



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Συμβολή στην Διαχείριση Μικροδικτύων Ηλεκτρικής
Ενέργειας με Ενσωμάτωση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
και Συστημάτων Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και
Θερμότητας**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Ανέστης Γ. Αναστασιάδης

Αθήνα, Νοέμβριος 2014



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Συμβολή στην Διαχείριση Μικροδικτύων Ηλεκτρικής
Ενέργειας με Ενσωμάτωση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
και Συστημάτων Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και
Θερμότητας**

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Ανέστης Γ. Αναστασιάδης

Συμβουλευτική Επιτροπή : Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου

Ευάγγελος Ν. Διαλυνάς

Στάυρος Α. Παπαθανασίου

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή την 30^η Σεπτεμβρίου 2014.

.....
Ν. Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ε. Ν. Διαλυνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σ. Α. Παπαθανασίου
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Φ. Τοπαλής
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Γ. Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Π. Σ. Γεωργιάκης
Επικουρος Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Α. Μπακιρτζής
Καθηγητής Α.Π.Θ.

Αθήνα, Νοέμβριος 2014

.....
Ανέστης Γ. Αναστασιάδης

Διδάκτωρ Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Ανέστης, Γ. Αναστασιάδης, 2014.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

ΑΦΙΕΡΩΝΕΤΑΙ

Στη σύζυγό μου Σοφία, η οποία, βλέποντας τις συνεχιζόμενες χωρίς διακοπή προσπάθειες μου για την κατάκτηση της γνώσης, έχει εγκαταλείψει κάθε ελπίδα να με βρει σε καλή διάθεση. Παρόλα αυτά μου προσέφερε και μου προσφέρει απλόχερα την ενθάρρυνση και τη σοφή συντροφιά της.

Στα παιδιά μου που ήρθαν στη ζωή κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διατριβής (Ευανθία-Μελίνα, Κωνσταντίνα-Βασιλική) που φαίνεται να έχουν ευτυχισμένες και πιστεύω αργότερα και παραγωγικές ζωές παρά ενδεχομένως την απουσία γνώσεων ηλεκτρικών και ενεργειακών θεμάτων. Ίσως μεγαλώνοντας επιδιώξουν να ενημερωθούν ή τουλάχιστον να αναρωτηθούν τι πραγματεύονται τα κεφάλαια που τους αφιερώνονται. Οι κόρες μου με βοήθησαν αφάνταστα γιατί μου πρόσφεραν ευχάριστους περισπασμούς και γιατί μου υπενθύμιζαν, με την παρουσία τους, ότι τέτοιες διατριβές μπορεί να γράφονται και για την επόμενη γενιά.

Στους γονείς μου με ευγνωμοσύνη και αγάπη

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η αυξανόμενη εγκατάσταση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής (ΔΠ) κοντά στους καταναλωτές δημιουργεί μια νέα κατάσταση για τα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Το αντικείμενο της παρούσας διδακτορικής διατριβής είναι η ανάπτυξη κατάλληλων μεθοδολογιών, εργαλείων λογισμικού και τεχνικών ανάλυσης για την ποσοτικοποίηση των πλεονεκτημάτων των μονάδων ΔΠ, με έμφαση στα συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού θερμότητας (ΣΗΘ) και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) τόσο κατά την ανεξάρτητη λειτουργία τους όσο και κατά την συντονισμένη τους που συνιστά ένα Μικροδίκτυο. Η μετατροπή των ντετερμινιστικών εξισώσεων που διέπουν τις εν λόγω μελέτες στις αντίστοιχες στοχαστικές καθώς και η ανάπτυξη μεθόδων επίλυσης της πιθανοτικής ροής φορτίου για τη διαχείριση της αβεβαιότητας, κρίνεται απαραίτητη.

Πιο συγκεκριμένα αναπτύχθηκε μεθοδολογία, με τη βοήθεια της ανάλυσης ευαισθησίας, για τον προσδιορισμό των συντελεστών ευαισθησίας, για εκείνα τα μεγέθη του δικτύου που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση των κυριότερων οικονομικών πλεονεκτημάτων εξαιτίας της αυξημένης διείσδυσης μονάδων ΔΠ. Τα οικονομικά οφέλη, μέσω εφαρμογής σε συγκεκριμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, προέρχονται από την αναβολή των επενδύσεων σε νέα στοιχεία του δικτύου όπως μετασχηματιστές και καλώδια, από τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος, την αποφυγή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με βάση την οριακή τιμή του συστήματος (ΟΤΣ) κατά τις ώρες αιχμής και την πιθανή μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος. Εξετάστηκε, επίσης, η βελτίωση του επιπέδου της τάσης στους ζυγούς του δικτύου.

Στη συνέχεια υλοποιήθηκαν κατάλληλα υπολογιστικά προγράμματα για την επίλυση του προβλήματος ελαχιστοποίησης του λειτουργικού κόστους ενός Μικροδικτύου στο οποίο εφαρμόζονται ενεργειακές και τιμολογιακές πολιτικές. Το προς μελέτη δίκτυο χαμηλής τάσης (ΧΤ) αποτελείται από καταναλωτές (φορτία) και μικροπηγές ενέργειας όπως φωτοβολταϊκά (PV), ανεμογεννήτριες (WT), μικροτουρμπίνες (MT), κυψέλες καυσίμου (FC), μονάδες Μικρο_ΣΗΘ, ηλεκτρικά αυτοκίνητα (ΕV). Εφαρμόστηκαν, επίσης, πολιτικές που αφορούν την αυξημένη διείσδυση των μονάδων ΔΠ. Επίσης, μελετήθηκε επαρκώς το Μικροδίκτυο με αλλαγές στις τιμολογιακές πολιτικές λειτουργίας του όπου και εισήχθη η μεταβλητή ελαστικότητα ζήτησης ενέργειας ως προς τη τιμή. Για τη διαχείριση των εξαγόμενων πληροφοριών δημιουργήθηκε ένας αριθμός από οικονομοτεχνικούς δείκτες που εξάγονται για κάθε ένα από τα σενάρια λειτουργίας, με αποτέλεσμα να είναι δυνατή η σύγκριση επιμέρους σεναρίων και κατά συνέπεια πολιτικών που μπορούν να εφαρμοστούν σε ένα δίκτυο ΧΤ. Κατά συνέπεια, μέσα από την αξιολόγηση συγκρίσιμων σεναρίων παρουσιάζονται οι πολιτικές που εμπεριέχουν εμφανώς μεγαλύτερη βιωσιμότητα και δυνατότητα υλοποίησης. Η όλη μοντελοποίηση έγινε με γνώμονα την όσο το δυνατό αυτόνομη λειτουργία του Μικροδικτύου από το ανάντη δίκτυο.

Επιπροσθέτως, εξετάστηκε η μελέτη βιωσιμότητας μιας επένδυσης Μικρο_ΣΗΘ για ένα οικιστικό συγκρότημα σε σχέση με τη συμβατική κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του. Ακολούθως, αναπτύχθηκε ένα πιθανοτικό μοντέλο μονάδας Μικρο_ΣΗΘ συναρτήσει της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος και των χαρακτηριστικών του χώρου που πρόκειται να καλύψει θερμικά, για την εύρεση των κατανομών τόσο της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου του όσο και της αντίστοιχης θερμικής ισχύος με τη βοήθεια του λόγου θερμότητας προς ισχύ εξόδου (HPR). Το προταθέν πιθανοτικό μοντέλο χρησιμοποιήθηκε για τον προσδιορισμό των μέσων ωριαίων (ή υποπολλαπλάσιων της ώρας) θερμικών και ηλεκτρικών φορτίων ζήτησης κτιρίων. Σε μεγαλύτερα ΣΗΕ, η διαδικασία εύρεσης της βέλτιστης ροής φορτίου με περιβαλλοντικούς περιορισμούς και με μονάδες ΣΗΘ απομάστευσης σε λειτουργία Heat Match αντιμετωπίστηκε επιτυχώς μέσω συγκεκριμένης μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε, αναδεικνύοντας τις μονάδες αυτές κύριους παίκτες.

Κατόπιν, η εύρεση της λύσης για το στοχαστικό πολυκριτηριακό πρόβλημα βελτιστοποίησης σε Μικροδίκτυο, επιτυγχάνεται, λαμβάνοντας υπόψη ότι οι συναρτήσεις του αναμενόμενου λειτουργικού κόστους καθώς και οι συναρτήσεις ρίσκου (αναμενόμενες αποκλίσεις της παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος) που πρόκειται να ελαχιστοποιηθούν με τη χρήση του σταθμισμένου αθροίσματος, είναι “αλληλοσυγκρουόμενες”. Η επέκταση και η λύση του γνωστού στοχαστικού μοντέλου οικονομικής κατανομής με χρήση μονάδων ΣΗΘ απομάστευσης ώστε να συμπεριληφθούν τα αιολικά πάρκα, οι εκπομπές αερίων ρύπων καθώς και η συνάρτηση ασφαλείας του ΣΗΕ λόγω αυξημένης διείσδυσης αιολικής ισχύος αντιμετωπίστηκε ικανοποιητικά. Με αυτό τον τρόπο ο εκάστοτε λειτουργός του συστήματος έχει ένα ισχυρό πρόγραμμα για τη λήψη αποφάσεων ώστε να επιτύχει περισσότερο ακριβείς λύσεις και εκτιμήσεις ενός συστήματος ισχύος με διείσδυση μονάδων ΑΠΕ, κάτω από περιβαλλοντικές πολιτικές.

Τέλος, υλοποιήθηκαν υπολογιστικά ευέλικτα προγράμματα για τις περισσότερες αριθμητικές και αναλυτικές μεθόδους επίλυσης του προβλήματος της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου σε ΣΗΕ με διείσδυση μονάδων ΑΠΕ ώστε να είναι εφικτή η σύγκριση των αποτελεσμάτων και οι αποδόσεις τους έχοντας σα βάση σύγκρισης τη μέθοδο Monte Carlo. Ιδιαίτερα, η εφαρμογή της μεθόδου γραμμικοποίησης των AC εξισώσεων ροής φορτίου σε συνδυασμό με την επέκταση κατά Gram-Charlier ή Cornish-Fisher στο δίκτυο της Κρήτης έδωσε αξιόπιστα αποτελέσματα σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα σε σχέση με τις άλλες μεθόδους που εξετάστηκαν. Επίσης, η μελέτη της πιθανοτικής ροής φορτίου σε δίκτυο ΧΤ που ενσωματώνει μονάδα Μικρο-ΣΗΘ για την οποία τα μεγέθη εξόδου της (ηλεκτρική και θερμική ισχύς) παρέχονται από το πιθανοτικό μοντέλο αναπτύχθηκε με πληρότητα. Η μελέτη της επίδρασης της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος στα μεγέθη της τάσης και της ροής ισχύος στις γραμμές του εξεταζόμενου δικτύου μπορεί να φανεί χρήσιμη σε περιπτώσεις όπου υπάρχει μεγάλη διείσδυση πολλών μονάδων Μικρο-ΣΗΘ που λειτουργούν με παρόμοιο τρόπο.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ: Διεσπαρμένη Παραγωγή, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Συστήματα Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού Θερμότητας, Ανάλυση Ευαισθησίας, Μικροδίκτυο, Διαχείριση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τιμολογιακές Πολιτικές, Ενεργειακές Πολιτικές, Πολυκριτηριακή Στοχαστική Βελτιστοποίηση, Πιθανοτική Ροή Φορτίου, Επέκταση Gram-Charlier, Cornish-Fisher.

SUMMARY

The installation of more and more units of dispersed generation (DG) close to consumers leads to a new era for the Electrical Energy Systems. This doctoral thesis aims to develop proper methodologies, tools, software and analysis techniques for the quantification of the dispersed generation's advantages, giving emphasis in Combined Heat and Power production (CHP) and Renewable Energy Sources (RES), whether they operate independently or in a coordinated way, thus forming a Microgrid. The transformation of the deterministic equations that govern these studies to their stochastic form as well as the development of methods to solve the probabilistic load flow in order to manage the uncertainty is necessary.

More specifically, a methodology was developed, with the assistance of the sensitivity analysis method, for determining the sensitivity coefficients, for those quantities of the grid that are used for the quantification of the main economic benefits because of the augmented DG penetration. Those economic benefits, through an implementation in a specific grid, arise from postponing the investments in new grid components such as transformers and cables, from the reduction of the total active power loss, from avoiding buying energy based on the system's marginal price during peak hours and from the potential reduction in electricity price. The improvement of the voltage level on the system's buses was also examined.

Moreover, suitable calculation software for minimizing the operational cost in the Microgrid in which the energy and pricing policies are applied was also developed. The studied low voltage (LV) grid consists of consumers (loads) and energy microsources such as photovoltaics (PV), wind turbines (WT), microturbines (MT), fuel cells (FC), micro_combined heat and power units (Micro_CHP), electrical vehicles (EV). Policies that regard the augmented penetration of DG units were also applied. Furthermore, the Microgrid was sufficiently studied with variations in the pricing policies relevant to its operation, where the variable of energy demand elasticity as to the price was introduced. A number of logistic pointers, which are extracted for each one of the operational scenarios, were created, in order to manage the extracted information, so as to compare the scenarios and, consequently, the policies that can be implemented in a LV network, between them. So, by evaluating comparable scenarios, the policies that contain greater viability and realization potentiality are presented. The modeling was done in such a way as to ensure the maximum possible autonomous operation from the upstream network.

In addition, a viability study of a Micro_CHP investment for a residential complex compared to the conventional coverage of its energy needs was conducted. Then, a probabilistic model of a Micro_CHP unit in association with the external ambient temperature and the characteristics of the area to be thermally covered, so as to find the distributions of both the electrical output and the thermal power using the HPR ratio were examined. The proposed probabilistic model was used to find the hourly (or the aliquot of the hour) average thermal and electrical demand of the buildings. In larger electrical systems, the procedure to find the optimal load flow with environmental constraints and with CHP extraction units in Heat Match operation was successfully developed, highlighting these units as main players.

Then, finding the solution for the stochastic multi objective optimization problem in a Microgrid is achieved by taking into consideration that the functions of the expected operational cost and the risk functions (expected deviations of the electric and thermal power production) that will be minimized using the weighted sum are conflicting. Expanding and solving the known stochastic model of economical distribution using CHP extraction units so as to include wind parks, air pollutants and electrical system's safety function due to augmented wind penetration is sufficiently dealt. This is how the operator has a strong decision making program so as to achieve more accurate solutions and estimations for a power system with RES penetration, under environmental constraints.

All in all, flexible computational software was developed for most of the arithmetic and analytical solution methods of the probabilistic load flow in electrical systems with RES penetration in order to make possible the comparison of the results and their efficiencies having Monte Carlo method as comparison base. In particular, the implementation of linearization of the AC load flow equations combined with the Gram-Charlier expansion or Cornish-Fisher method in the grid of Crete extracted reliable results in a very short time frame compared with the other examined methods. Moreover, the study of probabilistic load flow in a LV network with a Micro_CHP unit whose output (electrical and thermal power) is derived from the probabilistic model is fully conducted. The study of the effect of the external ambient temperature in voltage and power flow in the grid's lines can be useful in cases when there many Micro_CHP units that operate similarly have penetrated.

KEYWORDS: Dispersed Generation, Renewable Energy Sources, Combined Heat and Power Units, Sensitivity Analysis, Microgrid, Electrical Systems Management, Pricing Policies, Energy Policies, Stochastic Multi Objective Optimization, Probabilistic Load Flow, Gram-Charlier Expansion, Cornish-Fisher.

Υπό Τύπον Προλόγου

Οι λόγοι για τους οποίους γράφεται ένα βιβλίο είναι πολλές φορές δυσδιάκριτοι. Είναι όμως σε κάθε περίπτωση μια προσπάθεια επικοινωνίας. Εκείνο που έχει σημασία είναι όταν η επικοινωνία αφήνει κάποια ίχνη εσωτερικά πολλές φορές ανεξάλειπτα είτε στον συγγραφέα είτε στον αναγνώστη. Μία διδακτορική διατριβή, ασφαλώς, γράφεται μέσα μας επί πολλά χρόνια. Η γραφή της όμως στο χαρτί ενθαρρύνεται από κάποιες αφορμές, ή από το ωρίμασμα του χρόνου. Άραγε, ποιο το νόημα της εργασίας αυτής, γιατί τόσος πνευματικός κόπος; Ο συγγραφέας αισθάνεται ότι το ξέρει ή ότι το έμαθε στις πολλές ώρες που πάλευε με το βιβλίο και τις λέξεις. Κάθε είδους δημιουργία πνευματική, από την πιο μεγάλη ως την πιο ταπεινή, όπως η παρούσα, είναι, εν τέλει, προϊόν εσωτερικού μονολόγου. Ο μονόλογος αυτός, ασφαλώς, επιθυμεί να καταλήξει σε διάλογο.

Από 'δω και έπειτα, η διατριβή έχει την τύχη ενός μηνύματος που ρίχνεται στη θάλασσα των ψηφιακών βιβλιοθηκών και του Internet μέσα σ' ένα ... "ψηφιακό" μπουκάλι. Ανεξάρτητα από το μήνυμα σπουδαίο ή μη, το γραπτό έφυγε από το χέρι εκείνου που το έγραψε. Δεν αρκεί η πρόθεση να ήταν αγαθή. Χρειάζεται τα ρεύματα της ηλεκτρονικής θάλασσας να έχουν τη σωστή κατεύθυνση, και οι άνθρωποι να περιδιαβάζουν στις παραλίες των ηλεκτρονικών αναγνωστηρίων, για να φθάσει το μήνυμα σε έναν ή περισσότερους. Έτσι ή αλλιώς η διατριβή ετούτη άρχισε τη δική της ζωή.

Αλλά υπάρχει και ακόμα ένας λόγος. Κάποτε, αναφέρει η παραβολή, βρέθηκε ο άνθρωπος μας μπροστά σ' ένα πλημμυρισμένο ποτάμι και αναγκάστηκε – με πολύ κόπο και χρόνο είναι η αλήθεια – να κατασκευάσει μια σχεδία. Με αυτή μπόρεσε να περάσει το ποτάμι. Επειδή του φάνηκε χρήσιμη, την κράτησε. Τώρα θα την έχει συνέχεια, στη ράχη του; Το νόημα είναι ότι έτσι και περάσεις το ποτάμι, η σχεδία (δηλαδή όλη η διαδικασία, η γνώση και τα υλικά) είναι άχρηστη – και πρέπει να την πετάξεις. Εγώ θα έλεγα: ίσως όχι να την πετάξεις αλλά να βρεις μια άλλη χρήση γι' αυτήν, π.χ. στέγη για το σπίτι σου. Ή τον τοίχο. Ή να τη διαλύσεις και να κατασκευάσεις κάτι άλλο χρησιμοποιώντας ως βοηθητικά τα υλικά της. Νέες κατασκευές. Πάντως το να την κουβαλάς ολόκληρη, αυτούσια, τη σχεδία στην πλάτη σου, είναι ανόητο. Εκτός βέβαια αν δεν έχεις καταλάβει πως πέρασες το ποτάμι... όταν όμως προσπαθείς να χρησιμοποιήσεις τη σχεδία σαν φορητό ή τρακτέρ, τότε κάτι δεν πάει καλά. Να λοιπόν και ένας δεύτερος λόγος που ξεκίνησα αυτή την γοητευτική μα ταυτόχρονα παιδευτική περιπέτεια εκπόνησης του διδακτορικού. Όταν αναλύσουμε τη σχεδία, ας τη διαλύσουμε, ας κρατήσουμε τα χρήσιμα, ας επιχειρήσουμε νέες κατασκευές. Τότε θα έχει πετύχει και μία άλλη αποστολή τούτη η εργασία. Θα έχει ξεπεραστεί.

Στη διατριβή επιλέγω ως φιλοσοφία την «πράσινη ανάπτυξη» μέσω μονάδων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας με πλήρη επίγνωση ότι δεν είναι εντάσεως εργασίας ώστε να μας λύνει γρήγορα και εύκολα το πρόβλημα της απασχόλησης, χωρίς όμως να αγνοώ και τις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής που χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα π.χ. Συστήματα Συμπαγωγής Θερμότητας καθώς και τους αυστηρούς πλέον περιβαλλοντικούς περιορισμούς. Συστηματικά αποκρύπτεται στη δημόσια συζήτηση ότι, όσο αυξάνουμε την παραγωγή αιολικής ενέργειας, τόσο πρέπει να κρατάμε σε εφεδρεία σταθμούς φυσικού αερίου ή άνθρακα για να αντιμετωπίσουμε την αστάθεια του ανέμου, πράγμα που σημαίνει σημαντική σπατάλη και αύξηση της οριακής τιμής λειτουργίας του συστήματος ηλεκτροδότησης. Ο αναγκαίος φόρος στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και οι επιδοτήσεις στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, με τα σημερινά τεχνολογικά δεδομένα, σημαίνουν υψηλότερες τιμές ενέργειας. «Βάλε 100.000.000.000 δολάρια στην πράσινη τεχνολογία», λέει στον Ομπάμα το φιλικό του «think tank» The Center for America Progress, «και θα έχεις σωρευτικά 2.000.000 θέσεις εργασίας». Αυτά όμως είναι υποθέσεις. Η πρακτική εμπειρία της πρωτοπόρας Ισπανίας είναι διαφορετική. Σωρευτικά, στη διάρκεια είκοσι πέντε χρόνων, η Ισπανική κυβέρνηση έχει υποσχεθεί επιδοτήσεις στις υπάρχουσες επιχειρήσεις ανανεώσιμης ενέργειας 29.000.000.000 ευρώ και έχουν δημιουργηθεί σε αυτές 50.200 θέσεις. Δηλαδή, επιχορηγεί με 570.000 ευρώ κάθε πράσινη θέση εργασίας! Το ποσό είναι αν όχι αστρονομικό, σκανδαλωδώς μεγάλο. Το κόστος μιας θέσης στην πράσινη ενέργεια, στην περίπτωση της Ισπανίας, ισοδυναμεί με το κόστος δυνάμιση θέσεων στο λοιπό ιδιωτικό τομέα. Ακόμα και με τις εύλογες διορθώσεις του από την ανάλογη μείωση της ζήτησης σε πετρέλαιο, παραμένει εξαιρετικά υψηλό. Παρόλα αυτά ο υποφαινόμενος θεωρεί ότι μόνο η αλήθεια μπορεί να είναι πράσινη και ότι η σωτηρία του πλανήτη έχει κόστος.

Κλείνοντας θα τονίσω πόσο σημαντική είναι η πρωτοτυπία της σκέψης, έστω κι αν το πιθανό τίμημα είναι ενίοτε το σφάλμα. Δε απολογούμαι για αυτήν τη βασική ιδέα, ούτε και το γεγονός ότι μπορεί και εγώ ο ίδιος να έχω επανειλημμένως σφάλει, διότι παραμένω πάντα αφοσιωμένος οπαδός του Γκαίτε και απηχώ με

βεβαιότητα την άποψή του ότι “Esirt der Mensch, solange er strebt”- Διότι ο άνθρωπός πρέπει να προσπαθεί, και προσπαθώντας, θα σφάλλει. Faust, Μέρος I (Insel Verlag), σ. 16.

Έκφραση Ευγνωμοσύνης και Ανεξόφλητο Χρέος

Η ολοκλήρωση της διδακτορικής διατριβής θα ήταν γράμμα κενό χωρίς την πολύτιμη βοήθεια, συμπαράσταση και κατανόηση του Καθηγητή μου Ν. Χατζηαργυρίου. Τα υπόλοιπα ήταν εύκολα. Ίσως δεν θα καταφέρω ποτέ να τον πείσω ότι αυτά που μου προσέφερε ήταν περισσότερα από όσα θα μπορούσε να φανταστεί.

Ευχαριστίες

Το μεγαλύτερο όφελος που αποκόμισα από όλη αυτή την διαδρομή είναι το γεγονός ότι μου δόθηκε η ευκαιρία να γνωρίσω ενδιαφέροντες και στοχαστικούς επιστήμονες-ανθρώπους. Εκτιμώ, ιδιαίτερα τη συμβολή του Καθηγητή Ε. Διαλυνά που με το ήθος του και μέσα από πολλές ώρες συζητήσεων και συνεργασίας βελτιώθηκα και σαν επιστήμονας αλλά και σαν άνθρωπος. Επίσης, σημαντική ήταν και η βοήθεια του Αναπλ. Καθηγητή Σ. Παπαθανασίου που χάρη στο ερευνητικό του έργο εμβάθυνα γρηγορότερα στα θέματα που με ενδιέφεραν.

Η γραμματειακή υποστήριξη της Ελένης Αυλωνίτου και Ειρήνης Γασπαράκη σε πλείστα όσα θέματά μου ήταν παραπάνω από πολύτιμη γι’ αυτό και τους ευχαριστώ.

Ο Αντώνης Τσικαλάκης αποτέλεσε για μένα πηγή έμπνευσης. Κατά τη διάρκεια αυτών των χρόνων αφιέρωσε πολύ χρόνο και με βοήθησε να εντρυφήσω ταχύτατα στην έννοια του Μικροδικτύου και της έρευνας. Μου παρείχε άμεσα όποτε του το ζητούσα άφθονο υλικό πολλές φορές προϊόν των δικών του ερευνών. Τον ευχαριστώ και για τη βοήθειά του στις από κοινού ερευνητικές μας εργασίες (παράγραφος 4.11.7).

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους όσους ενθάρρυναν τις μικρές μου περιπέτειες στον κόσμο της ηλεκτρικής ενέργειας μέσα από συνεχείς συζητήσεις και αναζητήσεις. Ζητώ προκαταβολικά συγγνώμη αν ξεχνάω κάποιους. Δεν γίνεται εσκεμμένα. Έτσι μεταξύ άλλων ευχαριστώ τους:

Ειρήνη Λεωνιδάκη, Θωμά Τόμτση, Ευάγγελο Καρφόπουλο (για την ευγενική προσφορά του να μου δώσει το Μονογραμμικό Διάγραμμα του Δικτύου Κρήτης, σχήμα 6.6.α), Αλέξανδρο Παπαστεφανάκη, Χρήστος Πατσιούρας, Αικατερίνη Βαλαλάκη, Βασιλική Κατσίκη, Θωμά Κασσελά, Ντάκου Ελένη, Δούκα Γεωργία, Πιέρρο Κωνσταντίνο, Βατίκαλο Άγγελο, Καρακυριακίδου Ασημίνα, Κασμά Σταμάτη, Βορεάδη Ελισάβετ, Σταματιάδη Διονύση, Αναγνώστου Γεώργιο, Βαμβουκάκη Κώστα, Νταβέλου Ελένη, Πιπεράγκα Γρηγόριο, Κονδύλη Γεώργιο, Πιερρή Γεωργία, Παγώνη Κωνσταντίνο, Βιολέτα Αργυροπούλου, Σουρλίγκα Απόστολο, Γιάννη Γιαννουλάτο, Ηλιάνα Ρεκατσίνα, Μαρία Αντωνάκου, Μαρία Κουλουρά, Ευάγγελο Παπαζήση, Μιχάλη Μπαζάκο.

“Οικονομικές” Ευχαριστίες

Στα πρώτα χρόνια της διδακτορικής διατριβής η οικονομική στήριξη του Ιδρύματος Κρατικών Υποτροφιών (ΙΚΥ) ήταν για μένα εκ των ων ουκ άνευ. Δεν θα μπορούσα να συνεχίσω χωρίς την οικονομική συνδρομή του Ιδρύματος. Γι’ αυτό και οφείλω ένα ταπεινά μεγάλο ευχαριστώ.

Πάρα την όποια προσπάθεια είμαι σίγουρος ότι κάποια γραμματικά και συντακτικά λάθη θα έχουν επιλοχώσει πάρα την αγωνιώδη προσπάθειά μου να εξαλειφθούν. Φέρω αποκλειστικά την ευθύνη.

Αθήνα Οκτώβριος 2014
Και για την αντιγραφή
Αναστασιάδης Ανέστης

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ	xiii
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ	xix
ΚΥΡΙΟΤΕΡΕΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ	xxiii
Η ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ	xxiv

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ ΓΙΑ – ΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΤΗΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ – ΤΙΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ – ΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΕΞΥΠΝΑ ΔΙΚΤΥΑ

1.1.	ΣΥΝΤΟΜΗ ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΗ ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ	1
1.2.	ΔΟΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	2
1.3.	ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	3
1.4.	ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΗΕ – ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΜΙΓΜΑ	4
1.5.	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	5
1.6.	Η ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	5
1.6.1.	Βασικά Μοντέλα Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	5
1.6.2.	Οι Βασικοί Συμμετέχοντες Στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας	6
1.6.3.	Τύποι Αγοράς Ηλεκτρικής Ισχύος	7
1.6.4.	Μορφές Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	9
1.7.	Η ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	10
1.7.1.	Παράγοντες Και Ρυθμιστικά Όργανα Της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Στην Ελλάδα	11
1.8.	ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ	12
1.8.1.	Μηχανισμοί Προώθησης Έργων Καθαρής Ενέργειας	13
1.9.	ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	14
1.9.1.	Εισαγωγή Και Πλεονεκτήματα Της Διεσπαρμένης Παραγωγής	14
1.9.2.	Μειονεκτήματα Της Διεσπαρμένης Παραγωγής	16
1.9.3.	Τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής	16
1.9.3.1.	Χαρακτηριστικά Των Τεχνολογιών DER	17
1.9.3.2.	Τύποι Τεχνολογιών DER	18
1.9.3.3.	Οικονομικά Χαρακτηριστικά Των DER	33
1.9.4.	Η Νέα Δομή Του ΣΗΕ Παρουσία των Μονάδων ΔΠ	35
1.10.	ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΕΞΥΠΝΑ ΔΙΚΤΥΑ	36
1.10.1.	Τα Μικροδίκτυα	36
1.10.2.	Το Έξυπνο Δίκτυο	38
1.11.	ΣΥΝΟΨΗ 1 ^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ	40

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

2.1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ – Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΤΗΤΗΣ (ΣΗΘ)	41
2.2.	ΣΥΓΧΡΟΝΕΣ ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΣΗΘ	42
2.2.1.	Συστήματα Ατμοστροβίλων (Αντίθλιψης, Απομάστευσης, Κύκλο Βάσης)	43
2.2.2.	Συστήματα Αεριοστρόβιλου Ανοικτού ή Κλειστού Κύκλου	43
2.2.3.	Συστήματα Συνδυασμένου Κύκλου	44
2.2.4.	Συστήματα με Εμβολοφόρο/Παλινδρομική Μηχανή Εσωτερικής Καύσης	44
2.2.5.	Κύκλοι Βάσης Rankine με Οργανικά Ρευστά	44
2.2.6.	Κυψέλες Καυσίμου	45
2.2.7.	Μηχανές Stirling	45
2.2.8.	Τυποποιημένες Μονάδες – «Πακέτα»	45
2.3.	ΕΠΛΟΣΕΙΣ ΣΤΑΘΜΩΝ ΣΗΘ	46
2.4.	ΤΡΟΠΟΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΗΘ	48

2.5.	ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΗΘ	50
2.6.	ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΣΗΘ	52
2.7.	ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΤΡΙΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	53
2.8.	ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΣΗΘ ΚΑΙ ΤΡΙΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	54
2.9.	ΜΕΛΕΤΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΗΘ ΛΟΓΩ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΒΑΣΙΚΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ – Η ΣΗΜΑΣΙΑ ΤΟΥ HPR	54
2.10.	ΟΙ ΜΟΝΑΔΕΣ ΜΙΚΡΟ_ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟΝ ΟΙΚΙΑΚΟ ΤΟΜΕΑ	57
	ΜΕΡΟΣ 1^ο	
	ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ ΣΤΗ ΧΑΜΗΛΗ ΤΑΣΗ	
2.11.	ΜΕΛΕΤΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΜΙΚΡΟ-ΣΗΘ ΣΕ ΟΙΚΙΣΤΙΚΟ ΣΥΓΚΡΟΤΗΜΑ	58
2.11.1.	Εισαγωγή	58
2.11.2.	Εισαγωγή Δεδομένων	58
2.11.2.1.	Υπολογισμός Συνολικών Θερμικών Φορτίων Κατανάλωσης	58
2.11.2.2.	Υπολογισμός Συνολικών Ηλεκτρικών Φορτίων Κατανάλωσης	59
2.11.2.3.	Τιμολόγηση Θερμικής Ενέργειας	59
2.11.2.4.	Τιμολόγηση Ηλεκτρικής Ενέργειας	60
	<i>Κόστος Συμβατικής Κάλυψης Των Αναγκών Του Οικιστικού Συγκροτήματος</i>	
2.11.2.5.	Επιλογή Δέβητα	60
2.11.2.6.	Υπολογισμός Κόστους Θερμικής Ενέργειας	60
2.11.2.7.	Υπολογισμός Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας	60
2.11.2.8.	Υπολογισμός Ετήσιου Ενεργειακού Κόστους	60
2.11.3.	Κόστος Κάλυψης Αναγκών Οικιστικού Συγκροτήματος Με Μονάδα Μικρο_ΣΗΘ	61
2.11.3.1.	Επιλογή Συστήματος Μικρο_ΣΗΘ	61
2.11.3.2.	Παραγωγή του Συστήματος Μικρο_ΣΗΘ	61
2.11.3.3.	Υπολογισμός Κόστους Θερμικής Ενέργειας	62
2.11.3.4.	Υπολογισμός Κόστους Αγοράς Πρόσθετης Ηλεκτρικής Ενέργειας Από Το Δίκτυο	62
2.11.3.5.	Υπολογισμός Εσόδων Από Την Πώληση Ηλεκτρικής Ενέργειας Στο Δίκτυο	63
2.11.3.6.	Υπολογισμός Ετήσιου Ενεργειακού Κόστους Συστήματος ΣΗΘ	63
2.11.3.7.	Κόστος Επένδυσης ΣΗΘ	63
2.11.4.	Αξιολόγηση της Επένδυσης ΣΗΘ	63
2.11.5.	Συμπεράσματα	63
2.12.	ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΙΚΡΟ_ΣΗΘ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΗΣ ΕΞΩΤΕΡΙΚΗΣ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΑΛΥΨΗ ΤΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ ΖΗΤΗΣΗΣ ΜΟΝΟΚΑΤΟΙΚΙΑΣ	65
2.12.1.	Εισαγωγή	65
2.12.2.	Ανάλυση Πιθανοτικού Μοντέλου Προσομοίωσης Μονάδας Μικρο_ΣΗΘ	65
2.12.2.1.	Μαθηματική Ανάλυση Πιθανοτικού Μοντέλου Συστήματος Μικρο_ΣΗΘ	66
2.12.3.	Ανάλυση Ευαισθησίας και Μελέτη Ceteris Paribus	68
2.12.3.1.	Ελεύθερη Παράμετρος: Θερμική Αντίσταση, R (σχήμα 2.12.δ)	69
2.12.3.2.	Ελεύθερη Παράμετρος: Θερμοχωρητικότητα, C (σχήμα 2.12.ε)	69
2.12.3.3.	Ελεύθερη Παράμετρος: Χρόνος Παρατήρησης, t (σχήμα 2.12.στ)	69
2.12.3.4.	Ελεύθερη Παράμετρος: Εξωτερική Θερμοκρασία Περιβάλλοντος, T _{ambient} (σχήμα 2.12.ζ)	70
2.12.3.5.	Ελεύθερη Παράμετρος: Όρια Θερμοκρασιών Αποκοπής Θερμοστάτη, ΔT _{cut} (σχήμα 2.12.η)	70
2.12.3.6.	Συντελεστές Στάθμισης-Πιθανότητες	70
2.12.4.	Πρόβλεψη Ωριαίων Θερμικών Φορτίων Θέρμανσης Χώρων Οικίας Βάσει Του Πιθανοτικού Μοντέλου Μικρο_ΣΗΘ	71
2.12.4.1.	Ωριαία Θερμικά Φορτία Θέρμανσης Χώρου Μιας Κατοικίας Μέσω Του Προτεινόμενου Πιθανοτικού Μοντέλου Μικρο_ΣΗΘ – Συγκρίσεις	72
2.12.5.	Μελέτη Βιωσιμότητας Εγκατάστασης Μικρο_ΣΗΘ Για Μια Τυπική Μικρή Κατοικία Βάσει Των Αποτελεσμάτων του Πιθανοτικού Μοντέλου Μικρο_ΣΗΘ	72
2.12.5.1.	Εισαγωγή	72
2.12.5.2.	Υπολογισμοί-Αποτελέσματα Μελέτης Εξαμήνου	74
	<i>Κόστος Συμβατικής Κάλυψης Των Ενεργειακών Αναγκών Της Κατοικίας</i>	
2.12.5.3.	Συμπεράσματα Μελέτης-Προτάσεις	76
2.13.	ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΖΗΤΗΣΗΣ ΚΑΙ ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΙΚΡΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ	77
2.13.1.	Εισαγωγή	77
2.13.2.	Ανάλυση Ηλεκτρικού Φορτίου	77
2.13.2.1.	Ανάλυση Χρονοσειρών – Μοντέλο Εσωτερικής Κατάστασης – Φίλτρα	77
2.13.2.2.	Αλγόριθμος Kalman – Φίλτρο Kalman – Εξομάλυνση Kalman	78
2.13.3.	Εφαρμογή για το Ηλεκτρικό Φορτίο Ζήτησης	79
2.13.4.	Εφαρμογή στο Υβριδικό Σύστημα	82
2.13.4.1.	Μονάδες ΣΗΘ	82
2.13.4.2.	Φωτοβολταϊκά Συστήματα	83
2.13.4.3.	Ηλεκτρικό και Θερμικό Φορτίο	83
2.13.4.4.	Αντικειμενική Συνάρτηση Κόστους	84

2.13.4.5. Περιορισμοί για το Πρόβλημα Βελτιστοποίησης	85
2.13.5. Περιπτώσεις Μελέτης – Σενάρια	86
2.13.5.1. Σενάριο 1 ^ο	86
2.13.5.2. Σενάριο 2 ^ο	89
2.13.5.3. Σενάριο 3 ^ο	92
2.13.5.4. Ημερήσιο Κόστος Λειτουργίας του Συστήματος-Συμπεράσματα	94

ΜΕΡΟΣ 2^ο

ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΚΑΙ ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΣΤΗΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΟΥ ΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΥΝ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ ΜΕ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗ

2.14. ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ ΜΕ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗΣ	96
2.15. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ	97
2.15.1. Ο Αλγόριθμος Αρμονικής Αναζήτησης – Harmony Algorithm Search (HS)	99
2.15.2. Εφαρμογή του Αλγορίθμου HS σε Προβλήματα Οικονομικής Κατανομής Φορτίου που Περιλαμβάνουν Συστήματα ΣΗΘ (CHP_ED)	100
2.16. ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΚΑΙ ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΡΥΠΩΝ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ	103
2.16.1. Οι Κυριότεροι Ρύποι Και Τρόποι Μείωσης	103
2.16.2. Περιβαλλοντικές Πολιτικές: Τέλη Στις Εκπομπές Ρύπων Και Η Επιβολή Ανώτατου Ορίου Εκπομπών Και Εμπορίας (Cap And Trade) ^[182]	103
2.16.3. Περιγραφή του Προβλήματος Βέλτιστης Κατανομής Ρύπων	104
2.16.4. Ένταξη Ορίων Εκπομπής Ρύπων – Multi_Objective Προσέγγιση	105
2.16.5. Ένταξη Φορολόγησης Ανθρακα-Single Objective Προσέγγιση	107
2.16.6. Εφαρμογή Βέλτιστης Εκπομπής Ρύπων – Multi Objective Προσέγγιση	108
2.17. ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΣΗΘ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ	115
2.17.1. Εισαγωγή – Μαθηματική Περιγραφή Του Προβλήματος	115
2.17.2. Εφαρμογή Της Βέλτιστης Ροής Φορτίου Στο Δίκτυο 30 Ζυγών Της IEEE Με Διείσδυση Μονάδων ΣΗΘ	119
2.17.3. Βέλτιστη Ροή Φορτίου Με Μηδενική Φορολόγηση CO ₂ Και Χωρίς Περιορισμούς Εκπομπών Ρύπων	120
2.17.4. Βέλτιστη Ροή Φορτίου Με Φορολόγηση CO ₂ Και Χωρίς Περιορισμούς Εκπομπών Ρύπων	121
2.17.5. Οικονομική Επιβάρυνση Καταναλωτών Εξαιτίας Της Φορολόγησης CO ₂	123
2.17.6. Βέλτιστη Ροή Φορτίου Με Φορολόγηση CO ₂ Και Με Περιορισμούς Εκπομπών Ρύπων	123
2.18. ΣΥΝΟΨΗ 2 ^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ	124

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΠΟΣΟΤΙΚΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΚΥΡΙΟΤΕΡΩΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΩΝ ΤΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΩΝΤΑΣ ΤΗ ΜΕΘΟΔΟ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ

3.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	125
3.2. ΜΕΛΕΤΗ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ^{[193], [194]}	125
3.3. ΜΕΘΟΔΟΣ NEWTON – RAPHSON ^[154]	126
3.4. ΘΕΩΡΙΑ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ^[195]	126
3.5. ΧΡΟΝΟΣ ΑΝΑΒΟΛΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ^[196]	127
3.5.1. Υπολογισμός Της Ευαισθησίας Ρεύματος	129
3.5.2. Υπολογισμός Του Χρόνου Αναβολής Επένδυσης	132
3.5.3. Κέρδος Από Την Αναβολή Επένδυσης	133
3.6. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΩΡΕΣ ΑΙΧΜΗΣ	133
3.7. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΙΣΧΥΟΣ ΛΟΓΩ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	135
3.7.1. Υπολογισμός Της Ευαισθησίας Των Απωλειών Ισχύος Μιας Ηλεκτρικής Γραμμής	135
3.7.2. Υπολογισμός Οικονομικού Οφέλους Από Τη Μείωση Των Απωλειών Ισχύος	138
3.8. ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΥ ΟΦΕΛΟΥΣ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΛΟΓΩ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	138
3.9. ΒΕΛΤΙΩΣΗ ΤΟΥ ΕΠΙΠΕΔΟΥ ΤΑΣΗΣ ΛΟΓΩ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	139
3.9.1. Υπολογισμός Της Ευαισθησίας της Τάσης ως προς τη Μεταβολή της Ισχύος σε Ζυγό του Δικτύου	139
1 ^η ΕΦΑΡΜΟΓΗ – ΣΥΜΒΟΛΗ	
3.10. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΕ ΤΥΠΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	142
3.10.1. Χρόνος Και Κέρδος Αναβολής Επένδυσης Για Τον Μετασχηματιστή της Γραμμής 17-1	143
3.10.1.1. Επίδραση Της Εγκατεστημένης Ισχύος Των Μονάδων ΔΠ	143

3.10.1.2.	Ευαισθησία Συντελεστών Ρεύματος Ως Προς Τη ΔΠ	144
3.10.1.3.	Χρόνος Αναβολής Επένδυσης Και Αύξηση Εγκατεστημένης Ισχύος Μονάδων ΔΠ	144
3.10.1.4.	Οικονομικό Όφελος Από Την Αναβολή Επένδυσης	144
3.10.1.5.	Εξάρτηση Από Τον Συντελεστή Ισχύος Των Μονάδων ΔΠ	145
3.10.1.6.	Εξάρτηση Από Τον Ρυθμό Αύξησης Φορτίου Και Το Επιτόκιο Αναγωγής	146
3.10.1.7.	Ευνοϊκότερο Και Δυσμενέστερο Σενάριο Λειτουργίας Για Το Εξεταζόμενο Δίκτυο ΧΤ	147
3.10.1.8.	Ταυτόχρονη Διείσδυση Μονάδων ΔΠ Σε Περισσότερους Από Ένα Ζυγούς	147
3.10.1.9.	Εξέταση Της Ορθότητας Του Ισχυρισμού Ότι Οι Συντελεστές Ευαισθησίας Ρεύματος Μπορούν Να Θεωρηθούν Σταθεροί	149
3.10.2.	Βελτίωση Του Επιπέδου Τάσης	150
3.10.2.1.	Εξάρτηση Του Συντελεστή Ευαισθησίας Τάσης Από Τη Διείσδυση Μονάδων ΔΠ	151
3.10.3.	Οικονομικό Όφελος Από Την Αποφευγόμενη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Τις Ώρες Αιχμής	152
3.10.4.	Οικονομικό Όφελος Την Μείωση Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος	154
3.10.5.	Οικονομικό Όφελος Από Τη Μείωση Της Τιμής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΟΤΣ)	155
3.10.6.	Συνολικό Οικονομικό Όφελος Από Το Συνδυασμό Όλων Των Παραγόντων	156
	2^η ΕΦΑΡΜΟΓΗ – ΣΥΜΒΟΛΗ	
3.11.	ΧΡΟΝΟΣ ΑΝΑΒΟΛΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ – ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΕ ΤΜΗΜΑ ΤΟΥ ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ ^[206]	158
3.11.1.	Εφαρμογή Για Συγκεκριμένο Τμήμα Του ΣΗΕ Κρήτης	158
3.11.2.	<u>Περίπτωση 1^η</u> : Οικονομικό Όφελος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης Στο Μετασχηματιστή Του Υποσταθμού Σε Περιπτώσεις Διαχείρισιμου Φορτίου	159
3.11.3.	<u>Περίπτωση 2^η</u> : Οικονομικό Όφελος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης Στο Μετασχηματιστή Του Υποσταθμού Σε Περιπτώσεις Ισοδύναμης Διείσδυσης Μονάδων ΔΠ	161
3.12.	ΣΥΝΟΨΗ 3 ^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ	162

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Η ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

4.1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ	165
4.2.	ΔΟΜΗ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ	166
4.3.	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ	167
4.4.	ΑΡΧΙΤΕΚΤΟΝΙΚΗ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ	168
4.5.	ΑΠΟΚΕΝΤΡΩΜΕΝΟΣ ΚΑΙ ΚΕΝΤΡΙΚΟΣ ΕΛΕΓΧΟΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ	169
4.5.1.	Πλήρως Αποκεντρωμένος Έλεγχος	169
4.5.2.	Κεντρικός Έλεγχος	169
4.6.	ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΠΟ ΤΗΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ	170
4.7.	ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΤΗΝ ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΔΙΚΤΥΟΥ	171
4.8.	ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΣΕ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ^[35] .	171
4.8.1.	1 ^η -Πολιτική Αγοράς – Του «Καλού Πολίτη»	171
4.8.2.	2 ^η -Πολιτική Αγοράς – Του «Ιδανικού Πολίτη»	172
4.9.	ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ – ΤΑ ΣΗΜΑΝΤΙΚΟΤΕΡΑ ΕΞΑΓΟΜΕΝΑ ΜΕΓΕΘΗ	173
4.9.1.	Εξαγόμενα Μεγέθη Μικροδίκτυου	173
4.10.	ΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑ – ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΤΗΣ ΚΥΘΝΟΥ	176
	1^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ	
4.11.	ΠΟΣΟΤΙΚΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΩΝ ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΛΟΓΩ ΑΥΞΗΜΕΝΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΔΙΚΤΥΑ ΧΤ ΚΑΙ ΜΤ	178
4.11.1.	Εισαγωγή	178
4.11.2.	Οικονομικός Προγραμματισμός Μονάδων ΔΠ Εντός Μικροδικτύου	178
4.11.3.	Εκτίμηση Απωλειών Ενεργού Ισχύος	178
4.11.4.	Εκτίμηση Των Περιβαλλοντικών Πλεονεκτημάτων	179
4.11.5.	Δίκτυο Μελέτης ΧΤ - Πολιτικές Συμμετοχής Μικροδικτύου	179
4.11.6.	Δίκτυο Μελέτης ΜΤ - Δεδομένα	182
4.11.7.	Αποτελέσματα	183
4.11.7.1.	Οικονομικά Οφέλη Από Το Μικροδίκτυο ΧΤ	183
4.11.7.2.	Μελέτη Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Μικροδίκτυο ΧΤ Σύμφωνα Με Τις Τιμές Κατά ArX	185
4.11.7.3.	Αποτελέσματα Για Το Δίκτυο ΜΤ	187
4.11.7.4.	Μελέτη Ευαισθησίας (Αλλαγή Θέσης Μονάδας ΔΠ) Για Το Ελληνικό Σενάριο	189
4.11.7.5.	Περιβαλλοντικά Οφέλη	192

4.11.8.	Συμπεράσματα 1 ^{ης} Μελέτης – Συμβολής 4 ^{ου} Κεφαλαίου	194
	2 ^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ	
4.12.	Η ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΜΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΜΕΝΟΥ ΜΟΝΑΔΩΝ ΜΙΚΡΟ-ΣΗΘ	196
4.12.1.	Εισαγωγή	196
4.12.2.	Οικονομική Λειτουργία Του Μικροδικτύου	196
4.12.3.	Δίκτυο Μελέτης	198
4.12.4.	Οι Μονάδες ΔΠ	198
4.12.5.	Τα Φορτία Ζήτησης	199
4.12.6.	Οικονομικές Παράμετροι Των Μονάδων ΔΠ	199
4.12.7.	Η Λειτουργία Της Ενεργειακής Αγοράς	200
4.12.8.	Σενάρια Λειτουργίας	200
4.12.9.	Αποτελέσματα Μελέτης	201
4.12.10.	Οικονομική Αξιολόγηση Της Λειτουργίας Του Μικροδικτύου	206
4.12.11.	Συμπεράσματα 2 ^{ης} Μελέτης – Συμβολής 4 ^{ου} Κεφαλαίου	206
	3 ^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ	
4.13.	ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΜΕ ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΟΧΗΜΑΤΩΝ	207
	4 ^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ	
4.14.	ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΚΑΙ ΤΙΜΟΛΟΓΙΑΚΩΝ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΣΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ	208
4.14.1.	Εισαγωγή	208
4.14.2.	Ενεργειακή Αποδοτικότητα Και Εξοικονόμηση Ενέργειας	208
4.14.3.	Ελαστικότητα Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας	209
4.14.4.	Διάκριση Τιμών και Διακριτική Τιμολόγηση ^{[261], [262]}	209
4.14.5.	Το Δίκτυο Μελέτης	211
4.14.6.	Οι Καταναλωτές του Δικτύου	211
4.14.7.	Τιμολόγηση Καταναλωτών	212
4.14.8.	Ενεργειακή Αναβάθμιση Καταναλωτών	212
4.14.9.	Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής	213
4.14.10.	Μεθοδολογία Προσομοίωσης Και Εξαγόμενα Μεγέθη	213
4.14.11.	Νέα Έκφραση Του Ζυγού Ηλεκτρικού Συστήματος Για Την Ταυτοποίηση Του Καταναλωτή	213
4.14.12.	Πολιτικές Και Σενάρια Λειτουργίας Μικροδικτύου	214
4.14.12.1.	Μοντελοποίηση Απλού Δικτύου Χωρίς Μονάδες ΔΠ Και Σενάρια Μελέτης	214
4.14.12.2.	Μοντελοποίηση Απλού Δικτύου Με Μονάδες ΔΠ Και Σενάρια Μελέτης Για Την 1 ^η Ενεργειακή Πολιτική	215
4.14.12.3.	Μοντελοποίηση Απλού Δικτύου Με Μονάδες ΔΠ Και Σενάρια Μελέτης Για Την 2 ^η Ενεργειακή Πολιτική (Ενεργειακή Αναβάθμιση Των Καταναλωτών)	217
4.14.12.4.	Προσομοίωση Δικτύου Και Τιμολογιακή Πολιτική	218
4.14.13.	Αποτελέσματα Προσομοίωσης	222
4.14.13.1.	Αποτελέσματα Απλού Δικτύου Χωρίς Μονάδες ΔΠ Με ΟΤΣ (No_DG_OTTS) Και Με Σταθερή Τμηματική Τιμολόγηση (No_DG_Fixed_Pricing)	222
4.14.13.2.	Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα των Ενεργειακών Και Τιμολογιακών Πολιτικών	222
4.14.13.3.	Σύγκριση Σεναρίων Απλού Δικτύου	230
4.14.13.4.	Σύγκριση Σεναρίων Αύξησης Διείσδυσης Μονάδων ΔΠ	230
4.14.13.5.	Σύγκριση Σεναρίων Ενεργειακών Πολιτικών	231
4.14.13.6.	Σύγκριση Σεναρίων Τιμολογιακών Πολιτικών	232
4.14.14.	Συγκεντρωτικά Και Συγκριτικά Συμπεράσματα Όλων Των Προσομοιώσεων Για Την 4 ^η Μελέτη – Συμβολή Του 4 ^{ου} Κεφαλαίου	233

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΗ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΣΗΕ ΠΟΥ ΕΝΣΩΜΑΤΩΝΟΥΝ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ ΚΑΙ ΑΠΕ

5.1.	ΓΕΝΙΚΗ ΕΙΣΑΓΩΓΗ	235
5.2.	ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ^{[271], [272]}	235
5.3.	Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΟΥ ΡΙΣΚΟΥ	237
	1 ^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ	
5.4.	ΠΟΛΥΚΡΙΤΗΡΙΑΚΗ ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΜΕ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟΥΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΣΕ ΣΗΕ ΜΕ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ	238
5.4.1.	Εισαγωγή	238
5.4.2.	Μαθηματική Έκφραση Της Αναμενόμενης Συνάρτησης Συνολικού Λειτουργικού	239

	Κόστους	
5.4.3.	Υπολογισμός Της pdf Για Τη Διαθέσιμη Αιολική Ισχύ	241
5.4.4.	Μαθηματικές Εκφράσεις Για Την Αναμενόμενη Απόκλιση Παραγωγής Ηλεκτρικής και Θερμικής Ισχύος (Ρίσκο Κάλυψης Ισχύος)	241
5.4.5.	Μαθηματική Έκφραση Των Αναμενόμενων Εκπομπών Αερίων Ρύπων CO ₂ , SO ₂ , NO _x	242
5.4.6.	Μαθηματική Έκφραση Της Αναμενόμενης Ασφάλειας Του ΣΗΕ Λόγω Της Διείσδυσης Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Ισχύος	242
5.4.7.	Μαθηματικές Εκφράσεις Για Τους Αναμενόμενους Περιορισμούς Του Προβλήματος	242
5.4.8.	Προτεινόμενη Μέθοδος Επίλυσης Του Προβλήματος Της Πολυκριτηριακής Βελτιστοποίησης	243
5.4.9.	Δίκτυο Μελέτης Και Δεδομένα Του Προβλήματος	243
5.4.10.	Αποτελέσματα Προσομοίωσης	245
5.4.11.	Συμπεράσματα 1 ^{ης} Μελέτης – Συμβολής 5 ^{ου} Κεφαλαίου 2 ^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ	250
5.5.	ΠΟΛΥΚΡΙΤΗΡΙΑΚΗ ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ	251
5.5.1.	Εισαγωγή	251
5.5.2.	Πιθανοτική Μοντέλο Παραγωγής Ισχύος Μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ	
5.5.3.	Μαθηματική Διατύπωση Του Προβλήματος Οικονομικής Κατανομής Φορτίου	251
5.5.3.1.	Ντετερμινιστικό Μοντέλο	252
5.5.3.2.	Στοχαστικό Μοντέλο	252
5.5.4.	Δίκτυο Μελέτης Και Δεδομένα	253
5.5.5.	Σενάρια Λειτουργίας	254
5.5.5.1.	Σενάρια 1: Λειτουργία Μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ Με Τη Διαδικασία Heat Match	256
5.5.5.2.	Σενάρια 2: Ολική Βελτιστοποίηση	256
5.5.6.	Αποτελέσματα	256
5.5.6.1.	Σύγκριση Αποτελεσμάτων Μεταξύ των Σεναρίων 1 Και 2	257
5.5.6.2.	Ανάλυση Ceteris Paribus (Των Λοιπών Όρων Παραμενόντων Αμεταβλήτων)	257
5.5.7.	Συμπεράσματα 2 ^{ης} Μελέτης – Συμβολής 5 ^{ου} Κεφαλαίου	261

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΡΟΗ ΦΟΡΤΙΟΥ

6.1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	263
6.2.	ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΗΣ PLF	264
6.3.	ΑΛΛΑΓΗ ΤΟΠΟΛΟΓΙΑΣ ΤΟΥ ΣΗΕ – ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΩΝ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΓΡΑΜΜΗΣ ΚΑΙ ΑΛΛΗΛΟΕΞΑΡΤΗΣΗ ΤΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΣΤΗΝ PLF	265
6.4.	ΜΕΘΟΔΟΙ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ PLF	266
6.4.1.	Αριθμητικές Μέθοδοι – Monte Carlo	266
6.4.2.	Αναλυτικές Μέθοδοι	267
6.4.2.1.	Γραμμικοποίηση Των Εξισώσεων Ροής Φορτίου, ^[299]	267
6.4.2.2.	Πολυγραμμικοποίηση – Βελτιστοποίηση Τεχνικών PLF	268
6.4.2.3.	Gram-Clarlier Ανάλυση	268
6.4.2.4.	Cornish-Fisher Ανάλυση	271
6.4.2.5.	Μέθοδος Εκτίμησης Σημείου (Point Estimate Method)	272
	1 ^η ΕΦΑΡΜΟΓΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ	
6.5.	ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΡΟΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΗΕ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΟΧΗΜΑΤΩΝ	278
6.5.1.	Εισαγωγή – Δεδομένα	278
6.5.2.	Σενάρια Μελέτης ^[361]	279
6.5.2.1.	Σενάριο Α	279
6.5.2.2.	Αποτελέσματα Σεναρίου Α	280
6.5.2.3.	Σενάριο Β	282
6.5.2.4.	Αποτελέσματα Σεναρίου Β	282
6.5.3.	Συμπεράσματα 1 ^{ης} Εφαρμογής - Συμβολής 6 ^{ου} Κεφαλαίου	284
	2 ^η ΕΦΑΡΜΟΓΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ	
6.6.	ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΤΩΝ ΚΥΡΙΟΤΕΡΩΝ ΜΕΘΟΔΩΝ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ	285
6.6.1.	Εισαγωγή – Δεδομένα	285
6.6.2.	Σενάριο Α: Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53	286
6.6.2.1.	Αποτελέσματα Σεναρίου Α	286
6.6.2.2.	Χρόνοι Υπολογισμού Για Το Σενάριο Α	293
6.6.3.	Σενάριο Β: Εισαγωγή Νέων Μονάδων Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104	293
6.6.3.1.	Αποτελέσματα Σεναρίου Β	293

6.6.3.2.	Χρόνοι Υπολογισμού Για Το Σενάριο Β	299
6.6.4.	Συμπεράσματα 2 ^{ης} Εφαρμογής-Συμβολής 6 ^{ου} Κεφαλαίου 3 ^η ΕΦΑΡΜΟΓΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ	299
6.7.	ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΜΙΚΡΟ_ΣΗΘ ΚΑΙ PLF – ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΕΞΩΤΕΡΙΚΗΣ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ	301
6.7.1.	Εισαγωγή - Μια Πρώτη Προσέγγιση	301
6.8.	ΓΕΝΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΤΩΝ ΜΕΘΟΔΩΝ PLF	306
6.8.1.	Μέθοδος Monte-Carlo	306
6.8.2.	Μέθοδος Γραμμικοποίησης Μέσω Συνελίξεων – Πολυγραμμικοποίηση	306
6.8.3.	Μέθοδος Γραμμικοποίησης Μέσω Ανάλυσης Gram-Charlier	306
6.8.4.	Μέθοδος Γραμμικοποίησης Μέσω Ανάλυσης Cornish Fisher	306
6.8.5.	Μέθοδος Εκτίμησης Σημείου	306

ΠΡΩΤΟΤΥΠΙΑ – ΣΥΜΒΟΛΗ – ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

ΠΡΩΤΟΤΥΠΙΑ – ΣΥΜΒΟΛΗ ΤΗΣ ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ	309
ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΤΗΣ ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ	311

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β (ΓΙΑ ΤΟ 2 ^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ)	313
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ (ΓΙΑ ΤΟ 3 ^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ)	318
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ (ΓΙΑ ΤΟ 4 ^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ)	323
Δ.1. ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΔΙΑΝΟΜΕΙΣ – ΒΑΣΙΚΗ ΘΕΩΡΗΣΗ ^{[363]-[365]}	324
Δ.2. ΜΕΛΕΤΗ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΟΧΗΜΑΤΩΝ ^{[366]-[375]}	329
Δ.3. ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ – ΜΟΝΑΔΕΣ ΜΙΚΡΟ_ΣΗΘ ΚΑΙ ΘΕΜΑΤΑ ΔΥΝΑΜΙΚΗΣ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ ^{[376]-[385]}	336
Δ.4. ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΓΡΑΦΙΚΟΥ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΤΟΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ ΤΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΥΠΟ ΤΗΝ ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ^{[386]-[388]}	342
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ε (ΓΙΑ ΤΟ 5 ^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ) ^{[390], [391]}	345
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΣΤ (ΓΙΑ ΤΟ 6 ^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ) ^{[325]-[328], [339]-[350], [391]}	346
ΣΤ.1.Α. ΡΟΠΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ^[390]	346
ΣΤ.1.Β. ΠΟΛΥΩΝΥΜΑ HERMITE	348
ΣΤ.1.Γ. ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΩΝ ΑΚΡΑΙΩΝ ΤΙΜΩΝ ΣΕ ΚΑΤΑΝΟΜΗ	349
ΣΤ.1.Δ. GRAM – CHARLIER ΑΝΑΛΥΣΗ	350
ΣΤ.2. CORNISH-FISHER ΑΝΑΛΥΣΗ ^{[343]-[344], [347]-[348]}	352
ΣΤ.3. ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΗΕ ΜΕ ΜΕΓΑΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΟΧΗΜΑΤΩΝ ^[359]	353
ΣΤ.4. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΓΙΑ ΤΟ ΑΠΛΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΣΗΕ ΤΗΣ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ	358
ΣΤ.5. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΙΚΤΥΟΥ ΚΡΗΤΗΣ	364
ΣΤ.6. ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΓΡΑΦΙΚΟΥ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΙΛΥΣΗ ΤΗΣ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ	370

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	373

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο

Σχήμα 1.2.α.	Βασική Δομή Ενός ΣΗΕ, [3].	2
Σχήμα 1.6.α.	Προσδιορισμός ΟΤΣ Στον ΗΕΠ Από Τις Καμπύλες Προσφοράς Και Ζήτησης.	8
Σχήμα 1.6.β.	Η Λειτουργία Της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, [15].	10
Σχήμα 1.8.α.	Ιστορική Και Προβλεπόμενη Παγκόσμια Ενεργειακή Ζήτηση Για Καύσιμα, [29].	13
Σχήμα 1.9.α.	Συμβατικό Σύστημα Διανομής.	15
Σχήμα 1.9.β.	Σύστημα Διανομής Με Μονάδες ΔΠ.	15
Σχήμα 1.9.γ.	Τύποι Διεσπαρμένων Ενεργειακών Πηγών Και Τεχνολογιών (Courtesy of the California Energy Commission).	16
Σχήμα 1.9.δ.	Τύποι Τεχνολογιών DER, [29].	19
Σχήμα 1.9.ε.	Σχηματικό Διάγραμμα Εγκατάστασης Μικροτουρμπίνας (MT).	21
Σχήμα 1.9.στ.	Σχηματικό Διάγραμμα Εγκατάστασης Κυψέλης Καυσίμου.	23
Σχήμα 1.9.ζ.	Τυπική Χαρακτηριστική V-I ενός Φ/Β Πλαισίου.	23
Σχήμα 1.9.η.	Σχηματικό Διάγραμμα Σύνδεσης Φ/Β Με Το Δίκτυο.	24
Σχήμα 1.9.θ.	Ημερήσιες Καμπύλες Πυκνότητας Ισχύος Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένο Επίπεδο 30 ^ο Για Όλες Τις Ημέρες Ενός Έτους Στην περιοχή Της Αθήνας, [60].	25
Σχήμα 1.9.ι.	Σχηματικό Διάγραμμα Σύνδεσης Α/Γ Με Το Δίκτυο.	26
Σχήμα 1.9.κ.	Σχηματικό Διάγραμμα Ηλιοθερμικής Μονάδας.	27
Σχήμα 1.9.λ.	Μονάδα Παραγωγής Ξηρού Ατμού.	27
Σχήμα 1.9.μ.	Πηγές Βιομάζας.	29
Σχήμα 1.9.ν.	Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας Σε Σφόνδυλο.	32
Σχήμα 1.9.ο.	Λειτουργία Σταθμού Αντλησιοταμίευσης, [85].	33
Σχήμα 1.9.π.	Μοντέλο ΣΗΕ Με Τα Δύο Βασικά Του Υποσυστήματα, [88].	36
Σχήμα 1.10.α.	Τυπικό Παράδειγμα Μικροδικτύου Που Περιλαμβάνει Φορτία, Διανεμημένους Πόρους Ενέργειας Και Εξυπηρετείτε Από Το Δίκτυο Μεταφοράς.	37
Σχήμα 1.10.β.	Δομή Έξυπνου Δικτύου.	38
Σχήμα 1.10.γ.	Δομή Μελλοντικού Δικτύου.	39
Σχήμα 1.10.δ.	Έξυπνο Σπίτι (Smart Home).	39

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο

Σχήμα 2.1.α.	Συμβατικό Ενεργειακό Σύστημα Σε Σύγκριση Με Τα Συστήματα Συμπαράγωγής Και Τριπαραγωγής.	41
Σχήμα 2.2.α.	Πιθανοί Συνδυασμοί Μηχανών ΣΗΘ.	45
Σχήμα 2.2.β.	Συστήματα ΣΗΘ.	46
Σχήμα 2.5.α.	Περιοχές Τιμών Λόγου Ηλεκτρισμού Προς Θερμότητα (PHR) Και Λόγου Εξοικονόμησης Καυσίμου (FESR) Διαφόρων Συστημάτων ΣΗΘ (Belding, 1982).	52
Σχήμα 2.5.β.	Εκπομπή Χημικών Ρύπων Ως Συνάρτηση Του Βαθμού Απόδοσης, [106].	52
Σχήμα 2.9.α.	Απλοποιημένο Σχηματικό Διάγραμμα Συστήματος ΣΗΘ Σε Διάταξη Κύκλου “Κορυφής”.	54
Σχήμα 2.9.β.	Ι) Μεταβολή Του HPR Συναρτῆσει Του Κλάσματος Της Ηλεκτρικής Ενέργειας Εξόδου Καθώς Μεταβάλλεται Η Απόδοση Μετατροπῆς Της Αποβαλλόμενης Θερμότητας, ΙΙ) Μεταβολή Της Θερμικής Απόδοσης Συναρτῆσει Του Κλάσματος Της Ηλεκτρικής Ενέργειας Εξόδου Καθώς Μεταβάλλεται Η Απόδοση Μετατροπῆς Της Αποβαλλόμενης Θερμότητας.	55
Σχήμα 2.9.γ.	Μεταβολή Της Συνολικής Απόδοσης Συναρτῆσει Του Κλάσματος Της Ηλεκτρικής Ενέργειας Εξόδου, Καθώς Μεταβάλλεται Η Απόδοση Μετατροπῆς Της Αποβαλλόμενης Θερμότητας.	56
Σχήμα 2.11.α.	Κατανομή Ημερήσιου Θερμικού Φορτίου Για Θέρμανση Νερού Χρήσης.	59
Σχήμα 2.11.β.	Κατανομή Της Κατανάλωσης Ηλεκτρικής Ενέργειας Στα Νοικοκυριά Της Ελλάδας.	60
Σχήμα 2.11.γ.	Ετήσια Καμπύλη Διάρκειας Θερμικού Φορτίου, Διαστασιολόγηση Μίκρο_ΣΗΘ.	61
Σχήμα 2.11.δ.	Συνεισφορά Λέβητα Και Μίκρο_ΣΗΘ Στο Μηνιαίο Θερμικό Φορτίο Ζήτησης.	62
Σχήμα 2.11.ε.	Συνεισφορά Δικτύου ΔΕΗ Και Μίκρο_ΣΗΘ Στο Μηνιαίο Ηλεκτρικό Φορτίο Ζήτησης.	62
Σχήμα 2.12.α.	Περιοδικός Και Μη Περιοδικός Κύκλος Λειτουργίας Μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ.	66
Σχήμα 2.12.β.	Διαφορετικές Συνθήκες Λειτουργίας Για Το Σύστημα Μίκρο_ΣΗΘ.	67
Σχήμα 2.12.γ.	Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής Του Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ.	68
Σχήμα 2.12.δ.	Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Του R.	69
Σχήμα 2.12.ε.	Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Της C.	69
Σχήμα 2.12.στ.	Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Του t.	70
Σχήμα 2.12.ζ.	Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Της T _{ambient} .	70
Σχήμα 2.12.η.	Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Της ΔT _{cut} .	71
Σχήμα 2.12.θ.	Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής Για Συγκεκριμένες Τιμές Των Παραμέτρων Του Εξεταζόμενου Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ.	71
Σχήμα 2.12.ι.	Μέσες Ημερήσιες Καμπύλες Εξωτερικών Θερμοκρασιών Για Κάθε Μήνα Του Έτους 2010 (ΕΜΥ) Για Την Περιοχή Της Αθήνας. Παρόμοια Διαγράμματα Προκύπτουν Για Κάθε Περιοχή Μελέτης.	72
Σχήμα 2.12.κ.	Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Ανά Ώρα Για Ένα Έτος Για Τις Συγκεκριμένες Τιμές Των Παραμέτρων Του Εξεταζόμενου Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ.	74
Σχήμα 2.12.λ.	Ετήσια Καμπύλη Διάρκειας Μέσης Παραγόμενης Θερμικής Ισχύος Της Μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ.	74

Σχήμα 2.13.α.	Καμπύλη Ζήτησης Ηλεκτρικού Φορτίου Για Τον Μήνα Ιανουάριο. i) Τάση Ηλεκτρικού Φορτίου, ii) Θόρυβος Μέτρησης, iii) Θόρυβος Συστήματος, iv) Περιοδόγραμμα Θορύβου Μέτρησης.	81
Σχήμα 2.13.β.	Καμπύλη Ζήτησης Ηλεκτρικού Φορτίου Για Τον Μήνα Ιούλιο. i) Τάση Ηλεκτρικού Φορτίου, ii) Θόρυβος Μέτρησης, iii) Θόρυβος Συστήματος, iv) Περιοδόγραμμα Θορύβου Μέτρησης.	82
Σχήμα 2.13.γ.	Ηλεκτρική Απόδοση Συναρτήσει Της Ισχύος Εξόδου Των Μονάδων ΣΗΘ.	82
Σχήμα 2.13.δ.	Παραγωγή Φ/Β Μονάδων.	83
Σχήμα 2.13.ε.	Ημερήσια Διακύμανση Ηλεκτρικού Και Θερμικού Φορτίου.	83
Σχήμα 2.13.στ.	Σενάριο 1°. Διαμόρφωση Υβριδικού Συστήματος ΣΗΘ & Φ/Β.	86
Σχήμα 2.13.ζ.	Σενάριο 1°. Ημερήσια Ηλεκτρική Παραγωγή Των Μονάδων ΔΠ.	87
Σχήμα 2.13.η.	Σενάριο 1°. Αντιστοιχία Μεταξύ Συνολικής Ηλεκτρικής Παραγωγής Και Φορτίου.	88
Σχήμα 2.13.θ.	Σενάριο 1°. Έγχυση Ηλεκτρικής Ενέργειας Από Το Κεντρικό Δίκτυο Και ΘΜ.	88
Σχήμα 2.13.ι.	Σενάριο 1°. Θερμική Παραγωγή των Μονάδων ΔΠ.	89
Σχήμα 2.13.κ.	Σενάριο 2°. Διαμόρφωση Υβριδικού Συστήματος ΣΗΘ & Φ/Β.	90
Σχήμα 2.13.λ.	Σενάριο 2°. Ημερήσια Ηλεκτρική Παραγωγή Των Μονάδων ΔΠ.	90
Σχήμα 2.13.μ.	Σενάριο 2°. Πώληση Της Πλεονάζουσας Ηλεκτρικής Ενέργειας Στο Δίκτυο Διανομής.	91
Σχήμα 2.13.ν.	Σενάριο 2°. Θερμική Παραγωγή των Μονάδων ΔΠ.	91
Σχήμα 2.13.ξ.	Σενάριο 2°. Αντιστοιχία Μεταξύ Συνολικής Θερμικής Παραγωγής Και Φορτίου.	92
Σχήμα 2.13.ο.	Σενάριο 3°. Διαμόρφωση Υβριδικού Συστήματος ΣΗΘ και Φ/Β.	92
Σχήμα 2.13.π.	Σενάριο 3°. Ημερήσια Ηλεκτρική Παραγωγή Των Μονάδων ΔΠ.	93
Σχήμα 2.13.ρ.	Σενάριο 3°. Θερμική Παραγωγή των Μονάδων ΔΠ.	94
Σχήμα 2.13.σ.	Διακύμανση Ημερήσιου Κόστους Λειτουργίας Για Τα Τρία (3) Σενάρια Μελέτης.	94
Σχήμα 2.13.τ.	Μέση Ετήσια Διακύμανση Ημερήσιου Κόστους Για Τα Τρία (3) Σενάρια Μελέτης.	95
Σχήμα 2.14.α.	Σύστημα CHP Με Ατμοστρόβιλο Αντίθλιψης.	96
Σχήμα 2.14.β.	Σύστημα CHP Με Ατμοστρόβιλο Απομάστευσης.	96
Σχήμα 2.14.γ.	Περιοχή Λειτουργίας Των Μονάδων Παραγωγής Ενέργειας.	97
Σχήμα 2.16.α.	Γραφική Απεικόνιση Της Περιοχής Λειτουργίας Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευσης. Πρόκειται Για Κυρτά Σύνολα.	109
Σχήμα 2.16.β.	Συμμετοχή Των Μονάδων Παραγωγής Στο Ισοζύγιο Ηλεκτρικής Ισχύος Για Τα Διάφορα Σενάρια Μείωση Εκπομπών Ρύπων.	112
Σχήμα 2.16.γ.	Μεταβολές Του Συνολικού Λειτουργικού Κόστους Για Τα Διάφορα Σενάρια Μείωσης Εκπομπών Ρύπων.	112
Σχήμα 2.16.δ.	Μείωση Συνολικών Εκπομπών Ρύπων CO ₂ Για Τα Διάφορα Σενάρια Φόρου Άνθρακα.	113
Σχήμα 2.16.ε.	Αύξηση Των Διαφόρων Κοστών Του Συστήματος Συναρτήσει Της Αύξησης Του Φόρου Άνθρακα.	113
Σχήμα 2.16.στ.	Διείσδυση Των Μονάδων Για Την Κάλυψη Της Θερμικής Ζήτησης Συναρτήσει Της Αύξησης Του Φόρου Άνθρακα.	114
Σχήμα 2.16.ζ.	Διείσδυση Των Μονάδων Για Την Κάλυψη Της Ηλεκτρικής Ζήτησης Συναρτήσει Της Αύξησης Του Φόρου Άνθρακα.	114
Σχήμα 2.16.η.	Οικονομικά Κέρδη Και Ζημίες Για Τις Μονάδες Παραγωγής Συναρτήσει Της Αύξησης Του Φόρου Άνθρακα.	115
Σχήμα 2.17.α.	Όρια Λειτουργίας Μονάδας ΣΗΘ Που Καλύπτει Τοπικά Δεδομένη Θερμική Ζήτηση Ζυγού.	117
Σχήμα 2.17.β.	Διάγραμμα Ροής Για Την Επίλυση Του Προβλήματος Βέλτιστης Ροής Φορτίου Με Μονάδες ΣΗΘ Απομάστευσης.	118
Σχήμα 2.17.γ.	Γραφική Απεικόνιση Του Συστήματος Των 30 Ζυγών Της IEEE.	119

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3°

Σχήμα 3.2.α.	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας Δύο Ζυγών.	125
Σχήμα 3.5.α.	Χρόνος Αναβολής Επένδυσης Σε ΣΗΘ Με Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής.	128
Σχήμα 3.6.β.	Καμπύλη Διάρκειας Οριακών Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ωρών Για Το Ελληνικό Σύστημα. Χρονική Διάρκεια 2001-2009.	134
Σχήμα 3.6.γ.	Καμπύλη Διάρκειας Οριακών Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ωρών Για Το Ελληνικό Σύστημα. Χρονική Διάρκεια ενός Έτους.	135
Σχήμα 3.6.δ.	Καμπύλη Διάρκειας Οριακών Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ωρών Για Το Ελληνικό Σύστημα. Χρονική Διάρκεια 1100 Ωρών.	135
Σχήμα 3.7.α.	Ισοδύναμο Π Γραμμής Με Μετασχηματιστή.	136
Σχήμα 3.10.α.	Τυπικό Δίκτυο Χαμηλής Τάσης.	142
Σχήμα 3.10.β.	Χρόνος Αναβολής Επένδυσης – Διείσδυση ΔΠ Στο Ζυγό 4.	145
Σχήμα 3.10.γ.	Κέρδος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης - Διείσδυση ΔΠ Στο Ζυγό 4.	145
Σχήμα 3.10.δ.	Χρόνος Αναβολής Της Επένδυσης – cosφ Των Μονάδων ΔΠ Στο Ζυγό 4.	146
Σχήμα 3.10.ε.	Κέρδος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης - cosφ Των Μονάδων ΔΠ Στο Ζυγό 4.	146
Σχήμα 3.10.στ.	Κέρδος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης Για Το Ευνοϊκότερο Και Το Δυσμενέστερο Σενάριο Λειτουργίας Του Εξεταζόμενου Δικτύου XT.	147
Σχήμα 3.10.ζ.	Συντελεστής Εναισθησίας Ρεύματος Για Τη Γραμμή 17-1 Και Για Κάθε Σενάριο Λειτουργίας.	148
Σχήμα 3.10.η.	Χρόνος Αναβολής Επένδυσης - Σενάρια Διείσδυσης.	148
Σχήμα 3.10.θ.	Κέρδος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης - Σενάρια Διείσδυσης.	148
Σχήμα 3.10.ι.	Σύγκριση Τάσεων Πριν Και Μετά Τη Διείσδυση Των Μονάδων ΔΠ – Σύγκριση Των Δύο Μεθόδων (Αναλυτικής Και Αριθμητικής.)	150
Σχήμα 3.10.κ.	Συντελεστής Εναισθησίας Τάσης Του Ζυγού 1 – Διείσδυση Μονάδας ΔΠ Στο Ζυγό 12.	151

Σχήμα 3.10.λ.	Καμπύλη Διάρκειας Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ).	152
Σχήμα 3.10.μ.	Αναλυτική Προσέγγιση Της ΟΤΣ.	152
Σχήμα 3.10.ν.	Αναλυτική Προσέγγιση Της ΟΤΣ Για Τις Πρώτες Ώρες Αιχμής.	153
Σχήμα 3.10.ξ.	Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου Για Το Δίκτυο Του Σχήματος 3.10.α.	154
Σχήμα 3.10.ο.	Καμπύλη Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας-Ζήτησης Φορτίου Για Το Ελληνικό ΣΗΕ.	156
Σχήμα 3.10.π.	Συνολικό Όφελος Από Όλους Τους Παράγοντες Για Μη Ευνοϊκό Και Ευνοϊκό Σενάριο.	157
Σχήμα 3.11.α.	Τυπικές Καμπύλες Ζήτησης Για Το ΣΗΕ Κρήτης.	158
Σχήμα 3.11.β.	Ηλεκτρικό Δίκτυο Κρήτης.	159
Σχήμα 3.11.γ.	Ηλεκτρικό Δίκτυο Υποσταθμού Χανίων (Ζυγός 7: Ζυγός ταλάντωσης).	159
Σχήμα 3.11.δ.	Καμπύλες Φορτίου Για Την Ημέρα 05/05/2010.	159
Σχήμα 3.11.ε.	Ηλεκτρικό Δίκτυο Υποσταθμού Χανίων Μετά Τη Διείσδυση Μονάδας ΑΠ.	161
Σχήμα 3.12.α.	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΛΟΓΩ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠ –ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ.	163

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο

Σχήμα 4.2.α.	Δομή Ενός Μικροδικτύου.	167
Σχήμα 4.4.α.	Αρχιτεκτονική Ελέγχου Ενός Μικροδικτύου.	168
Σχήμα 4.5.α.	Αντιστοίχιση Επιπέδων Ελέγχου Για Το Μικροδίκτυο Και Προσέγγισης Με Σύστημα MAS.	169
Σχήμα 4.5.β.	Η Ροή Πληροφορίας Μεταξύ Του Κεντρικού Ελεγκτή Και Των Τοπικών Ελεγκτών Σε Ένα Μικροδίκτυο, [35].	170
Σχήμα 4.10.α.	Το πρότυπο Μικροδίκτυο Της Κύθνου.	177
Σχήμα 4.11.α.	Το Δίκτυο ΧΤ Που Χρησιμοποιήθηκε.	180
Σχήμα 4.11.β.	24-ωρη Καμπύλη Ζήτησης Για Το Δίκτυο ΧΤ (Μικροδίκτυο) Και Για Κάθε Τύπο Καταναλωτή.	180
Σχήμα 4.11.γ.	Παραγόμενη Ισχύς Από Την Ανεμογεννήτρια Και Τα Φωτοβολταϊκά.	181
Σχήμα 4.11.δ.	Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μια Ημέρα Του Οκτωβρίου (Τιμές Αγοράς ΑΡΧ), Και Οι Αντίστοιχες Τιμές Του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς, ΟΤΣ (Δεξιά).	182
Σχήμα 4.11.ε.	Τυπικό Δίκτυο ΜΤ Αποτελούμενο Από 64 Μικροδίκτυα.	183
Σχήμα 4.11.στ.	α) Η Μείωση Του Κόστους Σύμφωνα Με Τις Τιμές Κατά ΑΡΧ, Για Υψηλή Παραγωγή ΑΠΕ, β) Η Μείωση Του Κόστους Σύμφωνα Με Τις Τιμές Κατά ΑΡΧ, Για Μέση Παραγωγή ΑΠΕ, γ) Η Μείωση Του Κόστους Σύμφωνα Με Τις Τιμές Κατά ΑΡΧ, Για Χαμηλή Παραγωγή ΑΠΕ.	184
Σχήμα 4.11.ζ.	Μείωση Κόστους Για Μέση Παραγωγή ΑΠΕ Για Το Σενάριο Των Τιμών Του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς.	184
Σχήμα 4.11.η.	Ιανουάριος: Οι Συνολικές 24-ωρες Απώλειες Ενεργού Ισχύος Για Κάποια Σενάρια. Παρόμοια Γραφήματα Και Για Τους Άλλους Μήνες.	185
Σχήμα 4.11.θ.	Ιανουάριος: Συνολικές Απώλειες Ενεργού Ισχύος (Total Power Losses) Καθώς Αυξάνει Η ΔΠ (DG). Συνολική Ζήτηση 207,965kW (19:00 Το Απόγευμα). Παρόμοια Γραφήματα Και Για Τους Άλλους Μήνες.	185
Σχήμα 4.11.ι.	Σύγκριση Της Μέγιστης Μείωσης Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος (Maximum Reduction of Active Power Losses) Λόγω Της ΔΠ. Η Μέγιστη Συνολική Ζήτηση Φορτίου Είναι 207,965kW (19:00 το Απόγευμα). Παρόμοια Γραφήματα Για Τις Άλλες Ώρες.	186
Σχήμα 4.11.κ.	Μείωση Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Μία Τυπική Μέρα Του Ιανουαρίου Για Το Σενάριο Υψηλής Τιμής Κατά ΑΡΧ – Υψηλής Παραγωγής RES Σε Σχέση Με Το Σενάριο Απουσίας Μονάδων ΔΠ. Παρόμοια Γραφήματα Και Για Τους Άλλους Μήνες.	186
Σχήμα 4.11.λ.	Ιανουάριος: 24-ωρη Καμπύλη Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΜΤ, Για Τα Τρία Κύρια Σενάρια Και Τιμές Του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς. Παρόμοια Γραφήματα Και Για Τους Άλλους Μήνες.	188
Σχήμα 4.11.μ.	Τιμές Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς. 24-ωρη Καμπύλη Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΧΤ Και Για Το Σενάριο Χωρίς Μονάδες ΔΠ.	189
Σχήμα 4.11.ν.	Τιμές Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς. 24-ωρη Καμπύλη Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΧΤ Και Για Το Σενάριο Με Μονάδες ΔΠ.	190
Σχήμα 4.11.ξ.	Ποσοστιαία Μείωση Των Συνολικών Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΧΤ Λόγω Της Παραγωγής Των Μονάδων ΔΠ.	190
Σχήμα 4.11.ο.	Ποσοστιαία Μείωση Συνολικών Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΧΤ Λόγω Της Αλλαγής Θέσης Της Μικροτουρμπίνας.	190
Σχήμα 4.11.π.	Συνολικές Απώλειες Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΜΤ Χωρίς Μονάδες ΔΠ.	191
Σχήμα 4.11.ρ.	Συνολικές Απώλειες Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΜΤ Με Μονάδες ΔΠ.	191
Σχήμα 4.11.σ.	Ποσοστιαία Μείωση Των Συνολικών Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΜΤ Λόγω Παρουσίας Μονάδων ΔΠ.	191
Σχήμα 4.11.τ.	Ποσοστιαία Μέγιστη Αποφυγή Εκπομπών Για Τις Τιμές Κατά ΑΡΧ Ανά Εξεταζόμενο Μήνα.	193
Σχήμα 4.11.υ.	Ποσοστιαία Μείωση Των Εκπομπών Για Όλες Τις Εξεταζόμενες Μέρες.	193
Σχήμα 4.11.φ.	Ποσοστό Μείωσης Των Εκπομπών Λόγω Της Μείωσης Των Απωλειών Ισχύος Εν Συγκρίσει Με Τις Συνολικές Απώλειες Ισχύος Που Αποφεύχθηκαν.	193
Σχήμα 4.11.χ.	Επιπρόσθετη Μείωση Των Εκπομπών Λόγω Της Αλλαγής Στην Τοπολογία Για Την Περίπτωση Του Ελληνικού Σεναρίου.	194
Σχήμα 4.12.α.	Το Εξεταζόμενο Μικροδίκτυο.	198
Σχήμα 4.12.β.	Οι Ενεργειακοί Διανομείς του Εξεταζόμενου Μικροδικτύου.	198
Σχήμα 4.12.γ.	Δεδομένα Για Τον Ηλεκτρικό Και Το Θερμικό Βαθμό Απόδοσης Των Μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ.	199
Σχήμα 4.12.δ.	Οι Ετήσιες (8760 Τιμές) ΟΤΣ (SMP) Του Ελληνικού ΣΗΕ Για Δύο Περίόδους-Έτη Υψηλών Και Χαμηλών	200

	Τιμών (2008, 2009 Αντίστοιχα).	
Σχήμα 4.12.ε.	Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Τα Τέσσερα (4) Διαφορετικά Σενάρια, Ανάλογα Με Την ΟΤΣ.	201
Σχήμα 4.12.στ.	Ποσοστιαία Μεταβολή Του Ετήσιου Λειτουργικού Κόστους Για Κάθε Σενάριο Σε Σχέση Με Το Πρώτο (1 ^ο) Σενάριο (Βασικό Σενάριο – No-DG).	201
Σχήμα 4.12.ζ.	Μηνιαίο Λειτουργικό Κόστος Για Τα Τέσσερα (4) Διαφορετικά Σενάρια, Ανάλογα Με Την ΟΤΣ.	202
Σχήμα 4.12.η.	Συνολικές Ετήσιες Ενεργές Απώλειες Για Όλα Τα Σενάρια Λειτουργίας.	203
Σχήμα 4.12.η'.	Ετήσια Λειτουργικά Κόστη Για Τα Τέσσερα (4) Διαφορετικά Σενάρια Ανάλογα Με Την ΟΤΣ Και Την Εγκατεστημένη Ισχύ Των Μονάδων ΑΠΕ. Ο Οριζόντιος Άξονας Δεν Συμπεριλαμβάνει Την Εγκατεστημένη Ισχύ Των Μονάδων Μικρο-ΣΗΘ και Λεβήτων.	204
Σχήμα 4.12.θ.	Ετήσια Έγχυση Ενέργειας Από Το Ζυγό Αναφοράς (Ανάντη Δίκτυο) Για Διαφορετικά Επίπεδα Διείσδυσης Μονάδων ΑΠΕ Σε Ότι Αφορά Το Σενάριο Του Μικροδικτύου.	204
Σχήμα 4.12.ι.	Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας Από Τη ΜΤ Για Διαφορετικά Επίπεδα Διείσδυσης Μονάδων ΑΠΕ Σε Ότι Αφορά Το Σενάριο Του Μικροδικτύου.	205
Σχήμα 4.12.κ.	Ετήσια Θερμική Παραγωγή Ενέργειας Από Τη Μονάδα Μικρο-ΣΗΘ Του Hub 2 Για Διαφορετικά Επίπεδα Διείσδυσης Μονάδων ΑΠΕ Σε Ότι Αφορά Το Σενάριο του Μικροδικτύου.	205
Σχήμα 4.12.λ.	Ετήσια Θερμική Παραγωγή Ενέργειας Από Τη Μονάδα Λέβητα Του Hub 2 Για Διαφορετικά Επίπεδα Διείσδυσης Μονάδων ΑΠΕ Σε Ότι Αφορά Το Σενάριο Του Μικροδικτύου.	205
Σχήμα 4.14.α.	Διάκριση Τιμών (q: Ποσότητα, M:Μονοπώλιο, p=c:Τιμή Ανταγωνισμού=Οριακό κόστος).	210
Σχήμα 4.14.β.	Ελαστικότητες Ζήτησης Ενέργειας Ως Προς Τη Τιμή.	214
Σχήμα 4.14.γ.	Αρχικό Δίκτυο Με Κατηγοριοποιημένους Ενεργειακά Καταναλωτές.	214
Σχήμα 4.14.δ.	Δίκτυο Με Μονάδες ΔΠ Για Την 1 ^η Εφαρμογή Της Ενεργειακής Πολιτικής.	216
Σχήμα 4.14.ε.	Ενεργειακή Αναβάθμιση Για Τους Καταναλωτές Του Δικτύου (DG_1_ OTS).	218
Σχήμα 4.14.στ.	Δίκτυο DG_1 Με Ελαστικότητες Ανά Καταναλωτή.	220
Σχήμα 4.14.ζ.	Τιμολόγηση Με Βάση Την Ζώνη Φορτίου Σε Κάθε Ώρα.	222
Σχήμα 4.14.η.	Λειτουργικό Κόστος Δικτύου Και Ζήτηση Ενέργειας Διάρκειας Ενός Έτους Για Το Α) Απλό Δίκτυο Με ΟΤΣ Και Β) Απλό Δίκτυο Με Τμηματική Τιμολόγηση.	223
Σχήμα 4.14.θ.	Λειτουργικό Κόστος Ενέργειας Και Ζήτηση Ενέργειας Διάρκειας Ενός Έτους Για Το Α) Απλό Δίκτυο Με ΟΤΣ Και Β) Απλό Δίκτυο Με Τμηματική Τιμολόγηση.	223
Σχήμα 4.14.ι.	Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο.	230
Σχήμα 4.14.κ.	Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο.	230
Σχήμα 4.14.λ.	CapEx Για Την Υλοποίηση Κάθε Σεναρίου Και Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Σε €/MWh.	231
Σχήμα 4.14.μ.	Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο.	231
Σχήμα 4.14.ν.	CapEx για την Υλοποίηση Κάθε Σεναρίου Και Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Σε €/MWh.	232
Σχήμα 4.14.ξ.	Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο.	233

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο

Σχήμα 5.4.α.	Το Τροποποιημένο ΣΗΕ 30 Ζυγών Της ΙΕΕΕ Με Δύο (2) Μονάδες ΣΗΘ Απομάστευσης.	244
Σχήμα 5.5.α.	Συνάρτηση Κατανομής Πιθανότητας Και Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής, cdf.	252
Σχήμα 5.5.β.	Το Προς Μελέτη Μικροδίκτυο.	255
Σχήμα 5.5.γ.	Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Μικροδικτύου Για Τα Δύο Σενάρια.	257

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6^ο

Σχήμα 6.4.α.	ΚΥΡΙΟΤΕΡΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ	277
Σχήμα 6.4.β.	i) Κανονική Κατανομή $N(0,1)$, ii) Κατανομή Weibull Με Παραμέτρους $a=2, b=8$.	271
Σχήμα 6.4.γ.	i) Γάμμα Κατανομή Με Παραμέτρους $k=9, \theta=0,5$, ii) Βήτα Κατανομή Με Παραμέτρους $a=2, b=8$.	272
Σχήμα 6.4.δ.	i) Διωνυμική Κατανομή Με Παραμέτρους $p=0,7, n=40$, ii) Διακριτή Κατανομή 10 Σημείων.	272
Σχήμα 6.4.ε.	Βασική Ιδέα της ΜΕΣ_3.	273
Σχήμα 6.4.στ.	Διάγραμμα Ροής ΜΕΣ_2.	276
Σχήμα 6.5.α.	Μέση Τιμή Της Ζήτησης Φορτίου Τις Καθημερινές Και Τα Σαββατοκύριακα Του Έτους 2010 Για Το ΣΗΕ Της Ελλάδας.	278
Σχήμα 6.5.β.	Εκτιμώμενος Αριθμός Ηλεκτρικών Οχημάτων Για Την Περίπτωση Της Ελλάδας. Με Κόκκινο Χρώμα Συμβολίζεται Το Αισιόδοξο Σενάριο, Με Μπλε Ένα Ρεαλιστικό Σενάριο Και Με Πράσινο Το Απαισιόδοξο Σενάριο.	279
Σχήμα 6.5.γ.	Μέση Τιμή Της Ζήτησης Φορτίου Για Τις Διαφορετικές Στρατηγικές Φόρτισης Λόγω Της Διείσδυσης 100.000 Ηλεκτρικών Οχημάτων Στο ΣΗΕ Της Ελλάδας.	279
Σχήμα 6.5.δ.	Σενάριο Α – Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Την Έγχυση Ενεργού Ισχύος Του Ζυγού Ταλάντωσης.	280
Σχήμα 6.5.ε.	Σενάριο Α – Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Το Μέτρο Της Τάσης Του Ζυγού 11.	281
Σχήμα 6.5.στ.	Σενάριο Β – Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Την Έγχυση Ενεργού Ισχύος Του Ζυγού Ταλάντωσης.	283
Σχήμα 6.5.ζ.	Σενάριο Β – Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Το Μέτρο Της Τάσης Του Ζυγού 11.	284
Σχήμα 6.6.α.	Μονογραμμικό Διάγραμμα Δικτύου Κρήτης.	287
Σχήμα 6.6.β.	Παραγωγές Μονάδων (92 Σημείων, Gram-Charlier-GC, Cornish-Fisher-CF) Για Τους Ζυγούς 9 Και 33.	286
Σχήμα 6.6.γ.	Φορτία Ζήτησης (92 Σημείων, Gram-Charlier-GC, Cornish-Fisher-CF) Για Τους Ζυγούς 3 Και 13.	286
Σχήμα 6.6.δ.	i) Τάση Ζυγού 37 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Τάση Ζυγού 37 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53, iii) Τάση Ζυγού 37 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Τάση	288

	Ζυγού 37 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53 (ΜΕΣ_3).	
Σχήμα 6.6.ε.	i) Γωνία Ζυγού 37 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Γωνία Ζυγού 37 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53, iii) Γωνία Ζυγού 37 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Γωνία Ζυγού 37 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53 (ΜΕΣ_3).	289
Σχήμα 6.6.στ.	i) Τάση Ζυγού 39 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Τάση Ζυγού 39 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53, iii) Τάση Ζυγού 39 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Τάση Ζυγού 39 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53 (ΜΕΣ_3).	290
Σχήμα 6.6.ζ.	i) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 2-4 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 2-4 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53, iii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 2-4 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 2-4 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53 (ΜΕΣ_3).	291
Σχήμα 6.6.η.	i) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 4-6 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 4-6 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53, iii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 4-6 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 4-6 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53 (ΜΕΣ_3).	292
Σχήμα 6.6.θ.	Συναρτήσεις Πυκνότητας Πιθανότητας Για Τις Νέες Παραγωγές Του Σεναρίου Β, i) Παραγωγή Ζυγού 11 (20MW – Κατανομή Γάμμα), ii) Παραγωγή Ζυγού 104 (30MW – Κατανομή Γάμμα), iii) Παραγωγή Ζυγού 55 (30MW – Διακριτή Κατανομή).	294
Σχήμα 6.6.ι.	i) Τάση Ζυγού 56 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, i) Τάση Ζυγού 56 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, iii) Τάση Ζυγού 56 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Τάση Ζυγού 56 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (ΜΕΣ_3).	295
Σχήμα 6.6.κ.	i) Γωνία Ζυγού 56 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Γωνία Ζυγού 56 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, iii) Γωνία Ζυγού 56 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Γωνία Ζυγού 56 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (ΜΕΣ_3).	296
Σχήμα 6.6.λ.	i) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-55 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-55 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, iii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-55 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-55 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (ΜΕΣ_3).	297
Σχήμα 6.6.μ.	i) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, iii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (ΜΕΣ_3).	298
Σχήμα 6.6.ν.	i) Ενεργές Απώλειες Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Ενεργές Απώλειες Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, iii) Ενεργές Απώλειες Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), iv) Ενεργές Απώλειες Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (ΜΕΣ_3).	299
Σχήμα 6.7.α.	Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Την Ηλεκτρική Ισχύ Έξόδου Του Εξεταζόμενου Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ Συναρτήσει Της Εξωτερικής Θερμοκρασίας Περιβάλλοντος, $T_{ambient}$.	302
Σχήμα 6.7.β.	Συναρτήσεις Κατανομών Της Τάσης Του Ζυγού 6 (στο α.μ.σύστημα) Για Τις Τρεις (3) Περιπτώσεις Μελέτης Και Για Διαφορετικές $T_{ambient}$.	304
Σχήμα 6.7.γ.	Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Τη Ροή Ενεργού Ισχύος Της Γραμμής 6-5 Για Τις Τρεις (3) Περιπτώσεις Μελέτης Και Για Διαφορετικές $T_{ambient}$.	304
Σχήμα 6.7.δ.	Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Τη Ροή Ενεργού Ισχύος Από Το Ζυγό Ταλάντωσης (8-1) Για Τις Τρεις (3) Περιπτώσεις Μελέτης Και Για Διαφορετικές $T_{ambient}$.	305

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Σχήμα Π.4.Δ.1.α.	Παράδειγμα Υβριδικού Ενεργειακού Διανομέα.	324
Σχήμα Π.4.Δ.1.β.	Σχεδιάγραμμα Ενός Συστήματος Διασυνδεδεμένων Ενεργειακών Διανομέων (H1, H2, H3).	324
Σχήμα Π.4.Δ.1.γ.	Ενεργειακός Μετατροπέας Στη Μόνιμη Κατάσταση, Ισχύς Εισόδου, Ρα Και Ισχύς Εξόδου, Λβ.	325
Σχήμα Π.4.Δ.1.δ.	Σύμπλεγμα Μετατροπέων Με Πολλαπλές Εισόδους Και Εξόδους.	326
Σχήμα Π.4.Δ.1.ε.	Κατανομή Της Ισχύος Εισόδου, Ρα Στις Διατάξεις Μετατροπής, 1, 2, ..., N_{ca}.	326
Σχήμα Π.4.Δ.1.στ.	Ροή Ισχύος Μεταξύ Των Κόμβων m_a Και n_a.	327
Σχήμα Π.4.Δ.1.ζ.	Σύστημα Διασυνδεδεμένων Ενεργειακών Διανομέων.	327
Σχήμα Π.4.Δ.2.α.	Πλέγμα Κουκίδων Που Δηλώνει Τις Διαφορετικές Καταστάσεις Των Επιπέδων Φόρτισης Της Μπαταρίας Ενός Ηλεκτρικού Οχήματος (SOC) Για Τα Διαθέσιμα Ωριαία Χρονικά Διαστήματα Φόρτισης.	330
Σχήμα Π.4.Δ.2.β.	Πιθανές Μεταβάσεις Κατά Τη Διάρκεια Της Φόρτισης Για Μία Τυπική Ημέρα (23^η Μαΐου) Για Ένα	332

	<i>Ηλεκτρικό Όχημα.</i>	
Σχήμα Π.4.Δ.2.γ.	<i>Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο Που Μελετήθηκε.</i>	332
Σχήμα Π.4.Δ.2.δ.	<i>Καμπύλη Φορτίου Για Το Σενάριο Λειτουργίας Χωρίς ΔΠ Για Μία Ημέρα Του Ιανουαρίου.</i>	333
Σχήμα Π.4.Δ.2.ε.	<i>Καμπύλη Φορτίου Για Το Σενάριο Λειτουργίας Χωρίς ΔΠ Για Μία Ημέρα Του Αυγούστου.</i>	333
Σχήμα Π.4.Δ.2.στ.	<i>Καμπύλη Φορτίου Του Σεναρίου Λειτουργίας Μικροδικτύου Για Μία Ημέρα Του Ιανουαρίου.</i>	334
Σχήμα Π.4.Δ.2.ζ.	<i>Καμπύλη Φορτίου Του Σεναρίου Λειτουργίας Μικροδικτύου Για Μία Ημέρα Του Αυγούστου.</i>	334
Σχήμα Π.4.Δ.3.α.	<i>Γραφική Αναπαράσταση Του DER-CAM.</i>	336
Σχήμα Π.4.Δ.3.β.	<i>Η Επίδραση Της Ζήτησης Η Οποία Καθορίζεται Με Βάση Τις Τιμές Της Χονδρικής Αγοράς Ως Ποσοστό Της Ελαστικότητας Αυτής Της Τιμής.</i>	337
Σχήμα Π.4.Δ.3.γ.	<i>Μέθοδος Απόκρισης “totCOST” Για Οικιστικό Συγκρότημα.</i>	338
Σχήμα Π.4.Δ.4.α.	<i>Εισαγωγή Όλων Των Αντικειμένων Του GUIDE Για Την Υλοποίηση Της Εφαρμογής.</i>	343
Σχήμα Π.4.Δ.4.β.	<i>Το Γραφικό Περιβάλλον Της Εφαρμογής Κατά Την Εκκίνηση Του Προγράμματος.</i>	343
Σχήμα Π.4.Δ.4.γ.	<i>Παράδειγμα Εμφάνισης Αποτελεσμάτων Σύμφωνα Με Την Επιλογή Του Χρήστη.</i>	344
Σχήμα Π.6.ΣΤ.3.α.	<i>Καμπύλες Ζήτησης Ισχύος Ηλεκτρικών Οχημάτων Τις Καθημερινές Του Χειμώνα Για Διαφορετικούς Τύπους Φόρτισης.</i>	357
Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.α.	<i>Κύρια Οθόνη Του Προγράμματος Επίλυσης Της PLF.</i>	370
Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.β.	<i>Παράθυρο Επιλογής Παραγωγής ή Ζήτησης, Ζυγού Και Τύπος Κατανομής.</i>	371
Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.γ.	<i>Αντίστοιχα Πεδία Προς Συμπλήρωση Για Τις Κατανομές Που Επιλέγονται.</i>	371
Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.δ.	<i>Παράθυρο Επιλογής Για Τη Μέθοδο Επίλυσης Της PLF.</i>	371
Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.ε.	<i>Αποτελέσματα Παραδείγματος Με Τη Μέθοδο Monte-Carlo, i) Χρόνος Εκτέλεσης Μεθόδου, ii) Κατανομή Για Τη Τάση Και Τη γωνία, iii) Κατανομές Για Τις Εγχύσεις Ενεργού Και Άεργου Ισχύος Ζυγού, iv) Κατανομή Ροής Ενεργού Ισχύος Από Το Ζυγό Ταλάντωσης Και Κατανομή Των Ολικών Ενεργών Απωλειών Του ΣΗΕ</i>	372

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1^ο

Πίνακας 1.4.α.	Μείγμα Καυσίμων Για Την Ελλάδα Έτους 2013.	4
Πίνακας 1.9.α.	Κατηγοριοποίηση Μη Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής, [45].	19
Πίνακας 1.9.β.	Κόστος Εξοπλισμού DER, [40], [41].	33
Πίνακας 1.9.γ.	Τιμολόγηση Ηλεκτρικής Ενέργειας Που Παράγεται Από Σταθμούς ΑΠΕ Και ΣΗΘΥΑ Μέσα Από Το Νόμο 3851/2010.	35

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο

Πίνακας 2.3.α.	Επιδόσεις Συστημάτων ΣΗΘ, [114].	46
Πίνακας 2.3.β.	Συγκριτικός Πίνακας Μεταξύ Ατμοστροβιλικών Και Αεριοστροβιλικών Συστημάτων ΣΗΘ, [114]-[117].	47
Πίνακας 2.3.γ.	Βασικά Τεχνικά Χαρακτηριστικά Συστημάτων ΣΗΘ, [117].	47
Πίνακας 2.3.δ.	Αναλυτικά Τεχνικά Χαρακτηριστικά Συστημάτων ΣΗΘ, [117].	48
Πίνακας 2.12.α.	Σύγκριση Ωριαίων Θερμικών Φορτίων Για Θέρμανση Χώρων Μεταξύ Των Δύο Μοντέλων.	73
Πίνακας 2.13.α.	Χαρακτηριστικές Τιμές Των Μονάδων ΣΗΘ.	82
Πίνακας 2.13.β.	Θερμογόνος Δύναμη Και Τιμές Φυσικού Αερίου.	82
Πίνακας 2.15.α.	Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Τεχνικά Όρια Λειτουργίας Συμβατικών Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.	101
Πίνακας 2.15.β.	Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Τεχνικά Όρια Λειτουργίας Συμβατικών Σταθμών Παραγωγής Θερμικής Ενέργειας.	101
Πίνακας 2.15.γ.	Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.	101
Πίνακας 2.15.δ.	Συντεταγμένες Που Ορίζουν Την Περιοχή Λειτουργίας Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.	101
Πίνακας 2.15.ε.	Αποτελέσματα Για Τα Διαφορετικά Σενάρια Ηλεκτρικής Και Θερμικής Ζήτησης Στο Πρόβλημα CHP-ED Και Σύγκριση Της Μεθόδου Lagrange Με Τον Αλγόριθμο HS.	102
Πίνακας 2.16.α.	Εκπομπές CO ₂ σε t/TJ Ανάλογα Με Το Καύσιμο Που Χρησιμοποιείται Σε Διάφορες Χώρες Της Ε.Ε.	105
Πίνακας 2.16.β.	Πιθανές Στρατηγικές Της Multi-Objective Προσέγγισης.	106
Πίνακας 2.16.γ.	Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Όρια Των Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Και Θερμικής Ισχύος Καθώς Και Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.	108
Πίνακας 2.16.δ.	Ζεύγη Συντεταγμένων Που Ορίζουν Τη Περιοχή Λειτουργίας Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.	109
Πίνακας 2.16.ε.	Χρησιμοποιούμενα Καύσιμα Μονάδων Παραγωγής Και Συντελεστές Εκπομπής Ρύπων.	109
Πίνακας 2.16.στ.	Αποτελέσματα Με Στόχο Μόνο Την Ελαχιστοποίηση Του Λειτουργικού Κόστους Και Μόνο Την Ελαχιστοποίηση Των Εκπομπών Ρύπων CO ₂ .	110
Πίνακας 2.16.ζ.	Αποτελέσματα Μετά Την Επιβολή Περιορισμών Στις Εκπομπές Ρύπων CO ₂ και SO ₂ .	111
Πίνακας 2.16.η.	Αποτελέσματα Μετά Την Επιβολή Της Μέγιστης Δυνατής Μείωσης Των Εκπομπών CO ₂ .	111
Πίνακας 2.17.α.	Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Όρια των Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ισχύος Καθώς Και Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.	119
Πίνακας 2.17.β.	Χρησιμοποιούμενα Καύσιμα Μονάδων Παραγωγής Και Συντελεστές Εκπομπής Ρύπων.	120
Πίνακας 2.17.γ.	Τοπική Θερμική Ζήτηση Ζυγών Και Τιμές Πώλησης Ηλεκτρικής Και Θερμικής Ενέργειας Για Τους Σταθμούς Παραγωγής.	120
Πίνακας 2.17.δ.	Κυριότερα Αποτελέσματα Βέλτιστης Ροής Φορτίου Με Σταθμούς ΣΗΘ Χωρίς Περιβαλλοντικούς Περιορισμούς Και Χωρίς Φορολόγηση CO ₂ .	120
Πίνακας 2.17.ε.	Αποτελέσματα Βέλτιστης Ροής Φορτίου Για Το Σύστημα Των 30 Ζυγών Για Χαμηλή Θερμική Ζήτηση.	121
Πίνακας 2.17.στ.	Εκπομπές Ρύπων Και Κέρδη Των Μονάδων Παραγωγής Μετά Την Επιβολή Φορολόγησης Άνθρακα.	122
Πίνακας 2.17.ζ.	Εκπομπές Ρύπων Και Κέρδη Των Μονάδων Παραγωγής Μετά Την Επιβολή Φορολόγησης Άνθρακα Και Αύξηση Του Κάτω Ορίου Λειτουργίας Των Συμβατικών Μονάδων.	122
Πίνακας 2.17.η.	Ποσοστιαία Μείωση Των Εκπεμπόμενων Ρύπων Με Φορολόγηση Άνθρακα.	123
Πίνακας 2.17.θ.	Επιβάρυνση Της Φορολόγησης CO ₂ Στον Καταναλωτή Με Αποκλεισμό Των Ρύπων Θερμότητας Της Μονάδας ΣΗΘ.	123
Πίνακας 2.17.ι.	Επιβάρυνση Της Φορολόγησης CO ₂ Στον Καταναλωτή Χωρίς Αποκλεισμό Των Ρύπων Θερμότητας Της Μονάδας ΣΗΘ.	123
Πίνακας 2.17.κ.	Ρύποι Και Κέρδη Της Κάθε Μονάδας Παραγωγής Υπό Περιβαλλοντικούς Περιορισμούς.	124

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο

Πίνακας 3.10.α.	Υπολογισμός Των Συντελεστών Ευαισθησίας Ρεύματος Για Τη Γραμμή 17-1.	143
Πίνακας 3.10.β.	Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής Και Κέρδους Από Την Επένδυση Για Διάφορες Τιμές Των σ Και ρ (Διείσδυση 30kW Μονάδων ΔΠ Στο Ζυγό 4.	144
Πίνακας 3.10.γ.	Σύγκριση Του Χρόνου Αναβολής Επένδυσης Και Του Κέρδους Για Διείσδυση Μονάδων ΔΠ 80kW (Ζυγός 4) Με Χρήση Των Συντελεστών Ευαισθησίας Ρεύματος Για Αρχική Διείσδυση Μονάδων ΔΠ 50kW (Ζυγός 4).	149
Πίνακας 3.10.δ.	Αρχικές Και Τελικές Τιμές Τάσεων Στους Ζυγούς Του Συστήματος Πριν Και Μετά Τη Διείσδυση 50kW Μονάδων ΔΠ Στο Ζυγό 6.	150
Πίνακας 3.10.ε.	Οφέλη Από Την Αποφευγόμενη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Τις Ώρες Αιχμής Για Το Δίκτυο Του Σχήματος 3.10.α.	154

Πίνακας 3.10.στ	<i>Οφέλη Από Την Αποφευγόμενη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Τις Ώρες Αιχμής Για 5000 Δίκτυα Παρόμοια Με Αυτά Του Σχήματος 3.10.α</i>	154
Πίνακας 3.10.ζ	<i>Οφέλη Από Τη Μείωση Απωλειών Ενεργού Ισχύος Στη Γραμμή 17-1 Για Το Δίκτυο Του Σχήματος 3.10.α.</i>	155
Πίνακας 3.10.η	<i>Οφέλη Από Τη Μείωση Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για 5000 Δίκτυα Παρόμοια Του Σχήματος 3.10.α.</i>	155
Πίνακας 3.10.θ.	<i>Συνολικά Οικονομικά Οφέλη Για Το Δίκτυο Χαμηλής Τάσης, Σχήμα 3.10.α.</i>	157
Πίνακας 3.11.α	<i>Το Φορτίο Του Δικτύου Για Κάθε Σενάριο.</i>	160
Πίνακας 3.11.β	<i>Υπολογισμός Συνολικής Ευαισθησίας Του Ρεύματος Της Γραμμής 1-7.</i>	160
Πίνακας 3.11.γ	<i>Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής Και Κέρδους Από Την Επένδυση.</i>	160
Πίνακας 3.11.δ	<i>Σενάρια Διείσδυσης Σε Αντιστοιχία Με Τις Περιπτώσεις Διαχειρίσιμου Φορτίου.</i>	161
Πίνακας 3.11.ε	<i>Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής Και Κέρδους Από Την Επένδυση.</i>	161

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο

Πίνακας 4.11.α.	<i>Χαρακτηριστικά Μεγέθη Του Συνολικού Φορτίου Ζήτησης.</i>	180
Πίνακας 4.11.β.	<i>Χαρακτηριστικά Μονάδων Παραγωγής Στο Μικροδίκτυο.</i>	181
Πίνακας 4.11.γ.	<i>Δεδομένα Για Τις Εκπομπές Των Εγκατεστημένων Μονάδων ΔΠ Σε g/kWh.</i>	181
Πίνακας 4.11.δ.	<i>Αποτελέσματα 1^{ης} Πολιτικής Αγοράς – Οι Επί % Μειώσεις Του Λειτουργικού Κόστους Για Διάφορους Συνδυασμούς Τιμών Αγοράς Και Παραγωγής ΑΠΕ Για Το Μικροδίκτυο ΧΤ.</i>	184
Πίνακας 4.11.ε.	<i>Ιανουάριος: Η Μέγιστη Συνολική Ζήτηση Φορτίου Είναι 207,965kW (19:00 Το Απόγευμα). Παρόμοια Αποτελέσματα Και Για Τους Άλλους Μήνες Και Ώρες.</i>	186
Πίνακας 4.11.στ.	<i>Συνολική Ποσοστιαία Μείωση Των Απωλειών Ισχύος Για Τον Μήνα Ιανουάριο. Παρόμοια Αποτελέσματα Και Για Τους Άλλους Μήνες Και Ώρες.</i>	187
Πίνακας 4.11.ζ.	<i>Συνολικές Απώλειες Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο Μέσης Τάσης.</i>	187
Πίνακας 4.11.η.	<i>Ποσοστιαία Μείωση Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΧΤ και ΜΤ Για Ένα 24ωρο Βάσει Τιμών Κατά ΑρΧ.</i>	188
Πίνακας 4.11.θ.	<i>Ποσοστιαία Κατανομή Των Συνολικών Απωλειών Ενεργού Ισχύος Μεταξύ Των Δικτύων ΧΤ Και ΜΤ Για Ένα 24ωρο Βάσει Τιμών Κατά ΑρΧ.</i>	188
Πίνακας 4.1.ι.	<i>Ποσοστιαία Μείωση Των Ενεργών Απωλειών Ισχύος Στο Δίκτυο ΧΤ Και ΜΤ Για Ένα 24ωρο Και Για Όλους Τους Εξεταζόμενους Μήνες.</i>	191
Πίνακας 4.11.κ.	<i>Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Της Μείωσης Εκπομπών Για Τις Εξεταζόμενες Περιόδους Του Μικροδικτύου.</i>	194
Πίνακας 4.11.λ.	<i>Μείωση Των Εκπομπών Λόγω Αλλαγή Θέσης (Τοπολογίας) Της Μικροτουρμπίνας.</i>	194
Πίνακας 4.12.α.	<i>Οικονομικές Παράμετροι Για Τις Μονάδες ΔΠ</i>	200
Πίνακας 4.12.β.	<i>Δεδομένα Και Κόστη Για Την Υλοποίηση Του Μικροδικτύου.</i>	206
Πίνακας 4.12.γ.	<i>NPV Και IRR Για Την Επένδυση Του Μικροδικτύου.</i>	206
Πίνακας 4.14.α.	<i>Κατηγορίες Και Όρια Κατηγοριών Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων</i>	209
Πίνακας 4.11.β.	<i>Σταθερές Τιμές Τιμολόγησης Ενέργειας Από Το Ανάντη Δίκτυο.</i>	212
Πίνακας 4.14.γ.	<i>Οι Μέσοι Όροι Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Για Κάθε Κατηγορία Καταναλωτή.</i>	212
Πίνακας 4.14.δ.	<i>Αρχικές Ενεργειακές Κατηγορίες Καταναλωτών</i>	215
Πίνακας 4.14.ε.	<i>Βελτιώσεις Ενεργειακών Κατηγοριών Των Καταναλωτών.</i>	218
Πίνακας 4.14.στ.	<i>Ελαστικότητα Κατανάλωσης Ενέργειας Ως Προς Την Τιμή Ενέργειας.</i>	219
Πίνακας 4.14.ζ.	<i>Ελαστικότητα Ζήτησης Ως Προς Την Τιμή Ανά Κατηγορία Καταναλωτή.</i>	219
Πίνακας 4.14.η.	<i>Τμηματική Αύξηση Τιμών Ενέργειας Από Το Ανάντη Δίκτυο.</i>	221
Πίνακας 4.14.θ.	<i>Διαδικασία Τιμολόγησης Σε Ζώνες.</i>	222
Πίνακας 4.14.ι.	<i>Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Δύο Σενάρια Μελέτης 1^ο) Απλό Δίκτυο Με ΟΤΣ Και 2^ο) Απλό Δίκτυο Με Σταθερή Τμηματική Τιμολόγηση.</i>	223
Πίνακας 4.14.κ. (Α)	<i>Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της 1^{ης} Ενεργειακής Πολιτικής.</i>	224
Πίνακας 4.14.λ. (Β)	<i>Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της 1^{ης} Ενεργειακής Πολιτικής.</i>	225
Πίνακας 4.14.μ. (Γ)	<i>Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της 1^{ης} Ενεργειακής Πολιτικής.</i>	226
Πίνακας 4.14.ν.	<i>Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της 2^{ης} Ενεργειακής Πολιτικής.</i>	227
Πίνακας 4.14.ξ. (Α)	<i>Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της Τιμολογιακής Πολιτικής.</i>	228
Πίνακας 4.14.ο. (Β)	<i>Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της Τιμολογιακής Πολιτικής.</i>	229

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο

Πίνακας 5.4.α.	<i>Συντελεστές Ενεργών Απωλειών Κατά Κρον Για Το Δίκτυο Του Σχήματος 5.4.α.</i>	244
Πίνακας 5.4.β.	<i>Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Όρια Των Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Και Θερμικής Ισχύος Καθώς Και Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.</i>	245
Πίνακας 5.4.γ.	<i>Συντελεστές Εκπομπών Αερίων Ρύπων CO₂, SO₂ και NO_x Για Τις Θερμικές Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ισχύος.</i>	245
Πίνακας 5.4.δ.	<i>Συντελεστές Της Κατανομής Weibull Για Την Ταχύτητα Του Ανέμου Στην Κρήτη.</i>	245
Πίνακας 5.4.ε.	<i>Αποτελέσματα Προσομοίωσης Χωρίς Και Με Περιορισμό Εκπομπών CO₂ Παρουσίας Μόνο Των Μονάδων ΣΗΘ (Κόστος σε \$/hour, Εκπομπές Αερίων Ρύπων Σε ton/hour Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Σε α.μ.²).</i>	246
Πίνακας 5.4.στ.	<i>Αποτελέσματα Προσομοίωσης Χωρίς Και Με Περιορισμό Εκπομπών CO₂ Παρουσίας Των Μονάδων ΣΗΘ Και Των Μονάδων Παραγωγής Αιολικής Ισχύος Με <u>σ=120\$/α.μ.</u> (Κόστος σε \$/hour, Εκπομπές Αερίων Ρύπων Σε ton/hour Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Σε α.μ.²).</i>	247

Πίνακας 5.4.ζ.	Αποτελέσματα Προσομοίωσης Χωρίς Και Με Περιορισμό Εκπομπών CO ₂ Παρουσίας Των Μονάδων ΣΗΘ Και Των Μονάδων Παραγωγής Αιολικής Ισχύος Με $\sigma=150\$/\alpha.\mu.$ (Κόστος σε \$/hour, Εκπομπές Αερίων Ρύπων Σε ton/hour Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Σε α.μ. ²).	248
Πίνακας 5.4.η.	Αποτελέσματα Προσομοίωσης Χωρίς Και Με Περιορισμό Εκπομπών CO ₂ Παρουσίας Των Μονάδων ΣΗΘ Και Των Μονάδων Παραγωγής Αιολικής Ισχύος Με $\sigma=180\$/\alpha.\mu.$ (Κόστος σε \$/hour, Εκπομπές Αερίων Ρύπων Σε ton/hour Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Σε α.μ. ²).	249
Πίνακας 5.5.α.	Δεδομένα Για Το Πιθανοτικό Μοντέλο Μίκρο ΣΗΘ.	255
Πίνακας 5.5.β.	Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του C _v .	258
Πίνακας 5.5.γ.	Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του SIGMA _{RES} .	258
Πίνακας 5.5.δ.	Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του SIGMA _{RES} .	258
Πίνακας 5.5.ε.	Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του R.	259
Πίνακας 5.5.στ.	Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του C _v .	259
Πίνακας 5.5.ζ.	Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του C _v .	259
Πίνακας 5.5.ζ'.	Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του C _v .	260
Πίνακας 5.5.η.	Σενάριο 1: Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Των Συντελεστών Βάρους.	260
Πίνακας 5.5.θ.	Σενάριο 2: Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Των Συντελεστών Βάρους.	260

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6^ο

Πίνακας 6.5.α.	Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Της Ενεργού Ισχύος Του Slack Bus Για Το Σενάριο Α.	280
Πίνακας 6.5.β.	Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Του Μέτρου Της Τάσης Του Ζυγού 11.	281
Πίνακας 6.5.γ.	ΣΕΝΑΡΙΟ Α Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Των Ροών Ενεργού Ισχύος (Σε MW) Στις Γραμμές Με Τις Οποίες Συνδέεται Ο Ζυγός 11.	282
Πίνακας 6.5.δ.	Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Της Ενεργού Ισχύος Του Slack Bus Για Το Σενάριο Β.	283
Πίνακας 6.5.ε.	Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Του Μέτρου Της Τάσης Του Ζυγού 11.	283
Πίνακας 6.6.α.	Χρόνοι Υπολογισμού Ανά Εφαρμοσθείσα Μέθοδο.	293
Πίνακας 6.6.β.	Χρόνοι Υπολογισμού Ανά Εφαρμοσθείσα Μέθοδο.	299
Πίνακας 6.6.γ.	Ενδεικτικές Τιμές Ροής Ενεργού Ισχύος (Σε MW) Στις Γραμμές του Δικτύου Σε Κανονική Λειτουργία Και Σε Λειτουργία Σεναρίου Α.	300
Πίνακας 6.6.δ.	Ενδεικτικές Τιμές Ροής Ενεργού Ισχύος (Σε MW) Στις Γραμμές του Δικτύου Σε Κανονική Λειτουργία Και Σε Λειτουργία Σεναρίου Β.	300
Πίνακας 6.7.α.	Περιπτώσεις Μελέτης Για Το Εξεταζόμενο Δίκτυο. Θεωρούνται Μόνο Ενεργές Ζητήσεις Και Παραγωγές Ισχύος.	302
Πίνακας 6.7.β.	Αποτελέσματα για τις Περιπτώσεις Μελέτης Του Πίνακα 6.7.α. Χρησιμοποιήθηκε Η Μέθοδος Της Γραμμικοποίησης Με Συνελίζεις. Οι Απώλειες Δικτύου Είναι Μικρές Και Υπολογίζονται Από Τις Τιμές Του Πίνακα.	303

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Πίνακας Π.2.α.	Ωριαίο Ολικό Θερμικό Φορτίο Οικιστικού Συγκροτήματος Για Θέρμανση Χώρων Και Νερό Χρήσης Σε Ετήσια Βάση.	313
Πίνακας Π.2.β.	Ωριαία Ολική “Μικρή Ηλεκτρική Κατανάλωση” Σε (Wh) Του Οικιστικού Συγκροτήματος Σε Ετήσια Βάση Για Κάθε Ένα Από Τα Εννέα (9) Διαμερίσματα.	313
Πίνακας Π.2.γ.	Ωριαία Ολική “Μεγάλη Ηλεκτρική Κατανάλωση” Σε (Wh) Του Οικιστικού Συγκροτήματος Σε Ετήσια Βάση Για Κάθε Ένα Από Τα Εννέα (9) Διαμερίσματα.	314
Πίνακας Π.2.δ.	Στοιχεία Τιμολογίου 2013 Φυσικού Αερίου Για Τον Οικιακό Τομέα (ΕΠΑ Αττικής και Θεσσαλονίκης), [148]. Σε Παρενθέσεις Οι Αντίστοιχες Τιμές Για Το Έτος 2010.	314
Πίνακας Π.2.ε.	Τρέχοντα Στοιχεία Τιμολογίου Γ1 Και Γ1Ν Της ΔΕΗ (Νυν ΔΕΔΔΗΕ), 2013, [5], [6].	315
Πίνακας Π.2.στ. ^[128]	Τεχνικά Χαρακτηριστικά Προτεινόμενου Συστήματος Mephisto G16+.	316
Πίνακας Π.2.ζ.	Χαρακτηριστικά Μεγέθη Και Δεδομένα Κάθε Ζυγού Του Δικτύου Των 30 Ζυγών (Σχήμα 2.17.γ).	316
Πίνακας Π.2.η.	Χαρακτηριστικά Μεγέθη Και Δεδομένα Των Γραμμών Του Δικτύου Των 30 Ζυγών (Ισοδύναμο Π-Γραμμής)-(Σχήμα 2.17.γ).	317
Πίνακας Π.3.α.	Δεδομένα Των Γραμμών Στο Δίκτυο ΧΤ Του Σχήματος 3.10.α	318
Πίνακας Π.3.β.	Χρονοσειρές Παραγωγής Ισχύος Από Την Α/Γ Και Τα Φ/Β ^[35] .	318
Πίνακας Π.3.γ. ^[35]	Δεδομένα Για Τα Ηλεκτρικά Φορτία).	319
Πίνακας Π.3.δ.	Μέση Οριακή Τιμή Του Ελληνικού Συστήματος Για Μια Τυπική Μέρα Του Έτους 2010. Παρόμοιες Χρονοσειρές Για Όλες Τις Μέρες Του Έτους.	320
Πίνακας Π.3.ε.	Χαρακτηριστικά Μεγέθη του Συνολικού Φορτίου Ζήτησης Και Των Μονάδων ΔΠ Για Το Δίκτυο Του Σχήματος 3.10.α.	320
Πίνακας Π.3.στ.	Ζυγοί του Δικτύου του Υποσταθμού των Χανίων.	321
Πίνακας Π.3.ζ.	Στοιχεία των Γραμμών Μεταφοράς του Δικτύου του Υποσταθμού των Χανίων (S _b =100MVA, V _b =150kV).	321
Πίνακας Π.3.η.	Δεδομένα Ζυγών για Λειτουργία Αρχικής Κατάστασης.	321
Πίνακας Π.3.θ.	Δεδομένα Ζυγών Για Λειτουργία Διαχείρισης Φορτίου 20%.	322
Πίνακας Π.3.ι.	Δεδομένα Ζυγών Για Λειτουργία Διαχείρισης Φορτίου 30%.	322
Πίνακας Π.3.κ.	Δεδομένα Ζυγών Για Λειτουργία ΑΠΕ – Αντίστοιχη Διαχείριση Φορτίου 20%.	322
Πίνακας Π.3.λ.	Δεδομένα Ζυγών Για Λειτουργία ΑΠΕ – Αντίστοιχη Διαχείριση Φορτίου 30%.	322
Πίνακας Π.4.α.	Οι 24ωρες Ζητήσεις Θερμικών Φορτίων Για Κάθε Περιοχή Του Δικτύου. Παρόμοιες Καμπύλες Ισχύουν	323

	<i>Και Για Όλες Τις Μέρες Του Έτους.</i>	
Πίνακας Π.4.Α.1.α.	<i>Θεωρητικά Πιθανές Μετατροπές Υβριδικού Ενεργειακού Διανομέα.</i>	325
Πίνακας Π.4.Α.2.α.	<i>Ετήσιες Ενεργές Απώλειες Για Τα Σενάρια Μελέτης.</i>	335
Πίνακας Π.4.Α.3.α.	<i>Οι Δείκτες Που Χρησιμοποιούνται Στο Μοντέλο Του Οικιστικού Συγκροτήματος.</i>	339
Πίνακας Π.4.Α.3.β.	<i>Παράμετροι Που Χρησιμοποιούνται Στο Μοντέλο Του Οικιστικού Συγκροτήματος.</i>	339
Πίνακας Π.4.Α.3.γ.	<i>Μεταβλητές Που Χρησιμοποιούνται Στο Μοντέλο Του Οικιστικού Συγκροτήματος.</i>	340
Πίνακας Π.4.Α.3.δ.	<i>Οι Εξισώσεις Και Ανισώσεις Που Χρησιμοποιούνται Στο Μοντέλο Του Οικιστικού Συγκροτήματος.</i>	340
Πίνακας Π.6.ΣΤ.1.Α.α.	<i>Πίνακας Ροπογεννητριών.</i>	347
Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.α:	<i>Πίνακας Διαδρομών Και Δυνατότητες Για Τα Ηλεκτρικά Οχήματα.</i>	354
Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.β:	<i>Πίνακας Χιλιομέτρων Για Τα Ηλεκτρικά Οχήματα.</i>	355
Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.γ:	<i>Πίνακας Κατανάλωσης Για Τα Ηλεκτρικά Οχήματα.</i>	355
Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.δ:	<i>Πίνακας Χρονικών Περιόδων Αναχώρησης Για Τα Ηλεκτρικά Οχήματα.</i>	355
Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.ε.	<i>Ποσοστά Συμμετοχής Κάθε Τύπου Ηλεκτρικού Οχήματος Και Οι Χωρητικότητες Των Μπαταριών Τους.</i>	355
Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.στ.^[359]	<i>Κατηγορίες Φόρτισης (Ανεφοδιασμού) Ηλεκτρικών Οχημάτων.</i>	356
Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.ζ.^[359]	<i>Ποσοστά Ηλεκτρικών Οχημάτων Σε Κάθε Κατηγορία Φόρτισης (Ανεφοδιασμού).</i>	356
Πίνακας Π.6.ΣΤ.4.α.	<i>Πίνακας Δεδομένων Ζυγών Για Το Απλοποιημένο ΣΗΕ Του Ελληνικού Ηπειρωτικού Συστήματος.</i>	358
Πίνακας Π.6.ΣΤ.4.β.	<i>Πίνακας Των Διασυνδέσεων Των Ζυγών Και Στοιχεία Των Γραμμών Μεταφοράς Για Το Απλοποιημένο ΣΗΕ Του Ελληνικού Ηπειρωτικού Συστήματος.</i>	361
Πίνακας Π.6.ΣΤ.5.α.	<i>Πίνακας Δεδομένων Ζυγών Για Το ΣΗΕ Της Κρήτης.</i>	364
Πίνακας Π.6.ΣΤ.5.β.	<i>Οι Παραγωγές Των Μονάδων Για Τις 9μ.μ.Το Καλοκαίρι.</i>	366
Πίνακας Π.6.ΣΤ.5.γ.	<i>Τα Φορτία Ζήτησης Για Τις 9μ.μ.Το Καλοκαίρι.</i>	367
Πίνακας Π.6.ΣΤ.5.δ.	<i>Πίνακας Των Διασυνδέσεων Των Ζυγών Και Στοιχεία Των Γραμμών Μεταφοράς Για Το ΣΗΕ Της Κρήτης.</i>	367

ΚΥΡΙΟΤΕΡΕΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ

ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΠ	Διεσπαρμένη Παραγωγή
ΜΕΣ_2 ή_3	Μέθοδος Εκτίμησης Δύο ή Τριών Σημείων
Μίκρο_ΣΗΘ	Μίκρο Συμπαράγωγή Θερμότητας Και Ηλεκτρισμού
ΜΤ	Μέση Τάση
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΧΤ	Χαμηλή Τάση
C-F	Cornish-Fisher
ED	Economic Dispatch
EV	Electric Vehicle
FC	Fuel Cell
G-C	Gram-Charlier
HPR	Heat Power Ratio
HS	Harmony Search
MC	Monte Carlo
MT	MicroTurbine
(O)PF	(Optimal) Power Flow
PLF	Probabilistic Power Flow
PV	Photovoltaic
WT	Wind Turbine

Η ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Το Πρώτο Κεφάλαιο (1^ο) αποτελεί μια φιλόδοξη προσπάθεια εισαγωγής των κυριότερων εννοιών και περιοχών μελέτης που αφορούν τα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Αρχικά, αναλύονται και παρουσιάζονται τα βασικά στοιχεία των Δικτύων Διανομής και αμέσως ακολουθεί μια ανάλυση για θέματα σχέση έχοντα με την Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας και τις Περιβαλλοντικές Πολιτικές. Το κύριο μέρος του πρώτου κεφαλαίου εστιάζει στις μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΔΠ) με έμφαση στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και στις Διατάξεις Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας. Το πρώτο κεφάλαιο ολοκληρώνεται με αναφορά στις τρέχουσες και μελλοντικές εξελίξεις των ΣΗΕ, ενώ κρίθηκε απαραίτητη μια πρώτη εισαγωγή στην έννοια του Μικροδικτύου και του Έξυπνου Δικτύου. Για τα θέματα αυτά παρατίθεται μια εκτεταμένη βιβλιογραφία, [1]-[105] από την οποία μπορεί κανείς να αντλήσει όποια πληροφορία επιθυμεί.

Το Δεύτερο Κεφάλαιο (2^ο) αναφέρεται στα Συστήματα Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ). Εξετάζονται αρχικά, σε βιβλιογραφικό επίπεδο, οι τεχνικές ΣΗΘ, οι τρόποι λειτουργίας τους και οι κυριότεροι δείκτες ενεργειακής συμπεριφοράς τους. Σε ένα σταθμό ΣΗΘ, η θερμική και η ηλεκτρική ισχύς εξόδου καθορίζονται αμοιβαία, είναι δηλαδή μεγέθη αλληλοεξαρτώμενα. Συνεπώς, μια περαιτέρω εξέταση της συμπεριφοράς αυτών των συστημάτων για ένα εύρος τιμών επιθυμητής ισχύος εξόδου και τιμών του μεγέθους Heat Power Ratio (HPR) υπό μορφή γραφημάτων και συναρτήσεων, καθίσταται αναγκαία γι' αυτό και μελετάται. Τέτοιου είδους πληροφορίες οδηγούν στη βέλτιστη επιλογή των χαρακτηριστικών του σταθμού καθώς και στην πλήρη εκμετάλλευση των δυνατοτήτων του, [106]-[124]. Η συμβολή του κεφαλαίου αυτού ξεκινά με τις συγκεκριμένες εφαρμογές που ακολουθούν και που αναδεικνύουν τα οφέλη της διείσδυσης Μονάδων ΣΗΘ στα δίκτυα Χαμηλής, Μέσης και Υψηλής Τάσης. Οι εν λόγω εφαρμογές χωρίζονται σε δύο κατηγορίες.

Η Πρώτη Κατηγορία αναφέρεται στη Μίκρο_ΣΗΘ για τον οικιστικό τομέα (ΧΤ). Τη βιβλιογραφική σύνοψη για τη Μίκρο_ΣΗΘ και Τρι_παραγωγή, [125]-[132] ακολουθεί η μελέτη βιωσιμότητας μιας επένδυσης ΣΗΘ για ένα οικιστικό συγκρότημα σε σχέση με τη συμβατική κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του. Συγκεκριμένα, μελετάται, η βιωσιμότητα επένδυσης μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ για την κάλυψη των ηλεκτρικών και θερμικών αναγκών (θέρμανση χώρου και θέρμανση νερού χρήσης) νεοδμητου συγκροτήματος διαμερισμάτων, έναντι της “*Συμβατικής Λύσεως*” δηλαδή, κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών από το δίκτυο διανομής του ΔΕΔΔΗΕ και των θερμικών αναγκών από λέβητα φυσικού αερίου. Για την επίτευξη του ανωτέρω σκοπού υλοποιήθηκε πρόγραμμα υπολογισμού των θερμικών φορτίων ζήτησης οικίας ενώ χρησιμοποιήθηκαν πραγματικά δεδομένα (περιοχή Αττικής). Η διαδικασία εύρεσης της κατάλληλης μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ και του τρόπου λειτουργίας της είναι ένα από τα ζητήματα που αντιμετωπίστηκαν. Αποδεικνύεται ότι κάτω από ορισμένες προϋποθέσεις μια τέτοια επένδυση μπορεί να καταστεί βιώσιμη, [133]-[138]. Μεγάλο ενδιαφέρον παρουσιάζει η πιθανοτική προσέγγιση παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ισχύς εξόδου για ένα Σύστημα Μίκρο_ΣΗΘ. Εδώ, η ειδοποιός διαφορά έγκειται στο γεγονός ότι η παραγωγή του συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ ελέγχεται από την εξωτερική θερμοκρασία περιβάλλοντος και τα χαρακτηριστικά του χώρου (ή των χώρων) που πρόκειται να καλύψει. Το προταθέν πιθανοτικό μοντέλο που αναπτύχθηκε, μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον προσδιορισμό των μέσων ωριαίων (ή υποπολλαπλάσιων της ώρας) θερμικών και ηλεκτρικών φορτίων ζήτησης κτιρίων. Έτσι, αφού μελετηθεί εμπειριστατωμένα το πιθανοτικό μοντέλο και εξεταστούν για πρώτη φορά (*ceteris paribus*) όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν την αθροιστική συνάρτηση κατανομής της θερμικής και ηλεκτρικής ισχύς εξόδου, υπολογίζονται οι μέσες ωριαίες θερμικές ζητήσεις για ένα σπίτι/οικία του εξεταζόμενου οικιστικού τομέα. Ακολουθώντας, την ίδια λογική, ως ανωτέρω, και χρησιμοποιώντας τα αποτελέσματα του πιθανοτικού μοντέλου παραγωγής Μίκρο_ΣΗΘ, μελετάται η βιωσιμότητα της επένδυσης, [139]-[143]. Επίσης, στην ενότητα αυτή προσδιορίζονται οι μέσες ωριαίες θερμικές ζητήσεις μιας συγκεκριμένης κατοικίας με χρήση του πιθανοτικού μοντέλου πρόβλεψης Μίκρο_ΣΗΘ και τα αποτελέσματα συγκρίνονται με τα αντίστοιχα που προκύπτουν από την εφαρμογή της προηγούμενης μελέτης. Σε πολλές περιπτώσεις η απόκλιση είναι της τάξης του 1%. Γενικά, η κάλυψη των θερμικών αναγκών από μια μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ, η πιθανοτική παραγωγή της οποίας ελέγχεται από την εξωτερική θερμοκρασία περιβάλλοντος, οδηγεί σε ενδιαφέροντα συμπεράσματα όσον αφορά τις μελέτες στον οικιστικό τομέα, αφού πρόκειται για ένα διαφορετικό τρόπο κάλυψης των ενεργειακών αναγκών. Τέλος, μελετάται ο βέλτιστος προγραμματισμός λειτουργίας μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ σε συνεργασία με φωτοβολταϊκές μονάδες παραγωγής βάσει της ανάλυσης διακύμανσης του ηλεκτρικού φορτίου ζήτησης. Προτείνεται ένας τρόπος ανάλυσης για τις περιπτώσεις όπου είναι αδύνατο τα συστήματα Μίκρο_ΣΗΘ να

ακολουθούν τις γρήγορες μεταβολές του φορτίου, [150]. Στην παρούσα μελέτη, εξετάζεται η περίπτωση ελαχιστοποίησης της συνάρτησης λειτουργικού κόστους ενός υβριδικού συστήματος που αποτελείται κυρίως από μικρές μονάδες Μικρο_ΣΗΘ ($<150\text{kW}_e$), συνεπικουρούμενες από μονάδες παραγωγής φωτοβολταϊκών, μονάδα Boiler και ενός Καυστήρα. Η βελτιστοποίηση λαμβάνει χώρα για μια ημέρα του Ιανουαρίου και μια του Ιουλίου (Χειμώνας, Καλοκαίρι), κατά τη διάρκεια των οποίων, η παραγωγή των μονάδων ΔΠ ακολουθεί τις ημερήσιες διακυμάνσεις του φορτίου ζήτησης των καταναλωτών. Το υβριδικό ενεργειακό σύστημα συνδέεται στο κεντρικό δίκτυο διανομής και, είτε τροφοδοτείται από αυτό, σε περίπτωση που αδυνατεί να καλύψει το συνολικό ηλεκτρικό φορτίο των καταναλωτών του, ή παρέχει σε αυτό την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια, στην περίπτωση που είναι οικονομικά κερδοφόρο. Η μελέτη στηρίζεται στη βασική υπόθεση ότι τα δεδομένα των φορτίων ζήτησης και παραγωγής δίνονται σε μικρά χρονικά διαστήματα, π.χ. των 5min. Εξαιτίας αυτών των μικρών χρονικών διαστημάτων το πρόβλημα βελτιστοποίησης καθίσταται ιδιαίτερα δύσκολο και ενδιαφέρον αφού δεν είναι βέβαιο αν τις γρήγορες και απότομες, πολλές φορές, διακυμάνσεις του φορτίου ζήτησης μπορεί να ακολουθήσουν επιτυχώς και συνεχώς οι μονάδες Μικρο_ΣΗΘ. Γι' αυτό και προτείνεται στις περιπτώσεις αυτές η ανάλυση διακύμανσης του φορτίου ζήτησης για την επιτυχή κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του εκάστοτε εξεταζόμενου συστήματος. Οι τιμές για τα φορτία ζήτησης λαμβάνονται βάσει ιστορικών δεδομένων σε συνδυασμό με τεχνικές πρόβλεψης.

Η Δεύτερη Κατηγορία κατηγορία μελετών αναφέρεται σε μεγάλα συστήματα ΣΗΘ τεχνολογίας ατμοστροβίλου με δυνατότητα απομάστευσης. Εξηγείται γιατί αυτές οι μονάδες παράγουν ζεύγη ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος τα οποία ανήκουν όχι σε μια ευθεία γραμμή αλλά σε ένα σύνολο σημείων το οποίο μπορεί να είναι κυρτό ή μη, [152], [153]. Εξαιτίας αυτού του γεγονότος το πρόβλημα της Οικονομικής Κατανομής Φορτίου με μονάδες ΣΗΘ αυτού του τύπου αποκτά εκ νέου ενδιαφέρον εφόσον η επίλυσή του μπορεί να απαιτήσει ευρυστικές ή μετευστικές μεθόδους, [155]–[159]. Στο τμήμα αυτό αναπτύσσεται ένας μετευστικός αλγόριθμος που φέρει την επωνυμία “Αρμονικός Αλγόριθμος” και εφαρμόζεται κατόπιν για την επίλυση του προβλήματος της Οικονομικής Κατανομής Φορτίου με περιορισμούς κοντά στα όρια του κυρτού συνόλου, [165]–[175]. Επίσης, η εύρεση της παραγωγής (είτε ηλεκτρικής είτε θερμικής) των μονάδων αυτών στο πρόβλημα της Βέλτιστης Ροής Φορτίου με περιβαλλοντικούς περιορισμούς πραγματοποιείται για πρώτη φορά και αποτελεί μια ακόμα σημαντική συνεισφορά της διδακτορικής διατριβής. Αναλύεται βήμα-βήμα ο τρόπος επίλυσης του προβλήματος αυτού. Επίσης, η ένταξη των μονάδων αυτών στη διαδικασία της Οικονομικής Κατανομής ή στη Βέλτιστη Ροή Φορτίου σε συνδυασμό με τους αυστηρούς πλέον περιβαλλοντικούς περιορισμούς, [187]–[191], καθιστά τις εξεταζόμενες μονάδες ΣΗΘ κύριους “παίκτες” όπως φαίνεται και στην προτεινόμενη για πρώτη φορά πραγματοποιηθείσα μελέτη.

Το Τρίτο Κεφάλαιο (3^ο) αναφέρεται στη διαδικασία που ακολουθήθηκε για τον υπολογισμό των κυριότερων οικονομικών πλεονεκτημάτων των Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΔΠ), [196], [198]. Αρχικά, παρουσιάζεται η μελέτη ροής φορτίου και η μέθοδος Newton-Raphson, που χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό της μιγαδικής τάσης, όλων των ροών ενεργού και άεργου ισχύος και τελικά του μιγαδικού ρεύματος σε όλους τους ζυγούς και γραμμές του εκάστοτε εξεταζόμενου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ), [154], [193], [194]. Κατόπιν, παρουσιάζεται η μέθοδος ανάλυσης ευαισθησίας και αναπτύσσεται η διαδικασία εύρεσης των συντελεστών ευαισθησίας, για εκείνα τα μεγέθη του δικτύου που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση των οικονομικών πλεονεκτημάτων, [195]. Η όλη διαδικασία αποτελεί μία σημαντική συμβολή της διατριβής. Η εν λόγω αναλυτική μέθοδος αποδεικνύεται πολύ χρήσιμη για αυτή την κατηγορία ζητημάτων. Έτσι, υπολογίζεται η προστιθέμενη αξία της ΔΠ. Συγκεκριμένα:

α) Ο υπολογισμός της ευαισθησίας του ρεύματος ενός ζυγού, k ενός ΣΗΕ ως προς μια αύξηση του φορτίου ζήτησης σε έναν άλλο του ζυγού, m , (που εκφράζει την παράγωγο του ρεύματος στο ζυγό, k ως προς την ενεργό ισχύ φορτίου του ζυγού, m) αποτελεί τη βάση για τον προσδιορισμό του χρόνου αναβολής της επένδυσης σε μετασχηματιστές ή καλώδια του δικτύου και για τον υπολογισμό του κέρδους από την αναβολή αυτή.

β) Ο υπολογισμός της ευαισθησίας των ενεργών απωλειών ισχύος μιας γραμμής μεταξύ των ζυγών, k και i ενός ΣΗΕ ως προς μια μεταβολή της ενεργού παραγωγής ισχύος από ένα ζυγό, m αποτελεί τη βάση για την εκτίμηση του οικονομικού οφέλους που είναι δυνατό να προκύψει από την μείωση των ενεργών απωλειών ισχύος λόγω αύξησης της διείσδυσης των μονάδων ΔΠ.

γ) Ο υπολογισμός της ευαισθησίας του μέτρου της τάσης ενός ζυγού, k ως προς τη μεταβολή της ενεργού παραγωγής ισχύος από ένα ζυγό, m αποτελεί τη βάση για να εκτιμηθεί η βελτίωση που επιτυγχάνεται στο μέτρο της τάσης από την αύξηση της διείσδυσης μονάδων ΔΠ.

δ) Η δυνατότητα για αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΔΠ κατά την διάρκεια των ωρών αιχμής καθώς και μια πιθανή μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της μεγάλης διείσδυσης μονάδων ΔΠ είναι θέματα που επίσης εξετάζονται.

Τέλος, οι δύο εφαρμογές (1^η Εφαρμογή για ένα Δίκτυο Χαμηλής Τάσης και 2^η Εφαρμογή για ένα τμήμα του ΣΗΕ της Κρήτης με δυνατότητα διαχείρισης του φορτίου ζήτησης) που ακολουθούν επιβεβαιώνουν τη χρησιμότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας και οδηγούν στην αλληλοσυμπλήρωση των πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας και πολιτικών διείσδυσης μονάδων ΔΠ.

Το Τέταρτο Κεφάλαιο (4^ο) εστιάζει στο συντονισμένο έλεγχο των μονάδων ΔΠ, που συνιστά ένα Μικροδίκτυο, και που επιτρέπει την πλήρη αξιοποίηση των πλεονεκτημάτων τους, όπως περιγράφονται στις αναφορές, [35], [93]-[100], [196], [198], [210], [214]-[222]. Στο κεφάλαιο αυτό, μετά από μια λεπτομερή ανάλυση κάποιων βασικών θεμάτων Μικροδικτύων με έμφαση στους δείκτες αξιολόγησης της απόδοσής τους, αναδεικνύονται τα βασικά πλεονεκτήματα και τρόποι λειτουργίας των Μικροδικτύων με τη συμμετοχή διαφορετικών τεχνολογιών μονάδων ΔΠ (PV, WT, MT, FC, ΣΗΘ, Ηλεκτρικά Οχήματα) ώστε, να αναδυθεί ξεκάθαρα η προστιθέμενη αξία τους όσον αφορά τα λειτουργικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά τους. Οι μελέτες αυτές αποτελούν και τη συμβολή της διατριβής στο εν λόγω θέμα. Συγκεκριμένα:

1^η Μελέτη_Συμβολή) Περιγράφονται τα αποτελέσματα όχι μόνο από την προσομοίωση της λειτουργίας ενός Μικροδικτύου κάτω από διάφορους συνδυασμούς ρεαλιστικών τιμών της αγοράς και παραγωγής από ΑΠΕ αλλά επίσης και τα αποτελέσματα από πολλά Μικροδίκτυα στην MT. Επιπλέον, ο υπολογισμός της μείωσης απωλειών ισχύος και η εκτίμηση των εκπομπών αερίων ρύπων που αποφεύγονται από τη λειτουργία του Μικροδικτύου, μέσω της καμπύλης οριακών εκπομπών του ανάντη δικτύου ποσοτικοποιούνται. Βάσει αυτών των υπολογισμών εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με τα δυνητικά οφέλη από την αυξημένη διείσδυση των Μικροδικτύων στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.

2^η Μελέτη_Συμβολή) Υπολογίζεται το οικονομικό όφελος που προκύπτει από τη λειτουργία ενός Μικροδικτύου σε σχέση με την ανεξάρτητη λειτουργία των μονάδων του ΔΠ. Ο υπολογισμός του οικονομικού οφέλους που βασίζεται στην ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους του Μικροδικτύου χωρίς ανταλλαγή ισχύος με το ανάντη δίκτυο ή στην μεγιστοποίηση των κερδών του διαχειριστή του Μικροδικτύου, είναι σημαντικός διότι μπορεί να συγκριθεί με τα επιπλέον κόστη (π.χ. πλήρη τηλεπικοινωνιακή υποδομή, έξυπνοι μετρητές, κέντρα ελέγχου ενέργειας κ.τ.λ., [210], [227]) που απαιτούνται για την μετατροπή των ανεξάρτητων μονάδων ΔΠ σε λειτουργία Μικροδικτύου. Είναι σημαντικό να κατανοηθεί ότι τα οφέλη εξαρτώνται από τη δομή του Μικροδικτύου και από τις διακυμάνσεις της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Για την κατανόηση των ανωτέρω μελετήθηκε ένα τυπικό ελληνικό δίκτυο XT με συγκεκριμένες μονάδες ΔΠ συμπεριλαμβανομένων μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ και λεβήτων για την κάλυψη και των θερμικών φορτίων ζήτησης μέσω ενεργειακών διανομέων και τιμών αγοράς ενέργειας έτσι ώστε να ποσοτικοποιηθεί σε πρώτη φάση το επιπλέον οικονομικό όφελος που αποκομίζεται. Δέον να τονιστεί ότι έγινε προσπάθεια να διερευνηθεί η διακύμανση του οικονομικού οφέλους με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ΔΠ του Μικροδικτύου. Σε κάθε περίπτωση έγινε η υπόθεση ότι οι μονάδες ΔΠ ανήκουν στους τελικούς χρήστες και ότι η παραγόμενη ισχύς των μονάδων ΑΠΕ (WT και PV) πωλείται όλη στο δίκτυο.

3^η Μελέτη_Συμβολή) Αποτελεί συνέχεια της προηγούμενης 2^{ης} μελέτης-συμβολής όπου αντιμετωπίζεται το ίδιο πρόβλημα της οικονομικής βελτιστοποίησης του Μικροδικτύου παρουσία πολλών ηλεκτρικών οχημάτων τα οποία φορτίζονται υπό περιορισμούς. Η μόνη διαφορά έγκειται στο γεγονός ότι η συνολική ζήτηση ισχύος συμπεριλαμβάνει και το φορτίο ζήτησης των ηλεκτρικών οχημάτων. Αυτό είναι το σημείο όπου τα ηλεκτρικά οχήματα εισάγονται στο πρόβλημα βελτιστοποίησης, αλλάζοντας τη συνολική ζήτηση φορτίου. Για την εύρεση της βέλτιστης λύσης χρησιμοποιείται ο Αρμονικός Αλγόριθμος σε συνδυασμό με τον Δυναμικό Προγραμματισμό για τις ώρες φόρτισης ώστε να επιλυθεί το προκύπτον υπό-πρόβλημα της φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων, αποφεύγοντας περιττές επαναλήψεις.

4^η Μελέτη_Συμβολή) Στο πλαίσιο των προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας και τιμολογιακών πολιτικών προτείνεται για πρώτη φορά ένα διάνυσμα ιδιοτήτων που χαρακτηρίζουν κάθε καταναλωτή του Μικροδικτύου και που αποτελεί μοναδικό χαρακτηριστικό για τον καθένα, ουσιαστικά ταυτοποιώντας τον. Αυτό το διάνυσμα αποτελείται από το ζυγό στον οποίο είναι συνδεδεμένος ο καταναλωτής, το είδος του καταναλωτή, τις ενεργειακές του παραγωγές και ζητήσεις, την ενεργειακή κατηγορία στην οποία ανήκει και την ενεργειακή ελαστικότητα ζήτησης που τον χαρακτηρίζει. Έτσι, σε ένα Μικροδίκτυο, που αποτελείται από διαφορετικούς καταναλωτές και διαφορετικές μονάδες ΔΠ, εφαρμόζεται ένα σύνολο ενεργειακών και

τιμολογιακών πολιτικών ώστε, βάσει της οικονομικής βελτιστοποίησης να μελετηθεί η λειτουργία του και να αναδειχθούν τα πλεονεκτήματά του σε σχέση με άλλα ενεργειακά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

Τέλος, κάποια θέματα Μικροδικτύων που θα μπορούσαν να αναπτυχθούν περαιτέρω και που χρήζουν ιδιαίτερης προσοχής παρατίθενται σε παράρτημα. Όπως π.χ. την προσπάθεια ανάπτυξης γραφικού περιβάλλοντος που θα ενσωματώνει όλες τις προαναφερθείσες λειτουργίες.

Το Πέμπτο Κεφάλαιο (5^ο) στοχεύει στη στοχαστική επίλυση προβλημάτων οικονομικής κατανομής φορτίου (ED) σε ΣΗΕ όπου οι μεταβλητές απόφασης (π.χ. η παραγόμενη ηλεκτρική και θερμική ισχύς) και οι συντελεστές που σχηματίζουν τις συναρτήσεις κόστους αποτελούν στοχαστικές μεταβλητές που ακολουθούν μία γνωστή κατανομή. Συνήθως, θεωρούμε η κατανομή που ακολουθούν να είναι η κανονική κατανομή με γνωστή τυπική απόκλιση οπότε η λύση του προβλήματος είναι η μέση τιμή της κάθε μεταβλητής. Η βασική μαθηματική περιγραφή του στοχαστικού προβλήματος της οικονομικής κατανομής καθώς και οι μέθοδοι επίλυσής του, αναλύονται επαρκώς στις αναφορές, [272]–[278], [284], [286]–[293]. Στις ίδιες αναφορές εισάγεται και η έννοια της συναρτήσεως ρίσκου που ορίζεται ως η αναμενόμενη ή προσδοκώμενη τιμή του τετραγώνου της μη ικανοποιημένης ζήτησης φορτίου (ηλεκτρικού ή θερμικού). Οι συναρτήσεις ρίσκου αποτελούν αντικειμενικές συναρτήσεις προς ελαχιστοποίηση ώστε να αυξηθεί η αξιοπιστία του συστήματος μελέτης. Εντάσσοντας, γενικά, το ρίσκο στα προβλήματα στοχαστικής βελτιστοποίησης αυτής της κατηγορίας απαιτείται να ακολουθηθεί μία προσέγγιση πολλών αντικειμενικών συναρτήσεων (πολυκριτηριακή). Η κύρια συμβολή του κεφαλαίου αυτού έγκειται στο γεγονός της επέκτασης του κλασικού στοχαστικού προβλήματος της οικονομικής κατανομής ώστε να ενσωματωθούν τόσο οι μονάδες ΣΗΘ Απομάστευσης και Αιολικών Πάρκων όσο και μια συνάρτηση που εκφράζει την ασφάλεια του συστήματος λόγω αυξημένης διείσδυσης αιολικής ισχύος σε συνδυασμό με αυστηρούς περιβαλλοντικούς περιορισμούς για την ελαχιστοποίηση των αερίων ρύπων. Επιπλέον, για πρώτη φορά μελετήθηκε το εν λόγω πρόβλημα στην περίπτωση ενός Μικροδικτύου. Συγκεκριμένα, για τις δύο πρωτότυπες εφαρμογές-μελέτες η ανάλυση έχει ως εξής:

1^η Μελέτη-Εφαρμογή) Στη μελέτη αυτή επεκτάθηκε ένα γνωστό στοχαστικό μοντέλο οικονομικής κατανομής με χρήση μονάδων ΣΗΘ απομάστευσης ώστε να συμπεριληφθούν τα αιολικά πάρκα, οι εκπομπές αερίων ρύπων καθώς και η συνάρτηση ασφάλειας του ΣΗΕ λόγω αυξημένης διείσδυσης αιολικής ισχύος. Λόγω των διακυμάνσεων του ανέμου και των απρόβλεπτων χαρακτηριστικών του, η ενσωμάτωση της αιολικής ισχύος σε ένα ΣΗΕ απαιτεί ειδική μέριμνα από την πλευρά του λειτουργού του συστήματος για λόγους ευστάθειας και ασφάλειας. Στις αναφορές, [279]–[283], προτείνεται η ενσωμάτωση της αιολικής παραγωγής στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής. Ο χαρακτηρισμός της ταχύτητας του ανέμου ως τυχαίας μεταβλητής που ακολουθεί την κατανομή Weibull και ο τρόπος εξαγωγής της αιολικής ισχύς εξόδου αποτελεί τη βάση για την εν λόγω μελέτη. Η εφαρμογή υλοποιήθηκε στο δίκτυο των 30 ζυγών της IEEE. Με αυτό τον τρόπο ο εκάστοτε λειτουργός του συστήματος έχει ένα ισχυρό πρόγραμμα για τη λήψη αποφάσεων ώστε να επιτύχει περισσότερο ακριβείς λύσεις και εκτιμήσεις ενός συστήματος ισχύος με διείσδυση μονάδων ΑΠΕ, κάτω από περιβαλλοντικές πολιτικές. Οι προσομοιώσεις εστιάζουν κυρίως σε περιβαλλοντικά θέματα που μειώνουν τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, μια που αυτό επιβάλλουν συνήθως οι διεθνείς κανονισμοί. Παρόλα αυτά απαιτείται μεγάλη προσοχή σε σενάρια υψηλού περιορισμού εκπομπών αερίων ρύπων μιας που σε τέτοιες περιπτώσεις ο εφικτός χώρος των λύσεων περιορίζεται δραματικά οπότε και χρειάζονται ακόμα πιο εξελιγμένοι αλγόριθμοι για την εξεύρεση της λύσης.

2^η Μελέτη-Εφαρμογή) Όπως αναφέρθηκε, τα στοχαστικά μοντέλα είναι τα πιο κατάλληλα για την επίλυση του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου αφού τόσο η παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος από τις μονάδες όσο και η ζήτηση φορτίου είναι εν γένει τυχαίες μεταβλητές. Αυτή η κατάσταση είναι πολύ πιο έντονη στην περίπτωση των Μικροδικτύων εξαιτίας των μονάδων ΔΠ που μπορεί να περιλαμβάνουν και οι οποίες στην πλειονότητά τους παράγουν ηλεκτρική ισχύ με ένα σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας (π.χ. επηρεασμός των καιρικών συνθηκών στις φωτοβολταϊκές και αιολικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος). Σε αυτή την 2^η Μελέτη-Εφαρμογή για πρώτη φορά εφαρμόζεται η στοχαστική προσέγγιση, όπως αναλύθηκε στην πρώτη εφαρμογή, σε ένα Μικροδίκτυο που περιλαμβάνει πολλές μονάδες ΔΠ και ιδιαίτερα μονάδες Μίκρο_ΣΗΘ των οποίων οι παραγωγές ισχύος θεωρούνται ως τυχαίες μεταβλητές. Ειδικά, για την έξοδο τόσο της ηλεκτρικής όσο και της θερμικής ισχύος της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ χρησιμοποιείται το πιθανοτικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 2 (παράγραφος 2.12) ενώ η λειτουργία των μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ ακολουθεί την Heat-Match διαδικασία. Έτσι, το ντετερμινιστικό πρόβλημα οικονομικής βελτιστοποίησης όπως περιγράφεται στην 2^η εφαρμογή του 4^{ου} κεφαλαίου, τυποποιείται μαθηματικά σε ένα στοχαστικό πρόβλημα πολλαπλών κριτηρίων όπου λαμβάνεται το

αναμενόμενο λειτουργικό κόστος και το ρίσκο ως δύο αντικρουόμενα κριτήρια που θα ελαχιστοποιηθούν με τη χρήση του σταθμισμένου αθροίσματος. Κατόπιν, τα αποτελέσματα των στοχαστικών προσομοιώσεων συγκρίνονται με τα αντίστοιχα της ντετερμινιστικής προσέγγισης. Τέλος, πραγματοποιείται μία *ceteris paribus* ανάλυση για τους Συντελεστές Διακύμανσης, Συσχέτισης και Σταθμισμένου Βάρους και για την Τυπική Απόκλιση της παραγωγής ισχύος των ΑΠΕ ώστε να διερευνηθεί η επίδραση των διαφορετικών κριτηρίων αποφάσεων στο αναμενόμενο λειτουργικό κόστος του Μικροδικτύου. Τα αποτελέσματα της στοχαστικής προσομοίωσης δείχνουν ότι το κόστος παραγωγής, οι αποκλίσεις παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ισχύος αυξάνουν με την αύξηση του συντελεστή διακύμανσης, του συντελεστή συσχέτισης και της τυπικής απόκλισης των ΑΠΕ.

Το Έκτο Κεφάλαιο (6^ο) επικεντρώνεται σε θέματα Πιθανοτικής Ροής Φορτίου (Probabilistic Load Flow, PLF). Η PLF μπορεί να οριστεί ως μία μέθοδος επίλυσης προβλημάτων ροής φορτίου που λαμβάνει υπόψη την αβεβαιότητα και τη στατιστική φύση των δεδομένων μεγεθών, δηλαδή των φορτίων ζήτησης και της παραγωγής και υπολογίζει τα άγνωστα μεγέθη ως τυχαίες μεταβλητές με μία μέση τιμή, τυπική απόκλιση και συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Είναι ένας τρόπος υπολογισμού όλων των πιθανών καταστάσεων του συστήματος, που αντιστοιχούν σε όλες τις δυνατές στατιστικές μεταβολές των φορτίων ζήτησης και της παραγωγής. Μετά από μια εκτεταμένη και σε βάθος ιστορική αναφορά για την PLF εξετάζονται οι κυριότερες μέθοδοι επίλυσής της, [301]–[358]. Ειδικότερα, εξετάζεται η αριθμητική μέθοδος Monte Carlo και στη συνέχεια οι αναλυτικές μέθοδοι που βασίζονται στη διαδικασία της γραμμικοποίησης και πολυγραμμικοποίησης των μη-γραμμικών εξισώσεων ροής φορτίου, [299], [300]. Τα προβλήματα που ανακύπτουν εξαιτίας του υπολογισμού πολλών συνελίξεων για την εύρεση των ζητούμενων pdf αντιμετωπίζονται με δύο καινούργιες αναλυτικές μεθόδους που φέρουν την ονομασία Gram-Charlier και Cornish-Fisher ανάλυση οι οποίες και αναπτύσσονται διεξοδικά σε συνδυασμό με τη μέθοδο γραμμικοποίησης. Επιπλέον, η χρησιμοποίηση της *Μεθόδου Εκτίμησης Σημείου* (MES) αποτελεί μια εναλλακτική λύση του προβλήματος της PLF γι' αυτό και περιγράφεται με πληρότητα. Όλες αυτές οι μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της PLF εφαρμόζονται για πρώτη φορά σε δύο ΣΗΕ ώστε να συγκριθούν τα αποτελέσματα και οι αποδόσεις των εξεταζόμενων μεθόδων, αποτελώντας μία ακόμα συμβολή της διατριβής. Συγκεκριμένα, στην:

1^η Εφαρμογή-Συμβολή) Μελετάται η εφαρμογή της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου στο Ηπειρωτικό ΣΗΕ της Ελλάδας τόσο με τη μέθοδο Monte Carlo (5000 επαναλήψεις) όσο και με την Αναλυτική Μέθοδο της Γραμμικοποίησης σε συνδυασμό με τις Μεθόδους Gram-Charlier και Cornish-Fisher (Linearization G-C, Linearization C-F αντίστοιχως). Στο υπό εξέταση ΣΗΕ ενσωματώνεται και η ζήτηση Ηλεκτρικών Οχημάτων (Electric Vehicles - EVs), [361]. Σύμφωνα με μελέτες, [359], [360] η αυξημένη διείσδυση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στα ΣΗΕ τις επόμενες δύο δεκαετίες θα επηρεάσει σε σημαντικό βαθμό τη λειτουργία τους. Επομένως, από τη μελέτη θα εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα για τη συμπεριφορά του ΣΗΕ στο επιπλέον φορτίο ζήτησης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων.

2^η Εφαρμογή-Συμβολή) Συγκρίνονται μεταξύ τους οι διάφορες μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου. Η σύγκριση βασίζεται στην αξιοπιστία και στον αντίστοιχο χρόνο επίλυσης της κάθε μεθόδου. Σαν δίκτυο μελέτης θα χρησιμοποιηθεί το ΣΗΕ της Κρήτης.

3^η Εφαρμογή-Συμβολή) Μελετάται για πρώτη φορά η Πιθανοτική Ροή Φορτίου σε ένα ΣΗΕ χαμηλής τάσης που ενσωματώνει μονάδα Μίκρο-ΣΗΘ για την οποία τα μεγέθη εξόδου της (ηλεκτρική και θερμική ισχύς) δίνονται από το πιθανοτικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στην ενότητα-παράγραφο 2.12 του Κεφαλαίου 2. Ουσιαστικά, μελετάται η επίδραση της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος στα μεγέθη της τάσης και της ροής ισχύος στις γραμμές του εξεταζόμενου ΣΗΕ μέσω της PLF και του πιθανοτικού μοντέλου του συστήματος Μίκρο-ΣΗΘ. Η μελέτη αυτού του ζητήματος μπορεί να φανεί χρήσιμη σε περιπτώσεις όπου υπάρχει μεγάλη διείσδυση πολλών μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ που λειτουργούν με παρόμοιο τρόπο.

Η Διδακτορική Διατριβή ολοκληρώνεται τονίζοντας την πρωτοτυπία και τη συμβολή καταθέτοντας ταυτόχρονα προτάσεις για μελλοντικά θέματα που θα μπορούσαν να εξεταστούν σε μεγαλύτερη βάθος έχοντας σαν εφελτήριο τα αποτελέσματα της παρούσας έρευνας.

Τέλος, τα Παραρτήματα παρέχουν επιπρόσθετες πληροφορίες και συμπληρωματικές μελέτες των θεμάτων που αναπτύχθηκαν στο κύριο μέρος της διατριβής, [363]–[391].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΕΣ ΕΝΝΟΙΕΣ ΓΙΑ – ΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΤΗΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ – ΤΙΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ – ΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΕΞΥΠΝΑ ΔΙΚΤΥΑ

Τα πάντα μπορούν να γίνουν όσο πιο απλά είναι δυνατόν, αλλά όχι απλούστερα
(Albert Einstein)

1.1. ΣΥΝΤΟΜΗ ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΗ ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ^{[1], [2]}

Τα πρώτα *Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας* (ΣΗΕ) εμφανίστηκαν στα τέλη της δεκαετίας του 1870. Ο πρώτος, μάλιστα, σταθμός παραγωγής λειτούργησε στο Λονδίνο στις 12 Ιανουαρίου 1882 και ο δεύτερος στις 4 Σεπτεμβρίου 1882 στη Νέα Υόρκη. Το ηλεκτρικό ρεύμα που χρησιμοποίησαν τα πρώτα ΣΗΕ ήταν *Συνεχές Ρεύμα* (ΣΡ ή DC), *Χαμηλής Τάσης* (ΧΤ, ή LV), και οι περιοχές που εξυπηρετούσαν οι πρώτοι κεντρικοί σταθμοί ήταν περιορισμένες, λόγω της μικρής απόστασης στην οποία μπορούσε να μεταφερθεί αποδοτικά το ρεύμα αυτό. Επαναστατική αλλαγή στα ΣΗΕ αποτέλεσε η εισαγωγή του *Εναλλασσόμενου Ρεύματος* (ΕΡ ή AC) στις αρχές τις δεκαετίας του 1880, με την παράλληλη ανάπτυξη της γεννήτριας ΕΡ και του *Μετασχηματιστή* (Μ/Σ). Ακολούθησε η εφεύρεση των πολυφασικών συστημάτων ΕΡ (Nikola Tesla) και της πρώτης διφασικής γεννήτριας ΕΡ το 1893. Έκτοτε οι εξελίξεις ήταν ταχύτατες και η παγκόσμια εξάπλωση των ΣΗΕ ραγδαία.

Με την επικράτηση του εναλλασσόμενου ρεύματος, άρχισε η ανάπτυξη των τοπικών ηλεκτροπαραγωγικών σταθμών, οι οποίοι, με τα συστήματα μεταφοράς και διανομής που εκτείνονταν μέχρι τα όρια δράσης τους, εξυπηρετούσαν το φορτίο μικρών γεωγραφικών περιοχών. Πολύ σύντομα γειτονικά συστήματα άρχισαν να διασυνδέονται, ώστε να μπορούν να ανταλλάσσουν ενέργεια και να ικανοποιούν στη βάση της αμοιβαιότητας φορτία αιχμής, όχι κατ' ανάγκη σε ταυτοχρονισμό, που μόνα τους θα ήταν αδύνατον να ικανοποιηθούν. Για να μπορέσουν βέβαια να συνδεθούν μεταξύ τους αυτά τα συστήματα έπρεπε προηγουμένως να λυθεί το τεχνικό πρόβλημα της τυποποίησης συχνότητας, επειδή υπήρχαν συστήματα που λειτουργούσαν σε διαφορετικές συχνότητες.

Η συχνότητα δεν είχε τυποποιηθεί από την πρώτη περίοδο λειτουργίας των συστημάτων ΕΡ. Πολλές διαφορετικές συχνότητες είχαν χρησιμοποιηθεί, όπως 25, 50, 60, 125 και 133Hz. Το γεγονός αυτό εμπόδιζε τη διασύνδεση των επιμέρους συστημάτων. Τελικά, η συχνότητα των 60Hz επικράτησε στη Β. Αμερική και αυτή των 50Hz στην Ευρώπη.

Η ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε μεγαλύτερες αποστάσεις μεταξύ κέντρων παραγωγής και κατανάλωσης οδήγησε στη χρησιμοποίηση υψηλότερων τάσεων 12kV, 44kV, 60kV, 220kV, 287kV (1935), 300kV (1953), 500kV (1965), 735kV (1966-Hydro Quebec), 765kV (1969-ΗΠΑ) καθώς και στην κατασκευή μεγάλων θερμικών, υδροηλεκτρικών και πυρηνικών εργοστασίων.

Για αποστάσεις μεγαλύτερες από 500km για εναέρια δίκτυα και 50km για υπόγεια και υποβρύχια καλώδια η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας με συνεχές ρεύμα από υψηλή τάση γίνεται ιδιαίτερα ελκυστική. Η πρώτη γραμμή συνεχούς ρεύματος λειτούργησε στη Σουηδία το 1954 με τη διασύνδεση της νήσου Gotland με το υπόλοιπο σύστημα. Η εξέλιξη των μετατροπέων από εναλλασσόμενο σε συνεχές με τη χρησιμοποίηση των θυρίστορ και η δυνατότητα που παρέχουν για διασύνδεση συστημάτων διαφορετικής συχνότητας ή με έντονα προβλήματα ευστάθειας, έχει αυξήσει το ενδιαφέρον της χρησιμοποίησης του συνεχούς ρεύματος.

Τις τελευταίες δύο κυρίως δεκαετίες, οι τεχνολογικές καινοτομίες και οι αλλαγές στο οικονομικό και στο ρυθμιστικό περιβάλλον έφεραν στο προσκήνιο την *Κατανομημένη Παραγωγή ή Διесπαρμένη Παραγωγή* (ΚΠ, ή ΔΠ). Αυτό επιβεβαιώνεται από την IEA (*International Energy Agency*, 2003) που παραθέτει τους πέντε βασικούς λόγους που συνετέλεσαν σ' αυτό:

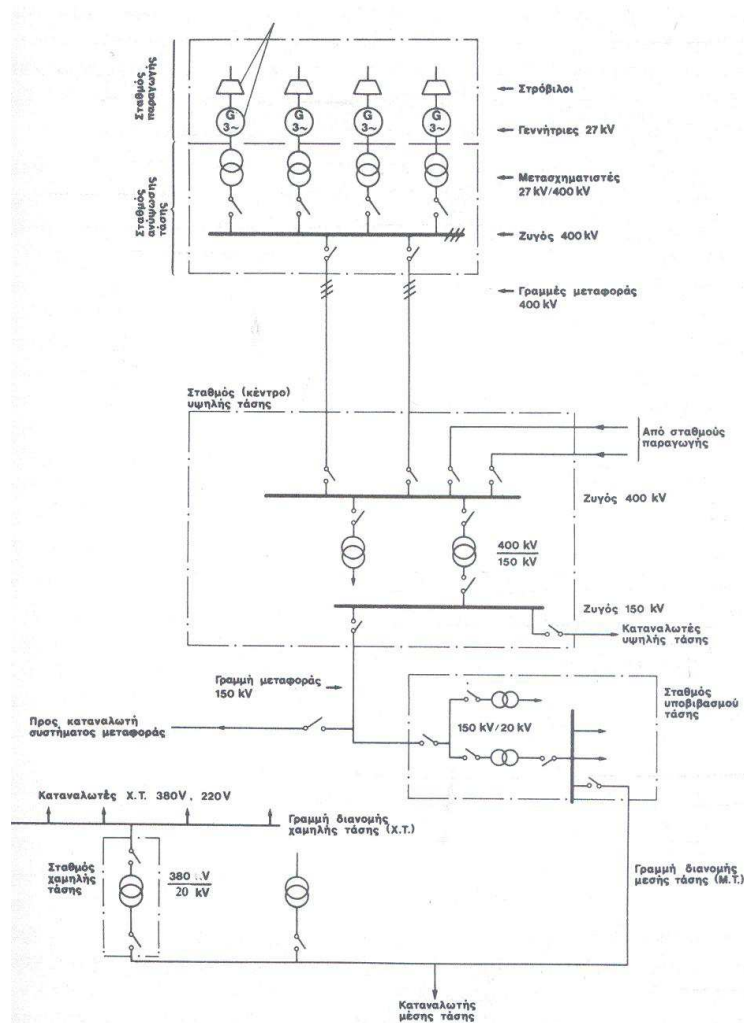
- Ανάπτυξη των νέων τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας,
- Περιορισμοί στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς,
- Αυξημένη ζήτηση παροχής ηλεκτρισμού υψηλής αξιοπιστίας,
- Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας,

- Προβληματισμοί για τις κλιματικές αλλαγές.

Δεδομένου ότι το ενδιαφέρον για τις εγκαταστάσεις νέας γενιάς κλιμακώνεται, η υιοθέτηση της διαφανούς και εύκολα εφαρμόσιμης τεχνολογίας γίνεται επιτακτικότερη. Η διείσδυση της *Διεισδυμένης Παραγωγής* (ΔΠ – αναλυτικότερα σε επόμενη ενότητα) όπως Ανεμογεννήτριες, Φωτοβολταϊκά, Κυψέλες Καυσίμου, Συστήματα Μικρο_Συμπαγωγής, Μικροτουρμπίνες, Μονάδες Βιομάζας, Γεωθερμία, Μικρές Υδροηλεκτρικές Εγκαταστάσεις, κ.λπ., που κυμαίνονται από το λίγα kW ως και πολλά MW στα δίκτυα διανομής αυξάνεται παγκοσμίως. Οι οικονομικές ευκαιρίες που παρουσιάζονται για τους ιδιωτικούς επενδυτές στο απορρυθμισμένο ηλεκτρικό περιβάλλον ενέργειας από την αυξημένη διείσδυση τέτοιων μονάδων παραγωγής και ειδικότερα από τον συντονισμένο έλεγχός τους (Μικροδίκτυα, Έξυπνα Δίκτυα) συμβάλλουν σ' αυτή την κατεύθυνση.

1.2. ΔΟΜΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Ένα ΣΗΕ είναι το σύνολο των εγκαταστάσεων και μέσων, τα οποία χρησιμεύουν στην εξυπηρέτηση των αναγκών ενός συνόλου καταναλωτών σε ηλεκτρική ενέργεια. Σκοπός των ΣΗΕ είναι να τροφοδοτούν αδιάλειπτα, με λογική αξιοπιστία και φθηνά με ηλεκτρική ισχύ, καλής ποιότητας, τους καταναλωτές, πάντοτε με σεβασμό στο περιβάλλον, [2], [3]. Δεδομένου ότι η εξυπηρέτηση των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια ενός συνόλου καταναλωτών προϋποθέτει τις διακεκριμένες φάσεις της παραγωγής, της μεταφοράς και της διανομής, σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι δυνατόν να διακριθούν τα εξής ειδικότερα συστήματα: το «*Σύστημα Παραγωγή* (ΣΠ)», το «*Σύστημα Διασυνδέσεως και Μεταφοράς* (ΣΔΜ)» και το «*Σύστημα Διανομής* (ΣΔ)», σχήμα 1.2.α. Ένα σύστημα παραγωγής και μεταφοράς μπορεί να λειτουργεί μεμονωμένο ή διασυνδεδεμένο με ένα ή περισσότερα άλλα γειτονικά συστήματα. Η διασύνδεση γίνεται συνήθως σε επίπεδο εθνικών συστημάτων, και προσφέρει ορισμένα τεχνικά και οικονομικά πλεονεκτήματα στη λειτουργία του κάθε συστήματος.



Σχήμα 1.2.α. Βασική Δομή Ενός ΣΗΕ, [3].

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα ΣΗΕ βασίζεται κυρίως σε πρωτογενείς πηγές ενέργειας, όπως τα ορυκτά καύσιμα, στην περίπτωση των μεγάλων θερμοηλεκτρικών σταθμών ή στα φράγματα νερού στην περίπτωση των υδροηλεκτρικών σταθμών. Υπάρχουν δύο βασικοί τύποι θερμοηλεκτρικών σταθμών: οι Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΠΗΕ) από Ορυκτά Καύσιμα, όπου από την καύση των ορυκτών καυσίμων μετατρέπεται η θερμική ενέργεια σε ηλεκτρική και οι Πυρηνικοί Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΠΣΠΗΕ), όπου η πυρηνική ενέργεια χρησιμοποιείται για την απελευθέρωση της ενέργειας που είναι αποθηκευμένη μέσα στον πυρήνα του ατόμου. Αυτή η ενέργεια χρησιμοποιείται αργότερα για την παραγωγή ατμού υψηλής πίεσης που κινεί έναν στρόβιλο και μια γεννήτρια.

Η χρήση ελεγχόμενων πηγών ενέργειας επιτρέπει τον ισχυρό έλεγχο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και επομένως την αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος. Σε όλες σχεδόν τις μεγάλες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, οι σύγχρονες γεννήτριες χρησιμοποιούνται για την παραγωγή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Αυτές οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής σχηματίζουν τη λεγόμενη συμβατική παραγωγή με τρία κύρια χαρακτηριστικά: μεγάλη κλίμακα, δυνατότητα ελέγχου και ενιαία τεχνολογία παραγωγής. Μπορούμε να διαπιστώσουμε ότι πριν κάποια χρόνια η συμβατική παραγωγή παρείχε το 99% της συνολικής ισχύος, [2] εκ των οποίων τα δύο τρίτα προέρχονται από θερμικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ορυκτά καύσιμα).

Αυτή η δομή του ΣΗΕ φέρει σημαντικά πλεονεκτήματα όπως η οικονομία κλίμακας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μείωση των απαιτούμενων περιθωρίων εφεδρείας της γεννήτριας για τις μεμονωμένες μονάδες, ελαχιστοποίηση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας με μετατόπιση της παραγωγής σε μονάδες με διαφορετικές πρώτες ύλες, μείωση της καμπύλης φορτίου λόγω της συγκέντρωσης των φορτίων σε υψηλότερα επίπεδα του συστήματος που επιτρέπει μια πιο αποτελεσματική χρήση του εξοπλισμού παραγωγής, υψηλότερη ενεργειακή απόδοση σε μεγάλες μονάδες παραγωγής και λειτουργίας, μείωση του κινδύνου αποτυχίας λόγω της χρήσης εξοπλισμού διαφόρων κατασκευαστών, κ.τ.λ., [3].

Παρά τα πλεονεκτήματα αυτά, η συμβατική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας φέρει και εγγενή μειονεκτήματα, όπως:

- Εξάντληση ορυκτών καυσίμων: τα αποθέματα αυτά δεν είναι άπειρα και θα εξαντληθούν σε μακροχρόνια βάση.
- Εκπομπές αερίων θερμοκηπίου: το φαινόμενο του θερμοκηπίου.
- Πυρηνική Ενέργεια: πυρηνικά απόβλητα, ο φόβος πυρηνικού ατυχήματος.
- Υδροηλεκτρική Ενέργεια: το διαθέσιμο υδρο-δυναμικό έχει ήδη χρησιμοποιηθεί κατά ένα μεγάλο μέρος. Η κατασκευή φραγμάτων και λεκανών για την παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας προκαλεί την κάλυψη με νερό μεγάλων περιοχών και επηρεάζει τη ροή των ποταμών.

Αυτά τα μειονεκτήματα, που έχουν σχέση και με κοινωνικό-οικονομικούς και πολιτικούς λόγους, αποτελούν το κίνητρο για την ανάπτυξη ενός νέου σχεδίου μη συμβατικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με βάση την αξιοποίηση των νέων και κατανεμημένων ενεργειακών πόρων.

1.3. ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Στα Δίκτυα Διανομής (ΔΔ) η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται στους καταναλωτές (βιομηχανίες, κατοικίες κ.λπ.). Τα ΔΔ περιλαμβάνουν τις γραμμές ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω των οποίων αυτή φτάνει έως τους καταναλωτές και τους υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης, οι οποίοι τις συνδέουν με το σύστημα μεταφοράς, [3].

Ανάλογα με το επίπεδο τάσης διακρίνονται σε Δίκτυα Διανομής Μέσης Τάσης (ΔΔΜΤ) και Δίκτυα Διανομής Χαμηλής Τάσης (ΔΔΧΤ). Επίσης, από κατασκευαστικής πλευράς μπορεί να είναι υπόγεια ή υπέργεια. Τα υπέργεια ή εναέρια δίκτυα συναντώνται κυρίως στις αγροτικές περιοχές σε ακτινική μορφή ενώ τα υπόγεια δίκτυα διανομής συναντώνται σε μία από τις παρακάτω μορφές: βρογχοειδή, ατρακτοειδή, διπλής τροφοδότησης, δικτυωτά (meshed), [4].

Στις μέρες μας, η ολοένα και αυξανόμενη διασύνδεση μονάδων παραγωγής πιο κοντά στους καταναλωτές άρχισε να επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό την παραδοσιακή λειτουργία των ΔΔ. Όπως θα φανεί και στις επόμενες παραγράφους υπάρχουν πολλά πλεονεκτήματα τόσο από την πλευρά του καταναλωτή όσο και από την πλευρά του χειριστή του ΔΔΜΤ ή της Επιχείρησης Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

1.4. ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΗΕ – ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΜΙΓΜΑ

Το Ελληνικό ΣΗΕ αποτελείται από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα *Υψηλής* (150kV και 66kV) και *Υπερυψηλής Τάσης* (400kV), (YT, YYT). Στο Σύστημα αυτό δεν περιλαμβάνονται τα ανεξάρτητα συστήματα μεταφοράς των νησιών Κρήτη, Ρόδος, Λέσβος, Σάμος, ο σχεδιασμός ανάπτυξης των οποίων είναι στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή Δικτύου. Το δίκτυο *Υπογείων* (Υ/Γ) καλωδίων YT που εξυπηρετεί ακτινικά τις ανάγκες της περιοχής της πρωτεύουσας είναι στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Δικτύου, ο οποίος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό της ανάπτυξής του, [5].

Το ελληνικό δίκτυο έχει μέγεθος 228.900χλμ, εκ των οποίων τα 949χλμ. αποτελούν το δίκτυο YT, τα 107.500χλμ. το δίκτυο MT και τα 121.400χλμ. το δίκτυο XT. Διαθέτει 155.000 Υποσταθμούς MT προς XT και 224 Υποσταθμούς YT προς MT εκ των οποίων 20 είναι κλειστού τύπου, 199 στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 25 στα μη Διασυνδεδεμένα νησιά. Επίσης, ο αριθμός των πελατών που εξυπηρετούνται από την *Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού* (ΔΕΗ) ανέρχεται σε 7.503.265 (10.147 MT & 493.118 XT) με 45.716GWh καταναλώσεις (11.587 στη MT & 34.129 στη XT), [6].

Κύριο χαρακτηριστικό του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος είναι η μεγάλη συγκέντρωση σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας (Κεντρική, Δυτική Μακεδονία, περιοχή Πτολεμαΐδας), ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο Νότο (περιοχή Αττικής). Δεδομένου ότι και οι διεθνείς διασυνδέσεις με Βουλγαρία και ΠΓΔΜ είναι στο Βορρά, υπάρχει μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και φορτίων. Η ένταξη μονάδων παραγωγής στο Νότιο σύστημα αναμένεται να διαφοροποιήσει σημαντικά αυτή τη γεωγραφική ανισορροπία στο άμεσο μέλλον.

Σημαντικές ενισχύσεις τα τελευταία χρόνια υπήρξαν επίσης στο σύστημα παραγωγής, με την ένταξη αρχικά μονάδων ταχείας εκκίνησης (αεριοστρόβιλων) ονομαστικής ισχύος 148MW και στη συνέχεια δύο μεγάλων συμβατικών μονάδων συνδυασμένου κύκλου (Λαύριο V, Ενεργειακή Θεσσαλονίκης) συνολικής ονομαστικής ισχύος περίπου 780MW, εκ των οποίων η μια στο Νότο (Λαύριο), ενώ για τις αυξημένες ανάγκες του θέρους εκμισθώθηκαν για τα έτη 2006 έως και 2010 μονάδες diesel συνολικής ισχύος 60MW, που εγκαθίστανται στην Πελοπόννησο (Μεγαλόπολη).

Η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασικές *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας* (ΑΠΕ) στην Ελλάδα (χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) παρουσιάζει ανοδικό ρυθμό ανάπτυξης. Τα θερμικά ηλιακά συστήματα (ηλιακοί συλλέκτες) αποτελούν ευρύτατα διαδεδομένες λύσεις που συνεχίζουν να βελτιώνονται τεχνικά και να αυξάνουν τη συμμετοχή τους, έστω και με λιγότερο θεαματικά αποτελέσματα, από τους εκρηκτικούς ρυθμούς αύξησης στη δεκαετία του 1980–1990. Τα φωτοβολταϊκά συστήματα επίσης δε θεωρούνται πλέον εξεζητημένη τεχνολογία. Η αξιοποίηση της βιομάζας αποκτά, κυρίως σε ότι αφορά τη δυνατότητα παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού, αυξανόμενη σημασία. Τέλος, η αιολική ενέργεια είναι μία αξιόπιστη και οικονομικά ελκυστική πρόταση, που προσελκύει επενδυτές ακόμη και στο καθεστώς απελευθερωμένων αγορών. Το κόστος των ανεμογεννητριών έχει μειωθεί, ενώ χρησιμοποιούνται όλο και μεγαλύτερες ανεμογεννήτριες, μειώνοντας το μοναδιαίο κόστος και τις απαιτήσεις σε χώρο εγκατάστασης.

Αυτή τη στιγμή το ενεργειακό μίγμα της χώρας παρουσιάζεται στον Πίνακα 1.4.α, [6]. Στις αναφορές-ιστοσελίδες [5], [6], [7], [8] και [9] παρέχονται όλες εκείνες οι πληροφορίες για μια πλήρη μελέτη και γνώση του Ελληνικού ΣΗΕ.

Πίνακας 1.4.α.
Μείγμα Καυσίμων Για Την Ελλάδα Έτους 2013.

ΑΝΑΛΥΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ & ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ	ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (%)	ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (%)
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	45,80	-
ΠΕΤΡΕΛΑΪΚΗ	-	81,75
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	23,96	-
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	11,12	-
ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	14,97	18,25
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ	4,150	-
ΣΥΝΟΛΟ	100,00%	100,00%

1.5. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ^{[10], [11]}

Με την αύξηση του μεγέθους των ΣΗΕ αυξήθηκε και ο αριθμός των γεννητριών, των γραμμών μεταφοράς, των υποσταθμών, των μετασχηματιστών, των διακοπών κ.α. Η λειτουργία τους έγινε πιο πολύπλοκη. Έτσι, παρουσιάστηκε η ανάγκη συντονισμού της λειτουργίας του συστήματος από ένα κεντρικό σημείο όπου συλλέγονται όλες οι πληροφορίες για το σύστημα. Αρχικά αυτό το σημείο ονομάστηκε *Κέντρο Κατανομής Φορτίου* (ΚΚΦ). Τα σύγχρονα ΚΚΦ, έχουν επιφορτιστεί με πολλές προχωρημένες λειτουργίες με στόχο την ασφάλεια του συστήματος και ονομάζονται *Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας* (ΚΕΕ). Περισσότερα του ενός ΚΕΕ δημιουργούν ένα *Σύστημα Ελέγχου Ενέργειας* (ΣΕΕ). Ένα σύστημα ηλεκτρονικού υπολογιστή επεξεργάζεται τις μετρήσεις που καταφθάνουν στο ΚΕΕ από τα διάφορα σημεία του ηλεκτρικού δικτύου, εντοπίζει τις επικίνδυνες για τη λειτουργία του συστήματος εκτός ορίων τιμές και τις επισημαίνει στον άνθρωπο-χειριστή του συστήματος με οπτικό ή ηχητικό σήμα ή με παρουσίαση στην οθόνη του υπολογιστή. Τα ΚΕΕ επικοινωνούν μέσω *Τερματικών Μονάδων* (RTUs) και *Μονάδων Ελέγχου Παραγωγής* (GUSs). Το Τηλεπικοινωνιακό Δίκτυο το οποίο υποστηρίζει το ΣΕΕ είναι επιφορτισμένο με τη μετάδοση των μετρήσεων από τους υποσταθμούς προς τα ΚΕΕ και των εντολών από τα ΚΕΕ προς τους υποσταθμούς.

Το λογισμικό Εφαρμογών των Συστημάτων Ελέγχου Ενέργειας περιλαμβάνει δύο κύριες ομάδες λειτουργιών, που είναι:

➤ *Η Λειτουργία Του Συστήματος Ενεργειακής Διαχείρισης (Energy Managment System - EMS) Η Οποία Περιλαμβάνει Τρία Υποσυστήματα:*

- ο Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Πληροφοριών (SCADA: - Supervisory Control And Data Acquisition). Οι λειτουργίες που περιλαμβάνονται στο υποσύστημα αυτό είναι:
 - Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Πληροφοριών,
 - Διατήρησης Ιστορικών Αρχείων (Historical Data Recording),
 - Ανάρτησης Πινακίδων (Tagging),
 - Επεξεργασίας Τοπολογίας (Topology Processing),
 - Αποκοπής Φορτίου (Load Shedding).
- ο Παραγωγής (Generation). Οι βασικές λειτουργίες είναι:
 - Ο Αυτόματος Έλεγχος Παραγωγής (Automatic Generation Control),
 - Ενεργειακή Παρακολούθηση (System Energy Monitor),
 - Οικονομική Κατανομή Φορτίου (Economic Dispatch),
 - Η Ένταξη Μονάδων (Unit Commitment),
 - Η Αξιολόγηση των Ανταλλαγών (Interchange Evaluation),
 - Η Βραχυπρόθεσμη Πρόβλεψη Φορτίου (Short Term Load Forecasting).
- ο Ηλεκτρικού Δικτύου Μεταφοράς (Network). Οι βασικές λειτουργίες είναι:
 - Η Εκτίμηση Κατάστασης (State Estimation),
 - Η Ροή Φορτίου (Load Flow),
 - Η Ανάλυση Ενδεχόμενων Διαταραχών (Contingency Analysis).

➤ *Η Λειτουργία Του Προσομοιωτή Εκπαίδευσης Χειριστών (Dispatcher Training Simulator - DTS)*

1.6. Η ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.6.1. Βασικά Μοντέλα Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Δεδομένων των διαφορών που υπάρχουν στις δομές των μοντέλων αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και των πολιτικών που διέπουν τη λειτουργία τους σε κάθε χώρα, *δεν υπάρχει ένα τυποποιημένο μοντέλο αγοράς ηλεκτρισμού*. Παρόλα αυτά, από τα διάφορα μοντέλα που έχουν εφαρμοστεί έως τώρα, μπορούμε να διαχωρίσουμε τρία βασικά μοντέλα τα οποία έχουν προταθεί για τις αγορές ηλεκτρισμού. Αυτά είναι τα εξής, [12], [13], [14]:

α) Μοντέλο Κοινοπραξίας (PoolCo Model)

Το Μοντέλο Κοινοπραξίας ορίζεται ως μια συγκεντρωτική αγορά στην οποία γίνεται εκκαθάριση για πωλητές και αγοραστές. Όλες οι εταιρίες παραγωγής υποβάλλουν προσφορές τιμής και ποσότητας για την ισχύ που προμηθεύουν. Σχηματίζεται έτσι μια καμπύλη προσφοράς. Οι πωλητές ανταγωνίζονται για το δικαίωμα να παρέχουν ενέργεια στο δίκτυο και όχι σε συγκεκριμένους αγοραστές. Αν οι προσφορές τους είναι πολύ υψηλές, δεν μπορούν να πουλήσουν. Οι παραγωγοί μπορούν είτε να υποβάλλουν τιμές που βασίζονται σε προκαθορισμένα μεταβλητά κόστη, είτε ελεύθερα να επιλέξουν τις τιμές που επιθυμούν να υποβάλλουν. Σε ότι αφορά τη ζήτηση, ο χειριστής της αγοράς μπορεί να κάνει πρόβλεψη της ζήτησης και με βάση αυτή την πρόβλεψη να κάνει την κατανομή των μονάδων. Αυτό ονομάζεται *Μονομερής Κοινοπραξία*

(One-Sided Pool). Μπορεί επίσης να υπάρξει και *Διμερής Κοινοπραξία* (Two-Sided Pools), όπου ο διαχειριστής της αγοράς κάνει την κατανομή με βάση μία καμπύλη ζήτησης που έχει σχηματιστεί από προσφορές των αγοραστών, όπως *Εταιρίες Διανομής* ή *Επιλέξιμοι Καταναλωτές*. Οι αγοραστές ανταγωνίζονται για την αγορά της ηλεκτρικής ισχύος και αν οι προσφορές τους είναι πολύ μικρές δεν θα μπορούν να προβούν σε αγορά. Σε αυτή την αγορά, αμείβονται κατά κύριο λόγο οι γεννήτριες χαμηλού κόστους. Ένας *Ανεξάρτητος Λειτουργός ή Διαχειριστής Συστήματος*, ΑΛ(Δ)Σ (Independent System Operator – ISO) μέσα σε αυτό το μοντέλο θα κάνει την οικονομική κατανομή και θα προκύψει μία συγκεκριμένη τιμή για την ηλεκτρική ισχύ, δίνοντας έτσι στους συμμετέχοντες ένα σήμα που επηρεάζει τις αποφάσεις τους για κατανάλωση και για επενδύσεις. Στο μοντέλο αυτό οι παραγωγοί που συμμετέχουν στη συναλλαγή και πληρώνονται στην τιμή αυτή.

β) Μοντέλο Διμερών Συμβάσεων (Bilateral Contracts Model)

Σε αυτό το μοντέλο, οι πωλητές και οι αγοραστές συνάπτουν *Διμερείς Συμβάσεις* για την παροχή ισχύος. Οι Διμερείς Συμβάσεις είναι συμφωνίες οι οποίες έχουν προκύψει μετά από διαπραγμάτευση που αφορά την παράδοση και την παραλαβή της ισχύος μεταξύ των δύο εμπόρων. Αυτά τα συμβόλαια θέτουν τους όρους και τις συνθήκες της συμφωνίας ανεξάρτητα από τον ISO. Ο ISO παρ' όλα αυτά πρέπει να εξασφαλίσει ότι υπάρχει επαρκής χωρητικότητα για τη μεταφορά ισχύος και να εξασφαλίσει την ασφαλή μεταφορά. Οι πωλητές είναι 'Γεννήτριες' και οι αγοραστές *Εταιρίες Διανομής* ή *Επιλέξιμοι Καταναλωτές*. Υπάρχει και η περίπτωση στην οποία οι 'Γεννήτριες' γίνονται αγοραστές, όταν για παράδειγμα υπάρχει έλλειψη ισχύος. Παρομοίως, οι καταναλωτές γίνονται πωλητές. Αυτό το μοντέλο είναι αρκετά ευέλικτο, καθώς τα δύο συναλλασσόμενα μέρη καθορίζουν τους επιθυμητούς όρους.

γ) Υβριδικό Μοντέλο (Hybrid Model)

Το Υβριδικό μοντέλο συνδυάζει χαρακτηριστικά των δύο παραπάνω μοντέλων. Σε αυτό το μοντέλο δεν είναι υποχρεωτική η χρησιμοποίηση μιας κοινοπραξίας (PoolCo) και ο πελάτης μπορεί να επιλέξει είτε να διαπραγματευτεί την αγορά ισχύος κατευθείαν με τους προμηθευτές είτε να αγοράσει την ισχύ στη *Βραχυπρόθεσμη Τιμή της Αγοράς* (Spot Market Price). Η κοινοπραξία (PoolCo) θα εξυπηρετήσει όλους τους συμμετέχοντες που δεν υπογράφουν διμερείς συμβάσεις. Παρ' όλα αυτά, το να επιτραπεί στους πελάτες να διαπραγματευτούν την αγορά της ισχύος με τους προμηθευτές αποτελεί κινητήρια δύναμη για τη δημιουργία μιας μεγάλης γκάμας παροχής υπηρεσιών και τιμολογιακών επιλογών που συμβαδίζουν με τις ανάγκες του κάθε πελάτη.

1.6.2. Οι Βασικοί Συμμετέχοντες Στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η αναδιάρθρωση της αγοράς ηλεκτρισμού έχει μεταβάλλει το ρόλο των παραδοσιακών συμμετεχόντων σε μια καθιερωμένη επιχείρηση και έχει δημιουργήσει νέους συμμετέχοντες που λειτουργούν ανεξάρτητα. Κατηγοριοποιούμε τους συμμετέχοντες στον ISO και στους λοιπούς συμμετέχοντες.

Υπάρχουν δύο δυνατές δομές για τον ΑΔΣ και η επιλογή της δομής εξαρτάται από τα καθήκοντα του ΑΔΣ και τη λειτουργία του.

Η πρώτη δομή (MinISO) αφορά κυρίως τη διατήρηση της ασφάλειας στη μεταφορά, στο βαθμό όπου ο ΑΔΣ μπορεί να προγραμματίσει τις μεταφορές σε ένα σύστημα μεταφοράς στο οποίο υπάρχει συμφόρηση. Αυτός ο τύπος δομής βασίζεται σε ένα μοντέλο πολυμερών συναλλαγών και ο ΑΔΣ απασχολείται μόνο με την ασφάλεια του συστήματος και οι αρμοδιότητές του είναι περιορισμένες.

Η δεύτερη δομή του ΑΔΣ (MaxISO) περιλαμβάνει ένα *Χρηματιστήριο Ενέργειας* (Power Exchange–PX) που είναι ενσωματωμένο στη λειτουργία του ΑΔΣ. Το Χρηματιστήριο Ενέργειας είναι ένας ανεξάρτητος, μη κυβερνητικός και μη κερδοσκοπικός φορέας που εξασφαλίζει τον ανταγωνισμό στην αγορά μέσω της διεξαγωγής πλειστηριασμού για τις ανταλλαγές ηλεκτρικής ισχύος. Υπολογίζει την *Οριακή Τιμή Συστήματος* (ΟΤΣ) με βάση την υψηλότερη προσφορά. Σε ορισμένες αγορές ο ΑΔΣ είναι ξεχωριστός φορέας από το Χρηματιστήριο Ενέργειας. Αυτή η δομή του ΑΔΣ βασίζεται σε ένα μοντέλο στο οποίο η κατανομή γίνεται με βάση τη Βέλτιστη Ροή Φορτίου. Οι συμμετέχοντες στην αγορά πρέπει να υποβάλουν αναλυτικά δεδομένα, όπως το κόστος παραγωγής ισχύος κάθε γεννήτριας και την ημερήσια ζήτηση κάθε φορτίου. Λαμβάνοντας υπόψη αυτά τα δεδομένα ο ΑΔΣ κατανέμει τις μονάδες έτσι ώστε να μεγιστοποιείται το *Κοινωνικό Πλεόνασμα* (ΚΠ) και θέτει χρεώσεις που αφορούν στη συμφόρηση γραμμών.

Οι βασικότεροι συμμετέχοντες είναι οι:

- *Εταιρίες Παραγωγής* (GENCO),
- *Εταιρίες Μεταφοράς* (TRANSCO),
- *Εταιρίες Διανομής* (DISCO),
- *Πάροχοι Ηλεκτρικής Ενέργειας* (RETAILCO),

- *Aggregators*. Ο Aggregator είναι ένας συμμετέχοντας ή μια επιχείρηση που συγχωνεύει τους πελάτες σε μία αγοραστική ομάδα.
- *Μεσίτες* (Brokers). Ο Μεσίτης αγοράζει ή πουλάει ηλεκτρική ενέργεια, αλλά διευκολύνει και τις συναλλαγές μεταξύ Πωλητών και Προμηθευτών,
- *Πελάτες* (Customers).

1.6.3. Τύποι Αγοράς Ηλεκτρικής Ισχύος

Οι τύποι των αγορών περιλαμβάνουν την *Αγορά της Ενέργειας* (Energy Market), την *Αγορά των Επικουρικών Υπηρεσιών* (Ancillary Services Market) και την *Αγορά Δικαιωμάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας* (Transmission Market). Επίσης, κατηγοριοποιούνται σε *Προθεσμιακή Αγορά* (Forward Market) και σε *Αγορά Πραγματικού Χρόνου* (Real-Time Market). Σημαντικό είναι το γεγονός ότι οι αγορές δεν είναι ανεξάρτητες, αλλά σχετίζονται μεταξύ τους. Ειδικότερα:

i) Αγορά Ενέργειας (Energy Market)

Η Αγορά Ενέργειας είναι ένας κεντρικός μηχανισμός για την παροχή ισχύος από τους Παραγωγούς και τους Προμηθευτές. Οι τιμές αυτής της Αγοράς είναι αξιόπιστοι δείκτες όχι μόνο για τους συμμετέχοντες στην αγορά αλλά και για άλλες χρηματοοικονομικές αγορές καθώς και για τους καταναλωτές ηλεκτρικής ισχύος. Αυτή η Αγορά έχει μία ουδέτερη και ανεξάρτητη λειτουργία εκκαθάρισης. Επίσης, ο ISO και το Χρηματιστήριο Ενέργειας λειτουργούν τη συγκεκριμένη Αγορά.

Στο MinISO μοντέλο, ο ΑΔΣ (ή το Χρηματιστήριο Ενέργειας) δέχεται τις προσφορές ζήτησης και παραγωγής (η κάθε προσφορά αποτελείται από ένα ζεύγος τιμής και ποσότητας) από τους συμμετέχοντες στην αγορά και καθορίζει την *Τιμή Εκκαθάρισης Αγοράς* (TEA) στην οποία η ενέργεια αγοράζεται και πωλείται. Σε γενικές γραμμές, ο τρόπος καθορισμού της TEA είναι ο εξής: Αθροίζονται οι προσφορές παραγωγής, σχηματίζεται μια καμπύλη προσφοράς και αθροίζονται και οι προσφορές ζήτησης και δημιουργείται μια καμπύλη ζήτησης αντίστοιχα. Το σημείο τομής των δύο αυτών καμπυλών είναι η ΟΤΣ. Σε περιόδους που υπάρχει συμφόρηση στο δίκτυο, γίνονται οι αντίστοιχες ρυθμίσεις. Στην Καλιφόρνια των Η.Π.Α. αυτή η ρύθμιση εφαρμόζεται με τη μορφή επιπρόσθετης χρέωσης για κάθε γραμμή μεταφοράς στην οποία υπάρχει συμφόρηση.

Στο MaxISO μοντέλο, οι συμμετέχοντες στην αγορά πρέπει να υποβάλουν πληροφορίες, όπως η προσφορά ενέργειας, το κόστος εκκίνησης, το κόστος λειτουργίας χωρίς φορτίο και ο ελάχιστος χρόνος λειτουργίας/κράτησης της Μονάδας. Από αυτά τα δεδομένα, ο ΑΔΣ δεσμεύει τις Μονάδες που ικανοποιούν τους συγκεκριμένους περιορισμούς και μεγιστοποιούν το κοινωνικό πλεόνασμα. Ο ΑΔΣ είτε θα θέσει τις χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης των γραμμών μεταφοράς ως δυτικές μεταβλητές που θα αντιστοιχούν στους περιορισμούς της χωρητικότητας των γραμμών μεταφοράς ή θα βρει τις *Χωρικές Οριακές Τιμές* (Locational Marginal Prices - LMP).

ii) Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών (Ancillary Services Market)

Επικουρικές Υπηρεσίες είναι οι υπηρεσίες που απαιτούνται για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος από τα σημεία έγχυσης στα σημεία κατανάλωσης και για τη διασφάλιση της ποιότητας παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του Συστήματος. Οι Επικουρικές Υπηρεσίες συμβάλλουν στην αξιόπιστη λειτουργία του Συστήματος. Σύμφωνα με το Άρθρο 124 του “Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας”, [8], [9], οι Επικουρικές Υπηρεσίες διακρίνονται σε:

- α) Πρωτεύουσα Ρύθμιση και Εφεδρεία
- β) Δευτερεύουσα Ρύθμιση και Εύρος
- γ) Τριτεύουσα Ρύθμιση και Στρεφόμενη Εφεδρεία
- δ) Τριτεύουσα Μη Στρεφόμενη Εφεδρεία
- ε) Στατή Εφεδρεία
- στ) Ρύθμιση Τάσης
- ζ) Επανεκκίνηση του Συστήματος

iii) Αγορά Δικαιωμάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Transmission Market)

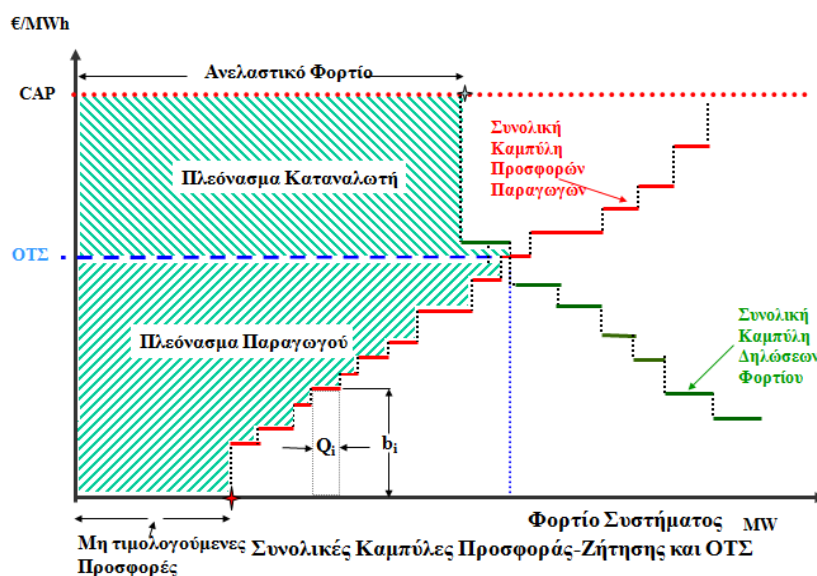
Το “αγαθό” που διαπραγματεύεται σε μια “αγορά μεταφοράς” είναι το *Δικαίωμα Μεταφοράς* (Transmission Right). Αυτό μπορεί να είναι το δικαίωμα στη μεταφορά ισχύος, το δικαίωμα στην έγχυση ισχύος στο δίκτυο, ή το δικαίωμα στην εξαγωγή ισχύος από αυτό. Ο κάτοχος του δικαιώματος μεταφοράς μπορεί είτε να ασκήσει το δικαίωμα που έχει να μεταφέρει ισχύ είτε να αποζημιωθεί χρηματικά επειδή μεταβίβασε αυτό το δικαίωμα σε άλλους χρήστες. Η σημασία του δικαιώματος μεταφοράς παρατηρείται όταν συμβαίνει συμφόρηση στο δίκτυο μεταφοράς. Έχοντας συγκεκριμένα δικαιώματα μεταφοράς, οι

συμμετέχοντες μπορούν να αντισταθμίσουν τις χρεώσεις εξαιτίας της συμφόρησης που συμβαίνει στο δίκτυο μέσω πίστωσης λόγω συμφόρησης.

Η δημοπρασία δικαιωμάτων μεταφοράς αντιπροσωπεύει μια συγκεντρωτική δημοπρασία στην οποία οι συμμετέχοντες στην αγορά υποβάλουν τις προσφορές τους για την αγορά και την πώληση των δικαιωμάτων μεταφοράς. Η δημοπρασία διεξάγεται από τον ΑΔΣ ή από έναν εκπρόσωπο ορισμένο από τον ΑΔΣ, και στόχος της είναι να καθορίσει τις προσφορές που θα ήταν εφικτές όσον αφορά τους περιορισμούς μεταφοράς και να μεγιστοποιήσει τα έσοδα από τη χρήση του δικτύου μεταφοράς. Ο αγοραστής ενός δικαιώματος μεταφοράς πρέπει να γνωστοποιήσει το μέγιστο ποσό του δικαιώματος μεταφοράς που είναι πρόθυμος να διαπραγματευτεί προς αγορά, εκτός από την τιμή αγοράς και τα σημεία της έγχυσης και απορρόφησης. Ένας πωλητής του δικαιώματος μεταφοράς πρέπει να γνωστοποιήσει το μέγιστο ποσό του δικαιώματος μεταφοράς που είναι πρόθυμος να διαπραγματευτεί προς πώληση, εκτός από την τιμή αγοράς και τα σημεία της έγχυσης και απορρόφησης. Τα δικαιώματα μεταφοράς θα μπορούσαν αρχικά να προμηθευθούν από μια ετήσια πρωτογενή δημοπρασία μέσω της αγοράς των υπηρεσιών μεταφοράς δικτύου βασισμένη στα αναμενόμενα φορτία αιχμής των φορέων φορτίου που εξυπηρετούν (π.χ. μεγάλες επιχειρήσεις), είτε μέσω της αγοράς σημείου-προς-σημείο υπηρεσιών μεταφοράς από εταιρίες. Πιο σημαντική είναι η δευτερογενής αγορά δημοπρασιών για δικαιώματα μεταφοράς, δεδομένου ότι θα υλοποιηθεί μια πιο ισχυρή και ρευστή αγορά για τα δικαιώματα μεταφοράς και θα διευκολυνθούν οι αγορές εμπορίας ενέργειας. Η δευτερεύουσα δημοπρασία θα μπορούσε να πραγματοποιείται μηνιαία, εβδομαδιαία ή καθημερινά

iv) Προθεσμιακή Αγορά (Forward Market)

Στις περισσότερες αγορές ηλεκτρισμού, στον *Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό* (HEΠ, Day-Ahead Forward Market) συμβαίνει η κατανομή των πόρων για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας, σχήμα 1.6.α. Οι συμμετέχοντες στην αγορά υποβάλλουν προσφορές για την παροχή και ζήτηση ενέργειας. Ο ISO αθροίζει τις *Προσφορές των Παραγωγών* (Offers) και των *Καταναλωτών* (Bids) και έτσι σχηματίζεται μία καμπύλη προσφοράς και μία καμπύλη ζήτησης αντίστοιχα. Η τομή αυτών των δύο καμπυλών προσδιορίζει την *Οριακή Τιμή Συστήματος* (ΟΤΣ) και λαμβάνοντας υπόψη τη συμφόρηση που μπορεί να υπάρχει στις γραμμές μεταφοράς υπολογίζεται μετά από μία αλγοριθμική διαδικασία βελτιστοποίησης η *Οριακή Τιμή σε Κάθε Κόμβο* (Locational Marginal Pricing - LMP).



Σχήμα 1.6.α. Προσδιορισμός ΟΤΣ Στον ΗΕΠ Από Τις Καμπύλες Προσφοράς Και Ζήτησης.

Ο ΗΕΠ περιλαμβάνει μόνο οικονομικές και όχι φυσικές συναλλαγές μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών. Οι παραγωγοί πληρώνονται την LMP που διαμορφώθηκε από τον ΗΕΠ και πρέπει να παράξουν την προκαθορισμένη ποσότητα ισχύος, ή να αγοράσουν ισχύ από την Αγορά Πραγματικού Χρόνου ώστε να καλυφθεί η ποσότητα που δεν παρήχθη. Κατ' αντιστοιχία με τους παραγωγούς, οι αγοραστές ηλεκτρικής ισχύος πληρώνουν την ισχύ στο LMP που διαμορφώθηκε από τον ΗΕΠ και σε περίπτωση που καταναλώσουν περισσότερη ισχύ από αυτή που είχαν αγοράσει πληρώνουν αυτή την επιπρόσθετη ισχύ στην τιμή του LMP που προκύπτει από την Αγορά Πραγματικού Χρόνου. Η *Αγορά Ωριαίου ΗΕΠ* (Hour-Ahead Forward Market) είναι μια αγορά για τυχόν παρεκκλίσεις από τον ΗΕΠ. Και η ενέργεια και οι επικουρικές

υπηρεσίες μπορούν να ανταλλαχθούν στη Μακροπρόθεσμη Αγορά. Η εκκαθάριση της Μακροπρόθεσμης Αγοράς γίνεται πρώτη. Έπειτα, οι προσφορές για τις επικουρικές υπηρεσίες υποβάλλονται, η εκκαθάριση των οποίων μπορεί να γίνει είτε ταυτόχρονα είτε ακολουθιακά.

ν) Αγορά Πραγματικού Χρόνου (Real Time Market)

Για να διασφαλιστεί η αξιοπιστία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, η παραγωγή και η κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος πρέπει να εξισορροπούνται στον πραγματικό χρόνο. Είναι πολύ πιθανό, οι πραγματικές τιμές της παραγωγής και των φορτίων να διαφέρουν από τις τιμές που έχουν στη Μακροπρόθεσμη Αγορά. Αυτό μπορεί να συμβεί λόγω αναπάντεχων διακοπών και βλαβών ή λόγω διαφορών της πραγματικής από την προβλεπόμενη ζήτηση. Αυτή η μεταβολή στη ζήτηση έχει σαν αποτέλεσμα να διαφέρουν τα LMP που προέκυψαν στον ΗΕΠ με τα LMP που προέκυψαν στην Αγορά Πραγματικού Χρόνου. Επομένως, η Αγορά Πραγματικού Χρόνου έχει σαν σκοπό την εξισορρόπηση της παραγωγής και της κατανάλωσης ισχύος

1.6.4. Μορφές Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

α) Χονδρική Αγορά Ηλεκτρισμού (Whole Sale Electricity Market)

Το σχήμα χονδρικής αγοράς ηλεκτρισμού υφίσταται όταν οι ανταγωνιστές παραγωγοί προσφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια που παράγουν στους λιανικούς προμηθευτές. Έπειτα οι λιανικοί προμηθευτές, θέτουν νέα τιμή στην ενέργεια που μεταπωλούν στους καταναλωτές, λειτουργώντας ως «ενδιάμεσοι». Ωστόσο, σε πολλές αγορές υπήρξε στροφή στους «τελικούς χρήστες». Μεγάλοι τελικοί χρήστες που ήθελαν να περικόψουν τα περιττά ενεργειακά κόστη τους αρχίζουν να αναγνωρίζουν την αξία μιας τέτοιας κίνησης.

Στη χονδρική αγορά έχουμε τρεις λειτουργούς-διαχειριστές. Αρχικά είναι ο *Διαχειριστής της Αγοράς* (MO-Market Operator), ο οποίος διαχειρίζεται και βοηθά την αγορά, καταγράφει τους συμμετέχοντες της αγοράς, λαμβάνει τις προσφορές και ζητήσεις από τους συμμετέχοντες, εξισορροπεί την αγορά και τιμολογεί. Έπειτα, είναι ο *Διαχειριστής του Συστήματος* (SO-System Operator), ο οποίος χειρίζεται ή συντονίζει το σύστημα, διασφαλίζει την αξιοπιστία και την ασφάλεια, εξισορροπεί σε πραγματικό χρόνο την προσφορά και τη ζήτηση μέσω της κατανομής φορτίου, διαχειρίζεται τις βοηθητικές υπηρεσίες, ώστε να διασφαλίζεται η αξιοπιστία του συστήματος και διαχειρίζεται, επίσης, την *Συμφόρηση* (Congestion). Τέλος, είναι ο *Διαχειριστής της Μεταφοράς* (TO-Transmission Operator), που σχεδιάζει, κατασκευάζει, συντηρεί και έχει στην ιδιοκτησία του τις γραμμές μεταφοράς.

Για να ευδοκιμήσει ένα οικονομικά επαρκές σύστημα χονδρικής αγοράς ηλεκτρισμού είναι σημαντικό να πληρούνται κάποια κριτήρια. Κεντρική ιδέα στα κριτήρια αυτά είναι μία *Τρέχουσα Αγορά* (Spot Market) της οποίας η οικονομική αποστολή βασίζεται στην προσφορά, λειτουργεί με την οικονομική κατανομή με περιορισμούς ασφαλείας και χαρακτηρίζεται από *Κομβική Τιμολόγηση* (Nodal Pricing). Η θεωρητική τιμή του ηλεκτρισμού σε κάθε κόμβο του δικτύου είναι μία υπολογισμένη τιμή του *Καθαρού Οριακού Κόστους* (Shadow Price), στην οποία γίνεται η υπόθεση ότι μία πρόσθετη κιλοβατώρα απαιτείται στον ζητούμενο κόμβο και το υποθετικό οριακό κόστος στο σύστημα που θα ήταν αποτέλεσμα της βέλτιστης κατανομής των διαθέσιμων μονάδων εγκαθιστά το υποθετικό κόστος παραγωγής της υποθετικής κιλοβατώρας. Αυτό είναι γνωστό ως *Τοπική Οριακή Τιμολόγηση* (Locational Marginal Pricing - LMP) ή *Κομβική Τιμολόγηση* και χρησιμοποιείται σε κάποιες απελευθερωμένες αγορές.

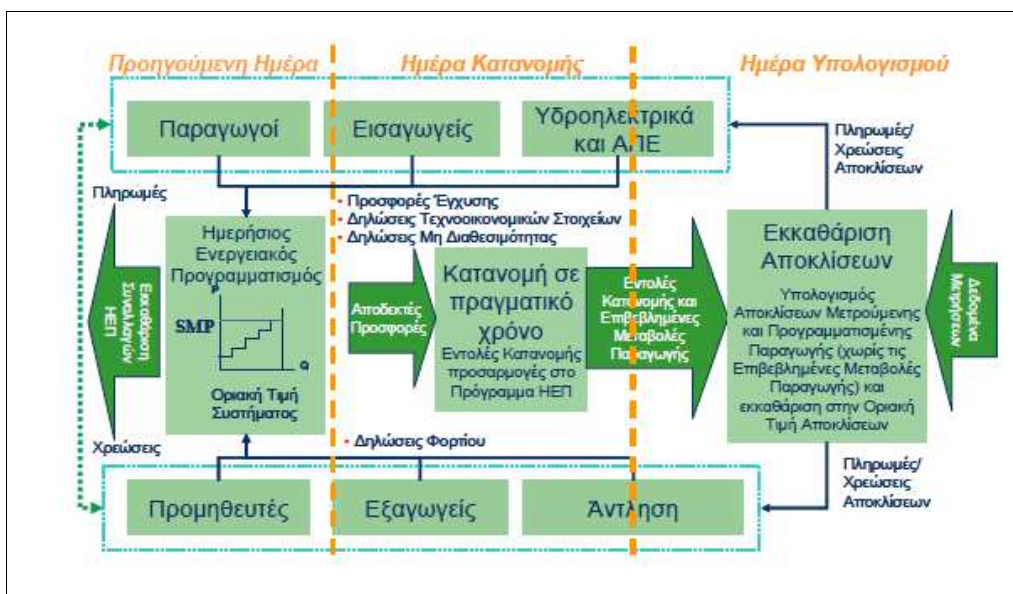
Στις LMP αγορές, όπου υπάρχουν περιορισμοί σε ένα δίκτυο μεταφοράς, υπάρχει η ανάγκη για παραγωγή στο κάτω όριο της LMP. Οι τιμές και στα δύο όρια παραγωγής διαχωρίζονται, δημιουργώντας την *Τιμολόγηση Συμφόρησης* (Congestion Pricing) και τα *Ενοίκια Περιορισμών* (Constraint Rentals). Ο περιορισμός μπορεί να δημιουργηθεί όταν ένας συγκεκριμένος κλάδος ενός δικτύου φτάνει το θερμικό του όριο ή όταν συμβεί μία ενδεχόμενη υπερφόρτωση εξαιτίας ενός γεγονότος (πχ αποτυχία μιας γεννήτριας ή ενός μετασχηματιστή ή διακοπή λειτουργίας γραμμής) σε ένα άλλο σημείο του δικτύου. Το τελευταίο αναφέρεται σαν περιορισμός ασφαλείας. Ο χειρισμός των συστημάτων μεταφοράς γίνεται με τέτοιο τρόπο, ώστε να υπάρχει συνέχεια στην παροχή ακόμα και αν επρόκειτο να συμβεί ένα απρόοπτο γεγονός, όπως η απώλεια μιας γραμμής. Αυτό είναι γνωστό ως σύστημα περιορισμών ασφαλείας.

Ανάλογα με το χρόνο τον οποίο αφορά η χονδρική αγορά έχουμε τρεις φάσεις αυτής: την «*εκ των προτέρων*» (ex-ante), την *αγορά πραγματικού χρόνου* (Real Time) και την «*εκ των υστέρων*» αγορά (ex-post). Κατά την ex-ante διαδικασία γίνεται ο ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός και η ημερήσια εκκαθάριση της αγοράς ενέργειας την προηγούμενη μέρα. Στη real time φάση γίνεται το πρόγραμμα κατανομής και η κατανομή των μονάδων σε πραγματικό χρόνο ενώ κατά την ex-post γίνεται εκ των υστέρων ο υπολογισμός της Οριακής Τιμής Αποκλίσεων, η Ημερήσια Εκκαθάριση των αποκλίσεων της αγοράς ενέργειας και η μηνιαία εκκαθάριση της αγοράς επικουρικών υπηρεσιών (εφεδρειών).

β) Λιανική Αγορά Ηλεκτρισμού (Retail Electricity Market)

Μία λιανική αγορά ηλεκτρισμού υπάρχει όταν οι τελικοί καταναλωτές μπορούν να επιλέγουν τον προμηθευτή τους από τους ανταγωνιστές λιανοπωλητές. Ένα ξεχωριστό ζήτημα για τις αγορές ηλεκτρισμού είναι αν οι καταναλωτές αντιμετωπίζουν ή όχι μία τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο (τιμές βασισμένες στην μεταβλητή τιμή χονδρικής) ή μία τιμή που τίθεται με άλλο τρόπο, όπως είναι τα μέσα ετήσια κόστη. Σε πολλές αγορές οι καταναλωτές δεν πληρώνουν με βάση την σε πραγματικό χρόνο τιμολόγηση και έτσι δεν έχουν κίνητρο να μειώσουν τη ζήτηση σε καιρούς υψηλών (χονδρικών) τιμών ή να μεταθέσουν τη ζήτηση τους σε άλλες περιόδους. Μπορεί, ωστόσο να χρησιμοποιηθούν τεχνικές *Απόκρισης της Ζήτησης* (Demand Response – DR) ώστε να μειωθεί η ζήτηση κατά την περίοδο αιχμής.

Γενικά, το σχήμα της λιανικής αγοράς ηλεκτρισμού ακολουθεί αυτό του χονδρικού σχήματος. Ωστόσο, δύναται να υπάρχει μία μόνο εταιρία παραγωγής και να έχουμε επίσης λιανικό ανταγωνισμό. Αν σε ένα κόμβο του συστήματος μεταφοράς μπορεί να τεθεί μία τιμή χονδρικής και οι ποσότητες ηλεκτρισμού σ' αυτόν τον κόμβο μπορούν να γίνουν συμβατές, τότε είναι πιθανός ο ανταγωνισμός για τους λιανικούς πελάτες μέσω του συστήματος διανομής σ' αυτό τον κόμβο. Στο σχήμα 1.6.β. παρουσιάζεται σχηματικά η λειτουργία της αγοράς και ο βαθμός πολυπλοκότητάς της.



Σχήμα 1.6.β. Η Λειτουργία Της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, [15].

1.7. Η ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Μετά από μια μακρά περίοδο μελετών και οργανωτικών βημάτων τόσο σε Ευρωπαϊκό όσο και σε εθνικό επίπεδο, δημιουργείται βαθμιαία ελεύθερη αγορά και στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται για μια επανάσταση στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας, που παραδοσιακά κυριαρχούνταν διεθνώς από μονοπώλια και απόλυτη ρύθμιση. Βασική διαφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τα άλλα αγαθά είναι ότι από τη φύση της είναι δύσκολο να αποθηκευτεί και πρέπει να είναι διαθέσιμη ανά πάσα στιγμή, καλύπτοντας τη ζήτηση η οποία μεταβάλλεται συνεχώς με αποτέλεσμα να απαιτείται σημαντική εφεδρεία ισχύος. Η ηλεκτρική ενέργεια ως ομογενές προϊόν οδηγεί κυρίως σε ανταγωνισμό τιμών μεταξύ των παραγωγών χωρίς να συνυπάρχουν κριτήρια ποιότητας, [16].

Οι Οδηγίες του Ηλεκτρισμού και του Φυσικού αερίου αποτελούν πλέον μέρος του πλαισίου της εσωτερικής αγοράς ενέργειας, εντός του οποίου η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προώθησε το 1992 δύο προτάσεις στο Συμβούλιο ώστε να θεσπιστούν κοινοί κανόνες λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, οδηγίες 96/92/EK, 2003/54/EK, [15], [17], [18].

Η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας άρχισε να απελευθερώνεται από τις 19/02/01 οπότε και με εξαίρεση τα μη διασυνδεδεμένα νησιά υφίσταται πλέον το δικαίωμα ελεύθερης διαπραγματεύσεως και σύναψης σύμβασης προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από ιδιώτες παραγωγούς ή προμηθευτές στους ακόλουθους καταναλωτές [19], [20]:

- Όσοι καταναλώνουν κατά σημείο κατανάλωσης περισσότερες από 100GWh ετησίως συμπεριλαμβανομένης της αυτοπαραγωγής.

- Συγκεκριμένοι καταναλωτές, οι οποίοι αναγνωρίζονται ως Επιλεγέντες Πελάτες.

Τα τελευταία χρόνια, κατόπιν και της νομοθετικής ρύθμισης, η αγορά της ενέργειας έχει αλλάξει δομή και έχει επανασχεδιαστεί στην Ελλάδα (όπως συνέβη και σε αρκετές άλλες χώρες του κόσμου). Βασικός στόχος του επανασχεδιασμού της αγοράς ανά τον κόσμο, είναι η δημιουργία ανταγωνιστικού περιβάλλοντος τόσο στον τομέα της χονδρικής όσο και της λιανικής πώλησης.

1.7.1. Παράγοντες Και Ρυθμιστικά Όργανα Της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Στην Ελλάδα

Οι παράγοντες που σχετίζονται με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι:

➤ Οι Παραγωγοί:

Ως παραγωγοί χαρακτηρίζονται όλοι όσοι κατέχουν άδεια για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία τους χορηγείται από τη *Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας* (ΡΑΕ) σύμφωνα με τους ισχύοντες νόμους για αδειοδότηση ιδιωτών.

➤ Οι Προμηθευτές:

Στην κατηγορία των προμηθευτών ανήκουν οι έμποροι, οι ιδιώτες και η *Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού* (ΔΕΗ), οι οποίοι προμηθεύουν με ενέργεια τους επιλεγέντες πελάτες του Συστήματος έπειτα από σύναψη εμπορικών συμβολαίων. Στην περίπτωση των μη επιλεγέντων πελατών, το ρόλο του προμηθευτή τον αναλαμβάνει αποκλειστικά η ΔΕΗ.

➤ Οι Επιλεγέντες Πελάτες:

Είναι οι πελάτες οι οποίοι επιλέγουν να προμηθεύονται ενέργεια μέσω του Συστήματος Συναλλαγών Ενέργειας προς ιδιωτική και αποκλειστική χρήση (Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες).

Τα θεσμικά όργανα, που διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην απελευθερωμένη αγορά ενέργειας είναι τα ακόλουθα:

➤ Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, (ΡΑΕ)

Η ΡΑΕ, η οποία συγκροτήθηκε τον Ιούλιο του 2000, αποτελεί ανεξάρτητη διοικητική αρχή, στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της αγοράς ενέργειας, όπως αυτή αναπτύσσεται – τόσο μονοσήμαντα στην Ελληνική αγορά – όσο και όπως αυτή λειτουργεί και αναπτύσσεται σε σχέση με τις ξένες αγορές ενέργειας, και ιδίως με αυτές με τις οποίες διασυνδέεται. Από το Μάρτιο του 2011, η ΡΑΕ έχει κυρίως αποφασιστικές αρμοδιότητες και σημαντικότερη συνεργασία με τους λοιπούς Ρυθμιστές και Διαχειριστές, θα ενισχυθεί δε περαιτέρω η οικονομική και διοικητική της αυτοτέλεια, [21].

➤ Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού, (ΔΕΗ)

Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε. είναι η μεγαλύτερη εταιρία παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, με περίπου 7,5 εκατομμύρια πελάτες. Διαθέτει σήμερα μια μεγάλη υποδομή σε εγκαταστάσεις ορυχείων λιγνίτη, παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Κατέχει περίπου το 70% της εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα συμπεριλαμβάνοντας στο ενεργειακό της μείγμα λιγνιτικούς, υδροηλεκτρικούς και πετρελαϊκούς σταθμούς, καθώς και σταθμούς φυσικού αερίου, αλλά και μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ), [6].

Μετά την απόσχιση των κλάδων Μεταφοράς και Διανομής, δημιουργήθηκαν δύο 100% θυγατρικές εταιρείες της ΔΕΗ Α.Ε., ο ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.) και ο ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.):

➤ Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, (ΑΔΜΗΕ)

Ως Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) ο ΑΔΜΗΕ έχει σαν αποστολή τη διασφάλιση του εφοδιασμού της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο, προωθώντας την ανάπτυξη του ελεύθερου ανταγωνισμού στην Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και εξασφαλίζοντας την ισότιμη μεταχείριση των χρηστών του ΕΣΜΗΕ. Ο ΑΔΜΗΕ εκτελεί όλα τα καθήκοντα που ορίζονται στο Άρθρο 94 του Νόμου 4001/2011, [9]. Ο ΑΔΜΗΕ είναι μέλος του **ENTSO-E** (European Network of Transmission System Operators for Electricity) με συμμετοχή σε όλες τις δραστηριότητες του.

➤ Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, (ΔΕΔΔΗΕ)

Ο Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ) είναι ανώνυμη εταιρεία, θυγατρική της ΔΕΗ, η οποία είναι και ο μοναδικός (100%) ιδιοκτήτης της. Συστάθηκε με το Ν. 4001/2011, με τον οποίο η Οδηγία 2009/72/ΕΚ της ΕΕ, ενσωματώθηκε στο ελληνικό δίκαιο. Η εν λόγω οδηγία επιβάλλει το νομικό και λειτουργικό διαχωρισμό των δραστηριοτήτων της Μεταφοράς και Διανομής από τις καθετοποιημένες ηλεκτρικές επιχειρήσεις όπως η ΔΕΗ. Η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. θα είναι ο Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΗΕ) έχοντας λάβει από τη ΡΑΕ

σχετική Άδεια Διαχείρισης. Η κυριότητα του ΕΔΔΗΕ παραμένει στη ΔΕΗ, η οποία έχει ήδη λάβει σχετική Άδεια Αποκλειστικότητας [5].

➤ Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, (ΛΑΓΗΕ)

Ο Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΛΑΓΗΕ ΑΕ) ιδρύθηκε με βάση το ν.4001/2011 για τη “Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις” (ΦΕΚ 179/22-8-2011) και ασκεί τις δραστηριότητες που ασκούνταν από τη Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΔΕΣΜΗΕ ΑΕ), πλην εκείνων που κατά το άρθρο 99 του ν.4001/2011 μεταφέρονται στον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΕ (ΑΔΜΗΕ ΑΕ), [8]. Ο ΛΑΓΗΕ εφαρμόζει τους κανόνες για τη λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις του νόμου 4001/2011 και των κατ’ εξουσιοδότηση αυτού εκδιδόμενων πράξεων και ιδίως τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό.

1.8. ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ

Το 1979 πραγματοποιήθηκε η πρώτη παγκόσμια διάσκεψη για το κλίμα, αναγνωρίζοντας πως το περιβαλλοντικό ζήτημα χρήζει ανάληψης πολιτικών πρωτοβουλιών και δράσης. Ακολούθησαν αρκετές ακόμα διασκέψεις, με αποκορύφωμα τη Διάσκεψη στο Κιότο, καρπός της οποίας είναι το Πρωτόκολλο του Κιότο (μεταξύ των άλλων δεσμεύει τις αναπτυγμένες χώρες να επιτύχουν μείωση των εκπομπών των 6 κύριων αερίων του θερμοκηπίου κατά 5% στην περίοδο 2008–2012 σε σχέση με το επίπεδο εκπομπών του 1990) και το πρόγραμμα 2020 της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Ενώ, η πιο πρόσφατη συνδιάσκεψη για το κλίμα της Κοπεγχάγης, το Δεκέμβριο του 2009 είχε μικρή συνεισφορά (προβλέπει οι αναπτυγμένες χώρες πρέπει μέχρι το 2020, να έχουν μειώσει συνολικά τις εκπομπές τους κατά 25–40% έναντι των επιπέδων του 1990, ενώ οι αναπτυσσόμενες χώρες πρέπει να έχουν επιτύχει σημαντική μείωση του προβλεπόμενου σήμερα ποσοστού αύξησης των εκπομπών της τάξης του 15–30%). Το Μάρτιο του 2007 οι αρχηγοί της Ε.Ε. ενέκριναν μια ολοκληρωμένη προσέγγιση για την περιβαλλοντική και ενεργειακή πολιτική που στοχεύει στην καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής και αυξάνει την ενεργειακή ασφάλεια στην Ε.Ε, ενώ παράλληλα ενισχύει την ανταγωνιστικότητά της. Πρόκειται για δράσεις που εναρμονίζονται με τις δεσμεύσεις του Κιότο και επιπλέον θέτουν στόχους πιο ειδικούς με επιθυμητό αποτέλεσμα ακόμα πιο φιλόδοξο από αυτό που προβλέπει το πρωτόκολλο του Κιότο, [22].

Τα προβλήματα του περιβάλλοντος σήμερα που συνδέονται με την ενέργεια είναι η κλιματική αλλαγή, εξαιτίας των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, η ατμοσφαιρική ρύπανση (αέριοι ρυπαντές, όξινη βροχή, φωτοχημικό νέφος) και οι κίνδυνοι που ελλοχεύουν κατά τη θαλάσσια μεταφορά υδρογονανθράκων [23].

Το διοξείδιο του άνθρακα είναι υπεύθυνο για το 82% της συνολικής επίδρασης στην κλιματική αλλαγή, το μεθάνιο 11%, το υποξείδιο του αζώτου 6% και τα υπόλοιπα για το 2%. Έτσι εξηγείται η ιστορική ανάδειξη του διοξειδίου του άνθρακα ως του σημαντικότερου αερίου του θερμοκηπίου.

Σχετικά με τις κλιματικές μεταβολές που αναμένονται μελλοντικά, επικρατεί ένα σημαντικό ποσοστό αβεβαιότητας σε επίπεδο επιστημονικών προβλέψεων, ενώ το θέμα αποτελεί επιπλέον ένα αμφιλεγόμενο πολιτικό ζήτημα, που σχετίζεται με την ανάγκη λήψης πολιτικών μέτρων αντιμετώπισης του προβλήματος της παγκόσμιας θέρμανσης, εκ μέρους των κυβερνήσεων. Σύμφωνα με επιστημονικές έρευνες της IPCC, η θερμοκρασία της Γης ενδέχεται να αυξηθεί κατά 1.4–5.8°C εντός της χρονικής περιόδου 1990 και 2100. Οι συνέπειες μίας τέτοιας ενδεχόμενης αύξησης, επεκτείνονται και σε άλλου είδους μεταβολές, όπως αύξηση της στάθμης των θαλασσών ή δημιουργία ακραίων καιρικών φαινομένων όπως πλημμύρες, τυφώνες ή εξαφάνιση βιολογικών ειδών. Αν και το φαινόμενο της παγκόσμιας θέρμανσης αναμένεται να αυξήσει την ένταση και την συχνότητα τέτοιων μεταβολών, θεωρείται δύσκολο να συνδεθεί κάθε μεμονωμένο γεγονός ως άμεσο αποτέλεσμα της, [23].

Η Ελλάδα διατηρεί μία αρκετά χαμηλή θέση σε ότι αφορά τα αέρια του θερμοκηπίου, γεγονός το οποίο οφείλεται κυρίως στο μικρό της μέγεθος. Εάν όμως τα μεγέθη αναχθούν σε κατά κεφαλή τιμές, διαπιστώνεται ότι η συνεισφορά της χώρας μας δεν αποκλίνει από τον κοινοτικό μέσο όρο της Ευρωπαϊκής Ένωσης των 15, ενώ βρίσκεται πολύ ψηλά στην σχετική κατάταξη μεταξύ των χωρών ολόκληρης της Ευρωπαϊκής Ένωσης μετά την διεύρυνση της. Το γεγονός αυτό οφείλεται κυρίως στην χρήση λιγνίτη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, [24].

Για να περιορισθεί το φαινόμενο του θερμοκηπίου απαιτείται η εφαρμογή αυστηρών περιβαλλοντικών μέτρων και η αξιοποίηση μη ενεργειακών πόρων. Απέναντι σε αυτό το πρόβλημα προβάλλονται αρκετές προσεγγίσεις η κυριότερη εκ των οποίων αναφέρεται στην διάδοση των ΑΠΕ (ηλιακή

ενέργεια, αιολική ενέργεια, υδρογόνο, μηχανική ενέργεια κυμάτων, γεωθερμία). Συνίσταται επίσης η ευρεία χρήση του φυσικού αερίου, που ναι μεν δεν θεωρείται ΑΠΕ αλλά οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα είναι περίπου υποδιπλάσιες σε σχέση με τα συμβατικά ορυκτά καύσιμα. Λόγω της μεγάλης της επικινδυνότητας, η πυρηνική ενέργεια δεν συγκαταλέγεται στις ΑΠΕ.

Η πολιτική της Ε.Ε για την καταπολέμηση των κλιματικών αλλαγών με τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, έχει ως δύο κύριους άξονες την μείωση της κατανάλωσης ενέργειας με αύξηση της αποδοτικότητάς της και την ενίσχυση της συμμετοχής των ΑΠΕ στο ευρωπαϊκό ενεργειακό μίγμα. Πιο συγκεκριμένα οι στόχοι που έχουν τεθεί είναι:

- 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 ως το 2020.
- 20% διείσδυση των ΑΠΕ – εναλλακτικών καυσίμων στην τελική κατανάλωση ενέργειας ως το 2020.
- 20% εξοικονόμηση ενέργειας ως το 2020.
- 10% μερίδιο ΑΠΕ στα καύσιμα μεταφορών ως το 2020.

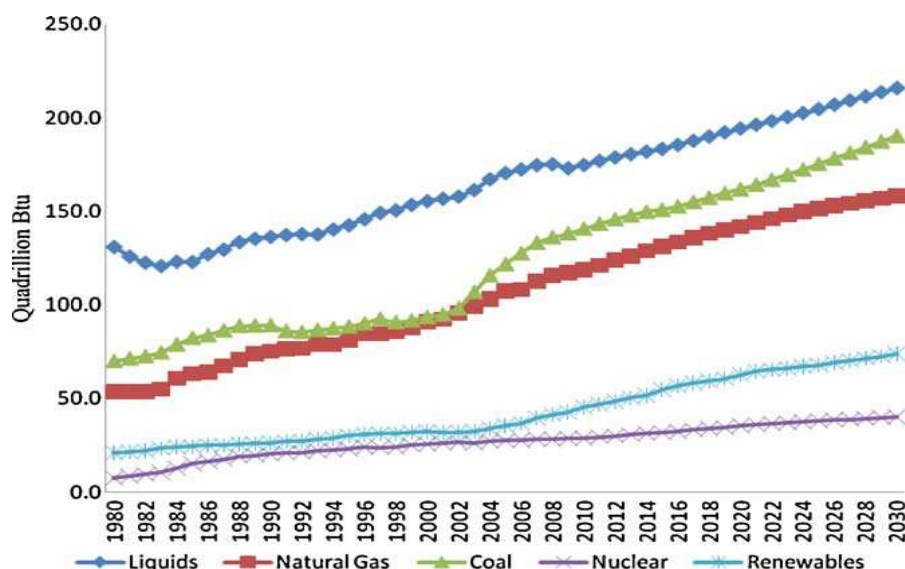
Ειδικά για την Ελλάδα, ο στόχος για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου είναι μείωση κατά 4% στους τομείς εκτός εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005 και 18% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση. Η Ελληνική κυβέρνηση στο πλαίσιο υιοθέτησης συγκεκριμένων αναπτυξιακών και περιβαλλοντικών πολιτικών, προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%, ο οποίος και εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες θέρμανσης/ψύξης και 10% στις μεταφορές. Επιπρόσθετα, σε σχέση με την εξοικονόμηση ενέργειας η Ελλάδα έχει ήδη καταρτίσει το 1ο Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Αποδοτικότητας όπου προβλέπεται 9% εξοικονόμηση ενέργειας στην τελική κατανάλωση μέχρι το 2016, ενώ προχωρά στην ανάπτυξη μηχανισμών της αγοράς και εφαρμογής συγκεκριμένων μέτρων και πολιτικών που αποσκοπούν στην επίτευξη του συγκεκριμένου εθνικού στόχου για εξοικονόμηση ενέργειας, [25].

1.8.1. Μηχανισμοί Προώθησης Έργων Καθαρής Ενέργειας

Η φιλελευθεροποίηση της αγοράς του ηλεκτρισμού στην Ε.Ε. έχει δημιουργήσει καθεστώς έντονου ανταγωνισμού μεταξύ των εταιριών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Προτεραιότητα πλέον των παραγωγών αυτών είναι η διατήρηση ενός ανταγωνιστικού κόστους παραγωγής που θα επιφέρει κερδοφορία. Έτσι, οι κύριοι οικονομικοί στόχοι είναι ο περιορισμός του κόστους παραγωγής και η προτίμηση σε επενδύσεις με χαμηλό κεφαλαιουχικό κόστος και σύντομες περιόδους αποπληρωμής, [26]. Κάτω από αυτές τις συνθήκες, οι επενδύσεις σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, αν και περιβαλλοντικά ευεργετικές, περιορίζονται όχι μόνο εξαιτίας του υψηλότερου κεφαλαιουχικού κόστους αλλά και λόγω της υψηλότερης τιμής πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε σύγκριση με τις αντίστοιχες τιμές των συμβατικών πηγών ηλεκτρικής ενέργειας. Σε ένα ενοποιημένο ηλεκτρικό δίκτυο δεν μπορεί σαφώς να γίνει διαχωρισμός της ηλεκτρικής ενέργειας σε πράσινη και σε συμβατική. Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που ρέει στο δίκτυο είναι ενιαία, κάτι που δημιουργεί έλλειμμα στους παραγωγούς πράσινης ενέργειας.

Η ενεργειακή αναφορά του International Energy Outlook 2009 (IEO2009), [27], που δημοσιεύτηκε το Μάιο του 2009 αποτελεί πλέον μία σημαντική πηγή ανησυχίας για τα ζητήματα παραγωγής ενέργειας. Όπως αναμενόταν, υπάρχει μία αύξηση στην πρόβλεψη της μελλοντικής ζήτησης ηλεκτρισμού παγκοσμίως όπως φαίνεται και στο σχήμα 1.8.α. Αυτή είναι μία αύξηση της τάξης του 44% στην περίοδο πρόβλεψης. Με την πρόβλεψη για 80% της συνολικής παραγωγής από ορυκτά καύσιμα το 2030, τα αποτελέσματα του φαινομένου του θερμοκηπίου θα αυξηθούν περισσότερο προκαλώντας ενδεχομένως μη αναστρέψιμες και πιθανόν καταστροφικές αλλαγές στο περιβάλλον της γης. Με δεδομένο το σενάριο αυτό, η πρόκληση, κυρίως για τα βιομηχανικά ανεπτυγμένα κράτη, είναι η μείωση των εκπομπών CO₂ παγκόσμια κατά 50% έως 80% μέχρι το 2050, αφού αυτό είναι το κύριο αέριο που είναι υπεύθυνο για την υπερθέρμανση του πλανήτη, [28].

Για αυτό, έχουν δημιουργηθεί πλαίσια οικονομικής στήριξης και κινήτρων έτσι ώστε η διαφορά κόστους εγκατάστασης μεταξύ μονάδων ΑΠΕ και των αντίστοιχων συμβατικών να αντισταθμίζεται, με αποτέλεσμα την δυναμική αύξηση της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ σε διάφορα κράτη μέλη της ΕΕ, οδηγώντας σε μια πιο αισιόδοξη προοπτική για την προστασία του περιβάλλοντος και την αντιστροφή της κλιματικής αλλαγής.



Σχήμα 1.8.α. Ιστορική Και Προβλεπόμενη Παγκόσμια Ενεργειακή Ζήτηση Για Καύσιμα, [29].

Ο Μηχανισμός Καθαρής Ανάπτυξης (ΜΚΑ) είναι ένας από τους τρεις ευέλικτους μηχανισμούς που έχει εισάγει το πρωτόκολλο του Κιότο. Οι άλλοι είναι η διαπραγμάτευση δικαιωμάτων εκπομπών και τα προγράμματα από κοινού. Όμως, πρόσφατες μελέτες έδειξαν ότι ο ΜΚΑ δεν έχει μπορέσει να επιτύχει τι σκοπό του όπως επιτάσσει το πρωτόκολλο του Κιότο από τη δημιουργία του το 1997 λόγω συγκεκριμένων παραγόντων, [30]. Αφετέρου, πρόσφατες μελέτες έχουν αποκαλύψει ότι η υιοθέτηση τεχνολογιών ΔΠ σε ηλεκτρικά συστήματα σε όλο τον κόσμο μπορεί να παίξει καθοριστικό ρόλο στη δημιουργία καθαρής και αξιόπιστης ενέργειας με ουσιώδη περιβαλλοντικά και άλλα οφέλη. Για παράδειγμα, μία αναφορά για το ηλεκτρικό σύστημα της Δανίας παρατήρησε μία μείωση 30% στις εκπομπές αερίων, του θερμοκηπίου από το 1998 έως το 2001 με την ευρεία εφαρμογή τεχνολογιών ΔΠ [31]. Έτσι, τα πιο σημαντικά από τα μέτρα οικονομικής στήριξης των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, είναι τα ακόλουθα:

- Απευθείας επιδοτήσεις,
- Φορολογικά κίνητρα,
- Σταθερά τιμολόγια αγοράς (Feed-in Tariffs – FIT),
- Πράσινα τιμολόγια (Green Tariffs),
- Εμπορεύσιμα Πράσινα Πιστοποιητικά (Tradable Green Certificates – TGC),
- Περιβαλλοντολογικοί φόροι (Environmental Taxes).

Πρόσφατα, οι τεχνολογίες ΔΠ έχουν αποσπάσει την προσοχή της παγκόσμιας κοινής γνώμης. Αυτό που τροφοδοτεί την προσοχή αυτή είναι η πιθανότητα παγκόσμιων συμφωνιών για τη μείωση των εκπομπών αερίων, την αναδιאμόρφωση του ενεργειακού τομέα, τις υψηλές απαιτήσεις αξιοπιστίας ισχύος για συγκεκριμένες δραστηριότητες και τις ανησυχία σχετικά με την διευκόλυνση της συμφόρησης της μεταφοράς και διανομής. Στις επόμενες παραγράφους αναλύονται οι τεχνολογίες ΔΠ.

1.9. ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

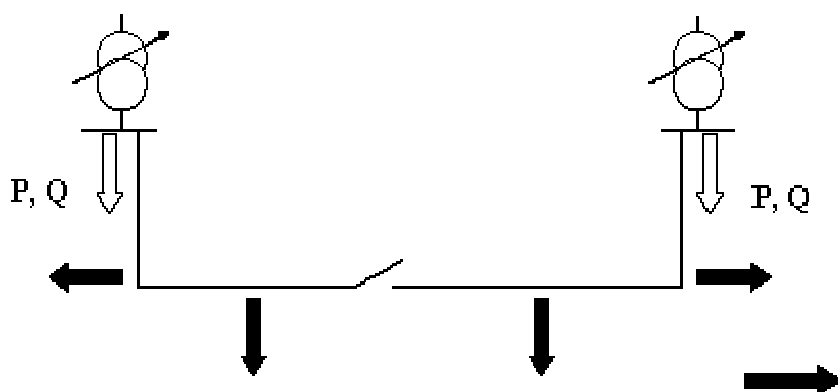
1.9.1. Εισαγωγή Και Πλεονεκτήματα Της Διεσπαρμένης Παραγωγής

Τις δύο-τρεις τελευταίες δεκαετίες άρχισε να δημιουργείται και πάλι η τάση για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε διάφορα σημεία του δικτύου, στο σύστημα διανομής. Αυτό οδήγησε στη δημιουργία του όρου *Διεσπαρμένη Παραγωγή* (ΔΠ)- (DG – *Distributed Generation*), που είναι αυτό ακριβώς που περιγράφεται από τον όρο, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δηλαδή από πολλές μονάδες, διεσπαρμένες στο σύστημα. Οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής χαρακτηρίζονται από το γεγονός ότι δεν είναι τοποθετημένες σε ένα συγκεκριμένο, κεντρικό, σημείο, αλλά βρίσκονται διασκορπισμένες στο σύστημα. Συνήθως, τοποθετούνται στο δίκτυο διανομής, ενώ κατά κανόνα η εγκατεστημένη ισχύς είναι μικρότερη από 50-100 MW, [32], [33], [34]. Στην εργασία, [35], συζητούνται οι διάφοροι ορισμοί για την ΔΠ (από IEEE, CIGRE κ.τ.λ.).

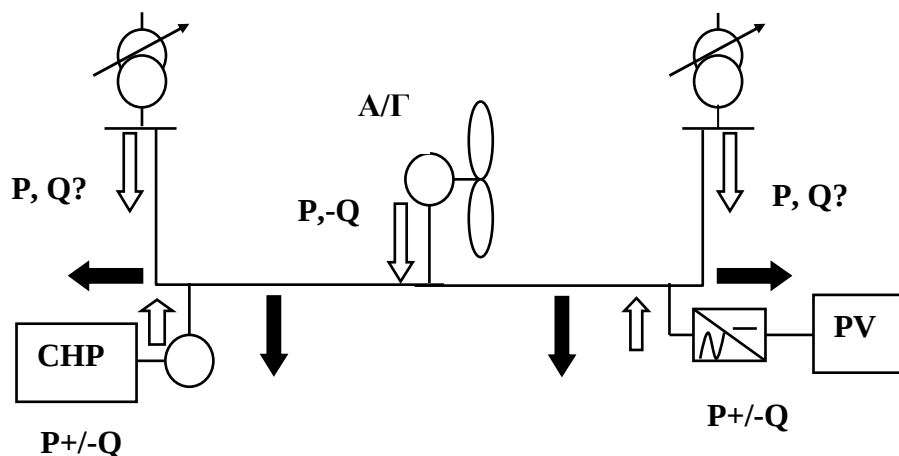
Η δομή του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας θα παρέμενε όπως η δομή του σχήματος 1.2.α, και δεν θα είχε αναπτυχθεί ενδιαφέρον για την ΔΠ αν δεν είχε προκύψει και η ανάγκη για μείωση της χρήσης συμβατικών μορφών ενέργειας για περιβαλλοντικούς λόγους. Η ΔΠ μπορεί να πραγματοποιείται από

φωτοβολταϊκά, αιολική ενέργεια, από συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού, από μικροτουρμπίνες, από κυψέλες καυσίμου από μικρά υδροηλεκτρικά, από βιομάζα και άλλες μορφές ΑΠΕ. Η ανάγκη για τη συμμετοχή τέτοιων εναλλακτικών, καθαρότερων μορφών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρισμού οδήγησε στη ΔΠ, [36].

Όπως εξηγήθηκε και προηγουμένως, τα ΣΗΕ σχεδιάστηκαν με τέτοιο τρόπο ώστε να υπάρχει κεντρική παραγωγή που τροφοδοτεί με ισχύ τους καταναλωτές. Έτσι, η ροή της ισχύος γινόταν από την υψηλή προς τη χαμηλή τάση. Με τη διείσδυση όμως της ΔΠ στη διαδικασία παραγωγής, η ροή της ηλεκτρικής ισχύος μπορεί να αντιστραφεί, αν η διείσδυση αυτή είναι αρκετά σημαντική. Μπορεί πλέον σε κάποιες περιπτώσεις να έχουμε αντίστροφη πορεία του ρεύματος, αν υπερκαλύπτεται το φορτίο ενός ζυγού και των φορτίων στο κατάντη αυτού από την παραγωγή της διεσπαρμένης μονάδας που βρίσκεται στο ζυγό αυτό. Έτσι, οι τάσεις και οι ροές ισχύος μεταβάλλονται και καθορίζονται πλέον από τις μονάδες παραγωγής που υπάρχουν διεσπαρμένες στο δίκτυο και τα φορτία. Ο συντελεστής ισχύος με τον οποίο μπορεί να λειτουργήσουν οι μονάδες αυτές επηρεάζει τις τάσεις στο δίκτυο, ενώ μπορεί να υπάρξουν και αρμονικές συνιστώσες στο ρεύμα από την παρουσία ηλεκτρονικών ισχύος. Αυτές οι μεταβολές έχουν πολύ σημαντικές επιπτώσεις στα χαρακτηριστικά του δικτύου. Η μεταβολή της ροής της ισχύος εξαιτίας της παρουσίας μονάδων ΔΠ μπορεί να φανεί στα σχήματα 1.9.α και 1.9.β., [36].



Σχήμα 1.9.α. Συμβατικό Σύστημα Διανομής.



Σχήμα 1.9.β. Σύστημα Διανομής Με Μονάδες ΔΠ.

Οι λόγοι που οδήγησαν στη ΔΠ έχουν να κάνουν με τις ανάγκες για:

- Έγερση εγκατεστημένης ισχύος για παροχή εφεδρείας σε περίπτωση διακοπής τροφοδοσίας ή και για ψαλιδισμό αιχμών του καταναλωτή.
- Αυξημένη αξιοπιστία και βελτίωση της παρεχόμενης ποιότητας ισχύος σε τοπικό επίπεδο.
- Μείωση των απωλειών κατά τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από ένα απομακρυσμένο κεντρικό σταθμό στο σημείο κατανάλωσης.

- Υποστήριξη δικτύου με βοηθητικές υπηρεσίες όπως είναι η παροχή αέργου ισχύος και υποστήριξης τάσης, η παροχή παραγωγής με γρήγορη απόκριση για αποφυγή διακοπής της κατανάλωσης και η δυνατότητα επανεκκίνησης μετά από διακοπή.
- Εκμετάλλευση συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού η οποία γίνεται σε τοπικό επίπεδο π.χ. σε βιομηχανικές διεργασίες κτλ.
- Αποτελεσματική χρήση των δυνατοτήτων για ΑΠΕ και φτηνά τοπικά παραγόμενα καύσιμα και η επί τόπου αξιοποίησή τους όπως για παράδειγμα το τοπικά παραγόμενο βιοαέριο στους βιολογικούς καθαρισμούς.
- Εξοικονόμηση αρχικού κόστους κεφαλαίου και χρόνου από τη δημιουργία ενός κεντρικού σταθμού παραγωγής.
- Μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων με χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και εξευγενισμένων καυσίμων.

1.9.2. Μειονεκτήματα Της Διεσπαρμένης Παραγωγής

Η διεσπαρμένη παραγωγή όμως έχει και ορισμένα μειονεκτήματα, που αφορούν οικονομικά, τεχνικά ακόμα και περιβαλλοντικά θέματα. Σε ορισμένες περιπτώσεις η παραγωγή από ΑΠΕ, δεν έχει φθάσει σε επίπεδο να μπορεί να ανταγωνιστεί οικονομικά τις μεγάλες μονάδες παραγωγής, με αποτέλεσμα να απαιτείται επιχορήγηση από το κράτος για να μπορεί η επένδυση σε αυτές να είναι βιώσιμη.

