



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

**Μοντελοποίηση Συστημάτων Διεσπαρμένης Παραγωγής με
Τεχνολογίες Συμπαγωγής Θερμότητας και Ηλεκτρισμού με
χρήση του Λογισμικού GAMS**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Έκτωρ Σωτήριος Σ. Σωτηρόπουλος

Επιβλέπων: Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ανέστης Αναστασιάδης
Υ.Δ. Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Απρίλιος 2009



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

**Μοντελοποίηση Συστημάτων Διεσπαρμένης Παραγωγής με
Τεχνολογίες Συμπαγωγής Θερμότητας και Ηλεκτρισμού με
χρήση του Λογισμικού GAMS**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Έκτωρ Σωτήριος Σ. Σωτηρόπουλος

Επιβλέπων: Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 3^η Απριλίου 2009.

.....
Ε. Διαλυνάς
Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Σ. Παπαθανασίου
Επ. Καθηγητής ΕΜΠ

.....
Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Απρίλιος 2009

.....
Έκτωρ Σωτήριος Σ. Σωτηρόπουλος
Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Έκτωρ Σωτήριος Σωτηρόπουλος, 2009.
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.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην εργασία αυτή αναπτύσσεται ένα οικονομικό μοντέλο υιοθέτησης Διεσπαρμένων Πηγών Ενέργειας – Distributed Energy Resources (DER) και Συμπαραγωγής Θερμότητας και Ηλεκτρισμού – CHP. Περιλαμβάνεται η εξέλιξη της έρευνας σχετικά με τις DER από το Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) και το ερευνητικό πρόγραμμα του Berkeley Lab CERTS-CAM ώστε να μπορούν να συμπεριληφθούν τεχνολογίες συμπαραγωγής (θερμότητα, ηλεκτρισμός) και τριπαραγωγής (θερμότητα, ηλεκτρισμός, κλιματισμός) σε ένα μικροδίκτυο.

Μικροδίκτυο είναι μία ημιαυτόνομη ομαδοποίηση καταναλωτών του μακροδικτύου, που συνήθως γειτνιάζουν, με σκοπό την ελαχιστοποίηση του συνολικού ενεργειακού τους κόστους (ηλεκτρικού και θερμικού). Με την εγκατάσταση ιδίων πηγών παραγωγής ενέργειας και την ομαδοποίηση των τελικών ηλεκτρικών και θερμικών τους φορτίων, επιτυγχάνεται η αποδοτικότερη λειτουργία του μικροσυστήματος, καθώς ο εγκατεστημένος εξοπλισμός λειτουργεί προς όφελος των ιδιοκτητών του. Παρότι είναι δυνατή η λειτουργία του μικροδικτύου εντελώς αυτόνομα και ανεξάρτητα από το παραδοσιακό μακροδίκτυο, το μικροδίκτυο συνήθως παραμένει διασυνδεδεμένο μέσω διατάξεων ηλεκτρονικών ισχύος και ανταλλάσει ενέργεια και πιθανώς συμπληρωματικές υπηρεσίες με το μακροδίκτυο. Όταν το μικροδίκτυο μπορεί να παράγει περισσότερη ενέργεια από ότι χρειάζεται μπορεί να την πουλήσει στο μακροδίκτυο. Ομοίως, όταν η παραγόμενη ενέργεια είναι μικρότερη του συνολικού του φορτίου, τότε μπορεί να αγοράσει ενέργεια από το μακροδίκτυο.

Η εργασία αυτή αναζητά την οικονομικότερη δυνατή λειτουργία ενός δεδομένου μικροδικτύου, δηλαδή τον απαιτούμενο εξοπλισμό, το χρονοδιάγραμμα λειτουργίας του εξοπλισμού και τις χρονικές περιόδους όπου απαιτείται η αγορά ενέργειας και αυτές κατά τις οποίες είναι δυνατή η πώληση. Σκοπός της εργασίας δεν είναι μία λεπτομερής τεχνο-οικονομική ανάλυση του μικροδικτύου και των δυνατοτήτων του, αλλά να εξεταστούν τα οικονομικά θεμέλια και να διαπιστωθεί ποιες τεχνολογίες DER μπορεί να είναι ελκυστικές για τα μικροδίκτυα, σε τι συνδυασμούς μπορούν να εγκατασταθούν και πώς να λειτουργήσουν.

Οι διαθέσιμες τεχνολογίες που αναλύθηκαν από το μοντέλο είναι γεννήτριες diesel, γεννήτριες φυσικού αερίου, μικροστρόβιλοι, κυψέλες καυσίμου και φωτοβολταϊκά πάνελ. Ορισμένες από τις τεχνολογίες εμφάνιζαν τη δυνατότητα αξιοποίησης της απωλεσθείσας, από την ηλεκτροπαραγωγή, θερμότητας για την κάλυψη θερμικών φορτίων (θέρμανση χώρων και νερού) και άλλες για την κάλυψη φορτίων ψύξης και κλιματισμού.

Στην εργασία αυτή αναλύθηκαν τρεις διαφορετικές περιπτώσεις επένδυσης από το μικροδίκτυο. Το πρώτο σενάριο αποτελεί το σενάριο βάσης, όπου το μικροδίκτυο αγοράζει όλη του την ενέργεια, ηλεκτρική και φυσικό αέριο, από το μακροδίκτυο. Στο δεύτερο σενάριο, είναι δυνατή η εγκατάσταση τεχνολογιών Διεσπαρμένης Παραγωγής για την κάλυψη των ηλεκτρικών φορτίων. Τέλος, στο τρίτο σενάριο είναι δυνατή η εγκατάσταση τεχνολογιών Διεσπαρμένης Παραγωγής και Συμπαραγωγής Θερμότητας και Ηλεκτρισμού. Η σύγκριση του τελικού κόστους των δύο τελευταίων σεναρίων με το πρώτο αποτελεί τη βασική ανάλυση της εργασίας αυτής. Τα αποτελέσματα των παραπάνω σεναρίων, όπως προέκυψαν από τη μοντελοποίηση μέσω του λογισμικού GAMS, παρουσιάζονται και αναλύονται στην εργασία αυτή.

Λέξεις κλειδιά: διεσπαρμένη παραγωγή (DG, DER), μικροδίκτυα, συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού (CHP), ψυχαντήρες απορρόφησης, GAMS, βελτιστοποίηση

ABSTRACT

In this work, an economical model of customer implementation of Distributed Energy Resources (DER) with Combined Heat and Power (CHP) is developed in the GAMS modeling system. The evolution of the research in DER from the Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) and the research program of Berkeley Lab CERTS-CAM is included in order to add cogeneration (electricity, heating, cooling) capabilities to a microgrid. This thesis project started in April 2008 and was a little delayed due to copyright issues for the full use of the GAMS solvers between GAMS Development Corporation and the National Technical University of Athens.

Microgrid is a semi-autonomous grouping of customers of a macrogrid, that usually neighbor, that aims to minimize the total energy cost (electrical and gas). With the installation of self-generating sources of energy and the grouping of end-use electrical and thermal (space heat, water heat, cooking loads, cooling and refrigeration) loads, a more effective operation of the microsystem is achieved, because the installed equipment runs for the benefit of its owners. Cooling and refrigeration loads may also be met with the use of absorption chillers. Even though, a microgrid can run 100% autonomously and independently from the traditional macrogrid, it usually remains interconnected through power electronic devices and exchanges energy and other ancillary services with the macrogrid. When the microgrid can produce more energy than it needs to supply its own loads it may sell it to the macrogrid. Likewise, when the energy produced in the microgrid is insufficient, then the microgrid has to buy energy from the macrogrid.

This report tries to find the optimum operation of a given microgrid from an economic point of view, that is the required equipment, its typical operation schedule and the periods in which buying and selling of energy may occur. The main goal of this report is not to perform a detailed technical or economical analysis of the microgrid and its potential, but to investigate the economic foundations and to ascertain which DER and CHP technologies are attractive for microgrids, in what combinations they can be installed and how they can operate.

The technologies that were analyzed in this model are diesel generators, reciprocating natural gas engines, microturbines, fuel cells and photovoltaic panels. Some of the above mentioned technologies were capable of capturing and utilizing waste heat from electricity production to cover thermal loads, such as space and water heating, and others to cover cooling and refrigeration loads.

In this work, three different cases were analyzed for the microgrid. The first scenario was the base scenario, where the microgrid can only cover its power and thermal needs by buying its energy from the macrogrid. In the second scenario, the microgrid can cover its electrical needs from installed DER technologies. Finally, in the third scenario the microgrid can install Distributed Energy Resources and Combined Heat and Power technologies. Comparing the second and third scenario to the base scenario was the main analysis of this work. The results of these scenarios, as obtained from modeling the microgrid through the GAMS software, are reported and analyzed in this work.

Key words: distributed generation (DG), distributed energy resources (DER), microgrid, combined heat and power (CHP), absorption chilling, GAMS, optimization

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Τα τελευταία χρόνια, η ανάγκη για ενεργειακή πολιτική με επίκεντρο το σεβασμό προς το περιβάλλον είναι μεγάλη. Ζητήματα όπως, η δυσκολία επέκτασης των υπαρχόντων κεντρικών εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η δυσκολία βελτίωσης της αξιοπιστίας και ποιότητας ισχύος στο υπάρχον σύστημα, η εξάντληση των ορυκτών πόρων, η διαρκώς αυξανόμενη τιμή του πετρελαίου, που καθιστά την εξάρτηση από το πετρέλαιο δαπανηρή, δυσχερή αλλά και ρυπογόνα, και η δυσκολία ανάπτυξης υδροηλεκτρικών εργοστασίων ωθούν στο συμπέρασμα ότι η παραδοσιακή συγκεντρωμένη ενεργειακή πολιτική πρέπει να αλλάξει με γνώμονα την πιο αποδοτική παραγωγή ενέργειας, την αυξημένη ασφάλεια, σταθερότητα και αξιοπιστία της ισχύος, αλλά και το σεβασμό στο περιβάλλον. Για τον λόγο αυτό, αλλά και εξ αιτίας της τεχνολογικής εξέλιξης νέων συστημάτων παραγωγής που ικανοποιούν τις παραπάνω ανάγκες, οι επενδύσεις σε συστήματα που μειώνουν τις συνολικές εκπομπές ρύπων, όπως η Διεσπαρμένη Παραγωγή, η Συμπαράγωγή Θερμότητας και Ηλεκτρισμού, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας γίνονται ολοένα και πιο ελκυστικές. Σκοπός της εργασίας αυτής είναι η ανάλυση του τρόπου με τον οποίο μπορούν να υιοθετηθούν από τους καταναλωτές οι τεχνολογίες αυτές.

Η παρούσα εργασία αποτελεί την Διπλωματική μου Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στο τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ. Η εκπόνησή της ξεκίνησε τον Φεβρουάριο του 2008 και ολοκληρώθηκε με τη σύνταξη του παρόντος κειμένου, υπό την επίβλεψη του καθηγητή του Ε.Μ.Π. της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών του τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος Νικόλαου Δ. Χατζηαργυρίου.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Με την ευκαιρία αυτή θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές ευχαριστίες μου στον κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου για την ανάθεση της εργασίας αυτής και τη συμβολή του στην ολοκλήρωσή της. Επίσης, οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες στον κ. Ανέστη Αναστασιάδη για τη βοήθεια, την υποστήριξη, την καθοδήγηση και τις πολύτιμες συμβουλές και παρεμβάσεις του κατά την εκπόνηση της εργασίας.

Εν συνεχεία, οφείλω να ευχαριστήσω την GAMS Development Corporation για την παροχή του προγράμματος GAMS, το οποίο ήταν απαραίτητο για την ολοκλήρωση της εργασίας μου, και ιδιαίτερα τον Dr. Franz Nelissen, και το Lawrence Berkeley National Laboratory, το οποίο μου παρείχε πρόσβαση σε σημαντικές ερευνητικές εργασίες στο πεδίο ενασχόλησής μου στην εργασία αυτή, και ιδιαίτερα τους Chris Marnay και Michael Stadler.

Αξίζουν θερμότερες ευχαριστίες στην οικογένειά μου για την αμέριστη στήριξή της σε όλη τη διάρκεια της φοιτητικής μου σταδιοδρομίας. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τους φίλους μου για τα όμορφα φοιτητικά χρόνια που περάσαμε μαζί και τους συναδέλφους συμφοιτητές από το Ε.Μ.Π, αλλά και από το Πανεπιστήμιο της Ρώμης.

Αθήνα, Απρίλιος 2009

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Περίληψη.....	5
Abstract	6
Προλογος.....	7
Ευχαριστίες	8
Περιεχόμενα	9
Κατάλογος Διαγραμμάτων και Εικονων.....	10
Κατάλογος Πινάκων και Ακρωνυμίων	11
Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή στα μικροδίκτυα και τη Διεσπαρμένη παραγωγή (Distributed Generation - DG).....	13
1.1 Εισαγωγή στα μικροδίκτυα (μGrids)	13
1.2 Εισαγωγή στη διεσπαρμένη παραγωγή.....	15
Κεφάλαιο 2 Το μοντέλο DER-CAM και το λογισμικό GAMS	19
2.1 DER-CAM - Distributed Energy Resources Customer Adoption Model	19
2.2 Το λογισμικό GAMS (General Algebraic Modeling System)	23
2.3. Μοντελοποίηση κτιρίου μέσω του προγράμματος DOE-2 για τον υπολογισμό του θερμικού φορτίου	32
Κεφάλαιο 3 Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας – (Combined Heat and Power – CHP).....	35
3.1 Εισαγωγή στην ΣΗΘ – CHP	35
3.2 Εφαρμογές χρήσεων CHP	37
3.3 Τεχνολογίες CHP	39
3.4 Τεχνολογίες Ψύξης και Κλιματισμού	46
Κεφάλαιο 4 Μαθηματικό Μοντέλο DER με CHP για το GAMS	49
4.1 Επισκόπηση DER-CAM	49
4.2 Μεθοδολογία: Μοντελοποιώντας την CHP	49
4.3 Υποθέσεις και Εκτιμήσεις κατά την Εφαρμογή του Μοντέλου	51
4.4 Περιορισμοί της ανάλυσης.....	53
4.5 Μαθηματική Διατύπωση.....	55
Κεφάλαιο 5 Δεδομένα του μοντέλου – Τεχνολογίες Παραγωγής και Φορτία του μικροδικτύου	63
5.1 Δεδομένα τεχνολογιών CHP	63
5.2 Δεδομένα Θερμικών και Ηλεκτρικών Φορτίων.....	71
Κεφάλαιο 6 Αποτελέσματα του μοντέλου	79
6.1 Διαδικασία του μοντέλου και αποτελέσματα.....	79
6.2 Συζήτηση επί των αποτελεσμάτων.....	89
6.3 Συμπεράσματα	90
Παράρτημα – Κώδικας GAMS	95
Βιβλιογραφία.....	121

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ ΚΑΙ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 1.1. Ενεργειακό Κόστος Τεχνολογιών DG.....	16
Εικόνα 2.1 Δομή του μοντέλου DER-CAM	21
Εικόνα 2.2 Ενεργειακή ροή συστήματος DER με CHP.....	22
Εικόνα 3.1: Ενεργειακές Ροές Συμβατικής Παραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας και Συμπααραγωγής CHP	36
Εικόνα 3.2: Μικροστρόβιλος Capstone με προσαρτημένη μονάδα CHP	39
Εικόνα 3.3: Ψυχαντήςρας Απορρόφησης μονού κύκλου	47
Εικόνα 4.1 Ενεργειακή ροή συστήματος CHP	50
Διάγραμμα 5.1. Ηλεκτρικό Φορτίο μικροδικτύου για καθημερινή του Ιανουαρίου ..	75
Διάγραμμα 5.2. Ηλεκτρικό Φορτίο μικροδικτύου για καθημερινή του Ιουλίου	75
Διάγραμμα 5.3 Φορτίο Φυσικού Αερίου του μικροδικτύου για καθημερινή του Ιανουαρίου	76
Διάγραμμα 5.4 Φορτίο Φυσικού Αερίου του μικροδικτύου για καθημερινή του Ιουλίου.....	76
Διάγραμμα 5.5 Μέσο Μηνιαίο Ηλεκτρικό Φορτίο	77
Διάγραμμα 5.6 Μέσο Μηνιαίο Φορτίο Φυσικού Αερίου	78
Διάγραμμα 6.1 Αντικειμενική Συνάρτηση Κόστους.....	82
Διάγραμμα 6.2 Μέση τιμή αγοράς ενέργειας.....	82
Διάγραμμα 6.3 Πωλήσεις στο μακροδίκτυο	83
Διάγραμμα 6.4 Εγκατεστημένη Ισχύς.....	84
Διάγραμμα 6.5 Κόστος Επένδυσης.....	84
Διάγραμμα 6.6 Μεταβλητό κόστος.....	85
Διάγραμμα 6.7 Αγορές ενέργειας από το μακροδίκτυο	85
Διάγραμμα 6.8 Αγορές Ηλεκτρικής Ισχύος και Ενέργειας.....	86
Διάγραμμα 6.9 Αγορές Φυσικού Αερίου	86
Διάγραμμα 6.10 Παραγωγή Ηλεκτρισμού για Ημέρες Αιχμής Ιανουαρίου	87
Διάγραμμα 6.11 Παραγωγή Ηλεκτρισμού για Ημέρες Αιχμής Ιουλίου	87
Διάγραμμα 6.12 Παραγωγή Θερμότητας.....	88
Διάγραμμα 6.13 Κλιματισμός από τεχνολογίες Absorption Chilling.....	88

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1.1 Κόστος και Λειτουργικά Χαρακτηριστικά Τεχνολογιών DG	16
Πίνακας 3.1. Σύγκριση τύπων κυψελών καυσίμου	44
Πίνακας 5.1: Τεχνολογίες Παραγωγής DER με CHP και συστήματα ψύξης και κλιματισμού.....	65
Πίνακας 5.2: Περιγραφή του μικροδικτύου	74
Πίνακας 5.3: Περιγραφή των επιχειρήσεων.....	74
Πίνακας 6.1 Συνοπτικά Αποτελέσματα του μοντέλου DER-CAM με CHP για το μικροδίκτυο	80
Πίνακας 6.2 Ηλεκτρική παραγωγή του μικροδικτύου	81
Πίνακας 6.3 Εγκατεστημένη Ισχύς	83

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΑΚΡΩΝΥΜΙΩΝ

AC alternating current – εναλλασσόμενο ρεύμα
AML algebraic modeling language – αλγεβρική γλώσσα μοντελοποίησης
ΑΠΕ – Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
CERTS Consortium for Electric Reliability Technology Solutions
CF capacity factor – συντελεστής λειτουργίας
CHP combined heat and power – συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού
COP coefficient of performance – συντελεστής απόδοσης θερμικής μετατροπής
DC direct current – συνεχές ρεύμα
DER distributed energy resources – διεσπαρμένες πηγές ενέργειας
DER-CAM Distributed Energy Resources Customer Adoption Model – Μοντέλο υιοθέτησης Διεσπαρμένων Πηγών Ενέργειας από των καταναλωτή
DG distributed generation – διεσπαρμένη παραγωγή
GAMS General Algebraic Modeling System – Γενικό Αλγεβρικό Σύστημα Μοντελοποίησης
GIS Geographic Information System – Γεωγραφικά Συστήματα Πληροφοριών
HVAC Heating Ventilating Air Conditioning – Θέρμανση Εξαερισμός Κλιματισμός
kW kilowatt (ισχύς)
kWh kilowatt hour (ενέργεια)
LHV lower heating value – κατώτερη θερμογόνο δύναμη
MCFC molten carbonate fuel cells – κυψέλες καυσίμου χυτού ανθρακικού άλατος
μGrid microgrid – μικροδίκτυο
MIP Mixed-Integer Programming – Προγραμματισμός Μεικτού Ακεραίου
MSW municipal solid waste – αστικά στερεά απόβλητα
MWe megawatt ηλεκτρικό
MWth megawatt θερμικό
NG natural gas – φυσικό αέριο
NPV net present value – ΚΠΑ καθαρή παρούσα αξία
O&M operation and maintenance – λειτουργία και συντήρηση
PAFC Phosphoric Acid Fuel Cells – κυψέλες καυσίμου φωσφορικού οξέος
PEMFC proton exchange membrane fuel cells – κυψέλες καυσίμου ανταλλαγής πρωτονίου

Pm10 particulate mater₁₀ σωματίδια μικρότερα των 10 μm
PQR power quality and reliability – ποιότητα και αξιοπιστία ισχύος
PV photovoltaic - φωτοβολταϊκό
PX Power Exchange market in California – Αγορά ισχύος της California
PXRN Power Exchange revenue neutral
R&D research and development – έρευνα και ανάπτυξη
SCE Southern California Edison – Εταιρεία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας στη Νότια Καλιφόρνια
ΣΗΘ συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού
SOFC solid oxide fuel cells – κυψέλες καυσίμου στερεού οξειδίου
TMY Typical Meteorological Year – Τυπικό Μετεωρολογικό Έτος
VAR volt-amperes reactive – άεργος ισχύς
VOCs volatile organic compounds – πτητικά οργανικά μείγματα

Κεφάλαιο 1

Εισαγωγή στα μικροδίκτυα και τη Διεσπαρμένη παραγωγή (Distributed Generation - DG)

1.1 Εισαγωγή στα μικροδίκτυα (μGrids)

Η προσδοκία ότι οι διεσπαρμένες πηγές ενέργειας DER (distributed energy resources), μέσα στην επόμενη δεκαετία, θα διαμορφώσουν τον τρόπο με τον οποίο θα παρέχεται η ηλεκτρική ενέργεια στηρίζεται στις εξής υποθέσεις [2]:

1. Η τεχνολογία παραγωγής ενέργειας σε μικρή κλίμακα, ανανεώσιμων αλλά και συμβατικών πηγών, έχει βελτιωθεί σημαντικά και όλες οι ενδείξεις συντείνουν στην προσδοκία για ακόμη μεγαλύτερη βελτίωση στο μέλλον.
2. Χωροταξικοί περιορισμοί, περιβαλλοντικά θέματα, ανεπάρκεια ορυκτών καυσίμων και άλλοι περιορισμοί θα επιδράσουν αρνητικά στην εξάπλωση της υπάρχουσας υποδομής παροχής ηλεκτρικής ενέργειας.
3. Η επιθυμία των καταναλωτών να ελέγχουν την ποιότητα και αξιοπιστία των υπηρεσιών που τους προσφέρονται θα ενισχυθεί.
4. Τα ηλεκτρονικά ισχύος μπορούν να επιτρέψουν τη λειτουργία ημιαυτόνομων συστημάτων.
5. Η δυναμική εφαρμογή τεχνολογιών συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θέρμανσης (CHP) μικρής κλίμακας θα οδηγήσει στην μετάθεση της παραγωγής πιο κοντά σε θερμικά φορτία.

Η τέταρτη υπόθεση είναι η πιο σημαντική ως προϋπόθεση για την διεσπαρμένη παραγωγή και τη δυνατότητα ύπαρξης μικροδικτύου (μ-Grid). Μικροδίκτυο είναι ένα περιορισμένο σε χώρο, ημιαυτόνομο σύνολο φορτίων και παραγωγής που λειτουργεί υπό συντονισμένο τοπικό έλεγχο, ενεργό ή παθητικό. Ένα μικροδίκτυο είναι συνδεδεμένο στο υπάρχον σύστημα διανομής, μακροδίκτυο, με τρόπο τέτοιο ώστε να μπορεί να λειτουργήσει ως τυπικός καταναλωτής ή ως μονάδα παραγωγής υπό τους όρους του μακροδικτύου [2].

Ένα μικροδίκτυο συνήθως είναι ένα μικρό, πυκνό σύνολο από γειτονικά φορτία, συνδεδεμένα ηλεκτρικά μέσω του δικτύου χαμηλής τάσης και θερμικά μέσω σωληνώσεων. Οι γεννήτριες και τα φορτία του μικροδικτύου τοποθετούνται και λειτουργούν με σκοπό την ελαχιστοποίηση του κόστους τροφοδοσίας της ζήτησης ηλεκτρισμού και θέρμανσης, σύμφωνα με τις επικρατούσες συνθήκες της αγοράς, διατηρώντας παράλληλα ισορροπία ισχύος και προσφέροντας ασφάλεια και ποιότητα κατά τη λειτουργία [5].

Η παραδοσιακή σχεδίαση και λειτουργία συστημάτων παραγωγής ενέργειας βασίζεται στην προϋπόθεση ότι η επιλογή, η ανάπτυξη και η χρηματοδότηση της παραγωγής θα είναι άρρηκτα συνδεδεμένες με τις μεταβαλλόμενες απαιτήσεις και ότι όλες οι αποφάσεις θα προέρχονται από μία κεντρική αρχή. Το άνοιγμα της αγοράς

ενέργειας είναι το πρώτο βήμα προς την σταδιακή απομάκρυνση από το κεντρικό πρότυπο, ενώ η πιθανή εξέλιξη των μικροδικτύων ίσως είναι το επόμενο. Τα μικροδίκτυα θα αναπτύξουν ανεξάρτητα λειτουργικά standards και σχέδια επέκτασης. Η ανάπτυξη των μικροδικτύων (μGrids) θα επηρεάσει σημαντικά την επέκταση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, και αυτό θα επιτευχθεί λόγω των σημαντικών κινήτρων των καταναλωτών να τα υιοθετήσουν [2]. Με άλλα λόγια, το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας θα εξαπλωθεί με βάση τους διεσπαρμένους στόχους των καταναλωτών και όχι σύμφωνα με τους συγκεντρωμένους, γενικούς στόχους που στοιχειωθούνται από μία κεντρική αρχή [17].

Η ιδέα των μικροδικτύων διαστρωματώνει τον υπάρχοντα αυστηρά ιεραρχικό έλεγχο του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε δύο στρώματα τουλάχιστον. Το ανώτερο στρώμα, το μακροδίκτυο (macrogrid), είναι το δίκτυο υψηλής τάσης με το οποίο είναι εξοικειωμένοι σήμερα οι ηλεκτρολόγοι μηχανικοί. Σε ένα μακροδίκτυο, το κέντρο ελέγχου εκμεταλλεύεται ένα περιορισμένο αριθμό από μεγάλα στοιχεία του ενεργητικού, ώστε να τηρήσει τις συμφωνίες, μέσω συμβολαίων, με τους αγοραστές και πωλητές ηλεκτρικών και δευτερευουσών υπηρεσιών, να διατηρήσει ισορροπία ενέργειας και ποιότητα ισχύος, να προστατεύσει το σύστημα και να διασφαλίσει αξιοπιστία. Το μικροδίκτυο ενυπάρχει εντός του μακροδικτύου και ελέγχει μια παραγωγή και ένα φορτίο τοπικά ώστε να τροφοδοτήσει ανάλογα τη ζήτηση των μελών του για ενέργεια, αλλά και να διασφαλίσει ποιότητα και αξιοπιστία ισχύος (power quality and reliability PQR) [3].

Ο έλεγχος των ενεργητικών παραγωγής και διανομής του μακροδικτύου καθορίζεται από πολύ ακριβή, ενιαία, τοπικά, τεχνικά πρότυπα, και οι παράμετροι κλειδιά του μακροδικτύου, όπως η συχνότητα και η τάση, διακυμαίνονται μεταξύ πολύ αυστηρών ορίων. Το παραπάνω πρότυπο ελέγχου διασφαλίζει ευστάθεια και ασφάλεια και σκοπός του είναι να εγγυηθεί η παροχή ενέργειας και δευτερευουσών υπηρεσιών ανάμεσα σε πωλητές και αγοραστές να είναι όσο το δυνατόν πιο αποδοτική και αξιόπιστη. Ωστόσο, πρέπει να αναγνωριστεί ότι τα ενιαία πρότυπα ποιότητας και αξιοπιστίας ισχύος (PQR) είναι μάλλον αδύνατον να ταιριάζουν απόλυτα με τις ιδανικές απαιτήσεις πολύ ετερογενών τελικών χρήσεων. Τα μικροδίκτυα καθιστούν δυνατό ένα υψηλότερο επίπεδο ελέγχου της ποιότητας και της αξιοπιστίας ισχύος πιο κοντά στην τελική χρήση όπου καταναλώνεται η ενέργεια και με τον τρόπο αυτό τα πρότυπα PQR μπορούν να ταιριάζουν πιο αποδοτικά με τις ανάγκες των τελικών χρήσεων. Τα μικροδίκτυα είναι δυνατό να βελτιώσουν τη συνολική απόδοση διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στο σημείο της τελικής χρήσης, έτσι ώστε τα πρότυπα PQR του μακροδικτύου να συμπέσουν με το σκοπό της συνολικής διανομής ενέργειας.

Με βάση το καθαρό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (μέχρι το σημείο διασύνδεσης της παραγωγής) το μικροδίκτυο φαίνεται να υστερεί ενός κεντρικού σταθμού παραγωγής. Ωστόσο, το μικροδίκτυο μπορεί να προσφέρει μερικά πλεονεκτήματα που εξισορροπούν τον παραπάνω ισχυρισμό και θα μπορούσαν να το καταστήσουν πολύ πιο ελκυστικό οικονομικά. Καταρχάς, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εντός του μικροδικτύου συγκρίνεται μόνο με τις λιανικές τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας και όχι με το καθαρό κόστος παραγωγής ενός κεντρικού σταθμού. Ένα άλλο σημαντικότατο – πιθανό – πλεονέκτημα είναι, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, η βελτίωση της ποιότητας και αξιοπιστίας της ενέργειας PQR στο σημείο της τελικής χρήσης. Επίσης, τα μικροδίκτυα μπορούν να προσφέρουν τη δυνατότητα εφαρμογής τεχνολογιών συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού (CHP), οι οποίες αξιοποιούν τη θερμότητα που εκλύεται ως απώλεια από τη μετατροπή ενέργειας από την καύση του καυσίμου σε ηλεκτρισμό [3]. Η παραπάνω

διαδικασία βελτιώνει την αποδοτικότητα του καυσίμου, μειώνοντας έτσι την ποσότητα που χρειάζεται για την παραγωγή του ίδιου ποσού ενέργειας. Αγοράζοντας λιγότερα καύσιμα ο καταναλωτής μειώνει σημαντικά το κόστος καυσίμων, ενώ η αξιοποίηση της απωλεσθείσας θερμότητας προς το περιβάλλον, η οποία αποτελεί λίγο περισσότερο από τη μισή ενέργεια που καταναλώνεται στην παραγωγή ηλεκτρισμού, μπορεί να προσδώσει σημαντικό κέρδος περιβαλλοντικά και οικονομικά. Επιπροσθέτως, μία γενική μείωση της ζήτησης στα καύσιμα, εξαιτίας της πιο γενικευμένης χρήσης των μικροδικτύων με CHP, θα οδηγούσε σε μείωση της τιμής πώλησης του καυσίμου. Τέλος, είναι δυνατή, λόγω της τοπικότητας της παραγωγής, η χρήση ορισμένων τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών μικρής σχετικά ισχύος, όπως φωτοβολταϊκών panels, οι οποίες καθιστούν ακόμη πιο συμφέρουσα οικονομικά και οικολογικά την εφαρμογή των μικροδικτύων.

Δύο είναι τα σημαντικότερα περιβαλλοντικά οφέλη από την αυξημένη αποδοτικότητα μετατροπής ενέργειας. Καταρχάς, οι εκπομπές διοξειδίου από εργοστάσια παραγωγής ισχύος θα μειωθούν. Επίσης, το περιβαλλοντικό πρόβλημα εκπομπής της θερμικής ενέργειας απωλειών στο περιβάλλον θα φθίνει σταδιακά. Τέλος, η εμφάνιση και η ανάπτυξη τεχνολογιών που διευκολύνουν την αποδοτική χρήση των θερμικών απωλειών, θα είναι το κλειδί για την περαιτέρω εξάπλωση των μικροδικτύων ως σημαντικών συντελεστών στην παροχή ηλεκτρική ενέργειας.

1.2 Εισαγωγή στη διεσπαρμένη παραγωγή

1.2.1 Ορισμός Διεσπαρμένης Παραγωγής (DG) και Διεσπαρμένων Πηγών Ενέργειας (DER)

Διεσπαρμένες πηγές ενέργειας (DER) ορίζονται οι γεννήτριες μικρής ισχύος (~1MW) εγκατεστημένες στο χώρο του καταναλωτή. Ομοίως, μικρές μονάδες παραγωγής εγκατεστημένες από εταιρείες διανομής ηλεκτρικής ενέργειας κοντά στις εγκαταστάσεις τους για να συμπληρώνουν την ισχύ του δικτύου ονομάζονται διεσπαρμένη παραγωγή κοινής ωφέλειας (utility DG). Η διεσπαρμένη παραγωγή (DG) καλύπτει και τις δύο παραπάνω κατηγορίες παραγωγής, μικρότερης ή και μεγαλύτερης κλίμακας από 1 MW σε εμπορικές και κοινής ωφέλειας εγκαταστάσεις [1].

1.2.2 Τεχνολογίες DG και κόστος

Οι βασικότερες DG τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται σήμερα στον οικιστικό τομέα (residential sector) είναι τα φωτοβολταϊκά (PV) και οι κυψέλες καυσίμου, αποδίδοντας ισχύ περίπου 2 και 5 kW αντίστοιχα. Στον εμπορικό τομέα βρίσκουν εφαρμογή, εκτός από τις προαναφερθείσες τεχνολογίες, και άλλες όπως οι παλινδρομικές μηχανές, οι μικροστρόβιλοι, ντιζελογεννήτριες, συμβατικές γεννήτριες άνθρακα, γεννήτριες αστικών στερεών αποβλήτων (municipal solid waste MSW generators), γεννήτριες βιομάζας και μικρά υδροηλεκτρικά [1], [7]. Πολλές από τις παραπάνω τεχνολογίες θα αναλυθούν διεξοδικότερα στο 3^ο κεφάλαιο. Οι εμπορικές

DG τεχνολογίες κυμαίνονται σε μέγεθος από 10 kW, για τα PV, έως 1500 kW για την τεχνολογία παραγωγής από βιομάζα.

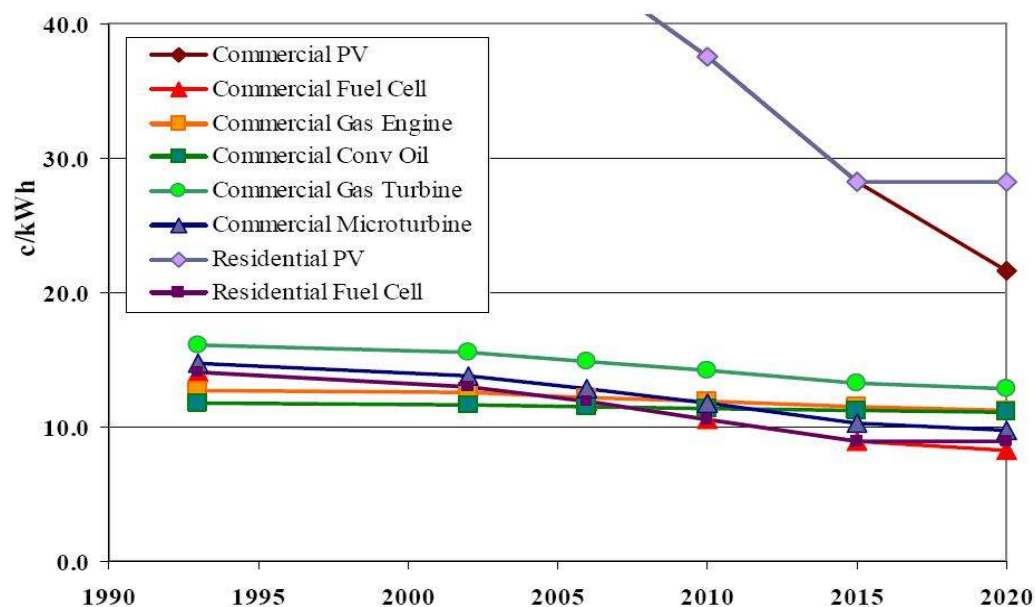
Το κόστος των τεχνολογιών PV, κυψελών καυσίμου και μικροστροβίλων εμφανίζει σημαντικά φθίνουσα τάση και αναμένεται να έχει μειωθεί μέχρι το 2020 πάνω από 50% σε σύγκριση με τις τιμές του 2000. Το γεγονός αυτό αποτυπώνεται στον παρακάτω πίνακα όπου φαίνεται η πιθανή εξέλιξη των παραπάνω τεχνολογιών στην εικοσαετία 2000 – 2020:

Technology Type	Size (kW)	Conversion Efficiency		Equipment Cost (1999-\$/kW)		Lifetime (years)	CF (%)
		2000	2020	2000	2020		
Residential PV	2	14%	20%	7370	3814	30	100%
Residential Fuel Cell	5	36%	47%	3674	1713	20	34%
Commercial PV	10	14%	22%	7370	2872	30	100%
Commercial Fuel Cell	200	36%	50%	3674	1433	20	86%
Commercial Gas Engine	200	28%	31%	1390	990	20	86%
Commercial Gas Turbine	1000	22%	28%	1600	1340	20	86%
Commercial Microturbine	100	26%	36%	1970	915	20	86%
Commercial Conventional Coal	200	30%	30%	-	-	20	86%
Commercial Conventional MSW	200	24%	24%	-	-	20	86%
Commercial Conventional Oil	200	31%	31%	1390	990	20	86%
Commercial Biomass	1500	24%	24%	-	-	20	86%
Commercial Hydro	1000	29%	29%	-	-	20	86%
Utility DG-Base	2000	31%	37%	580	534	30	50%
Utility DG-Peak	1000	32%	32%	521	387	30	5%

Πίνακας 1.1 Κόστος και Λειτουργικά Χαρακτηριστικά Τεχνολογιών DG

Στην παρακάτω εικόνα αποτυπώνεται το ενεργειακό κόστος για διάφορες τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής. Η πιο ακριβή τεχνολογία είναι τα PV, οικιστικά και εμπορικά, των οποίων το κόστος βρίσκεται εκτός κλίμακας σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες μέχρι το έτος 2010. Το κόστος ενέργειας για τα PV υπολογίζεται σε 53 €/kWh για το έτος 2000, ενώ μειώνεται απότομα στα 22 και 28 €/kWh το έτος 2020, για τα εμπορικά και τα οικιστικά PV αντίστοιχα. Οι πιο ανταγωνιστικές τεχνολογίες DG είναι οι μικροστροβίλοι, οι κυψέλες καυσίμου, οι συμβατικές γεννήτριες πετρελαίου και οι γεννήτριες φυσικού αερίου με κόστος να υπολογίζεται περίπου στα 10 €/kWh για το 2020 [3].

Levelized Cost of DG technologies (as input 86% CF)



Εικόνα 1.1. Ενεργειακό Κόστος Τεχνολογιών DG

1.2.3 Τεχνικά, Οικονομικά και Περιβαλλοντολογικά πλεονεκτήματα της Διεσπαρμένης Παραγωγής

Η χρήση Διεσπαρμένης Παραγωγής οδηγεί στην μείωση της συνολικής πρωτογενούς ενεργειακής κατανάλωσης, στη βελτίωση της αξιοπιστίας παροχής ενέργειας και ποιότητας ισχύος, έχει σαφώς μικρότερη επίδραση στο περιβάλλον, βοηθά στην καλύτερη λειτουργία του δικτύου όσον αφορά τις απώλειες, συμφορήσεις, επαναφορά από διακοπή και άλλα, και αποτελεί πιο αποδοτική επένδυση κεφαλαίου για την αντικατάσταση παλαιωμένου εξοπλισμού. Επίσης, η Διεσπαρμένη Παραγωγή είναι συμφέρουσα λύση για την εξοικονόμηση ενέργειας, τη μείωση απωλειών, τη μείωση της περιβαλλοντικής ρύπανσης, την αύξηση της παροχής ενέργειας. Τέλος, πολύ σημαντική είναι η ενσωμάτωσή τους στα μελλοντικά Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας SmartGrids [8],[9].

Τα SmartGrids είναι μία πρωτοβουλία της Κομισιόν, που στοχεύει στην ανταγωνιστική εισχώρηση της Ευρωπαϊκής Ένωσης στον τομέα των ηλεκτρικών δικτύων. Η συζήτηση για τα SmartGrids ξεκίνησε στα τέλη του 2004 και αποτελεί μία προσέγγιση στα δίκτυα από την οπτική γωνία του καταναλωτή, ως ενοποίηση των ανανεώσιμων πηγών και της διεσπαρμένης παραγωγής. Το SmartGrid είναι ένα ηλεκτρικό δίκτυο, που μπορεί έξυπνα να ενοποιεί όλες τις ενέργειες των, συνδεδεμένων σε αυτό, χρηστών, ώστε να διανέμει ηλεκτρική ενέργεια με αποδοτικό, ασφαλές και οικονομικό τρόπο [9].

Τα πλεονεκτήματα που προκύπτουν από τη χρήση Διεσπαρμένων Πηγών Ενέργειας είναι σημαντικά και πολυάριθμα. Σχεδόν πάντα διασφαλίζει απτά οικονομικά οφέλη για τους καταναλωτές, όπως, μικρότερο συνολικό ενεργειακό κόστος ή αποφυγή υψηλών τιμολογίων κατά τη διάρκεια της αιχμής φορτίου, αλλά και δυσδιάκριτα οφέλη, όπως βελτίωση της ποιότητας ισχύος. Επιπροσθέτως, η εξάπλωση της χρήσης των DER οδηγεί σε νέα οφέλη για τους καταναλωτές, τις εταιρείες παροχής υπηρεσιών ηλεκτρικής ενέργειας και το κοινό. Παραδείγματος χάριν, ένας καταναλωτής μπορεί να χρησιμοποιήσει DER για να μειώσει την αιχμή φορτίου του και να πληρώνει λιγότερο. Αν περισσότεροι καταναλωτές κάνουν το ίδιο, θα μειωθεί το συνολικό φορτίο αιχμής της εταιρείας διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να μην χρειαστεί να γίνει μία προβλεπόμενη αναβάθμιση, γεγονός το οποίο ωφελεί και τους άλλους καταναλωτές, οι οποίοι θα επιβαρύνονταν με το κόστος της αναβάθμισης της εταιρείας.

Εκτός από τα ευνόητα οικονομικά οφέλη, προκύπτουν και τα πιο πολύπλοκα οφέλη αξιοπιστίας χάρη στη χρήση DER. Υπό προϋποθέσεις, οι DER μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως εφεδρική ισχύς, σε περίπτωση διακοπής ρεύματος, καθώς και σε περιπτώσεις βύθισης τάσης, ώστε να ενισχυθεί η ποιότητα της ισχύος που παρέχεται τοπικά. Τα σημαντικότερα, λοιπόν, οφέλη αξιοπιστίας που προσφέρουν οι DER είναι υποστήριξη και σταθερότητα στην παροχή τάσης, αξιοπιστία αέργου ισχύος VAR, εφεδρεία για απρόβλετα φαινόμενα, δυνατότητα αυτόνομης εκκίνησης (black start). Επιπροσθέτως, πολλοί καταναλωτές απαιτούν υψηλότερη ποιότητα ενέργειας από τη συνηθισμένη, που προμηθεύεται το μεγαλύτερο μέρος των καταναλωτών, όπως νοσοκομεία, τηλεπικοινωνιακά κέντρα, βιομηχανία ημιαγωγών, εγκαταστάσεις επεξεργασίας τροφίμων, και άλλα. Για τους καταναλωτές αυτούς, η διακοπή ρεύματος ή η βύθιση τάσης μπορεί να έχει πολύ μεγάλες οικονομικές και όχι μόνο συνέπειες. Οι καταναλωτές αυτοί μπορούν με τη χρήση DER να ικανοποιήσουν τις αυξημένες ανάγκες τους για ποιότητα ισχύος [1].

Αξίζει να σημειωθεί ότι και άλλα μέλη της κοινωνίας επωφελούνται από τη χρήση των DER. Εφόσον η συμπαραγωγή μπορεί να αυξήσει το ποσοστό μετατροπής

ενέργειας από 40% σε πάνω από 80% και κατά συνέπεια να αυξηθεί ο συνολικός βαθμός απόδοσης, είναι λογικό να ακολουθούν σημαντικότερα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Τα οικονομικά οφέλη περιλαμβάνουν αύξηση της σταθερότητας στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας, μείωση στη ζήτηση καυσίμου με μία επακόλουθη μείωση και στην τιμή τους και καθυστέρηση στις αυξήσεις των τιμών ενέργειας. Άλλα οικονομικά οφέλη προς την κοινωνία μπορεί να είναι μία γενική πτώση των τιμών, χάρη στο μικρότερο κόστος παραγωγής προϊόντων. Τα περιβαλλοντικά οφέλη είναι περισσότερο πολύπλοκα και μπορεί να μην εμφανιστούν στην γεωγραφική περιοχή των DER, γιατί η χρήση τους μπορεί να οδηγήσει στη μείωση εκπομπών στο σημείο όπου βρίσκεται η συγκεντρωμένη παραγωγή μακριά από την πόλη και σε μικρή αύξηση εντός της πόλης.

1.2.4 Συμπερασματικά

Οι καταναλωτές επωφελούνται από την μείωση του κόστους και την βελτίωση της ποιότητας και αξιοπιστίας ισχύος, ενώ επιπροσθέτως, αυξάνεται η ενεργειακή ασφάλεια. Τα διασυνδεδεμένα δίκτυα επίσης επωφελούνται από χρήστες DER, οι οποίοι ανακουφίζουν το σύστημα διανομής ενέργειας, παρέχουν υποστήριξη όσον αφορά την τάση του δικτύου, βελτιώνουν τη σταθερότητα του συστήματος, μειώνουν τις απώλειες γραμμής και την πιθανότητα συμφόρησης στη γραμμή και συχνά καθιστούν αχρείαστες ορισμένες αναβαθμίσεις στις εγκαταστάσεις μεταφοράς και διανομής. Εν κατακλείδι, η κοινωνία επωφελείται από ένα πιο ασφαλές και σταθερό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με μειωμένες περιβαλλοντικές συνέπειες. Για το λόγο αυτό σε πολλά κράτη, εντός κι εκτός της Ευρωπαϊκής Ένωσης, έχει τεθεί ως στόχος το ποσοστό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από DG να ξεπεράσει το 20% μέχρι το 2020.

Κεφάλαιο 2

Το μοντέλο DER-CAM και το λογισμικό GAMS

2.1 DER-CAM - Distributed Energy Resources Customer Adoption Model

2.1.1 Στόχος του DER-CAM

Ο στόχος του DER-CAM είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους κάλυψης ηλεκτρικών αλλά και θερμικών φορτίων ενός συγκεκριμένου χώρου του καταναλωτή βελτιστοποιώντας την εγκατάσταση και τη λειτουργία της διεσπαρμένης παραγωγής, της συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού και του εξοπλισμού ψύξης τροφοδοτούμενου από θερμότητα [10].

Τα αποτελέσματα του DER-CAM δεν προτίθενται να είναι λεπτομερείς οικονομικές ή τεχνικές αποτιμήσεις του αν η αυτόνομη παραγωγή του μικροδικτύου έχει νόημα για συγκεκριμένες περιπτώσεις, ούτε να παρέχει αποτιμήσεις της αγοράς ή προβλέψεις διείσδυσης των DER. Ο στόχος του μοντέλου είναι απλώς να εξετάσει τα οικονομικά θεμέλια και να διαπιστώσει ποιες τεχνολογίες DER μπορεί να είναι ελκυστικές για τα μικροδίκτυα, σε τι συνδυασμούς μπορούν να εγκατασταθούν και πώς να λειτουργήσουν. Πάντοτε, η πρόθεση είναι να προβλεφθούν τα σημαντικότερα τεχνικά προβλήματα, που θα πρέπει να λυθούν για ένα συγκεκριμένο μικροδίκτυο, ώστε τα συστήματα DER να λειτουργήσουν. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από τη διαδικασία αυτή είναι: ο βέλτιστος συνδυασμός παραγωγής εντός του μικροδικτύου, ένα στοιχειώδες χρονοδιάγραμμα λειτουργίας, που να δείχνει πώς πρέπει να λειτουργήσει ο εξοπλισμός, και μία σύνοψη των αποτελεσμάτων για κάθε εκδοχή, όπως ο ηλεκτρικός λογαριασμός, ή γενικότερα ο ενεργειακός λογαριασμός, κ.α..

2.1.2 Τι είναι το DER-CAM?

Το DER-CAM είναι ένα οικονομικό μοντέλο υιοθέτησης DER από τον καταναλωτή υλοποιημένο στο λογισμικό βελτιστοποίησης Γενικό Αλγεβρικό Σύστημα Μοντελοποίησης (GAMS – General Algebraic Modeling System). Το μοντέλο αυτό αναπτύχθηκε στο Berkeley Lab το 2000 και από τότε έχει υποστεί πολλές βελτιώσεις και επεκτάσεις, μία από τις οποίες – η προσθήκη συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού – εξετάζεται στην παρούσα εργασία. Ο στόχος του μοντέλου είναι να ελαχιστοποιήσει το κόστος λειτουργίας της ίδιας παραγωγής του καταναλωτή και των συστημάτων CHP, είτε για μεμονωμένους καταναλωτές είτε για

ένα μικροδίκτυο. Με άλλα λόγια, το μοντέλο αυτό εστιάζει κυρίως στα οικονομικά μεγέθη [10]. Για να επιτευχθεί ο στόχος αυτός, πρέπει να λυθούν τα παρακάτω ερωτήματα:

- Ποιος είναι ο επικερδέστερος συνδυασμός τεχνολογιών διεσπαρμένης παραγωγής που ένας συγκεκριμένος καταναλωτής μπορεί να εγκαταστήσει;
- Ποιο είναι το κατάλληλο επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος από τις τεχνολογίες αυτές που ελαχιστοποιεί το κόστος;
- Πώς πρέπει να λειτουργήσουν οι εγκατεστημένες μονάδες ώστε να ελαχιστοποιηθεί ο συνολικός ενεργειακός λογαριασμός του καταναλωτή;
- Θα είναι η αποσύνδεση από το μακροδίκτυο οικονομικά ελκυστική και πρακτικά εφικτή για τον καταναλωτή;

Υποτίθεται ότι ο καταναλωτής επιθυμεί να εγκαταστήσει διεσπαρμένη παραγωγή για να ελαχιστοποιήσει το ενεργειακό κόστος του. Συνεπώς, είναι δυνατό να καθοριστούν οι τεχνολογίες και η ονομαστική ισχύς τους που ο καταναλωτής θα πρέπει να εγκαταστήσει και να προβλεφθεί τότε ο καταναλωτής θα παράγει ηλεκτρική ενέργεια αυτόνομα και τότε θα αγοράζει από το δίκτυο [3].

2.1.3 Λειτουργία του DER-CAM

Το μοντέλο DER-CAM επιλέγει ποιες τεχνολογίες DG ο καταναλωτής θα πρέπει να υιοθετήσει και πώς θα τις λειτουργήσει με βάση συγκεκριμένα δεδομένα για την κατανομή φορτίου, τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και καυσίμων, και δεδομένα λειτουργίας για τον διαθέσιμο εξοπλισμό. Οι εισοδοί και οι έξοδοι του DER-CAM αναφέρονται παρακάτω:

Οι βασικές εισοδοί του μοντέλου είναι:

- Η κατανομή φορτίου του καταναλωτή ανά χρήση (συνήθως θέρμανση χώρων, ζεστό νερό, φορτία φυσικού αερίου, κλιματισμός και ηλεκτρισμός),
- το προεπιλεγμένο τιμολόγιο ηλεκτρικής ενέργειας, οι τιμές φυσικού αερίου, και άλλα δεδομένα χρέωσης,
- το αρχικό κόστος, το λειτουργικό, το κόστος συντήρησης (O&M), και το κόστος καύσιμου των διαφόρων διαθέσιμων τεχνολογιών, μαζί με το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία,
- τα βασικά φυσικά χαρακτηριστικά των εναλλακτικών μεθόδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως ανάκτηση θερμότητας και τεχνολογίες κλιματισμού, συμπεριλαμβανομένου ενός λόγου θερμικής ενέργειας προς ηλεκτρική που καθορίζει το ποσό της υπολειπόμενης θερμότητας που είναι διαθέσιμο συναρτήσει της ηλεκτρικής εξόδου από τις γεννήτριες.

