

Εθνικό Μετσοβίο Πολύτεχνειο Σχολή Ηλεκτρολογών Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

# Αξιοπιστία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Περιβάλλον Ανταγωνιστικής Αγοράς και Επιπτώσεις των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

# ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Λουκάς Γ. Δαούτης

Αθήνα, Ιούλιος 2010



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ Σχολή Ηλεκτρολογών Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

# Αξιοπιστία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Περιβάλλον Ανταγωνιστικής Αγοράς και Επιπτώσεις των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

# ΔΙΔΑΚΤΟΡΙΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ

Λουκάς Γ. Δαούτης

Συμβουλευτική Επιτροπή : Ευάγγελος Ν. Διαλυνάς

Νικόλαος Δ. Χατζηαργυρίου Σταύρος Α. Παπαθανασίου

Εγκρίθηκε από την επταμελή εξεταστική επιτροπή τη<br/>ν $9^{\eta}$ Ιουλίου 2010.

.... Ε. Διαλυνάς Καθηγητής Ε.Μ.Π. Ν. Χατζηαργυρίου Καθηγητής Ε.Μ.Π. Σ. Παπαθανασίου Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

..... Γ. Κορρές Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π. ..... Γ. Παπαβασιλόπουλος Καθηγητής Ε.Μ.Π. .... Π. Γεωργιλάκης Λέκτορας Ε.Μ.Π.

..... Α. Αλεξανδρίδης Καθηγητής Πανεπιστημίου Πατρών

Αθήνα, Ιούλιος 2010

Λουκάς Γ. Δαούτης

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

Copyright © Λουκάς Γ. Δαούτης, 2010. 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.

### Περίληψη

Τα κίνητρα που ευνοούν τη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολλά. Οι εγκαταστάσεις διαφόρων μορφών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορούν να συνεισφέρουν σημαντικά στην κάλυψη της ζήτησης φορτίου των συστημάτων διατηρώντας σε χαμηλά επίπεδα το κόστος λειτουργίας τους και τις αντίστοιχες περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Επιπλέον, το νέο καθεστώς που έχει διαμορφωθεί τα τελευταία χρόνια, στο πλαίσιο της ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ευνοεί ακόμα περισσότερο τη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών και ένας συνεχώς αυξανόμενος αριθμός σχετικών επενδύσεων λαμβάνει χώρα σε εθνικό και διεθνές επίπεδο καθιστώντας δυνατή την ύπαρξη πολλών ανεξάρτητων παραγωγών. Όμως, η αυξημένη διείσδυση των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής μπορεί να προκαλέσει σημαντικά προβλήματα στην υπάρχουσα στάθμη της αξιοπιστίας λειτουργίας και στη λειτουργική απόδοση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας καθώς η στάθμη διαθεσιμότητας και η αποτελεσματική τους χρήση περιορίζεται σημαντικά από την εξάρτησή τους από απρόβλεπτα και τυχαία μεταβαλλόμενα καιρικά φαινόμενα. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με νέες τεχνολογίες και λειτουργικές πρακτικές που εφαρμόζονται έτσι ώστε να βελτιωθεί η λειτουργική συμπεριφορά των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και να επιτευχθούν καλύτερα και οικονομικότερα επίπεδα παροχής ισχύος στους καταναλωτές τους, καθιστά επιτακτική την ανάγκη για ανάπτυξη κατάλληλων εργαλείων τα οποία θα μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την προσομοίωση της λειτουργίας των συστημάτων και την ποσοτικοποίηση των επιπτώσεων που έχουν τα διάφορα χαρακτηριστικά τους σε αυτή.

Η παρούσα Διδακτορική Διατριβή έχει ως αντικείμενο την ανάπτυξη κατάλληλων μεθοδολογιών ανάλυσης της αξιοπιστίας λειτουργίας και της συνολικής λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία υπάρχει διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ή/και εφαρμογή νέων λειτουργικών διαδικασιών. Σε κάθε περίπτωση προσομοιώνονται ρεαλιστικά τα βασικά χαρακτηριστικά λειτουργίας των συστημάτων και εξετάζονται εναλλακτικοί τρόποι σχεδιασμού και λειτουργίας τους έτσι ώστε να προκύψουν συμπεράσματα για τον τρόπο με τον οποίο τα χαρακτηριστικά αυτά επηρεάζουν τη λειτουργική απόδοσή τους. Το εργαλείο υλοποίησης των ανεπτυγμένων μεθοδολογιών είναι η ακολουθιακή μέθοδος προσομοίωσης Monte – Carlo η οποία αποτελεί μία στοχαστική διαδικασία που προσομοιώνει τη λειτουργία κάθε συστήματος κατά χρονολογική σειρά. Η βασική θεώρηση στην οποία στηρίζεται η μέθοδος είναι ότι κάθε παράμετρος του συστήματος αποτελεί μία τυχαία μεταβλητή η οποία προσομοιώνεται από μία κατάλληλη πιθανοτική κατανομή και ο συνδυασμός της κατάστασης για όλες τις παραμέτρους δίνει την κατάσταση του συστήματος. Τελικά, προσομοιώνεται ένας μεγάλος αριθμός δειγμάτων έτσι ώστε να μελετηθούν ακόμα και οι πιο σπάνιες περιπτώσεις λειτουργίας του συστήματος.

### Λέξεις Κλειδιά

Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ανταγωνιστική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, αξιοπιστία λειτουργίας, ακολουθιακή μέθοδος προσομοίωσης Monte – Carlo.

#### **Summary**

The increased penetration of renewable energy sources in the modern electric power systems is favored by a great variety of incentives. The generating units that operate on renewable energy sources may contribute significantly to the satisfaction of the system load demand requirements while keeping the respective operating cost and environmental impact quite low. In addition, the competitive electric energy market being applied constitutes an important factor in favour of the renewable energy sources and, as a result, a great number of relative investments takes place worldwide by allowing the existence of various independent producers. However, the increased use of the respective generating units may affect significantly the reliability and overall operational performance of the power systems since their availability level and effective use are restricted by random and unpredicted weather conditions. This fact together with new technologies and operating procedures being introduced into the electric power systems in order to improve their operational performance and services to their customers, necessitates the development of appropriate tools that can be used for simulating the operation of these systems and assessing the impact of their various characteristics.

In this Thesis appropriate methodologies are developed in order to be used for evaluating the reliability and overall operational performance of electric power systems with an increased used of renewable energy sources and/or the implementation of new operating procedures. In all cases, the main operating features of each system are simulated realistically and alternative design and operational schemes are examined in order to deduce safe conclusions about the way that the various features affect the systems operational performance. The methodologies are developed by using the Monte – Carlo sequential simulation method which is a stochastic procedure that simulates the operation of the systems chronologically. The main assumption of this method is that the system parameters constitute random variables that may be simulated by using appropriate probability distributions and the combination of the status for all the systems parameters gives the overall status of the system. Finally, a large number of samples for the system operation is simulated in order for even the most unlikely situations to be investigated thoroughly.

### **Key Words**

Renewable energy sources, competitive electric energy market, reliability performance, Monte – Carlo sequential simulation.

### Σχόλια - Ευχαριστίες

Έχοντας ολοκληρώσει την εκπόνηση της διδακτορικής μου διατριβής νοιώθω την ανάγκη να ευχαριστήσω όλους όσους με βοήθησαν κατά τη διάρκεια αυτής της δύσκολης προσπάθειας.

Πρώτα και κύρια, πρέπει να εκφράσω τις θερμές ευχαριστίες μου προς τον επιβλέποντα της εργασίας, Καθηγητή κ. Ε. Διαλυνά, για την άψογη συνεργασία που είχαμε και την εμπιστοσύνη που μου έδειξε από την πρώτη στιγμή που ξεκίνησα έως και το τελευταίο λεπτό που χρειάσθηκε μέχρι να ολοκληρωθεί η διατριβή μου. Η άριστη καθοδήγησή του αποτέλεσε το σημαντικότερο παράγοντα για να ξεπεραστούν με επιτυχία οι δυσκολίες που κατά καιρούς εμφανίζονταν ενώ οι χρήσιμες παρατηρήσεις του με οδηγούσαν πάντοτε να προχωρώ ένα βήμα πιο μακριά. Πιστεύω ειλικρινά ότι οι γνώσεις και οι εμπειρίες που απέκτησα δίπλα στον κ. Διαλυνά αποτελούν το μεγαλύτερο κέρδος που μου απέφερε η προσπάθεια αυτή και θα με βοηθήσουν στη μετέπειτα σταδιοδρομία μου ως Ηλεκτρολόγος Μηχανικός.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω και τα άλλα δύο μέλη της Τριμελούς Συμβουλευτικής Επιτροπής, Καθηγητή κ. Ν. Χατζηαρυρίου και Επίκουρο Καθηγητή κ. Σ. Παπαθανασίου για το ενδιαφέρον τους και τις χρήσιμες συμβουλές που μου έδωσαν όταν χρειάστηκε. Ευχαριστώ, επίσης, τα υπόλοιπα μέλη της Επταμελούς Εξεταστικής Επιτροπής, Καθηγητές κ. Α. Αλεξανδρίδη και κ. Γ. Παπαβασιλόπουλο, τον Αναπληρωτή Καθηγητή κ. Γ Κορρέ και τον Λέκτορα κ. Π. Γεωργιλάκη.

Σημαντικό ρόλο στην επιτυχημένη ολοκλήρωση της διατριβής μου έπαιξε το άριστο κλίμα συνεργασίας και ομαδικότητας που επικρατεί στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας και, για το λόγο αυτό, θέλω να ευχαριστήσω όλα τα μέλη του. Περισσότερο από όλους, ευχαριστώ το Μανώλη Βουμβουλάκη, για την πολύτιμη βοήθεια που προσέφερε κάθε φορά που του ζητήθηκε.

Τέλος, πρέπει να τονίσω ότι χωρίς την αμέριστη συμπαράσταση της οικογένειάς μου η ολοκλήρωση της διδακτορικής διατριβής δε θα ήταν εφικτή. Νοιώθω την ανάγκη να τους ευχαριστήσω από καρδιάς για την κατανόηση και την υπομονή που έδειξαν όλο αυτό το χρονικό διάστημα.

# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

EY	PETH	ΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ	5
EY	PETH	ΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ	10
KE	ФАЛА	IO 1	12
ειΣ	ΑΓΩΙ	Ъ.	
1.1.	ΓΕΝ	IKA	12
1.2.	AEIO	ΟΠΙΣΤΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	12
13	ЕПП	ΙΤΟΣΕΙΣ ΤΗΣ ΑΥΞΗΜΕΝΗΣ ΛΙΕΙΣΑΥΣΗΣ ΤΟΝ ΑΝΑΝΕΟΣΙΜΟΝ	
1.5.	ПНГ	ΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	14
1.4.	ANA	ΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑΣ	
15	ANT	ΙΚΕΙΜΕΝΟ ΚΑΙ ΛΟΜΗ ΤΗΣ ΛΙΑΤΡΙΒΗΣ	19
1.5.	71111		17
KE	ΦΑΛΑ	JO 2	
ME	ΘΟΔΟ	ΟΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ MONTE - CARLO	
2.1.	ΕΙΣΑ	ГΩГН	
	2.1.1.	Παραγωγή Τυγαίων Αριθμών	
	2.1.2.	Παραγωγή Τυχαίων Μεταβλητών	23
2.2.	MON	ΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	
	ПАР	ΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	
	2.2.1.	Μοντέλο Δύο Καταστάσεων Λειτουργίας για Μονάδες Βάσης	25
	2.2.2.	Μοντέλο Καταστάσεων Μερικής Λειτουργίας για Μονάδες Βάσης	
	2.2.3.	Μοντελοποίηση Λειτουργίας Μονάδων Αιχμής	
2.3.	XAP	ΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΕΓΑΛΩΝ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ	
	ΣΤΑ	ΘΜΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	
	2.3.1.	Υδρολογικό Σύστημα	
	2.3.2.	Υπολογισμός Εισροών Υδάτων	
	2.3.3.	Πλημμυρική Παροχή	
	2.3.4.	Κατηγορίες Μεγάλων Υδροηλεκτρικών Σταθμών	
	2.3.5.	Μοντελοποιηση Ιαμιευτηρα Μεγαλου Υδροηλεκτρικου Σταθμου	
	2.3.0.	Ειδική Καταναλωσή και Διαθεσιμή Ισχύς Μονασών Παραγωγής	
	2.3.7.	$\Delta \alpha \delta \cos n - \lambda \delta \cos n$	
24	2.5.0. ΧΔΡ	ΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΟΝ	
2.7.	ANA	ΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	
	2.4.1.	Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα	
	2.4.2.	Αιολικά Πάρκα	
	2.4.3.	Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί	

2.5.	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤ	ΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΑΣΠΑΡΜΕΝΗΣ	20
	2.5.1. Γενικά	ານອຸໂມດນ	
	2.5.2. KUYERES KU	106μ00	
26	ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ Α	ΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΔΣ	
2.0.			
KE	ФАЛАІО 3		
AN	ΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΛΕ	ΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩΝ	
ΣΥ	ΕΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛ	ΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΥΨΗΛΗ	
ΣΤ	ΑΘΜΗ ΔΙΕΙΣΔΥ	ΣΗΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΚΑΙ	
ΦΩ	<b>ΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩ</b> Ι	Ν ΣΤΑΘΜΩΝ	
3.1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ		
32	βασικά χαραι	ΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ	
5.2.	ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ		
	3.2.1. Χαρακτηρια	στικά Μοντελοποίησης Θεομικών Σταθμών Παραγωγής	
	3.2.2.         Характири	στικά Λειτουργίας Μεγάλων Υδροηλεκτρικών Σταθμών Παραγωγής	45
	3.2.3. Μέθοδος Y	πολογισμού της Παραγόμενης Ισχύος των Αιολικών Πάρκων	46
	3.2.4. Μέθοδος Υ	πολογισμού της Παραγόμενης Ισχύος των Φωτοβολταϊκών Σταθμών	51
	3.2.5. Κριτήρια A	σφαλούς Λειτουργίας του Συστήματος	52
	3.2.6. Γεγονότα Ν	Ιη Απορρόφησης της Παραγόμενης Ισχύος των Αιολικών Πάρκων	54
3.3.	ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ	Ι ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ	
	ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ		55
3.4.	AΠΑΙΤΟΥΜΕΝΑ	Α ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ	
	ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩ	Ν ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	59
3.5.	ΥΠΟΛΟΓΙΖΟΜΙ	ΕΝΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ	61
3.6.	ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ	ΑΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΥΠΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	
	ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ Ε	ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	66
	3.6.1. Περιπτώσει	ς Ανάλυσης	66
	3.6.2. Δεδομένα G	)ερμικών και Υδροηλεκτρικών Σταθμών Παραγωγής του Συστήματος	67
	3.6.3. Δεδομένα A	νιολικών Πάρκων και Φωτοβολταϊκών Σταθμών του Συστήματος	68
	3.6.4. Κριτήρια A	ξιοπιστίας του Συστήματος	70
	3.6.5. Αποτελέσμο	ατα της Ανάλυσης	71
3.7.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ	ΤΑ	
KE	ФАЛАІО 4		
AN	алуун тиу ал	ω α α αντ και α τισπιγτης αθιτονθείας	
	ντι 211 της Αζ Ν απομονομ	φάλοτ2 και αδιοπί2τη2 μετιστετία2 Γενον συστηματον η λεκτρικής	
EN	$\mathbf{EP} \mathbf{F} \mathbf{E} \mathbf{I} \mathbf{A} \mathbf{\Sigma} \mathbf{M} \mathbf{E} \mathbf{A}^{T}$	ΥΞΗΜΕΝΗ ΛΙΕΙΣΛΥΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ	
<u> </u>			05
4.1.	сідаі <u>12</u> 1 П		

4.2.	ΓΕΝΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΤΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΤΗΣ ΕΥΣΤΑΘΕΙΑΣ ΣΥΧΝΟΤΗΤΑΣ	
	ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	
	4.2.1. Λογισμικό EUROSTAG	95
	4.2.2. Εξεταζόμενες Λειτουργικές Καταστάσεις Συστήματος	96
	4.2.3. Επιπτώσεις της Μείωσης της Παραγόμενης Ισχύος από τα Αιολικά Πάρκα	97
4.3.	ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΥΠΙΚΟΥ	
	ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	
	4.3.1. Χαρακτηριστικά Λειτουργίας του Συστήματος	97
	4.3.2. Ανάλυση των Καταστάσεων Κινδύνου του Συστήματος	99
	4.3.3. Αποτελέσματα των Δεικτών Αξιοπιστίας Λειτουργίας του Συστήματος	102
	4.3.4. Αποτελέσματα των Δεικτών της Δυναμικής Ασφάλειας του Συστήματος	108
4.4.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	112
KE	ФАЛАІО 5	
ΔN	άλνση της αγιτουργικής απολόσης τον	
АП	ΟΜΟΝΩΜΕΝΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	
ME	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΑΙ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥΣ ΣΤΑΘΜΟΥΣ	
51	ΕΙΣΔΓΟΓΗ	113
5.1.		115
5.2.	ΒΑΣΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΩΝ ΔΠΟΜΟΝΟΜΕΝΟΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΝ ΗΔΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΔΣ	11/
5 2		116
5.5.		110
5.4.	ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΥΠΙΚΟΥ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	120
5.5.	ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ ΣΤΗ ΣΤΑΘΜΗ	
	ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ ΚΑΙ ΣΤΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΤΩΝ	
	ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	131
5.6.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	136
KF	ΦΛΛΛΙΟ 6	137
NĽ		
AN	ΑΛΥΣΗ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΙΊΑΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΙΊΚΗΣ	
AII	ΟΔΟΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΠΑΡΟΧΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΟΥΣ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΚΟΥΣ ΚΑΤΑΝΑΑΟΤΕΣ ΜΕ	
ZE MC	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΟΥΣ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΚΟΥΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ ΜΕ ΝΑΑΕΣ ΑΙΑΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΟΓΗΣ	137
WIC	$\mathbf{D} \mathbf{A} \mathbf{A} \mathbf{E} \mathbf{A} \mathbf{A} \mathbf{A} \mathbf{A} \mathbf{A} \mathbf{A} \mathbf{A} A$	
6.1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	137
6.2.	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΠΑΡΟΧΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	137
6.3	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΑΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	
6.4	ΥΠΟΔΟΓΙΖΟΜΕΝΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ	1/1
0.4.		
0.5.	υικυνυμική ανάλγση λεπουρί μας του σύστηματος	143

6.6.	ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΥΠΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΠΑΡΟΧΗΣ ΙΣΧΥΟΣ	
6.7.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	157
<ul> <li>6.6. ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΥΠΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΠΑΡΟΧΗΣ ΙΣΧΥΟΣ</li> <li>6.7. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ</li></ul>		159
MО ЛЕІ	ΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩΝ	
MIF	ΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ	159
7.1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	159
7.2.	ΒΑΣΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΩΝ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΩΝ	159
7.3.	ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ	
7.4.	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΔΙΑΚΟΠΤΩΝ ΙΣΧΥΟΣ	162
7.5.	ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΥΠΙΚΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ	165
7.6.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	176
KEQ	ΦΑΛΑΙΟ 8	
ΣΥΝ	ΝΤΟΜΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ	177
8.1.	ΑΝΑΚΕΦΑΛΑΙΩΣΗ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ	177
8.2.	ΘΕΜΑΤΑ ΠΡΩΤΟΤΥΠΙΑΣ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ	
8.3.	ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΤΗΣ ΔΙΑΤΡΙΒΗΣ	181
BIB	ΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	
ANA	ΑΛΥΤΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ	
ΛΕΙ	ΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΟΥ ΤΥΠΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	
ΗΛΙ	ΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	189

# EYPETHPIO $\Sigma XHMAT\Omega N$

Σχήμα 1.1. Κατηγορίες αξιοπιστίας λειτουργίας συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας	12
Σχήμα 1.2. Καμπύλες μεταβολών φορτίου και καθαρού φορτίου για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Φινλανδίας για το έτος 2000	16
Σχήμα 2.1. Μαρκοβιανό μοντέλο δύο καταστάσεων λειτουργίας	26
Σγήμα 2.2. Κύκλος λειτουργίας μονάδας δύο λειτουργικών καταστάσεων	26
Σγήμα 2.3. Μοντέλο τριών καταστάσεων λειτουργίας για μονάδες βάσης	27
Σγήμα 2.4. Κύκλος λειτουργίας για μονάδα με μερικές καταστάσεις λειτουργίας	27
Στήμα 2.5. Μοντέλο λειτουργικών καταστάσεων μονάδων αιχμής	
Στήμα 2.6. Τυπικό μοντέλο υδοολογικού συστήματος	
-χήμα 2.7 Μοντέλο υπολογισμού εισοοών υδάτων σε ταμιευτήρα	30
Σχήμα 2.8. Ωριαία διακύμανση αυξημένης παροχής υδάτων	31
Σχήμα 2.9. Χαρακτροιστικοί άνκοι λειτουοχίας ταμιευτήρα υδροηλεκτοικού σταθμού	
παραγωγής	33
Σχήμα 2.10. Καμπύλη μηνιαίας παραγόμενης ενέργειας Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων	36
Σγήμα 2.11. Τυπική Καμπύλη Ισγύος Α/Γ – Ταγύτητας Ανέμου	37
Σχήμα 3.1. Τυπικές καμπύλες αποθηκευμένης ενέργειας στους ΥΗΣ του Ελληνικού συστήματος για κάθε εβδομάδα του έτους θεωρώντας τους τρεις τύπους υδρολογικού έτους	46
Σχήμα 3.2. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε MW) για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW	47
Σχήμα 3.3. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε % της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος τους) για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW	48
Σχήμα 3.4. Τυπικές καμπύλες με την τυπική απόκλιση της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε % της αντίστοιχης παραγόμενης ισχύος τους) για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW	48
Σχήμα 3.5. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε % της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος τους) για μία ισοδύναμη ημέρα των τεσσάρων εποχών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW	49
Σχήμα 3.6. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της αύξησης και μείωσης της συνολικής	

μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε

MW) για μία ισοδύναμη ημέρα του μήνα Αυγούστου θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW49
Σχήμα 3.7. Ραβδογράμματα της αθροιστικής πιθανότητας να συμβούν οι μεταβολές (αύξηση, μείωση) της μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων για διαδοχικές ώρες στη διάρκεια ενός έτους θεωρώντας συνολική εγκατεστημένη ισχύ ίση με 3000MW
Σχήμα 3.8. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των Φ/Β σταθμών ενός συστήματος για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ ίση με 100MW
Σχήμα 3.9. Καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας το Σενάριο 3000 MW
Σχήμα 3.10. Καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας το Σενάριο 5000 MW
Σχήμα 3.11. Καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των Φ/Β σταθμών του συστήματος για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους (MW) θεωρώντας το Σενάριο 1000 MW
Σχήμα 3.12. Μεταβολές βασικών δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος για τις επτά περιπτώσεις ανάλυσης
Σχήμα 3.13. Βασικοί δείκτες μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος για τις επτά εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης
Σχήμα 3.14. Μεταβολές της μέσης ωριαίας μη απορροφόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος για το τυπικό 24ωρο του έτους θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 1
Σχήμα 3.15. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5
Σχήμα 3.16. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5
Σχήμα 3.17. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας τα διαφορετικά επίπεδα ζήτησης φορτίου για την Περίπτωση Ανάλυσης 5
Σχήμα 3.18. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας τα διαφορετικά επίπεδα ζήτησης φορτίου για την Περίπτωση Ανάλυσης 5
Σχήμα 3.19. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης χαμηλού φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5

Σχήμα	3.20. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης χαμηλού φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5
Σχήμα	3.21. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης μέσου φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5
Σχήμα	3.22. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης μέσου φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5
Σχήμα	3.23. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης υψηλού φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5
Σχήμα	3.24. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης υψηλού φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5
Σχήμα	3.25. Μεταβολές των ισοδύναμων ωρών λειτουργίας των σταθμών παραγωγής με κωδικό λειτουργίας Α και Γ για τις επτά εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης
Σχήμα	3.26. Μεταβολή της ωριαίας παραγόμενης ισχύος των σταθμών παραγωγής του συστήματος για μία τυπική εβδομάδα του έτους (α/α 19) θεωρώντας το μέσο υδρολογικό έτος
Σχήμα	3.27. Μεταβολή της ωριαίας παραγόμενης ισχύος των σταθμών παραγωγής του συστήματος για μία τυπική εβδομάδα του έτους (α/α 19) θεωρώντας το υγρό υδρολογικό έτος
Σχήμα	3.28. Μεταβολή της ωριαίας παραγόμενης ισχύος των σταθμών παραγωγής του συστήματος για μία τυπική εβδομάδα του έτους (α/α 19) θεωρώντας το ξηρό υδρολογικό έτος
Σχήμα 3	8.29. Μεταβολές της μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των ΥΗΣ του συστήματος για κάθε τυπικό 24ωρο των Σαββατοκύριακων, των καθημερινών ημερών της εβδομάδας και του συνολικού έτους
Σχήμα Ξ	<ul> <li>3.30. Διάγραμμα λειτουργίας σταθμών συνδυασμένου κύκλου με έναν αεροστρόβιλο</li> <li>(Γ1) για την Περίπτωση Ανάλυσης 1</li></ul>
Σχήμα	<ul> <li>3.31. Διάγραμμα λειτουργίας σταθμών συνδυασμένου κύκλου με δύο ή τρεις</li> <li>αεροστροβίλους (Γ2) για την Περίπτωση Ανάλυσης 1</li></ul>
Σχήμα 4	4.1. Μεταβολές των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και LOEE για τις πέντε εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης
Σχήμα 4	4.2. Ισοδύναμη λειτουργία σταθμών παραγωγής με κωδικό λειτουργίας Α και σταθμών συνδυασμένου κύκλου σε ώρες/έτος για τις πέντε εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάστηκαν
Σχήμα 4	4.3. Μη απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας τη συνεισφορά των διάφορων αιτίων
Σχήμα	4.4. Ετήσια χρονική διάρκεια λειτουργίας μονάδων παραγωγής των σταθμών με Κωδικό Λειτουργίας Α για τις Περιπτώσεις Ανάλυσης 1 και 2

Σχήμα 4.5. Συνολική πιθανότητα εμφάνισης των εξεταζόμενων λειτουργικών καταστάσεων του συστήματος και των αντίστοιχων Κρίσιμων Καταστάσεων	109
Σχήμα 4.6. Συνολική πιθανότητα εμφάνισης της Κατάστασης Κινδύνου του συστήματος θεωρώντας την αντίστοιχη συνεισφορά των δύο Καταστάσεων Κινδύνου 1 και 2	110
Σχήμα 5.1. Διάγραμμα βασικών χαρακτηριστικών τυπικού υβριδικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με αιολικά πάρκα και υδροηλεκτρικούς σταθμούς	121
Σχήμα 5.2. Μεταβολή του βασικού δείκτη αξιοπιστίας LOLE για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν	125
Σχήμα 5.3. Μεταβολές δείκτη PWIND (συνεισφορά αιολικών πάρκων στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος) για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν	127
Σχήμα 5.4. Μεταβολές δείκτη ΕΟΗS (συντελεστής φόρτισης αιολικών πάρκων) για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν	127
Σχήμα 5.5. Μεταβολές της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας και της αναμενόμενης παραγόμενης ενέργειας από τις θερμικές μονάδες του συστήματος σε σχέση με την εφαρμοζόμενη τιμή του Κριτηρίου Ασφαλείας 2	133
Σχήμα 5.6. Μεταβολές της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας και της αναμενόμενης παραγόμενης ενέργειας από τις θερμικές μονάδες του συστήματος σε σχέση με την εφαρμοζόμενη τιμή του Κριτηρίου Ασφαλείας 1	134
Σχήμα 5.7. Μεταβολές της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας σε σχέση με τα εφαρμοζόμενα Κριτήρια Ασφαλείας 1 και 2	134
Σχήμα 5.8. Μεταβολές της παραγόμενης ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής του συστήματος για πέντε περιπτώσεις ανάλυσης θεωρώντας διαφορετικές αριθμητικές τιμές και το κριτήριο N-1 για τον καθορισμό του Κριτηρίου	135
Στήμα 6.1. Αλτόριθμος ένταξης μονάδων παραγωγής των συστημάτων παρογής ιστήρος	140
$\Sigma_{2}$ μμα 6.1. Γινήσρισμος ενταξής μονασών παραγώγης των συστήματών παροχής τοχούς	144
Σχήμα 6.3. Μεταβολή των βασικών δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος για τις δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης	150
Σχήμα 6.4. Μεταβολή των βασικών δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος για τις δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης	151
Σχήμα 6.5. Συνεισφορά του κόστους αξιοπιστίας του ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου στο συνολικό κόστος αξιοπιστίας του συστήματος για τις έντεκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης	152
Σχήμα 6.6. Μεταβολές των βασικών δεικτών κόστους του συστήματος για τις δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης	153
Σχήμα 6.7. Μεταβολές του κανονικοποιημένου ισοδύναμου ετήσιου κόστους του συστήματος (EQACR) για τις δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης	154
Σχήμα 6.8. Λόγος της αύξησης του συνολικού ισοδύναμου ετήσιου κόστους του συστήματος προς τη βελτίωση της αξιοπιστίας λειτουργίας του για εννέα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης σε σχέση με τις αντίστοιχες τιμές για την Περίπτωση Ανάλυσης ΙΙ	154

Σχήμα 6.9. Μεταβολές βασικών δεικτών ποσοτικοποίησης της λειτουργίας των μονάδων
αναμονής του συστήματος για δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης
Σχήμα 7.1. Συναρτήσεις κόστους αξιοπιστίας διαφόρων καταναλωτών στην Ελλάδα
Σχήμα 7.2. Παράδειγμα διαμόρφωσης τοπολογίας νέων υποσυστημάτων σε ένα τυπικό Μικροδίκτυο
Σχήμα 7.3. Απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα ενός τυπικού Μικροδικτύου με μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής και Κανονικά Ανοικτούς Διακόπτες
Σχήμα 7.4. Ωριαία μεταβολή της ημερήσιας ζήτησης φορτίου για κάθε κατηγορία καταναλωτή 166
Σχήμα 7.5. Συνάρτηση κόστους λειτουργίας της βασικής πηγής ισχύος του Μικροδικτύου
Σχήμα 7.6. Ωριαίες μεταβολές ημερήσιας παραγόμενης ενέργειας μονάδων παραγωγής του Μικροδικτύου για την Περίπτωση Ανάλυσης Α1
Σχήμα 7.7. Συνεισφορά της βασικής πηγής ισχύος του δικτύου και των μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του Μικροδικτύου για έξι εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης
Σχήμα 7.8. Μεταβολές ετήσιας διάρκειας λειτουργίας των κυψελών καυσίμου και των μικροτουρμπίνων του Μικροδικτύου για οκτώ εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης
Σχήμα 7.9. Δείκτες των γεγονότων ενεργοποίησης των ΚΑΔ

# ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 3.1. Τεχνικά αίτια μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων	55
Πίνακας 3.2. Υπολογιζόμενοι δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης των	
συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας	62
Πίνακας 3.3. Κύρια χαρακτηριστικά των περιπτώσεων ανάλυσης του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας	67
Πίνακας 3.4. Συγκεντρωτικά συνολικά δεδομένα των θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής	67
Πίνακας 3.5. Κριτήρια Αξιοπιστίας του συστήματος	71
Πίνακας 3.6. Χαρακτηριστικά του συστήματος για την ικανοποίηση των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 για τα θεωρούμενα σενάρια αιολικής διείσδυσης	71
Πίνακας 3.7. Αποτελέσματα των δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για τις περιπτώσεις ανάλυσης 1 – 4	72
Πίνακας 3.8. Αποτελέσματα των δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για τις περιπτώσεις ανάλυσης 5 – 7	75
Πίνακας 4.1. Βασικά χαρακτηριστικά των σταθμών παραγωγής του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας	99
Πίνακας 4.2. Εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος στις οποίες μπορεί να συμβεί αστάθεια συχνότητας	. 100
Πίνακας 5.1. Υπολογιζόμενοι δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης συστήματος	. 118
Πίνακας 5.2. Δεδομένα μονάδων παραγωγής των θερμικών σταθμών του συστήματος	. 121
Πίνακας 5.3. Χαρακτηριστικά των σεναρίων σχεδιασμού και λειτουργίας του συστήματος για κάθε περίπτωση ανάλυσης	. 122
Πίνακας 5.4. Αποτελέσματα δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης του συστήματος για τη βασική περίπτωση ανάλυσης (A3, B1, C1, D1, E3)	. 123
Πίνακας 5.5. Δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος	. 125
Πίνακας 5.6. Συνεισφορά σταθμών παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος	. 129
Πίνακας 5.7. Αποτελέσματα δεικτών ποσοτικοποίησης της στρεφόμενης εφεδρείας και της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος	. 130
Πίνακας 5.8. Λειτουργικά χαρακτηριστικά του συστήματος για τις επιπρόσθετες περιπτώσεις ανάλυσης που ποσοτικοποιούν τις επιπτώσεις των Κριτηρίων Ασφαλείας	. 131
Πίνακας 5.9. Αποτελέσματα των βασικών δεικτών του συστήματος για τις επιπρόσθετες περιπτώσεις ανάλυσης που ποσοτικοποιούν την επίδραση των Κριτηρίων Ασφαλείας	. 132
Πίνακας 6.1. Υπολογιζόμενοι δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης συστήματος παροχής ισχύος	. 141
Πίνακας 6.2. Οικονομικά δεδομένα μονάδων παραγωγής	. 146

Πίνακας 6.3. Συντελεστές εκπομπών ρύπων των μονάδων παραγωγής των διαφόρων	
τεχνολογιών	47
Πίνακας 6.4. Συγκεντρωτική μορφή των εξεταζόμενων περιπτώσεων ανάλυσης του	
συστήματος1	48
Πίνακας 6.5. Βασικοί δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας και κόστους λειτουργίας του	
συστήματος1	56
Πίνακας 7.1. Παράμετροι αξιοπιστίας των μονάδων παραγωγής του Μικροδικτύου1	67
Πίνακας 7.2. Χαρακτηριστικά σχεδιασμού και λειτουργίας του Μικροδικτύου για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν και αγνοούν τις επιπτώσεις των βλαβών των στοιχείων των γραμμών διανομής στην τοπολογία του συστήματος (Περιπτώσεις Ανάλυσης A1 – A10)	68
Πίνακας 7.3. Χαρακτηριστικά σχεδιασμού και λειτουργίας του Μικροδικτύου για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν και λαμβάνουν υπόψη τις επιπτώσεις των βλαβών των στοιχείων των γραμμών διανομής στην τοπολογία του συστήματος (Περιπτώσεις Ανάλυσης B1 – B8)	68
1 = 10000000000000000000000000000000000	
Πίνακας 7.4. Δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας και κόστους αξιοπιστίας Μικροδικτύου1	71
Πίνακας 7.5. Δείκτες ενεργειακού ισοζυγίου Μικροδικτύου	73

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

### Εισαγωγικά

### **1.1.** Γενικά

Τα τελευταία χρόνια τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έχουν παρουσιάσει σημαντικές αλλαγές στη δομή και τη λειτουργία τους έτσι ώστε να επιτυγγάνουν καλύτερα επίπεδα λειτουργίας και απόδοσης στην παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Νέες τεχνολογίες και λειτουργικές πρακτικές εφαρμόζονται για να βελτιωθεί η λειτουργική συμπεριφορά τους και να επιτευχθούν καλύτερα και οικονομικότερα επίπεδα παροχής ισχύος στους καταναλωτές τους. Ένα σημαντικό χαρακτηριστικό της λειτουργίας των συστημάτων αυτών, στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελεί η ύπαρξη ανεξάρτητων παραγωγών, οι οποίοι μπορούν να συνδεθούν σε διάφορα επίπεδα τάσης. Παράλληλα, επιδιώκεται η μεγιστοποίηση της διείσδυσης των εγκαταστάσεων διαφόρων μορφών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μέσω επιπρόσθετων οικονομικών κίνητρων που προσφέρονται διότι μπορούν να αποτελέσουν ένα σημαντικό παράγοντα για την κάλυψη των αναγκών τροφοδότησης των καταναλωτών ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η αξιοποίησή τους καθίσταται επιτακτική για οικονομικούς και για περιβαλλοντικούς λόγους καθώς το λειτουργικό κόστος και οι εκπομπές ρύπων από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής μπορούν να μειωθούν σε αρκετά χαμηλά επίπεδα. Όμως, η αυξημένη διείσδυση των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής μπορεί να προκαλέσει σημαντικά προβλήματα στην υπάρχουσα στάθμη της αξιοπιστίας λειτουργίας και στη λειτουργική απόδοση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας καθώς η στάθμη διαθεσιμότητας και η αποτελεσματική τους χρήση περιορίζεται σημαντικά από την εξάρτησή τους από απρόβλεπτα και τυχαία μεταβαλλόμενα καιρικά φαινόμενα. Για το λόγο αυτό, απαιτείται η ανάπτυξη κατάλληλων μοντέλων που θα προσομοιώνουν ρεαλιστικά τα χαρακτηριστικά λειτουργίας των σύγχρονων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας έτσι ώστε να αναλυθούν οι επιπτώσεις που προκαλούνται, από την αυξημένη στάθμη διείσδυσης της ηλεκτρικής ισχύος από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από τις νέες λειτουργικές πρακτικές που εφαρμόζονται, στην αξιοπιστία λειτουργίας τους και στη γενικότερη λειτουργική απόδοσή τους.

### 1.2. Αξιοπιστία Λειτουργίας Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο όρος αξιοπιστία λειτουργίας έχει μία ευρεία έννοια, όπως φαίνεται και από τον πλέον διαδεδομένο και κοινά αποδεκτό ορισμό του σύμφωνα με τον οποίο "Αξιοπιστία είναι η πιθανότητα του συστήματος να εκτελεί την αποστολή του επαρκώς για τη σχεδιαζόμενη χρονική περίοδο και τις επικρατούσες λειτουργικές συνθήκες" [1], [2]. Χρειάζεται να αναγνωρισθεί η γενικότητα του όρου έτσι ώστε να εξετασθεί η συνολική ικανότητα του συστήματος να πραγματοποιεί τον στόχο του. Συχνά γίνεται η θεώρηση ότι η εκτίμηση της αξιοπιστίας λειτουργίας ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας υποδιαιρείται στις κατηγορίες της επάρκειας και της ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.1 [3].



Σχήμα 1.1. Κατηγορίες αξιοπιστίας λειτουργίας συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας

Η επάρκεια λειτουργίας σχετίζεται με την ύπαρξη εγκαταστάσεων ικανών να ικανοποιήσουν τη ζήτηση του φορτίου λαμβάνοντας υπόψη τους λειτουργικούς περιορισμούς του συστήματος, όπως είναι η στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας που απαιτείται να είναι διαθέσιμη. Πρόκειται για εγκαταστάσεις απαραίτητες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και τη μεταφορά και διανομή αυτής μέχρι τα τελικά σημεία κατανάλωσης. Η επάρκεια αναφέρεται σε στατικές καταστάσεις οι οποίες δεν περιλαμβάνουν δυναμικές και μεταβατικές διαταραχές του συστήματος. Αντίθετα, η ασφάλεια λειτουργίας σχετίζεται με την ικανότητα του συστήματος να ανταποκρίνεται στις δυναμικές διαταραχές που δημιουργούνται, τοπικές ή πιο απομακρυσμένες, και περιλαμβάνουν τη ξαφνική απώλεια σημαντικής ποσότητας παραγόμενης ισχύος και προβλήματα στο σύστημα μεταφοράς ή διανομής τα οποία είναι δυνατό να οδηγήσουν σε δυναμικές, μεταβατικές ή αστάθειες τάσης του συστήματος.

Οι περισσότερες πιθανοτικές τεχνικές, οι οποίες είναι διαθέσιμες για τον υπολογισμό της αξιοπιστίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, αναφέρονται στην εκτίμηση της επάρκειας ενώ οι δυνατότητες για εκτίμηση της ασφάλειας και ευστάθειας του συστήματος είναι ιδιαίτερα περιορισμένες. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην πολυπλοκότητα η οποία παρατηρείται στη μοντελοποίηση του συστήματος στο πεδίο της ασφάλειας εξαιτίας των διάφορων τεχνικών που χρησιμοποιούνται, ορισμένες από τις οποίες περιλαμβάνουν κυρίως την ένταξη των μονάδων παραγωγής και την δυνατότητα ανταπόκρισής τους σε ενδεχόμενες καταστάσεις κινδύνου. Οι περισσότεροι από τους δείκτες που χρησιμοποιούνται στις μελέτες που πραγματοποιούνται είναι δείκτες επάρκειας και όχι συνολικοί δείκτες αναφέρονται κυρίως στην επάρκεια του συστήματος χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η επίδραση σφαλμάτων που αφορούν την ασφάλειά του. Όμως, σχετικά με την ανάλυση της ασφάλειας του συστήματος, έχει αναπτυχθεί ένα κατάλληλο υπολογιστικό μοντέλο που χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της εμφάνισης συγκεκριμένων λειτουργικών καταστάσεων οι οποίες περιλαμβάνουν τη ξαφνική απώλεια σημαντικής ποσότητας παραγόμενης ισχύος και μπορούν να οδηγήσουν σε καταστάσεις κινδύνου.

Οι βασικότεροι δείκτες που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση της αξιοπιστίας λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι ακόλουθοι:

- 1. Αναμενόμενη Διάρκεια Απώλειας Φορτίου, ΑΔΑΦ (Loss Of Load Expectation, LOLE) σε ημέρες/έτος ή ώρες/έτος. Πρόκειται για το μέσο αριθμό των ημερών ή των ωρών σε κάποια συγκεκριμένη χρονική περίοδο ανάλυσης, η οποία είναι συνήθως ένα ημερολογιακό έτος, για τις οποίες η ημερήσια ή η ωριαία αιχμή του φορτίου ξεπερνά την συνολική διαθέσιμη ισχύ του συστήματος. Πρέπει να τονισθεί ότι ο συγκεκριμένος δείκτης δεν παρέχει κανένα στοιχείο για την σοβαρότητα της αντίστοιχης ανεπάρκειας, ούτε για τη συχνότητα ή την διάρκεια της απώλειας φορτίου. Παρόλα αυτά αποτελεί το πλέον χρησιμοποιούμενο πιθανοτικό κριτήριο για τις μελέτες αξιοπιστίας λειτουργίας των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- 2. Αναμενόμενη Απώλεια Ενέργειας ή Αναμενόμενη Μη Τροφοδοτούμενη Ενέργεια, ΑΜΤΕ (Loss Of Energy Expectation, LOEE) σε MWh/έτος. Πρόκειται για την αναμενόμενη ενέργεια η οποία δεν θα παρασχεθεί από το σύστημα παραγωγής εξαιτίας των περιστάσεων εκείνων κατά τις οποίες η ζήτηση φορτίου του συστήματος θα υπερβαίνει την αντίστοιχη διαθέσιμη ισχύ. Ο δείκτης αυτός απεικονίζει τη σοβαρότητα των αντίστοιχων ανεπαρκειών και, επιπλέον, αποτελεί έναν ενεργειακό δείκτη ιδανικό για να αναπαριστά καλύτερα το σύστημα παραγωγής.
- 3. Αναμενόμενη Συχνότητα Απώλειας Φορτίου, ΑΣΑΦ (Frequency of Loss Of Load, FLOL) σε γεγονότα/έτος. Πρόκειται για τα γεγονότα κατά τα οποία η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη διαθέσιμη ισχύ. Πρέπει να τονισθεί ότι ο όρος 'γεγονός' αναφέρεται σε καταστάσεις κατά τις οποίες υπάρχει μετάβαση του συστήματος από την κατάσταση ικανοποίησης του φορτίου σε κατάσταση ανεπάρκειας.

4. Αναμενόμενο μη τροφοδοτούμενο φορτίο ανά γεγονός απώλειας φορτίου (Expected Demand Not Supplied, EDNS) σε MW, το οποίο δίνεται από τη σχέση:

ANAMENOMENO MH TPO $\Phi$ O $\Delta$ OTOYMENO  $\Phi$ OPTIO =  $\frac{AMTE}{A\Delta A\Phi}$ 

5. Μέση χρονική διάρκεια ανά γεγονός απώλειας φορτίου (Average Duration of Loss of Load, ADLL) σε ώρες, η οποία δίνεται από τη σχέση:

$$XPONIKH \Delta IAPKEIA = \frac{A\Delta A\Phi}{A\Sigma A\Phi}$$

Τα κριτήρια της συχνότητας και της χρονικής διάρκειας των γεγονότων απώλειας φορτίου αποτελούν μια προέκταση της αναμενόμενης διάρκειας απώλειας φορτίου υπό την έννοια ότι αναγνωρίζουν επιπλέον την αναμενόμενη συχνότητα και διάρκεια των ανεπαρκειών.

6. Ενεργειακός Δείκτης Αξιοπιστίας, ΕΔΑ (Energy Index of Reliability, EIR). Η συμπληρωματική τιμή της μη παρεχόμενης ενέργειας, που είναι η πραγματική παρεχόμενη ενέργεια, διαιρείται με τη συνολική ζήτηση φορτίου του συστήματος για να προκύψει ένας κανονικοποιημένος δείκτης που είναι γνωστός ως Ενεργειακός Δείκτης Αξιοπιστίας. Αυτός ο δείκτης χρησιμοποιείται για τη σύγκριση της επάρκειας λειτουργίας των συστημάτων παραγωγής τα οποία παρουσιάζουν σημαντικές διαφορές, κυρίως ως προς το μέγεθος τους.

### 1.3. Επιπτώσεις της Αυξημένης Διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει επιπτώσεις στην επάρκεια και στην ασφάλεια λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα σημαντικό πρόβλημα σχετικά με την επάρκεια των συστημάτων αυτών αποτελεί η αβεβαιότητα του επιπέδου της παραγόμενης ισχύος και η χαμηλή στάθμη διαθεσιμότητας των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής λόγω των απρόβλεπτων και απότομων μεταβολών των φυσικών φαινομένων με τα οποία σχετίζονται. Συνεπώς, τα συστήματα με αυξημένη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να αντιμετωπίσουν προβλήματα στην κάλυψη του φορτίου και να ευρεθούν σε καταστάσεις κινδύνου με μεγαλύτερη συχνότητα σε σχέση με συστήματα στα οποία η αντίστοιχη διείσδυση λαμβάνει χαμηλότερες τιμές. Οι σημαντικότερες επιπτώσεις που προκύπτουν από την αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να αναγέως.

Ποιότητα Ισχύος: Η αξιοπιστία λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας αναφέρεται κυρίως σε μερικές ή ολικές διακοπές της τροφοδότησης της ζήτησης φορτίου ενώ η ποιότητα ισχύος αναγνωρίζει κάποια ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της παρεχόμενης ισχύος τα οποία επηρεάζουν τη λειτουργική απόδοση κάποιων ευαίσθητων ψηφιακών συστημάτων. Ορισμένα από τα φαινόμενα που προκαλούν σημαντικά προβλήματα είναι οι βυθίσεις τάσης, οι απότομες ανυψώσεις της τάσης (κρουστικές αιχμές), οι αρμονικές, η ασυμμετρία της τάσης, τα ταχέα μεταβατικά φαινόμενα κλπ. Επίσης, η ποιότητα ισχύος επηρεάζεται σημαντικά από το είδος του καταναλωτή όπως είναι οι κινητήρες κατά την εκκίνηση των οποίων σημειώνονται βυθίσεις τάσης. Επιπλέον, η λειτουργία των εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να οδηγήσει στην εμφάνιση ορισμένων από τα προηγούμενα φαινόμενα. Για παράδειγμα, οι ανεμογεννήτριες, λόγω των συνεχών και απότομων μεταβολών της παραγόμενης ισχύος τους προκαλούν το φαινόμενο flickering το οποίο γίνεται αντιληπτό από το ανθρώπινο μάτι ως ένα διαρκές τρεμόπαιγμα, ιδιαίτερα στους λαμπτήρες φθορισμού. Επιπλέον, οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί, λόγω του αντιστροφέα που γρησιμοποιούν για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο, προκαλούν αρμονική παραμόρφωση. Στις περισσότερες περιπτώσεις απαιτείται η συνολική αρμονική παραμόρφωση (Total Harmonic Distortion, THD) να μην υπερβαίνει ένα συγκεκριμένο όριο (μία συνηθισμένη τιμή αποτελεί το 5%) προκειμένου να επιτραπεί η σύνδεση του φωτοβολταϊκού σταθμού στο δίκτυο.

- Ευστάθεια Συστήματος: Ανάλογα με τα τεχνολογικά και κατασκευαστικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούνται μπορεί να προκληθούν προβληματικές καταστάσεις στην ευστάθεια του συστήματος, καθώς υπάρχουν διαφορετικές δυνατότητες στήριξης του δικτύου σε περιπτώσεις διαταραχών. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελούν οι ανεμογεννήτριες επαγωγής σταθερών στροφών χωρίς ηλεκτρονικά ισχύος οι οποίες, λόγω του επιπέδου προστασίας τάσης που κυμαίνεται μεταξύ 0,80 και 0,85 α. μ., σε περιπτώσεις κατά τις οποίες εξαιτίας κάποιου βραχυκυκλώματος η τάση του συστήματος πέσει κάτω από τα όρια αυτά, τίθενται αυτόματα εκτός λειτουργίας προκαλώντας μία πρόσθετη διαταραχή με αποτέλεσμα να επιδεινώνεται ακόμα περισσότερο το πρόβλημα. Τα τελευταία χρόνια οι περισσότερες μονάδες έχουν τη δυνατότητα για λειτουργία υπό χαμηλή τάση (Low Voltage Ride Through, L.V.R.T.) γεγονός που συντελεί σημαντικά στην ομαλή λειτουργία των συστημάτων σε περιπτώσεις διαταραχών.
- Απορρόφηση Ενέργειας: Ένα βασικό χαρακτηριστικό των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία υπάρχει διείσδυση ανανεώσιμων πηγών αποτελεί η θέσπιση ενός ποσοστού διείσδυσης, προκειμένου να αποφεύγονται προβληματικές καταστάσεις στη λειτουργία τους εξαιτίας απότομων μεταβολών της παραγωγής των αντίστοιχων μονάδων. Ένα από τα πιο συχνά εφαρμοζόμενα κριτήρια αποτελεί ένα συγκεκριμένο ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου κάθε συστήματος το οποίο εξαρτάται από διάφορα λειτουργικά χαρακτηριστικά του. Για παράδειγμα, η μέγιστη αιολική διείσδυση σε απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας δεν επιτρέπεται να ξεπερνάει το 30% -35% της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα σε περιπτώσεις κατά τις οποίες η παραγόμενη ισχύς από τα αιολικά πάρκα ξεπερνάει το καθορισμένο όριο, μία ποσότητα να αποκόπτεται από το σύστημα για λόγους ασφαλείας. Η διαδικασία αποκοπής εξαρτάται από τα κατασκευαστικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά κάθε μονάδας και είναι δυνατό να πραγματοποιηθεί είτε με αποσύνδεση συγκεκριμένου αριθμού ανεμογεννητριών ή με μείωση της παραγόμενης ισχύος από κάθε ανεμογεννήτρια. Συνεπώς, είναι δυνατό η αυξημένη εγκατεστημένη ισχύς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε ένα σύστημα να μην απορροφάται πλήρως με αποτέλεσμα ένα μέρος της επένδυσης να μην είναι αποδοτικό. Όμως, με κατάλληλη εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι δυνατό ο βαθμός απορρόφησής τους από το σύστημα να αυξηθεί σημαντικά. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η περίπτωση ενός υβριδικού συστήματος όπου, στις χρονικές περιόδους κατά τις οποίες απαιτείται μείωση της απορροφόμενης αιολικής παραγωγής για λόγους ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος, η επιπρόσθετη αιολική παραγωγή χρησιμοποιείται για να τεθούν σε λειτουργία οι αντλίες ενός υδροηλεκτρικού σταθμού και να αντληθεί με τον τρόπο αυτό κατάλληλη ποσότητα υδάτων στον αντίστοιχο ταμιευτήρα. Πρόκειται για μια λειτουργική διαδικασία η οποία έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του ποσοστού αιολικής διείσδυσης στο σύστημα και, συγχρόνως, την εξασφάλιση επιπλέον ποσότητας υδάτων στους ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών σταθμών με σκοπό την κατανάλωσή τους για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στις ώρες ζήτησης της αιχμής του φορτίου του συστήματος, όταν αυτή είναι οικονομικά πιο συμφέρουσα.
- Ρύθμιση Εφεδρείας: Οι απότομες μεταβολές της παραγόμενης ισχύος των εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν έχουν σημαντικές επιπτώσεις στην πρωτεύουσα ρύθμιση της συχνότητας του συστήματος. Συγκεκριμένα, οι μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου αλληλοαναιρούνται από τις πολλές ανεμογεννήτριες που είναι εγκατεστημένες σε ένα αιολικό πάρκο, από τις αδράνειες των μεγάλων δρομέων των ανεμογεννητριών και από τις γεωγραφικές μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου για αιολικά πάρκα τα οποία είναι εγκατεστημένα σε διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές. Συνεπώς, οι μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου, καθώς δεν υπάρχει καμία συσχέτιση στη μεταβολή της ταχύτητας του ανέμων για αιολικά πάρκα τα οποία είναι εγκατεστημένα σε διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές. Συνεπώς, οι μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου δεν επηρεάζουν τη πρωτεύουσα ρύθμιση εφεδρείας ακόμα και σε συστήματα με υψηλό ποσοστό αιολικής διείσδυσης [4], [5]. Έχει διαπιστωθεί ότι η αύξηση της απαιτούμενης στάθμης εφεδρείας, λόγω αύξησης της αιολικής παραγωγής, είναι περίπου ίση με την αύξηση λόγω αντίστοιχης αύξησης της ζήτησης φορτίου του συστήματος [6]. Σχετικά με τη δευτερεύουσα ρύθμιση εφεδρείας, η οποία πραγματοποιείται σε επίπεδο μερικών δεκαλέπτων, οι

μεταβολές της παραγόμενης ισχύος από τις εγκαταστάσεις των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχουν ιδιαίτερη σημασία. Για να γίνει κατανοητός ο τρόπος με τον οποίο επηρεάζονται οι ρυθμίσεις του συστήματος, αναφέρεται το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Φινλανδίας και η επίδραση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα στον καθορισμό της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας [7]. Για κάθε ώρα ορίζεται ως 'καθαρό φορτίο' το φορτίο του συστήματος μειωμένο κατά την αντίστοιχη παραγόμενη ισχύ από τα αιολικά πάρκα στον καθορισμό της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας [7]. Για κάθε ώρα ορίζεται ως 'καθαρό φορτίο' το φορτίο του συστήματος μειωμένο κατά την αντίστοιχη παραγόμενη ισχύ από τα αιολικά πάρκα. Στο Σχήμα 1.2 φαίνονται οι ωριαίες μεταβολές του φορτίου (χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η αιολική παραγωγή) και του καθαρού φορτίου. Η διαφορά μεταξύ των μέγιστων τιμών των δύο καμπυλών αποτελεί τη ποσότητα, σε MW, κατά την οποία χρειάζεται να αυξηθεί η διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος. Όπως φαίνεται, στην περίπτωση του καθαρού φορτίου η μέγιστη μεταβολή είναι περίπου 1500 MW ενώ η μέγιστη τιμή της μεταβολής του φορτίου είναι 1100 MW περίπου. Επομένως, στην περίπτωση της εφεδρείας των αιολικών πάρκων απαιτείται αύξηση της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας κατά 400 MW περίπου.



Σχήμα 1.2. Καμπύλες μεταβολών φορτίου και καθαρού φορτίου για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Φινλανδίας για το έτος 2000

- Διαχείριση Τάσεως: Ένα σημαντικό μειονέκτημα των περισσότερων εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελεί το γεγονός ότι δεν έχουν τη δυνατότητα παραγωγής αέργου ισχύος με αποτέλεσμα να μην είναι δυνατή η συμμετοχή τους στη ρύθμιση τάσης του συστήματος και, επομένως, στην ενίσχυσή του. Το πρόβλημα αυτό μπορεί να ξεπεραστεί στις σύγχρονες ανεμογεννήτριες των αιολικών πάρκων καθώς με χρησιμοποίηση κατάλληλων διατάξεων ηλεκτρονικών ισχύος οι μονάδες αυτές μπορούν να συμμετάσχουν στη ρύθμιση τάσεως του συστήματος.
- Ένταξη μονάδων παραγωγής: Σε επίπεδο ένταξης μονάδων παραγωγής στο σύστημα, το ενδιαφέρον εντοπίζεται κυρίως στον τρόπο με τον οποίο οι απότομες μεταβολές της διαθέσιμης ισχύος από τις εγκαταστάσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ή οι λανθασμένες προβλέψεις που πραγματοποιούνται επηρεάζουν τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής του συστήματος, π.χ. την ένταξη των μονάδων στο σύστημα, την αύξηση ή ελάττωση του ρυθμού ανάληψης ή μείωσης φορτίου, τη χρονική

διάρκεια λειτουργίας των μονάδων κ.τ.λ. Για παράδειγμα, σε περιπτώσεις κατά τις οποίες, λόγω απότομης μεταβολής της ταχύτητας του ανέμου, η παραγόμενη ισχύς από τα αιολικά πάρκα είναι σημαντικά μικρότερη από την αντίστοιχη πρόβλεψη που έχει γίνει, μπορεί να απαιτείται η λειτουργία ενός ή περισσότερων συμβατικών μονάδων παραγωγής για να αντισταθμισθεί η μειωμένη αιολική παραγωγή. Το γεγονός αυτό οδηγεί σε αύξηση του κόστους παραγωγής του συστήματος καθώς δεν υπάρχει το χρονικό περιθώριο για την έναρξη της λειτουργίας μίας οικονομικής μονάδας παραγωγής, π.χ. κάποιας λιγνιτικής μονάδας η οποία χρειάζεται ένα σημαντικό χρονικό διάστημα για να τεθεί σε λειτουργία μία 'γρήγορη' αλλά ακριβή μονάδα, όπως είναι ένας αεροστρόβιλος.

- Σύστημα Μεταφοράς: Κύριο χαρακτηριστικό ορισμένων εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ιδιαίτερα των φωτοβολταϊκών σταθμών, αποτελεί η δυνατότητα σύνδεσής τους κοντά στα σημεία ζήτησης του φορτίου, εάν οι γεωγραφικές και κλιματολογικές συνθήκες τη καθιστούν δυνατή. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη σημαντική μείωση των θερμικών απωλειών στις γραμμές μεταφοράς του συστήματος. Επιπλέον, σε περιπτώσεις κατά τις οποίες πραγματοποιείται αύξηση του φορτίου του συστήματος, με τη σύνδεση των μονάδων αυτών αποφεύγεται η επέκταση του δικτύου μεταφοράς, μία διαδικασία με ιδιαίτερα υψηλό κόστος υλοποίησης. Όμως, σε ορισμένες περιπτώσεις, εξαιτίας των κλιματολογικών συνθηκών που επικρατούν, καθίσταται απαραίτητη η εγκατάσταση των αντίστοιχων μονάδων σε περιοχές απομακρυσμένες από τα σημεία ζήτησης του φορτίου με αποτέλεσμα οι απώλειες στο σύστημα μεταφοράς να παρουσιάζουν σημαντική αύξηση. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελούν τα αιολικά πάρκα που συχνά εγκαθίστανται σε ορεινούς όγκους, καθώς στις περιοχές αυτές παρατηρούνται υψηλές ταχύτητες του ανέμου, και απαιτούν την επέκταση του συστήματος μεταφοράς.
- Μείωση Αιχμής: Η παραγόμενη ισχύς συγκεκριμένων εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να συμπίπτει χρονικά με τη ζήτηση της αιχμής του φορτίου του συστήματος συμβάλλοντας με τον τρόπο αυτό στη μείωσή της. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελούν οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί οι οποίοι παρουσιάζουν τη μέγιστη παραγωγή τους κατά τη διάρκεια των μεσημεριανών ωρών και κυρίως στους θερινούς μήνες του έτους, όταν εμφανίζεται και η ζήτηση της αιχμής του φορτίου του συστήματος.
- Αύξηση του ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας: Η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελεί ένα σημαντικό χαρακτηριστικό στο περιβάλλον της σύγχρονης ανταγωνιστικής αγοράς καθώς πολλές μονάδες παραγωγής από ανταγωνιζόμενους παραγωγούς μπορούν να οδηγήσουν στη μείωση του οριακού κόστους του συστήματος.