Η σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής στο δίκτυο διανομής μπορεί να προκαλέσει προβλήματα στην ποιότητα ισχύος του δικτύου. Π.χ., μπορούν να προκληθούν μεταβολές και διακυμάνσεις στη τάση του δικτύου εξαιτίας της μονάδας παραγωγής αλλά και γρήγορες μεταβολές της τάσης που έχουν ως συνέπεια τη διακύμανση της φωτεινότητας των λαμπτήρων και την οπτική ενόχληση από αυτή (flicker). Μπορεί να υπάρξει επίσης και αρμονική παραμόρφωση στο δίκτυο εξαιτίας αυτών των εγκαταστάσεων παραγωγής. Για να μην υπάρχουν σημαντικές επιπτώσεις από τα παραπάνω, έχουν θεσπιστεί ορισμένοι κανόνες και όρια στις διακυμάνσεις της τάσης και την αρμονική παραμόρφωση που πρέπει να τηρούνται ώστε να δίνεται η δυνατότητα στις μονάδες να συνδέονται στο δίκτυο, [37].

Πολλές φορές δεν μπορεί να υπάρξει ακριβής πρόβλεψη για την ικανότητα παραγωγής συγκεκριμένων εγκαταστάσεων παραγωγής, όπως συμβαίνει για παράδειγμα με τα αιολικά πάρκα. Πρέπει να γίνεται μετεωρολογική πρόβλεψη, που δεν μπορεί όμως να προβλέψει ακριβώς την ποσότητα ισχύος που θα είναι δυνατό να παραχθεί, [36]. Σε μικρά χρονικά διαστήματα μπορούν να υπάρχουν μεγάλες αποκλίσεις στη δυνατότητα παραγωγής ή ακόμα και απώλεια της παραγωγής εξαιτίας της φύσης ορισμένων πηγών όπως είναι για παράδειγμα ο άνεμος. Έτσι, υπάρχει συγκεκριμένο ποσοστό της ζήτησης που μπορεί να καλυφθεί από ΑΠΕ, η διείσδυση είναι δηλαδή περιορισμένη και πρέπει να υπάρχει πάντα εφεδρεία συμβατικών μονάδων παραγωγής, [38]. Αυτό το πρόβλημα αφορά κυρίως τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

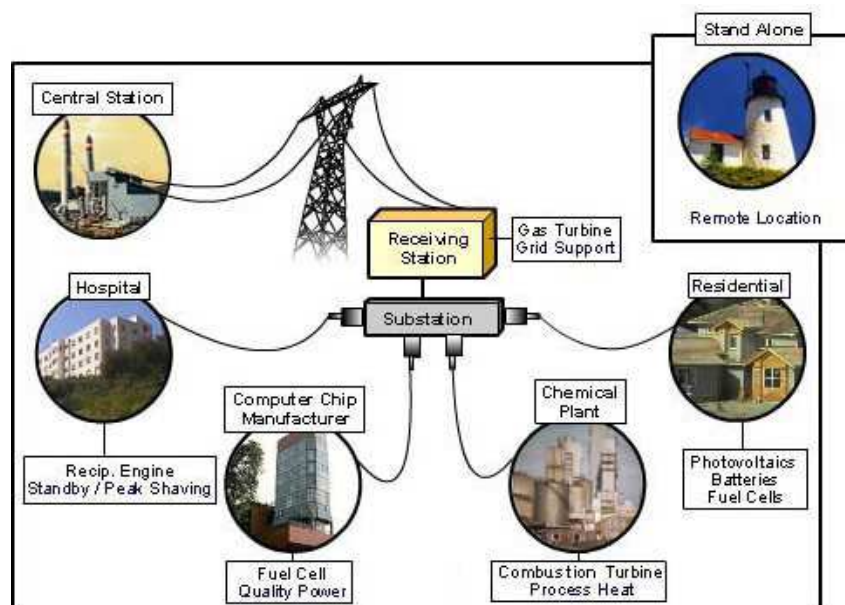
Επίσης, περιβαλλοντικά ζητήματα μπορούν να προκύψουν, όπως μπορεί να είναι για παράδειγμα η παραγωγή θορύβου αλλά και αισθητικά ζητήματα από την παρουσία των μονάδων σε συγκεκριμένες τοποθεσίες.

Τέλος, μπορούν να υπάρξουν προβλήματα σε σχέση με τοπικούς παράγοντες, από τους οποίους μπορεί να εμφανιστούν αντιδράσεις που θα δυσχεράνουν, θα καθυστερήσουν ή ακόμα και θα ματαιώσουν την τοποθέτηση εγκαταστάσεων παραγωγής από ΑΠΕ σε συγκεκριμένες τοποθεσίες. Η εισαγωγή των αποκεντρωμένων μονάδων παραγωγής ενέργειας, σε ευρεία κλίμακα, είναι πιθανό να οδηγήσει σε μερική αστάθεια του ενεργειακού προφίλ. Η αμφίδρομη ροή ισχύος και η σύνθετη διαχείριση ενέργειας, που απαιτεί η διεσπαρμένη παραγωγή, μπορούν να εμφανίσουν προβλήματα και να οδηγήσουν σε έντονη διακύμανση της τάσης. Επιπρόσθετα, τα πιθανά βραχυκυκλώματα και υπερφορτίσεις στο δίκτυο προέρχονται πλέον από πολλαπλές πηγές, το οποίο προκαλεί δυσκολίες στον εντοπισμό των εκάστοτε σφαλμάτων του δικτύου.

Μια αναλυτικότερη μελέτη για τα τα μειονεκτήματα της ΔΠ μπορεί κανείς να βρει στην αναφορά, [39].

1.9.3. Τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής

Οι *Τεχνολογίες ΔΠ* (*Distributed Energy Resources - DER*) είναι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εύρους 3 kW έως 50 MW τοποθετημένες μέσα στο ηλεκτρικό σύστημα διανομής ακριβώς στον τελικό χρήστη ή κοντά σε αυτόν, σχήμα 1.9.γ. Μπορούν να είναι συνδεδεμένες παράλληλα στο κεντρικό παροχέα ή να είναι ανεξάρτητες μονάδες, [40], [41].



Σχήμα 1.9.γ. Τύποι Διεσπαρμένων Ενεργειακών Πηγών Και Τεχνολογιών (Courtesy of the California Energy Commission).

1.9.3.1. Χαρακτηριστικά Των Τεχνολογιών DER^{[40], [41], [42]}

Γενικότερα, η διεσπαρμένη παραγωγή προσφέρει στον καταναλωτή μεγαλύτερη αξιοπιστία, ικανοποιητική ποιότητα ισχύος και τη δυνατότητα να συμμετέχει σε ανταγωνιστικές αγορές ενέργειας. Επιπλέον, ανοίγει προοπτικές για αποσυμφόρηση των υπερφορτωμένων γραμμών διανομής (ένα ζήτημα που θα εξεταστεί ενδελεχώς στο τρίτο κεφάλαιο), έλεγχο των διακυμάνσεων των τιμών και ενδυνάμωση της ενεργειακής ασφάλειας και παρέχει μεγαλύτερη σταθερότητα στο δίκτυο. Στη συνέχεια παρουσιάζονται με μεγαλύτερη λεπτομέρεια τα πλεονεκτήματα που προσφέρει η εγκατάσταση DER σε διάφορους τομείς.

Αισθητικά:

- Βελτιώνει την εικόνα συστημάτων ανεξάρτητων από το δίκτυο εξαλείφοντας την ανάγκη για υπέργεια καλώδια.
- Δίνει μεγαλύτερη ποικιλία επιλογών για προμήθεια ενέργειας. Επιτρέπει στους πελάτες να βρουν την καλύτερη λύση για μια συγκεκριμένη τοποθεσία.

Οικονομικά:

- Οδηγεί σε μείωση του κόστους μειώνοντας τη ζήτηση αιχμής σε μια εγκατάσταση και συνεπώς μειώνοντας τις χρεώσεις ζήτησης.
- Προσφέρει πιο προβλέψιμο ενεργειακό κόστος (μικρότερο ρίσκο) εισάγοντας ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Λειτουργικά:

- Προσφέρει μεγαλύτερη αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος, ειδικά σε περιοχές όπου οι διακυμάνσεις τάσης είναι συχνές ή όπου η ενέργεια που παρέχεται από το δίκτυο δεν είναι αξιόπιστη.
- Διευκολύνει βελτιώσεις στην απόδοση του εξοπλισμού DER όταν χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με εξοπλισμό συμπαραγωγής για εφαρμογές θέρμανσης, ψύξης και αφύγρανσης.
- Προσφέρει ενέργεια σε απομακρυσμένες περιοχές όπου η επιλογή των παραδοσιακών γραμμών διανομής δεν είναι δυνατή. Τέτοιες περιοχές όπως πύργοι κεραιών, μικρά απομακρυσμένα χωριά ή πλατφόρμες άντλησης πετρελαίου στον ωκεανό βρίσκονται εκτός του ηλεκτρικού δικτύου και επωφελούνται από τη διεσπαρμένη παραγωγή ως βασική πηγή ενέργειας.
- Διαθέτει δυνατότητες συμπαραγωγής.
- Μειώνει την υπερφόρτωση των γραμμών διανομής.
- Αυξάνει την αξιοπιστία του δικτύου.
- Η λήψη άδειας για τεχνολογίες DER είναι ταχύτερη συγκριτικά με την αναβάθμιση των γραμμών διανομής.
- Προσφέρει κάποια δευτερεύοντα οφέλη όπως σταθερότητα, διασφάλιση από απρόοπτα και δυνατότητα «black start» (αυτόνομη εκκίνηση – η δυνατότητα μιας μονάδας παραγωγής κατά τη διάρκεια της αποκατάστασης του συστήματος να μεταβεί από απενεργοποιημένη κατάσταση σε

κατάσταση λειτουργίας και να αρχίσει να παράγει ενέργεια χωρίς να υποβοηθηθεί από το ηλεκτρικό σύστημα).

Στην Κατεύθυνση Της Παραγωγής:

- Κάποιες τεχνολογίες DER προσφέρουν υψηλής ποιότητας ισχύ για ευαίσθητες εφαρμογές.
- Ανταποκρίνεται γρηγορότερα σε νέες απαιτήσεις ισχύος.
- Επιτρέπει τη μείωση του κεφαλαίου που είναι δεσμευμένο σε μη παραγωγικούς τομείς – ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά της διεσπαρμένης παραγωγής είναι ότι οι αυξομειώσεις στην εγκατεστημένη ισχύ μπορούν να γίνουν με μικρές προσαυξήσεις, σε πλήρη συμφωνία με τη ζήτηση σε αντίθεση με την κατασκευή μεγάλων, κεντρικών εργοστασίων ενέργειας κατασκευασμένων για την κάλυψη μελλοντικής κυρίως και όχι τρέχουσας ζήτησης.
- Η ύπαρξη εφεδρικής ενέργειας μειώνει το χρόνο που μια επιχείρηση δε λειτουργεί σε περίπτωση διακοπής, επιτρέποντας στους εργαζομένους να επιστρέψουν συντομότερα στην εργασία τους.

Στην Κατεύθυνση Της Ασφάλειας:

- Ενδυναμώνει την ενεργειακή ασφάλεια.
- Η εφεδρική ενέργεια προσφέρει γρήγορη ανάκαμψη μετά από κάποιο συμβάν.

Στην Κατεύθυνση Της Αειφόρου Ανάπτυξης:

- Προσφέρει καθαρότερη, πιο αθόρυβη λειτουργία και μειώνει τις εκπομπές για κάποιες τεχνολογίες (π.χ. τεχνολογίες που εκμεταλλεύονται την ηλιακή ενέργεια και τον άνεμο και κυσέλες καυσίμου).
- Μειώνει ή αναβάλλει τις αναβαθμίσεις των έργων υποδομής (γραμμές και υποσταθμοί).
- Έχει μεγαλύτερες αποδόσεις στη μετατροπή ενέργειας σε σχέση με την κεντρική παραγωγή.
- Επιτρέπει την πιο αποτελεσματική διαχείριση ενέργειας και φορτίου.

Πριν αποφασίσει κανείς να εγκαταστήσει τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής, είναι σημαντικό να:

- ✓ Ξεκαθαρίσει τους λόγους για τους οποίους χρειάζεται τη ΔΠ.
- ✓ Προσδιορίσει τις τωρινές και μελλοντικές τεχνολογικές επιλογές.
- ✓ Εκτιμήσει το κόστος και την εξοικονόμηση χρημάτων.
- ✓ Κατανοήσει τους κανονισμούς και τη διαδικασία ανάπτυξης του έργου.
- ✓ Κατανοήσει το ρίσκο και την αβεβαιότητα.

1.9.3.2. Τύποι Τεχνολογιών DER

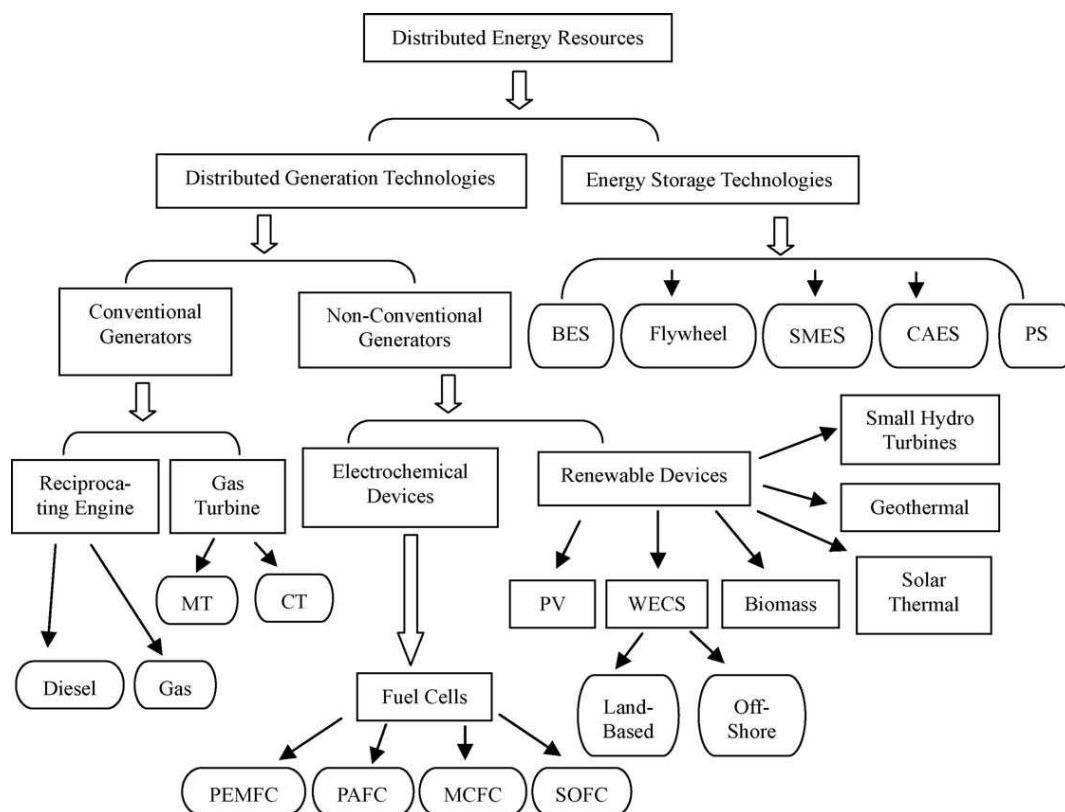
Οι τεχνολογίες DER αποτελούνται κυρίως από συστήματα παραγωγής ενέργειας και συστήματα αποθήκευσης που τοποθετούνται στον τελικό χρήστη ή κοντά σε αυτόν. Περιλαμβάνουν ένα ευρύ φάσμα τεχνολογιών, σχήμα 1.9.δ. Επίσης, διαθέτουν διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος και συσκευές επικοινωνίας και ελέγχου για την αποδοτική λειτουργία των ανεξάρτητων μονάδων παραγωγής και του μακροδικτύου. Το συνηθέστερο καύσιμο που χρησιμοποιούν τα συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής είναι το φυσικό αέριο. Και το υδρογόνο όμως μπορεί να παίξει ένα πολύ σημαντικό ρόλο στο μέλλον.

Οι εγκαταστάσεις παραγωγής σε τοπικό επίπεδο συχνά περιλαμβάνουν τεχνολογίες ΑΠΕ κατάλληλες για συγκεκριμένο χώρο, [43]. Στο επίπεδο τελικού καταναλωτή, ο μεμονωμένος τελικός καταναλωτής, μπορεί να εφαρμόσει πολλές από αυτές τις τεχνολογίες με παρόμοια αποτελέσματα. Οι ΑΠΕ έχουν δύο χαρακτηριστικά που τις διαφοροποιούν σε σχέση με τις συμβατικές μορφές ενέργειας: είναι από τη φύση τους κατανεμημένες και δεν μπορούν να ελεγχθούν. Άρα εισάγεται ένας βαθμός αβεβαιότητας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Με βάση την ανάλυση των διαφόρων μη συμβατικών τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορούμε να συνοψίσουμε τα χαρακτηριστικά της μη συμβατικής παραγωγής στα παρακάτω, [44]:

- Μέγεθος (Size): Σε αντίθεση με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που είναι μεγάλου μεγέθους και συνδέονται συνήθως στην Υψηλή Τάση, οι μη συμβατικοί σταθμοί είναι μικρότερου μεγέθους και μπορούν να συνδεθούν σε διάφορα επίπεδα τάσης του ηλεκτρικού συστήματος.
- Αυνατότητα Ενταξης (Dispatchability): Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούν συνήθως ορυκτές πρώτες ύλες και ο διαχειριστής του συστήματος ή η εταιρεία παραγωγής μπορούν να εντάσσουν και να αξιοποιούν την παραγωγή ενέργειας άμεσα. Αντίθετα, οι μη συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, π.χ. ΑΠΕ, χρησιμοποιούν μη ελεγχόμενες πηγές ενέργειας που υπόκεινται σε αυξημένη αβεβαιότητα (π.χ. ηλιακή ακτινοβολία και αιολικό δυναμικό για την παραγωγή ενέργειας από φωτοβολταϊκές και αιολικές μονάδες, αντίστοιχα). Έτσι, η παραγόμενη ενέργεια μπορεί είτε να αξιοποιηθεί τοπικά ή να μην αξιοποιηθεί καθόλου.

- Τεχνολογία Παραγωγής (Generation Technology): Σε όλους σχεδόν τους συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιούνται σύγχρονες γεννήτριες για την μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Στους μη συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται νέες τεχνολογίες, που περιλαμβάνουν νέους τύπους ηλεκτρικών γεννητριών (σύγχρονες και ασύγχρονες) και ηλεκτρονικών ισχύος για τη ζεύξη με το δίκτυο.



Σχήμα 1.9.δ. Τύποι Τεχνολογιών DER, [29].

Ενώ, με βάση την κατανομή τους τους οι μη συμβατικές μονάδες παραγωγής μπορούν να διακριθούν στις ακόλουθες κατηγορίες:

- Κατανεμημένη Μη Συμβατική Παραγωγή: Πολλές μη συμβατικές τεχνολογίες επιτρέπουν σε μονάδες παραγωγής να συνδεθούν τοπικά. Ο διαχειριστής της μονάδας μπορεί να ρυθμίσει την ισχύ εξόδου της ελέγχοντας τις παρεχόμενες πηγές πρωτογενούς ενέργειας (καυσίμων). Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν μικρές εγκαταστάσεις παροχής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα, σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα, γεωθερμικές εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας, κυψέλες καυσίμου καθώς και σταθμοί Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού-Θερμότητας (ΣΗΘ).
- Μη Κατανεμημένη (Στοχαστική)-Μη Συμβατική Παραγωγή: Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν μη κατανεμημένες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας. Στην περίπτωση αυτή ο διαχειριστής δεν μπορεί να ελέγξει την κύρια πηγή ενέργειας λόγω στοχαστικότητας (π.χ. καιρικές συνθήκες για παραγωγή από ΑΠΕ). Η ισχύς της μονάδας ορίζεται από τη διαθεσιμότητα της πρώτης ύλης. Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν τα μικρά υδροηλεκτρικά, οι ανεμογεννήτριες, τα φωτοβολταϊκά, οι εγκαταστάσεις παλιρροϊκής ενέργειας και οι σταθμοί ΣΗΘ.

Συνοπτικά, ο Πίνακας 1.9.α, κατηγοριοποιεί τις διάφορες μορφές μη συμβατικής παραγωγής σε κατανεμημένες και στοχαστικές.

Αναφερόμαστε στη στοχαστική παραγωγή ως τον τρόπο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που καθοδηγείται από μια ανεξέλεγκτη κινητήρια δύναμη. Αν και αναφέρεται κυρίως σε ΑΠΕ, πολλές μορφές ανανεώσιμων δεν ανήκουν στη στοχαστική παραγωγή, όπως είναι τα υδροηλεκτρικά, η βιομάζα και οι γεωθερμικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο ορισμός της στοχαστικής παραγωγής τονίζει την μη δυνατότητα ελέγχου της πρωτογενούς μορφής ενέργειας και ότι η θεμελιώδης διαφορά της σε σύγκριση με τη συμβατική παραγωγή είναι ότι σχετίζεται με αβεβαιότητα, όσο αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 1.9.α.
Κατηγοριοποίηση Μη Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής, [45].

Generation Technology	Dispatchable	Stochastic
Small-scale Fossil-Fuel-Fired Power Plants	✓	
Microturbines	✓	
Combined Heat and Power (CHP) Plants	✓	✓
Fuel cells	✓	
Geothermal power plants	✓	
Biomass power plants	✓	
Small hydro-power plants		✓
Wind turbines		✓
Photovoltaics		✓
Tidal power plants		✓
Wave power plants		✓

Αναλυτική περιγραφή κάθε μιας από αυτές τις τεχνολογίες υπάρχει στη συνέχεια.

DER - Συμβατική Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

➤ Εμβολοφόροι/Παλινδρομικοί Κινητήρες

Η χρήση μηχανών Diesel και βενζίνης στην πρόβλεψη εφεδρικής ισχύος για εμπορικούς καταναλωτές και για μικρές βιομηχανίες δεν είναι καινούρια. Οι εμβολοφόρες μηχανές, που είναι ένα υποσύνολο των μηχανών εσωτερικής καύσης, είναι εκείνες οι μηχανές στις οποίες τα πιστόνια των κυλίνδρων μετακινούνται πίσω και μπρος (παλινδρομική κίνηση). Οι μικρότεροι τύποι είναι κατασκευασμένοι κυρίως για μετακινήσεις, όμως μπορούν να διαφοροποιηθούν με μικρές τροποποιήσεις ώστε να χρησιμοποιηθούν ως γεννήτριες, ενώ οι μεγαλύτερες είναι κατασκευασμένες κυρίως για παραγωγή ηλεκτρισμού, μηχανικά συστήματα και προπέλες πλοίων, [46]. Οι εμβολοφόρες μηχανές που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα είναι ανάμεσα στις πρώτες τεχνολογίες ΔΠ. Χρησιμοποιούνται σε διάφορες κλίμακες, που κυμαίνονται από μικρές μονάδες του 1 kVA έως αρκετές δεκάδες MVA, [47].

Οι εμβολοφόρες μηχανές προσφέρουν χαμηλό κόστος και καλή απόδοση για εφαρμογές ΔΠ αλλά έχουν υψηλές εκπομπές και υψηλά κόστη συντήρησης. Τα ακατάλληλα μείγματα αέρα-καυσίμου και η υπερβολική ψύξη των κυλίνδρων παράγουν Μονοξείδιο του Άνθρακα (CO) και εκπομπές υδρογονανθράκων ενώ η διαδικασία της καύσης παράγει NO_x. Το γεγονός αυτό καθιστά την εγκατάσταση γεννητριών Diesel πολύ δύσκολη λόγω της αυστηρής πολιτικής όσον αφορά τις εκπομπές. Τελευταία έχουν αναπτυχθεί μηχανές που λειτουργούν με φυσικό αέριο. Αυτές οι μηχανές, προσφέρουν τα πλεονεκτήματα της αποτελεσματικότητας και της αξιοπιστίας μιας μηχανής diesel. Ταυτόχρονα, οι εκπομπές NO_x είναι ελάχιστες σε σχέση με τις αντίστοιχες Diesel.

➤ Αεριοστρόβιλοι (Gas Turbines – GT)

Ένας αεριοστρόβιλος είναι μία περιστροφική μηχανή που παράγει ενέργεια από τη ροή των καυσαερίων. Έχει ένα θάλαμο καύσης ανάμεσα στον συμπιεστή συζευγμένο με μία τουρμπίνα. Οι τουρμπίνες αερίου είναι γενικά χωρισμένες σε τρεις κύριες κατηγορίες: Βαρέως Πλαισίου (Heavy Frame), Αεροπορικοί Αεριοστρόβιλοι (Aeroderivatives) και Μικροτουρμπίνες (Microturbines). Οι μικροτουρμπίνες που είναι εμπορικά βιώσιμες διατίθενται σε ισχύ που κυμαίνεται από 27kW έως 250kW. Η τεχνολογία βασίζεται κυρίως στις μονάδες παροχής βοηθητικής ισχύος των αεροσκαφών και στους στροβιλοσυμπιεστές (turbo) των αυτοκινήτων. Μέσα στον θάλαμο καύσης ο πεπιεσμένος αέρας αναμειγνύεται με το καύσιμο και αναφλέγεται. Η καύση αυξάνει τη θερμοκρασία, την ταχύτητα και τον όγκο της ροής του αερίου. Αυτή η ροή του αερίου διευθύνεται από ένα στόμιο πάνω από τα πτερύγια της τουρμπίνας, που γυρίζει την τουρμπίνα και τροφοδοτεί τον συμπιεστή. Η εξαγόμενη ενέργεια χρησιμοποιείται για την κίνηση αεροπλάνων, τραίνων, πλοίων, γεννητριών ακόμη και τανκ, [48].

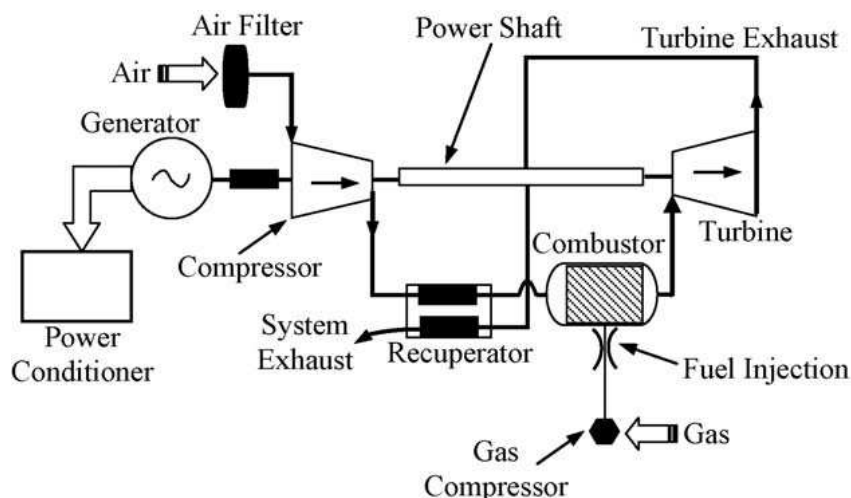
➤ Μικροτουρμπίνες (MT)

Οι μικροτουρμπίνες κερδίζουν συνεχώς έδαφος στις εφαρμογές ΔΠ και συμπαραγωγής καθώς μπορούν να ξεκινήσουν γρήγορα. Είναι μία από τις πλέον υποσχόμενες τεχνολογίες για την τροφοδοσία υβριδικών ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Γενικά, οι μικροτουρμπίνες κυμαίνονται από 30 έως 400kW, [49], ενώ οι συμβατικοί αεριοστρόβιλοι κυμαίνονται από 500kW έως 300MW, [50]. Μέρος της επιτυχίας τους βασίζεται στα πλεονεκτήματα των ηλεκτρονικών ισχύος, που επιτρέπουν μη επιβλεπόμενη λειτουργία και διασύνδεση με το εμπορικό δίκτυο. Τυπικοί βαθμοί απόδοσης μιας μικροτουρμπίνας είναι από 33% μέχρι 37%, ειδικά όταν ο εναλλάκτης θερμότητας έχει απόδοση 85%, [51], αλλά μπορεί να επιτύχει αποδόσεις πάνω από 80% σε εφαρμογές συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.

Οι μικροτουρμπίνες λειτουργούν με όμοιο με τους αεριοστρόβιλους τρόπο και η λειτουργία τους βασίζεται στον θερμοδυναμικό κύκλο Brayton. Ο αέρας κατευθύνεται στον συμπιεστή μέσω του σωλήνα εισαγωγής αέρα, όπως φαίνεται στο σχήμα 1.9.ε.

Μέσα στον συμπιεστή, συμπιέζεται και ωθείται στην ψυχρή πλευρά του εναλλάκτη θερμότητας, όπου προθερμαίνεται πριν εισαχθεί στον θάλαμο καύσης. Ο θερμός αέρας και το καύσιμο αναμειγνύονται και καίγονται. Είναι το μίγμα το οποίο εξαπλώνεται μέσα στην τουρμπίνα εκείνο που την περιστρέφει με ταχύτητα περίπου 96.000 Στροφές Ανά Λεπτό (ΣΑΛ) αφού έχει συζευχθεί με τον άξονα της γεννήτριας. Έτσι, η γεννήτρια παρέχει υψηλής συχνότητας AC ρεύμα το οποίο μετατρέπεται στη συχνότητα του δικτύου με τη χρήση ηλεκτρονικών ισχύος.

Οι μικροστρόβιλοι μπορούν να λειτουργήσουν με διάφορα είδη καυσίμων, όπως φυσικό αέριο, βενζίνη, πετρέλαιο, αλκοόλ και προπάνιο, diesel και κηροζίνη. Είναι επίσης ικανοί να παράγουν ενέργεια με καύση βιοαερίου. Όταν το καύσιμο που θα χρησιμοποιηθεί είναι αέριο όπως φυσικό αέριο, προπάνιο ή αέριο αναερόβιας επεξεργασίας λυμάτων πρέπει να συμπιεστεί. Η συνήθης συμπίεση ανέρχεται στο ύψος των 5-6 bar. Η ανάγκη συμπίεσης του αερίου καυσίμου αποτελεί το χαμένο φορτίο αυτής της μονάδας. Μονάδες MT έχουν εγκατασταθεί σε εφαρμογές σε βιολογικούς καθαρισμούς και σε μία τέτοια περίπτωση μπορούν να θεωρηθούν μονάδες ΑΠΕ.



Σχήμα 1.9.ε. Σχηματικό Διάγραμμα Εγκατάστασης Μικροτουρμπίνας (MT).

Το μικρό μέγεθος των μικροτουρμπινών είναι ένα σημαντικό πλεονέκτημα, που επιτρέπει την τοποθέτησή τους ακριβώς δίπλα στο φορτίο. Το γεγονός αυτό μειώνει τις ενεργειακές απώλειες που εμφανίζονται συνήθως κατά τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα σημεία της ζήτησης. Αυτές οι απώλειες μεταφοράς είναι αρκετά σημαντικές και ανέρχονται συχνά στο ~7% της παραγόμενης ισχύος.

Οι τιμές στην αγορά κυμαίνονται μεταξύ των €800-1500/kW εγκατεστημένης ισχύος, αλλά ένα πάγιο κόστος της τάξης των €400-9000/kW εγκατεστημένης ισχύος αναμένεται για τις εφαρμογές συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, όταν οι μικροτουρμπίνες θα μπου σε μαζική παραγωγή. Η εκτιμώμενη διαθεσιμότητα θα είναι από 90 έως 95%. Εφόσον οι μικροτουρμπίνες δεν έχουν τεθεί σε εφαρμογή για μεγάλο χρονικό διάστημα, οι εκτιμήσεις για το κόστος συντήρησης κυμαίνονται από €0,005-0,020/kWh. Μελλοντικά, εφόσον μειωθεί το κόστος και οι εκπομπές ρύπων, ενώ ταυτόχρονα επιτευχθεί η

αποτελεσματικότητα, η αξιοπιστία και η διάρκεια ζωής, υπάρχει η δυνατότητα σημαντικής αύξησης στην αγορά μικροστροβίλων.

➤ **Μεγάλοι Αεριοστρόβιλοι (Combustion Turbines)**

Οι μεγάλοι αεριοστρόβιλοι περιλαμβάνουν τους αεριοστρόβιλους βαρέως πλαισίου καθώς και τους αεροπορικούς αεριοστροβίλους και τυπικά χρησιμοποιούνται στην ευρείας κλίμακας βιομηχανική παραγωγή και στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης των 200kW έως 250MW για κάθε μονάδα [52]. Χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρισμού εδώ και δεκαετίες. Συστήματα από 15MW και άνω συχνά αποκαλούνται *grade turbines*, και περιστρέφονται σε σχετικά χαμηλή σταθερή ταχύτητα, οδηγώντας μία σύγχρονη AC γεννήτρια και θεωρούνται μη πρακτικά για εφαρμογές ΔΠ, [53]. Συνεπώς οι μεγάλοι αεριοστρόβιλοι δεν αποτελούν ΔΠ.

➤ **Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού Και Θερμότητας (ΣΗΘ)**

Η *Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας* (ΣΗΘ), ή αλλιώς γνωστή ως *Συμπαράγωγή* (Cogeneration), ή ως *Συμπαράγωγή Θερμότητας και Ηλεκτρισμού* (Combined Heat and Power - CHP) είναι η ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και χρήσιμης θερμικής ενέργειας. Παλινδρομικοί κινητήρες, αεριοστρόβιλοι και μικροστροβίλοι μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε συστήματα ΣΗΘ. Οι μονάδες συμπαράγωγής βασίζονται σε μεγάλη κλίμακα στα ορυκτά καύσιμα. Η «αποβαλλόμενη θερμότητα», αποτέλεσμα της ηλεκτροπαραγωγής, χρησιμοποιείται σε άλλες εφαρμογές. Με αυτή τη μέθοδο, η απόδοση ενός σταθμού συμπαράγωγής μπορεί να είναι γύρω στο 85%. Σε μικρότερες μονάδες συμπαράγωγής, η θερμότητα κυριαρχεί της διαδικασίας και ο ηλεκτρισμός είναι το υποπροϊόν. Η μελέτη των μονάδων ΣΗΘ αποτελεί το αντικείμενο του επόμενου κεφαλαίου.

Οι μονάδες ΣΗΘ μπορεί να μην είναι τόσο ευέλικτες για τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, [54]. Μια μονάδα ΣΗΘ κατατάσσεται στις κατανεμημένες ή μη κατανεμημένες πηγές ενέργειας ανάλογα με το καθεστώς λειτουργίας της. Η επιλογή του τρόπου λειτουργίας της ΣΗΘ εξαρτάται από εμπορικό/οικονομικούς παράγοντες, [44].

DER - Μη Συμβατική Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

➤ **Κυψέλες Καυσίμου**

Οι κυψέλες καυσίμου μετατρέπουν την χημική ενέργεια απευθείας σε ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα. Χρησιμοποιείται ως καύσιμο το υδρογόνο. Η ένωση του υδρογόνου με το οξυγόνο κατά την καύση είναι μια έντονα εξώθερμη αντίδραση με υποπροϊόν το νερό. Αυτή η διαδικασία δεν παράγει ρύπους και οι ποσότητες των ρύπων εξαρτώνται από τη μέθοδο παραγωγής του υδρογόνου.

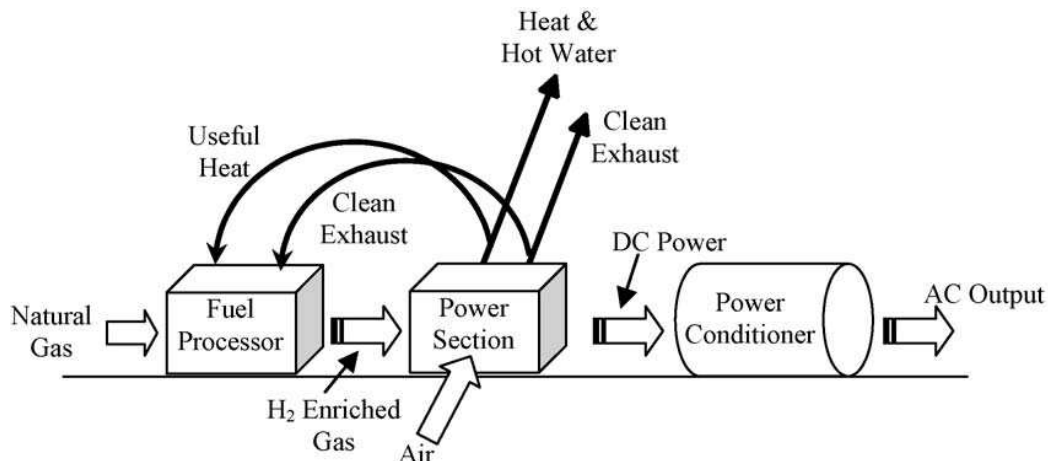
Οι κυψέλες καυσίμου γενικά χαρακτηρίζονται από τη φύση του χρησιμοποιούμενου ηλεκτρολύτη. Σήμερα υπάρχουν πέντε κύριοι τύποι κυψελών καυσίμου σε διαφορετικά επίπεδα εμπορικής διαθεσιμότητας, [55]. Σε αυτούς περιλαμβάνονται οι:

- Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC),
- Alkaline Fuel Cell (AFC),
- Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC),
- Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) και
- Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC).

Στην πραγματικότητα, μία κυψέλη καυσίμου αποτελείται από τρία κύρια μέρη, όπως φαίνεται στο σχήμα 1.9.στ: έναν *επεξεργαστή καυσίμου* ο οποίος αφαιρεί τις ακαθαρσίες του καυσίμου και μπορεί να αυξήσει τη συγκέντρωση του υδρογόνου στο καύσιμο, ένα *τμήμα ισχύος* (η ίδια η κυψέλη καυσίμου) η οποία αποτελείται από ένα σύνολο στοιβών που περιέχουν καταλυτικά ηλεκτρόδια, που παράγουν το ηλεκτρικό ρεύμα και από ένα *μετατροπέα ισχύος* ο οποίος μετατρέπει το DC ρεύμα που παράγεται στο τμήμα ισχύος σε AC ρεύμα κατάλληλο για σύνδεση με το δίκτυο, [56].

Τα πλεονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας είναι η υψηλή απόδοση, σχεδόν σε μερικό φορτίο, οι χαμηλές εκπομπές, η αθόρυβη λειτουργία λόγω της απουσίας κινούμενων μερών και ο ελεύθερα ελεγχόμενος λόγος (50kW-3MW) της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Η εξοικονόμηση ενέργειας που απορρέει από την υψηλή απόδοση της μετατροπής είναι τυπικά 40% ή και περισσότερο, ανάλογα με τον τύπο της κυψέλης καυσίμου. Όταν χρησιμοποιείται σε εφαρμογή συμπαράγωγής ανακτώντας την διαθέσιμη έξοδο

θερμικής ενέργειας, η ολική ενεργειακή απόδοση της κυψέλης καυσίμου μπορεί να φθάσει το 85% ή περισσότερο.

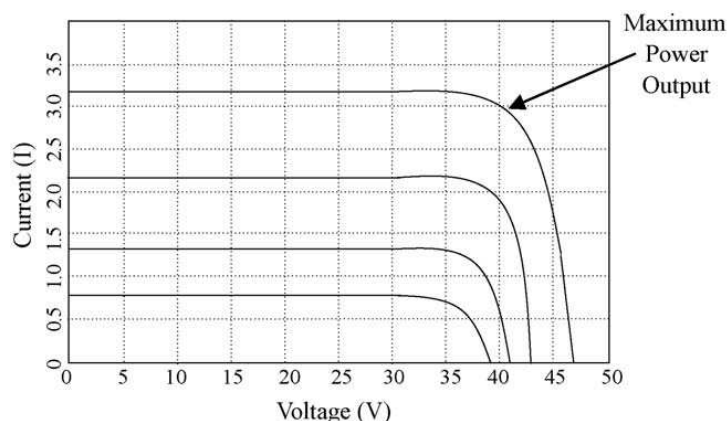


Σχήμα 1.9.στ. Σχηματικό Διάγραμμα Εγκατάστασης Κυψέλης Καυσίμου.

Όταν το καύσιμο που χρησιμοποιείται είναι καθαρό υδρογόνο, τα μόνα παράγωγα της διεργασίας αυτής είναι ηλεκτρικό ρεύμα, καθαρό νερό και θερμότητα. Αν το υδρογόνο παράγεται με ηλεκτρόλυση νερού με τη βοήθεια ΑΠΕ τότε η εγκατάσταση μπορεί να θεωρηθεί ως εγκατάσταση ΑΠΕ. Αν και το καταλληλότερο καύσιμο για τη λειτουργία των κυψελών καυσίμου είναι το καθαρό υδρογόνο, μπορούν να χρησιμοποιηθούν διάφορα άλλα καύσιμα που είναι φορείς υδρογόνου. Τέτοιοι φορείς είναι η αμμωνία, το φυσικό αέριο, παράγωγα πετρελαίου, το υγρό προπάνιο και η βιομάζα. Το καύσιμο που χρησιμοποιείται συνηθέστερα είναι το φυσικό αέριο. Στο μέλλον τα ηλεκτρικά δίκτυα μπορούν να συνδυαστούν με υποδομές αερίου και υδρογόνου. Μια τέτοια εξέλιξη θα αυξήσει περαιτέρω την εφαρμογή των κυψελών καυσίμου, [57].

➤ Φωτοβολταϊκά Συστήματα (Φ/Β Συστήματα)

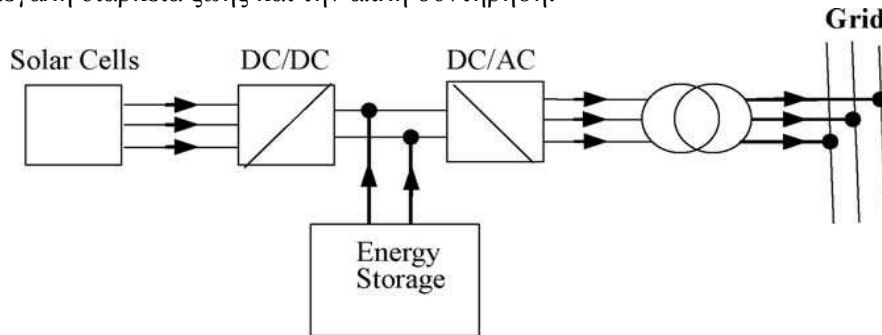
Η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας απευθείας σε ηλεκτρισμό έχει γίνει τεχνολογικά εφικτή από το τέλος της δεκαετίας του 1930, με τη χρήση φωτοβολταϊκών συστημάτων. Αυτά τα συστήματα είναι ευρέως γνωστά ως ηλιακά πάνελ (ή ηλιακά δομοστοιχεία). Τα Φ/Β ηλιακά πάνελ αποτελούνται από διακριτά πολλαπλά στοιχεία που συνδέονται μεταξύ τους είτε σε σειρά είτε παράλληλα και μετατρέπουν την ακτινοβολία του ήλιου σε ηλεκτρισμό. Η Φ/Β τεχνολογία μπορεί να είναι είτε αυτόνομη είτε διασυνδεδεμένη με το δίκτυο. Η παραγωγή των Φ/Β πάνελ είναι άμεσα ανάλογη του εμβαδού της επιφάνειας των στοιχείων και του ενεργειακού του αποτυπώματος. Συνεπώς, το αποτύπωμα πρέπει να είναι σχετικά υψηλό ($0,02\text{kW/m}^2$). Αν και η λειτουργική απόδοση αυτής της τεχνολογίας είναι σχετικά χαμηλή (10-24%), όμως, δεν μπορεί να συγκριθεί με μη ανανεώσιμα συστήματα. Η μέγιστη παραγωγή ισχύος ενός Φ/Β πλαισίου λαμβάνεται κοντά στο “γόνατο” της χαρακτηριστικής του καμπύλης, όπως φαίνεται στο σχήμα 1.9.ζ.



Σχήμα 1.9.ζ. Τυπική Χαρακτηριστική V-I ενός Φ/Β Πλαισίου.

Αφού το ρεύμα εξόδου των Φ/Β είναι συνάρτηση της ηλιακής ακτινοβολίας και της θερμοκρασίας, χρειάζεται ένας αλγόριθμος εντοπισμού του σημείου μέγιστης ισχύος (Maximum Power Point Tracker-MPPT), ώστε ο μετατροπέας να λαμβάνει πάντα τη μέγιστη ισχύ εξόδου, [58]. Οι μονάδες Φ/Β ενσωματώνονται στο δίκτυο όπως φαίνεται στο σχήμα 1.9.η, μέσω αναστροφέων, οι οποίοι δυνητικά εγχέουν αρμονικές στο δίκτυο/σύστημα. Όμως η επίδραση πολλαπλών αναστροφέων μένει να εξετασθεί.

Το κόστος των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων εξακολουθεί να είναι υψηλό. Ωστόσο το κόστος κεφαλαίου ανά Watt έχει μειωθεί τα τελευταία χρόνια, ~1250€/Wp. Η χρήση των φωτοβολταϊκών ενθαρρύνεται από την άπειρη διαθεσιμότητα της ηλεκτρικής ενέργειας, τον σύντομο σχεδιασμό και εκκίνηση λειτουργίας, τη μεγάλη διάρκεια ζωής και την απλή συντήρηση.



Σχήμα 1.9.η. Σχηματικό Διάγραμμα Σύνδεσης Φ/Β Με Το Δίκτυο.

Η ισχύς που παράγεται από τα φωτοβολταϊκά δίνεται από τη σχέση, [59]:

$$P = \eta \cdot (E_{sd} \cdot A_{PV \text{ total}} + E_{es} \cdot A_{PV \text{ with sun}}) \quad (1.9.a)$$

όπου:

$$A_{PV \text{ with sun}} = (\vec{S} \times \vec{P}) \times A_{PV \text{ total}}$$

και:

$$\begin{aligned} \vec{S} &= [S_x S_y S_z], & |\vec{S}| &= 1 \\ \vec{P} &= [P_x P_y P_z], & |\vec{P}| &= 1 \\ \vec{S}_x &= \cos(\theta) \times \cos(\alpha_{sun}) \\ \vec{S}_y &= \cos(\theta) \times \sin(\alpha_{sun}) \\ \vec{S}_z &= \sin(\theta) \\ \vec{P}_x &= \cos(\beta) \times \cos(\alpha_{panel}) \\ \vec{P}_y &= \cos(\beta) \times \sin(\alpha_{panel}) \\ \vec{P}_z &= \sin(\beta) \end{aligned}$$

με:

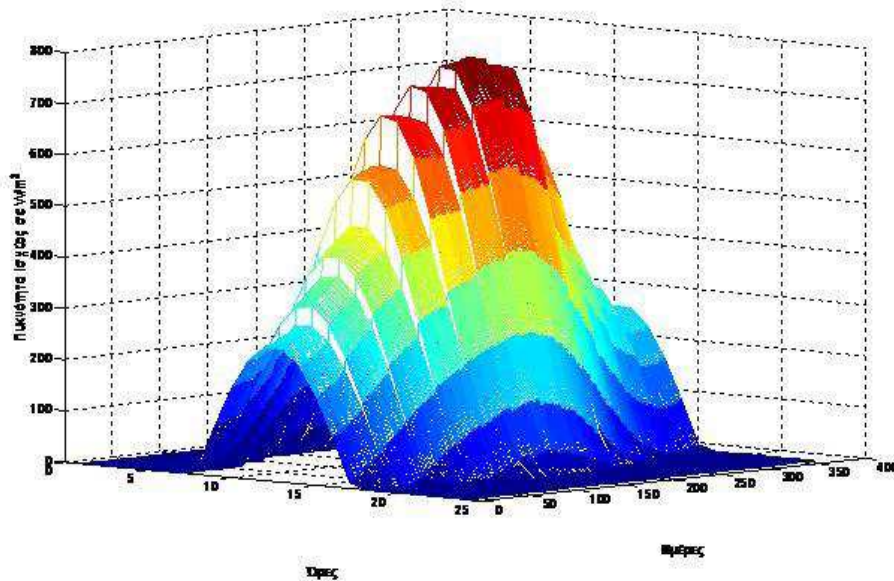
- P Ισχύς εξόδου φωτοβολταϊκού (W),
- H Συνολική απόδοση φωτοβολταϊκού,
- E_{sd} Διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία (W/m²),
- E_{es} Άμεση ηλιακή ακτινοβολία (W/m²),
- $\vec{S}$ Προσανατολισμός του ήλιου,
- $\vec{P}$ Προσανατολισμός panel,
- θ Γωνία πρόσπτωσης του ήλιου (rad),
- α_{sun} Αζιμούθια γωνία του ήλιου (rad),
- β Γωνία πρόσπτωσης του panel (rad),
- α_{panel} Αζιμούθια γωνία του panel (rad).

Στην πράξη τα $A_{PV \text{ total}}$, η , β και α_{panel} είναι ντετερμινιστικά και σταθερά. Συνεπώς, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια χαρακτηρίζεται από τα E_{sd} , E_{es} , θ και α_{sun} , που μεταβάλλονται ανάλογα με την ημέρα και την εποχή. Οι αλλαγές του καιρού και η κίνηση των σύννεφων επηρεάζουν ιδιαίτερα τις μεταβλητές E_{sd}

και E_{ss} και κατά συνέπεια την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά πλαίσια είναι καθαρά στοχαστική.

Επίσης, τα Φ/Β συστήματα διακρίνονται σε δύο βασικές κατηγορίες. Τα Απομονωμένα (Stand-Alone) ή Εκτός Δικτύου (Off Grid) συστήματα και τα Συνδεδεμένα στο Δίκτυο (Grid Connected). Τα απομονωμένα Φ/Β συστήματα διακρίνονται επίσης σε Αυτόνομα και Υβριδικά. Όσον αφορά στη λειτουργία τους, τα Φ/Β συστήματα διακρίνονται σε Συστήματα με Αποθήκευση και Χωρίς Αποθήκευση. Τέλος, χωρίζονται σε Διάσπαρτα ή Αποκεντρωμένα (Decentralized), Κεντρικού Σταθμού (Centralized) και Κατανεμημένα (Distributed).

Στις αναφορές, [60], [61], [62], [63] καθώς και στις, [24], [35], [43] και [45], δίνονται όλες οι απαραίτητες πληροφορίες (ηλιακή ακτινοβολία, στοιχεία σφαιρικής τριγωνομετρίας για τη θέση Ήλιου-Γης, Συνθήκες Ατμόσφαιρας κ.τ.λ.) για την όσο το δυνατόν καλύτερη πρόβλεψη της ισχύος εξόδου μιας φωτοβολταϊκής εγκατάστασης, σχήμα 1.9.θ, αλλά και κάθε άλλη πληροφορία όσον αφορά την φωτοβολταϊκή τεχνολογία.



Σχήμα 1.9.θ. Ημερήσιες Καμπύλες Πυκνότητας Ισχύος Ηλιακής Ακτινοβολίας Σε Κεκλιμένο Επίπεδο 30° Για Όλες Τις Ημέρες Ενός Έτους Στην περιοχή Της Αθήνας, [60].

➤ Συστήματα Μετατροπής Της Αιολικής Ενέργειας

Οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) μετατρέπουν την κινητική ενέργεια των ρευμάτων του αέρα σε ηλεκτρική ενέργεια. Έρευνες έχουν δείξει ότι ενέργεια παράγεται για ταχύτητες ανέμου μεταξύ 4 και 25m/s, [46]. Το μέγεθος της Α/Γ αυξάνεται ταχύτατα τις τελευταίες δύο δεκαετίες, με τις μεγαλύτερες μονάδες να φτάνουν τώρα τα 4MW σε αντίθεση με τη δεκαετία του 1970 όπου η μέγιστη ισχύς ήταν μετά βίας 20kW. Για Α/Γ πάνω από 1MW για να υπερνικηθούν οι μηχανικές καταπονήσεις, είναι εξοπλισμένες με ηλεκτρονικά ισχύος για την επίτευξη μεταβλητής ταχύτητας. Απλές μονάδες μπορούν συνήθως να ενταχθούν στο δίκτυο διανομής των 10-20kV, όμως η κύρια τάση είναι η τοποθέτηση off-shore (θαλασσίων) αιολικών πάρκων, τα οποία είναι μεγάλα και είναι συνδεδεμένα σε υψηλότερη τάση, ακόμα και στο σύστημα μεταφοράς. Η ποιότητα της ισχύος εξαρτάται από το σχεδιασμό του συστήματος. Η άμεση σύνδεση μπορεί να προκαλέσει αυξημένα επίπεδα flicker και σχετικά μεγάλη διακύμανση ενεργού ισχύος. Σήμερα, η αιολική ενέργεια είναι η πιο ανταγωνιστική ανάμεσα στις ΑΠΕ. Το σχήμα 1.9.ι, παρουσιάζει τη σχηματική απεικόνιση της σύνδεσης των Α/Γ στο δίκτυο.

Η ενέργεια που παράγεται από μια ανεμογεννήτρια (με την προϋπόθεση ότι η ταχύτητα του ανέμου u είναι μεταξύ των τιμών $4 < u < 12 \text{ m/s}^2$) μπορεί να εκφραστεί από την ακόλουθη σχέση:

$$P = 0,5 C_p \rho u^3 A \quad (1.9.\beta)$$

όπου:

$$C_p = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{u}{u_0} \right) \left[1 - \left(\frac{u}{u_0} \right)^2 \right] \quad (1.9.\gamma)$$

με:

P Ισχύς εξόδου (W),

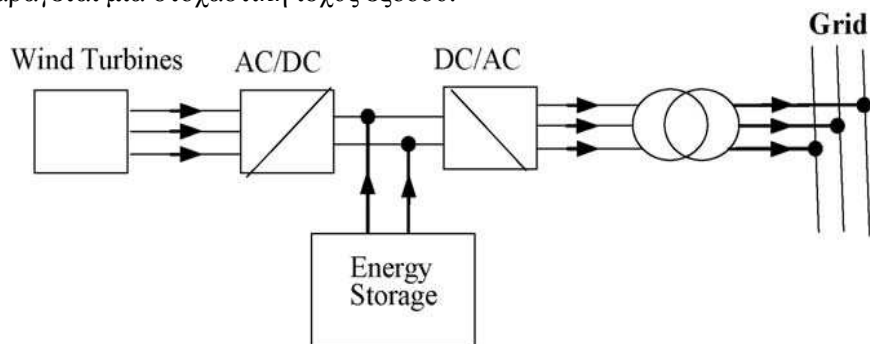
c_p Αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος,

ρ Πυκνότητα αέρα (kg/m^3),

u Ταχύτητα αέρα (m/s),

A Επιφάνεια δρομέα (πR^2) (m^2).

Στην πράξη, τα ρ , A και c_p είναι ντετερμινιστικές σταθερές τιμές. Έτσι, η ισχύς που παράγεται από μια ανεμογεννήτρια χαρακτηρίζεται κυρίως από την ταχύτητα του ανέμου. Η ταχύτητα του ανέμου από μόνη της έχει μια στοχαστική συμπεριφορά, οποιαδήποτε ταχύτητα του ανέμου μπορεί να συμβεί οποιαδήποτε στιγμή. Επιπλέον, όταν η ταχύτητα του ανέμου είναι κάτω από το επιτρεπόμενο ελάχιστο ή πάνω από το μέγιστο (το επιτρεπόμενο όριο είναι $4 < u < 12 \text{ m/s}$), η ισχύς εξόδου της ανεμογεννήτριας είναι 0. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να παράγεται μια στοχαστική ισχύς εξόδου.



Σχήμα 1.9.α. Σχηματικό Διάγραμμα Σύνδεσης Α/Γ Με Το Δίκτυο.

Από τη δεκαετία του 1990 και έπειτα, η αιολική ενέργεια ήταν η σημαντικότερη από τις αειφόρες ενεργειακές πηγές, περισσότερο από το 79% της παγκόσμιας παραγωγής αιολικής ενέργειας, προέρχεται από πέντε κράτη: Γερμανία, Ισπανία ΗΠΑ, Δανία και Ινδία. Μαζί με άλλες πέντε χώρες (Ιταλία, Ολλανδία, Μ. Βρετανία, Ιαπωνία και Κίνα), το ποσοστό ξεπερνάει το 89,8% της παγκόσμιας παραγωγής, [64].

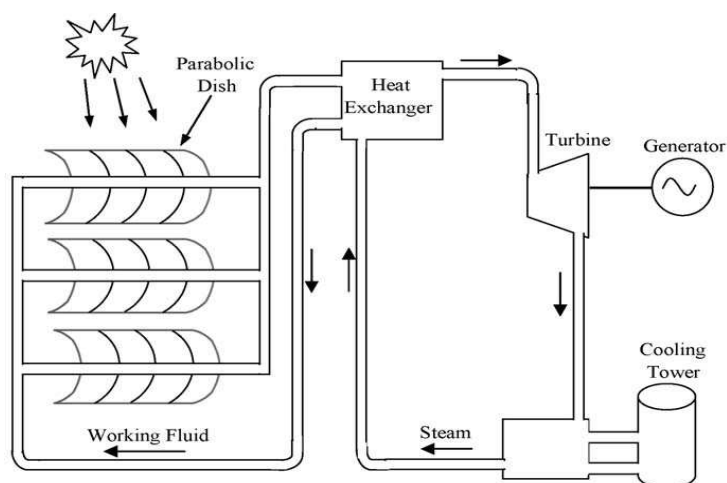
Η τεχνολογία των ανεμογεννητριών απαιτεί ένα μεγάλο πεδίο επιστημονικής βάσης που στηρίζεται κυρίως στην αεροδυναμική, τη δυναμική κατασκευών, τη μηχανολογία και την ηλεκτρολογία. Περισσότερες πληροφορίες για τις Α/Γ μπορεί κανείς να βρει στις αναφορές, [61], [65].

Ανάλογα με την τοποθεσία λειτουργίας του αιολικού πάρκου διακρίνουμε τρία είδη: Τα Χερσαία (Onshore), Τα Θαλάσσια (Offshore), Κοντά στην Ακτή (Nearshore).

➤ Ηλιοθερμικές Μονάδες

Οι ηλιοθερμικές μονάδες είναι μία τεχνολογία που αξιοποιεί την ηλιακή ενέργεια για την παραγωγή θερμικής ενέργειας (θερμότητας). Για την επίτευξη αυτού, συστήματα παραβολικών κατόπτρων κατασκευασμένα από ανακλαστικά υλικά όπως συγκεντρωτικοί καθρέπτες, χρησιμοποιούνται για την εστίαση του ηλιακού φωτός σε έναν κεντρικό σωλήνα, που περιέχει το 'εργαζόμενο' ρευστό, για την παραγωγή θερμοκρασιών που υπερβαίνουν τους 1000°C , ενώ παραβολικοί συγκεντρωτές γραμμικής εστίασης εστιάζουν την ηλιακή ακτινοβολία κατά μήκος ενός άξονα για την παραγωγή θερμοκρασιών της τάξης των 350°C . Οι υψηλές αυτές θερμοκρασίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή ατμού ο οποίος είτε θα κινήσει γεννήτριες ηλεκτρισμού, όπως φαίνεται στο σχήμα 1.9.κ, είτε θα τροφοδοτήσει χημικές διεργασίες όπως την παραγωγή του υδρογόνου, [66].

Η υπηρεσία ενεργειακών πληροφοριών των ΗΠΑ έχει κατατάξει τους συλλέκτες των ηλιοθερμικών μονάδων σε χαμηλής, μεσαίας ή υψηλής θερμοκρασίας. Οι συλλέκτες χαμηλής θερμοκρασίας είναι επίπεδα κάτοπτρα που συνήθως χρησιμοποιούνται για τη θέρμανση δεξαμενών κολύμβησης. Οι συλλέκτες μεσαίας θερμοκρασίας είναι επίσης επίπεδα κάτοπτρα τα οποία χρησιμοποιούνται για τη θέρμανση νερού για οικιακή ή εμπορική χρήση, ενώ οι υψηλής θερμοκρασίας συλλέκτες συγκεντρώνουν την ηλιακή ακτινοβολία χρησιμοποιώντας κάτοπτρα ή φακούς. Γενικά, χρησιμοποιούνται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Για περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τις ηλιοθερμικές μονάδες και σε συνδυασμό με άλλες πηγές ενέργειας μπορεί κανείς να συμβουλευτεί την αναφορά, [67].

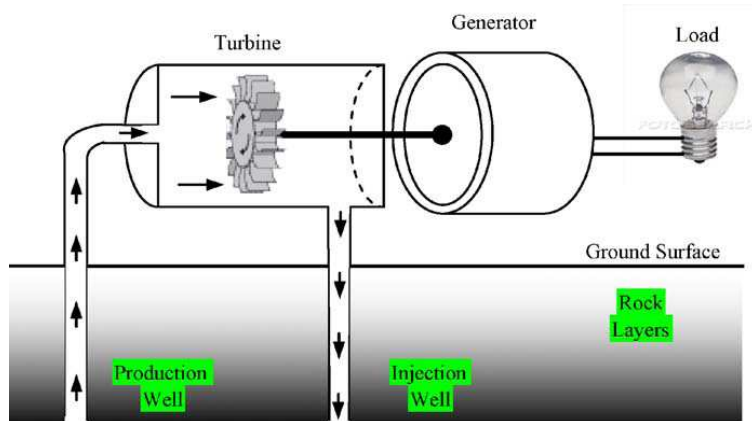


Σχήμα 1.9.κ. Σχηματικό Διάγραμμα Ηλιοθερμικής Μονάδας.

➤ Γεωθερμία

Η γεωθερμική ενέργεια είναι η θερμότητα που προέρχεται από τη γη. Η γεωθερμική ενέργεια είναι μία από τις περισσότερο εκμεταλλεζόμενες ΑΠΕ που υπάρχουν στον πλανήτη σήμερα. Έχει πάνω από 6000MW εγκατεστημένης ισχύος σε 21 χώρες παγκοσμίως, [68]. Η μεγαλύτερη γεωθερμική μονάδα που λειτουργεί σήμερα είναι εγκατεστημένη στην περιοχή The Geysers, βόρεια της πόλης San Francisco. Οι πηγές της γεωθερμικής ενέργειας κυμαίνονται από το ζεστό νερό στο ρηχό έδαφος έως το ζεστό πέτρωμα που εντοπίζεται μερικά χιλιόμετρα κάτω από την επιφάνεια της γης και πιο κάτω ακόμα στις εξαιρετικά υψηλές θερμοκρασίες του μάγματος.

Μία γεωθερμική μονάδα χρησιμοποιεί τη γεωθερμική δραστηριότητα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Για να αξιοποιηθεί η ενέργεια, βαθιές τρύπες ανοίγονται στη γη, όμοιες με αυτές για την εξόρυξη πετρελαίου, μέχρι να βρεθεί ένα ικανοποιητικό γεωθερμικό θερμό σημείο. Όταν ανακαλυφθεί η πηγή θερμότητας, ένας σωλήνας εφαρμόζεται βαθιά μέσα στην τρύπα, ο οποίος επιτρέπει στο θερμό ατμό που βρίσκεται βαθιά μέσα στο φλοιό της γης να εξέλθει στην επιφάνεια. Ο πεπιεσμένος ατμός έπειτα διοχετεύεται σε μία τουρμπίνα, η οποία περιστρέφεται κάτω από τη μεγάλη πίεση του ατμού, όπως φαίνεται στο σχήμα 1.9.λ. Αφού η τουρμπίνα είναι συζευγμένη με τη γεννήτρια, η τελευταία επίσης περιστρέφεται με αποτέλεσμα την παραγωγή ηλεκτρισμού. Έπειτα, κρύο νερό διοχετεύεται προς τα κάτω μέσω μίας άλλης σωλήνας, το οποίο θερμαίνεται από τη γη και ξαναστέλνεται επάνω μέσω της αρχικής σωλήνας για την επανάληψη της διαδικασίας.



Σχήμα 1.9.λ. Μονάδα Παραγωγής Ξηρού Ατμού.

Το πρώτο πλεονέκτημα από τη χρήση γεωθερμίας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι το γεγονός ότι η διαδικασία αυτή είναι πλήρως φιλική προς το περιβάλλον, σε αντίθεση με τη συμβατική παραγωγή. Αν και σε μερικές περιπτώσεις μπορεί να απελευθερωθούν αέρια από το εσωτερικό της γης, τα οποία είναι επικίνδυνα, όμως μπορούν να παρακρατηθούν σχετικά εύκολα. Ένα άλλο πλεονέκτημα είναι το γεγονός ότι επειδή η γεωθερμική ενέργεια είναι μία καθαρή μορφή ενέργειας, μπορεί να υπάρχουν φοροαπαλλαγές, ή/και περιβαλλοντολογικά κίνητρα για τη συμμόρφωση της χώρας με τους περιορισμούς

εκπομπών ρύπων (αν υπάρχουν). Επίσης, τα λειτουργικά κόστη για τις γεωθερμικές μονάδες είναι πολύ περιορισμένα, διότι δεν υπάρχουν κόστη αγοράς, μεταφοράς ή καθαρισμού καυσίμων.

Όμως, στα κύρια μειονεκτήματα περιλαμβάνεται η μη διαθεσιμότητα γεωθερμικών θερμών σημείων στην περιοχή ενδιαφέροντος. Ακόμη και όταν βρεθούν τέτοια σημεία, συχνά εγείρονται κάποια ερωτήματα όπως για παράδειγμα: Είναι το πέτρωμα αρκετά μαλακό για τρύπημα; Προσφέρουν τα πετρώματα που βρίσκονται βαθιά μέσα στη γη αρκετή θερμότητα; Θα είναι η θερμότητα αρκετή για ένα μεγάλο χρονικό διάστημα; Είναι το περιβάλλον κατάλληλο για μία τέτοια μονάδα; Αν η απάντηση στα βασικά αυτά ερωτήματα είναι ναι, μία πιο ενδελεχής έρευνα πρέπει να ξεκινήσει. Ένα ακόμη βασικό μειονέκτημα της εξόρυξης της γεωθερμικής ενέργειας είναι ότι σε πολλές περιπτώσεις, ένα μέρος στο οποίο εύκολα εξαγόταν ατμός ο οποίος μετατρεπόταν σε ηλεκτρισμό, μπορεί ξαφνικά να σταματήσει να εξάγει ατμό. Αυτό μπορεί να συμβεί και να διαρκέσει ακόμη και για 10 χρόνια σε κάποιες περιπτώσεις, [69].

Οι σταθμοί παραγωγής που έχουν ως πρώτη ύλη τη γεωθερμική ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθούν και ως σταθμοί βάσης, [70].

Χρήσιμες πληροφορίες για την τεχνολογία μονάδων γεωθερμίας μπορεί να αντλήσει κανείς στις αναφορές, [71], [72].

➤ Μικρές Υδροηλεκτρικές Μονάδες

Οι όροι μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες αναφέρονται σε εγκαταστάσεις για την παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας σε μικρές ισχύεις. Συνήθως η ισχύς από τις μονάδες αυτές κυμαίνεται μεταξύ 5 και 100kW για τις μικρότερες μονάδες και μεταξύ 500kW και 10MW για τις μεγαλύτερες. Το ύψος πτώσης του νερού κυμαίνεται από 1,5 έως 400m και η ροή κυμαίνεται από μερικές εκατοντάδες λίτρα έως πολλές δεκάδες κυβικά μέτρα το δευτερόλεπτο, [56].

Σήμερα η τεχνολογία των υδροηλεκτρικών εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει ωριμάσει. Ένα μικρό υδροηλεκτρικό εργοστάσιο έχει λιγότερες επιπτώσεις στο περιβάλλον και το οικοσύστημα, σε σχέση με ένα μεγάλο υδροηλεκτρικό σταθμό, και είναι εύκολο να οικοδομηθεί σε ένα σύντομο χρονοδιάγραμμα κατασκευής. Μόλις κατασκευαστεί, το κόστος συντήρησης του είναι ελάχιστο. Επειδή δεν υπάρχει μεγάλη διαθεσιμότητα ισχύος, η ισχύς εξόδου σε μια μικροτουρμπίνα επιτυγχάνεται σχεδόν κατευθείαν από τη ροή του νερού (την κινητήρια δύναμη σε ένα υδροηλεκτρικό εργοστάσιο), [73].

Μια απλή έκφραση της ισχύος εξόδου ενός υδροηλεκτρικού σταθμού είναι, [36]:

$$P=QH\eta\rho g \quad (1.9.δ)$$

όπου:

P Ισχύς εξόδου υδροηλεκτρικού εργοστασίου (W),

Q Παροχή νερού (m^3s^{-1}),

H Αποτελεσματικό ύψος (m),

η Συνολική απόδοση,

ρ Πυκνότητα νερού (kg/m^3),

g Επιτάχυνση της βαρύτητας (m/s^2).

Στους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς, τα H, η , ρ και g είναι ντετερμινιστικά και σταθερά. Ένα μειονέκτημα των μικρών υδροηλεκτρικών εργοστασίων είναι, ότι έχουν μικρή αποθηκευτική ικανότητα, γι' αυτό ενδέχεται να αντιμετωπίσουν μια πολύ μεγάλη διακύμανση (αβεβαιότητα) στη διαθέσιμη παροχή νερού (Q) και επομένως στην ισχύ εξόδου (P), [3], [10].

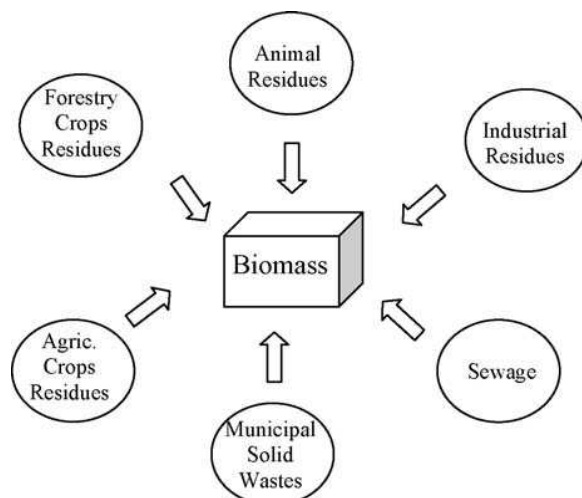
Περισσότερες πληροφορίες για τα μικρά υδροηλεκτρικά μπορεί να βρει κανείς στο βιβλίο, [74].

➤ Βιομάζα

Η βιομάζα θεωρείται ως μία από τις πιο σημαντικές ΑΠΕ για το προσεχές διάστημα και θεωρείται υποκατάστατο των ορυκτών αποβλήτων, [75].

Η βιομάζα είναι οργανικό υλικό που προέρχεται από φυτά και ζώα. Είναι μία ανανεώσιμη πηγή ενέργειας διότι περισσότερες καλλιέργειες και δέντρα μπορούν πάντα να καλλιεργηθούν, και «απόβλητα» από αυτά πάντα θα υπάρχουν. Η σύγχρονη ενέργεια από βιομάζα συνίσταται από την ανακύκλωση οργανικών αποβλήτων από τη δασοκομία και την αγροτική παραγωγή όπως είναι τα κοτσάνια του καλαμποκιού, ο φλοιός του ρυζιού, τα απόβλητα από την ξυλεία και το πεπιεσμένο ζαχαροκάλαμο ή χρησιμοποιεί ειδικές, γρήγορα αναπτυσσόμενες, ενεργειακές καλλιέργειες όπως είναι η ιτιά και το switchgrass (*panicum virgatum*) ως καύσιμο. Σύμφωνα με την υπηρεσία ενεργειακών πληροφοριών των ΗΠΑ, το 11% της παγκόσμιας ενέργειας, τόσο για ηλεκτρική ενέργεια όσο και για θερμότητα, προέρχεται από τη βιομάζα, με το ποσοστό να αυξάνεται στο 90% για τις φτωχότερες χώρες, αν και σήμερα συμμετέχει σε ποσοστό 45% στη χρήση ΑΠΕ

στις ΗΠΑ. Μερικά παραδείγματα καυσίμων βιομάζας είναι το ξύλο, οι καλλιέργειες σπαρτών, η κοπριά, και τα αστικά απορρίμματα όπως φαίνεται στο σχήμα 1.9.μ.



Σχήμα 1.9.μ. Πηγές Βιομάζας.

Η δυνατότητα της βιομάζας να βοηθήσει στην κάλυψη της παγκόσμιας ενεργειακής ζήτησης είναι ευρέως αναγνωρισμένη. Όταν καίγεται, η ενέργεια που είναι αποθηκευμένη στη βιομάζα απελευθερώνεται σαν θερμότητα, η οποία χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού ο οποίος είτε οδηγείται σε μία τουρμπίνα για την παραγωγή ηλεκτρισμού, είτε παρέχει θερμότητα σε βιομηχανίες και κατοικίες. Η καύση της βιομάζας περιλαμβάνει την καύση της μαζί με αέρα με ρυθμό ροής 4-5 kg αέρα για κάθε kg βιομάζας. Σε μικρή κλίμακα, αυτή η διαδικασία χρησιμοποιείται μόνο για θερμικές χρήσεις, ενώ η μεγάλης κλίμακας καύση με κύκλο ατμού είναι απαραίτητη για την παραγωγή ηλεκτρισμού, [76]. Η βιομάζα μπορεί επίσης να παράγει καύσιμα για αυτοκίνητα, τα οποία είναι πολύ πιο καθαρά από το πετρέλαιο.

Κάποια από τα πλεονεκτήματα/μειονεκτήματα είναι ως ακολούθως:

Πλεονεκτήματα:

- Πρόκειται για μία θεωρητικά ανεξάντλητη πηγή ενέργειας.
- Ο περιβαλλοντικός αντίκτυπος είναι ελάχιστος όταν χρησιμοποιείται ζύμωση ή πυρόλυση κλπ. για την παραγωγή ενέργειας αντί για την παραδοσιακή καύση της φυτικής μάζας.
- Οι αλκοόλες και τα άλλα καύσιμα που παράγονται από τη βιομάζα έχουν αποτελεσματική, βιώσιμη και σχετικά καθαρή καύση.
- Είναι διαθέσιμη σε όλο τον κόσμο.
- Η χρήση βιοκαυσίμων στα αυτοκίνητα θα μειώσει την μόλυνση από αέρια του θερμοκηπίου σε σχέση με την βενζίνη.

Μειονεκτήματα

- Μπορεί να συμβάλλει τα μέγιστα στην υπερθέρμανση του πλανήτη και στην μόλυνση αν καεί απευθείας.
- Είναι ακόμη ακριβή πηγή ενέργειας, τόσο ως προς την παραγωγή της βιομάζας όσο και ως προς τη μετατροπή σε αιθανόλη.
- Σε μικρή κλίμακα είναι πολύ πιθανή μία καθαρή απώλεια ενέργειας-πρέπει να χρησιμοποιηθεί ενέργεια για την καλλιέργεια της φυτικής μάζας.

Για περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τη βιομάζα μπορεί κανείς να ανατρέξει στην αναφορά, [77].

➤ Παλιρροϊκά Εργοστάσια Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η παλιρροϊκή ενέργεια προέρχεται από τις βαρυτικές δυνάμεις έλξης μεταξύ της γης και της σελήνης και ανάμεσα στη γη και στον ήλιο. Η ενέργεια εξάγεται είτε άμεσα με την εκμετάλλευση της κινητικής ενέργειας των ρευμάτων λόγω των παλιρροιών ή χρησιμοποιώντας μια δεξαμενή που εκμεταλλεύεται τη δυναμική ενέργεια από τη διαφορά ύψους μιας μάζας νερού η οποία αρχικά ανεβαίνει και στη συνέχεια κατεβαίνει. Η αξιοποίηση της παλιρροϊκής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με προπέλες μεγάλων διαμέτρων. Στη δεύτερη τεχνική, ένα τεράστιο φράγμα που λέγεται «μπαράζ»

είναι χτισμένο στις εκβολές ενός ποταμού. Όταν η παλίρροια πηγαίνει μέσα και έξω, το νερό ρέει μέσα από τις σήραγγες του φράγματος. Η άμπωτη και η πλημμυρίδα της παλίρροιας χρησιμοποιούνται για τη στρέψη της γεννήτριας. Όταν η παλίρροια έρχεται μέσα στην ακτή, ένα τμήμα του νερού παγιδεύεται πίσω από το φράγμα. Αργότερα στην άμπωτη όταν πέφτει η στάθμη του νερού, το φράγμα του νερού μπορεί να χρησιμοποιηθεί, όπως ακριβώς ένα φράγμα ενός υδροηλεκτρικού σταθμού, [78].

Η παλιρροιακή ενέργεια είναι μια ΑΠΕ. Τα παλιρροϊκά εργοστάσια παραγωγής δεν παράγουν ρύπους. Επιπλέον, δεν μπορούν να προκαλέσουν καμία ουσιαστική αλλαγή του φυσικού ρυθμού του παλιρροιακού κύκλου ούτε πλημμύρα του γειτονικού χώρου. Αυτοί οι παράγοντες ενθαρρύνουν την κατασκευή παλιρροϊκών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Παρόλα αυτά ένα τέτοιος σταθμός θα πρέπει να κατασκευαστεί προσεκτικά, αφού πρώτα ληφθούν υπόψη οι πιθανές περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Η ισχύς εξόδου μιας γεννήτριας που λειτουργεί μέσω νερού που ρέει, δίνεται από τον παρακάτω τύπο, [79]:

$$P=0,5C_p\rho u^3A \quad (1.9.ε)$$

όπου:

P Ισχύς εξόδου (W),

C_p Συντελεστής ισχύος (το ποσοστό της ενέργειας που μπορεί να εξάγει η τουρμπίνα σε σχέση με το νερό που ρέει),

ρ Πυκνότητα του νερού (kg/m³),

u Ταχύτητα του νερού (m/s),

A Επιφάνεια δρομέα γεννήτριας (πR^2) (m²).

Στην πράξη, τα ρ , A και C_p είναι ντετερμινιστικές σταθερές τιμές. Έτσι, η ισχύς που παράγεται από ένα παλιρροϊκό σταθμό παραγωγής εξαρτάται κυρίως από την ταχύτητα του νερού. Η παλίρροια, που δεν είναι συνεχής, επηρεάζει την παραγωγή του σταθμού.

➤ Σταθμοί Ηλεκτροπαραγωγής Μέσω Της Κυματικής Ενέργειας

Τα κύματα δημιουργούνται στην επιφάνεια των ωκεανών λόγω των ανέμων, οι οποίοι με τη σειρά τους οφείλονται στη διαφορά θερμοκρασίας στην επιφάνεια της γης. Η κυματική ενέργεια είναι ουσιαστικά συμπληρωματική της παλιρροϊκής ενέργειας, χρησιμοποιεί όμως την επάνω – κάτω κίνηση των κυμάτων στην επιφάνεια της θάλασσας, αντί για την εμπρός – πίσω. Ένας σταθμός ηλεκτροπαραγωγής που αξιοποιεί την κυματική ενέργεια (υπάρχει σε αφθονία παντού στον κόσμο) μετατρέπει την ενέργεια των κυμάτων σε ενέργεια ηλεκτρική.

Είναι μια μη ρυπογόνα, ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, που μπορεί να ηλεκτροδοτήσει ακόμη και τις πιο απομακρυσμένες περιοχές. Ωστόσο, ακριβώς όπως οι σταθμοί που αξιοποιούν την παλιρροϊκή ενέργεια, πρέπει ο σχεδιασμός και αυτών των σταθμών να γίνει έτσι ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Η παραγωγή ισχύος μέσω ενός σταθμού που αξιοποιεί την κυματική ενέργεια μπορεί να αξιολογηθεί χρησιμοποιώντας τον παρακάτω τύπο, [45]:

$$P_{abs}=\alpha A_w H_s \quad (1.9.στ)$$

όπου:

P_{abs} : Μέση αναρροφούμενη ισχύς (W),

A_w : Εμβαδόν της επιφάνειας του νερού (m²),

H_s : Ύψος κύματος (m),

α : Ένας συντελεστής που ισούται με 0,166 kg m^{-1.5} s⁻³.

Σε ένα σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της ενέργειας των κυμάτων, η ισχύς εξόδου εξαρτάται ουσιαστικά από το ύψος των κυμάτων που δεν έχει σταθερή τιμή.

DER – Τεχνολογίες Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί τη μετατροπή ενέργειας σε ηλεκτρισμό. Όμως, η διαδικασία της μετατροπής ενέργειας όπως η ηλιακή, η αιολική και η υδραυλική βασίζονται σε μη σταθερή παροχή πρωτογενούς ενέργειας. Σε αυτές τις περιπτώσεις, το ενεργειακό σύστημα πρέπει να έχει κάποια δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να ξεπεράσει τις διακυμάνσεις αυτές. Σε άλλες περιπτώσεις, η αποθήκευση ενέργειας παρέχει ένα τρόπο για την εκμετάλλευση της περίσσειας της παραγωγής ενέργειας, π.χ. παραγωγή περίσσειας ενέργειας τη νύχτα. Η αποθήκευση ενέργειας συνήθως

προκύπτει μέσω μίας διαδικασίας μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε μία άλλη μορφή ενέργειας. Επιλογές για αποθήκευση σε μεγάλη κλίμακα είναι:

- Η Αποθήκευση σε Μπαταρίες (Battery Energy Storage, BES),
- Οι Σφόνδυλοι (Flywheels),
- Η Υπεραγώγιμη Μαγνητική Αποθήκευση (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES),
- Η Αποθήκευση με Συμπιεσμένο Αέρα (Compressed Air Energy Storage, CAES) και
- Η Αντλησιοταμείωση (Pumped Storage).

➤ Αποθήκευση Ενέργειας Σε Μπαταρίες

Η βασική λειτουργία του κάθε συστήματος αποθήκευσης ενέργειας σε μπαταρίες είναι η παροχή στρεφόμενης εφεδρείας σε περίπτωση που μια μονάδα παραγωγής ενέργειας ή κάποια κρίσιμη γραμμή μεταφοράς υποστεί βλάβη. Στα συστήματα αυτά, χρησιμοποιούνται επαναφορτιζόμενες μπαταρίες για την αποθήκευση ηλεκτρισμού στη μορφή χημικής ενέργειας. Για να καλύψουν τις ανάγκες αποθήκευσης, οι μπαταρίες πρέπει να έχουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα, υψηλή ισχύ, υψηλή απόδοση φόρτισης, καλό κύκλο λειτουργίας, μεγάλη διάρκεια ζωής και μικρό αρχικό κόστος. Οι περισσότερες μπαταρίες αποθήκευσης είναι φτιαγμένες από πολλά στοιχεία μολύβδου-οξέως και χρησιμοποιούν τεχνολογία παρόμοια με αυτή των μπαταριών των αυτοκινήτων.

Εκτός από αυτό, οι μπαταρίες χρησιμοποιούνται και σε άλλες εφαρμογές, σχετιζόμενες με τα ενεργειακά συστήματα, όπως εξομάλυνση φορτίου καθώς και έλεγχος τάσης, άεργου ισχύος και συχνότητας. Οι μπαταρίες έχουν γρήγορη απόκριση, ο χρόνος απόκρισής τους σε αλλαγές του φορτίου είναι περίπου 20 ms. Είναι επίσης αθόρυβες και δεν μολύνουν, πράγμα που τις καθιστά ιδανικές για εγκατάσταση σε ημιαστικές περιοχές, κοντά στο κέντρο του φορτίου. Οι ακόλουθες τεχνολογίες έχουν χρησιμοποιηθεί η/και προταθεί για εφαρμογές αποθήκευσης ενέργειας, [80]:

- Μπαταρίες Μολύβδου-Οξέως (Lead-Acid Batteries),
- Μπαταρίες Νικελίου-Υδριδίου Μετάλλου (Nickel-Metal Hydride Batteries, NiMH Batteries),
- Μπαταρίες Ιόντων Λιθίου (Lithium Ion Batteries) και
- Μπαταρίες Πολυμερών Λιθίου (Lithium Polymer Batteries).

➤ Σφόνδυλοι ή Στρεφόμενες Μάζες (Flywheels)

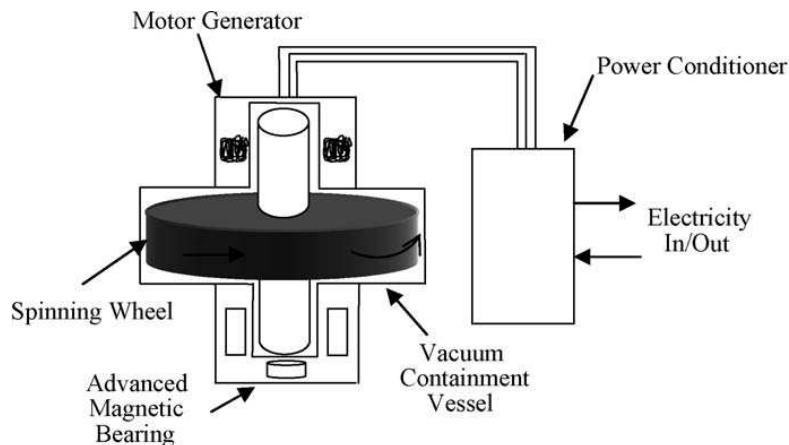
Ο σφόνδυλος είναι ένα σύστημα ηλεκτρομηχανικής αποθήκευσης ενέργειας στο οποίο η ενέργεια αποθηκεύεται ως κινητική ενέργεια μιας περιστρεφόμενης μάζας. Έχει απόδοση της τάξης του 80%. Οι σφόνδυλοι αναμένεται να έχουν εφαρμογές παροχής ισχύος και ενέργειας για μικρά χρονικά διαστήματα και κυρίως για την παροχή εφεδρείας και όχι τόσο για την παροχή ενέργειας. Το σχήμα 1.9.ν παρουσιάζει ένα σχηματικό διάγραμμα ενός συστήματος αποθήκευσης ενέργειας σφονδύλου.

Ο σφόνδυλος χρησιμοποιεί την περιστροφική ενέργεια για να τροφοδοτήσει μία ηλεκτρική γεννήτρια μέχρις ότου η τριβή τη μηδενίσει. Η αποθηκευμένη ενέργεια ισούται με το άθροισμα της κινητικής ενέργειας των επιμέρους μαζών που συνθέτουν το σφόνδυλο. Τα μεγέθη των σφονδύλων κυμαίνονται από 40kW έως 1,6MW για χρόνους εκφόρτισης 5-120s.

Οι σφόνδυλοι χρησιμοποιούνται ως συστήματα αδιάλειπτης παροχής ισχύος ώστε να παρέχουν προστασία για κρίσιμες λειτουργίες, [81]. Μία αναπτυσσόμενη χρήση της τεχνολογίας του σφονδύλου περιλαμβάνει έλεγχο συχνότητας στο ηλεκτρικό δίκτυο. Όταν ενσωματωθούν σε ασθενώς διασυνδεδεμένα και αυτόνομα συστήματα που τροφοδοτούνται από Α/Γ και/ή άλλες ΑΠΕ οι σφόνδυλοι μπορούν να εξισορροπήσουν τις απότομες και γρήγορες μεταβολές στη παραγωγή και στο φορτίο.

Πλεονεκτήματα

- Οι σφόνδυλοι μπορούν να αποθηκεύουν και να ελευθερώνουν μεγάλες ποσότητες ισχύος πολύ γρήγορα και αποτελεσματικά σε σύγκριση με τις παραδοσιακές μπαταρίες.
- Η διάρκεια ζωής και συντήρησης ενός σφονδύλου είναι γύρω στα 20-30 χρόνια και μερικοί μπορούν να λειτουργούν χωρίς συντήρηση στο χρόνο αυτό.
- Μπορούν να λειτουργούν κάτω από υψηλές θερμοκρασίες και κάτω από μεγαλύτερο εύρος περιβαλλοντικών συνθηκών.
- Οι σφόνδυλοι δεν επηρεάζονται από μεταβολές στη θερμοκρασία όπως οι χημικές επαναφορτιζόμενες μπαταρίες.
- Είναι επίσης λιγότερο επιβλαβείς προς το περιβάλλον.
- Με μία απλή μέτρηση της ταχύτητας της περιστροφής μπορούμε να γνωρίζουμε την ακριβή ποσότητα ενέργειας που είναι αποθηκευμένη στο σφόνδυλο.



Σχήμα 1.9.ν. Αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας Σε Σφόνδυλο.

Προκλήσεις

- Η χρήση συσσωρευτών σφονδύλων προς το παρόν παρεμποδίζεται από τον κίνδυνο της εκρηκτικής θραύσης της μάζας λόγω υπερφόρτισης.
- Ένας από τους κύριους περιορισμούς της σχεδίασης των σφονδύλων είναι η δύναμη εφελκυσμού των υλικών που χρησιμοποιούνται για το δρομέα.

➤ Υπεραγώγιμη Μαγνητική Αποθήκευση (ΥΜΑ)

Η ΥΜΑ είναι μία γρήγορη, ελεγχόμενη συσκευή η οποία μπορεί είτε να απορροφά είτε να παρέχει ενεργό ή άεργο ισχύ. Η λειτουργία της στηρίζεται στη χρήση της τεχνολογίας των υπεραγώγιμων υλικών γι' αυτό και απαιτεί σημαντικές ποσότητες ψύξης. Με αυτή τη διαδικασία η μονάδα μπορεί να αποθηκεύσει και να εξάγει ενέργεια με απόδοση άνω του 90% και να φορτίζει σε λιγότερο από 25ms, [82]. Όμως, το σύστημα αυτό είναι πολύ ακριβό και πρέπει να επιλυθούν μερικά προβλήματα που σχετίζονται με τους υπεραγωγούς. Επιπλέον, η ΥΜΑ έχει άγνωστες μέχρι στιγμής επιπτώσεις στη υγεία λόγω του υψηλού μαγνητικού πεδίου.

Πολλοί λόγοι είναι υπεύθυνοι για την προτίμηση της ΥΜΑ σε σχέση με άλλες μεθόδους αποθήκευσης ενέργειας. Το μεγαλύτερο πλεονέκτημα της ΥΜΑ είναι ότι η χρονική καθυστέρηση μεταξύ φόρτισης και εκφόρτισης είναι μικρή. Κατά συνέπεια, η ισχύς είναι διαθέσιμη σχεδόν άμεσα και πολύ υψηλή ισχύς μπορεί να αποδοθεί για μία μικρή χρονική περίοδο. Άλλες μέθοδοι αποθήκευσης ενέργειας όπως η αντλησιοταμίευση ή ο συμπιεσμένος αέρας έχουν σημαντική χρονική καθυστέρηση σχετικά με τη μετατροπή της ενέργειας από αποθηκευμένη ηλεκτρική ενέργεια σε ηλεκτρισμό. Οπότε η ΥΜΑ είναι η πιο βιώσιμη επιλογή αν η ζήτηση φορτίου ενός πελάτη πρέπει να καλυφθεί άμεσα. Άλλο πλεονέκτημα είναι ότι οι απώλειες ισχύος είναι μικρότερες σε σχέση με άλλες μεθόδους αποθήκευσης αφού το ηλεκτρικό ρεύμα στο σύστημα συναντά σχεδόν μηδενική αντίσταση. Τέλος, η ΥΜΑ μπορεί να εγγυηθεί μεγάλη αξιοπιστία αφού στα κύρια εξαρτήματά της απουσιάζουν κινούμενα μέρη.

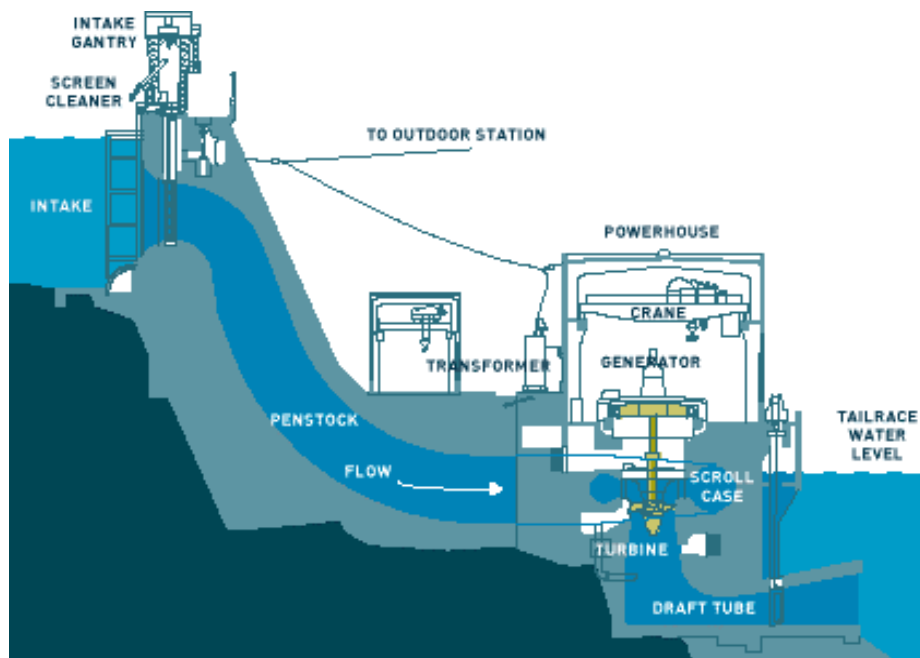
➤ Αποθήκευση Με Συμπιεσμένο Αέρα (ΑΣΑ)

Όταν η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι υψηλή (κατά τη διάρκεια των κοιλάδων φορτίου), οι μονάδες ΑΣΑ συμπιέζουν αέρα σε μία υπόγεια δεξαμενή, γνωστή ως κοιλότητα (ειδική γεωλογική δομή). Όταν η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλή (κατά τη διάρκεια των αιχμών φορτίου), ο αέρας αποσυμπιέζεται θερμαινόμενος με φυσικό αέριο ή πετρέλαιο και διερχόμενος μέσω τουρμπινών (αεριοστρόβιλων) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτές οι μονάδες καίνε σχεδόν το ένα τρίτο του καυσίμου μιας συμβατικής τουρμπίνας καύσης, οπότε παράγουν το ένα τρίτο των επικίνδυνων ρυπαντών.

Διαβατικές και αδιαβατικές διαδικασίες της ΑΣΑ είναι εφαρμόσιμες. Στη διαβατική ΑΣΑ, ο αέρας ψύχεται πριν εισαχθεί στην κοιλότητα και προθερμαίνεται πριν την απόσυρσή του με μία διαδικασία που χρησιμοποιεί αεριοστρόβιλο. Η πρώτη τέτοια μονάδα κατασκευάστηκε το 1978 στη Γερμανία, με μία χωρητικότητα ίση με 290MW, [83]. Στην άλλη περίπτωση, η θερμική ενέργεια του αέρα αποθηκεύεται ξεχωριστά και ανακτάται πριν ο συμπιεσμένος αέρας επεκταθεί στην τουρμπίνα αέρα με μία αδιαβατική ΑΣΑ. Τέτοιες μονάδες είναι σήμερα υπό κατασκευή και υπόσχονται μεγαλύτερη απόδοση και μηδενικές εκπομπές CO₂, [84].

➤ Αντλησιοταμίευση

Όπως στην ΑΣΑ, οι εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης χρησιμοποιούν ηλεκτρική ενέργεια όταν η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι υψηλή, για να οδηγήσουν ποσότητες νερού από μία δεξαμενή μικρότερου σε μία δεξαμενή μεγαλύτερου ύψους. Όταν το νερό που είναι αποθηκευμένο στην άνω δεξαμενή απελευθερωθεί, περνά μέσα από υδραυλικές τουρμπίνες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, σχήμα 1.9.ο, [85]. Η ηλεκτρική ενέργεια που χρησιμοποιείται για την άντληση του νερού στην άνω δεξαμενή (όταν η ζήτηση δεν είναι υψηλή) μπορεί να αποθηκευτεί επ' αόριστον στην άνω δεξαμενή. Συνεπώς, ο συνδυασμός των δύο δεξαμενών μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αποθήκευση ενέργειας σε υψηλές ποσότητες και για μεγάλες χρονικές περιόδους. Η αντλησιοταμίευση είναι η μέθοδος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με τη μεγαλύτερη χωρητικότητα που υπάρχει σήμερα. Η αντλησιοταμίευση μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εξομάλυνση της ζήτησης φορτίου όταν χρησιμοποιούνται υδροηλεκτρικές μονάδες ως μονάδες βάσης, αφού η συχνή ένταξη-απένταξη των μεγάλων σταθμών παραγωγής είναι ένας μη αποτελεσματικός τρόπος λειτουργίας τους. Βασικά πλεονεκτήματα της αντλησιοταμίευσης είναι το χαμηλό κόστος παραγωγής ενέργειας, η ρύθμιση συχνότητας στο δίκτυο, και η ικανότητα εφεδρείας. Τα πλεονεκτήματα αυτά εμφανίζονται όταν το νερό απελευθερώνεται μέσω μίας τουρμπίνας όταν η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι μέγιστη. Περισσότερα για το εν λόγω θέμα και τη δυνατότητα εφαρμογής της τεχνολογίας αυτής στα νησιά υπάρχει στις αναφορές, [74], [85], [86].



Σχήμα 1.9.ο. Λειτουργία Σταθμού Αντλησιοταμίευσης, [85].

1.9.3.3. Οικονομικά Χαρακτηριστικά Των DER

Το κόστος είναι ένας πολύ σημαντικός παράγοντας όταν σκεφτόμαστε την αγορά κάποιου προϊόντος, συμπεριλαμβανομένου των τεχνολογιών DER. Όμως, το να καθορίσει κανείς το κόστος μιας τεχνολογίας DER συχνά είναι πιο πολύπλοκο από την αγορά κάποιου προϊόντος σε μια προκαθορισμένη τιμή. Εκτός από το κόστος εξοπλισμού ή κεφαλαίου, υπάρχουν εργατικά και άλλα έξοδα που σχετίζονται με την εγκατάσταση του εξοπλισμού. Το κόστος του ηλεκτρισμού που παράγεται από την τεχνολογία DER μπορεί να υπολογιστεί και να συγκριθεί με το κόστος αγοράς του ηλεκτρισμού από την εταιρία παροχής, πίνακας 1.9.β. Οι χρήστες των τεχνολογιών DER έχουν διαφορετικές ενεργειακές ανάγκες. Τα νοσοκομεία χρειάζονται υψηλή αξιοπιστία (εφεδρική ισχύ) και ποιότητα ισχύος (καλής ποιότητας ενέργεια) λόγω ευαισθησίας του εξοπλισμού. Οι βιομηχανίες συνήθως έχουν υψηλούς λογαριασμούς ρεύματος, πολλές ώρες παραγωγής και θερμικές διεργασίες και γι' αυτό χρειάζονται εφαρμογές DER που περιλαμβάνουν ενέργεια χαμηλού κόστους και συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού. Τα κέντρα υπολογιστών απαιτούν σταθερή, υψηλής ποιότητας, αδιάλειπτη ισχύ (καλής ποιότητας ενέργεια). Οι τεχνολογίες DER είναι διαθέσιμες σήμερα και αναπτύσσονται διαρκώς για την κάλυψη αυτών των αναγκών.

Πίνακας 1.9.β.
Κόστος Εξοπλισμού DER, [40], [41].

Κόστος Κεφαλαίου του Επιλεγμένου Εξοπλισμού DER		Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης του Επιλεγμένου Εξοπλισμού DER	
Εξοπλισμός DER	Κόστος Κεφαλαίου (\$/kW)	Χρόνος που Απαιτείται Μέχρι να Χρειαστεί Συντήρηση (Ωρες Λειτουργίας)	Μέσο Κόστος Συντήρησης (€/kWh)
Μικροτουρμπίνες	700-1100	5000-8000	0,5-1,6 (εκτίμηση)
Τουρμπίνες Καύσης	300-1000	4000-8000	0,4-0,5
Μηχανές Εσωτερικής Καύσης	300-800	750-1000: αλλαγή λαδιών και φίλτρου λαδιών 8000: ανακατασκευή κεφαλής μηχανής 16000: ανακατασκευή σώματος μηχανής	0,7-1,5 (φυσικό αέριο) 0,5-1,0 (diesel)
Κυψέλες Καυσίμου	700-1100	Ετησίως: έλεγχος συστήματος παροχής καυσίμου Ετησίως: έλεγχος συστήματος διαμορφωτή καυσίμου 40000: αντικατάσταση της «στοίβας» κελιών	0,5-1,0 (εκτίμηση)
Φωτοβολταϊκά	1000-1500	Έλεγχος συντήρησης δις ετησίως	1% της αρχικής επένδυσης κάθε χρόνο
Ανεμογεννήτριες	800-2500	Έλεγχος συντήρησης δις ετησίως	1,5-2% της αρχικής επένδυσης κάθε χρόνο

Η προσδοκία ότι οι τεχνολογίες DER θα αναπτυχθούν μέσα στην επόμενη δεκαετία για να αλλάξουν τα δεδομένα στη προμήθεια ηλεκτρισμού βασίζεται στις παρακάτω υποθέσεις, [87]:

- Η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια θα συνεχίσει να αυξάνεται, με πιο αργούς ρυθμούς όμως από την οικονομική ανάπτυξη.
- Οι τεχνολογίες παραγωγής μικρής κλίμακας, ανανεώσιμες και θερμικές, θα βελτιωθούν σημαντικά ως προς το κόστος και τις επιδόσεις τους.
- Διάφοροι τοπικοί περιορισμοί, περιβαλλοντικές ανησυχίες, η έλλειψη ορυκτών καυσίμων και άλλοι περιορισμοί θα εμποδίσουν τη συνεχιζόμενη επέκταση της υπάρχουσας δομής παροχής ηλεκτρισμού, το μακροδίκτυο.
- Η διάδοση της εφαρμογής τεχνολογιών συμπαραγωγής μικρής κλίμακας θα εκτοξεύσει τα οικονομικά παραγωγής ισχύος υπέρ της παραγωγής που εδρεύει κοντά στα θερμικά φορτία.
- Οι απαιτήσεις των πελατών για ποιότητα και αξιοπιστία των υπηρεσιών δε θα μπορούν πλέον να καλυφθούν από μια απλή επέκταση του υπάρχοντος δικτύου.
- Ηλεκτρονικά ισχύος θα επιτρέψουν τη διασύνδεση ασύγχρονων συσκευών με το υπάρχον σύστημα ισχύος και τη λειτουργία ημιαυτόνομων συστημάτων που να επιτρέπουν την αλληλεπίδραση των DER με το κύριο σύστημα ισχύος.

Όσον αφορά την περίπτωση της Ελλάδας ήδη πραγματοποιήθηκαν σημαντικά βήματα προς την ανωτέρω κατεύθυνση. Επιπλέον, βάσει του νόμου 3851/2010 και των σχετικών τροποποιήσεων, ιδιαίτερα για τα Φ/Β συστήματα, η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ ή ΣΗΘ Υψηλής Απόδοσης κρίνεται ιδιαίτερα ελκυστική και θα συμβάλει αποτελεσματικά στην υψηλή διείσδυση των τεχνολογιών DER σε συνδυασμό και με την μείωση του κόστους εγκατάστασης αυτών των μονάδων παραγωγής ενέργειας, πίνακας 1.9.γ, [5], [21], [25].

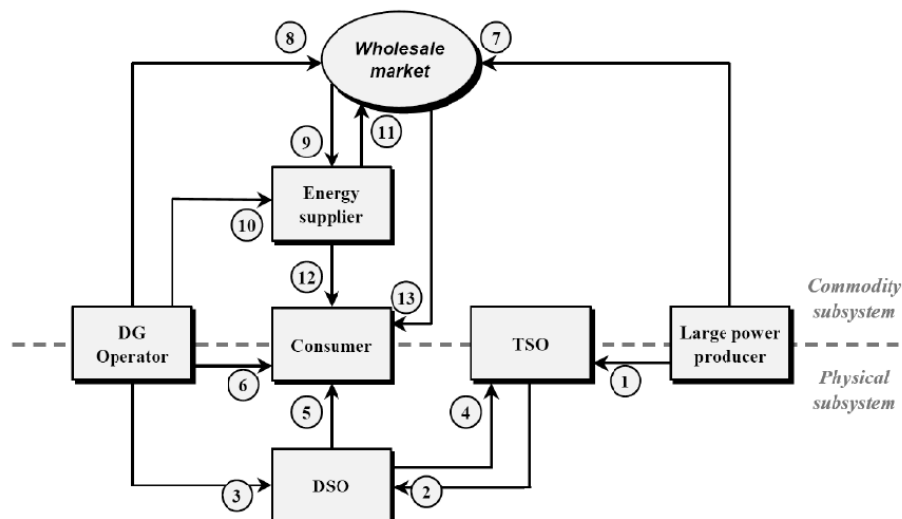
Πίνακας 1.9.γ.

Τιμολόγηση Ηλεκτρικής Ενέργειας Που Παράγεται Από Σταθμούς ΑΠΕ Και ΣΗΘΥΑ Μέσα Από Το Νόμο 3851/2010.

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Από	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
(α) Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος μεγαλύτερης των 50kW	87,85	99,45
(β) Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με εγκαταστάσεις ισχύος μικρότερης ή ίσης των 50kW	250	
(γ) Φωτοβολταϊκά έως 10kWp στον οικιακό τομέα και σε μικρές επιχειρήσεις (σύμφωνα με το ειδικό πρόγραμμα σε κτιριακές εγκαταστάσεις - ΚΥΑ 12323/ΓΓ 175/4.6.2009, Β' 1079)	Έτος 2013-14: (~112-118) και για Φ/Β>10kWp τρέχουσα τιμή ~90)	
(δ) Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ έως δεκαπέντε (15) MW _e	87,85	
(ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής	264,85	
(στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης, το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο	284,85	
(ζ) Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας κατά την παρ. Ιστ του άρθρου 2 του νόμου 3175/2003 (Α' 207)	150	
(η) Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας κατά την παρ. Ιστ του άρθρου 2 του νόμου 3175/2003 (Α' 207)	99,45	
(θ) Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ <1 MW(εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)	200	
(ι) Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ >1MWκαι <5MW(εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)	175	
(κα) Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ >5MW(εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)	150	
(ιβ) Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέριο από βιομάζα (συμπεριλαμβανομένου και του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αποβλήτων), με εγκατεστημένη ισχύ <2 MW	120	
(ιγ) Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέριο από βιομάζα (συμπεριλαμβανομένου και του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αποβλήτων), με εγκατεστημένη ισχύ >2 MW	99,45	
(ιδ) Βιοαέριο που προέρχεται από βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ <3 MW	220	
(ιε) Βιοαέριο που προέρχεται από βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ > 3 MW	200	
(ιστ) Σ.Η.Θ.Υ.Α.	87,85/ΣΡ	99,45/ΣΡ
(ιζ) Λοιπές Α.Π.Ε. (συμπεριλαμβανομένων και των σταθμών ενεργειακής αξιοποίησης του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων που πληρούν τις προδιαγραφές της Ευρωπαϊκής νομοθεσίας όπως εκάστοτε αυτές ισχύουν)	87,85	99,45
Όπου ΣΡ παράμετρος που υπολογίζεται μέσω κατάλληλης εξίσωσης		

1.9.4. Η Νέα Δομή Του ΣΗΕ Παρουσία Των Μονάδων ΔΠ

Με την αυξημένη διείσδυση μονάδων ΔΠ το μοντέλο του ΣΗΕ εξελίσσεται περαιτέρω, σχήμα 1.9.π. Συγκεκριμένα, αποτελείται από δυο υποσυστήματα: το *Φυσικό Υποσύστημα* (Physical Subsystem), που περιλαμβάνει την παραγωγή, τη μεταφορά και τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας, και το *Εμπορικό Υποσύστημα* (Commodity Subsystem), που αφορά την αγοραπωλησία της ενέργειας.



Σχήμα 1.9.π. Μοντέλο ΣΗΕ Με Τα Δύο Βασικά Τον Υποσυστήματα, [88].

Το φυσικό υποσύστημα αποτελείται από όλο το hardware που παράγει και μεταφέρει την ηλεκτρική ενέργεια στους καταναλωτές, όπως και από όλον τον εξοπλισμό που χρησιμοποιεί ηλεκτρική ενέργεια.

Ενδεικτικά, η σχέση (1) του παραπάνω σχήματος αντιπροσωπεύει τη συμφωνία του μεγάλου παραγωγού με τον TSO (*Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς*). Ακόμη, φαίνεται ότι η ενέργεια που παράγεται από τη ΔΠ τροφοδοτείται κατευθείαν στο σύστημα διανομής με βάση κάποια συμφωνία ανάμεσα στους παραγωγούς και τον DSO (*Διαχειριστής του Συστήματος Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*), (3). Η σχέση (6) αφορά στην άμεση κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται επί τόπου από τον καταναλωτή, για παράδειγμα από φωτοβολταϊκά στη στέγη του σπιτιού του, παραλείποντας τη διαδικασία πώλησης και αγοράς ενέργειας μέσω ενός προμηθευτή ενέργειας.

Περισσότερες πληροφορίες για τις νέες εξελίξεις στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί κανείς να βρει στις αναφορές, [89]-[92]. Μια πρώτη συνοπτική παρουσίαση αναφέρθηκε στις παραγράφους 1.6 και 1.7 του παρόντος κεφαλαίου

1.10. ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΚΑΙ ΕΞΥΠΝΑ ΔΙΚΤΥΑ

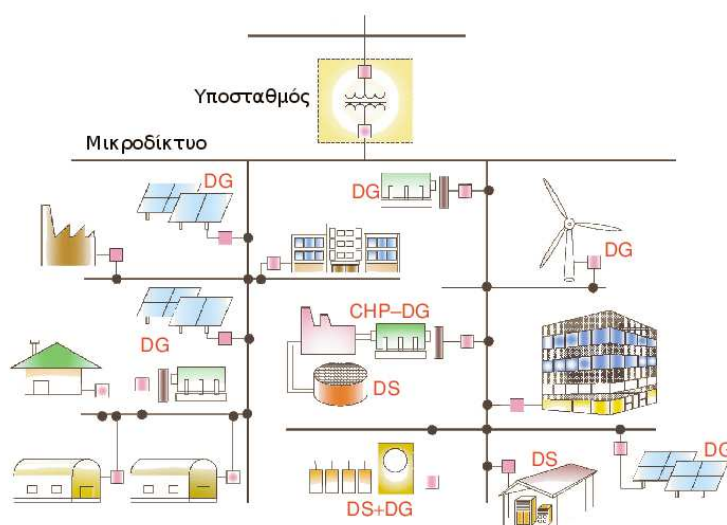
Δέον να τονιστεί ότι η αυξανόμενη εγκατάσταση μονάδων ΔΠ στα δίκτυα MT και XT αποτελεί ήδη μια ερευνητική πρόκληση έτσι ώστε όλο το δίκτυο να μπορεί να λειτουργεί αποδοτικά με ασφάλεια και με διαφορετικά επίπεδα αξιοπιστίας. Για να αμβλυνθούν τα προβλήματα και να επιτευχθούν ολοένα και περισσότερα οφέλη για τα ΣΗΕ απαιτούνται ευέλικτες δομές και πρωτότυπες τεχνικές ελέγχου, εκμεταλλευόμενες τις δυνατότητες που παρέχονται από τις μεθόδους διασύνδεσης αυτών των μικροπηγών. Η αρμονική συνεργασία κεντρικής και ΔΠ σε μορφή ολοκληρωμένης διαχείρισης οδηγεί σε αυτό που ονομάζουμε *Ευφυή Δίκτυα* (Smart Grids). Αυτή η πρόκληση μπορεί να αντιμετωπιστεί σε σημαντικό βαθμό με την ανάπτυξη μιας νέας δομής ΣΗΕ, του *Μικροδικτύου* (Microgrid), που αποτελεί και ένα από τα κύρια αντικείμενα μελέτης της παρούσας διατριβής.

1.10.1. Τα Μικροδίκτυα

Τα Μικροδίκτυα, [93]-[96] είναι Δίκτυα Διανομής XT και MT, [97]-[98] τα οποία περιλαμβάνουν σημαντικό αριθμό μικρών μονάδων παραγωγής (μικρό-τουρμπίνες, φωτοβολταϊκά, μικρές ανεμογεννήτριες, κυψέλες καυσίμου, κλπ) ισχύος από λίγα kW μέχρι 1-2 MW, συσκευών αποθήκευσης ενέργειας (συσσωρευτές, σφόνδυλοι, πυκνωτές ενέργειας, κλπ) και ελεγχόμενων φορτίων, σχήμα 1.10.α.

Το βασικό γνώρισμα αυτών των δικτύων είναι ο συντονισμένος έλεγχος τους, ώστε τελικά να εμφανίζονται στο ανάντη δίκτυο ως μία ενιαία οντότητα με το δικό της αποκεντρωμένο σύστημα ελέγχου το οποίο δεν επιβαρύνει τα συστήματα ελέγχου του ανάντη ευρισκόμενου δικτύου με τον έλεγχο κάθε μίας μονάδας ξεχωριστά. Ένα άλλο εξίσου βασικό όσο και πρωτοποριακό γνώρισμα των Μικροδικτύων είναι η δυνατότητα τους να λειτουργούν όχι μόνο διασυνδεδεμένα με το ανάντη δίκτυο MT, συνήθους λειτουργία, αλλά και απομονωμένα (νησιδοποιημένα), με οργανωμένο και ελεγχόμενο τρόπο παρέχοντας στους καταναλωτές αυξημένη αξιοπιστία και βελτιωμένα επίπεδα ποιότητα ισχύος. Αυτή η δυνατότητα βεβαίως

απαιτεί εξελιγμένες υποδομές προστασίας, ελέγχου και τηλεπικοινωνιών, προκειμένου να είναι σε θέση να απομονώσουν το Μικροδίκτυο και να παράσχουν σταθερή, αυτόνομη λειτουργία. Η διαρκής όμως πρόοδος στον τομέα των τηλεπικοινωνιών και ελεγκτών των πηγών ΔΠ συμβάλλει ώστε τέτοια λειτουργία να γίνεται ολοένα και περισσότερο ευκολότερη τεχνικά και οικονομικά να επιτευχθεί.



Σχήμα 1.10.α. Τυπικό Παράδειγμα Μικροδικτύου Που Περιλαμβάνει Φορτία, Διανεμημένους Πόρους Ενέργειας Και Εξυπηρετείτε Από Το Δίκτυο Μεταφοράς.

Έτσι λοιπόν ένα μικροδίκτυο για το ανάντη ευρισκόμενο δίκτυο του αντιμετωπίζεται τόσο από άποψης αγοράς όσο και από τεχνική άποψη σαν ένα ενιαίο φορτίο ή σαν μία ενιαία παραγωγή η οποία με τα κατάλληλα οικονομικά κίνητρα μπορεί να προσφέρει και κάποιες βοηθητικές υπηρεσίες στο δίκτυο διανομής ιδιαίτερα σε περιόδους αιχμής ακόμη και τοπικού επιπέδου. Οι καταναλωτές που βρίσκονται συνδεδεμένοι στο Μικροδίκτυο, όχι μόνο μπορούν όπως και πριν να ικανοποιήσουν τις ηλεκτρικές και θερμικές τους ανάγκες, αλλά μπορούν να απολαύσουν υψηλότερα επίπεδα αξιοπιστίας, καλύτερη ποιότητα ισχύος με εξομαλυσμένη καμπύλη τάσης και να επιτύχουν ακόμη και ευνοϊκότερους οικονομικά όρους για την ικανοποίηση των αναγκών τους, [35], [99].

Επιπρόσθετα οφέλη για το σύστημα λόγω και του ελέγχου των φορτίων εκτός από τον έλεγχο των μονάδων μπορούν να είναι:

- Η ενεργός διαχείριση των φορτίων (απόρριψη φορτίων) μπορεί να βοηθήσει σημαντικά την ευστάθεια του δικτύου αλλά και στην οικονομική λειτουργία του συστήματος.
- Η δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας μπορεί να εξασφαλίσει στον καταναλωτή που ανήκει στο Microgrid αδιάλειπτη λειτουργία ενώ το ανάντη δίκτυο διανομής μπορεί να είναι σε ασταθή κατάσταση ή να έχει διακοπή προσωρινά (black out-Καθολική Συσκότιση), [100].
- Ταχύτερη αποκατάσταση της παροχής σε περίπτωση σβέσης αφού το σύστημα μπορεί να ξεκινήσει απευθείας σε απομονωμένη λειτουργία.

Κάποιοι από τους λόγους που ενισχύουν την ανάγκη για στροφή στα Μικροδίκτυα είναι:

- Ανάγκη εγκατάστασης ευέλικτων, μικρών μονάδων παραγωγής υψηλής απόδοσης, με μικρό χρόνο και κόστος εγκατάστασης,
- Μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων (κυρίως CO₂),
- Πολιτικές ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας,
- Διαφορετικές πηγές ενέργειας,
- 5. Αύξηση των εθνικών και διεθνών ενεργειακών αναγκών,
- 6. Η παραγωγή ενέργειας κοντά (τοπικά) στην περιοχή ζήτησης.

Τα δίκτυα αυτά μπορούν να προσφέρουν σημαντικά οικονομικά, λειτουργικά και περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα μεγιστοποιώντας τα αναμενόμενα περιβαλλοντικά και λειτουργικά πλεονεκτήματα της ΔΠ και αναμένεται να αποτελέσουν βασικές συνιστώσες των μελλοντικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπως θα φανεί και στην πλήρη ανάλυση που θα γίνει στο Κεφάλαιο 4.

1.10.2. Το Έξυπνο Δίκτυο

Το ολοένα αυξανόμενο μέγεθος της ΔΠ οδηγεί, όμως, σε πολύ μεγάλη πολυπλοκότητα. Απαιτείται, λοιπόν, μια λύση και σε αυτό το πρόβλημα διαφορετική από την αύξηση της χωρητικότητας των γραμμών και τη μείωση του «μεριδίου» παραγωγής της κάθε μονάδας. Σε όλα αυτά έρχεται να δώσει απάντηση η ανάπτυξη του Έξυπνου Δικτύου (Smart Grid – SG), μέσα από πολιτικές διαχείρισης ζήτησης και συντονισμού της διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Το βασικό μέσο μεταφοράς πληροφορίας και δεδομένων που χρησιμοποιεί το SG είναι το Διαδίκτυο, [101].

Η ιδέα των έξυπνων δικτύων γεννιέται μέσα από τις νέες προκλήσεις που προέρχονται από την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας και από τις τεχνολογικές εξελίξεις οι οποίες επιβάλλουν την αναθεώρηση των έως πρότινος δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, [102]. Ο τομέας της ηλεκτρικής ενέργειας αντιμετωπίζει πλέον νέες ευκαιρίες και προκλήσεις και πρέπει να ανταποκριθεί σε ένα νέο όραμα το οποίο περιλαμβάνει, [103]:

- Απελευθερωμένες αγορές ενέργειας,
- Διαχείριση ζήτησης και παραγωγής σε πραγματικό χρόνο,
- Ανανέωση και καινοτομία στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας,
- Ασφάλεια παροχής ενέργειας,
- Διαλειτουργικότητα μεταξύ των δικτύων,
- Διεσπαρμένη παραγωγή και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας,
- Περιβαλλοντικά θέματα,
- Πολιτικά και νομικά θέματα,
- Κοινωνικά και δημογραφικά ζητήματα,

Η νέα φιλοδοξία είναι τα παγκόσμια δίκτυα ηλεκτρισμού να γίνουν έξυπνα, έτσι ώστε οι καταναλωτές να μπορούν στο μέλλον να παρακολουθούν και να ελέγχουν την κατανάλωση ενέργειας, κάτι που οδηγεί σε σημαντική εξοικονόμηση καυσίμων, περιορισμό των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και καλύτερη προστασία του περιβάλλοντος.

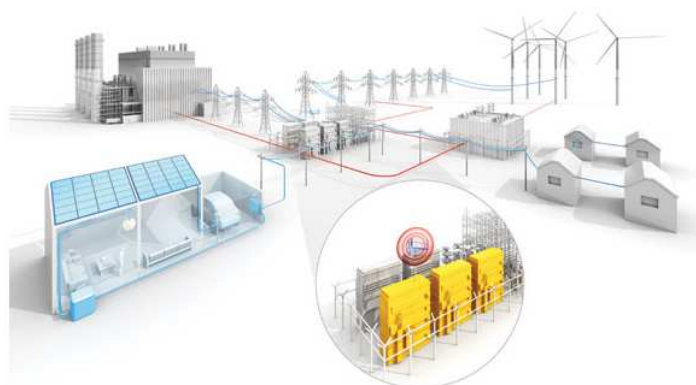
Ένα έξυπνο δίκτυο είναι ένα ηλεκτρικό δίκτυο που μπορεί να ενσωματώσει ευφυώς τη συμπεριφορά και τις δράσεις όλων των χρηστών που συνδέονται με αυτό (παραγωγών, καταναλωτών) με σκοπό να διασφαλιστεί αποτελεσματικά η σταθερότητα, η οικονομία και η ασφάλεια της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα έξυπνο δίκτυο, που περιλαμβάνει ένα συνδυασμό λογισμικού και υλικού επιτρέπει αποτελεσματικότερη ροή ισχύος και δίνει τη δυνατότητα στους καταναλωτές να ελέγχουν τη ζήτηση ενέργειας, σχήμα 1.10.β.



Σχήμα 1.10.β. Δομή Έξυπνου Δικτύου.

Η παροχή ισχύος και ο έλεγχος του δικτύου γίνονται στα σημερινά δίκτυα από κεντρικές εγκαταστάσεις και έτσι ελέγχονται διάφορες περιοχές από ένα μέρος. Σχεδόν απουσιάζει η συμμετοχή του καταναλωτή και η επικοινωνία. Στα μελλοντικά δίκτυα μεγάλη ποσότητα ηλεκτρισμού που παράγεται τώρα από μεγάλους συμβατικούς σταθμούς θα προέρχεται από μονάδες ΔΠ και ΑΠΕ, [104], σχήμα 1.10.γ. Επίσης θα πραγματοποιείται ηλεκτρική αποθήκευση και διαχείριση ζήτησης ενέργειας. Επιπλέον, δυνατή θα είναι η

ύπαρξη εφεδρείας σε περίπτωση ελλιπούς παραγωγής από ΑΠΕ. Επίσης, είναι οικονομικά αποδοτικότερο να βρεθεί μία λύση για εξομάλυνση των αιχμών του φορτίου, αυτό όμως προϋποθέτει πολλές αλλαγές στα υπάρχοντα δίκτυα διανομής και μεταφοράς.



Σχήμα 1.10.γ. Δομή Μελλοντικού Δικτύου.

Το ηλεκτρικό δίκτυο θα γίνει όπως το διαδίκτυο (internet) – Διαδίκτυο της Ενέργειας. Μέχρι το 2020 οι εταιρίες παροχής ηλεκτρικής ενέργειας θα επιτρέπουν σε όλους να έχουν πρόσβαση στις υπηρεσίες τους όπως είναι η διαχείριση του φορτίου. Οι έξυπνοι μετρητές, τα ηλεκτρονικά ισχύος, τα νέα μέσα επικοινωνίας και η αυξανόμενη συμμετοχή των καταναλωτών θα βοηθήσουν στο να αναπτυχθεί η διαχείριση της κάλυψης ζήτησης σε τοπικό επίπεδο. Το σημαντικό πλεονέκτημα των έξυπνων μετρητών είναι ότι όχι μόνο υπολογίζουν τις καταναλώσεις πολύ πιο αυτοματοποιημένα από τους κλασσικούς μετρητές αλλά επικοινωνούν με το ηλεκτρικό δίκτυο και αποστέλλουν τις πληροφορίες που συλλέγουν για σκοπούς παρακολούθησης και χρεώσεων. Σύμφωνα με το τρίτο ενεργειακό πακέτο της Ευρωπαϊκής Ένωσης έξυπνοι μετρητές πρέπει να έχουν εγκατασταθεί τουλάχιστον στο 80% των οικιακών καταναλωτών μέχρι το 2020 και στο 100% μέχρι το 2022, [101]-[104].

Τα ηλεκτρονικά ισχύος θα επιτρέπουν τη λειτουργία των ηλεκτρογεννητριών και των κινητήρων σε μεταβλητές στροφές ώστε να αυξηθεί συνολικά η απόδοση και η ποιότητα της ισχύος. Παράλληλα μπορεί να επεκταθεί η ανάπτυξη γραμμών υψηλής τάσης συνεχούς ρεύματος (HVDC), χρησιμοποιώντας για υπεραγωγή καλώδια τα οποία θα βελτιώσουν τη μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ευρυζωνικές επικοινωνίες θα χρησιμοποιηθούν για πρόσβαση και έλεγχο σε όλους τους σταθμούς παραγωγής και σε όλα τα φορτία σε κάθε επίπεδο ισχύος με πολύ χαμηλό κόστος. Αυτό θα οδηγήσει στην εφαρμογή νέων στρατηγικών, όπως είναι η δημιουργία εικονικών σταθμών παραγωγής ή η καθιέρωση αγορών ακόμη και για μικρούς παραγωγούς ή καταναλωτές.

Για την επιτυχή μετάβαση στα έξυπνα πλέον δίκτυα είναι απαραίτητη η συμμετοχή κυβερνήσεων, νομοθετών, καταναλωτών, παραγωγών, εμπόρων, εταιριών διανομής και μεταφοράς ενέργειας, κατασκευαστών ηλεκτρολογικού εξοπλισμού και παρόχων υπηρεσιών πληροφορικής και επικοινωνιών.

Η ανάπτυξη ευφών δικτύων δεν γίνεται μόνο στην Ευρώπη αλλά και σε ολόκληρο τον κόσμο. Σε αυτό τον τομέα δραστηριοποιούνται πολύ μεγάλες εταιρείες τεχνολογιών αιχμής κυρίως πάροχοι τεχνολογίας και εξοπλισμού για τα δίκτυα Ιντερνέτ.

Π.χ. στην πόλη Boulder, Colorado, USA πραγματοποιείται πιλοτικό πρόγραμμα για τη δημιουργία μιας έξυπνης πόλης. Βασικό συστατικό αυτής της πόλης είναι τα έξυπνα σπίτια, μία μορφή των οποίων παρουσιάζεται στο παρακάτω σχήμα 1.10.δ.



Σχήμα 1.10.δ. Έξυπνο Σπίτι (Smart Home).

Κύριο όραμα για τα έξυπνα σπίτια είναι η επικοινωνία μέσω δικτύου ώστε να λαμβάνουν οι καταναλωτές ενημέρωση και τιμολόγια βάσει των προσωπικών τους αναγκών. Θα έχουν την δυνατότητα να επιλέξουν αν θέλουν να τροφοδοτούνται τα σπίτια τους από 100% πράσινη ενέργεια ή από ένα μίγμα διαφόρων πηγών ενέργειας ή από τη φθηνότερη μορφή ενέργειας. Τεχνολογίες όπως οι έξυπνοι μετρητές που δίνουν στον πελάτη την δυνατότητα να επιλέξει ανάμεσα σε διάφορα τιμολόγια πραγματικού χρόνου, καθώς και οι έξυπνες συσκευές, οι οποίες επικοινωνούν με το δίκτυο και αυτόματα τίθενται εντός και εκτός λειτουργίας είναι απαραίτητες για την λειτουργία των έξυπνων κτιρίων. Επίσης, μεγάλο οικονομικό ενδιαφέρον επικεντρώνεται στο πώς τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα θα αποθηκεύουν ενέργεια κατά τις νυχτερινές ώρες και θα τη δίνουν στο σπίτι σε ώρες αιχμής φορτίου, [101], [105].

1.11. ΣΥΝΟΨΗ 1^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

Το κεφάλαιο αυτό, ως εισαγωγικό, εστιάζει κυρίως στις μονάδες ΔΠ με έμφαση στις ΑΠΕ και στις διατάξεις αποθήκευσης. Για αυτές τις μονάδες επισημαίνονται τα κυριότερα χαρακτηριστικά και παρατίθεται μια εκτεταμένη βιβλιογραφία από την οποία μπορεί κανείς να αντλήσει όποια πληροφορία επιθυμεί, από τα τεχνικά χαρακτηριστικά και την μοντελοποίηση της λειτουργίας τους, μέχρι την μεταβατική και δυναμική συμπεριφορά τους. Αφού προηγήθηκε μια σύντομη παρουσίαση σχετικά με τα δίκτυα διανομής και την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αποσαφηνίστηκε ο όρος ΔΠ και ο τρόπος συμμετοχής τους στις σημερινές και μελλοντικές εξελίξεις στους ανωτέρω τομείς, ενώ έγινε και μια εισαγωγή στην έννοια του Μικροδικτύου και του Έξυπνου δικτύου. Τα θέματα που έχουν σχέση με, τις Μονάδες Συμπαράγωγής Θερμότητας και Ηλεκτρισμού, τις Μεθόδους Ντετερμινιστικής και Στοχαστικής Βελτιστοποίησης, την Ντετερμινιστική και Πιθανοτική Ροή Φορτίου αναπτύσσονται διεξοδικά σε επόμενα κεφάλαια αφού αποτελούν και τον κύριο κορμό της διατριβής αυτής μαζί με της εφαρμογές που αναδεικνύουν την προστιθέμενη αξία των Μικροδικτύων.

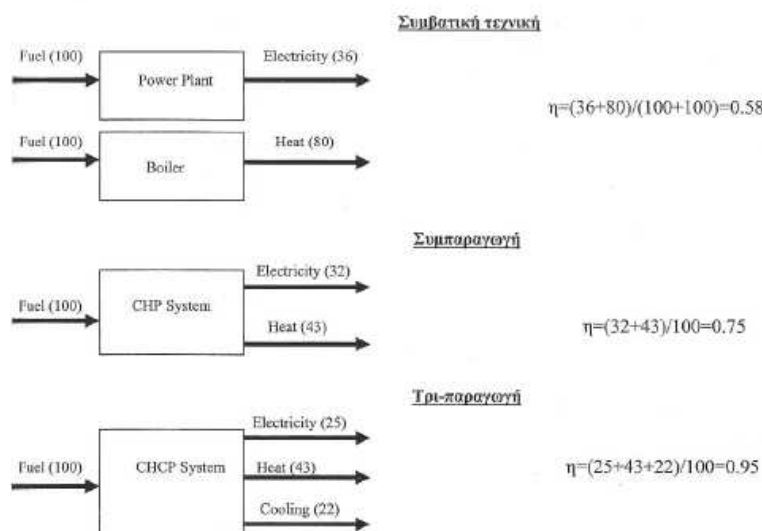
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

*Η τέχνη της σωφροσύνης έγκειται στο γεγονός να γνωρίζεις τι αφήνεις απ' έξω.
(William James)*

2.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ – Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΗΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΤΗΤΗΣ (ΣΗΘ)

Οι σύγχρονες μέθοδοι ηλεκτροπαραγωγής μετατρέπουν το 40-55% της ενέργειας του καυσίμου σε ωφέλιμη ενέργεια με αποτέλεσμα το 60-45% του καυσίμου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας να αποβάλλεται στην ατμόσφαιρα με την μορφή θερμότητας. Η ολική κατανάλωση καυσίμων μειώνεται σημαντικά (άρα και οι εκπομπές των ρύπων) ενώ η συνολική απόδοση αυξάνει (>80%) εάν εφαρμοσθεί η *Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θέρμανσης*, (ΣΗΘ) ή απλά Συμπαραγωγή, (για την Αγγλία *Combined Heat and Power* – CHP για τις ΗΠΑ – *Cogeneration*), σχήμα 2.1.α. Συμπαραγωγή είναι η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής (ή μηχανικής) και θερμικής ενέργειας από την ίδια αρχική πηγή ενέργειας σε ένα ενιαίο και ολοκληρωμένο σύστημα, [106], [107], [108]. Η θερμική ενέργεια χρησιμοποιείται για θέρμανση κτιρίων (τηλεθέρμανση) ή για βιομηχανικές διεργασίες. Όταν το σύστημα συμπαραγωγής έχει την δυνατότητα να παράγει και ενέργεια ψύξης τότε ονομάζεται *Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού, Θέρμανσης και Ψύξης* (ΣΗΘΨ), η απλά Τρι-παραγωγή, (για την Αγγλία *Combined Heat, Cooling and Power* – CHCP για τις ΗΠΑ *Tri-generation*), [109].



Σχήμα 2.1.α. Συμβατικό Ενεργειακό Σύστημα Σε Σύγκριση Με Τα Συστήματα Συμπαραγωγής Και Τριπαραγωγής.

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού αναζωπύρωσε το ενδιαφέρον των ιδιωτών που είτε μπορούν να χρησιμοποιήσουν την τεχνολογία ΣΗΘ για να καλύψουν τις ενεργειακές τους ανάγκες (αυτοπαραγωγοί), είτε να πουλούν το παραγόμενο ηλεκτρικό ρεύμα στο δίκτυο (παραγωγοί). Ειδικά, με την εξέλιξη της τεχνολογίας και την ικανότητα κατασκευής μονάδων σε πολύ μικρή κλίμακα (10kW), τα τελευταία χρόνια η ΣΗΘ έχει αρχίσει να διεισδύσει και στον οικιακό τομέα (*micro-CHP*), ως «αποκεντρωμένη» παραγωγή. Προς το παρόν, οι παλινδρομικές μηχανές εσωτερικής καύσης με φυσικό αέριο, αντιπροσωπεύουν την πιο ώριμη, διαθέσιμη στην αγορά, τεχνολογία. Απαιτούν μικρό χώρο εγκατάστασης, έχουν υψηλή μηχανική απόδοση, χαμηλό κόστος συντήρησης και μεγάλη διάρκεια ζωής, [110], [111], [112]. Οι κινητήρες αυτοί μπορούν να λειτουργήσουν, ως έξοδοι μηχανικής, ηλεκτρικής ή θερμικής ενέργειας, ως ηλεκτρικές γεννήτριες και/ή ηλεκτρικές αντλίες θερμότητας, αντλίες θερμότητας με

απορρόφηση, τροχοί αφύγρανσης και ούτω καθεξής, επιτρέποντας ένα ευρύ φάσμα συνθηκών λειτουργίας, ώστε να καλύψουν τις θερμικές (θέρμανση και ψύξη χώρων, ζεστό νερό χρήσης) και ηλεκτρικές απαιτήσεις του τελικού καταναλωτή, [113]. Σήμερα, ωστόσο, και στο πλαίσιο της προσπάθειας εξοικονόμησης ενέργειας, φυσικών πόρων και προώθησης των ΑΠΕ, κρίνεται αποδοτικότερη και συμφέρουσα η χρήση καυσίμων, όπως της βιομάζας και του φυσικού αερίου, που είναι φιλικότερα προς το περιβάλλον.

Στις επόμενες ενότητες, αφού, εξεταστούν γενικά και εν συντομία οι τεχνικές ΣΗΘ, οι τρόποι λειτουργίας τους, οι κυριότεροι δείκτες ενεργειακής συμπεριφοράς καθώς και οι σχέσεις σύνδεσης των βασικών μεγεθών αυτών των συστημάτων, θα προχωρήσουμε σε συγκεκριμένες εφαρμογές που αναδεικνύουν τα οφέλη της διείσδυσης Μονάδων ΣΗΘ. Οι εν λόγω εφαρμογές χωρίζονται σε δύο κατηγορίες. **Η πρώτη** αναφέρεται στη Μικρο_Συμπαράγωγή για τον οικιστικό τομέα (ΧΤ). Τη βιβλιογραφική σύνοψη για τη Μικρο_Συμπαράγωγή και Τρι_παραγωγή ακολουθεί η μελέτη βιωσιμότητας μιας επένδυσης ΣΗΘ για ένα οικιστικό συγκρότημα σε σχέση με τη συμβατική κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του. Στη συνέχεια μελετάται ο βέλτιστος προγραμματισμός λειτουργίας μονάδων ΣΗΘ σε συνεργασία με φωτοβολταϊκές μονάδες παραγωγής βάση της ανάλυσης διακύμανσης του ηλεκτρικού φορτίου. Προτείνεται ένας τρόπος ανάλυσης για τις περιπτώσεις όπου είναι αδύνατο τα συστήματα ΣΗΘ να ακολουθούν τις γρήγορες μεταβολές του φορτίου. Μεγάλο, επίσης, ενδιαφέρον παρουσιάζει η πιθανοτική προσέγγιση παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας σε ένα ΣΗΘ συναρτήσει της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος για την περίπτωση της Μικρο-ΣΗΘ. Για το σκοπό αυτό αναπτύχθηκε και μελετήθηκε εμπεριστατωμένα ένα κατάλληλο βραχυπρόθεσμο πιθανοτικό μοντέλο πρόβλεψης της παραγωγής ΣΗΘ το οποίο και εφαρμόζεται στην περίπτωση του οικιστικού τομέα. Η κάλυψη των θερμικών αναγκών από μια μονάδα ΣΗΘ, η παραγωγή της οποίας ελέγχεται από την εξωτερική θερμοκρασία περιβάλλοντος, οδηγεί σε ενδιαφέροντα συμπεράσματα όσον αφορά τις μελέτες στον οικιστικό τομέα, αφού προτείνεται ένας διαφορετικός τρόπος κάλυψης των ενεργειακών αναγκών. Το ίδιο μοντέλο χρησιμοποιείται σε επόμενα κεφάλαια σχέση έχοντα με τη στοχαστική βελτιστοποίηση Μικροδικτύου και την περίπτωση της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου. Τιμολογιακές πολιτικές Μικροδικτύων με αυξημένη διείσδυση μονάδων ΣΗΘ μελετώνται εκτενώς στο κεφάλαιο 4. Η **δεύτερη** κατηγορία μελετών αναφέρεται σε μεγάλα συστήματα ΣΗΘ τεχνολογίας ατμοστρόβιλου με δυνατότητα απομάστευσης. Αναλύεται, γιατί αυτές οι μονάδες παράγουν ζεύγη ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος τα οποία ανήκουν όχι σε μια γραμμή (ευθεία ή μη) αλλά σε ένα σύνολο το οποίο μπορεί να είναι κυρτό ή μη. Εξαιτίας αυτού του γεγονότος το πρόβλημα της Οικονομικής Κατανομής Φορτίου με μονάδες ΣΗΘ αποκτά εκ νέου ενδιαφέρον εφόσον η επίλυσή του μπορεί να απαιτήσει ευρυστικές ή μετευστικές μεθόδους. Στο τμήμα αυτό εφαρμόζεται ένας μετευστικός αλγόριθμος που φέρει την επωνυμία “Αρμονικός Αλγόριθμος” για την επίλυση του προβλήματος της Οικονομικής Κατανομής Φορτίου με περιορισμούς κοντά στα όρια του κυρτού συνόλου. Επίσης, η εύρεση της παραγωγής (είτε ηλεκτρικής είτε θερμικής) των μονάδων αυτών στο πρόβλημα της Βέλτιστης Ροής Φορτίου πραγματοποιείται για πρώτη φορά. Αναλύεται βήμα-βήμα ο τρόπος επίλυσης του προβλήματος αυτού. Επίσης, η ένταξη των μονάδων αυτών στη διαδικασία της Οικονομικής Κατανομής ή στη Βέλτιστη Ροή Φορτίου σε συνδυασμό με τους αυστηρούς πλέον περιβαλλοντικούς περιορισμούς καθιστά τις εξεταζόμενες μονάδες ΣΗΘ κύριους “παίκτες” όπως διαπιστώνεται και στις προτεινόμενες εφαρμογές. Τέλος, το κεφάλαιο αυτό κλείνει με τα αναγκαία συμπεράσματα.

2.2. ΣΥΓΧΡΟΝΕΣ ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΣΗΘ^{[114], [115], [116], [117]}

Με βασικό, αλλά ταυτόχρονα πολύ γενικό κριτήριο την προτεραιότητα που δίνεται στην παραγωγή της ηλεκτρικής ή της θερμικής ενέργειας σ’ ένα σύστημα ΣΗΘ υπάρχουν δύο γενικοί χαρακτηρισμοί:

Συστήματα «Κορυφής» (Topping Systems). Στα συστήματα «Κορυφής», ρευστό υψηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού, ενώ η αποβαλλόμενη θερμότητα χαμηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται σε θερμικές διεργασίες, θέρμανση χώρων ή ακόμη και για παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ενέργειας.

Συστήματα «Βάσης» (Bottoming Systems). Στα συστήματα «Βάσης», παράγεται πρώτα θερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας (όπως π.χ. σε φούρνους χαλυβουργιών, υαλουργιών, εργοστασίων τσιμέντου, κ.λπ.) και κατόπιν τα θερμά αέρια διοχετεύονται σε κατάλληλη διάταξη, όπου παράγεται ατμός που κινεί την στροβιλογεννήτρια. Είναι επίσης δυνατό, τα θερμά αέρια να διοχετευθούν κατευθείαν σε αεριοστρόβιλο, που κινεί γεννήτρια.

Ένα σύστημα ΣΗΘ αποτελείται κυρίως από τα ακόλουθα στοιχεία, [106]:

- **Τον κινητήρα (Prime Mover):** Ατμοστρόβιλος, Αεριοστρόβιλος, Παλινδρομική Μηχανή Εσωτερικής Καύσης, Συνδυασμένου Κύκλου, Κυψέλες Καυσίμου, Μηχανή Stirling ή Μικροτουρμπίνα. Ο κινητήρας κινεί τη γεννήτρια.
- **Το Σύστημα Ανάκτησης Θερμότητας:** Σύστημα που ανακτά την απορριπτόμενη θερμότητα από τα ρευστά που έχουν σχέση με τη λειτουργία της μηχανής (με εναλλάκτες ανάκτησης θερμότητας) και από τα καυσαέρια (με λέβητα ανάκτησης θερμότητας που αποκαλείται και λέβητας καυσαερίων).
- **Τη Γεννήτρια:** Σύγχρονη, Ασύγχρονη ή Αυτοδιεγερόμενη Ασύγχρονη. Παράγει την ηλεκτρική ενέργεια.
- **Το Σύστημα Ελέγχου:** Μέσω αυτού διασφαλίζεται η ασφαλής και ικανοποιητική λειτουργία του συστήματος ΣΗΘ.

Επιγραμματικά τα πιο διαδεδομένα και ευρέως εφαρμόσιμα συστήματα ΣΗΘ είναι αυτά που περιγράφονται ευθύς αμέσως.

2.2.1. Συστήματα Ατμοστροβίλων (Αντίθλιψης, Απομάστευσης, Κύκλο Βάσης)

Είναι τα πιο διαδεδομένα συστήματα ΣΗΘ, κατάλληλα για τιμές ισχύος 500kW-100MW ή και μεγαλύτερες. Μπορούν να χρησιμοποιήσουν οποιοδήποτε καύσιμο. Ο βαθμός απόδοσης φθάνει το 60-85% και δεν μειώνεται σημαντικά κατά τη λειτουργία σε μερικό φορτίο. Για σύγκριση, υπενθυμίζεται ότι ο βαθμός απόδοσης ενός συμβατικού ατμοηλεκτρικού σταθμού βρίσκεται στην περιοχή του 35%. Όμως, ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης είναι χαμηλός (τιμές της τάξεως του 15-20% είναι συνηθισμένες), που συντελεί σε μικρό λόγο ηλεκτρισμού προς θερμότητα. Τα συστήματα ατμοστροβίλου έχουν υψηλή αξιοπιστία που φτάνει το 95%, υψηλή διαθεσιμότητα της τάξεως του 90-95%, και μεγάλη διάρκεια ζωής (25-35 έτη). Όμως, ο χρόνος εγκατάστασης είναι σχετικά μεγάλος, καθώς απαιτούνται από 12-18 μήνες για μικρές μονάδες έως και τρία έτη για μεγαλύτερα συστήματα.

Στα συστήματα ΣΗΘ με Ατμοστροβίλο Αντίθλιψης ο ατμός βγαίνει από τον στροβίλο σε πίεση και θερμοκρασία κατάλληλη για τις θερμικές διεργασίες. Ο όρος «αντίθλιψη» οφείλεται στο ότι η πίεση αυτή είναι μεγαλύτερη της ατμοσφαιρικής (3-20bar).

Στα συστήματα ΣΗΘ με Ατμοστροβίλο Απομάστευσης μέρος του ατμού απομαστεύεται από μία ή περισσότερες ενδιάμεσες βαθμίδες του στροβίλου στις επιθυμητές πιέσεις, ενώ ο υπόλοιπος εκτονώνεται μέχρι την πίεση του συμπυκνωτή (λέγεται και ψυγείο ατμού) που είναι 0,05-0,10bar. Τα συστήματα αυτά έχουν δυνατότητα ανεξάρτητης (μέσα σε ορισμένα όρια) ρύθμισης της ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος (και επομένως της τιμής του λόγου ηλεκτρισμού προς θερμότητα). Αυτό επιτυγχάνεται με ρύθμιση της ολικής παροχής ατμού και επομένως της παροχής ατμού προς τον συμπυκνωτή.

Στα συστήματα ΣΗΘ με Ατμοστροβίλο σε Κύκλο Βάσης αέρια απόβλητα, από διάφορες βιομηχανίες θερμικών διεργασιών, υψηλής θερμοκρασίας, μπορούν να περάσουν μέσα από έναν λέβητα ανακομιδής θερμότητας, όπου παράγεται ατμός που κινεί μια ατμοστροβιλογεννήτρια. Έτσι, η μονάδα παραγωγής θερμότητας μετατρέπεται σε σύστημα ΣΗΘ με κύκλο βάσης.

2.2.2. Συστήματα Αεριοστροβίλου Ανοικτού ή Κλειστού Κύκλου

Οι περισσότερες αεριοστροβλικές μονάδες είναι ανοικτού τύπου: αέρας αναρροφάται από την ατμόσφαιρα, συμπιέζεται και οδηγείται στο θάλαμο καύσης. Τα καυσαέρια εκτονώνονται στον αεριοστροβίλο (που κινεί τη γεννήτρια), από τον οποίο βγαίνουν με θερμοκρασία 300-600°C. Η σημαντική ισχύς που απαιτείται για την κίνηση του συμπιεστή και η υψηλή θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων είναι οι κύριες αιτίες του μικρού βαθμού απόδοσης ενός τέτοιου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (25-35% και σε σύγχρονες προηγμένες μονάδες 40%). Η υψηλή θερμοκρασία των καυσαερίων κάνει τις μονάδες αυτές ιδανικές για ΣΗΘ, γεγονός που αυξάνει τον βαθμό απόδοσης στο 60-80%. Τα συστήματα συμπαραγωγής με αεριοστροβίλο ανοικτού κύκλου έχουν ισχύ από 100kW έως 100MW. Λειτουργούν συνήθως με φυσικό αέριο ή ελαφρά αποστάγματα πετρελαίου (π.χ. Diesel), ενώ ευοίωνες παρουσιάζονται οι προοπτικές για χρήση γαιανθράκων σε εξαερωμένη μορφή. Μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν αέρια καύσιμα που παράγονται π.χ. κατά την καταλυτική σχάση υδρογονανθράκων σε διυλιστήρια πετρελαίου. Ο χρόνος εγκατάστασης των συστημάτων συμπαραγωγής αεριοστροβίλων είναι 9-14 μήνες για ισχύ μέχρι 7MW και φθάνει τα δύο έτη για μεγαλύτερες μονάδες. Η αξιοπιστία και η μέση ετήσια διαθεσιμότητα συστημάτων αεριοστροβίλου που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο είναι συγκρίσιμες με εκείνες των συστημάτων ατμοστροβίλου. Οι μονάδες που λειτουργούν με υγρό καύσιμο απαιτούν πιο συχνές συντηρήσεις, με συνέπεια τη χαμηλότερη διαθεσιμότητα.

Η χρήσιμη διάρκεια ζωής είναι 15-20 έτη και μπορεί να μειωθεί σημαντικά από καύσιμο κακής

ποιότητας ή ανεπαρκή συντήρηση. Σε σύγκριση με τα συστήματα ατμοστρόβιλου, τα συστήματα αεριοστρόβιλου ανοικτού κύκλου έχουν υψηλότερο ηλεκτρικό βαθμό απόδοσης, τόσο στο πλήρες φορτίο, όσο και σε μερικό φορτίο, αλλά η μείωσή του σε μερικό φορτίο είναι πιο έντονη. Επίσης, ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα είναι υψηλότερος.

Στα συστήματα κλειστού κύκλου το εργαζόμενο ρευστό (συνήθως ήλιο ή αέρας) κυκλοφορεί σε κλειστό κύκλωμα. Θερμαίνεται μέχρι την κατάλληλη θερμοκρασία σε εναλλάκτη θερμότητας, πριν από την είσοδο στον αεριοστρόβιλο, και ψύχεται μετά την έξοδό του από αυτόν. Καθώς το ρευστό δεν συμμετέχει στην καύση, διατηρείται καθαρό και έτσι αποφεύγεται η μηχανική και η χημική διάβρωση του αεριοστρόβιλου από τα προϊόντα της καύσης. Η εξωτερική καύση επιτρέπει τη χρήση οποιουδήποτε καυσίμου στα συστήματα αυτά: άνθρακα, απόβλητα βιομηχανιών ή πόλεων, βιομάζα, υγρά ή αέρια καύσιμα παραγόμενα από βιομάζα, κλπ. Η πυρηνική ή η ηλιακή ενέργεια μπορούν επίσης να αποτελέσουν πηγή θερμότητας. Ο αριθμός των συγκεκριμένων μονάδων εν χρήσει είναι περιορισμένος. Μετά την απόκτηση αρκετής εμπειρίας, η αξιοπιστία των συστημάτων κλειστού κύκλου προβλέπεται ότι θα είναι τουλάχιστον ίση με εκείνη των συστημάτων ανοικτού κύκλου, ενώ η διαθεσιμότητα θα είναι υψηλότερη χάρη στις μικρότερες απαιτήσεις συντήρησης, που οφείλονται στην καθαρότητα του εργαζόμενου ρευστού. Ο βαθμός απόδοσης και ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα βρίσκονται στα ίδια περίπου επίπεδα με εκείνα των συστημάτων ανοικτού κύκλου. Τα συστήματα κλειστού κύκλου έχουν το πλεονέκτημα ότι ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης δεν μειώνεται σε μερικό φορτίο. Ο ολικός βαθμός απόδοσης σε μερικό φορτίο εξαρτάται κυρίως από τον βαθμό απόδοσης της πηγής θερμότητας.

2.2.3. Συστήματα Συνδυασμένου Κύκλου

Ο όρος «*Συνδυασμένος Κύκλος*» ή *Combined Cycle (CC)* αναφέρεται σε συστήματα με δύο θερμοδυναμικούς κύκλους, οι οποίοι συνδέονται μεταξύ τους με κάποιο εργαζόμενο ρευστό και λειτουργούν σε διαφορετικές θερμοκρασίες. Ο κύκλος υψηλής θερμοκρασίας (κορυφής) αποβάλλει θερμότητα, που ανακτάται και χρησιμοποιείται από τον κύκλο χαμηλής θερμοκρασίας (βάσης) για την παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας, αυξάνοντας έτσι τον βαθμό απόδοσης. Τα πιο διαδεδομένα συστήματα συνδυασμένου κύκλου είναι εκείνα με συνδυασμό αεριοστρόβιλου-ατμοστρόβιλου (κύκλοι Joule-Rankine). Η υψηλή περιεκτικότητα οξυγόνου στα καυσαέρια του αεριοστρόβιλου (περίπου 15%) επιτρέπει την καύση συμπληρωματικού καυσίμου στον λέβητα καυσαερίων, εάν κριθεί αναγκαία για την αύξηση ισχύος του συστήματος. Η συμπληρωματική καύση αυξάνει το βαθμό απόδοσης του συστήματος κατά τη λειτουργία σε μερικό φορτίο, αλλά κάνει την εγκατάσταση και ιδιαίτερα τις διατάξεις ρύθμισης και ελέγχου πιο περίπλοκες. Η ισχύς των συστημάτων συνδυασμένου κύκλου κυμαίνεται συνήθως στην περιοχή 20-400MW, ενώ κατασκευάζονται επίσης μικρότερες μονάδες με ισχύ 4-11MW. Η συγκέντρωση ισχύος (ισχύς ανά μονάδα όγκου) των συστημάτων αυτών είναι υψηλότερη από τη συγκέντρωση ισχύος των συστημάτων απλού κύκλου αεριοστρόβιλου (Joule) ή ατμοστρόβιλου (Rankine). Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης βρίσκεται συνήθως στην περιοχή του 35-45%, ενώ ο ολικός βαθμός απόδοσης είναι 70-88%. Λειτουργία σε μερικό φορτίο έχει αρνητική επίδραση στον βαθμό απόδοσης του συστήματος. Η αξιοπιστία των συστημάτων συνδυασμένου κύκλου είναι 80-85%, η μέση ετήσια διαθεσιμότητα 77-85% και ο οικονομικός χρόνος ζωής 15-25 έτη.

2.2.4. Συστήματα Με Εμβολοφόρο/Παλινδρομική Μηχανή Εσωτερικής Καύσης

Διακρίνονται σε μονάδες μικρής (15-1000kW), μέσης (1000-6000kW) και μεγάλης ισχύος (άνω των 6,000kW). Βασικός τύπος κινητήρα που χρησιμοποιούν είναι ο κινητήρας Diesel. Δύο από τα πλεονεκτήματα των συστημάτων αυτών είναι τα εξής: α) Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης όχι μόνο είναι υψηλός, αλλά και επηρεάζεται πολύ λίγο από τις μεταβολές φορτίου (περίπου σταθερή κατανάλωση καυσίμου), β) Η απόκριση του συστήματος στις μεταβολές φορτίου είναι ταχύτατη, χωρίς να παρουσιάζεται έντονη αύξηση της κατανάλωσης καυσίμου κατά τις μεταβατικές περιόδους.

2.2.5. Κύκλοι Βάσης Rankine Με Οργανικά Ρευστά

Η παραγωγή ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας με ανάκτηση θερμότητας χαμηλής θερμοκρασίας (80-300°C) είναι δυνατή εάν χρησιμοποιηθούν οργανικά ρευστά, π.χ. τολουένη, που έχουν θερμοκρασία βρασμού αρκετά χαμηλότερης εκείνης του νερού. Έτσι, πηγές θερμότητας μπορούν να είναι η ηλιακή ενέργεια, βιομηχανικά απόβλητα, γεωθερμική ενέργεια, καυσαέρια ή θερμότητα ψύξης μηχανών, κ.λπ. Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης εξαρτάται από τη θερμοκρασία στην οποία είναι διαθέσιμη η θερμότητα. Είναι δυνατή η λειτουργία τέτοιων συστημάτων με διαθέσιμο ρευστό θερμοκρασίας ακόμη και 75°C. Για

θερμοκρασίες 75-425°C, ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης κυμαίνεται στην περιοχή 5-30%. Οι πιο συνηθισμένες τιμές είναι 10-20%.

2.2.6. Κυψέλες Καυσίμου

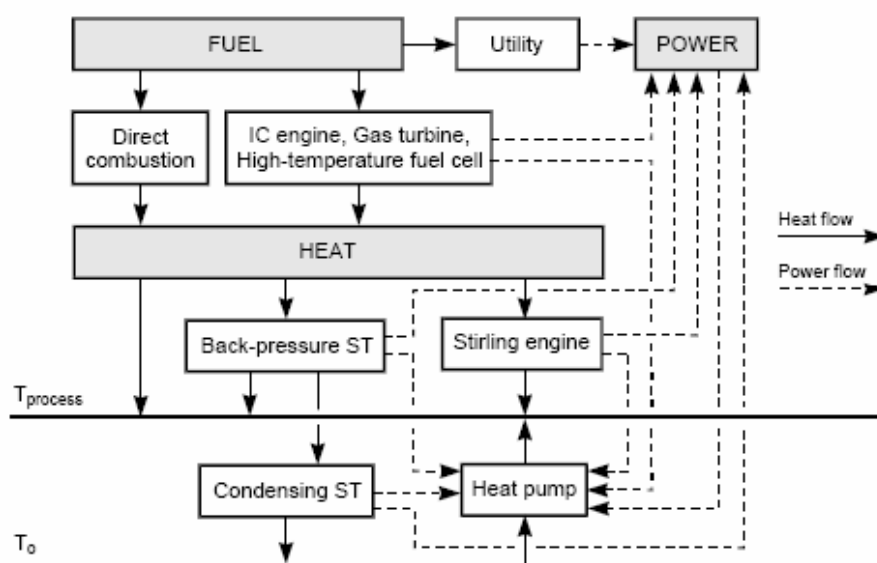
Επειδή η χημική ενέργεια του καυσίμου μετατρέπεται σε ηλεκτρική χωρίς την παρεμβολή θερμοδυναμικού κύκλου, ο βαθμός απόδοσης δεν περιορίζεται από εκείνον του κύκλου Carnot. Αν και θεωρητικά το άνω όριο είναι η μονάδα, ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης των κυψελών καυσίμου φωσφορικού οξέος, που είναι σήμερα εμπορικά διαθέσιμες, κυμαίνεται στην περιοχή 37-45% και εξαρτάται από την ποιότητα του καυσίμου και τη θερμοκρασία λειτουργίας. Σε φορτίο 50%, ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης είναι ίσος ή και μερικές φορές μεγαλύτερος από τον βαθμό απόδοσης στο πλήρες φορτίο. Ο ολικός βαθμός απόδοσης φθάνει το 85-90%, ενώ ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα βρίσκεται στην περιοχή 0,8-1,0.

2.2.7. Μηχανές Stirling

Ο κύκλος Stirling έχει τη δυνατότητα υψηλότερου βαθμού απόδοσης από τους κύκλους Rankine (ατμοστροβίλου) ή Brayton (αεριοστροβίλου), διότι πλησιάζει προς τον κύκλο Carnot πολύ περισσότερο απ' ότι εκείνοι. Ο ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης βρίσκεται σήμερα στην περιοχή του 40%, ενώ αναμένεται βελτίωσή του στη στάθμη του 50%. Η απόδοση διατηρείται σταθερή και σε μερικό φορτίο. Ο ολικός βαθμός απόδοσης βρίσκεται στην περιοχή 60-80%, ενώ ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα είναι 1,2-1,7.

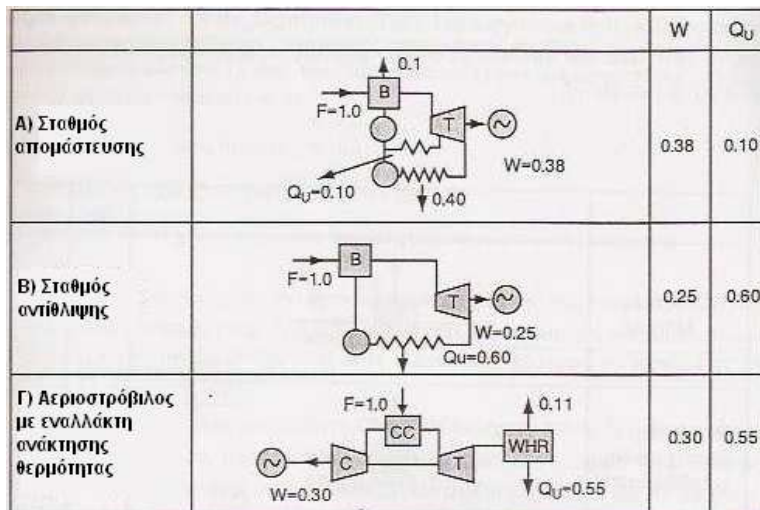
2.2.8. Τυποποιημένες Μονάδες – «Πακέτα»

Μεγάλη ώθηση στη διάδοση της ΣΗΘ αναμένεται ότι θα δώσει η μαζική παραγωγή τυποποιημένων μονάδων σε μορφή πακέτου με ηλεκτρική ισχύ 10-100kW. Αυτά προσφέρουν χαμηλό κόστος και εύκολη εγκατάσταση, αφού το μόνο που απαιτείται είναι η σύνδεση τους με τα υδραυλικά και ηλεκτρικά δίκτυα. Έχουν μικρό όγκο και η λειτουργία τους είναι αυτοματοποιημένη, χωρίς να υπάρχει ανάγκη για συνεχή παρακολούθηση από εξειδικευμένο προσωπικό. Οι μονάδες αυτές συνήθως έχουν κινητήρα Diesel, ενώ σε ισχύ μεγαλύτερη των 600kW είναι δυνατή η χρήση αεριοστροβίλου. Μπορούν να λειτουργούν με υγρό ή αέριο καύσιμο. Το φυσικό αέριο είναι ιδιαίτερα κατάλληλο καύσιμο για τις μονάδες αυτές χάρη στην καθαρότητα, την έλλειψη ανάγκης αποθήκευσης και τη χαμηλή του τιμή. Από σχετικές μελέτες έχει υπολογιστεί ότι η διαθεσιμότητα κυμαίνεται στο 79% με τυπική απόκλιση 22,9%. Στις μονάδες-πακέτα, το 27-35% της ενέργειας του καυσίμου μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό και το 50-55% σε θερμότητα. Επομένως, ο λόγος ηλεκτρισμού προς θερμότητα είναι 0,5-0,7, ενώ ο ολικός βαθμός απόδοσης φθάνει το 80%. Μικροεπεξεργαστές εγκατεστημένοι στο χώρο όπου βρίσκεται η μονάδα, παρακολουθούν τις τιμές κρίσιμων παραμέτρων και μεταβιβάζουν τις σχετικές πληροφορίες, μέσω αποκλειστικής τηλεφωνικής γραμμής σε κεντρικό υπολογιστή. Όταν η εξέλιξη των τιμών ορισμένων παραμέτρων δείχνει επερχόμενη βλάβη, ειδοποιείται η ομάδα συντήρησης, που επεμβαίνει πριν ακόμη η βλάβη εκδηλωθεί. Πιθανοί συνδυασμοί για τις παραπάνω περιπτώσεις δίνονται στο σχήμα 2.2.α.



Σχήμα 2.2.α. Πιθανοί Συνδυασμοί Μηχανών ΣΗΘ.

Επίσης, ο Timmermans, [118] παρουσίασε μία σύνοψη μερικών συστημάτων ΣΗΘ τα οποία αποτελούν μετατροπές υπάρχοντων συμβατικών σταθμών, σχήμα 2.2.β. Επιπλέον, παρουσιάζονται αντιπροσωπευτικές τιμές της ωφέλιμης θερμότητας, Q_U και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, W . Το ενεργειακό περιεχόμενο του καυσίμου ορίζεται ίσο με τη μονάδα $F=1$, έτσι ώστε η συνολική απόδοση να ισούται με το παραγόμενο έργο.



Σχήμα 2.2.β. Συστήματα ΣΗΘ.

2.3. ΕΠΙΔΟΣΕΙΣ ΣΤΑΘΜΩΝ ΣΗΘ

Στους πίνακες 2.3.α, 2.3.β, 2.3.γ και 2.3.δ παρουσιάζονται οι “επιδόσεις” και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των κυριότερων μονάδων ΣΗΘ καθώς επίσης και τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα αυτών.

Γενικά, η επιλογή του κατάλληλου κινητήρα εξαρτάται κυρίως από τη απαιτούμενη δυναμικότητα και το προφίλ του καταναλωτή. Οι ατμοστρόβιλοι και αεριοστρόβιλοι έχουν μεγάλες απαιτήσεις σε χώρο αλλά δίνουν ατμό πολύ υψηλής πίεσης. Απευθύνονται συνήθως σε μεγάλους καταναλωτές με απαιτήσεις για μεγάλη πτώση πίεσης. Οι μηχανές εσωτερικής καύσης είναι πιο ευέλικτες, κατάλληλες για μεσαίους καταναλωτές που δεν έχουν μεγάλες απαιτήσεις σε θερμότητα καθώς δίνουν ζεστό νερό ή ατμό χαμηλής πίεσης. Εμφανίζουν επίσης, πολύ καλή συμπεριφορά κατά τη λειτουργία τους σε μερικό φορτίο. Συνήθως πωλούνται ως τυποποιημένα πακέτα ΣΗΘ και προτιμώνται από μεγάλους εμπορικούς καταναλωτές. Οι Μικροτουρμπίνες έχουν μεγάλη ευελιξία στην επιλογή του καυσίμου, είναι διαθέσιμοι σε πολύ μικρές τιμές ισχύος και παρέχουν ζεστό νερό. Τέλος, οι κυψέλες καυσίμου είναι εξαιρετικά καθαρή τεχνολογία, αλλά ακόμα είναι πάρα πολύ ακριβές για την εγκατάσταση και την λειτουργία τους. Η διαστασιολόγηση των μονάδων ΣΗΘ εξαρτάται κυρίως από τις ανάγκες σε θερμικά φορτία, αλλά και από τις βασικές ανάγκες για τη λειτουργία της επιχείρησης σε ηλεκτρικά φορτία.

Πίνακας 2.3.α.

Επιδόσεις Συστημάτων ΣΗΘ, [114].

ΤΥΠΟΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	Ηλεκτρική Ισχύς (MW)	HPR	η_{el} (%)	EUF (%)
Ατμοστρόβιλος Αντίθλιψης	0,5 – 500	4,0 – 14,3	14 – 28	84 – 92
Ατμοστρόβιλος Απομάστευσης	1 – 100	2,0 – 10,0	22 – 40	60 – 80
Αεριοστρόβιλος με Ανάκτηση Θερμότητας	0,25 – 50	1,3 – 2,0	25 – 35	70 – 85
Συνδυασμένος Κύκλος	3 – 300	1,0 – 1,7	35 – 45	73 – 90
Οργανικός Κύκλος	0,5	1,1-2,5	5 – 20	70 – 85

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης ενέργειας (Energy Utilization Factor, EUF) ή συνολικός βαθμός απόδοσης αποτελεί το άθροισμα του ηλεκτρικού και του θερμικού βαθμού απόδοσης.
HPR: Λόγος Θερμικής προς Ηλεκτρικής Ισχύος Εξόδου. η_{el} : Βαθμός Ηλεκτρικής Απόδοσης.

Πίνακας 2.3.β.

Συγκριτικός Πίνακας Μεταξύ Ατμοστροβιλικών Και Αεριοστροβιλικών Συστημάτων ΣΗΘ, [114]-[117].

	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
	Υψηλός EUF	Υψηλές τιμές HPR.
Ατμοστροβιικά Συστήματα Συμπαγωγής	Υψηλή αξιοπιστία που επιτρέπει την μεγάλη διάρκεια λειτουργίας χωρίς ιδιαίτερη παρακολούθηση.	Υψηλό κόστος εκκίνησης.
	Χαμηλό κόστος λειτουργίας δυνατότητα χρησιμοποίησης διαφόρων τύπων καυσίμου.	Αργή εκκίνηση.
	Δυνατότητα εύκολης ρύθμισης HPR.	Παρατεταμένη διάρκεια κατασκευής του σταθμού.
	Μεγάλο φάσμα μεγεθών.	Υψηλό κόστος επένδυσης ανά kW.
	Μεγάλος χρόνος ζωής.	
Αεριοστροβιικά Συστήματα Συμπαγωγής	Υψηλή αξιοπιστία που επιτρέπει την μεγάλη διάρκεια λειτουργία χωρίς ιδιαίτερη παρακολούθηση.	Υψηλό κόστος λειτουργίας.
	Υψηλή ποιότητα θερμότητας.	Περιορισμένο φάσμα μεγεθών.
	Σταθερή και υψηλή ταχύτητα περιστροφής που επιτρέπει τον ακριβή έλεγχο συχνότητας της ηλεκτρικής εξόδου.	Απαιτήση παροχής υψηλής πίεσης αερίου στην περίπτωση που χρησιμοποιείται ως καύσιμη ύλη.
	Υψηλές τιμές HPQ.	Υψηλά επίπεδα θορύβου υψηλής συχνότητας.
	Δεν απαιτείται νερό ψύξης. Γρήγορη εκκίνηση.	Χαμηλή απόδοση κατά τη λειτουργία με μικρό φορτίο.
	Χαμηλό κόστος εκκίνησης.	Μείωση της παραγωγής κατά την άνοδο της θερμοκρασίας περιβάλλοντος λόγω θερμικών περιορισμών υλικού.
	Σχετικά χαμηλό κόστος επένδυσης ανά kW.	
	Ευρύ φάσμα καυσίμων υλών (diesel, LPG, naphtha, παράγωγα αποβλήτων).	

Πίνακας 2.3.γ.

Βασικά Τεχνικά Χαρακτηριστικά Συστημάτων ΣΗΘ, [117].

Σύστημα	Uwe	Μέση Ετήσια Διαθεσιμότητα	η _e		η	PHR
	(MW)	(%)	Φορτίο 100%	Φορτίο 50%	(%)	-
ST	0,5-100	90-95	14-35	12-28	60-85	0,1-0,5
GT (Ανοιχτός Κύκλος)	0,1-100	90-95	25-40	18-30	60-80	0,5-0,8
GT(Κλειστός Κύκλος)	0,5-100	90-95	30-35	30-35	60-80	0,5-0,8
CCPP	4-100-	77-85	35-45	25-35	70-88	0,6-2,0
Diesel	0,07-50	80-90	35-45	32-40	60-85	0,8-2,4
Otto	0,015-2	80-85	27-40	25-35	60-80	0,5-0,7
Fuel Cells	0,04-50	90-92	37-45	37-45	85-90	0,8-1,0
Stirling	0,003-1,5	85-90	35-50	34-49	60-80	1,2-1,7

Όσον αφορά την εγκατάσταση ενός μεμονωμένου συστήματος ΣΗΘ σε κατοικημένες περιοχές προϋποθέτει την:

- Επιλογή Τεχνολογίας με Χαμηλές Εκπομπές Ρύπων,
- Προσεκτική Επιλογή του Τόπου Εγκατάστασης,
- Τοποθέτηση Εξοπλισμού Ελέγχου και Περιορισμού των Εκπεμπόμενων Ρύπων,
- Ελαστική Έδραση και Ηχητική Μόνωση του Συστήματος,
- Κατασκευή Καπνοδόχου Υψηλότερης των Γειτονικών Κτιρίων,

- Εγκατάσταση Μέσων Συλλογής και Αποκομιδής των Στερεών και Υγρών Καταλοίπων.

Ο προσεχτικός σχεδιασμός και η αξιολόγηση των παραμέτρων που επηρεάζουν την επένδυση (χαρακτηριστικά των ενεργειακών φορτίων, στρατηγικές λειτουργίας, ενεργειακή τιμολογιακή πολιτική) είναι επιβεβλημένος. Τέτοιες επενδύσεις όταν είναι σωστά σχεδιασμένες, εκτιμάται ότι έχουν χρόνο αποπληρωμής 2-4 χρόνια, ο οποίος μειώνεται ακόμα περισσότερο με την λήψη επιδότησης (επιδότηση κατασκευής του συστήματος αλλά και επιδότηση της μίσης αγοράς από το εθνικό δίκτυο της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει μια μονάδα ΣΗΘ).

Πίνακας 2.3.δ.
Αναλυτικά Τεχνικά Χαρακτηριστικά Συστημάτων ΣΗΘ, [117].

	Κινητήρας Diesel	Κινητήρας Φυσ. Αερίου	Ατμοστρόβιλος	Αεριοστρόβιλος	Μικρό-Στρόβιλος	Κυψέλες Καυσίμου
Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης (LCV)	30-50%	25-45%	30-42%	25-40% (απλός), 40-60% (συνδυασμένος)	20-30%	40-70%
Μέγεθος (MW)	0,05-5	0,05-5	Οποιοδήποτε	3-200	0,025-0,25	0,2-2
Απαιτούμενο Ίχνος (m³/kW)	0,02	0,02-0,029	<0,01	0,002-0,006	0,014-0,14	0,06-0,37
Κόστος Εγκατάστασης (€/kW)	700-1350	700-1350	700-900	650-850	450-1150	>2700
Κόστος Λ&Σ (€/kWh)	0,005-0,007	0,007-0,014	0,004	0,002-0,007	0,002-0,01	0,003-0,014
Διαθεσιμότητα	90-95%	92-97%	Κοντά στο 100%	90-98%	90-98%	>95%
Ωρες Λειτουργίας Μεταξύ Συντηρήσεων	25.000-30.000	24.000-60.000	>50.000	30.000-50.000	5.000-40.000	10.000-40.000
Χρόνος Εκκίνησης	10s	10s	1h-1day	10min-1h	60s	3h-2 days
Πίεση Καυσίμου (psi)	<5	1-45	Μη διαθέσιμη	120-500 (μπορεί να απαιτείται συμπίεστής)	40-100 (μπορεί να απαιτείται συμπίεστής)	0,5-45
Καύσιμα	Diesel και mazout	Φυσικό αέριο, βιοαέριο, προπάνιο	Όλα	Φυσικό αέριο, βιοαέριο, προπάνιο, πετρέλαιο απόσταξης	Φυσικό αέριο, βιοαέριο, προπάνιο, πετρέλαιο απόσταξης	Υδρογόνο, φυσικό αέριο, προπάνιο
Θόρυβος	Μέσος προς υψηλός, εσωτερική εγκατάσταση	Μέσος προς υψηλός, εσωτερική εγκατάσταση	Μέσος προς υψηλός, εσωτερική εγκατάσταση	Μέσος, η μονάδα παρέχεται εγκιβωτισμένη	Μέσος, η μονάδα παρέχεται εγκιβωτισμένη	Χαμηλός, δεν απαιτείται περίβλημα
Εκπομπές NOx (kg/MWh)	1,4-1,5	1-12,7	0,8	0,14-1,8	0,18-1	<0,01
Χρήσεις της Ανακτόμενης Θερμότητας	Ζεστό νερό, ατμός LP, τηλεθέρμανση	Ζεστό νερό, ατμός LP, τηλεθέρμανση	Ατμός LP-HP, τηλεθέρμανση	Άμεση χρήση, ζεστό νερό, ατμός LP-HP, τηλεθέρμανση	Άμεση χρήση, ζεστό νερό, ατμός LP	Ζεστό νερό, ατμός LP-HP
Παραγωγή ΣΗΘ (Btu/kWh)	3.400	1.000-5.000	Μη διαθέσιμη	3.400-12.000	4.000-15.000	500-3.700
Θερμοκρασία Χρήσης για ΣΗΘ (°C)	80-480	150-260	Μη διαθέσιμη	260-600	205-345	60-370

2.4. ΤΡΟΠΟΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΗΘ

Ένα μεγάλο πρόβλημα στο θερμοδυναμικό σχεδιασμό μίας μονάδας ΣΗΘ είναι η εξισορρόπηση μεταξύ ηλεκτρικής ισχύος και φορτίων ατμού. Για παράδειγμα, η απαίτηση σε ατμό εξαρτάται από τα θερμικά και ψυκτικά φορτία που μπορεί να εξαρτώνται από σημαντικές εποχιακές μεταβολές, ενώ η ζήτηση

σε ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να παρουσιάσει μέγιστο το χειμώνα ή το καλοκαίρι ανάλογα με τη γεωγραφική θέση. Σε μερικές περιπτώσεις το σύστημα μπορεί να σχεδιαστεί για να ικανοποιεί το κυρίως θερμικό φορτίο και ο αεριοστρόβιλος που επιλέγεται μπορεί να παρέχει πολύ μεγαλύτερη ισχύ από αυτή που απαιτείται από τη μονάδα και στην περίπτωση αυτή η επιπλέον ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να μεταφερθεί στο διασυνδεδεμένο δίκτυο. Μία άλλη δυνατότητα είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας να αποτελεί την βασική προτεραιότητα.

Οι κυριότεροι τρόποι λειτουργίας (modes) ενός συστήματος ΣΗΘ, δηλαδή οι τρόποι ρύθμισης της ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος σε κάθε χρονική στιγμή είναι, [114], [117]:

- Κάλυψη του Θερμικού Φορτίου (Heat Match). Σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή, η ωφέλιμη παραγωγή θερμότητας του συστήματος ΣΗΘ είναι ίση με το θερμικό φορτίο. Εάν η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι μεγαλύτερη από το φορτίο η πλεονάζουσα ενέργεια πωλείται στο δίκτυο, ενώ εάν είναι μικρότερη η συμπληρωματική ηλεκτρική ενέργεια αγοράζεται από το δίκτυο.
- Κάλυψη του Θερμικού Φορτίου Βάσης. Στην περίπτωση αυτή, το σύστημα ΣΗΘ διαστασιολογείται ώστε να παρέχει την ελάχιστη απαιτούμενη θερμική ενέργεια για την εγκατάσταση. Εφεδρικοί λέβητες ή καυστήρες χρησιμοποιούνται κατά τη διάρκεια των περιόδων που η ζήτηση θερμότητας είναι υψηλότερη. Ο κύριος κινητήρας της μονάδας λειτουργεί πάντα υπό πλήρες φορτίο. Εάν η ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια της εγκατάστασης υπερβαίνει αυτήν που μπορεί να παρέχει ο κύριος κινητήρας, τότε η υπόλοιπη ποσότητα μπορεί να αγοραστεί από το δίκτυο. Αντίστοιχα, η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να πωληθεί σε ηλεκτρική εταιρία.
- Κάλυψη του Ηλεκτρικού Φορτίου (Electricity Match). Κάθε χρονική στιγμή η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι ίση με το ηλεκτρικό φορτίο. Εάν η συμπαραγόμενη θερμότητα είναι μικρότερη από το θερμικό φορτίο ένας βοηθητικός λέβητας υποβοηθά στην κάλυψη των αναγκών, ενώ εάν είναι μεγαλύτερη η πλεονάζουσα θερμότητα απορρίπτεται στο περιβάλλον μέσω συσκευών ψύξης ή μέσω των καυσαερίων και εάν το επιτρέπουν οι συνθήκες, η πλεονάζουσα θερμική ενέργεια μπορεί να πωληθεί σε γειτονικούς πελάτες.
- Κάλυψη του Ηλεκτρικού Φορτίου Βάσης. Σε αυτήν τη διάταξη, η μονάδα ΣΗΘ διαστασιολογείται ώστε να ικανοποιεί την ελάχιστη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας της εγκατάστασης, βάσει της καμπύλης των ιστορικών αναγκών. Οι υπόλοιπες ανάγκες σε ηλεκτρισμό καλύπτονται από το δίκτυο. Οι θερμικές ανάγκες της εγκατάστασης θα μπορούσαν να καλυφθούν από το σύστημα ΣΗΘ μόνο ή με πρόσθετους λέβητες. Εάν η θερμική ενέργεια που παράγεται σύμφωνα με το ηλεκτρικό φορτίο βάσης υπερβαίνει τις απαιτήσεις της εγκατάστασης, και εάν το επιτρέπουν οι συνθήκες, η πλεονάζουσα θερμική ενέργεια μπορεί να πωληθεί σε γειτονικούς πελάτες.
- Μεικτός Τρόπος. Σε ορισμένες χρονικές περιόδους ακολουθείται ο τρόπος κάλυψης του θερμικού φορτίου, ενώ σε άλλες περιόδους ακολουθείται ο τρόπος κάλυψης του ηλεκτρικού φορτίου. Η απόφαση βασίζεται στην εκτίμηση παραμέτρων όπως είναι τα επίπεδα των φορτίων, η τιμή των καυσίμων και το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας κατά την συγκεκριμένη ημέρα και ώρα.
- Αυτόνομη Λειτουργία. Υφίσταται πλήρης κάλυψη των ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή χωρίς σύνδεση με το δίκτυο. Αυτός ο τρόπος απαιτεί να διαθέτει το σύστημα ηλεκτρική και θερμική δυναμικότητα εφεδρείας, έτσι ώστε στην περίπτωση που μια μονάδα τεθεί εκτός λειτουργίας για οποιοδήποτε λόγο, οι υπόλοιπες μονάδες να είναι σε θέση να καλύψουν το ηλεκτρικό και το θερμικό φορτίο. Αυτή είναι και η πιο δαπανηρή στρατηγική, τουλάχιστον από την άποψη του αρχικού κόστους του συστήματος.

Γενικά, η λειτουργία κάλυψης του θερμικού φορτίου οδηγεί στον υψηλότερο βαθμό αξιοποίησης του καυσίμου και ίσως στην καλύτερη οικονομική απόδοση του συστήματος ΣΗΘ, τόσο στο βιομηχανικό όσο και στον κτιριακό τομέα. Στον τομέα των εταιριών ηλεκτροπαραγωγής, ο τρόπος λειτουργίας εξαρτάται από το συνολικό φορτίο του δικτύου, τη διαθεσιμότητα των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και τις υποχρεώσεις της εταιρίας προς τους πελάτες της, όσον αφορά την τροφοδοσία τους με ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα. Κάθε εφαρμογή έχει τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της. Υπάρχει μια πληθώρα συστημάτων ΣΗΘ (ανάλογα με τον τύπο της τεχνολογίας, το μέγεθος, τη διαμόρφωση), ενώ η σχεδίαση ενός συστήματος ΣΗΘ μπορεί να προσαρμοστεί στις ανάγκες του χρήστη και έχει επιπτώσεις στους δυνατούς τρόπους λειτουργίας του και το αντίστροφο. Εξάλλου, κατά τη διάρκεια λειτουργίας του συστήματος μπορεί να μεταβάλλονται οι διάφορες τεχνικές και οικονομικές παράμετροι με την ημέρα και τη χρονική στιγμή. Όλες αυτές οι πτυχές καθιστούν αναγκαία τη λήψη αποφάσεων όχι βάσει γενικών κανόνων μόνο, αλλά με τη χρήση συστηματικών διαδικασιών βελτιστοποίησης που βασίζονται στο μαθηματικό προγραμματισμό, τόσο για το σχεδιασμό όσο

και για τη λειτουργία του συστήματος. Για τη λειτουργία των συστημάτων ΣΗΘ, ειδικότερα, διατίθενται συστήματα ελέγχου βασισμένα σε μικροεπεξεργαστές. Αυτά παρέχουν τη δυνατότητα τα διάφορα συστήματα ΣΗΘ να λειτουργούν για την κάλυψη του φορτίου βάσης, να παρακολουθούν τα ηλεκτρικά ή τα θερμικά φορτία, είτε να λειτουργούν κατά ένα οικονομικοτεχνικά βέλτιστο τρόπο (τρόπος μικτής κάλυψης). Στην τελευταία περίπτωση, ο μικροεπεξεργαστής μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την επίβλεψη της απόδοσης του συστήματος ΣΗΘ, περιλαμβανόμενων, [117]:

- Του βαθμού απόδοσης του συστήματος και του ποσού της διαθέσιμης ωφέλιμης θερμότητας,
- Των ηλεκτρικών και των θερμικών αναγκών του χρήστη,
- Της ποσότητας της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας που πρέπει να αποδοθεί στο δίκτυο, και του ποσού της θερμότητας που πρέπει να απορριφθεί στο περιβάλλον,
- Του κόστους της αγοραζόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και της αξίας των πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας, δεδομένου ότι αυτά μπορεί να μεταβάλλονται, ανάλογα με την ώρα της ημέρας, την ημέρα της εβδομάδας, ή την εποχή.

Με βάση τα δεδομένα αυτά, ο μικροεπεξεργαστής μπορεί να καθορίσει ποιος τρόπος λειτουργίας είναι ο πιο οικονομικός, ακόμη και το κατά πόσο η μονάδα πρέπει να διακόψει τη λειτουργία της. Επιπλέον, με την παρακολούθηση των παραμέτρων λειτουργίας, όπως είναι η απόδοση, οι ώρες λειτουργίας, η θερμοκρασία των καυσαερίων, οι θερμοκρασίες του νερού ψύξης, κ.λπ., ο μικρό-επεξεργαστής μπορεί να βοηθήσει στον προγραμματισμό της συντήρησης του συστήματος. Εάν το σύστημα λειτουργεί χωρίς άμεση επίβλεψη, ο μικροεπεξεργαστής μπορεί να συνδεθεί μέσω τηλεφωνικής γραμμής με ένα κέντρο τηλεπαρακολούθησης, όπου η ανάλυση των δεδομένων μέσω Η/Υ μπορεί να προειδοποιήσει το εξειδικευμένο προσωπικό για μία επικείμενη ανάγκη προγραμματισμένης ή μη συντήρησης. Επιπλέον, ως τμήμα ενός συστήματος καταγραφής δεδομένων, ο μικροεπεξεργαστής μπορεί να συντάσσει εκθέσεις για την τεχνική και την οικονομική απόδοση του συστήματος.

Κατά τη σχεδίαση ενός συστήματος ΣΗΘ θα πρέπει να δοθεί προσοχή στον ορισμό των συνθηκών περιβάλλοντος που θα χρησιμοποιηθούν για τον χαρακτηρισμό του συστήματος. Για παράδειγμα σε ψυχρά κλίματα η θερμοκρασία εξαγωγής των καυσαερίων του αεριοστρόβιλου είναι σημαντικά μειωμένη με άμεση συνέπεια την απώλεια ποσοστού ατμοπαραγωγής και αυτό μπορεί να οδηγήσει στην απαίτηση για συμπληρωματική καύση. Αν ο σχεδιασμός βασίζεται σε συνθήκες μίας αντιπροσωπευτικής ημέρας, τότε δεν θα μπορεί να ικανοποιήσει τις απαιτήσεις σε μία πολύ κρύα ημέρα. Ο καθορισμός ισχύος του συστήματος ΣΗΘ πρέπει να λάβει υπόψη του εποχιακές μεταβολές θερμοκρασίας και να σιγουρευτεί ότι μπορούν να ικανοποιηθούν οι κρίσιμες συνθήκες.

2.5. ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΗΘ

Η ενεργειακή συμπεριφορά των συστημάτων ΣΗΘ περιγράφεται με ορισμένους χαρακτηριστικούς δείκτες, [116], [117].

Ο Συντελεστής Μηχανικής Απόδοσης του Κύριου Κινητήρα (Prime Mover), n_m (αεριοστρόβιλος, ατμοστρόβιλος κ.α.) δίνεται από τη σχέση:

$$n_m = \frac{UW_m}{HI} = \frac{UW_m}{\dot{m}_f \cdot FCV} \quad (2.5.a)$$

όπου UW_m και HI είναι αντίστοιχα η *Ωφέλιμη Μηχανική Ισχύς* (στον άξονα) που παράγει και η *Θερμική Ισχύς του Καυσίμου* που καταναλώνει η κύρια μηχανή. Σαν περίοδος αναφοράς όλων των μεγεθών συνήθως θεωρείται το ένα έτος. Επίσης, όπου $\dot{m}_f$ είναι η *Παροχή Μάζας του Καυσίμου* και FCV η *Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη* του.

Ομοίως, ο Συντελεστής Ηλεκτρικής Απόδοσης, n_e του κύριου κινητήρα, είναι:

$$n_e = \frac{UW_e}{HI} = \frac{UW_e}{\dot{m}_f \cdot FCV} \quad (2.5.β)$$

όπου UW_e είναι η *Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ισχύος* του συστήματος (δηλαδή αφαιρείται από την ηλεκτρική ισχύ της γεννήτριας, η ηλεκτρική ισχύ που καταναλώνει ο βοηθητικός εξοπλισμός).

Ο Συντελεστής Θερμικής Απόδοσης του ΣΗΘ, n_q είναι:

$$n_q = \frac{\dot{Q}}{HI} = \frac{\dot{Q}}{\dot{m}_f \cdot FCV} \quad (2.5.γ)$$

όπου $\dot{Q}$ είναι η *Ωφέλιμη Θερμική Ισχύς* του συστήματος ΣΗΘ.

Ο Ολικός Θερμικός Συντελεστής Απόδοσης του συστήματος ΣΗΘ, δίνεται από τον τύπο:

$$n_{ΣΗΘ} = n_e + n_q = \frac{UW_e + \dot{Q}}{HI} = \frac{UW_e + \dot{Q}}{\dot{m}_f \cdot FCV} \quad (2.5.δ)$$

Επειδή η ποιότητα της θερμικής ισχύος είναι χαμηλότερη από αυτήν της ηλεκτρικής ισχύος, ενώ ελαττώνεται και με την θερμοκρασία στην οποία είναι διαθέσιμη, μια θερμοδυναμικά ακριβέστερη αξιολόγηση και μια δικαιότερη σύγκριση μεταξύ των συστημάτων μπορεί να γίνει βάσει των εξεργειακών βαθμών απόδοσης. Έτσι, ο *Εξεργειακός Θερμικός Βαθμός Απόδοσης*, ζ_q δίνεται από την σχέση:

$$\zeta_q = \frac{\dot{E}_q}{\dot{E}_f} = \frac{\dot{E}_q}{\dot{m}_f \cdot \varepsilon_f} \quad (2.5.ε)$$

όπου $\dot{E}_q$ είναι η *Ροή Ενέργειας που αντιστοιχεί στη Θερμική Ισχύ*, $\dot{E}_f$ είναι η *Ροή Ενέργειας του Καυσίμου* και ε_f η *Ειδική Εξέργεια του Καυσίμου*.

Οπότε, ο *Ολικός Εξεργειακός Συντελεστής Απόδοσης* του συστήματος ΣΗΘ, ζ δίνεται από τον τύπο:

$$\zeta = n_e + \zeta_q = \frac{UW_e + \dot{E}_q}{\dot{E}_f} \quad (2.5.στ)$$

Ο *Λόγος της Ωφέλιμης Ηλεκτρικής Ισχύος προς την Παραγόμενη Θερμική Ισχύ (Power Heat Ratio, PHR)*, ορίζεται ως εξής:

$$PHR = \frac{UW_e}{\dot{Q}} \quad (2.5.ζ)$$

Ο *Λόγος της Παραγόμενης Θερμικής Ισχύος προς την Ωφέλιμη Ηλεκτρική Ισχύ (Heat Power Ratio, HPR)* ισούται με το αντίστροφο του PHR. Πρέπει να αναφερθεί ότι, σε κάθε συγκεκριμένη εφαρμογή ο PHR, αποτελεί έναν από τους κύριους παράγοντες για την επιλογή ενός συστήματος ΣΗΘ.

Μπορεί να αποδειχθεί ότι:

$$n_{\Sigma\Theta} = n_e \cdot \left(1 + \frac{1}{PHR}\right) \text{ και } PHR = \frac{n_e}{n_q} \quad (2.5.η)$$

Τέλος, ορίζεται ο *Λόγος Εξοικονόμησης Ενέργειας Καυσίμου, (Fuel Energy Savings Ratio, FESR)*:

$$FESR = \frac{HI_s - HI_c}{HI_s} \quad (2.5.θ)$$

όπου HI_s είναι η *Ολική Θερμική Ισχύς του Καυσίμου που απαιτείται για ξεχωριστή παραγωγή* UW_e και $\dot{Q}$, ενώ HI_c είναι η *Ολική Θερμική Ισχύς του Καυσίμου που απαιτείται ώστε το σύστημα ΣΗΘ να παράγει τις ίδιες* UW_e και $\dot{Q}$ με την ξεχωριστή παραγωγή. Είναι φανερό πως για να είναι ένα σύστημα ΣΗΘ προτιμητέο πρέπει $FESR > 0$. Στο σχήμα 2.5.α παρουσιάζονται τα μεγέθη PHR και FESR για διάφορες τεχνολογίες ΣΗΘ.

Εάν θεωρηθεί ότι το σύστημα ΣΗΘ αντικαθιστά ξεχωριστές μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με βαθμούς απόδοσης n_e και n_q αντίστοιχα, τότε αποδεικνύεται ότι:

$$FESR = 1 - \frac{PHR+1}{n_{\Sigma\Theta} \cdot \left(\frac{PHR}{n_e} + \frac{1}{n_q}\right)} \quad (2.5.ι)$$

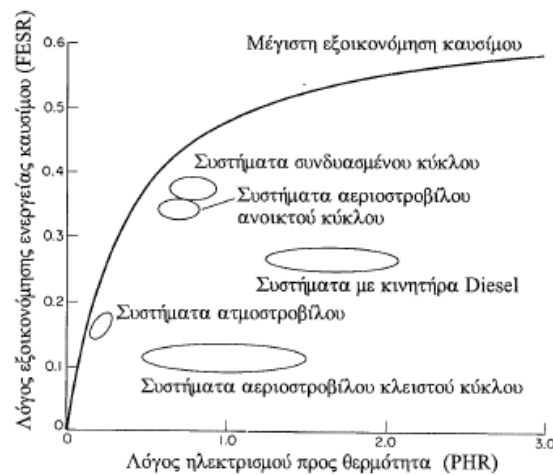
Αριθμητικό Παράδειγμα

Σύστημα ΣΗΘ με ολικό βαθμό απόδοσης $n_{\Sigma\Theta}=80\%$ και λόγο ηλεκτρισμού προς θερμότητα ίσο με $PHR=0,6$ αντικαθιστά συμβατικό σταθμό ηλεκτροπαραγωγής βαθμού απόδοσης $n_e=35\%$ και λέβητα βαθμού απόδοσης $n_q=80\%$. Τότε, η σχέση (2.5.ι), δίνει λόγο εξοικονόμησης καυσίμου $FESR=0,325$, δηλαδή η συμπαραγωγή μειώνει την κατανάλωση καυσίμου κατά 32,5%.

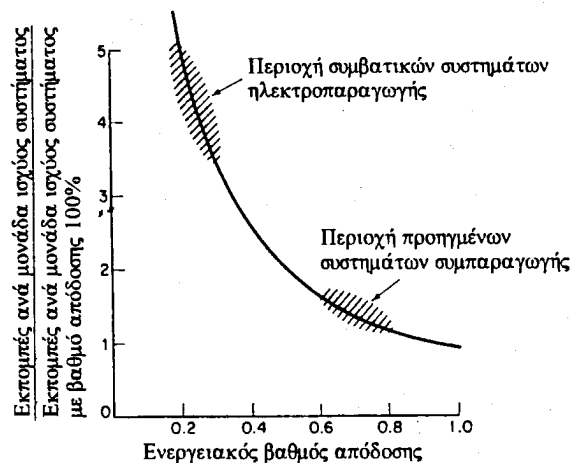
Επιπλέον, οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις είναι ένας βασικός παράγοντας για την επιλογή του κατάλληλου συστήματος ενέργειας. Μια απλουστευμένη προσέγγιση, μεταξύ άλλων ποιο εξελιγμένων, [119], [120], βασίζεται στον υπολογισμό των ισοδύναμων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα των εξεταζόμενων συστημάτων ενέργειας. Η σύγκριση στη συνέχεια βασίζεται στις ισοδύναμες εκπομπές CO_2 που αποφεύγονται, ΔCO_2 , οι οποίες ορίζονται ως εξής:

$$\Delta CO_2 = \frac{CO_{2,CS} - CO_{2,AS}}{CO_{2,CS}} \quad (2.5.κ)$$

όπου ο δείκτης CS αναφέρεται σε συμβατική λύση (π.χ. ηλεκτρικό δίκτυο) και ο δείκτης AS σε εναλλακτικό σύστημα (π.χ. ΣΗΘ). Στην παραπάνω σχέση χρησιμοποιούνται οι τυπικοί συντελεστές εκπομπής για την εξεταζόμενη π.χ. χώρα. Δηλαδή, η σχέση 2.5.κ λαμβάνει υπόψη όλες τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου που οφείλονται στην κατανάλωση ενέργειας, είτε άμεσα λόγω της καύσης καυσίμων ή έμμεσα μέσω της καύσης καυσίμων που συνδέεται με τη χρήση ηλεκτρισμού και θερμότητας/ψύξης. Οι συντελεστές εκπομπής βασίζονται αποκλειστικά στην περιεκτικότητα σε άνθρακα του κάθε καυσίμου, σύμφωνα με το πλαίσιο του πρωτοκόλλου του Κιότο. Επιπλέον, οι εκπομπές CO_2 από την αειφόρο χρήση βιομάζας/βιοκαυσίμων, καθώς και οι εκπομπές της πιστοποιημένης πράσινης ηλεκτρικής ενέργειας, θεωρούνται ότι είναι μηδέν. Σε κάθε περίπτωση οι εκπομπές από τα συστήματα ΣΗΘ είναι εμφανώς μειωμένες, σχήμα 2.5.β. Χάρη στην αποδοτικότερη εκμετάλλευση του καυσίμου, η ΣΗΘ συντελεί σε άμεση μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων (>20%) με την προϋπόθεση ότι το καύσιμο που χρησιμοποιείται δεν είναι κατώτερης ποιότητας από εκείνο της ξεχωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας.



Σχήμα 2.5.α. Περιοχές Τιμών Λόγου Ηλεκτρισμού Προς Θερμότητα (PHR) Και Λόγου Εξοικονόμησης Καυσίμου (FESR) Διαφόρων Συστημάτων ΣΗΘ (Belding, 1982).



Σχήμα 2.5.β. Εκπομπή Χημικών Ρύπων Ως Συνάρτηση Του Βαθμού Απόδοσης, [106].

Η απόδοση ενός συστήματος εξαρτάται από το φορτίο και από τις περιβαλλοντικές συνθήκες. Από την άλλη, ο βαθμός χρησιμοποίησης των παραγόμενων ενεργειακών μορφών επηρεάζεται από την αρχική επιλογή (σχεδιασμός) του συστήματος, τη στρατηγική της μονάδας ΣΗΘ (λειτουργικός έλεγχος) και τη σύμπτωση μεταξύ της παραγωγής και χρήσης των ωφέλιμων ενεργειακών μορφών. Για τους λόγους αυτούς, οι ολοκληρωτικοί δείκτες για μία χρονική περίοδο, π.χ. οι ετήσιοι δείκτες, είναι συχνά σημαντικότεροι από τους στιγμιαίους ή τους ονομαστικούς, δεδομένου ότι είναι περισσότερο αντιπροσωπευτικοί της πραγματικής απόδοσης του συστήματος. Επιπλέον, υπάρχουν νομικά ζητήματα που καθιστούν σημαντικές τις ολοκληρωτικές τιμές των δεικτών.

2.6. ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΣΗΘ

Πριν την πραγματοποίηση μίας επένδυσης με βάση την ΣΗΘ, πρέπει να προηγηθούν συγκεκριμένα βήματα που τελικό σκοπό έχουν να αναδείξουν την ελκυστικότητα ή μη ενός τέτοιου εγχειρήματος. Έτσι:

1^ο Βήμα

Καταγραφή των ενεργειακών αναγκών στη διάρκεια του έτους, αλλά και για τα τελευταία τρία έτη τουλάχιστον. Η καταγραφή αυτή πρέπει να είναι όσο το δυνατόν λεπτομερής και αξιόπιστη. Επιθυμητό είναι να αφορά την ημερήσια κατανάλωση, αλλά τα στοιχεία θεωρούνται ικανοποιητικά όταν έχουν μηνιαία βάση.

2^ο Βήμα

Παρακολούθηση και καταγραφή των χαρακτηριστικών (τεχνικών και οικονομικών) των προηγούμενων συμβατικών λύσεων - εάν η νέα επένδυση πρόκειται να αντικαταστήσει κάποια παλιά τεχνολογία - που κάλυπταν τις ενεργειακές ανάγκες.

3^ο Βήμα

Επιλογή της πιο κατάλληλης τεχνολογίας ΣΗΘ και προσομοίωση (τεχνικά χαρακτηριστικά και επιδόσεις) της λειτουργίας της για διαφορετικά σενάρια.

4^ο Βήμα

Συγκέντρωση και εκτίμηση των οικονομικών στοιχείων (κόστος κτήσης και λειτουργικό) που αφορούν την προτεινόμενη επένδυση. Σημαντική θεωρείται - εκτός από το κόστος των διατάξεων και μηχανημάτων που απαιτεί η νέα τεχνολογία συμπαραγωγής - και η γνώση της οικονομικής επιβάρυνσης, λόγω εκπομπών ρύπων αλλά και της δυνητικής κρατικής επιδότησης.

5^ο Βήμα

Τα επενδυτικά σενάρια, όπως διαμορφώνονται παραπάνω, αξιολογούνται και συγκρίνονται με την παρούσα κατάσταση (συμβατική λύση), με την βοήθεια τεσσάρων οικονομικών εργαλείων – Μέθοδος Αξιολόγησης Επενδύσεων, [116], [121]: Καθαρής Παρούσας Αξίας (Net Present Value, NPV), Απόδοσης της Επένδυσης (Return Of Investment, ROI), Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR) και Περιόδου Αποπληρωμής σε Έτη (Payback Period, PBP). Κάθε μία από τις παραπάνω μεθόδους έχει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Γενικά, πιο αξιόπιστα αποτελέσματα δίνει η μέθοδος της Καθαρής Παρούσας Αξίας, NPV. Η συνήθης χρονική περίοδος αξιολόγησης είναι για N=15 ή 20 έτη.

2.7. ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΤΡΙΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Η Τρι-παραγωγή ενέργειας (tri-generation), δηλαδή η παραγωγή τριών μορφών ενέργειας από μια εγκατάσταση: ηλεκτρικής ενέργειας, θερμότητας και ψύξης διευρύνει σημαντικά το χρόνο λειτουργίας της μονάδας καθιστώντας την ιδιαίτερα ελκυστική και για τις «θερμές» χώρες. Αποτελεί στην ουσία εξέλιξη της ΣΗΘ και πρακτικά, πραγματοποιείται με την προσθήκη Ψυκτών Απορρόφησης (Absorption Chillers) σε μια μονάδα ΣΗΘ, οι οποίοι μετατρέπουν τη θερμότητα σε ψύξη, με βαθμό απόδοσης που κυμαίνεται μεταξύ 0,6 και 0,8 για Ψύκτες ενός Σταδίου (single effect), ενώ μπορεί να φτάσει και το 1,6 για Ψύκτες δυο Σταδίων (Double Effect).

Στον συμβατικό κύκλο ψύξης συμπίεσης, η ψύξη παράγεται στον εξατμιστή, όπου το ψυκτικό μέσο εξατμίζεται και θερμότητα μεταφέρεται στον συμπακνωτή όπου και το μέσο συμπακνώνεται. Η απαιτούμενη ενέργεια για την μεταφορά θερμότητας από χαμηλότερη προς υψηλότερη θερμοκρασία, παρέχεται από τον συμπίεστη. Στον κύκλο ψύξης με απορρόφηση, η συμπίεση του ατμοποιημένου ψυκτικού μέσου πραγματοποιείται στον απορροφητή, στην αντλία και την γεννήτρια, αντί για μηχανική συμπίεση. Ο ατμός που παράγεται στον εξατμιστή απορροφάται από το υγρό μέσο απορρόφησης στον απορροφητή, το οποίο στη συνέχεια αντλείται στην γεννήτρια από όπου το ψυκτικό μέσο απελευθερώνεται ως ατμός και εν συνεχεία συμπακνώνεται. Το αναγεννημένο ισχυρό διάλυμα του μέσου απορρόφησης οδηγείται πάλι στον απορροφητή για να ανακτήσει και πάλι το ψυκτικό μέσο. Θερμότητα παρέχεται στην γεννήτρια σε σχετικά υψηλή θερμοκρασία και απορρίπτεται από τον απορροφητή σε χαμηλή θερμοκρασία.

Στον κύκλο απορρόφησης, η ψύξη επιτυγχάνεται με την χρήση δυο υγρών, ένα Ψυκτικό Μέσο (Refrigerant) το οποίο στη διαδικασία του κύκλου συμπακνώνεται και εξατμίζεται παίρνοντας θερμότητα από την ουσία προς ψύξη (νερό ή αέρας του δικτύου κλιματισμού), και ενός Απορροφητή (Absorbent Material) που απορροφά το ψυκτικό μέσο, ενώ το διάλυμα πλέον αντλείται στη γεννήτρια για να επαναληφθεί ο κύκλος.

Η τρι-παραγωγή συνεπάγεται και την προσθήκη του κόστους του εξοπλισμού που σχετίζεται με την παραγωγή ψύξης, το οποίο ανέρχεται περίπου στο 4,5% του συνολικού ύψους της επένδυσης.

Έστω ένα σύστημα με δεδομένες ενεργειακές ανάγκες για ηλεκτρισμό, θέρμανση και ψύξη. Μία μονάδα τρι-παραγωγής παράγει αντίστοιχα ηλεκτρισμό, θερμότητα και ψύξη. Η αναλογία του ηλεκτρισμού προς τη θερμότητα-ψύξη, H/(ΘΨ) είναι δεδομένη και χαρακτηρίζει κάθε μονάδας. Η κάλυψη ακριβώς και κάθε χρονική στιγμή όλων των φορτίων από την μονάδα δεν είναι εφικτή καθώς ο λόγος H/(ΘΨ) είναι σταθερός, ενώ ο λόγος των ενεργειακών απαιτήσεων όχι. Η περίσσεια ή το έλλειμμα ηλεκτρισμού που προκύπτει καλύπτεται από την αγορά ή πώληση ενέργειας από ή προς το δίκτυο αντίστοιχα. Το έλλειμμα θερμότητας καλύπτεται από ένα βοηθητικό λέβητα, ενώ η περίσσεια θερμότητας είτε καλύπτει τα ψυκτικά φορτία μέσω ενός ψύκτη απορρόφησης είτε απορρίπτεται στο περιβάλλον είτε αποθηκεύεται σε ένα δοχείο αδρανείας. Όταν οι ανάγκες για ψύξη δεν καλύπτονται από τον ψύκτη απορρόφησης χρησιμοποιείται συμβατικό ηλεκτρικό σύστημα ψύξης. Είναι φανερό ότι η πολυπλοκότητα ενός τέτοιου συστήματος κάνει δυσκολότερο το σχεδιασμό του, δηλαδή την επιλογή του κατάλληλου τύπου και μεγέθους της μονάδας,

καθώς και τον καθορισμό του τρόπου λειτουργίας της. Οι μονάδες τρι-παραγωγής συνήθως λειτουργούν με στρατηγική πλήρους κάλυψης των φορτίων βάσης ή πλήρους κάλυψης των ηλεκτρικών φορτίων.

Περισσότερα για την τριπαραγωγή και ειδικότερα την μικρό-τριπαραγωγή μπορεί κανείς να αντλήσει από την αναφορά, [122].

2.8. ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΣΗΘ ΚΑΙ ΤΡΙΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Η ΣΗΘ δεν αποτελεί μια συγκεκριμένη τεχνολογία αλλά περισσότερο μια εφαρμογή τεχνολογιών για την κάλυψη των αναγκών θέρμανσης ή/και ψύξης, καθώς και για μηχανική ή/και ηλεκτρική ενέργεια των τελικών καταναλωτών. Υπάρχουν τέσσερις κύριοι τομείς εφαρμογής της ΣΗΘ:

Βιομηχανικός Τομέας (βιομηχανίες χημικών διεργασιών, τροφίμων κ.α.). Στον βιομηχανικό τομέα, πολλές διεργασίες απαιτούν θερμότητα/ψύξη παράλληλα με τις ανάγκες για ηλεκτρισμό.

Εμπορικός - Κτιριακός Τομέας. Στον τομέα αυτό ανήκουν τα αεροδρόμια, νοσοκομεία, ξενοδοχεία, πολυκατοικίες, κτίρια γραφείων, εμπορικά κέντρα, πανεπιστημιακά *campus* κ.λπ. Η ΣΗΘ καλύπτει τις ανάγκες σε ηλεκτρισμό και θερμότητα των κτιρίων (θέρμανση/κλιματισμό χώρων, θερμό νερό χρήσης, κλιβανοί, ψυγεία κ.λπ.)

Εθνικό Σύστημα Ηλεκτρισμού. Σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής μπορούν να μετατραπούν σε συμπαραγωγικούς σταθμούς και να καλύψουν τις θερμικές/ψυκτικές ανάγκες νησιών, πόλεων ή οικισμών, βιομηχανιών, μονάδων ασφάλτωσης νερού, θερμοκηπίων, ιχθυοκαλλιεργειών, κ.λπ. που βρίσκονται στην περιοχή τους. Η απόσταση των καταναλωτών θερμότητας/ψύξης από τον σταθμό και η διασπορά τους είναι κρίσιμης σημασίας για την σκοπιμότητα της όλης εγκατάστασης. Ειδικότερα για τη θέρμανση ή κλιματισμό πόλεων, γνωστή με τον όρο *Τηλεθέρμανση/Τηλεψύξη (District Heating and Cooling, DHC)*, επιπλέον της απόστασης και διασποράς, έχει σημασία η ετήσια διακύμανση της θερμοκρασίας περιβάλλοντος και η εποχικότητα του πληθυσμού αναφοράς, παράγοντες που τελικά καθορίζουν την απαιτούμενη θερμική ισχύ. Στις περισσότερες περιπτώσεις η οικονομική απόσταση μεταφοράς δεν ξεπερνά τα 10km, ενώ πολύ σπάνια μπορεί να φθάσει μέχρι τα 30km.

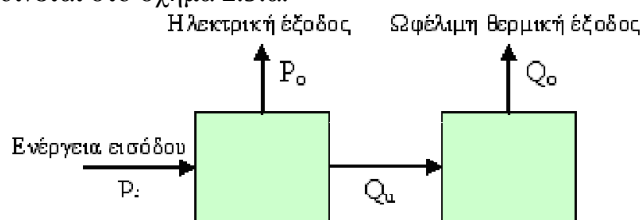
Αγροτικός Τομέας. Η ΣΗΘ δεν είναι πολύ διαδεδομένη στον αγροτικό τομέα, η εφαρμογή της όμως μπορεί να εξοικονομήσει καύσιμα και να έχει θετικές οικονομικές επιπτώσεις σε αγροτικές κοινότητες. Υπολείμματα αγροτικών διεργασιών μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως καύσιμο. Αιθανόλη παράγεται από ανανεώσιμη βιομάζα (πχ κόκκους, σακχαροκάλαμο, κ.λπ.) και είναι καύσιμο κατάλληλο για κινητήρες Otto. Η ανακτώμενη θερμότητα χρησιμοποιείται για ξήρανση γεωργικών προϊόντων, θέρμανση θερμοκηπίων, κ.λπ.

Γενικά, η ΣΗΘ/Τρι-παραγωγή είναι ευνοϊκή για εφαρμογές που λειτουργούν καθόλη τη διάρκεια του 24ώρου, ολόκληρο το χρόνο και έχει σημαντικά ελάχιστα φορτία ηλεκτρισμού και θερμότητας/ψύξης. Ενδείκνυται, επομένως, για καταναλωτές μεγάλων και σχετικά σταθερών ποσοτήτων ηλεκτρικής και θερμικής/ψυκτικής ενέργειας.

2.9. ΜΕΛΕΤΗ ΣΥΜΠΕΡΙΦΟΡΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΗΘ ΛΟΓΩ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΒΑΣΙΚΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ – Η ΣΗΜΑΣΙΑ ΤΟΥ HPR

Σε έναν σταθμό ΣΗΘ, τα θερμικά και ηλεκτρικά φορτία καθορίζονται αμοιβαία, είναι δηλαδή μεγέθη αλληλοεξαρτώμενα. Συνεπώς, μια περαιτέρω εξέταση της συμπεριφοράς αυτών των συστημάτων για ένα εύρος τιμών επιθυμητής ενέργειας εξόδου, διαφόρων τιμών του μεγέθους HPR και για διαφορετικά κλάσματα του ηλεκτρικού φορτίου εξόδου (υπό μορφή γραφημάτων και συναρτήσεων), καθίσταται αναγκαία. Τέτοιου είδους πληροφορίες οδηγούν στη βέλτιστη επιλογή των χαρακτηριστικών του σταθμού καθώς και στην πλήρη εκμετάλλευση των δυνατοτήτων του, [123], [124].

Η παρακάτω μελέτη αφορά σύστημα ΣΗΘ-Κύκλου “Κορυφής” με το απλοποιημένο σχηματικό διάγραμμα του σταθμού να δίνεται στο σχήμα 2.9.α.



Σχήμα 2.9.α. Απλοποιημένο Σχηματικό Διάγραμμα Συστήματος ΣΗΘ Σε Διάταξη Κύκλου “Κορυφής”.

Αν ορίσουμε τα παρακάτω μεγέθη:

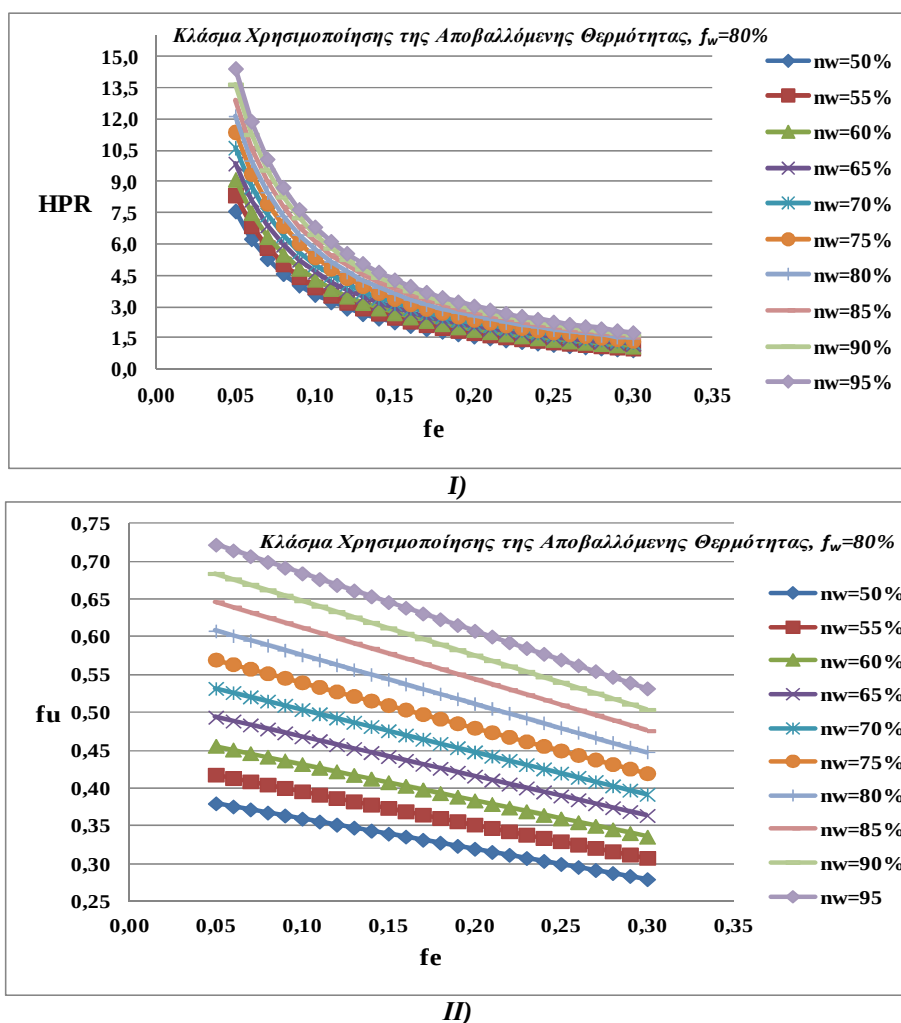
- P_m : Μηχανική Έξοδος του Κινητήριου Συστήματος (μείωση της P_i λόγω απωλειών),
- Q_u : Ποσότητα Διαθέσιμης Θερμικής Ενέργειας προς Χρήση. Λόγω απωλειών στο λέβητα, στον κινητήρα, στη γεννήτρια, μόνο ένα ποσοστό αυτής μπορεί να χρησιμοποιηθεί, π.χ. το 80%,
- Κλάσμα Ηλεκτρικής Ισχύος Εξόδου (Ηλεκτρική Απόδοση), $f_e = P_o/P_i$,
- Κλάσμα Θερμικής Ενέργειας, $f_t = (P_i - P_o)/P_i$,
- Κλάσμα Χρησιμοποίησης της Αποβαλλόμενης Θερμότητας, $f_w = Q_u/(P_i - P_o)$,
- Κλάσμα Ωφέλιμης Θερμικής Ενέργειας Εξόδου (Θερμική Απόδοση), $f_u = Q_o/P_i$,
- Απόδοση Μετατροπής Αποβαλλόμενης Θερμότητας, $n_w = Q_o/Q_u$,
- Απόδοση Κινητήριου Συστήματος, $n_p = P_m/P_i$,
- Απόδοση Γεννήτριας, $n_g = P_o/P_m$,
- Συνολική Απόδοση, $n_0 = f_u + f_e = n_w f_w + f_e(1 - n_w f_w)$.

εύκολα αποδεικνύονται οι ακόλουθες σχέσεις:

$$f_e + f_t = 1, \quad n_p n_g = f_e, \quad n_w f_w f_t = f_u, \quad n_w f_w (1 - f_e) = n_0 - f_e = HPR \cdot f_e \quad (2.9.a)$$

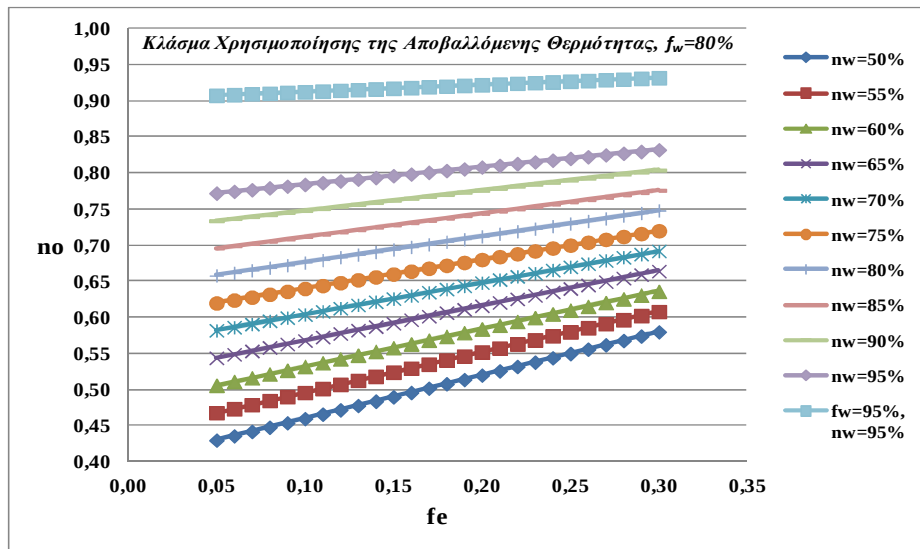
$$f_e = n_0 / (HPR + 1) = n_w f_w / (n_w f_w + HPR), \quad f_u = n_0 [1 - 1 / (1 + HPR)] \quad (2.9.b)$$

Στο σχήμα 2.9.β παρουσιάζεται η μεταβολή του λόγου HPR και της θερμικής απόδοσης συναρτήσει του κλάσματος της ηλεκτρικής ενέργειας εξόδου για απόδοση χρησιμοποίησης της αποβαλλόμενης θερμότητας ίση με 80%. Μπορεί να παρατηρηθεί ότι η τιμή του λόγου HPR μειώνεται καθώς η τιμή του κλάσματος της ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται. Επίσης, καθώς αυξάνεται η ηλεκτρική απόδοση εξόδου μειώνεται η θερμική απόδοση σε μικρότερο, όμως, βαθμό.



Σχήμα 2.9.β. I) Μεταβολή Του HPR Συναρτήσει Του Κλάσματος Της Ηλεκτρικής Ενέργειας Εξόδου Καθώς Μεταβάλλεται Η Απόδοση Μετατροπής Της Αποβαλλόμενης Θερμότητας, II) Μεταβολή Της Θερμικής Απόδοσης Συναρτήσει Του Κλάσματος Της Ηλεκτρικής Ενέργειας Εξόδου Καθώς Μεταβάλλεται Η Απόδοση Μετατροπής Της Αποβαλλόμενης Θερμότητας.

Τέλος στο σχήμα 2.9.γ παρουσιάζεται η μεταβολή της συνολικής απόδοσης συναρτήσει του κλάσματος της ηλεκτρικής ενέργειας εξόδου για απόδοση χρησιμοποίησης της αποβαλλόμενης θερμότητας ίση με 80%.



Σχήμα 2.9.γ. Μεταβολή της Συνολικής Απόδοσης Συναρτήσει Του Κλάσματος της Ηλεκτρικής Ενέργειας Εξόδου, Καθώς Μεταβάλλεται Η Απόδοση Μετατροπής της Αποβαλλόμενης Θερμότητας.

Συμπερασματικά παρατηρούμε ότι, στα ΣΗΘ, καθώς αυξάνεται το κλάσμα της ηλεκτρικής ενέργειας εξόδου, η συνολική απόδοση του συστήματος αυξάνεται. Παρόλα αυτά, η συνολική απόδοση δεν μπορεί να ξεπεράσει το 95% εξαιτίας απωλειών στον λέβητα, το κινητήριο σύστημα και την γεννήτρια. Επιπλέον, αύξηση της τιμής του HPR προκαλεί μείωση του κλάσματος της ηλεκτρικής ενέργειας εξόδου ενώ τέλος, η τιμή του λόγου HPR του κινητήριου συστήματος αυξάνεται καθώς αυξάνεται η απόδοση της χρησιμοποίησης της αποβαλλόμενης θερμότητας και το κλάσμα χρησιμοποίησης θερμότητας.

Πολλές φορές στην προσπάθειά μας να καλύψουμε τις ηλεκτρικές και θερμικές ενεργειακές ανάγκες π.χ. βιομηχανικών διαδικασιών παρατηρούμε ότι οι ζητούμενοι λόγοι HPR_i δεν συμπίπτουν με τους λόγους HPR_s των ΣΗΘ που μπορεί να χρησιμοποιηθούν. Ο κατάλληλος τρόπος για να λειτουργήσει ικανοποιητικά το σύστημα επιλέγεται ανάλογα με τις συγκεκριμένες συνθήκες λειτουργίας και είναι διαφορετικός για κάθε περίπτωση. Στη συνέχεια παρατίθενται πιθανοί τρόποι συνδυασμού για συγκεκριμένες περιπτώσεις. Πρόκειται για μια περαιτέρω συμπλήρωση της παραγράφου 2.4.

i. $HPR_s > HPR_i$

- Στην περίπτωση που, $Q_s = Q_i$ και $P_s < P_i$, όταν δηλαδή το σύστημα ΣΗΘ ικανοποιεί τη ζήτηση θερμότητας αλλά δεν ικανοποιεί την ηλεκτρική ζήτηση, είναι απαραίτητη είτε η εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς να απαιτείται καμία αλλαγή στο υπάρχον σύστημα είτε η αύξηση του λόγου HPR του φορτίου η οποία συνεπάγεται μεταβολή της απαιτούμενης διαδικασίας.
- Στην περίπτωση που, $P_s = P_i$ και $Q_s > Q_i$, όταν δηλαδή το σύστημα ΣΗΘ ικανοποιεί την ηλεκτρική ζήτηση ισχύος αλλά παράλληλα παράγει μεγαλύτερη της επιθυμητής ποσότητα θερμότητας, μία λύση είναι η εξαγωγή της πλεονάζουσας θερμότητας – λύση που δεν συνίσταται σε όλες τις περιπτώσεις. Για το λόγο αυτό συνίσταται η μείωση του λόγου HPR του ΣΗΘ.

ii. $HPR_i > HPR_s$

- Στην περίπτωση που $Q_s = Q_i$ και $P_s > P_i$, όταν δηλαδή το σύστημα ΣΗΘ παράγει την ποσότητα θερμότητας ζήτησης ενώ παράλληλα παράγει ποσότητα ηλεκτρικής ισχύος μεγαλύτερη της ποσότητας της ζήτησης, υπάρχει η δυνατότητα μείωσης του λόγου HPR, λύση που οδηγεί σε υποβάθμιση της ποιότητας και συνεπώς αποφεύγεται. Η λύση που συνίσταται έγκειται στην εξαγωγή της πλεονάζουσας παραγόμενης ισχύος, η οποία δεν απαιτεί καμία αλλαγή του συστήματος.
- Στην περίπτωση που $Q_s < Q_i$ και $P_s = P_i$, όταν δηλαδή παράγεται ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας ίση με την αντίστοιχη της ζήτησης ενώ παράλληλα η ποσότητα της θερμότητας δεν ικανοποιεί την ζήτηση, συνίσταται η εισαγωγή θερμότητας με χρήση αντλίας θερμότητας. Η εναλλακτική λύση βασίζεται στην αύξηση του λόγου HPR του ΣΗΘ, η οποία προκαλεί υποβάθμιση της ποιότητας της θερμοδυναμικής μετατροπής και για τον λόγο αυτό αποφεύγεται.

ΜΕΡΟΣ 1^ο**ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ ΣΤΗ ΧΑΜΗΛΗ ΤΑΣΗ****2.10. ΟΙ ΜΟΝΑΔΕΣ ΜΙΚΡΟ_ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟΝ ΟΙΚΙΑΚΟ ΤΟΜΕΑ**

Διαφορετικοί ορισμοί για τη Μίκρο-Συμπαγωγή, (μ _ΣΗΘ ή micro_ΣΗΘ ή micro_CHP) είναι διαθέσιμοι στην τεχνική και επιστημονική βιβλιογραφία. Η Ευρωπαϊκή Οδηγία για την προώθηση της Συμπαγωγής καθορίζει την τιμή αυτή στα 50kW_{el}, [108]. Άλλοι ερευνητές που μελετούν οικιακές εφαρμογές συστημάτων μ _ΣΗΘ θέτουν ανώτατο όριο τα 5kW_{el}, [125], ή τα 15kW_{el}, [110], [126], [127]. Οι συγγραφείς αυτοί αναφέρουν ότι τα συστήματα αυτά διαφέρουν από τα μεγαλύτερα, σε σχέση με τη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας, τα μοντέλα ιδιοκτησίας και τη συμπεριφορά των καταναλωτών.

Πολλές προσπάθειες έγιναν και συνεχίζονται για την ανάπτυξη συστημάτων μ _ΣΗΘ στον οικιακό τομέα. Τα αποτελέσματα της τεχνικής και οικονομικής σύγκρισης των διάφορων συστημάτων ΣΗΘ δείχνουν ότι ελάχιστες μονάδες είναι κατάλληλες, υπό συγκεκριμένες οικονομικές θεωρήσεις, για χρήση σε μονοκατοικία. Ωστόσο, οι διαφορετικές τεχνολογίες παρουσιάζουν πολλά υποσχόμενα οικονομικά αποτελέσματα εν συγκρίσει με τα συμβατικά συστήματα παραγωγής ενέργειας. Αν και οικονομικά ασύμφορα στην παρούσα φάση, μελλοντικά τα συστήματα μ _ΣΗΘ βασιζόμενα στις Κυψέλες Καυσίμου θεωρούνται επικρατέστερα για χρήση σε μονοκατοικία εφόσον παρουσιάζουν το χαμηλότερο αρχικό θερμικό κόστος καθώς και λιγότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Επιπλέον, των καθαρά οικονομικών παραγόντων, υπάρχουν και άλλοι παράγοντες που παίζουν σοβαρό ρόλο. Σε αυτούς συγκαταλέγονται η αξιοπιστία των συστημάτων, η ευκολία χρήσης ενός συγκεκριμένου συστήματος, καθώς και περιβαλλοντικοί παράγοντες.

Στις αναφορές [122] και [128] υπάρχουν συγκεντρωτικοί πίνακες με τα κυριότερα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά μονάδων ΣΗΘ που ξεκινούν από 1kW_e για να φθάσουν τα 2-3MW_e και που χρησιμοποιούν διαφορετικούς τύπους καυσίμου. Επειδή, το ενδιαφέρον μας επικεντρώνεται στην μ _ΣΗΘ αναφέρουμε ενδεικτικά τις κυριότερες επιτυχημένες προσπάθειες που έχουν γίνει. Συγκεκριμένα, Ιάπωνας κατασκευαστής έχει αναπτύξει ένα σύστημα μ _ΣΗΘ για ένα σπίτι με μέγεθος: 1kW_e, 2,80kW_{th}, συνολικής ενεργειακής απόδοσης, 85%, [129]. Κατά την περίοδο 2003 – 2009, περίπου 86.000 μονάδες πουλήθηκαν μόνο στην Ιαπωνία. Επίσης, Γερμανός κατασκευαστής, ο οποίος μέχρι σήμερα έχει εγκαταστήσει πάνω από 25.000 μονάδες στην Ευρώπη, κατασκεύασε μονάδα μ _ΣΗΘ 5,5kW ηλεκτρικής και 12,5kW θερμικής ισχύος και συνολικής απόδοσης ~90%, ικανή να τροφοδοτηθεί με φυσικό αέριο, υγραέριο, πετρέλαιο ή βιοντίζελ. Με έναν προαιρετικό εναλλάκτη θερμότητας καυσαερίων, η θερμική παραγωγή μπορεί να αυξηθεί σε 13,3kW με συνολική απόδοση ίση με 92%, [130], [131].

Τα ενεργειακά και περιβαλλοντικά οφέλη της μ _ΣΗΘ δεν μπορούν να αμφισβητηθούν, αλλά μερικά εμπόδια, όπως το υψηλό αρχικό κόστος είναι ακόμη πολύ εμφανή. Στην πραγματικότητα, μια δράση στήριξης, η οποία θα επιτρέψει μια σύντομη περίοδο αποπληρωμής είναι αναγκαία. Υπάρχει ένας μεγάλος αριθμός θεμάτων που εμπλέκονται στον καθορισμό των οικονομικών μεταβλητών, περιλαμβανομένου του δημόσιου τομέα και των ιδιωτικών τομέων (επιχειρήσεις διανομής φυσικού αερίου, κατασκευαστές και ούτω καθεξής). Για παράδειγμα, η δυνατότητα άντλησης κεφαλαίων, καθώς και η πώληση του ηλεκτρικού πλεονάσματος στο δίκτυο σε καλή τιμή θα μπορούσε να συμβάλει στη διείσδυσή τους στην αγορά. Επίσης, νομοθετικές πρωτοβουλίες παίζουν ένα βασικό ρόλο στην υποστήριξη πολύ αποδοτικών τεχνολογιών. Περαιτέρω κίνητρα, όπως χαμηλοί φορολογικοί συντελεστές για το φυσικό αέριο, δυνατότητα εμπορίας ρύπων διοξειδίου του άνθρακα, κατά προτεραιότητα έγχυση της παραγωγής τους στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, και οικονομικά μέσα για την υποστήριξη συστημάτων υψηλής ενεργειακής απόδοσης θα μπορούσαν να θεσπιστούν από τις κυβερνήσεις. Γενικά, συμπεραίνεται ότι το κόστος επένδυσης των υπό εξέταση σταθμών μ _ΣΗΘ πρέπει να μειωθεί προκειμένου να επιτευχθεί η προώθησή τους στην αγορά ενέργειας.

Τέλος, η προώθηση αυτών των συστημάτων στις αστικές περιοχές, όπου το πρόβλημα των προτύπων ποιότητας του αέρα είναι πολύ σημαντικό, προϋποθέτει ότι τα αποτελέσματα των τοπικών εκπομπών, οι οποίες εξαρτώνται, πάνω απ' όλα, από το καύσιμο και την τεχνολογία που χρησιμοποιείται, θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη, [132].

Στις παρακάτω παραγράφους μελετώνται ζητήματα μ _ΣΗΘ στον οικιστικό τομέα, δηλαδή η κάλυψη των ενεργειακών αναγκών οικίας (σπιτιού) ή συγκροτήματος οικιών μέσω μονάδων μ _ΣΗΘ ενώ αναλύεται διεξοδικά ο νέος προτεινόμενος τρόπος κάλυψης των αναγκών αυτών.

2.11. ΜΕΛΕΤΗ ΒΙΩΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΜΙΚΡΟ-ΣΗΘ ΣΕ ΟΙΚΙΣΤΙΚΟ ΣΥΓΚΡΟΤΗΜΑ

2.11.1. Εισαγωγή

Στην εν λόγω ενότητα, μελετάται, η βιωσιμότητα επένδυσης μονάδας Μικρο_ΣΗΘ για την κάλυψη των ηλεκτρικών και θερμικών αναγκών (θέρμανση χώρου και θέρμανση νερού χρήσης) νεόδμητου εξαώροφου συγκροτήματος 18 διαμερισμάτων (κατοικούμενο από 55 συνολικά άτομα), αποτελούμενο από ισάριθμους χώρους-κατοικίες των 100 m²-110m², έναντι της “*Συμβατικής Λύσεως*” δηλαδή, κάλυψη ηλεκτρικών αναγκών από το δίκτυο της ΔΕΗ και των θερμικών αναγκών από λέβητα φυσικού αερίου. Η ίδια μελέτη θα πραγματοποιηθεί σε επόμενη ενότητα και για μία μονοκατοικία. Για την επίτευξη του ανωτέρω σκοπού υλοποιήθηκε πρόγραμμα υπολογισμού των θερμικών φορτίων ζήτησης οικίας ενώ χρησιμοποιήθηκαν πραγματικά δεδομένα (περιοχή Αττικής-Αθήνα). Η διαδικασία εύρεσης της κατάλληλης μονάδας Μικρο_ΣΗΘ και του τρόπου λειτουργίας της είναι ένα από τα κυριότερα και δυσκολότερα ζητήματα που αντιμετωπίστηκαν. Αποδεικνύεται ότι κάτω από ορισμένες προϋποθέσεις μια τέτοια επένδυση μπορεί να καταστεί βιώσιμη.

2.11.2. Εισαγωγή Δεδομένων

2.11.2.1. Υπολογισμός Συνολικών Θερμικών Φορτίων Κατανάλωσης^[133]

Ο οικιστικός τομέας για την περίπτωση της Ελλάδας, περιλαμβάνει κυρίως θερμικά φορτία για τη θέρμανση χώρου και τη θέρμανση νερού χρήσης.

Εκτός, των κλιματικών στοιχείων τα θερμικά χαρακτηριστικά των υλικών που συγκροτούν ένα κτίριο παίζουν καθοριστικό ρόλο στον υπολογισμό των θερμικών απωλειών του. Τα κυριότερα είναι τα παρακάτω.

- **Θερμική Αγωγιμότητα.** Μετράται με το Συντελεστή Θερμικής Αγωγιμότητας λ , σε 1kcal/mh°C=1,163W/mK.
- **Θερμοδιαφυγή.** Μετράται με το Συντελεστή Θερμοδιαφυγής Λ , σε kcal/m²h °C ή W/m²K. Η Αντίσταση Θερμοδιαφυγής (R) ορίζεται ως $R=1/\Lambda$.
- **Συντελεστής Θερμικής Μετάβασης (α).** Μετράται σε kcal/m²h°C ή W/m²K. Το αντίστροφο του Συντελεστή Θερμικής Μετάβασης είναι η Αντίσταση Θερμικής Μετάβασης, R_s .
- **Θερμοπερατότητα.** Μετράται με τον Συντελεστή Θερμοπερατότητας U σε kcal/m²h°C ή W/m²K. Τιμές και τρόπος υπολογισμού του συντελεστή για τοίχους, ορόφους, δάπεδα, ανοίγματα κ.τ.λ. υπό διαφορετικές συνθήκες δίνονται μέσα από ειδικούς πίνακες και διάφορες εμπειρικές σχέσεις (τυπολόγια).
- **Ειδική Θερμοχωρητικότητα (C_p).** Ορίζεται το ποσό ενέργειας που απαιτείται για να υψωθεί η θερμοκρασία 1kg από το υλικό κατά 1°C, και μετράται σε kcal/kg°C ή Wh/kgK ή J/kg°C.

Επίσης, ο αρχιτεκτονικός σχεδιασμός (μέγεθος, σχήμα, όγκος, πολυπλοκότητα) του κτιρίου αποτελεί έναν κρίσιμο παράγοντα που καθορίζει τις θερμικές του απώλειες. Όσο μικρότερος ο λόγος της συνολικής θερμικής επιφάνειας του κτιρίου προς τον όγκο του τόσο λιγότερες $\sim$ θερμικές απώλειές του.

Υπολογίζοντας τον Μέσο Συντελεστή Θερμοπερατότητας ($\bar{U}_v$), μπορούμε να βρούμε για ορισμένο χρόνο ΔT , τις Θερμικές Απώλειες του Κτιρίου (Q_f), για μια Μέση Εξωτερική Θερμοκρασία του Αέρα (T_a) και μια Εσωτερική Σταθερή Επιθυμητή Θερμοκρασία του Αέρα (T_i), μέσω της σχέσης:

$$Q_f = \bar{U}_v A (T_i - T_a) \Delta T \quad (2.11.α)$$

Επίσης, το απαιτούμενο Θερμικό Φορτίο Αερισμού σε χρόνο ΔT (Q_v), δοθέντος της Πυκνότητας του Αέρα (ρ_a), του Όγκου του Εισερχόμενου Αέρα υπό Θερμοκρασία T_a στη Μονάδα του Χρόνου (V) – συνήθως $\sim$ αλλαγή όγκου αέρα την ώρα, και της Ειδικής Θερμοχωρητικότητας του Αέρα για τις θερμοκρασίες T_i και T_a , δίνεται από τη σχέση:

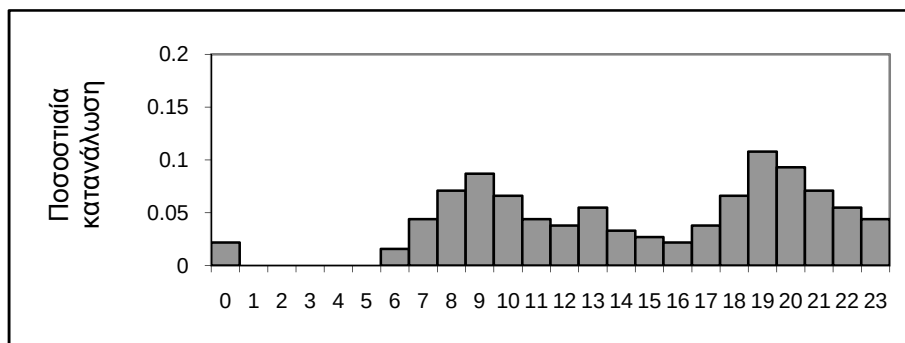
$$Q_v = C_{pa} \rho_a V (T_i - T_a) \Delta T \quad (2.11.β)$$

Κάθε κτίριο είναι εκτεθειμένο στην ηλιακή ακτινοβολία μέρος της οποίας απορροφάται και αποδίδεται υπό μορφή θερμότητας (παθητικά ηλιακά κέρδη) στο εσωτερικό του κτιρίου αντισταθμίζοντας σε ικανοποιητικό ποσοστό τις θερμικές απώλειες του κτιρίου. Τα πλέον αξιοσημείωτα, για το θερμικό ισοζύγιο μιας κατοικίας ηλιακά κέρδη, προέρχονται από τη διείσδυση της ολικής ηλιακής ακτινοβολίας μέσω των υαλοπινάκων των νοτίων και βορείων ανοιγμάτων. Επίσης, μελέτες έδειξαν ότι ακόμα και ο κάθε άνθρωπος που ζει στο κτίριο αποδίδει θερμική ισχύ από 74W-360W/ημέρα. Τέλος, οι ηλεκτρικές συσκευές αποδίδουν, ως εσωτερικό θερμικό κέρδος στο κτίριο, την ισχύ που καταναλώνουν, αφού θεωρείται ότι τελικά όλη η ενέργεια μετατρέπεται σε θερμότητα και δεν υπάρχει άντληση θερμότητας από τις συσκευές.

Επίσης, σε κατοικίες το Ζητούμενο Θερμικό Φορτίο του Νερού Χρήσης ανά Ημέρα (Q_{wd}), μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση:

$$Q_{wd} = C_1 P C_{pw} (T_b - T_w) \quad (2.11.γ)$$

όπου P είναι ο αριθμός των ατόμων που διαμένουν στην κατοικία, C_1 είναι η ποσότητα του νερού τελικής θερμοκρασίας T_b που απαιτείται για κάθε άτομο και ημέρα, C_{pw} η ειδική θερμοχωρητικότητα του νερού, και T_w η αρχική θερμοκρασία του νερού. Όσον αφορά στην κατανομή του φορτίου αυτού ανά ώρα, ο Mutch προτείνει, για μια τυπική κατοικία, την κατανομή του ημερήσιου φορτίου, κατά την καμπύλη του σχήματος 2.11.α, [134].



Σχήμα 2.11.α. Κατανομή Ημερήσιου Θερμικού Φορτίου Για Θέρμανση Νερού Χρήσης.

Γενικά μια σειρά μέτρων που σχετίζονται με την κατασκευή και τη λειτουργία του κτιρίου είναι δυνατόν να οδηγήσουν σε σημαντική μείωση του απαιτούμενου θερμικού φορτίου. Έτσι, θεωρώντας:

- Επιθυμητή εσωτερική θερμοκρασία τους 20°C,

Μέση εξωτερική θερμοκρασία του αέρα στην Αθήνα (Περιοχή Αττικής), τις μέσες ωριαίες θερμοκρασίες για μια μέρα κάθε μήνα για όλο το έτος 2010, όπως έχουν προκύψει από μετρήσεις, [135].

- Εξωτερικούς διπλούς τοίχους (δρομικούς με μόνωση από υαλοβάμβακα και συνολικού εμβαδού ~1100m²), οροφή και δάπεδο μονωμένα εμβαδού 300m², ανοίγματα καλυπτόμενα διπλά τζάμια με πλαίσιο αλουμινίου (χωρίς θερμική μόνωση) συνολικού εμβαδού 160m², για κάθε διαμέρισμα με όγκο εισερχόμενου νωπού αέρα στη μονάδα χρόνου 4800m³.

βρίσκουμε το ωριαίο ολικό θερμικό φορτίο του οικιστικού συγκροτήματος για θέρμανση χώρων και νερό χρήσης, $Q_{ολ.}$, για μια μέρα κάθε μήνα, σε ετήσια βάση, πίνακας Π.2.α του Παραρτήματος Β, [133]. Θεωρούμε ότι η ολική ημερήσια κατανομή του θερμικού φορτίου είναι η ίδια για όλες τις μέρες του ίδιου μήνα αφού πρόκειται για μέσες τιμές.

2.11.2.2. Υπολογισμός Συνολικών Ηλεκτρικών Φορτίων Κατανάλωσης

Προσεγγίζουμε το προφίλ της ηλεκτρικής κατανάλωσης (“μικρή” για τα μισά διαμερίσματα και “μεγάλη” για τα υπόλοιπα διαμερίσματα), για το εξεταζόμενο νεόδομητο οικιστικό συγκρότημα, βάσει δεδομένων από το ΚΑΠΕ, σχήμα 2.11.β, [43]. Οι αντίστοιχες ωριαίες ηλεκτρικές καταναλώσεις, για μια μέρα του μήνα, σε ετήσια βάση δίνονται στους πίνακες Π.2.β, και Π.2.γ του Παραρτήματος Β. Θεωρούμε ότι η ολική κατανομή του ηλεκτρικού φορτίου για μια μέρα του μήνα είναι η ίδια για όλες τις μέρες του ίδιου μήνα αφού πρόκειται για μέσες τιμές.

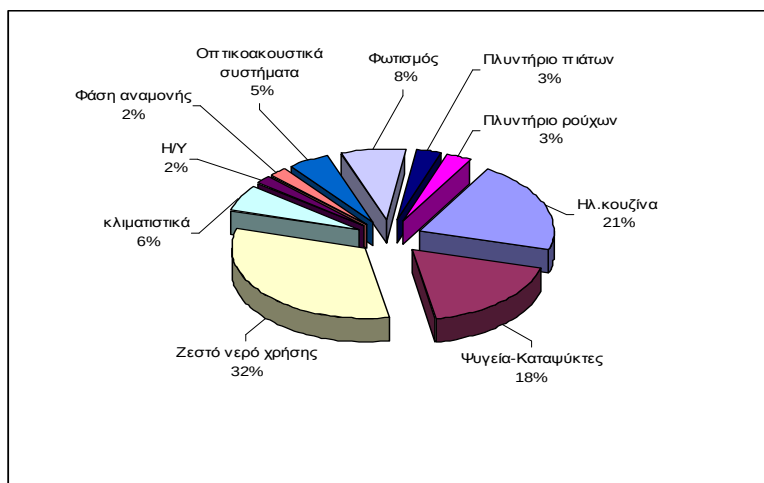
2.11.2.3. Τιμολόγηση Θερμικής Ενέργειας

Η τιμολόγηση της καταναλισκόμενης ενέργειας που προμηθεύει η ΕΠΑ Α.Ε. (Εταιρεία Παροχής Αερίου Αττικής) γίνεται ανά δίμηνο, βάσει του Τιμολογίου Οικιακού Τομέα (Τιμολογήσεις 2010), και παρουσιάζεται στον πίνακα Π.2.δ του Παραρτήματος Β, [148]. Η τιμή του φυσικού αερίου αναθεωρείται σε μηνιαία βάση και προκύπτει σε σχέση με τη μέση τιμή του πετρελαίου θέρμανσης (συμπεριλαμβανομένου του ΦΠΑ) του προηγούμενου μήνα. Η μέση τιμή του πετρελαίου θέρμανσης ανακοινώνεται από την επίσημη ιστοσελίδα του Υπουργείου Ανάπτυξης (νυν ΥΠΕΚΑ) βάσει δειγματοληψίας που πραγματοποιείται κάθε Παρασκευή, [25]. Η τελική τιμή χρέωσης του φυσικού αερίου υπολογίζεται έτσι ώστε να είναι 20% οικονομικότερη από την τελική τιμή του πετρελαίου θέρμανσης.

2.11.2.4. Τιμολόγηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η χρέωση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο (το κτίριο είναι συνδεδεμένο στο ηλεκτρικό δίκτυο χαμηλής τάσης υπό τριφασική παροχή) είναι κλιμακωτή και εξαρτάται από τη συνολική κατανάλωση. Η τιμολόγηση γίνεται ανά τετράμηνο, βάσει του Τιμολογίου Οικιακής Χρήσης ΧΤ-Γ1 και του Μειωμένου Τιμολογίου Οικιακής Χρήσης Γ1Ν όπως παρουσιάζονται στον πίνακα Π.2.ε του Παραρτήματος Β (αντίστοιχες τιμές και για το 2010), [5], [6]. Συγκεκριμένα:

Το μειωμένο νυχτερινό τιμολόγιο ρεύματος για τους οικιακούς καταναλωτές Γ1Ν, ισχύει 8 ώρες το 24ωρο, με δύο βασικά ωράρια: **α)** το συνεχές ωράριο (23:00-07:00) που ισχύει για όλο το χρόνο και αφορά γενικά πελάτες που κάνουν χρήση νυχτερινού πριν από το 1988, αλλά και νεότερους πελάτες ειδικών περιοχών, και **β)** το Μεικτό (Τμηματικό) δηλαδή, συνεχές ωράριο (23:00-07:00) που ισχύει από το Μάιο ως τον Οκτώβριο και τμηματικό (15:30-17:30 και 02:00-08:00) που ισχύει από το Νοέμβριο ως και τον Απρίλιο για τους πελάτες που κάνουν χρήση νυχτερινού μετά το 1988.



Σχήμα 2.11.β. Κατανομή Της Κατανάλωσης Ηλεκτρικής Ενέργειας Στα Νοικοκυριά Της Ελλάδας.

Κόστος Συμβατικής Κάλυψης των Αναγκών του Οικιστικού Συγκροτήματος

2.11.2.5. Επιλογή Λέβητα

Για τη διαστασιολόγηση του λέβητα πρέπει να ληφθεί υπ' όψιν ότι η ισχύς του πρέπει να είναι τέτοια ώστε να καλύπτει τα φορτία και στην δυσχερέστερη περίπτωση (για την χαμηλότερη εξωτερική θερμοκρασία περιβάλλοντος το μέγιστο ωριαίο φορτίο πολλαπλασιάζεται με 1,5 για κάθε περίπτωση). Παρατηρώντας τον πίνακα 2.11.α και συνυπολογίζοντας μια προσαύξηση της τάξης του 15% καταλήγουμε στην χρήση ενός λέβητα με ονομαστική θερμαντική ισχύ 52kW ή 47.720kcal/h. Ενδεικτικά, προτείνεται λέβητας πετρελαίου-αερίου, Logano 52kW της εταιρείας Buderus με βαθμό απόδοσης 96%.

2.11.2.6. Υπολογισμός Κόστους Θερμικής Ενέργειας

Βάσει του πίνακα Π.2.α το ετήσιο κόστος κάλυψης της συνολικής θερμικής ενέργειας ζήτησης για το οικιστικό συγκρότημα ανέρχεται στο ποσό των **6.605,82€**.

2.11.2.7. Υπολογισμός Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο τμήμα αυτό πραγματοποιούμε τη τιμολόγηση με βάση το μεικτό ωράριο και για κάθε διαμέρισμα ξεχωριστά. Το συνολικό επομένως κόστος ηλεκτρικής ενέργειας του συγκροτήματος που απαρτίζεται από εννέα “μεσαίες” και εννέα “μεγάλες” καταναλώσεις βάσει του πίνακα Π.2.β υπολογίζεται ότι είναι: **12.438,81€**.

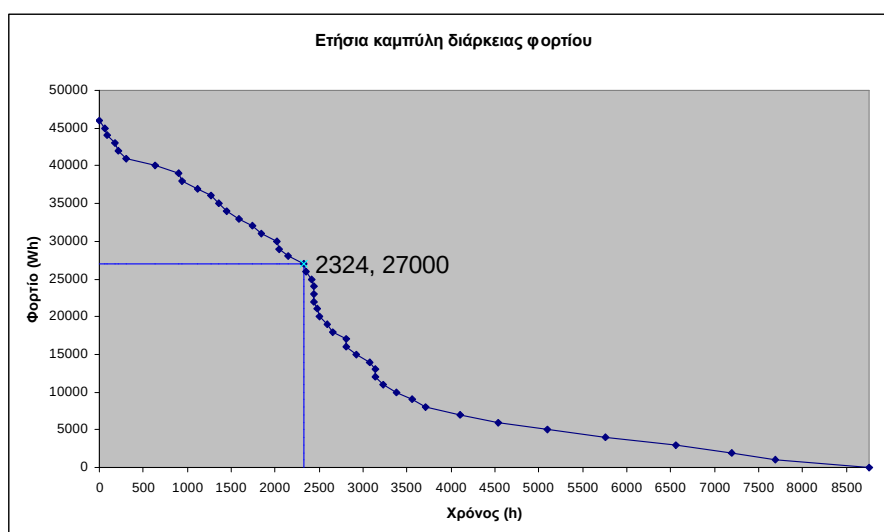
2.11.2.8. Υπολογισμός Ετήσιου Ενεργειακού Κόστους

Το ετήσιο ενεργειακό κόστος λειτουργίας στη συμβατική περίπτωση αποτελείται από το άθροισμα του κόστους αγοράς φυσικού αερίου για τον λέβητα (κάλυψη θερμικών αναγκών), το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας συν ένα ποσό της τάξεως των 300€ για τη συντήρηση του λέβητα. Συνολικά: **19.344,63€**.

2.11.3. Κόστος Κάλυψης Αναγκών Οικιστικού Συγκροτήματος Με Μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ

2.11.3.1. Επιλογή Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ

Το σύστημα ΣΗΘ που θα χρησιμοποιήσουμε είναι μια τυποποιημένη μονάδα-“πακέτο”- που ανήκει στην κατηγορία των ΣΗΘ πολύ μικρής κλίμακας, λειτουργεί με φυσικό αέριο και έχει ως κύρια λειτουργία την κάλυψη των θερμικών αναγκών. Τα συστήματα ΣΗΘ μικρής κλίμακας συνήθως σχεδιάζονται για να καλύπτουν το φορτίο βάσης και όχι τις αιχμές. Γι’ αυτό και η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ θα συνδυαστεί με τον λέβητα φυσικού αερίου που χρησιμοποιήθηκε στη μελέτη της συμβατικής λύσης. Για τη διαστασιολόγηση του συστήματος είναι απαραίτητο να κατασκευάσουμε την ετήσια καμπύλη διάρκειας θερμικού φορτίου. Από την καμπύλη του σχήματος 2.11.γ, η ισχύς του συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ προκύπτει από το σημείο εκείνο της καμπύλης για το οποίο μεγιστοποιείται το περικλειόμενο εμβαδόν ορθογωνίου που σχηματίζεται μεταξύ των αξόνων x και y και κάτω από την καμπύλη, μεγιστοποιείται με άλλα λόγια η παρεχόμενη στο πλήρες φορτίο ενέργεια, [136].



Σχήμα 2.11.γ. Ετήσια Καμπύλη Διάρκειας Θερμικού Φορτίου, Διαστασιολόγηση Μίκρο_ΣΗΘ.

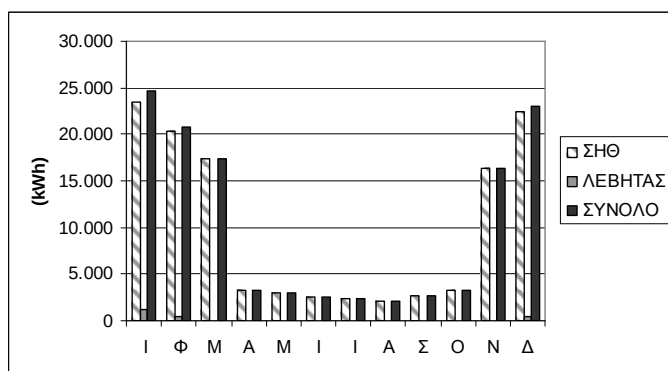
Στην περίπτωση μας το μέγιστο εμβαδόν προκύπτει για το σημείο (2.324, 27.000) που σημαίνει ότι μια μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ των 27kW θα λειτουργήσει στο πλήρες φορτίο για 2.324h. Αναζητώντας μια τέτοια μονάδα καταλήγουμε στην Mephisto G16+ της Kraftwerk GmbH, [128] που αποτελεί ένα παλινδρομικό σύστημα. Η συγκεκριμένη μονάδα λειτουργεί με μηχανή κύκλου Otto, έχει μέγιστη ηλεκτρική ισχύ 16kWe, μέγιστη θερμική παραγόμενη ισχύ 35,3kWh και βαθμό απόδοσης $\eta=98,5\%$ σε καθαρή εκμεταλλεύσιμη ενέργεια (31,5% ηλεκτρική και 67% θερμική). Η μονάδα αυτή είναι Γερμανικής προέλευσης. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά της δίνονται στον πίνακα Π.2.στ του Παραρτήματος Β. Η θερμική παραγωγή της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ ακολουθεί τις εκάστοτε θερμικές απαιτήσεις του χρήστη, ενώ η ηλεκτρική παραγωγή προκύπτει σύμφωνα με την γραμμική (υπόθεση) χαρακτηριστική P-Q του συστήματος: (5, 19), (16, 35,3). Πρόκειται για το μέγεθος HPR (ρυθμιζόμενο) το οποίο λαμβάνει τιμές στο διάστημα [2,2-3,8], [137]. Οι τιμές αυτές ακολουθούν τη “τάση” των διαγραμμάτων των σχημάτων 2.9.β, γ.

2.11.3.2. Παραγωγή Του Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ

Η παραγωγή θερμότητας της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ ακολουθεί σε κάθε χρονική στιγμή τη θερμική ζήτηση (σενάριο Heat Match). Εάν η παραγόμενη θερμική ενέργεια δεν επαρκεί, επιπλέον θερμική ενέργεια παράγεται από το βοηθητικό λέβητα. Παρατηρούμε στα τεχνικά χαρακτηριστικά της συμπαραγωγικής μονάδας ότι η θερμική απόδοση κυμαίνεται μεταξύ 19 και 35,3kW. Στην περίπτωση που οι θερμικές απαιτήσεις των χρηστών είναι μικρότερες των 19kW, θεωρούμε ότι η συμπαραγωγική μονάδα αποδίδει την κατώτατη θερμική ισχύ, τα 19kW δηλαδή, για κατάλληλο χρονικό διάστημα έως ότου καλύψει τις απαιτήσεις του χρήστη. Επιπλέον, η μέγιστη θερμική ισχύς που δύναται να αποδώσει η συμπαραγωγική μονάδα υπολογίζεται με μια προσάυξηση 10% επί της ονομαστικής. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται κάθε στιγμή από τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ υπολογίζεται από την παραγόμενη θερμική ενέργεια με βάση τη γραμμική υπόθεση. Σε περίπτωση που η παραγόμενη από τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ, ηλεκτρική ενέργεια, δεν

επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών του συγκροτήματος, επιπλέον ενέργεια εισάγεται από το δίκτυο της ΔΕΗ, ενώ σε περίπτωση που η παραγόμενη ενέργεια πλεονάζει πωλείται στο δίκτυο.

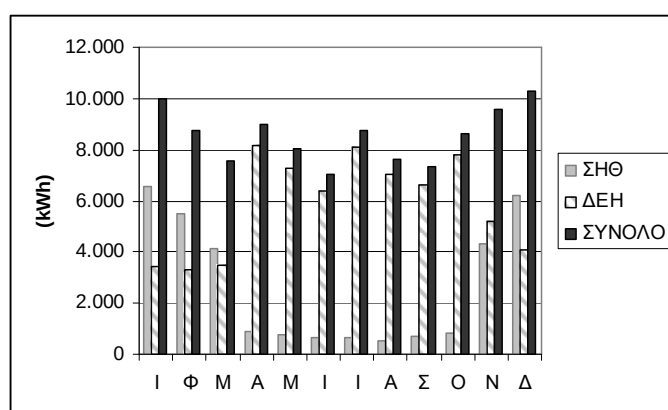
Η επεξεργασία των δεδομένων, [137] οδηγεί στη παρατήρηση ότι το θερμικό φορτίο καλύπτεται σχεδόν εξ ολοκλήρου από τη συμπαραγωγική μονάδα. Η συνεισφορά του λέβητα απαιτείται μόνο κατά τους μήνες Ιανουάριο, Φεβρουάριο και Δεκέμβριο και δεν ξεπερνά συνολικά το 2% κατά τη διάρκεια του έτους, σχήμα 2.11.δ. Επίσης, παρατηρούμε ότι κατά τη διάρκεια του χειμώνα μεγάλο μέρος των ηλεκτρικών αναγκών, που ξεπερνά το 50%, καλύπτεται από την παραγόμενη από τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ ηλεκτρική ενέργεια. Η εικόνα αυτή αντιστρέφεται κατά τη διάρκεια των μηνών Απριλίου-Οκτωβρίου, όπου η ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται σχεδόν εξ' ολοκλήρου από το δίκτυο της ΔΕΗ. Το γεγονός αυτό δικαιολογείται πλήρως, καθώς η παραγόμενη από τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ ηλεκτρική ενέργεια μεταβάλλεται αναλόγως με την παραγόμενη από τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ θερμότητα, άρα και με το θερμικό φορτίο, που αυτή παρακολουθεί, σχήμα 2.11.ε. Μεγαλύτερα θερμικά φορτία κατά τη διάρκεια του χειμώνα εξασφαλίζουν περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια. Ετησίως, η μονάδα καλύπτει το 30% περίπου του αναγκαίου ηλεκτρικού φορτίου του συγκροτήματος.