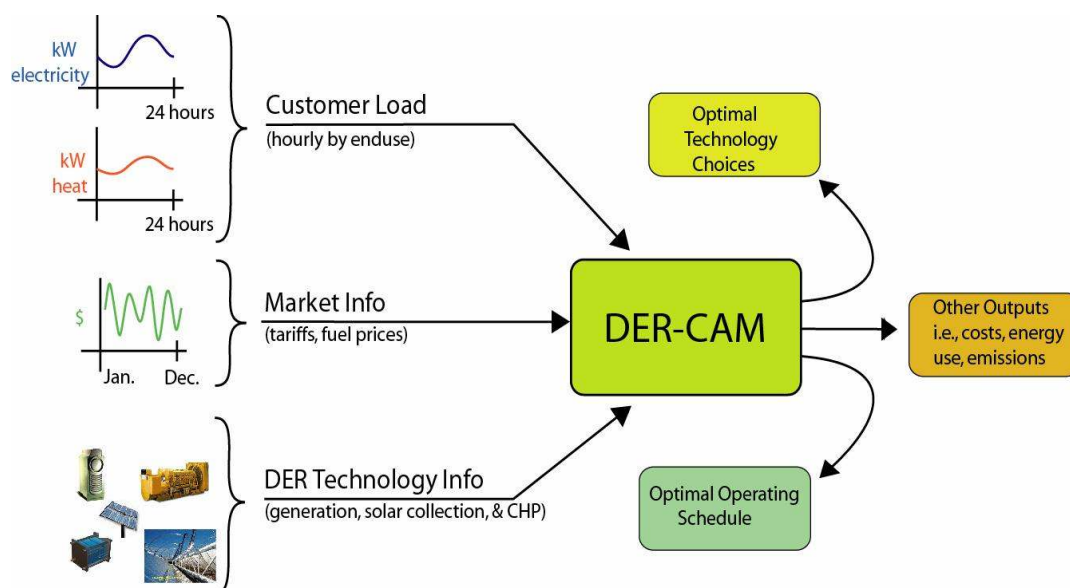
Έξοδοι που πρέπει να καθοριστούν από το μοντέλο βελτιστοποίησης είναι:

- η ονομαστική ισχύς των τεχνολογιών DG και CHP που θα πρέπει να εγκατασταθούν,
- τότε και σε τι ποσοστό πρέπει να λειτουργούν οι εγκατεστημένες γεννήτριες,
- το συνολικό κόστος τροφοδότησης των ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων

Οι βασικές υποθέσεις είναι [3]:

- Οι επενδυτικές επιλογές των καταναλωτών βασίζονται αποκλειστικά σε οικονομικά κριτήρια. Δηλαδή, το μόνο δυνατό κέρδος από την επένδυση είναι η μείωση στον συνολικό ενεργειακό λογαριασμό του καταναλωτή,
- Δεν υπάρχει καμμία φθορά στην απόδοση του εξοπλισμού κατά τη διάρκεια ζωής. Επίσης, δεν συμπεριλαμβάνονται περιορισμοί για την εκκίνηση ή άλλοι μεταβατικοί περιορισμοί,
- Οφέλη από την αξιοπιστία και ποιότητα της ισχύος, καθώς και εξοικονόμηση O&M κόστους για πολλαπλές μονάδες της ίδιας τεχνολογίας δεν λαμβάνονται υπ' όψιν.
- Δεν λαμβάνονται υπ' όψιν πιθανές βελτιώσεις που μπορεί να προκύψουν στους καταναλωτές εξαιτίας της μεγαλύτερης αξιοπιστίας και καλύτερης ποιότητας ισχύος.
- Ο εξοπλισμός DER θεωρείται απόλυτα αξιόπιστος. Δηλαδή, δεν υπάρχουν εξαναγκασμένες διακοπές ή βλάβες.

Στο παρακάτω σχήμα φαίνεται η δομή του μοντέλου:

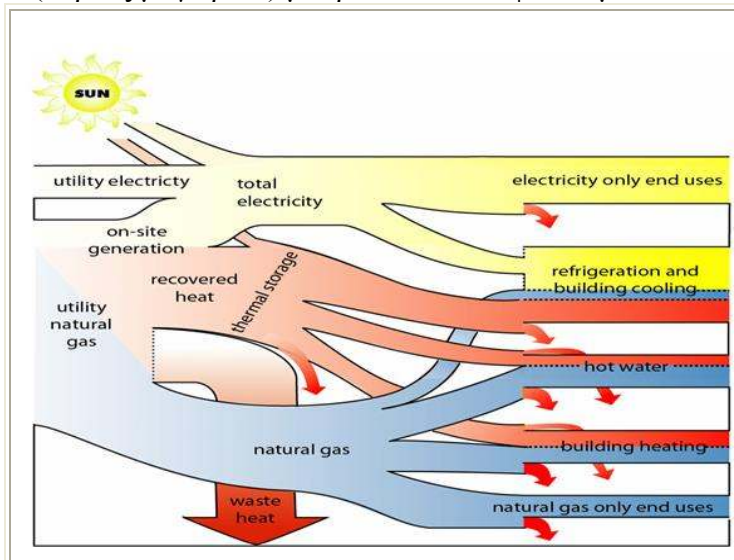


Εικόνα 2.1 Δομή του μοντέλου DER-CAM

Προσέγγιση ταυτόχρονης βελτιστοποίησης:

Στην επόμενη εικόνα φαίνεται ένα λεπτομερειακό διάγραμμα ενεργειακής ροής, όπως μοντελοποιείται από το DER-CAM. Πιθανές ενεργειακές εισοδοι είναι η ηλιακή ενέργεια, η αγορασμένη ηλεκτρική ενέργεια από το μακροδίκτυο και το φυσικό αέριο. Για μία δεδομένη απόφαση επένδυσης, το DER-CAM επιλέγει τον βέλτιστο συνδυασμό αγοράς από την εταιρεία κοινής ωφέλειας και ίδιας παραγωγής, ώστε να καλυφθεί το φορτίο για κάθε χρονικό βήμα. α) Τα αποκλειστικά ηλεκτρικά φορτία (όπως φωτισμός και εξοπλισμός γραφείου) μπορούν να καλυφθούν μόνον από ηλεκτρισμό. β) Τα φορτία κλιματισμού και ψύξης μπορούν να τροφοδοτηθούν είτε από ηλεκτρισμό, είτε από θερμότητα (μέσω των ψυχαντήρων απορρόφησης). γ) Τα

φορτία θέρμανσης χώρων και ζεστού νερού μπορούν να τροφοδοτηθούν, είτε με την περίσσεια θερμότητας από την ηλεκτροπαραγωγή, είτε με φυσικό αέριο. δ) Τα φορτία φυσικού αερίου (κυρίως μαγειρικά) μπορούν να καλυφθούν μόνον από φυσικό αέριο.



Εικόνα 2.2 Ενεργειακή ροή συστήματος DER με CHP

2.1.4 Μελλοντικές προσθήκες

Μία σημαντική και συνάμα πολύπλοκη προσθήκη για το μοντέλο DER-CAM είναι η ένταξη στοχαστικών φαινομένων, όπως συμμετοχή της διακοπτόμενης αγοράς φορτίου (interruptible load market) στις οικονομικές ευκαιρίες του μικροδικτύου. Το GAMS μπορεί να επιλύσει προβλήματα που περιλαμβάνουν στοχαστικές μεταβλητές, αλλά με μικρότερη αξιοπιστία και σαφώς περισσότερη πολυπλοκότητα από το ήδη υπάρχον μοντέλο. Ο ορθός συνυπολογισμός της τυχαιότητας θα μπορούσε να αυξήσει σαφώς την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων για τεχνικούς (π.χ συνέπειες από σφάλματα του εξοπλισμού) αλλά και οικονομικούς σκοπούς (π.χ εύρεση των πιο ανθεκτικών οικονομικών στρατηγικών στην αβεβαιότητα της τιμής) [3].

Επίσης, τα αποτελέσματα του DER-CAM επισημαίνουν την ανάγκη για ενασχόληση με περιβαλλοντικά προβλήματα, σχετικά με την ανάπτυξη των DER. Τα αποτελέσματα δεν περιγράφουν πάντοτε λύσεις ευνοϊκές για το περιβάλλον κοντά στο μικροδίκτυο. Επομένως, είναι σημαντικό, όχι μόνο να αποτιμηθούν οι περιβαλλοντικές συνέπειες σύμφωνα με το εκάστοτε σενάριο, αλλά και να ληφθεί υπ' όψιν οποιαδήποτε νομοθεσία σχετικά με τη χρήση DER και γενικότερα ρυπογόνων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως γεννήτριες diesel. Έτσι, συχνά σε πολλές περιοχές υπάρχει θεσμοθετημένο από το νόμο επιτρεπτό όριο εκπομπής ρύπων, το οποίο δεν πρέπει να ξεπερνάται από τα αποτελέσματα του DER-CAM.

Τέλος, το βασικότερο πλεονέκτημα του DER-CAM είναι η ευελιξία του. Επομένως, χάρη σε αυτό το στοιχείο είναι δυνατή η μελλοντική βελτίωση αλλά και προσαρμογή του μοντέλου ανάλογα με τις ανάγκες του κάθε μικροδικτύου ή του κάθε καταναλωτή. Η χρήση του GAMS επιτρέπει στο μοντέλο να παραμένει πολύπλοκο, χωρίς όμως να δυσκολεύει τους ερευνητές να κάνουν μικρορυθμίσεις στον κώδικα, ανάλογα με τις ανάγκες του εκάστοτε μοντέλου. Επομένως, ο χρόνος τρεξίματος (runtime) είναι ελάχιστος, και ο κώδικας θα μπορούσε να ενσωματωθεί σε ένα

ευρύτερο μοντέλο υιοθέτησης κάποιας απόφασης για τον καταναλωτή – customer adoption decision tool.

2.2 Το λογισμικό GAMS (General Algebraic Modeling System)

2.2.1 Εισαγωγή

Το Γενικό Αλγεβρικό Σύστημα Μοντελοποίησης (General Algebraic Modeling System – GAMS) είναι ένα σύστημα μοντελοποίησης υψηλού επιπέδου για μαθηματικό προγραμματισμό και βελτιστοποίηση. Το GAMS είναι σχεδιασμένο για μοντελοποίηση γραμμικών, μη-γραμμικών και μεικτού ακεραίου προβλήματα βελτιστοποίησης. Το σύστημα αυτό είναι κομμένο και ραμμένο για περίπλοκες, μεγάλης κλίμακας εφαρμογές μοντελοποίησης και επιτρέπει στο χρήστη να κατασκευάσει μεγάλα, εύχρηστα μοντέλα τα οποία μπορούν να προσαρμοστούν σε νέες συνθήκες. Το GAMS επιτρέπει στο χρήστη να αφοσιωθεί στη μοντελοποίηση του προβλήματος κάνοντας την οργάνωση εύκολη. Το σύστημα μοντελοποιεί προβλήματα με ιδιαίτερα συμπαγή και φυσικό τρόπο [2].

Το GAMS είναι κατάλληλο για χρήση σε διάφορες υπολογιστικές πλατφόρμες και τα μοντέλα είναι φορητά μεταξύ των πλατφορμών. Επίσης, είναι διαθέσιμο για χρήση από προσωπικούς υπολογιστές, workstations, υπολογιστές mainframe, και υπερυπολογιστές. Το σύστημα επιμελείται των χρονοβόρων λεπτομερειών για την υλοποίηση σε συγκεκριμένο μηχάνημα και σύστημα λογισμικού. Ο χρήστης μπορεί να αλλάξει τη δομή εύκολα και γρήγορα, επίσης μπορεί να μεταβεί από τον έναν στον άλλο επιλυτή – solver και να μεταβεί από γραμμικό σε μη γραμμικό προγραμματισμό χωρίς δυσκολία. Το σύστημα εμπεριέχει ένα περιβάλλον ολοκληρωμένης ανάπτυξης (integrated development environment – IDE) και μία ομάδα από ολοκληρωμένους επιλυτές (solvers). Το GAMS ήταν η πρώτη αλγεβρική γλώσσα μοντελοποίησης (algebraic modeling language – AML) και είναι τυπικά αντίστοιχη με πιο ευρέως χρησιμοποιούμενες γλώσσες προγραμματισμού και μοντελοποίησης (όπως π.χ. η MATLAB) [13]. Τα μοντέλα περιγράφονται με σύντομες και περιεκτικές αλγεβρικές δηλώσεις, οι οποίες μπορούν να αναγνωστούν εύκολα από ανθρώπους και μηχανές.

2.2.2 Ιστορία του GAMS

2.2.2α Κίνητρα για την ανάπτυξη του λογισμικού

Ουσιαστική πρόοδος έγινε τις δεκαετίες του '50 και του '60 με την ανάπτυξη αλγορίθμων και υπολογιστικού κώδικα για την επίλυση μεγάλων μαθηματικών προγραμματιστικών προβλημάτων. Την δεκαετία του '70 ο αριθμός των εφαρμογών αυτού του είδους ήταν σαφώς μικρότερος από τον αναμενόμενο, διότι οι διαδικασίες επίλυσης αποτελούσαν μόνο ένα μικρό μέρος της προσπάθειας μοντελοποίησης. Ένα

μεγάλο μέρος του χρόνου απαιτείτο για την ανάπτυξη ενός μοντέλου που περιελάμβανε προετοιμασία και μετασχηματισμό δεδομένων και αναφορά αποτελεσμάτων. Το κάθε μοντέλο απαιτούσε πολλές ώρες ανάλυσης και προγραμματισμού, ώστε να οργανωθούν τα δεδομένα και να γραφτεί το πρόγραμμα, που θα τα μετασχημάτιζε στην απαραίτητη από τους βελτιστοποιητές – optimizers μαθηματικού προγραμματισμού μορφή. Επιπροσθέτως, η ανίχνευση και εξάλειψη των λαθών ήταν μία πολύ δύσκολη διαδικασία, διότι τα προγράμματα που πραγματοποιούσαν ενέργειες, όπως πράξεις, μεταξύ των δεδομένων ήταν προσβάσιμα ουσιαστικά μόνο από τον ειδικό που τα έγραψε και όχι από τους υπεύθυνους αναλυτές του ερευνητικού έργου.

Έτσι, τις τελευταίες δεκαετίες του 20^{ου} αιώνα αναπτύχθηκαν λογισμικά μοντελοποίησης πιο φιλικά προς το χρήστη, με σκοπό να βελτιωθεί η παραπάνω κατάσταση. Το GAMS (General Algebraic Modeling System – Γενικό Αλγεβρικό Σύστημα Μοντελοποίησης) αναπτύχθηκε ώστε:

- να παρέχει μία υψηλού επιπέδου γλώσσα για την συμπαγή αναπαράσταση μεγάλων και πολύπλοκων μοντέλων
- να επιτρέπονται αλλαγές στις ρυθμίσεις με απλό και ασφαλή τρόπο
- να επιτρέπονται σαφείς δηλώσεις αλγεβρικών σχέσεων
- να είναι δυνατή η περιγραφή ενός μοντέλου ανεξάρτητα από τον αλγόριθμο επίλυσης.

Η αρχική έρευνα και ανάπτυξη (R&D) του GAMS χρηματοδοτήθηκε από την International Bank for Reconstruction and Development, γνωστή και ως The World Bank, μέσω της επιτροπής έρευνας τραπεζών (Bank's Research Committee) και πραγματοποιήθηκε στο Κέντρο Ανάπτυξης και Ερευνών (Development Research Center) στην Washington DC. Από το 1987, οι R&D χρηματοδοτείται από την GAMS Development Corporation.

Το σύστημα αναπτύχθηκε κατόπιν στενής συνεργασίας μαθηματικών και οικονομολόγων, οι οποίοι είναι μία σημαντική ομάδα των χρηστών του GAMS. Η συνεργασία ανάμεσα σε οικονομικά, επιστήμη των υπολογιστών και επιχειρησιακή έρευνα ήταν ο σημαντικότερος παράγοντας για την επιτυχία στην ανάπτυξη του συστήματος. Ο μαθηματικός προγραμματισμός και η οικονομική θεωρία είναι στενά συνδεδεμένα.

Η προέλευση των αλγορίθμων γραμμικού προγραμματισμού ανέρχεται στα πρώτα έργα του George Dantzig στις δεκαετίες του '40 και του '50. Η υπολογιστική τεχνολογία και η αλγοριθμική θεωρία αναπτύχθηκαν με γοργούς ρυθμούς. Τριάντα χρόνια αργότερα ήταν δυνατή η επίλυση προβλημάτων πρακτικού μεγέθους και πολυπλοκότητας, που επέτρεπαν στο χρήστη να εξετάσει την οικονομική θεωρία σε ρεαλιστικά προβλήματα. Η ατζέντα έρευνας της The World Bank τις δεκαετίες '70 και '80 δημιούργησε το ιδανικό περιβάλλον για να ενωθούν διαφορετικές αρχές, ώστε να εφαρμοστεί ο μαθηματικός προγραμματισμός στην έρευνα και στα λειτουργικά θέματα της Οικονομικής Ανάπτυξης.

Ο στόχος και οι τεχνικοί περιορισμοί της ανάπτυξης των συστημάτων μοντελοποίησης έχουν αλλάξει τα τελευταία 30 χρόνια. Οι κυρίαρχοι περιορισμοί στην πρώτη φάση ήταν τα υπολογιστικά όρια των αλγορίθμων. Εδώ, η αντιπροσώπευση του προβλήματος έπρεπε να συμμορφώνεται με την απαραίτητη ευκολία στον αλγόριθμο· κεντρικές ομάδες ειδικών διαχειρίζονταν μεγάλα, ακριβά και μεγάλης διάρκειας έργα, ενώ οι τελικοί χρήστες έμεναν ουσιαστικά εκτός. Η δεύτερη φάση εστίαζε περισσότερο στο μοντέλο, δηλαδή στη γλώσσα και στα συστήματα που στηρίζουν αυτό το στάδιο. Οι εφαρμογές περιορίζονται από την

επιδεξιότητα μοντελοποίησης. Οι ομάδες εδώ είναι σαφώς μικρότερες και αποκεντρωμένες, ενώ το υπολογιστικό κόστος είναι μικρό και οι χρήστες συμμετέχουν στο σχεδιασμό της εφαρμογής. Οι εφαρμογές είναι σχεδιασμένες ώστε να είναι ανεξάρτητες από την υπολογιστική πλατφόρμα που χρησιμοποιείται και συχνά λειτουργούν σε περιβάλλον client – server. Το επόμενο βήμα ήταν η βελτίωση της εφαρμογής, καθώς και του μοντέλου βελτιστοποίησης. Αυτό είναι απλώς ένα από τα πολλά αναλυτικά εργαλεία που βοηθούν στην επιλογή καλύτερων για το χρήστη αποφάσεων. Τα user interfaces κατασκευάστηκαν με άμεσα διαθέσιμα εξαρτήματα και συχνά αλλάζουν για να προσαρμόζονται στο αναπτυσσόμενο περιβάλλον και τις νέες υπολογιστικές τεχνολογίες.

2.2.2β Το Χρονικό του GAMS

- 1975 η ιδέα του GAMS παρουσιάζεται στο ISMP (International Symposium on Mathematical Programming) στη Βουδαπέστη
- 1978 Φάση I: Το GAMS υποστηρίζει το γραμμικό προγραμματισμό. Υποστηριζόμενες πλατφόρμες: Mainframes και Unix Workstations
- 1979 Φάση II: Το GAMS υποστηρίζει και μη-γραμμικό προγραμματισμό
- 1987 Το GAMS γίνεται εμπορικό προϊόν
- 1988 Το πρώτο σύστημα PC (16 bit)
- 1988 Ο Alex Meeraus, ο πρωτοστάτης του GAMS και ιδρυτής της GAMS Development Corporation, επιβραβεύεται με το βραβείο INFORMS Computing Society Prize
- 1990 32 bit επέκταση για τα Dos
- 1990 Το GAMS μετακομίζει στο Georgetown, Washington, D.C.
- 1991 Δυνατότητα για μη-γραμμικά προγράμματα μεικτού ακεραίου (DICOPT)
- 1994 Το GAMS υποστηρίζει μεικτά συμπληρωματικά προβλήματα
- 1995 Η γλώσσα MPSGE προστίθεται για μοντελοποίηση CGE (Computable General Equilibrium – Οικονομικά μοντέλα που συνδέουν εξωτερικούς παράγοντες με οικονομικές μεταβολές)
- 1996 Ευρωπαϊκό παράρτημα ανοίγει στη Γερμανία
- 1998 32 Bit έκδοση για τα Windows
- 1998 Δυνατότητα στοχαστικού προγραμματισμού (OSL/SE, DECIS)
- 1999 Εισαγωγή του GAMS στο ολοκληρωμένο περιβάλλον ανάπτυξης (Integrated development environment – IDE)
- 2000 Η πρωτοβουλία GAMS World ξεκινά
- 2001 Εισάγεται η λειτουργία GAMS Data Exchange (GDX)
- 2002 Το GAMS συμπεριλαμβάνεται στην λίστα OR/MS για την 50^η επέτειο της λίστας των ορόσημων (list of milestones)
- 2003 Προστέθηκε η δυνατότητα κωνικού προγραμματισμού
- 2003 Προστέθηκε η δυνατότητα συνολικής βελτιστοποίησης (Global Optimization)
- 2004 Ξεκινά η πρωτοβουλία για ασφάλεια ποιότητας
- 2004 Υποστήριξη για προγράμματα δευτεροβάθμιου περιορισμού (Quadratic Constrained)
- 2005 Υποστήριξη Λειτουργικών συστημάτων 64 bit PC
- 2006 Το GAMS υποστηρίζει παράλληλους δικτυακούς υπολογισμούς (parallel grid computing)

- 2007 Το GAMS υποστηρίζει επιλυτές ανοιχτής-πηγής (open-source) από την COIN-OR (Computational Infrastructure for Operations Research)

2.2.2γ Υπόβαθρο

Η κινητήρια δύναμη πίσω από την ανάπτυξη του GAMS ήταν οι χρήστες του μαθηματικού προγραμματισμού, που πίστευαν στη βελτιστοποίηση ως ένα δυνατό και αρμονικό πλαίσιο για την επίλυση πραγματικών προβλημάτων που αντιμετώπιζαν επιστήμονες και μηχανικοί. Την ίδια στιγμή, οι χρήστες αυτοί αποθαρρύνονταν από το υψηλό κόστος, τις απαιτήσεις σε ικανότητα και τη γενικότερα μικρή αξιοπιστία εφαρμογής των εργαλείων βελτιστοποίησης. Οι περισσότερες πρωτοβουλίες του συστήματος και η ενίσχυση της νέας ανάπτυξης προέκυψαν με σκοπό την επίλυση προβλημάτων στα πεδία των οικονομικών, χρηματοοικονομικών και προβλημάτων, χημικών κυρίως, μηχανικών, καθώς οι αρχές αυτές εξετάζουν τον κόσμο ως ένα μαθηματικό πρόγραμμα.

Η ώθηση του GAMS για ανάπτυξη προέκυψε από την αποθαρρυντική εμπειρία μιας μεγάλης ομάδας μοντελοποίησης της World Bank. Εκ των υστέρων, θα μπορούσε κανείς να θεωρήσει ιστορική συγκυρία το γεγονός ότι οι μαθηματικοί οικονομολόγοι και στατιστικοί συνεργάστηκαν για να αντιμετωπίσουν τα προβλήματα της ανάπτυξης. Χρησιμοποιήθηκαν οι καλύτερες διαθέσιμες τεχνικές για την επίλυση μοντέλων σε πολλούς οικονομικούς τομείς και άλλων μεγάλων μοντέλων προσομοίωσης και βελτιστοποίησης στην γεωργία, στην παραγωγή ενέργειας, στη χρήση υδάτινων πόρων και σε άλλους τομείς. Παρότι η ομάδα πραγματοποίησε εντυπωσιακή έρευνα, η αρχική επιτυχία ήταν δύσκολο να επεκταθεί εκτός του επιτυχημένου περιβάλλοντος έρευνας. Οι υπάρχουσες τεχνικές κατασκευής, διαχείρισης και επίλυσης τέτοιων μοντέλων απαιτούσαν αρκετές χρονοβόρες και επιρρεπείς σε σφάλματα μεταγλωττίσεις σε διαφορετικές αναπαραστάσεις ειδικές για κάθε πρόβλημα, απαραίτητες για κάθε μέθοδο επίλυσης. Κατά τη διάρκεια σεμιναριακών παρουσιάσεων, οι σχεδιαστές έπρεπε να υποστηρίξουν τις υπάρχουσες εκδόσεις των μοντέλων τους, μερικές φορές ίσως αστήρικτα, επειδή ο χρόνος και το χρήμα δεν το επέτρεπαν. Τα μοντέλα τους δεν μπορούσαν να μετατεθούν σε άλλο περιβάλλον, επειδή οι εξειδικευμένες γνώσεις προγραμματισμού ήταν απαραίτητες και οι δομές των δεδομένων και των μεθόδων επίλυσης δεν μπορούσαν να είναι φορητές.

Η ιδέα μιας αλγεβρικής προσέγγισης για την αναπαράσταση, διαχείριση και επίλυση μαθηματικών μοντέλων μεγάλης κλίμακας συνένωσε παλαιές και νέες εφαρμογές σε ένα συνεπές και υπολογιστικά βολικό σύστημα. Η χρήση γεννητριών πινάκων (matrix generators) για γραμμικό προγραμματισμό αποκάλυψε τη σημασία ονομασίας των γραμμών και των στηλών με ένα συνεπή τρόπο. Η σύνδεση με το αναδυόμενο, συσχετιστικό μοντέλο δεδομένων έγινε προφανής. Η εμπειρία της χρήσης παραδοσιακών γλωσσών προγραμματισμού για την διαχείριση των χώρων για την ονομασία οδήγησε φυσικά στους όρους σύνολο και διατεταγμένο σύνολο (sets και tuples).

Ο συνδυασμός πολυδιάστατης αλγεβρικής σημειογραφίας με το συσχετιστικό μοντέλο δεδομένων ήταν η προφανής απάντηση. Τεχνικές συγγραφής μεταγλωττιστή ήταν ήδη διαδεδομένες και γλώσσες όπως το GAMS μπορούσαν να υλοποιηθούν σχετικά σύντομα. Ωστόσο, η μεταγλώττιση των δύσκολων μαθηματικών αναπαραστάσεων σε συγκεκριμένη αλγοριθμική μορφή απαιτούσε τον υπολογισμό μερικών παραγώγων σε πολύ μεγάλα συστήματα. Στη δεκαετία του '70, αναπτύχθηκε

ένα σύστημα, το PROSE, που εφάρμοσε τις ιδέες ορισμένων χημικών μηχανικών να υπολογίσουν τοπικές παραγώγους, οι οποίες ήταν ακριβείς παράγωγοι σε ένα συγκεκριμένο σημείο, και να τις ενσωματώσουν σε μία συνεπή γλώσσα μοντελοποίησης μαθηματικής ανάλυσης τύπου Fortran. Το συνακόλουθο σύστημα επέτρεπε στο χρήστη να χρησιμοποιήσει αυτόματα δημιουργημένες ακριβείς παραγώγους πρώτης και δεύτερης τάξης. Αυτό ήταν ένα πρωτοποριακό σύστημα και μία σημαντική επίδειξη της αρχικής ιδέας. Ωστόσο, το PROSE είχε ορισμένες αδυναμίες: δεν μπορούσε να χειριστεί μεγάλα συστήματα, η αναπαράσταση των προβλημάτων ήταν συνδεδεμένη με δομή δεδομένων τύπου πίνακα, που απαιτούσε υπολογισμούς διευθύνσεων, και το σύστημα δεν παρείχε πρόσβαση σε υψηλού επιπέδου μεθόδους επίλυσης. Επομένως, το τελικό κόμματι του παζλ ήταν η χρήση δομών αραιών δεδομένων (sparse data structures).

2.2.3 Χαρακτηριστικά του Συστήματος

Το GAMS επιτρέπει στους χρήστες του να αφοσιωθούν εντελώς στη μοντελοποίηση. Εξαλείφοντας την ανάγκη για βαθιά ενασχόληση με ειδικά τεχνικά προβλήματα για κάθε υπολογιστή που εφαρμόζεται το σύστημα, όπως υπολογισμοί διευθύνσεων, εντολές αποθήκευσης, σύνδεση υπορουτινών και έλεγχος ροής εισόδου – εξόδου, το GAMS αυξάνει το διαθέσιμο χρόνο για τη θεμελίωση και τρέξιμο του μοντέλου, καθώς και την ανάλυση των αποτελεσμάτων. Το GAMS θεμελιώνει σωστές συνήθειες μοντελοποίησης από μόνο του, απαιτώντας σύντομους, περιεκτικούς και ακριβείς προσδιορισμούς των οντοτήτων και των σχέσεων. Η γλώσσα GAMS είναι τυπικά παραπλήσια με άλλες ευρέως χρησιμοποιούμενες γλώσσες, επομένως, οποιοσδήποτε με προγραμματιστική εμπειρία μπορεί εύκολα να εξοικειωθεί. Χρησιμοποιώντας το GAMS, τα δεδομένα εισάγονται μόνο μία φορά με τη γνωστή μέθοδο λιστών και πινάκων. Τα μοντέλα περιγράφονται με σαφείς αλγεβρικές δηλώσεις, οι οποίες είναι ευανάγνωστες ταυτόχρονα για ανθρώπους και υπολογιστές. Ολόκληρα σύνολα από στενά συνδεδεμένους περιορισμούς μπορούν να εισαχθούν σε μία δήλωση. Το GAMS αυτόματα αναπαράγει κάθε εξίσωση περιορισμών και επιτρέπει στο χρήστη να κάνει εξαιρέσεις σε περιπτώσεις όπου δεν απαιτείται γενικότητα. Οι δηλώσεις στα μοντέλα μπορούν να ξαναχρησιμοποιηθούν χωρίς να απαιτούνται αλλαγές στην άλγεβρα όταν προκύπτουν άλλες περιπτώσεις του ίδιου ή σχετικού προβλήματος. Η θέση και ο τύπος του σφάλματος επισημαίνονται πριν επιχειρηθεί η επίλυση. Το GAMS χειρίζεται τα δυναμικά μοντέλα περιλαμβάνοντας ακολουθίες χρόνου, καθυστερήσεις και προπορεύσεις, και επεξεργασία χρονικών σημείων τερματισμού.

Το GAMS είναι ευέλικτο και ισχυρό. Τα μοντέλα είναι, όπως είδαμε, πλήρως φορητά από την μία υπολογιστική πλατφόρμα στην άλλη. Επίσης, διευκολύνει την ανάλυση της ευαισθησίας. Ο χρήστης μπορεί εύκολα να επιλύσει ένα μοντέλο για διαφορετικές τιμές ενός στοιχείου και μετά να παράγει την αναφορά εξόδου καταγράφοντας τα χαρακτηριστικά επίλυσης για κάθε περίπτωση. Τα μοντέλα μπορούν να αναπτυχθούν και να τεκμηριωθούν παράλληλα, διότι το GAMS επιτρέπει στο χρήστη να συμπεριλάβει επεξηγηματικό κείμενο ως μέρος του ορισμού οποιουδήποτε συμβόλου ή εξίσωσης. Το GAMS έχει τη δυνατότητα να εμπλουτίζεται και να επεκτείνεται συνεχώς, όπως φαίνεται και από το χρονικό παραπάνω.

Βασικές Αρχές

Ο σχεδιασμός του GAMS έχει συγχωνεμένες ιδέες προερχόμενες από την θεωρία των συσχετιστικών βάσεων δεδομένων (relational database theory) και του μαθηματικού προγραμματισμού τις οποίες προσπάθησε να συνθέσει, έτσι ώστε να ικανοποιηθούν οι στρατηγικές ανάγκες των ειδικών μοντελοποίησης. Η θεωρία συσχετιστικών βάσεων δεδομένων παρέχει ένα δομημένο πλαίσιο για την ανάπτυξη δυνατοτήτων οργάνωσης και μετατροπής δεδομένων. Ο μαθηματικός προγραμματισμός παρέχει μία μέθοδο περιγραφής του προβλήματος και μία ποικιλία μεθόδων για την επίλυση του. Οι ακόλουθες αρχές χρησιμοποιήθηκαν για τη σχεδίαση του συστήματος:

1. Όλες οι υπάρχουσες αλγοριθμικές μέθοδοι πρέπει να είναι διαθέσιμες χωρίς να αλλάζει η αναπαράσταση του μοντέλου από το χρήστη. Η εισαγωγή νέων μεθόδων, ή νέων υλοποιήσεων υπάρχουσών μεθόδων, πρέπει να είναι δυνατή χωρίς απαιτούμενες αλλαγές στα υπάρχοντα μοντέλα. Γραμμικές, μη γραμμικές, μεικτού ακεραίου, μη γραμμικές μεικτού ακεραίου βελτιστοποιήσεις και μεικτής συμπληρωματικότητας προβλήματα μπορούν να χρησιμοποιηθούν.
2. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης πρέπει να είναι δυνατό να εκφραστεί ανεξάρτητα από τα δεδομένα που χρησιμοποιεί. Ο διαχωρισμός της λογικής και των δεδομένων επιτρέπουν σε ένα πρόβλημα να είναι μεγαλύτερο σε μέγεθος, χωρίς να αυξάνει συνεπακόλουθα και η πολυπλοκότητα της αναπαράστασης.
3. Η χρήση των μοντέλων συσχετιστικών δεδομένων απαιτεί την αυτοματοποίηση στον καταμερισμό των μέσων του υπολογιστή. Το γεγονός αυτό σημαίνει ότι τα μεγάλα και πολύπλοκα μοντέλα μπορούν να κατασκευαστούν χωρίς να είναι απαραίτητη η ενασχόληση του χρήστη με λεπτομέρειες, όπως μεγέθη πινάκων και πρόχειρη αποθήκευση.

Επεξήγηση εντός του κώδικα (Documentation)

Η αναπαράσταση GAMS μοντέλων είναι σε ευανάγνωστη μορφή για τους χρήστες, αλλά και για τους υπολογιστές. Αυτό σημαίνει ότι το ίδιο το πρόγραμμα GAMS αποτελεί την επεξήγηση του μοντέλου και ότι η ξεχωριστή περιγραφή που απαιτείτο στο παρελθόν, δεν είναι πλέον αναγκαία. Επιπλέον, ο σχεδιασμός του GAMS ενσωματώνει τα ακόλουθα χαρακτηριστικά που ικανοποιούν ιδιαίτερες τις ανάγκες του χρήστη για επεξήγηση:

- Η αναπαράσταση ενός μοντέλου GAMS είναι σαφής και περιεκτική και εκμεταλλεύεται πλήρως την κομψότητα της μαθηματικής αναπαράστασης.
- Όλοι οι μετασχηματισμοί των δεδομένων είναι καθορισμένοι λιτά και αλγεβρικά. Το γεγονός αυτό σημαίνει ότι τα δεδομένα μπορούν να εισαχθούν στην πιο στοιχειώδη τους μορφή και ότι όλες οι μετατροπές που έχουν λάβει χώρα κατά την οικοδόμηση του μοντέλου και στην αναφορά είναι διαθέσιμα για επισκόπηση.
- Το επεξηγηματικό κείμενο μπορεί να αποτελέσει μέρος του ορισμού όλων των συμβόλων και να αναπαράγεται, όποτε οι αντίστοιχες τιμές εμφανίζονται στην οθόνη εξόδου.
- Όλες οι απαραίτητες πληροφορίες για την κατανόηση του μοντέλου βρίσκονται σε ένα αρχείο.

Βέβαια, απαιτείται οργάνωση ώστε να είναι δυνατή η πλήρης εκμετάλλευση αυτών των χαρακτηριστικών σχεδιασμού, αλλά σκοπός είναι να γίνουν τα μοντέλα πιο προσβάσιμα, πιο κατανοητά, πιο επαληθεύσιμα και, επομένως, πιο αξιόπιστα.

Φορητότητα

Το σύστημα GAMS είναι σχεδιασμένο έτσι ώστε τα μοντέλα να μπορούν να επιλυθούν από διαφορετικούς υπολογιστές χωρίς να απαιτούνται αλλαγές. Ένα μοντέλο ανεπτυγμένο σε ένα μικρό προσωπικό υπολογιστή μπορεί αργότερα να επιλυθεί από ένα μεγάλο υπολογιστή mainframe. Ένα άτομο μπορεί να αναπτύξει ένα μοντέλο, το οποίο αργότερα θα χρησιμοποιηθεί από άλλους, οι οποίοι μπορεί να βρίσκονται μακριά από τον αρχικό σχεδιαστή. Σε αντίθεση με προηγούμενες προσεγγίσεις, μόνο ένα αρχείο χρειάζεται να μετακινηθεί – η δήλωση του μοντέλου στη γλώσσα GAMS, το οποίο περιέχει όλα τα δεδομένα και τις λογικές ρυθμίσεις που απαιτούνται για την επίλυση.

Περιβάλλον εργασίας – User Interface

Η υπόθεση της φορητότητας έχει συνέπειες και για το περιβάλλον εργασίας. Το κυρίως σύστημα του GAMS είναι αρχείο-κεντρικό και δεν υπάρχουν ειδικοί επεξεργαστές κειμένου ή ρουτίνες γραφικής εισόδου και εξόδου. Αντί να επιβαρυνθεί ο χρήστης με την υποχρέωση να μάθει ακόμη ένα σύνολο διορθωτικών εντολών, το GAMS προσφέρει μία ανοιχτή αρχιτεκτονική στην οποία ο κάθε χρήστης μπορεί να χρησιμοποιήσει τον επεξεργαστή κειμένου της επιλογής του. Αυτή η βασική λειτουργία περιβάλλοντος εργασίας του GAMS διευκολύνει την ενσωμάτωσή του σε μία ποικιλία από ήδη υπάρχοντα αλλά και μελλοντικά περιβάλλοντα χρήσης.

Βιβλιοθήκη Μοντέλων

Όταν οι αρχιτέκτονες ξεκινούν να σχεδιάζουν ένα νέο κτίριο, αναπτύσσουν τη νέα δομή χρησιμοποιώντας ιδέες και τεχνικές, οι οποίες έχουν δοκιμαστεί σε προηγούμενες κατασκευές. Το ίδιο ισχύει και σε άλλα πεδία: στοιχεία από τα σχέδια προηγούμενων έργων αξιοποιούνται ως πηγή έμπνευσης για νέα. Από τα πρώτα στάδια της ανάπτυξης του GAMS έχουν συλλεγεί πολλά μοντέλα για χρήση ως βιβλιοθήκη παραδειγμάτων.

Υποστηριζόμενοι τύποι μοντέλων

Στο GAMS περιλαμβάνονται μοντέλα προγραμματισμού μεικτού ακεραίου, γραμμικά, μεικτού ακεραίου μη γραμμικά και διάφορες μορφές μη γραμμικών προγραμμάτων. Ακολουθεί μία λίστα με τους τύπους μοντέλων που υποστηρίζονται από το GAMS:

- LP – Linear Programming, Γραμμικός Προγραμματισμός
- MIP – Mixed-Integer Programming, Προγραμματισμός Μεικτού Ακεραίου
- NLP – Non-Linear Programming, Μη Γραμμικός Προγραμματισμός
- MCP – Mixed Complementarity Problems, Προβλήματα Μεικτής Συμπληρωματικότητας
- MPEC – Mathematical Programs with Equilibrium Constraints, Μαθηματικά Προγράμματα με Περιορισμούς Ισορροπίας
- CNS – Constrained Nonlinear Systems, Περιορισμένα Μη-Γραμμικά Συστήματα
- DNLP – Non-Linear Programming with Discontinuous Derivatives, Μη Γραμμικός Προγραμματισμός με Ασυνεχείς Παραγώγους

- MINLP – Mixed-Integer Non-Linear Programming, Μη Γραμμικός Προγραμματισμός Μεικτού Ακεραίου
- QCP – Quadratically Constrained Programs, Προγράμματα με Περιορισμούς Δεύτερης Τάξης
- MIQCP – Mixed Integer Quadratically Constrained Programs, Μη Γραμμικά Προγράμματα με Περιορισμούς Δεύτερης Τάξης

2.2.4 Δομή ενός Μοντέλου GAMS

Τα βασικά στοιχεία της εισόδου και της εξόδου ενός μοντέλου φαίνονται παρακάτω:

Είσοδοι:

- Σύνολα
 - Δήλωση
 - Προσδιορισμός μελών
- Δεδομένα (Παράμετροι, Πίνακες, Βαθμωτά Μεγέθη)
 - Δήλωση
 - Προσδιορισμός τιμών
- Μεταβλητές
 - Δήλωση
 - Προσδιορισμός τύπου
- Προσδιορισμός Ορίων και/ή Αρχικών τιμών (προαιρετικό)
- Συναρτήσεις
 - Δήλωση
 - Ορισμός
- Εντολές Μοντέλου και Επίλυσης
- Εντολές απεικόνισης display

Έξοδοι:

- Εκτύπωση ηχούς (echo print)
- Χάρτες αναφοράς (reference maps)
- Λίστες εξισώσεων
- Αναφορές κατάστασης
- Αποτελέσματα

Ορισμένες γενικές παρατηρήσεις σχετικά με τη δομή των μοντέλων του GAMS:

1. Ένα μοντέλο GAMS αποτελείται από το σύνολο των εντολών στη γλώσσα GAMS. Ο μόνος κανόνας που διέπει τη σειρά των εντολών είναι ότι κάθε οντότητα του μοντέλου δεν μπορεί να αναφερθεί ή να χρησιμοποιηθεί πριν δηλωθεί.
2. Οι εντολές του GAMS μπορούν να γραφούν σχεδόν με οποιοδήποτε στυλ προτιμά ο χρήστης. Δηλαδή μπορεί να γίνει χρήση πολλαπλών γραμμών ανά εντολή, ενσωματωμένες λευκές γραμμές και πολλαπλές εντολές ανά γραμμή.
3. Κάθε εντολή GAMS τελειώνει με ένα σύμβολο semicolon. Επίσης, ο μεταγλωττιστής (compiler) δεν ξεχωρίζει κεφαλαία και μικρά γράμματα.
4. Η επεξήγηση (documentation) είναι καθοριστικής σημασίας για τη χρησιμότητα των μαθηματικών μοντέλων. Είναι χρησιμότερο (και πιθανότατα ακριβέστερο) αν οι επεξηγήσεις είναι ενσωματωμένες στο μοντέλο και όχι γραμμένες ξεχωριστά. Όπως είδαμε παραπάνω, μπορούν να γίνουν σε συγκεκριμένες δηλώσεις και εντολές σχόλια για κάθε μέγεθος, συνάρτηση, εξίσωση κλπ. Επίσης, με χρήση του συμβόλου

αστερίσκου στην πρώτη θέση μίας γραμμής, όλη η γραμμή θεωρείται σχόλιο και δεν λαμβάνεται υπ' όψιν από τον compiler.

5. Όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα, η δημιουργία οντοτήτων GAMS περιλαμβάνει δύο βήματα: τη δήλωση και τον προσδιορισμό ή ορισμό. Δηλαδή, δηλώνεται η ύπαρξη της οντότητας και της δίδεται μία συγκεκριμένη τιμή ή μορφή.

6. Τα ονόματα που δίδονται στις οντότητες του μοντέλου πρέπει να ξεκινούν από κάποιο γράμμα και να ακολουθούνται από το πολύ 30 ακόμη γράμματα ή ψηφία.

2.2.5 GAMS και MATLAB

Οι γλώσσες μοντελοποίησης, όπως η GAMS, έχουν σαφώς καλύτερες δυνατότητες στην κατασκευή ενός μοντέλου βελτιστοποίησης από προγράμματα, όπως το Excel και η MATLAB. Παρόλ' αυτά, μικρής κλίμακας μη γραμμικά μοντέλα (και ορισμένα μεγαλύτερα γραμμικά) μπορούν να επιλυθούν με τη μέθοδο της βελτιστοποίησης και σε αυτά τα προγράμματα. Ωστόσο, είναι σαφές, ότι σε προβλήματα μεγαλύτερης κλίμακας, όπου απαιτείται ο αυτόματος υπολογισμός παραγώγων και άλλες απαραίτητες διαδικασίες και πράξεις, τα προγράμματα αυτά είναι μη πρακτικά σε σχέση με το GAMS.

Από την άλλη, παρότι το GAMS έχει τη δυνατότητα επεξεργασίας και απεικόνισης δεδομένων και αποτελεσμάτων, σε μεγάλο βαθμό η MATLAB, αλλά και το Excel, είναι σαφώς αποδοτικότερα στον τομέα αυτό. Για το λόγο αυτό, έχει γίνει προσπάθεια από Αμερικανούς ερευνητές για σύνδεση και συνεργασία των προγραμμάτων GAMS και MATLAB με επιτυχία, ώστε η αρτιότερη βελτιστοποίηση να απεικονιστεί με τον καλύτερο δυνατό τρόπο. Έτσι προέκυψε το πρόγραμμα σύνδεσης GAMS/MATLAB από τον Michael C. Ferris, καθηγητή του πανεπιστημίου του Wisconsin, το οποίο βοηθά τους χρήστες του ενός προγράμματος να αξιοποιήσουν τις σημαντικότερες δυνατότητες, που προσφέρει το άλλο.

Συνοψίζοντας, μπορούμε να πούμε ότι η MATLAB μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως πακέτο απεικόνισης για μοντέλα GAMS, και το GAMS μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως σύνθετο εργαλείο βελτιστοποίησης για τη MATLAB [13].

2.2.6 Αιτιολόγηση για τη χρήση του προγράμματος βελτιστοποίησης GAMS

Ο σχεδιασμός για την επέκταση ηλεκτρικών εγκαταστάσεων και οι προσομοιώσεις λειτουργίας έχουν μία μακρά ιστορία και πολλές μέθοδοι έχουν αναπτυχθεί για την επίλυση προβλημάτων αντίστοιχα με αυτά που ασχολείται η παρούσα εργασία. Μερικές από τις εφαρμοσμένες προσεγγίσεις βασίζονται σε εμπειρικούς κανόνες για την χρονολογική προσομοίωση του συστήματος λειτουργίας, ορισμένες βασίζονται σε μαθηματικές προσεγγίσεις του πραγματικού συστήματος λειτουργίας και άλλες εφαρμόζουν τεχνικές βελτιστοποίησης. Τα οικονομικά μεγέθη της υιοθέτησης μίας τεχνολογίας από τον καταναλωτή μπορούν να μοντελοποιηθούν με ευκολία από ένα μαθηματικό πρόβλημα βελτιστοποίησης εξαιτίας του γεγονότος ότι ο καταναλωτής πάντοτε προσπαθεί να ελαχιστοποιήσει το εσωτερικό κόστος. Επιπροσθέτως, η χρήση τεχνικών βελτιστοποίησης έχει το επιπλέον πλεονέκτημα ότι μπορεί να προσφέρει εύρωστα και αποτελεσματικά εργαλεία, τα οποία μπορούν σχεδόν να εγγυηθούν την εύρεση μίας βέλτιστης λύσης στο πρόβλημα.

Η χρήση κλασικών τεχνικών βελτιστοποίησης έχει μερικούς σημαντικούς, αλλά και προφανείς, περιορισμούς: από τους πιο γνωστούς είναι ότι μερικές αποφάσεις των καταναλωτών μπορεί να είναι πιο ποιοτικές παρά ποσοτικές. Για παράδειγμα, μερικά «οφέλη», όπως ευδιάκριτος έλεγχος πάνω στην ηλεκτρική κάλυψη ή καλύτερη ποιότητα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, δεν μπορούν εύκολα να μεταφραστούν σε οικονομικά μεγέθη. Ωστόσο, στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, αυτοί οι περιορισμοί δεν αναμένεται να είναι σημαντικοί, αν και σίγουρα θα γίνουν προσπάθειες στο μέλλον ώστε να αντιμετωπιστούν. Υπάρχουν ακόμη καθαρά μαθηματικοί περιορισμοί που θα προκύψουν τελικά. Παραδείγματος χάριν, το κόστος γεννητριών μικρής κλίμακας δεν είναι προκαθορισμένο, όπως είναι απαραίτητο στην τρέχουσα δομή του DER-CAM με CHP, αλλά θα εμφανίσει τάση μείωσης, όσο η εμπειρία του καταναλωτή με μία συγκεκριμένη τεχνολογία αυξηθεί. Με άλλα λόγια, ενώ η πρώτη μονάδα μίας συγκεκριμένης τεχνολογίας παραγωγής μπορεί να μην είναι η πιο ελκυστική για τον καταναλωτή, δεδομένου ότι έχει εμπειρία με την τεχνολογία, οι επακόλουθες μονάδες, ίσως είναι πιο ελκυστικές.

Το λογισμικό GAMS επιλέχθηκε επειδή αποτελεί μία υψηλού επιπέδου γλώσσα για μία συμπαγή έκφραση μεγάλων και πολύπλοκων μοντέλων, ενώ παράλληλα επιτρέπει να γίνονται αλλαγές στις ρυθμίσεις του μοντέλου με απλό και ασφαλή τρόπο. Επίσης, το GAMS επιτρέπει σαφείς δηλώσεις αλγεβρικών σχέσεων, και την περιγραφή μοντέλων που είναι ανεξάρτητα από αλγόριθμους επίλυσης.

Ενώ υπάρχουν και άλλα πακέτα λογισμικών βελτιστοποίησης που έχουν τις ίδιες ιδιότητες, το GAMS έχει χρησιμοποιηθεί στο παρελθόν με επιτυχία από την ερευνητική ομάδα του Berkeley Lab για την υλοποίηση του DER-CAM και του CERTS-CAM [4].

2.3. Μοντελοποίηση κτιρίου μέσω του προγράμματος DOE-2 για τον υπολογισμό του θερμικού φορτίου

Για τη σωστή λειτουργία του DER-CAM με CHP είναι απαραίτητη η χρήση δεδομένων για όλα τα φορτία (ηλεκτρικά, θερμικά, κλιματισμού και ψύξης). Ωστόσο, εκτός από τα πληρωτέα ενεργειακά τιμολόγια ανά μήνα ή δίμηνο προς τις εταιρείες παροχής ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, άλλα στοιχεία για τα φορτία αυτά και μάλιστα σε ωριαία βάση, είναι αδύνατο να βρεθούν. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα e-Quest, που περιλαμβάνει το λογισμικό μοντελοποίησης κτιρίων DOE-2 [12].

Το DOE-2 είναι ένα πρόγραμμα ενεργειακής ανάλυσης κτιρίων ευρέως χρησιμοποιημένο και αποδεκτό, το οποίο μπορεί να προβλέψει την ενεργειακή χρήση και το κόστος για όλα τα είδη κτιρίων [16]. Το πρόγραμμα αυτό χρησιμοποιεί μία περιγραφή του σχεδίου του κτιρίου, τις διαστάσεις του, τις κατασκευές, το χρονοδιαγράμμα λειτουργιών, τα συστήματα που διαθέτει (φωτισμός, κλιματισμός κλπ) και τα τιμολόγια αγοράς ενέργειας από την επιχείρηση κοινής ωφελείας, μαζί με δεδομένα για τον καιρό, ώστε να πραγματοποιήσει μία ωριαία προσομοίωση των λειτουργιών του κτιρίου και να εκτιμήσει τις αντίστοιχες καταναλώσεις και κατά συνέπεια το κόστος. Το «απλό» DOE-2 είναι ένα «κουτί DOS» ή ένα πρόγραμμα «δέσμης» (batch program) το οποίο απαιτεί ουσιαστική εμπειρία για την εκμάθηση της χρήσης του, προσφέροντας παράλληλα στους ερευνητές και ειδικούς σημαντική ευελιξία. Το eQuest είναι μία ολοκληρωμένη interactive υλοποίηση του

προγράμματος DOE-2 για τα Windows με επιπρόσθετα παράθυρα και γραφικές οθόνες για τη βοήθεια στη χρήση του DOE-2 [12].

Κεφάλαιο 3

Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας – (Combined Heat and Power – CHP)

3.1 Εισαγωγή στην ΣΗΘ – CHP

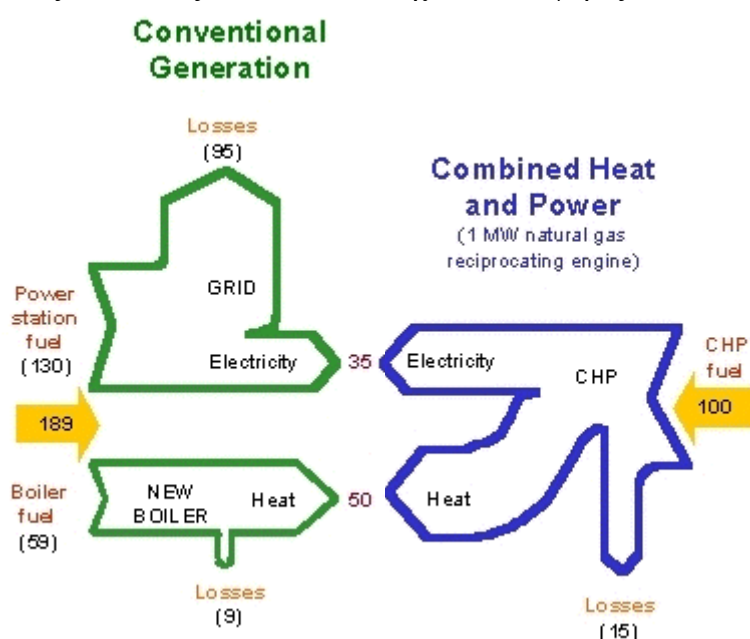
Η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας CHP (Combined Heat and Power) αξιοποιεί την περίσσεια θερμότητας που προκύπτει από την παραγωγή ηλεκτρισμού με συμβατικές μεθόδους για την τροφοδότηση άλλων ενεργειακών αναγκών. Σε αντίθεση με τον ηλεκτρισμό, η θερμότητα, συνήθως υπό τη μορφή ατμού ή ζεστού νερού, δεν μπορεί να μεταφερθεί εύκολα και οικονομικά σε μεγάλες αποστάσεις. Επομένως, τα συστήματα CHP, συνήθως, παρέχουν θερμική ενέργεια σε τοπικά θερμικά φορτία, όπως θέρμανση ή κλιματισμός χώρων, ειδική θέρμανση, ψύξη (refrigeration), ή ανάγκες για θέρμανση νερού. Για να είναι τα συστήματα CHP βιώσιμα, πρέπει να υπάρχει μία επαρκώς μεγάλη ανάγκη για θερμότητα σε μία επαρκώς πυκνή περιοχή, ούτως ώστε η κυκλοφορία του ατμού, του ζεστού νερού ή οποιουδήποτε άλλου μέσου να είναι εφικτή και οικονομική.

Τα συστήματα CHP έχουν εφαρμοστεί αποδοτικά κυρίως σε χώρες της Ευρώπης, σε αντίθεση με τις Ηνωμένες Πολιτείες. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποδοτικής εφαρμογής των συστημάτων CHP είναι η Δανία, όπου το 48% της εγχώριας ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια καλύπτεται από εγκαταστάσεις CHP. Το γεγονός αυτό εκτιμάται ότι μειώνει τις εκπομπές CO₂ κατά 7 με 10 Mt το χρόνο, ή περισσότερο από το 10% της συνολικής εκπομπής CO₂ της Δανίας, σε σύγκριση με τη ξεχωριστή παραγωγή ενέργειας για ηλεκτρισμό και θέρμανση. Μονάδες CHP 2 με 4 MWe χρησιμοποιούνται συνήθως για τα τοπικά συστήματα θέρμανσης και ηλεκτρισμού στη Δανία και καλύπτουν περίπου 100 με 250 νοικοκυριά συν 20 TJ καθαρής ζήτησης θέρμανσης. Άλλες ευρωπαϊκές χώρες που έχουν υιοθετήσει σε μεγάλη κλίμακα τα συστήματα CHP είναι η Ολλανδία, με 30% της ισχύος της από CHP, η Γερμανία με 14% και η Ιταλία με 12%, σε αντίθεση με τις Η.Π.Α. που παράγουν μόλις το 9% της ισχύος τους από συστήματα CHP [28], [22].