### 1.4. Ανασκόπηση της Βιβλιογραφίας

Η αυξημένη διείσδυση των εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και, ιδιαίτερα των αιολικών πάρκων, στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έχει επιφέρει σημαντικές αλλαγές στον τρόπο σχεδιασμού και λειτουργίας τους. Ένας σημαντικός αριθμός εργασιών έχουν δημοσιευθεί οι οποίες αφορούν την ανάλυση των επιπτώσεων που προκαλεί η λειτουργία των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής στην αξιοπιστία λειτουργίας και στο λειτουργικό κόστος των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Οι εργασίες [8] – [14] αναλύουν τις επιπτώσεις που προκαλεί η εγκατάσταση των αιολικών πάρκων ή/και η αντικατάσταση των συμβατικών σταθμών παραγωγής από αιολικά πάρκα στους βασικούς δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας των μεγάλων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (διάρκεια και συχνότητα απώλειας φορτίου και μη τροφοδοτούμενη ενέργεια) λαμβάνοντας υπόψη τη γεωγραφική συσχέτιση που μπορεί να υπάρχει μεταξύ αιολικών πάρκων που είναι εγκατεστημένα στην ίδια γεωγραφική περιοχή. Επίσης, οι εργασίες [15] και [16] εξετάζουν τα βασικά ζητήματα που αφορούν τα επίπεδα της αποτελεσματικής εκμετάλλευσης της παραγώμενης ισχύος από τα αιολικών πάρκων σύ της ακότημα

λαμβάνοντας υπόψη την ικανότητα των αιολικών πάρκων να παρέχουν ισχύ όταν αυτό κρίνεται απαραίτητο σύμφωνα με τη λειτουργική κατάσταση στην οποία ευρίσκεται το σύστημα.

Ένα σημαντικό χαρακτηριστικό της λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν οι μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί. Η μοντελοποίηση της λειτουργίας τους αποτελεί μία ιδιαίτερα σύνθετη και πολύπλοκη διαδικασία εξαιτίας των πολλών περιορισμών που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη. Ο βασικός στόχος είναι να πραγματοποιείται μία κατάλληλη διαχείριση των διαθέσιμων υδάτων έτσι ώστε να επιτυγχάνεται η βέλτιστη υδροθερμική συνεργασία. Η διαδικασία αυτή έχει αποτελέσει αντικείμενο εκτεταμένης έρευνας με διάφορες μεθόδους υλοποίησης όπως είναι αλγόριθμοι επίλυσης προβλημάτων γραμμικού προγραμματισμού και οι μέθοδοι χρησιμοποίησης γενετικών αλγορίθμων [17] – [25].

Τα απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αντιμετωπίζουν αυξημένα προβλήματα σε σχέση με τα αντίστοιχα διασυνδεδεμένα και οι σχετικές επιπτώσεις αναμένεται να αυξηθούν ακόμα περισσότερο ως αποτέλεσμα της υψηλής διείσδυσης των εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το γεγονός αυτό οφείλεται κύρια στη διαπίστωση ότι η λειτουργία ενός σημαντικού αριθμού εγκαταστάσεων διαφόρων μορφών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και κυρίως αιολικών πάρκων, μπορεί να προκαλέσει δυναμικά μη ευσταθείς καταστάσεις στη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας σε περιπτώσεις σημαντικής μείωσης της παραγόμενης ισχύος των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής. Για το λόγο αυτό, έχουν εκπονηθεί πολλές σχετικές μελέτες και αναλύσεις. Οι εργασίες [26] - [32] παρουσιάζουν κατάλληλες μεθοδολογίες οι οποίες έχουν αναπτυχθεί για την ανάλυση της λειτουργίας των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και εξετάζουν την αποτελεσματική αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας διατηρώντας παράλληλα την ασφαλή λειτουργία των συστημάτων στα επιθυμητά επίπεδα. Επίσης, οι εργασίες [33] και [34] περιγράφουν μεθόδους καθορισμού της στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας που απαιτείται στα απομονωμένα συστήματα έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία τους. Ο βασικός στόχος των εργασιών αυτών είναι να αναλύσουν τα προβλήματα που μπορεί να προκύψουν από την υψηλή διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα συστήματα αυτά και να παρουσιάσουν εναλλακτικές λειτουργικές διαδικασίες οι οποίες μπορούν να οδηγήσουν στην αποτελεσματική απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας από τις αντίστοιχες μονάδες παραγωγής.

Η λειτουργία των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής στα σύγχρονα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας έχει αποτελέσει αντικείμενο ενός σημαντικού αριθμού ερευνητικών εργασιών και δημοσιεύσεων. Πολλές είναι οι σχετικές εργασίες στις οποίες αναπτύσσονται μεθοδολογίες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την εκτίμηση της αξιοπιστίας λειτουργίας των δικτύων διανομής στα οποία υπάρχουν εγκατεστημένες μονάδες διασπαρμένης παραγωγής σε διάφορους κόμβους [35] – [41]. Επιπλέον, η εργασία [42] παρουσιάζει τα βασικά χαρακτηριστικά μίας εναλλακτικής μεθοδολογίας υπολογισμού των βασικών δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας των δικτύων διανομής λαμβάνοντας υπόψη τη λειτουργία των εγκαταστάσεων των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και εξετάζοντας λειτουργικές καταστάσεις οι οποίες περιλαμβάνουν την απομόνωση ενός τμήματος του δικτύου από το κεντρικό δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού λόγω ενδεχομένων βλάβης των στοιχείων του. Οι τεχνικοί περιορισμοί που πρέπει να ικανοποιούνται για τη σύνδεση των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής στα δίκτυα διανομής αναλύονται στην εργασία [43]. Επίσης, οι εργασίες [44] - [46] παρουσιάζουν τα βασικά χαρακτηριστικά μεθοδολογιών οι οποίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον καθορισμό της βέλτιστης πολιτικής λειτουργίας των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη το εκτιμώμενο κόστος αξιοπιστίας των συστημάτων διανομής στα οποία εγκαθίστανται και επιδιώκοντας την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας τους. Για παράδειγμα, επιδιώκεται να εξακριβωθεί αν η λειτουργία των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής για την κάλυψη των αιχμών της ζήτησης φορτίου του συστήματος αποτελεί μία περισσότερο συμφέρουσα λειτουργική πρακτική από ότι η θεώρηση των μονάδων αυτών ως μονάδες εφεδρικής λειτουργίας (αναμονής).

Τέλος, οι εργασίες [47] και [48] παρουσιάζουν διάφορα μοντέλα τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον καθορισμό του βέλτιστου σχεδιασμού και τρόπου λειτουργίας των εμπορικών/βιομηχανικών εγκαταστάσεων θεωρώντας τη λειτουργία των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής παράλληλα με το κεντρικό δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού. Η ανάλυση της λειτουργίας των συστημάτων αυτών λαμβάνει υπόψη το επίπεδο της αξιοπιστίας λειτουργίας όλων των μονάδων παραγωγής και του δικτύου, τα αντίστοιχα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας και τις συνολικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις του συστήματος και επιδιώκει την ελαχιστοποίηση του συνολικού λειτουργικού κόστους μέσω της επίλυσης του αντίστοιχου προβλήματος γραμμικού προγραμματισμού.

### 1.5. Αντικείμενο και Δομή της Διατριβής

Ο σκοπός της Διδακτορικής Διατριβής είναι η ανάπτυξη κατάλληλων υπολογιστικών μοντέλων και μεθόδων που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και της αξιοπιστίας λειτουργίας τους στις σύγχρονες συνθήκες που επιτάσσει το νέο θεσμικό περιβάλλον της ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Τα συμπεράσματα που προκύπτουν από τις προηγούμενες μελέτες έχουν αξιοποιηθεί κατάλληλα και έχουν συμβάλλει σημαντικά στη βελτίωση των υπαρχουσών μεθοδολογιών και στην ανάπτυξη νέων. Μία σημαντική συνεισφορά της διατριβής αποτελεί η εισαγωγή νέων δεικτών, ο υπολογισμός των οποίων μπορεί να βοηθήσει σημαντικά έτσι ώστε να προκύψουν σαφή συμπεράσματα για τον τρόπο με τον οποίο τα διάφορα σχεδιαστικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά κάθε συστήματος επηρεάζουν τη λειτουργική απόδοσή του. Η αναγνώριση και ο καθορισμός αυτών των κατάλληλων δεικτών προέκυψε μετά από την λεπτομερή ανάλυση της λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας προσομοιώνοντας κατά χρονολογική σειρά ένα μεγάλο πλήθος καταστάσεων της πραγματικής λειτουργίας τους. Το γεγονός αυτό αποτελεί ένα μεγάλο πλεονέκτημα και χαρακτηριστικό πρωτοτυπίας της παρούσας διδακτορικής διατριβής καθώς, με τη ρεαλιστική μοντελοποίηση των κύριων χαρακτηριστικών κάθε συστήματος, καθίσταται δυνατή η αναγνώριση συγκεκριμένων λειτουργικών καταστάσεων των συστημάτων οι οποίες μπορεί να απαιτούν την αλλαγή των υπαρχουσών διαδικασιών έτσι ώστε να αντιμετωπιστούν αποτελεσματικά. Επιπρόσθετα, ιδιαίτερη βαρύτητα δίνεται στην προσομοίωση της λειτουργικής συμπεριφοράς των μονάδων παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θεωρώντας όλες τις παραμέτρους που επηρεάζουν τη λειτουργία τους, όπως είναι η ταχύτητα του ανέμου, η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας ή η ποσότητα των βροχοπτώσεων στις αντίστοιχες γεωγραφικές περιοχές των εγκαταστάσεων. Η ανάπτυξη των μεθοδολογιών υπολογισμού βασίζεται στην ακολουθιακή μέθοδο προσομοίωσης Monte – Carlo η οποία είναι μία στοχαστική διαδικασία και εξετάζει τη διεξαγωγή πολλών πειραμάτων πραγματικής λειτουργίας κάθε συστήματος. Ο τρόπος υλοποίησής τους είναι τέτοιος έτσι ώστε να επιτρέπει την εύκολη προσθήκη νέων αλγορίθμων ή/και την τροποποίηση των υπαρχόντων και καθιστά δυνατή την ανάλυση της λειτουργίας πολλών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας τα οποία μπορεί να παρουσιάζουν από μικρές αλλαγές έως μεγάλες διαφοροποιήσεις στις λειτουργικές διαδικασίες που εφαρμόζουν. Η δομή της διατριβής ακολουθώντας την σειρά των Κεφαλαίων έχει ως εξής:

Στο παρόν Κεφάλαιο 1 πραγματοποιείται μία εισαγωγή στην έννοια της αξιοπιστίας λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και αναλύονται οι σημαντικότερες επιπτώσεις που προκαλούνται από την αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα λειτουργικά χαρακτηριστικά τους.

Στο Κεφάλαιο 2 αναλύονται οι βασικές αρχές της ακολουθιακής μεθόδου προσομοίωσης Monte – Carlo που χρησιμοποιείται και περιγράφονται τα βασικά χαρακτηριστικά της μοντελοποίησης που αναπτύχθηκε σχετικά με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκοί σταθμοί) και τις σύγχρονες τεχνολογίες μονάδων παραγωγής (κυψέλες καυσίμου, μικροτουρμπίνες, συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, κλπ.).

Το Κεφάλαιο 3 αποτελεί ένα σημαντικό μέρος της διδακτορικής διατριβής και περιγράφει τη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε για την ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών σταθμών. Πραγματοποιείται μία μοντελοποίηση όλων των βασικών χαρακτηριστικών των συστημάτων που επηρεάζουν σημαντικά τη λειτουργία τους και αναλύονται τα σημαντικότερα κριτήρια που θεωρούνται σχετικά με την ασφαλή λειτουργία τους. Η εφαρμογή της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας περιλαμβάνει την ανάλυση εναλλακτικών περιπτώσεων λειτουργίας ενός τυπικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο βασίζεται στο Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα και παρουσιάζει υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ο βασικός σκοπός είναι να ποσοτικοποιηθεί η αποτελεσματική εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ιδιαίτερα της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα και να εκτιμηθούν οι επιπτώσεις που προκαλούνται από την αυξημένη διείσδυσή τους στη λειτουργία του συστήματος.

Στο Κεφάλαιο 4 επεκτείνεται η μεθοδολογία ανάλυσης της λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση αιολικών πάρκων, που περιγράφεται στο προηγούμενο κεφάλαιο, και χρησιμοποιείται για την ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα επιπρόσθετο χαρακτηριστικό, στο οποίο δόθηκε ιδιαίτερη σημασία, αποτελεί η αναγνώριση συγκεκριμένων λειτουργικών καταστάσεων στις οποίες μπορεί να ευρεθεί το σύστημα και οι οποίες μπορεί να προκαλέσουν προβλήματα αστάθειας συχνότητας. Οι καταστάσεις αυτές αφορούν τη λειτουργία συγκεκριμένων μονάδων παραγωγής του συστήματος σε δεδομένα επίπεδα φόρτισης θεωρώντας διαφορετικές στάθμες αιολικής διείσδυσης. Επίσης, εξετάζεται η πιθανότητα εμφάνισης συγκεκριμένων όπως είναι η απώλεια της μονάδας παραγωγής που έχει τη μεγαλύτερη τιμή ισχύος εξόδου και η ακαριαία μείωση της παραγόμενης ισχύος από τις λειτουργούσες ανεμογεννήτριες των αιολικών πάρκων. Με τα αποτελέσματα που προκύπτουν μπορούν να εκτιμηθούν οι επιπτώσεις της λειτουργίας των αιολικών πάρκων στην ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Τέλος, παρατίθεται η εφαρμογή της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας για την ανάλυση της αξιόπιστης και ασφαλούς λειτουργίας ενέργειας με υψηλή διείσδυση αιολικών πάρκων το οποίο βασίζεται στο αντίστοιχο σύστημα της Κύπρου.

Ο βασικός σκοπός του Κεφαλαίου 5 είναι η περιγραφή μίας υπολογιστικής μεθοδολογίας που έχει αναπτυχθεί για την ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της λειτουργικής απόδοσης των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής που διαθέτουν εγκαταστάσεις αιολικών πάρκών και υδροηλεκτρικών σταθμών και στα οποία εφαρμόζεται συνδυασμένη εκμετάλλευση αυτών των δύο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Τα συστήματα αυτά χαρακτηρίζονται ως υβριδικά και προσομοιώνεται η διαδικασία της αντλησιοταμίευσης σε κατάλληλες χρονικές περιόδους του έτους κατά τις οποίες η λειτουργική κατάσταση του συστήματος την καθιστά δυνατή, επιτυγχάνοντας με τον τρόπο αυτό την αύξηση της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα. Επιπλέον, αναλύεται ένα τυπικό υβριδικό σύστημα που βασίζεται στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ενός μικρού Ελληνικού νησιού και εξετάζονται οι επιπτώσεις των σημαντικότερων χαρακτηριστικών του στη λειτουργική απόδοσή του.

Στο Κεφάλαιο 6 αναπτύσσεται μία μεθοδολογία υπολογισμού της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων παροχής ισχύος σε βιομηχανικούς και εμπορικούς καταναλωτές με μονάδες διασπαρμένης παραγωγής. Περιγράφονται οι βασικές αρχές λειτουργίας των συστημάτων αυτών θεωρώντας τη σύνδεσή τους με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού ή την απομονωμένη λειτουργία τους. Ιδιαίτερη σημασία δίνεται στην οικονομική αξιολόγηση των συστημάτων και στην περιβαλλοντική απόδοσή τους λαμβάνοντας υπόψη τον υφιστάμενο μηχανισμό εμπορίας ρύπων. Η μεθοδολογία εφαρμόζεται σε ένα τυπικό σύστημα παροχής ισχύος ενός βιομηχανικού καταναλωτή εξετάζοντας εναλλακτικούς σχεδιασμούς λειτουργίας του έτσι ώστε να προκύψει η βέλτιστη σχεδίαση με τεχνικοοικονομικά κριτήρια.

Στο Κεφάλαιο 7 αναλύονται οι βασικές αρχές λειτουργίας των Μικροδικτύων, τα οποία αποτελούν δίκτυα χαμηλής τάσης και περιλαμβάνουν μονάδες διασπαρμένης παραγωγής, διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας και ελεγχόμενα φορτία. Επίσης, παρουσιάζονται τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά μίας υπολογιστικής μεθοδολογίας που έχει αναπτυχθεί και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εκτίμηση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της λειτουργικής απόδοσής τους. Ένα σημαντικό τμήμα της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας αποτελεί η προσομοίωση των λειτουργικών διαδικασιών που εκτελούνται και αφορούν την ενεργοποίηση κατάλληλων διακοπτών ισχύος έτσι ώστε να καθίσταται δυνατή η ροή της ισχύος, μέσω εναλλακτικών διαδρομών, όταν συγκεκριμένα τμήματα του δικτύου απομονώνονται ως αποτέλεσμα βλαβών των στοιχείων του. Τέλος, η μεθοδολογία χρησιμοποιείται για την εκτίμηση της συνολικής λειτουργικής απόδοσης ενός τυπικού δικτύου χαμηλής τάσης που λειτουργεί με τη δομή ενός Μικροδικτύου αναλύοντας εναλλακτικές περιπτώσεις σχεδιασμού και λειτουργίας του.

Τέλος, στο Κεφάλαιο 8 πραγματοποιείται μία σύντομη ανασκόπηση της διατριβής στην οποία παρουσιάζονται τα βασικά σημεία πρωτοτυπίας της και η συμβολή της στο σχετικό γνωστικό αντικείμενο ενώ παρατίθενται και ορισμένες προτάσεις για μελλοντικές επεκτάσεις και βελτιώσεις.

Πρέπει να σημειωθεί ότι η παρούσα διδακτορική διατριβή εκπονήθηκε στα πλαίσια του Προγράμματος ΠΕΝΕΔ 2003 της Γενικής Γραμματείας Έρευνας και Τεχνολογίας του Υπουργείου Ανάπτυξης. Το έργο με τίτλο "Σύνδεση Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στα Δίκτυα Υψηλών Τάσεων και Ανάπτυξη Σχετικών Εργαλείων Πληροφορικής (03ΕΔ158)" έχει ένα γενικότερο γνωστικό αντικείμενο και περιλαμβάνει ένα σημαντικό μέρος των μεθοδολογιών που αναπτύχθηκαν στα πλαίσια της παρούσας διδακτορικής διατριβής.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

### Μέθοδος Προσομοίωσης Monte - Carlo

### 2.1. Εισαγωγή

Η ακολουθιακή μέθοδος προσομοίωσης Monte – Carlo είναι μία στοχαστική μεθοδολογία η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την προσομοίωση της πραγματικής εξέλιξης της λειτουργικής κατάστασης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και της τυχαίας συμπεριφοράς τους [49] - [53]. Η βασική αρχή της μεθόδου είναι η δημιουργία ενός πιθανοτικού μοντέλου του εξεταζόμενου συστήματος και η εκτέλεση πολλών πειραμάτων πραγματικής λειτουργίας του, τα οποία προκύπτουν λαμβάνοντας υπόψη την τυχαία λειτουργική κατάσταση κάθε στοιχείου του έτσι ώστε να εξαχθούν πληροφορίες για το πραγματικό σύστημα. Η ανάλυση πραγματοποιείται κατά χρονολογική σειρά καθώς κάθε βήμα, το οποίο συνήθως είναι το χρονικό διάστημα της μίας ώρας, θεωρείται ότι δεν είναι ανεξάρτητο των προηγούμενων. Στο τέλος της διαδικασίας υπολογίζονται οι κατάλληλοι δείκτες όπως προκύπτουν από τα αποτελέσματα κάθε δείγματος της προσομοίωσης. Παρά το γεγονός ότι η συγκεκριμένη προσέγγιση απαιτεί σχετικά μεγάλο υπολογιστικό χρόνο και χώρο αποθήκευσης, είναι αρκετά εύκολο να εφαρμοστεί και να χρησιμοποιηθεί όχι μόνο σε απλά συστήματα αλλά και σε συστήματα που εφαρμόζουν ιδιαίτερα πολύπλοκες λειτουργικές πρακτικές και διαδικασίες.

Η ακολουθιακή μέθοδος προσομοίωσης Monte - Carlo είναι ιδιαίτερα εύχρηστη λόγω της ευελιξίας που προσφέρει και παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα έναντι των αντίστοιχων αναλυτικών τεχνικών που υπάρχουν. Ένα σημαντικό πλεονέκτημά της αποτελεί η δυνατότητα προσομοίωσης των κατανομών πιθανότητας που σχετίζονται με τα ενδεχόμενα βλάβης των στοιχείων των συστημάτων και με τους αντίστοιχους χρόνους αποκατάστασης των βλαβών αυτών. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα να αναπαριστώνται με μεγάλη ακρίβεια οι συχνές βλάβες που συμβαίνουν στα στοιχεία των συστημάτων οι οποίες μπορεί να μην προκαλούν τη γενική βλάβη τους, διότι παρακάμπτονται με τη χρήση άλλων στοιχείων τους. Επίσης, είναι κατάλληλη για συστήματα στα οποία υπάρχουν αλληλεξαρτήσεις μεταξύ των διαφόρων παραμέτρων τους ενώ μπορεί να προσφέρει και κάποιους επιπρόσθετους δείκτες με ιδιαίτερη σημασία και οι οποίοι σχετίζονται με χρονική διάρκεια, όπως είναι η συχνότητα και η διάρκεια απώλειας φορτίου. Η ακολουθιακή μέθοδος προσομοίωσης Monte – Carlo είναι πολύ χρήσιμη σε περιπτώσεις κατά τις οποίες γρειάζεται να αναλυθεί η γρονολογική σειρά των ενδεγομένων, όπως είναι η λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στους οποίους υπολογίζονται οι εισροές υδάτων στους αντίστοιχους ταμιευτήρες κατά τη διάρκεια των προηγούμενων ωρών έτσι ώστε να καθορισθεί η διαθέσιμη ποσότητα νερού για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, ένα σημαντικό πλεονέκτημά της αποτελεί το γεγονός ότι ο αριθμός των δειγμάτων που απαιτούνται για ένα δεδομένο επίπεδο ακρίβειας είναι ανεξάρτητος του μεγέθους του συστήματος, με αποτέλεσμα η ακολουθιακή μέθοδος προσομοίωσης Monte – Carlo να είναι ιδανική για την εκτίμηση της αξιοπιστίας λειτουργίας μεγάλων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος, με τη χρήση κατάλληλων μεθόδων μείωσης της διασποράς, όπως είναι η μέθοδος των αντίθετων μεταβλητών, μπορεί να προκύψουν ιδιαίτερα ικανοποιητικά επίπεδα σύγκλισης των υπολογιζόμενων δεικτών σε αρκετά σύντομα χρονικά διαστήματα [54]. Όμως, καθώς τα περισσότερα θέματα της ανάλυσης της αξιοπιστίας λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας καταλήγουν σε προσομοιώσεις για τον προσδιορισμό σπάνιων περιπτώσεων με πολύ μικρές πιθανότητες εμφάνισης, η ακολουθιακή μέθοδος προσομοίωσης Monte – Carlo απαιτεί μεγάλο χρόνο υπολογισμού για τη μελέτη των συγκεκριμένων καταστάσεων, γεγονός που αποτελεί ένα σημαντικό μειονέκτημά της.

#### 2.1.1. Παραγωγή Τυχαίων Αριθμών

Η βασική προϋπόθεση για τη χρήση της ακολουθιακής μεθόδου προσομοίωσης Monte – Carlo είναι η παραγωγή τυχαίων αριθμών που θα χρησιμοποιηθούν κατάλληλα για την περιγραφή της λειτουργικής κατάστασης των στοιχείων των συστημάτων και των υπόλοιπων παραμέτρων τους λαμβάνοντας υπόψη την αντίστοιχη συνάρτηση κατανομής πιθανότητας που προτείνεται για κάθε μοντέλο. Ένας τυχαίος αριθμός μπορεί να παραχθεί με φυσικό ή με μαθηματικό τρόπο. Η πιο συνηθισμένη είναι η μαθηματική μέθοδος καθώς μπορεί εύκολα να εξασφαλίσει την ικανότητα αναπαραγωγής τυχαίων αριθμών και επιπλέον υλοποιείται εύκολα σε ένα ψηφιακό υπολογιστή. Όμως, στην περίπτωση αυτή, σύμφωνα με τους ορισμούς για την παραγωγή τυχαίων αριθμών, ο αριθμός που παράγεται δεν είναι ακριβώς τυχαίως. Συνεπώς, το αποτέλεσμα της χρήσης κάποιας μαθηματικής μεθόδου για την παραγωγή τυχαίων αριθμών είναι οι ακόλουθες [55]:

- 1. Ομοιομορφία: Οι τυχαίοι αριθμοί πρέπει να είναι ομοιόμορφα κατανεμημένοι στο διάστημα (0,1].
- 2. Ανεξαρτησία: Πρέπει να υπάρχει ελάχιστη συσχέτιση μεταξύ των παραγόμενων τυχαίων αριθμών.
- 3. Μακρά περίοδος: Η περίοδος επανάληψης χρειάζεται να είναι επαρκής.

Υπάρχουν διάφορες μέθοδοι παραγωγής τυχαίων αριθμών. Οι πιο συνηθισμένες είναι η πολλαπλασιαστική μέθοδος σύγκλισης και η μικτή μέθοδος σύγκλισης, η οποία εφαρμόζεται στα πλαίσια της παρούσας διδακτορικής διατριβής, και βασίζεται στην ακόλουθη σχέση σύγκλισης:

#### $x_{i+1} = (\alpha x_i + c) \pmod{1}$

όπου α ο πολλαπλασιαστής και m το ακέραιο υπόλοιπο της διαίρεσης. Οι αριθμοί α και m πρέπει να είναι θετικοί ακέραιοι. Επιπλέον, υπάρχει η παράμετρος c η οποία καλείται σταθερός όρος αύξησης και είναι ένας θετικός ακέραιος αριθμός. Η μέθοδος αυτή ξεκινά με μία αρχική τιμή, x<sub>0</sub>, και στη συνέχεια αναδρομικά υπολογίζεται η ακολουθία τιμών x<sub>n</sub>, n ≥ 1. Η προηγούμενη σχέση δηλώνει ότι ο αριθμός αx<sub>i</sub>+c διαιρείται με τον αριθμό m και το ακέραιο υπόλοιπο αποτελεί την τιμή του αριθμού x<sub>i+1</sub>. Συνεπώς, ο αριθμός x<sub>i+1</sub> μπορεί να λάβει τιμές από 0 έως m. Η ακολουθία των τυχαίων αριθμών στο διάστημα (0, 1]

προκύπτει από τη σχέση  $U_i = \frac{x_i}{m}$ . Η επιλογή των παραμέτρων α, m και c έχει ιδιαίτερη σημασία για τα

στατιστικά χαρακτηριστικά των παραγόμενων τυχαίων αριθμών. Η συγκεκριμένη επιλογή αποτελεί δύσκολη διαδικασία και για το λόγο αυτό υπάρχουν σχετικές απαιτήσεις τις οποίες οι παράμετροι καλούνται να ικανοποιούν. Πιο συγκεκριμένα, θα πρέπει να ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις:

- m= $2^k$  ópou k to mýkoc lézyc tou upologistý
- η παράμετρος c να είναι περιττός αριθμός και να ικανοποιεί τη σχέση:  $\frac{c}{m} \approx \frac{1}{2} \frac{1}{6}\sqrt{3} \approx 0.21132$

Από ένα μεγάλο πλήθος πειραματικών δοκιμών που πραγματοποιήθηκαν, προέκυψε το συμπέρασμα ότι τα ακόλουθα δύο σύνολα παραμέτρων δίνουν αρκετά ικανοποιητικά στατιστικά χαρακτηριστικά παραγόμενων τυχαίων αριθμών:

 $\begin{array}{rl} m=2^{31} & \alpha=314159269 & c=453806245 \\ m=2^{35} & \alpha=5^{15} & c=7,2608999\cdot10^9 \end{array}$ 

### 2.1.2. Παραγωγή Τυχαίων Μεταβλητών

Η παραγωγή τυχαίων αριθμών αποτελεί το πρωταρχικό στάδιο για την παραγωγή τυχαίων μεταβλητών οι οποίες ακολουθούν μία συγκεκριμένη κατανομή. Πρόκειται για μεταβλητές οι οποίες χρησιμοποιούνται για την προσομοίωση της κατάστασης των διαφόρων παραμέτρων των συστημάτων όπως είναι η

λειτουργική κατάσταση των μονάδων παραγωγής, οι βροχοπτώσεις στις υδρολογικές περιοχές, η ταχύτητα του ανέμου στις περιοχές όπου είναι εγκατεστημένα τα αιολικά πάρκα, κλπ. Υπάρχουν διάφορες μέθοδοι για την παραγωγή τυχαίων μεταβλητών με περισσότερο διαδεδομένες τη μέθοδο της αντιστροφής, για εκθετικά κατανεμημένες μεταβλητές, και την πολική μέθοδο η οποία χρησιμοποιείται για τυχαίες μεταβλητές που ακολουθούν την κανονική κατανομή. Στη συνέχεια αναφέρονται τα βασικά βήματα για την παραγωγή τυχαίων μεταβλητών οι οποίες ακολουθούν την εκθετική κατανομή, την κανονική κατανομή.

#### Εκθετική Κατανομή

Η μέθοδος της αντιστροφής χρησιμοποιείται για την παραγωγή τυχαίων μεταβλητών οι οποίες ακολουθούν την κανονική κατανομή και έχει τα ακόλουθα βήματα:

**Βήμα 1**: Παραγωγή ακολουθίας τυχαίων αριθμών U ομοιόμορφα κατανεμημένων στο διάστημα (0,1]. **Βήμα 2**: Υπολογισμός των τυχαίων μεταβλητών Χ χρησιμοποιώντας τη σχέση:

$$\mathbf{X} = -\frac{1}{\lambda} \ln \mathbf{U}$$

Οι τυχαίες μεταβλητές που παράγονται με τη μέθοδο της αντιστροφής χρησιμοποιούνται, στα πλαίσια της παρούσας διδακτορικής διατριβής, για την προσομοίωση της λειτουργικής κατάστασης των μονάδων παραγωγής και των υπολοίπων στοιχείων των συστημάτων καθώς ο ρυθμός εμφάνισης βλαβών και ο μέσος χρόνος διάρκειας επισκευής θεωρούνται ότι ακολουθούν την εκθετική κατανομή.

#### Κανονική Κατανομή

Ο αλγόριθμος για την παραγωγή δύο ανεξάρτητων τυχαίων μεταβλητών οι οποίες ακολουθούν την κανονική κατανομή έχει ως εξής:

**Βήμα 1:** Παραγωγή δύο τυχαίων αριθμών  $U_1$  και  $U_2$  ομοιόμορφα κατανεμημένων στο διάστημα (0,1].

**Βήμα 2:** Είναι 
$$V_1$$
=2U<sub>1</sub>-1,  $V_2$ =2U<sub>2</sub>-1 και S=  $V_1^2 + V_2^2$ .

**Βήμα 3:** Εάν S>1 επιστροφή στο Βήμα 1.

Βήμα 4: Υπολογισμός των τυχαίων μεταβλητών Χ, Υ χρησιμοποιώντας τις σχέσεις:

$$X = (-2\log S)^{\frac{1}{2}} \frac{V_1}{S^{\frac{1}{2}}} = \sqrt{\frac{-2\log S}{S}} V_1, \qquad Y = (-2\log S)^{\frac{1}{2}} \frac{V_2}{S^{\frac{1}{2}}} = \sqrt{\frac{-2\log S}{S}} V_2$$

Η μέθοδος αυτή ονομάζεται πολική μέθοδος και οι τυχαίες μεταβλητές που παράγονται χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό συγκεκριμένων παραμέτρων όπως είναι:

- α. η ταχύτητα του ανέμου σε γεωγραφικές περιοχές όπου έχουν εγκατασταθεί αιολικά πάρκα (θεωρείται ότι η μέση τιμή της ωριαίας ταχύτητας του ανέμου ακολουθεί την κανονική κατανομή με συγκεκριμένη τυπική απόκλιση)
- β. η ποσότητα βροχοπτώσεων σε διάφορες υδρολογικές περιοχές (θεωρείται ότι η μέση μηνιαία ποσότητα βροχοπτώσεων ακολουθεί την κανονική κατανομή με συγκεκριμένη τυπική απόκλιση)
- γ. η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας σε συγκεκριμένο γεωγραφικό πλάτος (θεωρείται ότι η μέση ωριαία τιμή της ηλιακής ακτινοβολίας ακολουθεί την κανονική κατανομή με συγκεκριμένη τυπική απόκλιση)

#### Gatavouň Weibull

Ο αλγόριθμος για την παραγωγή τυχαίων μεταβλητών οι οποίες ακολουθούν την κατανομή Weibull είναι ο ακόλουθος:

**Βήμα 1**: Παραγωγή ακολουθίας τυχαίων αριθμών U ομοιόμορφα κατανεμημένων στο διάστημα (0,1]. **Βήμα 2**: Υπολογισμός των τυχαίων μεταβλητών Χ χρησιμοποιώντας τη σχέση:

$$X=\alpha(-\ln U)^{1/\beta}$$

Οι τυχαίες μεταβλητές που ακολουθούν την κατανομή Weibull χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό μεγεθών όπως είναι αυτά που αναφέρονται στην προηγούμενη παράγραφο για την κανονική κατανομή, ως μία εναλλακτική μέθοδος.

#### Διωνυμική Κατανομή

Η Διωνυμική Κατανομή χρησιμοποιείται για τον καθορισμό της εμφάνισης ή όχι συγκεκριμένων καταστάσεων οι οποίες χαρακτηρίζονται από δεδομένη πιθανότητα εμφάνισης, όπως είναι η επαλήθευση της πρόβλεψης που πραγματοποιείται για αυξημένη παροχή υδάτων σε μία υδρολογική περιοχή ή η αποτυχημένη έναρξη της λειτουργίας μίας μονάδας παραγωγής η οποία ευρίσκεται σε κατάσταση αναμονής (stand by). Για παράδειγμα, για να καθορισθεί η λειτουργία ή όχι μίας μονάδας που χαρακτηρίζεται από συγκεκριμένη πιθανότητα αποτυχίας έναρξης  $P_F$  (π.χ. 3%) όταν αυτή κρίνεται απαραίτητη, εφαρμόζεται ο ακόλουθος αλγόριθμος:

Βήμα 1: Παραγωγή τυχαίου αριθμού U ομοιόμορφα κατανεμημένου στο διάστημα (0,1].

- **Βήμα 2**: Σύγκριση του τυχαίου αριθμού U με την πιθανότητα 1-P<sub>F</sub>. Διακρίνονται οι ακόλουθες δυνατές περιπτώσεις:
  - U<1-  $P_F \Longrightarrow H$  monáda ξεκινά κανονικά τη lειτουργία της.
  - $U \ge 1$   $P_F \Longrightarrow H$  monada de zekina th leitourgia the (astocia énarches).

### 2.2. Μοντελοποίηση Λειτουργικής Κατάστασης Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η μοντελοποίηση της λειτουργικής κατάστασης των μονάδων παραγωγής αποτελεί ένα σημαντικό παράγοντα για τη μελέτη της αξιοπιστίας λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Μετά από τον καθορισμό της λειτουργικής κατάστασης των μονάδων, η εργασία που απομένει αφορά υπολογισμούς και περιλαμβάνει την σύγκριση της συνολικής διαθέσιμης ισχύος του συστήματος με την αντίστοιχη ζήτηση φορτίου, λαμβάνοντας υπόψη όλα τα βασικά χαρακτηριστικά που αναπαριστούν την πραγματική λειτουργία του. Οι μονάδες παραγωγής διακρίνονται στις μονάδες βάσεως οι οποίες έχουν μεγάλους κύκλους λειτουργίας και στις μονάδες αιχμής με αντίστοιχούς μικρούς κύκλους ενώ η μοντελοποίησή τους περιλαμβάνει καταστάσεις κατά τις οποίες κάθε μονάδα μπορεί να διαθέσει στο σύστημα την ονομαστική της ισχύ (κατάσταση πλήρους λειτουργίας), μέρος της ονομαστικής της ισχύος (κατάσταση μερικής λειτουργίας) ή αδυνατεί να διαθέσει έστω και ελάχιστη ισχύ (κατάσταση βλάβης). Υπάρχουν δύο δυνατότητες αναπαράστασης των μονάδων παραγωγής. Η πρώτη αφορά το κλασσικό Μαρκοβιανό μοντέλο δύο λειτουργικών καταστάσεων, δηλαδή την κατάσταση πλήρους λειτουργίας και βλάβης, και η δεύτερη το μοντέλο καταστάσεων μερικής λειτουργίας. Στη δεύτερη περίπτωση θα πρέπει για κάθε λειτουργική κατάσταση να δίνεται η αντίστοιχη παραγώρινη ισχύς της μονάδας και οι παράμετροι αξιοπιστίας της. Αναλυτικά, τα χρησιμοποιούμενα μοντέλα περιγράφονται στη συνέχεια.

### 2.2.1. Μοντέλο Δύο Καταστάσεων Λειτουργίας για Μονάδες Βάσης

Το μοντέλο δύο καταστάσεων λειτουργίας φαίνεται στο Σχήμα 2.1 στο οποίο ο χρόνος λειτουργίας, ή αλλιώς ο χρόνος εμφάνισης βλάβης (XEB), και η χρονική διάρκεια της επισκευής (XΔE), είναι εκθετικά κατανεμημένοι και υπολογίζονται με τη χρήση κατάλληλων τυχαίων μεταβλητών οι οποίες ακολουθούν την εκθετική κατανομή με παραμέτρους λ=1/MXEB και μ=1/MXΔE αντίστοιχα. Ισχύει:

$$XEB = -MXEB \cdot lnU$$
$$X\Delta E = -MX\Delta E \cdot lnU'$$

όπου U, U' δύο ακολουθίες τυχαίων αριθμών ομοιόμορφα κατανεμημένων στο διάστημα (0, 1].

Ο κύκλος λειτουργίας της μονάδας δύο λειτουργικών καταστάσεων μπορεί να προκύψει ξεκινώντας από μία αρχική κατάσταση και υπολογίζοντας τους χρόνους εμφάνισης βλάβης και διάρκειας της επισκευής της, και φαίνεται στο Σχήμα 2.2.



Σχήμα 2.1. Μαρκοβιανό μοντέλο δύο καταστάσεων λειτουργίας



Σχήμα 2.2. Κύκλος λειτουργίας μονάδας δύο λειτουργικών καταστάσεων

#### 2.2.2. Μοντέλο Καταστάσεων Μερικής Λειτουργίας για Μονάδες Βάσης

Μία μονάδα παραγωγής είναι δυνατό να ευρεθεί σε κατάσταση παραγωγής μειωμένης ισχύος η οποία χαρακτηρίζεται ως κατάσταση μερικής λειτουργίας. Το μοντέλο για την απεικόνιση της μονάδας με τρεις λειτουργικές καταστάσεις φαίνεται στο Σχήμα 2.3 στο οποίο με λ<sub>ij</sub> συμβολίζεται ο ρυθμός μετάβασης από την κατάσταση i στην κατάσταση j. Αν υποτεθεί ότι στην αρχή της προσομοίωσης η μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση κανονικής ή πλήρους λειτουργίας, υπάρχουν δύο πιθανές καταστάσεις οι οποίες μπορούν να ακολουθήσουν: η κατάσταση μερικής λειτουργίας και η κατάσταση βλάβης της μονάδας. Εάν η μονάδα μεταπέσει στην κατάσταση μερικής λειτουργίας, η χρονική διάρκεια παραμονής στην κατάσταση κανονικής λειτουργίας δίνεται από τη σχέση:

$$\mathbf{T}_{up} = -\frac{1}{\lambda_{12}} \mathbf{1} n U_1$$

Στην περίπτωση που η μονάδα μεταπέσει στην κατάσταση βλάβης, η χρονική διάρκεια παραμονής στην κατάσταση κανονικής λειτουργίας δίνεται από τη σχέση:

$$\mathbf{T}_{up} = -\frac{1}{\lambda_{13}} \mathbf{1} n U_2$$

όπου U<sub>1</sub>, U<sub>2</sub> δύο ομοιόμορφα κατανεμημένοι τυχαίοι αριθμοί. Ο χρόνος παραμονής στην κατάσταση κανονικής λειτουργίας είναι ο ελάχιστος των δύο προηγούμενων χρόνων, δηλαδή ισχύει:

$$\mathbf{T}_{up} = \min(\mathbf{T}_{up1}, \mathbf{T}_{up2})$$

Επίσης, η προηγούμενη σχέση δείχνει ποια θα είναι η επόμενη κατάσταση λειτουργίας της μονάδας. Εάν  $T_{up}=T_{up1}$ , η επόμενη κατάσταση θα είναι η κατάσταση μερικής λειτουργίας ενώ αν  $T_{up}=T_{up2}$  η επόμενη κατάσταση θα είναι η κατάσταση μερικής λειτουργίας ενώ αν  $T_{up}=T_{up2}$  η επόμενη κατάσταση θα είναι η κατάσταση βλάβης. Ανάλογοι υπολογισμοί πραγματοποιούνται όταν η μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση μερικής λειτουργίας ή βλάβης προκειμένου να υπολογισθεί η χρονική διάρκεια παραμονής στην αντίστοιχη κατάσταση και να καθορισθεί ποια θα είναι η επόμενη κατάσταση λειτουργίας της μονάδας. Ο κύκλος λειτουργίας της μονάδας προκύπτει από την προσομοίωση της διάρκειας των αντίστοιχων καταστάσεων, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.4. Η συγκεκριμένη τεχνική μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για μονάδες οι οποίες παρουσιάζουν πολλαπλές καταστάσεις μερικής λειτουργίας.



Σχήμα 2.3. Μοντέλο τριών καταστάσεων λειτουργίας για μονάδες βάσης



Σχήμα 2.4. Κύκλος λειτουργίας για μονάδα με μερικές καταστάσεις λειτουργίας

### 2.2.3. Μοντελοποίηση Λειτουργίας Μονάδων Αιχμής

Το μοντέλο που χρησιμοποιείται για τις μονάδες βάσης δεν είναι κατάλληλο για την προσομοίωση της λειτουργικής κατάστασης των μονάδων αιχμής. Η διαπίστωση αυτή οφείλεται στο γεγονός ότι μπορεί να συμβαίνει ένα ενδεχόμενο βλάβης της μονάδας αιχμής όταν αυτή βρίσκεται εκτός λειτουργίας ενώ οι περίοδοι λειτουργίας της μπορεί να διακόπτονται λόγω του χρόνου παθητικής διαθεσιμότητας.

Η διαδικασία προσομοίωσης των μονάδων αιχμής περιλαμβάνει, σε πρώτο στάδιο, τον καθορισμό των χρονικών στιγμών κατά τις οποίες απαιτείται η λειτουργία των συγκεκριμένων μονάδων λόγω αδυναμίας κάλυψης της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος από τις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής. Όταν χρειάζεται να τεθεί σε λειτουργία μία μονάδα αιχμής, παράγεται ένας τυχαίος αριθμός ομοιόμορφα κατανεμημένος στο διάστημα (0, 1) προκειμένου να καθορισθεί εάν η μονάδα τίθεται όντως σε λειτουργία ή, λόγω αποτυχίας του διακόπτη, αποτυγχάνει να ξεκινήσει. Ο τυχαίος αριθμός που παράγεται συγκρίνεται με τη πιθανότητα P<sub>s</sub> και εάν είναι μικρότερος, η μονάδα δεν τίθεται σε λειτουργία ενώ σε αντίθετη περίπτωση ξεκινάει να λειτουργεί. Στην περίπτωση που η μονάδα εντάσσεται στο σύστημα, με χρήση τυχαίων αριθμών και ανάλογα με την τιμή της παραμέτρου m, καθορίζεται η χρονική στιγμή στην οποία η μονάδα θα τεθεί εκτός λειτουργίας λόγω βλάβης. Εάν η μονάδα τεθεί εκτός λειτουργίας, διότι δεν χρειάζεται άλλο για την κάλυψη του φορτίου, προτού συμβεί το ενδεχόμενο βλάβης που έχει καθορισθεί, η μονάδα θεωρείται ότι λειτούργησε μόνο κατά τις ώρες που χρειάστηκε. Όταν η μονάδα δεν είναι διαθέσιμη λόγω βλάβης αλλά δεν απαιτείται η λειτουργία της για κάλυψη της ζήτησης φορτίου, ο χρόνος μη διαθεσιμότητας συγκρίνεται με τη διάρκεια επισκευής που έχει υπολογισθεί και το πιο άμεσο γεγονός από τα δύο είναι αυτό που εφαρμόζεται. Η συγκεκριμένη διαδικασία επαναλαμβάνεται κάθε φορά που απαιτείται η έναρξη λειτουργίας μιας μονάδας αιχμής. Η διάρκεια εκκίνησης της μονάδας είναι πολύ μικρή και θεωρείται αμελητέα.



Σχήμα 2.5. Μοντέλο λειτουργικών καταστάσεων μονάδων αιχμής

# 2.3. Χαρακτηριστικά Μοντελοποίησης Μεγάλων Υδροηλεκτρικών Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

### 2.3.1. Υδρολογικό Σύστημα

Οι μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής περιλαμβάνουν τις μονάδες παραγωγής και τον αντίστοιχο ταμιευτήρα, ενώ μία υδρολογική αλυσίδα αποτελείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς οι οποίοι είναι εγκατεστημένοι κατά μήκος του ίδιου ποταμού (ή της ίδιας ροής νερού). Η ικανότητα αποθήκευσης νερού στον ταμιευτήρα του υδροηλεκτρικού σταθμού εξαρτάται άμεσα από τη φυσική διαμόρφωση της περιοχής, καθώς η ύπαρξη παραποτάμων και οι εκροές αυτών στον κυρίως ποταμό επηρεάζουν σημαντικά την συνολική ποσότητα υδάτων που αποθηκεύονται σε κάθε ταμιευτήρα. Τα δεδομένα αυτά συνδυάζονται με τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής του υδροηλεκτρικού σταθμού για να υπολογισθεί διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια και η αντίστοιχη κατανάλωση υδάτων. Στο Σχήμα 2.6 φαίνεται ένα τυπικό μοντέλο υδρολογικού συστήματος στο οποίο οι εκροές των υδροηλεκτρικών σταθμών 1, 2 και 3 αποτελούν τις εισροές για τον ταμιευτήρα του υδροηλεκτρικού σταθμού 5.



Σχήμα 2.6. Τυπικό μοντέλο υδρολογικού συστήματος

### 2.3.2. Υπολογισμός Εισροών Υδάτων

Για τον υπολογισμό των εισροών υδάτων στον ταμιευτήρα ενός μεγάλου υδροηλεκτρικού σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει αναπτυχθεί ένα κατάλληλο μοντέλο που απεικονίζεται στο Σχήμα 2.7 και για το οποίο ισχύουν, αναλυτικά, τα ακόλουθα [56]:

- SUMR: η ποσότητα υδάτων που απελευθερώνεται από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς οι οποίοι βρίσκονται ανάντη του ταμιευτήρα k
- W<sub>k</sub>: οι ωριαίες εισροές υδάτων από τους παραπόταμους που υπάρχουν στον κυρίως ποταμό ή που εκχύνονται απευθείας στον ταμιευτήρα του σταθμού και δίνονται από τη γραμμική σχέση:

$$V_k = A_k Z_k + B_k$$

όπου  $A_k$ ,  $B_k$ : γραμμικοί συντελεστές συσχέτισης των εισροών ποταμών που παίρνουν τη τιμή μηδέν εφόσον δεν υπάρχουν παραπόταμοι ανάντη του σταθμού και τη τιμή 1 και 0 αντίστοιχα όταν αναφερόμαστε στον κύριο υδροηλεκτρικό σταθμό σε μια υδρολογική αλυσίδα

και  $Z_k$ : ωριαία ποσότητα των βροχοπτώσεων στην υδρολογική περιοχή όπου βρίσκεται ο ταμιευτήρας

- **RP**: η ποσότητα υδάτων που χρησιμοποιήθηκε για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- PP: η ποσότητα των αντλούμενων υδάτων από δεξαμενή άντλησης η οποία είναι εγκατεστημένη σε χαμηλότερο επίπεδο από αυτό του αντίστοιχου ταμιευτήρα
- S: η ποσότητα των υπερχειλιζομένων υδάτων
- Ο: οι συνολικές εκροές υδάτων του ταμιευτήρα
- LI: οι απώλειες υδάτων κατά τη ροή του ποταμού λόγω μη στεγανότητας της κοίτης του
- **RL**: οι απώλειες του ταμιευτήρα
Σύμφωνα με τα παραπάνω μεγέθη, ο αλγόριθμος υπολογισμού του όγκου υδάτων που βρίσκονται στον ταμιευτήρα στην αρχή κάθε ώρας προσομοίωσης h έχει ως εξής:

- Υπολογίζεται η ωριαία ποσότητα φυσικών εισροών υδάτων t<sub>i</sub>(k) στη συγκεκριμένη υδρολογική περιοχή όπου βρίσκεται ο ταμιευτήρας. Οι φυσικές εισροές υδάτων περιλαμβάνουν τις βροχοπτώσεις και τις εισροές από λιώσιμο πάγων. Για το λόγο αυτό, το συγκεκριμένο βήμα εφαρμόζεται μόνο για τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς που ευρίσκονται στην κορυφή κάθε υδρολογικής αλυσίδας.
- Εξετάζεται η ύπαρξη ταμιευτήρων ανάντη του συγκεκριμένου σταθμού και υπολογίζονται οι εκροές αυτών (SUMR<sub>h-1</sub>) κατά την διάρκεια της προηγούμενης ώρας προσομοίωσης (h-1). Πρόκειται για την ποσότητα υδάτων που χρησιμοποιήθηκαν για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (RP<sub>h-1</sub>) και την ποσότητα που υπερχειλίσθηκε (S<sub>h-1</sub>).
- 3. Υπολογίζεται η ποσότητα υδάτων που καταναλώθηκαν από τον συγκεκριμένο σταθμό, κατά τη διάρκεια της προηγούμενης ώρας προσομοίωσης (h-1), για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας RP<sub>h-1</sub>(k), την ποσότητα που υπερχειλίσθηκε S<sub>h-1</sub>(k) καθώς και την ποσότητα υδάτων που αντλήθηκαν από την αντίστοιχη δεξαμενή άντλησης του σταθμού PP<sub>h-1</sub>(k), εάν υπάρχει. Οι εκροές του σταθμού αυτού θα δίνονται από τη σχέση:

$$O_{h-1}(k) = RP_{h-1}(k) + S_{h-1}(k)$$

Σύμφωνα με τα παραπάνω οι συνολικές εισροές υδάτων στον ταμιευτήρα k θα είναι:

$$t = t_i(k) + SUMR_{h-1}$$

Τελικά, ο όγκος υδάτων που υπάρχουν στον ταμιευτήρα στην αρχή της ώρας προσομοίωσης h δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$V_{h}(k) = V_{h-1}(k) + t + PP_{h-1}(k) - RP_{h-1}(k) - S_{h-1}(k)$$

όπου  $V_{h-1}(k)$ : όγκος νερού που υπήρχε στον ταμιευτήρα στην αρχή της ώρας προσομοίωσης h-1.

Σημειώνεται ότι, σύμφωνα με τις παραπάνω σχέσεις, υποτίθεται ότι μεσολαβεί χρονικό διάστημα μίας ώρας για να καταλήξουν οι εκροές ενός υδροηλεκτρικού σταθμού στον ταμιευτήρα του επόμενου. Αυτή η χρονική καθυστέρηση μπορεί να θεωρηθεί μεγαλύτερη οπότε οι προηγούμενες σχέσεις διαμορφώνονται ανάλογα.



Σχήμα 2.7. Μοντέλο υπολογισμού εισροών υδάτων σε ταμιευτήρα

### 2.3.3. Πλημμυρική Παροχή

Με τον όρο 'πλημμυρική παροχή' εννοείται κάθε ιδιαίτερα αυξημένη εισροή νερού στον ταμιευτήρα ενός υδροηλεκτρικού σταθμού. Στις περιπτώσεις αυτές, η λειτουργία του σταθμού πρέπει να γίνεται με κατάλληλο τρόπο έτσι ώστε να καθίσταται δυνατή η μέγιστη εκμετάλλευση του νερού και συγχρόνως να αποτρέπονται ενδεχόμενες υπερχειλίσεις στον ταμιευτήρα του. Τέτοια φαινόμενα εκδηλώνονται μία ή δύο

φορές ανά έτος ανάλογα με τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του συγκεκριμένου υδρολογικού συστήματος (φυσική διαμόρφωση, ορεινοί όγκοι, ένταση βροχοπτώσεων, κλπ.). Τα κύρια χαρακτηριστικά μιας αυξημένης παροχής υδάτων είναι η μέγιστη τιμή του παρεχόμενου όγκου υδάτων της και η χρονική διάρκεια του φαινομένου η οποία, συνήθως, είναι 20 ώρες περίπου. Η διακύμανση της ωριαίας ποσότητας νερού που καταλήγει στον ταμιευτήρα του υδροηλεκτρικού σταθμού φαίνεται στο Σχήμα 2.8. Η μέγιστη τιμή της παροχής νερού παρατηρείται στο μέσο περίπου της χρονικής διάρκειας του φαινομένου. Ο αλγόριθμος σύμφωνα με τον οποίο έγινε η μοντελοποίηση της πλημμυρικής παροχής είναι ο ακόλουθος:

- Εξετάζεται αν η συγκεκριμένη ώρα προσομοίωσης αποτελεί ώρα στην οποία πραγματοποιείται η πρόβλεψη για την εκδήλωση του φαινομένου μέσα στις επόμενες έξι ημέρες. Εάν διαπιστωθεί ότι πράγματι είναι, τότε υλοποιείται το 2° βήμα. Η πρόβλεψη πραγματοποιείται μία φορά κάθε ημέρα.
- 2. Ελέγχεται το αποτέλεσμα της πρόβλεψης για κάθε υδρολογική αλυσίδα και εάν για κάποια από αυτές διαπιστωθεί ότι αναμένεται αυξημένη παροχή υδάτων, όλοι οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί που είναι εγκατεστημένοι κατά μήκος της τίθενται σε πρώτη προτεραιότητα λειτουργίας για το χρονικό διάστημα των πέντε ημερών, υπό την προϋπόθεση ότι η στάθμη του νερού στους ταμιευτήρες τους δεν κατεβαίνει κάτω από τα αντίστοιχα όρια ασφαλείας.
- 3. Η αυξημένη παροχή υδάτων θεωρείται ότι καταφθάνει στον ταμιευτήρα του πρώτου υδροηλεκτρικού σταθμού κάθε υδρολογικής αλυσίδας έξι ημέρες μετά την πρόβλεψη της. Εκείνη τη χρονική στιγμή εξακριβώνεται η ακρίβεια της πρόβλεψης, καθώς θεωρείται ότι μπορεί να υπάρξει ενδεχόμενο λανθασμένης πρόβλεψης. Εάν διαπιστωθεί ότι η πρόβλεψη ήταν εύστοχη, υπολογίζονται οι ωριαίες αυξημένες εισροές στον ταμιευτήρα του σταθμού, για τις επόμενες 20 ώρες, χρησιμοποιώντας μια δευτεροβάθμια εξίσωση, σύμφωνα με το Σχήμα 2.8. Κατά τη διάρκεια του φαινομένου όλοι οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί της υδρολογικής αλυσίδας τίθενται σε πρώτη προτεραιότητα λειτουργίας.

Σημειώνεται ότι η πρόβλεψη για την εμφάνιση αυξημένης παροχής καθώς και η ευστοχία της καθορίζονται από τυχαίους αριθμούς οι οποίοι ακολουθούν την διωνυμική κατανομή. Εάν κατά την ώρα i προβλεφθεί αυξημένη παροχή για κάποια υδρολογική αλυσίδα, η επόμενη πρόβλεψη θα γίνει με το πέρας του φαινομένου, δηλαδή έπειτα από πέντε ή έξι ημέρες ανάλογα με την ευστοχία της πρόβλεψης.



Σχήμα 2.8. Ωριαία διακύμανση αυξημένης παροχής υδάτων

# 2.3.4. Κατηγορίες Μεγάλων Υδροηλεκτρικών Σταθμών

Η ενέργεια που παράγεται σε ένα μεγάλο υδροηλεκτρικό σταθμό έχει μια αξία αντιστρόφως ανάλογη προς τους περιορισμούς που υπεισέρχονται στη χρησιμοποίησή του λόγω της ζήτησης νερού από τρίτους (π.χ. άρδευση, ύδρευση, κλπ.). Από πλευράς υδροηλεκτρικής παραγωγής οι ΥΗΣ κατατάσσονται στις ακόλουθες κατηγορίες [57]:

- Εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούνται κυρίως για άλλους σκοπούς, όπως άρδευση, και όχι για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και καθιστούν αναγκαία την παραμονή του σταθμού εκτός λειτουργίας για συγκεκριμένες χρονικές περιόδους του έτους έτσι ώστε να αποθηκευθεί η απαραίτητη ποσότητα υδάτων. Επιπλέον, κατά τη χρονική διάρκεια εμφάνισης των αντίστοιχων αναγκών, οι ΥΗΣ αυτοί είναι δυνατό να ευρίσκονται σε συνεχή λειτουργία έτσι ώστε να παρασχεθούν οι απαιτούμενες ποσότητες υδάτων για την ικανοποίησή τους.
- Υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις συντονισμένες με τη χρήση για άλλους σκοπούς που απαιτούν μια συνέχεια στη κατανάλωση νερού (ύδρευση). Ο ΥΗΣ συγκρίνεται με ένα θερμικό σταθμό σταθερού φορτίου.
- Υδροηλεκτρικοί σταθμοί με ημερήσιο ή εβδομαδιαίο ταμιευτήρα στους οποίους συγκεντρώνονται οι ώρες λειτουργίας κατά τα χρονικά διαστήματα ζήτησης των αιχμών του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς που προκύπτουν από τις δευτερεύουσες χρήσεις και από τη συνολική επάρκεια των διαθέσιμων υδάτων.
- Υδροηλεκτρικοί σταθμοί που τροφοδοτούνται από μεγάλους ταμιευτήρες ετήσιας ρύθμισης στους οποίους η παραγωγή ενέργειας προέχει σε σχέση με άλλες δευτερεύουσες χρήσεις, γεγονός που επιτρέπει την παραγωγή ενέργειας σύμφωνα με τις ανάγκες του Συστήματος.

# 2.3.5. Μοντελοποίηση Ταμιευτήρα Μεγάλου Υδροηλεκτρικού Σταθμού

Η μοντελοποίηση του ταμιευτήρα ενός υδροηλεκτρικού σταθμού αποτελεί ένα σημαντικό χαρακτηριστικό της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας. Από σχετικές αναλύσεις που έχουν πραγματοποιηθεί είναι διαθέσιμη μια καμπύλη η οποία συσχετίζει τη στάθμη υδάτων εντός του ταμιευτήρα με τον ωφέλιμο όγκο νερού, από την ανώτατη στάθμη πλημμύρας μέχρι την κατώτατη στάθμη λειτουργίας, με βήμα ενός μέτρου, συνήθως. Για την κατώτατη στάθμη λειτουργίας ο αντίστοιχος όγκος θεωρείται ότι έχει τη τιμή μηδέν.

Σημαντικό ρόλο στην ένταξη ενός υδροηλεκτρικού σταθμού στο σύστημα παραγωγής αποτελεί ο προσδιορισμός του ενεργειακού περιεχομένου του αντίστοιχου ταμιευτήρα το οποίο καθορίζει και το επίπεδο εκμετάλλευσης των υδάτων. Διακρίνονται οι ακόλουθες πέντε καταστάσεις εκμετάλλευσης των υδάτων:

- Κατάσταση Χρήσεως Υδάτων για Αποφυγή Υπερχειλίσεων
- Κατάσταση Οικονομικής Χρήσεως Υδάτων
- Κατάσταση Έκτακτης Χρήσεως Υδάτων
- Κατάσταση Μη Χρήσεως Υδάτων
- Κατάσταση Υπερχειλίσεως Υδάτων

Για να καθορισθεί το επίπεδο εκμετάλλευσης των υδάτων σε έναν υδροηλεκτρικό σταθμό απαιτείται η μοντελοποίηση επιπρόσθετων χαρακτηριστικών του ταμιευτήρα όπως είναι χαρακτηριστικοί όγκοι αποθηκευμένων υδάτων οι οποίοι φαίνονται αναλυτικά στο Σχήμα 2.9 και είναι ο όγκος που αντιστοιχεί στην ανώτατη στάθμη πλημμύρας, V<sub>πλημμύρας</sub>, οι ανώτατοι όγκοι λειτουργίας χειμώνα, V<sub>χειμώνα</sub>, και θέρους, V<sub>θέρους</sub>, και ο όγκος κανονικής (ή οικονομικής) λειτουργίας, V<sub>κανον</sub>. Με τιμή μηδέν χαρακτηρίζεται ο 'νεκρός' όγκος του ταμιευτήρα. Πρόκειται για κάποια ποσότητα νερού η οποία σχετίζεται με τις συνθήκες της υδροληψίας και τη μη εισχώρηση αέρα ή φερτών υλικών στον αγωγό προσαγωγής. Για λόγους ασφαλούς λειτουργίας των μονάδων παραγωγής του σταθμού η ποσότητα αυτή πρέπει να παραμένει οπωσδήποτε εντός του ταμιευτήρα και δε μπορεί να χρησιμοποιηθεί για οποιαδήποτε χρήση.