Σχήμα 2.11.δ. Συνεισφορά Λέβητα Και Μίκρο_ΣΗΘ Στο Μηνιαίο Θερμικό Φορτίο Ζήτησης.

2.11.3.3. Υπολογισμός Κόστους Θερμικής Ενέργειας

Στηριζόμενη στην διαδικασία υπολογισμού του κόστους θερμικής ενέργειας που αναπτύχθηκε στην περίπτωση της συμβατικής λύσης (Οικιακό Τιμολόγιο ΕΠΑ, [148]) και δεδομένης της παραγωγής θερμικής ενέργειας από τη μονάδα ΣΗΘ και του λέβητα με τους αντίστοιχους βαθμούς θερμικής απόδοσης (67% και 96% αντιστοίχως) για την πραγματική θερμική κατανάλωση υπολογίζεται το ετήσιο κόστος της θερμικής ενέργειας στην περίπτωση εγκατάστασης μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ, και βρίσκεται ίσο με **9,387,82€**.



Σχήμα 2.11.ε. Συνεισφορά Δικτύου ΔΕΗ Και Μίκρο_ΣΗΘ Στο Μηνιαίο Ηλεκτρικό Φορτίο Ζήτησης.

2.11.3.4. Υπολογισμός Κόστους Αγοράς Πρόσθετης Ηλεκτρικής Ενέργειας Από Το Δίκτυο

Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να πραγματοποιηθεί ξεχωριστά για κάθε ένα από τα δεκαοκτώ διαμερίσματα του συγκροτήματος, μιας και η χρέωση της ενέργειας διαφοροποιείται με βάση την συνολική κατανάλωση κατά τη διάρκεια του διμήνου που καλύπτει ο λογαριασμός. Επειδή, κάτι τέτοιο, δεν είναι εφικτό λόγω έλλειψης στοιχείων και εγκατεστημένων μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ στον Ελλαδικό χώρο θεωρούμε ότι η παραγόμενη από τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ ηλεκτρική ενέργεια διαμοιράζεται στα

διαμερίσματα ανάλογα με την κατανάλωσή τους σε ηλεκτρική ενέργεια. Προκειμένου, επομένως, να υπολογίσουμε το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, θεωρήσαμε ότι το έλλειμμα της ηλεκτρικής ενέργειας μοιράζεται στις “μεσαίες” και στις “μεγάλες” καταναλώσεις αναλογικά. Πιο συγκεκριμένα, με βάση την επεξεργασία των δεδομένων όπου υπολογίζονται ηλεκτρικές απαιτήσεις μια “μεσαίας” και μιας “μεγάλης” κατανάλωσης και το ολικό ηλεκτρικό φορτίο του συγκροτήματος, προκύπτουν τα ποσοστά μιας “μεσαίας” και μιας “μεγάλης” κατανάλωσης επί της συνολικής κατανάλωσης του συγκροτήματος. Πολλαπλασιάζοντας τα ποσοστά αυτά με το ωριαίο έλλειμμα ηλεκτρικής ενέργειας, προκύπτει η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για μία “μεσαία” και μία “μεγάλη” κατανάλωση, μετά την εγκατάσταση της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ.

Η χρησιμοποίηση του τιμολογίου Γ1Ν και των δεδομένων χρέωσης όπως παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη ενότητα για τη συμβατική λύση δίνουν ένα συνολικό κόστος: $9 \times 186,04^{\text{“Μεσαία”}} + 9 \times 620,6^{\text{“Μεγάλη”}} = \underline{7.259,76\text{€}}$.

2.11.3.5. Υπολογισμός Εσόδων Από Την Πώληση Ηλεκτρικής Ενέργειας Στο Δίκτυο

Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια, είναι ίση με 15.300kWh, και πωλείται στο δίκτυο προς 80,14€/MWh. Ωστόσο, ο νόμος ορίζει ότι η περισσευούμενη ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο δεν μπορεί να ξεπερνά το 20% της συνολικά παραγόμενης, περίπτωση αυτοπαραγωγού, [138]. Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της μονάδας ΣΗΘ υπολογίζεται σε 47.055kWh και άρα η διαθέσιμη ενέργεια προς πώληση στο δίκτυο δεν μπορεί να ξεπερνά τις 9.411kWh. Επομένως, τα έσοδα από την πώληση στο δίκτυο των 9.411kWh ανέρχονται σε 754,20€ ετησίως.

2.11.3.6. Υπολογισμός Ετήσιου Ενεργειακού Κόστους Συστήματος ΣΗΘ

Το ετήσιο ενεργειακό κόστος λειτουργίας για την περίπτωση του ΣΗΘ αποτελείται από το άθροισμα του κόστους αγοράς φυσικού αερίου για την μονάδα ΣΗΘ και τον λέβητα (κάλυψη επιπρόσθετων θερμικών αναγκών), του κόστους αγοράς της πρόσθετης ηλεκτρικής ενέργειας συν ένα ποσό της τάξεως των 300€ για τη συντήρηση του λέβητα και 1000€ για τη συντήρηση της μονάδας ΣΗΘ μείον ασφαλώς τα έσοδα από την πώληση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο. Συνολικά: **16.993,38€**.

2.11.3.7. Κόστος Επένδυσης ΣΗΘ

Σε ότι αφορά στο συνολικό κόστος εγκατάστασης της μονάδας ΣΗΘ, αυτό ανέρχεται σε **30.000€** (1.875€/kWe) και περιλαμβάνει:

- Το κόστος του συστήματος ΣΗΘ με όλα τα παρελκόμενα εξαρτήματα και συσκευές, όπως σωληνώσεις, αυτοματισμούς, κ.λπ.
- Το κόστος της εγκατάστασης και λοιπά έξοδα, όπως τα έξοδα σύνδεσης με το δίκτυο φυσικού αερίου, κόστος σύνδεσης με το δίκτυο, τα έξοδα μεταφοράς και εγκατάστασης της μονάδας, κ.λπ.

2.11.4. Αξιολόγηση Της Επένδυσης ΣΗΘ

Σύμφωνα με τα ανωτέρω αποτελέσματα η εγκατάσταση μονάδας ΣΗΘ οδηγεί σε μία ετήσια εξοικονόμηση της τάξεως των **2.351€**. Αν σε αυτή την τιμή προστεθεί μια ετήσια προσαύξηση της τάξης του $\omega=3\%$ και θεωρηθεί ένα επιτόκιο αναγωγής (προεξοφλητικό) $r=5\%$ τότε μπορούμε να οδηγηθούμε στα εξής αποτελέσματα.

- Η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) προκύπτει θετική για χρόνο ζωής $N=16,5$ έτη, οπότε σε γενικά πλαίσια η επένδυση δεν κρίνεται οικονομικά συμφέρουσα.
- Για κρατική επιδότηση της τάξης του 30% η έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι ίση με $N \sim 11$ χρόνια.
- Για κρατική επιδότηση της τάξης του 40% η έντοκη περίοδος αποπληρωμής είναι ίση με $N \sim 9$ χρόνια και η επένδυση κρίνεται συμφέρουσα.

2.11.5. Συμπεράσματα Μελέτης

- Το κύριο συμπέρασμα που εξάγεται είναι πως η συγκεκριμένη τεχνολογία μπορεί να καταστεί βιώσιμη στον οικιακό τομέα.
- Αν και το αρχικό κόστος κτήσης της μονάδας ΣΗΘ είναι υψηλό (1.875€/kWe) εντούτοις ο συνδυασμός της επιδότησης με μια μελλοντική μείωση του κόστους εγκατάστασης θα την καταστήσει άκρως ανταγωνιστική.

- Η σωστή διαστασιολόγηση της εγκατάστασης, καθώς και ο υπολογισμός των ενεργειακών καταναλώσεων της εφαρμογής στην οποία πρόκειται να εγκατασταθεί το σύστημα ΣΗΘ μεγιστοποιούν τα οφέλη όταν λειτουργούν για την κάλυψη των φορτίων βάσης και όχι για την κάλυψη αιχμών.
- Η πώληση του πλεονάσματος της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο αποδίδει κέρδος. Ο περιορισμός που τίθεται ωστόσο από την νομοθεσία περιορίζει την πωλούμενη στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια στο 20% της συνολικά παραγόμενης από τη μονάδα ΣΗΘ και έχει σαν αποτέλεσμα στην εφαρμογή μας σημαντικό ποσό ηλεκτρικής ενέργειας να μένει αναξιοποίητο. Η άρση ή η “χαλάρωση” αυτού του περιορισμού θα οδηγήσει σε περισσότερα οφέλη-κέρδη.
- Όπως προκύπτει από πολλές μελέτες αν μια μονάδα ΣΗΘ χρησιμοποιηθεί και για τηλεθέρμανση (ΣΗΘ/ΤΘ) γίνεται η καλύτερη επιλογή για χαμηλό προεξοφλητικό επιτόκιο, υψηλή τιμή καυσίμου, και πυκνότητα δόμησης 7 κατοίκων ανά m².

2.12. ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΙΚΡΟ_ΣΗΘ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΗΣ ΕΞΩΤΕΡΙΚΗΣ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΑΛΥΨΗ ΤΩΝ ΦΟΡΤΙΩΝ ΖΗΤΗΣΗΣ ΜΟΝΟΚΑΤΟΙΚΙΑΣ

2.12.1. Εισαγωγή

Σε συνέχεια της προηγούμενης εφαρμογής, αναπτύσσεται ένα πιθανοτικό μοντέλο προσομοίωσης παραγωγής μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ για να καλύψει τα φορτία ζήτησης (ηλεκτρικά και θερμικά) του προηγούμενου οικιστικού τομέα, (χωρίο 2.11). Εδώ, η ειδοποιός διαφορά έγκειται στο γεγονός ότι η παραγωγή του συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ ελέγχεται από την εξωτερική θερμοκρασία περιβάλλοντος και τα χαρακτηριστικά του χώρου (ή των χώρων) που πρόκειται να καλύψει. Το προταθέν μοντέλο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον προσδιορισμό των μέσων ωριαίων (ή υποπολλαπλάσιων της ώρας) θερμικών και ηλεκτρικών φορτίων ζήτησης κτιρίων. Στην παρούσα ενότητα, αφού αναλυθεί το πιθανοτικό μοντέλο και εξεταστούν όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν την αθροιστική συνάρτηση κατανομής της θερμικής και ηλεκτρικής ισχύς εξόδου, θα υπολογιστούν οι μέσες ωριαίες θερμικές ζητήσεις για ένα σπίτι/οικία του εξεταζόμενου οικιστικού τομέα (παράγραφος 2.11). Τα αποτελέσματα αυτά θα συγκριθούν με τα αντίστοιχα του Πίνακα Π.2.α, για ένα σπίτι, που προκύπτουν βάσει της ανάλυσης της παραγράφου 2.11.2. Ακολουθώντας, κατόπιν, την ίδια λογική της παραγράφου 2.11 και χρησιμοποιώντας τα αποτελέσματα του πιθανοτικού μοντέλου παραγωγής Μίκρο_ΣΗΘ, μελετάται η βιωσιμότητα της επένδυσης. Τέλος, η μελέτη αυτή θα κλείσει με τα αναγκαία συμπεράσματα.

2.12.2. Ανάλυση Πιθανοτικού Μοντέλου Προσομοίωσης Μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ

Ένας από τους κυριότερους τρόπους λειτουργίας μιας μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ είναι η κάλυψη των θερμικών αναγκών κατοικίας (ή κατοικιών) η οποία στη προταθείσα διαδικασία μοντελοποίησης χαρακτηρίζεται από μια εξωτερική θερμοκρασία περιβάλλοντος, μια θερμοχωρητικότητα και μια θερμική αντίσταση. Η θερμοχωρητικότητα του κτιρίου λειτουργεί όπως ένας πυκνωτής, δηλαδή αποθηκεύει θερμική ενέργεια, αντί ηλεκτρικού φορτίου. Η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ είναι η αντίστοιχη πηγή ρεύματος που φορτίζει τον πυκνωτή μόνο που τώρα αυξάνεται η θερμοκρασία του χώρου.

Για την μαθηματική θεμελίωση του μοντέλου απαιτούνται οι παρακάτω συνθήκες, υποθέσεις και ορισμοί, [139]. Συγκεκριμένα:

- Υπάρχει θερμοστάτης με γνωστό και επιθυμητό, ανάλογα με τις ανάγκες, εύρος λειτουργίας. Η θερμοκρασία εκκίνησης και η θερμοκρασία αποκοπής του συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ συμβολίζονται με $T_{\text{cut-in}}$ και $T_{\text{cut-out}}$, αντίστοιχα (σε $^{\circ}\text{C}$). Αν η εξωτερική θερμοκρασία περιβάλλοντος, T_{ambient} είναι μεγαλύτερη ή ίση από την $T_{\text{cut-out}}$ η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ δε λειτουργεί.
- Η περίοδος παρατήρησης, t μπορεί να είναι μία ώρα (1 hour) ή υποπολλαπλάσια αυτής (σε sec).
- Η απαιτούμενη θερμική ενέργεια για ζεστό νερό είναι ένα μικρό μόνο κλάσμα της ετήσιας ζήτησης θερμικής ενέργειας.
- Ο κύκλος λειτουργίας της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ, T_{DC} (Duty Cycle) ορίζεται ως ο λόγος της χρονικής περιόδου που απαιτείται για να φθάσει η θερμοκρασία του χώρου στη τιμή $T_{\text{cut-out}}$ (T_{on} – on time περίοδος λειτουργίας) προς τη συνολική χρονική περίοδο. Η συνολική περίοδος ορίζεται ως το άθροισμα του T_{on} και του T_{off} . Ο χρόνος T_{off} (T_{off} – off time περίοδος λειτουργίας) ορίζεται ως η χρονική περίοδος που απαιτείται για να φθάσει η θερμοκρασία του χώρου στην τιμή $T_{\text{cut-in}}$.
- Το εκάστοτε εξεταζόμενο κτίριο χαρακτηρίζεται από μια θερμική αντίσταση R (K/W) και μια θερμοχωρητικότητα (kJ/K). Τα μεγέθη αυτά προκύπτουν μετά από εκτεταμένη και ενδελεχή έρευνα και αποτελούν τις πιο κρίσιμες παραμέτρους για το μαθηματικό μοντέλο, [140], [141].
- Η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ χαρακτηρίζεται από μία τιμή ονομαστικής ηλεκτρικής ισχύος εξόδου, P_{el} (Watt) και μία αντίστοιχη ονομαστική θερμική ισχύ εξόδου, Q_{th} (σε Watt). Ο λόγος HPR και οι αποδόσεις του συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ (η_{el} , η_{th} , η_0) μπορεί να θεωρηθούν σταθεροί ή μεταβαλλόμενοι με την ηλεκτρική ισχύ εξόδου κάτι που γνωστοποιείται από τα τεχνικά χαρακτηριστικά που δίνει ο κατασκευαστής της μονάδας. Σε περίπτωση που δεν υπάρχουν ακριβή τεχνικά χαρακτηριστικά μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι σχέσεις που προέκυψαν κατά τη διαδικασία ανάλυσης της παραγράφου 2.9.

2.12.2.1. Μαθηματική Ανάλυση Πιθανοτικού Μοντέλου Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ

Αν T είναι η θερμοκρασία του περιβάλλοντος χώρου, C η θερμοχωρητικότητα των υλικών του χώρου τότε η αποβαλλόμενη ενέργεια, E και ο ρυθμός αποβαλλόμενης ενέργειας από το χώρο, P δίνονται από τις σχέσεις:

$$E = CT, \quad P = \frac{T_{\text{ambient}} - T}{R} \quad (2.12.\alpha)$$

Γνωρίζοντας ότι η ισχύς είναι η παράγωγος της ενέργειας ως προς το χρόνο, t προκύπτει από τις παραπάνω σχέσεις μια διαφορική εξίσωση χωριζόμενων μεταβλητών, η λύση της οποίας δίνει τη μεταβολή της T συναρτήσει του χρόνου (με αρχική συνθήκη για $t=0$, $T=T_{\text{cut-out}}$). Η ανάλυση έχει ως εξής:

$$P = \frac{dE}{dt} = C \frac{dT}{dt} = \frac{T_{\text{ambient}} - T}{R} \Rightarrow T_1(t) = (T_{\text{cut-out}} - T_{\text{ambient}})e^{-\frac{t}{RC}} + T_{\text{ambient}} \quad (2.12.\beta)$$

Από την παραπάνω έκφραση, προσδιορίζεται ο χρόνος εκτός λειτουργίας της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ, T_{off} :

$$T_{\text{off}} = -RC \cdot \ln \left(\frac{T_{\text{cut-in}} - T_{\text{ambient}}}{T_{\text{cut-out}} - T_{\text{ambient}}} \right) \quad (2.12.\gamma)$$

Με παρόμοιο τρόπο, ως ανωτέρω, η περίοδος λειτουργίας, T_{on} της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ μπορεί να προσδιοριστεί, αρκεί να προστεθεί στη σχέση (2.12.α) η θερμική ισχύς που απαιτείται να παραχθεί για τη θέρμανση του χώρου. Ειδικότερα:

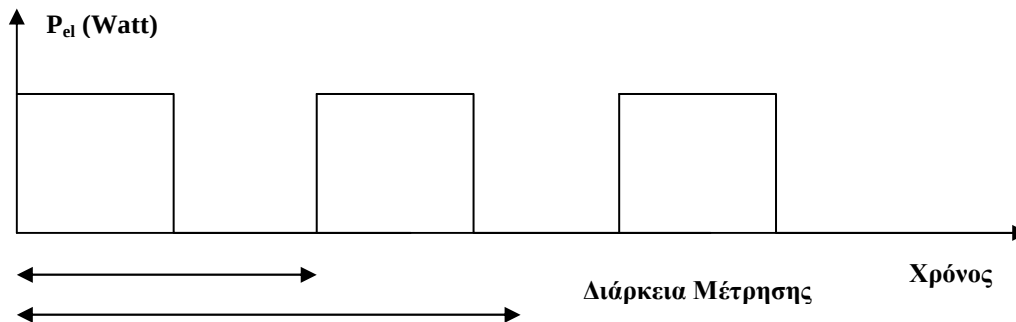
$$P = \frac{T_{\text{ambient}} - T}{R} + Q_{\text{Μίκρο_ΣΗΘ}} \quad (2.12.\delta)$$

$$T_2(t) = (T_{\text{cut-in}} - Q_{\text{Μίκρο_ΣΗΘ}} \cdot R - T_{\text{ambient}})e^{-\frac{t}{RC}} + Q_{\text{Μίκρο_ΣΗΘ}} \cdot R + T_{\text{ambient}} \quad (2.12.\epsilon)$$

$$T_{\text{on}} = -RC \cdot \log \left(\frac{T_{\text{cut-out}} - Q_{\text{Μίκρο_ΣΗΘ}} \cdot R - T_{\text{ambient}}}{T_{\text{cut-in}} - Q_{\text{Μίκρο_ΣΗΘ}} \cdot R - T_{\text{ambient}}} \right) \quad (2.12.\sigma\tau)$$

Από τις παραπάνω σχέσεις μπορούμε να βρούμε και τον κύκλο λειτουργίας, T_{DC} και επομένως να υποθέσουμε ότι με πιθανότητα T_{DC} έχουμε ονομαστική ηλεκτρική ισχύ εξόδου της μονάδας, P_{el} και με πιθανότητα $(1 - T_{\text{DC}})$ έχουμε μηδενική ηλεκτρική ισχύ εξόδου. Όλες οι άλλες τιμές παραγωγής έχουν μηδενική πιθανότητα να συμβούν. Αυτή η υπόθεση είναι ακριβής θεωρώντας ότι η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ έχει μόνο δύο δυνατές καταστάσεις λειτουργίας και ότι ο χρόνος παρατήρησης είναι ακέραιο πολλαπλάσιο του T_{DC} .

Στην περίπτωση που η περίοδος παρατήρησης ή μέτρησης, t δεν είναι ακέραιο πολλαπλάσιο του T_{DC} είναι απαραίτητο να καθοριστεί, ποιο θα είναι το ποσοστό της περιόδου εντός λειτουργίας, T_{on} και εκτός λειτουργίας, σχήμα 2.12.α.



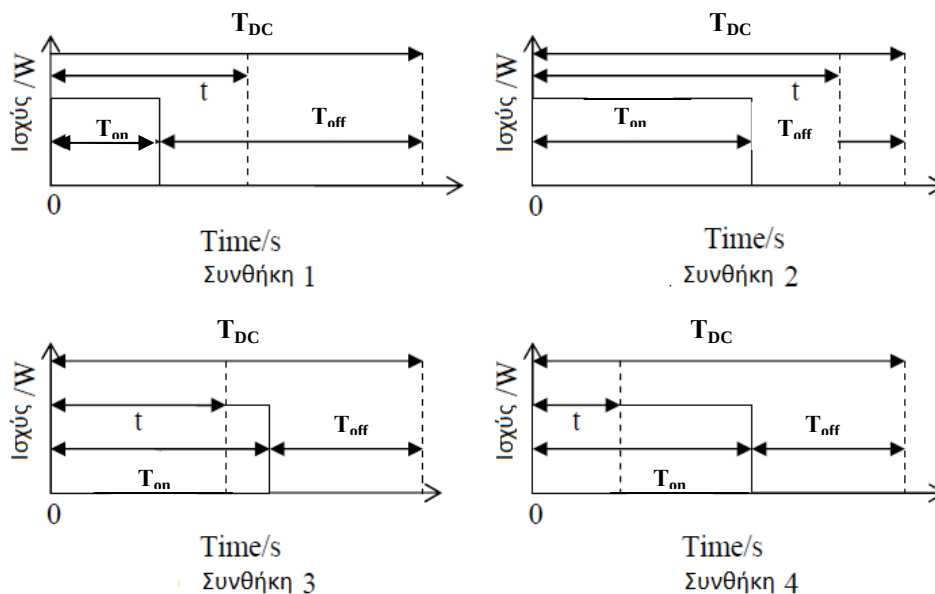
Σχήμα 2.12.α. Περιοδικός Και Μη Περιοδικός Κύκλος Λειτουργίας Μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ.

Το παραμένον, μη ακέραιο τμήμα της περιόδου μέτρησης, μπορεί να αποδώσει μια ποικιλία διαφορετικών περιόδων εντός και εκτός λειτουργίας παράγοντας πολλές διαφορετικές πιθανότητες, ανάλογα με το τέλος της περιόδου μέτρησης. Ουσιαστικά, υπάρχουν τέσσερις (4) διαφορετικές συνθήκες μέτρησης για τα επιμέρους τμήματα, οι οποίες απεικονίζονται στο σχήμα 2.12.β, όπου το t αναπαριστά τη σταθερά της περιόδου μέτρησης έχοντας αφαιρέσει το ακέραιο τμήμα της περιόδου μέτρησης, ή περισσότερα ολόκληρα ακέραια τμήματα, T_{on} είναι ο χρόνος λειτουργίας του υπολειπομένου κύκλου και T_{DC} η διάρκειά του.

Από κάθε συνθήκη προκύπτει και μια διαφορετική πιθανοτική καμπύλη παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος. Προκειμένου να καθοριστούν σε αναλυτική μορφή οι πιθανοτικές εξισώσεις είναι απαραίτητο να συγκριθούν τα γραφήματα, σχήμα 2.12.β σύμφωνα με τη σχετική πιθανότητα. Αν π.χ. τα ακέραια τμήματα της μέτρησης αποτελούν το 90% της συνολικής περιόδου μέτρησης, θα πρέπει να το λάβουμε υπόψη. Παρομοίως, όταν καθορίζονται οι εξισώσεις για κάθε συνθήκη, μια τιμή για το εκάστοτε εξεταζόμενο μέγεθος (όπως η ισχύς εξόδου), η οποία προκύπτει για $x\%$ του χρόνου, θα πρέπει να έχει πιθανότητα $x\%$.

Σαν αποτέλεσμα το μοντέλο μας δίνει την ελάχιστη και μέγιστη ισχύ (P_{min} , P_{max}) μεταξύ των οποίων το σύστημα Μίκρο_ΣΗΘ μπορεί να λειτουργήσει στον χρόνο παρατήρησης και επίσης την πιθανότητα για τις δύο αυτές οριακές τιμές καθώς και για τις ενδιάμεσες [$p(P_{min})$, $p(P_{max})$, $p(x)$].

Βάσει των παραπάνω διευκρινίσεων οι εξισώσεις για κάθε συνθήκη που οδηγούν στην εύρεση της Αθροιστικής Συνάρτησης Κατανομής (cdf, Cumulative Distribution Function), σχήμα 2.12.γ, δίνονται παρακάτω, [139]. Από το σχήμα 2.12.γ παρατηρούμε ότι στη γενικότερη μορφή η Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας, pdf (δίνεται από την παράγωγο της cdf) αποτελείται από δύο συναρτήσεις Dirac (διακριτή κατανομή) και μια συνεχή ομοιόμορφη. Έτσι, είναι αρκετά εύκολο κάθε φορά να βρίσκουμε για το χρόνο παρατήρησης τη μέση τιμή ($\langle x \rangle = \int_a^b xf(x)dx$), την τυπική απόκλιση ($\langle x^2 \rangle = \int_a^b (x - \langle x \rangle)^2 f(x)dx$), ή τις ροπές οποιασδήποτε τάξεως.



Σχήμα 2.12.β. Διαφορετικές Συνθήκες Λειτουργίας Για Το Σύστημα Μίκρο_ΣΗΘ.

Συνθήκη 1η

$$T_{on} < t, \quad T_{off} > t$$

$$P_{max} = P_{on} \times \frac{T_{on}}{t}, \quad P(P_{max}) = \frac{t - T_{on}}{T_{DC}}$$

$$P_{min} = 0, \quad P(P_{min}) = \frac{T_{DC} - t - T_{on}}{T_{DC}} \quad (2.12.ζ)$$

$$x > 0, \quad x < P_{max}, \quad P(x) = \frac{2 \times T_{on}}{T_{DC}} \cdot \frac{1}{P_{max}}$$

Συνθήκη 2η

$$T_{on} < t, \quad T_{off} \leq t$$

$$P_{max} = P_{on} \times \frac{T_{on}}{t}, \quad P(P_{max}) = \frac{t - T_{on}}{T_{DC}}$$

$$P_{min} = \frac{T_{on} + t - T_{DC}}{t} \cdot P_{max}, \quad P(P_{min}) = \frac{T_{on} + t - T_{DC}}{T_{DC}} \quad (2.12.η)$$

$$x > P_{min}, \quad x < P_{max}, \quad P(x) = \frac{2 \times (T_{DC} - t)}{T_{DC}} \cdot \frac{1}{P_{max} - P_{min}}$$

Συνθήκη 3η

$$T_{on} > t, \quad T_{off} < t$$

$$P_{max} = P_{on}, \quad P(P_{max}) = \frac{T_{on}-t}{T_{DC}}$$

$$P_{min} = \frac{T_{on}+t-T_{DC}}{t} \cdot P_{max}, \quad P(P_{mn}) = \frac{T_{on}+t-T_{DC}}{T_{DC}} \quad (2.12.θ)$$

$$x > P_{min}, \quad x < P_{max}, \quad P(x) = \frac{2 \times (T_{DC}-T_{on})}{T_{DC}} \cdot \frac{1}{P_{max}-P_{min}}$$

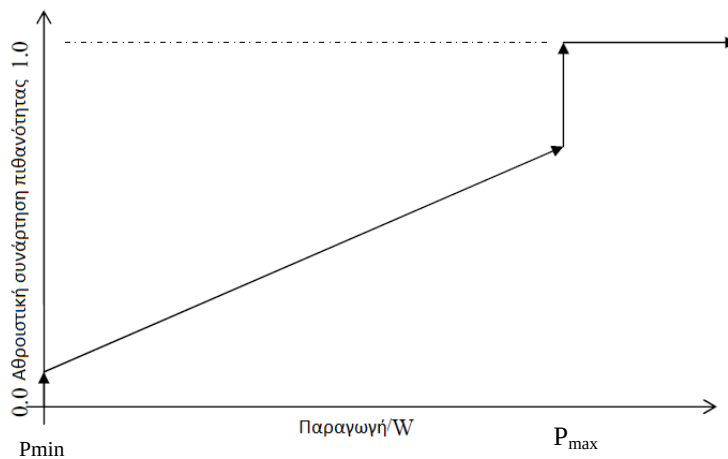
Συνθήκη 4η

$$T_{on} > t, \quad T_{off} \geq t$$

$$P_{max} = P_{on}, \quad P(P_{max}) = \frac{T_{on}-t}{T_{DC}}$$

$$P_{min} = 0, \quad P(P_{min}) = \frac{T_{DC}-T_{on}-t}{T_{DC}} \quad (2.12.ι)$$

$$x > 0, \quad x < P_{max}, \quad P(x) = \frac{2 \times t}{T_{DC}} \cdot \frac{1}{P_{max}}$$



Σχήμα 2.12.γ. Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής Του Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ.

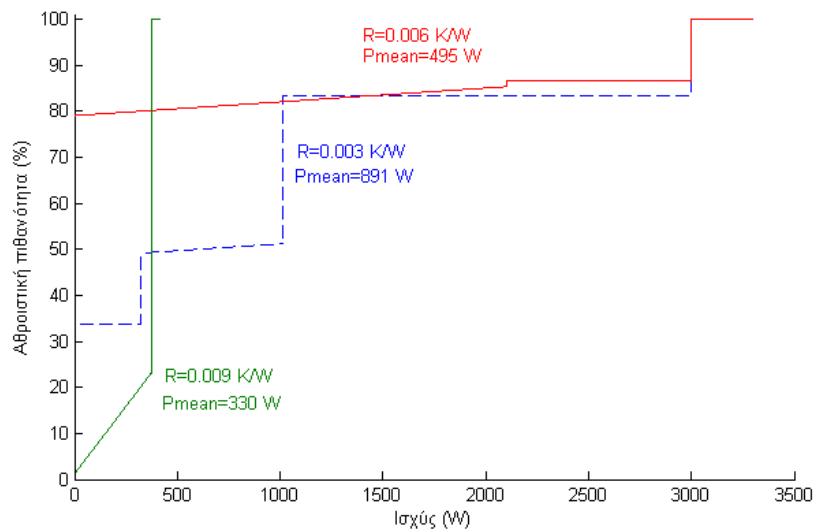
2.12.3. Ανάλυση Ευαισθησίας και Μελέτη Ceteris Paribus

Στις σχέσεις της προηγούμενης παραγράφου χρησιμοποιούνται πέντε βασικές παράμετροι: Θερμική αντίσταση, $R(K/W)$, Θερμοχωρητικότητα, $C(J/K)$, Χρόνος Παρατήρησης, $t(sec)$, Θερμοκρασία Περιβάλλοντος, $T_{ambient} (^{\circ}C)$, Όρια Θερμοκρασιών Αποκοπής Θερμοστάτη, $\Delta T_{cut}=T_{cut-out}-T_{cut-in} (^{\circ}C)$. Κρατώντας σταθερές τις τέσσερις από τις πέντε παραμέτρους (Ceteris Paribus Ανάλυση – των λοιπών όρων παραμενόντων αμεταβλήτων) πραγματοποιείται η Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς την παράμετρο που μεταβάλλεται κάθε φορά, για να εξαχθούν συμπεράσματα σχετικά με την μεταβολή που προκύπτει στην Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής της ισχύος εξόδου της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ. Αν και σε μερικό φορτίο, τόσο ο βαθμός απόδοσης όσο και ο HPR μεταβάλλεται, για λόγους απλοποίησης θεωρούμε ότι παραμένουν σταθεροί. Επίσης, σε κάθε περίπτωση εξάγεται η μέση τιμή της ισχύος, η οποία συγκρίνεται και σχολιάζεται.

Οι αρχικές τιμές των παραμέτρων καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ για οικιακές εφαρμογές και ειδικότερα για μία μονοκατοικία με σχετικά μεγάλους χώρους, δύο ορόφων, με μέτρια μόνωση είναι τα ακόλουθα:

- $R=0,005K/W$, $C=1000kJ/K$,
- $t=3600sec$, $T_{ambient}=10^{\circ}C$, $\Delta T_{cut}=18-22^{\circ}C$.
- $P_{el}=3kW_e$, $Q_{th}=10kW_{th}$ με $HPR=3,33$.

2.12.3.1. Ελεύθερη Παράμετρος: Θερμική Αντίσταση, R (σχήμα 2.12.δ)

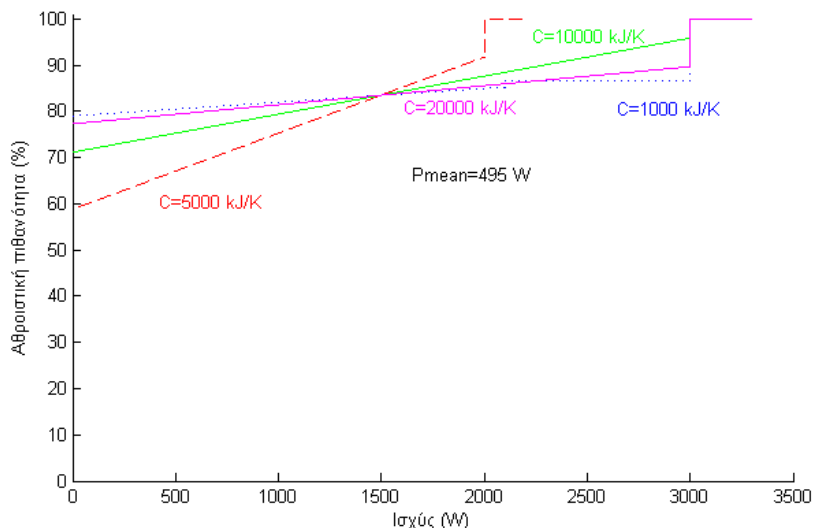


Σχήμα 2.12.δ. Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Του R .

Παρατηρούμε ότι η αύξηση της τιμής της θερμικής αντίστασης του κτιρίου (δηλαδή η βελτίωση της μόνωσης του), οδηγεί σε μείωση των θερμικών απωλειών, η οποία με τη σειρά της καταλήγει σε μείωση των θερμικών αναγκών του κτιρίου, εφόσον με λιγότερη κατανάλωση θερμικής ενέργειας επιτυγχάνεται η διατήρηση της επιθυμητής εσωτερικής θερμοκρασίας του κτιρίου, εντός των ορίων του θερμοστάτη (18°C – 22°C). Επομένως, μειώνεται και η μέση τιμή της ισχύος εξόδου της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ, καθώς απαιτείται να λειτουργεί μικρότερο χρονικό διάστημα και πιθανόν όχι στο μέγιστο φορτίο.

2.12.3.2. Ελεύθερη Παράμετρος: Θερμοχωρητικότητα, C (σχήμα 2.12.ε)

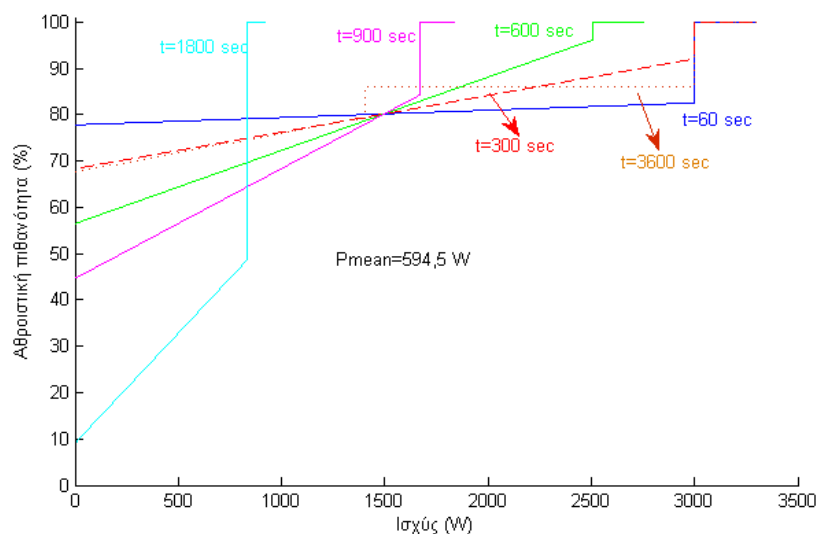
Παρατηρούμε ότι η θερμοχωρητικότητα είναι μια παράμετρος, που δεν επιδρά ουσιαστικά στην ισχύ εξόδου της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ.



Σχήμα 2.12.ε. Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Της C .

2.12.3.3. Ελεύθερη Παράμετρος: Χρόνος Παρατήρησης, t (σχήμα 2.12.στ)

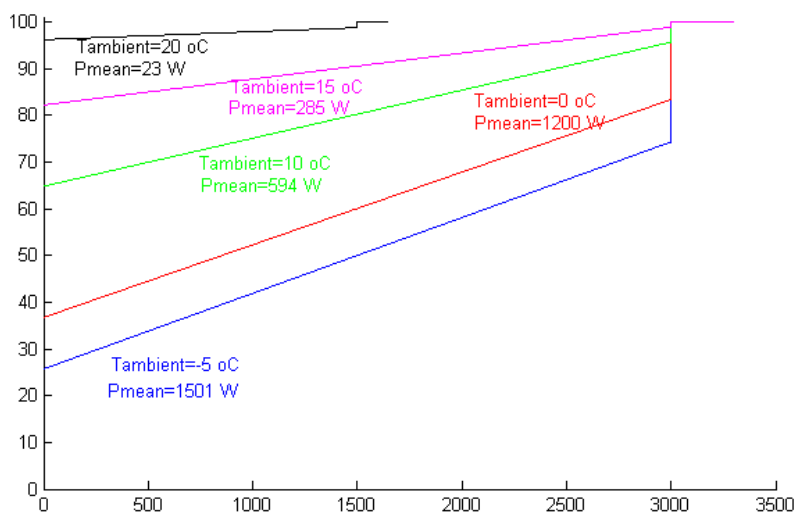
Παρατηρούμε ότι μια αλλαγή της διάρκειας του χρόνου παρατήρησης μεταβάλλει τις πιθανότητες. Όσον αφορά όμως τη μέση τιμή της ισχύος, αυτή δεν επηρεάζεται και ουσιαστικά παραμένει η ίδια για τους διάφορους χρόνους παρατήρησης.



Σχήμα 2.12.στ. Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Του t .

2.12.3.4. Ελεύθερη Παράμετρος: Εξωτερική Θερμοκρασία Περιβάλλοντος, T_{ambient} (σχήμα 2.12.ζ)

Παρατηρούμε ότι υπάρχει σημαντική διαφορά στις καμπύλες cdf, καθώς και στις αντίστοιχες μέσες τιμές. Καθώς αυξάνεται η θερμοκρασία περιβάλλοντος, η αντίστοιχη μέση τιμή της ισχύος της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ μειώνεται αφού η μονάδα θα χρειαστεί να λειτουργήσει μικρότερο χρονικό διάστημα, ώστε να διατηρηθεί η επιθυμητή εσωτερική θερμοκρασία του κτιρίου στα όρια του θερμοστάτη.



Σχήμα 2.12.ζ. Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Της T_{ambient} .

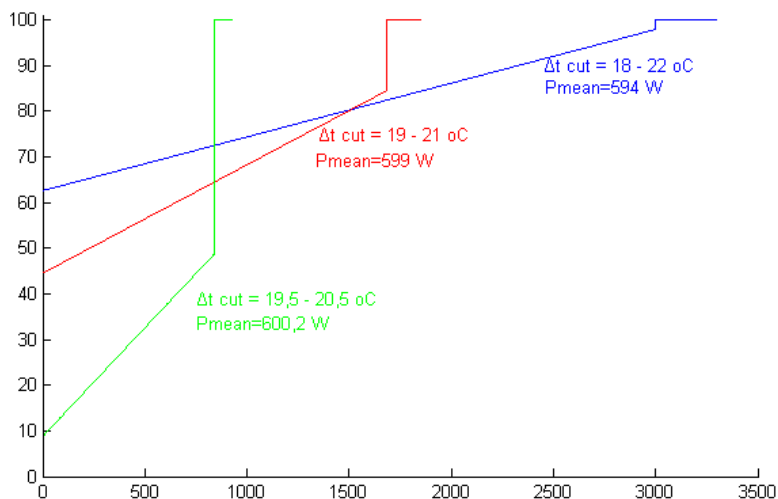
2.12.3.5. Ελεύθερη Παράμετρος: Όρια Θερμοκρασιών Αποκοπής Θερμοστάτη, ΔT_{cut} (σχήμα 2.12.η)

Παρατηρούμε ότι καθώς τα όρια του θερμοστάτη, ΔT_{cut} μειώνονται, η μέση τιμή της ισχύος της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ αυξάνεται. Αυτό συμβαίνει, διότι όσο «στενεύει» η περιοχή των επιθυμητών θερμοκρασιών, η μονάδα συμπαραγωγής «αναγκάζεται» να λειτουργεί μεγαλύτερο χρονικό διάστημα και σε μεγαλύτερα επίπεδα ισχύος, προκειμένου να διατηρήσει τη θερμοκρασία του χώρου σε επιθυμητό επίπεδο.

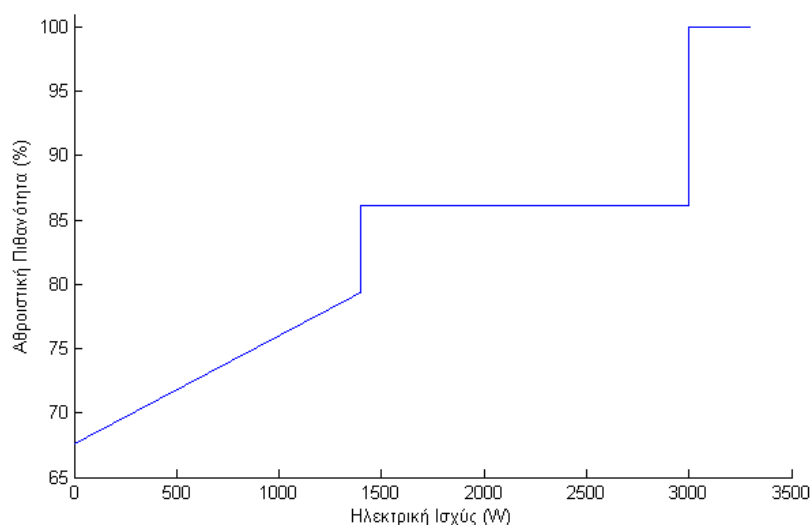
2.12.3.6. Συντελεστές Στάθμισης-Πιθανότητες

Με βάση τα δεδομένα της παραγράφου 2.12.3, σελ. 68 και για διαφορετικές εξωτερικές θερμοκρασίες περιβάλλοντος το πιθανοτικό μοντέλο παρέχει τις πιθανότητες να έχουμε δεδομένη ισχύ εξόδου εντός του προκαθορισμένου χρόνου παρατήρησης. Βάσει αυτών των πιθανοτήτων υπολογίζονται οι μέσες τιμές των εξαγόμενων μεγεθών. Έτσι, π.χ. για το εξεταζόμενο σύστημα, παράγραφος 2.12.3, σελ. 68 το αποτέλεσμα

είναι, σχήμα 2.12.θ: $P_{\text{off}}=0$, $p(P_{\text{off}})=67,57\%$, $P_{\text{min}}=0$, $p(P_{\text{min}})=0$, $p(P(x))=11,76\%$, $P_{\text{max}}=1400\text{W}$, $p(P_{\text{max}})=6,73\%$, $P_{\text{on}}=3000\text{W}$, $p(P_{\text{on}})=13,94\%$. Επομένως, για κάθε αλλαγή της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος στον χρόνο παρατήρησης υπολογίζονται και διαφορετικές τιμές πιθανοτήτων για τις διαφορετικές υπολογισμένες τιμές της ισχύος εξόδου. Αυτές οι τιμές πιθανοτήτων είναι ίδιες τόσο για την ηλεκτρική ισχύ εξόδου όσο και για την αντίστοιχη θερμική όπως και για τα μεγέθη που συνδέονται με αυτά.



Σχήμα 2.12.η. Καμπύλες cdf Για Διάφορες Τιμές Της ΔT_{cut} .



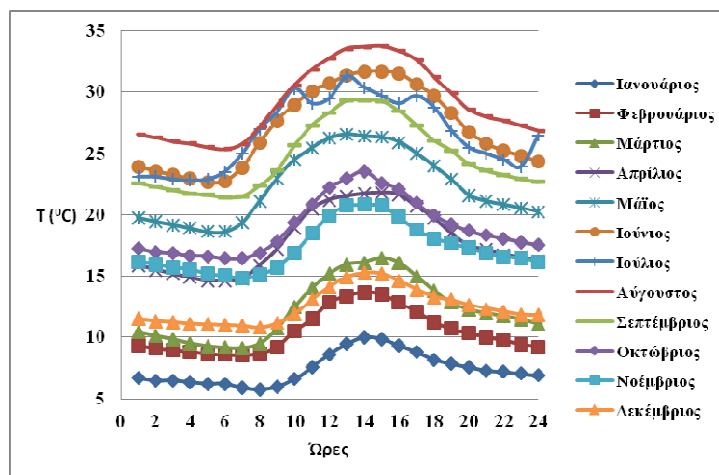
Σχήμα 2.12.θ. Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής Για Συγκεκριμένες Τιμές Των Παραμέτρων Του Εξεταζόμενου Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ..

2.12.4. Πρόβλεψη Ωριαίων Θερμικών Φορτίων Θέρμανσης Χώρων Οικίας Βάσει Του Πιθανοτικού Μοντέλου Μίκρο_ΣΗΘ

Στην ενότητα αυτή θα υπολογιστούν οι μέσες ωριαίες θερμικές ανάγκες για μια οικία/σπίτι τετραμελούς οικογένειας με τη βοήθεια του πιθανοτικού μοντέλου που αναπτύχθηκε στην προηγούμενη παράγραφο. Ταυτόχρονα θα υπολογίζονται και οι μέσες ωριαίες παραγόμενες ηλεκτρικές τιμές της ισχύος. Τα χαρακτηριστικά αυτής της κατοικίας είναι παρόμοια με τα αντίστοιχα μιας εκ των 18 κατοικιών του οικιστικού συγκροτήματος της παραγράφου 2.11.

Για τις κατοικίες της παραγράφου 2.11 υπολογίστηκαν τα φορτία θέρμανσης χώρου με τη βοήθεια των σχέσεων της παραγράφου 2.11.2.1 και της αναφοράς, [133]. Η εύρεση των νέων φορτίων θέρμανσης θα συγκριθούν με τα ήδη ευρεθέντα. Στη διατριβή αυτή διατείνομαστε ότι το πιθανοτικό μοντέλο που αναλύθηκε ανωτέρω δίνει ικανοποιητικά αποτελέσματα. Ουσιαστικά, η όλη μελέτη αποτελεί και μια από τις συμβολές της εν λόγω διατριβής. Αρχικά, δίνονται τα δεδομένα για τα θερμικά φορτία μιας εκ των 18 κατοικιών της

παραγράφου 2.9, έχοντας αφαιρέσει τα φορτία για τη θέρμανση νερού. Αυτά θα αποτελέσουν τη βάση για τη σύγκριση με τα νέα θερμικά φορτία που θα προκύψουν από την εφαρμογή του πιθανοτικού μοντέλου Μίκρο_ΣΗΘ στο οποίο θα εισαχθούν τα ανάλογα δεδομένα που δίνονται παρακάτω, [142], [143]. Η σύγκριση θα γίνει ενδεικτικά για δύο τυπικές μέρες των μηνών Ιανουαρίου και Μαρτίου του έτους 2010. Για τον υπολογισμό θα χρησιμοποιηθούν οι μέσες ωριαίες θερμοκρασίες από ΕΜΥ (Περιοχή Αττικής-Αθήνα), [135] σχήμα 2.12.ι.



Σχήμα 2.12.ι. Μέσες Ημερήσιες Καμπύλες Εξωτερικών Θερμοκρασιών Για Κάθε Μήνα Του Έτους 2010 (ΕΜΥ) Για Την Περιοχή Της Αθήνας. Παρόμοια Διαγράμματα Προκύπτουν Για Κάθε Περιοχή Μελέτης.

2.12.4.1. Ωριαία Θερμικά Φορτία Θέρμανσης Χώρου Μιας Κατοικίας Μέσω Του Προτεινόμενου Πιθανοτικού Μοντέλου Μίκρο_ΣΗΘ – Συγκρίσεις

Οι αρχικές τιμές των παραμέτρων καθώς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ, που θα χρησιμοποιηθεί στη μελέτη, έχουν ως ακολούθως:

- $R=0,0053\text{K/W}$ (χαμηλή μόνωσης), $C=1000\text{kJ/K}$,
- $t=3600\text{sec}$, T_{ambient} , $\Delta T_{\text{cut}}=18^{\circ}-22^{\circ}\text{ }^{\circ}\text{C}$ (όσο το δυνατόν πλησιέστερα στην τιμή των 20°C για λόγους σύγκρισης και μόνο).
- Ονομαστικές Τιμές-Αποδόσεις του Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ:
- Οι ωριαίες εξωτερικές θερμοκρασίες περιβάλλοντος για όλο το έτος 2010 αλλά και οι μέσες τιμές για μια αντιπροσωπευτική μέρα κάθε μήνα του έτους παρέχονται στη αναφορά, [135], σχήμα 2.12.ι.

Η εφαρμογή, λοιπόν, του πιθανοτικού μοντέλου που προτείνεται, βάσει των παραπάνω δεδομένων οδηγεί σε αποτελέσματα που παρατίθενται στον πίνακα 2.12.α. Διαπιστώνεται ότι το πιθανοτικό μοντέλο, βάσει του οποίου προσδιορίζονται οι μέσες ωριαίες θερμικές ζητήσεις ενός χώρου, δίνει αποτελέσματα που διαφέρουν σε σχέση με τα αντίστοιχα του 1^{ου} Μοντέλου μεταξύ -17% και 20%. Σε πολλές περιπτώσεις η απόκλιση είναι της τάξης του 1%. Παρόλα αυτά, δέον να τονιστεί, ότι μια πλήρης μελέτη για όλες τις ώρες του χρόνου θα πρέπει να περιλαμβάνει την εξέταση πολλών μεταβλητών σχετικά με τα χαρακτηριστικά του εκάστοτε σπιτιού (R , C , t , ΔT_{cut} , κ.τ.λ.), τα τεχνικά χαρακτηριστικά της τεχνολογίας Μίκρο_ΣΗΘ αλλά και τα χαρακτηριστικά της θέσης εγκατάστασης (T_{ambient} , μικροκλίμα περιοχής).

2.12.5. Μελέτη Βιωσιμότητας Εγκατάστασης Μίκρο_ΣΗΘ Για Μια Τυπική Μικρή Κατοικία Βάσει Των Αποτελεσμάτων Του Πιθανοτικού Μοντέλου Μίκρο_ΣΗΘ

2.12.5.1. Εισαγωγή

Στην εν λόγω μελέτη βιωσιμότητας ακολουθείται παρόμοια διαδικασία με αυτή της παραγράφου 2.11, ενώ θα χρησιμοποιηθούν όλα τα δεδομένα της παραγράφου 2.12.4.1 καθώς και τα τιμολόγια φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού για το έτος 2012-2013 που δίνονται στο Παράρτημα Β (Πίνακες Π.2.δ, Π.2.ε). Η μελέτη θα πραγματοποιηθεί για την περιοχή της Αθήνας (Υψηλές Θερμοκρασίες) για Χαμηλή Ηλεκτρική Ζήτηση (Παράρτημα Β, Πίνακας Π.2.β-Επέκταση σε Όλες τις Μέρες του Μήνα). Η χρονική περίοδος μελέτης θα ξεκινά από τα μέσα Οκτωβρίου και θα τελειώνει στα μέσα Απριλίου (1 Εξάμηνο). Αυτό διότι το πιθανοτικό μοντέλο που αναπτύχθηκε υπολογίζει θερμικά φορτία για την κάλυψη των θερμικών αναγκών

ενός χώρου. Βάσει, όμως, των αποτελεσμάτων θα αξιολογηθεί μια τέτοια επένδυση κάνοντας ταυτόχρονα κάποιες λογικές υποθέσεις και προτείνοντας ανάλογες δράσεις.

Πίνακας 2.12.α.

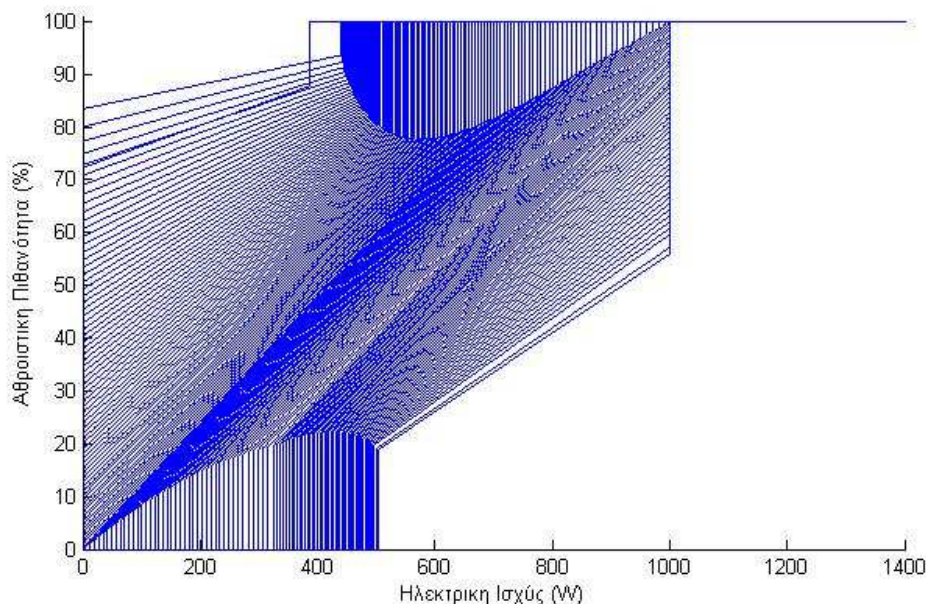
Σύγκριση Ωριαίων Θερμικών Φορτίων Για Θέρμανση Χώρων Μεταξύ Των Δύο Μοντέλων.

ΑΝΤΙΠΡΟΣΩΠΕΥΤΙΚΟ ΗΜΕΡΗΣΙΟ ΑΝΑ ΩΡΑ ΦΟΡΤΙΟ ΣΕ (Wh) – ΔΕΛΟΜΕΝΑ 2010						
ΩΡΕΣ ΗΜΕΡΑΣ	ΜΟΝΤΕΛΟ Ι Πίνακας 2.11.α Φορτία Θέρμανσης Χώρου για μια Κατοικία (Εκτός Φορτίων Θέρμανσης Νερού)		ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ		ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΕΣ (%) ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΒΑΣΕΙ ΤΩΝ ΤΙΜΩΝ ΤΟΥ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ	
	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	ΜΑΡΤΙΟΣ	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	ΜΑΡΤΙΟΣ	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	ΜΑΡΤΙΟΣ
0-1π.μ	2470,588	1882,353	2506,238	1805,358	1,42	-4,26
1-2π.μ	2352,941	1764,706	2558,220	1862,804	8,02	5,27
2-3π.μ	2411,765	1823,529	2559,502	1914,768	5,77	4,76
3-4π.μ	2411,765	1941,176	2584,008	1975,929	6,67	1,76
4-5π.μ	2470,588	2000,000	2610,865	2019,375	5,37	0,96
5-6π.μ	2529,412	2058,824	2609,542	1851,779	3,07	-11,18
6-7π.μ	2647,059	2176,471	2679,520	1857,363	1,21	-17,18
7-8π.μ	2352,941	1941,176	2711,627	1982,047	13,23	2,06
8-9π.μ	2588,235	1823,529	2660,625	1752,204	2,72	-4,07
9-10π.μ	2588,235	1470,588	2534,617	1412,443	-2,12	-4,12
10-11π.μ	2001,210	1058,824	2344,875	1127,566	14,66	6,10
11π.μ-12	1777,856	705,8824	2107,065	903,3303	15,66	21,86
12-1μ.μ	1687,346	588,2353	1985,106	688,2132	15,02	14,53
1-2μ.μ	1537,971	588,2353	1883,587	675,0181	18,40	12,86
2-3μ.μ	1567,572	552,9412	1909,876	647,2624	17,95	14,57
3-4μ.μ	1689,081	594,1176	2007,135	677,9470	15,85	12,36
4-5μ.μ	1743,784	835,2941	2015,818	939,3967	13,53	11,08
5-6μ.μ	1821,099	970,5882	2226,606	1165,428	18,22	16,71
6-7μ.μ	1863,123	1082,352	2295,520	1347,375	18,84	19,66
7-8μ.μ	2294,118	1470,588	2344,875	1459,096	2,16	-0,79
8-9μ.μ	2294,118	1588,235	2398,106	1512,821	4,34	-4,98
9-10μ.μ	2176,471	1588,235	2417,975	1556,170	9,99	-2,06
10-11μ.μ	2058,824	1529,412	2447,236	1606,849	15,87	4,82
11μ.μ-12	2058,824	1529,412	2475,361	1675,854	16,83	8,74

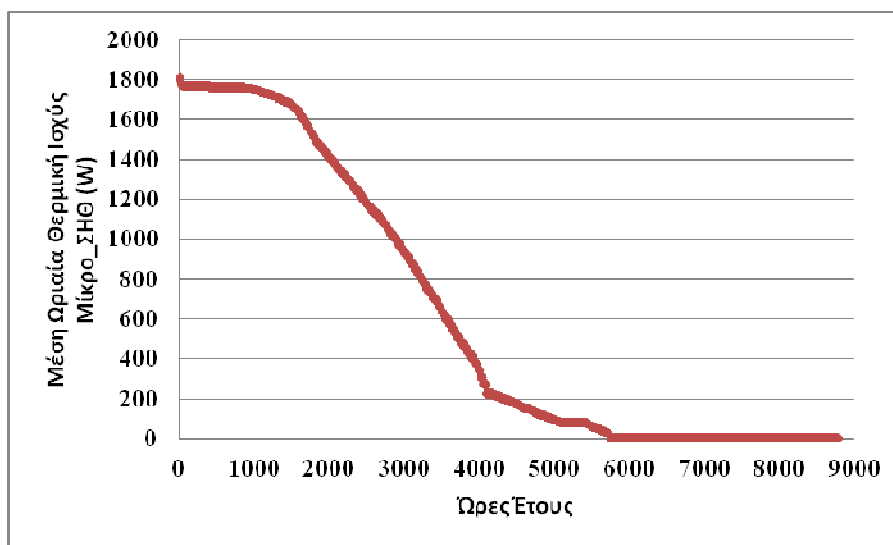
Για να είναι ακόμα πιο ρεαλιστικά τα αποτελέσματα κυρίως, όσον αφορά την ποσότητα καυσίμου (φυσικό αέριο) που θα χρησιμοποιηθεί, θα πρέπει να λάβουμε υπόψη και το γεγονός ότι η μεταβολή της μέσης ηλεκτρικής ισχύος εξόδου ή η μεταβολή της μέσης θερμικής ισχύος εξόδου συνδέεται με τη μεταβολή της ηλεκτρικής απόδοσης και της μεταβολής του HPR σύμφωνα με την ανάλυση της παραγράφου 2.9, σε περίπτωση που δεν δοθούν οι πληροφορίες αυτές από τον κατασκευαστή της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ. Έτσι, εκτός των δεδομένων της υποπαραγράφου 2.12.4.1 για τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ θα πρέπει να ληφθούν υπόψη τα παρακάτω:

- Αποδόσεις σε Μερικό Φορτίο του Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ: $P_{el} = 0,3kW_{el}$, $n_{el} = 12\%$, $Q_{th} = 1,67kW_{th}$, $n_{th} = 67\%$, $n_o = 79\%$, $HPR = 5,58$.
- Βασικές Σχέσεις: Προκύπτουν από τις σχέσεις της παραγράφου 2.9: $HPR = 85,206/(n_{el}^{-1,097})$, $P_{el} = 0,015n_{el} + 7,5$, $Q_{th} = -0,381n_{th} + 71,572$.
- Επίσης, $R = 0,008K/W$ (πολύ καλή μόνωση) η ΔT_{cut} θα πρέπει να περιοριστεί μεταξύ των ορίων (18–22)°C, ενώ θα πρέπει να τονιστεί ότι η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ δε μπορεί να λειτουργήσει σε θερμοκρασίες πάνω από τους 22°C.

Τρέχοντας το πιθανοτικό μοντέλο Μίκρο_ΣΗΘ για τα ονομαστικά μεγέθη και για κάθε ώρα του έτους παίρνουμε τις πιθανοτικές κατανομές της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου ανά ώρα για όλο το έτος, σχήμα 2.12.κ. Ταυτόχρονα παίρνουμε και τις αντίστοιχες τιμές για τη θερμική ισχύ εξόδου της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ που αποτελούν και τις θερμικές ζητήσεις-θερμικές ανάγκες της κατοικίας, σχήμα 2.12.λ, δηλαδή $Q_{th}=Q_{Zήτησης}$.



Σχήμα 2.12.κ. Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Ανά Ώρα Για Ένα Έτος Για Τις Συγκεκριμένες Τιμές Των Παραμέτρων Του Εξεταζόμενου Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ.



Σχήμα 2.12.λ. Ετήσια Καμπύλη Διάρκειας Μέσης Παραγόμενης Θερμικής Ισχύος Της Μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ.

2.12.5.2. Υπολογισμοί-Αποτελέσματα Μελέτης Εξαμήνου

Κόστος Συμβατικής Κάλυψης των Ενεργειακών Αναγκών της Κατοικίας

Επιλογή Λέβητα

Προτείνεται μικρός λέβητας πετρελαίου-αερίου, με βαθμό απόδοσης 80%.

Υπολογισμός Κόστους Θερμικής Ενέργειας

Βάσει του πίνακα Π.2.α το ετήσιο κόστος κάλυψης της συνολικής θερμικής ενέργειας ζήτησης (ετησίως **5889,3kWh_{th}** – θέρμανση χώρων) για την εν λόγω κατοικία ανέρχεται στο ποσό των **426,46€**.

Υπολογισμός Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στο τμήμα αυτό πραγματοποιούμε τη τιμολόγηση με βάση το μεικτό ωράριο, Γ1N. Το συνολικό επομένως κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (ετησίως **3037,3kWh**) βάσει του πίνακα Π.2.β υπολογίζεται ότι είναι: **127.64€**.

Υπολογισμός Ετήσιου Ενεργειακού Κόστους

Το ετήσιο ενεργειακό κόστος λειτουργίας στη συμβατική περίπτωση αποτελείται από το άθροισμα του κόστους αγοράς φυσικού αερίου για τον λέβητα (κάλυψη θερμικών αναγκών), το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας συν ένα ποσό της τάξεως των **70€** για τη συντήρηση του λέβητα. **Συνολικά: 624,10€**.

Κόστος Κάλυψης Ενεργειακών Αναγκών Κατοικίας με τη Μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ

Επιλογή Συστήματος ΣΗΘ

Χρησιμοποιείται η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ με δεδομένα από τις παραγράφους 2.12.4.1 και 2.12.5.1). Η παραγωγή θερμότητας της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ ακολουθεί σε κάθε χρονική στιγμή τη θερμική ζήτηση (Heat Match). Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται κάθε ώρα από τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ (ετησίως **1592,6kWh**) υπολογίζεται ταυτόχρονα με την παραγόμενη θερμική ενέργεια βάσει του πιθανοτικού μοντέλου (υπολογίζονται οι μέσες τιμές εντός του καθορισμένου χρόνου παρατήρησης βάσει των συντελεστών στάθμισης-τιμές πιθανοτήτων που προκύπτουν). Σε περίπτωση που η παραγόμενη από τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ, ηλεκτρική ενέργεια, δεν επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών του συγκροτήματος, επιπλέον ενέργεια εισάγεται από το δίκτυο της ΔΕΗ, ενώ σε περίπτωση που η παραγόμενη ενέργεια πλεονάζει πωλείται στο δίκτυο. Στο σημείο αυτό είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι για τον υπολογισμό της ποσότητας φυσικού αερίου που απαιτείται για την κάλυψη των θερμικών και μέρους των ηλεκτρικών αναγκών της κατοικίας θα πρέπει να ληφθούν υπόψη οι σχέσεις που προσδιορίζουν τις μεταβολές του HPR και η_{th} συναρτήσει της ηλεκτρικής απόδοσης, η_{el} της Μίκρο_ΣΗΘ.

Υπολογισμός Κόστους Θερμικής Ενέργειας

Στηριζόμενη στην διαδικασία υπολογισμού του κόστους θερμικής ενέργειας που αναπτύχθηκε στην περίπτωση της συμβατικής λύσης και δεδομένης της παραγωγής θερμικής ενέργειας από τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ με τον αντίστοιχο βαθμό θερμικής απόδοσης για την πραγματική θερμική κατανάλωση, υπολογίζεται το ετήσιο κόστος της θερμικής ενέργειας στην περίπτωση εγκατάστασης μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ, και βρίσκεται ίσο με **309,79€**.

Υπολογισμός Κόστους Αγοράς Πρόσθετης Ηλεκτρικής Ενέργειας από το Δίκτυο

Η χρησιμοποίηση του τιμολογίου Γ1N και των δεδομένων χρέωσης όπως παρουσιάστηκαν σε προηγούμενη ενότητα για τη συμβατική λύση δίνουν ένα συνολικό κόστος: **38,58€**.

Υπολογισμός Εσόδων από την Πώληση Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δίκτυο

Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια, **376kWh**, πωλείται στο δίκτυο προς ~120€/MWh. Ωστόσο, ο νόμος ορίζει ότι η περισσευούμενη ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο δεν μπορεί να ξεπερνά το 20% της συνολικά παραγόμενης, περίπτωση αυτοπαραγωγού, **Πίνακας 1.9.γ, [138]**. Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ υπολογίζεται σε **1592,6kWh** και άρα η διαθέσιμη ενέργεια προς πώληση στο δίκτυο δεν μπορεί να ξεπερνά τις **318kWh**. Επομένως, τα έσοδα από την πώληση στο δίκτυο ανέρχονται σε **381,6€ εξαμηνιαία**.

Υπολογισμός Ετήσιου Ενεργειακού Κόστους Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ

Το ετήσιο ενεργειακό κόστος λειτουργίας για την περίπτωση του ΣΗΘ αποτελείται από το άθροισμα του κόστους αγοράς φυσικού αερίου για την μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ, του κόστους αγοράς της πρόσθετης ηλεκτρικής ενέργειας συν ένα ποσό της τάξεως των **120€** για τη συντήρηση της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ μείον ασφαλώς τα έσοδα από την πώληση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο. **Συνολικά: 85,77€**.

Κόστος Επένδυσης Μίκρο_ΣΗΘ

Σε ότι αφορά στο συνολικό κόστος εγκατάστασης της μονάδας ΣΗΘ, αυτό ανέρχεται σε **I₀=3500€ (3500€/kWe)** και περιλαμβάνει:

- Το κόστος του συστήματος ΣΗΘ με όλα τα παρελκόμενα εξαρτήματα και συσκευές, όπως σωληνώσεις, αυτοματισμούς, κ.λπ.
- Το κόστος της εγκατάστασης και λοιπά έξοδα, όπως τα έξοδα σύνδεσης με το δίκτυο φυσικού αερίου, κόστος σύνδεσης με το δίκτυο, τα έξοδα μεταφοράς και εγκατάστασης της μονάδας, κ.λπ.

Αξιολόγηση της Επένδυσης Μίκρο_ΣΗΘ

Σύμφωνα με τα ανωτέρω αποτελέσματα η εγκατάσταση μονάδας ΣΗΘ οδηγεί σε μία εξαμηνιαία εξοικονόμηση της τάξεως των **NCF=538.33€**. Αν θεωρηθεί ένα επιτόκιο αναγωγής (προεξοφλητικό) **r=6%** (ή κόστος κεφαλαίου), ένας φορολογικός συντελεστής **φ=40%**, και **n** τα χρόνια απόσβεσης της επένδυσης, τότε μπορούμε να οδηγηθούμε στα εξής αποτελέσματα δοθέντος ότι οι καθαρές εξαμηνιαίες ταμειακές ροές της επένδυσης είναι **NCF_p=NCF(1-φ)+φI₀/n=538,33*0,6+0,4*3500/10=323+140=463€**. Παρακάτω δίνονται τα

αποτελέσματα θεωρώντας ότι η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ λειτουργεί μόνο ένα εξάμηνο του έτους ενώ στο άλλο εξάμηνο είτε καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες της κατοικίας συμβατικά είτε μέσω της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ το κέρδος είναι μηδενικό.

- Η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) προκύπτει θετική για χρόνο ζωής $N=11,5$ έτη, οπότε σε γενικά πλαίσια η επένδυση δεν κρίνεται οικονομικά συμφέρουσα. Για κρατική επιδότηση της τάξης του 30% προκύπτει $N=8,5$ έτη και η επένδυση καθίσταται βιώσιμη.
- Εναλλακτικά, σε $N=9$ έτη ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) της επένδυσης προκύπτει ίσος με $7\% > 6\%$ και η επένδυση κρίνεται συμφέρουσα.

Προφανώς, η αξιολόγηση της επένδυσης μπορεί να ελεγχθεί και για άλλους συνδυασμούς τιμών των εμπλεκόμενων μεγεθών (ανάλυση ευαισθησίας), καθώς και για διαφορετικές τιμές πληθωρισμού (σχέση Fisher), [121].

2.12.5.3. Συμπεράσματα Μελέτης-Προτάσεις

- Το κύριο συμπέρασμα που εξάγεται είναι πως η συγκεκριμένη τεχνολογία Μίκρο_ΣΗΘ μπορεί να καταστεί βιώσιμη στον οικιακό τομέα.
- Αν και το αρχικό κόστος κτήσης της μονάδας ΣΗΘ είναι αρκετά υψηλό (3000€/kWe) εντούτοις ο συνδυασμός της επιδότησης με μια μελλοντική μείωση του κόστους εγκατάστασης θα την καταστήσει άκρως ανταγωνιστική.
- Η πώληση του πλεονάσματος της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο αποδίδει κέρδος. Ο περιορισμός που τίθεται ωστόσο από την νομοθεσία περιορίζει την πωλούμενη στο δίκτυο ηλεκτρική ενέργεια στο 20% της συνολικά παραγόμενης από τη μονάδα ΣΗΘ και έχει σαν αποτέλεσμα στην εφαρμογή μας σημαντικό ποσό ηλεκτρικής ενέργειας να μένει αναξιοποίητο. Η άρση ή η “χαλάρωση” αυτού του περιορισμού θα οδηγήσει σε περισσότερα οφέλη-κέρδη.
- Εφόσον αυτή η επένδυση κρίνεται συμφέρουσα για περιοχές σχετικά υψηλών θερμοκρασιών (π.χ. Αθήνα) συνάγεται ότι η εγκατάσταση τέτοιων μονάδων σε βορειότερες περιοχές της Ελλάδας (π.χ. Μακεδονία) με ενδιάμεσες ηλεκτρικές καταναλώσεις καθίσταται εκ των ων ουκ άνευ.
- Το σημαντικότερο είναι ότι η μελέτη πραγματοποιήθηκε για ένα εξάμηνο και μάλιστα για τους μήνες εκείνους όπου οι εξωτερικές θερμοκρασίες είναι χαμηλές, ενώ υπό προϋποθέσεις η επένδυση κρίνεται συμφέρουσα. Είναι εύλογο ότι η λειτουργία της μονάδας το υπόλοιπο εξάμηνο δεν αποφέρει κέρδη ή αυτά είναι ελάχιστα. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ λειτουργεί για την κάλυψη και μόνο των θερμικών φορτίων χώρου. Επίσης, σταματά να λειτουργεί όταν η θερμοκρασία ξεπεράσει ένα όριο που τίθεται από τον εκάστοτε διαχειριστή, π.χ. στην περίπτωση μας 22°C . Για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος μπορεί να προταθεί η λειτουργία της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ για το υπόλοιπο χρονικό διάστημα σε κατάσταση Electricity Match. Επιπλέον, οι μονάδες ΣΗΘ με κατάλληλες τροποποιήσεις μπορούν να λειτουργήσουν ως μονάδες τριπαραγωγής. Το κόστος μετατροπής συνήθως κυμαίνεται μεταξύ 7%-10% του αρχικού κόστους εγκατάστασης της μονάδας. Έτσι, η δυνατότητα παραγωγής ισχύος για την κάλυψη των ψυκτικών φορτίων ζήτησης σε συνδυασμό με την παραγωγή θερμικής ισχύος (θέρμανση νερού κ.τ.λ.) και ηλεκτρικής και όλα αυτά ενσωματωμένα στο πιθανοτικό μοντέλο Μίκρο_ΣΗΘ που εξετάστηκε ανωτέρω μπορεί να αποφέρει μεγαλύτερα κέρδη από τα υπολογισμένα για το άλλο εξάμηνο. Άρα, ο χρόνος αποπληρωμής της επένδυσης να μειωθεί κατά πολύ.
- Σε κάθε περίπτωση, οι διακυμάνσεις των εξωτερικών θερμοκρασιών, η αυξομειώσεις τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας (αγορά, πώληση), οι αλλαγές στις τιμές των καυσίμων (π.χ. φυσικό αέριο, πετρέλαιο), το μικροκλίμα της περιοχής, η κατασκευή της κατοικίας (π.χ. καλής μονώσεως), ο χρόνος παρατήρησης, το εύρος λειτουργίας του θερμοστάτη κ.τ.λ. είναι παράγοντες που επηρεάζουν τα τελικά αποτελέσματα και θα πρέπει να λαμβάνονται σοβαρά υπόψη πάντοτε.

2.13. ΔΙΑΚΥΜΑΝΣΗ ΤΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ ΖΗΤΗΣΗΣ ΚΑΙ ΒΕΛΤΙΣΤΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΙΚΡΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ

2.13.1. Εισαγωγή

Στην παρούσα μελέτη, εξετάζεται η περίπτωση ελαχιστοποίησης της συνάρτησης λειτουργικού κόστους ενός υβριδικού συστήματος που αποτελείται κυρίως από μικρές μονάδες ΣΗΘ (<150kW_{el}), συνεπικουρούμενες από μονάδες παραγωγής φωτοβολταϊκών, μονάδα Boiler και ενός Κανστήρα. Η βελτιστοποίηση λαμβάνει χώρα για μια ημέρα του Ιανουαρίου και μια του Ιουλίου (Χειμώνας, Καλοκαίρι), κατά τη διάρκεια των οποίων, η παραγωγή των μονάδων ΔΠ ακολουθεί τις ημερήσιες διακυμάνσεις του φορτίου ζήτησης των καταναλωτών. Το υβριδικό ενεργειακό σύστημα συνδέεται στο κεντρικό δίκτυο διανομής και, είτε τροφοδοτείται από αυτό, σε περίπτωση που αδυνατεί να καλύψει το συνολικό ηλεκτρικό φορτίο των καταναλωτών του, ή παρέχει σε αυτό την πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια, στην περίπτωση που είναι οικονομικά κερδοφόρο. Η μελέτη στηρίζεται στη βασική υπόθεση ότι τα δεδομένα των φορτίων ζήτησης και παραγωγής δίνονται σε μικρά χρονικά διαστήματα, π.χ. των 5min. Εξαιτίας αυτών των μικρών χρονικών διαστημάτων το πρόβλημα βελτιστοποίησης καθίσταται ιδιαίτερα δύσκολο και ενδιαφέρον αφού δεν είναι βέβαιο αν τις γρήγορες και απότομες, πολλές φορές, διακυμάνσεις του φορτίου ζήτησης μπορεί να ακολουθήσουν επιτυχώς και συνεχώς οι μονάδες ΣΗΘ. Γι' αυτό και προτείνεται στις περιπτώσεις αυτές η ανάλυση διακύμανσης του φορτίου ζήτησης για την επιτυχή κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του εκάστοτε εξεταζόμενου συστήματος. Οι τιμές για τα φορτία ζήτησης λαμβάνονται βάσει ιστορικών δεδομένων σε συνδυασμό με τεχνικές πρόβλεψης. Αυτό, εντούτοις, είναι πέραν των στόχων τούτης της διατριβής. Εδώ, υποτίθεται ότι τα δεδομένα του φορτίου (χρονοσειρά) είναι γνωστή. Η εν λόγω μελέτη αποτελεί μία ακόμα συμβολή της διατριβής στα θέματα της Μίκρο_ΣΗΘ.

2.13.2. Ανάλυση Ηλεκτρικού Φορτίου

Μία από τις σημαντικότερες «προκλήσεις» που αντιμετωπίζει ένα δίκτυο με μονάδες ΔΠ, είναι να μπορέσει να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις του φορτίου που εξυπηρετεί (έντονες και ταχείες διακυμάνσεις) και μία από τις πιο πολύτιμες υπηρεσίες που μπορούν να προσφέρουν τα συστήματα διαχείρισης ενέργειας του εκάστοτε εξεταζόμενου δικτύου, είναι η εξομάλυνση της διακύμανσης του ηλεκτρικού φορτίου.

Η ανάλυση της ημερήσιας διακύμανσης του ηλεκτρικού φορτίου πραγματοποιείται με τη βοήθεια της θεωρίας *Ανάλυσης Χρονοσειρών* (Time Series Analysis) και το *Μοντέλο Εσωτερικής Κατάστασης* (State Space Model). Μέσω του αλγορίθμου Kalman (Kalman Filter & Kalman Smoother), εξομαλύνονται οι έντονες διακυμάνσεις του φορτίου, ώστε η ισχύς εξόδου των μονάδων ΔΠ να μπορέσει να «ακολουθήσει» την ηλεκτρική ζήτηση προκειμένου να πραγματοποιηθεί ο βέλτιστος προγραμματισμός λειτουργίας του δικτύου.

2.13.2.1. Ανάλυση Χρονοσειρών – Μοντέλο Εσωτερικής Κατάστασης – Φίλτρα

Στη συγκεκριμένη μελέτη γίνεται αναφορά μόνο σε διακριτού-χρόνου χρονοσειρές, στις οποίες το σύνολο T_0 των χρονικών στιγμών που αυτές πραγματοποιούνται είναι ένα διακριτό σύνολο. Επιπλέον, οι παρατηρήσεις – μετρήσεις του φορτίου λαμβάνονται ανά σταθερά και ίσα χρονικά διαστήματα.

Γενικά, μια χρονοσειρά αναλύεται στις εξής συνιστώσες, [144]:

- Στην Τάση, m_t . Η εκτίμησή της προκύπτει μέσω της στοχαστικής εξίσωσης k-βαθμού: $\nabla^k(m_t) = \nabla(\nabla^{k-1}(m_t)) = v_t$, $k \geq 1$ όπου $\nabla m_t = m_t - m_{t-1} = (1-B)m_t$, και $B^k m_t = m_{t-k}$ και το αποτέλεσμα, v_t , αναφέρεται σα Θόρυβος του Συστήματος, θεωρείται Λευκός Θόρυβος (White Noise) ακολουθώντας την κανονική κατανομή με μέση τιμή μηδέν και διακύμανση ή διασπορά σ^2 ,
- Στην Εποχιακή Συνιστώσα, s_t , που παρουσιάζει σταθερή περίοδο. Πολλές φορές δεν υπάρχει αυτή η συνιστώσα,
- Στο Θόρυβο, w_t (ή Θόρυβος Παρατήρησης ή Θόρυβος Μέτρησης) που εκφράζει τυχαίες, ακανόνιστες επιδράσεις, εμφανίζει στασιμότητα και αποτελεί τη διαφορά (Παραμένον Σφάλμα, Residual Error) μεταξύ των δεδομένων που καταγράφονται και των τιμών που προκύπτουν από την ανάλυση. Ο Θόρυβος θεωρείται Λευκός ακολουθεί την κανονική κατανομή με μέση τιμή μηδέν και διακύμανση, σ^2 .

Εφόσον οι μετρήσεις εμπεριέχουν συνιστώσες θορύβου (συνήθως στατικός που οδηγεί σε στοχαστικές μεθόδους), εφαρμόζεται το Μοντέλο Εσωτερικής Κατάστασης. Αυτό περιλαμβάνει μία εξίσωση που περιγράφει την εξέλιξη της Μεταβλητής Κατάστασης του Συστήματος, $\{x_t\}$, συνάρτησε του χρόνου, που ονομάζεται και Δυναμική Εξίσωση ή Εξίσωση Κατάστασης και μία δεύτερη εξίσωση που περιλαμβάνει τις Θορυβώδεις Μετρήσεις, $\{y_t\}$, (ή Παρατηρήσεις) που σχετίζονται άμεσα με την Μεταβλητή Κατάστασης.

$$x_t = f_{t-1}(x_{t-1}, v_{t-1}), \quad y_t = h_t(x_t, w_t) \quad (2.13.α)$$

Οι εξισώσεις του μοντέλου δίνονται από τις Συναρτήσεις Πυκνότητας Πιθανότητας (pdf) μέσω της προσέγγισης κατά Bayes, [145]. Οι pdf προκύπτουν επειδή το σύστημα εκφράζεται από τις ιδιότητες Markov. Σύμφωνα με τις ιδιότητες αυτές τόσο η x_t όσο και η y_t είναι ανεξάρτητες από όλες τις προηγούμενες τιμές των $\{x_1, x_2, \dots, x_{t-2}\}$ και των $\{y_1, y_2, \dots, y_{t-1}\}$. Επίσης, οι τιμές x_{t-1} δεν εξαρτώνται από τις μελλοντικές της τιμές x_T , όπου $T > t$, [146]:

$$p(x_t | x_{1:t-1}, y_{1:t-1}) = p(x_t | x_{t-1}), \quad p(y_t | x_{1:t}, y_{1:t-1}) = p(y_t | x_t) \quad p(x_{t-1} | x_{t:T}, y_{t:T}) = p(x_{t-1} | x_t) \quad (2.13.β)$$

Optimal Filtering

Ο όρος “filtering” σημαίνει τη διαδικασία εξαγωγής του θορύβου από τις παρατηρήσεις και την εύρεση της βέλτιστης εκτίμησης της Μεταβλητής Κατάστασης, δοθέντων των Μετρήσεων και των προϋποθέσεων σχετικά με το δυναμικό σύστημα.

Αναδρομικό Φίλτρο (Recursive Filter)

Πολλά προβλήματα, προϋποθέτουν μία νέα εκτίμηση της μεταβλητής Κατάστασης, κάθε φορά που μία νέα μέτρηση είναι διαθέσιμη. Σε αυτήν την περίπτωση, το Αναδρομικό Φίλτρο είναι απαραίτητο. Αυτό προσεγγίζει τα δεδομένα σειριακά και όχι ως ένα ενιαίο σύνολο, ούτως ώστε να μην είναι απαραίτητη η αποθήκευση όλου του συνόλου των δεδομένων ή η συνολική επανεξέτασή τους, εάν νέα δεδομένα γίνουν διαθέσιμα. Ένα Αναδρομικό Φίλτρο αποτελείται από δύο στάδια:

- Το Στάδιο Πρόβλεψης, δίνει τη pdf Πρόβλεψης μέσω της σχέσης:

$$p(x_t | Y_{t-1}) = \int p(x_t | x_{t-1}) p(x_{t-1} | Y_{t-1}) dx_{t-1} \quad (2.13.γ)$$

- Το Στάδιο Ενημέρωσης, χρησιμοποιεί την τελευταία Μέτρηση για να μετατρέψει, να βελτιώσει τη pdf Πρόβλεψης του προηγούμενου σταδίου, και δίνει ως αποτέλεσμα τη βελτιωμένη pdf Ενημέρωσης (Update pdf), μέσω της παρακάτω σχέσης:

$$p(x_t | Y_t) = p(x_t | Y_{t-1}, y_t) = \frac{p(y_t | x_t, Y_{t-1}) p(x_t | Y_{t-1})}{p(y_t | Y_{t-1})} = \frac{p(y_t | x_t) p(x_t | Y_{t-1})}{p(y_t | Y_{t-1})} \quad (2.13.δ)$$

Φίλτρο Εξομάλυνσης (Smoothing Filter)

Εφαρμόζεται μετά το Αναδρομικό Φίλτρο ώστε να δώσει μια πιο ομαλή εικόνα των μεταβλητών Κατάστασης. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας που μελετάται είναι η: $p(x_t | Y_T)$ με $T > t$. Η Εξομάλυνση πραγματοποιείται μέσω των εξισώσεων που δίνονται σύμφωνα με την προσέγγιση κατά Bayes, δηλαδή:

$$p(x_{t+1} | Y_t) = \int p(x_{t+1} | x_t) p(x_t | Y_t) dx_t \quad (2.13.ε)$$

$$p(x_t | Y_T) = p(x_t | Y_t) \int \left[\frac{p(x_{t+1} | x_t) p(x_{t+1} | Y_T)}{p(x_{t+1} | Y_t)} \right] dx_{t+1} \quad (2.13.στ)$$

Η αναδρομική προσέγγιση των συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας, μέσω των δύο σταδίων και του φίλτρου εξομάλυνσης, που αναφέρθηκαν παραπάνω, είναι μόνο μία εννοιολογική προσέγγιση, με την έννοια ότι δεν μπορούν να ορισθούν αναλυτικά. Μία πραγματική, αναλυτική προσέγγιση των συναρτήσεων αυτών, γίνεται με τη βοήθεια διαφόρων αλγορίθμων, που δίνουν συμβατές και προηγμένες προσεγγίσεις των συναρτήσεων όπως π.χ. το Φίλτρο Kalman.

2.13.2.2. Αλγόριθμος Kalman – Φίλτρο Kalman – Εξομάλυνση Kalman

Το φίλτρο Kalman είναι, ουσιαστικά, ένα σύνολο μαθηματικών εξισώσεων που πραγματοποιεί ένα είδος πρόβλεψης-διόρθωσης στις τιμές των μεταβλητών κατάστασης. Οι εκτιμήσεις του φίλτρου θεωρούνται βέλτιστες, καθώς ελαχιστοποιούν το σφάλμα, [146]. Θεωρούμε ότι, το σύστημα, όπως προέκυψε από την ανάλυση Χρονοσειρών και την εφαρμογή του Μοντέλου Εσωτερικής Κατάστασης, είναι γραμμικό, προκειμένου να εφαρμοστεί ο αλγόριθμος Kalman ενώ, οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας των μεταβλητών ακολουθούν Κανονική Κατανομή. Τώρα η (4.1.2) γίνεται:

$$x_t = F_{t-1} x_{t-1} + v_{t-1} \quad \text{και} \quad y_t = H_t x_t + w_t \quad (2.13.ζ)$$

όπου, F_t είναι ο μεταβατικός Πίνακας του Συστήματος, διάστασης $n \times n$ και H_t είναι ο Πίνακας Μέτρησης, διάστασης $m \times n$. Μία επιπλέον προϋπόθεση είναι ότι η αρχική μεταβλητή Κατάστασης του συστήματος, $x_0 \sim N(m_0, P_0)$, έχει γνωστές παραμέτρους.

Το Φίλτρο Kalman υπολογίζει τις μεταβλητές κατάστασης ενός συστήματος, χρησιμοποιώντας μία μορφή ελέγχου – ανάδρασης: αρχικά «προβλέπει» την τιμή της μεταβλητής κατάστασης, τη στιγμή t , και όταν, εκ των υστέρων, γίνει γνωστή η τιμή της μεταβλητής μέτρησης, y_t , βελτιώνει, «ενημερώνει», την πρόβλεψή του για τη μεταβλητή κατάσταση, [147]. Τα δύο στάδια (πρόβλεψης και ενημέρωσης) του φίλτρου Kalman δίνουν αντίστοιχα:

Στάδιο Πρόβλεψης:

$$p(x_t | Y_{t-1}) = N(x_t; \bar{x}_{t|t-1}, P_{t|t-1}) \quad (2.13.\eta)$$

$$\bar{x}_{t|t-1} = F_{t-1} \cdot \bar{x}_{t-1|t-1}, \quad P_{t|t-1} = Q_{t-1} + F_{t-1} \cdot P_{t-1|t-1} \cdot F_{t-1}^T, \quad Q_t = r^2 \quad (2.13.\theta)$$

Στάδιο Ενημέρωσης:

$$p(x_t | Y_t) = N(x_t; \bar{x}_{t|t}, P_{t|t}) \quad (2.13.i)$$

$$\bar{x}_{t|t} = \bar{x}_{t|t-1} + K_t (y_t - H_t \cdot \bar{x}_{t|t-1}), \quad P_{t|t} = P_{t|t-1} - K_t \cdot S_t \cdot K_t^T \quad (2.13.κ)$$

$$S_t = H_t \cdot P_{t|t-1} \cdot H_t^T + R_t, \quad K_t = P_{t|t-1} \cdot H_t^T \cdot S_t^{-1} \text{ (Κέρδος Kalman)}, \quad R_t = \sigma^2 \quad (2.13.λ)$$

Τελικά, η διασπορά του συστήματος στο Στάδιο Ενημέρωσης δίνεται από τη σχέση:

$$P_{t|t} = [I_{n \times n} - K_t \cdot H_t] P_{t|t-1} \quad (2.13.μ)$$

Η pdf που εκφράζει την κατανομή των μεταβλητών κατάστασης μετά την εξομάλυνση (Kalman Smoother), ακολουθεί την κατανομή Gauss και εκφράζεται από τη σχέση:

$$p(x_t | Y_T) = N(x_t; \bar{x}_{t|T}^{sm}, P_{t|T}^{sm}) \text{ με } T > t \quad (2.13.v)$$

Οι εξισώσεις που δίνουν τη μέση τιμή και τη διασπορά της pdf του Kalman Smoother, είναι οι παρακάτω:

$$\bar{x}_{t|t+1}^{sm} = \bar{x}_{t|t} + C_t \cdot \left[\bar{x}_{t+1|t+2}^{sm} - \bar{x}_{t+1|t} \right], \quad P_{t|t+1}^{sm} = P_{t|t} + C_t \cdot \left[P_{t+1|t+2}^{sm} - P_{t+1|t} \right] \cdot C_t^T \quad (2.13.ξ)$$

$$\bar{x}_{t+1|t} = F_t \cdot \bar{x}_{t|t}, \quad P_{t+1|t} = Q_t + F_t \cdot P_{t|t} \cdot F_t^T, \quad C_t = P_{t|t} \cdot F_t^T \cdot \left[P_{t+1|t} \right]^{-1} \quad (2.13.ο)$$

όπου C_t είναι το κέρδος εξομάλυνσης, που εκφράζει πόσο πρέπει να μεταβληθεί η τιμή της μεταβλητής κατάστασης για να εξομαλυνθεί.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, και αποδεικνύεται μέσω των παραπάνω συναρτήσεων, η εξομάλυνση Kalman χρησιμοποιεί τις τιμές του φίλτρου Kalman, ώστε να δώσει μια πιο λεία και ομαλή κατανομή των εκτιμήσεων των μεταβλητών κατάστασης. Η αξιοσημείωτη διαφορά ανάμεσα στο φίλτρο Kalman και στην εξομάλυνση κατά Kalman είναι ότι η αναδρομή στο μεν φίλτρο γίνεται προς τις αύξουσες χρονικές στιγμές (forward), στη δε εξομάλυνση γίνεται ανάποδα (backward). Στην εξομάλυνση, η αναδρομή αρχίζει από την τελευταία χρονική στιγμή T και κινείται προς τα πίσω, έως την στιγμή $t=1$, οπότε ολοκληρώνεται και ο αλγόριθμος. Τη στιγμή T , θεωρείται ότι ισχύουν (αρχικές συνθήκες): $\bar{x}_{T|T}^{sm} = \bar{x}_{T|T}$ και $P_{T|T}^{sm} = P_{T|T}$.

2.13.3. Εφαρμογή Για Το Ηλεκτρικό Φορτίο Ζήτησης

Τα δεδομένα του ηλεκτρικού φορτίου αποτελούν τις μεταβλητές μέτρησης, δηλαδή την έξοδο του συστήματος. Σκοπός της ανάλυσης αυτής, είναι η εκτίμηση της συνιστώσας της Τάσης m_t , που δίνει τις πιο αργές και ομαλές μεταβολές του φορτίου, απαλλαγμένα από τον οποιοδήποτε θόρυβο. Εδώ: $k=1$, $F_{t-1} = F_t = F = [1]$, $H_t = H = [1]$. Άρα, το Μοντέλο Εσωτερικής Κατάστασης παίρνει τη μορφή:

$$x_t = x_{t-1} + v_t, \quad y_t = x_t + w_t \quad (2.13.π)$$

Σε αυτές τις γραμμικές εξισώσεις θα βασιστεί ο αλγόριθμος Kalman, προκειμένου να βρει τη βέλτιστη τιμή για τη μεταβλητή Κατάστασης x_t . Η τιμή που επιλέγεται για τη διασπορά του λευκού θορύβου v_t , είναι $Q=0,235$, μία τιμή αρκετά μικρή αλλά μη μηδενική, ώστε να δώσει προσαρμοστικότητα στο φίλτρο Kalman. Όσον αφορά τις μετρήσεις κάθε αισθητήρα, π.χ. έχει θεμελιώδεις περιορισμούς στα μεγέθη που καταγράφει, γι' αυτό και οι μετρήσεις, όταν βρίσκονται στα όρια του αισθητήρα, μπορεί να προκύψουν αλλοιωμένες.

Επιπλέον, κάποια ποσότητα ηλεκτρικού θορύβου προστίθεται στο σήμα που καταγράφεται, μέσω των αισθητήρων μέτρησης και των διαφόρων κυκλωμάτων. Ο θόρυβος μέτρησης σχετίζεται, σύμφωνα με τα παραπάνω, με την ποιότητα του σήματος που καταγράφεται, [147]. Η τιμή της διασποράς του θορύβου μέτρησης w_t λαμβάνεται $R=0,655$.

Οι βέλτιστες τιμές της μεταβλητής κατάστασης προκύπτουν από το Φίλτρο Kalman δύο σταδίων, Πρόβλεψης και Ενημέρωσης, και από την Εξομάλυνση Kalman, τα οποία εφαρμόζονται, διαδοχικά, στα δεδομένα του ηλεκτρικού φορτίου.

Στα σχήματα που ακολουθούν, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης του ηλεκτρικού φορτίου, για δύο χαρακτηριστικούς μήνες, Ιανουάριος (Χειμώνας) και Ιούλιος (Καλοκαίρι).

Τα σχήματα 2.13.α(i) και 2.13.β(i), εκφράζουν την ημερήσια διακύμανση του ηλεκτρικού φορτίου, όπως αυτή μετρήθηκε (γκρι γραμμή) και όπως προέκυψε από τον αλγόριθμο Kalman (μαύρη γραμμή – τιμές του φίλτρου που εκφράζουν την Τάση του φορτίου, απαλλαγμένες από το θόρυβο).

Επίσης, στα σχήματα 2.13.α(ii) και 2.13.β(ii) απεικονίζεται ο λευκός θόρυβος w_t , που εκφράζει το σφάλμα μεταξύ των πραγματικών τιμών που μετρήθηκαν και της Τάσης του φορτίου. Αυτό το σφάλμα υπολοίπου (residual error), προβλέπεται ότι καλύπτεται από το κεντρικό δίκτυο διανομής ή από τα μέσα αποθήκευσης ενέργειας. Η φασματική ανάλυση, στο πεδίο της συχνότητας-περιοδόγραμμα, εφαρμόζεται στο λευκό θόρυβο παρατήρησης w_t και αναλύει τις γρήγορες μεταβολές του φορτίου, που πρέπει να καλυφτούν από το δίκτυο, σχήματα 2.13.α(iii) και 2.13.β(iii). Το *Περιοδόγραμμα*, I_t (Periodogram) αποτελεί το δειγματικό ανάλογο της συνάρτησης $2\pi f$. Ο Διακριτός Μετασχηματισμός Fourier της χρονοσειράς θόρυβος, $\{w_t\}$ είναι η σειρά $\{\alpha_k\}$:

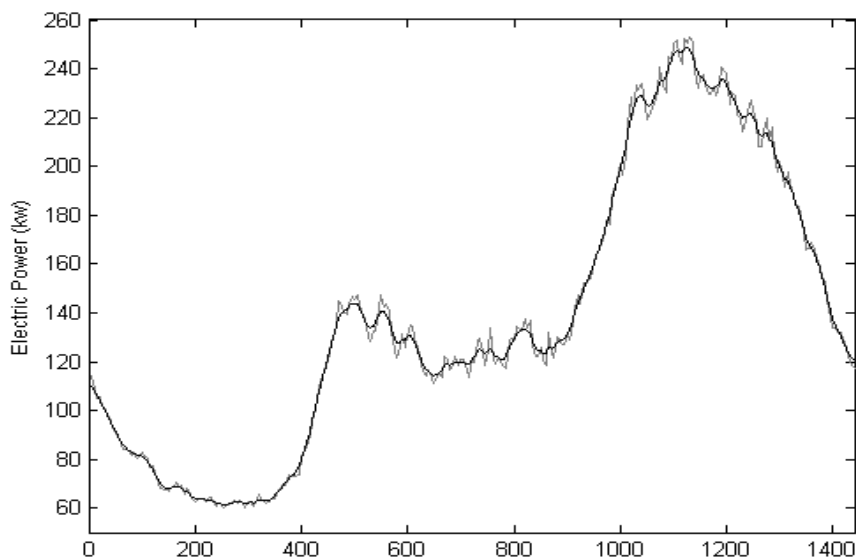
$$\alpha_k = \frac{1}{\sqrt{T}} \sum_{n=1}^T w_n e^{-in\omega_k} \quad (2.13.\rho)$$

και το περιοδόγραμμα του θορύβου $\{w_t\}$ είναι η συνάρτηση:

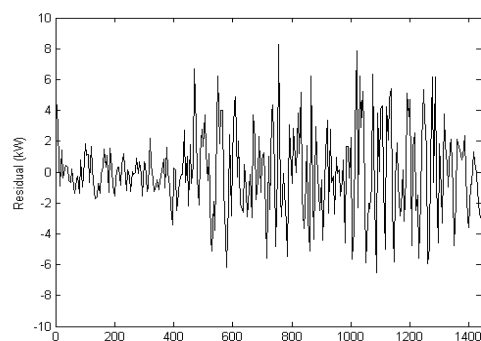
$$I_t(\lambda) = \frac{1}{T} \left| \sum_{n=1}^T w_n e^{-in\lambda} \right|^2 \quad (2.13.\sigma)$$

όπου, και οι δύο συναρτήσεις ορίζονται για κάθε $\omega_k = \frac{2\pi k}{T}$, $k = 0, 1, \dots, \left\lfloor \frac{T}{2} \right\rfloor$.

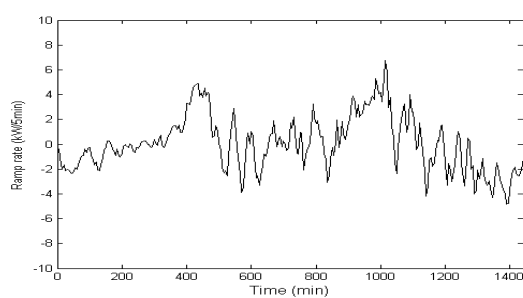
Τέλος, στα σχήματα 2.13.α(iv) και 2.13.β(iv), παρουσιάζεται ο θόρυβος του συστήματος v_t . Δηλαδή, η μεταβολή της τάσης του φορτίου από τη μία χρονική στιγμή στην επόμενη (Ramp Rate). Ο θόρυβος συστήματος αποτελεί μία ένδειξη κατά πόσο η ανάλυση του ηλεκτρικού φορτίου έδωσε πιο ομαλές και αργές διακυμάνσεις. Επιπλέον, καθώς οι μονάδες ΣΗΘ ακολουθούν την τάση του φορτίου, η μέγιστη τιμή του θορύβου αυτού, αποτελεί μία ένδειξη κατά πόσο οι μονάδες αυτές μπορούν να το ακολουθήσουν.



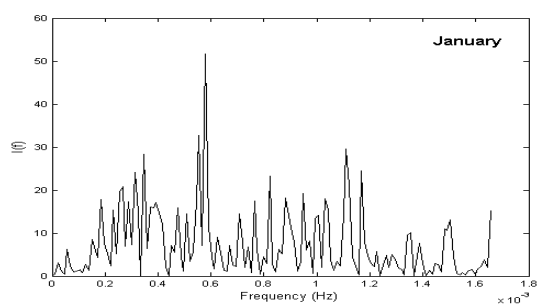
i)



ii)

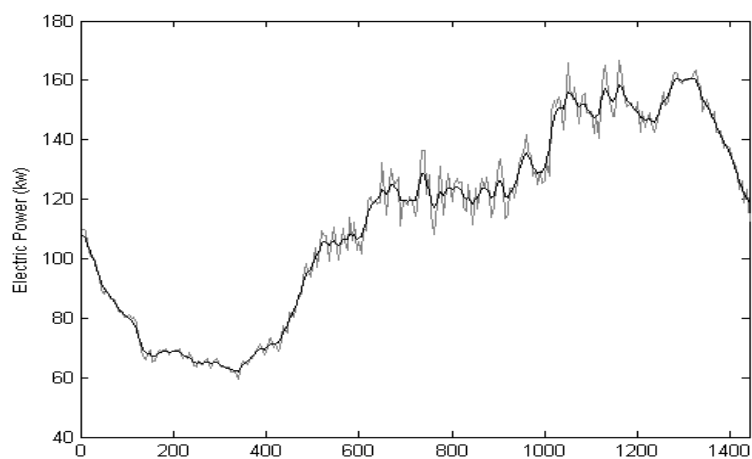


iii)

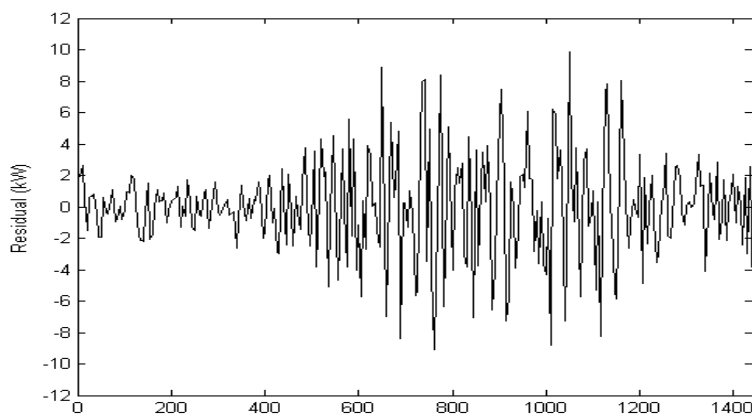


iv)

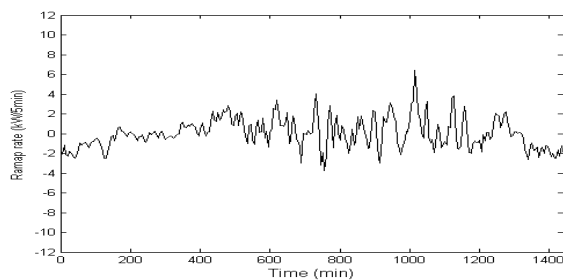
Σχήμα 2.13.α. Καμπύλη Ζήτησης Ηλεκτρικού Φορτίου Για Τον Μήνα Ιανουάριο. **i)** Τάση Ηλεκτρικού Φορτίου, **ii)** Θόρυβος Μέτρησης, **iii)** Θόρυβος Συστήματος, **iv)** Περιοδόγραμμα Θορύβου Μέτρησης.



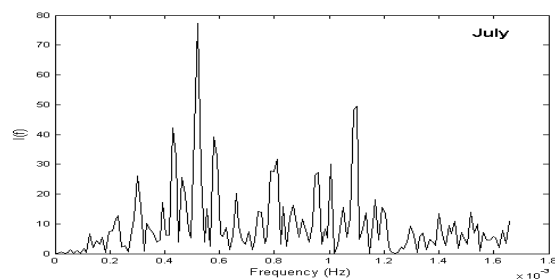
i)



ii)



iii)



iv)

Σχήμα 2.13.β. Καμπύλη Ζήτησης Ηλεκτρικού Φορτίου Για Τον Μήνα Ιούλιο. **i)** Τάση Ηλεκτρικού Φορτίου, **ii)** Θόρυβος Μέτρησης, **iii)** Θόρυβος Συστήματος, **iv)** Περιοδόγραμμα Θορύβου Μέτρησης.

2.13.4. Εφαρμογή Στο Υβριδικό Σύστημα

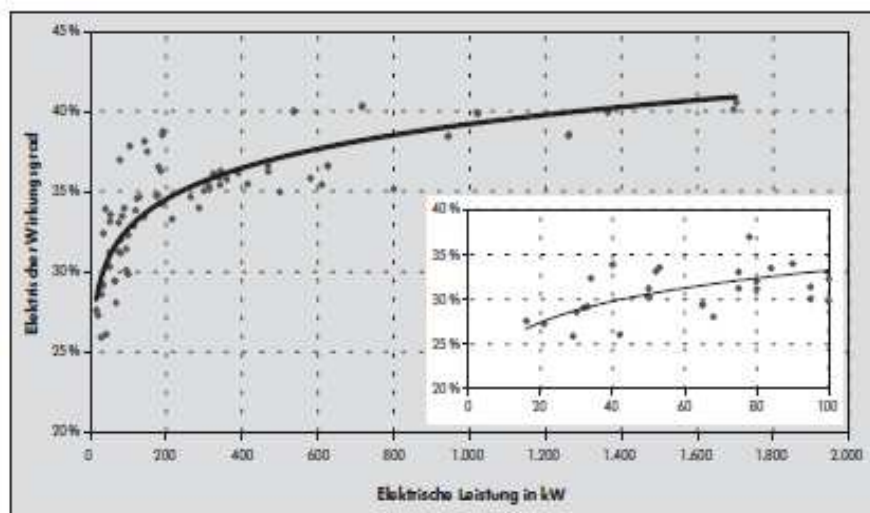
2.13.4.1. Μονάδες ΣΗΘ

Στον πίνακα 2.13.α και στο σχήμα 2.13.γ δίνονται οι χαρακτηριστικές τιμές και αποδόσεις των μονάδων ΣΗΘ, [128]. Θεωρούμε ότι η αντίστοιχη σχέση μεταξύ του βαθμού απόδοσης και της παραγωγής των μονάδων ΣΗΘ, εκφράζεται γραμμικά. Τα δεδομένα για τη *Θερμογόνο Δύναμη του Φυσικού Αερίου* (CV) προέκυψαν από την Εταιρία Παροχής Αερίου Θεσσαλονίκης και δίνονται στον πίνακα 2.13.β, [148]. Οι εγκατεστημένες τιμές ισχύος του Καυστήρα και του Boiler είναι 100kW και 200kW, με αποδόσεις 85% και 90%, αντιστοίχως.

Πίνακας 2.13.α.

Χαρακτηριστικές Τιμές Των Μονάδων ΣΗΘ.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ	P_{el} [kW]	P_{th} [kW]	η_{el} [%]	η_{th} [%]	η_{gas} [%]
ΣΗΘ #1	65	100	35	53	88
ΣΗΘ #2	78	105	37	50	87
ΣΗΘ #3	150	176	38	44	82



Σχήμα 2.13.γ. Ηλεκτρική Απόδοση Συναρτήσεως Της Ισχύος Εξόδου Των Μονάδων ΣΗΘ.

Πίνακας 2.13.β.

Θερμογόνο Δύναμη Και Τιμές Φυσικού Αερίου.

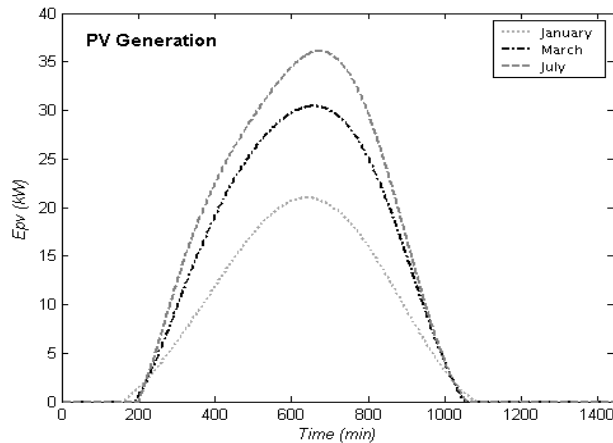
ΘΕΡΜΟΓΟΝΟΣ ΔΥΝΑΜΗ (kWh/m ³)	ΤΙΜΕΣ ΑΝΑ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΧΡΗΣΗΣ (€/m ³)		
	ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗ	ΘΕΡΜΑΝΣΗ	ΖΕΣΤΟ ΝΕΡΟ
11,15	0,62	0,66	0,76

2.13.4.2. Φωτοβολταϊκά Συστήματα

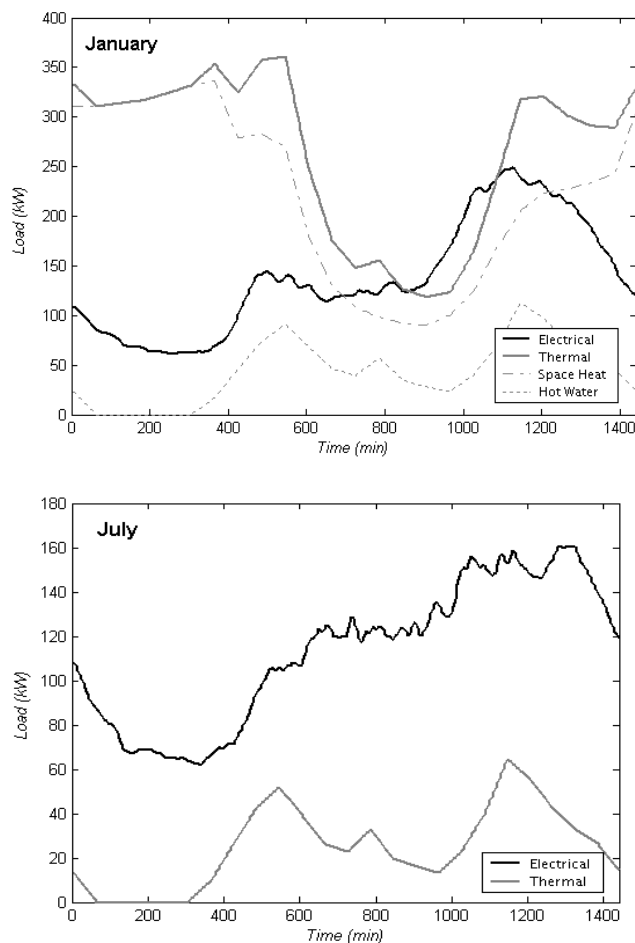
Το σχήμα 2.13.δ αντιπροσωπεύει την ηλεκτρική παραγωγή των Φ/Β μονάδων, κατά τη διάρκεια μίας ημέρας, για τρεις μήνες.

2.13.4.3. Ηλεκτρικό Και Θερμικό Φορτίο

Στο σχήμα 2.13.ε, παρουσιάζονται τα δεδομένα του ηλεκτρικού και του θερμικού φορτίου, ανάλογα με το μήνα του έτους, [133], [149]. Το θερμικό φορτίο δεν αναλύεται, όπως το ηλεκτρικό, καθώς οι τιμές του ακολουθούν μία πιο ομαλή διακύμανση μέσα στην ημέρα, και επιπλέον, δεν υπάρχουν έντονες αυξομειώσεις από τη μία μέτρηση στην επόμενη. Τα δεδομένα του ηλεκτρικού φορτίου εκφράζονται μέσω της Τάσεως του φορτίου, όπως προέκυψε από τον αλγόριθμο Kalman, σχήμα 2.13.ε (από σχήματα 2.13.α και 2.13.β).



Σχήμα 2.13.δ. Παραγωγή Φ/Β Μονάδων.



Σχήμα 2.13.ε. Ημερήσια Διακύμανση Ηλεκτρικού και Θερμικού Φορτίου.

2.13.4.4. Αντικειμενική Συνάρτηση Κόστους

Η Συνάρτηση Κόστους, C , για το εξεταζόμενο υβριδικό σύστημα, που είναι συνδεδεμένο στο κύριο δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, προκύπτει από τους παρακάτω όρους, όπου για τη διάρκεια των 5min, [150], [151]:

C	Το κόστος λειτουργίας σε €,
$\wp$	Η τιμή του φυσικού αερίου ανά κυβικό μέτρο,
F_{CG}	Η συνολική κατανάλωση καυσίμου, για τη λειτουργία των μονάδων, σε κυβικά μέτρα,
CV	Η θερμογόνος δύναμη του φυσικού αερίου,
W	Η ηλεκτρική ισχύς των μονάδων ΣΗΘ,
n_{CG}^P	Η ηλεκτρική απόδοση των μονάδων ΣΗΘ,
n_{CG}^Q	Η θερμική απόδοση των μονάδων ΣΗΘ,
Y_{GRID}	Η τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, ανά kWh,
E_{GRID}	Η ισχύς που παρέχει το δίκτυο, για την πλήρη κάλυψη του φορτίου,
$F_{KAYSTHPA}$	Η κατανάλωση καυσίμου, για τη λειτουργία του καυστήρα, σε κυβικά μέτρα,
$Q_{KAYSTHPA}$	Η ισχύς του Καυστήρα,
$\eta_{KAYSTHPA}$	Η απόδοση του Καυστήρα,
F_{BOILER}	Η κατανάλωση καυσίμου, για τη λειτουργία του boiler, σε κυβικά μέτρα,
Q_{BOILER}	Η ισχύς του Boiler,
η_{BOILER}	Η απόδοση του Boiler,
ε	Η τιμή για κάθε αλλαγή στην ισχύ ή κατά το ξεκίνημα, κάθε μονάδας ΣΗΘ σε €/start,
D	Ο συνολικός αριθμός των επανεκκινήσεων,
Y_E	Η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο σε €/kWh,
E_{SELL}	Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια προς πώληση,
E_{LOAD}	Η συνολική ηλεκτρική ζήτηση φορτίου,
E_{PV}	Η συνολική παραγωγή από τις φωτοβολταϊκές μονάδες,
$W_{\Sigma\Theta\iota}$	Η ηλεκτρική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ, που βρίσκονται ήδη σε λειτουργία,
Q_{SPACE_HEAT}	Είναι το συνολικό θερμικό φορτίο για τη θέρμανση του χώρου,
Q_{HOT_WATER}	Είναι οι συνολικές θερμικές ανάγκες ζήτησης για ζεστό νερό,
$Q_{U, \Sigma\Theta}$	Είναι η συνολική παραγωγή ωφέλιμης θερμικής ενέργειας από τις μονάδες ΣΗΘ.

Φωτοβολταϊκά Συστήματα

Καλύπτουν μόνο ένα μικρό μέρος του φορτίου ζήτησης λειτουργώντας ορισμένες ώρες της ημέρας. Παρόλα αυτά, θεωρούμε ότι λειτουργούν στη βάση της παραγωγής, αποδίδοντας συνεχώς τη μέγιστη δυνατή ισχύ τους, χωρίς να συμβάλλουν στη συνάρτηση κόστους.

Συστήματα Συμπαράγωγής, ΣΗΘ (CHP)

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΣΗΘ καλύπτει την υπόλοιπη ζήτηση, και, κατά κύριο λόγο, ακολουθεί την ημερήσια διακύμανση στη ζήτηση του ηλεκτρικού φορτίου. Το κόστος για τη διάρκεια των 5min, (1/12 hour), είναι:

$$C_1 = \wp \left(\frac{\text{€}}{m^3} \right) \cdot \sum_i F_{CG,i} (m^3) = \wp \left(\frac{\text{€}}{m^3} \right) \cdot \frac{1}{CV} \left(\frac{m^3}{kWh} \right) \cdot \frac{1}{12} (h) \cdot \sum_i \left(\frac{W}{n_{CG}^P} \right)_i (kW) \quad (2.13.\tau)$$

Ηλεκτρική Ενέργεια από το Δίκτυο Διανομής

Το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, είναι:

$$C_2 = Y_{GRID} \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right) \cdot \frac{1}{12} (h) \cdot E_{GRID} (kW) \quad (2.13.\upsilon)$$

Θερμικό Φορτίο

Μέρος του θερμικού φορτίου (θέρμανση χώρων και χρήση ζεστού νερού), καλύπτεται από τις μονάδες ΣΗΘ, Q_U , μέσω των συστημάτων τηλεθέρμανσης, (ΣΗΘ/ΤΘ). Κατά τη διάρκεια της ημέρας απαιτείται και η παράλληλη λειτουργία ενός Boiler για την κάλυψη της ζήτησης σε ζεστό νερό, που αποδίδει ισχύ, Q_{BOILER} , και ενός Καυστήρα για την κάλυψη του θερμικού φορτίου για τη θέρμανση του χώρου, με αποδιδόμενη ισχύ, $Q_{KAYSTHPA}$. Αναλυτικότερα:

Σύστημα Καυστήρα

Το κόστος που οφείλεται στην επιπλέον παραγωγή θερμικής ενέργειας, για τη θέρμανση του χώρου, είναι:

$$C_3 = \wp \left(\frac{\text{€}}{m^3} \right) \cdot F_{\text{KAYSTHPA}} (m^3) = \wp \left(\frac{\text{€}}{m^3} \right) \cdot \frac{1}{CV} \left(\frac{m^3}{kWh} \right) \cdot \frac{1}{12} (h) \cdot \frac{Q_{\text{KAYSTHPA}} (kW)}{n_{\text{KAYSTHPA}}} \quad (2.13.\phi)$$

Σύστημα Boiler

Το κόστος που οφείλεται στην παραγωγή θερμικής ενέργειας από το Boiler για την κάλυψη της ζήτησης σε ζεστό νερό, είναι:

$$C_4 = \wp \left(\frac{\text{€}}{m^3} \right) \cdot F_{\text{BOILER}} (m^3) = \wp \left(\frac{\text{€}}{m^3} \right) \cdot \frac{1}{CV} \left(\frac{m^3}{kWh} \right) \cdot \frac{1}{12} (h) \cdot \frac{Q_{\text{BOILER}} (kW)}{n_{\text{BOILER}}} \quad (2.13.\chi)$$

Starts/Stops των Μονάδων ΣΗΘ:

Η απαίτηση για ισορροπία μεταξύ παραγωγής και φορτίου, οδηγεί, γενικότερα, σε επανεκκινήσεις (και τερματισμούς/παύσεις) των μονάδων ΣΗΘ με αποτέλεσμα τη μεγαλύτερη κατανάλωση καυσίμου. Το κόστος για κάθε φορά που η κάθε μονάδα ΣΗΘ ξεκινάει τη λειτουργία της ή αλλάζει η ισχύς της, δίνεται από τη σχέση, [17]:

$$C_5 = \sum_i \left(\varepsilon \left(\frac{\text{€}}{\text{start}} \right) \cdot D(\text{starts}) \right)_i \quad (2.13.\psi)$$

Πώληση Περίσσειας Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δίκτυο Διανομής

Η δυνατότητα πώλησης της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας του Μικροδικτύου συμβάλλει στη μείωση του συνολικού κόστους κατά:

$$C_6 = -Y_E \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right) \cdot \frac{1}{12} (h) \cdot E_{\text{SELL}} (kW) \quad (2.13.\omega)$$

2.13.4.5. Περιορισμοί Για Το Πρόβλημα Βελτιστοποίησης

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από τις Μονάδες ΣΗΘ

Ισχύουν οι ακόλουθοι ανισοτικοί περιορισμοί:

$$\begin{aligned} W_{\text{SHO1}} &\leq E_{\text{LOAD}} - E_{\text{PV}} \\ W_{\text{SHO2}} &\leq E_{\text{LOAD}} - E_{\text{PV}} - W_{\text{SHO1}} \\ W_{\text{SHO3}} &\leq E_{\text{LOAD}} - E_{\text{PV}} - W_{\text{SHO1}} - W_{\text{SHO2}} \text{ κ.ο.κ.} \end{aligned} \quad (2.13.\omega\alpha)$$

Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας από το Δίκτυο Διανομής

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο, E_{buy} , προκύπτει από τον παρακάτω ισοτικό περιορισμό:

$$E_{\text{GRID}} = E_{\text{LOAD}} - E_{\text{PV}} - \sum_i W_{\text{SHO}i} \quad (2.13.\omega\beta)$$

Πώληση Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δίκτυο Διανομής

Όταν η πώληση στο δίκτυο είναι εφικτή, η συνολική ενέργεια που μπορεί να διαθέσει το Μικροδίκτυο, βασίζεται στον παρακάτω ισοτικό περιορισμό:

$$E_{\text{SELL}} = \left(E_{\text{PV}} + \sum_i W_{\text{SHO}i} \right) - E_{\text{LOAD}} \quad (2.13.\omega\gamma)$$

Παραγωγή Θερμικής Ενέργειας από τις Μονάδες του Καυστήρα και του Boiler

Ένας πρώτος περιορισμός είναι ο παρακάτω και αφορά στη συνολική παραγωγή επιπλέον θερμικής ενέργειας:

$$Q_{\text{KAYSTHPA}} + Q_{\text{BOILER}} = Q_{\text{SPACE\_HEAT}} + Q_{\text{HOT\_WATER}} - \sum_i Q_{U,\text{SHO}i} \quad (2.13.\omega\delta)$$

όπου:

$$Q_{U,\text{SHO}i} = \left(\frac{W_{\text{SHO}}}{n_{\text{CG}}^P} \right)_i \cdot n_{\text{CG}i}^Q \quad (2.13.\omega\epsilon)$$

$$Q_{\text{KAYSTHPA}} \leq Q_{\text{SPACE\_HEAT}} \quad (2.13.\omega\sigma\tau)$$

$$Q_{\text{BOILER}} \leq Q_{\text{HOT\_WATER}} \quad (2.13.\omega\zeta)$$

2.13.5. Περιπτώσεις Μελέτης – Σενάρια

Θα εξετασθούν τρία «Σενάρια».

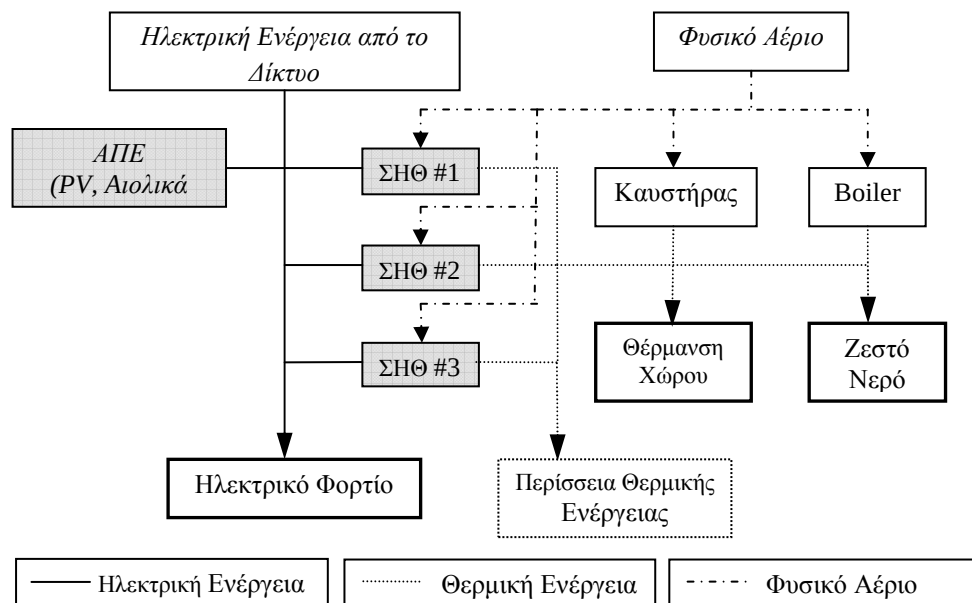
1. Θεωρούμε ότι η ηλεκτρική παραγωγή από τις μονάδες ΣΗΘ, ακολουθεί τη διακύμανση της ηλεκτρικής ζήτησης (Electricity Match).
2. Θεωρούμε ότι η ωφέλιμη θερμότητα από τις μονάδες ΣΗΘ ακολουθεί το θερμικό φορτίο ζήτησης (Heat Match), στο σύνολό του. Σε περίπτωση πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχει η δυνατότητα πώλησής της στο ανάντη δίκτυο.
3. Θεωρούμε ότι οι μονάδες ΣΗΘ αποδίδουν τη μέγιστη ισχύ, ώστε να ελαχιστοποιηθεί η συνάρτηση κόστους. Σε περίπτωση πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχει η δυνατότητα πώλησής της στο ανάντη δίκτυο.

Σημαντική Παρατήρηση για τα Μικροδίκτυα

Από τις σημαντικότερες υπηρεσίες που παρέχουν τέτοιου είδους δίκτυα, τα επονομαζόμενα Μικροδίκτυα για τα οποία αφιερώνεται ξεχωριστό κεφάλαιο, είναι αυτή της συνεχούς προσαρμογής της παραγωγής τους ανάλογα με το φορτίο. Ωστόσο, όσο πιο μικρός είναι ο χρόνος στον οποίο πραγματοποιείται ο έλεγχος αυτός, τόσο πιο δύσκολη είναι η ρύθμιση της τάσης και πιο μεγάλες ποσότητες εφεδρικής ισχύος απαιτούνται. Σε αυτές τις περιπτώσεις, οι διακυμάνσεις του φορτίου είναι έντονες και γρήγορες, και ιδιαίτερα όταν το σύστημα βρίσκεται στην αυτόνομη λειτουργία, η μέση τιμή του φορτίου δεν εξυπηρετεί καθόλου. Το Μικροδίκτυο, σε αυτή την περίπτωση, πρέπει να καλύψει εξ' ολοκλήρου τη ζήτηση φορτίου από τις μονάδες παραγωγής και αποθήκευσης που αυτό διαθέτει. Στην περίπτωση που το Μικροδίκτυο λειτουργεί συνδεδεμένο στο κεντρικό δίκτυο διανομής, μπορεί να προμηθευτεί την απαραίτητη ενέργεια από αυτό. Ωστόσο, τα συστήματα αποθήκευσης της ενέργειας είναι απαραίτητα, ανεξαρτήτως σύνδεσης και λειτουργίας του Μικροδικτύου.

2.13.5.1. Σενάριο 1^ο

Στο σχήμα 2.13.στ παρουσιάζεται το αντίστοιχο διάγραμμα της διαμόρφωσης του υβριδικού συστήματος.



Σχήμα 2.13.στ. Σενάριο 1^ο. Διαμόρφωση Υβριδικού Συστήματος ΣΗΘ & Φ/Β.

Η αντικειμενική συνάρτηση κόστους, C , αποτελείται από όλους τους παρακάτω όρους, [150]:

$$\text{Min}C, C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 \quad (2.13.ωη)$$

Περιορισμοί: Σχέσεις (2.13.ωα-2.13.ωβ)

Οι περιορισμοί προκύπτουν από το γεγονός ότι η συνολική παραγωγή των μονάδων ΣΗΘ, δεν μπορεί να ξεπερνάει, κάθε στιγμή, το σύνολο της ηλεκτρικής ζήτησης μείον την παραγωγή από τις Φ/Β μονάδες.

Για την εύρεση της, C , θα πρέπει να λυθεί το υποπρόβλημα βελτιστοποίησης που έγκειται στη βέλτιστη κατανομή μεταξύ της παραγωγής του καυστήρα, $Q_{\text{ΚΑΥΣΤΗΡΑ}}$ και του boiler, Q_{BOILER} , και που βασίζεται στις παρακάτω εξισώσεις:

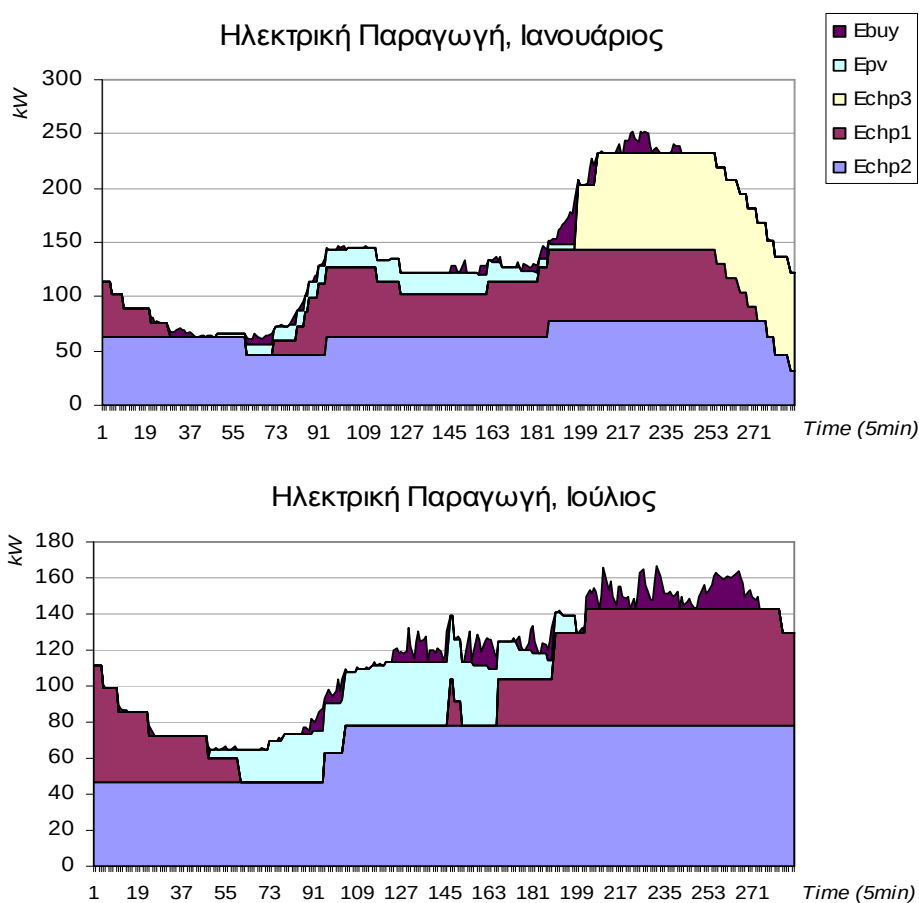
$$\text{Min} C': C' = C_3 + C_4 \quad (2.13.\omega\theta)$$

Περιορισμοί: Σχέσεις (2.13.ωδ)-(2.13.ωζ)

Οι περιορισμοί της (2.13.ωθ) προέρχονται από την απαίτηση του συστήματος να καλύπτει το σύνολο των θερμικών του αναγκών, πρώτα από την αντίστοιχη ωφέλιμη θερμότητα των μονάδων ΣΗΘ, και έπειτα από τις υπόλοιπες μονάδες θερμικής παραγωγής. Ενώ, επιπλέον, η κατανομή μεταξύ του θερμικού φορτίου, για τη θέρμανση του χώρου και για ζεστό νερό, και της αντίστοιχης παραγωγής προκύπτει από την ελαχιστοποίηση της συνάρτησης κόστους (2.13.ωθ) του θερμικού φορτίου.

Αποτελέσματα

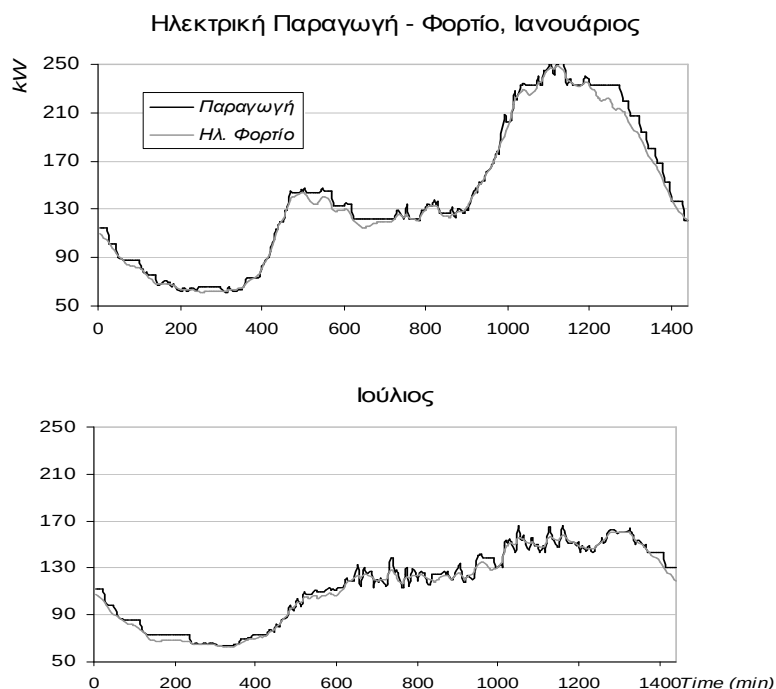
Στο σχήμα 2.13.ζ παρουσιάζεται η βέλτιστη ηλεκτρική παραγωγή των μονάδων ΔΠ, μέσα σε ένα 24-ωρο, όπως προέκυψε από την ελαχιστοποίηση της συνάρτησης κόστους (2.13.ωη) και τους αντίστοιχους περιορισμούς της (2.13.ωθ), για το σενάριο 1.



Σχήμα 2.13.ζ. Σενάριο 1°. Ημερήσια Ηλεκτρική Παραγωγή Των Μονάδων ΔΠ.

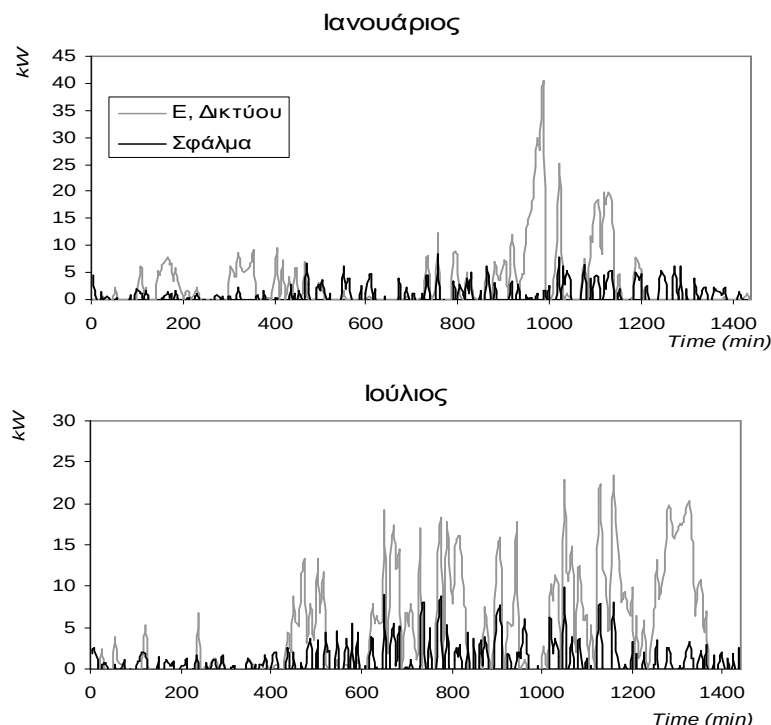
Η μονάδα ΣΗΘ#2, λειτουργεί στη βάση της ηλεκτρικής παραγωγής, έχοντας μία σταθερή τιμή ισχύος εξόδου, για το μεγαλύτερο μέρος της ημέρας. Η μονάδα ΣΗΘ#1 ακολουθεί το φορτίο για όλη τη διάρκεια της ημέρας. Ενώ, η ΣΗΘ#3, λειτουργεί, μόνο τις απογευματινές – βραδινές ώρες, όταν η ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος αυξάνεται σημαντικά, και παράλληλα, τα Φ/Β πλαίσια παύουν να λειτουργούν.

Το σχήμα 2.13.η αποδεικνύει την αντιστοιχία που υπάρχει μεταξύ της ηλεκτρικής παραγωγής των μονάδων ΔΠ, στο σύνολο της, και του ηλεκτρικού φορτίου. Για κάθε στιγμή, t , η παραγωγή ακολουθεί το φορτίο των καταναλωτών και ισορροπεί με την αντίστοιχη ζήτηση.



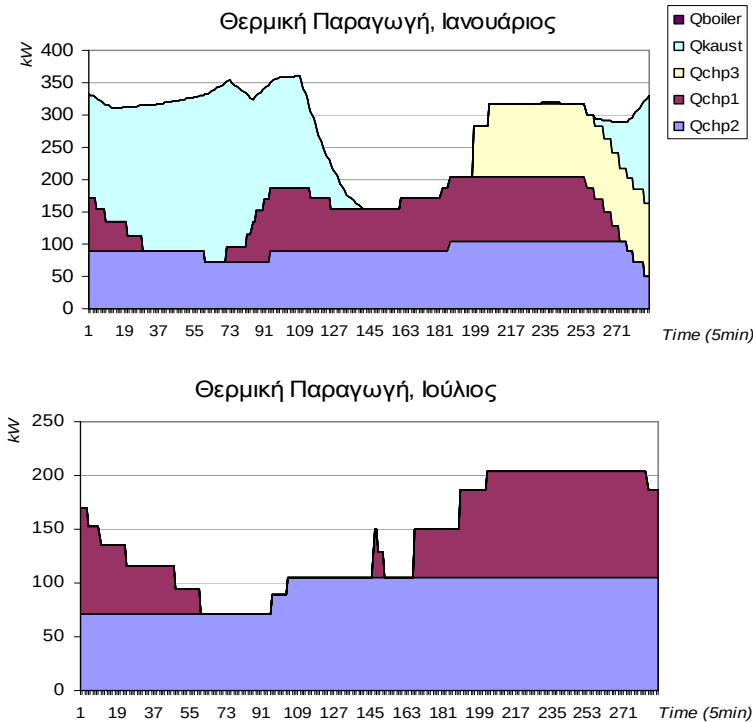
Σχήμα 2.13.η. Σενάριο 1^ο. Αντιστοιχία Μεταξύ Συνολικής Ηλεκτρικής Παραγωγής Και Φορτίου.

Στο σχήμα 2.13.θ συγκρίνονται, για τους αντίστοιχους μήνες, η ηλεκτρική ενέργεια που παρέχεται από το κεντρικό δίκτυο διανομής με το σφάλμα υπολοίπου (Θόρυβος Μέτρησης-ΘΜ). Με μαύρη γραμμή απεικονίζεται ο Θόρυβος Μέτρησης, ενώ με γκρι γραμμή η ενέργεια που δίνει το κεντρικό δίκτυο. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, το σφάλμα αυτό, που προκύπτει από την ανάλυση φορτίου, καλύπτεται είτε από το δίκτυο είτε από τις μονάδες αποθήκευσης.



Σχήμα 2.13.θ. Σενάριο 1^ο. Έγχυση Ηλεκτρικής Ενέργειας Από Το Κεντρικό Δίκτυο Και ΘΜ.

Στο σχήμα 2.13.ι παρουσιάζεται η αντίστοιχη θερμική παραγωγή των μονάδων ΔΠ.



Σχήμα 2.13.1. Σενάριο 1^ο. Θερμική Παραγωγή των Μονάδων ΔΠ.

Η επιπλέον θερμική ενέργεια που απαιτεί το σύστημα για να καλύψει πλήρως τις ανάγκες του, προέρχεται από τον καυστήρα. Το γεγονός αυτό, προκύπτει από το βέλτιστο προγραμματισμό της θερμικής παραγωγής. Παρατηρείται ότι η επιπλέον θερμική ενέργεια του συστήματος, όταν αυτή απαιτείται, εντοπίζεται τις πρωινές ώρες. Αναλογιζόμενοι ότι το θερμικό φορτίο τις πρώτες πρωινές ώρες είναι αρκετά υψηλό σε σχέση με το ηλεκτρικό φορτίο (σχήμα 2.13.ε), κατά τους πιο κρύους μήνες, η επιπλέον θερμική παραγωγή των μονάδων, είναι λογικό να εμφανίζεται τότε.

2.13.5.2. Σενάριο 2^ο

Στο σχήμα 2.13.κ παρουσιάζεται το αντίστοιχο διάγραμμα της διαμόρφωσης του υβριδικού συστήματος. Η αντικειμενική συνάρτηση κόστους, C , αποτελείται από όλους τους παρακάτω όρους:

$$\text{Min}C, C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 - C_6 \quad (2.13.ωι)$$

Περιορισμοί:

$$Q_{THERMAL} = Q_{SPACE\_HEAT} + Q_{HOT\_WATER}$$

$$Q_{U,CHP1} \leq Q_{THERMAL}$$

$$Q_{U,CHP2} \leq Q_{THERMAL} + Q_{U,CHP1}$$

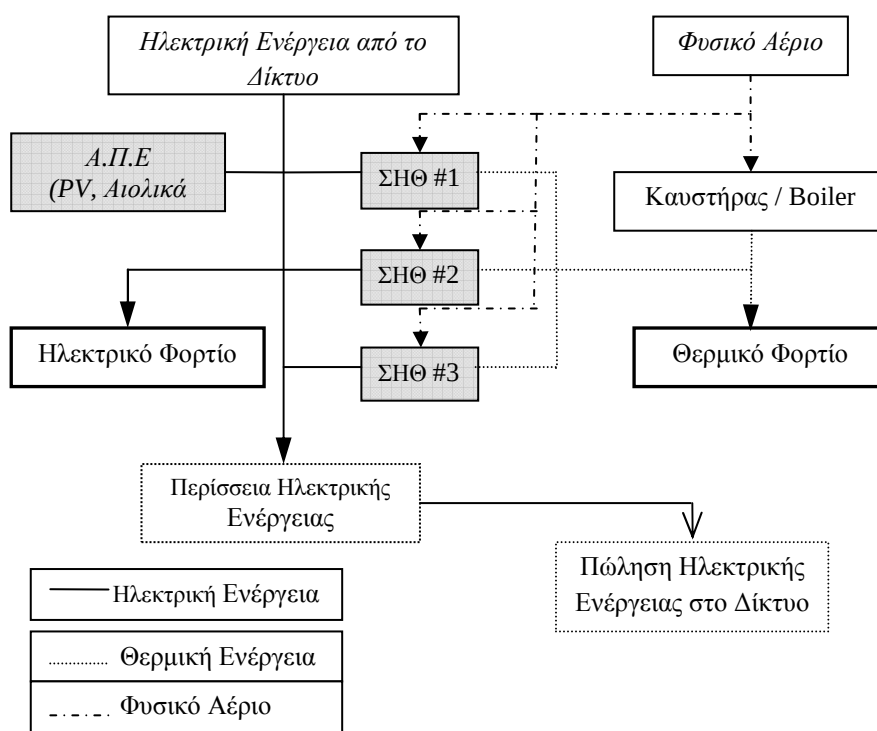
$$Q_{U,CHP3} \leq Q_{THERMAL} + Q_{U,CHP1} + Q_{U,CHP2}$$

$$Q_{BUY} = Q_{SPACE\_HEAT} + Q_{HOT\_WATER} - \sum_{i=1}^3 Q_{U,CHPi}$$

$$W_{CHPi} = \left(\frac{Q_{U,CHPi}}{n_{CG}^Q} \right) \cdot n_{CGi}^P$$

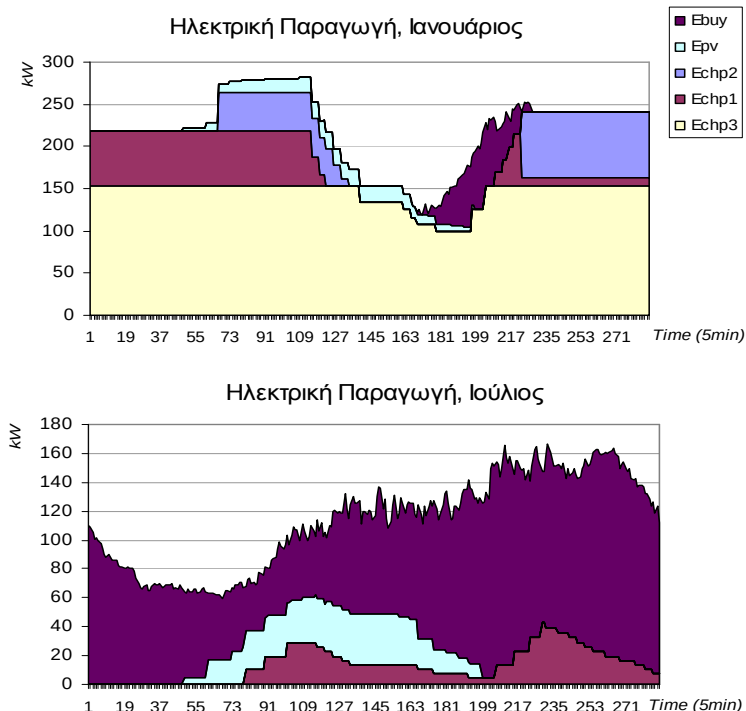
$$E_{GRID} = E_{LOAD} - E_{PV} - \sum_{i=1}^3 W_{CHPi}, \text{ εάλν } E_{LOAD} > E_{PV} + \sum_{i=1}^3 W_{CHPi}$$

$$E_{SELL} = E_{PV} + \sum_{i=1}^3 W_{CHPi} - E_{LOAD}, \text{ εάλν } E_{LOAD} < E_{PV} + \sum_{i=1}^3 W_{CHPi} \quad (2.13.ωκ)$$



Σχήμα 2.13.κ. Σενάριο 2^ο. Διαμόρφωση Υβριδικού Συστήματος ΣΗΘ & Φ/Β.

Στο σχήμα 2.13.λ, παρουσιάζεται η ηλεκτρική παραγωγή των μονάδων ΔΠ, όπως προέκυψε από την ελαχιστοποίηση της συνάρτησης κόστους (2.13.ωι) και από τους αντίστοιχους περιορισμούς (2.13.ωκ).



Σχήμα 2.13.λ. Σενάριο 2^ο. Ημερήσια Ηλεκτρική Παραγωγή Των Μονάδων ΔΠ.

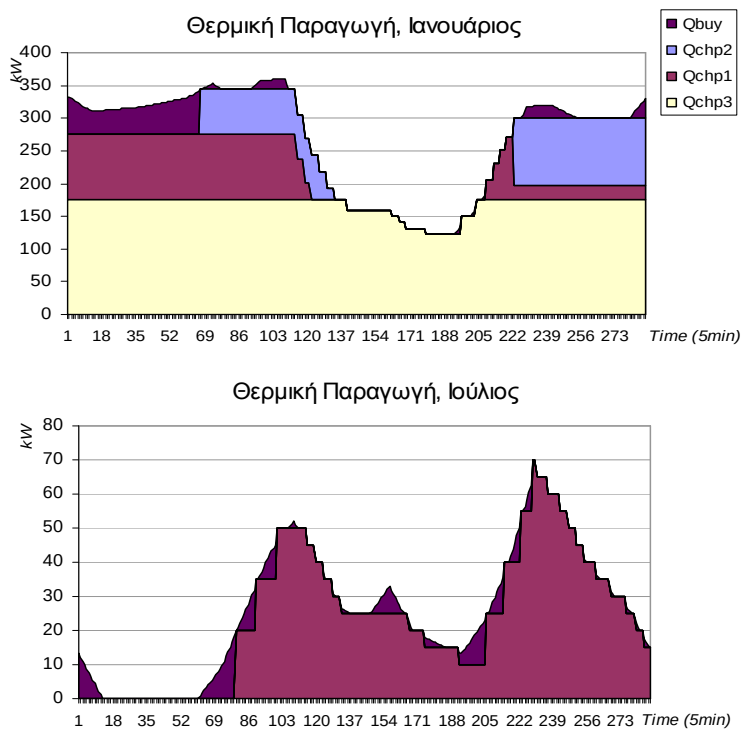
Στο σχήμα 2.13.μ, παρουσιάζεται η περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια, μετά την πλήρη κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών του συστήματος, οπότε και πωλείται στο κεντρικό δίκτυο διανομής.



Σχήμα 2.13.μ. Σενάριο 2^ο. Πώληση Της Πλεονάζουσας Ηλεκτρικής Ενέργειας Στο Δίκτυο Διανομής.

Στο σενάριο αυτό, πρώτα καλύπτεται το θερμικό φορτίο και έπειτα ελέγχεται η κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου. Όταν οι θερμικές ανάγκες είναι υψηλές, δηλαδή, τους πιο κρύους μήνες (π.χ. Ιανουάριος) και κατά τις πρώτες πρωινές ώρες, οι μονάδες ΣΗΘ παράγουν μεγάλες ποσότητες ωφέλιμης θερμότητας. Αναλογικά, η αντίστοιχη ηλεκτρική ισχύς αυτών είναι μεγάλη, οπότε το πλεόνασμα πωλείται πίσω στο δίκτυο διανομής. Στο σχήμα 2.13.μ, αυτό αποδεικνύεται από το γεγονός ότι η πώληση ηλεκτρικής ισχύος, άρα και το πλεόνασμα αυτής, υπάρχει μόνο τις πρωινές ώρες.

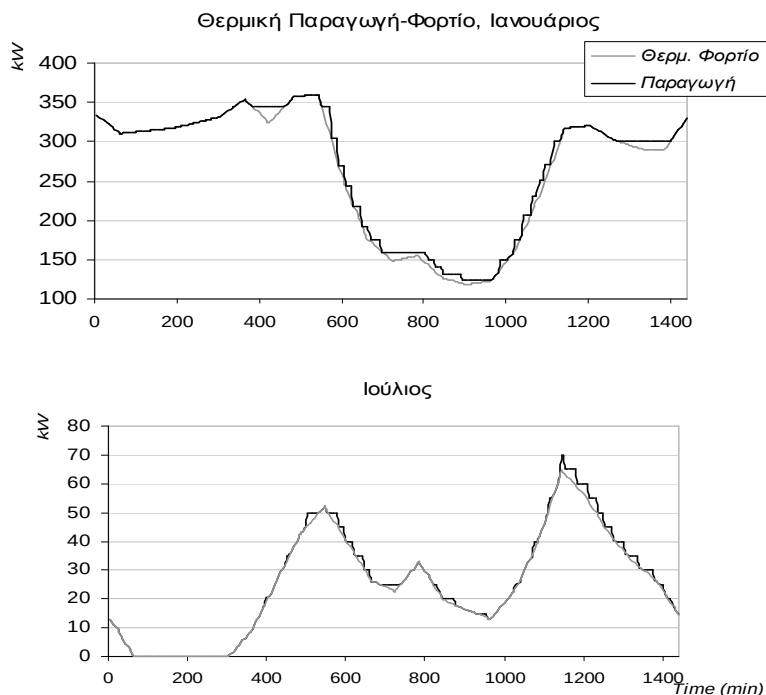
Η θερμική παραγωγή των μονάδων, για το συγκεκριμένο σενάριο, ακολουθεί τις κατανομές που παρουσιάζονται στο σχήμα 2.13.ν.



Σχήμα 2.13.ν. Σενάριο 2^ο. Θερμική Παραγωγή των Μονάδων ΔΠ.

Όταν το θερμικό φορτίο είναι υψηλό (π.χ. Ιανουάριος), η μονάδα ΣΗΘ#3 είναι αυτή που λειτουργεί στη βάση της παραγωγής, αποδίδοντας τη μέγιστη θερμική ισχύ, 176kW, κατά τη μεγαλύτερη διάρκεια της ημέρας. Οι υπόλοιπες δύο μονάδες λειτουργούν για να καλύψουν την αυξημένη ζήτηση, τις πρωινές ώρες και τις βραδινές. Κατά τον ίδιο τρόπο, όταν η θερμική ζήτηση είναι πολύ μικρή (π.χ. Ιούλιος), η μηχανή που λειτουργεί στη βάση της παραγωγής είναι η ΣΗΘ#1, η μικρότερη μονάδα, μέγιστης θερμικής ισχύος 100kW.

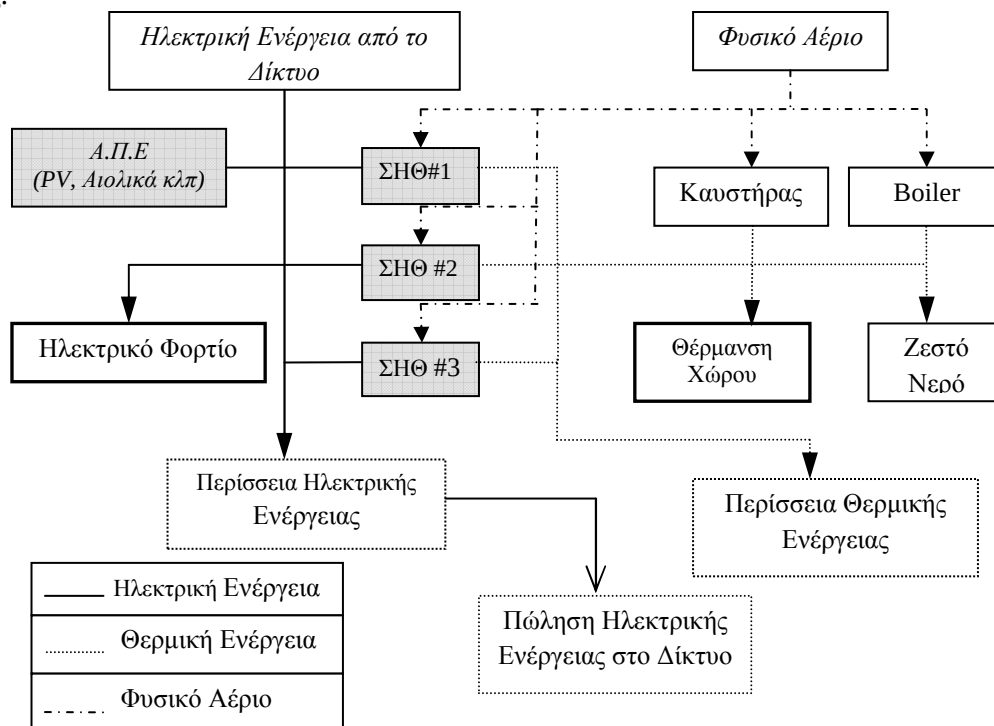
Στο σχήμα 2.13.ξ, που ακολουθεί, αποδεικνύεται ότι η θερμική παραγωγή, των μονάδων του υβριδικού συστήματος, ακολουθεί την αντίστοιχη ζήτηση θερμικού φορτίου (ζεστό νερό και θέρμανση χώρου), για κάθε στιγμή t.



Σχήμα 2.13.ξ. Σενάριο 2^ο. Αντιστοιχία Μεταξύ Συνολικής Θερμικής Παραγωγής Και Φορτίου.

2.13.5.3. Σενάριο 3^ο

Στο σχήμα 2.13.ο παρουσιάζεται το αντίστοιχο διάγραμμα της διαμόρφωσης του υβριδικού συστήματος.



Σχήμα 2.13.ο. Σενάριο 3^ο. Διαμόρφωση Υβριδικού Συστήματος ΣΗΘ και Φ/Β.

Η αντικειμενική συνάρτηση κόστους, C , αποτελείται από όλους τους παρακάτω όρους:

$$\text{Min}C, C = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 - C_6 \quad (2.13.\omega\lambda)$$

Περιορισμοί:

$$W_{\Sigma\text{H}\Theta 1} \leq W_{\Sigma\text{H}\Theta 1, \text{nom}}$$

$$W_{\Sigma\Theta 2} \leq W_{\Sigma\Theta 2, nom}$$

$$W_{\Sigma\Theta 3} \leq W_{\Sigma\Theta 3, nom}$$

$$E_{GRID} = E_{LOAD} - E_{PV} - \sum_{i=1}^3 W_{\Sigma\Theta i}, \text{ εάν } E_{LOAD} > E_{PV} + \sum_{i=1}^3 W_{\Sigma\Theta i}$$

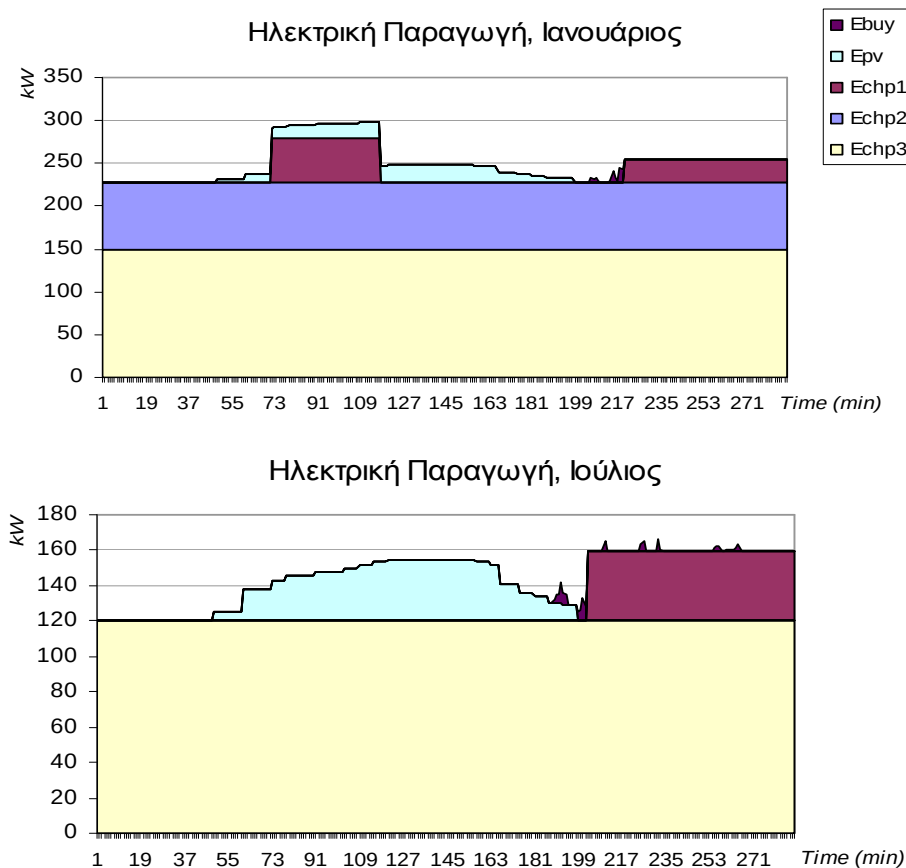
$$E_{SELL} = E_{PV} + \sum_{i=1}^3 W_{\Sigma\Theta i} - E_{LOAD}, \text{ εάν } E_{LOAD} < E_{PV} + \sum_{i=1}^3 W_{\Sigma\Theta i} \quad (2.13.ωμ)$$

Για την εύρεση της, C, θα πρέπει να λυθεί το υποπρόβλημα βελτιστοποίησης που έγκειται στη βέλτιστη κατανομή μεταξύ της παραγωγής του καυστήρα, $Q_{\text{ΚΑΥΣΤΗΡΑ}}$ και του boiler, Q_{BOILER} , και που βασίζεται στις παρακάτω εξισώσεις:

$$\text{Min}C': C' = C_3 + C_4 \quad (2.13.ων)$$

Περιορισμοί: Σχέσεις (2.13.ωδ)-(2.13.ωζ)

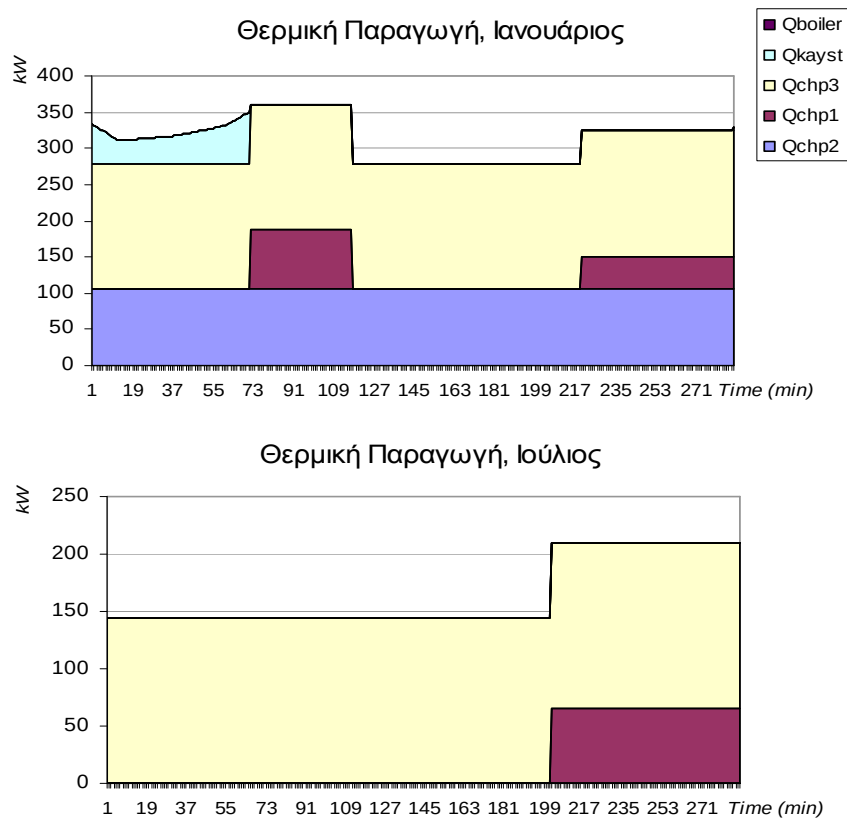
Στο σχήμα 2.13.π παρουσιάζεται η βέλτιστη ηλεκτρική παραγωγή των μονάδων ΔΠ, η οποία δεν ακολουθεί το ηλεκτρικό φορτίο, αλλά μεγιστοποιείται προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί το κόστος από την πώληση της περίσσειας ενέργειας στο κεντρικό δίκτυο.



Σχήμα 2.13.π. Σενάριο 3°. Ημερήσια Ηλεκτρική Παραγωγή Των Μονάδων ΔΠ.

Τον Ιανουάριο, οι μονάδες ΣΗΘ#3 και ΣΗΘ#2, ονομαστικής ισχύος 150kW και 78kW αντίστοιχα, λειτουργούν συνεχώς στη μέγιστη ισχύ τους. Αντίστοιχα, τον Ιούλιο, με περιορισμένη ζήτηση, λειτουργεί μόνο η ΣΗΘ#3, στο μέγιστο. Αυτό, προκύπτει από δύο παράγοντες. Από το γεγονός ότι οι μονάδες ΔΠ δεν είναι υποχρεωμένες να ακολουθήσουν την αντίστοιχη ζήτηση, και επιπλέον, μία σταθερή λειτουργία κατά τη διάρκεια της ημέρας, δίνει χαμηλότερο κόστος, καθώς περιορίζεται ο παράγοντας D.

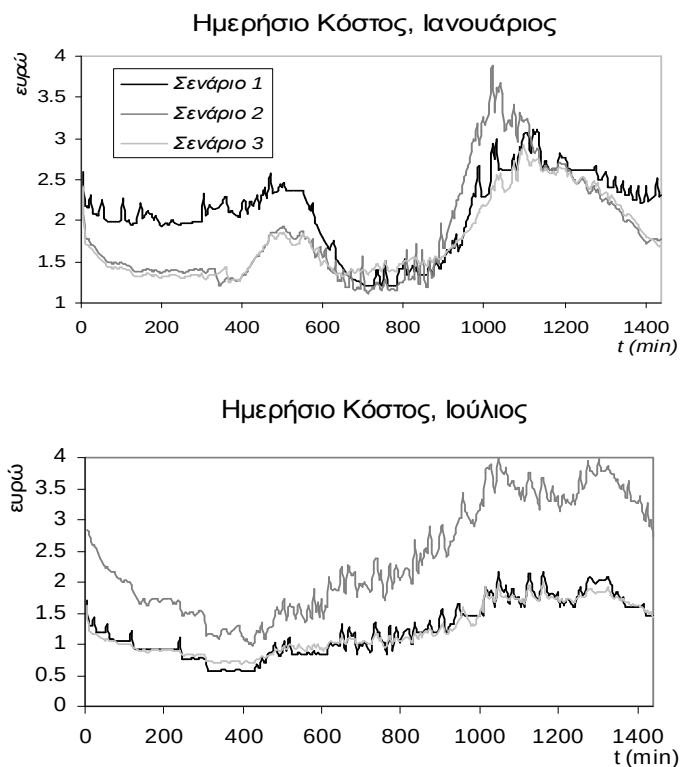
Στο σχήμα 2.13.ρ, δίνεται η αντίστοιχη θερμική παραγωγή των μονάδων του υβριδικού συστήματος.



Σχήμα 2.13.ρ. Σενάριο 3^ο. Θερμική Παραγωγή των Μονάδων ΔΠ.

2.13.5.4. Ημερήσιο Κόστος Λειτουργίας Του Συστήματος - Συμπεράσματα

Το σχήμα 2.13.σ παρουσιάζει τη διακύμανση του κόστους λειτουργίας του υβριδικού συστήματος, κατά τη διάρκεια μίας ημέρας.



Σχήμα 2.13.σ. Διακύμανση Ημερήσιου Κόστους Λειτουργίας Για Τα Τρία (3) Σενάρια Μελέτης.

Στο σχήμα 2.13.τ παρουσιάζεται, κατά προσέγγιση, η μέση ετήσια διακύμανση του ημερήσιου κόστους, όπως προέκυψε από το κάθε σενάριο.



Σχήμα 2.13.τ. Μέση Ετήσια Διακύμανση Ημερήσιου Κόστους Για Τα Τρία (3) Σενάρια Μελέτης.

Το Σενάριο 2, δίνει, γενικότερα, το μεγαλύτερο ημερήσιο κόστος λειτουργίας. Στην περίπτωση, δηλαδή, που η θερμική παραγωγή ακολουθεί το φορτίο (σενάριο 2), το κόστος λειτουργίας του συστήματος είναι αρκετά υψηλό, ιδιαίτερα, όταν η θερμική ζήτηση είναι χαμηλή. Εκτός από τους μήνες του Χειμώνα, τους υπόλοιπους μήνες με χαμηλό θερμικό φορτίο, το ημερήσιο κόστος λειτουργίας υπερβαίνει κατά πολύ το κόστος.

Το Σενάριο 3, δίνει το βέλτιστο προγραμματισμό λειτουργίας, με μικρότερο κόστος ανεξαρτήτως καιρικών συνθηκών. Ωστόσο, από το σχήμα 2.13.τ, προκύπτει ότι η διαφορά ανάμεσα στο Σενάριο 3 και στο Σενάριο 1, είναι μικρή. Επιπλέον, το τρίτο Σενάριο δίνει τη δυνατότητα πώλησης της πλεονάζουσας ενέργειας στο κεντρικό δίκτυο διανομής, κάτι που δεν ισχύει για την πρώτη περίπτωση. Δηλαδή, το Σενάριο 1 δίνει αποτελέσματα που προσεγγίζουν τις τιμές του τρίτου σεναρίου, ακόμα και αν δεν υπάρχει δυνατότητα κέρδους (μέσω της πώλησης στο δίκτυο).

Συμπερασματικά, η ρύθμιση της ισχύος εξόδου των μονάδων ΔΠ ώστε να ακολουθεί το ηλεκτρικό φορτίο των καταναλωτών (Σενάριο 1), προσφέρει στο εξεταζόμενο δίκτυο βέλτιστες συνθήκες λειτουργίας.

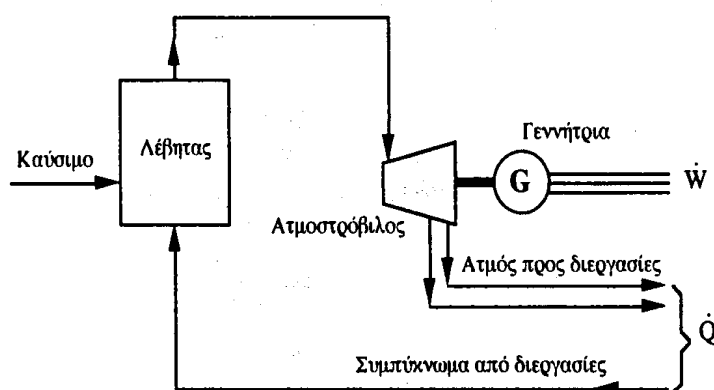
Είναι φανερό ότι σε τέτοιου είδους μελέτες υπάρχουν πολλές απαιτήσεις, οι οποίες πρέπει να πληρούνται από ένα καλά σχεδιασμένο σύστημα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να είναι κερδοφόρο σε όσους μετέχουν σε αυτό. Το σύστημα αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να είναι σχεδιασμένο έτσι ώστε να εξασφαλίζει ότι το υβριδικό ενεργειακό σύστημα (Μικροδίκτυο) θα ανταμείβεται για τις υπηρεσίες του. Όλα τα παραπάνω εμπίπτουν στην κατηγορία των Μικροδικτύων, η προστιθέμενη αξία των οποίων μελετάται εξ' ολοκλήρου στο κεφάλαιο 4.

ΜΕΡΟΣ 2^ο

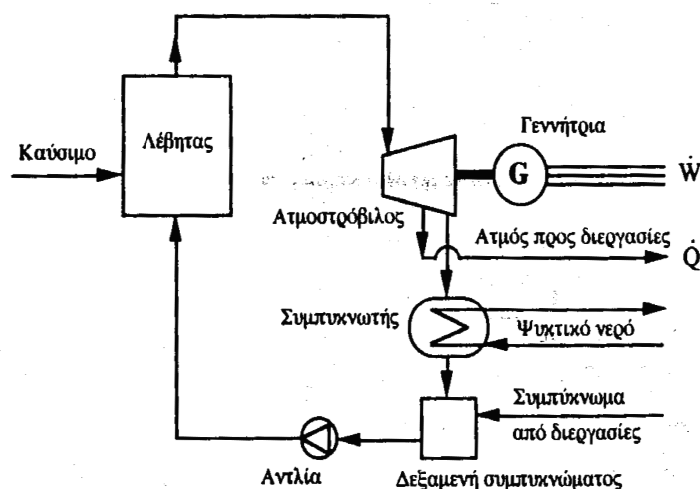
ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΚΑΙ ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΣΤΗΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΟΥ ΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΥΝ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ ΜΕ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗ

2.14. ΒΑΣΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ ΜΕ ΑΤΜΟΣΤΡΟΒΙΛΟ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗΣ

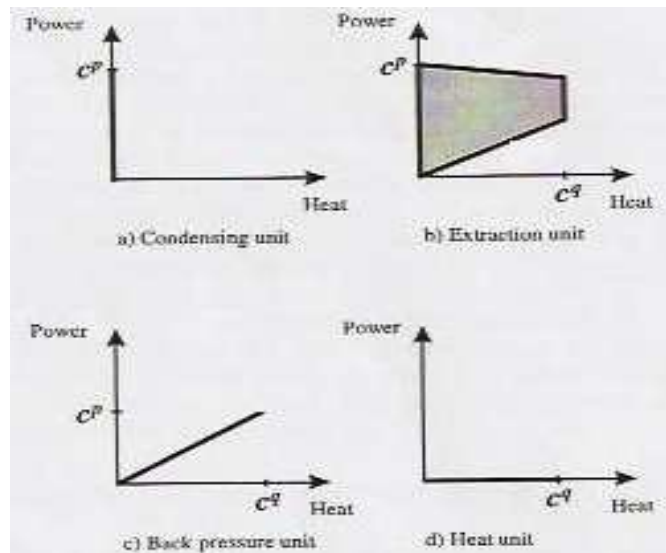
Υπάρχουν μονάδες που παράγουν μόνο ένα είδος ενέργειας, είτε θερμική (Heat Unit) είτε ηλεκτρική (Condensing Unit) και μονάδες που παράγουν και τις δύο μορφές ενέργειας, θερμική και ηλεκτρική. Οι τελευταίες είναι οι επονομαζόμενες μονάδες ΣΗΘ ή CHP. Η ομάδα των μονάδων ΣΗΘ αποτελείται από μονάδες τύπου *Back_Pressure* (με ατμοστρόβιλο αντίθλιψης) και μονάδες τύπου *Extraction* (με ατμοστρόβιλο απομάστευσης), με τις οποίες κυρίως θα ασχοληθούμε στην παρούσα ενότητα, σχήμα 2.14.α, 2.14.β, [114], [117]. Οι περιοχές λειτουργίας των τεσσάρων (4) τύπων μονάδων παρουσιάζονται στο σχήμα 2.14.γ, [152]. Το σχήμα της περιοχής λειτουργίας καθορίζει τους διάφορους συνδυασμούς παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Η περιοχή λειτουργίας μιας μονάδας παραγωγής θερμότητας χαρακτηρίζεται από την θερμική ισχύ, c^q (MJ s^{-1}) και για μία μονάδα τύπου Condensing χαρακτηρίζεται από την ηλεκτρική ισχύ, c^p (MW). Μία μονάδα παραγωγής θερμότητας έχει μηδενική ηλεκτρική ισχύ, $c^p=0$ ενώ μία μονάδα τύπου Condensing έχει μηδενική θερμική ισχύ, $c^q=0$. Όσον αφορά στις μονάδες τύπου Back-Pressure, η χαρακτηριστική γραμμή λειτουργίας τους καθορίζεται βάσει της κλίσης $c^m=c^p/c^q$, όπου τα μεγέθη c^p και c^q αντιπροσωπεύουν την θερμική και την ηλεκτρική ισχύ, αντίστοιχα. Επίσης, ορίζεται $c^m=0$ για τις μονάδες παραγωγής θερμότητας και $c^m \rightarrow \infty$ για τις μονάδες τύπου Condensing, [153].



Σχήμα 2.14.α. Σύστημα CHP με Ατμοστρόβιλο Αντίθλιψης.



Σχήμα 2.14.β. Σύστημα CHP με Ατμοστρόβιλο Απομάστευσης.



Σχήμα 2.14.γ. Περιοχή Λειτουργίας Των Μονάδων Παραγωγής Ενέργειας.

Οι μονάδες τύπου Extraction, αν και ακριβότερες με μικρότερο βαθμό απόδοσης, επιτρέπουν κάποια ελευθερία στην επιλογή των πιθανών συνδυασμών ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας, εν αντιθέσει με τις μονάδες Back_Pressure όπου, οι συνδυασμοί καθορίζονται βάσει της γραμμής Back_Pressure (ουσιαστικά πρόκειται για το ευθύγραμμο τμήμα που καθορίζει τις δυνατές τιμές του HPR). Οι δύο γραμμές ορίζουν την θερμική παραγωγή q στο διάστημα $0 \leq q \leq c^q$. Η γραμμή Back_Pressure με κλίση c^m καθορίζει το κατώτερο όριο της ηλεκτρικής παραγωγής ισχύος που αντιστοιχεί σε οποιαδήποτε δεδομένη θερμική παραγωγή ισχύος. Συνεπώς, οι συνδυασμοί (q , p) δηλαδή θερμικής και ηλεκτρικής ισχύος βρίσκονται εντός της περιοχής λειτουργίας ικανοποιώντας τους παρακάτω περιορισμούς,

$$0 \leq q \leq c^q, \quad 0 \leq p \leq c^p, \quad c^m q \leq p \leq c^p - c^u q \quad (2.14.a)$$

Γενικότερα, οι παραπάνω σχέσεις μπορούν να ενοποιηθούν σε μία μόνο σχέση στο επίπεδο $p_i - q_i$ που ορίζεται από n_i γραμμές και που περιγράφονται από την ανισότητα:

$$a_{ji} \cdot p_i + b_{ji} \cdot q_i \geq c_{ji}, \quad j=1, \dots, n_i \quad (2.14.b)$$

Η περιοχή λειτουργίας των μονάδων τύπου Extraction είναι συνήθως ένα πολύγωνο, τα όρια του οποίου καθορίζονται συνήθως από τέσσερις (4) γραμμές. Ο χώρος αυτός τις περισσότερες φορές έχει τις ιδιότητες του κυρτού χώρου αν και δεν αποκλείονται περιπτώσεις μη κυρτών χώρων. Στην τελευταία περίπτωση απαιτούνται ειδικές τεχνικές βελτιστοποίησης σε προβλήματα που ενσωματώνουν τέτοιου είδους μονάδες.

Κλείνοντας, πρέπει να σημειωθεί ότι η ευελιξία που μας παρέχουν οι μονάδες ΣΗΘ με ατμοστρόβιλο απομάστευσης τους καθιστούν ιδανικούς για μελέτες οικονομικής κατανομής φορτίου και για αυτό το λόγο τα συστήματα μελέτης που ακολουθούν περιλαμβάνουν αυτό το είδος των μονάδων ΣΗΘ.

2.15. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ

Το πρόβλημα της *Οικονομικής Κατανομής Φορτίου* (Economic Dispatch - ED) σε ένα σύστημα που αποτελείται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αφορά τον προσδιορισμό της παραγόμενης ισχύος της κάθε μονάδας του συστήματος που βρίσκεται σε λειτουργία ώστε να καλύπτεται η συνολική ζήτηση φορτίου χωρίς καμία μονάδα να ξεφεύγει από τα όρια λειτουργίας της και το κόστος παραγωγής να είναι το ελάχιστο δυνατό. Επομένως, το πρόβλημα αυτό αποτελεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης όπου η συνάρτηση λειτουργικού κόστους αποτελεί την αντικειμενική συνάρτηση και η συνάρτηση κάλυψης της ζήτησης και τα όρια λειτουργίας της κάθε μονάδας παραγωγής αποτελούν τους περιορισμούς, [10], [16], [154].

Το πρόβλημα της ED μπορεί να γίνει ιδιαίτερα πολύπλοκο όταν στο δίκτυο παραγωγής προστεθούν μονάδες ΣΗΘ καθώς και μονάδες παραγωγής θερμότητας (CHP_ED). Σε αυτή την περίπτωση οφείλει το δίκτυο να καλύψει όχι μόνο τη ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου αλλά και τη ζήτηση θερμικού φορτίου, ενώ οι περιορισμοί του προβλήματος γίνονται ολοένα και πιο πολύπλοκοι, [155], [156], [157].

Για την περιγραφή ενός προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου οφείλουμε να προσδιορίσουμε τις συναρτήσεις λειτουργικού κόστους των μονάδων που το απαρτίζουν. Έτσι, από μελέτες και μετρήσεις που

έχουν γίνει σε διάφορους σταθμούς παραγωγής μπορούμε με μεγάλη ακρίβεια να θεωρήσουμε ότι, [158], [159], [160]:

- Μια συμβατική μονάδα (i) παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος (p) έχει μια κυρτή πολυωνυμική συνάρτηση λειτουργικού κόστους (C) δευτέρου βαθμού που προσδιορίζεται από την εξίσωση:

$$C_{p,i}(p_i) = \alpha_i + \beta_i \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 \quad (2.15.α)$$

- Μια μονάδα παραγωγής (k) θερμικής ισχύος (h) έχει συνάρτηση λειτουργικού κόστους (C) παρόμοια με εκείνη της μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος, δηλαδή:

$$C_{h,k}(h_k) = \alpha_k + \beta_k \cdot h_k + \gamma_k \cdot h_k^2 \quad (2.15.β)$$

- Μια μονάδα ΣΗΘ (j) έχει μία κυρτή συνήθως πολυωνυμική συνάρτηση λειτουργικού κόστους που εξαρτάται και από το p_j και το h_j . Η συνάρτηση αυτή στην πράξη αποτελεί την γενική περίπτωση της κλασσικής δευτεροβάθμιας συνάρτησης κόστους όπου προστίθενται οι επιμέρους δευτεροβάθμιες συναρτήσεις της κάθε μεταβλητής καθώς επίσης και ένας επιπλέον όρος που συσχετίζει τις δύο μεταβλητές. Επομένως, η συνάρτηση έχει την εξής μορφή:

$$C_{\Sigma\Theta,j}(p_j, h_j) = \alpha_j + \beta_j \cdot p_j + \gamma_j \cdot p_j^2 + \delta_j \cdot h_j + \varepsilon_j \cdot h_j^2 + \zeta_j \cdot p_j \cdot h_j \quad (2.15.γ)$$

Οι συντελεστές των παραπάνω συναρτήσεων λειτουργικού κόστους έχουν μονάδες €/h, €/MWh, και €/MW²h ώστε το συνολικό λειτουργικό κόστος να είναι εκφρασμένο σε €/h ή σε \$/h. Τόσο η ηλεκτρική ισχύς εξόδου όσο και η θερμική μετρούνται σε MW.

Με αυτά τα δεδομένα μπορούμε να καταστρώσουμε τις εξισώσεις του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου δηλαδή, του προβλήματος ελαχιστοποίησης του λειτουργικού κόστους του συστήματος, μαζί με τους ισοτικούς και ανισοτικούς περιορισμούς. Συγκεκριμένα, αν n_p , $n_{\Sigma\Theta}$, και n_h είναι ο αριθμός των συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος, των μονάδων ΣΗΘ και των θερμικών μονάδων παραγωγής, αντιστοίχως, τότε δεδομένης της συνολικής ηλεκτρικής (P_D) και θερμικής ζήτησης (H_D) που πρέπει να ικανοποιηθούν οι μονάδες παραγωγής του συστήματος, θα έχουμε:

ED - ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ (CHP ED)

Ελαχιστοποίηση Αντικειμενικής Συνάρτησης {MinCost}

$$Cost = \sum_{i=1}^{n_p} C_{p,i} + \sum_{j=1}^{n_{\Sigma\Theta}} C_{\Sigma\Theta,j} + \sum_{k=1}^{n_h} C_{h,k} \quad (2.15.δ)$$

Ισοτικοί Περιορισμοί: Ικανοποίηση των Ηλεκτρικών και Θερμικών Ζητήσεων (Ισοζύγιο Ηλεκτρικής και Θερμικής Ισχύος)

$$\sum_{i=1}^{n_p} p_i + \sum_{j=1}^{n_{\Sigma\Theta}} p_j = P_D \quad (2.15.ε)$$

$$\sum_{j=1}^{n_{\Sigma\Theta}} h_j + \sum_{k=1}^{n_h} h_k = H_D \quad (2.15.στ)$$

Ανισοτικοί Περιορισμοί: Τεχνικά Ελάχιστα και Μέγιστα Μονάδων

$$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max}$$

$$p_j^{\min}(h_j) \leq p_j \leq p_j^{\max}(h_j)$$

$$h_j^{\min}(p_j) \leq h_j \leq h_j^{\max}(p_j)$$

$$h_k^{\min} \leq h_k \leq h_k^{\max} \quad (2.15.ζ)$$

ΕΠΙΛΥΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Το τμήμα του μαθηματικού προγραμματισμού, που ασχολείται με τις μεθόδους επίλυσης προβλημάτων βελτιστοποίησης μη γραμμικών αντικειμενικών συναρτήσεων με περιορισμούς, ονομάζεται *Μη Γραμμικός Προγραμματισμός* (ΜΓΠ). Για τη λύση προβλημάτων ΜΓΠ δεν υπάρχει μία μέθοδος που να έχει εφαρμογή σε όλες τις περιπτώσεις, όπως συμβαίνει στα προβλήματα Γραμμικού Προγραμματισμού των οποίων η λύση βασίζεται στη γενική μέθοδο Simplex. Για το λόγο αυτό έχουν δημιουργηθεί διάφορες μέθοδοι επίλυσης τέτοιων προβλημάτων. Η μέθοδος που χρησιμοποιείται ευρέως είναι η μέθοδος Lagrange όπου χρησιμοποιούνται οι συνθήκες Kuhn-Tucker. Η μέθοδος αυτή υποστηρίζεται από τη συνάρτηση fmincon της Matlab και χρησιμοποιείται ευρέως στις εφαρμογές αυτής της διατριβής. Όμως, η μέθοδος αυτή προαπαιτεί η αντικειμενική συνάρτηση και οι συναρτήσεις περιορισμού να είναι διαφορίσιμες που τις περισσότερες φορές αυτό δεν ισχύει, για το λόγο αυτό εφευρίσκονται διαφορετικοί τρόποι οι οποίοι δοκιμάζονται κατά πόσο προσεγγίζουν το ολικό ελάχιστο/μέγιστο του προβλήματος βελτιστοποίησης και πόσο γρήγορα φτάνουν σε αυτό το αποτέλεσμα. Για το πρόβλημα οικονομικής κατανομής φορτίου οι εξισώσεις που χρησιμοποιούνται είναι συνήθως διαφορίσιμες. Οπότε, θα χρησιμοποιήσουμε τη μέθοδο Lagrange για να επιλύσουμε τα διάφορα σενάρια μελέτης που θα προταθούν, [158], [157]-[160]. Στις περιπτώσεις μη διαφορίσιμων εξισώσεων θα πρέπει να αναζητηθούν άλλες μέθοδοι επίλυσης που βασίζονται

σε ευρυστικούς ή μετευριστικούς αλγόριθμους. Ένας μετευριστικός αλγόριθμος επίλυσης προβλημάτων βελτιστοποίησης είναι ο λεγόμενος *Αρμονικός Αλγόριθμος Αναζήτησης* (Harmony Search Algorithm_HS). Οι μετευριστικοί αλγόριθμοι βελτιστοποιούν ένα πρόβλημα χρησιμοποιώντας επαναληπτικές μεθόδους έχοντας ως αναφορά κάποιες υποψήφιες περιοχές στις οποίες μπορεί να εμφανίζεται η λύση. Μπορούν να αναζητούν μέσα σε μεγάλες περιοχές για την απαιτούμενη λύση όμως δεν εξασφαλίζουν πως αυτή θα βρεθεί. Μια περισσότερο εμβριθή μελέτη για τις μεθόδους βελτιστοποίησης και κυρίως για τις αλγοριθμικές διαδικασίες οι οποίες δίνουν τη δυνατότητα εύρεσης λύσης και στα δυσκολότερα προβλήματα, δίνονται στις αναφορές, [161], [162], [163], [164]. Σε πρόσφατες μελέτες και σε ανάλογα προβλήματα σαν αυτό που περιγράψαμε παραπάνω έχει αρχίσει να εφαρμόζεται η μέθοδος επίλυσης μέσω του HS, [165], [166]. Παρακάτω, αφού περιγράψουμε εν συντομία τον αλγόριθμο HS, παραθέτοντας μία ευρεία βιβλιογραφία, θα προσπαθήσουμε να τον εφαρμόσουμε όπου είναι εφικτό. Η εφαρμογή του αλγορίθμου HS σε ανάλογα προβλήματα με συναρτήσεις μη συνεχείς και πιθανούς εφικτούς χώρους λύσεων μη κυρτά σύνολα για τις μονάδες ΣΗΘ με απομάστευση μπορεί να αναδείξουν την αξία του αλγορίθμου.

2.15.1. Ο Αλγόριθμος Αρμονικής Αναζήτησης – Harmony Algorithm Search (HS)

Ο *Αλγόριθμος Αρμονικής Αναζήτησης* (HS) έχει προταθεί από τον Geem, [165] και έχει εφαρμοστεί σε αρκετά προβλήματα βελτιστοποίησης καθώς και για την επίλυση της οικονομικής κατανομής φορτίου, [166]. Ο αλγόριθμος αυτός είναι εμπνευσμένος από το χώρο της μουσικής αφού μιμείται την διαδικασία αυτοσχεδιασμού που χρησιμοποιεί ο μουσικός στην αναζήτησή μιας καλύτερης αρμονίας. Η διαδικασία που ακολουθεί ο μουσικός βασίζεται στους παρακάτω τρεις κανόνες:

- Ο μουσικός παίζει τυχαίες νότες που του έρχονται στη μνήμη.
- Ο μουσικός προσπαθεί να αλλάξει τον τόνο της νότας που έχει στο μυαλό του.
- Ο μουσικός παίζει μία τελείως τυχαία νότα μέσα από ένα εύρος επιτρεπτών επιλογών.

Χρησιμοποιώντας την παραπάνω αναλογία τα βήματα του αρμονικού αλγορίθμου διαμορφώνονται ως ακολούθως:

ΒΗΜΑ 1^ο. Αρχικοποίηση του Προβλήματος και των Παραμέτρων του Αλγορίθμου

Προσδιορίζεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης, που περιγράφεται από την σχέση:

$$\min_{x \in X} \{ f(x) : g(x) \leq 0, h(x) = 0 \} \quad (2.15.\eta)$$

Η $f(x)$ είναι η αντικειμενική συνάρτηση, $g(x)$ η ανισοτική περιοριστική συνάρτηση και $h(x)$ η ισοτική περιοριστική συνάρτηση. Το x είναι ένα σύνολο μεταβλητών απόφασης που αποτελούν τη λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης, ενώ X είναι το σύνολο από ένα πιθανό εύρος τιμών για κάθε μεταβλητή απόφασης.

Επιπλέον σε αυτό το βήμα προσδιορίζονται οι μεταβλητές του αλγορίθμου. Η *Αρμονική Μνήμη* (Harmony Memory) αποτελεί ένα πίνακα με διαστάσεις $HMS \times N$ όπου HMS θεωρείται το *Μέγεθος της Αρμονικής Μνήμης* (Harmony Memory Size) και N το πλήθος των μεταβλητών απόφασης του προβλήματος. Δηλαδή κάθε γραμμή του αρμονικού πίνακα αποτελεί συνδυασμό των μεταβλητών απόφασης που μπορεί να είναι πιθανή λύση του προβλήματος βελτιστοποίησης. Ακόμα, ορίζονται οι δείκτες HMCR (Harmony Memory Considering Rate) και PAR (Pitch Adjusting Rate), η χρήση των οποίων αναλύεται στο βήμα 3, καθώς και ο αριθμός των αυτοσχεδιασμών, NI, που επιθυμούμε να κάνουμε, το οποίο αποτελεί και το κριτήριο τερματισμού του αλγορίθμου.

ΒΗΜΑ 2^ο. Αρχικοποίηση της Αρμονικής Μνήμης

Συμπληρώνουμε τον HM πίνακα τυχαία με HMS πιθανές λύσεις και για αυτές τις λύσεις υπολογίζουμε την τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης.

$$HM = \begin{pmatrix} x_1^1 & \dots & x_N^1 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_1^{HMS} & \dots & x_N^{HMS} \end{pmatrix} \quad (2.15.\theta)$$

ΒΗΜΑ 3^ο. Δημιουργία μιας Νέας Αρμονίας

Η δημιουργία μιας νέας αρμονικής λύσης βασίζεται στους τρεις κανόνες που ακολουθεί και ο μουσικός όταν αυτοσχεδιάζει: α) λαμβάνει υπόψη τη μνήμη του, β) αποφασίζεται αν θα αλλάξει τον τόνο της νότας, γ) γίνεται τυχαία επιλογή μιας νέας νότας.

Ο δείκτης HMCR αποτελεί την πιθανότητα οι μεταβλητές της νέας αρμονικής λύσης να έχουν κάποια από τις τιμές που έχουν δοθεί στον HM πίνακα. Έτσι, καθώς ο αλγόριθμος τρέχει κάθετα τον HM πίνακα, ως

πρώτη μεταβλητή της νέας αρμονικής λύσης (x'_1) έχει πιθανότητα HMCR να διαλέξει μία τιμή από την πρώτη στήλη του πίνακα ($x_1^1 - x_1^{HMS}$), ενώ με πιθανότητα $(1-HMCR)$ θα διαλέξει μια νέα τιμή που βρίσκεται μέσα στα όρια της πρώτης μεταβλητής. Στη συνέχεια, αν η μεταβλητή έχει επιλεγεί από τον HM πίνακα, εξετάζεται αν θα μεταβληθεί ο τόνος της ώστε να επιτευχθεί μία καλύτερη αρμονία, προϋποθέτοντας ότι η νέα τιμή θα βρίσκεται μέσα στα επιτρεπτά όρια της μεταβλητής. Σε αυτό το σημείο γίνεται χρήση του δείκτη PAR, ο οποίος αποτελεί την πιθανότητα να αλλάξει η τιμή της μεταβλητής, ενώ $(1-PAR)$ είναι η πιθανότητα η μεταβλητή να παραμείνει ως έχει. Η αλλαγή που υφίσταται η μεταβλητή είναι η πρόσθεση ή η αφαίρεση μίας τυχαίας τιμής εντός του πλάτους του εύρους τιμών, δεδομένου ότι η τελική τιμή της μεταβλητής απόφασης δεν θα παραβεί τα επιτρεπτά όρια τιμών της. Άρα:

$$x'_i \leftarrow x_i \pm r \quad (2.15.1)$$

Αντίστοιχα ενεργεί ο αλγόριθμος και για τις υπόλοιπες μεταβλητές ώστε να δημιουργηθεί μία νέα αρμονική λύση.

ΒΗΜΑ 4^ο. Αναβάθμιση της Αρμονικής Μνήμης

Αφού έχει βρεθεί η νέα αρμονική λύση $x' = (x'_1, x'_2, \dots, x'_N)$, υπολογίζεται η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης. Αν η νέα αρμονία είναι καλύτερη από τη χειρότερη αρμονία του αρμονικού πίνακα, δηλαδή αν η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης για τη νέα αρμονία είναι μικρότερη από τη μέγιστη τιμή που παίρνει για κάποια αρμονία του HM πίνακα, τότε η νέα αρμονία αντικαθιστά τη χειρότερη αρμονία του πίνακα.

ΒΗΜΑ 5^ο. Έλεγχος Κριτηρίων του Αλγόριθμου Τερματισμού

Αν συμπληρωθεί ο μέγιστος αριθμός αυτοσχεδιασμών (επαναλήψεων) που επιθυμούμε να κάνουμε τότε ο αλγόριθμος τερματίζεται, αλλιώς επαναλαμβάνονται τα βήματα 3 και 4.

Πρέπει να σημειωθεί ότι έως τώρα έχουν προταθεί αρκετές παραλλαγές του αλγορίθμου HS, έτσι ώστε να λυθούν διάφορα προβλήματα, από όλες τις περιοχές των επιστημών, προβλήματα μη ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού, με διακριτές μεταβλητές κ.τ.λ.. Για μια σε βάθος μελέτη του αλγορίθμου και εφαρμογές του σε πολλούς διαφορετικούς τομείς των επιστημών, μπορεί κανείς να ανατρέξει στις αναφορές, [167]-[175].

2.15.2. Εφαρμογή Του Αλγορίθμου HS Σε Προβλήματα Οικονομικής Κατανομής Φορτίου Που Περιλαμβάνουν Συστήματα ΣΗΘ (CHP_ED)

Για την σωστή εφαρμογή του HS αλγορίθμου στο σύστημα μελέτης του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου ήταν αναγκαίο να γίνουν ορισμένες αλλαγές στην διαδικασία όπως αυτή περιγράφεται από τον Geem, [165]. Πιο αναλυτικά, ο αλγόριθμος στην τυχαία αναζήτηση λύσεων δεν αντιμετωπίζει πρόβλημα στο να βρίσκει εκείνες τις τιμές που ικανοποιούν τους ανισοτικούς περιορισμούς. Όμως, αδυνατεί να βρει τις τιμές ώστε να ικανοποιούνται ταυτόχρονα και οι ισοτικοί περιορισμοί κάλυψης της ζήτησης φορτίου. Για την αντιμετώπιση του προβλήματος, χρησιμοποιούμε την ισοτική εξίσωση της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος και λύνουμε ως προς μία μεταβλητή απόφασης. Όμοια πράττουμε και για την ισοτική εξίσωση ζήτησης θερμότητας. Στη συνέχεια, τις δύο μεταβλητές τις αντικαθιστούμε όπου αυτές εμφανίζονται στην αντικειμενική συνάρτηση και στους περιορισμούς. Με αυτό τον τρόπο έχουμε καταφέρει να μειώσουμε τις μεταβλητές απόφασης κατά δύο και είμαστε βέβαιοι ότι οι ισοτικοί περιορισμοί θα ισχύουν πάντα.

Στη βιβλιογραφία κατά καιρούς προτάσσονται όλο και πιο σύνθετα συστήματα παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας από συνδυασμούς συμβατικών σταθμών και σταθμών ΣΗΘ που αποσκοπούν τόσο στην μελέτη του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου καθώς και στην εκτίμηση των διαφόρων αλγορίθμων που προτείνονται για την επίλυσή του.

Επιπλέον, να σημειωθεί ότι ο αλγόριθμος προσεγγίζει ολοένα και περισσότερο το ολικό ελάχιστο του προβλήματος καθώς αυξάνεται ο αριθμός των επαναλήψεων. Από εφαρμογή του αλγορίθμου όπως παρουσιάζεται στην έρευνα, [166] μετά από 25000 αυτοσχεδιασμούς η βέλτιστη λύση έχει προσεγγιστεί αρκετά ικανοποιητικά με μικρό ποσοστό σφάλματος. Επομένως, στις συγκρίσεις που ακολουθούν επιλέγουμε $NI=25000$ για να ελέγξουμε τον αρμονικό αλγόριθμο συγκριτικά με τη μέθοδο Lagrange καθώς ενώ οι υπόλοιποι παράμετροι του αλγορίθμου επιλέγονται τυχαία με $HMS=6$, $HMCR=0,8$ και $PAR=0,7$ ακολουθείται η ανάλυση ceteris paribus για την εύρεση των βέλτιστων τιμών.

Αρχικά, το σύστημα που χρησιμοποιήθηκε ευρέως για την μελέτη του προβλήματος κατανομής φορτίου με μονάδες ΣΗΘ αποτελούνταν από ένα συμβατικό σταθμό ηλεκτρισμού, δύο σταθμούς ΣΗΘ και ένα Λέβητα, [157]. Στην εργασία, [159] αναφέρεται ότι το παραπάνω σύστημα δεν είναι κατάλληλο για την

αξιολόγηση των αλγορίθμων που αναπτύσσονται για την επίλυση του προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου. Έτσι προτάθηκε ένα διαφορετικό σύστημα, [166] στο οποίο προστέθηκε ακόμα ένας σταθμός ΣΗΘ. Το τελευταίο σύστημα που έχει προταθεί ως σήμερα είναι ακόμα πιο πολύπλοκο και θεωρείται πληρέστερο, [155]. Αποτελείται από 14 μονάδες παραγωγής: πέντε (5) συμβατικούς σταθμούς ηλεκτρισμού, πέντε (5) Λέβητες (Boilers) και τέσσερις (4) σταθμούς ΣΗΘ με απομάστευση, των οποίων οι συναρτήσεις κόστους λειτουργίας και τα όρια λειτουργίας δίνονται στην αναφορά, [155] και εδώ παρουσιάζονται στους πίνακες 2.15.α-2.15.δ (η μετατροπή των \$ σε € έγινε με βάση την τρέχουσα ισοτιμία 1€=1,35\$).

Πίνακας 2.15.α.

Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Τεχνικά Όρια Λειτουργίας Συμβατικών Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Μονάδες Παραγωγής (p) α/α	Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Μονάδων			Μέγιστα και Ελάχιστα όρια Λειτουργίας	
	α (€/h)	β (€/MWh)	γ (€/MW ² h)	p ^{max} (MW)	p ^{min} (MW)
1	740,74	10	0,0255	250	10
2	888,14	9,777	0,0237	240	0
3	922,22	9,703	0,0244	200	20
4	0	19,25	0	100	0
5	0	23,70	0	125	0

Πίνακας 2.15.β.

Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Τεχνικά Όρια Λειτουργίας Συμβατικών Σταθμών Παραγωγής Θερμικής Ενέργειας.

Μονάδες Παραγωγής (h) α/α	Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Μονάδων			Μέγιστα και Ελάχιστα όρια Λειτουργίας	
	α (€/h)	β (€/MWh)	γ (€/MW ² h)	h ^{max} (MW)	h ^{min} (MW)
1	888,88	3,111	0,0148	250	20
2	814,81	3,037	0,0170	200	0
3	940,74	3,333	0,0162	220	20
4	0	11,85	0	200	0
5	0	9,259	0	100	0

Πίνακας 2.15.γ.

Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.

Μονάδες Παραγωγής (p, h) α/α	Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Μονάδων ΣΗΘ					
	α (€/h)	β (€/MWh)	γ (€/MW ² h)	δ (€/MWh)	ε (€/MW ² h)	ζ (€/MW ² h)
1	1962,963	10,74074	0,025556	3,111111	0,022222	0,008148
2	1925,926	10,66667	0,023704	3,407407	0,017037	0,008889
3	2000	10,51852	0,024444	3,259259	0,022963	0,009630
4	1918,519	10,59259	0,022963	3,296296	0,022222	0,011852

Πίνακας 2.15.δ.

Συντεταγμένες Που Ορίζουν Την Περιοχή Λειτουργίας Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.

ΣΗΘ α/α	(p ₁ , h ₁)	(p ₂ , h ₂)	(p ₃ , h ₃)	(p ₄ , h ₄)
1	(20, 0,1)	(200, 0,5)	(195, 120)	(15, 110)
2	(25, 0,2)	(225, 1,8)	(200, 180)	(20, 120)
3	(30, 1)	(250, 4)	(240, 200)	(25, 180)
4	(28, 2)	(225, 3)	(210, 170)	(22, 160)

Παρατηρούμε ότι τα όρια λειτουργίας των μονάδων ΣΗΘ με απομάστευση σχηματίζουν μόνο κυρτά σύνολα. Σύμφωνα με τα παραπάνω περιμένουμε η εφαρμογή του αλγορίθμου HS να δώσει τα σωστά αποτελέσματα με χρόνο εκτέλεσης μεγαλύτερο σε σχέση με τη μέθοδο Langrange αφού έχουμε να κάνουμε με πλήρως διαφορίσιμες συναρτήσεις και κυρτά σύνολα. Παρόλα αυτά η ανάλυση που ακολουθεί έχει την αξία της γιατί η επέκτασή της σε μη κυρτά σύνολα μπορεί να οδηγήσει σε πλεονεκτικότερη θέση τον HS.

Για να μελετήσουμε τις επιδόσεις του HS πραγματοποιήθηκε μια ανάλυση *ceteris paribus* για να διαπιστώσουμε πώς οι διαφορετικές τιμές στις παραμέτρους του αλγορίθμου επηρεάζουν την ακρίβεια των αποτελεσμάτων και τη χρονική καθυστέρηση του αλγορίθμου. Άλλωστε για την γρηγορότερη λύση σε τέτοιου είδους προβλήματα απαιτείται η εύρεση των κατάλληλων τιμών παραμέτρων για τη γρηγορότερη χρονικά λύση με την ακρίβεια ασφαλώς που απαιτείται. Σύμφωνα πάντα με την έρευνα, [166] θέτουμε ως σημείο αναφοράς τις εξής τιμές για τις παραμέτρους: HMS=6, HMCR=0,8 και PAR=0,5, ενώ για τον αριθμό των επαναλήψεων σε πρώτη φάση επιλέγουμε NI=1000.

Για το σύστημα των 14 σταθμών παραγωγής και για διαφορετικές τιμές HMCR (*ceteris paribus*) καταλήγουμε σε μια βέλτιστη τιμή του HMCR μεταξύ 0,80 και 0,90. Συνεχίζοντας με τον PAR, τιμές άνω των 0,5 όχι μόνο αυξάνουν την χρονική καθυστέρηση αλλά μειώνουν και την ακρίβεια του αλγορίθμου. Ακόμα και με υψηλό HMCR, μία υψηλή τιμή του PAR ακυρώνει το αποτέλεσμα του πρώτου κανόνα της αρμονικής αναζήτησης και μετατρέπει τον αλγόριθμο πάλι σε μία μηχανή τυχαίας αναζήτησης. Φαίνεται ότι για χαμηλές τιμές PAR ο αλγόριθμος έχει εξαιρετικές επιδόσεις, ειδικά όταν PAR=0,2 ή 0,3. Από τα τρεξίματα δεν φαίνεται η παράμετρος HMS να ακολουθεί κάποιο κανόνα σχετικά με τον τρόπο που επηρεάζει την απόδοση του αλγορίθμου, έτσι θα διατηρήσουμε την τιμή HMS=6. Επίσης, η μελέτη που έγινε έδειξε ότι μεγαλύτερο μέρος του χρόνου 'ξοδεύεται' για την αρχικοποίηση της αρμονικής μνήμης. Έτσι, μειώνοντας την αρμονική μνήμη, αυτομάτως μειώνουμε και τη χρονική καθυστέρηση του αλγορίθμου με μία ελαφριά ποινή στην ακρίβεια του αποτελέσματος δεδομένου ότι μειώνονται οι επιλογές για να διαλέξουμε τιμές από την αρμονική μνήμη.

Έχοντας, λοιπόν επιλέξει τιμές για τις παραμέτρους του αλγορίθμου HMS=6, HMCR=0,9 και PAR=0,3, επιλύουμε το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου για μια σειρά διαφορετικών σεναρίων ηλεκτρικής και θερμικής ζήτησης, κάποια από τα οποία χαρακτηρίζονται ως ακραίες περιπτώσεις διότι αναγκάζουν αρκετές μονάδες παραγωγής να δουλεύουν στα όριά τους. Στον πίνακα 2.15.ε. συγκρίνουμε τον αρμονικό αλγόριθμο για NI₁=1000 και NI₂=10000 με τη μέθοδο Lagrange.

Πίνακας 2.15.ε.

Αποτελέσματα Για Τα Διαφορετικά Σεναρία Ηλεκτρικής Και Θερμικής Ζήτησης Στο Πρόβλημα CHP-ED Και Σύγκριση Της Μεθόδου Lagrange Με Τον Αλγόριθμο HS.

Μέθοδος Επίλυσης	Lagrange		Harmony Search	
	Cost (€/h)	Time (sec)	Cost (€/h)	Time (sec)
P _D = 1450MW H _D = 1250MW	44185,92	0,200	NI ₁	44217,04
			NI ₂	44196,30
P _D = 1450MW H _D = 1200MW	43681,48	0,230	NI ₁	43702,96
			NI ₂	43690,37
P _D = 1400MW H _D = 1150MW	42182,96	0,170	NI ₁	42201,48
			NI ₂	42185,19
P _D = 1300MW H _D = 1100MW	39753,33	0,200	NI ₁	39755,56
			NI ₂	39753,33
P _D = 1200MW H _D = 1100MW	36901,48	0,240	NI ₁	36922,22
			NI ₂	36902,96
P _D = 1000MW H _D = 800MW	31480,00	0,115	NI ₁	31531,85
			NI ₂	31494,81
P _D = 800MW H _D = 600MW	26597,03	0,157	NI ₁	26662,96
			NI ₂	26610,37
P _D = 600MW H _D = 450MW	22544,44	0,152	NI ₁	22593,33
			NI ₂	22548,89
P _D = 500MW H _D = 400MW	20820,00	0,153	NI ₁	20883,70
			NI ₂	20831,11
P _D = 450MW H _D = 350MW	19856,29	0,127	NI ₁	19918,52
			NI ₂	19872,59

Από τα αποτελέσματα για τα διάφορα σενάρια μπορούμε να συμπεράνουμε ότι και για ένα πλήρες σύστημα όπως αυτό των 14 μονάδων παραγωγής, ο Αλγόριθμος Αρμονικής Αναζήτησης ανταποκρίνεται εξαιρετικά τόσο σε ακρίβεια όσο και σε χρονική καθυστέρηση σε περιπτώσεις λογικής ηλεκτρικής και θερμικής ζήτησης ακόμα και με μικρό αριθμό επαναλήψεων ($NI=25000$, [166]), ενώ σε ακραίες περιπτώσεις καταφέρνει να προσεγγίσει τη λύση ικανοποιητικά με μεγαλύτερη χρονική καθυστέρηση. Ασφαλώς, τα αποτελέσματα αυτά είναι αναμενόμενα αφού πρόκειται για ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με συνεχείς συναρτήσεις και κυρτά σύνολα λύσεων. Είναι λογικό επομένως να υπερτερεί η μέθοδος Lagrange. Το ενδιαφέρον είναι να μελετηθεί ένα σύστημα αυτής της μορφής για μη συνεχείς συναρτήσεις και μη κυρτά σύνολα λύσεων ειδικά για τους ΣΗΘ απομάστευσης.

2.16. ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΚΑΙ ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΡΥΠΩΝ ΣΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ

2.16.1. Οι Κυριότεροι Ρύποι Και Τρόποι Μείωσης

Οι ρύποι για τους οποίους ενδιαφερόμαστε κατά κύριο λόγο είναι τα οξείδια του θείου, SO_x , του αζώτου, NO_x και το διοξείδιο του άνθρακα, CO_2 . Το **Διοξείδιο του Άνθρακα** αποτελεί τον κυρίαρχο ρύπο που είναι υπεύθυνος για το φαινόμενο του θερμοκηπίου. Ο άνθρακας είναι το κύριο συστατικό όλων των συμβατικών καυσίμων που χρησιμοποιούνται οπότε η παραγωγή CO_2 είναι αναπόφευκτη.

Οι τεχνολογίες αντιρρύπανσης αποτελούν μία σειρά συνεχώς εξελισσόμενων μεθόδων που εφαρμόζονται στις μονάδες παραγωγής και περιλαμβάνουν: ηλεκτροστατικά ή υφασμάτινα φίλτρα για τον περιορισμό των σωματιδίων, διατάξεις αποθείωσης (π.χ. κατακράτηση του SO_2 με ασβεστόλιθο), μείωση της θερμοκρασίας για τη μείωση των εκπομπών NO_x και μεθόδους δέσμευσης CO_2 .

Η εφαρμογή των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας που υλοποιούνται σε ελληνικούς ατμοηλεκτρικούς σταθμούς προσφέρει μείωση των εκπομπών CO_2 , οι οποίες για την περίπτωση της Μεγαλόπολης III ανέρχεται σε 30 Kt CO_2 , της Καρδιάς I-II σε 41 Kt CO_2 και του Αγ. Δημητρίου-Αμυνταίου σε 479 Kt CO_2 ετησίως, [176].

Η επιτροπή του ΟΗΕ για τις κλιματικές αλλαγές έχει συντάξει μία ειδική αναφορά για την δέσμευση και αποθήκευση του CO_2 , [177], ενώ η Ευρωπαϊκή επιτροπή έχει χρηματοδοτήσει με 51 Εκατομμύρια € συνολικά 14 έργα σχετικά με τις τεχνολογίες δέσμευσης, μεταφοράς και αποθήκευσης CO_2 , [178]. Μάλιστα, σε σχετική ευρωπαϊκή πλατφόρμα (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants), [179] σημαντικές είναι οι ερευνητικές προσπάθειες για την ανάπτυξη σταθμών παραγωγής «Μηδενικών» Ρύπων, ενώ στόχος της Ε.Ε. είναι να είναι εφικτό μέχρι το 2020 οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής να έχουν μηδενικές εκπομπές ρύπων.

Στόχος για την περαιτέρω μείωση των ρύπων είναι η διείσδυση τεχνολογιών ΔΠ με χαμηλά επίπεδα εκπομπής ρύπων. Μάλιστα, η αυξημένη αποδοτικότητα λόγω της οικιακής αξιοποίησης του φυσικού αερίου για συστήματα ΣΗΘ μπορεί να συμβάλλει σημαντικά στη μείωση εκπομπών CO_2 ενώ η εγκατάσταση 60 εκατομμυρίων μονάδων οικιακής ΣΗΘ σε Πανευρωπαϊκό επίπεδο μπορεί να συμβάλλει ώστε να μειωθούν κατά 65 εκατομμύρια τόνους ετησίως οι εκπομπές CO_2 , [180].

Χαρακτηριστικά, αποτελέσματα ερευνών στο Ηνωμένο Βασίλειο έδειξαν ότι μείωση των απωλειών στο σύστημα μεταφοράς κατά 1%, μειώνει τις εκπομπές CO_2 κατά 2 εκατομμύρια τόνους ετησίως, [181]. Στην ίδια έρευνα, η μείωση κατά 1 GWh της παραγωγής του Ηνωμένου Βασιλείου από μονάδες που χρησιμοποιούν υδρογονάνθρακες μπορεί να μειώσει τις εκπομπές CO_2 έως και 400 χιλιάδες τόνους ετησίως. Αντίστοιχα, στην Πορτογαλία, για διάφορα δίκτυα διανομής από αγροτικά ΧΤ έως δίκτυα ΥΤ, με διείσδυση μονάδων ΔΠ σε ποσοστό 20%, οι εκπομπές CO_2 μειώνονταν κατά 2,07%-4,85%.

2.16.2. Περιβαλλοντικές Πολιτικές: Τέλη Στις Εκπομπές Ρύπων Και Η Επιβολή Ανώτατου Ορίου Εκπομπών Και Εμπορίας (Cap And Trade)^[182]

Ένας από τους τρόπους αντιμετώπισης του ζητήματος της ρύπανσης είναι να επιβληθεί ένας φόρος κατά Pigou σε κάθε μονάδα εκπομπής ρύπανσης και όχι σε κάθε μονάδα προϊόντος αν και στην τελευταία περίπτωση θα μπορούσαμε να οδηγηθούμε στο κοινωνικά επιθυμητό αποτέλεσμα. Ο φόρος αυτός ονομάζεται *Τέλος στις Εκπομπές Ρύπων* (Emissions Fee). Δύο άλλες μέθοδοι για να επιτευχθεί η αποτελεσματική ποσότητα μείωσης της ρύπανσης είναι η μέθοδος των *Ανώτατων Ορίων και Εμπορίας* (Cap And Trade) και το *Ρυθμιστικό Πλαίσιο Εντολών και Ελέγχου* (Command And Control Regulation).

Τέλος στις Εκπομπές Ρύπων

Η μέθοδος παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα όταν ο αριθμός αυτών που ρυπαίνουν είναι μεγαλύτερος του ενός. Το συνολικό κόστος περιορισμού των εκπομπών ρύπων ελαχιστοποιείται μόνον όταν εξισωθούν τα οριακά κόστη μεταξύ όλων των ρυπαίνοντων. Η επιχείρηση που μειώνει τη ρύπανση λιγότερο δε γλιτώνει ουσιαστικά από κάτι ακριβώς επειδή η φορολογική της επιβάρυνση είναι υψηλότερη από ότι στην περίπτωση που περιόριζε τη ρύπανση περισσότερο.

Ανώτατα Όρια και Εμπορία

Είναι η πολιτική του να χορηγούνται άδειες για ρύπανση, με τον αριθμό των αδειών να τίθεται στο επιθυμητό επίπεδο και να επιτρέπεται σε όσους ρυπαίνουν να εμπορεύονται τις άδειες. Τα τέλη εκπομπών ρύπων και τα συστήματα ανώτατων ορίων και εμπορίας αποτελούν συμμετρικές πολιτικές. Γενικότερα, θεωρητικώς σε κάθε τέλος εκπομπών αντιστοιχεί ένα σύστημα ανώτατων ορίων και εμπορίας που επιτυγχάνει το ίδιο ακριβώς αποτέλεσμα, και το αντίθετο. Ωστόσο, στην πράξη, υπάρχουν κάποιες διαφορές στην απόδοση των δύο συστημάτων.

Το τέλος εκπομπών ρύπων θέτει ένα όριο στο κόστος μείωσης της ρύπανσης αλλά οδηγεί σε μεταβολές του επιπέδου ρύπανσης καθώς μεταβάλλονται οι οικονομικές συνθήκες, ενώ το σύστημα ανώτατων ορίων και εμπορίας θέτει ένα όριο στην ποσότητα εκπομπών ρύπων αλλά οδηγεί σε αλλαγές του κόστους μείωσης της ρύπανσης καθώς η οικονομία μεταβάλλεται. Δεν είναι σαφές αν είναι προτιμότερο να τίθενται αυστηρά όρια στο κόστος μείωσης της ρύπανσης ή στην ποσότητα της επιτρεπόμενης ρύπανσης.

Το σύστημα ανώτατων ορίων και εμπορίας είναι προτιμότερο από ένα τέλος εκπομπών όταν η καμπύλη οριακού κοινωνικού οφέλους είναι ανελαστική και τα κόστη μείωσης της ρύπανσης αβέβαια. Το τέλος εκπομπών ρύπων είναι προτιμότερο από το σύστημα ανώτατων ορίων και εμπορίας όταν η καμπύλη οριακού κοινωνικού οφέλους είναι ελαστική και τα κόστη μείωσης της ρύπανσης αβέβαια.

Τα τέλη εκπομπών ρύπων και τα συστήματα ανώτατων ορίων και εμπορίας αποκαλούνται *Ρυθμίσεις που Στηρίζονται σε Κίνητρα* (Incentive-Based-Regulations) επειδή μέσω του μηχανισμού της αγοράς δημιουργούν κίνητρο στους ρυπαίνοντες να μειώσουν τη ρύπανση που παράγουν. Στην ουσία, καθεμία από αυτές τις προσεγγίσεις αυξάνει το κόστος ευκαιρίας της ρύπανσης, υποχρεώνοντας τους ρυπαίνοντες να λάβουν υπόψη τους την οριακή εξωτερική ζημία που συνδέεται με τη συμπεριφορά τους. Οι ρυθμίσεις που στηρίζονται σε οικονομικά κίνητρα παρέχουν στους ρυπαίνοντες μεγάλα περιθώρια ευελιξίας αναφορικά με τον τρόπο με τον οποίο θα μειώσουν τις εκπομπές ρύπων.

Σε αντίθεση με αυτούς τους ευέλικτους μηχανισμούς, η παραδοσιακή προσέγγιση στις περιβαλλοντικές ρυθμίσεις έχει βασιστεί σε ρυθμίσεις εντολών και ελέγχου. Η μέθοδος εντολών και ελέγχου μπορεί να εκφραστεί με διάφορες μορφές, όλες όμως είναι λιγότερο ευέλικτες από τις πολιτικές που βασίζονται σε οικονομικά κίνητρα. Οι *Τεχνολογικές Προδιαγραφές* (Technology Standards) είναι μια πολιτική εντολών και ελέγχου η οποία απαιτεί από τους ρυπαίνοντες να υιοθετήσουν μια συγκεκριμένη τεχνολογία προκειμένου να εξαλείψουν τις εκπομπές ρύπων.

Επίσης, τα *Πρότυπα Επιδόσεων* (Performance Standards) είναι μια μορφή πολιτικής εντολών και ελέγχου, σύμφωνα με την οποία τίθεται σε κάθε ρυπαίνοντα ένας στόχος (όριο) στις εκπομπές ρύπων είναι απίθανο όμως να είναι οικονομικά αποδοτικά.

Εμπειρικές μελέτες έδειξαν ότι οι πολιτικές παροχών οικονομικών κινήτρων επιτυγχάνουν την ίδια μείωση της ρύπανσης σε χαμηλότερο ανά μονάδα κόστος, [183]. Επίσης, ύστερα από μελέτες η Ολλανδική κυβέρνηση κατέληξε στο συμπέρασμα ότι η χρήση μεθόδων εντολών και ελέγχου θα είχε υπερβολικά υψηλό κόστος για τις βιομηχανίες, και τελικά υιοθέτησε ένα σύστημα εμπορεύσιμων αδειών NOx προκειμένου να μειωθούν οι εκπομπές οξειδίων του αζώτου κατά 55 κιλτοτόνους ως το 2010 για τις βιομηχανικές εγκαταστάσεις με συνολική θερμική δυναμικότητα μεγαλύτερη των 20MWh, [184].

2.16.3. Περιγραφή Του Προβλήματος Βέλτιστης Κατανομής Ρύπων

Στην προηγούμενη μελέτη της οικονομικής κατανομής φορτίου ως μεταβλητές απόφασης είχαμε τα τελικά προϊόντα των σταθμών παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας κάνοντας χρήση ενός output-output μοντέλου. Εντάσσοντας τους περιορισμούς εκπομπών καυσαερίων είναι επίσης εφικτό να προσδιοριστεί η ποσότητα των εκπομπών αερίων συναρτήσει της ηλεκτρικής ισχύος και της θερμότητας που παράγονται. Ορισμένες έρευνες, [185]-[189] και ειδικότερα η εργασία, [190] όμως, προτείνουν εναλλακτικά για τη μελέτη αυτή ένα input-output μοντέλο (εκτός του output-output) σύμφωνα με το οποίο μελετάται το πρόβλημα από το στάδιο της καύσης και η ποσότητα των καυσαερίων προσεγγίζεται από την ποσότητα των ατμών που παράγονται στο λέβητα. προτείνουν για τη μελέτη αυτή ένα input-output μοντέλο σύμφωνα με το οποίο μελετάται το πρόβλημα από το στάδιο της καύσης και η ποσότητα των καυσαερίων προσεγγίζονται από την

ποσότητα των ατμών που παράγονται στο λέβητα. Στην περίπτωση αυτή το τυπικό σύστημα ΣΗΘ αποτελείται από $k + n$ σταθμούς παραγωγής. Οι k σταθμοί διαθέτουν ατμοστρόβιλους αντιθλίψεως, ενώ οι υπόλοιποι n σταθμοί διαθέτουν ατμοστρόβιλο με απομάστευση. Στον καυστήρα κάθε σταθμού γίνεται παράλληλη χρήση τριών (3) διαφορετικών καυσίμων (Πετρελαίου-Fuel Oil, Φυσικού Αερίου-Liquefied Natural Gas και Άνθρακα-Coal). Από την καύση παράγονται τα αέρια, η θερμοκρασία των οποίων θερμαίνει το νερό που υπάρχει στο λέβητα του κάθε σταθμού παραγωγής. Από την θέρμανση του νερού παράγονται ατμοί που εξέρχονται από το λέβητα με υψηλή πίεση. Από το σύνολο των ατμών υψηλής πίεσης ένα μέρος χρησιμοποιείται για την κάλυψη ενός μέρους της θερμικής ζήτησης, ενώ το υπόλοιπο θα χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας. Μετά την εκτόνωση του ατμού στον ατμοστρόβιλο αντίθλιψης, ο ατμός έχει πλέον μεσαία πίεση και μαζί με την ποσότητα ατμού που απομαστεύεται χρησιμοποιείται και αυτός για την κάλυψη της υπόλοιπης θερμικής ζήτησης.

Υπάρχει, όπως αναφέρθηκε, και το output-output μοντέλο, το οποίο και υιοθετείται στην παρούσα διατριβή, όπου η ποσότητα των ρύπων (E) που εκλύονται στην ατμόσφαιρα υπολογίζονται με διαφορετικό τρόπο. Διαιρούμε τον συντελεστή εκπομπών (γ) που αναφέρεται στο καύσιμο με τον βαθμό απόδοσης της μονάδας παραγωγής (η) και στη συνέχεια πολλαπλασιάζουμε με την ισχύ (P) που παράγεται, όπως δείχνουν και οι παρακάτω σχέσεις.

$$E_{S_i} = \frac{\gamma_S}{\eta_{fuel}} \cdot P \quad (2.16.a)$$

$$E_{N_i} = \frac{\gamma_N}{\eta_{fuel}} \cdot P \quad (2.16.β)$$

$$E_{C_i} = \frac{\gamma_C}{\eta_{fuel}} \cdot P \quad (2.16.γ)$$

Να σημειωθεί ότι στις μονάδες ΣΗΘ μπορούμε να αφαιρέσουμε από τους ρύπους που εκπέμπονται εξαιτίας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τους ρύπους που θα παραγόντουσαν αν η ποσότητα της θερμότητας είχε παραχθεί από ένα συμβατικό λέβητα. Επιπλέον, στη συνέχεια κάνουμε τη θεώρηση ότι η ηλεκτρική απόδοση του σταθμού ΣΗΘ είναι σταθερή ώστε να μπορέσουμε να μελετήσουμε τα διάφορα σενάρια περιβαλλοντικών εκπομπών με τα δεδομένα που υπάρχουν. Στην πραγματικότητα χρειάζονται μετρήσεις για κάθε σταθμό ΣΗΘ για το πώς μεταβάλλεται η απόδοση της μονάδας συναρτήσει της ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος που παράγεται.

Υπάρχουν μελέτες οι οποίες δίνουν ενδεικτικά τα εύρη των συντελεστές εκπομπής για διάφορα εργοστάσια παραγωγής ενέργειας (ΗΠΑ, Καναδά, Μεξικό) ανάλογα με τον καύσιμο που χρησιμοποιείται και έχοντας συνυπολογίσει την απόδοση του σταθμού παραγωγής, [191].

Ιδιαίτερα για τις εκπομπές του CO_2 , στις οποίες θα δώσουμε ιδιαίτερη βάση στη συνέχεια, η ΕΕΑ (European Environment Agency) σε συνεργασία με την ETC/ACC (The European Topic Centre on Air and Climate Change) για τις μετρήσεις και τις αναφορές του CRF (Combustion Research Facility) έχουν εκδώσει μία τεχνική αναφορά, [192] σχετικά με τις εκπομπές του CO_2 σε κάθε χώρα της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) ανάλογα με το καύσιμο που χρησιμοποιείται και κατά πόσο αυτές διαφέρουν από την τιμή που έχει οριστεί από το IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). Από τα παραπάνω και για το μοντέλο output-output θεωρούμε τις παραδοχές του πίνακα 2.16.α.

Πίνακας 2.16.α.

Εκπομπές CO_2 σε t/TJ Ανάλογα Με Το Καύσιμο Που Χρησιμοποιείται Σε Διάφορες Χώρες Της Ε.Ε.

ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	Απόδοση (%)	$\gamma_S (SO_x)$ t/MWh	$\gamma_N (NO_x)$ t/MWh	$\gamma_C (CO_2)$ t/MWh
Λιγνιτικός Σταθμός Σύγχρονης Τεχνολογίας	45	0,002	0,0015	0,80
Συμβατικός Πετρελαϊκός Σταθμός	33	0,00082	0,001	0,75
Σταθμός ΣΗΘ με Φυσικό Αέριο	38	0,00002	0,0003	0,52
Πετρελαϊκός Λέβητας Θερμότητας	80	0,00034	0,0004	0,31

2.16.4. Ένταξη Ορίων Εκπομπής Ρύπων – Multi_Objective Προσέγγιση

Έχοντας σχηματίσει τις συναρτήσεις που συνθέτουν το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου μπορούμε να προχωρήσουμε στην επίλυσή του εντάσσοντας επιπλέον τους περιορισμούς εκπομπών

ώστε να βρούμε παράλληλα και την βέλτιστη κατανομή των ρύπων. Σύμφωνα με τις έρευνες, [185], [188], [189] μία πρώτη προσέγγιση έχει ως στόχο τόσο την ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους παραγωγής όσο και την ελαχιστοποίηση των εκπεμπόμενων ρύπων. Έτσι, υπάρχουν τώρα περισσότερες αντικειμενικές συναρτήσεις που επιθυμούμε να ελαχιστοποιήσουμε ταυτόχρονα, ενώ παράλληλα κάθε εκπεμπόμενος ρύπος θα πρέπει να κυμαίνεται εντός των ορίων που θέτουμε.

Σε αυτή την προσέγγιση τίθεται στην κρίση του ρυθμιστή ή του υπεύθυνου του συστήματος (π.χ. Ο Λειτουργός του Συστήματος ή γενικότερα κάποιος Decision Maker) σε ποιιά από τις τέσσερις (4) αντικειμενικές συναρτήσεις επιθυμεί να δώσει περισσότερη βάση. Σύμφωνα με την αναφορά, [185] κάθε αντικειμενική συνάρτηση πολλαπλασιάζεται με ένα συντελεστή βαρύτητας και στη συνέχεια αθροίζονται όλες οι αντικειμενικές συναρτήσεις σχηματίζοντας μία αντικειμενική συνάρτηση που ελαχιστοποιείται με τις μεθόδους που έχουμε αναφέρει. Ανάλογα λοιπόν με τις τιμές που δίνονται στους συντελεστές βαρύτητας υπάρχουν και διαφορετικές στρατηγικές, πίνακας 2.16.β.

Πίνακας 2.16.β.
Πιθανές Στρατηγικές Της Multi-Objective Προσέγγισης.

Συντελεστές Βαρύτητας	Στρατηγική 1	Στρατηγική 2	Στρατηγική 3	Στρατηγική 4	Στρατηγική 5
w_{cost}	0,25	0,5	0,5	0,2	0,4
w_{SO_x}	0,25	0,1666	0,1	0,5	0,2
w_{NO_x}	0,25	0,1666	0,1	0,2	0,2
w_{CO_2}	0,25	0,1666	0,3	0,1	0,2

Όμοια, οι άλλες έρευνες, [188], [189] χρησιμοποιούν και αυτές συντελεστές βαρύτητας με τη διαφορά ότι κάνουν μία προσέγγιση ελαχίστων τετραγώνων. Πριν από το σχηματισμό της αντικειμενικής συνάρτησης έχει προηγηθεί η ελαχιστοποίηση κάθε αντικειμενικής συνάρτησης ξεχωριστά. Χρησιμοποιώντας τις λύσεις κάθε μεμονωμένου προβλήματος βρίσκονται οι βέλτιστες τιμές (δείκτης ideal) και οι χειρίστες τιμές (δείκτης nonideal) για κάθε αντικειμενική συνάρτηση οπότε και σχηματίζεται η σχέση 2.16.δ.

$$T = \sqrt{w_{cost} \cdot \left(\frac{cost - cost_{ideal}}{cost_{non\_ideal} - cost_{ideal}} \right)^2 + w_{SO_x} \cdot \left(\frac{SO_x - SO_{x\_ideal}}{SO_{x,non\_ideal} - SO_{x,ideal}} \right)^2 + w_{NO_x} \cdot \left(\frac{NO_x - NO_{x\_ideal}}{NO_{x,non\_ideal} - NO_{x,ideal}} \right)^2 + w_{CO_2} \cdot \left(\frac{CO_2 - CO_{2\_ideal}}{CO_{2,non\_ideal} - CO_{2,ideal}} \right)^2} \quad (2.16.δ)$$

Μετά την ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης, βάσει της, [189], προτείνεται η χρήση των παρακάτω Δεικτών Ικανοποίησης (Satisfaction Factor) που υποδηλώνουν κατά πόσο έχει επιτευχθεί ελαχιστοποίηση της κάθε αντικειμενικής συνάρτησης ώστε ο ρυθμιστής που ορίζει τις τιμές των συντελεστών βαρύτητας να τις μεταβάλει κατάλληλα ώστε να επιτύχει το επιθυμητό αποτέλεσμα. Οι δείκτες ικανοποίησης ορίζονται ως εξής:

$$SF_{cost} = \frac{cost_{non\_ideal} - cost}{cost_{non\_ideal} - cost_{ideal}} \cdot 100\% \quad (2.16.ε)$$

$$SF_{SO_x} = \frac{SO_{x,non\_ideal} - SO_x}{SO_{x,non\_ideal} - SO_{x,ideal}} \cdot 100\% \quad (2.16.στ)$$

$$SF_{NO_x} = \frac{NO_{x,non\_ideal} - NO_x}{NO_{x,non\_ideal} - NO_{x,ideal}} \cdot 100\% \quad (2.16.ζ)$$

$$SF_{CO_2} = \frac{CO_{2,non\_ideal} - CO_2}{CO_{2,non\_ideal} - CO_{2,ideal}} \cdot 100\% \quad (2.16.η)$$

Περισσότερες από μία αντικειμενικές συναρτήσεις που βελτιστοποιούνται ταυτόχρονα (Multi-Objective Optimization) και ανταγωνιστικά η μία προς την άλλη λειτουργούν υπό την έννοια της

Ανταπόδοσης (Trade-Off). Με βάση την αριστεία κατά Pareto παράγεται ένα σύνολο από μη κυριαρχούμενες λύσεις (Non-Dominated Solutions) που ονομάζεται Μέτωπο Pareto (Pareto Front). Πρόκειται επομένως για μια Πολυκριτηριακή ή Διανυσματική Βελτιστοποίηση.

Όλα τα παραπάνω συμποσούνται και περιγράφονται μαθηματικά με το παρακάτω σύνολο εξισώσεων:

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΕΚΠΟΜΠΗΣ **ΡΥΠΩΝ-MULTI OBJECTIVE ΕΚΛΟΧΗ**

Ελαχιστοποίηση Συνολικής Αντικειμενικής Συνάρτησης {MinTcost}

$$Tcost = w_{cost} \cdot C_T + w_{CO_2} \cdot CO_2 + w_{SO_x} \cdot SO_x + w_{NO_x} \cdot NO_x \quad (2.16.\theta)$$

Στρατηγικές (Πίνακας 2.16.β)-Συντελεστές Βαρύτητας

$$w_{cost} + w_{CO_2} + w_{SO_x} + w_{NO_x} = 1 \quad (2.16.i)$$

Επιμέρους Αντικειμενικές Συναρτήσεις (Single-Objective)

$$C_T = \sum_{i=1}^{n_p} C_{p,i} + \sum_{j=1}^{n_{SH\theta}} C_{SH\theta,j} + \sum_{k=1}^{n_h} C_{h,k} \quad (2.16.\kappa)$$

$$CO_2 = \sum_{m=1}^{(n_p+n_{SH\theta}+n_h)} \frac{\gamma_{cm}}{n_{fuel,m}} \cdot P_m \quad (2.16.\lambda)$$

$$SO_x = \sum_{m=1}^{(n_p+n_{SH\theta}+n_h)} \frac{\gamma_{sm}}{n_{fuel,m}} \cdot P_m \quad (2.16.\mu)$$

$$NO_x = \sum_{m=1}^{(n_p+n_{SH\theta}+n_h)} \frac{\gamma_{Nm}}{n_{fuel,m}} \cdot P_m \quad (2.16.v)$$

Ισοτικοί Περιορισμοί: Ικανοποίηση των Ηλεκτρικών και Θερμικών Ζητήσεων (Ισοζύγιο Ηλεκτρικής και Θερμικής Ισχύος)

$$\sum_{i=1}^{n_p} p_i + \sum_{j=1}^{n_{SH\theta}} p_j = P_D \quad (2.16.\xi)$$

$$\sum_{j=1}^{n_{SH\theta}} h_j + \sum_{k=1}^{n_h} h_k = H_D \quad (2.16.o)$$

Ανισοτικοί Περιορισμοί (I): Τεχνικά Ελάχιστα και Μέγιστα Μονάδων

$$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max}$$

$$p_j^{\min}(h_j) \leq p_j \leq p_j^{\max}(h_j)$$

$$h_j^{\min}(p_j) \leq h_j \leq h_j^{\max}(p_j)$$

$$h_k^{\min} \leq h_k \leq h_k^{\max} \quad (2.16.\pi)$$

Ανισοτικοί Περιορισμοί (II): Όρια Εκπεμπόμενων Ρύπων

$$CO_2 \leq CO_{2,Limit} \quad (2.16.\rho)$$

$$SO_x \leq SO_{x,Limit} \quad (2.16.\sigma)$$

$$NO_x \leq NO_{x,Limit} \quad (2.16.\tau)$$

2.16.5. Ένταξη Φορολόγησης Άνθρακα-Single Objective Προσέγγιση

Σε έρευνα που έχει δημοσιευθεί αναφορικά με το μέλλον του άνθρακα ως πηγή ενέργειας προτείνονται 3 διαφορετικά σενάρια περιβαλλοντικής πολιτικής για να μελετηθούν οι επιπτώσεις που έχει η επιβολή του φόρου άνθρακα τόσο στη χρήση του άνθρακα όσο και στη εκπομπή CO₂, [193]. Στην έρευνα λαμβάνονται υπόψη οι περισσότερες χώρες του κόσμου ενώ γίνεται περαιτέρω μελέτη στις έξι (6) εκείνες που θα αντιστοιχούν τουλάχιστον στο 60% τον καταναλωτών άνθρακα ως πηγής ενέργειας το έτος 2050: Κίνα, Ηνωμένες Πολιτείες, Ινδίες, Ιαπωνία, Ευρωπαϊκή Ένωση, Πρώην Σοβιετική Ένωση. Τα τρία (3) σενάρια είναι τα εξής:

- Το πρώτο σενάριο ονομάζεται *Business-As-Usual* (BAU) και δεν λαμβάνεται κάποιο μέτρο για την μείωση των εκπομπών άνθρακα.
- Το δεύτερο σενάριο ονομάζεται Low CO₂ price και περιλαμβάνει μία χαμηλή φορολόγηση των \$8/tCO₂ με εφαρμογή από το 2010 και ετήσια αύξηση του φόρου κατά 5%.
- Το τρίτο σενάριο ονομάζεται High CO₂ price και περιλαμβάνει μία αυστηρή φορολόγηση των \$30/tCO₂ με εφαρμογή από το 2015 και ετήσια αύξηση του φόρου κατά 4%.

Η απουσία λήψης μέτρων θα προκαλέσει εκτόξευση των εκπομπών CO₂ σε 70Gt μέχρι το έτος 2050. Μία πολιτική χαμηλής φορολόγησης θα καταφέρει να σταθεροποιήσει τις εκπομπές CO₂ από το έτος 2045 στους 44Gt, ενώ μία αυστηρή φορολόγηση θα σταθεροποιήσει τις εκπομπές CO₂ από το έτος 2025 σε επίπεδα λίγο πιο πάνω από τα σημερινά στους 30Gt.

Ένας διαφορετικός τρόπος προσέγγισης του προβλήματος βέλτιστης κατανομής ρύπων σύμφωνα με τις έρευνες, [186], [187] έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής ηλεκτρισμού

και θερμότητας συμπεριλαμβάνοντας την φορολόγηση άνθρακα, αφού όπως διαπιστώνουμε οι εκπομπές CO₂ είναι πολύ μεγαλύτερες σε σχέση με τις εκπομπές των NO_x, SO_x. Η φορολόγηση άνθρακα επιβάλλεται στον καταναλωτή. Παρόλα αυτά, ο ρυθμιστής του συστήματος οφείλει να εντάξει τον φόρο μέσα στην αντικειμενική συνάρτηση ώστε να προσφέρει στον καταναλωτή ενέργεια που παράχθηκε με τις λιγότερο δυνατόν εκπομπές CO₂ έτσι ώστε ο καταναλωτής να επιβαρυνθεί στο μικρότερο κόστος. Έτσι, υπάρχει μία αντικειμενική συνάρτηση (Single Objective) την οποία επιθυμούμε να ελαχιστοποιήσουμε χρησιμοποιώντας τους ανισοτικούς περιορισμούς τις λειτουργίας των σταθμών και τους ισοτικούς περιορισμούς για κάλυψη της ηλεκτρικής και θερμικής ζήτησης (μαθηματική περιγραφή του προβλήματος της παραγράφου 2.16.4).

Πιο συγκεκριμένα για το μοντέλο που αναπτύχθηκε, το συνολικό κόστος θα έχει τη μορφή:

$$T = C_T + tax \cdot CO_2 \quad (2.16.v)$$

Όπου tax ο επιβαλλόμενος φόρος σε €/h ή \$/h ενώ οι εκπομπές CO₂ δίνονται από τη σχέση 2.16.λ.

Να σημειωθεί ότι οι εκπομπές των μονάδων ΣΗΘ που αντιστοιχούν στη θέρμανση δεν φορολογούνται.

2.16.6. Εφαρμογή Βέλτιστης Εκπομπής Ρύπων – Multi Objective Προσέγγιση

Αν και έχουν προταθεί διάφορες μελέτες και αλγόριθμοι για το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου με μονάδες ΣΗΘ (CHPED) υπό περιβαλλοντικούς περιορισμούς, (Emission Dispatch), εντούτοις δεν αντιμετωπίζουν το πρόβλημα στην πλήρη του εκδοχή, [157], [159], [166]. Εδώ, σε πρώτο στάδιο εξετάζουμε το πρόβλημα σε όλες τις εκδοχές με πολύ περισσότερες μονάδες διαφόρων τεχνολογιών αγνοώντας τη τοπολογία του δικτύου και τις απώλειες. Επιπλέον, το πλήρες πρόβλημα λύνεται για πρώτη φορά και με τη βοήθεια του HS αλγορίθμου. Σε επόμενο στάδιο θα ολοκληρωθεί η μελέτη εντασσόμενη στο πλαίσιο της βέλτιστης ροής φορτίου, κάτι που θα πραγματοποιηθεί επίσης, για πρώτη φορά ώστε να ληφθούν υπόψη και τα χαρακτηριστικά της τοπολογίας του δικτύου καθώς και οι απώλειες αυτού. Όσον αφορά τις εκπομπές των ρύπων εστιάζουμε περισσότερο στις εκπομπές CO₂ αφού όπως θα φανεί και στα δεδομένα εκλύονται από τους σταθμούς παραγωγής σε μεγαλύτερες ποσότητες σε σχέση με τις εκπομπές NO_x, SO_x.

Δεδομένα

Κάποια από τα δεδομένα του συστήματος δίνονται στην εφαρμογή της παραγράφου 2.15.2, ενώ τα υπόλοιπα βασίζονται στις αναφορές, [155]-[157], [159], πίνακες 2.16.γ-ε. Η μετατροπή των \$ σε € έγινε με βάση την ισοτιμία 1€=1,35\$.

Πίνακας 2.16.γ.

Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Όρια Των Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Και Θερμικής Ισχύος Καθώς Και Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ						ΜΕΓΙΣΤΑ-ΕΛΑΧΙΣΤΑ ΟΡΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	
	α	β	γ	δ	ε	ζ	$P^{\max}$ (ή $h^{\max}$) (MW)	$P^{\min}$ (ή $h^{\min}$) (MW)
	€/h	€/MWh	€/MW ² h	€/MWh	€/MW ² h	€/MW ² h		
α/α	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ (p)							
1	740,740	10	0,02555	-	-	-	250	10
2	888,148	9,77777	0,02370	-	-	-	240	0
α/α	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ (h)							
3	814,814	3,03703	0,01703	-	-	-	200	0
α/α	ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ ΜΕ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗ (p, h)							
4	1962,96	10,7407	0,02555	3,11111	0,02222	0,00814	Πίνακας 2.16.δ και Σχήμα 2.16.α	
5	1925,92	10,6666	0,02370	3,40740	0,01703	0,00888		
6	2000	10,5185	0,02444	3,25925	0,02296	0,00963		
7	1918,51	10,5925	0,02296	3,29629	0,02222	0,01185		

Πίνακας 2.16.δ.

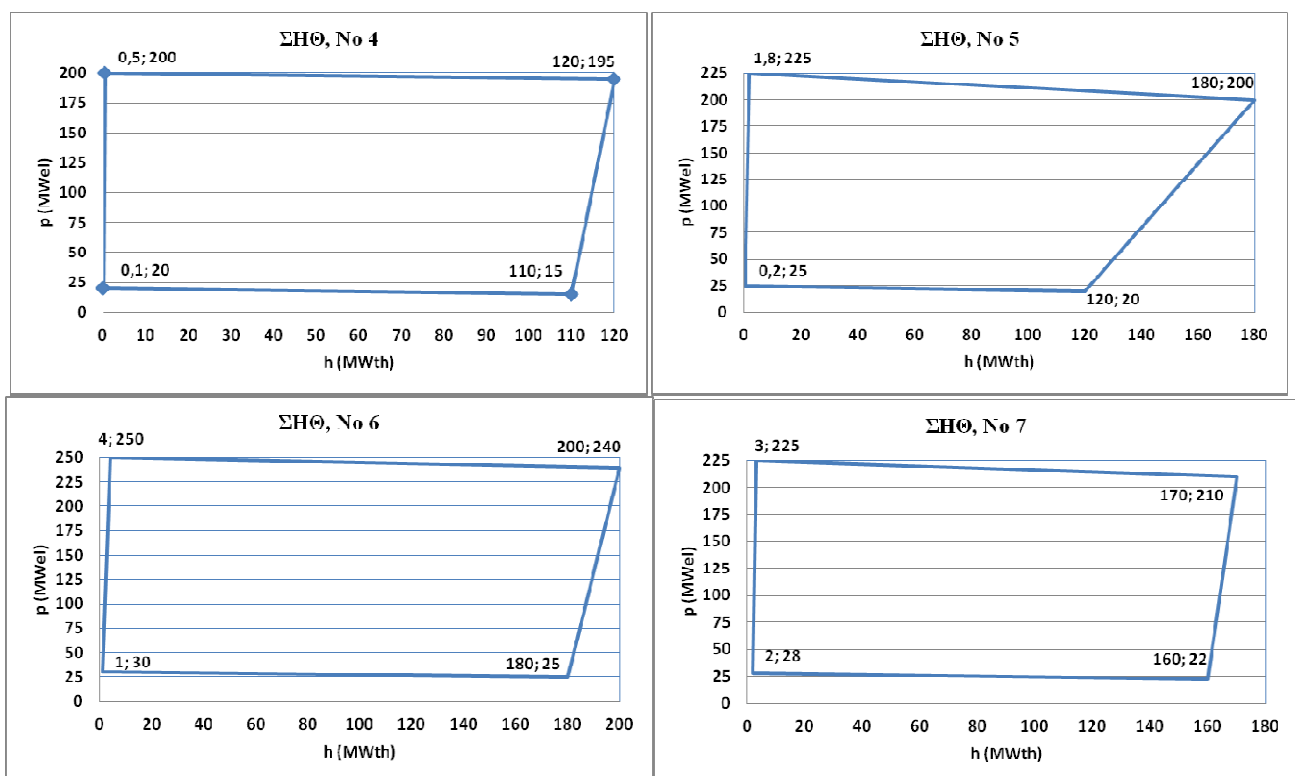
Ζεύγη Συντεταγμένων Που Ορίζουν Τη Περιοχή Λειτουργίας Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ α/α	(p ₁ , h ₁)	(p ₂ , h ₂)	(p ₃ , h ₃)	(p ₄ , h ₄)
4	(20, 0,1)	(200, 0,5)	(195, 120)	(15, 110)
5	(25, 0,2)	(225, 1,8)	(200, 180)	(20, 120)
6	(30, 1)	(250, 4)	(240, 200)	(25, 180)
7	(28, 2)	(225, 3)	(210, 170)	(22, 160)

Πίνακας 2.16.ε.

Χρησιμοποιούμενα Καύσιμα Μονάδων Παραγωγής Και Συντελεστές Εκπομπής Ρύπων.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ α/α	Χρησιμοποιούμενο Καύσιμο	ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΠΟΔΟΣΗ ΕΞΟΔΟΥ (%)	γ _S (SO _x)	γ _N (NO _x)	γ _C (CO ₂)
			t/MWh		
1	ΛΙΓΝΗΤΗ	40	0,002	0,0015	0,8
2	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	33	0,00082	0,001	0,75
3	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	85 (η _{th})	0,00034	0,0004	0,31
4	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	38	0,00002	0,0003	0,52
5	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	38	0,00002	0,0003	0,52
6	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	38	0,00002	0,0003	0,52
7	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	38	0,00002	0,0003	0,52



Σχήμα 2.16.α. Γραφική Απεικόνιση Της Περιοχής Λειτουργίας Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευσης. Πρόκειται Για Κυρτά Σύνολα.

Αποτελέσματα: Ελάχιστο Λειτουργικό Κόστος και Επίπεδο Εκπομπής Ρύπων CO₂

Πριν επιβάλουμε οποιοδήποτε περιορισμό, λύνουμε ξεχωριστά το πρόβλημα ελαχιστοποίησης του λειτουργικού κόστους παραγωγής ($w_{\text{cost}}=1$) καθώς και το πρόβλημα ελαχιστοποίησης των εκπομπών CO₂ ($w_{\text{CO}_2}=1$) προκειμένου να έχουμε μία εικόνα των δύο ακραίων ορίων μέσα στα οποία μπορούν να βρεθούν οι εκπομπές CO₂. Τα προβλήματα τα επιλύουμε για ηλεκτρική και θερμική ζήτηση και

350MW, αντίστοιχα. Ακόμα, τα διάφορα σενάρια που ακολουθούν υπολογίζονται και με χρήση του αλγορίθμου αρμονικής αναζήτησης για παραμέτρους HMS=6, HMCR=0,9 and PAR=0,3, NI=10000, αλλά και της μεθόδου Lagrange (μέσω της συνάρτησης fmincon του Matlab) ώστε να συγκρίνουμε την ακρίβεια των αποτελεσμάτων και τη χρονική διάρκεια λύσης των δύο μεθόδων, γνωρίζοντας ότι έχουμε μόνο συνεχείς διαφορίσιμες συναρτήσεις και κυρτά σύνολα πιθανών λύσεων. Τα αποτελέσματα περιέχονται στον πίνακα 2.16.στ. Παρατηρούμε ότι στην ιδανικότερη περίπτωση οι ρύποι CO₂ μπορούν να μειωθούν κατά 100*(524,48-421,1)/524,48=19,7%.

Αποτελέσματα Επιβολής Μείωσης Εκπομπών CO₂ και SO₂

Αρχικά επιβάλλουμε μία μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 10%. Όπως διαπιστώνουμε από τον πίνακα 2.16.ζ ο αλγόριθμος HS φαίνεται να επιλύει το πρόβλημα με εξαιρετική προσέγγιση και σε πολύ καλό χρόνο. Στη συνέχεια, επιβάλλουμε έναν πρόσθετο περιορισμό που αφορά τη μείωση εκπομπών SO₂ κατά 55%. Παρατηρούμε ότι ο αλγόριθμος εξακολουθεί να βρίσκει μία καλή προσέγγιση της λύσης με παρόμοια χρονική καθυστέρηση. Συνεχίζοντας, επανερχόμαστε στην αρχική κατάσταση και επιβάλλουμε μία μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 15%. Η αύξηση της πολυπλοκότητας του προβλήματος έχει άμεσο αντίκτυπο στη χρονική καθυστέρηση του αλγορίθμου, ενώ η ακρίβειά του εξακολουθεί να είναι ικανοποιητική. Αν συνεχίσουμε με πρόσθετο περιορισμό την επιβολή μείωσης των εκπομπών του SO₂ κατά 70% παρατηρούμε ότι έχουμε ικανοποιητικά αποτελέσματα.

Όμως, το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την επίλυση του προβλήματος δεν είναι ικανοποιητικό όταν ο αλγόριθμος κλιθεί να επιλύσει ένα ακραίο σενάριο μείωσης τύπων. Επιβάλλοντας λοιπόν τη μέγιστη μείωση εκπομπών CO₂ κατά 19,7% περιορίζουμε κατά πολύ το πλήθος των πιθανών λύσεων που καλείται ο αλγόριθμος να βρει, πίνακας 2.16.η. Αντίθετα, όταν το πρόβλημα ελαχιστοποίησης περιλαμβάνει μία και μόνο αντικειμενική συνάρτηση (Single Objective) τότε απελευθερώνουμε το πρόβλημα από τον αυστηρό περιορισμό των εκπομπών ρύπων και μέσω του ελέγχου που γίνεται βρίσκεται με εξαιρετική ακρίβεια η ελάχιστη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα. Ασφαλώς σε περίπτωση που ο χρόνος δεν αποτελεί κρίσιμο παράγοντα μία εφαρμογή του αλγορίθμου με αριθμό δοκιμών πάνω από 25000 θα οδηγούσε και σε πιο ακριβή αποτελέσματα.

Πίνακας 2.16.στ.

Αποτελέσματα Με Στόχο Μόνο Την Ελαχιστοποίηση Του Λειτουργικού Κόστους Και Μόνο Την Ελαχιστοποίηση Των Εκπομπών Ρύπων CO₂.

ΙΣΟΖΥΓΙΑ ΙΣΧΥΟΣ P _D = 800MW H _D = 350MW	ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ (w _{cost} =1)		ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΡΥΠΩΝ CO ₂ (w _{CO2} =1)	
ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ	ΛΥΣΗ ΜΕΣΩ fmincon (Matlab)	ΛΥΣΗ ΜΕΣΩ ΑΡΜΟΝΙΚΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ (HS)	ΛΥΣΗ ΜΕΣΩ fmincon (Matlab)	ΛΥΣΗ ΜΕΣΩ ΑΡΜΟΝΙΚΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ (HS)
p ₁ (MW)	138,78	139,53	10	10,00
p ₂ (MW)	155,11	155,01	10	10,00
h ₃ (MW)	109,51	109,76	0	0,00
p ₄ (MW)	117,89	117,97	194,81	175,45
h ₄ (MW)	65,86	64,41	116,05	78,72
p ₅ (MW)	126,40	126,40	221,47	184,14
h ₅ (MW)	72,42	73,67	26,95	99,28
p ₆ (MW)	128,01	127,22	145,99	210,74
h ₆ (MW)	54,58	54,79	122,28	81,31
p ₇ (MW)	133,82	133,87	217,73	209,66
h ₇ (MW)	47,62	47,36	84,71	90,68
SO _x (t/h)	0,4521	0,4536	0,044	0,044
NO _x (t/h)	0,5589	0,5598	0,259	0,2590
CO ₂ (t/h)	524,48	524,74	421,10	421,10
Cost (€/h)	23057,78	23057,78	25065,19	24877,7778
Χρόνος Εκτέλεσης (sec)	0,076	2,49	0,070	2,89

Πίνακας 2.16.ζ.

Αποτελέσματα Μετά Την Επιβολή Περιορισμών Στις Εκπομπές Ρύπων CO₂ και SO₂.

ΙΣΟΖΥΓΙΑ ΙΣΧΥΟΣ $P_D = 800\text{MW}$ $H_D = 350\text{MW}$	ΕΠΙΒΟΛΗ ΜΕΙΩΣΗΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO_2 ΚΑΙ SO_2							
ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ	10% CO_2 , 0% SO_2		10% CO_2 , 55% SO_2		15% CO_2 , 0% SO_2		15% CO_2 , 70% SO_2	
	fmincon	HS	fmincon	HS	fmincon	HS	fmincon	HS
p_1 (MW)	90,53	113,55	31,03	21,66	40,35	51,31	20,60	23,09
p_2 (MW)	117,10	117,98	123	153,03	76,96	63,49	98,10	92,38
h_3 (MW)	21,67	0,21	71,03	54,86	0	0	2,16	0
p_4 (MW)	138,95	133,34	150,98	146,55	160,3	160,8	159,95	160,12
h_4 (MW)	87,22	91,71	76,37	79,89	93,27	93,35	92,75	93,89
p_5 (MW)	147,65	141,92	161,56	155,41	170,38	170,74	170,04	168,27
h_5 (MW)	99,77	105,92	84,88	89,44	106,84	107,5	106,17	108,22
p_6 (MW)	149,68	143,70	162,64	157,67	172,03	173,09	171,68	174,22
h_6 (MW)	74,44	79,75	63,38	67,39	79,4	79,22	78,91	78,70
p_7 (MW)	156,08	149,51	170,79	165,68	179,98	180,59	179,62	181,93
h_7 (MW)	66,90	72,40	54,34	58,42	70,49	69,93	70,01	69,19
SO_x (t/h)	0,296	0,335	0,20	0,2	0,158	0,168	0,136	0,136
NO_x (t/h)	0,439	0,459	0,392	0,395	0,342	0,346	0,334	0,332
CO_2 (t/h)	475	475	475	474	445	445	445	443,7
Cost (€/h)	23423	23449	23579	23613	24010	24018	24037	24059
Χρόνος Εκτέλεσης (sec)	0,14	4	0,15	4,42	0,17	7,00	0,17	6,83

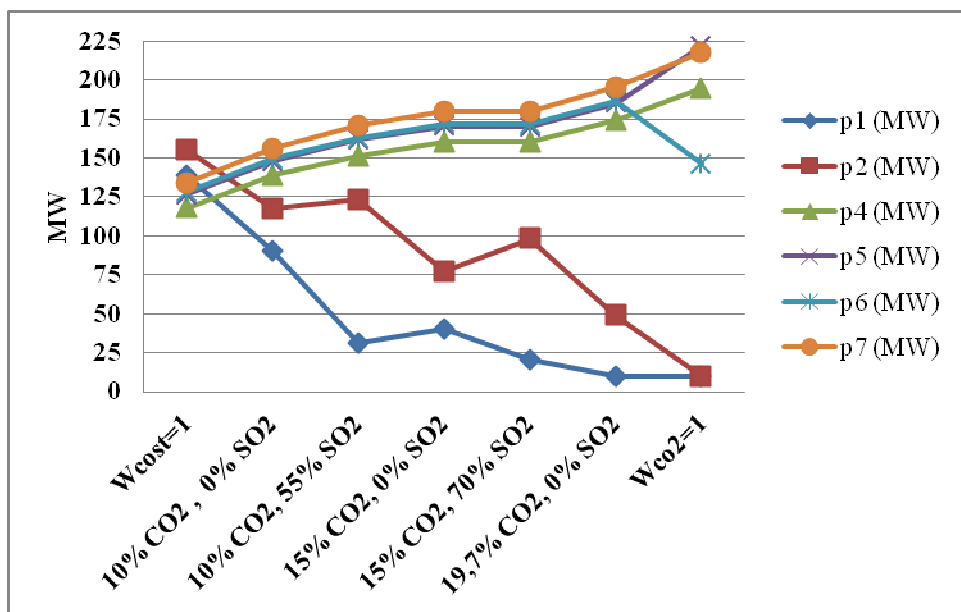
Πίνακας 2.16.η.

Αποτελέσματα Μετά Την Επιβολή Της Μέγιστης Δυνατής Μείωσης Των Εκπομπών CO_2 .