Τα παραπάνω ποσοστά αναμένεται να αυξηθούν μέσα στα επόμενα χρόνια, καθώς οι επενδύσεις σε συστήματα CHP γίνονται ολοένα και πιο ελκυστικές για τους καταναλωτές. Επιπροσθέτως, τα περιβαλλοντικά οφέλη από την μείωση εκπομπής ρύπων έχουν οδηγήσει την Ευρωπαϊκή Ένωση να θέσει ως στόχο την μέση ποσοστιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από CHP στο 20% για το 2010 για Ευρώπη των 15 και 17% για την Ευρώπη των 27 (συν την Ελβετία, τη Νορβηγία και τη Σερβία), ο οποίος ίσως δεν επιτευχθεί διότι λίγες χώρες έχουν προωθήσει δυναμικά τη διεξόδυση των τεχνολογιών DER και CHP, κυρίως εξαιτίας της αύξησης των τιμών αγοράς φυσικού αερίου σε σχέση με την τιμή ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο. Επίσης, ο στόχος για το 2020 για τις παραπάνω 30 χώρες είναι η υιοθέτηση των CHP

σε ποσοστό 28% επί τις συνολικής ηλεκτρικής παραγωγής. Η Ελλάδα είναι, δυστυχώς, μία τις τελευταίες χώρες μέλη όσον αφορά τη διείσδυση τεχνολογιών CHP στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με τα ποσοστά διείσδυσης να είναι της τάξης του 3%, αλλά προβλέπεται να διπλασιαστούν στα επόμενα χρόνια χάρη στη μεγαλύτερη εξάρτηση από το φυσικό αέριο και την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας [22] ,[23].

Η συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού είναι μία μέθοδος που εκτοξεύει την παραγωγικότητα αυξάνοντας τον αριθμό των φορτίων που εξυπηρετούνται από το καύσιμο που χρησιμοποιείται προκειμένου να παραχθεί ένα συγκεκριμένο ποσό ενέργειας. Η μέση απόδοση παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού ξεχωριστά, η οποία είναι περίπου 45%, μπορεί να αυξηθεί περισσότερο από το 80% αν η απωλεσθείσα, κατά την ηλεκτρική παραγωγή, θερμότητα αξιοποιηθεί ικανοποιητικά. Στην παρακάτω εικόνα φαίνεται η διαφορά στην απόδοση μεταξύ συνδυασμένης και χωριστής παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Για τυπικές ηλεκτρικές και θερμικές αποδόσεις, τα CHP είναι σχεδόν δύο φορές πιο αποδοτικά [27].



Εικόνα 3.1: Ενεργειακές Ροές Συμβατικής Παραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας και Συμπαραγωγής CHP

Τα συστήματα CHP έχουν τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσουν τη θερμότητα που αποβάλλεται κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος προκειμένου να ικανοποιήσουν ανάγκες κλιματισμού. Ένα σύστημα κλιματισμού με συμπιεστή που λειτουργεί με ηλεκτρική ενέργεια, μπορεί να αντικατασταθεί από έναν ψυχανθήρα απορρόφησης (absorption-chiller) που παρέχει ψύξη στο χώρο με τη χρήση των θερμικών απωλειών από την παραγωγή ηλεκτρισμού ή από ένα καυστήρα φυσικού αερίου. Το σύστημα αυτό μειώνει τη ζήτηση του ηλεκτρικού φορτίου τις ώρες αιχμής, μεταφέροντας το μεγάλο και συγχρονισμένο με την αιχμή φορτίο του κλιματισμού από το air condition σε θερμικό φορτίο. Υπό το πρίσμα της χρησιμότητας, η στρατηγική αυτή μειώνει το φορτίο αιχμής τη χρονική στιγμή της μέγιστης ζήτησης όπου το οριακό κόστος ισχύος είναι μέγιστο. Ομοίως, στο επίπεδο του μικροδικτύου, μείωση της ζήτησης για ισχύ

αιχμής έχει άμεση επίπτωση στο σταθερό και λειτουργικό κόστος που απαιτείται για να καλύψει τις ενεργειακές του ανάγκες.

Τα συστήματα CHP που είναι εγκατεστημένα σε ένα μικροδίκτυο μπορούν να έχουν δύο σημαντικά πλεονεκτήματα έναντι συστημάτων CHP εγκατεστημένων ανεξάρτητα:

1. Το σύνολο θερμικών και ηλεκτρικών φορτίων δίνει την ευκαιρία μεγιστοποίησης της ενεργειακής παραγωγικότητας των συστημάτων CHP. Επιπροσθέτως, ένα μικροδίκτυο με ένα πολυσύνθετο προφίλ αποτελούμενο από φορτία θέρμανσης, κλιματισμού και ηλεκτρισμού, είναι πιο πιθανό να αξιοποιήσει τη θερμότητα για θερμικά φορτία. Τα μικροδίκτυα μπορούν να σχεδιαστούν για να έχουν συνολικό δείκτη φορτίου που να έχει ως αποτέλεσμα έναν ευνοϊκό συντελεστή ηλεκτρισμού προς θερμότητα (power to heat ratio). Η προσεκτική σχεδίαση μπορεί να ενισχύσει τα οικονομικά οφέλη από το ποσοστό συμμετοχή στο σταθερό και λειτουργικό κόστος του εξοπλισμού CHP.
2. Η παραγωγή θερμότητας μπορεί να τοποθετηθεί όσο το δυνατόν πλησιέστερα στο σημείο κατανάλωσης, ούτως ώστε να μειωθούν οι θερμικές απώλειες κατά την μεταφορά. Ένα ακραίο παράδειγμα θα ήταν το ακόλουθο: Κυψέλες καυσίμου θα μπορούσαν να τοποθετηθούν σε κάθε όροφο ενός νοσοκομείου ώστε να εξασφαλίζεται ζεστό νερό σε κάθε όροφο. Επειδή ο ηλεκτρισμός μεταφέρεται πιο άμεσα από τη θερμότητα, η παραγωγή κοντά σε θερμικά φορτία είναι πιο λογική από ότι σε ηλεκτρικά φορτία. Πράγματι, η ίδια αρχή εφαρμόζεται στα μεγάλα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία συνήθως βρίσκονται κοντά σε πηγές ψυχρού νερού, αλλά μακριά από τους καταναλωτές. Επειδή τα μικροδίκτυα επιτρέπουν τη λειτουργία μικρών και διαφορετικών γεννητριών με παθητικά συντονισμένο τρόπο, οι γεννήτριες μπορούν ιδανικά να τοποθετηθούν παραπλεύρως των φορτίων και η ηλεκτρική ενέργεια που δεν θα χρησιμοποιηθεί τοπικά μπορεί να μεταφερθεί σε κοντινά φορτία μέσω του δικτύου χαμηλής τάσης.

3.2 Εφαρμογές χρήσεων CHP

Οι τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής (DER) και Συμπαραγωγής Θερμότητας και Ηλεκτρισμού (CHP) προσφέρουν τα καλύτερα δυνατά οφέλη, οικονομικά και παραγωγικά, εφ' όσον ισχύουν οι ακόλουθες παράμετροι:

- Σχετικά ταυτοχρονισμένα ηλεκτρικά και θερμικά φορτία
- Ύπαρξη θερμικών φορτίων με τη μορφή ατμού ή ζεστού νερού
- Ο συντελεστής της ζήτησης θερμότητας προς τη ζήτηση ηλεκτρισμού να συμβαδίζει με τους συντελεστές των διαθέσιμων τεχνολογιών CHP (περίπου 3:1)
- Το σύστημα να λειτουργεί περισσότερες από 4000 ώρες το χρόνο.

Υπάρχουν πολλές εφαρμογές που χρησιμοποιούν την απωλεσθείσα θερμότητα από την επί τόπου παραγωγή, μικρής κλίμακας, ειδικά στον βιομηχανικό τομέα. Στον εμπορικό τομέα, η πρωταρχική επιλογή είναι η απ' ευθείας χρήση ζεστού νερού, π.χ.

για πλύσιμο πιάτων, αποστείρωση ή θέρμανση χώρου. Η χρήση του ζεστού νερού σε εμπορικούς χώρους τείνει να είναι συγκεντρωμένη σε περιορισμένες κατηγορίες, όπως ξενοδοχεία, νοσοκομεία και εστιατόρια, τα οποία είναι τα πλέον ενδεδειγμένα για να υιοθετήσουν DER με δυνατότητες CHP. Η επιπλέον ηλεκτρική ισχύς μπορεί να τροφοδοτήσει γειτονικούς προς το μικροδίκτυο καταναλωτές, με ελάχιστες ανάγκες σε θερμότητα, όπως καταστήματα, γραφεία και κατοικίες. Μερικοί αναλυτές δίνουν έμφαση σε συστήματα μικρής κλίμακας, που θα μπορούσαν να τροφοδοτήσουν απλές κατοικίες. Οι περισσότερες εφαρμογές ζεστού νερού και θέρμανσης είναι σχετικά απλές, επομένως δεν υπάρχουν πολλά τεχνικά εμπόδια για την πιο ευρεία υιοθέτηση των συστημάτων αυτών.

Η οικιακή ζήτηση για ζεστό νερό συνήθως ταυτίζεται με το ηλεκτρικό φορτίο στα κτίρια και δεν είναι ιδιαίτερα εξαρτημένη από την εποχή, οπότε θα ήταν καλή CHP εφαρμογή. Οι απαιτήσεις για θέρμανση εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την εποχή, επομένως, τα οικονομικά της συγκεκριμένης πιθανής CHP εφαρμογής μπορεί να ποικίλουν.

Στα περισσότερα κτίρια παγκοσμίως, πόσο μάλλον στην Ελλάδα, απαιτείται και κλιματισμός εκτός από τη θέρμανση. Για να ικανοποιηθεί αυτό το ιδιαίτερα αιχμηρό και ευαίσθητο ανάλογο με την εποχή φορτίο επιβάλλεται υψηλό κόστος στο κεντρικό σύστημα ισχύος. Για παράδειγμα, στην California ο κλιματισμός ευθύνεται για το 29% περίπου της αιχμής ηλεκτρικής ζήτησης, μολονότι καταναλώνει μόλις το 7% της συνολικής ενέργειας της πολιτείας. Η ψύξη, όμως, εξαρτάται σαφώς λιγότερο από την εποχή και έχει σχετικά υψηλό συντελεστή φορτίου, ενώ αντιπροσωπεύει το 8% της ενέργειας της California. Το μικροδίκτυο πρέπει να έχει τη δυνατότητα τουλάχιστον να τροφοδοτήσει αποδοτικά με ηλεκτρική ενέργεια αυτά τα σημαντικότερα τελικά φορτία. Η χρήση των θερμικών απωλειών για την τροφοδότηση του κλιματισμού και της ψύξης θα αποτελούσε ένα επιπρόσθετο όφελος.

Οι ψυχαντήρες απορρόφησης – όπως θα δούμε παρακάτω – είναι μία τεχνολογία CHP, η οποία αξιοποιεί την θερμότητα από τις θερμικές απώλειες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να τροφοδοτήσει τον κλιματισμό ή την ψύξη. Το παραπάνω γεγονός έχει σημαντικά οφέλη. Κατ' αρχάς, με τη χρήση ψυχαντήρων απορρόφησης μειώνεται το ηλεκτρικό φορτίο, ενώ ταυτόχρονα χρησιμοποιούνται οι θερμικές απώλειες και τελικά μειώνεται η ζήτηση καυσίμου, συνήθως φυσικού αερίου. Επίσης, αυξάνεται το συνολικό θερμικό φορτίο του συστήματος, γεγονός που οδηγεί σε μείωση της θερμότητας που αποβάλλεται τελικά στο περιβάλλον και βελτιώνει την απόδοση και την οικονομία του συστήματος CHP. Ένα ακόμα σημαντικότερο όφελος των ψυχαντήρων απορρόφησης είναι ότι μπορούν να μειώσουν το φορτίο κλιματισμού, το οποίο είναι συνήθως ένα πολύ σημαντικό μέρος της καθημερινής και εποχιακής αιχμής ζήτησης ενέργειας ενός καταναλωτή, το οποίο είναι ένα από τα πιο ακριβά φορτία για να τροφοδοτηθεί. Ακόμη και αν το μικροδίκτυο δεν πληρώνει τιμές που μεταβάλλονται σε πραγματικό χρόνο, η μείωση της ενέργειας αιχμής μπορεί να μειώσει ουσιαστικά τη χρέωση της ζήτησης και να προκαλέσει άμεση μείωση στο λογαριασμό ηλεκτρικής ενέργειας του μικροδικτύου. Η χρήση αποθήκευσης θερμότητας μπορεί να εξομαλύνει ακόμη περισσότερο το φορτίο.



Εικόνα 3.2: Μικροστρόβιλος Capstone με προσαρτημένη μονάδα CHP

3.3 Τεχνολογίες CHP

Οι τεχνολογίες συπαραγωγής μικρής κλίμακας που θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν σε συστήματα CHP είναι πολλές. Οι τεχνολογίες αυτές χρησιμοποιούν διαφορετικές μεθόδους για να ανακτήσουν τη θερμότητα. Οι μικρής κλίμακας τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας που είναι πιο ευνοϊκές για CHP είναι οι παλινδρομικές μηχανές (reciprocating engines), οι μικροστρόβιλοι και οι κυψέλες καυσίμων. Οι μικροστρόβιλοι αποβάλλουν περισσότερη θερμότητα σε σχέση με τις παλινδρομικές μηχανές, οπότε μπορούν να προσφέρουν περισσότερα οφέλη σε εφαρμογές συπαραγωγής. Στην Ευρώπη, δύο κατασκευαστές ειδικεύονται σε μικροστρόβιλους CHP: η Bowman από τη Μεγάλη Βρετανία και η Turbec (κοινοπραξία της Volvo και της ABB). Στις Η.Π.Α., η Capstone αναπτύσσει ένα πακεταρισμένο σύστημα, που θα αιχμαλωτίζει τις θερμικές απώλειες από το μικροστρόβιλο και θα τις αξιοποιεί σε θερμικά φορτία. Οι κυψέλες καυσίμου υψηλής θερμοκρασίας, επίσης, προσφέρουν θερμότητα εξαιρετικής ποιότητας για συστήματα CHP. Οι παρακάτω υποενότητες εστιάζουν στις παλινδρομικές μηχανές, στους μικροστρόβιλους, στις κυψέλες καυσίμου και στις μεθόδους που στοχεύουν στην εξαγωγή από αυτές χρήσιμης θερμικής ενέργειας. Η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως φωτοβολταϊκά πλαίσια, αιολική ή υδροηλεκτρική ενέργεια, δεν μπορούν να είναι πηγές για CHP. Ωστόσο, η χρήση ανανεώσιμων τεχνολογιών για να τροφοδοτηθούν παλινδρομικές μηχανές, μικροστρόβιλοι ή κυψέλες καυσίμου (πχ με τη χρήση βιομάζας ή την εκμετάλλευση της γαιοθερμίας), θα μπορούσε να οδηγήσει στην εξαγωγή ακόμη πιο χρήσιμης ενέργειας από αυτά τα ανανεώσιμα καύσιμα με τη μορφή θερμικών απωλειών.

3.3.1 Παλινδρομικές Μηχανές

Οι παλινδρομικές μηχανές είναι μακράν ο πιο συνηθισμένος τύπος τεχνολογίας σε συστήματα διεσπαρμένης παραγωγής που είναι σε χρήση σήμερα. Είναι η πιο δημοφιλής τεχνολογία, που παρέχει εφεδρική, κινητή ή

απομακρυσμένη ηλεκτρική ισχύ. Οι παλινδρομικές μηχανές απαντώνται σε δύο κυρίως τύπους: α) τετράχρονη με σπινθήρα ανάφλεξης (Otto cycle) και β) ανάφλεξης από συμπίεση (diesel cycle). Οι παλινδρομικές μηχανές κατηγοριοποιούνται επίσης και ανάλογα με το καύσιμο που χρησιμοποιούν, συνηθέστερα των οποίων είναι το φυσικό αέριο και το πετρέλαιο diesel.

Χαρακτηριστικά Λειτουργίας

Τα χαρακτηριστικά που καθιστούν τις παλινδρομικές μηχανές αιχμή της τεχνολογίας για CHP περιλαμβάνει:

- Το κόστος ανά kilowatt είναι ανταγωνιστικό για μεγάλο εύρος ισχύος
- Η ικανότητα ταχείας εκκίνησης επιτρέπει στη μηχανή να παρέχει ηλεκτρισμό άμεσα εφ' όσον προκύψει απότομη αύξηση της ζήτησης ή να λειτουργήσει σαν εφεδρική παραγωγή ασφαλείας
- Στην περίπτωση όπου κάποια μονάδα παραγωγής βγαίνει εκτός λειτουργίας (electric utility outage), οι παλινδρομικές μηχανές μπορούν να εκκινήσουν με ελάχιστη βοηθητική ισχύ. Αξίζει να τονιστεί ότι μπαταρίες μικρής ισχύος αρκούν για να γίνει εκκίνηση από το μηδέν (black start).
- Οι παλινδρομικές μηχανές εμφανίζουν δείξει διαθεσιμότητα αγοράς παραπάνω από 95%.
- Σε εφαρμογές που ακολουθούν το ηλεκτρικό φορτίο, το υψηλό μέρος της απόδοσης του φορτίου (high – part load efficiency) των παλινδρομικών μηχανών διατηρεί οικονομική τη λειτουργία.
- Οι παλινδρομικές μηχανές, ιδιαίτερα οι diesel και οι μηχανές μεγάλων βιομηχανικών κτηρίων, παρέχουν ικανοποιητικές υπηρεσίες σε βάθος χρόνου υπό την προϋπόθεση ότι γίνεται σωστή συντήρηση.

Ηλεκτρική και Θερμική Έξοδος

Οι παλινδρομικές μηχανές έχουν συνήθως ηλεκτρική απόδοση της τάξης του 25 με 50% της κατώτερης θερμογόνου δύναμης – lower heating value (LHV). Οι μεγαλύτερες μηχανές και οι μηχανές diesel έχουν την τάση να έχουν καλύτερες αποδόσεις από τις μηχανές με σπινθήρα ανάφλεξης. Η ενέργεια από το καύσιμο μετατρέπεται σε μηχανική ισχύ και θερμότητα. Η θερμότητα απελευθερώνεται ως θέρμανση του ψυκτικού περιβλήματος της μηχανής, η οποία απομακρύνεται μέσω της κυκλικής ροής του ψυκτικού υγρού, και ως θερμότητα στα καυσαέρια. Περίπου το 60 με 70% της συνολικής ενέργειας εισόδου, μετατρέπεται σε θερμότητα, η οποία μπορεί να ανακτηθεί από το ψυκτικό υγρό του περιβλήματος και την εξάτμιση της μηχανής. Ένα κλειστού κύκλου συμπιεσμένο σύστημα ψύξης ζεστού νερού στο περίβλημα (closed-loop pressurized jacket hot-water cooling system) χρησιμοποιείται συνήθως για την συλλογή της θερμότητας της μηχανής, η οποία εκτιμάται περίπου στο ένα τρίτο της ενέργειας εισόδου. Το ζεστό νερό μπορεί να ληφθεί σε θερμοκρασία περίπου 90°-120°C από τα συστήματα αυτά.

Αναβράζοντα συστήματα ψύξης μειώνουν τη θερμοκρασία της μηχανής, με την φυσική κυκλοφορία ψυκτικού υπό βρασμό γύρω από τη μηχανή. Αυτός ο τύπος ψυκτικού συστήματος χρησιμοποιείται συχνά για την παραγωγή ατμού χαμηλής πίεσης. Το ψυκτικό υγρό περιορίζεται στους 120°C ή σε κατάσταση κορεσμένου ατμού. Το σύστημα αυτό προσφέρει πολλά οφέλη, όπως μεγαλύτερο χρόνο ζωής της μηχανής και βελτιωμένη απόδοση καύσης χάρη στην ενιαία θερμοκρασία στο κύκλωμα ψύξης.

Περίπου το 10 με 30% της ενέργειας εισόδου από το καύσιμο αναδύεται από την εξάτμιση της μηχανής σε θερμοκρασίες μεταξύ των 450°C και 650°C. Λιγότερο από το 40% αυτής της θερμότητας είναι ανακτήσιμο, με τρόπο ώστε το αέριο να παραμένει πάνω από το σημείο υγροποίησης (condensation point). Ως αποτέλεσμα, οι περισσότερες μονάδες ανάκτησης θερμότητας είναι σχεδιασμένες για θερμοκρασία εξόδου στην εξάτμιση μεταξύ 150°C και 177°C, έτσι ώστε να αποφεύγεται η διαβρωτική για την εξάτμιση υγροποίηση των καυσαερίων. Η θερμότητα αυτή μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την θέρμανση νερού σε θερμοκρασία περίπου 110°C ή παραγωγή ατμού χαμηλής πίεσης (100 kPa). Το τελικό αποτέλεσμα είναι η συνολική αξιοποίηση περίπου του 75% της ενέργειας εισόδου μίας παλινδρομικής μηχανής με χρήση τεχνολογιών CHP.

Σταθερό και Λειτουργικό Κόστος

Το σταθερό κόστος των παλινδρομικών μηχανών ανέρχεται περί τα \$800-1500 ανά kW ανάλογα με τη συνολική ισχύ και το ειδικό κόστος εγκατάστασης και το λειτουργικό κόστος. Το κόστος συντήρησης είναι συνήθως \$0,01-0,015 ανά kWh, συμπεριλαμβανομένων των επισκευών. Η ετήσια συντήρηση περιλαμβάνει την αλλαγή λαδιού, φίλτρων, μπουζί, καλωδίων μπουζί και τη ρύθμιση των βαλβίδων, τα οποία κοστίζουν συνολικά \$150 ετησίως.

3.3.2 Μικροστρόβιλοι

Οι μικροστρόβιλοι ή μικροτουρμπίνες είναι μικρές ηλεκτρικές μηχανές που χρησιμοποιούν αέρια και υγρά καύσιμα προκειμένου να περιστρέψουν μια γεννήτρια. Η παραγόμενη ισχύς τους κυμαίνεται μεταξύ 25-500kW. Η λειτουργία τους στηρίζεται στο κύκλο Brayton, στον οποίο ατμοσφαιρικός αέρας εισέρχεται στο συμπιεστή, θερμαίνεται και οδηγείται στο θάλαμο καύσης, όπου αναμιγνύεται με το καύσιμο και στη συνέχεια εκτονώνεται στο στρόβιλο, ο οποίος με τη σειρά του περιστρέφει τη γεννήτρια και παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Η σχεδίαση των μικροστρόβιλων είναι απλή με μόνο έναν άξονα, στον οποίο είναι προσαρτημένος ο συμπιεστής, ο στρόβιλος και η γεννήτρια με μόνιμο μαγνήτη, που περιστρέφεται με μεγάλη ταχύτητα (μέχρι 120k r/min) με ρουλεμάν αέρα. Οι μικροστρόβιλοι μπορούν να λειτουργήσουν με διάφορα είδη καυσίμων, όπως φυσικό αέριο, βενζίνη, πετρέλαιο, αλκοόλ και προπάνιο.

Οι μικροστρόβιλοι συνήθως περιλαμβάνουν έναν αναγεννητικό προθερμαντή – recuperator, ο οποίος προθερμαίνει τον εισερχόμενο συμπιεσμένο αέρα, γεγονός το οποίο αυξάνει την ηλεκτρική τους απόδοση. Οι αναγεννητικοί προθερμαντές, ωστόσο, ψύχουν τα καυσαέρια, επομένως, περιορίζουν την θερμότητα που παραμένει διαθέσιμη στο σύστημα. Μερικοί κατασκευαστές περιλαμβάνουν τη δυνατότητα παράκαμψης του αναγεννητικού προθερμαντή, η οποία μειώνει μεν την ηλεκτρική απόδοση, αλλά οδηγεί στην επιτυχία καλύτερου συνολικού βαθμού απόδοσης δε, καθώς αυξάνεται η διαθέσιμη, ανακτήσιμη θερμότητα. Αυτή η επιλογή προσφέρει περισσότερη ελαστικότητα στην εξισορρόπηση της παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού ανάλογα με τις ανάγκες.

Εφαρμογές και Χαρακτηριστικά Λειτουργίας

Εφαρμογές των μικροστροβίλων συναντώνται στη διανεμημένη παραγωγή, στην παραγωγή ισχύος καλύτερης ποιότητας και αξιοπιστίας, στην παραγωγή ισχύος εφεδρείας και σε περίπτωση αυξημένης ζήτησης (αιχμή). Ωστόσο η σημαντικότερη εφαρμογή τους είναι η συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας. Στη συμπαραγωγή η αποβαλλόμενη ενέργεια του αέρα που εκτονώνεται στο στρόβιλο ή του αέρα που εξέρχεται από τον αναγεννητικό προθερμαντή (αν αυτός υπάρχει) μεταφέρεται μέσω ενός εναλλάκτη θερμότητας σε ένα σύστημα θερμού νερού. Τα περισσότερα συστήματα συμπαραγωγής μπορούν να χαρακτηρισθούν, είτε ως συστήματα «κορυφής», είτε ως συστήματα «βάσης». Στα συστήματα «κορυφής» ρευστό υψηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού, ενώ η αποβαλλόμενη θερμότητα χρησιμοποιείται σε θερμικές διεργασίες ή ακόμα και για θέρμανση χώρων. Στα συστήματα «βάσης» παράγεται πρώτα θερμική ενέργεια και κατόπιν τα θερμά αέρια διοχετεύονται, συνήθως σε λέβητα ανακομιδής θερμότητας, όπου παράγεται ατμός, που κινεί αμοστροβιλογεννήτρια. Κάποια συστήματα συμπαραγωγής (τριπαραγωγή) παράγουν κρύο νερό, το οποίο χρησιμοποιείται για να αντικαταστήσει τα συστήματα ψύξης, όπου η ψύξη είναι επιθυμητή.

Τα βασικά πλεονεκτήματα των συστημάτων συμπαραγωγής είναι η αύξηση του βαθμού απόδοσης και η μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων. Ο αναγεννητικός προθερμαντής χρησιμοποιεί τη θερμότητα από την καύση, για να προθερμάνει τον αέρα στην είσοδο της καύσης και αυξάνει την ηλεκτρική απόδοση κατά 20 με 30% LHV. Όταν ενεργοποιείται η παράκαμψή του, η ηλεκτρική απόδοση μειώνεται περίπου στο μισό. Στην περίπτωση αυτή, όμως, η συνολική θερμική απόδοση μπορεί να αυξηθεί μέχρι και το 80%. Η θερμοκρασία των καυσαερίων είναι συνήθως περίπου 260°C με χρήση του αναθερμαντήρα, ενώ ανέρχεται στους 870°C με την παράκαμψη του αναθερμαντήρα, θερμοκρασία χαμηλότερη από τα επίπεδα σχηματισμού οξειδίων του αζώτου NO_x. Επίσης οι μικροστρόβιλοι έχουν εξαιρετικά χαμηλές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), μονοξειδίου του άνθρακα (CO) και αμελητέα ποσότητα διοξειδίου του θείου (SO₂).

Σταθερό και Λειτουργικό Κόστος

Στην οικονομική ανάλυση μιας εγκατάστασης μικροστροβίλου πρέπει να ληφθούν υπόψη οι εξής παράγοντες: το κόστος κεφαλαίου, το κόστος συντήρησης, το κόστος καυσίμου σε συνδυασμό με την τιμή της kWh και, τέλος, τα οφέλη της συμπαραγωγής. Είναι φανερό ότι με τη συμπαραγωγή, το κόστος είναι πολύ μικρότερο εξαιτίας της εξοικονόμησης ενέργειας. Συνήθως οι μικροστρόβιλοι χρησιμοποιούνται σε συστήματα συμπαραγωγής και λειτουργούν με φυσικό αέριο. Ορισμένοι περιοριστικοί παράγοντες στην προώθησή τους στην αγορά είναι: η χαμηλή απόδοση στη μετατροπή καυσίμου σε ηλεκτρισμό, η χαμηλή αξιοπιστία, η μικρή διάρκεια ζωής, το υψηλό κόστος επένδυσης και συντήρησης καθώς και η έλλειψη τεχνογνωσίας και ενημέρωσης των καταναλωτών.

Οι τιμές στην αγορά κυμαίνονται μεταξύ των \$1200-1700/kW εγκατεστημένης ισχύος, αλλά ένα πάγιο κόστος της τάξης των \$500-1000/kW εγκατεστημένης ισχύος αναμένεται για τις εφαρμογές CHP, όταν οι μικροτουρμπίνες θα μπουν σε μαζική παραγωγή. Η εκτιμώμενη διαθεσιμότητα θα είναι από 90 έως 95%.

Όσον αφορά το λειτουργικό κόστος, οι μικροστρόβιλοι χρησιμοποιούν ένα απλό σχέδιο με λίγα κινητά μέρη, ώστε να αυξάνεται η αξιοπιστία και να μειώνεται το κόστος συντήρησης. Οι περισσότεροι μικροστρόβιλοι χρησιμοποιούν ρουλεμάν αέρα και ψυκτικό σύστημα με αέρα, εξαλείφοντας την ανάγκη για ψυκτικό υγρό ή έλαιο.

Οι αλλαγές στο φίλτρο καύσης και ο οπτικός έλεγχος είναι οι συνηθισμένες εργασίες συντήρησης. 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

3.3.3 Κυψέλες καυσίμου

Οι κυψέλες καυσίμου λειτουργούν ενώνοντας υδρογόνο με οξυγόνο για την παραγωγή ηλεκτρισμού, θερμότητας και νερού. Ένα DC ρεύμα και θερμότητα παράγονται από μία χημική αντίδραση και όχι από κάποια μηχανική κίνηση που οδηγείται από μία καύση, όπως στις συμβατικές γεννήτριες. Οι κυψέλες καυσίμου λειτουργούν εφ' όσον εφοδιάζονται με καύσιμο, σε αντίθεση με το σταθερό απόθεμα σε χημική ενέργεια μίας μπαταρίας. Επίσης, λειτουργούν ήσυχα και συνήθως είναι αρκετά καθαρές πηγές ενέργειας, ανάλογα με την πηγή των ατόμων υδρογόνου – καύσιμο.

Οι κυψέλες καυσίμου λειτουργούν με ηλεκτρικές αποδόσεις περίπου 40 με 60% LHV, ενώ σε εφαρμογές CHP ανέρχονται στο 85%. Η απόδοση των κυψελών καυσίμου εξαρτάται από την εγκατεστημένη ισχύ. Εξαιτίας της υψηλής τιμής των κυψελών καυσίμου, εισέρχονται στην αγορά κυρίως σε ειδικές εφαρμογές όπου απαιτούνται τα χαρακτηριστικά λειτουργίας τους.

Μία κυψέλη καυσίμου αποτελείται από αρκετά εξαρτήματα: έναν μετατροπέα καυσίμου, ο οποίος δημιουργεί ένα αέριο πλούσιο σε υδρογόνο, ένα τμήμα ισχύος όπου πραγματοποιείται η ηλεκτρομηχανική διαδικασία και ένα ρυθμιστή ισχύος για να μετατρέψει το συνεχές ρεύμα (DC) που παράγεται στην κυψέλη καυσίμου σε εναλλασσόμενο (AC). Η διαδικασία μετατροπής διαχωρίζει το άτομο του υδρογόνου στο καύσιμο από ακαθαρσίες, που μπορούν να μολύνουν τα καταλυτικά ηλεκτρόδια. Το καύσιμο αναμορφώνεται εξωτερικά σε κυψέλες καυσίμου χαμηλής θερμοκρασίας και μπορεί να αναμορφωθεί εσωτερικά σε κυψέλες καυσίμου υψηλής θερμοκρασίας. Η κυψέλη καυσίμου παράγει ηλεκτρισμό, όταν ο καταλύτης διαχωρίζει τα ηλεκτρόνια σε ένα μόριο υδρογόνου και το ιόν περνά από έναν ηλεκτρολύτη. Η ροή ηλεκτρονίων από τον ηλεκτρολύτη της ανόδου προς αυτόν της καθόδου, δημιουργεί το ηλεκτρικό ρεύμα. Το ιόν υδρογόνου και τα ηλεκτρόνια ενώνονται με το οξυγόνο O₂, που τροφοδοτείται από την κάθοδο και δημιουργείται νερό H₂O, ενώ παράλληλα απελευθερώνεται θερμότητα. Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από την ηλεκτροχημική οξειδωση του καυσίμου και την ηλεκτροχημική αναγωγή του οξειδοτικού μέσου.

Υπάρχουν τέσσερις βασικοί τύποι κυψελών καυσίμου που αναπτύσσονται στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Ουσιαστικά ορίζονται από τον ηλεκτρολύτη τους: κυψέλες καυσίμου μεμβράνης ανταλλαγής πρωτονίου (proton exchange membrane – PEMFC), φωσφορικού οξέος (PAFC), χυτού ανθρακικού άλατος (molten carbonate – MCFC), και στερεού οξειδίου (solid oxide – SOFC). Τα χαρακτηριστικά αυτών των κυψελών καυσίμου φαίνονται στον πίνακα 3.1 με σειρά αυξανόμενης θερμοκρασίας λειτουργίας.

Πίνακας 3.1. Σύγκριση τύπων κυψελών καυσίμου

	Μεμβράνης Ανταλλαγής Πρωτονίου PEMFC	Φωσφορικού Οξέος PAFC	Χυτού Ανθρακικού Άλατος MCFC	Στερεού Οξειδίου SOFC
Ηλεκτρολύτης	Υπερφθοριομένο Θειωμένο Πολυμερές	Σταθεροποιημένο φωσφορικό οξύ	Διάλυμα χυτού ανθρακικού άλατος	Κεραμικός Στερεός Ηλεκτρολύτης
Τυπικά Μεγέθη Μονάδων (kW)	0,1 – 500	5 – 200 (έως 5000 σε εργοστάσιο παραγωγής)	800 – 2000 (έως 100000 σε εργοστάσιο παραγωγής)	2,5 – 100000
Ηλεκτρική Απόδοση	έως 50%	40-45%	50-55%	45-50%
Εγκατεστημένο Κόστος (\$/kW)	4000	3000 – 3500	800 – 2000	1300 – 2000
Εμπορική Διαθεσιμότητα	Ναι	Ναι	R&D	Ναι (R&D σε εξέλιξη)
Πυκνότητα Ισχύος kg/kW M³/kW	4 -5 ~0,06	~11 0,01	~30 ~0,03	~20 ~0,03
Αποβολή Θερμότητας (kWh θερμική/ kWh ηλεκτρική)	0,481 kWh @ 0,8 Volts	0,551 kWh @ 0,7 Volts	0,25 kWh @ 0,8 Volts	0,522kWh @ 0,6 Volts
Ηλεκτρική/ Θερμική Ενέργεια	~1	~1	έως 1,5	έως 1,5
Οξειδωτικό Μέσο	Το οξυγόνο από τον αέρα	Το οξυγόνο από τον αέρα	Το οξυγόνο από τον αέρα	Το οξυγόνο από τον αέρα
Ψυκτικό Μέσο	Νερό	Βραστό Νερό	Περίσσεια αέρα	Περίσσεια αέρα
Καύσιμο	H ₂ και ανασχηματισμένο H ₂	H ₂ ανασχηματισμένο από φυσικό αέριο	H ₂ και CO ανασχηματισμένα εσωτερικά από φυσικό αέριο ή φωταέριο (coal gas)	H ₂ και CO ανασχηματισμένα εσωτερικά από φυσικό αέριο ή φωταέριο (coal gas)
Θερμοκρασία Λειτουργίας (°C)	~100 °C	~200 °C	~680 °C	800 - 1000 °C
Πίεση Λειτουργίας (kPa)	101 – 510	101 – 814	101 – 303	101->1030
Εφαρμογές	Ισχύς στάσης λεωφορείων, σιδηρόδρομου, προώθηση αυτοκινήτων	Ισχύς στάσης σιδηροδρόμων και προώθηση	Ισχύς στάσης	Ισχύς στάσης και προώθηση σιδηροδρόμων

Χαρακτηριστικά Λειτουργίας

- Η απ' ευθείας μετατροπή ενέργειας (χωρίς καύση) έχει ως αποτέλεσμα αφ' ενός την ήσυχη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς κινητά μέρη, και αφ' ετέρου την υψηλή αξιοπιστία, και τις χαμηλές ρυπογόνες εκπομπές.
- Η δυνατότητα σύνδεσης μεταξύ υπομονάδων επιτρέπει το συνδυασμό κυψελών καυσίμου, ώστε να είναι δυνατή η αύξηση της συνολικής δυνατότητας παραγωγής ισχύος και να μπορεί η παραγωγή να ακολουθεί το φορτίο πιο αποδοτικά εντός του εύρους ισχύος της.
- Η παραγωγή θερμότητας είναι διαθέσιμη σε διάφορα επίπεδα, ανάλογα με τον τύπο της κυψέλης καυσίμου και της θερμοκρασίας λειτουργίας. Οι κυψέλες καυσίμου που λειτουργούν σε υψηλότερη θερμοκρασία, όπως οι MCFC και οι SOFC, μπορούν συνεπακόλουθα να παράγουν ατμό υψηλής πίεσης.

Έξοδος Ηλεκτρικής Ενέργειας και Θερμότητας

Η λειτουργία των **PEMFC** εμφανίζει τη χαμηλότερη θερμοκρασία λειτουργίας, ενώ συχνά αναπτύσσονται για εφαρμογές μεταφορικών μέσων, χάρη στην υψηλή πυκνότητα ισχύος και την δυνατότητα γρήγορης εκκίνησης. Τα συστήματα μικρής κλίμακας που βασίζονται σε PEMFC αναπτύσσονται και εμπορευματοποιούνται, και η δυνατότητα των οχημάτων που κινούνται με PEM (PEM-powered) να τροφοδοτούν με ισχύ μικροδίκτυα όταν σταθμεύουν είναι πολλά υποσχόμενη. Όμως, η χαμηλή θερμοκρασία λειτουργίας έχει ως αποτέλεσμα χαμηλή παραγωγή θερμότητας και περιορίζει τις CHP εφαρμογές σε θέρμανση νερού και παραγωγή ατμού χαμηλής θερμοκρασίας.

Τα συστήματα παραγωγής Ballard κατασκεύασαν μία μονάδα 250 kW PEMFC με φυσικό αέριο και με απόδοση 40% LHV. Η παραγωγή θερμικής ενέργειας είναι 854600 kJ/h στους 74°C.

Μία κυψέλη καυσίμου **PAFC** 200kW, η PC-25, σχεδιασμένη από την International Fuel Cells Corporation (IFC) και κατασκευασμένη από την ONSI ήταν η πρώτη που κυκλοφόρησε στο εμπόριο με περισσότερες από 80 εγκαταστάσεις παγκοσμίως. Οι μονάδες αυτές επιτυγχάνουν 40% συντελεστή ηλεκτρικής απόδοσης και 80% θερμικής σε εφαρμογές CHP. Η παραγόμενη θερμική ενέργεια είναι 740000 kJ/h στους 60°C. Η θερμική αυτή ενέργεια μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη θέρμανση νερού, χώρων ή τη δημιουργία ατμού χαμηλής πίεσης. Οι εκπομπές από τις μονάδες PAFC είναι λιγότερο από 1 ppm NO_x, 4 ppm CO και λιγότερο από 1 ppm ενεργά οργανικά αέρια και είναι τόσο μικρές που οι εγκαταστάσεις αυτές απαλλάσσονται ακόμη και από τους πιο αυστηρούς περιορισμούς ελέγχου ποιότητας αέρα στις Η.Π.Α. Η ηχητική πίεση είναι στα 62dBA στα 9m από τη μονάδα. Η μέση διαθεσιμότητα των μονάδων είναι πάνω από 95%.

Οι **MCFC** έχουν απόδοση πάνω από 55% LHV και η θερμοκρασία των καυσαερίων τους είναι υψηλή, οπότε χρησιμοποιούνται σε συστήματα CHP ισχύος 1 – 20 MW. Οι **SOFC** είναι μία αξιόπιστη τεχνολογία, που βασίζεται στην κατασκευή στερεού κεραμικού, με ηλεκτρική απόδοση της τάξης του 60% LHV και υψηλή θερμοκρασία καυσαερίων. Ένα σύστημα 100 kW SOFC που κατασκευάστηκε από την Siemens AG και εφαρμόστηκε στην Ολλανδία λειτούργησε πάνω από 14000 ώρες με ηλεκτρική απόδοση 45% και παρείχε ζεστό νερό 110°C στο τοπικό σύστημα θέρμανσης. Σε συστήματα CHP οι κυψέλες SOFC μπορούν να επιτύχουν απόδοση μέχρι και 85%. Σε ερευνητικό στάδιο βρίσκονται οι SOFC χαμηλής θερμοκρασίας

(600°C), ώστε να μειωθεί το κόστος των πρώτων υλών και να γίνει χρήση μεταλλικών εξαρτημάτων με καλύτερες μηχανικές ιδιότητες και θερμική αγωγιμότητα. Πλεονεκτήματα αυτής της κατηγορίας κυψελών καυσίμου είναι η υψηλή απόδοση, η μακροπρόθεσμη σταθερότητα, ευελιξία στη χρήση καυσίμου, χαμηλές εκπομπές και χαμηλό κόστος. Το μεγαλύτερο τους μειονέκτημα είναι η πολύ υψηλή θερμοκρασία λειτουργίας που, οδηγεί σε μεγαλύτερους χρόνους εκκίνησης και ζητήματα μηχανικής και χημικής συμβατότητας (επομένως μεγαλύτερο κόστος κατασκευής).

Σταθερό και Λειτουργικό Κόστος

Η αυξημένη ζήτηση για κυψέλες καυσίμου σε σταθερές και κινητές εφαρμογές παραγωγής ενέργειας αναμένεται να μειώσει το σταθερό κόστος, καθώς αυξάνεται ο όγκος της παραγωγής. Το κόστος εμπορικά διαθέσιμων PAFC είναι περίπου \$3000/kW – πολύ περισσότερο από άλλες ανταγωνιζόμενες τεχνολογίες DER. Το κόστος εγκατάστασης για την PC-25 ξεκινά από \$85000 (περίπου \$40/kW). Το κόστος συντήρησης για μία μονάδα PAFC εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα δεδομένα της εκάστοτε εγκατάστασης και κυμαίνεται από \$0,02-5/kWh (για 200kW). Αναμένεται όμως να είναι \$0,015/kWh κατά μέσο όρο στο χρόνο ζωής της, 20 χρόνια.

3.3.4. Εναλλάκτες θερμότητας

Οι εναλλάκτες θερμότητας δεν παράγουν θερμότητα, απλώς την μεταφέρουν από το ένα σύστημα στο άλλο. Είναι σχεδιασμένοι από διαφορετικά υλικά ανάλογα με την εκάστοτε εφαρμογή. Το ανοξείδωτο ατσάλι είναι ακριβό και όχι πολύ καλός αγωγός της θερμότητας, αλλά αντέχει στις διαβρωτικές ιδιότητες των καυσαερίων. Οι υπάρχοντες εναλλάκτες θερμότητας μπορούν να δεσμεύσουν περίπου το 80% της θερμότητας από τα καυσαέρια και να το μεταφέρουν στον ψυχραντήρα απορρόφησης (absorption chiller).

3.4 Τεχνολογίες Ψύξης και Κλιματισμού

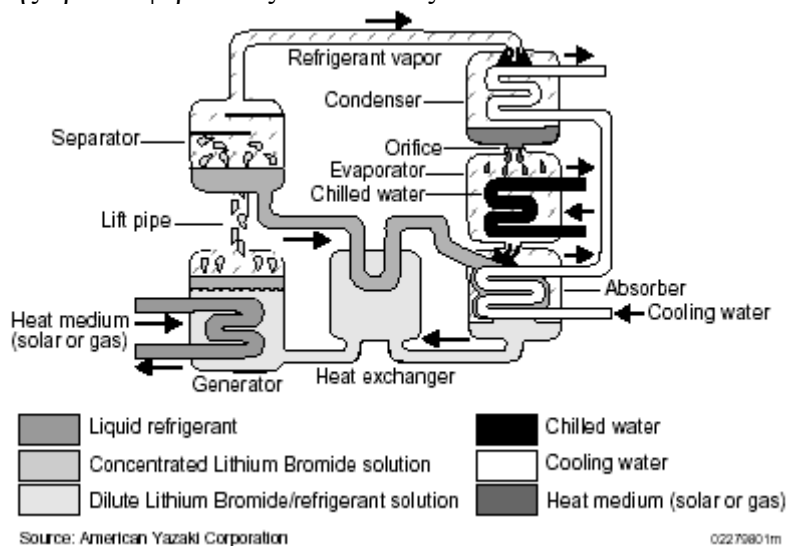
Οι δύο σημαντικότερες τεχνολογίες CHP που παρέχουν κλιματισμό είναι οι ψυχραντήρες απορρόφησης και τα αποξηραντικά συστήματα (desiccant dehumidification systems) [15].

3.4.1 Ψυχραντήρες απορρόφησης (Absorption Chillers)

Ο κλιματισμός μέσω απορρόφησης είναι ένας τρόπος αξιοποίησης της θερμότητας για την πραγματοποίηση του κύκλου ψύξης, αντί για τη χρήση μηχανικής και κατ' επέκταση ηλεκτρικής ενέργειας για τη λειτουργία του συμπιεστή. Η μέθοδος αυτή εκμεταλλεύεται τις χημικές διεργασίες με τη χρήση ενός ψυκτικού και ενός απορροφητικού που συνδυάζονται σε διάλυμα σε χαμηλή πίεση και θερμοκρασία. Το

νερό και το βρομίδιο του λιθίου ή η αμμωνία είναι συνήθεις συνδυασμοί ψυκτικού και απορροφητικού. Ένα παράδειγμα του κλιματιστικού κύκλου για νερό και βρομίδιο του λιθίου περιγράφεται παρακάτω.

Μία συσκευή που λέγεται απορροφητήρας διατηρείται σε πολύ χαμηλή πίεση (700 Pa), έτσι ώστε το ψυκτικό να βράζει στους 2°C. Ο ψυκτικός ατμός απορροφάται από το βρομίδιο του λιθίου και μετά τη δημιουργία του διαλύματος έχουμε ένα κορεσμένο υγρό. Η διαδικασία της απορρόφησης υγραποιεί το ψυκτικό σε θερμοκρασία και πίεση, στην οποία κανονικά θα ήταν ατμός, ελευθερώνοντας θερμότητα στη διαδικασία κορεσμού. Το διάλυμα, τότε, αντλείται σε μία άλλη συσκευή, τη γεννήτρια. Το διάλυμα στη γεννήτρια βρίσκεται σε μεγαλύτερη πίεση (6,2 kPa) και θερμοκρασία (37°C). Εφαρμόζοντας θερμότητα το ψυκτικό χωρίζεται από το απορροφητικό. Το ψυκτικό περνά μέσα από ένα φίλτρο, το οποίο διατηρεί το απορροφητικό στη δική του μεριά του κύκλου, και εισέρχεται στον συμπιεστήρα. Ο συμπιεστήρας βρίσκεται στην ίδια θερμοκρασία και πίεση με τη γεννήτρια και στις συνθήκες αυτές το ψυκτικό ψύχεται και γίνεται υγρό. Το ψυκτικό, τότε, ψεκάζεται στον εξατμιστήρα, όπου το διαστέλλει σε αέριο εξαιτίας της χαμηλής του πίεσης. Όσο το ψυκτικό μετατρέπεται σε ατμό συλλέγει τη λανθάνουσα θερμότητα από το περιβάλλον του, προκαλώντας ψύξη. Στην παρακάτω εικόνα φαίνεται η σχηματική παρουσίαση της προαναφερθείσας διαδικασίας.



Εικόνα 3.3: Ψυχαντήρας Απορρόφησης μονού κύκλου

Source: Energy Efficiency and Renewable Energy Network (EREN), U.S. DOE.
(http://www.eren.doe.gov/femp/prodtech/parafta_appc.pdf)

Τα συστήματα αυτά είναι γνωστά και έχουν εφαρμοσθεί εδώ και κάποια χρόνια, όμως δεν είναι το ίδιο αποδοτικά σε σχέση με τους συμπιεστές. Οι ψυχαντήρες απορρόφησης έχουν συντελεστή COP της τάξης του 0,7, ενώ οι συμπιεστές περίπου 5. Για το λόγο αυτό συνεχίζουν να αναπτύσσονται, ώστε να βελτιωθεί η απόδοση των κύκλων αυτών, είτε με την αξιοποίηση περισσότερης θερμότητας, είτε με τη χρήση πολλαπλών κύκλων σε χαμηλότερη θερμοκρασία. Οι μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για την αύξηση της απόδοσης του κλιματισμού με απορρόφηση με την προσθήκη γεννητριών και συμπιεστών, που αξιοποιούν την υπολοιπούμενη θερμότητα από την

πρωταρχική διαδικασία ψύξης, ονομάζονται διπλού και τριπλού κύκλου και έχουν συντελεστές COP της τάξης του 1,1 και 1,5 αντίστοιχα.

Το υγρό, που χρησιμοποιείται ως είσοδος της θερμότητας για τους ψυχαντήρες απορρόφησης, πρέπει να έχει θερμοκρασία περίπου 90°C για τον ψυχαντήρα απορρόφησης μονού κύκλου και θερμοκρασίες μεταξύ 120°C και 150°C για ένα σύστημα διπλού κύκλου. Οι ψυχαντήρες απορρόφησης τροφοδοτούνται με ζεστό νερό ή ατμό από απορριπτέα θερμότητα ή απ' ευθείας από την καύση φυσικού αερίου ή προπανίου. Τα συστήματα που τροφοδοτούνται απ' ευθείας είναι διπλού κύκλου, εξ' αιτίας της υψηλής θερμοκρασίας του αερίου (1200°C). Τα συστήματα αυτά συναντώνται συχνά σε εμπορικά κτίρια στην Ιαπωνία [7].

3.4.2 Αποξηραντικά Συστήματα - Desiccant Dehumidification Systems

Τα αποξηραντικά συστήματα κλιματισμού χρησιμοποιούν μία μέθοδο απομάκρυνσης της λανθάνουσας θερμότητας, με τη μορφή υγρασίας, από τον αέρα. Με τον τρόπο αυτό τα φορτία κλιματισμού μειώνονται και τα συστήματα air condition λειτουργούν πιο αποδοτικά. Τα συμβατικά συστήματα κλιματισμού απομακρύνουν τη θερμότητα με τη χρήση ενός ψυκτικού πηνίου για την συμπύκνωση της υγρασίας του αέρα σε νερό. Η παραπάνω διαδικασία απαιτεί περισσότερη ενέργεια από όση χρειάζεται για τον κλιματισμό με χρήση αποξηραντικού συστήματος. Αποξηραίνοντας τον αέρα πριν τον κλιματισμό μειώνεται η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας κατά 30 με 60% και η ζήτηση αιχμής κατά 65 με 70%. Η περίοδος αποπληρωμής των συστημάτων αποξήρανσης είναι συνήθως μεταξύ δύο και τεσσάρων ετών.

Τα συστήματα αποξήρανσης λειτουργούν με τη χρήση ενός υλικού, που απορροφά υγρασία από την εισερχόμενη ροή αέρα. Το υλικό αυτό περιστρέφεται σε ρεύμα θερμού αέρα, ώστε να θερμανθεί το υλικό και να το ξηράνει. Τα συστήματα DER μπορούν να παρέχουν θερμότητα στο αποξηραντικό σύστημα, ώστε να μειωθεί η κατανάλωση ενέργειας του συστήματος κλιματισμού.

Το κόστος είναι ένας αποτρεπτικός παράγοντας για τα αποξηραντικά συστήματα, αλλά εμφανίζει την τάση να μειώνεται. Σε μερικές εφαρμογές, τα οικονομικά οφέλη από το μειωμένο κόστος κλιματισμού αντισταθμίζουν το κόστος του συστήματος. Επομένως, τα οφέλη εξαρτώνται από την συγκεκριμένη εφαρμογή του συστήματος. Τα συστήματα αυτά είναι κατάλληλα, επίσης, σε εφαρμογές, όπου ο έλεγχος της υγρασίας είναι πολύ σημαντικός, ειδικότερα σε περιοχές με υψηλή υγρασία.

Τα αποξηραντικά συστήματα μπορούν να χρησιμοποιηθούν μαζί με ένα συμπιεστή, ώστε να μειωθεί η κατανάλωση του air conditioner απομακρύνοντας την υγρασία από τον αέρα, εξοικονομώντας έτσι σε ενέργεια και σε λειτουργικό κόστος. Το σταθερό κόστος μπορεί επίσης να μειωθεί σε εφαρμογές σε νέα ή ανακαινισμένα κτίρια διότι με τη χρήση των αποξηραντικών συστημάτων μπορεί να γίνει αγορά μικρότερου συμπιεστή.

Κεφάλαιο 4

Μαθηματικό Μοντέλο DER με CHP για το GAMS

4.1 Επισκόπηση DER-CAM

Το DER-CAM είναι ένα οικονομικό μοντέλο υιοθέτησης DER από τον χρήστη, υλοποιημένο μέσω του Γενικού Αλγεβρικού Συστήματος Μοντελοποίησης (General Algebraic Modeling System – GAMS), το οποίο ουσιαστικά είναι ένα λογισμικό βελτιστοποίησης. Έτσι βελτιστοποιεί τη λειτουργία των καταναλωτών με ίδια παραγωγή με βάση την ελαχιστοποίηση του κόστους. Ο στόχος του DER-CAM είναι να ελαχιστοποιήσει το κόστος παροχής ενέργειας σε ένα συγκεκριμένο καταναλωτή, βελτιστοποιώντας παράλληλα την εγκατάσταση της διεσπαρμένης παραγωγής και την ίδια παραγωγή μέρους ή ολόκληρης της ανάγκης του για ηλεκτρική ενέργεια.