Ο καθορισμός των χαρακτηριστικών όγκων ενός ταμιευτήρα αποτελεί ιδιαίτερα σύνθετη διαδικασία καθώς είναι απαραίτητο να ληφθούν υπόψη πολλοί, και συχνά αντικρουόμενοι, περιορισμοί που αφορούν το ενεργειακό επίπεδο των υδάτων, την αποθηκευτική δυνατότητα των ταμιευτήρων, τις βροχοπτώσεις, τις εισροές από τους προηγούμενους ταμιευτήρες, τις ανάγκες άρδευσης και ύδρευσης της ευρύτερης περιοχής και φυσικά τις απαιτήσεις για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ο καθορισμός του επιπέδου εκμετάλλευσης υδάτων ενός υδροηλεκτρικού σταθμού παραγωγής στηρίζεται σε μία αναπτυγμένη μεθοδολογία σύμφωνα με την οποία υπολογίζεται πρώτα ο όγκος νερού, V<sub>1</sub>, στον ταμιευτήρα στην αρχή της ώρας προσομοίωσης. Στη συνέχεια προσδιορίζεται η περίοδος λειτουργίας, αν δηλαδή πρόκειται για καλοκαίρι ή χειμώνα και εξετάζονται οι ακόλουθες περιπτώσεις:

- $V_1 > V_{\pi\lambda\eta\mu\mu\nu\rho\alpha\varsigma} \Longrightarrow$ ο σταθμός λειτουργεί για να εκτονωθεί το πλημμυρικό νερό
- V<sub>1</sub> > V<sub>θέρους</sub> ⇒ο σταθμός λειτουργεί για να αποφευχθεί υπερχείλιση των υδάτων του (ισχύει για λειτουργία κατά τους θερινούς μήνες)
- V<sub>1</sub> > V<sub>χειμώνα</sub> ⇒ο σταθμός λειτουργεί για να αποφευχθεί υπερχείλιση των υδάτων του (ισχύει για λειτουργία κατά τους χειμερινούς μήνες)
- $V_1 > V_{\text{kanon}} \Rightarrow$ ο σταθμός ευρίσκεται στα επίπεδα οικονομικής λειτουργίας
- V₁ > 0 ⇒ ο σταθμός λειτουργεί μόνο σε έκτακτες περιπτώσεις για να καλύψει τις ανάγκες λόγω ανεπαρκειών των υπόλοιπων μονάδων παραγωγής
- V₁ = 0 ⇒ η λειτουργία του σταθμού δεν επιτρέπεται σε καμία περίπτωση καθώς η στάθμη του νερού στον ταμιευτήρα του έχει φτάσει κάτω από το επίπεδο που είναι απαραίτητο για την ασφαλή λειτουργία των μονάδων
- V<sub>1</sub>>V<sub>θέρους</sub> και ανάντη του σταθμού βρίσκεται ο σταθμός j ⇒ αναστέλλεται η λειτουργία του σταθμού j καθώς σε αντίθετη περίπτωση θα ελευθερωθεί νερό το οποίο θα ανεβάσει ακόμα περισσότερο τη στάθμη στον επόμενο ταμιευτήρα με κίνδυνο να προκληθούν ενδεχόμενες υπερχειλίσεις.



Σχήμα 2.9. Χαρακτηριστικοί όγκοι λειτουργίας ταμιευτήρα υδροηλεκτρικού σταθμού παραγωγής

Στην περίπτωση που ο όγκος υδάτων μέσα στον ταμιευτήρα είναι μεγαλύτερος από τον όγκο που αντιστοιχεί στην ανώτατη στάθμη πλημμύρας, για λόγους ασφαλείας, μια ποσότητα νερού υπερχειλίζεται. Η ποσότητα αυτή, σε Mm<sup>3</sup> νερού, δίνεται από τη σχέση:

Υπερχειλιζόμενη Ποσότητα Υδάτων = 3600\* Π.Ε./ 10<sup>6</sup>

όπου: Π.Ε. η παροχή του εκχειλιστή σε  $m^3$ /sec.

Σημειώνεται ότι η προηγούμενη σχέση αναφέρεται στην ποσότητα νερού που υπερχειλίζεται στο χρονικό διάστημα μίας ώρας. Επιπλέον, η ποσότητα των υπερχειλιζομένων υδάτων θεωρείται ότι διαφεύγει ανεκμετάλλευτη, χωρίς να χρησιμοποιείται για κάλυψη άλλων αναγκών, όπως είναι η άρδευση ή η ύδρευση.

## 2.3.6. Ειδική Κατανάλωση και Διαθέσιμη Ισχύς Μονάδων Παραγωγής

Η ειδική κατανάλωση υδάτων, σε Mm<sup>3</sup> νερού/GWh, και η διαθέσιμη ισχύς, σε MW, ενός υδροηλεκτρικού σταθμού παραγωγής εξαρτώνται άμεσα από τη στάθμη υδάτων στον αντίστοιχο ταμιευτήρα [58]. Ο υπολογισμός αυτός επιτυγχάνεται χρησιμοποιώντας τις καμπύλες ειδικής κατανάλωσης και δυναμικότητας, οι οποίες είναι χαρακτηριστικές για κάθε υδροηλεκτρικό σταθμό και συσχετίζουν συγκεκριμένα επίπεδα στάθμης υδάτων εντός του ταμιευτήρα με την ειδική κατανάλωση και τη διαθέσιμη ισχύ αντίστοιχα. Η αντιστοίχιση αυτή πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας τις μονάδες παραγωγής ενός σταθμού. Όσο μεγαλύτερη είναι η στάθμη υδάτων στον ταμιευτήρα τόσο μικρότερη είναι η ειδική κατανάλωση υδάτων και αντίστοιχα τόσο μεγαλύτερη η διαθέσιμη ισχύς. Σε περιπτώσεις κατά τις οποίες το ύψος της υδατόπτωσης δεν παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις, η ειδική κατανάλωση και η διαθέσιμη ισχύς μπορεί να παραμένουν σταθερές και ανεξάρτητες από τη στάθμη του νερού εντός του ταμιευτήρα.

## 2.3.7. Αντλησιοταμίευση

Οι εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης αποτελούν αντικείμενο με ιδιαίτερο ενδιαφέρον για τα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένοι ΥΗΣ έχουν τη δυνατότητα να αντλήσουν νερό από κάποια δεξαμενή (αντλιοστάσιο) η οποία ευρίσκεται σε χαμηλότερο επίπεδο από τον ταμιευτήρα τους και να αυξήσουν έτσι την στάθμη νερού εντός του ταμιευτήρα τους. Αυτή η λειτουργική διαδικασία βασίζεται στο γεγονός ότι σε χρονικές περιόδους κατά τις οποίες η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι χαμηλή, ο ΥΗΣ μπορεί να καταναλώσει ενέργειας κατά τις οποίες η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι χαμηλή, ο ΥΗΣ μπορεί να καταναλώσει ενέργεια έτσι ώστε να αντλήσει ποσότητες νερού και να χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις ώρες υψηλού φορτίου. Μπορεί ο βαθμός απόδοσης να μην είναι ιδιαίτερα υψηλός (κυμαίνεται στο 70% περίπου), ωστόσο η ενέργεια αντλήσεως κατά τις εκτός αιχμής ώρες είναι πολύ φθηνότερη από την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια κατά τις ώρες της ζήτησης αιχμής του φορτίου του συστήματος. Οι απαιτήσεις παροχής ενός αντλητικού σταθμού είναι πολύ μικρές, σε σχέση με τους συμβατικούς υδροηλεκτρικός σταθμούς, διότι χρειάζεται μόνο συμπλήρωση των απωλειών ύδατος από διαρροές ή εξάτμιση.

Η μοντελοποίηση της λειτουργίας των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης θεωρεί ότι για να εκτελεστεί η διαδικασία πρέπει να υπάρχει διαθέσιμη ποσότητα ισχύος από τις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής του συστήματος και να καταναλωθεί από τις αντλίες του ΥΗΣ. Ο όγκος των αντλούμενων υδάτων εξαρτάται από τη δυνατότητα παροχής υδάτων κάθε αντλητικής μονάδας. Στις περιπτώσεις κατά τις οποίες η αντλησιοταμίευση επιφέρει υπερβολική ανύψωση της στάθμης του νερού στον ταμιευτήρα του ΥΗΣ, η διαδικασία δε θα πραγματοποιείται για να αποφευχθούν ενδεχόμενες υπερχειλίσεις. Σε υπάρχουσες εγκαταστάσεις των ΥΗΣ των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, η δεξαμενή άντλησης ενός ΥΗΣ αποτελείται από τον ταμιευτήρα του ΥΗΣ που ευρίσκεται κατάντη. Για παράδειγμα, στο Ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ο ταμιευτήρας του ΥΗΣ Πλατανόβρυσης αποτελεί συγχρόνως και τη δεξαμενή άντλησης για τον ΥΗΣ Θησαυρού. Εναλλακτικά, μπορεί να υπάρχει κάποια ξεχωριστή δεξαμενή άντλησης η οποία χαρακτηρίζεται από ένα συγκεκριμένο όγκο νερού που μπορεί να δεχθεί. Σε συστήματα στα οποία υπάρχουν περισσότεροι από έναν υδροηλεκτρικοί σταθμοί με δυνατότητα άντλησης υδάτων, η διαδικασία άντλησης θα πραγματοποιείται σύμφωνα με μία δυναμική σειρά προτεραιότητας στην οποία θα προηγούνται οι σταθμοί με μεγαλύτερο όγκο νερού στην αντίστοιχη δεξαμενή άντλησης. Όμως, σε κάθε περίπτωση λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί που αφορούν την κατανάλωση ενέργειας και τη δυνατότητα αποθήκευσης του ταμιευτήρα του σταθμού.

## 2.3.8. Άρδευση - Ύδρευση

Όπως αναφέρεται προηγούμενα, ορισμένοι ΥΗΣ καλούνται να ικανοποιήσουν, εκτός από τις ανάγκες για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κάποιες δευτερεύουσες σκοπιμότητες, με σημαντικότερες από αυτές την άρδευση γεωργικών περιοχών και την ύδρευση των τοπικών κοινοτήτων. Στις περιπτώσεις αυτές το νερό που καταναλώνεται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κατά την έξοδό του από τον υδροηλεκτρικό σταθμό προσάγεται σε κατάλληλα διαμορφωμένους αγωγούς ανάλογα με τη χρήση για την οποία προορίζεται. Η λειτουργία ενός υδροηλεκτρικού σταθμού που ικανοποιεί ανάγκες άρδευσης ή ύδρευσης πρέπει να γίνεται κατά τη διάρκεια του έτους με κατάλληλο τρόπο ώστε να εξασφαλίζεται η απαραίτητη ποσότητα νερού που θα χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη των αναγκών, όταν αυτές παρουσιαστούν. Η μεθοδολογία που έχει αναπτυχθεί περιλαμβάνει για κάθε υδροηλεκτρικό σταθμό του καθορισμό τον καθορισμό ενός κατάλληλου προγράμματος σύμφωνα με το οποίο στο τέλος κάθε μήνα του έτους πρέπει να έχει παρασχεθεί συγκεκριμένη ποσότητα υδάτων για την κάλυψη των αντίστοιχων αναγκών. Η παραγωγή του σταθμού καθορίζεται, για κάθε ώρα του μήνα, λαμβάνοντας υπόψη την ειδική κατανάλωση υδάτων κάθε μονάδας παραγωγής και έχοντας ως στόχο την παροχή της απαιτούμενης ποσότητας νερού.

# 2.4. Χαρακτηριστικά Μοντελοποίησης Εγκαταστάσεων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

## 2.4.1. Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα

Ο χαρακτηρισμός ενός Υδροηλεκτρικού Έργου ως "μικρού" δεν αναφέρεται αποκλειστικά στην εγκατεστημένη ισχύ ή στις διαστάσεις των μονάδων παραγωγής του αλλά σε ένα σύνολο χαρακτηριστικών, πολλά από τα οποία δεν είναι μετρήσιμα. Επομένως, οι διαφορές μεταξύ μεγάλων και μικρών υδροηλεκτρικών έργων δεν είναι μόνο ποσοτικές αλλά κυρίως ποιοτικές. Ως μικρό χαρακτηρίζεται ένα υδροηλεκτρικό έργο όταν η ονομαστική ισχύς του είναι μικρότερη από 10 MW, χωρίς η τιμή αυτή να αποτελεί ένα γενικά αποδεκτό όριο. Σε εθνικό επίπεδο η κατασκευή και λειτουργία πολλών μικρών υδροηλεκτρικών έργων είναι σημαντική επειδή, λόγω του μεγάλου πλήθους των αξιοποιήσιμων θέσεων σε σχέση με τις αντίστοιχες για μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα, η ετήσια παραγωγή ενέργειας μπορεί να κυμανθεί σε αξιόλογα επίπεδα [59].

Η μοντελοποίηση των μικρών υδροηλεκτρικών έργων (ή σταθμών) (MYHE) βασίστηκε στην αρχή ότι λόγω της διαρκούς παροχής νερού, η λειτουργία των σταθμών αυτών είναι σχεδόν συνεχής κατά τη διάρκεια του έτους με αυξομειώσεις της παραγόμενης ισχύος τους ανάλογα με τις ποσότητες των διαθεσίμων υδάτων. Οι υπάρχοντες ταμιευτήρες εξυπηρετούν μόνον τις ανάγκες της υδροληψίας και, επομένως, δεν χρειάζεται η μοντελοποίηση τους όπως στους κλασικούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Υποθέτοντας ότι είναι γνωστή η συνολική ετήσια παραγόμενη ενέργεια και η καμπύλη μεταβολής της σε μηνιαία βάση (δώδεκα διακριτές τιμές), υπολογίζεται η μέση ημερήσια παραγόμενη ισχύς κάθε μονάδας παραγωγής του υδροηλεκτρικού σταθμού θεωρώντας ότι θα είναι σταθερή κατά τη διάρκεια όλων των ημερών του μήνα [60]. Σε ό,τι αφορά τη μέση ωριαία καθαρή ισχύ που αναμένεται να είναι διαθέσιμη από την εγκατάσταση παραγωγής ενός μικρού υδροηλεκτρικού έργου στο σύστημα, θεωρείται ότι μπορούν να χρησιμοποιηθούν τρεις εναλλακτικές καμπύλες μεταβολής της κατά τη διάρκεια μίας ημέρας. Αυτές θεωρούν μία σταθερή μέση ωριαία τιμή ισχύος ή συγκεκριμένες μέσες τιμές κατά τη διάρκεια του εικοσιτετραώρου (λειτουργία μόνο σε πρωινές ή μόνο σε απογευματινές ώρες). Στο Σχήμα 2.10 φαίνεται η μηνιαία παραγωγή των μικρών ΥΗΕ ως ποσοστό της συνολικής ετήσιας παραγόμενης ενέργειάς τους.



Σχήμα 2.10. Καμπύλη μηνιαίας παραγόμενης ενέργειας Μικρών Υδροηλεκτρικών Έργων

#### 2.4.2. Αιολικά Πάρκα

Ένα αιολικό πάρκο θεωρείται ότι αποτελείται από μία ή περισσότερες ομάδες όμοιων ανεμογεννητριών (Α/Γ) που βρίσκονται εγκατεστημένες σε κατάλληλες γεωγραφικές περιοχές με ευνοϊκές ανεμολογικές συνθήκες. Η τιμή της μέσης ωριαίας ταχύτητας του ανέμου στις περιοχές αυτές αναπαριστάται από μία κατάλληλη ετήσια καμπύλη (8760 τιμές) που ακολουθεί μία συγκεκριμένη πιθανοτική κατανομή (π.χ. την κανονική κατανομή με δεδομένες τιμές για τη μέση τιμή και την τυπική απόκλιση οι οποίες είναι χαρακτηριστικές για κάθε γεωγραφική περιοχή ή κάποια άλλη κατάλληλη κατανομή όπως είναι η κατανομή Weibull). Για να θεωρούνται οι τιμές αυτές αξιόπιστες, απαιτείται ένας ιδιαίτερα μεγάλος αριθμός μετρήσεων που θα αφορούν ένα χρονικό διάστημα αρκετών ετών. Σε περιπτώσεις κατά τις οποίες η υπάρχουσα ανεμολογική καμπύλη προέκυψε από μετρήσεις σε διαφορετικό ύψος από το ύψος λειτουργίας των ανεμογεννητριών (hub height), γίνεται αναγωγή της μέτρησης στο ύψος κανονικής λειτουργίας, χρησιμοποιώντας τη σχέση:

$$\frac{U(Z)}{U(H)} = \frac{\ln(Z/Z_0)}{\ln(H/Z_0)}$$

όπου: U(H), η μέτρηση της ταχύτητας του ανέμου σε ύψος Η

U(Z),η αντίστοι<br/>χη ταχύτητα του ανέμου στο ύψος λειτουργίας Z

 $Z_0$ , η παράμετρος (μήκος) τραχύτητας του εδάφους (σε μέτρα) Μία άλλη εμπειρική σχέση που χρησιμοποιείται είναι η εκθετική:

$$\frac{U(Z)}{U(H)} = \left(\frac{Z}{H}\right)^{\prime}$$

όπου: Z<sub>0</sub>=15,25exp(-1/α)

Σημειώνεται ότι η ταχύτητα του ανέμου θεωρείται ότι είναι η ίδια σε όλη τη γεωγραφική περιοχή που καταλαμβάνει μία ομάδα όμοιων Α/Γ. Στη πραγματικότητα η ταχύτητα του ανέμου μπορεί να παρουσιάζει σχετικές αποκλίσεις για τις Α/Γ της ίδιας ομάδας, ιδιαίτερα εφόσον αυτές ευρίσκονται σε σχετικά μεγάλη απόσταση μεταξύ τους. Όμως, η συγκεκριμένη παραδοχή είναι απαραίτητη καθώς, σε αντίθετη περίπτωση, κατά τον υπολογισμό των τυχαίων αριθμών θα ήταν δυνατό για Α/Γ, που είναι εγκατεστημένες σε μικρή απόσταση μεταξύ τους, να προκύψουν τελείως διαφορετικές ταχύτητες ανέμου, γεγονός που δεν ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα. Επίσης, δε λαμβάνεται υπόψη η ενδεχόμενη συσχέτιση που μπορεί να υπάρχει στην υπολογιζόμενη ταχύτητα του ανέμου ανάμεσα σε δύο ή περισσότερες διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές. Η παραγόμενη ισχύς κάθε Α/Γ εξαρτάται από τα λειτουργικά και κατασκευαστικά χαρακτηριστικά της. Για κάθε ομάδα όμοιων Α/Γ εισάγονται, ως δεδομένα εισόδου, τρεις χαρακτηριστικές ταχύτητες ανέμου σύμφωνα με της οποίες πραγματοποιείται ο υπολογισμός της παραγόμενης ισχύος [61]. Πρόκειται για την ταχύτητα εισόδου,  $U_c$ , την ταχύτητα ονομαστικής λειτουργίας,  $U_R$ , και την ταχύτητα αποκοπής,  $U_F$ , όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.11 Όταν η ταχύτητα του ανέμου ξεπεράσει την ταχύτητα εισόδου, η Α/Γ μπορεί να αναπτύξει ισχύ η οποία υπερβαίνει τις μηγανικές της απώλειες (τριβές κ.λ.π.) και τίθεται σε λειτουργία. Για τιμές της ταχύτητας του ανέμου οι οποίες ξεπερνούν την ταχύτητα U<sub>c</sub> η παραγόμενη ισχύς αυξάνεται μέχρι την ταχύτητα ονομαστικής λειτουργίας για την οποία η Α/Γ παράγει την ονομαστική της ισχύ. Για το εύρος ταχυτήτων ανέμου από  $U_C$  έως  $U_R$ , η ακριβής παραγόμενη ισχύς είναι δυνατό να υπολογισθεί είτε με τη μέθοδο της γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των δύο αυτών σημείων, είτε με χρήση της αναλυτικής καμπύλης Ταχύτητας Ανέμου – Διαθέσιμης Ισχύος η οποία είναι χαρακτηριστική για κάθε μοντέλο ανεμογεννητριών. Για ταχύτητες ανέμου μεγαλύτερες από την τιμή U<sub>R</sub> η παραγόμενη ισχύς πρέπει να μην αυξηθεί γιατί αλλιώς θα προκληθεί υπερφόρτιση των επί μέρους στοιχείων της Α/Γ (π.χ. του πολλαπλασιαστή στροφών της γεννήτριας). Αυτό επιτυγχάνεται με διάφορες μεθόδους οι οποίες έχουν σαν αποτέλεσμα να αποφεύγεται η φόρτιση της Α/Γ πέρα από τα όρια για τα οποία έχει σχεδιαστεί. Τέλος, για ταχύτητες ανέμου οι οποίες είναι μεγαλύτερες από την ταχύτητα αποκοπής, η λειτουργία της Α/Γ διακόπτεται για να αποφευχθεί υπέρβαση των ορίων αντοχής της σε μηχανικές καταπονήσεις.



Σχήμα 2.11. Τυπική Καμπύλη Ισχύος Α/Γ – Ταχύτητας Ανέμου

Η λειτουργική συμπεριφορά κάθε Α/Γ αποτυπώνεται από ένα κατάλληλο Μαρκοβιανό μοντέλο δύο καταστάσεων (λειτουργία, επισκευή) με αντίστοιχες παραμέτρους αξιοπιστίας υποθέτοντας ότι ακολουθούν την εκθετική πιθανοτική κατανομή. Η προσομοίωση των καταστάσεων λειτουργίας και επισκευής των Α/Γ πραγματοποιείται με τη χρήση κατάλληλων τυχαίων αριθμών οι οποίοι παράγονται με την εφαρμογή της πολλαπλασιαστικής μεθόδου. Σχετικά με τη διαδικασία συντήρησης των Α/Γ, καθορίζεται μία συγκεκριμένη χρονική διάρκεια συντήρησης μίας Α/Γ (σε ώρες) και η χρονική στιγμή (ώρα του έτους) έναρξης της διαδικασίας στην πρώτη Α/Γ, για κάθε ομάδα όμοιων Α/Γ. Η διαδικασία συντήρησης στην προηγούμενη Α/Γ και συνεχίζεται μέχρι να ολοκληρωθεί η συντήρηση σε όλες τις Α/Γ της ομάδας αυτής.

### 2.4.3. Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί

Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί αποτελούνται από κατάλληλα φωτοβολταϊκά στοιχεία τα οποία κατασκευάζονται από ημιαγωγούς και μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική [62]. Συχνά δεν είναι διαθέσιμα όλα τα λεπτομερειακά κατασκευαστικά δεδομένα και ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των φωτοβολταϊκών πλαισίων (επιφάνεια, συντελεστής απόδοσης των ηλιακών στοιχείων, κλπ.) αλλά δίνεται μόνο μία ενδεικτική ισχύς αιχμής, P<sub>a</sub>, που αντιστοιχεί στην παραγόμενη μέγιστη ηλεκτρική ισχύ όταν το φωτοβολταϊκό πλαίσιο δεχτεί ηλιακή ακτινοβολία με πυκνότητα ισχύος ενός ηλίου, δηλαδή 1 kW/m<sup>2</sup> [63]. Για το λόγο αυτό, ο αλγόριθμος που έχει αναπτυχθεί βασίζεται στον υπολογισμό της μέσης ωριαίας

έντασης ηλιακής ακτινοβολίας,  $I_{\tau}$ , σε επιφάνεια κλίσης S, και η παραγόμενη ισχύς από τα φ/β συστήματα δίνεται από τη σχέση:

$$\mathbf{P}_{\boldsymbol{\varphi}\boldsymbol{\beta}} = \mathbf{P}_{\boldsymbol{\alpha}} \cdot \mathbf{I}_{\tau} \ \mathbf{P}_{\boldsymbol{\varphi}\boldsymbol{\beta}} = \mathbf{P}_{\boldsymbol{\alpha}} \cdot \mathbf{I}_{\tau}$$

Τα απαραίτητα δεδομένα για τον υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος από ένα φωτοβολταϊκό σύστημα είναι τα εξής:

- γεωγραφικό πλάτος, θ, σε μοίρες της τοποθεσίας όπου είναι εγκατεστημένο το σύστημα
- κλίση, S, σε μοίρες που παρουσιάζει το σύστημα ως προς το οριζόντιο επίπεδο
- > συντελεστής αντανακλαστικότητας, ρ, του περιβάλλοντος (για την Ελλάδα είναι ρ=0,2)
- μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο, Η, σε kW/m<sup>2</sup>\_ημέρα (καμπύλη 12 τιμών)

Ο αλγόριθμος που έχει αναπτυχθεί λαμβάνει υπόψη την ημέρα και την ώρα του έτους που προσομοιώνεται και αποτελείται από τα ακόλουθα βήματα [64]:

Υπολογίζεται η μηνιαία μέση ημερήσια ακτινοβολία έξω από την ατμόσφαιρα της γης, Η<sub>0</sub>, σε kW/m<sup>2</sup>\_ημέρα χρησιμοποιώντας τη σχέση:

 $H_0 = (24/\pi) \cdot \text{Gsc} \cdot [1+0.033 \cdot \cos(360 \cdot n/365)] \cdot [\cos\theta \cdot \cos\delta \cdot \cos\Omega_s + (2 \cdot \pi \cdot \Omega_s/360) \cdot \sin\theta \cdot \sin\delta] \delta \pi \sigma$ υ Gsc: η ηλιακή σταθερά (=1.353 kW/m<sup>2</sup>)

δ: η γωνία κλίσης του ηλίου για την ημέρα n του έτους που προσομοιώνεται (n=1, 365) και δίνεται από τη σχέση: δ=23,45  $\cdot \sin \left[ 360 \cdot (280 + n) / 365 \right]$ 

 $\Omega_s$ : η γωνία ώρας του ηλίου τη στιγμή της δύσης και είναι:  $\Omega_s = a\cos(-tan\theta \cdot tan\delta)$ 

- Υπολογίζεται ο μέσος ημερήσιος δείκτης αιθριότητας Κ<sub>τ</sub>=H/H<sub>0</sub> για κάθε μήνα.
- Υπολογίζεται ο λόγος της μέσης ημερήσιας διάχυτης προς τη μέση ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία από τη σχέση (για τις συνθήκες της Ελλάδας):

$$H_{d}/H=1,446-2,965 \cdot K_{\tau}+1,727 \cdot K_{\tau}^{2}$$

Στη συνέχεια πραγματοποιείται ο υπολογισμός των ωριαίων παραμέτρων που καταλήγει στον υπολογισμό της ωριαίας έντασης της ακτινοβολίας σε κεκλιμένη επιφάνεια. Θεωρώντας ότι το  $\varphi/\beta$  πεδίο παράγει ενέργεια κατά το χρονικό διάστημα από την πρώτη ακέραιη ώρα μετά την ανατολή του ηλίου έως την τελευταία ακέραιη ώρα μετά τη δύση, ορίζεται ο μέσος ωριαίος δείκτης αιθριότητας ως ο λόγος: **k=I/I**<sub>0</sub>, όπου I: η μέση ωριαία ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο στη γη σε kW/m<sup>2</sup>

I<sub>0</sub>: η μέση ωριαία ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας έξω από την ατμόσφαιρα της γης και δίνεται από τη σχέση:

$$I_0 = Gsc \cdot [1 + 0.033 \cdot \cos(360 \cdot n/365)] \cdot [\cos\theta \cdot \cos\delta \cdot \cos\Omega + \sin\theta \cdot \sin\delta]$$

όπου Ω: η μέση γωνία ώρας του ηλίου η οποία υπολογίζεται για την ώρα <br/>iέωςi+1 από τη

Ο μέσος ωριαίος δείκτης αιθριότητας, k, υπολογίζεται από τη σχέση:  $k=K_{\tau}(a+b\cdot cos\Omega)$ 

όπου:  $a=0,409+0,5016 \cdot \sin(\Omega_s-60)$  και  $b=0,6609-0,4767 \cdot \sin(\Omega_s-60)$ 

Τελικά, η μέση ωριαία ένταση ακτινοβολίας σε επιφάνεια κλίσης S, δίνεται από τη σχέση:

$$I_d/I = (H_d/H)/(a+b \cdot \cos\Omega)$$

όπου:  $\mathbf{R} = (1 - \mathbf{I}_d / \mathbf{I}) \cdot \mathbf{R}_b + (\mathbf{I}_d / \mathbf{I}) \cdot (1 + \cos S) / 2 + \rho \cdot (1 - \cos S) / 2$ 

- $\mu\epsilon: R_{b} = \left[\cos(\theta S) \cdot \cos\delta \cdot \cos\Omega + \sin(\theta S) \cdot \sin\delta\right] / \left[\cos\theta \cdot \cos\delta \cdot \cos\Omega + \sin\theta \cdot \sin\delta\right]$
- και:  $I_d/I=(H_d/H)/(a+b \cdot cos\Omega)$ , όπου  $I_d$  η μέση ωριαία ένταση διάχυτης ακτινοβολίας σε οριζόντια επιφάνεια σε  $kW/m^2$ .

## 2.5. Χαρακτηριστικά Μοντελοποίησης Μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής

#### 2.5.1. Γενικά

Για πολλά χρόνια τα δίκτυα διανομής λειτουργούσαν κατά τέτοιο τρόπο έτσι ώστε να παρέχουν την απαιτούμενη ενέργεια στα σημεία ζήτησης χωρίς να περιλαμβάνονται σε αυτά μονάδες παραγωγής. Όμως, οι σημαντικές αλλαγές που παρατηρούνται στη δομή και λειτουργία των δικτύων διανομής, κυρίως λόγω της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, της ανάπτυξης νέων τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με γαμηλά επίπεδα εκπομπών ρύπων και κόστους λειτουργίας και του κορεσμού των υπαρχόντων δικτύων σε συνδυασμό με τη διαρκώς αυξανόμενη ζήτηση φορτίου, έχουν ως αποτέλεσμα την εισαγωγή κατάλληλων μονάδων παραγωγής σε αυτά [65], [66]. Οι μονάδες αυτές αποτελούν τις μονάδες διασπαρμένης παραγωγής και είναι μονάδες μικρής ισχύος, συνήθως, οι οποίες μπορούν να συνδεθούν σε οποιοδήποτε σημείο του δικτύου διανομής [67]. Τα τεχνικά πλεονεκτήματα που μπορούν να προκύψουν από τη χρησιμοποίηση των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής είναι πολλά και κύρια σχετίζονται με τη μείωση των απωλειών, τη βελτίωση της στάθμης αξιοπιστίας λειτουργίας και τη στήριξη της τάσης του συστήματος [68] ενώ σημαντικά οφέλη προκύπτουν και από την λειτουργία κατάλληλων μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας υψηλής απόδοσης. Όμως, η παράλληλη λειτουργία των μονάδων αυτών με το κεντρικό δίκτυο μεταφοράς ή/και διανομής και ο έλεγχός τους αποτελεί μία πολύπλοκη διαδικασία που απαιτεί ιδιαίτερο σχεδιασμό [69]. Για το λόγο αυτό, χρειάζεται να γίνει μία ρεαλιστική προσομοίωση των κύριων χαρακτηριστικών λειτουργίας των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής έτσι ώστε να ληφθούν υπόψη στη μοντελοποίηση της λειτουργίας τους και να ποσοτικοποιηθούν οι επιπτώσεις που έχουν στη συνολική λειτουργία των συστημάτων. Υπάρχουν διάφορες τεχνολογίες μονάδων διασπαρμένης παραγωγής με σημαντικότερες από αυτές τις κυψέλες καυσίμου, τις μικροτουρμπίνες, τις μηχανές εσωτερικής καύσης, τους αεροστρόβιλους καθώς επίσης και τους ατμοστρόβιλους μικρής ισχύος.

### 2.5.2. Κυψέλες Καυσίμου

Οι κυψέλες καυσίμου αποτελούν συσκευές μετατροπής της χημικής ενέργειας του χρησιμοποιούμενου καυσίμου κατευθείαν σε ηλεκτρική ενέργεια και μπορούν να βρουν πολλές εφαρμογές ως μονάδες διασπαρμένης παραγωγής [70] – [72]. Σε σύγκριση με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, οι κυψέλες καυσίμου παρουσιάζουν πολλά πλεονεκτήματα, όπως είναι τα πολύ χαμηλά επίπεδα εκπομπών ρύπων και οι υψηλοί βαθμοί απόδοσης. Επιπλέον, σε σύγκριση με τις ανανεώσιμες μονάδες παραγωγής, όπως είναι τα αιολικά πάρκα και τα φωτοβολταϊκά συστήματα, οι κυψέλες καυσίμου έχουν το πλεονέκτημα της τοποθέτησης σε οποιοδήποτε σημείο του δικτύου διανομής χωρίς γεωγραφικούς περιορισμούς, έτσι ώστε να αποδίδουν το μέγιστο κέρδος [73]. Η μοντελοποίηση που έχει πραγματοποιηθεί στα πλαίσια της παρούσας διδακτορικής διατριβής θεωρεί τις κυψέλες καυσίμου ως μονάδες παραγωγής που εντάσσονται στο σύστημα εφόσον είναι διαθέσιμες (δεν ευρίσκονται σε κατάσταση βλάβης ή συντήρησης) με παραγόμενη ισχύ η οποία κυμαίνεται μεταξύ της μέγιστης και ελάχιστης τιμής τους. Ιδιαίτερη σημασία δίνεται στον υπολογισμό του κόστους λειτουργίας της μονάδας το οποίο ποσοτικοποιείται χρησιμοποιώντας μία κατάλληλη συνάρτηση που είναι της μορφής:

Κόστος Λειτουργίας =  $Ax^2 + Bx + C$ 

όπου Α: συντελεστής συνάρτησης κόστους σε  $€/kWh^2$ 

- Β: συντελεστής συνάρτησης κόστους σε €/kWh
- C: συντελεστής συνάρτησης κόστους σε €.

#### 2.5.3. Μικροτουρμπίνες

Οι μικροτουρμπίνες είναι μικροί αεροστρόβιλοι με ισχύεις που συνήθως ποικίλουν από 25 – 300 kW [74]. Συνήθως ο συμπιεστής τους είναι μονής βαθμίδας με ταχύτητες περιστροφής πάνω από 90.000 στρ./λεπτό.

Μερικά μοντέλα με διβάθμιους συμπιεστές έχουν μικρότερο ρυθμό περιστροφής. Οι περισσότερες μικροτουρμπίνες είναι σήμερα σχεδιασμένες για κύριες μηχανές παραγωγής και κάνουν χρήση προθερμαντήρα αέρα καύσης για την επίτευξη υψηλών αποδόσεων. Οι μικροτουρμπίνες χωρίς χρήση προθέρμανσης του αέρα καύσης, παρόλο που παρουσιάζουν μικρότερο βαθμό ηλεκτρικής απόδοσης, παράγουν υψηλότερης θερμοκρασίας καυσαέρια και γίνονται έτσι κατάλληλες για βιομηχανικές εφαρμογές. Μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ικανοποίηση του φορτίου βάσης ενός καταναλωτή ή ως μονάδες εφεδρικής λειτουργίας ή συμπαραγωγής. Σε σχέση με άλλες μονάδες παραγωγής εφεδρικής λειτουργίας συν το πλεονέκτημα της εκτεταμένης χρονικής περιόδου λειτουργίας ενώ και οι διαδικασίες συντήρησης είναι αρκετά περιορισμένες. Τα κυριότερα λειτουργικά χαρακτηριστικά των μικροτουρμπίνων είναι τα εξής [75]:

- Βαθμός απόδοσης που αγγίζει το 30% (η τιμή αυτή σε μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας με συστήματα ανάκτησης θερμότητας μπορεί να φτάσει το 80%).
- Υψηλή περιβαλλοντική απόδοση (οι εκπομπές NO<sub>x</sub> είναι μικρότερες από 7 ppm για μονάδες που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο).
- Ανθεκτικότητα (είναι σχεδιασμένες για 11.000 ώρες λειτουργίας μεταξύ γενικών επισκευών ενώ η διάρκεια ζωής τους είναι μεγαλύτερη από 45.000 ώρες).
- Ευελιξία στο χρησιμοποιούμενο καύσιμο (μπορούν να χρησιμοποιήσουν διάφορους τύπους καυσίμων όπως φυσικό αέριο, ντίζελ, αιθανόλη, κλπ.).
- Μικρά επίπεδα θορύβου και κραδασμών κατά τη λειτουργία τους.
- Ευκολία στην εγκατάσταση.

Όπως και στην περίπτωση στον κυψελών καυσίμου, η μοντελοποίηση της λειτουργίας των μικροτουρμπίνων θεωρεί την ένταξή τους στο σύστημα εφόσον είναι διαθέσιμες με παραγόμενη ισχύ η οποία κυμαίνεται μεταξύ της μέγιστης και ελάχιστης τιμής τους. Επίσης, οι μονάδες αυτές υποτίθεται ότι έχουν συνάρτηση κόστους παραγωγής ίδιας μορφής με αυτή των κυψελών καυσίμου.

# 2.6. Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας

Η αποθήκευση ενέργειας μπορεί να αποτελέσει μία ιδιαίτερα αποδοτική λειτουργική διαδικασία στα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας με θετικές επιπτώσεις στην αξιοπιστία λειτουργίας τους [76], [77]. Ένα ευρύ πλήθος εφαρμογών έχει αναπτυχθεί, κυρίως, λόγω της αυξημένης διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των περιορισμών που επιφέρει η μεγάλη μεταβλητότητα που παρουσιάζουν τα επίπεδα λειτουργίας των αντίστοιχων μονάδων [78]. Μία από τις εφαρμογές αυτές περιλαμβάνει την εγκατάσταση των παραδοσιακών συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΑΕ), που χρησιμοποιούν κατάλληλου τύπου μπαταρίες, και τα οποία χρησιμοποιούνται για ένα ευρύ πλήθος εφαρμογών όπως είναι η ρύθμιση του συστήματος, η κάλυψη της ζήτησης φορτίου που θα αποκόπτονταν σε αντίθετη περίπτωση, η ικανοποίηση των απαιτήσεων του κριτηρίου στρεφόμενης εφεδρείας, η μείωση του κόστους λειτουργίας του συστήματος, κλπ. Διακρίνονται οι καταστάσεις λειτουργίας και φόρτισης των συστημάτων αυτών [79]. Κάθε ΣΑΕ χαρακτηρίζεται από συγκεκριμένες λειτουργικές παραμέτρους όπως είναι:

- η μέγιστη αποθηκευμένη ενέργεια, C<sub>max</sub>, σε MWh
- η ελάχιστη αποθηκευμένη ενέργεια, C<sub>min</sub>, σε MWh
- μέγιστη ισχύς λειτουργίας, P<sub>c</sub> σε MW, η οποία καθορίζεται από τα χαρακτηριστικά του αντίστοιχου αντιστροφέα
- $\square$  o suntelesthic a (0<a<1) pou kaborizei th mégisth iscú fórtishc tou SAE (a  $P_c)$
- ο συντελεστής λειτουργίας w (0<w<1) ο οποίος καθορίζει το τέλος της διαδικασίας λειτουργίας του ΣΑΕ και την έναρξη της διαδικασίας φόρτισής του (όταν η αποθηκευμένη ενέργεια κυμαίνεται μεταξύ wC<sub>max</sub> και C<sub>min</sub>)

 ο συντελεστής φόρτισης k (w<k<1) ο οποίος καθορίζει το τέλος της διαδικασίας φόρτισης του ΣΑΕ (όταν η αποθηκευμένη ενέργεια κυμαίνεται μεταξύ kC<sub>max</sub> και C<sub>max</sub>)

Η μοντελοποίηση των ΣΑΕ που έχει πραγματοποιηθεί υποθέτει ότι σε κάθε ώρα προσομοίωσης υπολογίζεται η διαθέσιμη ενέργεια από κάθε ΣΑΕ του συστήματος ως η διαφορά μεταξύ αποθηκευμένης και ελάχιστης ενέργειας ( $C_{\delta\iota\alpha\theta}$ =C-C<sub>min</sub>). Σε καταστάσεις αδυναμίας τροφοδότησης της ζήτησης φορτίου του συστήματος τα ΣΑΕ καλούνται να λειτουργήσουν έτσι ώστε να καλύψουν την απαιτούμενη ενέργεια. Επιπλέον, όταν η λειτουργία τους πραγματοποιείται για τη μείωση του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος, τα ΣΑΕ παρέγουν όση ενέργεια απαιτείται για τη μείωση της παραγόμενης ισχύος των μονάδων του συστήματος με υψηλό λειτουργικό κόστος μέχρι το τεχνικό ελάχιστο φορτίσεώς τους, με αποτέλεσμα οι μονάδες αυτές να λειτουργούν σε χαμηλότερα επίπεδα φόρτισης. Και στις δύο περιπτώσεις, συμμετέχουν τα ΣΑΕ που δεν ευρίσκονται σε κατάσταση βλάβης ή συντήρησης και τα οποία έχουν αποθηκευμένη ενέργεια μεγαλύτερη από wCmax, ενώ η διαδικασία πραγματοποιείται σύμφωνα με μία σειρά προτεραιότητας που καθορίζεται από το επίπεδο φόρτισής τους (Αποθηκευμένη Ενέργεια/Μέγιστη Ενέργεια) κατά φθίνουσα σειρά. Τέλος, η διαδικασία φόρτισης των ΣΑΕ πραγματοποιείται όταν υπάρχει περίσσεια διαθέσιμης ισχύος για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου του συστήματος και την ικανοποίηση της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας (το σύστημα ευρίσκεται στην κατάσταση ασφαλούς λειτουργίας). Στη διαδικασία αυτή χρησιμοποιείται η επιπλέον διαθέσιμη ισχύς, εάν υπάρχει, από κατάλληλες μονάδες παραγωγής με χαμηλό κόστος λειτουργίας. Η φόρτιση των ΣΑΕ πραγματοποιείται σύμφωνα με μία σειρά προτεραιότητας που καθορίζεται από το επίπεδο φόρτισής τους κατά αύξουσα σειρά. Η μέγιστη ποσότητα φόρτισης εξαρτάται από τη μέγιστη ισχύ του αντίστοιχου αντιστροφέα πολλαπλασιαζόμενη επί τον συντελεστή φόρτισης, α, όπως περιγράφεται προηγούμενα. Θα φορτιστούν μόνο τα ΣΑΕ που δεν ευρίσκονται σε κατάσταση βλάβης ή συντήρησης και τα οποία έχουν αποθηκευμένη ενέργεια μικρότερη από kC<sub>max</sub>.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

# ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ Ηλεκτρικής Ενεργείας με Υψηλή Σταθμή Διεισαύσης Αιολικών Παρκών και Φωτοβολταϊκών Σταθμών

## 3.1. Εισαγωγή

Η αποτελεσματική εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και ιδιαίτερα της αιολικής ενέργειας, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ιδιαίτερη πρόκληση στο περιβάλλον της ανταγωνιστικής αγοράς. Το γεγονός αυτό οφείλεται, κυρίως, στη μεταβλητότητα των παραμέτρων των καιρικών συνθηκών οι οποίες σχετίζονται άμεσα με τη λειτουργία των αντίστοιχων εγκαταστάσεων παραγωγής. Η ένταξη αιολικών πάρκων και η παράλληλη λειτουργία τους με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής έχει ήδη εφαρμοσθεί ευρύτατα σε πολλά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας [80]. Στο γεγονός αυτό έχει συντελέσει αποφασιστικά η σημαντική μείωση που έχει σημειωθεί τα τελευταία χρόνια στα απαιτούμενα κόστη των αντίστοιχων επενδύσεων [81]. Όμως, η λειτουργία τους έχει αυξήσει σημαντικά την πολυπλοκότητα της λειτουργίας των συστημάτων και τις επιπτώσεις τους στην ασφάλεια και αξιοπιστία λειτουργίας τους ιδιαίτερα όταν η στάθμη διείσδυσής τους είναι αρκετά αυξημένη. Επιπλέον, το γεγονός ότι πολλά σχετιζόμενα επενδυτικά προγράμματα δε λαμβάνουν υπόψη την υπάρχουσα κατάσταση των ενεργειακών αγορών μπορεί να οδηγήσει σε υπερβολικά αυξημένο αριθμό αιολικών πάρκων χωρίς να εξασφαλίζονται τα προσδοκώμενα οικονομικά οφέλη [82]. Για τους λόγους αυτούς είναι απαραίτητο να εκπονηθούν κατάλληλες μελέτες που θα αφορούν την εκτίμηση των επιπτώσεων της λειτουργίας των αιολικών πάρκων στην αξιοπιστία και ασφάλεια λειτουργίας και στο κόστος λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας [83], [84].

Οι ανεμογεννήτριες έχουν γενικά υψηλή στάθμη αξιοπιστίας λειτουργίας η οποία μπορεί να ξεπεράσει το 95% καθώς ο Ρυθμός Μη Προγραμματισμένων Διακοπών, ΡΜΠΔ, είναι συχνά μικρότερος από 5%. Όμως, καθώς αυτές οι μονάδες παραγωγής μπορούν να λειτουργήσουν μόνο εφόσον το επιτρέπουν οι αντίστοιχες καιρικές συνθήκες, η ισοδύναμη διαθεσιμότητά τους, λαμβάνοντας υπόψη τις απρόβλεπτες μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου, μπορεί να μειωθεί σημαντικά μέχρι 20% - 30% [15]. Επιπλέον, η αποτελεσματική απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα του συστήματος και η ασφαλής λειτουργία του εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την αντίστοιχη τιμή της ζήτησης φορτίου. Όλα αυτά έχουν ως αποτέλεσμα ο προγραμματισμός της σχεδίασης του συστήματος παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η σύνδεση των αιολικών πάρκων στο σύστημα να αποτελεί πολυσύνθετη διαδικασία κατά την οποία πρέπει να λαμβάνονται υπόψη τα ιδιαίτερα λειτουργικά χαρακτηριστικά του συστήματος και οι αντίστοιχες λειτουργικές διαδικασίες που εκτελούνται.

Στο παρόν Κεφάλαιο 3 της διδακτορικής διατριβής περιγράφεται μία αναπτυχθείσα μεθοδολογία που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό ενός κατάλληλου συνόλου δεικτών αξιοπιστίας και λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία θεωρείται υψηλή στάθμη διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ιδιαίτερα αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών σταθμών. Ο βασικός στόχος είναι να αναλυθούν οι επιπτώσεις της μεγάλης αιολικής διείσδυσης στη λειτουργία των συστημάτων και να εκτιμηθούν οι απαιτούμενες προϋποθέσεις για την ομαλή ένταξή τους σε αυτά. Αυτή η μεθοδολογία προσομοιώνει ρεαλιστικά τη λειτουργία των συμβατικών σταθμών παραγωγής, των αιολικών πάρκων και των φωτοβολταϊκών σταθμών ενώ ιδιαίτερη βαρύτητα δίνεται στη λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής με την ανάπτυξη κατάλληλων μοντέλων διαχείρισης των υδάτινων πόρων. Στο τέλος του Κεφαλαίου παρατίθεται μία εφαρμογή με την ποσοτικοποίηση της λειτουργικής απόδοση ενός τυπικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο βασίζεται στο Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα θεωρώντας διαφορετικά χαρακτηριστικά που επηρεάζουν σημαντικά τη λειτουργία του, όπως είναι οι διαφορετικές στάθμες αιολικής διείσδυσης, η θεώρηση εναλλακτικών τύπων υδρολογικών ετών με αντίστοιχες (αυξημένες ή μειωμένες) βροχοπτώσεις, η αύξηση της ζήτησης φορτίου του συστήματος, κλπ.

## 3.2. Βασικά Χαρακτηριστικά των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί τη ρεαλιστική μοντελοποίηση των χαρακτηριστικών που επηρεάζουν τη λειτουργία τους και την προσομοίωση των διαδικασιών που εκτελούνται. Τα σημαντικότερα από τα σημεία αυτά αναλύονται στη συνέχεια και αφορούν τη λειτουργία των θερμικών και των υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής του συστήματος, την πρόβλεψη για την παραγόμενη ισχύ από τα αιολικά πάρκα και τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς και τις αντίστοιχες διαδικασίες απορρόφησής της, τα εφαρμοζόμενα κριτήρια που απαιτούνται για να διασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του συστήματος, κλπ.

## 3.2.1. Χαρακτηριστικά Μοντελοποίησης Θερμικών Σταθμών Παραγωγής

Για κάθε θερμικό σταθμό παραγωγής (ΘΗΣ) των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (εκτός από τους μικρούς συμπαραγωγικούς σταθμούς και τους σταθμούς που λειτουργούν με καύσιμο τη βιομάζα), η μοντελοποίησή του καθορίζει ένα συγκεκριμένο τρόπο λειτουργίας που σχετίζεται με τα τεχνικά χαρακτηριστικά του. Έχουν καθορισθεί οι ακόλουθοι πέντε διαφορετικοί τρόποι λειτουργίας με τους αντίστοιχους κωδικούς:

#### Κωδικός Λειτουργίας Α

Αφορά τους σταθμούς παραγωγής που έχουν πολύ μικρό κόστος παραγωγής (ατμοστρόβιλοι με καύσιμο το λιγνίτη ή άλλο στερεό καύσιμο) και τροφοδοτούν το φορτίο βάσης. Οι διακοπές της λειτουργίας τους προκαλούν σημαντικές επιπτώσεις στη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού τους. Για το λόγο αυτό, θεωρείται ότι η λειτουργία τους διακόπτεται μόνο για την πραγματοποίηση των απαραίτητων εργασιών συντήρησης και επισκευών μετά από συμβάντα βλαβών.

### Κωδικός Λειτουργίας Β

Αφορά τους σταθμούς παραγωγής που έχουν αυξημένο κόστος παραγωγής (ατμοστρόβιλοι με καύσιμο το φυσικό αέριο ή ενδεχόμενα το πετρέλαιο) και οι διακοπές της λειτουργίας τους προκαλούν σημαντικές επιπτώσεις στη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού τους. Για το λόγο αυτό, ο αριθμός των διακοπών της λειτουργίας τους πρέπει να είναι αρκετά μικρός. Όμως, το αυξημένο κόστος παραγωγής τους δεν επιτρέπει τη λειτουργία τους πρίνα από την ένταξη σε λειτουργία άλλων μονάδων παραγωγής που έχουν μικρότερο κόστος παραγωγής σύμφωνα με τους κανόνες της ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Αντίθετα, αυτοί οι σταθμοί μπορούν να ευρίσκονται σε λειτουργική κατάσταση ψυχρής εφεδρείας και να συμμετέχουν στην κάλυψη της στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος σε χρονικές περιόδους μεγάλης ζήτησης φορτίου. Για όλους τους παραπάνω λόγους, η μοντελοποίηση επιτρέπει τη διακοπή της λειτουργίας τους μόνο για την πραγματοποίηση των απαραίτητων εργασιών συντήρησης και επισκευών μετά από συμβάντα βλαβών. Καθορίζονται συγκεκριμένες χρονικές περιόδοι λειτουργίας των σταθμών κατά τη διάρκεια του έτους στις οποίες λειτουργούν με την ελάχιστη τιμή της ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής τους. Οι τιμές της παραγόμενης ισχύος τους μπορούν να αυξηθούν σύμφωνα με τη σχετική στάθμη προτεραιότητας τους όταν η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι αυξημένη.

#### Κωδικός Λειτουργίας Γ

Αφορά τους σταθμούς παραγωγής συνδυασμένου κύκλου στους οποίους υπάρχει η δυνατότητα διακοπών της λειτουργίας τους (σβέσεων) χωρίς να προκαλούνται σημαντικές επιπτώσεις στη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού τους. Μία ρεαλιστική τιμή για αυτό τον αριθμό διακοπών (σβέσεων) είναι μία φορά την εβδομάδα (περίπου πενήντα σβέσεις ανά έτος). Η μοντελοποίηση που έχει

πραγματοποιηθεί θεωρεί ότι η λειτουργία αυτών των σταθμών μπορεί να διακόπτεται μόνο κατά τη διάρκεια του Σαββατοκύριακου (για παράδειγμα από την ώρα 22.00 της Παρασκευής έως την ώρα 08.00 της Δευτέρας) εάν δεν απαιτείται για την τροφοδότηση της ζήτησης φορτίου σύμφωνα με τον κωδικό προτεραιότητας τους. Στις άλλες χρονικές περιόδους της εβδομάδας, οι σταθμοί αυτοί λειτουργούν με την ελάχιστη τιμή της ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής τους ενώ οι τιμές της παραγόμενης ισχύος τους μπορούν να αυξηθούν σύμφωνα με τη σχετική στάθμη προτεραιότητας τους όταν η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι αυξημένη. Τα ονομαστικά επίπεδα λειτουργίας (μέγιστη και ελάχιστη τιμή ισχύος εξόδου) κάθε σταθμού συνδυασμένου κύκλου καθορίζονται σύμφωνα με τον αριθμό των υπαρχόντων αεροστροβίλων ενώ οι αντίστοιχες υπολογιζόμενες τιμές για κάθε χρονική περίοδο προσομοίωσης μεταβάλλονται ανάλογα με τον αριθμό των διαθέσιμων μονάδων που ευρίσκονται σε λειτουργία [85]. Για οικονομικούς λόγους μπορεί να υποτεθεί ότι ένας σταθμός συνδυασμένου κύκλου δε μπορεί να λειτουργήσει σε κατάσταση ανοικτού κύκλου, δηλαδή σε καταστάσεις κατά τις οποίες δεν ευρίσκεται σε λειτουργία ο αντίστοιχος ατμοστρόβιλος.

#### Κωδικός Λειτουργίας Δ

Αφορά τους συμπαραγωγικούς σταθμούς παραγωγής στους οποίους υπάρχει η υποχρέωση της συνεχούς λειτουργίας (ή σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους της ημέρας) με μία καθορισμένη στάθμη παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος που σχετίζεται με την αντίστοιχη τιμή της υποχρεωτικής παραγωγής θερμικής ισχύος. Αυτή η στάθμη ηλεκτρικής ισχύος αποτελεί την ελάχιστη τιμή της ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής των συμπαραγωγικών σταθμών. Για τους λόγους αυτούς, η μοντελοποίηση θεωρεί ότι η λειτουργία αυτών των σταθμών μπορεί να διακόπτεται μόνο για την πραγματοποίηση των απαραίτητων εργασιών συντήρησης και επισκευών μετά από συμβάντα βλαβών. Σε όλες τις χρονικές περιόδους του έτους, οι σταθμοί αυτοί λειτουργούν με την ελάχιστη τιμή της ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής τους ενώ οι τιμές της παραγόμενης ισχύος μπορούν να αυξηθούν σύμφωνα με τη σχετική στάθμη προτεραιότητας τους όταν η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι αυξημένη. Σημειώνεται ότι οι σταθμοί αυτοί είναι συνδυασμένου κύκλου που σημαίνει ότι η επιπρόσθετη παραγόμενη ισχύς θεωρείται ότι παράγεται από σταθμούς με κωδικό λειτουργίας Γ και, επομένως, εφαρμόζονται οι ίδιοι κανόνες για την επιπρόσθετη λειτουργία τους.

#### Κωδικός Λειτουργίας Ε

Αφορά τους σταθμούς παραγωγής που διαθέτουν ευέλικτες μονάδες παραγωγής (αεροστρόβιλους) αλλά έχουν πολύ μεγάλο κόστος παραγωγής. Για το λόγο αυτό, αναμένεται όπως ο συνολικός ετήσιος χρόνος λειτουργίας τους είναι σχετικά μικρός διότι αποτελούν την τελευταία εναλλακτική διαδικασία για την τροφοδότηση της ζήτησης φορτίου κατά τη διάρκεια των χρονικών περιόδων των αιχμών ζήτησης φορτίου και των καταστάσεων κινδύνου του συστήματος. Επίσης, σε αυτούς τους σταθμούς υπάρχει η δυνατότητα να πραγματοποιείται ένας μεγάλος αριθμός διακοπών της λειτουργίας τους χωρίς να προκαλούνται σημαντικές επιπτώσεις στη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού τους και της ταχείας μεταβολής (αύξησης, μείωσης) της παραγόμενης ισχύος τους διότι οι μονάδες παραγωγής τους έχουν ρυθμούς αύξησης και μείωσης φορτίου με μεγάλες αριθμητικές τιμές. Για τους παραπάνω λόγους, η μοντελοποίηση θεωρεί ότι η λειτουργία αυτών των σταθμών μπορεί να διακόπτεται οποιαδήποτε χρονική περίοδο του έτους εάν δεν απαιτείται για την τροφοδότηση της ζήτησης φορτίου σύμφωνα με τον κωδικό προτεραιότητας τους. Επίσης, οι μονάδες παραγωγής αυτών των σταθμών τίθενται σε κατάσταση λειτουργίας εάν απαιτείται για την τροφοδότηση της ζήτησης φορτίου του συστήματος σύμφωνα με τον κωδικό προτεραιότητας τους. Σε αυτές τις λειτουργικές καταστάσεις, υποτίθεται ότι η διαδικασία της έναρξης λειτουργίας τους μπορεί να μην ολοκληρωθεί με μία τιμή πιθανότητας αποτυχίας που καθορίζεται (μπορεί να είναι ίση με 0,02) [13]. Μετά από ένα τέτοιο συμβάν αποτυχίας, θεωρείται ότι η μονάδα παραγωγής τίθεται σε κατάσταση επισκευής.

## 3.2.2. Χαρακτηριστικά Λειτουργίας Μεγάλων Υδροηλεκτρικών Σταθμών Παραγωγής

Ο προγραμματισμός της λειτουργίας των μεγάλων ΥΗΣ μπορεί να διακριθεί σε δύο βασικές κατηγορίες ανάλογα με το χρονικό ορίζοντα στον οποίο αναφέρεται [19]. Υπάρχουν ο μεσοπρόθεσμος (medium-term) και μακροπρόθεσμος (long-term) προγραμματισμός που αφορούν μία χρονική περίοδο ενός ή περισσότερων ετών η οποία διακρίνεται σε επιμέρους χρονικά διαστήματα εβδομαδιαίας ή μηνιαίας διάρκειας. Επιπλέον, υπάρχει ο βραχυπρόθεσμος (short-term) προγραμματισμός που αναφέρεται σε μία χρονική περίοδο με διάρκεια από μία ημέρα έως μία εβδομάδα και η οποία διακρίνεται σε επιμέρους ωριαία διαστήματα. Σύμφωνα με τη μοντελοποίηση που έχει πραγματοποιηθεί, η λειτουργία των ΥΗΣ επιτρέπεται μόνο σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους της ημέρας, κατά τη διάρκεια του έτους, οι οποίες σχετίζονται με τις αντίστοιχες περιόδους των ημερήσιων αιχμών της ζήτησης φορτίου του συστήματος. Επίσης, η λειτουργία τους μπορεί να πραγματοποιείται σε οποιεσδήποτε άλλες χρονικές περιόδους της ημέρας έτσι ώστε να αποφεύγονται πλημμύρες και υπερχειλίσεις των ταμιευτήρων τους, να καλύπτονται οι υπάρχουσες ημερήσιες μηνιαίες υποχρεώσεις τους (άντληση, άρδευση - ύδρευση) και να τροφοδοτείται η ζήτηση φορτίου στις καταστάσεις κινδύνου του συστήματος.

Ο σημαντικότερος παράγοντας που επηρεάζει τη λειτουργική απόδοση των ΥΗΣ των συστημάτων είναι η υπάρχουσα διαθεσιμότητα των υδάτων στους ταμιευτήρες τους (βροχοπτώσεις). Για το σκοπό αυτό θεωρούνται τρία διαφορετικά σενάρια λειτουργίας τους που αφορούν το ξηρό, μεσαίο και υγρό ημερολογιακό έτος αντίστοιχα. Για κάθε τύπο υδρολογικού έτους καθορίζεται μία ετήσια καμπύλη που περιγράφει τον όγκο των αποθηκευμένων υδάτων (σε Mm<sup>3</sup> νερού ή σε ισοδύναμη αποθηκευμένη ενέργεια) η οποία είναι απαραίτητο να βρίσκεται στους ταμιευτήρες όλων των ΥΗΣ του συστήματος στο τέλος κάθε εβδομάδας του έτους (52 τιμές). Κατά τη διαμόρφωση της καμπύλης αυτής λαμβάνονται υπόψη πολλοί παράγοντες όπως είναι οι αντίστοιχες εβδομαδιαίες βροχοπτώσεις, η ζήτηση φορτίου του συστήματος, η ειδική κατανάλωση των μονάδων παραγωγής των ΥΗΣ, η διαθεσιμότητα των θερμικών μονάδων παραγωγής, κλπ. Η συγκεκριμένη καμπύλη έχει ιδιαίτερη σημασία για τον προγραμματισμό της λειτουργίας των ΥΗΣ του συστήματος αυτός χαθορίζεται ο μέγιστος αριθμός ωρών λειτουργίας των ΥΗΣ του συστήματος καθώς μέσω αυτής καθορίζεται ο μέγιστος αριθμός ωρών μονάδων παραγωγής των ΥΗΣ, η διαθεσιμότητα των θερμικών μονάδων παραγωγής, κλπ. Η συγκεκριμένη καμπύλη έχει ιδιαίτερη σημασία για τον προγραμματισμό της λειτουργίας των ΥΗΣ του συστήματος καθώς μέσω αυτής καθορίζεται ο μέγιστος αριθμός ωρών λειτουργίας πολλών συστημάτων με τις αντίστοιχες Δηλώσεις Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων [86].