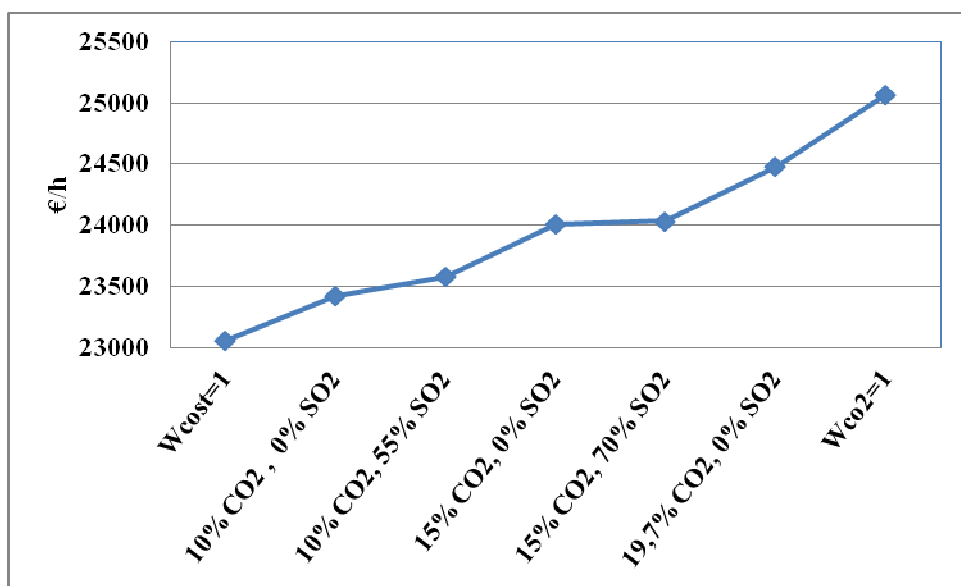
ΙΣΟΖΥΓΙΑ ΙΣΧΥΟΣ $P_D = 800\text{MW}$ $H_D = 350\text{MW}$	ΕΠΙΒΟΛΗ ΤΗΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΔΥΝΑΤΗΣ ΜΕΙΩΣΗΣ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO_2	
ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ	19,7% CO_2	
	ΛΥΣΗ ΜΕΣΩ fmincon (Matlab)	ΛΥΣΗ ΜΕΣΩ ΑΡΜΟΝΙΚΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ (HS)
p_1 (MW)	10	10
p_2 (MW)	48,70	48,51
h_3 (MW)	0	0
p_4 (MW)	174	173,94
h_4 (MW)	93,93	94,04
p_5 (MW)	185,23	185,64
h_5 (MW)	107,11	106,94
p_6 (MW)	186,46	186,34
h_6 (MW)	79,46	79,39
p_7 (MW)	195,62	195,57
h_7 (MW)	69,50	69,63
SO_x (t/h)	0,075	0,075
NO_x (t/h)	0,286	0,286
CO_2 (t/h)	430	430
Cost (€/h)	24482	24484,7
Χρόνος Εκτέλεσης (sec)	1,1	377

Από τους παραπάνω πίνακες προέρχονται και τα σχήματα 2.16.β και 2.16.γ. Παρατηρούμε ότι όσο πιο αυστηροί γίνονται οι περιορισμοί μείωσης εκπομπών ρύπων τόσο λιγότερο συμβάλλουν οι ρυπογόνοι σταθμοί στο ισοζύγιο ισχύος με ταυτόχρονη αύξηση της συμμετοχής των μονάδων ΣΗΘ αφού είναι οι

λιγότερο ρυπογόνοι. Προφανώς αυτό γίνεται με ένα μικρό τίμημα που μεταφράζεται σε αύξηση του λειτουργικού κόστους του συστήματος.



Σχήμα 2.16.β. Συμμετοχή Των Μονάδων Παραγωγής Στο Ισοζύγιο Ηλεκτρικής Ισχύος Για Τα Διάφορα Σενάρια Μείωσης Εκπομπών Ρύπων.



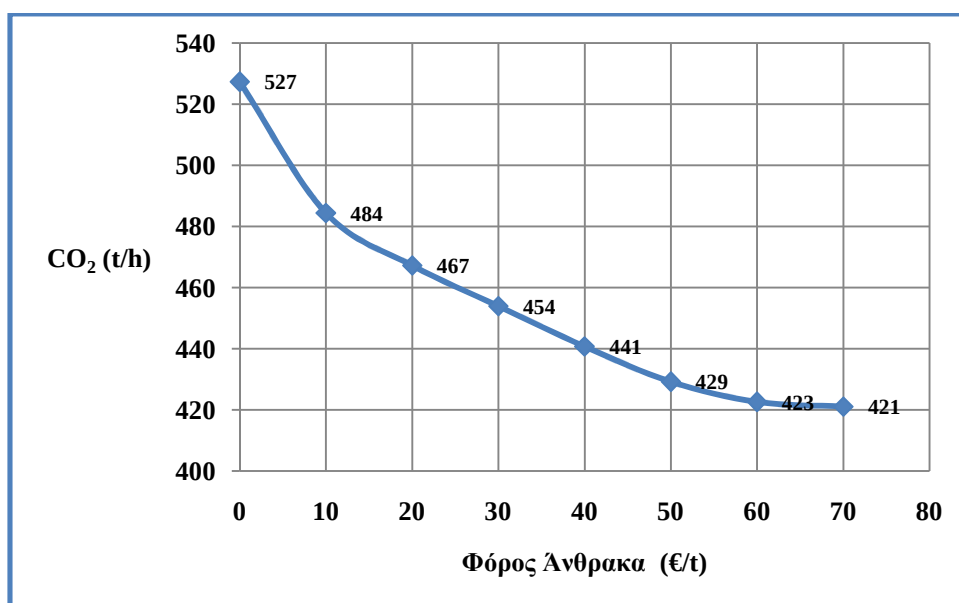
Σχήμα 2.16.γ. Μεταβολές Του Συνολικού Λειτουργικού Κόστους Για Τα Διάφορα Σενάρια Μείωσης Εκπομπών Ρύπων.

Αποτελέσματα Εφαρμογής με Ένταξη Φορολόγησης Άνθρακα – Single Objective Προσέγγιση

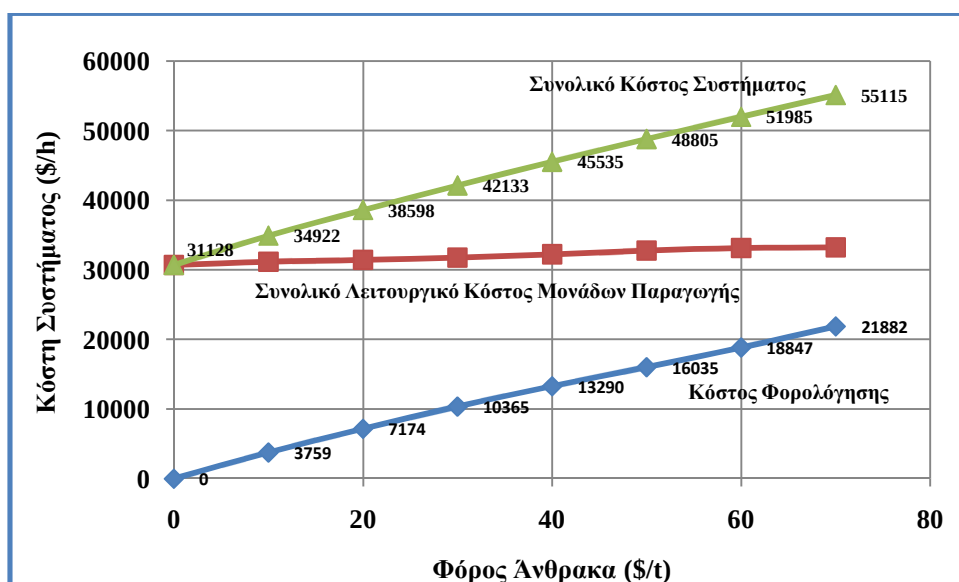
Στην περίπτωση αυτή επιβάλλουμε ένα φόρο ύψους 10\$/t (7,4€/h) στις εκπομπές ρύπων CO₂ που αυξάνεται σταδιακά με βήμα 10\$/t έως ότου η συνολική ποσότητα των εκπομπών ρύπων CO₂ (μαζί με τις αφορολόγητες) να φτάσει την τιμή των 421,1t/h δηλαδή να μειωθεί κατά 19,7% σε σχέση με την μέγιστη τιμή που προέρχεται από το πρόβλημα κατανομής φορτίου που εξετάστηκε στην προηγούμενη ενότητα ($w_{cost}=1$) και που είναι και η μέγιστη δυνατή που μπορεί να επιτευχθεί (πίνακας 2.16.στ). Από το σχήμα 2.16.δ παρατηρούμε ότι αυτό επιτυγχάνεται όταν ο εν λόγω φόρος φθάσει την τιμή των 70\$/h (51,85€/h). Στο σχήμα 2.16.ε φαίνεται πως μεταβάλλεται το συνολικό λειτουργικό κόστος του συστήματος, το κόστος λόγω φορολόγησης και ασφαλώς το συνολικό πλέον κόστος που είναι το άθροισμα των δύο πρώτων. Στα παραπάνω κόστη, όπως αναφέραμε και νωρίτερα δεν συμπεριλαμβάνεται η φορολόγηση των ρύπων εκπομπής CO₂ των μονάδων ΣΗΘ που αντιστοιχούν στη θέρμανση. Το ενδιαφέρον εστιάζεται στο γεγονός ότι το συνολικό λειτουργικό κόστος του συστήματος αυξάνει με την αύξηση της φορολόγησης και μάλιστα

φτάνει σε ποσοστό αύξησης ~8% για φόρο 70\$/t. Η αύξηση του κόστους φορολόγησης θα επιβαρύνει άμεσα τον καταναλωτή αφού ουσιαστικά αντικατοπτρίζεται σαν μία αύξηση της τιμής του προϊόντος της ηλεκτρικής ενέργειας. Στην επόμενη ενότητα που ακολουθεί θα πραγματοποιηθεί μία πιο εκτενή ανάλυση σχετικά με το ποιον επιβαρύνει η φορολόγηση άνθρακα και ποια μέτρα μπορεί να προταθούν για την εξομάλυνση των επιπτώσεών της.

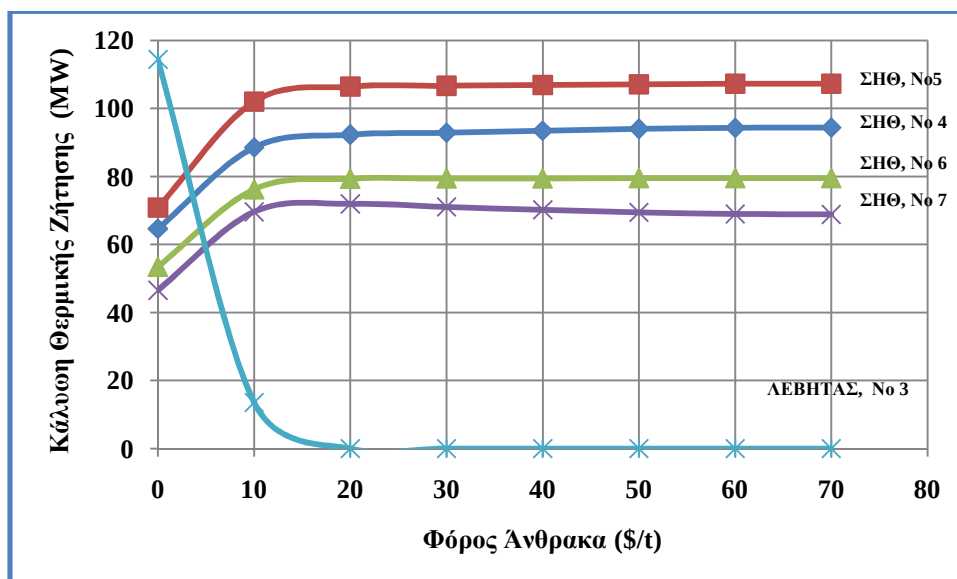
Όσον αφορά τις μονάδες παραγωγής έχουμε να παρατηρήσουμε τα εξής: Ο λέβητας θέρμανσης (Μονάδα Νο 3) βγαίνει εκτός λειτουργίας από τιμή φόρου μόλις 20\$/t (14,81€/h), σχήμα 2.16.στ, ενώ καθώς η τιμή του φόρου αυξάνεται η διείσδυση των συμβατικών μονάδων παραγωγής μειώνεται με παράλληλη αύξηση της διείσδυσης των μονάδων ΣΗΘ, σχήμα 2.16.ζ. Σχετικά με τις μονάδες ΣΗΘ, έχουν περίπου τον ίδιο βαθμό διείσδυσης. Ανάλογα με τη συνάρτηση κόστους άλλες διεισδύουν περισσότερο για να καλύψουν την ηλεκτρική ζήτηση (π.χ. ΣΗΘ Νο 7), ενώ άλλες διεισδύουν περισσότερο για να καλύψουν τη θερμική ζήτηση (π.χ. ΣΗΘ, Νο 4).



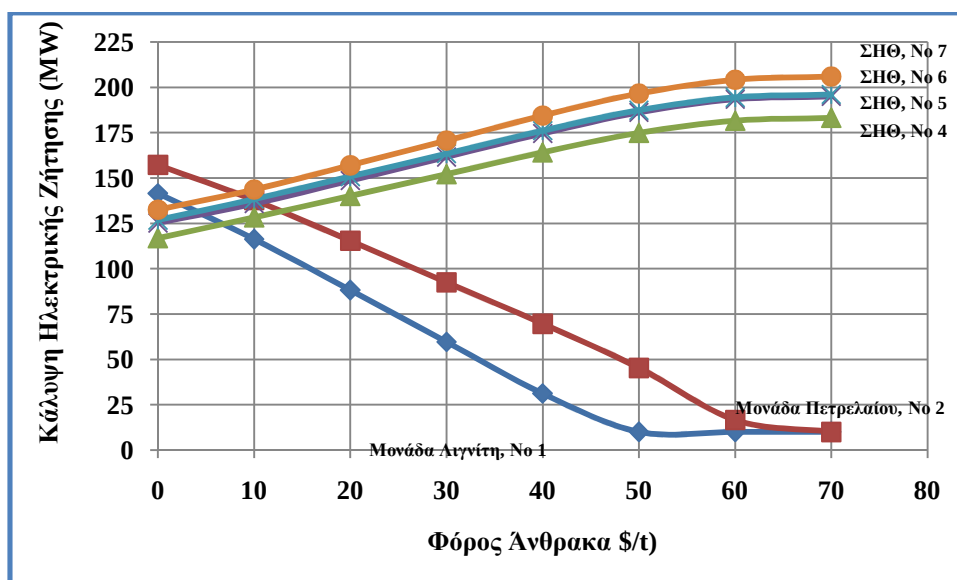
Σχήμα 2.16.δ. Μείωση Συνολικών Εκπομπών Ρύπων CO₂ Για Τα Διάφορα Σενάρια Φόρου Άνθρακα.



Σχήμα 2.16.ε. Αύξηση Των Διαφόρων Κοστών Του Συστήματος Συναρτήσει Της Αύξησης Του Φόρου Άνθρακα.

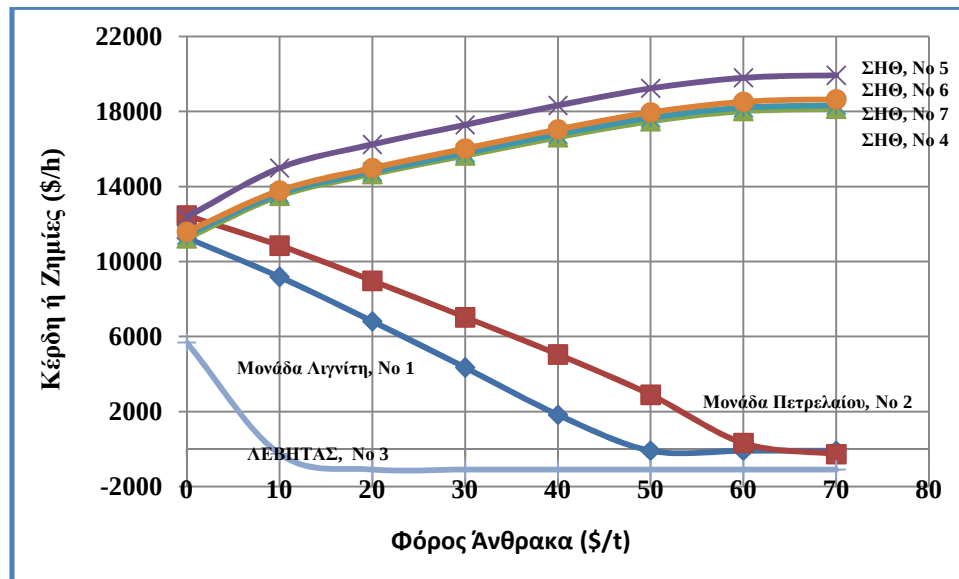


Σχήμα 2.16.στ. Διείσδυση Των Μονάδων Για Την Κάλυψη Της Θερμικής Ζήτησης Συναρτήσει Της Αύξησης Του Φόρου Άνθρακα.



Σχήμα 2.16.ζ. Διείσδυση Των Μονάδων Για Την Κάλυψη Της Ηλεκτρικής Ζήτησης Συναρτήσει Της Αύξησης Του Φόρου Άνθρακα.

Εάν υποθεθεί ότι η κάθε μία από τις εξεταζόμενες μονάδες ανήκει και σε διαφορετικό παραγωγό θα μπορούσε να υπολογιστεί το συνολικό κέρδος του καθενός συναρτήσει των μεταβολών φόρου άνθρακα. Αν θεωρηθεί ότι η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας είναι 105€/MWh ενώ η θερμική ενέργεια πώλησης ίση με 66€/MWh τότε τα συνολικά κέρδη ή ζημιές απεικονίζονται στο σχήμα 2.16.η. Παρατηρούμε ότι οι μονάδες ΣΗΘ παρόλο που είναι ακριβότερες έναντι των άλλων συμβατικών, έχουν έσοδα τόσο από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας όσο και από την αντίστοιχη θερμική. Επομένως, παρουσιάζουν κέρδη τόσο σε μηδενικό επίπεδο φορολόγησης άνθρακα αλλά και όταν επιβληθούν υψηλοί αντίστοιχοι φόροι. Στην περίπτωση αυτοί μάλιστα το κέρδος είναι υψηλότερο αφού αυτές σχεδόν αποκλειστικά καλύπτουν τόσο τη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος όσο και της θερμικής. Το αν ο εκάστοτε Λειτουργός ενός τέτοιου Συστήματος θα πρέπει να θέσει τεχνικά ελάχιστα λειτουργίας των μονάδων ή αν θα πρέπει να αυξήσει τη συμμετοχή των μονάδων που έχουν ζημιές είναι ένα άλλο ζήτημα το οποίο εξετάζεται στην αμέσως επόμενη ενότητα.



Σχήμα 2.16.η. Οικονομικά Κέρδη Και Ζημιές Για Τις Μονάδες Παραγωγής Συναρτήσει Της Αύξησης Του Φόρου Άνθρακα.

2.17. ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΣΗΕ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ

2.17.1. Εισαγωγή – Μαθηματική Περιγραφή Του Προβλήματος

Προκειμένου να έχουμε μία ολοκληρωμένη μελέτη της οικονομικής κατανομής φορτίου σε ένα σύστημα, οφείλουμε να λάβουμε υπόψη και τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά του συστήματος (τοπολογία δικτύου). Πέρα από την αντικειμενική συνάρτηση κόστους προς ελαχιστοποίηση γνωρίζοντας την ζήτηση της ενεργού και άεργου ισχύος στον κάθε ζυγό του συστήματος καθώς και την ύπαρξη ή μη πυκνωτών αντιστάθμισης ή μετασχηματιστών μεταβλητών λήψεων, έχουμε τη δυνατότητα μέσω των εξισώσεων ροής φορτίου (αναλυτική περιγραφή των εξισώσεων ροής φορτίου στο επόμενο κεφάλαιο) να βρούμε το μέτρο και τη γωνία της τάσης του κάθε ζυγού, [1], [2], [193].

Για την επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιούμε ένα πρόγραμμα με μία σειρά από αλγορίθμους που έχουν προταθεί από το βιβλίο, [154]. Στο υπάρχον πρόγραμμα πραγματοποιήθηκαν πολλές τροποποιήσεις και αλλαγές ώστε για πρώτη φορά να ενσωματωθούν δεδομένα μονάδων ΣΗΘ με απομάστευση καθώς και οι αντίστοιχες εκπομπές των ρύπων του κάθε σταθμού παραγωγής. Η όλη διαδικασία αποτελεί και μία ακόμα από τις συμβολές της διατριβής

Αρχικά, τα δεδομένα που θα πρέπει να δοθούν για τη λύση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου (Optimal Load Flow - OLF) περιλαμβάνουν:

- Τα χαρακτηριστικά των π.χ. η ζυγών δηλαδή το είδος του ζυγού (Ζυγός Ταλάντωσης, Ζυγός Παραγωγής (V_i), Ζυγός Φορτίου (δ_i)), την παραγωγή/ζήτηση Ενεργού (P_{Gi}/P_{Di}) και Άεργου (Q_{Gi}/Q_{Di}) Ισχύος του Ζυγού, Πυκνωτές αντιστάθμισης στους Ζυγούς (y_i),
- Τα χαρακτηριστικά των γραμμών διασύνδεσης μεταξύ δύο ζυγών i και j και για όλους τους ζυγούς (Αντίσταση, Επαγωγή, Ύπαρξη Μετασχηματισμών Μεταβλητής Λήψης). Συνήθως, όπως και στη μελέτη αυτή, χρησιμοποιείται το ισοδύναμο Π της γραμμής (y_{ij} , y_{sij}).
- Τα Οικονομικά και Περιβαλλοντικά στοιχεία του κάθε Σταθμού Παραγωγής (π.χ. Δευτεροβάθμιες Συναρτήσεις Λειτουργικού Κόστους, Συντελεστές Εκπομπής Αέριων Ρύπων)
- Στοιχεία της αγοράς όπως τιμή πώλησης Ηλεκτρικής και Θερμικής Ενέργειας, Πιθανή Φορολόγηση Άνθρακα, Περιβαλλοντικές Πολιτικές περιορισμού Αερίων Ρύπων.

Σε ένα πρώτο στάδιο θα πρέπει να υπολογιστεί ο Πίνακας Αγωγιμοτήτων (Y) του εκάστοτε εξεταζόμενο δικτύου καθώς και η εκτέλεση του προβλήματος ροής φορτίου είτε με τη μέθοδο Newton-Raphson (N-R) είτε εναλλακτικά με τη μέθοδο Gauss-Seidel (G-S). Ορίζοντας τις παραμέτρους: $Y_{ii} = y_i + \sum_{j \in n} (y_{sij} + y_{ij})$, $Y_{ij} = -y_{ij}$, $\tilde{V}_i = V_i e^{j\delta_i}$, και $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$ οι εξισώσεις ροής φορτίου παίρνουν τη μορφή:

$$P_{Gi} - P_{Di} = V_i \cdot \sum_{j=1}^n V_j \cdot [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (2.17.\alpha)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} = V_i \cdot \sum_{j=1}^n V_j \cdot [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (2.17.\beta)$$

Όσον αφορά την κάλυψη της ηλεκτρικής ισχύος, ενώ ως τώρα αμελούνταν οι απώλειες μεταφοράς του δικτύου (P_L) εδώ υπεισέρχονται για να έχουμε και μία πιο ρεαλιστική προσέγγιση του προβλήματος. Ένας τρόπος υπολογισμού των ηλεκτρικών απωλειών ισχύος είναι η με τη βοήθεια της μεθόδου των συντελεστών B (μέθοδος που αναπτύχθηκε από τον Kron, [154]) οι οποίοι υπολογίζονται από τα χαρακτηριστικά του δικτύου, αφού τρέξει η ροή φορτίου, σχηματίζοντας την δευτεροβάθμια εξίσωση:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} p_i B_{ij} p_j + \sum_{i=1}^{n_g} B_{0i} p_i + B_{00} \quad (2.17.γ)$$

όπου, n_g είναι ο συνολικός αριθμός των σταθμών παραγωγής. Η εξίσωση αυτή μπορεί να απλοποιηθεί στην:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} p_i B_{ij} p_j \quad (2.17.δ)$$

Κατόπιν, ακολουθεί η οικονομική κατανομή φορτίου. Για να κατανοήσουμε τη λογική του αλγορίθμου θα αναφερθούμε στο απλό πρόβλημα ελαχιστοποίησης συνολικού κόστους παραγωγής με n συναρτήσεις λειτουργικού κόστους δευτεροβάθμιας:

$$C_t = \sum_{i=1}^n (\alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2) \quad (2.17.ε)$$

και τους γνωστούς ισοτικούς και ανισοτικούς περιορισμούς:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D + P_L, \quad P_{i(\min)} \leq P_i \leq P_{i(\max)} \quad (2.17.στ)$$

Εισάγοντας τους πολλαπλασιαστές Lagrange λ , $\mu_{i(\max)}$, $\mu_{i(\min)}$, δημιουργούμε τη συνάρτηση Lagrange:

$$L = C_t + \lambda(P_D + P_L - \sum_{i=1}^n P_i) + \sum_{i=1}^n \mu_{i(\max)} (P_i - P_{i(\max)}) + \sum_{i=1}^n \mu_{i(\min)} (P_i - P_{i(\min)}) \quad (2.17.ζ)$$

Για όλες τις μονάδες παραγωγής, δημιουργείται το παρακάτω σύστημα που προέρχεται από τη λύση του συστήματος των εξισώσεων που προκύπτουν με εφαρμογή της μεθόδου Lagrange και με συνθήκες Kuhn Tucker:

$$\begin{bmatrix} \frac{\gamma_1}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n} \\ B_{21} & \frac{\gamma_2}{\lambda} + B_{22} & \dots & B_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n1} & B_{n2} & \dots & \frac{\gamma_n}{\lambda} + B_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 - B_{01} - \frac{\beta_1}{\lambda} \\ 1 - B_{02} - \frac{\beta_{12}}{\lambda} \\ \vdots \\ 1 - B_{0n} - \frac{\beta_n}{\lambda} \end{bmatrix} \quad (2.17.η)$$

Η λύση του παραπάνω συστήματος πινάκων δίνεται μέσα από μια επαναληπτική διαδικασία ωσότου το σφάλμα να είναι ικανοποιητικά μικρό (π.χ. $<0,1\text{MW}$):

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (2.17.θ)$$

Η επαναληπτική μέθοδος ξεκινάει ($k=1$) ορίζοντας τυχαία μία αρχική τιμή του λ ώστε η εύρεση των $P_i^{(1)}$ να προσδιορίσει την απόκλιση μεταξύ της συνολικά παραγόμενης ισχύος από την ζητούμενη ισχύ και τις απώλειες:

$$\Delta P^{(k)} = \sum_{i=1}^n P_i^{(k)} - P_D - P_L^{(k)} = f(\lambda)^{(k)} - P_D - P_L^{(k)} = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda^{(k)}(1-B_{0i}) - \beta_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} - P_D - P_L^{(k)} \quad (2.17.ι)$$

Για να βρεθεί κατά πόσο θα πρέπει να μεταβάλουμε το συντελεστή Lagrange, λ για την επόμενη επανάληψη αρκεί να αναλύσουμε την $f(\lambda)^k$ σε μια σειρά Taylor πρώτης τάξης. Εύκολα καταλήγουμε στην παρακάτω έκφραση:

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta \lambda^{(k)} \quad \text{με} \quad \Delta \lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda}\right)^{(k)}} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum_{i=1}^n \frac{\gamma_i(1-B_{0i}) + B_{ii}\beta_i - 2\gamma_i \sum_{j \neq i} B_{ij} P_j^{(k)}}{2(\gamma_i + \lambda^{(k)} B_{ii})^2}} \quad (2.17.κ)$$

Όλα τα παραπάνω τα προσαρμόζουμε ώστε να συμπεριλάβουμε τις εξισώσεις που χαρακτηρίζουν μία μονάδα ΣΗΘ με απομάστευση και με τους ανάλογους περιβαλλοντικούς περιορισμούς. Η διαδικασία έχει ως ακολούθως:

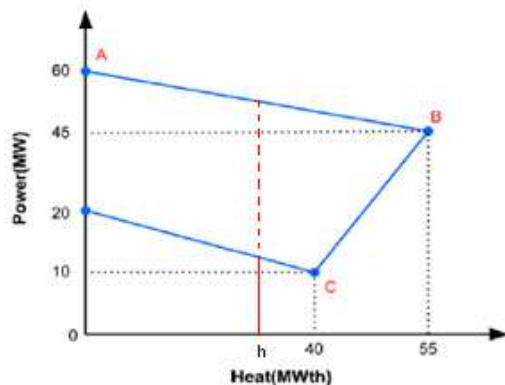
Κάνοντας την υπόθεση ότι οι μονάδες ΣΗΘ ικανοποιούν τοπικά την θερμική ζήτηση του ζυγού, η συνάρτηση λειτουργικού κόστους μιας μονάδας ΣΗΘ μπορεί να γραφεί στη μορφή:

$$C_{\Sigma\text{H}\Theta,i}(p_i, h_i = \text{δεδομένο}) = (\alpha_i + \delta_i \cdot h_i + \varepsilon_i \cdot h_i^2) + (\beta_i + \zeta_i \cdot h_i) \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 = \alpha_i' + \beta_i' \cdot p_i + \gamma_i' \cdot p_i^2 \quad (2.17.λ)$$

δηλαδή απλοποιείται σε μία δευτεροβάθμια εξίσωση της ίδιας μορφής με αυτές της εξίσωσης (2.17.ε) η οποία ενσωματώνεται εύκολα στο πρόγραμμα. Στην ίδια μορφή μπορούμε να φέρουμε και μία αντικειμενική συνάρτηση που περιέχει φορολόγηση άνθρακα (ουσιαστικά θα προστεθεί ο φόρος-tax στον πρωτοβάθμιο όρο

της ισχύος p_i) αλλά και μία αντικειμενική συνάρτηση που αποτελείται από περισσότερες επιμέρους αντικειμενικές συναρτήσεις πολλαπλασιασμένες με τους συντελεστές βαρύτητας.

Το τελευταίο ζήτημα που χρήζει αντιμετώπισης έγκειται στο γεγονός ότι για δεδομένη θερμική ζήτηση το σημείο λειτουργίας μιας μονάδας ΣΗΘ δεν είναι πλέον μία περιοχή του επιπέδου, αλλά κυμαίνεται μεταξύ ενός άνω και ενός κάτω ορίου, σχήμα 2.17.α. Για την εύρεση των ορίων αυτών υλοποιήθηκε μέσα στο πρόγραμμα ειδική συνάρτηση η οποία βρίσκει τα σημεία τομής μεταξύ της κάθετης ευθείας, που ορίζει τη δεδομένη θερμική ζήτηση ζυγού, και του περιγράμματος της περιοχής λειτουργίας της μονάδας ΣΗΘ. Η διαδικασία αυτή αποτελεί και μια επιπρόσθετη συμβολή της διατριβής.



Σχήμα 2.17.α. Όρια Λειτουργίας Μονάδας ΣΗΘ Που Καλύπτει Τοπικά Δεδομένη Θερμική Ζήτηση Ζυγού.

Η μαθηματική περιγραφή όλων των παραπάνω δίνεται ευθύς αμέσως ενώ η όλη διαδικασία υλοποίησης μέσω ενός διαγράμματος ροής στο σχήμα 2.17.β.

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗΣ

Ελαχιστοποίηση Συνολικής Αντικειμενικής Συνάρτησης {MinTcost}

$$Tcost = w_{cost} \cdot C_T + w_{CO_2} \cdot CO_2 + w_{SO_x} \cdot SO_x + w_{NO_x} \cdot NO_x \quad (2.16.\theta)$$

Στρατηγικές (Πίνακας 2.16.β)-Συντελεστές Βαρύτητας

$$w_{cost} + w_{CO_2} + w_{SO_x} + w_{NO_x} = 1 \quad (2.16.i)$$

Επιμέρους Αντικειμενικές Συναρτήσεις (Single-Objective)

$$C_T = \sum_{i=1}^{n_p} C_{p,i} + \sum_{j=1}^{n_{\Sigma H\Theta}} C_{\Sigma H\Theta,j} + \sum_{k=1}^{n_h} C_{h,k} \quad (2.16.\kappa)$$

$$CO_2 = \sum_{m=1}^{(n_p+n_{\Sigma H\Theta}+n_h)} \frac{\gamma_{cm}}{n_{fuel,m}} \cdot P_m \quad (2.16.\lambda)$$

$$SO_x = \sum_{m=1}^{(n_p+n_{\Sigma H\Theta}+n_h)} \frac{\gamma_{sm}}{n_{fuel,m}} \cdot P_m \quad (2.16.\mu)$$

$$NO_x = \sum_{m=1}^{(n_p+n_{\Sigma H\Theta}+n_h)} \frac{\gamma_{Nm}}{n_{fuel,m}} \cdot P_m \quad (2.16.v)$$

Ισοτικοί Περιορισμοί: Ικανοποίηση των Ηλεκτρικών και Θερμικών Ζητήσεων (Ισοζύγια Ηλεκτρικής και Θερμικής Ισχύος)

$$\sum_{i=1}^{n_p} p_i + \sum_{j=1}^{n_{\Sigma H\Theta}} p_j = P_D + P_L \quad (2.17.\mu)$$

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_p+n_{\Sigma H\Theta}} \sum_{j=1}^{n_p+n_{\Sigma H\Theta}} p_i B_{ij} p_j + \sum_{i=1}^{n_p+n_{\Sigma H\Theta}} B_{0i} p_i + B_{00} \quad (2.17.v)$$

$$\sum_{j=1}^{n_{\Sigma H\Theta}} h_j + \sum_{k=1}^{n_h} h_k = H_D \quad (2.16.o)$$

Ανισοτικοί Περιορισμοί (I): Τεχνικά Ελάχιστα και Μέγιστα Μονάδων

$$p_i^{\min} \leq p_i \leq p_i^{\max}$$

$$p_j^{\min}(h_j) \leq p_j \leq p_j^{\max}(h_j)$$

$$h_j^{\min}(p_j) \leq h_j \leq h_j^{\max}(p_j)$$

$$h_k^{\min} \leq h_k \leq h_k^{\max} \quad (2.16.\pi)$$

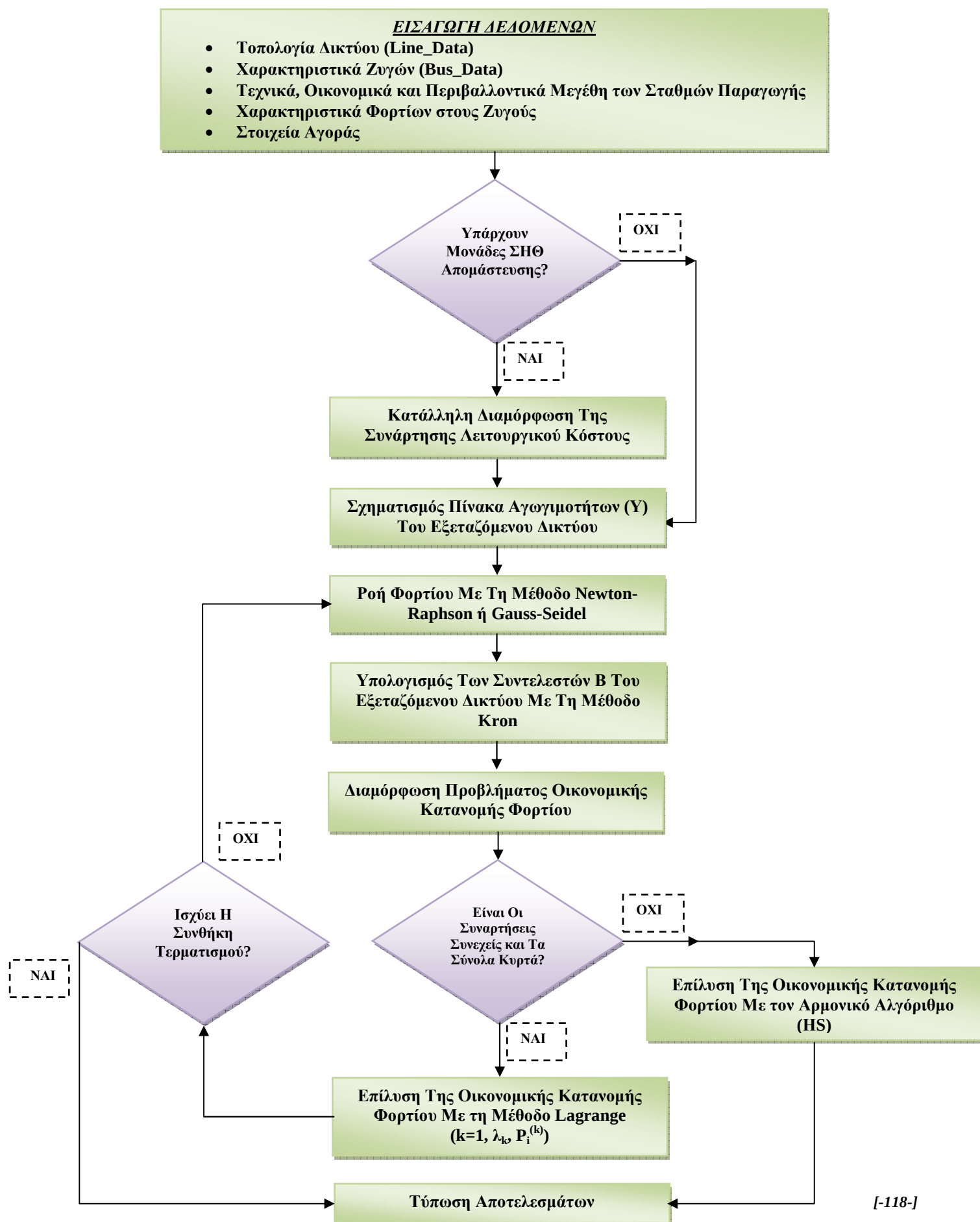
Ανισοτικοί Περιορισμοί (II): Όρια Εκπεμπόμενων Ρύπων

$$CO_2 \leq CO_{2,Limit} \quad (2.16.\rho)$$

$$SO_x \leq SO_{x,Limit} \quad (2.16.\sigma)$$

$$NO_x \leq NO_{x,Limit} \quad (2.16.\tau)$$

Σχήμα 2.17.β. Διάγραμμα Ροής Για Την Επίλυση Του Προβλήματος Βέλτιστης Ροής Φορτίου Με Μονάδες ΣΗΘ Απομάστευσης.

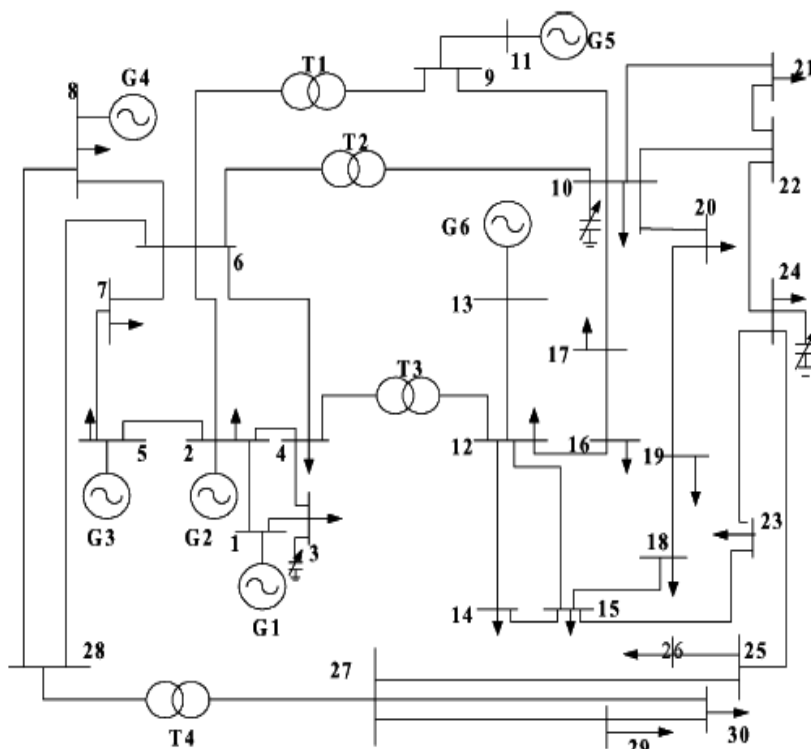


2.17.2. Εφαρμογή Της Βέλτιστης Ροής Φορτίου Στο Δίκτυο 30 Ζυγών Της IEEE Με Διείσδυση Μονάδων ΣΗΘ

Τοπολογία και Δεδομένα Δικτύου

Το προς μελέτη σύστημα είναι το δίκτυο των 30 ζυγών της IEEE, [194]. Η τοπολογία του δικτύου δίνεται στο σχήμα 2.17.γ ενώ τα χαρακτηριστικά μεγέθη του κάθε ζυγού, και τα δεδομένα των γραμμών διασύνδεσής τους παρουσιάζονται στους πίνακες Π.2.ζ και Π.2.η του Παραρτήματος Β.

Το σύστημα αυτό, έχει τροποποιηθεί αναφορικά με αυτό που προτείνεται στην βιβλιογραφία προκειμένου να μελετηθεί η επίδραση της διείσδυσης των μονάδων ΣΗΘ. Συγκεκριμένα, αντικαταστάθηκαν οι έξι (6) θερμικοί σταθμοί του συστήματος των 30 ζυγών με 2 συμβατικούς θερμικούς σταθμούς και με τέσσερις (4) σταθμούς ΣΗΘ οι οποίοι λειτουργούν με ατμοστρόβιλους απομάστευση ενώ ταυτόχρονα θεωρήθηκε ότι οι εν λόγω σταθμοί ΣΗΘ καλύπτουν τοπικά στον ζυγό που βρίσκονται τη θερμική ζήτηση μέσω δικτύου τηλεθέρμανσης, πίνακες 2.17.α, 2.17.β, 2.17.γ.



Σχήμα 2.17.γ. Γραφική Απεικόνιση Του Συστήματος Των 30 Ζυγών Της IEEE.

Πίνακας 2.17.α.

Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Όρια των Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ισχύος Καθώς Και Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ						ΜΕΓΙΣΤΑ-ΕΛΑΧΙΣΤΑ ΟΡΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	
	α	β	γ	δ	ε	ζ	$p^{\max}$ (ή $h^{\max}$) (MW)	$p^{\min}$ (ή $h^{\min}$) (MW)
	€/h	€/MWh	€/MW ² h	€/MWh	€/MW ² h	€/MW ² h		
a/a	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ (p)							
1 (Ζυγός 1)	740,74	10	0,02555	-	-	-	250	10
2 (Ζυγός 2)	888,14	9,77777	0,02370	-	-	-	240	0
a/a	ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ ΜΕ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗ (p, h)							
3 (Ζυγός 5)	1962,9	10,7407	0,02555	3,1111	0,02222	0,00814	Πίνακας 2.16.δ και Σχήμα 2.16.α	
4 (Ζυγός 8)	1925,9	10,6666	0,02370	3,4074	0,01703	0,00888		
5 (Ζυγός 11)	2000	10,5185	0,02444	3,2592	0,02296	0,00963		
6 (Ζυγός 13)	1918,5	10,5925	0,02296	3,2962	0,02222	0,01185		

Πίνακας 2.17.β.

Χρησιμοποιούμενα Καύσιμα Μονάδων Παραγωγής Και Συντελεστές Εκπομπής Ρύπων.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ α/α	ΚΑΥΣΙΜΟ	ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΠΟΔΟΣΗ ΕΞΟΔΟΥ (%)	γ _s (SO _x)	γ _N (NO _x)	γ _C (CO ₂)
			t/MWh		
1 (Ζυγός 1)	Λιγνίτη	40	0,002	0,0015	0,8
2 (Ζυγός 2)	Πετρέλαιο	33	0,00082	0,001	0,75
3 (Ζυγός 5)	Φυσικό Αέριο	38	0,00002	0,0003	0,52
4 (Ζυγός 8)	Φυσικό Αέριο	38	0,00002	0,0003	0,52
5 (Ζυγός 11)	Φυσικό Αέριο	38	0,00002	0,0003	0,52
6 (Ζυγός 13)	Φυσικό Αέριο	38	0,00002	0,0003	0,52

Πίνακας 2.17.γ.

Τοπική Θερμική Ζήτηση Ζυγών Και Τιμές Πώλησης Ηλεκτρικής Και Θερμικής Ενέργειας Για Τους Σταθμούς Παραγωγής.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ α/α	ΤΟΠΙΚΗ ΘΕΡΜΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ ΖΥΓΟΥ h (MW)	ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΚΑΙ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	
		ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (€/MWh)	ΘΕΡΜΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (€/MWh)
3 (Ζυγός 5)	20	80	40
4 (Ζυγός 8)	70		
5 (Ζυγός 11)	15		
6 (Ζυγός 13)	20		

2.17.3. Βέλτιστη Ροή Φορτίου Με Μηδενική Φορολόγηση CO₂ Και Χωρίς Περιορισμούς Εκπομπών Ρύπων

Στην περίπτωση αυτή τα κυριότερα αποτελέσματα της βέλτιστης ροής φορτίου παρατίθενται στον πίνακα 2.17.δ. Σε όλες τις περιπτώσεις τόσο οι τάσεις όσο και οι γωνίες είναι εντός των επιτρεπτών ορίων γι' αυτό και δεν αναφέρονται. Στον ίδιο πίνακα καταγράφουμε τους εκπεμπόμενους ρύπους της κάθε μονάδας παραγωγής, αλλά και τα κέρδη που επιτυγχάνονται για τη δεδομένη κατανομή φορτίου, ώστε να χρησιμοποιηθούν στη συνέχεια στα σενάρια περιβαλλοντικών πολιτικών.

Πίνακας 2.17.δ.

Κυριότερα Αποτελέσματα Βέλτιστης Ροής Φορτίου Με Σταθμούς ΣΗΘ Χωρίς Περιβαλλοντικούς Περιορισμούς Και Χωρίς Φορολόγηση CO₂.

Μονάδα Παραγωγής Στο Ζυγό α/α	Βέλτιστη Ροή Φορτίου P _G (MW)	Εκπομπές Ρύπων			Κέρδη (Εσοδα-Έξοδα) (€/h)
		SO _x (t/h)	NO _x (t/h)	CO ₂ (t/h)	
1 (Ζυγός 1)	53,100	0,106	0,080	42,48	2785,92
2 (Ζυγός 2)	67,121	0,055	0,067	50,34	3569,62
3 (Ζυγός 5)	49,747	0,001	0,015	19,67	2059,25
4 (Ζυγός 8)	43,022	0,001	0,013	0,67	3480,74
5 (Ζυγός 11)	56,622	0,001	0,017	24,79	2294,81
6 (Ζυγός 13)	48,607	0,001	0,015	19,08	2036,29
Σύνολο	318,219	0,165	0,206	157,03	16226,66
Συνολικές Απώλειες Δικτύου	3,818 MW				
Συνολικό Κόστος Παραγωγής	13712,64 €/h				

Παρατηρούμε σημαντική μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων αφού η θερμική ζήτηση καλύπτεται από τις μονάδες ΣΗΘ μέσω του δικτύου τηλεθέρμανσης. Ουσιαστικά καταργούμε την κατανάλωση πετρελαίου θέρμανσης και φυσικού αερίου τόσο στον οικιακό όσο και στον βιομηχανικό τομέα. Χαρακτηριστικά η

μονάδα παραγωγής 4 καλύπτει υψηλό θερμικό φορτίο και έχει σχεδόν μηδενικές εκπομπές CO₂. Αν θεωρηθεί ότι η θερμική ζήτηση καλυπτόταν από ένα θερμικό λέβητα πετρελαίου, απόδοσης 85%, τότε σύμφωνα με τα στοιχεία του πίνακα 2.16.α. έχουμε μία μείωση της τάξης των CO₂= 0,31*(20+70+15+20)=38,75 t/h, δηλαδή μία μείωση 100*38,75/(38,75+157,03)=19,8%.

Επιπλέον, ενώ οι σταθμοί ΣΗΘ έχουν μεγαλύτερο κόστος παραγωγής συγκριτικά με τους συμβατικούς σταθμούς, εξουδετερώνουν τη διαφορά αυτή από τα έσοδα λόγω πώλησης της θερμικής ενέργειας. Ακόμα και σε περιόδους με μειωμένη θερμική ζήτηση (π.χ. Άνοιξη), οι σταθμοί ΣΗΘ εξακολουθούν να είναι κερδοφόροι, εξαιτίας της ευελιξίας τους που έχουν να λειτουργούν με ατμοστρόβιλο απομάστευσης. Η διαδικασία της απομάστευσης επιτρέπει στο σταθμό να εξακολουθεί να έχει μεγάλη διείσδυση στο δίκτυο έχοντας μόλις μικρή θερμική ζήτηση να καλύψει. Οποιοσδήποτε άλλος σταθμός ΣΗΘ που η σχέση μεταξύ παραγόμενης ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος θα ήταν γραμμική δεν θα μπορούσε να ανταπεξέλθει στις αλλαγές των εποχών. Τέλος, και η υψηλή τιμή της ηλεκτρικής MWh που προέρχεται από σταθμούς ΣΗΘ συμβάλλει στη δημιουργία κέρδους. Τα παραπάνω αποτυπώνονται στον πίνακα 2.17.ε.

Πίνακας 2.17.ε.

Αποτελέσματα Βέλτιστης Ροής Φορτίου Για Το Σύστημα Των 30 Ζυγών Για Χαμηλή Θερμική Ζήτηση.

Μονάδα Παραγωγής Στο Ζυγό α/α	Θερμική Ζήτηση (MW)	Βέλτιστη Ροή Φορτίου P _G (MW)	Κέρδη (Εσοδα-Έξοδα) €/h
1 (Ζυγός 1)	0	50,38	2609,62
2 (Ζυγός 2)	0	64,27	3385,18
3 (Ζυγός 5)	5	49,28	1466,66
4 (Ζυγός 8)	20	48,48	2023,70
5 (Ζυγός 11)	2	55,91	1764,44
6 (Ζυγός 13)	2	49,80	1445,92
Σύνολο	29	318,12	12694,07

2.17.4. Βέλτιστη Ροή Φορτίου Με Φορολόγηση CO₂ Και Χωρίς Περιορισμούς Εκπομπών Ρύπων

Η επιβολή προοδευτικού φόρου σε κάθε τόνο CO₂ που εκλύεται στην ατμόσφαιρα από τις μονάδες παραγωγής οδηγεί σε ενδιαφέροντα αποτελέσματα όπως φαίνεται και από τον πίνακα 2.17.στ. Να σημειωθεί ότι δεν φορολογούνται τους ρύπους των σταθμών ΣΗΘ που αντιστοιχούν στη θερμότητα που παράχθηκε. Παρατηρούμε ότι η επιβολή φορολόγησης άνθρακα μειώνει τη συμβολή του λιγνιτικού σταθμού και του σταθμού πετρελαίου στην κάλυψη της ζήτησης του φορτίου επιτυγχάνοντας έτσι αισθητή μείωση στους ρύπους που εκπέμπουν. Ως επακόλουθο της μείωσης αυτής είναι η αύξηση της διείσδυσης των μονάδων ΣΗΘ χωρίς μεγάλη αύξηση των εκπομπών αφού η χρησιμοποίηση του φυσικού αερίου ως καύσιμο έχει χαμηλό συντελεστή εκπομπών με αποτέλεσμα να μειωθεί η συνολική ποσότητα CO₂ που εκπέμπεται κατά 100*(140,72/157,03)=10,38% για επιβολή φόρου 7,4€/h. Επιπλέον, ο λιγνιτικός σταθμός στο ζυγό 1 παύει να είναι κερδοφόρος ενώ ταυτόχρονα λειτουργεί στο τεχνικό ελάχιστό του, 10MW. Προφανώς, μία τέτοια κατάσταση δεν είναι επιθυμητή αφού δεν μπορούμε να καταργήσουμε επενδύσεις που έχουν ένα συγκεκριμένο χρόνο ζωής. Για να αποφευχθεί μία τέτοια κατάσταση μπορούμε να αυξήσουμε το τεχνικό ελάχιστο από 10MW σε 15MW. Τα νέα αποτελέσματα δίνονται στον ίδιο πίνακα 2.17.στ.

Επίσης, συνεχίζοντας να αυξάνουμε το φόρο άνθρακα παρατηρούμε ότι μειώνονται περαιτέρω οι εκπομπές CO₂ όμως, όταν ο φόρος γίνει 22,22€/t τότε και ο πετρελαϊκός σταθμός (2) βγαίνει εκτός κερδοφορίας. Με το ίδιο σκεπτικό αυξάνουμε το κατώτατο όριο λειτουργίας του από 10MW σε 15MW. Από τι στιγμή που και οι δύο σταθμοί που επιβαρύνουν το περιβάλλον λειτουργούν στα κατώτερα όριά τους που τους επιτρέπουν κέρδος, οποιαδήποτε αύξηση του φόρου θα έχει μικρή επίπτωση στη μείωση των εκπομπών αφού οι υπόλοιποι σταθμοί ΣΗΘ έχουν όμοιο συντελεστή εκπομπών. Επιπλέον, αν θεωρήσουμε ότι όλοι οι σταθμοί παραγωγής ανήκουν σε ένα παραγωγό τότε φαίνεται ότι η επιβολή φορολόγησης άνθρακα έχει μία μικρή επίπτωση στα συνολικά κέρδη του παραγωγού, πίνακας 2.17.ζ.

Όσον αφορά τους υπόλοιπους εκπεμπόμενους ρύπους για ύψος φόρου 22,22€/t, η μείωσή τους είναι εμφανής, πίνακας 2.17.η.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ ΚΑΙ ΘΕΡΜΟΤΗΤΑΣ ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Πίνακας 2.17.στ.

Εκπομπές Ρύπων Και Κέρδη Των Μονάδων Παραγωγής Μετά Την Επιβολή Φορολόγησης Άνθρακα.

Μονάδα Παραγωγής Στο Ζυγό	Επιβολή Φόρου 0 €/t	Επιβολή Φόρου 7,4 €/t	Επιβολή Φόρου 7,4 €/t
	CO₂ (t/h)		
1 (Ζυγός 1)	42,48	8,00	12,00
2 (Ζυγός 2)	50,34	37,92	37,16
3 (Ζυγός 5)	19,67	27,61	27,08
4 (Ζυγός 8)	0,67	7,62	7,12
5 (Ζυγός 11)	24,79	32,96	32,41
6 (Ζυγός 13)	19,08	26,62	26,12
Σύνολο	157,03	140,72	141,90
	Κέρδη Παραγωγών (€/h)		
1 (Ζυγός 1)	2785,92	-65,18 (10MW)	270,3704 (15MW)
2 (Ζυγός 2)	3569,62	2488,89	2422,96
3 (Ζυγός 5)	2059,25	3034,81	2971,11
4 (Ζυγός 8)	3480,74	4334,81	4274,07
5 (Ζυγός 11)	2294,81	3302,22	3234,81
6 (Ζυγός 13)	2036,29	2970,37	2908,88
Σύνολο	16226,66	16065,93	16082,22
	Επιβάρυνση Καταναλωτών Λόγω Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/h)		
Σύνολο	24750,37	26014,81	26025,18

Πίνακας 2.17.ζ.

Εκπομπές Ρύπων Και Κέρδη Των Μονάδων Παραγωγής Μετά Την Επιβολή Φορολόγησης Άνθρακα Και Αύξηση Του Κάτω Ορίου Λειτουργίας Των Συμβατικών Μονάδων.

Μονάδα Παραγωγής	Φόρος 14,81 €/t	Φόρος 22,22 €/t	Φόρος 22,22 €/t	Φόρος 29,62 €/t
	CO₂ (t/h)			
1 (Ζυγός 1)	12,00	12,00	12,00	12,00
2 (Ζυγός 2)	16,03	7,50	11,25	11,25
3 (Ζυγός 5)	31,40	33,35	32,66	33,12
4 (Ζυγός 8)	10,26	11,42	10,81	10,66
5 (Ζυγός 11)	36,33	38,01	37,31	37,38
6 (Ζυγός 13)	29,39	30,55	29,92	29,53
Σύνολο	135,41	132,83	133,96	133,94
	Κέρδη Παραγωγών (€/h)			
1 (Ζυγός 1)	270,37	270,37 (15MW)	270,37 (15MW)	270,37
2 (Ζυγός 2)	554,07	-210,37 (10MW)	126,67 (15MW)	126,67
3 (Ζυγός 5)	3497,78	3733,33	3650,37	3705,93
4 (Ζυγός 8)	4659,26	4801,48	4726,67	4708,15
5 (Ζυγός 11)	3714,81	3919,26	3834,07	3842,96
6 (Ζυγός 13)	3310,37	3453,33	3376,30	3328,15
Σύνολο	16006,67	15967,41	15984,44	15982,22
	Επιβάρυνση Καταναλωτή (€/h)			
Σύνολο	27265,93	28504,44	28525,93	29802,96

Πίνακας 2.17.η.

Ποσοστιαία Μείωση Των Εκπεμπόμενων Ρύπων Με Φορολόγηση Άνθρακα.

Εκπεμπόμενοι Ρύποι (t/h)	Φόρος 0 €/t	Φόρος 22,22 €/t	Ποσοστιαία Μείωση Ρύπων (%)
SO _x	0,165	0,048	70,88
NO _x	0,206	0,124	39,94
CO ₂	157,03	133,96	14,69

2.17.5. Οικονομική Επιβάρυνση Καταναλωτών Εξαιτίας Της Φορολόγησης CO₂

Στον πίνακα 2.17.θ δίνεται η επιβάρυνση του καταναλωτή για τα διάφορα σενάρια φορολόγησης CO₂. Συγκρίνοντας την επιβάρυνση του καταναλωτή πριν και μετά τη φορολόγηση παρατηρούμε ότι έχουμε μία ποσοστιαία αύξηση που φτάνει την τάξη του 15,25% και αυτό το ποσοστό ουσιαστικά αντικατοπτρίζεται στη τιμολόγηση της MWh. Η αύξηση αυτή είναι μεγαλύτερη αν ληφθεί υπόψη η φορολόγηση των ρύπων που προέρχονται από τους σταθμούς ΣΗΘ και που αντιστοιχούν στα θερμικά ποσά που παρήχθησαν από τους σταθμούς ΣΗΘ τα οποία θα μπορούσαν να έχουν παραχθεί από ένα συμβατικό θερμικό λέβητα, πίνακας 2.17.ι.

Πίνακας 2.17.θ.

Επιβάρυνση Της Φορολόγησης CO₂ Στον Καταναλωτή Με Αποκλεισμό Των Ρύπων Θερμότητας Της Μονάδας ΣΗΘ.

Επιβολή Φόρου CO ₂	Επιβάρυνση Καταναλωτή Χωρίς Φόρο (€)	Επιβάρυνση Καταναλωτή με Φόρο (€)	Ποσοστιαία Αύξηση Τιμών (%)
Φόρος 0,000 €/t	24750,37	24750,37	0,00
Φόρος 7,407 €/t		26025,19	5,15
Φόρος 14,81 €/t		27265,93	10,16
Φόρος 22,22 €/t		28525,93	15,25
Φόρος 29,62 €/t		29802,96	20,41

Πίνακας 2.17.ι.

Επιβάρυνση Της Φορολόγησης CO₂ Στον Καταναλωτή Χωρίς Αποκλεισμό Των Ρύπων Θερμότητας Της Μονάδας ΣΗΘ.

Επιβολή Φόρου CO ₂	Επιβάρυνση Καταναλωτή Χωρίς Φόρο (€)	Επιβάρυνση Καταναλωτή με Φόρο (€)	Ποσοστιαία Αύξηση Τιμών (%)
Φόρος 0,000 €/t	24750,37	24750,37	0,00
Φόρος 7,407 €/t		26311,85	6,31
Φόρος 14,81 €/t		27840,00	12,48
Φόρος 22,22 €/t		29386,67	18,73
Φόρος 29,62 €/t		30951,11	25,05

Συνοψίζοντας, η περιβαλλοντική πολιτική επιβολής φορολόγησης άνθρακα είναι αποτελεσματική κατά κύριο λόγο στη μείωση των εκπομπών CO₂. Αυτοί που επιβαρύνονται από τη φορολόγηση είναι οι παραγωγοί τεχνολογίας μη φιλικής προς το περιβάλλον και οι μεγάλοι καταναλωτές καθώς και οι ενεργοβόρες βιομηχανίες. Αντίθετα, από το μέτρο αυτό επιβραβεύονται οι παραγωγοί σύγχρονης τεχνολογίας και οι μικροί καταναλωτές.

2.17.6. Βέλτιστη Ροή Φορτίου Με Φορολόγηση CO₂ Και Με Περιορισμούς Εκπομπών Ρύπων

Ο εκάστοτε διαχειριστής του συστήματος μελετά το σύστημα σαν σύνολο και επομένως προκειμένου να μειώσει τις συνολικές εκπομπές ρύπων, θα πρέπει να αποφασίζει ποια θα είναι τα όρια του κάθε σταθμού παραγωγής. Σε λιγνιτικούς σταθμούς και σταθμούς πετρελαίου στόχος του διαχειριστή είναι να μειώσει το όριο εκπομπών τους. Αντίθετα, επειδή η μείωση αυτή μειώνει τη διείσδυση των συμβατικών σταθμών, είναι υποχρεωμένος να αυξήσει το όριο των μονάδων ΣΗΘ ώστε να αυξηθεί η διείσδυσή τους και να καλυφθεί η ηλεκτρική ζήτηση. Στον πίνακα 2.17.κ, βλέπουμε ένα τυχαίο σενάριο σύμφωνα με το οποίο ο διαχειριστής επιβάλει μείωση του ορίου των εκπομπών των δύο πρώτων μονάδων κατά 75%, ενώ αφήνει χωρίς περιορισμούς την παραγωγή των σταθμών ΣΗΘ.

Από τα αποτελέσματα του πίνακα είναι ξεκάθαρο ότι μία αυστηρή περιβαλλοντική πολιτική μπορεί να επιφέρει ανάλογα αποτελέσματα με αυτά της επιβολή φόρου 22,22€/t (ή 30\$/t) όπως φαίνεται και από

σύγκριση των αποτελεσμάτων με αυτά του πινάκα 2.17.δ. Η μείωση των ρύπων είναι στα ίδια επίπεδα, ενώ δεν υπάρχει καμία επιπλέον επιβάρυνση για τον καταναλωτή. Ωστόσο, η επιβολή μιας τέτοιας πολιτικής απαιτεί την αυστηρή τήρηση των περιορισμών που θα μπορούσε να ερμηνευθεί ως επιβολή προστίμων όταν ξεπερνιούνται ορισμένα όρια.

Πίνακας 2.17.κ.

Ρύποι Και Κέρδη Της Κάθε Μονάδας Παραγωγής Υπό Περιβαλλοντικούς Περιορισμούς.

Μονάδα Παραγωγής	SO _x (t/h)	NO _x (t/h)	CO ₂ (t/h)	Κέρδη (€/h)
1 (Ζυγός 1)	0,027	0,020	10,63	154,81
2 (Ζυγός 2)	0,014	0,017	12,60	247,40
3 (Ζυγός 5)	0,001	0,022	31,13	3465,18
4 (Ζυγός 8)	0,001	0,019	11,30	4786,66
5 (Ζυγός 11)	0,002	0,024	37,08	3805,92
6 (Ζυγός 13)	0,001	0,022	31,20	3532,59
Σύνολο	0,046	0,123	133,94	15992,60

2.18. ΣΥΝΟΨΗ 2^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

Όπως φάνηκε και από τα case studies που επιλύθηκαν οι μονάδες ΣΗΘ με ατμοστρόβιλο απομάστευση καθώς και οι αντίστοιχοι σταθμοί συμπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου των οποίων η ηλεκτρική ισχύς που παράγεται δεν εξαρτάται απόλυτα από το θερμικό φορτίο, μπορούν να διεισδύσουν σε μεγάλο βαθμό στην κάλυψη του ηλεκτρικού φορτίου επιφέροντας όλα τα πλεονεκτήματα της συμπαραγωγής οικονομικά και περιβαλλοντικά.

Αναφορικά με τις διάφορες μεθόδους περιβαλλοντικών πολιτικών, φαίνεται ότι μπορούν να είναι αποτελεσματικές σε μαθηματικά μοντέλα που προσομοιάζουν τα διάφορα συστήματα, όμως τα αποτελέσματα αυτά για να ισχύσουν απαιτούν αυστηρή επίβλεψη της τήρησης των πολιτικών και συνεχείς μετρήσεις των εκπομπών που εκλύονται.

Οι μέθοδοι για μελέτη προβλημάτων βελτιστοποίησης, όπως ο πολλά υποσχόμενος αλγόριθμος αρμονικής αναζήτησης, φαίνεται ότι συνεχώς εξελίσσονται. Μπορεί στα προβλήματα που αντιμετωπίστηκαν να μην αποτελούσε τον καλύτερο τρόπο επίλυσης δεδομένου ότι η αντικειμενική συνάρτηση είναι παραγωγίσιμη (συνεχής και διαφορίσιμη), όμως η ενασχόληση και η πληροφόρηση για νέους μετεωριστικούς αλγορίθμους είναι απόλυτα επιθυμητό γιατί μπορεί να αποτελέσει αφορμή για επίλυση άλλων δυσκολότερων προβλημάτων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΠΟΣΟΤΙΚΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΚΥΡΙΟΤΕΡΩΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΩΝ ΤΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΩΝΤΑΣ ΤΗ ΜΕΘΟΔΟ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ

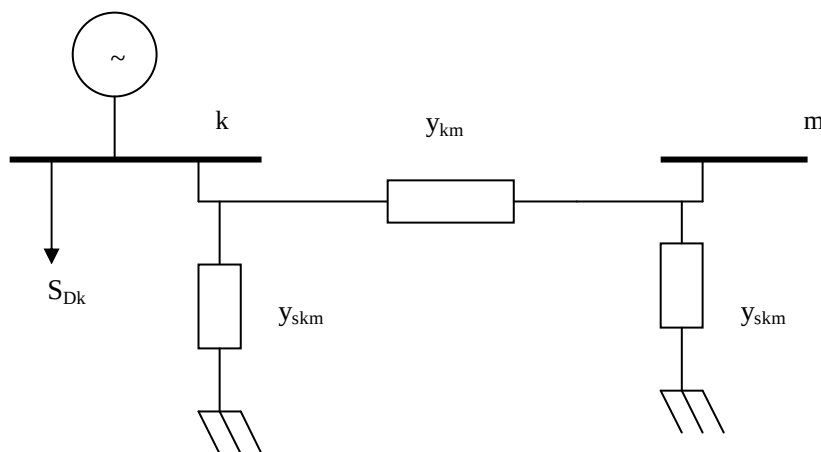
*Κατά κανόνα, όσο πιο περίεργο είναι ένα πράγμα, τόσο λιγότερο μυστηριώδες αποδεικνύεται τελικά να είναι.
(Sherlock Holmes, The Red Headed League)*

3.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στη παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται η διαδικασία που ακολουθήθηκε για τον υπολογισμό των κυριότερων οικονομικών πλεονεκτημάτων της Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΔΠ). Αρχικά, αναφέρεται μελέτη ροής φορτίου και η μέθοδος Newton-Raphson, που χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό της μιγαδικής τάσης, όλων των ροών ενεργού και άεργου ισχύος και τελικά του μιγαδικού ρεύματος σε όλους τους ζυγούς και γραμμές του εκάστοτε εξεταζόμενου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Κατόπιν, παρουσιάζεται η μέθοδος ανάλυσης ευαισθησίας και αναπτύσσεται η διαδικασία εύρεσης των συντελεστών ευαισθησίας, για εκείνα τα μεγέθη του δικτύου που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση των οικονομικών πλεονεκτημάτων. Η όλη διαδικασία αποτελεί και τη συμβολή της διατριβής. Η εν λόγω αναλυτική μέθοδο αποδεικνύεται πολύ χρήσιμη για την κατηγορία αυτών των ζητημάτων. Έτσι, υπολογίζεται η προστιθέμενη αξία της ΔΠ. Προφανώς, τα διάφορα οφέλη κατανέμονται τόσο στο διαχειριστή του δικτύου όσο και στους προμηθευτές και καταναλωτές στο πλαίσιο μιας απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας. Τέλος, οι δύο εφαρμογές που ακολουθούν επιβεβαιώνουν τη χρησιμότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας.

3.2. ΜΕΛΕΤΗ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ^{[193], [194]}

Έστω το παρακάτω Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας, σχήμα 3.2.α.



Σχήμα 3.2.α. Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας Δύο Ζυγών.

Το m είναι το σύνολο των ζυγών που είναι συνδεδεμένοι με τον ζυγό k . Η γραμμή μεταξύ των ζυγών k και m παριστάνεται από το ισοδύναμο κύκλωμα Π όπως φαίνεται και από το παραπάνω σχήμα. Επιλέγοντας να παρουσιάσουμε τις εξισώσεις ροής φορτίου σε υβριδική μορφή θα θέσουμε:

$$\tilde{V} = V \cdot e^{j\delta}, \quad y = g + jb \quad (3.2.α)$$

Κάνοντας τις απαραίτητες πράξεις και χωρίζοντας πραγματικά και φανταστικά μέρη παίρνουμε τις πραγματικές και άεργες εγχύσεις ισχύος που αποτελούν τις εξισώσεις ροής φορτίου (Load Flow Equations - LF).

$$P_{Gk} - P_{Dk} = V_k^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (g_{skm} + g_{km}) - V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot [g_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m)] \quad (3.2.β)$$

$$Q_{Gk} - Q_{Dk} = -V_k^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (b_{skm} + b_{km}) - V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot [g_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m)] \quad (3.2.γ)$$

Θεωρούμε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με n ζυγούς. Θεωρούμε ως ζυγό 1 τον ζυγό ταλάντωσης για τον οποίο γνωρίζουμε την τάση κατά μέτρο και γωνία. Έστω, οι ζυγοί από 2 ως $n-m$ είναι ζυγοί παραγωγής και υπόλοιποι ζυγοί φορτίου. Για να περιγραφεί το σύστημα σε υβριδική μορφή όπως έχουμε επιλέξει θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν ως μεταβλητές οι γωνίες της τάσης (δ) για όλους τους ζυγούς εκτός από το ζυγό ταλάντωσης και το μέτρο της τάσης (V) για τους ζυγούς φορτίου. Έτσι το διάνυσμα κατάστασης $\underline{x}$ θα είναι:

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \delta_3 \\ \vdots \\ \delta_n \\ V_{n-m+1} \\ V_{n-m+2} \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.2.δ)$$

Θα έχουμε επομένως $n-1$ εξισώσεις έγχυσης πραγματικής ισχύος, της μορφής 3.2.β, και m εξισώσεις έγχυσης άεργου ισχύος της μορφής 3.2.γ. Πρέπει επομένως να επιλύσουμε το σύστημα αυτό των εξισώσεων για να βρούμε τις ισχύεις και τις τάσεις σε όλους τους ζυγούς. Υπάρχουν διάφορες αριθμητικές μέθοδοι για την επίλυση των παραπάνω εξισώσεων (π.χ. Newton- Raphson, Gauss-Seidel, DC, Αποζευγμένη Μέθοδος, Ταχεία Αποζευγμένη κ.τ.λ.). Επιλέχθηκε η επίλυση να γίνει με τη μέθοδο Newton- Raphson.

3.3. ΜΕΘΟΔΟΣ NEWTON – RAPHSON^[154]

Εφαρμόζοντας τη μέθοδο για το πρόβλημα ροής φορτίου καταλήγουμε στις παρακάτω σχέσεις:

$$f_{Pk} = V_k^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (g_{skm} + g_{km}) - V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot [g_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m)] \quad (3.3.α)$$

$$f_{Qk} = -V_k^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (b_{skm} + b_{km}) - V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot [g_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m)] \quad (3.3.β)$$

Με την ακόλουθη επαναληπτική σχέση βρίσκεται η λύση δηλαδή, η εύρεση των μιγαδικών τάσεων (μέτρα τάσεων και οι αντίστοιχες γωνίες αυτών) σε όλους τους ζυγούς του συστήματος:

$$\begin{bmatrix} \underline{\delta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^{n+1} = \begin{bmatrix} \underline{\delta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^n + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_P}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_P}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial f_Q}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_Q}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{P}_G - \underline{P}_D - f_P \\ \underline{Q}_G - \underline{Q}_D - f_Q \end{bmatrix} \quad (3.3.γ.)$$

3.4. ΘΕΩΡΙΑ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ^[195]

Έστω μια συνάρτηση $\phi(\underline{x}, \underline{u})$, όπου η μεταβλητή $\underline{x}$ είναι το διάνυσμα κατάστασης (σχέση 3.2.δ) και η μεταβλητή $\underline{u}$ είναι ένα Διάνυσμα Ελέγχου που μπορεί να εκφράζει τάση γεννητριών, την ενεργό ή άεργο ισχύ που παράγει ή απορροφά κάποιος ζυγός, γωνίες μετασχηματιστών, φορτία που μπορεί να διακοπούν, taps μετασχηματιστών, μεταβλητές συστοιχίες πυκνωτών ή αυτεπαγωγών και άλλα μεγέθη.

Για τη συνάρτηση $\phi(\underline{x}, \underline{u})$ παραγωγίζοντας ως προς το u_i έχουμε:

$$\frac{d\phi(\underline{x}, \underline{u})}{du_i} = \frac{\partial \phi(\underline{x}, \underline{u})}{\partial u_i} + \left[\frac{\partial \phi(\underline{x}, \underline{u})}{\partial \underline{x}} \right]^T \cdot \frac{d\underline{x}}{du_i} \quad (3.4.α)$$

Στην παραπάνω σχέση η μερική παράγωγος $\frac{\partial \phi(x, u)}{\partial u_i}$ μπορεί να υπολογιστεί άμεσα. Επίσης, η μερική παράγωγος $\frac{\partial \phi(x, u)}{\partial x}$ μπορεί να υπολογιστεί άμεσα για κάθε μεταβλητή του διανύσματος $\underline{x}$, που αποτελείται από τις γωνίες των ζυγών φορτίου και παραγωγής και του μέτρου της τάσης μόνο των ζυγών φορτίου. Τέλος, η παράγωγος $\frac{dx}{du_i}$ δεν μπορεί να υπολογιστεί απευθείας καθώς θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η εξάρτηση του διανύσματος $\underline{x}$ από το $\underline{u}$. Η σχέση που συνδέει τα μεγέθη $\underline{x}$ και $\underline{u}$ είναι οι εξισώσεις ροής φορτίου. Οι εξισώσεις αυτές μπορούν να τεθούν στη γενική μορφή:

$$g(\underline{x}, \underline{u}) = 0 \quad (3.4.\beta)$$

Διαφορίζοντας την παραπάνω σχέση ως προς $\underline{u}$ και επιλύοντας ως προς $\frac{dx}{du_i}$ θα πάρουμε:

$$\frac{dx}{du_i} = - \left[\frac{\partial g(x, u)}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g(x, u)}{\partial u_i} \quad (3.4.\gamma)$$

και αντικαθιστώντας την παραπάνω σχέση στην 3.4.α:

$$\frac{d\phi(x, u)}{du_i} = \frac{\partial \phi(x, u)}{\partial u_i} - \left[\frac{\partial \phi(x, u)}{\partial x} \right]^T \cdot \left[\frac{\partial g(x, u)}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g(x, u)}{\partial u_i} \quad (3.4.\delta)$$

Η σχέση αυτή εκφράζει επομένως την ευαισθησία της συνάρτησης $\phi(x, \underline{u})$ ως προς μια μεταβλητή u_i , δηλαδή το πόσο θα μεταβληθεί η συνάρτηση $\phi(\underline{x}, \underline{u})$ από μια μεταβολή στη μεταβλητή u_i .

Στην παραπάνω σχέση μπορούμε να δούμε πως η μερική παράγωγος $\frac{\partial \phi(x, u)}{\partial u_i}$ εξαρτάται και από τη συνάρτηση ϕ και από τη μεταβλητή u_i . Η μερική παράγωγος $\frac{\partial \phi(x, u)}{\partial x}$ είναι ανεξάρτητη από τη μεταβλητή u_i , εξαρτάται μόνο από τη συνάρτηση ϕ . Η μερική παράγωγος $\frac{\partial g(x, u)}{\partial x}$ δεν εξαρτάται ούτε από τη συνάρτηση ϕ ούτε από τη μεταβλητή u_i . Συγκεκριμένα, η συνάρτηση g εκφράζει τις εξισώσεις ροής φορτίου και αυτές παραγωγίζόμενες ως προς το διάνυσμα $\underline{x}$ σχηματίζουν την Ιακωβιανή μήτρα που έχει ήδη υπολογιστεί με τη μέθοδο Newton- Raphson στην ανάλυση ροής φορτίου. Έτσι, η παράγωγος αυτή είναι σταθερή ανεξάρτητα από το ποια συνάρτηση ϕ μας ενδιαφέρει και ως προς ποια μεταβλητή u_i εξετάζουμε την ευαισθησία της. Αντίθετα, καθορίζεται από τα χαρακτηριστικά και το σημείο λειτουργίας του δικτύου το οποίο εξετάζουμε. Τέλος, η παράγωγος $\frac{\partial g(x, u)}{\partial u_i}$ εξαρτάται μόνο από τη μεταβλητή u_i .

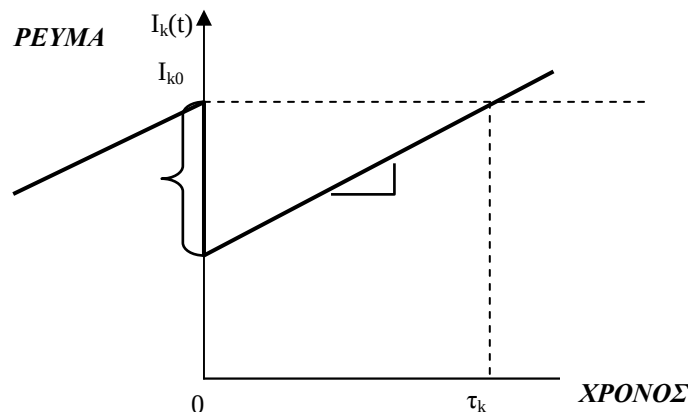
3.5. ΧΡΟΝΟΣ ΑΝΑΒΟΛΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ^[196]

Οι επιχειρήσεις διανομής ηλεκτρικής ενέργειας παραδοσιακά συσχετίζουν την αύξηση ζήτησης του φορτίου με την επένδυση σε μεγαλύτερους μετασχηματιστές και καλώδια όταν αυτά φυσικά έφταναν στο όριο λειτουργίας τους. Το κόστος όμως μιας τέτοιας διαδικασίας μπορεί να φτάσει σε πολύ υψηλά επίπεδα, ειδικά στα κέντρα των μεγάλων πόλεων. Επομένως, με την εγκατάσταση μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής σε συγκεκριμένο σημείο του δικτύου, η αναβάθμιση συγκεκριμένων ακριβών στοιχείων του μπορεί να αναβληθεί για ένα χρονικό διάστημα, εξοικονομώντας χρήματα για τους εμπλεκόμενους φορείς (π.χ. για τον διαχειριστή του συστήματος).

Όταν τοποθετηθεί μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο διανομής, σε περιοχή κοντά στην κατανάλωση φορτίου, το ρεύμα που διαρρέει τους ζυγούς που βρίσκονται 'ψηλότερα' στο δίκτυο και που κανονικά τροφοδοτούν με ισχύ την περιοχή της κατανάλωσης, θα μειωθεί αφού μέρος της απαιτούμενης ισχύος θα καλύπτεται πλέον από τη μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής (κάλυψη της τοπικής ζήτησης). Το μέγεθος της μείωσης αυτής θα εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής και τη θέση της μονάδας μέσα στο δίκτυο.

Αν υποθέσουμε ότι το φορτίο αυξάνεται με την πάροδο του χρόνου, μετά την τοποθέτηση μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής και τη μείωση του ρεύματος, θα περάσει ένα χρονικό διάστημα μέχρις ότου το ρεύμα να ξαναπάρει, εξαιτίας της αύξησης του φορτίου, την τιμή που είχε πριν την τοποθέτηση της μονάδας. Έτσι, θα αναβληθεί κατά αυτό το χρονικό διάστημα η ανάγκη αντικατάστασης ενός μετασχηματιστή ή κάποιου άλλου στοιχείου του δικτύου, σε σχέση με το χρόνο που επρόκειτο να συμβεί κανονικά. Εξαρτάται, δηλαδή, ο χρόνος αναβολής της επένδυσης, εκτός από το μέγεθος και τη θέση της μονάδας παραγωγής μέσα στο δίκτυο, και από το ρυθμό αύξησης του φορτίου. Στο σχήμα 3.5.α. δείχνεται αυτή η διαδικασία.

Όπως παρατηρείται, στο χρόνο $t=0$ τίθεται σε λειτουργία η μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής με αποτέλεσμα να μειωθεί το ρεύμα που διαρρέει το ζυγό k , όπου μπορεί να βρίσκεται για παράδειγμα ένας μετασχηματιστής που πρόκειται να αντικατασταθεί σύντομα. Θα περάσει επομένως ένα χρονικό διάστημα τ_k μέχρι να φτάσει και πάλι το ρεύμα στην τιμή που είχε πριν την τοποθέτηση της μονάδας και αυτός θα είναι ο χρόνος αναβολής της αντικατάστασης του μετασχηματιστή. Εξαιτίας αυτού του χρόνου αναβολής προκύπτει ένα χρηματικό κέρδος. Το τελικό όφελος που θα έχουμε από την αναβολή της επένδυσης σχετίζεται επίσης με το κόστος της επένδυσης αλλά και το επιτόκιο με το οποίο θα αλλάζει η αξία του χρήματος με την πάροδο του χρόνου.



Σχήμα 3.5.α. Χρόνος Αναβολής Επένδυσης Σε ΣΗΕ Με Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής.

Όταν κάποιος μετασχηματιστής ή κάποιο καλώδιο πλησιάζει στα όρια λειτουργίας του, γίνεται ο σχεδιασμός για την αντικατάστασή του. Πολλές φορές είναι οικονομικά συμφέρον, όταν ένα στοιχείο του δικτύου φτάσει στο όριό του ως προς την ικανότητα μεταφοράς ρεύματος, να μην αντικατασταθεί μόνο αυτό το στοιχείο, αλλά μια ολόκληρη ομάδα στην οποία ανήκει το παραπάνω στοιχείο. Έτσι, με την εγκατάσταση μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής θα έχουμε μείωση των ρευμάτων για όλα τα στοιχεία της ομάδας, αλλά η αναβάθμισή τους θα γίνει τη στιγμή που το πρώτο στοιχείο φτάσει στο όριο μεταφοράς ισχύος. Ο χρόνος αναβολής εξαρτάται από τον συντελεστή ισχύος με τον οποίο λειτουργεί η μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής. Γενικά, η λειτουργία με χωρητικό συντελεστή ισχύος παρέχει περισσότερα οφέλη από ότι η λειτουργία με επαγωγικό συντελεστή ισχύος.

Για την εκτίμηση του οφέλους από την αναβολή της επένδυσης σε μεγαλύτερους μετασχηματιστές και καλώδια θα πρέπει να μετρηθεί η επίδραση της τοποθέτησης μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο. Αρχικά, θα πρέπει να υπολογιστεί πώς επιδρά η αύξηση ζήτησης του φορτίου κάθε ζυγού του συστήματος στο ρεύμα του ζυγού ως προς τον οποίο ψάχνουμε την μεταβολή εξαιτίας της τοποθέτησης μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής. Θέλουμε δηλαδή να υπολογίσουμε την ποσότητα:

$$\gamma_{ik} = \frac{\partial I_k}{\partial P_{di}} \quad (3.5.α)$$

που εκφράζει την ευαισθησία του ρεύματος ενός ζυγού k ως προς μια αύξηση του φορτίου σε ένα ζυγό i . Υπολογίζοντας την παραπάνω ποσότητα θα μπορέσουμε να υπολογίσουμε τη μεταβολή του ρεύματος στο ζυγό k από τις μεταβολές του φορτίου που θα συμβούν στους άλλους ζυγούς του συστήματος.

Ο υπολογισμός της σχέσης 3.5.α μπορεί να γίνει εμπειρικά. Συγκεκριμένα, πρώτα γίνεται ένας υπολογισμός της τιμής του ρεύματος στο ζυγό k για μια δεδομένη φόρτιση του ζυγού i . Στη συνέχεια,

αυξάνεται το φορτίο κατά ένα ποσοστό μεταξύ του 0,1% και του 1% και γίνεται και πάλι υπολογισμός του ρεύματος. Έτσι η ευαισθησία θα δίνεται από τη σχέση (3.5.β):

$$\gamma_{ik} = \frac{I_{k,TEA} - I_k}{P_{di,TEA} - P_{di}} \quad (3.5.β)$$

Η ευαισθησία του ρεύματος ως προς το φορτίο μπορεί όμως να υπολογιστεί και αναλυτικά με χρήση της Ιακωβιανής μήτρας της μεθόδου Newton-Raphson της ανάλυσης ροής φορτίου, όπως θα δείξουμε ευθύς αμέσως.

Αφού έχουμε υπολογίσει την ευαισθησία του ρεύματος, μπορούμε πλέον, γνωρίζοντας ορισμένες άλλες παραμέτρους, όπως το ρυθμό αύξησης του φορτίου να υπολογίσουμε το χρόνο αναβολής της επένδυσης και το κέρδος από την αναβολή αυτή.

Έτσι για τον υπολογισμό του κέρδους που θα αποκομίσουμε από την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής ως προς την αναβολή των επενδύσεων σε μετασχηματιστές και άλλα στοιχεία του δικτύου, θα πρέπει να ακολουθήσουμε την παρακάτω διαδικασία:

- Υπολογισμός του ρεύματος ζυγού ή γραμμής που μας ενδιαφέρει μέσω των διαδικασιών της ροής φορτίου πριν την τοποθέτηση της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής.
- Υπολογισμός της ευαισθησίας του ρεύματος αυτού ως προς την αύξηση του φορτίου στους υπόλοιπους ζυγούς του συστήματος (αριθμητική μέθοδος ή η προτεινόμενη αναλυτική μέθοδος-ανάλυση ευαισθησίας).
- Υπολογισμός του ρεύματος στο ζυγό που μας ενδιαφέρει μέσω των διαδικασιών της ροής φορτίου μετά την τοποθέτηση της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής.
- Υπολογισμός του χρόνου αναβολής της επένδυσης και τελικά του κέρδους από την αναβολή αυτή.

3.5.1. Υπολογισμός Της Ευαισθησίας Ρεύματος

Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο υπολογισμός της ευαισθησίας του ρεύματος που διαρρέει ένα ζυγό k ως προς την ενεργό ισχύ που αποτελεί το φορτίο ενός ζυγού i χρησιμοποιώντας τη μέθοδο που παρουσιάστηκε παραπάνω (παράγραφος 3.4). Εξετάζουμε δηλαδή το πόσο επηρεάζεται το ρεύμα του ζυγού k από μια μεταβολή της ενεργού ισχύος του φορτίου του ζυγού i. Συγκεκριμένα, πρέπει να υπολογίσουμε τη συνάρτηση που εκφράζει την παράγωγο του ρεύματος στο ζυγό k ως προς την ενεργό ισχύ φορτίου του ζυγού i, δηλαδή:

$$\gamma_{ik} = \frac{dI_k}{dP_{di}} \quad (3.5.γ)$$

Έστω, λοιπόν, το ΣΗΕ του σχήματος 3.2.α. Το ρεύμα μεταξύ του ζυγού k και του ζυγού m είναι:

$$\tilde{I}_{km} = (y_{skm} + y_{km}) \cdot \tilde{V}_k - y_{km} \cdot \tilde{V}_m \quad (3.5.δ)$$

Σύμφωνα με το νόμο ρευμάτων του Kirchhoff θα έχουμε:

$$\tilde{I}_{Gk} - \tilde{I}_{Dk} = \sum_{m \in a(k)} \tilde{I}_{km} \quad (3.5.ε)$$

όπου a(k) είναι το σύνολο των ζυγών που συνδέονται με το ζυγό k. Επομένως θα έχουμε τελικά:

$$\tilde{I}_{Gk} - \tilde{I}_{Dk} = \tilde{V}_k \cdot \sum_{m \in a(k)} (y_{skm} + y_{km}) - \sum_{m \in a(k)} y_{km} \cdot \tilde{V}_m \quad (3.5.στ)$$

Το ρεύμα του ζυγού k, το οποίο θέλουμε να υπολογίσουμε είναι το ρεύμα το οποίο διαρρέει τον ζυγό αυτό. Σε κάθε περίπτωση, όσο ρεύμα εισέρχεται στο ζυγό από γεννήτριες ή άλλους ζυγούς, τόσο ρεύμα εξέρχεται προς το φορτίο του ζυγού ή προς άλλους ζυγούς. Το ρεύμα δηλαδή ενός ζυγού είναι το ρεύμα που εισέρχεται ή εξέρχεται από το ζυγό αυτό. Επιλέγουμε να εκφράσουμε το ρεύμα του ζυγού k ως το ρεύμα που εξέρχεται από το ζυγό αυτό. Έτσι, το ρεύμα που εξέρχεται από το ζυγό k θα είναι:

$$\tilde{I}_k = \tilde{V}_k \cdot \sum_{m \in a(k)} (y_{skm} + y_{km}) - \sum_{m \in a(k)} y_{km} \cdot \tilde{V}_m + \tilde{I}_{Dk}, \quad \text{για } \tilde{V}_m < \tilde{V}_k \quad (3.5.ζ)$$

Αν θέσουμε: $y = g + jb$, $\tilde{V} = V(\cos \delta + j \sin \delta)$, $y_{kk} = y_{skm} + y_{km}$, $a = \tan^{-1} \frac{Q}{P} \Big|_D$ τότε:

$$\tilde{I}_{Dk} = \frac{S_{Dk}^*}{V_k^*} = \frac{S_k \angle -a_k}{V_k \angle -\delta_k} \Rightarrow \tilde{I}_{Dk} = \frac{S_{Dk}}{V_k} (\cos(\delta_k - a_k) + j \sin(\delta_k - a_k)) \quad (3.5.\eta)$$

$$\begin{aligned} \tilde{I}_k = & V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} [g_{kk} \cdot \cos \delta_k - b_{kk} \cdot \sin \delta_k] - \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot [g_{km} \cdot \cos \delta_m - b_{km} \cdot \sin \delta_m] + \frac{S_{Dk}}{V_k} \cdot \cos(\delta_k - a_k) \\ & + j \left[V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} [b_{kk} \cdot \cos \delta_k + g_{kk} \cdot \sin \delta_k] - \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot (b_{km} \cdot \cos \delta_m + g_{km} \cdot \sin \delta_m) + \frac{S_{Dk}}{V_k} \cdot \sin(\delta_k - a_k) \right] \end{aligned} \quad (3.5.\theta)$$

Για τον υπολογισμό της ευαισθησίας του ρεύματος μας ενδιαφέρει το μέτρο του ρεύματος, επομένως η συνάρτηση που μας ενδιαφέρει είναι:

$$I_k = \sqrt{\text{real}(\tilde{I}_k)^2 + \text{imag}(\tilde{I}_k)^2} \quad (3.5.\iota)$$

Η σχέση 3.5.ι μας δίνει την ευαισθησία μιας συνάρτησης φ ως προς μια μεταβλητή u_i . Αν εφαρμόσουμε τη σχέση αυτή για το μέτρο του ρεύματος ως προς το φορτίο θα έχουμε:

$$\frac{dI_k}{dP_{di}} = \frac{\partial I_k}{\partial P_{di}} - \left[\frac{\partial I_k}{\partial x} \right]^T \cdot \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g}{\partial P_{di}} \quad (3.5.\kappa)$$

όπου $\underline{x}$ είναι το διάνυσμα κατάστασης της σχέσης (3.2.δ) και $g(\underline{x}, \underline{u})$ οι εξισώσεις ροής φορτίου στη μορφή $g(\underline{x}, \underline{u})=0$. Από την παραπάνω σχέση μπορούμε επομένως να υπολογίσουμε την ευαισθησία του ρεύματος ως προς το φορτίο, αρκεί να υπολογίσουμε τα επιμέρους στοιχεία που την αποτελούν, χρησιμοποιώντας τις σχέσεις που δίνουν το μέτρο του ρεύματος που διαρρέει το ζυγό k και τις εξισώσεις ροής φορτίου. Άρα, έχουμε:

- $\frac{\partial I_k}{\partial P_{di}}$

Η μερική παράγωγος του μέτρου του ρεύματος ως προς το φορτίο υπολογίζεται εύκολα. Πρέπει να λάβουμε υπόψη το γεγονός ότι $S_k = \sqrt{P_k^2 + Q_k^2}$ (αναφέρεται πάντα στο φορτίο, D), έτσι θα έχουμε:

$$\frac{\partial I_k}{\partial P_{di}} = 0, \text{ αν } k \neq i, \quad (3.5.\lambda)$$

$$\frac{\partial I_k}{\partial P_{di}} = \frac{\text{real}(I_k) \cdot \frac{P_k}{S_k} \cdot \frac{\cos(\delta_k - a_k)}{V_k} + \text{imag}(I_k) \cdot \frac{P_k}{S_k} \cdot \frac{\sin(\delta_k - a_k)}{V_k}}{I_k} \text{ αν } k=i \quad (3.5.\mu)$$

- $\frac{\partial I_k}{\partial x}$

Η μερική παράγωγος του μέτρου του ρεύματος ως προς το διάνυσμα $\underline{x}$ περιλαμβάνει τις παραγώγους ως προς τη γωνία δ για τους ζυγούς φορτίου και τους ζυγούς παραγωγή και ως προς την τάση V μόνο για τους ζυγούς φορτίου. Μπορούμε εύκολα να κάνουμε τους υπολογισμούς, οπότε:

$$\frac{\partial I_k}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_k}{\partial \delta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial I_k}{\partial \delta_k} \\ \vdots \\ \frac{\partial I_k}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial I_k}{\partial V_{n-m+1}} \\ \vdots \\ \frac{\partial I_k}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (3.5.\nu)$$

$$\frac{\partial I_k}{\partial \delta_m} = \frac{\text{real}(I_k) \cdot V_m \cdot (g_{km} \cdot \sin \delta_m + b_{km} \cdot \cos \delta_m) - \text{imag}(I_k) \cdot V_m \cdot (g_{km} \cdot \cos \delta_m - b_{km} \cdot \sin \delta_m)}{I_k}, \text{ για } k \neq m \quad (3.5.\xi)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_k}{\partial \delta_m} = & \frac{-\text{real}(I_k) \cdot \left[V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} (g_{kk} \cdot \sin \delta_k + b_{kk} \cdot \cos \delta_k) + \frac{S_k}{V_k} \cdot \sin(\delta_k - a_k) \right]}{I_k} \\ & + \frac{\text{imag}(I_k) \cdot \left[V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} (g_{kk} \cdot \cos \delta_k - b_{kk} \cdot \sin \delta_k) + \frac{S_k}{V_k} \cdot \cos(\delta_k - a_k) \right]}{I_k} \end{aligned} \quad , \text{ για } k=m \quad (3.5.\omicron)$$

$$\frac{\partial I_k}{\partial V_m} = \frac{-\text{real}(I_k)(g_{km} \cdot \cos \delta_m - b_{km} \cdot \sin \delta_m) - \text{imag}(I_k) \cdot (b_{km} \cdot \cos \delta_m + g_{km} \cdot \sin \delta_m)}{I_k}, \text{ για } k \neq m \quad (3.5.\pi)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_k}{\partial V_m} = & \frac{\text{real}(I_k) \cdot \left[\sum_{m \in a(k)} (g_{kk} \cdot \cos \delta_k - b_{kk} \cdot \sin \delta_k) - \frac{S_k}{V_k^2} \cdot \cos(\delta_k - a_k) \right]}{I_k} \\ & + \frac{\text{imag}(I_k) \cdot \left[\sum_{m \in a(k)} (g_{kk} \cdot \sin \delta_k - b_{kk} \cdot \cos \delta_k) - \frac{S_k}{V_k^2} \cdot \sin(\delta_k - a_k) \right]}{I_k} \end{aligned} \quad , \text{ για } k=m \quad (3.5.\rho)$$

Οι παραπάνω υπολογισμοί έγιναν με την υπόθεση ότι ζυγός ταλάντωσης είναι ο ζυγός 1 (η αρίθμηση ζυγών ξεκινά από τον ζυγό ταλάντωσης). Αν υποθέσουμε όμως ότι ο ζυγός ταλάντωσης μπορεί να έχει κάποια άλλη αρίθμηση, έστω num, τότε αν για τον ζυγό i ισχύει $i < \text{num}$, η θέση την οποία θα καταλάβει η μερική παράγωγος ως προς δ στο διάνυσμα της σχέσης 3.5.ν θα είναι η θέση i, ενώ σε αντίθετη περίπτωση η θέση θα είναι η (i-1). Αντίστοιχα θα ισχύει και για τη μερική παράγωγο ως προς V.

- $\frac{\partial g}{\partial \underline{x}}$

Όπως έχει αναφερθεί και προηγουμένως, η συνάρτηση g εκφράζει τις εξισώσεις ροής φορτίου, οι οποίες παραγωγίζόμενες ως προς το διάνυσμα $\underline{x}$ θα μας δώσουν την Ιακωβιανή μήτρα της μεθόδου Newton-Raphson. Η μήτρα αυτή δεν εξαρτάται από τη συνάρτηση του ρεύματος ή από το ζυγό ως προς τον οποίο θέλουμε να εκφράσουμε τη μεταβολή της ισχύος, αλλά είναι σταθερή για όλα τα I_k και P_{di} . Εξαρτάται μόνο από τα χαρακτηριστικά του δικτύου και το επίπεδο λειτουργίας του. Έτσι θα έχουμε:

$$\frac{\partial g}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_p}{\partial \delta} & \frac{\partial f_p}{\partial V} \\ \frac{\partial f_q}{\partial \delta} & \frac{\partial f_q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.5.\sigma)$$

Όπου τα f_p , f_q , δίνονται από τις σχέσεις 3.3.α και 3.3.β.

- $\frac{\partial g}{\partial P_{di}}$

Έστω ότι ο ζυγός ταλάντωσης βρίσκεται στη θέση num:

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i - 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν } \text{num} < i \quad (3.5.\tau)$$

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν } \text{num} > i \quad (3.5.\upsilon)$$

Μπορούμε επομένως να υπολογίσουμε τα μεγέθη $\frac{\partial I_k}{\partial P_{di}}, \frac{\partial I_k}{\partial \underline{x}}, \frac{\partial g}{\partial \underline{x}}, \frac{\partial g}{\partial P_{di}}$ και τελικά τη σχέση που θα μας δώσει την ευαισθησία του μέτρου του ρεύματος ενός ζυγού k ως προς τη μεταβολή του φορτίου σε ένα ζυγό i.

3.5.2. Υπολογισμός Του Χρόνου Αναβολής Επένδυσης

Έχοντας υπολογίσει την ευαισθησία του ρεύματος k ως προς μια μεταβολή του φορτίου του ζυγού i, μπορούμε πλέον να συνεχίσουμε τους υπολογισμούς για τον προσδιορισμό του χρόνου αναβολής της επένδυσης σε μετασχηματιστές ή καλώδια του δικτύου και το κέρδος από την αναβολή αυτή. Στη μεταβολή του ρεύματος του ζυγού k συνεισφέρουν όλοι οι ζυγοί στους οποίους έχουμε μεταβολή του φορτίου με το χρόνο. Έτσι, το μέγεθος της συνολικής μεταβολής του ρεύματος του ζυγού k θα προκύπτει από το άθροισμα των μεταβολών του φορτίου όλων των ζυγών i, καθεμιάς πολλαπλασιασμένης με την αντίστοιχη ευαισθησία, θα έχουμε δηλαδή:

$$dI_k = \sum_i \gamma_{ik} \cdot dP_{di} \quad (3.5.\phi)$$

Όπως έχει εξηγηθεί και παραπάνω, το φορτίο αυξάνει με την πάροδο του χρόνου, έστω με ένα ρυθμό σ_i για κάθε ζυγό. Ο ρυθμός αύξησης του φορτίου μπορεί να μην είναι σταθερός, αλλά να μεταβάλλεται με το χρόνο, ενώ η ευαισθησία του ρεύματος να εξαρτάται από το φορτίο. Επομένως, στη γενικότερη περίπτωση θα ισχύει η σχέση:

$$dI_k = \sum_i \gamma_{ik}(P_d) \sigma_i(t) dt \quad (3.5.\chi)$$

Μετά την τοποθέτηση μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής, εγκατεστημένης ισχύος P_{DG} , θα μειωθεί το ρεύμα που διαρρέει το ζυγό k σε σχέση με την τιμή του πριν την τοποθέτηση της μονάδας. Έστω ότι η μείωση αυτή είναι ΔI_{km} . Επομένως, μπορούμε πλέον να υπολογίσουμε το χρονικό διάστημα τ_k που θα πρέπει να παρέλθει ώστε το ρεύμα να λάβει και πάλι την τιμή που είχε πριν την τοποθέτηση της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής. Έτσι, η τιμή του ρεύματος αυξάνεται ενώ ο υπολογισμός του χρονικού διαστήματος τ_k που απαιτείται για να αυξηθεί το ρεύμα κατά ΔI_{km} , θα δίνεται από τη σχέση:

$$\int_0^{\tau_k} \sum_i \gamma_{ik}(P_{di}) \sigma_i(t) dt = \Delta I_{km} \quad (3.5.\psi)$$

Η λύση του παραπάνω ολοκληρώματος ως προς τ_k επιτυγχάνεται εν γένει μέσα από αριθμητικές μεθόδους. Αν υποθεθεί ότι ο συντελεστής ευαισθησίας έχει σταθερή τιμή, πράγμα που δεν απέχει πολύ από την πραγματικότητα, όπως και ότι ο ρυθμός αύξησης φορτίου είναι σταθερός τότε μπορεί εύκολα να επιλυθεί η παραπάνω σχέση, δίνοντας:

$$\sum_i \gamma_{ik} \cdot \sigma_i \cdot \tau_k = \Delta I_{km} \Rightarrow \tau_k = \frac{\Delta I_{km}}{\sum_i \gamma_{ik} \cdot \sigma_i} \quad (3.5.ω)$$

3.5.3. Κέρδος Από Την Αναβολή Επένδυσης

Το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης προκύπτει από τη χρονική αξία του χρήματος. Έστω C το κόστος της επένδυσης για την αντικατάσταση ενός μετασχηματιστή ή ενός καλωδίου σε κάποιο σημείο του δικτύου. Αν η επένδυση πρόκειται να πραγματοποιηθεί μετά από χρόνο τ_k εξαιτίας της αναβολής της από την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και το επιτόκιο αναγωγής (ή προεξοφλητικό επιτόκιο) είναι ρ , τότε η παρούσα αξία της επένδυσης θα είναι, [197]:

$$PV(\tau_k) = \frac{C}{e^{\rho \cdot \tau_k}} \quad (3.5.ωα)$$

Η παραπάνω σχέση εκφράζει το κόστος της επένδυσης, αν αυτή πραγματοποιηθεί μετά από χρονικό διάστημα τ_k , εκφρασμένο με τη σημερινή αξία των χρημάτων. Αντίθετα, αν δεν είχε γίνει τοποθέτηση διεσπαρμένης μονάδας παραγωγής, η επένδυση θα πραγματοποιούνταν σήμερα και το κόστος αυτής θα ήταν C. Επομένως, η διαφορά μεταξύ των δύο επενδύσεων εκφρασμένων με την παρούσα αξία είναι το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης. Αυτό μπορεί να εκφραστεί μέσω της σχέσης:

$$B_k(\tau_k) = C(1 - \frac{1}{e^{\rho \tau_k}}) \quad (3.5.ωβ)$$

Αν συμπεριλάβουμε τις αναβολές επενδύσεων σε μετασχηματιστές και καλώδια (αναβαθμίσεις δικτύου) όλου του δικτύου που θα προκληθούν από την τοποθέτηση μιας μονάδας, το συνολικό όφελος θα είναι:

$$B = \sum_k C_k(1 - \frac{1}{e^{\rho \tau_k}}) \quad (3.5.ωγ)$$

Στην ανάλυσή μας έχουμε υποθέσει πως το κόστος για την επένδυση θα είναι C, είτε αποφασίσουμε να πραγματοποιήσουμε την επένδυση σήμερα, είτε στο μέλλον. Υπολογίσαμε έτσι και το όφελος από την αναβολή της επένδυσης. Παρατηρώντας τις ανωτέρω σχέσεις μπορούμε να δούμε άμεσα τους παράγοντες από τους οποίους θα εξαρτάται το κέρδος. Συγκεκριμένα:

- Όσο μεγαλύτερο είναι το κόστος της αντικατάστασης των στοιχείων του δικτύου, τόσο μεγαλύτερο κέρδος θα αποκομίσουμε από την αναβολή της αντικατάστασης αυτής.
- Μεγάλο επιτόκιο αναγωγής θα σημαίνει μεγαλύτερο κέρδος.
- Προφανώς, για να έχουμε μεγάλο κέρδος θέλουμε και ο χρόνος αναβολής να είναι όσο το δυνατόν πιο μεγάλος. Για να έχουμε όμως μεγάλο χρόνο αναβολής θέλουμε να έχουμε μικρό ρυθμό αύξησης του φορτίου.
- Τέλος, για να αυξήσουμε το χρόνο αναβολής και επομένως το κέρδος θέλουμε η μονάδα που θα τοποθετηθεί να είναι σχετικά μεγάλης ισχύος και να τοποθετηθεί σε σημείο του δικτύου με μεγάλη ζήτηση φορτίου ώστε το ρεύμα να μειωθεί σε μεγάλο βαθμό σε σχέση με την τιμή του πριν την τοποθέτηση της μονάδας.

3.6. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΩΡΕΣ ΑΙΧΜΗΣ

Σε περιόδους όπου έχουμε υψηλή ζήτηση φορτίου ή χαμηλή δυνατότητα για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι αυξημένη. Επομένως, είναι δυνατόν, για κάποιες ώρες μέσα σε ένα έτος η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην δευτερογενή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (άμεσες αγοραπωλησίες) να είναι μεγαλύτερη από την τιμή λειτουργίας μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής. Έτσι, καθίσταται συμφέρον για τον εκάστοτε πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας να αγοράσει την ηλεκτρική ενέργεια για αυτό το χρονικό διάστημα από κατόχους (παραγωγούς-ιδιοκτήτες) μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, οι οποίοι μπορούν να διαθέσουν την ενέργειά τους τη στιγμή που απαιτείται. Η καμπύλη τιμών-διάρκειας ηλεκτρικής ενέργειας αποτυπώνει τις ώρες του έτους για τις οποίες η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ίση ή μεγαλύτερη από κάποια τιμή.

Αν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτεί ο ιδιοκτήτης της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής είναι λ_c , για τις ώρες του χρόνου που η τιμή της αγοράς θα είναι μεγαλύτερη από αυτή την τιμή, ο «πάροχος» ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορεί να προμηθεύεται ηλεκτρική ενέργεια από αυτόν, εξασφαλίζοντας όφελος ίσο με τη διαφορά μεταξύ των δύο τιμών για όλο αυτό το χρονικό διάστημα. Προσεγγίζοντας την καμπύλη τιμών-διάρκειας ηλεκτρικής ενέργειας από μια αναλυτική συνάρτηση, θα έχουμε:

$$\lambda = f(h) \Leftrightarrow h_{opt} = f^{-1}(\lambda_c) \quad (3.6.a.)$$

όπου λ η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας και h το σύνολο των ωρών που αντιστοιχούν στην τιμή λ .

Επομένως, το όφελος που θα έχουμε θα είναι η διαφορά μεταξύ της τιμής αγοράς ενέργειας από τη μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής από την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην δευτερογενή αγορά ηλεκτρισμού, για κάθε ώρα που συμβαίνει αυτό. Το όφελος σε €/kWh θα είναι επομένως:

$$P_{AV} = \int_0^{h_{opt}} (f(h) - \lambda_c) dh \quad (3.6.b.)$$

Έτσι, αν είναι εφικτή η συλλογή δεδομένων για την κατασκευή μιας αναλυτικής συνάρτησης που να περιγράφει τη σχέση μεταξύ τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και ωρών του έτους που αυτή αντιστοιχεί, μπορούμε να υπολογίσουμε το παραπάνω οικονομικό όφελος. Π.χ. αν έχουμε καμπύλη τιμών-διάρκειας ηλεκτρικής ενέργειας της μορφής π.χ. $\lambda = Ah^{-\beta}$ ή $h = B\lambda^{-1/\beta}$ τότε το αντίστοιχο οικονομικό όφελος θα είναι, [198]:

$$P_{AV} = \int_0^{h_{opt.}} [\lambda(h) - \lambda_c] \cdot dh = \frac{A}{1-\beta} h_{opt.}^{1-\beta} - \lambda_c \cdot h_{opt.} \quad (\text{Euro} / \text{kW}) \quad (3.6.\gamma)$$

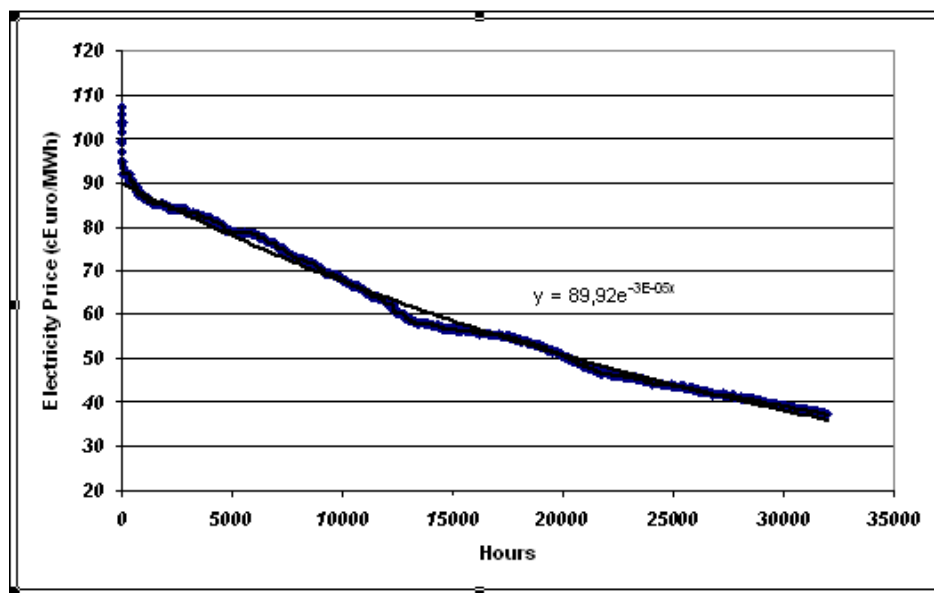
ή

$$P_{AV} (\text{Euro} / \text{kWh}) = \frac{A}{1-\beta} h_{opt.}^{-\beta} - \lambda_c = \frac{100\beta}{1-\beta} \lambda_c \quad (3.6.\delta)$$

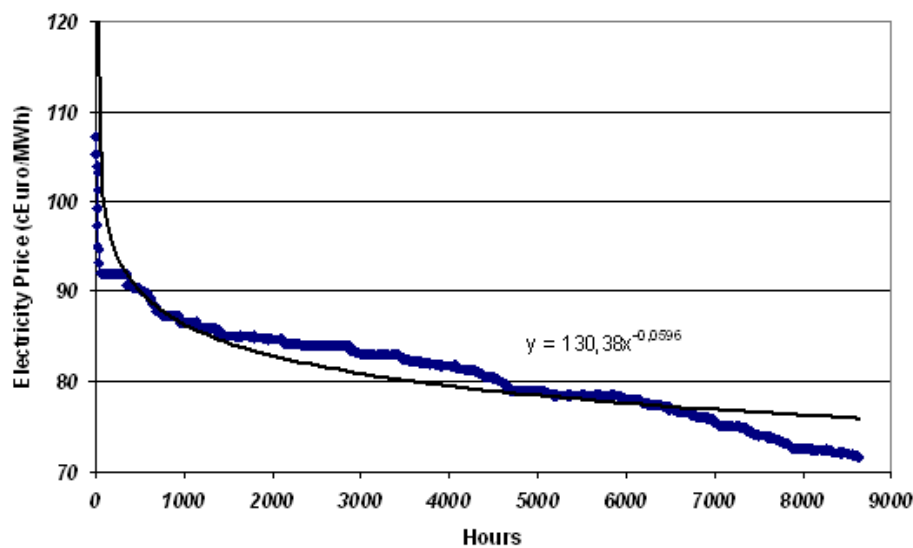
Από την παραπάνω εξίσωση, το χρηματικό όφελος εκφραζόμενο με όρους βέλτιστων ωρών λειτουργίας των μονάδων ΔΠ, θα δίνεται από την σχέση:

$$P_{AV} (\text{cEuro} / \text{kWh}) = \frac{100A\beta}{1-\beta} h_{opt.}^{1-\beta} \quad (3.6.\epsilon)$$

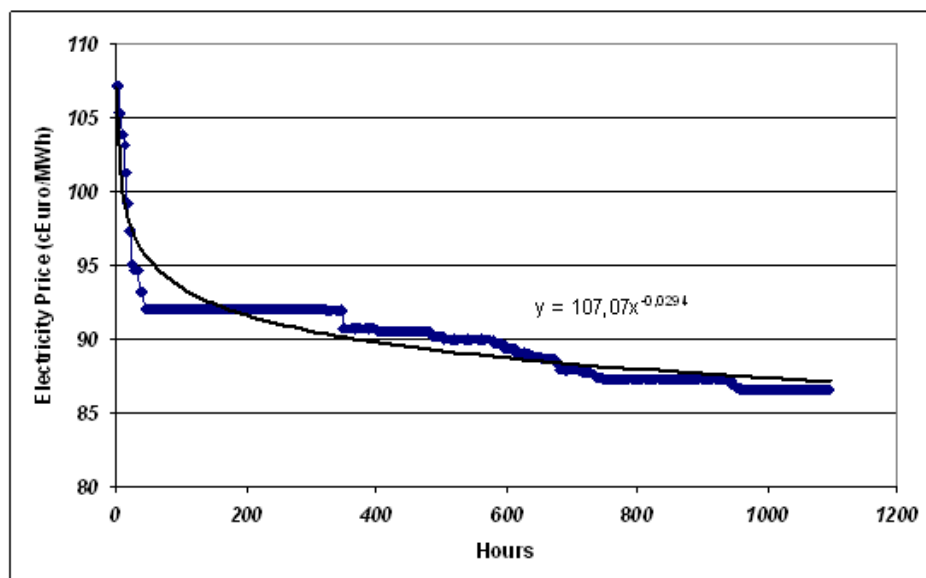
Τα παραπάνω μπορούν να εφαρμοστούν για την περίπτωση του Ελληνικού συστήματος. Τα σχήματα 3.6.α-γ που ακολουθούν έγιναν με χρήση των αντίστοιχων Οριακών Τιμών Συστήματος (ΟΤΣ) για την Ελλάδα (ΔΕΣΜΗΕ (2001-2009) – νυν ΛΑΗΓΕ, [7], [8]). Όπως διαπιστώνεται υπάρχει η δυνατότητα προσέγγισης της εν λόγω καμπύλης μέσω διαφορετικών σχέσεων ή τμηματικά, ανάλογα με την ακρίβεια που ζητείται.



Σχήμα 3.6.β. Καμπύλη Διάρκειας Οριακών Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ωρών Για Το Ελληνικό Σύστημα. Χρονική Διάρκεια 2001-2009.



Σχήμα 3.6.γ. Καμπύλη Διάρκειας Οριακών Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ωρών Για Το Ελληνικό Σύστημα. Χρονική Διάρκεια ενός Έτους.



Σχήμα 3.6.δ. Καμπύλη Διάρκειας Οριακών Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ωρών Για Το Ελληνικό Σύστημα. Χρονική Διάρκεια 1100 Ωρών.

3.7. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΙΣΧΥΟΣ ΛΟΓΩ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

3.7.1. Υπολογισμός Της Ευαισθησίας Των Απωλειών Ισχύος Μιας Ηλεκτρικής Γραμμής

Στη συνέχεια γίνεται υπολογισμός της ευαισθησίας των απωλειών ισχύος μιας γραμμής του δικτύου μεταξύ των ζυγών k και m , σχήμα 3.2.α. Συγκεκριμένα πρέπει να υπολογίσουμε τη συνάρτηση που εκφράζει την παράγωγο των απωλειών ισχύος στη γραμμή $k-m$ ως προς την ενεργό ισχύ φορτίου τυχαίου ζυγού i , [198], [199], [200], δηλαδή:

$$\frac{dP_{k-m}}{dP_{di}} \quad (3.7.α)$$

Αξίζει να παρατηρηθεί ότι σε αυτόν τον υπολογισμό θα λάβουμε υπόψη ότι οι τιμές των εγκαρσίων αγωγιμοτήτων δεν έχουν την ίδια τιμή, όπως συνήθως θεωρούμε σε μελέτες ΣΗΕ. Οι απώλειες της γραμμής $k-m$ μπορούν να εκφραστούν ως:

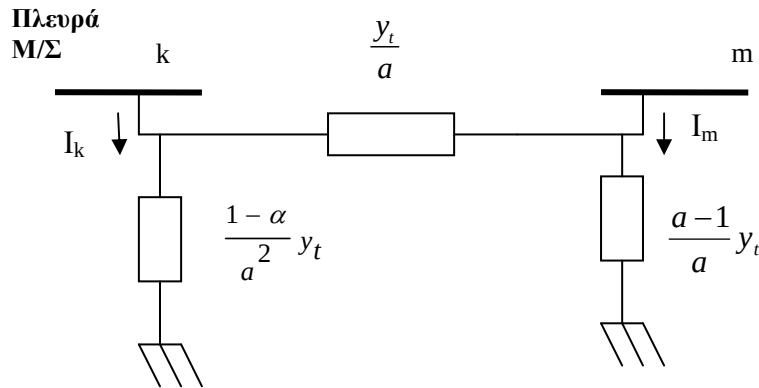
$$\begin{aligned} \operatorname{Re}(\tilde{S}_{k-m} + \tilde{S}_{m-k}) &= \tilde{I}_{k-m} \cdot (\tilde{V}_k - \tilde{V}_m) + \tilde{I}_{m-k} \cdot (\tilde{V}_m - \tilde{V}_k) \Rightarrow \\ P_{L,k-m} &= (V_k^2 + V_m^2)g_{km} + V_k^2 g_{skm} + V_m^2 g_{smk} - 2V_k \cdot V_m g_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) \end{aligned} \quad (3.7.\beta)$$

Στην περίπτωση που έχουμε ίδια τιμή εγκαρσίων αγωγιμοτήτων ($g_{skm} = g_{smk}$), τότε ο παραπάνω τύπος παίρνει τη μορφή:

$$P_{L,k-m} = (V_k^2 + V_m^2)(g_{km} + g_{skm}) - 2V_k V_m g_{km} \cos(d_k - d_m) \quad (3.7.\gamma)$$

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η σχέση για της απώλειες γραμμής με μετασχηματιστή αλλαγής λήψεων (ΣΑΤΥΦ), ισοδύναμης αγωγιμότητας εν σειρά ίσης με y_t . Το ισοδύναμο – Π μιας γραμμής τέτοιου είδους απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα 3.7.α, [154]. Συγκεκριμένα, παρατηρούμε ότι υπάρχουν οι ακόλουθες αντιστοιχίες:

$$y_{km} = \frac{y_t}{\alpha}, \quad y_{skm} = \frac{1-\alpha}{a^2} y_t, \quad y_{smk} = \frac{a-1}{a} y_t \quad (3.7.\delta)$$



Σχήμα 3.7.α. Ισοδύναμο Π Γραμμής Με Μετασχηματιστή.

Συνεπώς, οι απώλειες της γραμμής (με μετασχηματιστή) k-m δίνονται από την σχέση:

$$P_{L,k-m} = \left(\frac{V_k^2}{\alpha^2} + V_m^2 \right) g_t - 2V_k V_m \frac{g_t}{a} \cos(d_k - d_m) \quad (3.7.\epsilon)$$

Συγκρίνοντας τις σχέσεις 3.7.γ και 3.7.ε, συμπεραίνουμε ότι μπορεί να παραχθεί ένας γενικός τύπος απωλειών ισχύος είτε για μια γενική γραμμή ΣΗΕ είτε για γραμμή που περιλαμβάνει και μετασχηματιστή. Αυτός είναι ο εξής:

$$P_{L,k-m} = \left(\frac{V_k^2}{\alpha^2} + V_m^2 \right) \cdot (g_{km} + g_{skm}) - 2V_k V_m \frac{g_{km}}{a} \cos(d_k - d_m) \quad (3.7.\sigma\tau)$$

Για την περίπτωση απλής γραμμής με $\alpha=1$ αναγόμεστε στον τύπο 3.7.γ. Για την περίπτωση γραμμής με μετασχηματιστή, θα ισχύει η αντιστοιχία $g_{km} \rightarrow g_t$ καθώς επίσης $g_{skm} = 0$, οπότε αναγόμεστε στον τύπο 3.7.ε.

Εφαρμόζοντας τη σχέση 3.7.σ\tau για τις απώλειες ισχύος σε μια γραμμή ως προς τη μεταβολή του φορτίου σε ένα ζυγό του δικτύου θα έχουμε:

$$\frac{dP_{L,k-m}}{dP_{di}} = \frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial P_{di}} - \left[\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial x} \right]^T \cdot \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g}{\partial P_{di}} \quad (3.7.\zeta)$$

Ο παράγοντας P_{di} δεν εμφανίζεται στη σχέση 3.7.σ\tau, επομένως $\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial P_{di}} = 0$.

Για τα υπόλοιπα μεγέθη βρίσκουμε:

$$\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial \delta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial \delta_k} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial \delta_r} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial V_{n-m+1}} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (3.7.\eta)$$

$$\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial \delta_x} = 0, \quad x \neq k, m \quad (3.7.\theta)$$

$$\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial \delta_k} = 2V_k \cdot V_m \cdot \frac{g_{km}}{\alpha} \sin(\delta_k - \delta_m) \quad (3.7.\iota)$$

$$\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial \delta_m} = -2V_k \cdot V_m \cdot \frac{g_{km}}{\alpha} \sin(\delta_k - \delta_m) \quad (3.7.\kappa)$$

$$\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial V_k} = 2 \frac{V_k}{\alpha^2} (g_{km} + g_{skm}) - 2V_m \frac{g_{km}}{\alpha} \cos(\delta_k - \delta_m) \quad (3.7.\lambda)$$

$$\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial V_m} = 2V_m (g_{km} + g_{skm}) - 2V_k \frac{g_{km}}{\alpha} \cos(\delta_k - \delta_m) \quad (3.7.\mu)$$

$$\bullet \quad \frac{\partial g}{\partial \underline{x}}$$

Εξαρτάται μόνο από τα χαρακτηριστικά του δικτύου και το επίπεδο λειτουργίας του. Έτσι θα έχουμε:

$$\frac{\partial g}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_P}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_P}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial f_Q}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_Q}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix} \quad (3.7.v)$$

$$\blacksquare \quad \frac{\partial g}{\partial P_{di}}$$

Έστω ότι ο ζυγός ταλάντωσης βρίσκεται στη θέση num:

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i - 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν num} < i \quad (3.7.\xi)$$

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν num} > i \quad (3.7.\omicron)$$

Μπορούμε επομένως να υπολογίσουμε τα μεγέθη $\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial P_{di}}, \frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial x}, \frac{\partial g}{\partial x}, \frac{\partial g}{\partial P_{di}}$ και τελικά την ευαισθησία των απωλειών ισχύος της γραμμής k-m ως προς τη μεταβολή του φορτίου σε ένα ζυγό i.

3.7.2. Υπολογισμός Οικονομικού Οφέλους Από Τη Μείωση Των Απωλειών Ισχύος

Έχοντας υπολογίσει την ευαισθησία των απωλειών ισχύος μιας γραμμής ως προς μια μεταβολή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ένα ζυγό i μπορούμε να εκτιμήσουμε το όφελος που είναι δυνατό να αποκομίσουμε από την μείωση των απωλειών ισχύος. Έχουμε :

$$\gamma_i = \frac{dP_{L,k-m}}{dP_{di}} \Rightarrow dP_{L,k-m,i} = \gamma_i \cdot dP_{di} \quad (3.7.\pi)$$

Για ένα χρονικό διάστημα dh, όπου η οριακή τιμή συστήματος θα είναι λ, θα έχουμε διαφορά στις απώλειες $dP_{L,k-m,i}$, επομένως θα έχουμε τη δυνατότητα να εξοικονομήσουμε $dP_{L,k-m,i} \cdot \lambda \cdot dh \text{ €}$ από μια αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον ζυγό i. Χρησιμοποιώντας την τελευταία έκφραση σε συνδυασμό με τη σχέση (3.7.π) και ολοκληρώνοντας για όλες τις ώρες που θα έχουμε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, μπορούμε να βρούμε το συνολικό όφελος από κάθε ζυγό i:

$$S_{AVLi} = \gamma_i \cdot P_{DGi} \int_0^{hopt} \lambda(h) dh \text{ €} \quad (3.7.\rho)$$

Διαιρώντας την παραπάνω σχέση με P_{DGi} και με το 1000, αν θεωρήσουμε ότι η ΟΤΣ είναι εκφρασμένη σε €/MWh, μπορούμε να βρούμε το όφελος σε €/kW, ενώ αν διαιρέσουμε επιπλέον με τις ώρες για τις οποίες έχουμε λειτουργία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής μπορούμε να βρούμε το όφελος για κάθε kWh:

$$S_{AVLi} = \frac{\gamma_i}{1000 \cdot h_{opt}} \int_0^{hopt} \lambda(h) dh \text{ (€/kWh)} \quad (3.7.\sigma)$$

3.8. ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΥ ΟΦΕΛΟΥΣ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΛΟΓΩ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Η καμπύλη τιμών ηλεκτρικής ενέργειας-ζήτησης ισχύος αποτυπώνει το πώς μεταβάλλεται η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με την αύξηση της ζήτησης φορτίου. Γενικά, καθώς αυξάνει η ζήτηση του φορτίου θα έχουμε και αύξηση της τιμής, κάτι που είναι λογικό. Προσεγγίζοντας την καμπύλη με μια αναλυτική συνάρτηση, είναι εφικτός ο υπολογισμός της μείωση τιμής λ της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσία διεσπαρμένης παραγωγής που θα εκφραστεί ως μείωση της ζήτησης d. Θεωρώντας πως η καμπύλη μπορεί να προσεγγιστεί από μια εκθετική συνάρτηση, μια συνάρτηση δηλαδή της μορφής, [198]:

$$\lambda(d) = C \cdot e^{\sigma d} \quad (3.8.a)$$

όπου λ η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, d η ζήτηση φορτίου, C , σ σταθερές της συνάρτησης τότε μια μεταβολή στη ζήτηση του ηλεκτρικού ρεύματος θα έχει ως συνέπεια μια αντίστοιχη μείωση στην τιμή και η μεταβολή αυτή θα πραγματοποιηθεί με ρυθμό:

$$\frac{\partial \lambda}{\partial d} = C \cdot \sigma \cdot e^{\sigma d} \quad (3.8.β)$$

Η μεταβολή επομένως της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας για μικρές αποκλίσεις της ζήτησης ισχύος γύρω από το επίπεδο στο οποίο έχει υπολογιστεί η σχέση 3.8.β θα μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση:

$$\Delta \lambda \approx C \cdot \sigma \cdot e^{\sigma d} \cdot \Delta d \quad (3.8.γ)$$

Θεωρώντας τη παραγωγή ισχύος από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής ως μια ισοδύναμη μείωση της ζήτησης ισχύος, η μείωση στην τιμή ηλεκτρικής ενέργειας εξαιτίας της παρουσίας διεσπαρμένης παραγωγής μια δεδομένη ώρα του χρόνου j θα μπορεί να εκφραστεί ως:

$$\Delta \lambda_j \approx C \cdot \sigma \cdot e^{\sigma d} \cdot P_{DG} \quad \text{€/MWh} \quad (3.8.δ)$$

Είναι φανερό πως η παραπάνω σχέση θα ισχύει για μικρές μόνο διεισδύσεις διεσπαρμένης παραγωγής, αφού δεν είναι γραμμική. Το μεγαλύτερο ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που αγοράζεται πραγματοποιείται μέσω συμβολαίων με προκαθορισμένες τιμές πώλησης. Είναι σαφές ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που πωλείται με αυτό τον τρόπο θα μείνει ανεπηρέαστη. Η τιμή που είναι δυνατό να επηρεαστεί από τη διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής, αν βέβαια έχουμε αρκετά σημαντική διείσδυση ικανή να επηρεάσει τις τιμές, είναι αυτή που σχετίζεται με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από την δευτερογενή αγορά όπου οι αγοραπωλησίες ηλεκτρικής ενέργειας γίνονται άμεσα στον τρέχοντα χρόνο. Αυτή η ζήτηση αποτελεί ένα μικρό ποσοστό μόνο της συνολικής ζήτησης ισχύος. Θα συμβολίσουμε το ποσοστό αυτό της ζήτησης με ρ . Επομένως για μια ώρα του χρόνου j , όπου θα έχουμε αγοραπωλησίες στην εν λόγω αγορά ισχύος $\rho \cdot d_j$ το όφελος θα είναι:

$$S_{PRj} = C \cdot \sigma \cdot e^{\sigma d} \cdot P_{DG} \cdot \rho \cdot d_j \quad (3.8.ε)$$

Για όλες τις ώρες του χρόνου για τις οποίες θα έχουμε λειτουργία μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα έχουμε ένα συνολικό όφελος:

$$S_{PR} = \sum_j C \cdot \sigma \cdot e^{\sigma d_j} \cdot P_{DG} \cdot \rho \cdot d_j \Rightarrow S_{PR} = C \cdot \sigma \cdot \rho \cdot \sum_j e^{\sigma d_j} \cdot P_{DG} \cdot d_j \quad (3.8.στ)$$

3.9. ΒΕΛΤΙΩΣΗ ΤΟΥ ΕΠΙΠΕΔΟΥ ΤΑΣΗΣ ΛΟΓΩ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Είναι συνηθισμένο σε ορισμένα σημεία του δικτύου να έχουμε τιμή τάσης αρκετά χαμηλότερη από την ονομαστική. Αυτή η πτώση τάσης μπορεί να προκαλέσει πολλά προβλήματα στους καταναλωτές, από κακή λειτουργία των ηλεκτρικών συσκευών μέχρι και κίνδυνο καταστροφής τους ή επικίνδυνα φαινόμενα για τους χρήστες. Για το λόγο αυτό είναι πολύ σημαντικό να διατηρείται η τάση σε ένα επίπεδο κοντά στο ονομαστικό σημείο λειτουργίας. Η τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα έχει ως συνέπεια την ανύψωση της τάσης γύρω από την περιοχή λειτουργίας τους με θετικά, σε αυτή την περίπτωση, αποτελέσματα για το δίκτυο. Με τον τρόπο αυτό θα πλησιάσουν οι τάσεις στους ζυγούς πιο πολύ προς την ονομαστική τιμή.

Για τον υπολογισμό της μεταβολής της τάσης από την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα πρέπει να υπολογίσουμε την ευαισθησία της τάσης ως προς τη μεταβολή της ισχύος στους ζυγούς που μας ενδιαφέρουν, τους ζυγούς δηλαδή που θα έχουμε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στο υπό εξέταση δίκτυο. Η ευαισθησία αυτή περιγράφεται από την παρακάτω σχέση:

$$\gamma_i = \frac{\partial V_k}{\partial P_{DGi}} \quad (3.9.a)$$

3.9.1. Υπολογισμός Της Ευαισθησίας Της Τάσης Ως Προς Τη Μεταβολή Της Ισχύος Σε Ζυγό Του Δικτύου

Στη συνέχεια γίνεται υπολογισμός της ευαισθησίας της τάσης του ζυγού k ως προς μια μεταβολή της ισχύος σε ένα ζυγό i του δικτύου. Η ευαισθησία γ της τάσης μπορεί να γραφεί ως:

$$\frac{d\tilde{V}_k}{dP_{di}} \quad (3.9.\beta)$$

Εφαρμόζοντας τη γνωστή διαδικασία για την τάση του ζυγού k ως προς τη μεταβολή της ισχύος σε ένα ζυγό του δικτύου βρίσκουμε:

$$\frac{d\tilde{V}_k}{dP_{di}} = \frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial P_{di}} - \left[\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial x} \right]^T \cdot \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g}{\partial P_{di}} \quad (3.9.\gamma.)$$

Υπολογίζουμε τα επιμέρους στοιχεία που αποτελούν την εξίσωση της ευαισθησίας:

- $\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial P_{di}}$

Ο παράγοντας P_{di} δεν εμφανίζεται, επομένως $\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial P_{di}} = 0$.

- $\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial x}$

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \tilde{P}_k}{\partial \delta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial \delta_k} \\ \vdots \\ \frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial V_{n-m+1}} \\ \vdots \\ \frac{\partial V_k}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (3.9.\delta)$$

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial \delta_x} = 0, \quad x \neq k \quad (3.9.\epsilon)$$

Για $x = k$ θα έχουμε:

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial \delta_k} = -V_k \cdot \sin \delta_k \quad (3.9.\sigma\tau)$$

Για την παράγωγο ως προς την τάση θα έχουμε:

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial V_x} = 0, \quad x \neq k \quad (3.9.\zeta)$$

Για $x = k$ θα έχουμε:

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial V_k} = \cos \delta_k + j \sin \delta_k \quad (3.9.\eta)$$

- $\frac{\partial g}{\partial x}$

Εξαρτάται μόνο από τα χαρακτηριστικά του δικτύου και το επίπεδο λειτουργίας του. Έτσι θα έχουμε:

$$\frac{\partial g}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_p}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_p}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial f_q}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_q}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix} \quad (3.9.\theta)$$

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}}$$

Έστω ότι ο ζυγός ταλάντωσης βρίσκεται στη θέση num:

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i - 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν num} < i \quad (3.9.\iota)$$

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν num} > i \quad (3.9.\kappa)$$

Μπορούμε επομένως να υπολογίσουμε τα μεγέθη $\frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial P_{di}}, \frac{\partial P_{L,k-m}}{\partial x}, \frac{\partial g}{\partial \underline{x}}, \frac{\partial g}{\partial P_{di}}$ και τελικά την

ευαισθησία της τάσης του ζυγού k ως προς τη μεταβολή του φορτίου σε ένα ζυγό i.

Για μια δεδομένη φόρτιση του δικτύου, για ένα συγκεκριμένο επίπεδο λειτουργίας δηλαδή, θα πρέπει να υπολογίσουμε τους συντελεστές ευαισθησίας της τάσης ως προς κάθε ζυγό στον οποίο έχουμε διεσπαρμένη παραγωγή. Ήδη, από το πρόσημο των συντελεστών ευαισθησίας θα είμαστε σε θέση να γνωρίζουμε αν η παρουσία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής επιδρά με αυξητικό τρόπο ή όχι στις τάσεις των ζυγών του δικτύου. Για το μέγεθος της μεταβολής θα έχουμε:

$$\gamma_{ki} = \frac{d\tilde{V}_{ki}}{dP_{di}} \Rightarrow d\tilde{V}_{ki} = \gamma_{ki} \cdot dP_{di} \Rightarrow \tilde{V}_{ki}' = \gamma_{ki} \cdot (-\Delta P_{DG}) + \tilde{V}_{ki} \quad (3.9.\lambda)$$

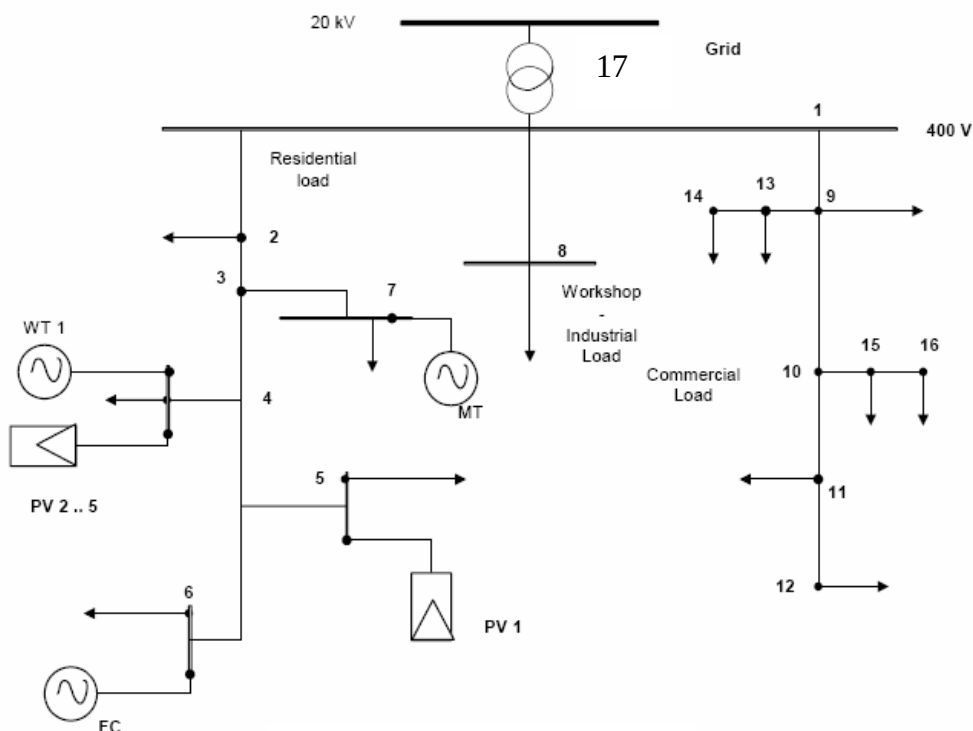
Συνδυάζοντας τις μεταβολές που θα προκληθούν από όλες τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής θα έχουμε για τη συνολική μεταβολή στην τάση ενός ζυγού k από αυτές τις μονάδες:

$$\tilde{V}_k' = \sum_i (\gamma_{ki} \cdot (-\Delta P_{DG})) + \tilde{V}_{ki} \quad (3.9.\mu)$$

1^Η ΕΦΑΡΜΟΓΗ – ΣΥΜΒΟΛΗ

3.10. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΕ ΤΥΠΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ

Στη συνέχεια αποτιμάται οικονομικά η λειτουργία μονάδων ΔΠ σε τυπικό δίκτυο χαμηλής τάσης. Τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για τη ζήτηση φορτίου και την παραγωγή των Μικροπηγών παρουσιάζονται αναλυτικά στις αναφορές [35], [201], [202] και στο Παράρτημα Γ (Πίνακες Π.3.α-ε). Το δίκτυο δίνεται στο σχήμα 3.10.α, [203]. Μια πλήρη παρουσίαση των φορτίων ζήτησης και των μονάδων ΔΠ δίνεται στην πρώτη εφαρμογή του επόμενου κεφαλαίου.



Σχήμα 3.10.α. Τυπικό Δίκτυο Χαμηλής Τάσης.

Αρχικά, η ανάλυση έγινε ως προς το ρεύμα που διαρρέει το ζυγό 17. Υπολογίσαμε δηλαδή το κέρδος που αποκομίζουμε από την αναβολή της αντικατάστασης του μετασχηματιστή που βρίσκεται στο ζυγό αυτό. Η εκτίμηση του κόστους αντικατάστασης του μετασχηματιστή έγινε με βάση τα ευρήματα της έρευνας του Shirley *et al.*, [204] και εμπειρικά δεδομένα. Έτσι, το κόστος αγοράς και εγκατάστασης ενός μετασχηματιστή 400kVA υπολογίστηκε πως θα είναι περίπου 15000€, [5], [6]. Αρχικά, θεωρήθηκε πως οι μονάδες παραγωγής λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος (στη συνέχεια θα εξεταστεί και η επίδραση του συντελεστή ισχύος των μονάδων ΔΠ στα εξεταζόμενα μεγέθη). Για την απλοποίηση της ανάλυσης, αγνοήθηκε η επίδραση των ρυθμιστών τάσης.

Για την πληρέστερη ανάλυση της επίδρασης ΔΠ, τοποθετήθηκαν μονάδες ΔΠ διαφορετικής εγκατεστημένης ισχύος σε διαφορετικούς ζυγούς του δικτύου χαμηλής τάσης (π.χ. μονάδες ΔΠ των 10kW, 20kW, 30kW, 50kW, 80kW στους ζυγούς 4, 6 και 12 του δικτύου, αντιστοίχως). Κατόπιν, εξετάστηκε και η ταυτόχρονη διείσδυση μονάδων ΔΠ, σε δύο, τρεις και τέσσερις ζυγούς του δικτύου.

Για τη μελέτη του ηλεκτρικού δικτύου, δημιουργήθηκαν σενάρια τα οποία προκύπτουν ως συνδυασμός διαφόρων υποθετικών τιμών για τη μηνιαία αύξηση φορτίου, σ καθώς και για το επιτόκιο αναγωγής, ρ . Συγκεκριμένα, οι τιμές της μηνιαίας αύξησης φορτίου με βάση τις οποίες έγινε η εφαρμογή είναι 0,1kW/μήνα, 0,3kW/μήνα, 0,5kW/μήνα, 0,7kW/μήνα και 1kW/μήνα για κάθε ζυγό, και του επιτοκίου αναγωγής είναι 3%/έτος, 5%/έτος και 7%/έτος. Επιπλέον, έγινε η υπόθεση ότι το φορτίο σε κάθε ζυγό αυξάνει με τον ίδιο ρυθμό, παρά το γεγονός ότι σε διαφορετικούς ζυγούς θα μπορούσε να αυξάνεται με διαφορετικούς.

Βάσει των ανωτέρω υποθέσεων μελετήθηκαν και ποσοτικοποιήθηκαν τα οικονομικά πλεονεκτήματα που απορρέουν από τη διείσδυση μονάδων ΔΠ.

3.10.1. Χρόνος Και Κέρδος Αναβολής Επένδυσης Για Τον Μετασχηματιστή Της Γραμμής 17-1

Ο υπολογισμός των συντελεστών ευαισθησίας πραγματοποιείται μια φορά για την περίπτωση που δεν έχουμε ΔΠ. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, [196] οι συντελεστές ευαισθησίας παραμένουν σχεδόν αμετάβλητοι για μικρές διεισδύσεις μονάδων ΔΠ. Βέβαια, απ' αυτού ακολουθεί εκτεταμένη ανάλυση όπου αποδεικνύεται ότι για μεγάλες διεισδύσεις μονάδων ΔΠ θα πρέπει να είμαστε ιδιαίτερα προσεκτικοί λόγω των σημαντικών αποκλίσεων που μπορεί να υπάρξουν.

Ενδεικτικά, ακολουθεί ο υπολογισμός της συνολικής ευαισθησίας ρεύματος από τη μεταβολή του φορτίου σε όλους τους ζυγούς, για τη γραμμή 17-1, με ενδεικτικό συντελεστή ισχύος στο φορτίο 0,95, επαγωγικό. Τα αποτελέσματα δείχνονται στον πίνακα 3.10.α

Πίνακας 3.10.α.

Υπολογισμός Των Συντελεστών Ευαισθησίας Ρεύματος Για Τη Γραμμή 17-1.

Υπολογισμός των $\gamma_{i,17}$ για Μεταβολή του Φορτίου στο Ζυγό i (Τιμές σε pu)		
Ζυγός (i)	$\gamma_{i,17}$ (pu)	$\Sigma \gamma_{i,17}$ (pu)
1	0,970800	16,05703
2	0,971101	
3	1,000715	
4	1,012312	
5	1,017206	
6	1,021500	
7	1,032564	
8	1,006176	
9	0,985565	
10	1,000917	
11	1,014361	
12	1,020688	
13	0,991853	
14	0,994695	
15	1,007302	
16	1,009277	

Στον επόμενο πίνακα 3.10.β δίνονται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα των υπολογισμών για το χρόνο αναβολής της επένδυσης του μετασχηματιστή Μέσης-Χαμηλής Τάσης 400kVA, το κέρδος από την αναβολή αυτή, το συνολικό κέρδος από την αντικατάσταση 5000 τέτοιων μετασχηματιστών (αν θεωρήσουμε παρόμοιες περιπτώσεις για την Ελλάδα), για όλα τα πιθανά σενάρια διείσδυσης στο ζυγό 4 με εγκατεστημένη ισχύ 30kW και μοναδιαίο συντελεστή ισχύος για τις μονάδες ΔΠ. Παράλληλα παρουσιάζονται η έγχυση ρεύματος από το δίκτυο, και η μείωση στην έγχυση του ρεύματος από την τοποθέτηση των μονάδων ΔΠ.

3.10.1.1. Επίδραση Της Εγκατεστημένης Ισχύος Των Μονάδων ΔΠ

Όπως αναφέρθηκε στη θεωρητική εισαγωγή η εγκατάσταση μονάδων ΔΠ αποφέρει πολλαπλά οφέλη. Ένα από αυτά είναι η μείωση του ρεύματος στις γραμμές, που συνεπάγεται μετατόπιση της χρονικής στιγμής κατά την οποία θα είναι απαραίτητη η αντικατάσταση των στοιχείων του δικτύου (αλλαγή μετασχηματιστών, ενίσχυση ή αλλαγή γραμμών κ.τ.λ.). Για την εύρεση της επίδρασης των μονάδων ΔΠ πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις για διαφορετικά επίπεδα ισχύος μονάδων ΔΠ. Ειδικότερα της τάξης των 0kW, 10kW, 20kW, 30kW, 50kW και 80kW. Θεωρήθηκε πως οι μονάδες παραγωγής, που τοποθετήθηκαν στον ζυγό 4, λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος ενώ τα φορτία με συντελεστή ισχύος 0,95 επαγωγικό. Ο

μηνιαίος ρυθμός αύξησης του φορτίου θεωρήθηκε ίσος με ίσος με 0,3kW για όλους τους ζυγούς και το επιτόκιο αναγωγής ίσο με 5% ανά έτος. Και πάλι μελετάται η γραμμή 17-1.

Πίνακας 3.10.β.

Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής Και Κέρδους Από Την Επένδυση Για Διάφορες Τιμές Των σ Και ρ (Διείσδυση 30kW Μονάδων ΔΠ Στο Ζυγό 4.

Σενάρια	σ (kW/μήνα)	ρ (%)	Έγχυση από το Δίκτυο – Ρεύμα (pu)	Διαφορά Ρευμάτων (pu) I _{γωγίς DG} – I _{DG}	Χρόνος Αναβολής, τ (Μήνες)	Κέρδος, B (€)	Συνολικό Κέρδος από την Αντικατάσταση 5000 Μ/Σ 400 kVA (€)
Χωρίς DG	-	-	2,498695	-	-	-	-
Με DG	0,1	3	2,200108	0,298587	18,59539	681,3667	3406834,0
	0,3				6,198465	230,6507	1153254,0
	0,5				3,719079	138,8191	694095,50
	0,7				2,656485	99,28812	496440,60
	1,0				1,859539	69,57089	347854,40
	0,1	5			18,59539	1118,328	5591641,0
	0,3				6,198465	382,4441	1912221,0
	0,5				3,719079	230,6507	1153254,0
	0,7				2,656485	165,1148	825574,10
	1,0				1,859539	115,7721	578860,60
	0,1	7			18,59539	1541,955	7709775,0
	0,3				6,198465	532,6774	2663387,0
	0,5				3,719079	321,9149	1609574,0
	0,7				2,656485	230,6507	1153254,0
	1,0				1,859539	161,8304	809152,00

3.10.1.2. Ευαισθησία Συντελεστών Ρεύματος Ως Προς Τη ΔΠ

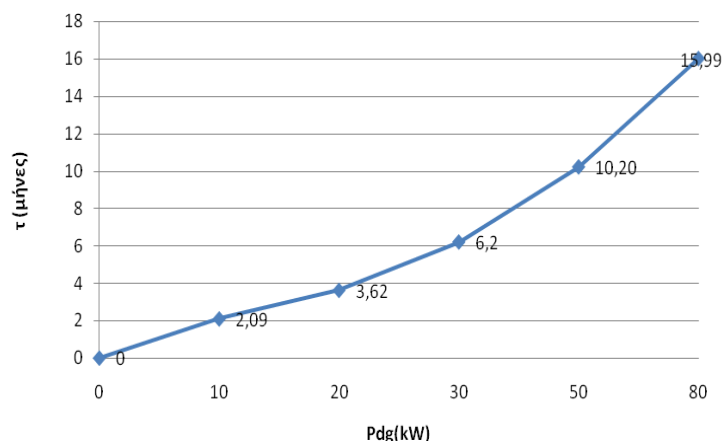
Επειδή από τη εγκατάσταση μονάδων ΔΠ αναμένεται ελάττωση της τιμής του ρεύματος που διαρρέει μία γραμμή, περιμένουμε και μείωση της αντίστοιχης ευαισθησίας. Η μελέτη έδειξε ότι μέχρι τα 10kW η μεταβολή είναι απειροελάχιστη, ενώ στα 80kW το άθροισμα των συντελεστών ευαισθησίας ρεύματος μειώνεται κατά 7,28% σε σχέση με την τιμή του πριν την τοποθέτηση μονάδων ΔΠ.

3.10.1.3. Χρόνος Αναβολής Επένδυσης Και Αύξηση Εγκατεστημένης Ισχύος Μονάδων ΔΠ

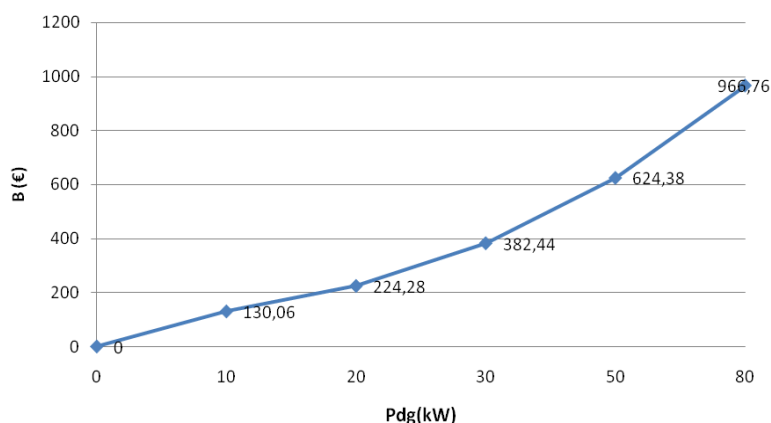
Ο χρόνος αναβολής της επένδυσης αναμένεται να παρουσιάσει αύξηση. Παρακάτω, στο σχήμα 3.10.β, δείχνεται η σχέση του χρόνου αναβολής της επένδυσης για τον μετασχηματιστή της γραμμής 17-1 με το επίπεδο διείσδυσης της ΔΠ. Σύμφωνα με αυτό το διάγραμμα, επιβεβαιώνεται το γεγονός πως ο χρόνος αναβολής της επένδυσης αυξάνεται καθώς αυξάνεται η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΔΠ. Αξιοσημείωτο είναι ότι στα 80kW, ο χρόνος αναβολής είναι σχεδόν πενταπλάσιος από τον αντίστοιχο στα 20kW.

3.10.1.4. Οικονομικό Όφελος Από Την Αναβολή Επένδυσης

Το οικονομικό όφελος που προκύπτει, όπως αναμενόταν, ακολουθεί την καμπύλη του χρόνου αναβολής, δηλαδή όσο μεγαλύτερος ο χρόνος αναβολής τόσο μεγαλύτερο είναι και το κέρδος, εφόσον για συγκεκριμένο επιτόκιο αναγωγής εξαρτάται μόνο από αυτό το μέγεθος, σχήμα 3.10.γ.



Σχήμα 3.10.β. Χρόνος Αναβολής Επένδυσης – Διείσδυση ΔΠ Στο Ζυγό 4.



Σχήμα 3.10.γ. Κέρδος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης - Διείσδυση ΔΠ Στο Ζυγό 4.

3.10.1.5. Εξάρτηση Από Το Συντελεστή Ισχύος Των Μονάδων ΔΠ

Οι μονάδες ΔΠ είναι πολύ πιθανό να μη λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος, και μάλιστα οι διαχειριστές του δικτύου προτιμούν, τις περισσότερες φορές, λειτουργία με χωρητικό συντελεστή ισχύος, λόγω της τοπικής ζήτησης άεργου ισχύος. Ο λόγος είναι ότι τα φορτία του δικτύου διανομής, ως επί το πλείστον δεν είναι ωμικά, αλλά επαγωγικά και η ζήτηση άεργου ισχύος όταν καλύπτεται από την παραγόμενη άεργο ισχύ της μονάδας ΔΠ δρα ευεργετικά στη λειτουργία του δικτύου. Όλα τα μεγέθη που αναφέρθηκαν παραπάνω μπορούν να επηρεαστούν επίσης από το συντελεστή ισχύος υπό τον οποίο λειτουργούν οι μονάδες ΔΠ. Μελετήθηκαν πέντε καταστάσεις λειτουργίας των μονάδων παραγωγής (σύμφωνα με τη σύμβαση γεννητριών, αυτή συμπεριφέρεται χωρητικά όταν παράγει ενεργό και άεργο ισχύ εν αντιθέσει με τη σύμβαση καταναλωτή που συμπεριφέρεται επαγωγικά όταν απορροφά ενεργό και άεργο ισχύ):

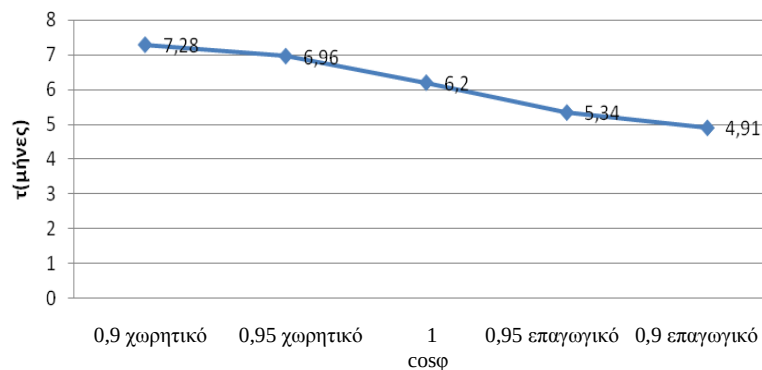
- Συντελεστής ισχύος 0,9 επαγωγικός,
- Συντελεστής ισχύος 0,95 επαγωγικός,
- Μοναδιαίος συντελεστής ισχύος, 1,
- Συντελεστής ισχύος 0,95 χωρητικός,
- Συντελεστής ισχύος 0,9 χωρητικός.

Τα αποτελέσματα που ακολουθούν αφορούν εγκατάσταση 30kW διεσπαρμένης παραγωγής στον ζυγό 4. Θεωρήθηκε πως τα φορτία λειτουργούν με συντελεστή ισχύος 0,95 επαγωγικό. Ο μηνιαίος ρυθμός αύξησης του φορτίου είναι ίσος με 0,3kW και το επιτόκιο αναγωγής ίσο με 5% ανά έτος. Τα συμπεράσματα που εξήχθησαν από τη μελέτη συνοψίζονται ως ακολούθως:

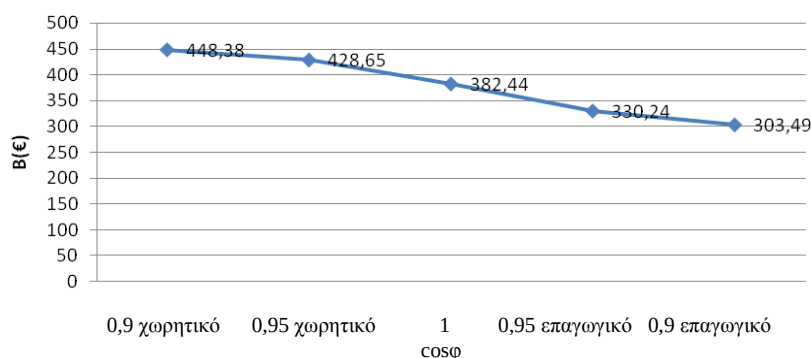
- Η μεταβολή του συντελεστή ευαισθησίας ρεύματος είναι πολύ μικρή για τις διάφορες περιπτώσεις. Εξ' ορισμού, η 'ευαισθησία' εξαρτάται, για σταθερή μεταβολή της ΔΠ, από την εκάστοτε μεταβολή του ρεύματος.

- Η επίδραση του συντελεστή ισχύος στο χρόνο αναβολής της επένδυσης για διείσδυση ΔΠ 30kW στο ζυγό 4, φαίνεται στο σχήμα 3.10.δ.
- Η επίδραση του συντελεστή ισχύος στο κέρδος που προκύπτει από την αναβολή της επένδυσης για διείσδυση ΔΠ 30kW στο ζυγό 4, φαίνεται στο σχήμα 3.10.ε.

Η μέγιστη τιμή που λαμβάνει το κέρδος είναι για συντελεστή ισχύος της παραγωγής 0,9 χωρητικό, ενώ η ελάχιστη για 0,9 επαγωγικό. Η απόκλιση από την τιμή του κέρδους για μοναδιαίο συντελεστή ισχύος είναι για την πρώτη περίπτωση ίση με 17%, ενώ για τη δεύτερη ίση με 21%. Το σύνολο των αποτελεσμάτων, αποδεικνύει ότι, η λειτουργία των μονάδων παραγωγής με χωρητικό συντελεστή ισχύος έχει μεγαλύτερα οφέλη από τη λειτουργία με μοναδιαίο ή επαγωγικό συντελεστή ισχύος.



Σχήμα 3.10.δ. Χρόνος Αναβολής Της Επένδυσης – $\cos\phi$ Των Μονάδων ΔΠ Στο Ζυγό 4.



Σχήμα 3.10.ε. Κέρδος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης - $\cos\phi$ Των Μονάδων ΔΠ Στο Ζυγό 4.

3.10.1.6. Εξάρτηση Από Το Ρυθμό Αύξησης Φορτίου Και Το Επιτόκιο Αναγωγής

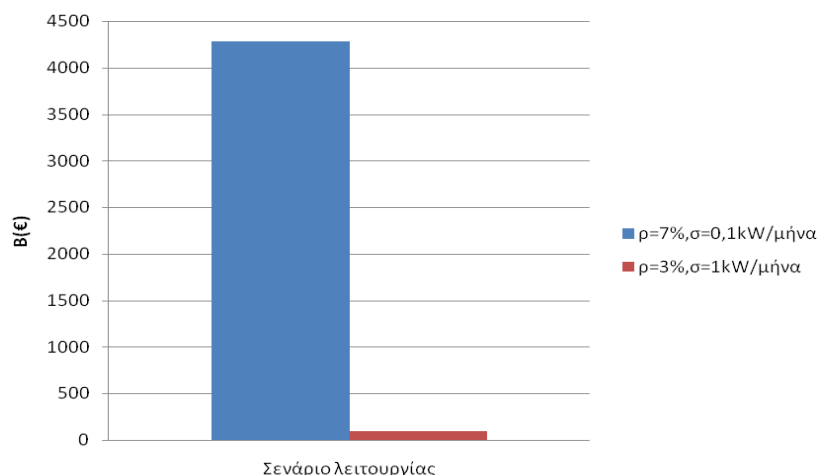
Η μελέτη πραγματοποιήθηκε για εγκατεστημένη ισχύ μονάδων ΔΠ ίσης με 30kW στο ζυγό 4. Θεωρήθηκε πως τα φορτία λειτουργούν με συντελεστή ισχύος 0,95 επαγωγικό και οι μονάδες ΔΠ υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος.

Σύμφωνα με τη θεωρητική προσέγγιση, ο χρόνος αναβολής της επένδυσης άρα και το κέρδος επηρεάζεται αρνητικά από το ρυθμό αύξησης του φορτίου (*ceteris paribus*). Μεγάλη τιμή του ρυθμού αύξησης του φορτίου θα έχει σαν αποτέλεσμα την γρήγορη επιστροφή του ρεύματος στην τιμή που είχε πριν την τοποθέτηση των μονάδων ΔΠ και κατά συνέπεια μικρότερο χρόνο αναβολής της επένδυσης άρα και το κέρδος αναλόγως.

Στη συνέχεια, για σταθερό ρυθμό αύξησης του φορτίου ίσο με 300W/μήνα, μελετήθηκε το πώς επηρεάζεται το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης για έναν μετασχηματιστή, για τις διάφορες τιμές επιτοκίου αναγωγής που έχουμε υποθέσει (3%, 5% και 7%). Όσο μεγαλύτερο είναι το επιτόκιο αναγωγής τόσο μεγαλύτερο θα είναι το όφελος, αφού η διαφορά στην αξία της χρηματικής μονάδας τώρα και στο μέλλον θα είναι μεγαλύτερη με αποτέλεσμα να αυξάνει και το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης. Είναι σημαντικό να τονίσουμε πως το επιτόκιο αναγωγής επηρεάζει μόνο τα μεγέθη τα οποία εκφράζονται σε χρηματικές μονάδες, όπως είναι το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης, εν αντιθέσει με το χρόνο αναβολής, που μένει σταθερός για τα διάφορα ρ και εξαρτάται από το ρυθμό αύξησης του φορτίου.

3.10.1.7. Ευνοϊκότερο Και Δυσμενέστερο Σενάριο Λειτουργίας Για Το Εξεταζόμενο Δίκτυο ΧΤ

Από τα παραπάνω γίνεται φανερό πως το ευνοϊκότερο σενάριο θα ήταν με μικρό ρυθμό αύξησης του φορτίου και μεγάλο επιτόκιο αναγωγής, ενώ μεγάλος ρυθμός αύξησης φορτίου και μικρό επιτόκιο αναγωγής θα έχει τα αντίθετα αποτελέσματα. Σε όλες τις περιπτώσεις διείσδυσης που εξετάστηκαν, το μεγαλύτερο κέρδος από την αναβολή της επένδυσης για την αντικατάσταση του μετασχηματιστή των 400kVA, προέκυψε για $\rho=7\%$ ανά έτος, $\sigma=100\text{W}/\mu\text{ήνα}$ και συντελεστή ισχύος των μονάδων παραγωγής ίσο με 0,9 επαγωγικό. Αντίστοιχα, το μικρότερο κέρδος από την αναβολή της επένδυσης, προέκυψε για $\rho=3\%$ ανά έτος, $\sigma=1000\text{W}/\mu\text{ήνα}$ και συντελεστή ισχύος των μονάδων παραγωγής ίσο με 0,9 χωρητικό. Η διαφορά μεταξύ των δύο αυτών ακραίων περιπτώσεων και η επίδραση τους στο κέρδος από την αναβολή της επένδυσης φαίνεται εποπτικά στο σχήμα που ακολουθεί, σχήμα 3.10.στ. Προφανώς οι τιμές που χρησιμοποιήθηκαν είναι όσο το δυνατόν ρεαλιστικές για να μην παραβιάζονται τεχνικά όρια.



Σχήμα 3.10.στ. Κέρδος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης Για Το Ευνοϊκότερο Και Το Δυσμενέστερο Σενάριο Λειτουργίας Του Εξεταζόμενου Δικτύου ΧΤ.

3.10.1.8. Ταυτόχρονη Διείσδυση Μονάδων ΔΠ Σε Περισσότερους Από Ένα Ζυγούς

Μέχρι τώρα, υποθέσαμε, διείσδυση μονάδων ΔΠ σε ένα μόνο ζυγό του δικτύου. Στη συνέχεια, εξετάζουμε τα ίδια μεγέθη για ταυτόχρονη διείσδυση σε παραπάνω από ένα ζυγούς. Εκτός από τις προαναφερθείσες περιπτώσεις λειτουργίας, η μελέτη επεκτάθηκε στα παρακάτω σενάρια:

- Ταυτόχρονη τοποθέτηση 20kW στο ζυγό 4 και 30kW στο ζυγό 5,
- Ταυτόχρονη τοποθέτηση 20kW στους ζυγούς 4, 6 και 12,
- Ταυτόχρονη τοποθέτηση 30kW στον ζυγό 4, 20kW στον ζυγό 8, 10kW στον ζυγό 9 και 20kW στον ζυγό 12.

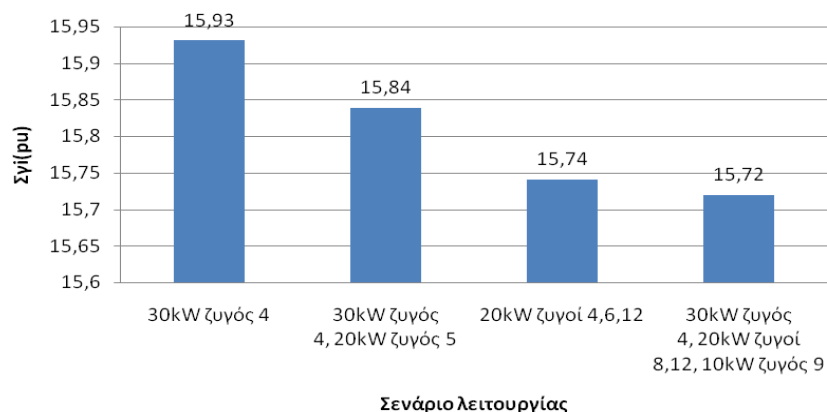
Το σχήμα 3.10.ζ θα μας βοηθήσει να κατανοήσουμε το πώς η ταυτόχρονη διείσδυση μονάδων ΔΠ σε διαφορετικούς ζυγούς του συστήματος επιδρά στο άθροισμα των συντελεστών ευαισθησίας του ρεύματος της γραμμής 17-1.

Όπως αναμέναμε, η τιμή του αθροίσματος των συντελεστών ευαισθησίας μειώνεται όσο αυξάνεται το συνολικό επίπεδο διείσδυσης των μονάδων ΔΠ. Η μείωση αυτή όμως είναι πολύ μικρή, γεγονός που επαληθεύει την αρχική μας υπόθεση, ότι μπορεί να θεωρηθεί σταθερός.

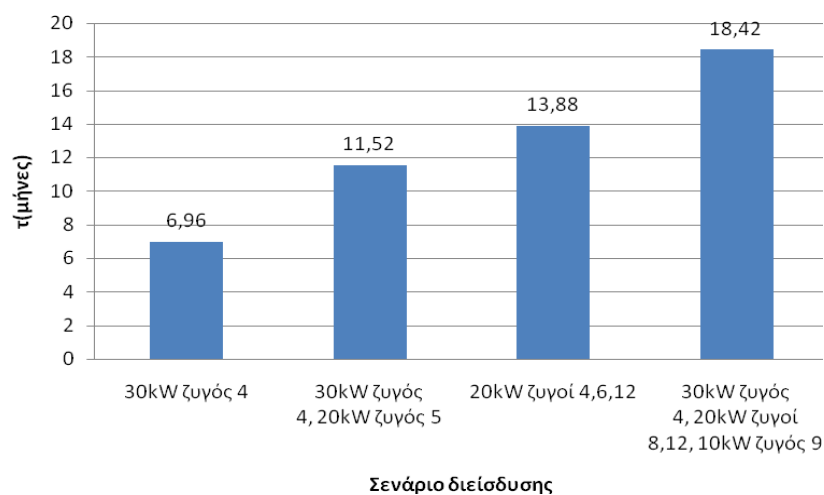
Στα επόμενα σχήματα 3.10.η, θ παρουσιάζεται ο χρόνος αναβολής της επένδυσης ενός μετασχηματιστή Μέσης Τάσης-Χαμηλής Τάσης και το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης αυτής, θεωρώντας το κόστος αντικατάστασης ενός τέτοιου μετασχηματιστή 15000€. Οι μετρήσεις έγιναν για πολλά σενάρια λειτουργίας του δικτύου, αλλά ενδεικτικά παρουσιάζεται η περίπτωση λειτουργίας του δικτύου, με μηνιαίο ρυθμό αύξησης φορτίου 300kW και επιτόκιο αναγωγής ίσο με 5%.

Και σε αυτήν την περίπτωση, συμπεραίνουμε πως οι τιμές του χρόνου αναβολής της επένδυσης και του κέρδους κυμαίνονται στα επίπεδα των αντίστοιχων τιμών, που προκύπτουν για την ίδια εγκατεστημένη ισχύ τοποθετημένη σε ένα μόνο ζυγό, εμφανίζοντας μια μικρή αύξηση της τάξεως του 1%. Για παράδειγμα, παρατηρούμε πως στην περίπτωση όπου έχουμε εγκατάσταση 30kW στον ζυγό 4, 20kW στον ζυγό 8 και στον ζυγό 12, και 10kW στον ζυγό 9 (δηλαδή συνολικά 80kW), ο συνολικός χρόνος αναβολής της επένδυσης είναι 18,42 μήνες και το κέρδος που προκύπτει από αυτή ίσο με 1108,36€. Αντίστοιχα, στην περίπτωση που έχουμε

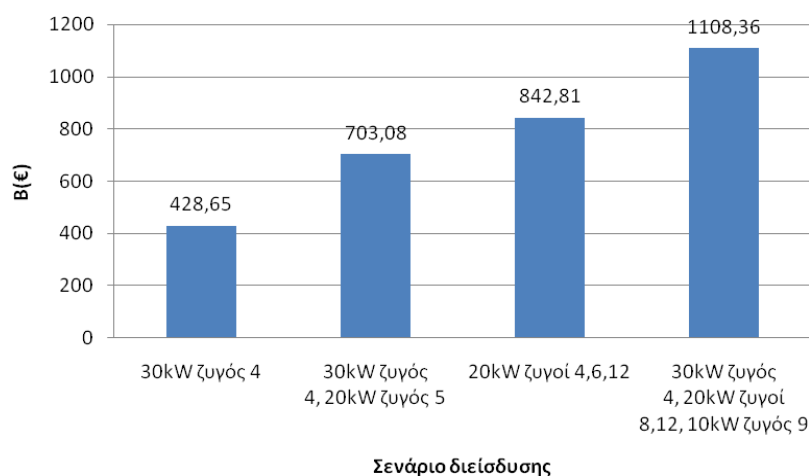
εγκατάσταση 80kW στο ζυγό 4, για τις ίδιες τιμές ρυθμού αύξησης φορτίου και επιτοκίου, η τιμή του χρόνου αναβολής της επένδυσης είναι 18,23 μήνες ενώ το κέρδος υπολογίζεται γύρω στα 1097€. Παραπλήσιες τιμές προκύπτουν και για τοποθέτηση 80kW είτε στο ζυγό 6 είτε στο ζυγό 12.



Σχήμα 3.10.ζ. Συντελεστής Ευαισθησίας Ρεύματος Για Τη Γραμμή 17-1 Και Για Κάθε Σενάριο Λειτουργίας.



Σχήμα 3.10.η. Χρόνος Αναβολής Επένδυσης - Σενάρια Διείσδυσης.



Σχήμα 3.10.θ. Κέρδος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης - Σενάρια Διείσδυσης.

3.10.1.9. Εξέταση Της Ορθότητας Του Ισχυρισμού Ότι Οι Συντελεστές Ευαισθησίας Ρεύματος Μπορούν Να Θεωρηθούν Σταθεροί

Το παρακάτω παράδειγμα αποδεικνύει πως για τον υπολογισμό του χρόνου αναβολής μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε τις αρχικές τιμές των συντελεστών ευαισθησίας ρεύματος (χωρίς διείσδυση μονάδων ΔΠ), χωρίς σημαντικό σφάλμα στους υπολογισμούς μας. Το παράδειγμα αυτό αναφέρεται σε συνολική διείσδυση 80kW στο ζυγό 4, με συντελεστή ισχύος του φορτίου 0,95 επαγωγικό και των μονάδων παραγωγής μοναδιαίο.

Αρχικά, για τον υπολογισμό του χρόνου αναβολής της επένδυσης και του αντίστοιχου κέρδους χρησιμοποιούμε το άθροισμα των συντελεστών ευαισθησίας ρεύματος πριν την εγκατάσταση οποιασδήποτε μονάδας ΔΠ, δηλαδή $\Sigma\gamma_i=16,05703pu$ (1^η Περίπτωση).

Αν ωστόσο είχαμε αρχική διείσδυση μονάδων ΔΠ π.χ. 50kW στο ζυγό 4, το άθροισμα των συντελεστών ευαισθησίας ρεύματος θα ήταν ίσο με $\Sigma\gamma_i=15,8508pu$ (2^η Περίπτωση). Χρησιμοποιώντας την τιμή αυτή, για τον υπολογισμό του χρόνου αναβολής της επένδυσης και του αντίστοιχου κέρδους για διείσδυση επιπλέον 30kW μονάδων ΔΠ στον ίδιο ζυγό (50kW+30kW=80kW), λαμβάνεται ο παρακάτω πίνακα 3.10.γ.

Πίνακας 3.10.γ.

Σύγκριση Του Χρόνου Αναβολής Επένδυσης Και Του Κέρδους Για Διείσδυση Μονάδων ΔΠ 80kW (Ζυγός 4) Με Χρήση Των Συντελεστών Ευαισθησίας Ρεύματος Για Αρχική Διείσδυση Μονάδων ΔΠ 50kW (Ζυγός 4).

Ρυθμός Αύξησης Φορτίου σ (MW/μήνα)	Επιτόκιο Αναγωγής ρ	Χρόνος Αναβολής της Επένδυσης (Μήνες)	$\Delta\tau$ (2 ^η – 1 ^η Περίπτωση) (Μήνες)	Κέρδος από την Αναβολή της Επένδυσης (€)	ΔB (2 ^η – 1 ^η Περίπτωση) (€)
0,1	0,03	54,94	0,262	1718,24	23,13
0,3		18,31	0,0871	596,125	8,359
0,5		10,98	0,052	360,572	5,096
0,7		7,849	0,037	258,445	3,665
1,0		5,494	0,026	181,382	2,579
0,1	0,05	54,94	0,262	2752,94	35,57
0,3		18,31	0,087	980,321	13,56
0,5		10,98	0,052	596,125	8,359
0,7		7,849	0,037	428,263	6,039
1,0		5,494	0,026	301,084	4,264
0,1	0,07	54,94	0,262	3707,03	45,95
0,3		18,31	0,087	1354,27	18,48
0,5		10,98	0,052	827,888	11,51
0,7		7,849	0,037	596,125	8,359
1,0		5,494	0,026	419,818	5,922

Όπου, $\Delta\tau$ θεωρούμε την διαφορά μεταξύ του χρόνου αναβολής της επένδυσης, που υπολογίζουμε με χρήση του αθροίσματος των αρχικών συντελεστών ευαισθησίας ρεύματος (χωρίς διείσδυση μονάδων ΔΠ στο ζυγό 4) και αυτού που υπολογίζουμε με χρήση του διορθωμένου αθροίσματος συντελεστών, και ΔB η αντίστοιχη διαφορά του κέρδους. Παρατηρούμε πως οι διαφορές αυτές είναι πολύ μικρές και δεν αξίζει να τις λάβουμε υπόψη μας, ως ένα πιθανό ενδεικτικό στοιχείο σφάλματος στη μέθοδο μας. Στο ίδιο συμπέρασμα οδηγούμαστε αν εξετάσουμε οποιοσδήποτε άλλους συνδυασμούς.

Παρατηρούμε πως, σε κάθε περίπτωση, για τον υπολογισμό του χρόνου αναβολής της επένδυσης, καταλήγουμε στο ίδιο αποτέλεσμα, ανεξάρτητα από το αν θα χρησιμοποιήσουμε το αρχικό ή το διορθωμένο άθροισμα συντελεστών ευαισθησίας. Η διαπίστωση μας αυτή, επιβεβαιώνει τον αρχικό μας ισχυρισμό πως οι συντελεστές ευαισθησίας ρεύματος μπορούν να θεωρηθούν σταθεροί για κάθε πιθανό σενάριο διείσδυσης, και σχεδόν ίσοι με αυτούς πριν την εγκατάσταση της ΔΠ. Επιπλέον, όπως βλέπουμε στους παραπάνω πίνακες, το κέρδος δεν παρουσιάζει αξιόλογη μεταβολή και κυμαίνεται σε σχεδόν σταθερά επίπεδα. Η μεγαλύτερη διαφορά του παρατηρείται, για $\rho=7\%$ ανά έτος και $\sigma=100W/μήνα$, το οποίο είναι και το ευνοϊκότερο ρεαλιστικό σενάριο λειτουργίας, ενώ η μικρότερη διαφορά στο κέρδος από την αναβολή της

επένδυσης, προέκυψε για $\rho=3\%$ ανά έτος και $\sigma=1000\text{W}/\text{μήνα}$, που είναι και η δυσμενέστερη πλην ρεαλιστική περίπτωση λειτουργίας, όπως εξηγήσαμε και στην προηγούμενη παράγραφο.

3.10.2. Βελτίωση Του Επιπέδου Τάσης

Για μια δεδομένη φόρτιση του δικτύου, μπορούμε να υπολογίσουμε τους συντελεστές ευαισθησίας της τάσης κάθε ζυγού χωρίς την παρουσία μονάδων ΔΠ. Ήδη από το πρόσημο των συντελεστών ευαισθησίας των τάσεων μπορούμε με βεβαιότητα να γνωρίζουμε αν η παρουσία των μονάδων ΔΠ επιδρά με αυξητικό ή όχι τρόπο στις τάσεις των ζυγών του δικτύου. Χρησιμοποιώντας στη συνέχεια τους συντελεστές ευαισθησίας της τάσης και σύμφωνα με τον ορισμό που δόθηκε στο θεωρητικό μέρος, προβλέπουμε την τελική τιμή που παίρνει η τάση μετά την εγκατάσταση των μονάδων ΔΠ. Οι τιμές που παίρνουμε ταυτίζονται με τις τιμές που βρίσκονται εφαρμόζοντας άλλες αριθμητικές μεθόδους (δηλαδή μη αναλυτικές).

Στον επόμενο πίνακα 3.10.δ μπορούμε να δούμε την αναμενόμενη τιμή της τάσης κάθε ζυγού όταν έχουμε διείσδυση π.χ. 50kW μόνο στο ζυγό 6 και οι συντελεστές ισχύος της μονάδας ΔΠ και του φορτίου είναι 0,95 επαγωγικοί. Από τον πίνακα μπορούμε να παρατηρήσουμε πως η αρχική τάση σε όλους τους ζυγούς είναι μικρότερη από την ονομαστική τιμή των 400V και η παρουσία μονάδων ΔΠ δρα αυξητικά ως προς το επίπεδο της τάσης.

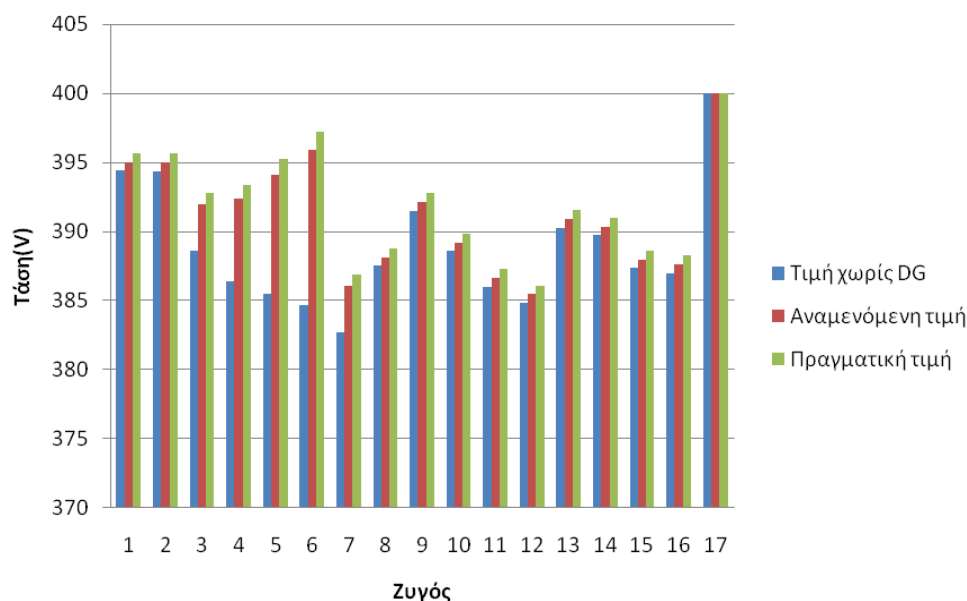
Παρατηρώντας τους συντελεστές ευαισθησίας βλέπουμε πως έχουν αρνητικές τιμές. Αυτό σημαίνει πως μια αύξηση του φορτίου στον εκάστοτε ζυγό θα προκαλούσε μείωση της τάσης σε όλους τους ζυγούς του δικτύου, εκτός βέβαια από το ζυγό 17 που είναι ο ζυγός ταλάντωσης και βρίσκεται σταθερά στα 400V. Η τοποθέτηση επομένως μονάδων ΔΠ που λειτουργούν στην ουσία ως μείωση του φορτίου θα έχει ως συνέπεια την αύξηση της τάσης στον κάθε ζυγό, με θετικό αποτέλεσμα καθώς θα πάρει η τάση μια τιμή πιο κοντά στην ονομαστική.

Στο επόμενο σχήμα 3.10.ι μπορούμε να δούμε πώς μεταβάλλεται η τάση όταν εισέρχονται οι μονάδες ΔΠ στο δίκτυο και να συγκρίνουμε την θεωρητικά αναμενόμενη τιμή (βάσει της χρησιμοποιούμενης αναλυτικής μεθόδου) με την τιμή που προκύπτει μέσω αριθμητικής μεθόδου επίλυσης των εξισώσεων της ροής φορτίου, [205]. Διαπιστώνουμε ότι υπάρχει βελτίωση του επιπέδου της τάσης σε όλους τους ζυγούς. Ειδικότερα, η μεγαλύτερη βελτίωση της τάσης παρατηρείται στο ζυγό 6, όπου έχουμε τοποθετήσει τη μονάδα ΔΠ. Τέλος, η θεωρητικά αναμενόμενη τιμή της τάσης παρουσιάζει πολύ μικρές αποκλίσεις από την πραγματική τιμή.

Πίνακας 3.10.δ

Αρχικές Και Τελικές Τιμές Τάσεων Στους Ζυγούς Του Συστήματος Πριν Και Μετά Τη Διείσδυση 50kW Μονάδων ΔΠ Στο Ζυγό 6.

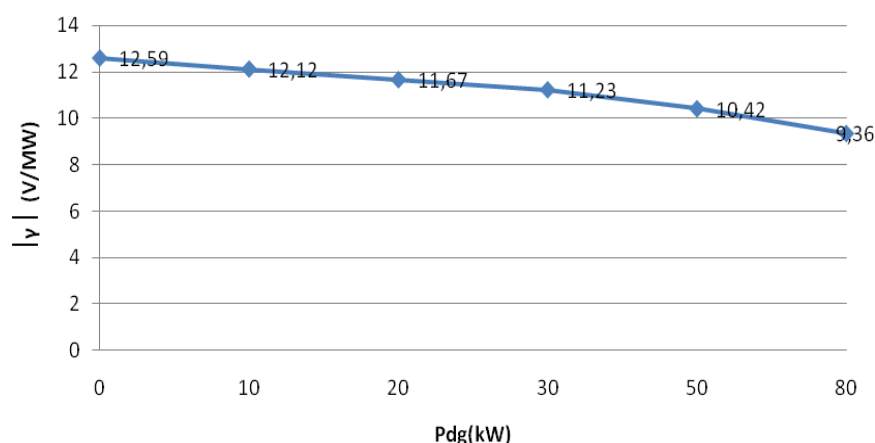
Ζυγός i	Αρχική Τάση (V)	Ευαισθησία γ_{i-6} (V/MW)	ΔV_i (V)	Τελική Τάση (V)
1	394,40	-12,3072	0,615362	395,02
2	394,35	-12,7397	0,636987	394,98
3	388,62	-66,2503	3,312513	391,94
4	386,42	-119,151	5,95754	392,38
5	385,50	-171,658	8,582907	394,08
6	384,69	-224,115	11,20577	395,90
7	382,66	-67,2993	3,364967	386,03
8	387,51	-12,5300	0,626502	388,14
9	391,51	-12,4007	0,620033	392,13
10	388,56	-12,4967	0,624835	389,19
11	386,01	-12,5802	0,629011	386,64
12	384,82	-12,6192	0,630961	385,45
13	390,28	-12,4398	0,621991	390,90
14	389,73	-12,4574	0,622872	390,35
15	387,34	-12,5363	0,626816	387,97
16	386,96	-12,5485	0,627426	387,59
17	400,00	0	0	400,00



Σχήμα 3.10.ι. Σύγκριση Τάσεων Πριν Και Μετά Τη Διείσδυση Των Μονάδων ΔΠ – Σύγκριση Των Δύο Μεθόδων (Αναλυτικής Και Αριθμητικής.)

3.10.2.1. Εξάρτηση Του Συντελεστή Ευαισθησίας Τάσης Από Τη Διείσδυση Μονάδων ΔΠ

Για να εξετάσουμε τη μεταβολή της τάσης κάθε ζυγού, θα πρέπει να υπολογίσουμε την ευαισθησία της τάσης όλων των ζυγών του δικτύου ως προς τη διείσδυση μονάδων ΔΠ σε κάθε ζυγό. Στη συνέχεια μπορούμε να δούμε την εξάρτηση του συντελεστή ευαισθησίας από το επίπεδο λειτουργίας του δικτύου. Συγκεκριμένα, επιλέγουμε διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης, χωρίς ΔΠ και με ΔΠ της τάξεως των 10kW, 20kW, 30kW, 50kW και 80kW στο ζυγό 12. Ο συντελεστής ισχύος του φορτίου είναι 0,95 επαγωγικός και της μονάδας ΔΠ μοναδιαίος. Η ευαισθησία της τάσης του ζυγού π.χ. 1 ως προς τη μονάδα ΔΠ στο ζυγό 12 απεικονίζεται στο ακόλουθο σχήμα 3.10.κ. Όπως μπορούμε να δούμε από το σχήμα η ευαισθησία της τάσης ενός συγκεκριμένου ζυγού μεταβάλλεται σε μικρό βαθμό σε σχέση με τα επίπεδα διείσδυσης και μπορεί να θεωρηθεί σταθερός.



Σχήμα 3.10.κ. Συντελεστής Ευαισθησίας Τάσης Του Ζυγού 1 – Διείσδυση Μονάδας ΔΠ Στο Ζυγό 12.

Παρατηρώντας προσεκτικά τα αποτελέσματα για διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης μονάδων ΔΠ διαπιστώνουμε πως η διαφορά ανάμεσα στην τιμή της αναμενόμενης τάσης, η οποία προκύπτει με χρήση των συντελεστών ευαισθησίας τάσης που υπολογίζονται πριν τη διείσδυση μονάδων ΔΠ και την τιμή της τάσης που προκύπτει αν στην ανάλυση ευαισθησίας χρησιμοποιήσουμε τους διορθωμένους συντελεστές ευαισθησίας είναι απειροελάχιστα μικρή ακόμα και για μεγάλα επίπεδα διείσδυσης ΔΠ. Στις περισσότερες περιπτώσεις η διαφορά αυτή είναι αρκετά μικρότερη του 1V, ενώ η μέγιστη τιμή της φθάνει τα 3V.

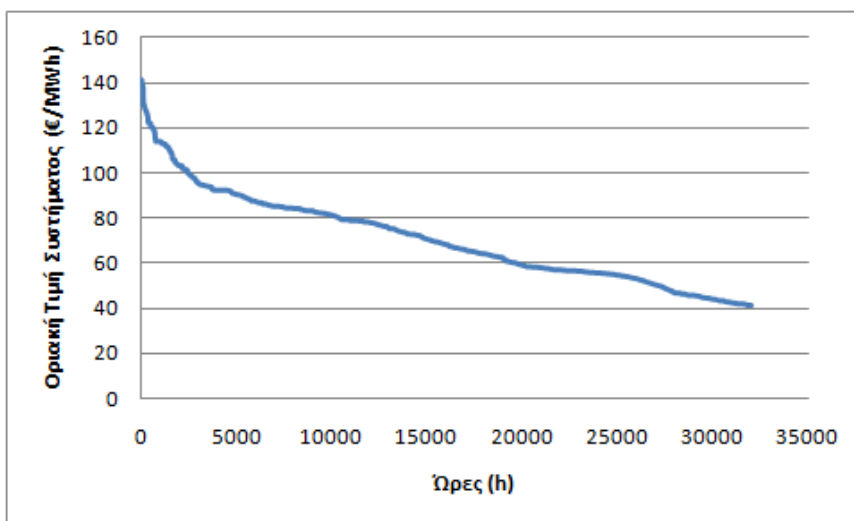
Συνεπώς, είναι ασφαλές να θεωρήσουμε πως η αρχική μας υπόθεση, ότι δηλαδή η μικρή μεταβολή των συντελεστών ευαισθησίας δε θα επέφερε καμία σημαντική αλλαγή στα προς μελέτη μεγέθη, είναι ορθή. Το συμπέρασμα μας αυτό, μας επιτρέπει να θεωρήσουμε τους συντελεστές ευαισθησίας σταθερούς από την αρχή της μελέτης και ανεξάρτητους από το επίπεδο διείσδυσης των μονάδων ΔΠ, καθώς επίσης και να χρησιμοποιήσουμε τις αρχικές τιμές τους για τον υπολογισμό των μεγεθών που μας ενδιαφέρουν, χωρίς να υποπέσουμε σε σφάλματα.

3.10.3. Οικονομικό Όφελος Από Την Αποφευγόμενη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Τις Ώρες Αιχμής

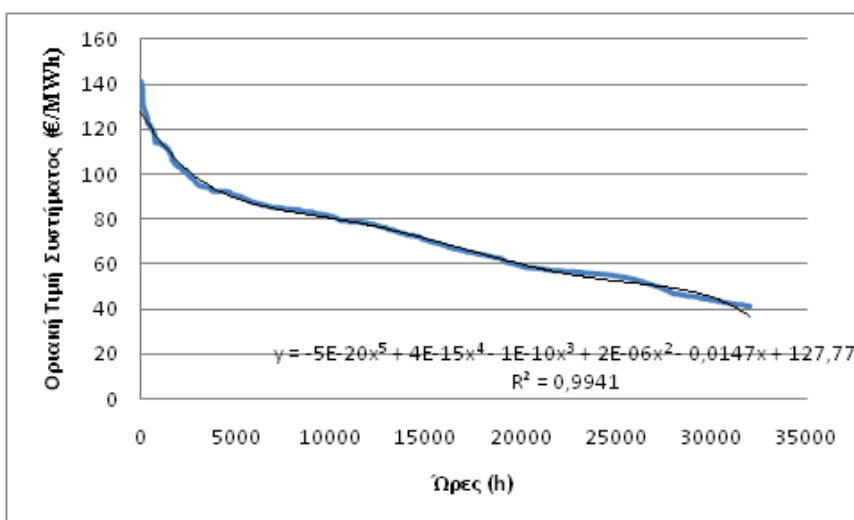
Χρησιμοποιώντας δεδομένα των τριών τελευταίων ετών από τον ΔΕΣΜΗΕ (νυν ΛΑΗΓΕ, [5], [6]), παίρνουμε την καμπύλη διάρκειας οριακής τιμής (ΟΤΣ) για το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, σχήμα 3.10.λ. Στη συνέχεια προσεγγίζουμε την καμπύλη που προκύπτει με μια αναλυτική συνάρτηση, όπως φαίνεται στο σχήμα 3.10.μ.

Είναι εύκολο να βρεθεί πως η καλύτερη προσέγγιση δίνεται από την ακόλουθη πολωνυμική συνάρτηση:

$$f(h) = \lambda(h) = -5 \cdot 10^{-20} \cdot h^5 + 4 \cdot 10^{-15} \cdot h^4 - 10^{-10} \cdot h^3 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot h^2 - 0,0147h + 127,77 \quad (3.10.α)$$



Σχήμα 3.10.λ. Καμπύλη Διάρκειας Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ).



Σχήμα 3.10.μ. Αναλυτική Προσέγγιση Της ΟΤΣ.

Σύμφωνα με τη σχέση 3.6.β, το όφελος που αναμένεται είναι:

$$P_{AV} = \int_0^{h_{opt}} (f(h) - \lambda_c) dh \Rightarrow$$

$$P_{AV} = -\frac{5}{6}10^{-20}h_{opt}^5 + \frac{4}{5}10^{-15}h_{opt}^4 - \frac{1}{4}10^{-10}h_{opt}^3 + \frac{2}{3}10^{-6}h_{opt}^2 - \frac{0,0147}{2}h_{opt} + 127,77 - \lambda_c, \text{ €/MWh} \quad (3.10.\beta)$$

Θα υπολογίσουμε το όφελος που προκύπτει για τέσσερις διαφορετικές τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, συγκεκριμένα για $\lambda_c = 100$ €/MWh, 110 €/MWh, 120 €/MWh, και 130 €/MWh.

- Αν $\lambda_c = 100$ €/MWh τότε

$$h_{opt} = 2861h, P_{AV} = 11,66 \text{ €/MWh}$$

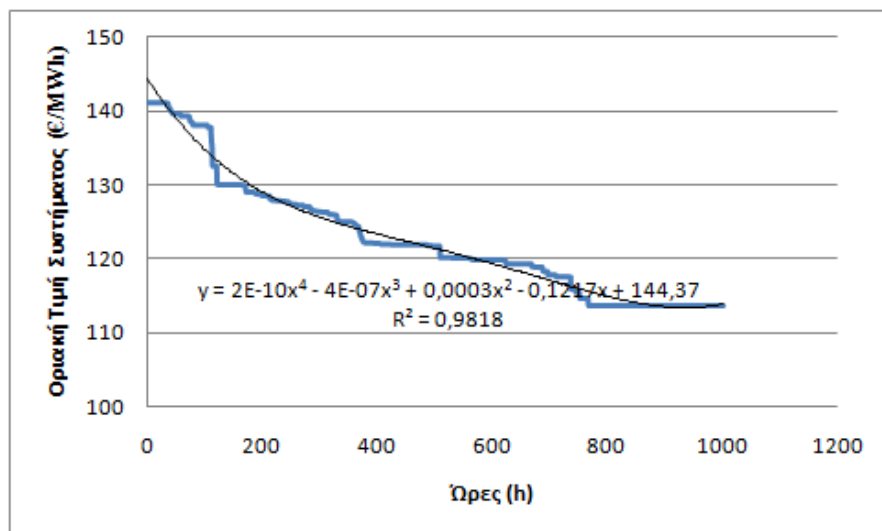
- Αν $\lambda_c = 110$ €/MWh

$$h_{opt} = 1490h, P_{AV} = 8,22 \text{ €/MWh}$$

- Αν $\lambda_c = 120$ €/MWh

$$h_{opt} = 572h, P_{AV} = 3,78 \text{ €/MWh}$$

Μπορούμε να παρατηρήσουμε από την καμπύλη διάρκειας της ΟΤΣ και την προσέγγισή της από μια αναλυτική συνάρτηση πως τυχόν αποκλίσεις ακριβούς προσαρμογής της καμπύλης μπορεί να επηρεάσουν το τελικό αποτέλεσμα. Για την περίπτωση δε που $\lambda_c = 120$ €/MWh, αν ξαναπροσεγγίσουμε την καμπύλη διάρκειας της ΟΤΣ με μια άλλη αναλυτική συνάρτηση μόνο για τις πρώτες 1000 ώρες, όπου εστιάζεται κυρίως το ενδιαφέρον, σχήμα 3.10.ν, τότε τα οικονομικά οφέλη αλλάζουν.



Σχήμα 3.10.ν. Αναλυτική Προσέγγιση Της ΟΤΣ Για Τις Πρώτες Ώρες Αιχμής.

Στην περίπτωση αυτή βρίσκουμε:

$$P_{AV} = 0,4 \cdot 10^{-10}h_{opt}^4 - 10^{-7}h_{opt}^3 + 0,0001h_{opt}^2 - 0,06085h_{opt} + 144,37 - \lambda_c, \text{ €/MWh} \quad (3.10.\gamma)$$

Άρα:

- Αν $\lambda_c = 120$ €/MWh

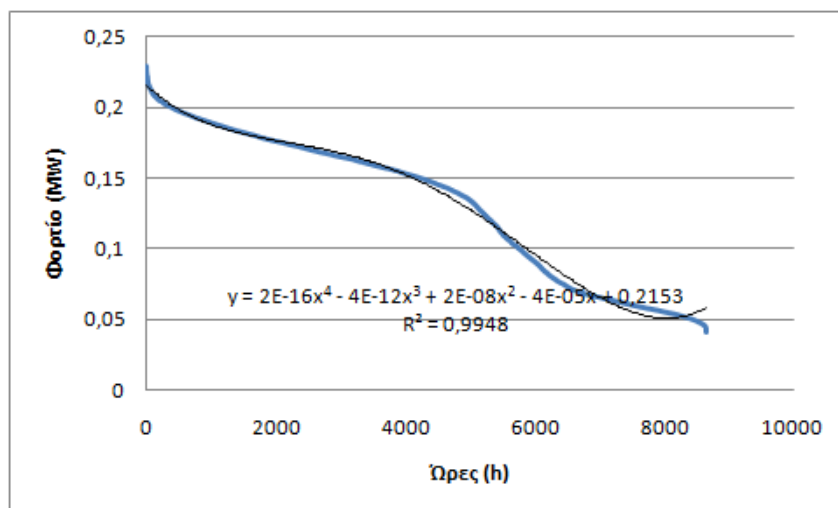
$$h_{opt} = 547h, P_{AV} = 8,22 \text{ €/MWh}$$

- Αν $\lambda_c = 130$ €/MWh

$$h_{opt} = 181h, P_{AV} = 6,08 \text{ €/MWh}$$

Στη συνέχεια θα πρέπει να υπολογίσουμε το όφελος συνολικά για όλο το χρόνο, και για αυτό το λόγο θα πρέπει να βρούμε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, που βρίσκονται στους ζυγούς 4 και 5 του δικτύου.

Από τα δεδομένα ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για το υπό εξέταση ηλεκτρικό δίκτυο, μπορούμε να εντοπίσουμε ποιες ώρες μέσα στο χρόνο έχουμε τη μέγιστη ζήτηση. Θεωρώντας ότι με την αύξηση του φορτίου έχουμε αύξηση και της οριακής τιμής συστήματος, μπορούμε να βρούμε τις συγκεκριμένες ώρες του χρόνου που θα έχουμε οριακή τιμή συστήματος τέτοια, ώστε να έχουμε παραγωγή από τις διεσπαρμένες μονάδες ηλεκτρικής ενέργειας. Η καμπύλη διάρκειας φορτίου του δικτύου, με βάση τη χρονοσειρά φορτίου είναι, σχήμα 3.10.ξ.



Σχήμα 3.10.ξ. Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου Για Το Δίκτυο Του Σχήματος 3.10.α.

Ταξινομώντας τις χρονοσειρές φορτίου και παραγωγής ως προς τη χρονοσειρά φορτίου από το μεγαλύτερο στο μικρότερο, ανάλογα τις ώρες που μας ενδιαφέρουν, μπορούμε να υπολογίσουμε τη συνολική παραγωγή των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Αθροίζοντας τις παραγωγές όλων των μονάδων για το χρονικό διάστημα που έχουμε λειτουργία μπορούμε να βρούμε τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και στη συνέχεια το συνολικό όφελος. Αυτό φαίνεται στον επόμενο πίνακα 3.10.ε για όλα τα σενάρια λειτουργίας:

Πίνακας 3.10.ε

Οφέλη Από Την Αποφευγόμενη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Τις Ώρες Αιχμής Για Το Δίκτυο Του Σχήματος 3.10.α.

Τιμή λ_c (€/MWh)	Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	Κέρδος ανά MWh (€/MWh)	Συνολικό Όφελος (€)
100	35,16	11,66	410,03
110	17,97	8,220	147,78
120	6,330	8,220	52,061
130	1,910	6,080	11,640

Μπορούμε να παρατηρήσουμε πως η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής έχει εξαιρετικά μεγάλη σημασία για το οικονομικό όφελος που θα αποκομίσουμε στο τέλος, αφού καθώς αυξάνεται η τιμή λ_c μειώνονται κατά πολύ οι ώρες που βρίσκονται σε λειτουργία οι μονάδες.

Αν, όπως στην προηγούμενη ενότητα, υποθέσουμε ότι έχουμε 5000 τέτοια δίκτυα μπορούμε να βρούμε ένα συνολικό όφελος για κάθε σενάριο, πίνακας 3.10.στ.

Πίνακας 3.10.στ

Οφέλη Από Την Αποφευγόμενη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Τις Ώρες Αιχμής Για 5000 Δίκτυα Παρόμοια Με Αυτά Του Σχήματος 3.10.α

Τιμή λ_c (€/MWh)	Όφελος (€)	Συνολικό όφελος για 5000 Δίκτυα (€)
100	410,03	2050167
110	147,78	738916,4
120	52,061	260308,1
130	11,640	58201,38

3.10.4. Οικονομικό Όφελος Από Την Μείωση Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος

Για λόγους απλότητας θα θεωρήσουμε πως όλες οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας πωλούν την ενέργεια στην ίδια τιμή. Θα υπολογίσουμε το όφελος που προκύπτει για τέσσερις διαφορετικές τιμές

πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, συγκεκριμένα για 100 €/MWh, 110 €/MWh, 120 €/MWh, 130 €/MWh έχοντας υπόψη τα αποτελέσματα για τις τιμές του h_{opt} , της προηγούμενης παραγράφου.

Στη συνέχεια θα υπολογίσουμε την ευαισθησία γ των απωλειών ισχύος ως προς μια μεταβολή της παραγωγής ισχύος σε κάθε ζυγό που έχουμε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής. Τέτοιες μονάδες έχουμε στους ζυγούς 4, 5 (εξετάζουμε τις ΑΠΕ- PV, WT). Έτσι βρίσκουμε:

$$\gamma_{17-1,4} = 0,0124 \text{ και } \gamma_{17-1,5} = 0,0124$$

$$S_{AVLi} = \frac{\gamma_i}{h_{opt}} \int_0^{h_{opt}} (\lambda(h) - \lambda_c + \lambda_c) dh \Rightarrow S_{AVLi}(h_{opt}) = \gamma_i \left(\frac{P_{AV}(h_{opt})}{h_{opt}} + \lambda_c \right) \text{ €/MWh} \quad (3.10.\delta)$$

Άρα

- Αν $\lambda_c=100$ €/MWh, τότε $S_{AVLi}(2861)=\gamma_i(100,004)$ €/MWh
- Αν $\lambda_c=110$ €/MWh, τότε $S_{AVLi}(1490)=\gamma_i(110,010)$ €/MWh
- Αν $\lambda_c=120$ €/MWh, τότε $S_{AVLi}(547)=\gamma_i(120,052)$ €/MWh
- Αν $\lambda_c=130$ €/MWh, τότε $S_{AVLi}(181)=\gamma_i(130,034)$ €/MWh

Επειδή η ευαισθησία είναι η ίδια ως προς τη μεταβολή καθενός από τους δύο ζυγούς όπου υπάρχει η διεσπαρμένη παραγωγή ($\gamma_{17-1,4} = \gamma_{17-1,5} = 0,0124$), μας ενδιαφέρει να υπολογίσουμε πόση είναι η συνολική παραγωγή από τις μονάδες αυτές, τις ώρες που αντιστοιχεί σε κάθε περίπτωση που ορίζει η τιμή πώλησης λ_c . Όμοια, όπως στον υπολογισμό του κέρδους από την αποφευγόμενη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας τις ώρες αιχμής, από τις ταξινομημένες χρονοσειρές παραγωγής, υπολογίζουμε τη συνολική ενέργεια που παράγεται σε κάθε περίπτωση. Τα οφέλη δίνονται στον παρακάτω πίνακα 3.10.ζ:

Πίνακας 3.10.ζ

Οφέλη Από Τη Μείωση Απωλειών Ενεργού Ισχύος Στη Γραμμή 17-1 Για Το Δίκτυο Τον Σχήματος 3.10.α.

Τιμή λ_c (€/MWh)	Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	Συνολικό Όφελος (€)	Όφελος ανά MWh (€/MWh)
100	35,16	43,60	1,24
110	17,97	24,52	1,36
120	6,335	9,43	1,48
130	1,914	3,08	1,61

Παρατηρούμε πως το όφελος μειώνεται ακόμα περισσότερο στην περίπτωση που έχουμε $\lambda_c = 120$ €/MWh, αν και το όφελος ανά MWh είναι πιο υψηλό. Το όφελος ανά MWh είναι μεγαλύτερο για μεγάλες τιμές του λ_c , όμως για μεγάλες τιμές του λ_c έχουμε μικρή παραγωγή μέσα στο χρόνο, λιγότερες MWh. Όπως μπορεί να φανεί, το όφελος μειώνεται πολύ έντονα καθώς αυξάνεται η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Είναι επομένως πολύ σημαντικό να υπάρχει η δυνατότητα για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αυτές τις μονάδες σε χαμηλό κόστος, ώστε να εξασφαλιστεί σημαντικό όφελος από τη μείωση των απωλειών ισχύος.

Όπως και στις προηγούμενες ενότητες, μπορούμε να υπολογίσουμε το όφελος συνολικά για 5000 όμοια δίκτυα σαν αυτό του σχήματος 3.10.α, πίνακας 2.10.η.

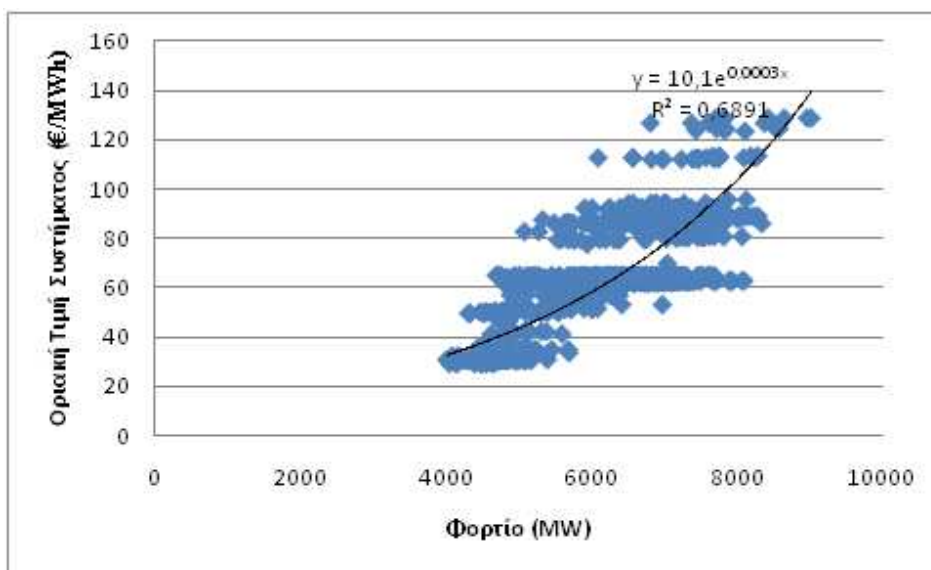
Πίνακας 3.10.η

Οφέλη Από Τη Μείωση Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για 5000 Δίκτυα Παρόμοια Του Σχήματος 3.10.α.

Τιμή λ_c (€/MWh)	Συνολικό Όφελος (€)	Όφελος για 5000 Δίκτυα (€)
100	43,60	218036,7
110	24,52	122624,5
120	9,431	47156,60
130	3,087	15435,06

3.10.5. Οικονομικό Όφελος Από Τη Μείωση Της Τιμής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΟΤΣ)

Χρησιμοποιώντας δεδομένα από το ΔΕΣΜΗΕ (νυν ΛΑΓΗΕ), [7], [8] κατασκευάζουμε την καμπύλη τιμών ηλεκτρικής ενέργειας (ΟΤΣ) συναρτήσει της ζήτησης φορτίου για το Ελληνικό σύστημα, σχήμα 3.10.ο.



Σχήμα 3.10.ο. Καμπύλη Τιμών Ηλεκτρικής Ενέργειας-Ζήτησης Φορτίου Για Το Ελληνικό ΣΗΕ.

Η αναλυτική συνάρτηση με την οποία προσεγγίστηκε η καμπύλη είναι η εξής:

$$\lambda(d) = 10,1e^{0,0003d} \text{ €/MWh} \quad (3.10.ε)$$

Εξαιτίας της μεγάλης διασποράς των τιμών η αναλυτική συνάρτηση δεν είναι δυνατό να προσεγγιστεί με μεγάλη ακρίβεια. Χρησιμοποιώντας τη μεθοδολογία της παραγράφου 3.8 μπορούμε να βρούμε τη μείωση της τιμής για μια δεδομένη ώρα του χρόνου j:

$$\Delta\lambda_j \approx 0.00303 \cdot e^{0,0003d} \cdot P_{DG} \text{ €/MWh} \quad (3.10.στ)$$

Υποθέτοντας πως το ποσοστό της ισχύος που πωλείται στην δευτερογενή αγορά (άμεσες ημερήσιες αγοραπωλησίες ενέργειας) αντιστοιχεί στο ~5% της συνολικής ζήτησης ισχύος για τη συγκεκριμένη ώρα [198], το όφελος που επιτυγχάνεται για την εξεταζόμενη ώρα j είναι:

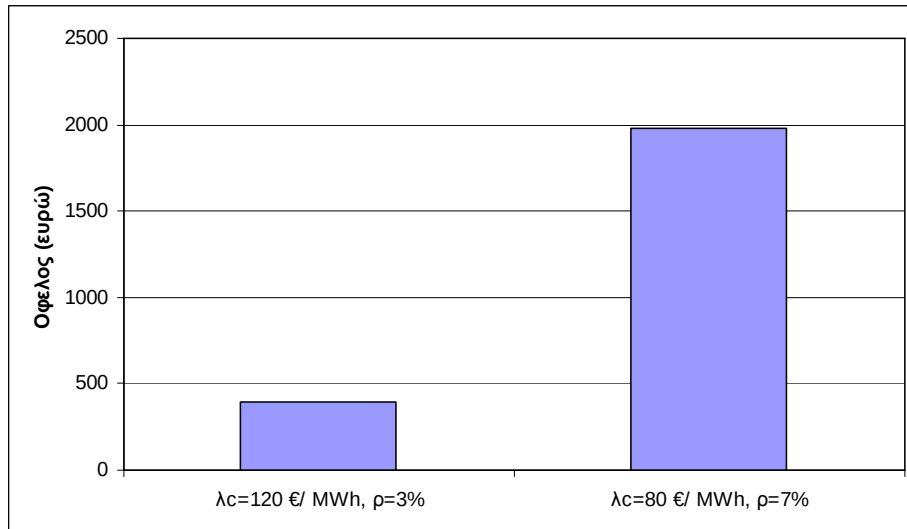
$$\Delta\lambda_j \approx 0.0001515 \cdot e^{0,0003d} \cdot P_{DG} \cdot d \quad (3.10.ζ)$$

Το συνολικό οικονομικό όφελος για ένα έτος θα προκύψει από τις συνολικές ώρες κατά τη διάρκεια του χρόνου για τις οποίες έχουμε παραγωγή από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Αν, επιπλέον, θεωρήσουμε πως η τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής είναι π.χ. $\lambda_c=100\text{€/MWh}$, τότε η τιμή αυτή αντιστοιχεί σε 2861 ώρες λειτουργίας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής (παράγραφος 3.10.4). Χρησιμοποιώντας τις ταξινομημένες χρονοσειρές μπορούμε να βρούμε ποιες ώρες του χρόνου έχουμε διεσπαρμένη παραγωγή, ώστε να βρούμε και την αντίστοιχη ζήτηση και παραγωγή από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Κατ' αυτόν τον τρόπο το όφελος αυτό θα είναι $S_{PR}=0,00098 \text{ €}$. Ακόμα, και αν υποθέσουμε πως έχουμε 5000 τέτοια δίκτυα θα υπολογίσουμε ένα όφελος 4,92€.

Παρατηρούμε πως το όφελος που υπολογίσαμε είναι πολύ μικρό. Για να είχαμε μεγαλύτερο όφελος θα χρειαζόμασταν αρκετά μεγαλύτερη διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, αφού με αυτά τα δεδομένα δεν είναι δυνατόν να μεταβληθεί καν αισθητά η τιμή πώλησης του ηλεκτρικού ρεύματος. Η επίδραση αυτή είναι εντονότερη σε μεγαλύτερα ΣΗΕ. Στην περίπτωση αυτή, η γραμμικοποίηση της αναλυτικής έκφρασης γύρω από την όποια εξεταζόμενη τιμή καθώς και οι μεγάλες τιμές των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα οδηγήσουν σε ικανοποιητικά οικονομικά οφέλη.

3.10.6. Συνολικό Οικονομικό Όφελος Από Το Συνδυασμό Όλων Των Παραγόντων

Συνδυάζοντας όλα τα παραπάνω οφέλη που εξετάσαμε ξεχωριστά, μπορούμε να υπολογίσουμε ένα συνολικό οικονομικό όφελος. Για το μη ευνοϊκό σενάριο λειτουργίας υποθέτουμε πως έχουμε επιτόκιο αναγωγής $\rho=3\%$, ενώ η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής θα είναι $\lambda_c=120\text{€/MWh}$, ενώ για το ευνοϊκό σενάριο λειτουργίας υποθέτουμε πως θα έχουμε $\rho=7\%$ και $\lambda_c=80\text{€/MWh}$, σχήμα 3.10.π.



Σχήμα 3.10.π. Συνολικό Όφελος Από Όλους Τους Παράγοντες Για Μη Ευνοϊκό Και Ευνοϊκό Σενάριο.

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν παρουσιάζονται στον πίνακα 3.10.θ. Δέον να τονιστεί ότι τη προστιθέμενη αξία της διεσπαρμένης παραγωγής την επωφελείται τόσο ο διαχειριστής του δικτύου όσο και ο προμηθευτής μαζί με τον καταναλωτή αλλά και η ίδια η κοινωνία.

Πίνακας 3.10.θ.

Συνολικά Οικονομικά Οφέλη Για Το Δίκτυο Χαμηλής Τάσης, Σχήμα 3.10.α.

ΣΕΝΑΡΙΟ	$\lambda_c=120 \text{ €/ MWh}, \rho=3\%$	$\lambda_c=80 \text{ €/ MWh}, \rho=7\%$	ΦΟΡΕΑΣ ΠΟΥ ΕΠΩΦΕΛΕΙΤΑΙ
ΟΦΕΛΟΣ ΑΝΑΒΟΛΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (€)	328	754	ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ
ΟΦΕΛΟΣ ΑΠΟΦΕΥΓΟΜΕΝΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΙΣ ΩΡΕΣ ΑΙΧΜΗΣ (€)	56	1118	ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗΣ, ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗΣ
ΟΦΕΛΟΣ ΑΠΟ ΜΕΙΩΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΙΣΧΥΟΣ (€)	12	109	ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ
ΟΦΕΛΟΣ ΑΠΟ ΤΗΝ ΜΕΙΩΣΗ ΤΙΜΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (€)	ΠΑΡΑ ΠΟΛΥ ΜΙΚΡΗ		ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗΣ

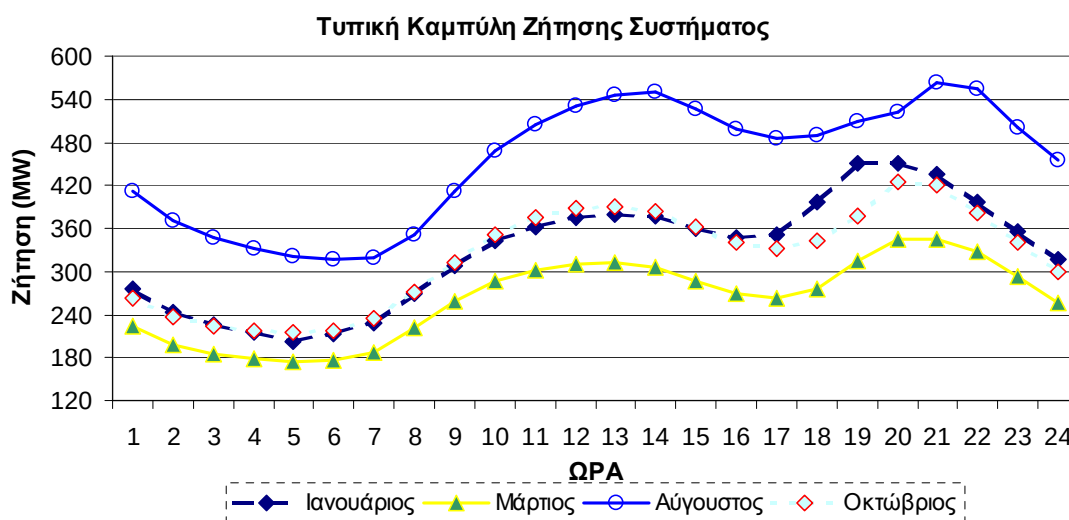
2^Η ΕΦΑΡΜΟΓΗ – ΣΥΜΒΟΛΗ

3.11. ΧΡΟΝΟΣ ΑΝΑΒΟΛΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ – ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΕ ΤΜΗΜΑ ΤΟΥ ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ^[206]

Το ΣΗΕ Κρήτης είναι το μεγαλύτερο αυτόνομο σύστημα της χώρας μας με τον υψηλότερο, εθνικά δείκτη αύξησης της ενεργειακής ζήτησης. Περιλαμβάνει σχεδόν όλα τα είδη συμβατικών μονάδων. Ατμοστρόβιλους, Ντηζελογεννήτριες, Αεριοστρόβιλους και μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου. Επίσης διαθέτει Αιολικά Πάρκα με σημαντικό βαθμό διείσδυσης στο σύστημα. Το σύστημα μεταφοράς είναι σύστημα Υ.Τ 150kV με μία διπλή γραμμή των 66kV. Η εγκατεστημένη Ισχύς μετασχηματισμού ανύψωσης τάσης είναι 820,35MVA και υποβιβασμού τάσης 810MVA.

Στο σύστημα της Κρήτης έχει εγκατασταθεί σύστημα τηλεμετρήσεων SCADA (Supervision Control And Data Acquisition) το οποίο αποτελείται από ένα RTU (Remote Telemetry Unit) σε κάθε υποσταθμό φορτίου και από δύο σε κάθε σταθμό παραγωγής. Τα στοιχεία συγκεντρώνονται στο Κέντρο Κατανομής Φορτίου (ΚΚΦ) το οποίο βρίσκεται στον Υποσταθμό Ηράκλειο II (περιοχή Κατσαμπάς Ηρακλείου) κυρίως με τα φερέσυχνα της ΔΕΗ στα 4800bps με αποτέλεσμα να έχουμε επάρκεια στοιχείων για το Δίκτυο της Κρήτης.

Το 1975 η ζήτηση ήταν μόλις 280GWh ενώ το 2009 είχε ξεπεράσει τις 3TWh. Σύμφωνα με στοιχεία της ΔΕΗ το φορτίο της Κρήτης αυξάνεται με ρυθμό 5,5%. Σύμφωνα με στοιχεία του 2009 η συνολική ζήτηση φορτίου ήταν μεγαλύτερη των 3TWh με την αιχμή να παρουσιάζεται στις τελευταίες μέρες του Αυγούστου, όπως είναι αναμενόμενο. Οι τυπικές καμπύλες ζήτησης για χαρακτηριστικές εποχές του έτους (2009) παρουσιάζονται στο σχήμα 3.11.α.



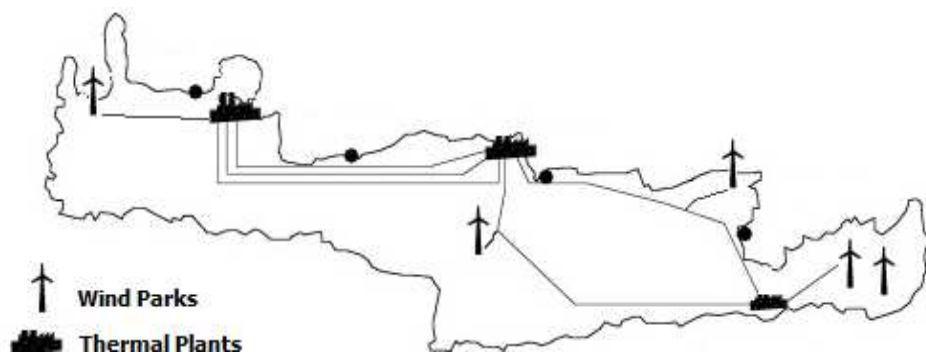
Σχήμα 3.11.α. Τυπικές Καμπύλες Ζήτησης Για Το ΣΗΕ Κρήτης.

Το ΣΗΕ Κρήτης διαθέτει 3 θερμικούς σταθμούς παραγωγής οι οποίοι καταναλώνουν παράγωγα του πετρελαίου. Ένα στα Λινοπεράματα του νομού Ηρακλείου, 7 km δυτικά της πόλης, ένα στην Ξηροκαμάρα του νομού Χανίων περίπου 6 km ανατολικά της πόλης και τον πιο πρόσφατο στον Αθρινόλακο που βρίσκεται στα νότια του νομού Λασιθίου. Χαρακτηριστική είναι η ποικιλομορφία των μονάδων παραγωγής καθώς το ΣΗΕ Κρήτης περιλαμβάνει ατμοστροβλικές μονάδες, μονάδες Μηχανών Εσωτερικής Καύσεως (Μ.Ε.Κ.) μια μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου και αεριοστροβλικές μονάδες. Η ποικιλία των μονάδων, η στοχαστική συμπεριφορά των ΑΠΕ η σημαντική αύξηση της ζήτησης σε συνδυασμό με το γεγονός ότι αποτελεί ένα σημαντικά μεγάλο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα καθιστούν την Κρήτη ιδανικό σύστημα μελέτης με όλες τις προκλήσεις για τη λειτουργία του, σχήμα 3.11.β.

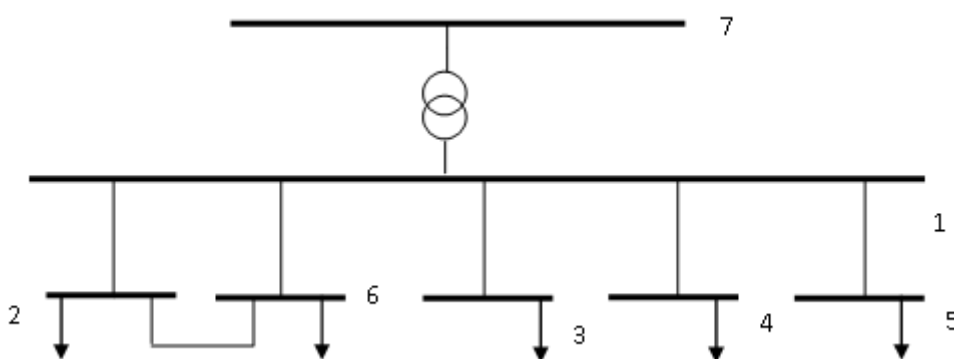
3.11.1. Εφαρμογή Για Συγκεκριμένο Τμήμα Του ΣΗΕ Κρήτης

Η δεύτερη εφαρμογή, όσον αφορά το οικονομικό κέρδος από την αναβολή των επενδύσεων σε εξεταζόμενο δίκτυο λόγω διείσδυσης μονάδων ΔΠ, έγινε σε τμήμα του δικτύου της Κρήτης, συγκεκριμένα σε δίκτυο 7 ζυγών που καλύπτει ο υποσταθμός των Χανίων. Το δίκτυο, βάσει του οποίου έγιναν οι υπολογισμοί,

φαίνεται στο σχήμα 3.11.γ, (στο Παράρτημα Γ, Πίνακες Π.3.στ-η, δίνονται τα στοιχεία ζυγών και γραμμών του εν λόγω δικτύου, [207]).



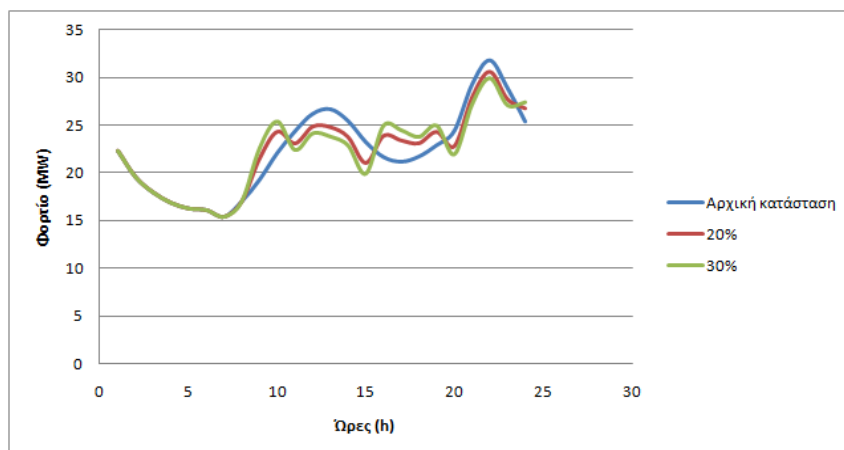
Σχήμα 3.11.β. Ηλεκτρικό Δίκτυο Κρήτης.



Σχήμα 3.11.γ. Ηλεκτρικό Δίκτυο Υποσταθμού Χανίων (Ζυγός 7: Ζυγός ταλάντωσης).

3.11.2. Περίπτωση 1^η: Οικονομικό Όφελος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης Στο Μετασχηματιστή Του Υποσταθμού Σε Περιπτώσεις Διαχειρίσιμου Φορτίου

Σε αυτό το σημείο επιδιώκουμε να υπολογίσουμε τα οφέλη που προκύπτουν σε περίπτωση που έχουμε όλο το έτος διαχειρίσιμο φορτίο σε ποσοστό 20% και 30% του αρχικού (Παράρτημα Γ, Πίνακες Π.3.θ-λ). Από τις ετήσιες χρονοσειρές φορτίου για κάθε περίπτωση, σχηματίζουμε μία ημερήσια χρονολογική καμπύλη που προκύπτει από κάθε χρονοσειρά, έτσι ώστε να φανούν οι αλλαγές με την εφαρμογή του διαχειρίσιμου φορτίου. Μία τέτοια καμπύλη για μια μέρα του έτους δίνεται στο παρακάτω σχήμα 3.11.δ, [208].



Σχήμα 3.11.δ. Καμπύλες Φορτίου Για Την Ημέρα 05/05/2010.

Η ανάλυση έγινε ως προς το ρεύμα που διαρρέει το ζυγό 7, δηλαδή τη γραμμή 1-7. Υπολογίσαμε δηλαδή το κέρδος που αποκομίζουμε από την αναβολή της αντικατάστασης του μετασχηματιστή που βρίσκεται στο ζυγό αυτό. Η εκτίμηση του κόστους αντικατάστασης του μετασχηματιστή έγινε, όπως και στην πρώτη εφαρμογή, με βάση τα ευρήματα της έρευνας του Shirley *et al*, [204] και εμπειρικά δεδομένα. Έτσι, το κόστος ενός μετασχηματιστή 150kV/20kV υπολογίστηκε πως θα είναι περίπου 590000 €.

Η μελέτη έγινε για την ημέρα 5/5/2010, όπου είχαμε το μέγιστο διαχειρίσιμο φορτίο. Στον πίνακα 3.11.α απεικονίζεται το συνολικό φορτίο για κάθε περίπτωση.

Πίνακας 3.11.α
Το Φορτίο Τον Δικτύου Για Κάθε Σενάριο.

Σενάριο	Φορτίο (MW)	Ποσοστό % Διαχειρίσιμου Φορτίου
Αρχική Κατάσταση	23,229	0
20%	21,020	9,510
30%	19,915	14,26

Όπως και στην πρώτη εφαρμογή, η ευαισθησία μεταβάλλεται ελάχιστα σε σχέση με το επίπεδο λειτουργίας φορτίου, πίνακας 3.11.β.

Σύμφωνα με στοιχεία της ΔΕΗ, το φορτίο της Κρήτης αυξάνεται με ρυθμό 5,5%. Οπότε, αν, όπως και στην πρώτη εφαρμογή, υποθέσουμε ότι όλοι οι ζυγοί εμφανίζουν την ίδια μηνιαία αύξηση φορτίου, αυτή η τιμή θα είναι: $\sigma=0,023$ MW/μήνα.

Στον επόμενο πίνακα 3.11.γ δίνονται τα αποτελέσματα των υπολογισμών για το χρόνο αναβολής της επένδυσης, και το κέρδος από την αναβολή αυτή. Παράλληλα παρουσιάζονται η έγχυση ρεύματος από το δίκτυο, όπως και η μείωση στην έγχυση του ρεύματος από την εφαρμογή του διαχειρίσιμου φορτίου. Σε όλες τις περιπτώσεις έχουμε θεωρήσει επιτόκιο αναγωγής $\rho=5\%$.

Πίνακας 3.11.β
Υπολογισμός Συνολικής Ευαισθησίας Τον Ρεύματος Της Γραμμής 1-7.

Υπολογισμός της Ευαισθησίας (γ_{i7}) του Ρεύματος I_7 , στο Ζυγό 7 από Μεταβολή του Φορτίου στο Ζυγό i (pu)		
Ζυγός (i)	γ_{i7} (pu)	$\Sigma \gamma_{i,7}$ (pu)
1	0,94725	5,73594
2	0,96901	
3	0,95433	
4	0,94756	
5	0,94877	
6	0,96901	

Πίνακας 3.11.γ
Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής Και Κέρδους Από Την Επένδυση.

Σενάρια	σ (MW/μήνα)	ρ	Έγχυση από το Δίκτυο – Ρεύμα (pu)	Διαφορά Ρευμάτων (pu) $ I_{αρχ}-I_{τελ} $	Χρόνος Αναβολής, τ (Μήνες)	Κέρδος, B (€)
Αρχική Κατάσταση	0,023	0,05	0,2492	0	0	0
20%	0,023	0,05	0,2235	0,0257	19,48	45997,62
30%	0,023	0,05	0,2108	0,0384	29,10	67386,12

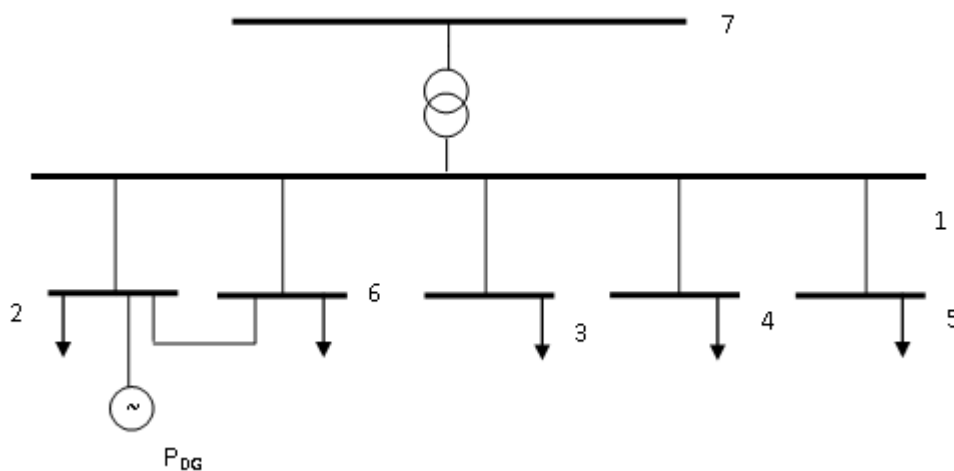
Είναι φανερό ότι με την αύξηση του ποσοστού του διαχειρίσιμου φορτίου, αυξάνεται και το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης για την αντικατάσταση του μετασχηματιστή του υποσταθμού των Χανίων.

3.11.3. Περίπτωση 2^η: Οικονομικό Όφελος Από Την Αναβολή Της Επένδυσης Στο Μετασχηματιστή Του Υποσταθμού Σε Περιπτώσεις Ισοδύναμης Διείσδυσης Μονάδων ΔΠ

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η σύγκριση που θα μπορούσε να προκύψει μεταξύ των κερδών από την αναβολή επενδύσεων, αν, αντί να έχουμε την περίπτωση του διαχειρίσιμου φορτίου, έχουμε αντίστοιχα διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής με παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ισχύος ίση με την μείωση φορτίου που θα πετυχαίναμε με την εφαρμογή της διαχείρισης φορτίου.

Συγκεκριμένα, θα τοποθετήσουμε μία μονάδα ΔΠ στον ζυγό 2 (Χανιά_2). Στον παρακάτω πίνακα 3.11.δ φαίνεται η αντιστοιχία μεταξύ της διείσδυσης μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής και του διαχειρίσιμου φορτίου ενώ το δίκτυο παίρνει τη μορφή του σχήματος 3.11.ε.

Πρέπει να τονίσουμε ότι η τοποθέτηση μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής ή περισσότερων ίσης εγκατεστημένης ισχύος σε άλλον ή άλλους ζυγούς δεν μεταβάλλει αισθητά τα αποτελέσματα. Άλλωστε, όπως φάνηκε και από την προηγούμενη εφαρμογή οι συντελεστές ευαισθησίας ρεύματος παραμένουν σταθεροί.



Σχήμα 3.11.ε. Ηλεκτρικό Δίκτυο Υποσταθμού Χανίων Μετά Τη Διείσδυση Μονάδας ΔΠ.

Πίνακας 3.11.δ

Σενάρια Διείσδυσης Σε Αντιστοιχία Με Τις Περιπτώσεις Διαχειρίσιμου Φορτίου.

Αντίστοιχο Σενάριο Διαχειρίσιμου Φορτίου	Διείσδυση Μονάδας ΔΠ (MW)	Φορτίο (MW)
Αρχική κατάσταση	0	23,23
20%	2,208	23,23
30%	3,313	23,23

Σε αυτή την περίπτωση, θα χρησιμοποιήσουμε τις ίδιες τιμές ευαισθησίας ρεύματος, όπως επίσης και για τις τιμές της μηνιαίας αύξησης φορτίου και του επιτοκίου αναγωγής. Τα αποτελέσματα της συγκεκριμένης εφαρμογής παρουσιάζονται στον πίνακα 3.11.ε

Πίνακας 3.11.ε

Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής Και Κέρδους Από Την Επένδυση.

Αντίστοιχα Σενάρια Διαχειρίσιμου Φορτίου	σ (MW/μήνα)	ρ	Έγχυση από το Δίκτυο – Ρεύμα (pu)	Διαφορά Ρευμάτων (pu) $ I_{αφγ} - I_{τελ} $	Χρόνος Αναβολής, τ (Μήνες)	Κέρδος, B (€)
Αρχική Κατάσταση	0,023	0,05	0,2492	0	0	0
20%	0,023	0,05	0,228	0,0212	16,07	38210,81
30%	0,023	0,05	0,2175	0,0317	24,09	56209,37

Παρατηρούμε ότι τα οφέλη στην πρώτη περίπτωση του διαχειρίσιμου φορτίου είναι περισσότερα σε σχέση με τη διείσδυση μονάδων ΔΠ.

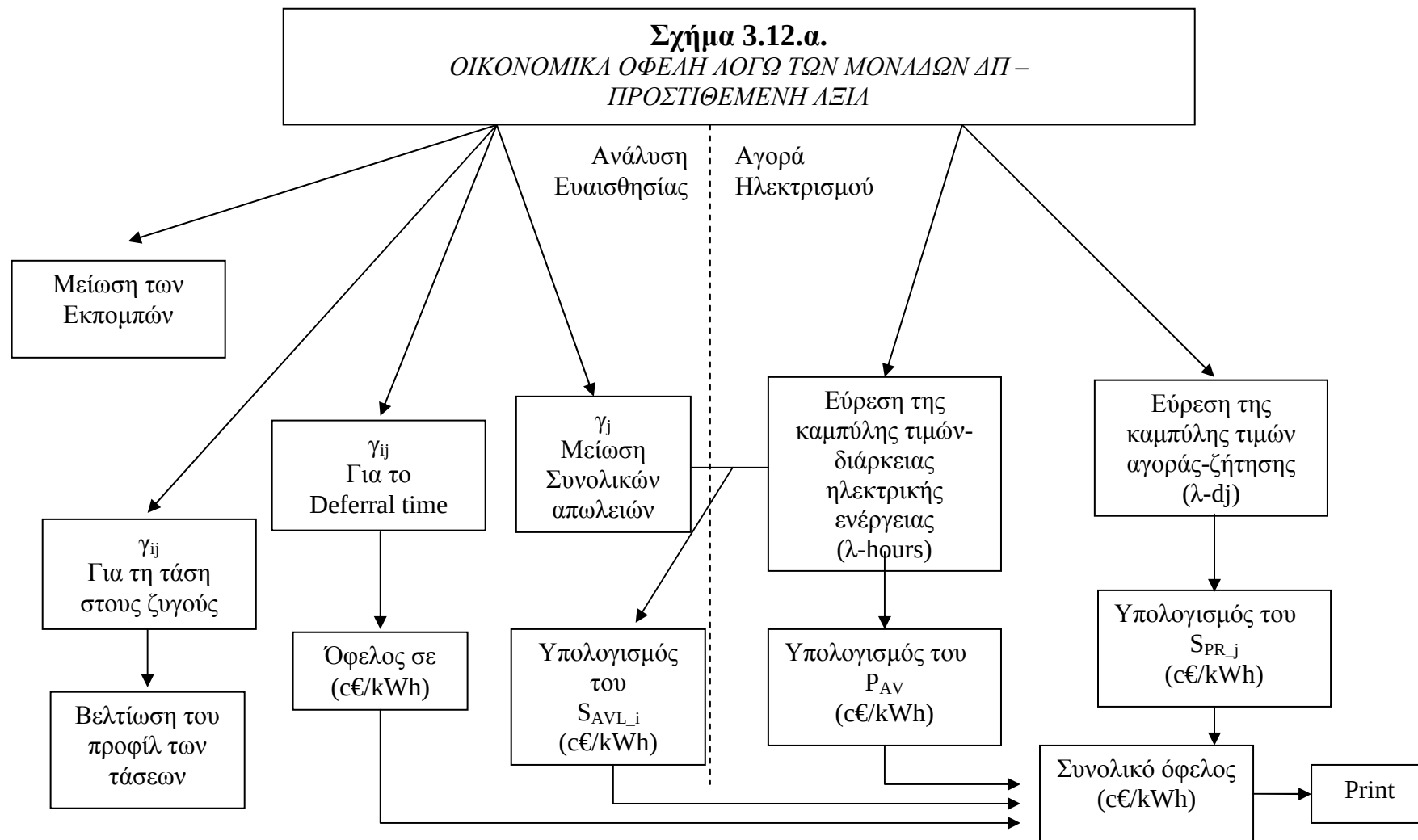
Συμπερασματικά μπορούμε να ισχυριστούμε ότι οι πολιτικές προώθησης εξοικονόμησης ενέργειας πρέπει να προηγούνται των πολιτικών προώθησης διείσδυσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

3.12. ΣΥΝΟΨΗ 3^{ου} ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

Τα οικονομικά οφέλη της διεσπαρμένης παραγωγής (ως προστιθέμενη αξία) που μελετήθηκαν με τη μέθοδο ανάλυσης ευαισθησίας, είχαν σχέση με:

- ✓ Τη δυνατότητα που δίνεται για αναβολή σε νέους μετασχηματιστές του δικτύου και καλώδια. Αν έχουμε δυνατότητα για μεγάλη διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα έχουμε και σημαντικότερο όφελος. Το εύρος του κέρδους που αποκομίζουμε εξαρτάται σε πολύ μεγάλο βαθμό από το ρυθμό αύξησης του φορτίου. Μεγάλη επιρροή στο κέρδος έχει και το επιτόκιο αναγωγής, το πόσο δηλαδή μεταβάλλεται η αξία της χρηματικής μονάδας με την πάροδο του χρόνου. Αν έχουμε μεγάλο επιτόκιο αναγωγής θα έχουμε και μεγαλύτερο όφελος.
- ✓ Τη δυνατότητα για αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής κατά την διάρκεια των ωρών αιχμής. Το πόσο σημαντικό θα είναι το όφελος εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την τιμή που θα απαιτήσουν οι ιδιοκτήτες των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής για να παρέχουν την ενέργειά τους στους προμηθευτές. Έτσι, όσο μικρότερη είναι η τιμή αυτή, τόσο μεγαλύτερο περιθώριο κέρδους θα έχουν σε σχέση με την περίπτωση που δεν θα είχαν αυτή τη δυνατότητα.
- ✓ Τη μείωση των απωλειών ισχύος στο δίκτυο εξαιτίας της παραγωγής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Το οικονομικό όφελος από τη μείωση των απωλειών ισχύος, εξαρτάται, από την οριακή τιμή συστήματος και την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής.
- ✓ Την πιθανή μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της μεγάλης διείσδυσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Για να υπάρξει ουσιαστική μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος θα έπρεπε να είχαμε πολύ εκτεταμένη λειτουργία διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής, των οποίων η ισχύς να μην είναι αμελητέα σε σχέση με τη συνολική ισχύ παραγωγής που έχουμε στο ηλεκτρικό σύστημα.
- ✓ Η μεταβολή στη τάση που υπολογίσαμε δεν μεταφράζεται σε οικονομικό όφελος αλλά αποτελεί ένα όφελος τεχνικό.
- ✓ Αλληλοσυμπλήρωση πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας και διείσδυσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα παραπάνω οικονομικά οφέλη που υπολογίσαμε (σχήμα 3.12.α), μπορούμε να συμπεράνουμε πως από τη διεσπαρμένη παραγωγή μπορούμε να έχουμε ένα επιπλέον οικονομικό όφελος, που δεν είχε πλήρως ποσοτικοποιηθεί και εκτιμηθεί ώστε να αποδοθεί σε αυτόν που το δημιουργήσε, [209], [210]. Τα οφέλη αυτά καθίστανται σημαντικά στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας και μάλιστα στο πλαίσιο των μελλοντικών δικτύων διανομής, [211], [212]. Για την προώθηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από ιδιώτες-επενδυτές, αλλά και γενικά της διεσπαρμένης παραγωγής στα μελλοντικά δίκτυα διανομής, θα πρέπει να υπάρχουν συνθήκες κατάλληλες για επενδύσεις. Είναι πολύ σημαντικό επομένως να αποδίδεται στους επενδυτές αυτό το επιπλέον όφελος, αφού αποτελεί επιπλέον κίνητρο για επένδυση, [210], [213].



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Η ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Ό,τι κοστίζει πολύ, αξίζει περισσότερο (Cervantes, Δον Κιχώτης)

4.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ

Η Διεσπαρμένη Παραγωγή στις μέρες μας αυξάνεται παγκοσμίως με γρήγορους ρυθμούς και αναμένεται να παίξει σημαντικό ρόλο στην κάλυψη των μελλοντικών ενεργειακών αναγκών. Οι τεχνολογίες ΔΠ με τη μεγαλύτερη δυναμική είναι οι μικρές μονάδες Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας, οι Μικροτουρμπίνες, τα Φωτοβολταϊκά, οι Ανεμογεννήτριες, οι Κυψέλες Καυσίμου κ.λπ., [36]. Η παρουσία μονάδων ΔΠ κοντά στη ζήτηση μπορεί να προσφέρει πολλά οικονομικά οφέλη καθώς και επιπρόσθετες βοηθητικές υπηρεσίες, [196], [198], [210].

Ο συντονισμένος έλεγχος των μονάδων ΔΠ συνιστά ένα Μικροδίκτυο, που επιτρέπει την πλήρη αξιοποίηση των πλεονεκτημάτων τους, (Κεφάλαιο 1, παράγραφος 1.10). Τα Μικροδίκτυα είναι δίκτυα ΧΤ ή ΜΤ που περιλαμβάνουν τις μονάδες ΔΠ, τις μονάδες αποθήκευσης και ελεγχόμενα φορτία, με την συνολική εγκατεστημένη ισχύ να κυμαίνεται από λίγα kW μέχρι μερικά MW. Ένα από τα χαρακτηριστικά του Μικροδικτύου είναι ότι το ανάντη δίκτυο το “βλέπει” σαν μία ενιαία και ελεγχόμενη οντότητα, δηλαδή σαν ένα φορτίο και, δεδομένης μιας ελκυστικής αμοιβής, ως μία μικρή πηγή ισχύος προσφέροντας και επικουρικές υπηρεσίες στο δίκτυο. Επιπλέον, παρόλο που τα Μικροδίκτυα λειτουργούν συνήθως διασυνδεδεμένα με το δίκτυο, μπορούν αυτόματα να νησιδοποιηθούν όταν συμβαίνουν σφάλματα στο ανάντη δίκτυο, [93]-[100].

Η λειτουργία των Μικροδικτύων προσφέρει σαφή πλεονεκτήματα στον τελικό καταναλωτή και στην επιχείρηση «ηλεκτρισμού» που το ελέγχει, όπως βελτιωμένη ποιότητα υπηρεσιών, μείωση απωλειών, αναβολή επενδύσεων, παροχή ισχύος κατά τις ώρες αιχμής και βελτιωμένη περιβαλλοντική συμπεριφορά. Επίσης, παρέχει υποστήριξη στο δίκτυο σε στιγμές “πίεσης” απαλύνοντας τη συμφόρηση και βοηθώντας στην αποκατάσταση μετά από σφάλματα. Από την οπτική του πελάτη, τα Μικροδίκτυα, όμοια με τα παραδοσιακά δίκτυα ΧΤ, παρέχουν τις ηλεκτρικές και θερμικές ανάγκες, αλλά, επιπλέον, ενισχύουν την αξιοπιστία του δικτύου και βελτιώνουν την ποιότητα ισχύος υποστηρίζοντας την τάση και μειώνοντας τις διακυμάνσεις της. Όλα τα παραπάνω πλεονεκτήματα έχουν αξιολογηθεί τόσο στις προαναφερθείσες εργασίες όσο και στις [35], [214]-[222], και συνιστούν την προστιθέμενη αξία του Μικροδικτύου σε σχέση με την ασυντόνιστη λειτουργία ενός συστήματος διανομής με εγκατεστημένες μονάδες ΔΠ (ανεξάρτητη λειτουργία). Τα δίκτυα αυτά αναμένεται να αποτελέσουν βασικές συνιστώσες των μελλοντικών Συστημάτων Ενέργειας.

Οι μεμονωμένες μικροπηγές (μονάδες ΔΠ) που έχουν συνδεθεί στη ΧΤ ή στη ΜΤ είναι πολύ μικρές για να συμμετέχουν στις ενεργειακές αγορές, όμως, αν συντονιστούν με έναν αποτελεσματικό τρόπο μπορούν να σχηματίσουν μία μεγάλη οντότητα και να διαμορφώσουν ένα μέρος του χαρτοφυλακίου μιας εταιρίας εμπορίας. Είναι φυσικά μη ρεαλιστικό να υποθέτουμε ότι οι ιδιοκτήτες των μονάδων ΔΠ θα υποβάλλουν προσφορές για τη μικροπαραγωγή τους με ένα συστηματικό τρόπο. Έξυπνοι τρόποι για τη συμμετοχή των Μικροδικτύων στην αγορά χωρίς άμεση συμμετοχή των ιδιοκτητών μονάδων ΔΠ έχουν προταθεί στις εργασίες, [223]-[226], με τη χρήση συστημάτων πολλαπλών ευφών πρακτόρων.

Στο κεφάλαιο αυτό, μετά από μια λεπτομερή ανάλυση κάποιων βασικών θεμάτων Μικροδικτύων, [35], θα αναδειχθούν και προταθούν τα βασικά πλεονεκτήματα και τρόποι λειτουργίας των Μικροδικτύων με τη συμμετοχή διαφορετικών τεχνολογιών μονάδων ΔΠ (PV, WT, MT, FC, ΣΗΘ, Ηλεκτρικά Αυτοκίνητα) ώστε, να αναδυθεί ξεκάθαρα η προστιθέμενη αξία τους όσον αφορά τα λειτουργικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά τους. Οι μελέτες αυτές αποτελούν και τη συμβολή της διατριβής στο εν λόγω θέμα. Συγκεκριμένα:

- Περιγράφονται τα αποτελέσματα όχι μόνο από την προσομοίωση της λειτουργίας ενός Μικροδικτύου κάτω από διάφορους συνδυασμούς ρεαλιστικών τιμών της αγοράς και παραγωγής από ΑΠΕ αλλά επίσης και τα αποτελέσματα από πολλά Μικροδίκτυα στην ΜΤ. Ειδική έμφαση δίνεται στην επίδραση που μπορεί να έχει η λειτουργία των Μικροδικτύων σε ένα τυπικό δίκτυο ΜΤ, όπου προβλέπεται σημαντική διείσδυση Μικροδικτύων. Επιπλέον, ο υπολογισμός της μείωσης απωλειών

ισχύος και η εκτίμηση των εκπομπών αερίων ρύπων που αποφεύγονται από τη λειτουργία του Μικροδικτύου, μέσω της καμπύλης οριακών εκπομπών του ανάντη δικτύου ποσοτικοποιούνται. Βάσει αυτών των υπολογισμών εξάγονται χρήσιμα συμπεράσματα σχετικά με τα δυνητικά οφέλη της μεγαλύτερης διείσδυσης των Μικροδικτύων στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.

- Υπολογίζεται το οικονομικό όφελος που προκύπτει από τη λειτουργία ενός Μικροδικτύου σε σχέση με την ανεξάρτητη λειτουργία των μονάδων του ΔΠ. Ο υπολογισμός του οικονομικού οφέλους που βασίζεται στην ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους του Μικροδικτύου χωρίς ανταλλαγή ισχύος με το ανάντη δίκτυο ή στην μεγιστοποίηση των κερδών του διαχειριστή του Μικροδικτύου, είναι σημαντικός διότι μπορεί να συγκριθεί με τα επιπλέον κόστη (π.χ. πλήρη τηλεπικοινωνιακή υποδομή, έξυπνοι μετρητές, κέντρα ελέγχου ενέργειας κ.τ.λ., [210], [227]) που απαιτούνται για την μετατροπή των ανεξάρτητων μονάδων ΔΠ σε λειτουργία Μικροδικτύου. Είναι σημαντικό να κατανοηθεί ότι τα οφέλη εξαρτώνται από τη δομή του Μικροδικτύου και από τις διακυμάνσεις της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Για την κατανόηση των ανωτέρω μελετήθηκε ένα τυπικό ελληνικό δίκτυο ΧΤ με συγκεκριμένες μονάδες ΔΠ συμπεριλαμβανομένων μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ και λεβήτων για την κάλυψη και των θερμικών φορτίων ζήτησης μέσω ενεργειακών διανομέων και τιμών αγοράς ενέργειας έτσι ώστε να ποσοτικοποιηθεί σε πρώτη φάση το επιπλέον οικονομικό όφελος που αποκομίζεται. Δέον να τονιστεί ότι έγινε προσπάθεια να διερευνηθεί η διακύμανση του οικονομικού οφέλους με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ΔΠ του Μικροδικτύου. Σε κάθε περίπτωση έγινε η υπόθεση ότι οι μονάδες ΔΠ ανήκουν στους τελικούς χρήστες και ότι η παραγόμενη ισχύς των μονάδων ΑΠΕ (WT και PV) πωλείται όλη στο δίκτυο.
- Στο πλαίσιο των προγραμμάτων εξοικονόμησης ενέργειας και τιμολογιακών πολιτικών προτείνεται για πρώτη φορά ένα διάνυσμα ιδιοτήτων που χαρακτηρίζουν κάθε καταναλωτή και που αποτελεί μοναδικό χαρακτηριστικό για τον καθένα, ουσιαστικά ταυτοποιώντας τον. Αυτό το διάνυσμα αποτελείται από το ζυγό στο οποίο είναι συνδεδεμένος ο καταναλωτής, το είδος του καταναλωτή, τις ενεργειακές του παραγωγές και ζητήσεις, την ενεργειακή κατηγορία στην οποία ανήκει και την ενεργειακή ελαστικότητα που τον χαρακτηρίζει. Έτσι, σε ένα Μικροδίκτυο, που αποτελείται από διαφορετικούς καταναλωτές και διαφορετικές μονάδες ΔΠ, εφαρμόζεται ένα σύνολο ενεργειακών και τιμολογιακών πολιτικών ώστε, βάσει της οικονομικής βελτιστοποίησης να μελετηθεί η λειτουργία του και να αναδειχθούν τα πλεονεκτήματά του σε σχέση με άλλα ενεργειακά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

Για περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τα προαναφερθέντα ζητήματα μπορεί κανείς να ανατρέξει στις αναφορές, [226], [228]-[234]. Επίσης, κάποια θέματα Μικροδικτύων που θα μπορούσαν να αναπτυχθούν περαιτέρω και που χρήζουν ιδιαίτερης προσοχής παρατίθενται στο παράρτημα Δ.

Τέλος, ότι επιπρόσθετη θεωρία απαιτείται για την πληρέστερη κατανόηση των παραπάνω μελετών ενσωματώνεται σε αδρές γραμμές εντός του κειμένου μελέτης.

4.2. ΔΟΜΗ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ

Η γενική δομή για ένα Μικροδίκτυο και η θέση του σε σχέση με το σύστημα *Διαχείρισης των Δικτύων Διανομής* (Distribution Management System – DMS), παρουσιάζεται στο σχήμα 4.2.α. Οι βασικές μονάδες που απαρτίζουν ένα Μικροδίκτυο είναι οι αντιστροφείς, οι μονάδες αποθήκευσης και οι ελεγκτές. Τα βασικά χαρακτηριστικά και οι λειτουργίες τους αναλύονται παρακάτω:

Αντιστροφείς

Οι περισσότερες μικροπηγές του Μικροδικτύου συνδέονται στο υπόλοιπο δίκτυο μέσω μετατροπέων. Οι αυξημένες δυνατότητες που προσφέρουν οι σύγχρονοι αντιστροφείς καθιστούν δυνατό τον έλεγχο της παραγωγής ενεργού και άεργου ισχύος και κατά συνέπεια της τάσης και της συχνότητας σε απομονωμένη λειτουργία.

Μονάδες Αποθήκευσης

Το βασικό πρόβλημα της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι δεν μπορεί να αποθηκευτεί εύκολα σε εκτεταμένη κλίμακα. Ωστόσο για την λειτουργία των Μικροδικτύων, εφόσον αυτά περιλαμβάνουν μεγάλη παραγωγή από ΑΠΕ, είναι ιδιαίτερα επιθυμητή η παρουσία μονάδων αποθήκευσης ενέργειας. Οι βασικές μονάδες αποθήκευσης είναι:

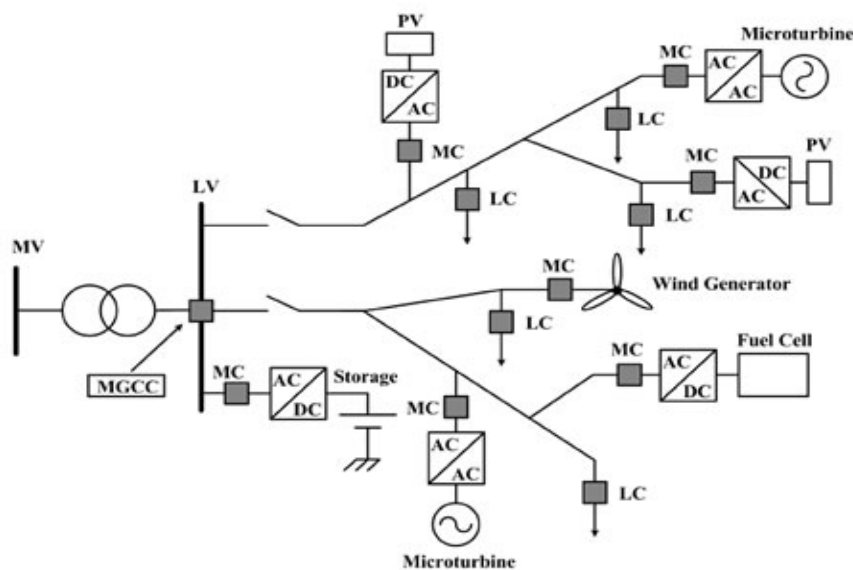
- Ηλεκτρικοί συσσωρευτές ή κοινώς *μπαταρίες*,
- Σφόνδυλοι (flywheels). Πρόκειται για διατάξεις όπου μέσω ενός κινητήρα – γεννήτριας μπορεί να γίνει αποθήκευση με την μορφή κινητικής ενέργειας σε μια στρεφόμενη μάζα,

- Υπεραγώγιμες διατάξεις,
- Διατάξεις άντλησης.

Σύστημα Ελέγχου

Για να μεγιστοποιηθούν τα οφέλη, το σύστημα ελέγχου του Μικροδικτύου θα πρέπει να είναι σε θέση να προσφέρει τα ακόλουθα:

1. Παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στα τοπικά φορτία,
2. Συμμετοχή στις ενεργειακές αγορές με στόχο τη μείωση του λειτουργικού κόστους και την αύξηση των κερδών των ιδιοκτητών ΔΠ,
3. Κατά το δυνατόν αδιάλειπτη παροχή ενέργειας σε κρίσιμα φορτία,
4. Συνεισφορά στη μείωση των ρύπων που οφείλονται στην τοπική ζήτηση,
5. Παροχή βοηθητικών υπηρεσιών στο τοπικό δίκτυο διανομής όπως έλεγχος τάσης και άεργου ισχύος,
6. Νησιδοποίηση και επανεκκίνηση του δικτύου μετά από σφάλμα στο ανάντη δίκτυο.



Σχήμα 4.2.α. Δομή Ενός Μικροδικτύου.

4.3. ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ

Οι τεχνικές προκλήσεις που συνδέονται με τη λειτουργία και τον έλεγχο των Μικροδικτύων είναι τεράστιες. Η αποτελεσματική διαχείριση της ενέργειας εντός του Μικροδικτύου είναι το κλειδί για την βελτιστοποίηση της παραγωγής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Ο συντονισμένος έλεγχος ενός μεγάλου αριθμού μονάδων ΔΠ με τις πιθανώς αλληλοσυγκρουόμενες απαιτήσεις και την περιορισμένη δυνατότητα επικοινωνίας είναι ένας ιδιαίτερα δύσκολος στόχος που απαιτεί την χρήση τεχνικών καταναμημένης ευφυΐας.