4.2 Μεθοδολογία: Μοντελοποιώντας την CHP

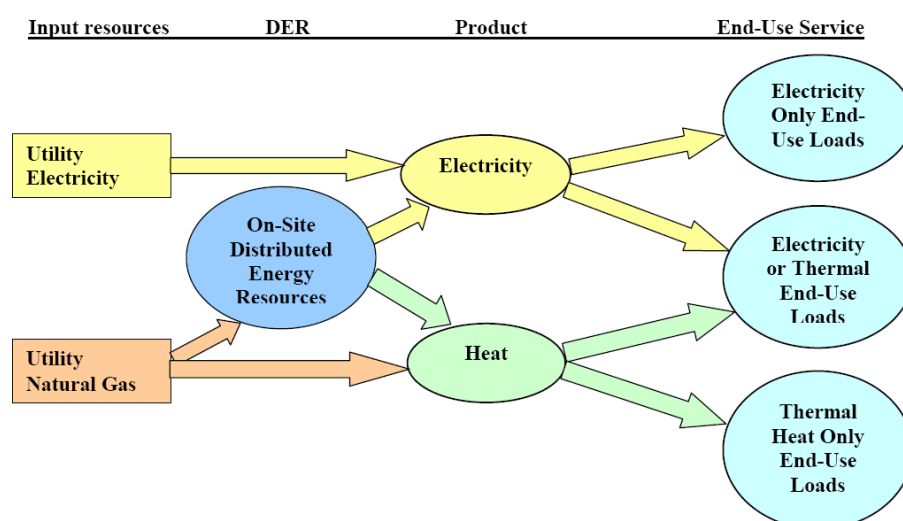
Στην εργασία αυτή, το μοντέλο DER-CAM τροποποιήθηκε ώστε να ενσωματωθούν θερμικά φορτία και τεχνολογίες CHP. Το μοντέλο που προέκυψε καθορίζει το συνδυασμό CHP και άλλων τεχνολογιών παραγωγής επί τόπου τις οποίες πρέπει να εγκαταστήσουν οι καταναλωτές, ώστε να τροφοδοτήσουν τις ενεργειακές τους ανάγκες για ηλεκτρισμό, θέρμανση και κλιματισμό με το ελάχιστο δυνατό κόστος εντός μίας περιόδου δοκιμής. Για να επιτευχθεί αυτό ήταν αναγκαία η γνώση των τελικών φορτίων ηλεκτρικών, θερμικών και κλιματισμού για τα μέλη του μικροδικτύου. Η έρευνα για το μοντέλο DER-CAM εστίασε μόνο στη συνολική ωριαία ηλεκτρική κατανάλωση. Για την προσθήκη τεχνολογιών CHP στο μοντέλο, πρέπει να συνυπολογιστούν τρεις διαφορετικές θερμικές τελικές χρήσεις: τα μαγειρικά φορτία, η θέρμανση χώρων, η θέρμανση νερού και τα μαγειρικά φορτία. Οι ηλεκτρικές τελικές χρήσεις που αναλύθηκαν εδώ συμπεριλαμβάνουν τα φορτία απορροφητήρα, φωτισμού, κλιματισμού, όπως η ψύξη και το HVAC, και άλλα τυπικά ηλεκτρικά φορτία.

Το μοντέλο προαπαιτεί και φορτία φυσικού αερίου που θα τροφοδοτηθούν, είτε με αγορά αερίου από το μακροδίκτυο, είτε με παραγωγή ενέργειας με τεχνολογίες CHP, όπου βέβαια είναι δυνατό. Μερικά φορτία, όπως οι φούρνοι φυσικού αερίου, μπορούν να τροφοδοτηθούν μόνο με αέριο, που η προμήθειά του γίνεται από το μακροδίκτυο. Άλλα φορτία μπορούν να τροφοδοτηθούν και από τα δύο, ενώ η αναλογία καθορίζεται από τον αλγόριθμο βελτιστοποίησης.

Αντίστοιχα, τα φορτία κλιματισμού μπορούν να τροφοδοτηθούν με δύο τρόπους. Η θερμότητα από τις τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής μπορεί να

χρησιμοποιηθεί για να τροφοδοτήσει ένα ψυκτικό σύστημα απορρόφησης, τροφοδοτώντας έτσι ένα μέρος του φορτίου κλιματισμού. Το υπολειπόμενο φορτίο κλιματισμού καλύπτεται από ένα σύστημα κλιματισμού, που λειτουργεί με συμπιεστή τροφοδοτούμενο με ηλεκτρική ενέργεια. Η αντικατάσταση του air conditioning με κλιματισμό που προέρχεται από CHP μειώνει το ηλεκτρικό φορτίο, ιδιαίτερα κατά τις ώρες αιχμής. Επειδή, όμως, το ηλεκτρικό φορτίο χρησιμοποιείται ως είσοδος στην προσομοίωση, δημιουργείται πρόβλημα στο μοντέλο γραμμικής βελτιστοποίησης μικτού ακεραίου (mixed-integer linear optimization model), το οποίο επιλύεται με τη χρήση κάθε μονάδας κλιματισμού που παράγεται από CHP ως πλασματική παραγωγή με μηδενικό κόστος. Τα ηλεκτρικά φορτία μπορούν να καλυφθούν, είτε από ηλεκτρική ενέργεια παραγόμενη επί τόπου, είτε από ενέργεια αγορασμένη από το μακροδίκτυο.

Στην παρακάτω εικόνα φαίνεται η ροή ενέργειας, είτε ως φυσικό αέριο ή ηλεκτρική ενέργεια που αγοράζεται από το μακροδίκτυο, είτε ως παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα μέσα στο μικροδίκτυο, για να τροφοδοτηθούν τα διάφορα ηλεκτρικά και θερμικά φορτία.



Εικόνα 4.1 Ενεργειακή ροή συστήματος CHP

Τα χαρακτηριστικά λειτουργίας των τεχνολογιών CHP, συμπεριλαμβανομένου του συνδυασμού παραγωγής ηλεκτρισμού/θερμότητας και παραγωγής ηλεκτρισμού/ψύξης, ήταν απαραίτητα για να καθοριστεί ο πιο οικονομικός συνδυασμός εξοπλισμού προκειμένου να ικανοποιηθούν οι ανάγκες του πελάτη. Οι πληροφορίες των χαρακτηριστικών λειτουργίας συμπεριλαμβάνουν το σταθερό και λειτουργικό κόστος, καθώς και την ηλεκτρική και θερμική τους έξοδο.

Το μικροδίκτυο αποτελείται από διάφορους καταναλωτές προερχόμενους από διαφορετικούς τύπους επιχειρήσεων. Μερικές από τις διαφορετικές κατηγορίες επιχειρήσεων, που περιλαμβάνονται στο μικροδίκτυο, θεωρείται ότι έχουν θερμικά φορτία που είναι ανεπαρκή να υποστηρίξουν συστήματα CHP σχεδιασμένα για ζήτηση ισχύος όπως μικρά μαγαζιά, γραφεία και εστιατόρια. Επομένως, η σωστή εφαρμογή και επιλογή του συστήματος CHP, ώστε να λειτουργήσει κατά το δυνατόν πιο οικονομικά το μικροδίκτυο, αποτελεί μία πρόκληση.

Η υιοθέτηση των συστημάτων CHP στο μοντέλο απαιτούσε τη δημιουργία νέων μεταβλητών και νέων περιορισμών σχετικά με τα θερμικά φορτία και την κατανάλωση φυσικού αερίου. Οι μεταβολές στη δομή του μοντέλου για τα θερμικά φορτία βασίστηκαν στο προϋπάρχον ηλεκτρικό μοντέλο. Κανένα φορτίο ή τελική χρήση (end-use) δεν μπορεί να τροφοδοτηθεί και από φυσικό αέριο και από ηλεκτρισμό, οπότε δεν παρεμβάλλεται η μία δομή στην άλλη (εκτός από τον κλιματισμό).

Προσθέτοντας λειτουργικούς περιορισμούς και δεδομένα εισόδου στο υπάρχον μοντέλο DER-CAM αυξήθηκε σε κάποιο βαθμό η πολυπλοκότητα και ο χρόνος τρεξίματος του προγράμματος. Η προσομοίωση με την εκδοχή του DER-CAM που βελτιστοποιούσε προβλήματα μόνο με ηλεκτρικά φορτία διαρκούσε περίπου 1-10 λεπτά (ανάλογα με τις δυνατότητες RAM του υπολογιστή), ενώ με την προσθήκη των συστημάτων CHP ο χρόνος αυτός αυξήθηκε σε 5-20 λεπτά.

4.3 Υποθέσεις και Εκτιμήσεις κατά την Εφαρμογή του Μοντέλου

Μερικές από τις υποθέσεις που υπήρχαν στο μοντέλο DER-CAM διατηρήθηκαν και για αυτή τη μελέτη, άλλες αλλάχτηκαν και άλλες προστέθηκαν, ώστε το μοντέλο DER με CHP να τρέχει σωστά. Οι σημαντικότερες υποθέσεις που διατηρήθηκαν είναι:

- Οι αποφάσεις για τον καταναλωτή λαμβάνονται αυτόματα και αυστηρά με οικονομικά κριτήρια,
- όλη η περίσσεια παραγόμενης ενέργειας πωλείται στο δίκτυο. Δεν υπάρχει τεχνικός περιορισμός, όσον αφορά την πώληση ενέργειας προς το δίκτυο οποιαδήποτε στιγμή. Από την άλλη, αν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από τη συνολική παραγωγή του καταναλωτή, τότε γίνεται αγορά ενέργειας από το δίκτυο με βάση προκαθορισμένες συμφωνίες σχετικά με την τιμή ή με βάση το προεπιλεγμένο τιμολόγιο (σενάριο PX – σενάριο Tariff). Άλλες δυνατότητες συμφωνίας, όπως βοηθητικές υπηρεσίες ή διμερή συμβόλαια παραβλέπονται,
- οι δηλώσεις των κατασκευαστών για τις τιμές και τις αποδόσεις του εξοπλισμού γίνονται αποδεκτές χωρίς αμφισβήτηση. Επίσης, δεν λαμβάνεται υπ' όψιν οποιαδήποτε σταδιακή φθορά ή πτώση της απόδοσης κατά τη διάρκεια του χρόνου ζωής του εξοπλισμού. Το κόστος εγκατάστασης, αδειοδότησης ή άλλο τυχόν προκύπτον κόστος δεν λαμβάνονται υπ' όψιν στο αρχικό κόστος (capital cost), καθώς και άλλα λειτουργικά έξοδα και το κόστος εκκίνησης,
- από την άλλη, οφέλη από την μεγαλύτερη αξιοπιστία και ποιότητα ισχύος, όσον αφορά το λειτουργικό κόστος και το κόστος συντήρησης επίσης δεν λαμβάνονται υπ' όψιν

Ορισμένες υποθέσεις σχετικά με την CHP ήταν απαραίτητες για να μπορεί να τρέξει σωστά το μοντέλο. Τα φορτία θέρμανσης και κλιματισμού που μπορούν να καλυφθούν από CHP επιλέχτηκαν με βάση γενικές γνώσεις των εφαρμογών τελικής χρήσης για διαφορετικού τύπου επιχειρήσεις. Προϋποτέθηκε, επίσης, ότι όλη η περιττή θερμότητα που παράγεται δεν μπορεί να αξιοποιηθεί, καθώς υπάρχουν απώλειες κατά την μετατροπή και διανομή της ενέργειας. Ήταν απαραίτητο, λοιπόν, να εκτιμηθεί το ποσό της ανακτούμενης θερμότητας, που θα μπορούσε να τροφοδοτήσει θερμικά φορτία διαφορετικού τύπου, με βάση τη γνώση για την

απόδοση της μετατροπής ενέργειας για κάθε τελική χρήση. Οι περιορισμοί διασφαλίζουν ότι τα θερμικά φορτία και τα φορτία κλιματισμού καλύπτονται εντελώς και ότι η θερμότητα ή η ισχύς δεν παράγονται χωρίς την επαρκή λειτουργία του εξοπλισμού CHP. Το μοντέλο βελτιστοποιεί την τελική χρήση της ενέργειας για την ηλεκτρική και τη θερμική ενέργεια χωριστά.

Για να είναι εφικτή η μοντελοποίηση συστημάτων CHP σε εμπορικά κτίρια, ήταν απαραίτητο να γίνουν πολλές υποθέσεις, διότι οι διαθέσιμες πληροφορίες δεν ήταν επαρκείς, κυρίως όσον αφορά το φορτίο [11]. Παράλληλα, ήταν διαθέσιμα επαρκή δεδομένα για τους βασικούς τύπους τεχνολογιών CHP για διαφορετικούς τύπους καταναλωτών.

Όλες οι τεχνολογίες στο μοντέλο ανήκουν σε τέσσερις κατηγορίες, ανάλογα με τον τύπο ενέργειας εξόδου: DG ηλεκτρικής ενέργειας, DG με δυνατότητα CHP (θερμότητα), DG με ψυχαντήρα απορρόφησης και δυνατότητα ψύξης και κλιματισμού, DG με CHP και ψυχαντήρα απορρόφησης. Στο μοντέλο, κάθε τεχνολογία θεωρείται απλώς ένα μαύρο κουτί που παράγει έναν από τους παραπάνω συνδυασμούς ηλεκτρικής ενέργειας, θέρμανσης και ψύξης/κλιματισμού κάθε ώρα με το αντίστοιχο κόστος. Στην πραγματικότητα, τα συστήματα αυτά δεν μπορούν να εγκατασταθούν χωρίς επιπλέον ηλεκτρικό και μηχανικό εξοπλισμό. Τα ολοκληρωμένα πακέτα, που περιλαμβάνονται στο μοντέλο αυτό, αντιπροσωπεύουν μόνο ένα μέρος από τους πολλούς δυνατούς συνδυασμούς CHP.

Επιπροσθέτως, θεωρήθηκε ότι τα συστήματα CHP μπορούν να μετασκευαστούν πάνω στα ήδη υπάρχοντα συστήματα θέρμανσης και ψύξης των κτιρίων. Ωστόσο, το κόστος της μετασκευής μίας επιχείρησης, προκειμένου να χρησιμοποιήσει CHP θέρμανση και ψύξη, δεν περιλαμβάνεται, καθώς εξαρτάται από τα ακριβή δεδομένα του κάθε κτιρίου, οπότε θα ήταν δύσκολο να συμπεριληφθεί. Το μοντέλο, επίσης, υποθέτει ότι το δίκτυο διανομής της θέρμανσης και της ψύξης εντός του μικροδικτύου υπάρχει ήδη και ότι δεν απαιτείται επιπρόσθετος εξοπλισμός, για να ικανοποιηθεί η ζήτηση θερμικού φορτίου και φορτίου ψύξης και κλιματισμού. Επίσης, θεωρείται ότι ο κάθε καταναλωτής χρησιμοποίησε λέβητα ή φούρνο φυσικού αερίου, ώστε να καλύψει το υπολειπόμενο θερμικό φορτίο και ένα συμβατικό σύστημα air condition με συμπιεστή για το ψυκτικό φορτίο και το φορτίο κλιματισμού. Υποτέθηκε ότι ο εξοπλισμός που χρησιμοποιήθηκε για να καλύψει τα υπολειπόμενα φορτία λειτούργησε σε μέση απόδοση.

Ψύξη με απορρόφηση χρησιμοποιήθηκε για να αντικαταστήσει την ψύξη με συμπιεστή. Ωστόσο, τα στοιχεία ηλεκτρικού φορτίου για την ψύξη με συμπιεστή θεωρείται είσοδος στο σύστημα, όπως είδαμε και παραπάνω. Τα μοντέλα βελτιστοποίησης με γραμμικό προγραμματισμό δεν μπορούν να τροποποιήσουν τα δεδομένα εισόδου, οπότε το DER-CAM δεν μπορούσε να αλλάξει το ποσό του ηλεκτρικού φορτίου κατά το ποσό που αξιοποιήθηκε η ψύξη με απορρόφηση. Για να γίνει αυτό, τέθηκε μία πλασματική έξοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με μηδενικό κόστος. Ως αποτέλεσμα, το μοντέλο λειτούργησε σωστά και όλες οι μεταβλητές σχετικά με την ψύξη από απορρόφηση (αρχικό και μεταβλητό κόστος και χαρακτηριστικά λειτουργίας) υπολογίστηκαν με ακρίβεια, χωρίς να επηρεάζονται τα δεδομένα του ηλεκτρικού φορτίου.

Θεωρήθηκε ότι κάθε μονάδα CHP λειτουργούσε με σταθερή απόδοση και COP (συντελεστή απόδοσης θερμικής μετατροπής – coefficient of performance) στο εύρος της εξόδου. Αυτό σημαίνει ότι το ποσό θερμότητας ή ψύξης που παράχθηκε από μία μονάδα είναι ανάλογο με το ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που η μονάδα αυτή παράγει. Επίσης, η αναλογία θερμικής ή ψυκτικής εξόδου ανα μονάδα ηλεκτρικής εξόδου θεωρήθηκε σταθερή. Με άλλα λόγια, η απόδοση του καυσίμου ως προς τις

ενεργειακές εξόδους ανά μονάδα δυναμικότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει σταθερή.

Κατά τη διαδικασία σχεδίασης των θερμικών και μαγειρικών φορτίων για την κάθε επιχείρηση του μικροδικτύου, μόνο ένας συγκεκριμένος αριθμός φορτίων θεωρήθηκε δυνατόν να τροφοδοτηθεί από CHP. Άλλα φορτία συμπεριλαμβάνονται στο μοντέλο ως φορτία «ηλεκτρισμού μόνο» ή «φυσικού αερίου μόνο». Μία άλλη υπόθεση είναι ότι τα θερμικά και ψυκτικά φορτία του μοντέλου αυτού αντικατοπτρίζουν με ακρίβεια τα θερμικά και ψυκτικά φορτία του μικροδικτύου που αναλύθηκαν.

Η ροή θερμότητας μοντελοποιήθηκε χρησιμοποιώντας kW (ισχύ) σε ωριαία βάση. Η θερμότητα θεωρήθηκε ότι είναι όλη της ίδιας ποιότητας, ρέοντας χωρίς απώλειες (100% αποδοτική μεταφορά στα θερμικά φορτία). Η θερμοκρασία, ο ρυθμός και η πίεση ροής της μεταφοράς θερμότητας αγνοήθηκαν. Ο ειδικός τύπος και η χωρητικότητα της τελικής χρήσης, οι θερμοκρασίες, οι ρυθμοί ροής, οι αποστάσεις, οι πιέσεις και οι καμπύλες απόδοσης είναι σημαντικοί παράγοντες για τη σωστή μελέτη μιας συγκεκριμένης εφαρμογής, αλλά δεν συμπεριελήφθησαν σε αυτό το μοντέλο.

Ο εξοπλισμός CHP θεωρήθηκε ικανός να διατηρήσει την δυνατότητα να ακολουθεί το φορτίο. Με άλλα λόγια, τα φορτία ψύξης και θέρμανσης καλύφθηκαν από την CHP (η οποία βασίστηκε στην παραγωγή ηλεκτρισμού), πιθανώς με τη βοήθεια από συμπληρωματικά συστήματα θέρμανσης και ψύξης.

Τα ηλεκτρικά φορτία των ψυχαντήρων απορρόφησης αγνοήθηκαν. Αυτή είναι μία λογική υπόθεση, καθώς για ένα συνηθισμένο σύστημα ψυχαντήρων απορρόφησης υπάρχουν μόνο δύο αντλίες νερού, οι οποίες καταναλώνουν σαφώς λιγότερο ηλεκτρισμό από όσο χρειάζεται ένας συμπιεστής.

Θεωρήθηκε ότι στο μοντέλο δεν υπάρχει θερμική αποθήκευση θερμότητας στο κτίριο. Οι περιορισμοί για την κάλυψη του θερμικού και ψυκτικού φορτίου πρέπει να ικανοποιούνται για κάθε ώρα της ημέρας ξεχωριστά, χωρίς να μπορεί η ψύξη ή η θέρμανση να διατηρείται από προηγούμενες ώρες. Με άλλα λόγια, το κτίριο δεν έχει θερμική μάζα και δεν μπορεί να αξιοποιήσει θερμότητα από την μία ώρα στην επόμενη.

Ο χρόνος ζωής των περισσότερων τεχνολογιών θεωρήθηκε ότι είναι 12,5 χρόνια, εκτός των τεχνολογιών PV, όπου ο χρόνος ζωής υπολογίστηκε στα 20 χρόνια. Το επιτόκιο που χρησιμοποιήθηκε για την αναγωγή των χρηματικών ροών σε σημερινή αξία ήταν 7,5%.

4.4 Περιορισμοί της ανάλυσης

Η μοντελοποίηση των συστημάτων CHP ενείχε πολλές πολυπλοκότητες, που δεν υπήρχαν στην περίπτωση μοντελοποίησης DER χωρίς CHP. Πολλές από αυτές τις δυσκολίες ήταν ο λόγος πολλών από τις παραπάνω υποθέσεις που ήταν απαραίτητες για την κατασκευή του μοντέλου. Οι 6 από τους σημαντικότερους περιορισμούς του μοντέλου αυτού περιγράφονται παρακάτω. Οι πρώτοι δύο αναφέρονται στα προσομοιωμένα δεδομένα εισόδου, οι επόμενοι τρεις στους περιορισμούς του ίδιου του μοντέλου και ο τελευταίος περιορισμός ασχολείται με τη γενικότερη ακρίβεια της πρόβλεψης της συμπεριφοράς του καταναλωτή από ένα μοντέλο υιοθέτησης (customer adoption model).

-Τα δεδομένα θερμικού φορτίου εισόδου προσομοιώθηκαν με βάση τον τύπο του κτιρίου, το μέγεθός του και τον καιρό.

Ήταν απαραίτητο να προσομοιωθούν τα θερμικά φορτία καθώς δεν υπήρχαν δεδομένα από μετρήσεις. Η προσομοίωση δεδομένων περιλαμβάνει έμφυτες ανακρίβειες λόγω ορισμένων υποθετικών στοιχείων, όπως οι υποθέσεις που έγιναν από τον προσομοιωτή DOE-2 (εκτίμηση πληθυσμού του κτιρίου και χρήση του Τυπικού Μετεωρολογικού Χρόνου ως καιρό), και τα δεδομένα εισόδου στον προσομοιωτή (όπως το συνολικό θερμικό φορτίο του εξοπλισμού στο κτίριο) [12]. Επίσης, ήταν απαραίτητο να εκτιμηθεί, ποια θερμικά φορτία μπορούν να τροφοδοτηθούν από συστήματα CHP.

-Το πρόγραμμα μοντελοποίησης κτιρίων DOE-2 δεν λαμβάνει υπ'όψιν τη θερμική μάζα των κτιρίων, η οποία εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως προσανατολισμός, γεωμετρικά χαρακτηριστικά, υλικά κατασκευής, πυκνότητα δαπέδου και άλλα.

-Η θερμική έξοδος από τα συστήματα CHP έχει ποικίλες μορφές και σπάντα ποιότητας.

Το μοντέλο υποθέτει ότι όλη η περίσσεια θερμότητας ήταν της ίδιας μορφής και ποιότητας. Ωστόσο, στην πράξη, ο συγκεκριμένος τύπος και η χωρητικότητα της θερμικής χρήσης, η θερμοκρασία, ο ρυθμός ροής, οι αποστάσεις, οι πιέσεις, οι καμπύλες απόδοσης και άλλες παράμετροι είναι πολύ σημαντικές. Για να γίνει το μοντέλο πιο ακριβές από θερμοδυναμικής άποψης, όλες αυτές οι παράμετροι πρέπει να οριστούν. Εξαιτίας των περιορισμένων δεδομένων δεν ήταν δυνατή η επίτευξη αυτού του επιπέδου λεπτομέρειας.

-Η παραγωγή θερμότητας ποικίλει λειτουργικά ανάλογα με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Κάθε τεχνολογία CHP δεν έχει δεδομένη απόδοση μετατροπής από την κατανάλωση του καυσίμου σε χρήσιμη θερμική ή ψυκτική ισχύ, αλλά ποικίλει ανάλογα με τις αλλαγές στην παραγωγή ηλεκτρισμού. Εξαιτίας της δυσκολίας εύρεσης δεδομένων για τις διάφορες αποδόσεις και την εισαγωγή τους στο μοντέλο, οι αποδόσεις αυτές θεωρούνται σταθερές. Ωστόσο, αυτός ο περιορισμός δεν είναι τόσο δραστηρικός, διότι πολλές τεχνολογίες λειτουργούν κοντά στην ιδανική τους απόδοση για μεγάλο εύρος ισχύος λειτουργίας.

-Συγκεκριμένες εφαρμογές καθορίζουν την λειτουργικότητα της τεχνολογίας και το κόστος μετασκευής και συντήρησης.

Πολλές από τις λεπτομέρειες του σχεδιασμού και της εγκατάστασης ενός συστήματος CHP δεν συμπεριελήφθησαν στο μοντέλο. Τα επιπλέον υδραυλικά και ηλεκτρολογικά εξαρτήματα, που χρειάστηκαν για την εγκατάσταση και λειτουργία των συστημάτων αυτών, θα μπορούσαν να επιφέρουν υπολογίσιμο επιπλέον κόστος και μια σχετική ανακρίβεια στο τελικό αποτέλεσμα. Άλλα έξοδα συντήρησης που δεν ήταν προκαθορισμένα δεν συμπεριελήφθησαν, όπως το κόστος εργοληψίας ενός ειδικού ανακαίνισης στροβίλου. Επίσης, τα δίκτυα διανομής θερμότητας θεωρήθηκε ότι λειτουργούν με απόδοση 100%, ενώ στην πράξη υπάρχουν κάποιες απώλειες.

Για να χρησιμοποιηθεί το μοντέλο ως εργαλείο πρόβλεψης της πρακτικής, που πρέπει να υιοθετήσει ο καταναλωτής, οι υποθέσεις έγιναν με τέτοιο τρόπο, ώστε οι

καταναλωτές να παίρνουν μόνο τις πιο οικονομικά συμφέρουσες αποφάσεις. Το μοντέλο καθορίζει, τι πρέπει να κάνουν οι καταναλωτές ενός μικροδικτύου, ώστε να ελαχιστοποιήσουν το κόστος. Αυτός ο παράγοντας δεν είναι ο μόνος που μπορεί να επηρεάσει τους καταναλωτές. Άλλοι παράγοντες που μπορούν να τους επηρεάσουν είναι: οι αλλαγές στις τιμές και στο κόστος των τεχνολογιών, η αντίληψη σχετικά με τις τεχνολογίες CHP, συγκεκριμένα στοιχεία όσον αφορά το χώρο του καταναλωτή, που δεν μπορούν να συμπεριληφθούν στο μοντέλο, οι ενεργειακοί και περιβαλλοντικοί περιορισμοί και τα πιθανά κίνητρα, η τοπική διαθεσιμότητα των τεχνολογιών και η διαθεσιμότητα ειδικών για τη ρύθμιση της σωστής λειτουργίας και την αντιμετώπιση προβλημάτων του εξοπλισμού. Το μοντέλο είναι χρήσιμο στη διερεύνηση της ευαισθησίας στις αποφάσεις σχετικά με την υιοθέτηση CHP τεχνολογιών για μείωση του κόστους. Είναι βέβαιο ότι το μοντέλο θα επεκταθεί περισσότερο στο μέλλον, ώστε να διερευνηθούν ποικίλα σενάρια και να βασιστούν επ' αυτών νέες πρωτοβουλίες σχετικά με τα συστήματα CHP, βελτιωμένα χαρακτηριστικά λειτουργίας (καθώς ορισμένες τεχνολογίες βρίσκονται στο στάδιο της έρευνας) και μελλοντικές νέες οικονομικές συνθήκες.

4.5 Μαθηματική Διατύπωση

Το DER-CAM είναι ένα μοντέλο βελτιστοποίησης μικτού ακεραίου γραμμικού προγραμματισμού ελαχιστοποίησης κόστους. Η δομή του μοντέλου, συμπεριλαμβανομένων των παραμέτρων, των μεταβλητών απόφασης (decision variables), της αντικειμενικής συνάρτησης και των περιορισμών, αναλύονται στη συνέχεια.

Βασικά δεδομένα εισόδου για το μοντέλο είναι:

- το προφίλ του φορτίου του καταναλωτή (ηλεκτρικού και θερμικού)
- η τιμή αγοράς ενέργειας από την εταιρεία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας (εφ' όσον είναι μεταβλητή, τότε απαιτείται να γνωρίζουμε την τιμή για κάθε ώρα του χρόνου)
- το αρχικό κόστος, καθώς και το λειτουργικό, το κόστος συντήρησης και το κόστος καυσίμου για τις τεχνολογίες CHP που είναι διαθέσιμες, καθώς και το επιτόκιο αναγωγής για την επένδυση
- τα βασικά φυσικά χαρακτηριστικά των εναλλακτικών τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας.

Οι έξοδοι που θα καθοριστούν από την βελτιστοποίηση είναι:

- ο συνδυασμός τεχνολογιών που θα πρέπει να εγκαταστήσει ο πελάτης-καταναλωτής
- η ονομαστική ισχύς της κάθε τεχνολογίας
- πότε και τι ποσοστό της ονομαστικής ισχύος, που θα εγκατασταθεί, θα αξιοποιείται
- το συνολικό κόστος παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας
- το κατά πόσον είναι συμφέρον για τον πελάτη να παραμείνει συνδεδεμένος στο δίκτυο.

4.5.1 Ορισμός Παραμέτρων και Μεταβλητών για το Μοντέλο CHP

Παράμετροι

Δεδομένα Καταναλωτή

Όνομα	Περιγραφή
$Cload_{l,m,t,h}$	Το φορτίο του πελάτη σε kW κατά την ώρα h , τύπο ημέρας t , και μήνα m για τελική χρήση l (ζεστό νερό, θέρμανση χώρου, ψύξη ή HVAC – θέρμανση και ηλεκτρισμός)

Δεδομένα για Τεχνολογίες CHP και Κλιματισμό με Απορρόφηση (Absorption Cooling)

Όνομα	Περιγραφή
$CHPcapcost_i$	Σταθερό κόστος τεχνολογίας CHP i
$CHPcost\ operating_i$	Λειτουργικό κόστος ανά παραγόμενη ηλεκτρική kWh (\$/kWh) για την τεχνολογία i
$CHPom\ fixed_i$	Σταθερό λειτουργικό κόστος και κόστος συντήρησης της τεχνολογίας i (\$/kW)
$TE\ ratio_i$	Θερμική έξοδος (kW_{th}) ανά παραγόμενο ηλεκτρικό kW από την τεχνολογία CHP i . Ο συντελεστής αυτός πολλαπλασιασμένος με τον όρο $GenL_i$ καθορίζει πόση παραμένουσα θερμότητα είναι διαθέσιμη.

Άλλες παράμετροι

Όνομα	Περιγραφή
$IntRate$	Επιτόκιο αναγωγής για τις επενδύσεις DER (%)
$DiscoER$	Ποσό που προστίθεται στην χονδρική τιμή αγοράς ενέργειας (\$/kWh)
$FixRate$	Σταθερή τιμή αγοράς ενέργειας από το δίκτυο. Αν χρησιμοποιηθεί στο μοντέλο αυτή η παράμετρος τότε ο πελάτης θα αγοράζει πάντα την ενέργεια σε σταθερή τιμή
$StandbyC$	Χρέωση standby σε \$/kW/μήνα που χρεώνει η εταιρεία ενέργειας (πχ. ΔΕΗ) τους πελάτες με αυτόνομη παραγωγή
$Solar_{m,h}$	Μέση ανά μονάδα προσπιπτόμενη ηλιακή ισχύς ανά μονάδα επιφάνειας κατά την ώρα h και μήνα m (%) [26]
$NGprice_{m,t,h}$	Τιμή φυσικού αερίου τον μήνα m , τύπο ημέρας t , ώρα h (\$/kWh)
$ConversionEfficiencyNG$	Απόδοση μετατροπής αγορασμένου φυσικού αερίου σε χρησιμοποιήσιμη θερμότητα (%)
$Conversion\ factor\ from\ kW\ electrical\ cooling\ to\ kW\ thermal\ cooling$	Συντελεστής μετατροπής από τον θερμικό κλιματισμό (kW_{th}) προς τη μείωση χρήσης του ηλεκτρικού κλιματισμού (kW_e)

Δεδομένα Αγοράς

Όνομα	Περιγραφή
$RTPower_{s,p}$	Κανονικοποιημένη χρέωση ζήτησης υπό το προκαθορισμένο τιμολόγιο για την εποχή s (χειμώνα – καλοκαίρι) και την περίοδο p (on-peak , mid-peak, off-peak) (\$/kW)
$RTEnergy_{m,t,h}$	Κανονικοποιημένο τιμολόγιο για αγορά ενέργειας κατά την ώρα h , τύπο ημέρας t , και μήνα m (\$/kWh)
$RTCCharge$	Κανονικοποιημένο τιμολόγιο χρέωσης πελατών (\$)
$RTFCharge$	Κανονικοποιημένο τιμολόγιο χρέωσης εγκαταστάσεων (\$/kW)
$IEM_{m,t,h}$	Τιμή Ανισομερούς αγοράς ενέργειας (IEM - Imbalance Energy Market) κατά την ώρα h , τύπο ημέρας t , και μήνα m (\$/kWh)
$RTGPower_{s,p}$	Κανονικοποιημένη χρέωση ζήτησης φυσικού αερίου υπό το προκαθορισμένο τιμολόγιο για την εποχή s και την περίοδο p (\$/kW)
$RTGEnergy_{m,t,h}$	Κανονικοποιημένο τιμολόγιο για αγορές φυσικού αερίου κατά την ώρα h , τύπο ημέρας t και μήνα m (\$/kWh)
$RTGCCCharge$	Κανονικοποιημένο τιμολόγιο χρέωσης πελατών για το φυσικό αέριο (\$)

Δεδομένα Τεχνολογιών DER

Όνομα	Περιγραφή
$DERmaxp_i$	Ονομαστική ισχύς τεχνολογίας i (kW)
$DERlifetime_i$	Αναμενόμενος χρόνος ζωής της τεχνολογίας i (χρόνια)
$DERcapcos_i$	Σταθερό κόστος τεχνολογίας i (\$/kW)
$DEROMfix_i$	Σταθερό ετήσιο λειτουργικό κόστος και κόστος συντήρησης της τεχνολογίας i (\$/kW)
$DEROMvar_i$	Μεταβλητό λειτουργικό κόστος και κόστος συντήρησης της τεχνολογίας i (\$/kWh)
$DERCostkWh_i$	Κόστος παραγωγής για την τεχνολογία i (\$/kWh)
$DERhours_i$	Μέγιστος αριθμός ωρών ανά έτος που η τεχνολογία i μπορεί να παράγει (ώρες)

Μεταβλητές

Όνομα	Περιγραφή
$InvGen_i$	Αριθμός των μονάδων της τεχνολογίας i που έχει εγκατατήσει ο πελάτης
$GenL_{l,i,m,t,h}$	Παραγόμενη ισχύς από την τεχνολογία i την ώρα h , τύπο ημέρας t και μήνα m για να καλύψει το φορτίο l του πελάτη (kW)
$Heat_{l,i,m,t,h}$	Παραμένουσα θερμότητα, που παράγεται από την τεχνολογία i κατά την ώρα h , τύπο ημέρας t και μήνα m για την κάλυψη του θερμικού φορτίου l του πελάτη,

	όταν αυτό είναι ζεστό νερό ή θέρμανση χώρου (kW)
$Cool_{l,i,m,t,h}$	Παραμένουσα θερμότητα που παράγεται από την τεχνολογία i κατά την ώρα h , τύπο ημέρας t και μήνα m για την κάλυψη του θερμικού φορτίου l του πελάτη όταν αυτό είναι ψύξη ή κλιματισμός HVAC
$Dumpl_{l,i,m,t,h}$	Τεχνητή μεταβλητή για να επιτρέπεται από το πρόγραμμα η παραγωγή επιπλέον θερμότητας, από αυτήν που χρειάζεται στις εγκαταστάσεις
$GenX_{i,m,t,h}$	Παραγόμενη ισχύς από την τεχνολογία i κατά την ώρα h , τύπο ημέρας t και μήνα m προς πώληση στην αγορά ενέργειας (kW)
$DRLoad_{l,m,t,h}$	Περισσευόμενο φορτίο l του πελάτη κατά την ώρα h , τύπο ημέρας t και μήνα m (ενέργεια που αγοράζεται από την εταιρεία διανομής ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών του πελάτη) (kW)
$DRGLoad_{l,m,t,h}$	Περισσευόμενο φορτίο l του πελάτη κατά την ώρα h , τύπο ημέρας t και μήνα m (φυσικό αέριο που αγοράζεται από την εταιρεία διανομής φυσικού αερίου για την κάλυψη των αναγκών του πελάτη) (kW)

4.5.2 Αντικειμενική Συνάρτηση

Η αντικειμενική συνάρτηση λαμβάνει υπ' όψιν την αγορά φυσικού αερίου. Οι εξισώσεις σχετικά με τη δομή των χρηματικών ροών είναι ανάλογες με αυτές του ηλεκτρικού μοντέλου. Η διαφορά σε σχέση με το απλό μοντέλο, χωρίς CHP, είναι οι μεταβλητές που έχουν κεφαλαίο G, που αναφέρονται δηλαδή στο φυσικό αέριο (gas).

$$\begin{aligned}
\min_{\substack{InvGen_i, \\ GenL_{l,i,m,t,h}, \\ GenX_{i,m,t,h}}} & \sum_m RTFCh \arg e \cdot \max(DRLoad_{m,t,h}) + \sum_m RTCCh \arg e \\
& + \sum_m RTFGCh \arg e \cdot \max(DRGLoad_{m,t,h}) + \sum_m RTGCCh \arg e \\
& + \sum_s \sum_{m \in s} \sum_p RTPower_{s,p} \cdot \max(DRLoad_{m,(t,h) \in p}) \\
& + \sum_s \sum_{m \in s} \sum_p RTGPower_{s,p} \cdot \max(DRGLoad_{l,m,(t,h) \in p}) \\
& + \sum_l \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GenL_{l,i,m,t,h} + GenX_{i,m,t,h}) \cdot DERCostkWh_i \\
& + \sum_l \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GenL_{l,i,m,t,h} + GenX_{i,m,t,h}) \cdot DEROM var_i \\
& + \sum_i InvGen_i \cdot (DERcapcost_i + DEROMfix_i) \cdot AnnuityF \\
& + \sum_m \sum_i InvGen_i \cdot DERmaxp_i \cdot StandbyC \\
& - \sum_l \sum_i \sum_m \sum_t \sum_h (GenX_{i,m,t,h} \cdot IEM_{m,t,h})
\end{aligned} \tag{1}$$

4.5.3 Περιορισμοί

- Με τον διαχωρισμό των φορτίων σε τελικές χρήσεις το μοντέλο έγινε πιο περίπλοκο. Έτσι, ο αριθμός των μεταβλητών πολλαπλασιάστηκε με τον αριθμό των τελικών χρήσεων.
- Οι εξισώσεις ισορροπίας λαμβάνουν υπ' όψιν την ιδιαιτερότητα κάθε είδους φορτίου τελικής χρήσης.
- Οι χρησιμοποιούμενες θερμικές απώλειες μπορούν να προκύψουν μόνο από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εντός του μικροδικτύου.
- Ηλεκτρισμός δεν παράγεται απλώς για την αξιοποίηση της απωλεσθείσας θερμότητας. Με άλλα λόγια, η παραγωγή θερμότητας απωλειών εξαρτάται από την ανάγκη για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή από το ηλεκτρικό φορτίο.

Θερμικά φορτία εκτός από μαγειρικά

$$Cload_{l,m,t,h} = \sum_i Heat_{l,i,m,t,h} + DRGLoad_{l,m,t,h} \quad \forall l,m,t,h, \quad \text{αν } l \in \{\thetaέρμανση\}$$

(2α)

Φορτία ψύξης και κλιματισμού

$$Cload_{l,m,t,h} = \sum_i GenL_{l,i,m,t,h} + \sum_i Cool_{l,i,m,t,h} + DRLoad_{l,m,t,h}$$

$$\forall l,m,t,h \text{ αν } l \in \{\kappaλιματισμός\}$$

(2β)

Μαγειρικά φορτία

$$Cload_{l,m,t,h} = DRGLoad_{l,m,t,h} \quad \forall l,m,t,h \text{ αν } l \in \{\muαγειρική\}$$

(2γ)

Ηλεκτρικά φορτία

$$Cload_{l,m,t,h} = \sum_i GenL_{l,i,m,t,h} + DRLoad_{l,m,t,h} \quad \forall l,m,t,h \text{ αν } l \in \{\etaλεκτρισμός\}$$

(2δ)

$$\sum_l GenL_{l,i,m,t,h} + GenX_{i,m,t,h} \leq InvGen_i \cdot DERmax p_i \quad \forall i,m,t,h$$

(3)

$$GenX_{i,m,t,h} = 0 \quad \text{αν } \sum_l \sum_i GenL_{l,i,m,t,h} < \sum_l Cload_{l,m,t,h} \quad \forall i,m,t,h \text{ αν } l \in \{\etaλεκτρισμός\}$$

(4)

$$AnnuityF = \frac{IntRate}{\left(1 - \frac{1}{(1 + IntRate)^{DERlifetime_i}}\right)}$$

(5)

$$\sum_l GenL_{l,j,m,t,h} + GenX_{j,m,t,h} \leq InvGen_j \cdot DERmax p_j \cdot Solar_{m,h} \quad \forall m,t,h \text{ αν } j \in \{PV\}$$

(6)

$$\sum_l \sum_j Heat_{l,j,m,t,h} + Cool_{l,j,m,t,h} + Dump_{l,j,m,t,h} = \sum_l \sum_j ((GenL_{l,j,m,t,h} + GenX_{j,m,t,h}) \cdot TEratio) \quad \forall m,t,h$$

(7)

$$\sum_l \sum_m \sum_i \sum_h (GenL_{l,i,m,t,h} + GenX_{i,m,t,h}) \leq InvGen_i \cdot DERmax p_i \cdot DERhours_i \quad \forall i$$

(8)

- Η εξίσωση (1) είναι η αντικειμενική συνάρτηση, η οποία καθορίζει το γεγονός ότι ο πελάτης θα προσπαθήσει να ελαχιστοποιήσει το συνολικό κόστος, το οποίο αποτελείται από: χρέωση εγκαταστάσεων και πελάτη, συνολικές μηνιαίες χρεώσεις ζήτησης, συνολικό κόστος καυσίμων από την παραγωγή, λειτουργικό κόστος και κόστος συντήρησης, συνολικό κόστος επένδυσης DER, συνολική χρέωση για εφεδρεία (stand by), μείον τα έσοδα από όποιες ενεργειακές πωλήσεις προς το μακροδίκτυο.
- Η εξίσωση (2) εξασφαλίζει το ισοζύγιο ενέργειας για τα φορτία θέρμανσης, κλιματισμού, μαγειρικής και ηλεκτρισμού.
- Η εξίσωση (3) διασφαλίζει τον περιορισμό για την μέγιστη δυνατή παραγωγή ενέργειας εντός του μικροδικτύου.
- Ο περιορισμός (4) δεν επιτρέπει στον πελάτη να αγοράζει και να πουλάει ενέργεια ταυτοχρόνως. Αν αφαιρεθεί αυτός ο περιορισμός, το μοντέλο υποθέτει ότι ο πελάτης έχει ένα «διπλό μετρητή», δηλαδή μπορεί να αγοράζει από την εταιρεία διανομής ενέργειας και να πουλάει την ίδια στιγμή στην αγορά (IEM – Imbalance Energy Market). Όμως δεν μπορεί να πουλάει την ίδια ενέργεια με αυτή που αγόρασε, διότι το γεγονός αυτό θα μπορούσε να δημιουργήσει ανεξέλεγκτο αγορά και πώληση.
- Η εξίσωση (5) απλώς μετατρέπει σε ετήσιο το αρχικό σταθερό κόστος επένδυσης αγοράς του εξοπλισμού παραγωγής.
- Στην εξίσωση (6), αν ο πελάτης χρησιμοποιεί φωτοβολταϊκά, τότε η τελική ενεργειακή έξοδος θα είναι η ονομαστική μειωμένη κατά ένα ποσοστό, εξαιτίας του συνυπολογισμού της ανά μονάδα ηλιακής ακτινοβολίας.
- Η εξίσωση (7) περιορίζει το συνολικό ποσό θερμότητας που είναι διαθέσιμο για ψύξη ή θέρμανση, ανάλογα με την παραγωγή από τις τεχνολογίες CHP.
- Τέλος, στην εξίσωση (8), η συνολική ενέργεια που μπορεί να παραχθεί από οποιαδήποτε από τις i γεννήτριες περιορίζεται από τον παράγοντα $DERhours_i$. Ο όρος αυτός στην ουσία έχει ως σκοπό τον περιορισμό των ωρών λειτουργίας των μονάδων diesel, ώστε να μην ξεπερνιέται το νόμιμο όριο ωρών [6].

Σχόλια για το μοντέλο

- Οι μεταβλητές Heat και Cool είναι ορισμένες θετικές. Και οι δύο εμπεριέχουν ένα συντελεστή απόδοσης για κάθε τεχνολογία που ρυθμίζει την αληθινή τιμή τους, όταν βρίσκονται στην ίδια εξίσωση με άλλες μεταβλητές, όπως η *GenL*.
- Οι μεταβλητές Dumb εξασφαλίζουν το γεγονός ότι το μοντέλο δεν είναι υποχρεωμένο να αξιοποιεί όλη την θερμότητα απωλειών, αν δεν τη χρειάζεται. Η μεταβλητή αυτή συχνά ορίζεται ίση με το μηδέν.
- Ο αριθμός των τεχνολογιών DER αυξήθηκε καθώς είχαμε δεδομένα για διάφορους τύπους στροβίλων: στρόβιλοι με εναλλάκτη θερμότητας, στρόβιλοι με ψυχαντήρα συμπίεσης ή στρόβιλοι με ψυχαντήρα συμπίεσης και εναλλάκτη θερμότητας. Τα χαρακτηριστικά των παραπάνω συνδυασμών έχουν εξαχθεί από καμπύλες θερμότητας και καμπύλες θερμότητας απωλειών από δεδομένα στροβίλων.

Κεφάλαιο 5

Δεδομένα του μοντέλου – Τεχνολογίες Παραγωγής και Φορτία του μικροδικτύου

5.1 Δεδομένα τεχνολογιών CHP

5.1.1 Δεδομένα παραγωγής τεχνολογιών CHP

Το μοντέλο DER–CAM με CHP χρησιμοποιεί δεδομένα που έχουν συλλεγεί από κατασκευαστές τεχνολογιών CHP, είτε μέσω προσωπικής επικοινωνίας, είτε από τις δημοσιευμένες (κατά κύριο λόγο στο internet) τεχνικές προδιαγραφές των προϊόντων [14]. Προηγούμενες εκδόσεις του DER–CAM επίσης χρησιμοποιούσαν συγκεκριμένα δεδομένα λειτουργίας από κατασκευαστές ή από ανεξάρτητες δοκιμές για συγκεκριμένες τεχνολογίες. Τα δεδομένα σχετικά με το κόστος και τα χαρακτηριστικά λειτουργίας των τεχνολογιών που χρησιμοποιήθηκαν στο μοντέλο για τις μονάδες συνδυασμένης διεσπαρμένης παραγωγής με ψυχανθήρες απορρόφησης (οι οποίες παράγουν ηλεκτρική ισχύ και ψύξη) και συνδυασμένης συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού με ψυχανθήρες απορρόφησης (οι οποίες παράγουν ηλεκτρική ισχύ, θερμότητα και ψύξη) προήλθαν από λειτουργικές εκτιμήσεις βασισμένες στα δεδομένα των τεχνολογιών DG, CHP και των ψυχανθέρων απορρόφησης.

Τα δεδομένα σχετικά με το κόστος των τεχνολογιών εμπεριέχουν σημαντικές δυσκολίες για αρκετούς λόγους. Κατ' αρχάς, το πραγματικό κόστος εξαρτάται σημαντικά από συγκεκριμένα τοπικά χαρακτηριστικά του κάθε μικροδικτύου που καθορίζουν τα έξοδα εγκατάστασης και αποστολής και είναι πολύ δύσκολο να γενικευθούν και να μοντελοποιηθούν. Επίσης, τα έξοδα συντήρησης εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από την τοποθεσία και κρίθηκε απαραίτητο σε πολλές περιπτώσεις να εκτιμηθούν. Εξάλλου, επειδή οι τεχνολογίες αυτές είναι ανερχόμενες, δεν υπάρχει επαρκής εμπειρία σχετικά με το κόστος τους. Επιπλέον, το κόστος αυτό μεταβάλλεται, εφόσον οι κατασκευαστές βελτιώνουν τις μεθόδους παραγωγής και όσο η ζήτηση αυξάνεται. Επιπροσθέτως, μόνο μία πηγή χρησιμοποιήθηκε για τη σειρά προϊόντων του κάθε κατασκευαστή. Επιπλέον πληροφορίες είναι απαραίτητες για την επαλήθευση και για την ακριβέστερη προσέγγιση στο κόστος αγοράς, εγκατάστασης και λειτουργίας των τεχνολογιών CHP.

Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στο μοντέλο φαίνονται στον παρακάτω πίνακα. Η θερμική έξοδος κάθε μονάδας αναφέρεται σε ιδανικές ατμοσφαιρικές συνθήκες, εσωτερική θερμοκρασία νερού και συνθήκες ροής. Οι συνθήκες αυτές ποικίλλουν ανάλογα με το προϊόν. Παραδείγματος χάριν, για τις γεννήτριες Bowman, τυπική θερμοκρασία νερού είναι οι 70°C, τυπικός ρυθμός ροής νερού 1,3 kg/s για 0%

παράκαμψη και 3,3 kg/s για 100 percent bypass, ροής εξάτμισης στα 0,54 kg/s και συνθήκες ISO (δηλ. ύψομετρο 0 m – επιφάνεια της θάλασσας – και θερμοκρασία 15°C).