Για τον προγραμματισμό της εβδομαδιαίας λειτουργίας των ΥΗΣ του συστήματος αναπτύχθηκε ένας ξεχωριστός αλγόριθμος ο οποίος λαμβάνει υπόψη την απαιτούμενη ποσότητα αποθηκευμένων υδάτων στους ταμιευτήρες των σταθμών και την πρόβλεψη των βροχοπτώσεων στο αντίστοιχο χρονικό διάστημα. Ο κύριος στόχος είναι ο υπολογισμός των ωρών που μπορεί να λειτουργήσει κάθε ΥΗΣ θεωρώντας όλους τους περιορισμούς που αφορούν τη διαχείριση των υδάτων και τη βέλτιστη υδροθερμική συνεργασία. Επιπλέον, στις περιπτώσεις των υδρολογικών αλυσίδων, που περιλαμβάνουν περισσότερους από έναν σταθμούς, ο υπολογισμός γίνεται για το σύνολο των σταθμών έτσι ώστε να αποφεύγονται οι υπερχειλίσεις των ταμιευτήρων τους. Η λειτουργία κάθε ΥΗΣ πραγματοποιείται κάθε εβδομάδα κατά τα χρονικά διαστήματα της ημέρας στα οποία σημειώνεται η αιχμή της ζήτησης φορτίου του συστήματος ή με σκοπό να καλυφθούν οι πιθανές ανεπάρκειες των υπόλοιπων μονάδων παραγωγής λόγω ενδεχομένων βλάβης. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται για κάθε σταθμό μέχρι να συμπληρωθεί ο μέγιστος αριθμός ωρών λειτουργίας που έχει υπολογισθεί για την αντίστοιχη εβδομάδα. Στο τέλος κάθε εβδομάδας, πραγματοποιείται ένας νέος υπολογισμός που αφορά τον προγραμματισμό της λειτουργίας για την επόμενη εβδομάδα προσομοίωσης. Η συγκεκριμένη διαδικασία δεν αφορά την υποχρεωτική λειτουργία των ΥΗΣ για την αποφυγή υπερχειλίσεων ή την άρδευση – ύδρευση, με αποτέλεσμα οι αντίστοιχες ώρες λειτουργίας για τους σκοπούς αυτούς να μη λαμβάνονται υπόψη.

Στο Σχήμα 3.1 φαίνονται οι τυπικές καμπύλες αποθηκευμένης ενέργειας στους ταμιευτήρες των ΥΗΣ του Ελληνικού συστήματος για κάθε τύπο υδρολογικού έτους. Όπως προκύπτει από τη σύγκριση των καμπυλών αυτών, τα αποθέματα νερού είναι υψηλότερα στη περίπτωση του υγρού υδρολογικού έτους και μειώνονται σταδιακά θεωρώντας το μεσαίο και το ξηρό υδρολογικό έτος. Επιπλέον, η μέγιστη τιμή κάθε καμπύλης παρατηρείται κατά τη διάρκεια των εβδομάδων που προηγούνται της χρονικής στιγμής ζήτησης της αιχμής του φορτίου του συστήματος (εβδομάδες με a/a 20 – 22). Το γεγονός αυτό οφείλεται στον προγραμματισμό που γίνεται και έχει ως στόχο την εξασφάλιση των απαιτούμενων ποσοτήτων νερού στους ταμιευτήρες των ΥΗΣ έτσι ώστε να καταναλωθούν για παραγωγή ενέργειας κατά τη διάρκεια των θερινών εβδομάδων του έτους, όταν σημειώνεται αύξηση της ζήτησης φορτίου του συστήματος αλλά οι αντίστοιχε εισροές υδάτων από τις βροχοπτώσεις είναι ιδιαίτερα μειωμένες. Επίσης, λόγω της ιδιαίτερης γεωλογικής διαμόρφωσης της Ελλάδας, ένα μεγάλο μέρος των εισροών υδάτων στους ταμιευτήρες των ΥΗΣ ατου χάγων των μεγάλων ορεινών όγκων, ένα φαινόμενο που παρατηρείται κατά το συγκεκριμένο χρονικός είδομάδες με a/a 12 – 18). Συνεπώς, οι εισροές που παρατηρούνται κατά το συγκεκριμένω νορονικό διάστημα είναι ιδιαίτερα αυξημένες με αποτέλεσμα και η αντίστοιχη ποσότητα αποθηκευμένων υδάτων να παρουσιάζει σχετική αύξηση.



Σχήμα 3.1. Τυπικές καμπύλες αποθηκευμένης ενέργειας στους ΥΗΣ του Ελληνικού συστήματος για κάθε εβδομάδα του έτους θεωρώντας τους τρεις τύπους υδρολογικού έτους

### 3.2.3. Μέθοδος Υπολογισμού της Παραγόμενης Ισχύος των Αιολικών Πάρκων

Σύμφωνα με σχετικές μελέτες, ο υπολογισμός της ετήσιας χρονολογικής καμπύλης της μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων, που εγκαθίστανται σε μία γεωγραφική περιοχή, μπορεί να πραγματοποιηθεί χρησιμοποιώντας μία κατάλληλη μέθοδο μοντελοποίησης και τις μέσες ωριαίες ταχύτητες του ανέμου που προέκυψαν από τις σχετικές μετρήσεις που έγιναν στις επιμέρους περιοχές για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα [87]. Λαμβάνοντας υπόψη την ανάλυση αυτή αναπτύχθηκε μία ιδιαίτερη υπολογιστική μέθοδος για τον καθορισμό της ωριαίας παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα των συστημάτων για κάθε ώρα προσομοίωσης.

Σε πρώτο βήμα, πραγματοποιείται μία προκαταρκτική ανάλυση του συστήματος η οποία αφορά μόνο τη λειτουργία των αιολικών πάρκων του. Για κάθε θεωρούμενη χρονική περίοδο προσομοίωσης του έτους (μία ώρα) εφαρμόζονται τα ακόλουθα τρία βήματα:

- Καθορίζεται η λειτουργική κατάσταση (λειτουργία, επισκευή, συντήρηση) των ανεμογεννητριών και προσδιορίζεται ο κατάλογος των ανεμογεννητριών που είναι διαθέσιμες (δεν ευρίσκονται σε καταστάσεις επισκευής ή συντήρησης).
- Προσδιορίζεται η τιμή της παραγόμενης ισχύος των ανεμογεννητριών για κάθε ομάδα ανεμογεννητριών του συστήματος θεωρώντας τον αριθμό των διαθέσιμων ανεμογεννητριών που ευρέθηκε προηγούμενα και την αντίστοιχη τιμή της σχετικής ετήσιας χρονολογικής καμπύλης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων που προέκυψε από τις σχετικές μελέτες ανάλυσης.
- Υπολογίζεται η συνολική παραγόμενη ισχύς για κάθε αιολικό πάρκο λαμβάνοντας υπόψη ένα συντελεστή μείωσης που χαρακτηρίζει τις εγκαταστάσεις σύνδεσης τους με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (περίπου 2%). Επίσης, υπολογίζεται η συνολική παραγόμενη ισχύς όλων των αιολικών πάρκων του συστήματος.

Θεωρώντας τα αποτελέσματα της παραπάνω ετήσιας χρονολογικής καμπύλης της συνολικής παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος, το βασικό αποτέλεσμα της προκαταρκτικής ανάλυσης του συστήματος είναι ο υπολογισμός των ισοδυνάμων τυπικών ημερήσιων καμπύλων για κάθε μήνα του έτους. Πιο συγκεκριμένα, προσδιορίζονται δύο καμπύλες που περιλαμβάνουν αντίστοιχα τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα (σε MW) και τις τυπικές αποκλίσεις τους (σε % της αντίστοιχης μέσης τιμής) για κάθε μήνα του έτους και για το συνολικό έτος. Προκύπτει ένα ζεύγος δεκατριών καμπυλών που έχουν 24 διακριτές τιμές η κάθε μία και αφορούν τις διαφορετικές ώρες του εικοσιτετραώρου. Αυτές οι καμπύλες παρουσιάζουν τη μεταβολή της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων κατά τη διάρκεια μίας τυπικής ημέρας κάθε μήνα του έτους και του συνολικού έτους. Επίσης, προσδιορίζονται οι αντίστοιχες τέσσερις καμπύλες της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων κατά τη διάρκεια μίας τυπικής ημέρας κάθε μήνα του έτους και του συνολικού έτους. Επίσης, προσδιορίζονται οι αντίστοιχες τέσσερις καμπύλες της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος από τα αιολικών πάρκων κατά τη διάρκεια μίας τυπικής ημέρας κάθε μήνα του έτους και του συνολικού έτους. Επίσης, προσδιορίζονται οι αντίστοιχες τέσσερις καμπύλες της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα που αφορούν τις εποχές του έτους. Δύο παρόμοια ζεύγη καμπυλών υπολογίζονται που αφορούν τις ωριαίες αυξήσεις και μειώσεις της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων. Στα διαγράμματα των Σχημάτων 3.2 – 3.6 παρουσιάζονται όλες οι καμπύλες που αναφέρονται προηγούμενα για ένα σύστημα με συνολική εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW.



Σχήμα 3.2. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε MW) για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW



Σχήμα 3.3. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε % της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος τους) για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW



Σχήμα 3.4. Τυπικές καμπύλες με την τυπική απόκλιση της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε % της αντίστοιχης παραγόμενης ισχύος τους) για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW



Σχήμα 3.5. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε % της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος τους) για μία ισοδύναμη ημέρα των τεσσάρων εποχών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW



Σχήμα 3.6. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της αύξησης και μείωσης της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε MW) για μία ισοδύναμη ημέρα του μήνα Αυγούστου θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ αιολικών πάρκων ίση με 1500 MW

Πρέπει να διευκρινιστεί ότι οι τιμές των καμπυλών αύξησης και μείωσης της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κάθε ώρας της ημέρας αφορούν τις μέσες τιμές των αντίστοιχων γεγονότων. Για παράδειγμα, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.6, όταν κατά τη διάρκεια της τέταρτης ώρας των ημερών του Αυγούστου παρατηρείται αύξηση της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος σε σχέση με την προηγούμενη ώρα, η μέση τιμή της αύξησης αυτής, είναι λίγο μεγαλύτερη από 50 MW. Η αντίστοιχη τιμή που αφορά τα γεγονότα μείωσης της παραγόμενης ισχύος, για την ίδια ώρα, είναι λίγο μικρότερη από 30 MW. Επιπλέον, για κάθε μήνα και για το σύνολο του έτους υπολογίζονται παρόμοιες καμπύλες οι οποίες αφορούν την τυπική απόκλιση της αύξησης και της μείωσης της παραγόμενης ισχύος κάθε ώρας (σε % ποσοστό της αντίστοιχης μέσης τιμής).

Τα παραπάνω τρία ζεύγη των τυπικών ημερήσιων καμπύλων κάθε μήνα (μέση τιμή και τυπική απόκλιση για την παραγόμενη ισχύ των αιολικών πάρκων του συστήματος και την αύξηση και τη μείωση αυτής) αποτελούν τα δεδομένα εισόδου μίας επιπρόσθετης μεθόδου υπολογισμού της ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων η οποία μοντελοποιεί τη μεταβλητότητα των ανεμολογικών χαρακτηριστικών κατά τη διάρκεια των διαφορετικών ωρών και ημερών κάθε μήνα. Αυτή η μέθοδος έχει ενσωματωθεί στην αναπτυχθείσα υπολογιστική μεθοδολογία. Επισημαίνεται ότι η μοντελοποίηση που εφαρμόζεται αποτελεί μία ρεαλιστική αναπαράσταση των χαρακτηριστικών της μεταβλητότητας της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων για αναλύσεις που έχουν μακροπρόθεσμο ορίζοντα και αφορούν θέματα σχεδιασμού του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

Για τον υπολογισμό της συνολικής παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα του συστήματος αναπτύχθηκε ένας κατάλληλος αλγόριθμος που χρησιμοποιεί κατάλληλους τυχαίους αριθμούς και λαμβάνει υπόψη τις μεταβολές της παραγόμενης ισχύος (αύξηση ή μείωση) σε σχέση με τη προηγούμενη τιμή που υπολογίστηκε. Τα κύρια βήματα αυτού του αλγόριθμου για κάθε χρονικό διάστημα προσομοίωσης i (μία ώρα) είναι τα ακόλουθα:

- Υπολογίζεται η αρχική τιμή της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων (Pw<sub>iapx</sub>) θεωρώντας την κανονική κατανομή και λαμβάνοντας υπόψη τη μέση τιμή και την τυπική απόκλιση αυτής για την αντίστοιχη ώρα προσομοίωσης.
- Η τιμή Pw<sub>iapx</sub> συγκρίνεται με την τελική τιμή της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων που θα καθορίστηκε για την προηγούμενη ώρα i-1 (Pw<sub>i-1τελ</sub>) και προσδιορίζεται εάν υπάρχει αύξηση ή μείωση ισχύος.
  - 2α. Στην περίπτωση αύξησης ισχύος, δηλαδή Pw<sub>iarx</sub>>Pw<sub>i-1τελ</sub>, υπολογίζεται η τιμή της αύξησης ισχύος (P<sub>avξi</sub>) θεωρώντας ότι η τιμή αυτή ακολουθεί την κανονική κατανομή με μέση τιμή και τυπική απόκλιση που έχουν ευρεθεί για τον αντίστοιχο μήνα και την αντίστοιχη ώρα της ημέρας.
    - Εάν ευρεθεί  $P_{\alpha \nu \xi i} > 0$  και
      - εάν  $Pw_{iarg} ≤ Pw_{i-1 τελ} + P_{ανξi}$ , ορίζεται ως παραγόμενη ισχύς αιολικών πάρκων:

#### $\mathbf{P}\mathbf{W}_{i\tau\epsilon\lambda} = \mathbf{P}\mathbf{W}_{i\alpha\rho\chi}$

• εάν  $Pw_{iarc} > Pw_{i-1\tau\epsilon\lambda} + P_{au\xi i}$ , ορίζεται ως παραγόμενη ισχύς αιολικών πάρκων:

#### $\mathbf{P}\mathbf{w}_{\mathbf{i}\tau\epsilon\lambda} = \mathbf{P}\mathbf{w}_{\mathbf{i}\cdot\mathbf{1}\tau\epsilon\lambda} + \mathbf{P}_{\alpha\nu\xi\mathbf{i}}.$

- Εάν ευρεθεί  $P_{\alpha \nu \xi i} \leq 0$ , ορίζεται ως παραγόμενη ισχύς αιολικών πάρκων:

### $Pw_{i\tau\epsilon\lambda} = Pw_{i-1\tau\epsilon\lambda} + μέση τιμή αύξησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων$ για την αντίστοιχη ώρα του μήνα, i.

- 2β. Στην περίπτωση μείωσης ισχύος, δηλαδή Pw<sub>iapx</sub><Pw<sub>i-1τελ</sub>, υπολογίζεται η τιμή της μείωσης ισχύος (P<sub>μετωi</sub>) θεωρώντας ότι η τιμή αυτή ακολουθεί την κανονική κατανομή με μέση τιμή και τυπική απόκλιση που έχουν ευρεθεί για τον αντίστοιχο μήνα και την αντίστοιχη ώρα της ημέρας.
  - Εάν ευρεθεί Ρ<sub>μειωί</sub> >0 και
    - εάν  $Pw_{iarc} \ge Pw_{i-1τελ}$   $P_{μειωi}$ , ορίζεται ως παραγόμενη ισχύς αιολικών πάρκων:

$$\mathbf{P}\mathbf{W}_{\mathbf{i}\boldsymbol{\tau}\boldsymbol{\epsilon}\boldsymbol{\lambda}} = \mathbf{P}\mathbf{W}_{\mathbf{i}\boldsymbol{\alpha}\boldsymbol{\rho}\boldsymbol{\chi}}.$$

• εάν  $Pw_{iapx} < Pw_{i-1\tau\epsilon\lambda}$ -  $P_{\mu\epsilon\omega i}$ , ορίζεται ως παραγόμενη ισχύς αιολικών πάρκων:

$$\mathbf{P}\mathbf{W}_{\mathbf{i}\tau\epsilon\lambda} = \mathbf{P}\mathbf{W}_{\mathbf{i}\cdot\mathbf{1}\tau\epsilon\lambda} - \mathbf{P}_{\mu\epsilon\iota\omega\mathbf{i}}.$$

- Εάν ευρεθεί  $P_{\mu \epsilon \omega i} \leq 0$ , ορίζεται ως παραγόμενη ισχύς αιολικών πάρκων:

Pw<sub>iτελ</sub> = Pw<sub>i-1τελ</sub>- μέση τιμή μείωσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων για την αντίστοιχη ώρα του μήνα, i.

Η συγκεκριμένη μεθοδολογία υπολογισμού έχει ως αποτέλεσμα τον περιορισμό των πολύ μεγάλων αριθμητικών μεταβολών (αύξηση, μείωση) της ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος. Στο Σχήμα 3.7 φαίνεται το ιστόγραμμα των μεταβολών αυτών που προέκυψε από την προσομοίωση ενός συστήματος με αιολικά πάρκα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ίσης με 3000 MW. Προκύπτει ότι τα γεγονότα αύξησης αφορούν ισχύ μέχρι 175 MW σε ποσοστό 94,7% περίπου, ενώ αντίστοιχο συμπέρασμα προκύπτει σχετικά με τα γεγονότα μείωσης. Πρόκειται για τιμές που θεωρούνται αρκετά ρεαλιστικές.



Σχήμα 3.7. Ραβδογράμματα της αθροιστικής πιθανότητας να συμβούν οι μεταβολές (αύξηση, μείωση) της μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων για διαδοχικές ώρες στη διάρκεια ενός έτους θεωρώντας συνολική εγκατεστημένη ισχύ ίση με 3000MW.

### 3.2.4. Μέθοδος Υπολογισμού της Παραγόμενης Ισχύος των Φωτοβολταϊκών Σταθμών

Οι Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (Φ/Β) που εγκαθίστανται σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν πολύ μεγάλη διασπορά σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία είναι ασφαλώς μεγαλύτερη από αυτή των αιολικών πάρκων ενώ ο αριθμός τους είναι επίσης πολύ μεγαλύτερος. Το γεγονός αυτό σημαίνει ότι δε μπορεί να προσομοιωθεί η λειτουργία τους θεωρώντας τις χρονοσειρές της παραγόμενης ισχύος ή της ηλιακής ακτινοβολίας οι οποίες θα αφορούν συγκεκριμένες θέσεις εγκατάστασης. Μία τέτοια ανάλυση θα προκαλούσε πολύ δυσμενή αποτελέσματα ως προς τη μέγιστη τιμή και τη μεταβλητότητα της ισχύος τους, αφού δε θα λαμβάνει υπόψη την εξομάλυνση λόγω της γεωγραφικής διασποράς. Για το λόγο αυτό, στα πλαίσια της παρούσας διατριβής, εφαρμόζεται μία προσεγγιστική μοντελοποίηση της λειτουργίας των Φ/Β σταθμών η οποία προσομοιώνει ρεαλιστικά την ημερήσια λειτουργία τους.

Το αρχικό δεδομένο εισόδου είναι μία ετήσια χρονολογική καμπύλη της παραγόμενης ισχύος των Φ/Β σταθμών η οποία περιλαμβάνει 8760 τιμές που εκφράζονται σε εκατοστιαία ποσοστά της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος τους. Επιπρόσθετα, πραγματοποιείται μία προκαταρκτική ανάλυση της λειτουργίας των Φ/Β σταθμών εφαρμόζοντας την αντίστοιχη διαδικασία των αιολικών πάρκων, που περιγράφεται στην προηγούμενη ενότητα 3.2.3, η οποία υπολογίζει τρία ζεύγη τυπικών ημερήσιων καμπυλών (24 τιμές) για κάθε μήνα του έτους (12 καμπύλες). Κάθε ζεύγος καμπυλών αφορά τις μέσες τιμές και τις τυπικές αποκλίσεις ενώ τα τρία ζεύγη αφορούν την παραγόμενη ισχύ, την αύξηση και τη μείωσή της στις διαδοχικές ώρες. Θεωρώντας την παραπάνω μοντελοποίηση της λειτουργίας των Φ/Β σταθμών, υπολογίζεται επιπρόσθετα η παραγόμενη ισχύς των Φ/Β σταθμών εφαρμόζοντας την αντίστοιχη εξειδικευμένη μέθοδο υπολογισμού η οποία προστίθεται στην τιμή της συνολικής ισχύος που υποχρεωτικά πρέπει να απορροφηθεί από το σύστημα. Η χρησιμοποίηση των μέσων ημερήσιων καμπυλών για κάθε μήνα αφαιρεί την έντονη χρονική μεταβλητότητα που σχετίζεται με τη σημειακή μέτρηση της ακτινοβολίας ή της ισχύος και περιορίζει τη μέγιστη συνολική παραγόμενη ισχύ η οποία θα είναι πολύ μικρότερη στην περίπτωση εγκατάστασης ενός μεγάλου αριθμού μικρών Φ/Β σταθμών. Στο διάγραμμα του Σχήματος 3.8 φαίνονται οι μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των Φ/Β σταθμών του συστήματος για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας ότι η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β σταθμών είναι ίση με 100MW.



Σχήμα 3.8. Τυπικές καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των Φ/Β σταθμών ενός συστήματος για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ ίση με 100MW

#### 3.2.5. Κριτήρια Ασφαλούς Λειτουργίας του Συστήματος

Η ένταξη των μονάδων παραγωγής του συστήματος πραγματοποιείται σε κάθε ώρα προσομοίωσης έτσι ώστε να καλυφθεί η αντίστοιχη ζήτηση φορτίου, λαμβάνοντας υπόψη τους υπάρχοντες λειτουργικούς περιορισμούς. Επιπλέον, οι μονάδες παραγωγής που ευρίσκονται σε λειτουργία καλούνται να ικανοποιήσουν συγκεκριμένα κριτήρια, απαραίτητα για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Τα

κριτήρια αυτά ονομάζονται Κριτήρια Αξιοπιστίας ή Κριτήρια Ασφαλούς Λειτουργίας του συστήματος και αναλύονται στη συνέχεια:

#### Κριτήρια Αξιοπιστίας 1 και 2

Ένα γενικό κριτήριο που εφαρμόζεται είναι το Κριτήριο Αξιοπιστίας 1 σύμφωνα με το οποίο η ποσότητα ισχύος της στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με τη μέγιστη τιμή της παραγόμενης ισχύος από μία μονάδα παραγωγής (κριτήριο N-1). Πρόκειται για ένα κριτήριο που εφαρμόζεται ευρέως σε πολλά διασυνδεδεμένα συστήματα και δίνει τη δυνατότητα να αντιμετωπίζονται επιτυχώς τα γεγονότα βλάβης που συμβαίνουν στις μονάδες παραγωγής τους. Όμως, η εφαρμογή του κριτηρίου αυτού καταλήγει σε ιδιαίτερα υψηλό κόστος παραγωγής του συστήματος λόγω της αυξημένης τιμής στρεφόμενης εφεδρείας που Κριτηρίου Ν-1 και, για το λόγο αυτό, συχνά εφαρμόζεται το Κριτήριο Αξιοπιστίας 2 σύμφωνα με το οποίο η στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος ισούται είτε με μία σταθερή τιμή που αφορά συγκεκριμένα χαρακτηριστικά του συστήματος και προκύπτει από σχετικές μελέτες και αναλύσεις ή με ένα συγκεκριμένο ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου (π.χ. 10% ή 15%).

#### Κριτήριο Αξιοπιστίας 3

Σύμφωνα με το Κριτήριο Αξιοπιστίας 3, η ποσότητα της στρεφόμενης εφεδρείας ισχύος του συστήματος πρέπει να είναι μεγαλύτερη από μία συγκεκριμένη τιμή ισχύος (σε MW) έτσι ώστε να αντιμετωπίζονται τα προβλήματα που θα συμβούν μετά από μία ενδεχόμενη ξαφνική και σημαντική μείωση της συνολικής παραγόμενης ισχύος των ανεμογεννητριών. Αυτή η μείωση μπορεί να οφείλεται στη σημαντική μείωση της ταχύτητας του ανέμου σε διάφορες γεωγραφικές περιοχές ή στην αύξηση της ταχύτητας του ανέμου έτσι ώστε να υπερβαίνει τα όρια αποκοπής της λειτουργίας των Α/Γ που θα προκαλέσουν διακοπές της λειτουργίας τους. Η εφαρμοζόμενη τιμή για το Κριτήριο Αξιοπιστίας 3 μπορεί να θεωρηθεί ότι είναι ίση με ένα συγκεκριμένο ποσοστό της αντίστοιχης παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος ή ίση με μία σταθερή τιμή. Στη δεύτερη περίπτωση, ένας τρόπος καθορισμού της τιμής αυτής λαμβάνει υπόψη τα γεγονότα μείωσης της αιολικής παραγωγής που παρατηρούνται με αυξημένη πιθανότητα (π.χ. μείωση κατά συγκεκριμένη ποσότητα ισχύος σε ποσοστό 95% του συνόλου των γεγονότων μείωσης). Σημειώνεται ότι η αύξηση της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της τιμής του κριτηρίου αυτού. Η μοντελοποίηση που έχει πραγματοποιηθεί υποθέτει ότι, τελικά, από τα τρία παραπάνω κριτήρια λαμβάνεται η μεγαλύτερη τιμή η οποία καθορίζει την επιθυμητή στάθμη της στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος και στη συνέχεια υπολογίζονται οι αντίστοιχοι δείκτες [88]. Όταν η διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ικανοποιεί τις απαιτήσεις του εφαρμοζόμενου κριτηρίου, το σύστημα θεωρείται ότι ευρίσκεται στην κατάσταση ασφαλούς λειτουργίας (healthy state). Σε αντίθετη περίπτωση, και εφόσον καλύπτεται η αντίστοιχη ζήτηση φορτίου, το σύστημα θεωρείται ότι ευρίσκεται στην κατάσταση οριακής λειτουργίας (marginal state). Επιπλέον, υπολογίζονται κατάλληλοι δείκτες που εκτιμούν τις ενδεχόμενα υπάρχουσες αυξημένες τιμές της στρεφόμενης εφεδρείας όπως καθορίζονται από το Κριτήριο Αξιοπιστίας 3 σε σχέση με το Κριτήριο Αξιοπιστίας 1 ή 2 για να ποσοτικοποιηθούν οι επιπτώσεις της αιολικής διείσδυσης στον καθορισμό της στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας.

### Κριτήριο Αξιοπιστίας 4

Το Κριτήριο Αξιοπιστίας 4 αφορά την ικανότητα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας να αντιμετωπίζει τα προβλήματα που θα συμβούν μετά από μία ενδεχόμενη ξαφνική και σημαντική αύξηση της συνολικής παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων η οποία μπορεί να οφείλεται στη σημαντική αύξηση της ταχύτητας του ανέμου σε διάφορες γεωγραφικές περιοχές. Για το σκοπό αυτό πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα της ταχείας μείωσης της παραγόμενης ισχύος εξόδου κατάλληλων μονάδων παραγωγής που ευρίσκονται σε κατάσταση λειτουργίας και καλούνται μονάδες ρύθμισης. Πρέπει να σημειωθεί ότι αυτές οι συμβατικές μονάδες παραγωγής θα πρέπει να έχουν τη δυνατότητα

της ταχείας μείωσης της παραγόμενης ισχύος εξόδου τους ενώ ο εξοπλισμός τους θα πρέπει να μπορεί να ανθίσταται στις καταπονήσεις που προκαλούνται από τις πολύ συχνές μεταβολές της ισχύος εξόδου τους (μείωση, αύξηση) σε μικρά χρονικά διαστήματα. Ως μονάδες ρύθμισης χρησιμοποιούνται συνήθως οι μονάδες παραγωγής των υδροηλεκτρικών σταθμών και των σταθμών συνδυασμένου κύκλου καθώς και οι αεροστρόβιλοι που έχουν ρυθμούς μείωσης της παραγόμενης ισχύος εξόδου τους με μεγάλες αριθμητικές τιμές. Αντίθετα, πιστεύεται ότι οι μονάδες παραγωγής των θερμικών σταθμών με ατμοστρόβιλους που χρησιμοποιούν στερεά καύσιμα δεν έχουν αυτές τις δυνατότητες χωρίς να προκληθούν σημαντικές επιπτώσεις στη διάρκεια ζωής του μηχανολογικού εξοπλισμού τους και, γενικότερα, στη λειτουργική απόδοσή τους. Ο καθορισμός της εφαρμοζόμενης τιμής για το Κριτήριο αξιοπιστίας 4 πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη τα γεγονότα αύξησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος που παρατηρούνται με αυξημένη πιθανότητα (π.χ. γεγονότα που αφορούν συγκεκριμένη ποσότητα αύξησης της παραγόμενης ισχύος σε ποσοστό 95% του συνόλου των γεγονότων αύξησης). Η αύξηση της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της αντίστοιχης εφαρμοζόμενης τιμής του κριτηρίου. Η διαφορά του αθροίσματος της παραγόμενης ισχύος εξόδου των μονάδων ρύθμισης και του αθροίσματος των ελαγίστων τιμών της ισγύος εξόδου τους πρέπει να είναι μεγαλύτερη από μία καθορισμένη τιμή ισγύος (σε MW) που χαρακτηρίζει το Κριτήριο Αξιοπιστίας 4 (αρνητική στρεφόμενη εφεδρεία). Η εφαρμογή του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 δημιουργεί την απαίτηση εξέτασης των λειτουργικών καταστάσεων του στις οποίες αυτό το κριτήριο δεν ικανοποιείται. Σε αυτές τις λειτουργικές καταστάσεις, δεν υπάρχει η δυνατότητα της ταχείας μείωσης της παραγόμενης ισχύος εξόδου από κατάλληλες μονάδες παραγωγής που ευρίσκονται σε λειτουργία. Αυτό σημαίνει ότι το σύστημα δεν μπορεί να ανταποκριθεί με επάρκεια στα αντίστοιχα συμβάντα και ευρίσκεται σε κατάσταση ανάγκης. Είναι αδύνατο να αποφευχθεί ολοκληρωτικά η εμφάνιση των συμβάντων τέτοιων λειτουργικών καταστάσεων με την εφαρμογή κατάλληλων πρακτικών. Για παράδειγμα αυτό συμβαίνει όταν όλες οι μονάδες παραγωγής των συμβατικών σταθμών λειτουργούν με την ελάχιστη τιμή της ισχύος εξόδου τους και δεν απορροφάται η συνολική παραγόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων. Επιπλέον, ορισμένα γεγονότα μη κάλυψης του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 αφορούν καταστάσεις κατά τις οποίες μία ή περισσότερες μονάδες ρύθμισης ευρίσκονται σε καταστάσεις βλάβης ή συντήρησης και οι υπόλοιπες μονάδες που ευρίσκονται σε λειτουργία δεν έχουν τη δυνατότητα να ικανοποιήσουν τις αντίστοιχες απαιτήσεις. Είναι φανερό ότι τα χαρακτηριστικά συχνότητας και διάρκειας αυτών των λειτουργικών καταστάσεων επηρεάζονται από τη θεωρούμενη στάθμη της αιολικής διείσδυσης. Η ικανοποίηση των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 αποτελεί ένα σημαντικό χαρακτηριστικό της λειτουργίας του συστήματος όταν υπάρχει σημαντική στάθμη αιολικής διείσδυσης. Για την αποτελεσματική αντιμετώπιση των προκαλούμενων επιπτώσεων είναι απαραίτητο να ληφθεί μία απόφαση για τη μη απορρόφηση της επιπρόσθετης παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα η οποία θα υπερβαίνει το σχετικό όριο που καθορίζεται από το Κριτήριο Αξιοπιστίας 4.

#### 3.2.6. Γεγονότα Μη Απορρόφησης της Παραγόμενης Ισχύος των Αιολικών Πάρκων

Υποτίθεται ότι το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι υποχρεωμένο να απορροφήσει τη συνολική παραγόμενη ισχύ των ανεμογεννητριών που είναι συνδεδεμένες σε αυτό ως αποτέλεσμα της εφαρμογής της υφιστάμενης σχετικής νομοθεσίας. Επομένως, η αντίστοιχη μέση ωριαία ζήτηση φορτίου του συστήματος ικανοποιείται πάντοτε λαμβάνοντας υπόψη σε πρώτη προτεραιότητα τη σχετική ποσότητα της παραγόμενης μέσης ωριαίας ισχύος των αιολικών πάρκων. Όμως, αυτή η υποχρέωση απορρόφησης δεν μπορεί να εφαρμοσθεί πλήρως όταν υπάρχουν ιδιαίτερα τεχνικά προβλήματα λειτουργίας του συστήματος τα οποία θα πρέπει να καθορίζονται με ακρίβεια. Μία τέτοια λειτουργική κατάσταση αφορά τη λειτουργία των μονάδων παραγωγής των θερμικών σταθμών που τροφοδοτούν το φορτίο βάσης με μία στάθμη παραγόμενης ισχύος τους που πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με την αντίστοιχη ελάχιστη τιμή της ισχύος

εξόδου τους. Άλλες παρόμοιες λειτουργικές καταστάσεις προκύπτουν από την υποχρεωτική απορρόφηση της ισχύος που παράγεται από τους συμπαραγωγικούς σταθμούς, τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς για αντλητικούς και αρδευτικούς σκοπούς και τους σταθμούς που χρησιμοποιούν συγκεκριμένους τύπους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (φωτοβολταϊκοί σταθμοί, μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί - MYHE, μικροί συμπαραγωγικοί σταθμοί - CP, σταθμοί με καύσιμο βιομάζα - BI). Επιπλέον, συγκεκριμένες λειτουργικές καταστάσεις κατά τις οποίες δεν απορροφάται πλήρως η συνολική παραγόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων αφορούν την εξασφάλιση της απαιτούμενης ποσότητας ισχύος για την ικανοποίηση του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4, όπως περιγράφεται στην ενότητα 3.2.4 του παρόντος Κεφαλαίου ή καταστάσεις κατά τις οποίες τις λειτουργικές καταστάσεις υποτίθεται ότι η πλεονάζουσα παραγόμενη ισχύς από τα αιολική παραγώμενη τιμή του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4. Σε όλες αυτές τις λειτουργικές καταστάσεις υποτίθεται ότι η πλεονάζουσα παραγόμενη ισχύς από αυτό με κατάλληλες συνεννοήσεις ανάλογα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά των εγκατεστημένων Α/Γ. Αναλυτικά, τα τεχνικά αίτια της μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος από αιολικά πάρκα παρουσιάζονται σε μία συγκεντρωτική μορφή στον Πίνακα 3.1.

Αίτιο	Περιγραφή		
Ι	Αφορά τη συνολική παραγόμενη ισχύ των μονάδων παραγωγής του συστήματος που πρέπει να λειτουργούν υποχρεωτικά (τεχνικά ελάχιστα θερμικών μονάδων τροφοδότησης φορτίου βάσης, υποχρεωτική λειτουργία ΥΗΣ, φωτοβολταϊκοί σταθμοί και υπόλοιπες ΑΠΕ)		
II	Αφορά την επιπρόσθετη παραγόμενη ισχύ των μονάδων ρύθμισης σύμφωνα με το σχετικό Κριτήριο Αξιοπιστίας 4 (αρνητική στρεφόμενη εφεδρεία)		
ш	Αφορά τις απαιτήσεις των μονάδων παραγωγής (τεχνικά ελάχιστα) που παρέχουν τη στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος σύμφωνα με τα Κριτήρια Αξιοπιστίας 1 ή 2 και 3		
IV	Αφορά τη ξαφνική αύξηση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα (όριο μεταβολών)		

Πίνακας 3.1. Τεχνικά αίτια μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων

# 3.3. Προσομοίωση Λειτουργίας των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τα χαρακτηριστικά μοντελοποίησης της λειτουργίας των συμβατικών σταθμών παραγωγής, των αιολικών πάρκων και των φωτοβολταϊκών σταθμών του συστήματος, που παρουσιάζονται στα προηγούμενα τμήματα 3.2.1 έως 3.2.6 του παρόντος Κεφαλαίου, λαμβάνονται υπόψη στην ανάπτυξη μίας κατάλληλης μεθοδολογίας προσομοίωσης της λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή η διαδικασία προσομοίωσης επαναλαμβάνεται για όλες τις ωριαίες χρονικές περιόδους κατά τη διάρκεια ενός ημερολογιακού έτους (8760 ώρες) υπολογίζοντας όλους τους κατάλληλους δείκτες του συστήματος. Η συνολική διαδικασία επαναλαμβάνεται για έναν αρκετά σημαντικό αριθμό ετών έτσι ώστε τα ευρεθέντα αποτελέσματα να έχουν ικανοποιητική ακρίβεια ενώ εφαρμόζεται η τεχνική μείωσης της διασποράς με αντίθετες μεταβλητές κατά τη διαδικασία παραγωγής των τυχαίων αριθμών.

Σε κάθε θεωρούμενη χρονική περίοδο προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος, εφαρμόζεται ένας κατάλληλος αλγόριθμος που προσομοιώνει την εφαρμοζόμενη διαδικασία ένταξης των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής θεωρώντας μόνο τις μονάδες παραγωγής οι οποίες δεν ευρίσκονται σε καταστάσεις επισκευής και συντήρησης. Αυτός ο αλγόριθμος προσδιορίζει τον κατάλληλο αριθμό των συμβατικών

μονάδων παραγωγής που θα θεωρούνται σε κατάσταση λειτουργίας για την τροφοδότηση της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος και την ικανοποίηση των απαιτήσεων που προκύπτουν από την εφαρμογή των θεωρούμενων Κριτηρίων Αξιοπιστίας. Από τη ζήτηση φορτίου του συστήματος αφαιρείται η ποσότητα ισχύος που θεωρείται ότι τροφοδοτείται από την παραγόμενη ισχύ των αιολικών πάρκων, των φωτοβολταϊκών σταθμών και των μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούν άλλες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (MYHE, CP, BI). Ο αλγόριθμος που αναπτύχθηκε λαμβάνει υπόψη τη χρονική περίοδο ανάλυσης, αν πρόκειται δηλαδή για κανονικές ημέρες της εβδομάδας ή ημέρες των Σαββατοκύριακων, με αποτέλεσμα να παρατηρούνται κάποιες σχετικές διαφοροποιήσεις στη διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής. Αναλυτικά, τα βήματα υλοποίησης του αλγόριθμου ένταξης των μονάδων παραγωγής είναι τα ακόλουθα:

- Προσδιορίζεται ο κατάλογος των μονάδων παραγωγής των ΘΗΣ και ΥΗΣ που είναι διαθέσιμες για λειτουργία (δεν ευρίσκονται σε κατάσταση επισκευής ή συντήρησης).
- 2) Θεωρείται η τιμή της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας (Κριτήριο Αξιοπιστίας 2) ή, εάν δεν έχει καθορισθεί μία τέτοια τιμή, υπολογίζεται η τιμή της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας που αφορά το κριτήριο ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος (Κριτήριο Αξιοπιστίας 1). Επίσης, θεωρείται η καθορισμένη τιμή της στρεφόμενης εφεδρείας που αφορά τα γεγονότα ξαφνικής μείωσης της συνολικής παραγόμενης ισχύος από ανεμογεννήτριες (Κριτήριο Αξιοπιστίας 3). Η εφαρμοζόμενη τιμή της στρεφόμενης εφεδρείας είναι η μεγαλύτερη τιμή που προκύπτει θεωρώντας το Κριτήριο Αξιοπιστίας 1 ή 2 και το Κριτήριο Αξιοπιστίας 3.
- Υπολογίζεται η συνολική παραγόμενη ισχύς των φωτοβολταϊκών σταθμών εφαρμόζοντας τη μέθοδο που παρουσιάζεται στο τμήμα 3.2.4 του παρόντος Κεφαλαίου.
- 4) Οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής των θερμικών σταθμών που θεωρούνται ως μονάδες τροφοδότησης του φορτίου βάσης του συστήματος εντάσσονται στη διαδικασία τροφοδότησης του με την ελάχιστη τιμή της παραγόμενης ισχύος εξόδου τους. Προσδιορίζεται η τιμή της συνολικής παραγόμενης ισχύος τους. Επίσης, υπολογίζεται η τιμή της συνολικής ισχύος που υποχρεωτικά πρέπει να απορροφηθεί από το σύστημα η οποία παράγεται από:
  - τους συμπαραγωγικούς σταθμούς
  - τους μεγάλους ΥΗΣ για την υποχρεωτική λειτουργία τους που αφορά αρδευτικούς σκοπούς ή σκοπούς αποφυγής πλημμυρών και υπερχειλίσεων των ταμιευτήρων τους
  - τους σταθμούς που χρησιμοποιούν συγκεκριμένους τύπους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (MYHE, CP, BI)
- 5) Οι μονάδες παραγωγής των σταθμών συνδυασμένου κύκλου που λειτουργούσαν κατά τη διάρκεια του προηγούμενου χρονικού διαστήματος προσομοίωσης (ώρα) θεωρούνται ότι λειτουργούν στην ελάχιστη τιμή της παραγόμενης ισχύος εξόδου τους. Η διαδικασία αυτή πραγματοποιείται κατά τη διάρκεια των καθημερινών ημερών της εβδομάδας έτσι ώστε να αποφευχθεί ένα γεγονός διακοπής της λειτουργίας τους, όπως περιγράφεται στο τμήμα 3.2 του παρόντος Κεφαλαίου. Κατά την προσομοίωση της πρώτης ώρας του Σαββατοκύριακου κάθε εβδομάδας, το συγκεκριμένο βήμα τροποποιείται ελαφρώς καθώς πραγματοποιείται μία πρόβλεψη της ζήτησης του φορτίου του συστήματος για όλη τη διάρκεια του Σαββατοκύριακου, λαμβάνοντας υπόψη διάφορους παράγοντες όπως είναι η διαθεσιμότητα των θερμικών σταθμών παραγωγής, η αβεβαιότητα της διαθέσιμης ισχύος από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, κλπ. Η συγκεκριμένη πρόβλεψη χρησιμοποιείται για να καθορισθούν οι μονάδες παραγωγής των σταθμών συνδυασμένου κύκλου που χρειάζεται να συνεχίσουν τη λειτουργία τους, εφόσον λειτουργούσαν την προηγούμενη ώρα, έτσι ώστε να καλυφθεί η αιχμή της ζήτησης φορτίου του συστήματος του τρέχοντος Σαββατοκύριακου. Οι υπόλοιπες μονάδες που λειτουργούσαν κατά τη διάρκεια του προηγούμενου χρονικού διαστήματος προσομοίωσης, το οποίο είναι η τελευταία ώρα των καθημερινών ημερών της εβδομάδας, υποτίθεται ότι διακόπτουν τη λειτουργία τους (σβέση). Μετά την προσομοίωση της ώρας που αντιστοιχεί στη ζήτηση της αιχμής του Σαββατοκύριακου, οι μονάδες παραγωγής των σταθμών συνδυασμένου κύκλου που συνέχιζαν να

λειτουργούν μπορεί να διακόψουν τη λειτουργία τους ή να συνεχίσουν να λειτουργούν, ανάλογα με τη τιμή της ωριαίας ζήτησης του φορτίου και τις αντίστοιχες απαιτήσεις του συστήματος. Εάν για οποιοδήποτε λόγο (π.χ. εσφαλμένη πρόβλεψη της ζήτησης φορτίου) κάποια μονάδα παραγωγής των σταθμών συνδυασμένου κύκλου απαιτείται να ξεκινήσει να λειτουργεί κατά τη διάρκεια ενός Σαββατοκύριακου, υποτίθεται ότι η μονάδα αυτή δε μπορεί να διακόψει τη λειτουργία της μέχρι το τέλος του Σαββατοκύριακου, παρά μόνο εάν προκύψουν έκτακτες καταστάσεις στη λειτουργία του συστήματος (π.χ. πολύ χαμηλή ζήτηση φορτίου). Στην περίπτωση αυτή, το συγκεκριμένο γεγονός σβέσης καταγράφεται ως μία προβληματική κατάσταση στη λειτουργία των σταθμών συνδυασμένου κύκλου δείκτες.

- 6) Κατάλληλες μονάδες παραγωγής του συστήματος, οι οποίες έχουν τη δυνατότητα να μειώσουν ταχύτατα την παραγόμενη ισχύ τους (μονάδες ρύθμισης), τίθενται σε λειτουργία σε κατάλληλα επίπεδα φόρτισης έτσι ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4.
- Υπολογίζεται η συνολική παραγόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων εφαρμόζοντας την μέθοδο που μέθοδο που παρουσιάζεται στο τμήμα 3.2.3 του παρόντος Κεφαλαίου.
- 8) Εάν το άθροισμα των υπολογιζόμενων τιμών της συνολικής παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων (βήμα 7) και της συνολικής παραγόμενης ισχύος των σταθμών παραγωγής του συστήματος που πρέπει να λειτουργούν υποχρεωτικά (βήματα 3 έως 6) είναι μεγαλύτερο από την αντίστοιχη ζήτηση φορτίου, η υπάρχουσα διαφορά αφορά την παραγόμενη ισχύ των αιολικών πάρκων που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα και πρέπει να μειωθεί ή να εξαχθεί από το σύστημα με κατάλληλες συνεννοήσεις. Υποτίθεται ότι δίνονται οι κατάλληλες εντολές μείωσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων και υπολογίζεται η συνολική παραγόμενη ισχύς τους που παρέχεται στο σύστημα για την τροφοδότηση της ζήτησης φορτίου του.
- 9) Προσδιορίζεται η παραγόμενη ισχύς εξόδου κάθε μονάδας παραγωγής των θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη τη σειρά προτεραιότητας για ένταξη τους, έτσι ώστε να τροφοδοτείται η συνολική ζήτηση φορτίου του συστήματος (εξαιρουμένου του μέρους της που τροφοδοτείται από τη συνολική παραγόμενη ισχύ των αιολικών πάρκων). Η τιμή της παραγόμενης ισχύος των μονάδων παραγωγής δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από ένα συγκεκριμένο εκατοστιαίο ποσοστό της αντίστοιχης μέγιστης τιμής της, έτσι ώστε η διαφορά τους να χρησιμοποιείται για τις ανάγκες της ρύθμισης της συχνότητας του συστήματος (για παράδειγμα 98%). Αυτή η πρακτική δεν εφαρμόζεται όταν υπάρχει έλλειψη παραγόμενης ισχύος για την τροφοδότηση της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου (κατάσταση κινδύνου συστήματος). Υποτίθεται ότι όλες οι πανομοιότυπες μονάδες παραγωγής των σταθμών έχουν την ίδια τιμή ισχύος εξόδου τους όταν ευρίσκονται σε λειτουργία έτσι ώστε η ρύθμιση της συχνότητας του συστήματος να είναι αποδοτικότερη.
- 10) Υπολογίζεται η τιμή της διαθέσιμης ποσότητας της στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος ως η διαφορά του αθροίσματος της μέγιστης τιμής της ισχύος εξόδου και του αθροίσματος της παραγόμενης ισχύος εξόδου για όλες τις μονάδες παραγωγής που προσδιορίζονται στο προηγούμενο βήμα 9. Εάν αυτή η διαθέσιμη ποσότητα δεν ικανοποιεί τις απαιτήσεις σύμφωνα με το εφαρμοζόμενο Κριτήριο Αξιοπιστίας 1 ή 2 και το Κριτήριο Αξιοπιστίας 3 (βήμα 2), θεωρείται ότι επιπρόσθετες μονάδες παραγωγής τίθενται σε λειτουργία με την ελάχιστη τιμή της παραγόμενης ισχύος εξόδου τους έως ότου αυτές οι απαιτήσεις ικανοποιηθούν. Μπορεί να χρειασθεί να πραγματοποιηθεί ανακατανομή των φορτίσεων των μονάδων παραγωγής που θεωρείται ότι λειτουργούν. Επιπρόσθετα, μπορεί να ευρεθεί ότι ένα μέρος της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων δεν θα μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα και θα πρέπει να μειωθεί ή να εξαχθεί από το σύστημα με κατάλληλες συνεννοήσεις.
- 11) Υπολογίζεται η μέγιστη τιμή της διαθέσιμης ποσότητας της παραγόμενης ισχύος των κατάλληλων μονάδων παραγωγής του συστήματος που μπορεί να μειωθεί ταχύτατα (μονάδες ρύθμισης) ως η διαφορά του αθροίσματος της παραγόμενης ισχύος εξόδου τους που προσδιορίζονται στο προηγούμενο βήμα 9 και του αθροίσματος της ελάχιστης τιμής της ισχύος εξόδου τους. Εάν αυτή η

διαθέσιμη ποσότητα δεν ικανοποιεί τις απαιτήσεις του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4, θεωρείται ότι το σύστημα ευρίσκεται σε κατάσταση μη επιθυμητής λειτουργίας (ανάγκης) και υπολογίζονται κατάλληλοι δείκτες που ποσοτικοποιούν τα σχετικά συμβάντα εμφάνισής τους. Επιπλέον, για διάφορες στάθμες αιολικής διείσδυσης (λόγος της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων και της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου), υπολογίζονται κατάλληλοι δείκτες που ποσοτικοποιούν τα σχετικά συμβάντα εμφάνισής τους. Επιπλέον, για διάφορες στάθμες αιολικής διείσδυσης (λόγος της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων και της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου), υπολογίζονται κατάλληλοι δείκτες που ποσοτικοποιούν τα σχετικά συμβάντα υπέρβασής τους. Με τη χρησιμοποίηση όλων αυτών των δεικτών μπορούν να αξιολογηθούν οι ενδεχόμενες επιπτώσεις της αυξημένης αιολικής διείσδυσης στην ασφάλεια λειτουργίας του συστήματος.

Επιπρόσθετα, πρέπει να ισχύουν τα ακόλουθα και για τον παραπάνω αλγόριθμο:

- Η συνολική παραγόμενη ισχύς των μονάδων παραγωγής μέχρι την παραπάνω σειρά με α/α 5 πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με την αντίστοιχη ζήτηση φορτίου του συστήματος. Εάν αυτή η απαίτηση δεν συμβαίνει, η ένταξη των σταθμών παραγωγής της σειράς με α/α 5 ολοκληρώνεται μερικώς θεωρώντας ότι μπορεί να διακοπεί η λειτουργία (σβέση) των σταθμών συνδυασμένου κύκλου. Αυτά τα γεγονότα καταγράφονται και οι επιπτώσεις τους αποτυπώνονται σε ένα σύνολο σχετικών δεικτών.
- Η συνολική παραγόμενη ισχύς των μονάδων παραγωγής μέχρι την παραπάνω σειρά με α/α 6 πρέπει να είναι μικρότερη ή ίση με την αντίστοιχη ζήτηση φορτίου του συστήματος. Εάν αυτή η απαίτηση δεν συμβαίνει, η ένταξη των σχετικών μονάδων ρύθμισης ολοκληρώνεται μερικώς θεωρώντας ότι δεν μπορεί να ικανοποιηθεί πλήρως η σχετική τιμή του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4. Αυτά τα γεγονότα καταγράφονται και οι επιπτώσεις τους αποτυπώνονται σε ένα σύνολο σχετικών δεικτών.

Σημειώνεται ότι η διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής που περιγράφεται προηγούμενα θεωρείται ότι είναι η κανονική διαδικασία (K). Ο συγκεκριμένος αλγόριθμος μπορεί να τροποποιηθεί ελαφρώς έτσι ώστε να προσομοιώνει και μία εναλλακτική διαδικασία (T) ένταξης των μονάδων παραγωγής σύμφωνα με την οποία, η ένταξη των θερμικών σταθμών συνδυασμένου κύκλου (κωδικός λειτουργίας Γ) που δεν ευρίσκονται σε κατάσταση λειτουργίας πραγματοποιείται μόνο για τους σταθμούς εκείνους οι οποίοι θα μπορούν να λειτουργήσουν συνεχώς για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα (για παράδειγμα για τις επόμενες πέντε ή ενδεχόμενα λιγότερες ή περισσότερες ώρες). Για το σκοπό αυτό, πραγματοποιείται μία πρόβλεψη της λειτουργίας τους σε αυτό το χρονικό διάστημα, θεωρώντας ένα επίπεδο αβεβαιότητας στη διαθέσιμη παραγωγή από τις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής. Εάν αυτή η απαίτηση δεν ικανοποιείται, εντάσσονται κατάλληλες μονάδες ΥΗΣ ή ευέλικτες μονάδες παραγωγής (κωδικός λειτουργίας Ε).

Ένας κατάλληλος αλγόριθμος προσομοίωσης της λειτουργίας των συστημάτων αντλησιοταμίευσης αναπτύχθηκε και ενσωματώθηκε στη μεθοδολογία που περιγράφεται, σύμφωνα με τον οποίο η συνολική ζήτηση φορτίου του συστήματος αυξάνεται προσθέτοντας την τιμή της κατανάλωσης ισχύος του εξοπλισμού άντλησης μόνο στις σχετικές χρονικές περιόδους του προγράμματος άντλησης. Πρόκειται για συγκεκριμένες χρονικές περιόδους κάθε ημέρας του έτους κατά τις οποίες η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι χαμηλή (μεταμεσονύκτιες ώρες). Επιπρόσθετα, η διαδικασία λειτουργίας των αντίστοιχων ΥΗΣ εκτελείται σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους της επόμενης ημέρας της διαδικασίας άντλησης κατά τις οποίες η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι αρκετά υψηλή (μεσημεριανές, βραδινές ώρες) και η παραγόμενη ισχύς της υποχρεωτικής λειτουργίας των ΥΗΣ αυξάνεται προσθέτοντας την τιμή της παραγόμενης ισχύος τους. Υποτίθεται ότι ο συντελεστής απόδοσης του κύκλου άντλησης υδάτων και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι ίσος με μία συγκεκριμένη τιμή (σύμφωνα με κατάλληλα στοιχεία είναι περίπου ίσος με 70% - 72%).

# 3.4. Απαιτούμενα Δεδομένα για την Ανάλυση της Λειτουργικής Απόδοσης των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τα δεδομένα που απαιτούνται για την ανάλυση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με την αναπτυχθείσα μεθοδολογία που παρουσιάζεται στο παρόν Κεφάλαιο είναι τα ακόλουθα:

- Ετήσια χρονολογική καμπύλη της ζήτησης φορτίου του συστήματος (8760 μέσες ωριαίες τιμές) και μία στάθμη αβεβαιότητας της πρόβλεψης (μπορεί να υποτεθεί ότι είναι ίση με 4% ή 5%). Υποτίθεται ότι η ζήτηση φορτίου περιλαμβάνει τις απώλειες του συστήματος μεταφοράς και αφορά τη ζήτηση φορτίου που θα πρέπει να τροφοδοτείται από τους σταθμούς του συστήματος. Επίσης, δεν περιλαμβάνεται η ισχύς που καταναλώνουν οι αντλητικοί ΥΗΣ διότι αυτή η ζήτηση φορτίου μοντελοποιείται με διαφορετικό τρόπο και αποτελεί ένα χαρακτηριστικό της λειτουργίας του συστήματος που χρειάζεται επιπρόσθετη αξιολόγηση. Τέλος, πρέπει να καθορίζεται η ημέρα της εβδομάδας που αποτελεί την πρώτη ημέρα της ετήσιας χρονολογικής καμπύλης.
- Δεδομένα που αφορούν τα αιολικά πάρκα που είναι συνδεδεμένα στο σύστημα μεταφοράς. Για κάθε ομάδα πανομοιότυπων ανεμογεννητριών των αιολικών πάρκων (μία ή περισσότερες ομάδες σε κάθε αιολικό πάρκο) απαιτούνται:
  - Αριθμός ανεμογεννητριών και ονομαστική ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας (σε MW).
  - Χρονολογική καμπύλη της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων.
  - Ρυθμός βλαβών (σε γεγ./έτος) και χρόνος επισκευής (σε ώρες) της ανεμογεννήτριας.
  - Χρονική περίοδος συντήρησης (διάστημα έτους σε ώρες) υποθέτοντας ότι θα πραγματοποιείται συντήρηση μία φορά το έτος (ρυθμός συντήρησης).
- Δεδομένα που αφορούν τις μονάδες παραγωγής των θερμικών σταθμών που είναι συνδεδεμένες στο σύστημα μεταφοράς. Για κάθε ομάδα πανομοιότυπων μονάδων παραγωγής των θερμικών σταθμών (μία ή περισσότερες ομάδες σε κάθε σταθμό) απαιτούνται:
  - Αριθμός μονάδων παραγωγής.
  - Μέγιστη και ελάχιστη τιμή παραγόμενης ισχύος εξόδου της μονάδας παραγωγής (σε MW).
  - Κωδικός λειτουργίας που χαρακτηρίζει εάν η μονάδα παραγωγής θεωρείται ότι τροφοδοτεί το φορτίο βάσης (κωδικός A) ή ανήκει σε σταθμό περιορισμένης χρονικής περιόδου λειτουργίας κατά τη διάρκεια του έτους (κωδικός B) ή ανήκει σε σταθμό συνδυασμένου κύκλου (κωδικός Γ) ή ανήκει σε συμπαραγωγικό σταθμό (κωδικός Δ) ή ανήκει σε σταθμό με ευέλικτες μονάδες για την τροφοδότηση της ζήτησης φορτίου (κωδικός E).
  - Κωδικός αριθμός που χαρακτηρίζει εάν η μονάδα παραγωγής χαρακτηρίζεται ως μονάδα ρύθμισης για την ικανοποίηση των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 συμμετέχοντας στις επικουρικές υπηρεσίες του συστήματος (αφορά μόνο τις μονάδες παραγωγής του συστήματος με κωδικό λειτουργίας Γ).
  - Κωδικός αριθμός που χαρακτηρίζει την προτεραιότητα της ένταξης της μονάδας παραγωγής σε λειτουργία (ή της προσφερόμενης τιμής στην ανταγωνιστική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας).
  - Ρυθμός βλαβών (σε γεγονότα/έτος) και χρόνος επισκευής (σε ώρες) της μονάδας παραγωγής.
  - Χρονική περίοδος συντήρησης (διάστημα του έτους σε ώρες) υποθέτοντας ότι θα πραγματοποιείται συντήρηση μία φορά το έτος (ρυθμός συντήρησης).
  - Πιθανότητα αποτυχίας της έναρξης λειτουργίας των μονάδων παραγωγής των σταθμών με κωδικό λειτουργίας Ε (μπορεί να υποτεθεί ότι ισούται με 0,02).

Για τα παραπάνω δεδομένα που αφορούν τις τιμές της παραγόμενης ισχύος εξόδου (μέγιστη, ελάχιστη), πρέπει να παρέχονται οι αντίστοιχες καθαρές τιμές ισχύος που εγχέονται στο σύστημα μεταφοράς αφαιρώντας το αντίστοιχο φορτίο των εσωτερικών υπηρεσιών τους. Επίσης, για τους σταθμούς παραγωγής συνδυασμένου κύκλου πρέπει να παρασχεθούν επιπρόσθετα δεδομένα που αφορούν τα χαρακτηριστικά του ατμοστρόβιλου και των αεροστρόβιλων τους (ένα ή περισσότερους)

και το σχετικό τρόπο λειτουργίας τους σε διαφορετικές συνθήκες φόρτισης και λειτουργικής κατάστασης (βλάβες).

- Δεδομένα που αφορούν τις μονάδες παραγωγής των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών που είναι συνδεδεμένες στο σύστημα μεταφοράς. Για κάθε ομάδα πανομοιότυπων μονάδων παραγωγής των υδροηλεκτρικών σταθμών (μία ή περισσότερες ομάδες σε κάθε σταθμό) απαιτούνται:
  - Αριθμός μονάδων παραγωγής.
  - Μέγιστη και ελάχιστη τιμή παραγόμενης ισχύος εξόδου της μονάδας παραγωγής (σε MW).
  - Κωδικός αριθμός που χαρακτηρίζει την προτεραιότητα της ένταξης της μονάδας παραγωγής σε λειτουργία (ή της προσφερόμενης τιμής στην ανταγωνιστική αγορά ενέργειας).
  - Κωδικός αριθμός που χαρακτηρίζει εάν η μονάδα παραγωγής ανήκει σε ένα σταθμό που θεωρείται ότι είναι αντλητικός.
  - Ρυθμός βλαβών (σε γεγονότα/έτος) και χρόνος επισκευής (σε ώρες) της μονάδας παραγωγής.
  - Χρονική περίοδος συντήρησης (διάστημα έτους σε ώρες) υποθέτοντας ότι θα πραγματοποιείται συντήρηση μία φορά το έτος (ρυθμός συντήρησης).

Για τα παραπάνω δεδομένα που αφορούν τις τιμές της παραγόμενης ισχύος (μέγιστη, ελάχιστη), πρέπει να παρέχονται οι αντίστοιχες καθαρές τιμές ισχύος που εγχέονται στο σύστημα μεταφοράς αφαιρώντας το αντίστοιχο φορτίο των εσωτερικών υπηρεσιών τους.