Η διαχείριση του στιγμιαίου ισοζυγίου ενεργού και άεργου ισχύος, της ροής ισχύος και των τάσεων του δικτύου είναι ιδιαίτερα πολύπλοκα θέματα κατά τη λειτουργία των Μικροδικτύων. Παραδοσιακά, τα δίκτυα ισχύος τροφοδοτούνται από μονάδες παραγωγής με στρεφόμενες μάζες που παρέχουν αδράνεια σημαντική για την βραχυπρόθεσμη διατήρηση της ευστάθειας σε περίπτωση διαταραχών. Αντίθετα, στα Μικροδίκτυα κυριαρχούν μονάδες ΔΠ συνδεδεμένες μέσω μετατροπών, οι οποίες έχουν ελάχιστη ή καθόλου αδράνεια. Οι μετατροπείς αποσυνδέουν πρακτικά την δυναμική συμπεριφορά των μονάδων ΔΠ και του δικτύου, αν και προσφέρουν τη δυνατότητα πιο ευέλικτης λειτουργίας.

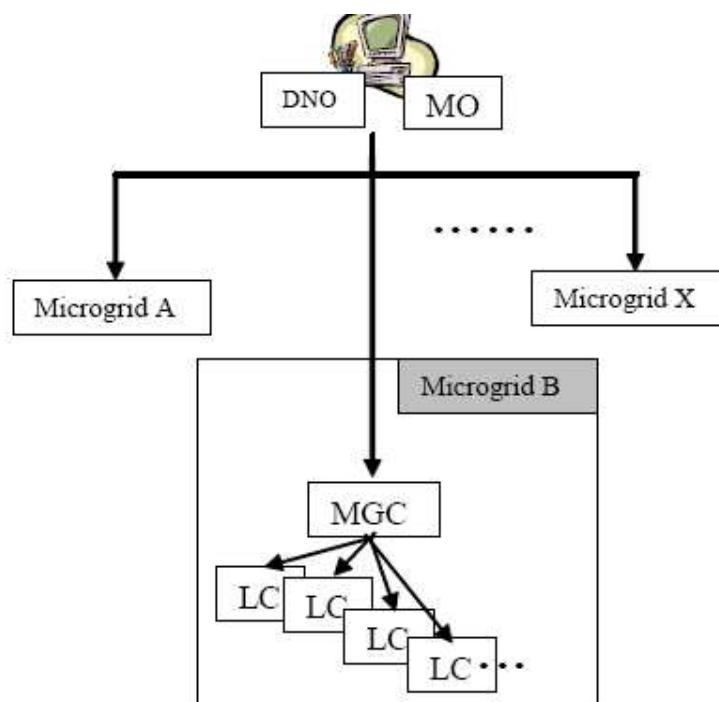
Η μεγαλύτερη πάντως πρόκληση για τη λειτουργία των Μικροδικτύων, είναι η εξασφάλιση της σταθερής λειτουργίας τους κατά τη διάρκεια βλαβών και διαφόρων διαταραχών στο ανάντη δίκτυο. Η μετάβαση από διασυνδεδεμένη λειτουργία σε απομονωμένη λειτουργία είναι πιθανό να οδηγήσει σε μεγάλη ανισορροπία μεταξύ τοπικής παραγωγής και φορτίων ζήτησης με άμεση συνέπεια στην τάση και συχνότητα του δικτύου. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, όπως μπαταρίες, σούπερ-πυκνωτές και σφόνδυλοι και τελευταία η διεύθυνση ηλεκτρικών αυτοκινήτων μπορούν να συμβάλλουν σημαντικά σε τέτοιες καταστάσεις στην σταθερότητα της λειτουργίας του δικτύου. Γενικά, η διατήρηση της ευστάθειας και της ποιότητας ισχύος ιδιαίτερα κατά την απομονωμένη λειτουργία απαιτεί την ανάπτυξη εξελιγμένων

στρατηγικών ελέγχου που θα περιλαμβάνουν τόσο τις μονάδες παραγωγής όσο και τα φορτία ζήτησης των καταναλωτών.

4.4. ΑΡΧΙΤΕΚΤΟΝΙΚΗ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ

Για να μπορέσουν τα Μικροδίκτυα να προσφέρουν τα πλεονεκτήματα που αναφέρθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, θα πρέπει η ένταξη των μονάδων ΔΠ στο δίκτυο ΧΤ, να συμβάλλει στη βελτιστοποίηση της γενικής λειτουργίας του συστήματος. Για να επιτευχθεί αυτός ο στόχος, προτείνεται μια ιεραρχική αρχιτεκτονική ελέγχου που θα περιλαμβάνει τρία επίπεδα, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.4.α.

- ✓ Τοπικοί Ελεγκτές Μικροπηγών (TE) ή *Local Microgenerator Controllers (MC)* και *Ελεγκτές Φορτίων* ή *Local Controllers (LC)*,
- ✓ Κεντρικός Ελεγκτής Μικροδικτύου (ΚΕΜΔ) ή *MicroGrid System Central Controller (MGCC)*,
- ✓ Σύστημα Διαχείρισης της Διανομής (ΣΔΔ) ή *Distribution Management System (DSM)*.



Σχήμα 4.4.α. Αρχιτεκτονική Ελέγχου Ενός Μικροδικτύου.

Ο MC εκμεταλλεύεται τα ηλεκτρονικά ισχύος της διασύνδεσης των μικροπηγών και μπορεί να εμπλουτιστεί με διάφορους βαθμούς ευφυΐας. Χρησιμοποιεί τοπική πληροφορία για τον έλεγχο της τάσης και συχνότητας του Μικροδικτύου σε μεταβατικές καταστάσεις. Οι MCs μπορούν να προσαρμοστούν σε κάθε τύπο μικροπηγής (φωτοβολταϊκά, μικροτουρμπίνες, κ.λπ.). Αντίστοιχοι LC εγκαθίστανται επίσης στα ελέγξιμα φορτία.

Οι λειτουργίες του MGCC μπορούν να εκτείνονται από την απλή εποπτεία και καταγραφή της ενεργού και άεργου ισχύος που παρέχει κάθε μονάδα ΔΠ έως την πλήρη ευθύνη για την βελτιστοποίηση της λειτουργίας του Μικροδικτύου με την αποστολή σημάτων ελέγχου για την παραγωγή των μικροπηγών και των φορτίων.

Ως προς το δίκτυο ΜΤ, τα Μικροδίκτυα πρέπει να συμπεριφέρονται ως απλά φορτία. Για τον σκοπό αυτό απαιτείται συντονισμός ενός ή περισσότερων Μικροδικτύων με το Σύστημα Διαχείρισης του Δικτύου Διανομής (DMS – Distribution Management Systems), στο οποίο συνδέονται.

Το DSM αποτελείται από τον *Λειτουργό του Συστήματος Διανομής (ΛΣΔ)* ή *Distribution System Operator (DSO)* ή *Distribution Network Operator (DNO)* και από έναν ή περισσότερους *Διαχειριστές της Αγοράς (ΔΑ)* ή *Market Operators (MOs)*, οι οποίοι μπορεί να είναι η ίδια ή διαφορετική οντότητα. Ο DSO είναι υπεύθυνος για τη λειτουργία των περιοχών ΜΤ ή ΧΤ στις οποίες μπορεί να υπάρχουν περισσότερα από ένα Μικροδίκτυα. Ο MO είναι υπεύθυνος για τη λειτουργία της αγοράς, όπως ο καθορισμός της εξωτερικής εκκαθάρισης των τιμών της αγοράς για μία συγκεκριμένη περιοχή που λειτουργείται από τον DSO.

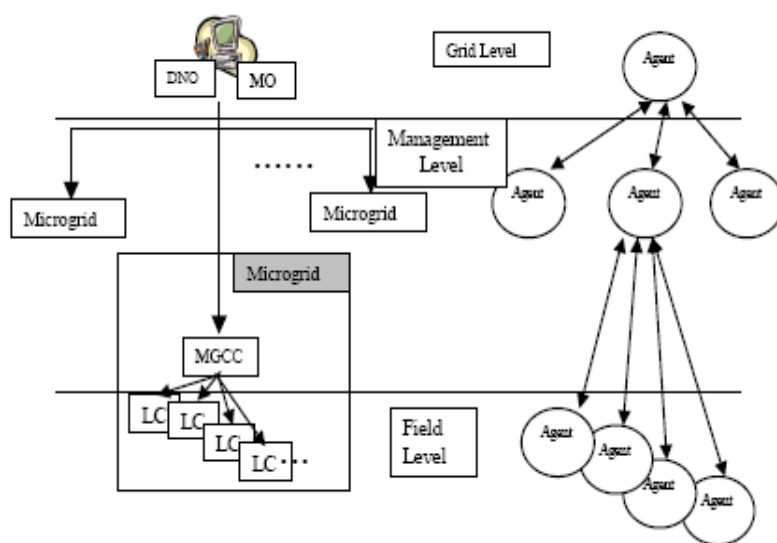
Η κύρια διασύνδεση μεταξύ του DNO και του Μικροδικτύου είναι ο MGCC, ενώ η κάθε μικροπηγή και το κάθε φορτίο (αν εφαρμοσθούν επιλογές στο φορτίο) μέσα στο Μικροδίκτυο είναι εξοπλισμένη με LC, οι οποίοι ορίζονται ως *Ελεγκτές Μικροπηγών* (EM) ή *Microsource Controlllers* (MC) και Ελεγκτές φορτίου αντίστοιχα.

4.5. ΑΠΟΚΕΝΤΡΩΜΕΝΟΣ ΚΑΙ ΚΕΝΤΡΙΚΟΣ ΕΛΕΓΧΟΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ

Είναι σαφές ότι για να λειτουργήσει το Μικροδίκτυο με συντονισμένο τρόπο, είναι σημαντικό να λαμβάνονται αποφάσεις προκειμένου να εξισορροπηθούν η προσφορά ισχύος από τις τοπικές μονάδες ΔΠ και από τη γραμμή διανομής MT με τη ζήτηση. Υπάρχουν διάφορες προσεγγίσεις που μπορούν να εφαρμοστούν, κυμαινόμενες από μια πλήρως αποκεντρωμένη προσέγγιση προς έναν κεντρικό έλεγχο ανάλογα με τις λειτουργίες του MGCC και των MCs και LCs.

4.5.1. Πλήρως Αποκεντρωμένος Έλεγχος

Σύμφωνα με την πλήρως αποκεντρωμένη προσέγγιση, η κύρια ευθύνη ανατίθεται στους Τοπικούς MCs, οι οποίοι ανταγωνίζονται για να μεγιστοποιήσουν την παραγωγή τους προκειμένου να ικανοποιηθεί η ζήτηση και να εξάγουν πιθανώς το μέγιστο ποσό ενέργειας στο δίκτυο MT λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες τιμές αγοράς. Αυτή η προσέγγιση μπορεί να βασιστεί στην τεχνολογία *Πολλαπλών Ευφυών Πρακτόρων* (Multi Agent Systems – MAS), σχήμα 4.5.α, [219-]-[221]. Η χρήση τους στον έλεγχο ενός Μικροδικτύου λύνει διάφορα λειτουργικά προβλήματα. Καταρχήν, οι μικροπηγές μπορούν να έχουν διαφορετικούς ιδιοκτήτες, οπότε και οι σχετικές αποφάσεις θα πρέπει να λαμβάνονται τοπικά, καθιστώντας το συγκεντρωτικό έλεγχο πολύ δύσκολο. Επιπλέον, η λειτουργία σε περιβάλλον ελεύθερης αγοράς απαιτεί ορισμένο βαθμό νοημοσύνης στις ενέργειες του ελεγκτή κάθε μονάδας που συμμετέχει στην αγορά. Τέλος, οι ιδιοκτήτες της ΔΠ εκτός της πώλησης ενέργειας μπορεί να έχουν και άλλους στόχους, όπως παραγωγή θερμότητας, σταθεροποίηση της τάσης τοπικά ή παροχή εφεδρείας σε τοπικά κρίσιμα φορτία σε περίπτωση κατάρρευσης του συστήματος. Όλα αυτά συνηγορούν στην εφαρμογή διεσπαρμένου ελέγχου και αυτόνομης λειτουργίας.



Σχήμα 4.5.α. Αντιστοίχιση Επιπέδων Ελέγχου Για Το Μικροδίκτυο Και Προσέγγισης Με Σύστημα MAS.

4.5.2. Κεντρικός Έλεγχος

Στον Κεντρικό Έλεγχο, οι MC ακολουθούν τις εντολές του MGCC, όταν το Μικροδίκτυο συνδέεται με το κυρίως δίκτυο, και έχουν την αυτονομία να εκτελέσουν τοπική βελτιστοποίηση της ενεργού και άεργου ισχύος κατά την απομονωμένη λειτουργία του Μικροδικτύου, σχήμα 4.5.β, [35].



Σχήμα 4.5.β. Η Ροή Πληροφορίας Μεταξύ Του Κεντρικού Ελεγκτή Και Των Τοπικών Ελεγκτών Σε Ένα Μικροδίκτυο, [35].

Η κύρια ευθύνη για τη μεγιστοποίηση της αξίας του Μικροδικτύου και τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας ανατίθεται στον MGCC. Αυτός χρησιμοποιεί τις τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και των καυσίμων και πιθανώς περιορισμούς ασφαλείας δικτύου και άλλες απαιτήσεις λειτουργίας του δικτύου διανομής, για να καθορίσει το ποσό ισχύος που το Μικροδίκτυο θα πρέπει να απορροφά από το δίκτυο διανομής βελτιστοποιώντας τις τοπικές δυνατότητες παραγωγής. Μπορεί να χρησιμοποιεί μεθόδους πρόβλεψης φορτίου (ηλεκτρικού και ενδεχομένως θερμικού) και προβλέψεις παραγωγής ισχύος και να εκτελεί λειτουργίες προγραμματισμού και διαχείρισης φορτίου με βάση τις προσφορές των Μικροπηγών και των φορτίων και λειτουργίες ασφάλειας του Μικροδικτύου. Το καθορισμένο βέλτιστο σενάριο επιτυγχάνεται με τον έλεγχο των Μικροπηγών και των ελέγξιμων φορτίων μέσα στο Μικροδίκτυο με την αποστολή κατάλληλων σημάτων ελέγχου στους MCs. Αυτές οι τεχνικές είναι ισοδύναμες με το δευτεροβάθμιο έλεγχο κατά τη διασυνδεδεμένη λειτουργία του Μικροδικτύου.

4.6. ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΠΟ ΤΗΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ

Τα Μικροδίκτυα, όπως προαναφέρθηκε, περιλαμβάνουν ένα ευρύ φάσμα τεχνολογιών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το κύριο καύσιμο για αυτές τις διεσπαρμένες πηγές είναι το φυσικό αέριο, αλλά και το ντίζελ, βιοντίζελ, βιοαέριο, αέριο από βιολογικούς καθαρισμούς κ.λπ. Το υδρογόνο αναμένεται να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στο μέλλον. Περιλαμβάνουν επίσης τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως ηλιακή (φωτοβολταϊκά) και αιολική (ανεμογεννήτριες), ιδιαίτερα σε χώρες, όπου οι κλιματολογικές συνθήκες το ευνοούν.

Ένα σημαντικό πλεονέκτημα των Μικροδικτύων είναι η χρησιμοποίηση τοπικά της θερμότητας που αποβάλλεται κατά την μετατροπή του καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Η χρήση αυτής της θερμότητας μειώνει τις εκπομπές αέριων ρύπων και αυξάνει την αποδοτικότητα της χρήσης πρωτογενών πηγών ενέργειας. Σήμερα, συναντώνται μεσαίου μεγέθους εφαρμογές ΣΗΘ σε βιομηχανικά συστήματα σε διάφορες χώρες και έχει σημειωθεί σημαντική πρόοδος στην ανάπτυξη μικρότερης κλίμακας εφαρμογών ΣΗΘ, ακόμα και για οικιακή χρήση (κεφάλαιο 2). Αυτά τα συστήματα αναμένεται να διαδραματίσουν πολύ σημαντικό ρόλο στα Μικροδίκτυα. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης, όπως μπαταρίες, πυκνωτές και σφόνδυλοι αποτελούν επίσης αναγκαία συστατικά των Μικροδικτύων, συμβάλλοντας στην αξιοπιστία της τροφοδοσίας κατά τη διάρκεια των διαταραχών.

Η ανάπτυξη των Μικροδικτύων και η ευρεία χρήση συστημάτων ΔΠ μπορούν να συμβάλλουν στη μείωση του φαινομένου του θερμοκηπίου και το μετριασμό της αλλαγής του κλίματος. Αυτό συμβαίνει επειδή η λειτουργία των Μικροδικτύων είναι βασισμένη σε μεγάλο βαθμό στις ΑΠΕ και σε μικρές μονάδες παραγωγής που χαρακτηρίζονται από πολύ χαμηλές εκπομπές καυσαερίων.

Επιπλέον, η λειτουργία των Μικροδικτύων συμβάλλει στη μείωση των απωλειών και επομένως στην περαιτέρω ορθολογική διαχείριση της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει προσδιορίσει τις απώλειες, ως βασικό στόχο για τα προγράμματα έρευνας και ανάπτυξης, αναγνωρίζοντας ότι πρόκειται για μια από τις προτεραιότητες για τη βελτιωμένη ενεργειακή αποδοτικότητα και τη συμβολή στο μετριασμό της αλλαγής του κλίματος.

4.7. ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΣΤΗΝ ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΔΙΚΤΥΟΥ

Ο τρόπος σχεδιασμού των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας έχει ως αποτέλεσμα η απόδοση των δικτύων MT και XT να επιδρούν σημαντικά στην ποιότητα παροχής ηλεκτρικής ισχύος στους καταναλωτές, ενώ σφάλματα στα δίκτυα YT να μην επηρεάζουν τους καταναλωτές που είναι συνδεδεμένοι στη MT και XT. Τα δίκτυα MT είναι σχεδιασμένα με το λεγόμενο κριτήριο ασφάλειας N-1, που σημαίνει ότι διακοπή που προκαλείται από τη βλάβη μιας συνιστώσας του δικτύου MT δεν επηρεάζει τους καταναλωτές. Αυτό απαιτεί προφανώς κάποια περίσσεια στις δυνατότητες διανομής των δικτύων MT.

Ομοίως, τα δίκτυα YT σχεδιάζονται σύμφωνα με τα κριτήρια ασφάλειας N-2. Στην πλειοψηφία των χωρών της ΕΕ, περισσότερο από 80% των διακοπών ισχύος και του χρόνου διακοπής έχουν ως αιτία βλάβες σε ένα από τα επίπεδα τάσης. Από την άλλη μεριά στα δίκτυα XT δεν υπάρχει τέτοια δυνατότητα και η διάρκεια διακοπής εξαρτάται από τον χρόνο επισκευής ή βλάβης. Έτσι, ένα από τα βασικά οφέλη των Μικροδικτύων είναι η δυνατότητα να αυξηθεί η ποιότητα ισχύος με την παροχή επιπλέον παραγωγής, όπου αυτό απαιτείται. Η ικανότητα των Μικροδικτύων να λειτουργήσει νησιδοποιημένο, δηλαδή απομονωμένο από το κυρίως δίκτυο, μπορεί να απαλείψει τις επιπτώσεις σφαλμάτων στα υψηλότερα επίπεδα τάσης. Αυτή η δυνατότητα βεβαίως απαιτεί εξελιγμένες υποδομές προστασίας, ελέγχου και τηλεπικοινωνιών, προκειμένου να είναι σε θέση να απομονώσουν το Μικροδίκτυο και να παράσχουν σταθερή, αυτόνομη λειτουργία.

Προς το παρόν, η δυνατότητα των Μικροδικτύων να εξασφαλίσουν αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές τους, όταν συμβεί σημαντική βλάβη έξω από αυτό, απαιτεί σχετικά υψηλό κόστος εγκατάστασης. Παρ' όλα αυτά, φαίνεται πως μακροπρόθεσμα τέτοιες εφαρμογές θα είναι οικονομικά βιώσιμες, ακόμη και σε μεγάλης κλίμακας εγκαταστάσεις. Σε κάθε περίπτωση, για να απαντηθεί το ερώτημα αυτό θα πρέπει να ποσοτικοποιηθούν οι οικονομικές επιπτώσεις των διακοπών παροχής ισχύος για τις διάφορες κατηγορίες καταναλωτών και να συγκριθούν με τις δαπάνες υποδομής που απαιτούνται για τέτοιες εγκαταστάσεις.

4.8. ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΣΕ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ^[35]

[94]

Αφού καθοριστεί η σειρά *Ενταξης των Μονάδων* (Unit Commitment, UC), ακολουθεί η επίλυση του προβλήματος της Οικονομικής Κατανομής (Economic Dispatch, ED) που έχει ως στόχο τον καθορισμό των σημείων λειτουργίας των μονάδων που αποφασίστηκε να ενταχθούν. Η επίλυση του παραπάνω προβλήματος μπορεί να πραγματοποιηθεί μέσω πολλών τεχνικών. Επομένως, από τη στιγμή που οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας θα καταθέσουν τις προσφορές τους στον MGCC για την ισχύ που μπορούν να παράγουν και την τιμή της προσφοράς τους ο στόχος του MGCC θα είναι να βελτιστοποιήσει την οικονομική λειτουργία λαμβάνοντας υπ' όψιν τεχνικούς περιορισμούς. **Η βελτιστοποίηση μπορεί να είναι είτε ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής χωρίς ανταλλαγή με το δίκτυο, είτε μεγιστοποίηση των κερδών ενός διαχειριστή.** Και στις δύο περιπτώσεις η κάθε μία από τις N μονάδες ΔΠ υποβάλλει προσφορά για την παραγωγή και πώληση ενεργού ισχύος, η οποία συμβολίζεται από την μεταβλητή *active_bid(x_i)*, όπου *x_i* η ενεργός παραγωγή κάθε μιας από τις i-μικροπηγές του Μικροδικτύου. Η πλήρης μορφή της συνάρτησης προσφοράς προκειμένου για συνεχή συνάρτηση κόστους δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$active\_bid(x_i) = a_i \cdot x_i^2 + b_i \cdot x_i + c_i \quad (4.8.a)$$

Για τις μονάδες αυτές ο όρος *c_i* αντιπροσωπεύει τον σταθερό όρο για την κατανάλωση καυσίμου συμπεριλαμβάνοντας και το κόστος εκκίνησης της μονάδας, όταν αυτή δεν λειτουργεί κατά τη διάρκεια της υποβολής της προσφοράς στον MGCC. Πιθανόν, ο κάτοχος της μονάδας σε αυτήν την τιμή να προσθέτει και το κόστος ανάκτησης της επένδυσής του, στη μονάδα ΔΠ. Οι παράμετροι *a_i* και *b_i* αντιπροσωπεύουν το μεταβλητό κόστος παραγωγής για αυτές τις μονάδες.

Δύο είναι οι πολιτικές που δύναται να υλοποιηθούν σε ένα Μικροδίκτυο, η πολιτική του «Καλού Πολίτη» και η πολιτική του «Ιδανικού Πολίτη».

4.8.1. 1^η-Πολιτική Αγοράς – Του «Καλού Πολίτη»

Σύμφωνα με αυτήν την πολιτική ο στόχος της λειτουργίας του MGCC είναι η μείωση του συνολικού λειτουργικού κόστους λειτουργίας του Μικροδικτύου με τον περιορισμό ότι δεν θα εξάγει ενέργεια στο ανάντη δίκτυο. Η μαθηματική διατύπωση του προβλήματος για αυτήν την πολιτική έχει ως εξής: κάθε χρονική περίοδο γίνεται ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους (cost):

$$\text{cost} = \sum_{i=1}^N \text{active\_bid}(x_i) + AX \quad (4.8.\beta)$$

όπου X , η ενεργός ισχύς που αγοράζεται από το δίκτυο και A , είναι οι τιμές αγοράς ενέργειας.

Οι περιορισμοί του προβλήματος βελτιστοποίησης ομαδοποιούνται ως προς τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων ΔΠ όπως π.χ. τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα των μονάδων, και οι χρόνοι εκκίνησης -αν και σε αυτήν την περίπτωση είναι σχεδόν αμελητέοι- το ισοζύγιο ισχύος εντός του Μικροδικτύου, εξίσωση 4.8.γ, ενώ σε κάθε περίπτωση η τοπική παραγωγή θα πρέπει να είναι επαρκής όταν η ζήτηση υπερβαίνει τη συμβολαιοποιημένη με το ανάντη δίκτυο ή το τεχνικό όριο ισχύος διασύνδεσης που περιγράφεται από την μεταβλητή *ConnectionLineCapacity*, εξίσωση 4.8.δ.

$$X + \sum_{i=1}^N x_i = P\_demand \quad (4.8.\gamma)$$

όπου P_demand είναι η ζήτηση ενεργού ισχύος.

$$\sum_{i=1}^N x_i \geq \max\{0, P\_demand - \text{ConnectionLineCapacity}\} \quad (4.8.\delta)$$

Η υλοποίηση μιας τέτοιας πολιτικής λειτουργίας αναμένεται να είναι επιλογή ενός συνεταιρισμού καταναλωτών, αγροτικών, βιοτεχνικών, ή κάποιου δήμου ο οποίος διαχειρίζεται τα κτίρια του ως μια ενιαία οντότητα, ή ακόμα κάποιου συγκροτήματος κατοικιών, π.χ. εργατικές κατοικίες, όπου ο κοινός στόχος είναι η μείωση του κόστους ενέργειας για τους τελικούς χρήστες και η ευελιξία που προσφέρει ένας μεγαλύτερος καταναλωτής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

4.8.2. 2^η-Πολιτική Αγοράς – Του «Δανικού Πολίτη»

Σε αυτήν την πολιτική θεωρείται ότι ένας *Πάροχος Ενεργειακών Υπηρεσιών* (Energy Service Provider) διαχειρίζεται τον MGCC προσπαθώντας να μεγιστοποιήσει τα κέρδη του, ανταλλάσσοντας ενέργεια με το δίκτυο και χρεώνοντας τους καταναλωτές μέσα στο Μικροδίκτυο με τις τιμές της αγοράς. Αναγκαία προϋπόθεση είναι το ανάντη ευρισκόμενο δίκτυο να επιτρέπει την αμφίδρομη ροή ισχύος. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης εν προκειμένω είναι η μεγιστοποίηση της παρακάτω παράστασης:

$$\text{Maximize \{Income-expenses\} = Maximize \{Revenues\}} \quad (4.8.\epsilon)$$

Το έσοδα προέρχονται από την πώληση της ενεργού ισχύος τόσο στο δίκτυο Μέσης Τάσης όσο και στους καταναλωτές του Μικροδικτύου. Αν η ζήτηση είναι υψηλότερη από την παραγωγή των μικροπηγών, τότε γίνεται έγχυση ισχύος από το δίκτυο και μεταπωλείται στους καταναλωτές του Μικροδικτύου. Αν η παραγωγή είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση τότε πωλείται ενέργεια στο δίκτυο και ο όρος X είναι ίσος με μηδέν στις επόμενες δύο εξισώσεις.

$$\text{Income} = AX + A \sum_{i=1}^N x_i \quad (4.8.\sigma\tau)$$

Ο όρος “expenses” περιλαμβάνει τα κόστη για την αγορά ενεργού ισχύος από το δίκτυο και την αποζημίωση των τοπικών παραγωγών, όπως διατυπώνεται και από την παρακάτω εξίσωση.

$$\text{expenses} = \sum_{i=1}^N \text{active\_bid}(x_i) + AX \quad (4.8.\zeta)$$

Ο MGCC πρέπει να μεγιστοποιήσει το μέγεθος Revenues:

$$\text{Revenues} = A \sum_{i=1}^N x_i - \sum_{i=1}^N \text{active\_bid}(x_i) \quad (4.8.\eta)$$

Επιπλέον, θα πρέπει να ικανοποιείται ο περιορισμός που περιγράφεται παρακάτω:

$$X + \sum_{i=1}^N x_i \geq P\_demand \quad (4.8.\theta)$$

Σε καμία περίπτωση όμως η παραγόμενη ισχύς από το Μικροδίκτυο δεν πρέπει να παραβιάζει ούτε τη συμβολαιοποιημένη ούτε την τεχνικά εφικτή ισχύ που εγχύεται στο ανάντη δίκτυο. Οι λοιποί περιορισμοί που πρέπει να ικανοποιούνται είναι ίδιοι με εκείνους που διατυπώνονται για την πολιτική του καλού πολίτη.

$$\sum_{i=1}^N x_i \leq P\_demand + \text{ConnectionLineCapacity} \quad (4.8.\iota)$$

Σε μια τέτοια περίπτωση, η λειτουργία του Μικροδικτύου προσομοιάζεται με τη συμπεριφορά του «ιδανικού» πολίτη, ο οποίος όχι μόνο δεν επιβαρύνει το δίκτυο διανομής με την ενεργειακή του συμπεριφορά αλλά επιπλέον το υποβοηθά στις περιόδους μεγάλης ζήτησης όχι απλά μειώνοντας την κατανάλωσή του αλλά παρέχοντας και ισχύ στις γειτονικές γραμμές ακόμη και αν δεν είναι μέλη του Μικροδικτύου. Κατ' αυτόν τον τρόπο, πρωτίστως επωφελούνται οι καταναλωτές του Μικροδικτύου, αλλά και οι γειτονικές του γραμμές αφού μειώνεται η συνολική ζήτηση στη συγκεκριμένη περιοχή.

4.9. ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ – ΤΑ ΣΗΜΑΝΤΙΚΟΤΕΡΑ ΕΞΑΓΟΜΕΝΑ ΜΕΓΕΘΗ

Για την κατασκευή ενός Μικροδικτύου που αναπτύσσεται σε έναν προϋπάρχον δίκτυο χαμηλής τάσης προϋποτίθενται οικονομικά κόστη αναφορικά με τις επενδύσεις για εξοπλισμό ελέγχου και διαχείρισης, για συστήματα επικοινωνίας, για συσκευές ενεργειακής αποθήκευσης και σχεδιασμό προστασίας. Ο εξοπλισμός ελέγχου και διαχείρισης συνίσταται στους προαναφερθέντες τοπικούς ελεγκτές φορτίου και μικροπηγών καθώς και στον κεντρικό ελεγκτή MGCC. Τα συστήματα επικοινωνίας μεταξύ των ελεγκτών δεν είναι υψηλού κόστους συνήθως στο βαθμό που οι χρονικές σταθερές στα ενεργειακά συστήματα είναι χαμηλότερες από τις αντίστοιχες των συστημάτων επικοινωνίας και συνεπώς απαιτείται απλώς ένα σύστημα χαμηλού εύρους ζώνης.

Η ικανότητα ενεργειακής αποθήκευσης είναι συχνά μεγάλης σημασίας για τα Μικροδίκτυα στην περίπτωση του φαινομένου νησιδοποίησης/απομόνωσης. Στην περίπτωση αυτή, οι μικρό-γεννήτριες του Μικροδικτύου ωθούνται σε μια προσωρινή και άμεση έγχυση ισχύος για να ρυθμιστεί η τάση και η συχνότητα εντός των επιτρεπόμενων ορίων.

Συνήθως, εντός του Μικροδικτύου, οι μικροπηγές συνδέονται με το δίκτυο μέσω διεπαφών ηλεκτρονικών ισχύος. Συνεπώς, όταν αυτό βρίσκεται σε απομονωμένη λειτουργία, τα ρεύματα βραχυκυκλώσεως δεν είναι τόσο υψηλά όσο απαιτείται από τα παραδοσιακά συστήματα προστασίας και γι' αυτό χρειάζεται αντίστοιχος σχεδιασμός προστασίας. Κάτι τέτοιο σημαίνει ότι η προστασία που βασίζεται σε ασφάλειες τήξης στους κλάδους χαμηλής τάσης θα πρέπει να αντικατασταθεί από προστασία που βασίζεται σε ασφαλειοδιακόπτες.

Ακόμα, είθισται στα Μικροδίκτυα να τοποθετείται ένας στατικός διακόπτης στο σημείο σύζευξης του Μικροδικτύου με το δίκτυο MT. Ρόλος του είναι να διασφαλίζει την ταχύτατη απομόνωση του Μικροδικτύου σε περιστάσεις που κάτι τέτοιο κρίνεται απαραίτητο.

Εκτός από τα κόστη σχεδιασμού και εγκατάστασης, σε μια οικονομική καταγραφή και ανάλυση ενός Μικροδικτύου θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Τα κόστη συντήρησης αφορούν τον επιπλέον εξοπλισμό που εγκαθίσταται για την υλοποίηση του Μικροδικτύου. Εκτός του προαναφερθέντος προϋπολογισμού τίθενται οι μικροπηγές και τα φορτία που παραμένουν υπεύθυνα τα ίδια για το κόστος τους –καύσιμα, συντήρηση, λειτουργία- όπως και στην προ Μικροδικτύου περίοδο.

4.9.1. Δείκτες Αξιολόγησης Απόδοσης Μικροδικτύου

Μερικά από τα σημαντικότερα μεγέθη, ηλεκτρικά και οικονομικά που εξάγονται κατά τη διαδικασία επίλυσης του οποιουδήποτε σεναρίου που θα εφαρμοστεί στις μελέτες που ακολουθούν, είναι τα παρακάτω, [121], [235], [236].

Λειτουργικό Κόστος Δικτύου (Operating Cost – OC)

Είναι το κόστος λειτουργίας των μονάδων ΔΠ και το κόστος ενέργειας του ανάντη δικτύου για την εξυπηρέτηση των ενεργειακών αναγκών του Μικροδικτύου (σχέση 4.8.β) σε ετήσια βάση. Το OC υπολογίζεται ανά ώρα και προστίθεται για να δώσει το συνολικό κόστος του έτους, πάντα σε €. Επίσης, σημαντικό είναι πως εάν από το OC αφαιρεθούν τα κόστη των μονάδων ΔΠ, μένει το κόστος ενέργειας από το ανάντη δίκτυο που αποτελεί και το έσοδο του διαχειριστή του ανάντη και ίσως του Μικροδικτύου σε κάποιες περιπτώσεις. Κατά συνέπεια, σε περιπτώσεις όπου εξετάζονται σενάρια τιμολογιακής πολιτικής, το κόστος από το ανάντη δίκτυο διαδραματίζει κύριο παράγοντα σύγκρισης από τη σκοπιά του επωφελούμενου αυτού του κόστους (σε πολλές περιπτώσεις ο διαχειριστής της αγοράς του Μικροδικτύου).

Ανηγμένο Λειτουργικό Κόστος Δικτύου (NOC)

$$NOC = \frac{OC}{Total_{Demand}} \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) \quad (4.9.a)$$

Όπου Total_Demand είναι η ετήσια συνολική ζήτηση ενέργειας του δικτύου. Ο δείκτης αυτός είναι πολύ σημαντικός διότι εκφράζει την μέση ετήσια τιμή της ενέργειας (MWh) με την οποία λειτουργεί το δίκτυο.

Ποσοστό Μείωσης Λειτουργικού Κόστους (OCP)

Το ποσοστό αυτό εκφράζει την ποσοστιαία μείωση του λειτουργικού κόστους που επετεύχθη στο κάθε σενάριο μέσα από πολιτικές που εφαρμόστηκαν. Πάντοτε ως σενάριο αναφοράς είναι το απλό σενάριο δικτύου χωρίς καμιά μονάδα ΔΠ και απουσία οποιασδήποτε ενεργειακής πολιτικής. Το ποσοστό μείωσης λειτουργικού κόστους (OCP) δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$OCP (\%) = (OC_{\text{scenario}} - OC_{No\_DG}) / OC_{No\_DG} \quad (4.9.\beta)$$

Ηλεκτρικές Απώλειες (Electrical Losses – EL)

Οι ηλεκτρικές απώλειες του Μικροδικτύου σε ωριαία βάση, προέρχονται από την επίλυση του προβλήματος ροής φορτίου και εξετάζονται ως ετήσιες ηλεκτρικές απώλειες σε MWh.

Ποσοστό Μείωσης Απωλειών (LR)

Το μέγεθος αυτό εκφράζει την ποσοστιαία μείωση των απωλειών που επετεύχθη στο κάθε σενάριο. Πάντοτε ως σενάριο αναφοράς είναι το απλό σενάριο δικτύου χωρίς μονάδες ΔΠ. Το ποσοστό μείωσης απωλειών δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$LR = (L_{\text{scenario}} - L_{No\_DG}) / L_{No\_DG} \quad (4.9.\gamma)$$

Όπου L_{scenario} είναι οι ετήσιες απώλειες του σεναρίου (MWh) που εξετάζεται και L_{No_DG} οι ετήσιες απώλειες (MWh) του σεναρίου βάσης.

Λόγος Ισχύος Μονάδων ΔΠ Προς Αιχμή Μικροδικτύου (PA_{DG}) Και Προς Μέσο Φορτίο Μικροδικτύου (PM_{DG})

Αυτός ο λόγος αποτελεί μια ένδειξη του πόσο ανεξάρτητο από το ανάντη δίκτυο είναι ένα Μικροδίκτυο και δίνεται από τη σχέση:

$$PA_{DG} (\%) = 100 * \left(\sum Power\_DG / PD_{peak} \right) \quad (4.9.\delta)$$

Όπου το άθροισμα των $Power\_DG$ αποτελεί το άθροισμα των ονομαστικών ισχύων των εγκατεστημένων μονάδων ΔΠ σε kW και το PD_{peak} είναι η αιχμή του δικτύου σε kW.

Ομοίως, ο λόγος ισχύος μονάδων ΔΠ προς το μέσο φορτίο του Μικροδικτύου δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$PM_{DG} (\%) = 100 * \left(\sum Power\_DG / PD_{mean} \right) \quad (4.9.\epsilon)$$

Όπου το PD_{mean} είναι το μέσο φορτίο του δικτύου σε kW το οποίο και υπολογίζεται σε κάθε σενάριο λόγω των διαφορών φορτίου που εμφανίζονται σε ορισμένες πολιτικές.

Μείωση Λειτουργικού Κόστους Ανά kW Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής (CSDG)

Αυτό το κόστος όταν αναφέρεται ως προς τις μικροπηγές (kW) που έχουν εγκατασταθεί στην κάθε περίπτωση, είναι ένας δείκτης που υποδεικνύει την αποδοτικότητα της απόφασης αυτής. Δίνεται από τη σχέση:

$$CSDG = \text{Operational\_Cost Saving} / \sum Power\_DG \quad (\text{€/kW}) \quad (4.9.\sigma\tau)$$

Όπου το Operational_Cost Saving αποτελεί τη μείωση σε € του λειτουργικού κόστους του Μικροδικτύου σε σχέση με το απλό δίκτυο χωρίς μονάδες ΔΠ.

Ποσοστιαία Μείωση Λειτουργικού Κόστους Ανά € Που Επενδύθηκε (CAP)

Το κριτήριο αυτό αφορά στη μείωση που επιτυγχάνεται στο λειτουργικό κόστος του Μικροδικτύου στο κάθε σενάριο από την εφαρμογή κάθε πολιτικής και δίνεται από την σχέση:

$$CAP = OCP / Capex \quad (\%/\text{€}) \quad (4.9.\zeta)$$

Όπου το CAPEX αποτελεί το χρηματικό ποσό που απαιτείται για την υλοποίηση αυτού του σεναρίου.

Παραγωγή Ενέργειας Ανά kW Για Το Σύνολο Των Μονάδων ΔΠ (NEDG)

Ο δείκτης αυτός υποδεικνύει την χρησιμότητα των Μονάδων ΔΠ για κάθε σενάριο. Δοθέντος ότι, η παραγωγή ισχύος από ΑΠΕ εγχέεται άμεσα στο σύστημα, οι υπόλοιπες μικροπηγές του Μικροδικτύου (π.χ. FC, MT), οι οποίες έχουν συναρτήσεις λειτουργικού κόστους, λαμβάνουν μέρος στη διαδικασία βελτιστοποίησης, η οποία συνίσταται στην ελαχιστοποίηση του συνολικού λειτουργικού κόστους. Κατά συνέπεια, ανάλογα με το εκάστοτε σενάριο, η παραγωγή τους μεταβάλλεται. Έτσι, η συνολική παραγωγή από μικροπηγές ως προς τη συνολική ισχύ που έχει εγκατασταθεί, σε κάθε σενάριο, φανερώνει το κατά πόσο

αποδοτική ήταν η απόφαση αυτή. Συνεπώς, η παραγωγή ενέργειας ανά kW για το σύνολο των μικροπηγών δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$EDG = \frac{\sum Energy\_DG}{\sum Power\_DG} \quad (MWh/kW) \quad (4.9.η)$$

Όπου το άθροισμα των $Energy\_DG$ είναι η συνολική ενέργεια που παρήγαγαν οι μονάδες ΔΠ του Μικροδικτύου (συμπεριλαμβανομένων και των ΑΠΕ) σε MWh.

Λόγος Ενέργειας Μονάδων ΔΠ Προς Ενέργεια Μικροδικτύου (ER_{DG})

Κάθε σενάριο μοντελοποίησης βασίζεται στο ποσοστό κάλυψης από τις μονάδες ΔΠ των ίδιων αναγκών του Μικροδικτύου. Κατά συνέπεια το ποσοστό ενέργειας που δεν μπορεί να καλυφθεί από τις ίδιες τις μικροπηγές του Μικροδικτύου λαμβάνεται από το ανάντη δίκτυο. Έτσι το ποσοστό παραγωγή ενέργειας από τις μικροπηγές σε σχέση με την ενέργεια που απαιτήσε το συνολικό φορτίο δίνεται από τον τύπο:

$$ER_{DG} (\%) = 100 * \left(\sum Energy\_DG / Demand\_microgrid \right) \quad (4.9.θ)$$

Όπου το άθροισμα των $Demand\_microgrid$ (φορτίο) είναι η συνολική ζήτηση σε ενέργεια του Μικροδικτύου.

Επένδυση Κεφαλαίου (Capital Expenditure – CapEx)

Το κόστος επένδυσης κεφαλαίου υπολογίζεται σε κάθε σενάριο με στόχο την ποσοτικοποίηση της επένδυσης για την εφαρμογή της εκάστοτε πολιτικής (σεναρίου) και εκφράζει τα κεφάλαια που πρέπει να επενδυθούν για να πραγματοποιηθεί αυτό.

Επιστροφή Επένδυσης (Return On Investment – ROI)

Ο δείκτης επιστροφής της επένδυσης είναι ένας σημαντικός δείκτης σε ενεργειακές κυρίως επενδύσεις. Σε γενικές γραμμές επιλέγεται η επένδυση που χαρακτηρίζεται από μικρότερο δείκτη επιστροφής επένδυσης. Ο τύπος που δίνει αυτό τον δείκτη δίνεται από τη σχέση:

$$ROI = Net\ profit / Investment \quad (4.9.ι)$$

Όπου Net profit είναι το κόστος που αποφεύγεται για την εξεταζόμενη λειτουργία του δικτύου και Investment είναι το κόστος επένδυσης που ταυτίζεται με τον δείκτη CapEx.

Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value – NPV)

Η καθαρή παρούσα αξία αποτελεί βασικό δείκτη απόδοσης μιας επένδυσης. Η NPV εκφράζει την απόδοση με χρηματοροές που περιλαμβάνουν την αρχική επένδυση (κόστος κεφαλαίου) και τις ετήσιες χρηματοροές που δεν είναι άλλες από το αποφυγόν λειτουργικό κόστος του Μικροδικτύου. Η NPV δίνεται από τη σχέση:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad (4.9.κ)$$

Στον τύπο τα C αποτελούν τις ετήσιες χρηματοροές, με C_0 να εκφράζει την αρχική επένδυση (χρόνος 0) όπου και αναμένεται αρνητικό, το n η διάρκεια σε έτη που θα εφαρμοστεί αυτή η πολιτική και το r είναι το επιτόκιο αναγωγής (μία εύλογη τιμή είναι 5%-7%). Ως διάρκεια των σεναρίων επιλέγονται τα 15, 20, 25 έτη όπου και αποτελούν συνήθη χρόνο ζωής των τεχνολογιών που εφαρμόζονται.

Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return – IRR)

Μαθηματικά προσεγγίζεται, μέσα από τον τύπο της NPV, ως το επιτόκιο αναγωγής το οποίο μηδενίζει την παρούσα αξία στο βάθος του χρόνου ζωής της επένδυσης. Στην μοντελοποίηση που έγινε, το κάθε σενάριο αποκτά τον δικό του δείκτη IRR, κατά συνέπεια εύκολα διαφαίνεται ποια είναι η ενεργειακή πολιτική που υπερτερεί.

Περίοδος Αποπληρωμής (Payback period – PB)

Η περίοδος αποπληρωμής στην περίπτωση των ανωτέρω σεναρίων προσομοίωσης είναι το χρονικό διάστημα στο οποίο το άθροισμα των χρηματοροών (το διαφυγόν κόστος ηλεκτρικής ενέργειας από την εκάστοτε επένδυση) ισούται με το αρχικό κεφάλαιο επένδυσης. Σε πολλές περιπτώσεις χρησιμοποιείται η απλή περίοδος αποπληρωμής όπου ως χρηματοροές λαμβάνονται οι μη αναγόμενες στο αρχικό έτος. Σε οποιαδήποτε περίπτωση η απλή περίοδος αποπληρωμής αν υποθεθούν σταθερές ετήσιες θετικές χρηματοροές υπολογίζεται ως:

$$PB = \frac{Scenario_{cost}}{Yearly_{profit}} \quad (\text{έτη}) \quad (4.9.λ)$$

Όπου το $Scenario_{cost}$ είναι το κόστος που απαιτείται για να υλοποιηθεί ένα σενάριο και το $Yearly_{profit}$ είναι όπως προαναφέρθηκε το διαφυγόν κόστος “κέρδος” από την εφαρμογή του σεναρίου αυτού.

Συνολικό Φορτίο Δικτύου Και Κατανομή Στα Είδη Των Καταναλωτών

Για κάθε σενάριο αναφέρεται το συνολικό φορτίο που υπολογίζεται σε MWh. Επίσης, σε κάθε σενάριο (όπου υπάρχει κάποια αλλαγή φορτίου) υπολογίζονται τα ποσοστά οικιακής, εμπορικής και βιομηχανικής κατανάλωσης ενέργειας.

Συμβάντα Υπερφόρτισης Των Γραμμών

Ένα ηλεκτρικό κριτήριο αξιολόγησης σεναρίων όσο αναφορά στην σωστή εφαρμογή πολιτικών, από ηλεκτρικής σκοπιάς, πάνω στο δίκτυο, είναι η εμφάνιση υπερφόρτισης στις γραμμές (κλάδοι) των ζυγών του δικτύου. Το όριο φόρτισης της κάθε γραμμής ελέγχεται και δημιουργείται ένας πίνακας που λαμβάνει τιμή 1 όταν η γραμμή μεταξύ δύο ζυγών φτάνει το όριο υπερφόρτισης και 0 όταν λειτουργεί κάτω από αυτό το όριο, σε αποδεκτά επίπεδα. Αν ο αριθμός των ζυγών του εξεταζόμενου δικτύου είναι, n δημιουργούνται συνολικά n^2 ζεύγη ελέγχου. Ο αριθμός των υπερφορτίσεων αποτελεί ένδειξη υπερδιαστασιολόγησης πηγών ή υποδιαστασιολόγησης γραμμών ή ακόμη εσφαλμένα μεγάλη τοποθέτηση φορτίων σε ασθενή μέρη του δικτύου.

Περιπτώσεις Υπερτάσεων Σε Ζυγούς

Ένα ηλεκτρικό κριτήριο αξιολόγησης των σεναρίων είναι οι περιπτώσεις που κατά τη διάρκεια της μοντελοποίησης εμφανίζονται υπερτάσεις στους ζυγούς του δικτύου.

Ποσοστό Απωλειών Σε Σχέση Με Την Ετήσια Ενέργεια Του Δικτύου (LR)

Για τη σύγκριση των αποτελεσμάτων των σεναρίων που μελετώνται και επειδή σε κάποια από αυτά αλλάζει το συνολικό φορτίο (ενέργεια) που ζητείται για την κάλυψη της ετήσιας ανάγκης του δικτύου, ορίζεται το μέγεθος του Ποσοστού των Απωλειών σε Σχέση με την Ετήσια Ενέργεια του Δικτύου:

$$LP = Losses / Total\_Energy \text{ (\%)} \quad (4.9.μ)$$

Όπου Losses είναι οι ετήσιες απώλειες του σεναρίου (MWh) που εξετάζεται και Total_Energy η ετήσια ζήτηση ενέργειας του δικτύου σε κάθε σενάριο.

Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας DG Ανά Εγκατεστημένο kW (NEDG)

Για την ποσοτικοποίηση και τη δυνατότητα σύγκρισης των αποτελεσμάτων κάθε σεναρίου ορίζεται η παραγωγή των μονάδων ΔΠ ως προς την ισχύ τους. Αυτός είναι ένας δείκτης που δείχνει πόσο αποδοτικά χρησιμοποιήθηκαν και πόσο ωφέλησαν οι μικροπηγές την λειτουργία του δικτύου και δίνεται από τη σχέση:

$$NEDG = Production\_DG / Power\_DG \text{ (MWh/KW}_{DG}) \quad (4.9.ν)$$

Όπου $Production\_DG$ είναι η ετήσια παραγωγή μονάδων ΔΠ και $Power\_DG$ είναι η ισχύς τους η συνολική σε κάθε σενάριο.

Συγκριτικός Πίνακας

Όλοι οι παραπάνω δείκτες μπορούν να παρουσιαστούν ως ένα διάγραμμα (πίνακας γραμμή η στήλη) για κάθε εξεταζόμενο σενάριο. Αυτό μπορεί να βοηθήσει στην καλύτερη κατανόηση των πλεονεκτημάτων που αφορούν τις διαφορετικές πολιτικές δίνοντας ταυτόχρονα τη δυνατότητα επιλογής της βέλτιστης απόφασης.

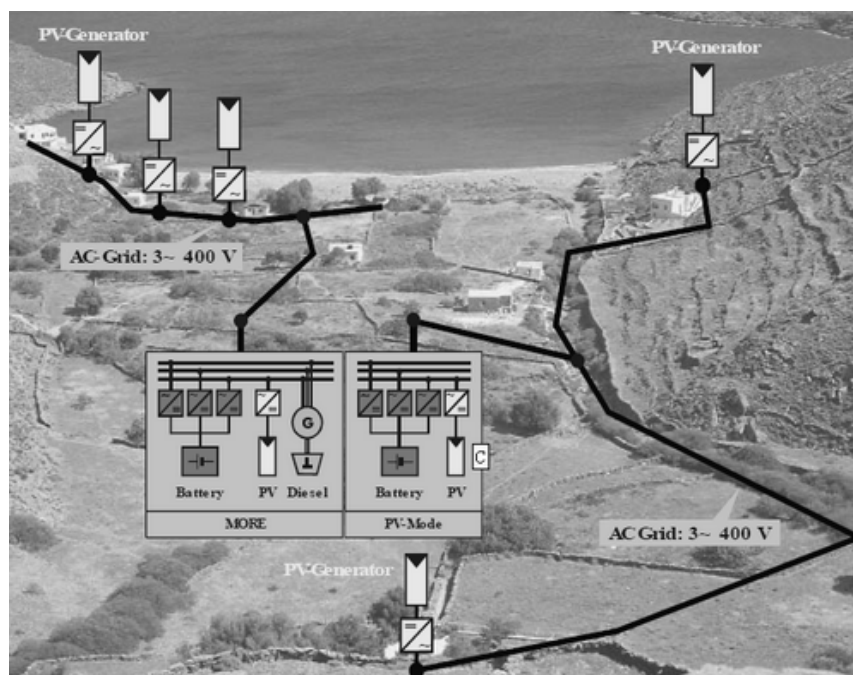
4.10. ΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟΤΗΤΑ – ΤΟ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ ΤΗΣ ΚΥΘΝΟΥ

Πέρα από την θεωρητική προσέγγιση των Μικροδικτύων, πολλά είναι τα σημερινά προβλήματα που συνδέονται με την διείσδυση των ΑΠΕ και άλλων μικρών μονάδων ΔΠ στο σύστημα παραγωγής και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας και κατ' επέκταση στη δημιουργία των Μικροδικτύων στην πράξη, [237]. Βασικός παράγοντας είναι η διαφορετική φιλοσοφία πάνω στην οποία χτίστηκε το ελληνικό σύστημα το οποίο βασίζεται στη συγκεντρωμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μεγάλους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς (κυρίως λιγνιτικούς) και ακτινωτή μεταφορά προς τις καταναλώσεις με μονόδρομη ροή ισχύος. Αυτού του είδους η αρχιτεκτονική δικτύου συναντά μια σειρά εμποδίων που έχουν να κάνουν με τον έλεγχο, την ευστάθεια, την προστασία και την αξιοπιστία στην προσπάθεια μετατροπής του σε ένα δίκτυο διανεμημένης παραγωγής παρά το γεγονός πως το μεγαλύτερο ποσοστό του δικτύου διανομής, στο οποίο και αναφέρονται κατά το πλείστον τα Μικροδίκτυα, είναι ακτινωτό. Επιπλέον, απαιτούνται σημαντικές παρεμβάσεις στο δίκτυο διανομής και ελέγχου, ώστε να μπορούν να διαχειριστούν την διανεμημένη παραγωγή τόσο από τις μονάδες ανανεώσιμων πηγών όσο και από τις άλλες μικρές μονάδες. Θέματα που επίσης χρειάζονται μελέτη είναι η συμβολή των Μικροδικτύων που διασυνδέονται με το κεντρικό δίκτυο

μέσης ή χαμηλής τάσης στη στάθμη βραχυκύκλωσης αυτού, καθώς και η συμπεριφορά τους σε σφάλματα ή γενικές διακοπές (blackouts-καθολικές συσκοτίσεις).

Παρά τις δυσκολίες γίνονται προσπάθειες και στην Ελλάδα για την ένταξη των Μικροδικτύων στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Μία από αυτές είναι το πιλοτικό Μικροδίκτυο που αναπτύχθηκε στο νησί της Κύθνου, [95], [96]. Βρίσκεται στην περιοχή Γαϊδουρομάντρα και είναι ένα μονοφασικό Μικροδίκτυο. Ηλεκτροδοτεί δώδεκα σπίτια σε μία μικρή κοιλάδα της Κύθνου. Το Μικροδίκτυο πληροί τις προϋποθέσεις ασφαλείας που προβλέπονται από τους κανονισμούς του ΔΕΔΔΗΕ και της ΔΕΗ για τη σύνδεση με τα σπίτια. Η ισχύς σε κάθε σπίτι που ηλεκτροδοτείται από το Μικροδίκτυο ελέγχεται από μία ασφάλεια των 6 Ampere. Ο οικισμός βρίσκεται περίπου 4 χιλιόμετρα μακριά από το πλησιέστερο σημείο της γραμμής MT του νησιού. Ένα κτήριο είκοσι τετραγωνικών μέτρων κατασκευάστηκε στη μέση του οικισμού για να τοποθετηθούν οι μπαταρίες και οι αντιστροφείς τους, η νηζελογεννήτρια καθώς και ο υπολογιστής ελέγχου και το υλικό επικοινωνίας. Κάθε αντιστροφέας μπαταριών έχει μέγιστη ισχύ εξόδου 3,6kW. Είναι συνδεδεμένοι παράλληλα επιτρέποντας τη χρήση ενός ή περισσότερων ανάλογα με τις ανάγκες των καταναλωτών. Υπάρχουν επίσης διακόπτες ελέγχου φορτίου που χρησιμοποιούνται στο να μην αποφορτίζονται ή υπερφορτίζονται οι μπαταρίες. Το σύστημα αποτελείται από 10kWp φωτοβολταϊκών πανέλων διαχωρισμένα σε μικρότερα υποσυστήματα, από μία μπαταρία ονομαστικής χωρητικότητας 53kWh και από μια γεννήτρια diesel με ονομαστική έξοδο 5kVA. Ένα δεύτερο σύστημα με περίπου 2kWp βρίσκεται στην ταράτσα του κτηρίου που στεγάζεται ο εξοπλισμός και συνδέεται με ένα αντιστροφέα και μία μπαταρία των 32kWh. Αυτό το δεύτερο σύστημα παρέχει την απαιτούμενη ισχύ για τον έλεγχο και την επικοινωνία του συστήματος.

Το Μικροδίκτυο της Κύθνου, σχήμα 4.10.α αποτελεί σημαντικό παράδειγμα αναφοράς ακόμη και σε παγκόσμιο επίπεδο διότι αποδεικνύει στην πράξη τις δυνατότητες και τα οφέλη που παρουσιάζει μια αντίστοιχη υλοποίηση σε ευρεία κλίμακα.



Σχήμα 4.10.α. Το πρότυπο Μικροδίκτυο Της Κύθνου.

1^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ

4.11. ΠΟΣΟΤΙΚΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΩΝ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΩΝ ΠΛΕΟΝΕΚΤΗΜΑΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΛΟΓΩ ΑΥΞΗΜΕΝΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΔΙΚΤΥΑ ΧΤ ΚΑΙ ΜΤ

4.11.1. Εισαγωγή

Στην πρώτη μελέτη ποσοτικοποιούνται τα οφέλη που προκύπτουν από τις πολιτικές συμμετοχής ενός Μικροδικτύου σε αγορά ενέργειας, από τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος αλλά και την επιτευχθείσα μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων καθώς και τα αντίστοιχα οφέλη από τη διείσδυση πολλών Μικροδικτύων σε δίκτυο ΜΤ. Ο υπολογισμός των απωλειών εκπομπών βασίστηκε στην οριακή καμπύλη εκπομπών του ανάντη δικτύου, [35]. Ολοκληρώνοντας τη μελέτη, η ανάλυσης ευαισθησίας που σχετίζεται με την τοπολογία των μονάδων ΔΠ μέσα στο Μικροδίκτυο αποσκοπεί σε επιπρόσθετα δυνητικά οφέλη των παραπάνω μεγεθών.

Τα αποτελέσματα βασίζονται σε πραγματικές χρονοσειρές τιμών αγοράς καθώς και σε πολλά επίπεδα παραγωγής από ΑΠΕ και ζήτησης για διαφορετικές εποχές του χρόνου, για την πληρέστερη ανάδειξη των πλεονεκτημάτων ενός Μικροδικτύου.

4.11.2. Οικονομικός Προγραμματισμός Μονάδων ΔΠ Εντός Μικροδικτύου

Ο οικονομικός προγραμματισμός περιλαμβάνει την ένταξη των μονάδων και την οικονομική κατανομή, ώστε να καθοριστούν η παραγωγή από τις μονάδες ΔΠ και η ανταλλαγή ισχύος με το δίκτυο. Η ένταξη των μονάδων επιλύεται χρησιμοποιώντας λίστα προτεραιότητας. Αυτή η λίστα ταξινομείται κατά αύξουσα τιμή προσφοράς, ώστε η συνολική ζήτηση να καλυφθεί, [10], [154], [195]. Οι προσφορές των μονάδων ΔΠ θεωρούνται τετραγωνικές όπως φαίνεται στην εξίσωση (4.8.α). Στην εξίσωση (4.8.α) ο όρος a_i είναι εκφρασμένος σε €/kWh², ο όρος b_i είναι εκφρασμένος σε €/kWh και ο c_i σε €/ώρα. Τέλος το x_i είναι η παραγωγή των μονάδων.

Κατόπιν, πραγματοποιείται η οικονομική κατανομή, ώστε να βρεθεί η παραγωγή των ρυθμιζόμενων μονάδων. Η παραγωγή των ΑΠΕ, δηλαδή των Α/Γ και των Φ/Β, που διατίθεται απευθείας και άμεσα στο δίκτυο δεν μπορεί να ρυθμιστεί και εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα της πρωτογενούς πηγής, δηλαδή του ανέμου και της ηλιακής ακτινοβολίας.

Αν αυτές οι συναρτήσεις προσφορών είναι συνεχείς και κυρτές, τότε μπορούν να εφαρμοσθούν μαθηματικές μέθοδοι βελτιστοποίησης όπως ο *Ακολουθιακός Τετραγωνικός Προγραμματισμός* (ΑΤΠ) ή *Sequential Quadratic Programming* (SQP) που χρησιμοποιείται στην περίπτωση αυτή, [238]. Τεχνικές τεχνητής νοημοσύνης μπορούν επίσης να εφαρμοσθούν ειδικά αν θεωρηθούν βηματικές ή μη συνεχείς προσφορές, [239].

4.11.3. Εκτίμηση Απωλειών Ενεργού Ισχύος

Στα σύγχρονα συστήματα διανομής η ροή τόσο της ενεργού ισχύος (P) όσο και της άεργου ισχύος (Q) γίνεται πάντα από το υψηλότερο προς το χαμηλότερο επίπεδο τάσης. Όμως, με τη σημαντική διείσδυση μονάδων ΔΠ, οι ροές ισχύος μπορεί να αναστραφούν και το δίκτυο διανομής να μην είναι πλέον ένα παθητικό δίκτυο που τροφοδοτεί φορτία αλλά ένα ενεργό σύστημα με ροές ισχύος και τάσεις που καθορίζονται τόσο από την παραγωγή όσο και από τα φορτία. Η αλλαγή στις ροές ενεργού και άεργου ισχύος που προκαλούνται από την παραγωγή των Μικροδικτύων έχει σημαντικές τεχνικές και οικονομικές επιπτώσεις για το ηλεκτρικό σύστημα, [36]. Συνεπώς, η λειτουργία του Μικροδικτύου αλλάζει τις ροές ισχύος στο δίκτυο, οπότε μεταβάλλει και τις ενεργές απώλειες του δικτύου. Οι ενεργές απώλειες που αποφεύγονται συχνά πιστώνονται στην μικροπαραγωγή. Οπότε, η ποσοτικοποίηση της επίδρασης της μικροπαραγωγής στις ενεργές απώλειες είναι ένα σημαντικό ζήτημα. Αρκετές μελέτες έχουν γίνει για να εκτιμηθεί η επίδραση της ΔΠ στις ενεργές απώλειες, [227], [240], [241].

Η παραγωγή του Μικροδικτύου θα πρέπει γενικά να λειτουργεί με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος για να ελαχιστοποιήσει τις ενεργές απώλειες και να αποφευχθούν χρεώσεις για κατανάλωση άεργου ισχύος, ανεξάρτητα από τις ανάγκες του δικτύου διανομής. Η συνολική έγχυση μιγαδικής ισχύος στο ζυγό i , που

συμβολίζεται ως S_i , δίνεται από τη σχέση $S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^*$. Το άθροισμα των ισχύων για όλους τους ζυγούς δίνει τις συνολικές απώλειες του συστήματος:

$$P_L + jQ_L = \sum_i^n V_i I_i^* = V_{bus}^T I_{bus}^* \quad (4.11.a)$$

όπου P_L και Q_L είναι οι πραγματικές και οι άεργες απώλειες ισχύος του συστήματος, V_{bus} είναι το διάνυσμα-στήλη των τάσεων των ζυγών στους κόμβους, I_{bus} είναι το διάνυσμα-στήλη των εγγεόμενων ρευμάτων στους ζυγούς και n είναι ο αριθμός των ζυγών.

4.11.4. Εκτίμηση Των Περιβαλλοντικών Πλεονεκτημάτων

Θεωρώντας ότι η διείσδυση των Μικροδικτύων στα δίκτυα αναμένεται να είναι σχετικά χαμηλή, η ένταξη των μονάδων της κεντρικής παραγωγής δεν αναμένεται να αλλάξει. Όμως, θα υπάρχουν ακόμη τροποποιήσεις στην οικονομική κατανομή των πιο ακριβών μονάδων, δηλαδή στις κρίσιμες μονάδες του ανάντη δικτύου, καθώς και στις απώλειες του δικτύου όπως υπολογίστηκαν ανωτέρω με αποτέλεσμα να υπάρξουν και αλλαγές στις εκπομπές του ανάντη δικτύου, [242]. Η εκτίμηση του περιβαλλοντικού αντίκτυπου των Μικροδικτύων γίνεται με βάση μία μηνιαία 24-ωρη τυπική καμπύλη εκπομπών, που συμβολίζεται ως Pol , ανάλογα με τα χαρακτηριστικά των μονάδων του ανάντη δικτύου, όπως δίνονται από την ακόλουθη σχέση, [35]:

$$Pol(hr, m, po) = \frac{\sum_{i=1}^{n_{unit}} f_{cu}(hr, m) \cdot emf(po) \cdot i}{day(m)} \quad (4.11.β)$$

Όπου n_{unit} είναι ο αριθμός των μονάδων που μπορεί να επηρεασθούν από τη διείσδυση της ΔΠ, f_{cu} είναι η συχνότητα με την οποία η μονάδα i αναμένεται να αποτελέσει την κρίσιμη μονάδα του συστήματος για το μήνα m και την ώρα hr και emf είναι ο συντελεστής εκπομπών του ρυπαντή po για τη μονάδα i . Η παράμετρος $day(m)$ είναι ο αριθμός των ημερών του μήνα (m).

Η γνώση των ωριαίων οριακών μονάδων είναι ακόμη πιο χρήσιμη όταν προβλέπονται εγκαταστάσεις Φ/Β και η παραγωγή των μονάδων ΔΠ εξαρτάται από τις τιμές της αγοράς, όπως στην περίπτωση μας.

4.11.5. Δίκτυο Μελέτης XT - Πολιτικές Συμμετοχής Μικροδικτύου

Δεδομένα Δικτύου Μελέτης XT

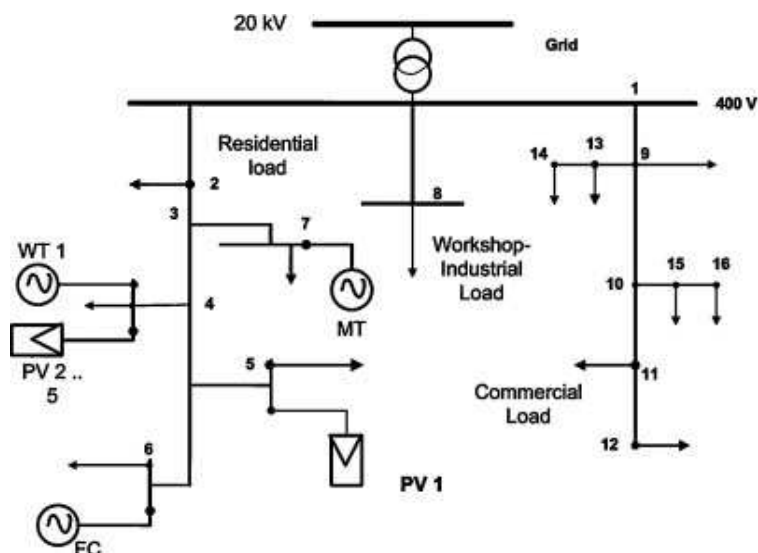
Το δίκτυο XT που χρησιμοποιήθηκε στη μελέτη είναι αυτό του σχήματος 4.11.α, [203] (όμοιο με αυτό του σχήματος 3.10.α, με τα δεδομένα υπέργειων γραμμών να δίνονται στο Παράρτημα Γ, Πίνακας Π.3.α). Πρόκειται για ένα τυπικό ελληνικό δίκτυο χαμηλής τάσης που εξυπηρετεί οικιακά, βιοτεχνικά και εμπορικά φορτία. Οι γραμμές XT είναι είτε υπόγειες, που συναντώνται κυρίως στις πυκνοκατοικημένες αστικές περιοχές, είτε υπέργειες που συναντώνται κυρίως στις αγροτικές περιοχές όπου οι πυκνότητα πληθυσμού είναι μικρή. Οι υπέργειες γραμμές συνήθως κατασκευάζονται από γυμνούς αγωγούς Al ή Cu. Τα καλώδια περιβάλλονται συνήθως είτε από μεταλλικό είτε από γαλβανιζέ αγωγό. Τα οικιακά και εμπορικά υπό-δίκτυα αντιπροσωπεύονται τόσο με υπέργεια όσο και με υπόγεια καλώδια, ενώ το βιομηχανικό υπό-δίκτυο χρησιμοποιεί μόνο υπόγειο καλώδιο.

Τυπικές καμπύλες φορτίου για κάθε διακλάδωση παρουσιάζονται στο σχήμα 4.11.β. Η ανά μήνα συνολική ζήτηση για το συγκεκριμένο δίκτυο XT-Μικροδίκτυο βασίζεται κατά προσέγγιση στο IEEE-Reliability Test System (IEEE-RTS), [35], [243] (Παράρτημα Γ, Πίνακας Π.3.γ). Από τις καμπύλες ζήτησης προκύπτει ο ακόλουθος πίνακας 4.11.α που δίνει κάποια από τα χαρακτηριστικά μεγέθη του φορτίου.

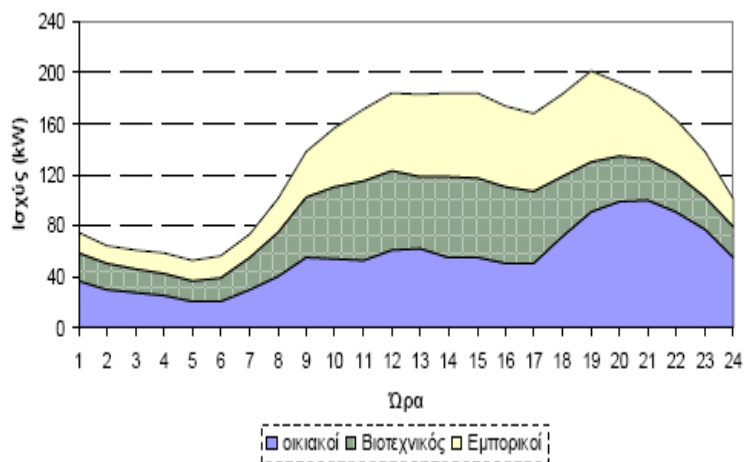
Μια ποικιλία από μονάδες ΔΠ, όπως μια μικροτουρμπίνα (MT), μια κυψέλη καυσίμου (FC), μια ανεμογεννήτρια (WT) και μερικά φωτοβολταϊκά (PV) έχουν εγκατασταθεί από τους οικιακούς καταναλωτές. Θεωρείται ότι οι ΑΠΕ παράγουν μόνο ενεργό ισχύ με $\cos\phi=1$, δηλαδή ούτε απαιτούν ούτε παράγουν άεργο ισχύ. Ο πίνακας 4.11.β δείχνει τα τεχνικά χαρακτηριστικά των πηγών διανεμημένης παραγωγής για συνολική διείσδυση ΔΠ ίσης με 88kWp (εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς). Το κόστος λειτουργίας των μονάδων ΔΠ είναι συνάρτηση του κόστους καυσίμου και της συνάρτησης ειδικής κατανάλωσης. Η MT και η FC χρησιμοποιούν φυσικό αέριο με απόδοση 8,8kWh/m³ και τιμή 10€/ct/m³, [244]. Υποτέθηκε μικροτουρμπίνα απλού κύκλου και κυψέλη καυσίμου τύπου PEM (Proton Exchange Membrane). Συνεπώς, οι ηλεκτρικές αποδόσεις τους θεωρήθηκαν αντίστοιχα γύρω στο 26% και 40%, [245], [246]. Τα δεδομένα εκπομπών για τις μονάδες ΔΠ που καταναλώνουν καύσιμο παρουσιάζονται στον πίνακα 4.11.γ, [247].

Δέον να τονισθεί ότι, αν οι προσφορές των ΑΠΕ δεν ήταν μηδενικές αλλά σχετίζονταν με την απαραίτητη τιμή για τη σταδιακή αποπληρωμή της επένδυσης, τότε για κάποιες ώρες η τιμή αυτή θα ήταν υψηλότερη από τις τιμές της αγοράς που χρησιμοποιήθηκαν για το περιβάλλον της αγοράς. Κάτω από αυτές τις συνθήκες, η προσφορά παραγωγής των ΑΠΕ δεν θα ήταν πάντοτε αποδεκτή από τον MGCC και ο

ιδιοκτήτης τους θα έχανε κάποιο εισόδημα. Μία μεθοδολογία για την εκτίμηση της αξίας των διακοπτόμενων ΑΠΕ υπό το περιβάλλον της αγοράς και τις συνθήκες κάτω από τις οποίες μία τέτοια επένδυση θα μπορούσε να αποσβεσθεί έχει περιγραφή αναλυτικά στην εργασία, [248]. Βάσει της ίδια αναφοράς για την παραγωγή της WT χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα από τις χρονοσειρές ταχύτητας του ανέμου της Κρήτης, καθώς επίσης χρησιμοποιήθηκε και μία τυπική WT των 15kW. Η καμπύλη ισχύος της αντιπροσωπεύεται από ένα πολυώνυμο 3^{ου} βαθμού. Για τα PV, χρησιμοποιήθηκαν κανονικοποιημένες χρονοσειρές από τα εγκατεστημένα PV των 1,1kW που υπάρχουν στην πολυτεχνειούπολη του ΕΜΠ, σχήμα 4.11.γ, [249].



Σχήμα 4.11.α. Το Δίκτυο XT Που Χρησιμοποιήθηκε.



Σχήμα 4.11.β. 24-ωρη Καμπύλη Ζήτησης Για Το Δίκτυο XT (Μικροδίκτυο) Και Για Κάθε Τύπο Καταναλωτή.

Πίνακας 4.11.α.

Χαρακτηριστικά Μεγέθη Του Συνολικού Φορτίου Ζήτησης.

Αιχμή Φορτίου	$P_A = 229,30 \text{ kW}$
Ελάχιστο Φορτίο	$P_{\min} = 41,10 \text{ kW}$
Περίοδος Φορτίου	$T = 8.640 \text{ h}$ (θεώρηση 30ημέρες/μήνα)
Ετήσια Καταναλισκόμενη Ενέργεια	$E = 1.136,44 \text{ MWh}$
Μέσο Φορτίο	$P_{\mu} = E/T = 1.136,44 / 8640 = 131,53 \text{ kW}$
Μέσος Χρόνος Φορτίου	$T_A = E/P_A = 1.136,44 / 229,30 \cdot 10^{-3} = 4.956 \text{ h}$

Συντελεστής Φορτίου	$\eta = \frac{E}{P_A \cdot T} = \frac{P_{\mu}}{P_A} = 131,53 / 229,30 = 57,36 \%$
Ετήσια Ενέργεια Οικιακών Καταναλωτών	338,10 MWh (29,75%)
Ετήσια Ενέργεια Εμπορικών Καταναλωτών	195,24 MWh (17,18%)
Ετήσια Ενέργεια Βιοτεχνικών Καταναλωτές	603,10 MWh (53,07%)

Πίνακας 4.11.β.

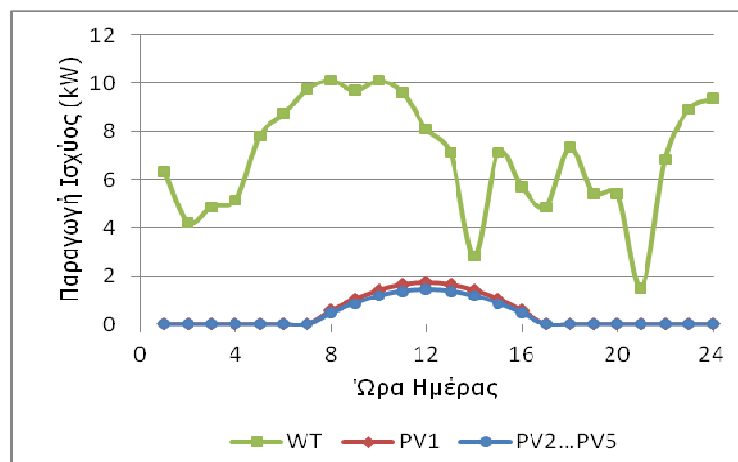
Χαρακτηριστικά Μονάδων Παραγωγής Στο Μικροδίκτυο.

Μονάδα	Ελάχιστη Παραγόμενη Ισχύς (kW)	Μέγιστη Παραγόμενη Ισχύς (kW)	a _i (€/h)	b _i (€/kWh)	c _i (€/kWh ²)
MT	6	30	0,01	4,37	0,01
FC	3	30	0,8415	2,41	0,033
WT	0	15	0	0	0
PV1	0	3	0	0	0
PV2...PV5	0	4x2,5	0	0	0
Μονάδες ΔΠ	9	88			

Πίνακας 4.11.γ.

Δεδομένα Για Τις Εκπομπές Των Εγκατεστημένων Μονάδων ΔΠ Σε g/kWh.

Όνομα Μονάδας	CO ₂	NO _x	SO ₂	PM-10
Μικροτουρμπίνα (MT)	724,6	0,200	0,004	0,041
Κυψέλη Καυσίμου (FC)	489,4	0,014	0,003	0,001

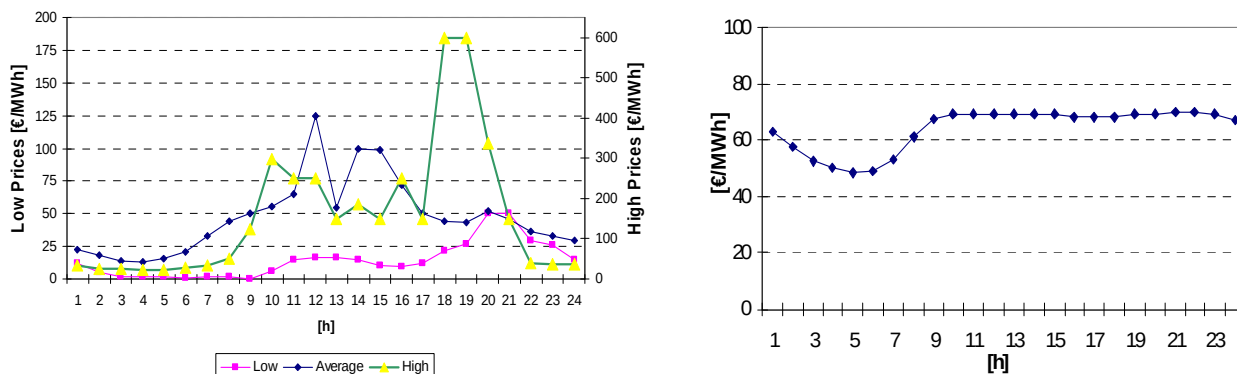


Σχήμα 4.11.γ. Παραγόμενη Ισχύς Από Την Ανεμογεννήτρια Και Τα Φωτοβολταϊκά.

Το Πλαίσιο Λειτουργίας Της Αγοράς- Εφαρμογή 1^{ης} και 2^{ης} Πολιτικής («Καλού Πολίτη» και «Ιδανικού Πολίτη»)

Με στόχο την ρεαλιστική περιγραφή της ανοικτής αγοράς στην οποία λειτουργεί το δίκτυο XT και κατ' επέκταση το Μικροδίκτυο, έχουν ληφθεί χαρακτηριστικές τιμές από την αγορά του ApX (Amsterdam Power Exchange) για κάθε ένα από τους 12 μήνες και ιδιαίτερα για τους 4 μήνες (Ιανουάριος-Χειμώνας, Απρίλιος-Άνοιξη, Ιούλιος-Καλοκαίρι, Οκτώβριος-Φθινόπωρο), [250]. Το σχήμα 4.11.δ δείχνει τις τιμές της αγοράς για χαρακτηριστικές μέρες του Οκτωβρίου, επειδή ο μήνας αυτός έχει τις υψηλότερες τιμές ηλεκτρισμού στην αγορά ανάμεσα στους αντιπροσωπευτικούς μήνες. Παρόμοια γραφήματα μπορούν να

ληφθούν και για τους υπόλοιπους μήνες. Πιο συγκεκριμένα θεωρήθηκαν 24 ώρες χρονοσειρές τιμών αποτελούμενες από **α)** τη μέγιστη ανά ώρα και εποχή τιμή (High), **β)** τη μέση ανά ώρα και εποχή τιμή (Average) και **γ)** την ελάχιστη ανά ώρα και εποχή τιμή (Low). Επιπλέον, στο ίδιο σχήμα δίνονται οι αντίστοιχες ωριαίες οριακές τιμές συστήματος του Ελληνικού συστήματος μεταφοράς, [7], [8]. Αυτές οι τιμές παρουσιάζουν σχετικά χαμηλές και πολύ μικρές διακυμάνσεις σε σχέση με τις τιμές ηλεκτρισμού της αγοράς του ApX.



Σχήμα 4.11.δ. Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μια Ημέρα Του Οκτωβρίου (Τιμές Αγοράς ApX), Και Οι Αντίστοιχες Τιμές Του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς, ΟΤΣ (Δεξιά).

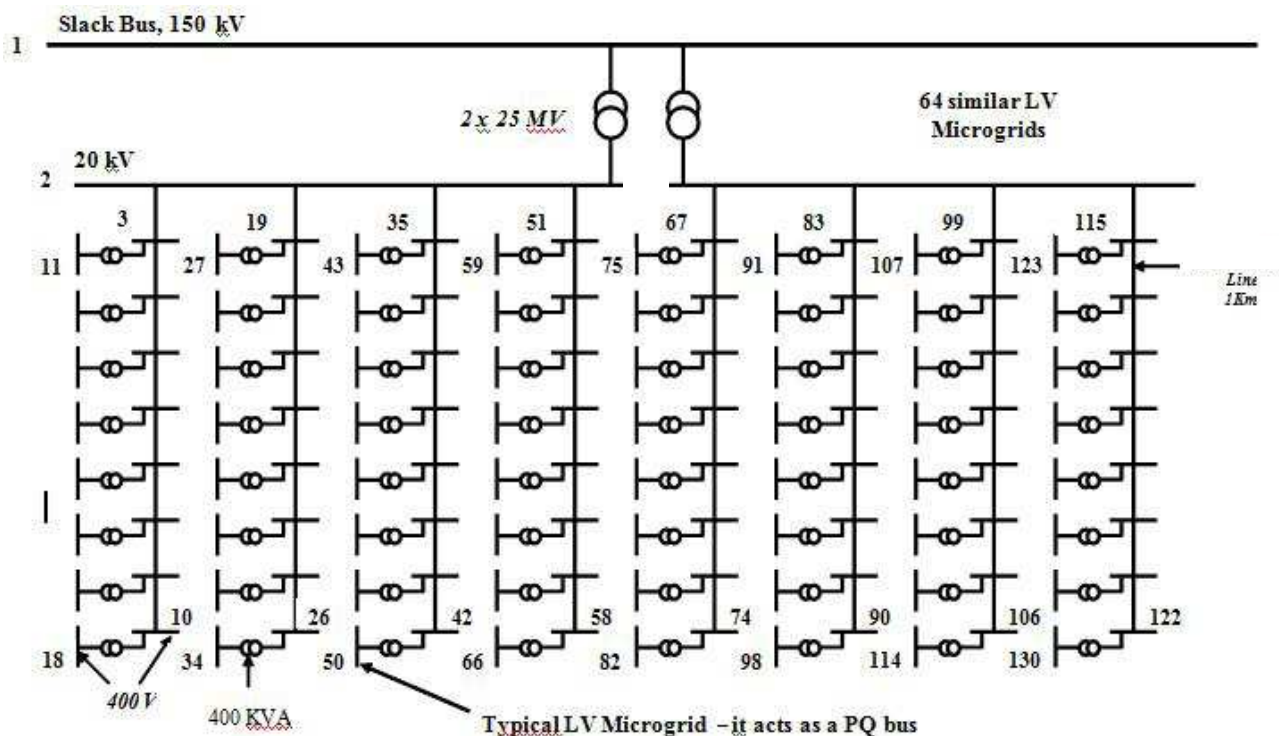
Οι τιμές αγοράς συνδυάζονται με υψηλά (Max_RES), μεσαία (Average_RES) και χαμηλά (Min_RES) επίπεδα παραγωγής ΑΠΕ (ή Renewable Energy Sources-RES) για κάθε έναν από τους εξεταζόμενους μήνες, δείχνοντας τις ημέρες με την υψηλότερη και τη χαμηλότερη αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή αντίστοιχα. Οι τιμές του ελληνικού συστήματος μεταφοράς συνδυάζονται με τη μέση ανά εποχή και ανά ώρα αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή. Έχουν χρησιμοποιηθεί δεδομένα από το διαχειριστή του ελληνικού συστήματος μεταφοράς για να εξαχθεί η 24-ωρη τυπική καμπύλη για κάθε μήνα. Έτσι, υπολογίστηκαν κατά περίπτωση τα μέγιστα οικονομικά οφέλη που μπορούν να υπάρχουν στο Μικροδίκτυο XT, για κάθε έναν από τους εννέα (9) συνδυασμούς καταστάσεων τιμών και παραγωγής από ΑΠΕ, υποθέτοντας ότι κάθε μονάδα παραγωγής υποβάλει προσφορές ανάλογα με το λειτουργικό της κόστος, για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια. Επομένως, ο σκοπός είναι να υπολογιστούν τα μέγιστα οφέλη για τους καταναλωτές με την 1^η πολιτική αγοράς και το μέγιστο εισόδημα για τον διαχειριστή του Μικροδικτύου βάσει της 2^{ης} πολιτικής αγοράς.

4.11.6. Δίκτυο Μελέτης MT - Δεδομένα

Εδώ μελετάται η ταυτόχρονη λειτουργία πολλών Μικροδικτύων που λειτουργούν σε ένα τυπικό, ακτινικό δίκτυο MT, όπως αυτό του σχήματος 4.11.ε. Το δίκτυο αυτό αποτελείται από 2 παράλληλους μετασχηματιστές των 25MVA, που είναι ένα τυπικό μέγεθος για πολλούς υποσταθμούς YT/MT σε πολλές ημι-αγροτικές περιοχές της Ελλάδας. Το τυπικό δίκτυο MT προέρχεται από ένα πραγματικό δίκτυο MT της Ελλάδας [5], [6], [96], το οποίο τροφοδοτεί μία μικρή πόλη και τη γειτονική αγροτική περιοχή σε ένα επίπεδο τάσης 20kV το οποίο παρέχεται από ένα Κέντρο Υψηλής Τάσης (KYT) των 150 kV. Ο συνολικός αριθμός των Μικροδικτύων XT που είναι όμοια με αυτό του σχήματος 4.11.α, είναι 64 σε 8 διακλαδώσεις. Η δομή του δικτύου MT αποτελείται από 130 κόμβους. Η βασική τάση μπορεί να τροποποιηθεί ώστε να μελετηθούν τα διαφορετικά επίπεδα τάσεως, αρκεί οι επιλεγθείσες τιμές να ανταποκρίνονται στην πραγματικότητα. Το μήκος κάθε ηλεκτρικής γραμμής τύπου 3x50Al+50St (TC) είναι 1 km από τον ένα ζυγό στον άλλο και μπορούν να τροποποιηθούν αρκεί να διατηρηθεί ο χαρακτήρας του τυπικού δικτύου διανομής MT. Οι αντιστάσεις και οι αντιδράσεις των γραμμών του δικτύου MT είναι αντίστοιχα: $R(\Omega/\text{km})=0,823$, $X(\Omega/\text{km})=0,150$, $B(\mu\text{S}/\text{km})=45,867$ με $I_{\max}(\text{A})=123$.

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι κοινές πρακτικές εγκατάστασης δικτύων διανομής δεν διαφέρουν σημαντικά μεταξύ των χωρών της Ευρώπης. Τα ευρωπαϊκά δίκτυα διανομής MT είναι τριφασικά και έχουν είτε ακτινική είτε βροχοειδή δομή, με την πρώτη να κυριαρχεί στις αγροτικές εγκαταστάσεις. Η κάθε διακλάδωση περιλαμβάνει πολλούς κόμβους στους οποίους συνδέονται μετασχηματιστές MT/XT. Οι γραμμές MT του δικτύου είναι είτε υπόγεια καλώδια, που συναντώνται κυρίως στις αστικές περιοχές όπου η πυκνότητα του φορτίου είναι μεγάλη, είτε υπέργειες γραμμές που συναντώνται κυρίως σε αγροτικές περιοχές

όπου η πυκνότητα φορτίου είναι μικρή (όπως στην περίπτωση αυτή). Οι υπέργειες γραμμές κατασκευάζονται κυρίως με γυμνούς αγωγούς Al ή Cu, [5], [6], [251], [252].



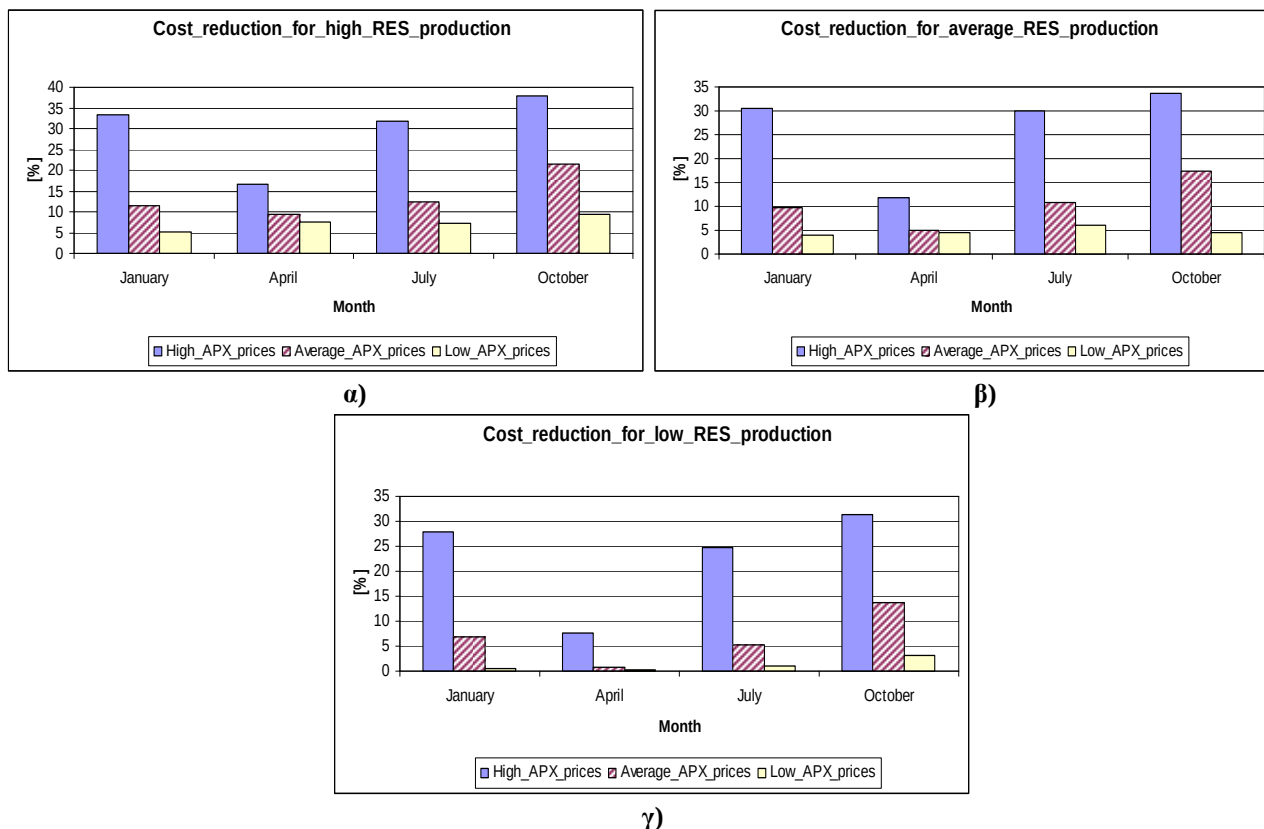
Σχήμα 4.11.ε. Τυπικό Δίκτυο MT Αποτελούμενο Από 64 Μικροδίκτυα.

4.11.7. Αποτελέσματα

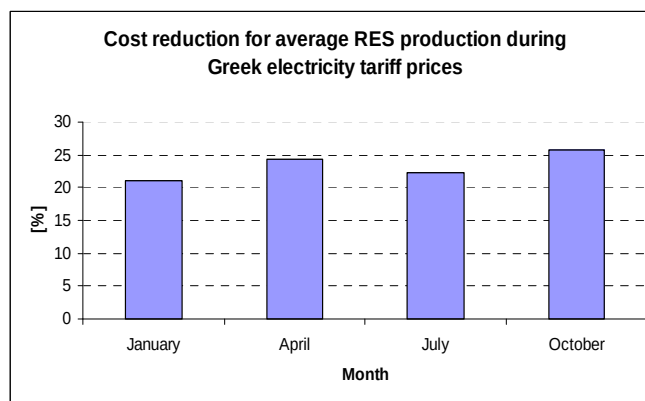
4.11.7.1. Οικονομικά Οφέλη Από Το Μικροδίκτυο ΧΤ

Αφού έχουν μελετηθεί 9 περιπτώσεις, σύμφωνα με τα επίπεδα παραγωγής των ΑΠΕ (ελάχιστο, μέσο ή μέγιστο) και τις τιμές (prices) του ηλεκτρισμού στην αγορά, σύμφωνα με τις τιμές της αγοράς του ApX, τα κυριότερα αποτελέσματα δίνονται στα σχήματα 4.11.στ, ζ. Η μείωση του κόστους (Cost Reduction) εκφράζεται σε ποσοστά σε σύγκριση με την περίπτωση όπου δεν υπάρχουν μονάδες ΔΠ. Σημαντική μείωση του κόστους μπορεί να παρατηρηθεί για τις περιπτώσεις με υψηλή τιμή ηλεκτρισμού, ειδικά για τον Οκτώβριο όπου παρουσιάζεται η μέγιστη τιμή ηλεκτρισμού σύμφωνα με τις τιμές κατά ApX (38,54% μείωση κόστους σε σχέση με την απουσία μονάδων ΔΠ). Για το σενάριο των τιμών του ελληνικού δικτύου (Greek electricity tariff prices), η μέγιστη μείωση του κόστους παρατηρήθηκε τον Οκτώβριο (25,3%), που ήταν ο μήνας με τη μικρότερη ζήτηση από τους τέσσερις (4) αντιπροσωπευτικούς μήνες. Η μικροτουρμπίνα δεν ήταν πλήρως ενταγμένη τις πολύ πρωινές ώρες λόγω της “κοιλιάς” στη ζήτηση, και αφού το λειτουργικό της κόστος είναι λίγο υψηλότερο από αυτό της κυνέλης καυσίμου. Ο Ιούλιος και ο Ιανουάριος παρουσιάζουν τη μικρότερη μείωση κόστους, αφού είναι οι μήνες με την υψηλότερη ζήτηση, όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 4.11.ζ. Η μείωση του κόστους έχει μεγαλύτερη επίδραση στην ισχύ όταν οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλές. Ο πίνακας 4.11.δ περιλαμβάνει τις κυριότερες καταστάσεις που αφορούν μειώσεις του κόστους λειτουργίας του Μικροδικτύου για όλους τους μήνες του έτους όταν εφαρμόζεται η 1^η Πολιτική Αγοράς αυτή του «Καλού Πολίτη». Τονίζεται ότι το κόστος και για τις δύο πολιτικές αγοράς είναι το ίδιο εξαιτίας του γεγονότος ότι οι εγκατεστημένες τιμές ισχύος των μονάδων ΔΠ δεν είναι μεγάλες ώστε να καλύψουν το φορτίο ζήτησης και να ωφεληθούν από την πώληση της πλεονάζουσας ισχύος στο ανάντη δίκτυο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Η ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ



Σχήμα 4.11.στ. α) Η Μείωση Του Κόστους Σύμφωνα Με Τις Τιμές Κατά ΑρΧ, Για Υψηλή Παραγωγή ΑΠΕ, **β)** Η Μείωση Του Κόστους Σύμφωνα Με Τις Τιμές Κατά ΑρΧ, Για Μέση Παραγωγή ΑΠΕ, **γ)** Η Μείωση Του Κόστους Σύμφωνα Με Τις Τιμές Κατά ΑρΧ, Για Χαμηλή Παραγωγή ΑΠΕ.



Σχήμα 4.11.ζ. Μείωση Κόστους Για Μέση Παραγωγή ΑΠΕ Για Το Σενάριο Των Τιμών Του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς.

Πίνακας 4.11.δ.

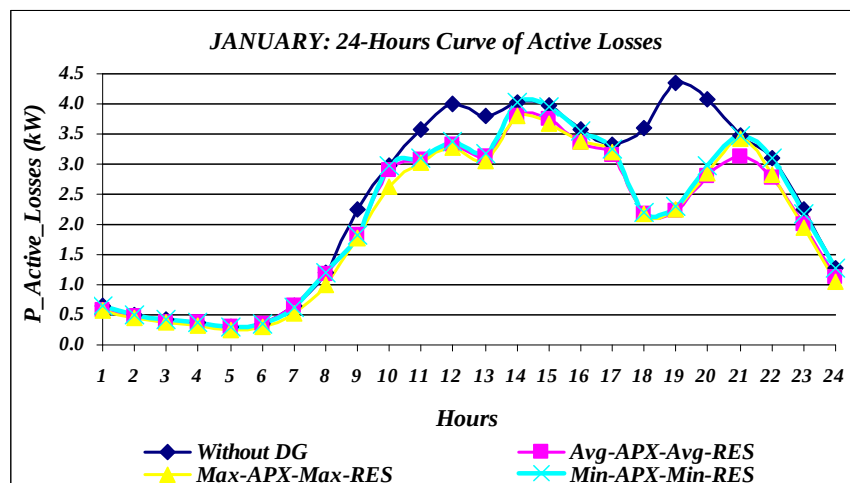
Αποτελέσματα 1^{ης} Πολιτικής Αγοράς – Οι Επί % Μειώσεις Του Λειτουργικού Κόστους Για Διάφορους Συνδυασμούς Τιμών Αγοράς Και Παραγωγής ΑΠΕ Για Το Μικροδίκτυο ΧΤ.

Περίπτωση Μελέτης 1 ^{ης} Πολιτικής			
Τιμές κατά ΑρΧ	Παραγωγή ΑΠΕ (PV, WT)	Μείωση Λειτουργικού Κόστους (%)	
		Ελάχιστη	Μέγιστη
High	Low	7,61	34,68
High	Average	11,92	38,54
High	High	16,59	40,87
Average	Low	0,7	16,16

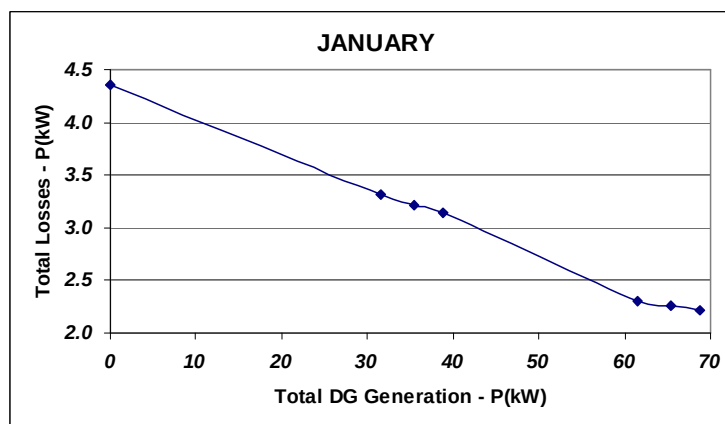
Average	Average	3,84	18,44
Average	High	9,2	21,65
Low	Low	0,04	3,08
Low	Average	1,24	6,22
Low	High	5,09	9,35

4.11.7.2. Μελέτη Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Μικροδίκτυο ΧΤ Σύμφωνα Με Τις Τιμές Κατά ΑρΧ

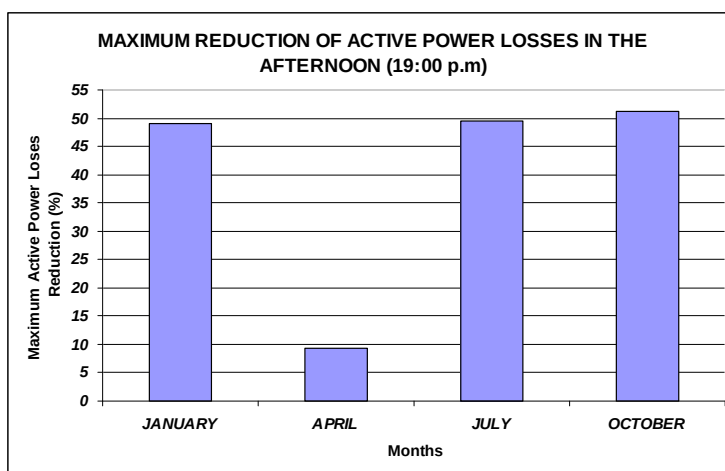
Η μελέτη έγινε για τους μήνες Ιανουάριο, Απρίλιο, Ιούλιο και Οκτώβριο (05:00 το πρωί-ελάχιστη ζήτηση και 19:00 το απόγευμα μέγιστη ζήτηση). Ο ζυγός αναφοράς είναι στην πλευρά Μέσης Τάσης του δικτύου, ενώ το υπόλοιπο δίκτυο είναι στην πλευρά ΧΤ. Οπότε, πρακτικά οι συνολικές απώλειες ισχύος είναι οι απώλειες ισχύος από το μετασχηματιστή ΜΤ/ΧΤ συν τις απώλειες ισχύος από το δίκτυο ΧΤ. Χαρακτηριστικές γραφικές παραστάσεις των αποτελεσμάτων δίνονται στα σχήματα 4.11.η-κ και στους πίνακες 4.11.ε και 4.11.στ. Όπως αναμενόταν, οι μονάδες ΔΠ του Μικροδικτύου μειώνουν τις απώλειες ενεργού ισχύος, σχήματα 11 και 12 του δικτύου ΧΤ (για παράδειγμα: μέγιστη μείωση απωλειών ενεργού ισχύος 51,13%-Οκτώβριος 19:00, σενάριο 6, σχήμα 13). Οι απώλειες είναι σημαντικά μειωμένες επειδή η παραγωγή είναι πολύ πιο κοντά στο φορτίο και οι γραμμές έχουν πολύ μειωμένες ροές. Αν το Μικροδίκτυο παράγει κάποια ισχύ σε μοναδιαίο cosφ, το προφίλ τάσης είναι πολύ πιο ικανοποιητικό (σε όλες τις περιπτώσεις, η πτώση τάσης είναι μικρότερη από 3%).



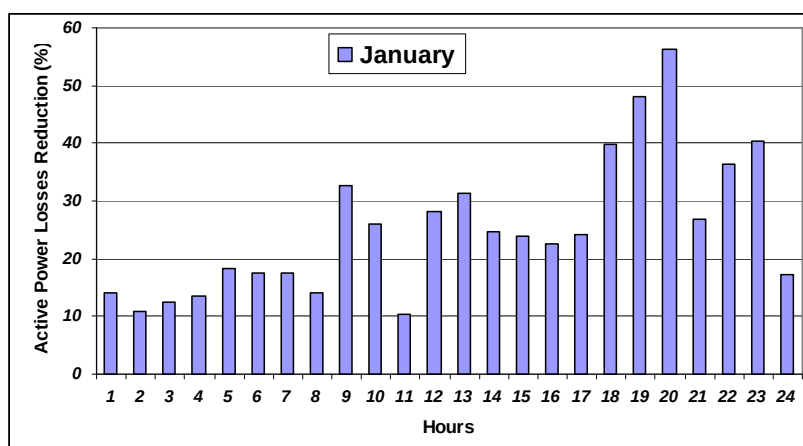
Σχήμα 4.11.η. Ιανουάριος: Οι Συνολικές 24-ωρες Απώλειες Ενεργού Ισχύος Για Κάποια Σενάρια. Παρόμοια Γραφήματα Και Για Τους Άλλους Μήνες.



Σχήμα 4.11.θ. Ιανουάριος: Συνολικές Απώλειες Ενεργού Ισχύος (Total Power Losses) Καθώς Αυξάνει Η ΔΠ (DG). Συνολική Ζήτηση 207,965kW (19:00 Το Απόγευμα). Παρόμοια Γραφήματα Και Για Τους Άλλους Μήνες.



Σχήμα 4.11.ι. Σύγκριση Της Μέγιστης Μείωσης Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος (Maximum Reduction of Active Power Losses) Λόγω Της ΔΠ. Η Μέγιστη Συνολική Ζήτηση Φορτίου Είναι 207,965kW (19:00 το Απόγευμα). Παρόμοια Γραφήματα Για Τις Άλλες Ωρες.



Σχήμα 4.11.κ. Μείωση Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Μία Τυπική Μέρα Του Ιανουαρίου Για Το Σενάριο Υψηλής Τιμής Κατά ApX – Υψηλής Παραγωγής RES Σε Σχέση Με Το Σενάριο Απουσίας Μονάδων ΔΠ. Παρόμοια Γραφήματα Και Για Τους Άλλους Μήνες.

Πίνακας 4.11.ε.

Ιανουάριος: Η Μέγιστη Συνολική Ζήτηση Φορτίου Είναι 207,965kW (19:00 Το Απόγευμα). Παρόμοια Αποτελέσματα Και Για Τους Άλλους Μήνες Και Ωρες.

Σενάρια για τον Ιανουάριο Μήνα		Έγχυση Ισχύος από το Δίκτυο (MV/LV)		Συνολική Παραγωγή Μονάδων ΔΠ P _{DG} (kW)	Συνολικές Απώλειες P _{Losses} (kW)
		P (kW)	Q (kVar)		
1	Χωρίς Μονάδες ΔΠ	212,3	5,67	0,00	4,357
2	Avg-ApX - Avg-RES	141,3	2,75	68,8	2,220
3	Avg-ApX - High-RES	144,8	2,85	65,4	2,258
4	Avg-ApX - Low-RES	148,7	2,97	61,5	2,310
5	High-ApX - Avg-RES	141,3	2,75	68,8	2,220
6	High-ApX - High-RES	144,8	2,85	65,4	2,258
7	High-ApX - Low-RES	148,7	2,97	61,5	2,310
8	Low-ApX - Avg-RES	172,2	3,88	38,8	3,146
9	Low-ApX - High-RES	175,7	4,01	35,4	3,217
10	Low-ApX - Low-RES	179,7	4,17	31,5	3,308

Πίνακας 4.11.στ.

Συνολική Ποσοστιαία Μείωση Των Απωλειών Ισχύος Για Τον Μήνα Ιανουάριο. Παρόμοια Αποτελέσματα Και Για Τους Άλλους Μήνες Και Ώρες.

Σενάρια για τον Ιανουάριο Μήνα		Συνολική Ποσοστιαία Μείωση Απωλειών (%)			
		P _{Load, min} =55,201kW		P _{Load, max} =207,965kW	
		05:00 π.μ		19:00 μ.μ	
		P (kW)	Q (kVar)	P (kW)	Q (kVar)
1	Χωρίς Μονάδες ΔΠ	0	0	0	0
2	Avg-ApX - Avg-RES	4,82	5,70	49,1	51,5
3	Avg-ApX - High-RES	18,3	24,1	48,2	49,7
4	Avg-ApX - Low-RES	0,96	1,04	46,9	47,5
5	High-ApX - Avg-RES	4,82	5,70	49,1	51,5
6	High-ApX - High-RES	18,3	24,1	48,2	49,7
7	High-ApX - Low-RES	0,96	1,04	46,9	47,5
8	Low-ApX - Avg-RES	4,82	5,70	27,8	31,5
9	Low-ApX - High-RES	18,3	24,1	26,2	29,2
10	Low-ApX - Low-RES	0,96	1,04	24,1	26,4

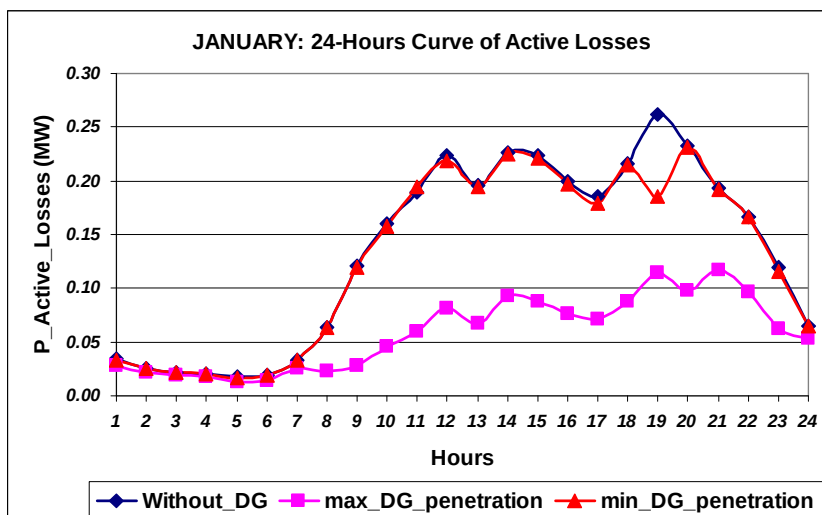
4.11.7.3. Αποτελέσματα Για Το Δίκτυο MT

Μελετήθηκαν τρεις (3) περιπτώσεις για κάθε μήνα. Πάντα, η πρώτη περίπτωση για κάθε μήνα μελέτης αναφέρεται σε απουσία μονάδων ΔΠ. Οι άλλες δύο περιπτώσεις αναφέρονται στην μέγιστη και στην ελάχιστη διείσδυση μονάδων ΔΠ, αντίστοιχα. Οι μελέτες έγιναν για τους μήνες Ιανουάριο, Απρίλιο, Ιούλιο και Οκτώβριο. Τα σημαντικότερα από τα αποτελέσματα δίνονται στον πίνακα 4.11.ζ. Το σχήμα 4.11.λ παρουσιάζει την μείωση των απωλειών για τις διαφορετικές περιπτώσεις σε χρονικό ορίζοντα 24-ώρου.

Πίνακας 4.11.ζ.

Συνολικές Απώλειες Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο Μέσης Τάσης.

ΣΕΝΑΡΙΑ		ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΑ ΜΕΙΩΣΗ ΤΩΝ ΣΥΝΟΛΙΚΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΕΝΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ (%)															
		ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ				ΑΠΡΙΛΙΟΣ				ΙΟΥΛΙΟΣ				ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ			
		P _{Load, min} =55,201kW		P _{Load, max} =207,965kW		P _{Load, min} =48,954kW		P _{Load, max} =184,433kW		P _{Load, min} =55,354kW		P _{Load, max} =208,543kW		P _{Load, min} =46,291kW		P _{Load, max} =174,397kW	
		05:00 π.μ		19:00 μ.μ		05:00 π.μ		19:00 μ.μ		05:00 π.μ		19:00 μ.μ		05:00 π.μ		19:00 μ.μ	
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
1	Ελάχιστη Διείσδυση Μονάδων ΔΠ	1,16	1,37	28,9	28,9	0	0	9,91	9,9	19,6	19,3	0,6	0,54	0	0	0	0
2	Μέγιστη Διείσδυση Μονάδων ΔΠ	26,7	26,5	56,5	56,5	37	37	9,91	9,9	32,3	32	57,9	57,8	28,1	27,5	65,1	65



Σχήμα 4.11.λ. Ιανουάριος: 24-ωρη Καμπύλη Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο MT, Για Τα Τρία Κύρια Σενάρια Και Τιμές Τον Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς. Παρόμοια Γραφήματα Και Για Τους Άλλους Μήνες.

Οι συνολικές ημερήσιες απώλειες ενεργού ισχύος τόσο για το δίκτυο XT όσο και για το δίκτυο MT συνοψίζονται στον πίνακα 4.11.η. Οι συνολικές απώλειες ενεργού ισχύος για ολόκληρο το δίκτυο (δίκτυα XT και MT) δίνονται από τη σχέση:

$$\text{Συνολικές Απώλειες του Δικτύου (Ενεργές ή Άεργες)} = \text{Συνολικές Απώλειες Ισχύος του δικτύου XT συν τις Συνολικές Απώλειες του Δικτύου MT.}$$

Ο πίνακας 4.11.θ παρουσιάζει την κατανομή των απωλειών μεταξύ της XT και της MT. Φαίνεται καθαρά ότι η κατανομή του ποσοστού των συνολικών απωλειών ενεργού ισχύος του δικτύου MT είναι αυξημένη λόγω των μονάδων ΔΠ.

Όπως αναμενόταν, η παρουσία μονάδων ΔΠ μειώνει τις απώλειες ενεργού ισχύος του δικτύου MT. Η πραγματική έγχυση ισχύος από τον ζυγό αναφοράς είναι πάντοτε μειωμένη όταν υπάρχει ΔΠ. Το προφίλ της τάσης είναι πολύ ικανοποιητικό (σε όλες τις περιπτώσεις η πτώση τάσης είναι μικρότερη από $\pm 3\%$). Επειδή υπάρχουν περιβαλλοντικά οφέλη από τη μείωση των απωλειών ισχύος, ποσοτικοποιούνται με λεπτομέρεια παρακάτω.

Πίνακας 4.11.η.

Ποσοστιαία Μείωση Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο XT και MT Για Ένα 24ωρο Βάσει Τιμών Κατά ΑρΧ.

Σύγκριση Μεταξύ της Περίπτωσης Χωρίς Μονάδες ΔΠ και της Περίπτωσης High-ApX - High-RES			
Μήνες	Δίκτυο XT (Μικροδίκτυο)	Δίκτυο Μέσης Τάσης	
		Απώλειες Γραμμών	Συνολικές Απώλειες
Ιανουάριος	31,02	55,23	42,68
Απρίλιος	15,09	36,78	25,16
Ιούλιος	28,98	56,43	41,76
Οκτώβριος	30,19	67,50	47,50

Πίνακας 4.11.θ.

Ποσοστιαία Κατανομή Των Συνολικών Απωλειών Ενεργού Ισχύος Μεταξύ Των Δικτύων XT Και MT Για Ένα 24ωρο Βάσει Τιμών Κατά ΑρΧ.

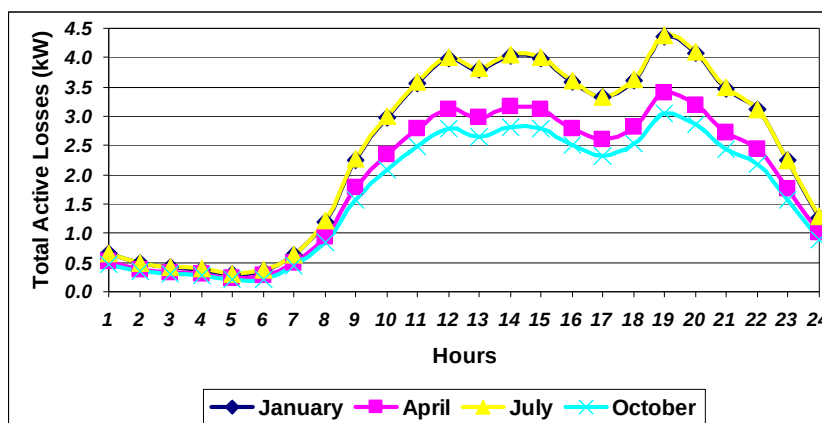
Μήνες	Χωρίς Μονάδες ΔΠ		High-ApX - High-RES	
	XT	MT	XT	MT
Ιανουάριος	51,81	48,19	62,36	37,64
Απρίλιος	53,56	46,44	60,77	39,23
Ιούλιος	53,43	46,57	65,16	34,84
Οκτώβριος	53,62	46,38	71,30	28,70

4.11.7.4. Μελέτη Ευαισθησίας (Αλλαγή Θέσης Μονάδας ΔΠ) Για Το Ελληνικό Σενάριο

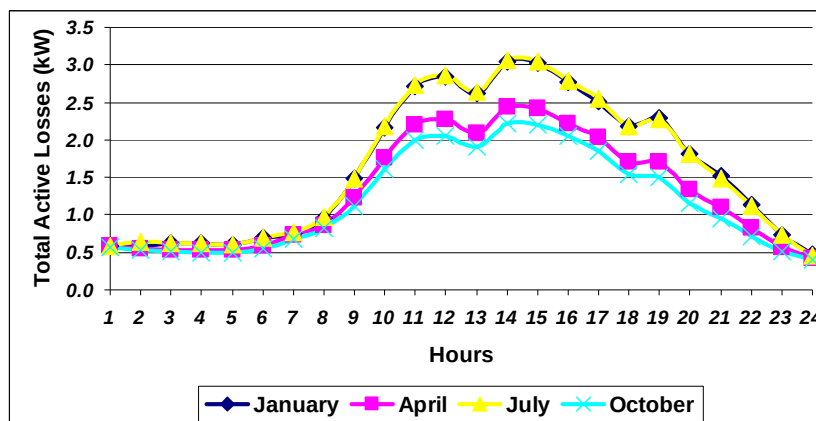
Σε αυτό το σενάριο οι οριακές τιμές του ελληνικού συστήματος μεταφοράς έχουν συνδυασθεί με την μέση μηνιαία παραγωγή των Αιολικών και των Φ/Β μονάδων παραγωγής. Χαρακτηριστικές γραφικές παραστάσεις των αποτελεσμάτων για το δίκτυο XT και MT καθώς και για τη περίοδο μελέτης δίνονται στα παρακάτω σχήματα, 4.11.μ-σ. Η διαδικασία είναι η ίδια ως ανωτέρω.

Το σχήμα 4.11.ξ δείχνει την αύξηση των απωλειών στο δίκτυο XT σε σχέση με το σενάριο απουσίας μονάδων ΔΠ (σχήμα 4.11.ν), για την περίοδο 01:00-07:00 το πρωί. Αυτή η περίοδος αντιστοιχεί στη χαμηλή ζήτηση του Μικροδικτύου και σε αυξημένη παραγωγή από τις μονάδες ΔΠ. Όμως, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.11.α, οι μονάδες ΔΠ είναι συνδεδεμένες σε μία διακλάδωση και μόνο του δικτύου. Η παραγωγή υπερβαίνει τη ζήτηση της διακλάδωσης αλλά όχι τη ζήτηση του Μικροδικτύου. Σε μία τέτοια περίπτωση, οι απώλειες ενεργού ισχύος είναι αυξημένες σε σχέση με την παρούσα κατάσταση. Για να μελετηθεί περισσότερο η επίδραση της τοπολογίας, υποτίθεται ότι είναι δυνατή η εγκατάσταση μικροτουρμπίνας στο ζυγό 8 (σε άλλη διακλάδωση) αντί για το ζυγό 7. Έτσι παρουσιάζεται μία καλύτερη εικόνα σε σχέση με τη μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος, όπως φαίνεται στο σχήμα 4.11.ο.

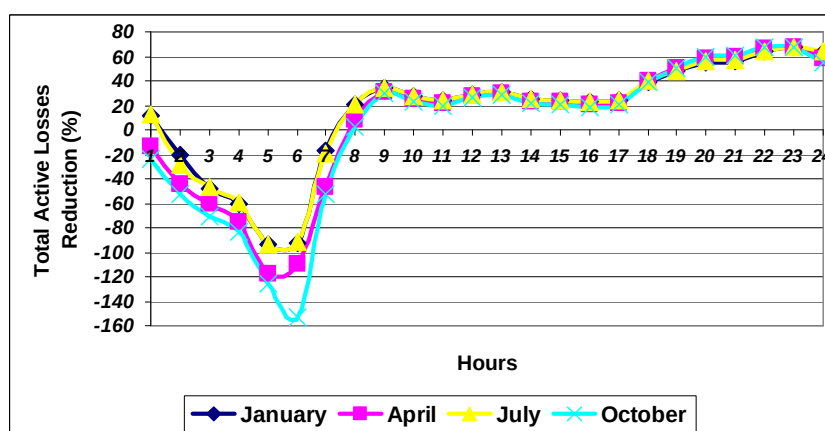
Σε όλες τις περιπτώσεις για το ελληνικό σενάριο, οι απώλειες MT δεν είναι αυξημένες, λόγω της αρκετά μειωμένης ροής στις γραμμές MT όπως δείχνουν τα σχήματα 4.11.π-σ. Ο πίνακας 4.11.ι συνοψίζει τα αποτελέσματα για τις απώλειες ενεργού ισχύος. Σημαντική μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος μεταξύ των σεναρίων με και χωρίς μονάδες ΔΠ παρατηρείται τόσο στο δίκτυο XT όσο και στο δίκτυο MT. Επίσης, η εγκατάσταση των μονάδων ΔΠ μέσα στο Μικροδίκτυο, ειδικά καθώς διασκορπίζονται περισσότερο μέσα στις διακλαδώσεις (γραμμές τροφοδοσίας) XT, μπορεί να οδηγήσει σε επιπρόσθετη μείωση των απωλειών αν η διείσδυση των μονάδων ΔΠ κατά τη διάρκεια της ημέρας είναι υψηλή. Επιπλέον, η ποσοστιαία μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος είναι μεγαλύτερη στην περίπτωση όπου η μικροτουρμπίνα έχει μεταφερθεί από το ζυγό 7 στο ζυγό 8. Παρόμοια αποτελέσματα συμπεραίνονται και για το δίκτυο MT. Δύο είναι οι περιπτώσεις για το δίκτυο MT. Η πρώτη περίπτωση αναφέρεται στις απώλειες ισχύος των γραμμών MT και μόνο. Η δεύτερη αναφέρεται στις συνολικές απώλειες ενεργού ισχύος όπου στις απώλειες ενεργού ισχύος των γραμμών MT προστίθενται οι απώλειες ενεργού ισχύος από τα 64 Μικροδίκτυα. Σε όλες τις περιπτώσεις, οι απώλειες ενεργού ισχύος αντιπροσωπεύουν τις συνολικές 24-ωρες απώλειες ενεργού ισχύος για μία τυπική μέρα του μήνα.



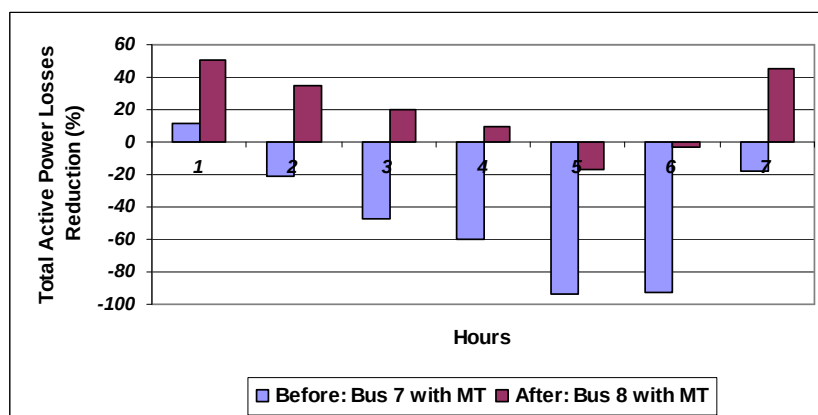
Σχήμα 4.11.μ. Τιμές Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς. 24-ωρη Καμπύλη Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο XT Και Για Το Σενάριο Χωρίς Μονάδες ΔΠ.



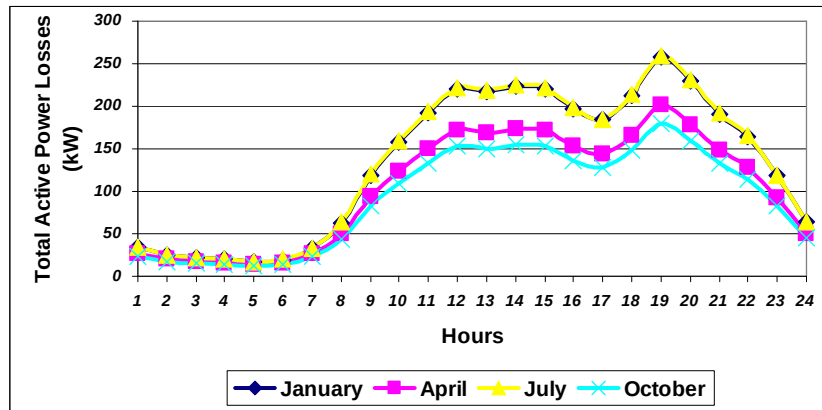
Σχήμα 4.11.v. Τιμές Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς. 24-ωρη Καμπύλη Των Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΧΤ Και Για Το Σενάριο Με Μονάδες ΔΠ.



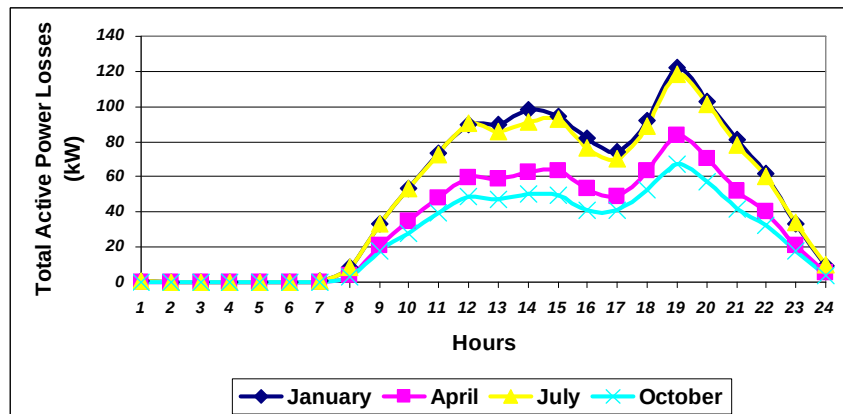
Σχήμα 4.11.ξ. Ποσοστιαία Μείωση Των Συνολικών Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΧΤ Λόγω Της Παραγωγής Των Μονάδων ΔΠ.



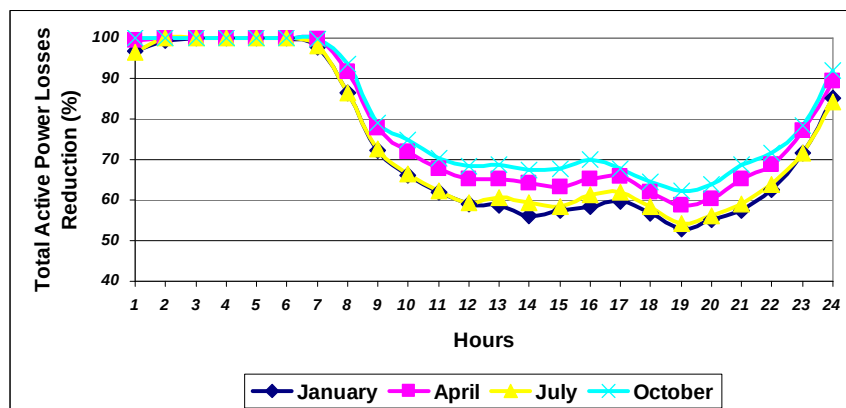
Σχήμα 4.11.ο. Ποσοστιαία Μείωση Συνολικών Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο ΧΤ Λόγω Της Αλλαγής Θέσης Της Μικροτουρμπίνας.



Σχήμα 4.11.π. Συνολικές Απώλειες Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο MT Χωρίς Μονάδες ΔΠ.



Σχήμα 4.11.ρ. Συνολικές Απώλειες Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο MT Με Μονάδες ΔΠ.



Σχήμα 4.11.σ Ποσοστιαία Μείωση Των Συνολικών Απωλειών Ενεργού Ισχύος Για Το Δίκτυο MT Λόγω Παρουσίας Μονάδων ΔΠ.

Πίνακας 4.1.ι.

Ποσοστιαία Μείωση Των Ενεργών Απωλειών Ισχύος Στο Δίκτυο XT Και MT Για Ένα 24ωρο Και Για Όλους Τους Εξεταζόμενους Μήνες.

Μήνες	Δίκτυο XT		Δίκτυο MT	
	MT στο Ζυγό 7	MT στο Ζυγό 8	Μόνο Απώλειες Γραμμών	Συνολικές Απώλειες Ενεργού Ισχύος
Ιανουάριος	33,45	49,86	62,49	46,88
Απρίλιος	31,36	49,74	68,36	48,44
Ιούλιος	33,47	49,26	63,75	47,48
Οκτώβριος	29,86	49,91	71,33	49,01

4.11.7.5. Περιβαλλοντικά Οφέλη

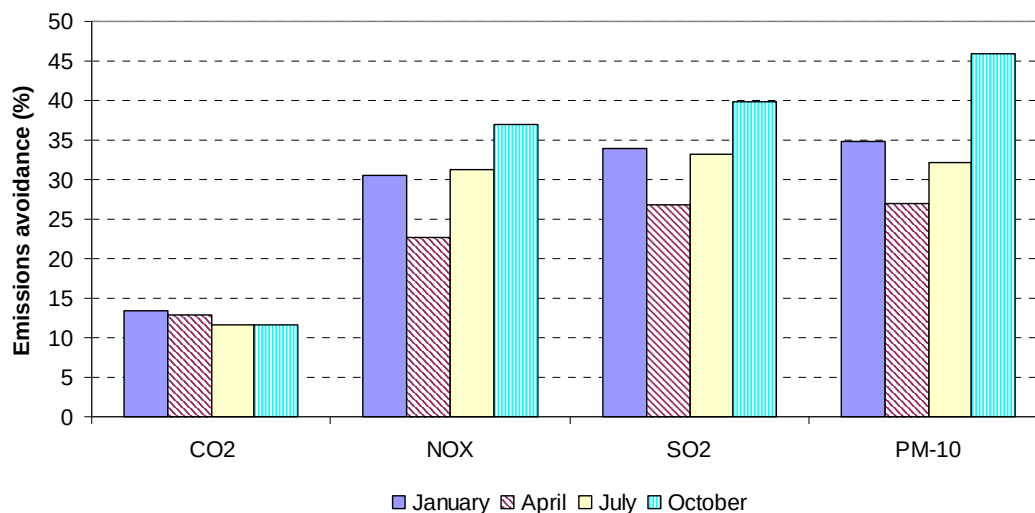
Τόσο η παρουσία μονάδων ΔΠ όσο και η αποφυγή-μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος οδηγούν σε σημαντική μείωση των εκπομπών. Το σχήμα 4.11.τ παρουσιάζει τα ποσοστά της μείωσης των εκπομπών για κάθε εξεταζόμενο μήνα με βάση τις τιμές αγοράς κατά ArX. Σχετικά με τις εκπομπές CO₂ η μέγιστη μείωση μπορεί να επιτευχθεί τον Ιανουάριο με το συνδυασμό High-ArX-High-RES ενώ για τους υπόλοιπους ρυπαντές αυτό επιτυγχάνεται για τον ίδιο συνδυασμό τον Οκτώβριο.

Ο πίνακας 4.11.κ συνοψίζει τα αποτελέσματα για τη μείωση των εκπομπών για τους εξεταζόμενους μήνες και για διάφορα σενάρια μελέτης. Στον ίδιο πίνακα, δίνονται αποτελέσματα και από την εφαρμογή του ελληνικού σεναρίου. Η ελάχιστη μείωση των εκπομπών επιτυγχάνεται για το συνδυασμό Low-ArX-Low-RES κατά τη διάρκεια του Απριλίου για όλους τους ρυπαντές. Η μείωση των εκπομπών είναι αρκετά ευαίσθητη στη διείσδυση μονάδων ΔΠ αλλά είναι επίσης πολύ ευαίσθητη στην καμπύλη εκπομπών του ανάντη δικτύου, αφού η διείσδυση μονάδων ΔΠ από μόνη της δεν επαρκεί για να εξηγήσει τη διαφορά στο μήνα όπου προκύπτει η μέγιστη μείωση των εκπομπών. Για το CO₂ η μείωση των εκπομπών είναι πολύ ευαίσθητη στη διείσδυση μονάδων ΑΠΕ.

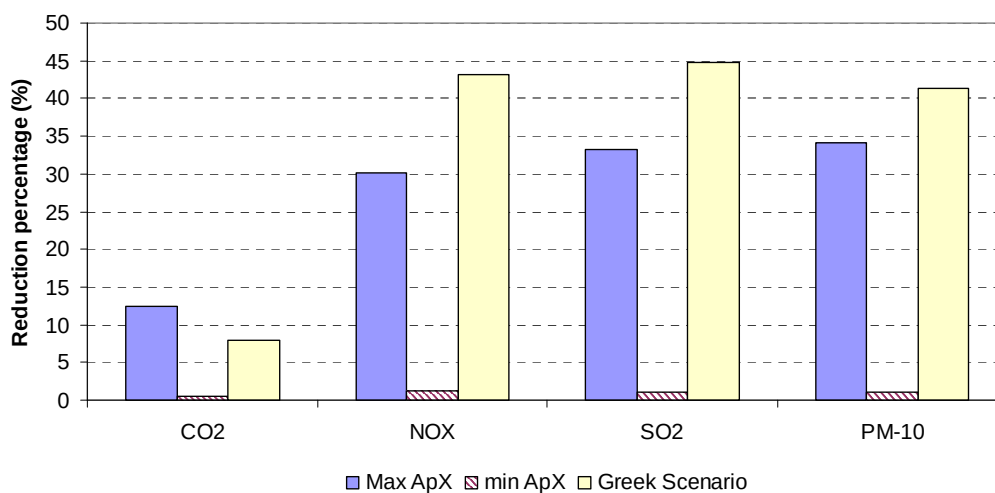
Η λειτουργία του ελληνικού σεναρίου παρουσιάζει σχετικά υψηλή μείωση εκπομπών CO₂, πιο κοντά στα αποτελέσματα για το σενάριο των υψηλότερων τιμών της αγοράς κατά ArX. Για τους υπόλοιπους ρυπαντές, η λειτουργία κάτω από τις τιμές του ελληνικού συστήματος μεταφοράς μειώνει περισσότερο τις εκπομπές από όλες τις περιπτώσεις που μελετήθηκαν. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ΔΠ είναι αυξημένη, ειδικά για τις μονάδες που καταναλώνουν καύσιμο. Αυτές οι μονάδες δεν παρουσιάζουν τόσο μικρότερες εκπομπές CO₂ σε σχέση με τις οριακές μονάδες του ελληνικού συστήματος μεταφοράς αλλά παρουσιάζουν χαμηλότερα επίπεδα εκπομπών για τους υπόλοιπους ρυπαντές δικαιολογώντας τα παρακάτω αποτελέσματα.

Το σχήμα 4.11.υ παρουσιάζει μία σύγκριση μεταξύ των εκπομπών που αποφεύχθηκαν ως ποσοστό σε σύγκριση με τις εκπομπές χωρίς τη λειτουργία του Μικροδικτύου. Οι αριθμοί αναφέρονται στο άθροισμα όλων των ημερών που μελετήθηκαν.

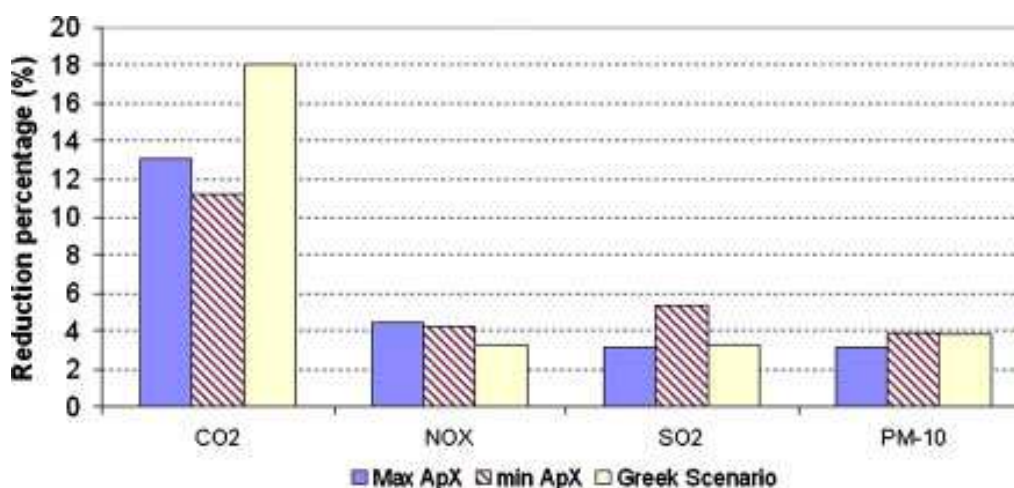
Ένα άλλο θέμα το οποίο μελετήθηκε είναι ο αντίκτυπος της μείωσης των απωλειών ενεργού ισχύος στη μείωση των εκπομπών. Χωρίς μονάδες ΔΠ, οι απώλειες ισχύος τόσο για τη XT όσο και για τη MT υπολογίζονται γύρω στο 3% των ρυπαντών για τις ημέρες που μελετήθηκαν. Με τα Μικροδίκτυα, το ποσοστό της μείωσης των εκπομπών λόγω της μείωσης των απωλειών ενεργού ισχύος είναι σημαντικά υψηλότερο και δείχνεται στο σχήμα 4.11.φ. Είναι προφανές ότι η μείωση των εκπομπών λόγω της μείωσης των απωλειών ενεργού ισχύος αποτελεί ένα σημαντικό ποσοστό των συνολικών απωλειών ενεργού ισχύος που αποφεύχθηκαν για όλες τις εξεταζόμενες περιπτώσεις, ειδικά όσον αφορά τις εκπομπές CO₂. Για μία ακόμη φορά το σχήμα αναφέρεται στη συνολική μείωση των εκπομπών για όλες τις μέρες που μελετήθηκαν. Πρέπει να σημειωθεί ότι για το ελληνικό σύστημα, η μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος υπολογίζεται για το 39% των εκπομπών που αποφεύχθηκαν κατά τη διάρκεια του Απριλίου. Για την περίπτωση κατά ArX και ειδικά για τον Οκτώβριο, η μείωση των εκπομπών CO₂ μπορεί να φτάσει το 50%. Για το ελληνικό σενάριο, το αντίκτυπο της τοπολογίας μελετήθηκε παραπάνω. Η μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος έχει έναν αντίκτυπο στην περαιτέρω μείωση των εκπομπών που αποφεύχθηκαν όπως απεικονίζει το σχήμα 4.11.χ. Κυρίως οι εκπομπές CO₂ επηρεάζονται καθώς για τους υπόλοιπους ρυπαντές η αλλαγή είναι όμοια. Στην περίπτωση αυτή η μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος υπολογίζεται στο 20% των εκπομπών που αποφεύχθηκαν. Ο πίνακας 4.11.λ παρέχει τις απόλυτες τιμές μείωσης για τους ρυπαντές που μελετήθηκαν.



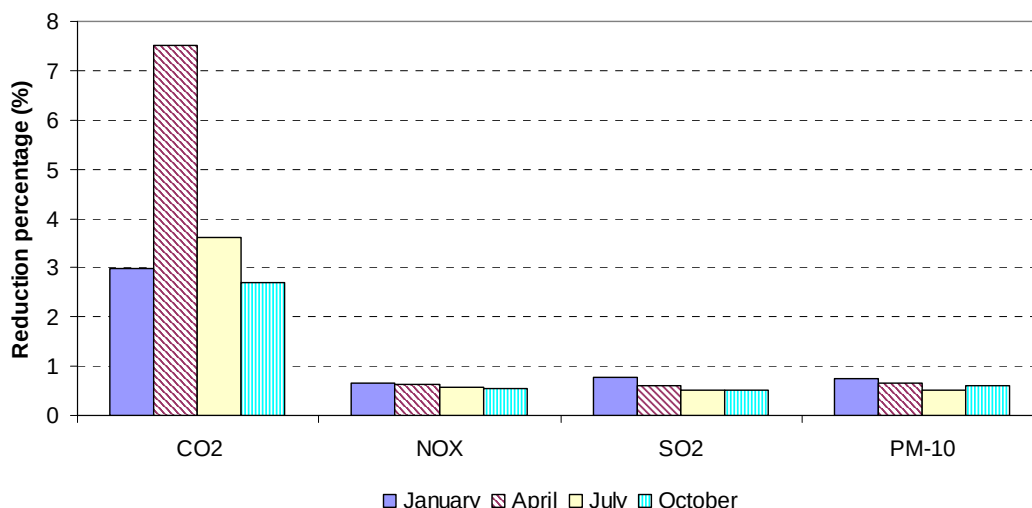
Σχήμα 4.11.τ. Ποσοστιαία Μέγιστη Αποφυγή Εκπομπών Για Τιμές Κατά ApX Ανά Εξεταζόμενο Μήνα.



Σχήμα 4.11.υ. Ποσοστιαία Μείωση Των Εκπομπών Για Όλες Τις Εξεταζόμενες Μέρες.



Σχήμα 4.11.φ. Ποσοστό Μείωσης Των Εκπομπών Λόγω Της Μείωσης Των Απωλειών Ισχύος Εν Συγκρίσει Με Τις Συνολικές Απώλειες Ισχύος Που Απεφεύχθησαν.



Σχήμα 4.11.γ. Επιπρόσθετη Μείωση Των Εκπομπών Λόγω Της Αλλαγής Στην Τοπολογία Για Την Περίπτωση Του Ελληνικού Σεναρίου.

Πίνακας 4.11.κ.

Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Της Μείωσης Εκπομπών Για Τις Εξεταζόμενες Περιόδους Του Μικροδικτύου.

ΜΗΝΕΣ	ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΔΠ	Μείωση Εκπομπών Λόγω Μικροδικτύου			
		CO ₂ (tn)	NO _x (kg)	SO ₂ (kg)	PM-10 (kg)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	Max ApX	21,76	69,06	41,92	647,8
	Σενάριο Ελλάδας	16,47	91,15	50,98	734,6
	Min ApX	1,310	3,070	1,690	27,50
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	Max ApX	15,65	41,69	21,32	400,1
	Σενάριο Ελλάδας	4,400	80,00	33,29	608,7
	Min ApX	0,140	0,200	0,100	1,500
ΙΟΥΛΙΟΣ	Max ApX	16,76	66,26	31,12	432,7
	Σενάριο Ελλάδας	10,01	86,30	39,28	513,1
	Min ApX	1,360	2,000	0,900	12,60
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	Max ApX	13,86	54,37	26,49	473,6
	Σενάριο Ελλάδας	12,58	74,33	38,89	510,7
	Min ApX	0,490	4,180	1,070	20,20

Πίνακας 4.11.λ.

Μείωση Των Εκπομπών Λόγω Αλλαγής Θέσης (Τοπολογίας) Της Μικροτουρμπίνας.

ΜΗΝΑΣ	CO ₂ (tn)	NO _x (kg)	SO ₂ (kg)	PM-10 (kg)
ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	0,49	0,6	0,4	5,4
ΑΠΡΙΛΙΟΣ	0,33	0,5	0,	4,1
ΙΟΥΛΙΟΣ	0,36	0,5	0,2	2,7
ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	0,34	0,4	0,2	3,0

4.11.8. Συμπεράσματα 1^{ης} Μελέτης-Συμβολής 4^{ου} Κεφαλαίου

Η μελέτη που προηγήθηκε σχετίζεται με πιθανά οφέλη που μπορεί κανείς να αποκομίσει από την εκμετάλλευση της ιδέας του Μικροδικτύου και των πολλών Μικροδικτύων. Οι αναλύσεις που παρουσιάστηκαν υλοποιήθηκαν με βάση τις τιμές της αγοράς κατά ApX καθώς και με βάση τις τιμές του ελληνικού συστήματος (Greek electricity tariff prices) ως ένα ανταγωνιστικό σενάριο, με διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ.

Το πρώτο συμπέρασμα είναι η μείωση του κόστους για τους τελικούς καταναλωτές όταν η ζήτηση καλύπτεται από τις μονάδες του Μικροδικτύου και οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλές. Η

αποπληρωμή της επένδυσης των μονάδων ΔΠ εξαρτάται πολύ από την τεχνολογία, το περιβάλλον των επιδοτήσεων καθώς και τις τιμές της αγοράς και είναι ένα θέμα που χρήζει περαιτέρω έρευνας και που μελετάται στις επόμενες ενότητες.

Επιπλέον, αξία στη λειτουργία του Μικροδικτύου δίνει η συνολική μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος λόγω της μείωσης της ενεργού ισχύος που εγχέεται από τον ζυγό αναφοράς. Η μέγιστη μείωση απωλειών ενεργού ισχύος παρατηρήθηκε μεταξύ σεναρίων με και χωρίς μονάδες ΔΠ στο δίκτυο ΧΤ (ελληνικό σενάριο, Οκτώβριος, μείωση 49,91%) και στο δίκτυο ΜΤ (ελληνικό σενάριο, Οκτώβριος, μείωση 49,01%), αντίστοιχα. Το ποσοστό των απωλειών ΧΤ στις συνολικές απώλειες ολόκληρου του δικτύου ΜΤ είναι αυξημένο από 51% σε 70% καθώς αυξάνεται η παραγωγή των μονάδων ΔΠ. Όσο περισσότερο διασκορπισμένες είναι οι μονάδες ΔΠ μέσα στο Μικροδίκτυο, τόσο μεγαλύτερη μείωση απωλειών ενεργού ισχύος επιτυγχάνεται αν η διείσδυση των μονάδων ΔΠ μέσα στην ημέρα είναι σχετικά υψηλή.

Τόσο η παραγωγή των μονάδων ΔΠ, με χαμηλότερο επίπεδο εκπομπών σε σχέση με το ανάντη δίκτυο, όσο και η μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος μπορούν να προσφέρουν σημαντική εξοικονόμηση εκπομπών, ειδικά καθώς η διείσδυση των ΑΠΕ αυξάνεται. Η μείωση των απωλειών ενεργού ισχύος μπορεί να παίξει σημαντικό ρόλο στην αποφυγή εκπομπών αφού μπορεί να οδηγήσουν μέχρι και σε αποφυγή του 20% των εκπομπών CO₂, αν οι μονάδες ΔΠ είναι περισσότερο διασκορπισμένες στις διακλαδώσεις του δικτύου ΧΤ. Μια περαιτέρω εμβάθυνση στα ζητήματα μείωσης απωλειών ενεργού ισχύος στα Μικροδίκτυα, βάσει της ανωτέρω μεθοδολογίας, πραγματοποιείται στις αναφορές, [228], [230].

2^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ

4.12. Η ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΜΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΜΕΝΟΥ ΜΟΝΑΔΩΝ ΜΙΚΡΟ-ΣΗΘ

4.12.1. Εισαγωγή

Κύριος στόχος της μελέτης είναι ο υπολογισμός του οικονομικού οφέλους που προκύπτει από τη λειτουργία ενός Μικροδικτύου σε σχέση με την ανεξάρτητη λειτουργία των μονάδων ΔΠ που το αποτελούν για την ίδια πάντοτε κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των καταναλωτών. Επιπροσθέτως, εξετάζεται κατά πόσο αυτό το οικονομικό όφελος που προκύπτει από την λειτουργία του Μικροδικτύου είναι ικανό να αποσβέσει σε εύλογο χρονικό διάστημα το κόστος μετατροπής των χρησιμοποιούμενων μονάδων ΔΠ από την ανεξάρτητη λειτουργία τους στην συντονισμένη που συνιστά και τον ορισμό του Μικροδικτύου. Η διαδικασία είναι παρόμοια με αυτή που ακολουθήθηκε στην προηγούμενη μελέτη με κύριες διαφορές τις ακόλουθες:

- Συμμετοχή μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ (Μίκρο-Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας) επικουρούμενες από λέβητες παραγωγής θερμότητας για την κάλυψη και των θερμικών φορτίων ζήτησης των καταναλωτών μέσω δικτύου τηλεθέρμανσης και δικτύου φυσικού αερίου. Θεωρούμε ότι οι παραπάνω μονάδες ΔΠ λειτουργούν με καύσιμο το φυσικό αέριο.
- Τροποποίηση των εξισώσεων του προβλήματος βελτιστοποίησης ώστε να συμπεριληφθούν οι σχέσεις που ισχύουν για συστήματα Μίκρο-ΣΗΘ (π.χ. εξάρτηση της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου από την θερμική ισχύ εξόδου μέσω του HPR της μονάδας παραγωγής).
- Εισαγωγή της έννοιας του Ενεργειακού Διανομέα (Energy Hub) όπου πραγματοποιείται εντός του η βελτιστοποίηση της λειτουργίας της μονάδας Μίκρο-ΣΗΘ και του λέβητα.
- Λαμβάνεται υπόψη το κόστος εγκατάστασης όλων των μονάδων ΔΠ.
- Οι παραγωγές των μονάδων ΔΠ αλλά και τα φορτία ζήτησης δεν έχουν πλέον μοναδιαίο συντελεστή ισχύος.
- Χρησιμοποιούνται οι Οριακές Τιμές του Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος Ενέργειας ως τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το ανάντη δίκτυο.
- Σε κάθε περίπτωση θεωρείται ότι οι μονάδες ΔΠ ανήκουν στους τελικούς χρήστες-καταναλωτές και ότι η παραγόμενη ισχύς των μονάδων ΑΠΕ (WT και PV) πωλείται όλη στο δίκτυο κατά προτεραιότητα.

4.12.2. Οικονομική Λειτουργία Του Μικροδικτύου

Αντικειμενική Συνάρτηση

Εφαρμόζεται η μεθοδολογία της παραγράφου 4.8 και 4.8.1 (ένταξη μονάδων, οικονομική κατανομή, περιορισμοί, πολιτική του “καλού πολίτη”). Η αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση έχει την ακόλουθη μορφή:

$$\text{cost} = AX + \sum_{i=1}^{N_{DG}} \text{cost}_{DG}(x_i) + \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \text{cost}_{CHP}(x_j) + \sum_{k=1}^N \text{cost}(\text{inv})_k \quad (4.12.a)$$

Όπου X είναι η ενεργός ισχύς που αγοράστηκε από το δίκτυο (ή ανάντη σύστημα/δίκτυο) και A η τιμή της ενέργειας στην αγορά. Κάθε μονάδα ΔΠ του Μικροδικτύου δίνει μία προσφορά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, που συμβολίζεται με $\text{cost}_{DG}(x_i)$, όπου x_i είναι η παραγωγή ισχύος για τις $i=1 \dots N_{DG}$ μονάδες πλην της μονάδας Μίκρο-ΣΗΘ (π.χ. μικροτουρμπίνες, κυψέλες καυσίμου, boilers). Το λειτουργικό κόστος δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\text{cost}_{DG}(x_i) = a_i + b_i \cdot x_i + c_i \cdot x_i^2 \quad (4.12.β)$$

Ο όρος a_i αντιπροσωπεύει το σταθερό μέρος της κατανάλωσης καυσίμου και μπορεί να περιλαμβάνει το κόστος εκκίνησης, αν η i-οστή μικροπηγή δεν έχει κατανεμηθεί (δεν συμμετέχει στην κατανομή) κατά τη διάρκεια της προσφοράς και εκφράζεται σε €/h. Οι παράμετροι b_i και c_i αντιπροσωπεύουν το μεταβλητό κόστος παραγωγής και εκφράζονται σε €/ct/kWh και €/ct/kWh² αντίστοιχα.

Η παραχθείσα ισχύς από τις μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ καθορίζεται από την είσοδο του φυσικού αερίου που χρησιμοποιούν ώστε να παράγουν τόσο θερμότητα όσο και ηλεκτρική ενέργεια μέσω του ενεργειακού διανομέα. Η έννοια του (Υβριδικού) Ενεργειακού Διανομέα ή Φορέα ((Hybrid) Energy Hub) που αναπτύσσεται στο Παράρτημα Δ.1, είναι ένα βασικό εργαλείο για την περιγραφή των συζευξών

διαφορετικών ροών ισχύος και των επακόλουθων αλληλεπιδράσεων σε ένα ενεργειακό σύστημα με πολλούς φορείς. Από την οπτική του συστήματος, ένας τυπικός ενεργειακός διανομέας είναι μία μονάδα η οποία παρέχει τις βασικές λειτουργίες εισόδου και εξόδου, τη μετατροπή και την αποθήκευση των διάφορων ενεργειακών φορέων. Επιπροσθέτως, ο ενεργειακός διανομέας μπορεί να περιλαμβάνει και ένα λέβητα. Ο λέβητας λειτουργεί μόνο ως εφεδρεία σε περίπτωση που οι μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ δεν μπορούν να καλύψουν το θερμικό φορτίο. Επιπλέον, οι μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ έχουν την ικανότητα να παράγουν συγκεκριμένη ποσότητα έργου ισχύος χρησιμοποιώντας τελευταίας τεχνολογίας ηλεκτρονικά ισχύος και αναστροφείς (back-to-back). Ο αντίστοιχος λόγος θερμότητας-ηλεκτρισμού (Heat-Power-Ratio, HPR) για κάθε μονάδα Μίκρο-ΣΗΘ μπορεί να αλλάζει δυναμικά με σκοπό να επιτευχθεί η ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους, καλύπτοντας παράλληλα τη θερμική ζήτηση.

Για την παραγωγή ενεργού ισχύος x_j των $j=1 \dots N_{CHP}$ μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ υπάρχει ένας μοναδικός ηλεκτρικός βαθμός απόδοσης $\eta_e(x_j)$, ένας μοναδικός θερμικός βαθμός απόδοσης $\eta_h(x_j)$ και ένας μοναδικός λόγος θερμότητας-ηλεκτρισμού $HPR(x_j)$, ο οποίος μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό της θερμικής παραγωγής της μονάδας $HPR(x_j) \cdot x_j$. Το τελικό λειτουργικό κόστος για τις μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\text{cost}_{CHP}(x_j) = \text{Cost}_{MWh\_gas\_input} \frac{x_j}{\eta_e(x_j)} \quad (4.12.\gamma)$$

Όπου η παραγωγή ισχύος x_j της j -οστής μονάδας Μίκρο-ΣΗΘ πρέπει να μετατραπεί στην ισοδύναμη είσοδο φυσικού αερίου που χρησιμοποιήθηκε, μέσω της ηλεκτρικής απόδοσης $\eta_e(x_j)$, και αυτή η είσοδος αερίου $\left(\frac{x_j}{\eta_e(x_j)} \right)$ θα τιμολογηθεί με βάση την τιμή της MWh του αερίου στην είσοδο. Αυτό το κόστος

$\text{Cost}_{MWh\_gas\_input}$ (σε €/MWh) προκύπτει από την τιμή του φυσικού αερίου.

Το κόστος $\text{cost}(\text{inv})_k$ είναι το συνολικό κόστος της επένδυσης το οποίο περιλαμβάνει το κόστος όλων των μονάδων ΔΠ του Μικροδικτύου (π.χ. φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες, κυψέλες καυσίμου, μικροτουρμπίνες, μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ, λέβητες κ.λπ.), το οποίο ανάγεται σε ετήσια βάση πολλαπλασιάζοντας με το Συντελεστή Ανάκτησης Κεφαλαίου (Capital Recovery Factor-CRF) της κάθε μονάδας ΔΠ, $r/[1-(1+r)^{-n}]$, όπου r είναι το επιτόκιο αναγωγής και n είναι η διάρκεια ζωής της κάθε μονάδας σε έτη.

Περιορισμοί στο Πρόβλημα Βελτιστοποίησης

Οι περιορισμοί στο πρόβλημα βελτιστοποίησης ομαδοποιούνται ως ακολούθως:

- Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων ΔΠ όπως τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα και χρόνος εκκίνησής τους, ο οποίος εδώ δεν λαμβάνεται υπόψη.

$$\begin{aligned} \text{DownLimit}_{DG,i} \leq x_i \leq \text{UpLimit}_{DG,i} \\ \text{DownLimitEL}_{CHP,j} \leq x_j \leq \text{UpLimitEL}_{CHP,j} \end{aligned} \quad (4.12.\delta)$$

$$\text{DownLimitTH}_{CHP,j} \leq x_j \cdot HPR(x_j) \leq \text{UpLimitTH}_{CHP,j}$$

όπου $\text{UpLimit}_{DG,i}$ και $\text{DownLimit}_{DG,i}$ είναι τα τεχνικά μέγιστα και ελάχιστα της i -οστής μονάδας ΔΠ, ενώ $\text{UpLimitEL}_{CHP,j}$, $\text{UpLimitTH}_{CHP,j}$ και $\text{DownLimitEL}_{CHP,j}$, $\text{DownLimitTH}_{CHP,j}$ είναι τα ηλεκτρικά και θερμικά άνω και κάτω όρια της j -οστής μονάδας Μίκρο-ΣΗΘ, αντίστοιχα.

- Το ισοζύγιο ισχύος στο Μικροδίκτυο, όπου N_p είναι ο αριθμός των μονάδων που παράγουν μόνο ηλεκτρική ενέργεια, P_{RES} είναι η παραγωγή ενεργού ισχύος των ΑΠΕ που πιθανόν υπάρχουν στο δίκτυο και P_{demand} είναι η ζήτηση ενεργού ισχύος.

$$X + \sum_{i=1}^{N_p} x_i + \sum_{j=1}^{N_{CHP}} x_j + P_{RES} = P_{demand} \quad (4.12.\epsilon)$$

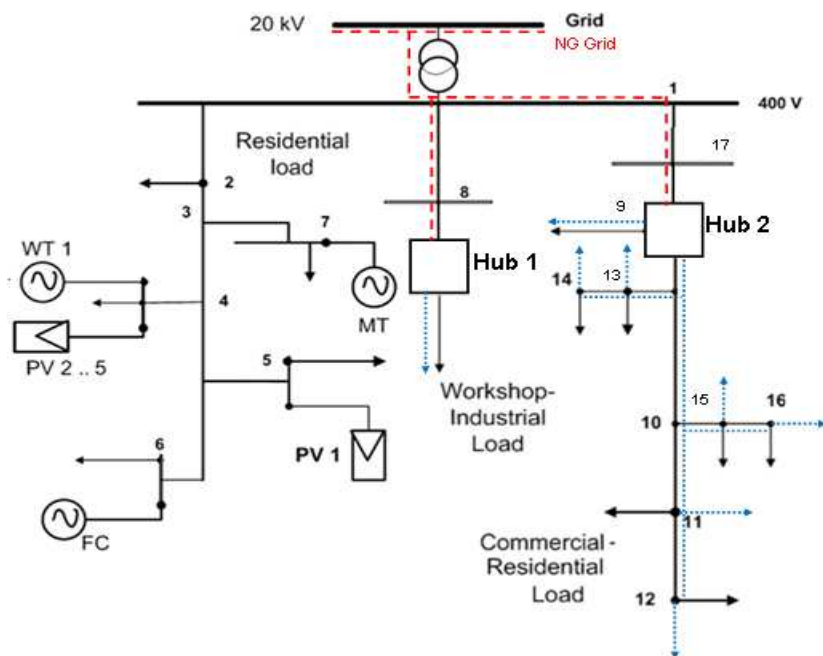
- Το ισοζύγιο θερμικής ισχύος στο Μικροδίκτυο, όπου N_Q είναι ο αριθμός των μονάδων που παράγουν μόνο θερμότητα και Q_{demand} είναι η ζήτηση θερμότητας.

$$\sum_{k=1}^{N_Q} x_k + \sum_{j=1}^{N_{CHP}} x_j \cdot HPR(x_j) = Q_{demand} \quad (4.12.\sigma\tau)$$

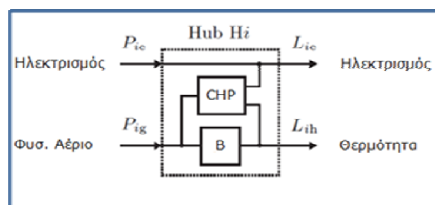
Τελικά, το πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι η ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους (ανά ώρα), όπως αυτό δίνεται από την εξίσωση (4.12.α). Η ευρέως γνωστή μέθοδος Lagrange χρησιμοποιείται για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης, η οποία υλοποιείται από τη συνάρτηση “fmincon” του Matlab αφού πρόκειται για πρόβλημα βελτιστοποίησης συνεχών συναρτήσεων σε κυρτά σύνολα.

4.12.3. Δίκτυο Μελέτης

Και σ’ αυτή τη μελέτη χρησιμοποιείται το δίκτυο XT του σχήματος 4.11.α κατάλληλα τροποποιημένο όπως δείχνεται στο σχήμα 4.12.α. Δύο ενεργειακοί διανομείς όπου έκαστος περιλαμβάνει μία μονάδα Μίκρο-ΣΗΘ μαζί με ένα λέβητα (Boiler-BL) έχουν εγκατασταθεί στη βιομηχανική και στην εμπορική διακλάδωση του δικτύου (οπότε $N_{CHP}=2$ και $N_{DG}=4$ για τη μικροτουρμπίνα, την κυψέλη καυσίμου και τους δύο λέβητες), σχήμα 4.12.β. Στο σχήμα 4.11.α η κόκκινη διακεκομμένη γραμμή απεικονίζει το δίκτυο φυσικού αερίου ενώ, η μπλε διακεκομμένη γραμμή και τα μπλε βέλη απεικονίζουν το θερμικό δίκτυο της περιοχής (δίκτυο τηλεθέρμανσης) και τα θερμικά φορτία ζήτησης, αντίστοιχα. Το δίκτυο φυσικού αερίου παρέχει φυσικό αέριο στους ενεργειακούς διανομείς, ώστε να μπορούν οι μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ και οι λέβητες να λειτουργούν ώστε να ικανοποιούν τις θερμικές ανάγκες των φορτίων. Οι θερμικές ανάγκες της βιομηχανικής διακλάδωσης και της εμπορικής καλύπτονται απευθείας από τους αντίστοιχους ενεργειακούς διανομείς μέσω των δικτύων τηλεθέρμανσης.



Σχήμα 4.12.α. Το Εξεταζόμενο Μικροδίκτυο.



Ο Ενεργειακός Διανομέας (HUB1,2) του Μικροδικτύου

Σχήμα 4.12.β. Οι Ενεργειακοί Διανομείς του Εξεταζόμενου Μικροδικτύου.

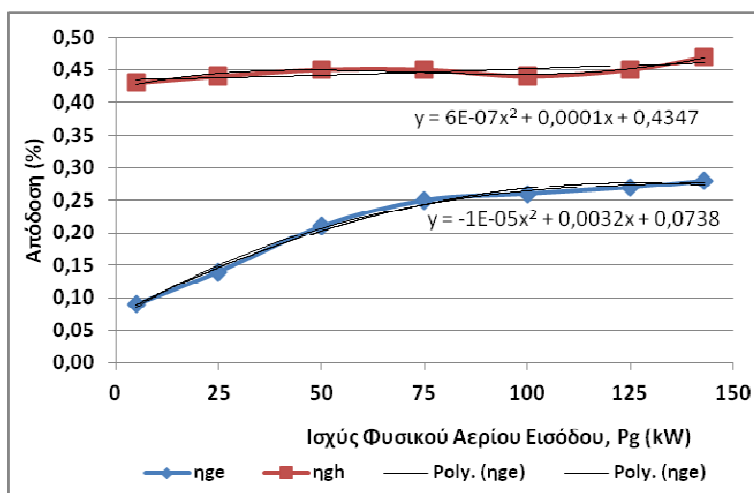
4.12.4. Οι Μονάδες ΔΠ

Χρησιμοποιήθηκαν οι μονάδες ΔΠ με τις αντίστοιχες παραγωγές όπως περιγράφηκαν στην παράγραφο 4.11.5. Επιπλέον, η ωριαία παραγωγή ισχύος των ΑΠΕ (P_{PVk} and P_{WT}) από την P_{RES} , $\kappa=1..5$ δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$P_{RES} = \sum_{k=1}^5 P_{PV_k} + P_{WT} \quad (2.14.\zeta)$$

Υποτίθεται ότι όλες οι μονάδες ΔΠ μπορούν να παράγουν ενεργό ισχύ με συντελεστή ισχύος διαφορετικό της μονάδας ο οποίος μπορεί να αλλάξει δυναμικά, μέσα σε συγκεκριμένα όρια, σε περίπτωση που χρειάζεται επιπλέον έγχυση έργου ισχύος. Θεωρούμε σαν περίπτωση μελέτης οι μονάδες ΔΠ να λειτουργούν με επαγωγικό συντελεστή ισχύος ίσο με 0,9.

Οι δύο ενεργειακοί διανομείς (Hub 1, Hub 2), σχήμα 4.12.β περιλαμβάνουν έκαστος, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, μία μονάδα Μίκρο-ΣΗΘ και ένα λέβητα η κάθε μία (CHP1-BL1 για τον ενεργειακό διανομέα στο ζυγό 8 και CHP2-BL2 για εκείνον του ζυγού 9. Οι λέβητες συνεισφέρουν στην παραγωγή θερμότητας με απόδοση 80% ανάλογα με τα αποτελέσματα της “τοπικής” βελτιστοποίησης στους αντίστοιχους ζυγούς, όταν οι μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ αδυνατούν να καλύψουν όλη τη θερμική ζήτηση. Κάθε λέβητας έχει μέγιστη παραγωγή έως 80kWp και συνάρτηση λειτουργικού κόστους γραμμική με $a_i=0,001$ και $b_i=5,098$. Το σχήμα 4.12.γ δίνει ως δεδομένα έξι τιμές της εισόδου του αερίου (P_g), έξι τιμές ηλεκτρικού βαθμού απόδοσης των μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ (η_{ge}) και έξι τιμές του θερμικού βαθμού απόδοσής τους (η_{gh}). Έτσι, προκύπτουν έξι τιμές για την ηλεκτρική και τη θερμική παραγωγή των μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ, που δίνουν τους αντίστοιχους λόγους θερμότητας-ηλεκτρισμού (HPR). Οι δε συνεχείς συναρτήσεις προσαρμογής που προκύπτουν δίνουν κάθε άλλη τιμή απόδοσης-παραγωγής. Τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα των δύο μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ είναι $DownLimitEL_{CHP,j}=3,6kW$, $DownLimitTH_{CHP,j}=3,6kW$, $UpLimitEL_{CHP,j}=40kW$ και $UpLimitTH_{CHP,j}=40kW$. Η θερμιδική αξία του φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται ως είσοδος είναι $CV=0,01115MWh/Nm^3$, ενώ το κόστος της υποτίθεται ότι είναι $0,62€/m^3$. Οπότε, το κόστος για κάθε MWh αερίου είναι: $Cost_{MWh\_gas\_input}=55,61€/MWh$, [148].



Σχήμα 4.12.γ. Δεδομένα Για Τον Ηλεκτρικό Και Το Θερμικό Βαθμό Απόδοσης Των Μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ.

4.12.5. Τα Φορτία Ζήτησης

Εκτός από τα ηλεκτρικά φορτία ζήτησης (TL_{el}), με χαρακτηριστικά παρόμοια με τα αντίστοιχα της παραγράφου 4.11.5 και με την υπόθεση ότι έχουν συντελεστή ισχύος ίσο με 0,9 επαγωγικής συμπεριφοράς η βιομηχανική και η εμπορική περιοχή του Μικροδικτύου πρέπει να ικανοποιήσουν και το θερμικό φορτίο (TL_{th}), το οποίο παρουσιάζεται στο σχήμα 4.12.α με μπλε διακεκομμένες γραμμές και βέλη. Τα θερμικά φορτία παρουσιάζονται με ωριαίες τιμές που έχουν εξαχθεί από υπάρχον τοπικό δίκτυο θερμότητας που είναι εγκατεστημένο στη Βόρεια Ελλάδα (Παράρτημα Δ, Πίνακας Π.4.α), [5]. Η μέση, η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή του είναι 162,31kW, 271,72kW και 56,47kW αντίστοιχα. Έπειτα διαχωρίζεται σε $TL_{th1}=30\%*TL_{th}$ για τη βιομηχανική περιοχή και $TL_{th2}=70\%*TL_{th}$ για την αντίστοιχη εμπορική.

4.12.6. Οικονομικές Παράμετροι Των Μονάδων ΔΠ

Οι οικονομικές παράμετροι όλων των μονάδων ΔΠ παρουσιάζονται στον πίνακα 4.12.α. Η αναμενόμενη διάρκεια ζωής των μονάδων ΔΠ κυμαίνεται από 15 έως 20 χρόνια, [35], και εδώ λαμβάνεται ίση με 20 χρόνια. Οπότε ο CRF λαμβάνεται ίσος με 0,0946 για όλες τις τεχνολογίες ΔΠ λαμβάνοντας υπόψη ένα επιτόκιο αναγωγής (προεξοφλητικό) ίσο με 7%, [253], [254]. Όμως, πρέπει να σημειωθεί ότι ο εκάστοτε

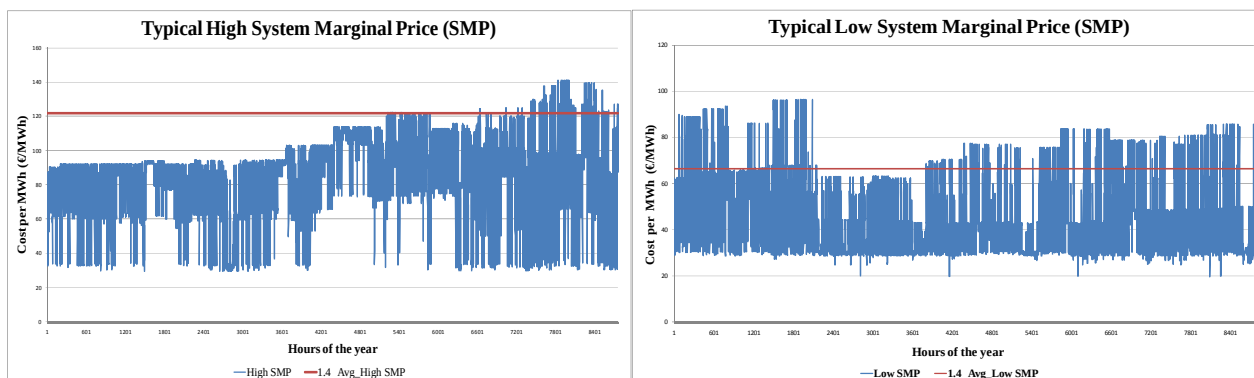
“σχεδιαστής” μπορεί να υποθέσει διαφορετική διάρκεια ζωής για κάθε διαφορετική τεχνολογία ΔΠ. Όλα τα κόστη είναι ανηγμένα σε μία ημερομηνία αναφοράς με ένα συγκεκριμένο επιτόκιο αναγωγής. Τα ετήσια κόστη συντήρησης θεωρήθηκαν ότι είναι 2% για τα PV και 3% του κεφαλαιουχικού κόστους για τις υπόλοιπες μονάδες ΔΠ.

Πίνακας 4.12.α.
Οικονομικές Παράμετροι Για Τις Μονάδες ΔΠ

A/A	PV	WT	MT	FC	CHP	BOILER
Εγκατεστημένη Ισχύ (kWp)	3+4x2,5	15	30	30	2x40	2x80
Κεφαλαιουχικό Κόστος (€/kWp)	2100	1800	1500	2500	1500	50
O&M (Εξοδα Συντήρησης) (€/kWp-Χρόνο)	42	54	45	75	45	3
Συνολικό Ετήσιο Κόστος (€/kWp-Χρόνος)	2142	1854	1545	2575	1545	53
Χρόνος Ζωής Μονάδων ΔΠ (Χρόνια)	20					
Προεξοφλητικό Επιτόκιο (%)	7					
Συντελεστή Ανάκτησης Κεφαλαίου (CRF)	0,09434					
Ετήσιο Κόστος Απόσβεσης (€/kWp)	202	175	146	243	146	5
Συνολικό Ετήσιο Κόστος Απόσβεσης Μονάδας ΔΠ (€)	2626	2625	4380	7290	11680	800

4.12.7. Η Λειτουργία Της Ενεργειακής Αγοράς

Στην παρούσα μελέτη χρησιμοποιούνται δύο ετήσιες χρονοσειρές τιμών (8760 τιμές) αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, μία υψηλή (έτος 2008) και μία χαμηλή (έτος 2009), σχήμα 4.12.δ. Πρόκειται για τις ΟΤΣ (System Marginal Price-SMP) του Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, [7], [8]. Η διακύμανση της ΟΤΣ σχετίζεται άμεσα με το φορτίο κατά τη διάρκεια μιας περιόδου (συνήθως υψηλό φορτίο συνεπάγεται υψηλή οριακή τιμή και χαμηλό φορτίο χαμηλή οριακή τιμή).



Σχήμα 4.12.δ. Οι Ετήσιες (8760 Τιμές) ΟΤΣ (SMP) Του Ελληνικού ΣΗΕ Για Δύο Περιόδους-Έτη Υψηλών Και Χαμηλών Τιμών (2008, 2009 Αντίστοιχα).

4.12.8. Σενάρια Λειτουργίας

Υποθέτουμε τέσσερα (4) σενάρια λειτουργίας, ως ακολούθως:

1^ο Σενάριο – Απουσία Μονάδων ΔΠ (No-DG)

Όλη η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας που χρειάζεται το Μικροδίκτυο καλύπτεται από το ανάντη δίκτυο. Αυτό είναι το σενάριο αναφοράς. Στο σενάριο αυτό έχουμε πλήρη απουσία μονάδων ΔΠ.

2^ο Σενάριο – Ανεξάρτητη Λειτουργία Μονάδων ΔΠ Χωρίς Παρουσία Μονάδων Συμπαράγωγής Θερμότητας και Ηλεκτρισμού [I-DG(no CHP)].

Όλες οι εγκατεστημένες μονάδες ΔΠ λειτουργούν ανεξάρτητα. Δεν υπάρχει συντονισμός της λειτουργία τους και οι συμβατικές μονάδες ΔΠ (FC, MT) καλύπτουν μόνο τις ανάγκες των οικιακών φορτίων τους. Αν αυτό δεν αρκεί, εισάγεται ηλεκτρική ενέργεια από το ανάντη δίκτυο.

3^ο Σενάριο – Ανεξάρτητη Λειτουργία Μονάδων ΔΠ Παρουσία Μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ [I-DG(with CHP)].

Ότι και στο σενάριο 2, όμως ταυτόχρονα σε κάθε ενεργειακό διανομέα υπάρχει μία μονάδα Μίκρο-ΣΗΘ η οποία μπορεί να τροφοδοτεί τα ηλεκτρικά φορτία ζήτησης τοπικά.

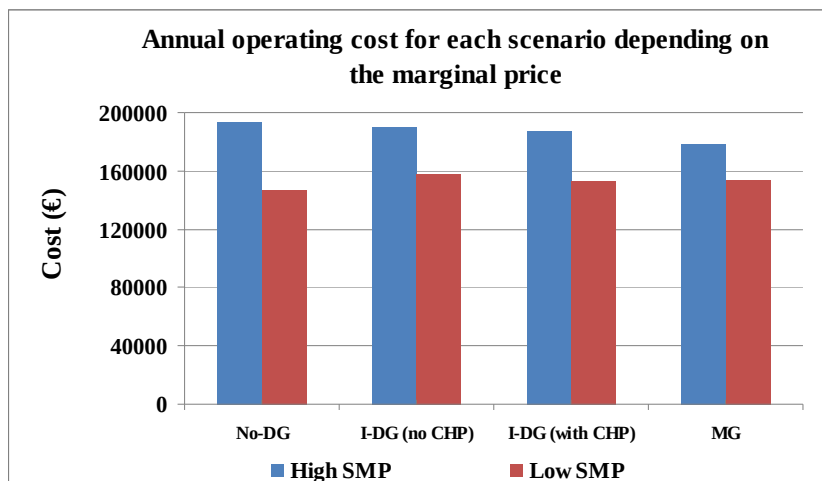
4^ο Σενάριο – Πλήρης Λειτουργία Μικροδικτύου (MG).

Σε αυτή την περίπτωση, όλες οι μονάδες ΔΠ λειτουργούν με έναν ελεγχόμενο, συντονισμένο τρόπο για να καλύψουν την τοπική ζήτηση (ηλεκτρική και θερμική), αν είναι οικονομικά συμφέρον, και παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια στο Μικροδίκτυο αν αυτό είναι ευεργετικό. Αυτό είναι το αποτέλεσμα του προβλήματος βελτιστοποίησης όπως εκφράζεται από τις εξισώσεις 4.12.α-4.12.ζ.

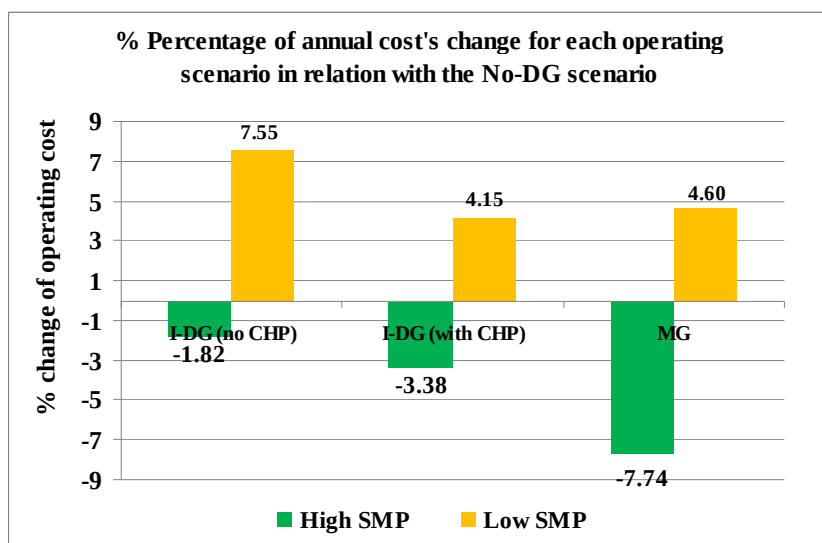
4.12.9. Αποτελέσματα Μελέτης**Α. Λειτουργικό Κόστος Για Εγκατεστημένη Ισχύ Μονάδων ΔΠ Ίση Με 88kWp Και 168kWp.**

Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα όσον αφορά το λειτουργικό κόστος του Μικροδικτύου για τα τέσσερα (4) διαφορετικά σενάρια, σε ετήσια βάση όπως περιγράφηκαν παραπάνω. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΔΠ είναι ίση με 88kWp για το δεύτερο (2^ο) σενάριο και 168 kWp για τα σενάρια τρία (3) και τέσσερα (4), όπου οι δύο μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ εγκατεστημένης ισχύος 40kWp η καθεμία έχουν τοποθετηθεί στους ζυγούς 8 και 9 του δικτύου, αντίστοιχα. Σε όλες τα σενάρια συμμετέχουν οι δύο λέβητες (Boilers) εγκατεστημένης ισχύος 80kWp έκαστος.

Τα σχήματα 4.12.ε και στ δείχνουν την μείωση του ετήσιου λειτουργικού κόστους για τα τρία σενάρια (2^ο, 3^ο, 4^ο) σε σχέση με το πρώτο (1^ο) σενάριο. Μία σταθερή μείωση μπορεί να παρατηρηθεί τόσο για την υψηλή όσο και για τη χαμηλή ετήσια χρονοσειρά ΟΤΣ. Στο σχήμα 4.12.στ δίνεται τα εκατοστιαία ποσοστά της μείωσης για τα διαφορετικά σενάρια, όπου για την περίπτωση του Μικροδικτύου φτάνει το 7,74% με υψηλή ΟΤΣ.

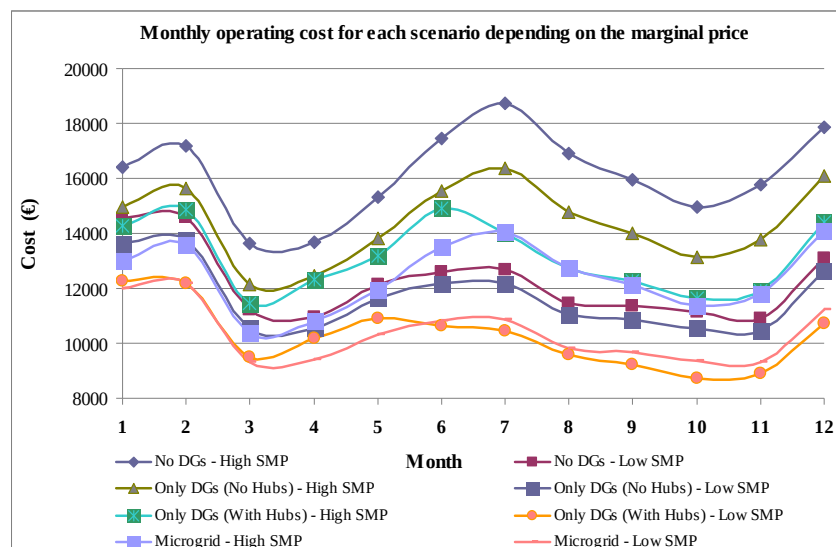


Σχήμα 4.12.ε. Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για τα Τέσσερα (4) Διαφορετικά Σενάρια, Ανάλογα Με Την ΟΤΣ.



Σχήμα 4.12.στ. Ποσοστιαία Μεταβολή Του Ετήσιου Λειτουργικού Κόστους Για Κάθε Σενάριο Σε Σχέση Με Το Πρώτο (1^ο) Σενάριο (Βασικό Σενάριο – No-DG).

Το σχήμα 4.12.ζ καταδεικνύει την αλλαγή στο μηνιαίο λειτουργικό κόστος κατά τη διάρκεια του χρόνου. Ανεξάρτητα από τα διαφορετικά σενάρια και τις διαφορετικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, υπάρχει μία εμφανής μείωση στα λειτουργικά κόστη για τον τρίτο μήνα του χρόνου (Μάρτιος) και για τους μήνες του φθινοπώρου (Σεπτέμβριος έως Νοέμβριος). Αντίθετα, το υψηλότερο λειτουργικό κόστος παρατηρείται τους καλοκαιρινούς μήνες (Ιούνιος έως Αύγουστος), με το μέγιστο κόστος να παρατηρείται τον Ιούλιο. Για τους δύο χειμερινούς μήνες (Δεκέμβριο και Ιανουάριο), το κόστος επίσης αυξάνεται αναλογικά με τη ζήτηση, φθάνοντας σε τιμές λίγο χαμηλότερες σε σχέση με αυτές του καλοκαιριού.



Σχήμα 4.12.ζ. Μηνιαίο Λειτουργικό Κόστος Για Τα Τέσσερα (4) Διαφορετικά Σενάρια, Ανάλογα Με Την ΟΤΣ.

B. Επίδραση Στις Τάσεις Των Ζυγών Του Δικτύου

Δοθέντος ότι τα όρια για το μέτρο της τάσης στους ζυγούς θα πρέπει να βρίσκονται εντός του $\pm 5\%$, [5], γύρω από την ονομαστική τιμή 1α.μ. δεν παρατηρείται καμιά τιμή κάτω από την τιμή 0,95α.μ. και καμιά πάνω από 1,05α.μ. Στην περίπτωση έντονης παρουσίας άεργου ισχύος από τη λειτουργία των μονάδων ΔΠ (θεωρώντας ότι λειτουργούν όλες με επαγωγικό συντελεστή ισχύος 0,9) μόνο για το τέταρτο (4^ο) σενάριο (MG) το μέτρο της τάσης στους ζυγούς 8, 11, 12, 15 και 16 πέφτει κάτω από το 0,97α.μ. και πιο συγκεκριμένα φτάνει στο 0,958α.μ. στο ζυγό 8 και στο 0,965α.μ. στους υπολοίπους. Στη δε λειτουργία Μικροδικτύου (4^ο Σενάριο) χωρίς την παρουσία άεργου ισχύος (που σημαίνει πως όλοι οι συντελεστές ισχύος, τόσο στο φορτίο όσο και στις μονάδες ΔΠ είναι μοναδιαίοι), μόνο τότε το μέτρο της τάσης στο ζυγό 8 μπορεί να πέσει λίγο κάτω από τα 0,98α.μ..

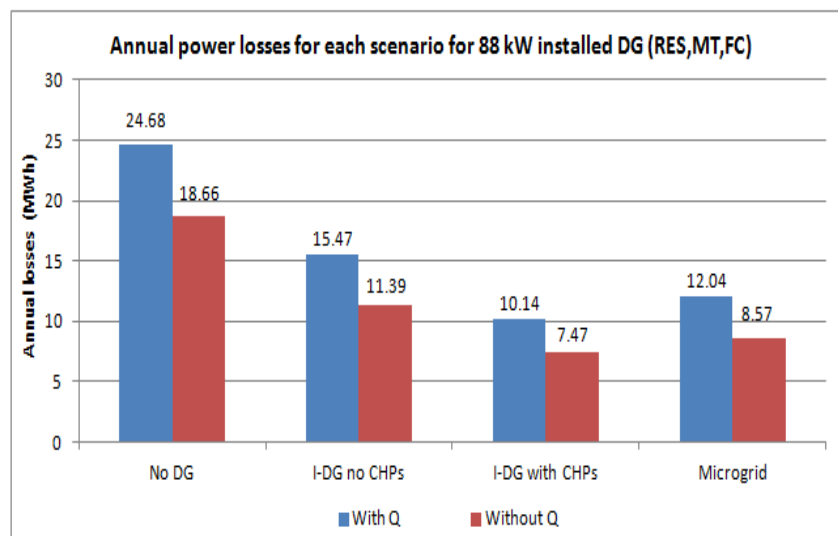
C. Υπερφόρτιση Γραμμών

Αν θεωρηθεί ένα κριτήριο για τις υπερφορτίσεις ότι ρεύματα των γραμμών να έχουν τιμή μεγαλύτερη από 200Α, [5], τότε δεν παρατηρείται υπερφόρτιση σε καμία γραμμή του δικτύου παρά μόνο τιμές λίγο κάτω από το όριο για τις γραμμές 1-8 και 1-17. Η γραμμή 1-17 του δικτύου μελέτης αντιπροσωπεύει τη σύνδεση μεταξύ του εξεταζόμενου δικτύου και του ανάντη δικτύου. Η γραμμή 1-8 είναι η γραμμή που συνδέει την βιομηχανική διακλάδωση με το ανάντη δίκτυο. Αυτές οι γραμμές προφανώς μεταφέρουν μεγάλα ρεύματα στις διακλαδώσεις. Εάν απαιτηθεί να δοθεί λύση σε περίπτωση υπερφόρτισης, η χρήση διπλών γραμμών (με μισή αντίσταση και επαγωγή) είναι μία καλή αντιμετώπιση.

D. Απώλειες Ενεργού Ισχύος

Οι απώλειες ενεργού ισχύος υπολογίζονται από τις εξισώσεις ροής φορτίου. Τα αποτελέσματα δίνονται στο σχήμα 4.12.η. Παρατηρείτε ότι η απουσία άεργου ισχύος παραγωγής και ζήτησης πόσο ευεργετικά επιδρά όσον αφορά τις ενεργές απώλειες. Επίσης, διαπιστώνεται ότι οι ενεργές απώλειες είναι κατά ~2MWh περισσότερες στο σενάριο του Μικροδικτύου σε σχέση με το 3^ο σενάριο (I-DG with CHPs). Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι στην περίπτωση του Μικροδικτύου έχουμε βελτιστοποίηση του λειτουργικού κόστους και όχι των ενεργών απωλειών. Επιπλέον, στο 30 σενάριο έχουμε ανεξάρτητη λειτουργία των μονάδων ΔΠ και τοπική κάλυψη των αναγκών ζήτησης (ηλεκτρικών και θερμικών). Έτσι, δεν απαιτείται

μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας προς άλλους ζυγούς όπως συμβαίνει στο σενάριο του Μικροδικτύου. Παρόλα αυτά το κέρδος από τη λειτουργία του Μικροδικτύου υπερκαλύπτει κατά πολύ τις όποιες αυξημένες ενεργές απώλειες.



Σχήμα 4.12.η. Συνολικές Ετήσιες Ενεργές Απώλειες Για Όλα Τα Σενάρια Λειτουργίας.

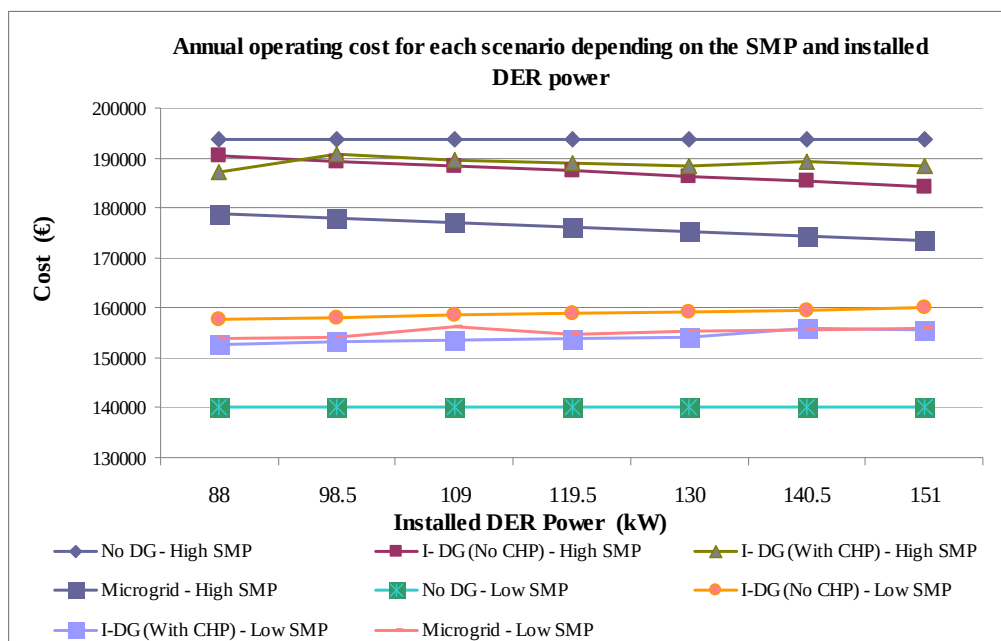
Ε. Ανάλυση Εναισθησίας – Σταδιακή Αύξηση Της Εγκατεστημένης Ισχύς Των Μονάδων ΑΠΕ

Όπως αποδεικνύεται παρακάτω ένα από τα πλεονεκτήματα των Μικροδικτύων είναι η δυνατότητα αυξημένης διείσδυσης μονάδων ΔΠ με έναν εποικοδομητικό τρόπο.

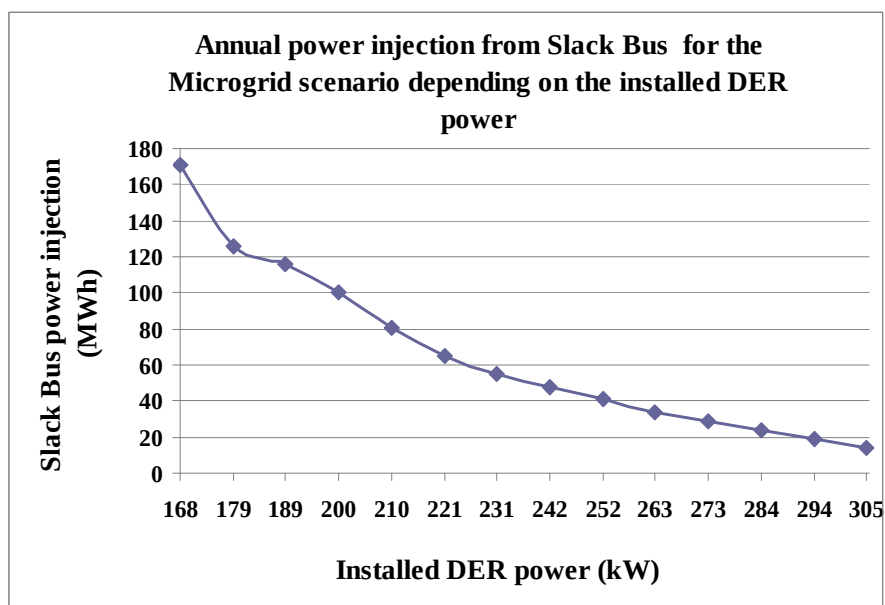
Θεωρείται ότι η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΑΠΕ αυξάνεται με βήμα 10,5kWp. Συγκεκριμένα, σε κάθε βήμα διείσδυσης εγκαθίστανται 5kWp ανεμογεννητριών, 2,5kWp και 3kWp φωτοβολταϊκών στο ζυγό 4 και 5, αντιστοίχως. Η εγκατεστημένη ισχύς των υπολοίπων μονάδων ΔΠ θεωρείται ότι παραμένει η ίδια.

Στο σχήμα 4.12.η' παρουσιάζεται η μείωση του ετήσιου λειτουργικού κόστους που επιτυγχάνεται και για τα τέσσερα (4) σενάρια, για υψηλή και χαμηλή ΟΤΣ και για επτά (7) διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ. Αρχικά, όταν όλη η ηλεκτρική ζήτηση καλύπτεται από το ανάντη δίκτυο και η αντίστοιχη θερμική από τους λέβητες (1^ο σενάριο1), τα λειτουργικά κόστη είναι σταθερά (193858€ και 146636€ για την υψηλή και τη χαμηλή ΟΤΣ, αντίστοιχα). Με την αύξηση της διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ το λειτουργικό κόστος για την περίπτωση του Μικροδικτύου με υψηλές ΟΤΣ μειώνεται σημαντικά, κάτι που δεν παρατηρείται στα υπόλοιπα σενάρια.

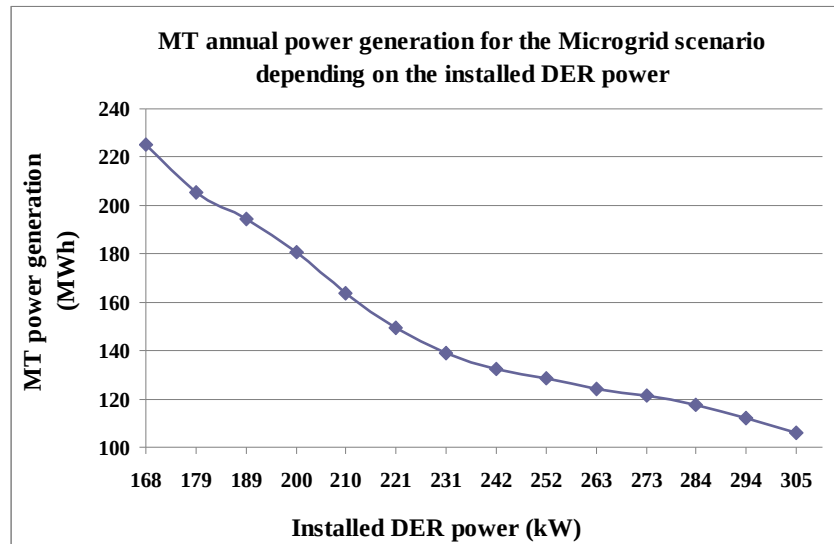
Ενδεικτικά, για το σενάριο του Μικροδικτύου, τα σχήματα 4.12.θ και 4.12.ι δείχνουν καθαρά ότι η ετήσια έγχυση ισχύος από το ανάντη δίκτυο, όπως και η ετήσια παραγωγή της μονάδας ΜΤ (παρόμοιο σχήμα με μικρότερη κλίση ισχύει και για το FC) μειώνονται όσο αυξάνεται η διείσδυση μονάδων ΑΠΕ. Επίσης, στα σχήματα 4.12.κ και 4.12.λ δίνεται η ετήσια θερμική παραγωγή για τις μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ και λέβητα του 2^{ου} ενεργειακού διανομέα (Hub2) που καλύπτει το 70% των συνολικών θερμικών αναγκών του Μικροδικτύου. Παρόμοια συμπεριφορά παρουσιάζουν και οι μονάδες παραγωγής του 1^{ου} ενεργειακού διανομέα (Hub 1). Και στην περίπτωση αυτή παρατηρείται μείωση τόσο της ετήσιας θερμικής παραγωγής ενέργειας όσο και της αντίστοιχης ηλεκτρικής (λόγω HPR) της μονάδας Μίκρο-ΣΗΘ αυξανόμενου του επιπέδου διείσδυσης της εγκατεστημένης ισχύς των μονάδων ΑΠΕ. Έτσι, λόγω μεγαλύτερης πλέον κάλυψης των ηλεκτρικών φορτίων ζήτησης από της μονάδες ΑΠΕ οι μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ παράγουν μικρότερα επίπεδα ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας με αποτέλεσμα η θερμική παραγωγή ενέργειας από τον λέβητα να βαίνει αυξανόμενη.



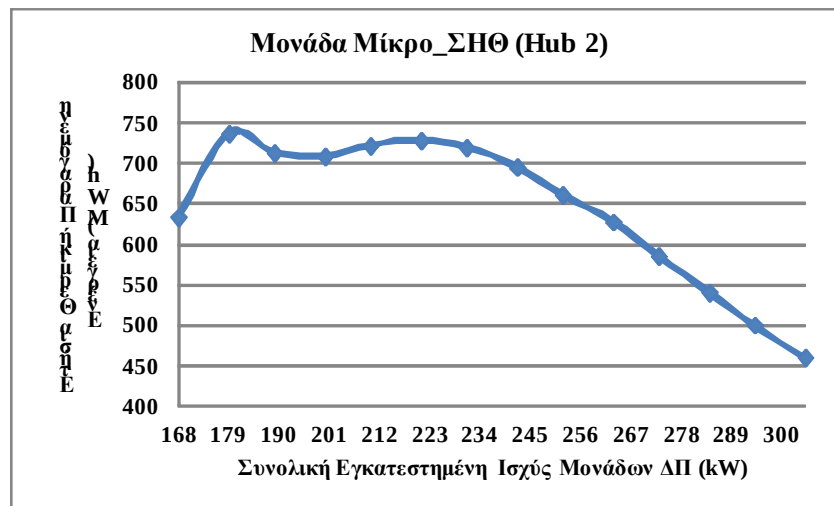
Σχήμα 4.12.η'. Ετήσια Λειτουργικά Κόστη Για Τα Τέσσερα (4) Διαφορετικά Σενάρια Ανάλογα Με Την ΟΤΣ Και Την Εγκατεστημένη Ισχύ Των Μονάδων ΑΠΕ. Ο Οριζόντιος Άξονας Δεν Συμπεριλαμβάνει Την Εγκατεστημένη Ισχύ Των Μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ και Λεβήτων.



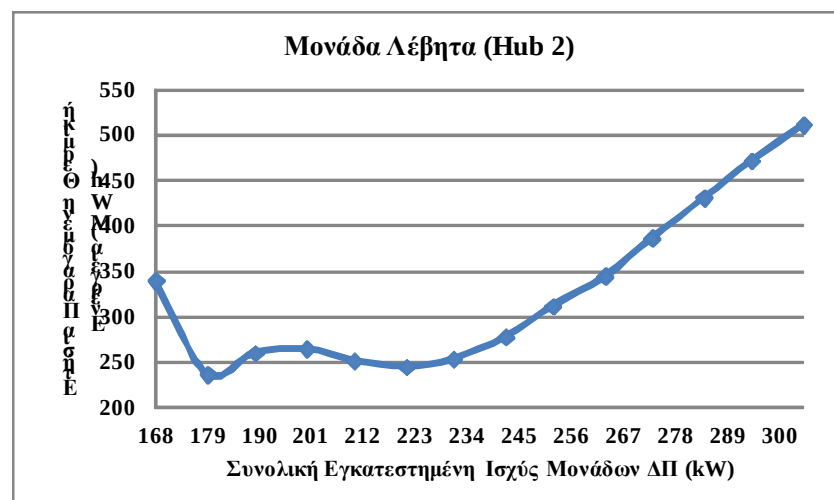
Σχήμα 4.12.θ. Ετήσια Έγχυση Ενέργειας Από Το Ζυγό Αναφοράς (Ανάντη Δίκτυο) Για Διαφορετικά Επίπεδα Διείσδυσης Μονάδων ΑΠΕ Σε Ότι Αφορά Το Σενάριο Του Μικροδικτύου.



Σχήμα 4.12.ι. Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας Από Τη ΜΤ Για Διαφορετικά Επίπεδα Διείσδυσης Μονάδων ΑΠΕ Σε Ότι Αφορά Το Σενάριο Του Μικροδικτύου.



Σχήμα 4.12.κ. Ετήσια Θερμική Παραγωγή Ενέργειας Από Τη Μονάδα Μίκρο-ΣΗΘ Του Hub 2 Για Διαφορετικά Επίπεδα Διείσδυσης Μονάδων ΑΠΕ Σε Ότι Αφορά Το Σενάριο του Μικροδικτύου.



Σχήμα 4.12.λ. Ετήσια Θερμική Παραγωγή Ενέργειας Από Τη Μονάδα Λέβητα Του Hub 2 Για Διαφορετικά Επίπεδα Διείσδυσης Μονάδων ΑΠΕ Σε Ότι Αφορά Το Σενάριο Του Μικροδικτύου.

4.12.10. Οικονομική Αξιολόγηση Της Λειτουργίας Του Μικροδικτύου

Όπως φαίνεται στο σχήμα 4.12.θ τα ετήσια κέρδη από τη λειτουργία του Μικροδικτύου σε σχέση με την ανεξάρτητη λειτουργία των μονάδων ΔΠ είναι 8454 €/έτος (για την περίπτωση υψηλής ΟΤΣ).

Η μετατροπή του τοπικού δικτύου ΧΤ με ανεξάρτητη λειτουργία των μονάδων του ΔΠ σε Μικροδίκτυο απαιτεί ένα επιπλέον κόστος για έξυπνους μετρητές και τηλεπικοινωνιακή υποδομή. Μία τυπική τιμή για έναν έξυπνο μετρητή είναι 150€ μαζί με το κόστος εγκατάστασης, ενώ τα τηλεπικοινωνιακά έξοδα θεωρούνται ίσα με 10€ ανά μήνα. Για τη συγκεκριμένη μελέτη χρειάζονται 18 έξυπνοι μετρητές (ένας για κάθε σημείο παραγωγής ή κατανάλωσης). Επιπλέον, το κόστος του κεντρικού ελεγκτή του Μικροδικτύου (MGCC) θεωρείται ίσο με 5000€. Οπότε το ολικό κόστος της εγκατάστασης είναι 7700€ και τα ετήσια τηλεπικοινωνιακά κόστη είναι 2160€. Επιπροσθέτως, υπάρχουν και άλλα κόστη που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά το «χτίσιμο» του Μικροδικτύου. Αυτά τα κόστη συνοψίζονται στον πίνακα 4.12.β.

Πίνακας 4.12.β.

Δεδομένα Και Κόστη Για Την Υλοποίηση Του Μικροδικτύου.

Τιμή για Κάθε MByte Δεδομένων	0.2 €
Αναμενόμενη Ανταλλαγή Δεδομένων για Κάθε Μήνα από Κάθε Έξυπνο Μετρητή	50 MB
Έξυπνος Μετρητής (Εξοπλισμός και Εγκατάσταση)	150 €
Αριθμός Έξυπνων Μετρητών	18
Κεντρικός Ελεγκτής του Μικροδικτύου (MGCC)	5000 €
Αποξέυκτης ΧΤ του Δικτύου	1500€
Προστασία του Δικτύου MT / Σύνδεση Μικροδικτύου	7000€
Ελεγκτές Φορτίου	4000€
Ελεγκτές Μικροδικτύου	2000€

Η σύνδεση του Μικροδικτύου με τα δίκτυα ΧΤ μπορεί επίσης να προσθέσει επιπλέον κεφαλαιουχικά κόστη καθώς και κόστη λειτουργίας και συντήρησης στον διαχειριστή του δικτύου διανομής. Τα κεφαλαιουχικά κόστη μπορεί να προκύψουν από πιθανές επενδυτικές απαιτήσεις ώστε να ξεπερασθούν τεχνικά προβλήματα όπως ρύθμιση υπερτάσεων, επίπεδα σφαλμάτων, ανισορροπίες τάσης και υπερφορτίσεις. Διάφορες μελέτες, που χρησιμοποιούν τυπικά δίκτυα, δείχνουν ότι τα Μικροδίκτυα μπορούν να συνδεθούν με τα δίκτυα διανομής χωρίς σημαντικά κόστη επενδύσεων, [210], [227].

Οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενοι δείκτες για την εκτίμηση των επενδύσεων είναι η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) και ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR). Για την ανωτέρω περίπτωση, υποθέτοντας μία περίοδο 7 ετών και ένα επιτόκιο αναγωγής 7% λαμβάνεται ο πίνακας 4.12.γ.

Πίνακας 4.12.γ.

NPV Και IRR Για Την Επένδυση Του Μικροδικτύου.

Συνολικό Κόστος Εγκατάστασης για την Υλοποίηση του Μικροδικτύου: 24360 €		
Ετήσιο Κέρδος από τη Λειτουργία του Μικροδικτύου σε σχέση με την Ανεξάρτητη Λειτουργία των Μονάδων ΔΠ: 8454 €	ΚΠΑ (€)	IRR (%)
	24.412,48	31

Είναι προφανές ότι το ετήσιο κέρδος από τη λειτουργία του Μικροδικτύου σε σχέση με την ανεξάρτητη λειτουργία των μονάδων ΔΠ καλύπτει το επιπλέον ετήσιο κόστος της τεχνολογίας τηλεμετάδοσης πληροφοριών και του υπόλοιπου εξοπλισμού ακόμη και για μικρή διείσδυση μονάδων ΔΠ. Αν και τα αποτελέσματα αυτά ισχύουν μόνο για τη συγκεκριμένη μελέτη, είναι ενδεικτικά των οικονομικών οφελών που προκύπτουν από τη λειτουργία του Μικροδικτύου.

4.12.11. Συμπεράσματα 2^{ης} Μελέτης-Συμβολής 4^{ου} Κεφαλαίου

Το πρώτο βασικό συμπέρασμα είναι η μείωση κατά 3,38% και κατά 7,74% του ετήσιου λειτουργικού κόστους για την ανεξάρτητη και τη συντονισμένη (Μικροδίκτυο) λειτουργία των μονάδων ΔΠ σε σχέση με την παντελή απουσία μονάδων ΔΠ και την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών από το ανάντη δίκτυο. Αυτό σημαίνει ότι το Μικροδίκτυο είναι το πιο συμφέρον, από οικονομικής άποψης, σενάριο για ένα δίκτυο ΧΤ με υψηλή οριακή τιμή συστήματος.

Το γεγονός ότι η ετήσιες απώλειες ενεργού ισχύος για το σενάριο του Μικροδικτύου είναι μειωμένες κατά 51,2% σε σχέση με την απουσία μονάδων ΔΠ είναι το δεύτερο σημαντικότερο συμπέρασμα. Αυτό δίνει μία ιδέα για το μέτρο των απωλειών ενεργού ισχύος, τονίζοντας ότι δεν θα πρέπει να αγνοούνται σε μελλοντικές μελέτες.

Επίσης, όταν η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΔΠ αυξάνεται σε σχέση με την θεωρούμενη βασική περίπτωση των 168kWp, το συνολικό λειτουργικό κόστος, η παραγωγή από την MT και την FC καθώς και η έγχυση ενεργού ισχύος από το ζυγό αναφοράς παρουσιάζουν σταδιακή μείωση για το σενάριο του Μικροδικτύου.

Επιπλέον, αυτή η μελέτη συμβάλλει στο να δειχθεί ότι η συνύπαρξη των μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ σε συνδυασμό με τους λέβητες και την ενσωμάτωση των ενεργειακών διανομέων προσδίδει ευελιξία στην κάλυψη της θερμικής ζήτησης καθώς και οικονομικά οφέλη για τους καταναλωτές, αλλά μπορεί επίσης να επηρεάσει την παραγωγή ενεργού ισχύος άλλων μονάδων ΔΠ όταν εντάσσεται σε ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης.

Τέλος, η οικονομική αξιολόγηση μπορεί να άρει τους όποιους δισταγμούς στο να επενδύσει κανείς στα Μικροδίκτυα.

3^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ

4.13. ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ ΜΕ ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΟΧΗΜΑΤΩΝ

Η παρούσα μελέτη-συμβολή αποτελεί συνέχεια της προηγούμενης 2^{ης} μελέτης-συμβολής όπου αντιμετωπίζεται το ίδιο πρόβλημα της οικονομικής βελτιστοποίησης του Μικροδικτύου παρουσία πολλών ηλεκτρικών οχημάτων τα οποία φορτίζονται υπό περιορισμούς που έχουν τεθεί από το λειτουργό του δικτύου. Η μόνη διαφορά έγκειται στο γεγονός ότι στην εξίσωση 4.12.ε, το μέγεθος, P_{demand} είναι η συνολική ζήτηση ισχύος συμπεριλαμβανομένων και των φορτίων ζήτησης των ηλεκτρικών οχημάτων. Αυτό είναι το σημείο όπου τα ηλεκτρικά οχήματα εισάγονται στο πρόβλημα βελτιστοποίησης, αλλάζοντας τη συνολική ζήτηση φορτίου. Και εδώ ως βασική περίπτωση θεωρείται αυτή της απουσίας μονάδων ΔΠ, με αποτέλεσμα όλο το φορτίο ζήτησης να καλύπτεται από το ανάντη δίκτυο. Για την εύρεση της βέλτιστης λύσης χρησιμοποιείται ο Αρμονικός Αλγόριθμος όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 2. Λόγω της πολυπλοκότητας του προβλήματος, εξαιτίας της παρουσίας των ηλεκτρικών οχημάτων, ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος αυξάνεται σημαντικά. Συνεπώς, είναι επιτακτική η ανάγκη χρήσης θεωρίας Δυναμικού Προγραμματισμού ώστε να επιλυθεί το προκύπτον υπό-πρόβλημα της φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων, αποφεύγοντας περιττές επαναλήψεις. Η όλη διαδικασία αναπτύσσεται λεπτομερώς στο Παράρτημα Δ.2. Όσον αφορά κάποια βασικά χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών αυτοκινήτων δίνονται με περισσότερες λεπτομέρειες στο Παράρτημα του 6^{ου} Κεφαλαίου.

4^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ

4.14. ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΚΑΙ ΤΙΜΟΛΟΓΙΑΚΩΝ ΠΟΛΙΤΙΚΩΝ ΣΤΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ

4.14.1. Εισαγωγή

Στην παρούσα μελέτη, εφαρμόζεται, σε ένα Μικροδίκτυο, που αποτελείται από διαφορετικούς καταναλωτές και διαφορετικές μονάδων ΔΠ, ένα σύνολο ενεργειακών και τιμολογιακών πολιτικών ώστε, βάσει της οικονομικής βελτιστοποίησης να μελετηθεί η λειτουργία του και να αναδειχθούν τα πλεονεκτήματά του σε σχέση με άλλα ενεργειακά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Για πρώτη φορά εισάγεται ένα διάνυσμα ιδιοτήτων που χαρακτηρίζει και ταυτοποιεί κάθε καταναλωτή. Αυτό το διάνυσμα αποτελείται από το ζυγό στο οποίο είναι συνδεδεμένος ο καταναλωτής, το είδος του καταναλωτή, τις ενεργειακές του παραγωγές και ζητήσεις, την ενεργειακή κατηγορία στην οποία ανήκει και την ενεργειακή ελαστικότητα που τον χαρακτηρίζει, ιδιότητες που θα αναπτυχθούν παρακάτω.

Η ανάπτυξη των ανωτέρω ξεκινά με μια εισαγωγή για το τι συνιστά ενεργειακή αποδοτικότητα, τι σημαίνει εξοικονόμηση ενέργειας και πως ορίζεται η ενεργειακή ελαστικότητα ενώ στη συνέχεια αναλύουμε τη θεωρία περί *Διακριτικής Τιμολόγησης* (ΔΤ), στοιχεία απαραίτητα για την κατανόηση των σεναρίων και των πολιτικών που θα εφαρμοστούν. Το δίκτυο μελέτης ΧΤ, τα δεδομένα, οι όποιες αλλαγές, η σύγκριση των αποτελεσμάτων και τα συμπεράσματα θα ολοκληρώσουν την εν λόγω εφαρμογή-συμβολή.

4.14.2. Ενεργειακή Αποδοτικότητα Και Εξοικονόμηση Ενέργειας

Η ενεργειακή αποδοτικότητα, η εξοικονόμηση και η διαχείριση ενέργειας αποτελούν μια νέα τάση στην ενεργειακή αγορά και αποτελούν δραστηριότητες που προωθούνται μέσω των νέων μορφών *Εταιριών Παροχής Ενεργειακών Υπηρεσιών*, γνωστές και ως ESCOs (Energy Service Companies), [255]. Ο τομέας της εξοικονόμησης με περιθώρια που κυμαίνονται μεταξύ 5%-50%, αποτελεί μια δραστική λύση μείωσης του κόστους ενέργειας στον οικιακό, εμπορικό και βιομηχανικό τομέα, [256]. Το συνολικό σχέδιο στρατηγικής που θα πρέπει να εφαρμοστεί για την επίτευξη μειωμένης ενεργειακής κατανάλωσης στα κτίρια τα οποία στεγάζουν επιχειρήσεις πρέπει να βασίζεται στην εφαρμογή κατάλληλων ενεργειακών και παθητικών μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας, [257].

Οι ανάγκες βελτίωσης των ενεργειακών προφίλ των κτιριακών δομών της χώρας μας έφεραν στο προσκήνιο την έννοια της ενεργειακής αναβάθμισης κτιρίων μέσα από την πολιτική και τεχνολογική πρωτοβουλία του *Κανονισμού Ενεργειακής Αναβάθμισης Κτιρίων* (KENAK). Ο παραπάνω κανονισμός τέθηκε σε εφαρμογή τον Οκτώβριο του 2010 με σκοπό να ενισχύσει την συλλογική στροφή της Ευρωπαϊκής Ένωσης προς την εξοικονόμηση ενέργειας μέσα από συγκεκριμένους δεσμευτικούς δείκτες και ποσοστά κατά την διάρκεια των επόμενων ετών, [258]. Βασικές παράμετροι που παίρνουν μέρος στην μεθοδολογία υπολογισμού της ενεργειακής απόδοσης αναφέρονται στη μελέτη, [259]. Η ενεργειακή επιθεώρηση και η έκδοση του, υποχρεωτικού πλέον, *Πιστοποιητικού Ενεργειακής Απόδοσης* (ΠΕΑ), αποτελούν το σημαντικότερο εργαλείο διάγνωσης της ενεργειακής κατάστασης των υφιστάμενων κτιρίων και των δυνατοτήτων βελτίωσής των, αλλά και της εφαρμογής της νομοθεσίας για την ενεργειακή απόδοση των νέων κτιρίων. Στο ΠΕΑ είναι διακριτές οι 5 ενεργειακές κατηγορίες - προφίλ στις οποίες μπορεί να καταταγεί ένα κτίριο βάσει της ενεργειακής του κατανάλωσης, πίνακας 4.14.α.

Ο δείκτης R_R λαμβάνεται ίσος με την υπολογιζόμενη κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου αναφοράς. Ο λόγος T είναι το πηλίκο της υπολογιζόμενης κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας του εξεταζόμενου κτιρίου (EP) προς την υπολογιζόμενη κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου αναφοράς και αποτελεί τη βάση για τον καθορισμό των κατηγοριών ενεργειακής απόδοσης. Η ετήσια συνολική κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας του κτιρίου αναφοράς αντιστοιχεί στο άνω όριο της κατηγορίας Β. Κτίρια με χαμηλότερη ή υψηλότερη κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας κατατάσσονται στην αντίστοιχη ενεργειακή κατηγορία. Η κατώτερη αποδεκτή κατηγορία στην οποία μπορεί να καταταχθεί ένα νεόδμητο κτίριο είναι η Β.

Όσον αφορά τους καταναλωτές ενός ηλεκτρικού δικτύου κατηγοριοποιούνται επί το πλείστον σε τρεις κατηγορίες: οι οικιακοί καταναλωτές (*Residential*), οι εμπορικοί (*Commercial*) και οι βιομηχανικοί – βιοτεχνικοί (*Industrial*). Κάθε ένας τύπος καταναλωτή παρουσιάζει ενεργειακά προφίλ που του προσδίδουν ένα ιδιαίτερο χαρακτηριστικό στον τρόπο με τον οποίο καταναλώνει ενέργεια.

Πίνακας 4.14.α.

Κατηγορίες Και Όρια Κατηγοριών Ενεργειακής Απόδοσης Κυρίων

A+		EP	$\leq 0,33R_R$	$T \leq 0,33$
A	$0,33R_R$	$< EP$	$\leq 0,50R_R$	$0,33 < T \leq 0,50$
B+	$0,50R_R$	$< EP$	$\leq 0,75R_R$	$0,50 < T \leq 0,75$
B	$0,75R_R$	$< EP$	$\leq 1,00R_R$	$0,75 < T \leq 1,00$
F	$1,00R_R$	$< EP$	$\leq 1,41R_R$	$1,00 < T \leq 1,41$
Δ	$1,41R_R$	$< EP$	$\leq 1,82R_R$	$1,41 < T \leq 1,82$
E	$1,82R_R$	$< EP$	$\leq 2,27R_R$	$1,82 < T \leq 2,27$
Z	$2,27R_R$	$< EP$	$\leq 2,73R_R$	$2,27 < T \leq 2,73$
H	$2,73R_R$	$< EP$		$2,73 < T$

4.14.3. Ελαστικότητα Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην παρούσα εργασία αναπτύσσεται ένα μοντέλο αντίδρασης των καταναλωτών σε αυξήσεις τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, [260]. Από μόνο του το πρόβλημα της συμπεριφοράς ενός καταναλωτή σε οποιοδήποτε προϊόν αποτελεί πολύ σημαντική πληροφορία για τον κλάδο του προϊόντος και σχετίζεται με την ανάπτυξη του αλλά και την ικανοποίηση του καταναλωτή. Στην περίπτωση της ενέργειας, οι συμπεριφορές των καταναλωτών δεν έχουν έως τώρα αποτυπωθεί μέσω κάποιας ενδελεχούς μελέτης, ούτε είναι εύκολο και οικονομικό αυτό να γίνει. Μια προϋπόθεση της άντλησης τέτοιου είδους νευραλγικής πληροφορίας αποτελούν οι έξυπνοι μετρητές και κατ' επέκταση τα έξυπνα δίκτυα όπου η πληροφορία της κατανάλωσης είναι διαθέσιμη σε πραγματικό χρόνο αλλά και αποθηκεύσιμη για οποιαδήποτε ιστορική χρήση.

Στα σενάρια που μελετούνται και αφορούν τιμολογιακές πολιτικές εισάγεται η έννοια της ελαστικότητας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ως προς την τιμή. Γενικότερα, η ελαστικότητα αποτελέσματος Y ως προς την αιτία X, ορίζεται η ποσοστιαία μεταβολή του Y εφόσον το X μεταβληθεί 1% και όλοι οι άλλοι παράγοντες που ενδεχομένως επηρεάζουν το Y παραμένουν αμετάβλητοι (ceteris paribus). Η ζήτηση αγαθού όπως ορίζεται από τη συνάρτηση ζήτησης εξαρτάται από το εισόδημα και τις τιμές των αγαθών. Στη συνέχεια ορίζεται η ελαστικότητα ζήτησης ως προς την ίδια τιμή του (own price-elasticity):

$$\varepsilon_{y/x} = \frac{\frac{Y_1 - Y_0}{Y_0}}{\frac{X_1 - X_0}{X_0}} = \frac{\frac{\Delta Y}{Y}}{\frac{\Delta X}{X}} = \frac{\partial \ln Y}{\partial \ln X} \quad (4.14.a)$$

Αν $\varepsilon_{y/x} > 0$ τα δύο μεγέθη αλλάζουν προς την αντίθετη κατεύθυνση ενώ αν $\varepsilon_{y/x} = 0$ τα δύο μεγέθη είναι ασυσχέτιστα μεταξύ τους. Επίσης, αν $|\varepsilon_{y/x}| > 1$ η συσχέτιση των δύο μεγεθών είναι μεγεθυντική, αν $|\varepsilon_{y/x}| < 1$ η συσχέτιση των δύο μεγεθών είναι προς σμίκρυνση και αν $|\varepsilon_{y/x}| = 1$ η συσχέτιση των δύο μεγεθών είναι γραμμική.

Συγκεκριμένα για το πρόβλημα της κατάστρωσης πίνακα ελαστικοτήτων ζήτησης ενέργειας ως προς την τιμή ενέργειας για κάθε καταναλωτή του δικτύου, η ελαστικότητα ορίζεται σύμφωνα με τον παρακάτω τύπο:

$$\varepsilon = \frac{\Delta P_D / P_{D1}}{\Delta Price / Price1} \quad (4.14.\beta)$$

Όπου ΔP_D είναι η αύξηση/μείωση της ζήτησης ενέργειας, P_{D1} είναι η αρχική ζήτηση, $\Delta Price$ δηλώνει την αύξηση της τιμής ενέργειας και $Price1$ είναι η αρχική τιμή.

4.14.4. Διάκριση Τιμών Και Διακριτική Τιμολόγηση^{[261], [262]}

Σε πολλές περιπτώσεις οι επιχειρήσεις θέτουν διαφορετικές τιμές για το ίδιο αγαθό (ή περίπου το ίδιο αγαθό). Η τακτική του καθορισμού διαφορετικών τιμών για το ίδιο αγαθό, όπου η σχετική τιμή σε κάθε περίπτωση εξαρτάται από την ποσότητα που αγοράζεται, από τα χαρακτηριστικά του αγοραστή, ή από διάφορες ρήτρες πωλήσεων, είναι γνωστή ως *Διάκριση Τιμών* (Price Discrimination). Σε αυτή τη μελέτη, θα εξετάσουμε την περίπτωση όταν μία επιχείρηση-μονοπωλητής ή ολιγοπωλητής- μπορεί να ασκήσει διάκριση μεταξύ των καταναλωτών και να ορίσει διαφορετικές τιμές για τους διαφορετικούς καταναλωτές ή για τις διαφορετικές ομάδες καταναλωτών ως διάφορα τμήματα της αγοράς.

Σε μια τέλεια ανταγωνιστική αγορά θα επικρατήσει ο νόμος της μίας τιμής (τιμή ίση με το οριακό κόστος, $p=MC$), δηλαδή δεν μπορούν να υπάρξουν δύο διαφορετικές τιμές για το ίδιο προϊόν που στην συγκεκριμένη μελέτη είναι το αγαθό “ηλεκτρική ενέργεια”. Αυτό διότι αν υπάρχουν δύο διαφορετικές τιμές,

ένας μεσάζων μπορεί να βγάλει κέρδος αγοράζοντας στη χαμηλή τιμή και πουλώντας στην υψηλή τιμή (φαινόμενο αρμπιτράζ).

Γενικά, οι πωλητές μπορεί να κάνουν διάκριση τιμών, είτε με βάση τα χαρακτηριστικά των αγοραστών που μπορούν να παρατηρηθούν, είτε παρακινώντας τους αγοραστές να επιλέξουν μόνοι τους μεταξύ διαφόρων προϊόντων.

Υπάρχουν τρεις μορφές διάκρισης τιμών:

- Διάκριση Τιμών Πρώτου Βαθμού,
- Διάκριση Τιμών Δευτέρου Βαθμού,
- Διάκριση Τιμών Τρίτου Βαθμού.

Στη διάκριση τιμών πρώτου βαθμού ο πωλητής ορίζει διαφορετικές τιμές για τον κάθε αγοραστή και για κάθε μονάδα που αγοράζεται από τον κάθε αγοραστή, αφαιρώντας έτσι ολόκληρο το πλεόνασμα του καταναλωτή.

Στην περίπτωση της διάκρισης τιμών δευτέρου βαθμού, ο πωλητής διαθέτει κάποιες πληροφορίες για την ανομοιογένεια των προτιμήσεων των αγοραστών, αλλά δεν μπορεί να παρατηρήσει τα χαρακτηριστικά του κάθε μεμονωμένου αγοραστή. Παρ' όλα αυτά όμως μπορεί να κάνει διάκριση μεταξύ των διαφόρων αγοραστών με την προσφορά ενός μενού συμβολαίων πώλησης που περιλαμβάνουν διάφορες ρήτρες εκτός από την τιμή.

Η διάκριση τιμών τρίτου βαθμού είναι η πιο σημαντική κατηγορία λαμβάνοντας υπόψη τις πληροφορίες που διαθέτουν οι επιχειρήσεις για τους καταναλωτές, και συγκεκριμένα την προθυμία τους να πληρώσουν (ομαδοποίηση καταναλωτών – τμηματοποίηση της αγοράς). Το πιο απλό υπόδειγμα διάκρισης τιμών τρίτου βαθμού αποτελείται από έναν μονοπωλητή που πουλά σε δύο ξεχωριστές ομάδες (αγορές) καταναλωτών. Η συνάρτηση κέρδους είναι:

$$\Pi(p_1, p_2) = p_1 D_1(p_1) + p_2 D_2(p_2) - C(D_1(p_1) + D_2(p_2)) \quad (4.14.γ)$$

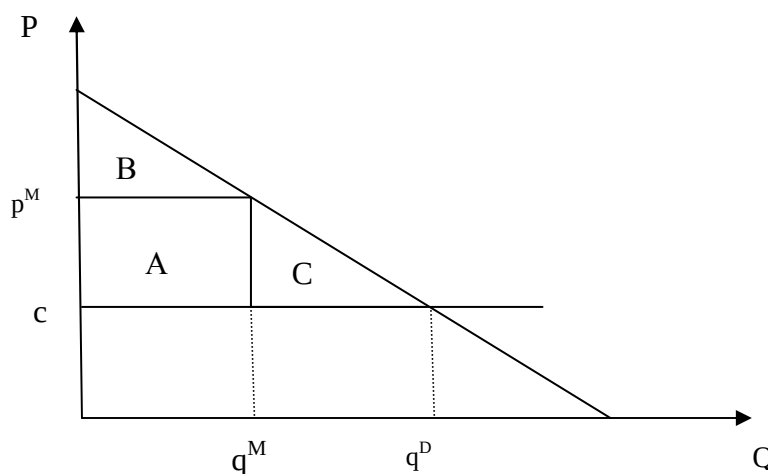
Όπου p_i είναι η τιμή στην αγορά-ομάδα i , και $D(p)$ η καμπύλη ζήτησης του εξεταζόμενου αγαθού. Η μεγιστοποίηση κέρδους υποδηλώνει ότι $MR_1 = MR_2 = MC$, όπου MR_i είναι το οριακό έσοδο στην αγορά i και το MC είναι το οριακό κόστος. Αυτό με τη σειρά του καταλήγει στον γνωστό κανόνα της ελαστικότητας (ε_i είναι η ελαστικότητα ζήτησης ως προς την τιμή):

$$p_1 = (1 - 1/\varepsilon_1) = p_2 = (1 - 1/\varepsilon_2) = MC \quad (4.14.δ)$$

Σύμφωνα με τη διάκριση τιμών τρίτου βαθμού, ένας πωλητής πρέπει να χρεώνει χαμηλή τιμή στα τμήματα της αγοράς που παρουσιάζουν μεγαλύτερη ελαστικότητα ως προς την τιμή.

Ο ορισμός της διάκρισης τιμών δευτέρου και τρίτου βαθμού δεν τυγχάνει παγκόσμιας αποδοχής. Η διαφορά εξαρτάται από το αν ο πωλητής μπορεί να κάνει άμεσο ή έμμεσο διαχωρισμό των αγοραστών, δηλαδή αν υπάρχει επιλογή σύμφωνα με δείκτες (τρίτου βαθμού) ή ίδια επιλογή (δευτέρου βαθμού), [263]. Παρόλα αυτά, στην περίπτωσή μας που πρόκειται για το αγαθό ηλεκτρική ενέργεια τυχόν προβλήματα διάκρισης καταναλωτών αντιμετωπίζονται με την τοποθέτηση έξυπνων μετρητών έτσι ώστε οι πληροφορίες για τον εκάστοτε καταναλωτή να είναι πλήρεις.

Οι σημαντικότερες διαφορές μεταξύ των λύσεων με διάκριση τιμών και χωρίς, δίνονται στο σχήμα 4.14.α. Όπου:



Σχήμα 4.14.α. Διάκριση Τιμών (q : Ποσότητα, M : Μονοπώλιο, $p=c$: Τιμή Ανταγωνισμού=Οριακό κόστος).

- Η συνολική ευημερία είναι μεγαλύτερη κάτω από συνθήκες διάκρισης τιμών ($A+B+C$ σε αντίθεση με $A+B$),
- Η ευημερία του καταναλωτή είναι χαμηλότερη όταν υπάρχει διάκριση τιμών (μηδέν σε αντίθεση με B).
- Οι διάφοροι καταναλωτές πληρώνουν διαφορετικές τιμές όταν υπάρχει διάκριση τιμών.
- Με τη διάκριση τιμών εξυπηρετούνται περισσότεροι καταναλωτές. Ειδικότερα, όλοι οι καταναλωτές μεταξύ q^M και q^D εξυπηρετούνται με τη διάκριση τιμών, αλλά όχι με ενιαία τιμή.

Αριθμητικό Παράδειγμα^[264]

Έστω μια ηλεκτρική εταιρεία μπορεί να πωλήσει ηλεκτρική ενέργεια σε δύο χωριστές αγορές-καταναλωτές (ή ομάδα καταναλωτών) με συναρτήσεις ζήτησης: $p_1=3-0,5q_1$ και $p_2=2-0,5q_2$ (p η τιμή πώλησης π.χ. €/kWh και q η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας π.χ. σε kWh) με συνολική συνάρτηση κόστους $C=2/3+q_1+q_2$ (π.χ. σε €).

Διάκριση Τιμής

Επιδίωξη της εταιρείας είναι η μεγιστοποίηση των κερδών της. Επομένως: $\max \Pi=R_1+R_2-C$ όπου R_1 και R_2 είναι τα συνολικά έσοδα της εταιρείας στις δύο αγορές και ίσα με $R_1=p_1q_1$, $R_2=p_2q_2$. Η λύση του παραπάνω προβλήματος δοθέντος ότι τα οριακά έσοδα πρέπει να είναι ίσα με το οριακό κόστος είναι: $q_1=2$, $q_2=1$, $p_1=2$, $p_2=1,5$ με αντίστοιχες ελαστικότητες ζήτησης κατά απόλυτη τιμή $\varepsilon_1=2$, $\varepsilon_2=3$. Πράγματι παρατηρούμε ότι η αγορά με την μεγαλύτερη ελαστικότητα καθορίζει την χαμηλότερη τιμή. Στην περίπτωση αυτή τα κέρδη της εταιρείας είναι $\Pi=1/6$.

Αδυναμία Διαφορισμού Τιμής

Στην περίπτωση αυτή η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θα προκύψει από την οριζόντια άθροιση των επιμέρους ζητήσεων ενώ η τιμή πώλησης θα είναι ενιαία και στις δύο αγορές. Άρα τώρα η συνάρτηση ζήτησης είναι η $p=2,5-0,25q$. Η εξίσωση των οριακών εσόδων με το οριακό κόστος δίνει $q=3$ και τιμή ισορροπίας $p=1,75$ με συνολικά κέρδη $\Pi=-1/12$. Είναι φανερό πως στην περίπτωση αυτή έχουμε ζημιές. Κατά συνέπεια ο διαφορισμός τιμής αποτελεί σε τέτοιες περιπτώσεις προϋπόθεση για τη λειτουργία της εταιρείας.

Επίσης, σύμφωνα με τον δείκτη Lerner: $L=(p-MC)/P=1/\varepsilon$ η μονοπωλιακή δύναμη ορίζεται ως ο βαθμός αποκλίσεως μεταξύ της τιμής και του οριακού κόστους (MC), όπου ε η ελαστικότητα ζήτησης. Είναι φανερό ότι αυξανόμενη της ελαστικότητας ζήτησης η μονοπωλιακή δύναμη της επιχειρήσεως μειώνεται και αντιστρόφως. Δεδομένου ότι η ελαστικότητα ζήτησεως ως προς την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι γενικά πολύ μικρή (κοντά στο μηδέν), η ηλεκτρική εταιρεία έχει την δυνατότητα εκμεταλλεύσεως της μονοπωλιακής της δύναμης. Το γεγονός αυτό καθιστά αναγκαία και απαραίτητη την επιβολή κανονιστικών διατάξεων αναφορικά με την τιμολόγηση που θα ακολουθήσει η εταιρεία.

Περισσότερα για τα είδη τιμολόγησης (π.χ. Τιμολόγηση Ramsey, Τιμολόγηση Αιχμής, Μη Γραμμική Τιμολόγηση υπό συμμετρική και ασύμμετρη πληροφόρηση, Τιμολόγηση Πρόσβασης κ.τ.λ.) και τις ρυθμιστικές πολιτικές αυτών των ζητημάτων μπορεί να βρει κανείς στην αναφορά, [265].

4.14.5. Το Δίκτυο Μελέτης

Χρησιμοποιείται και σε αυτήν την μελέτη το τυπικό δίκτυο των 17 ζυγών όπως περιγράφηκε στην ενότητα 4.11.5.

4.14.6. Οι Καταναλωτές Του Δικτύου

Οι καταναλωτές του προς μελέτη δικτύου κατηγοριοποιούνται σε τρεις τύπους, όπως και στις προηγούμενες εφαρμογές. Αυτές οι κατηγορίες είναι οι οικιακοί καταναλωτές (*Residential*), οι εμπορικοί (*Commercial*) και οι βιομηχανικοί-βιοτεχνικοί (*Industrial*). Κάθε ένας τύπος καταναλωτή μοντελοποιείται με ενεργειακά προφίλ που προσεγγίζουν την πραγματική συμπεριφορά του σε ένα αληθινό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, άλλη καμπύλη αναμένεται να έχει ένα οικιακό συγκρότημα κατοικιών, άλλη ένα κατάστημα και άλλη μια μικρή βιοτεχνία ή κέντρο υγείας (σχήμα 4.11.β, πίνακας 4.11.α).

Πρέπει να σημειωθεί ότι σε σενάρια ενεργειακής αναβάθμισης ή σε σενάρια τιμολογιακών πολιτικών τα φορτία αλλάζουν. Όταν πραγματοποιείται κάτι τέτοιο θα αναφέρονται τα νέα χαρακτηριστικά φορτίου σε σύγκριση με τα αρχικά.

4.14.7. Τιμολόγηση Καταναλωτών

Στα σενάρια μοντελοποίησης (πλην των τιμολογιακών πολιτικών) εφαρμόζονται δύο μοντέλα τιμολόγησης των καταναλωτών για την ενέργεια που λαμβάνεται από το ανάντη δίκτυο. Το πρώτο είναι η σταθερή τμηματική τιμολόγηση σύμφωνα με την κατηγοριοποίησή τους σε οικιακούς (**res**), εμπορικούς (**com**) και βιοτεχνικούς- βιομηχανικούς (**ind**). Στην τιμολόγηση αυτή εφαρμόζονται τιμές μέσα από τα τρέχοντα τιμολόγια της ΔΕΗ για τις αντίστοιχες κατηγορίες καταναλωτών ΧΤ, [6]. Κατά συνέπεια οι τιμές αγοράς ενέργειας από το ανάντη δίκτυο είναι αυτές που παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα 4.14.β:

Πίνακας 4.11.β.
Σταθερές Τιμές Τιμολόγησης Ενέργειας Από Το Ανάντη Δίκτυο.

Είδος Καταναλωτή	Κόστος Ενέργειας (€/kWh)
Οικιακό (Γ1)	0,07695
Εμπορικό (Γ21)	0,09300
Βιοτεχνικό (Γ21B)	0,08548

Το δεύτερο μοντέλο τιμολόγησης το οποίο και χρησιμοποιείται σε όλα τα σενάρια για λόγους σύγκρισης, αφορά τιμές που αλλάζουν ανά ώρα (ΟΤΣ) και κατά συνέπεια επηρεάζουν ανά ώρα τη βελτιστοποίηση του προς μελέτη δικτύου, σχήμα 4.12.δ.

4.14.8. Ενεργειακή Αναβάθμιση Καταναλωτών

Για την επιλογή μοντέλου που να προσομοιώνει τη συμπεριφορά των καταναλωτών ως προς την ενεργειακή αναβάθμιση (το εάν και πόσο αναβαθμίστηκαν ενεργειακά), επιλέχτηκαν τρεις κανονικές κατανομές για κάθε κατηγορία καταναλωτή. Οι μέσοι όροι, μ , και οι τυπικές αποκλίσεις, σ , παρουσιάζονται στον πίνακα 4.14.γ. Η κατανομή καθορίζει το πώς θα κινηθούν οι ενεργειακές αναβαθμίσεις (κατά συνέπεια οι μειώσεις του φορτίου) με γνώμονα τις ετήσιες MWh που εξοικονομούνται από αυτή τη διαδικασία ως προς το κτίριο αναφοράς της κάθε κατηγορίας καταναλωτών. Το μείγμα αναβαθμίσεων που επιτυγχάνεται μέσα από την κανονική κατανομή, μας δίνει μια συνολική μείωση (εξοικονόμηση ενέργειας) ως προς τα αρχικά φορτία της τάξης του 26,52% στο συνολικό φορτίο δικτύου. Οι τιμές της μέσης τιμής και τυπικής απόκλισης έδωσαν το ποσοστό αυτό που είναι πολύ κοντά σε πραγματικά δεδομένα που θα επιθυμούσε να επιτύχει μια χώρα μέσα σε ένα εύλογο χρονικό διάστημα.

Πίνακας 4.14.γ.
Οι Μέσοι Όροι Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Για Κάθε Κατηγορία Καταναλωτή.

Κατηγορία	Μέσος Όρος (μ) MWh/m ²	Τυπική Απόκλιση (σ) $\sqrt{\text{MWh/m}}$
Residential	0,02514	0,01764
Commercial	0,02800	0,02751
Industrial	0,08933	0,04062

Κατά την πολιτική ενεργειακής αναβάθμισης των καταναλωτών του δικτύου, ο υπολογισμός κόστους για αλλαγή ενεργειακής κατηγορίας δίνεται από τη σχέση 4.14.ε, [266]. Θεωρείται πως το κτίριο αναφοράς (ενεργειακή κατηγορία B) για κάθε μια από τις τρεις κατηγοριοποιήσεις καταναλωτών αποτελεί τη βάση κατανάλωσης ενέργειας. Οποιαδήποτε άλλη κατηγορία αποτελεί αυξομείωση των συνολικών ενεργειακών αναγκών της κατηγορίας αναφοράς (B). Για το συγκεκριμένο πρόβλημα προσδιορισμού του κόστους ενεργειακής αναβάθμισης αναπτύχθηκε ένα μοντέλο που βασίζεται στην ενεργειακή κατηγορία αναφοράς και επηρεάζεται άμεσα από την συνολική κατανάλωση που εμφανίζει κάθε καταναλωτής ώστε να γίνει αναγωγή και τιμολόγηση κόστους επένδυσης σύμφωνα με τον καταναλωτή βάσης. Έτσι, διατυπώνεται το κόστος βελτίωσης από την ενεργειακή κατηγορία i στην ενεργειακή κατηγορία j (βελτίωση) για κάθε καταναλωτή. Τα i, j παίρνουν τιμές σύμφωνα με τον αύξοντα αριθμό της ενεργειακής κατηγορίας με $A \rightarrow 1, B \rightarrow 2, \Gamma \rightarrow 3, \Delta \rightarrow 4, E \rightarrow 5$. Επίσης, η μεταβλητή α παίρνει την τιμή 1 για τους οικιακούς καταναλωτές, την τιμή 1,1 για τους εμπορικούς καταναλωτές και την τιμή 1,2 για τους βιοτεχνικούς καταναλωτές. Τέλος, το s υποδηλώνει τις MWh που εξοικονομήθηκαν (MWh_{saving}) μέσω της ενεργειακής αναβάθμισης.

$$Cost_{i \rightarrow j} = \alpha * (i - j) * (0,0003 s^3 - 2,6106 s^2 + 1989,4 s) \quad (\text{€}) \quad (4.14.ε)$$

Έτσι, για κάθε είδος καταναλωτή, με υπολογισμούς από τιμές αγοράς και πληροφορίες από αντίστοιχες αναβαθμίσεις ενεργειακών κατηγοριών και με τις παραδοχές του δικτύου προς μοντελοποίηση δημιουργούνται οι πίνακες κόστους αναβάθμισης ενεργειακής κατηγορίας για όλους τους συνδυασμούς.

4.14.9. Μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής

Στο δίκτυο που μελετάται, χρησιμοποιήθηκαν οι ίδιες μονάδες ΔΠ (PV, WT, FC, MT), ενότητα 4.11.5, πίνακας 4.12.α, πλην των μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ και λεβήτων.

Είναι σημαντικό επίσης να σημειωθεί, πως οι ΑΠΕ κατά τη μοντελοποίηση δεν ενσωματώνουν κανένα έσοδο από το Διαχειριστή Δικτύου (όπως πολιτικές feed-in tariff) εκτός και αν αναφέρεται στις παραδοχές του σεναρίου. Αυτό θεωρείται διότι σε πρώτη ανάλυση, η όλη διαδικασία πραγματοποιείται από τη σκοπιά του Μικροδικτύου ως συνολική οντότητα. Κατά συνέπεια αξιολογούνται μόνο ως προς το κόστος αποφυγής συμβατικής ηλεκτρικής ενέργειας από το ανάντη δίκτυο.

4.14.10. Μεθοδολογία Προσομοίωσης Και Εξαγόμενα Μεγέθη

Η μοντελοποίηση του δικτύου έγινε με γνώμονα την οικονομική βελτιστοποίηση (ελαχιστοποίηση ανά ώρα) του λειτουργικού του κόστους για την κάλυψη των αναγκών των καταναλωτών του, παράγραφος 4.8. Τα μεγέθη που υπολογίζονται είναι αυτά που αναφέρονται στην παράγραφο 4.9.

4.14.11. Νέα Έκφραση Του Ζυγού Ηλεκτρικού Συστήματος Για Την Ταυτοποίηση Του Καταναλωτή

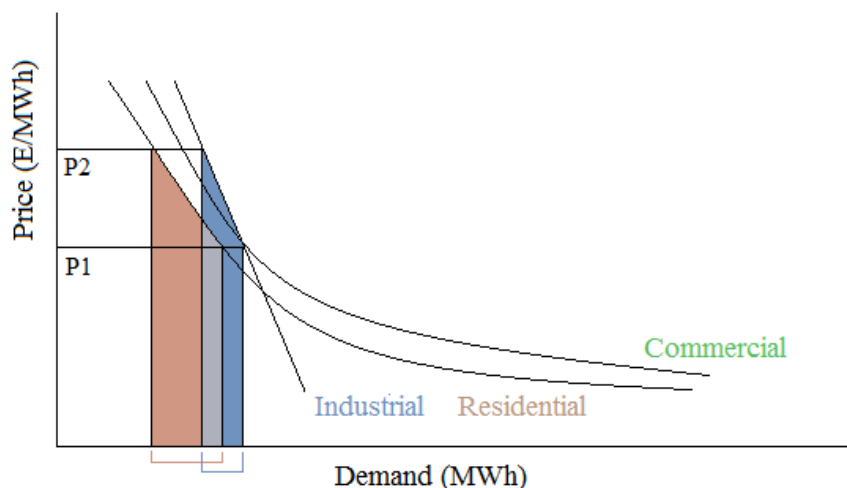
Στην εφαρμογή τιμολογιακής πολιτικής, ο κάθε καταναλωτής (ή ομάδα καταναλωτών) ταυτίζεται πέραν από τις προηγούμενες ιδιότητες του και με μία ενεργειακή ελαστικότητα, [267], [268]. Ως ενεργειακή ελαστικότητα ορίζεται η ποσοστιαία αντίδραση (ευαισθησία) του εκάστοτε καταναλωτή στην αυξομείωση της τιμολόγησης ενέργειας από το ανάντη δίκτυο. Κατά συνέπεια δημιουργείται πλέον ένα διάνυσμα ιδιοτήτων που χαρακτηρίζουν κάθε καταναλωτή και αποτελεί μοναδικό χαρακτηριστικό για τον καθένα, που ουσιαστικά τον ταυτοποιούν. Αυτό το διάνυσμα αποτελείται από το ζυγό στο οποίο είναι συνδεδεμένος ο καταναλωτής, το είδος του καταναλωτή, τις ενεργειακές του παραγωγές και ζητήσεις, την ενεργειακή κατηγορία στην οποία ανήκει και την ενεργειακή ελαστικότητα που τον χαρακτηρίζει. Έτσι, η ταυτότητα του κάθε καταναλωτή, i , ορίζεται από το διάνυσμα:

$$\mathbf{W}_i = [\mathbf{n}, \mathbf{p}, \mathbf{d}, \mathbf{t}, \mathbf{k}, \mathbf{e}]_i \quad (4.14.στ)$$

Όπου, $\mathbf{n}$ είναι ο ζυγός του καταναλωτή (Ζυγός Αναφοράς, Ζυγός Παραγωγής, Ζυγός Φορτίου), $\mathbf{p}$ η ωριαία ηλεκτρική ή/και θερμική παραγωγή της μονάδας ή των μονάδων ΔΠ του εξεταζόμενου καταναλωτή, $\mathbf{d}$ η ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ή/και θερμικής ενέργειάς του, $\mathbf{t}$ το είδος του καταναλωτή (Οικιακός, Εμπορικός, Βιοτεχνικός/Βιομηχανικός), $\mathbf{k}$ η ενεργειακή κατηγορία που χαρακτηρίζει τον καταναλωτή (A^+ , B, Γ, Δ, E), $\mathbf{e}$ η ελαστικότητα κατανάλωσης ενέργειας προς την τιμή (για δεδομένα $\mathbf{p}$, $\mathbf{d}$, $\mathbf{t}$, $\mathbf{k}$).

Στα σενάρια που αφορούν ελαστικότητα εφαρμόζονται ποσοστιαίες αυξήσεις στην τιμολόγηση της ενέργειας και παρατηρείται η αντίδραση του Μικροδικτύου και το σημείο στο οποίο αρχίζει και γίνεται επιτακτική η ανάγκη αύξησης της διείσδυσης μονάδων ΔΠ ώστε να ελαχιστοποιηθεί το κόστος λειτουργίας του δικτύου. Σημαντικό πρόβλημα για τη συγκεκριμένη μοντελοποίηση αποτελεί η συμπεριφορά των καταναλωτών σε αύξηση της τιμής, ουσιαστικά η κατάσταση του πίνακα ελαστικότητας για κάθε έναν από τους καταναλωτές του δικτύου. Κατά αυτή την έννοια πρέπει να αντιμετωπιστούν δύο προβλήματα που εμπεριέχουν μεγάλη ασάφεια και στοχαστικότητα. Το πρώτο είναι με ποιο τρόπο συμπεριφέρεται ο καταναλωτής και το δεύτερο ο βαθμός αντίδρασης του ως τιμή πλέον της ελαστικότητάς του. Με την προηγούμενη μαθηματική διατύπωση της ελαστικότητας αυτά τα δύο προβλήματα καταλήγουν σε έναν πίνακα ελαστικότητας που το πρόσημο και η απόλυτη τιμή τους εμπεριέχουν τα ανωτέρω χαρακτηριστικά. Για την επιλογή ελαστικότητας για κάθε καταναλωτή χρησιμοποιήθηκε, όπως και για την επιλογή στην κατάσταση του πίνακα ενεργειακής αναβάθμισης, η κανονική κατανομή με επιλογές όμως αυτή τη φορά που να υποδηλώνουν μεγαλύτερη αντίδραση συνολικά ως οικιακών καταναλωτών, λιγότερο για τον εμπορικό κλάδο και σχετική ανελαστικότητα στους βιομηχανικούς καταναλωτές. Στη συνέχεια παρουσιάζεται το σχήμα 4.14.β αναφέρει τις γενικές αρχές αντίδρασης (ευαισθησίας) στην αύξηση τιμών ενέργειας και το οποίο ακολουθήθηκε για την γενικευμένη συμπεριφορά του εκάστοτε είδους καταναλωτή, [269].

Στα αντίστοιχα σενάρια τιμολογιακής πολιτικής καταστρώνονται οι πίνακες και η ταυτοποίηση με τη χρήση ελαστικότητας, της συμπεριφοράς κάθε καταναλωτή ξεχωριστά στην αύξηση της τιμής της ενέργειας με όποιο τρόπο και αν αυτή εφαρμοστεί (ΟΤΣ, σταθερά τιμολόγια, διακριτική τιμολόγηση).



Σχήμα 4.14.β. Ελαστικότητες Ζήτησης Ενέργειας Ως Προς Τη Τιμή.

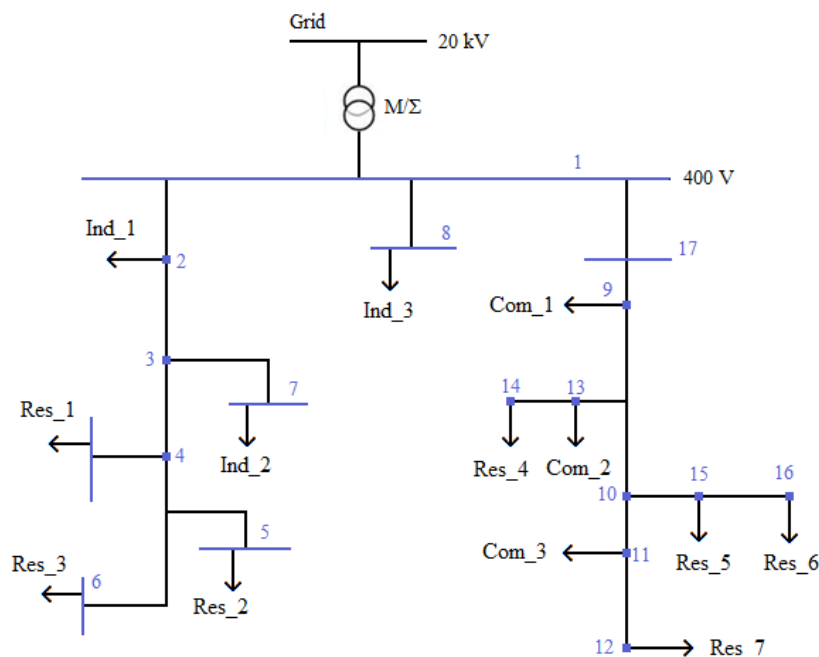
4.14.12. Πολιτικές Και Σενάρια Λειτουργίας Μικροδικτύου

Καταρχήν, αναλύεται η σημερινή κατάσταση ενός “Μικροδικτύου Χωρίς Μικροπηγές” με καταναλωτές που έχουν ένα ενεργοβόρο προφίλ κατανάλωσης ενέργειας. Στη συνέχεια με βήματα που καθορίζονται από σαφή επεξήγηση η ηλεκτρική δομή του Μικροδικτύου βελτιώνεται εντάσσοντας μονάδες ΔΠ και βελτιώνοντας το ενεργειακό προφίλ των καταναλωτών του οι οποίοι εναρμονίζονται σε νέα πρότυπα ενεργειακής διαχείρισης και εξοικονόμησης ενέργειας, [95], [96]. Τέλος, μελετούνται οι αντιδράσεις του δικτύου και των καταναλωτών του στην τιμολόγηση της ενέργειας σύμφωνα με μοντελοποίηση της συμπεριφοράς των καταναλωτών στην αλλαγή τιμολογιακών πολιτικών λειτουργίας. Το πρόβλημα της δυναμικής τιμολόγησης σε Μικροδίκτυα (ειδικά σε οικιστικό συγκρότημα) αναλύεται στο Παράρτημα Δ.3. και μπορεί να συνδυαστεί εξόχως και με την 1^η εφαρμογή του 2^{ου} Κεφαλαίου.

Παρακάτω, παρουσιάζονται αναλυτικότερα, οι πολιτικές μοντελοποίησης και τα διάφορα σενάρια λειτουργίας του Μικροδικτύου.

4.14.12.1. Μοντελοποίηση Απλού Δικτύου Χωρίς Μονάδες ΔΠ Και Σενάρια Μελέτης

Τα χαρακτηριστικά του απλού δικτύου χωρίς μονάδες ΔΠ με κατηγοριοποιημένους ενεργειακά καταναλωτές, πίνακας 4.14.δ, δίνεται στο σχήμα 4.14.γ..



Σχήμα 4.14.γ. Αρχικό Δίκτυο Με Κατηγοριοποιημένους Ενεργειακά Καταναλωτές.

Πίνακας 4.14.δ.
Αρχικές Ενεργειακές Κατηγορίες Καταναλωτών

Ζυγός	Καταναλωτής	Αρχική Ενεργειακή Κατηγορία
4	Res_1	A
5	Res_2	Δ
6	Res_3	Γ
14	Res_4	B
15	Res_5	E
16	Res_6	Δ
12	Res_7	Γ
9	Com_1	B
13	Com_2	Γ
11	Com_3	E
2	Ind_1	Γ
7	Ind_2	B
8	Ind_3	E

1^ο Σενάριο Μελέτης: Απλό Δίκτυο Και Τιμολόγηση Βάσει ΟΤΣ (No DG OTS)

Στο σενάριο αυτό δεν υπάρχουν μονάδες ΔΠ. Η ζήτηση φορτίου για κάθε ώρα, για κάθε ζυγό, σύμφωνα με το είδος και το ενεργειακό προφίλ του καταναλωτή καλύπτεται αποκλειστικά από το ανάντη δίκτυο. Η τιμολόγηση αυτής της ενέργειας ακολουθεί τις αυξομειώσεις της ΟΤΣ (OTS). Προφανώς στο σενάριο αυτό δεν υφίσταται η έννοια της βελτιστοποίησης. Αρκεί η εκτέλεση ενός αλγορίθμου ροής φορτίου και βασικές αριθμητικές πράξεις για τον υπολογισμό των μεγεθών που μας ενδιαφέρουν.

2^ο Σενάριο Μελέτης: Απλό Δίκτυο Με Σταθερή Τμηματική Τιμολόγηση (No DG Fixed Pricing)

Ισχύουν τα ίδια όπως στο 1^ο Σενάριο Μελέτης. Για την τιμολόγηση της ενέργειας εισάγεται η μεθοδολογία τμηματικής τιμολόγησης ακολουθώντας την ανωτέρω κατηγοριοποίηση του πίνακα 4.14.δ. Δηλαδή εφαρμόζεται ξεχωριστή τιμολόγηση για κάθε ένα είδος από τα τρία των ανωτέρω καταναλωτών σύμφωνα με τρέχοντα τιμολόγια της ΔΕΗ, πίνακας 4.11.β.

4.14.12.2. Μοντελοποίηση Απλού Δικτύου Με Μονάδες ΔΠ Και Σενάρια Μελέτης Για Την 1^η Ενεργειακή Πολιτική

Εδώ αναπτύσσεται η πρώτη πολιτική λειτουργίας που εφαρμόζεται στο εξεταζόμενο δίκτυο. Στα σενάρια της 1^{ης} ενεργειακής πολιτικής έχουμε συνδυασμούς διαφόρων μονάδων ΔΠ με διαφορετικά ποσοστά διείσδυσης ώστε να γίνεται εμφανής η βέλτιστη επιλογή λειτουργίας του Μικροδικτύου. Τα χαρακτηριστικά του δικτύου με μονάδες ΔΠ, δίνονται στο σχήμα 4.14.δ. Η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων είναι 88kWp. Ποιο συγκεκριμένα, στον ζυγό 6 και 15 εγκαθίστανται φωτοβολταϊκές μονάδες των 8kWp και 5kWp αντίστοιχα, στο ζυγό 7 και 12 δύο μονάδες ανεμογεννητριών των 5kWp και 10kWp αντίστοιχα, στο ζυγό 8 μια μικροτουρμπίνα 30kWp και τέλος στο ζυγό 4 μια μονάδα κυψέλης καυσίμου 30kWp. Οι καταναλώσεις του δικτύου είναι όπως και στα προηγούμενα σενάρια, χρονοσειρές τιμών για κάθε ώρα για κάθε ζυγό, σύμφωνα με το είδος και το ενεργειακό προφίλ του καταναλωτή.

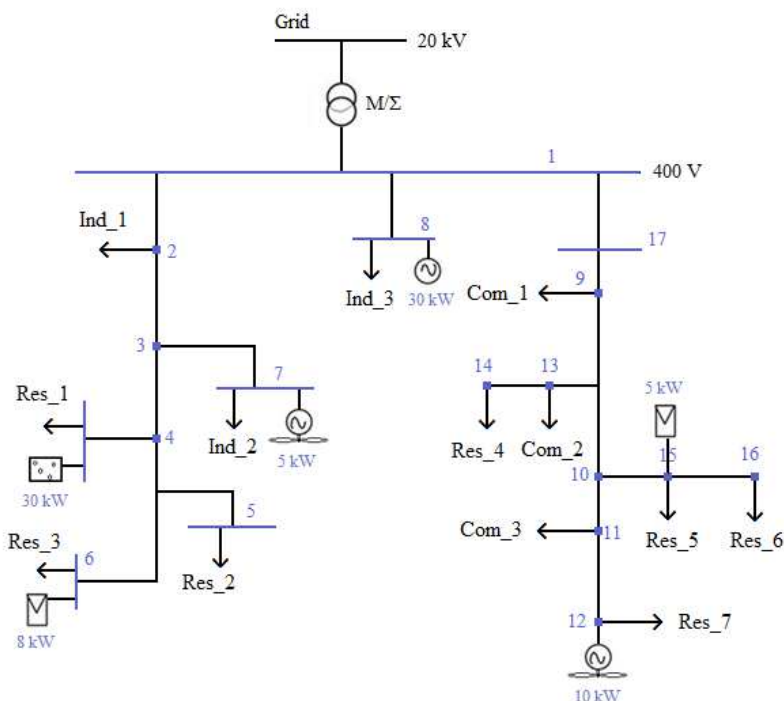
3^ο Σενάριο Μελέτης: Απλό Δίκτυο Με Μονάδες ΔΠ Με ΟΤΣ (DG 1 OTS)

Για κάθε ώρα το πρόγραμμα εκτελεί την οικονομική βελτιστοποίηση. Στην αντικειμενική συνάρτηση το κόστος ενέργειας από το ανάντη δίκτυο είναι γραμμικό σε συνάρτηση με την ισχύ, με τιμή που μεταβάλλεται σύμφωνα με τη χρονοσειρά της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ). Το σενάριο αυτό αποτελεί επίσης βάση σύγκρισης και επέκτασης για κάθε άλλη επιλογή Μικροδικτύου. Χρησιμοποιείται ως αναφορά για την αύξηση των μονάδων ΔΠ.