Πίνακας 5.1: Τεχνολογίες Παραγωγής DER με CHP και συστήματα ψύξης και κλιματισμού [18], [14]

Όνομα	Κατασκευαστής	Ονομαστική Ισχύς (kW)	Χρόνος ζωής (years)	Κόστος αγοράς (\$/kW)	Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (\$/kW/year)	Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (\$/kWh)	Θερμική απόδοση (kJ/kWh)	Καύσιμο	Κατηγορία DG	Θερμική προς Ηλεκτρική Αναλογία (kWh/kWe)	Απόδοση εκμετάλλευσης ανακτητένης θερμότητας (kW/kWh)	Περιορισμός ορών χρήσης	Είδος Γεννητήριος
GA55	Katolight	55	15	866	26,5	0,0033	12997	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	1,35	0,8	8760	Microturbine
GA100	Katolight	100	15	830	26,5	0,0033	15200	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	1,54	0,8	8760	Microturbine
GA215	Katolight	215	15	1196	26,5	0,0033	13157	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	1,52	0,8	8760	Microturbine
GA500	Katolight	500	15	678	26,5	0,0033	12003	Φυσικό Αέριο	DER	1,15	0,8	8760	Microturbine
20FGG4	Katolight	20	12,5	632,5	26,5	0,0033	16629	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου
25FGG4	Katolight	25	12,5	1150	26,5	0,0033	15597	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου
30FGG4	Katolight	30	12,5	505	26,5	0,0033	15928	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου
325FGG4	Katolight	325	12,5	412,06	26,5	0,0033	11998	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου
35FGG4	Katolight	35	12,5	439,86	26,5	0,0033	14526	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου
45FGG4	Katolight	45	12,5	375,78	26,5	0,0033	10279	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου
85FGG4	Katolight	85	12,5	297,06	26,5	0,0033	15291	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου
100FGG4	Katolight	100	12,5	539	26,5	0,0033	15291	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου
125FGZ4	Katolight	125	12,5	349,32	26,5	0,0033	12539	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου
150FGZ4	Katolight	150	12,5	389,6	26,5	0,0033	13762	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικού αερίου

180FGZ4	Katolight	180	12,5	439,64	26,5	0,0033	13592	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικό αέριο
280FGZ4	Katolight	280	12,5	380,55	26,5	0,0033	17885	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικό αέριο
400FGZ4	Katolight	400	12,5	471,18	26,5	0,0033	12997	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικό αέριο
500FGZ4	Katolight	500	12,5	521,21	26,5	0,0033	12003	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Εφεδρική φυσικό αέριο
pemfc10	Energy Partners	10	10	1600	10	4,2	10800	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	PEM Fuel Cell
pemfc25	Energy Partners	25	10	1000	4	3	10800	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	PEM Fuel Cell
pemfc50	Energy Partners	50	10	800	2	2,6	10800	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	PEM Fuel Cell
pemfc120	πηγή: Berkeley lab	126,5	20	5000	12	0,0275	10158	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	1,29	0,8	8760	PEM Fuel Cell
pemfc200	Ballard	212	15	1800	12	0,0275	8327	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	1,42	0,8	8760	PEM Fuel Cell
pemfc250	πηγή: Berkeley lab	250	10	750	10,8	0,002	10800	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	PEM Fuel Cell
pafo200	πηγή: Berkeley lab	200	10	1700	0	0,0153	10800	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	PA Fuel Cell
pafo200	πηγή: Berkeley lab	200	15	600	12	0,0275	9970	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	1,36	0,8	8760	PA Fuel Cell
pafo1200	πηγή: Berkeley lab	1200	10	1800	0	0,006	10800	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	PA Fuel Cell
SOFCo1	πηγή: Berkeley lab	3	15	1350	83	0,015	7991	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	SO Fuel Cell
SOFCo2	πηγή: Berkeley lab	52,5	15	1250	83	0,015	7991	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	SO Fuel Cell
sofc500	πηγή: Berkeley lab	500	10	890	8,5	0,03	10500	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	SO Fuel Cell
sofc1200	πηγή: Berkeley lab	1233	30	1225	37,5	0,0025	6067	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	1,1	0,8	8760	SO Fuel Cell
sofc3100	πηγή: Berkeley lab	3100	10	670	10	0,002	11200	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	SO Fuel Cell
DAIS	DAIS	3	15	1667	311	0,015	10000	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	PEM Fuel Cell
H-Power	H-Power	3	15	2000	333	0,015	10550	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	PEM Fuel Cell
TMI	TMI	100	15	1194	180	0,015	7994	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	PEM Fuel Cell

ONSI-P	onsi	200	15	3310	421	0,015	10002	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	SO Fuel Cell
FCEnergy	Fuel Cell Energy	250	15	1200	280	0,015	8000	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	MC Fuel Cell
MT130	πηγή: Berkeley lab	137,5	12,5	800	0	0,006	14129	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	2,85	0,8	8760	Microturbine
mcpower	mc power	250	15	1350	90	0,015	8000	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	MC Fuel Cell
mfc250	πηγή: Berkeley lab	250	12,5	4000	200	0	10000	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	1,71	0,8	8760	MC Fuel Cell
mtl-c-30	Capstone	30	10	1333,3	119	0,015	12186	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	2,67	0,8	8760	Microturbine
mth-c-30	Capstone	30	10	1333,3	119	0,015	12186	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	2,51	0,8	8760	Microturbine
mT_P	General Electric	75	10	650	0	0,007	12000	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Microturbine
mT_Cap	Capstone	28	10	1240	0	0,01	14400	Φυσικό Αέριο	DER	0	0	8760	Microturbine
Cap60	Capstone	60	15	1600	0	0,01	11300	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	2	0,8	8760	Microturbine
Bowman50	Bowman	50	15	1500	0	0,015	10500	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	2,1	0,8	8760	Microturbine
Bowman80	Bowman	80	15	1700	0	0,015	11300	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	1,8	0,8	8760	Microturbine
40ROZJ	Kohler-Makelim	40	10	373,45	26,5	0,000033	38181,85	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
80ROZJ	Kohler-Makelim	80	10	257,6	26,5	0,000033	41560,77	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
100ROZJ	Kohler-Makelim	100	10	231,89	26,5	0,000033	37843,96	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
150ROZJ	Kohler-Makelim	153	10	195	26,5	0,000033	35776,85	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
180ROZJ	Kohler-Makelim	185	10	175	26,5	0,000033	37917,01	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
200ROZD	Kohler-Makelim	200	10	175	26,5	0,000033	39127,95	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
250ROZD	Kohler-Makelim	250	10	159,3	26,5	0,000033	30000	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
300ROZD	Kohler-Makelim	300	10	152,54	26,5	0,000033	30000	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
350ROZD	Kohler-Makelim	350	10	145,78	26,5	0,000033	30000	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
450ROZD	Kohler-Makelim	450	10	162,1	26,5	0,000033	37183,2	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
500ROZD	Kohler-Makelim	500	10	160	26,5	0,000033	38546,77	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel

600ROZD	Kohler-Makelim	600	10	165,35	26,5	0,000033	38181,85	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
400ROZD	Kohler-Makelim	400	12,5	161	26,5	0,000033	10355	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
60ROJZ	Kohler-Makelim	60	12,5	299	26,5	0,000033	38492	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
230ROZD	Kohler-Makelim	230	12,5	159	26,5	0,000033	10376	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
20ROZJ	Kohler-Makelim	25	12,5	487	26,5	0,000033	43342	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
dek105	Katolight	105	20	690	26,5	0,000033	10581	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
dek200	Katolight	200	20	514	26,5	0,000033	11041	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
dek350	Katolight	350	20	414	26,5	0,000033	10032	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
dek500	Katolight	500	20	386	26,5	0,000033	10314	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
dec20	Cummins/Onan	20	20	1188	26,5	0,000033	12783	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
dec40	Cummins/Onan	40	20	993	26,5	0,000033	11658	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DFCB	Cummins/Onan	300	12,5	215	26,5	0,000033	10287	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DGDA	Cummins/Onan	80	12,5	213	26,5	0,000033	10458	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DGBC	Cummins/Onan	40	12,5	593	26,5	0,000033	11658	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DGCA	Cummins/Onan	50	12,5	300	26,5	0,000033	11521	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DGCB	Cummins/Onan	60	12,5	267	26,5	0,000033	10744	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DFEC	Cummins/Onan	450	12,5	138	26,5	0,000033	9449	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DFAC	Cummins/Onan	250	12,5	128	26,5	0,000033	9217	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DFED	Cummins/Onan	500	12,5	136	26,5	0,000033	9327	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DGDB	Cummins/Onan	100	12,5	385	26,5	0,000033	10287	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DFEB	Cummins/Onan	400	12,5	135	26,5	0,000033	9910	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DGFC	Cummins/Onan	200	12,5	259	26,5	0,000033	9944	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel
DGFA	Cummins/Onan	150	12,5	147	26,5	0,000033	10058	Diesel	DER	0	0	52	Εφδρική diesel

D150FJJ4	Katolight	150	12,5	403	26,5	0,000033	11887	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D105FJJ4	Katolight	105	12,5	444	26,5	0,000033	10581	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D20FGP4	Katolight	20	12,5	176	26,5	0,000033	14401	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D50FGJ4	Katolight	50	12,5	197	26,5	0,000033	10973	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D200FGI4	Katolight	200	12,5	699	26,5	0,000033	11041	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D70DGI4	Katolight	70	12,5	180	26,5	0,000033	10581	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D500FGV4	Katolight	500	12,5	213	26,5	0,000033	10314	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D250FGV4	Katolight	250	12,5	166	26,5	0,000033	10534	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D300FJJ4	Katolight	300	12,5	167	26,5	0,000033	9281	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D350FGV4	Katolight	350	12,5	245	26,5	0,000033	10032	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D400FGV4	Katolight	400	12,5	167	26,5	0,000033	10287	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
D450FGV4	Katolight	450	12,5	156	26,5	0,000033	10241	Diesel	DER	0	0	52	Εφεδρική diesel
PV5	πηγή: Berkeley lab	5	20	8650	14,3	0	0	Solar	DER	0	0	8760	Φωτοβολταϊκά
PV-5	Real Goods	5	20	4370	14,3	0	0	Solar	DER	0	0	8760	Φωτοβολταϊκά
PV17	πηγή: Berkeley lab	17	20	8880	119	0,047	0	Solar	DER	0	0	8760	Φωτοβολταϊκά
PV20	Real Goods	20	20	7450	14,3	0	0	Solar	DER	0	0	8760	Φωτοβολταϊκά
PV-20	πηγή: Berkeley lab	20	20	4070	14,3	0	0	Solar	DER	0	0	8760	Φωτοβολταϊκά
PV50	Real Goods	50	20	6675	5	0	0	Solar	DER	0	0	8760	Φωτοβολταϊκά
PV-50	πηγή: Berkeley lab	50	20	3970	12	0	0	Solar	DER	0	0	8760	Φωτοβολταϊκά
PV100	Real Goods	100	20	6675	2,9	0	0	Solar	DER	0	0	8760	Φωτοβολταϊκά
PV-100	πηγή: Berkeley lab	100	20	3920	11	0	0	Solar	DER	0	0	8760	Φωτοβολταϊκά
GA25	Katolight	25	20	1730	26,5	0,000033	15596	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,4	0,13	8760	Φωτοβολταϊκά
Cap30	Capstone	30	15	1485	0	0,000033	10800	Φυσικό Αέριο	DER+CHP	3,05	0,8	8760	Φωτοβολταϊκά
FC-200	πηγή: Berkeley lab	200	15	5366	9,7	0,029	10000	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,25	0,13	8760	Microturbine Fuel Cell

GT-1000	πηγή: Berkeley lab	1000	20	2137	10,4	0,0096	16438	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	2,45	0,13	8760	Φυσικού αερίου
GT-5000	πηγή: Berkeley lab	5000	20	1149	4	0,0059	13284	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,84	0,13	8760	Φυσικού αερίου
GT-10000	πηγή: Berkeley lab	10000	20	1025	2,8	0,0055	12414	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,71	0,13	8760	Φυσικού αερίου
GT-25000	πηγή: Berkeley lab	25000	20	859	2,1	0,0049	10496	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,32	0,13	8760	Φυσικού αερίου
GT-40000	πηγή: Berkeley lab	40000	20	746	1,9	0,0042	9730	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,17	0,13	8760	Φυσικού αερίου
MT-28	Capstone	28	10	3046	23,5	0,015	15929	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	2,4	0,13	8760	Microturbine
MT-60	πηγή: Berkeley lab	60	10	2420	19,5	0,015	14400	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	2,24	0,13	8760	Microturbine
MT-67	πηγή: Berkeley lab	67	10	2201	15,9	0,015	14286	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,79	0,13	8760	Microturbine
MT-76	πηγή: Berkeley lab	76	10	2225	16,9	0,015	14876	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,98	0,13	8760	Microturbine
MT-100	πηγή: Berkeley lab	100	10	2015	14,3	0,015	13846	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,71	0,13	8760	Microturbine
NG-30	πηγή: Berkeley lab	30	20	2029	22,6	0,02	13080	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	2,32	0,13	8760	Παλινδρομική φυσ. Αερίου
NG-60	πηγή: Berkeley lab	60	20	1851	18,9	0,018	12528	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	2,16	0,13	8760	Παλινδρομική φυσ. Αερίου
NG-75	πηγή: Berkeley lab	75	20	1796	17,8	0,017	12360	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	2,11	0,13	8760	Παλινδρομική φυσ. Αερίου
NG-100	πηγή: Berkeley lab	100	20	1774	16,5	0,018	12000	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	2,05	0,13	8760	Παλινδρομική φυσ. Αερίου
NG-300	πηγή: Berkeley lab	300	20	1465	12,1	0,013	11613	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,85	0,13	8760	Παλινδρομική φυσ. Αερίου
NG-1000	πηγή: Berkeley lab	1000	20	1117	7	0,009	10588	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,36	0,13	8760	Παλινδρομική φυσ. Αερίου
NG-3000	πηγή: Berkeley lab	3000	20	1038	4,4	0,009	10286	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,2	0,13	8760	Παλινδρομική φυσ. Αερίου
NG-5000	πηγή: Berkeley lab	5000	20	967	3,4	0,008	9730	Φυσικό Αέριο	DER+Cool	1,22	0,13	8760	Παλινδρομική φυσ. Αερίου

5.1.2 Δεδομένα τεχνολογιών ψύξης και κλιματισμού με απορρόφηση

Από τον παραπάνω πίνακα εύκολα μπορεί κανείς να συμπεράνει, ότι για τις τεχνολογίες DG με κλιματισμό και ψύξη, όσο αυξάνεται η ονομαστική ισχύς τόσο το αρχικό κόστος (ανά kW) μειώνεται. Υπάρχει ευρεία δυνατότητα συνδυασμών ψυχαντήρων απορρόφησης και τεχνολογιών DG. Παραδείγματος χάριν, ένας συνδυασμός που χρησιμοποιείται συχνά είναι ο μικροστρόβιλος 30 kW της Capstone με ψυχαντήρα απορρόφησης Yazaki, που μπορεί να τροφοδοτήσει φορτία ψύξης και κλιματισμού μέχρι 35 kW (10 ψυκτικοί τόνοι), ενώ ο συνδυασμός της γεννήτριας Carrier 70 kW πάλι με ψυχαντήρα Yazaki αποδίδει 105kW (30 ψυκτικούς τόνους). Ωστόσο, για τη συγκεκριμένη εργασία τα φορτία του μικροδικτύου δεν είναι τόσο μεγάλα, ώστε να μπορεί κανείς να επωφεληθεί από τη σχέση αυτή ονομαστικής παραγωγής και κόστους.

Οι τεχνολογίες CHP που χρησιμοποιήθηκαν στο μοντέλο αυτό είναι υποθετικά πακέτα τεχνολογιών, που παράγουν ηλεκτρισμό και ψύξη ή ηλεκτρισμό και θέρμανση. Δυστυχώς, υπήρχαν πρακτικές δυσκολίες στην μοντελοποίηση τεχνολογιών που παράγουν ταυτόχρονα ηλεκτρισμό, θέρμανση και κλιματισμό, οπότε δεν αξιοποιήθηκε αυτή η δυνατότητα, παρότι υπάρχουν τέτοιες τεχνολογίες στην αγορά. Τα χαρακτηριστικά λειτουργίας των παραπάνω τεχνολογιών βασίστηκαν στο συνδυασμό των μονάδων DG με τον ψυχαντήρα απορρόφησης. Τα στοιχεία για το αρχικό κόστος των τεχνολογιών αυτών προέκυψαν από τους κατασκευαστές. Η εγκατάστασή τους εξαρτάται από τα τοπικά χαρακτηριστικά της εφαρμογής και απαιτεί μηχανική σχεδίαση και ειδική διαδικασία εγκατάστασης.

Οι τιμές των συνδυασμένων τεχνολογιών προέκυψαν από το άθροισμα του αρχικού κόστους της γεννήτριας με το υπολογισμένο κόστος της διάταξης CHP. Ο υπολογισμός φαίνεται παρακάτω:

$$\text{Cost}_{\text{TOTAL}} = \text{Cost}_{\text{GEN}} + (\text{Coefficient}) * \alpha \text{ (\$/kW)}$$

όπου coefficient είναι ο λόγος ηλεκτρισμού προς περιττή θερμότητα και θεωρείται ίσος με 2,5. Η τιμή α συνδέει την τιμή της δυναμικότητας ψύξης προς την ηλεκτρική δυναμικότητα. Ακολουθεί ο ορισμός της ψυκτικής δυναμικότητας:

$$\text{Cooling Capacity} = (\text{Efficiency}) * (\text{HeatRate}_{\text{GEN}}) * (3600/\text{h}) * \text{MaxPower}_{\text{GEN}}$$

όπου efficiency είναι ο συντελεστής απόδοσης μετατροπής περιττής θερμότητας σε χρήσιμη, και θεωρείται ίσος προς 0,7. Στην εργασία αυτή θεωρείται ότι η απωλεσθείσα θερμότητα αξιοποιείται από τα φορτία κλιματισμού και ψύξης με συντελεστή 13%.

5.2 Δεδομένα Θερμικών και Ηλεκτρικών Φορτίων

5.2.1 Εισαγωγή

Σκοπός της εργασίας αυτής είναι η ενσωμάτωση των τεχνολογιών CHP στο DER-CAM και η διενέργεια μίας προσομοίωσης βασισμένης κατά το μέγιστο δυνατόν σε

πραγματικά στοιχεία για τα φορτία. Προφανώς, πραγματικά ωριαία δεδομένα έχουν μεγαλύτερη αξία από τα προσομοιωμένα δεδομένα, επειδή τα τελικά αποτελέσματα είναι πιο πειστικά, αν έχουν προκύψει από τη χρήση πραγματικών μετρήσεων φορτίου. Βέβαια, όπου δεν ήταν διαθέσιμα πραγματικά στοιχεία για το φορτίο, όπως για παράδειγμα για τα φορτία φυσικού αερίου, χρησιμοποιήθηκαν προσομοιωμένα δεδομένα με τη χρήση του DOE-2 [12].

Η διαθεσιμότητα των δεδομένων ήταν ένας από τους σημαντικότερους παράγοντες που οδήγησαν στην επιλογή του κτιρίου για το μικροδίκτυο της εργασίας αυτής. Όλα τα μέλη του μικροδικτύου είναι εμπορικές επιχειρήσεις, οι οποίες γενικά τείνουν να μην είναι οι ιδανικότεροι υποψήφιοι για την υιοθέτηση συστημάτων DER ή CHP με σημαντικά οφέλη, αλλά τα δεδομένα των φορτίων είναι περισσότερο διαθέσιμα από ότι στον εργοαστασιακό τομέα.

5.2.2 Υπόβαθρο

Ακριβή και πραγματικά δεδομένα για τα φορτία τελικής χρήσης του καταναλωτή είναι απαραίτητα, ώστε να έχουμε αξιόπιστα αποτελέσματα αντιπροσωπευτικά της δυνατότητας μείωσης του κόστους που μπορούν να προσφέρουν οι τεχνολογίες DER. Καταγεγραμμένα φορτία για εμπορικά κτίρια δεν είναι ευρέως διαθέσιμα. Χάρη στην εταιρεία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας Southern California Edison (SCE), υπάρχουν αρχειοθετημένα από το ίδρυμα Ernest Orland Lawrence Berkeley National Laboratory (Berkeley Lab) ωριαία δεδομένα εμπορικών φορτίων κατά την περίοδο 1988-1989 [19]. Αν και χρονολογικά, τα δεδομένα μπορεί να θεωρηθούν παλαιά, εντούτις είναι χρήσιμα για τους σκοπούς αυτής της εργασίας, επειδή οι αναλογίες ανάμεσα στα τελικά φορτία για κάθε κτίριο, και για διάφορα είδη επιχειρήσεων, είναι ρεαλιστικές. Τα αποτελέσματα θα δείξουν πώς ένα μικροδίκτυο μπορεί να λειτουργήσει σε μία δεδομένη κατάσταση.

Δυστυχώς, τα δεδομένα από την εταιρεία SCE συμπεριελάμβαναν μόνο ηλεκτρικά φορτία για τα κτίρια, και καθόλου φορτία φυσικού αερίου. Δεν ήταν δυνατόν παράλληλα να βρεθούν πραγματικά φορτία φυσικού αερίου με άλλες μεθόδους. Εφόσον το φυσικό αέριο είναι το κύριο καύσιμο που χρησιμοποιείται για την θέρμανση χώρων και νερού, δύο από τις βασικές θερμικές τελικές χρήσεις των συστημάτων CHP, η εύρεση αληθοφανών δεδομένων για τα φορτία αυτά ήταν καθοριστική για την εργασία αυτή. Το DOE-2, ένα πρόγραμμα προσομοίωσης κτιρίων που αναπτύχθηκε από το Berkeley Lab, χρησιμοποιήθηκε για την προσομοίωση των θερμικών φορτίων για το ίδιο κλίμα για το οποίο καταγράφηκαν τα ηλεκτρικά φορτία. Το πρόγραμμα αυτό χρησιμοποιεί μετεωρολογικά δεδομένα Τυπικού Ημερολογιακού Έτους (Typical Meteorological Year – TMY), ως μία είσοδο για να εξαγάγει την προσομοίωση του. Στην ουσία το TMY χρησιμοποιεί τα μετεωρολογικά δεδομένα από το 1961 έως το 1990 και επιλέγει τον πιο τυπικό μήνα αυτής της περιόδου. Για παράδειγμα, ο καιρός του Ιανουαρίου μπορεί να προέρχεται από το 1972, ενώ του Φεβρουαρίου θα μπορούσε να είναι από το 1986.

Η χρήση ηλεκτρικών φορτίων και φορτίων φυσικού αερίου τελικής χρήσης είναι σημαντική για την εργασία αυτή επειδή κάποιες συγκεκριμένες τελικές χρήσεις μπορούν να τροφοδοτηθούν από τεχνολογίες CHP. Αυτές συμπεριλαμβάνουν την ψύξη (refrigeration), τον κλιματισμό (HVAC) - τα οποία είναι συνήθως ηλεκτρικά φορτία - και τη θέρμανση νερού και χώρων, τα οποία είναι συνήθως φορτία φυσικού

αερίου. Το μοντέλο DER-CAM έπρεπε να προσαρμοστεί, ώστε να μπορούν να τροφοδοτηθούν αυτές οι τελικές χρήσεις με τεχνολογίες CHP, όπου ήταν δυνατόν.

5.2.3 Περιγραφή και Προετοιμασία των Δεδομένων

Η αρχική έκδοση των δεδομένων ηλεκτρικού φορτίου από την SCE αποτελείτο από ένα SAS (Statistical Analysis System – συγκεκριμένος τύπος αποθήκευσης δεδομένων με διάφορες παραμέτρους) σύνολο δεδομένων με οριαία δεδομένα για το συνολικό φορτίο και για ορισμένες τελικές χρήσεις για 53 εμπορικά κτίρια που ανήκουν στην περιοχή λειτουργίας της SCE.

Τα δεδομένα αυτά συνελέγησαν σε μία ενιαία βάση δεδομένων με το συνολικό φορτίο και τις επιμέρους τελικές χρήσεις ως εξής:

- μέση τιμή για εργάσιμη μέρα για κάθε ημερολογιακό μήνα
- μέση τιμή για σαββατοκύριακο για κάθε ημερολογιακό μήνα
- μέση τιμή για ημέρες αιχμής για κάθε ημερολογιακό μήνα

Το μοντέλο DOE-2 χρησιμοποιήθηκε, όπως είδαμε και παραπάνω, για την εύρεση των τελικών φορτίων φυσικού αερίου. Το γεγονός αυτό απαιτούσε το ακριβές εμβαδόν του κάθε κτιρίου, την επιλογή των κατάλληλων τελικών φορτίων, όπως μαγειρικά φορτία, θέρμανση νερού και θέρμανση χώρων, και τον καθορισμό του είδους του κτιρίου. Αφού τρέξει, το πρόγραμμα δημιουργεί ένα αρχείο εξόδου, στο οποίο περιέχονται ωριαία δεδομένα για τα τελικά φορτία φυσικού αερίου για κάθε μέρα του χρόνου (με βάση το αρχείο του κλίματος για την περιοχή του μικροδικτύου). Επομένως, είναι διαθέσιμη μία βάση δεδομένων για τα φορτία φυσικού αερίου αντίστοιχη με αυτή για τα ηλεκτρικά φορτία. Για τις ανάγκες της ανάλυσης αυτής, υποτέθηκε ότι μόνο η θέρμανση νερού και χώρων (από τα φορτία φυσικού αερίου) μπορούσε να τροφοδοτηθεί από συστήματα CHP [3].

5.2.4 Επιλογή του μικροδικτύου

Ο στόχος της εργασίας αυτής είναι η ανάλυση του οφέλους από την χρήση συστημάτων DER και CHP σε πραγματικά σύνολα από κτίρια. Το σύνολο από 8 καταναλωτές, αντιπροσωπευτικών των εμπορικών επιχειρήσεων που βρίσκονται συνήθως σε ένα μικρό εμπορικό κέντρο, επιλέχθηκαν ως μέλη του μικροδικτύου. Βέβαια, η επιλογή των καταναλωτών έγινε με βάση τη διαθεσιμότητα και πληρότητα των δεδομένων. Ζητήματα, όπως η συμβατότητα φορτίων, τα οποία θα αναλυθούν στη συνέχεια, δεν λήφθησαν υπ' όψιν. Οι καταναλωτές που επιλέχθηκαν αποτελούν στην ουσία 8 διαφορετικά κτίρια, τα οποία έχουμε υποθετικά τοποθετήσει στο ίδιο οικοδομικό τετράγωνο, σαν να επρόκειτο δηλαδή για εμπορικό κέντρο. Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται συνοπτικά τα βασικά χαρακτηριστικά των 8 καταναλωτών του μικροδικτύου:

Είδος Επιχείρησης	Εμβαδόν	Συνολικό Ετήσιο Ηλεκτρικό Φορτίο	Συνολικό Ετήσιο Θερμικό Φορτίο	Ζήτηση Αιχμής	Ωρα Αιχμής (Ηλεκτρικής)
Supermarket	1535,44	5740832,16	3336,84	1199,52	September 15.00
Γραφεία	217,41	135303,84	5714,28	122,304	July 16.00
Εστιατόριο	1005,51	1778216,16	427854,96	517,44	September 17.00
Εστιατόριο Fast-Food	339,70	1639589,28	177457,8	470,4	July 12.00
Delivery Εστιατόριο	679,40	670498,08	255064,68	263,424	July 13.00
Πολυκατάστημα	6467,89	4905428,64	65248,56	1453,536	September 12.00
Κατάστημα λιανικής	1345,21	884913,12	9569,04	381,024	July 13.00
Κατάστημα αποθήκης εμπορευμάτων	1997,44	6118563,36	24272,04	1406,496	July 15.00
Σύνολο	13588	21873344,64	944710,55	5106,89	August 14.00

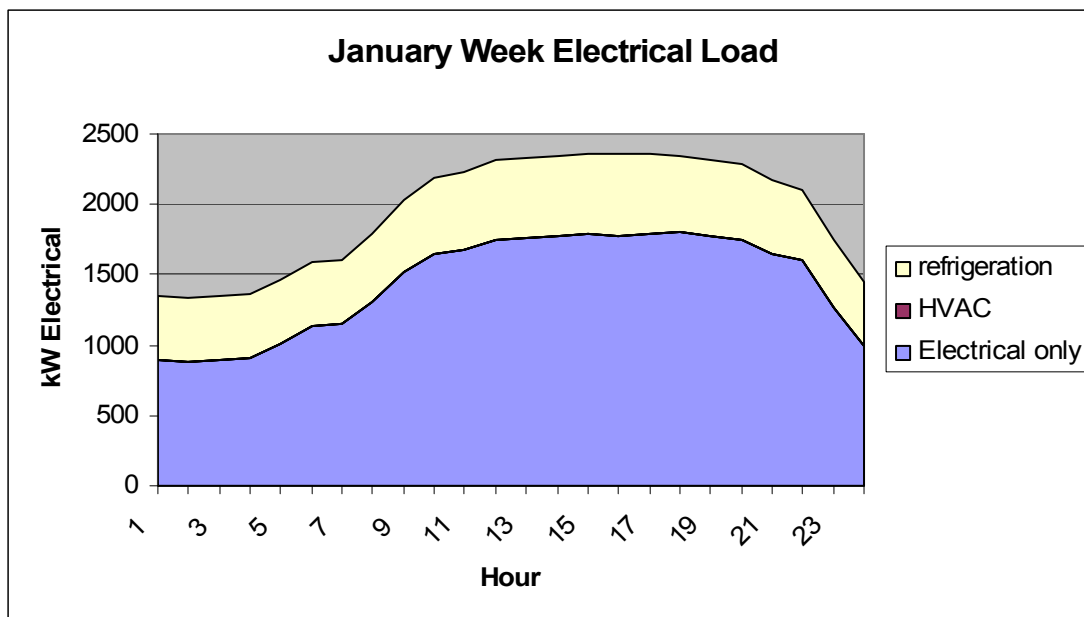
Πίνακας 5.2: Περιγραφή του μικροδικτύου

Οι τελικές χρήσεις που απαρτίζουν το φορτίο (εκτός από το αμιγώς ηλεκτρικό φορτίο) κάθε επιχείρησης του μικροδικτύου φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

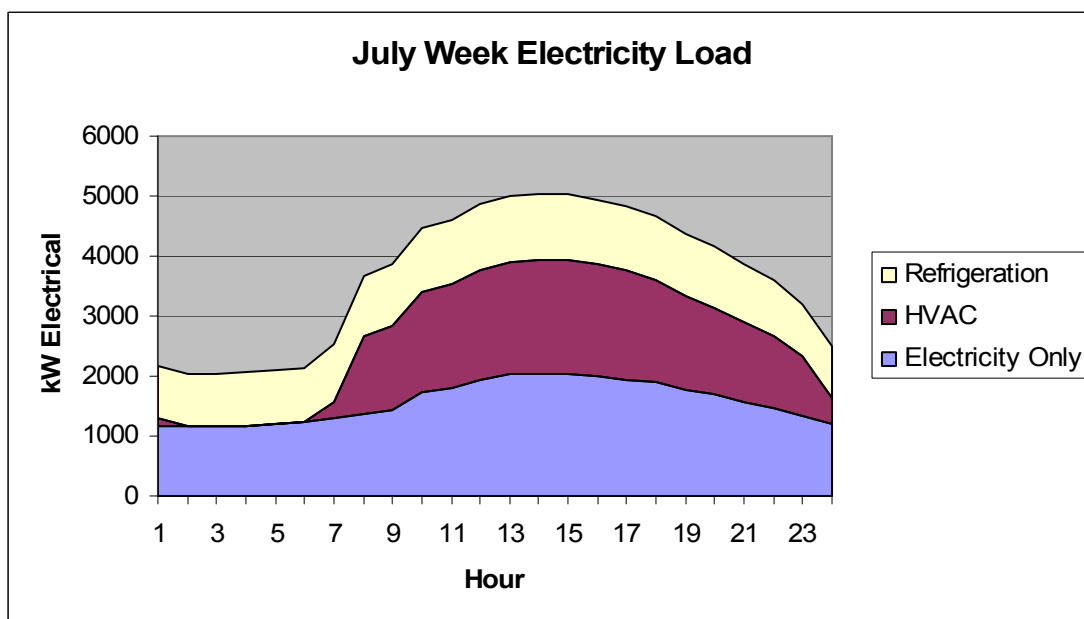
Είδος Επιχείρησης	Ψύξη	Κλιματισμός - HVAC	Θέρμανση νερού	Θέρμανση χώρου	Μαγειρικά φορτία
Supermarket	X	X	X	X	
Γραφεία		X	X	X	
Εστιατόριο	X	X	X	X	X
Εστιατόριο Fast-Food	X	X	X	X	X
Delivery Εστιατόριο	X	X	X	X	X
Πολυκατάστημα		X	X	X	
Κατάστημα λιανικής		X	X	X	
Κατάστημα αποθήκης εμπορευμάτων		X	X	X	

Πίνακας 5.3: Περιγραφή των επιχειρήσεων

Οι τελικές χρήσεις αυτές αθροίζονται, ώστε να προκύψει το συνολικό φορτίο για ολόκληρο το μικροδίκτυο, όπως φαίνεται στις εικόνες που ακολουθούν:



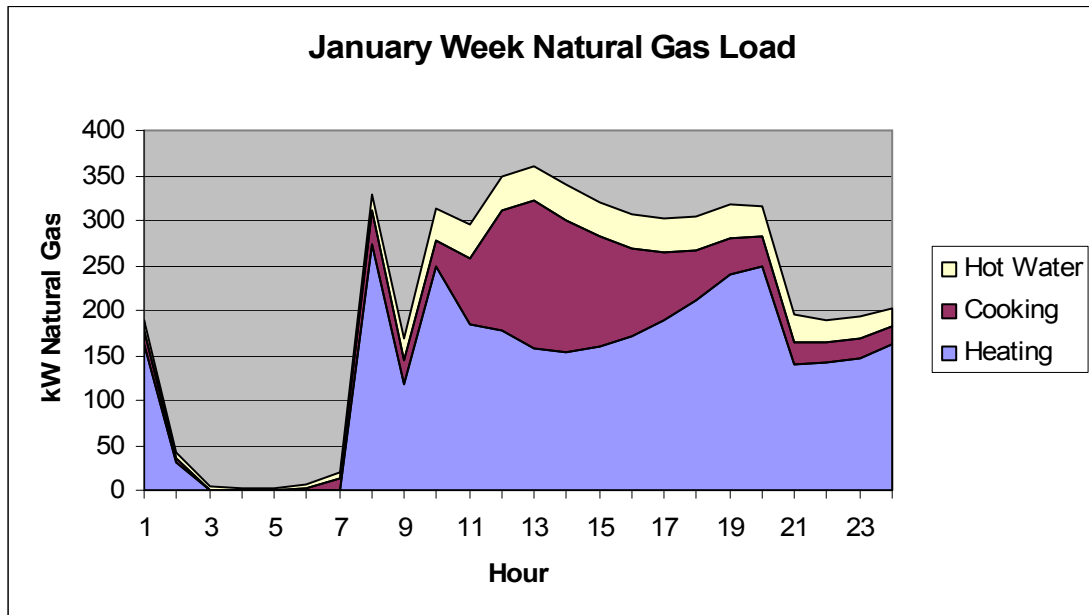
Διάγραμμα 5.1. Ηλεκτρικό Φορτίο μικροδικτύου για καθημερινή του Ιανουαρίου



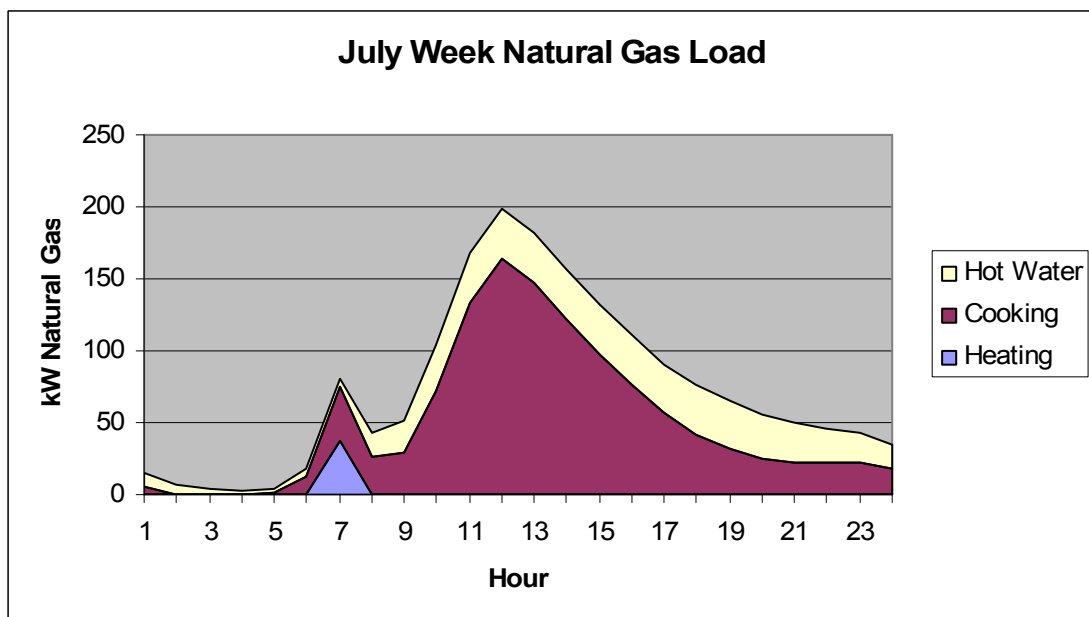
Διάγραμμα 5.2. Ηλεκτρικό Φορτίο μικροδικτύου για καθημερινή του Ιουλίου

Από τους παραπάνω πίνακες και διαγράμματα φαίνεται ότι οι τελικές χρήσεις που μπορούν να τροφοδοτηθούν από CHP είναι καλά διατυπωμένες για το μοντέλο μας. Η εργασία αυτή εστιάζει στον τρόπο, με τον οποίο το μικροδίκτυο συνολικά και όχι η κάθε επιχείρηση ξεχωριστά, θα μπορούσε να αξιοποιήσει τις τεχνολογίες DER με CHP. Επομένως, αξία για την ανάλυση αυτή έχει το συνολικό φορτίο του μικροδικτύου και όχι τα επιμέρους κτίρια και επιχειρήσεις. Μερικά από τα μέσα ημερήσια φορτία για συγκεκριμένους μήνες φαίνονται στις παραπάνω παραστάσεις

(ηλεκτρικά) και στις παραστάσεις που ακολουθούν (φυσικού αερίου). Τα φορτία αυτά αποτελούν είσοδο για το μοντέλο αυτό.



Διάγραμμα 5.3 Φορτίο Φυσικού Αερίου του μικροδικτύου για καθημερινή του Ιανουαρίου



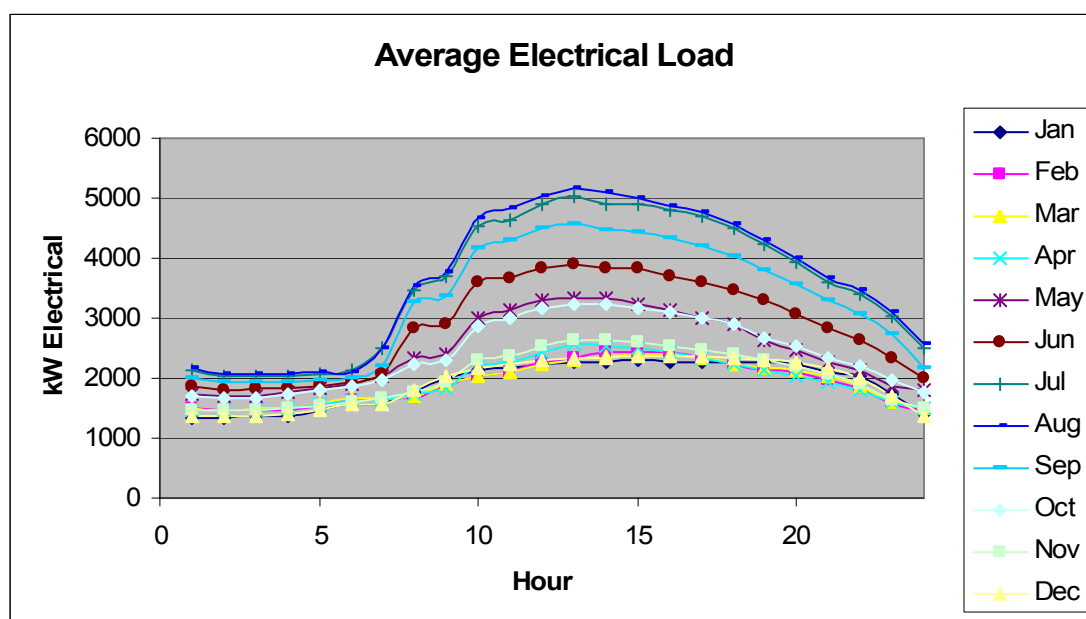
Διάγραμμα 5.4 Φορτίο Φυσικού Αερίου του μικροδικτύου για καθημερινή του Ιουλίου

Όπως φαίνεται από τις παραπάνω παραστάσεις, το ηλεκτρικό φορτίο του μικροδικτύου βρίσκεται σε αιχμή ανάμεσα στη μέση και το τέλος του απογεύματος (~ 13 – 18h), όπως θα περίμενε κανείς. Ενώ, για τα θερμικά φορτία του μικροδικτύου η αιχμή παρουσιάζεται το πρωί μέχρι την ώρα του μεσημεριανού και το βράδυ κοντά

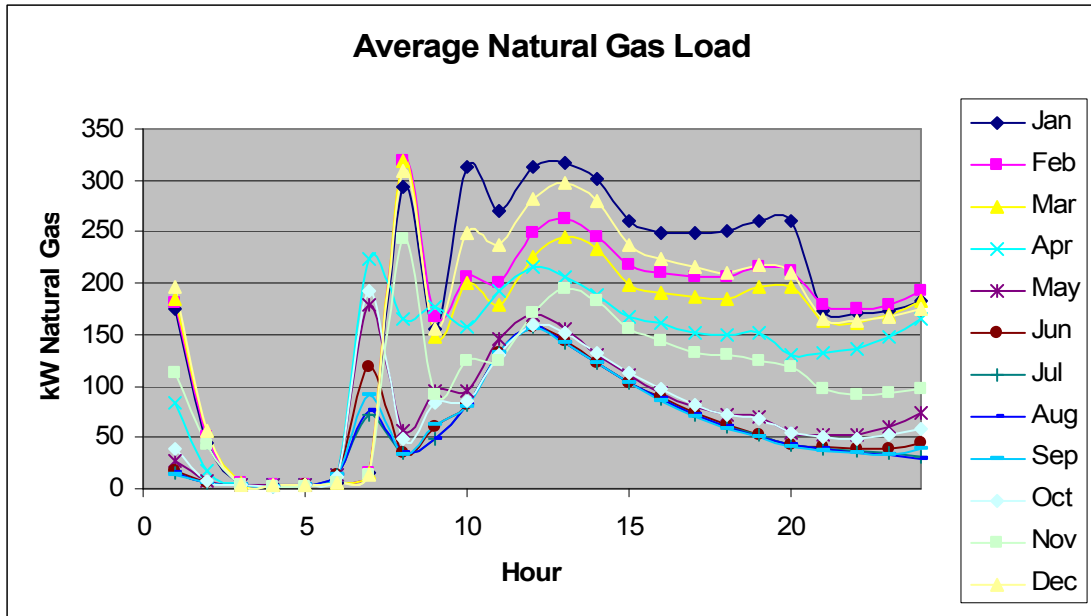
στην ώρα του βραδινού (ειδικά το χειμώνα). Αυτό οφείλεται εκτός των άλλων και στη ζήτηση σε φυσικό αέριο, από τα εστιατόρια κυρίως, κοντά στις ώρες γεύματος. Η θέρμανση χώρων, που είναι σαφώς το μεγαλύτερο θερμικό φορτίο κατά τους πιο κρύους μήνες, εμφανίζει αιχμή το πρωί.

Το μεγαλύτερο όφελος από τον συνδυασμό DER με CHP απαντάται, όταν η ηλεκτρική και θερμική ζήτηση του μικροδικτύου είναι αυξημένες την ίδια χρονική περίοδο της ημέρας. Το μικροδίκτυο που επιλέχτηκε για την εργασία αυτή εμφανίζει κάποια συμβατότητα ανάμεσα στο φορτία από νωρίς έως αργά το απόγευμα, αλλά στο σύνολό του ο ταυτοχρονισμός των φορτίων δεν είναι πολύ καλός. Όταν τα θερμικά φορτία είναι χαμηλά, τα οφέλη από την CHP είναι σαφώς μειωμένα.

Συγκρίνοντας τους μηνιαίους μέσους όρους για τα ηλεκτρικά και θερμικά φορτία, το μικροδίκτυο αυτό δεν είναι το ιδανικότερο για την υιοθέτηση συστημάτων CHP. Οι μήνες με το υψηλότερο ηλεκτρικό φορτίο είναι οι καλοκαιρινοί μήνες Ιούλιος και Αύγουστος, σε αντίθεση με τους αντίστοιχους για τα θερμικά φορτία, που είναι ο Ιανουάριος και ο Δεκέμβριος. Στις παρακάτω παραστάσεις, φαίνεται η μέση ωριαία ζήτηση σε ηλεκτρισμό και φυσικό αέριο για όλους τους μήνες του χρόνου. Στο μικροδίκτυο αυτό, τα θερμικά φορτία είναι αισθητά μικρότερα από τα ηλεκτρικά, ενώ παράλληλα δεν εμφανίζουν υψηλό ταυτοχρονισμό. Εξαιτίας του παραπάνω το μικροδίκτυο αυτό δεν είναι ιδανικός υποψήφιος για την υιοθέτηση συστημάτων CHP.



Διάγραμμα 5.5 Μέσο Μηνιαίο Ηλεκτρικό Φορτίο



Διάγραμμα 5.6 Μέσο Μηνιαίο Φορτίο Φυσικού Αερίου

Κεφάλαιο 6

Αποτελέσματα του μοντέλου

6.1 Διαδικασία του μοντέλου και αποτελέσματα

Για τις ανάγκες της ανάλυσης αυτής εξετάστηκαν από το μοντέλο τρεις περιπτώσεις για το μικροδίκτυο, ώστε να φανεί αν οι επενδύσεις DER και CHP είναι τελικά συμφέρουσες. Σε κάθε περίπτωση, όπως είδαμε και παραπάνω, το μικροδίκτυο θεωρήθηκε ως ένας καταναλωτής. Η πρώτη περίπτωση ήταν το ‘Do nothing scenario’, όπου αναλύθηκε η συμπεριφορά του μικροδικτύου χωρίς τη δυνατότητα επένδυσης σε τεχνολογίες DER και CHP. Εφόσον δεν υπήρχε άλλη εναλλακτική για την κάλυψη των φορτίων του, το μικροδίκτυο αγόρασε όλη την ενέργεια, θερμική και ηλεκτρική, από το μακροδίκτυο. Η παραπάνω περίπτωση αποτελεί το σενάριο βάσης για την οικονομική σύγκριση των άλλων δύο σεναρίων. Στη δεύτερη περίπτωση, ‘No CHP’, συμπεριλαμβάνεται η δυνατότητα της ίδιας ηλεκτρικής παραγωγής για το μικροδίκτυο, ώστε να καλύψει τα ηλεκτρικά του φορτία, αλλά δεν συμπεριλαμβάνονται τεχνολογίες CHP. Στην τρίτη περίπτωση, ‘DER+CHP’, είναι δυνατή η χρήση τεχνολογιών DER με δυνατότητα συμπαραγωγής. Για το κάθε ένα από τα παραπάνω τρία σενάρια εξετάστηκαν τρεις διαφορετικές τιμολογιακές πολιτικές από το μακροδίκτυο προς το μικροδίκτυο: α) με το προκαθορισμένο τιμολόγιο – default tariff (TOU2B, το οποίο εφαρμόζεται συνήθως στην California και επιλέχθηκε γιατί οι τιμές του είναι κοντά στα τιμολόγια της ΔΕΗ) [20], β) με το τιμολόγιο CalPX, το οποίο είναι ίσο με την τιμή πώλησης από το μικροδίκτυο στο μακροδίκτυο προστιθέμενο με ένα σταθερό συντελεστή (PX+DiscoER), γ) με χρήση σταθερής τιμής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας – Fixed Rate. Επομένως, τα συνολικά σενάρια που αναλύθηκαν ήταν 9.

Στον πίνακα 6.1 που ακολουθεί φαίνονται συνοπτικά τα αποτελέσματα των παραπάνω περιπτώσεων:

Τιμολογιακή πολιτική	Do-Nothing			No CHP			DER+CHP		
	TOU2B	PX	Fixed Rate	TOU2B	PX	Fixed Rate	TOU2B	PX	Fixed Rate
Συνολικό κόστος (\$)	2.376.516	1.987.259	1.917.270	1.582.626	1.265.486	1.197.940	884.272	820.323	814.778
Εγκατεστημένη Ισχύς (kW)	0	0	0	3516	2466	2466	2383	2233	2233
Τεχνολογία DER	-	-	-	2 παλινοδρομικές γεννήτριες φυσικού αερίου 325kW, 2 γεννήτριες κυψελών καυσίμου 1233kW, 1 γεννήτρια Diesel 400kW	2 γεννήτριες κυψελών καυσίμου 1233kW	2 γεννήτριες κυψελών καυσίμου 1233kW	1 παλινοδρομικές γεννήτριες φυσικού αερίου 1000kW με absorption chilling, 1 γεννήτρια κυψελών καυσίμου 1233kW με CHP, 1 γεννήτρια Diesel 150kW	1 παλινοδρομική γεννήτρια φυσικού αερίου 1000kW με absorption chilling, 1 γεννήτρια κυψελών καυσίμου 1233kW με CHP	1 παλινοδρομική γεννήτρια φυσικού αερίου 1000kW με absorption chilling, 1 γεννήτρια κυψελών καυσίμου 1233kW με CHP
Αποταμίευση (%)	0	0	0	33	36	38	63	59	58

Πίνακας 6.1 Συνοπτικά Αποτελέσματα του μοντέλου DER-CAM με CHP για το μικροδίκτυο

Όπως φαίνεται στον πίνακα 6.1, η εγκατάσταση τεχνολογιών DER σε συνδυασμό με CHP μείωσε το συνολικό κόστος παροχής ενέργειας στο μικροδίκτυο. Το συνολικό κόστος ενέργειας χωρίς τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής κυμαίνεται στα 1,9-2,4 εκατομμύρια δολάρια, ανάλογα με την τιμολογιακή πολιτική που θεωρούμε. Το κόστος αυτό μειώνεται στα 1,2-1,6 εκατομμύρια δολάρια όταν εγκαθίσταται μόνο ηλεκτρική παραγωγή στο μικροδίκτυο, ενώ προσθέτοντας και δυνατότητες CHP μειώνεται στα 0,8-0,9 εκατομμύρια δολάρια. Όταν το μικροδίκτυο προμηθεύεται την ενέργεια του από πηγές DER χωρίς CHP μειώνει τα έξοδά του κατά 33-38%, ενώ με την προσθήκη CHP η μείωση αγγίζει το 60-63%.

Η πιο αποδοτική, οικονομικά, εγκατάσταση DER δεν προϋποθέτει την συνολική κάλυψη του φορτίου του μικροδικτύου. Το γεγονός αυτό φαίνεται και από το ότι η εγκατεστημένη ισχύς δεν μπορεί να καλύψει την ισχύ αιχμής, επομένως είναι αξιοσημείωτες και οι αγορές από το δίκτυο.

Ο λόγος για τον οποίο το συνολικό κόστος είναι μικρότερο όταν εγκαθίστανται τεχνολογίες DER με CHP προκύπτει από την αύξηση του συνολικού φορτίου που καλύπτεται από το ίδιο ποσό καυσίμου. Το φυσικό αέριο που αγοράζεται για τη λειτουργία των γεννητριών καλύπτει ηλεκτρικά και θερμικά φορτία ταυτόχρονα, μειώνοντας έτσι τις συνολικές αγορές σε φυσικό αέριο. Η διαφορά αυτή αντισταθμίζει το ποσό ηλεκτρικής ενέργειας που αγοράζεται για να καλυφθούν τα φορτία αιχμής. Επιπροσθέτως, η χρήση CHP για να καλυφθούν φορτία αιχμής, όπως αυτά του κλιματισμού, μειώνει το πραγματικό φορτίο αιχμής. Αξίζει να σημειωθεί ότι η αιχμή της ηλεκτρικής ζήτησης εμφανίζεται μόνο λίγες φορές το χρόνο, οπότε για τη μεγαλύτερη διάρκεια του έτους το συνολικό ηλεκτρικό φορτίο του μικροδικτύου καλύπτεται από τις εγκατεστημένες γεννήτριες.

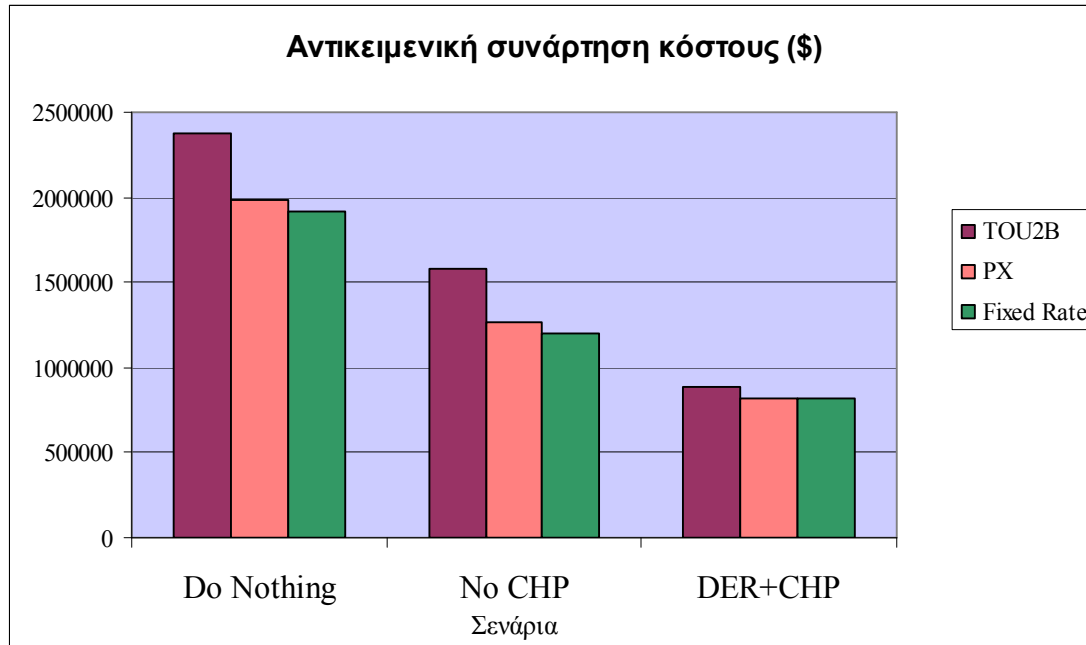
Στον πίνακα 6.2 παρουσιάζονται ορισμένα από τα δεδομένα εξόδου της συνολικής ηλεκτρικής παραγωγής του μικροδικτύου για την περίπτωση του τιμολογίου TOU2B (παρόμοια αποτελέσματα έχουμε και για τα άλλα σενάρια). Στο σημείο αυτό, αξίζει να τονιστεί ότι στην περίπτωση της υιοθέτησης DER με CHP η εγκατεστημένη παραγωγή είναι μικρότερη, ωστόσο, η μέση ετήσια ενεργειακή παραγωγή είναι περίπου η ίδια.

Σενάριο Tariff	No CHP	DER+CHP
Εγκατεστημένη Ισχύς (kW)	3.516	2.383
Ώρες αγοράς από το δίκτυο	2.098	1.080
Ώρες πλήρους κάλυψης από DER	6.662	7.680
Ενέργεια που αγοράστηκε kWh	1.961.985	266.326
Ενέργεια που παράχθηκε (kWh) % συνολικής	19911359 kWh 91%	21607018 kWh 98%

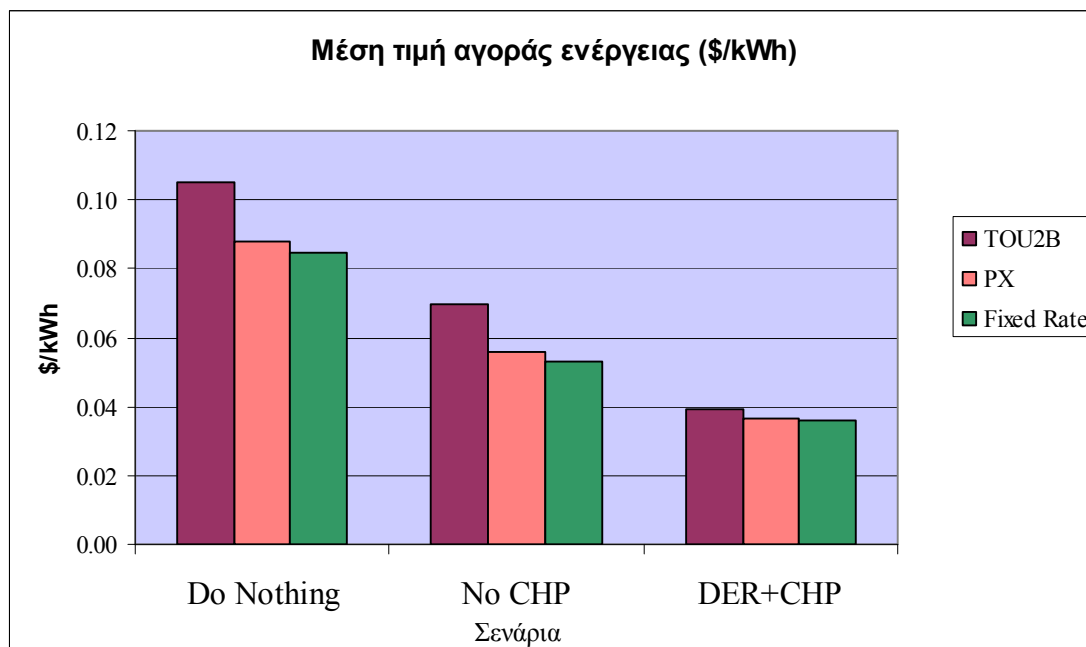
Πίνακας 6.2 Ηλεκτρική παραγωγή του μικροδικτύου

Επομένως, οι τεχνολογίες CHP πρέπει να λειτουργούν σε σχετικά υψηλότερο συντελεστή λειτουργίας και να λειτουργούν περισσότερες ώρες το χρόνο.