- Δεδομένα που αφορούν τους ταμιευτήρες των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών. Για κάθε ταμιευτήρα απαιτούνται:
  - Κωδικός αριθμός της υδρολογικής αλυσίδας που ανήκει.
  - Κωδικός αριθμός της υδρολογικής περιοχής που ανήκει ο ταμιευτήρας (μόνο για τον πρώτο ταμιευτήρα της υδρολογικής αλυσίδας).
  - Ανώτατη στάθμη πλημμύρας (σε m).
  - Μέγιστη στάθμη κανονικής λειτουργίας κατά τη διάρκεια του θέρους και του χειμώνα (σε m).
  - Στάθμη κανονικής λειτουργίας (σε m).
  - Ελάχιστη στάθμη κανονικής λειτουργίας (σε m).
  - Παροχή εκχειλιστή (σε m<sup>3</sup>/sec).
  - Καμπύλη χωρητικότητας ταμιευτήρα σε διακριτή μορφή αναφέροντας στάθμη (σε m) και ωφέλιμο όγκο (σε m<sup>3</sup>).
  - Καμπύλη ειδικής κατανάλωσης σε διακριτή μορφή αναφέροντας στάθμη (σε m) και κατανάλωση (σε Mm<sup>3</sup>/GWh).
  - Καμπύλη δυναμικότητας σε διακριτή μορφή αναφέροντας στάθμη (σε m) και δυναμικότητα (σε MW).
- Για τη μοντελοποίηση των βροχοπτώσεων κάθε υδρολογικής περιοχής, απαιτείται η καμπύλη της μέσης μηνιαίας μεταβολής τους κατά τη διάρκεια ενός ημερολογιακού έτους (δώδεκα διακριτές τιμές) και μία τυπική απόκλιση (μπορεί να υποτεθεί ότι είναι ίση με 5%).
- Δεδομένα που αφορούν τους μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς που λειτουργούν για σκοπούς αντλησιοταμίευσης. Για κάθε τέτοιο σταθμό απαιτείται το σχετικό πρόγραμμα άντλησης προσδιορίζοντας την ημερήσια χρονική περίοδο λειτουργίας του (ώρες που αφορούν τη χαμηλή ζήτηση φορτίου του συστήματος) και την αντίστοιχη μέση ωριαία ισχύ που καταναλώνεται. Επίσης, απαιτείται το σχετικό πρόγραμμα λειτουργίας του για την χρησιμοποίηση των αντλούμενων ποσοτήτων υδάτων προσδιορίζοντας την ημερήσια χρονική περίοδο λειτουργίας του (ώρες που αφορούν την υψηλή ζήτηση φορτίου του συστήματος) και την αντίστοιχη μέση ωριαία ισχύ που παράγεται.
- Δεδομένα που αφορούν τις μονάδες παραγωγής των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών που λειτουργούν για σκοπούς άρδευσης - ύδρευσης. Για κάθε τέτοιο σταθμό απαιτείται το σχετικό πρόγραμμα λειτουργίας του προσδιορίζοντας την ημερήσια χρονική περίοδο λειτουργίας του (ώρες

που αφορούν την υψηλή ζήτηση φορτίου του συστήματος) και την ποσότητα των υδάτων που πρέπει να παρασχεθεί κάθε μήνα του έτους (δώδεκα διακριτές τιμές).

- Δεδομένα που αφορούν τις μονάδες παραγωγής των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών (MHYE). Για κάθε ομάδα πανομοιότυπων μονάδων παραγωγής τους (μία ή περισσότερες ομάδες σε κάθε σταθμό) απαιτούνται ο αριθμός των μονάδων παραγωγής και η μέγιστη τιμή της ισχύος εξόδου τους (σε MW). Επίσης, για κάθε σταθμό απαιτείται η ετήσια παραγόμενη ενέργεια του (σε GWh/έτος) και ο κωδικός αριθμός της υδρολογικής περιοχής που ανήκει. Για κάθε θεωρούμενη υδρολογική περιοχή, απαιτείται μία καμπύλη της μηνιαίας παραγόμενης ενέργειας (σε εκατοστιαίο ποσοστό της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας). Όταν δεν υπάρχουν διαθέσιμα λεπτομερή δεδομένα για τους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς του αναλυόμενου συστήματος, μπορεί να υποτεθεί ότι όλοι οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί ανήκουν σε μία υδρολογική περιοχή και, επομένως, χρειάζεται μία μόνο σχετική καμπύλη.
- Δεδομένα που αφορούν τις μονάδες παραγωγής των μικρών συμπαραγωγικών σταθμών (CP) και των σταθμών που χρησιμοποιούν τη βιομάζα ως καύσιμο (BI). Για κάθε ομάδα πανομοιότυπων μονάδων παραγωγής τους (μία ή περισσότερες ομάδες σε κάθε σταθμό) απαιτούνται ο αριθμός των μονάδων παραγωγής και η μέγιστη τιμή της ισχύος εξόδου τους (σε MW). Επίσης, για κάθε σταθμό απαιτείται ένα εκατοστιαίο ποσοστό που καθορίζει τη μέση ισχύ που υποτίθεται ότι θα παράγεται συνέχεια κατά τη διάρκεια του έτους. Όταν δεν υπάρχουν διαθέσιμα λεπτομερή δεδομένα για τους σταθμούς αυτούς του αναλυόμενου συστήματος, μπορεί να υποτεθεί ότι όλοι οι σταθμοί αποτελούνται από μία ισοδύναμη μονάδα παραγωγής χωρίς να επηρεάζεται η ακρίβεια της μοντελοποίησής τους.
- Δεδομένα που αφορούν τις διασυνδέσεις του συστήματος με γειτονικά συστήματα. Για κάθε τέτοια διασύνδεση απαιτείται το σχετικό πρόγραμμα λειτουργίας της προσδιορίζοντας την ημερήσια χρονική περίοδο λειτουργίας του (ώρες έτους για αρχή και τέλος) και την αντίστοιχη μέση ωριαία ισχύ που εισάγεται ή εξάγεται με το κατάλληλο πρόσημο.

# 3.5. Υπολογιζόμενοι Δείκτες

Η ποσοτικοποίηση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνεται με τον υπολογισμό ενός κατάλληλου συνόλου δεικτών οι σημαντικότεροι από τους οποίους μπορούν να χωριστούν στις ακόλουθες δώδεκα ομάδες:

- Αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος.
- Ασφάλεια λειτουργίας του συστήματος.
- Μη ικανοποίηση Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4.
- Ετήσια παραγόμενη ενέργεια Ενεργειακό ισοζύγιο συστήματος.
- Ετήσια διάρκεια λειτουργίας θερμικών σταθμών.
- Δειτουργία ευέλικτων μονάδων παραγωγής (Κωδικός λειτουργίας Ε).
- Δειτουργική απόδοση ευέλικτων μονάδων παραγωγής.
- Διακοπές λειτουργίας (σβέσεις) σταθμών παραγωγής συνδυασμένου κύκλου (Κωδικός λειτουργίας Γ).
- Δείκτες μειωμένης απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων (συνολικές τιμές).
- Δείκτες μειωμένης απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων από την εφαρμογή των απαιτήσεων που αφορούν τα όρια της ελάχιστης τιμής ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής για την τροφοδότηση του φορτίου βάσης, της απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των Φ/Β σταθμών και της απορρόφησης της ισχύος που παράγεται από τους συμπαραγωγικούς σταθμούς, τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς για την υποχρεωτική λειτουργία τους και τους σταθμούς που χρησιμοποιούν συγκεκριμένους τύπους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (MYHE, CP, BI).
- Δείκτες μειωμένης απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων από την εφαρμογή των ορίων της ισχύος εξόδου των μονάδων ρύθμισης για την ικανοποίηση των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4.

Δείκτες μειωμένης απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων λόγω της εφαρμογής των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 που αφορούν αύξηση, σε σχέση με την προηγούμενη ώρα, μεγαλύτερη από τη σχετική τιμή του κριτηρίου.

Μία συγκεντρωτική μορφή όλων των υπολογιζόμενων δεικτών για τις παραπάνω δώδεκα ομάδες δεικτών παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.2 στον οποίο αναφέρονται η ονομασία, ο ορισμός και οι μονάδες τους. Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία παρέχει τη δυνατότητα υπολογισμού και επιπρόσθετων δεικτών που χρησιμοποιούνται για την ποσοτικοποίηση της λειτουργικής απόδοσης του συστήματος, όπως είναι η ωριαία κατανομή του φορτίου στις διαθέσιμες μονάδες παραγωγής για κάθε ημέρα του έτους, οι μεταβολές της μέσης ωριαίας αποκοπής της αιολικής παραγωγής και η συχνότητα εμφάνισης των αντίστοιχων ενδεχομένων, κλπ. Οι δείκτες αυτοί δεν περιλαμβάνονται στον πίνακα που ακολουθεί αλλά, για την καλύτερη κατανόησή τους, τα αποτελέσματα που τους αφορούν αναπαρίστανται γραφικά με τη χρήση κατάλληλων διαγραμμάτων στις εφαρμογές που ακολουθούν.

Πίνακας 3.2. Υπολογιζόμενοι δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας

ΔΕΙΚΤΗΣ	ПЕРІГРАФН	ΜΟΝΑΔΑ	
ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ			
LOLE	Αναμενόμενη ετήσια χρονική διάρκεια απώλειας φορτίου	ώρες/έτος	
LOEE	Αναμενόμενη ετήσια μη τροφοδοτούμενη ενέργεια	GWh/έτος	
EDNS	Αναμενόμενο μέσο μη τροφοδοτούμενο φορτίο	MW	
FLOL	Αναμενόμενη συχνότητα απώλειας φορτίου	γεγονότα/έτος	
ADLL	Αναμενόμενη μέση χρονική διάρκεια απώλειας φορτίου	ώρες	
ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΣΦΑΛΟΥΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ (αφορούν τα γεγονότα κατά τα οποία ικανοποιείται η ζήτηση φορτίου του συστήματος και το εφαρμοζόμενο κριτήριο στρεφόμενης εφεδρείας)			
PHEALTH	Αναμενόμενη ετήσια χρονική διάρκεια γεγονότων	ώρες/έτος	
FRHEALTH	Αναμενόμενη συχνότητα εμφάνισης γεγονότων	γεγονότα/έτος	
DHEALTH	Αναμενόμενη μέση χρονική διάρκεια γεγονότων	ώρες	
ΔΕΙΚΤΕΣ	Ε ΓΕΓΟΝΟΤΩΝ ΜΗ ΙΚΑΝΟΠΟΙΗΣΗΣ ΚΡΙΤΗΡΙΟΥ ΑΞΙΟΠΙ	ΣΤΙΑΣ 4	
FRCR4PR	Αναμενόμενη συχνότητα γεγονότων	γεγ./έτος	
ADCR4PR	Αναμενόμενη ετήσια χρονική διάρκεια γεγονότων	ώρες/έτος	
DCR4PR	Αναμενόμενη μέση χρονική διάρκεια γεγονότων	ώρες	
PCR4PR	Αναμενόμενη μέση μη καλυπτόμενη τιμή κριτηρίου	MW	
ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΝΑΜΕΝΟΜΕΝΗΣ ΕΤΗΣΙΑΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ			
ETHERM-A	Για θερμικούς σταθμούς με κωδικό λειτουργίας Α (στερεά καύσιμα)	GWh/έτος	
ETHERM-B	Για θερμικούς σταθμούς με κωδικό λειτουργίας Β (ατμοστρόβιλοι με περιορισμένη λειτουργία)	GWh/έτος	

ETHERM-CD	Για σταθμούς συνδυασμένου κύκλου που έχουν κωδικό λειτουργίας Γ και συμπαραγωγικούς σταθμούς συνδυασμένου κύκλου με κωδικό λειτουργίας Δ (μόνο για το μέρος της παραγόμενης ισχύος τους που υπερβαίνει την ελάχιστη τιμή τους)	GWh/έτος	
ETHERM-D	Για συμπαραγωγικούς σταθμούς συνδυασμένου κύκλου με κωδικό λειτουργίας Δ (μόνο για το μέρος της παραγόμενης ισχύος τους που αφορά την ελάχιστη τιμή τους)	GWh/έτος	
ETHERM-E	Για θερμικούς σταθμούς με κωδικό λειτουργίας Ε	GWh/έτος	
ETHERM-T	Για το σύνολο των θερμικών σταθμών παραγωγής του συστήματος	GWh/έτος	
EAPE	Για σταθμούς παραγωγής που χρησιμοποιούν συγκεκριμένους τύπους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (μικροί υδροηλεκτρικοί, μικροί συμπαραγωγικοί, θερμικοί σταθμοί με καύσιμο τη βιομάζα)	GWh/έτος	
EWIND	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων που απορροφάται από το σύστημα	GWh/έτος	
EOHS	Μέσος συντελεστής φόρτισης των αιολικών πάρκων του συστήματος	%	
EPV	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τους Φ/Β σταθμούς που απορροφάται από το σύστημα	GWh/έτος	
PPV	Μέσος συντελεστής φόρτισης των Φ/Β σταθμών του συστήματος	MWh/MW_έτος	
EAWE (EAWET)	Για υδροηλεκτρικούς σταθμούς (εκτός των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών) αμελώντας (ή συμπεριλαμβάνοντας αντίστοιχα) την ενέργεια που παράγεται από τη χρησιμοποίηση των αντλούμενων υδάτων στις κατάλληλες αντλητικές εγκαταστάσεις	GWh/έτος	
ЕАРЕТОТ	Ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τους σταθμούς παραγωγής του συστήματος που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (=EAPE+EWIND+EAWET+EPV)	GWh/έτος	
ETOT	Ετήσια συνολική ενέργεια του συστήματος που παράγεται από τους σταθμούς παραγωγής του (=ΕΤΗΕRM-T + ΕΑΡΕΤΟΤ)	GWh/έτος	
PRWIND	Ποσοστό της ετήσιας συνολικής ενέργειας του συστήματος η οποία παράγεται από τα αιολικά πάρκα	%	
PRHYDRO	Ποσοστό της ετήσιας συνολικής ενέργειας του συστήματος η οποία παράγεται από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής (εκτός των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών)	%	
PRAPE	Ποσοστό της ετήσιας συνολικής ενέργειας του συστήματος η οποία παράγεται από τους σταθμούς παραγωγής που χρησιμοποιούν συγκεκριμένους τύπους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας	%	
PRPV	Ποσοστό της ετήσιας συνολικής ενέργειας του συστήματος η οποία παράγεται από τους Φ/Β σταθμούς παραγωγής	%	
PRAPETOT	Ποσοστό της ετήσιας συνολικής ενέργειας του συστήματος η οποία παράγεται από τους σταθμούς παραγωγής που χρησιμοποιούν όλους τους τύπους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας	%	
EAWP	Μέση ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για άντληση υδάτων στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς	GWh/έτος	
ΔΕΙΚΤΕΣ ΕΤΗΣΙΑΣ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ			
DUREQ-A	Ισοδύναμη ετήσια διάρκεια λειτουργίας θερμικών σταθμών με κωδικό λειτουονίας Α	ώρες/έτος	

DUREQ-B	Ισοδύναμη ετήσια διάρκεια λειτουργίας θερμικών σταθμών με κωδικό λειτουργίας Β	ώρες/έτος		
DUREQ-CD	Ισοδύναμη ετήσια διάρκεια λειτουργίας θερμικών σταθμών με κωδικό λειτουργίας Γ και θερμικών σταθμών με κωδικό λειτουργίας Δ (μόνο για το μέρος της παραγόμενης ισχύος τους που υπερβαίνει την ελάχιστη τιμή τους)	ώρες/έτος		
DUREQ-E	Ισοδύναμη ετήσια διάρκεια λειτουργίας θερμικών σταθμών με κωδικό λειτουργίας Ε	ώρες/έτος		
OPERDUR-CD	Αναμενόμενη ετήσια χρονική διάρκεια λειτουργίας για κάθε σταθμό συνδυασμένου κύκλου. (Αφορά τους σταθμούς με κωδικό λειτουργίας Γ και τους σταθμούς με κωδικό λειτουργίας Δ μόνο για το μέρος της παραγόμενης ισχύος τους που υπερβαίνει την ελάχιστη τιμή τους).	ώρες/έτος		
ΔΕΙΚΤΕΣ ΓΕΙ	ΌΝΟΤΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΕΥΕΛΙΚΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ Π ΚΩΔΙΚΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ Ε	ΑΡΑΓΩΓΗΣ –		
(αφορούν τις λει μ	ιτουργικές καταστάσεις του συστήματος στις οποίες ευρίσκοντα ία ή περισσότερες μονάδες παραγωγής με κωδικό λειτουργίας Ε	ιι σε λειτουργία )		
GTFR	Αναμενόμενη συχνότητα εμφάνισης	γεγονότα/έτος		
GTADUR	Αναμενόμενη ετήσια χρονική διάρκεια	ώρες/έτος		
GTDUR	Αναμενόμενη μέση χρονική διάρκεια	ώρες		
GTPR	Μέση παραγόμενη τιμή ισχύος	MW		
ΔΕΙΚΤΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩΝ ΕΥΕΛΙΚΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ – ΚΩΔΙΚΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ Ε (μέσες τιμές ανά μονάδα παραγωγής)				
STRFR-E	Αναμενόμενη συχνότητα έναρξης λειτουργίας μονάδας	γεγονότα/έτος		
OPERDUR-E	Αναμενόμενη ετήσια χρονική διάρκεια λειτουργίας μονάδας	ώρες/έτος		
OPERPR	Αναμενόμενη μέση παραγόμενη ισχύ μονάδας	MW		
ΔΕΙΚΤΕΣ ΓΕΓΟΝΟΤΩΝ ΔΙΑΚΟΠΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ (ΣΒΕΣΕΩΝ) ΤΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΥ ΚΥΚΛΟΥ – ΚΩΔΙΚΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ Γ (μέσες τιμές ανά σταθμό και ανά σταθμό ρύθμισης ξεχωριστά)				
INTFR-C INTFR-CREG	Αναμενόμενη συχνότητα διακοπών λειτουργίας (σβέσεις)	γεγονότα/έτος		
INTFRA-C INTFRA-CREG	Αναμενόμενη συχνότητα διακοπών λειτουργίας (σβέσεις) οι οποίες δεν θα έπρεπε να συμβούν σύμφωνα με τα θεωρούμενα χαρακτηριστικά της μοντελοποίησης τους αλλά συμβαίνουν σύμφωνα με τις λειτουργικές απαιτήσεις του συστήματος	γεγονότα/έτος		
INTFRB-C INTFRB-CREG	Αναμενόμενη συχνότητα διακοπών λειτουργίας (σβέσεις) οι οποίες δεν θα έπρεπε να συμβούν κατά τη διάρκεια των Σαββατοκύριακων σύμφωνα με τα θεωρούμενα χαρακτηριστικά της μοντελοποίησης τους αλλά συμβαίνουν σύμφωνα με τις λειτουργικές απαιτήσεις του συστήματος	γεγονότα/έτος		
ΔΕΙΚΤΕΣ ΜΕΙΩΜΕΝΗΣ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ (Συνολικές τιμές)				
FWPRT	Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων	γεγονότα/έτος		
AWPRT	Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες/έτος		
DWPRT	Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες		

EWPRT	Συνολική ετήσια μη απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων	MWh/έτος		
PRWPRT	Λόγος της συνολικής ετήσιας μη απορροφόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων προς την ετήσια συνολική παραγόμενη ενέργειά τους	%		
PWPRT	Μέση μη απορροφόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων ανά γεγονός	MW		
ΔΕΙΚΤΕΣ ΜΕΙΩΜΕΝΗΣ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ Γεγονότα που αφορούν την εφαρμογή των ορίων της ελάχιστης τιμής ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής για την τροφοδότηση του φορτίου βάσης, την απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος των φωτοβολταϊκών σταθμών, την απορρόφηση της ισχύος που παράγεται από τους συμπαραγωγικούς σταθμούς, τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς για υποχρεωτική λειτουργία και τους σταθμούς που χρησιμοποιούν συγκεκριμένους τύπους ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (MYHE, CP, BI)				
FRWPR	Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων	γεγονότα/έτος		
ADWPR	Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες/έτος		
DWPR	Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες		
EWPR	Ετήσια μη απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων	MWh/έτος		
PRWPR	Λόγος της ετήσιας μη απορροφόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων προς την ετήσια συνολική παραγόμενη ενέργειά τους	%		
PWPR	Μέση μη απορροφόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων ανά γεγονός	MW		
ΔΕΙΚΤΕΣ ΜΕΙΩΜΕΝΗΣ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ Γεγονότα που αφορούν την εφαρμογή των ορίων της ισχύος εξόδου των μονάδων ρύθμισης για την ικανοποίηση των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4				
FRSPWPR	Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων	γεγονότα/έτος		
ADSPWPR	Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες/έτος		
DSPWPR	Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες		
ESPWPR	Ετήσια μη απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων	MWh/έτος		
PRSPWPR	Λόγος της ετήσιας μη απορροφόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων προς την ετήσια συνολική παραγόμενη ενέργειά τους	%		
PSPWPR	Μέση μη απορροφόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων ανά γεγονός	MW		
ΔΕΙΚΤΕΣ ΜΕΙΩΜΕΝΗΣ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗΣ ΤΗΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ Γεγονότα που αφορούν την εφαρμογή των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 για την αύξηση της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων, σε σχέση με την προηγούμενη ώρα, που είναι μεγαλύτερες από τη σχετική τιμή του κριτηρίου				
FRWPRCR4	Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων	γεγονότα/έτος		
ADWPRCR4	Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες/έτος		
DWPRCR4	Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες		
EWPRCR4	Ετήσια μη απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων	MWh/έτος		
PRWPRCR4	Λόγος της ετήσιας μη απορροφόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων προς την ετήσια συνολική παραγόμενη ενέργειά τους	%		
PWPRCR4	Μέση μη απορροφόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων ανά γεγονός	MW		
# 3.6. Ανάλυση της Λειτουργικής Απόδοσης Τυπικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

### 3.6.1. Περιπτώσεις Ανάλυσης

Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία εφαρμόστηκε για την ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης ενός τυπικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζεται στο Ελληνικό σύστημα. Θεωρούνται διαφορετικά σενάρια εγκατάστασης αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών σταθμών που αφορούν το έτος 2015. Σε αυτό το έτος αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί σταδιακά η εγκατάσταση ενός μεγάλου αριθμού εγκαταστάσεων αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Σημειώνεται ότι η ανάλυση αυτή δεν συμπεριλαμβάνει τις επιπτώσεις των διασυνδέσεων που υπάρχουν με γειτονικά συστήματα διότι δεν υπάρχουν διαθέσιμα κατάλληλα δεδομένα που θα αφορούν το σχετικό πρόγραμμα λειτουργίας κάθε διασύνδεσης για ένα ημερολογιακό έτος που δεν είναι στο άμεσο μέλλον. Επίσης, ο στόχος είναι να πραγματοποιηθεί μία βασική ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι επιπτώσεις των διασυνδέσεων. Στους σχετικούς πίνακες, που ακολουθούν, παρατίθενται όλα τα δεδομένα τα οποία έχουν συλλεχθεί από διάφορες πηγές και αφορούν τις θεωρούμενες μονάδες παραγωγής (δημοσιευμένα προγράμματα απόσυρσης ορισμένων από τους υπάρχοντες σταθμούς παραγωγής και ανάπτυξης νέων, υπάρχουσες άδειες παραγωγής για νέους σταθμούς από ιδιωτικές εταιρείες) και τη ζήτηση φορτίου του συστήματος (ετήσια χρονολογική καμπύλη) και χρησιμοποιούνται στην παρούσα διδακτορική διατριβή.

Στον Πίνακα 3.3 παρουσιάζονται όλα τα κύρια χαρακτηριστικά των επτά περιπτώσεων ανάλυσης που εξετάστηκαν για τις οποίες ισχύουν τα ακόλουθα:

- Θεωρούνται δύο σενάρια ανάπτυξης των εγκαταστάσεων αξιοποίησης αιολικής ενέργειας και, γενικότερα, των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που μπορούν να χαρακτηριστούν ως εφικτό σενάριο και αισιόδοξο σενάριο με μεγαλύτερες τιμές εγκατεστημένης ισχύος. Η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων στα σενάρια αυτά θεωρείται ίση με 3000 MW και 5000 MW ενώ η αντίστοιχη ισχύς για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς είναι ίση με 700 MW και 1000 MW.
- Θεωρούνται τρία σενάρια σχετικά με τον τύπο του υδρολογικού έτους που εξετάζεται (μέσο, υγρό και ξηρό) με ανάλογες τιμές της ετήσιας παραγόμενης ισχύος από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς του συστήματος (4500 GWh, 4900 GWh και 4100 GWh αντίστοιχα).
- Θεωρούνται δύο σενάρια για την προβλεπόμενη τιμή της ζήτησης φορτίου του συστήματος που μπορούν να χαρακτηριστούν ως σενάριο αναφοράς (υψηλό σενάριο) και σενάριο εξοικονόμησης ενέργειας με μικρότερη τιμή (χαμηλό σενάριο). Στην πρόβλεψη της ζήτησης φορτίου του συστήματος δεν υπάρχει αβεβαιότητα.
- Για κάθε θεωρούμενο σενάριο ανάπτυξης των εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και ζήτησης φορτίου, εφαρμόζεται η Κανονική Διαδικασία (Κ) ένταξης των μονάδων παραγωγής. Σε μία περίπτωση ανάλυσης εφαρμόζεται και η Τροποποιημένη Διαδικασία (Τ) θεωρώντας την εναλλακτική διαδικασία ένταξης των σταθμών συνδυασμένου κύκλου (όπως παρουσιάστηκε στο τμήμα 3.3.1 του παρόντος Κεφαλαίου).
- Θεωρείται ένα σενάριο που αφορά την εγκατάσταση επιπρόσθετων μονάδων άντλησης σε κατάλληλους ΥΗΣ του συστήματος και υποθέτει ένα αυξημένο πρόγραμμα αντλησιοταμίευσης.
- Υποτίθεται ότι στο έτος 2015 θα έχουν ολοκληρωθεί οι εγκαταστάσεις διασύνδεσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας ορισμένων νησιών της Ελλάδας με το διασυνδεδεμένο ηπειρωτικό σύστημα και, επομένως, στα αντίστοιχα δεδομένα λαμβάνονται υπόψη οι εγκαταστάσεις των ανανεώσιμων πηγών στα νησιά αυτά και η αντίστοιχη ζήτηση φορτίου τους.

Πίνακας 3.3. Κύρια χαρακτηριστικά των περιπτώσεων ανάλυσης του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Περίπτ.	Ζήτ	ηση Φορτίου(*)	Εγκατεσ Ισχύς (	στημένη (MW)	Τύπος Μδασλου	Διαδικασία Ένταξης Μονάδων Παραγωγής			
Ανάλυσης	Αιχμή (MW)	Ετήσια Ενέργεια (GWh)	Αιολικών Πάρκων	Φ/Β Σταθμών	ι ορολογ. Έτους	_ Πρόγραμμα Άντλησης			
1					Μέσο	KAN. – KAN.			
2			3000	700	Υγρό	KAN. – KAN.			
3	12696	69135 340	5000	,00	Ξηρό	KAN. – KAN.			
4	12090	0,100,010			Μέσο	ТРОПОП. – KAN.			
5			5000	1000	Μέσο	KAN. – KAN.			
6			2000	1000	Μέσο	KAN. – AYΞHM.			
7	12946	70495,340	3000	700	Μέσο	KAN. – KAN.			
Ελληνικό Δ	Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα: Περιλαμβάνει τη σχεδιασθείσα διασύνδεση των Κυκλάδων (Άνδρος, Τήνος, Σύρος, Μύκονος, Νάξος).								
Εγκατεστη	μένη Ισ	χύς ΘΗΣ και ΥΗΣ:	: Όπως στου	ς αντίστοιχ	ους πίνακες δ	δεδομένων τους			
Εγκατεστι	μένη Ισ	χύς MYHE: 269,9 Ν	MW	Εγκατεστι	μένη Ισχύς	<b>BI, CP:</b> 180,1 MW			
Ετήσια Πο	ιραγόμεν	νη Ενέργεια ΥΗΣ	ΥΓΡΟ ΥΔ	<b>P. ET. N</b>	ΜΕΣΟ ΥΔΡ.	ΕΤ. ΞΗΡΟ ΥΔΡ. ΕΤ.			
(αμελώντας	ς το πρόγ	γραμμα άντλησης):	4900 GV	Vh 4	4500 GWh	4100 GWh			
Πρόγραμμ	α Άντλη	σης:	KANON	IKO	AYEHN	MENO			
Ετήσια Πα	οαγόμενι	η Ενέργεια:	565,750	GWh	1131,5	0 GWh			
Ετήσια Κα	ταναλισκ	τόμενη Ενέργεια:	804,825	GWh	1609,6	5 GWh			
(*) Χρονολ	ογική κ	αμπύλη ζήτησης φ	ορτίου: Υπ	οτίθεται έν	ας συντελεστ	τής φορτίου περίπου ίσος			
-			με	60% για όλ	ες τις περιπτα	ώσεις ανάλυσης			
<sup>(**)</sup> KAN.:	Κανονιι	ςή ένταξη μονάδων 2	ταρανωνής σ	στην ημερή	σια λειτουργί	α του συστήματος			
ТРОП	<b>оп.</b> : п	οαγματοποιείται η	ποόβλεψη	της λειτοι	ρονίας των	σταθμών Συνδυασμένου			
Κύκλοι	<b>Γι στιστι</b> Πραγματοποιείται η προρλεψη της λειτουργίας των στασμών 2000000 $\mu$ ενου Κύκλου για τις επόμενες 5 ώρες έτσι ώστε για εντάσσονται ευέλιντες μουέδες παραγωγάς ή								
μονάδε	ς ΥΗΣ ό	ταν δεν απαιτείται η	συνεχής λει	α υντασσο πουργία τοι	υς για όλες τι	ς ώρες.			

# 3.6.2. Δεδομένα Θερμικών και Υδροηλεκτρικών Σταθμών Παραγωγής του Συστήματος

Στον Πίνακα 3.4 φαίνονται τα συγκεντρωτικά δεδομένα των ΘΗΣ και ΥΗΣ του συστήματος που θεωρήθηκαν για τα δύο εναλλακτικά σενάρια ζήτησης φορτίου που εξετάστηκαν. Σημειώνεται ότι η μέγιστη ισχύς των ΥΗΣ αφορά τη μέγιστη ωριαία παραγόμενη ισχύ που μπορεί να παραχθεί στο Ελληνικό σύστημα χωρίς να προκληθούν προβλήματα υπερχειλίσεων στους ταμιευτήρες των σταθμών.

Πίνακας 3.4. Συγκεντρωτικά συνολικά δεδομένα των θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής

ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΘΗΣ (ΜW) ΚΩΛΙΚΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ				ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΥΗΣ (MW)		AIXMH <b>ΦΟΡΤΙΟΥ</b>	ΚΑΛΥΨΗ ΑΙΧΜΗΣ (%)			
Α	B	Г1	Г2	Δ	Ε	ΣΥΝΟΛ.	ЕГКАТ.	МЕГ.		(70)
4312	_	2870.08	2034.9	330	597 75	10144 73	3390.6	2600	12696,7	100,35
7312		2070,00	2054,7	550	571,15	10177,75	5570,0	2000	12946,7	98,42
Г1: Ас Г2: Ас	φορά φορά	ά τους στο ά τους στο	ιθμούς συ ιθμούς συ	νδυασι νδυασι	μένου κύ μένου κύ	κλου με ένο κλου με δύα	ιν αεροστρ ο ή περισσά	όβιλο ότερους (	αεροστρόβιλα	νυς

Στον Πίνακα Π1 του Παραρτήματος παρουσιάζονται αναλυτικά τα δεδομένα των βασικών χαρακτηριστικών των μονάδων παραγωγής που είναι εγκατεστημένες στους αντίστοιχους θερμικούς σταθμούς παραγωγής του συστήματος για τη χρονική περίοδο ανάλυσης (έτος 2015). Οι παράμετροι αξιοπιστίας των μονάδων παραγωγής του συστήματος (ρυθμός βλαβών, χρόνος επισκευής) έχουν υπολογισθεί θεωρώντας τους αντίστοιχους δείκτες EFORD (ΡΜΠΔ) που χρησιμοποιούνται σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του συστήματος. Για κάθε τύπο σταθμού παραγωγής χρησιμοποιούνται οι ίδιες τιμές παραμέτρων για όλες τις μονάδες παραγωγής του. Επιπλέον, στους Πίνακες Π2 και Π3 φαίνονται τα δεδομένα των υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής του Ελληνικού συστήματος και του προγράμματος της λειτουργίας της αντλησιοταμίευσης, αντίστοιχα, για τις θεωρούμενες περιπτώσεις ανάλυσης.

#### 3.6.3. Δεδομένα Αιολικών Πάρκων και Φωτοβολταϊκών Σταθμών του Συστήματος

Τα δεδομένα που αφορούν τη χρονολογική καμπύλη της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος που απαιτούνται για τη μεθοδολογία που έχει αναπτυχθεί στα πλαίσια της παρούσας διατριβής προέκυψαν από μία μελέτη του ΚΑΠΕ [87]. Θεωρήθηκε ότι ένας αριθμός πανομοιότυπων ανεμογεννητριών συμπεριλαμβάνεται σε κάθε αιολικό πάρκο ενώ όλες οι ανεμογεννήτριες του συστήματος έχουν τις ίδιες τιμές σχετικά με τις παραμέτρους αξιοπιστίας. Η διαδικασία της προγραμματισμένης συντήρησής τους πραγματοποιείται μία φορά το έτος με χρονική διάρκεια τριών ημερών (72 ώρες) για κάθε ανεμογεννήτρια. Επίσης, υποτίθεται ότι ο ρυθμός βλαβών ισούται με 5 γεγονότα/έτος και ο χρόνος επισκευής ισούται με 87,6 ώρες για κάθε ανεμογεννήτρια που σημαίνει ότι ο ρυθμός μη προγραμματισμένων διακοπών της ισούται με 5%.

Στα Σχήματα 3.9 και 3.10 παρατίθενται το σύνολο των δεκατριών καμπυλών που ευρέθησαν από τα αποτελέσματα της προκαταρκτικής ανάλυσης για την παραγόμενη ισχύ των αιολικών πάρκων θεωρώντας αντίστοιχα τα δύο σενάρια αιολικής διείσδυσης που παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.3. Αυτές οι καμπύλες αφορούν τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος (σε MW) κατά τη διάρκεια μίας ισοδύναμης ημέρας για κάθε μήνα του έτους ξεχωριστά και για το συνολικό έτος και αποτελούν τα δεδομένα εισόδου της μεθοδολογίας που υπολογίζει τους δείκτες της λειτουργικής απόδοσης του Ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Από τις καμπύλες αυτές φαίνεται ότι η μέγιστη τιμή της μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων συμβαίνει την ώρα 15.00 του μήνα Αυγούστου ενώ η αντίστοιχη ελάχιστη τιμή της συμβαίνει την ώρα 21.00 του μήνα Σεπτεμβρίου. Επίσης, στα σχήματα αυτά παρουσιάζονται οι αριθμητικές τιμές των μέσων συντελεστών φόρτισης των αιολικών πάρκων (μηνιαίος, ετήσιος) για κάθε θεωρούμενο σενάριο. Αυτή η τιμή αποτελεί τη μέγιστη τιμή που μπορεί να επιτευχθεί θεωρώντας ότι η συνολική παραγόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων απορροφάται πάντοτε από το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας χωρίς να παρατηρούνται τα τεχνικά προβλήματα που περιγράφονται στον Πίνακα 3.1. Διαφορετικές αριθμητικές τιμές ευρίσκονται για τα αντίστοιχα σενάρια οι οποίες εξαρτώνται κύρια από το αιολικό δυναμικό των αντίστοιχων θέσεων εγκατάστασής τους. Οι ευρεθείσες ετήσιες τιμές κυμαίνονται κοντά στο 27,5% ενώ οι μηνιαίες τιμές έχουν μεγαλύτερες διακυμάνσεις.



Σχήμα 3.9. Καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας το Σενάριο 3000 MW



Σχήμα 3.10. Καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους θεωρώντας το Σενάριο 5000 MW Επιπρόσθετα, στο Σχήμα 3.11 παρατίθεται το σύνολο των δεκατριών καμπυλών που ευρέθησαν από τα αποτελέσματα της προκαταρκτικής ανάλυσης για την παραγόμενη ισχύ των Φ/Β σταθμών θεωρώντας ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με εγκατεστημένη ισχύ Φ/B σταθμών ίση με 1000 MW. Τα απαιτούμενα δεδομένα προέκυψαν από σχετικές μετρήσεις τυπικών Φ/Β εγκαταστάσεων. Οι καμπύλες του Σχήματος 3.11 αφορούν τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των Φ/Β σταθμών ενός συστήματος (σε MW) κατά τη διάρκεια μίας ισοδύναμης ημέρας για κάθε μήνα του έτους ξεχωριστά και για το συνολικό έτος και αποτελούν τα δεδομένα εισόδου της μεθοδολογίας που υπολογίζει τους δείκτες της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία υπάρχουν εγκατεστημένοι Φ/Β σταθμοί. Όπως φαίνεται, η μέγιστη τιμή της μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των Φ/Β σταθμών συμβαίνει την ώρα 13.00 του μήνα Ιουνίου ενώ η αντίστοιχη ελάχιστη μη μηδενική τιμή της συμβαίνει την ώρα 8.00 του μήνα Δεκεμβρίου. Επίσης, στο σχήμα αυτό παρουσιάζονται οι αριθμητικές τιμές των μέσων συντελεστών φόρτισης των Φ/Β σταθμών (μηνιαίος, ετήσιος). Η ευρεθείσα ετήσια τιμή είναι ίση με 15,0% ενώ οι μηνιαίες τιμές παρουσιάζουν σχετικές διακυμάνσεις. Σημειώνεται ότι οι καμπύλες που αφορούν άλλες περιπτώσεις ανάπτυξης  $\Phi/B$  σταθμών με διαφορετική ποσότητα εγκατεστημένης ισχύος (π.χ. ίση με 700 MW) στις ίδιες γεωγραφικές περιοχές, θα έχουν πανομοιότυπη μορφή. Οι μοναδικές αλλαγές θα αφορούν τις αριθμητικές τιμές της παραγόμενης ισχύος εκφρασμένης σε MW ενώ οι εκατοστιαίες τιμές του συντελεστή φόρτισης θα παραμένουν οι ίδιες.



Σχήμα 3.11. Καμπύλες με τις μέσες τιμές της συνολικής μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των Φ/Β σταθμών του συστήματος για μία ισοδύναμη ημέρα των δώδεκα μηνών του έτους και του συνολικού έτους (MW) θεωρώντας το Σενάριο 1000 MW

## 3.6.4. Κριτήρια Αξιοπιστίας του Συστήματος

Στον Πίνακα 3.5 παρουσιάζονται σε συγκεντρωτική μορφή τα κριτήρια αξιοπιστίας του συστήματος και οι αντίστοιχες εφαρμοζόμενες τιμές τους. Σημειώνεται ότι οι τιμές των Κριτηρίων Αξιοπιστίας 3 και 4 για τις δύο διαφορετικές θεωρούμενες στάθμες αιολικής διείσδυσης στα διαφορετικά σενάρια ανάλυσης

υπολογίστηκαν από την κατάλληλη επεξεργασία δεδομένων που αφορούν τις χρονολογικές καμπύλες της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων. Οι τιμές αυτές θεωρούν την αναμενόμενη αύξηση ή μείωση της παραγόμενης ισχύος σε διαδοχικές ώρες του έτους με πιθανότητα να συμβούν μεγαλύτερη από 95%. Επίσης, ο Πίνακας 3.6 παρουσιάζει τα χαρακτηριστικά του συστήματος για την ικανοποίηση των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 για τα θεωρούμενα δύο σενάρια αιολικής διείσδυσης. Οι τιμές του πίνακα 3.5 θεωρώντας το κριτήριο ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος Ν-1 για τη λειτουργία των μονάδων παραγωγής του.

Κριτήριο Αξιοπιστίας	Περιγραφή	Εφαρμοζόμενη Τιμή
1	Διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας που καθορίζεται από την παραγόμενη ισχύ εξόδου της μονάδας παραγωγής με τη μέγιστη τιμή – Κριτήριο N-1	N-1
2	Διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας που καθορίζεται από μία σταθερή τιμή ισχύος	400 MW
3	Διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας που καθορίζεται από μία σταθερή τιμή ισχύος και αφορά τα γεγονότα ξαφνικής μείωσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων. Καθορίζεται μία διαφορετική τιμή για συγκεκριμένη στάθμη της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών πάρκων.	3000 MW→220 MW 5000 MW→310 MW
4	Ισχύς κατάλληλων θερμικών σταθμών που είναι διαθέσιμη για μείωση σε γεγονότα ξαφνικής αύξησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων (Αρνητική στρεφόμενη εφεδρεία). Καθορίζεται μία διαφορετική τιμή για συγκεκριμένη στάθμη της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών πάρκων	$3000 \text{ MW} \rightarrow 220 \text{ MW}$ $5000 \text{ MW} \rightarrow 340 \text{ MW}$

Πίνακας	35	Κοιτή			του <b>σ</b> ι	υστήματος
πινακάς	5.5.	rpuq	più Ag	Joniorius	100 0	υστηματός

Πίνακας 3.6. Χαρακτηριστικά του συστήματος για την ικανοποίηση των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 για τα θεωρούμενα σενάρια αιολικής διείσδυσης

	ΣΕΝΑΡΙΟ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ		
	3000 MW	5000 MW	
ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΓΙΑ ΡΥΘΜΙΣΗ (MW)	220	340	
ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΡΥΘΜΙΣΗΣ (Θεωρώντας το Κριτήριο Ν-1)	≥3	≥4	

## 3.6.5. Αποτελέσματα της Ανάλυσης

Τα αποτελέσματα που ευρέθησαν για τους υπολογιζόμενους δείκτες που αναφέρονται στην ενότητα 3.5 του παρόντος κεφαλαίου, παρουσιάζονται αναλυτικά στους Πίνακες 3.7 και 3.8. Επίσης, παρουσιάζονται ενδεικτικά διαγράμματα που αναπαριστούν γραφικά τις μεταβολές ορισμένων από τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά της λειτουργίας του συστήματος του όπως είναι η μη απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα του συστήματος, η παραγόμενη ισχύς από τους ΥΗΣ, κλπ., για να καταστούν πιο εύκολα κατανοητά τα συμπεράσματα που προκύπτουν.

Πίνακας 3.7. Αποτελέσματα των δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για τις περιπτώσεις ανάλυσης 1 – 4

Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών Πάρκων 3000 MW και Φωτοβολταϊκών Σταθμών 700 MW							
	Περίπτωση Ανάλυσης	1	2	3	4		
	Διαδικασία Ένταξης		Κανονική		Τροποποιημ.		
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΔΕΙΚΤΩΝ	Σενάριο Ζήτησης Φορτίου Δείκτης	]	Ισχύς: 12 Ενέργεια: 69	696,73 MW 135,340 GW	h		
	LOLE (ώρες/έτος)	55,82	43,16	106,30	56,36		
	LOEE (GWh/έτος)	26,852	21,949	54,466	27,042		
ΑΞΙΟΙΠΣΤΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	EDNS (MW)	481,05	508,54	512,36	479,85		
	FLOL (γεγ./έτος)	17,49	13,05	31,04	17,33		
	ADLL (ώρες)	3,19	3,31	3,42	3,25		
	ΡΗΕΑΙΤΗ (ώρες/έτος)	8649,55	8676,15	8565,63	8649,20		
ΑΣΦΑΛΗΣ λειτουργία	FRHEALTH (γεγ./έτος)	31,77	23,80	50,99	31,67		
	DHEALTH (ώρες)	272,30	364,54	167,97	273,14		
	FRCR4PR (γεγ./έτος)	3,42	5,61	3,28	2,95		
KPITHPIO	ADCR4PR (ώρες/έτος)	333,22	342,50	348,19	332,90		
ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ 4	DCR4PR (ώρες)	97,35	61,08	106,19	112,85		
	PCR4PR (MW)	53,13	53,58	52,38	53,62		
ΙΣΟΖΥΓΙΟ	ETHERM-A (GWh/έτος)	28568,714	28381,371	28618,679	28693,914		
ενεργείας	ETHERM-B (GWh/έτος)	-	-	-	-		
	ETHERM-CD (GWh/έτος)	25183,794	25000,527	25470,439	25053,295		
	ETHERM-D (GWh/έτος)	1428,825	1433,280	1427,194	1427,797		
	ETHERM-E (GWh/έτος)	39,088	30,249	65,551	40,443		
	ETHERM-T (GWh/έτος)	55220,422	54845,428	55581,863	55215,449		
	EAPE (GWh/έτος)	1354,013	1353,753	1354,090	1353,948		
	EWIND (GWh/έτος)	7379,851	7364,157	7385,510	7388,410		
	EOHS (%)	27,803	27,744	27,825	27,836		
	EPV (GWh/έτος)	890,298	890,298	890,298	890,298		
	PPV (MWh/MW_έτος)	1271,855	1271,855	1271,855	1271,855		
	EAWE (GWh/έτος)	4502,979	4898,830	4108,187	4499,268		
	EAWET (GWh/έτος)	5068,729	5464,580	4673,937	5065,018		
	EAPETOT (GWh/έτος)	14692,891	15072,788	14303,836	14697,674		
	ΕΤΟΤ (GWh/έτος)	69913,313	69918,216	69885,699	69913,123		
	PRWIND (%)	10,556	10,533	10,568	10,568		
	PRHYDRO (%)	7,250	7,816	6,688	7,245		
	PRAPE (%)	1,937	1,936	1,938	1,937		
	PRPV (%)	1,273	1,273	1,274	1,273		
	PRAPETOT (%)	21,016	21,558	20,467	21,023		

Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών Πάρκων 3000 MW και Φωτοβολταϊκών Σταθμών 700 MW							
	Περίπτωση Ανάλυσης	1	2	3	4		
	Διαδικασία Ένταξης Κανονική			Τροποποιημ.			
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΔΕΙΚΤΩΝ	Σενάριο Ζήτησης Φορτίου Δείκτης	Ισχύς: 12696,73 MW Ενέργεια: 69135,340 GW			'n		
	EAWP (GWh/έτος)	804,825	804,825	804,825	804,825		
	DUREQ-A (ώρες/έτος)	6625,40	6581,95	6636,98	6654,43		
ΙΣΟΛΥΝΑΜΕΣ	DUREQ-B (ώρες/έτος)	-	-	-	-		
ΩΡΕΣ	DUREQ-C (ώρες/έτος)	4981,98	4945,72	5038,68	4956,16		
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	DUREQ-Ε (ώρες/έτος)	72,39	56,02	121,39	74,90		
	OPERDUR-CD(ώρες/έτος)	6744,30	6744,74	6779,04	6668,55		
	GTFR (γεγ./έτος)	76,15	61,32	102,84	151,56		
<b>ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</b>	GTADUR (ώρες/έτος)	227,47	177,88	352,06	335,83		
ΕΥΕΛΙΚΙ 32Ν ΜΟΝΑΔΩΝ	GTDUR (ώρες)	2,99	2,90	3,42	2,22		
	GTPR (MW)	DUR (ώρες)2,992,903,422PR (MW)171,84170,06186,1912RFR-E (γεγ./έτος)34,6126,8650,545ERDUR-E (ώρες/έτος)123,6396,09197,0914ERPR (MW)26,3526,2327,7222IFR-C (γεγ./έτος)29,3728,4329,0724TFR-CREG (γεγ./έτος)14,0212,7813,8514	120,43				
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗ	STRFR-Ε (γεγ./έτος)	34,61	26,86	50,54	51,96		
ΑΠΟΔΟΣΗ ενελικτον	OPERDUR-Ε (ώρες/έτος)	123,63	96,09	197,09	146,17		
ΜΟΝΑΔΩΝ	OPERPR (MW)	26,35	26,23	27,72	23,06		
	INTFR-C (γεγ./έτος)	29,37	28,43	29,07	28,87		
ΑΙΑΚΟΠΕΣ	INTFR-CREG (γεγ./έτος)	14,02	12,78	13,85	14,06		
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	INTFRA-C (γεγ./έτος)	0,09	0,23	0,02	0,05		
ΣΤΑΘΩΝ ΣΥΝΔ.	INTFRA-CREG(γεγ./έτος)	0	0,01	0	0		
KYKA.	INTFRB-C (γεγ./έτος)	0	0	0	0		
	INTFRB-CREG(γεγ./έτος)	0	0	0	0		
	FRWPRT (γεγ./έτος)	113,22	126,08	109,54	105,26		
ΜΕΙΩΜΕΝΗ	ADWPRT (ώρες/έτος)	203,38	254,23	185,97	169,75		
ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ Παραγομένης	DWPRT (ώρες)	1,80	2,02	1,70	1,61		
ΙΣΧΥΟΣ Α/Π	EWPRT (GWh/έτος)	32,645	48,339	26,986	24,086		
(Συνολικές τιμές)	PWPRT (MW)	160,51	190,14	145,11	141,89		
	PRWPRT (%)	0,440	Ισχός:         12696,73 MW           Ενέργεια:         69135,340 GWh           804,825         804,825           6625,40         6581,95           6625,40         6581,95           6625,40         6581,95           6625,40         6581,95           6636,98         -           -         -           4981,98         4945,72         5038,68           72,39         56,02         121,39           6744,30         6744,74         6779,04           76,15         61,32         102,84           227,47         177,88         352,06           2,99         2,90         3,42           171,84         170,06         186,19           34,61         26,86         50,54           123,63         96,09         197,09           26,35         26,23         27,72           29,37         28,43         29,07           14,02         12,78         13,85           0,09         0,23         0,02           0         0         0         0           13,22         126,08         109,54         203,38           254,23         185,97	0,325			
	FRWPR (γεγ./έτος)	18,89	28,78	16,05	13,76		
ΜΕΙΩΜΕΝΗ	ADWPR (ώρες/έτος)	39,47	64,66	33,58	25,98		
ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ Παραγομένης	DWPR (ώρες)	2,09	2,25	2,09	1,89		
ΙΣΧΥΟΣ Α/Π	EWPR (GWh/έτος)	7,706	14,505	6,156	4,883		
(Αίτιο Ι)	PWPR (MW)	195,22	224,33	183,31	187,97		
	PRWPR (%)	0,104	0,196	0,083	0,066		
ΜΕΙΩΜΕΝΗ	FRSPWPR (γεγ./έτος)	38,66	52,36	33,82	30,19		
ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ	ADSPWPR (ώρες/έτος)	95,81	137,35	84,19	67,68		
ΙΣΧΥΟΣ Α/Π	DSPWPR (ώρες)	2,48	2,62	2,49	2,24		
(Αίτιο ΙΙ)	ESPWPR (GWh/έτος)	13,921	20,758	12,132	9,504		

Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών Πάρκων 3000 MW και Φωτοβολταϊκών Σταθμών 700 MW								
	Περίπτωση Ανάλυσης	1	2	3	4			
	Διαδικασία Ένταξης		Κανονική		Τροποποιημ.			
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΔΕΙΚΤΩΝ	Σενάριο Ζήτησης Φορτίου Δείκτης	Ισχύς: 12696,73 MW Ενέργεια: 69135,340 GWh						
	PSPWPR (MW)	145,30	151,13	144,10	140,43			
	PRSPWPR (%)	0,188	0,280	0,164	0,128			
	FRWPRCR4 (γεγ./έτος)	91,02	99,37	89,11	87,40			
ΜΕΙΩΜΕΝΗ	ADWPRCR4 (ώρες/έτος)	116,20	129,99	109,21	108,01			
ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ	DWPRCR4 (ώρες)	1,28	1,31	1,23	1,24			
ΙΣΧΥΟΣ Α/Π	EWPRCR4 (GWh/έτος)	11,018	13,076	8,698	9,699			
(Αίτιο ΙV)	PWPRCR4 (MW)	94,82	100,60	79,65	89,80			
	PRWPRCR4 (%)	0,149	0,176	0,117	0,131			

Πίνακας 3.8. Αποτελέσματα των δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για τις περιπτώσεις ανάλυσης 5 – 7

Εγκατεστημένη	Αιολικών Πάρκων	5000	MW	3000 MW
ισχύς	Φωτοβολταϊκών Σταθμών	1000	MW	700 MW
	Περίπτωση Ανάλυσης	5	6	7
	Πρόγραμμα Άντλησης	Κανονικό	Αυξημένο	Κανονικό
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΔΕΙΚΤΩΝ	Σενάριο Ζήτησης Φορτίου Δείκτης	Ισχύς: 126 Ενέρ 69135,34	96,73 MW γεια: 40 GWh	Ισχύς: 12946,73 MW Ενέργεια: 70495,340 GWh
	LOLE (ώρες/έτος)	14,32	11,44	98,03
	LOEE (GWh/έτος)	5,761	4,261	51,795
ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ Αγιτουργίας	EDNS (MW)	402,27	372,55	528,37
	FLOL (γεγ./έτος)	5,53	4,89	27,97
	ADLL (ώρες)	2,59	2,34	3,51
	PHEALTH (ώρες/έτος)	8726,21	8732,50	8582,35
ΑΣΦΑΛΗΣ ΑΓΙΤΟΥΡΓΙΑ	FRHEALTH (γεγ./έτος)	12,93	11,49	45,69
ALITOTTIA	DHEALTH (ώρες)	L (ώρες)2,592,343,5ALTH (ώρες/έτος) $8726,21$ $8732,50$ $8582$ EALTH (γεγ./έτος) $12,93$ $11,49$ $45,6$ ALTH (ώρες) $674,67$ $759,94$ $187,$ R4PR (γεγ./έτος) $3,11$ $2,40$ $3,7$ PR4PR (ώρες/έτος) $320,41$ $324,89$ $330,$ 4PR (ώρες) $103,09$ $135,60$ $88,1$ 4PR (MW) $66,23$ $59,38$ $53,7$ ERM-A (GWh/έτος) $27008,869$ $27395,425$ $28669$	187,85	
	FRCR4PR (γεγ./έτος)	3,11	2,40	3,75
ΚΡΙΤΗΡΙΟ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ 4	ADCR4PR (ώρες/έτος)	320,41	324,89	330,66
	DCR4PR (ώρες)	103,09	135,60	88,10
	PCR4PR (MW)	66,23	59,38	53,14
ΙΣΟΖΥΓΙΟ	ETHERM-A (GWh/έτος)	27008,869	27395,425	28669,217
ενεργείας	ETHERM-B (GWh/έτος)	-	-	-
	ETHERM-CD (GWh/έτος)	21708,221	21488,707	26392,934
	ETHERM-D (GWh/έτος)	1425,611	1431,237	1429,407
	ETHERM-E (GWh/έτος)	12,974	10,810	61,073
	ETHERM-T (GWh/έτος)	50155,673	50326,179	56552,631
	EAPE (GWh/έτος)	1353,923	1354,048	1354,076
	EWIND (GWh/έτος)	12085,309	12153,117	7385,538
	EOHS (%)	27,420	27,574	27,825
	EPV (GWh/έτος)	1271,855	1271,855	890,298
	PPV (MWh/MW_έτος)	1271,855	1271,855	1271,855
	EAWE (GWh/έτος)	4501,893	4504,031	4500,077
	EAWET (GWh/έτος)	5067,643	5635,531	5065,827
	EAPETOT (GWh/έτος)	19778,730	20414,551	14695,739
	ETOT (GWh/έτος)	69934,404	70470,730	71248,371
	PRWIND (%)	17,281	17,180	10,366
	PRHYDRO (%)	7,246	7,966	7,110
	PRAPE (%)	1,936	1,914	1,901

Εγκατεστημένη	Αιολικών Πάρκων	5000	MW	3000 MW
ισχύς	Φωτοβολταϊκών Σταθμών	1000	MW	700 MW
	Περίπτωση Ανάλυσης	5	6	7
	Πρόγραμμα Άντλησης	Κανονικό	Αυξημένο	Κανονικό
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΔΕΙΚΤΩΝ	Σενάριο Ζήτησης Φορτίου	Ισχύς: 126 Ενέρ 69135 3	596,73 MW γεια: 40 CWb	Ισχύς: 12946,73 MW Ενέργεια: 70495 340 CWb
	PRPV (%)	1 819	1 798	1 250
	PRAPETOT (%)	28,282	28,858	20,626
	EAWP (GWh/έτος)	804,825	1609,	804,825
	DUREQ-A (ώρες/έτος)	6263,65	6353,30	6648,71
ΙΣΟΛΥΝΑΜΕΣ	DUREQ-Β (ώρες/έτος)	-	-	-
ΩΡΕΣ	DUREQ-C (ώρες/έτος)	4294,42	4251,0	5221,17
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	DUREQ-Ε (ώρες/έτος)	24,03	20,02	113,10
	OPERDUR-CD(ώρες/έτος)	6146,88	6121,34	6958,46
	GTFR (γεγ./έτος)	37,16	34,37	99,28
<b>ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ</b>	GTADUR (ώρες/έτος)	90,02	76,76	328,16
ΕΥΕΛΙΚΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ	GTDUR (ώρες)	2,42	2,23	3,31
	GTPR (MW)	144,13	140,84	186,11
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗ	STRFR-Ε (γεγ./έτος)	16,50	15,06	46,27
ΑΠΟΔΟΣΗ ΕΥΕΛΙΚΤΩΝ	OPERDUR-Ε (ώρες/έτος)	46,47	39,08	182,76
ΜΟΝΑΔΩΝ	OPERPR (MW)	23,26	23,05	27,85
	INTFR-C (γεγ./έτος)	28,13	26,29	23,12
λιακοπές	INTFR-CREG (γεγ./έτος)	17,54	16,41	8,10
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	INTFRA-C (γεγ./έτος)	0,05	0,03	0,07
ΣΤΑΘΩΝ ΣΥΝΔ. κνκα	INTFRA-CREG(γεγ./έτος)	0	0	0
K I K/A.	INTFRB-C (γεγ./έτος)	0	0	0
	INTFRB-CREG( $\gamma \epsilon \gamma$ ./έτος)	0	0	0
	FRWPRT (γεγ./έτος)	185,26	150,74	107,80
ΜΕΙΩΜΕΝΗ	ADWPRT (ώρες/έτος)	510,11	322,20	182,31
ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ	DWPRT (ώρες)	2,75	2,14	1,69
ΙΣΧΥΟΣ Α/Π	EWPRT (GWh/έτος)	155,311	87,503	26,958
(Συνολικές τιμές)	PWPRT (MW)	304,47	271,58	147,87
	PRWPRT (%)	1,269	0,715	0,364
	FRWPR (γεγ./έτος)	64,34	45,17	15,55
ΜΕΙΩΜΕΝΗ	ADWPR (ώρες/έτος)	168,96	90,30	32,94
ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ	DWPR (ώρες)	2,63	2,0	2,12
ΙΣΧΥΟΣ Α/Π	EWPR (GWh/έτος)	47,208	25,024	6,373
(Αίτιο Ι)	PWPR (MW)	279,40	277,126	193,46
	PRWPR (%)	0,386	0,204	0,086

Εγκατεστημένη	Αιολικών Πάρκων	5000	MW	3000 MW
ισχύς	Φωτοβολταϊκών Σταθμών	1000	MW	700 MW
	Περίπτωση Ανάλυσης	5	6	7
	Πρόγραμμα Άντλησης	Κανονικό	Αυξημένο	Κανονικό
ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΔΕΙΚΤΩΝ	Σενάριο Ζήτησης Φορτίου Δείκτης	Ισχύς: 12696,73 MW Ενέργεια: 69135,340 GWh		Ισχύς: 12946,73 MW Ενέργεια: 70495,340 GWh
	FRSPWPR (γεγ./έτος)	129,23	94,47	32,43
ΜΕΙΩΜΕΝΗ	ADSPWPR (ώρες/έτος)	418,20	239,84	80,15
ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ	DSPWPR (ώρες)	3,24	2,54	2,47
ΙΣΧΥΟΣ Α/Π	ESPWPR (GWh/έτος)	94,331	52,324	11,582
(Αίτιο ΙΙ)	PSPWPR (MW)	225,56	218,17	144,51
	Πάρκων         3000 HW         3000           Φωτοβολταϊκών Σταθμών         1000 MW         700           Περίπτωση Ανάλυσης         5         6           Πρόγραμμα Αντλησης         Κανονικό         Αυξημένο         Κα           Δεκάριο Ζήτησης Φορτίου         Ισχύς: 12696,73 MW Ενέργεια:         Ισχύς: 12696,73 MW Ενέργεια:         Ισχύς: 12696,73 MW           Δείκτης         69135,340 GWh         704955           FRSPWPR (γεγ./έτος)         129,23         94,47         3           ADSPWPR (ώρες/έτος)         418,20         239,84         88           DSPWPR (ώρες)         3,24         2,54         22           ESPWPR (GWh/έτος)         94,331         52,324         11           PSPWPR (MW)         225,56         218,17         14           PRSPWPR (%)         0,771         0,427         00           FRWPRCR4 (γεγ./έτος)         100,60         92,95         88           ADWPRCR4 (ώρες)         1,26         1,19         99           EWPRCR4 (GWh/έτος)         13,772         10,155         99           PWPRCR4 (MW)         108,65         91,72         88           PWPRCR4 (%)         0,113         0,083         00	0,156		
	FRWPRCR4 (γεγ./έτος)	100,60	92,95	88,53
ΜΕΙΩΜΕΝΗ	ADWPRCR4 (ώρες/έτος)	126,75	110,72	108,92
ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ Παραγομένης	DWPRCR4 (ώρες)	1,26	1,19	1,23
ΙΣΧΥΟΣ Α/Π	EWPRCR4 (GWh/έτος)	13,772	10,155	9,003
(Αίτιο ΙV)	PWPRCR4 (MW)	108,65	91,72	82,65
	PRWPRCR4 (%)	0,113	0,083	0,121

Αρκετά χρήσιμα συμπεράσματα μπορούν να εξαχθούν από τη θεώρηση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από την ανάλυση των εναλλακτικών περιπτώσεων σχεδιασμού και λειτουργίας του συστήματος. Τα σημαντικότερα από αυτά αφορούν την αξιοπιστία λειτουργίας, την απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας από τα αιολικά πάρκα, το ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος και τη λειτουργική απόδοση των διαφόρων τύπων των σταθμών παραγωγής και αναλύονται στη συνέχεια.

#### Αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος

Στο διάγραμμα του Σχήματος 3.12 φαίνονται οι μεταβολές των αριθμητικών τιμών των δύο βασικών δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος (Αναμενόμενη Διάρκεια Απώλειας Φορτίου, LOLE, και Αναμενόμενη Μη Τροφοδοτούμενη Ενέργεια, LOEE) για τις επτά εναλλακτικές περιπτώσεις που εξετάστηκαν. Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν φαίνεται ότι η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος εξαρτάται σε σημαντικό βαθμό από τη σχετική θεώρηση του τύπου υδρολογικού έτους. Στην Περίπτωση 2, κατά την οποία θεωρείται το υγρό υδρολογικό έτος, οι αριθμητικές τιμές των δεικτών μειώνονται κατά 22% περίπου σε σχέση με την περίπτωση του μέσου υδρολογικού έτους. Αντίθετα, η θεώρηση του ξηρού υδρολογικού έτους (Περίπτωση 3) οδηγεί σε σημαντική μείωση της αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος καθώς οι αριθμητικές τιμές των δεικτών σχεδόν διπλασιάζονται. Σημειώνεται ότι η θεώρηση της τροποποιημένης διαδικασίας ένταξης των μονάδων παραγωγής του συστήματος (Περίπτωση 4) δεν επιφέρει ουσιαστικές μεταβολές στην αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος.

Τέλος, η εγκατάσταση επιπρόσθετων ανεμογεννητριών (Περίπτωση 5) βελτιώνει σημαντικά τη στάθμη αξιοπιστίας του συστήματος καθώς είναι διαθέσιμη μεγαλύτερη ισχύς για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει σχετικά με το αυξημένο πρόγραμμα αντλησιοταμίευσης (Περίπτωση 6) λόγω της θεώρησης που γίνεται σύμφωνα με την οποία η ποσότητα νερού που αντλείται θα καταναλωθεί το επόμενο χρονικό διάστημα στο οποίο παρατηρούνται οι αιχμές της ζήτησης φορτίου του συστήματος.



Σχήμα 3.12. Μεταβολές βασικών δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος για τις επτά περιπτώσεις ανάλυσης

### Μειωμένη απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων

Στο Σχήμα 3.13 παρουσιάζονται οι μεταβολές των αριθμητικών τιμών των σημαντικότερων δεικτών που αφορούν τη μειωμένη απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα του συστήματος. Όπως φαίνεται, η συνολική παραγόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων απορροφάται από το σύστημα σχεδόν ολοκληρωτικά σε όλες τις εναλλακτικές περιπτώσεις που εξετάστηκαν (η αριθμητική τιμή του δείκτη PRWPRT της συνολικής μη απορροφόμενης ενέργειας κυμαίνεται από 0,32% έως 1,27%). Αυτό σημαίνει ότι η θεωρούμενη αιολική διείσδυση προκαλεί πολύ μικρές επιπτώσεις στη λειτουργία του συστήματος και τα πολύ μικρά ποσοστά μη απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας μπορούν να μειωθούν με κατάλληλες λειτουργικές ενέργειες ή να εξαγθούν από το σύστημα με κατάλληλες συνεννοήσεις. Όμως, η συγνότητα και η συνολική ετήσια διάρκεια αυτών των γεγονότων μη απορρόφησης (δείκτες FRWPRT και ADWPRT) έχουν τιμές που κυμαίνονται από 105 γεγ./έτος έως 185 γεγ./έτος και από 170 ώρες/έτος έως 510 ώρες/έτος αντίστοιχα ενώ οι τιμές της μέσης παραγόμενης ισχύος που δεν απορροφάται (δείκτης PWPRT) κυμαίνονται από 142 MW έως 304 MW. Το γεγονός αυτό υποδηλώνει ότι σε υψηλές στάθμες αιολικής διείσδυσης οι λειτουργικές ενέργειες του συστήματος που θα πρέπει να πραγματοποιούνται από τον Διαχειριστή του συστήματος θα είναι αρκετά συχνές και θα διαρκούν μία πολύ σημαντική χρονική περίοδο του έτους με αποτέλεσμα ο έλεγχος της λειτουργίας του συστήματος να παρουσιάζει επιπρόσθετες απαιτήσεις οι οποίες θα καθίστανται αρκετά πολύπλοκες και σημαντικές όσο η στάθμη αιολικής διείσδυσης αυξάνεται.

Επίσης, οι δείκτες που αφορούν την αιολική διείσδυση επηρεάζονται από τα θεωρούμενα τρία σενάρια της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών σταθμών ανάλογα με τον τύπο του υδρολογικού έτους. Αναμένονται αυξημένες τιμές μη απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων στο υγρό υδρολογικό έτος και μειωμένες τιμές στο ξηρό υδρολογικό έτος σε σχέση με τις τιμές του μέσου υδρολογικού έτους. Επιπλέον, η θεώρηση της τροποποιημένης διαδικασίας ένταξης των μονάδων παραγωγής έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της μη απορροφόμενης παραγωγής των αιολικών πάρκων λόγω της μειωμένης λειτουργίας των σταθμών συνδυασμένου κύκλου.

Τέλος, ιδιαίτερη σημασία για την απορρόφηση της αιολικής παραγωγής έχει το θεωρούμενο σενάριο λειτουργίας των αντλητικών σταθμών του συστήματος (βασικό ή αυξημένο) όπως προκύπτει από τα αποτελέσματα των Περιπτώσεων 5 και 6. Αυτή η διαπίστωση δείχνει φανερά ότι η κατασκευή κατάλληλων έργων αντλησιοταμίευσης αποτελεί μια εναλλακτική λύση για την απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων η οποία δεν μπορεί να απορροφηθεί ως αποτέλεσμα των διάφορων περιορισμών της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Όμως, απαιτείται μια κατάλληλη μελέτη των σχετικών επιπτώσεων έτσι ώστε να ληφθούν αποφάσεις για την κατασκευή τέτοιων έργων και να καθορισθούν τα χρονικά διαστήματα λειτουργίας των αντίστοιχων σταθμών. Συνεπώς, πρέπει να διαπιστωθούν ποια είναι τα χρονικά διαστήματα της ημέρας κατά τα οποία παρουσιάζεται η μειωμένη απορρόφηση της αιολικής παραγωγής και για το λόγο αυτό χρησιμοποιούνται τα διαγράμματα των Σχημάτων 3.14 έως 3.24. Σε αυτές τις χρονικές περιόδους, μπορεί να εφαρμόζεται μία διαδικασία άντλησης υδάτων από κατάλληλες δεξαμενές αποθήκευσης προς τους αντίστοιχους ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών σταθμών του συστήματος χρησιμοποιώντας την πλεονάζουσα αιολική παραγωγή. Αυτή η λειτουργική πρακτική της άντλησης έχει ως αποτέλεσμα την απορρόφηση επιπρόσθετων ποσοτήτων της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων οι οποίες, σε αντίθετη περίπτωση, θα αποκόπτονταν παραμένοντας αναξιοποίητες και, πρακτικά, προκαλούν αύξηση της αιολικής διείσδυσης.



Σχήμα 3.13. Βασικοί δείκτες μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος για τις επτά εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης

Στο διάγραμμα του Σχήματος 3.14 φαίνονται οι μεταβολές της μέσης ωριαίας μη απορροφόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος, σε % ποσοστό της συνολικής μη απορροφόμενης ενέργειας, για το τυπικό 24ωρο του συνολικού έτους, όπως προέκυψε από την ανάλυση της Περίπτωσης 1. Όπως φαίνεται, οι υψηλότερες τιμές (μεγαλύτερες από 25%) εμφανίζονται κατά τη διάρκεια των πρώτων πρωινών ωρών της ημέρας, όταν η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι χαμηλή και η παραγόμενη ισχύς από τα αιολικά πάρκα του συστήματος κυμαίνεται σε σχετικά υψηλά επίπεδα. Αντίθετα, στις ώρες ζήτησης των αιχμών του συστήματος η μη απορρόφηση της αιολικής παραγωγής είναι αμελητέα. Επίσης, στα διαγράμματα των Σχημάτων 3.15 έως 3.24 φαίνονται οι ατομικές και αθροιστικές πιθανότητες εμφάνισης των ενδεχομένων αποκοπής της αιολικής παραγωγής, με βήματα των 50 MW, για το συνολικό έτος και για κάθε ζώνη ζήτησης του φορτίου ξεχωριστά, όπως προέκυψαν από την ανάλυση της Περίπτωσης 5. Σημειώνεται ότι οι θεωρούμενες ζώνες αφορούν τη χαμηλή ζήτηση φορτίου (ώρες  $1 - 7 \pi$ .μ.), την ενδιάμεση ζήτηση φορτίου (ώρες 8 - 10 π.μ., 2 - 5 μ.μ. και 11 - 12 μ.μ.) και την ζήτηση των αιχμών του φορτίου (ώρες 11 π.μ. - 1μ.μ. και 6 – 10 μ.μ.). Τα διαγράμματα αυτά είναι πολύ σημαντικά διότι μπορούν να αποτελέσουν οδηγό για το σχεδιασμό και λειτουργία των συστημάτων αντλησιοταμίευσης. Για παράδειγμα, από το διάγραμμα του Σχήματος 3.16 προκύπτει το συμπέρασμα ότι ένα σταθμός άντλησης ονομαστικής ισχύος ίσης με 450 ΜΨ αναμένεται να λειτουργήσει περίπου 150 ώρες το έτος ενώ τα διαγράμματα των Σχημάτων 3.17 -3.24 δείχνουν τη διακύμανση της λειτουργίας του σταθμού αυτού μέσα στα τρία χρονικά διαστήματα της ημέρας που καθορίζονται από την αντίστοιχη ζήτηση φορτίου (81, 62 και 7 ώρες περίπου αντίστοιχα).



Σχήμα 3.14. Μεταβολές της μέσης ωριαίας μη απορροφόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος για το τυπικό 24ωρο του έτους θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 1



Σχήμα 3.15. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5



Σχήμα 3.16. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5



Σχήμα 3.17. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας τα διαφορετικά επίπεδα ζήτησης φορτίου για την Περίπτωση Ανάλυσης 5



Σχήμα 3.18. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας τα διαφορετικά επίπεδα ζήτησης φορτίου για την Περίπτωση Ανάλυσης 5



Σχήμα 3.19. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης χαμηλού φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5



Σχήμα 3.20. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης χαμηλού φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5



Σχήμα 3.21. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης μέσου φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5



Σχήμα 3.22. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης μέσου φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5



Σχήμα 3.23. Ατομική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης υψηλού φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5



Σχήμα 3.24. Αθροιστική πιθανότητα εμφάνισης των γεγονότων μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος κατά τη διάρκεια των ωρών ζήτησης υψηλού φορτίου θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 5

#### Ενεργειακό ισοζύγιο συστήματος

Από τη σύγκριση των σχετικών αποτελεσμάτων που φαίνονται στους Πίνακες 3.7 και 3.8 προκύπτουν ορισμένα σημαντικά συμπεράσματα για τον τρόπο με τον οποίο τα διάφορα λειτουργικά χαρακτηριστικά του συστήματος επηρεάζουν το ενεργειακό ισοζύγιό του. Τα σημαντικότερα από τα συμπεράσματα αυτά είναι τα ακόλουθα:

- ✓ Η συνεισφορά της αιολικής παραγωγής στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος (δείκτης PRWIND) είναι αρκετά σημαντική και κυμαίνεται από 10,4% έως 17,3%. Λαμβάνοντας υπόψη όλες τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (δείκτης PRAPETOT), αυτή η συνεισφορά κυμαίνεται από 21,6% έως 28,9% (τύπος δεικτών ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ). Επίσης, οι επιπτώσεις της αιολικής διείσδυσης στις θεωρούμενες περιπτώσεις ανάλυσης, που προκαλούνται στη λειτουργία του συστήματος, είναι αρκετά σημαντικές και κύρια ποσοτικοποιούνται από το δείκτη της ισοδύναμης φόρτισης των αιολικών πάρκων (EOHS). Αυτές οι τιμές του δείκτη για όλες τις περιπτώσεις κυμαίνονται στο 27,5% περίπου.
- ✓ Η συνεισφορά των διαφορετικών τύπων θερμικών σταθμών στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος διαπιστώνεται από τις τιμές των αντίστοιχων δεικτών (ETHERM-A έως ETHERM-E) και από τις αντίστοιχες τιμές των ισοδύναμων ωρών λειτουργίας (δείκτες DUREQ-A έως DUREQ-E) οι οποίες παρουσιάζουν σχετικές διαφορές στις εναλλακτικές θεωρούμενες περιπτώσεις ανάλυσης. Στο Σχήμα 3.25 φαίνονται οι μεταβολές των ισοδύναμων ωρών λειτουργίας η αύξηση της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα και η αυξημένη ποσότητα διαθέσιμων υδάτων, που προκύπτει από την ανάλογη θεώρηση υδρολογικού έτους, έχουν ως αποτέλεσμα τη μείωση της ισοδύναμης ετήσιας λειτουργίας αυτών των σταθμών παραγωγής. Επίσης, όταν η ένταξη των μονάδων παραγωγής του συστήματος πραγματοποιείται θεωρώντας την τροποποιημένη διαδικασία, σημειώνεται μείωση των ισοδύναμων ωρών λειτουργίας των σταθμών συνδυασμένου κύκλου ενώ οι λιγνιτικοί σταθμοί με κωδικό λειτουργίας παραγωγής.

- ✓ Υπάρχει μία πολύ μικρή συνεισφορά των θερμικών σταθμών με κωδικό λειτουργίας Ε (ευέλικτες μονάδες παραγωγής) καθώς ο δείκτης της ισοδύναμης διάρκειας λειτουργίας τους (DUREQ-E) έχει πολύ μικρές τιμές που κυμαίνονται από 20 ώρες/έτος έως 121 ώρες/έτος. Όμως, αν εξεταστούν οι δείκτες που αφορούν τη λειτουργική απόδοση κάθε μονάδας παραγωγής ξεχωριστά, διαπιστώνεται ότι τα γεγονότα κατά τα οποία απαιτείται η ένταξη των μονάδων αυτών στο σύστημα είναι αρκετά περισσότερα (ο δείκτης STRFR-E φτάνει μέχρι 50 φορές/έτος\_μονάδα για την Περίπτωση 3 ενώ η αντίστοιχη ετήσια διάρκεια (δείκτης OPERDUR-E) αγγίζει τις 197 ώρες για κάθε μονάδα). Το γεγονός αυτό δείχνει ότι οι συγκεκριμένοι σταθμοί καλούνται συχνά να λειτουργήσουν σε χαμηλά επίπεδα φόρτισης, κυρίως, για λόγους ικανοποίησης των αφορά τη μέση παραγόμενη ισχύ κάθε μονάδας κυμαίνεται μεταξύ 23 MW και 27 MW).
- Τα Σχήματα 3.26 3.28 παρουσιάζουν τις ωριαίες μεταβολές της παραγόμενης ισχύος των διαφόρων τύπων των σταθμών παραγωγής του συστήματος (λιγνιτικοί σταθμοί με κωδικό λειτουργίας Α, σταθμοί συνδυασμένου κύκλου με κωδικό λειτουργίας Γ και υδροηλεκτρικοί σταθμοί) για μία τυπική εβδομάδα του έτους (168 τιμές) όπως αυτές προέκυψαν από την ανάλυση των περιπτώσεων 1,2 και 3 οι οποίες θεωρούν το μέσο, υγρό και ξηρό υδρολογικό έτος αντίστοιγα. Από τις καμπύλες αυτές γίνεται σαφές ότι η θεώρηση του τύπου υδρολογικού έτους επηρεάζει σημαντικά την ένταξη των διάφορων σταθμών παραγωγής για την κάλυψη του φορτίου και το αντίστοιγο επίπεδο λειτουργίας τους. Στο υγρό υδρολογικό έτος (Σγήμα 3.27) οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής παρουσιάζουν αυξημένη λειτουργία, σε σχέση με το μέσο υδρολογικό έτος (Σγήμα 3.26), έναντι των σταθμών συνδυασμένου κύκλου, κυρίως, και των λιγνιτικών σταθμών κατά δεύτερο λόγο οι οποίοι παρουσιάζουν σχετική μείωση. Αντίθετα, όταν θεωρείται το ξηρό υδρολογικό έτος, η μειωμένη λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών αντισταθμίζεται πρώτα από την αύξηση της λειτουργίας των σταθμών συνδυασμένου κύκλου και έπειτα από τους λιγνιτικούς σταθμούς. Επίσης, τονίζεται για άλλη μια φορά ο τρόπος λειτουργίας των υδροηλεκτρικών σταθμών οι οποίοι λειτουργούν κυρίως σε συγκεκριμένες γρονικές περιόδους με υψηλές τιμές της ζήτησης φορτίου. Από τα διαγράμματα αυτά καθίσταται σαφές ποιες είναι οι ώρες της εβδομάδας που αφορούν τα Σαββατοκύριακα και ποιες είναι οι ώρες κάθε ημέρας στις οποίες παρατηρείται αυξημένη ζήτηση φορτίου. Παρόμοιες καμπύλες υπολογίζονται για κάθε εβδομάδα του έτους και οι σχετικές διαφοροποιήσεις που προκύπτουν στη λειτουργία των σταθμών παραγωγής εξαρτώνται από διάφορους παράγοντες όπως είναι η ζήτηση φορτίου της εβδομάδας, οι εβδομαδιαίες βροχοπτώσεις, κλπ.



Σχήμα 3.25. Μεταβολές των ισοδύναμων ωρών λειτουργίας των σταθμών παραγωγής με κωδικό λειτουργίας Α και Γ για τις επτά εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης



Σχήμα 3.26. Μεταβολή της ωριαίας παραγόμενης ισχύος των σταθμών παραγωγής του συστήματος για μία τυπική εβδομάδα του έτους (α/α 19) θεωρώντας το μέσο υδρολογικό έτος



Σχήμα 3.27. Μεταβολή της ωριαίας παραγόμενης ισχύος των σταθμών παραγωγής του συστήματος για μία τυπική εβδομάδα του έτους (α/α 19) θεωρώντας το υγρό υδρολογικό έτος



Σχήμα 3.28. Μεταβολή της ωριαίας παραγόμενης ισχύος των σταθμών παραγωγής του συστήματος για μία τυπική εβδομάδα του έτους (α/α 19) θεωρώντας το ξηρό υδρολογικό έτος

#### Λειτουργία υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής του συστήματος

Στο διάγραμμα του Σχήματος 3.29 φαίνονται οι μεταβολές της μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των ΥΗΣ του συστήματος για κάθε τυπικό 24ωρο που αφορά τα Σαββατοκύριακα, τις καθημερινές ημέρες της εβδομάδας και το συνολικό έτος, όπως προέκυψαν από την ανάλυση της Περίπτωσης 1, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η υποχρεωτική λειτουργία τους. Όπως φαίνεται, και οι τρεις καμπύλες έχουν την ίδια, περίπου, μορφή με τις υψηλότερες τιμές τους να εμφανίζονται κατά τη διάρκεια των ωρών της ημέρας στις οποίες η ζήτηση φορτίου του συστήματος παρουσιάζει τις υψηλότερες τιμές της (11:00 – 13:00 και 19:00 – 22:00). Αντίστοιχα, οι χαμηλότερες τιμές και των τριών καμπυλών παρουσιάζονται τις ώρες της ημέρας κατά τη διάρκεια των οποίων η ζήτηση φορτίου του συστήματος κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα. Τα αποτελέσματα αυτά δείχνουν ξεκάθαρα ότι οι ΥΗΣ, κατά κύριο λόγο, συμμετέχουν στην κάλυψη των ημερήσιων αιχμών της ζήτησης φορτίου του συστήματος. Όμως, οι σχετικές ωριαίες μεταβολές κατά τη διάρκεια του Σαββατοκύριακου παρουσιάζουν μικρότερες διακυμάνσεις (η ωριαία παραγόμενη ισχύς κυμαίνεται από 1,74% έως 7,96% της αντίστοιχης συνολικής παραγωγής) σε σχέση με τις καθημερινές ημέρες της εβδομάδας (οι αντίστοιχες τιμές κυμαίνονται από 0,24% έως 11,27%). Το γεγονός αυτό οφείλεται στη μοντελοποίηση που έχει γίνει σύμφωνα με την οποία οι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου σταματούν τη λειτουργία τους κατά τη διάρκεια του Σαββατοκύριακου με αποτέλεσμα οι ΥΗΣ να καλούνται να λειτουργήσουν περισσότερο καθόλη τη διάρκεια αυτού του χρονικού διαστήματος. Οι αντίστοιχες τιμές για το συνολικό έτος ευρίσκονται μεταξύ των δύο προηγούμενων καμπυλών και κυμαίνονται από 1,10% έως 9,38% της αντίστοιχης συνολικής παραγωγής.



Σχήμα 3.29. Μεταβολές της μέσης ωριαίας παραγόμενης ισχύος των ΥΗΣ του συστήματος για κάθε τυπικό 24ωρο των Σαββατοκύριακων, των καθημερινών ημερών της εβδομάδας και του συνολικού έτους

#### Λειτουργική απόδοση σταθμών συνδυασμένου κύκλου

Οι δείκτες που αφορούν τη λειτουργία των σταθμών συνδυασμένου κύκλου λαμβάνουν αρκετά καλές τιμές. Η μέση τιμή των διακοπών της λειτουργίας τους (σβέσεις) λαμβάνοντας υπόψη τις λειτουργικές ανάγκες του συστήματος κυμαίνεται από 23 γεγ./έτος έως 29 γεγ./έτος (δείκτης INTFR-C) ενώ η αντίστοιχη μέση τιμή για τις διακοπές (σβέσεις) των μονάδων ρύθμισης κυμαίνεται από 8 γεγ./έτος έως 18 γεγ./έτος (δείκτης INTFR-CREG). Αυτές οι διακοπές (σβέσεις) πραγματοποιούνται προγραμματισμένα, κύρια κατά τη διάρκεια των Σαββατοκύριακων όπως θεωρείται στη μοντελοποίηση του συστήματος, ενώ η μέση τιμή των διακοπών (σβέσεων) που δεν είναι επιθυμητή είναι πολύ μικρή (η μέγιστη αριθμητική τιμή για το δείκτη INTFRA-C είναι περίπου ίση με 0,23 γεγ./έτος ενώ η αντίστοιχη τιμή που αφορά τις προβληματικές καταστάσεις κατά τη διάρκεια των Σαββατοκύριακων όπως δαββατοκύριακων (δείκτης INTFRB-C) είναι μηδέν σε όλες τις περιπτώσεις ανάλυσης). Οι τιμές αυτές υποδηλώνουν ότι, πρακτικά, δεν υπάρχουν προβληματικές καταστάσεις του συστήματος κατά τις οποίες κάποιοι σταθμοί συνδυασμένου κύκλου πρέπει αναγκαστικά να διακόψουν τη λειτουργία τους (για παράδειγμα λόγω χαμηλής τιμής της ζήτησης φορτίου).

Μία επιπρόσθετη σημαντική παράμετρος της λειτουργίας των σταθμών συνδυασμένου κύκλου (κωδικός λειτουργίας  $\Gamma$ ) είναι οι ώρες λειτουργίας τους που αφορούν τα διαφορετικά ποσοστά φόρτισής τους. Για το σκοπό αυτό, ευρίσκονται κατάλληλα διαγράμματα που παρουσιάζουν τα ιστογράμματα της φόρτισής τους για διαστήματα 5% από την ελάχιστη έως τη μέγιστη τιμή τους παραθέτοντας τις ετήσιες ώρες λειτουργίας τους και το μέσο αριθμό σταθμών σε λειτουργία. Ενδεικτικά, δύο διαγράμματα παρουσιάζονται στα Σχήματα 3.30 – 3.31 τα οποία προέκυψαν από την Περίπτωση Ανάλυσης 1 και αφορούν ξεχωριστά τους σταθμούς συνδυασμένου κύκλου με έναν και με περισσότερους από έναν αεροστρόβιλους (κωδικοί λειτουργίας Γ1 και Γ2 αντίστοιχα). Επίσης, σημειώνεται ότι σε κάθε σχήμα υπάρχουν ξεχωριστοί ράβδοι που αφορούν το σύνολο των κατανεμόμενων σταθμών συνδυασμένου κύκλου και των σταθμών ρύθμισης. Τέλος, το ποσοστό που αναγράφεται αναφέρεται κάθε φορά στον ετήσιο χρόνο λειτουργίας του συνόλου των αντίστοιχων σταθμών ενώ ο τρίτος αναγραφόμενος αριθμός εντός της παρένθεσης αφορά το μέσο αριθμό σταθμών που ευρίσκονται σε λειτουργία σε κάθε διάστημα. Για παράδειγμα, από το διάγραμμα του Σχήματος 3.30 προκύπτει ότι από τις 7929 ώρες (=4892/0,617) κατά τις οποίες ένας τουλάχιστον κατανεμόμενος σταθμός συνδυασμένου κύκλου με έναν αεροστρόβιλο τέθηκε σε λειτουργία, τέσσερις σταθμοί, κατά μέσο όρο, λειτουργούσαν για 4892 ώρες σε ποσοστό φόρτισης μεταξύ 55% και 60% της ονομαστικής τιμής τους (υπενθυμίζεται ότι το τεχνικό ελάχιστο των σταθμών αυτών είναι το 55% της ονομαστικής τιμής τους). Αντίθετα, οι σταθμοί ρύθμισης λειτουργούν σε πολύ υψηλότερα επίπεδα φόρτισης έτσι ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις του κριτηρίου της αντίστροφης στρεφόμενης εφεδρείας. Τα διαγράμματα αυτά μπορούν να αποτελέσουν σημαντικό εργαλείο για να διαπιστωθεί η απόδοση των σταθμών αυτών ανάλογα με τις διάφορες θεωρήσεις που γίνονται σχετικά με τη λειτουργία τους (π.χ. προτεραιότητα ένταξης, σβέση κατά τη διάρκεια των Σαββατοκύριακων, κλπ.).



Σχήμα 3.30. Διάγραμμα λειτουργίας σταθμών συνδυασμένου κύκλου με έναν αεροστρόβιλο (Γ1) για την Περίπτωση Ανάλυσης 1



Σχήμα 3.31. Διάγραμμα λειτουργίας σταθμών συνδυασμένου κύκλου με δύο ή τρεις αεροστροβίλους (Γ2) για την Περίπτωση Ανάλυσης 1

#### Ικανοποίηση κριτηρίου αντίστροφης στρεφόμενης εφεδρείας

Ορισμένες σημαντικές επιπτώσεις που εντοπίζονται στη λειτουργία του συστήματος από τα θεωρούμενα χαρακτηριστικά των επτά εναλλακτικών περιπτώσεων ανάλυσης αφορούν τη μη ικανοποίηση των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 σχετικά με την εφεδρεία ισχύος με συγκεκριμένες αντίστοιχες τιμές από τις μονάδες ρύθμισης του συστήματος για ενδεχόμενες αυξήσεις της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων. Η συχνότητα και η συνολική διάρκεια αυτών των γεγονότων (δείκτες FRCR4PR και ADCR4PR) κυμαίνονται από 2,4 γεγ./έτος έως 5,6 γεγ./έτος και από 320 ώρες/έτος έως 348 ώρες/έτος αντίστοιχα. Οι τιμές της απαιτούμενης επιπρόσθετης εφεδρείας ισχύος (δείκτης PCR4PR) κυμαίνονται κοντά στα 50 MW. Σε αυτές τις λειτουργικές καταστάσεις, το σύστημα δεν μπορεί να ανταποκριθεί με επάρκεια στα αντίστοιχα συμβάντα και ευρίσκεται σε κατάσταση ανάγκης. Είναι αδύνατο να αποφευχθεί ολοκληρωτικά η εμφάνιση των συμβάντων τέτοιων λειτουργικών καταστάσεων με την εφαρμογή κατάλληλων πρακτικών (για παράδειγμα όταν όλες οι μονάδες παραγωγής λειτουργούν με την ελάχιστη ισχύ εξόδου τους και δεν απορροφάται συνολικά η παραγόμενη ισχύς από τα αιολικά πάρκα).

# 3.7. Συμπεράσματα

Το παρόν Κεφάλαιο 3 αποτελεί ένα σημαντικό μέρος της διδακτορικής διατριβής. Ο βασικός στόχος του είναι να παρουσιάσει μία ολοκληρωμένη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ιδιαίτερη βαρύτητα δίνεται στην αποτελεσματική απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα του συστήματος και στην αναγνώριση των λειτουργικών καταστάσεων στις οποίες μπορεί να ευρεθεί το σύστημα και οι οποίες έχουν ως αποτέλεσμα κάποιο μέρος της αιολικής παραγωγής να μη μπορεί να απορροφηθεί. Επίσης, αναλύονται τα απαιτούμενα κριτήρια που εξασφαλίζουν την ασφαλή λειτουργία του συστήματος και περιγράφεται ένας αλγόριθμος που αναπτύχθηκε για την προσομοίωση της εβδομαδιαίας λειτουργίας των υδροηλεκτρικών σταθμών του συστήματος επιδιώκοντας τη βέλτιστη υδροθερμική συνεργασία και λαμβάνοντας υπόψη το επίπεδο των παροχών υδάτων στους ταμιευτήρες των σταθμών.

Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία εφαρμόζεται σε ένα τυπικό σύστημα που βασίζεται στο Ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας και θεωρεί όλα τα κύρια χαρακτηριστικά που επηρεάζουν τη λειτουργία του. Αρκετά σημαντικά συμπεράσματα προκύπτουν από την ανάλυση επτά εναλλακτικών περιπτώσεων σχεδιασμού και λειτουργίας του συστήματος τα οποία παρουσιάζονται αναλυτικά με τον υπολογισμό ενός συνόλου κατάλληλων δεικτών και γραφικά με τη χρήση κατάλληλων διαγραμμάτων. Τα σημαντικότερα από τα συμπεράσματα αυτά είναι τα ακόλουθα:

- Η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος επηρεάζεται από τη στάθμη αιολικής διείσδυσης και από τη διαθέσιμη ποσότητα υδάτων στους ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών σταθμών.
- Η απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας από τα αιολικά πάρκα του συστήματος γίνεται σε πολύ μεγάλο βαθμό. Όμως, η εμφάνιση γεγονότων κατά τη διάρκεια των οποίων η αιολική παραγωγή δε μπορεί να απορροφηθεί πλήρως από το σύστημα και οι απαιτούμενες ενέργειες που πρέπει να εκτελέσει ο Διαχειριστής του συστήματος αποτελούν έναν επιπρόσθετο παράγοντα με ιδιαίτερη σημασία που πρέπει να ληφθεί υπόψη.
- Η λειτουργία των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς βελτιώνει την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος ενώ, παράλληλα, αποτελεί ένα σημαντικό παράγοντα για την αύξηση της απορροφόμενης αιολικής ενέργειας στο σύστημα. Όμως, για την αποδοτική λειτουργία των εγκαταστάσεων αυτών απαιτείται ιδιαίτερος σχεδιασμός και προγραμματισμός σε κατάλληλες χρονικές περιόδους.
- Η στάθμη της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα και ο τύπος του υδρολογικού έτους που θεωρείται επηρεάζουν σημαντικά το ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος. Συγκεκριμένοι σταθμοί παραγωγής

είναι δυνατό να εμφανίζουν ιδιαίτερα χαμηλά επίπεδα λειτουργίας γεγονός που καταδεικνύει την ιδιαίτερη προσοχή που απαιτείται κατά το σχεδιασμό και λειτουργία του συστήματος έτσι ώστε να κρίνονται αποδοτικές οι επενδύσεις που γίνονται και αφορούν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αλλά και τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής.

Τέλος, τονίζεται ότι η αναπτυχθείσα μεθοδολογία παρέχει όλα τα απαραίτητα τεχνικά χαρακτηριστικά και δεδομένα που μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως εργαλεία για να βοηθήσουν στην ποσοτικοποίηση των επιπτώσεων που έχει η υψηλή στάθμη αιολικής διείσδυσης στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και στην πραγματοποίηση κατάλληλων και αποδοτικών μελλοντικών επενδύσεων.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

# Αναλύση της Ασφαλούς και Αξιοπίστης Λειτουργίας των Απομονωμένων Συστηματών Ηλεκτρικής Ενεργείας με Αυξημμενή Διείσλυση Αιολικών Παρκών

# 4.1. Εισαγωγή

Η αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και ιδιαίτερα των αιολικών πάρκων, στα απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να προκαλέσει σημαντικά προβλήματα στη δυναμική ασφάλεια τους, όπως είναι η πτώση της συχνότητας κάτω από τα επιτρεπτά επίπεδα λόγω ξαφνικής απώλειας της αιολικής παραγωγής. Για το λόγο αυτό, κρίνεται απαραίτητη η διεξαγωγή μελετών μεταβατικής ευστάθειας που αφορούν φαινόμενα τα οποία διαρκούν από μερικά msec έως μερικά δευτερόλεπτα και μακροπρόθεσμων δυναμικών μελετών που αφορούν αλλαγές οι οποίες συμβαίνουν σε χρονικά διαστήματα από μερικά δευτερόλεπτα έως κάποιες ώρες. Ένα κατάλληλο εργαλείο για την ανάλυση τέτοιων μελετών είναι το λογισμικό EUROSTAG το οποίο μπορεί να συμβούν στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας [89] - [92].

Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία, που περιγράφεται στο Κεφάλαιο 3, για την ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν εξετάζει τη δυναμική ασφάλεια του συστήματος. Ο σκοπός του παρόντος κεφαλαίου είναι να παρουσιάσει τα χαρακτηριστικά μίας επιπρόσθετης μεθόδου ανάλυσης που έχει αναπτυχθεί και έχει ενσωματωθεί στην ήδη υπάρχουσα μεθοδολογία έτσι ώστε να λαμβάνεται υπόψη η δυναμική ασφάλεια του συστήματος εξετάζοντας μία σειρά αργών και μεταβατικών φαινομένων. Η μεθοδολογία αυτή χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση της ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας ενός απομονωμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με αυξημένη αιολική διείσδυση, το οποίο βασίζεται στο σύστημα της Κύπρου, έτσι ώστε να εξαχθούν τα απαραίτητα συμπεράσματα για τον τρόπο με τον οποίο μπορεί η δυναμική ασφάλεια του συστήματος συστήματος να συμπεριληφθεί στις αναλύσεις που πραγματοποιούνται.

## 4.2. Γενικές Αρχές της Ανάλυσης της Ευστάθειας Συχνότητας του Συστήματος

## 4.2.1. Λογισμικό EUROSTAG

Η ανάλυση της ευστάθειας συχνότητας του συστήματος πραγματοποιείται με χρήση του λογισμικού EUROSTAG το οποίο περιλαμβάνει ένα πρόγραμμα ροής φορτίου, τα αποτελέσματα του οποίου χρησιμοποιούνται ως αρχικό σημείο της προσομοίωσης, ένα διαδραστικό προσομοιωτή που δίνει στο χρήστη τη δυνατότητα να απεικονίζει μεταβλητές και να επεμβαίνει στη διαδικασία κατά τη διάρκεια της προσομοίωσης και ένα γραφικό προ-επεξεργαστή που επιτρέπει την εισαγωγή νέων μοντέλων χρησιμοποιώντας σχήματα μπλοκ διαγραμμάτων [93]. Για τη μοντελοποίηση της λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, την επίλυση των ροών φορτίου και την προσομοίωση των διάφορων διαταραχών απαιτείται η κατάλληλη μοντελοποίηση των σημαντικότερων στοιχείων του συστήματος τα οποία, συνοπτικά, είναι τα εξής:

- Δίκτυο Μεταφοράς και Διανομής
- Γεννήτριες, Ανεμογεννήτριες, Μετασχηματιστές
- Σύστημα αυτόματης απόρριψης φορτίου
- Ρυθμιστές Τάσης και Στροφών Γεννητριών

# 4.2.2. Εξεταζόμενες Λειτουργικές Καταστάσεις Συστήματος

Η ανάλυση που πραγματοποιείται περιλαμβάνει τη μελέτη της λειτουργικής συμπεριφοράς του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για διαφορετικά σενάρια παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες παραγωγής του, σε διαφορετικές καταστάσεις φόρτισής του και υποθέτοντας διαφορετικές στάθμες αιολικής διείσδυσης. Οι διαταραχές που εξετάζονται για την ανάλυση της ευστάθειας συχνότητας του συστήματος είναι οι ακόλουθες:

- Ακαριαία μείωση της παραγόμενης ισχύος από τις λειτουργούσες ανεμογεννήτριες των αιολικών πάρκων.
- > Απώλεια της μονάδας παραγωγής που έχει τη μεγαλύτερη τιμή ισχύος εξόδου.

Από την ανάλυση αυτή διαπιστώνονται ποιες είναι οι λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος στις οποίες οι παραπάνω διαταραχές μπορούν να οδηγήσουν σε αστάθεια συχνότητας και καθορίζονται τα αντίστοιχα σενάρια λειτουργίας των μονάδων παραγωγής των ηλεκτροπαραγωγών σταθμών. Για κάθε μία από τις ευρισκόμενες λειτουργικές καταστάσεις υπολογίζονται τα ακόλουθα (όρια συστήματος 1 και 2 αντίστοιχα):

- Μέγιστη τιμή της παραγόμενης ισχύος από μία μονάδα παραγωγής θερμικού σταθμού (ή από συγκεκριμένο σταθμό παραγωγής συνδυασμένου κύκλου) η οποία μπορεί να τεθεί εκτός λειτουργίας μετά από τυχαία εξαναγκασμένη βλάβη της χωρίς να προκληθεί πρόβλημα αστάθειας συχνότητας.
- Μέγιστη τιμή της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων η οποία μπορεί να μειωθεί ακαριαία χωρίς να προκληθεί πρόβλημα αστάθειας συχνότητας.

Οι παραπάνω τιμές είναι δυνατό να υπολογίζονται για διαφορετικές περιπτώσεις ανάλυσης στις οποίες υποτίθεται ότι υπάρχουν διαφορετικές στάθμες αιολικής διείσδυσης (π.χ. 5%, 15%, κλπ.). Αυτές οι τιμές αιολικής διείσδυσης χαρακτηρίζουν τα αντίστοιχα διαστήματα αιολικής διείσδυσης (π.χ. έως 10%, από 10% έως 20%, κλπ.). Επομένως, θεωρείται ένα ευρύ σύνολο περιπτώσεων ανάλυσης για τις οποίες πρέπει να καθορισθεί μία αντιπροσωπευτική κατάσταση λειτουργίας του συστήματος η οποία χαρακτηρίζεται από την αντίστοιχη ζήτηση φορτίου του. Για το σκοπό αυτό υπολογίζεται η μέση τιμή της ζήτησης φορτίου του συστήματος για κάθε θεωρούμενη λειτουργική κατάσταση και στάθμη αιολικής διείσδυσης.

Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία βασίζεται στην αναγνώριση των ακόλουθων καταστάσεων οι οποίες προκύπτουν από την ανάλυση του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη τις προηγούμενες τιμές:

- Κρίσιμη Κατάσταση: Είναι η λειτουργική κατάσταση κατά την οποία η παραγόμενη ισχύς μίας μονάδας παραγωγής ενός συγκεκριμένου ηλεκτροπαραγωγού σταθμού είναι μεγαλύτερη από το αντίστοιχο όριο που έχει καθορισθεί από την ανάλυση της δυναμικής ασφάλειας του συστήματος για την αντίστοιχη στάθμη αιολικής διείσδυσης.
- Κατάσταση Κινδύνου 1: Είναι η Κρίσιμη Κατάσταση κατά την οποία μία τουλάχιστον μονάδα παραγωγής του συγκεκριμένου ηλεκτροπαραγωγού σταθμού τίθεται εκτός λειτουργίας λόγω τυχαίας εξαναγκασμένης βλάβης της.
- Κατάσταση Κινδύνου 2: Είναι η λειτουργική κατάσταση κατά την οποία υπάρχει μείωση της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων η οποία είναι μεγαλύτερη από το αντίστοιχο όριο που έχει καθορισθεί από την ανάλυση της δυναμικής ασφάλειας του συστήματος για την αντίστοιχη στάθμη αιολικής διείσδυσης.
- Κατάσταση Κινδύνου Συστήματος: Μπορεί να είναι η Κατάσταση Κινδύνου 1 ή η Κατάσταση Κινδύνου 2.

Η ποσοτικοποίηση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και των επιπτώσεων της αυξημένης αιολικής διείσδυσης επιτυγχάνεται με τον υπολογισμό των ακόλουθων δεικτών:

Πιθανότητα εμφάνισης (σε %) των εξεταζόμενων λειτουργικών καταστάσεων για κάθε διάστημα αιολικής διείσδυσης και συνολικά (PRSTOC).

- Πιθανότητα εμφάνισης (σε %) των Κρίσιμων Καταστάσεων για τις εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις για κάθε διάστημα αιολικής διείσδυσης και συνολικά (PRSTCR).
- Πιθανότητα εμφάνισης (σε %) της Κατάστασης Κινδύνου 1 για τις εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις για κάθε διάστημα αιολικής διείσδυσης και συνολικά.
- Πιθανότητα εμφάνισης (σε %) της Κατάστασης Κινδύνου 2 για τις εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις για κάθε διάστημα αιολικής διείσδυσης και συνολικά.

Τέλος, υπολογίζονται οι ακόλουθοι συνολικοί δείκτες κινδύνου του συστήματος που αφορούν τις καταστάσεις λειτουργίας του στις οποίες υπάρχει κίνδυνος για την ασφαλή λειτουργία του:

**PRSTR1:** Πιθανότητα εμφάνισης των Καταστάσεων Κινδύνου 1 (σε %), οι οποίες οφείλονται στην τυχαία εξαναγκασμένη βλάβη μίας μονάδας παραγωγής ενός ηλεκτροπαραγωγού σταθμού.

**PRSTR2:** Πιθανότητα εμφάνισης των Καταστάσεων Κινδύνου 2 (σε %), οι οποίες οφείλονται στην τυχαία μείωση της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος.

**PRSTTOT:** Συνολική πιθανότητα εμφάνισης των Καταστάσεων Κινδύνου του συστήματος (σε %) η οποία υπολογίζεται ως το άθροισμα των δεικτών PRSTR1 και PRSTR2.

# 4.2.3. Επιπτώσεις της Μείωσης της Παραγόμενης Ισχύος από τα Αιολικά Πάρκα

Τα ενδεχόμενα της ακαριαίας μείωσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων μπορεί να συμβούν όταν

- η ταχύτητα του ανέμου σε μία ή περισσότερες γεωγραφικές περιοχές μειώνεται σημαντικά και η συνολική τιμή της μείωσης της παραγόμενης ισχύος των επηρεαζόμενων ανεμογεννητριών είναι σημαντική
- η ταχύτητα του ανέμου σε μία ή περισσότερες γεωγραφικές περιοχές αυξάνεται και γίνεται μεγαλύτερη από την ταχύτητα αποκοπής των επηρεαζόμενων ανεμογεννητριών που σημαίνει ότι η λειτουργία τους διακόπτεται απότομα (μηδενική ισχύς εξόδου)
- ένας μεγάλος αριθμός ανεμογεννητριών τίθενται εκτός λειτουργίας μετά από εξαναγκασμένες βλάβες τους λόγω διάφορων αιτιών (μηδενική ισχύς εξόδου).

Οι επιπτώσεις των παραπάνω ενδεχομένων εξαρτώνται από το μέγεθος της μείωσης της παραγόμενης ισχύος και από τη λειτουργική κατάσταση του συστήματος κατά τη χρονική στιγμή στην οποία συμβαίνουν. Στις λειτουργικές καταστάσεις στις οποίες ευρίσκονται σε λειτουργία αρκετές μονάδες παραγωγής θερμικών σταθμών, η παρατηρούμενη μείωση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα μπορεί να καλυφθεί από τις μονάδες αυτές χωρίς να προκληθεί πρόβλημα πτώσης της συχνότητας κάτω από το επιτρεπτό όριο. Όμως, υπάρχουν λειτουργικές καταστάσεις στις οποίες στις οποίες η πρωτεύουσα ρύθμιση των μονάδων παραγωγής των θερμικών σταθμών που ευρίσκονται σε λειτουργία δεν είναι επαρκής για να παραμείνει η συχνότητα μεγαλύτερη από το επιτρεπτό όριο. Η μεθοδολογία που έχει αναπτυχθεί περιλαμβάνει, για κάθε μία από τις εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος, τον καθορισμό της μέγιστης παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα η οποία μπορεί να σταματήσει να είναι διαθέσιμη έτσι ώστε η τιμή της συχνότητας να είναι πάντοτε μεγαλύτερη από το επιτρεπτό όριο.

# 4.3. Ανάλυση της Λειτουργικής Απόδοσης Τυπικού Απομονωμένου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

# 4.3.1. Χαρακτηριστικά Λειτουργίας του Συστήματος

Η μεθοδολογία που μελετά τη δυναμική ασφάλεια του συστήματος, όπως αναλύεται στις προηγούμενες ενότητες του παρόντος κεφαλαίου, ενσωματώθηκε στην αναπτυχθείσα μεθοδολογία που περιγράφεται στο Κεφάλαιο 3 της διδακτορικής διατριβής, με σκοπό την ανάλυση της συνολικής λειτουργικής απόδοσης

ενός τυπικού απομονωμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση αιολικών πάρκων το οποίο βασίζεται στο σύστημα της Κύπρου [94]. Η αιχμή της ζήτησης φορτίου του συστήματος υποτίθεται ότι είναι ίση με 1200 MW και παρατηρείται κατά τη διάρκεια μίας ημέρας του Ιουλίου ενώ η ελάχιστη ζήτηση είναι ίση με 270 MW και παρατηρείται κατά τη διάρκεια μίας ημέρας του Απριλίου. Ο συντελεστής φορτίου της χρησιμοποιούμενης χρονολογικής καμπύλης ζήτησης είναι ίσος με 56% περίπου. Η χρονική περίοδος που αφορά τα Σαββατοκύριακα θεωρείται ότι ξεκινάει κατά την ώρα 22:00 της Παρασκευής και διαρκεί έως την ώρα 7:00 της Δευτέρας.

Στο σύστημα περιλαμβάνονται πέντε σταθμοί παραγωγής (Ι - V) συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ίσης με 1370 MW. Από την τιμή αυτή το 67% αφορά 13 ατμοστρόβιλους (Κωδικός Λειτουργίας Α), το 16% ένα σταθμό συνδυασμένου κύκλου (Κωδ. Λειτουργ. Γ) και το υπολειπόμενο 17% πέντε αεροστρόβιλους και τρεις μηχανές εσωτερικής καύσης (Κωδ. Λειτουργ. Ε). Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των 12 αιολικών πάρκων του συστήματος είναι ίση με 251 MW, τιμή που καθιστά ένα ποσοστό αιολικής διείσδυσης ίσο με 20,9% ως προς την αιχμή της ζήτησης φορτίου του συστήματος. Τα αναλυτικά χαρακτηριστικά των σταθμών παραγωγής του συστήματος αναφέρονται στον Πίνακα 4.1. Η απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας είναι σταθερή για κάθε ώρα και ίση με 60 MW ενώ η τιμή της αντίστροφης εφεδρείας που απαιτείται από τις μονάδες ρύθμισης του συστήματος, ένας ελάχιστος αριθμός μονάδων παραγωγής από κάθε σταθμό πρέπει να ευρίσκεται σε λειτουργία σε κάθε ώρα προσομοίωσης. Οι μονάδες αυτές, που αποτελούν τις μονάδες βάσης του συστήματος, είναι δύο ατμοστρόβιλοι από το Σταθμό Παραγωγής Ι και ένας ατμοστρόβιλος από τους Σταθμούς ΙΙ και ΙΙΙ. Επομένως, η διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής του συστήματος ακολουθεί τη σειρά προτεραιότητας που αναφέρεται στον Πίνακα 4.1 μετά την ένταξη των προαναφερθέντων απαιτούμενων μονάδων.

Ένα χαρακτηριστικό με ιδιαίτερη σημασία για τη συνολική λειτουργία του συστήματος αποτελεί ο ελάχιστος χρόνος παραμονής εντός και εκτός λειτουργίας που έχει υποτεθεί για συγκεκριμένες μονάδες παραγωγής λόγω δεδομένων τεχνικοοικονομικών περιορισμών [95]. Σύμφωνα με τους περιορισμούς αυτούς, η μονάδα παραγωγής δε μπορεί να διακόψει τη λειτουργία της σε μικρότερο χρονικό διάστημα από τον ελάχιστο χρόνο παραμονής εντός λειτουργίας και, εάν σταματήσει να λειτουργεί, δε μπορεί να τεθεί ξανά σε λειτουργία σε μικρότερο χρονικό διάστημα από τον αντίστοιχο ελάχιστο χρόνο παραμονής εκτός λειτουργίας. Επιπλέον, σημειώνεται ότι η μοντελοποίηση της λειτουργίας του συστήματος παρουσιάζει μία μικρή διαφοροποίηση σε σχέση με τη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 3 (ενότητα 3.3) και αφορά τα γεγονότα σβέσης του σταθμού συνδυασμένου κύκλου ΙV. Ο σταθμός αυτός υποτίθεται ότι δε λειτουργεί κατά τη διάρκεια των Σαββατοκύριακων (σβέση κατά τη διάρκεια της τελευταίας ώρας των καθημερινών ημερών) χωρίς να πραγματοποιείται κάποια πρόβλεψη της ζήτησης φορτίου για το επόμενο χρονικό διάστημα. Τέλος, πρέπει να σημειωθεί ότι οι αεροστρόβιλοι του σταθμού αυτού μπορούν να τεθούν σε λειτουργία ανοικτού κύκλου (open cycle) σε περιπτώσεις κατά τις οποίες ο αντίστοιχος ατμοστρόβιλος έχει τεθεί εκτός λειτουργίας λόγω κάποιας εξαναγκασμένης βλάβης. Η ποσοτικοποίηση των αντίστοιχων γεγονότων γίνεται με τον υπολογισμό ενός συνόλου κατάλληλων δεικτών οι σημαντικότεροι από τους οποίους είναι οι ακόλουθοι:

- Συχνότητα εμφάνισης των λειτουργικών καταστάσεων (FRCCGT) σε γεγονότα/έτος.
- □ Ετήσια χρονική διάρκεια των λειτουργικών καταστάσεων (ADCCGT) σε ώρες/έτος.
- Μέση χρονική διάρκεια των λειτουργικών καταστάσεων (DCCGT) σε ώρες.
- Μέση παραγόμενη ισχύς στις λειτουργικές καταστάσεις (PCCGT) σε MW.
- Ετήσια παραγόμενη ενέργεια (PRCCGT) ως ποσοστό της συνολικής παραγόμενης ενέργειας από τον σταθμό σε %.

ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ Νο.	ΙΣΧΥΣ ΕΞ (ΜΨ ονομαστική	ΕΟΔΟΥ V) ελάχιστη	ΤΥΠΟΣ <sup>(*)</sup>	ΚΩΔ. ΛΕΙΤ.	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ	ΕΛΑΣ ΧΡΟΝ εντός	ΧΙΣΤΟΣ ΟΣ (ώρες) εκτός		
T	3 X 130	3 X 60	ATM, P	А	1	5	5		
I	35	4	AEP	Е	7	-	-		
II	6 X 60	6 X 30	ATM	А	2	5	5		
Ш	6 X 29	6 X 18	ATM	А	4	5	5		
111	4 X 35	4 X 4	AEP	Е	6	-	-		
IV	90	31	ΣΚΑΤΜ	Γ	3	3	4		
	2 X 65	2 X 23	ΣΚΑΕΡ						
$\mathbf{V}$	3 X 17	3 X 1.5	MEK	Е	5	-	-		
(*) ATM: Ατμοστρόβι	<sup>(*)</sup> ΑΤΜ: Ατμοστρόβιλος ΑΕΡ: Αεροστρόβιλος								
ΣΚΑΤΜ: Ατμοστρ	ΣΚΑΤΜ: Ατμοστρόβιλος Συνδυασμένου Κύκλου Ρ: Μονάδα Ρύθμισης								
ΣΚΑΕΡ:Αεροστρό	βιλος Συνδυασ	σμένου Κύκ	κλου ΜΕΚ:	Μηγανή	Εσωτεοικής Κ	ζαύσης			

Πίνακας 4.1. Βασικά χαρακτηριστικά των σταθμών παραγωγής του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

### 4.3.2. Ανάλυση των Καταστάσεων Κινδύνου του Συστήματος

Η μεθοδολογία που παρουσιάζεται στην προηγούμενη ενότητα 4.2 χρησιμοποιήθηκε για τη μελέτη της λειτουργικής συμπεριφοράς του τυπικού απομονωμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας που αναλύεται, υποθέτοντας τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των σταθμών παραγωγής που παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.1. Από την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε με το λογισμικό EUROSTAG, εξετάζοντας διάφορες διαταραχές, ευρέθησαν 21 λειτουργικές καταστάσεις, που περιγράφονται στον Πίνακα 4.2, στις οποίες μπορεί να συμβεί αστάθεια συχνότητας (πτώση συχνότητας κάτω από το όριο των 49Ηz, που θεωρείται ότι είναι η συχνότητα ενεργοποίησης του συστήματος αυτόματης απόρριψης φορτίου για το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που εξετάζεται). Για κάθε μία κατάσταση υπολογίστηκαν τρεις τιμές παραγόμενης ισχύος (από τα αιολικά πάρκα, από μονάδα παραγωγής του σταθμού Ι και από τον σταθμό συνδυασμένου κύκλου ΙV) η οποία μπορεί να μειωθεί απότομα χωρίς να προκληθεί πρόβλημα αστάθειας συχνότητας, θεωρώντας τέσσερις διαφορετικές στάθμες αιολικής διείσδυσης (5%, 15%, 25% και 35%). Τα αναλυτικά δεδομένα που προέκυψαν για την ανάλυση της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος, για κάθε λειτουργίκς κατάσταση, φαίνονται στον Πίνακα 4.3.

Η ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της δυναμικής ασφάλειας του απομονωμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας μελετήθηκε για εναλλακτικές περιπτώσεις σχεδιασμού και λειτουργίας του, έτσι ώστε να εξαχθούν σαφή συμπεράσματα για τον τρόπο με τον οποίο τα διάφορα χαρακτηριστικά του συστήματος επηρεάζουν τη συνολική λειτουργική του απόδοση. Οι περιπτώσεις αυτές αφορούν τα βασικότερα χαρακτηριστικά λειτουργίας των σταθμών παραγωγής, όπως είναι οι ελάχιστοι χρόνοι παραμονής εντός και εκτός λειτουργίας, η προτεραιότητα ένταξης, κλπ., και την εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών πάρκων. Αναλυτικά, οι περιπτώσεις ανάλυσης έχουν ως εξής:

- Περίπτωση Ανάλυσης 1: Βασική περίπτωση η οποία υποθέτει όλα τα χαρακτηριστικά του συστήματος που περιγράφονται στην ενότητα 4.3.1.
- Περίπτωση Ανάλυσης 2: Όπως η Περίπτωση Ανάλυσης 1 αλλά δε θεωρούνται οι περιορισμοί σχετικά με τους ελάχιστους χρόνους παραμονής των μονάδων παραγωγής εντός και εκτός λειτουργίας.
- Περίπτωση Ανάλυσης 3: Όπως η Περίπτωση Ανάλυσης 1 αλλά ο σταθμός παραγωγής συνδυασμένου κύκλου ΙV μπορεί να σταματήσει τη λειτουργία του

κατά τη διάρκεια των καθημερινών ημερών ανάλογα με μία διαδικασία πρόβλεψης της ημερήσιας αιχμής της ζήτησης φορτίου.

- Περίπτωση Ανάλυσης 4: Όπως η Περίπτωση Ανάλυσης 1 αλλά η προτεραιότητα ένταξης του σταθμού παραγωγής IV θεωρείται μεγαλύτερη από την αντίστοιχη του σταθμού ΙΙ (υποτίθεται ότι πραγματοποιείται αλλαγή του χρησιμοποιούμενου καυσίμου).
- Περίπτωση Ανάλυσης 5: Όπως η Περίπτωση Ανάλυσης 1 αλλά στο σύστημα εγκαθίσταται ένα επιπρόσθετο αιολικό πάρκο αποτελούμενο από 30 ανεμογεννήτριες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ίσης με 60 MW (αύξηση κατά 24%). Η τιμή αυτή καθιστά ένα ποσοστό αιολικής διείσδυσης ίσο με 25,9% ως προς την αιχμή της ζήτησης φορτίου του συστήματος.
- Πίνακας 4.2. Εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος στις οποίες μπορεί να συμβεί αστάθεια συχνότητας

Α/Α ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ Νο. (Αριθμός μονάδων παραγωγής σε λειτουογία)									
ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ										
1	2	1	111	2						
1	2	1	1	<u>∠</u>						
2	2	1	1	1						
3	2	1	1	0						
4	3	1	1	2						
5	3	1	1	1						
6	3	1	1	0						
7	2	2	1	2						
8	2	2	1	1						
9	2	2	1	0						
10	2	3	1	2						
11	2	3	1	1						
12	2	3	1	0						
13	3	2	1	2						
14	3	2	1	1						
15	3	2	1	0						
16	3	3	1	2						
17	3	3	1	1						
18	3	3	1	0						
19	3	4	1	2						
20	3	4	1	1						
21	3	4	1	0						
<sup>(*)</sup> Οι αριθμοί αυτοί αναφέρονται στους αεροστρόβιλους του σταθμού που ευρίσκονται										
σε λειτουργία και η τιμή μηδέν σημαίνει ότι ο σταθμός δε λειτουργεί										

A/A	Μέγιστη τιμή εξόδου κάθε μονάδας παραγωγής του σταθμού Ι που			Μέγιστη τιμή εξόδου του σταθμού παραγωγής συνδυασμένου κύκλου (IV)			Μέγιστη τιμή μειωμένης παραγόμενης ισχύος αιολικών πάρκων που				
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ	καθορίζε	α το όριο 1	του συστή	ματος 1	που καθορίζει το όριο του συστήματος 1			καθορίζει το όριο του συστήματος 2			
ΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ	(σε ΜW)				(σε MW) Ποσοστό αιολικής διείσδυσης (%)			(σε % της παραγόμενης τιμής) Ποσοστό αιολικής διείσδυσης (%)			
ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	Ποσοστό αιολικής διείσδυσης (%)										
	0 - 10	$10 - 20^{\circ}$	20 - 30	>30	0 - 10	10 – 20	20 - 30	>30	10 - 20	20 - 30	>30
1	83,6	85,6	89,6	94,6	73,5	73,5	73,5	73,5	81,4	51,2	37,0
2	91,6	93,6	95,6	98,6	0	0	0	0	100,0	74,4	51,2
3	0	0	0	0	-	-	-	-	81,3	55,4	51,3
4	106,6	109,6	119,6	130,0	70,5	70,5	120,6	127,0	88,0	62,4	51,2
5	110,6	111,6	114,6	121,6	0	0	0	80,0	88,4	62,5	51,1
6	0	0	0	61,6	-	-	-	-	88,1	55,3	51,2
7	95,6	97,6	100,6	106,6	72,5	72,5	72,5	75,8	88,3	62,4	51,2
8	112,6	110,6	112,6	116,6	0	0	0	0	100,0	74,1	51,1
9	0	0	61,6	68,6	-	-	-	-	81,1	51,2	37,1
10	105,6	107,6	110,6	123,6	74,5	77,8	81,2	104,5	88,0	62,5	51,2
11	119,6	119,6	119,6	124,6	80,0	84,0	86,0	88,0	100,0	74,1	51,2
12	70,6	72,6	79,6	81,6	-	-	-	-	81,3	51,1	51,2
13	99,6	119,6	124,6	127,6	77,0	77,0	106,9	106,0	74,3	65,0	44,5
14	118,6	119,6	128,6	130,0	0	80,0	88,0	114,0	88,3	62,4	51,2
15	70,6	77,6	84,6	89,6	-	-	-	-	62,4	51,3	37,1
16	119,6	119,6	130,0	130,0	87,5	114.2	120,7	120,0	100,0	74,1	61,4
17	119,6	127,6	130,0	130,0	0	82,0	100,0	132,0	88,4	74,1	59,3
18	86,6	92,6	96,6	103,6	-	-	-	-	74,3	51,2	37,1
19	130,0	130,0	130,0	130,0	103,2	127,6	144,3	174,4	100,0	81,2	59,3
20	119,6	130,0	130,0	130,0	80,8	102,8	120,8	132,8	88,5	62,4	63,5
21	103,6	107,6	113,6	119,6	-	-	-	-	81,1	51,2	37,1
	Η τιμή μηδέν σημαίνει ότι η υπολογιζόμενη τιμή είναι μικρότερη από την ελάχιστη ισχύ εξόδου της μονάδας και η βλάβη της θα προκαλέσει την πτώση της συχνότητας κάτω από 49 Hz, ανεξάρτητα από τη				Η τιμή μηδέν σημαίνει ότι η υπολογιζόμενη τιμή είναι μικρότερη από την ελάχιστη ισχύ εξόδου του σταθμού και η βλάβη του θα προκαλέσει την πτώση της συχνότητας κάτω από 49 Hz, ανεξάρτητα από τη παραγόμενη			Δεν παρατηρούνται προβλήματα αστάθειας όταν το ποσοστό αιολικής διείσδυσης είναι μικρότερο από 10%.			
	παραγόμενι	η ισχύ της.			ισχύ του.						

Πίνακας 4.3. Δεδομένα των λειτουργικών καταστάσεων του συστήματος για την ανάλυση της ασφαλούς λειτουργίας του
#### 4.3.3. Αποτελέσματα των Δεικτών Αξιοπιστίας Λειτουργίας του Συστήματος

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την ανάλυση των εξεταζόμενων περιπτώσεων και αφορούν τους σημαντικότερους υπολογιζόμενους δείκτες παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.4 και στα διαγράμματα των Σχημάτων 4.1 έως 4.3. Σημειώνεται ότι οι υπολογιζόμενοι δείκτες είναι αυτοί που αναλύονται στο Κεφάλαιο 3 (ακολουθούν την ίδια ονομασία). Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών προκύπτουν αρκετά συμπεράσματα σχετικά με την αξιοπιστία λειτουργίας και τη λειτουργική απόδοση του συστήματος τα σημαντικότερα από τα οποία αναλύονται στη συνέχεια και αφορούν τις επιπτώσεις της αιολικής διείσδυσης και τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των θερμικών σταθμών παραγωγής.