4^ο Σενάριο Μελέτης: Απλό Δίκτυο Με Μονάδες ΔΠ Και Με Σταθερή Τμηματική Τιμολόγηση (DG 1 Fixed Pricing)

Το σενάριο αυτό υλοποιείται στο πλαίσιο ακριβώς της προηγούμενης μοντελοποίησης, 3^ο Σενάριο Μελέτης. Αυτή τη φορά όμως εφαρμόζεται μια διαφορετική προσέγγιση ως προς την τιμολόγηση της

ενέργειας από το ανάντη δίκτυο. Εφαρμόζονται διαφορετικές τιμές για την ενέργεια που καταναλώνει το κάθε είδος φορτίου (οικιακό, εμπορικό, βιοτεχνικό). Στη βελτιστοποίηση ως τιμή του ανάντη νοείται ο σταθμισμένος μέσος όρος (ως προς τα μεγέθη κατανάλωσης ενέργειας) των τιμών των τριών ειδών καταναλωτών. Το τελικό λειτουργικό κόστος, μετά τη βελτιστοποίηση, υπολογίζεται με την ξεχωριστή τιμολόγηση, σύμφωνα με τα διαφορετικά τιμολόγια που εφαρμόζονται, της ενέργειας που καταναλώθηκε από κάθε είδος καταναλωτή



Σχήμα 4.14.δ. Δίκτυο Με Μονάδες ΔΠ Για Την 1^η Εφαρμογή Της Ενεργειακής Πολιτικής.

5ο Σενάριο Μελέτης: Απλό Δίκτυο Με Επαυξημένη Διείσδυση 20% Μονάδων ΑΠΕ Με ΟΤΣ (DG 2 ΟΤΣ)

Στο σενάριο αυτό η αύξηση πραγματοποιείται μόνο από μονάδες ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες). Εγκαθίστανται μονάδες ΑΠΕ ώστε να αυξηθεί κατά 20% η ισχύς σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο (DG_1_OTS). Η συνολική πλέον εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΔΠ είναι 105,6kWp. Συγκεκριμένα, στον ζυγό 14 εγκαθίστανται επιπλέον μια φωτοβολταϊκή μονάδα των 7,6kWp και στο ζυγό 9 μονάδα ανεμογεννήτριας των 10kWp.

6ο Σενάριο Μελέτης: Απλό Δίκτυο Με Επαυξημένη Διείσδυση 20% Μονάδων ΜΤ Με ΟΤΣ (DG 3 ΟΤΣ)

Στο σενάριο αυτό υλοποιείται επαύξηση των εγκατεστημένων μονάδων ΔΠ (μόνο ΜΤ) με σκοπό την αύξηση της αυτονομίας του Μικροδικτύου και για να υπάρξει σύγκριση και αξιολόγηση των δύο διαφορετικών πολιτικών αύξησης εγκατεστημένης ισχύος. Εγκαθίστανται λοιπόν ΜΤ ώστε να αυξηθεί κατά 20% η εγκατεστημένη ισχύς από το αρχικό σενάριο DG_1_OTS. Η συνολική πλέον ισχύς των μονάδων ΔΠ είναι 105,6 kW. Συγκεκριμένα, στο ζυγό 9 εγκαθίσταται ΜΤ των 17,6kWp με τα ίδια τεχνικά χαρακτηριστικά με την αντίστοιχη των 30kWp.

7ο Σενάριο Μελέτης: Απλό Δίκτυο Με Επαυξημένη Διείσδυση 50% Μονάδων ΑΠΕ Με ΟΤΣ (DG 4 ΟΤΣ)

Στο σενάριο αυτό υλοποιείται μια ακόμα μεγαλύτερη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ΔΠ με στόχο την σχεδόν πλήρη αυτονομία του Μικροδικτύου σε ποσοστό άνω του 60% της ζήτησης φορτίου. Η αύξηση πραγματοποιείται μόνο από μονάδες ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες). Εγκαθίστανται μονάδες ΑΠΕ ώστε να αυξηθεί κατά 50% η ισχύς σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο (DG_1_OTS). Η συνολική πλέον εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΔΠ είναι 132kWp. Συγκεκριμένα, στους ζυγούς 2 και 14 εγκαθίστανται επιπλέον φωτοβολταϊκές μονάδες των 10kWp και 10kWp αντίστοιχα, και στον ζυγό 9 μια μονάδα ανεμογεννήτριας των 24kWp.

8ο Σενάριο Μελέτης: Απλό Δίκτυο Με Επαναξιημένη Διείσδυση 50% Μονάδων MT Με OTS (DG 5 OTS)

Στο σενάριο αυτό υλοποιείται μια ακόμα μεγαλύτερη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων ΔΠ με στόχο την σχεδόν πλήρη αυτονομία του Μικροδικτύου μέσω όμως αύξησης των μονάδων MT κατά 50% σε σχέση με το σενάριο DG_1_OTs. Η συνολική πλέον εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΔΠ είναι 132kWp. Συγκεκριμένα, στους ζυγούς 8 και 9 εγκαθίστανται MT των 37kWp και 37kWp αντίστοιχα, με τα ίδια τεχνικά χαρακτηριστικά με την αντίστοιχη των 30kWp.

9ο Σενάριο Μελέτης: Αυτόνομη Λειτουργία Μικροδικτύου Με OTS (Microgrid OTS)

Στο σενάριο αυτό πραγματοποιείται διαστασιολόγηση των μονάδων ΔΠ ώστε το δίκτυο να μπορεί εάν κριθεί οικονομικό, κάτι που είναι απολύτως ικανοποιητικό λόγω των υψηλών OTS κατά τις αιχμές, να εμφανίζει ακόμη και στην αιχμή φορτίου πλήρως αυτόνομη λειτουργία (απόλυτη κάλυψη φορτίου από τις μονάδες ΔΠ). Εδώ, ουσιαστικά εμφανίζεται η λειτουργία Μικροδικτύου. Η συνολική πλέον εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΔΠ είναι 248kWp. Συγκεκριμένα, στους ζυγούς 6 και 15 εγκαθίστανται φωτοβολταϊκές μονάδες των 8kWp και 5kWp αντίστοιχα, στους ζυγούς 7 και 12 μονάδες ανεμογεννητριών 5kWp και 10kWp αντίστοιχα, στους ζυγούς 2, 8, και 9 MT των 30kWp, 80kWp και 80kWp αντίστοιχα. Τέλος, στο ζυγό 4 μονάδα FC των 30kWp. Όλα τα υπόλοιπα δεδομένα δεν αλλάζουν.

10ο Σενάριο Μελέτης: Αυτόνομη Λειτουργία Μικροδικτύου Με Σταθερή Τιμολόγηση (Microgrid Fixed)

Η διαφοροποίηση από το προηγούμενο 9ο Σενάριο Μελέτης έγκειται στην τιμολόγηση του ανάντη δικτύου που συνυπολογίζεται σε κάθε επανάληψη βελτιστοποίησης. Αυτή τη φορά όμως εφαρμόζεται μια διαφορετική προσέγγιση ως προς την τιμολόγηση της ενέργειας από το ανάντη δίκτυο. Εφαρμόζονται διαφορετικές τιμές για την ενέργεια που καταναλώνει το κάθε είδος φορτίου (οικιακό, εμπορικό, βιοτεχνικό). Στη βελτιστοποίηση ως τιμή του ανάντη νοείται ο σταθμισμένος μέσος όρος (ως προς τα μεγέθη κατανάλωσης ενέργειας) των τιμών των τριών ειδών καταναλωτών. Κατά τα άλλα, οι καταναλωτές, η βελτιστοποίηση και όλα τα άλλα χαρακτηριστικά του δικτύου παραμένουν ίδια με το προηγούμενο σενάριο Μικροδικτύου.

4.14.12.3. Μοντελοποίηση Απλού Δικτύου Με Μονάδες ΔΠ και Σενάρια Μελέτης Για Την 2^η Ενεργειακή Πολιτική (Ενεργειακή Αναβάθμιση Των Καταναλωτών)

Η 2^η ενεργειακή πολιτική που εφαρμόζεται έχει σχέση με τη βελτίωση των ενεργειακών προφίλ των καταναλωτών-φορτίων. Η βελτίωση των ενεργειακών κατηγοριών έχει σαν αποτέλεσμα τη μείωση της καταναλισκόμενης ενέργειας. Έτσι, με το νέο μειωμένο φορτίο ζήτησης επιλύεται το δίκτυο με γνώμονα τη βελτιστοποίηση του λειτουργικού του κόστους. Επίσης, σημαντικό για την σύγκριση πολιτικών είναι τα κόστη επένδυσης που απαιτεί η κάθε πολιτική.

Στη συνέχεια κατά την ανάλυση των σεναρίων παρουσιάζεται πίνακας με τις αναβαθμίσεις ενεργειακών κατηγοριών που πραγματοποιήθηκαν καθώς και η εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται σε κάθε αλλαγή.

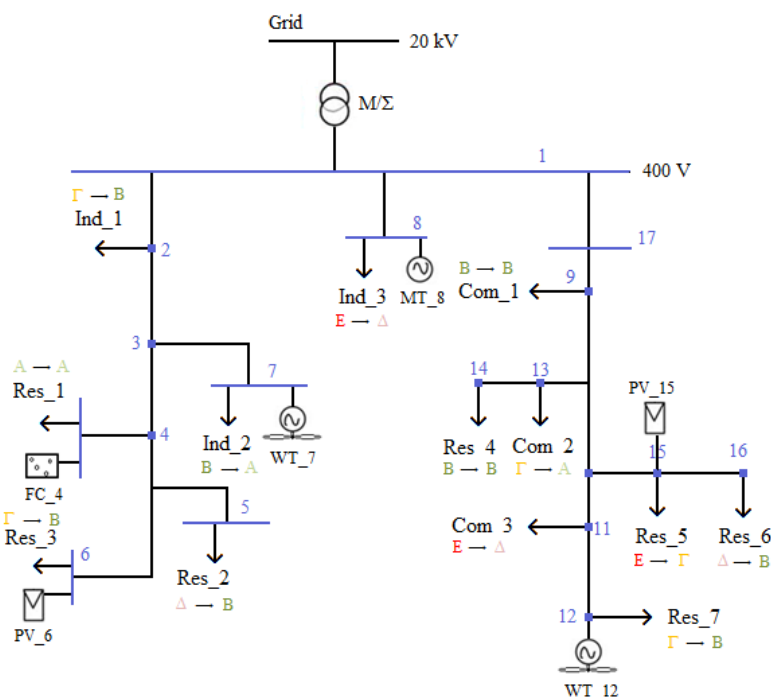
11ο Σενάριο Μελέτης: Δίκτυο DG 1 OTS Με Ενεργειακή Αναβάθμιση Του Προφίλ Των Καταναλωτών Και Με OTS (DG 1 Energy Upgrade OTS)

Το εν λόγω σενάριο αποτελεί επέκταση του 3^{ου} Σεναρίου Μελέτης της 1^{ης} ενεργειακής πολιτικής. Η ενεργειακή αναβάθμιση των καταναλωτών και η επιτευχθείσα εξοικονόμηση της ηλεκτρικής ενέργειας αποτυπώνεται στον πίνακα 4.14.ε. Η επιλογή των ενεργειακών αναβαθμίσεων των καταναλωτών είναι πλήρως στοχαστική και προσπαθεί να προσομοιώσει μια πιθανή πραγματική αλλαγή ενεργειακών συμπεριφορών από την εφαρμογή κάποιου προγράμματος εξοικονόμησης κτιρίων. Έτσι, οι καταναλώσεις του δικτύου είναι πλέον αποτέλεσμα χρονοσειρών τιμών για κάθε ώρα για κάθε ζυγό, σύμφωνα όμως με τα νέα μειωμένα δεδομένα κατανάλωσης για το κάθε είδος και το κάθε ενεργειακό προφίλ του βελτιωμένου πλέον ενεργειακά καταναλωτή, σχήμα 4.14.ε.

Δέον να τονισθεί ότι στα σενάρια ενεργειακής αναβάθμισης τις περισσότερες φορές απαιτείται η συμμετοχή του κράτους στην επένδυση ώστε να αποτελεί πραγματική και βιώσιμη επιλογή, συγκρίσιμη με την εφαρμογή ΑΠΕ και των μονάδων ΔΠ για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των καταναλωτών. Κάτι τέτοιο μελετάται παρακάτω. Επίσης, αναφέρεται πως εφελτήριο για τις αλλαγές των ενεργειακών προφίλ των καταναλωτών αποτέλεσε και αποτελεί η προσπάθεια για μείωση της συνολικής ενέργειας κατανάλωσης κατά 20% όπως επιβάλλει και το σύμφωνο της Ευρωπαϊκής Ένωσης μέχρι το 2020.

Πίνακας 4.14.ε.
Βελτιώσεις Ενεργειακών Κατηγοριών Των Καταναλωτών.

Ζυγός	Καταναλωτής	Αρχική Ενεργειακή Κατάσταση	Νέα Ενεργειακή Κατάσταση	Εξοικονόμηση
4	Res_1	A	A	0,000 %
5	Res_2	Δ	B	37,50 %
6	Res_3	Γ	B	16,67 %
14	Res_4	B	B	0,000 %
15	Res_5	E	Γ	40,00 %
16	Res_6	Δ	B	37,50 %
12	Res_7	Γ	B	16,67 %
9	Com_1	B	B	0,000 %
13	Com_2	Γ	A	62,50 %
11	Com_3	E	Δ	20,00 %
2	Ind_1	Γ	B	16,67 %
7	Ind_2	B	A	55,00 %
8	Ind_3	E	Δ	20,00 %
Συνολική Εξοικονόμηση Ενέργειας				26,52 %



Σχήμα 4.14.ε. Ενεργειακή Αναβάθμιση Για Τους Καταναλωτές Του Δικτύου (DG_1_ OTS).

12^ο Σενάριο Μελέτης: Δίκτυο No DG OTS Με Αναβάθμιση Της Ενεργειακής Κατηγορίας Των Καταναλωτών Και Με OTS (No_DG Energy Upgrade OTS)

Στο σενάριο αυτό υλοποιείται ακριβώς η ίδια μοντελοποίησης με το 11^ο Σενάριο Μελέτης, με τη διαφορά πως το δίκτυο είναι το απλό δίκτυο χωρίς μονάδες ΔΠ (No_DG_OTS). Αυτή η μοντελοποίηση χρησιμεύει στην αξιολόγηση ενεργειακών πολιτικών σε ήδη υφιστάμενα απλά δίκτυα που δεν φέρουν μονάδες ΔΠ και κατά συνέπεια η ενεργειακή αναβάθμιση μπορεί να παρουσιάζει συγκρίσιμα πλεονεκτήματα.

4.14.12.4. Προσομοίωση Δικτύου Και Τιμολογιακή Πολιτική

Στην ενότητα αυτή μελετάται η λειτουργία του Μικροδικτύου σε σενάρια τιμολογιακής πολιτικής που αφορούν την ενέργεια του ανάντη δικτύου. Η εφαρμογή διαφόρων τιμολογιακών πολιτικών εμπεριέχει στα σενάρια αυτά και την έννοια της ελαστικότητας ζήτησης ενέργειας ως προς τιμή, έννοια που αναλύθηκε σε προηγούμενο εδάφιο. Σε κάποια από τα σενάρια εφαρμόζονται αλλαγές στο απλό δίκτυο που χαρακτηρίζεται από απουσία μονάδων ΔΠ (No_DG) και σε άλλα στο δίκτυο όπως έχει κατασκευαστεί στην ενεργειακή

πολιτική που προωθεί την διείσδυση μονάδων ΔΠ (DG_1). Γενικώς, στα σενάρια τιμολογιακής πολιτικής ενδιαφέρει να υπάρχει μεγάλη εξάρτηση του δικτύου ΧΤ από το ανάντη δίκτυο ώστε να παρουσιάζεται καθαρά η αντίδρασή του σε διακυμάνσεις τιμολόγησης και σε πολιτικές που έχουν στόχο κυρίως την αύξηση των κερδών του διαχειριστή του ανάντη δικτύου.

13^ο Σενάριο Μελέτης: Δίκτυο DG 1 Με Αύξηση Της ΟΤΣ 10% Μέσω Πίνακα Ελαστικοτήτων Ζήτησης Ενέργειας Καταναλωτών (Elasticity DG 1 10% OTS)

Ο πίνακας 4.14.στ δίνει τις ελαστικότητες ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ως προς τη τιμή για κάθε καταναλωτή ξεχωριστά. Επιλέγονται τιμές που εκφράζουν όσο το δυνατόν περισσότερο την πραγματικότητα. Κατά συνέπεια οι καταναλωτές που επηρεάζονται περισσότερο είναι οι οικιακοί και αυτοί που είναι σχεδόν ανελαστικοί στις μεταβολές των τιμών είναι οι βιοτεχνικοί-βιομηχανικοί. Κάτι που δικαιολογείται και από την πραγματική ενεργειακή εικόνα της αγοράς καθώς τα επιχειρηματικά “κρίσιμα” φορτία δεν έχουν περιθώρια μείωσης ή προσαρμογής της κατανάλωσής τους σε χαμηλότερα επίπεδα. Τα δεδομένα του πίνακα 4.14.στ παρουσιάζονται και στο σχήμα 4.14.στ που είναι και το προς μελέτη δίκτυο.

Πίνακας 4.14.στ.
Ελαστικότητες Κατανάλωσης Ενέργειας Ως Προς Την Τιμή Ενέργειας.

Ζυγός	Καταναλωτής	Ελαστικότητα (ε)
4	Res_1	-1,75
5	Res_2	-2,14
6	Res_3	-0,40
14	Res_4	-0,12
15	Res_5	-1,24
16	Res_6	-0,87
12	Res_7	-0,18
9	Com_1	-0,61
13	Com_2	-0,58
11	Com_3	-0,32
2	Ind_1	-0,01
7	Ind_2	-0,24
8	Ind_3	0,12

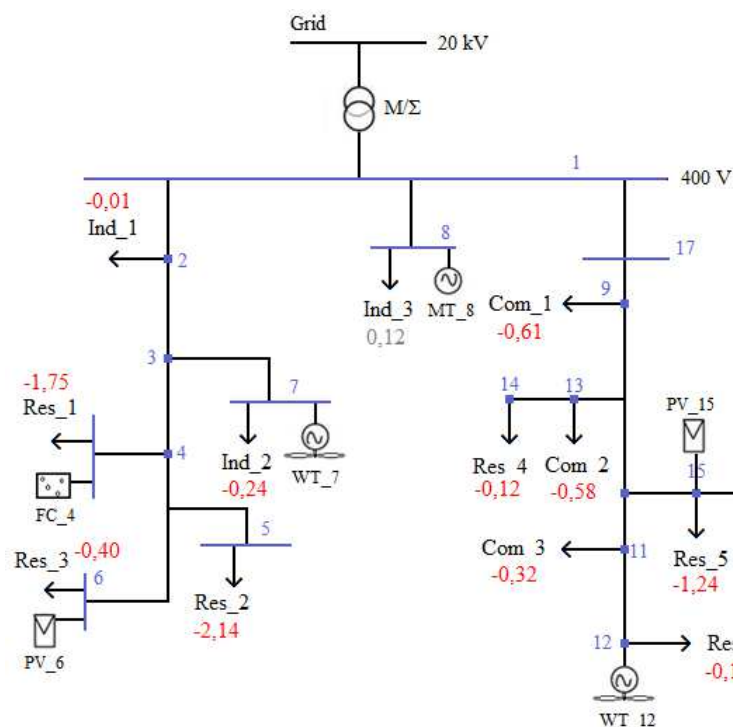
Οι συνολικές ελαστικότητες των τριών κατηγοριών καταναλωτών σύμφωνα με την ποσόστωση της ενέργειας που καταναλώνει ο κάθε καταναλωτής και κατά συνέπεια η συνολική ελαστικότητα των καταναλωτών του δικτύου σύμφωνα με την ποσόστωση που χαρακτηρίζει τις κατηγορίες πλέον παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα 4.14.ζ..

Πίνακας 4.14.ζ.
Ελαστικότητες Ζήτησης Ως Προς Την Τιμή Ανά Κατηγορία Καταναλωτή.

Καταναλωτής	Ελαστικότητα (ε)	Ενεργειακή Ποσόστωση
Residential	-0,943	29,75 %
Commercial	-0,509	17,18 %
Industrial	-0,024	53,07 %
Συνολικό Δίκτυο	-0,381	100,00 %

Στο σενάριο αυτό εφαρμόζεται 10% αύξηση στην ΟΤΣ του ανάντη δικτύου που τροφοδοτεί το προς μελέτη δίκτυο (DG_1). Επειδή η εξάρτηση από το ανάντη δίκτυο είναι σε μεγάλα ποσοστά, αυτή η αύξηση στην ΟΤΣ επηρεάζει τη ζήτηση των καταναλωτών οι οποίοι πληρώνουν σε αυτή την τιμή την ενέργεια που καταναλώνουν. Μέσα από τον πίνακα ελαστικοτήτων ζήτησης ως προς τιμή που παρουσιάστηκε προηγουμένως, αυτή η αύξηση μεταφράζεται σε μείωση της ζήτησης. Κατά συνέπεια, το δίκτυο αποκτά νέα καμπύλη φορτίου, νέο κόστος και συμπεριφορά κατά τη διάρκεια της ετήσιας μοντελοποίησης του. Για παράδειγμα μια αύξηση 10% της τιμής ενέργειας, μεταφράζεται σε ένα οικιακό καταναλωτή π.χ. τον Res_3 σε 4% μείωση του ηλεκτρικού του φορτίου.

Όσον αφορά τα υπόλοιπα δεδομένα αυτά παραμένουν τα ίδια με αυτά του 3^{ου} Σεναρίου Μελέτης (DG_1_OTS).



Σχήμα 4.14.στ. Δίκτυο DG_1 Με Ελαστικότητες Ανά Καταναλωτή.

14^ο Σενάριο Μελέτης: Δίκτυο No DG Με Αύξηση Της OTS 10% Μέσω Πίνακα Ελαστικότητας Ζήτησης Ενέργειας Καταναλωτών (Elasticity No DG 10% OTS)

Το σενάριο αυτό είναι το ίδιο με το 13^ο Σενάριο Μελέτης μόνο που πλέον απουσιάζουν οι μονάδες ΔΠ.

15^ο Σενάριο Μελέτης: Δίκτυο No DG Με Αύξηση Της Fixed Τιμολόγησης 10% Μέσω Πίνακα Ελαστικότητας Ζήτησης Ενέργειας Καταναλωτών (Elasticity No DG 10% Fixed)

Στο σενάριο αυτό η διαφοροποίηση έγκειται στο γεγονός της αύξησης κατά 10% της σταθερής τιμής ενέργειας από το ανάντη δίκτυο όπως έχει προκύψει στο σενάριο απλού δικτύου No_DG_Fixed. Για ακόμη μια φορά η εξάρτηση από το ανάντη δίκτυο είναι αποκλειστική καθώς το δίκτυο τροφοδοτείται μόνο από αυτό για την κάλυψη των αναγκών του. Κατά συνέπεια μέσα από τους πίνακες ελαστικότητας που παρουσιάστηκαν παραπάνω, αυτή η αύξηση στην OTS επηρεάζει τη ζήτηση των καταναλωτών οι οποίοι πληρώνουν σε αυτή την τιμή την ενέργεια που καταναλώνουν. Έτσι, όπως προηγουμένως, το δίκτυο αποκτά νέα καμπύλη φορτίου, νέο κόστος και συμπεριφορά κατά τη διάρκεια της ετήσιας μοντελοποίησης του και έτσι εξάγονται σημαντικά συγκριτικά συμπεράσματα ως προς την αύξηση στις επιλογές τιμολόγησης του δικτύου (OTS ή σταθερή). Το σχήμα του προς μελέτη δικτύου με τις ελαστικότητες κάθε καταναλωτή ταυτίζεται με αυτό του σχήματος 4.14.στ χωρίς τις μονάδες ΔΠ με σταθερή τιμολόγηση αυξημένη κατά 10%.

16^ο Σενάριο Μελέτης: Δίκτυο DG 1 Με Διακριτική Τιμολόγηση Ανά Κατηγορία Καταναλωτή Μέσω Πίνακα Ελαστικότητας Ζήτησης Ενέργειας Καταναλωτών (Elasticity DG 1 Discrete)

Σε αυτό το σενάριο μοντελοποίησης εφαρμόζεται η φιλοσοφία της διακριτικής τιμολόγησης των καταναλωτών του δικτύου. Κατά συνέπεια, οι αύξηση των τιμών της ενέργειας από το ανάντη δίκτυο τιμολογείται με γνώμονα την ελαστικότητα κάθε κατηγορίας καταναλωτή, ε. Έτσι, εφαρμόζεται μεγαλύτερη ποσοστιαία αύξηση της τιμολόγησης σε ανελαστικούς καταναλωτές και μικρότερη αύξηση στους αδιάφορους ή ελαστικούς καταναλωτές. Τα πλεονεκτήματα αυτής της μεθόδου είναι πολλαπλά από την σκοπιά τους προμηθευτή – διαχειριστή του δικτύου και έγκειται στην πρόβλεψη συμπεριφοράς, μέσω του μεγέθους της ενεργειακής ελαστικότητας, του εκάστοτε καταναλωτή ώστε η αυξήσεις να επιφέρουν τη μεγιστοποίηση του κέρδους. Οι αυξήσεις τιμών ενέργειας ανά κατηγορία καταναλωτών δίνονται στο παρακάτω πίνακα 4.14.η..

Πίνακας 4.14.η.
Τμηματική Αύξηση Τιμών Ενέργειας Από Το Ανάντη Δίκτυο.

Αυξήσεις Τιμών Ενέργειας		
Οικιακά Τιμολόγια	Εμπορικά Τιμολόγια	Βιοτεχνικά/Βιομηχανικά Τιμολόγια
7%	10%	12%

Επειδή, η εξάρτηση από το ανάντη δίκτυο είναι σε μεγάλα ποσοστά, αυτή η τμηματική αύξηση στις σταθερές τιμές τιμολόγησης επηρεάζει τη ζήτηση των καταναλωτών οι οποίοι πληρώνουν σε αυτή την τιμή την ενέργεια που καταναλώνουν. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων ΔΠ είναι 88kWp και η κατανομή αυτών στους ζυγούς του δικτύου παραμένει όπως στο 3^ο Σενάριο Μελέτης. Το σενάριο αυτό παρομοιάζει σε μεγάλο βαθμό την αύξηση στα σταθερά τιμολόγια των διαφόρων κατηγοριών καταναλωτών ενός ηλεκτρικού δικτύου ΧΤ. Μέσα από τον πίνακα ελαστικότητας ζήτησης ως προς τιμή που παρουσιάστηκε προηγουμένως, αυτή η αύξηση μεταφράζεται σε μείωση της ζήτησης. Κατά συνέπεια, το δίκτυο αποκτά νέα καμπύλη φορτίου, νέο κόστος και συμπεριφορά κατά τη διάρκεια της ετήσιας μοντελοποίησης του. Τα συμπεράσματα που εξάγονται χρήζουν σημαντικής ανάλυσης ώστε να φανεί η συμπεριφορά και τα αποτελέσματα στη λειτουργία του δικτύου είτε αυτά είναι ηλεκτρικά είτε οικονομοτεχνικά.

17^ο Σενάριο Μελέτης: Δίκτυο No DG Με Διακριτική Τιμολόγηση Ανά Κατηγορία Καταναλωτή Μέσω Πίνακα Ελαστικότητας Ζήτησης Ενέργειας Καταναλωτών (Elasticity No DG Discrete)

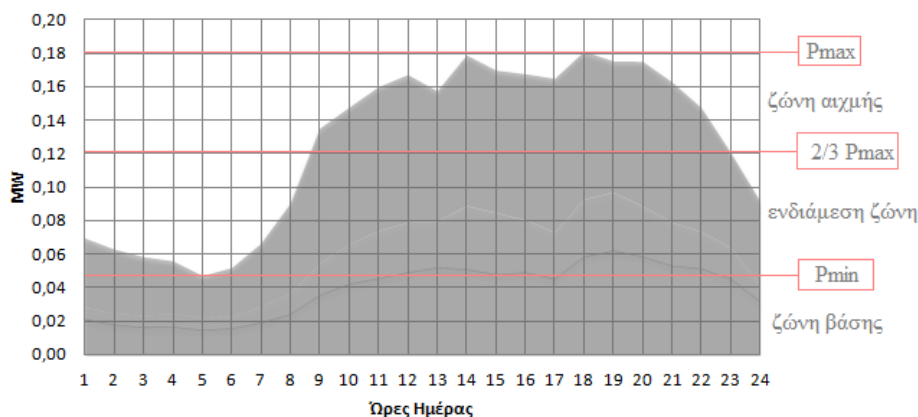
Το σενάριο αυτό αποτελεί διαφορετική προσέγγιση του απλού δικτύου χωρίς μονάδες ΔΠ αλλά με διακριτική τιμολόγηση, δηλαδή με διαφορετική αύξηση ζήτησης για κάθε κατηγορία καταναλωτή. Στο σενάριο εφαρμόζεται αύξηση σύμφωνα με τα παραπάνω ποσοστά στις σταθερές τιμές ενέργειας κάθε κατηγορίας από το ανάντη όπως έχει προκύψει στο Σενάριο Μελέτης για το δίκτυο No_DG όπου το ανάντη δίκτυο τροφοδοτεί εξ' ολοκλήρου το προς μελέτη δίκτυο με ενέργεια. Τα υπόλοιπα παραμένουν ως έχουν. Τα συμπεράσματα που εξάγονται χρήζουν σημαντικής ανάλυσης ώστε να φανούν οι διαφορές στη λειτουργία του δικτύου τόσο σε σύγκριση με το δίκτυο με μερική διείσδυση μονάδων ΔΠ και πως αυτές δρουν ευεργετικά σε αυξήσεις σε σχέση με το απλό δίκτυο αλλά και για να συγκριθούν τα αποτελέσματα με τη συνολική αύξηση ενιαίας σταθερής τιμής ή αύξησης της ΟΤΣ.

18^ο Σενάριο Μελέτης: Δίκτυο No DG Με Τιμολόγηση Ζωνών Φορτίου Σε Σχέση Με Τις Αρχικές Fixed Τιμές (No DG Zones)

Στο σενάριο αυτό εφαρμόζεται η φιλοσοφία της τιμολόγησης με κριτήριο τη ζώνη φορτίου στην οποία βρίσκεται το δίκτυο σε κάθε ώρα. Έτσι, δημιουργείται ένας μηχανισμός που μέσα από την ημερήσια πρόβλεψη φορτίου (forecasting) ορίζει την αιχμή φορτίου, τη μικρότερη τιμή και μοιράζει τις ζώνες του φορτίου. Κατά συνέπεια, κάθε ώρα η τιμή του συνολικού φορτίου του δικτύου βρίσκεται σε μια από τις τρεις ζώνες φορτίου, τη ζώνη αιχμής, βάσης ή την ενδιάμεση ζώνη. Σύμφωνα με τις ζώνες αυτές εφαρμόζονται αυξομειώσεις στην τιμολόγηση των καταναλωτών. Έτσι, χρησιμοποιείται ένας συνδυασμός διακριτικής τιμολόγησης ανά κατηγορία καταναλωτή με κριτήρια την αναγνώριση και αντιστοίχιση του φορτίου με ωριαίο βήμα σε μια από τις τρεις ζώνες φορτίου. Με τον τρόπο αυτό κτίζεται σε πραγματικό χρόνο μια νέα χρονοσειρά τιμολόγησης αντίστοιχη αυτής της ΟΤΣ. Μοντέλα αυτής της μεθοδολογίας τιμολόγησης είναι η επόμενη εξέλιξη στον τομέα της ενέργειας και μπορούν να εφαρμοστούν σε έξυπνα δίκτυα όπου υπάρχουν δεδομένα και πληροφορίες για αυτές τις τιμές σε πραγματικό χρόνο τόσο για τον διαχειριστή συστήματος (έξυπνου δικτύου) όσο και για τους καταναλωτές. Σαφώς, αυτά τα συστήματα μπορούν εν συνεχεία να δρουν ώστε να μειώνεται η ζήτηση τοπικά με στόχο την αποφυγή χρέωσης αιχμής και να μετατοπίζονται τα φορτία, εφόσον είναι εφικτό, σε άλλες ώρες όπου το φορτίο ανήκει στην κατηγορία της ζώνης βάσης, [270]. Τα οφέλη από αυτή την εφαρμογή είναι πολλά τόσο για την χαμηλή τιμή λειτουργίας του δικτύου και τα έξοδα καταναλωτών όσο και για τον διαχειριστή και τον προγραμματισμό μονάδων παραγωγής ενέργειας. Στη συνέχεια, στο σχήμα 4.14.ζ, παρουσιάζεται η φιλοσοφία και το μοίρασμα του φορτίου πρόβλεψης σε ζώνες για την μετέπειτα εφαρμογή τιμολόγησης.

Αυτή τη φορά η χρονοσειρά της ΟΤΣ φτιάχνεται σε πραγματικό χρόνο καθώς αναλύεται από προβλέψεις η ζήτηση της ημέρας και προσδιορίζονται όπως φαίνονται και στο παραπάνω σχήμα οι ζώνες φορτίου με την επακόλουθη τιμολόγηση. Κατά συνέπεια σε σχέση με τα σταθερά τιμολόγια που εμφανίζονται στην ενδιάμεση ζώνη, υπάρχει αύξηση (στη ζώνη αιχμής), μείωση (στη ζώνη βάσης) σε σχέση με τα

καθιερωμένα τιμολόγια. Η αύξηση και η μείωση αυτή που εφαρμόζεται σε πραγματικό χρόνο ακολουθεί τη διακριτική τιμολόγηση και είναι διαφορετικό το ποσοστό για τους τρεις τύπους καταναλωτών, ευνοώντας τους οικιακούς καταναλωτές, κάτι που γίνεται εξ' αρχής και στα σταθερά τιμολόγια της ενδιάμεσης ζώνης φορτίου. Τα ποσοστά και η φιλοσοφία αυξομείωσης παρουσιάζονται στον πίνακα 4.14.θ.



Σχήμα 4.14.ζ. Τιμολόγηση Με Βάση Την Ζώνη Φορτίου Σε Κάθε Ώρα.

Πίνακας 4.14.θ.
Διαδικασία Τιμολόγησης Σε Ζώνες.

Έλεγχος Ζώνης	Ζώνη Αιχμής	Οικιακά	+ 7%
		Εμπορικά	+ 10%
		Βιοτεχνικά/Βιομηχανικά	+ 12%
	Ενδιάμεση Ζώνη	Οικιακό (Γ1)	0,07695
		Εμπορικό (Γ21)	0,09300
		Βιοτεχνικό/Βιομηχανικό (Γ21B)	0,08548
	Ζώνη Βάσης	Οικιακά	- 12%
		Εμπορικά	- 10%
		Βιοτεχνικά/Βιομηχανικά	- 7%

19^ο Σενάριο Μελέτης: Δίκτυο DG 1 Με Τιμολόγηση Ζωνών Φορτίου Σε Σχέση Με Τις Αρχικές Fixed Τιμές (DG 1 Zones)

Στο δεύτερο αυτό σενάριο με τιμολόγηση ζωνών, η πολιτική αυτή εφαρμόζεται στο δίκτυο DG_1 που φέρει μονάδες ΔΠ. Σε όλα τα άλλα υπόλοιπα ως προς την υλοποίηση ακολουθείται η διαδικασία του ανωτέρω σεναρίου. Συνεπώς, εξάγονται πολύ χρήσιμα αποτελέσματα για εφαρμογή πολιτικών τιμολόγηση σε απλά δίκτυα και σε δίκτυα με μονάδες ΔΠ.

4.14.13. Αποτελέσματα Προσομοίωσης

4.14.13.1. Αποτελέσματα Απλού Δικτύου Χωρίς Μονάδες ΔΠ Με ΟΤΣ (No_DG_OTs) Και Με Σταθερή Τμηματική Τιμολόγηση (No_DG_Fixed_Pricing)

Τα αποτελέσματα δίνονται στον πίνακα 4.14.ι και στα σχήματα 4.14.η, 4.14.θ που παρατίθενται παρακάτω.

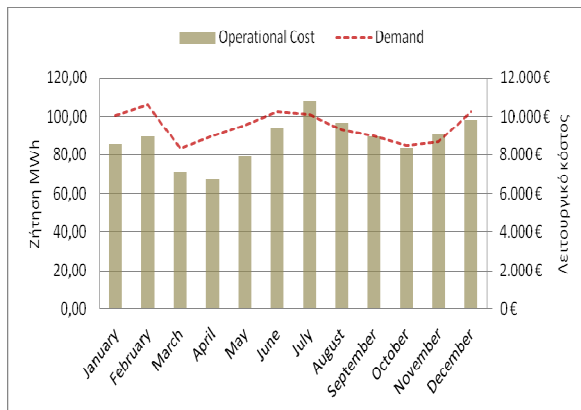
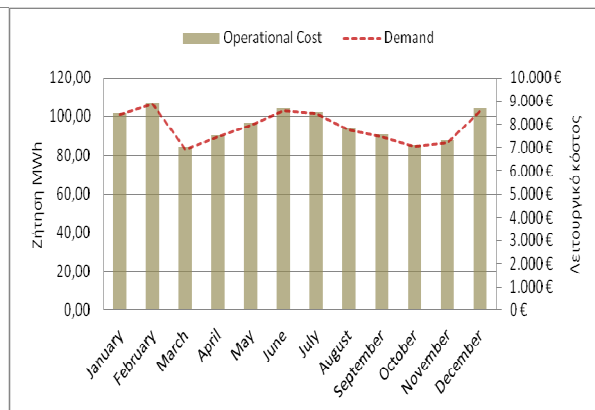
4.14.13.2. Συγκεντρωτικά Αποτελέσματα Των Ενεργειακών Και Τιμολογιακών Πολιτικών

Στους πίνακες 4.14.ι-4.14.ο παρουσιάζονται τα τελικά αποτελέσματα όλων των σεναρίων για τις προαναφερθείσες ενεργειακές και τιμολογιακές πολιτικές. Τα σχήματα 4.14.ι-4.14.ξ που ακολουθούν και που αναφέρονται σε κάποια βασικά μεγέθη του δικτύου εδράζονται στα αποτελέσματα αυτών των πινάκων. Για κάθε κατηγορία σεναρίων εξάγονται τα κυριότερα συμπεράσματα ενώ στο τέλος παρατίθενται τα τελικά συγκριτικά συμπεράσματα αυτής της μελέτης.

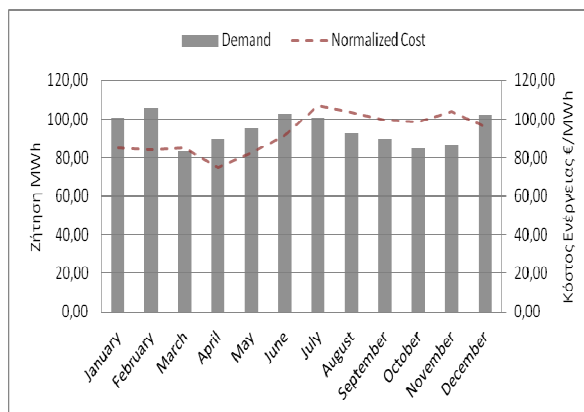
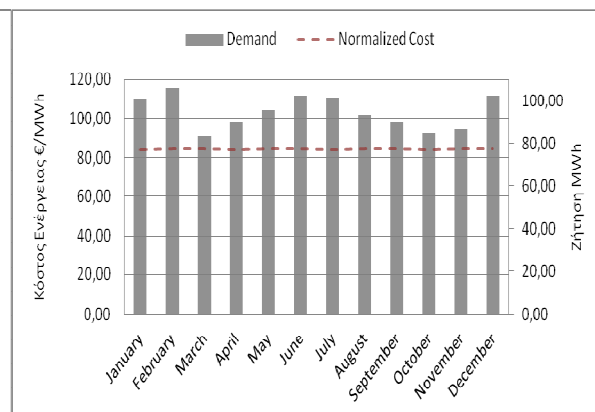
Πίνακας 4.14.ι.

Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Δύο Σενάρια Μελέτης 1^ο) Απλό Δίκτυο Με ΟΤΣ Και 2^ο) Απλό Δίκτυο Με Σταθερή Τμηματική Τιμολόγηση.

ΜΕΓΕΘΗ		ΑΠΛΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΟΤΣ (No_DG_OTS)	ΑΠΛΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΣΤΑΘΕΡΗ ΤΜΗΜΑΤΙΚΗ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ (No_DG_Fixed_Pricing)
ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ			
Peak_Load (kW)		229,30	
Mean_Load (kW)		131,53	
Total_Demand (MWh)		1.136,436	
ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ			
Total Losses (MWh)		24,683	
LR (%)		0,00	
LP		2,17	
ΠΑΡΑΓΩΓΕΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΠ ΚΑΙ ΕΞΑΡΤΗΣΗ ΑΠΟ ΑΝΑΝΤΗ ΔΙΚΤΥΟ			
Ανάπτυξη	(MWh/year ή %))	1.136,436 (ή 100)	1.136,436 (ή 100)
ΔΠ		0 (ή 0)	0 (ή 0)
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ)			
OC (€)		105.345,30	105.345,30
NOC (€/MWh)		92,70	84,23
OCP (%)		-9,13	0,00
CSDG (€/kW _{DG})		0,00	0,00

Α) 1^ο Σενάριο: No_DG_OTSΒ) 2^ο Σενάριο: No_DG_Fixed_Pricing

Σχήμα 4.14.η. Λειτουργικό Κόστος Δικτύου Και Ζήτηση Ενέργειας Διάρκειας Ενός Έτους Για Το Α) Απλό Δίκτυο Με ΟΤΣ Και Β) Απλό Δίκτυο Με Τμηματική Τιμολόγηση.

Α) 1^ο Σενάριο: No_DG_OTSΒ) 2^ο Σενάριο: No_DG_Fixed_Pricing

Σχήμα 4.14.θ. Λειτουργικό Κόστος Ενέργειας Και Ζήτηση Ενέργειας Διάρκειας Ενός Έτους Για Το Α) Απλό Δίκτυο Με ΟΤΣ Και Β) Απλό Δίκτυο Με Τμηματική Τιμολόγηση.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Η ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Πίνακας 4.14.κ. (Α)

Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της 1^{ης} Ενεργειακής Πολιτικής.

ΜΕΓΕΘΗ		ΑΠΛΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΟΤΣ (No_DG_OTs)	ΔΙΚΤΥΟ ΒΑΣΗΣ ΣΥΓΚΡΙΣΗΣ ΜΕ ΟΤΣ ΚΑΙ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ DGs (88kWp) (DG_1_OTs)	ΔΙΚΤΥΟ ΒΑΣΗΣ ΜΕ ΣΤΑΘΕΡΗ ΤΜΗΜΑΤΙΚΗ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ (88kWp) (DG_1_Fixed_Pricing)	ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΕΠΑΥΞΗΜΕΝΗ ΚΑΤΑ 20% ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΣΕΝΑΡΙΟ DG_1_OTs (105,6kWp) (DG_2_OTs)
ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ					
Peak_Load (kW)		229,30			
Mean_Load (kW)		131,53			
Total_Demand (MWh)		1.136,436			
ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΣΕΝΑΡΙΟ ΒΑΣΗΣ No_DG_OTs)					
Total Losses (MWh)		24,683	10,655	10,511	9,851
LR (%)		0,00	-56,83	-57,42	-60,09
LP		2,17	0,94	0,92	0,87
ΠΑΡΑΓΩΓΕΣ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΚΑΙ ΕΞΑΡΤΗΣΗ ΑΠΟ ΑΝΑΝΤΗ ΔΙΚΤΥΟ					
Ανάπτυξη	(MWh/year ή %)	1.136,436 (ή 100)	560,734 (ή 49,34)	537,218 (ή 47,27)	504,432 (ή 44,39)
MT		0 (ή 0)	228,027 (ή 20,07)	239,426 (ή 21,07)	219,975 (ή 19,36)
FC		0 (ή 0)	247,061 (ή 21,74)	259,178 (ή 22,81)	246,923 (ή 21,73)
WT		0 (ή 0)	74,002 (ή 6,51)	74,002 (ή 6,51)	123,336 (ή 10,85)
PV		0 (ή 0)	26,612 (ή 2,34)	26,612 (ή 2,34)	42,227 (ή 3,72)
P _{ADG} (%)		-	38,38		46,05
P _{MDG} (%)		-	66,90		80,29
NEDG (MWh/kW _{DG})		-	6,542	6,809	5,985
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ)					
OC (€)		105.345,30	80.450,31	73.661,94	75.597,29
NOC (€/MWh)		92,70	70,79	64,82	66,52
OCP (%)		-9,13	-23,63	-30,08	-28,24
CSDG (€/kW _{DG})		0,00	282,90	360,04	281,70
ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ					
CapEx (€)		-	223.900		271.180
PB (έτη)		-	8,9	7,07	9,12

Πίνακας 4.14.λ. (B)

Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της 1^{ης} Ενεργειακής Πολιτικής.

ΜΕΓΕΘΗ		ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΕΠΑΥΞΗΜΕΝΗ ΚΑΤΑ 20% ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΤ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΣΕΝΑΡΙΟ DG_1_OTs (105,6kWp) (DG_3_OTs)	ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΕΠΑΥΞΗΜΕΝΗ ΚΑΤΑ 50% ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΣΕΝΑΡΙΟ DG_1_OTs (132kWp) (DG_4_OTs)	ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΕΠΑΥΞΗΜΕΝΗ ΚΑΤΑ 50% ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΤ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΣΕΝΑΡΙΟ DG_1_OTs (132kWp) (DG_5_OTs)	ΑΥΤΟΝΟΜΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕ ΟΤΣ (248kWp) (Microgrid_OTs)
ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ					
Peak_Load (kW)		229,30			
Mean_Load (kW)		131,53			
Total_Demand (MWh)		1.136,436			
ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΣΕΝΑΡΙΟ ΒΑΣΗΣ No_DG_OTs)					
Total Losses (MWh)		9,237	9,251	7,433	5,963
LR (%)		-62,58	-62,52	-69,89	-75,84
LP		0,81	0,81	0,65	0,52
ΠΑΡΑΓΩΓΕΣ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΚΑΙ ΕΞΑΡΤΗΣΗ ΑΠΟ ΑΝΑΝΤΗ ΔΙΚΤΥΟ					
Ανάπτυξη	(MWh/year ή %)	448,417 (ή 39,46)	424,6540 (ή 37,37)	295,590 (ή 26,01)	14,772 (ή 1,30)
MT		340,482 (ή 29,96)	209,676 (ή 18,45)	494,349 (ή 43,50)	787,842 (ή 69,33)
FC		246,923 (ή 21,73)	242,194 (ή 21,31)	242,195 (ή 21,31)	233,209 (ή 20,52)
WT		74,002 (ή 6,51)	192,404 (ή 16,93)	74,001 (ή 6,51)	74,001 (ή 6,51)
PV		26,6119 (ή 2,34)	67,507 (ή 5,94)	26,612 (ή 2,34)	26,612 (ή 2,34)
P _{ADG} (%)		46,05	57,57	57,57	108,16
P _{MDG} (%)		80,29	100,36	100,36	188,55
NEDG (MWh/kW _{DG})		6,515	5,392	6,370	4,523
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ)					
OC (€)		74.804,85	74.804,85	67.574,50	54.351,33
NOC (€/MWh)		65,82	65,82	59,46	47,83
OCP (%)		-28,99	-28,99	-35,85	-48,41
CSDG (€/kW _{DG})		289,21	289,21	289,14	205,62
ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ					
CapEx (€)		238.860	342.300	261.300	359.900
PB (έτη)		7,82	9,33	6,92	7,06

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Η ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Πίνακας 4.14.μ. (Γ)

Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της 1^{ης} Ενεργειακής Πολιτικής.

ΜΕΓΕΘΗ		ΑΠΛΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΟΤΣ (No_DG_OTS)	ΑΥΤΟΝΟΜΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕ ΟΤΣ (248kWp) (Microgrid_OTS)	ΑΥΤΟΝΟΜΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΜΕ ΣΤΑΘΕΡΗ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ (248kWp) (Microgrid_Fixed)
ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ				
Peak_Load (kW)		229,30		
Mean_Load (kW)		131,53		
Total_Demand (MWh)		1.136,436		
ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΣΕΝΑΡΙΟ ΒΑΣΗΣ No_DG_OTS)				
Total Losses (MWh)		24,683	5,963	5,851
LR (%)		0,00	-75,84	-76,30
LP		2,17	0,52	0,51
ΠΑΡΑΓΩΓΕΣ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΚΑΙ ΕΞΑΡΤΗΣΗ ΑΠΟ ΑΝΑΝΤΗ ΔΙΚΤΥΟ				
Ανάπτυξη	(MWh/year ή %)	1.136,436 (ή 100)	14,772 (ή 1,30)	0,200 (ή 0,01)
MT		0 (ή 0)	787,842 (ή 69,33)	796,416 (ή 70,08)
FC		0 (ή 0)	233,209 (ή 20,52)	239,405 (ή 21,07)
WT		0 (ή 0)	74,001 (ή 6,51)	74,001 (ή 6,51)
PV		0 (ή 0)	26,612 (ή 2,34)	26,612 (ή 2,34)
P _{ADG} (%)		-	108,16	108,16
P _{MDG} (%)		-	188,55	188,55
NEDG (MWh/kW _{DG})		-	4,523	4,582
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ)				
OC (€)		105.345,30	54.351,33	54.509,17
NOC (€/MWh)		92,70	47,83	47,96
OCP (%)		-9,13	-48,41	-48,26
CSDG (€/kW _{DG})		0,00	205,62	204,98
ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ				
CapEx (€)		-	359.900	359.900
PB (έτη)		-	7,06	7,08

Πίνακας 4.14.ν.

Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της 2^{ης} Ενεργειακής Πολιτικής.

ΜΕΓΕΘΗ		ΑΠΛΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΟΤΣ ΧΩΡΙΣ ΜΟΝΑΔΕΣ DG ΚΑΙ ΜΕ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΤΩΝ ΠΡΟΦΙΛ ΤΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΤΟΥ (No_DG_Energy_Upgrade_OTs)	ΔΙΚΤΥΟ ΒΑΣΗΣ ΣΥΓΚΡΙΣΗΣ ΜΕ ΟΤΣ, ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ DGs (88kWp) ΚΑΙ ΜΕ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΤΩΝ ΠΡΟΦΙΛ ΤΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΤΟΥ (DG_1_Energy_Upgrade_OTs)
ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ			
Peak_Load (kW)		168,49	
Mean_Load (kW)		96,65	
Total_Demand (MWh)		835,064	
ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΣΕΝΑΡΙΟ ΒΑΣΗΣ No_DG_OTs)			
Total Losses (MWh)		12,995	4,213
LR (%)		-47,35	-82,93
LP		1,56	0,50
ΠΑΡΑΓΩΓΕΣ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΚΑΙ ΕΞΑΡΤΗΣΗ ΑΠΟ ΑΝΑΝΤΗ ΔΙΚΤΥΟ			
Ανάπτυξη	(MWh/year ή %)	835,064 (ή 100)	288,876 (ή 34,59)
MT		0 (ή 0)	202,618 (ή 24,26)
FC		0 (ή 0)	242,957 (ή 29,09)
WT		0 (ή 0)	74,002 (ή 8,86)
PV		0 (ή 0)	26,612 (ή 3,19)
P _{ADG} (%)		-	52,23
P _{MDG} (%)		-	91,05
NEDG (MWh/kW _{DG})		-	6,207
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ)			
OC (€)		77.427,94	53.405,24
NOC (€/MWh)		92,72	63,95
OCP (%)		-	-
CSDG (€/kW _{DG})		-	-
ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ			
CapEx (€)		759.484	983.384
PB (έτη)		27,20	18,93

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Η ΠΡΟΣΤΙΘΕΜΕΝΗ ΑΞΙΑ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Πίνακας 4.14.ξ. (Α)

Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της Τιμολογιακής Πολιτικής.

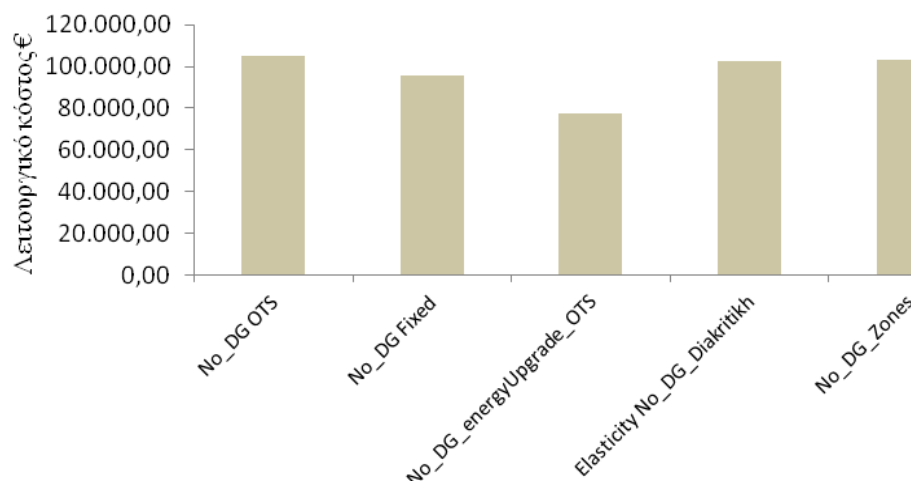
ΜΕΓΕΘΗ		ΑΠΛΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΑΥΞΗΣΗ ΤΗΣ ΟΤΣ ΚΑΤΑ 10% ΧΩΡΙΣ ΜΟΝΑΔΕΣ DG ΜΕΣΩ ΠΙΝΑΚΑ ΕΛΑΣΤΙΚΟΤΗΤΩΝ ΖΗΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ	ΑΠΛΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΑΥΞΗΣΗ ΤΗΣ FIXED ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ ΚΑΤΑ 10% ΧΩΡΙΣ ΜΟΝΑΔΕΣ DG ΜΕΣΩ ΠΙΝΑΚΑ ΕΛΑΣΤΙΚΟΤΗΤΩΝ ΖΗΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ	ΔΙΚΤΥΟ ΒΑΣΗΣ ΣΥΓΚΡΙΣΗΣ ΜΕ ΑΥΞΗΣΗ ΤΗΣ ΟΤΣ ΚΑΤΑ 10% ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ DG (88kWp) ΜΕΣΩ ΠΙΝΑΚΑ ΕΛΑΣΤΙΚΟΤΗΤΩΝ ΖΗΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ	ΔΙΚΤΥΟ ΒΑΣΗΣ ΣΥΓΚΡΙΣΗΣ ΜΕ ΔΙΑΚΡΙΤΙΚΗ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΑΝΑ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗ ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ DG (88kWp) ΜΕΣΩ ΠΙΝΑΚΑ ΕΛΑΣΤΙΚΟΤΗΤΩΝ ΖΗΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ	
		(Elasticity_No_DG_10%_OTS)	(Elasticity_No_DG_10%_FIXED)	(Elasticity_DG_1_10%_OTS)	(Elasticity_DG_1_Discrete)	
		ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ				
		Peak_Load (kW)	220,56			222,42
Mean_Load (kW)	126,52			127,60		
Total_Demand (MWh)	1.093,152			1.102,423		
ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΣΕΝΑΡΙΟ ΒΑΣΗΣ No_DG_OTS)						
Total Losses (MWh)	23,173	23,173	9,785	9,809		
LR (%)	-6,12	-6,12	-60,36	-60,26		
LP	2,12	2,12	0,90	0,89		
ΠΑΡΑΓΩΓΕΣ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΚΑΙ ΕΞΑΡΤΗΣΗ ΑΠΟ ΑΝΑΝΤΗ ΔΙΚΤΥΟ						
Ανάπτυξη	(MWh/year ή %)	1.093,152 (ή 100)	835,064 (ή 0)	516,917 (ή 47,29)	506,641 (ή 45,96)	
MT		0 (ή 0)	0 (ή 0)	224,974 (ή 20,58)	236,038 (ή 21,41)	
FC		0 (ή 0)	0 (ή 0)	250,648 (ή 22,93)	259,131 (ή 23,51)	
WT		0 (ή 0)	0 (ή 0)	74,002 (ή 6,77)	74,002 (ή 6,71)	
PV		0 (ή 0)	0 (ή 0)	26,612 (ή 2,43)	26,612 (ή 2,41)	
P _{ADG} (%)		46,05	-	39,90	39,56	
P _{MDG} (%)		80,29	-	69,55	68,97	
NEDG (MWh/kW _{DG})		6,515	-	6,548	6,770	
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ)						
OC (€)		111.476,56	101.446,39	81.460,44	75.302,23	
NOC (€/MWh)		101,98	92,80	74,52	68,31	
OCP (%)		+5,82	-3,70	-22,67	-28,52	
CSDG (€/kW _{DG})		-	-	271,42	341,40	

Πίνακας 4.14.ο. (B)

Σύγκριση Αποτελεσμάτων Για Τα Σενάρια Μελέτης Της Τιμολογιακής Πολιτικής.

ΜΕΓΕΘΗ		ΑΠΛΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΔΙΑΚΡΙΤΙΚΗ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΑΝΑ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗ ΧΩΡΙΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΜΕΣΩ ΠΙΝΑΚΑ ΕΛΑΣΤΙΚΟΤΗΤΩΝ ΖΗΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ	ΑΠΛΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΣΥΜΦΩΝΑ ΜΕ ΖΩΝΕΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΕΝ ΣΥΓΚΡΙΣΕΙ ΜΕ ΤΙΣ ΑΡΧΙΚΕΣ FIXED TIMES	ΔΙΚΤΥΟ ΒΑΣΗΣ ΣΥΓΚΡΙΣΗΣ ΜΕ ΜΟΝΑΔΕΣ DG (88kWp) ΚΑΙ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΣΥΜΦΩΝΑ ΜΕ ΖΩΝΕΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΕΝ ΣΥΓΚΡΙΣΕΙ ΜΕ ΤΙΣ ΑΡΧΙΚΕΣ FIXED TIMES
		(Elasticity_No_DG_Discrete)	(No_DG_Zones)	(DG_1_Zones)
ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ				
Peak_Load (kW)		222,42	229,30	229,30
Mean_Load (kW)		127,60	131,53	131,53
Total_Demand (MWh)		1.102,423	1.136,436	1.136,436
ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΣΕΝΑΡΙΟ ΒΑΣΗΣ No_DG_OTS)				
Total Losses (MWh)		23,515	24,683	9,809
LR (%)		-4,73	0,00	-60,26
LP		2,13	2,17	0,92
ΠΑΡΑΓΩΓΕΣ ΜΙΚΡΟΠΗΓΩΝ ΚΑΙ ΕΞΑΡΤΗΣΗ ΑΠΟ ΑΝΑΝΤΗ ΔΙΚΤΥΟ				
Ανάντη	(MWh/year ή %))	1.102,423 (ή 100)	1.136,436 (ή 100)	537,218 (ή 47,27)
MT		0 (ή 0)	0 (ή 0)	239,427 (ή 21,07)
FC		0 (ή 0)	0 (ή 0)	259,178 (ή 22,81)
WT		0 (ή 0)	0 (ή 0)	74,002 (ή 6,51)
PV		0 (ή 0)	0 (ή 0)	26,612 (ή 2,34)
P _{ADG} (%)		-	-	38,38
P _{MDG} (%)		-	-	66,90
NEDG (MWh/kW _{DG})		-	-	6,809
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΔΙΚΤΥΟΥ (ΓΙΑ ΕΝΑ ΕΤΟΣ)				
OC (€)		102.527,47	103.372,33	77.991,32
NOC (€/MWh)		93,00	90,96	68,63
OCP (%)		-2,67	-1,87	-25,97
CSDG (€/kW _{DG})		-	-	310,84

4.14.13.3. Σύγκριση Σεναρίων Απλού Δικτύου

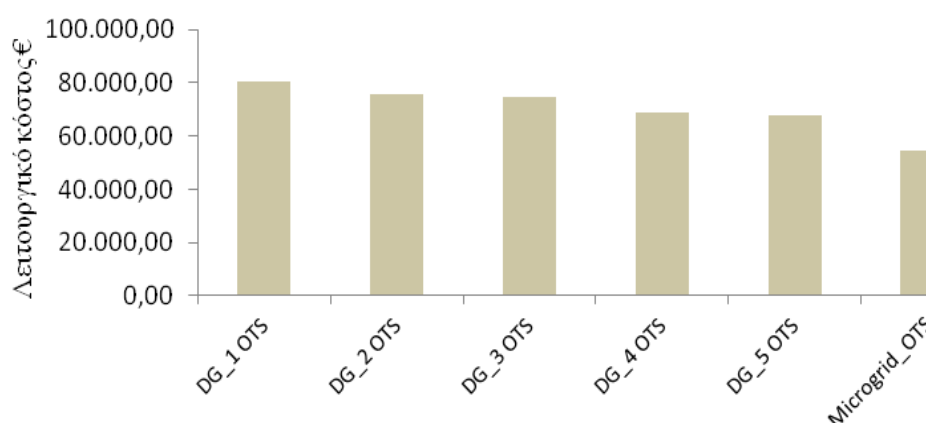


Σχήμα 4.14.ι. Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο.

Κυριότερα Συμπεράσματα

- Το ετήσιο λειτουργικό κόστος είναι αρκετά μειωμένο στο σενάριο της ενεργειακής αναβάθμισης. Σημαντικά μειωμένη είναι η τιμή του λειτουργικού κόστους στο σενάριο όπου χρησιμοποιείται σταθερή τιμολόγηση για τις κατηγορίες των καταναλωτών τονίζοντας την “κοινωνική” πολιτική στα τιμολόγια ΧΤ κυρίως στους οικιακούς καταναλωτές.
- Το σενάριο της σταθερής τιμολόγησης υπερέχει ελαφρώς στον δείκτη €/MWh κάτι που υποδηλώνει τα σαφή πλεονεκτήματά του για τη χρήση του ως μοντέλο τιμολόγησης βάσει πάντοτε της ελαχιστοποίησης του κόστους για την κάλυψη της ενέργειας ζήτησης των καταναλωτών.
- Παρόμοια συμπεριφορά παρουσιάζουν και οι συνολικές ετήσιες απώλειες, με το σενάριο της ενεργειακής αναβάθμισης να εμφανίζει σαφή πλεονεκτήματα έναντι των άλλων.

4.14.13.4. Σύγκριση Σεναρίων Αύξησης Διείσδυσης Μονάδων ΔΠ

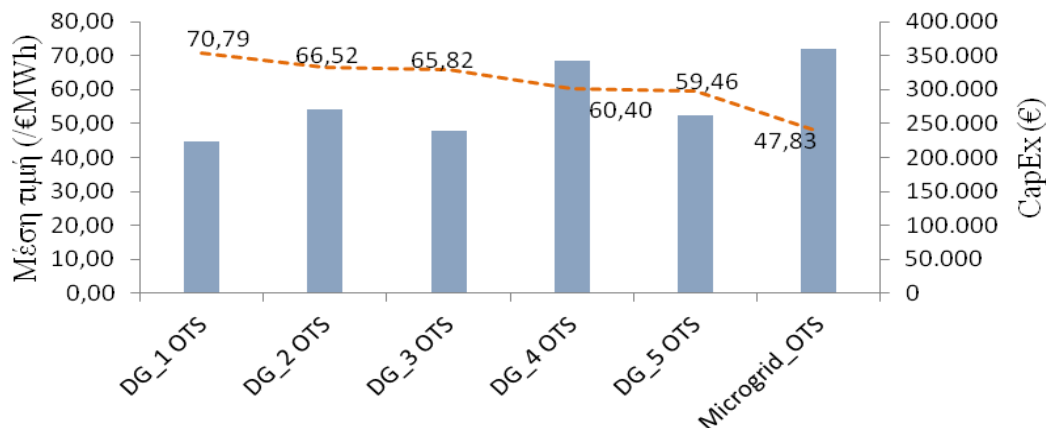


Σχήμα 4.14.κ. Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο.

Κυριότερα Συμπεράσματα

- Η καλύτερη τακτική φαίνεται να είναι η αύξηση των μονάδων ΑΠΕ παρά των ΜΤ ή FC διότι είναι φανερό πως ενώ παρουσιάζουν σχεδόν ίδιο συνολικό κόστος ενέργειας ανά MWh και παρότι η επένδυση για αύξηση σε μονάδες ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη σε ΜΤ, η καθαρότητα και η χρονική διάρκεια της επένδυσης υποδηλώνει την καταλληλότητα της αύξησης των μονάδων ΑΠΕ. Τονίζεται πως δεν έχει υπεισέρθει αγορά ενέργειας στις μονάδες ΑΠΕ σε τιμές που ακολουθούν λογική feed-in tariff αλλά θεωρείται πως και να υπήρχε τέτοια θα καλυπτόταν από

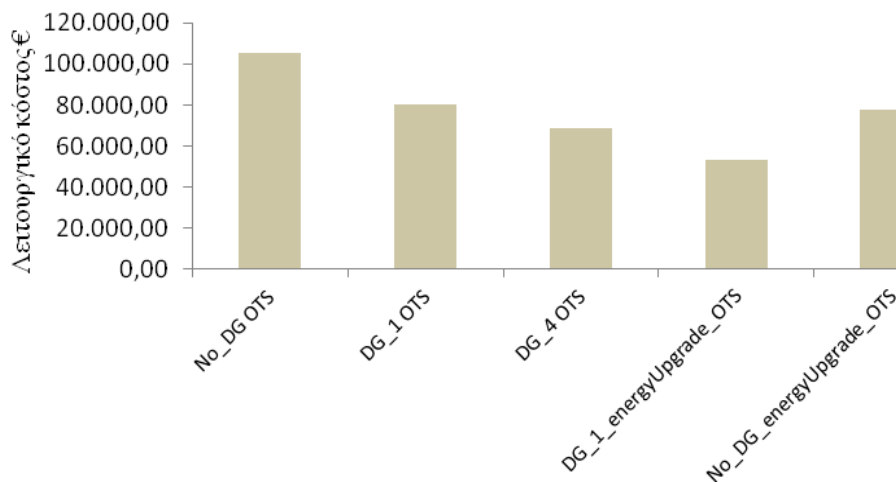
μηχανισμό ειδικά για την εκκαθάριση της αγοράς αυτής. Κατά συνέπεια τα κόστη διαφοροποιούνται μόνο από τα λειτουργικά κόστη όπως έχουν παρουσιαστεί για κάθε μορφή ενέργειας. Βεβαίως οι μονάδες ΑΠΕ δεν μπορούν να δημιουργήσουν συνθήκες για λειτουργία Μικροδικτύου και για αυτό το λόγο η αυτόνομη λειτουργία επιτυγχάνεται με μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ πηγών όπως ΜΤ και FC.



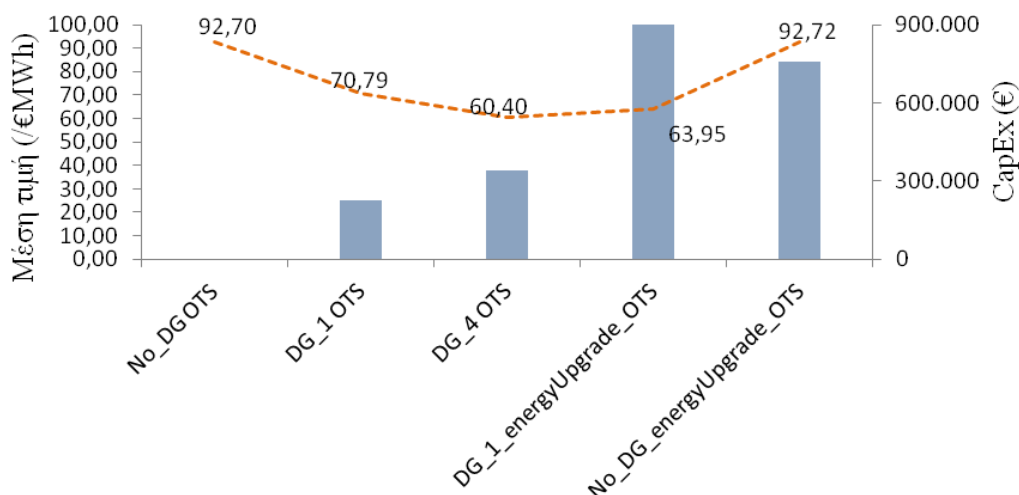
Σχήμα 4.14.λ. CapEx Για Την Υλοποίηση Κάθε Σεναρίου Και Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Σε €/MWh.

- Ποιο αποδοτική παραγωγή από της μονάδες ΔΠ φαίνεται να υπάρχει στα σενάρια στα οποία υπάρχει σημαντική έγχυση ισχύος από το ανάντη δίκτυο. Αυτό φαίνεται λογικό διότι οι μονάδες ΔΠ εμφανίζουν μεγαλύτερο χρόνο λειτουργίας σε σύγκριση με το Μικροδίκτυο όπου υπάρχουν σαφώς αχρησιμοποίητες μονάδες σε στιγμές όπου το φορτίο είναι στη ζώνη βάσης.
- Η λειτουργία του Μικροδικτύου αποτελεί την φθηνότερη λύση ενέργειας για την ικανοποίηση της ζήτησης των καταναλωτών όπως επίσης την καλύτερη από άποψη μείωσης απωλειών.
- Το σενάριο του Μικροδικτύου φέρει τον μεγαλύτερο δείκτη επένδυσης κεφαλαίου για την υλοποίηση του αλλά από τη μείωση που επιφέρει στο λειτουργικό κόστος καταφέρνει να αποδειχτεί η καλύτερη λύση.
- Οι αποδοτικότερες πολιτικές σε σχέση με το κόστος δικτύου και όχι με μακροπρόθεσμη προοπτική και καθαρότητα μείγματος ενέργειας αποτελούν οι επιλογές αύξησης των ΜΤ παρά των μονάδων ΑΠΕ καθώς οι τελευταίες παρουσιάζουν και αυξημένο κόστος επένδυσης.

4.14.13.5. Σύγκριση Σεναρίων Ενεργειακών Πολιτικών



Σχήμα 4.14.μ. Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο.



Σχήμα 4.14.v. CapEx για την Υλοποίηση Κάθε Σεναρίου Και Συνολικό Λειτουργικό Κόστος Σε €/MWh.

Κυριότερα Συμπεράσματα

- Η αποδοτικότερη ενεργειακή πολιτική με γνώμονα τη μείωση του λειτουργικού κόστους του δικτύου φαίνεται να είναι καθαρά το μείγμα πολιτικών ενεργειακής αναβάθμισης και μικρής διείσδυσης μονάδων ΔΠ (δίκτυο DG_1).
- Η ενεργειακή αναβάθμιση σε απλό δίκτυο No_DG_Energy_Upgrade μπορεί να συγκριθεί ως προς την επίτευξη μείωσης λειτουργικού κόστους με το σενάριο DG_4 όπου έχουμε μεγάλη διείσδυση από ΑΠΕ.
- Τα μειωμένα αποτελέσματα της ενεργειακής αναβάθμισης όσο αναφορά το κόστος και τις απώλειες δικαιολογούνται πλήρως από το μειωμένο φορτίο και κατά συνέπεια δεν είναι γνώμονας άμεσης σύγκρισης ενεργειακών πολιτικών. Παρόλα αυτά η διείσδυση ΑΠΕ εμφανίζει λιγότερες απώλειες από αυτές που επιφέρει η μείωση ενέργειας από βελτίωση ενεργειακών προφίλ καταναλωτών.
- Το σενάριο διείσδυσης μικροπηγών (ΑΠΕ κυρίως) εμφανίζει αισθητά μικρότερη τιμή €/MWh σε σχέση με την ενεργειακή αναβάθμιση είτε αυτή εφαρμόζεται σε απλό δίκτυο είτε στο δίκτυο DG_1. Παρόμοια εικόνα εμφανίζεται και στα αποτελέσματα CapEx όπου το σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ εμφανίζει πολύ μικρότερο κόστος επένδυσης από τις περιπτώσεις ενεργειακής αναβάθμισης.
- Υπάρχει υπεροχή των σεναρίων αύξησης της μικροπαραγωγής του δικτύου όσον αφορά την περίοδο αποπληρωμής του δικτύου όπου στην περίπτωση μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ είναι μικρότερη της δεκαετίας ενώ στην περίπτωση της ενεργειακής αναβάθμισης αγγίζει την εικοσιπενταετία. Αυτό είναι και το κύριο σημείο επιλογής ενεργειακών στρατηγικών σε ένα δίκτυο. Η μεν ΑΠΕ επιδοτούνται από σταθερές υψηλές τιμές αγοράς ενέργειας (feed-in tariff) ενώ η ενεργειακή αναβάθμιση επιτυγχάνεται μέσα από προγράμματα επιδότησης και άτοκο δανεισμό διότι αποτελεί ποιο μακροπρόθεσμη και κοστοβόρα στρατηγική. Σημαντικό είναι επίσης να σημειωθεί πως στα σενάρια ενεργειακής αναβάθμισης μπορεί να προσεγγιστεί η συμμετοχή του κράτους στην επένδυση αυτή ώστε να αποτελεί πραγματική και βιώσιμη επιλογή, συγκρίσιμη με την εφαρμογή ΑΠΕ και των μικροπηγών για την κάλυψη των αναγκών των καταναλωτών.

4.14.13.6. Σύγκριση Σεναρίων Τιμολογιακών Πολιτικών

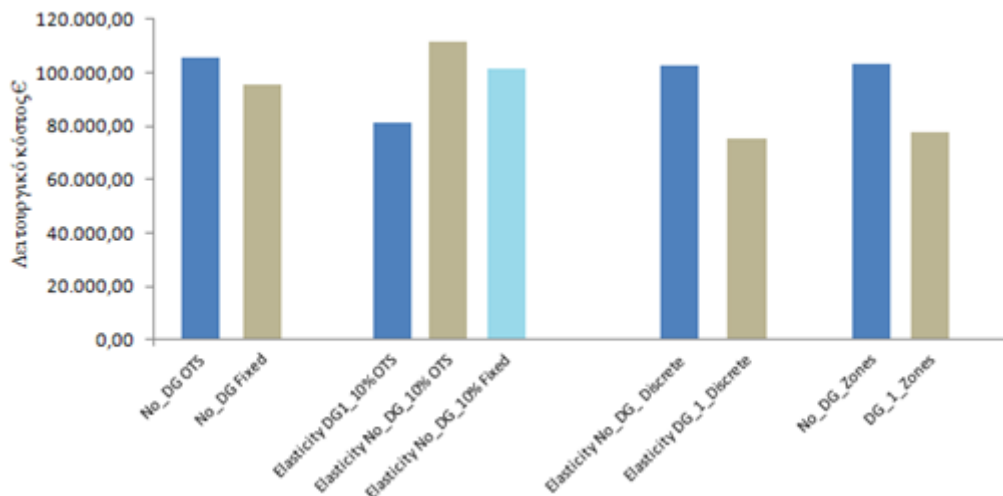
Mean_OTS: 87,21 €/MWh (μέσος όρος χρονοσειράς ΟΤΣ – υψηλή τιμή)

Mean_Fixed: 84,23 €/MWh (με βάρη ανάλογα με την κατανάλωση από τις τρεις κατηγορίες)

Κυριότερα Συμπεράσματα

- Το απλό δίκτυο παρουσιάζει μειωμένο λειτουργικό κόστος όταν εφαρμόζεται σταθερή τιμολόγηση των καταναλωτών και δεν περνά η ΟΤΣ σε αυτούς. Εδώ φανερώνεται η “κοινωνική πολιτική” προς τους οικιακούς κυρίως καταναλωτές.
- Στα σενάρια με εφαρμογή αύξησης τιμολόγησης της ΟΤΣ και αντίδραση καταναλωτών μέσω πίνακα ελαστικότητας αυτό που εμφανίζει καλύτερα οικονομικά χαρακτηριστικά είναι αυτό που φέρει τις

μονάδες ΔΠ. Η παρουσία τους μειώνει το κόστος λειτουργίας του δικτύου σε μια ενδεχόμενη αύξηση της ΟΤΣ εφόσον οι καταναλωτές τιμολογούνται ως προς αυτή.



Σχήμα 4.14.ξ. Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο.

- Το ίδιο, ως ανωτέρω, παρατηρείται και στις τιμολογιακές πολιτικές με ζώνη φορτίου και διακριτική τιμολόγηση. Η τιμολόγηση σε ζώνες επιφέρει τα ίδια σχεδόν αποτελέσματα με την τιμολόγηση ΟΤΣ και την διακριτική τιμολόγηση (με αύξηση) στην περίπτωση του απλού δικτύου. Ενώ η αύξηση της ΟΤΣ σε αντίστοιχο ποσοστό επιδρά με μεγαλύτερη αύξηση λειτουργικού κόστους πράγμα που σημαίνει πως η αντίδραση των καταναλωτών για μείωση ενέργειας ήταν μικρότερη ποσοστιαία από την αύξηση του λειτουργικού κόστους του δικτύου.
- Στο πεδίο των απωλειών παρουσιάζονται οι ίδιες τάσεις, τονίζοντας τα πλεονεκτήματα της όποιας τιμολόγησης σε δίκτυο με μονάδες ΔΠ.
- Το λειτουργικό κόστος ακολουθεί την ελάχιστη τιμή στα σενάρια με παρουσία μονάδων ΔΠ και σταθεροποιείται σε μια υψηλή τιμή σε όλα τα υπόλοιπα με κορύφωση το σενάριο αύξησης της ΟΤΣ 10% στο απλό δίκτυο.
- Από την ποσοστιαία μείωση λειτουργικού κόστους παρατηρείται πως η βέλτιστη τιμολόγηση των καταναλωτών φαίνεται να είναι η τιμολόγηση με σταθερά τιμολόγια, σε ζώνες ή η διακριτική τιμολόγηση αύξησης την οποία και ενστερνίζονται όλο και γρηγορότερα τα σύγχρονα δίκτυα.
- Αποτρεπτική είναι η αύξηση της ΟΤΣ με αντίστοιχο πέρασμα αυτούσιας της τιμής αυτής στον καταναλωτή.

4.14.14. Συγκεντρωτικά Και Συγκριτικά Συμπεράσματα Όλων Των Προσομοιώσεων Για Την 4^η Μελέτη - Συμβολή Του 4^{ου} Κεφαλαίου

Τα συμπεράσματα που εξήχθησαν, όπως διαφαίνεται και από τα συγκριτικά αποτελέσματα, απαριθμούν τα εξής κύρια:

- Οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής πρέπει να εγκαθίστανται σε στοχευόμενες θέσεις του δικτύου ώστε με μείωση απωλειών να εμφανίζουν δραστικά πλεονεκτήματα. Επίσης, προτιμάται η αύξηση ΑΠΕ παρά ΜΤ παρότι εμφανίζει καλύτερα βραχυπρόθεσμα οικονομικά αποτελέσματα.
- Η ΜΤ διαδραματίζει σπουδαίο ρόλο στην απεξάρτηση από το ανάντη δίκτυο λόγω “εγγυημένης” παροχής ισχύος σε σχέση με τις ΑΠΕ.
- Η βέλτιστη επιλογή ενεργειακών πολιτικών είναι η μείξη αύξησης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής με ταυτόχρονη αναβάθμιση της ενεργειακής κατηγορίας των καταναλωτών.
- Μεταξύ ενεργειακής αναβάθμισης και αύξησης διείσδυσης DG στο δίκτυο προτιμάται το δεύτερο λόγω των συνολικών πλεονεκτημάτων που εμφανίζει.
- Η λειτουργία Μικροδικτύου φαίνεται να είναι μια από τις βέλτιστες επιλογές και ενισχύει την αυτονομία του δικτύου.
- Η παρουσία μικροπηγών ελαφραίνει το κόστος λειτουργίας του δικτύου σε μια ενδεχόμενη αύξηση της ΟΤΣ, διακριτικής τιμολόγησης ή αύξησης σταθερών τιμολογίων.

- vii.** Για να γίνει ανταγωνιστική η ενεργειακή αναβάθμιση χρειάζεται κρατική ενίσχυση ώστε να ακολουθήσει την απόδοση της αύξησης ΑΠΕ.
- viii.** Τα σενάρια διείσδυσης μικροπηγών (ΑΠΕ κυρίως) εμφανίζουν αισθητά μικρότερη τιμή €/MWh σε σχέση με την ενεργειακή αναβάθμισης σε όποιο μοντέλο δικτύου και αν εφαρμόζεται αυτή.
- ix.** Η βέλτιστη τιμολόγηση καταναλωτών φαίνεται να είναι η τιμολόγηση με σταθερά τιμολόγια, σε ζώνες ή διακριτική τιμολόγηση και όχι η μετακύληση της ΟΤΣ.
- x.** Η διείσδυση ΑΠΕ εμφανίζει λιγότερες απώλειες από αυτές που επιφέρει η μείωση ενέργειας από βελτίωση ενεργειακών προφίλ καταναλωτών.
- xi.** Αποδοτικότερη παραγωγή από της μικροπηγές φαίνεται να υπάρχει στα σενάρια με μεγάλη εξάρτηση από το ανάντη δίκτυο, κάτι λογικό διότι οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής εμφανίζουν μεγαλύτερο χρόνο λειτουργίας σε σύγκριση με το Μικροδίκτυο όπου υπάρχουν σαφώς αχρησιμοποίητες μονάδες σε στιγμές όπου το φορτίο είναι στη ζώνη βάσης.

Κλείνοντας, σημειώνεται ότι μια πρώτη προσπάθεια ανάπτυξης γραφικού περιβάλλοντος για τον υπολογισμό των μεγεθών Μικροδικτύου υπό την επίδραση διαφορετικών σεναρίων δίνεται στο Παράρτημα Δ.4.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΗ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΣΗΘ ΠΟΥ ΕΝΣΩΜΑΤΩΝΟΥΝ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ ΚΑΙ ΑΠΕ

*Δεν μπορείς να παίρνεις πάντα αυτό που θέλεις
(Mick Jagger και Keith Richards)*

5.1. ΓΕΝΙΚΗ ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου και της βέλτιστης ροής φορτίου αντιμετωπίστηκε στο Κεφάλαιο 2 με ένα ντετερμινιστικό τρόπο, ο οποίος όμως δεν ανταποκρίνεται απόλυτα στην πραγματικότητα. Παράγοντες όπως η ηλεκτρική και θερμική ζήτηση αλλά και η παραγόμενη ηλεκτρική και θερμική ισχύς είναι δύσκολο να προβλεφθούν με βεβαιότητα διότι υπάρχουν αναρίθμητοι απρόβλεπτοι παράγοντες που μπορούν να μεταβάλλουν τις τιμές τους ανά πάσα χρονική στιγμή. Ειδικά, το πρόβλημα ανακύπτει ιδιαίτερα έντονο στις μέρες μας με την αυξημένη διείσδυση μονάδων ΑΠΕ (ιδιαίτερα των Αιολικών και των Φωτοβολταϊκών μονάδων παραγωγής). Οι καιρικές συνθήκες, οι τιμές των καυσίμων, είναι ορισμένοι από τους παράγοντες που μπορούν να μεταβάλλουν τη λύση ενός προβλήματος οικονομικής κατανομής φορτίου. Επομένως, κρίνεται απαραίτητο για μία ολοκληρωμένη προσέγγιση του προβλήματος να αναπτυχθεί ένα στοχαστικό μοντέλο το οποίο θα θεωρεί ότι οι μεταβλητές απόφασης (π.χ. η παραγόμενη ηλεκτρική και θερμική ισχύς) και οι συντελεστές που σχηματίζουν τις συναρτήσεις κόστους αποτελούν στοχαστικές μεταβλητές που ακολουθούν μία γνωστή κατανομή. Συνήθως, θεωρούμε η κατανομή που ακολουθούν να είναι η κανονική κατανομή με γνωστή τυπική απόκλιση οπότε η λύση του προβλήματος είναι η μέση τιμή της κάθε μεταβλητής. Σε πρώτο στάδιο θα παρουσιαστεί η μαθηματική περιγραφή του στοχαστικού προβλήματος καθώς και η έννοια του ρίσκου. Κατόπιν, θα ακολουθήσουν και θα αναλυθούν λεπτομερώς δύο μελέτες-εφαρμογές της στοχαστικής βελτιστοποίησης σε προβλήματα οικονομικής κατανομής φορτίου (ED). Η πρώτη εφαρμογή αναφέρεται σε πρόβλημα ED με συμμετοχή μονάδων ΣΗΘ Απομάστευσης και Αιολικών Πάρκων και η δεύτερη εφαρμογή σε πρόβλημα ED σε Μικροδίκτυο. Και οι δύο εφαρμογές αποτελούν πρωτότυπες συνεισφορές της διατριβής αυτής.

5.2. ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ^{[271], [272]}

Η συνάρτηση λειτουργικού κόστους μιας συμβατικής μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος περιγράφεται, τις περισσότερες φορές, από την πολυωνυμική συνάρτηση δεύτερου βαθμού:

$$c_{p,i}(p_i) = a_i + \beta_i \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 \quad (5.2.a)$$

Θεωρώντας όλα τα στοιχεία της συνάρτησης κόστους σαν στοχαστικές μεταβλητές, αναλύουμε τη συνάρτηση σε σειρά Taylor δεύτερης τάξης γύρω από τη μέση τιμή της κάθε μεταβλητής οπότε παίρνουμε την παρακάτω σχέση:

$$\begin{aligned} c_{p,i}(p_i, \alpha_i, \beta_i, \gamma_i) &= \overline{a_i} + \overline{\beta_i} \cdot \overline{p_i} + \overline{\gamma_i} \cdot \overline{p_i}^2 + (\overline{\beta_i} + 2 \cdot \overline{\gamma_i} \cdot \overline{p_i}) \cdot (p_i - \overline{p_i}) + \\ &+ (a_i - \overline{a_i}) + \overline{p_i} \cdot (\beta_i - \overline{\beta_i}) + \overline{p_i}^2 \cdot (\gamma_i - \overline{\gamma_i}) + \overline{\gamma_i} \cdot (p_i - \overline{p_i})^2 + \\ &+ (p_i - \overline{p_i}) \cdot (\beta_i - \overline{\beta_i}) + 2 \overline{p_i} \cdot (p_i - \overline{p_i}) \cdot (\gamma_i - \overline{\gamma_i}) \end{aligned} \quad (5.2.b)$$

Στην παραπάνω σχέση θεωρούμε ότι η αβεβαιότητα των τιμών καυσίμων εκφράζεται μέσω των τυχαίων μεταβλητών α_i , β_i , γ_i της συνάρτησης λειτουργικού κόστους, σχέση 5.2.a. Οι εν λόγω συντελεστές αποτελούν σταθερές για την περίπτωση της ντετερμινιστικής ανάλυσης.

Στόχος της στοχαστικής ανάλυσης είναι να κάνει μία εκτίμηση του λειτουργικού κόστους του κάθε σταθμού παραγωγής. Υπολογίζοντας την αναμενόμενη (ή εκτιμώμενη ή προσδοκώμενη ή μαθηματική ελπίδα) τιμή της συνάρτησης λειτουργικού κόστους παρατηρούμε ότι σχηματίζονται οι ορισμοί της Διακύμανσης (Var – Variance) και της Συνδιακύμανσης (Cov – Covariance), άρα ο παραπάνω τύπος (5.2.b) απλοποιείται στον:

$$\bar{c}_{p,i} = \bar{a}_i + \bar{\beta}_i \cdot \bar{p}_i + \bar{\gamma}_i \cdot \bar{p}_i^2 + \bar{\gamma}_i \cdot \text{Var}(p_i) + \text{Cov}(p_i, \beta_i) + 2\bar{p}_i \cdot \text{Cov}(p_i, \gamma_i) \quad (5.2.γ)$$

Στο Παράρτημα Ε, αναλύεται ο τρόπος εξαγωγής των παραπάνω μαθηματικών εκφράσεων, ενώ εύκολα καταλήγουμε σε μια απλούστερη εκδοχή της αναμενόμενης τιμής λειτουργικού κόστους θεωρώντας τα μεγέθη α_i , β_i , γ_i όχι ως τυχαίες μεταβλητές αλλά ως σταθερές παραμέτρους της συνάρτησης λειτουργικού κόστους για κάθε μονάδα/σταθμό παραγωγής.

Γνωρίζοντας, λοιπόν, τη διασπορά της ηλεκτρικής ισχύος και τη συσχέτιση με τους συντελεστές λειτουργικού κόστους επιτυγχάνεται η συμμετοχή της στοχαστικότητας της ηλεκτρικής ισχύος στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου. Για απλοποίηση του προβλήματος θεωρείται ότι οι παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς δε συσχετίζεται με τους συντελεστές κόστους και αυτό διότι είναι μία πληροφορία που δύσκολα βρίσκεται με βεβαιότητα. Η σχέση (5.2.γ) μπορεί με τη βοήθεια του Συντελεστή Μεταβλητότητας $C_v = \sigma/\mu$ (σ : τυπική απόκλιση, μ : μέση τιμή) και του Συντελεστή Συσχέτισης $\rho_{x,y} = \text{Cov}(x,y)/\sigma_x \sigma_y$ να γραφτεί σε μία μορφή όμοια με την αρχική συνάρτηση λειτουργικού κόστους (5.2.α). Η μαθηματική επεξεργασία οδηγεί στις παρακάτω εκφράσεις:

$$\begin{aligned} \text{Var}(p_i) &= C_{v,p_i}^2 \cdot \bar{p}_i^2 \\ \text{Cov}(p_i, \beta_i) &= \rho_{p_i, \beta_i} \cdot C_{v,p_i} \cdot C_{v,\beta_i} \cdot \bar{p}_i \cdot \bar{\beta}_i \\ \text{Cov}(p_i, \gamma_i) &= \rho_{p_i, \gamma_i} \cdot C_{v,p_i} \cdot C_{v,\gamma_i} \cdot \bar{p}_i \cdot \bar{\gamma}_i \end{aligned} \quad (5.2.δ)$$

Έτσι, η στοχαστική μορφή της συνάρτησης λειτουργικού κόστους ενός συμβατικού σταθμού γράφεται ως:

$$\bar{c}_{p,i} = \bar{a}_i + \left(1 + \rho_{p_i, \beta_i} \cdot C_{v,p_i} \cdot C_{v,\beta_i}\right) \cdot \bar{\beta}_i \cdot \bar{p}_i + \left(1 + C_{v,p_i}^2 + 2 \cdot \rho_{p_i, \gamma_i} \cdot C_{v,p_i} \cdot C_{v,\gamma_i}\right) \cdot \bar{\gamma}_i \cdot \bar{p}_i^2 \quad (5.2.ε)$$

Ανάλογα με την πληροφορία που έχουμε μπορούμε να χρησιμοποιήσουμε είτε τη σχέση (5.2.γ) είτε τη σχέση (5.2.ε).

Με τον ίδιο τρόπο βρίσκεται για ένα σταθμό ΣΗΘ με απομάστευση η συνάρτηση λειτουργικού κόστους:

$$c_{chp,i}(p_i, h_i) = a_i + \beta_i \cdot p_i + \gamma_i \cdot p_i^2 + \delta_i \cdot h_i + \varepsilon_i \cdot h_i^2 + \zeta \cdot p_i \cdot h_i \quad (5.2.στ)$$

Η αναμενόμενη τιμή λειτουργικού κόστους δίνεται από τη σχέση:

$$\begin{aligned} \bar{c}_{chp,i} &= \bar{a}_i + \bar{\beta}_i \cdot \bar{p}_i + \bar{\gamma}_i \cdot \bar{p}_i^2 + \bar{\gamma}_i \cdot \text{Var}(p_i) + \text{Cov}(p_i, \beta_i) + 2\bar{p}_i \cdot \text{Cov}(p_i, \gamma_i) + \\ &\bar{\varepsilon}_i \cdot \text{Var}(h_i) + \text{Cov}(h_i, \delta_i) + 2\bar{h}_i \cdot \text{Cov}(h_i, \varepsilon_i) + \\ &\bar{h}_i \cdot \text{Cov}(p_i, \zeta_i) + \bar{p}_i \cdot \text{Cov}(h_i, \zeta_i) + \bar{\zeta}_i \cdot \text{Cov}(p_i, h_i) \end{aligned} \quad (5.2.ζ)$$

Επομένως η στοχαστική μορφή της συνάρτησης λειτουργικού κόστους ενός σταθμού συμπαραγωγής γράφεται ως:

$$\begin{aligned} \bar{c}_{chp,i} &= \bar{a}_i + \left(1 + \rho_{p_i, \beta_i} \cdot C_{v,p_i} \cdot C_{v,\beta_i}\right) \cdot \bar{\beta}_i \cdot \bar{p}_i + \left(1 + C_{v,p_i}^2 + 2 \cdot \rho_{p_i, \gamma_i} \cdot C_{v,p_i} \cdot C_{v,\gamma_i}\right) \cdot \bar{\gamma}_i \cdot \bar{p}_i^2 + \\ &\left(1 + \rho_{h_i, \delta_i} \cdot C_{v,h_i} \cdot C_{v,\delta_i}\right) \cdot \bar{\delta}_i \cdot \bar{h}_i + \left(1 + C_{v,h_i}^2 + 2 \cdot \rho_{h_i, \varepsilon_i} \cdot C_{v,h_i} \cdot C_{v,\varepsilon_i}\right) \cdot \bar{\varepsilon}_i \cdot \bar{h}_i^2 + \\ &\left(1 + \rho_{p_i, \zeta_i} \cdot C_{v,p_i} \cdot C_{v,\zeta_i} + \rho_{h_i, \zeta_i} \cdot C_{v,h_i} \cdot C_{v,\zeta_i} + \rho_{p_i, h_i} \cdot C_{v,p_i} \cdot C_{v,h_i}\right) \cdot \bar{\zeta}_i \cdot \bar{p}_i \cdot \bar{h}_i \end{aligned} \quad (5.2.η)$$

Δεν θα πρέπει να αμεληθούν και οι απώλειες μεταφοράς ηλεκτρικής ισχύος οι οποίες όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 2, υπολογίζονται με τη βοήθεια των συντελεστών Β από τη δευτεροβάθμια εξίσωση:

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} p_i B_{ij} p_j + \sum_{i=1}^{n_g} B_{oi} P_i + B_{00} \quad (5.2.θ)$$

η οποία μπορεί να απλοποιηθεί στην επίσης δευτεροβάθμια (όπου n_g είναι ο συνολικός αριθμός των σταθμών παραγωγής):

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} p_i B_{ij} p_j \quad (5.2.ι)$$

Επομένως, και οι απώλειες του δικτύου εξαρτώνται από τη στοχαστικότητα της ηλεκτρικής ισχύος του κάθε σταθμού παραγωγής. Όμοια, επομένως, εάν αναπτύξουμε την (5.2.θ) σε σειρά Taylor βρίσκουμε:

$$\begin{aligned} \bar{p}_L = & \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} \bar{p}_i \bar{B}_{ij} \bar{p}_j + \sum_{i=1}^{n_g} \bar{B}_{ii} \text{Var}(p_i) + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2\bar{B}_{ij} \text{Cov}(p_i, p_j) + \\ & \sum_{i=1}^{n_g} 2\bar{p}_i \text{Cov}(p_i, B_{ii}) + \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_g} 2\bar{p}_i \text{Cov}(p_i, B_{ij}) \end{aligned} \quad (5.2.κ)$$

η οποία γράφεται ως:

$$\begin{aligned} \bar{p}_L = & \sum_{i=1}^{n_g} \left(1 + C_{V,p_i}^2 + 2 \cdot \rho_{p_i, B_{ij}} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,B_{ij}} \right) \bar{B}_{ii} \bar{p}_i^2 + \\ & \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n_g} \left(1 + \rho_{p_i, p_j} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,p_j} + 2 \cdot \rho_{p_i, B_{ij}} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,B_{ij}} \right) \cdot \bar{p}_i \cdot \bar{B}_{ij} \cdot \bar{p}_j \end{aligned} \quad (5.2.λ)$$

Αναφορικά με τους ανισοτικούς και ισοτικούς περιορισμούς χρησιμοποιούμε τη μέση τιμή της κάθε μεταβλητής απόφασης. Στην περίπτωση ένταξης περιβαλλοντικών περιορισμών ακολουθούμε την ίδια διαδικασία, όπως θα δειχθεί στις εφαρμογές που ακολουθούν.

5.3. Η ΕΝΝΟΙΑ ΤΟΥ ΡΙΣΚΟΥ

Η στοχαστική μελέτη μας δίνει τη δυνατότητα να εντάξουμε την έννοια του ρίσκου στο πρόβλημά μας. Η έννοια του ρίσκου ορίζεται ως η αναμενόμενη ή προσδοκώμενη τιμή του τετραγώνου της μη ικανοποιημένης ζήτησης φορτίου (ηλεκτρικού ή θερμικού). Οπότε, μιλάμε τόσο για ρίσκο κάλυψης της ηλεκτρικής ζήτησης όσο και ρίσκο κάλυψης της θερμικής ζήτησης (αναμενόμενες αποκλίσεις). Οι συναρτήσεις του ρίσκου που ακολουθούν μπορούν να αποτελέσουν αντικειμενικές συναρτήσεις προς ελαχιστοποίηση ώστε να αυξηθεί η αξιοπιστία του συστήματος μελέτης.

$$r_p = E \left[\left(\bar{p}_D + \bar{p}_L - \sum_{i=1}^{n_g} p_i \right)^2 \right] \quad (5.3.α)$$

$$r_p = \sum_{i=1}^{n_g} \text{Var}(p_i) + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2\text{Cov}(p_i, p_j) \quad (5.3.β)$$

$$r_p = \sum_{i=1}^{n_g} C_{V,p_i}^2 \bar{p}_i^2 + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2\rho_{p_i, p_j} \cdot C_{V,p_i} \cdot C_{V,p_j} \cdot \bar{p}_i \cdot \bar{p}_j \quad (5.3.γ)$$

$$r_h = E \left[\left(\bar{h}_D - \sum_{i=1}^{n_g} h_i \right)^2 \right] \quad (5.3.δ)$$

$$r_h = \sum_{i=1}^{n_g} \text{Var}(h_i) + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2\text{Cov}(h_i, h_j) \quad (5.3.ε)$$

$$r_h = \sum_{i=1}^{n_g} C_{V,h_i}^2 \bar{h}_i^2 + \sum_{i=1}^{n_g-1} \sum_{j=i+1}^{n_g} 2\rho_{h_i, h_j} \cdot C_{V,h_i} \cdot C_{V,h_j} \cdot \bar{h}_i \cdot \bar{h}_j \quad (5.3.στ)$$

Εντάσσοντας, γενικά, το ρίσκο στα προβλήματα στοχαστικής βελτιστοποίησης αυτής της κατηγορίας απαιτείται να ακολουθηθεί μία προσέγγιση πολλών αντικειμενικών συναρτήσεων (πολυκριτηριακή). Επομένως, με αυτό τον τρόπο εισάγονται και οι λεγόμενοι συντελεστές βαρύτητας (σταθμίσεις των αντικειμενικών συναρτήσεων), ώστε ο εκάστοτε διαχειριστής του συστήματος να είναι σε θέση λήψης αποφάσεων ανάλογα με τις ιδιαίτερες καταστάσεις π.χ. αν επιθυμεί να μηδενίσει το ρίσκο είτε αν δεν τον ενδιαφέρει το ρίσκο και θέλει να έχει το ελάχιστο δυνατό κόστος λειτουργίας.

1^η ΜΕΛΕΤΗ - ΣΥΜΒΟΛΗ

5.4. ΠΟΛΥΚΡΙΤΗΡΙΑΚΗ ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΜΕ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΟΥΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥΣ ΣΕ ΣΗΕ ΜΕ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΗΘ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ

5.4.1. Εισαγωγή

Η οικονομική κατανομή φορτίου στοχεύει στη βέλτιστη κατανομή της ισχύος μεταξύ των εγκατεστημένων μονάδων παραγωγής σε ένα ΣΗΕ με σκοπό την κάλυψη του φορτίου ζήτησης. Η υψηλή διείδυση των ΑΠΕ καθώς και η χρήση μονάδων ΣΗΘ εγείρουν την ανάγκη να ληφθούν υπόψη στη διαδικασία βελτιστοποίησης οι ιδιαιτερότητες της λειτουργίας τους. Στην περίπτωση συμμετοχής των ΣΗΘ, ο εκάστοτε υπεύθυνος διαχειριστής του ΣΗΕ πρέπει να χρησιμοποιήσει και την μεταβλητή που εκφράζει την παραγωγή θερμικής ισχύος έτσι ώστε να καλύπτεται τόσο η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας όσο και η αντίστοιχη ζήτηση θερμικής ενέργειας, [272], [273], [274].

Τα τελευταία χρόνια, λόγω της αυξανόμενης ανησυχίας σε θέματα γύρω από την προστασία του περιβάλλοντος, έχει προστεθεί στις μελέτες και η ελαχιστοποίηση των εκπομπών αερίων ρύπων, όπως το CO₂, SO₂ και NO_x. Επομένως, η αύξηση της διείδυσης των ΑΠΕ στα παραδοσιακά ΣΗΕ καθίσταται αναγκαία προκειμένου να μειωθεί η χρήση των ορυκτών καυσίμων από τις θερμικές μονάδες παραγωγής.

Συνήθως, τα ντετερμινιστικά μοντέλα οικονομικής κατανομής φορτίου είναι ανεπαρκή για πραγματικές εφαρμογές, λόγω της αβεβαιότητας για ακριβή πρόβλεψη βασικών μεγεθών όπως η ζήτηση φορτίου, η αιολική παραγωγή ισχύος, η ηλιακή ακτινοβολία κ.λπ.. Έτσι, τα μεγέθη αυτά μπορούν να επηρεάσουν σημαντικά την οικονομική, σταθερή και ασφαλή λειτουργία του ΣΗΕ. Ο μετασχηματισμός των ντετερμινιστικών εξισώσεων επίλυσης των διαφόρων προβλημάτων βελτιστοποίησης στις αντίστοιχες στοχαστικές βοηθά στην αντιμετώπιση των παραπάνω αρνητικών συνεπειών, [272], [274], [275], [276], [277], [278]. Ειδικά, για την παραγωγή αιολικής ισχύος η οποία είναι η πιο απρόβλεπτη από τις ΑΠΕ λόγω των έντονων διακυμάνσεων της ταχύτητας του ανέμου, η στοχαστική αντιμετώπιση κρίνεται αναγκαία. Στις μέρες μας σημαντική πρόοδος έχει επιτευχθεί στον τομέα της πρόβλεψης και αξιολόγησης της παραγωγής αιολικής ισχύος. Στην αναφορά, [279], προτείνεται η ενσωμάτωση της αιολικής παραγωγής στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής. Ο χαρακτηρισμός της ταχύτητας του ανέμου ως τυχαίας μεταβλητής που ακολουθεί την κατανομή Weibull και ο τρόπος εξαγωγής της αιολικής ισχύς εξόδου αποτελεί τη βάση για την εν λόγω μελέτη. Στην βιβλιογραφία έχουν αναπτυχθεί και άλλα τρόποι εύρεσης της αιολικής ισχύος εξόδου. Αρκετά μοντέλα χρησιμοποιούν ασαφή (fuzzy) λογική, όπως στην αναφορά, [280], ή χρησιμοποιούν μετεωρολογικά δεδομένα για να εκπαιδεύσουν νευρωνικά δίκτυα για κάθε ανεμογεννήτρια, ώστε να εκτιμήσουν την αιολική παραγωγή, [281]. Για την περίπτωση των μη διασυνδεδεμένων νησιωτικών δικτύων της Ελλάδας έχει εισαχθεί ένα μοντέλο για την εκτίμηση παραγωγής αιολικής ισχύος, που και πάλι βασίζεται στην κατανομή Weibull, [282]. Το ίδιο μοντέλο, βασιζόμενο σε πραγματικά δεδομένα φορτίου και περιορισμούς διείδυσης αιολικής ισχύος, χρησιμοποιείται στην αναφορά [283], συνδυαζόμενο με την πιθανοτική ανάλυση.

Λόγω των διακυμάνσεων του ανέμου και των απρόβλεπτων χαρακτηριστικών του, η ενσωμάτωση της αιολικής ισχύος σε ένα ΣΗΕ απαιτεί ειδική μέριμνα από την πλευρά του λειτουργού του συστήματος για λόγους ευστάθειας και ασφάλειας. Η απελευθέρωση των αγορών ενέργειας έφερε τους λειτουργούς των ΣΗΕ μπροστά σε μία πιο πολύπλοκη διαδικασία λήψης αποφάσεων, η οποία πρέπει να συμπεριληφθεί στη μαθηματική διατύπωση του προβλήματος, [284], [285].

Όσον αφορά τις τεχνικές βελτιστοποίησης για το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής, οι παραδοσιακές μέθοδοι στηρίζονται στη μέθοδο των πολλαπλασιαστών Lagrange, [284] και στις μεθόδους με διαφορικά (συνεχείς διαφορίσιμες συναρτήσεις κ.τ.λ.), ενώ κατά τη διαδικασία επίλυσης των εξισώσεων τα προβλήματα αρχίζουν να παρουσιάζονται όταν οι συναρτήσεις προς διαφόριση καθίστανται αδύνατες ή τα εφικτά σύνολα για τη λύση δεν είναι κυρτά ή είναι πολλών διαστάσεων, [286], [287]. Για να ξεπεραστούν τα παραπάνω προβλήματα καθώς και ζητήματα μη γραμμικότητας των συναρτήσεων συμμετοχής στα προβλήματα βελτιστοποίησης αναπτύχθηκαν εξελικτικοί αλγόριθμοι και μετεωριστικές μέθοδοι επίλυσης, [272], [288], [289], [290], [291], [292], [293].

Στις επόμενες παραγράφους θα εξεταστεί το πρόβλημα της στοχαστικής πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης στο τροποποιημένο δίκτυο IEEE των 30 ζυγών με ενσωμάτωση μονάδων ΣΗΘ απομάστευσης καθώς και μονάδων παραγωγής αιολικής ισχύος. Για πρώτη φορά στην αντικειμενική

συνάρτηση προς βελτιστοποίηση θα εισαχθεί εκτός από τις συναρτήσεις λειτουργικού κόστους των μονάδων παραγωγής, τις συναρτήσεις εκπομπών αερίων ρύπων και μία συνάρτηση που θα εκφράζει την ασφάλεια του εξεταζόμενου ΣΗΕ λόγω της διείσδυσης των μονάδων παραγωγής αιολικής ισχύος. Η λύση του γενικού προβλήματος βελτιστοποίησης επιτυγχάνεται με τη χρησιμοποίηση της μεθόδου PSO (Particle Swarm Optimization).

5.4.2. Μαθηματική Έκφραση Της Αναμενόμενης Συνάρτησης Συνολικού Λειτουργικού Κόστους

Το εξεταζόμενο ΣΗΕ περιλαμβάνει τέσσερις (4) διαφορετικούς τύπους μονάδων παραγωγής ισχύος (παράγραφοι 2.14, 2.15):

- i) Τις συμβατικές θερμικές μονάδες για την παραγωγή μόνο ηλεκτρικής ισχύος, P_i με συνολικό λειτουργικό κόστος:

$$C_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (5.4.a)$$

όπου α_i , β_i , γ_i εκφράζουν τους συντελεστές κόστους για την i -οστή μονάδα και έστω, N_p ο αριθμός των μονάδων.

- ii) Τις συμβατικές θερμικές μονάδες για την παραγωγή μόνο θερμικής ισχύος, T_k με συνολικό λειτουργικό κόστος:

$$C_k(T_k) = a_k + \delta_k T_k + \theta_k T_k^2 \quad (5.4.b)$$

όπου a_k , δ_k , θ_k εκφράζουν τους συντελεστές κόστους για την k -οστή μονάδα και έστω, N_h ο αριθμός των μονάδων.

- iii) Τις μονάδες ΣΗΘ με απομάστευση για παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος, O_j και θερμικής ισχύος, H_j με συνολική συνάρτηση λειτουργικού κόστους:

$$C_j(O_j, H_j) = \alpha_j + \beta_j O_j + \gamma_j O_j^2 + \delta_j H_j + \theta_j H_j^2 + \xi O_j H_j \quad (5.4.c)$$

όπου α_j , β_j , γ_j , δ_j , θ_j εκφράζουν τους συντελεστές κόστους της j -οστής μονάδας και έστω, N_c ο αριθμός των μονάδων.

- iv) Τις μονάδες παραγωγής αιολικής ισχύος (N_w) – αιολικά πάρκα. Θεωρούμε ότι ένα αιολικό πάρκο μπορεί να αποτελείται από μία ή πολλές ανεμογεννήτριες. Από τον εκάστοτε λειτουργό του συστήματος, σχετικά με τη διείσδυση αιολικής ισχύος, εισάγεται η συνάρτηση, μ για να δηλώσει το επίπεδο ασφάλειας του συστήματος, [284], [285]. Στην περίπτωση αυτή η μαθηματική έκφραση της συνάρτησης, μ έχει ως ακολούθως:

$$\mu = \begin{cases} 1, & W \leq W(P_D)_{\min} \\ \frac{W(P_D)_{\max} - W}{W(P_D)_{\max} - W(P_D)_{\min}}, & W_{\min} \leq W \leq W_{\max} \\ 0, & W \geq W(P_D)_{\max} \end{cases} \quad (5.4.d)$$

ή ισοδύναμα με όρους λειτουργικού κόστους:

$$\mu = \begin{cases} 1 & \text{όταν } WC \leq WC(P_D)_{\min} \\ \frac{WC(P_D)_{\max} - WC}{WC(P_D)_{\max} - WC(P_D)_{\min}} & \text{όταν } WC_{\min} \leq WC \leq WC_{\max} \\ 0 & \text{όταν } WC \geq WC(P_D)_{\max} \end{cases} \quad (5.4.d')$$

όπου, W είναι η αιολική ισχύς που συμμετέχει στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής, $W(P_D)_{\min}$ είναι το κατώτατο όριο διείσδυσης αιολικής ισχύος κάτω από το οποίο το σύστημα θεωρείται ασφαλές, $W(P_D)_{\max}$ είναι το ανώτατο όριο διείσδυσης αιολικής ισχύος πάνω από το οποίο το σύστημα είναι μη ασφαλές (ασταθές) λόγω των έντονων διαταραχών του ανέμου. Τόσο η παράμετρος $W(P_D)_{\min}$ όσο και η $W(P_D)_{\max}$ εξαρτώνται από το συνολικό φορτίο ζήτησης που συμμετέχει στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου (θεωρείται γραμμική η σχέση αυτή). Επίσης, $WC = \sum_{i=1}^{N_w} WC_i$ εκφράζει το τρέχον κόστος (κόστη λειτουργίας) της αιολικής παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος που συμμετέχει στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου, $WC(P_D)_{\min}$ είναι το κατώτατο όριο κόστους της διείσδυσης αιολικής ισχύος, ισχύ κάτω από το οποίο το σύστημα θεωρείται ασφαλές, $WC(P_D)_{\max}$ είναι το ανώτατο όριο κόστους αιολικής παραγωγής πάνω από το οποίο το σύστημα είναι μη ασφαλές λόγω των μεταβολών του

ανέμου. Και τα δύο μεγέθη εξαρτώνται από το συνολικό φορτίο ζήτησης που συμμετέχει στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου.

Εξαιτίας, λοιπόν, της αβεβαιότητας προσδιορισμού της διαθέσιμης αιολικής ενέργειας, παράγοντες υπερεκτίμησης και υποεκτίμησης για τη διαθέσιμη αιολική ενέργεια θα πρέπει να συμπεριληφθούν. Ο παράγοντας υπερεκτίμησης εύκολα εξηγείται αφού εάν υποτεθεί ένα καθορισμένο επίπεδο διαθέσιμης αιολικής ισχύος το οποίο δεν ανταποκρίνεται τη χρονική στιγμή που θα απαιτηθεί τότε επιπλέον ισχύς θα πρέπει να αγοραστεί από εναλλακτικές πηγές ή φορτία να αποκοπούν. Στην περίπτωση της υποεκτίμησης, εάν η διαθέσιμη ισχύς το δεδομένο χρονικό διάστημα είναι περισσότερη από την υποτιθέμενη, τότε ισχύς θα χαθεί και είναι λογικό για τον λειτουργό του συστήματος να πληρώσει ένα κόστος στον παραγωγό αιολικής ισχύος γι' αυτό το «χάσιμο». Η πλεονάζουσα αιολική ισχύς μπορεί να πωληθεί σε παρακείμενα ηλεκτρικά συστήματα ή να επαναπροσδιοριστούν οι παραγωγές των συμβατικών σταθμών μέσω νέας οικονομικής κατανομής φορτίου. Διαφορετικά, χάνεται άσκοπα η πλεονάζουσα διαθέσιμη αιολική ισχύς. Προφανώς, αυτές οι περιπτώσεις μπορεί να μοντελοποιηθούν μέσω συναρτήσεων ποινής κόστους τόσο για την περίπτωση της υποεκτίμησης όσο και για την αντίστοιχη της υπερεκτίμησης. Στην παρούσα μελέτη ενσωματώνουμε μόνο την περίπτωση της υποεκτίμησης.

Για να χρησιμοποιηθεί όπου απαιτείται και είναι αναγκαίο από τον λειτουργό του συστήματος μικρότερη αιολική ισχύ (W_l) από τη διαθέσιμη (W_{av}), εισάγεται μία συνάρτηση ποινής κόστους για τη διαφορά της διαθέσιμης αιολικής ισχύος από την προγραμματισμένη. Η εν λόγω συνάρτηση μπορεί να χρησιμοποιηθεί ανεξάρτητα από το αν ο λειτουργός του συστήματος είναι ιδιοκτήτης η μη των αιολικών μονάδων (ή πάρκων). Η συνάρτηση ποινής κόστους υποεκτίμησης της αιολικής παραγωγής για κάθε ανεμογεννήτρια εκφράζεται ως ακολούθως:

$$C_{w,l}(W_{av,l} - W_l) = k_{p,l}(W_{av,l} - W_l) \quad (5.4.ε)$$

όπου $k_{p,l}$ ο συντελεστής ποινής κόστους υποεκτίμησης για την l -οστή αιολική μονάδα, $W_{av,l}$ η διαθέσιμη ισχύς από την l -οστή αιολική μονάδα. Η διαθέσιμη ισχύς θεωρείται μια τυχαία μεταβλητή που ορίζεται στο διάστημα $[0, w_{r,l}]$, όπου $w_{r,l}$ η ονομαστική ισχύς εξόδου για κάθε αιολική μονάδα (ή πάρκο) ως άθροισμα των επιμέρους ανεμογεννητριών, όπως θα αναλυθεί λεπτομερέστερα παρακάτω.

Με βάση τα ανωτέρω, η συνάρτηση του συνολικού λειτουργικού κόστους τυποποιείται ως ακολούθως:

$$J_1 = \sum_{i=1}^{N_P} C_i(P_i) + \sum_{j=1}^{N_G} C_j(O_j, H_j) + \sum_{k=1}^{N_H} C_k(T_k) - \mu \times \Delta WC + WC_{max} + \sum_{l=1}^{N_W} C_{w,l}(W_{av,l} - W_l) \quad (5.4.στ)$$

Όπου $\Delta WC = WC_{max} - WC_{min}$.

Η στοχαστική έκφραση της αντικειμενικής συνάρτησης J_1 σχηματίζεται υποθέτοντας την ηλεκτρική και τη θερμική ζήτηση ως τυχαίες μεταβλητές. Έτσι το αναμενόμενο λειτουργικό κόστος μπορεί να δοθεί ως ακολούθως:

$$\begin{aligned} \bar{J}_1 = & \sum_{i=1}^{N_P} \{a_i + \beta_i \bar{P}_i + \gamma_i (\bar{P}_i^2 + Var(P_i))\} + \sum_{j=1}^{N_G} \{a_j + \beta_j \bar{O}_j + \gamma_j (\bar{O}_j^2 + Var(O_j)) + \delta_j \bar{H}_j \\ & + \theta_j (\bar{H}_j^2 + Var(H_j)) + \xi_j (\bar{O}_j \bar{H}_j + Cov(O_j, H_j))\} + \sum_{k=1}^{N_H} \{a_k + \delta_k \bar{T}_k + \theta_k (\bar{T}_k^2 + Var(T_k))\} - \bar{\mu} \Delta WC + \\ & WC_{max} + \sum_{l=1}^{N_W} k_{p,l} (\bar{W}_{av,l} - \bar{W}_l) \end{aligned} \quad (5.4.ζ)$$

όπου $Var(P_i) = V^2(P_i) \bar{P}_i^2$, $Var(T_k) = V^2(T_k) \bar{T}_k^2$, $Cov(O_j, H_j) = C^2(O_j, H_j) \bar{O}_j \bar{H}_j$, και $V(\cdot)$, $C(\cdot)$ οι Συντελεστές Διακύμανσης αντίστοιχα.

Η αναμενόμενη τιμή της διαφοράς μεταξύ της υπολογισθείσας για τη βέλτιστη κατανομή ισχύος των ανεμογεννητριών από την προβλεπόμενη διαθέσιμη αιολική ισχύ προκύπτει από τη τυχαία μεταβλητή, Z_l :

$$Z_l = W_{av,l} - W_l \quad (5.4.η)$$

Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (pdf) της Z_l προκύπτει μέσω συνέλιξης αφού σύμφωνα με την ανωτέρω σχέση ισούται με τη διαφορά δύο γνωστών τυχαίων μεταβλητών οι οποίες ακολουθούν διαφορετικές κατανομές. Η τυχαία μεταβλητή, $W_{av,l}$ έχει μια pdf, η οποία υπολογίζεται παρακάτω, που προκύπτει μέσω του μετασχηματισμού της τυχαίας μεταβλητής της ταχύτητας του ανέμου ενώ η αντίστοιχη pdf της W_l προκύπτει από την pdf της ζήτησης φορτίου (έχει υποτεθεί ότι ακολουθεί κανονική κατανομή για λόγους απλότητας). Επομένως, ισχύει:

$$h_l(Z) = f_{w,l}(W_{av,l}) * g_l(-W_l) = \int_0^{w_{r,l}} f_{w,l}(W_{av,l}) g_l(Z - W_{av,l}) dW_{av,l} \quad (5.4.\theta)$$

$$E\{Z\} = \int_0^{w_{r,l}} (z \int_0^{w_{r,l}} f_{w,l}(w) g_l(z - w) dw) dz \quad (5.4.i)$$

όπου $w_{r,l}$ η ονομαστική ισχύς του l -οστού αιολικού πάρκου και w_l η μεταβλητή απόφασης για την αιολική ισχύ.

5.4.3. Υπολογισμός Της pdf Για Τη Διαθέσιμη Αιολική Ισχύ

Η τυχαία μεταβλητή της ισχύος εξόδου είναι συνεχής στο διάστημα $(0, w_r)$ και έχει διακριτές τιμές για ισχύ εξόδου 0 και w_r , αφού ακολουθεί την προσέγγιση της ταχύτητας του ανέμου μέσω της κατανομής Weibull, σύμφωνα με την αναφορά, [283]. Η κατανομή της ταχύτητας του ανέμου μπορεί λοιπόν να μετασχηματισθεί σε ισχύ εξόδου της ανεμογεννήτριας, έτσι ώστε να χρησιμοποιηθεί στο μαθηματικό μοντέλο της οικονομικής κατανομής. Αυτός ο μετασχηματισμός, αν υποθεθεί μια γραμμική εξάρτηση μεταξύ ταχύτητας (V) και ενεργού ισχύος εξόδου (W), εκφράζεται μαθηματικά ως ακολούθως:

$$W = T(V) = aV + b \quad (5.4.k)$$

Επομένως:

$$f_w(w) = f_v[T^{-1}(w)] \left[\frac{dT^{-1}(w)}{dw} \right] = f_v\left(\frac{w-b}{a}\right) \left| \frac{1}{a} \right| \quad (5.4.l)$$

όπου V είναι η τυχαία μεταβλητή της ταχύτητας του ανέμου, W είναι η τυχαία μεταβλητή της ενεργού ισχύος εξόδου της ανεμογεννήτριας, T είναι ο εκάστοτε μετασχηματισμός (εδώ γραμμικός), w η τιμή ενεργού ισχύος εξόδου της ανεμογεννήτριας και v η τιμή της ταχύτητα του ανέμου. Χρησιμοποιώντας τη κατανομή Weibull, οι διακριτές τιμές της ισχύος εξόδου της ανεμογεννήτριας μπορούν να εκφραστούν ως, [279]:

$$P_r\{W = 0\} = F_v(v_l) + (1 - F_v(v_o)) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v_l}{c}\right)^k\right) + \exp\left(-\left(\frac{v_o}{c}\right)^k\right) \quad (5.4.μ)$$

$$P_r\{W = w_r\} = F_v(v_o) - F_v(v_r) = \exp\left(-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{v_o}{c}\right)^k\right) \quad (5.4.ν)$$

$$f_w(w) = \frac{kv_l}{c} \left(\frac{(1+\rho l)v_r}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{(1+\rho l)v_r}{c}\right)^k\right) \quad (5.4.ξ)$$

όπου $\rho = w/w_r$ είναι ο λόγος της ισχύος εξόδου των ανεμογεννητριών προς την ονομαστική τους ισχύ και $l = (v_r - v_l)/v_l$ είναι ο λόγος του γραμμικού εύρους της ταχύτητας του ανέμου προς την ταχύτητα ένταξης.

Οι παραπάνω σχέσεις χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό του κόστους ποινής μη χρησιμοποίησης ολόκληρης της διαθέσιμης αιολικής ισχύος στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου.

5.4.4. Μαθηματικές Εκφράσεις Για Την Αναμενόμενη Απόκλιση Παραγωγής Ηλεκτρικής και Θερμικής Ισχύος (Ρίσκο Κάλυψης Ισχύος)

Η αναμενόμενη απόκλιση ανάμεσα στην προγραμματισμένη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος και στη ζήτηση ισχύος μπορεί να μοντελοποιηθεί με τη χρήση της αναμενόμενης ή προσδοκώμενης έκφρασης του τετραγώνου της μη ικανοποίησης του φορτίου ζήτησης (ηλεκτρικού και θερμικού αντίστοιχα) και δίνεται από τη σχέση:

$$\bar{J}_2 = E \left\{ \left(p_D + p_L - \sum_{i=1}^{N_p} P_i - \sum_{j=1}^{N_c} O_j - \sum_{l=1}^{N_w} W_l \right)^2 \right\} \quad (5.4.o)$$

όπου, p_D είναι η ζήτηση ισχύος και p_L οι ενεργές ηλεκτρικές απώλειες του εξεταζόμενου ΣΗΕ. Η ανάπτυξη της ανωτέρω σχέσης, σύμφωνα και με την ανάλυση που προηγήθηκε, οδηγεί στην παρακάτω αναλυτικότερη έκφραση:

$$\begin{aligned} \bar{J}_2 = & \sum_{i=1}^{N_p} Var(P_i) + \sum_{j=1}^{N_c} Var(O_j) + \sum_{l=1}^{N_w} Var(W_l) + 2 \sum_{i=1}^{N_p-1} \sum_{m=i+1}^{N_p} Cov(P_i, P_m) \\ & + 2 \sum_{j=1}^{N_c-1} \sum_{m=j+1}^{N_c} Cov(O_j, O_m) + 2 \sum_{l=1}^{N_w-1} \sum_{m=l+1}^{N_w} Cov(W_l, W_m) + \\ & 2 \sum_{i=1}^{N_p} \sum_{j=1}^{N_c} Cov(P_i, O_j) + 2 \sum_{i=1}^{N_p} \sum_{l=1}^{N_w} Cov(P_i, W_l) + 2 \sum_{j=1}^{N_c} \sum_{l=1}^{N_w} Cov(O_j, W_l) \end{aligned} \quad (5.4.π)$$

Ακριβώς με παρόμοιο τρόπο μπορεί να περιγραφεί και η αναμενόμενη θερμική απόκλιση, $\bar{J}_3$:

$$\bar{J}_3 = E \left\{ \left(h_D - \sum_{j=1}^{N_c} H_j - \sum_{k=1}^{N_h} T_k \right)^2 \right\} \quad (5.4.π')$$

$$\overline{J_3} = \sum_{j=1}^{N_c} Var(H_j) + \sum_{k=1}^{N_h} Var(T_k) + 2 \sum_{j=1}^{N_c-1} \sum_{m=j+1}^{N_c} Cov(H_j, H_m) + 2 \sum_{k=1}^{N_h-1} \sum_{m=k+1}^{N_h} Cov(T_k, T_m) + 2 \sum_{j=1}^{N_c} \sum_{k=1}^{N_h} Cov(H_j, T_k) \quad (5.4.π'')$$

5.4.5. Μαθηματική Έκφραση Των Αναμενόμενων Εκπομπών Αερίων Ρύπων CO₂, SO₂, NO_x

Οι συνολικές εκπομπές σε ton/hour των αερίων ρύπων SO₂ και NO_x εκφράζονται αθροιστικά μέσω μίας τετραγωνικής συνάρτησης της ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής, μέσω ενός εκθετικού συντελεστή για τις συμβατικές θερμικές μονάδες παραγωγής και μέσω ενός γραμμικού συντελεστή για τις μονάδες ΣΗΘ με απομάστευση. Η τελική σχέση δίνεται ως ακολούθως:

$$I_4 = \sum_{i=1}^{N_p} \{10^{-2} (a_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2) + \zeta_i e^{\lambda_i P_i}\} + \sum_{j=1}^{N_c} \{(\theta_j + \eta_j) O_j\} + \sum_{k=1}^{N_h} \{(\pi_k + \rho_k) T_k\} \quad (5.4.ρ)$$

όπου P_i είναι η ισχύς εξόδου των συμβατικών μονάδων παραγωγής, O_j είναι η ισχύς εξόδου των μονάδων ΣΗΘ με απομάστευση και a_i, β_i, γ_i, ζ_i, λ_i είναι οι συντελεστές εκπομπών αερίων ρύπων για τις παραδοσιακές θερμικές μονάδες παραγωγής, θ_j, η_j είναι οι συντελεστές εκπομπών αερίων ρύπων για τις μονάδες ΣΗΘ και π_k, ρ_k οι συντελεστές εκπομπών για τις μονάδες αποκλειστικά παραγωγής θερμικής ισχύος, αντίστοιχα.

Λαμβάνοντας τις αναμενόμενες τιμές των τυχαίων μεταβλητών και χρησιμοποιώντας σειρές Taylor για τον εκθετικό μέρος η σχέση (5.4.ρ) παίρνει τη μορφή:

$$\overline{I_4} = \sum_{i=1}^{N_p} \left\{ 10^{-2} \left(a_i + \beta_i \overline{P_i} + \gamma_i (\overline{P_i}^2 + Var(P_i)) \right) + \zeta_i + \zeta_i \lambda_i \overline{P_i} + \frac{\zeta_i \lambda_i}{2} (\overline{P_i}^2 + Var(P_i)) \right\} + \sum_{j=1}^{N_c} \{(\theta_j + \eta_j) \overline{O_j}\} + \sum_{k=1}^{N_h} \{(\pi_k + \rho_k) \overline{T_k}\} \quad (5.4.σ)$$

Με τον ίδιο τρόπο, οι εκπομπές CO₂ μπορούν να προσεγγισθούν από μία γραμμική εξίσωση της ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής και με ένα στοχαστικό μετασχηματισμό ως ακολούθως:

$$\overline{I_{4c}} = \sum_{i=1}^{N_p} \tau_i \overline{P_i} + \sum_{j=1}^{N_c} \kappa_j \overline{O_j} + \sum_{k=1}^{N_h} \sigma_k \overline{T_k} \quad (5.4.τ)$$

όπου τ_i, κ_j, σ_k οι συντελεστές εκπομπών CO₂.

5.4.6. Μαθηματική Έκφραση Της Αναμενόμενης Ασφάλειας Του ΣΗΕ Λόγω Της Διείσδυσης Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Ισχύος

Σύμφωνα με την ανάλυση που προηγήθηκε, ο εκάστοτε λειτουργός του ΣΗΕ πρέπει να αποφασίσει το ποσοστό διείσδυσης αιολικής ισχύος εξασφαλίζοντας παράλληλα τις συνθήκες ασφαλείας λόγω προβλημάτων δυναμικής ευστάθειας εξαιτίας των διακυμάνσεων του ανέμου. Από τις σχέσεις (5.4.δ) και (5.4.δ') είναι φανερό ότι όσο η τιμή της συνάρτησης, μ είναι μεγαλύτερη τόσο πιο ασφαλές είναι το σύστημα, αυξάνοντας ταυτόχρονα το κόστος λειτουργίας αλλά και τις εκπομπές αερίων ρύπων. Κατά τη διαδικασία της βελτιστοποίησης, ο στόχος είναι η ελαχιστοποίηση μιας αντικειμενικής συνάρτησης για την επίτευξη όσο το δυνατόν μεγαλύτερης ασφάλειας του συστήματος. Γι' αυτό ορίζουμε την αντικειμενική συνάρτηση προς ελαχιστοποίηση:

$$\overline{f_5} = \frac{1}{\mu} \quad (5.4.υ)$$

5.4.7. Μαθηματικές Εκφράσεις Για Τους Αναμενόμενους Περιορισμούς Του Προβλήματος

i) Η συνολική αναμενόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος πρέπει να καλύπτει τη συνολική αναμενόμενη ηλεκτρική ζήτηση και τις αναμενόμενες απώλειες ενεργού ισχύος στις γραμμές μεταφοράς του ΣΗΕ (ισοζύγιο ενεργού ισχύος):

$$\overline{P_D} + \overline{P_L} - \sum_{i=1}^{N_p} \overline{P_i} - \sum_{j=1}^{N_c} \overline{O_j} - \sum_{k=1}^{N_h} \overline{W_k} = 0 \quad (5.4.φ)$$

όπου $\overline{P_L}$ είναι η αναμενόμενες ενεργές απώλειες του ΣΗΕ οι οποίες εκφράζονται μέσω των συντελεστών απωλειών του Kron (Κεφάλαιο 2, παράγραφος 2.17.1):

$$\overline{P_L} = \sum_{i=1}^{N_p} \sum_{m=1}^{N_p} P_i B_{im} P_m + \sum_{i=1}^{N_p} \sum_{j=1}^{N_c} P_i B_{ij} O_j + \sum_{j=1}^{N_c} \sum_{n=1}^{N_c} O_j B_{jn} O_n \quad (5.4.χ)$$

όπου B_{ij} είναι οι συντελεστές ενεργών απωλειών για ένα κλάδο δικτύου που συνδέει τις μονάδες i και j.

- ii) Αντίστοιχα, η συνολική αναμενόμενη παραγωγή θερμικής ισχύος θα πρέπει να ισούται με τη συνολική αναμενόμενη θερμική ζήτηση ισχύος (ισοζύγιο θερμικής ισχύος):

$$\bar{h}_D = \sum_{j=1}^{N_c} \bar{H}_j + \sum_{k=1}^{N_h} \bar{T}_k \quad (5.4.\psi)$$

- iii) Λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα των μονάδων παραγωγής για σταθερή λειτουργία, συμπεριλαμβανομένων και των μονάδων παραγωγής αιολικής ισχύος (ανεμογεννητριών, αιολικών πάρκων), οι αναμενόμενες τιμές περιορίζονται ως ακολούθως:

$$\begin{aligned} P_i^{\min} &\leq \bar{P}_i \leq P_i^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_p \\ O_j^{\min} &\leq \bar{O}_j \leq O_j^{\max}, \quad j = 1, 2, \dots, N_c \\ H_j^{\min} &\leq \bar{H}_j \leq H_j^{\max}, \quad j = 1, 2, \dots, N_c \\ T_k^{\min} &\leq \bar{T}_k \leq T_k^{\max}, \quad k = 1, 2, \dots, N_h \\ 0 &\leq \bar{W}_l \leq w_{v,l}, \quad l = 1, 2, \dots, N_w \\ 0 &\leq \bar{\mu} \leq 1 \end{aligned} \quad (5.4.\omega)$$

όπου $P^{\min}$, $P^{\max}$, $O^{\min}$, $O^{\max}$ τα όρια ενεργού ισχύος των συμβατικών θερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος και των μονάδων ΣΗΘ με απομάστευση, w_v η ονομαστική ισχύς εξόδου των ανεμογεννητριών και $H^{\min}$, $H^{\max}$, $T^{\min}$, $T^{\max}$ τα όρια παραγωγής θερμικής ισχύος των μονάδων ΣΗΘ και των μονάδων που παράγουν αποκλειστικά θερμική ισχύ.

- iv) Επίσης, θα πρέπει:

$$\sum_{l=1}^{N_w} \bar{W}_l = W_{\max} - \bar{\mu} \Delta W \quad (5.4.\omega\alpha)$$

- v) Τέλος, θα πρέπει η επιλεγόμενη ισχύς από τις ανεμογεννήτριες να μην υπερβαίνει την αναμενόμενη διαθέσιμη αιολική ισχύ:

$$W_{\max} - \bar{\mu} \Delta W \leq \sum_{l=1}^{N_w} \bar{W}_{av,l} \quad (5.4.\omega\beta)$$

Συνεπώς το αρχικό πρόβλημα στοχαστικής βελτιστοποίησης είναι ένα στοχαστικό πολυκριτηριακό πρόβλημα ελαχιστοποίησης που τυποποιείται ως:

$$\min \{J_1, J_2, J_3, J_5\} \quad (5.4.\omega\gamma)$$

με τους περιορισμούς των εξισώσεων (5.4.φ)-(5.4.ωβ) και με τους περιορισμούς εκπομπών αερίων ρύπων CO_2 να είναι:

$$J_{4c} \leq \Pi \quad (5.4.\omega\delta)$$

όπου Π να είναι το άνω όριο εκπομπών αερίων ρύπων CO_2 σε ton/hour.

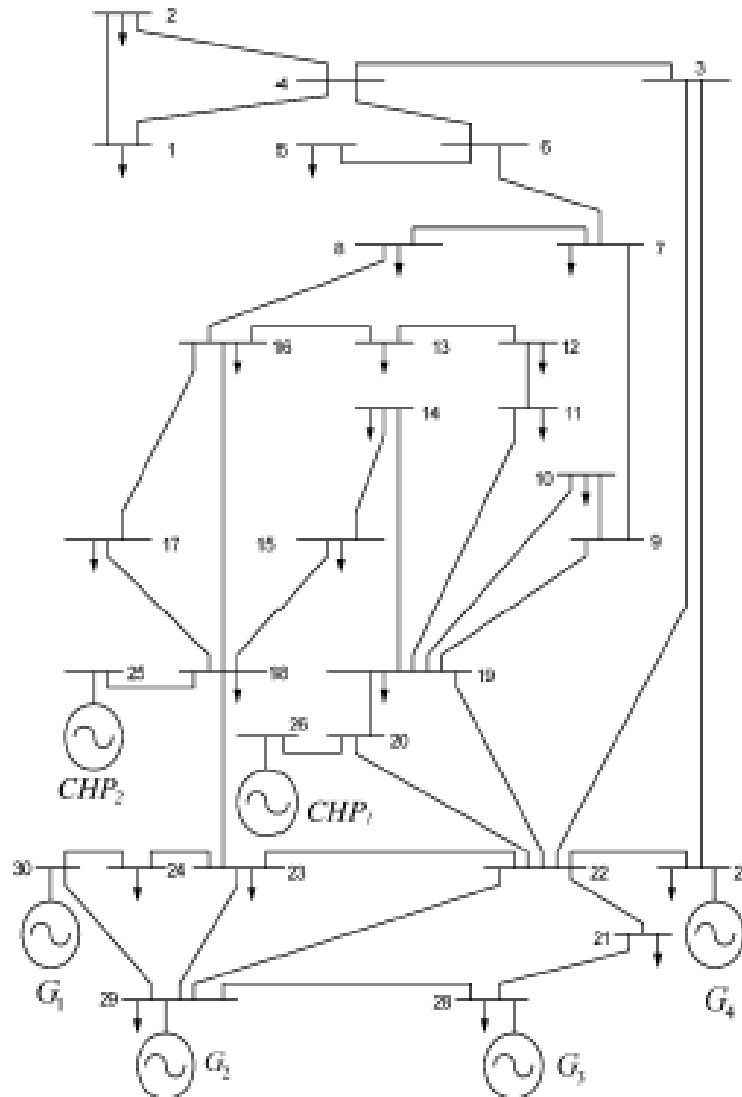
5.4.8. Προτεινόμενη Μέθοδος Επίλυσης Του Προβλήματος Της Πολυκριτηριακής Βελτιστοποίησης

Για την επίλυση του προβλήματος χρησιμοποιήθηκε μια τροποποιημένη μέθοδος PSO (MOPSO) όπως περιγράφεται στην αναφορά, [291], [292], [293], [294], [295]. Επίσης, τα αποτελέσματα συγκρίνονται και με την κλασική μέθοδο των πολλαπλασιαστών Lagrange.

5.4.9. Δίκτυο Μελέτης Και Δεδομένα Του Προβλήματος

Οι προσομοιώσεις πραγματοποιήθηκαν στο τροποποιημένο ΣΗΕ των 30 ζυγών της IEEE (πίνακες Π.2.δ και Π.2.ε του Παραρτήματος Β). Το εν λόγω δίκτυο περιλαμβάνει δύο (2) μονάδες ΣΗΘ με απομάστευση και είκοσι (20) αιολικά πάρκα σε πραγματική λειτουργία του αυτόνομου δικτύου της νήσου Κρήτης, σχήμα 5.4.α. Για τα αιολικά πάρκα οι συντελεστές της κατανομής Weibull προσεγγίστηκαν με τη χρήση των στατιστικών εργαλείων του Matlab και πραγματικών ετήσιων αιολικών δεδομένων. Στους πίνακες 5.4.α-δ δίνονται όλα τα δεδομένα των μονάδων παραγωγής και δικτύου, [271], [277], [278]. Η συνολική ζήτηση ισχύος είναι 2,384α.μ. (Ανά Μονάδα-α.μ. Σύστημα με Βάση Ισχύος τα 100MVA) και η θερμική ζήτηση είναι 0,8α.μ.. Τα άνω και κάτω όρια διείσδυσης της αιολικής ισχύος είναι ρυθμισμένα στο 0,8α.μ. (33% της συνολικής ζήτησης) και το 0,3α.μ. (12,58% της συνολικής ζήτησης), το δε κόστος ποινής για την υποεκτίμηση της αιολικής παραγωγής είναι 30\$/α.μ. και η τιμή αποζημίωσης της αιολικής ισχύος κυμαίνεται σε 120\$/α.μ., 150\$/α.μ. και 180\$/α.μ. (Ισοτιμία 1€=1,38\$). Ο Συντελεστής της Διακύμανσης όλων των τυχαίων μεταβλητών επιλέγεται να είναι 0,2 και ο Συντελεστής Συσχέτισης κάθε ζευγαριού τυχαίων μεταβλητών ρυθμίζεται στο 0,3. Οι συντελεστές εκπομπών αερίων ρύπων των μονάδων ΣΗΘ που

χρησιμοποιήθηκαν είναι $\theta_j=0,00015$, $\eta_j=0,0015$ και $\kappa_j=0,2$ για SO_2 , NO_x και CO_2 , αντίστοιχα, και για την μονάδα παραγωγής μόνο θερμικής ισχύος $\pi_k=0,0008$, $\rho_k=0,001$ και $\sigma_k=0,4$ αντίστοιχα.



Σχήμα 5.4.α. Το Τροποποιημένο ΣΗΕ 30 Ζυγών Της IEEE Με Δύο (2) Μονάδες ΣΗΘ Απομάστευσης.

Πίνακας 5.4.α.

Συντελεστές Ενεργών Απωλειών Κατά Kron Για Το Δίκτυο Του Σχήματος 5.4.α.

$$B_{ij} = \begin{bmatrix} 0.1382 & -0.0299 & 0.0044 & -0.0022 & -0.0010 & -0.0008 \\ -0.0299 & 0.0487 & -0.0025 & 0.0004 & 0.0016 & 0.0041 \\ 0.0044 & -0.0025 & 0.0182 & -0.0070 & -0.0066 & -0.0066 \\ -0.0022 & 0.0004 & -0.0070 & 0.0137 & 0.0050 & 0.0033 \\ -0.0010 & 0.0016 & -0.0066 & 0.0050 & 0.0109 & 0.0005 \\ -0.0008 & 0.0041 & -0.0066 & 0.0033 & 0.0005 & 0.0244 \end{bmatrix}$$

Πίνακας 5.4.β.

Συντελεστές Λειτουργικού Κόστους Και Όρια Των Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Και Θερμικής Ισχύος Καθώς Και Των Μονάδων ΣΗΘ Με Απομάστευση.

ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ						ΜΕΓΙΣΤΑ-ΕΛΑΧΙΣΤΑ ΟΡΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	
	α	β	γ	δ	θ	ξ	MIN (α.μ.)	MAX (α.μ.)
	€/h	€/MWh	€/MW ² h	€/MWh	€/MW ² h	€/MW ² h		
a/a	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ							
G ₁	100	200	10	-	-	-	0,05	0,50
G ₂	120	150	10	-	-	-	0,05	0,60
G ₃	40	180	20	-	-	-	0,05	1,00
G ₄	60	100	10	-	-	-	0,05	1,20
a/a	ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ							
HEAT ₁	110	41	23	-	-	-	0	2
a/a	ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘ ΜΕ ΑΠΟΜΑΣΤΕΥΣΗ (Ο/Η)							
CHP ₁	265	145	34,5	42	30	31	0,05	1
							0	0,6
CHP ₂	125	360	43,5	6	27	11	0,05	0,6
							0	0,6

Πίνακας 5.4.γ.

Συντελεστές Εκπομπών Αερίων Ρύπων CO₂, SO₂ και NO_x Για Τις Θερμικές Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ισχύος.

Μονάδες Παραγωγής	α _i 10 ⁻²	β _i 10 ⁻²	γ _i 10 ⁻²	ξ _i	λ _i	τ _i
G ₁	4,091	-5,554	6,490	2,0e-4	2,857	0,32
G ₂	2,543	-6,047	5,638	5,0e-4	3,333	0,26
G ₃	4,258	-5,094	4,586	1,0e-6	8,000	0,38
G ₄	5,326	-3,550	3,380	2,0e-3	2,000	0,44

Πίνακας 5.4.δ.

Συντελεστές Της Κατανομής Weibull Για Την Ταχύτητα Του Ανέμου Στην Κρήτη.

Τοποθεσία/Ονομασία Αιολικών Μονάδων Κρήτης	Συντελεστές της Κατανομής Weibull	
	k	c
Iweco	1,6259	16,0425
Iweco Χρόνος	0,3346	1,51370
WRE	1,4975	7,70510
Αίολος	1,5930	19,8043
Έντεκα	1,5801	9,61700
Ξηρολίμνη	1,3830	7,87120
Πλαστικά Κρήτης	1,7294	9,80720
Ρόκας	1,9585	10,3270
Τέρνα Ενεργειακή	0,3822	0,07580
Υδροαιολική Κρήτης	0,5180	4,31600

5.4.10. Αποτελέσματα Προσομοίωσης

Ο πίνακας 5.4.ε παρουσιάζει τα αποτελέσματα από την επίλυση του πολυκριτηριακού προβλήματος στοχαστικής βελτιστοποίησης, μόνο με την ενσωμάτωση των μονάδων ΣΗΘ, τόσο με την τροποποιημένη μέθοδο MOPSO όσο και με την κλασική μέθοδο των πολλαπλασιαστών Lagrange, η οποία εκφράζεται μέσω της συνάρτησης fmincon της Matlab. Η μέγιστη μείωση των εκπομπών CO₂ που μπορεί να επιτευχθεί είναι 11%. Για αυτή την τιμή μείωσης-στόχο οι εκπομπές NO_x και SO₂ παρουσίασαν μια μείωση ίση με 3,46%.

Στους πίνακες 5.4.στ, 5.4.ζ και 5.4.η παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης με ενσωμάτωση τόσο των μονάδων ΣΗΘ όσο και των μονάδων παραγωγής αιολικής ισχύος. Η αιολική ενέργεια πωλείται στο δίκτυο για τρεις διαφορετικές τιμές. Ενώ, στους πίνακες 5.4.στ και 5.4.ζ έχουμε μείωση του συνολικού κόστους, όταν αυξάνεται η τιμή αποζημίωσης αιολικής ισχύος (180\$/α.μ.) παρατηρείται αύξηση του συνολικού κόστους, πίνακας 5.4.η, αν και όχι σε μεγάλο ποσοστό. Αυτό βέβαια εγείρει ένα πολιτικό θέμα σχετικά με το ποιος θα επωμισθεί το κόστος της υψηλότερης διείσδυσης αιολικής ισχύος. Λαμβάνοντας υπόψη τις εκπομπές NO_x και SO₂, οι προσομοιώσεις δεν έδειξαν κάποιο ξεκάθαρο αποτέλεσμα για την ενσωμάτωση της αιολικής ισχύος. Συνεπώς, εναλλακτικά μέτρα μείωσης εκπομπών αερίων ρύπων θα πρέπει να συνδυασθούν με σκοπό να μειωθούν τα NO_x και SO₂, όπως έχει δείχθει σε άλλες περιπτώσεις, [296]. Είναι επίσης σημαντικό, να δοθεί έμφαση στους κινδύνους ασφαλείας που προκαλεί η υψηλή διείσδυση αιολικής ισχύος στο σύστημα, οι οποίοι, όπως αναμενόταν, αυξήθηκαν με σκοπό να μειωθούν οι εκπομπές CO₂.

Πίνακας 5.4.ε.

Αποτελέσματα Προσομοίωσης Χωρίς Και Με Περιορισμό Εκπομπών CO₂ Παρουσίας Μόνο Των Μονάδων ΣΗΘ (Κόστος σε \$/hour, Εκπομπές Αερίων Ρύπων Σε ton/hour Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Σε α.μ.²).

	Χωρίς Περιορισμούς Εκπομπών		Μείωση Εκπομπών CO ₂ : 6%		Μέγιστη Μείωση Εκπομπών CO ₂ : 11%	
	MOPSO	Lagrange	MOPSO	Lagrange	MOPSO	Lagrange
$\bar{P}_1$	0,2980	0,0500	0,3360	0,0500	0,3635	0,0500
$\bar{P}_2$	0,4576	0,6000	0,4877	0,6000	0,3907	0,6000
$\bar{P}_3$	0,6519	0,7737	0,5938	0,8940	0,5698	0,9522
$\bar{P}_4$	0,7826	0,7205	0,7092	0,6523	0,5949	0,5955
$\bar{O}_1$	0,3468	0,6000	0,4098	0,6000	0,4227	0,600
$\bar{O}_2$	0,1523	0,0600	0,1272	0,0600	0,2795	0,0600
$\bar{H}_1$	0,2422	0,0000	0,3845	0,0000	0,1949	0,0000
$\bar{H}_2$	0,2330	0,2000	0,1700	0,2000	0,0189	0,2000
T_1	0,2972	0,5000	0,3623	0,5500	0,5803	0,5500
Cost ($\bar{J}_1$)	1305,0	1306,6	1312,5	1324,9	1342,8	1331,2
CO ₂ ($\bar{J}_{40}$)	1,5960	1,6001	1,5004	1,5000	1,4196	1,4001
NO _x SO ₂ ($\bar{J}_4$)	0,1272	0,1361	0,1244	0,1382	0,1228	0,1395
Αναμενόμενη Απόκλιση Ηλεκτρικής Ισχύος ($\bar{J}_2$)	0,4784	0,4882	0,4663	0,5063	0,4360	0,5051
Αναμενόμενη Απόκλιση Ηλεκτρικής Ισχύος ($\bar{J}_3$)	0,0309	0,0206	0,0422	0,0236	0,0268	0,0236

Πίνακας 5.4.στ.

Αποτελέσματα Προσομοίωσης Χωρίς Και Με Περιορισμό Εκπομπών CO₂ Παρουσίας Των Μονάδων ΣΗΘ Και Των Μονάδων Παραγωγής Αιολικής Ισχύος Με $\sigma=120\$/\text{α.μ.}$ (Κόστος σε \$/hour, Εκπομπές Αερίων Ρύπων Σε ton/hour Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Σε α.μ.²).

	Χωρίς Περιορισμούς Εκπομπών		Μείωση Εκπομπών CO ₂ : 25%		Μέγιστη Μείωση Εκπομπών CO ₂ : 50%	
	MOPSO	Lagrange	MOPSO	Lagrange	MOPSO	Lagrange
P_1	0,1991	0,0500	0,1472	0,0500	0,0891	0,0500
P_2	0,3254	0,6000	0,1665	0,6000	0,2817	0,6000
P_3	0,2283	0,1783	0,5331	0,5451	0,4106	0,5274
P_4	0,7522	0,8536	0,5348	0,5194	0,2806	0,3868
$\bar{O}_1$	0,2821	0,3562	0,2953	0,2789	0,3895	0,4262
$\bar{O}_2$	0,1604	0,0600	0,1480	0,0600	0,2226	0,0600
H_1	0,2049	0,5139	0,3951	0,0050	0,2741	0,5450
H_2	0,2353	0,2000	0,2270	0,2000	0,2520	0,2000
$\bar{T}_1$	0,3039	0,0361	0,2659	0,5450	0,2961	0,0050
W_{rokas}	0,0426	0,0440	0,1504	0,1800	0,1732	0,1800
W_{topfu3}	0,0017	0,0050	0,0029	0,0050	0,0079	0,0050
W_{topfu12}	0,0280	0,0050	0,0303	0,0050	0,0275	0,0050
W_{entika}	0,0155	0,0050	0,0143	0,0050	0,0182	0,0050
$W_{\text{xtrolim.}}$	0,0582	0,1320	0,0209	0,1320	0,1081	0,1320
W_{enercon}	0,0120	0,0050	0,0003	0,0050	0,0201	0,0050
W_{ite}	0,0175	0,0050	0,0226	0,0050	0,0193	0,0050
W_{avia}	0,0666	0,0050	0,0750	0,0050	0,0167	0,1000
$W_{\text{chlad.}}$	0,0627	0,1000	0,0416	0,1000	0,0211	0,1000
$W_{\text{anem.}}$	0,0296	0,0050	0,0029	0,0050	0,0060	0,0050
W_{inacoh}	0,0346	0,0450	0,0257	0,0050	0,0211	0,0050
W_{ineco}	0,0088	0,0050	0,0084	0,0050	0,0434	0,0050
W_{asolos}	0,0581	0,0990	0,0702	0,0050	0,0483	0,0050
$W_{\text{Envir.1}}$	0,0162	0,0540	0,0283	0,0050	0,0334	0,0050
$W_{\text{Envir.2}}$	0,0076	0,0050	0,0134	0,0050	0,0097	0,0050
$W_{\text{Hydroe.}}$	0,0603	0,0050	0,0840	0,0050	0,0616	0,0050
W_{WFmr}	0,0274	0,0050	0,0391	0,0050	0,0175	0,0050
$W_{\text{Diet.}}$	0,0395	0,0720	0,0627	0,0145	0,0530	0,0050
W_{Terria}	0,0901	0,0050	0,0102	0,1445	0,0992	0,1445
W_{Plast}	0,0786	0,1190	0,0215	0,1190	0,0671	0,0485
Cost ($\bar{J}_1$)	1257,1	1284,4	1261,7	1301,2	1262,7	1320,5
CO ₂ ($\bar{J}_{4c}$)	1,5339	1,6000	0,1362	1,2000	0,7348	0,7800
NO _x , SO ₂ ($\bar{J}_4$)	0,1327	0,1418	0,1311	0,1291	0,1309	0,1290
Αναμενόμενη Απόκλιση Ηλεκτρικής Ισχύος ($\bar{J}_2$)	0,6122	0,6515	0,5459	0,6571	0,5531	0,6651
Αναμενόμενη Απόκλιση Ηλεκτρικής Ισχύος ($\bar{J}_3$)	0,0403	0,0354	0,0571	0,0338	0,0495	0,0338
μ	0,0884	0,1500	0,0511	0,0800	0,0100	0,0500

Πίνακας 5.4.ζ.

Αποτελέσματα Προσομοίωσης Χωρίς Και Με Περιορισμό Εκπομπών CO₂ Παρουσίας Των Μονάδων ΣΗΘ Και Των Μονάδων Παραγωγής Αιολικής Ισχύος Με $\sigma=150\$/\alpha.\mu.$ (Κόστος σε \$/hour, Εκπομπές Αερίων Ρύπων Σε ton/hour Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Σε α.μ.²).

	Χωρίς Περιορισμούς Εκπομπών		Μείωση Εκπομπών CO ₂ : 25%		Μέγιστη Μείωση Εκπομπών CO ₂ : 50%	
	MOPSO	Lagrange	MOPSO	Lagrange	MOPSO	Lagrange
$\bar{P}_1$	0,1991	0,0500	0,2497	0,0500	0,1152	0,0500
$\bar{P}_2$	0,3254	0,6000	0,3026	0,6000	0,4748	0,6000
$\bar{P}_3$	0,2283	0,4116	0,4038	0,3705	0,5791	0,0808
$\bar{P}_4$	0,7522	0,7094	0,5352	0,5689	0,1874	0,2983
$\bar{O}_1$	0,2821	0,2570	0,3857	0,4035	0,3004	0,2251
$\bar{O}_2$	0,1604	0,0600	0,1578	0,0600	0,2087	0,0600
$\bar{H}_1$	0,2049	0,0050	0,2281	0,5349	0,3953	0,0050
$\bar{H}_2$	0,2353	0,2000	0,2323	0,2000	0,2185	0,2000
$\bar{T}_1$	0,3039	0,5450	0,2421	0,0151	0,0670	0,5450
W_{rokas}	0,0426	0,0050	0,1516	0,0050	0,1594	0,1800
W_{toplu3}	0,0017	0,0150	0,0068	0,0150	0,0025	0,0150
W_{toplu12}	0,0280	0,0118	0,0243	0,0260	0,0214	0,0510
W_{antika}	0,0155	0,0270	0,0066	0,0270	0,0094	0,0270
W_{atollim}	0,0582	0,0050	0,0838	0,0050	0,0658	0,1320
W_{enercon}	0,0120	0,0250	0,0174	0,0250	0,0009	0,0250
W_{nye}	0,0175	0,0300	0,0053	0,0300	0,0068	0,0300
W_{evia}	0,0666	0,0050	0,0561	0,0050	0,0688	0,1000
W_{ohlad}	0,0627	0,0050	0,0414	0,1000	0,0687	0,1000
W_{anem}	0,0296	0,0050	0,0238	0,0500	0,0248	0,0500
W_{inacoh}	0,0346	0,0450	0,0294	0,0450	0,0012	0,0450
W_{inaco}	0,0088	0,0495	0,0388	0,0495	0,0344	0,0495
W_{aeolos}	0,0581	0,0239	0,0265	0,0990	0,0110	0,0990
$W_{\text{Enviat.1}}$	0,0162	0,0540	0,0317	0,0540	0,0127	0,0540
$W_{\text{Enviat.2}}$	0,0076	0,0050	0,0080	0,0540	0,0280	0,0540
$W_{\text{Hydros.}}$	0,0603	0,0935	0,0209	0,0935	0,0572	0,0935
W_{WFmir}	0,0274	0,0525	0,0369	0,0050	0,0226	0,0525
W_{Distch}	0,0395	0,0050	0,0147	0,0720	0,0381	0,0720
W_{Termis}	0,0901	0,1445	0,1267	0,0050	0,1289	0,1445
$W_{\text{Flact.}}$	0,0786	0,0733	0,0401	0,0050	0,0097	0,1190
Cost ($\bar{J}_1$)	1302,4	1304,0	1316,2	1311,5	1318,5	1336,8
CO ₂ ($\bar{J}_{1c}$)	1,5339	1,5300	1,1475	1,1000	0,4584	0,8000
NO _x , SO ₂ ($\bar{J}_4$)	0,1327	0,1325	0,1250	0,1310	0,1277	0,1390
Αναμενόμενη Απόκλιση Ηλεκτρικής Ισχύος ($\bar{J}_2$)	0,6122	0,6544	0,6766	0,6650	0,5859	0,6761
Αναμενόμενη Απόκλιση Ηλεκτρικής Ισχύος ($\bar{J}_3$)	0,1403	0,0338	0,0362	0,0343	0,0313	0,0338
μ	0,0884	0,1500	0,0585	0,0600	0,0552	0,0100

Πίνακας 5.4.η.

Αποτελέσματα Προσομοίωσης Χωρίς Και Με Περιορισμό Εκπομπών CO₂ Παρουσίας Των Μονάδων ΣΗΘ Και Των Μονάδων Παραγωγής Αιολικής Ισχύος Με $\sigma=180\$/\alpha.\mu.$ (Κόστος σε \$/hour, Εκπομπές Αερίων Ρύπων Σε ton/hour Και Οι Τυπικές Αποκλίσεις Σε α.μ.²).

	Χωρίς Περιορισμούς Εκπομπών		Μείωση Εκπομπών CO ₂ : 25%		Μέγιστη Μείωση Εκπομπών CO ₂ : 50%	
	MOPSO	Lagrange	MOPSO	Lagrange	MOPSO	Lagrange
$\bar{P}_1$	0,1995	0,0500	0,4033	0,0500	0,1857	0,0500
$\bar{P}_2$	0,3242	0,6000	0,4254	0,6000	0,3172	0,6000
$\bar{P}_3$	0,2288	0,4278	0,1455	0,5697	0,7540	0,7363
$\bar{P}_4$	0,7488	0,6710	0,4574	0,4410	0,1719	0,2831
$\bar{\sigma}_1$	0,2829	0,2661	0,3275	0,2901	0,4409	0,3091
$\bar{\sigma}_2$	0,1606	0,0990	0,1516	0,0990	0,2208	0,0600
$\bar{H}_1$	0,2072	0,0050	0,3405	0,0050	0,3006	0,0050
$\bar{H}_2$	0,2358	0,0050	0,2335	0,0050	0,1507	0,2000
$\bar{T}_1$	0,3020	0,7400	0,2198	0,7400	0,3102	0,5450
W_{rokas}	0,0424	0,0050	0,0656	0,0050	0,0533	0,1800
W_{toplu3}	0,0017	0,0050	0,0105	0,0150	0,0083	0,0050
W_{toplu12}	0,0280	0,0050	0,0391	0,0450	0,0177	0,0120
W_{antika}	0,0154	0,0050	0,0058	0,0270	0,0051	0,0050
W_{atollim}	0,0579	0,1320	0,0439	0,0050	0,1131	0,1320
W_{enercom}	0,0120	0,0050	0,0013	0,0250	0,0143	0,0050
W_{nye}	0,0175	0,0050	0,0195	0,0300	0,0100	0,0050
W_{aria}	0,0669	0,1000	0,0718	0,0050	0,0339	0,1000
W_{ahlad}	0,0627	0,1000	0,0788	0,0050	0,0200	0,1000
W_{anem}	0,0296	0,0050	0,0394	0,0450	0,0277	0,0050
W_{inacoh}	0,0344	0,0050	0,0396	0,0495	0,0201	0,0050
W_{inaco}	0,0087	0,0050	0,0418	0,0990	0,0174	0,0050
W_{azelos}	0,0578	0,0050	0,0519	0,0050	0,0588	0,0050
W_{Envit1}	0,0164	0,0050	0,0263	0,0540	0,0150	0,0050
W_{Envit2}	0,0077	0,0050	0,0300	0,0935	0,0170	0,0050
W_{Hydros}	0,0607	0,0050	0,0370	0,0525	0,0503	0,0050
W_{WFmir}	0,0276	0,0050	0,0335	0,0050	0,0354	0,0050
W_{Distch}	0,0399	0,0345	0,0472	0,1445	0,0570	0,0720
W_{Terra}	0,0901	0,1445	0,0617	0,0050	0,1028	0,0050
W_{Flact}	0,0783	0,1190	0,0209	0,0525	0,0998	0,1190
Cost ($\bar{J}_1$)	1314,4	1353,3	1322,7	1359,1	1400,6	1369,3
CO ₂ ($\bar{J}_{1c}$)	1,5275	1,5500	0,9887	1,1500	0,5590	0,7902
NO _x , SO ₂ ($\bar{J}_4$)	0,1327	0,1316	0,1298	0,1289	0,1270	0,1315
Αναμενόμενη Απόκλιση Ηλεκτρικής Ισχύος ($\bar{J}_2$)	0,6113	0,6551	0,6075	0,6615	0,6887	0,6563
Αναμενόμενη Απόκλιση Ηλεκτρικής Ισχύος ($\bar{J}_3$)	0,0405	0,0232	0,0458	0,0232	0,0417	0,0338
μ	0,0881	0,2000	0,0688	0,0700	0,0456	0,0400

5.4.11. Συμπεράσματα 1^η Μελέτης - Συμβολής 5^ο Κεφαλαίου

Στη μελέτη αυτή επεκτάθηκε ένα γνωστό στοχαστικό μοντέλο οικονομικής βελτιστοποίησης με χρήση μονάδων ΣΗΘ απομάστευσης ώστε να συμπεριληφθούν τα αιολικά πάρκα, οι εκπομπές αερίων ρύπων καθώς και η συνάρτηση ασφάλειας του ΣΗΕ λόγω αυξημένης διείσδυσης αιολικής ισχύος. Η εφαρμογή υλοποιήθηκε στο δίκτυο των 30 ζυγών της IEEE ενώ η λύση του προβλήματος προήλθε μέσω της πολυκριτηριακής τυποποίησης και της τροποποιημένης μεθόδου PSO. Με αυτό τον τρόπο ο εκάστοτε λειτουργός του συστήματος έχει ένα ισχυρό πρόγραμμα για τη λήψη αποφάσεων ώστε να επιτύχει περισσότερο ακριβείς λύσεις και εκτιμήσεις ενός συστήματος ισχύος με διείσδυση μονάδων ΑΠΕ, κάτω από περιβαλλοντικές πολιτικές. Οι προσομοιώσεις εστιάζουν κυρίως σε περιβαλλοντικά θέματα που μειώνουν τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, μια που αυτό επιβάλλουν συνήθως οι διεθνείς κανονισμοί. Παρόλα αυτά απαιτείται μεγάλη προσοχή σε σενάρια υψηλού περιορισμού εκπομπών αερίων ρύπων μιας που σε τέτοιες περιπτώσεις ο εφικτός χώρος των λύσεων περιορίζεται δραματικά οπότε και χρειάζονται ακόμα πιο εξελιγμένοι αλγόριθμοι για την εξεύρεση της λύσης.

2^η ΜΕΛΕΤΗ-ΣΥΜΒΟΛΗ**5.5. ΠΟΛΥΚΡΙΤΗΡΙΑΚΗ ΣΤΟΧΑΣΤΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΕ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ****5.5.1. Εισαγωγή**

Όπως αναφέρθηκε στις προηγούμενες ενότητες, τα στοχαστικά μοντέλα είναι τα πιο κατάλληλα για την επίλυση του προβλήματος της οικονομικής κατανομής φορτίου αφού τόσο η παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος από τις μονάδες όσο και η ζήτηση φορτίου είναι εν γένει τυχαίες μεταβλητές. Αυτή η κατάσταση είναι πολύ πιο έντονη στην περίπτωση των Μικροδικτύων εξαιτίας των μονάδων ΔΠ που μπορεί να περιλαμβάνουν και οι οποίες στην πλειονότητά τους παράγουν ηλεκτρική ισχύ με ένα σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας (π.χ. επηρεασμός των καιρικών συνθηκών στις φωτοβολταϊκές και αιολικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος). Σε αυτή την 2^η εφαρμογή για πρώτη φορά εφαρμόζεται η στοχαστική προσέγγιση, όπως αυτή περιγράφηκε παραπάνω, σε ένα Μικροδίκτυο που περιλαμβάνει πολλές μονάδες ΔΠ και ιδιαίτερα μονάδες Μίκρο_ΣΗΘ των οποίων οι παραγωγές ισχύος θεωρούνται ως τυχαίες μεταβλητές. Ειδικά, για την έξοδο τόσο της ηλεκτρικής όσο και της θερμικής ισχύος της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ χρησιμοποιείται το πιθανοτικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 2 (παράγραφος 2.12) ενώ η λειτουργία των μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ ακολουθεί την Heat-Match διαδικασία. Έτσι, το ντετερμινιστικό πρόβλημα οικονομικής βελτιστοποίησης όπως περιγράφεται στην 2^η εφαρμογή του 4^{ου} κεφαλαίου, τυποποιείται μαθηματικά σε ένα στοχαστικό πρόβλημα πολλαπλών κριτηρίων όπου λαμβάνεται το αναμενόμενο λειτουργικό κόστος και το ρίσκο ως δύο αντικρουόμενα κριτήρια που θα ελαχιστοποιηθούν με τη χρήση του σταθμισμένου αθροίσματος. Κατόπιν, τα αποτελέσματα των στοχαστικών προσομοιώσεων θα συγκριθούν με τα αντίστοιχα της ντετερμινιστικής προσέγγισης. Τέλος, θα πραγματοποιηθεί μία ανάλυση ceteris paribus για τους Συντελεστές Διακύμανσης, Συσχέτισης και Σταθμισμένου Βάρους και για την Τυπική Απόκλιση της παραγωγής ισχύος των ΑΠΕ ώστε να διερευνηθεί η επίδραση των διαφορετικών κριτηρίων αποφάσεων στο αναμενόμενο λειτουργικό κόστος του Μικροδικτύου.

5.5.2. Πιθανοτική Μοντέλο Παραγωγής Ισχύος Μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ

Το πιθανοτικό μοντέλο παραγωγής ισχύος μιας μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ, όπως αναπτύχθηκε στο κεφάλαιο 2, παράγραφος 2.12, εφαρμόζεται στην παρούσα μελέτη για την εύρεση της θερμικής ζήτησης. Συνοπτικά, αυτό το πιθανοτικό μοντέλο λαμβάνει ως δεδομένα τη θερμοχωρητικότητα ενός κτηρίου, C , τη θερμική αντίσταση, R και το εύρος του θερμοστάτη (θερμοκρασίες t_{cut_in} και t_{cut_out}) καθώς και την ωριαία θερμοκρασία περιβάλλοντος, $t_{ambient}$. Ως αποτέλεσμα δίνει την ελάχιστη και τη μέγιστη ισχύ (P_{min} , P_{max}) μεταξύ των οποίων μπορεί να λειτουργήσει η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ στην περίοδο παρατήρησης καθώς και την πιθανότητα για αυτές τις δύο οριακές τιμές και τις ενδιάμεσές τους ($p(P_{min})$, $p(P_{max})$, $p(x)$ αντίστοιχα), σχήμα 5.5.α.

Η ωριαία μέση τιμή, η τυπική απόκλιση της παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος καθώς και ο συντελεστής διακύμανσης μπορούν να υπολογισθούν από τις παρακάτω εξισώσεις:

$$\bar{P}_{e,CHP} = P_{min} \cdot p(P_{min}) + P_{max} \cdot p(P_{max}) + (P_{max}^2 - P_{min}^2) \cdot \frac{p(x)}{2} \quad (5.5.a)$$

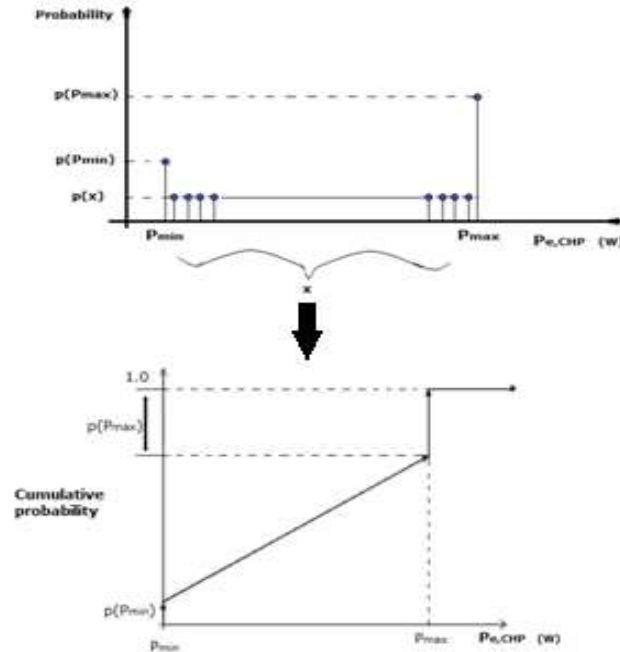
$$\sigma_{CHP} = \sqrt{p(P_{min}) \cdot (P_{min} - \bar{P}_{e,CHP})^2 + p(P_{max}) \cdot (P_{max} - \bar{P}_{e,CHP})^2 + \sigma_x^2} \quad (5.5.b)$$

$$\sigma_x^2 = \frac{p(x)}{3} \left[(P_{max} - \bar{P}_{e,CHP})^3 - (P_{min} - \bar{P}_{e,CHP})^3 \right] \quad (5.5.γ)$$

$$C_{v,CHP} = \frac{\sigma_{CHP}}{\bar{P}_{e,CHP}} \quad (5.5.δ)$$

Επιπλέον, υποθέτοντας ένα λόγο θερμότητας προς ισχύ, HPR μπορεί να βρεθεί και η παραγωγή μέσης θερμικής ισχύος ΣΗΘ, μέσω της εξίσωσης:

$$\bar{P}_{h,CHP} = \bar{P}_{e,CHP} \cdot HPR \quad (5.5.ε)$$



Σχήμα 5.5.α. Συνάρτηση Κατανομής Πιθανότητας Και Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής, cdf.

5.5.3. Μαθηματική Διατύπωση Του Προβλήματος Οικονομικής Κατανομής Φορτίου

Πριν διατυπωθεί το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής φορτίου μέσω των κατάλληλων εξισώσεων, πρέπει να καθοριστούν τα ηλεκτρικά και θερμικά φορτία ζήτησης. Όσον αφορά τα ηλεκτρικά φορτία ζήτησης είναι τα ίδια με αυτά που καθορίστηκαν στην παράγραφο 4.11.5. Για τα θερμικά φορτία ζήτησης (TL_{th}) θα υποτεθεί ότι καθορίζονται από το άθροισμα των θερμικών φορτίων ζήτησης για τη θέρμανση των χώρων κατοικίας ($L_{th,heat}$) και τη θερμική ζήτηση για ζεστό νερό ($L_{th,water}$). Τα πρώτα θα καλυφθούν με τη λειτουργία των μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ σύμφωνα με τι πιθανοτικό μοντέλο της προηγούμενης παραγράφου ενώ τα δεύτερα θα υπολογιστούν μέσω ειδικής κατανομής όπως προτάθηκε από τον Mutch, [134]. Επίσης, η χρήση ζεστού νερού απαιτεί και την ενσωμάτωση ενός λέβητα.

Για τη λύση του προβλήματος θα χρησιμοποιηθεί η μέθοδος των πολλαπλασιαστών Lagrange, για διάφορες στρατηγικές, [162], [163], [164], [272], [277], [278].

5.5.3.1. Ντετερμινιστικό Μοντέλο

Εφαρμόζεται η μεθοδολογία των παραγράφων 4.8, 4.8.1 και 4.12.2 (ένταξη μονάδων, οικονομική κατανομή, περιορισμοί, πολιτική του “καλού πολίτη”). Η αντικειμενική συνάρτηση του συνολικού λειτουργικού κόστους δίνεται από την εξίσωση:

$$\begin{aligned} \text{Cost} = & A \cdot P_{\text{grid}} + \sum_{i=1}^{N_{DG,e}} \left(a_i + b_i \cdot P_i + c_i \cdot P_i^2 \right) \\ & + \sum_{k=1}^{N_{DG,h}} \left(a_k + b_k \cdot Q_k + c_k \cdot Q_k^2 \right) + \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \text{Cost}_{\text{MWh\_gas\_input}} \frac{P_j}{\eta_e} \end{aligned} \quad (5.5.\sigma\tau)$$

Η μεταβλητή P_{grid} είναι η ενεργός ισχύς που αγοράζεται από το δίκτυο, η παράμετρος A αντιπροσωπεύει τις τιμές της ενέργειας στο ανάντη δίκτυο, P_i είναι η παραγωγή ισχύος για τις $i=1 \dots N_{DG,e}$ μονάδες (π.χ. ΜΤ, κυψέλες καυσίμου, κ.τ.λ.), Q_k είναι η παραγωγή θερμικής ισχύος για τις $k=1 \dots N_{DG,h}$ μονάδες (π.χ. λέβητες), a , b και c είναι οι συντελεστές κόστους σε €/h, €/ct/kWh and €/ct/kWh² αντίστοιχα, P_j είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος για τις $j=1 \dots N_{CHP}$ μονάδες Μίκρο_ΣΗΘ, η_e η ηλεκτρική τους απόδοση (που μετατρέπουν την έξοδο ηλεκτρικής ισχύος σε ισοδύναμη ισχύ φυσικού αερίου στην είσοδο) και $\text{Cost}_{\text{MWh\_gas\_input}}$ (€/MWh) η τιμή της κάθε MWh του φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ισχύος, [231].

Οι περιορισμοί αυτού του προβλήματος βελτιστοποίησης ομαδοποιούνται:

- Σε τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων ΔΠ όπως τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα. Οι χρόνοι εκκίνησης των μονάδων παραγωγής αγνοούνται στην περίπτωση αυτή.

$$\begin{aligned}
 P_{\min,Grid} &\leq P_{Grid} \leq P_{\max,Grid} \\
 P_{\min,i} &\leq P_i \leq P_{\max,i}, i = 1, 2, \dots, N_{DG,e} \\
 Q_{\min,k} &\leq Q_k \leq Q_{\max,k}, k = 1, 2, \dots, N_{DG,h} \\
 P_{\min,j} &\leq P_j \leq P_{\max,j}, j = 1, 2, \dots, N_{CHP} \\
 Q_{\min,j} &\leq P_j \cdot HPR(P_j) \leq Q_{\max,j}, j = 1, 2, \dots, N_{CHP}
 \end{aligned} \tag{5.5.ζ}$$

όπου, $HPR(P_j)$ είναι ο λόγος παραγωγής θερμικής ισχύος προς την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος της j -οστής μονάδας Μικρο_ΣΗΘ ενώ $P_j \cdot HPR(P_j)$ η θερμική παραγωγή ισχύος. Επίσης $P_{\min}$, $P_{\max}$ είναι τα όρια παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος των μονάδων ΔΠ, ενώ $Q_{\min}$, $Q_{\max}$ είναι τα αντίστοιχα όρια παραγωγής της θερμικής ισχύος.

- Στο ισοζύγιο ηλεκτρικής ισχύος για το Μικροδίκτυο.

$$p_D + p_L - P_{Grid} - \sum_{i=1}^{N_{DG,e}} P_i - \sum_{j=1}^{N_{CHP}} P_j - p_{RES} = 0 \tag{5.5.η}$$

όπου, p_D είναι η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος, p_L είναι οι απώλειες ενεργού ισχύος των γραμμών μεταφοράς και p_{RES} η παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος των ΑΠΕ (N_{RES} τον αριθμό) που πιθανώς υπάρχουν στο δίκτυο.

- Στο ισοζύγιο θερμικής ισχύος για το Μικροδίκτυο.

$$h_D - \sum_{k=1}^{N_{DG,h}} Q_k - \sum_{j=1}^{N_{CHP}} P_j \cdot HPR(P_j) = 0 \tag{5.5.θ}$$

όπου, h_D είναι η συνολική ζήτηση θερμικής ισχύος.

Τελικά, το πρόβλημα βελτιστοποίησης ανάγεται στην ελαχιστοποίηση του λειτουργικού κόστους που εκφράζεται μέσω της εξίσωσης (5.5.στ).

5.5.3.2. Στοχαστικό Μοντέλο

Πρόκειται για ένα πολυκριτηριακό πρόβλημα βελτιστοποίησης τεσσάρων αντικειμενικών συναρτήσεων.

Θεωρώντας τις παραγωγές και μόνο ως τυχαίες μεταβλητές η αναμενόμενη έκφραση του συνολικού λειτουργικού κόστους δίνεται ως:

$$\bar{J}_1 = A\bar{P}_{Grid} + \sum_{i=1}^{N_{DG,e}} \left[a_i + b_i \bar{P}_i + c_i \left(\bar{P}_i^2 + Var(P_i) \right) \right] \tag{5.5.ι}$$

$$+ \sum_{k=1}^{N_{DG,h}} \left[a_k + b_k \bar{Q}_k + c_k \left(\bar{Q}_k^2 + Var(Q_k) \right) \right] + \sum_{j=1}^{N_{CHP}} Cost_{MWh\_gas\_input} \frac{\bar{P}_j}{\eta_e}$$

$$Var(x) = C_v (x)^2 \bar{x} = \sigma_x^2 \tag{5.5.κ}$$

όπου, C_v είναι ο συντελεστής διακύμανσης ($C_v > 0$) και σ_x η τυπική απόκλιση της τυχαίας μεταβλητής x .

Οι αναμενόμενες αποκλίσεις της παραγωγής ισχύος είναι ανάλογες με τις προσδοκίες του τετραγώνου της μη καλυφθείσας ζήτησης (ρίσκο), που δίνονται από τις σχέσεις:

$$\bar{J}_2 = E \left[\left(\bar{p}_D + \bar{p}_L - P_{Grid} - \sum_{i=1}^{N_{DG,e}} P_i - \sum_{j=1}^{N_{CHP}} P_j - p_{RES} \right)^2 \right] \tag{5.5.λ}$$

ή

$$\bar{J}_2 = \sum_{z=1}^{N_p} Var(P_z) + 2 \sum_{z=1}^{N_p-1} \sum_{m=z+1}^{N_p} Cov(P_z, P_m) \tag{5.5.μ}$$

με, $N_p = N_{Grid} + N_{DG,e} + N_{CHP} + N_{RES}$ ($N_{Grid} = 1$) να είναι ο αριθμός των μονάδων που παράγουν ηλεκτρική ισχύ ενώ:

$$\text{Cov}(X, Y) = C_V(X) \cdot C_V(Y) \cdot R(X, Y) \cdot \bar{X} \cdot \bar{Y} \quad (5.5.v)$$

εκφράζει τη συνδιακύμανση δύο τυχαίων μεταβλητών με συντελεστή συσχέτισης, R ($-1 < R < 1$).

$$\bar{J}_3 = E \left[\left(h_D - \sum_{k=1}^{N_{DG,h}} Q_k - \sum_{j=1}^{N_{CHP}} P_j \cdot HPR(P_j) \right)^2 \right] \quad (5.5.ξ)$$

$$\begin{aligned} \bar{J}_3 = & \left[\sum_{k=1}^{N_{DG,h}} \text{Var}(Q_k) + \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \text{Var}(P_j \cdot HPR(P_j)) \right] + \\ & + 2 \sum_{k=1}^{N_{DG,h}} \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \text{Cov}(Q_k, P_j \cdot HPR(P_j)) \end{aligned} \quad (5.5.o)$$

Για την πληρότητα της μελέτης, το αναμενόμενο κόστος των εκπομπών CO_2 προστίθεται σαν την τελευταία αντικειμενική συνάρτηση που θα πρέπει να ελαχιστοποιηθεί:

$$\bar{J}_4 = \text{EmissionsCost}_{\text{CO}_2} \cdot \sum_{n=1}^{N_{\text{emissions}}} \gamma_n \bar{P}_n \quad (5.5.π)$$

όπου, $N_{\text{emissions}}$ είναι ο αριθμός των μονάδων ΔΠ που παράγουν εκπομπές CO_2 (π.χ. ΜΤ, κυψέλες καυσίμου, ζυγός αναφοράς, Μίκρο_ΣΗΘ), $\bar{P}_n$ είναι η αναμενόμενη παραγωγή ισχύος της n-οστής μονάδας, γ_n είναι μία τυπική τιμή για τις εκπομπές CO_2 της n-οστής μονάδας (σε ton/MWh) και $\text{EmissionsCost}_{\text{CO}_2}$ είναι η τιμή διαπραγμάτευσης στην αγορά (σε €/ton).

Για τα ισοζύγια ισχύος και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων ΔΠ πρέπει να ικανοποιούνται οι παρακάτω σχέσεις:

$$\bar{p}_D + \bar{p}_L - \bar{P}_{\text{Grid}} - \sum_{i=1}^{N_{DG,e}} \bar{P}_i - \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \bar{P}_j - \bar{p}_{\text{RES}} = 0 \quad (5.5.ρ)$$

$$\bar{h}_D - \sum_{k=1}^{N_{DG,h}} \bar{Q}_k - \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \bar{P}_j \cdot HPR(\bar{P}_j) = 0 \quad (5.5.σ)$$

$$\bar{P}_{\min, \text{Grid}} \leq \bar{P}_{\text{Grid}} \leq \bar{P}_{\max, \text{Grid}}$$

$$\bar{P}_{\min, i} \leq \bar{P}_i \leq \bar{P}_{\max, i}, \quad i = 1, 2, \dots, N_{DG,e}$$

$$\bar{Q}_{\min, k} \leq \bar{Q}_k \leq \bar{Q}_{\max, k}, \quad k = 1, 2, \dots, N_{DG,h} \quad (5.5.τ)$$

$$\bar{P}_{\min, j} \leq \bar{P}_j \leq \bar{P}_{\max, j}, \quad j = 1, 2, \dots, N_{CHP}$$

$$\bar{Q}_{\min, j} \leq \bar{P}_j \cdot HPR(\bar{P}_j) \leq \bar{Q}_{\max, j}, \quad j = 1, 2, \dots, N_{CHP}$$

Έτσι, το τελικό πρόβλημα βελτιστοποίησης μπορεί να ορισθεί ως ακολούθως:

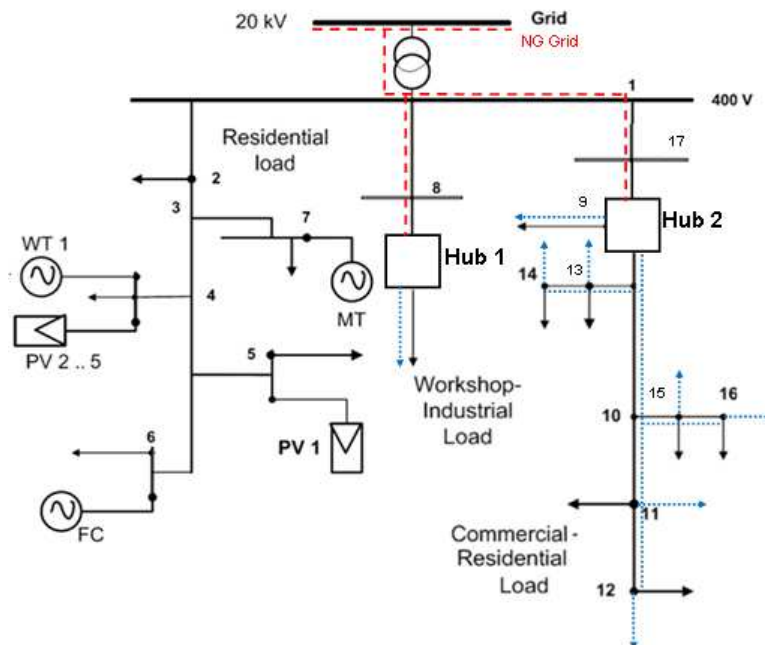
$$\text{Minimize: } \bar{\text{Cost}} = w_1 \cdot \bar{J}_1 + w_2 \cdot \bar{J}_2 + w_3 \cdot \bar{J}_3 + w_4 \cdot \bar{J}_4 \quad (5.5.υ)$$

Οι συντελεστές βάρους (ή στάθμισης) είναι w_1, w_2, w_3 και w_4 , ενώ οι τιμές τους κυμαίνονται από 0 έως 1 και το άθροισμά τους είναι, $w_1 + w_2 + w_3 + w_4 = 1$.

5.5.4. Δίκτυο Μελέτης Και Δεδομένα

Χρησιμοποιείται το γνωστό τυπικό Μικροδίκτυο XT (Κεφάλαιο 4, 2^η Μελέτη-Συμβολή, παράγραφος 4.12.3) που για λόγους διευκόλυνσης φαίνεται στο σχήμα 5.5.β. Τόσο η βιομηχανική όσο και η εμπορική διακλάδωση περιλαμβάνουν 16 σπίτια η καθεμιά, οι θερμικές ανάγκες των οποίων καλύπτονται απευθείας από το σχετικό ενεργειακό κόμβο (Hub). Επιπλέον, τόσο στην βιομηχανική όσο και στην εμπορική διακλάδωση είναι εγκατεστημένος ένας ενεργειακός κόμβος που περιλαμβάνει μία μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ και ένα λέβητα (BL), ($\text{CHP}_{ii}, \text{BL}_{ii}$ με $ii=1$ για το ζυγό 8 και $ii=2$ για το ζυγό 9). Συνεπώς, $N_{\text{CHP}}=2$, $N_{\text{DG},e}=2$ (για τη ΜΤ και την κυψέλη καυσίμου), $N_{\text{DG},h}=2$ (για τους δύο λέβητες) και $N_{\text{RES}}=3$ (για τα $\text{PV}_1, \text{PV}_{2..5}$ και την Α/Γ).

Όσον αφορά τα δεδομένα του Μικροδίκτυου (ωριαία ηλεκτρικά φορτία, παραγωγές που λαμβάνονται σαν αναμενόμενα) παραμένουν οι ίδιες τιμές όπως καταγράφονται στα εδάφια 4.12.3-4.12.7. Για το ανάντη δίκτυο, η χαμηλότερη ισχύς που μπορεί να αγορασθεί από αυτό για τις ανάγκες του Μικροδίκτυου είναι $P_{\min, \text{Grid}}=0$. Ουσιαστικά δεν υπάρχει άνω όριο, αφού το Μικροδίκτυο μπορεί να αγοράσει όση ισχύ χρειάζεται για την κάλυψη της ζήτησης. Επιπλέον, αναφερόμαστε σε υψηλές οριακές τιμές συστήματος (ΟΤΣ) για τις τιμές ενέργειας Δ και άρα για την ισχύ P_{Grid} που αγοράστηκε από το δίκτυο (ωριαίες ΟΤΣ έτους 2008).



Σχήμα 5.5.β. Το Προς Μελέτη Μικροδίκτυο.

Για την εύρεση της πιθανοτικής κατανομής ισχύος εξόδου της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα του πίνακα 5.5.α. Η κύρια παράμετρος εισόδου t_{ambient} (σε °C) αναφέρεται στην περιοχή της Αθήνας και αλλάζει σε ωριαία βάση, [135].

Πίνακας 5.5.α.
Δεδομένα Για Το Πιθανοτικό Μοντέλο Μίκρο_ΣΗΘ.

Παράμετρος	Τιμή
$t_{\text{cut in}}, t_{\text{cut out}}$	17°C - 23°C
P_{rated}	40 kW
Q_{rated}	67 kW
R	0.005°C/W/house
C	1000 kJ/°C/house
t	3600 sec

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι μονάδες ΑΠΕ (Φ/Β και Α/Γ) παρέχουν στο Μικροδίκτυο και γενικά στο δίκτυο όλη την ηλεκτρική ισχύ που παράγουν στιγμιαία και χωρίς κόστος κάθε στιγμή, οπότε οι συντελεστές λειτουργικού κόστους τους a , b , c είναι μηδέν. Οι ωριαίες παραγωγές ισχύος τους ($P_{PV_{nn}}$, $nn=1...5$ και P_{WT}) σχηματίζουν το p_{RES} που παίρνει μέρος στο ισοζύγιο ισχύος:

$$p_{\text{RES}} = \sum_{nn=1}^5 P_{PV_{nn}} + P_{WT} \quad (5.5.\varphi)$$

Η λειτουργία του Μικροδίκτυου μέσα στην αγορά ενέργειας καθορίζεται κυρίως από την ιδιοκτησία των μονάδων ΔΠ. Σε αυτή την εργασία υποτίθεται ότι οι διάφορες μικροπηγές είναι ιδιοκτησία των τελικών καταναλωτών ενώ το στοχαστικό πρόβλημα βελτιστοποίησης επιλύεται ανά ώρα.

Τέλος, σχετικά με τις εκπομπές CO₂ των μονάδων ΔΠ οι παράμετροι εκπομπών είναι,,: N_{emissions}=5 (οπότε n=1..5 για MT, κυψέλες καυσίμου, Slack Bus, Μίκρο_ΣΗΘ1 και Μίκρο_ΣΗΘ2 αντίστοιχα), γ_{MT}=0,7246ton/MWh, γ_{Slack_Bus}=1,1ton/MWh, γ_{FC}=0,4894ton/MWh, γ_{CHP}=17ton/MWh ενώ EmissionsCost_{CO2}=17€/tonCO₂.

5.5.5. Σενάρια Λειτουργίας

5.5.5.1. Σενάριο 1^ο: Λειτουργία Μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ Με Τη Διαδικασία Heat Match

Εδώ το πιθανοτικό μοντέλο για την παραγωγή ισχύος των μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ παίζει τον πρωταγωνιστικό ρόλο. Οι μονάδες Μίκρο_ΣΗΘ παράγουν μία ποσότητα ηλεκτρικής ισχύος ανά ώρα, η οποία ρυθμίζεται στη μέση τιμή του P_{e,CHP} και που οδηγεί στην αντίστοιχη αναμενόμενη παραγωγή θερμικής ισχύος, P_{h,CHP} μέσω του λόγου HPR.

Σε αυτό το σενάριο, υποτίθεται ότι το θερμικό φορτίο της βιομηχανικής διακλάδωσης για την κάλυψη των θερμικών αναγκών των κτηρίων (L_{th,heat}) ικανοποιείται αποκλειστικά από της μονάδες Μίκρο-ΣΗΘ του πρώτου ενεργειακού κόμβου. Επιπλέον, το θερμικό φορτίο του ζεστού νερού (L_{th,water}) καλύπτεται από το λέβητα του ίδιου ενεργειακού κόμβου. Αυτό σημαίνει ότι το ισοζύγιο θερμότητας είναι:

$$\bar{P}_{h,CHP1} = L_{th,heat1}, \quad \bar{P}_{BL1} = L_{th,water1} \quad (5.5.\chi)$$

Όμοια, η ίδια διαδικασία λαμβάνει χώρα για την οικιακή-εμπορική διακλάδωση και το δεύτερο ενεργειακό κόμβο.

Προφανώς, η ποσότητα ηλεκτρικής ισχύος που παράγεται από τις μονάδες Μίκρο_ΣΗΘ, P_{e,CHP1} και P_{e,CHP2} παίρνει μέρος στο ισοζύγιο ισχύος του προβλήματος στοχαστικής βελτιστοποίησης με τον ίδιο τρόπο όπως οι ΑΠΕ, όλη η ισχύς δηλαδή, προσφέρεται στο Μικροδίκτυο την ώρα που παράγεται, με μία προαποφασισμένη τιμή, Cost_{MWh_gas_input}. Η απαραίτητη θερμική ισχύς που παράγεται από τους δύο

λέβητες $\bar{P}_{BL1}$ και $\bar{P}_{BL2}$ για την ικανοποίηση του θερμικού φορτίου για ζεστό νερό τιμολογείται επίσης με τους συντελεστές κόστους των λεβήτων a_{BL}, b_{BL}, c_{BL}. Το συνολικό αναμενόμενο λειτουργικό κόστος για αυτό το σενάριο θα είναι:

$$\begin{aligned} \overline{FinalCost} = \overline{Cost} + & \left(a_{BL} + b_{BL} \bar{P}_{BL1} + c_{BL} \bar{P}_{BL1}^2 \right) + \\ & + \left(a_{BL} + b_{BL} \bar{P}_{BL2} + c_{BL} \bar{P}_{BL2}^2 \right) + Cost_{MWh\_gas\_input} \frac{(\bar{P}_{e,CHP1} + \bar{P}_{e,CHP2})}{\eta_e} \end{aligned} \quad (5.5.\psi)$$

όπου, το $\overline{Cost}$ δίνεται από την εξίσωση (5.5.υ) με w₃=0 and $\bar{I}_3 = 0$ αφού δεν υπάρχει αντικειμενική περιγραφή της αναμενόμενης απόκλισης της παραγωγής θερμικής ισχύος, διότι η παραγωγή θερμικής ισχύος καθορίζεται από το θερμικό φορτίο και όχι από τη βελτιστοποίηση. Επίσης, το ισοζύγιο ηλεκτρικής ισχύος σε αυτή την περίπτωση είναι:

$$\bar{p}_D - \sum_{j=1}^{N_{CHP}} \bar{P}_{e,CHPj} - \bar{p}_{RES} - \bar{P}_{Grid} + \sum_{i=1}^{N_{DG,e}} \bar{P}_i = 0 \quad (5.5.\omega)$$

όπου, οι απώλειες ενεργού ισχύος των γραμμών μεταφοράς δεν λήφθηκαν υπόψη.

5.5.5.2. Σενάριο 2^ο: Ολική Βελτιστοποίηση

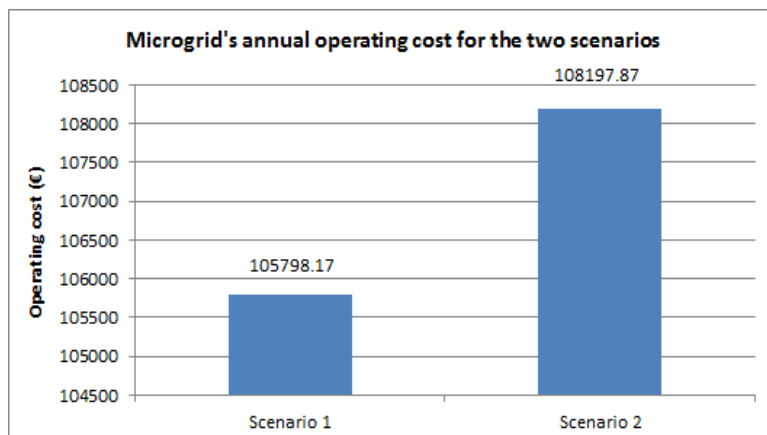
Σε αυτό το σενάριο λειτουργίας, θεωρούνται ως δεδομένα το ηλεκτρικό φορτίο ζήτησης, TL_{el}, το συνολικό θερμικό φορτίο, TL_{th} (χωρίς κανένα διαχωρισμό και με τις ίδιες τιμές όπως και στο σενάριο 1) και οι μονάδες ΑΠΕ. Εδώ, όλες οι μονάδες ΔΠ (MT, κυψέλες καυσίμου, μονάδες Μίκρο_ΣΗΘ, λέβητες), καθώς και το ανάντι δίκτυο, λαμβάνουν μέρος στη βελτιστοποίηση ώστε να καθοριστεί η ωριαία παραγωγή τους ως αποτέλεσμα της ελαχιστοποίησης του συνολικού αναμενόμενου λειτουργικού κόστους του Μικροδικτύου (σχέση 5.5.υ).

5.5.6. Αποτελέσματα

Πριν την παρουσίαση των αποτελεσμάτων, πρέπει να σημειωθεί ότι η ζήτηση ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος θεωρούνται ως κανονικές κατανομές με μια μέση τιμή και με μηδενική τυπική απόκλιση.

5.5.6.1. Σύγκριση Αποτελεσμάτων Μεταξύ Των Σεναρίων 1 Και 2

Τα δύο σενάρια προσομοιώνονται με τιμές παραμέτρων στάθμισης, $w_1=1$, $w_2=0$, $w_3=0$, $w_4=0$ και $C_v=0$, ώστε να συγκριθούν μεταξύ τους ως προς το ποιο είναι το πιο οικονομικά αποδοτικό. Αυτό σημαίνει ότι όλο το βάρος δόθηκε στην αντικειμενική συνάρτηση, J_1 , η οποία, με $C_v=0$, ταυτίζεται με την αντίστοιχη ντετερμινιστική εξίσωση (5.5.στ). Το επόμενο σχήμα 5.5.γ δείχνει το ετήσιο λειτουργικό κόστος του Μικροδικτύου.



Σχήμα 5.5.γ. Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Μικροδικτύου Για Τα Δύο Σενάρια.

Η διαφορά κόστους μεταξύ των δύο σεναρίων λειτουργίας δεν είναι αμελητέα καθώς φτάνει τα 2399,7€, με μία ποσοστιαία διαφορά της τάξης του 2,217%.

Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι, όταν οι δύο μονάδες Μίκρο_ΣΗΘ λειτουργούν ανεξάρτητα η μία από την άλλη για την ικανοποίηση του θερμικού φορτίου (σενάριο 1), το ετήσιο λειτουργικό κόστος είναι μικρότερο από την περίπτωση του σεναρίου 2, συνολικής βελτιστοποίησης. Δηλαδή, η τοπική λειτουργία της μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ στην περίπτωση αυτή είναι οικονομικά αποδοτικότερη.

5.5.6.2. Ανάλυση Ceteris Paribus (Των Λοιπών Όρων Παραμενόντων Αμεταβλήτων)

Ακολουθεί μία ανάλυση ceteris-paribus ώστε να διερευνηθεί η επίδραση των διάφορων μεταβλητών του προβλήματος βελτιστοποίησης. Πριν από την ανάλυση των αποτελεσμάτων, πρέπει να γίνουν ορισμένες διευκρινίσεις:

- Σε κάθε ανάλυση ceteris-paribus μόνο μία μεταβλητή αλλάζει κάθε φορά και όλες οι άλλες παραμένουν σταθερές.
- Ο συντελεστής συσχέτισης R υποτίθεται ότι είναι κοινός για όλες τις παραγωγές ισχύος (ηλεκτρικές και θερμικές).
- Ο συντελεστής διακύμανσης C_v δίνεται από την εξίσωση: $C_v = \text{Sigma} / m_v$. Όπου, Sigma είναι η τυπική απόκλιση και m_v η μέση τιμή της εξεταζόμενης μεταβλητής.
- Ο συντελεστής C_v των μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ δίνεται από την εξίσωση (5.5.δ) και καθορίζεται από το πιθανοτικό μοντέλο τους.
- Ο συντελεστής C_v των ΑΠΕ συμπεριλαμβάνει μία τυπική απόκλιση που έχει θεωρηθεί ότι είναι ένα ποσοστό της μέσης τιμής, π.χ.

$$\text{Sigma}_{PV} = \text{SIGMA}_{RES} \cdot \bar{P}_{PV} \quad (5.5.ωα)$$

$$\text{Sigma}_{WT} = \text{SIGMA}_{RES} \cdot \bar{P}_{WT}$$

όπου το SIGMA_{RES} αλλάζει (π.χ. $\text{SIGMA}_{RES}=10\%$) και καθορίζεται από το χρήστη.

- Ο μόνος συντελεστής, C_v που αλλάζει στις προσομοιώσεις είναι εκείνος των αγνώστων μεταβλητών που παίρνουν μέρος στη βελτιστοποίηση.
- Για όλους τους συντελεστές βάρους ή στάθμισης, ισχύει: $\sum_i w_i = 1$.
- Οι συναρτήσεις f_2 και f_3 αντιπροσωπεύουν τις αναμενόμενες αποκλίσεις παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος, αντίστοιχα. Είναι εκφρασμένες σε MWh^2 και μετρούν το ρίσκο για τη μη κάλυψη της ζήτησης ισχύος.

- Η συνάρτηση J_4 είναι εκφρασμένη σε € και δίνει το αναμενόμενο κόστος για τις εκπομπές CO₂, όταν αυτές οι εκπομπές παίρνουν μέρος στην αγορά διαπραγμάτευσης των εκπομπών αερίων ρύπων.

Αρχικά, μελετάται η επίδραση του συντελεστή διακύμανσης, C_v . Για τις ανάγκες της ανάλυσης, οι συντελεστές βάρους ρυθμίζονται σε $w_1=1$ και $w_i=0$ για $i \neq 1$. Επομένως, όλο το βάρος δίνεται στην J_1 , η οποία περιλαμβάνει το τετράγωνο του C_v . Ο πίνακας 5.5.β δίνει τα ετήσια αποτελέσματα. Όταν το C_v αυξάνεται, το κόστος παραγωγής αυξάνεται επίσης και στα δύο σενάρια. Οι τιμές του J_1 για το σενάριο 1 είναι σημαντικά χαμηλότερες από αυτές του σεναρίου 2, επειδή το J_1 είναι μόνο ένα μέρος του συνολικού λειτουργικού κόστους. Εφόσον, τα θερμικά φορτία ζήτησης είναι προκαθορισμένα, το ετήσιο κόστος παραγωγής θερμικής ενέργειας (π.χ. το κομμάτι που παραμένει από την ίδια εξίσωση) είναι 52.824,18€.

Πίνακας 5.5.β.

Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του C_v .

C_v	J_1 (€) $w_1=1, w_2=0, w_3=0, w_4=0$	
	Σενάριο 1	Σενάριο 2
0,0	52973,99	108197,87
0,3	53195,21	108463,16
0,6	53853,62	109248,49
0,9	54929,20	110514,80
1,2	56402,39	112228,70
1,5	58247,37	114329,06

Οι πίνακες 5.5.γ, και 5.5.δ παρουσιάζουν την ανάλυση ceteris paribus με $w_2=1$ και όλα τα άλλα $w_i=0$ ($i \neq 2$) και με την παράμετρο $SIGMA_{RES}$ να αλλάζει και να παίρνει τιμές που κυμαίνονται από 0%-20% της μέσης τιμής. Δεν υπάρχει ανάγκη διερεύνησης των άλλων τριών αντικειμενικών συναρτήσεων σε σχέση με τις αλλαγές του $SIGMA_{RES}$ αφού δεν συμπεριλαμβάνουν αυτή την παράμετρο και η τιμή τους θα παραμείνει η ίδια. Συνεπώς ερευνάται μόνο το J_2 .

Πίνακας 5.5.γ.

Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του $SIGMA_{RES}$.

$SIGMA_{RES}$ (%)	J_2 (MWh ²) $w_1=0, w_2=1, w_3=0, w_4=0, C_v=0, R=0$	
	Σενάριο 1	Σενάριο 2
0	0,4623	0,0000
5	0,4640	0,0017
10	0,4692	0,0069
15	0,4778	0,0156
20	0,4899	0,0276

Πίνακας 5.5.δ.

Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του $SIGMA_{RES}$.

$SIGMA_{RES}$ (%)	J_2 (MWh ²) $w_1=0, w_2=1, w_3=0, w_4=0, C_v=0,7, R=0,2$	
	Σενάριο 1	Σενάριο 2
0	28,51	28,40
5	28,65	28,56
10	28,80	28,74
15	28,95	28,91
20	29,10	29,09

Προφανώς, αφού οι παράμετροι C_v και R ήταν ρυθμισμένες στο 0, πίνακας 5.5.γ, οι αναμενόμενες αποκλίσεις παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος εξαρτώνται μόνο από το $SIGMA_{RES}$ και από καμία άλλη μεταβλητή. Αυτός είναι ο λόγος για τον οποίο οι τιμές του πίνακα 5.5.γ είναι χαμηλότερες από τις αντίστοιχες

του πίνακα 5.5.δ. Σε κάθε περίπτωση, η τιμή του $\bar{J}_2$ αυξάνεται με την αύξηση του $\text{SIGMA}_{\text{RES}}$ όπως αναμενόταν.

Στις επόμενες προσομοιώσεις οι παράμετροι R και C_v αλλάζουν, πίνακες 5.5.ε και 5.5.στ, αντίστοιχα. Τα αποτελέσματα με τις αλλαγές του C_v είναι τα αναμενόμενα. Όμως, τα αποτελέσματα της ανάλυσης ceteris paribus για τις διάφορες τιμές του συντελεστή συσχέτισης R απαιτούν μία εξήγηση. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, το $\bar{J}_2$ αντιπροσωπεύει την απόκλιση παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος (δηλαδή, το ρίσκο να μην ικανοποιηθεί η ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος του φορτίου). Οι θετικές τιμές δείχνουν ότι ένα συγκεκριμένο ποσό ζήτησης ηλεκτρισμού (σε MWh) μπορεί να μην ικανοποιηθεί. Αρνητικές τιμές δείχνουν ότι δεν υπάρχει τέτοιος κίνδυνος και ότι οι μονάδες ΔΠ παράγουν επιπλέον (πλεονάζουσα) ηλεκτρική ισχύ.

Πίνακας 5.5.ε.

Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του R.

R	$J_2 \text{ (MWh}^2\text{)}$	
	$w_1=0, w_2=1, w_3=0, w_4=0, C_v=0,7, \text{SIGMA}_{\text{RES}}=10\%$	
	Σενάριο 1	Σενάριο 2
-1,0	-17,21	-39,04
-0,5	1,960	-10,80
0,0	21,13	17,44
0,5	40,30	45,68
1,0	59,47	73,92

Πίνακας 5.5.στ.

Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του C_v .

C_v	$J_2 \text{ (MWh}^2\text{)}$	
	$w_1=0, w_2=1, w_3=0, w_4=0, R=0,2, \text{SIGMA}_{\text{RES}}=10\%$	
	Σενάριο 1	Σενάριο 2
0,0	0,540	0,010
0,3	6,200	5,340
1,0	57,03	58,43
1,3	94,93	98,56

Ο πίνακας 5.5.ζ δίνει τις τιμές του $\bar{J}_3$ με $w_3=1$ μόνο για το σενάριο 2 (στο σενάριο 1 η παραγωγή θερμικής ισχύος καθορίζεται από το θερμικό φορτίο ζήτησης και δεν παίρνει μέρος στη βελτιστοποίηση). Η αντικειμενική συνάρτηση, $\bar{J}_3$ εκφράζει τον κίνδυνο η θερμική ζήτηση (σε MWh) να μην μπορεί να ικανοποιηθεί από τη θερμική παραγωγή των μονάδων ΔΠ του Μικροδικτύου. Πρέπει να σημειωθεί ότι ο R ρυθμίστηκε σε τιμή ίση με 1, επειδή η παραγωγές θερμικής ισχύος των δύο μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ είναι ανεξάρτητες και ασυσχέτιστες.

Πίνακας 5.5.ζ.

Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του C_v .

C_v	Σενάριο 2
	$J_3 \text{ (MWh}^2\text{)}$
	$w_1=0, w_2=0, w_3=1, w_4=0, R=1, \text{SIGMA}_{\text{RES}}=10\%$
0,0	0,000
0,3	5,850
1,0	31,86
1,3	93,63

Ο πίνακας 5.5.ζ' δίνει τις τιμές του αναμενόμενου κόστους εκπομπών CO_2 για τα δύο σενάρια που μελετήθηκαν οι οποίες δεν εξαρτώνται από καμία παράμετρο (γραμμική σχέση).

Πίνακας 5.5.ζ'.

Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Τιμές Του C_v .

J₄ (€)	
w₁=0 , w₂=0 , w₃=0 , w₄=1 , C_v=0 , R=0 , SIGMA_{RES}=0	
Σενάριο 1	Σενάριο 2
11035,83	9976,76

Τέλος οι πίνακες 5.5.η, και 5.5.θ παρουσιάζουν τα αποτελέσματα για την ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση όλων των αντικειμενικών συναρτήσεων. Οι συντελεστές βάρους αλλάζουν παίρνοντας μη μοναδιαίες τιμές αυτή τη φορά. Όλες οι άλλες παράμετροι παραμένουν σταθερές. Για το σενάριο 1 είναι $\bar{J}_3 = 0$ όπως αναφέρθηκε προηγουμένως.

Πίνακας 5.5.η.

Σενάριο 1: Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Των Συντελεστών Βάρους.

w_i	SCENARIO 1			
	C_v=0,7 , R=0,2 , SIGMA_{RES}=10%			
	Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος (€)	J₁ (€)	J₂ (MWh²)	J₄ (€)
w₁=0,333 w₂=0,333 w₃=0,000 w₄=0,333	74588,06	54186,54	29,16	11075,93
w₁=0,500 w₂=0,250 w₃=0,000 w₄=0,250	82691,47	54172,63	29,18	11094,74
w₁=0,800 w₂=0,100 w₃=0,000 w₄=0,100	97272,11	54167,22	29,20	11112,41

Πίνακας 5.5.θ.

Σενάριο 2: Ανάλυση Ceteris Paribus Για Τις Διάφορες Των Συντελεστών Βάρους.

w_i	ΣΕΝΑΡΙΟ 2				
	C_v=0,7 , R=0,2 , SIGMA_{RES}=10%				
	Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος (€)	J₁ (€)	J₂ (MWh²)	J₃ (MWh²)	J₄ (€)
w₁=0,250 w₂=0,250 w₃=0,250 w₄=0,250	30191,74	109755,99	30,04	16,74	10964,18
w₁=0,500 w₂=0,167 w₃=0,167 w₄=0,167	56677,38	109629,74	30,28	16,73	11128,03
w₁=0,700 w₂=0,100 w₃=0,100 w₄=0,100	77855,92	109621,50	30,33	16,73	11161,62

Συμπερασματικά σημειώνεται ότι μία αύξηση του βάρους στάθμισης για το αναμενόμενο κόστος παραγωγής, w₁ (με μία ταυτόχρονη μείωση του συντελεστή βάρους, w₂) οδηγεί στην αύξηση του αναμενόμενου κινδύνου, $\bar{J}_2$ και στη μείωση του αναμενόμενου κόστους παραγωγής, $\bar{J}_1$. Επίσης, για το

σενάριο 1 το $\bar{I}_3$ αυξάνεται με τη μείωση του w_3 ενώ για το σενάριο 2, το $\bar{I}_3$ παραμένει το ίδιο και το $\bar{I}_4$ αυξάνεται με τη μείωση τόσο του w_3 όσο και του w_4 .

Συνοψίζοντας, οι παράμετροι που έχουν σημαντική επίδραση στα αποτελέσματα είναι οι, C_v , R και w_i . Η C_v επειδή συμπεριλαμβάνεται στις τρεις αντικειμενικές συναρτήσεις, η R επειδή αντιπροσωπεύει τη συσχέτιση μεταξύ των παραγόμενων ισχύων και η w_i επειδή δίνει την απαιτούμενη βαρύτητα στις αντικειμενικές συναρτήσεις. Η παράμετρος $SIGMA_{RES}$ επηρεάζει πολύ λίγο τα αποτελέσματα.

5.5.7. Συμπεράσματα 2^η Μελέτης - Συμβολής 5^{ου} Κεφαλαίου

Στα κλασικά προβλήματα οικονομικής κατανομής, όλες οι μεταβλητές αντιμετωπίζονται ως ντετερμινιστικές και όλες οι αβεβαιότητες των μεταβλητών αγνοούνται. Σε αυτή τη μελέτη, το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής σε ένα Μικροδίκτυο μετατρέπεται στο αντίστοιχο στοχαστικό πρόβλημα θεωρώντας όλες τις παραγωγές ισχύος των μονάδων ως τυχαίες μεταβλητές. Έτσι, προκύπτει ένα στοχαστικό πολυκριτηριακό πρόβλημα βελτιστοποίησης. Επίσης, σ' αυτή τη μελέτη για πρώτη φορά ενσωματώνεται ένα νέο πιθανοτικό μοντέλο για την εύρεση των κατανομών ηλεκτρικής και θερμικής παραγόμενης ισχύος μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ, λαμβάνοντας υπόψη μόνο τη θερμοκρασία του περιβάλλοντος.

Το πρώτο συμπέρασμα είναι ότι το ετήσιο αναμενόμενο λειτουργικό κόστος του Μικροδικτύου που υπολογίζεται με το καινούριο πιθανοτικό μοντέλο για τη μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ είναι κατά 2400€ λιγότερο από την προκύπτουσα τιμή της κλασσικής συνολικής βελτιστοποίησης. Αυτό ανοίγει το δρόμο για μία νέα διαχείριση των μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ βάσει της θερμοκρασίας περιβάλλοντος.

Τα αποτελέσματα της στοχαστικής προσομοίωσης δείχνουν ότι το κόστος παραγωγής, οι αποκλίσεις παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ισχύος αυξάνουν με την αύξηση του συντελεστή διακύμανσης, του συντελεστή συσχέτισης και της τυπικής απόκλισης των ΑΠΕ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Προσοχή στα σταθερά και βέβαια που γίνονται ασταθή και αβέβαια

6.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η *Ντετερμινιστική Ροή Φορτίου* (Deterministic Load Flow, DLF), Κεφάλαιο 3, παράγραφοι 3.2-3.3, χρησιμοποιείται για την ανάλυση και την αξιολόγηση του σχεδιασμού και της λειτουργίας ενός ΣΗΕ χρησιμοποιώντας συγκεκριμένες τιμές εγχύσεως ενεργού και άεργου ισχύος από τους ζυγούς του. Έτσι, η λύση που επιτυγχάνεται (Διάνυσμα Κατάστασης, X) αντιστοιχεί αποκλειστικά στο συγκεκριμένο σύνολο δεδομένων (Διάνυσμα Εισόδου και Διάνυσμα Ελέγχου, Y). Κάθε αλλαγή των δεδομένων απαιτεί καινούρια επίλυση του συστήματος των εξισώσεων ροής φορτίου για τον υπολογισμό της νέας κατάστασης. Για να ληφθούν υπόψη όλοι οι δυνατοί συνδυασμοί μεταβολής των φορτίων και της παραγωγής απαιτείται η επίλυση υπερβολικά μεγάλου πλήθους ντετερμινιστικών ροών φορτίου. Για παράδειγμα σε ένα σύστημα $N=100$ ζυγών και $k=4$ διαφορετικών τιμών φορτίου σε κάθε ζυγό απαιτούνται $4^{100} \approx 10^{60}$ ροές φορτίου! Επομένως, σε περιπτώσεις διακυμάνσεων στη ζήτηση (αλλαγές φορτίων ζήτησης), στην παραγωγή (π.χ. η μεγάλη εξάπλωση της ΔΠ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έχει αυξήσει σε μεγάλο βαθμό την αβεβαιότητα σε ένα δίκτυο) η DLF δεν αποτελεί τον ενδεδειγμένο τρόπο αντιμετώπισης του προβλήματος διότι αγνοεί τις όποιες αβεβαιότητες αλλά και αν ακόμα είναι γνωστές οι διακυμάνσεις των παραπάνω μεγεθών (μέσω π.χ. των *Συναρτήσεων Πυκνότητας Πιθανότητας*, pdf) είναι πάρα πολύ μεγάλος ο αριθμός των DLF που πρέπει να επιλυθούν για να επιτευχθεί η λύση. Για να ληφθούν υπόψη οι αβεβαιότητες, διάφορες μαθηματικές προσεγγίσεις μπορούν να χρησιμοποιηθούν όπως η πιθανοτική προσέγγιση, [297], [298]. Μάλιστα, η πιθανοτική προσέγγιση έχει ένα στέρεο μαθηματικό υπόβαθρο και έχει εφαρμοστεί σε συστήματα διαφόρων κατηγοριών, [298].

Η *Πιθανοτική Ροή Φορτίου* (Probabilistic Load Flow, PLF) μπορεί να οριστεί ως μία μέθοδος επίλυσης προβλημάτων ροής φορτίου που λαμβάνει υπόψη την αβεβαιότητα και τη στατιστική φύση των δεδομένων μεγεθών, δηλαδή των φορτίων ζήτησης και της παραγωγής και υπολογίζει τα άγνωστα μεγέθη ως τυχαίες μεταβλητές με μία μέση τιμή, τυπική απόκλιση και συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας. Είναι ένας τρόπος υπολογισμού όλων των πιθανών καταστάσεων του συστήματος, που αντιστοιχούν σε όλες τις δυνατές στατιστικές μεταβολές των φορτίων ζήτησης και της παραγωγής μέσω μίας μόνο ανάλυσης ροής φορτίου. Η αβεβαιότητα των φορτίων οφείλεται κυρίως στην αβεβαιότητα των στατιστικών δεδομένων και στην αβεβαιότητα προσαρμογής της αναλυτικής συνάρτησης που χρησιμοποιείται κατά την πρόβλεψη στα στατιστικά δεδομένα. Η αβεβαιότητα της παραγωγής μπορεί να οφείλεται είτε σε προβλεπόμενους παράγοντες, όπως λόγω χειρισμού ή συντήρησης, είτε σε απρόβλεπτους παράγοντες όπως λόγω βλάβης. Σε περιπτώσεις μονάδων ΑΠΕ η αβεβαιότητα οφείλεται στη στοχαστική φύση των καιρικών συνθηκών. Επιπλέον, υπάρχει η αβεβαιότητα των παραμέτρων των γραμμών που συνδέουν τους ζυγούς του συστήματος όπως και η αλλαγή της τοπολογίας του εξεταζόμενου ΣΗΕ, [297].

Στην PLF, ως δεδομένα θεωρούνται οι pdf των φορτίων ζήτησης και της παραγωγής του ΣΗΕ και ζητείται ο υπολογισμός των pdf του μέτρου και των γωνιών των τάσεων στους ζυγούς του ΣΗΕ, των ενεργών και άεργων ροών ισχύος στις γραμμές του δικτύου, των απωλειών ισχύος κ.λπ.. Η πιθανοτική ροή φορτίου μπορεί να επιλυθεί είτε με αριθμητικές είτε με αναλυτικές μεθόδους.

Στο παρόν κεφάλαιο θα μελετηθεί διεξοδικά η Πιθανοτική Ροή Φορτίου. Μετά από μια σύντομη ιστορική αναφορά για την PLF θα αναπτυχθούν οι κυριότερες μέθοδοι επίλυσής της. Ειδικότερα, θα εξεταστεί η αριθμητική μέθοδος Monte Carlo και στη συνέχεια οι αναλυτικές μέθοδοι που βασίζονται στη διαδικασία της γραμμικοποίησης και πολυγραμμικοποίησης των μη-γραμμικών εξισώσεων ροής φορτίου, [299], [300]. Τα προβλήματα που ανακύπτουν εξαιτίας του υπολογισμού πολλών συνελίξεων για την εύρεση των ζητούμενων pdf αντιμετωπίζονται με δύο καινούργιες αναλυτικές μεθόδους που φέρουν την ονομασία Gram-Charlier και Cornish-Fisher ανάλυση οι οποίες και αναπτύσσονται διεξοδικά σε συνδυασμό με τη μέθοδο γραμμικοποίησης. Επιπλέον, η χρησιμοποίηση της *Μεθόδου Εκτίμησης Σημείου* (ΜΕΣ) αποτελεί μια εναλλακτική λύση του προβλήματος της PLF γι' αυτό και περιγράφεται με πληρότητα. Όλες αυτές οι μέθοδοι

επίλυσης του προβλήματος της PLF εφαρμόζονται για πρώτη φορά σε δύο ΣΗΕ ώστε να συγκριθούν τα αποτελέσματα και οι αποδόσεις των εξεταζόμενων μεθόδων, αποτελώντας μία ακόμα συμβολή της διατριβής.

Τέλος, θα μελετηθεί για πρώτη φορά η πιθανοτική ροή φορτίου σε ένα ΣΗΕ χαμηλής τάσης που ενσωματώνει μονάδα Μίκρο-ΣΗΘ για την οποία τα μεγέθη εξόδου της (ηλεκτρική και θερμική ισχύς) δίνονται από το πιθανοτικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στην ενότητα-παράγραφο 2.12 του Κεφαλαίου 2. Ουσιαστικά, θα μελετηθεί η επίδραση της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος στα μεγέθη της τάσης και της ροής ισχύος στις γραμμές του εξεταζόμενου ΣΗΕ μέσω της PLF και του πιθανοτικού μοντέλου του συστήματος Μίκρο-ΣΗΘ. Η μελέτη αυτού του ζητήματος μπορεί να καταστεί χρήσιμη σε περιπτώσεις όπου υπάρχει μεγάλη διείσδυση πολλών μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ που λειτουργούν με παρόμοιο τρόπο.

6.2. ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΗΣ PLF

Η πρώτη επιτυχημένη προσπάθεια αντιμετώπισης του προβλήματος ροής φορτίου με πιθανοτικό τρόπο, χρησιμοποιώντας τις απλοποιημένες-γραμμικές εξισώσεις ροής φορτίου (DC μέθοδος) πραγματοποιείται το 1974, [301]. Την ίδια χρονιά περισσότερη έμφαση δίνεται στις πρακτικές εφαρμογές της πιθανοτικής μεθόδου, [302]. Οι pdf που χρησιμοποιούνται είναι η κανονική, η διωνυμική και η διακριτή κατανομή. Ο αλγόριθμος που αναπτύχθηκε υπολογίζει τη pdf της πραγματικής ροής οποιασδήποτε γραμμής, και του ισοζυγίου ισχύος στο ζυγό αναφοράς του συστήματος. Η βασική υπόθεση που διατυπώνεται για την εφαρμογή συνελκτικών τεχνικών είναι η ανεξαρτησία των τυχαίων μεταβλητών του προβλήματος.

Το 1975 αναπτύσσεται η *Στοχαστική Ροή Φορτίου* (Stochastic Load Flow, SLF) χρησιμοποιώντας για τους υπολογισμούς τον πίνακα συμμεταβλητότητας που είχε εφαρμοστεί με αποδοτικό τρόπο στο πρόβλημα εκτίμησης κατάστασης, [303]. Η μέθοδος αυτή βασίζεται στο Κεντρικό Οριακό Θεώρημα και θεωρεί ότι οι pdf των τυχαίων μεταβλητών που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση ροής φορτίου ακολουθούν κανονική κατανομή. Έτσι, τα δεδομένα και τα αποτελέσματα αντιπροσωπεύονται μόνο από την αναμενόμενη τιμή και την τυπική απόκλιση τους. Ταυτόχρονα, αναπτύσσεται με στατιστικό τρόπο η θεωρία των συνδεδεμένων συστημάτων. Η αβεβαιότητα των φορτίων ζήτησης σε συνδυασμό με την πιθανή μη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής προκαλούν την αβεβαιότητα ως προς το μέγεθος της αλληλεπίδρασης με τα γειτονικά συστήματα, [304].

Το 1976 διατυπώνεται μία επέκταση της πιθανοτικής DC ροής φορτίου η οποία χρησιμοποιεί δύο ισοδύναμες μεταξύ τους μορφές γραμμικοποίησης των εξισώσεων ροής φορτίου γύρω από την περιοχή της αναμενόμενης τιμής των δεδομένων και τα δεδομένα είναι pdf πραγματικών και άεργων φορτίων ζήτησης και παραγωγής στους ζυγούς, [305], [306]. Για την πραγματοποίηση των συνελίξεων εφαρμόζονται αριθμητικές τεχνικές, [307].

Το 1976-77 εξετάζεται η επίδραση της εξάρτησης μεταξύ των τυχαίων μεταβλητών στην τυπική απόκλιση των αποτελεσμάτων και στο σχήμα των συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας. Το μοντέλο πιθανοτικής ροής φορτίου με χρήση εξαρτημένων τυχαίων μεταβλητών μπορεί να χρησιμοποιηθεί στη λειτουργική ανάλυση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και στη βραχυπρόθεσμη λήψη αποφάσεων, όπου η υπόθεση της ανεξαρτησίας μεταξύ των τυχαίων μεταβλητών δεν ισχύει, [308].

Για την πιθανότητα απώλειας γραμμής και γενικότερα μεταβολής στην τοπολογία του συστήματος προτείνονται δύο διατυπώσεις, μία το 1978, [309] και η άλλη το 1979, [310]. Η τελική pdf της ροής ισχύος σε κάποια γραμμή του δικτύου, δίνεται ως άθροισμα με διαφορετικούς συντελεστές βαρύτητας όλων των pdf των ροών ισχύος που αντιστοιχούν σε κάθε μία τοπολογία του συστήματος που αναλύεται. Η πρώτη διατύπωση παρουσιάζει ορισμένα μειονεκτήματα, τα οποία επισημαίνονται στην αναφορά, [311]. Αυτά είναι: **α)** η υπόθεση ότι το άθροισμα όλων των θεωρούμενων τοπολογιών είναι μονάδα, πράγμα που οδηγεί σε εξωπραγματικά αποτελέσματα σε περιπτώσεις όπου το γινόμενο του αριθμού των στοιχείων επί την αβεβαιότητα του κάθε στοιχείου πλησιάζει τη μονάδα, και **β)** το γεγονός ότι χρησιμοποιείται η υπόθεση της κανονικής κατανομής των αποτελεσμάτων. Στη δεύτερη διατύπωση έχει θεωρηθεί και ορισμένος αριθμός πιθανών διαταραχών δευτέρας τάξεως, [297].

Το 1980 μελετάται στην εργασία [312], η αποδοτικότητα υπολογισμού σε χρόνο, μνήμη, ακρίβεια και απλότητα των πιθανοτικών μεθόδων. Διερευνώνται αναλυτικά με χρήση της μη γραμμικής και της γραμμικοποιημένης μεθόδου Monte Carlo, που βασίζεται στην ανάλυση και αξιολόγηση μεγάλου πλήθους ροών φορτίου, όλες οι προτεινόμενες πιθανοτικές μέθοδοι και διαπιστώνεται η επίδραση της μη γραμμικότητας των εξισώσεων ροής φορτίου στα αποτελέσματα. Αποδεικνύεται, έτσι, η ανακρίβεια της υπόθεσης ότι οι άγνωστες τυχαίες μεταβλητές ακολουθούν κανονική κατανομή. Παράλληλα, προτείνεται μία νέα μέθοδος ροής φορτίου που παρά το γεγονός ότι χρησιμοποιεί γραμμικοποιημένα πρότυπα λαμβάνει

υπόψη την επίδραση της μη γραμμικότητας των εξισώσεων. Η μέθοδος αυτή βασίζεται στη δυνατότητα μεταβολής του σημείου γραμμικοποίησης των εξισώσεων έτσι ώστε να υπολογίζονται με μεγαλύτερη ακρίβεια τα άκρα των υπολογιζόμενων pdf. Χρησιμοποιείται επίσης ένας καινούριος αλγόριθμος για την πραγματοποίηση των συνελίξεων, ο *Ταχύς Μετασχηματισμός Fourier* (FFT) που εκμεταλλεύεται ορισμένες ιδιότητες των εκθετικών συναρτήσεων και ανάγει τη συνέλιξη σε περιορισμένο πολλαπλασιασμό διακριτών τιμών στο πεδίο της συχνότητας. Η τεχνική αυτή αποδεικνύεται ότι είναι πολύ πιο γρήγορη και πιο ακριβής από την τεχνική της συμβατικής συνέλιξης που βασίζεται στις ιδιότητες του μετασχηματισμού Laplace. Για τα ανωτέρω θέματα καθώς και για τις αναλυτικές τεχνικές συνέλιξης συνεχών και διακριτών μεταβλητών υπάρχουν εκτεταμένες αναλύσεις στις αναφορές, [299], [300], [313], [314], [315]. Ωστόσο, η συνέλιξη μιας μεταβλητής με r διεγέρσεις και μιας με s διεγέρσεις θα έχει πάντα r φορές s διεγέρσεις πράγμα που αναπόφευκτα απαιτεί μεγάλο χρόνο αποθήκευσης και υπολογισμού.

Το 1984 τελειοποιείται η PLF που θεωρεί εξάρτηση μεταξύ των δεδομένων εγχύσεων των ζυγών για την εφαρμογή της σε προβλήματα ισοζυγίου ισχύος στο σύστημα, λαμβάνοντας υπόψη οικονομικούς και λειτουργικούς περιορισμούς, [316]. Το 1985 επεκτείνεται η PLF ώστε να περιλαμβάνει και τη μεταβλητή τοπολογία του δικτύου, [311].

Το 1990 δημοσιεύεται μια νέα θεώρηση της πολυγραμμικοποιημένης PLF όπου ο προσδιορισμός των κατάλληλων σημείων γραμμικοποίησης βασίζεται στην υπολογισθείσα pdf της συνολικής ζήτησης, [317]. Το 1992 η χρησιμοποίηση της μεθόδου Interval Arithmetic βοήθησε στο να μελετηθούν οι αβεβαιότητες των δεδομένων στους κόμβους και να βρεθούν όλες οι πιθανές λύσεις που συμπεριλάμβαναν εντός των ορίων, [318].

Την δεκαετία 1990-2000 η ανάπτυξη των μονάδων ΔΠ ξανάφερε στο προσκήνιο την PLF. Οι αναφορές [297], [299], [319]-[323] παρέχουν μια εκτενή και σε βάθος ανάλυση της PLF των μεθόδων και των τεχνικών μερικές εκ των κυριοτέρων αναπτύσσονται παρακάτω. Ιδιαίτερα η εργασία, [324] περιλαμβάνει ότι έχει δημοσιευθεί για την PLF από το 1962 ως το 1990.

Τα τελευταία χρόνια η αυξημένη διείσδυση των μονάδων ΔΠ οδήγησε στην εύρεση νέων μεθόδων επίλυσης του προβλήματος της PLF. Το 2004 προτείνεται η PLF στη DC έκφρασή της με τη χρησιμοποίηση της μεθόδου των συνδυασμένων αθροισμάτων και της επέκτασης Gram-Charlier, μια μέθοδο με ιδιαίτερα ενδιαφέρουσες ιδιότητες και υπολογιστική απλότητα, [325], [326]. Στο ίδιο πλαίσιο αναπτύχθηκε παράλληλα και η μέθοδος Cornish-Fisher που όπως αποδεικνύεται είναι ποιο ακριβής στις άκρες των κατανομών, [327], [328]. Τέλος, η εισαγωγή της Μεθόδου Εκτίμησης 2 και 3 Σημείων βοήθησε προς μία εναλλακτική επίλυση της PLF, [329]. Τα τελευταία χρόνια η δυνατότητα λύσης της PLF με τη βοήθεια της θεωρίας Ασαφούς Λογικής έδωσε αξιόλογα αποτελέσματα, [330] ενώ πραγματοποιήθηκαν και προσπάθειες επίλυσης της PLF με τη βοήθεια των Νευρωνικών Δικτύων, [331].

6.3. ΑΛΛΑΓΗ ΤΟΠΟΛΟΓΙΑΣ ΤΟΥ ΣΗΕ – ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΩΝ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΓΡΑΜΜΗΣ ΚΑΙ ΑΛΛΗΛΟΕΞΑΡΤΗΣΗ ΤΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΣΤΗΝ PLF

Η αλλαγή της τοπολογίας του δικτύου λόγω διακοπής της λειτουργίας τμημάτων αυτού αναπόφευκτα οδηγεί σε αλλαγή του συνόλου των εξισώσεων και των σχετικών εξόδων του συστήματος, [311], [326]. Ο αλγόριθμος που χρησιμοποιείται θεωρεί την εκάστοτε διαμόρφωση του ΣΗΕ σαν μια διακριτή τυχαία μεταβλητή με συγκεκριμένη πιθανότητα για κάθε διαμόρφωση με τη συνολική πιθανότητα για όλες τις διαμορφώσεις να ισούται με 1. Οι τελικές pdf των καταστάσεων του συστήματος και των ροών φορτίου στις γραμμές λαμβάνονται από ένα σταθμισμένο άθροισμα των pdf που λαμβάνονται σε κάθε διαμόρφωση δικτύου, αντίστοιχα.

Ένα άλλο θέμα σχετικό με τα τυχαία φαινόμενα που επιδρούν σε ένα ΣΗΕ είναι η μεταβολή των παραμέτρων των γραμμών εξαιτίας για παράδειγμα της μεταβολής της θερμοκρασίας περιβάλλοντος. Η μεταβολή των παραμέτρων αυτών θα πρέπει να θεωρείται σαν μια συνεχής στοχαστική μεταβλητή πράγμα που δεν συμβαίνει στην συμβατική PLF. Μια Μέθοδος Εκτίμησης Σημείου είναι κατάλληλη και προτείνεται στην αναφορά, [329] για να συμπεριλάβει τη μεταβολή των παραμέτρων γραμμών στην ανάλυση PLF. Οι κατανομές της ωμικής αντίστασης και της επαγωγικής αντίδρασης θεωρούνται ομοιόμορφες κατανομές με διαφορετικές μέσες τιμές. Η κατανομή της εγκάρσιας χωρητικότητας της γραμμής θεωρείται διακριτή δύο σημείων.

Συνήθως, οι μεταβλητές ισχύος εισόδου δεν είναι εντελώς ανεξάρτητες ή γραμμικά συσχετισμένες με τις υπόλοιπες. Αυτό οφείλεται στο ότι ένας συγκεκριμένος τύπος φορτίων όπως τα οικιακά φορτία έχουν

παρόμοια συμπεριφορά. Οι λόγοι της συσχέτισης μεταξύ των φορτίων και της παραγωγής μπορεί να οφείλονται σε διάφορους παράγοντες όπως, [299]:

Συσχέτιση Φορτίου-Φορτίου: Τα φορτία που βρίσκονται σε γειτονικούς ζυγούς έχουν την τάση να αυξάνονται ή να μειώνονται με τον ίδιο τρόπο.

Συσχέτιση Παραγωγής-Παραγωγής: Συνήθως σε ένα ΣΗΕ που αποτελείται από πολλές ομάδες γεννητριών είναι επιθυμητό η παραγωγή μιας συγκεκριμένης περιοχής ή η συνολική παραγωγή του συστήματος να διατηρείται σταθερή. Η συσχέτιση αυτή επομένως είναι αρνητική. Η παραγωγή επίσης των μονάδων ΑΠΕ ακολουθεί τις μεταβολές του ανέμου ή της ηλιοφάνειας και σε γειτονικούς ζυγούς η συσχέτιση είναι θετική.

Συσχέτιση Παραγωγής-Φορτίου: Η παραγωγή μιας περιοχής σε ένα σύστημα είναι προγραμματισμένη να καλύψει το φορτίο της περιοχής, και συνήθως η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται τη στιγμή που χρειάζεται. Η συσχέτιση που υπάρχει επομένως μεταξύ παραγωγής και φορτίου είναι θετική δηλαδή όταν το φορτίο αυξάνεται ή μειώνεται, αυξάνεται ή μειώνεται αντίστοιχα και η παραγωγή.

Για την μοντελοποίηση του συσχετισμού φορτίων και παραγωγής διαφόρων περιπτώσεων υπάρχουν αρκετές αναφορές όπως οι [302], [313] και [332].

Στη διατύπωση του προβλήματος της PLF συνήθως γίνεται η παραδοχή ότι οι τυχαίες μεταβλητές που αντιπροσωπεύουν τα φορτία και την παραγωγή στους ζυγούς του συστήματος είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους. Η παραδοχή αυτή είναι σωστότερη όσο απομακρύνεται η χρονική στιγμή της πρόβλεψης φορτίων από την παρούσα χρονική στιγμή. Όμως, στη βραχυπρόθεσμη πρόβλεψη φορτίων και σε εφαρμογές της PLF στον προγραμματισμό λειτουργίας του συστήματος η παραδοχή αυτή ισχύει λιγότερο ή και καθόλου. Στις περιπτώσεις αυτές είναι αναγκαία η θεώρηση εξάρτησης μεταξύ των μεταβλητών, [299], [300].

6.4. ΜΕΘΟΔΟΙ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ PLF

Υπάρχουν δύο βασικές κατηγορίες μεθόδων επίλυσης του προβλήματος της PLF. Η πρώτη κατηγορία βασίζεται σε αριθμητικές μεθόδους και η δεύτερη σε αναλυτικές, σχήμα 6.4.α. Οι αριθμητικές μέθοδοι έχουν το πλεονέκτημα ότι είναι απλές και εφαρμόζονται χωρίς καμία παραδοχή, ενώ οι αναλυτικές επειδή χρησιμοποιούν πιο σύνθετη μοντελοποίηση συνήθως απαιτούν να γίνουν σοβαρές παραδοχές και απλοποιήσεις που έχουν επίδραση στην ακρίβεια των αποτελεσμάτων.

6.4.1. Αριθμητικές Μέθοδοι – Monte Carlo

Η αριθμητική προσέγγιση υιοθετεί την μέθοδο *Monte-Carlo* (MC) η οποία συνίσταται στην επαναληπτική διαδικασία της επίλυσης του ίδιου προβλήματος ντετερμινιστικά, με συγκεκριμένες πάντα τιμές δεδομένων σε κάθε επίλυση (διαφορετικούς συνδυασμούς τιμών ισχύος). Το κύριο χαρακτηριστικό της μεθόδου MC είναι η παραγωγή τυχαίων αριθμών, [307], [320], [333]. Θεωρητικά δεν υπάρχουν περιοριστικές παραδοχές στην μέθοδο Monte-Carlo. Κατά την επίλυση μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι ακριβείς μη γραμμικές εξισώσεις ροής φορτίου, σχέσεις (6.4.α)-(6.4.ε), να θεωρηθεί εξάρτηση μεταξύ των τυχαίων μεταβλητών, καθώς επίσης και διαφορετική τοπολογία δικτύου και διαφορετικές τιμές στις παραμέτρους ελέγχου του συστήματος, [298]. Έτσι, αποτελεί ένα τρόπο ελέγχου της ακρίβειας και της ορθότητας των παραδοχών των αναλυτικών μεθόδων PLF που χρησιμοποιούνται. Η ακρίβεια της μεθόδου είναι ανάλογη του αριθμού των διαδοχικών επιλύσεων που θεωρούνται. Συνήθως, μια αξιόπιστη ανάλυση απαιτεί μερικές χιλιάδες διαφορετικές επιλύσεις. Έτσι, το μειονέκτημα της μεθόδου Monte-Carlo είναι το πλήθος των επαναλήψεων για να δοθούν αξιόπιστα αποτελέσματα πράγμα που όπως είναι λογικό επηρεάζει αρνητικά και τον χρόνο εκτέλεσης.

$$P_i = U_i \sum_{k=1}^n U_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (6.4.α)$$

$$Q_i = U_i \sum_{k=1}^n U_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (6.4.β)$$

$$P_{ik} = -t_{ik} G_{ik} U_i^2 + U_i U_k (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (6.4.γ)$$

$$Q_{ik} = t_{ik} B_{ik} U_i^2 - B_{ik} U_i^2 + U_i U_k (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (6.4.δ)$$

$$Q_{i(sh)} = U_i^2 B_{i(sh)} \quad (6.4.ε)$$

όπου P_i και Q_i είναι η ενεργός και η άεργος ισχύς του δικτύου στον ζυγό i , P_{ik} και Q_{ik} είναι η ενεργός και η άεργος έγχυση (παραγωγή-ζήτηση) στη γραμμή ik από τη μεριά του ζυγού i , U_i και U_k είναι η τάση στον

ζυγό i και k , θ_{ik} είναι η διαφορά των γωνιών των τάσεων στους ζυγούς i και k , G_{ik} και B_{ik} είναι το πραγματικό και το φανταστικό μέρος του αντίστοιχου πίνακα αγωγιμοτήτων του εξεταζόμενου κάθε φορά ΣΗΕ. Τέλος, $Q_{i(sh)}$ και $B_{i(sh)}$ είναι η άεργος ισχύς αντιστάθμισης και η εγκάρσια χωρητική αγωγιμότητα του ζυγού i , αντίστοιχα.

6.4.2. Αναλυτικές Μέθοδοι

Η βασικότερη απλοποίηση που γίνεται σε όλες τις αναλυτικές μεθόδους είναι η γραμμικοποίηση των εξισώσεων ροής φορτίου γύρω από κάποιο συγκεκριμένο λειτουργικό σημείο, συνήθως γύρω από την αναμενόμενη (μέση) τιμή. Αυτή η απλοποίηση οδηγεί σε αποτελέσματα ικανοποιητικής ακρίβειας μόνο για την περιοχή γύρω από το συγκεκριμένο λειτουργικό σημείο. Όσο αυξάνεται η αβεβαιότητα των δεδομένων, ή όσο εντονότερη είναι η μη γραμμικότητα των εξισώσεων τόσο η μοντελοποίηση των αναλυτικών μεθόδων γίνεται πολύπλοκότερη για να διατηρήσει ικανοποιητική ακρίβεια στα αποτελέσματα ιδιαίτερα στα άκρα των συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας.

Η θεώρηση εξαρτημένων μεταβλητών, η γραμμικοποίηση σε διαφορετικά λειτουργικά σημεία, η μεταβλητή τοπολογία δικτύου και η οικονομική κατανομή των γεννητριών του συστήματος είναι προβλήματα που καθιστούν την μοντελοποίηση των αναλυτικών μεθόδων ακόμη πιο πολύπλοκη.

6.4.2.1. Γραμμικοποίηση Των Εξισώσεων Ροής Φορτίου,^[299]

Η βασική ιδέα της αναλυτικής προσέγγισης είναι η χρήση τεχνικών συνέλιξης με τις pdf των τυχαίων μεταβλητών των εισόδων ισχύος έτσι ώστε οι pdf των μεταβλητών κατάστασης του συστήματος και των ροών ισχύος να λαμβάνονται υπόψη. Παρόλα αυτά οι δυσκολίες επίλυσης των εξισώσεων της PLF μέσω της συνέλιξης των pdf των μεταβλητών εισόδου ισχύος είναι διπλάσιες.

Το πρόβλημα της ροής φορτίου μπορεί να περιγραφεί μαθηματικά από δύο συστήματα μη γραμμικών εξισώσεων της μορφής:

$$Y=g(X) \text{ και } Z=h(X) \quad (6.4.στ)$$

όπου: Y είναι το Διάνυσμα Εισόδου που αντιπροσωπεύει τις ενεργές εγχύσεις σε όλους τους ζυγούς (PQ και PV), εκτός του ζυγού αναφοράς και τις άεργες εγχύσεις στους ζυγούς φορτίου (PQ), X είναι το Διάνυσμα Κατάστασης που αντιπροσωπεύει το μέτρο των τάσεων και τις γωνίες των τάσεων, Z είναι το Διάνυσμα Εξόδου που αντιπροσωπεύει όλα τα μεγέθη που μπορούν να υπολογιστούν από το Διάνυσμα Κατάστασης όπως ενεργές και άεργες ροές ισχύος, απώλειες ισχύος κ.λπ. και g, h είναι οι μη γραμμικές διανυσματικές συναρτήσεις.

Θεωρώντας ότι οι τυχαίες μεταβλητές είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους και ότι η τοπολογία του δικτύου θεωρείται σταθερή (με πιθανότητα μονάδα) οι συναρτήσεις g και h μπορούν να γραμμικοποιηθούν γύρω από κάποιο λειτουργικό σημείο, συνήθως την αναμενόμενη τιμή (Y_0, X_0), τότε: $Y_0=g(X_0)$ μέσω μίας ντετερμινιστικής επίλυσης ροής φορτίου. Ομοίως: $Z_0=h(X_0)$.

Η γραμμικοποίηση των εξισώσεων ροής φορτίου (6.4.στ) γύρω από τις αναμενόμενες τιμές, δίνει (ανάπτυγμα Taylor):

$$Y \approx g(X_0) + J(X - X_0) \text{ και } Z \approx h(X_0) + K(X - X_0) \quad (6.4.ζ)$$

όπου: $J=(\partial g/\partial X)_{X=X_0}$, και $K=(\partial h/\partial X)_{X=X_0}$ είναι οι Ιακωβιανές της g και h στο σημείο X_0 , αντίστοιχα. Από τις παραπάνω σχέσεις προκύπτει:

$$X = X'_0 + AY \text{ και } Z = Z'_0 + BY \quad (6.4.η)$$

με $A=J^{-1}$, $X'_0 = X_0 - AY_0$, $B=KA$ και $Z'_0 = Z_0 + BY_0$. Οι εξισώσεις (6.4.η) μπορούν να εκφραστούν στην αναλυτική τους μορφή ως:

$$X_i = X'_{0i} + \sum_{j=1}^m \alpha_{ij} Y_j \text{ και } Z_i = Z'_{0i} + \sum_{j=1}^m b_{ij} Y_j \quad (6.4.θ)$$

όπου: $i=1,2,\dots,n$ με n να είναι η διάσταση του διανύσματος κατάστασης X , $k=1,2,\dots,l$ με l να είναι η διάσταση του διανύσματος των ζητούμενων μεγεθών Z , $j=1,2,\dots,m$ με m να είναι η διάσταση του διανύσματος δεδομένων Y και τέλος α_{ij} να είναι το στοιχείο του πίνακα των συντελεστών ευαισθησίας A και b_{ij} να είναι το στοιχείο του πίνακα των συντελεστών ευαισθησίας B .

Έτσι οι εξισώσεις (6.4.θ) δείχνουν ότι κάθε τυχαία μεταβλητή των διανυσμάτων X και Z εκφράζεται ως αλγεβρικό γραμμικό άθροισμα των ανεξάρτητων τυχαίων μεταβλητών του διανύσματος Y με συντελεστές βαρύτητας κατάλληλα υπολογισμένους από τους συντελεστές ευαισθησίας. Επομένως, οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας των τυχαίων μεταβλητών των διανυσμάτων X και Z μπορούν να υπολογιστούν από τη μαθηματική συνέλιξη των δεδομένων συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας των φορτίων ζήτησης και της

παραγωγής ή με κάποια άλλη μέθοδο όπως θα αναλυθεί παρακάτω. Π.χ. για το Διάνυσμα Κατάστασης, X όπου f εκφράζει συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας ενώ το σύμβολο $*$ την πράξη της συνέλιξης, ισχύει:

$$f(X_i) = f(Y_1 - Y_{10}) * f(Y_2 - Y_{20}) * \dots * f(Y_n - Y_{n0}) \quad (6.4.i)$$

6.4.2.2. Πολυγραμμικοποίηση – Βελτιστοποίηση Τεχνικών PLF

Επειδή οι μη γραμμικές εξισώσεις ροής φορτίου γραμμικοποιούνται γύρω από τη μέση τιμή, η ακρίβεια των αποτελεσμάτων χειροτερεύει όταν οι τιμές των μεταβλητών ισχύος που εισάγονται είναι μακριά από τις αντίστοιχες μέσες τιμές. Τα σφάλματα συνήθως αντικατοπτρίζονται στις ακραίες «περιοχές» των αποτελεσμάτων. Αυτό μπορεί σημαντικά να επηρεάσει την λήψη μιας απόφασης. Έτσι, διαφορετικές μέθοδοι έχουν προταθεί ώστε να αμβλυνθούν τα σφάλματα που προκαλούνται από τη γραμμικοποίηση των εξισώσεων ροής φορτίου. Δύο τυπικές λύσεις είναι η PLF χρησιμοποιώντας πολυγραμμικοποίηση, [315], [317] και η τετραγωνική PLF, [334], [335].

Η πολυγραμμικοποίηση της PLF γραμμικοποιεί τις εξισώσεις ροής φορτίου γύρω από σημεία εκτός της μέσης τιμής των δεδομένων εισόδου, Y . Γύρω από κάθε σημείο γραμμικοποίησης μπορεί να χρησιμοποιηθεί μια τεχνική συνέλιξης για την εύρεση των πιθανοτικών κατανομών των αποτελεσμάτων και αυτές συνδυαζόμενες σωστά να δώσουν τα τελικά αποτελέσματα. Το σημείο κλειδί είναι να βρεθούν τα σωστά σημεία γραμμικοποίησης, για παράδειγμα το μέγιστο και το ελάχιστο των τυχαίων μεταβλητών εξόδου. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί μέσω ενός αλγορίθμου ροής φορτίου ο οποίος μεγιστοποιεί (ή ελαχιστοποιεί) για παράδειγμα τις γραμμικές εξισώσεις (6.4.θ). Θεωρητικά η μέγιστη (ή ελάχιστη) τιμή μιας μεταβλητής κανονικής κατανομής Y_j είναι ίση με ∞ (ή $-\infty$) η οποία δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να συμπεριληφθούν η μέγιστη ή η ελάχιστη τιμή του X . Αυτό μπορεί να επιλυθεί περικλύπτοντας την κατανομή σε κάθε (κανονική κατανομή) μεταβλητή εισόδου έτσι ώστε να συμπεριλαμβάνεται το διάστημα $\pm 3\sigma$ όπου σ είναι η τυπική απόκλιση, Παράρτημα ΣΤ-Ι, [299].

Αλλά σημεία γραμμικοποίησης μεταξύ της μέσης τιμής και της μέγιστης (ή της ελάχιστης) τιμής μπορούν να βρεθούν με παρόμοιο τρόπο ορίζοντας ένα συντελεστή αποκοπής, β στις κανονικής κατανομής μεταβλητές εισόδου, [315]. Φαίνεται ότι η ομοιότητα μεταξύ των αποτελεσμάτων από την πολυγραμμικοποιημένη PLF και αυτών από την μέθοδο MC είναι σημαντικά βελτιωμένη σε σχέση με την παραδοσιακή γραμμικοποίηση, [336].

Η τετραγωνική PLF περικλείει τους δεύτερης τάξης όρους της επέκτασης της σειράς Taylor για τις εξισώσεις ροής φορτίου. Παρόλα αυτά το μη γραμμικό τμήμα στους όρους δεύτερης τάξης $(X-X_0)^T(X-X_0)$, αντικαθίσταται από τους όρους πρώτης τάξης. Έτσι, συμπεριλαμβάνονται οι τετραγωνικές εκφράσεις των ροών φορτίου. Όπως αναφέρεται στις, [297] και [234] η συνεισφορά των συμπεριλαμβανομένων τετραγωνικών όρων είναι γενικά μικρή αλλά γίνεται ουσιαστική στα σημεία λειτουργίας υπό μεγάλα φορτία.

Μια άλλη προσέγγιση για να αμβλυνθούν τα σφάλματα που προκαλούνται από τη γραμμικοποίηση προτείνεται στην, [337] η οποία λαμβάνει υπόψη τη μη γραμμικοποίηση των εξισώσεων ροής φορτίου διαχωρίζοντας τα φορτία του συστήματος σε αρκετά τμήματα και εκτελώντας τον γραμμικοποιημένο αλγόριθμο σε κάθε τμήμα. Η βελτίωση των αποτελεσμάτων χρησιμοποιώντας πολλαπλά τμήματα επίσης φαίνεται σε σχέση με τα αποτελέσματα από την προσομοίωση MC.

6.4.2.3. Gram-Clarlier Ανάλυση

Μια μέθοδος επίλυσης του προβλήματος της PLF που συνδυάζει την έννοια των Αθροισμάτων (Cumulants) βασίζεται στην ανάλυση Gram-Charlier, [325], [338]. Η βασική ιδέα της μεθόδου είναι η εύρεση με συστηματικό τρόπο, σε πρώτο στάδιο, της pdf ή αντίστοιχα της *Αθροιστικής Συνάρτησης Κατανομής* (cdf) μιας τυχαίας μεταβλητής μέσω των ροπών της (moments) και μέσω μιας γνωστής κατανομής και σε δεύτερο στάδιο, η αντικατάσταση των πράξεων συνέλιξης μέσω των ιδιοτήτων που φέρουν τα αθροίσματα. Οι ιδιότητες των αθροισμάτων είναι ανώτερες από τις αντίστοιχες ιδιότητες των ροπών υπό την έννοια ότι τα αθροίσματα οποιασδήποτε τάξης μιας τυχαίας μεταβλητής $Z=B+C$ (B και C είναι ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές) είναι το άθροισμα των αντίστοιχων αθροισμάτων των B και C με την αντίστοιχη σειρά, γεγονός που δεν ισχύει για τις ροπές τάξης μεγαλύτερης της δεύτερης.

Δηλαδή, η εν λόγω μέθοδος συγκρινόμενη με άλλες μεθόδους που χρησιμοποιούνται στην PLF αποφεύγει το σύνθετο υπολογισμό συνελίξεων και τους αντικαθιστά με την απλή αριθμητική διαδικασία που οφείλεται στις μοναδικές ιδιότητες των αθροισμάτων με μια μόνο επανάληψη. Έτσι, μειώνει σημαντικά τις απαιτήσεις υπολογιστικής μνήμης και υπολογιστικού χρόνου δίνοντας ταυτόχρονα ακριβή αποτελέσματα. Επίσης, είναι σε θέση να χειριστεί μεγάλα ΣΗΕ. Μειονέκτημα της μεθόδου είναι ότι χάνεται η ακρίβεια των αποτελεσμάτων στις άκρες των υπολογισμένων κατανομών λόγω των μαθηματικών ιδιοτήτων των

πολυωνύμων Hermite που χρησιμοποιούνται ή άλλων ισοδύναμων εκφράσεων καθώς και άλλων μαθηματικών φαινομένων, π.χ. φαινόμενο Gibbs.

Η παρακάτω διαδικασία χρησιμοποιεί ως γνωστή κατανομή, για την εύρεση της pdf ή cdf μιας άγνωστης τυχαίας μεταβλητής, την Κανονική Κατανομή ($N(0,1)$), με μέση τιμή μηδέν και τυπική απόκλιση ίση με ένα). Μπορούν όμως, να χρησιμοποιηθούν και άλλες κατανομές, όπως π.χ. η Γάμμα. Τέτοιες τεχνικές μπορούν να βρεθούν με περισσότερες λεπτομέρειες στις αναφορές, [339], [340], [341]. Στην ενότητα αυτή θα συζητηθεί μόνο μία περίπτωση της επέκτασης Gram-Charlier με Κανονικές Κατανομές τύπου A και αμέσως μετά η αντίστοιχη Cornish – Fisher. Για την κατανόηση της όλης διαδικασίας απαιτείται ένα μαθηματικό υπόβαθρο στατιστικής θεωρίας που σχετίζεται με το εξεταζόμενο ζήτημα το οποίο και παρατίθεται στο Παράρτημα ΣΤ.1. Στο ίδιο παράρτημα αναλύονται και ισοδύναμες μαθηματικές εκφράσεις εύρεσης της pdf μιας τυχαίας μεταβλητής.

Εύρεση Της pdf Τυχαίας Μεταβλητής Με Βάση Την Επέκταση Cram-Charlier (Τύπου A)

Αν θεωρηθεί μία οποιαδήποτε τυχαία μεταβλητή ξ με μια συνεχή κατανομή μέσης τιμής, m και τυπικής απόκλισης, σ τότε για την κανονικοποιημένη μεταβλητή $x=(\xi-m)/\sigma$ η Αθροιστική Συνάρτηση Κατανομής (cdf) και η Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας (pdf) ορίζονται ως $F(x)$ και $f(x)$, όπου:

$$F(x) = \Phi(x) + \frac{c_1}{1!} \Phi'(x) + \frac{c_2}{2!} \Phi''(x) + \frac{c_3}{3!} \Phi^{(3)}(x) + \dots \quad (6.4.k)$$

$$f(x) = \phi(x) + \frac{c_1}{1!} \phi'(x) + \frac{c_2}{2!} \phi''(x) + \frac{c_3}{3!} \phi^{(3)}(x) + \dots \quad (6.4.l)$$

με $\Phi(x)$ και $\phi(x)$ να αντιπροσωπεύουν την cdf και την pdf της κανονικής κατανομής $N(0,1)$, δηλαδή, $\phi(x)=(1/\sqrt{2\pi})\exp(-x^2/2)$. Οι c_v είναι οι σταθεροί συντελεστές Gram-Charlier οι οποίοι ορίζονται ως:

$$\begin{aligned} c_0 &= 1 \\ c_1 &= c_2 = 0 \\ c_3 &= -\frac{\beta_3}{\sigma^3} \\ c_4 &= \frac{\beta_4}{\sigma^4} - 3 \\ c_5 &= -\frac{\beta_5}{\sigma^5} + 10 \frac{\beta_3}{\sigma^3} \\ c_6 &= \frac{\beta_6}{\sigma^6} - 15 \frac{\beta_4}{\sigma^4} + 30 \\ &\dots \dots \dots \end{aligned} \quad (6.4.m)$$

Ενώ, β_v είναι οι κεντρικές ροπές της τυχαίας μεταβλητής ξ , τάξης v , γύρω από το μέσο όρο m (αν $m=0$, υπολογίζουμε τις απλές ροπές, α_v):

$$\beta_v = E[(\xi - m)^v] = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - m)^v dF(x) \quad (6.4.n)$$

Τέλος, οι παράγωγοι της κανονικής κατανομής μπορούν να βρεθούν μέσω των πολυωνύμων Hermite (Παράρτημα ΣΤ.1), π.χ. $\phi'(x)=-x\phi(x)$, $\phi''(x)=(x^2-1)\phi(x)$, κ.ο.κ.

Δηλαδή, η εύρεση της αναλυτικής έκφρασης της pdf μιας τυχαίας μεταβλητής για την οποία γνωρίζουμε ένα σύνολο τιμών της με τις αντίστοιχες πιθανότητες βασίζεται ουσιαστικά στον υπολογισμό των ροπών της. Συνήθως, για ακριβή αποτελέσματα η αναλυτική έκφραση της pdf περιλαμβάνει κεντρικές ροπές μέχρι έκτης και σε σπάνιες περιπτώσεις μέχρι ένατης τάξης. Προφανώς, οι ροπές μιας τυχαίας μεταβλητής συνδέονται με τις αντίστοιχες κεντρικές ροπές της μέσω απλών σχέσεων, Παράρτημα ΣΤ.1.

Ιδιότητες Των Αθροισμάτων (Cumulants) Και PLF

Έστω $x_1, x_2, \dots, x_n$ είναι n ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές με γνωστές τις αντίστοιχες pdf. Για το άθροισμα αυτών των n τυχαίων μεταβλητών, η συνολική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας θα είναι μέσω των συνελίξεων:

$$F(x) = F_1(x) * F_2(x) * \dots * F_n(x) \quad (6.4.ξ)$$

Εάν οι χαρακτηριστικές συναρτήσεις (Παράρτημα ΣΤ-II) των $x_1, x_2, \dots, x_n$ είναι $w_1(x), w_2(x), \dots, w_n(x)$, τότε η χαρακτηριστική συνάρτηση $w(x)$ του αθροίσματος ($x_1+x_2+\dots+x_n$), είναι:

$$w(x) = w_1(x) * w_2(x) * \dots * w_n(x) \quad (6.4.ο)$$

Το θεώρημα πολλαπλασιασμού για τις παραπάνω χαρακτηριστικές συναρτήσεις οδηγεί στην ακόλουθη σχέση:

$$\log w(x) = \log w_1(x) + \log w_2(x) + \dots + \log w_n(x) \quad (6.4.\pi)$$

Από την οποία εξάγεται ότι οι συντελεστές γ_v (v η τάξη ροπών) οι οποίοι εισήχθησαν από τον Thiele και καλούνται *ημι-σταθερές ή αθροίσματα της κατανομής*, δίνονται από τη σχέση:

$$\gamma_v = \gamma_v^1 + \gamma_v^2 + \dots + \gamma_v^n \quad (6.4.\rho)$$

Εύκολα μπορούμε να παρατηρήσουμε, έχοντας υπόψη την ανάλυση στο Παράρτημα ΣΤ.1, ότι για τις δύο π.χ. πρώτες ροπές της συνολικής pdf ισχύει:

$$m = m_1 + m_2 + \dots + m_n \quad \text{και} \quad \sigma^2 = \sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \dots + \sigma_n^2 \quad (6.4.\sigma)$$

Όπου, όπως αποδεικνύεται:

$\gamma_1 = \alpha_1 = m$	$\gamma_1 = m$
$\gamma_2 = \alpha_2 - a_1^2$	$\gamma_2 = \beta_2 = \sigma^2$
$\gamma_3 = \alpha_3 - 3a_1a_2 + 2a_1^3$	$\gamma_3 = \beta_3$
$\gamma_4 = \alpha_4 - 3a_2^2 - 4a_1a_3 + 12a_1^2a_2 - 6a_1^4$	$\gamma_4 = \beta_4 - 3\alpha_2^2$
...	$\gamma_5 = \beta_5 - 10\beta_2\beta_3$
	$\gamma_6 = \beta_6 - 15\beta_2\beta_4 - 10\beta_3^2 + 30\beta_2^3$
	...