Ακολουθούν οι γραφικές παραστάσεις που αντικατοπτρίζουν τη μείωση στη συνάρτηση του κόστους για το μικροδίκτυο σε περίπτωση που ο καταναλωτής επενδύσει σε τεχνολογίες DER και CHP:



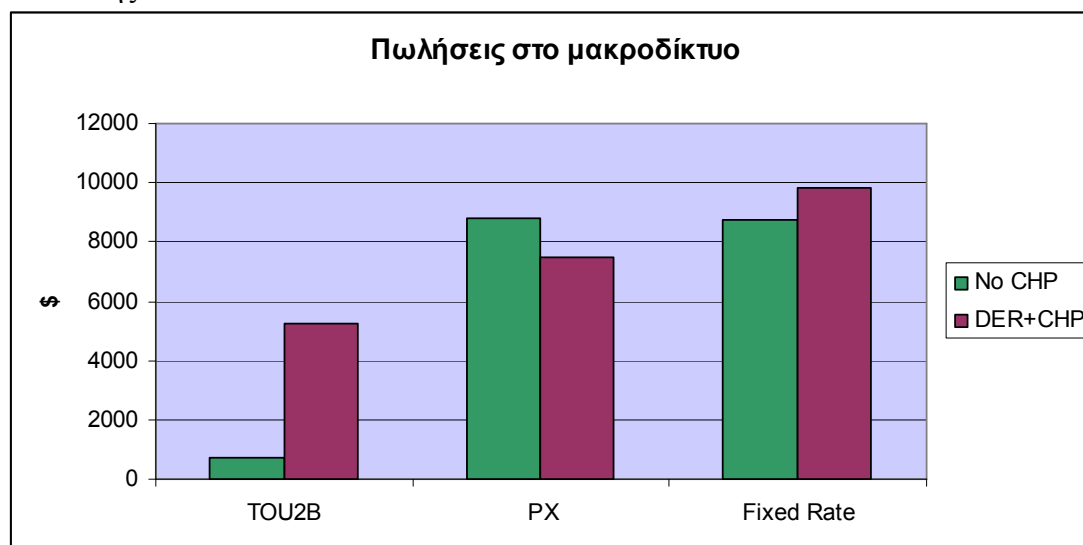
Διάγραμμα 6.1 Αντικειμενική Συνάρτηση Κόστους



Διάγραμμα 6.2 Μέση τιμή αγοράς ενέργειας

Ακολουθεί το διάγραμμα σχετικά με τις πωλήσεις του μικροδικτύου προς το μακροδίκτυο. Όπως φαίνεται, η τάξη μεγέθους των εσόδων από τις πωλήσεις αναδεικνύει το γεγονός ότι δεν επηρεάζουν παρά ελάχιστα το συνολικό κόστος,

επομένως δεν αποτελούν καθοριστικό παράγοντα για την βιωσιμότητα της επένδυσης.



Διάγραμμα 6.3 Πωλήσεις στο μακροδίκτυο

Ακολουθεί ο πίνακας με τις γεννήτριες που επιλέγει το μοντέλο σε κάθε σενάριο και το διάγραμμα με τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ για κάθε περίπτωση:

	No CHP	CHP
TOU2B	3516kW: 2x325FGZ4, 2x SOFC1200, 1xDFEB(400kW)	2383kW: 1xSOFC1200, 1xDGFA(150), 1xNG-1000
PX	2466kW: 2xSOFC1200	2233kW: 1xSOFC1200, 1xNG-1000
Fixed	2466kW: 2xSOFC1200	2233kW: 1xSOFC1200, 1xNG-1000

Πίνακας 6.3 Εγκατεστημένη Ισχύς

Επεξήγηση των τεχνολογιών που χρησιμοποιήθηκαν:

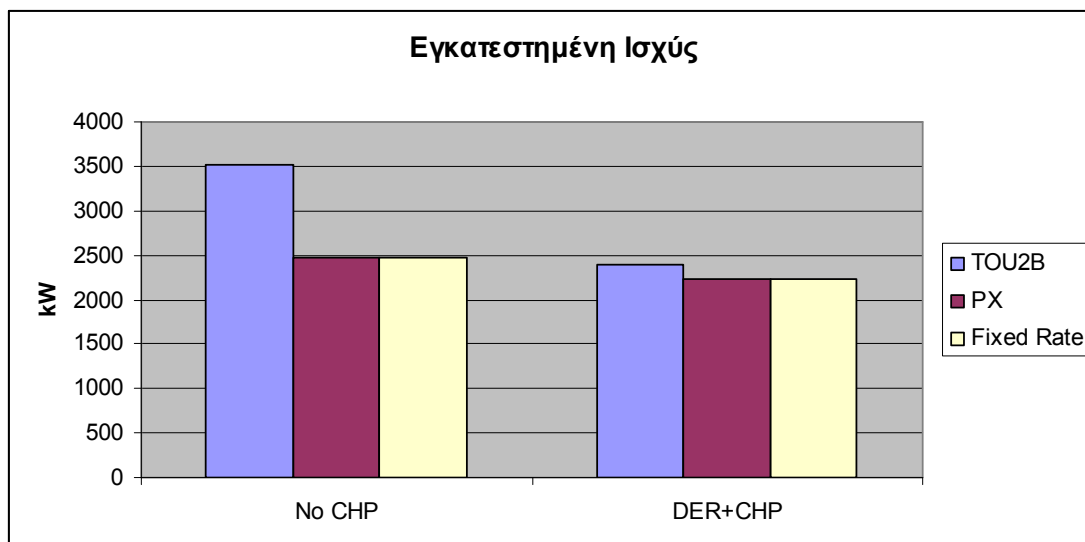
SOFC-1200: Κυψέλη καυσίμου στερεού οξειδίου, 1233kW, DER με ή χωρίς CHP

325FGZ4: Γεννήτρια φυσικού αερίου, ονομαστική ισχύς 325kW, DER χωρίς CHP

DFEB: Γεννήτρια diesel, 400kW, DER χωρίς CHP

DGFA: Γεννήτρια diesel, 150kW, DER χωρίς CHP

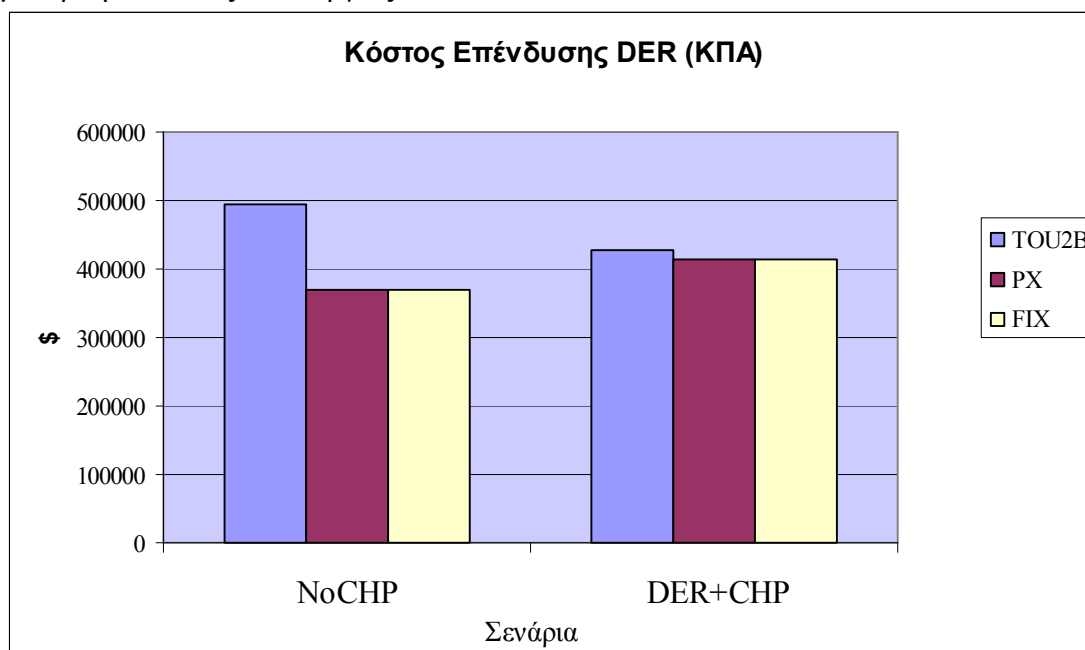
NG-1000: Γεννήτρια φυσικού αερίου, 1000kW, DER με CHP για κλιματισμό.



Διάγραμμα 6.4 Εγκατεστημένη Ισχύς

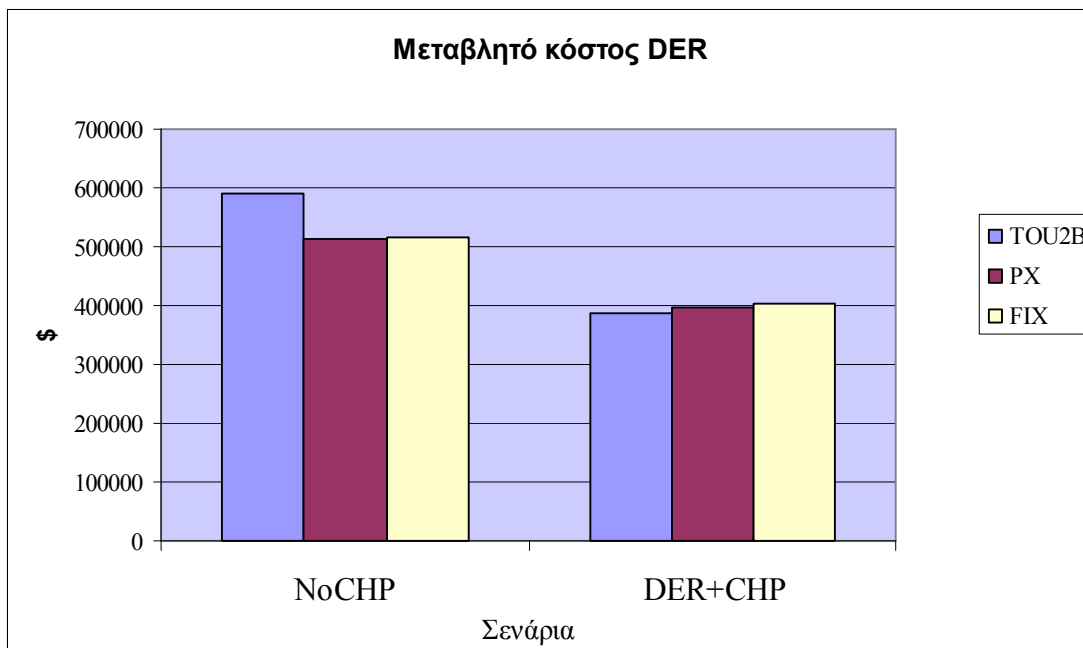
Παρατηρούμε ότι εξ αιτίας της ακριβότερης τιμολογιακής πολιτικής στο σενάριο Tariff - TOU2B η εγκατεστημένη ισχύς είναι μεγαλύτερη, ούτως ώστε οι αγορές από το μακροδίκτυο να είναι μικρότερες. Επίσης, η εγκατεστημένη ισχύς στο σενάριο DER+CHP είναι μικρότερη από ότι στο σενάριο χωρίς τα συστήματα CHP. Αυτό γίνεται γιατί με την ίδια εγκατεστημένη ισχύ καλύπτονται περισσότερα φορτία, οπότε στο σενάριο χωρίς CHP το μικροδίκτυο πρέπει να εγκαταστήσει περισσότερη ισχύ.

Ακολουθούν τα διαγράμματα που αναφέρονται στο κόστος επένδυσης και στο μεταβλητό κόστος λειτουργίας:



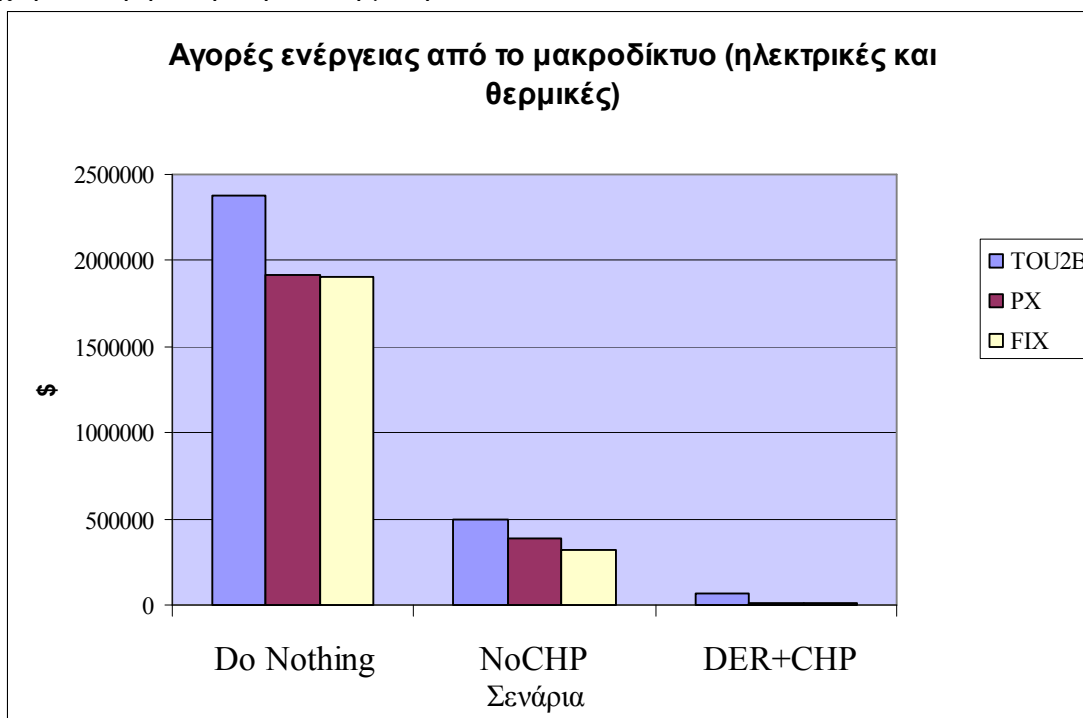
Διάγραμμα 6.5 Κόστος Επένδυσης

Αν και το κόστος επένδυσης για το σενάριο DER+CHP είναι λίγο μεγαλύτερο από το κόστος επένδυσης χωρίς CHP, το συνολικό κόστος είναι μικρότερο γιατί η εγκατάσταση λειτουργεί αποδοτικότερα.

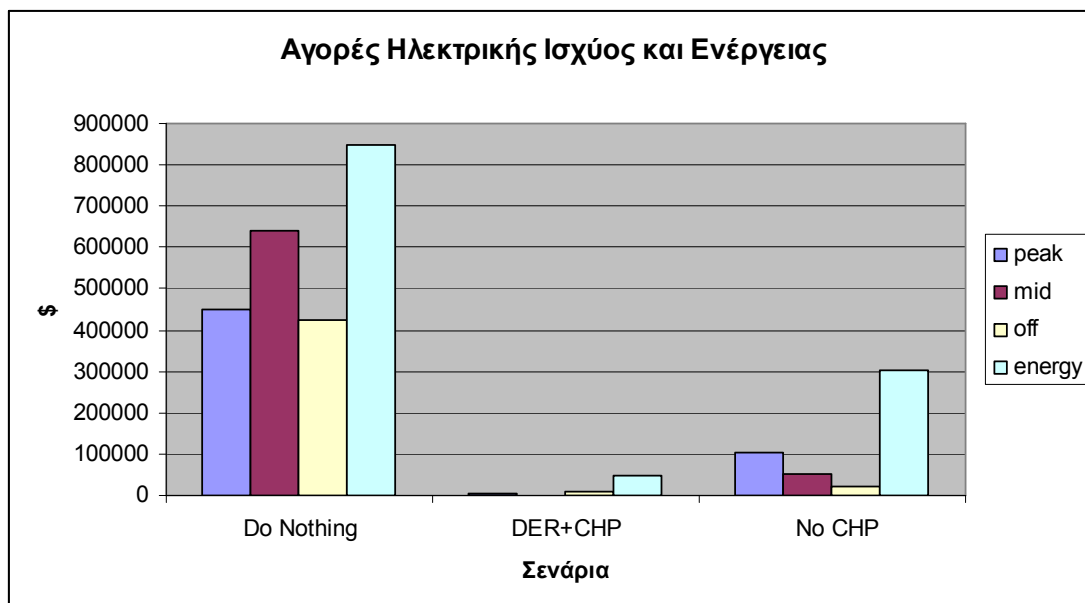


Διάγραμμα 6.6 Μεταβλητό κόστος

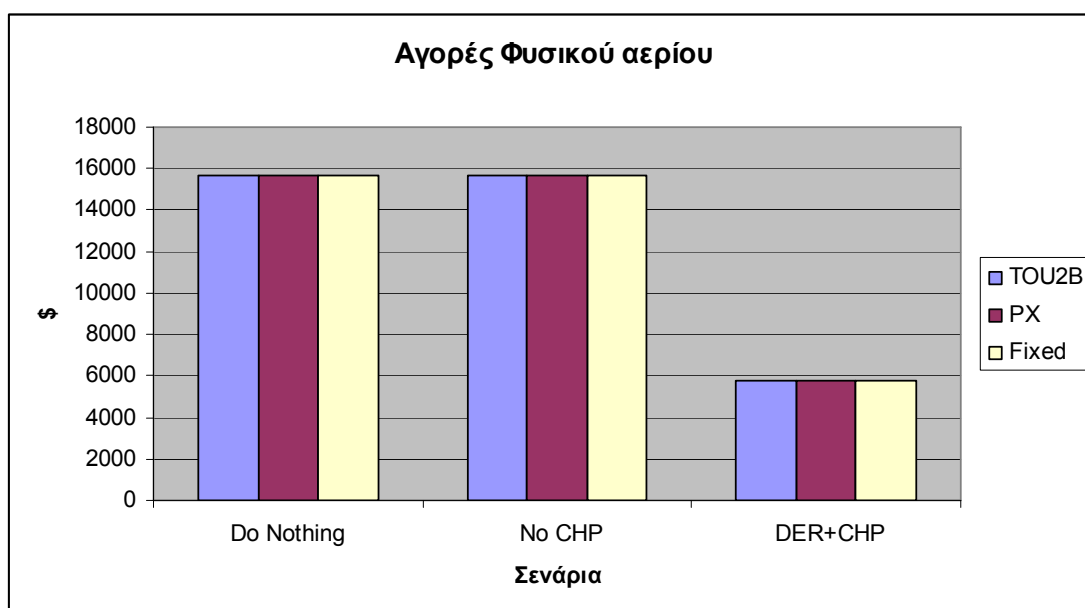
Παρακάτω αποτυπώνονται οι συνολικές ενεργειακές αγορές από το μακροδίκτυο και χωριστά η ηλεκτρική και θερμική:



Διάγραμμα 6.7 Αγορές ενέργειας από το μακροδίκτυο

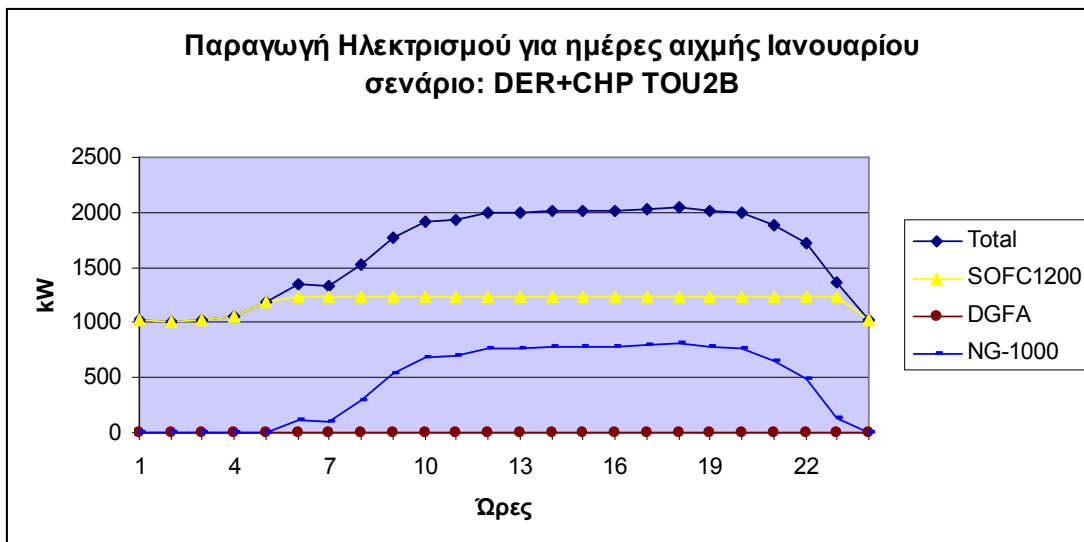


Διάγραμμα 6.8 Αγορές Ηλεκτρικής Ισχύος και Ενέργειας

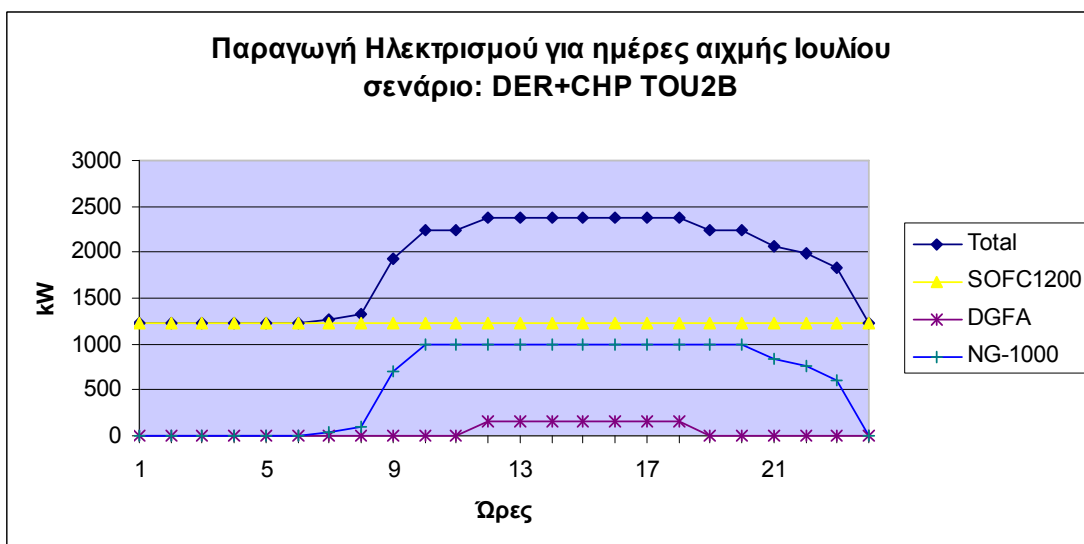


Διάγραμμα 6.9 Αγορές Φυσικού Αερίου

Στα παρακάτω διάγραμμα αποτυπώνεται η παραγωγή ηλεκτρισμού για τους μήνες Ιανουάριο και Ιούλιο από την κάθε εγκατεστημένη τεχνολογία και συνολικά:

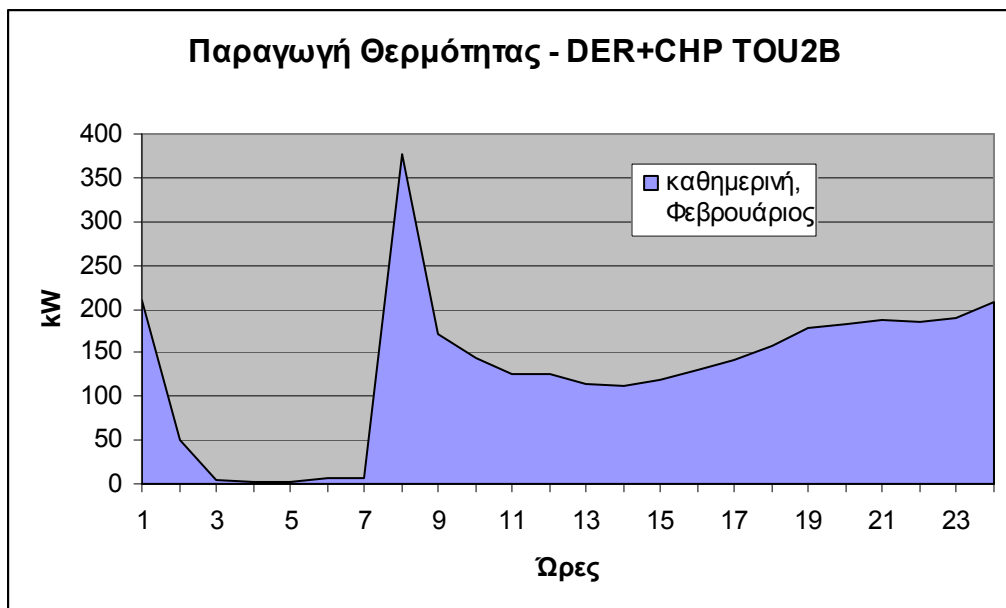


Διάγραμμα 6.10 Παραγωγή Ηλεκτρισμού για Ημέρες Αιχμής Ιανουαρίου

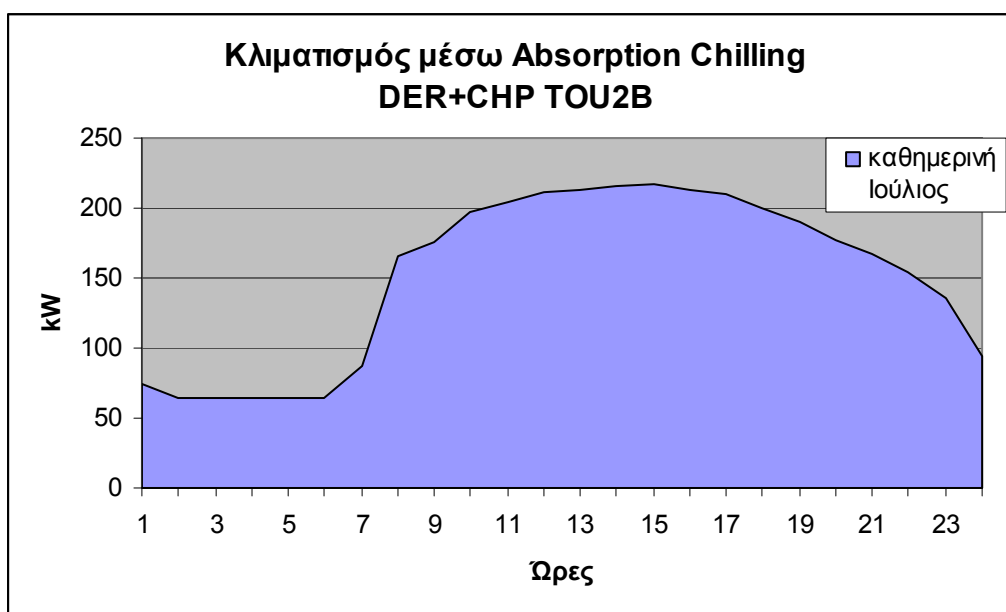


Διάγραμμα 6.11 Παραγωγή Ηλεκτρισμού για Ημέρες Αιχμής Ιουλίου

Ακολουθούν δύο διαγράμματα που αποτυπώνουν την παραγωγή θερμότητας και κλιματισμού από CHP για τον Φεβρουάριο και τον Ιούλιο αντίστοιχα.



Διάγραμμα 6.12 Παραγωγή Θερμότητας



Διάγραμμα 6.13 Κλιματισμός από τεχνολογίες Absorption Chilling

Στα διαγράμματα 6.12 και 6.13 φαίνεται η παραγωγή θερμότητας και κλιματισμού εντός του μικροδικτύου. Όπως είδαμε στα προηγούμενα κεφάλαια, στο μοντέλο αυτό, τα φορτία που καλύπτονται από φυσικό αέριο χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες: θέρμανση χώρων, θέρμανση νερού και μαγειρικά φορτία. Οι πρώτες δύο κατηγορίες μπορούν να καλυφθούν και από τις τεχνολογίες CHP, ενώ τα μαγειρικά φορτία καλύπτονται αποκλειστικά με φυσικό αέριο. Όπως φαίνεται και από τα διαγράμματα, ένα τμήμα της απωλεσθείσας θερμότητας που παράγεται κατά την ηλεκτροπαραγωγή δεσμεύεται από το μικροδίκτυο για να καλύψει μέρος του φορτίου θέρμανσης χώρων και νερού. Ωστόσο, τις πρωινές ώρες, η ζήτηση για θέρμανση

χώρων είναι πολύ υψηλή και δεν μπορεί να καλυφθεί εξ ολοκλήρου από τεχνολογίες CHP. Το κενό αυτό καλύπτεται, προφανώς, από τον καυστήρα του μικροδίκτυου, ο οποίος τροφοδοτείται με φυσικό αέριο που αγοράζεται από το μακροδίκτυο.

6.2 Συζήτηση επί των αποτελεσμάτων

Η εγκατάσταση γεννητριών DER, με ή χωρίς τεχνολογίες CHP, έχει ως αποτέλεσμα σημαντική αποταμίευση σε σχέση με την αγορά ενέργειας από το μακροδίκτυο. Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως, οι καταναλωτές που λειτουργούν κοινά σχηματίζοντας ένα μικροδίκτυο επιτυγχάνουν μεγαλύτερη αποταμίευση από τη χρήση τεχνολογιών DER. Συγκεκριμένα, προηγούμενες έρευνες έχουν δείξει [2], [3], [4] ότι οι καταναλωτές με υψηλότερους συντελεστές φορτίου (δηλαδή πιο επίπεδα φορτία) μπορούν να επιτύχουν υψηλότερη αποταμίευση. Το παραπάνω οφείλεται στο γεγονός ότι στην περίπτωση αυτή δεν απαιτείται η εγκατάσταση επιπλέον μονάδων ή η αγορά ενέργειας από το δίκτυο για την κάλυψη των φορτίων αιχμής.

Ακόμη μεγαλύτερη αποταμίευση έχουμε με την εγκατάσταση τεχνολογιών CHP, παρότι η εγκατεστημένη ισχύς είναι χαμηλότερη. Η εγκατάσταση μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος δεν συνεπάγεται χαμηλότερο ενεργειακό κόστος. Το μικροδίκτυο χωρίς CHP, του οποίου το ενεργειακό κόστος είναι σχετικά μεγαλύτερο από το μικροδίκτυο με CHP, πρέπει να εγκαταστήσει μεγαλύτερη ισχύ για να καλύψει το ίδιο φορτίο. Από την άλλη, το μικροδίκτυο με CHP καλύπτει το μεγαλύτερο μέρος των θερμικών και ηλεκτρικών φορτίων με μειωμένη εγκατεστημένη ισχύ, μειώνοντας έτσι το συνολικό ενεργειακό κόστος σε σχέση με το μικροδίκτυο με ηλεκτρική μόνο DER. Το αποτέλεσμα αυτό δείχνει τις πιθανές μειώσεις στο κόστος που μπορεί να επιτευχθούν μέσω του στρατηγικού συντονισμού της παραγωγής και συμπαραγωγής του μικροδικτύου.

Το συνολικό κόστος λειτουργίας του μικροδικτύου σε κάθε εναλλακτική περίπτωση που μελετήθηκε αποτελεί την καθαρή παρούσα αξία όλων των επενδύσεων, του λειτουργικού κόστους και των λοιπών δαπανών, με βάση τον προκαθορισμένο χρόνο ζωής του εξοπλισμού. Επομένως, η εγκατάσταση ενός συστήματος με μικρότερο ετήσιο κόστος λειτουργίας από το βασικό σενάριο – Do nothing – είναι οικονομικά αντίστοιχη με το να λαμβάνει ο καταναλωτής (i.e το μικροδίκτυο) ένα ετήσιο όφελος κάθε χρόνο για το χρόνο ζωής του συστήματος. Το μέγεθος αυτού του ετήσιου οφέλους καθορίζεται από τη διαφορά ανάμεσα στο συνολικό ετήσιο κόστος της περίπτωσης Do Nothing και τις άλλες εναλλακτικές περιπτώσεις-σενάρια. Με βάση τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, παρατηρείται ότι με την εγκατάσταση συστημάτων Διεσπαρμένης Παραγωγής το ετήσιο όφελος για το χρόνο ζωής του συστήματος θα είναι περίπου 0,8 εκατομμύρια δολάρια. Ομοίως, με την εγκατάσταση συστημάτων Διεσπαρμένης Παραγωγής και Συμπαραγωγής Θερμότητας και Ηλεκτρισμού το ετήσιο όφελος είναι 1,1-1,5 εκατομμύρια δολάρια.

Από την οπτική του μακροδικτύου, η μείωση στην ηλεκτρική ζήτηση του μικροδικτύου ήταν αξιοσημείωτη μετά την εγκατάσταση συστημάτων DER. Για την περίπτωση με τεχνολογίες CHP, αλλά και χωρίς αυτές, το μικροδίκτυο παρήγαγε περίπου 20.000MWh μειώνοντας κατά το ποσό αυτό την ενεργειακή του ζήτηση (91% μικρότερη για απλή DER και 98% για DER με CHP).

Η εγκατάσταση τεχνολογιών DER μείωσε τους συνολικούς φυσικούς πόρους που απαιτούνται για την τροφοδότηση των ίδιων φορτίων. Η υιοθέτηση τεχνολογιών DER

χωρίς CHP αύξησε την ενεργειακή απόδοση σε σχέση με το σενάριο βάσης κατά 30% περίπου, ενώ η προσομοίωση με συστήματα DER με CHP είχε ως αποτέλεσμα αύξηση της τάξης του 60% στην ενεργειακή απόδοση, λόγω της μείωσης των συνολικών ενεργειακών πόρων που καταναλώθηκαν. Η μείωση αυτή είναι το αποτέλεσμα της κάλυψης περισσότερων φορτίων με την ίδια ποσότητα καυσίμου με τη χρήση της απωλεσθείσας θερμότητας. Αν και η αύξηση της απόδοσης για την υιοθέτηση τεχνολογιών DER με CHP είναι ενθαρρυντική, απέχει σημαντικά από το θεωρητικό μέγιστο του 80-85% όπως είδαμε στο θεωρητικό μέρος. Η αιτία της απόκλισης αυτής είναι ότι ο λόγος θερμικού προς ηλεκτρικό φορτίο, σε σχέση και με τη δυνατότητα μετατροπής ενέργειας από τις τεχνολογίες που εγκαταστήθηκαν στην προσομοίωση, δεν είναι ο ιδανικός, καθώς το θερμικό φορτίο είναι αρκετά μικρότερο από το ηλεκτρικό. Επομένως, δεν αξιοποιείται όλη η απωλεσθείσα θερμότητα παραγωγικά. Αυξάνοντας το θερμικό φορτίο, θα είχαμε αύξηση της συνολικής ενεργειακής απόδοσης κοντά στο 80%, ενώ η μέγιστη τιμή της επιτυγχάνεται όταν ο λόγος θερμικού προς ηλεκτρικό φορτίο ισοδυναμεί με το λόγο της χρησιμοποιήσιμης θερμότητας προς την ηλεκτρική παραγωγή των τεχνολογιών CHP.

Η υπόθεση ότι μόνο 70-80% από την απωλεσθείσα θερμότητα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την τροφοδότηση θερμικών φορτίων, εξ αιτίας των απωλειών στα συστήματα συλλογής και μεταφοράς της από τις τεχνολογίες CHP στα τελικά φορτία, δεν επηρεάζει τη συνολική ενεργειακή απόδοση σε αυτή τη μελέτη. Για την ανάλυση αυτή, η συνολική ενεργειακή απόδοση του συστήματος δεν εμφανίζει ευαισθησία στην παράμετρο αυτή για χαμηλά θερμικά φορτία, διότι, συνήθως, υπάρχει επαρκής θερμότητα για να τροφοδοτηθούν πλήρως τα θερμικά φορτία.

6.3 Συμπεράσματα

6.3.1 Σύνοψη της έρευνας

Η μελέτη αυτή διερεύνησε τα οικονομικά οφέλη από την εγκατάσταση συστημάτων DER και CHP για ένα δεδομένο μικροδίκτυο, με βάση το υπάρχον μοντέλο CERTS-CAM [2] για απλή ηλεκτρική χρήση των DER, δεδομένων ορισμένων υποθέσεων και περιορισμών. Το μικροδίκτυο αυτό αποτελείται από τις ακόλουθες επιχειρήσεις: supermarket, κτίριο γραφείων, τρία εστιατόρια (ένα fast-food, ένα delivery και ένα sit-down), ένα πολυκατάστημα, ένα κατάστημα λιανικής και ένα κατάστημα αποθήκης.

Είναι αξιοσημείωτο το γεγονός ότι οι συγκεκριμένες κατηγορίες επιχειρήσεων που επιλέχθηκαν δεν θεωρούνται ιδανικές για εφαρμογές CHP. Πράγματι, σε προηγούμενες μελέτες φαίνεται ότι σε κτίρια γραφείων, σε εστιατόρια και σε supermarkets είναι συνήθως οριακά συμφέρουσα η εφαρμογή συστημάτων CHP [30]. Παρόλ' αυτά, οι επιχειρήσεις αυτές επιλέχθηκαν με βάση τη διαθεσιμότητα των δεδομένων των φορτίων τους, και όχι εξ αιτίας των συντελεστών φορτίου και την ενδεχόμενη συμβατότητά τους με τα συστήματα DER και CHP.

Με την εγκατάσταση τεχνολογιών DER για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, το μικροδίκτυο αυτό εμφάνισε αποταμίευση της τάξης του 35%, σε σχέση με το βασικό σενάριο αγοράς όλης της ενέργειας (ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου) από το μακροδίκτυο. Το συνολικό κόστος μειώνεται στο 60% με τη χρήση τεχνολογιών CHP

για την τροφοδότηση θερμικών και ψυκτικών φορτίων. Τα αποτελέσματα του μοντέλου δείχνουν ότι το μικροδίκτυο, που μελετήθηκε και εγκαθιστά συστήματα DER για την κάλυψη των ηλεκτρικών του φορτίων, εξοικονομεί \$800.000 το χρόνο, συγκριτικά με το να μην επενδύσει, ενώ η επένδυση σε συστήματα CHP μπορεί να αποφέρει όφελος μέχρι και \$1,500,000 το χρόνο. Στο μοντέλο επισημαίνεται ότι η προσθήκη της δυνατότητας CHP δεν είναι καθοριστική για την βιωσιμότητα της επένδυσης, αλλά προσθέτει σημαντικά οικονομικά οφέλη.

Η ενέργεια που παράγεται εντός του μικροδικτύου αποτυπώνεται ως μείωση στη ζήτηση του μικροδικτύου από το μακροδίκτυο. Συγκεκριμένα, το μικροδίκτυο παρήγαγε περίπου 20.000MWh μειώνοντας κατά το ποσό αυτό την ενεργειακή του ζήτηση από το μακροδίκτυο. Επίσης, η εγκατάσταση τεχνολογιών DER μείωσε τους συνολικούς φυσικούς πόρους που απαιτούνται για την τροφοδότηση των ίδιων φορτίων, επομένως αυξήθηκε η συνολική απόδοση. Με χρήση μόνο DER είχαμε αύξηση της απόδοσης κατά 30% περίπου, ενώ με χρήση DER και CHP για θέρμανση και κλιματισμό η απόδοση ανήλθε στο 60%, εξ αιτίας κάλυψης περισσότερων φορτίων με το ίδιο καύσιμο. Η αύξηση αυτή θα μπορούσε να αγγίξει το 80 με 90% αν ο λόγος θερμικού προς ηλεκτρικό φορτίο, σε σχέση και με τη δυνατότητα μετατροπής ενέργειας από τις τεχνολογίες CHP ήταν ιδανικός και αξιοποιείτο όλη η απωλεσθείσα θερμότητα παραγωγικά. Με αύξηση του θερμικού φορτίου, θα είχαμε αύξηση της συνολικής ενεργειακής απόδοσης κοντά στο 80%. Η μέγιστη δυνατή τιμή της επιτυγχάνεται όταν ο λόγος θερμικού προς ηλεκτρικό φορτίο ισοδυναμεί με το λόγο της χρησιμοποιήσιμης θερμότητας προς την ηλεκτρική παραγωγή των τεχνολογιών CHP.

6.3.2 Προτάσεις για μελλοντική έρευνα και εργασία

Υπάρχουν πολλά περιθώρια επέκτασης της έρευνας αυτής. Η βελτίωση στην αξιοπιστία των δεδομένων των χαρακτηριστικών λειτουργίας των τεχνολογιών καθώς και των θερμικών φορτίων θα αυξήσει σημαντικά την ρεαλιστικότητα του μοντέλου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία. Επίσης, μεγαλύτερη ακρίβεια όσον αφορά το πραγματικό κόστος μπορεί να επιτευχθεί με χρήση πιο έγκυρων πληροφοριών για το κόστος εγκατάστασης και μετασκευής, αξιοποιώντας τη μεγαλύτερη εμπειρία από εφαρμογές τεχνολογιών DER και CHP. Πιο λεπτομερής μοντελοποίηση της θερμοδυναμικής που διέπει τα συστήματα CHP, θα καταστήσει τα αποτελέσματα πιο ρεαλιστικά. Επιπροσθέτως, η μοντελοποίηση μικροδικτύων και κτιρίων με μεγαλύτερα θερμικά φορτία, όπως νοσοκομεία και ξενοδοχεία, θα παρέχει πληροφορίες σχετικά με κατηγορίες κτιρίων στα οποία η εφαρμογή τεχνολογιών CHP θα είναι πιο συμφέρουσα. Από τα προηγούμενα κεφάλαια, οι υποθέσεις και περιορισμοί που παρατίθενται περιγράφουν, ουσιαστικά, ορισμένους τομείς όπου πρέπει να βελτιωθεί το μοντέλο που αναπτύχθηκε και τα αποτελέσματά του.

Περαιτέρω ανάπτυξη του μοντέλου μπορεί να γίνει στα ακόλουθα πεδία:

- Ενσωμάτωση Γεωγραφικών Συστημάτων Πληροφοριών (Geographic Information System – GIS), ώστε να είναι δυνατή η εφαρμογή του μοντέλου σε διαφορετικές περιοχές και να διερευνηθούν: η επίδραση των θερμοδυναμικών απωλειών, των διαφορετικών τιμών ενέργειας, της υποδομής των εταιρειών κοινής ωφέλειας, των κανόνων λειτουργίας κτιρίων (π.χ θόρυβος), των περιβαλλοντικών περιορισμών και

κανονισμών, των συνθηκών περιβαλλοντικής ποιότητας, όπως η ποιότητα του αέρα, οι κατηγορίες επιχειρήσεων στον εμπορικό και βιομηχανικό τομέα που είναι συμφέρουσες, καθώς και υπάρχουσες ή μελλοντικές βελτιώσεις στις τεχνολογίες διεσπαρμένης παραγωγής και συμπαραγωγής.

- Η προβολή περισσότερων αποτελεσμάτων του μοντέλου, συμπεριλαμβάνοντας εκτιμήσεις για εκπομπές ρύπων, σε μορφή Γεωγραφικών Συστημάτων Πληροφοριών, ώστε να αναλυθούν τοπικές παράμετροι υιοθέτησης συστημάτων DER και οι επιπτώσεις που προκύπτουν στον ενεργειακό σχεδιασμό και την περιβαλλοντική προστασία.

- Δεδομένα εκπομπών ρύπων (CO₂, NO_x, VOCs, PM10) μπορούν να συμπεριληφθούν για τις τεχνολογίες παραγωγής. Τα δεδομένα αυτά μπορούν να χρησιμοποιηθούν για μελλοντική έρευνα με επίκεντρο, είτε περιβαλλοντικά θέματα, όπως η ποιότητα του αέρα, είτε να συγκρίνει τις εκπομπές ρύπων των τεχνολογιών DER με αυτές του κεντρικού εργοστασίου παραγωγής και τον αντίκτυπό τους στην τοπική κοινωνία.

- Η προσθήκη διακοπτόμενου φορτίου (άρα και στοχαστικών μεταβλητών) και απ' ευθείας έλεγχος φορτίου στο μοντέλο, ως επιλογή του καταναλωτή και ως μηχανισμό ελέγχου επιπέδου φορτίου από την εταιρεία κοινής ωφέλειας.

- Η ενσωμάτωση κινήτρων φοροαπαλλαγής και άλλων επιδοτήσεων για επενδύσεις σχετικές με DER, CHP και ΑΠΕ.

- Μελέτη του ενδεχόμενου υιοθέτησης τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας.

- Ο συνυπολογισμός της θερμικής αποθήκευσης εντός των κτιρίων (θερμική μάζα) για τα θερμικά φορτία.

- Η δυνατότητα μακροπρόθεσμης προσομοίωσης με εκτιμήσεις για τις μελλοντικές τιμές ενέργειας, το κόστος και τα χαρακτηριστικά λειτουργίας των τεχνολογιών.

- Η ενσωμάτωση στο μοντέλο του κόστους και των επιπτώσεων των διακοπών ηλεκτρικού ρεύματος όσον αφορά την ελκυστικότητα των συστημάτων DER.

- Η αποτίμηση των προγραμμάτων εμπορίας εκπομπών στην οικονομική απόδοση των συστημάτων CHP.

- Η χρήση επιπρόσθετων δεδομένων σχετικά με την ενεργειακή απόδοση και την χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο μοντέλο DER-CAM και η εκτίμηση της δυνατής αποταμίευσης από την εγκατάσταση αποδοτικών τεχνολογιών.

- Η αναβάθμιση των δεδομένων τιμολόγησης σε σήματα πραγματικού χρόνου και η ενσωμάτωσή τους στην ενεργειακή ζήτηση του καταναλωτή. Αυτή η αλλαγή στα δεδομένα, ίσως συνεπάγεται αλλαγή του μοντέλου από προγραμματισμό μεικτού ακεραίου σε δυναμικό προγραμματισμό, ώστε να είναι δυνατή η μεταβολή των δεδομένων εισόδου.

- Η διερεύνηση του οφέλους από τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της ποιότητας ισχύος των συστημάτων DER και CHP.

- Η ενοποίηση του μοντέλου DER-CAM με ένα μοντέλο σχεδίασης επέκτασης της επιχείρησης κοινής ωφέλειας. Η εξέταση, δηλαδή, του τρόπου με τον οποίο η υιοθέτηση τεχνολογιών DER μπορεί να επηρεάσει τη σχεδίαση επέκτασης της κεντρικής επιχείρησης παραγωγής και διανομής σε μία συγκεκριμένη περιοχή. Η ενοποίηση των δύο αυτών μοντέλων μπορεί να οδηγήσει σε μία συστηματικότερη διαδικασία σχεδιασμού με αυξημένη αποδοτικότητα όσον αφορά τη χρήση φυσικών πόρων.

Η έρευνα αυτή αποτελεί ένα σημαντικό βήμα προς την ανάπτυξη ενός μοντέλου παραγωγής με επίκεντρο τη ζήτηση το οποίο αξιοποιεί δεδομένα σχετικά με την

υιοθέτηση τεχνολογιών DER και με τις ευρύτερες γεωγραφικές συνθήκες. Ο μακροπρόθεσμος στόχος είναι η απόκτηση εμπειριστατωμένων γνώσεων, σχετικά με τοπικά ενεργειακά συστήματα, κατανοώντας τη σχέση μεταξύ συστημάτων ενέργειας τελικής χρήσης και της υποδομής ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου που τα πλαισιώνει, τους περιβαλλοντικούς κανονισμούς σχετικά με τις εκπομπές ρύπων, τους κανονισμούς των κτιρίων, τα πρότυπα διασύνδεσης για DER και τις περιβαλλοντικές συνθήκες.