#### Α. Ποσοστό αιολικής διείσδυσης

- ✓ Η εγκατάσταση επιπρόσθετων ανεμογεννητριών στο σύστημα (Περίπτωση 5) βελτιώνει την αξιοπιστία λειτουργίας του καθώς είναι διαθέσιμη επιπρόσθετη ισχύς για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου. Επίσης, ο δείκτης που αφορά το συντελεστή φόρτισης των αιολικών πάρκων (EOHS) παραμένει πρακτικά στα ίδια επίπεδα γεγονός που καθιστά τη συγκεκριμένη επένδυση ως αρκετά αποδοτική. Τέλος, σημαντική αύξηση (κατά 27% περίπου σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή για την Περίπτωση Ανάλυσης 1) σημειώνει η συνεισφορά των αιολικών πάρκων στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος (δείκτης PRWIND). Το γεγονός αυτό έχει ως συνέπεια τη μείωση των ισοδύναμων ωρών λειτουργίας των ατμοστροβίλων του συστήματος με κωδικό λειτουργίας Α (δείκτης DUREQ-A) και του σταθμού συνδυασμένου κύκλου με κωδικό λειτουργίας Γ (δείκτης DUREQ-A) και αυτίστοιχα, όπως φαίνεται και από το διάγραμμα του Σχήματος 4.2. Η σχετική μείωση των δεικτών αυτών αναμένεται να αυξηθεί όσο αυξάνεται το ποσοστό αιολικής διείσδυσης στο σύστημα.
- Οι αριθμητικές τιμές των δεικτών που αφορούν τα γεγονότα μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα του συστήματος σημειώνουν αύξηση όσο αυξάνεται το αντίστοιχο ποσοστό αιολικής διείσδυσης. Το διάγραμμα του Σχήματος 4.3 αναπαριστά γραφικά τις μεταβολές της μη απορροφόμενης ενέργειας από τα αιολικά πάρκα, θεωρώντας τη συνεισφορά κάθε αιτίου. Όπως φαίνεται, στην περίπτωση 5 σημειώνεται αύξηση κατά 21% περίπου σε σχέση με την τιμή της περίπτωσης 1.

#### Β. Ελάχιστος χρόνος παραμονής εκτός λειτουργίας για τις μονάδες παραγωγής των θερμικών σταθμών

- Ο ελάχιστος χρόνος για τον οποίο οι μονάδες παραγωγής των θερμικών σταθμών πρέπει να παραμείνουν εκτός λειτουργίας μετά από ένα γεγονός σβέσης τους αποτελεί ένα χαρακτηριστικό με ιδιαίτερη σημασία για την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος. Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα που προέκυψαν για τις Περιπτώσεις 1 και 2 αναμένεται μείωση της αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος (αύξηση των αριθμητικών τιμών των δεικτών αξιοπιστίας) όσο η χρονική διάρκεια παραμονής των μονάδων σε καταστάσεις εκτός λειτουργίας αυξάνεται, διότι οι μονάδες αυτές δεν είναι διαθέσιμες για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα έτσι ώστε να καλύψουν τη ζήτηση φορτίου του συστήματος εάν ζητηθεί.
- ✓ Όταν δε λαμβάνεται υπόψη ο λειτουργικός περιορισμός της υποχρεωτικής χρονικής διάρκειας παραμονής των σταθμών παραγωγής εκτός λειτουργίας, παρατηρούνται σημαντικές μεταβολές στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος καθώς οι ισοδύναμες ώρες λειτουργίας του σταθμού συνδυασμένου κύκλου (δείκτης DUREQ-C) μειώνονται κατά 6,5% περίπου. Το συμπέρασμα αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι οι μονάδες με Κωδικό Λειτουργίας Α δεν παραμένουν εκτός λειτουργίας, εφόσον σβήσουν σε κάποια χρονική στιγμή, αλλά μπορούν να επανεκκινήσουν. Συνεπώς, καθώς παρουσιάζουν αυξημένη προτεραιότητα ένταξης σε σχέση με τον σταθμό συνδυασμένου κύκλου, αναλαμβάνουν φορτίο πριν από τον σταθμό αυτό ο οποίος πλέον λειτουργεί σε χαμηλότερα επίπεδα φόρτισης, κοντά στο τεχνικό ελάχιστο.

✓ Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει σχετικά με τη λειτουργία κάθε μονάδας παραγωγής. Στο διάγραμμα του Σχήματος 4.4 φαίνονται οι μεταβολές της ετήσιας χρονικής διάρκειας λειτουργίας των μονάδων παραγωγής με Κωδικό Λειτουργίας Α για τις Περιπτώσεις Ανάλυσης 1 και 2. Σημειώνεται ότι η σειρά εμφάνισης των μονάδων αντιστοιχεί στην εφαρμοζόμενη σειρά προτεραιότητας ένταξής τους. Από τη θεώρηση των αποτελεσμάτων φαίνεται ότι οι μονάδες με αυξημένη προτεραιότητα ένταξης παρουσιάζουν αύξηση της ετήσιας λειτουργίας τους όταν δεν θεωρείται ο ελάχιστος χρόνος παραμονής εκτός λειτουργίας ενώ το αντίθετο συμβαίνει σχετικά με τις μονάδες που εντάσσονται σε τελευταία προτεραιότητα. Μοναδική εξαίρεση αποτελεί η μονάδα παραγωγής του σταθμού ΙΙΙ σε κάθε ώρα προσομοίωσης.

#### Γ. Ελάχιστος χρόνος παραμονής σε λειτουργία για τις μονάδες παραγωγής των θερμικών σταθμών

Η ελάχιστη χρονική διάρκεια για την οποία οι μονάδες παραγωγής των θερμικών σταθμών πρέπει να συνεχίσουν τη λειτουργία τους προτού καταστεί δυνατή η διακοπή της (γεγονός σβέσης), επηρεάζει σημαντικά την παραγόμενη ενέργεια από τα αιολικά πάρκα που απορροφάται από το σύστημα. Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των Περιπτώσεων 1 και 2 σχετικά με τους δείκτες της μη απορρόφησης της αιολικής παραγωγής. Όπως φαίνεται, οι αριθμητικές τιμές των δεικτών PRWPR (ποσοστό μη απορροφόμενης ενέργειας) και EWPRR (συνολική μη απορροφόμενη ενέργεια) μειώνονται σημαντικά (κατά 35% περίπου) όταν δεν λαμβάνονται υπόψη τέτοιοι περιορισμοί.

#### **Δ.** Λειτουργία σταθμών παραγωγής συνδυασμένου κύκλου

- ✓ Η αλλαγή των τεχνολογικών χαρακτηριστικών του σταθμού συνδυασμένου κύκλου (αλλαγή του τύπου καυσίμου) και η αυξημένη σειρά προτεραιότητας ένταξης (Περίπτωση 4) επηρεάζουν μόνο το ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος. Η συνεισφορά του σταθμού αυτού αυξάνεται κατά 17% ενώ η παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες βάσης μειώνεται κατά 3%. Το χαρακτηριστικό αυτό έχει ιδιαίτερη σημασία και μπορεί να επηρεάσει σημαντικά το συνολικό κόστος λειτουργίας του συστήματος και για το λόγο αυτό πρέπει να λαμβάνει ιδιαίτερη σημασία κατά το σχεδιασμό και λειτουργία του συστήματος στο περιβάλλον της ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- ✓ Η παραγόμενη ισχύς από τα αιολικά πάρκα του συστήματος μειώνεται λόγω της συνεχούς λειτουργίας του σταθμού συνδυασμένου κύκλου κατά τη διάρκεια των καθημερινών ημερών της εβδομάδας. Η ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων μη απορρόφησης (δείκτης AWPRT) παρουσιάζει μείωση κατά 41 ώρες στην Περίπτωση 3 σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή της Περίπτωσης 1 (μείωση κατά 7,8%).
- Τα γεγονότα σβέσης του σταθμού συνδυασμένου κύκλου και οι αντίστοιχες χρονικές διάρκειες συνιστούν ένα ακόμα σημαντικό χαρακτηριστικό για τη λειτουργία του συστήματος. Όταν δε θεωρούνται οι σχετικοί περιορισμοί που αφορούν τους ελάχιστους χρόνους παραμονής εντός και εκτός λειτουργίας για το σταθμό (Περίπτωση 2), ο μέσος αριθμός γεγονότων σβέσης είναι σχεδόν διπλάσιος του αντίστοιχου που προκύπτει για την Περίπτωση 1. Επιπλέον, αναμένεται αύξηση της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος ως αποτέλεσμα των διαδικασιών που επιτρέπουν τη σβέση του σταθμού κατά τη διάρκεια των καθημερινών ημερών της εβδομάδας (Περίπτωση 3).

#### Ε. Λειτουργία αεροστροβίλων σε κατάσταση ανοικτού κύκλου

Η λειτουργία των αεροστροβίλων του σταθμού συνδυασμένου κύκλου σε κατάσταση ανοικτού κύκλου παρουσιάζει σχετικά μικρές διακυμάνσεις διότι οι μονάδες αυτές καλούνται να λειτουργήσουν στη χαμηλότερη προτεραιότητα ένταξης, για να καλύψουν τις αιχμές της ζήτησης φορτίου του συστήματος,

μόνο όταν ο αντίστοιχος ατμοστρόβιλος ευρίσκεται εκτός λειτουργίας λόγω ενός ενδεχομένου βλάβης, ένα γεγονός που παρουσιάζει σχετικά μικρή πιθανότητα εμφάνισης λόγω της αυξημένης αξιοπιστίας λειτουργίας του συγκεκριμένου σταθμού. Όμως, κάποιες μικρές διακυμάνσεις παρατηρούνται ως συνέπεια των άλλων χαρακτηριστικών του συστήματος. Για παράδειγμα, η αύξηση της αιολικής παραγωγής έχει ως αποτέλεσμα τη μικρή μείωση των ωρών λειτουργίας των αεροστροβίλων σε ανοικτό κύκλο, καθώς η λειτουργία τους κρίνεται απαραίτητη λιγότερες φορές για την κάλυψη της ζήτησης των αιχμών του συστήματος.

#### ΣΤ. Ικανοποίηση Κριτηρίου Αζιοπιστίας 4 (αντίστροφη στρεφόμενη εφεδρεία)

Η ικανοποίηση των απαιτήσεων του Κριτηρίου Αξιοπιστίας 4 που αφορά την αντίστροφη στρεφόμενη εφεδρεία κυμαίνεται σε σχετικά υψηλά επίπεδα (οι ώρες μη κάλυψης του κριτηρίου κυμαίνονται μεταξύ 32 και 60 ωρών/έτος περίπου). Το γεγονός αυτό οφείλεται κυρίως στην αυξημένη αξιοπιστία λειτουργίας των θεωρούμενων μονάδων ρύθμισης. Τα γεγονότα κατά τα οποία η διαθέσιμη στάθμη αντίστροφης στρεφόμενης εφεδρείας είναι μικρότερη από την απαιτούμενη τιμή παρατηρούνται κυρίως όταν ένας μεγάλος αριθμός θερμικών μονάδων παραγωγής λειτουργεί στο τεχνικό ελάχιστο επίπεδο φόρτισης και η αντίστοιχη τιμή της ζήτησης φορτίου είναι χαμηλή. Όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα του Πίνακα 4.4, η εμφάνιση των γεγονότων αυτών μειώνεται κατά 45% περίπου όταν δεν θεωρούνται οι περιορισμοί που αφορούν τους ελάχιστους χρόνους παραμονής των αριθμητικών τιμών των αντίστοιχων δεικτών (κατά 16% περίπου) παρατηρείται όταν γίνεται η υπόθεση της δυνατότητας σβέσης του σταθμού συνδυασμένου κύκλου κατά τη διάρκεια της εβδομάδας (Περίπτωση Ανάλυσης 3).

### Ζ. Ικανοποίηση Κριτηρίου Αξιοπιστίας (στρεφόμενη εφεδρεία)

Τέλος, σημειώνεται ότι κατά την ανάλυση των πέντε εναλλακτικών εξεταζόμενων περιπτώσεων δεν προέκυψαν γεγονότα που να αφορούν την παραμονή του συστήματος στην κατάσταση οριακής λειτουργίας ενώ η αντίστοιχη τιμή της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας είναι αρκετά υψηλή. Το γεγονός αυτό οφείλεται κυρίως στην υπόθεση της συνεχούς λειτουργίας του σταθμού συνδυασμένου κύκλου κατά τη διάρκεια των καθημερινών ημερών της εβδομάδας.

	Περίπτωση Ανάλυσης Δείκτης	1	2	3	4	5
	LOLE (ώρες/έτος)	23,32	13,83	21,02	23,24	17,22
	LOEE (GWh/έτος)	1,047	0,563	0,908	1,036	0,750
ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ λειτουργίας	FLOL (γεγ./έτος)	14,06	7,35	12,89	14,0	10,75
	EDNS (MW)	44,89	40,72	43,21	44,57	43,54
	ADLL (ώρες)	1,66	1,88	1,63	1,66	1,60
	FRCR4PR (γεγ./έτος)	33,42	18,53	28,17	33,38	26,92
KPITHPIO	ADCR4PR (ώρες/έτος)	60,18	32,67	50,23	60,27	47,45
ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ 4	DCR4PR (ώρες)	1,80	1,76	1,78	1,80	1,76
	PCR4PR (MW)	12,06	11,95	11,99	12,06	11,80
	ETHERM-A (GWh/έτος)	4625,074	4671,764	4639,163	4489,977	4524,751
	ETHERM-C (GWh/έτος)	797,363	745,488	782,999	932,628	773,571
	ETHERM-E (GWh/έτος)	30,155	30,507	29,047	30,054	26,495
ΙΣΟΖΥΓΙΟ	ETHERM-T (GWh/έτος)	5452,592	5447,759	5451,209	5452,659	5324,817
ενεργείας	EWIND (GWh/έτος)	466,584	471,901	468,106	466,528	594,656
	ETOT (GWh/έτος)	5919,176	5919,660	5919,315	5919,187	5919,473
	EOHS (%)	21,212	21,454	21,281	21,209	21,820
	PRWIND (%)	7,883	7,972	7,908	7,882	10,046
ΙΣΟΔΥΝΑΜΕΣ	DUREQ-Α (ώρες/έτος)	5043,70	5094,62	5059,07	4896,38	4934,30
ΩΡΕΣ	DUREQ-C (ώρες/έτος)	3624,38	3388,58	3559,09	4239,22	3516,23
ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ	DUREQ-Ε (ώρες/έτος)	83,76	84,74	80,69	83,48	73,60
ΔΙΑΚΟΠΕΣ	INTFR-C (γεγ./έτος)	47,41	98,61	52,14	47,62	47,35
ΛΕΠΟΥΡΓΙΑΣ ΣΤΑΘΩΝ ΣΥΝΔ.	INTFRA-C (γεγ./έτος)	0,0	0,0	6,50	0,0	0,0
КҮКЛ.	INTFRB-C (γεγ./έτος)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	FRCCGT (γεγ./έτος)	6,98	5,70	6,11	6,36	5,80
ΛΕΠΟΥΡΠΑ ΑΕΡΟΣΤΡΟΒΙΛΩΝ	ADCCGT (ώρες/έτος)	29,45	26,53	25,53	27,63	24,18
ΣΕ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	DCCGT (ώρες)	4,22	4,65	4,18	4,35	4,17
ΑΝΟΙΚΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ	PCCGT (MW)	73,74	73,76	72,42	73,46	72,14
	PRCCGT (%)	0,272	0,263	0,236	0,218	0,225
	FRWPRT (γεγ./έτος)	173,67	134,65	165,17	173,86	251,95
ΜΕΙΩΜΕΝΗ	ADWPRT (ώρες/έτος)	528,92	375,18	487,69	530,65	737,31
ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ	DWPRT (ώρες)	3,05	2,79	2,95	3,05	2,93
ΙΣΧΥΟΣ Α/Π	EWPRT (GWh/έτος)	15,263	9,950	13,741	15,319	23,741
ΙΖΑΤΟΖΑΛΠ (Συνολικές τιμές) Η	PWRT (MW)	28,86	26,51	28,18	28,87	32,20
	PRWPR (%)	3,168	2,065	2,851	3,178	3,839

Πίνακας 4.4. Υπολογιζόμενοι δείκτες αξιοπιστίας και λειτουργικής απόδοσης του συστήματος



Σχήμα 4.1. Μεταβολές των δεικτών αξιοπιστίας LOLE και LOEE για τις πέντε εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης



Σχήμα 4.2. Ισοδύναμη λειτουργία σταθμών παραγωγής με κωδικό λειτουργίας Α και σταθμών συνδυασμένου κύκλου σε ώρες/έτος για τις πέντε εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάστηκαν



Σχήμα 4.3. Μη απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων του συστήματος θεωρώντας τη συνεισφορά των διάφορων αιτίων



Σχήμα 4.4. Ετήσια χρονική διάρκεια λειτουργίας μονάδων παραγωγής των σταθμών με Κωδικό Λειτουργίας Α για τις Περιπτώσεις Ανάλυσης 1 και 2

#### 4.3.4. Αποτελέσματα των Δεικτών της Δυναμικής Ασφάλειας του Συστήματος

Στα διαγράμματα των Σχημάτων 4.5 και 4.6 φαίνονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την ανάλυση των πέντε εναλλακτικών περιπτώσεων λειτουργίας του συστήματος και αφορούν την ποσοτικοποίηση της δυναμικής ασφάλειάς του. Συγκεκριμένα, στο Σχήμα 4.5 αναπαριστώνται γραφικά οι συνολικές πιθανότητες εμφάνισης των 21 λειτουργικών καταστάσεων του συστήματος, οι οποίες θεωρήθηκαν ως οι πιο πιθανές για να προκύψουν προβλήματα αστάθειας της συχνότητας, και οι αντίστοιχες πιθανότητες εμφάνισης των Κρίσιμων Καταστάσεων λειτουργίας του. Επίσης, στο Σχήμα 4.6 φαίνονται οι συνολικές πιθανότητες εμφάνισης της Καταστάσεων λειτουργίας του. Επίσης, στο Σχήμα 4.6 φαίνονται οι συνολικές πιθανότητες εμφάνισης της Καταστάσεων λειτουργίας του. Επίσης, στο Σχήμα 4.6 φαίνονται οι συνολικές πιθανότητες εμφάνισης της καταστάσεων λειτουργίας του. Επίσης, στο Σχήμα 4.6 φαίνονται οι συνολικές πιθανότητες εμφάνισης της καταστάσεων λειτουργίας του συστήματος θεωρώντας την αντίστοιχη πιθανότητα εμφάνισης των Καταστάσεων Κινδύνου 1 και 2. Τέλος, στον Πίνακα 4.5 φαίνονται αναλυτικά τα σχετικά αποτελέσματα που προέκυψαν για κάθε μία από τις 21 εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος και για κάθε διάστημα αιολικής διείσδυσης θεωρώντας τα χαρακτηριστικά λειτουργίας του συστήματος όπως αυτά περιγράφονται στην Περίπτωση Ανάλυσης 1.

Από την σύγκριση των ευρεθέντων αποτελεσμάτων μπορούν να εξαχθούν αρκετά συμπεράσματα σχετικά με την δυναμική ασφάλεια του συστήματος τα σημαντικότερα από τα οποία είναι τα ακόλουθα:

- Στην περίπτωση κατά την οποία δεν λαμβάνονται υπόψη οι χρονικοί περιορισμοί παραμονής των σταθμών παραγωγής εντός και εκτός λειτουργίας (Περίπτωση 2) παρατηρείται σημαντική αύξηση της πιθανότητας εμφάνισης των εξεταζόμενων λειτουργικών καταστάσεων του συστήματος και των αντίστοιχων Κρίσιμων Καταστάσεων (αύξηση κατά 40% και 45% αντίστοιχα σε σχέση με τις υπολογιζόμενες τιμές που προέκυψαν για την Περίπτωση 1). Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αυξημένη λειτουργία των μονάδων παραγωγής του σταθμού ΙΙ και, ιδιαίτερα, στην εμφάνιση ενός μεγαλύτερου αριθμού ενδεχομένων που περιλαμβάνουν την ταυτόχρονη λειτουργία περισσότερων από μία μονάδες του σταθμού αυτού. Υπενθυμίζεται ότι, όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.2, οι εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος με α/α από 7 έως 21 αφορούν τη λειτουργία τουλάχιστον δύο μονάδων παραγωγής του σταθμού ΙΙ και, κατά συνέπεια, η πιθανότητα εμφάνισης των καταστάσεων αυτών και των αντίστοιχων Κρίσιμων Καταστάσεων παρουσιάζει σημαντική αύξηση. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει σχετικά με την πιθανότητα εμφάνισης της Κατάστασης Κινδύνου 1, διότι η απώλεια μίας μονάδας παραγωγής του σταθμού Ι παρουσιάζει μεγαλύτερη πιθανότητα. Όμως, η πιθανότητα εμφάνισης της Κατάστασης Κινδύνου 2, που αφορά την απώλεια αιολικής παραγωγής, παρουσιάζει σχετική μείωση καθώς, λόγω του μεγάλου αριθμού θερμικών μονάδων παραγωγής που ευρίσκονται σε λειτουργία, η αιολική διείσδυση στις αντίστοιχες καταστάσεις είναι αρκετά μικρή.
- ✓ Η αλλαγή της προτεραιότητας ένταξης του σταθμού συνδυασμένου κύκλου (Περίπτωση 3) έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της πιθανότητας εμφάνισης των Κρίσιμων Καταστάσεων της λειτουργίας του συστήματος καθώς αυξάνεται το επίπεδο λειτουργίας του σταθμού αυτού ενώ η σχετική αύξηση που σημειώνεται σχετικά με την εμφάνιση της Κατάστασης Κινδύνου οφείλεται μόνο στη συνεισφορά της Κατάστασης Κινδύνου 1. Αντίθετα, η πιθανότητα μείωσης της αιολικής παραγωγής μειώνεται λόγω της αντίστοιχης μείωσης της αιολικής διείσδυσης στις καταστάσεις αυτές.
- ✓ Στην Περίπτωση Ανάλυσης 4, όπου θεωρείται το σβήσιμο του σταθμού συνδυασμένου κύκλου κατά τη διάρκεια κατάλληλων χρονικών περιόδων των καθημερινών ημερών της εβδομάδας, παρατηρείται μία σχετική μείωση της πιθανότητας εμφάνισης των Κρίσιμων Καταστάσεων λειτουργίας του συστήματος κατά 15% περίπου. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αντίστοιχη μείωση της πιθανότητας εμφάνισης των Κρίσιμων Καταστάσεων που αφορούν τη λειτουργία του σταθμού συνδυασμένου κύκλου πάνω από το όριο που έχει καθορισθεί (Πίνακας 4.3). Όμως, η συνολική πιθανότητα εμφάνισης της Κατάστασης Κινδύνου του συστήματος δε σημειώνει αντίστοιχη μείωση αλλά παρουσιάζει μία πολύ μικρή αύξηση λόγω της αύξησης της αιολικής διείσδυσης και της αυξημένης λειτουργίας των μονάδων παραγωγής με κωδικό λειτουργίας Α.

- ✓ Η αύξηση της στάθμης αιολικής διείσδυσης (περίπτωση 5) αυξάνει τις τιμές των πιθανοτήτων εμφάνισης των εξεταζόμενων λειτουργικών καταστάσεων του συστήματος για κάθε θεωρούμενο διάστημα αιολικής διείσδυσης και συνολικά. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει για τις πιθανότητες εμφάνισης των Κρίσιμων Καταστάσεων και των Καταστάσεων Κινδύνου 1 και 2 του συστήματος. Αυτό συμβαίνει διότι οι λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος που μελετώνται αναφέρονται κυρίως σε καταστάσεις στις οποίες η ζήτηση φορτίου του συστήματος κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα και η αιολική διείσδυση λαμβάνει υψηλές τιμές.
- Οι αριθμητικές τιμές των πιθανοτήτων εμφάνισης των Καταστάσεων Κινδύνου 1 του συστήματος για τις εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις είναι πολύ μικρές. Το γεγονός αυτό σημαίνει ότι υπάρχει πολύ μικρή πιθανότητα εμφάνισης των καταστάσεων μη ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος που προκαλούνται από τις υψηλές τιμές της αιολικής διείσδυσης και την εξαναγκασμένη βλάβη μίας μονάδας παραγωγής του σταθμού Ι ή του σταθμού συνδυασμένου κύκλου.
- Οι τιμές που αφορούν τη συνολική πιθανότητα εμφάνισης των Καταστάσεων Κινδύνου του συστήματος κύρια οφείλονται στις αντίστοιχες τιμές των πιθανοτήτων εμφάνισης των Καταστάσεων Κινδύνου 2, με εξαίρεση την Περίπτωση Ανάλυσης 2 όπως αναλύεται προηγούμενα. Σημειώνεται ότι υπάρχει πάντοτε διαθέσιμη μία ποσότητα στρεφόμενης εφεδρείας για τη τροφοδότηση της ζήτησης φορτίου σε αυτά τα γεγονότα αλλά, κύρια, η πρωτεύουσα ρύθμιση συχνότητας των μονάδων παραγωγής που ευρίσκονται σε λειτουργία δε μπορεί να ανταποκριθεί άμεσα στις ιδιαίτερες λειτουργικές συνθήκες του συστήματος. Η άμεση συνέπεια του γεγονότος αυτού είναι η ενεργοποίηση του συστήματος αυτόματης απόρριψης φορτίου το οποίο θα αποσυνδέσει την κατάλληλη ποσότητα ζήτησης φορτίου έτσι ώστε η συχνότητα του συστήματος να επανέλθει στην κανοική της τιμή. Ο χρόνος αποσύνδεσης των αντίστοιχων καταναλωτών εξαρτάται από τις εφαρμοζόμενες λειτουργικές πρακτικές αλλά δεν αναμένεται να είναι ιδιαίτερα σημαντικός διότι μπορεί να χρησιμοποιούνται η διαθέσιμη ποσότητα στρεφόμενης εφεδρείας και οι διαθέσιμοι αεροστρόβιλοι (κωδικός λειτουργίας Ε) εάν η διαθέσιμη στρεφόμενη εφεδρεία δεν είναι επαρκής για την άμεση επανατροφοδότησή τους.



Σχήμα 4.5. Συνολική πιθανότητα εμφάνισης των εξεταζόμενων λειτουργικών καταστάσεων του συστήματος και των αντίστοιχων Κρίσιμων Καταστάσεων



Σχήμα 4.6. Συνολική πιθανότητα εμφάνισης της Κατάστασης Κινδύνου του συστήματος θεωρώντας την αντίστοιχη συνεισφορά των δύο Καταστάσεων Κινδύνου 1 και 2

А	A/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	ΣΥΝ.
ΣΥΝ.ΠΙΘ (%	Э.ЕМФ. 6)	2,3495	0,0072	0,0008	3,7023	0,0172	0,0778	2,9532	0,0319	0,0270	2,5922	0,0507	0,4144	6,6464	0,0808	0,5670	6,9400	0,1319	1,1463	4,1482	0,1439	1,5622	33,5909
	0-10%	0,9442	0,0028	0	1,7803	0,0060	0,0006	1,5165	0,0190	0,0018	1,5495	0,0330	0,0691	4,0502	0,0385	0,0341	5,0570	0,0808	0,2131	3,5562	0,1093	0,5959	19,6579
ΠΟΣΟΣΤ.	10-20%	1,2830	0,0042	0,0004	1,8786	0,0107	0,0439	1,3360	0,0126	0,0159	1,0212	0,0175	0,2543	2,5641	0,0417	0,4107	1,8769	0,0509	0,8681	0,5913	0,0346	0,9438	13,2604
ΔΙΕΙΣΔ.	20-30%	0,1218	0,0001	0,0004	0,0434	0,0005	0,0329	0,1007	0,0003	0,0084	0,0216	0,0002	0,0896	0,0322	0,0005	0,1219	0,0061	0,0003	0,0651	0,0007	0	0,0225	0,6692
	>30%	0,0005	0	0	0	0	0,0005	0	0	0,0009	0	0	0,0014	0	0	0,0003	0	0	0	0	0	0	0,0036
ΣΥΝ.ΠΙΘ ΚΡΙΣ.Κ (?	9.ΕΜΦ. ΆΤΑΣΤ. %)	2,3370	0,0052	0,0008	3,4749	0,0139	0,0778	2,5188	0,0191	0,0270	2,3834	0,0424	0,4144	5,9102	0,0597	0,5670	6,4965	0,0673	1,0799	0,0215	0,0981	1,4464	27,0613
	0-10%	0,9320	0,0014	0	1,7311	0,0050	0,0006	1,2568	0,0095	0,0018	1,4349	0,0276	0,0691	3,7952	0,0264	0,0341	4,8308	0,0673	0,2119	0,0214	0,0981	0,5551	15,1101
ΠΟΣΟΣΤ.	10-20%	1,2830	0,0037	0,0004	1,7248	0,0086	0,0439	1,2050	0,0095	0,0159	0,9351	0,0146	0,2543	2,1151	0,0333	0,4107	1,6658	0	0,8177	0,0001	0	0,8779	11,4194
ΔΙΕΙΣΔ.	20-30%	0,1218	0,0001	0,0004	0,0190	0,0002	0,0329	0,0570	0,0001	0,0084	0,0135	0,0001	0,0896	0	0	0,1219	0	0	0,0504	0	0	0,0134	0,5288
	>30%	0,0002	0	0	0	0	0,0005	0	0	0,0009	0	0	0,0014	0	0	0,0003	0	0	0	0	0	0	0,0033
ΠΙΘΑΝ.Ε ΚΑΤΑΣΤ	CMΦAN. .KINΔ.1.	0,0023	0	0	0,0056	0	0,0002	0,0028	0	0	0,0026	0,0001	0,0005	0,0093	0,0001	0,0005	0,0019	0,0001	0,0016	0	0,0002	0,0021	0,0299
	0-10%	0,0013	0	0	0,0029	0	0	0,0016	0	0	0,0015	0,0001	0,0002	0,0067	0	0	0	0,0001	0,0003	0	0,0002	0,0008	0,0157
ΠΟΣΟΣΤ.	10-20%	0,0010	0	0	0,0027	0	0,0001	0,0012	0	0	0,0011	0	0,0003	0,0026	0,0001	0,0005	0,0019	0	0,0012	0	0	0,0014	0,0141
ΔΙΕΙΣΔ.	20-30%	0	0	0	0	0	0,0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0001	0	0	0	0,0002
	>30%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΠΙΘΑΝ.Ε ΚΑΤΑΣΤ	ΣΜΦΑΝ. .KINΔ.2.	0,0202	0	0	0,0048	0,0002	0,0007	0,0103	0	0	0,0013	0	0,0001	0,0139	0,0004	0,0053	0,0001	0,0002	0,0033	0,0001	0,0001	0,0018	0,0628
	0-10%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΠΟΣΟΣΤ.	10-20%	0,0158	0	0	0,0041	0,0002	0	0,0089	0	0	0,0012	0	0	0,0136	0,0004	0,0033	0,0001	0,0002	0,0026	0,0001	0,0001	0,0015	0,0521
ΔΙΕΙΣΔ.	20-30%	0,0043	0	0	0,0007	0	0,0007	0,0014	0	0	0,0001	0	0,0001	0,0004	0	0,0020	0	0	0,0007	0	0	0,0003	0,0107
	>30%	0,0001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0001
ΣΥΝ.ΠΙΘ ΚΑΤΑΣ (%	Э.ЕМФ. СТ.КІNА. Б)	0,0225	0	0	0,0104	0,0002	0,0009	0,0131	0	0	0,0039	0,0001	0,0006	0,0232	0,0005	0,0058	0,0020	0,0003	0,0049	0,0001	0,0003	0,0039	0,0927

Πίνακας 4.5 Αποτελέσματα δυναμικής ασφάλειας του συστήματος για τις εξεταζόμενες λειτουργικές καταστάσεις θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης 1

## 4.4. Συμπεράσματα

Το παρόν κεφάλαιο της διδακτορικής διατριβής αποτελεί συνέχεια του προηγούμενου Κεφαλαίου 3 στο οποίο περιγράφεται μία αναπτυχθείσα μεθοδολογία που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ποσοτικοποίηση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση αιολικών πάρκων. Η ιδιαιτερότητα που παρουσιάζει αφορά την ενσωμάτωση ενός επιπρόσθετου αλγόριθμου που εξετάζει τη δυναμική ασφάλεια του συστήματος θεωρώντας συγκεκριμένες διαταραχές. Επιπλέον, λαμβάνονται υπόψη ορισμένα ιδιαίτερα λειτουργικά χαρακτηριστικά των σταθμών παραγωγής όπως είναι οι ελάχιστοι χρόνοι παραμονής εντός και εκτός λειτουργίας και η λειτουργία των αεροστροβίλων ενός σταθμού συνδυασμένου κύκλου σε κατάσταση ανοικτού κύκλου. Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση της συνολικής λειτουργικής απόδοσης ενός τυπικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, θεωρώντας πέντε διαφορετικές περιπτώσεις σχεδιασμού και λειτουργίας του.

Οι διαταραχές που εξετάζονται για την ανάλυση της ευστάθειας συχνότητας του συστήματος είναι η απώλεια κάποιας μονάδας παραγωγής και η ακαριαία μείωση της παραγόμενης ισχύος από τις λειτουργούσες ανεμογεννήτριες των αιολικών πάρκων. Εξετάσθηκαν 21 λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος στις οποίες παρουσιάζονται μεγάλες τιμές παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων και μπορεί να προκληθούν προβλήματα αστάθειας της συχνότητας. Η ανάλυση που πραγματοποιήθηκε περιλαμβάνει τον υπολογισμό ενός συνόλου κατάλληλων δεικτών που ποσοτικοποιούν την πιθανότητα εμφάνισης γεγονότων στα οποία είναι δυνατό να προκληθούν προβλήματα στην δυναμική ασφάλεια του συστήματος.

Αρκετά συμπεράσματα μπορούν να εξαχθούν από τη συνολική θεώρηση των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από τα οποία τα σπουδαιότερα είναι τα ακόλουθα:

- Η αύξηση της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα βελτιώνει την αξιοπιστία λειτουργίας του καθώς είναι διαθέσιμη επιπρόσθετη ισχύς για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου. Όμως, αυξάνονται οι τιμές των πιθανοτήτων εμφάνισης των Κρίσιμων Καταστάσεων και των Καταστάσεων Κινδύνου του συστήματος.
- Οι ελάχιστοι χρόνοι παραμονής των θερμικών μονάδων παραγωγής εντός και εκτός λειτουργίας επηρεάζουν σημαντικά το ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος και την αποτελεσματική απορρόφηση της αιολικής παραγωγής. Οι μεταβολές αφορούν την παραγόμενη ενέργεια από τους διάφορους τύπους των σταθμών παραγωγής (κωδικός λειτουργίας Α, Γ, Ε) και τη λειτουργική απόδοση των μονάδων παραγωγής του ίδιου τύπου, ανάλογα με την αντίστοιχη σειρά προτεραιότητάς τους στην διαδικασία ένταξης. Οι χρόνοι αυτοί επηρεάζουν και τη δυναμική ασφάλεια του συστήματος.
- Παρόμοια συμπεράσματα προκύπτουν σχετικά με τη σειρά προτεραιότητας των σταθμών παραγωγής, γεγονός που πρέπει να ληφθεί ιδιαίτερα υπόψη κατά τη διαδικασία σχεδιασμού και λειτουργίας του συστήματος στο περιβάλλον της ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

# ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΟΜΟΝΩΜΕΝΩΝ Συστηματών Ηλεκτρικής Ενεργείας με Αιολικά Παρκά και Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς

### 5.1. Εισαγωγή

Ένα ιδιαίτερα σημαντικό χαρακτηριστικό της λειτουργίας των σύγχρονων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί η συνδυασμένη χρήση των διαθέσιμων εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας [96]. Τα συστήματα στα οποία εφαρμόζονται τέτοιες διαδικασίες καλούνται υβριδικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και χαρακτηριστικά παραδείγματα αποτελούν συστήματα στα οποία γίνεται συνδυασμένη λειτουργία αιολικών πάρκων με υδροηλεκτρικούς σταθμούς ή/και με φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Όμως, στην περίπτωση των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, η λειτουργία των αντίστοιγων μονάδων παραγωγής απαιτεί ιδιαίτερη προσογή και σχεδιασμό καθώς τα συστήματα αυτά αντιμετωπίζουν αυξημένα προβλήματα σε σχέση με τα αντίστοιχα διασυνδεδεμένα. Η λειτουργία ενός σημαντικού αριθμού αιολικών πάρκων σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να προκαλέσει δυναμικά μη ευσταθείς καταστάσεις λειτουργίας εξαιτίας της τυχαίας μεταβλητότητας της ταχύτητας του ανέμου που μπορεί να προκαλέσει πολύ σημαντική μείωση της παραγόμενης ισχύος των ανεμογεννητριών. Αυτή η μείωση πρέπει να καλυφθεί από την επιπρόσθετη παραγωγή ισχύος των συμβατικών μονάδων παραγωγής οι οποίες θα ευρίσκονται σε κατάσταση στρεφόμενης εφεδρείας. Συνεπώς, για λόγους ασφαλούς λειτουργίας, πρέπει να καθορισθεί μία στάθμη διείσδυσης των ανεμογεννητριών στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (αιολική διείσδυση) η οποία συνήθως εκφράζεται ως ένα εκατοστιαίο ποσοστό της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος των ανεμογεννητριών ως προς την αιχμή της ζήτησης φορτίου του. Αυτή η στάθμη αποτελεί μία οριακή τιμή που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη για την ανάλυση μίας συγκεκριμένης χρονικής περιόδου του συστήματος σε συνδυασμό με την εγκατεστημένη ισχύ των σταθμών παραγωγής του και τις λειτουργικές πρακτικές που εφαρμόζονται.

Σε περιόδους του έτους, κατά τις οποίες η παραγόμενη ισχύς από τα αιολικά πάρκα του συστήματος υπερβαίνει το εφαρμοζόμενο ποσοστό αιολικής διείσδυσης, δίνεται μία κατάλληλη εντολή από το κέντρο ελέγχου του συστήματος σε κάθε αιολικό πάρκο για μείωση της παραγωγής του, κατά συγκεκριμένο ποσοστό, προκειμένου να ικανοποιηθεί ο περιορισμός του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής ισχύος στο σύστημα. Όμως, σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους, ιδιαίτερα κατά τη διάρκεια των νυχτερινών ωρών των θερινών μηνών του έτους, όταν η ζήτηση φορτίου του συστήματος κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα, η συγκεκριμένη λειτουργική διαδικασία μπορεί να αποφευχθεί. Για το λόγο αυτό, ένας κατάλληλος αριθμός αντλιών υδάτων που βρίσκονται σε εγκαταστάσεις άντλησης συγκεκριμένων υδροηλεκτρικών σταθμών τίθενται σε λειτουργία έτσι ώστε να απορροφήσουν την επιπλέον παραγόμενη αιολική παραγωγή. Αυτή η λειτουργική πρακτική έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του ποσοστού αιολικής διείσδυσης στο σύστημα. Παράλληλα, επιτυγχάνεται και ένας ακόμη στόχος καθώς επιπρόσθετη ποσότητα νερού αποθηκεύεται στους ταμιευτήρες των σχετιζόμενων υδροηλεκτρικών σταθμών με σκοπό να καταναλωθεί για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα κατά τη διάρκεια των ωρών του συστήματος των σχετιζόμενων υδροηλεκτρικών σταθμών με σκοπό να καταναλωθεί για παραγωγή

Ο σκοπός του παρόντος Κεφαλαίου 5 είναι η εκτίμηση της επίδρασης που έχουν τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στην αξιοπιστία λειτουργίας τους και στη λειτουργική απόδοσή τους. Η εκτίμηση αυτή πραγματοποιείται με την ανάπτυξη μίας κατάλληλης υπολογιστικής μεθοδολογίας η οποία βασίζεται στην ακολουθιακή μέθοδο προσομοίωσης Monte – Carlo

και προσομοιώνει ρεαλιστικά τα βασικά χαρακτηριστικά λειτουργίας των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Κατάλληλοι αλγόριθμοι έχουν ενσωματωθεί στην αναπτυχθείσα μεθοδολογία λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαίτερες λειτουργικές διαδικασίες που εκτελούνται έτσι ώστε να μεγιστοποιηθεί η εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας διατηρώντας την ασφαλή λειτουργία του συστήματος σε επιθυμητά επίπεδα. Η μεθοδολογία αυτή χρησιμοποιείται για την ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης ενός τυπικού απομονωμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο βασίζεται στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ενός μικρού Ελληνικού νησιού και διαθέτει εγκαταστάσεις συνδυασμένης εκμετάλλευσης αιολικών πάρκων και υδροηλεκτρικών σταθμών. Εξετάζονται εναλλακτικοί σχεδιασμοί λειτουργίας που αφορούν τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά του όπως είναι το ποσοστό διείσδυσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων, η συνδυασμένη εκμετάλλευση αιολικών πάρκων και υδροηλεκτρικών σταθμών. Εξετάζονται το ποσοστό διείσδυσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων, η συνδυασμένη εκμετάλλευση αιολικών πάρκων και υδροηλεκτρικά του όπως είναι το ποσοστό διείσδυσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων, η συνδυασμένη εκμετάλλευση αιολικών πάρκων και μοροηλεκτρικών σταθμών. Εξετάζονται το ποσοστό διείσδυσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων, η συνδυασμένη εκμετάλλευση αιολικών πάρκων και υδροηλεκτρικά του όπως είναι το ποσοστό διείσδυσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων, η συνδυασμένη εκμετάλλευση αιολικών πάρκων και υδροηλεκτρικών σταθμών μέσω κατάλληλων εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης, τα εφαρμοζόμενα κριτήρια ασφαλούς λειτουργική απόδοση του συστήματος και συγκρίνονται έτσι ώστε να εξαχθούν σαφή και τη γενικότερη λειτουργική απόδοση του συστήματος και συγκρίνονται έτσι ώστε να εξαχθούν σαφή και χρήσιμα συμπεράσματα για τον τρόπο με τον οποίο τα διάφορα χαρακτηριστικά επηρεάζουν τη λειτουργία του συστήματος.

# 5.2. Βασικά Χαρακτηριστικά Μοντελοποίησης των Απομονωμένων Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Τα απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν αυξημένα προβλήματα σε σχέση με αντίστοιχα διασυνδεδεμένα. Τα σημαντικότερα από τα προβλήματα αυτά αφορούν την ασφάλεια και την αξιοπιστία λειτουργίας τους ενώ επιπρόσθετες δυσκολίες αναμένεται να υπάρξουν λόγω της αυξημένης αιολικής διείσδυσης στο σύστημα σε καταστάσεις κατά τις οποίες παρατηρείται ξαφνική απώλεια μεγάλης ποσότητας αιολικής παραγωγής. Η απώλεια αυτή μπορεί να οφείλεται σε ξαφνικές μεταβολές της ταχύτητας του ανέμου (απότομη μείωση ή πολύ μεγάλη αύξηση) ή σε απώλεια των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής λόγω ενδεχομένων βλάβης. Επιπλέον, σημαντικά προβλήματα στην αποτελεσματική απορρόφηση της παραγώμενης ισχύος των αιολικών πάρκων αναμένεται να προκύψουν από τη λειτουργία των θεωρούμενων μονάδων βάσης του συστήματος στα τεχνικά ελάχιστα επίπεδα φόρτισής τους όταν η αντίστοιχη ζήτηση φορτίου κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα. Η μεθοδολογία που περιγράφεται στο παρόν κεφάλαιο αναπτύχθηκε λαμβάνοντας υπόψη τα λειτουργικά χαρακτηριστικά που παρουσιάζουν τα απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και τις ιδιαίτερες λειτουργικές διαδικασίες που αποτελεσματικά τις διαθέσιμες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά μοντελοποίησης του σχεδιασμού και της λειτουργίας των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας αφορούν τους θερμικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής, τις εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης και τα αιολικά πάρκα και αναλύονται ως ακολούθως:

#### Θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής

Το σύστημα περιλαμβάνει θερμικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας καθένας από τους οποίους αποτελείται από ένα συγκεκριμένο αριθμό μονάδων. Ορισμένες από τις μονάδες παραγωγής (κυρίως ατμοστρόβιλοι ή μηχανές εσωτερικής καύσης) χρησιμοποιούνται για την κάλυψη της ζήτησης του φορτίου βάσης του συστήματος ενώ η διαδικασία ένταξης όλων των μονάδων παραγωγής, για την κάλυψη της συνολικής ζήτησης του φορτίου του συστήματος, πραγματοποιείται σύμφωνα με μία σειρά προτεραιότητας η οποία καθορίζεται ανάλογα με το κόστος παραγωγής τους. Επιπλέον, συγκεκριμένη ποσότητα ισχύος πρέπει να είναι διαθέσιμη από τις μονάδες που ευρίσκονται σε λειτουργία για να αντιμετωπιστούν ενδεχόμενες έκτακτες καταστάσεις κατά τη λειτουργία του συστήματος (απώλεια μονάδας παραγωγής, ξαφνική μείωση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα του συστήματος, ξαφνική αύξηση της ζήτησης φορτίου του συστήματος, κλπ.). Για τον καθορισμό της ποσότητας αυτής χρησιμοποιούνται συνήθως δύο Κριτήρια Ασφαλείας 1 και 2. Σύμφωνα με το Κριτήριο 1, η τιμή της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με τη τιμή της ισχύος εξόδου της μονάδας με τη μεγαλύτερη παραγωγή (Κριτήριο N-1) ή ίση με ένα ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου, ενώ το Κριτήριο 2 καθορίζει ως τιμή ένα ποσοστό της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων του συστήματος. Σε συνθήκες κανονικής λειτουργίας του συστήματος, οι μονάδες παραγωγής των θερμικών σταθμών έχουν ένα μέγιστο επίπεδο φόρτισής τους το οποίο εκφράζεται ως ποσοστό της μέγιστης ισχύος τους (π.χ. 92%). Το όριο αυτό επιτρέπει τη λειτουργίας του συστήματος.

#### Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί Παραγωγής

Η λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής έχει ιδιαίτερη σημασία για τη συνολική λειτουργία του συστήματος και πραγματοποιείται κατά τη διάρκεια του έτους ανάλογα με τις διαθέσιμες ποσότητες νερού στους αντίστοιχους ταμιευτήρες. Ορισμένοι επιπρόσθετοι παράγοντες λαμβάνονται υπόψη όπως είναι οι ανάγκες άρδευσης των κοντινών περιοχών, η εφαρμοζόμενη πολιτική διαχείρισης των υδάτων, κλπ. Για το λόγο αυτό, διαμορφώνεται ένα κατάλληλο μηνιαίο πρόγραμμα λειτουργίας των υδροηλεκτρικών σταθμών έτσι ώστε να εξασφαλίζονται οι απαιτούμενες ποσότητες υδάτων για την άρδευση ενώ συγκεκριμένοι περιβαλλοντικοί περιορισμοί απαιτούν την ύπαρξη ελάχιστων ποσοτήτων νερού στους ταμιευτήρες των σταθμών στο τέλος κάθε μήνα. Επιπρόσθετα, σε συγκεκριμένα συστήματα, λόγω της περιορισμένης ικανότητας αποθήκευσης υδάτων που έχουν οι ταμιευτήρες των σταθμών, εμφανίζονται ανάλογοι περιορισμοί στη λειτουργία τους [97]. Για το λόγο αυτό, διακρίνονται δύο χρονικές περίοδοι λειτουργίας, η 'θερινή περίοδος', η οποία περιλαμβάνει συγκεκριμένους μήνες του έτους, και η 'χειμερινή περίοδος' με τους υπόλοιπους μήνες. Συγκεκριμένοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, λόγω περιβαλλοντικών περιορισμών, τίθενται σε λειτουργία μόνο κατά τη διάρκεια της 'χειμερινής περιόδου' ενώ άλλοι είναι δυνατό να λειτουργήσουν και κατά τη διάρκεια της 'θερινής περιόδου'. Επιπλέον, η λειτουργία υδροηλεκτρικών σταθμών που είναι εγκατεστημένοι κατά την ίδια ροή υδάτων (ίδια υδρολογική αλυσίδα) απαιτεί την καθιέρωση μίας συγκεκριμένης τιμής που αφορά το λόγο της παραγόμενης ισχύος των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής κάθε σταθμού. Ο περιορισμός αυτός είναι απαραίτητος έτσι ώστε να εξασφαλίζεται ότι η ποσότητα υδάτων που εισρέει στον κατάντη ταμιευτήρα, ο οποίος συνήθως έχει περιορισμένη αποθηκευτική ικανότητα, θα χρησιμοποιηθεί για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στον αντίστοιχο σταθμό και, με τον τρόπο αυτό, θα αποφεύγονται ενδεχόμενες υπερχειλίσεις. Τέλος, συγκεκριμένες μονάδες παραγωγής των υδροηλεκτρικών σταθμών μπορεί να λειτουργούν στα ελάχιστα επίπεδα φόρτισής τους έτσι ώστε να συμμετέχουν στην ρύθμιση της συχνότητας του συστήματος, όπως περιγράφεται προηγούμενα. Ένα κατάλληλο μοντέλο διαχείρισης υδάτων αναπτύχθηκε και ενσωματώθηκε στη συγκεκριμένη μεθοδολογία και προσομοιώνει την ωριαία λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη όλα αυτά τα χαρακτηριστικά και τους περιορισμούς.

#### Εγκαταστάσεις Αντλησιοταμίευσης

Εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης, αποτελούμενες από μία δεξαμενή άντλησης υδάτων και κατάλληλο αριθμό αντλιών, μπορεί να ευρίσκονται σε συγκεκριμένους υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Οι αντλίες αυτές χρησιμοποιούνται για να αντλήσουν νερό από τη δεξαμενή άντλησης (χαμηλότερο επίπεδο) στον ταμιευτήρα του σταθμού (υψηλότερο επίπεδο) και, συνήθως, χρησιμοποιούν τους υπάρχοντες αγωγούς προσαγωγής υδάτων του σταθμού. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα η συγκεκριμένη λειτουργική διαδικασία να πραγματοποιείται μόνο όταν ο αντίστοιχος υδροηλεκτρικός σταθμός δεν λειτουργεί για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Εάν χρησιμοποιούνται διαφορετικοί αγωγοί προσαγωγής υδάτων για την άντληση, οι εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης είναι δυνατό να

έχουν ανεξάρτητο πρόγραμμα λειτουργίας. Η ισχύς που απαιτείται για τη λειτουργία των αντλιών αποτελεί ένα επιπρόσθετο φορτίο στη ζήτηση φορτίου του συστήματος και, για το λόγο αυτό, η διαδικασία άντλησης υδάτων πραγματοποιείται μόνο σε χρονικές περιόδους του έτους (συνήθως κατά τη διάρκεια της 'θερινής περιόδου') και σε κατάλληλα διαστήματα της ημέρας κατά τα οποία η ζήτηση φορτίου κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα. Σε έκτακτες καταστάσεις λειτουργίας του συστήματος, οι αντλίες που ευρίσκονται σε λειτουργία αποσυνδέονται αυτόματα έτσι ώστε να μειωθεί το φορτίο του συστήματος και να ανακουφισθεί κατά το δυνατόν η λειτουργία του.

#### Ποσοστό Αιολικής Διείσδυσης

Η ασφαλής λειτουργία των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με αιολικά πάρκα απαιτεί την καθιέρωση ενός ποσοστού αιολικής διείσδυσης το οποίο σε καμία χρονική στιγμή λειτουργίας του συστήματος δεν επιτρέπεται να ξεπεραστεί. Η τιμή αυτή εκφράζεται, συνήθως, ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος και καθορίζεται λαμβάνοντας υπόψη ένα ευρύ σύνολο χαρακτηριστικών του, όπως είναι η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων παραγωγής, το αιολικό δυναμικό στην περιοχή, οι ωριαίες διακυμάνσεις της ζήτησης φορτίου, κλπ. Εάν η συνολική παραγόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων του συστήματος ξεπερνά το επιτρεπόμενο ποσοστό αιολικής διείσδυσης, δίνονται κατάλληλες εντολές από το κέντρο ελέγχου του συστήματος για αποκοπή κατάλληλης ποσότητας αιολικής παραγωγής έτσι ώστε να ικανοποιείται ο αντίστοιχος περιορισμός. Η μείωση αυτή μπορεί να είναι ίδια σε κάθε αιολικό πάρκο ή ανάλογη της συνολικής παραγωγής του και μπορεί να περιλαμβάνει τη μείωση της παραγόμενης ισχύος όλων των ανεμογεννητριών κάθε πάρκου ή την αποσύνδεση από το σύστημα συγκεκριμένου αριθμού από αυτές ανάλογα με τα κατασκευαστικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά τους. Η αύξηση του ποσοστού αιολικής διείσδυσης στο σύστημα, και κατά συνέπεια η μεγιστοποίηση της αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας, μπορεί να επιτευχθεί με τη λειτουργία κατάλληλων αντλιών υδάτων στις εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης των υδροηλεκτρικών σταθμών που σχετίζονται με συγκεκριμένα αιολικά πάρκα. Η παραγόμενη ισχύς αυτών των αιολικών πάρκων μπορεί να αυξηθεί κατάλληλα, επιτρέποντας την επιπρόσθετη παραγόμενη ισχύ σε περιόδους κατά τις οποίες το ποσοστό αιολικής διείσδυσης υπερβαίνει τον αντίστοιχο περιορισμό, έτσι ώστε να ικανοποιήσει τη ζήτηση των αντίστοιχων αντλιών.

### 5.3. Μεθοδολογία Υπολογισμού

Ένας κατάλληλος αλγόριθμος ενσωματώθηκε στην αναπτυχθείσα μεθοδολογία για να προσομοιώσει τη διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής που πραγματοποιείται έτσι ώστε να καλυφθεί η ζήτηση φορτίου του συστήματος και να ικανοποιηθεί το εφαρμοζόμενο κριτήριο ασφαλούς λειτουργίας του. Ο αλγόριθμος αυτός λαμβάνει υπόψη μόνο τις μονάδες παραγωγής που είναι διαθέσιμες (όχι σε κατάσταση βλάβης ή συντήρησης) και αποτελείται από τα ακόλουθα βήματα:

- 1. Οι μονάδες παραγωγής των ΥΗΣ καλούνται να λειτουργήσουν κατά τη διάρκεια της 'χειμερινής περιόδου' αποδίδοντας την ελάχιστη ισχύ τους.
- Οι θερμικές μονάδες παραγωγής, που καλούνται να καλύψουν το φορτίο βάσης του συστήματος, φορτίζονται στο ελάχιστο επίπεδο λειτουργίας τους ανάλογα με τη καθορισμένη σειρά προτεραιότητας.
- Η παραγόμενη ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη την ταχύτητα του ανέμου στις αντίστοιχες γεωγραφικές περιοχές και καθορίζεται η συνολική ισχύς που παράγεται από όλα τα αιολικά πάρκα του συστήματος.
- 4. Εξετάζεται ο περιορισμός του ποσοστού αιολικής διείσδυσης στο σύστημα και καθορίζεται η επιτρεπόμενη στάθμη αιολικής παραγωγής που μπορεί να απορροφηθεί από αυτό.
- 5. Εάν απαιτείται επιπρόσθετη ενέργεια για την κάλυψη του φορτίου του συστήματος, οι μονάδες παραγωγής των ΥΗΣ λειτουργούν ανάλογα με την εποχή του έτους. Η αντίστοιχη παραγόμενη ισχύς

τους υπολογίζεται από τα ιδιαίτερα τεχνικά χαρακτηριστικά τους και τη διαθέσιμη ποσότητα νερού που βρίσκεται μέσα στους αντίστοιχους ταμιευτήρες.

- 6. Εάν απαιτείται επιπρόσθετη ενέργεια για την κάλυψη του φορτίου του συστήματος, οι θερμικές μονάδες παραγωγής λειτουργούν ανάλογα με την καθορισμένη σειρά προτεραιότητας και το μέγιστο ποσοστό φόρτισής τους.
- 7. Εάν απαιτείται επιπρόσθετη ενέργεια για την κάλυψη του φορτίου του συστήματος, οι μονάδες παραγωγής του συστήματος που ευρίσκονται σε κατάσταση λειτουργίας φορτίζονται μέχρι τη μέγιστη ισχύ τους (δεν κρατείται εφεδρεία για ρύθμιση της συχνότητας). Η συγκεκριμένη ενέργεια αποτελεί το τελευταίο μέτρο για να αποφευχθεί κάποιο ενδεχόμενο απώλειας φορτίου.
- 8. Εάν εξακολουθεί να απαιτείται επιπρόσθετη ισχύς για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου του συστήματος, θεωρείται ότι συμβαίνει ένα γεγονός απώλειας φορτίου και το σύστημα ευρίσκεται σε κατάσταση κινδύνου. Η επιπρόσθετη απαιτούμενη ποσότητα παραγωγής καθορίζει τη τιμή του φορτίου που δεν ικανοποιείται και μοιράζεται στους κατάλληλους ζυγούς φορτίου του συστήματος λαμβάνοντας υπόψη τα χαρακτηριστικά τους (κρίσιμοι ή μη κρίσιμοι, ποσοστό σταθερού και αποκοπτόμενου φορτίου) και τη σχετική θέση τους στη σειρά προτεραιότητας αποκοπής.
- 9. Όταν η παραγόμενη ισχύς από τα αιολικά πάρκα του συστήματος ξεπερνάει τη μέγιστη επιτρεπόμενη τιμή ενώ η ζήτηση φορτίου του συστήματος λαμβάνει χαμηλές τιμές (συγκεκριμένες χρονικές περίοδοι της ημέρας κατά τη διάρκεια της 'θερινής περιόδου') και το σύστημα ευρίσκεται στην κατάσταση ασφαλούς λειτουργίας, υποτίθεται ότι ένας κατάλληλος αριθμός αντλιών τίθεται σε λειτουργία έτσι ώστε να αντλήσουν νερό από τις αντίστοιχες δεξαμενές άντλησης στους ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών σταθμών. Η συγκεκριμένη λειτουργική διαδικασία αυξάνει τη ζήτηση φορτίου του συστήματος κατά τέτοια ποσότητα η οποία μπορεί να καλυφθεί από την επιπρόσθετη παραγωγή των συσχετιζόμενων αιολικών πάρκων του συστήματος και η οποία, πλέον, απορροφάται από το σύστημα. Συνεπώς, το ποσοστό αιολικής διείσδυσης στο σύστημα αυξάνεται. Πρέπει να σημειωθεί ότι η συγκεκριμένη διαδικασία άντλησης πραγματοποιείται εφόσον πληρούνται οι απαραίτητες προϋποθέσεις που αφορούν τη διαχείριση των υδάτων (διαθέσιμη ποσότητα νερού στις δεξαμενές άντλησης, αποφυγή υπερχειλίσεων στους ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών σταθμών, κλπ.).
- 10. Όταν ο περιορισμός που αφορά το ποσοστό αιολικής διείσδυσης στο σύστημα δεν ικανοποιείται, δίνονται από το κέντρο ελέγχου του συστήματος κατάλληλες εντολές μείωσης της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων. Οι εντολές αυτές μπορεί να περιλαμβάνουν την αποσύνδεση κατάλληλου αριθμού ανεμογεννητριών από το σύστημα ή την αναλογική μείωση της παραγόμενης ισχύος όλων των ανεμογεννητριών και εξαρτώνται από τα κατασκευαστικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά τους.
- 11. Σε κάθε ένα από τα προηγούμενα βήματα (1) (7), υπολογίζεται η διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας, για κάθε μονάδα παραγωγής που ευρίσκεται σε κατάσταση λειτουργίας, ως η διαφορά ανάμεσα στη μέγιστη και στη παραγόμενη ισχύ της. Η συνολική διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος υπολογίζεται ως το άθροισμα των αντίστοιχων τιμών για όλες τις μονάδες παραγωγής. Εάν το εφαρμοζόμενο κριτήριο ασφαλείας δεν ικανοποιείται, μία ή περισσότερες διαθέσιμες μονάδες παραγωγής τίθενται σε λειτουργία έτσι ώστε να αυζηθεί η συνολική διαθέσιμη στάθμη του συστήματος. Όμως, η ενέργεια αυτή μπορεί να προκαλέσει ανακατατάξεις στην παραγωγή των μονάδων παραγωγής που ήδη λειτουργούν, εξαιτίας των λειτουργικών και τεχνολογικών χαρακτηριστικών των νέων μονάδων που εντάσσονται (τεχνικά ελάχιστα). Για το λόγο αυτό, η διαδικασία που περιγράφεται στο βήμα (6) του αλγορίθμου ένταξης επαναλαμβάνεται μέχρι την ικανοποιείται, το σύστημα θεωρείται ότι ευρίσκεται στην κατάσταση ασφαλούς λειτουργίας. Σε αντίθετη περίπτωση, θεωρείται ότι ευρίσκεται στην κατάσταση οριακής λειτουργίας και υπολογίζονται οι κατάλληλοι δείκτες.