$\beta_1 = 0$	
$\beta_2 = \gamma_2 = \sigma^2$	
$\beta_3 = \gamma_3$	
$\beta_4 = \gamma_4 + 3\gamma_2^2$	(6.4.τ)
$\beta_5 = \gamma_5 + 10\gamma_2\gamma_3$	
$\beta_6 = \gamma_6 + 15\gamma_2\gamma_4 + 10\gamma_3^2 + 15\gamma_2^3$	
...	

Με παρόμοιο τρόπο υπολογίζονται και όλες οι υπόλοιπες ροπές, οποιασδήποτε τάξης, της συνολικής pdf.

Υπολογιστική Διαδικασία Επίλυσης Προβλήματος PLF Μέσω Επέκτασης Gram-Charlier Τύπου A

Βάσει των ανωτέρω, η διαδικασία υπολογισμού των pdf για τα διανύσματα X και Z του προβλήματος της PLF, τα οποία με τη μέθοδο της γραμμικοποίησης εκφράζονται σαν ένας γραμμικός συνδυασμός των εγχύσεων ισχύος από τους ζυγούς του ΣΗΕ απλοποιείται κατά πολύ. Διότι, πλέον αντί των πολύπλοκων και χρονοβόρων συνελίξεων πραγματοποιούνται απλές πράξεις προσθέσεως. Συγκεκριμένα η διαδικασία έχει ως εξής:

1. Για κάθε τυχαία μεταβλητή (είτε φορτίο ζήτησης είτε παραγωγή) υπολογίζουμε τις ροπές, α_i μέχρι έκτης ή ένατης τάξης (εξίσωση 6.4.v) καθώς και τους αντίστοιχους συντελεστές Thiele, γ_i χρησιμοποιώντας την εξίσωση (6.4.τ).
2. Στη συνέχεια για κάθε ζυγό υπολογίζουμε πάλι τους αντίστοιχους συντελεστές, γ_i της εγχεόμενης ισχύος εφαρμόζοντας την εξίσωση (6.4.ρ).
3. Γνωρίζοντας για κάθε ζυγό του ΣΗΕ τους συντελεστές γ_i της εγχυόμενης ισχύος και σε συνδυασμό με τις εξισώσεις γραμμικοποίησης (6.4.θ) υπολογίζονται οι συντελεστές γ_v για τα μεγέθη των διανυσμάτων X και Z .
4. Βάσει της σχέσης (6.4.τ) υπολογίζονται οι κεντρικές ροπές των μεγεθών που περιλαμβάνουν τα διανύσματα X , Z .
5. Οι συντελεστές Gram-Charlier, c_v υπολογίζονται με τη βοήθεια της σχέσης (6.4.μ).
6. Οι τελικές pdf ή cdf των μεγεθών εξόδου της PLF εκφράζονται μέσω των σχέσεων (6.4.κ) και (6.4.λ).

6.4.2.4. Cornish-Fisher Ανάλυση

Η μέθοδος αυτή παρουσιάστηκε για πρώτη φορά από τους Cornish και Fisher το 1958, [342] αλλά χρησιμοποιήθηκε και από πολλούς άλλους για την μελέτη τόσο ενεργειακών όσο και οικονομικών θεμάτων, [327], [328], [343]-[348]. Η βασική αρχή της είναι παρόμοια με την ανάλυση Gram – Charlier. Με τη μέθοδο αυτή επιτυγχάνεται ο υπολογισμός της *Αθροιστικής Συνάρτησης Κατανομής* (cdf) αλλά και της Συνάρτησης Πυκνότητας Πιθανότητας (pdf) με μικρή υπολογιστική διαδικασία. Το γεγονός αυτό οφείλεται στις ιδιότητες των αθροισμάτων (προηγούμενη ενότητα). Η μέθοδος αυτή παρουσιάζει πολύ καλή προσέγγιση με τη μέθοδο Monte Carlo, την οποία χρησιμοποιούμε ως αναφορά σε τέτοιες περιπτώσεις. Συνεπώς, με μια τέτοια μέθοδο, που συνδυάζει καλά αποτελέσματα και μικρή διαδικασία υπολογισμού, ο σχεδιασμός των συστημάτων μπορεί να απλουστευθεί αρκετά αφού μπορούν να προσεγγιστούν οι παράμετροι αυτών με μεγαλύτερη ευκολία και ακρίβεια σε σχέση με τη χρήση άλλων μεθόδων και μάλιστα στα άκρα των κατανομών.

Ο σκοπός της γενικευμένης επέκτασης της Cornish–Fisher είναι να προσεγγίσει μια επιθυμητή τυχαία κατανομή με τη χρήση ήδη γνωστών κατανομών, [343]. Πιο συγκεκριμένα αν ονομάσουμε $F(x)$ μια τυχαία άγνωστη αθροιστική συνάρτηση κατανομής τότε ο σκοπός της επέκτασης αυτής είναι να προσεγγίσουμε ένα ποσοστιαίο σημείο α (quantile- α) της $F(x)$ σε σχέση με το ποσοστιαίο σημείο x της αθροιστικής συνάρτησης κανονικής κατανομής, $\Phi(x)$ και των αθροισμάτων της $F(x)$. Η θεωρητική ανάλυση που οδηγεί στην επιθυμητή σχέση είναι μια διαδικασία αρκετά πολύπλοκη και περιγράφεται εν συντομία στο Παράρτημα ΣΤ.2. Χρησιμοποιώντας τα πέντε πρώτα αθροίσματα, το ανάπτυγμα Cornish-Fisher είναι της μορφής:

$$\begin{aligned} x = z + \frac{1}{6}(z^2 - 1)\kappa_3 + \frac{1}{24}(z^3 - 3z)\kappa_4 - \frac{1}{36}(2z^3 - 5z)\kappa_3^2 + \frac{1}{120}(z^4 - 6z^2 + 3)\kappa_5 \\ - \frac{1}{24}(z^4 - 5z^2 + 2)\kappa_3\kappa_4 + \frac{1}{324}(12z^4 - 53z^2 + 17)\kappa_3^3 - \frac{1}{384}(3z^5 - 24z^3 + 29z)\kappa_4^2 \\ + \frac{1}{288}(14z^5 - 103z^3 + 107z)\kappa_3^2\kappa_4 - \frac{1}{7776}(252z^5 - 1688z^3 + 1511z)\kappa_3^4 + \dots \end{aligned} \quad (6.4.υ)$$

όπου $x=x(\alpha)=F^{-1}(\alpha)$, $z=z(\alpha)=\Phi^{-1}(\alpha)$ ενώ κ_r με $r=1,2,\dots$ είναι τα αθροίσματα τάξης r της $F(x)$, (ουσιαστικά οι όροι γ_r της μεθόδου Gram-Charlier). Η σχέση που δίνει τα αθροίσματα κ_r συναρτήσει των ροπών τάξης r της $F(x)$, m_r δίνεται από την παρακάτω έκφραση:

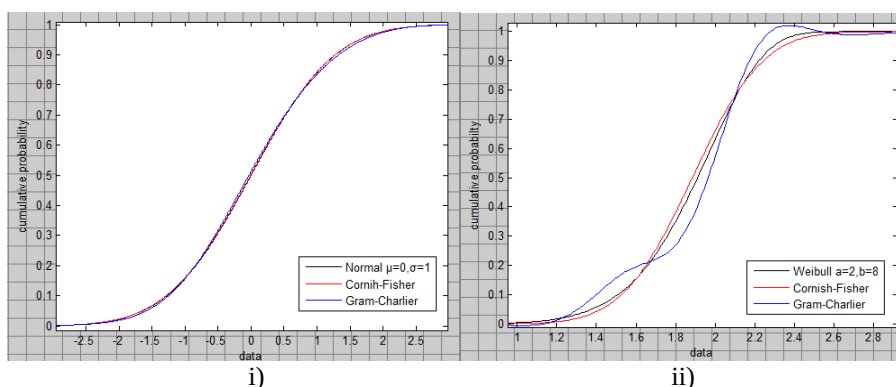
$$\kappa_{r+1} = m_{r+1} - \sum_{j=1}^r \binom{r}{j} m_j \kappa_{r-j+1} \quad (6.4.φ)$$

Η επιθυμητή μεταβλητή που προκύπτει από την παραπάνω προσέγγιση είναι η:

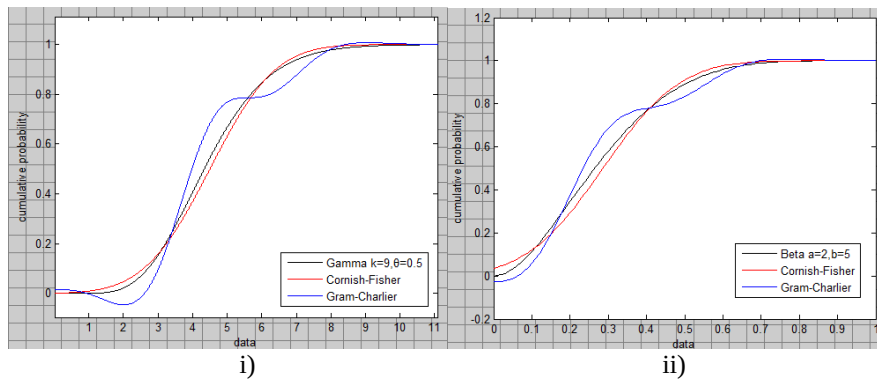
$$y = \kappa_1 + \sqrt{\kappa_2} \cdot x \quad (6.4.χ)$$

Γραφικά Αποτελέσματα

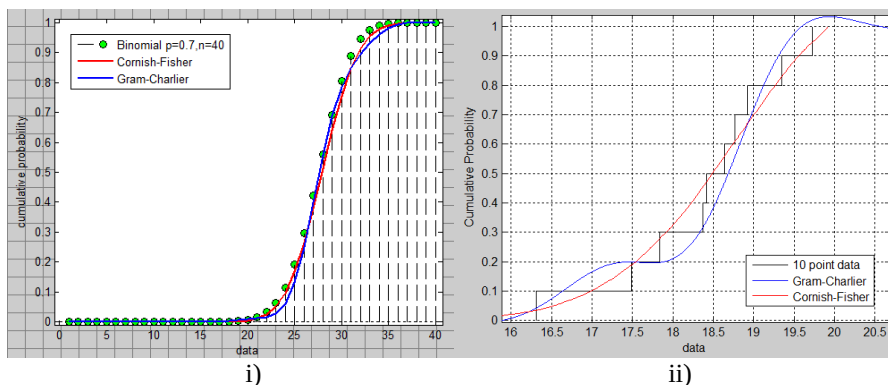
Παρακάτω παρουσιάζονται γραφικά οι προσεγγίσεις γνωστών κατανομών με την μέθοδο Cornish–Fisher καθώς και η σύγκρισή τους με τη μέθοδο Gram–Charlier, σχήματα 6.4.β, γ, δ.



Σχήμα 6.4.β. i) Κανονική Κατανομή $N(0,1)$, ii) Κατανομή Weibull Με Παραμέτρους $a=2, b=8$.



Σχήμα 6.4.γ. i) Γάμμα Κατανομή Με Παραμέτρους $k=9$, $\theta=0,5$, ii) Βήτα Κατανομή Με Παραμέτρους $a=2$, $b=8$.



Σχήμα 6.4.δ. i) Διωνυμική Κατανομή Με Παραμέτρους $p=0,7$, $n=40$, ii) Διακριτή Κατανομή 10 Σημείων.

6.4.2.5. Μέθοδος Εκτίμησης Σημείου (Point Estimate Method)

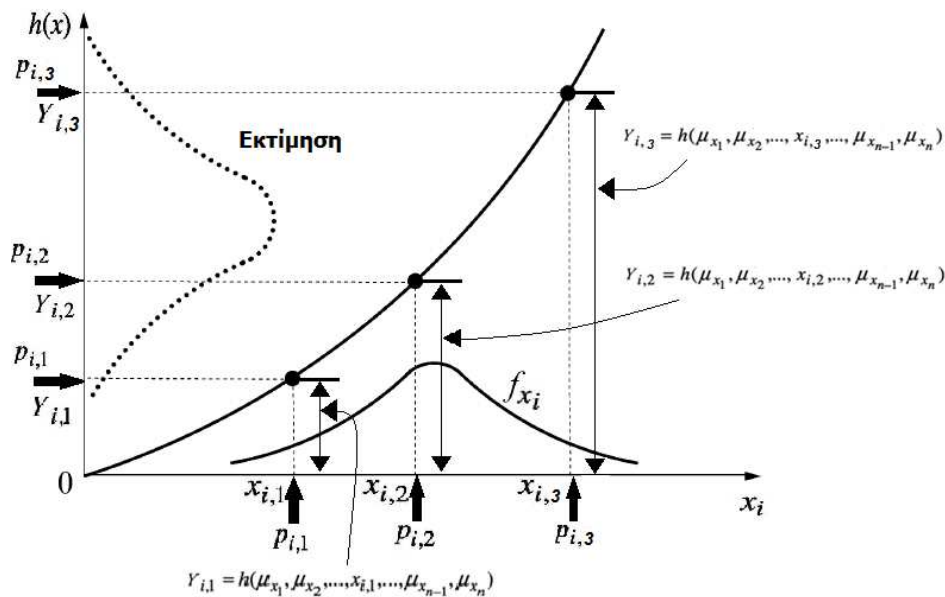
Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζεται μία μέθοδος πιθανοτικής ανάλυσης ροής φορτίου η οποία είναι σημαντικά πιο απλή, γρήγορη και εύκολη στη χρήση της συγκριτικά με τις περισσότερες που ήδη χρησιμοποιούνται. Η ιδέα της μεθόδου σε πολύ πρώιμο στάδιο αρχικά αναπτύχθηκε από τον D.H.Evans το 1967 και 1972, [349], [350] και στη συνέχεια περισσότερο αναλυτικά και τεκμηριωμένα από τον Emilio Rosenblueth το 1975 και 1981, [351], [352]. Στη πορεία εξελίχθηκε και προσαρμόστηκε κατάλληλα για την επίλυση προβλημάτων διάφορων κατηγοριών, [353]-[358].

Συγκεκριμένα, με την εν λόγω μέθοδο είναι δυνατός ο υπολογισμός των στατιστικών ροπών μίας τυχαίας μεταβλητής η οποία είναι συνάρτηση μίας ή πολλών τυχαίων μεταβλητών. Με βάση αυτή τη μέθοδο, οι συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας των τυχαίων μεταβλητών αντικαθίστανται από ένα σύνολο σημείων όπου σε κάθε ένα από αυτά τα σημεία αντιστοιχίζεται η τιμή της πιθανότητας εμφάνισής του. Για τον λόγο αυτό αποκαλείται *Μέθοδος Εκτίμησης Σημείων* (ΜΕΣ). Ο αριθμός των σημείων που θα αποτελούν την εκτίμηση της συνάρτησης κατανομής της κάθε τυχαίας μεταβλητής ποικίλλει ανάλογα με την ακρίβεια που απαιτεί το πρόβλημα για το οποίο εφαρμόζεται η μέθοδος. Για τη *ΜΕΣ Δύο Σημείων* (ΜΕΣ_2), όταν στο πρόβλημα υπάρχουν n τυχαίες μεταβλητές, χρησιμοποιούνται 2^n συγκεντρώσεις πιθανότητας τοποθετημένες σε 2^n σημεία για να αντικαταστήσουν την αρχική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας που παρουσιάζουν οι τυχαίες μεταβλητές, αντιστοιχίζοντας τις κεντρικές ροπές έως και τρίτης τάξης. Αντίστοιχα για τη *Μέθοδο Εκτίμησης Τριών Σημείων* (ΜΕΣ_3) χρησιμοποιούνται 3^n συγκεντρώσεις πιθανότητας τοποθετημένες σε 3^n σημεία για να αντικαταστήσουν την αρχική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας που παρουσιάζουν οι τυχαίες μεταβλητές, αντιστοιχίζοντας τις κεντρικές ροπές έως και τέταρτης τάξης. Βέβαια, όπως είναι αναμενόμενο, όσο λιγότερα σημεία χρησιμοποιηθούν, η επίλυση γίνεται όλο και ταχύτερη θυσιάζοντας όμως παράλληλα την ακρίβεια των αποτελεσμάτων.

Συνεπώς, για τη ΜΕΣ ουσιαστικά αρκεί μόνο η γνώση των κεντρικών ροπών των τριών (για την ΜΕΣ_2) και τεσσάρων (για την ΜΕΣ_3) πρώτων τάξεων των τυχαίων μεταβλητών, δηλαδή της μέσης τιμής, της τυπικής απόκλισης, της λοξότητας (ή λοξώσης) και της κύρτωσης, οι οποίες μπορούν να υπολογιστούν άμεσα από την συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της κατανομής. Από τη στιγμή που οι τιμές των παραπάνω μεγεθών είναι γνωστές, ο υπολογισμός των κεντρικών ροπών της άγνωστης μεταβλητής απαιτεί μόνο απλές αριθμητικές πράξεις. Συμπερασματικά, πρόκειται για μία μέθοδο απλή, καθόλου χρονοβόρα η οποία μπορεί να εφαρμοστεί για την επίλυση μεγάλης ποικιλίας προβλημάτων.

Γραφική Παρουσίαση της ΜΕΣ_3

Θεωρούμε τη ΜΕΣ_3, σχήμα 6.4.ε. Η pdf κάθε τυχαίας μεταβλητής αντικαθίσταται με τρεις (3) τιμές και τρεις (3) αντίστοιχες πιθανότητες εμφάνισης αυτών των τιμών. Συγκεκριμένα, έστω μία τυχαία μεταβλητή, Y η οποία είναι συνάρτηση n τυχαίων μεταβλητών x_i , δηλαδή, $Y=h(\mathbf{x})$. Για κάθε τυχαία μεταβλητή x_i υπολογίζουμε τρία (3) εκτιμώμενα σημεία $x_{i,1}$, $x_{i,2}$, $x_{i,3}$ με τις αντίστοιχες πιθανότητες εμφάνισης $p_{i,1}$, $p_{i,2}$, $p_{i,3}$. Στη συνέχεια, δημιουργούμε ένα σύνολο με όλα τα πιθανά διανύσματα $\mathbf{x}$, ένα για κάθε εκτιμώμενη τιμή $x_{i,j}$ ($j=1,2,3$), θεωρώντας για τις υπόλοιπες τυχαίες $n-1$ τυχαίες μεταβλητές ότι είναι ίσες με τις μέσες τιμές τους. Έχουμε, δηλαδή, 3^n διανύσματα της μορφής $(\mu_1, \mu_2, \dots, x_{i,j}, \dots, \mu_{n-1}, \mu_n)$, όπου μ_i είναι η μέση τιμή της τυχαίας μεταβλητής x_i και για καθένα από αυτά μπορούμε να υπολογίσουμε μία εκτίμηση Y_i του μεγέθους Y μέσω της συνάρτησης h , το οποίο θα παρουσιάζει πιθανότητα εμφάνισης αντίστοιχα $p_{i,j}$. Έτσι, τελικά, έχουμε ένα σύνολο 3^n πιθανών τιμών για το Y με γνωστή την πιθανότητα για την εκάστοτε τιμή. Η ίδια λογική εφαρμόζεται και για τη μέθοδο δύο σημείων (ΜΕΣ_2).



Σχήμα 6.4.ε. Βασική Ιδέα της ΜΕΣ_3.

Αναλυτική Παρουσίαση Της Μεθόδου – Συναρτήσεις Πολλών Μεταβλητών

Έστω μία τυχαία μεταβλητή $Z=h(\mathbf{X})=h(X_1, X_2, \dots, X_n)$ η οποία είναι συνάρτηση των n τυχαίων μεταβλητών X_k , όπου $k=1,2,\dots,n$. Έστω ότι μ_{X_k} και σ_{X_k} είναι η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση της τυχαίας μεταβλητής X_k με pdf την f_{X_k} . Επίσης, έστω $M_j(X_k)$ είναι η κεντρική ροπή j τάξης της X_k , όπου $j=1,2,3,\dots$ και:

$$\lambda_{X_k,j} = \frac{M_j(X_k)}{(\sigma_{X_k})^j} \quad (6.4.\psi)$$

όπου $\lambda_{X_k,1}$ ισούται με 0, $\lambda_{X_k,2}$ ισούται με 1 ενώ $\lambda_{X_k,3}$ και $\lambda_{X_k,4}$ είναι ο συντελεστής (ή μέτρο) λοξότητας και κυρτότητας της τυχαίας μεταβλητής X_k , αντίστοιχα.

Η ανάπτυξη της συνάρτησης $h(\mathbf{X})$ σε σειρά Taylor γύρω από τις μέσες τιμές των τυχαίων μεταβλητών $\mathbf{X}$ είναι:

$$Z_c = h_c(X_1, X_2, \dots, X_n) = h_c(\mu_{X_1}, \mu_{X_2}, \dots, \mu_{X_n}) + \sum_{j=1}^{\infty} \sum_{k=1}^n \frac{1}{j!} h^{(j)}(\mu_{X_1}, \mu_{X_2}, \dots, \mu_{X_n}) (X_k - \mu_{X_k})^j \quad (6.4.\omega)$$

όπου $h^{(j)}(\cdot)$, $j=1,2,\dots,\infty$ εκφράζει την παράγωγο j τάξης της $h(\cdot)$ ως προς $\mathbf{X}$.

Η μέση τιμή του Z_c μπορεί να υπολογιστεί σύμφωνα με τον ορισμό της μέσης τιμής μιας τυχαίας μεταβλητής:

$$\begin{aligned}
 \mu_{Z_c} = E(Z_c) &= h_c(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xn}) + \sum_{j=1}^{\infty} \sum_{k=1}^n \frac{1}{j!} h_c^{(j)}(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xn}) \times \int_{-\infty}^{+\infty} (X_k - \mu_{Xk})^j f_{Xk}(x) dx \\
 &= h_c(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xn}) + \sum_{j=1}^{\infty} \sum_{k=1}^n \frac{1}{j!} h_c^{(j)}(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xn}) \times M_j(X_k) = \\
 &= h_c(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xn}) + \sum_{j=1}^{\infty} \sum_{k=1}^n \frac{1}{j!} h_c^{(j)}(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xn}) \lambda_{Xk,j}(\sigma_{Xk})^j
 \end{aligned} \quad (6.4.ωα)$$

Έστω, $p_{Xk,i}$ εκφράζει το βάρος ή την πιθανότητα για το διάνυσμα $(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xk,i}, \dots, \mu_{X(n-1)}, \mu_{Xn})$ όπου $X_{k,i} = \mu_{Xk} + \xi_{Xk,i} \sigma_{Xk}$, $k=1,2,\dots,n$, $i=1,2,3$ (για τη ΜΕΣ_3). Οι μεταβλητές $p_{Xk,i}$ και $\xi_{Xk,i}$ θα πρέπει να υπολογιστούν. Για αυτό το λόγο πολλαπλασιάζουμε την (6.4.ω) επί $p_{Xk,i}$ με $X_k = X_{k,i}$ για κάθε τυχαία μεταβλητή X_k και αθροίζοντας καταλήγουμε στην:

$$E(Z_c) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{Xk,i} \times h_c(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xn}) + \sum_{j=1}^{\infty} \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 \frac{1}{j!} h_c^{(j)}(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xn}) \times p_{Xk,i} (\xi_{Xk,i})^j (\sigma_{Xk,i})^j \quad (6.4.ωβ)$$

Από τις σχέσεις (6.4.ωα) και (6.4.ωβ) καταλήγουμε στο σύστημα των παρακάτω εξισώσεων:

$$\sum_{i=1}^3 p_{Xk,i} (\xi_{Xk,i})^j = \lambda_{Xk,j} \quad (6.4.ωγ)$$

$$\sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{Xk,i} = 1 \quad (6.4.ωδ)$$

$$\sum_{i=1}^3 p_{Xk,i} = 1/n \quad (6.4.ωε)$$

όπου, $j=1,2,3,4$ (ροπές έως $4^{ηs}$ τάξης για τη ΜΕΣ_3, έως $3^{ηs}$ τάξης για τη ΜΕΣ_2), $i=1,2,3$ (για τη ΜΕΣ_3, έως 2 για τη ΜΕΣ_2), $k=1,2,\dots,n$ (οι n τυχαίες συνεχείς μεταβλητές). Η λύση του παραπάνω συστήματος των τριών εξισώσεων είναι η εξής:

ΜΕΣ_2

$$\xi_{Xk,i} = \frac{\lambda_{Xk,3}}{2} + (-1)^{(3-i)} \sqrt{n + \left(\frac{\lambda_{Xk,3}}{2}\right)^2} \quad (6.4.ωστ)$$

$$p_{Xk,i} = (-1)^i \xi_{Xk,i} (3-i) / \zeta_{Xk} \quad (6.4.ωζ)$$

ΜΕΣ_3

$$\xi_{Xk,i} = \frac{\lambda_{Xk,3}}{2} + (-1)^{(3-i)} \sqrt{\lambda_{Xk,4} - 3\left(\frac{\lambda_{Xk,3}}{2}\right)^2}, \quad \xi_{Xk,3} = 0 \quad (6.4.ωη)$$

$$p_{Xk,i} = (-1)^{(3-i)} / (\xi_{Xk,i} (\xi_{Xk,1} - \xi_{Xk,2})) \quad (6.4.ωθ)$$

$$p_{Xk,3} = \frac{1}{n} - p_{Xk,1} - p_{Xk,2} = \frac{1}{n} - \frac{1}{\lambda_{Xk,4} - \lambda_{Xk,3}^2} \quad (6.4.ωι)$$

με $i=1,2,3$, $k=1,2,\dots,n$ και $\zeta_{Xk} = 2 \sqrt{n + \left(\frac{\lambda_{Xk,3}}{2}\right)^2}$.

Για να ελέγξουμε το κατά πόσο η προταθείσα μέθοδος προσεγγίζει την πραγματική μέση τιμή του Z_c αντικαθιστούμε τις (6.4.ωγ) και (6.4.ωδ) στη (6.4.ωα) βρίσκοντας:

$$E(Z_c) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{X_{k,i}} \times (h_c(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, X_{X_{k,i}}, \dots, \mu_{X(n-1)}, \mu_{Xn})) \\ + \sum_{j=4}^{\infty} \sum_{k=1}^n \frac{1}{j!} h_c^{(j)}(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, \mu_{Xn}) \times \left[\lambda_{X_{k,j}} - \sum_{i=1}^3 p_{X_{k,i}} (\xi_{X_{k,i}})^j \right] \times (\sigma_{X_k})^j \quad (6.4.ωκ)$$

Παρατηρούμε ότι η παράσταση $\sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{X_{k,i}} \times (h_c(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, X_{X_{k,i}}, \dots, \mu_{X(n-1)}, \mu_{Xn}))$ δίνει μια προσέγγιση τρίτης τάξης μέσης τιμής. Εάν η $h_c(X)$ είναι πολυώνυμο τρίτης τάξης τότε η ΜΕΣ δίνει ακριβή λύση για την μ_Z . Η ροπή j τάξης μπορούν να υπολογιστούν μέσω της σχέσης:

$$E(Z^j) \cong \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{X_{k,i}} \times (h(\mu_{X1}, \mu_{X2}, \dots, X_{X_{k,i}}, \dots, \mu_{X(n-1)}, \mu_{Xn}))^j \quad (6.4.ωλ)$$

Εφαρμογή Της ΜΕΣ_3 Στην Πιθανοτική Ροή Φορτίου

Στην συγκεκριμένη μέθοδο θεωρούμε ότι η μεταβλητή X_k εκφράζει την έγχυση ενεργού ή άεργου ισχύος του ζυγού k , η οποία είναι μία τυχαία μεταβλητή με γνωστή συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (pdf), f_{X_k} . Η ΜΕΣ_3, κατά την επίλυση της ροής φορτίου, αντικαθιστά την pdf χρησιμοποιώντας τρεις τιμές της τυχαίας μεταβλητής X_k , τις $X_{k,1}$, $X_{k,2}$ και $X_{k,3}$ οι οποίες υπολογίζονται από τη σχέση:

$$X_{k,i} = \mu_{X_k} + \xi_{X_{k,i}} \sigma_{X_k}, \quad i = 1, 2, 3 \quad (6.4.ωμ)$$

όπου μ_{X_k} και σ_{X_k} είναι η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση της pdf ενώ το μέγεθος $\xi_{X_{k,i}}$ υπολογίζεται από τη σχέση (6.4.ωη). Επίσης, τα μεγέθη $p_{X_{k,i}}$ υπολογίζονται από τις σχέσεις (6.4.ωθ) και (6.4.ωι).

Η ροπή j τάξης του άγνωστου μεγέθους Z (π.χ. μέτρο τάσης του ζυγού, γωνία ζυγού, ροή ισχύος γραμμής κ.τ.λ.) μπορεί να υπολογιστεί μέσω της σχέσης (6.4.ωλ). Συγκεκριμένα για τη μέση τιμή του Z ισχύει:

$$E[Z_i] = \mu_{Z,i} = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{k,i} \times h(\mu_1, \mu_2, \dots, X_{k,i}, \dots, \mu_{n-1}, \mu_n) \quad (6.4.ων)$$

Για τον υπολογισμό της τυπικής απόκλισης του Z χρησιμοποιούνται οι σχέσεις:

$$E(Z_i^2) \cong \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^3 p_{k,i} \times (h(\mu_1, \mu_2, \dots, X_{k,i}, \dots, \mu_{n-1}, \mu_n))^2 \quad (6.4.ωξ)$$

$$\sigma_{Z_i} = \sqrt{\text{var}(Z_i)} = \sqrt{E(Z_i^2) - [E(Z_i)]^2} \quad (6.4.ωο)$$

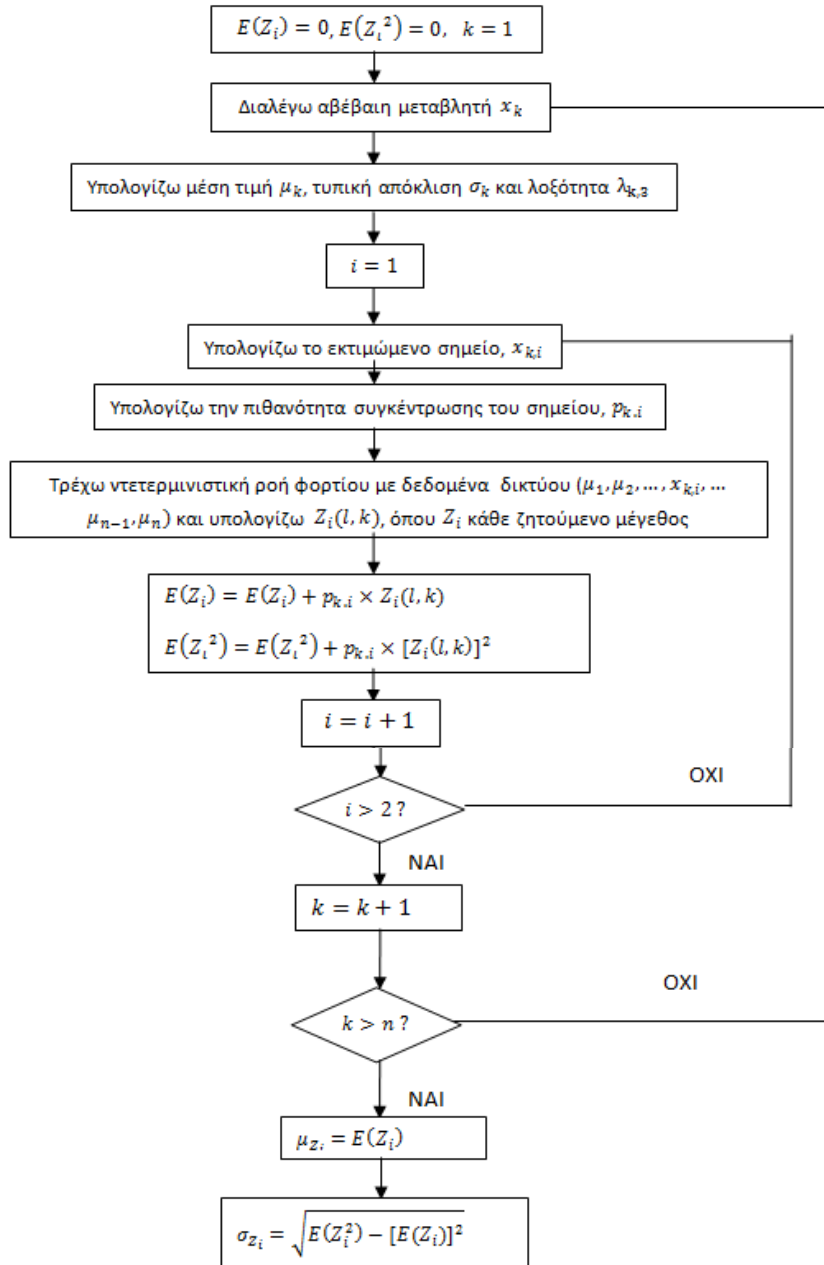
Λόγω της απλής υπολογιστικής διαδικασίας είναι πολύ εύκολο να τροποποιηθεί ο αλγόριθμος επίλυσης του πιθανοτικού προβλήματος ροής φορτίου ώστε να συμπεριλάβει και τις αβεβαιότητες που δημιουργούνται εξαιτίας των αλλαγών στη τοπολογία του δικτύου αλλά και στις παραμέτρους των γραμμών μεταφοράς μεταξύ των ζυγών του ΣΗΕ.

Επομένως, για ένα ΣΗΕ με n τυχαίες μεταβλητές, οι οποίες μπορεί να είναι είτε εγχύσεις ισχύος στους ζυγούς είτε οι παράμετροι των γραμμών, η ΜΕΣ_3 πραγματοποιεί 3n ντετερμινιστικές ροές φορτίου ώστε να καταλήξει στις κατανομές των αγνώστων μεγεθών, δηλαδή των μέτρων και των γωνιών των τάσεων των ζυγών και των ροών ισχύος στις γραμμές του δικτύου. Σημαντικό είναι πως η μέθοδος αυτή χρησιμοποιεί τις μη γραμμικές εξισώσεις ροών φορτίου, γεγονός που συντελεί στην ορθότητα των αποτελεσμάτων και κάνει την εν λόγω μέθοδο να υπερέχει άλλων που απαιτούν γραμμικοποίηση.

Υπολογιστική Διαδικασία Επίλυσης Προβλήματος PLF Μέσω Της ΜΕΣ, Σχήμα 6.4.στ.

- Υπολογισμός των στατιστικών κεντρικών ροπών ως και τρίτης (για τη ΜΕΣ_2), τέταρτης (για τη ΜΕΣ_3) τάξης των εγχύσεων ενεργού και άεργου ισχύος των ζυγών.
- Υπολογισμός των δύο (για τη ΜΕΣ_2), ή των τριών (για τη ΜΕΣ_3) σημείων από κάθε γνωστή συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας και των αντίστοιχων πιθανοτήτων τους.
- Για τις παραπάνω τιμές επιλύονται 2^n (για τη ΜΕΣ_2) ή 3^n (για τη ΜΕΣ_3) ντετερμινιστικές ροές φορτίου για τα διανύσματα της μορφής $(\mu_1, \mu_2, \dots, X_{i,j}, \dots, \mu_{n-1}, \mu_n)$. Έτσι, σαν αποτέλεσμα λαμβάνεται ένα σύνολο τιμών για τις τάσεις, τις αντίστοιχες γωνίες στους ζυγούς και τις ροές ισχύος στις γραμμές καθώς και για τις αντίστοιχες πιθανότητες αυτών.

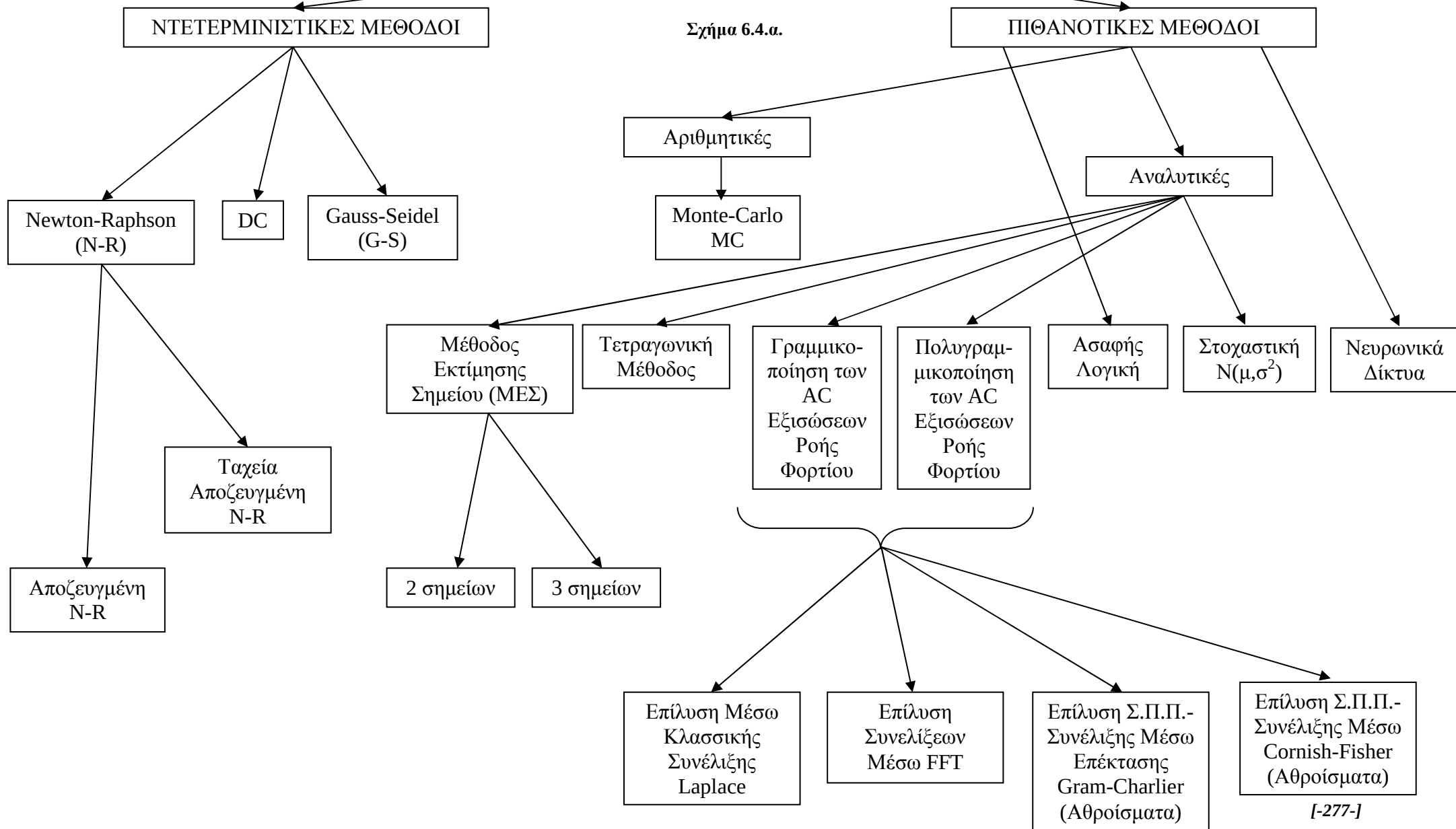
- Για καθένα από αυτά τα σύνολα τιμών υπολογίζονται οι ροπές σύμφωνα με τη σχέση (6.4.ωλ), όπου $h(\cdot)$ το αποτέλεσμα που προέκυψε από την αντίστοιχη ντετερμινιστική ροή φορτίου.
- Μέσω των ροπών που υπολογίστηκαν η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (pdf) και η αθροιστική συνάρτηση κατανομής (cdf) μπορούν εύκολα να υπολογιστούν, π.χ. μέσω των μεθόδων Gram-Charlier ή Cornish-Fisher.



Σχήμα 6.4.στ. Διάγραμμα Ροής MEΣ_2.

ΚΥΡΙΟΤΕΡΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Σχήμα 6.4.α.



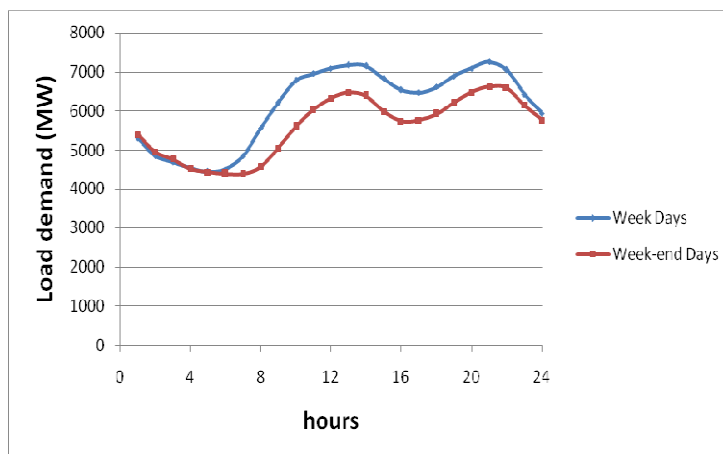
1^η ΕΦΑΡΜΟΓΗ-ΣΥΜΒΟΛΗ

6.5. ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗ ΡΟΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΗΕ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΚΑΙ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΟΧΗΜΑΤΩΝ

6.5.1. Εισαγωγή – Δεδομένα

Στην ενότητα αυτή μελετάται η εφαρμογή της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου στο Ηπειρωτικό ΣΗΕ της Ελλάδας τόσο με τη μέθοδο Monte Carlo (5.000 επαναλήψεις) όσο και με την Αναλυτική Μέθοδο της Γραμμικοποίησης σε συνδυασμό με τις Μεθόδους Gram-Charlier και Cornish-Fisher (Linearization G-C, Linearization C-F αντιστοίχως). Στο υπό εξέταση ΣΗΕ ενσωματώνεται και η ζήτηση Ηλεκτρικών Οχημάτων (Electric Vehicles - EVs) όπως αυτή μοντελοποιείται στο Παράρτημα ΣΤ.3. Σύμφωνα με μελέτες, [359], [360] η αυξημένη διείσδυση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στα ΣΗΕ τις επόμενες δύο δεκαετίες θα επηρεάσει σε σημαντικό βαθμό τη λειτουργία τους. Επομένως, από τη μελέτη θα εξαχθούν χρήσιμα συμπεράσματα για τη συμπεριφορά του ΣΗΕ στο επιπλέον φορτίο ζήτησης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων.

Στη μελέτη χρησιμοποιήθηκε το ισοδύναμο «απλοποιημένο» ΣΗΕ των 89 ζυγών της ηπειρωτικής Ελλάδας, όπως αυτό προσομοιώθηκε από τον ΔΕΣΜΗΕ (νυν ΛΑΓΗΕ), [303], [304]. Τα δεδομένα του εν λόγω δικτύου δίνονται στο Παράρτημα ΣΤ.4. Για την παραγωγή και το φορτίο των ζυγών δίνονται τιμές από ένα στιγμιότυπο του δικτύου για μια καθημερινή ημέρα του χειμώνα του έτους 2010. Συγκεκριμένα, διαθέσιμες ήταν οι παραγωγές όλων των εγκατεστημένων θερμοηλεκτρικών σταθμών, των υδροηλεκτρικών (μικρών και μεγάλων), των αιολικών πάρκων και των φωτοβολταϊκών σταθμών για όλες τις ώρες του έτους. Εξαιρέθηκαν από την μελέτη οι παραγωγές ενέργειας από σταθμούς ΣΗΘ και άλλες μορφές παραγωγής ενέργειας όπως η καύση της βιομάζας. Τα δεδομένα κατανεμήθηκαν στους 24 ζυγούς παραγωγής του συστήματος (PV). Όσον αφορά το φορτίο, διαθέσιμο, ήταν το σύνολο του φορτίου για κάθε ώρα του έτους 2010. Η κατανομή στους ζυγούς φορτίου (PQ) έγινε αναλογικά με βάση το ποσοστό φορτίου επί της συνολικής ζήτησης που υπήρχε στο εξεταζόμενο στιγμιότυπο του έτους. Σε κάθε ζυγό το φορτίο θεωρήθηκε ότι ακολουθεί κανονική κατανομή με μέση τιμή την τιμή που προκύπτει από τις τιμές του ΔΕΣΜΗΕ και τυπικής απόκλισης 5%. Στο σχήμα 6.5.α δίνεται η μέση τιμή της ζήτησης του φορτίου τις καθημερινές και τα Σαββατοκύριακα του χειμώνα του 2010.

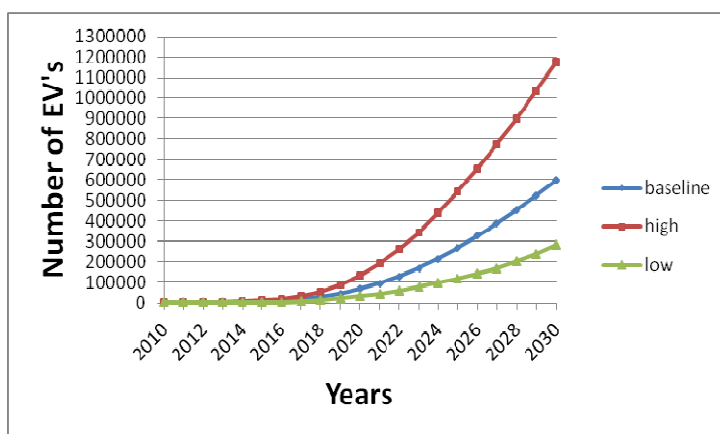


Σχήμα 6.5.α. Μέση Τιμή Της Ζήτησης Φορτίου Τις Καθημερινές Και Τα Σαββατοκύριακα Του Έτους 2010 Για Το ΣΗΕ Της Ελλάδας.

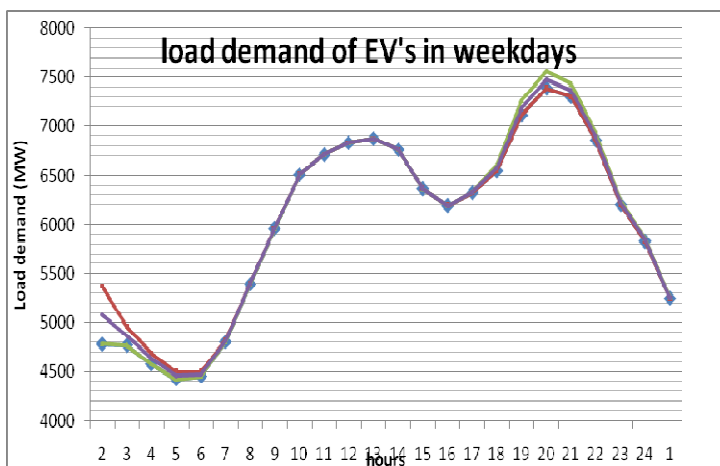
Καθώς ήταν πολύ δύσκολο να προβλεφθεί ο αριθμός διείσδυσης των ηλεκτρικών αυτοκινήτων στην ελληνική αγορά, μία εκτίμηση του αριθμού των ηλεκτρικών οχημάτων που θα μπορούσε να ενσωματωθεί προήλθε από το Ευρωπαϊκό πρόγραμμα MERGE (Mobile Energy Resources in Grids of Electricity), [359], σχήμα 6.5.β. Για τις ανάγκες της μελέτης έχει υποτεθεί ότι 100.000 ηλεκτρικά οχήματα εισέρχονται στην Ελληνική αγορά με τα δεδομένα του 2010. Αυτή η εκτίμηση περιλαμβάνει μία πρόβλεψη για το 2019 εάν υποτεθεί το αισιόδοξο σενάριο, για το 2021 εάν υποτεθεί το πιο ρεαλιστικό σενάριο και για το 2024 εάν υποτεθεί το απαισιόδοξο σενάριο. Στο σχήμα 6.5.γ παρουσιάζεται η αντίστοιχη μέση τιμή της ζήτησης για τις καθημερινές του χειμώνα αυξημένη κατά τη ζήτηση των 100.000 ηλεκτρικών οχημάτων ανάλογα με τη

στρατηγική φόρτισης που μπορεί να εφαρμοστεί. Με μπλε χρώμα απεικονίζεται η αρχική ζήτηση του φορτίου, με κόκκινο χρώμα η ζήτηση αυξημένη κατά τη ζήτηση των ηλεκτρικών οχημάτων σε στρατηγική Dual Tariff Charging, με μωβ χρώμα η ζήτηση αυξημένη κατά τη ζήτηση των ηλεκτρικών οχημάτων σε στρατηγική Mixed Charging και με πράσινο χρώμα η ζήτηση αυξημένη κατά τη ζήτηση των ηλεκτρικών οχημάτων σε στρατηγική Dump Charging. Όπως προκύπτει κάθε στρατηγική φόρτισης έχει αιχμές σε διαφορετικές ώρες της ημέρας. Η Dump Charging παρουσιάζει την αιχμή της ζήτησης των ηλεκτρικών οχημάτων στις 20:00 το βράδυ. Η Dual Tariff Charging παρουσιάζει την αιχμή της την ώρα αλλαγής της τιμολογιακής πολιτικής με αποτέλεσμα να πρέπει να προβλεφθούν μέθοδοι ώστε να αποφευχθούν απότομες μεταβολές της τάσης.

Τα ηλεκτρικά οχήματα υποτίθεται ότι εισέρχονται σε ζυγούς του δίκτυο σε αστικές περιοχές και για την ώρα μελέτης θεωρείται ότι η ζήτηση τους σε ενεργό ισχύ είναι σταθερή και προστίθεται στην αντίστοιχη pdf του φορτίου. Στην εν λόγω μελέτη υποτέθηκε ότι το 20% της ζήτησης των ηλεκτρικών οχημάτων εισέρχεται στο ζυγό 11, που αντιπροσωπεύει τη Θεσσαλονίκη ενώ το υπόλοιπο ποσοστό ισοκατανέμεται στους ζυγούς 46 και 47 (από 40%) που αντιπροσωπεύουν περιοχές της Αθήνας.



Σχήμα 6.5.β. Εκτιμώμενος Αριθμός Ηλεκτρικών Οχημάτων Για Την Περίπτωση Της Ελλάδας. Με Κόκκινο Χρώμα Συμβολίζεται Το Αισιόδοξο Σενάριο, Με Μπλε Ένα Ρεαλιστικό Σενάριο Και Με Πράσινο Το Απαισιόδοξο Σενάριο.



Σχήμα 6.5.γ. Μέση Τιμή Της Ζήτησης Φορτίου Για Τις Διαφορετικές Στρατηγικές Φόρτισης Λόγω Της Διείσδυσης 100.000 Ηλεκτρικών Οχημάτων Στο ΣΗΕ Της Ελλάδας.

6.5.2. Σενάρια Μελέτης^[361]

6.5.2.1. Σενάριο Α

Μελετάται το ΣΗΕ για τα δεδομένα στις 20:00 το βράδυ. Εκείνη την ώρα η ζήτηση του φορτίου είναι 7.389,3MW. Η ζήτηση των ηλεκτρικών οχημάτων είναι 177,4MW εφαρμόζοντας τη στρατηγική φόρτισης Dump Charging και 88,7MW εφαρμόζοντας τη στρατηγική φόρτισης Mixed Charging. Για την τρίτη στρατηγική φόρτισης δεν υπάρχει φορτίο ζήτησης ηλεκτρικών οχημάτων καθώς δεν εφαρμόζεται κάποια τιμολογιακή πολιτική. Το ΣΗΕ εξετάζεται για τέσσερις διαφορετικές περιπτώσεις.

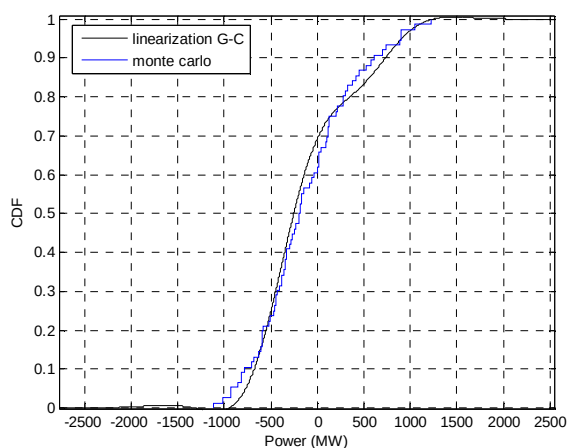
- I. Χωρίς την προσθήκη EVs,
- II. Με την προσθήκη 100.000 EVs σε στρατηγική φόρτισης Dump Charging,
- III. Με την προσθήκη 100.000 EVs σε στρατηγική φόρτισης Mixed Charging και
- IV. Με την επιπρόσθετη εγκατάσταση 90MW αιολικής ισχύος σε τρεις ζυγούς όταν εφαρμόζεται η στρατηγική φόρτισης Dump Charging. Η προσθήκη των αιολικών γίνεται στους ζυγούς 12, 36 και 40 όπου και υπάρχει αρκετό αιολικό δυναμικό μη αξιοποιήσιμο αναλογικά με την παραγωγή που ήδη υπήρχε στους ζυγούς στις 20:00 το βράδυ.

6.5.2.2. Αποτελέσματα Σεναρίου A

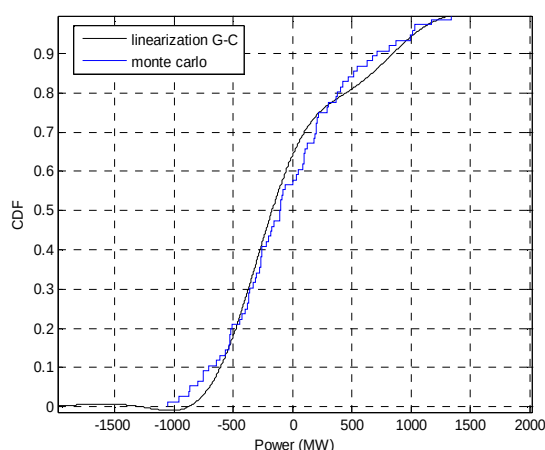
Οι τιμές των ζυγών 46 και 47 δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερες μεταβολές και δεν παρουσιάζονται χάριν συντόμευσης. Το ενδιαφέρον εστιάζεται στην έγχυση ενεργού ισχύος του ζυγού ταλάντωσης ή αναφοράς (Slack Bus) και στη τάση του ζυγού 11, πίνακας 6.5.α, σχήμα 6.5.δ.

Πίνακας 6.5.α.
Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Της Ενεργού Ισχύος Του Slack Bus Για Το Σενάριο A.

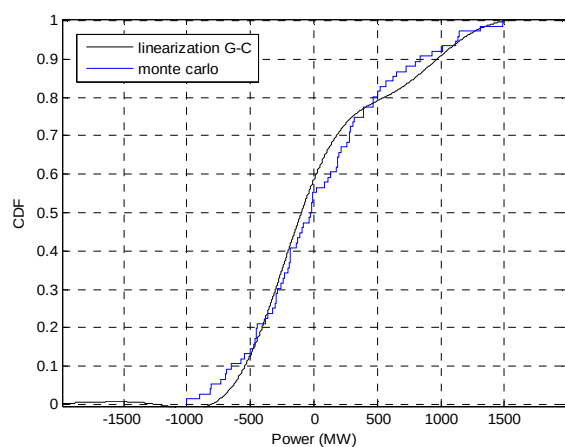
ΣΕΝΑΡΙΟ A	Ζυγός 13 – Αναφοράς (MW)			
	Χωρίς EVs	EVs Με Στρατηγική Mixed Charging	EVs Με Στρατηγική Dump Charging	EVs Με Στρατηγική Dump Charging Και Επιπρόσθετη Εγκατάσταση Αιολικών
Μέση Τιμή	-125,29	-43,49	42,57	-51,98
Τυπική Απόκλιση	514,09	530,51	550,28	524,14



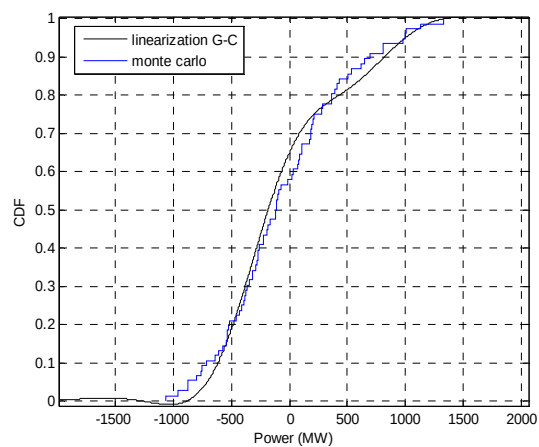
α. Χωρίς EVs



β. Με EVs – Mixed Charging



γ. Με EVs – Dump Charging



δ. Με EVs – Dump Charging – Αιολική Παραγωγή

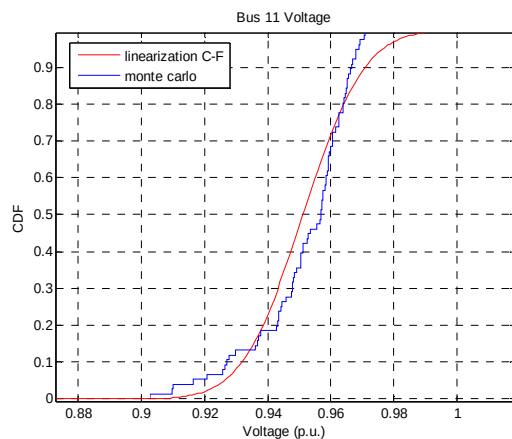
Σχήμα 6.5.δ. Σενάριο A – Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Την Έγχυση Ενεργού Ισχύος Του Ζυγού Ταλάντωσης.

Από τα αποτελέσματα προκύπτει ότι η επιπλέον ενεργός ισχύς που ζητούν τα EVs προέρχεται από εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας ή από μείωση των εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας. Για να αντιμετωπιστεί το έλλειμμα ηλεκτρικής ενέργειας που παρατηρείται στη στρατηγική φόρτισης EVs Dump Charging εγκαθίσταται επιπλέον μονάδες αιολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα την κάλυψη της ζήτησης των EVs χωρίς την ανάγκη εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το εξωτερικό.

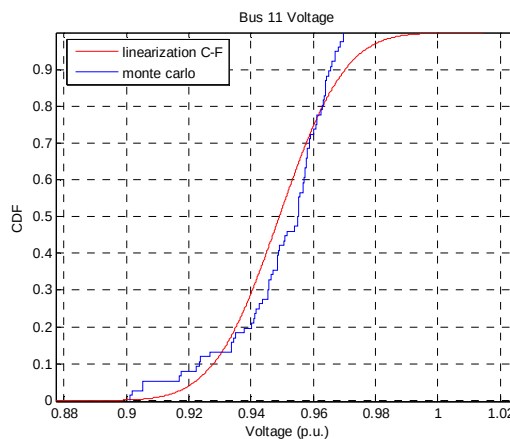
Παρακάτω δίνονται οι μέσες τιμές και οι τυπικές αποκλίσεις του μέτρου της τάσης στον ζυγό 11 σε κάθε μία από τις τέσσερις περιπτώσεις του Σεναρίου Α, όπου η τάση βρίσκεται οριακά εντός των επιθυμητών ορίων του $\pm 5\%$, [5], πίνακας 6.5.β, σχήμα 6.5.ε.

Πίνακας 6.5.β.
Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Του Μέτρου Της Τάσης Του Ζυγού 11.

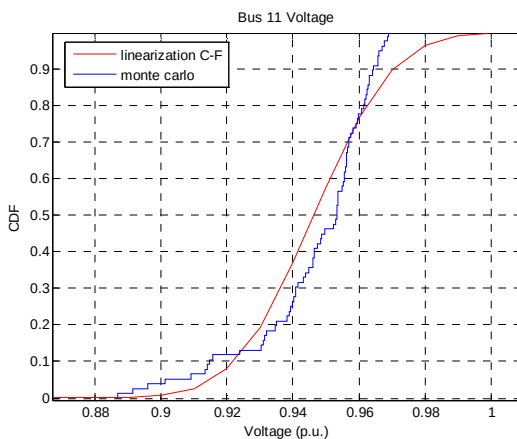
ΣΕΝΑΡΙΟ Α	Μέτρο Τάσης Του Ζυγού 11 (Ανά Μονάδα – α.μ.)			
	Χωρίς EVs	EVs Με Στρατηγική Mixed Charging	EVs Με Στρατηγική Dump Charging	EVs Με Στρατηγική Dump Charging Και Επιπρόσθετη Εγκατάσταση Αιολικών
Μέση Τιμή	0,9514	0,9491	0,9463	0,9495
Τυπική Απόκλιση	0,0154	0,0166	0,0188	0,0161



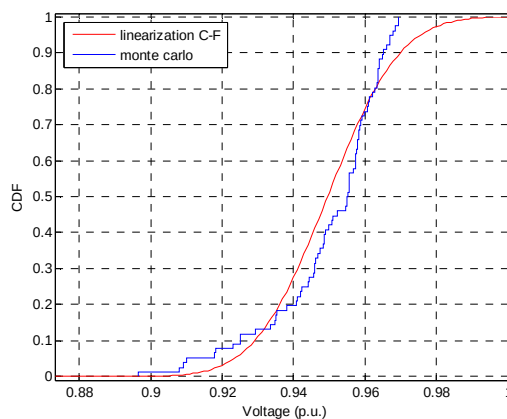
α. Χωρίς EVs



β. Με EVs – Mixed Charging



γ. Με EVs – Dump Charging



δ. Με EVs – Dump Charging – Αιολική Παραγωγή

Σχήμα 6.5.ε. Σενάριο Α – Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Το Μέτρο Της Τάσης Του Ζυγού 11.

Στον πίνακα 6.5.γ δίνονται οι μέσες τιμές και οι τυπικές αποκλίσεις των ροών ενεργού ισχύος για όλες τις συνδέσεις του ζυγού 11.

Πίνακας 6.5.γ.
ΣΕΝΑΡΙΟ Α

Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Των Ροών Ενεργού Ισχύος (Σε MW) Στις Γραμμές Με Τις Οποίες Συνδέεται Ο Ζυγός 11.

Χωρίς EVs					
Διασυνδετική Γραμμή	Μέση Τιμή	Τυπική Απόκλιση	Διασυνδετική Γραμμή	Μέση τιμή	Τυπική Απόκλιση
5-11	-295,8	158,0	11-5	298,0	160,1
10-11	-1639,9	111,7	11-10	1770,6	127,6
11-13	192,4	552,9	13-11	-125,2	514,0
11-14	-897,8	389,5	14-11	913,6	399,1
11-15	-1363,5	152,2	15-11	1386,7	156,3
EVs Με Στρατηγική Mixed Charging					
Διασυνδετική Γραμμή	Μέση Τιμή	Τυπική Απόκλιση	Διασυνδετική Γραμμή	Μέση τιμή	Τυπική Απόκλιση
5-11	-296,8	159,1	11-5	299,1	161,2
10-11	-1647,8	112,1	11-10	1779,9	128,7
11-13	104,9	557,2	13-11	-43,4	530,5
11-14	-838,6	391,8	14-11	853,2	400,6
11-15	-1363,1	152,1	15-11	1386,7	156,3
EVs Με Στρατηγική Dump Charging					
Διασυνδετική Γραμμή	Μέση Τιμή	Τυπική Απόκλιση	Διασυνδετική Γραμμή	Μέση τιμή	Τυπική Απόκλιση
5-11	-298,4	160,8	11-5	300,7	163,1
10-11	-1656,4	113,0	11-10	1790,2	130,6
11-13	-15,5	563,4	13-11	42,5	550,3
11-14	-779,0	393,8	14-11	792,4	401,9
11-15	-1362,9	152,1	15-11	1386,7	156,3
EVs Με Στρατηγική Dump Charging Και Επιπρόσθετη Εγκατάσταση Αιολικών					
Διασυνδετική Γραμμή	Μέση Τιμή	Τυπική Απόκλιση	Διασυνδετική Γραμμή	Μέση τιμή	Τυπική Απόκλιση
5-11	-273,1	154,8	11-5	275,1	156,7
10-11	-1638,4	110,9	11-10	1769,1	126,7
11-13	113,3	552,3	13-11	-51,9	524,1
11-14	-829,7	391,7	14-11	844,0	400,5
11-15	-1363,2	152,2	15-11	1386,7	156,3

6.5.2.3. Σενάριο Β

Μελετάται το ΣΗΕ για τα δεδομένα στις 02:00 μετά τα μεσάνυχτα. Εκείνη την ώρα η ζήτηση του φορτίου είναι 4.779,8MW. Η ζήτηση των ηλεκτρικών οχημάτων είναι 592,9MW εφαρμόζοντας τη στρατηγική φόρτισης Dual Tariff Charging. Για τις άλλες δύο στρατηγικές φόρτισης δεν υπάρχει φορτίο ζήτησης EVs εκείνη την ώρα. Το ΣΗΕ εξετάζεται για τρεις διαφορετικές περιπτώσεις.

- I. Χωρίς την προσθήκη EVs,
- II. Με την προσθήκη 100.000 EVs σε στρατηγική φόρτισης Dual Tariff Charging,
- III. Με την επιπρόσθετη εγκατάσταση 90MW αιολικής ισχύος σε τρεις ζυγούς όταν εφαρμόζεται η στρατηγική φόρτισης Dual Tariff Charging. Η προσθήκη των αιολικών γίνεται στους ζυγούς 12, 36 και 40 όπου και υπάρχει αρκετό αιολικό δυναμικό μη αξιοποιήσιμο αναλογικά με την παραγωγή που ήδη υπήρχε στους ζυγούς στις 02:00 μετά τα μεσάνυχτα.

6.5.2.4. Αποτελέσματα Σεναρίου Β

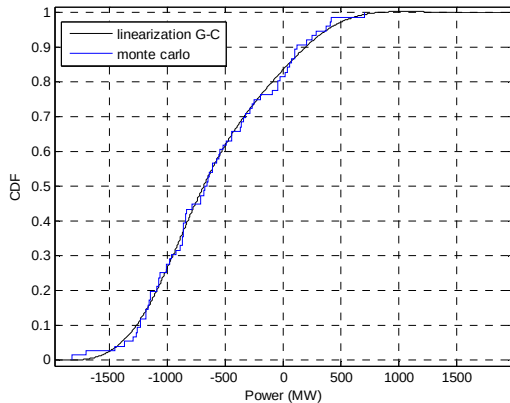
Οι τιμές των ζυγών 46 και 47 δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερες μεταβολές και δεν παρουσιάζονται χάριν συντόμευσης. Το ενδιαφέρον εστιάζεται στην έγχυση ενεργού ισχύος του ζυγού ταλάντωσης ή αναφοράς (Slack Bus) και στη τάση του ζυγού 11, πίνακες 6.5.δ, ε, σχήματα 6.5.στ, ζ. Από τα σχήματα και τις

κατανομές προκύπτει ότι η επιπλέον ενεργός ισχύς που ζητούν τα EVs προέρχεται από μείωση των εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας.

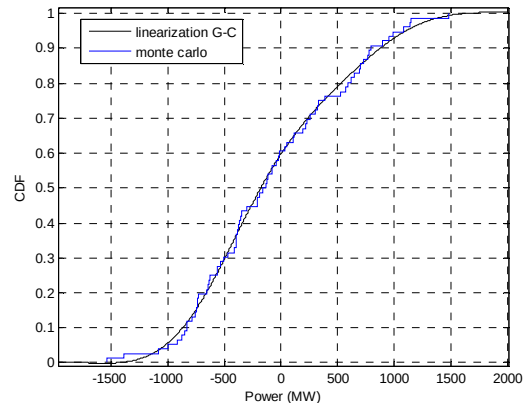
Πίνακας 6.5.δ.

Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Της Ενεργού Ισχύος Του Slack Bus Για Το Σενάριο Β.

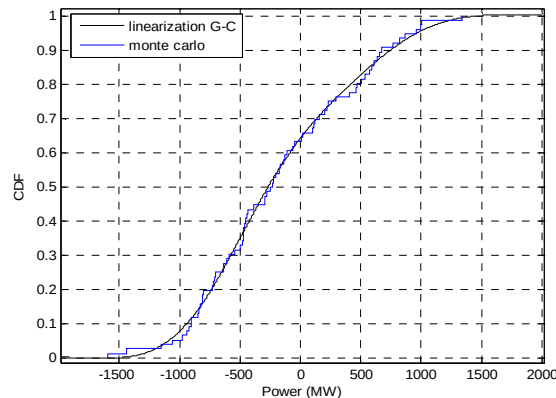
ΣΕΝΑΡΙΟ Β	Ζυγός 13 – Αναφοράς (MW)		
	Χωρίς EVs	EVs με Στρατηγική Dual Tariff Charging	EVs με Στρατηγική Dual Tariff Charging και Επιπρόσθετη Εγκατάσταση Αιολικών
Μέση Τιμή	-609,4	-85,1	-177,5
Τυπική Απόκλιση	547,1	653,0	633,0



α. Χωρίς EVs



β. Με EVs – Dual Tariff Charging



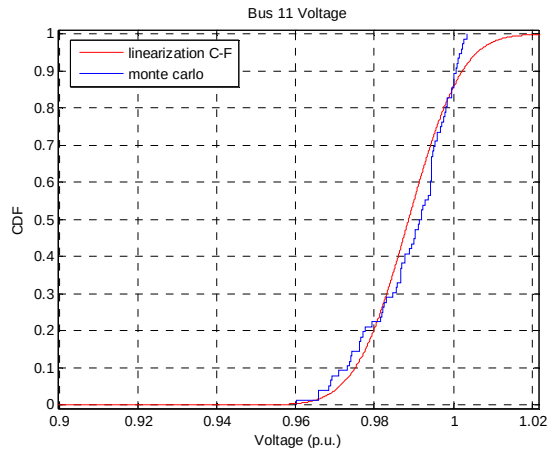
γ. Με EVs – Dual Tariff Charging – Αιολική Παραγωγή

Σχήμα 6.5.στ. Σενάριο Β – Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Την Έγχυση Ενεργού Ισχύος Του Ζυγού Ταλάντωσης.

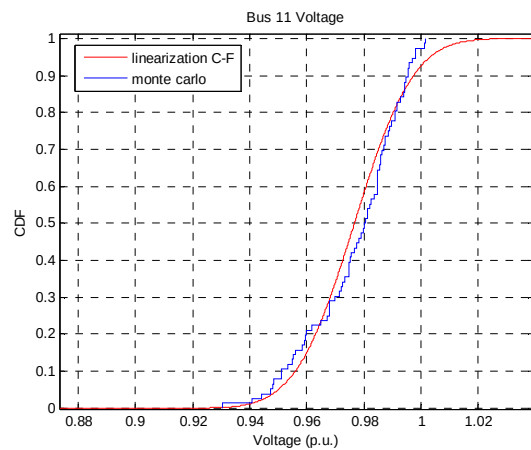
Πίνακας 6.5.ε.

Μέσες Τιμές Και Τυπικές Αποκλίσεις Του Μέτρου Της Τάσης Του Ζυγού 11.

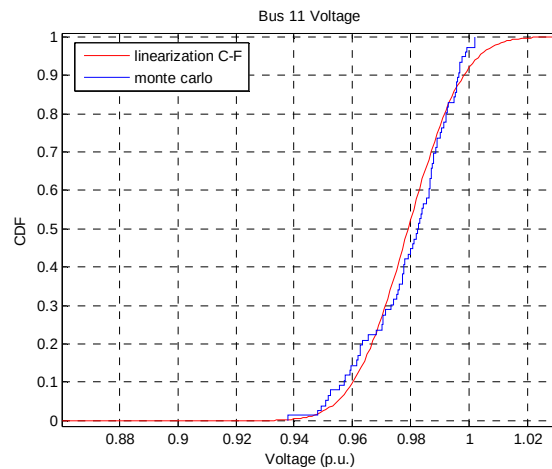
ΣΕΝΑΡΙΟ Β	Μέτρο Τάσης του Ζυγού 11 (Ανά Μονάδα – α.μ.)		
	Χωρίς EVs	EVs με Στρατηγική Dual Tariff Charging	EVs με Στρατηγική Dual Tariff Charging και Επιπρόσθετη Εγκατάσταση Αιολικών
Μέση Τιμή	0,9887	0,9766	0,9791
Τυπική Απόκλιση	0,0107	0,0163	0,0150



α. Χωρίς EVs



β. Με EVs – Dual Tariff Charging



γ. Με EVs – Dual Tariff Charging – Αιολική Παραγωγή

Σχήμα 6.5.ζ. Σενάριο Β – Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Το Μέτρο Της Τάσης Του Ζυγού 11.

6.5.3. Συμπεράσματα 1^{ης} Εφαρμογής - Συμβολής 6^{ου} Κεφαλαίου

Όσον αφορά τις μεθόδους φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων από την ανάλυση του συστήματος προκύπτει ότι η μεικτή πολιτική φόρτισης οχημάτων μπορεί να εξυπηρετήσει τόσο κάποια έκτακτα φορτία τις ώρες αιχμής αλλά και να μειώσει την απότομη αύξηση του φορτίου στις ώρες με τιμολογιακή πολιτική. Σε κάθε περίπτωση πάντως το σύστημα της Ελλάδος δεν επηρεάζεται σε ανησυχητικό βαθμό από την προσθήκη ηλεκτρικών οχημάτων καθώς δεν παρατηρούνται ακραίες καταστάσεις. Περαιτέρω βελτίωση και αναβάθμιση του συστήματος θα ήταν σκόπιμη τα επόμενα χρόνια προκειμένου η διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων να είναι μεγαλύτερη.

2^η ΕΦΑΡΜΟΓΗ-ΣΥΜΒΟΛΗ

6.6. ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΤΩΝ ΚΥΡΙΟΤΕΡΩΝ ΜΕΘΟΔΩΝ ΕΠΙΛΥΣΗΣ ΤΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

6.6.1. Εισαγωγή – Δεδομένα

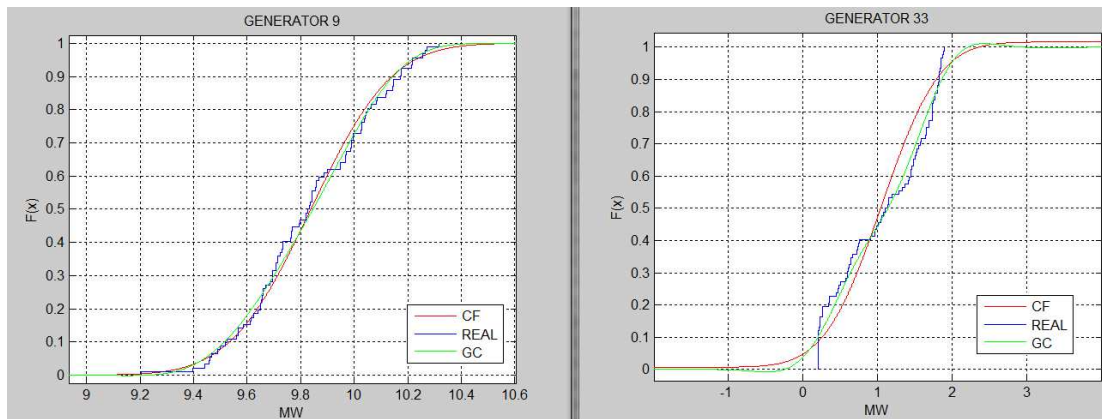
Στην εν λόγω μελέτη θα συγκριθούν μεταξύ τους οι διάφορες μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της πιθανοτικής ροής φορτίου. Η σύγκριση θα βασιστεί στην αξιοπιστία και στον αντίστοιχο χρόνο επίλυσης της κάθε μεθόδου. Σαν δίκτυο μελέτης θα χρησιμοποιηθεί το ΣΗΕ της Κρήτης.

Το δίκτυο της Κρήτης, όπως παρουσιάστηκε στην 2^η εφαρμογή του Κεφαλαίου 3, είναι το μεγαλύτερο αυτόνομο ΣΗΕ της Ελλάδας. Περιλαμβάνει πληθώρα μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αποτελείται από 107 ζυγούς. Ο Ζυγός Αναφοράς ή Ταλάντωσης (Slack Bus) αντιστοιχεί στο ζυγό που φέρει τον αριθμό 42. Οι 44 ζυγοί είναι Ζυγοί Παραγωγής (PV) - 16, 18-31, 41-44, 48, 51-54, 72-73, 81-83, 85-94, 96, 98-99, 102, 105-107. Οι υπόλοιποι ζυγοί είναι Ζυγοί Φορτίου (PQ). Αναλυτικά, το μονογραμμικό διάγραμμα του δικτύου της Κρήτης φαίνεται στο σχήμα 6.6.α ενώ στο Παράρτημα ΣΤ.5 δίνονται όλα τα αναγκαία δεδομένα του νησιού.

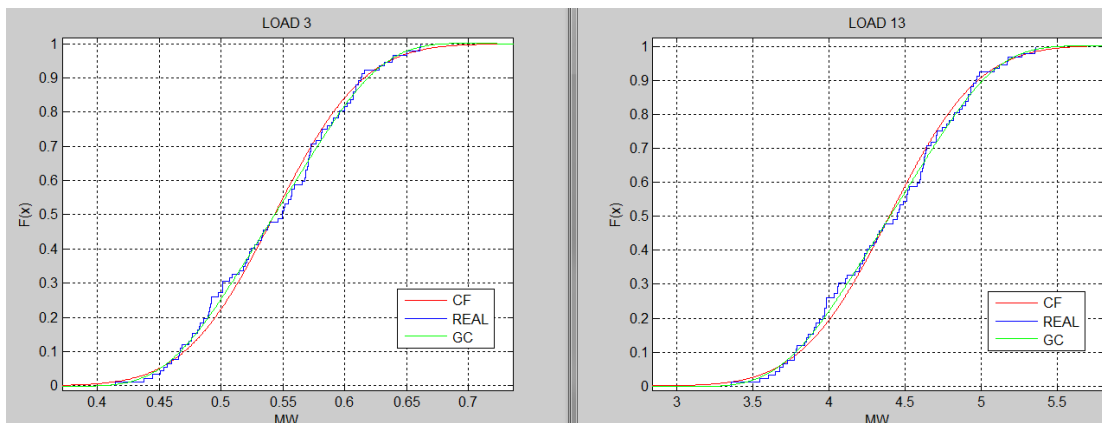
Η μελέτη επικεντρώθηκε στην καλοκαιρινή περίοδο και συγκεκριμένα την ώρα του μέγιστου φορτίου, [362]. Για αυτή τη δεδομένη κατάσταση εφαρμόστηκαν δύο σενάρια όπως θα εξηγηθεί παρακάτω. Από τα δεδομένα παραγωγής και ζήτησης (8760 τιμές-έτους 2010) το μέγιστο φορτίο ζήτησης, 623,11MW, παρουσιάστηκε 19 Αυγούστου και ώρα 21:00 το βράδυ, δηλαδή την περίοδο του καλοκαιριού. Επομένως, από τις 8760 ωριαίες τιμές παραγωγής και ζήτησης του ΣΗΕ Κρήτης για το έτος 2010 που ήταν διαθέσιμες χρησιμοποιήθηκαν οι 92 ωριαίες τιμές οι οποίες αντιστοιχούσαν στην περίοδο του καλοκαιριού και στην ώρα 21:00.

Σαν βάση για την μελέτη μας χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος Newton-Raphson, η οποία εφαρμόστηκε επαναληπτικά 92 φορές, μια για κάθε μέρα του καλοκαιριού, με τις παραγωγές και τα φορτία να λαμβάνουν τις πραγματικές τιμές που είχαν στις 21:00 το βράδυ. Ταυτόχρονα εφαρμόστηκε η μέθοδος Monte-Carlo όπου σαν δεδομένα χρησιμοποιήθηκαν τόσο οι κανονικές κατανομές με μέση τιμή και τυπική απόκλιση προερχόμενες από τις πραγματικές τιμές, όσο και οι αναλυτικές εκφράσεις των pdf μέσω των μεθόδων Gram-Charlier και Cornish Fisher. Κατόπιν, χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος της γραμμικοποίησης στην οποία, η συνέλιξη αντικαθιστά τις επαναλήψεις που πραγματοποιεί η μέθοδος Monte-Carlo καθώς πραγματοποιεί όλους τους πιθανούς συνδυασμούς μεταξύ των μεταβλητών μας κάτι που είναι πρακτικώς αδύνατο να γίνει με την Monte-Carlo λόγω της αυξημένης πολυπλοκότητας και του τεράστιου αριθμού των επαναλήψεων. Όπως και στη Monte-Carlo, έτσι και στη γραμμικοποίηση χρησιμοποιήθηκαν τόσο οι κανονικές κατανομές με μέση τιμή και τυπική απόκλιση των πραγματικών τιμών, όσο και αναλυτικές εκφράσεις των pdf μέσω των μεθόδων Gram-Charlier και Cornish Fisher. Τέλος, για πρώτη φορά χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος της γραμμικοποίησης με χρήση των μεθόδων Cornish – Fisher και Gram – Charlier. Στην μέθοδο αυτή οι συνελίξεις αντικαθίστανται με τα αθροίσματα των εν λόγω μεθόδων όπως αναλύθηκε και σε προηγούμενη παράγραφο. Με τον τρόπο αυτό μειώνουμε την πολυπλοκότητα του προγράμματος, με συνέπεια την ταχύτερη επεξεργασία των δεδομένων. Τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν ήταν αναλυτικές εκφράσεις των 92 πραγματικών τιμών παραγωγών και ζητήσεων και όχι κανονικές κατανομές. Τέλος, όλες οι παραπάνω μέθοδοι συγκρίνονται και με την μέθοδο εκτίμησης τριών σημείων για να εξαχθούν τελικά τα αναγκαία συμπεράσματα.

Ενδεικτικά, στα σχήματα 6.6.β και 6.6.γ δίνονται οι cdf κάποιων παραγωγών και φορτίων με χρήση των μεθόδων Gram – Charlier και Cornish – Fisher.



Σχήμα 6.6.β. Παραγωγές Μονάδων (92 Σημείων, Gram-Charlier-GC, Cornish-Fisher-CF) Για Τους Ζυγούς 9 Και 33.



Σχήμα 6.6.γ. Φορτία Ζήτησης (92 Σημείων, Gram-Charlier-GC, Cornish-Fisher-CF) Για Τους Ζυγούς 3 Και 13.

6.6.2. Σενάριο Α: Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53

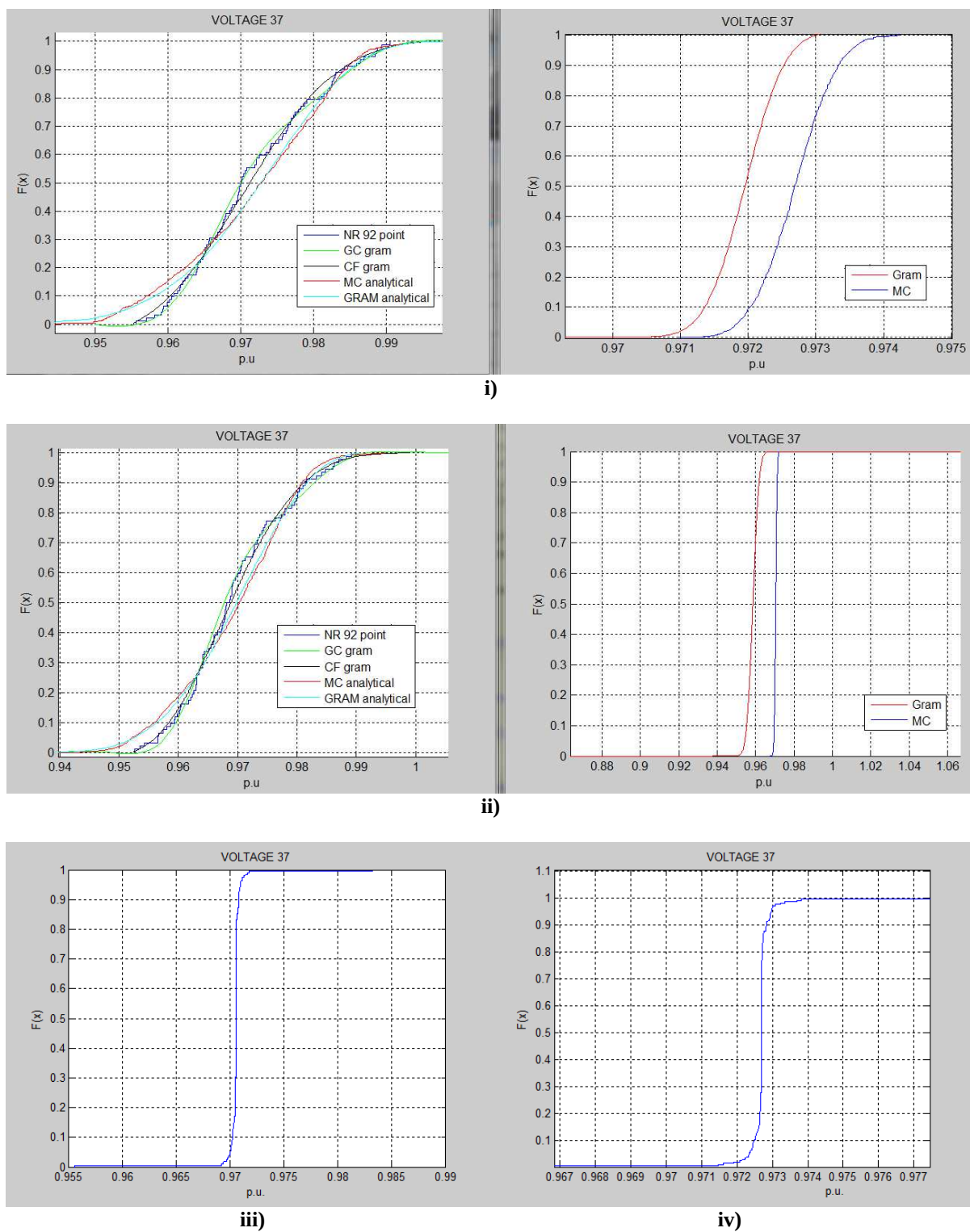
Η παραγωγή στο ζυγό 53 είναι η μεγαλύτερη παραγωγή του ΣΗΕ Κρήτης τις ημέρες του καλοκαιριού με έγχυση ενεργού ισχύος στις 19/08/2010 και ώρα 21:00 το βράδυ, 71,92MW. Όπως είναι αναμενόμενο, μία κατάσταση του συστήματος αυτής της κατηγορίας επιβαρύνει το δίκτυο καθώς οι υπόλοιπες μονάδες παραγωγής θα πρέπει να καλύψουν την προκύπτουσα απώλεια παραγωγής.

Επιγραμματικά, οι μέθοδοι που χρησιμοποιήθηκαν για την πιθανοτική επίλυση του προβλήματος ροής φορτίου είναι οι:

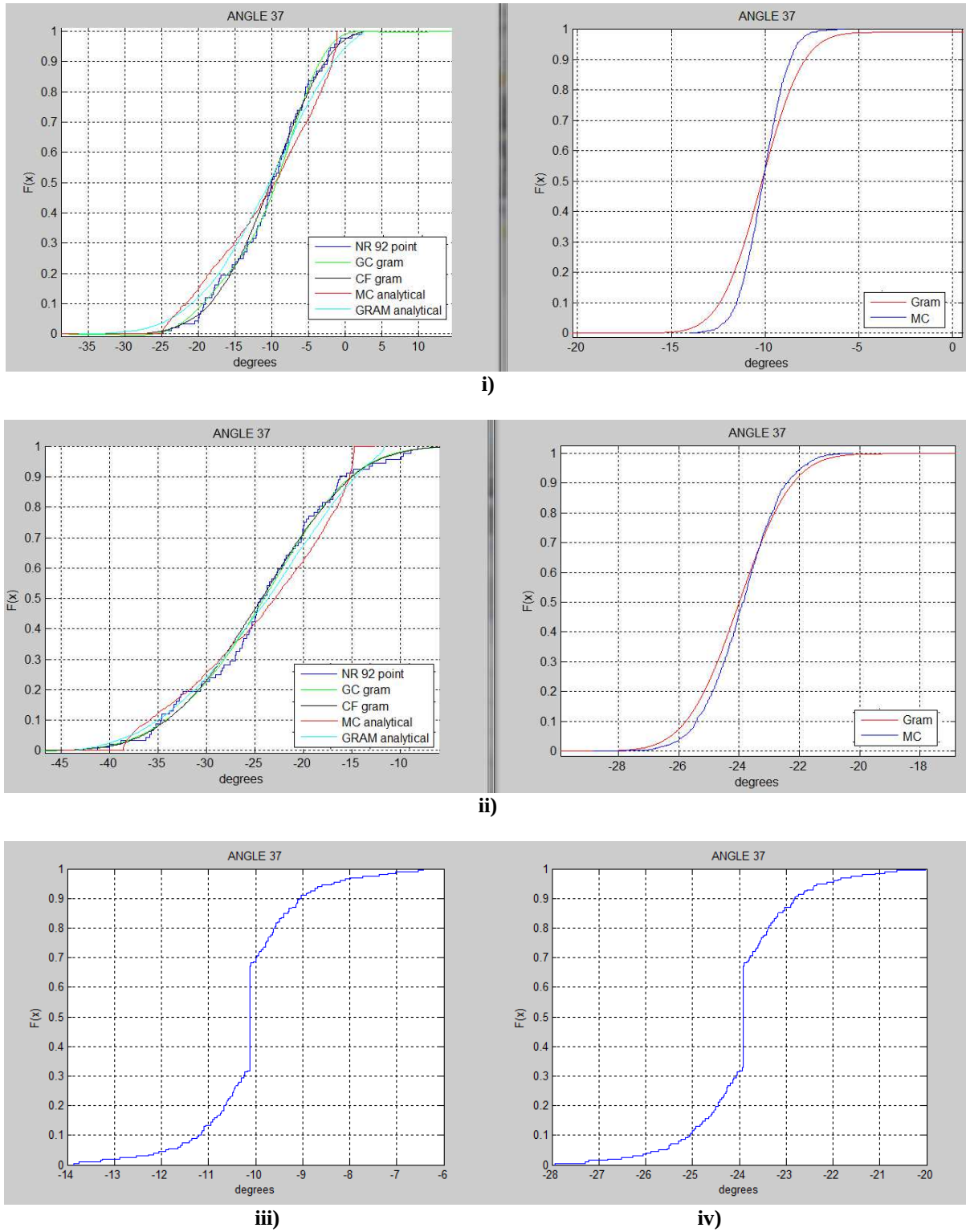
- i) Newton – Raphson, 92 Επαναλήψεων,
- ii) Monte – Carlo 5.000 Σημείων Μέσω Κανονικών Κατανομών,
- iii) Monte – Carlo 5.000 Σημείων Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων (Gram-Charlier και Cornish-Fisher),
- iv) Γραμμικοποίηση Μέσω Κανονικών Κατανομών και Συνελίξεων,
- v) Γραμμικοποίηση Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων (Gram-Charlier και Cornish-Fisher) και Συνελίξεων,
- vi) Γραμμικοποίηση Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων και Αθροισμάτων (Gram – Charlier),
- vii) Γραμμικοποίηση Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων και Αθροισμάτων (Cornish – Fisher),
- viii) Μέθοδος Εκτίμησης Τριών (3) Σημείων, ΜΕΣ_3.

6.6.2.1. Αποτελέσματα Σεναρίου Α

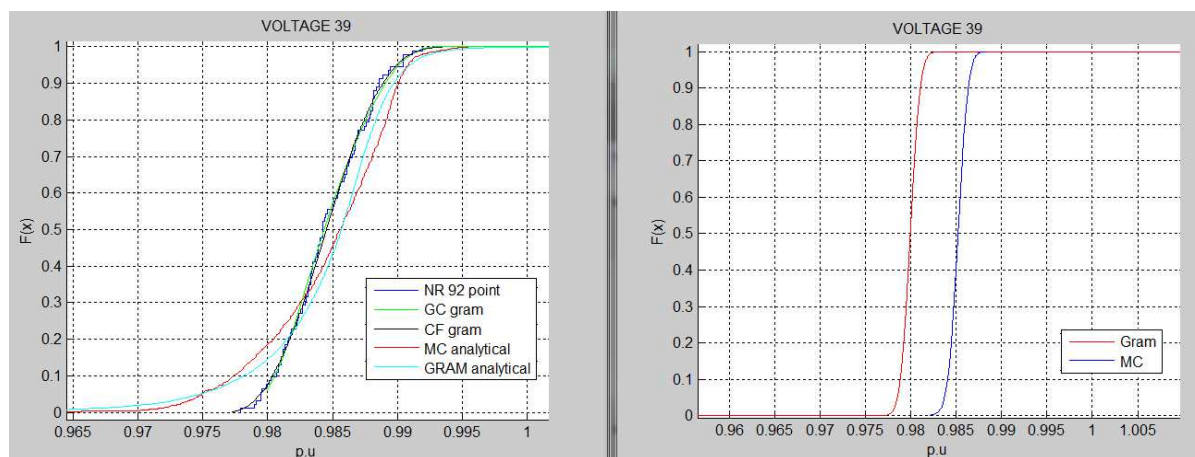
Δέον να τονισθεί ότι όλες οι μέθοδοι δίνουν παρόμοια αποτελέσματα με σφάλματα της τάξεως του 0,5% σε σχέση με τις μεθόδους i)-iii). Παρακάτω, παρουσιάζονται κάποια από τα κυριότερα αποτελέσματα σε ζυγούς και γραμμές μεταφοράς. Πριν, από τα αποτελέσματα των μεγεθών του Σεναρίου Α δίνονται τα αντίστοιχα μεγέθη κατά τη διάρκεια κανονικής λειτουργίας του ΣΗΕ δηλαδή, πριν την απενεργοποίηση της μονάδας παραγωγής του Ζυγού 53, σχήματα 6.6.δ-6.6.η.



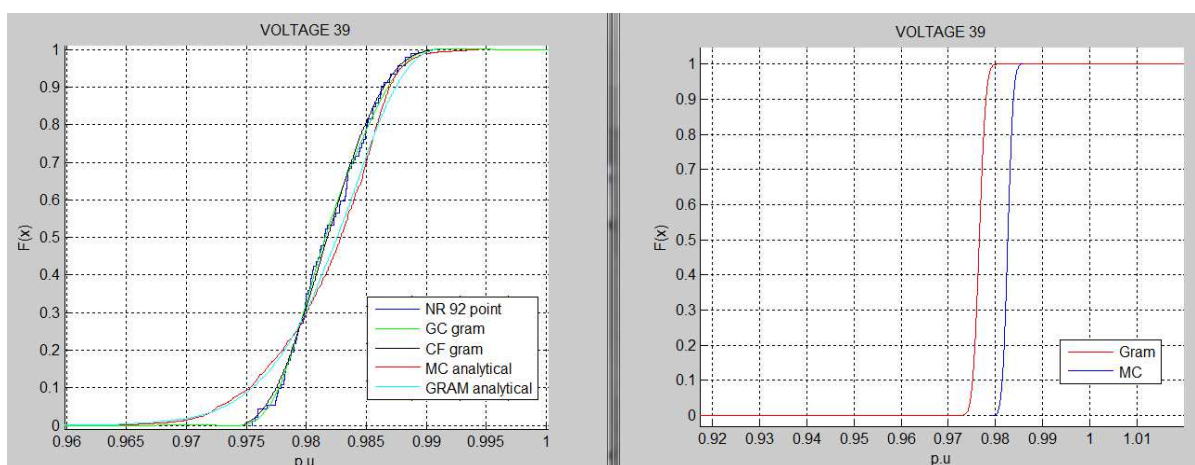
Σχήμα 6.6.δ. **i)** Τάση Ζυγού 37 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, **ii)** Τάση Ζυγού 37 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53, **iii)** Τάση Ζυγού 37 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (MEΣ_3), **iv)** Τάση Ζυγού 37 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53 (MEΣ_3).



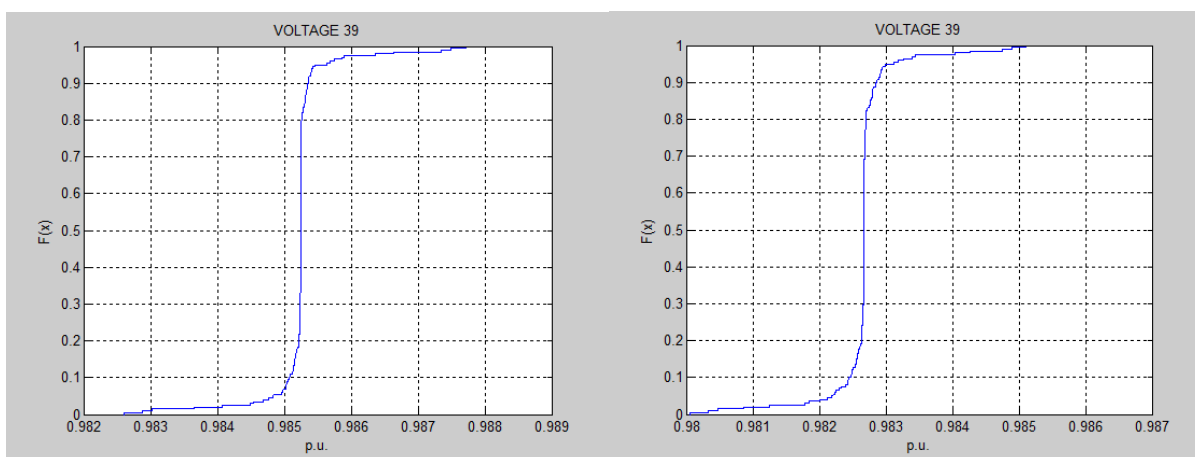
Σχήμα 6.6.ε. i) Γωνία Ζυγού 37 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, **ii)** Γωνία Ζυγού 37 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53, **iii)** Γωνία Ζυγού 37 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), **iv)** Γωνία Ζυγού 37 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53 (ΜΕΣ_3).



i)



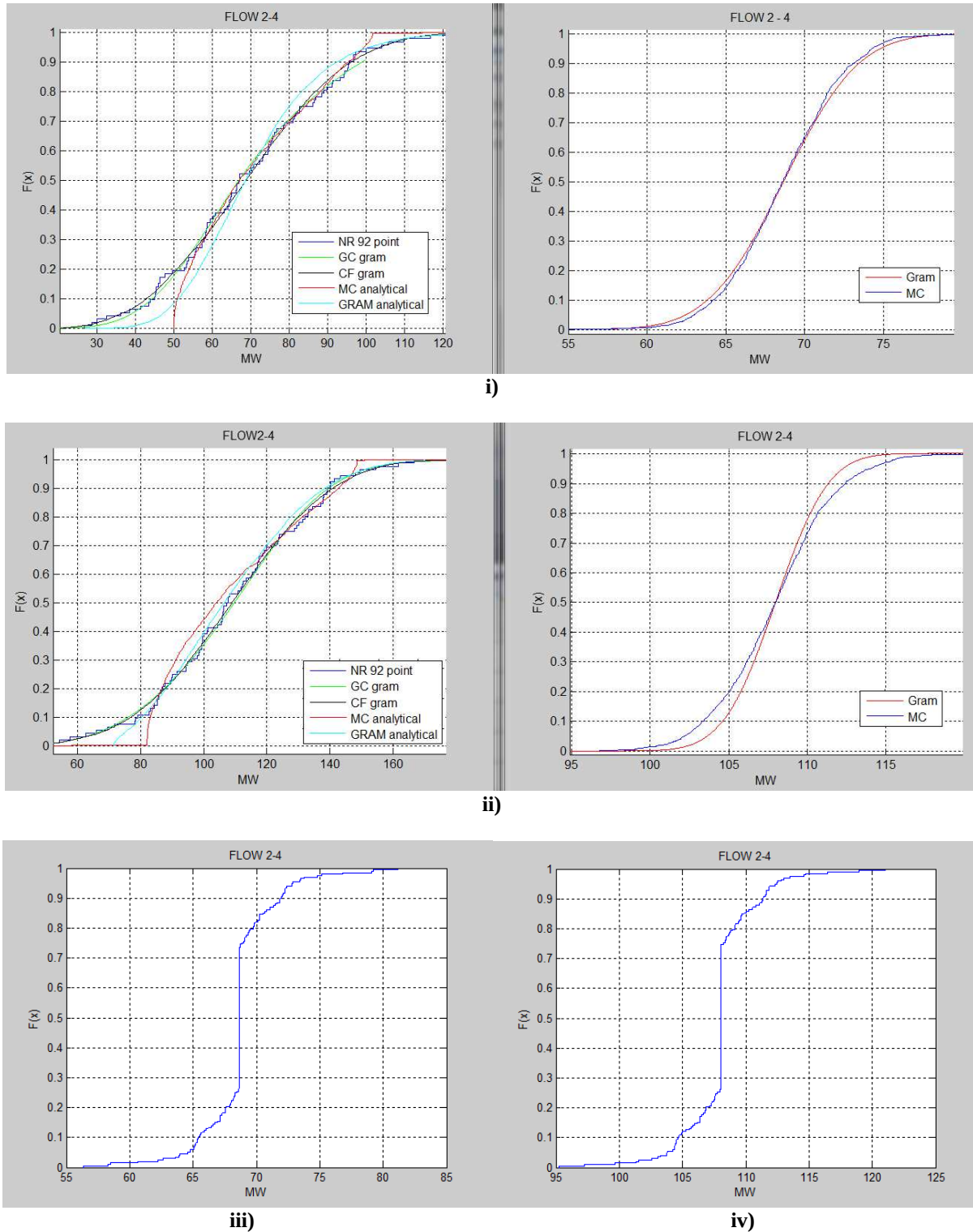
ii)



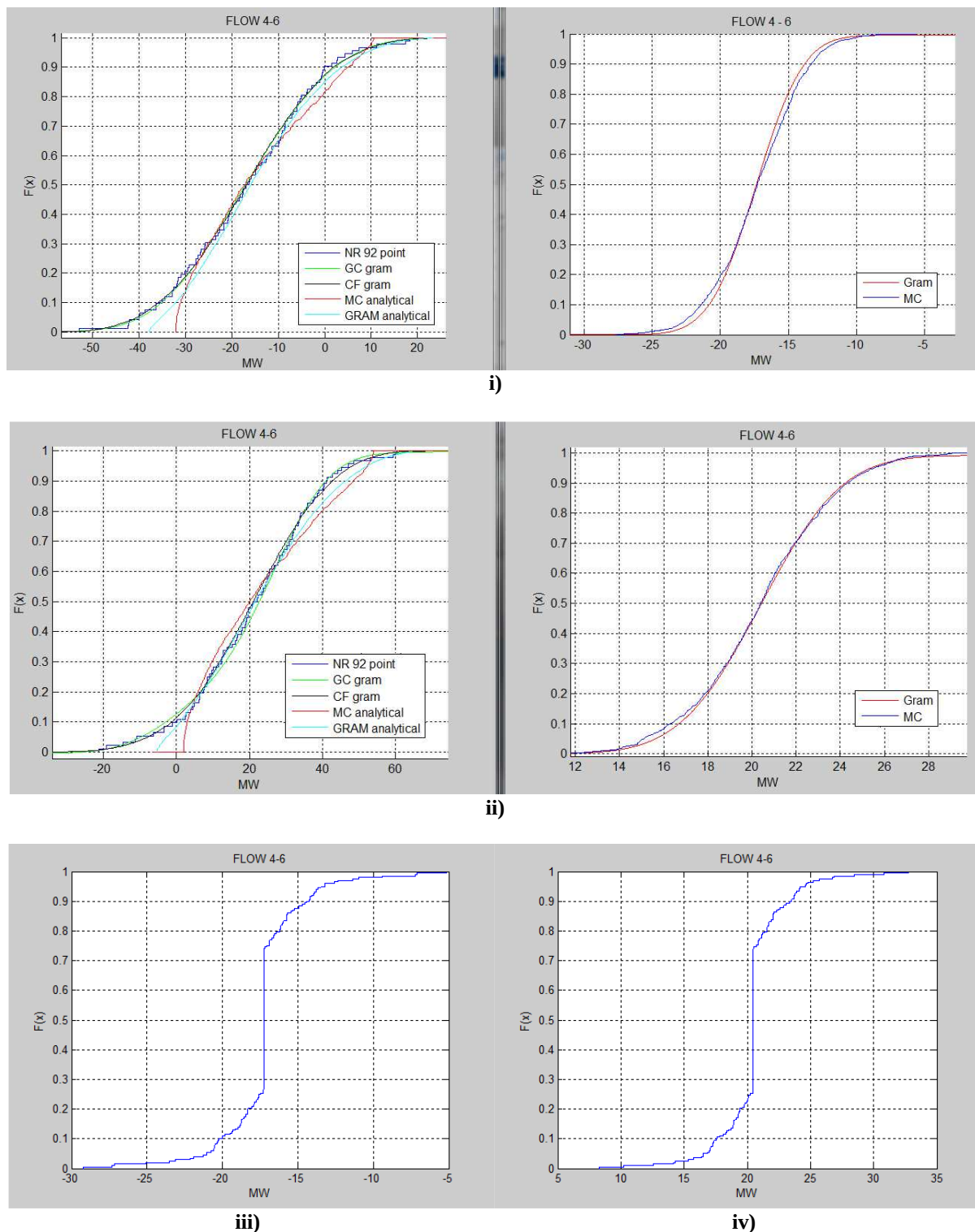
iii)

iv)

Σχήμα 6.6.σ. i) Τάση Ζυγού 39 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, **ii)** Τάση Ζυγού 39 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53, **iii)** Τάση Ζυγού 39 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), **iv)** Τάση Ζυγού 39 Μετά Την Απενεργοποίηση Της Μονάδας Παραγωγής Του Ζυγού 53 (ΜΕΣ_3).



Σχήμα 6.6.ζ. i) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδετικής Γραμμής Των Ζυγών 2-4 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, **ii)** Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδετικής Γραμμής Των Ζυγών 2-4 Μετά Την Απενεργοποίηση της Μονάδας Παραγωγής του Ζυγού 53, **iii)** Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδετικής Γραμμής Των Ζυγών 2-4 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), **iv)** Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδετικής Γραμμής Των Ζυγών 2-4 Μετά Την Απενεργοποίηση της Μονάδας Παραγωγής του Ζυγού 53 (ΜΕΣ_3).



Σχήμα 6.6.η. i) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 4-6 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, **ii)** Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 4-6 Μετά Την Απενεργοποίηση της Μονάδας Παραγωγής του Ζυγού 53, **iii)** Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 4-6 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (ΜΕΣ_3), **iv)** Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 4-6 Μετά Την Απενεργοποίηση της Μονάδας Παραγωγής του Ζυγού 53 (ΜΕΣ_3).

6.6.2.2. Χρόνοι Υπολογισμού Για Το Σενάριο Α

Στα προβλήματα ροής φορτίου, ένα από τα κύρια κριτήρια επιλογής μεθόδου μελέτης είναι ο χρόνος υπολογισμού. Με βάση τον χρόνο χαρακτηρίζουμε μια μέθοδο ως αποδοτική ή όχι. Αυτό γίνεται αντιληπτό στη μελέτη μεγάλων και πολύπλοκων δικτύων, όπου η διαδικασία υπολογισμού γίνεται αρκετά σύνθετη. Στον πίνακα 6.6.α. παρουσιάζονται συγκεντρωμένα τα αποτελέσματα των χρόνων υπολογισμού για κάθε μέθοδο που εφαρμόστηκε.

Πίνακας 6.6.α.
Χρόνοι Υπολογισμού Ανά Εφαρμοσθείσα Μέθοδο.

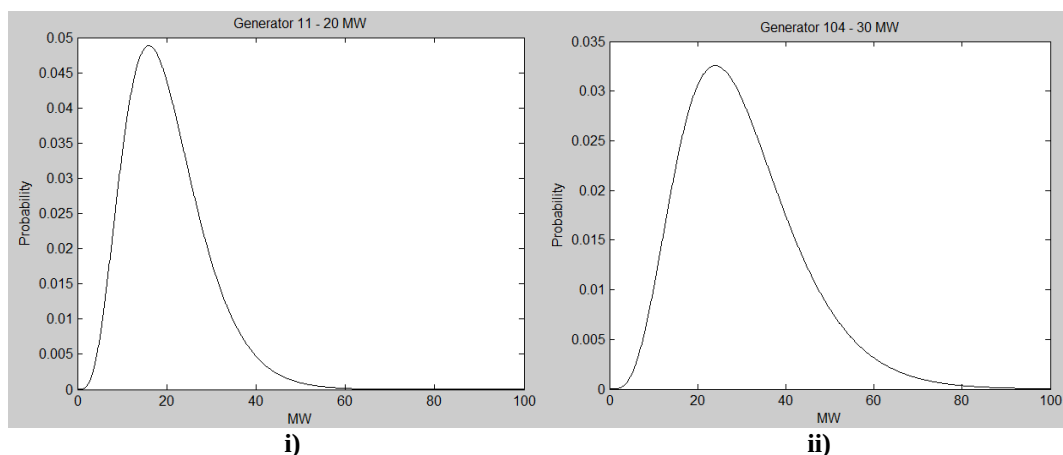
Α/Α	Μέθοδος Επίλυσης Του Προβλήματος Της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου	Κανονική Λειτουργία	Σενάριο Α
		Χρόνος (min)	Χρόνος (min)
1	Newton – Raphson, 92 Επαναλήψεων	1,307	1,245
2	Monte – Carlo 5.000 Σημείων Μέσω Κανονικών Κατανομών	50,01	51,90
3	Monte – Carlo 5.000 Σημείων Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων (Gram-Charlier και Cornish-Fisher)	52,04	52,87
4	Γραμμικοποίηση Μέσω Κανονικών Κατανομών Και Συνελιξεων	2,003	1,997
5	Γραμμικοποίηση Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων (Gram-Charlier και Cornish-Fisher) Και Συνελιξεων	2,993	2,556
6	Γραμμικοποίηση Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων Και Αθροισμάτων (Gram – Charlier)	1,106	1,352
7	Γραμμικοποίηση Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων Και Αθροισμάτων (Cornish – Fisher)	1,082	1,005
8	Μέθοδος Εκτίμησης Τριών (3) Σημείων (ΜΕΣ_3)	1,532	1,473

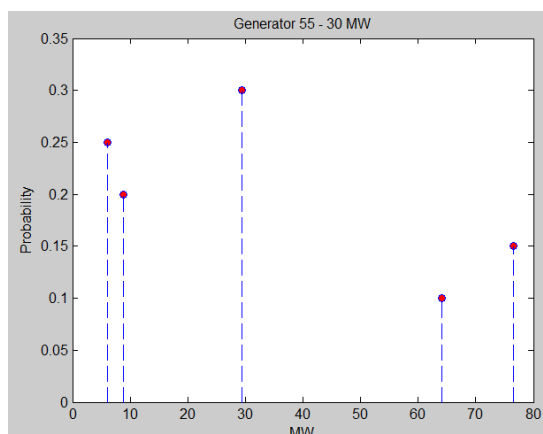
6.6.3. Σενάριο Β: Εισαγωγή Νέων Μονάδων Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104

Στο σενάριο αυτό εξετάζεται μια αύξηση της συνολικής ζήτησης φορτίου ίση με το 10% της αρχικής. Στην νέα κατάσταση θα υποθεθεί ότι εγκαθίστανται μονάδες αιολικής παραγωγής ονομαστικής ισχύος 80MW (20MW στον ζυγό 11, 30MW στον ζυγό 35 και 30MW στον ζυγό 104). Οι κατανομές αυτών των παραγωγών δίνονται στο σχήμα 6.6.θ.

6.6.3.1. Αποτελέσματα Σεναρίου Β

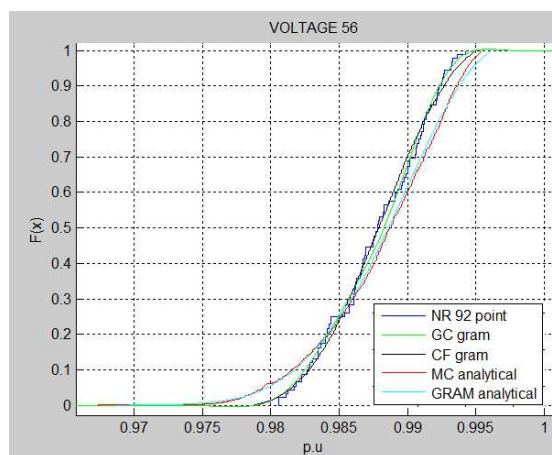
Οι μέθοδοι που χρησιμοποιήθηκαν για την πιθανοτική επίλυση του προβλήματος ροής φορτίου είναι οι ίδιες με αυτές του Σεναρίου Α. Και εδώ όλες οι μέθοδοι δίνουν παρόμοια αποτελέσματα με σφάλματα της τάξεως του 0,5% σε σχέση με τις μεθόδους **i)-iii)**-Σενάριο Α. Παρακάτω, παρουσιάζονται κάποια από τα κυριότερα αποτελέσματα σε ζυγούς και γραμμές μεταφοράς, σχήματα 6.6.ι-6.6.ν. Πριν, από τα αποτελέσματα των μεγεθών του Σεναρίου Β δίνονται τα αντίστοιχα μεγέθη κατά τη διάρκεια κανονικής λειτουργίας του ΣΗΕ δηλαδή, πριν την ένταξη των αιολικών μονάδων παραγωγής στους ζυγούς 11, 55 και 104.



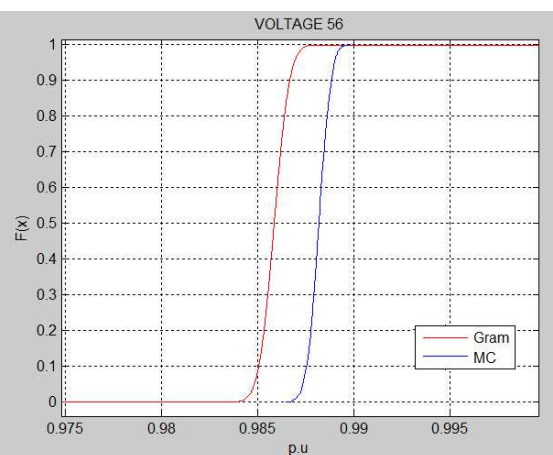


iii)

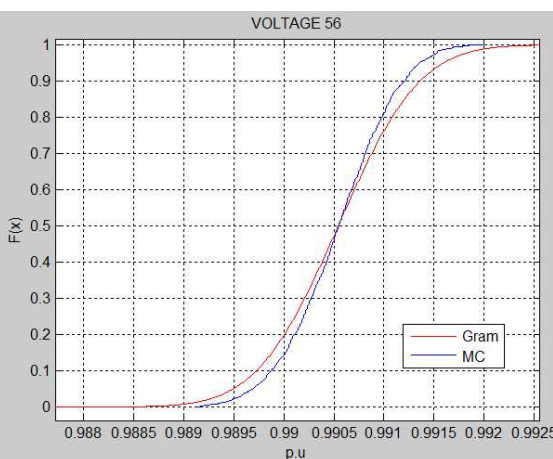
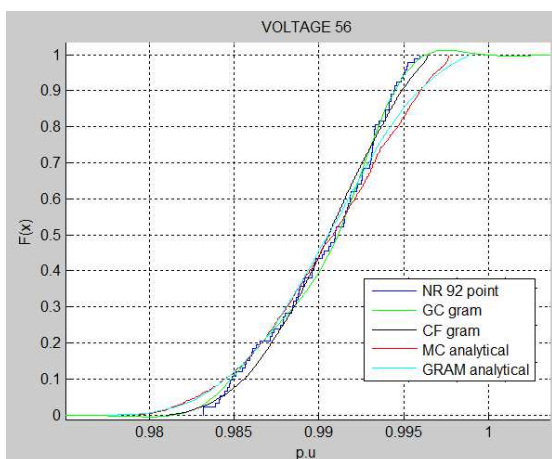
Σχήμα 6.6.θ. Συναρτήσεις Πυκνότητας Πιθανότητας Για Τις Νέες Παραγωγές Του Σεναρίου B, **i)** Παραγωγή Ζυγού 11 (20MW – Κατανομή Γάμμα), **ii)** Παραγωγή Ζυγού 104 (30MW – Κατανομή Γάμμα), **iii)** Παραγωγή Ζυγού 55 (30MW – Διακριτή Κατανομή).

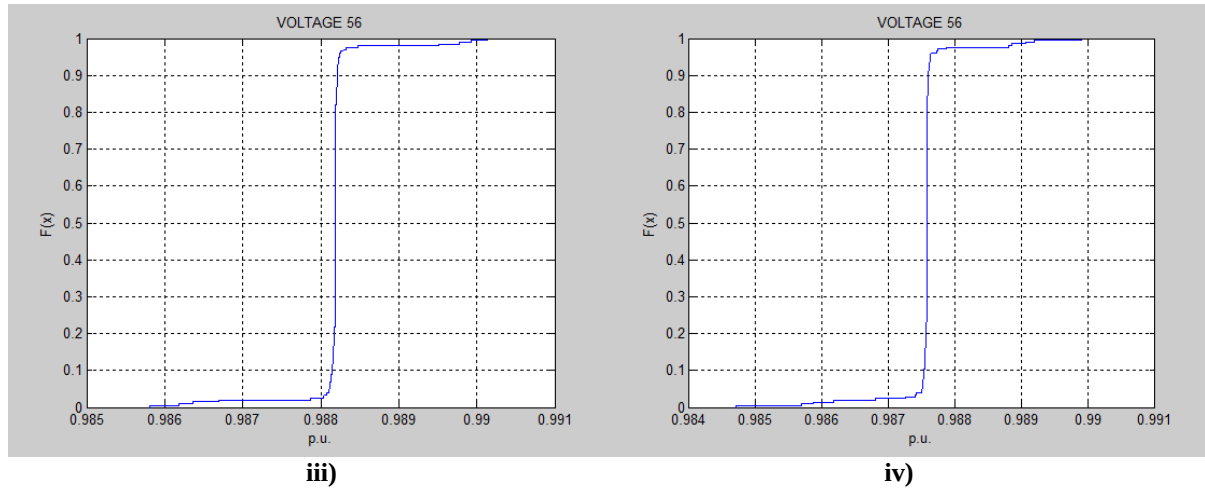


i)

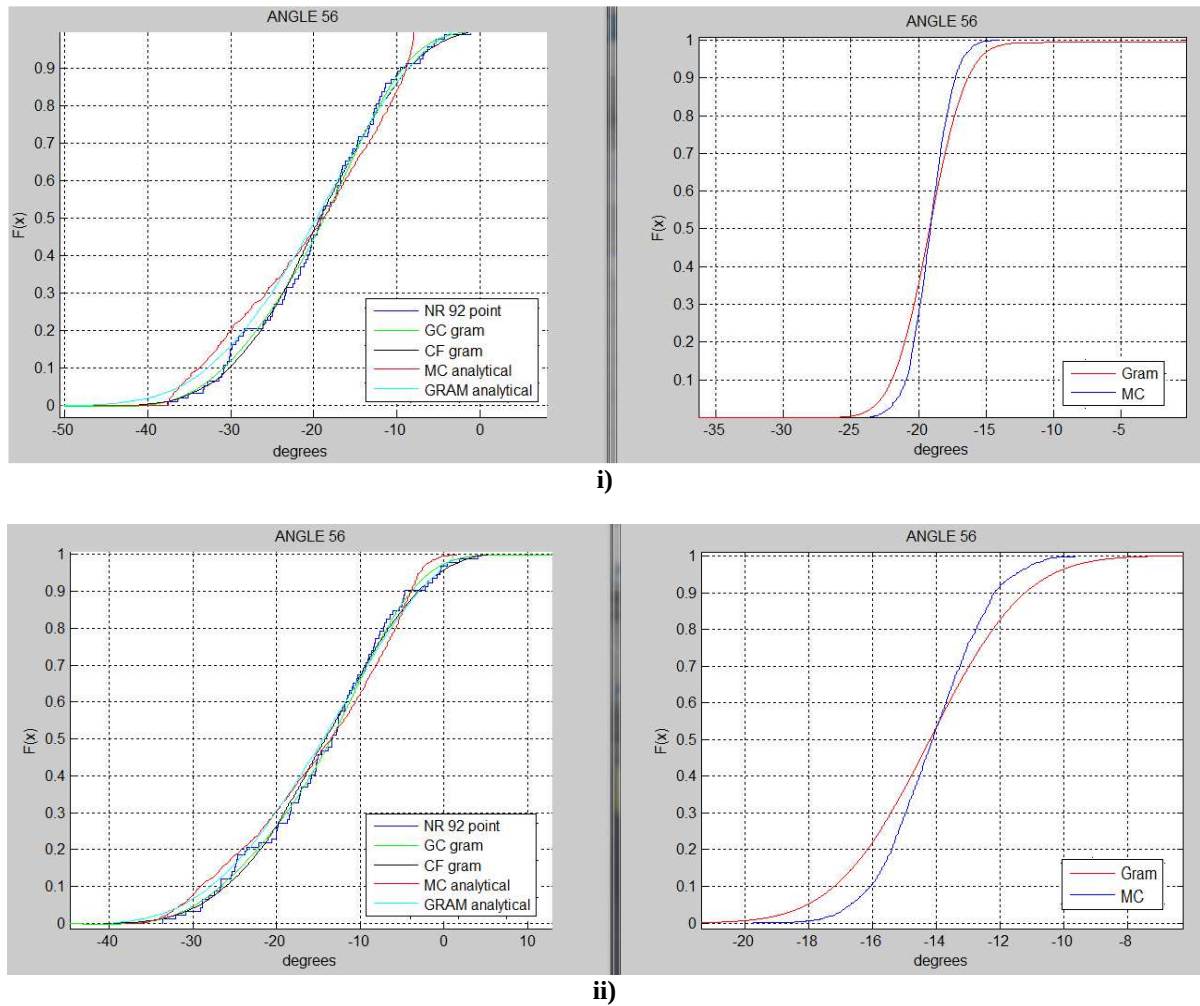


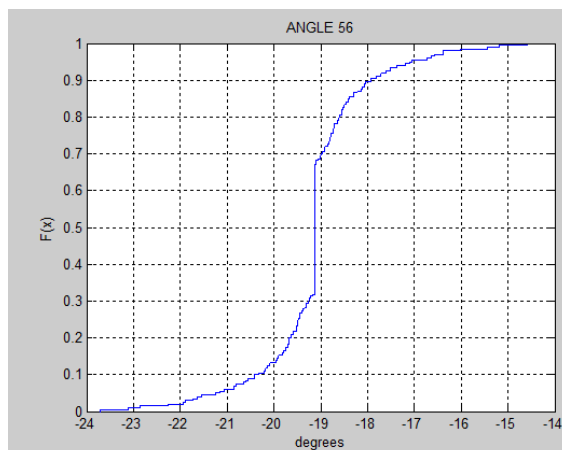
ii)



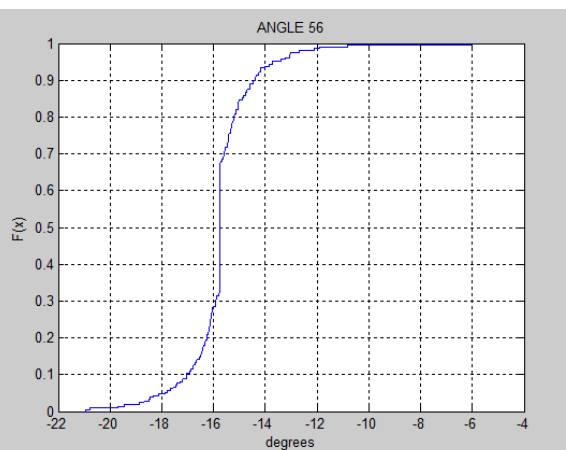


Σχήμα 6.6.1. *ι) Τάση Ζυγού 56 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ι) Τάση Ζυγού 56 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, ιιι) Τάση Ζυγού 56 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (MEΣ_3), ιv) Τάση Ζυγού 56 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (MEΣ_3).*



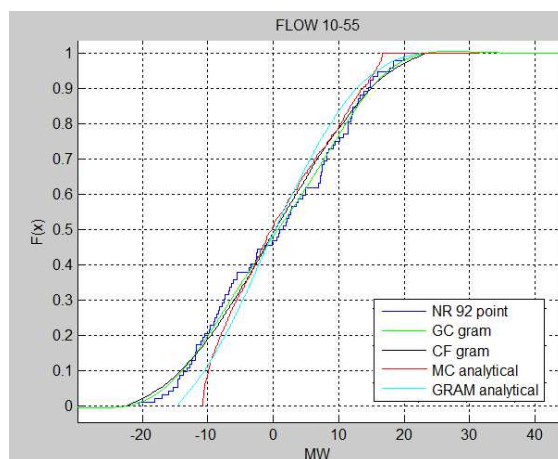


iii)

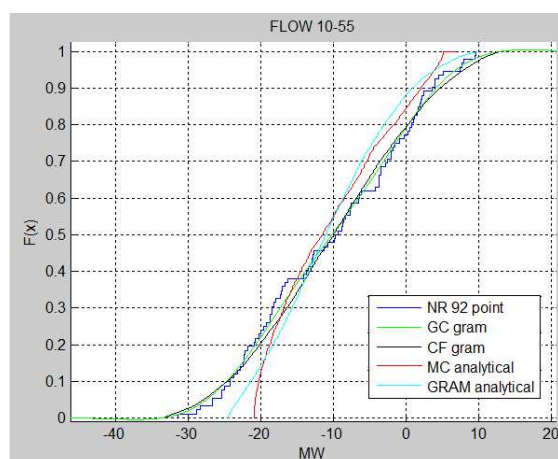
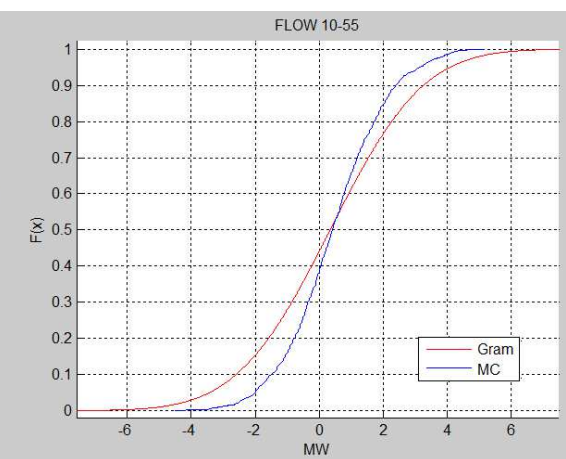


iv)

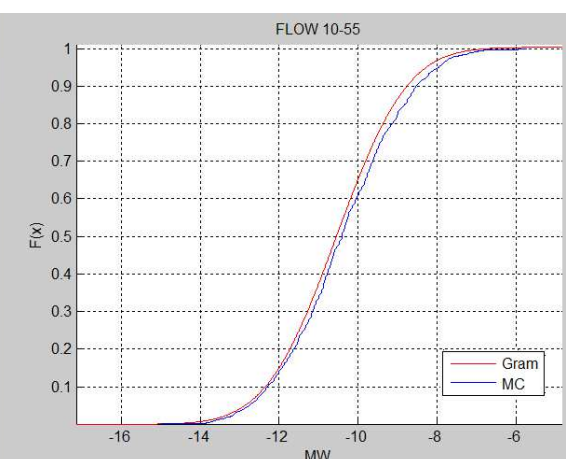
Σχήμα 6.6.κ. i) Γωνία Ζυγού 56 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Γωνία Ζυγού 56 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, iii) Γωνία Ζυγού 56 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (MEΣ_3), iv) Γωνία Ζυγού 56 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (MEΣ_3).

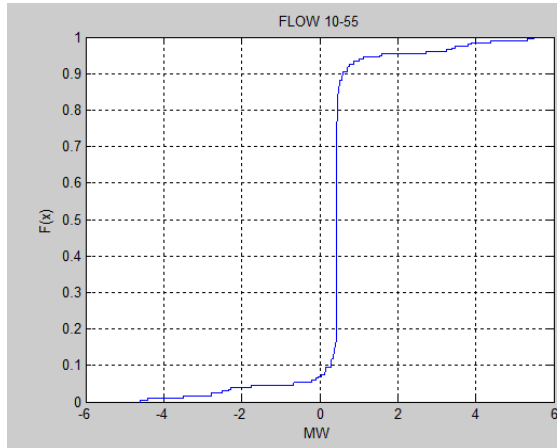


i)

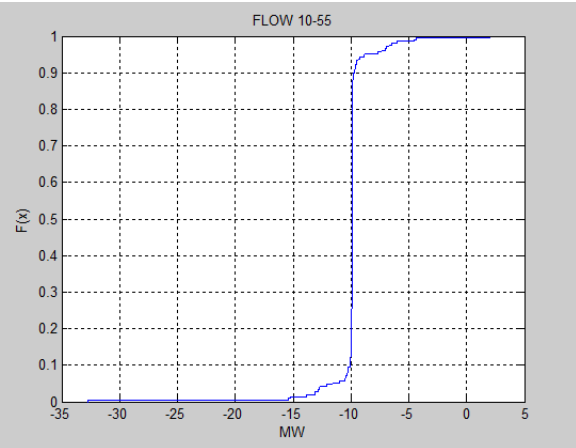


ii)



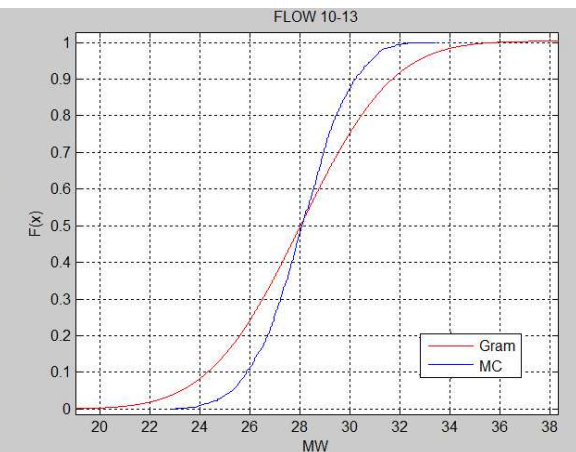
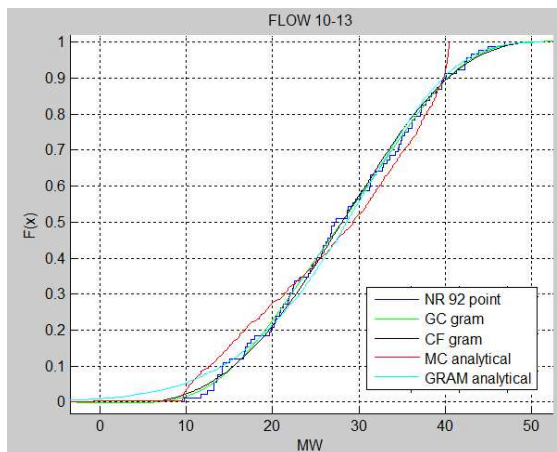


iii)

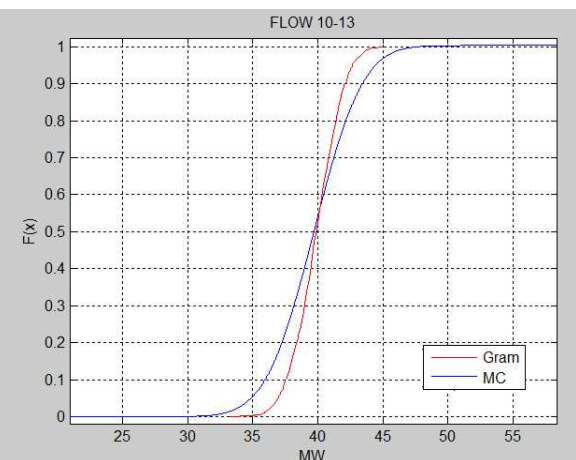
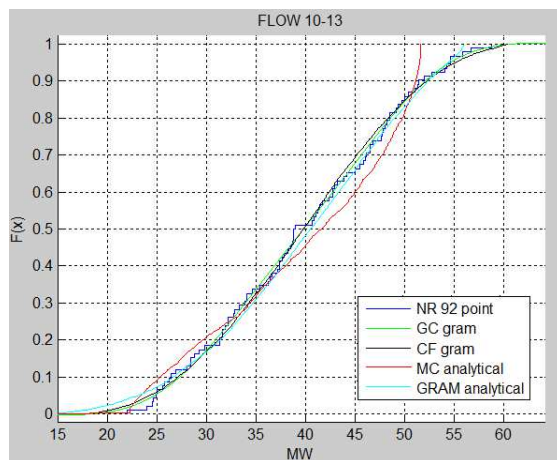


iv)

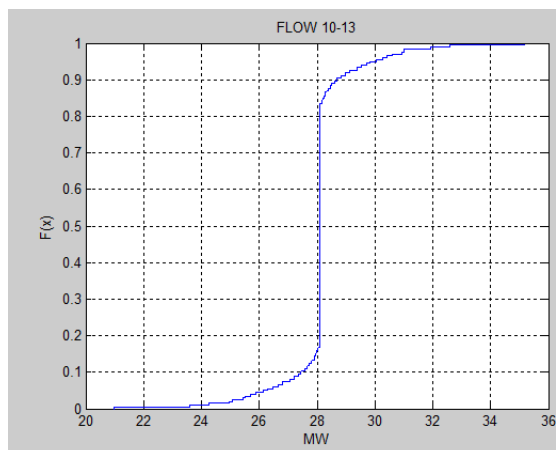
Σχήμα 6.6.λ. *i) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-55 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-55 Μετά Την Ένταξη των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, iii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-55 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (MEΣ_3), iv) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-55 Μετά Την Ένταξη των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (MEΣ_3).*



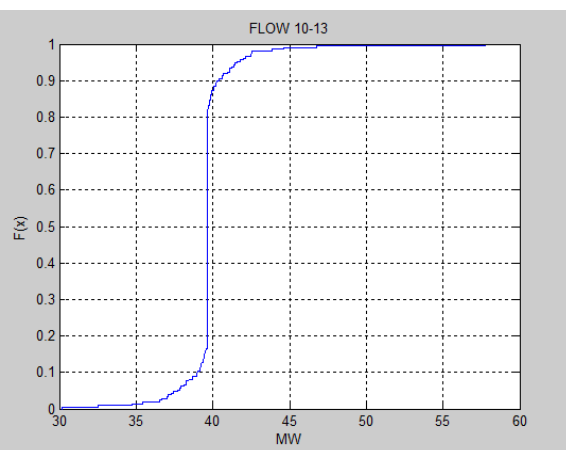
i)



ii)

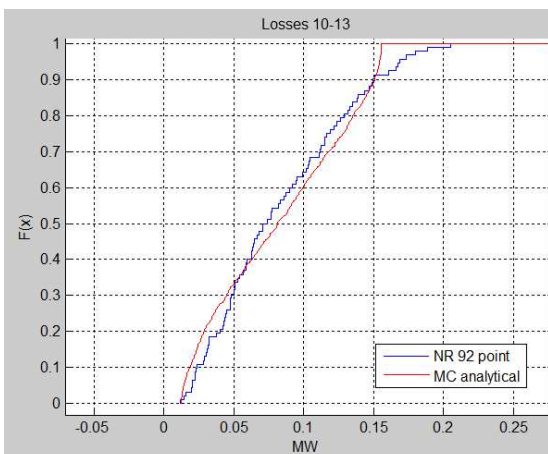


iii)

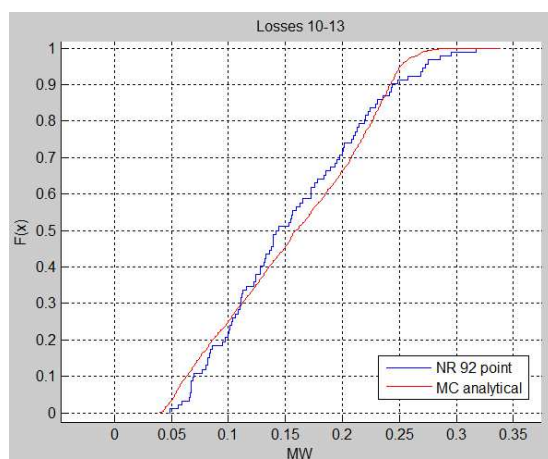
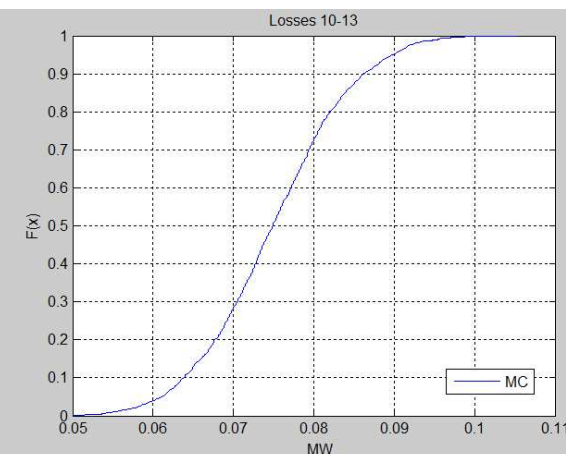


iv)

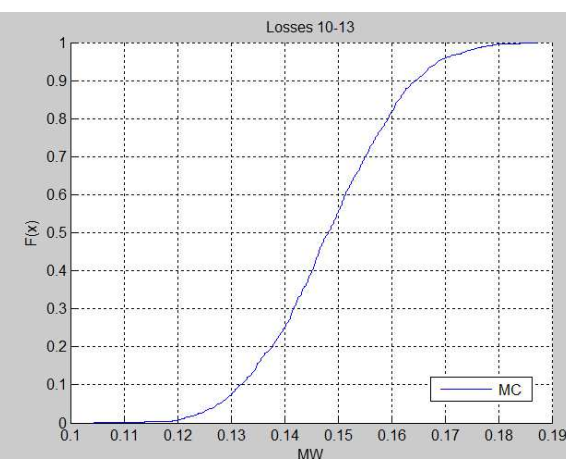
Σχήμα 6.6.μ. i) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, ii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, iii) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (MEΣ_3), iv) Ροή Ενεργού Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (MEΣ_3).

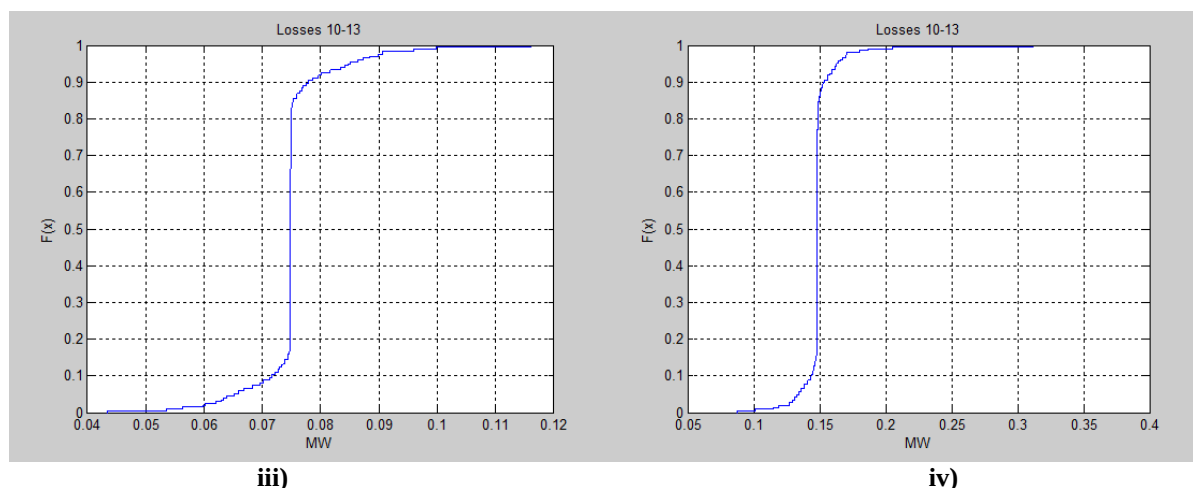


i)



ii)





iii)

iv)

Σχήμα 6.6.v. i) Ενεργές Απώλειες Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Κατά Την Κανονική Λειτουργία, **i)** Ενεργές Απώλειες Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104, **iii)** Ενεργές Απώλειες Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Κατά Την Κανονική Λειτουργία (MEΣ_3), **iv)** Ενεργές Απώλειες Ισχύος Της Διασυνδεδετικής Γραμμής Των Ζυγών 10-13 Μετά Την Ένταξη Των Μονάδων Αιολικής Παραγωγής Στους Ζυγούς 11, 55 Και 104 (MEΣ_3).

6.6.3.2. Χρόνοι Υπολογισμού Για Το Σενάριο B

Στον πίνακα 6.6.β παρουσιάζονται συγκεντρωμένα τα αποτελέσματα των μέσων χρόνων υπολογισμού για κάθε μέθοδο που εφαρμόστηκε.

Πίνακας 6.6.β.

Χρόνοι Υπολογισμού Ανά Εφαρμοσθείσα Μέθοδο.

Α/Α	Μέθοδος Επίλυσης Του Προβλήματος Της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου	Κανονική Λειτουργία	Σενάριο B
		Χρόνος (min)	Χρόνος (min)
1	Newton – Raphson, 92 Επαναλήψεων	1,307	1,225
2	Monte – Carlo 5.000 Σημείων Μέσω Κανονικών Κατανομών	50,00	50,32
3	Monte – Carlo 5.000 Σημείων Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων (Gram-Charlier και Cornish-Fisher)	52,04	50,57
4	Γραμμικοποίηση Μέσω Κανονικών Κατανομών Και Συνελίξεων	2,003	1,814
5	Γραμμικοποίηση Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων (Gram-Charlier και Cornish-Fisher) Και Συνελίξεων	2,993	2,636
6	Γραμμικοποίηση Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων Και Αθροισμάτων (Gram – Charlier)	1,106	1,234
7	Γραμμικοποίηση Μέσω Αναλυτικών Εκφράσεων Και Αθροισμάτων (Cornish – Fisher)	1,082	0,905
8	Μέθοδος Εκτίμησης Τριών (3) Σημείων (MEΣ_3)	1,532	1,510

6.6.4. Συμπεράσματα 2^{ης} Εφαρμογής-Συμβολής 6^{ου} Κεφαλαίου

Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα, παρατηρούμε ότι οι εξεταζόμενες μέθοδοι παρουσιάζουν ικανοποιητικά αποτελέσματα συγκριτικά με τις πραγματικές τιμές των μεγεθών. Συγκεκριμένα, παρατηρούμε ότι υπάρχει πολύ μεγάλη σύγκλιση στις τιμές γύρω από την μέση τιμή, ενώ, ανάλογα με το υπό εξέταση μέγεθος, υπάρχει κάποια μικρή απόκλιση στις «ουρές», δηλαδή στις ακραίες τιμές των κατανομών.

Μεγαλύτερη απόκλιση σε ορισμένα μεγέθη παρουσιάζει η γραμμικοποίηση με αναλυτικές κατανομές και συνελίξεις αλλά και η Monte – Carlo με αναλυτικές κατανομές. Αντίθετα, η γραμμικοποίηση (με χρήση αθροισμάτων) με τις αναλυτικές μεθόδους Cornish – Fisher και Gram – Charlier παρουσιάζει καλύτερα αποτελέσματα. Η απόκλιση αυτή είναι σε γενικές γραμμές λογική καθώς κατά την προσομοίωση των πραγματικών τιμών με τις αναλυτικές εκφράσεις, σε ορισμένα μεγέθη και κυρίως στις παραγωγές, η προσομοίωση των «ουρών» δεν είναι ικανοποιητική.

Έχοντας σαν κριτήριο τον χρόνο υπολογισμού των μεγεθών ανά μέθοδο, όπως ήταν αναμενόμενο περισσότερος χρόνος υπολογισμών απαιτήθηκε για την μέθοδο Monte-Carlo, είτε για κανονικές κατανομές είτε για αναλυτικές εκφράσεις. Ο χρόνος αυτός ήταν της τάξης των 50 λεπτών για 5.000 επαναλήψεις. Δεύτερη λιγότερο αποδοτική, εν συγκρίσει με την Monte-Carlo είναι η γραμμικοποίηση με συνελιξεις, αν και ο χρόνος υπολογισμού είναι πολύ πιο μικρός (τάξης των 2-3 λεπτών). Την μεγαλύτερη αποδοτικότητα, σχετικά με τον χρόνο υπολογισμού, την παρουσιάζει η γραμμικοποίηση με χρήση αθροισμάτων, με χρόνο υπολογισμού της τάξης των 1-2 λεπτών, η οποία μέθοδος είναι ελαφρώς πιο γρήγορη από την Newton-Raphson για τις 92 επαναλήψεις.

Επίσης, παρατηρείται ότι στις γραμμές 2-42 και 2-4 κατά το σενάριο Α, η μεταφερόμενη ισχύς ξεπερνάει τα 100MW το οποίο εν δυνάμει θα μπορούσε να δημιουργήσει πρόβλημα στην ομαλή λειτουργία του Δικτύου (πιθανή καθολική συσκότιση - black-out), πίνακας 6.6.γ. Δηλαδή, σε περίπτωση που η γραμμή μεταφοράς δεν είναι σχεδιασμένη να λειτουργεί σε αυτά τα επίπεδα ισχύος, μια μη προγραμματισμένη απενεργοποίηση της παραγωγής στο ζυγό 53 θα δημιουργήσει πρόβλημα.

Ενδιαφέρον παρουσιάζουν και οι αναστροφές στις ροές ενεργού ισχύος των γραμμών μεταφοράς και για τα δύο σενάρια σε σχέση με την αρχική κατάσταση του συστήματος, πίνακες 6.6.γ-6.6.δ. Ειδικά, κάποιες διασυνδετικές γραμμές των ζυγών για το σενάριο Α φαίνεται να υπερφορτίζονται σε επίπεδα που θα μπορούσαν να προκαλέσουν προβλήματα στο δίκτυο.

Πίνακας 6.6.γ.

Ενδεικτικές Τιμές Ροής Ενεργού Ισχύος (Σε MW) Στις Γραμμές του Δικτύου Σε Κανονική Λειτουργία Και Σε Λειτουργία Σεναρίου Α.

Ροή Ενεργού Ισχύος Μεταξύ Των Γραμμών	Μέση Τιμή μ	Τυπική Απόκλιση σ	Μέση Τιμή μ	Τυπική Απόκλιση σ
	Κανονική Λειτουργία		Σενάριο Α	
P2-4	69,294	20,697	108,759	24,420
P2-63	26,675	16,270	63,115	19,548
P2-42	-41,008	24,789	-116,915	32,256
P6-65	-26,208	15,838	-61,016	18,374
P6-100	28,853	13,364	45,335	14,281
P6-14	26,615	6,534	37,053	7,323
P7-59	-22,299	4,630	-30,457	5,199
P7-60	22,299	4,630	30,457	5,199
P11-49	9,691	6,744	25,826	7,485
P11-100	-6,986	9,025	-23,124	9,643
P15-53	-71,680	11,265	0,002	0,001
P17-63	-26,557	16,161	-62,589	19,256
P17-65	26,557	16,161	62,589	19,256

Πίνακας 6.6.δ.

Ενδεικτικές Τιμές Ροής Ενεργού Ισχύος (Σε MW) Στις Γραμμές του Δικτύου Σε Κανονική Λειτουργία Και Σε Λειτουργία Σεναρίου Β.

Ροή Ενεργού Ισχύος Μεταξύ Των Γραμμών	Μέση Τιμή μ	Τυπική Απόκλιση σ	Μέση Τιμή μ	Τυπική Απόκλιση σ
	Κανονική Λειτουργία		Σενάριο Β	
P2-4	69,294	20,697	52,653	22,373
P2-42	-41,008	24,789	-11,728	27,989
P4-6	-16,761	14,379	-41,460	14,901
P8-104	-14,513	10,182	-49,411	10,361
P9-13	-11,424	12,419	-20,800	12,491
P10-55	0,595	10,716	-10,256	10,714
P17-63	-26,557	16,161	-7,676	17,263
P61-66	-58,659	5,238	-61,611	5,191
P64-57	-81,396	14,510	-73,549	14,934

3^η ΕΦΑΡΜΟΓΗ-ΣΥΜΒΟΛΗ

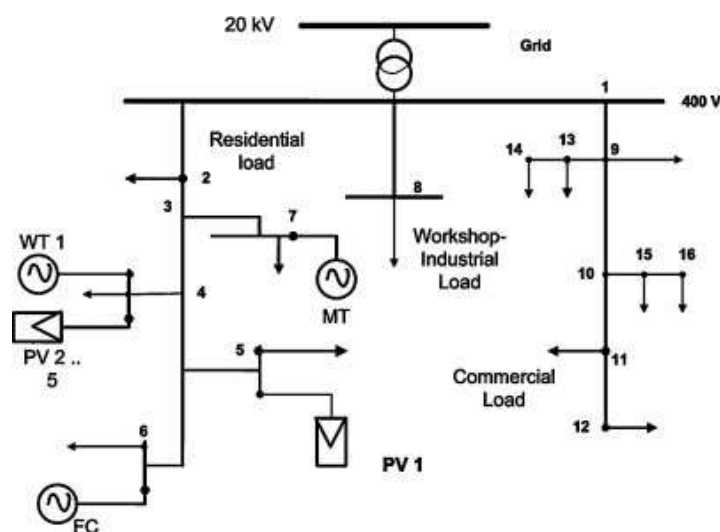
6.7. ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΜΙΚΡΟ_ΣΗΘ ΚΑΙ PLF – ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΕΞΩΤΕΡΙΚΗΣ ΘΕΡΜΟΚΡΑΣΙΑΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

6.7.1. Εισαγωγή - Μια Πρώτη Προσέγγιση

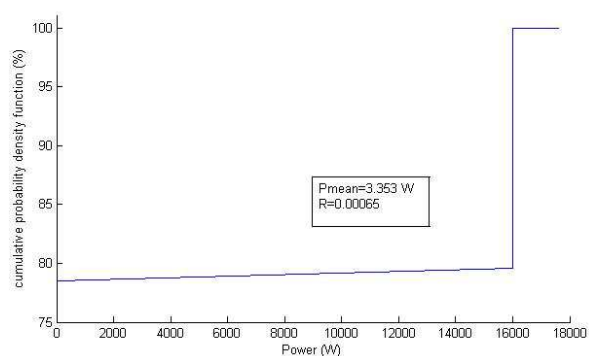
Στην εν λόγω ενότητα, μελετάται για πρώτη φορά η Πιθανοτική Ροή Φορτίου σε ένα ΣΗΕ χαμηλής τάσης που ενσωματώνει μονάδα Μίκρο-ΣΗΘ για την οποία τα μεγέθη εξόδου της (ηλεκτρική και θερμική ισχύς) δίνονται από το πιθανοτικό μοντέλο που αναπτύχθηκε στην ενότητα-παράγραφο 2.12 του Κεφαλαίου 2. Ουσιαστικά, μελετάται η επίδραση της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος στα μεγέθη της τάσης και της ροής ισχύος στις γραμμές του εξεταζόμενου ΣΗΕ μέσω της PLF και του πιθανοτικού μοντέλου του συστήματος Μίκρο-ΣΗΘ. Η μελέτη αυτού του ζητήματος μπορεί να καταστεί χρήσιμη σε περιπτώσεις όπου υπάρχει μεγάλη διείσδυση πολλών μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ που λειτουργούν με παρόμοιο τρόπο.

Για την 3^η Εφαρμογή χρησιμοποιήθηκε ένα δίκτυο ΧΤ. Συγκεκριμένα, χρησιμοποιήθηκε ο πρώτος κλάδος από αριστερά του κλασικού Μικροδικτύου, όπως περιγράφηκε στο 3^ο Κεφάλαιο, Παράγραφος 3.10 (σχήμα 3.10.α), όπου τώρα προστέθηκε μία μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ, ονομαστικών τιμών, 16kW_{el}, 32kW_{th}, στο ζυγό 6 (αντί του FC). Οι όποιες αλλαγές καθώς και τα δεδομένα σε σχέση με αυτά της παραγράφου 3.10 δίνονται στον πίνακα 6.7.α. Βάσει του πιθανοτικού μοντέλου για τις μονάδες Μίκρο_ΣΗΘ, όπως αυτό αναπτύχθηκε στο 2^ο Κεφάλαιο, Παράγραφος 2.12, λαμβάνουμε τις πιθανοτικές κατανομές ανά ώρα της ηλεκτρικής ισχύς εξόδου του συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ για τέσσερις (4) διαφορετικές εξωτερικές θερμοκρασίες περιβάλλοντος, σχήμα 6.7.α. Επιλύοντας, επομένως, την PLF με τη βοήθεια είτε της μεθόδου MC (ή ΜΕΣ_3), είτε βάση κάποιας αναλυτικής μεθόδου από αυτές που εξετάστηκαν σε προηγούμενο εδάφιο (όλες δίνουν παρόμοια αποτελέσματα, ακρίβειας τρίτου δεκαδικού ψηφίου, αφού πρόκειται για ένα απλό δίκτυο με μικρό αριθμό ζυγών) λαμβάνουμε τις μεταβολές των μεγεθών του δικτύου συναρτήσει των μεταβολών της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος, $T_{ambient}$. Προφανώς, η επιλογή κατάλληλων τιμών και κατανομών μπορεί να οδηγήσει σε σημαντικές μεταβολές των μεγεθών.

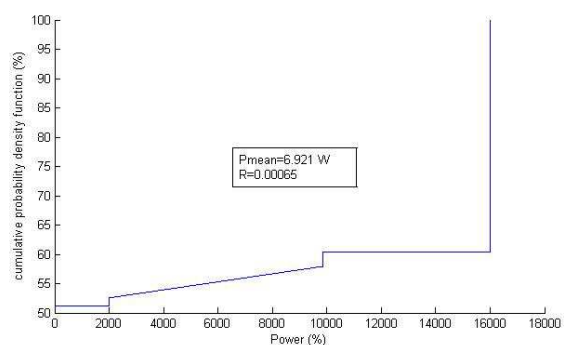
Από τα αποτελέσματα για τις τρεις (3) περιπτώσεις που εξετάστηκαν παρατηρείται ότι όσο αυξάνεται η $T_{ambient}$ η μονάδα Μίκρο_ΣΗΘ παράγει λιγότερο οπότε και το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης καλύπτεται από τον ζυγό ταλάντωσης (ζυγός 8). Στην 2^η περίπτωση όπου μπαίνει ένα φορτίο 7kW στο ζυγό 6, διαπιστώνεται ότι και πάλι ο ζυγός ταλάντωσης καλύπτει μεγαλύτερο μέρος των ζητήσεων στους ενδιαμέσους ζυγούς σε σχέση με την 1^η περίπτωση, ενώ η τάση στον ζυγό 6 είναι μικρότερη. Τέλος, στην 3^η περίπτωση με τη είσοδο 20kW_p από μονάδες ΔΠ στους ζυγούς 2 και 4 οι ενδιάμεσες ζητήσεις καλύπτονται πλήρως, πίνακας 6.7.β. Είναι φανερό ότι σε περιπτώσεις πολλών μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ, με αυξημένες τιμές της $T_{ambient}$ και με ταυτόχρονη αύξηση της ζήτησης φορτίου οι τάσεις στους ζυγούς καθώς και οι ροές ισχύος στις γραμμές μπορεί να αντιμετωπίσουν προβλήματα. Ενδεικτικές pdf και cdf των μεγεθών του δικτύου, που προκύπτουν από την PLF, δίνονται στα σχήματα 6.7.β-δ.



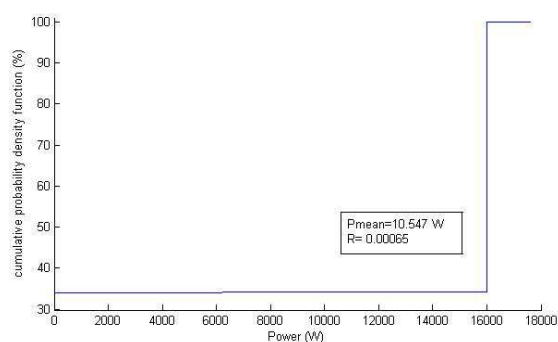
Σχήμα 3.10.α. Τοπικό Δίκτυο Χαμηλής Τάσης.



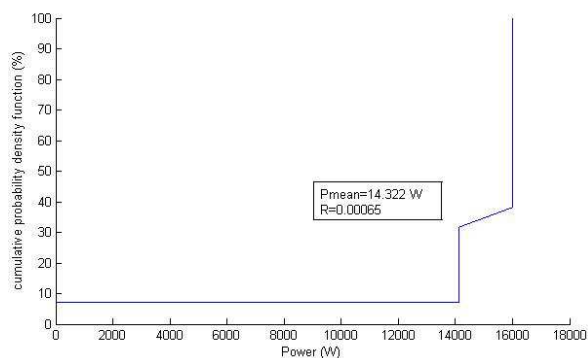
A) $T_{ambient}$: 15 Βαθμοί Κελσίου



B) $T_{ambient}$: 10 Βαθμοί Κελσίου



Γ) $T_{ambient}$: 5 Βαθμοί Κελσίου



Δ) $T_{ambient}$: 0 Βαθμοί Κελσίου

Σχήμα 6.7.α. Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Την Ηλεκτρική Ισχύ Εξόδου Του Εξεταζόμενου Συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ ΣυναρτήσεΙ Της Εξωτερικής Θερμοκρασίας Περιβάλλοντος, $T_{ambient}$.

Πίνακας 6.7.α.

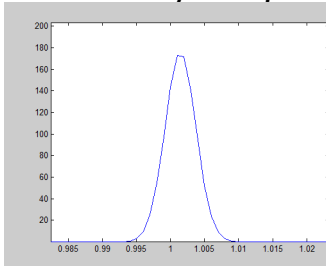
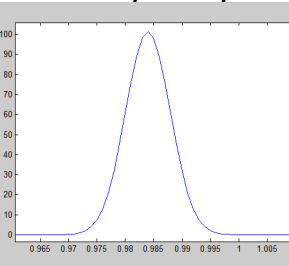
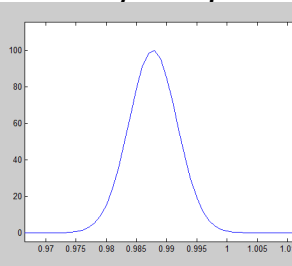
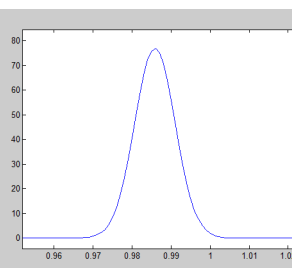
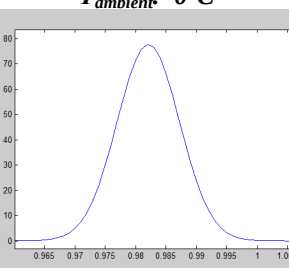
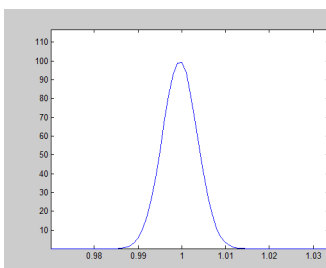
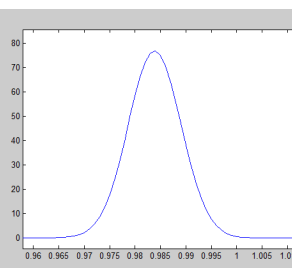
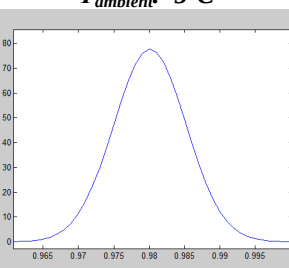
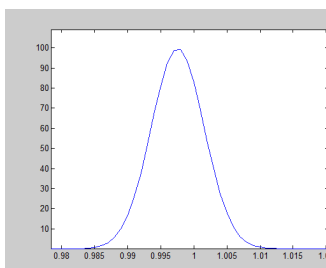
Περιπτώσεις Μελέτης Για Το Εξεταζόμενο Δίκτυο. Θεωρούνται Μόνο Ενεργές Ζητήσεις Και Παραγωγές Ισχύος.

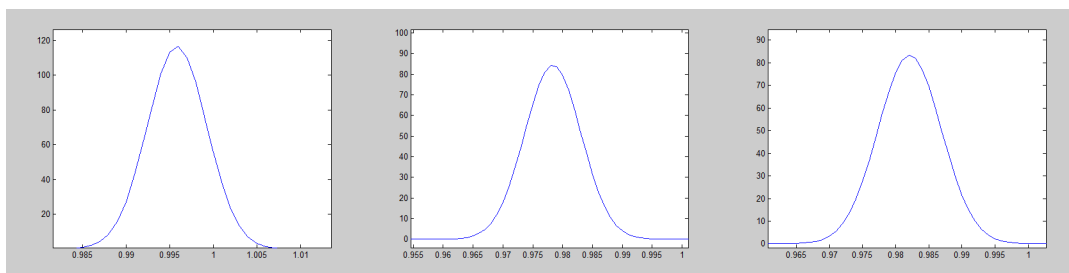
Ζυγός Δικτύου	1 ^η Περίπτωση		2 ^η Περίπτωση		3 ^η Περίπτωση	
	Ζήτηση (kW)	Παραγωγή (kW)	Ζήτηση (kW)	Παραγωγή (kW)	Ζήτηση (kW)	Παραγωγή (kW)
1	-	-	-	-	-	-
2	2	-	2	-	2	10 (σταθερή)
3	-	-	-	-	-	-
4	6	-	6	-	6	N(10, 0,1)
5	-	-	-	-	-	-
6	-	16 (Μίκρο_ΣΗΘ)	7	16 (Μίκρο_ΣΗΘ)	7	16 (Μίκρο_ΣΗΘ)
7	4	-	4	-	4	-
8	-	-	-	-	-	-

Πίνακας 6.7.β.

Αποτελέσματα για τις Περιπτώσεις Μελέτης Του Πίνακα 6.7.α. Χρησιμοποιήθηκε Η Μέθοδος Της Γραμμικοποίησης Με Συνελίξεις. Οι Απώλειες Δικτύου Είναι Μικρές Και Υπολογίζονται Από Τις Τιμές Του Πίνακα.

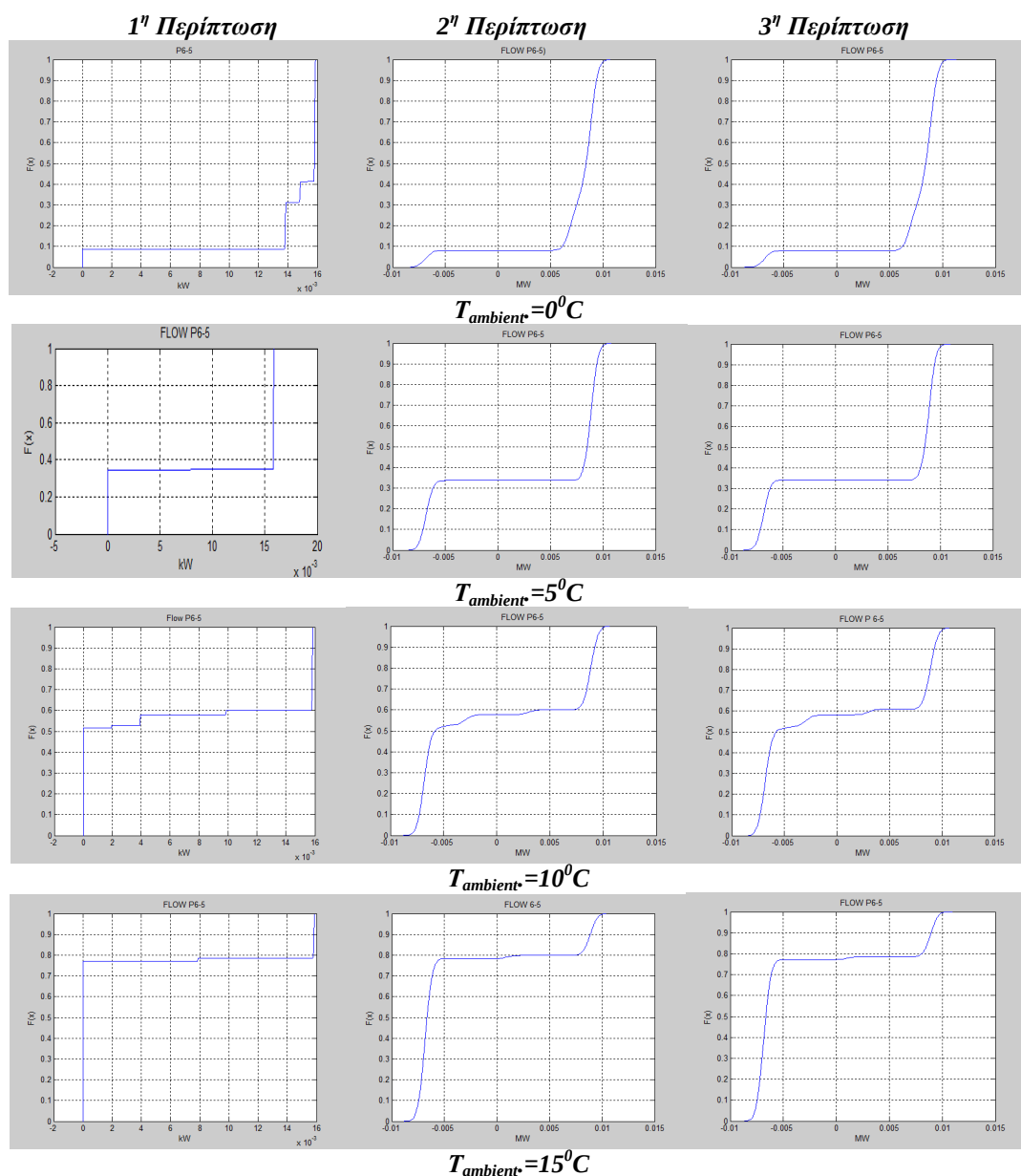
ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΜΕΛΕΤΗΣ	Εξωτερική Θερμοκρασία Περιβάλλοντος	Τάση Ζυγού 6	Ροή Ενεργού Ισχύος Γραμμής	Ροή Ενεργού Ισχύος Από Ζυγό Ταλάντωσης
	T_{ambient} ($^{\circ}\text{C}$)	V_6 (α.μ.)	P_{6-5} (kW)	P_{8-1} (kW)
1 ^η	0	1,005	14,3	-2,20
	5	1,003	10,7	1,30
	10	1,002	7,00	5,00
	15	0,997	3,60	8,40
2 ^η	0	1,001	7,30	4,70
	5	0,999	3,70	8,30
	10	0,997	0,00	12,0
	15	0,996	-3,40	15,4
3 ^η	0	1,004	7,30	-15,3
	5	1,002	3,70	-11,7
	10	1,000	0,00	-8,00
	15	0,999	-3,40	-4,60

1^η Περίπτωση2^η Περίπτωση3^η Περίπτωση $T_{\text{ambient}} = 0^{\circ}\text{C}$  $T_{\text{ambient}} = 5^{\circ}\text{C}$  $T_{\text{ambient}} = 10^{\circ}\text{C}$



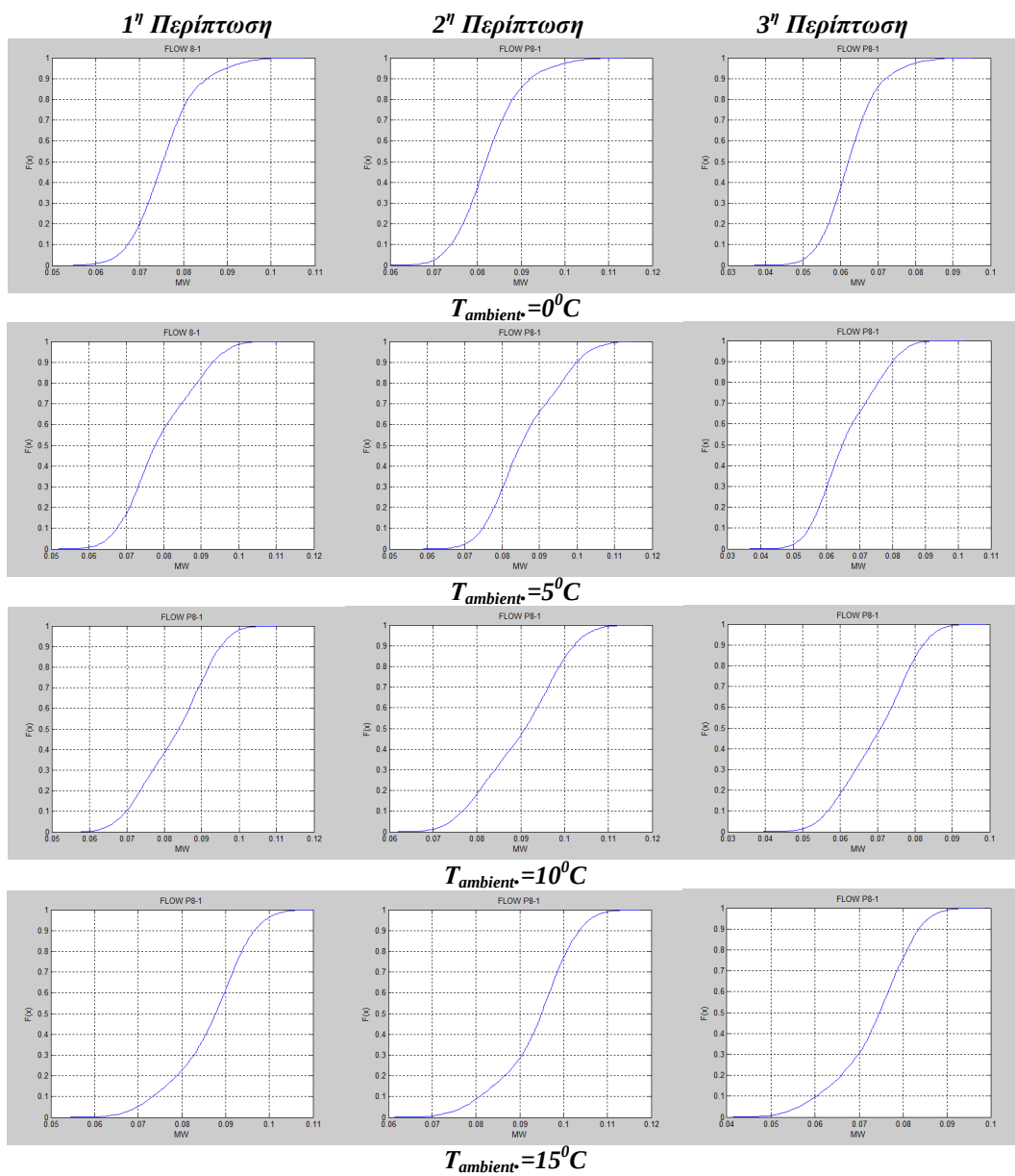
$$T_{\text{ambient}}=15^{\circ}\text{C}$$

Σχήμα 6.7.β. Συναρτήσεις Κατανομών Της Τάσης Του Ζυγού 6 (στο α.μ.σύστημα) Για Τις Τρεις (3) Περιπτώσεις Μελέτης Και Για Διαφορετικές T_{ambient}



$$T_{\text{ambient}}=15^{\circ}\text{C}$$

Σχήμα 6.7.γ. Αθροιστικές Συναρτήσεις Κατανομών Για Τη Ροή Ενεργού Ισχύος Της Γραμμής 6-5 Για Τις Τρεις (3) Περιπτώσεις Μελέτης Και Για Διαφορετικές T_{ambient}



Σχήμα 6.7.δ. Αθροιστικές Συνάρτησεις Κατανομών Για Τη Ροή Ενεργού Ισχύος Από Το Ζυγό Ταλάντωσης (8-1) Για Τις Τρεις (3) Περιπτώσεις Μελέτης Και Για Διαφορετικές $T_{ambient}$.

6.8. ΓΕΝΙΚΑ ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΤΩΝ ΜΕΘΟΔΩΝ PLF**6.8.1. Μέθοδος Monte-Carlo**

Η μέθοδος MC μπορεί και προσομοιώνει πλήρως τη λειτουργία του ΣΗΕ και τα αποτελέσματά της αποτελούν τη βάση για αναφορές για συγκρίσεις. Σε κάθε επίλυση της μεθόδου έχουμε την ακριβή τιμή κάθε μεγέθους που σχετίζεται με το σύστημα καθώς επιλύονται όλες οι εξισώσεις που το διέπουν. Αυτό αποτελεί και το πιο ισχυρό πλεονέκτημα της. Από την άλλη πλευρά, η ανάγκη επίλυσης τόσων εξισώσεων την καθιστά αρκετά χρονοβόρα όταν οι επαναλήψεις που απαιτούνται είναι πολλές. Σε αυτήν την περίπτωση εκτελούνται λιγότερες επαναλήψεις με επιλεκτικές τιμές γεγονόσ που επηρεάζει την ακρίβεια του αποτελέσματος. Δηλαδή, η μέθοδος MC μπορεί να μας δώσει αξιόπιστα και γρήγορα αποτελέσματα όταν πρόκειται να επιλύσει το σύστημα των εξισώσεων λίγες φορές. Σε αντίθετη περίπτωση, προκειμένου, τα αποτελέσματα να είναι άμεσα αξιοποιήσιμα θα πρέπει να παραλείψουμε επαναλήψεις, άρα και δεδομένα, γεγονόσ που μειώνει την αξιοπιστία της μεθόδου.

6.8.2. Μέθοδος Γραμμικοποίησης Μέσω Συνελίξεων – Πολυγραμμικοποίηση

Στη μέθοδο της γραμμικοποίησης χρησιμοποιείται η συνέλιξη προκειμένου να υπολογιστούν από τις υπάρχουσες κατανομές και τις σχέσεις που περιγράφηκαν οι κατανομές των μεγεθών που ζητούνται. Με τη συνέλιξη πρακτικά λαμβάνονται υπόψη όλα τα δεδομένα που διαθέτουμε και τα αποτελέσματα προκύπτουν σε αρκετά μικρότερο χρονικό διάστημα από την MC. Όπως, διαπιστώθηκε από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν μέσω της συνέλιξης η ακρίβεια της μεθόδου είναι πολύ μεγαλύτερη από αυτή της MC σε σημαντικά μικρότερο χρονικό διάστημα. Παρόλα αυτά, η μέθοδος της γραμμικοποίησης βασίζεται σε ανάπτυγμα Taylor γεγονόσ που από μόνο του συνηγορεί σε μείωση της ακρίβειας των αποτελεσμάτων κυρίως στα άκρα των κατανομών αν η γραμμικοποίηση γίνεται γύρω από τη μέση τιμή. Το πρόβλημα αυτό αντιμετωπίζεται με τη βοήθεια της μεθόδου πολυγραμμικοποίησης. Η συνέλιξη μπορεί να υπολογιστεί με δύο τρόπους, το συνεχές και τον διακριτό. Η απόφαση για το μέγεθος του διαστήματος που χωρίζει τις διακριτές τιμές που χρησιμοποιούνται στη συνέλιξη παίζει καθοριστικό ρόλο στην ακρίβεια και την ταχύτητα υλοποίησης της μεθόδου.

6.8.3. Μέθοδος Γραμμικοποίησης Μέσω Ανάλυσης Gram-Charlier

Η ανάλυση Gram-Charlier είναι μία αριθμητική μέθοδος που υπολογίζει τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας και την αθροιστική συνάρτηση κατανομής ενός μεγέθους με διακριτή κατανομή πιθανότητας συνδυάζοντας την έννοια των αθροισμάτων προκειμένου να αποφύγει το σύνθετο υπολογισμό συνελίξεων που χρησιμοποιούν άλλες μέθοδοι. Το γεγονός αυτό την καθιστά εύχρηστη και ιδιαίτερα σημαντική για τους μηχανικούς παραγωγής καθώς αποτελεί γρήγορο εργαλείο διαλογής με μικρή υπολογιστική διάρκεια. Ένα μειονέκτημα της μεθόδου είναι η αδυναμία της να προσεγγίσει μία συνάρτηση από λίγα σημεία, γεγονός που δημιουργεί προβλήματα π.χ. αδυνατεί να προσεγγίσει συναρτήσεις με μικρή απόκλιση.

6.8.4. Μέθοδος Γραμμικοποίησης Μέσω Ανάλυσης Cornish Fisher

Η ανάλυση Cornish-Fisher είναι μια αριθμητική μέθοδος η οποία μπορεί να υπολογίσει τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας και την αθροιστική συνάρτηση κατανομής ενός μεγέθους. Το μέγεθος αυτό μπορεί να είναι τυχαία κατανομή -συνεχής ή διακριτή- ακόμα και με μικρό αριθμό σημείων. Αυτό φαίνεται και στην εφαρμογή, αφού και κατά την χρήση διακριτών κατανομών η σύγκλιση είναι πολύ καλή. Η μέθοδος χρησιμοποιεί τις ιδιότητες των αθροισμάτων καθώς και μια γνωστή κατανομή βάσης, συνήθως την κανονική κατανομή, ενώ ταυτόχρονα αποφεύγει την χρήση συνελίξεων, γεγονός που την καθιστά εύχρηστη, γρήγορη και αποδοτική. Το γεγονός αυτό την καθιστά σαν μέθοδο πολύ σημαντική για μελέτες ροών φορτίου, αλλά και γενικότερα σε μελέτες όπου απαιτείται ο σχεδιασμός τυχαίων κατανομών. Σε αυτή τη μελέτη η Cornish Fisher χρησιμοποιήθηκε κυρίως για τον υπολογισμό των αθροιστικών συναρτήσεων κατανομών των τάσεων και των ροών ισχύος στις γραμμές. Η Cornish – Fisher παρουσιάζει μεγαλύτερη ακρίβεια στο μέσο των τιμών και μικρότερη ακρίβεια στα άκρα και καλύτερη συμπεριφορά σε σχέση με την Gram-Charlier.

6.8.5. Μέθοδος Εκτίμησης Σημείου

Για την εν λόγω μέθοδο ισχύουν παρόμοια συμπεράσματα με αυτά των παραγράφων 6.7.3, 6.7.4. αφού οι επιδόσεις της είναι παρόμοιες. Αποτελεί μια αξιόπιστη μέθοδος που μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για μεγαλύτερα ΣΗΕ σε περιπτώσεις όπου ο αριθμός των τυχαίων μεταβλητών δεν είναι μεγάλος.

Από την παραπάνω ανάλυση εύλογα συνάγεται ότι η επιλογή της κατάλληλης μεθόδου βασίζεται στον αριθμό των δεδομένων και το μέγεθος του εξεταζόμενου ΣΗΕ, στην ακρίβεια των αποτελεσμάτων που απαιτείται σε συνάρτηση με το χρόνο που διατίθεται. Έτσι, για ένα μικρό ΣΗΕ και με λίγα δεδομένα ενδείκνυται η χρήση της μεθόδου MC καθώς προσφέρει ακριβή και γρήγορα αποτελέσματα. Εναλλακτικά, σε περίπτωση μεγάλου ΣΗΕ και μεγάλου όγκου δεδομένων προτείνεται η μέθοδος της γραμμικοποίησης σε συνδυασμό με την ανάλυση Gram-Charlier ή Cornish-Fisher γύρω από τη μέση τιμή για μια αρχική εκτίμηση των ζητούμενων μεγεθών και επανάληψη της διαδικασίας γύρω από σημεία της κατανομής διαφορετικά της μέσης τιμής (π.χ. $\pm\sigma$, $\pm 2\sigma$, ή $\pm 3\sigma$,) ώστε να προβλεφθεί με μεγαλύτερη ακρίβεια η συμπεριφορά των μεγεθών του ΣΗΕ σε ακραίες καταστάσεις. Εναλλακτικά μπορεί να χρησιμοποιηθεί και η ΜΕΣ_2 ή ΜΕΣ_3.

Σε κάθε περίπτωση η μελέτη και άλλων μεθόδων, σε διαφορετικά ΣΗΕ, σε συνδυασμό με τις όποιες μεταξύ των τυχαίων μεταβλητών εξαρτήσεις, που έχουν διαφορετικές κατανομές (συνεχείς ή διακριτές), μπορεί να ολοκληρώσει σε όλες τις διαστάσεις τη μελέτη της PLF.

Τέλος, η υλοποίηση ενός προγραμματιστικού περιβάλλοντος, φιλικού προς τον χρήστη, που να ενσωματώνει όλες τις μεθόδους επίλυσης του προβλήματος της PLF θα είχε εξαιρετικό ενδιαφέρον. Μια πρώτη προσπάθεια προς την κατεύθυνση αυτή δίνεται στο Παράρτημα ΣΤ.6.

ΠΡΩΤΟΤΥΠΙΑ – ΣΥΜΒΟΛΗ – ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Το γεγονός ότι η λύση ενός προβλήματος θα απαιτήσει ασφαλώς πολύ χρόνο και ότι θα χρειαστεί ίσως να αφιερωθεί στο πρόβλημα η σκέψη πολλών ανθρώπων και ίσως γενεών δεν είναι λόγος να αναβάλλεται η μελέτη του. Οι δυσκολίες μας της παρούσας στιγμής πρέπει πάντοτε να αντιμετωπίζονται με τον έναν ή τον άλλο τρόπο, οι μόνιμες όμως δυσκολίες μας είναι δυσκολίες κάθε στιγμής.
(T.S. ELIOT, *Christianity and Culture*, 1949)

ΠΡΩΤΟΤΥΠΙΑ – ΣΥΜΒΟΛΗ ΤΗΣ ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Πέρα από την εκτεταμένη και σε βάθος βιβλιογραφία που παρατίθεται για τα θέματα που μελετήθηκαν, οι πρωτοτυπίες και οι συμβολές της διδακτορικής διατριβής εστιάζουν στα εξής:

1. Ανάπτυξη υπολογιστικής διαδικασίας με χρήση της αναλυτικής μεθόδου “Ανάλυση Ευαισθησίας” ώστε να προσδιοριστούν άμεσα και αξιόπιστα οι συντελεστές ευαισθησίας για εκείνα τα μεγέθη του δικτύου που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση των κυριότερων οικονομικών πλεονεκτημάτων των μονάδων ΔΠ. Τα οικονομικά οφέλη που προκύπτουν από τη διείσδυση των μονάδων ΔΠ στα ΣΗΕ είναι πολύ σημαντικό να εκτιμηθούν καθώς αν αποδοθούν σε αυτούς που τα δημιουργούν αποτελούν επιπλέον κίνητρο για επενδύσεις. Η εφαρμογή της ανάλυσης ευαισθησίας για τον υπολογισμό του χρόνου αναβολής επένδυσης σε ένα τμήμα του ΣΗΕ της Κρήτης με δυνατότητα διαχείρισης του φορτίου ζήτησης επιβεβαίωσε τη χρησιμότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας και οδήγησε στο συμπέρασμα για την ανάγκη αλληλοσυμπλήρωσης των πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας και πολιτικών διείσδυσης μονάδων ΔΠ.
2. Ανάλυση των αποτελεσμάτων όχι μόνο από την προσομοίωση της λειτουργίας ενός Μικροδικτύου κάτω από διάφορους συνδυασμούς ρεαλιστικών τιμών της αγοράς και παραγωγής από ΑΠΕ αλλά επίσης και από πολλά Μικροδίκτυα στην ΜΤ. Επιπλέον, ο υπολογισμός της μείωσης απωλειών ισχύος και η εκτίμηση των εκπομπών αερίων ρύπων που αποφεύγονται από τη λειτουργία του Μικροδικτύου, μέσω της καμύλης οριακών εκπομπών του ανάντη δικτύου ποσοτικοποιούνται. Υπολογίζεται το οικονομικό όφελος που προκύπτει από τη λειτουργία ενός Μικροδικτύου σε σχέση με την ανεξάρτητη λειτουργία των μονάδων του ΔΠ συμπεριλαμβανομένων μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ και λεβήτων για την κάλυψη και των θερμικών φορτίων ζήτησης μέσω ενεργειακών διανομέων και τιμών αγοράς ενέργειας έτσι ώστε να ποσοτικοποιηθεί σε πρώτη φάση το επιπλέον οικονομικό όφελος που αποκομίζεται. Κατά αυτό τον τρόπο αναδεικνύεται η προστιθέμενη αξία των Μικροδικτύων. Αποδεικνύεται ότι από πλευράς οικονομικού κόστους, το Μικροδίκτυο είναι το οικονομικότερο σενάριο λειτουργίας σε ένα δίκτυο ηλεκτρισμού χαμηλής τάσης. Από πλευράς περιβαλλοντικής πολιτικής η Μικροδικτυακή τεχνολογία αποτελεί και πάλι την αποδοτικότερη λύση καθώς βελτιώνει το περιβαλλοντικό ισοζύγιο, μειώνοντας τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Αντιθέτως, ως προς το μέγεθος των απωλειών, αποδοτικότερο είναι το σενάριο της ανεξάρτητης λειτουργίας των μονάδων ΔΠ, όπου η παραγωγή καλύπτει το τοπικό φορτίο στον εκάστοτε ζυγό και δεν σημειώνονται ροές ισχύος μεταξύ των ζυγών του δικτύου. Κατά την ανεξάρτητη λειτουργία, η απόρριψη ενέργειας, ηλεκτρικής ή θερμικής, μέσω της Heat Match και Electricity Match λειτουργίας των μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ, αποβαίνει αντιοικονομική. Το Μικροδίκτυο με την εφαρμογή της Πολιτικής του Ιδανικού Πολίτη (Ideal Citizen Policy), επιφέρει σημαντικά κέρδη στον εκάστοτε “διαχειριστή” ο οποίος αναλαμβάνει να παρέχει ενεργειακές υπηρεσίες στους καταναλωτές του Μικροδικτύου. Επιπλέον, με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, βελτιώνονται οι οικονομικοί δείκτες (καθαρή παρούσα αξία και έντοκη περίοδος αποπληρωμής) και η επένδυση του “διαχειριστή” γίνεται ολοένα και πιο συμφέρουσα.
3. Για την περίπτωση μελέτης ενός Μικροδικτύου προτάθηκε ένα διάνυσμα ιδιοτήτων που χαρακτηρίζει τον κάθε καταναλωτή του και που αποτελεί μοναδικό χαρακτηριστικό για τον καθένα, ουσιαστικά ταυτοποιώντας τον. Αυτό το διάνυσμα αποτελείται από το ζυγό στον οποίο είναι συνδεδεμένος ο καταναλωτής, το είδος του καταναλωτή, τις ενεργειακές του παραγωγές και ζητήσεις, την ενεργειακή κατηγορία στην οποία ανήκει ενώ εισάγεται για πρώτη φορά η ενεργειακή ελαστικότητα ζήτησης που τον χαρακτηρίζει. Έτσι, σε ένα Μικροδίκτυο, που αποτελείται από διαφορετικούς καταναλωτές και

διαφορετικές μονάδες ΔΠ (PV, WT, MC, FC, EV, Μίκρο_ΣΗΘ), εφαρμόζεται ένα σύνολο ενεργειακών και τιμολογιακών πολιτικών ώστε, βάσει της οικονομικής βελτιστοποίησης να μελετηθεί η λειτουργία του και να αναδειχθούν τα οικονομικά, λειτουργικά και περιβαλλοντικά πλεονεκτήματά του σε σχέση με άλλα ενεργειακά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι, διαμορφώνεται μια νέα κατάσταση στη λειτουργία του δικτύου ως αποτέλεσμα διαφόρων μεταβολών που επιβάλλονται στην τιμολόγηση. Επιπλέον, μέσα από την αξιολόγηση συγκρίσιμων σεναρίων παρουσιάζονται οι πολιτικές που εμπεριέχουν εμφανώς μεγαλύτερη βιωσιμότητα και δυνατότητα υλοποίησης.

- 4.** Ανάπτυξη πιθανοτικού μοντέλου Μονάδας Μίκρο_ΣΗΘ συναρτήσει της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος και των χαρακτηριστικών του χώρου που πρόκειται να καλύψει θερμικά, για την εύρεση των κατανομών τόσο της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου του όσο και της αντίστοιχης θερμικής ισχύος με τη βοήθεια του λόγου HPR. Το προταθέν πιθανοτικό μοντέλο χρησιμοποιήθηκε για τον προσδιορισμό των μέσων ωριαίων (ή υποπολλαπλάσιων της ώρας) θερμικών και ηλεκτρικών φορτίων ζήτησης κτιρίων. Επίσης, εξετάστηκαν όλες οι παράμετροί του (*ceteris paribus*) που επηρεάζουν την αθροιστική συνάρτηση κατανομής της θερμικής και ηλεκτρικής ισχύος εξόδου του.
- 5.** Ανάπτυξη της κατάλληλης μαθηματικής διαδικασίας μετατροπής του ντετερμινιστικού προβλήματος της οικονομικής κατανομής με περιορισμούς που αφορά σε Μικροδίκτυο στο αντίστοιχο στοχαστικό. Για την επίτευξη της διαδικασίας, οι παραγωγές ισχύος των διαφόρων μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής που ανήκουν στο Μικροδίκτυο θεωρήθηκαν ως τυχαίες μεταβλητές που αντιστοιχούν σε διαφορετικές κατανομές. Ειδικά, για την έξοδο τόσο της ηλεκτρικής όσο και της θερμικής ισχύος των μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ του Μικροδικτύου (πάντα σε λειτουργία Heat Match) χρησιμοποιήθηκε το προταθέν πιθανοτικό μοντέλο. Η εύρεση της λύσης για το στοχαστικό πολυκριτηριακό πρόβλημα βελτιστοποίησης που προκύπτει, επιτυγχάνεται, λαμβάνοντας υπόψη ότι οι συναρτήσεις του αναμενόμενου λειτουργικού κόστους καθώς και οι συναρτήσεις ρίσκου (αναμενόμενες αποκλίσεις της παραγωγής ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος) που θα ελαχιστοποιηθούν με τη χρήση του σταθμισμένου αθροίσματος, είναι “αλληλοσυγκρουόμενες”. Τα αποτελέσματα της στοχαστικής προσομοίωσης έδειξαν ότι το κόστος παραγωγής, οι αποκλίσεις παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ισχύος αυξάνουν με την αύξηση του συντελεστή διακύμανσης, του συντελεστή συσχέτισης και της τυπικής απόκλισης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας που σημαίνει ότι θα πρέπει να λαμβάνονται σοβαρά υπόψη από τον υπεύθυνο διαχειριστή του Μικροδικτύου.
- 6.** Επέκταση ενός γνωστού στοχαστικού μοντέλου οικονομικής κατανομής με χρήση μονάδων ΣΗΘ απομάστευσης ώστε να συμπεριληφθούν τα αιολικά άρκα, οι εκπομπές αερίων ρύπων καθώς και η συνάρτηση ασφάλειας του ΣΗΕ λόγω αυξημένης διείσδυσης αιολικής ισχύος. Με αυτό τον τρόπο ο εκάστοτε λειτουργός του συστήματος έχει ένα ισχυρό πρόγραμμα για τη λήψη αποφάσεων ώστε να επιτύχει περισσότερο ακριβείς λύσεις και εκτιμήσεις ενός συστήματος ισχύος με διείσδυση μονάδων ΑΠΕ, κάτω από περιβαλλοντικές πολιτικές. Οι προσομοιώσεις εστίασαν κυρίως σε περιβαλλοντικά θέματα που μειώνουν τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, μια που αυτό επιβάλλουν συνήθως οι διεθνείς κανονισμοί.
- 7.** Ανάδειξη της σημαντικής συνεισφοράς των μεγάλων συστημάτων ΣΗΘ τεχνολογίας ατμοστροβίλου με δυνατότητα απομάστευσης σε περιπτώσεις όπου επιβάλλονται αυστηροί περιβαλλοντικοί περιορισμοί. Εξηγείται γιατί αυτές οι μονάδες παράγουν ζεύγη ηλεκτρικής και θερμικής ισχύος τα οποία ανήκουν όχι σε μια ευθεία γραμμή αλλά σε ένα σύνολο σημείων το οποίο μπορεί να είναι κυρτό ή μη, οπότε η όποια διαδικασία επίλυσης προβλήματος Οικονομικής Κατανομής Φορτίου με μονάδες ΣΗΘ αυτού του τύπου μπορεί να απαιτήσει ευρυστικούς ή μετευριστικούς αλγορίθμους. Ένας από αυτούς που χρησιμοποιήθηκε επιτυχώς στο πρόβλημα της οικονομικής κατανομής είναι ο Αρμονικός Αλγόριθμος. Η διαδικασία εύρεση της Βέλτιστης Ροής Φορτίου με περιβαλλοντικούς περιορισμούς σε ΣΗΕ με Μονάδες ΣΗΘ απομάστευσης σε λειτουργία Heat Match αντιμετωπίστηκε επιτυχώς για πρώτη φορά αναδεικνύοντας τις μονάδες αυτές κύριους παίκτες σε αυτή την κατηγορία προβλημάτων.
- 8.** Εφαρμογή όλων των γνωστών αριθμητικών και αναλυτικών μεθόδων επίλυσης του προβλήματος της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου σε ΣΗΕ με διείσδυση μονάδων ΑΠΕ ώστε να συγκριθούν τα αποτελέσματα και οι αποδόσεις τους. Ιδιαίτερα, η εφαρμογή της μεθόδου γραμμικοποίησης των AC εξισώσεων ροής φορτίου σε συνδυασμό με την επέκταση κατά Gram-Charlier και Cornish-Fisher υλοποιήθηκε για πρώτη φορά δίνοντας αξιόπιστα αποτελέσματα σε πολύ μικρό χρονικό διάστημα σε σχέση με τις άλλες μεθόδους που εξετάστηκαν.
- 9.** Μελέτη της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου σε δίκτυο ΧΤ που ενσωματώνει μονάδα Μίκρο-ΣΗΘ για την οποία τα μεγέθη εξόδου της (ηλεκτρική και θερμική ισχύς) παρέχονται από το πιθανοτικό μοντέλο που

αναπτύχθηκε. Η μελέτη της επίδρασης της εξωτερικής θερμοκρασίας περιβάλλοντος στα μεγέθη της τάσης και της ροής ισχύος στις γραμμές του εξεταζόμενου δικτύου μπορεί να φανεί χρήσιμη σε περιπτώσεις όπου υπάρχει μεγάλη διείσδυση πολλών μονάδων Μίκρο-ΣΗΘ που λειτουργούν με παρόμοιο τρόπο.

- 10.** Ανάπτυξη γραφικού υπολογιστικού περιβάλλοντος τόσο για τον υπολογισμό των μεγεθών Μικροδικτύου υπό την επίδραση διαφορετικών ενεργειακών και τιμολογιακών πολιτικών όσο και για την επίλυση της πιθανοτικής ροής φορτίου με την ενσωμάτωση τόσο των αριθμητικών όσο και των αναλυτικών μεθόδων.

ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΤΗΣ ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ

Η ανάλυση, οι εφαρμογές και μελέτες όπως αναπτύχθηκαν στην εν λόγω διδακτορική διατριβή μπορούν να αποτελέσουν το εφαλτήριο για παραπέρα έρευνα και εμβάθυνση. Συγκεκριμένα:

- 1.** Οι εφαρμογές-μελέτες στις οποίες συμμετέχουν οι μονάδες ΣΗΘ μπορούν να ξαναμελετηθούν είτε αντικαθιστώντας τις με αντίστοιχες μονάδες τριπαραγωγής είτε τροποποιώντας τις ώστε να καλύπτουν ηλεκτρικά, θερμικά και ψυκτικά φορτία ζήτησης.
- 2.** Εύρεση και μελέτη κατάλληλων αλγορίθμων για την επίλυση της βέλτιστης ροής φορτίου με μονάδες ΣΗΘ απομάστευσης όπου τα εφικτά ζεύγη τιμών εξόδου τους ανήκουν σε μη κυρτά σύνολα.
- 3.** Χρησιμοποίηση της μεθόδου ανάλυσης ευαισθησίας σε δίκτυα με μονάδες ΔΠ για τον υπολογισμό νέων συντελεστών ευαισθησίας εκείνων των μεγεθών που οδηγούν σε επιπλέον οφέλη (π.χ. μείωση ρύπων).
- 4.** Οι τιμολογιακές και ενεργειακές πολιτικές σε ένα Μικροδίκτυο είναι γενικώς ένα ευρύ θέμα που δεν μπορεί να εξαντληθεί παρά με πλήθος δοκιμών και σεναρίων. Σύμφωνα με τη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε περαιτέρω έρευνες-μελέτες που μπορούν να υποστηριχθούν είναι:
 - a. Μελέτη Μικροδικτύου Και Ελαστικότητες Καταναλωτών Ως Προς Το Εισόδημα Για Εφαρμογή Διακριτικής Τιμολόγησης. Στη μοντελοποίηση αυτή οι καταναλωτές θα αντιδρούν στην αύξηση του εισοδήματός τους με αύξηση της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως και οι ελαστικότητες ζήτησης ως προς τιμή, η ελαστικότητα εισοδήματος αποτελεί και αυτή αντικείμενο μελέτης και πολλαπλά χρήσιμη πληροφορία για κάθε διαχειριστή αγοράς ηλεκτρικού συστήματος, είναι δε ένας τομέας που δεν φέρει ιδιαίτερη ανάπτυξη παρότι η σωστή τιμολόγηση και πρόβλεψη στην αγορά ενέργειας αποτελεί από μόνο του ένα ζήτημα τεράστιων χρηματικών ποσών (είτε κερδών είτε ζημιών).
 - b. Μελέτη Λειτουργίας Μικροδικτύου Με Μεθόδους Demand Response Από Ευφυής Καταναλωτές.
 - c. Μελέτη Λειτουργίας Μικροδικτύου Και Ανάλυση Ρίσκου. Θεωρώντας ότι ο στόχος είναι η μεγιστοποίηση των εσόδων από τη λειτουργία του Μικροδικτύου υπάρχει μία σειρά επιλογών ανάμεσα σε εναλλακτικούς τρόπους δράσης κάτω από συνθήκες ρίσκου για την επίτευξη του στόχου αυτού. Έτσι, συγκρίσεις αναμενόμενων κερδών, σχεδιασμός των δέντρων αποφάσεων, εκτίμηση των συναρτήσεων χρησιμότητας των καταναλωτών, αναμενόμενη αξία της τέλειας πληροφόρησης είναι κάποιοι από τους εμπλεκόμενους παράγοντες που απαιτούν βαθύτερη μελέτη-έρευνα.
 - d. Μελέτη Πολλών Μικροδικτύων Και Εκτίμηση Ρίσκου Σε Χαρτοφυλάκια Ενέργειας. Κάθε Μικροδίκτυο έχει τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του. Διαφορετική ζήτηση φορτίου, διαφορετική τεχνολογία μονάδων ΔΠ, διαφορετική εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων ΔΠ, διαφορετική αγορά, διαφορετικές βέλτιστες τιμές λειτουργικού κόστους προϊόντος του χρόνου κ.τ.λ.. Οπότε με βάση το χαρακτηριστικό μέγεθος που μελετάται (π.χ. λειτουργικό κόστος) μπορεί να εκτιμηθούν μεγέθη κινδύνου χαρτοφυλακίων όπως το VaR (Value at Risk) και CVar (Conditional Value at Risk).
- 5.** Τα προβλήματα στοχαστικής βελτιστοποίησης, όπως αναπτύχθηκαν στις αντίστοιχες ενότητες της διατριβής, μπορεί να επεκταθούν ώστε να συμπεριλάβουν την αβεβαιότητα τιμών στην αγορά καυσίμων. Η μελέτη της αβεβαιότητας των τιμών καυσίμων επιτυγχάνεται μέσω της θεώρησης ως τυχαίων μεταβλητών που ακολουθούν κάποια κατανομή των συντελεστών α_i , β_i , γ_i της συνάρτησης λειτουργικού κόστους κάθε μονάδας παραγωγής. Στην περίπτωση αυτή το πρόβλημα της στοχαστικής βελτιστοποίησης καθίσταται ιδιαίτερα πολύπλοκο και απαιτεί την εύρεση έξυπνων αλγορίθμων για την

επίλυσή του και ιδιαίτερη στην περίπτωση θα υπάρχουν πολλές αντικειμενικές συναρτήσεις προς βελτιστοποίηση με όλους τους δυνατούς περιβαλλοντικούς περιορισμούς των αερίων ρύπων.

- 6.** Η επίλυση της PLF με άλλες μεθόδους, όπως νευρωνικά δίκτυα καθώς και η μελέτη της πιθανοτικής τριφασικής ροής φορτίου αποτελεί ένα ενδιαφέρον ζήτημα μελέτης. Η έρευνα πάνω σε θέματα PLF μπορεί να ολοκληρωθεί με την εισαγωγή συσχετίσεων μεταξύ των παραγωγών, φορτίων και μεταξύ τους. Ειδικά, οι συσχετίσεις μεταξύ χρονοσειρών που εκφράζουν τις παραγωγές π.χ. από αιολικά πάρκα ή φωτοβολταϊκά μέσω τεχνικών copulas, η συμμετοχή φορτίων ζήτησης με εξάρτηση από τη τάση και τη συχνότητα καθώς και η αλλαγές στην τοπολογία του δικτύου είναι ανοικτά θέματα που χρήζουν βαθύτερης και εντονότερης έρευνας.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β (ΓΙΑ ΤΟ 2^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ)

Πίνακας Π.2.α.

Ωριαίο Ολικό Θερμικό Φορτίο Οικιστικού Συγκροτήματος Για Θέρμανση Χώρων Και Νερό Χρήσης Σε Ετήσια Βάση.

ΩΡΕΣ ΗΜΕΡΑΣ	ΩΡΙΑΙΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΕ (kWh)											
	ΜΗΝΕΣ ΕΤΟΥΣ											
	Ι	Φ	Μ	Α	Μ	Ι	Ι	Α	Σ	Ο	Ν	Δ
0-1π.μ	43	41	33	2	2	2	2	2	2	2	32	42
1-2π.μ	40	39	30	0	0	0	0	0	0	0	31	39
2-3π.μ	41	40	31	0	0	0	0	0	0	0	31	39
3-4π.μ	41	40	33	0	0	0	0	0	0	0	32	40
4-5π.μ	42	40	34	0	0	0	0	0	0	0	33	40
5-6π.μ	43	41	35	0	0	0	0	0	0	0	33	41
6-7π.μ	46	43	38	2	2	1	1	1	1	2	36	43
7-8π.μ	41	37	34	5	4	4	3	3	4	5	34	37
8-9π.μ	45	40	32	8	7	6	5	5	6	7	37	41
9-10π.μ	45	38	26	10	8	7	7	6	8	9	30	40
10-11π.μ	31	27	19	7	6	5	5	5	6	7	15	27
11π.μ-12	21	21	13	5	4	4	3	3	4	5	8	17
12-1μ.μ	18	18	11	4	4	3	3	3	3	4	5	14
1-2μ.μ	19	18	11	6	5	5	4	4	5	6	7	14
2-3μ.μ	15	15	7	4	3	3	3	2	3	3	4	11
3-4μ.μ	14	14	6	3	3	2	2	2	2	3	3	11
4-5μ.μ	15	14	5	2	2	2	2	2	2	2	3	12
5-6μ.μ	20	18	9	4	4	3	3	3	3	4	7	17
6-7μ.μ	29	24	16	7	6	5	5	5	6	7	20	29
7-8μ.μ	40	35	26	12	10	9	8	7	10	11	30	39
8-9μ.μ	40	36	28	10	9	8	7	6	8	10	30	39
9-10μ.μ	38	35	28	8	7	6	5	5	6	7	28	37
10-11μ.μ	36	34	27	6	5	5	4	4	5	6	27	36
11μ.μ-12	36	33	27	5	4	4	3	3	4	5	27	36

Πίνακας Π.2.β.

Ωριαία Ολική “Μικρή Ηλεκτρική Κατανάλωση” Σε (Wh) Του Οικιστικού Συγκροτήματος Σε Ετήσια Βάση Για Κάθε Ένα Από Τα Εννέα (9) Διαμερίσματα.

ΩΡΕΣ ΗΜΕΡΑΣ	ΩΡΙΑΙΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΕ (Wh)											
	ΜΗΝΕΣ ΕΤΟΥΣ											
	Ι	Φ	Μ	Α	Μ	Ι	Ι	Α	Σ	Ο	Ν	Δ
0-1π.μ	177	152	188	164	157	198	206	225	207	239	228	162
1-2π.μ	151	132	170	158	147	190	206	207	183	201	213	151
2-3π.μ	151	123	158	144	149	201	180	212	171	182	212	154
3-4π.μ	147	130	155	133	148	199	174	194	160	192	190	154
4-5π.μ	144	125	154	134	149	196	187	192	166	171	189	152
5-6π.μ	149	118	158	247	201	232	189	193	139	168	172	145
6-7π.μ	156	120	176	398	363	407	206	202	157	163	189	153
7-8π.μ	290	327	392	328	447	395	323	428	342	318	345	377
8-9π.μ	335	391	413	476	491	391	315	517	351	314	442	485
9-10π.μ	514	384	465	416	478	304	534	397	313	311	401	429
10-11π.μ	450	515	588	524	426	527	511	340	328	501	542	537
11π.μ-12	516	458	490	518	489	332	522	467	502	524	864	498
12-1μ.μ	668	601	446	447	452	319	665	436	530	486	788	465
1-2μ.μ	451	484	325	370	350	328	527	310	352	452	677	505
2-3μ.μ	541	384	511	536	361	281	502	407	301	516	449	525
3-4μ.μ	488	507	393	504	354	209	510	442	277	380	511	467
4-5μ.μ	597	650	525	295	250	208	409	504	277	509	573	487
5-6μ.μ	592	374	502	459	273	223	460	411	273	512	545	626
6-7μ.μ	578	430	554	314	378	232	402	397	341	446	461	516
7-8μ.μ	476	614	565	357	364	223	288	425	364	414	491	559
8-9μ.μ	421	490	644	490	401	258	252	302	409	416	471	484
9-10μ.μ	396	406	478	325	284	244	280	327	443	432	424	448
10-11μ.μ	291	333	372	256	205	237	283	279	289	311	324	323
11μ.μ-12	218	200	257	180	157	242	234	219	246	239	263	222

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Πίνακας Π.2.γ.

Ωριαία Ολική “Μεγάλη Ηλεκτρική Κατανάλωση” Σε (Wh) Τον Οικιστικό Συγκροτήματος Σε Ετήσια Βάση Για Κάθε Ένα Από Τα Εννέα (9) Διαμερίσματα.

ΩΡΕΣ ΗΜΕΡΑΣ	ΩΡΙΑΙΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΕ (Wh)											
	ΜΗΝΕΣ ΕΤΟΥΣ											
	Ι	Φ	Μ	Α	Μ	Ι	Ι	Α	Σ	Ο	Ν	Δ
0-1π.μ	708	922	474	656	668	733	786	696	796	774	658	724
1-2π.μ	588	716	351	540	515	533	630	619	618	499	515	557
2-3π.μ	391	450	245	414	427	334	498	469	433	348	342	465
3-4π.μ	265	306	189	368	302	254	399	344	312	282	193	362
4-5π.μ	238	292	162	319	256	211	336	270	255	239	215	312
5-6π.μ	205	307	140	278	183	182	312	227	214	246	196	310
6-7π.μ	225	304	184	280	154	198	337	231	217	304	308	359
7-8π.μ	488	436	728	581	301	277	391	244	272	386	578	563
8-9π.μ	1074	920	947	1179	793	603	834	422	533	823	952	901
9-10π.μ	1262	1168	601	1083	839	711	985	622	926	966	1152	1097
10-11π.μ	852	1015	657	1082	641	693	1010	596	701	946	1155	1314
11π.μ-12	889	920	580	936	731	711	1031	688	754	980	1059	1279
12-1μ.μ	1027	1188	623	1283	933	795	1079	886	745	835	1261	1233
1-2μ.μ	1036	1336	1043	1348	1204	976	1269	1081	847	1177	1379	1260
2-3μ.μ	1313	1455	878	1556	1225	1341	1209	1256	1051	1356	928	1133
3-4μ.μ	1241	1330	769	1419	1358	1122	1231	982	971	1162	1069	1202
4-5μ.μ	1380	1143	1023	1284	1266	944	1178	1004	922	1037	1507	1802
5-6μ.μ	1879	1624	1436	1414	1842	1435	1248	1179	1279	1573	2206	2193
6-7μ.μ	2627	2084	1791	1736	1862	1735	1567	1438	1900	1788	2364	2584
7-8μ.μ	2454	2310	1526	1974	1553	1524	1835	1634	1842	1806	1949	2209
8-9μ.μ	2074	1923	1234	1945	1277	1033	1508	1240	1417	1715	1554	1655
9-10μ.μ	1716	1755	1176	1477	1092	1063	1233	1218	1188	1344	1646	1823
10-11μ.μ	1553	1403	730	1139	1075	1198	1059	1085	1098	1196	1304	1578
11μ.μ-12	1395	1073	637	894	933	883	939	791	839	1120	950	1019

Πίνακας Π.2.δ.

Στοιχεία Τιμολογίου 2013 Φυσικού Αερίου Για Τον Οικιακό Τομέα (ΕΠΑ Αττικής και Θεσσαλονίκης), [148]. Σε Παρενθέσεις Οι Αντίστοιχες Τιμές Για Το Έτος 2010.

ΤΙΜΟΛΟΓΙΑ ΟΙΚΙΑΚΟΥ ΤΟΜΕΑ – ΤΙΜΟΛΟΓΙΟ ΚΛΙΜΑΤΙΣΜΟΥ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΕΙΣ 2013			
Χρέωση Ισχύος (€/60μέρες)	Μέχρι 5 m ³ /ώρα	6,36 (10,47 €/δύμηνο)	
	Μέχρι 40 m ³ /ώρα	11,43 (10,47 €/δύμηνο)	
	Μέχρι 60 m ³ /ώρα	20,32 (18,63 €/δύμηνο)	
	Πάνω από 60 m ³ /ώρα	33,01 (30,27 €/δύμηνο)	
Χρέωση Ενέργειας (€/kWh)	ΜΗΝΕΣ	Τιμή	Α.Θ.Α. Συντ. Μετατροπής (kWh/Nm ³)
	Ιανουάριος 2013	0,07094 (0,05177)	11,3273 (11,4598)
	Φεβρουάριος 2013	0,06896 (0,05177)	11,5732 (11,4598)
	Μάρτιος 2013	0,06859 (0,05177)	11,5262 (11,4598)
	Απρίλιος 2013	0,06887 (0,05177)	11,7170 (11,4598)
	Μάιος 2013	0,06382 (0,05177)	11,4041 (11,4598)
	Ιούνιος 2013	0,06394 (0,05177)	11,6976 (11,4598)
	Ιούλιος 2013	0,06452 (0,05177)	11,3847 (11,4598)
	Αύγουστος 2013	0,06227 (0,05177)	11,4733 (11,4598)
	Σεπτέμβριος 2013	0,06243 (0,05177)	11,4847 (11,4598)
	Οκτώβριος 2013	0,06137 (0,05177)	11,6211 (11,4598)
	Νοέμβριος 2013	0,06093 (0,05177)	11,4681 (11,4598)
	Δεκέμβριος 2013	0,06237 (0,05177)	11,4973 (11,4598)

Πίνακας Π.2.ε.

Τρέχοντα Στοιχεία Τιμολογίου Γ1 Και Γ1Ν Της ΔΕΗ (Νυν ΔΕΔΔΗΕ), 2013, [5], [6].

6. ΟΙΚΙΑΚΑ ΤΙΜΟΛΟΓΙΑ (Τετραμηνιαίο τιμολόγιο)

- Οικιακό - Χωρίς Χρονοχρέωση (Τιμολόγιο Γ1)

Ανταγωνιστικές Χρεώσεις (με ισχύ από την 1.1.2013)

Κλιμάκια (στο σύνολο της κατανάλωσης)	Χρέωση Ενέργειας (€ / kWh)	Χρέωση Παγίου Μονοφασικής παροχής (€ /τετράμηνο)	Χρέωση Παγίου Τριφασικής παροχής (€ /τετράμηνο)
ΑΠΟ 0 – 800 kWh	0,07793	1,52	4,80
ΑΠΟ 801 – 2000 kWh	0,09460	1,52	4,80
> 2000 kWh	0,10252	1,52	4,80

Ελάχιστη Χρέωση μονοφασικού (€/τετράμηνο) : 5,30

Ελάχιστη Χρέωση τριφασικού (€/τετράμηνο) : 8,58

Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις (με ισχύ από την 1.2.2013)

ΚΛΙΜΑΚΙΑ ΣΕ kWh	ΔΙΚΤΥΟ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ		ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ (€/kWh)	ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ		ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ ΚΟΙΝΗΣ ΩΦΕΛΕΙΑΣ (€/kWh)
	Χρέωση Ισχύος (€/kVA* ΣΙ/ έτος)	Χρέωση Ενέργειας (€/kWh)		Χρέωση Ισχύος (Μοναδιαία Πάγια Χρέωση) (€/kVA* ΣΙ/ έτος)	Χρέωση Ενέργειας (Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση) (€/kWh)	
0 - 1600	0,17	0,00541	0,00046	0,63	0,0203	0,00699
1601 -2000						0,01570
2001-3000						0,03987
>3000						0,04488

ΧΡΕΩΣΤΕΑ ΙΣΧΥΣ : Η συμφωνημένη ισχύς (ΣΙ) της παροχής

- Οικιακό - Με Χρονοχρέωση (Τιμολόγιο Γ1Ν)

Ανταγωνιστικές Χρεώσεις (με ισχύ από την 1.1.2013)

Κατανάλωση ημέρας:

Πάγιο, τιμές ενέργειας, ελάχιστη χρέωση : όπως στο τιμολόγιο Χωρίς Χρονοχρέωση

Κατανάλωση Νύχτας και ζώνης μειωμένης χρέωσης:

Πάγιο νύχτας τετραμήνου:

2,00 €

Ενέργεια νύχτας, όλες οι kWh :

0,06610 €/kWh

Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις Ημέρας (με ισχύ από την 1.2.2013)

ΚΛΙΜΑΚΙΑ ΣΕ kWh	ΔΙΚΤΥΟ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ		ΛΟΙΠΕΣ ΧΡΕΩΣΕΙΣ (€/kWh)	ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ		ΥΠΗΡΕΣΙΕΣ ΚΟΙΝΗΣ ΩΦΕΛΕΙΑΣ (€/kWh)
	Χρέωση Ισχύος (€/kVA* ΣΙ / έτος)	Χρέωση Ενέργειας (€/kWh)		Χρέωση Ισχύος (Μοναδιαία Πάγια Χρέωση) (€/kVA* ΣΙ/ έτος)	Χρέωση Ενέργειας (Μοναδιαία Μεταβλητή Χρέωση) (€/kWh)	
0 - 1600	0,17	0,00541	0,00046	0,63	0,0203	0,00699
1601-2000						0,01570
2001-3000						0,03987
>3000						0,04488
Ρυθμιζόμενες Χρεώσεις Νύχτας και ζώνης μειωμένης χρέωσης (με ισχύ από την 1.2.2013)						
	0,00	0,00000	0,00046	0,00	0,0000	0,00889

ΧΡΕΩΣΤΕΑ ΙΣΧΥΣ : Η συμφωνημένη ισχύς (ΣΙ) της παροχής

Πίνακας Π.2.στ.^[128]

Τεχνικά Χαρακτηριστικά Προτεινόμενου Συστήματος Mephisto G16+.

- Κινητήρας: 4 κύλινδρος κινητήρας Ford DSG 423, με κυβισμό 2.261cm³
- Γεννήτρια: τετραπολική ασύγχρονη γεννήτρια , 280 DAGW 160 L 4
- Στροφές Λειτουργίας: 1538 min⁻¹
- Απόδοση Γεννήτριας: 92,1 %
- Ωφέλιμος Ηλεκτρική Ισχύς: 5 έως 16 kW (ρυθμιζόμενη)
- Θερμική Ισχύς: 19 έως 35,3 kW
- Ισχύς Πρωτογενούς καυσίμου: 23 έως 52 kW
- Ηλεκτρικός Βαθμός Απόδοσης: 31,5 % (μεταβαλλόμενος)
- Θερμικός Βαθμός Απόδοσης: 67 % (σταθερός)
- Συνολικός Βαθμός Απόδοσης: 98,5 % (μεταβαλλόμενος)
- Καύσιμο Λειτουργίας: φυσικό αέριο
- Αέριοι Ρύποι: NO_x ≤ 500mg /Nm³ (5% O₂)
CO ≤ 300mg / Nm³ (5% O₂)
- Διαστάσεις: 1450 x 1020 x 1010 mm
- Βάρος: 800 kg

Πίνακας Π.2.ζ.

Χαρακτηριστικά Μεγέθη Και Δεδομένα Κάθε Ζυγού Του Δικτύου Των 30 Ζυγών (Σχήμα 2.17.γ).

Ζυγός	Τύπος Ζυγού*	P_D MW	Q_D MVar	Q_{cmin} MVar	Q_{cmax} MVar	Q_c MVar
1	1	0	0	0	0	0
2	2	21,7	12,7	-40	50	0
3	0	2,4	1,2	0	0	0
4	0	7,6	1,6	0	0	0
5	2	94,2	19	-40	40	0
6	0	20	10	0	0	0
7	0	22,8	10,9	0	0	0
8	2	30	30	-10	60	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	5,8	2	-6	24	19
11	2	0	0	0	0	0
12	0	11,2	7,5	0	0	0
13	2	0	0	-6	24	0
14	0	10,2	1,6	0	0	0
15	0	8,2	2,5	0	0	0
16	0	3,5	1,8	0	0	0
17	0	9	5,8	0	0	0
18	0	10,2	0,9	0	0	0
19	0	9,5	3,4	0	0	0
20	0	2,2	0,7	0	0	0
21	0	17,5	11,2	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	3,2	1,6	0	0	0
24	0	8,7	6,7	0	0	4,3
25	0	0	0	0	0	0
26	0	3,5	2,3	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0
29	0	2,4	0,9	0	0	0
30	0	10,6	1,9	0	0	0
*Με Κωδικό 1 Αναφερόμαστε σε Ζυγό Αναφοράς (ή Ζυγός Ταλάντωσης ή Slack Bus) *Με Κωδικό 2 Αναφερόμαστε σε Ζυγό Παραγωγής *Με Κωδικό 0 Αναφερόμαστε σε Ζυγό Φορτίου						

Πίνακας Π.2.η.

Χαρακτηριστικά Μεγέθη Και Δεδομένα Των Γραμμών Του Δικτύου Των 30 Ζυγών (Ισοδύναμο Π-Γραμμής)-
(Σχήμα 2.17.γ).

Από Ζυγό	Προς Ζυγό	R Ohm	X Ohm	Y mhO	Tap
1	2	0,0192	0,0575	0,0264	1
1	3	0,0452	0,1852	0,0204	1
2	4	0,057	0,1737	0,0184	1
3	4	0,0132	0,0379	0,0042	1
2	5	0,0472	0,1983	0,0209	1
2	6	0,0581	0,1763	0,0187	1
4	6	0,0119	0,0414	0,0045	1
5	7	0,046	0,116	0,0102	1
6	7	0,0267	0,082	0,0085	1
6	8	0,012	0,042	0,0045	1
6	9	0	0,208	0	0,978
6	10	0	0,556	0	0,969
9	11	0	0,208	0	1
9	10	0	0,11	0	1
4	12	0	0,256	0	0,932
12	13	0	0,14	0	1
12	14	0,1231	0,2559	0	1
12	15	0,0662	0,1304	0	1
12	16	0,0945	0,1987	0	1
14	15	0,221	0,1997	0	1
16	17	0,0824	0,1923	0	1
15	18	0,1073	0,2185	0	1
18	19	0,0639	0,1292	0	1
19	20	0,034	0,068	0	1
10	20	0,0936	0,209	0	1
10	17	0,0324	0,0845	0	1
10	21	0,0348	0,0749	0	1
10	22	0,0727	0,1499	0	1
21	22	0,0116	0,0236	0	1
15	23	0,1	0,202	0	1
22	24	0,115	0,179	0	1
23	24	0,132	0,27	0	1
24	25	0,1885	0,3292	0	1
25	26	0,2544	0,38	0	1
25	27	0,1093	0,2087	0	1
28	27	0	0,396	0	0,968
27	29	0,2198	0,4153	0	1
27	30	0,3202	0,6027	0	1
29	30	0,2399	0,4533	0	1
8	28	0,0636	0,2	0,0214	1
6	28	0,0169	0,0599	0,065	1

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ
(ΓΙΑ ΤΟ 3^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ)

ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΟΥ ΣΧΗΜΑΤΟΣ 3.10.α

Στον πίνακα Π.3.α συγκεντρώνουμε τα χαρακτηριστικά των γραμμών που χρησιμοποιήθηκαν στο δίκτυο ηλεκτρισμού ΧΤ. Σημειώνουμε πως η αντίσταση R και η αγωγιμότητα X των γραμμών έχουν υπολογιστεί σε βάση ισχύος τα 100 kVA και τάσης τα 400 V.

Πίνακας Π.3.α.

Δεδομένα Των Γραμμών Στο Δίκτυο ΧΤ Του Σχήματος 3.10.α

Αρχικός Κόμβος	Τελικός Κόμβος	R (pu)	X (pu)
Slack Bus	1	0,0025	0,01
1	2	0,0001	0,0001
2	3	0,0125	0,00375
3	4	0,0125	0,00375
4	5	0,0125	0,00375
5	6	0,0125	0,00375
3	7	0,021875	0,004375
1	8	0,033125	0,00875
1	9	0,0075	0,005
9	10	0,015	0,010625
10	11	0,02125	0,005625
11	12	0,02125	0,005625
9	13	0,010625	0,005625
13	14	0,010625	0,005625
10	15	0,023125	0,00625
15	16	0,023125	0,00625

Πίνακας Π.3.β.

Χρονοσειρές Παραγωγής Ισχύος Από Την Α/Γ Και Τα Φ/Β^[35]

Ωρα Ημέρας	WT (kW)	PV ₁ (kW)	PV _{2...5} (kW)
1	6,34	0	0
2	4,23	0	0
3	4,89	0	0
4	5,16	0	0
5	7,84	0	0
6	8,73	0	0
7	9,77	0,01	0
8	10,12	0,56	0,47
9	9,7	1,04	0,87
10	10,12	1,41	1,17
11	9,62	1,64	1,37
12	8,08	1,72	1,43
13	7,11	1,64	1,37
14	2,86	1,41	1,17
15	7,11	1,04	0,87
16	5,69	0,56	0,47
17	4,89	0,01	0
18	7,36	0	0
19	5,42	0	0
20	5,42	0	0
21	1,5	0	0
22	6,86	0	0
23	8,93	0	0
24	9,38	0	0

Πίνακας Π.3.γ.^[35]
 Δεδομένα Για Τα Ηλεκτρικά Φορτία (1/2).

Ωρα Ημέρας	Κόμβος 2 (kW)	Κόμβος 7 (kW)	Κόμβος 4 (kW)	Κόμβος 5 (kW)	Κόμβος 6 (kW)	Κόμβος 8 (kW)	Κόμβος 9 (kW)
1	2,468	24,685	9,961	2,468	6,172	32,098	4,367
2	2,058	20,571	8,301	2,058	5,143	28,532	3,970
3	1,851	18,514	7,471	1,851	4,628	26,748	3,970
4	1,714	17,143	6,918	1,714	4,285	24,965	4,367
5	1,371	13,714	5,534	1,371	3,429	23,182	4,566
6	1,371	13,714	5,534	1,371	3,429	26,748	4,764
7	2,058	20,571	8,301	2,058	5,143	35,664	4,962
8	2,743	27,428	11,067	2,743	6,857	49,039	7,146
9	3,702	37,027	14,941	3,702	9,257	66,871	9,925
10	3,634	36,342	14,665	3,634	9,086	80,245	12,901
11	3,565	35,656	14,387	3,565	8,915	87,378	15,879
12	4,114	41,141	16,601	4,114	10,286	88,270	16,871
13	4,182	41,828	16,878	4,182	10,457	80,245	17,865
14	3,772	37,714	15,218	3,772	9,428	89,161	18,261
15	3,702	37,027	14,941	3,702	9,257	88,270	18,459
16	3,429	34,285	13,834	3,429	8,571	84,703	17,467
17	3,429	34,285	13,834	3,429	8,571	80,245	16,871
18	4,801	47,998	19,368	4,801	12,000	66,871	17,865
19	6,172	61,712	24,902	6,172	15,428	55,280	19,849
20	6,720	67,198	27,115	6,720	16,799	49,930	15,879
21	6,789	67,884	27,392	6,789	9,428	44,581	13,895
22	6,172	61,712	24,902	6,172	16,970	41,014	11,909
23	5,211	52,113	21,028	5,211	15,428	35,664	9,925
24	3,772	37,714	15,218	3,772	13,029	33,881	5,955

Δεδομένα Για Τα Ηλεκτρικά Φορτία (2/2).

Ωρα Ημέρας	Κόμβος 12 (kW)	Κόμβος 11 (kW)	Κόμβος 15 (kW)	Κόμβος 16 (kW)	Κόμβος 13 (kW)	Κόμβος 14 (kW)
1	2,911	3,653	2,329	1,165	3,653	4,076
2	2,647	3,320	2,117	1,059	3,320	3,705
3	2,647	3,320	2,117	1,059	3,320	3,705
4	2,911	3,653	2,329	1,165	3,653	4,076
5	3,044	3,818	2,434	1,217	3,818	4,262
6	3,176	3,984	2,540	1,271	3,984	4,447
7	3,309	4,151	2,647	1,323	4,151	4,633
8	4,764	5,977	3,811	1,905	5,977	6,670
9	6,616	8,301	5,293	2,647	8,301	9,264
10	8,602	10,791	6,881	3,440	10,791	12,044
11	10,586	13,281	8,469	4,234	13,281	14,822
12	11,249	14,112	8,998	4,499	14,112	15,749
13	11,909	14,941	9,528	4,764	14,941	16,674
14	12,174	15,273	9,740	4,870	15,273	17,045
15	12,307	15,439	9,845	4,922	15,439	17,231
16	11,645	14,608	9,315	4,658	14,608	16,304
17	11,249	14,112	8,998	4,499	14,112	15,749
18	11,909	14,941	9,528	4,764	14,941	16,674
19	13,233	16,601	10,586	5,293	16,601	18,527
20	10,586	13,281	8,469	4,234	13,281	14,822
21	9,263	11,621	7,410	3,705	11,621	12,969
22	7,940	9,961	6,352	3,176	9,961	11,116
23	6,616	8,301	5,293	2,647	8,301	9,264
24	3,970	4,980	3,176	1,588	4,980	5,558

Πίνακας Π.3.δ.

Μέση Οριακή Τιμή Του Ελληνικού Συστήματος Για Μια Τυπική Μέρα Του Έτους 2010. Παρόμοιες Χρονοσειρές Για Όλες Τις Μέρες Του Έτους.

Ωρα Ημέρας	Οριακή Τιμή (€/MWh)
1	70,35
2	54,97
3	54,96
4	36,31
5	33,53
6	33,53
7	32,84
8	36,31
9	33,53
10	53,01
11	77,58
12	84,1
13	87,42
14	84,71
15	70,35
16	54,96
17	75,08
18	84,1
19	77,58
20	84,1
21	77,58
22	84,1
23	84,1
24	84,1

Πίνακας Π.3.ε.

Χαρακτηριστικά Μεγέθη του Συνολικού Φορτίου Ζήτησης Και Των Μονάδων ΔΠ Για Το Δίκτυο Του Σχήματος 3.10.α.

Αιχμή Φορτίου	$P_A = 229,30 \text{ kW}$
Ελάχιστο Φορτίο	$P_{\min} = 41,10 \text{ kW}$

Μονάδα	Ελάχιστη Παραγόμενη Ισχύς (kW)	Μέγιστη Παραγόμενη (=Εγκατεστημένη) Ισχύς (kW)
MT	6	30
FC	3	30
WT	0	15
PV1	0	3
PV2...PV5	0	4x2,5
Μονάδες ΔΠ	9	88

ΤΜΗΜΑ ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ – ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΧΑΝΙΩΝ

Πίνακας Π.3.στ.

Ζυγοί του Δικτύου του Υποσταθμού των Χανίων.

Ζυγός (i)	Όνομα
1	Χανιά_1
2	Χανιά_2
3	Ρέθυμνο
4	Αγιά
5	Βρύσες
6	Χανιά_3
7	Υποσταθμός Χανίων 150kV/20kV

Πίνακας Π.3.ζ.

Στοιχεία των Γραμμών Μεταφοράς του Δικτύου του Υποσταθμού των Χανίων ($S_b=100\text{MVA}$, $V_b=150\text{kV}$).

Από ζυγό	Προς ζυγό	R (pu)	X (pu)	$\frac{1}{2} B$ (pu)
1	7	0,002	0,0769	0
1	2	0,00784	0,46013	0
1	3	0,02277	0,09863	0,016205
1	4	0,00216	0,00938	0,00154
1	5	0,00952	0,04125	0,006775
2	6	0	1,00E-05	0
1	6	0,00784	0,46013	0
1	7	0,002	0,0769	0

Για το τμήμα του δικτύου της Κρήτης (Υποσταθμός Χανίων), στους πίνακες που ακολουθούν (τιμές ισχύος σε MW), απεικονίζονται τα δεδομένα των ζυγών για τα εξής στιγμιότυπα λειτουργίας:

- Λειτουργία αρχικής κατάστασης,
- Λειτουργία διαχείρισης φορτίου 20%,
- Λειτουργία διαχείρισης φορτίου 30%,
- Λειτουργία μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής- αντιστοιχία με 20% διαχειρίσιμο φορτίο,
- Λειτουργία μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής- αντιστοιχία με 30% διαχειρίσιμο φορτίο.

Πίνακας Π.3.η.

Δεδομένα Ζυγών για Λειτουργία Αρχικής Κατάστασης.

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	5,22	2,887	0	0	0	0	0
3	0	1	0	5,75	3,175	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,75	1,518	0	0	0	0	0
5	0	1	0	3	1,656	0	0	0	0	0
6	0	1	0	6,50	3,589	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

Πίνακας Π.3.θ.

Δεδομένα Ζυγών Για Λειτουργία Διαχείρισης Φορτίου 20%.

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	4,731	2,613	0	0	0	0	0
3	0	1	0	5,203	2,873	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,488	1,374	0	0	0	0	0
5	0	1	0	2,714	1,499	0	0	0	0	0
6	0	1	0	5,881	3,248	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

Πίνακας Π.3.ι.

Δεδομένα Ζυγών Για Λειτουργία Διαχείρισης Φορτίου 30%.

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	4,483	2,476	0	0	0	0	0
3	0	1	0	4,930	2,722	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,357	1,302	0	0	0	0	0
5	0	1	0	2,572	1,420	0	0	0	0	0
6	0	1	0	5,573	3,077	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

Πίνακας Π.3.κ.

Δεδομένα Ζυγών Για Λειτουργία ΑΠΕ – Αντίστοιχη Διαχείριση Φορτίου 20%.

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	5,22	2,887	2,208	0	0	0	0
3	0	1	0	5,75	3,175	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,75	1,518	0	0	0	0	0
5	0	1	0	3	1,656	0	0	0	0	0
6	0	1	0	6,50	3,589	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

Πίνακας Π.3.λ.

Δεδομένα Ζυγών Για Λειτουργία ΑΠΕ – Αντίστοιχη Διαχείριση Φορτίου 30%.

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	5,22	2,887	3,313	0	0	0	0
3	0	1	0	5,75	3,175	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,75	1,518	0	0	0	0	0
5	0	1	0	3	1,656	0	0	0	0	0
6	0	1	0	6,50	3,589	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ
(ΓΙΑ ΤΟ 4^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ)

Πίνακας Π.4.α.

Οι 24ωρες Ζητήσεις Θερμικών Φορτίων Για Κάθε Περιοχή Του Δικτύου. Παρόμοιες Καμπύλες Ισχύουν Και Για Όλες Τις Μέρες Του Έτους.

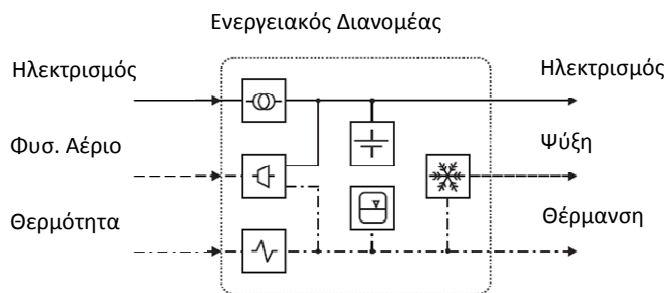
Ωρα Ημέρας	Βιομηχανική Περιοχή (kW)	Αστική-Εμπορική Περιοχή (kW)
1	18,000	53,000
2	18,000	68,250
3	18,000	68,000
4	24,000	85,540
5	105,38	107,66
6	105,38	159,66
7	105,38	182,55
8	140,51	188,77
9	140,51	202,28
10	155,13	192,23
11	155,13	178,89
12	210,36	149,77
13	210,36	152,89
14	210,36	150,54
15	210,36	149,37
16	210,36	160,94
17	133,85	162,11
18	133,85	163,67
19	105,38	152,89
20	24,000	127,16
21	24,000	117,55
22	18,000	110,77
23	18,000	88,000
24	18,000	64,350

Δ.1. ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΙ ΔΙΑΝΟΜΕΙΣ – ΒΑΣΙΚΗ ΘΕΩΡΗΣΗ^{[363]-[365]}

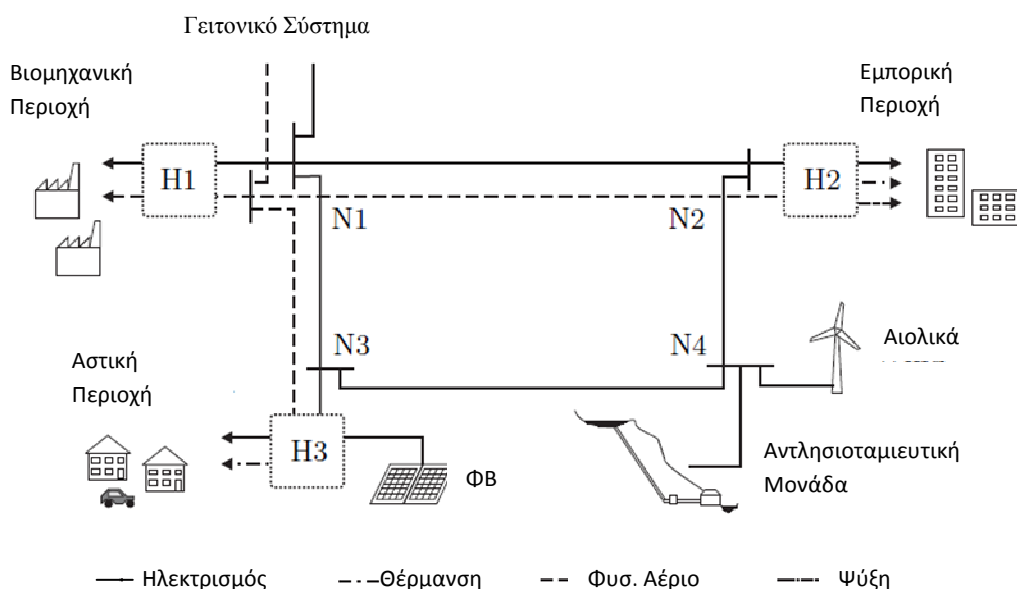
Εισαγωγή

Πολλές διαφορετικές προσεγγίσεις για μία ολοκληρωμένη εικόνα των συστημάτων μεταφοράς και διανομής ενέργειας με ΔΠ έχουν αναπτυχθεί, μεταξύ των οποίων, όπως διαπιστώθηκε στα προηγούμενα, οι Μονάδες ΔΠ, τα Μικροδίκτυα και πιο πρόσφατα οι λεγόμενοι «Υβριδικοί Ενεργειακοί Διανομείς ή Φορείς – Hybrid Energy Hubs». Η τελευταία θεώρηση, στην οποία ο όρος «υβριδικοί» υποδεικνύει τη χρήση πολλών διαφορετικών ενεργειακών μεταφορέων, εξετάζεται ποιοτικά και εν συντομία στις παραγράφους που ακολουθούν.

Ο υβριδικός ενεργειακός διανομέας ορίζεται ως η διασύνδεση μεταξύ των παραγωγών ενέργειας, των καταναλωτών καθώς και των υποδομών μεταφοράς ενέργειας. Από την πλευρά του συστήματος, μπορεί να θεωρηθεί ως η μονάδα που παρέχει τα βασικά χαρακτηριστικά της εισόδου και εξόδου, της μετατροπής και τέλος της αποθήκευσης πολλαπλών ενεργειακών φορέων. Οι ενεργειακοί διανομείς μπορούν να λειτουργήσουν ως σύνδεση μεταξύ των υποδομών του δικτύου και των διάφορων συμμετεχόντων, δηλαδή των παραγωγών και των καταναλωτών, αλλά και μεταξύ διαφορετικών ενεργειακών υποδομών, συνδυάζοντας για παράδειγμα τα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου χωρίς όμως να συνδέονται οι πάροχοι και τα φορτία. Συνεπώς, αντιπροσωπεύουν μία γενίκευση ή επέκταση ενός κόμβου σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο. Το σχήμα Π.4.Δ.1.α που ακολουθεί δείχνει έναν απλό υβριδικό ενεργειακό διανομέα, που αποτελείται από ένα Μ/Σ, έναν αεριοστρόβιλο, έναν εναλλάκτη θερμότητας, μία μπαταρία, μία διάταξη αποθήκευσης ζεστού νερού και έναν ψύκτη, ενώ το σχήμα Π.4.Δ.1.β διασυνδεδεμένους ενεργειακούς διανομείς.



Σχήμα Π.4.Δ.1.α. Παράδειγμα Υβριδικού Ενεργειακού Διανομέα.



Σχήμα Π.4.Δ.1.β. Σχεδιάγραμμα Ενός Συστήματος Διασυνδεδεμένων Ενεργειακών Διανομέων (H1, H2, H3).

Ο πίνακας Π.4.Δ.1.α που ακολουθεί συνοψίζει τις κυριότερες μετατροπές ενέργειας και μέσω ποιών δομών μπορούν να επιτευχθούν.

Πίνακας Π.4.Δ.1.α.

Θεωρητικά Πιθανές Μετατροπές Υβριδικού Ενεργειακού Διανομέα.

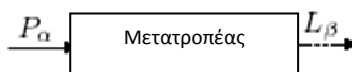
	Έξοδος		
Είσοδος	Ηλεκτρική Ενέργεια	Χημική Ενέργεια	Θερμική Ενέργεια
Ηλεκτρική Ενέργεια	Ηλεκτρική Γραμμή Μετασχηματιστής Ηλεκτρονικά Ισχύος	Ηλεκτρόλυση Αναστρέψιμα FC	Κυκλοφορητής
Χημική Ενέργεια	Αεριοστρόβιλος FC CHP	Σωλήνωση Συμπίεστης	Αεριοστρόβιλος FC CHP
Θερμική Ενέργεια	Ατμοστρόβιλος	Θερμόλυση	Μετατροπέας Εναλλάκτης

Μοντελοποίηση

Η ανάλυση που ακολουθεί περιέχει ένα πλήθος συμβολισμών. Η ερμηνεία τους έχει ως εξής:

- Το σύνολο των ενεργειακών φορέων συμβολίζεται με, E και κάθε στοιχείο αυτού με τους ελληνικούς χαρακτήρες, $\alpha, \beta, \dots, \omega$.
- Το σύνολο των ενεργειακών διανομέων συμβολίζεται με, H και κάθε στοιχείο του με τα λατινικά γράμματα, $i, j, \dots, \kappa$.
- Σε κάθε ενεργειακό διανομέα υπάρχει ένα σύνολο μετατροπέων, C_i . Το υποσύνολο, C_{ia} περιέχει όλους τους μετατροπείς του διανομέα, i που μετασχηματίζουν το, α σε έναν άλλον φορέα.
- Εκτός από τους μετατροπείς, σε κάθε διανομέα, i υπάρχει και ένα σύνολο στοιχείων αποθήκευσης, D_i .
- Όλοι οι κόμβοι του δικτύου συγκροτούν το σύνολο, N .
- Όλοι οι κλάδοι του δικτύου αποτελούν το σύνολο, A .
- Τα σύμβολα P και L αναφέρονται στην ισχύ εισόδου και εξόδου, αντίστοιχα, του ενεργειακού διανομέα. Η ροή ισχύος στους κλάδους μεταξύ των διανομέων συμβολίζεται με F , η αποθηκευόμενη ισχύς με Q και M .

Θεωρώντας το μετατροπέα ως ένα “μαύρο κουτί” που χαρακτηρίζεται μόνο από την απόδοση του, μπορούμε να αναπτύξουμε ένα γενικό μοντέλο για τους ενεργειακούς μετατροπείς, εστιάζοντας στην ισχύ εισόδου και εξόδου τους. Στοιχεία μετατροπέων ή συνδυασμοί διαφορετικών μετατροπέων μπορεί να έχουν πολλαπλές εισόδους και εξόδους. Αρχικά, θεωρούμε την απλή περίπτωση ενός μετατροπέα με μία είσοδο και μία έξοδο, όπως φαίνεται στο σχήμα Π.4.Δ.1.γ, ο οποίος μετατρέπει τον ενεργειακό φορέα, α στον β .

Σχήμα Π.4.Δ.1.γ. Ενεργειακός Μετατροπέας Στη Μόνιμη Κατάσταση, Ισχύς Εισόδου, P_α Και Ισχύς Εξόδου, L_β .

Η ισχύς εισόδου και εξόδου δεν είναι ανεξάρτητες, αλλά μπορούν να θεωρηθούν συζευγμένες:

$$L_\beta = c_{\alpha\beta} P_\alpha \quad \text{με} \quad 0 \leq c_{\alpha\beta} \leq 1 \quad (\text{Π.4.Δ.1.α})$$

όπου P_α και L_β είναι η ισχύς μόνιμης κατάστασης εισόδου και εξόδου, αντίστοιχα, και $c_{\alpha\beta}$ είναι ο παράγοντας που καθορίζει τη σύζευξη μεταξύ της ροής ισχύος εισόδου και εξόδου. Αν $\alpha \equiv \beta$ έχουμε την περίπτωση της μεταφοράς αντί της μετατροπής ενέργειας. Έτσι και η μεταφορά μπορεί να θεωρηθεί ως υποπερίπτωση της μετατροπής ενέργειας.

Η επέκταση του απλού μοντέλου στην γενική περίπτωση στοιχείων με πολλαπλές εισόδους και εξόδους, παρουσιάζεται στο σχήμα Π.4.Δ.1.δ. Θεωρούμε ότι η μετατροπή των εισόδων στις εξόδους μπορεί να πραγματοποιηθεί είτε μέσω μιας μόνο συσκευής, είτε ενός συνδυασμού πολλών μετατροπέων. Και στις δύο περιπτώσεις, το συνολικό στοιχείο λογίζεται ως ένας υβριδικός ενεργειακός διανομέας. Συνοψίζοντας όλες τις εισόδους και όλες τις εξόδους στα διανύσματα $\mathbf{P}$ και $\mathbf{L}$, αντίστοιχα, μπορούμε να σχηματίσουμε την εξίσωση για τη μετατροπή των εισόδων στις εξόδους σε μορφή ανάλογη με αυτή της σχέσης Π.4.Δ.1.α. Ο πίνακας $\mathbf{C}$ καλείται πίνακας σύζευξης των μετατροπέων. Κάθε παράγοντας σύζευξης συσχετίζει μία συγκεκριμένη είσοδο με μια συγκεκριμένη έξοδο. Η μήτρα συζεύξεων μπορεί να θεωρηθεί σταθερή ή συνάρτηση των ισχύων εισόδου. Πρέπει, επίσης, να σημειωθεί ότι γενικά ο πίνακας, $\mathbf{C}$ δεν είναι

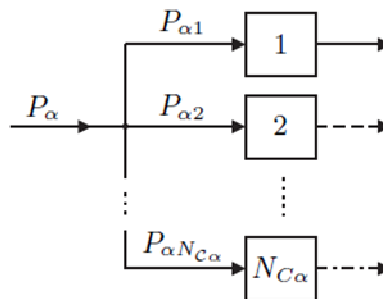
αντιστρέψιμος και έτσι η σχέση Π.4.Δ.1.β αντιπροσωπεύει ένα σύστημα με παραμετρική απειρία λύσεων και συνεπώς φανερώνει τους βαθμούς ελευθερίας του συστήματος. Έχουμε έτσι τη δυνατότητα για βελτιστοποίηση, κάτι που δεν ισχύει στην περίπτωση που ο, $\mathbf{C}$ είναι ομαλός (εκτός και αν δεν είναι σταθερός), καθώς στην περίπτωση αυτή υπάρχει μόνο ένας πίνακας $\mathbf{P}$ για κάθε δεδομένο φορτίο $\mathbf{L}$.



Σχήμα Π.4.Δ.1.δ. Σύμπλεγμα Μετατροπών Με Πολλαπλές Εισόδους Και Εξόδους.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} L_\alpha \\ L_\beta \\ \vdots \\ L_\omega \end{bmatrix}}_{\mathbf{L}} = \underbrace{\begin{pmatrix} c_{\alpha\alpha} & \cdots & c_{\omega\alpha} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ c_{\alpha\omega} & \cdots & c_{\omega\omega} \end{pmatrix}}_{\mathbf{C}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} P_\alpha \\ P_\beta \\ \vdots \\ P_\omega \end{bmatrix}}_{\mathbf{P}}, \quad \text{με } 0 \leq c_{\alpha\beta} \leq 1, \quad \forall \alpha, \beta \in E \quad \text{και} \quad 0 \leq \sum_{\beta \in E} c_{\alpha\beta} \leq 1, \quad \forall \alpha \in E \quad (\text{Π.4.Δ.1.β})$$

Σε αντίθεση με τους μετατροπείς μονής εισόδου-μονής εξόδου, στην περίπτωση των πολλαπλών εισόδων και εξόδων οι παράγοντες συζεύξεων των μετατροπών γενικά δεν είναι πλέον ίσοι με τις ενεργειακές αποδοτικότητες. Η ιδέα αυτή περιγράφεται στο παρακάτω σχήμα Π.4.Δ.1.ε. Η συνολική ροή εισόδου, P_α μπορεί να διαχωριστεί σε, N_{C_α} διατάξεις μετατροπών, με αποτέλεσμα οι παράγοντες σύζευξης να γίνονται τώρα διανεμημένοι. Αυτό καθορίζει τους βαθμούς ελευθερίας της τροφοδότησης. Οι παράγοντες κατανομής, $v_{\alpha k}$ καθορίζουν πόση από τη συνολική ισχύ εισόδου, P_α ρέει στον μετατροπέα, k .



Σχήμα Π.4.Δ.1.ε. Κατανομή Της Ισχύος Εισόδου, P_α Στις Διατάξεις Μετατροπής, $1, 2, \dots, N_{C_\alpha}$.

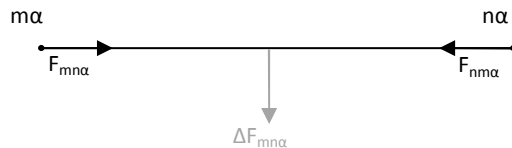
$$P_{\alpha k} = v_{\alpha k} P_\alpha \quad \text{με } 0 \leq v_{\alpha k} \leq 1, \quad \forall \alpha \in E, \forall k \in C_\alpha \quad \text{και} \quad \sum_{k \in C_\alpha} v_{\alpha k} = 1, \quad \forall \alpha \in E \quad (\text{Π.4.Δ.1.γ})$$

Μοντέλα Ροής Ισχύος

Η ροή ισχύος στα δίκτυα βασίζεται γενικά σε νόμους διατήρησης. Έτσι, για κάθε κόμβο $m \in N$ του δικτύου, το άθροισμα όλων των ροών στους κλάδους πρέπει να ισούται με την έγχυση ισχύος:

$$F_m - \sum_{n \in N_m} F_{mn} = 0 \quad (\text{Π.4.Δ.1.δ})$$

όπου N_m είναι το σύνολο των κόμβων που συνδέονται με τον m και F_m η καθαρή έγχυση ισχύος στον m . Ένα σύστημα με N_N κόμβους απαιτεί N_N εξισώσεις της ανωτέρω μορφής. Υπάρχουν τρία (3) είδη μοντέλων που περιγράφουν τη ροή ισχύος στα δίκτυα, σχήμα Π.4.Δ.1.στ.

Σχήμα Π.4.Δ.1.στ. Ροή Ισχύος Μεταξύ Των Κόμβων m_α Και n_α .

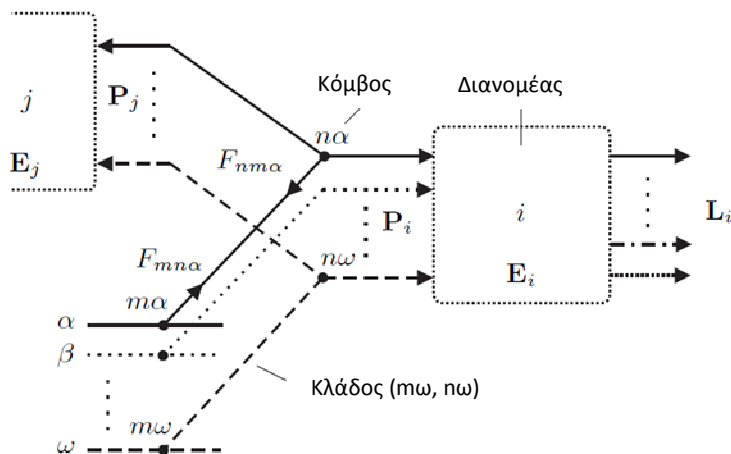
- **Μοντέλα Ροής Ισχύος, Τύπος 1:** Η ροή της ισχύος στο δίκτυο περιγράφεται μόνο από τους νόμους διατήρησης και οι απώλειες δεν εισέρχονται στις εξισώσεις:

$$F_{mn} = -F_{nm} \quad (\text{Π.4.Δ.1.ε.})$$
- **Μοντέλα Ροής Ισχύος, Τύπος 2:** Σε αντίθεση με τα μοντέλα του Τύπου 1, οι απώλειες, ΔF_{mn} εισέρχονται στις εξισώσεις και αποτελούν συναρτήσεις των αντίστοιχων ροών.

$$F_{mn} = -F_{nm} + \Delta F_{mn} \quad (\text{Π.4.Δ.1.στ})$$
- **Μοντέλα Ροής Φορτίου:** Πέρα από τους νόμους διατήρησης και σε αντίθεση με τα μοντέλα ροής δικτύου, τα κλασσικά μοντέλα ροής ισχύος στη μόνιμη κατάσταση ενσωματώνουν θεμελιώδεις φυσικούς νόμους, όπως τη σχέση μεταξύ ηλεκτρικής τάσης και ρεύματος, υδραυλικής πίεσης και ροής, κ.λπ. Αυτά τα μοντέλα, τα οποία και είναι ειδικά για κάθε σύστημα, έχουν τα πιο ακριβή αποτελέσματα.

Συστήματα Διασυνδεδεμένων Ενεργειακών Διανομέων

Οι εξισώσεις που αναφέρθηκαν παραπάνω μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να μοντελοποιήσουν τη μεταφορά, και τη μετατροπή της ενέργειας σε ένα σύστημα διασυνδεδεμένων ενεργειακών διανομέων. Η παρουσία μονάδων αποθήκευσης είναι εφικτή πλην όμως περιπλέκει τις εξισώσεις επίλυσης του προβλήματος. Το βασικό μοντέλο ενός τέτοιου συστήματος παρουσιάζεται στο σχήμα Π.4.Δ.1.ζ.



Σχήμα Π.4.Δ.1.ζ. Σύστημα Διασυνδεδεμένων Ενεργειακών Διανομέων.

Η μετατροπή και η αποθήκευση ενέργειας προσδιορίζονται από τους πίνακες σύζευξης των μετατροπών, C_i και σύζευξης αποθήκευσης, S_i κάθε διανομέα, $i \in H$, αντίστοιχα. Έτσι, η ροή σε κάθε διανομέα περιγράφεται σύμφωνα με την παρακάτω σχέση.

$$L = \begin{bmatrix} C_i & -S_i \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_i \\ \dot{E}_i \end{bmatrix}, \quad \forall i \in H \quad (\text{Π.4.Δ.1.ζ})$$

Οι ροές ισχύος μπορούν να περιγραφούν από τις εξισώσεις κόμβων και γραμμών. Οι εξισώσεις κόμβων και κλάδων αποτελούν εν γένει ένα σύστημα μη γραμμικών εξισώσεων που μπορεί συνολικά να περιγραφεί από τη σχέση:

$$G_a(F_a, P_i) = 0, \quad \forall a \in E \quad (\text{Π.4.Δ.1.η})$$

Για τη διασύνδεση μεταξύ ενεργειακών διανομέων και του δικτύου θεωρούμε ότι οι εισοδοί και οι έξοδοι των διανομέων αποτελούν εγχύσεις ισχύος στους κόμβους. Συνεπώς, στο $\mathbf{G}_a$ περιλαμβάνεται η πληροφορία για το πώς οι διανομείς συνδέονται με το δίκτυο.

Το Πρόβλημα Βελτιστοποίησης Στους Υβριδικούς Ενεργειακούς Διανομείς

Θεωρούμε έναν ενεργειακό διανομέα, ο οποίος τροφοδοτεί δεδομένο φορτίο, $\mathbf{L}$ και σύμφωνα με κάποιο κριτήριο που θέτουμε, αναζητούνται οι βέλτιστες ροές εισόδου, $\mathbf{P}$ των μετατροπέων. Αναφέρουμε για μία ακόμη φορά πως το διάνυσμα, $\mathbf{P}$ αποτελείται από την ισχύ εισόδου των μετατροπέων και όχι του διανομέα και έτσι δεν υπάρχει ανάγκη να θεωρήσουμε πως πρέπει να βελτιστοποιηθούν και οι παράγοντες κατανομής, $\mathbf{v}_{ak}$. Η εφικτή περιοχή των λύσεων εξαρτάται από τους διάφορους περιορισμούς που τίθενται. Ένας ισοτικός περιορισμός δίνεται από τη ροή ισχύος μέσα στο διανομέα. Οι ανισοτικοί, πάλι, αφορούν περιορισμούς για την ισχύ εισόδου των διάφορων μετατροπέων, με τα κάτω και άνω όρια να σημειώνονται ως $\underline{p}$ και $\bar{p}$ αντίστοιχα. Ύστερα από αυτά, το πρόβλημα ορίζεται ως:

$$\text{Ελαχιστοποίηση της } F(\mathbf{P}) \quad (\text{Π.4.Δ.1.θ})$$

$$\text{Περιορισμοί} \quad \mathbf{L} - \mathbf{C} \mathbf{P} = \mathbf{0} \quad (\text{Π.4.Δ.1.ι})$$

$$\underline{p} \leq p \leq \bar{p} \quad (\text{Π.4.Δ.1.κ})$$

Εν γένει το πρόβλημα που περιγράφεται από τις παραπάνω εξισώσεις αποτελεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης με μη γραμμικούς περιορισμούς και έτσι ο χώρος των λύσεων δεν είναι κυρτός, με αποτέλεσμα οι χρησιμοποιούμενες για τη λύση αριθμητικές μέθοδοι να μην εγγυώνται την εύρεση του ολικού ελαχίστου. Αντίθετα, αν η αντικειμενική συνάρτηση είναι κυρτή και οι περιορισμοί είναι γραμμικοί ή και γραμμικοποιημένοι, τότε μπορούμε να καταλήξουμε σ' ένα ολικό ελάχιστο.