Παράρτημα – Κώδικας GAMS

*DER Customer Adoption Model with CHP
*
*
* Author: Hector Sotiropoulos
* National Technical University of Athens
*
*Improved version of Fco. Javier Rubio's CERTS-CAM code for CHP compliance
* Lawrence Berkeley National Laboratory

*output restrictions
\$ONSYMXREF ONSYMLIST ONUPELLIST ONUELXREF
*OPTIONS subsystems
OPTION LIMROW=0, LIMCOL=0;
OPTION SYSOUT=OFF, SOLPRINT=OFF;
Option optcr = 0.001;
OPTIONS DECIMALS=8;
Option IterLim = 2100000000;

* Options and scalar definitions
SCALARS
opt1 '0-Do nothing 1-Invest on DER 2-Invest on DER+CHP' / 2 /
opt2 0-Continuous 1-Integer / 0 /
opt3 '0-No sales 1-Free 2-Cover & Sell' / 2 /
opt4 '0-Tariff 1-PX1 2-Fixed' / 2 /
opt5 '0-No STB 1-Stand by charge' / 1 /
opt6 '0-Nothing x-var. turnk. tech x' / 0 /
opt7 '0-simple 1-Hours Restriction' / 1 /

IntRate 'Interest rate p.u.' / 0.075 /
DiscoER 'Disco extra Revenue (c/kWh)' / 0.05577 /
FRate 'Fixed rate (c/kWh)' / 0.0876 /
Standby 'Stand-by charge (\$/kW/month)' / 6.40 /
turnvar 'turnkey cost variation (pu)' / 0.50 /
;

* Explanation of options

*
* PX1: Customer purchase energy at PX price + a fixed DiscoER rate
*

* PX2: Customer purchase at a fixed rate

*

* This is the place for the SETS

SETS

MONTHS months / january, february, march, april, may,
june, july, august,
september, october, november, december /
LTYPES load type / week, peak, weekend /
WEPE(LTYPES) week-peak / week, peak /
HOURS 24 hours / 1 * 24 /
SUMMERM(MONTHS) s. months / may, june, july, august, september /
WINTERM(MONTHS) w. months / january, february, march, april, october, november, december /
ENDUSE electrical and gas load uses / electrical, hotwater, spaceheat, cooking, refrig, HVAC /
COOLING (ENDUSE) / refrig, HVAC /
HEATING (ENDUSE) / hotwater, spaceheat/
electric (enduse) / electrical, refrig, HVAC /
NGuse (enduse) / hotwater, spaceheat, cooking/
nocoolenduse (enduse) enduses except cooling / electrical, hotwater, spaceheat, cooking /
NTARIFF tariffs / TOU2A, TOU2B, TOU8, dei /
NTARIFFG gas tariffs / gn10 /
SEASONS two seasons / summer, winter /

LPERIOD load periods / on, mid, off /
 TCONCEPT energy or power / energy, power /
 TCHARG tariff charges / custoc, facilitc /
 DERTECH der technologies / GA55, GA100, GA215, GA500, 20FGG4, 25FGG4, 30FGG4, 325FGZ4, 35FGG4, 45FGG4, 85FGG4, 100FGG4, 125FGZ4, 150FGZ4, 180FGZ4, 280FGZ4, 400FGZ4, 500FGZ4, pemfc10, pemfc25, pemfc50, PEMFC120, PEMFC200, pemfc250, pafco200, PAFC200, pafco1200, SOFCo1, SOFCo2, sofc500, SOFC1200, sofc3100, DAIS, H-Power, TMI, ONSI-P, FCenergy, MT130, mcPower, MCFc250, MCFc1500, mtl-c-30, mth-c-30, mT_P, mT_Cap, Cap60, Bowman50, Bowman80, 40ROZJ, 80ROZJ, 100ROZJ, 150ROZJ, 180ROZJ, 200ROZD, 250ROZD, 300ROZD, 350ROZD, 450ROZD, 500ROZD, 600ROZD, dek105, dek200, dek350, dek500, dec20, dec40, DFcb, DGDA, DGBC, DGCA, DGCB, DFEC, DFAC, DFED, DGDB, DFEB, DGFC, DGFA, D150FJJ4, D105FJJ4, D20FGP4, D50FGJ4, D200FGJ4, D70DGJ4, D500FGV4, D250FGV4, D300FJJ4, D350FGV4, D400FGV4, D450FGV4, 400ROZD, 60ROZJ, 230ROZD, 20ROZJ, PV5, PV-5, PV17, PV20, PV-20, PV50, PV-50, PV100, PV-100, GA25, Cap30, FC-200, GT-1000, GT-5000, GT-10000, GT-25000, GT-40000, MT-28, MT-60, MT-67, MT-76, MT-100, NG-30, NG-60, NG-75, NG-100, NG-300, NG-1000, NG-3000, NG-5000
 /

PV (DERTECH) DERTECHs with PV / PV-5, PV-20, PV-50, PV-100 /

DERTCHAR der charact / maxp, lifetime, capcost, OMFix, OMVar, HeatR, Fuel, Type, TERatio, RecHtoL, DERHours, gentype /
 FUELS fuel types / NatG, Diesel, PV /
 FUELCH fuel charact. / num, price /
 ONHOURSS(HOURS) on-peak h.(summer) / 13 * 18 /
 MIDHOURSS(HOURS) mid h. (summer) / 9 * 12, 19 * 23 /
 OFFHOURSS(HOURS) off h. (summer) / 1 * 8, 24 /
 MIDHOURSW(HOURS) mid h. (winter) / 9 * 21 /
 OFFHOURSW(HOURS) off h. (winter) / 1 * 8, 22 * 24/
 APPLT(NTARIFF) applicable tariff / TOU2B /
 APPLTG(NTARIFFG) applicable gas tariff / gn10 /
 ;

* Parameter definitions

PARAMETERS

TCENERGY 'consumed energy (kWh)'
 TotEload (months, ltypes, hours) 'Total electrical Load (kW)'
 AVPRICE 'Average Price (c/kWh)'
 InsCap 'installed capacity (kW)'
 MAXL(months, lperiod) 'Max consumed power (kW)'
 lperind(months, ltypes, hours) load period index
 MCenergy(months, lperiod) 'Monthly consumed energy (kWh)'
 RMPower(months, lperiod) 'Residual Max. Power (kW)'
 RDemand(months, ltypes, hours) 'Residual Energy (kWh)'
 InvAnnuity(deritech) 'Investment Annuity (\$)'
 KWHCost(deritech) 'Energy cost (\$/kWh)'
 NDLTYPES (months,ltypes) days of each type
 / january . week 20
 january . peak 3
 january . weekend 8
 february . week 17
 february . peak 3
 february . weekend 8
 march . week 20
 march . peak 3
 march . weekend 8
 april . week 19
 april . peak 3
 april . weekend 8
 may . week 20
 may . peak 3
 may . weekend 8
 june . week 19
 june . peak 3
 june . weekend 8
 july . week 20
 july . peak 3
 july . weekend 8
 august . week 20

august . peak 3
august . weekend 8
september. week 19
september. peak 3
september. weekend 8
october . week 20
october . peak 3
october . weekend 8
november . week 19
november . peak 3
november . weekend 8
december . week 20
december . peak 3
december . weekend 8 /

;
* Classification of hours in the different periods: on-peak, etc.

lperind(summterm,wepe,onhours) = 1 ;
lperind(summterm,wepe,midhours) = 2 ;
lperind(summterm,wepe,offhours) = 3 ;
lperind(winterm,wepe,midhoursw) = 2 ;
lperind(winterm,wepe,offhoursw) = 3 ;
lperind(months,'weekend',hours) = 3 ;

* Data input: Fuel Prices

TABLE FLData (fuels,fuelch) Fuel Information

	num	price
		(\$/kJ)
NatG	1	4.20e-6
Diesel	2	7.36e-6
PV	3	0

* Data input: DER Technologies information

* type=1 : DER, type=2 : DER+CHP, type=3 : DER+cool

* gentype 1:gasbackup, 2:fc, 3:mt, 4:dsl, 5:pv, 6:ng

TABLE DEROPT (dertech, dertchar) DER technologies information

*	maxp	lifetime	capcost	OMFix	OMVar	HeatR	Fuel	Type	TERatio	RecHtoL	DERHours	gentype
	(kW)	(years)	(\$/kW)	(\$/kW/year)	(\$/kW)	(kJ/kWh)	(KWth/KWe)	(KWl/KWth)	(hours)			
GA55	55	15	866	26.5	0.0033	12997	1	2	1.35	0.8	8760	1
GA100	100	15	830	26.5	0.0033	15200	1	2	1.54	0.8	8760	1
GA215	215	15	1196	26.5	0.0033	13157	1	2	1.52	0.8	8760	1
GA500	500	15	678	26.5	0.0033	12003	1	2	1.15	0.8	8760	1
20FGG4	20	12.5	632.5	26.5	0.000033	16629	1	1	0	0	8760	1
25FGG4	25	12.5	1150	26.5	0.000033	15597	1	1	0	0	8760	1
30FGG4	30	12.5	505	26.5	0.000033	15928	1	1	0	0	8760	1
325FGZ4	325	12.5	412.06	26.5	0.000033	11998	1	1	0	0	8760	1
35FGG4	35	12.5	439.86	26.5	0.000033	14526	1	1	0	0	8760	1
45FGG4	45	12.5	375.78	26.5	0.000033	10279	1	1	0	0	8760	1
85FGG4	85	12.5	297.06	26.5	0.000033	15291	1	1	0	0	8760	1
100FGG4	100	12.5	539	26.5	0.000033	15291	1	1	0	0	8760	1
125FGZ4	125	12.5	349.32	26.5	0.000033	12539	1	1	0	0	8760	1
150FGZ4	150	12.5	389.6	26.5	0.000033	13762	1	1	0	0	8760	1
180FGZ4	180	12.5	439.64	26.5	0.000033	13592	1	1	0	0	8760	1
280FGZ4	280	12.5	380.55	26.5	0.000033	17885	1	1	0	0	8760	1
400FGZ4	400	12.5	471.18	26.5	0.000033	12997	1	1	0	0	8760	1
500FGZ4	500	12.5	521.21	26.5	0.000033	12003	1	1	0	0	8760	1
pemfc10	10	10	1600	10	4.2	10800	1	1	0	0	8760	2
pemfc25	25	10	1000	4	3	10800	1	1	0	0	8760	2
pemfc50	50	10	800	2	2.6	10800	1	1	0	0	8760	2
PEMFC120	126.5	20	5000	12	0.0275	10158	1	2	1.29	0.8	8760	2
PEMFC200	212	15	1800	12	0.0275	8327	1	2	1.42	0.8	8760	2
pemfc250	250	10	750	10.8	0.002	10800	1	1	0	0	8760	2
pafo200	200	10	1700	0	0.0153	10800	1	1	0	0	8760	2
PAFC200	200	15	600	12	0.0275	9970	1	2	1.36	0.8	8760	2
pafo1200	1200	10	1800	0	0.006	10800	1	1	0	0	8760	2
SOFCo1	3	15	1350	83	0.015	7991	1	1	0	0	8760	2
SOFCo2	52.5	15	1250	83	0.015	7991	1	1	0	0	8760	2
sofc500	500	10	890	8.5	0.03	10500	1	1	0	0	8760	2

SOFC1200	1233	30	1225	37.5	0.0025	6067	1	2	1.10	0.8	8760	2
sofc3100	3100	10	670	10	0.002	11200	1	1	0	0	8760	2
DAIS	3	15	1667	311	0.015	10000	1	1	0	0	8760	2
H-Power	3	15	2000	333	0.015	10550	1	1	0	0	8760	2
TMI	100	15	1194	180	0.015	7994	1	1	0	0	8760	2
ONSI-P	200	15	3310	421	0.015	10002	1	1	0	0	8760	2
FCEnergy	250	15	1200	280	0.015	8000	1	1	0	0	8760	2
MT130	137.5	12.5	800	0	0.006	14129	1	2	2.85	0.8	8760	3
mcPower	250	15	1350	90	0.015	8000	1	1	0	0	8760	2
MCFC250	250	12.5	4000	200	0	10000	1	2	1.71	0.8	8760	2
MCFC1500	1550	32.5	1358	70	0.003	7451	1	2	0.59	0.8	8760	2
mtl-c-30	30	10	1333.3	119	0.015	12186	1	2	2.67	0.8	8760	3
mth-c-30	30	10	1333.3	119	0.015	12186	1	2	2.51	0.8	8760	3
mT_P	75	10	650	0	0.007	12000	1	1	0	0	8760	3
mT_Cap	28	10	1240	0	0.01	14400	1	1	0	0	8760	3
Cap60	60	15	1600	0	0.01	11300	1	2	2.0	0.8	8760	3
Bowman50	50	15	1500	0	0.015	10500	1	2	2.1	0.8	8760	3
Bowman80	80	15	1700	0	0.015	11300	1	2	1.8	0.8	8760	3
40ROZJ	40	10	373.45	26.5	0.000033	38181.85	2	1	0	0	52	4
80ROZJ	80	10	257.6	26.5	0.000033	41560.77	2	1	0	0	52	4
100ROZJ	100	10	231.89	26.5	0.000033	37843.96	2	1	0	0	52	4
150ROZJ	153	10	195	26.5	0.000033	35776.85	2	1	0	0	52	4
180ROZJ	185	10	174	26.5	0.000033	37917.01	2	1	0	0	52	4
200ROZD	200	10	175	26.5	0.000033	39127.95	2	1	0	0	52	4
250ROZD	250	10	159.292	26.5	0.000033	30000	2	1	0	0	52	4
300ROZD	300	10	152.54	26.5	0.000033	30000	2	1	0	0	52	4
350ROZD	350	10	145.7828	26.5	0.000033	30000	2	1	0	0	52	4
450ROZD	450	10	162.0666	26.5	0.000033	37183.19	2	1	0	0	52	4
500ROZD	500	10	159.956	26.5	0.000033	38546.77	2	1	0	0	52	4
600ROZD	600	10	165.3533	26.5	0.000033	38181.85	2	1	0	0	52	4
dek105	105	20	690	26.5	0.000033	10581	2	1	0	0	52	4
dek200	200	20	514	26.5	0.000033	11041	2	1	0	0	52	4
dek350	350	20	414	26.5	0.000033	10032	2	1	0	0	52	4
dek500	500	20	386	26.5	0.000033	10314	2	1	0	0	52	4
dec20	20	20	1188	26.5	0.000033	12783	2	1	0	0	52	4
dec40	40	20	993	26.5	0.000033	11658	2	1	0	0	52	4
DFCB	300	12.5	215	26.5	0.000033	10287	2	1	0	0	52	4
DGDA	80	12.5	213	26.5	0.000033	10458	2	1	0	0	52	4
DGBC	40	12.5	593	26.5	0.000033	11658	2	1	0	0	52	4
DGCA	50	12.5	300	26.5	0.000033	11521	2	1	0	0	52	4
DGCB	60	12.5	267	26.5	0.000033	10744	2	1	0	0	52	4
DFEC	450	12.5	138	26.5	0.000033	9449	2	1	0	0	52	4
DFAC	250	12.5	128	26.5	0.000033	9217	2	1	0	0	52	4
DFED	500	12.5	136	26.5	0.000033	9327	2	1	0	0	52	4
DGDB	100	12.5	385	26.5	0.000033	10287	2	1	0	0	52	4
DFEB	400	12.5	135	26.5	0.000033	9910	2	1	0	0	52	4
DGFC	200	12.5	259	26.5	0.000033	9944	2	1	0	0	52	4
DGFA	150	12.5	147	26.5	0.000033	10058	2	1	0	0	52	4
D150FJJ4	150	12.5	403	26.5	0.000033	11887	2	1	0	0	52	4
D105FJJ4	105	12.5	444	26.5	0.000033	10581	2	1	0	0	52	4
D20FGP4	20	12.5	176	26.5	0.000033	14401	2	1	0	0	52	4
D50FGJ4	50	12.5	197	26.5	0.000033	10973	2	1	0	0	52	4
D200FGJ4	20	12.5	699	26.5	0.000033	11041	2	1	0	0	52	4
D70DGJ4	70	12.5	180	26.5	0.000033	10581	2	1	0	0	52	4
D500FGV4	500	12.5	213	26.5	0.000033	10314	2	1	0	0	52	4
D250FGV4	250	12.5	166	26.5	0.000033	10534	2	1	0	0	52	4
D300FJJ4	300	12.5	167	26.5	0.000033	9281	2	1	0	0	52	4
D350FGV4	350	12.5	245	26.5	0.000033	10032	2	1	0	0	52	4
D400FGV4	400	12.5	167	26.5	0.000033	10287	2	1	0	0	52	4
D450FGV4	450	12.5	156	26.5	0.000033	10241	2	1	0	0	52	4
400ROZD	400	12.5	161	26.5	0.000033	10355	2	1	0	0	52	4
60ROJZ	62	12.5	299	26.5	0.000033	38492	2	1	0	0	52	4
230ROZD	230	12.5	159	26.5	0.000033	10376	2	1	0	0	52	4
20ROZJ	25	12.5	487	26.5	0.000033	43342	2	1	0	0	52	4
PV5	5	20	8650	14.3	0	0	3	1	0	0	8760	5
PV-5	5	20	4370	14.3	0	0	3	1	0	0	8760	5
PV17	17	20	8880	119	0.047	0	3	1	0	0	8760	5

PV20	20	20	7450	14.3	0	0	3	1	0	0	8760	5
PV-20	20	20	4070	14.3	0	0	3	1	0	0	8760	5
PV50	50	20	6675	5	0	0	3	1	0	0	8760	5
PV-50	50	20	3970	12	0	0	3	1	0	0	8760	5
PV100	100	20	6675	2.9	0	0	3	1	0	0	8760	5
PV-100	100	20	3920	11	0	0	3	1	0	0	8760	5
GA25	25	20	1730	26.5	0.000033	15596	1	3	1.4	0.13	8760	1
Cap30	30	15	1485	0	0.0033	10800	1	2	3.05	0.8	8760	3
FC-200	200	15	5366	9.7	0.029	10000	1	3	1.25	0.13	8760	2
GT-1000	1000	20	2137	10.4	0.0096	16438	1	3	2.45	0.13	8760	1
GT-5000	5000	20	1149	4	0.0059	13284	1	3	1.84	0.13	8760	1
GT-10000	10000	20	1025	2.8	0.0055	12414	1	3	1.71	0.13	8760	1
GT-25000	25000	20	859	2.1	0.0049	10496	1	3	1.32	0.13	8760	1
GT-40000	40000	20	746	1.9	0.0042	9730	1	3	1.17	0.13	8760	1
MT-28	28	10	3046	23.5	0.015	15929	1	3	2.4	0.13	8760	3
MT-60	60	10	2420	19.5	0.015	14400	1	3	2.24	0.13	8760	3
MT-67	67	10	2201	15.9	0.015	14286	1	3	1.79	0.13	8760	3
MT-76	76	10	2225	16.9	0.015	14876	1	3	1.98	0.13	8760	3
MT-100	100	10	2015	14.3	0.015	13846	1	3	1.71	0.13	8760	3
NG-30	30	20	2029	22.6	0.02	13080	1	3	2.32	0.13	8760	6
NG-60	60	20	1851	18.9	0.018	12528	1	3	2.16	0.13	8760	6
NG-75	75	20	1796	17.8	0.017	12360	1	3	2.11	0.13	8760	6
NG-100	100	20	1774	16.5	0.018	12000	1	3	2.05	0.13	8760	6
NG-300	300	20	1465	12.1	0.013	11613	1	3	1.85	0.13	8760	6
NG-1000	1000	20	1117	7	0.009	10588	1	3	1.36	0.13	8760	6
NG-3000	3000	20	1038	4.4	0.009	10286	1	3	1.2	0.13	8760	6
NG-5000	5000	20	967	3.4	0.008	9730	1	3	1.22	0.13	8760	6

;

```
*DEROPT(dertech, 'capcost')$(opt6 eq DEROPT(dertech,'type'))
*= DEROPT(dertech, 'capcost') * (1 + turnvar);
KWHCost(dertech) = DEROPT(dertech, 'HeatR') *
SUM( fuels$(FLData(fuels,'num') eq DEROPT(dertech, 'Fuel')),
FLData(fuels,'price')
);
InvAnnuity(dertech)
= ( DEROPT(dertech, 'capcost') + DEROPT(dertech, 'OMFix') ) * IntRate
/ ( 1 - 1 / ( 1 + IntRate ) ** DEROPT(dertech,'lifetime') );
```

TABLE SOLAR (months, hours) % of maximum insolation

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
January	0	0	0	0	0	0	0.02	0.18	0.4	0.59	0.72	0.8	0.8	0.71	0.58	0.39	0.15	0.01	0	0	0	0	0	0
February	0	0	0	0	0	0	0.05	0.24	0.49	0.70	0.82	0.91	0.92	0.85	0.7	0.5	0.23	0.07	0	0	0	0	0	0
March	0	0	0	0	0	0.02	0.17	0.40	0.65	0.84	1	1.07	1.07	1	0.84	0.63	0.39	0.12	0	0	0	0	0	0
April	0	0	0	0	0.01	0.1	0.3	0.58	0.8	1	1.12	1.19	1.18	1.09	0.92	0.72	0.47	0.2	0.06	0	0	0	0	0
May	0	0	0	0	0.03	0.17	0.42	0.68	0.88	1.05	1.19	1.22	1.21	1.12	0.99	0.79	0.53	0.3	0.1	0	0	0	0	0
June	0	0	0	0.04	0.19	0.43	0.69	0.89	1.05	1.19	1.22	1.21	1.13	1.01	0.81	0.6	0.35	0.12	0	0	0	0	0	0
July	0	0	0	0.03	0.16	0.4	0.67	0.87	1.03	1.18	1.22	1.21	1.13	1.01	0.81	0.6	0.35	0.12	0	0	0	0	0	0
August	0	0	0	0.01	0.1	0.32	0.59	0.81	1.01	1.13	1.2	1.19	1.11	0.96	0.78	0.52	0.28	0.09	0	0	0	0	0	0
September	0	0	0	0	0	0.08	0.27	0.52	0.76	0.95	1.05	1.1	1.08	1	0.84	0.63	0.39	0.12	0	0	0	0	0	0
October	0	0	0	0	0	0.02	0.18	0.42	0.65	0.82	0.95	0.99	0.95	0.85	0.68	0.45	0.2	0.03	0	0	0	0	0	0
November	0	0	0	0	0	0	0.1	0.23	0.5	0.69	0.8	0.82	0.8	0.7	0.55	0.31	0.1	0	0	0	0	0	0	0
December	0	0	0	0	0	0	0.04	0.19	0.4	0.59	0.7	0.77	0.76	0.65	0.5	0.3	0.1	0	0	0	0	0	0	0

;

```
* Data input: Tariffs information
TABLE TARPE (ntariff, seasons, lperiod, tconcept) Power and Energy charges
*
power energy
($/kW) ($/kWh)
TOU2A . summer . on 7.75 0.23201
TOU2A . summer . mid 2.45 0.06613
TOU2A . summer . off 0.00 0.04271
TOU2A . winter . on 0.00 0.00000
TOU2A . winter . mid 0.00 0.07811
TOU2A . winter . off 0.00 0.04271
TOU2B . summer . on 16.40 0.14896
```

```

TOU2B . summer . mid  2.45  0.06613
TOU2B . summer . off  0.00  0.04271
TOU2B . winter . on   0.00  0.00000
TOU2B . winter . mid  0.00  0.07811
TOU2B . winter . off  0.00  0.04271
TOU8 . summer . on   17.55  0.09485
TOU8 . summer . mid  2.80  0.05989
TOU8 . summer . off  0.00  0.03810
TOU8 . winter . on   0.00  0.00000
TOU8 . winter . mid  0.00  0.07336
TOU8 . winter . off  0.00  0.03925
dei . summer . on    17.6  0.1222
dei . summer . mid   10.57  0.0618
dei . summer . off    1.69  0.0453
dei . winter . on     0.00  0.00000
dei . winter . mid    0.00  0.07811
dei . winter . off    0.00  0.04271
;

```

TABLE TARPEG (ntariffg, seasons, tconcept) Power and Energy Gas charges
* ta dedomena theloun allagh

```

           power energy
*          ($/kW) ($/kWh)
gn10 . summer  0  0.01932
gn10 . winter  0  0.01605
;

```

TABLE TARFIX (ntariff, tcharg) Other charges

```

           custoc  facilite
*          ($/month)($/kW)
TOU2A  79.95  5.40
TOU2B  79.95  5.40
TOU8   298.65  6.40
dei    16.11  9.98
;

```

TABLE TARFIXG (ntariffg, tcharg) Other gas charges

```

* xreiazontai dedomena
           custoc  facilite
*          ($/month) ($/kW)
gn10  15  0
;

```

* Data input: Load Data

TABLE LOAD (enduse, months, ltypes, hours) MICROGRID load in kW

```

           1  2  3  4  5  6  7  8  9  10  11  12  13  14  15  16
17 18 19 20 21 22 23 24
electrical . January . week 892.69 885.75 897.02 914.5 1011.84 1136.21 1143.83 1311.77 1513.69 1644.73
1681.67 1750.9 1758.11 1777.54 1785.03 1781.56 1795.41 1797.69 1771.49 1747.13 1653.35 1603.47 1261.05
994.46
electrical . February . week 963.42 954.77 963.24 975.65 1039.81 1132.58 1177.48 1129.66 1300.53 1423.42
1484.82 1594.46 1646.8 1736.42 1754.26 1753.7 1711.79 1622.67 1550.26 1527.36 1441.12 1299.96 1003.14
967.63
electrical . March . week 919.68 909.66 915.58 929.77 1004.66 1100.7 1126.39 1077.14 1220.56 1328.76
1382.7 1486.67 1538.54 1620.31 1638.46 1638.38 1604.07 1528.75 1461.06 1438.18 1361.9 1231.45 968.37
931.66
electrical . April . week 838.12 828.94 837.88 847.42 908.88 992.84 1012.33 976.89 1064.13 1251.15
1333.69 1447.69 1495.44 1549.97 1537.09 1513.34 1475.88 1412.17 1320.18 1267.39 1187.8 1081.78 867.43
857.31
electrical . May . week 1016.99 1012.42 1015.44 1022.97 1059.3 1123.25 1183.96 1175.58 1205.02 1463.42
1588.36 1710.39 1755.14 1780.94 1724.13 1666.91 1628.26 1573.84 1452.42 1367.47 1264.49 1175.31 1023.66
1042.37

```

electrical . June . week 1049.26 1043.32 1049.52 1057.03 1098.68 1158.57 1219.89 1254.48 1285.69 1582.04
 1651.32 1752.73 1800.42 1826.29 1821.93 1773.4 1716.12 1663.14 1576.99 1502.57 1391.46 1300.28 1146.02
 1071.82
 electrical . July . week 1158.23 1150.68 1155.43 1164.76 1196.21 1242.6 1316.2 1379.9 1443.15 1730.9
 1792.97 1937.13 2043.14 2043.98 2035.21 1997.98 1939.74 1885.21 1751.76 1702.99 1566.03 1480.68 1323.81
 1196.19
 electrical . August . week 1226.98 1219.2 1223.94 1230.64 1249.12 1282.4 1372.27 1436.42 1503.79 1823.35
 1937.39 2046.08 2140.08 2185.98 2101.84 2041.73 1984.75 1931.32 1806.21 1759.88 1628.18 1547.36 1388.8
 1265.75
 electrical . September . week 1208.45 1203.08 1203.91 1212.1 1241.06 1286.1 1355.25 1431.78 1513.58
 1769.31 1891.55 2011.98 2073.23 2107.19 2058.36 2019.18 1969.07 1892.81 1802.37 1770.03 1646.1 1563.78
 1406.39 1247.09
 electrical . October . week 1044.42 1037.01 1040.42 1048.86 1088.22 1145.48 1197.34 1205.52 1223.49
 1509.08 1604.71 1748.76 1804 1832.11 1784.79 1775.97 1730.56 1676.17 1559.31 1513.12 1393.86 1308.97
 1154.43 1071.57
 electrical . November . week 919.55 907.43 916.11 932.1 989.51 1075.08 1114.85 1114.74 1272.82 1481.74
 1578.72 1653.86 1698.85 1751.08 1760.42 1762.02 1730.76 1706.02 1625.97 1550.48 1460.07 1321.85 1021.78
 940.88
 electrical . December . week 905.59 893.81 900.11 919.99 1005.55 1119.28 1130.82 1304.68 1509.88 1645.31
 1694.27 1768.83 1786.34 1809.57 1811.07 1811.81 1825.43 1820.45 1793.41 1769.67 1677.61 1517.32 1175.26
 917.94
 electrical . January . peak 1018.96 1013.89 1028.29 1047.43 1185.08 1350.87 1334.7 1533.16 1774.22 1908.54
 1933.66 1988.96 1990.44 2009.34 2015.28 2012.45 2033.88 2041.5 2016.63 1993.56 1875.46 1715.14 1357.28
 1020.46
 electrical . February . peak 1112.02 1104.91 1114.66 1123.57 1215.99 1333.25 1369.45 1266.53 1447.03
 1575.59 1657.76 1818.28 1928.64 2106.36 2141.3 2145.81 2038.72 1832.11 1691.73 1667.56 1562.86 1415.6
 1106.15 1115.11
 electrical . March . peak 959.36 947.26 953.01 976.05 1081.12 1216.58 1209.56 1376.86 1598.09 1758.83
 1806.95 1873.74 1888.14 1922.09 1930.93 1927.1 1944.7 1958.71 1937.16 1916.45 1820.8 1650.78 1283.66
 968.06
 electrical . April . peak 1029.12 1020.93 1028.94 1042.66 1131.04 1246.46 1247.59 1259.02 1354.66 1702.75
 1835.36 1973.9 2015.7 2046.66 1996.44 1940.42 1902.9 1852.45 1718.42 1624.79 1520.98 1395 1124.78
 1045.59
 electrical . May . peak 1321.92 1318.46 1318.07 1325.57 1341.04 1399.14 1531.43 1446.33 1430.3 1894.76
 2106.98 2294.3 2362.8 2394.02 2286.53 2180.28 2094.87 1983.85 1761.29 1611.92 1446.13 1361.48 1220.28
 1350.01
 electrical . June . peak 1381.57 1377.28 1382.24 1383.62 1421.12 1472.39 1587.38 1582.96 1575.67 2113.46
 2208.47 2351.85 2422.47 2452.06 2442.57 2356.92 2244.67 2138.15 1992.89 1869.09 1698.26 1613.92 1470.03
 1410.17
 electrical . July . peak 1618.1 1612.56 1618.62 1622.66 1653.11 1694.36 1826.38 1883.79 1936.44 2441.08
 2526.15 2748.72 2934.41 2917.07 2894.68 2826.95 2716.25 2611.89 2378.97 2305.44 2066.64 1986.63 1840.77
 1668
 electrical . August . peak 1768.66 1767.63 1761.92 1768.91 1776.94 1798.48 1960.2 2021.03 2079.14 2639.2
 2823.61 2980.82 3141.91 3213.4 3048.08 2934.78 2828.1 2727.15 2508.94 2439.29 2204.38 2131.78 1985.03
 1816.41
 electrical . September . peak 1549.94 1542.97 1535.98 1541.41 1550.89 1571.18 1702.63 2011.47 2115.29
 2580.64 2805.83 2975.88 3055.56 3105.04 3031.35 2951.91 2859.49 2682 2528.42 2483.66 2251.47 2177.87
 2032.86 1597.53
 electrical . October . peak 1396.63 1392.27 1391.14 1398.77 1419.49 1455.24 1579.53 1536.23 1502.25
 2022.18 2172.54 2411.46 2501.66 2537.72 2445.67 2437.95 2352.31 2247.66 2034.72 1961.16 1739.21 1656.93
 1514.39 1431.49
 electrical . November . peak 1151.42 1137.99 1147.81 1165.01 1247.78 1360.03 1405.1 1231.28 1392.11
 1717.67 1871.26 1948.92 2031.67 2112.07 2120.44 2127.77 2052.02 1998.21 1842.59 1696.39 1575.87 1432.43
 1117.48 1178.29
 electrical . December . peak 1024.12 1012.39 1019.22 1041.89 1162.59 1312.99 1302.54 1508.59 1752.38
 1891.45 1933.72 1997.37 2013.85 2038.01 2035.54 2038.64 2060.74 2057.14 2031.45 2009.2 1893.29 1727.37
 1369.03 1033.44
 electrical . January . weekend 829.55 834.13 836 833.21 922.5 927.31 939.42 1153.56 1261.07 1301.78
 1323.76 1348.74 1342.1 1338.75 1338.79 1337.5 1352.95 1366.96 1372.09 1374.99 1257.98 1219.21 1103.97
 824.89
 electrical . February . weekend 906.33 909.15 908.72 902.85 968.14 972.36 1003.24 1023.69 1115.08 1161.81
 1213.35 1285.16 1331.26 1411.8 1423.81 1424.96 1376.44 1284.42 1235.03 1234.47 1136.92 1097.26 989.67
 902.05
 electrical . March . weekend 868.97 870.22 867.64 864.02 926.48 932.65 956.24 969.06 1044.21 1086.74
 1132.37 1201.19 1245.33 1315.83 1329.28 1330.81 1290.99 1216.31 1171.16 1169.97 1075.79 1039.38 945.63
 865.64

electrical . April . weekend 764.43 763.24 765.45 761.42 820.59 823.39 838.85 864.59 890.46 1050.94
 1139.95 1230.66 1265.48 1297.75 1270.11 1239.88 1195.24 1131.33 1053.24 1015.35 924.65 895.28 818.7
 766.73
 electrical . May . weekend 812.33 813.22 811.08 806.49 873.92 872.87 898.96 952.94 932.02 1237.83
 1402.37 1539.34 1569.15 1560.39 1466.31 1383.44 1331.86 1271.22 1137.82 1050.75 941.14 915.28 850.69
 819.38
 electrical . June . weekend 855.89 855.56 855.72 851.53 924.03 929.81 949.58 1064.65 1045.72 1403.17
 1492.01 1598.16 1630.78 1620.42 1600.02 1528.51 1446.62 1389.18 1306.81 1232.35 1116.83 1089.73 1023.51
 856.03
 electrical . July . weekend 918.49 921.05 915.07 913.14 987.3 990.1 1014.75 1196.5 1215.38 1562.94
 1635.09 1794.64 1905.06 1858.85 1834.77 1781.5 1699.9 1637.83 1472.15 1432.08 1285.94 1258.16 1190.31
 921.49
 electrical . August . weekend 1000.9 997.85 997.4 993.17 1055.59 1059.89 1091.22 1302.09 1323.08 1727.44
 1877.35 1989.6 2086.62 2106.89 1973.14 1884.96 1802.48 1739.2 1574.46 1533.59 1391.48 1365.51 1293.67
 998.23
 electrical . September . weekend 988.63 988.86 982.96 980.44 1042.21 1044.88 1070.65 1297.24 1342.55
 1655.74 1817.66 1950.01 1999.72 2002.49 1920.04 1863.11 1789.97 1693.86 1585.52 1563.94 1428.45 1402.52
 1331.62 989.62
 electrical . October . weekend 826.92 824.71 821.89 818.31 877.91 879.96 902.02 984.54 944.74 1279.74
 1399.21 1563.69 1608.09 1605.33 1527.97 1516.26 1452.31 1391.51 1259.65 1220.67 1089.81 1064.92 999.88
 825.25
 electrical . November . weekend 858.27 857.7 857.33 853.86 909.22 911.15 933.57 991.49 1071.15 1216.55
 1300.42 1329.32 1357.74 1387.26 1389.44 1391.65 1356.52 1340.36 1278.69 1215.55 1119.57 1080.79 975
 854.79
 electrical . December . weekend 852.99 855 851.82 850.42 926.12 930.35 941.34 1163.83 1279.13 1327.4
 1359.42 1389.76 1393.05 1393.08 1384.8 1388.47 1404.24 1409.75 1411.96 1411.06 1294.36 1254.18 1135.7
 849.1
 hotwater . January . week 11.30 7.11 4.04 2.99 3.10 6.40 6.71 18.26 24.49 35.20 37.95 38.08
 38.08 38.08 38.08 38.08 38.06 37.69 35.84 33.49 30.44 25.85 23.84 18.55
 hotwater . February . week 11.63 7.32 4.16 3.08 3.19 6.59 6.91 18.80 25.21 36.24 39.06 39.20
 39.20 39.20 39.20 39.20 39.18 38.81 36.90 34.48 31.34 26.61 24.54 19.10
 hotwater . March . week 11.70 7.36 4.18 3.10 3.21 6.63 6.94 18.90 25.36 36.44 39.28 39.42
 39.42 39.42 39.42 39.42 39.40 39.02 37.10 34.67 31.51 26.76 24.68 19.20
 hotwater . April . week 126 7.71 4.38 3.24 3.36 6.95 7.27 19.80 26.56 38.17 41.15 41.30
 41.30 41.30 41.30 41.30 41.27 40.88 38.87 36.32 33.01 28.03 25.85 20.12
 hotwater . May . week 11.33 7.13 4.05 3.00 3.11 6.42 6.73 18.32 24.57 35.31 38.06 38.19
 38.19 38.19 38.19 38.19 38.17 37.81 35.95 33.60 30.53 25.93 23.91 18.61
 hotwater . June . week 10.29 6.47 3.68 2.72 2.82 5.83 6.11 16.62 22.30 32.04 34.54 34.66
 34.66 34.66 34.66 34.66 34.65 34.32 32.63 30.49 27.71 23.53 21.70 16.89
 hotwater . July . week 10.27 6.46 3.67 2.72 2.82 5.82 6.10 16.60 22.26 31.99 34.49 34.61
 34.60 34.61 34.60 34.60 34.59 34.26 32.57 30.44 27.66 23.49 21.67 16.86
 hotwater . August . week 10.04 6.31 3.59 2.66 2.75 5.69 5.96 16.22 21.75 31.26 33.70 33.81
 33.81 33.81 33.81 33.81 33.80 33.47 31.83 29.74 27.03 22.96 21.17 16.47
 hotwater . September . week 9.48 5.96 3.39 2.51 2.60 5.37 5.62 15.31 20.54 29.52 31.82 31.93
 31.93 31.93 31.93 31.93 31.91 31.61 30.05 28.09 25.52 21.68 19.99 15.56
 hotwater . October . week 10.20 6.41 3.65 2.70 2.80 5.78 6.05 16.48 22.10 31.76 34.24 34.36
 34.36 34.36 34.36 34.36 34.34 34.01 32.34 30.22 27.47 23.32 21.51 16.74
 hotwater . November . week 9.84 6.19 3.52 2.60 2.70 5.58 5.84 15.91 21.33 30.66 33.05
 33.17 33.17 33.17 33.17 33.17 33.15 32.83 31.22 29.17 26.51 22.52 20.77 16.16
 hotwater . December . week 10.88 6.84 3.89 2.88 2.98 6.16 6.46 17.58 23.57 33.88 36.52
 36.65 36.65 36.65 36.65 36.65 36.63 36.28 34.50 32.24 29.30 24.88 22.95 17.86
 hotwater . January . peak 20.40 11.05 7.36 3.93 3.11 3.12 5.77 18.91 23.85 35.77 38.08 38.08
 38.09 38.09 38.09 38.09 38.09 38.09 37.74 24.74 22.79 29.79 24.57 24.44
 hotwater . February . peak 21.00 11.37 7.58 4.05 3.20 3.22 5.94 19.47 24.55 36.82 39.21 39.21
 39.21 39.21 39.21 39.21 39.21 39.21 38.85 25.47 23.46 30.67 25.29 25.16
 hotwater . March . peak 21.11 11.44 7.62 4.07 3.22 3.23 5.98 19.58 24.69 37.03 39.42 39.42
 39.43 39.43 39.43 39.43 39.43 39.43 39.06 25.62 23.59 30.84 25.43 25.30
 hotwater . April . peak 22.12 11.98 7.99 4.27 3.37 3.39 6.26 20.51 25.87 38.79 41.30 41.30
 41.31 41.31 41.31 41.31 41.31 41.31 40.92 26.84 24.72 32.31 26.64 26.50
 hotwater . May . peak 20.46 11.08 7.39 3.95 3.12 3.13 5.79 18.97 23.92 35.88 38.20 38.20
 38.20 38.20 38.20 38.20 38.20 38.21 37.85 24.82 22.86 29.88 24.64 24.51
 hotwater . June . peak 18.57 10.06 6.70 3.58 2.83 2.84 5.26 17.22 21.71 32.56 34.67 34.67
 34.67 34.67 34.67 34.67 34.67 34.68 34.35 22.53 20.75 27.12 22.37 22.25
 hotwater . July . peak 18.54 10.04 6.69 3.57 2.83 2.84 5.25 17.19 21.68 32.51 34.61 34.61
 34.61 34.61 34.61 34.61 34.61 34.62 34.29 22.49 20.71 27.07 22.33 22.21
 hotwater . August . peak 18.11 9.81 6.54 3.49 2.76 2.77 5.13 16.80 21.18 31.76 33.82 33.82
 33.82 33.82 33.82 33.82 33.82 33.83 33.51 21.97 20.24 26.45 21.82 21.70

hotwater . September . peak 17.10 9.26 6.18 3.30 2.61 2.62 4.84 15.86 20.00 29.99 31.94
 31.94 31.94 31.94 31.94 31.94 31.94 31.94 31.64 20.75 19.11 24.98 20.60 20.49
 hotwater . October . peak 18.40 9.97 6.65 3.55 2.81 2.82 5.21 17.07 21.52 32.27 34.36 34.36
 34.37 34.37 34.37 34.37 34.37 34.37 34.05 22.33 20.56 26.88 22.17 22.05
 hotwater . November . peak 17.77 9.62 6.41 3.43 2.71 2.72 5.03 16.47 20.78 31.16 33.17
 33.17 33.18 33.18 33.18 33.18 33.18 33.18 32.87 21.55 19.85 25.95 21.40 21.29
 hotwater . December . peak 19.63 10.63 7.09 3.79 2.99 3.01 5.56 18.20 22.96 34.43 36.66
 36.66 36.66 36.66 36.66 36.66 36.66 36.66 36.32 23.82 21.94 28.67 23.65 23.52
 hotwater . January . weekend 3.14 3.14 3.08 3.07 3.07 3.06 3.15 3.59 4.58 5.74 6.35 6.62
 6.42 5.46 4.61 4.13 3.88 3.81 3.74 3.46 3.23 3.15 3.10 3.09
 hotwater . February . weekend 3.24 3.24 3.17 3.17 3.16 3.15 3.25 3.69 4.71 5.91 6.53 6.81
 6.61 5.62 4.75 4.25 4.00 3.93 3.85 3.56 3.32 3.24 3.19 3.18
 hotwater . March . weekend 3.25 3.25 3.19 3.18 3.17 3.17 3.27 3.71 4.74 5.95 6.57 6.85
 6.64 5.65 4.78 4.28 4.02 3.95 3.87 3.58 3.34 3.26 3.20 3.20
 hotwater . April . weekend 3.41 3.41 3.34 3.33 3.32 3.32 3.42 3.89 4.97 6.23 6.88 7.18
 6.96 5.92 5.00 4.48 4.21 4.14 4.06 3.75 3.50 3.42 3.36 3.35
 hotwater . May . weekend 3.15 3.15 3.09 3.08 3.07 3.07 3.16 3.60 4.59 5.76 6.37 6.64
 6.44 5.48 4.63 4.14 3.90 3.82 3.75 3.47 3.24 3.16 3.10 3.10
 hotwater . June . weekend 2.86 2.86 2.81 2.80 2.79 2.79 2.87 3.27 4.17 5.23 5.78 6.02
 5.84 4.97 4.20 3.76 3.54 3.47 3.40 3.15 2.94 2.87 2.82 2.81
 hotwater . July . weekend 2.86 2.86 2.80 2.79 2.79 2.78 2.87 3.26 4.16 5.22 5.77 6.01
 5.83 4.96 4.19 3.75 3.53 3.47 3.40 3.14 2.93 2.86 2.81 2.81
 hotwater . August . weekend 2.79 2.79 2.74 2.73 2.72 2.72 2.80 3.19 4.07 5.10 5.64 5.88
 5.70 4.85 4.10 3.67 3.45 3.39 3.32 3.07 2.86 2.80 2.75 2.75
 hotwater . September . weekend 2.64 2.64 2.58 2.58 2.57 2.57 2.65 3.01 3.84 4.82 5.32 5.55
 5.38 4.58 3.87 3.46 3.26 3.20 3.14 2.90 2.70 2.64 2.60 2.59
 hotwater . October . weekend 2.84 2.84 2.78 2.77 2.77 2.76 2.85 3.24 4.13 5.18 5.73 5.97
 5.79 4.93 4.16 3.73 3.51 3.44 3.37 3.12 2.91 2.84 2.79 2.79
 hotwater . November . weekend 2.74 2.74 2.68 2.68 2.67 2.67 2.75 3.13 3.99 5.00 5.53 5.76
 5.59 4.76 4.02 3.60 3.38 3.32 3.26 3.01 2.81 2.74 2.70 2.69
 hotwater . December . weekend 3.03 3.02 2.97 2.96 2.95 2.95 3.04 3.45 4.41 5.53 6.11 6.37
 6.18 5.26 4.44 3.98 3.74 3.67 3.60 3.33 3.10 3.03 2.98 2.98
 spaceheat . January . week 161.44 31.42 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 272.28 118.16 249.13 184.89
 178.59 156.92 153.98 160.48 171.71 188.75 210.60 239.61 249.82 139.51 141.55 147.02 161.92
 spaceheat . February . week 198.98 42.82 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 359.42 147.33 108.00 87.04
 86.43 75.80 73.49 78.69 89.96 102.44 118.36 140.86 148.02 156.47 157.41 165.47 188.14
 spaceheat . March . week 200.90 52.32 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 342.89 122.45 77.74 60.54
 57.46 54.70 56.36 56.56 65.48 78.54 93.31 118.98 130.19 137.80 141.36 152.93 177.27
 spaceheat . April . week 96.48 11.90 0.00 0.00 0.00 0.00 227.30 155.53 84.77 53.12 41.23
 32.71 28.29 31.13 33.75 47.52 55.00 66.51 79.40 89.18 99.04 109.62 129.85 107.70
 spaceheat . May . week 16.70 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 170.23 18.74 5.87 1.56 1.22 0.00
 0.75 0.00 0.00 0.21 1.80 2.25 9.08 11.08 14.75 18.50 30.07 27.82
 spaceheat . June . week 4.20 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 96.80 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 0.78 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.87 0.00 0.81 1.02
 spaceheat . July . week 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 37.10 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 spaceheat . August . week 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 46.68 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 spaceheat . September . week 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 67.22 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 spaceheat . October . week 26.11 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 199.54 9.60 2.66 1.23 0.24 0.00
 0.00 0.00 0.00 1.05 1.24 1.65 4.35 6.27 7.31 7.69 11.44 10.15
 spaceheat . November . week 127.30 47.00 0.00 0.00 0.00 0.00 253.28 65.79 42.75 35.10
 30.64 30.72 31.88 32.98 37.95 45.40 53.39 50.92 55.23 59.00 59.91 63.57 66.79
 spaceheat . December . week 212.18 65.53 0.00 0.00 0.00 0.00 336.45 137.64 119.14 105.61
 100.43 90.66 83.33 84.16 90.49 99.73 109.91 131.51 136.56 142.96 147.63 155.90 173.53
 spaceheat . January . peak 263.31 113.56 0.00 0.00 0.00 0.00 483.58 290.57 254.04 229.33
 224.76 216.83 210.16 216.04 223.62 236.50 256.46 279.14 291.14 294.52 301.60 312.70 338.30
 spaceheat . February . peak 244.37 97.75 0.00 0.00 0.00 0.00 331.03 286.53 243.89 215.11
 203.63 197.99 188.89 188.54 197.03 208.55 239.97 266.55 277.88 292.80 297.16 313.13 340.58
 spaceheat . March . peak 252.31 97.95 0.00 0.00 0.00 0.00 463.42 264.21 238.75 227.32
 225.74 225.61 222.56 220.65 232.98 239.47 252.15 271.58 277.74 289.27 296.68 306.05 326.61
 spaceheat . April . peak 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 408.76 217.81 198.80 177.91 183.56
 184.23 180.66 193.24 190.23 189.05 189.28 208.35 212.03 215.30 220.44 227.43 242.29 290.30
 spaceheat . May . peak 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 300.33 80.58 67.46 63.70 62.39 58.01
 59.42 50.53 46.45 33.97 42.47 68.59 91.23 14.26 22.21 25.69 38.20 215.78

spaceheat . June . peak 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 195.89 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 17.95 17.40 18.91 3.86 0.00 20.68 20.88 49.07 50.47
 spaceheat . July . peak 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 118.18 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 spaceheat . August . peak 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 92.75 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 spaceheat . September . peak 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 130.61 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 spaceheat . October . peak 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 281.84 55.85 38.50 25.50 26.68 26.68
 29.66 29.66 34.87 30.49 30.78 33.59 52.15 51.65 69.40 69.03 88.47 108.13
 spaceheat . November . peak 59.31 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 315.25 90.24 50.92 32.88
 27.30 28.91 28.43 39.94 49.10 46.14 106.26 147.20 160.87 166.43 162.73 178.57 213.29
 spaceheat . December . peak 315.24 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 415.41 248.30 249.31 254.45
 258.14 257.86 253.71 245.91 238.52 241.35 247.49 274.19 275.47 273.30 270.38 268.05 277.41
 spaceheat . January . weekend 79.23 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 82.68 27.71 298.59 154.80
 152.93 137.92 143.29 30.27 29.28 40.54 46.81 53.93 61.43 29.40 32.42 33.59 37.29
 spaceheat . February . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2.84 0.00 245.95 132.18
 141.09 139.47 140.55 93.80 101.26 111.70 121.90 138.72 145.58 3.22 3.42 5.76 7.88
 spaceheat . March . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 311.82 119.20
 134.77 145.59 146.82 73.38 82.21 94.40 108.52 124.43 134.49 0.00 0.00 0.00
 spaceheat . April . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 240.06 104.17 81.58 75.23
 74.65 72.93 55.22 58.73 64.28 71.02 86.59 0.00 0.00 0.00 0.00 137.43
 spaceheat . May . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 178.54 11.22 15.58 12.43
 12.63 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 15.23
 spaceheat . June . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 82.42 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 41.09
 spaceheat . July . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 31.71 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 14.54
 spaceheat . August . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 34.29 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 6.61
 spaceheat . September . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 96.09 2.43 5.29 6.49
 9.87 8.02 5.71 4.17 4.36 4.51 7.30 0.00 0.00 0.00 0.00 51.41
 spaceheat . October . weekend 20.02 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 156.59 22.97 14.61
 16.43 15.76 15.98 15.07 17.52 18.21 26.95 31.88 3.02 3.19 3.27 5.70 55.63
 spaceheat . November . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 185.87 53.33
 69.48 74.83 75.74 38.78 45.08 47.38 55.04 76.60 77.26 0.00 0.00 0.00
 spaceheat . December . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 404.53 228.50
 237.66 236.29 240.72 141.42 147.29 156.60 163.26 176.61 178.56 0.00 0.00 0.00
 cooking . January . week 16.22 4.71 0.44 0.00 0.00 1.24 12.92 37.83 25.84 29.15 72.35
 133.29 164.24 147.03 121.47 97.16 75.48 55.26 41.29 31.88 25.07 22.55 22.45 20.64
 cooking . February . week 17.12 5.16 0.49 0.00 0.00 1.11 12.31 37.73 25.82 29.15 72.35
 133.28 164.25 147.11 121.59 97.72 76.22 56.11 41.87 32.37 25.30 22.53 22.46 20.54
 cooking . March . week 17.55 5.90 0.63 0.00 0.00 1.03 11.92 37.65 25.82 29.15 72.35
 133.28 164.26 147.29 121.94 98.16 76.78 56.75 42.29 32.77 25.61 22.59 22.46 20.64
 cooking . April . week 7.67 1.07 0.02 0.00 0.84 10.30 35.05 27.20 28.80 67.80 126.91
 161.02 149.39 125.09 100.90 79.46 59.31 44.03 34.11 26.53 23.04 22.46 22.14 16.66
 cooking . May . week 5.61 0.59 0.00 0.00 1.11 12.23 37.66 25.92 29.14 72.35 133.34
 164.21 147.28 121.88 97.66 76.32 56.25 42.05 32.58 25.48 22.80 22.46 21.92 17.62
 cooking . June . week 5.13 0.49 0.00 0.00 1.11 12.23 37.66 25.92 29.14 72.35 133.34
 164.21 147.25 121.83 97.61 76.23 56.15 41.98 32.49 25.32 22.77 22.46 21.98 18.54
 cooking . July . week 5.59 0.58 0.00 0.00 1.10 12.16 37.65 25.92 29.14 72.35 133.34 164.22
 147.30 121.93 97.73 76.39 56.33 42.10 32.62 25.49 22.80 22.46 21.95 17.73
 cooking . August . week 5.83 0.62 0.00 0.00 1.04 11.86 37.59 25.92 29.14 72.35 133.34
 164.24 147.41 122.14 98.04 76.76 56.74 42.37 32.87 25.61 22.81 22.46 22.03 17.62
 cooking . September . week 5.14 0.48 0.00 0.00 1.10 12.15 37.64 25.92 29.14 72.35 133.34
 164.22 147.28 121.88 97.69 76.32 56.25 42.04 32.55 25.34 22.77 22.46 22.01 18.60
 cooking . October . week 7.37 0.92 0.00 0.00 0.91 10.97 36.48 26.59 28.98 70.08 130.12
 162.63 148.49 123.73 99.55 78.27 58.17 43.19 33.59 26.25 22.92 22.46 22.03 15.59
 cooking . November . week 17.43 5.92 0.64 0.00 0.00 1.05 11.98 37.66 25.83 29.15 72.35
 133.27 164.29 147.27 121.90 98.11 76.72 56.67 42.25 32.74 25.61 22.81 22.46 21.98
 cooking . December . week 18.00 5.42 0.51 0.00 0.00 1.00 11.76 37.64 25.81 29.15 72.35
 133.27 164.29 147.31 122.03 98.22 76.88 56.85 42.34 32.79 25.47 22.79 22.46 22.12
 cooking . January . peak 22.24 18.19 2.97 0.00 0.00 0.00 6.69 36.57 25.87 29.15 72.35
 133.32 164.42 149.78 126.69 104.30 84.79 65.69 48.23 38.62 30.51 23.61 22.46 22.46
 cooking . February . peak 22.23 18.21 3.00 0.00 0.00 0.00 6.66 36.54 25.92 29.15 72.35
 133.35 164.32 149.82 126.77 104.31 84.71 65.69 48.23 38.60 30.53 23.61 22.46 22.46

cooking . March . peak 22.23 13.66 2.25 0.00 0.00 0.00 5.00 27.41 19.44 21.86 54.26
 100.01 123.24 112.37 95.08 78.23 63.54 49.27 36.18 28.95 22.90 17.71 16.85 16.85
 cooking . April . peak 20.49 9.68 1.29 0.00 0.00 0.55 9.45 37.18 25.82 29.15 72.35 133.30
 164.32 148.36 124.08 100.77 80.18 60.56 44.78 35.13 27.24 22.85 22.46 21.09
 cooking . May . peak 18.21 2.99 0.00 0.00 0.00 6.68 36.61 25.92 29.14 72.35 133.27
 164.62 149.82 126.77 104.31 84.71 65.69 48.23 38.60 30.53 23.61 22.46 22.46 0.00
 cooking . June . peak 18.21 2.99 0.00 0.00 0.00 6.68 36.61 25.92 29.14 72.35 133.27 164.62
 149.82 126.77 104.31 84.71 65.69 48.23 38.60 30.53 23.61 22.46 22.46 0.00
 cooking . July . peak 18.21 2.99 0.00 0.00 0.00 6.68 36.61 25.92 29.14 72.35 133.27 164.62
 149.82 126.77 104.31 84.71 65.69 48.23 38.60 30.53 23.61 22.46 22.46 0.00
 cooking . August . peak 18.21 2.99 0.00 0.00 0.00 6.68 36.61 25.92 29.14 72.35 133.27
 164.62 149.82 126.77 104.31 84.71 65.69 48.23 38.60 30.53 23.61 22.46 22.46 0.00
 cooking . September . peak 18.21 2.99 0.00 0.00 0.00 6.68 36.61 25.92 29.14 72.35 133.27
 164.62 149.82 126.77 104.31 84.71 65.69 48.23 38.60 30.53 23.61 22.46 22.46 0.00
 cooking . October . peak 19.63 5.42 0.44 0.00 0.00 0.82 10.84 37.49 25.78 29.15 72.35
 133.27 164.32 147.63 122.73 99.00 77.91 58.00 43.06 33.39 25.60 22.46 22.46 20.41
 cooking . November . peak 22.26 18.21 3.00 0.00 0.00 0.00 6.68 36.61 25.92 29.14 72.35
 133.27 164.62 149.82 126.77 104.28 84.71 65.69 48.33 38.66 30.52 23.61 22.46 22.46
 cooking . December . peak 22.26 18.21 3.00 0.00 0.00 6.68 36.61 25.92 29.14 72.35
 133.27 164.62 149.82 126.77 104.28 84.71 65.69 48.33 38.66 30.52 23.61 22.46 22.46
 cooking . January . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.31 2.30 4.75 4.79 4.29 11.42 13.93
 5.99 2.80 2.49 2.42 1.99 0.89 0.16 0.01 0.00 0.00 0.00 0.00
 cooking . February . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.31 2.30 4.75 4.80 4.27 11.43 13.93
 5.98 2.80 2.50 2.43 1.99 0.21 0.01 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 cooking . March . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.35 2.59 5.34 5.40 4.81 12.85 15.67
 6.72 3.15 2.81 2.73 2.24 0.24 0.01 0.00 0.00 0.00 0.00
 cooking . April . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.35 2.59 5.34 5.40 4.81 12.85 15.67
 6.72 3.15 2.81 2.73 2.24 0.24 0.01 0.00 0.00 0.00 7.39
 cooking . May . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.31 2.30 4.75 4.80 4.27 11.43 13.93
 5.98 2.80 2.50 2.43 1.99 0.21 0.01 0.00 0.00 0.00 8.75
 cooking . June . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.35 2.59 5.34 5.40 4.81 12.85 15.67
 6.72 3.15 2.81 2.73 2.24 0.24 0.01 0.00 0.00 0.00 9.85
 cooking . July . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.31 2.30 4.75 4.80 4.27 11.43 13.93
 5.98 2.80 2.50 2.43 1.99 0.21 0.01 0.00 0.00 0.00 11.23
 cooking . August . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.38 2.88 5.94 5.99 5.34 14.28 17.41
 7.47 3.50 3.12 3.04 2.49 0.27 0.01 0.00 0.00 0.00 8.75
 cooking . September . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.26 1.94 4.01 4.05 3.61 9.64 11.75
 5.04 2.36 2.11 2.05 1.68 0.18 0.01 0.00 0.00 0.00 9.85
 cooking . October . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.31 2.30 4.75 4.80 4.27 11.43 13.93
 5.98 2.80 2.50 2.43 1.99 0.21 0.01 0.00 0.00 0.00 6.57
 cooking . November . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.31 2.35 4.86 4.90 4.37 11.69
 14.25 6.11 2.86 2.55 2.49 2.04 0.22 0.01 0.00 0.00 0.00
 cooking . December . weekend 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.28 2.07 4.27 4.32 3.85 10.28 12.54
 5.38 2.52 2.25 2.19 1.79 0.19 0.01 0.00 0.00 0.00 0.00
 refrig . January . week 456 456 456 456 456 456 456 484.4 513 541.5 541.5 558.6
 570 570 570 570 558.6 552.9 547.2 541.5 524.4 501.5 484.4 456
 refrig . February . week 509 509 509 509 509 509 509 540.8 572.6 604.4 604.4 623.5
 636.2 636.2 636.2 636.2 623.5 617.1 610.8 604.4 585.4 559.8 540.8 509
 refrig . March . week 579.1 579.1 579.1 579.1 579.1 579.1 579.1 615.3 651.6 687.8 687.8
 709.5 724 724 724 724 709.5 702.2 695 687.8 666.1 637.1 615.3 579.1
 refrig . April . week 642.4 642.4 642.4 642.4 642.4 642.4 642.4 682.5 722.7 762.9 762.9 786.9
 802.9 802.9 802.9 802.9 786.9 778.8 770.9 762.9 738.8 706.6 682.5 642.4
 refrig . May . week 712.6 712.6 712.6 712.6 712.6 712.6 757.1 801.6 846.2 846.2 872.9
 890.7 890.7 890.7 890.7 872.9 864 855.1 846.2 819.5 783.8 757.1 712.6 712.6
 refrig . June . week 782.7 782.7 782.7 782.7 782.7 782.7 831.7 880.6 929.6 929.6 958.9 978.4
 978.4 978.4 978.4 958.9 949.1 939.4 929.6 900.2 861.1 831.7 782.7 782.7
 refrig . July . week 888.1 888.1 888.1 888.1 888.1 888.1 943.6 999.1 1054.6 1054.6 1087.9
 1110.1 1110.1 1110.1 1110.1 1087.9 1076.8 1065.7 1054.6 1021.3 976.9 943.6 888.1 887
 refrig . August . week 829.6 829.6 829.6 829.6 829.6 829.6 881.4 933.3 985.1 985.1 1016.2
 1036.9 1036.9 1036.9 1036.9 1016.2 1005.9 995.5 985.1 954 912.5 881.4 829.6 829.6
 refrig . September . week 748.9 748.9 748.9 748.9 748.9 748.9 795.6 842.5 889.3 889.3 917.4
 936 936 936 936 917.4 908 898.6 889.3 861.2 823.7 795.6 748.9 748.8
 refrig . October . week 655.3 655.3 655.3 655.3 655.3 655.3 696.1 737.1 778.1 778.1 802.7 819
 819 819 819 802.7 794.5 786.3 778.1 753.5 720.8 696.1 655.3 655.3
 refrig . November . week 549.9 549.9 549.9 549.9 549.9 549.9 584.4 618.7 653.1 653.1
 673.7 687.4 687.4 687.4 687.4 673.7 666.8 660 653.1 632.4 604.9 584.4 549.9

refrig. December . week 469.2 469.2 469.2 469.2 469.2 469.2 469.2 498.5 527.9 557.2 557.2
 574.8 586.5 586.5 586.5 586.5 574.8 568.9 563 557.2 539.6 516.1 498.5 469.2
 refrig. January . peak 456 456 456 456 456 456 456 484.4 513 541.5 541.5 558.6
 570 570 570 570 558.6 552.9 547.2 541.5 524.4 501.5 484.4 456
 refrig. February . peak 509 509 509 509 509 509 509 540.8 572.6 604.4 604.4 623.5
 636.2 636.2 636.2 636.2 623.5 617.1 610.8 604.4 585.4 559.8 540.8 509
 refrig. March . peak 579.1 579.1 579.1 579.1 579.1 579.1 579.1 615.3 651.6 687.8 687.8
 709.5 724 724 724 724 709.5 702.2 695 687.8 666.1 637.1 615.3 579.1
 refrig. April . peak 642.4 642.4 642.4 642.4 642.4 642.4 642.4 682.6 722.8 763 763 787
 803 803 803 803 787 778.9 771 763 738.9 706.7 682.6 642.5
 refrig. May . peak 712.6 712.6 712.6 712.6 712.6 712.6 712.6 757.1 801.6 846.2 846.2 872.9 890.7
 890.7 890.7 890.7 872.9 864 855.1 846.2 819.5 783.8 757.1 712.6 713.3
 refrig. June . peak 782.7 782.7 782.7 782.7 782.7 782.7 782.7 831.7 880.6 929.6 929.6 958.9 978.4
 978.4 978.4 978.4 958.9 949.1 939.4 929.6 900.2 861.1 831.7 782.7 784
 refrig. July . peak 888.1 888.1 888.1 888.1 888.1 888.1 888.1 943.6 999.1 1054.6 1054.6 1087.9
 1110.1 1110.1 1110.1 1110.1 1087.9 1076.8 1065.7 1054.6 1021.3 976.9 943.6 888.1 888.1
 refrig. August . peak 829.6 829.6 829.6 829.6 829.6 829.6 829.6 881.4 933.3 985.1 985.1 1016.2
 1036.9 1036.9 1036.9 1036.9 1016.2 1005.9 995.5 985.1 954 912.5 881.4 829.6 829.6
 refrig. September . peak 748.9 748.9 748.9 748.9 748.9 748.9 748.9 795.6 842.5 889.3 889.3 917.4 936
 936 936 936 917.4 908 898.6 889.3 861.2 823.7 795.6 748.9 748.9
 refrig. October . peak 655.3 655.3 655.3 655.3 655.3 655.3 655.3 696.1 737.1 778.1 778.1 802.7 819
 819 819 819 802.7 794.5 786.3 778.1 753.5 720.8 696.1 655.3 655.3
 refrig. November . peak 549.9 549.9 549.9 549.9 549.9 549.9 549.9 584.4 618.7 653.1 653.1
 673.7 687.4 687.4 687.4 687.4 673.7 666.8 660 653.1 632.4 604.9 584.4 549.9
 refrig. December . peak 469.2 469.2 469.2 469.2 469.2 469.2 469.2 498.5 527.9 557.2 557.2
 574.8 586.5 586.5 586.5 586.5 574.8 568.9 563 557.2 539.6 516.1 498.5 469.2
 refrig. January . weekend 456 456 456 456 456 456 456 484.4 513 541.5 541.5 558.6
 570 570 570 570 558.6 552.9 547.2 541.5 524.4 501.5 484.4 456
 refrig. February . weekend 509 509 509 509 509 509 509 540.8 572.6 604.4 604.4 623.5
 636.2 636.2 636.2 636.2 623.5 617.1 610.8 604.4 585.4 559.8 540.8 509
 refrig. March . weekend 579.1 579.1 579.1 579.1 579.1 579.1 579.1 615.3 651.6 687.8 687.8
 709.5 724 724 724 724 709.5 702.2 695 687.8 666.1 637.1 615.3 579.1
 refrig. April . weekend 642.4 642.4 642.4 642.4 642.4 642.4 642.4 682.5 722.7 762.9 762.9
 786.9 802.9 802.9 802.9 802.9 786.9 778.8 770.9 762.9 738.8 706.6 682.5 642.4
 refrig. May . weekend 712.6 712.6 712.6 712.6 712.6 712.6 712.6 757.1 801.6 846.2 846.2 872.9
 890.7 890.7 890.7 890.7 872.9 864 855.1 846.2 819.5 783.8 757.1 712.6 712.6
 refrig. June . weekend 782.7 782.7 782.7 782.7 782.7 782.7 782.7 831.7 880.6 929.6 929.6 958.9
 978.4 978.4 978.4 978.4 958.9 949.1 939.4 929.6 900.2 861.1 831.7 782.7 782.7
 refrig. July . weekend 888.1 888.1 888.1 888.1 888.1 888.1 888.1 943.6 999.1 1054.6 1054.6 1087.9
 1110.1 1110.1 1110.1 1110.1 1087.9 1076.8 1065.7 1054.6 1021.3 976.9 943.6 888.1 888.1
 refrig. August . weekend 829.6 829.6 829.6 829.6 829.6 829.6 829.6 881.4 933.3 985.1 985.1 1016.2
 1036.9 1036.9 1036.9 1036.9 1016.2 1005.9 995.5 985.1 954 912.5 881.4 829.6 820
 refrig. September . weekend 748.9 748.9 748.9 748.9 748.9 748.9 748.9 795.6 842.5 889.3 889.3 917.4
 936 936 936 936 917.4 908 898.6 889.3 861.2 823.7 795.6 748.9 748.9
 refrig. October . weekend 655.3 655.3 655.3 655.3 655.3 655.3 655.3 696.1 737.1 778.1 778.1 802.7
 819 819 819 819 802.7 794.5 786.3 778.1 753.5 720.8 696.1 655.3 655.3
 refrig. November . weekend 549.9 549.9 549.9 549.9 549.9 549.9 549.9 584.4 618.7 653.1 653.1
 673.7 687.4 687.4 687.4 687.4 673.7 666.8 660 653.1 632.4 604.9 584.4 549.9
 refrig. December . weekend 469.2 469.2 469.2 469.2 469.2 469.2 469.2 498.5 527.9 557.2 557.2
 574.8 586.5 586.5 586.5 586.5 574.8 568.9 563 557.2 539.6 516.1 498.5 469.2
 HVAC . January . week 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 0.00 0.00 8.23 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 HVAC . February . week 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 13.55 26.89 27.65 35.85
 42.04 42.69 40.51 18.45 15.84 6.76 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 HVAC . March . week 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 23.02 30.40 51.87 48.67
 48.73 46.46 49.41 47.02 36.81 11.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00
 HVAC . April . week 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 18.68 36.24 118.21 111.03
 143.71 215.07 191.95 186.65 105.05 76.11 54.84 54.11 32.47 15.42 13.84 13.16 0.00
 HVAC . May . week 8.55 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 15.45 374.40 419.75 735.72 713.50
 736.65 742.40 770.50 751.05 769.60 671.00 629.90 488.15 412.80 371.25 329.85 230.15 79.75
 HVAC . June . week 12.35 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 65.50 902.89 855.44 1032.33 1038.89
 1069.00 1070.83 1115.00 1121.78 1068.39 1039.78 959.89 867.44 810.83 714.50 600.72 456.06 128.61
 HVAC . July . week 133.42 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 259.37 1300.42 1378.16 1665.42 1734.05
 1818.63 1841.32 1884.47 1897.11 1852.89 1830.42 1700.79 1567.26 1434.21 1335.53 1191.21 998.53 420.79
 HVAC . August . week 139.89 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 271.95 1363.49 1444.99 1746.19
 1818.15 1906.83 1930.61 1975.86 1989.11 1942.75 1919.19 1783.27 1643.27 1503.76 1400.29 1248.98 1046.95
 441.20

HVAC . September . week	16.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	88.64	1221.93	1157.72	1397.12	1405.99	1446.74	1449.22	1508.99	1518.17	1445.91	1407.19	1299.07	1173.96	1097.35	966.97	812.99	617.21	174.06	
HVAC . October . week	7.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.25	321.04	359.93	630.86	611.82	631.67	636.60	660.69	644.01	659.92	575.37	540.13	418.58	353.97	318.34	282.84	197.35	68.38	
HVAC . November . week	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.31	41.33	134.83	126.65	163.92	245.33	218.95	212.91	119.83	86.81	62.56	61.72	37.04	17.59	15.79	15.01	0.00	
HVAC . December . week	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.38	13.71	23.39	21.94	21.97	20.95	22.28	21.20	16.60	5.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
HVAC . January . peak	0	0	0	0	0	0	0	0	76.80	0.00	76.80	45.80	93.13	97.23	135.50	118.50	38.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
HVAC . February . peak	162.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	74.00	286.60	178.10	329.43	342.07	421.93	368.87	373.77	307.67	264.30	168.40	54.33	41.67	41.67	41.67	38.33	0.00	
HVAC . March . peak	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	45.67	179.17	235.90	239.33	240.00	306.00	396.33	427.00	308.80	227.00	160.67	157.07	109.00	108.67	53.50	15.10	0.00	
HVAC . April . peak	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30.20	551.53	406.67	619.33	577.33	565.67	587.00	547.33	549.00	524.33	511.67	334.67	230.00	210.67	209.33	169.67	126.67	53.67	
HVAC . May . peak	0.00	0.00	0.00	375.67	866.33	1001.00	1155.33	1199.00	1222.00	1222.33	1263.67	1174.33	1175.33	1122.67	1009.00	759.33	715.67	681.00	595.33	496.00	368.33	169.67	126.67	53.67	0.00	
HVAC . June . peak	248.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	117.00	1112.67	1119.67	1359.67	1403.33	1503.67	1580.67	1614.33	1638.67	1637.00	1664.67	1629.00	1593.33	1448.67	1326.67	1153.67	957.00	592.33	0.00	
HVAC . July . peak	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	743.33	2033.33	2233.33	2700.00	2766.67	2800.00	2833.33	2866.67	2866.67	2766.67	2700.00	2600.00	2400.00	2133.33	1900.00	1700.00	1400.00	1133.33	0.00	
HVAC . August . peak	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	779.38	2131.94	2341.64	2830.94	2900.84	2935.79	2970.74	3005.69	3005.69	2900.84	2830.94	2726.09	2516.39	2236.79	1992.14	1782.44	1467.89	1188.30	0.00	
HVAC . September . peak	336.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	158.34	1505.84	1515.31	1840.12	1899.21	2035.00	2139.21	2184.77	2217.70	2215.45	2252.89	2204.62	2156.35	1960.56	1795.46	1561.32	1295.16	801.64	0.00	
HVAC . October . peak	0.00	0.00	0.00	322.13	742.87	858.34	990.68	1028.12	1047.85	1048.13	1083.57	1006.97	1007.83	962.67	865.20	651.12	613.67	583.95	510.49	425.31	315.84	145.49	108.61	46.02	0.00	
HVAC . November . peak	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	34.45	629.13	463.88	706.46	658.56	645.25	669.58	624.33	626.24	598.10	583.65	381.75	262.36	240.30	238.78	193.54	144.49	61.22	0.00	
HVAC . December . peak	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.59	80.78	106.37	107.91	108.21	137.97	178.70	192.53	139.24	102.35	72.44	70.82	49.15	49.00	24.12	6.81	0.00	0.00	0.00	
HVAC . January . weekend	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HVAC . February . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.98	89.24	105.83	109.75	109.86	107.28	93.31	93.31	90.49	91.89	92.58	0.00	0.00	0.00	0.00	
HVAC . March . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
HVAC . April . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	180.50	106.30	237.44	296.21	100.55	48.25	11.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
HVAC . May . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7.38	338.71	276.93	278.66	236.29	147.13	127.13	125.75	104.00	100.63	27.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
HVAC . June . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	93.58	1084.60	938.10	948.60	935.94	443.10	448.30	443.60	388.00	356.80	323.90	0.00	0.00	0.00	0.00	42.50	0.00	
HVAC . July . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	206.33	1429.89	1236.56	1302.22	1292.78	743.56	731.33	728.33	695.11	613.67	550.78	122.22	0.00	0.00	0.00	216.33	0.00	
HVAC . August . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	216.34	1499.23	1296.52	1365.37	1355.47	779.61	766.80	763.65	728.82	643.43	577.49	128.15	0.00	0.00	0.00	226.82	0.00	
HVAC . September . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	126.65	1467.85	1269.59	1283.80	1266.66	599.67	606.71	600.35	525.10	482.88	438.35	0.00	0.00	0.00	0.00	57.52	0.00	
HVAC . October . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.32	290.44	237.46	238.95	202.61	126.16	109.01	107.83	89.18	86.28	23.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
HVAC . November . weekend	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	205.89	121.25	270.84	337.88	114.70	55.04	13.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
HVAC . December . weekend	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

;
 * Data input: PX prices
 TABLE PX (months, ltypes, hours) "PX prices in \$/MWh"

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19					
20	21	22	23	24																				
January . Peak	18.107	15.730	14.987	14.963	17.137	23.707	28.427	29.557	29.543	29.863	29.583	28.113	26.663	26.317	25.777	25.283	26.260	32.263	31.790	30.633	29.830	27.160	25.670	22.007
February . Peak	13.856	13.163	13.161	13.161	14.285	18.647	22.592	23.375	23.053	22.917	22.780	22.773	22.740	22.467	21.877	21.330	21.643	23.220	23.977	23.061	22.550	22.247	20.021	15.943
March . Peak	13.630	12.113	10.573	10.187	14.427	17.887	21.927	22.800	23.007	23.450	23.803	23.643	23.580	23.387	22.547	22.263	22.260	21.750	28.353	26.370	23.617	21.397	20.883	17.003
April . Peak	18.249	17.406	16.494	16.249	17.251	20.106	25.076	26.970	27.079	27.771	28.343	29.602	29.264	28.586	30.233	28.499	27.613	27.446	29.858	31.592	30.961	27.505	25.935	20.885
May . Peak	21.085	18.187	16.135	12.910	15.477	21.130	28.390	31.333	37.644	34.083	40.073	40.697	42.293	45.623	46.460	46.727	43.331	40.589	36.998	34.966	38.995	33.895	25.777	23.662
June . Peak	18.500	13.158	11.163	9.497	9.430	13.166	20.236	25.408	28.915	33.360	40.970	44.558	54.688	65.562	78.897	90.623	78.335	65.992	56.882	43.873	45.237	37.659	31.103	23.529
July . Peak	27.340	21.483	18.293	16.313	15.293	18.391	21.552	24.618	28.170	30.497	37.309	44.965	69.460	96.367	124.743	128.113	117.903	102.420	60.003	41.270	38.416	32.167	32.297	27.617
August . Peak	31.757	27.810	25.543	24.377	24.823	29.763	25.247	27.587	31.730	34.817	42.749	44.587	60.185	105.071	165.747	186.701	183.003	138.914	70.337	43.723	45.083	37.540	35.193	27.063
September . Peak	25.960	21.897	17.957	15.163	21.717	26.527	27.160	30.233	30.383	34.120	35.580	36.263	36.010	39.207	42.097	43.513	42.077	37.584	36.524	36.214	36.413	33.940	32.263	29.217
October . Peak	38.033	34.663	30.970	27.577	31.997	38.610	32.497	29.917	28.850	35.640	44.333	51.673	63.003	77.797	90.467	98.550	92.713	71.897	73.088	69.362	59.217	41.733	35.467	37.968
November . Peak	24.320	19.260	17.673	17.427	23.417	30.013	26.337	35.077	31.540	35.263	37.820	37.933	32.257	32.980	32.897	32.193	34.807	47.190	47.237	43.123	37.147	31.203	32.513	28.593
December . Peak	25.340	22.713	21.837	22.133	24.020	28.170	32.193	31.993	32.707	31.237	30.210	28.690	28.193	27.913	27.760	27.753	30.668	44.500	43.470	35.900	33.750	31.677	30.327	27.327
January . Week	15.993	15.493	15.327	15.327	16.077	20.160	28.793	30.317	30.557	30.863	29.383	28.283	27.530	27.530	26.480	26.137	27.820	38.540	35.727	31.253	29.057	25.177	25.160	20.660
February . Week	13.996	13.995	13.991	13.992	14.853	19.278	25.433	26.813	26.102	25.046	23.803	22.610	22.917	22.640	22.453	22.357	22.813	27.539	30.863	28.927	24.171	22.000	20.423	17.123
March . Week	14.547	13.450	12.687	13.093	14.757	17.443	21.780	24.130	23.117	23.197	23.503	23.230	24.040	23.810	23.607	23.370	22.427	21.475	27.377	26.023	23.023	21.497	19.383	16.733
April . Week	18.280	17.713	16.903	17.213	18.370	21.057	26.274	28.786	29.175	28.336	28.627	28.117	27.980	27.197	25.843	23.693	22.892	22.755	24.772	27.167	29.489	25.350	25.013	20.950
May . Week	17.148	15.521	12.455	12.119	13.712	19.477	23.994	29.614	29.798	30.775	33.171	33.541	33.605	36.660	36.294	35.791	33.619	32.001	31.687	31.429	35.850	31.486	27.060	21.899
June . Week	15.178	10.990	9.924	9.387	9.333	9.908	17.477	24.285	28.726	32.980	34.788	34.719	35.893	42.829	48.265	50.584	49.300	45.836	38.516	34.059	36.545	34.727	25.443	22.522
July . Week	23.571	17.147	13.410	12.747	12.577	16.646	16.733	25.791	28.578	33.873	41.145	49.692	65.840	84.316	92.599	97.408	95.681	69.569	52.732	40.831	40.230	31.737	37.364	24.181
August . Week	26.557	23.370	21.000	20.929	20.929	23.540	23.081	25.503	28.953	30.393	33.417	36.133	39.337	51.615	69.608	79.481	73.539	57.506	41.897	37.578	35.113	31.945	30.762	27.560
September . Week	21.130	16.750	12.557	9.283	9.570	17.993	19.003	24.737	24.463	31.417	35.697	49.437	55.277	61.770	73.733	78.013	74.227	80.447	72.600	57.697	57.057	33.267	33.683	27.963
October . Week	30.413	26.667	27.587	25.453	28.537	33.443	36.657	33.327	32.997	34.330	36.583	38.667	48.617	66.053	77.899	77.900	76.327	54.307	62.003	64.317	50.057	42.497	37.203	35.327
November . Week	26.667	28.187	25.330	25.347	27.737	31.110	26.217	33.323	28.660	32.647	36.327	36.660	37.977	38.643	43.327	47.777	49.690	72.723	58.443	50.663	42.543	35.510	33.810	24.023
December . Week	25.267	22.780	22.040	22.083	23.803	29.663	33.230	36.950	35.643	33.870	32.213	30.650	29.513	29.067	28.287	27.817	30.351	45.810	45.510	40.428	37.423	33.077	32.200	29.010
January . Weekend	17.661	14.796	13.883	13.660	14.603	17.587	17.016	20.321	22.533	22.470	22.443	22.649	22.411	22.208	21.690	21.938	22.251	26.780	26.887	26.342	24.699	23.962	20.592	17.909
February . Weekend	14.067	13.861	13.827	13.143	13.661	12.659	12.846	17.070	18.665	19.817	19.965	19.460	18.616	18.495	17.928	17.688	18.071	21.264	22.129	21.771	20.546	19.464	17.138	13.497
March . Weekend	17.244	15.147	14.317	13.967	14.681	14.847	14.927	17.412	19.423	20.197	20.903	21.210	20.973	20.893	20.163	19.590	19.770	21.333	25.883	25.657	22.940	20.287	18.120	15.597
April . Weekend	22.144	20.391	18.435	18.178	18.399	19.105	20.261	22.668	25.328	26.053	25.885	25.997	24.829	24.663	24.029	23.392	23.103	23.206	24.743	26.482	27.034	25.745	24.069	21.281
May . Weekend	18.237	13.660	10.509	9.659	9.563	7.669	7.997	15.330	22.007	25.694	26.977	27.174	27.443	27.504	27.408	27.401	27.763	27.836	26.759	26.592	31.571	26.890	21.775	15.730
June . Weekend	15.799	12.505	11.996	11.158	11.378	8.394	6.915	12.282	19.667	26.009	32.915	33.028	33.831	35.029	36.338	36.708	38.667	36.350	34.958	32.684	36.596	34.941	24.819	17.664
July . Weekend	24.493	22.023	16.887	16.880	14.450	15.593	13.350	21.389	24.532	27.478	28.830	31.432	37.148	35.389	34.621	33.052	32.139	31.563	30.506	28.295	28.091	27.007	26.626	22.321
August . Weekend	29.087	24.390	23.207	19.853	19.600	22.397	18.089	24.056	27.533	29.326	31.447	31.973	35.587	38.540	47.352	48.500	48.503	46.940	36.297	33.380	33.680	31.059	30.743	25.653

September . Weekend 25.947 19.740 16.363 12.620 13.447 11.627 14.023 15.403 17.157 22.817 24.900 25.524
 29.190 28.259 30.499 30.648 30.037 30.995 27.981 26.736 27.433 24.927 23.650 21.080
 October . Weekend 35.233 32.414 32.279 30.197 31.911 33.067 30.013 31.887 27.333 31.337 37.840 38.913
 45.330 54.603 58.090 60.090 60.333 64.020 58.050 58.920 51.520 42.680 36.080 34.457
 November . Weekend 26.673 18.997 14.273 12.657 16.633 20.467 15.583 18.092 19.183 22.266 25.395 24.505
 22.869 21.796 21.958 22.262 23.685 33.847 35.006 35.696 32.494 27.958 28.647 22.653
 December . Weekend 26.757 25.473 22.960 21.343 19.170 23.100 27.950 28.763 29.127 29.873 29.263 28.650
 28.180 27.227 27.030 27.107 29.776 39.387 39.473 37.067 36.500 32.733 29.850 26.517

```

;
* Computation of maximum electrical power
maxl (months, lperiod)
=
smax ( (electric, hours, ltypes)$ (lperind(months, ltypes, hours) eq ord(lperiod)),
load(electric, months, ltypes, hours) );
maxl (winterm, 'on') = 0;
* Computation of consumed energy per month and period
MCEnergy (months, lperiod)
=
sum ( (enduse, hours, ltypes)$ (lperind(months, ltypes, hours) eq ord(lperiod)),
load(enduse, months, ltypes, hours) * ndltypes (months, ltypes) );
* Computation of the total electrical load
TotEload (months, ltypes, hours) = sum (electric, load (electric, months, ltypes, hours)) ;
* Computation of the total consumed energy
TCENERGY = sum ( (enduse, months, ltypes, hours), load (enduse, months, ltypes, hours) * ndltypes (months,
ltypes) );
* Variables definition
VARIABLES
GenL (enduse, dertech, months, ltypes, hours) DER generation up to the load (kW)
GenX (dertech, months, ltypes, hours) DER generation to sell (kW)
GenH (enduse, dertech, months, ltypes, hours) Residual Heat used for Heating (kW)
GenCool (enduse, dertech, months, ltypes, hours) Residual Heat used for Cooling (kW)
GenInv (dertech) DER investment (units)
TotCost Goal Function Cost
DEPP Dist. Energy Purchases (peak) ($)
DEPM Dist. Energy Purchases (Mid) ($)
DEPO Dist. Energy Purchases (Off) ($)
DPP Dist. Power Purchases ($)
DGP Dist. Gas Purchases (peak) ($)
DGPP Dist. Gas Power Purchases ($)
PPXP Power PX Purchases ($)
SGIC Self Gen. Investment costs ($)
SGVC Self Gen. Variable costs ($)
EnSales Energy Sales ($)
BillingPP(months, lperiod) Billing Power per Period (kW)
BillingGPP(months, lperiod) Billing Gas Power per Period (kW)
BillingP (months) Billing Power (kW)
BillingGP (months) Billing Gas Power (kW)
DEPur (electric, months, ltypes, hours) Dist. Energy Purchases (kWh)
DGPur (enduse, months, ltypes, hours) Dist. Gas Purchases (kWh)
w1 (months, ltypes, hours) Auxiliar integer variable
Dump (enduse, dertech, months, ltypes, hours) Dummy variable for excess heat (kW)
TotGenEl (months, ltypes, hours) total locally generated electric power (kW)
TotGenCool (months, ltypes, hours) total locally generated cooling power (kW)
TotGenElCool (months, ltypes, hours) TotGenEl+TotGenCool (kW)
TIC Total Installed Capacity (kW)
;

* Variables characteristics
POSITIVE VARIABLES GenL, GenX, GenH, GenCool, DEPur, DGPur;
BINARY VARIABLE w1;
INTEGER VARIABLE GenInv;
*GenInv.fx('SOFCo1') = 9;
*GenInv.fx('SOFCo2') = 4;
*GenInv.fx('mT_P') = 1;
GenInv.up(dertech)$ (opt1 eq 0) = 0 ;
GenCool.up (enduse, dertech, months, ltypes, hours)$ (opt1 ne 2) = 0;
GenH.up (enduse, dertech, months, ltypes, hours)$ (opt1 ne 2) = 0;

```

```

GenX.up(dertech, months, ltypes, hours)$ (opt3 eq 0) = 0;
GenCool.up (enduse, dertech, months, ltypes, hours)$ (Deropt (dertech, 'type') eq 1) = 0;
GenH.up (enduse, dertech, months, ltypes, hours)$ (Deropt (dertech, 'type') eq 2) = 0;
GenH.up (enduse, dertech, months, ltypes, hours)$ (Deropt (dertech, 'type') eq 3) = 0;
GenCool.up (enduse, dertech, months, ltypes, hours)$ (Deropt (dertech, 'type') eq 3) = 0;
* Equations definition
EQUATIONS
GoalF Goal Function
GoalFX Goal Funcion (PX case)
Gen (dertech, months, ltypes, hours) Max machine generation
GenLe (months, ltypes, hours) Energy Balance for El. Loads
GenHe (months, ltypes, hours) Energy Balance for Heating Loads
GenCoole (months, ltypes, hours) Energy Balance fot Cooling Loads
GenCooke (months, ltypes, hours) Energy Balance for Cooking Loads
Supply (months, ltypes, hours) Balance equation
DEPpe Dist. Energy Purchases (peak)
DEPme Dist. Energy Purchases (Mid)
DEPOe Dist. Energy Purchases (Off)
DPPe Dist. Power Purchases
DGPe Dist. Gas Purchases (peak)
DGPPe Dist. Gas Power Purchases
PPXPe Power PX Purchases
SGICe Self Gen. Investment costs
SGVce Self Gen. Variable costs
EnSalese Energy Sales
ESC (dertech, months, ltypes, hours) energy sales constraint
BillingGPPe(months, ltypes, hours) Billing Gas Power per period
BillingGPe (months, ltypes, hours) Billing Gas Power
BillingPPe(months, ltypes, hours) Billing Power per period
BillingPe (months, ltypes, hours) Billing Power
PVe (PV, months, ltypes, hours) photovoltaic power
ResHeat (months, ltypes, hours) Residual Heat
HourRest (dertech) Production Hours Restriction
FillX1 (months, ltypes, hours) Proper GenX filling
FillX2 (months, ltypes, hours) Proper GenX filling
TotGenEle (months, ltypes, hours) total locally generated electric power (kW)
TotGenCoole (months, ltypes, hours) total locally generated cooling power (kW)
TotGenElInCoole (months, ltypes, hours) TotGenEl+TotGenCool (kW)
ResHeat2Heat (dertech, months, ltypes, hours) Residual Heat to Heat Loads (DER+CHP) (kW)
ResHeat2Cool (dertech, months, ltypes, hours) Residual Heat to Cooling Loads (DER+Cool) (kW)
*DertechType1 (dertech) Heat and Cool produce constraint for Dertech type (DER)
*DertechType2 (dertech) Heat and Cool produce constraint for Dertech type (DER+CHP)
*DertechType3 (dertech) Heat and Cool produce constraint for Dertech type (DER+Cool)
TICe Total Installed Capacity
ICCe Installed Capacity Constraint

;

GoalF .. TotCost =E= DEPP + DEPM + DEPO + DPP + SGIC + SGVC + DGP + DGPP - EnSales
;

GoalFX .. TotCost
=E=
PPXP + DGP + DGPP + SGIC + SGVC - EnSales
;
* Purchases of Electricity (energy peak hours)
DEPpe .. DEPP
=E=
sum ( (electric, summerm, wepe, onhourss),
( DEPUR (electric, summerm, wepe, onhourss)
) * ndltypes (summerm,wepe)
) * sum (applt, tarpe (applt, 'summer', 'on', 'energy'))
;
* Purchases of Electricity (energy mid hours)
DEPme .. DEPM
=E=
sum ( (electric, summerm, wepe, midhourss),

```

```

( DEPUR (electric, summerm, wepe, midhourss)
) * ndltypes (summerm,wepe)
) * sum (applt, tarpe (applt, 'summer', 'mid', 'energy'))
+
sum ( (electric, winterm, wepe, midhoursw),
( DEPUR (electric, winterm, wepe, midhoursw)
) * ndltypes (winterm,wepe)
) * sum (applt, tarpe (applt, 'winter', 'mid', 'energy'))
;
* Purchases of Electricity (energy off hours)
DEPOe .. DEPO
=E=
sum ( (electric, summerm, wepe, offhourss),
( DEPUR (electric, summerm, wepe, offhourss)
) * ndltypes (summerm, wepe)
) * sum (applt, tarpe (applt, 'summer', 'off', 'energy'))
+
sum ( (electric, winterm, wepe, offhoursw),
( DEPUR (electric, winterm, wepe, offhoursw)
) * ndltypes (winterm, wepe)
) * sum (applt, tarpe (applt, 'winter', 'off', 'energy'))
+

sum ( (electric, summerm, hours),
( DEPUR (electric, summerm, 'weekend', hours)
) * ndltypes (summerm, 'weekend')
) * sum (applt, tarpe (applt, 'summer', 'off', 'energy'))
+
sum ( (electric, winterm, hours),
( DEPUR (electric, winterm, 'weekend', hours)
) * ndltypes (winterm, 'weekend')
) * sum (applt, tarpe (applt, 'winter', 'off', 'energy'))
;

* Purchases of Gas

DGPe .. DGP
=E=

sum ( (enduse, summerm, ltypes, hours),
( DGPUR (enduse, summerm, ltypes, hours)
) * ndltypes (summerm,ltypes)
) * sum (appltg, tarpeg (appltg, 'summer', 'energy'))
+
sum ( (enduse, winterm, ltypes, hours),
( DGPUR (enduse, winterm, ltypes, hours)
) * ndltypes (winterm,ltypes)
) * sum (appltg, tarpeg (appltg, 'winter', 'energy'))
;

* Purchases of Electricity at PX price

PPXPe .. PPXP
=E=
sum ( (electric, months, ltypes, hours),
( DEPUR (electric, months, ltypes, hours) * (PX (months, ltypes, hours) / 1000. + DiscoER)
) * ndltypes (months, ltypes)
)$(opt4 eq 1)
+
sum ( (electric, months, ltypes, hours),
( DEPUR (electric, months, ltypes, hours) * FRate
) * ndltypes (months, ltypes)
)$(opt4 eq 2)
;

* Purchases of Electricity (power)

```

DPPe .. DPP

=E=

```
sum ( (summerm, lperiod, applt),
BillingPP (summerm, lperiod) * tarpe(applt, 'summer', lperiod, 'power')
)
+
sum ( (winterm, lperiod, applt),
BillingPP (winterm, lperiod) * tarpe(applt, 'winter', lperiod, 'power')
)
* Purchases of electricity (fixed costs)
+
12 * sum ( applt, tarfix (applt, 'custoc') )
+
sum ( months, BillingP (months)
) * sum ( applt, tarfix (applt, 'facilitc') )
;
```

* Purchases of Gas (power)

DGPPe .. DGPP

=E=

```
sum ( (summerm, lperiod, appltg),
BillingGPP (summerm, lperiod) * tarpeg(appltg, 'summer', 'power')
)
+
sum ( (winterm, lperiod, appltg),
BillingGPP (winterm, lperiod) * tarpeg(appltg, 'winter', 'power')
)
* Purchases of gas (fixed costs)
+
12 * sum (appltg, tarfixg (appltg, 'custoc') )
+
sum ( months, BillingGP (months)
) * sum (appltg, tarfixg (appltg, 'facilitc') )
;
```

* Self generation costs (investment). The standby charge is added to the
* generation because it is assumed
* that is always lower than the
* demand

SGICe .. SGIC

=E=

```
sum ( dertech, GenInv (dertech) * deropt (dertech, 'maxp') *
( InvAnnuity (dertech) )
)
+
sum ( dertech, GenInv (dertech) * deropt (dertech, 'maxp') *
( 12 * Standby )
)$(opt5 eq 1)
;
```

* Self generation costs (variable costs)

SGVCe .. SGVC

=E=

```
sum ( (enduse, dertech, months, ltypes, hours),
(GenL (enduse, dertech, months, ltypes, hours)
+ GenX (dertech, months, ltypes, hours)
) * ( KWHCost (dertech) + deropt (dertech, 'OMVar') ) *
ndltypes (months, ltypes)
```



```

)
;

*Total installed capacity
TICe ..TIC
=E=
sum ( derotech, GenInv (derotech) * deropt (derotech, 'maxp')
)
;

ICCe ..

TIC
=L=
1.1 * smax ((months, lperiod), maxl(months, lperiod)
)
;

* Energy sales
EnSalese .. EnSales
=E=
sum ( (derotech, months, ltypes, hours),
GenX (derotech, months, ltypes, hours) *
PX (months, ltypes, hours) / 1000. *
ndltypes (months, ltypes)
)
;

* Power Purchase decision (Billing power per period and month)

BillingPpE(months, ltypes, hours) ..
sum ( lperiod $(ord(lperiod) eq lperind(months, ltypes, hours)),
BillingPP (months, lperiod )
)
=G=
sum (electric, DEPur (electric, months, ltypes, hours))
;

* Power Purchase decision (Billing power per month)

BillingPe (months, ltypes, hours) ..

BillingP (months)
=G=
sum (electric, DEPur (electric, months, ltypes, hours))
;

*Gas Purchase decision (Billing Gas per period and month)

BillingGpPe(months, ltypes, hours) ..
sum ( lperiod $(ord(lperiod) eq lperind(months, ltypes, hours)),
BillingGPP (months, lperiod )
)
=G=
sum (NGuse, DGPur (NGuse, months, ltypes, hours))
;

*Gas Purchase decision (Billing Gas per month)

BillingGPe (months, ltypes, hours) ..

BillingGP (months)
=G=
sum (NGuse, DGPur (NGuse, months, ltypes, hours))
;

* Constraints

```

```

Gen (dertech, months, ltypes, hours) ..

Sum (enduse, GenL (enduse, dertech, months, ltypes, hours))
+
GenX (dertech, months, ltypes, hours)

=L=

GenInv (dertech) * deropt (dertech, 'maxp')
;

* Energy Balance for Electrical Loads

GenLe (months, ltypes, hours) ..

Sum (dertech, GenL ('electrical', dertech, months, ltypes, hours))
+
DEPur ('electrical', months, ltypes, hours)

=E=

Load ('electrical', months, ltypes, hours)
;

* Energy Balance for Heating Loads

GenHe (months, ltypes, hours) ..

Sum ((dertech, heating), (GenH (heating, dertech, months, ltypes, hours)))
+
sum (heating, DGPur (heating, months, ltypes, hours))

=E=

sum (heating, Load (heating, months, ltypes, hours))
;

* Energy Balance for Cooling Loads

GenCoole (months, ltypes, hours) ..

Sum ((dertech, cooling), GenL (cooling, dertech, months, ltypes, hours))
+
Sum ((dertech, cooling), GenCool (cooling, dertech, months, ltypes, hours))
+
DEPur ('HVAC', months, ltypes, hours)
+
DEPur ('refrig', months, ltypes, hours)

=E=

sum (cooling, Load (cooling, months, ltypes, hours))
;

* Energy Balance for Cooking Loads

GenCooke (months, ltypes, hours) ..

DGPur ('cooking', months, ltypes, hours)

=E=

Load ('cooking', months, ltypes, hours)
;

*TotGenEle

```

```

TotGenEle (months, ltypes, hours) ..
TotGenEl (months, ltypes, hours)
=E=
sum ((enduse, dertech), GenL (enduse, dertech, months, ltypes, hours))
;
*TotGenCoole
TotGenCoole (months, ltypes, hours) ..
TotGenCool (months, ltypes, hours)
=E=
sum ((cooling, dertech), GenCool (cooling, dertech, months, ltypes, hours))
;
TotGenElnCoole (months, ltypes, hours) ..
TotGenElnCool (months, ltypes, hours)
=E=
TotGenEl (months, ltypes, hours) + TotGenCool (months, ltypes, hours)
;
* Energy sales constraint
ESC (dertech, months, ltypes, hours) ..
GenX (dertech, months, ltypes, hours)$(TotGenElnCool (months, ltypes, hours) le TotEload (months, ltypes,
hours))
=E=
0
;
*PVe
PVe (PV,months, ltypes, hours) ..
Sum (enduse, GenL (enduse, PV, months, ltypes, hours))
+
GenX (PV, months, ltypes, hours)
=L=
GenInv (PV) * deropt(PV, 'maxp') * solar (months, hours)
;
*Residual Heat
ResHeat (months, ltypes, hours) ..
Sum ((enduse, dertech),
(GenH (enduse, dertech, months, ltypes, hours)
+
GenCool (enduse, dertech, months, ltypes, hours)
+
Dump (enduse, dertech, months, ltypes, hours)
)
)
)

```

=E=

```
Sum ((enduse, dertech),
(GenL (enduse, dertech, months, ltypes, hours)
+
GenX (dertech, months, ltypes, hours)) * Deropt (dertech, 'TEratio') * Deropt (dertech, 'RecHtoL')
)
;
```

**Dertech type DER

*DertechType1 (dertech) ..

```
*sum ((enduse, months, ltypes, hours), (GenH (enduse, dertech, months, ltypes, hours) + GenCool(enduse, dertech,
months, ltypes, hours)))
*$(Deropt (dertech, 'type') eq 1)
*=E=
*0
*;
```

**Dertech type DER+CHP

*DertechType2 (dertech) ..

```
*sum ((enduse, months, ltypes, hours), GenCool(enduse, dertech, months, ltypes, hours))
*$(Deropt (dertech, 'type') eq 2)
*=E=
*0
*;
```

**Dertech type DER+Cool

*DertechType3 (dertech) ..

```
*sum ((enduse, months, ltypes, hours), GenH(enduse, dertech, months, ltypes, hours))
*$(Deropt (dertech, 'type') eq 3)
*=E=
*0
*;
```

* Residual Heat for Cooling

ResHeat2Cool (dertech, months, ltypes, hours) ..

```
sum (enduse, (GenL(enduse, dertech, months, ltypes, hours) + GenX(dertech, months, ltypes, hours))) * Deropt
(dertech, 'TEratio') * Deropt (dertech, 'RecHtoL')
=G=
sum (enduse, GenCool (enduse, dertech, months, ltypes, hours))
;
```

* Residual Heat for Heating

ResHeat2Heat (dertech, months, ltypes, hours) ..

```
sum (enduse, (GenL(enduse, dertech, months, ltypes, hours) + GenX(dertech, months, ltypes, hours))) * Deropt
(dertech, 'TEratio') * Deropt (dertech, 'RecHtoL')
=G=
sum (enduse, GenH (enduse, dertech, months, ltypes, hours))
;
```

* Maximum Hours of Production Restriction

HourRest (dertech) ..

```
Sum ((enduse, months, ltypes, hours),
(GenL (enduse, dertech, months, ltypes, hours)
```

```

+
GenX (dertech, months, ltypes, hours)
)
)

=L=

GenInv (dertech) * deropt (dertech, 'maxp') * deropt (dertech, 'DERhours')
;

*Supply (months, ltypes, hours) ..
*sum ((enduse,dertech), GenL(enduse, dertech, months, ltypes, hours) )
*+
*sum (electric, DEPUR (electric, months, ltypes, hours))
*=E=
*sum(electric, load (electric, months, ltypes, hours))
*;

*SupplyTH
*SupplyCool

* Auxiliar constraints

FillX1 (months, ltypes, hours) ..

sum ((enduse, dertech), GenL (enduse, dertech, months, ltypes, hours) )
=G=
w1 (months, ltypes, hours) * sum (electric, load (electric, months, ltypes, hours))
;

FillX2 (months, ltypes, hours)$(opt3 eq 2) ..

sum (dertech, GenX (dertech, months, ltypes, hours) )
=L=
1000. * w1 (months, ltypes, hours)
;

* Solver Statement

MODEL CUSTADOP / GoalF, Gen, DEPPe, DEPMe,
DEPOe, DPPe, SGICe, SGVCe, EnSalese,
BillingPPe, BillingPe, FillX1, FillX2,
GenLe, GenHe, GenCoole, GenCooke, DGPPe,
DGPe, BillingGPPe, BillingGPe, PVe, ResHeat, HourRest, TotGenEle, TotGenCoole,
TICe, ICCe
/;
MODEL CUSTADOPX / GoalFX, Gen, PPXPe, DGPPe, DGPe, SGICe, SGVCe, EnSalese,
FillX1, FillX2, GenLe, GenHe, GenCoole, GenCooke, BillingGPPe, BillingGPe, PVe, ResHeat, HourRest,
TotGenEle, TotGenCoole,
TICe, ICCe
/;
if ( (opt4 eq 0),
SOLVE CUSTADOP USING MIP MINIMIZING TOTCOST;
);
if ( (opt4 eq 1),
SOLVE CUSTADOPX USING MIP MINIMIZING TOTCOST;
);
if ( (opt4 eq 2),
SOLVE CUSTADOPX USING MIP MINIMIZING TOTCOST;
);
* Different outputs
avprice = totcost.l / tcenergy ;
DISPLAY genL.l, genX.l, w1.l, GenH.l, GenCool.l;
InsCap = sum (dertech, GenInv.l(dertech) * deropt (dertech, 'maxp'));
DISPLAY genInv.l, InsCap;
DISPLAY totcost.l , DEPP.l, DEPM.l, DEPO.l, DPP.l, DGP.l, DGPP.l, SGIC.l, SGVC.l, EnSales.l ;

```

```

DISPLAY tcenergy , avprice ;
DISPLAY mcenergy ;
* Residual Max. Power Electric
RMPower (months, lperiod)
=
smax ( (hours, ltypes)$ (lperind(months, ltypes, hours) eq ord(lperiod)),
sum (electric, load(electric, months, ltypes, hours))
-
sum ((electric, dertech), GenL.l(electric, dertech, months, ltypes, hours) )
-
sum((cooling,dertech), GenCool.l(cooling, dertech, months, ltypes, hours))
);

DISPLAY RMPower ;

* Residual Electric Demand

RDemand (months, ltypes, hours)
=
sum(electric, load (electric, months, ltypes, hours))
- sum ((electric, dertech), GenL.l(electric, dertech, months, ltypes, hours))
- sum ((cooling, dertech), GenCool.l (cooling, dertech, months, ltypes, hours))
;
file results /results.txt/ ;
results.pc = 5 ;
results.pw = 255;
results.nd = 4;
put results ;
put$(opt4 eq 0) totcost.ts, totcost.l
/depp.ts, depp.l
/depm.ts, depm.l
/depo.ts, depo.l
/dgp.ts, dgp.l
/ppxp.ts ;
put$(opt4 ne 0) totcost.ts, totcost.l

/depp.ts
/depm.ts
/depo.ts
/dgp.ts
/ppxp.ts, ppxp.l ;
put /dpp.ts, dpp.l
/dgpp.ts, dgpp.l
/sgic.ts, sgic.l
/sgvc.ts, sgvc.l
/ensales.ts, ensales.l
//tcenergy.ts, tcenergy
/avprice.ts, avprice
//inscap.ts, inscap ;
loop (dertech $( GenInv.l(dertech) gt 0.), put dertech.tl, Geninv.l(dertech);
);
put // 'Model options and parameters'
/opt1.ts, opt1
/opt3.ts, opt3
/opt4.ts, opt4;
loop(applt$(opt4 eq 0), put applt.tl;);
put /opt5.ts, opt5
/opt6.ts, opt6
/intrate.ts, intrate
/discoer.ts, discoer
/frate.ts, frate
/standby.ts, standby
/turnvar.ts, turnvar
// 'Fuel Prices ($/GJ)' /;
loop (Fuels , put Fuels.tl, (FLData(Fuels,'price')*1e6) ;
);
results.nd = 2;

```

```

put // 'Residual demand' //
loop (ltypes, put ltypes.tl /;
loop (months, put months.tl ;
loop (hours, put RDemand (months, ltypes, hours);
);
put /;
);
);
put / 'Power Sells' //
loop (ltypes, put ltypes.tl /;
loop (months, put months.tl ;
loop (hours, put sum(dertech, GenX.l(dertech, months, ltypes, hours) );
);
put /;
);
);
put // 'Generation level values' //
loop (ltypes, put ltypes.tl /;
loop (months, put months.tl ;
loop (hours, put ( (GenLe.l(months, ltypes, hours)
+GenHe.l(months, ltypes, hours)
+GenCoole.l(months, ltypes, hours)
+GenCooke.l(months, ltypes, hours)
+BillingPPe.l(months, ltypes, hours)
+BillingPe.l(months, ltypes, hours))
/ndltypes(months, ltypes) );
);
put /;
);
);
put // 'Marginal purchase price' //
loop (ltypes, put ltypes.tl /;
loop (months, put months.tl ;
loop (hours, put ( (GenLe.m(months, ltypes, hours)
+GenHe.m(months, ltypes, hours)
+GenCoole.m(months, ltypes, hours)
+GenCooke.m(months, ltypes, hours)
+BillingPPe.m(months, ltypes, hours)
+BillingPe.m(months, ltypes, hours)
+BillingGPe.m(months, ltypes, hours)
+BillingGPe.m(months, ltypes, hours) )
/ndltypes(months, ltypes) );
);
put /;
);
);
put // 'Load' //
loop (enduse, put enduse.tl /;
loop (ltypes, put ltypes.tl /;
loop (months, put months.tl ;
loop (hours, put load (enduse,months, ltypes, hours)
);
put /;
);
);
);
put // 'Generation Output' //
put 'Total' /
loop (enduse, put enduse.tl /;
loop (ltypes, put ltypes.tl /;
loop (months, put months.tl ;
loop (hours, put (sum(dertech,genL.l(enduse, dertech, months, ltypes, hours)));
);
put /;
);
);
);
);

```

```

loop (enduse, put enduse.tl /;
loop (dertech $( GenInv.l(dertech) gt 0.), put dertech.tl /;
loop (ltypes, put ltypes.tl /;
loop (months, put months.tl ;
loop (hours, put genL.l(enduse, dertech, months, ltypes, hours);
);
put /;
);
);
);
);
);
DISPLAY GenLe.m, GenLe.l ;
DISPLAY GenHe.m, GenHe.l ;
DISPLAY GenCoole.m, GenCoole.l ;
DISPLAY GenCooke.m, GenCooke.l ;
DISPLAY BillingPe.m, BillingPPe.m ;
DISPLAY BillingGPe.m, BillingGPPe.m ;
DISPLAY genL.l, w1.l;
DISPLAY KWHcost;

```


Βιβλιογραφία

- [1] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen and G. Strbac, “Embedded generation,” London: The Institution of Electrical Engineers (IEE), 2000.
- [2] Lasseter, R., A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A.S. Meliopoulos, R. Yinger, and J. Eto, 2002 “Integration of Distributed Energy Resources: The CERTS MicroGrid Concept”
- [3] Owen Bailey, Boubékeur Ouaglal, Emily Bartholomew, Chris Marnay, and Norman Bourassa (2002). An Engineering-Economic Analysis of Combined Heat and Power Technologies in a μ Grid Application
- [4] F. Javier Rubio, Afzal S. Siddiqui, Chris Marnay and Kristina S. Hamachi (2001). Consortium for Electric Reliability Technology Solutions CERTS Customer Adoption Model
- [5] Chris Marnay, Joseph S. Chard, Kristina S. Hamachi, Timothy Lipman, Mithra M. Moezzi, Boubekour Ouaglal, and Afzal S. Siddiqui (2001). Modeling of customer adoption of distributed energy resources
- [6] Chris Marnay, Jennifer L. Edwards, Ryan M. Firestone, Srijay Ghosh, Afzal S. Siddidqui, and Michael Stadler (2002). Effects of a Carbon Tax on Combined Heat and Power Adoption by a Microgrid
- [7] Nan Zhou, Chris Marnay, Ryan Firestone, Weijun Gao, and Masaru Nishida (2005). An Optimization and Assessment on DG Adoption in Japanese Prototype Buildings
- [8] Janez Potocnik & Associates (2006), European Technology Platform SmartGrids, European Comission
- [9] N. Χατζηαργυρίου, Ευφυή Δίκτυα Διανομής για Αυξημένη Διείσδυση Διεσπαρμένης Παραγωγής, <http://microgrids.power.ece.ntua.gr>
- [10] <http://der.lbl.gov/dercam.html>
- [11] Nan Zhou, Masaru Nishida, Weijun Gao, and Chris Marnay (2005). Assessment of Distributed Energy Adoption in Commercial Buildings.
- [12] James J. Hirsch & Associates. DOE-2.2 Building Energy Use and Cost Analysis Program Manual (2004) Lawrence Berkeley National Laboratory, DOE Department of Energy U.S Government
- [13] Michael C. Ferris (2005). MATLAB and GAMS: Interfacing Optimization and Visualization Software

- [14] Manufacturer's Specification Sheets (Katolight, DAIS, H-Power, ONSI, Capstone, General Electric, Bowman, Kohler-Makelim, Cummins/Onan, Real Goods, UTC Power)
- [15] Cler, Gerald, et al., Commercial Space Cooling and Air Handling Technology Atlas, E Source, Inc., Boulder, CO, 1997; (303) 440-8500; www.esource.com.
- [16] Department of Energy. Office of Power Technologies www.eren.doe.gov
- [17] More Microgrids – Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids, Work Package G, Task TG3: Input to Deliverable DG4, Version 1.0, July 2007
- [18] Ryan Firestone (2004). Distributed Energy Resources Customer Adoption Model Technology Data
- [19] SCE Load database
- [20] Τιμολόγια Ελληνικών και Αμερικανικών εταιρειών παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου
- [21] Energy Efficiency and Renewable Energy Network (EREN), U.S. DOE. (http://www.eren.doe.gov/femp/prodtech/parafta_appc.pdf)
- [22] K. Purchala, R. Belmans, KULeuven, L. Exarchakos, A.D. Hawkes, Imperial College London. Distributed generation and the grid integration issues. http://www.eusustel.be/public/documents_public/WP/WP3/WP%203.4.1%20Distributed%20generation%20and%20grid%20integration%20issues.pdf
- [23] Eurostat 2005, ec.europa.eu/eurostat/
- [24] California Energy Commission, www.energy.ca.gov
- [25] SWANA 2003, www.swana.org
- [26] Τιμές ηλιακής ακτινοβολήσης από το Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών
- [27] Prime Movers in CHP - Steam Turbines, Gas Turbines, Reciprocating Engines, Spark Ignition, (2007) The Irish CHP Association, www.ichpa.com
- [28] Benchmarking Report: Status of CHP in EU Member States, 2006 CHP Policy Group, COGEN Europe
- [29] Richard E. Rosenthal. GAMS — A User's Guide. (©2004 GAMS Development Corporation, Washington, DC, USA)
- [30] Onsite Sycom Energy Corporation (OSEC). 2000. The Market and Technical Potential for Combined Heat and Power in the Commercial/Institutional Sector. Washington, DC: Onsite Sycom Energy Corporation.