Δ.2. ΜΕΛΕΤΗ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ ΜΕ ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΟΧΗΜΑΤΩΝ^{[366]-[375]}Εισαγωγή

Τα ηλεκτρικά οχήματα αυξάνουν όλο και περισσότερο το ποσοστό συμμετοχής τους στις σύγχρονες μετακινήσεις καθώς αποτελούν μία οικονομική και φιλική προς το περιβάλλον λύση. Καθώς η παρουσία τους γίνεται αρκετά υπολογίσιμη, πρέπει να βρεθούν νέοι τρόποι που θα εξασφαλίζουν την οικονομική τους φόρτιση, χωρίς να εμποδίζεται η λειτουργία του δικτύου. Αν και έχουν αναπτυχθεί αρκετοί αλγόριθμοι που εισάγουν διάφορες στρατηγικές για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων εντούτοις όμως, αυτοί οι αλγόριθμοι σπάνια υπολογίζουν το οικονομικό κόστος και εστιάζουν κυρίως στη βελτιστοποίηση των ενεργειακών χαρακτηριστικών του δικτύου. Η παρούσα μελέτη αποτελεί συνέχεια της προηγούμενης 2^{ης} μελέτης-συμβολής όπου αντιμετωπίζεται το ίδιο πρόβλημα της οικονομικής βελτιστοποίησης του Μικροδικτύου παρουσία πολλών ηλεκτρικών οχημάτων τα οποία φορτίζονται υπό περιορισμούς που έχουν τεθεί από το λειτουργό του δικτύου. Η μόνη διαφορά έγκειται στο γεγονός ότι στην εξίσωση 4.12.ε, το μέγεθος, P_{demand} είναι η συνολική ζήτηση ισχύος συμπεριλαμβανομένων και των φορτίων ζήτησης των ηλεκτρικών οχημάτων. Αυτό είναι το σημείο όπου τα ηλεκτρικά οχήματα εισάγονται στο πρόβλημα βελτιστοποίησης, αλλάζοντας τη συνολική ζήτηση φορτίου. Και εδώ ως βασική περίπτωση θεωρείται αυτή της απουσίας μονάδων ΔΠ, με αποτέλεσμα όλο το φορτίο ζήτησης να καλύπτεται από το ανάντη δίκτυο. Για την εύρεση της βέλτιστης λύσης χρησιμοποιείται ο Αρμονικός Αλγόριθμος όπως περιγράφεται στο Κεφάλαιο 2. Λόγω της πολυπλοκότητας του προβλήματος, εξαιτίας της παρουσίας των ηλεκτρικών οχημάτων, ο χρόνος επίλυσης του προβλήματος αυξάνεται σημαντικά. Συνεπώς, είναι επιτακτική η ανάγκη χρήσης θεωρίας Δυναμικού Προγραμματισμού ώστε να επιλυθεί το προκύπτον υπό-πρόβλημα της φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων, αποφεύγοντας περιττές επαναλήψεις. Όσον αφορά κάποια βασικά χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών αυτοκινήτων αυτά αναπτύσσονται με περισσότερες λεπτομέρειες στο Παράρτημα του 6^{ου} Κεφαλαίου.

Γενική Υπολογιστική Διαδικασία

Η υπολογιστική διαδικασία που ακολουθείται για το πρόβλημα της οικονομικής κατανομής είναι παρόμοια με αυτή που ακολουθήθηκε στη 2^η Μελέτη-Συμβολή. Πλην όμως, για εκείνες τις ώρες όπου συμπεριλαμβάνονται και τα ηλεκτρικά οχήματα συμβάλλοντας προσθετικά στο συνολικό ηλεκτρικό φορτίο ζήτησης (υπό-πρόβλημα μελέτης), η υπολογιστική διαδικασία έχει ως εξής. Για την επιλεγείσα ώρα (από ένα εύρος των διαθέσιμων ωρών που τίθεται για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων), επιλέγεται μία δυνητική τιμή για το βήμα μετάβασης. Το βήμα μετάβασης περιγράφει το ποσό της ισχύος για τη φόρτιση της μπαταρίας του ηλεκτρικού οχήματος που θα προστεθεί στην προηγούμενη κατάστασή της. Έπειτα, το νέο συνολικό φορτίο υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη αυτό το επιπλέον φορτίο ζήτησης που προστέθηκε λόγω της παρουσίας των ηλεκτρικών οχημάτων. Αν η μπαταρία του ηλεκτρικού οχήματος δεν φορτισθεί πλήρως στη συγκεκριμένη ώρα που μελετάμε, για το επιλεγμένο βήμα μετάβασης, πραγματοποιείται βελτιστοποίηση λειτουργικού κόστους. Κατόπιν, τίθεται το ερώτημα αν έχει βρεθεί το ελάχιστο λειτουργικό κόστος και αν η απάντηση είναι θετική, τότε η ίδια διαδικασία ακολουθείται για την επόμενη ώρα που είναι διαθέσιμη για φόρτιση, αλλιώς επιλέγεται ένα διαφορετικό βήμα μετάβασης για να διεξαχθεί η προσομοίωση ξανά. Η διαδικασία σταματά όταν οι μπαταρίες των ηλεκτρικών οχημάτων φορτιστούν πλήρως.

Χρήση Δυναμικού Προγραμματισμού Για Τη Φόρτιση Των Ηλεκτρικών Οχημάτων

Ο Δυναμικός Προγραμματισμός χρησιμοποιείται στην επίλυση του υπό-προβλήματος για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων. Η χρήση του περιορίζεται μόνο για τις ώρες κατά τις οποίες φορτίζουν τα ηλεκτρικά οχήματα. Αυτές οι ώρες (N_h τον αριθμό) καθορίζονται από το λειτουργό του δικτύου εντός των οποίων θα πρέπει να έχουν φορτιστεί τα ηλεκτρικά οχήματα. Το κόστος για αυτή τη φόρτιση καθορίζεται από τη διαδικασία φόρτισης των μπαταριών των ηλεκτρικών οχημάτων αλλά και από την ώρα φόρτισης (διαφορετική ωριαία φόρτιση αντιστοιχεί σε διαφορετική οριακή τιμή συστήματος). Ο αλγόριθμος φόρτισης των μπαταριών χρησιμοποιεί τον αρμονικό αλγόριθμο για να λύσει αυτό το υπό-πρόβλημα σε ωριαία βάση και να προσθέσει το επιπλέον κόστος φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων στο συνολικό κόστος λειτουργίας του δικτύου. Χρησιμοποιώντας αυτή τη διαδικασία, είναι δυνατό, όπως θα φαίνεται στο παρακάτω σχήμα Π.4.Δ.2.α, να ελαχιστοποιηθεί ο υπολογιστικός χρόνος. Ένα πλέγμα κουκίδων δηλώνει διαφορετικές καταστάσεις επιπέδων φόρτισης και ταυτόχρονα διαφορετικά λειτουργικά κόστη για τα ωριαία χρονικά διαστήματα φόρτισης. Κάθε κάθετη κίνηση στο πλέγμα δίνει ένα νέο επίπεδο φόρτισης (ένα βήμα φόρτισης

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

προστίθεται στο προηγούμενο επίπεδο φόρτισης του ηλεκτρικού οχήματος). Κάθε οριζόντια κίνηση σημαίνει πως δεν υπάρχει αλλαγή στο επίπεδο φόρτισης προϊόντος του χρόνου. Ο αρμονικός αλγόριθμος συγκρίνει το κόστος που αντιστοιχεί σε μία κουκίδα με το αντίστοιχο μιας άλλης (που επιλέγεται από τις μεταβλητές του αλγορίθμου φόρτισης των μπαταριών και την αρμονική μνήμη). Αυτή η σύγκριση δίνει στον αλγόριθμο την ικανότητα να επιλέξει το ελάχιστο δυνατό κόστος ανά ώρα. Λόγω του Δυναμικού Προγραμματισμού, σε συνδυασμό με τον Αρμονικό Αλγόριθμο, πολλές περιττές συγκρίσεις αποφεύγονται. Το όφελος είναι η σημαντική μείωση του υπολογιστικού χρόνου για την εύρεση της βέλτιστης λύσης.



Σχήμα Π.4.Δ.2.α. Πλέγμα Κουκίδων Που Δηλώνει Τις Διαφορετικές Καταστάσεις Των Επιπέδων Φόρτισης Της Μπαταρίας Ενός Ηλεκτρικού Οχήματος (SOC) Για Τα Διαθέσιμα Ωριαία Χρονικά Διαστήματα Φόρτισης.

Η μέθοδος αυτή, επομένως, ψάχνει πώς να φτάσει στο μέγιστο σημείο των 10kW ανεβαίνοντας αναλόγως ανά 400W όπου το επιτρέπουν οι επικρατούσες συνθήκες του δικτύου. Έτσι, όταν εννοούμε πως δεν συνδέεται με το κόστος εννοούμε πως εφόσον η παραγωγή ενεργού ισχύος της ανεμογεννήτριας και των φωτοβολταϊκών δεν υπεισέρχεται στην αντικειμενική συνάρτηση που βελτιστοποιεί το κόστος τότε το μόνο που μπορεί να επηρεάσει το κόστος από το αυξημένο πλήθος ηλεκτρικών οχημάτων είναι προφανώς η αυξημένη ζήτηση ενεργού ισχύος. Εδώ όμως επεμβαίνει ο αλγόριθμος φόρτισης που για να βελτιστοποιήσει το κόστος ανιχνεύει το δίκτυο και αν καταλήξει πως είναι επιζήμιο για το δίκτυο, από άποψη κόστους να φορτίσει τα ηλεκτρικά οχήματα, τότε αναβάλλει την φόρτιση τους για την επόμενη ώρα. Έτσι εκμεταλλευόμαστε στο μέγιστο δυνατό τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, που δεν συμπεριλαμβάνονται στην αντικειμενική μας συνάρτηση, βελτιστοποιώντας το κόστος μέσω ενός ακριβούς ελέγχου του δικτύου.

Επομένως, το πρόγραμμα έχει δομηθεί έτσι ώστε να υπάρχει ένα υποπρόγραμμα ή αλλιώς μία υποσυνάρτηση που θα τρέχει αποκλειστικά για τα ηλεκτρικά οχήματα προτού ξεκινήσει το κυρίως μέρος του προγράμματος. Έτσι, στην αρχή δοθέντος των δεδομένων ζήτησης φορτίου, μονάδων παραγωγής και παραμέτρων του Αρμονικού Αλγορίθμου το πρόγραμμα ξεκινά να υπολογίζει το οικονομικό κόστος των ηλεκτρικών οχημάτων καθώς και την επιβάρυνση σε ενεργό ισχύ στους ζυγούς που είναι συνδεδεμένα. Το υποπρόγραμμα αυτό των ηλεκτρικών οχημάτων χρησιμοποιεί τον Αρμονικό Αλγόριθμο για να διατρέξει το διάγραμμα που παρουσιάστηκε παραπάνω και να φτάσει στα 10kW για το κάθε αυτοκίνητο. Υπάρχουν δηλαδή τόσα διαγράμματα όσα και τα αυτοκίνητα και όλα αυτά συνδυάζονται σε ένα μεγάλο πολυδιάστατο πίνακα όπου οι συνδυασμοί φόρτισης αυξάνονται εκθετικά. Σε αυτό τον πίνακα ο Αρμονικός Αλγόριθμος ψάχνει τις βέλτιστες δυνατές μεταβάσεις βάσει των περιορισμών που υποβάλλονται.

Δίκτυο Μελέτης – Δεδομένα

Όπως αναφέρθηκε τόσο το δίκτυο μελέτης όσο και τα δεδομένα, πλην αυτών των ηλεκτρικών οχημάτων, παραμένουν τα ίδια με αυτά των παραγράφων 4.12.2-4.12.7. Σημειωτέον ότι όλες οι μονάδες ΔΠ λειτουργούν με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος ενώ το ηλεκτρικό φορτίο υποτίθεται ότι έχει συντελεστή ισχύος ίσο με 0,88. Όσον αφορά το δίκτυο, η μικρότερη ισχύς που μπορεί να αγορασθεί από αυτό το δίκτυο που προσομοιώνεται, είναι, $P_{\max,X}=0$. Επιπλέον, η ανάλυση αυτής της εργασίας υποθέτει υψηλή οριακή τιμή συστήματος (έτος 2008) για τις ποσότητες ενέργειας (A) που αγοράζονται από το δίκτυο. Τέλος, η εγκατεστημένη ισχύς των δύο συστημάτων Μίκρο_ΣΗΘ καθώς και οι θερμικές ζητήσεις μειώθηκαν κατά 15%, αναλογικά.

Για τις ανάγκες της μελέτης χρησιμοποιήθηκαν οι εξής τιμές για τις παραμέτρους του Αρμονικού Αλγορίθμου: HMS=6, HMCR=0,97 και PAR=0,1, NI=10000.

Υποθέσεις Για Τα Δεδομένα Των Ηλεκτρικών Οχημάτων

Υποτίθεται ότι το δίκτυο καλύπτει μία μικρή περιοχή και συνεπώς ο αριθμός των ηλεκτρικών οχημάτων είναι μικρός, εδώ $N_{EVs}=12$. Επίσης, υποθέτουμε ότι υπάρχουν αρκετές πιθανές θέσεις φόρτισης. Όλες τους είναι οικιακές θέσεις στάθμευσης, αφού όλα τα ηλεκτρικά οχήματα θεωρείται ότι είναι ιδιωτικής χρήσης. Αυτές οι θέσεις στάθμευσης είναι διασκορπισμένες σε όλο το δίκτυο μελέτης και πιο συγκεκριμένα: $N_{EV,bus}=1$ για τους ζυγούς 4, 6, 11, 12, ενώ $N_{EV,10}=2$, $N_{EV,8}=6$ ενώ στους υπόλοιπους ζυγούς του δικτύου δεν υπάρχουν συνδεδεμένα ηλεκτρικά οχήματα.

Κάποιες επιπλέον υποθέσεις που πραγματοποιούνται όσον αφορά τη μέθοδο φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων για μια πιο ρεαλιστική προσέγγιση, έχουν ως ακολούθως:

- Κάθε ηλεκτρικό όχημα έχει μία μπαταρία 10kW με ελάχιστο όριο αποφόρτισης 30% και μέγιστο όριο φόρτισης 78% ώστε να αποφευχθεί η πρόωρη υποβάθμισή της (γήρανση). Έτσι, τα τεχνικά ελάχιστα και μέγιστα της χωρητικότητας της μπαταρίας είναι 3kW και 7,8kW, αντίστοιχα.
- Όλα τα ηλεκτρικά οχήματα είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο από τις 00:00π.μ. μέχρι τις 7:00π.μ., συνεπώς υπάρχουν 7 διαθέσιμες ώρες για φόρτιση. Υποτίθεται ότι στις 00:00π.μ. κάθε μπαταρία είναι στο κατώτατο όριό της που ισούται με 30%. Συνεπώς, κάθε ηλεκτρικό όχημα μπορεί να συνδεθεί σε μία θέση φόρτισης κάθε στιγμή πριν τις 00:00π.μ., και να αποσυνδεθεί κάθε στιγμή μετά τις 7:00π.μ.. Μέχρι εκείνη την ώρα, η μπαταρία του πρέπει να έχει φορτισθεί πλήρως μέχρι το άνω όριό της.
- Κάθε οικιακός ρευματοδότης προσφέρει μία ελάχιστη ωριαία φόρτιση των 400W (βήμα μετάβασης) και μία μέγιστη ωριαία φόρτιση των 4kW. Αυτό συμβαίνει διότι η μέγιστη ισχύς εξόδου ενός τυπικού μονοφασικού ρευματοδότη 230V είναι 4,6kW. Συνεπώς, αυτός είναι ο μεγαλύτερος φορτιστής που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για έναν τυπικό οικιακό ρευματοδότη χωρίς καμία ανάγκη για ενίσχυση της καλωδίωσης.
- Όλα τα ηλεκτρικά οχήματα χρησιμοποιούν τους ίδιους τύπους μπαταριών με όμοια χαρακτηριστικά.

Σχετικά με τον αριθμό των 12 ηλεκτρικών οχημάτων είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι, αφού κάθε όχημα χρειάζεται 4,8kW ανά ημέρα για να φορτισθεί πλήρως (επίπεδο φόρτισης από 30% σε 78%), ένα επιπλέον φορτίο 57,6kW πρέπει να ικανοποιηθεί κάθε μέρα. Σε σχέση με την μέση τιμή του ωριαίου ηλεκτρικού φορτίου, που είναι 133,04kW αυτή είναι μία αύξηση της τάξης του 43,3%. Αυτή η αύξηση στο μέσο ηλεκτρικό φορτίο είναι αρκετά ικανοποιητική ώστε να μελετηθούν οι επιδράσεις της σύνδεσης των ηλεκτρικών οχημάτων σε ένα δίκτυο.

Σενάρια Μελέτης

Σενάριο 1 (Αναφοράς) – Απουσία ΔΠ, Απουσία Ηλεκτρικών Οχημάτων.

Σενάριο 2 – Απουσία ΔΠ, Παρουσία Ηλεκτρικών Οχημάτων.

Σενάριο 3 – Λειτουργία Μικροδικτύου, Απουσία Ηλεκτρικών Οχημάτων.

Σε αυτή την περίπτωση, οι μονάδες ΔΠ λειτουργούν με έναν ελεγχόμενο και συντονισμένο τρόπο ώστε να καλύψουν την τοπική ζήτηση του Μικροδικτύου. Αν οι μονάδες ΔΠ του Μικροδικτύου αδυνατούν να καλύψουν τη συνολική ζήτηση πραγματοποιείται επιπλέον έγχυση ισχύος από το ανάντη δίκτυο για την πλήρη κάλυψή της.

Σενάριο 4 – Λειτουργία Μικροδικτύου, Παρουσία Ηλεκτρικών Οχημάτων.

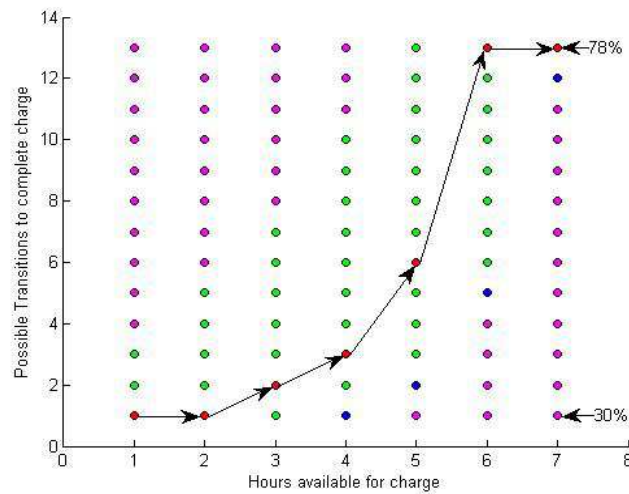
Λειτουργία όπως και στην περίπτωση του Σεναρίου 3, με ενσωμάτωση του επιπρόσθετου φορτίου που προκύπτει από τη φόρτιση των μπαταριών των ηλεκτρικών οχημάτων.

Αποτελέσματα Δυναμικού Προγραμματισμού

Το σχήμα Π.4.Δ.2.β παρουσιάζει κάποια από τα αποτελέσματα της επίλυσης του προβλήματος του Δυναμικού Προγραμματισμού. Κάθε τελεία αντιπροσωπεύει ένα επίπεδο φόρτισης μίας μπαταρίας ενός ηλεκτρικού οχήματος. Οι μωβ τελείες δείχνουν ότι αυτά τα επίπεδα φόρτισης δεν εξετάζονται από τον αρμονικό αλγόριθμο λόγω του δυναμικού προγραμματισμού. Οι πράσινες τελείες δείχνουν ότι αυτές οι καταστάσεις εξετάζονται και μπορεί να επιλεγούν από τον αλγόριθμο, ενώ οι μπλε τελείες εξετάζονται αλλά αποκλείονται λόγω των περιορισμών του προβλήματος βελτιστοποίησης. Τέλος, οι κόκκινες τελείες δίνουν τα επιλεγέντα βήματα φόρτισης.

Αρχίζοντας από το χειρότερο σενάριο (μπαταρία με επίπεδο φόρτισης 30%) ο αλγόριθμος συγκρίνει το λειτουργικό κόστος σε ωριαία βάση για κάθε μετάβαση κάθε ηλεκτρικού οχήματος ξεχωριστά. Κάθε μετάβαση αντιπροσωπεύει ένα βήμα των 400W, φέρνοντας το επίπεδο φόρτισης κάθε ηλεκτρικού οχήματος στο 34%, κ.ο.κ. Τέλος, η φόρτιση έχει ολοκληρωθεί μέχρι την έκτη ώρα για όλα τα ηλεκτρικά οχήματα, με το

ελάχιστο λειτουργικό κόστος. Πρέπει να σημειωθεί ότι χωρίς τη χρήση Δυναμικού Προγραμματισμού αυτό το πρόβλημα θα απαιτούσε τεράστιο χρόνο επίλυσης, καθιστώντας δύσκολη, αν όχι ανέφικτη, την παρουσίαση λύσης.

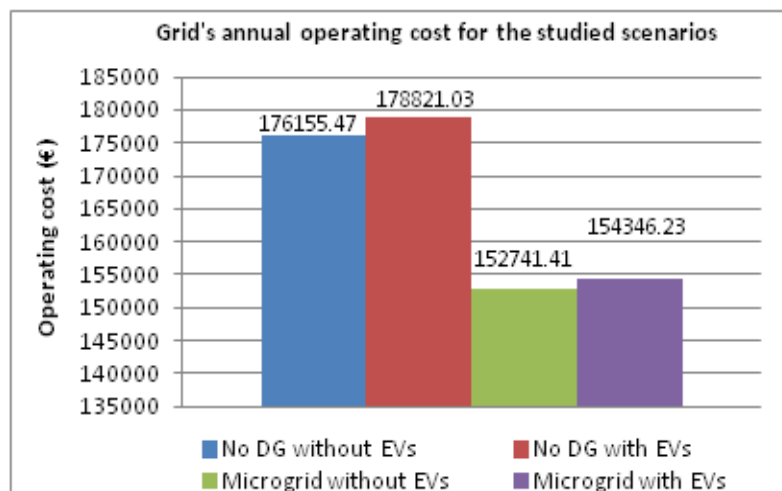


Σχήμα Π.4.Δ.2.β. Πιθανές Μεταβάσεις Κατά Τη Διάρκεια Της Φόρτισης Για Μία Τυπική Ημέρα (23^η Μαΐου) Για Ένα Ηλεκτρικό Όχημα.

Αποτελέσματα Λειτουργικού Κόστους

Το σχήμα Π.4.Δ.2.γ παρουσιάζει το ετήσιο λειτουργικό κόστος του εξεταζόμενου δικτύου για όλα τα σενάρια που μελετήθηκαν. Παρατηρείται ότι τα σενάρια χωρίς ΔΠ παρουσιάζουν μία πιο ακριβή λύση για τη λειτουργία του δικτύου. Αρχικά, υπάρχει μια διαφορά της τάξης των 23.414,06€ μεταξύ του Σεναρίου 1 και του Σεναρίου 3, γεγονός που αποδεικνύει ότι η λειτουργία του Μικροδικτύου συμβάλλει εξαιρετικά στη μείωση του λειτουργικού κόστους. Έπειτα, όταν τα ηλεκτρικά οχήματα ενταχθούν στη βελτιστοποίηση, το Μικροδίκτυο για το Σενάριο 4 παρουσιάζει ξανά ένα κέρδος της τάξης των 24.474,80€ σε σύγκριση με τα αποτελέσματα του Σεναρίου 2.

Συγκρίνοντας την ίδια λειτουργία δικτύου με και χωρίς ηλεκτρικά οχήματα είναι προφανές πως η παρουσία ηλεκτρικών οχημάτων αυξάνει το λειτουργικό κόστος, αφού χρειάζεται να καλυφθεί επιπλέον ηλεκτρικό φορτίο ζήτησης. Όσον αφορά το Σενάριο 1, η παρουσία των ηλεκτρικών οχημάτων προσθέτει ένα επιπλέον κόστος της τάξης των 2.666,56€ στο αρχικό ετήσιο λειτουργικό κόστος για την ίδια λειτουργία χωρίς ηλεκτρικά οχήματα (Σενάριο 2). Όμοια για τη λειτουργία του Μικροδικτύου (Σενάριο 3), υπάρχει ένα επιπλέον κόστος της τάξης των 1.604,82€ όταν εντάσσονται τα ηλεκτρικά οχήματα σε σχέση με την απουσία τους (Σενάριο 4).

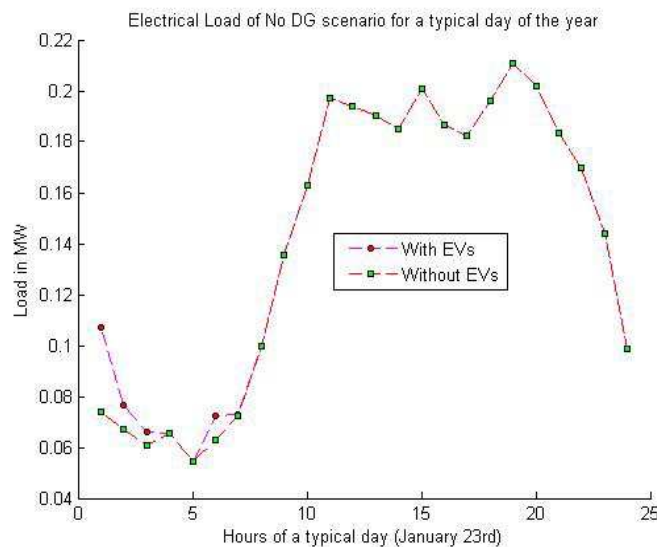


Σχήμα Π.4.Δ.2.γ. Ετήσιο Λειτουργικό Κόστος Για Κάθε Σενάριο Που Μελετήθηκε.

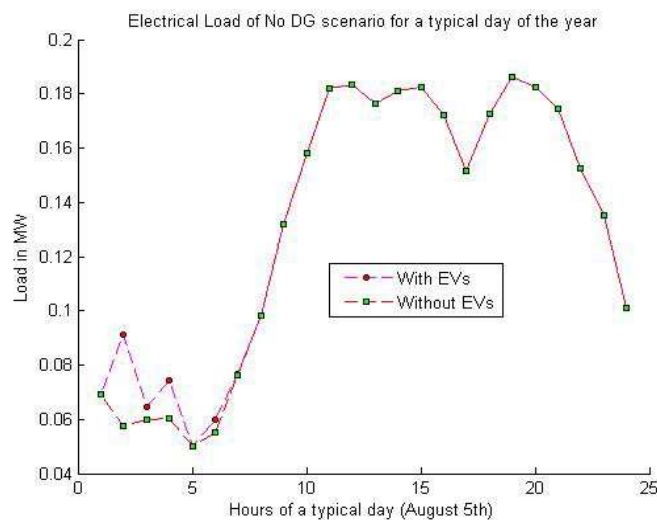
Τελικές Καμπύλες Φορτίου Ζήτησης

Κάποιες από τις τελικές καμπύλες φορτίου ζήτησης παρουσιάζονται στα σχήματα Π.4.Δ.2.δ-ζ. Παρόμοιες καμπύλες φορτίων ζήτησης υπάρχουν για όλες τις μέρες του χρόνου.

Μία πρώτη παρατήρηση που μπορεί να εξαχθεί από τα σχήματα Π.4.Δ.2.δ-ε είναι ότι η λειτουργία «Χωρίς ΔΠ με ηλεκτρικά οχήματα» τείνει να φορτίζει ένα μεγάλο μέρος της μπαταρίας των οχημάτων κατά τις πρώτες διαθέσιμες ώρες (π.χ. 01:00π.μ.-02:00π.μ.). Αυτό συμβαίνει διότι για αυτές τις πρώτες ώρες της ημέρας η οριακή τιμή του συστήματος είναι χαμηλότερη από αυτή των ωρών 04:00π.μ.-06:00π.μ. και επειδή όλη η ισχύς που χρειάζεται για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων εισάγεται από το ανάντη δίκτυο σε αυτή τη λειτουργία. Αντίθετα, στο σενάριο της λειτουργίας του Μικροδικτύου, το επιπλέον φορτίο για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων κατανέμεται πιο ομοιόμορφα κατά τη διάρκεια των διαθέσιμων ωρών, σχήμα Π.4.Δ.2.ζ.



Σχήμα Π.4.Δ.2.δ. Καμπύλη Φορτίου Για Το Σενάριο Λειτουργίας Χωρίς ΔΠ Για Μία Ημέρα Του Ιανουαρίου.

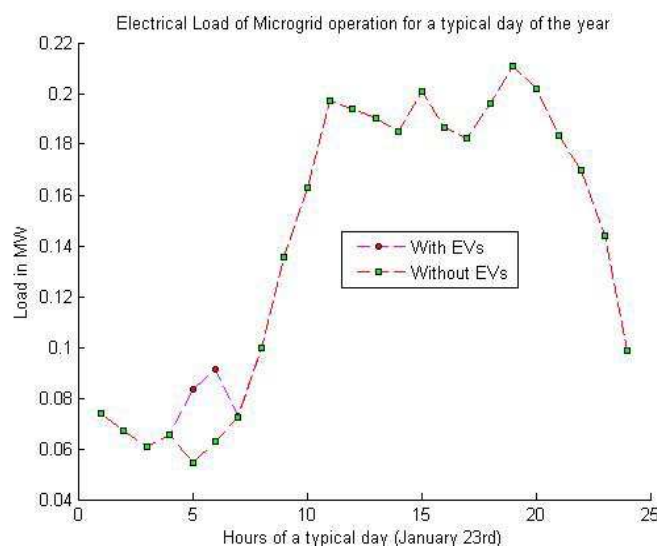


Σχήμα Π.4.Δ.2.ε. Καμπύλη Φορτίου Για Το Σενάριο Λειτουργίας Χωρίς ΔΠ Για Μία Ημέρα Του Αυγούστου.

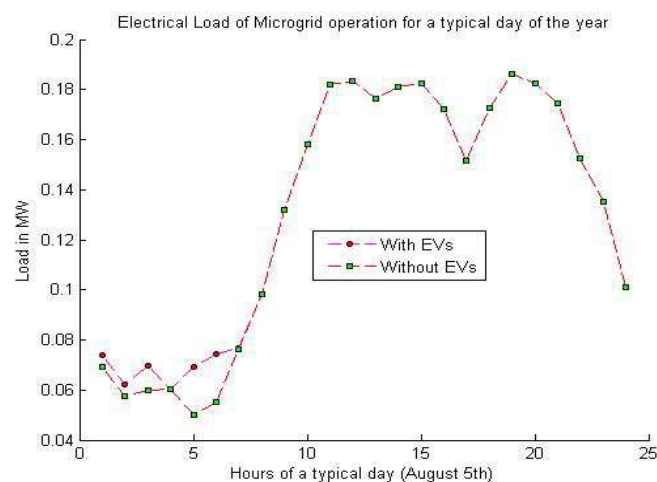
Όμως, αφού η απόκριση του δικτύου διαφέρει από εποχή σε εποχή, μερικές φορές το φορτίο των ηλεκτρικών οχημάτων καλύπτεται κατά τη διάρκεια των τελευταίων διαθέσιμων ωρών (4:00π.μ.-7:00π.μ.), όπως φαίνεται στο σχήμα Π.4.Δ.2.στ. Σε μήνες (π.χ. το Χειμώνα) στους οποίους το ηλεκτρικό φορτίο ζήτησης δεν είναι τόσο υψηλό, το φορτίο των ηλεκτρικών οχημάτων ικανοποιείται κατά τη διάρκεια των τελευταίων ωρών που είναι διαθέσιμες για φόρτιση, κυρίως επειδή για αυτές τις πρώτες μέρες της μέρας η οριακή τιμή

του συστήματος παραμένει χαμηλή, δίνοντας, μαζί με τη συνεργασία των μονάδων ΔΠ, τη βέλτιστη οικονομικά λύση. Αντίθετα, στους μήνες κατά τους οποίους το ηλεκτρικό φορτίο είναι υψηλότερο του μέσου (κυρίως κατά τους θερινούς μήνες λόγω του επιπλέον φορτίου που χρησιμοποιείται για ψύξη) και η οριακή τιμή του συστήματος είναι υψηλότερη, ο αλγόριθμος φόρτισης των μπαταριών αναγκάζεται να χρησιμοποιήσει όλες τις διαθέσιμες ώρες για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων, σχήμα Π.4.Δ.2.ζ.

Αυτή η διαφοροποίηση στις ώρες φόρτισης τονίζει την ευελιξία του αλγορίθμου φόρτισης των μπαταριών στην ελαχιστοποίηση του κόστους. Στους θερινούς μήνες είναι αυστηρός λόγω του ήδη υψηλού ηλεκτρικού φορτίου, αλλά στους χειμερινούς μήνες αυτή η ευελιξία προσδίδει καλύτερες επιλογές που οδηγούν σε οικονομικό όφελος.



Σχήμα Π.4.Δ.2.στ. Καμπύλη Φορτίου Του Σεναρίου Λειτουργίας Μικροδικτύου Για Μία Ημέρα Του Ιανουαρίου.



Σχήμα Π.4.Δ.2.ζ. Καμπύλη Φορτίου Του Σεναρίου Λειτουργίας Μικροδικτύου Για Μία Ημέρα Του Αυγούστου.

Ενεργές Απώλειες Ισχύος Και Εγχύσεις Στο Ζυγό Αναφοράς

Ο Πίνακας Π.4.Δ.2.α δείχνει τις ετήσιες απώλειες ενεργού ισχύος για τα τέσσερα σενάρια που μελετήθηκαν. Μπορεί να παρατηρηθεί ότι οι απώλειες ενεργού ισχύος για τη λειτουργία του Μικροδικτύου είναι κατά προσέγγιση 52% μικρότερες σε σχέση με εκείνες του Σεναρίου 1. Επίσης, είναι προφανές ότι η παρουσία των ηλεκτρικών οχημάτων αυξάνει ελαφρά τις απώλειες ενεργού ισχύος κατά 0,45MWh και 0,11MWh στα Σενάρια 1 και 3, αντιστοίχως. Αυτό προκύπτει λόγω του αυξημένου ηλεκτρικού φορτίου ζήτησης που πρέπει να καλυφθεί.

Πίνακας Π.4.Α.2.α.
Ετήσιες Ενεργές Απώλειες Για Τα Σενάρια Μελέτης.

Ετήσιες Ενεργές Απώλειες (MWh)			
Σενάριο 1	Σενάριο 2	Σενάριο 3	Σενάριο 4
24,68	25,13	12,03	12,14

Σε όρους ετήσιας έγχυσης στο ζυγό αναφοράς του Μικροδικτύου (Σενάριο 3, 4), αυτή είναι 170,82MWh και 461,83 MWh χωρίς και με την παρουσία ηλεκτρικών οχημάτων, αντίστοιχα. Αυτή η αύξηση στην ισχύ που προσδίδεται από τον ζυγό αναφοράς, που ισούται με 291,01MWh, οφείλεται στην παρουσία των ηλεκτρικών οχημάτων και κυρίως στις προκαθορισμένες ώρες που είναι διαθέσιμες για φόρτιση. Επιπλέον, οι ΑΠΕ προσδίδουν στο Μικροδίκτυο όλη την ηλεκτρική ισχύ που παράγουν άμεσα, συνεπώς όταν φορτίζουν τα ηλεκτρικά οχήματα, το Μικροδίκτυο εκμεταλλεύεται πρώτα όλη την αιολική ενέργεια και μετά, αφού οι οριακές τιμές συστήματος είναι σημαντικά χαμηλές τη νύχτα, είναι πολύ πιο οικονομικά αποδοτικό να εισαχθεί η υπόλοιπη ισχύς που χρειάζεται από το κυρίως δίκτυο από το να παραχθεί από τις μονάδες ΔΠ.

Αποτελέσματα Προβλημάτων Τάσης

Για τους σκοπούς αυτής της ανάλυσης, έχει επιλεχθεί ένα κριτήριο του $\pm 5\%$ γύρω από την ονομαστική τιμή 1α.μ. του μέτρου της τάσης στους ζυγούς για να μελετηθούν οι διακυμάνσεις τάσης για όλους τους ζυγούς και για όλα τα σενάρια που μελετήθηκαν.

Οι προσομοιώσεις δεν έδειξαν κανένα πρόβλημα τάσης σε κανένα ζυγό. Μόνο στην περίπτωση του Μικροδικτύου με ηλεκτρικά οχήματα (Σενάριο 4) ο ζυγός 8 είχε ένα αμελητέο πρόβλημα με το μέτρο της τάσης να κυμαίνεται από 0,94α.μ.-0,95α.μ. μόνο για 10 ώρες όλο το χρόνο. Όσον αφορά το άνω όριο, κανένα μέτρο της τάσης δεν ξεπέρασε την τιμή 1,05α.μ.

Συμπεράσματα Παραρτήματος 4.2

Στην μελέτη αυτή εξετάστηκαν οι επιδράσεις από την ενσωμάτωση ενός ρεαλιστικού αριθμού ηλεκτρικών οχημάτων σε ένα δίκτυο, καθώς και τα οικονομικά οφέλη από το συνδυασμό των ηλεκτρικών οχημάτων στη λειτουργία του Μικροδικτύου.

Το πρώτο συμπέρασμα είναι ότι το ετήσιο λειτουργικό κόστος για τη λειτουργία του Μικροδικτύου είναι κατά 23.414,06€ και 24.474,80€ με και χωρίς ηλεκτρικά οχήματα αντίστοιχα, χαμηλότερη σε σχέση με την απουσία μονάδων ΔΠ. Συνεπώς, τα μακροπρόθεσμα οικονομικά οφέλη από τη συντονισμένη λειτουργία των μονάδων ΔΠ είναι σημαντικά.

Όσον αφορά τις ετήσιες απώλειες ισχύος, εκτός από το γεγονός ότι είναι ελαφρά αυξημένες λόγω της παρουσίας των ηλεκτρικών οχημάτων στο δίκτυο, είτε στη λειτουργία χωρίς ΔΠ είτε στη λειτουργία Μικροδικτύου, το πιο σημαντικό συμπέρασμα είναι η σημαντική μείωση από την πρώτη στη δεύτερη λειτουργία λόγω της συντονισμένης λειτουργίας της ΔΠ και της καλύτερης διανομής του ηλεκτρισμού.

Επιπροσθέτως, ένα άλλο ενδιαφέρον αποτέλεσμα είναι ότι, στη λειτουργία του Μικροδικτύου, η παρουσία των ηλεκτρικών οχημάτων αυξάνει την έγχυση ισχύος από 170,82MWh σε 461,83MWh (π.χ. κατά 291,01MWh). Αυτό συμβαίνει λόγω της χαμηλής οριακής τιμής συστήματος που προκύπτει κατά τις πρώτες ώρες της ημέρας όταν δηλαδή φορτίζουν τα ηλεκτρικά οχήματα.

Τέλος, το βασικό συμπέρασμα είναι ότι η παρουσία των ηλεκτρικών οχημάτων δεν θέτει σε κίνδυνο την ομαλή λειτουργία του δικτύου στο οποίο συνδέονται, ακόμα και αν το επιπλέον φορτίο που εισάγουν είναι αρκετά υψηλό. Αν οι μονάδες ΔΠ συντονισθούν κατάλληλα (σε λειτουργία Μικροδικτύου) και η φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων περιορίζεται από κάποιους κανόνες, τότε το δίκτυο μπορεί να λειτουργεί κανονικά και οι τελικοί χρήστες μπορούν να αποκομίσουν σημαντικά οικονομικά οφέλη μαζί με ικανοποιητική σταθερότητα τάσης, όπως έδειξαν και τα αποτελέσματα.

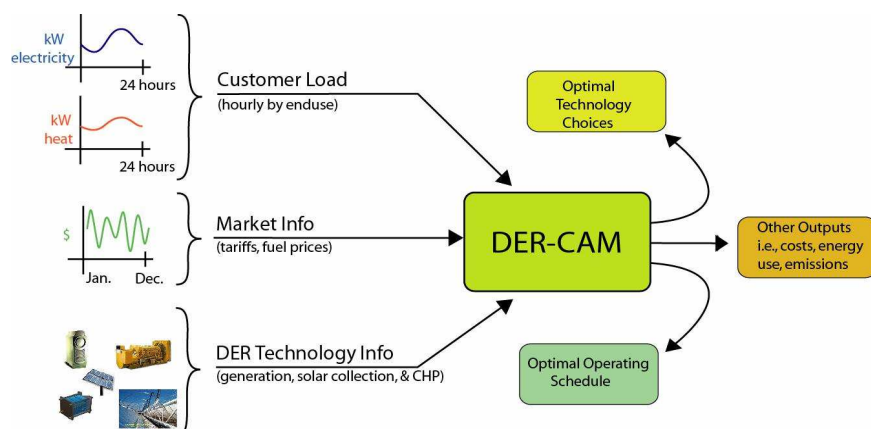
Δ.3. ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΑ – ΜΟΝΑΔΕΣ ΜΙΚΡΟ_ΣΗΘ ΚΑΙ ΘΕΜΑΤΑ ΔΥΝΑΜΙΚΗΣ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ^{[376]-[385]}

Εισαγωγή

Στην παρούσα ενότητα μελετάται μαθηματικά ο τρόπος κάλυψης του ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου, ενός οικιστικού συγκροτήματος χρησιμοποιώντας τεχνολογίες ΔΠ και Συστήματα Μίκρο_ΣΗΘ σε συνδυασμό με ένα δυναμικό τιμολόγιο (dynamic pricing) ώστε να αναδυθούν τα πλεονεκτήματα αυτού του συνδυασμού. Περιγράφεται η τεχνική του dynamic pricing, ενός ειδικού τύπου τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος συνδέει άμεσα την τιμή της, μεταξύ λιανικής και χονδρικής αγοράς, δίνοντας την δυνατότητα στον καταναλωτή να ρυθμίζει το φορτίο του, και να έχει τον απόλυτο έλεγχο του κόστους που πληρώνει για την ηλεκτρική ενέργεια. Η μοντελοποίηση βασίστηκε στη χρήση του λογισμικού GAMS (General Algebraic Modeling System) και στη βοήθεια του DER-CAM (Distributed Energy Resources Customer Adoption Model). Η προτεινόμενη εφαρμογή μπορεί να τρέξει για τρία σενάρια, [384]. Στο πρώτο δεν χρησιμοποιείται καμία τεχνολογία ΔΠ, στο δεύτερο γίνεται χρήση μονάδων ΔΠ πλην μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ και στο τρίτο γίνεται χρήση μονάδων ΔΠ και μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ. Και στα τρία σενάρια, γίνεται χρήση δύο τιμολογίων, ενός του ΔΕΔΔΗΕ ως αντιπροσωπευτικού fixed tariff τιμολογίου, και του CalPX, του συστήματος της California, για να προσομοιαστεί ένα τιμολόγιο τύπου dynamic pricing. Δεν είναι τυχαίο πως τα προγράμματα dynamic pricing απευθύνονται κυρίως σε μεγάλους βιομηχανικούς αλλά και εμπορικούς καταναλωτές. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αδυναμία που έχουν οι μικρότεροι καταναλωτές να ρυθμίζουν κατάλληλα το φορτίο τους, μία δυνατότητα που τους δίνει η χρήση τεχνολογιών ΣΗΘ.

Με το GAMS κατασκευάζουμε ένα μοντέλο για το οικιστικό συγκρότημα και τις διάφορες καταναλώσεις του. Το GAMS θα δώσει σαν αποτέλεσμα τον τρόπο που θα λειτουργήσει το σύστημα των Μίκρο_ΣΗΘ (ποιες ώρες ή μέρες του χρόνου) για να καλύψει, παράλληλα με το μακροδίκτυο, τις ανάγκες του οικιστικού συγκροτήματος, με στόχο το ελάχιστο κόστος για τους κατοίκους, επεξεργάζοντας όλα τα στοιχεία εκείνα που επηρεάζουν το τι πληρώνει ο καταναλωτής για να ικανοποιήσει τις ενεργειακές του ανάγκες.

Το DER-CAM είναι ένα οικονομικό μοντέλο παραγωγής-κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας που υλοποιείται συνήθως με αλγεβρικά προγράμματα βελτιστοποίησης όπως είναι το GAMS που παρουσιάστηκε παραπάνω. Παρά τους περιορισμούς που εισάγει το μοντέλο έχει αποδειχτεί αρκετά ικανοποιητικό. Μία γραφική προσέγγιση του μοντέλου είναι η παρακάτω, σχήμα Π.4.Δ.3.α.

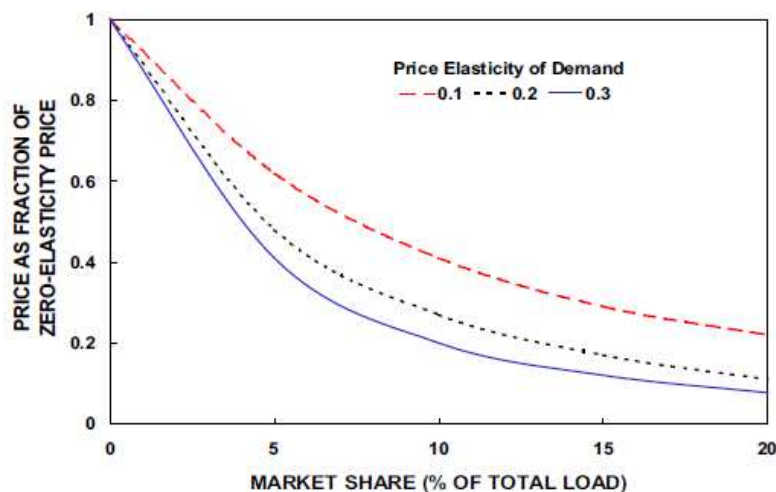


Σχήμα Π.4.Δ.3.α. Γραφική Αναπαράσταση Του DER-CAM.

Μεταβλητότητα Της Τιμής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι σύγχρονες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας (χονδρική αγορά) δεν είναι αρκετά αποτελεσματικές όσον αφορά τον ανταγωνισμό κυρίως εξαιτίας αδυναμίας των πελατών της λιανικής αγοράς και των φορτίων τους, να συμμετέχουν σε αυτές, [381]. Πολλές φορές η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην χονδρική αγορά μεταβάλλεται από ώρα σε ώρα, συχνά ακόμα και κατά 30%-50% μέσα σε μία μέρα. Καθίσταται λοιπόν αναγκαίο για τις εταιρίες εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας, να αναλαμβάνουν το ρίσκο αλλά και την διαχείρισή του, το οποίο εμπεριέχεται σε τέτοιου είδους αγορές, μεταφέροντας το κόστος αυτό, στον τελικό καταναλωτή.

Οι καταναλωτές από την πλευρά τους αγοράζουν την ηλεκτρική ενέργεια σε τιμές, ανεξάρτητες από τον χρόνο, οι οποίες καθορίζονται πολύ πριν την πραγματική χρήση του ηλεκτρικού ρεύματος. Με τον τρόπο αυτό είναι τελείως απομονωμένοι από την μεταβλητότητα στην τιμή της χονδρικής αγοράς. Στην περίπτωση όμως, που είχαν την επιλογή να παρακολουθούν τις τιμές και να ρυθμίζουν κατάλληλα το φορτίο τους, η συμπεριφορά του θα ήταν διαφορετική: φυσιολογικά, θα μειώναν την κατανάλωσή τους όταν η τιμή θα παρουσίαζε αύξηση και αντιστρόφως. Όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα Π.4.Δ.3.β, ακόμα και να μειώνονταν το φορτίο κατά ένα μικρό μόνο ποσοστό, ως απόκριση των καταναλωτών στην χρονικά μεταβαλλόμενη τιμή, τα αποτελέσματα θα ήταν εκπληκτικά, σύμφωνα με μία μελέτη του D. Caves, [382]. Για παράδειγμα, αν το 10% των καταναλωτών, το οποίο παρουσιάζει μία ελαστικότητα 0,1 στην τιμή της χονδρικής αγοράς, αντιδρούσε σε μία αιχμή αυτής, εκείνη θα μειωνόταν κατά 60%, σε σχέση με την τιμή που θα επικρατούσε, αν οι καταναλωτές δεν αντιδρούσαν. Το ποσοστό μείωσης μειώνεται, όσο μειώνεται το ύψος της αιχμής, όπως δείχνεται στο σχήμα Π.4.Δ.3.β.



Σχήμα Π.4.Δ.3.β. Η Επίδραση Της Ζήτησης Η Οποία Καθορίζεται Με Βάση Τις Τιμές Της Χονδρικής Αγοράς Ως Ποσοστό Της Ελαστικότητας Αυτής Της Τιμής.

Εναλλακτικά Προγράμματα Τιμολόγησης

Στις ιδανικές ανταγωνιστικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορούσαν να θεσπιστούν διαφορετικά είδη προγραμμάτων απόκρισης ζήτησης (demand response). Για να χαρακτηριστεί η αγορά ανταγωνιστική θα πρέπει να υιοθετηθούν τρία κύρια είδη προγραμμάτων:

1. Dynamic Pricing

Με τον όρο dynamic pricing αναφερόμαστε στην δυνατότητα που δίνει ο πάροχος στον πελάτη του, να τιμολογείται με μία τιμή που διαφέρει από ώρα σε ώρα, ενώ για κάθε 24ώρο, οι τιμές ανακοινώνονται από μία μέρα έως και λίγες ώρες πριν. Για τον υπολογισμό δε αυτής, λαμβάνεται υπόψη η τιμή στην χονδρική αγορά, το κόστος για την χρήση των δικτύων, το κέρδος του παρόχου και άλλες χρεώσεις. Με τον τρόπο αυτό, οι καταναλωτές εκτίθενται πλήρως στο ρίσκο της τιμής που διαμορφώνεται ανά ώρα, αλλά γλιτώνουν την χρέωση που θα τους επέβαλλε ο πάροχός τους, εάν αναλάμβανε εκείνος να διαχειριστεί το ρίσκο αυτό.

2. Εθελοντικά Προγράμματα Διακοπής/Περικοπής Του Φορτίου

Σε αυτά τα προγράμματα ο πάροχος προσφέρει στον πελάτη του ένα συμβόλαιο με βάση το οποίο συμφωνείται μία προκαθορισμένη τιμή αλλά ταυτόχρονα μοιράζεται μαζί του, τα κέρδη που πιθανώς προκύπτουν από την εθελοντική μείωση του φορτίου, τις ώρες αιχμής που οι τιμές στην χονδρική αγορά είναι υψηλές.

3. Εκπτώσεις Στους Πελάτες Για Την Παροχή Βοηθητικών Υπηρεσιών

Με αυτά τα προγράμματα, ο πάροχος προσφέρει εκπτώσεις στους πελάτες τους όταν αυτοί μειώνουν το φορτίο τους ως εναλλακτική λύση έναντι των λεγόμενων spinning reserves, που εξασφαλίζουν την εύρυθμη και αδιάκοπη λειτουργία του δικτύου.

Τα εθελοντικά προγράμματα εμπεριέχουν πολύ λιγότερο το στοιχείο του ρίσκου, εν συγκρίσει με εκείνα του dynamic pricing. Οι καταναλωτές απολαμβάνουν τα προτερήματα της προκαθορισμένης σταθερής τιμής, ενώ τους δίνεται παράλληλα η ευκαιρία να μειώσουν τον λογαριασμό τους συμμετέχοντας σε εθελοντικές περικοπές φορτίου. Παρόλα αυτά, υπάρχουν περιπτώσεις που τα προγράμματα αυτά, μπορεί να

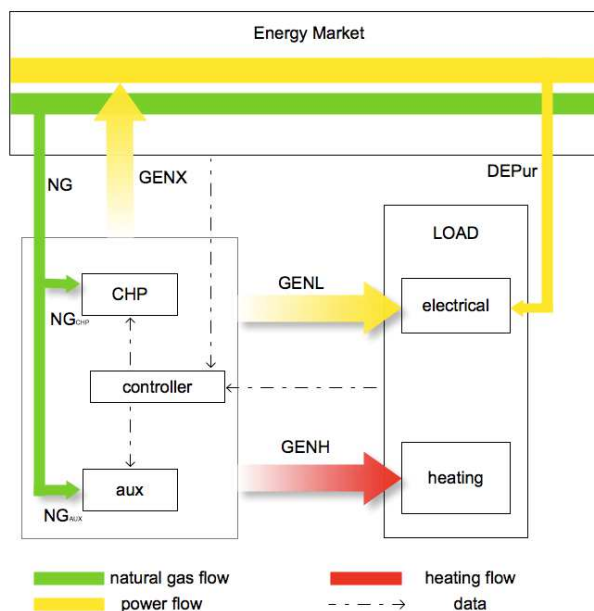
γίνουν περισσότερο πολύπλοκα. Είναι δυνατό, να περιέχουν αυστηρούς περιορισμούς σχετικά με το πλήθος των περικοπών που μπορεί να ζητήσει ο πάροχος, τις περιόδους μείωσης του φορτίου, τον χρόνο που διαρκεί μία μείωση ή ακόμα και την πληρωμή προστίμων στην περίπτωση που ο πελάτης δεν πράξει τα συμφωνημένα.

Από μία ανάλυση των δεδομένων που έχει στα χέρια της η εταιρία Duke Power στην αγορά της Νότιας και της Βόρειας Καρολίνας, η οποία τρέχει παρόμοια προγράμματα τύπου dynamic pricing με περίπου 110 πελάτες και συνολικό φορτίο 1GW, μπορούν να εξαχθούν τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Οι πελάτες που χρησιμοποιούν τοπικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αντιδρούν στις μεταβολές της τιμής με ιδιαίτερα έντονο τρόπο, μόνο πάνω από ένα όριο, για το οποίο η ιδιοπαραγωγή γίνεται συμφέρουσα. Κάτω από αυτό το όριο, δεν δείχνουν να αποκρίνονται.
- Όσο περισσότερο καιρό συμμετέχουν οι καταναλωτές, σε τέτοια προγράμματα, τόσο μεγαλύτερη είναι και η εκμετάλλευση των δυνατοτήτων που αυτά προσφέρουν, γεγονός που οφείλεται στην εμπειρία που κερδίζουν, και η οποία τους βοηθά στην ρύθμιση του φορτίου τους.
- Ιδιαίτερα μεγάλη απόκριση, δείχνουν οι πελάτες που έχουν την δυνατότητα να μετακινήσουν χρονικά τα μεγάλα τους φορτία. Για παράδειγμα, μία βιομηχανία χαρτιού χρησιμοποιεί μεγάλους κόπτες για την δημιουργία του χαρτοπολτού. Οι συσκευές αυτές μπορούν να λειτουργήσουν ανεξάρτητα από την υπόλοιπη παραγωγική διαδικασία. Προφανώς λοιπόν, η βιομηχανία επιλέγει να τα λειτουργήσει τις ώρες, όπου η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολύ χαμηλή.

Μαθηματικό Μοντέλο Για Ένα Οικιστικό Συγκρότημα

Τα περισσότερα συστήματα Μίκρο_ΣΗΘ που εγκαθίστανται σήμερα, συνήθως λειτουργούν ακολουθώντας το εκάστοτε θερμικό φορτίο ζήτησης (Heat-Match Control). Ο καταναλωτής λοιπόν, αγοράζει φυσικό αέριο (NG) από το δίκτυο και το διοχετεύει στο σύστημα Μίκρο_ΣΗΘ (CHP). Το σύστημα αυτό, παίρνοντας πληροφορίες για το θερμικό φορτίο, παράγει θερμική ενέργεια (GENH) για την κάλυψη του φορτίου αυτού. Η προκύπτουσα ηλεκτρική ενέργεια (GENL) καλύπτει μαζί με τις αγορές από το δίκτυο (DEPur) το ηλεκτρικό φορτίο. Στην περίπτωση περίσσειας ηλεκτρικής ενέργειας, αυτή πωλείται πίσω στο δίκτυο (GENX). Η παρακολούθηση του ηλεκτρικού (Electricity Match Control) αντί του θερμικού φορτίου, αποτελεί μία άλλη μέθοδο, η οποία όμως στην πράξη δεν αποφέρει τα ίδια οφέλη με την προηγούμενη. Μία Τρίτη μέθοδος είναι η παρακολούθηση του συνολικού κόστους, για την κάλυψη οποιοδήποτε φορτίου (totCOST response), σχήμα Π.4.Δ.3.γ, [385].



Σχήμα Π.4.Δ.3.γ. Μέθοδος Απόκρισης “totCOST” Για Οικιστικό Συγκρότημα.

Με λίγα λόγια, ο ελεγκτής του συστήματος (controller), επεξεργάζεται περισσότερες από μία παραμέτρους με σκοπό να αποφασίσει για κάθε ώρα, με ποιο τρόπο θα λειτουργήσει το σύστημα, δηλαδή ποια θα είναι η θερμική του έξοδος. Όπως και στην προηγούμενη περίπτωση, βλέπουμε πως ο καταναλωτής

προμηθεύεται φυσικό αέριο από το δίκτυο. Αυτή τη φορά όμως, το αέριο μοιράζεται ανάμεσα στο σύστημα συμπαραγωγής και σε έναν βοηθητικό καυστήρα (aux) με απόδοση ίση με ενός συμβατικού. Ο βοηθητικός αυτός καυστήρας, μπορεί να αποτελεί μέρος του συστήματος CHP ή ακόμα και να είναι ένα συμβατικό σύστημα θέρμανσης, που λειτουργεί παράλληλα με το πρώτο. Ο κεντρικός ελεγκτής, εξετάζει τα εξής δεδομένα: τιμή φυσικού αερίου, τιμή αγοράς ηλεκτρικού ρεύματος, τιμή πώλησης ηλεκτρικού ρεύματος, ηλεκτρικό φορτίο, θερμικό φορτίο. Μετά την επεξεργασία των δεδομένων αυτών, στέλνει κατάλληλα σήματα ελέγχου στο σύστημα CHP και στον βοηθητικό καυστήρα, ώστε να καλυφθεί το φορτίο του συγκροτήματος, εξασφαλίζοντας ότι το ενεργειακό κόστος για τον καταναλωτή είναι ελάχιστο. Παράλληλα, η αγορά και πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο είναι και πάλι εφικτή και αποτελεί απόφαση του ελεγκτή. Το μοντέλο αυτό, λειτουργεί όπως ο controller του συστήματος. Η έξοδος του μοντέλου, είναι η θερμική και ηλεκτρική ενέργεια που παρέχει κάθε ώρα το σύστημα και τις αγορές-πωλήσεις που γίνονται από το δίκτυο.

Σχηματισμός Του Μοντέλου Στο GAMS

Τρία (3) είναι τα βασικά σενάρια που μπορεί να εξεταστούν. **A)** Κάλυψη του φορτίου (θερμικό και ηλεκτρικό) μόνο από το δίκτυο, **B)** Κάλυψη του φορτίου μέσω συστήματος ΣΗΘ και του δικτύου με την heat-match μέθοδο, **Γ)** Κάλυψη του φορτίου μέσω συστήματος Μίκρο_ΣΗΘ και του δικτύου με την μέθοδο ελέγχου του συνολικού κόστους (tot COST response). Για τα 2 πρώτα μοντέλα, μπορεί να χρησιμοποιηθεί το Excel, καθώς απαιτούνται υπολογισμοί, που αν και πολύπλοκοι δεν εμπίπτουν στα πλαίσια ενός προβλήματος βελτιστοποίησης, όπως το τρίτο μοντέλο, για το οποίο θα χρειαστούμε το λογισμικό GAMS. Με τη χρήση λοιπόν, του λογισμικού GAMS, αναπτύσσεται το τελευταίο μοντέλο για την οικονομική μελέτη του οικιστικού συγκροτήματος με συμμετοχή μονάδων Μίκρο_ΣΗΘ. Ουσιαστικά επιλύεται ένα πρόβλημα ελαχιστοποίησης, με αντικειμενική συνάρτηση, το συνολικό ετήσιο ενεργειακό κόστος. Κύρια μέρη του μοντέλου αυτού αποτελούν:

- Οι Δείκτες Για Την Χρονική Ανάλυση Του Προβλήματος, Πίνακας Π.4.Δ.3.α.

Πίνακας Π.4.Δ.3.α.

Οι Δείκτες Που Χρησιμοποιούνται Στο Μοντέλο Του Οικιστικού Συγκροτήματος.

ΔΕΙΚΤΕΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ
i=1,2,3	Τα Τετράμηνα Του Χρόνου
m=1,2,.....,12	Οι 12 Μήνες Του Χρόνου
d=1,2,.....,30	Οι 30 Μέρες Κάθε Μήνα
h=1,2,.....,24	Οι 24 Ώρες Της Ημέρας
use = heating, auxheat	heating: Φυσικό Αέριο Για Το Σύστημα ΣΗΘ auxheat: Φυσικό Αέριο Για Τον Βοηθητικό Καυστήρα

- Οι Παράμετροι Για Τα Δεδομένα Εισόδου Του Προβλήματος, Πίνακας Π.4.Δ.3.β.

Πίνακας Π.4.Δ.3.β.

Παράμετροι Που Χρησιμοποιούνται Στο Μοντέλο Του Οικιστικού Συγκροτήματος.

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ
load _{m,d,h} (use) (kW)	Φορτίο Οικιστικού Συγκροτήματος
kWhPurCost _i (ευρώ/kWh)	Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (kWh)
kWCost (ευρώ/kW)	Κόστος Ηλεκτρικής Ισχύος (kW)
maxl (kW)	Αιχμή Ηλεκτρικού Φορτίου (kW)
NGenergyprice _m (ευρώ/kWh)	Κόστος kWh Φυσικού Αερίου
HeatEffRatio	Θερμικός Βαθμός Απόδοσης Συστήματος ΣΗΘ
TotEffRatio	Ολικός Βαθμός Απόδοσης Συστήματος ΣΗΘ
elecToheatRatio	Λόγος Της Ηλεκτρικής Προς Την Θερμική Ισχύ Του Συστήματος ΣΗΘ (1/HPR)
salesprice	Τιμή Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας Προς Το Δίκτυο
maxHp (kW)	Ονομαστική Θερμική Ισχύς Συστήματος ΣΗΘ
maxEp (kW)	Ονομαστική Ηλεκτρική Ισχύς Συστήματος ΣΗΘ
Ratio	Βαθμός Απόδοσης Βοηθητικού Λέβητα (Καυστήρα)

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

- Οι Μεταβλητές Που Αποτελούν Την Έξοδο Του Προβλήματος, Πίνακας Π.4.Α.3.γ.

Πίνακας Π.4.Α.3.γ.

Μεταβλητές Που Χρησιμοποιούνται Στο Μοντέλο Του Οικιστικού Συγκροτήματος.

ΜΕΤΑΒΛΗΤΕΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ
DEP (€)	Κόστος Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
DPP (€)	Κόστος Αγοράς Ηλεκτρικής Ισχύος
DGP (€)	Κόστος Αγοράς Φυσικού Αερίου (Ενέργεια)
DGPP (€)	Κόστος Αγοράς Φυσικού Αερίου (Ισχύς)
EnSales (€)	Πωλήσεις Ηλεκτρικής Ενέργειας Στο Δίκτυο
DEP _{PurPer4months_i} (kWh)	Συνολική Ηλεκτρική Ενέργεια Από Το Δίκτυο, Ανά Τετράμηνο
DEP _{Pur_{m,d,h}} (kWh)	Ηλεκτρική Ενέργεια Από Το Δίκτυο Ανά Ωρα
DGP _{Pur_{m,d,h}} (use) (kWh)	Φυσικό Αέριο Από Το Δίκτυο Ανά Ωρα
Dump _{m,d,h} (kWh)	Περίσσεια Θερμικής Ενέργειας Συστήματος ΣΗΘ
GenH _{m,d,h} (kWh)	Θερμική Ενέργεια Συστήματος ΣΗΘ Για Το Φορτίο
GenHaux _{m,d,h} (kWh)	Θερμική Ενέργεια Βοηθητικού Λέβητα (Καυστήρα)
GenL _{m,d,h} (kWh)	Ηλεκτρική Ενέργεια Συστήματος ΣΗΘ Για Το Φορτίο
GenX _{m,d,h} (kWh)	Ηλεκτρική Ενέργεια Συστήματος ΣΗΘ Προς Πώληση Στο Δίκτυο

- Η Αντικειμενική Συνάρτηση Με Τους Περιορισμούς, Πίνακας Π.4.Α.3.δ.

Πίνακας Π.4.Α.3.δ.

Οι Εξισώσεις Και Ανισώσεις Που Χρησιμοποιούνται Στο Μοντέλο Του Οικιστικού Συγκροτήματος.

ΕΙΣΩΣΕΙΣ	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ
$totCost = DEP + DPP + DGP + DGPP + SGVC - EnSales$	Αντικειμενική Συνάρτηση Του Προβλήματος
$DEP = \sum_{i=1}^4 DEP_{PurPer4months_i} \cdot kWh_{Pur cost_i}$	Χρέωση Ηλεκτρικής Ενέργειας
DPP	Χρέωση Ηλεκτρικής Ισχύος
$DGP = \sum_{m,use} DGP_{Pur_m}(use) \cdot NGenergyprice_m$	Χρέωση Ενέργειας Φυσικού Αερίου
$GenH_{m,d,h} + Dump_{m,d,h} = DGP_{Pur_{m,d,h}}(heating) \cdot HeatEffRatio \cdot TotEffRatio, \forall m,d,h$	Θερμική Έξοδος Του Συστήματος ΣΗΘ
$GenHaux_{m,d,h} = DGP_{Pur_{m,d,h}}(auxheat) \cdot Ratio, \forall m,d,h$	Θερμική Έξοδος Του Βοηθητικού Καυστήρα
$EnSales = \sum_{m,d,h} GenX_{m,d,h} \cdot salesprice_m$	Πώληση Ηλεκτρικής Ενέργειας Πίσω Στο Δίκτυο
$GenL_{m,d,h} + GenX_{m,d,h} \leq \max Ep, , \forall m,d,h$	Τεχνικό Ηλεκτρικό Μέγιστο Μονάδας ΣΗΘ
$GenH_{m,d,h} + Dump_{m,d,h} \leq \max Hp, , \forall m,d,h$	Τεχνικό Θερμικό Μέγιστο Μονάδας ΣΗΘ
$load_{m,d,h}(electric) = GenL_{m,d,h} + DEP_{Pur_{m,d,h}}, \forall m,d,h$	Ισοζύγιο Ηλεκτρικού Φορτίου
$load_{m,d,h}(heating) = GenH_{m,d,h} + GenHaux_{m,d,h}, \forall m,d,h$	Ισοζύγιο Θερμικού Φορτίου

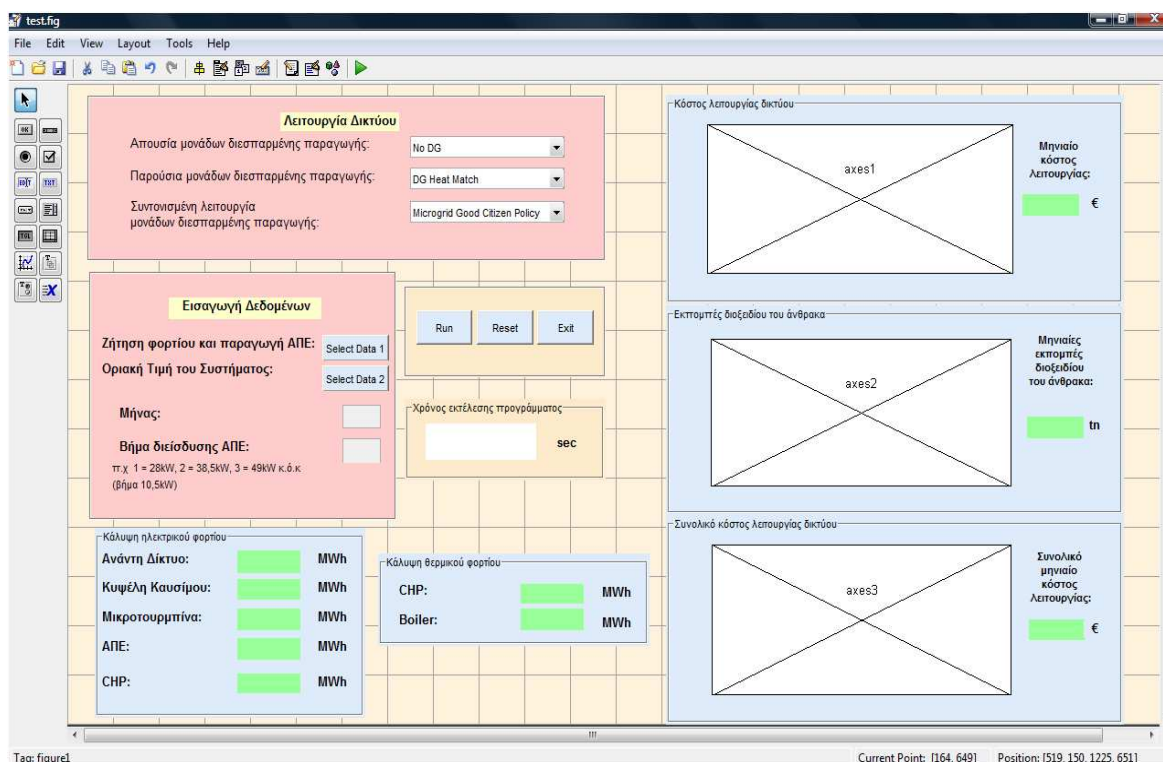
$GenL_{m,d,h} + GenH_{m,d,h} \leq (Dump_{m,d,h} + GenH_{m,d,h}) \cdot elecTOheatRatio, \forall m,d,h$	Διαθέσιμη Ηλεκτρική Ισχύς Από Μονάδα ΣΗΘ
$\sum_{m,d,h} GenX \leq 20\% \sum_{m,d,h} GenL$	Νομικός Περιορισμός
$GenX_{m,d,h} = 0 \text{ αν } GenL_{m,d,h} \leq load_{m,d,h}(electric), \forall m,d,h$	Ο Πελάτης Δεν Μπορεί Να Αγοράζει Και Να Πουλά Ρεύμα Στο Δίκτυο Ταυτόχρονα

Δ.4. ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΓΡΑΦΙΚΟΥ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΤΟΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ ΤΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΥΠΟ ΤΗΝ ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ^{[386]-[388]}

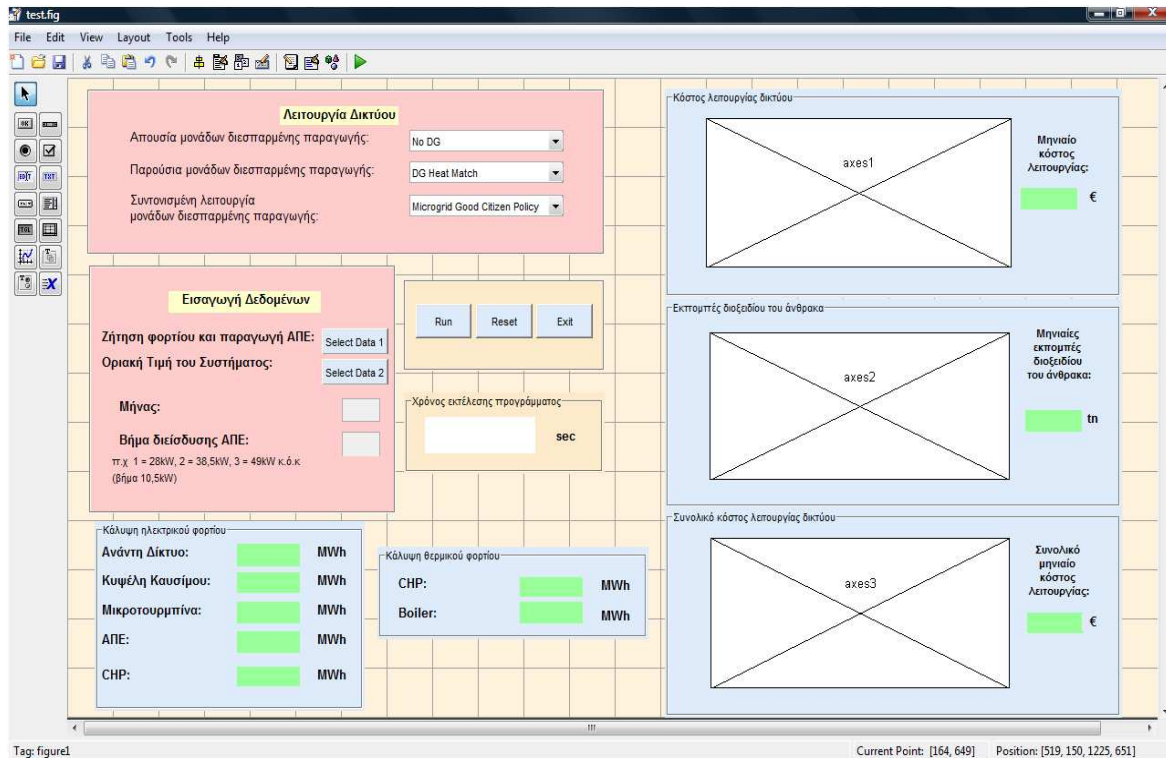
Στο εν λόγω τμήμα του παρόντος Παραρτήματος παρουσιάζονται τα αποτελέσματα μελέτης του Μικροδικτύου (παράγραφος 4.12) σε γραφικό περιβάλλον GUIDE (Graphical User Interface Design Environment). Τόσο το λογισμικό που αναπτύχθηκε για τον υπολογισμό των μεγεθών του Μικροδικτύου υπό την επίδραση των διαφορετικών σεναρίων λειτουργίας όσο και η ανάπτυξη του γραφικού περιβάλλοντος υλοποιήθηκαν μέσω της γλώσσας προγραμματισμού Matlab.

Μετά την εκκίνηση του GUIDE και αφού ο χρήστης επιλέξει να ανοίξει το γραφικό περιβάλλον, μπορεί να τρέξει την εφαρμογή έχοντας τις ακόλουθες επιλογές: **α)** να επιλέξει σενάριο λειτουργίας, **β)** να καθαρίσει την οθόνη, **γ)** να φύγει από το πρόγραμμα. Οι υπόλοιπες λειτουργίες εκτελούνται αφού ο χρήστης επιλέξει κάποιο σενάριο λειτουργίας. Συγκεκριμένα, μόλις ο χρήστης επιλέξει σενάριο λειτουργίας, καλείται να εισάγει τη ζήτηση του φορτίου και την παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ, την Οριακή Τιμή του Συστήματος, τον μήνα κατά τον οποίο επιθυμεί να μελετήσει τα μεγέθη του δικτύου και το επίπεδο διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ. Ακολούθως, ενεργοποιείται το κουμπί “Run” και με την επιλογή του εξάγονται τα αποτελέσματα και εμφανίζονται οι γραφικές παραστάσεις. Επιπλέον, υπολογίζεται ο χρόνος εκτέλεσης του προγράμματος. Ένα τυπικό τρέξιμο της εφαρμογής παρουσιάζεται στο σχήμα Π.4.Δ.4.α-γ. Σε περίπτωση που ο χρήστης θέλει να αλλάξει την επιλογή του, τότε θα πρέπει να πατήσει το κουμπί “Reset”, για να γίνει επανεκκίνηση της εφαρμογής και να εισάγει τα νέα δεδομένα. Με την επιλογή του κουμπιού “Exit”, εμφανίζεται ένα παράθυρο διαλόγου όπου ο χρήστης ρωτάτε αν επιθυμεί να εγκαταλείψει ή όχι την εφαρμογή.

Προφανώς, η ανάπτυξη του προγράμματος είναι σε αρχικό στάδιο. Μπορεί όμως να εξελιχθεί με την ενσωμάτωση περισσότερων λειτουργιών και υπολογισμών, [60], [210], [366], [384], [386], [387], [389], σε ένα πρωτότυπο εμπορικό πακέτο μελέτης για Μικροδίκτυα.

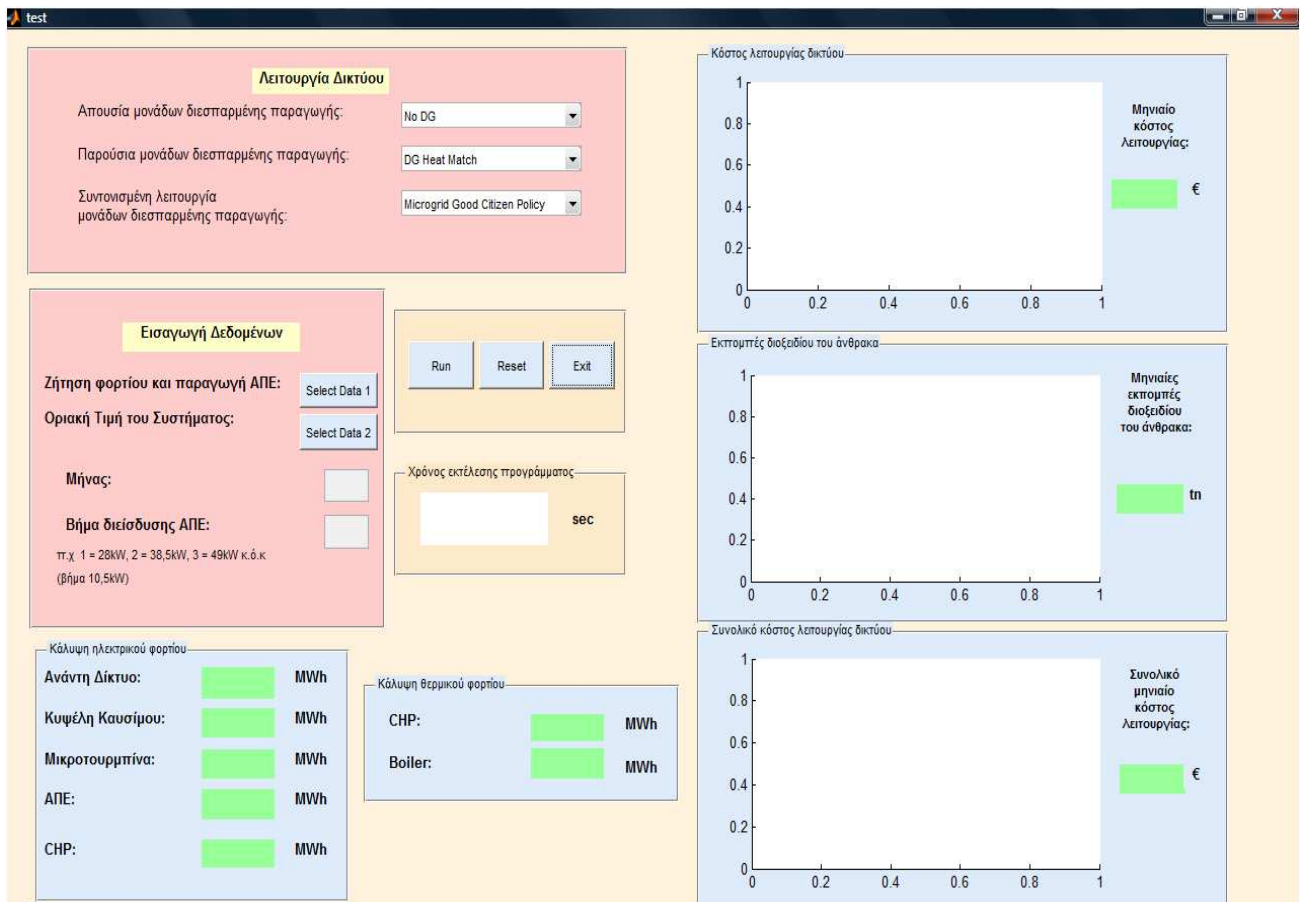


i)



ii)

Σχήμα Π.4.Δ.4.α. Εισαγωγή Όλων Των Αντικειμένων Του GUIDE Για Την Υλοποίηση Της Εφαρμογής.



Σχήμα Π.4.Δ.4.β. Το Γραφικό Περιβάλλον Της Εφαρμογής Κατά Την Εκκίνηση Του Προγράμματος.



Σχήμα Π.4.Δ.4.γ. Παράδειγμα Εμφάνισης Αποτελεσμάτων Σύμφωνα Με Την Επιλογή Του Χρήστη.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ε^{[390], [391]}
(ΓΙΑ ΤΟ 5^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ)

Το ανάπτυγμα σε σειρά Taylor, μιας συνάρτησης, Τ πολλών μεταβλητών, $x_1, \dots, x_d$ γύρω από ένα σημείο $(a_1, \dots, a_d)$, δίνεται από τη σχέση:

$$T(x_1, \dots, x_d) = \sum_{n_1=0}^{\infty} \dots \sum_{n_d=0}^{\infty} \frac{(x_1 - a_1)^{n_1} \dots (x_d - a_d)^{n_d}}{n_1! \dots n_d!} \left(\frac{\partial^{n_1+\dots+n_d} f}{\partial x_1^{n_1} \dots \partial x_d^{n_d}} \right) (a_1, \dots, a_d). \quad (\Pi.5.\alpha)$$

Για παράδειγμα, για μία συνάρτηση δύο μεταβλητών, x και y , η σειρά Τέιλορ στο σημείο (a, b) και μέχρι δευτέρας τάξεως είναι:

$$f(x, y) \approx f(a, b) + (x - a) f_x(a, b) + (y - b) f_y(a, b) + \frac{1}{2!} [(x - a)^2 f_{xx}(a, b) + 2(x - a)(y - b) f_{xy}(a, b) + (y - b)^2 f_{yy}(a, b)], \quad (\Pi.5.\beta)$$

όπου οι δείκτες υποδηλώνουν τις αντίστοιχες μερικές παραγώγους.

Π.χ. για την εκθετική συνάρτηση, το ανάπτυγμα Taylor γύρω από τη θέση μηδέν είναι:

$$e^x = 1 + x + x^2/2! + \dots \quad (\Pi.5.\gamma)$$

Για την ανάπτυξη και το μετασχηματισμό των μαθηματικών σχέσεων που ενσωματώνουν τυχαίες μεταβλητές (π.χ. $X_1, X_2, X_3, \dots, Y, Z, \dots$) χρησιμοποιούμε τις ακόλουθες γνωστές σχέσεις από την θεωρία Πιθανοτήτων και Στατιστικής.

Μέση Τιμή:

$$\bar{X} = \mu_X = E[X] \quad (\Pi.5.\delta)$$

Διακύμανση:

$$\text{Var}(X) = S = E[(X - \mu)^2] \quad (\Pi.5.\epsilon)$$

Από τις παραπάνω δύο σχέσεις προκύπτει ότι:

$$E[X^2] = \text{Var}(X) + (E[X])^2 \quad (\Pi.5.\sigma\tau)$$

Τυπική Απόκλιση:

$$\sigma = \sqrt{S} \quad (\Pi.5.\zeta)$$

Συνδιακύμανση Δύο Τυχαίων Μεταβλητών:

$$\text{Cov}(X, Y) = E[(X - \mu_X)(Y - \mu_Y)] = E[XY] - E[X]E[Y] \quad (\Pi.5.\eta)$$

Συντελεστής Συσχέτισης Δύο Τυχαίων Μεταβλητών:

$$\rho = R = \text{Cov}(X, Y) / \sigma_X \sigma_Y \quad (\Pi.5.\theta)$$

Συντελεστής Μεταβλητότητας (ή Διακύμανσης) Δύο Τυχαίων Μεταβλητών:

$$C_v(X) = \sigma_X / \mu_X \quad (\Pi.5.\iota)$$

Επίσης, για πολλές τυχαίες μεταβλητές ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

$$\text{Var}\left(\sum_{i=1}^N X_i\right) = \sum_{i=1}^N \text{Var}(X_i) + 2 \sum_{i < j} \text{Cov}(X_i, X_j) \quad (\Pi.5.\kappa)$$

$$\text{Cov}\left(\sum_{i=1}^N X_i, \sum_{j=1}^M X_j\right) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \text{Cov}(X_i, X_j) \quad (\Pi.5.\lambda)$$

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΣΤ^{[325]-[328], [339]-[350], [391]}
(ΓΙΑ ΤΟ 6^ο ΚΕΦΑΛΑΙΟ)

ΣΤ.1.Α. ΡΟΠΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ ΚΑΙ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ^[390]

Ροπογεννήτρια Συνάρτηση

Η ροπογεννήτρια συνάρτηση μιας τυχαίας μεταβλητής X ορίζεται ως:

$$M(t) = E[\exp(tX)], \text{ για κάθε } t \in (-\infty, +\infty) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.α})$$

Αν η τυχαία μεταβλητή είναι συνεχής με συνάρτηση πυκνότητας, $f(x)$ τότε:

$$M(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \exp(tx) f(x) dx, \text{ για κάθε } t \in (-\infty, +\infty) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.β})$$

Αν η τυχαία μεταβλητή είναι διακριτή με δυνατές τιμές $x_1, x_2, \dots, x_k$ και συνάρτηση μάζας $P(X=x_i)=f(x_i)=p_i$, τότε:

$$M(t) = \sum_{i=1}^k \exp(tx_i) f(x_i) = \sum_{i=1}^k \exp(tx_i) p_i, \text{ για κάθε } t \in (-\infty, +\infty) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.γ})$$

Οι παράγωγοι της ροπογεννήτριας (προφανώς ως προς t) είναι ως εξής (αν παραγωγίσουμε μέσα στο σύμβολο της ολοκλήρωσης):

$$M'(t) = E[\exp(tX)] = \int_{-\infty}^{\infty} \exp(tx) f(x) dx \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.δ})$$

$$M'(t) = \frac{d}{dt} \int_{-\infty}^{\infty} \exp(tx) f(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{d}{dt} [\exp(tx) f(x)] dx = \int_{-\infty}^{\infty} x \exp(tx) f(x) dx \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.ε})$$

$$M''(t) = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 \exp(tx) f(x) dx, \text{ κλπ.} \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.στ})$$

Επομένως, αν υπολογίσουμε τα παραπάνω μεγέθη στη θέση $t=0$, θα έχουμε:

$$M(0) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1, \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.ζ})$$

$$M'(0) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx = E(X), \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.η})$$

$$M''(0) = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 f(x) dx = E(X^2), \text{ κλπ.} \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.θ})$$

Αυτό αποδεικνύει το επόμενο θεώρημα που δικαιολογεί και το όνομα της ροπογεννήτριας.

Θεώρημα 1. Αν $M(t)$ είναι ροπογεννήτρια, τότε $M^{(i)}(0)=E(X^i)$, $i=0,1,2,\dots$ όπου $M^{(i)}(0) = \frac{d^{(i)}M(t)}{dt} \Big|_{t=0}$.

Επομένως, αν έχουμε τη ροπογεννήτρια μπορούμε να υπολογίσουμε ροπές οποιασδήποτε τάξης και έτσι να υπολογίσουμε τον μέσο, την διακύμανση κ.λπ. Η διακύμανση π.χ. όπως γνωρίζουμε είναι: $E[(X-\mu)^2]=E(X^2)-\mu^2$ και ο όρος $E(X^2)$ δίνεται απευθείας από τη ροπογεννήτρια. Το επόμενο θεώρημα, μας δίνει τη ροπογεννήτρια ενός αθροίσματος τυχαίων μεταβλητών.

Θεώρημα 2. Αν $X_1, X_2, \dots, X_n$ είναι ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές με ροπογεννήτριες $M_{X_1}(t), \dots, M_{X_n}(t)$, τότε η ροπογεννήτρια του αθροίσματος $S=X_1+\dots+X_n$, είναι: $M_S(t) = \prod_{i=1}^n M_{X_i}(t)$. Αν οι τυχαίες μεταβλητές έχουν την ίδια κατανομή και την ίδια ροπογεννήτρια $M(t)$ τότε $M_S(t)=M(t)^n$.

Θεώρημα 3. Η ροπογεννήτρια της τυχαίας μεταβλητής $Y=aX+b$ είναι: $M_Y(t) = \exp(bt) M_X(at)$.

Στον επόμενο πίνακα δίνουμε τις ροπογεννήτριες συναρτήσεις διαφόρων κατανομών.

Πίνακας Π.6.ΣΤ.1.Α.α.

Πίνακας Ροπογεννητριών.

ΟΝΟΜΑ	ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΠΥΚΝΟΤΗΤΑΣ Ή ΜΑΖΑΣ	ΡΟΠΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ
ΔΙΑΚΡΙΤΕΣ ΚΑΤΑΝΟΜΕΣ		
BERNOULLI	$f(x) = \begin{cases} 1-p, & x=1 \\ p, & x=0 \end{cases}$	$p \exp(t)+1-p$
ΔΥΩΝΥΜΙΚΗ	$f(x) = \binom{n}{x} p^x (1-p)^{n-x}, \quad x=0,1,\dots$	$(p \exp(t)+1-p)^n$
POISSON	$f(x) = \exp(-\lambda) \lambda^x / x!, \quad x=0,1,2,\dots$	$\exp\{\lambda[\exp(t)]-1\}$
ΣΥΝΕΧΕΙΣ ΚΑΤΑΝΟΜΕΣ		
ΟΜΟΙΟΜΟΡΦΗ	$f(x) = \begin{cases} 1/(b-a), & a < x < b \\ 0, & \text{διαφορετικά} \end{cases}$	$\frac{\exp(at) - \exp(bt)}{t(a-b)}$
ΕΚΘΕΤΙΚΗ	$f(x) = a \exp(-ax), \quad a, x > 0$	$a/(a-t)$
ΚΑΝΟΝΙΚΗ	$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left\{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right\}$	$\exp\{\mu t + 0.5\sigma^2 t^2\}$
ΓΑΜΜΑ	$f(x) = \frac{b^a}{\Gamma(a)} x^{a-1} \exp(-bx), \quad a, b, x > 0$	$(1-t/b)^{-a}$
χ^2 ΜΕ n ΒΑΘΜΟΥΣ ΕΛΕΥΘΕΡΙΑΣ	$f(x) = \Gamma\left(\frac{n}{2}\right)^{-1} 2^{-\frac{n}{2}} x^{\frac{n}{2}-1} \exp\left(-\frac{x}{2}\right), \quad x, n > 0$	$(1-2t)^{-n/2}$
LAPLACE	$f(x) = \left(\frac{a}{2}\right) \exp(-a x-b), \quad a, > 0$	$\frac{a^2 \exp(bt)}{a^2 - t^2}$

Είναι σημαντικό να τονίσουμε ότι κατανομές για τις οποίες οι ροπές κάποιας τάξης δεν υπάρχουν, δεν υπάρχει και η ροπογεννήτρια. Μια τέτοια κατανομή είναι η Student-t.

Χαρακτηριστικές Συναρτήσεις

Για μια τυχαία μεταβλητή X με συνάρτηση πυκνότητας $f(x)$ η χαρακτηριστική συνάρτηση (ουσιαστικά μετασχηματισμός Fourier) ορίζεται παρόμοια με την ροπογεννήτρια (ουσιαστικά μετασχηματισμός Laplace) και πιο συγκεκριμένα ως:

$$\varphi(t) = E[\exp(itX)] = \int_{-\infty}^{\infty} \exp(itx) f(x) dx, \quad \text{για κάθε } t \in (-\infty, \infty) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.ι})$$

Ο ορισμός αυτός ισχύει για συνεχή τυχαία μεταβλητή ενώ για διακριτή τυχαία μεταβλητή με δυνατές τιμές $x_1, x_2, \dots, x_k$ και πιθανότητες $p_j = P(X=x_j)$, $j=1, \dots, K$, έχουμε:

$$\varphi(t) = E[\exp(itX)] = \sum_{j=1}^K \exp(itx_j) p_j \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.κ})$$

Προφανώς:

$$\varphi(t) = M(it) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.λ})$$

όπου $M(t)$ είναι η ροπογεννήτρια συνάρτηση. Είναι φανερό ότι:

$$\varphi(0) = \int_{-\infty}^{\infty} \exp(i0x) f(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1 \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.μ})$$

Μπορεί να αποδειχθεί με αναπτύγματα Taylor ότι $\exp(itx) = \cos(tx) + i\sin(tx)$ και κατά συνέπεια $|\varphi(t)| \leq 1$ για κάθε $t \in (-\infty, \infty)$. Φυσικά, θα έχουμε:

$$\varphi(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \{\cos(tx) + i\sin(tx)\} f(x) dx = C(t) + iS(t) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.ν})$$

όπου:

$$C(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \cos(tx) f(x) dx \quad \text{και} \quad S(t) = \int_{-\infty}^{\infty} \sin(tx) f(x) dx \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.ξ})$$

Αν μπορούμε να παραγωγίσουμε μέσα στο σύμβολο της ολοκλήρωσης (αυτό μπορεί να γίνει με τον όρο η συνάρτηση που ολοκληρώνουμε να είναι παραγωγίσιμη) έχουμε τα εξής:

$$\varphi'(t) = \frac{d}{dt} \int_{-\infty}^{\infty} \exp(itx) f(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{d}{dt} [\exp(itx) f(x)] dx = i \int_{-\infty}^{\infty} x \exp(itx) f(x) dx \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.ο})$$

$$\varphi''(t) = \frac{d^2}{dt^2} \int_{-\infty}^{\infty} \exp(itx) f(x) dx = \int_{-\infty}^{\infty} \frac{d^2}{dt^2} [\exp(itx) f(x)] dx = - \int_{-\infty}^{\infty} x^2 \exp(itx) f(x) dx \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.π})$$

Κατά συνέπεια, έχουμε:

$$\varphi'(0) = i\mu \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.ρ})$$

$$\varphi''(0) = -E(X^2) = -(\mu^2 + \sigma^2) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.σ})$$

όπου $\mu = E(X)$ και $\sigma^2 = E(X - \mu)^2$. Παρόμοια είναι εύκολο να αποδειχθεί ότι:

$$\varphi^{(k)}(0) = i^k E(X^k), \quad k = 1, 2, \dots \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Α.τ})$$

Η χαρακτηριστική συνάρτηση, σε αντίθεση με την ροπογεννήτρια χαρακτηρίζει την κατανομή. Δηλαδή, αν μας δοθεί μια συνάρτηση κατανομής ή πυκνότητας μπορούμε να βρούμε τη χαρακτηριστική συνάρτηση και – πράγμα πιο σημαντικό – αν μας δοθεί μια χαρακτηριστική συνάρτηση μπορούμε μονοσήμαντα να βρούμε τη συνάρτηση πυκνότητας. Αντίθετα, δυο κατανομές μπορεί να έχουν την ίδια ροπογεννήτρια χωρίς να είναι ίδιες. Ένας άλλος λόγος για τον οποίο οι χαρακτηριστικές συναρτήσεις χρησιμοποιούνται συχνά είναι ότι υπάρχουν για κάθε κατανομή σε αντίθεση με τις ροπογεννήτριες. Αυτά γίνονται πιο σαφή στα επόμενα θεωρήματα.

Θεώρημα Μοναδικότητας

Δυο αθροιστικές συναρτήσεις κατανομής είναι ίδιες, αν και μόνο αν οι χαρακτηριστικές συναρτήσεις τους, είναι ίδιες.

Θεώρημα Αντιστροφής

$$\text{Αν } \int_{-\infty}^{\infty} |\varphi(t)| dt < \infty, \text{ τότε η συνάρτηση πυκνότητας είναι: } f(x) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \exp(-itx) \varphi(t) dt$$

Η πρακτική αξία των θεωρημάτων αυτών είναι ότι αν π.χ. η χαρακτηριστική συνάρτηση κάποιας τυχαίας μεταβλητής είναι $\exp(-t^2/2)$, είμαστε βέβαιοι ότι η τυχαία μεταβλητή είναι $N(0,1)$. Οι χαρακτηριστικές συναρτήσεις χρησιμοποιούνται αποκλειστικά στην απόδειξη του Κεντρικού Οριακού Θεωρήματος.

ΣΤ.1.Β. ΠΟΛΥΩΝΥΜΑ HERMITE

Τα πολυώνυμα Hermite είναι μια κλασσική ορθογώνια πολυωνυμική σειρά που εκτείνεται από το μείον άπειρο ως το συν άπειρο και απεικονίζεται για $n=1,2,\dots$

Αν θεωρήσουμε μια συνάρτηση $\varphi(x)$ η οποία αποτελεί την συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (pdf) της κανονικής $N(0,1)$ κατανομής και ορίσουμε σαν $D=d/dx$ τις παραγώγους της συνάρτησης $\varphi(x)$ ως προς τη μεταβλητή x , τότε θα ισχύει:

$$\begin{aligned}
D\phi(x) &= -x \cdot \phi(x) \\
D^2\phi(x) &= (x^2 - 1) \cdot \phi(x) \\
D^3\phi(x) &= (3x - x^3) \cdot \phi(x)
\end{aligned}
\tag{Π.6.ΣΤ.1.Β.α}$$

·
·
·

Το αποτέλεσμα δηλώνει τον πολλαπλασιασμό της συνάρτησης $\phi(x)$ με τα πολυώνυμα Hermite (ή Tchebycheff - Hermite), $H_r(x)$, δηλαδή:

$$(-D)^r \phi(x) = H_r(x) \cdot \phi(x) \tag{Π.6.ΣΤ.1.Β.β}$$

Τα πολυώνυμα $H_r(x)$, είναι πολυώνυμα του x , τάξης r . Αν θέσουμε $H_0=1$, τότε τα δέκα πρώτα πολυώνυμα μπορούν να γραφούν ως εξής: $H_r(x)=xH_{r-1}(x)-(r-1)H_{r-2}(x)$ αναδρομική σχέση

$$\begin{aligned}
H_0 &= 1 \\
H_1 &= x \\
H_2 &= x^2 - 1 \\
H_3 &= x^3 - 3x \\
H_4 &= x^4 - 6x^2 + 3 \\
H_5 &= x^5 - 10x^3 + 15x \\
H_6 &= x^6 - 15x^4 + 45x^2 - 15 \\
H_7 &= x^7 - 21x^5 + 105x^3 - 105x \\
H_8 &= x^8 - 28x^6 + 210x^4 - 420x^2 + 105 \\
H_9 &= x^9 - 36x^7 + 378x^5 - 1260x^3 + 945x \\
H_{10} &= x^{10} - 45x^8 + 630x^6 - 3150x^4 + 4725x^2 - 945
\end{aligned}
\tag{Π.6.ΣΤ.1.Β.γ.)}$$

Για τον υπολογισμό χρησιμοποιείται η ακόλουθη αναδρομική σχέση:

$$H_r(x) = x \cdot H_{r-1}(x) - (r-1)H_{r-2}(x) \tag{Π.6.ΣΤ.1.Β.δ)}$$

Τα πολυώνυμα αυτά έχουν μια πολύ σημαντική ιδιότητα, η οποία είναι η ακόλουθη:

$$\begin{aligned}
\int_{-\infty}^{\infty} H_m(x) H_n(x) \phi(x) dx &= 0, m \neq n \\
\int_{-\infty}^{\infty} H_m(x) H_n(x) \phi(x) dx &= n, m = n
\end{aligned}
\tag{Π.6.ΣΤ.1.Β.ε)}$$

ΣΤ.1.Γ. ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΩΝ ΑΚΡΑΙΩΝ ΤΙΜΩΝ ΣΕ ΚΑΤΑΝΟΜΗ

Όλες οι μελέτες δείχνουν ξεκάθαρα πως οι ακραίες τιμές, οι «εξαιρέσεις», είναι αυτό που πρέπει να υποδειγματοποιήσουμε και όχι το συνηθισμένο. Έτσι η πιθανότητα να ξεπεράσουμε:

0σ: 1 στις 2 φορές
 1σ: 1 στις 6,3 φορές
 2σ: 1 στις 44 φορές
 3σ: 1 στις 740 φορές
 4σ: 1 στις 32.000 φορές
 5σ: 1 στις 3.500.000 φορές
 6σ: 1 στις 1.000.000.000 φορές
 7σ: 1 στις 780.000.000.000 φορές
 8σ: 1 στις 1.600.000.000.000.000 φορές
 9σ: 1 στις 8.900.000.000.000.000.000 φορές
 10σ: 1 στις 130.000.000.000.000.000.000.000 φορές

ΣΤ.1.Δ. GRAM – CHARLIER ΑΝΑΛΥΣΗ

Έστω, τυχαία μεταβλητή X , με pdf την $f(x)$, με συνάρτηση ροπογεννήτριας $M(t)$, με χαρακτηριστική συνάρτηση $\Phi(t)$, με ροπές m_n , με γεννήτρια συνάρτηση των αθροισμάτων της (cumulants) $K(t)=\ln M(t)$, με $k_n=K^{(n)}(0)$, $n=0,1,2,\dots$ να είναι πεπερασμένες ώστε να μπορεί να επεκταθεί σε σειρά McLaurin η $M(t)$, τότε:

$$M(t) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x) \cdot e^{tx} dx \quad \text{ή} \quad M(t) = \sum_{n=0}^{\infty} m_n \frac{t^n}{n!} \quad \text{με} \quad m_n = \int_{-\infty}^{\infty} x^n f(x) dx \quad (n=0,1,\dots) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.α})$$

Επίσης, η γεννήτρια συνάρτηση των αθροισμάτων της (cumulants), $K(t)$ είναι:

$$K(t) = \ln M(t) \quad \text{ή} \quad K(t) = \sum_{n=1}^{\infty} k_n \frac{t^n}{n!} \quad \text{με} \quad k_n = K^{(n)}(0), \quad (n=0,1,2,\dots) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.β})$$

Τελικά, προκύπτουν οι συσχετίσεις μεταξύ των ροπών και αθροισμάτων:

$$M(t) = \sum_{n=0}^{\infty} m_n \frac{t^n}{n!} = \exp\left(\sum_{n=1}^{\infty} k_n \frac{t^n}{n!}\right) \quad \text{και} \quad m_{n+1} = \sum_{p=0}^n \binom{n}{p} m_{n-p} k_{p+1} \quad \text{ή} \quad k_{n+1} = m_{n+1} - \sum_{p=0}^{n-1} \binom{n}{p} m_{n-p} k_{p+1} \quad \text{για } t=0 \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.γ})$$

$$m_1 = k_1,$$

$$m_2 = k_1^2 + k_2,$$

$$m_3 = k_1^3 + 3k_1 k_2 + k_3,$$

$$m_4 = k_1^4 + 6k_1^2 k_2 + 3k_2^2 + 4k_1 k_3 + k_4,$$

$$m_5 = k_1^5 + 10k_1^3 k_2 + 15k_1 k_2^2 + 10k_1^2 k_3 + 10k_2 k_3 + 5k_1 k_4 + k_5,$$

$$m_6 = k_1^6 + 15k_1^4 k_2 + 45k_1^2 k_2^2 + 15k_2^3 + 20k_1^3 k_3 + 60k_1 k_2 k_3 + 10k_3^2 + 15k_1^2 k_4 + 15k_2 k_4 + 6k_1 k_5 + k_6,$$

Ειδικά, για τα πρώτα τέσσερα αθροίσματα (cumulants) ισχύει:

$$k_1 = m_1 = \mu,$$

$$k_2 = m_2 - m_1^2 = \sigma^2,$$

$$k_3 = 2m_1^3 - 3m_1 m_2 + m_3 = \gamma_1 \sigma^3,$$

$$k_4 = -6m_1^4 + 12m_1^2 m_2 - 3m_2^2 - 4m_1 m_3 + m_4 = \gamma_2 \sigma^4,$$

όπου γ_1 είναι η λοξότητα (skewness) και γ_2 είναι η κύρτωση. Από όλα τα αθροίσματα (cumulants), μόνο το δεύτερο είναι απαραίτητως μη αρνητικό. Με εξαίρεση των κανονικών κατανομών και των κατανομών δέλτα, όλες οι pdf έχουν έναν άπειρο αριθμό μη μηδενικών αθροισμάτων (cumulants).

Ορίζεται η χαρακτηριστική συνάρτηση, $\Phi(t)$ ως ο μετασχηματισμός Fourier της pdf:

$$\Phi(t) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x) \cdot e^{itx} dx \quad \text{και} \quad f(x) = F^{-1}[\Phi(t)] = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \Phi(t) \cdot e^{-itx} dt \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.στ})$$

Η χαρακτηριστική συνάρτηση δέχεται την επέκταση Maclaurin:

$$\Phi(t) = \sum_{n=0}^{\infty} m_n \frac{(it)^n}{n!} \quad \text{με} \quad \delta^{(n)}(x) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} (-it)^n \cdot e^{-itx} dx \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.ζ})$$

όπου $\delta^{(n)}(x)$ είναι η n -οστή παράγωγος της συνάρτησης δέλτα. Ακολουθώντας τον τρόπο κατά Gillespie:

$$f(x) = \sum_{n=0}^{\infty} (-1)^n \frac{m^n}{n!} \delta^{(n)}(x) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.η})$$

Από τη χαρακτηριστική συνάρτηση, μια συνάρτηση παραγωγής των αθροισμάτων μπορεί επίσης να οριστεί ως:

$$C(t) = \ln \Phi(t) \quad \text{με} \quad C(t) = \sum_{n=1}^{\infty} k_n \frac{(it)^n}{n!} \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.θ})$$

Υπό σχετικά γενικές προϋποθέσεις, οι ροπές μιας κατανομής καθορίζουν την αντίστοιχη pdf, όπως προκύπτει από τις ανωτέρω εξισώσεις. Είναι επομένως ενδιαφέρον να γίνει γνωστό πώς θα κατασκευαστεί η

pdf από τις ροπές της. Μια προφανής πρακτική εφαρμογή είναι να ληφθεί μια κατά προσέγγιση μορφή της pdf από ένα πεπερασμένο σύνολο ροπών. Χρησιμοποιώντας τις παραπάνω εξισώσεις η pdf μπορεί να γραφτεί (υποθέτοντας ότι η σειρά έχει μια αρκετά μεγάλη ακτίνα σύγκλισης) ως:

$$f(x) = F^{-1}\left[e^{C(t)}\right] = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left(\sum_{n=1}^{\infty} k_n \frac{(it)^n}{n!}\right) \exp(-ixt) dt \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.ι})$$

Λαμβάνοντας υπόψη ότι η pdf είναι μια πραγματική συνάρτηση και δοθέντος ότι το ολοκλήρωμα έχει άρτια συμμετρία, η παραπάνω εξίσωση απλοποιείται στην:

$$f(x) = \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} \exp\left(-k_2 \frac{t^2}{2!} + k_4 \frac{t^4}{4!} - \dots\right) \cos\left(xt - k_1 t + k_3 \frac{t^3}{3!} - \dots\right) dt \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.κ})$$

Εάν όλα τα αθροίσματα εκτός από το πρώτο είναι μηδέν, η εξίσωση (Π.6.ΣΤ.1.Δ.ι) οδηγεί, όπως αναμένεται, στην συνάρτηση δέλτα:

$$f(x) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \cos(xt - k_1 t) dt = \delta(x - k_1) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.λ})$$

Εάν υποθέσουμε ότι όλα αθροίσματα εκτός από τα δύο πρώτα είναι μηδέν, το αποτέλεσμα είναι η κανονική (ή γκαουσιανή) pdf, $\varphi(x)$:

$$f(x) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left(-\frac{1}{2}(\sigma t)^2\right) \cos((x - \mu)t) dt = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x - \mu}{\sigma}\right)^2\right] \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.μ})$$

Καμία άλλη pdf δεν αντιστοιχεί σε ένα πεπερασμένο σύνολο cumulants. Με εξαίρεση τις δέλτα και τις κανονικές κατανομές, όλες οι pdf έχουν έναν άπειρο αριθμό μη μηδενικών cumulants, όπως αποδεικνύεται από τον Marcinkiewicz.

Επίσης, μπορεί να αποδειχθεί ότι τα πολυώνυμα Hermite δίνονται από την παρακάτω μαθηματική έκφραση:

$$H_n(x) = \frac{(-1)^n}{2\sqrt{\pi}} e^{x^2} \int_{-\infty}^{\infty} t^n \exp\left(-\frac{t^2}{4}\right) \cos\left(xt + \frac{n\pi}{2}\right) dt = \frac{2^{n+1}}{\sqrt{\pi}} e^{x^2} \int_0^{\infty} u^n \exp(-u^2) \cos\left(2xu - \frac{n\pi}{2}\right) du \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.ν})$$

Έχοντας υπόψη τα ανωτέρω η συνήθης μορφή του αναπτύγματος Gram-Charlier (συνήθως καλείται σειρά τύπου Α), δίνεται από τη σχέση:

$$f(x) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left(-\frac{1}{2}(\sigma t)^2\right) \cos((x - \mu)t) \cos\left(k_3 \frac{t^3}{3!} - \dots\right) \exp\left(k_4 \frac{t^4}{4!} - \dots\right) dt + \\ - \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left(-\frac{1}{2}(\sigma t)^2\right) \sin((x - \mu)t) \sin\left(k_3 \frac{t^3}{3!} - \dots\right) \exp\left(k_4 \frac{t^4}{4!} - \dots\right) dt \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.ξ})$$

Το ανάπτυγμα του $\cos\left(k_3 \frac{t^3}{3!} - \dots\right) \exp\left(k_4 \frac{t^4}{4!} - \dots\right)$ και του $\sin\left(k_3 \frac{t^3}{3!} - \dots\right) \exp\left(k_4 \frac{t^4}{4!} - \dots\right)$ γύρω από το $t=0$

δίνει:

$$\cos\left(k_3 \frac{t^3}{3!} - k_5 \frac{t^5}{5!} + \dots\right) \exp\left(k_4 \frac{t^4}{4!} - k_6 \frac{t^6}{6!} + \dots\right) = 1 + k_4 \frac{t^4}{4!} - \frac{1}{6!}(10k_3^2 + k_6)t^6 + \dots \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.ο})$$

$$\sin\left(k_3 \frac{t^3}{3!} - k_5 \frac{t^5}{5!} + \dots\right) \exp\left(k_4 \frac{t^4}{4!} - k_6 \frac{t^6}{6!} + \dots\right) = k_3 \frac{t^3}{3!} - k_5 \frac{t^5}{5!} + \dots$$

Έτσι λοιπόν ως σειρά Gram-Charlier τύπου Α θεωρούμε την παρακάτω απλή έκφραση:

$$f(x) = \varphi(x) - \frac{k_3}{3!} \varphi^{(3)}(x) + \frac{k_4}{4!} \varphi^{(4)}(x) - \frac{k_5}{5!} \varphi^{(5)}(x) + \frac{1}{6!}(10k_3^2 + k_6) \varphi^{(6)}(x) + \dots \quad (\text{Π.6.ΣΤ.1.Δ.π})$$

Οι όροι αυτής της σειράς, συμπεριλαμβανομένου των αντίστοιχων αριθμητικών συντελεστών, συχνά γράφονται σαν συναρτήσεις των πολυωνύμων Hermite.

Δέον να τονιστεί, ότι, αντί της τυπικής κανονικής κατανομής, $\varphi(x)$ μπορεί να χρησιμοποιηθεί άλλη κατανομή (π.χ. δέλτα, γάμμα, κ.τ.λ.).

ΣΤ.2. CORNISH-FISHER ΑΝΑΛΥΣΗ^{[343]-[344], [347]-[348]}

Ο σκοπός της γενικευμένης επέκτασης Cornish–Fisher είναι να προσεγγίσει μια τυχαία κατανομή με τη χρήση ήδη γνωστών κατανομών. Πιο συγκεκριμένα, σε πρώτο στάδιο, αν ονομάσουμε $F(x)$ μια τυχαία άγνωστη κατανομή, με f η αντίστοιχη πυκνότητα πιθανότητας, τότε ο σκοπός της επέκτασης Cornish_Fisher είναι να προσεγγίσουμε μια ποσότητα α (quantile- α) της F κατανομής αναλύοντάς την σε όρους μιας ήδη γνωστής κατανομής, $\Phi(z)$ με ϕ να δηλώνεται η αντίστοιχη πυκνότητα πιθανότητά της. Ουσιαστικά, ο σκοπός είναι η προσέγγιση της σύνθετης συνάρτησης $F^{-1} \circ \Phi$. Έτσι, Αν $h(t)$ είναι μια αναλυτική συνάρτηση στο σημείο $t=c$, τότε κάθε αναλυτική συνάρτηση $f(t)$ μπορεί να αναπτυχθεί σε δυναμοσειρά στο σημείο $s=0$ (όπου $t=c+s \cdot h(t)$, c : σταθερά):

$$f(t) = f(c) + \sum_{r=1}^{\infty} \frac{S^r}{r!} D^{r-1}[f' \cdot h^r](c) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.2.α})$$

Αν $c=\alpha$, $f=\Phi^{-1}$ και $h=(\Phi-F)\circ\Phi^{-1}$, τότε προκύπτει ότι:

$$\Phi^{-1}(t) = \Phi^{-1}(\alpha) + \sum_{r=1}^{\infty} (-1)^r \frac{S^r}{r!} D^{r-1}[(F - \Phi)^r / \phi \circ \Phi^{-1}](\alpha) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.2.β})$$

Επιπροσθέτως, θέτοντας $s=1$, τότε $\Phi^{-1}(t)=F^{-1}(\alpha)$ και κατόπιν με $\alpha=(F-\Phi)/\Phi$, $x=F^{-1}(\alpha)$, $z=\Phi^{-1}(\alpha)$, έχουμε τη μαθηματική έκφραση της γενικευμένης επέκτασης Cornish-Fisher:

$$x = z + \sum_{r=1}^{\infty} (-1)^r \frac{1}{r!} D^{r-1}[(F - \Phi)^r / \phi \circ \Phi^{-1}](\Phi(z)) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.2.γ})$$

$$x = z + \sum_{r=1}^{\infty} (-1)^r \frac{1}{r!} D_{(r-1)}[a^r](z) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.2.δ})$$

Όπου, $D_{(r)} = (D + \frac{\phi'}{\phi})(D + 2\frac{\phi'}{\phi}) \dots (D + r\frac{\phi'}{\phi})$ με $D_{(0)}$ να αποτελεί τον ταυτοτικό παράγοντα και D

το γνωστό παράγοντα διαφορίσης μιας μεταβλητής.

Η συνάρτηση (Π.6.ΣΤ.2.δ) εκφράζει τη σχέση ανάμεσα σε μια ποσότητα x της κατανομής F σε όρους μια ποσότητας z μιας κατανομής Φ . Η συνάρτηση αυτή αποτελεί τη γενικευμένη επέκταση Cornish–Fisher. Το δεύτερο στάδιο είναι η επιλογή μιας συγκεκριμένης συνάρτησης Φ για το καλύτερο δυνατό αποτέλεσμα, καθώς και η ανάπτυξη μιας σειράς για την συνάρτηση α . Η κλασική συνάρτηση *Cornish-Fisher* χρησιμοποιεί την κανονική κατανομή $N(0,1)$ ως συνάρτηση Φ (cdf) με ϕ την αντίστοιχη pdf της, ενώ η παράμετρος α αναπτύσσεται σε σειρά Gram–Charlier. Υπό τις ανωτέρω προϋποθέσεις για την $f(x)$ και $F(x)$ προκύπτει:

$$f(x) = \sum_{k=0}^{\infty} c_k (-1)^k \phi^{(k)}(x) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.2.ε})$$

$$F(x) = \Phi(x) - \sum_{k=1}^{\infty} c_k (-1)^{k-1} \phi^{(k-1)}(x) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.2.στ})$$

Στις παραπάνω σχέσεις, c_k είναι οι συντελεστές Gram–Charlier και προέρχονται από τις μαθηματικές σχέσεις που ακολουθούν (H_k είναι τα πολυώνυμα Hermite, Παράρτημα Π.6.ΣΤ.1.Β):

$$M(t)e^{-\frac{t^2}{2}} = \sum_{k=0}^{\infty} c_k t^k, \quad (-1)^k \phi^{(k)}(x) = \phi(x) H_k(x), \quad f(x)/\phi(x) = \sum_{k=0}^{\infty} c_k H_k(x) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.2.ζ})$$

Τελικά, η παρακάτω σχέση σε συνδυασμό με την Π.6.ΣΤ.2.δ δίνει ένα άπειρο πλήθος όρων για την γενικευμένη επέκταση Cornish-Fisher:

$$a(z) = - \sum_{k=1}^{\infty} c_k H_{k-1}(z) \quad (\text{Π.6.ΣΤ.2.η})$$

Γενικά, η επέκταση Cornish-Fisher προσεγγίζει τη μονοτονική συνάρτηση $F^{-1} \circ \Phi$ με πολυώνυμα. Απαραίτητη συνθήκη για τη μονοτονικότητα της F , ο βαθμός του πολυωνύμου να είναι περιττός. Η περίπτωση αυτή είναι εκείνη όπου ο όρος υψηλότερης τάξης της επέκτασης Cornish-Fisher, k , είναι άρτιος.

ΣΤ.3. ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΗΕ ΜΕ ΜΕΓΑΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΟΧΗΜΑΤΩΝ^[359]**Εισαγωγή**

Τα τελευταία χρόνια η ανάπτυξη των νέων τεχνολογιών καθώς και η στροφή της επιστήμης σε λύσεις με περιβαλλοντική ευαισθησία, οδήγησαν στην επιθυμία ανάπτυξης ηλεκτροκίνητων μεταφορών. Η είσοδος λοιπόν των *Ηλεκτρικών Οχημάτων* (Electric Vehicles, EV) στην αγορά θέτει νέα ζητήματα στα ΣΗΕ καθώς αυτά θα πρέπει να διαχειριστούν το νέο αυτό φορτίο. Με τον όρο EV δεν αναφερόμαστε μόνο στα οχήματα που χρησιμοποιούν αποκλειστικά μπαταρίες ως αποθήκευση, αλλά σε οποιοδήποτε όχημα που χρησιμοποιεί ηλεκτροκινητήρα για τη δημιουργία κίνησης, ανεξάρτητα του εάν η ηλεκτρική ενέργεια προέρχεται από μπαταρίες, βενζίνη, φυσικό αέριο ή υδρογόνο.

Ωστόσο, η υιοθέτηση των EVs αναμένεται να έχει και οφέλη, ένα από τα οποία είναι και η αύξηση της αξιοπιστίας και της αποδοτικότητας των ΣΗΕ. Αυτό βασίζεται στη χρησιμοποίηση των δυνατοτήτων της μπαταρίας του EV η οποία μπορεί να αποτελέσει ένα ελεγχόμενο φορτίο ενώ σαν αποθηκευτική διάταξη μπορεί να αποθηκεύει και στη συνέχεια να αποδίδει ενέργεια (λειτουργία ‘V2G’ – Vehicle to Grid). Η εν γένει δυσκολία, λόγω κυρίως του κόστους αποθήκευσης είναι ένα βασικό εμπόδιο στην εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από πηγές διακοπτόμενης παραγωγής όπως είναι τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά. Έχοντας ένα μεγάλο στόλο EVs που θα προσφέρουν αποθήκευση και παραγωγή ενέργειας όταν ζητηθεί, αυτό θα βοηθήσει στην αυξημένη διείσδυση μονάδων ΑΠΕ καθώς και στη μείωση του κόστους τους. Επιπλέον, με τη χρήση των ηλεκτρικών αυτοκινήτων ενισχύεται η ιδέα της ΔΠ και των πλεονεκτημάτων που αυτή προσφέρει αφού τα EV στην ουσία δρουν σαν μονάδες παραγωγής ενέργειας σε διαφορετικά μέρη του δικτύου.

Οι κύριες Κατηγορίες Ηλεκτρικών Οχημάτων είναι:

- *Ηλεκτρικά Οχήματα Μπαταρίας* (Battery EV),
- *Ηλεκτρικά Οχήματα Κυψελών Κανσίμου* (Fuel Cell EV),
- *Υβριδικά Οχήματα* (Hybrid EV),
- *Ηλεκτρικά Οχήματα με Δυνατότητα Σύνδεσης στο Ηλεκτρικό Δίκτυο* (Plug-in EV-PHEV).

Ένα από τα σημαντικότερα τμήματα ενός EV είναι η μονάδα αποθήκευσης ενέργειας δηλαδή η μπαταρία ή συσσωρευτής. Από τα χαρακτηριστικά των συσσωρευτών που χρησιμοποιούνται για την κίνηση, τρία είναι τα σημαντικότερα:

- **Πυκνότητα Ενέργειας:** η ενέργεια (σε Wh) που ο συσσωρευτής μπορεί να αποθηκεύσει ανά κιλό μάζας του, για καθορισμένο ρυθμό εκφόρτισης.
- **Πυκνότητα Ισχύος:** ο μέγιστος αριθμός Watts ανά κιλό μάζας του συσσωρευτή, που μπορεί αυτός να αποδώσει σε καθορισμένη κατάσταση φόρτισης, συνήθως με 80% βάθος εκφόρτισης.
- **Κύκλος Λειτουργίας:** ο αριθμός των δυνατών επαναφορτίσεων του συσσωρευτή.

Τα EV ανάλογα με το χρόνο που είναι συνδεδεμένα στο ηλεκτρικό δίκτυο και με την ισχύ που απαιτούν, μπορούν να προκαλέσουν αλλαγή στο φορτίο ζήτησης με μεταβολή των μονάδων ένταξης παραγωγής εάν η εγκατεστημένη ισχύς δεν επαρκεί για να καλύψει την ζήτηση των οχημάτων, ή μπορούν ακόμη να οδηγήσουν στην προσθήκη νέου δυναμικού παραγωγής. Για τον υπολογισμό των επιπτώσεων είναι απαραίτητη η κατηγοριοποίηση και συσχέτιση των παραμέτρων που επηρεάζουν το φορτίο ζήτησης από τα EV. Έτσι, πρώτα προσδιορίζεται ο σκοπός της χρήσης του EV, δηλαδή αν είναι *Επαγγελματικό Όχημα* (CV) ή *Ιδιωτικό Όχημα* (PV). Στη συνέχεια, αν είναι ένα *Plug-in Υβριδικό Όχημα* (PHEV) ή ένα καθαρά EV, και τέλος εάν το όχημα χρησιμοποιείται σε Αστικές/Προαστιακές Περιοχές ή σε Αγροτικές Περιοχές. Στη συνέχεια, δίνονται οι κυριότερες μεταβλητές που πρέπει να ληφθούν υπόψη για κάθε ηλεκτρικό όχημα. Συγκεκριμένα:

- Το Μέγεθος της Μπαταρίας για κάθε όχημα είναι ένας τυχαίος αριθμός, που λαμβάνεται σύμφωνα με μια τιμή κανονικής κατανομής, με μέση τιμή ανάλογα με τον τύπο του PEV (EV/PHEV).
- Το Μήκος Διαδρομής είναι επίσης ένας τυχαίος αριθμός, αλλά αυτό εξαρτάται από τη χρήση του οχήματος (CV/PV), και τη γεωγραφική τοποθεσία (Αστικό/Αγροτικό). Υποτίθεται εδώ ότι όλα τα ταξίδια που καλύπτονται κατά τη διάρκεια της ημέρας από ένα όχημα έχουν το ίδιο μήκος και πρέπει να ολοκληρωθούν πριν ξεκινήσει το επόμενο ανάλογα με τη φόρτιση της μπαταρίας. Η κατανομή για τα PV οχήματα ακολουθεί την λογαριθμική συνάρτηση ενώ τα CV προσομοιώνονται με την κανονική κατανομή.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

- Για κάθε Περίοδο της Ημέρας (πρωί, μεσημέρι, απόγευμα, βράδυ), ένας αριθμός διαδρομών δίδεται σε κάθε όχημα ανάλογα με τον τύπο του οχήματος. Αυτός ο αριθμός διαφέρει και κυμαίνεται από 0 μέχρι 2 ανά περίοδο.
- Η Ταχύτητα δεν είναι ένας τυχαίος αριθμός, αλλά εξαρτάται από την περιοχή (Αστική ή Αγροτική), καθώς και τη χρήση του οχήματος. Αυτά τα δεδομένα χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό του χρόνου αφίξεως του οχήματος.
- Ο Τύπος Φόρτισης του οχήματος εξαρτάται από το χώρο που θα μπορούσε να είναι κατά τη διάρκεια της ημέρας (σπίτι, χώρος εργασίας, κάθε περιοχή κατά το μεσημέρι).
- Ο Χρόνος Αναχώρησης του οχήματος κατανέμεται για την κάθε περίοδο της ημέρας για το κάθε ταξίδι του βάσει της κανονικής κατανομής. Εκτός, από το μεσημέρι, το όχημα έχει μία ώρα αναχώρησης. Δεδομένου ότι το όχημα μπορεί να καλύψει δύο ταξίδια το μεσημέρι, έχει δύο τιμές αναχώρησης για τις δύο πιθανές διαδρομές. Για τα CV, οι ώρες αναχώρησης μπορούν επίσης να αντιστοιχούν σε χρόνο φόρτισης. Πράγματι, καθώς ολόκληρη η εργάσιμη ημέρα ενός CV αντιπροσωπεύεται με μόνο ένα ή δύο ταξίδια, το όχημα δεν μπορεί να αρχίσει την επαναφόρτιση μόλις παρκάρει, διαφορετικά ορισμένα οχήματα θα μπορούσαν να αρχίσουν να φορτίζουν στις 10 το πρωί, για παράδειγμα, ενώ κανονικά θεωρούνται ότι βρίσκονται σε λειτουργία.
- Η Κατανάλωση δεν είναι ένας τυχαίος αριθμός, αλλά η αξία της εξαρτάται από τη γεωγραφική θέση και τη χρήση του οχήματος και δεν επηρεάζεται από τη θερμοκρασία. Για PHEV η κατανάλωση μπορεί να τροποποιηθεί, εάν η μπαταρία, δεν αρκεί για να καλύψει με την ηλεκτρική ενέργεια ολόκληρη την ημέρα. Πράγματι, αν το εύρος της μπαταρίας δεν επαρκεί, ο χρήστης θα τρέξει περισσότερο με βενζίνη και, στη συνέχεια, μπορούμε να θεωρήσουμε ότι η ηλεκτρική κατανάλωση μπορεί να μειωθεί. Ωστόσο, είναι λιγότερο μειωμένη για τα αστικά PHEV από ότι για τα αγροτικά PHEV, δεδομένου ότι η ταχύτητα και το μήκος ταξιδιού στην αστική περιοχή είναι χαμηλότερα από ότι στην αγροτική περιοχή.
- Αρχική Κατάσταση Οχήματος, δηλαδή "Σταθμευμένο", "Κινούμενο" ή "σε Φόρτιση".
- Αρχική Κατάσταση Φόρτισης Μπαταρίας (SOC) για την μπαταρία.
- Εξάρτηση από τη Θερμοκρασία Περιβάλλοντος, ειδικά για τα PEV.
- Η Αποτελεσματικότητα της Φόρτισης και Εκφόρτισης που σε αυτό το μοντέλο δεν εξαρτάται από τη θερμοκρασία.
- Θεωρείται δεδομένο ότι ο χρήστης PEV φορτώνει άμεσα την μπαταρία του, όταν έχει ένα διαθέσιμο σημείο φόρτισης.

Έως τώρα δεν υπάρχει ένας καθορισμένος τρόπος μοντελοποίησης του συστήματος τροφοδότησης ηλεκτρικών οχημάτων, το οποίο να μπορεί να ενσωματωθεί σε μεθόδους επίλυσης ροή φορτίου. Στην ενότητα αυτή θεωρείται ότι η ζήτηση των ηλεκτρικών οχημάτων αντιστοιχεί σε ζυγό φορτίου (PQ) του εξεταζόμενου ηλεκτρικού δικτύου, με στοχαστικά χαρακτηριστικά.

Σενάριο Αναφοράς

Για τις προσομοιώσεις, έχουμε ένα σενάριο αναφοράς για τα χαρακτηριστικά των διαφόρων στόλων οχημάτων που πρέπει να διατηρούνται. Θεωρείται ότι μελετάμε έναν αριθμό χιλίων (1000) οχημάτων με διάρκεια προσομοίωσης 24 ωρών, βήματος ενός λεπτού. Κάποια από τα αποτελέσματα δίνονται στους παρακάτω τέσσερις πίνακες.

Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.α:

Πίνακας Διαδρομών Και Δυνατότητες Για Τα Ηλεκτρικά Οχήματα.

Αριθμός Διαδρομών	PVs			CVs			
	1 ^η Δυνατότητα	2 ^η Δυνατότητα	3 ^η Δυνατότητα	1 ^η Δυνατότητα	2 ^η Δυνατότητα	3 ^η Δυνατότητα	4 ^η Δυνατότητα
Πρωί	1	1	0	1	1	0	0
Μεσημέρι	2	0	0	0	0	0	0
Απόγευμα	1	1	0	1	0	1	0
Βραδύ	0	0	0	0	0	0	0
Πιθανότητες	30%	70%	0%	50%	30%	15%	5%

Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.β:

Πίνακας Χιλιομέτρων Για Τα Ηλεκτρικά Οχήματα.

Μέγεθος Διαδρομής	PVs		PVs	
Τοποθεσία	Αστική	Μη αστική	Αστική	Μη αστική
Μέση Τιμή (km)	17	20	22	25
Τυπική Απόκλιση	-		3	5
Πιθανοτική Κατανομή	Εκθετική Κατανομή		Κανονική κατανομή	

Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.γ:

Πίνακας Κατανάλωσης Για Τα Ηλεκτρικά Οχήματα.

Χρήση	PV		CV	
Τοποθεσία	Αστική	Μη Αστική	Αστική	Μη αστική
Κατανάλωση (KWh/100km)	12	18	15	20

Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.δ:

Πίνακας Χρονικών Περιόδων Αναχώρησης Για Τα Ηλεκτρικά Οχήματα.

Ωρα Αναχώρησης	PVs Μέση Τιμή	PVs Διακύμανση	CVs Μέση Τιμή	CVs Διακύμανση
Πρωί	8:00	2:00	8:00	2:00
Μεσημέρι	11:00-12:30	1:00	12:00	1:00
Απόγευμα	17:00	2:00	17:00	2:00

Τύποι Ηλεκτρικών Οχημάτων Και Τα Χαρακτηριστικά Τους

Σε αυτό το μοντέλο τα ηλεκτρικά οχήματα διακρίνονται σε τέσσερεις κύριες κατηγορίες:

- L7e: Για μικρές πόλεις,
- M1: Τετραθέσια επιβατικά,
- N1: Μεταφοράς Προϊόντων Κάτω Των 12ton,
- N2: Μεταφορά επιτρεπόμενης μάζας φορτίου μεταξύ 3,5ton-12ton για εμπορικούς σκοπούς.

Στον παρακάτω πίνακα συνοψίζονται τα ποσοστά κάθε τύπου ηλεκτρικού οχήματος που χρησιμοποιούνται για αυτό το μοντέλο καθώς και το μέγεθος της μπαταρίας τους. Οι τύποι των ηλεκτρικών οχημάτων διακρίνονται σε Battery Electric Vehicles (BEV) και σε Plug-in Electric Vehicles (PHEV) ή Extended-Range Electric Vehicles (EREV) ανάλογα με το ποσοστό ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούν. Η πρώτη κατηγορία ηλεκτρικών οχημάτων χρησιμοποιεί μόνο μπαταρία για την κίνησή του ενώ η δεύτερη χρησιμοποιεί συνδυασμό μπαταρίας και ντιζελοκινητήρα.

Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.ε.

Ποσοστά Συμμετοχής Κάθε Τύπου Ηλεκτρικού Οχήματος Και Οι Χωρητικότητες Των Μπαταριών Τους.

Per. (%)	Type		(%) of each type	Χωρητικότητα Μπαταρίας (kWh)		
				Μέση Τιμή	Ελάχιστη	Μέγιστη
1%	L7e	BEV	100%	8,70	3,0	15,0
88%	M1	BEV	45%	28,5	10	72,0
		PHEV/EREV	55%	12,9	4,0	22,6
10%	N1	BEV	45%	23,0	9,6	40,0
		PHEV/EREV	55%	12,9	4,0	22,6
1%	N2	BEV	100%	51,2	51,2	120

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Για τον ανεφοδιασμό (φόρτιση) των ηλεκτρικών οχημάτων τρεις κατηγορίες φόρτισης έχουν υποτεθεί σε αυτό το μοντέλο. Η πρώτη κατηγορία είναι διαθέσιμη σε επίπεδο κατοικιών (230V-16A). Η δεύτερη κατηγορία αφορά τριφασική παροχή ρεύματος που ενδεχομένως στο μέλλον να είναι διαθέσιμη σε όλες τις κατοικίες. Τέλος, η τρίτη κατηγορία αφορά μία γρήγορη διαδικασία DC φόρτισης διαθέσιμη σε εμπορικά κέντρα ή σταθμούς ανεφοδιασμού. Ο παρακάτω πίνακας συνοψίζει τις τρεις κατηγορίες φόρτισης και την απαιτούμενη ισχύ αυτών.

Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.στ.^[359]
Κατηγορίες Φόρτισης (Ανεφοδιασμού) Ηλεκτρικών Οχημάτων.

CHARGING LEVEL	REQUIREMENT	TYPICAL CHARGING POWER	APPROXIMATE CHARGING TIME FOR A 35 kWh BATTERY
LEVEL 1	Possible Through Common Domestic Outlets	3 kW	12 Hours
LEVEL 2	Dedicated Charging Outlet And Wiring	10-20 kW	2-4 Hours
LEVEL 3	Dedicated Charging Outlet And Wiring – Dedicated Off-Board Charger For DC Fast Charging	40 kW And More	45 Minutes Or Less

Δεδομένου ότι το 80% του ανεφοδιασμού των ηλεκτρικών οχημάτων πραγματοποιείται στις κατοικίες ο παρακάτω πίνακας συνοψίζει τα ποσοστά κάθε τύπου ηλεκτρικού οχήματος που χρησιμοποιεί κάθε μία από τις παραπάνω τρεις κατηγορίες σε αυτό το εξεταζόμενο μοντέλο.

Πίνακας Π.6.ΣΤ.3.ζ.^[359]
Ποσοστά Ηλεκτρικών Οχημάτων Σε Κάθε Κατηγορία Φόρτισης (Ανεφοδιασμού).

TYPE EV	LEVEL 1	LEVEL 2	LEVEL 3
	AC SLOW CHAGING	AC FAST CHARGING	DC CHARGING
L7E	90%	10%	0%
M1-BEV	85%	10%	5%
N1-BEV	85%	10%	5%
N2	0%	80%	20%
M1-PHEV	85%	10%	5%
N1-PHEV	85%	10%	5%

Σε αυτό το μοντέλο επιχειρείται να υπολογιστεί η απαιτούμενη ενέργεια για τον ανεφοδιασμό των ηλεκτρικών οχημάτων λαμβάνοντας υπόψη τις ανωτέρω παραμέτρους. Θεωρείται ότι τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα διανύουν μία μέση απόσταση 40km σε αστικό περιβάλλον τις καθημερινές. Η σχέση μεταξύ απόστασης και κατανάλωσης ενέργειας είναι περίπου 0,16kWh/km. Αυτό το μέγεθος εξαρτάται από πολλές παραμέτρους όπως η ταχύτητα του αυτοκινήτου, η θερμοκρασία, η κατάσταση του οδοστρώματος κ.α. και δε θα πρέπει να θεωρηθεί σταθερή.

Η χρήση των διάφορων μεθόδων ανεφοδιασμού προσδιορίζονται από συγκεκριμένα σενάρια φόρτισης που καθορίζονται με βάση τις ανάγκες του καταναλωτή για φόρτιση, οι οποίες συνοψίζονται στις εξής περιπτώσεις:

- Φόρτιση μετά την τελευταία διαδρομή,
- Φόρτιση όταν ένα σημείο ανεφοδιασμού είναι διαθέσιμο,
- Φόρτιση όταν η στάθμη της μπαταρίας είναι χαμηλότερα από ένα καθορισμένο όριο,

Εδώ, έχει υποτεθεί ότι όλα τα οχήματα ανεφοδιάζονται μετά την τελευταία διαδρομή τους. Άλλοι παράμετροι του μοντέλου αυτού είναι οι απώλειες των γραμμών φόρτισης που ανέρχονται σε 10%-15% της συνολικής ζήτησης και τα τεχνικά ελάχιστα των μπαταριών που κυμαίνονται μεταξύ 10%-20% της συνολικής τους χωρητικότητας.

Μοντέλα Φόρτισης

Τέλος, παρουσιάζονται τρία μοντέλα για τον έλεγχο της φόρτισης των ηλεκτρικών οχημάτων προκειμένου να περιοριστούν οι επιδράσεις τους στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας: Συγκεκριμένα:

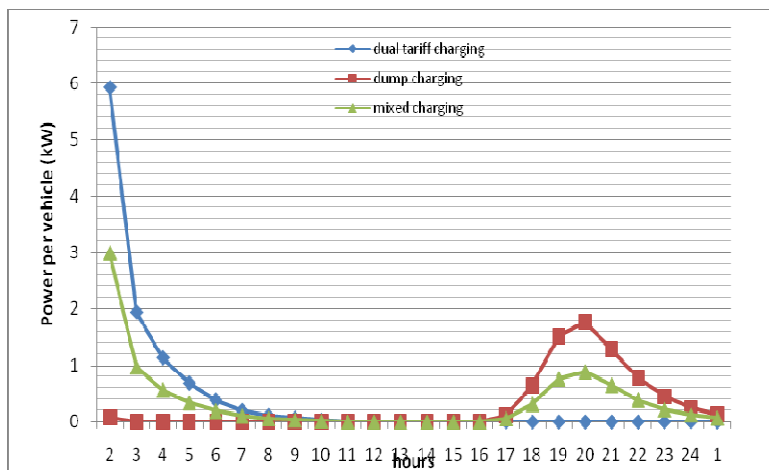
- **Dump Charging:** σε αυτό το μοντέλο τα ηλεκτρικά οχήματα φορτίζονται μετά από την τελευταία ημερήσια διαδρομή τους και όταν είναι διαθέσιμο κάποιο σημείο ανεφοδιασμού.
- **Dual Tariff Charging:** σε αυτό το μοντέλο η ζήτηση των ηλεκτρικών οχημάτων περιορίζεται καθώς οι ιδιοκτήτες των μέσω διαφορετικών τιμολογιακών πολιτικών και συμβολαίων που υπογράφουν με τον πάροχο ακολουθούν φόρτιση ανάλογα με ένα σήμα που λαμβάνουν από έναν έξυπνο μετρητή.
- **Mixed Tariff Charging:** σε αυτό το μοντέλο το 50% των οχημάτων ακολουθεί Dump charging ενώ το άλλο 50% Dual Tariff Charging.

Η τιμολόγηση με ρύθμιση μιας τιμής περιορίζει την διαδικασία της φόρτισης με συνέπεια να αυξάνεται η μέγιστη αιχμή της ζήτησης από τα ηλεκτρικά οχήματα. Όμως η αιχμή αυτή εμφανίζεται σε χρονικές στιγμές όπου η συνολική ζήτηση είναι μειωμένη και κατά συνέπεια το άθροισμα επιπλέον ζήτησης δεν δημιουργεί προβλήματα στο δίκτυο. Αυτό είναι το πλεονέκτημα των ηλεκτρικών οχημάτων, αφού σαν ελεγχόμενα φορτία η διαδικασία της φόρτισης μπορεί να μεταβάλλεται.

Η περίπτωση του Mixed Tariff Charging είναι αυτή του συνδυασμού των δύο πρώτων διαδικασιών φόρτισης, με συνέπεια η μέγιστη αιχμή να είναι η μικρότερη από κάθε σενάριο. Το πρόβλημα σε αυτό το μοντέλο είναι η δημιουργία πολλών αιχμών στην καμπύλη ζήτησης ισχύος των ηλεκτρικών οχημάτων στην περίπτωση που η επιβολή της τιμολόγησης γίνεται σε περίοδο χαμηλής ζήτησης, που είναι και το σύνηθες.

Η επιβολή της τιμολόγησης είναι μια άμεση και ευέλικτη διαδικασία έλεγχου του φορτίου. Βέβαια, απαιτεί τον απαραίτητο εξοπλισμό για την υλοποίηση σε μεγάλο αριθμό οχημάτων. Με την επιβολή ξεχωριστής τιμολόγησης ανά περιοχή ή ομάδα ατόμων μπορούμε να διαμορφώσουμε την ζήτηση από τα ηλεκτρικά οχήματα ανάλογα με τις δυνατότητες του δικτύου. Η διαδικασία αυτή της ρύθμισης μπορεί να γίνει ελεγχόμενα χωρίς την απόφαση του ιδιοκτήτη. Αυτός ο έλεγχος γίνεται με την βοήθεια των agents (πρακτόρων) κατά αντιστοιχία με τη λογική που εφαρμόζεται στα Μικροδίκτυα. Η μελέτη της λειτουργίας των agents στα ηλεκτρικά οχήματα γίνεται με την εγκατάσταση του Mobile Controller ο οποίος είναι άμεσα συνδεδεμένος με τον εγκέφαλο του αυτοκινήτου εξασφαλίζοντας το Battery Side Management.

Με βάση τα παραπάνω προκύπτει η καμπύλη ζήτησης ισχύος των ηλεκτρικών οχημάτων για κάθε μοντέλο φόρτισης τις καθημερινές του χειμώνα.



Σχήμα Π.6.ΣΤ.3.α. Καμπύλες Ζήτησης Ισχύος Ηλεκτρικών Οχημάτων Τις Καθημερινές Του Χειμώνα Για Διαφορετικούς Τύπους Φόρτισης.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

ΣΤ.4. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΓΙΑ ΤΟ ΑΠΛΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΣΗΕ ΤΗΣ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ

Σε αυτή τη μελέτη χρησιμοποιείται προς διερεύνηση το απλοποιημένο σύστημα των 89 ζυγών της ηπειρωτικής Ελλάδας, όπως αυτό προσομοιώνεται από τον ΔΕΣΜΗΕ (νυν ΛΑΓΗΕ). Τα δεδομένα του εν λόγω δικτύου δίνονται στους παρακάτω πίνακες, Π.6.ΣΤ.4.α-β. Για την παραγωγή και το φορτίο των ζυγών δίνονται τιμές από ένα στιγμιότυπο του δικτύου από μια καθημερινή ημέρα του χειμώνα του 2010. Δέον να τονιστεί ότι όλα τα προγράμματα υλοποιήθηκαν στην γλώσσα προγραμματισμού Matlab.

Πίνακας Π.6.ΣΤ.4.α.

Πίνακας Δεδομένων Ζυγών Για Το Απλοποιημένο ΣΗΕ Του Ελληνικού Ηπειρωτικού Συστήματος.

89-BUSES (GREEK ELECTRIC POWER SYSTEM)											
Bus No.	Bus Code	Voltage (p.u.)	Angle (°)	Load (MW)	Load (MVar)	Generator (MW)	Generator (MVar)	Generator (Qmin)	Generator (Qmax)	Injected (MVar)	Location
1	0	1	0	92.509	57.331	0	0	0	0	0	10231-orestiad
2	0	1	0	60.861	37.717	0	0	0	0	0	10631-alexandr
3	2	1	0	68.385	42.381	420	150	-144	250	0	10831-komotini
4	0	1	0	139.092	86.202	0.0	0.0	0	0	0	10931-iasmos
5	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	12011-filippoi
6	0	1	0	371.486	225.826	0.0	0.0	0	0	0	12131-filippoi
7	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	12138-D1.filipp
8	0	1	0	203.827	126.32	0.0	0.0	0	0	0	13331-babdos
9	0	1	0	1.117.275	675.264	0.0	0.0	0	0	0	14031-K_Qes/N1
10	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	19	14038-K_Qes/N
11	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	15011-K_thes
12	2	1	0	0	0	350	63.955	-147	87	0	19131-QHSAUROS
13	1	1	0	0	0	577.417	55.353	0	0	0	19911-boulgari
14	2	1	0	31.67	19.627	900	160	-279	374	0	21011-amuntaio
15	2	1	0	0	0	1.440	450	-476	630	0	22011-ag.dimitr
16	2	1	0	0	0	1180	300	-360	584	0	23011-kardia.k
17	2	1	0	0	0	360	150	-112	131	0	24031-kardia1
18	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	24038-d1.kardi
19	2	1	0	572.02	322.82	550	210.853	-199	363	0	25031-ptolemai
20	0	1	0	110.518	68.492	0	0	0	0	0	26631-katerini
21	2	1	0	268.265	166.258	386	220.459	-137	192	0	26931-beroiia
22	0	1	0	0	0	0.0	0	0	0	0	30011-larisa.k
23	0	1	0	608.904	368.961	0	0	0	0	0%	30231-larisa.k
24	0	1	0	0	0	0	0	0	0	4.3	30236-d3.laris

ΔΙΑΔΚΤΟΠΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ ΑΝΑΣΤΑΣΙΑΔΗΣ ΑΝΕΣΤΗΣ

25	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	30238-d1.laris
26	2	1	0	331.232	205.96	111	19.658	-36	63	0	32131-lamia
27	0	1	0	158.75	87.205	0	0	0	0	0	33131-sovel
28	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34011-k.trikal
29	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	34038-d1.trika
30	0	1	0	190.515	118.071	0	0	0	0	0	34431-k.trikal
31	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	40011-k.larumn
32	0	1	0	372.46	208.23	0.0	0.0	0	0	0	40231-larumna
33	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	40238-d1.larumn
34	0	1	0	209.167	123.221	0.0	0.0	0	0	0	41131-schmatar
35	0	1	0	79.188	49.074	0.0	0.0	0	0	0	42231-yacna
36	2	1	0	79.741	46.385	300	121.571	-90	147	0	43031-aliberi
37	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	50011-acarnes
38	2	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	-50037
39	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	50038-d1.acarn
40	2	1	0	101.952	63.184	0.0	0.0	-6	24	19	50131-acarnes1
41	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	50132-acarnes2
42	0	1	0	11.2	7.5	0	0	0	0	0	50831-n.calci
43	2	1	0	0	0	0.0	0	-6	24	0	50832-n.calci2
44	0	1	0	6.2	1.6	0	0	0	0	0	51011-koumoun
45	0	1	0	8.2	2.5	0	0	0	0	0	51131-koumoun1
46	0	1	0	3.5	1.8	0	0	0	0	0	51132-koumoun2
47	0	1	0	9.0	5.8	0.0	0	0	0	0	51133-koumoun3
48	0	1	0	3.2	0.9	0	0	0	0	0	51136-d3.koumoun
49	0	1	0	9.5	3.4	0	0	0	0	0	51137-d2.koumou
50	0	1	0	2.2	0.7	0	0	0	0	0	52011-ag.stefan
51	0	1	0	17.5	11.2	0	0	0	0	0	52038-d1.ag.stef
52	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	52131-ag.stef
53	0	1	0	3.2	1.6	0	0	0	0	0	52136-d4.koumou
54	0	1	0	8.7	6.7	0	0	0	0	4.3	52138-d6.koumou
55	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	53031-rouf1
56	0	1	0	3.5	2.3	0	0	0	0	0	53032-rouf2
57	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	54011-pallini
58	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	54038-t2.pallini
59	0	1	0	2.4	0.9	0	0	0	0	0	54131-pallini
60	0	1	0	10.6	1.9	0	0	0	0	0	-55011

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

61	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	-55038
62	0	1	0	21.70	12.7	0.0	0.0	0	0	0	55131-argur/LH
63	2	1	0	2.4	1.2	330	51.578	-109	177	0	56031-ahsag1
64	2	1	0	7.6	1.6	760	465	-258	523	0	59011-laur_gis
65	2	1	0	94.2	19.0	254	141.664	-98	171	0	59531-laurio
66	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	59538-d1.laur
67	0	1	0	22.8	10.9	0.0	0.0	0	0	0	60031-korinthos
68	0	1	0	30.0	30.0	0.0	0.0	0	0	0	60231-argos2
69	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	60431-kranidi
70	2	1	0	5.8	2.0	820	230.981	-255	416	19	61031-meg.1tes
71	0	1	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	61631-molaoi
72	0	1	0	11.2	7.5	0	0	0	0	0	62731-kalamat1
73	0	1	0	0	0	0.0	0	0	0	0	64231-patra2
74	2	1	0	6.2	1.6	60	20.645	-20	20	0	65131-purgos
75	0	1	0	8.2	2.5	0	0	0	0	0	70011-distomo
76	0	1	0	3.5	1.8	0	0	0	0	0	70038-d1.distomo
77	2	1	0	9.0	5.8	300	0	0	0	0	71011-ancelwos
78	0	1	0	3.2	0.9	0	0	0	0	0	71037-d2.ancel
79	0	1	0	9.5	3.4	0	0	0	0	0	71038-d1.ancel
80	2	1	0	2.2	0.7	170	76.103	-69	82	0	71131-ancelwos
81	2	1	0	17.5	11.2	260	150.752	-120	108	0	71132-ancelwos
82	0	1	0	0	0	0.0	0	0	0	0	75031-distomo
83	2	1	0	3.2	1.6	226	77.798	-100	127	0	80031-karacqou
84	2	1	0	8.7	6.7	180	60.7	-72	89	4.3	81032-lamprakh
85	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	82831-aktio
86	0	1	0	3.5	2.3	160	28.486	-66	72	0	85131-giannen1
87	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	85431-mourtos
88	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	88011-karacqou
89	0	1	0	2.4	0.9	0	0	0	0	0	88038-d1.aracq

Πίνακας Π.6.ΣΤ.4.β.

Πίνακας Των Διασυνδέσεων Των Ζυγών Και Στοιχεία Των Γραμμών Μεταφοράς Για Το Απλοποιημένο ΣΗΕ Του Ελληνικού Ηπειρωτικού Συστήματος.

Αρχή Γραμμής	Πέρας Γραμμής	Ισοδύναμο Π-Γραμμής			Ταρ: Ρύθμιση Στο Πρωτεύον
Bus (Αρχή) (nl)	Bus (Τέλος) (nr)	R (p.u.)	X (p.u.)	1/2B (p.u.)	= 1 for lines > 1 or < 1 tr. Tap at Bus nl
1	4	0.05438	0.23559	0.0387	1
2	1	0.03685	0.12015	0.064215	1
2	3	0.02374	0.09582	0.01809	1
3	2	0.025	0.10092	0.019055	1
3	4	0.00244	0.01004	0.03059	1
4	6	0.0227	0.088263	0.06062	1
5	11	0.00172	0.02336	0.42834	1
6	12	0.004883	0.0198	0.060225	1
6	7	0.0014	0.0214	0	1
7	5	0.0223	0.0108	0	1
8	6	0.0566	0.16366	0.074375	1
8	9	0.0190	0.05965	0.039825	1
9	6	0.04763	0.19227	0.0363	1
9	10	0.0003	0.0022	0	1
10	11	0.0027	0.0014	0	1
11	13	0.009	0.0111	0.61006	1
11	14	0.0014	0.0130	0.74827	1
11	15	0.0011	0.0109	0.62775	1
14	16	0.0001	0.0012	0.36997	1
14	22	0.001315	0.0127	0.72902	1
16	22	0.001345	0.01301	0.74673	1
16	28	0.0012	0.0112	0.64385	1
17	18	0.0014	0.0057	0	1
17	19	0.002	0.0081	0.00613	1
17	21	0.0069	0.0248	0.025855	1
18	16	0.0086	0.0048	0	1
19	21	0.02254	0.09088	0.017155	1
20	21	0.01847	0.0785	0.0134	1
21	9	0.01327	0.05355	0.01012	1
21	19	0.01814	0.07313	0.013805	1
22	31	0.0008	0.0079	181.464	1
23	19	0.09972	0.2428	0.035625	1
23	20	0.03786	0.16284	0.027135	1
23	27	0.02486	0.10694	0.017825	1
23	30	0.05178	0.12473	0.01883	1
23	24	0.0011	0.0070	0	1
24	22	0.0111	0.0054	0	1
25	22	0.0208	0.0127	0	1
26	23	0.04813	0.11908	0.038835	1
26	27	0.01565	0.06753	0.01117	1
26	30	0.03233	0.13051	0.02464	1
26	81	0.0194	0.0785	0.05926	1
26	82	0.0185	0.0744	0.05619	1
28	75	0.0016	0.0151	0.86611	1
28	88	0.00129	0.01765	0.3245	1
29	28	0.0111	0.0054	0	1
30	19	0.07069	0.28514	0.05383	1
30	26	0.03286	0.1369	0.07135	1

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

30	29	0.0007	0.0107	0	1
31	37	0.0008	0.0073	0.41606	1
31	50	0.0008	0.0080	0.45954	1
31	75	0.0005	0.0046	0.26258	1
32	26	0.03812	0.15368	0.02901	1
32	33	0.0014	0.0052	0	1
33	31	0.0000	0.00006	0	1
34	32	0.0115	0.0494	0.033585	1
34	35	0.01415	0.05825	0.016145	1
34	40	0.01803	0.07761	0.0129	1
34	55	0.01743	0.07027	0.013275	1
35	27	0.07906	0.19074	0.032185	1
35	34	0.00574	0.02483	0.0041	1
35	36	0.0139	0.0475	0.032005	1
37	44	0.0001	0.0014	0.07917	1
37	50	0.0001	0.0011	0.06236	1
38	37	0.0106	0.0061	0	1
39	37	0.0106	0.0061	0	1
40	39	0.0018	0.0066	0	1
40	41	0.	0.00001	0.	1
40	42	0.00594	0.02526	0.0043	1
41	38	0.0018	0.0066	0	1
41	43	0.00415	0.01672	0.003155	1
42	43	0.	0.0001	0.	1
43	52	0.0045	0.01816	0.00343	1
44	75	0.0011	0.0106	0.60987	1
45	46	0.	0.0001	0.	1
45	47	0.	0.0001	0.	1
45	48	0.0036	0.0131	0	1
45	51	0.0028	0.0428	0	1
45	63	0.0021	0.0081	0.12376	1
45	67	0.0163	0.0663	0.04884	1
45	82	0.0225	0.0905	0.06837	1
46	47	0.	0.0001	0.	1
46	49	0.0014	0.0214	0	1
46	55	0.0022	0.0088	0.00664	1
46	67	0.0173	0.0648	0.05261	1
47	53	0.0071	0.0262	0	1
47	54	0.0028	0.0428	0	1
47	56	0.0014	0.0059	0.00996	1
47	63	0.0017	0.0070	0.06233	1
47	67	0.0155	0.0623	0.04708	1
48	44	0.0208	0.0127	0	1
49	44	0.0223	0.0108	0	1
50	57	0.00009	0.00086	0.19818	1
51	50	0.0223	0.0108	0	1
52	36	0.0097	0.0350	0.17075	1
52	51	0.0028	0.0428	0	1
53	44	0.0416	0.0254	0	1
54	44	0.0446	0.0216	0	1
55	56	0.	0.0001	0.	1
55	34	0.01747	0.07022	0.01326	1
55	63	0.0023	0.0094	0.0071	1
57	60	0.0001	0.0014	0.07787	1

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ ΑΝΑΣΤΑΣΙΑΔΗΣ ΑΝΕΣΤΗΣ

57	64	0.0004	0.0036	0.20478	1
58	57	0.0084	0.0049	0	1
59	58	0.0014	0.0053	0	1
59	62	0.0010	0.0096	0.01095	1
59	65	0.0054	0.0216	0.03707	1
60	64	0.00073	0.00814	0.10164	1
61	60	0.0056	0.0027	0	1
62	61	0.0004	0.0053	0	1
65	66	0.0028	0.0428	0	1
66	64	0.0446	0.0216	0	1
67	68	0.0085	0.0344	0.02601	1
67	70	0.0220	0.0888	0.02601	1
67	73	0.07442	0.22996	0.03891	1
68	69	0.05631	0.13555	0.020355	1
68	70	0.0129	0.0437	0.068745	1
68	71	0.04125	0.1318	0.058055	1
69	67	0.05947	0.15094	0.0228	1
70	71	0.09808	0.2209	0.03692	1
70	72	0.0109	0.0439	0.033245	1
70	74	0.0130	0.0454	0.07176	1
73	67	0.0637	0.23445	0.042745	1
73	74	0.0120	0.0409	0.06394	1
74	72	0.10623	0.25858	0.037925	1
75	77	0.0015	0.0143	0.82127	1
76	75	0.0416	0.0254	0	1
77	88	0.00091	0.01235	0.22715	1
78	77	0.0084	0.0049	0	1
80	79	0.0018	0.0065	0	1
80	81	0.	0.0001	0.	1
80	83	0.0152	0.0611	0.04617	1
80	85	0.05289	0.13023	0.023525	1
81	78	0.0071	0.0262	0	1
82	76	0.0071	0.0262	0	1
82	80	0.0314	0.1266	0.09563	1
83	86	0.03328	0.14418	0.023685	1
83	89	0.0014	0.0214	0	1
84	73	0.0230	0.0761	0.10084	1
85	83	0.0239	0.08902	0.134505	1
86	83	0.04937	0.13229	0.019785	1
86	87	0.0473	0.11516	0.016895	1
87	83	0.0194	0.0784	0.038085	1
89	88	0.0223	0.0108	0	1

ΣΤ.5. ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΔΙΚΤΥΟΥ ΚΡΗΤΗΣ

Πίνακας Π.6.ΣΤ.5.α.

Πίνακας Δεδομένων Ζυγών Για Το ΣΗΕ Της Κρήτης.

Bus No.	Bus Code	Voltage (p.u.)	Angle (°)	Load (MW)	Load (MVar)	Generator (MW)	Generator (MVar)	Generator (Qmin)	Generator (Qmax)	Injected (MVar)
1	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
2	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
3	0	1.00	0.0	p1(b)	0	0.0	0.0	0	0	0
4	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
5	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
6	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
7	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
8	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
9	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
10	0	1.00	0.0	p2(b)	0	0.0	0.0	0	0	0
11	0	1.00	0.0	p3(b)	0	0.0	0.0	0	0	0
12	0	1.00	0.0	p4(b)	0	0.0	0.0	0	0	0
13	0	1.00	0.0	p5(b)	0	0.0	0.0	0	0	0
14	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
15	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
16	2	1.00	0.0	0.0	0.0	pg1(b)	0.0	0	0	0
17	0	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0
18	2	1.00	0.0	0.0	0.0	pg2(b)	0.0	0	0	0
19	2	1.00	0.0	0.0	0.0	pg3(b)	0.0	0	0	0
20	2	1.00	0.0	0.0	0.0	pg4(b)	0.0	0	0	0
21	2	1.00	0.0	0.0	0.0	pg5(b)	0.0	0	0	0
22	2	1.00	0.0	0.0	0.0	pg6(b)	0.0	0	0	0
23	2	1.00	0.0	0.0	0.0	pg7(b)	0.0	0	0	0
24	2	1	0	0	0	pg8(b)	0	0	0	0
25	2	1	0	0	0	pg9(b)	0	0	0	0
26	2	1	0	0	0	pg10(b)	0	0	0	0
27	2	1	0	0	0	pg11(b)	0	0	0	0
28	2	1	0	0	0	pg12(b)	0	0	0	0
29	2	1	0	0	0	pg13(b)	0	0	0	0
30	2	1	0	0	0	pg14(b)	0	0	0	0
31	2	1	0	0	0	pg15(b)	0	0	0	0
32	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	1	0	p6(b)	0	0	0	0	0	0
34	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	1	0	p7(b)	0	0	0	0	0	0
36	0	1	0	p8(b)	0	0	0	0	0	0
37	0	1	0	p9(b)	0	0	0	0	0	0
38	0	1	0	p10(b)	0	0	0	0	0	0
39	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	1	0	p11(b)	0	0	0	0	0	0
41	2	1	0	0	0	pg16(b)	0	0	0	0
42	1	1	0	0	0	pg17(b)	0	0	0	0
43	2	1	0	0	0	pg18(b)	0	0	0	0
44	2	1	0	0	0	pg19(b)	0	0	0	0
45	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	1	0	p12(b)	0	0	0	0	0	0
48	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0	1	0	p13(b)	0	0	0	0	0	0
50	0	1	0	p14(b)	0	0	0	0	0	0
51	2	1	0	0	0	pg20(b)	0	0	0	0

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ ΑΝΑΣΤΑΣΙΑΔΗΣ ΑΝΕΣΤΗΣ

52	2	1	0	0	0	pg21(b)	0	0	0	0
53	2	1	0	0	0	pg22(b)	0	0	0	0
54	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
55	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
56	0	1	0	p15(b)	0	0	0	0	0	0
57	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
58	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
59	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
60	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
61	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
63	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
64	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
65	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
66	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
67	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
68	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
69	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
70	0	1	0	p16(b)	0	0	0	0	0	0
71	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
72	2	1	0	0	0	pg23(b)	0	0	0	0
73	2	1	0	0	0	pg24(b)	0	0	0	0
74	0	1	0	p17(b)	0	0	0	0	0	0
75	0	1	0	p18(b)	0	0	0	0	0	0
76	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
77	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
78	0	1	0	p19(b)	0	0	0	0	0	0
79	0	1	0	p20(b)	0	0	0	0	0	0
80	0	1	0	p21(b)	0	0	0	0	0	0
81	2	1	0	0	0	pg25(b)	0	0	0	0
82	2	1	0	0	0	pg26(b)	0	0	0	0
83	2	1	0	0	0	pg27(b)	0	0	0	0
84	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
85	2	1	0	0	0	pg28(b)	0	0	0	0
86	2	1	0	0	0	pg29(b)	0	0	0	0
87	2	1	0	0	0	pg30(b)	0	0	0	0
88	2	1	0	0	0	pg31(b)	0	0	0	0
89	2	1	0	0	0	pg32(b)	0	0	0	0
90	2	1	0	0	0	pg33(b)	0	0	0	0
91	2	1	0	0	0	pg34(b)	0	0	0	0
92	2	1	0	0	0	pg35(b)	0	0	0	0
93	2	1	0	0	0	pg36(b)	0	0	0	0
94	2	1	0	0	0	pg37(b)	0	0	0	0
95	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
96	2	1	0	0	0	pg38(b)	0	0	0	0
97	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
98	2	1	0	0	0	pg39(b)	0	0	0	0
99	2	1	0	0	0	pg40(b)	0	0	0	0
100	0	1	0	p22(b)	0	0	0	0	0	0
101	0	1	0	p23(b)	0	0	0	0	0	0
102	2	1	0	0	0	pg41(b)	0	0	0	0
103	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
104	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
105	2	1	0	0	0	pg42(b)	0	0	0	0
106	2	1	0	0	0	pg43(b)	0	0	0	0
107	2	1	0	0	0	pg44(b)	0	0	0	0

Πίνακας Π.6.ΣΤ.5.β.
Οι Παραγωγές Των Μονάδων Για Τις 9μ.μ.Το Καλοκαίρι.

Παραγωγές	Ζυγός	Μέση Τιμή (MW)	Τυπική Απόκλιση (MW)
Pg1	16	1,3560	3,0510
Pg2	18	26,2185	10,3566
Pg3	19	29,2987	2,2258
Pg4	20	21,7094	12,1326
Pg5	21	4,8155	9,0501
Pg6	22	19,7423	8,7376
Pg7	23	21,2096	6,9969
Pg8	24	20,8625	0,7081
Pg9	25	9,8381	0,2370
Pg10	26	9,2529	2,1324
Pg11	27	9,5366	1,4379
Pg12	28	9,3484	1,1696
pg13	29	1,4936	3,5528
pg14	30	12,7361	1,6998
pg15	31	11,6477	3,6744
pg16	41	24,7228	16,3879
pg17	42	19,1165	17,6301
pg18	43	12,9142	13,3871
pg19	44	3,7136	5,1855
Pg20	51	42,981	0,3903
Pg21	52	41,6822	3,0791
Pg22	53	71,9193	11,2646
Pg23	72	5,2743	4,78369
Pg24	73	1,7902	2,0584
Pg25	81	1,4862	4,2178
Pg26	82	11,8425	11,2729
Pg27	83	6,8515	4,0308
Pg28	85	1,4724	0,7682
Pg29	86	0,3552	0,8778
Pg30	87	6,6163	4,4084
Pg31	88	5,7656	3,8651
Pg32	89	5,6298	4,5154
Pg33	90	1,0666	0,6056
Pg34	91	2,2731	1,4854
Pg35	92	1,5146	1,6762
Pg36	93	0,6488	1,1574
Pg37	94	1,6868	2,5106
Pg38	96	2,5727	2,0262
Pg39	98	1,9054	2,0343
Pg40	99	0,7080	0,7241
Pg41	102	3,6451	4,4101
Pg42	105	3,4289	3,3269
Pg43	106	2,5910	3,0705
Pg44	107	2,7212	2,5001

Πίνακας Π.6.ΣΤ.5.γ.
Τα Φορτία Ζήτησης Για Τις 9μ.μ.Το Καλοκαίρι.

Φορτία	Ζυγός	Μέση Τιμή (MW)	Τυπική Απόκλιση (MW)
P1	3	21,3616	2.2462
P2	10	15,5867	1.6389
P3	11	0,5430	0.0571
P4	12	61,8764	6.5063
P5	13	11,4592	1.2049
P6	33	25,5978	2.6916
P7	35	27,0279	2.8420
P8	36	36,0251	3.7880
P9	37	11,4411	1.2030
P10	38	15,5867	1.6389
P11	40	0,48878	0.0514
P12	47	14,8445	1.5609
P13	49	4,3990	0.4626
P14	50	4,0913	0.4302
P15	56	50,9964	5.3623
P16	70	26,7926	2.8172
P17	74	25,3443	2.6650
P18	75	33,7079	3.5444
P19	78	35,1743	3.6986
P20	79	31,8433	3.3483
P21	80	31,8795	3.3521
P22	100	21,5789	2.2690
P23	101	3,6930	0.3883

Πίνακας Π.6.ΣΤ.5.δ.
Πίνακας Των Διασυνδέσεων Των Ζυγών Και Στοιχεία Των Γραμμών Μεταφοράς Για Το ΣΗΕ Της Κρήτης.

Αρχή Γραμμής	Πέρασ Γραμμής	Ισοδύναμο Π-Γραμμής			Tap: Ρύθμιση Στο Πρωτεύον
Bus (Αρχή) (nl)	Bus (Τέλος) (nr)	R (p.u.)	X (p.u.)	1/2B (p.u.)	= 1 for lines > 1 or < 1 tr. Tap at Bus nl
1	46	0.01169	0.05063	0.008315	1
2	4	0.02277	0.09863	0.016205	1
2	46	0.00216	0.00938	0.00154	1
2	63	0.00952	0.04125	0.006775	1
3	70	0	1.00E-05	0.0	1
4	6	0.02021	0.08757	0.014385	1
6	8	0.00828	0.0334	0.006305	1
6	9	0.01691	0.06819	0.012875	1
6	14	0.00206	0.0083	0.001565	1
6	59	0.00319	0.01287	0.00243	1
6	65	0.03333	0.14438	0.02372	1
6	100	0.02010	0.04894	0.00718	1
7	59	0.00048	0.00194	0.014305	1
7	60	0.00048	0.00194	0.014305	1
8	14	0.00624	0.02515	0.004745	1
8	60	0.00645	0.02599	0.00245	1
8	104	0	1.00E-05	0.0	1
9	13	0.01247	0.05027	0.00949	1
10	13	0.00906	0.03653	0.006895	1
10	49	0.04500	0.10957	0.016075	1
10	55	0.02969	0.07228	0.010605	1
10	57	0	1.00E-05	0.0	1

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

11	49	0.02035	0.04953	0.00727	1
11	100	0.01107	0.02695	0.003955	1
12	55	0.0049	0.01193	0.00175	1
12	64	0	1.00E-05	0.0	1
15	66	0	1.00E-05	0.0	1
15	67	0	1.00E-05	0.0	1
15	68	0	1.00E-05	0.0	1
17	63	0.00216	0.0087	0.00164	1
17	65	0.00216	0.0087	0.00164	1
32	72	0.46542	121.633	0.00016	1
32	73	0.4534	0.70435	7.00E-05	1
33	75	0	1.00E-05	0.0	1
33	76	0.73129	113.605	0.000115	1
34	77	0	1.00E-05	0.0	1
35	78	0	1.00E-05	0.0	1
36	80	0	1.00E-05	0.0	1
37	83	0.57370	0.89705	0.000315	1
39	85	118.336	192.564	5.5E-05	1
39	86	13.265	215.857	6.00E-05	1
39	90	269.626	376.449	0.000115	1
40	92	0.43878	0.68163	0.00026	1
40	93	0.58503	0.90884	9.00E-05	1
40	94	0.68254	106.032	0.000105	1
45	95	0	1.00E-05	0.0	1
45	96	0.56337	0.87518	0.000105	1
47	97	0	1.00E-05	0.0	1
47	98	0.60941	0.94671	0.00033	1
48	99	0.85140	138.546	4.00E-05	1
56	105	0.18770	0.29159	4.5E-05	1
56	106	0.17551	0.27265	4.00E-05	1
56	107	0.23099	0.35884	3.5E-05	1
57	61	0.00086	0.00348	0.000655	1
58	62	0.03090	0.12456	0.023515	1
58	104	0.00237	0.00957	0.001805	1
61	66	0.01726	0.06958	0.013135	1
62	68	0.01726	0.06958	0.013135	1
64	67	0.01082	0.04688	0.0077	1
70	71	0	1.00E-05	0.0	1
74	75	0	1.00E-05	0.0	1
78	79	0	1.00E-05	0.0	1
84	87	0.19501	0.30295	0.000115	1
84	88	0.27670	0.42985	0.000165	1
84	89	0.30108	0.46937	0.00017	1
84	91	0.18388	0.24050	2.5E-05	1
100	101	0	1.00E-05	0.0	1
102	103	0.01706	0.02651	1.0E-05	1
1	32	0.02352	0.88369	0.000	1
1	32	0.02352	0.88369	0.000	1
2	3	0.00784	0.46013	0.000	1
2	18	0.00603	0.23069	0.000	1
2	19	0.00603	0.23069	0.000	1
2	20	0.00603	0.23069	0.000	1
2	21	0.00985	0.25663	0.000	1
2	41	0.00464	0.168139994	0.000	1

ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ ΑΝΑΣΤΑΣΙΑΔΗΣ ΑΝΕΣΤΗΣ

2	42	0.00464	0.167370006	0.000	1
2	70	0.00784	0.460130006	0.000	1
2	71	0.00784	0.394120008	0.000	1
2	81	0.01077	0.285510004	0.000	1
4	33	0.00784	0.429729998	0.000	1
4	74	0.00784	0.431930006	0.000	1
4	75	0.00784	0.429729998	0.000	1
5	6	0.0072	0.200269997	0.000	1
5	6	0.0072	0.200269997	0.000	1
5	29	0.03652	0.544719994	0.000	1
5	30	0.03556	0.613370001	0.000	1
5	31	0.03556	0.613370001	0.000	1
6	22	0.01331	0.302109987	0.000	1
6	23	0.01516	0.313870013	0.000	1
6	24	0.01526	0.315149993	0.000	1
6	25	0.02477	0.632640004	0.000	1
6	26	0.02973	0.632640004	0.000	1
6	27	0.02477	0.632640004	0.000	1
6	28	0.02477	0.632640004	0.000	1
6	43	0.00694	0.203050002	0.000	1
6	48	0.02048	0.674090028	0.000	1
6	82	0.01077	0.285510004	0.000	1
7	34	0.01494	0.427740008	0.000	1
7	77	0.01498	0.428939998	0.000	1
8	35	0.00784	0.429729998	0.000	1
8	78	0.00784	0.429729998	0.000	1
8	79	0.00784	0.404320002	0.000	1
9	36	0.00784	0.439529985	0.000	1
9	80	0.00784	0.439529985	0.000	1
10	38	0.02	0.846159995	0.000	1
10	38	0.02	0.846159995	0.000	1
11	40	0.02	0.79974997	0.000	1
11	40	0.02	0.79974997	0.000	1
12	39	0.02	0.79974997	0.000	1
12	39	0.02	0.79974997	0.000	1
12	84	0.00784	0.404920012	0.000	1
13	37	0.02352	0.88369	0.000	1
13	37	0.02352	0.88369	0.000	1
14	45	0.00784	0.428130001	0.000	1
14	95	0.00784	0.428130001	0.000	1
15	51	0.00634	0.218040004	0.000	1
15	52	0.00634	0.218040004	0.000	1
15	53	0.00449	0.16268	0.000	1
15	54	0.00449	0.16268	0.000	1
16	70	0.0313	0.463730007	0.000	1
17	69	0.02	0.79974997	0.000	1
17	69	0.02	0.79974997	0.000	1
44	48	0.02	0.230130002	0.000	1
46	47	0.00784	0.429729998	0.000	1
46	97	0.00784	0.429729998	0.000	1
49	50	0.02	0.79974997	0.000	1
49	50	0.02	0.79974997	0.000	1
55	56	0.00784	0.431930006	0.000	1
101	103	0.00784	0.429729998	0.000	1

ΣΤ.6. ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΓΡΑΦΙΚΟΥ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΙΛΥΣΗ ΤΗΣ ΠΙΘΑΝΟΤΙΚΗΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Όπως στο Παράρτημα Δ.4 έτσι και εδώ παρουσιάζεται μια πρώτη προσπάθεια ανάπτυξης ενός γραφικού περιβάλλοντος (μέσω GUIDE) έτσι ώστε να ενσωματωθούν οι μέθοδοι επίλυσης της PLF. Τα βασικά βήματα συνοψίζονται στα εξής:

- Ανοίγοντας το πρόγραμμα ο εκάστοτε χρήστης βλέπει την οθόνη του σχήματος Π.6.ΣΤ.6.α. Αμέσως ορίζει τον αριθμό ζυγών και γραμμών του εξεταζόμενου ΣΗΕ, πατώντας στα αντίστοιχα κουμπιά.
- Πατώντας το Busdata και το Linedata ανοίγουν οι αρχικοποιημένοι πίνακες των δεδομένων για τους ζυγούς και τις γραμμές, όπου καταχωρούνται όλα τα δεδομένα σύμφωνα με σχετικό tutorial.
- Στη συνέχεια δίνονται οι κατανομές για όλες τις παραγωγές και καταναλώσεις. Επιλέγεται αρχικά αν αναφερόμαστε σε παραγωγή ή ζήτηση ισχύος (ενεργό ή άεργο), στη συνέχεια σε ποιο ζυγό και τέλος στο τύπο της κατανομής, σχήμα Π.6.ΣΤ.6.β. Κατόπιν πατώντας το «OK», χρωματίζονται πράσινα τα αντίστοιχα πεδία για την επιλεγείσα κατανομή, σχήμα Π.6.ΣΤ.6.γ.
- Μόλις συμπληρωθούν όλες οι κατανομές (με επαναλαμβανόμενα “Insert Distribution” επιλέγεται η μέθοδος επίλυσης, σχήμα Π.6.ΣΤ.6.δ).
- Πατώντας “Next” εμφανίζονται τα αποτελέσματα. Υπάρχει δυνατότητα επιλογής ανάμεσα σε τρία «πακέτα» αποτελεσμάτων, **α)** Τάση και Γωνία Ζυγού, **β)** Ενεργές και Άεργες Εγχύσεις σε κάθε Ζυγό, **γ)** Ροή ισχύος του Ζυγού Αναφοράς (Slack Bus) και συνολικές απώλειες. Επιλέγοντας ένα από τα τρία πακέτα και πατώντας “show results”, δημιουργούνται τίτλοι άνωθεν του κάθε διαγράμματος και εμφανίζονται κάποια αρχικά αποτελέσματα. Κάτω από κάθε διάγραμμα εμφανίζεται η μέση και η τυπική απόκλιση της συγκεκριμένης κατανομής.
- Στο σχήμα Π.6.ΣΤ.6.ε δίνονται τα αποτελέσματα ενός παραδείγματος όπου χρησιμοποιείται η μέθοδος Monte-Carlo. Δίνεται η δυνατότητα επιλογής του αριθμού των επαναλήψεων (εδώ 500).

Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.α. Κύρια Οθόνη Του Προγράμματος Επίλυσης Της PLF.

Select Generation-Load, Bus and Distribution Type, then click OK

Pgen Generation or Demand

Bus1 Bus selection

constant Distribution type

OK

Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.β. Παράθυρο Επιλογής Παραγωγής ή Ζήτησης, Ζυγού Και Τύπος Κατανομής.

Constant

0

Normal

m

0

s

0

Weibull

shape

0

scale

1

Discrete

Possibility

0 0 0 0 0

Value

0 0 0 0 0

Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.γ. Αντίστοιχα Πεδία Προς Συμπλήρωση Για Τις Κατανομές Που Επιλέγονται.

Monte Carlo method

Next

Monte Carlo method

Linearization+Convolution

Linearization+FFT

Linearization+Gram-Charlier

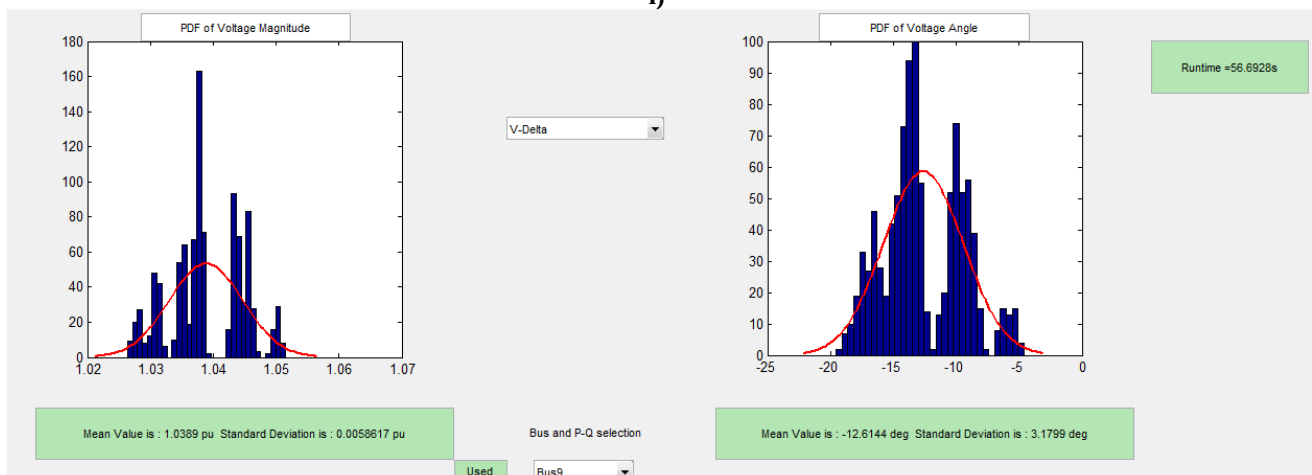
Linearization+Cornish-Fischer

Two-Point Estimate method

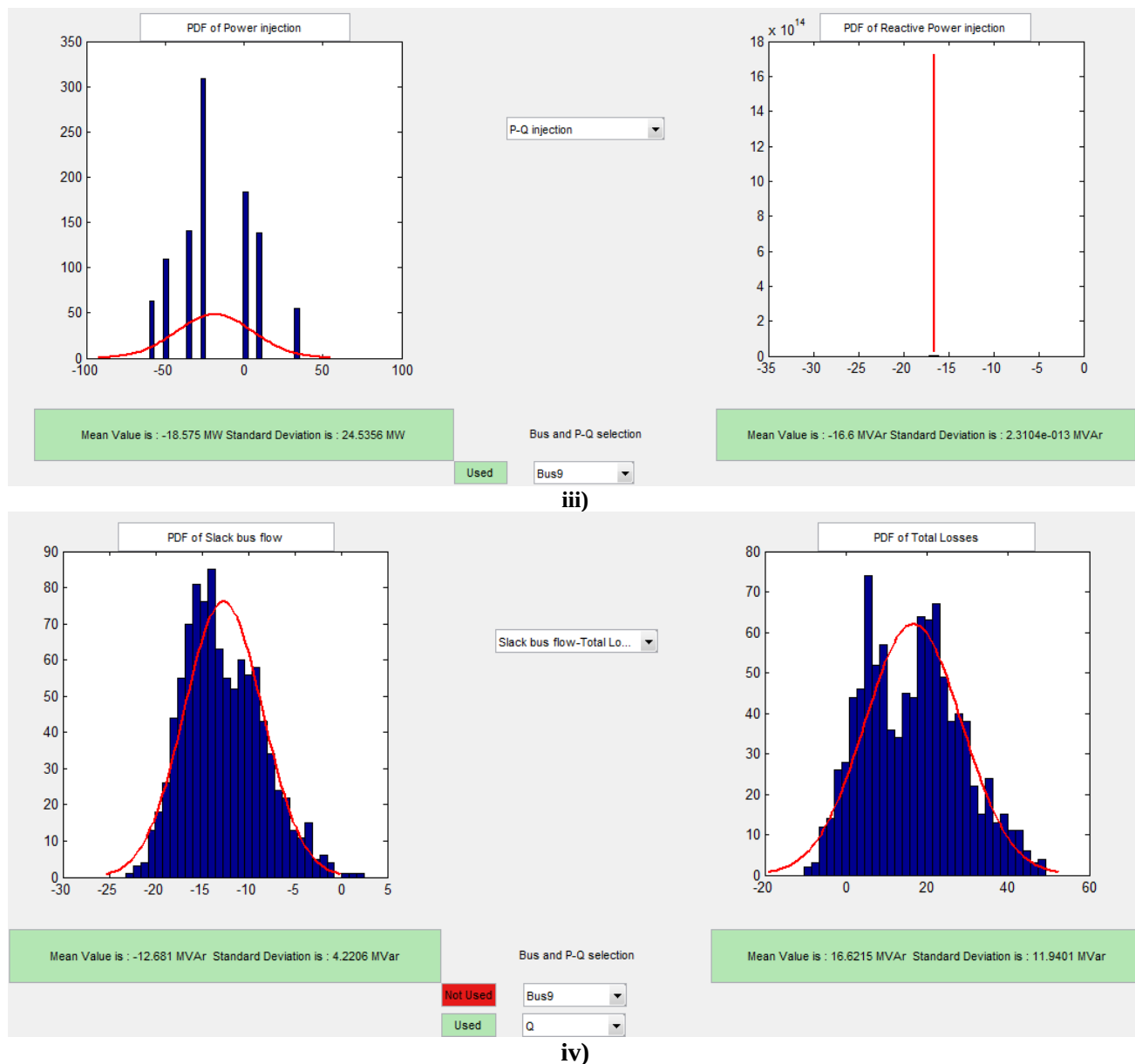
Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.δ. Παράθυρο Επιλογής Για Τη Μέθοδο Επίλυσης Της PLF.

Runtime =38.5463s

i)



ii)



Σχήμα Π.6.ΣΤ.6.ε. Αποτελέσματα Παραδείγματος Με Τη Μέθοδο Monte-Carlo, **i)** Χρόνος Εκτέλεσης Μεθόδου, **ii)** Κατανομή Για Τη Τάση Και Τη γωνία, **iii)** Κατανομές Για Τις Εγχύσεις Ενεργού Και Άεργου Ισχύος Ζυγού, **iv)** Κατανομή Ροής Ενεργού Ισχύος Από Το Ζυγό Ταλάντωσης Και Κατανομή Των Ολικών Ενεργών Απωλειών Του ΣΗΕ

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

“Η Γνώση Είναι Δύναμη”, F. Bacon

- [1]. Κ. Βουρνάς και Γ. Κονταξής, “Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας”, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα 2006.
- [2]. Γ. Γιαννακόπουλος, Ν. Βοβός, “Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Εκδόσεις ΖΗΤΗ, Ιούλιος 2008.
- [3]. Π. Ντοκόπουλος, “Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τόμος 1”, Εκδόσεις Παρατηρητής, Θεσσαλονίκη 1986.
- [4]. Μ. Π. Παπαδόπουλος, “Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, τόμος Γ”, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα 1994.
- [5]. Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ), Website: <http://www.deddie.gr/>.
- [6]. Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), Website: <http://www.dei.gr/>.
- [7]. Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), Website: <http://www.desmie.gr/>.
- [8]. Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ), Website: <http://www.lagie.gr/>.
- [9]. Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), Website: <http://www.admie.gr/>.
- [10]. Γ. Μπακιρτζής, “Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Εκδόσεις ΖΗΤΗ, Θεσσαλονίκη 1998.
- [11]. Γ. Κορρές, “Εποπτεία και Διαχείριση Ενεργειακών Συστημάτων”, Εκδόσεις ΕΜΠ, Αθήνα 2008.
- [12]. Mohammad Shahidehpour, Hatim Yamin, Zuyi Li, “Market Operations in Electric Power Systems”, John Wiley & Sons Inc., New York, 2002.
- [13]. Luiz Augusto Barroso, Teófilo H. Cavalcanti, Paul Giesbertz, Konrad Purchala, “Classification of Electricity Market Models Worldwide”, On behalf of CIGRE Task Force C5.2.1, IEEE, 2005.
- [14]. Α. Αντωνιάδης, “Τρόποι Εκκαθάρισης Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας – Εφαρμογή στο Ηλεκτρικό Δίκτυο της Κρήτης”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, *Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Α. Α. Αναστασιάδης*, 2012.
- [15]. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΡΑΕ, “Έκθεση Πεπραγμένων Ιούλιος 2000 – Δεκέμβριος 2002” και “Έκθεση Πεπραγμένων Ιανουάριος 2003 – Μάρτιος 2004”.
- [16]. Β. Παπαδιάς, Γ. Κονταξής, “Ηλεκτρική Οικονομία”, ΕΜΠ, Αθήνα 2003.
- [17]. Οδηγία 96/92/ΕΚ, Επίσημη Εφημερίδα ΑΡΙΘ. L 027 της 30/01/1997 σ. 0020 – 0029.
- [18]. “Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας”, ΦΕΚ Β’ 655/17-05-2005.
- [19]. Ε. Λεκατσάς, “Οικονομική Ανάλυση Ηλεκτρικών Συστημάτων – Προβλήματα Προσαρμογής Εν Όψει της Απελευθέρωσης της Αγοράς Ηλεκτρισμού», Έκδοση ΤΕΕ, Αθήνα 2000.
- [20]. Ε. Λεκατσάς, “Αδυναμίες της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρισμού – Αναγκαίες Παρεμβάσεις”, Διεθνές Συνέδριο, “Ενέργεια Χωρίς Σύνορα”, Μάιος 2008.
- [21]. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, (ΡΑΕ), Website: <http://www.rae.gr/>.
- [22]. EUROPA, “Μια Ενιαία Ενεργειακή Πολιτική για την Ευρώπη”, Website: <http://europa.eu/>.
- [23]. Ι. Ψαρράς, “Διαχείριση ενέργειας και περιβαλλοντική πολιτική”, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα 2006.
- [24]. Κ. Δέρβος, “Εισαγωγή στα Ημιαγώγιμα Υλικά και Φωτοβολταϊκές Διατάξεις”, Εκδόσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα 2009.
- [25]. Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, (ΥΠΕΚΑ), Website: <http://www.ypeka.gr/>.
- [26]. Greenpeace, Website: <http://www.greenpeace.org/greece/el/>.
- [27]. Energy Information Administration, (EIA), Website: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/world.html>.
- [28]. Hadjipaschalis I, Kourtis G, Poullikkas A., “Assessment of Oxyfuel Power Generation Technologies”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13:2637–44, 2009.
- [29]. Mudathir Funsho Akorede, Hashim Hizam, Edris Pouresmaeil, “Distributed Energy Resources and Benefits to the Environment”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14 (2010), 724–734.
- [30]. Olsen KH, “The Clean Development Mechanism’s Contribution to Sustainable Development: A Review of the Literature”, Climatic Change 84:59–73, 2007.
- [31]. Distributed Generation Education Modules, <http://www.dg.history.vt.edu/index.html>, October, 2008.
- [32]. G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, W. D’haeseleer and R. Belmans, “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues”, K.U. Leuven- Energy Institute, August 2003.
- [33]. The Institution of Engineering and Technology: Website: www.theiet.org.
- [34]. Website: <http://www.distributed-generation.com/>.
- [35]. Αντώνιος Γ. Τσικαλάκης, “Συμβολή στον Προγραμματισμό Λειτουργίας Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Μεγάλη Διείσδυση Διεσπαρμένης και Ανανεώσιμης Παραγωγής και Συσκευών Αποθήκευσης”, Διδακτορική διατριβή Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, Ιούλιος 2008.
- [36]. N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen and G. Strbac, “Embedded Generation,” London: The Institution of Electrical Engineers (IEE), 2000.
- [37]. Σ. Παπαθανασίου, “Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: Σύνδεση Εγκαταστάσεων Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής”, στο <http://users.ntua.gr/stpaphath/Interconnection%20of%20generation.pdf>.

- [38]. **Σ. Παπαθανασίου**, “Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: Εκτίμηση της Ενεργειακής Απόδοσης Αιολικών Πάρκων”, στο <http://users.ntua.gr/stpapat/WT%20energy%20output.pdf>.
- [39]. **J. A. P. Lopes**, “Integration of Dispersed Generation on Distribution Networks – Impact Studies”, in Proc. 2002, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, January 2002.
- [40]. **Rubio, F., Afzal S. Siddiqui, Chris Marnay, and Kristina Hamachi**, “CERTS Customer Adoption Model”, Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-47772, Berkeley, CA, 2001.
- [41]. **National Renewable Energy Laboratory**, Website: <http://www.nrel.gov>.
- [42]. **W. El – Khatam and M. M. A. Salama**, “Distributed Generation Technologies, Definitions and Benefits”, Electric Power Systems Research, 2004.
- [43]. **ΚΑΠΕ – Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας**, Website: <http://www.cres.gr/kape>.
- [44]. **M. Reza**, “Stability Analysis of Transmission Systems With High Penetration of Distributed Generation”, PhD thesis, Delft University of Technology, Delft, the Netherlands, 2006.
- [45]. **Georgios Papaefthymiou**, “Integration of Stochastic Generation in Power Systems”, Dissertation, Delft University of Technology, 2007.
- [46]. **Mendez VH, Rivier J, Fuente JI, Gomez T, Arceluz J, Marin J, et al.**, “Impact of Distributed Generation on Distribution Investment Deferral”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 28:244–52, 2006.
- [47]. **H. B. Püttgen, P. R. MacGregor, and F. C. Lambert**, “Distributed Generation: Semantic Hype or the Dawn of a New Era?”, IEEE Power and Energy Magazine, Volume 1, pp.22 – 29, 2003.
- [48]. **Microturbines**. Retrieved 8th July 2009 from http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine#cite_note-6.
- [49]. **Jurado F, Saenz JR.**, “Adaptive Control of a Fuel Cell-Microturbine Hybrid Power Plant”, In: IEEE power engineering society summer, p:76–81, 2002.
- [50]. **Hajagos LM, Berube GR.**, “Utility Experience with Gas Turbine Testing and Modeling”, In: IEEE power engineering society winter meeting, p:671–7, 2001.
- [51]. **Borbely AM, Kreider JF.**, “Distributed Generation the Power Paradigm for the New Millennium”, CRC Press; 2001.
- [52]. **Boyce M.**, “Gas Turbine Engineering Handbook”, Houston: Gulf Publishing Company, 1982.
- [53]. **Willis HL, Scott WG.**, “Distributed Power Generation: Planning and Evaluation”, Marcel Dekker, 2000.
- [54]. **CIGRE**, “Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System”, CIGRE Study Committee No 37, Working Group 23, Final Report, September 1998.
- [55]. **Huang X, Zhang Z, Jiang J.**, “Fuel Cell Technology for Distributed Generation: An Overview”, Quebec, Canada: IEEE ISIE Montreal, 2006.
- [56]. **Hatziaargyriou N, Donnelly M, Papathanassiou S, Pecos Lopes JA, Takasaki M, Chao H, et al.**, “CIGRE Technical Brochure on Modeling New Forms of Generation and Storage”, CIGRE TF38.01.10, 2000.
- [57]. **J. H. R. Enslin**, “Interconnection of Distributed Power to the Distribution Network”, in IEEE Young Researchers Symposium, Delft, the Netherlands, 18-19, March 2004.
- [58]. **Haggmark S, Axelsson U, Karlsson G, Kauhaniemi K, Olsson M, Liljegren C.**, “Aspects of Different Distributed Generation Technologies”, CODGUNET WP 3 project report, VTT processes, p: 1–45, 2003.
- [59]. **M. R. Patel**, “Wind and Solar Power Systems”, CRC Press LLC, 1999.
- [60]. **Α. Βαλαλάκη, Β. Κατσίκη**, “Επίδραση της Τιμολόγησης των ΑΠΕ στα Μικροδίκτυα”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Α. Α. Αναστασιάδης**, Απρίλιος 2010.
- [61]. **Μ. Παπαδόπουλος**, “Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές”, Ε.Μ.Π., Αθήνα 1997.
- [62]. **Ι.Ε. Φραγκιαδάκης**, “Φωτοβολταϊκά Συστήματα”, Εκδόσεις Ζήτη, Θεσσαλονίκη 2007.
- [63]. **Κ.Θ. Δέρβος**, “Φωτοβολταϊκά Συστήματα: από τη Θεωρία στην Πράξη”, Πανεπ. Εκδ. ΕΜΠ, Αθήνα 2012.
- [64]. **European Wind Energy Association, (EWEA)**, Website: <http://www.ewea.org/>.
- [65]. **Σ. Παπαθανασίου**, “Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας”, Ε.Μ.Π, Αθήνα 2008.
- [66]. “Dispersed System Impacts: Survey and Requirements Study”, EPRI TR-103337, project 3357-01, 1994.
- [67]. **Α. Ντάτσης**, “Υδροθερμική Συνεργασία σε Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας με Αυξημένη Διείσδυση Φωτοβολταϊκών και Ηλιοθερμικών Συστημάτων”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Α. Α. Αναστασιάδης**, Δεκέμβριος 2011.
- [68]. **Fridleifsson IB.**, “Geothermal Energy for the Benefit of the People”, Renewable and Sustainable Energy Reviews (5), p:299–312, 2001.
- [69]. **Disadvantages of Geothermal Energy**, Website: http://www.clean-energy-ideas.com/articles/disadvantages_of_geothermal_energy.html.
- [70]. **S. Sheth and M. Shahidehpour**, “Geothermal Energy in Power Systems”, in IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 6-10, pp. 1972–1977, 2004.
- [71]. **H. Christofer, H. Armstead**, “Geothermal Energy”, 2nd Edition, London 1978.
- [72]. Website: www.geothermie.de/egec-geothernet/environment_issues_and_employ.html.
- [73]. **F. Schwartz, R. Pegallapati, and M. Shahidehpour**, “Small Hydro as Green Power”, in 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 12-16 2005, pp. 1883–1890.
- [74]. **Α. Παπαντώνης**, “Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα”, Εκδόσεις Συμείων, 2001.

- [75]. N. Sriram and M. Shahidehpour, "Renewable Biomass Energy", in 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 12-16 2005, pp. 1910–1915.
- [76]. Kirubakaran V, Sivaramakrishnan V, Nalini R, Sekar T, Premalatha M, Subramanian P., "A Review on Gasification of Biomass", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13:179–86, 2009.
- [77]. Α. Γεωργιάδης, Σ. Σωτηρίου, "Αξιοποίηση της Βιομάζας στον Ελλαδικό Χώρο για την Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Μέσω Συστημάτων Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας", Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Δεκέμβριος 2011.
- [78]. "Tidal energy in electric power systems", in 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 1, June 12-16, 2005, pp. 630–635.
- [79]. A. M. Tuckey, D. J. Patterson, and J. Swenson, "A Kinetic Energy Tidal Generator in the Northern Territory-Results", in 23rd International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation IECON 97, vol. 2, November 9-14 1997, pp. 937–942.
- [80]. "The Future of Energy Storage in a Deregulated Environment", IEEE panel session, PES summer meeting, Seattle, Washington, 2000.
- [81]. Weissbach RS, Karady GG, Farmer RG., "A Combined Uninterruptible Power Supply and Dynamic Voltage Compensator Using a Flywheel Energy Storage System", IEEE Transactions on Power Delivery, 16:265–70, 2001.
- [82]. Louie H, Strunz K., "Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) for Energy Cache Control in Modular Distributed Hydrogen-Electric Energy Systems", IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 17:2361–4, 2007.
- [83]. Crotagino F, Mohmeyer KU, Scharf R, Huntorf CAES, "More Than 20 Years of Successful Operation", In: The Solution Mining Research Institute spring meeting, 2001.
- [84]. Bullough C, Gatzen C, Jakiel C, Koller M, Nowi A, Zunft S., "Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy", In: The European wind energy conference, 2004.
- [85]. Βατίκαλος Γ. Άγγελος, "Βραχυπρόθεσμος Υδροθερμικός Προγραμματισμός και Μελέτη μη Διασυνδεδεμένου ΣΗΕ με Μεγάλη Διείσδυση ΑΠΕ και Αντλησιοταμίευση Χωρίς Άντληση από το Δίκτυο σε Συνθήκες Βέλτιστης Ροής Φορτίου", Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Δεκέμβριος 2009.
- [86]. K. Protopapas, S. Papathanassiou, "Application of Pumped Storage to Increase Wind Penetration in Isolated Island Grids". *Proc. EWEC 2006*, Athens, Febr. 2006.
- [87]. Price, L., Marnay, C., Sathaye, J., Murtishaw, S., Fisher, D., Phadke, A., and Franco, G. "The California Climate Action Registry: Development of Methodologies for Calculating Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation," in Proceedings of the ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Buildings, Pacific Grove, CA., 2002.
- [88]. T.J. Lui, W. Stirling, and H.O. Marcy, "Get Smart, Power and Energy Magazine", IEEE 8 (2010), no. 3, 66–78.
- [89]. "Internet of Energy- ICT for Energy Markets of the Future", Federation of German Industries, BDI initiative Internet of Energy, E-Energy: E-Energy Begleitforschung, Βερολίνο, 2010.
- [90]. J. Ruusunen, H. Ehtamo, and RP. Hamalainen, "Dynamic Cooperative Electricity Exchange in a Power Pool", IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics 21 (1991), no. 4, 758–766.
- [91]. H. Singh, "Introduction to Game Theory and its Application in Electric Powermarkets", IEEE Computer Applications in Power 12 (1999), no. 4, 18–20.
- [92]. S. Stoft, "Power System Economics: Designing Markets for Electricity", IEEE press Piscataway, NJ, 2002.
- [93]. Nikos Hatziaargyriou, Hiroshi Asano, Reza Irvani, and Chris Marnay, "Microgrids for Distributed Generation An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects", IEEE Power and Energy Magazine, July/August 2007, Vol.5 No.4, pp 78-100.
- [94]. R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Meliopoulos, R. Yinger and J. Eto, "White Paper on Integration of Distributed Energy Resources. The CERTS MicroGrid Concept", Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), CA, Tech. Rep. LBNL-50829, Apr. 2002.
- [95]. "MICROGRIDS – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids", EU Contract ENK5-CT-2002-00610, Technical Annex, May 2002. Διαθέσιμο: <http://microgrids.power.ece.ntua.gr>.
- [96]. "MORE MICROGRIDS – Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids", EU Contract No: SES6 -019864, Technical Annex, January 2006. Διαθέσιμο: <http://microgrids.power.ece.ntua.gr>.
- [97]. P. Djapic, C. Ramsay, D. Pudjianto, G. Strbac, J. Mutale, N. Jenkins, R. Allan, "Taking an Active Approach Distribution System Transitions and Integration of Distributed Generation in Europe", IEEE Power and Energy Magazine, July/August 2007, Vol.5, No.4, pp 68-77.
- [98]. Satoshi Morozumi, "Overview of Micro-grid R&D in Japan", Micro-grid symposium Nagoya, Japan 2007.
- [99]. F. Katiraei, R. Irvani, N. Hatziaargyriou, and A. Dimeas, "MicroGrids Management, Control and Operation Aspects of MicroGrids", IEEE Power Energy Mag 6 (2008), no. 3, 54–65.
- [100]. Moreira, C. L., Resende, F. O., Lopes, J. A. P., "Using Low Voltage MicroGrids for Service Restoration", IEEE Trans on Power Systems Vol. 22, Issue 1, Feb. 2007 pp:395 – 403.
- [101]. "Deliverable D2.5 Final Architecture for SmartHouse/SmartGrid", 2011.
- [102]. "Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid", 2011 Technical Report, EPRI.

- [103]. European SmartGrids Technology Platform. www.smartgrids.eu/documents/vision.pdf.
- [104]. European SmartGrids Technology Platform, “Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future”, 2006.
- [105]. Peter C. Reiss and Matthew W. White, “Household Electricity Demand”, 2002.
- [106]. “Ελληνικός Σύνδεσμος Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας”, Διαθέσιμο: www.hachp.gr.
- [107]. Orlando J. A., “Cogeneration Design Guide”, Atlanta, USA: ASHRAE; 1996.
- [108]. “Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of the 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on the useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC”, Official Journal of the European Union 2004, and “Commission Decision of 21 December 2006 establishing harmonised efficiency reference values for separate production of electricity and heat in application of Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council, document number C(2006) 6817”. Official Journal of the European Union 2007.
- [109]. Piacentino A., Cardona F., “An Original Multi-Objective Criterion for the Design of Small-Scale Polygeneration Systems Based on Realistic Operating Conditions”, Applied Thermal Engineering 2008; 28:2391-404.
- [110]. Simader G. R., Krawinkler R., Trnka G., “Micro CHP Systems: State-Of-the-Art”, A technical report of green lodges project (EIE/04/252/S07.38608); 2006.
- [111]. Knight I., Ugursal I., “Residential Cogeneration Systems: A Review of the Current Technologies”, Technical report of Subtask A FC+COGENSIM, Annex, 42; 2005. Available from: http://www.ecbcs.org/docs/Annex_42_Review_Residential_Cogen_Technologies.pdf.
- [112]. “Small and Micro Combined Heat and Power (CHP) Systems”, Woodhead publishing series in energy, vol. 18. UK: Woodhead Publishing Limited, ISBN 1 84569 795 2; 2011.
- [113]. Wu D.W., Wang R.Z., “Combined Cooling, Heating and Power: A Review”, Progress in Energy and Combustion Science 2006; 32:459-95.
- [114]. X. A. Φραγκόπουλος, Η. Π. Καρυδογιάννης, Γ. Κ. Καραλής, “Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας”, ΕΛΚΕΠΑ, Νοέμβριος 2004.
- [115]. Εργαστήριο Μεταφοράς Θερμότητας και Μηχανικής Περιβάλλοντος Α.Π.Θ., “Συμπαράγωγή Θερμότητας-Ηλεκτρισμού”, Σημειώσεις, Κεφάλαιο 7, 2009.
- [116]. Π. Ν. Μπότσαρης, “Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας”, Εκδόσεις Τζιόλα, Θεσσαλονίκη 2003.
- [117]. Απόστολος Πολυζάκης, “Λειτουργία Αεριοστροβίλων και Παραγωγή Ενέργειας – Προώθηση – Θεωρία”, Publication P.H.C., 1st Edition, Πτολεμαίδα 2012.
- [118]. Timmermans, A. R. J., “Combined Cycles and Their Possibilities Lecture Series, Combined Cycles for Power Generation”, Von Karman Institute for Fluid Dynamics, Rhode Saint Genese, Belgium, 1978.
- [119]. Hawkes A.D., “Estimating Marginal CO2 Emissions Rates for National Electricity Systems”, Energy Policy 2010; 38: 5977-87.
- [120]. Hondo H., “Life Cycle GHG Emission Analysis of Power Generation Systems: Japanese Case”, Energy 2005; 30: 2042-56.
- [121]. Ηλίας Τζαβαλής, Αθανάσιος Πετραλιάς, “Επενδύσεις”, Εκδόσεις Οικονομικό Πανεπιστήμιο Αθηνών, 2009.
- [122]. G. Angrisani, C. Roselli, M. Sasso, “Distributed Microtrigeneration Systems”, Progress in Energy and Combustion Science 38, p. 502-521, 2012.
- [123]. M. Siddhartha Bhatt, “Mapping of General Combined Heat and Power Systems”, [Energy Conversion and Management, Volume 42, Issue 1](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019596780100001), Pages 115–1241, January 2001.
- [124]. P. A. Pilavachi, “Mini – and Micro – Gas Turbines for Combined Heat and Power”, Applied Thermal Engineering 22 (2002) 2003–2014.
- [125]. De Paepe M., D’Herdt P., Mertens D., “Micro-CHP Systems for Residential Applications”, Energy Conversion and Management 2006; 47:3435-46.
- [126]. Pehnt M., Cames M., Fischer C., Praetorius B., Schneider L., Schumacher K., et al., “Micro Cogeneration: Towards Decentralized Energy Systems”, Nederland: Springer, ISBN 978-3-642-06498-2; 2010.
- [127]. Dentice d’Accadia M., Sasso M., Sibilio S., Vanoli L., “Micro-Combined Heat and Power in Residential and Light Commercial Applications”, Applied Thermal Engineering 2003; 23:1247-59.
- [128]. “BWHK - Kenndaten 2011”, Module Anbieter Kosten, Energie Referat, Frankfurt.
- [129]. Iwata S., “Study on Efficient Operation Control of Gas Engine Residential Cogeneration System”, In: Proceedings of International Gas Research Conference, Vancouver, Canada; 2004.
- [130]. Roselli C., Sasso M., Sibilio S., Tzscheutschler P., “Experimental Analysis of Small Scale Cogenerators Based on Natural Gas Fired Reciprocating Internal Combustion Engine”, In: Proceedings of 10th Biennial Conference on Engineering Systems Design and Analysis, Istanbul, Turkey; 2010.
- [131]. Roselli C., Sasso M., Sibilio S., Tzscheutschler P., “Experimental Analysis of Microcogenerators Based on Different Prime Movers”, Energy and Buildings 2011; 43:796-804.
- [132]. Mancarella P., Gianfranco C., “Global and Local Emission Impact Assessment of Distributed Cogeneration Systems with Partial-Load Models”, Applied Energy 2009; 86: 2096-106.

- [133]. **A. Μοσχάτος**, “*Ηλιακή Ενέργεια - Συνιστώσες της Ηλιακής Θερμικής Διαδικασίας*”, Έκδοση Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδος, Αθήνα 1992.
- [134]. **Mutch J. J.**, “*Residential Water Heating, Fuel Consumption, Economics and Public Policy*”, Rand Report, R1498, 1974.
- [135]. **ΕΜΥ**, “*Εθνική Μετεωρολογική Υπηρεσία*”, **Ιστοσελίδα:** <http://www.hnms.gr/hnms/greek/index.html>.
- [136]. **T. Yilmaz**, “*Optimization of Cogeneration Systems Under Alternative Performance Criteria*”, *Energy Conversion Management*, 45(4):595-611, 2004.
- [137]. **Ε. Π. Νταβέλου**, “*Κάλυψη Ενεργειακών Αναγκών Οικιστικού Συγκροτήματος με Μονάδα Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας*”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Ιούλιος 2009.
- [138]. **Νόμος 3851/2010 – ΦΕΚ Α 85/04.06.2010**.
 “*Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής*”,
 “*Accelerating the development of Renewable Energy Sources to deal with climate change and other regulations addressing issues under the authority of the Ministry of Environment, Energy and Climate Change*”.
- [139]. **Guy Newman**, “*Characterisation of Virtual Power Plants*”, A Thesis Submitted to the University of Manchester for the Degree of PhD in the Faculty of Engineering and Physical Sciences, 2010. p. 50-58, 191-193.
- [140]. **Antonopoulos, K. A. and C. Tzivanidis**, “*Time Constant of Greek Buildings*”, *Energy*, 1995. 20(8): p. 785-802.
- [141]. **Siegenthaler J.**, “*Modern Hydronic Heating for Residential and Light Commercial Buildings*”, 2nd Edition’, 2004, Thomson Delmar Learning.
- [142]. **Dorer V.**, “*Review of Existing Residential Cogeneration Systems Performance Assessments and Evaluations*”, A technical report of Subtask C of FC+COGENSIM the simulation of building-integrated fuel cell and other cogeneration systems, Annex 42; 2007.
- [143]. **Dorer V., Weber A.**, “*Methodologies for the Performance Assessment of Residential Cogeneration Systems*”, A technical report of Subtask C of FC+COGENSIM the simulation of building-integrated fuel cell and other cogeneration systems, Annex 42; 2007.
- [144]. **Peter J. Brockwell and Richard A. Davis**, “*Introduction to Time Series and Forecasting*”, Springer Texts In Statistics, New York, 1996.
- [145]. **Branko Ristic, Sanjeev Arulampalam and Neil Gordon**, “*Beyond the Kalman Filter, Particle Filters for Tracking Applications*”, Artech House Publishers, 2004.
- [146]. **Jouni Hartikainen and Simo Sarkka**, “*Optimal Filtering with Kalman Filters and Smoothers – A Manual for Matlab Toolbox EKF/UKF*”, Department of Biomedical Engineering and Computational Science, Helsinki University of Technology, February 2008.
- [147]. **Greg Welch and Gary Bishop**, “*An Introduction to the Kalman Filter*”, Department of Computer Science, University of North Carolina, 2001.
- [148]. “*ΕΠΑ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ*”, Website: www.epathessaloniki.gr., “*Φυσικό Αέριο Αττικής*”, Website: <http://www.aerioattikis.gr>.
- [149]. Website: www.cogen-sim.net/index.php?pg=datafiles.
- [150]. **H. Asano and S. Bando**, “*Load Fluctuation Analysis of Commercial and Residential Customers for Operation Planning of a Hybrid Photovoltaic and Cogeneration System*”, 2008.
- [151]. **Ασημίνα Β. Καρακυριάκου**, “*Βέλτιστος Προγραμματισμός Λειτουργίας Υβριδικού Συστήματος Φωτοβολταϊκών και Μονάδων Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας με Βάση την Ανάλυση Διακύμανσης του Ηλεκτρικού Φορτίου*”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Απρίλιος 2009.
- [152]. **Charlotte Søndergren and Hans F. Ravn**, “*A Method to Perform Probabilistic Production Simulation Involving Combined Heat and Power Units*”, *IEEE Transactions on Power Systems*, May 1996.
- [153]. **Helge V. Larsen, Halldór Pálsson, Hans F. Ravn**, “*Probabilistic Production Simulation Including Combined Heat and Power Plants*”, Elsevier Science SA, 1998.
- [154]. **Hadi Saadat**, “*Power System Analysis*”, McGraw-Hill International Editions, Electrical Engineering Series, 1999.
- [155]. **P. S. Rao**, “*Combined Heat and Power Economic Dispatch: A Direct Solution*”, *Elect. Power Components Syst.* 34 (9) (2006) 1043-1056.
- [156]. **M. A. Gonzalez Chapa, J. R. Vega Galaz**, “*An Economic Dispatch Algorithm for Cogeneration Systems*”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol1, 2004, pp. 989-994.
- [157]. **G. Tao, M.I. Henwood, M. Van Ooijen**, “*An Algorithm for Combined Heat and Power Economic Dispatch*”, *IEEE Trans. Power Syst.* 11 (4), pp1778-1784, 1996.
- [158]. **Fabricio Salgado, Pedro Pedrero**, “*Short-Term Operation Planning on Cogeneration Systems: A Survey*”, *Electric Power Systems Research* 78, pp.835-848), 2008.
- [159]. **C. Algie, K. P. Wong**, “*A Test System for Combined Heat and Power Economic Dispatch Problems*”, *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT 2004)*, *Proceedings of the 2004*, vol. 1, 2004, pp. 96-101.

- [160]. **H. B. Puttgen, P. R. MacGregor**, “Optimum Scheduling Procedure for Cogenerating Small Power Producing Facilities”, IEEE Trans. Power Syst. 4 (3) (1989) 957-964.
- [161]. **L. S. Lasdon**, “Optimization Theory for Large Systems”, New York: MacMillan, 1970.
- [162]. **N. Γ. Μαράτος**, “Τεχνικές Βελτιστοποιήσεως”, Σημειώσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα, 1990.
- [163]. **T. Weise**, “Global Optimization Algorithms– Theory and Application”, 2nd edition, January 4, 2008.
- [164]. **James A. Momoh**, “Electric Power Systems Applications of Optimization”, Taylor & Francis, 2000.
- [165]. **Lee K. S., Geem Z. W.**, “A New Meta-Heuristic Algorithm for Continues Engineering Optimization: Harmony Search Theory and Practice”, Comput. Method Appl. Mech. Eng. 2004; 194: 3092-33.
- [166]. **Vasebi A., Fesanghary M., Bathase S. M. T.**, “Combined Heat and Power Economic Dispatch by Harmony Search Algorithm”, Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2007; 29: 713-9.
- [167]. **Kang Seok Lee, Zong Woo Geem**, “A New Meta-Heuristic Algorithm for Continuous Engineering Optimization: Harmony Search Theory and Practice”, Comput. Methods Appl. Mech. Engrg. 194 (2005) 3902–3933.
- [168]. **M. Fesanghary, M. M. Ardehali**, “A Novel Meta-Heuristic Optimization Methodology for Solving Various Types of Economic Dispatch Problem”, Energy 34 (2009) 757–766.
- [169]. **Quan-Ke Pan, P. N. Suganthan, M. Fatih Tasgetiren, J. J. Liang**, “A Self-Adaptive Global Best Harmony Search Algorithm for Continuous Optimization Problems”, Applied Mathematics and Computation 216 (2010) 830–848.
- [170]. **M. Mahdavi, M. Fesanghary, E. Damangir**, “An Improved Harmony Search Algorithm for Solving Optimization Problems”, Applied Mathematics and Computation 188 (2007) 1567–1579.
- [171]. **Leandro dos Santos Coelho, Viviana Cocco Mariani**, “An Improved Harmony Search Algorithm for Power Economic Load Dispatch”, Energy Conversion and Management 50 (2009) 2522–2526.
- [172]. **Mahamed G. H. Omran, Mehrdad Mahdavi**, “Global-Best Harmony Search”, Applied Mathematics and Computation 198 (2008) 643–656.
- [173]. **M. Fesanghary, M. Mahdavi, M. Minary-Jolandan, Y. Alizadeh**, “Hybridizing Harmony Search Algorithm with Sequential Quadratic Programming for Engineering Optimization Problems”, Comput. Methods Appl. Mech. Engrg. 197 (2008) 3080–3091.
- [174]. **Zong Woo Geem**, “Novel Derivative of Harmony Search Algorithm for Discrete Design Variables”, Applied Mathematics and Computation 199 (2008) 223–230.
- [175]. **Majid Jaberipour, Esmale Khorram**, “Two Improved Harmony Search Algorithms for Solving Engineering Optimization Problems”, Commun. Nonlinear Science Numer Simulat 15 (2010) 3316–3331.
- [176]. **Ε. Κακαράς, Δ. Γιαννακόπουλος, Α. Δουκέλης**, “Εξοικονόμηση Ενέργειας σε Σταθμούς Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Πρακτικά Ημερίδας με Θέμα: «ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ», Ακαδημία Αθηνών, σελ. 32-40, 3 Νοεμβρίου 2006.
- [177]. **Metz. B., Davidson O., deConinck H., Loos M., Meyer L.**, “Intergovernmental Panel on Climate Change Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage”, Cambridge University Press, 2005, Διαθέσιμο: <http://www.ipcc.ch/ipccreports/srccs.htm>.
- [178]. “European CO2 Capture and Storage Projects”, Website: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/co2capt_en.pdf
- [179]. “European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants”, Website: <http://www.zero-emissionplatform.eu/website/>.
- [180]. **Pudjianto D., Strbac G.**, “Investigation of Regulatory, Commercial, Economic and Environmental Issues in MicroGrids”, Int J. of Distributed Energy Resources, Vol. 2, Number 3, 245-259, 2006.
- [181]. “Microgrids Project”, Deliverable DI3 Report on Socio-Economic Evaluation of MicroGrids, Benefits of MicroGrids, 2005.
- [182]. **Harvey S. Rosen, Ted Gayer**, “Δημόσια Οικονομική Ι, Τόμος Α”, Εκδόσεις Κριτική, Σε Μετάφραση Βασίλη Ράπανου, Γεωργία Καπλάνογλου, Εκδόσεις Κριτική, 2009.
- [183]. **Harrington W., Morgenstern R. D.**, “Economic Incentives Versus Command And Control: What’s the Best Approach For Solving Environmental Problems”, Resources for the Future, DC, 2004.
- [184]. **European Environmental Agency**, “Using the Market for Cost-Effective Environmental Policy: Market-Based Instruments in Europe, Report”, No 1, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2006.
- [185]. **J.H. Talaq, M.E. El-Hawary**, “A Summary of Environmental/Economic Dispatch Algorithms”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No 3, pp.1508-1516, Aug. 1994.
- [186]. **M.T. Tsay, C.Y. Chang H.J. Gow**, “The Operational Strategy of Cogeneration Plants in Competitive Market”, IEEE Region 10 Conference, 2004.
- [187]. **M.T. Tsay, F.S. Cheng, W.M. Lin, J.L. Lee**, “Operation Strategy of Cogeneration Systems Under Environmental Constraints”, In: International Conference on Power System Technology, Proceedings, PowCon 2000, Vol. 3, pp. 1653-1658, 2000.
- [188]. **M.T. Tsay, W.M. Lin, J.L. Lee**, “Interactive Best-Compromise Approach for Operation Dispatch of Cogeneration Systems”, IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, 148(4): 326-332, 2001.
- [189]. **M.T. Tsay**, “Applying, the Multi-Objective Approach for Operation Strategy of Cogeneration Systems Under Environmental Constraints”, Int. J. Elect. Power Energy Syst. 25 (3), 219-226, 2003.

- [190]. J.W. Lamont, E.V. Obessis, “Emission Dispatch Models and Algorithms for the 1990’s”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp. 941-947, May 1995.
- [191]. B. Marti, “Emissions of Power Delivery Systems”, Semester Thesis, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2005.
- [192]. Anke Herold, “Comparison of CO₂ Emission Factors for Fuels Used in Greenhouse Gas Inventories and Consequences for Monitoring and Reporting Under the EC Emissions Trading Scheme”, “ETC/ACC Technical paper 2003/10-July 2003.
- [193]. Α. Παπαστεφανάκης, “Μελέτη Ένταξης Σταθμών Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού Θερμότητας Σε Ένα Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας Υπό Τεχνοοικονομικούς Και Περιβαλλοντικούς Περιορισμούς”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Ιούλιος 2009.
- [193]. Βασίλειος Παπαδιάς, “Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας-Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας” Τόμος 1, Έκδοση Ε.Μ.Π. 1985.
- [194]. Lynn Powell, “Power System Load Flow Analysis,” McGraw- Hill Professional Engineering, 2005.
- [195]. Γ. Κονταξής, Ν. Χατζηαργυρίου, “Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας”, Αθήνα 2000, ΕΜΠ.
- [196]. H. A. Gil and G. Joos, “On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 4, November 2006.
- [197]. D. Short and G.R. Chesley, “Fundamentals of Financial Accounting”, 3rd Canadian ed. Homewood, IL: Richard D. Irwin, 1994.
- [198]. H. A. Gil and G. Joos, “Models for Quantifying the Economic Benefits of Distributed Generation,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, May 2008.
- [199]. V. H. Mendez, J. Rivier, J.I. de la Fuente, T. Gomez, J. Arceluz, and J. Marin, “Impact of Distributed Generation on Distribution Losses,” in Proc. 3rd Mediterranean Conf. Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, Athens, Greece, Nov. 2002.
- [200]. P. Chiradeja, “Benefit of Distributed Generation: A Line Losses Reduction Analysis,” in Proc. IEEE-Power Eng. Soc. Transmission and Distribution Conf. Exhib.: Asia and Pacific, Dalian, China, Aug. 15-17, 2005.
- [201]. A. Anastasiadis, N. Hatziaargyriou, “Deferral of Network Upgrade Investments Due to Microgrids”, Med Power 2008, Thessalonica.
- [202]. Θ. Κασσελάς, “Χρονική Επίδραση της Διεσπαρμένης Παραγωγής στις Επενδύσεις ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Ιούλιος 2008.
- [203]. Papathanassiou S., Hatziaargyriou N., Strunz K., “A Benchmark LV Microgrid for Steady State and Transient Analysis”, Proceedings of the Cigre Symposium on Power Systems with Dispersed Generation, Athens, April 2005.
- [204]. W. Shirley, R. Cowart, R. Sedano, F. Weston, C. Harrington, and D. Moskovitz, “State Electricity Regulatory Policy and Distributed Resources: Distribution System Cost Methodologies for Distributed Generation Appendices,” The Regulatory Assistance Project, NREL – National Renewable Energy Laboratory, Oct. 2002.
- [205]. Μ. Αντωνάκου, Μ. Κουλουρά, “Οικονομικά Οφέλη Και Πλεονεκτήματα Των Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής Σε δίκτυα Χαμηλής Τάσης”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Ιούλιος 2012.
- [206]. Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας – Τμήμα Ανατολικής Κρήτης (ΤΕΕ-ΤΑΚ), “Το ΣΗΕ Κρήτης”, 2011.
- [207]. Γ. Αναγνώστου, “Οικονομικά Οφέλη από την Αυξημένη Διείσδυση Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Ιούλιος 2011.
- [208]. Ν. Χατζηαργυρίου, “Σημειώσεις-Εργασία-Εργαστήριο Ηλεκτρικής Ισχύος”, Τμήμα Ηλεκτρολόγων, ΕΜΠ, 2012.
- [209]. P.A. Daly, and J. Morrison, “Understanding the Potential Benefits of Distributed Generation on Power Delivery Systems,” in Proc. IEEE Rural Electric Power Conf., Little Rock, AR, Apr. 29-May 1, 2001.
- [210]. Lopez Paulo Moises Costa, Manuel A. Matos, J.A. Pecos Lopes, “Regulation of Microgeneration and Microgrids,” Energy Policy 36 (2008) 3893–3904.
- [211]. M. J. N. Van Werven and M. J. J. Scheepers, “The Changing Role of Distribution System Operators in Liberalized and Decentralizing Electricity Markets,” in Proc. Int. Conf. Future Power Systems, Amsterdam, The Netherlands, Nov. 16-18, 2005.
- [212]. C. E. T. Foote, G. M. Burt, I. M. Elders and G. W. Ault, “Developing Distributed Generation Penetration Scenarios,” Future Power Systems, 2005 International Conference on 16-18 Nov. 2005 Page(s): 6 pp.
- [213]. G. Alexander and G. Boyle, “Introducing Renewable Energy,” in G. Boyle (ed.), “Renewable Energy: Power for a sustainable future,” New York: Oxford University Press, 2004.
- [214]. MICROGRIDS (2002) – “Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids”, EU Contract ENK5-CT-2002-00610, Technical Annex, May. Διαθέσιμο: <http://microgrids.power.ece.ntua.gr>.
- [215]. MORE MICROGRIDS (2006) – “Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids”, EU Contract No:SES6 -019864, Technical Annex, January, Διαθέσιμο: <http://microgrids.power.ece.ntua.gr>.

- [216]. Lasseter R., A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Meliopoulos, R. Yinger and J. Eto, "White Paper on Integration of Distributed Energy Resources. The CERTS MicroGrid Concept," Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS), CA, Tech. Rep. LBNL-50829, Apr. 2002.
- [217]. Morozumi S., "Overview of Micro-grid R&D in Japan", Micro-grid symposium Nagoya, Japan, 2007.
- [218]. Hatziargyriou N., Hiroshi Asano, Reza Iravani, and Chris Marnay, "Microgrids for Distributed Generation An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects", IEEE Power and Energy Magazine, July/August 2007, Vol.5 No.4, pp 78-100.
- [219]. Dimeas A., Hatziargyriou N., "Operation of a Multi Agent System for Microgrid Control", IEEE Trans. on Power Systems, Vol 20, Iss 3, Aug. 2005, pp:1447-1455.
- [220]. McArthur S.D.J., Davidson E.M., Catterson V.M., Dimeas A.L., Hatziargyriou N.D., Ponci F., Funabashi T., "Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications—Part I: Concepts, Approaches, and Technical Challenges", IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 22, Iss. 4, Nov. 2007, pp:1753–1759.
- [221]. Hatziargyriou N., Aris Dimeas, Antonis Tsikalakis, "Centralized And Decentralized Control Of Microgrids", International Journal of Distributed Energy Resources, Vol 1, Number 3, pp:197-212.
- [222]. N. Hatziargyriou, "Microgrids: Architectures and Control", Wiley-IEEE Press, 1st Edition, 2014.
- [223]. Tsikalakis A., Hatziargyriou N., "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation", IEEE Trans on Energy conversion, Vol. 23, No 1, pp 241-248, 2008.
- [224]. Tsikalakis A., Hatziargyriou N., "Environmental Benefits of Distributed Generation With and Without Emissions Trading", Energy Policy Volume 35, Issue 6, June 2007, pp: 3395–3409.
- [225]. U.S Environmental Protection Agency
<http://www.epa.gov/globalwarming/greenhouse/greenhouse18/distributed.html>.
- [226]. Hatziargyriou N., Anastasiadis A., Vasiljevskaja J., Tsikalakis A., "Quantification of Economic, Environmental and Operational Benefits of Microgrids", IEEE PowerTech, Bucharest, Romania, paper no 512, 2009.
- [227]. Ashoke Kumar Basu, "Microgrids: Planning of Fuel Energy Management by Strategic Deployment of CHP-Based DERs – An Evolutionary Algorithm Approach", Electrical Power and Energy Systems, No 44 (2013), pp:326-336.
- [228]. Anestis G. Anastasiadis, Antonios G. Tsikalakis, Nikos D. Hatziargyriou, "Environmental Benefits From DG Operation When Network Losses are Taken Into Account", DISTRES Conference, December 11th – 12th, 2009, Nicosia, Cyprus.
- [229]. N. D. Hatziargyriou, A. G. Anastasiadis, A. G. Tsikalakis and J. Vasiljevskaja, "Quantification of economic, environmental and operational benefits due to significant penetration of Microgrids in a typical LV and MV Greek network", European Transactions on Electrical Power, 2009, Published online in Wiley InterScience.
- [230]. Anestis G. Anastasiadis, Antonios G. Tsikalakis, Nikos D. Hatziargyriou, "Operational and Environmental Benefits Due to Significant Penetration of Microgrids and Topology Sensitivity", IEEE PES General Meeting, Minneapolis, Minnesota USA, July 25-29, 2010.
- [231]. A. Anastasiadis, V. Argyropoulou, K. Pagonis, N. Xatziargyriou, "Losses in a LV-Microgrid with the Presence of Reactive Power and CHP Units", MedPower Conference, 1-3 October 2012, Cagliari Italy.
- [232]. A. Anastasiadis, X. Patsiouras, T. Tomtsi, E. Perea, D. Empain, M. Moschakis, S. Papathanasiou, N. Hatziargyriou, "Power Quality Analysis of a Pilot Microgrid Supplied by a CHP System in Greece", CIGRE Symposium, 13-15 September 2011, Bologna Italy.
- [233]. A. Anastasiadis, T. Tomtsi, K. Kostakaki, N. Xatziargyriou, "Demand Response and Load Curtailment Policies in a Microgrid with High Penetration of Reweable Energy Sources", DEMSEE Conference, 20-21 September, Bled Slovenia, 2011.
- [234]. N. Χατζηαργυρίου, Α. Αναστασιάδης, Α. Τσικαλάκης, "Οικονομικά και Περιβαλλοντικά Οφέλη των Μικροδικτύων Με Σημαντική Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας", 4^ο Εθνικό Συνέδριο για την Εφαρμογή των ΑΠΕ, RENES' 10, Αθήνα 2010.
- [235]. N. Χατζηαργυρίου, "Αξιολόγηση Επενδύσεων Αιολικών Πάρκων", Σημειώσεις ΕΜΠ.
- [236]. John C. Van Gorp, "C.E.M. Services Marketing: Using Key Performance Indicators to manage energy costs", Saanichton, Canada, <http://www.pwrm.com>.
- [237]. Γ. Κονταξής, Ν. Χατζηαργυρίου, "Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας", ΕΜΠ, Αθήνα 2000.
- [238]. Rao SS. "Engineering Optimization", Theory and Practice, 3rd edn. John Wiley & sons: New York, 1996.
- [239]. Lee KM, El-Sharkawi A., "Tutorial Modern Heuristic Optimization Techniques with Applications to Power Systems", IEEE PES Winter meeting 2002, New York, IEEE PES 02TP160.
- [240]. Costa P, Matos M., "Avoided losses on LV networks as a result of microgeneration", Electric Power Systems Research 2009; 79:629–634.
- [241]. Barker P, Mello R., "Determining the impact of distributed generation on power system. Part I. Radial distribution systems", Proceedings of IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, 2000.
- [242]. Tsikalakis A, Hatziargyriou N. "Environmental benefits of distributed generation with and without emissions trading", Journal of Energy Policy 2007; 35(6):3395–3409.
- [243]. Chowdhury N., Billinton R., "A Reliability Test System for Educational Purposes-Spinning Reserve Studies in Isolated and Interconnected Systems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, Iss. 4, pp: 1578-1583, 1991.

- [244]. Hotworkct, “Combustion Technology”, 2006, (<http://www.hotworkct.com/engineering/alcoa.htm>).
- [245]. Pepermans G, Driesen J, Haeseldonckx D, Belmans R, D’haeseleer W., “Distributed generation: definition, benefits and issues”, Journal of Energy Policy 2005; 33(6):787–798.
- [246]. Azmy AM., “Simulation and management of distributed generating units using intelligent techniques”. PhD Dissertation, Universitat Duisburg-Essen, 2005.
- [247]. US Environmental Protection Agency.
Available at: <http://www.epa.gov/globalwarming/greenhouse/greenhouse18/distributed.html>.
- [248]. Tsikalakis A, Hatziargyriou N., “Financial evaluation of renewable energy source production in microgrids markets using probabilistic analysis”, In Proceedings of the IEEE Power Tech ’05 Conference, St.Petersburg, June 2005; paper no. 133.
- [249]. Barnes M, Dimeas A, Engler A, et al., “Microgrid laboratory facilities”, International Conference on Future Power Systems, 2005, 16–18 November 2005; The Netherlands, 1–6, 10. .
- [250]. Amsterdam Power Exchange historical data. Available online at: <http://www.ApX.nl>.
- [251]. Burke J., “Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications”, Marcel Dekker: New York, 1994.
- [252]. Pansini A., “Electrical Distribution Engineering”, Fairmont Press: Lilburn, GA, 2007.
- [253]. Hawkes AD, Leach MA, “Modeling high level system design and unit commitment for a microgrid”, Applied Energy 2009;86:1253-65.
- [254]. Weber C, Shah N., “Optimization based design of a district energy system for a eco-town in the United Kingdom”, Energy 2011; 36:1292-308.
- [255]. P. Capros, Dr. L. Mantzos, N. Tasios, A. De Vita, N. Kouvaritakis, “EU energy trends to 2030”, Publications Office of the European Union, 2010.
- [256]. A. Vatalalos, M. Ioannidis, “Cutting-edge Information & Telecommunication Technologies meet Energy. Energy Management Systems and Smart Web Platforms”, E-Energy Conference 2010, Athens.
- [257]. Wayne C. Turner, Steve Doty, “Energy Management Handbook”, Sixth Edition, 2008.
- [258]. Κατάρτιση ενεργειακών επιθεωρητών – εκπαιδευτικό υλικό, Μελέτη ενεργειακής απόδοσης κτιρίου, TEE, Ιούνιος 2011.
- [259]. Τεχνική Οδηγία TEE, Αναλυτικές εθνικές προδιαγραφές παραμέτρων για τον υπολογισμό της ενεργειακής απόδοσης κτηρίων και την έκδοση του πιστοποιητικό ενεργειακής απόδοσης, TEE, Ιούλιος 2010.
- [260]. Π. Κάπρος, “Οικονομική Ανάλυση Επιχειρήσεων”, ΕΜΠ, 2004.
- [261]. Luis Cabral, “Βιομηχανική Οργάνωση”, Εκδόσεις Κριτική, Αθήνα 2003.
- [262]. David M. Kreps, “Microeconomics For Managers”, W.W. Norton & Company, USA 2004.
- [263]. Tirole Jean, “The Theory of Industrial Organization”, Cambridge, MA, MIT Press, 1989.
- [264]. Ν. Μπαλτάς, “Ασκήσεις Μικροοικονομικής Θεωρίας, Τόμος Β”, Αθήνα 2003, Εκδόσεις Αθ. Σταμούλης.
- [265]. Ν. Βέττας, Γ. Κατσουλάκος, “Πολιτική Ανταγωνισμού & Ρυθμιστική Πολιτική-Τα Οικονομικά των Παρεμβάσεων σε Μονοπώλια και Ολιγοπώλια”, Τυπωθήτω-Γιώργος Δάρδανος, Αθήνα 2004.
- [266]. Α. Γ. Βατίκαλος, “Βέλτιστη Λειτουργία Μικροδικτύου – Εφαρμογές”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, *Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης*, Ιούλιος 2012.
- [267]. Michael. L. Polemis, “Modeling Industrial Energy Demand In Greece Using Cointegration Techniques”, Energy Policy, 2007.
- [268]. George Hondroyiannis, “Estimating Residential Demand For Electricity In Greece”, Elsevier – Energy Economics, 2004.
- [269]. George S. Donatos and George J. Mergos, “Residential Demand For Electricity: The Case Of Greece”, Butterworth-Heinemann Ltd, 1991.
- [270]. N. Wu, T. H. Lee, E. F. Hill, “An Investigation Of The Accuracy And The Characteristics Of The Peak-Shaving Method Applied To Production Cost Calculations”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 3, August 1989, pp. 1043-1049.
- [271]. L. Wang and C. Singh, “Stochastic Combined Heat and Power Dispatch Based On Multi-Objective Particle Swarm Optimization”, in Power Engineering Society General Meeting, IEEE, pp. 8 pp.–, 2006.
- [272]. J.S. Dhillon, S.C Parti, D.P.kothari, ‘Stochastic Economic Load Dispatch’, Electric Power Systems Research, Vol.26, pp.179-186.
- [273]. F. Salgado and P. Pedrero, “Short-Term Operation Planning On Cogeneration Systems: A Survey”, Electric Power Systems Research, vol. 78, no. 5, pp. 835 – 848, 2008.
- [274]. C. Chang and W.Fu, “Stochastic Multiobjective Generation Dispatch Of Combined Heat And Power Systems”, in IEE Proceedings, Generation Transmission and Distribution, vol. 145, no. 5, 1998.
- [275]. S. K. Bath, J. S. Dhillon, and D. P. Kothari, “Fuzzy Satisfying Stochastic Multi-Objective Generation Scheduling By Weightage Pattern Search Methods”, Electric Power Systems Research, vol. 69, no. 2-3, pp.311 – 320, 2004.
- [276]. M. Abido, “Environmental/Economic Power Dispatch Using Multiobjective Evolutionary Algorithms”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 4, pp. 1529– 1537, November 2003.

- [277]. **L. Wang and C. Singh**, “Environmental/Economic Power Dispatch Using A Fuzzified Multi-objective Particle Swarm Optimization Algorithm”, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 12, pp. 1654 – 1664, 2007.
- [278]. **L. Wang and C. Singh**, “Stochastic Economic Emission Load Dispatch Through A Modified Particle Swarm Optimization Algorithm”, *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 8, pp. 1466 – 1476, 2008.
- [279]. **J. Hetzer, D. Yu, and K. Bhattacharai**, “An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 603–611, June 2008.
- [280]. **I.G. Damousis, M.C. Alexiadis, J.B. Theocharis and P.S. Dokopoulos**, “A Fuzzy Model For Wind Speed Prediction And Power Generation In Wind Parks Using Spatial Correlation”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, June 2004.
- [281]. **S. Li, D.C. Wunsch, E.A. O’Hair and M.G. Giesselmann**, “Using Neural Networks To Estimate Wind Turbine Power Generation”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 16, no. 3, September 2001.
- [282]. **S. A. Papathanassiou and N. G. Boulaxis**, “Power Limitations And Energy Yield Evaluation For Wind Farms Operating In Island Systems”, *Renewable Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 457 – 479, 2006.
- [283]. **A. I. Tsouchnikas and N. D. Hatziaargyriou**, “Probabilistic Analysis Of Isolated Power Systems With Wind Power Penetration Limitations”, in 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006.
- [284]. **V. Miranda and P. S. Hang**, “Economic Dispatch Model With Fuzzy Wind Constraints And Attitudes Of Dispatchers”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, 2005.
- [285]. **L. Wang and C. Singh**, “PSO-Based Multi-Criteria Economic Dispatch Considering Wind Power Penetration Subject To Dispatcher’s Attitude”, in *Power Symposium, NAPS 2006. 38th North American*, 2006, pp. 269–276.
- [286]. **A.I. Selvakumar and K. Thanushkodi**, “A New Particle Swarm Optimization Solution To Non-Convex Economic Dispatch Problems”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, February 2007.
- [287]. **J.B. Park, K.S. Lee, J.R. Shin and K.Y. Lee** “A Particle Swarm Optimization For Economic Dispatch With Non-Smooth Cost Functions”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, February 2005.
- [288]. **Y. Del Valle, G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J.-C. Hernandez, and R. G. Harley**, “Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants And Applications In Power Systems”, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 12, no. 2, pp. 171–195, 2008.
- [289]. **K. Parsopoulos and M. Vrahatis**, “Particle Swarm Optimization Method In Multiobjective Problems”, in *Proceedings of the 2002 ACM Symposium on Applied Computing (SAC)*, 2002.
- [290]. **C. A. C. Coello, G. T. Pulido, and M. S. Lechuga**, “Handling Multiple Objectives With Particle Swarm Optimization”, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 8, no. 3, pp. 256–279, June 2004.
- [291]. **S. Agrawal, B. K. Panigrahi and M. K. Tiwari**, “Multiobjective Particle Swarm Algorithm With Fuzzy Clustering For Electrical Power Dispatch”, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 12, no. 5, October 2008.
- [292]. **M. Abido**, “Multiobjective Particle Swarm For Environmental/Economic Dispatch Problem”, in *The 8th International Power Engineering Conference (IPEC)*, pp. 1385–1390, 2007.
- [293]. **G. S. Piperagkas, A. G. Anastasiadis and N. D. Hatziaargyriou**, “Stochastic PSO-based Multiobjective Heat And Power Dispatch Incorporating CHP And Wind Power Under Environmental Constraints”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 81, pp. 209 – 218, 2011.
- [294]. **J. Kennedy and R. Eberhart**, “Particle Swarm Optimization”, in *IEEE Proceedings of the International Conference on Neural Networks*, pp. 1942–1948, 1995.
- [295]. **X. Hu, R. Eberhart, and Y. Shi**, “Engineering Optimization With Particle Swarm”, in *Proceedings of the IEEE Swarm Intelligence Symposium*, pp. 53–57, 2003.
- [296]. **E. Denny and M. O’Malley**, “Wind Generation, Power System Operation, And Emissions Reduction”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, Feb. 2006.
- [297]. **G. J. Anders**, “Probability Concepts In Electric Power Systems”, New York, Wiley, 1990.
- [298]. **P. Chen, Z. Chen, and B. Bak-Jensen**, “Probabilistic Load Flow: A Review”, *DRPT2008*, 6-9 April 2008 Nanjing China.
- [299]. **Θεόκλητος Σ. Καρακατσάνης**, “Συμβολή της Πιθανοτικής Ροής Φορτίου Στον Έλεγχο Λειτουργίας Των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Διδακτορική Διατριβή, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, ΕΜΠ Αθήνα 1995.
- [300]. **Καρακατσάνης Σ. Θεόκλητος**, “Πιθανοτική Ροή Φορτίου”, Διπλωματική Εργασία, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, ΕΜΠ Αθήνα 1986.
- [301]. **B. Borkowska**, “[Probabilistic Load Flow](#)”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS93, pp. 752-759, 1974.
- [302]. **R. N. Allan, B. Borkowska and C. H. Grigg**, “Probabilistic Analysis Of Power Flows”, *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers (London)*, vol. 121, no. 12, pp. 1551-1556, Dec. 1974.
- [303]. **J. F. Dopazo, O. A. Klitin, and A. M. Sasson**, “[Stochastic Load Flows](#)”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. 94, pp. 299-309, 1975.
- [304]. **G. T. Heydt and B. M. Katz**, “A Stochastic Model In Simultaneous Interchange Capacity Calculations”, *IEEE Trans. On PAS*, Vol. PAS 94, No 2, pp. 350-359, Mar./Apr. 1975.

- [305]. R. N. Allan and M. R. G. Alshakarchi, "[Probabilistic AC Load Flow](#)", Proc. Inst. Elect. Eng., vol. 123, pp. 531-536, 1976.
- [306]. R. N. Allan and M. R. G. Alshakarchi, "[Probabilistic Techniques In AC Load Flow Analysis](#)", Proc. Inst. Elect. Eng., vol. 124, pp. 154-160, 1977.
- [307]. R. N. Allan, C. H. Grigg and M. R. G. Al-Shakarchi, "Numerical Techniques In Probabilistic Load Flow Problems", International Journal for Numerical Methods in Engineering, vol. 10, pp 853-860, Mar. 1976.
- [308]. R. N. Allan, C. H. Grigg, D. A. Newey and R. F. Simmons, "Probabilistic Power Flow Techniques Extended And Applied To Operational Decision Making", Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, Vol. 123, No. 12, pp. 1317-1324, December 1976.
- [309]. F. Aboytes, "Stochastic Contingency Analysis", IEEE Trans. On PAS, Vol. PAS-97, No 2, March/April, pp.335-341, 1978.
- [310]. R. N. Allan, C. H. Grigg, J. A. Prato-Garcia, "Effect Of Network Outages In Probabilistic Load Flow Analysis", IEEE PES Winter Meeting, Paper A 79, O32-4, New York, Feb. 1979.
- [311]. A. M. Leite da Silva, R. N. Allan, S.M. Soares and V. L. Arienti, "Probabilistic Load Flow Considering Network Outages", IEE Proc. Part C: Generation, Transmission and Distribution, Vol. 132, No. 3, pp. 139-145, May 1985.
- [312]. A. M. L. Da Silva, "Probabilistic Load Flow Computational Techniques", Ph.D Thesis, Victoria University of Manchester, Oct. 1980.
- [313]. R. N. Allan, A. M. Leite da Silva and R. C. Burchett, "Evaluation Methods And Accuracy In Probabilistic Load Flow Solutions", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 5, May 1981.
- [314]. R. N. Allan, A. M. Leite da Silva and R. C. Burchett, "Discrete Convolution In Power System Reliability", IEEE Trans. Reliability, vol. R-30, no. 5, Dec. 1981.
- [315]. R. N. Allan, A. M. Leite da Silva, "Probabilistic Load Flow Using Multilinearisations", IEEE Proc., Part C: Generation, Transmission and Distribution, vol.128, no.5, pp 280-287, Sep.1981.
- [316]. A. M. Leite da Silva, V. L. Arienti and R. N. Allan, "Probabilistic Load Flow Considering Dependence Between Input Nodal Powers", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 6, pp. 1524-1530, Jun 1984.
- [317]. A. M. Leite da Silva and V. L. Arienti, "Probabilistic Load Flow By A Multilinear Simulation Algorithm," Proc. Inst. Elect. Eng. C., Vol. 137, No 4, pp. 276-282, July 1990.
- [318]. Z. Wang and F. L. Alvarado, "Interval Arithmetic Power Flow Analysis", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No 3, pp. 1341-1349, August 1992.
- [319]. A. M. Leite da Silva, S. M. P. Ribeiro, V. L. Arienti, R. N. Allan and M. B. Do Coutto Filho, "Probabilistic Load Flow Techniques Applied To Power System Expansion Planning", IEEE Trans. Power Systems, vol.5, no.4, pp.1047-1053, Nov. 1990.
- [320]. P. Jorgensen, J. S. Christensen and J. O. Tande, "Probabilistic Load Flow Calculation Using Monte Carlo Techniques For Distribution Network With Wind Turbines", 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power, vol. 2, pp.1146-1151, 1998.
- [321]. W. G. Cochran, "Sampling Techniques", 2nd edition, New York, Wiley, 1977.
- [322]. T. S. Karakatsani and N. D. Hatziaargyriou, "Probabilistic Constrained Load Flow Based On Sensitivity Analysis", IEEE Trans. Power Systems, Vol.9, no.4, pp.1853-1860, Nov. 1994.
- [323]. F. Alvarado, Y. Hu and R. Adapa, "Uncertainty In Power System Modelling And Computation", IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics, Vil. 1, 1992.
- [324]. M. Th. Schilling, A. M. Leite da Silva, R. Billinton and M. A. El-Kady, "Bibliography On Power System Probabilistic Analysis (1962-1988)", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 5, no. 1, pp. 1-11, Feb. 1990.
- [325]. Pei Zhang and Stephen T. Lee, "Probabilistic Load Flow Computation Using The Method Of Combined Cumulants And Gram-Charlier Expansion", IEEE Trans. Power Systems, vol. 19, no 1, February 2004.
- [326]. Z. Hu and X. Wang, "A Probabilistic Load Flow Method Considering Branch Outages", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 21, No. 2, pp. 507-514, May 2006.
- [327]. Jaschke S.R., "The Cornish-Fisher-Expansion In The Context Of Delta-Gamma-Normal Approximations", <http://www.jaschke-net.de/papers/COFi.pdf>. Discussion Paper 54, Sonderforschungsbereich 373, Humboldt-Universitat zu Berlin.
- [328]. Julio Usaola, "Probabilistic Load Flow In Systems With High Wind Power Penetration", Departamento de Ingenieria Eletrica, Univeridad Carlos III de Madrid, August 2008.
- [329]. C. L. Su, "Probabilistic Load Flow Computation Using Point Estimate Method", IEEE Trans. Power Systems, vol. 20, no. 4, pp. 1843-1851, Nov. 2005.
- [330]. Roma Raina, Mini Thomas, "Fuzzy vs. Probabilistic Techniques to Address Uncertainty for Radial Distribution Load Flow Simulation", Energy and Power Engineering, Vol. 4, Pages 99-105, 2012.
- [331]. Amit Jain, S. C. Tripathy, R. Balasubramanian and Yoshiyuki Kawazoe, "Stochastic Load Flow Analysis Using Neural Networks", IEEE Xplore, 1-4244-0493-2/06, 2006.

- [332]. **George K. Stefopoulos, A.P. Meliopoulos, George J. Kokkinides**, “Probabilistic Power Flow With Non-Conforming Electric Loads”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 27, pp. 627-634, 2005.
- [333]. **Ευάγγελος Ν. Διαλυνάς**, “Προσομοίωση Monte-Carlo”, Πανεπιστημιακές Σημειώσεις ΕΜΠ, Αθήνα, Οκτώβριος 1996.
- [334]. **M. Brucoli, F. Torelli and R. Napoli**, “Quadratic Probabilistic Load Flow With Linearly Modelled Dispatch”, *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 7, no. 3, pp 138-146, Jul. 1985.
- [335]. **X. Li, X. Chen, X. Yin, T. Xiang and H. Liu**, “The Algorithm Of Probabilistic Load Flow Retaining Nonlinearity”, In *Proc. PowerCon. International Conference on Power System Technology*, Vol.4, pp. 2111-2115, 2002.
- [336]. **Ηλιάνα Ρεκατσάνα**, “Μελέτη Πολυγραμμικοποιημένης Πιθανοτικής Ροής Φορτίου”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Α. Α. Αναστασιάδης**, 2010.
- [337]. **A. P. S. Meliopoulos, G.J. Cokkinides and X.Y. Chao**, “A New Probabilistic Power Flow Analysis Method”, *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 5, No 1, pp.182-190, Feb. 1990.
- [338]. **Liang Min, Pei Zhang**, “A Probabilistic Load Flow With Consideration Of Network Topology Uncertainties”, *Electric Power Research Institute (ERPI)*, Palo Alto, California, 2008.
- [339]. **Joaquim Olive, Joan O. Grimalt**, “Gram-Charlier And Edgeworth-Cramer Series In The Characterization Of Chromatographic Peaks”, *Analytica Chimica Acta*, 249 (1991) 337-348, Elsevier Science, Amsterdam.
- [340]. **Leon Cohen**, “Generalization Of The Gram-Charlier/Edgeworth Series And Application To Time-Frequency Analysis”, *Multidimensional Systems and Signal Processing*, 9, 363-372, 1998, Boston.
- [341]. **Antony Schellenberg, William Rosehart, Jose Aguado**, “Cumulant-Based Probabilistic Optimal Power Flow (P-OPF) With Gaussian And Gamma Distributions”, *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 20, No. 2, May 2005.
- [342]. **Kendall M.G., Stuart A**, “*The Advanced Theory Of Statistics*”, Vol. I. Charles Griffin & Co. Ltd., London 1958.
- [343]. **Stefan R. Jaschke**, “The Cornish-Fisher-Expansion In The Context Of Delta-Gamma-Normal Approximations”, Weierstraß - Institut für Angewandte Analysis und Stochastik, Mohrenstraße 39, 10117 Berlin, Germany, (stefan@jaschke-net.de), Version 1.41, December 4, 2001.
- [344]. **G. W. Hill and A. W. Davis**, “Generalized Asymptotic Expansions Of Cornish – Fisher Type”, *The Annals of Mathematical Statistics* 1968, Vol. 39, No.4, 1264-1273, C.S.I.R.O , Adelaide.
- [345]. **Bruce Schmeiser**, “Methods For Modeling And Generating Probabilistic Components In Digital Computer Simulation When The Standard Distribution Adequate”, Southern Methodistic University.
- [346]. **Yan-Gang Zhao and Tetsuro Ono**, “Third – Moment Standardization For Structural Reliability Analysis”, *Journal of Structural Engineering*, June 2000.
- [347]. **Usaola J.**, “Probabilistic Load Flow With Wind Production Uncertainty Using Cumulants and Cornish-Fisher Expansion”, *Proceedings of the 2008 PSCC*, Glasgow (UK), July 2008.
- [348]. **Lee, Y. S. and Lin T. K.**, “Correction To Algorithm AS269: Higher-Order Cornish Fisher Expansion”, *Applied Statistics* 42: pp.268-269, 1993.
- [349]. **D. H. Evans**, “An Application Of Numerical Integration Technique To Statistical Tolerancing”, *Technometrics*, 9(3), pp. 441-456, 1967.
- [350]. **D. H. Evans**, “An Application Of Numerical Integration Technique To Statistical Tolerancing III – General Distributions”, *Technometrics*, 14(1), pp. 25-35, 1972.
- [351]. **E. Rosenblueth**, “Point Estimates For Probability Moments”, *Proc. Nat. Acad. Sci.* Vol. 72, pp. 3812-3814, October 1975.
- [352]. **E. Rosenblueth**, “Two-Point Estimates In Probability”, *Appl. Math. Modelling* 5, pp. 329-335, October 1981.
- [353]. **H. P. Hong**, “An Efficient Point Estimate Method For Probabilistic Analysis”, *Reliability Engineering and System Safety*, Vol. 59, pp. 261-267, 1998.
- [354]. **Chun-Lien Su**, “A New Probabilistic Load Flow Method”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 389-394, Vol. 1, 2005.
- [355]. **Gregor Verbic, Claudio A. Canizares**, “Probabilistic Optimal Power Flow in Electricity Markets Based on a Two-Point Estimate Method”,
- [356]. **X. Liu, J. Zhong**, “Point Estimate Method For Probabilistic Optimal Power Flow With Wind Generation”, *The International Conference on Electrical Engineering* 2009.
- [357]. **Vasileios A. Evangelopoulos, Pavlos S. Georgilakis**, “Optimal Distributed Generation Placement Under Uncertainties Based On Point Estimate Method Embedded Genetic Algorithm”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0442.
- [358]. **Κ. Βαμβουκάκης**, “Πιθανοτική Ροή Φορτίου με τη Μέθοδο Εκτίμησης Τριών Σημείων – Εφαρμογή στο Δίκτυο της Κρήτης”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Α. Α. Αναστασιάδης**, 2012.
- [359]. **MERGE PROGRAM** (EU under Grant Agreement: 241399) – *Mobile Energy Resources in Grids of Electricity*, www.ev-merge.eu.
- [360]. **J. A. Pecas Lopes**, “Identifying Management Procedures To Deal With Connection Of Electric Vehicles In The Grid”, *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, June 28th – July 2nd, Bucharest, Romania, 2009.

- [361]. A. G. Anastasiadis, E. Voreadi, and N. D. Hatziaargyriou, "Probabilistic Load Flow Methods with High Integration of Renewable Energy Sources and Electric Vehicles – Case Study of Greece", PowerTech Conference, Trondheim 2011.
- [362]. Γ. Γιαννουλάτος, "Μελέτη Πιθανοτικής Ροής Φορτίου Στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας Της Κρήτης Και Σύγκριση Των Μεθόδων", Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, 2013.
- [363]. Martin Geidl, 'Integrated Modeling And Optimization Of Multi-Carrier Energy Systems', Diss. ETH No. 17141, 2007.
- [364]. Martin Geidl and Goran Andersson, 'Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers', IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, February, 2007.
- [365]. Michele Arnold, Goran Andersson, 'Decomposed Electricity And Natural Gas Optimal Power Flow', Swiss Federal Institute of Technology.
- [366]. Κ. Παγώνης, Β. Αργυροπούλου, "Οικονομικά Οφέλη Μικροδικτύου Με Αυξημένη Διείσδυση Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής – Ηλεκτρικά Αυτοκίνητα – Στοχαστική Προσέγγιση", Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Νοέμβριος 2011.
- [367]. Putrus, G.A.; Suwanapinkarl, P.; Johnston, D.; Bentley, E.C.; Narayana, M., "Impact Of Electric Vehicles On Power Distribution Networks", Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC '09. IEEE , vol., no., pp.827-831, 7-10 Sept. 2009.
- [368]. Kristien Clement-Nyns, Edwin Haesen, Johan Driesen, "Analysis Of The Impact Of Plug-In Hybrid Electric Vehicles On Residential Distribution Grids By Using Quadratic And Dynamic Programming", EVS24, Stavanger, Norway, May 13-16, 2009.
- [369]. Mets, K.; Verschueren, T.; Haerick, W.; Develder, C.; De Turck, F., "Optimizing Smart Energy Control Strategies For Plug-In Hybrid Electric Vehicle Charging", Network Operations and Management Symposium Workshops (NOMS Wksp), 2010 IEEE/IFIP , vol., no., pp.293-299, 19-23 April 2010.
- [370]. J. A. Peças Lopes, F. J. Soares, P. M. Almeida, M. Moreira da Silva, "Smart Charging Strategies For Electric Vehicles: Enhancing Grid Performance And Maximizing The Use Of Variable Renewable Energy Resources", EVS24, Stavanger, Norway, May 13-16, 2009.
- [371]. Peng, Dong; Zhang, Jianwu; Yin, Chengliang, "Regenerative Braking Control System Improvement For Parallel Hybrid Electric Vehicle", Technology and Innovation Conference, 2006. ITIC 2006. International , vol., no., pp.1902-1908, 6-7 Nov. 2006.
- [372]. Zhang Jingming; Song Baoyu; Niu Xiaojing, "Optimization Of Parallel Regenerative Braking Control Strategy", Vehicle Power and Propulsion Conference, 2008. VPPC '08. IEEE , vol., no., pp.1-4, 3-5 Sept. 2008.
- [373]. Woonki Na; Taesik Park; Taehyung Kim; Sangshin Kwak, "Light Fuel-Cell Hybrid Electric Vehicles Based On Predictive Controllers", Vehicular Technology, IEEE Transactions on , vol.60, no.1, pp.89-97, Jan. 2011.
- [374]. Sciarretta, A.; Guzzella, L., "Control Of hybrid Electric Vehicles," Control Systems, IEEE , vol.27, no.2, pp.60-70, April 2007.
- [375]. Clement-Nyns, K.; Haesen, E.; Driesen, J., "The Impact Of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles On A Residential Distribution Grid", Power Systems, IEEE Transactions on , vol.25, no.1, pp.371,380, Feb. 2010.
- [376]. Robert J. Yinger, Abbas A. Akhil, Robert H. Lasseter, Chris Marnay, Tom Rizy, "CERTS Customer Adoption Model", March 2001.
- [377]. Marnay, C., Joseph S. Chard, Kristina S. Hamachi, Timothy Lipman, Mithra M. Moezzi, Boubekeur Ouaglal, and Afzal S. Siddiqui, "Modeling Of Customer Adoption Of Distributed Energy Resources", s.l. : Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-47772, Berkeley, CA., 2001.
- [378]. Afzal S. Siddiqui, Ryan Firestone, Srijay Ghosh, Michael Stadler, Jennifer L. Edwards, and Chris Marnay, "Distributed Energy Resources With Combined Heat And Power Applications", s.l. : Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory University of California.
- [379]. Bailey, O., Boubekeur Ouaglal, Emily Bartholomew, Chris Marnay, and Norman Bourassa, "An Engineering-Economic Analysis Of Combined Heat And Power Technologies In A μ Grid Application", s.l. : Lawrence Berkeley National Laboratory Report LBNL-50023, Berkeley, 2002.
- [380]. Afzal S. Siddiqui, Ryan Firestone, Srijay Ghosh, Michael Stadler, Jennifer L. Edwards, and Chris Marnay, "Distributed Energy Resources With Combined Heat And Power Applications Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory University of Cal.", s.l.: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory University of California, 2003.
- [381]. Kirby, Eric Hirst and Brendan. "Retail-Load Participation In Competitive Wholesale Electricity Markets", s.l.: Edison Electric Institute, January 2001.
- [382]. D. Caves, K. Eakin, and A. Faruqui, "Mitigating Price Spikes In Wholesale Markets Through Market Based Pricing In Retail Markets", s.l.: The Electricity Journal 13(3), 13–23, April.
- [383]. Houwing, Negenborn, De Schutter, "Economic Feasibility Of Micro Cogeneration And The Value Of Demand Response", s.l.: IEEE.

- [384]. **Δ. Σταματιάδης**, “Συστήματα Διεσπαρμένης Παραγωγής Σε Συνδυασμό Με Τεχνολογίες Συμπαγωγής Και Τιμολόγια Dynamic Pricing”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Νοέμβριος 2011.
- [385]. **Michiel Houwing, Rudy R. Negenborn, Bart De Schutter**, “Economic Feasibility Of Micro Generation And The Value Of Demand Response”, Proceedings Of The IEEE, Vol. X, No. X, xxxxxxxx 2010.
- [386]. **Γ. Θ. Πιερή**, “Η Επίδραση των Διαφορετικών Πολιτικών Λειτουργίας στα Μεγέθη ενός Μικροδικτύου με Αυξημένη Διείσδυση ΑΠΕ”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Ιούλιος 2012.
- [387]. **Β. Κ. Ρίζου**, “Επίδραση Φόρτισης Ηλεκτρικών Οχημάτων Στα Μεγέθη Ενός Μικροδικτύου Με Αυξημένη Διείσδυση ΑΠΕ”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Νοέμβριος 2012.
- [388]. Mathworks – “Matlab Creating Graphical User Interfaces”.
- [389]. **Ε. Ντάκου**, “Οικονομικά Και Περιβαλλοντικά Οφέλη Των Μικροδικτύων Με Αυξημένη Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας”, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, **Επιβλέποντες Καθ. Ν. Χατζηαργυρίου, Υ.Δ. Α. Αναστασιάδης**, Ιούλιος 2011.
- [390]. **Ε. Τσιώνας**, “Στατιστική Με Εφαρμογές Στα Οικονομικά”, Εκδόσεις: Οικονομικό Πανεπιστήμιο Αθηνών, 2006.
- [391]. **Athanasios Papoulis**, “Πιθανότητες Τυχαίες Μεταβλητές Και Στοχαστικές Διαδικασίες” Εκδόσεις Α. Τζιόλα, Θεσσαλονίκη, 1994.