Ο σκοπός της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας είναι ο υπολογισμός ενός συνόλου κατάλληλων δεικτών που ποσοτικοποιούν την αξιοπιστία λειτουργίας και τη γενικότερη λειτουργική απόδοση των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, οι σημαντικότεροι από τους οποίους περιγράφονται αναλυτικά στον Πίνακα 5.1.

ΔΕΙΚΤΗΣ	ПЕРІГРАФН	ΜΟΝΑΔΑ						
	ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ							
LOLE	Αναμενόμενη ετήσια διάρκεια απώλειας φορτίου	ώρες/έτος						
LOEE	Αναμενόμενη ετήσια μη τροφοδοτούμενη ενέργεια	MWh/έτος						
EDNS	Αναμενόμενο μέσο μη τροφοδοτούμενο φορτίο	MW						
FLOL	Αναμενόμενη συχνότητα απώλειας φορτίου	γεγ./έτος						
ADLL	Αναμενόμενη μέση διάρκεια απώλειας φορτίου	ώρες						
ΔΕΙΚΤ	ΕΣ ΑΝΑΜΕΝΟΜΕΝΗΣ ΕΤΗΣΙΑΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓ	ΕΙΑΣ						
ETHERMAL	Αφορά τους θερμικούς σταθμούς παραγωγής	GWh/έτος						
EWIND	Αφορά την ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τα αιολικά πάρκα που απορροφάται από το σύστημα παραγωγής	GWh/έτος						
EHYDRO	Αφορά τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής	GWh/έτος						
ЕТОТ	Αφορά την ετήσια συνολική ενέργεια του συστήματος που παράγεται από τους σταθμούς παραγωγής	GWh/έτος						
PRHYDRO	Ποσοστό της ετήσιας συνολικής ενέργειας του συστήματος η οποία παράγεται από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής	%						
PRWIND	Ποσοστό της ετήσιας συνολικής ενέργειας του συστήματος η οποία παράγεται από τα αιολικά πάρκα	%						
ЕОНЅ	Μέσος συντελεστής φόρτισης των αιολικών πάρκων που είναι εγκατεστημένα στο σύστημα	%						
Γεγονότα πο	ΔΕΙΚΤΕΣ ΜΕΙΩΜΕΝΗΣ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ νυ αφορούν την εφαρμογή του ποσοστού αιολικής διείσδυσης στ	ο σύστημα						
AVPRF	Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων	γεγ./έτος						
AVPRD	Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες/έτος						
AVPRDUR	Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες						
AVPRE	Ετήσια μη απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων	GWh/έτος						
AVWPR	Λόγος της ετήσιας μη απορροφόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων προς την ετήσια συνολική παραγόμενη ενέργεια τους	%						
AVPRL	Μέση μη απορροφόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων ανά γεγονός	MW						
ΔΕΙΚΤΕΣ ΜΕΙΩΜΕΝΗΣ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ Γεγονότα που αφορούν την εφαρμογή των ορίων της ελάχιστης τιμής ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής για την τροφοδότηση του φορτίου βάσης του συστήματος								

Πίνακας 5.1. Υπολογιζόμενοι δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης συστήματος

FRWPR	Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων	γεγ./έτος								
ADWPR	Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες/έτος								
DWPR	Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες								
EWPR	Ετήσια μη απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων	GWh/έτος								
PRWPR	Λόγος της ετήσιας μη απορροφόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων προς την ετήσια συνολική παραγόμενη ενέργεια τους	%								
PWPR	Μέση μη απορροφόμενη ισχύς των αιολικών πάρκων ανά γεγονός	MW								
Γεγονότα ποι μονάδων παρ	ΔΕΙΚΤΕΣ ΜΕΙΩΜΕΝΗΣ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ο αφορούν την εφαρμογή των ορίων της ελάχιστης τιμής ισχύος αγωγής για την ικανοποίηση του εφαρμοζόμενου Κριτηρίου Ασα συστήματος (στρεφόμενη εφεδρεία)	εξόδου των φαλείας του								
FRTHPR	Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων	γεγ./έτος								
ADTHPR	Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες/έτος								
DTHPR	Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες								
ETHPR	Ετήσια μη απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων	MWh/έτος								
PRTHPR	Λόγος της ετήσιας μη απορροφόμενης ενέργειας των αιολικών πάρκων προς την ετήσια συνολική παραγόμενη ενέργεια τους	%								
PTHPR	MW									
ΔΕΙΚΤΕΣ ΠΟΣΟΤΙΚΟΠΟΙΗΣΗΣ ΓΕΓΟΝΟΤΩΝ ΑΝΤΑΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ										
AWP	Ετήσια ποσότητα αυτλούμενων υδάτων	Mm <sup>3</sup> /óroc								
11.001		Ινπη /ετος								
EAWP	Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων	GWh /έτος								
EAWP FRPUMP	Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων	GWh /έτος γεγ./έτος								
EAWP FRPUMP APUMP	Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων	GWh /έτος γεγ./έτος ώρες/έτος								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP	Ετήσια ποσοτητά αντποσμένων σσατών Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων	GWh /έτος γεγ./έτος ώρες/έτος ώρες								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP AEIK	Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων <b>ΤΕΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ – ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΣΦΑΛΕΙ</b>	<ul> <li>Whit /έτος</li> <li>GWh /έτος</li> <li>γεγ./έτος</li> <li>ώρες/έτος</li> <li>ώρες</li> <li>[ΑΣ</li> </ul>								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP AEIK REQSPRES	Ετήσια ποσοτητα αντποσμένων σσατών Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων <b>ΤΕΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ – ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΣΦΑΛΕΙ</b> Απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος	Whit /έτος       GWh /έτος       γεγ./έτος       ώρες/έτος       ώρες       [AΣ]								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP AEIK REQSPRES FRSCR1, FRSCR2	<ul> <li>Ετήσια ποσοτητα αντκοσμένων σσατών</li> <li>Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων</li> <li>Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων</li> <li>Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li>Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li><b>ΤΕΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ – ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΣΦΑΛΕΙ</b></li> <li>Απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Ποσοστά εφαρμογής Κριτηρίων Ασφαλείας 1 και 2 για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας</li> </ul>	Whit /έτος       GWh /έτος       γεγ./έτος       ώρες/έτος       ώρες       (ΑΣ       %								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP AEIK REQSPRES FRSCR1, FRSCR2 AVSPRST	<ul> <li>Ετήσια ποσοτητα αντκοσμένων σσατών</li> <li>Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων</li> <li>Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων</li> <li>Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li>Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li><b>ΤΕΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ – ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΣΦΑΛΕΙ</b></li> <li>Απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Ποσοστά εφαρμογής Κριτηρίων Ασφαλείας 1 και 2 για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> </ul>	Whit /έτος       GWh /έτος       γεγ./έτος       ώρες/έτος       ώρες       (AΣ       %       %								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP AEIK REQSPRES FRSCR1, FRSCR2 AVSPRST AVSPRSTH	Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων <b>ΤΕΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ – ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΣΦΑΛΕΙ</b> Απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος Ποσοστά εφαρμογής Κριτηρίων Ασφαλείας 1 και 2 για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας Συνολική διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος Διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος	Whit /έτος       GWh /έτος       γεγ./έτος       ώρες/έτος       ώρες       (ΑΣ       %       %       %       %								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP AEIK REQSPRES FRSCR1, FRSCR2 AVSPRST AVSPRSTH	<ul> <li>Ετήσια ποσοτητά αντικουμένων συατών</li> <li>Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων</li> <li>Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων</li> <li>Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li>Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li><b>ΤΕΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ – ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΣΦΑΛΕΙ</b></li> <li>Απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Ποσοστά εφαρμογής Κριτηρίων Ασφαλείας 1 και 2 για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Διαθέσιμη στρεφόμενης εφεδρείας από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> </ul>	Whit /έτος       GWh /έτος       γεγ./έτος       ώρες/έτος       ώρες       (AΣ       %       %       %								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP AEIK REQSPRES FRSCR1, FRSCR2 AVSPRST AVSPRSTH PHEAL, PMARG	<ul> <li>Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων</li> <li>Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων</li> <li>Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li>Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li><b>ΤΕΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ – ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΣΦΑΛΕΙ</b></li> <li>Απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Ποσοστά εφαρμογής Κριτηρίων Ασφαλείας 1 και 2 για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΣΦΑΛΟΥΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ</li> </ul>	Whit /έτος       GWh /έτος       γεγ./έτος       ώρες/έτος       ώρες       (AΣ       %       %       %       %								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP AEIK REQSPRES FRSCR1, FRSCR2 AVSPRST AVSPRSTH PHEAL, PMARG	<ul> <li>Ετήσια ποσοτητά αντλοσμένων σοατών</li> <li>Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων</li> <li>Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων</li> <li>Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li>Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li><b>ΤΕΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ – ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΣΦΑΛΕΙ</b></li> <li>Απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Ποσοστά εφαρμογής Κριτηρίων Ασφαλείας 1 και 2 για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ</li> </ul>	Whit /ετος       GWh /έτος       γεγ./έτος       ώρες/έτος       ώρες       (AΣ       %       %       %       %								
EAWP FRPUMP APUMP DPUMP AEIK REQSPRES FRSCR1, FRSCR2 AVSPRST AVSPRSTH PHEAL, PHEAL, PMARG ICR	<ul> <li>Ετήσια ποσοτήτα αντισοφενών σοατών</li> <li>Ετήσια καταναλισκόμενη ενέργεια για άντληση υδάτων</li> <li>Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων</li> <li>Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li>Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων</li> <li><b>ΤΕΣ ΣΤΡΕΦΟΜΕΝΗΣ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ – ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΑΣΦΑΛΕΙ</b></li> <li>Απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Ποσοστά εφαρμογής Κριτηρίων Ασφαλείας 1 και 2 για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας</li> <li>Συνολική διαθέσιμη στάθμη στρεφίμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li>Διαθέσιμη στάθμη στρεφίμενης εφεδρείας από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος</li> <li><b>ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΣΦΑΛΟΥΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ</b></li> <li>Πιθανότητα εύρεσης συστήματος στην κατάσταση ασφαλούς ή οριακής λειτουργίας</li> <li><b>ΔΕΙΚΤΕΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ</b></li> </ul>	Whit /έτος         GWh /έτος         ψρες/έτος         ώρες/έτος         %								

# 5.4. Ανάλυση Αξιοπιστίας Λειτουργίας Τυπικού Απομονωμένου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία εφαρμόστηκε για την ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας και την ποσοτικοποίηση της γενικότερης λειτουργικής συμπεριφοράς ενός τυπικού απομονωμένου συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το συγκεκριμένο σύστημα βασίζεται στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ενός μικρού Ελληνικού νησιού και μπορεί να θεωρηθεί ως ένα χαρακτηριστικό υβριδικό σύστημα αιολικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής. Τα κύρια τεχνικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά του είναι τα ακόλουθα:

- Η μέγιστη και η ελάχιστη ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι ίση με 7,6 MW και 1,35 MW αντίστοιχα. Για την αναπαράσταση της ζήτησης φορτίου χρησιμοποιήθηκε κατάλληλη ετήσια χρονολογική καμπύλη (8760 διακριτά σημεία) με συντελεστή φορτίου ίσο με 42,21%.
- Στο σύστημα υπάρχει ένας θερμικός σταθμός παραγωγής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 7,9 MW που αποτελείται από εφτά μονάδες παραγωγής. Πρόκειται για μηχανές εσωτερικής καύσης καμία από τις οποίες δε θεωρείται ως μονάδα βάσης ενώ τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους φαίνονται στον Πίνακα 5.2.
- Δύο ΥΗΣ, οι οποίοι βρίσκονται στην ίδια ροή υδάτων, περιλαμβάνονται στο σύστημα. Ο ΥΗΣ 1 αποτελείται από μία μονάδα παραγωγής ονομαστικής ισχύος 1 MW ενώ ο ΥΗΣ 2 αποτελείται από δύο μονάδες παραγωγής ονομαστικής ισχύος 1,4 MW η καθεμία. Τα κύρια τεχνικά χαρακτηριστικά των δύο αυτών σταθμών φαίνονται στο διάγραμμα του Σχήματος 5.1.
- Η ετήσια λειτουργία του συστήματος διακρίνεται σε δύο χρονικές περιόδους, τη 'θερινή περίοδο' η οποία περιλαμβάνει τους μήνες από Μάιο έως Οκτώβριο και τη 'χειμερινή περίοδο' με τους υπόλοιπους μήνες. Πρόκειται για μία διάκριση με ιδιαίτερη σημασία καθώς επηρεάζει σημαντικά τη λειτουργία των υδροηλεκτρικών σταθμών του συστήματος όπως θα φανεί στη συνέχεια.
- Ο ΥΗΣ 1 λειτουργεί μόνο κατά τη διάρκεια της 'χειμερινής περιόδου' λόγω των περιβαλλοντικών περιορισμών που αφορούν τον αντίστοιχο ταμιευτήρα ο οποίος χρησιμοποιείται επίσης για την κάλυψη των αρδευτικών αναγκών της ευρύτερης περιοχής κατά τη διάρκεια της 'θερινής περιόδου'. Όταν και οι δύο υδροηλεκτρικοί σταθμοί βρίσκονται σε λειτουργία, ο λόγος των παραγόμενων ισχύων τους πρέπει να είναι σταθερός και ίσος με 1:2,8 λόγω της περιορισμένης αποθηκευτικής ικανότητας του ταμιευτήρα του ΥΗΣ 2. Η συγκεκριμένη συνθήκη είναι απαραίτητη για να αποφευχθούν οι υπερχειλίσεις στον ταμιευτήρα του ΥΗΣ 2 και εξασφαλίζει την κατανάλωση ποσότητας νερού για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ίση με την ποσότητα νερού που θα εισρεύσει από τις εκροές του ΥΗΣ 1.
- Εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης υπάρχουν στον ΥΗΣ 2 και αποτελούνται από οκτώ όμοιες αντλίες συνολικής ονομαστικής ισχύος 1,6 MW (8 X 0,2MW). Οι αντλίες αυτές θεωρούνται ότι μπορούν να λειτουργήσουν κατά τις χρονικές περιόδους που η ζήτηση φορτίου του συστήματος λαμβάνει χαμηλές τιμές κατά τη διάρκεια της 'θερινής περιόδου' (καθημερινά για τις ώρες 2:00 9:00) και εφόσον καμία μονάδα παραγωγής των δύο ΥΗΣ δεν ευρίσκεται σε λειτουργία.
- Στο σύστημα περιλαμβάνεται ένα αιολικό πάρκο η λειτουργία του οποίου σχετίζεται με τη λειτουργία των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης του ΥΗΣ 2. Το πάρκο αποτελείται από τέσσερις ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 0,6 MW η καθεμία.
- Εφαρμόζονται δύο κριτήρια ασφαλείας. Το Κριτήριο 1 ορίζει ως απαραίτητη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ποσότητα ίση με το 10% της ζήτησης φορτίου του συστήματος ενώ σύμφωνα με το Κριτήριο 2 η αντίστοιχη ποσότητα είναι ίση με το 50% της συνολικής αιολικής παραγωγής.

Α/Α Μουάδας <sup>(*)</sup>	Προτεραιότητα Φόρτισης	Ισχύς (Μ	Εξόδου IW)	Ρυθμός Βλαβών	Διάρκεια Επισκευής	Διάρκεια Συντήρησης
www.	wohrtoil?	Μέγιστη	Ελάχιστη	(γεγ./έτος)	(ώρες)	(ημέρες)
Г1	2	0,75	0,4	6,0	48,0	28
Г2	2	0,75	0,4	6,0	48,0	28
Г3	2	0,75	0,4	6,0	48,0	28
Г4	2	0,75	0,4	6,0	48,0	28
Г5	3	1,0	0,6	6,0	21,6	28
Г6	3	1,0	0,6	6,0	21,6	28
Γ7	1	2,9	1,0	6,1	24,0	28
Г8	3	1,0	0,6	6,0	21,6	28
<sup>(*)</sup> Πρόκειτα	ι για μηχανές εσωτε	- ρικής καύση	ς			

Πίνακας 5.2. Δεδομένα μονάδων παραγωγής των θερμικών σταθμών του συστήματος



Σχήμα 5.1. Διάγραμμα βασικών χαρακτηριστικών τυπικού υβριδικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με αιολικά πάρκα και υδροηλεκτρικούς σταθμούς

Εικοσιπέντε εναλλακτικά σενάρια σχεδιασμού και λειτουργίας του συστήματος μελετήθηκαν και αφορούν τα πέντε κύρια χαρακτηριστικά που φαίνονται στον Πίνακα 5.3. Σημειώνεται ότι τα εξεταζόμενα σενάρια χωρίζονται σε πέντε ομάδες (A – E) κάθε μία από τις οποίες περιλαμβάνει πέντε σενάρια. Επιπλέον, σε κάθε σενάριο αλλάζει κάθε φορά η τιμή για μόνο ένα από τα πέντε χαρακτηριστικά που ακολουθούν:

- Επιτρεπόμενο ποσοστό αιολικής διείσδυσης (Σενάρια A1 A5).
- Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων συστήματος (Σενάρια B1 B5).
- Εγκατεστημένη ισχύς θερμικών σταθμών παραγωγής συστήματος (Σενάρια C1 C5).
- Αιχμή ζήτησης φορτίου συστήματος (Σενάρια D1 D5).
- Αριθμός αντλιών στις εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης (Σενάρια E1 E5).

Χαρακτηριστ. Συστήματος	Περίπτωση Ανάλυσης	Αιχμή Ζήτησης Φορτίου (MW)	Εγκατεστημένη Ισχύς ΘΗΣ (MW)	Εγκατεστημένη Ισχύς Α/Π (MW)	Ποσοστό Αιολικής Διείσδυσης _(%)	Αριθμός Αντλιών				
	A1		79		25					
Ποσοστό	A2		1,2	(1)	30					
Αιολικής	A3	7,6	(1 X 2,9 + 2 X 1,0	<b>2,4</b> <sup>(1)</sup> (4 X 0,6)	35	8				
Διείσδυσης	A4		+ 4 X 0,75)		40					
	A5				45					
	B1			<b>2,4</b> <sup>(1)</sup> (4 X 0,6)						
	B2		7,9	<b>2,4<sup>(1)</sup> + 0,6<sup>(2)</sup></b> (4 X 0,6) + (1 X 0,6)						
Εγκατεστημένη Ισχής Α/Π	B3	7,6	(1 X 2,9 + 2 X 1,0	<b>3,0</b> <sup>(1)</sup> (5 X 0,6)	35	8				
10,09,11,11	B4		+ 4 X 0,75)	$2,4^{(1)} + 1,2^{(2)}$ (4 X 0,6) + (2 X 0,6)						
	B5			<b>3,6</b> <sup>(1)</sup> (6 X 0,6)						
	C1		<b>7,9</b> (1 X 2,9 + 2 X 1,0 + 4 X 0,75)							
	C2		<b>8,1</b> (1 X 3,1 + 2 X 1,0 + 4 X 0,75)	<b>?</b> A <sup>(1)</sup>						
Εγκατεστημένη Ισχύς ΘΗΣ	C3	7,6	<b>8,1</b> (1 X 2,9 + 2 X 1,0 + 4 X 0,80)	(4 X 0,6)	35	8				
	C4		<b>8,9</b> (1 X 2,9 + 2 X 1,5+ 4 X 0,75)							
	C5		<b>8,9</b> (1 X 2,9 + 3 X 1,0 + 4 X 0,75)							
	D1	7.6	7,9							
Αιγμή Ζήτησης	D2	8,0	$(1 \mathbf{V} 2 0 \perp 2 \mathbf{V} 1 0)$	$2 A^{(1)} (A \mathbf{V} \cap G)$						
Φορτίου	D3	8,4	$(1 \Lambda 2, 9 \pm 2 \Lambda 1, 0)$	<b>2,4</b> <sup>(4</sup> A 0,0)	35	8				
	D4	8,8	+ 4 X 0,75)							
	D5	9,2				0				
	EI		- 0			0				
Αριθμός	E2	76	7,9	$2.4^{(1)}$ (4 X 0 6)	25	4				
Αντλιών	EJ E4	7,0	$(1 \land 2,9 + 2 \land 1,0 + 4 \land 0,75)$	<b></b> , (112,0,0)	33	ð 12				
ATTAUT	E4	-	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·			12				
E5 16										

Πίνακας 5.3. Χαρακτηριστικά των σεναρίων σχεδιασμού και λειτουργίας του συστήματος για κάθε περίπτωση ανάλυσης

Το συγκεκριμένο σύστημα αποτελεί ένα ιδανικό παράδειγμα για να μελετηθούν τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των απομονωμένων συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και για το λόγο αυτό, κάθε ένα από τα σενάρια που φαίνονται στον Πίνακα 5.3 αποτελεί μία εναλλακτική περίπτωση ανάλυσης για το σύνολο των οποίων υπολογίστηκαν όλοι οι προαναφερθέντες δείκτες. Τα ληφθέντα αποτελέσματα παρουσιάζονται με τη χρήση κατάλληλων πινάκων και διαγραμμάτων τα οποία αναλύονται στη συνέχεια και κυρίως αφορούν την αξιοπιστία λειτουργίας και το ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος καθώς επίσης και τη λειτουργική απόδοση των αιολικών πάρκων. Επιπλέον, στον Πίνακα 5.4 φαίνονται αναλυτικά τα ευρεθέντα αποτελέσματα για τη βασική περίπτωση ανάλυσης (ίδια χαρακτηριστικά στις περιπτώσεις A3, B1, C1, D1, E3).

Πίνακας 5.4. Αποτελέσματα δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας και λειτουργικής απόδοσης του συστήματος για τη βασική περίπτωση ανάλυσης (A3, B1, C1, D1, E3)

ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ														
LOLE	]	LOEE			EDN	NS			FL	OL			AI	DLL
(ώρες/έτος) 7 08	(M	Wh/έτα	ος)		(MV	$\mathbb{N}$		(	(γεγονό	τα/έτ - 1	ος)		(ώ <sub> </sub>	ρες) 77
/,98	UTEN A	4,775 NAMI		IENI	0,35 IN ETI	78 151		A D A 1	4,: COME		ENI	ותרחק	1,	,//
				LEINI				AFAI		NNZ	ENI		IAL	
<b>ETHERMAL</b> (GWh/έτος)	EWII (GWh/á	ND έτος)	EE (GV	<b>IYDRO</b> Wh/έτος) ((			<b>ΕΙΟΙ</b> GWh/έτος)		(%)		RO	PWI (%)	ND )	EOHS (%)
16,006	5,66	5		6,48	8		28,15	9	23,	,041		20,1	18	26,945
ΔΕΙΚΤΕΣ ΜΕΙΩΜΕΝΗΣ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ (ως αποτέλεσμα της εφαρμογής του ποσοστού αιολικής διείσδυσης)														
AVPRF	A	VPRI	)	AV	PRDU	R		AVP	RE	A	AVPI	RL	A	VPRW
(γεγονότα/έτος)	(ú	ρες/έτα	ος)		(ώρες)		(0	GWh/	έτος)		(MW	/)		(%)
1665,68	2	2796,89	)		1,68			1,36	54		0,48	8	1	8,560
ΠΑΡΚΩΝ (ως αποτέλεσμα της εφαρμογής των ορίων της ελάχιστης τιμής ισχύος εξόδου των μονάδων παραγωγής για την ικανοποίηση του εφαρμοζόμενου Κριτηρίου Ασφαλείας του συστήματος (στρεφόμενη εφεδρεία))														
FRTHPR	A (ŵ	DTHP	R		DTHPI	R	((	ETH GWh/	PR	1	PTH (MW	PR	PR	THPR
426,45	(00	878,01	(د <sup>ر</sup>		2,06		0,320		20		0,36	4	4	4,354
ΔEIF	κτες πο	οΣοτι	коп	ОІН	ΣΗΣ Γ	EГ	ONOT	ΩN A	ANTAF	ΙΣΙΟ	TAN	AIEY	ΣΗΣ	
AWP		EAW	/P		F	RP	UMP		A	PUM	IP		DP	UMP
$(Mm^3/έτος)$	(	GWh/é	έτος)		(γεγ	ονά	στα/έτο	ς)	(ώρ	ες/έτ	τος)		(ώ	ρες)
0,125		0,28	9			31	6,18		4	86,74	4		1,	,54
Δ	εικτεΣ	ΣΤΡΕ	ФОМ	ENH	ΙΣ ΕΦΙ	ΞΔΙ	ΈΙΑΣ	– KP	ITHPI	ΑΑΣ	ЕΦА	AEIA	Σ	
REQSPRES (%)		FRSC (%)	R1		ł	FRS ('	SCR2 %)		AV	SPR (%)	ST	Α	AVSP (!	PRSTH %)
12,788		46,09	91			53	,909		4	0,09	1		23,	,433
ΔΕΙΚΤΕΣ	ΑΣΦΑ/ ΣΥΣΤΗ	ΛΟΥΣ ΙΜΑΤΟ	ΛΕΙΤ ΟΣ	OYP	ΓΙΑΣ		Δ	EIK	ΓΕΣ Κ	οΣτ	ΟΥΣ	E AEI	οπιΣ	έτιας
PHEAL (%)		PMARG (%)					ICR (€/ώρα)				IEARS (€/MWh)			
99,696			0,	,213			792,28			1324,62				

### Α. Αξιοπιστία Λειτουργίας Συστήματος

Ο Πίνακας 5.5 και το διάγραμμα που απεικονίζεται στο Σχήμα 5.2 παρουσιάζουν τα αποτελέσματα που προέκυψαν και αφορούν τους πέντε βασικούς δείκτες αξιοπιστίας για όλες τις περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάστηκαν. Από τη σύγκρισή τους προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

- ✓ Η αύξηση του επιτρεπόμενου ποσοστού αιολικής διείσδυσης στο σύστημα δεν επηρεάζει σημαντικά την αξιοπιστία λειτουργίας του καθώς μόνο μία μικρή βελτίωση παρουσιάζεται όταν το ποσοστό διείσδυσης αυξάνει από 25% σε 45% της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος (Περιπτώσεις Ανάλυσης Α1 – Α5).
- ✓ Η εγκατάσταση επιπρόσθετων Α/Γ βελτιώνει πάντοτε την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος (χαμηλότερες τιμές των δεικτών) καθώς υπάρχει περισσότερη διαθέσιμη ισχύς για την κάλυψη του φορτίου (Περιπτώσεις Ανάλυσης B1 – B5). Ωστόσο, η σχετική βελτίωση είναι μεγαλύτερη στη

περίπτωση που η λειτουργία των επιπρόσθετων Α/Γ σχετίζεται με τις εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης του ΥΗΣ 2. Η βελτίωση αυτή οφείλεται κυρίως στην επιπρόσθετη ποσότητα νερού που αντλείται στον ταμιευτήρα του σταθμού με σκοπό να χρησιμοποιηθεί για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας όταν αυτό κριθεί απαραίτητο. Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των περιπτώσεων B2 και B4, στις οποίες η λειτουργία των επιπρόσθετων Α/Γ δεν σχετίζεται με τις εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης του ΥΗΣ 2, με τα αντίστοιχα αποτελέσματα των περιπτώσεων B3 και B5.

- ✓ Η εγκατάσταση επιπρόσθετων μονάδων παραγωγής στους θερμικούς σταθμούς βελτιώνει πάντοτε την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος καθώς υπάρχει περισσότερη διαθέσιμη ισχύς για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου (Περιπτώσεις Ανάλυσης C1 − C5). Επιπλέον, θεωρώντας την ίδια εγκατεστημένη ισχύ, η λειτουργία του συστήματος παρουσιάζεται περισσότερο αξιόπιστη με την εγκατάσταση μεγαλύτερου πλήθους μονάδων παραγωγής. Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει συγκρίνοντας τα αποτελέσματα της περίπτωσης C2 με εκείνα της περίπτωσης C3 καθώς επίσης και τα αποτελέσματα μεταξύ των περιπτώσεων C4 και C5. Προκύπτει, λοιπόν, το συμπέρασμα ότι η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος παραγωγής και το αντίστοιχο εύρος ισχύος τους (περισσότερο βελτιωμένοι δείκτες αξιοπιστίας όσο μικρότερο είναι το εύρος).
- Η εγκατάσταση επιπρόσθετων μονάδων παραγωγής στους θερμικούς σταθμούς έχει θετικότερη επίδραση στην αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος συγκρινόμενη με την αντίστοιχη που προκύπτει από την εγκατάσταση επιπρόσθετων Α/Γ. Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των περιπτώσεων ανάλυσης B4 και C3 τα οποία καταλήγουν στην ίδια, περίπου, στάθμη αξιοπιστίας λειτουργίας θεωρώντας το δείκτη της Αναμενόμενης Μη Τροφοδοτούμενης Ενέργειας (LOLE) ως το δείκτη αναφοράς. Στην περίπτωση B4 η επιπρόσθετη εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων είναι ίση με 1,2 MW ενώ στην περίπτωση C3 η αντίστοιχη αύξηση των θερμικών μονάδων παραγωγής είναι ίση με 0,2 MW. Το γεγονός αυτό καταδεικνύει ότι η ενεργός φόρτιση των αιολικών πάρκων είναι περίπου ίση με 17% ποσοτικοποιώντας την ικανότητά τους να παρέχουν ισχύ όταν απαιτείται από το σύστημα και, συνεπώς, να βελτιώνουν την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος και μπορεί να ποικίλλει σε άλλες περιπτώσεις.
- ✓ Η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος μειώνεται σημαντικά (υψηλότερες τιμές των υπολογιζόμενων δεικτών αξιοπιστίας) με την αύξηση του φορτίου του συστήματος (περιπτώσεις ανάλυσης D1 D5).
- ✓ Η λειτουργία των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης στον ΥΗΣ 2 βελτιώνει τη στάθμη αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος (περιπτώσεις ανάλυσης Ε1 και Ε2) καθώς υπάρχει περισσότερη διαθέσιμη ισχύς για την κάλυψη του φορτίου. Αντίθετα, η εγκατάσταση και λειτουργία μεγαλύτερου αριθμού αντλιών δεν επηρεάζει σημαντικά τους δείκτες αξιοπιστίας (Περιπτώσεις Ανάλυσης Ε2 – Ε5) καθώς υπάρχουν συγκεκριμένοι περιορισμοί σχετικά με τη λειτουργία των αντλιών αυτών, όπως είναι το ποσοστό αιολικής διείσδυσης και η αποθηκευτική δυνατότητα των ταμιευτήρων.

Χαρακτηριστικό Συστήματος	Δείκτης Περίπτωση Ανάλυσης	LOLE (ώρες/έτος)	<b>LOEE</b> (MWh/έτος)	EDNS (MW)	FLOL (γεγ./έτος)	<b>ADLL</b> (ώρες)
	A1	8,20	4,863	0,593	4,38	1,87
Ποσοστό Αιολικής	A2	8,03	4,793	0,597	4,46	1,80
Διείσδυσης:	A3	7,98	4,773	0,598	4,51	1,77
(25% - 45%)	A4	7,98	4,772	0,598	4,52	1,77
	A5	7,98	4,776	0,598	4,53	1,76
	B1	7,98	4,773	0,598	4,51	1,77
Εγκατεστημένη	B2	7,03	4,207	0,598	4,26	1,65
Ισχύς Α/Π:	B3	6,84	4,079	0,596	4,23	1,62
(2,4MW – 3,6MW)	B4	6,25	3,721	0,595	4,02	1,55
	B5	6,06	3,61	0,596	3,96	1,53
	C1	7,98	4,773	0,598	4,51	1,77
Εγκατεστημένη	C2	7,40	4,538	0,613	4,07	1,82
Ισχύς ΘΗΣ:	C3	6,31	3,697	0,586	3,65	1,82
(7,9MW – 8,9MW)	C4	2,35	1,201	0,511	1,54	1,53
	C5	2,25	1,119	0,497	1,42	1,58
	D1	7,98	4,773	0,598	4,51	1,77
Αιχμή ζήτησης	D2	12,16	7,599	0,625	6,79	1,79
Φορτίου:	D3	18,89	12,047	0,638	10,72	1,76
(7,6MW – 9,2MW)	D4	29,70	19,163	0,645	17,16	1,73
	D5	46,02	30,498	0,663	26,79	1,72
	E1	8,04	4,803	0,597	4,53	1,77
Αριθμός Αντλιών	E2	7,98	4,775	0,598	4,51	1,77
(0 - 16)	E3	7,98	4,773	0,598	4,51	1,77
(0 - 16)	E4	7,98	4,773	0,598	4,51	1,77
	E5	7,98	4,773	0,598	4,51	1,77

Πίνακας 5.5. Δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος



Σχήμα 5.2. Μεταβολή του βασικού δείκτη αξιοπιστίας LOLE για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν

#### Β. Παραγωγή Αιολικών Πάρκων

Στα διαγράμματα των Σχημάτων 5.3 και 5.4 φαίνονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν και αφορούν την ποσοτικοποίηση της λειτουργικής συμπεριφοράς των αιολικών πάρκων του συστήματος (δείκτες PWIND και EOHS) για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν. Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών προκύπτει ότι:

- ✓ Το επιτρεπόμενο ποσοστό αιολικής διείσδυσης στο σύστημα αποτελεί ένα κύριο χαρακτηριστικό του που επηρεάζει σημαντικά την απορροφόμενη αιολική ενέργεια. Οι δείκτες EOHS και PWIND παρουσιάζουν αύξηση κατά 26% και 28% αντίστοιχα όταν το ποσοστό διείσδυσης αυξάνει από 25% σε 45% της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος (Περιπτώσεις Ανάλυσης Α1 Α5).
- ✓ Η εγκατάσταση επιπρόσθετων ανεμογεννητριών (Περιπτώσεις Ανάλυσης B1 − B5) έχει ως αποτέλεσμα τη σημαντική αύξηση της αριθμητικής τιμής του δείκτη PWIND (κατά 23% για τη περίπτωση B5) και τη μείωση της αντίστοιχης τιμής του δείκτη EOHS (κατά 20% για τη περίπτωση B5). Είναι προφανές, λοιπόν, ότι υπάρχει ένας περιορισμός στην ενέργεια των αιολικών πάρκων η οποία μπορεί να απορροφηθεί από το σύστημα εξαιτίας του εφαρμοζόμενου ποσοστού αιολικής διείσδυσης το οποίο παραμένει σταθερό και ανεξάρτητο από τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των αιολικών πάρκων του συστήματος. Το συμπέρασμα αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό και πρέπει να λαμβάνεται σοβαρά υπόψη όταν κρίνεται η αποδοτικότητα επενδύσεων που αφορούν την εγκατάσταση αιολικών πάρκων σε κάποιο σύστημα.
- ✓ Η εγκατάσταση επιπρόσθετων μονάδων στους θερμικούς σταθμούς παραγωγής δεν επηρεάζει την απορροφόμενη ενέργεια των αιολικών πάρκων από το σύστημα, όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα που προέκυψαν για τις Περιπτώσεις Ανάλυσης C1 – C5. Όμως, σε περίπτωση που οι μονάδες αυτές θεωρηθούν ως μονάδες βάσεις, αναμένεται μείωση των αντίστοιχων δεικτών απορρόφησης της αιολικής παραγωγής λόγω των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων αυτών.
- ✓ Η αύξηση της ζήτησης του φορτίου του συστήματος συνεπάγεται αύξηση της απορροφόμενης αιολικής ενέργειας καθώς το αντίστοιχο ποσοστό αιολικής διείσδυσης (σε MW) παρουσιάζει ανάλογη αύξηση. Συνεπώς, οι τιμές για το δείκτη EOHS αυξάνουν κατά 4% για την περίπτωση D5, αύξηση η οποία δεν είναι ιδιαίτερα σημαντική καθώς η παραγωγή των αιολικών πάρκων εξαρτάται κυρίως από τα χαρακτηριστικά του ανέμου στις αντίστοιχες γεωγραφικές περιοχές εγκατάστασης.
- ✓ Η λειτουργία των αντλιών στις εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης του ΥΗΣ 2 οδηγεί σε αύξηση του συνολικού ποσοστού αιολικής διείσδυσης στο σύστημα. Όπως φαίνεται, οι τιμές των δεικτών EOHS και PWIND αυξάνουν κατά 4% και 3% αντίστοιχα για την περίπτωση E3, συγκρινόμενες με τις αντίστοιχες τιμές της περίπτωσης E1, στην οποία θεωρείται ότι δεν υπάρχουν αντλίες. Όμως, η εγκατάσταση επιπρόσθετων αντλιών (Περιπτώσεις Ανάλυσης E4 και E5) δεν αυξάνει τις τιμές αυτές εξαιτίας των περιορισμών που υπάρχουν σχετικά με τη λειτουργία τους (αντίστοιχο συμπέρασμα με αυτό που προέκυψε σχετικά με την ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος).



Σχήμα 5.3. Μεταβολές δείκτη PWIND (συνεισφορά αιολικών πάρκων στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος) για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν



Σχήμα 5.4. Μεταβολές δείκτη ΕΟΗS (συντελεστής φόρτισης αιολικών πάρκων) για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν

#### Γ. Παραγόμενη Ενέργεια από Θερμικούς και Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς

Ο Πίνακας 5.6 δείχνει τα αποτελέσματα των δεικτών που αφορούν τη συνεισφορά των σταθμών παραγωγής (ΘΗΣ, ΥΗΣ, Α/Π) στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν. Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών προκύπτει ότι:

- ✓ Η εφαρμογή ενός αυξημένου ποσοστού αιολικής διείσδυσης ή η εγκατάσταση επιπρόσθετων Α/Γ, οδηγεί στη μείωση της συνεισφοράς των ΘΗΣ και ΥΗΣ στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος εξαιτίας της αυξημένης ενέργειας των αιολικών πάρκων που απορροφάται από το σύστημα. Όμως, το σχετικό επίπεδο μείωσης εξαρτάται από τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων και τη συσχέτισή τους με τις υπάρχουσες εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης των ΥΗΣ.
- ✓ Η ενέργεια που παράγεται από όλους τους τύπους των σταθμών του συστήματος αυξάνεται με την αύξηση της ζήτησης φορτίου του συστήματος (Περιπτώσεις Ανάλυσης D1 D5). Η αύξηση αυτή είναι μεγαλύτερη στη περίπτωση των ΘΗΣ και των ΥΗΣ του συστήματος (οι δείκτες ETHERMAL και EHYDRO αυξάνουν κατά 28% και 15% αντίστοιχα στην περίπτωση D5).
- ✓ Η επέκταση των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης (Περιπτώσεις Ανάλυσης E1 E3) αναμένεται να οδηγήσει στην αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς και τα αιολικά πάρκα του συστήματος καθώς θα υπάρχει περισσότερη ποσότητα νερού διαθέσιμη για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ενώ, παράλληλα, θα απορροφάται περισσότερη αιολική παραγωγή για να καλυφθεί το επιπρόσθετο φορτίο των αντλιών. Η διαδικασία αυτή θα οδηγήσει, τελικά, στη μείωση της παραγόμενης ενέργειας από τους θερμικούς σταθμούς του συστήματος. Όμως, πρέπει να σημειωθεί ότι σε όλες αυτές τις μεταβολές υπάρχουν σχετικά όρια που οφείλονται στα τεχνικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά του συστήματος.

Χαρακτηριστικό Συστήματος	Δείκτης Περίπτωση Ανάλυσης	<b>ETHERMAL</b> (GWh/έτος)	<b>EWIND</b> (GWh/έτος)	<b>EHYDRO</b> (GWh/έτος)	<b>ETOT</b> (GWh/έτος)	PHYDRO (%)	PWIND (%)	EOHS (%)
	A1	16,543	4,844	6,959	28,346	24,550	17,089	23,040
Ποσοστό Αιολικής	A2	16,231	5,301	6,715	28,247	23,772	18,767	25,214
Διείσδυσης:	A3	16,006	5,665	6,488	28,159	23,041	20,118	26,945
(25% - 45%)	A4	15,865	5,934	6,295	28,094	22,407	21,122	28,225
	A5	15,781	6,128	6,128	28,037	21,857	21,857	29,148
	B1	16,006	5,665	6,488	28,159	23,041	20,118	26,945
Εγκατεστημένη	B2	15,462	6,338	6,458	28,258	22,854	22,429	24,117
Ισχύς Α/Π: (2,4MW - 3,6MW)	B3	15,330	6,465	6,589	28,384	23,214	22,777	24,600
	B4	15,065	6,836	6,446	28,347	22,740	24,115	21,677
	B5	14,861	7,081	6,655	28,597	23,272	24,761	22,454
	C1	16,006	5,665	6,488	28,159	23,041	20,118	26,945
Εγκατεστημένη	C2	16,007	5,665	6,488	28,160	23,040	20,117	26,945
Ισχύς ΘΗΣ:	C3	16,007	5,665	6,488	28,160	23,040	20,117	26,945
(7,9MW – 8,9MW)	C4	16,010	5,665	6,488	28,163	23,037	20,115	26,945
	C5	16,010	5,665	6,488	28,163	23,037	20,115	26,945
	D1	16,006	5,665	6,488	28,159	23,041	20,118	26,945
Αιχμή Ζήτησης	D2	17,117	5,736	6,745	29,598	22,789	19,380	27,283
Φορτίου:	D3	18,244	5,794	7,001	31,039	22,555	18,667	27,559
(7,6MW – 9,2MW)	D4	19,391	5,84	7,243	32,474	22,304	17,984	27,778
	D5	20,552	5,884	7,471	33,907	22,034	17,353	27,987
	E1	16,409	5,433	5,976	27,818	21,482	19,531	25,842
A	E2	16,022	5,631	6,466	28,119	22,995	20,026	26,784
Αριθμος Αντλιών: (0 - 16)	E3	16,006	5,665	6,488	28,159	23,041	20,118	26,945
(0 - 16)	E4	16,006	5,666	6,488	28,160	23,040	20,121	26,950
	E5	16,006	5,666	6,488	28,160	23,040	20,121	26,950

Πίνακας 5.6. Συνεισφορά σταθμών παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος

#### Δ. Γενικά Χαρακτηριστικά Συστήματος

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν και αφορούν τους δείκτες για τα Κριτήρια Ασφαλείας του συστήματος φαίνονται στον Πίνακα 5.7. Όπως φαίνεται, μόνο ένας μικρός αριθμός γεγονότων έχει παρατηρηθεί που αφορά τη παραμονή του συστήματος σε κατάσταση οριακής λειτουργίας (δείκτης PMARG). Η απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας (δείκτης REQSPRES) κυμαίνεται σε αρκετά υψηλά επίπεδα, μεταξύ 11% και 14% της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος, για τις περιπτώσεις ανάλυσης A1 και B5 αντίστοιχα, τιμές οι οποίες είναι συγκρίσιμες με το αντίστοιχο επίπεδο που ορίζεται από το Κριτήριο Ασφαλείας 1 (10%). Η αύξηση αυτή παρατηρείται διότι το επίπεδο της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας καθορίζεται κυρίως από το Κριτήριο Ασφαλείας 2 το οποίο θεωρεί ένα συγκεκριμένο ποσοστό της αιολικής παραγωγής. Οι αριθμητικές τιμές του δείκτη FRSCR2 είναι μεγαλύτερες από τις αντίστοιχες τιμές του δείκτη FRSCR1 σε όλες τις περιπτώσεις ανάλυσης εκτός από τις περιπτώσεις D3 – D5 οι οποίες θεωρούν αύξηση της ζήτησης φορτίου του συστήματος.

Χαρακτηρ. Συστήμ.	Δείκτης Περίπτωση Ανάλυσης	REQSPRES (%)	FRSCR1 (%)	FRSCR2 (%)	AVSPRST (%)	AVSPRSTH (%)	PHEAL (%)	PMARG (%)
П	A1	11,082	47,021	52,979	38,060	22,162	99,738	0,168
Ποσοστο Αιολικής	A2	12,013	46,568	53,432	39,149	22,855	99,711	0,197
Διείσδυσης:	A3	12,788	46,091	53,909	40,091	23,433	99,696	0,213
(25% -	A4	13,383	45,798	54,202	41,009	23,976	99,683	0,226
4370)	A5	13,816	45,590	54,410	41,831	24,432	99,677	0,232
Ενκατεστ	B1	12,788	46,091	53,909	40,091	23,433	99,696	0,213
εγκατεστ. Ισγύς	B2	13,482	39,099	60,901	41,037	23,826	99,703	0,217
А/П:	B3	13,499	39,097	60,903	41,136	23,898	99,703	0,218
(2,4MW - 3,6MW)	B4	13,980	34,518	65,482	41,686	24,115	99,710	0,218
<b>3,0141 W</b>	B5	14,011	34,526	65,474	41,922	24,263	99,709	0,222
Farmerer	C1	12,788	46,091	53,909	40,091	23,433	99,696	0,213
εγκατεστ. Ισγύς	C2	12,788	46,091	53,909	41,981	25,632	99,726	0,190
ΘΗΣ:	C3	12,788	46,090	53,910	40,389	23,697	99,761	0,167
(7,9MW – 8 9MW)	C4	12,788	46,091	53,909	40,486	23,843	99,848	0,125
0,5101 (())	C5	12,788	46,090	53,910	40,137	23,479	99,851	0,123
Ατοιιτά	D1	12,788	46,091	53,909	40,091	23,433	99,696	0,213
Αιχμη Ζήτησης	D2	12,662	48,162	51,838	37,413	22,673	99,506	0,355
Φορτίου:	D3	12,586	50,310	49,690	35,177	22,178	99,201	0,583
(7,6MW –	D4	12,421	52,490	47,510	33,075	21,675	98,757	0,904
<i>)</i> ,2101 (( )	D5	12,251	54,550	45,450	31,038	21,189	98,149	1,325
	E1	12,815	45,359	54,641	39,685	23,525	99,698	0,211
Αριθμός	E2	12,790	46,035	53,965	40,049	23,418	99,695	0,213
Αντλιών:	E3	12,788	46,091	53,909	40,091	23,433	99,696	0,213
(0 - 16)	E4	12,788	46,091	53,909	40,090	23,433	99,696	0,213
	E5	12,788	46,091	53,909	40,090	23,433	99,696	0,213

Πίνακας 5.7. Αποτελέσματα δεικτών ποσοτικοποίησης της στρεφόμενης εφεδρείας και της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος

# 5.5. Επιπτώσεις των Κριτηρίων Ασφαλείας στη Στάθμη Στρεφόμενης Εφεδρείας και στο Λειτουργικό Κόστος των Απομονωμένων Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο καθορισμός της στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας που απαιτείται έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μία ιδιαίτερα πολύπλοκη διαδικασία και έχει αποτελέσει αντικείμενο εκτεταμένης έρευνας. Για το λόγο αυτό, εξετάσθηκαν δεκαεφτά επιπρόσθετες περιπτώσεις ανάλυσης έτσι ώστε να ποσοτικοποιηθούν οι επιπτώσεις των εφαρμοζόμενων κριτηρίων ασφαλείας στη διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας και στο λειτουργικό κόστος του αναλυόμενου απομονωμένου συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι περιπτώσεις αυτές κυρίως αφορούν τη θεώρηση διαφορετικών τιμών για τα Κριτήρια Ασφαλείας 1 και 2 ενώ το παραδοσιακό Κριτήριο N-1 επίσης εξετάστηκε ως το Κριτήριο Ασφαλείας 1. Στο σημείο αυτό πρέπει να τονισθεί ότι το κόστος λειτουργίας του συστήματος ποσοτικοποιείται εξετάζοντας την αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια των θερμικών σταθμών (δείκτης ΕΤΗΕRMAL) καθώς δεν υπήρχαν διαθέσιμα πραγματικά δεδομένα σχετικά με το λειτουργικό κόστος των μονάδων παραγωγής του συστήματος. Η αναλυτική περιγραφή των περιπτώσεων αυτών (SP1 – SP17) φαίνεται στον Πίνακα 5.8 ενώ τα αποτελέσματα που προέκυψαν φαίνονται στον Πίνακα 5.9.

Πίνακας 5.8.	Λειτουργικά	χαρακτηριστικά	του	συστήματος	για	τις	επιπρόσθετες	περιπτώσεις	ανάλυσης
	που ποσοτικ	οποιούν τις επιπτ	ώσει	ις των Κριτηρ	νίων	Aσ	φαλείας		

Περίπτωση Ανάλυσης	Κριτήριο Ασφαλείας 1 (% ζήτησης φορτίου)	Κριτήριο Ασφαλείας 2 (% παραγόμενης ισχύος Α/Π)	Αιχμή Ζήτησης Φορτίου (MW)	Εγκατεστημένη Ισχύς ΘΗΣ (MW)	Εγκατεστημένη Ισχύς Α/Π (MW)	Ποσοστό Αιολικής Διείσδυσης (%)	Αριθμός Αντλιών
SP1	10	20					
SP2	10	30					
SP3	10	40					
SP4	10	50					
SP5	10	60					
SP6	10	70					
SP7	15	20		7,9		35	
SP8	15	30		(1 X 2, 9 + 2 X)	$2,4^{(1)}$		
SP9	15	40	7,6	$10 + 4 \times 0.75$			8
SP10	15	50		1,0 + 4 X 0,75)	(4 X 0,0)		
SP11	15	60					
SP12	15	70					
SP13	11	20					
SP14	12	20					
SP15	13	20					
SP16	14	20					
SP17	N-1	30					
<sup>(1)</sup> Η λειτουρ	γία των αιολικ	τών πάρκων σχε	τίζεται με τι	ις εγκαταστάσεις α	αντλησιοταμίευση	ς του ΥΗΣ 2	

Δείκτης Περίπτωση Ανάλυσης <sup>(*)</sup>	LOEE (MWh/έτος)	AVSPRST (%)	AVSPRSTH (%)	FSCR1 (%)	FSCR2 (%)	<b>ETHERMAL</b> (GWh/έτος)	<b>EWIND</b> (GWh/έτος)	<b>EHYDRO</b> (GWh/έτος)
SP1 (10% L – 20% W)	4,775	38,417	21,888	99,99	0,01	15,939	5,694	6,514
SP2 (10% L – 30% W)	4,775	38,488	21,953	69,92	30,08	15,942	5,693	6,513
SP3 (10% L – 40% W)	4,774	39,169	22,582	55,09	44,98	15,971	5,681	6,502
SP4 (10% L – 50% W)	4,773	40,091	23,433	46,09	53,91	16,006	5,665	6,488
SP5 (10% L – 60% W)	4,772	41,173	24,424	40,39	59,61	16,046	5,648	6,471
SP6 (10% L – 70% W)	4,772	42,359	25,514	36,61	63,39	16,087	5,631	6,452
SP7 (15% L – 20% W)	4,772	41,746	24,970	99,99	0,01	16,064	5,636	6,458
SP8 (15% L – 30% W)	4,772	41,747	24,970	99,99	0,01	16,064	5,636	6,458
SP9 (15% L – 40% W)	4,772	41,747	24,971	99,99	0,01	16,064	5,636	6,458
SP10 (15% L - 50% W)	4,771	42,187	25,364	64,51	35,49	16,083	5,628	6,451
SP11 (15%L - 60% W)	4,771	43,005	26,099	55,43	44,57	16,115	5,613	6,438
SP12 (15% L – 70% W)	4,771	44,001	27,001	49,13	50,87	16,152	5,597	6,422
SP13 (11% L – 20% W)	4,775	39,064	22,494	99,99	0,01	15,962	5,684	6,504
SP14 (12% L – 20% W)	4,775	39,717	23,113	99,99	0,01	15,986	5,675	6,491
SP15 (13% L – 20% W)	4,773	40,392	23,732	99,99	0,01	16,013	5,661	6,480
SP16 (14% L – 20% W)	4,773	41,066	24,344	99,99	0,01	16,039	5,648	6,469
SP17 (N-1 – 30% W)	4,771	93,75	69,568	100,0	0,0	20,676	2,520	5,131
<sup>(*)</sup> L: υποδηλώνει το φορτίο του συστήματος W: υποδηλώνει την παραγωγή των Α/Π του συστήματος N-1: υποδηλώνει την εφαρμογή του Κριτηρίου Ασφαλείας N-1								

Πίνακας 5.9. Αποτελέσματα των βασικών δεικτών του συστήματος για τις επιπρόσθετες περιπτώσεις ανάλυσης που ποσοτικοποιούν την επίδραση των Κριτηρίων Ασφαλείας

Στο Σχήμα 5.5 φαίνονται τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.9 για έξι εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης (SP1 – SP6) οι οποίες θεωρούν διαφορετικές αριθμητικές τιμές για το Κριτήριο Ασφαλείας 2. Τα αποτελέσματα αυτά αφορούν την αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια από τους θερμικούς σταθμούς του συστήματος (δείκτης ETHERMAL) και τη διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας από τις θερμικές μονάδες παραγωγής (δείκτης AVSPRSTH). Όπως φαίνεται, ο δείκτης AVSPRSTH αυξάνεται σημαντικά (16,6%) ενώ ο δείκτης ETHERMAL παρουσιάζει μικρή αύξηση (περίπου 0,9%).

Επιπλέον, το Σχήμα 5.6 αναπαριστά γραφικά τα αποτελέσματα του Πίνακα 6.8 για έξι εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης (SP1, SP7, SP13 – SP16) που θεωρούν διαφορετικές τιμές για το Κριτήριο Ασφαλείας 1. Τα αποτελέσματα αυτά αφορούν τις μεταβολές της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας (δείκτης AVSPRSTH) και της αναμενόμενης παραγόμενης ενέργειας από τις θερμικές μονάδες του συστήματος (δείκτης ETHERMAL). Και στις περιπτώσεις αυτές προκύπτουν παρόμοια συμπεράσματα με τα προηγούμενα καθώς όπως φαίνεται ο δείκτης AVSPRSTH παρουσιάζει σημαντική αύξηση (11,2%) ενώ ο δείκτης ETHERMAL αυξάνεται πολύ λίγο (περίπου 0,6%).

Τέλος, το Σχήμα 5.7 συνδυάζει της καμπύλες των Σχημάτων 5.5 και 5.6 παρουσιάζοντας τις μεταβολές της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας (δείκτες AVSPRST, AVSPRSTH) για όλες τις επιπρόσθετες περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν και υποθέτουν διαφορετικές αριθμητικές τιμές για τα Κριτήρια Ασφαλείας 1 και 2. Φαίνεται ξεκάθαρα ότι η διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας αυξάνει σταδιακά με την αύξηση των εφαρμοζόμενων αριθμητικών τιμών για τα δύο κριτήρια.



Σχήμα 5.5. Μεταβολές της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας και της αναμενόμενης παραγόμενης ενέργειας από τις θερμικές μονάδες του συστήματος σε σχέση με την εφαρμοζόμενη τιμή του Κριτηρίου Ασφαλείας 2



Σχήμα 5.6. Μεταβολές της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας και της αναμενόμενης παραγόμενης ενέργειας από τις θερμικές μονάδες του συστήματος σε σχέση με την εφαρμοζόμενη τιμή του Κριτηρίου Ασφαλείας 1



Σχήμα 5.7. Μεταβολές της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας σε σχέση με τα εφαρμοζόμενα Κριτήρια Ασφαλείας 1 και 2

Ιδιαίτερη προσοχή για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας απαιτεί η εφαρμογή του Κριτηρίου Ασφαλείας N-1 (η τιμή που καθορίζεται από το Κριτήριο Ασφαλείας 1 είναι ίση με την ισχύ εξόδου της μεγαλύτερης μονάδας σε λειτουργία). Το διάγραμμα που φαίνεται στο Σχήμα 5.8 αναπαριστά γραφικά τα αποτελέσματα του Πίνακα 5.8 για πέντε διαφορετικές περιπτώσεις ανάλυσης (SP2, SP4, SP8, SP10, SP17). Τα αποτελέσματα αυτά αφορούν τους τρεις βασικούς δείκτες που ποσοτικοποιούν το ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος θεωρώντας τέσσερις διαφορετικές τιμές για το Κριτήριο Ασφαλείας 1 ενώ σε μία πέμπτη περίπτωση ανάλυσης έχει θεωρηθεί ως τιμή για το Κριτήριο Ασφαλείας 1 ποσότητα ισχύος ίση με τη μεγαλύτερη παραγωγή των μονάδων που λειτουργούν (Κριτήριο N-1).

Όπως φαίνεται, η εφαρμογή του Κριτηρίου Ν-1 έχει ως αποτέλεσμα τη σημαντική αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από τους θερμικούς σταθμούς του συστήματος καθώς ο δείκτης ΕΤΗΕRMAL αυξάνει κατά 29,7% περίπου. Επιπλέον, παρατηρούνται σημαντικές μειώσεις ίσες με 55% και 21% σχετικά με τη παραγόμενη ενέργεια από τα αιολικά πάρκα και τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς του συστήματος, αντίστοιχα. Τα συγκεκριμένα αποτελέσματα οφείλονται στο γεγονός της αυξημένης λειτουργίας της μονάδας παραγωγής  $\Gamma$ 7 η οποία έχει υψηλή προτεραιότητα φόρτισης και μέγιστη ισχύ ίση με 2,9 MW, μία τιμή που είναι πολύ μεγαλύτερη από τις αντίστοιχες τιμές των υπόλοιπων μονάδων παραγωγής. Έτσι, η απαιτούμενη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος κυμαίνεται σε υψηλά επίπεδα, γεγονός που απαιτεί τη λειτουργία επιπρόσθετων θερμικών μονάδων παραγωγής για την ικανοποίηση των απαιτήσεων αυτών. Παρόμοια τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής μπορούν να παρατηρηθούν σε διάφορα απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας εξαιτίας τόσο της παλαιότητας όσο και των διαφορετικών τεχνολογιών των μονάδων που χρησιμοποιούνται. Συνεπώς, η εφαρμογή του Κριτηρίου Ν-1 για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας πρέπει να αποφεύγεται σε αντίστοιχες περιπτώσεις καθώς οδηγεί σε υψηλό κόστος λειτουργίας του συστήματος λόγω των υψηλών απαιτήσεων που ορίζει και σε μειωμένη απορρόφηση των υπολοίπων μορφών ενέργειας (αιολική και υδροηλεκτρική) λόγω της λειτουργίας αυξημένου αριθμού θερμικών μονάδων για την κάλυψη των αντίστοιχων απαιτήσεων.



Σχήμα 5.8. Μεταβολές της παραγόμενης ενέργειας από τους σταθμούς παραγωγής του συστήματος για πέντε περιπτώσεις ανάλυσης θεωρώντας διαφορετικές αριθμητικές τιμές και το κριτήριο N-1 για τον καθορισμό του Κριτηρίου Ασφάλειας 1

# 5.6. Συμπεράσματα

Η εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να επηρεάσει σημαντικά την αξιοπιστία λειτουργίας τους και τα γενικότερα λειτουργικά χαρακτηριστικά τους. Στο παρόν κεφάλαιο της διδακτορικής διατριβής περιγράφεται μία υπολογιστική μεθοδολογία προσομοίωσης της λειτουργίας των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία πραγματοποιείται συνδυασμένη χρήση αιολικών πάρκων και υδροηλεκτρικών σταθμών. Η μεθοδολογία αυτή υλοποιήθηκε σύμφωνα με τις αρχές της ακολουθιακής μεθόδου προσομοίωσης Monte – Carlo και χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της γενικότερης λειτουργικής απόδοσης ενός τυπικού υβριδικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο βασίζεται στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας αυτό υδριδικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο βασίζεται στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος αυτού που αφορούν τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά του όπως είναι το ποσοστό αιολικής διείσδυσης, η αιχμή της ζήτησης φορτίου, η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων παραγωγής και των αιολικών πάρκων και η λειτουργία των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης στους αντίστοιχους υδροηλεκτρικούς σταθμώς. Επιπλέον, εξετάσθηκε η επίδραση των Κριτηρίων Ασφαλείας στη διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας και στο κόστος λειτουργίας του συστήματος, θεωρώντας εναλλακτικές τιμές των εφαρμοζόμενων κριτηρίων.

Τα ευρεθέντα αποτελέσματα παρουσιάστηκαν σε κατάλληλους πίνακες και διαγράμματα έτσι ώστε να προκύψουν χρήσιμα συμπεράσματα, τα σημαντικότερα από τα οποία είναι τα ακόλουθα:

- Η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος δεν επηρεάζεται σε μεγάλο βαθμό από το ποσοστό αιολικής διείσδυσης που χρησιμοποιείται από το χειριστή του συστήματος για να εξασφαλίσει την ασφαλή λειτουργία του.
- ✓ Η λειτουργία των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης στους ΥΗΣ βελτιώνει την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος ενώ, παράλληλα, αυξάνει το ισοδύναμο ποσοστό αιολικής διείσδυσης στο σύστημα όταν υπάρχει συσχέτιση με τη λειτουργία συγκεκριμένων αιολικών πάρκων.
- Το εφαρμοζόμενο ποσοστό αιολικής διείσδυσης στο σύστημα επηρεάζει σημαντικά την απορροφόμενη αιολική ενέργεια και τη σχετική συνεισφορά των θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος.
- ✓ Οι υψηλές τιμές των Κριτηρίων Ασφαλείας 1 και 2 (ποσοστό της ζήτησης φορτίου του συστήματος και της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων αντίστοιχα) επηρεάζουν περισσότερο τη διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος και λιγότερο την παραγόμενη ενέργεια από του θερμικούς σταθμούς παραγωγής, κυρίως, λόγω της ύπαρξης στο σύστημα μίας μονάδας παραγωγής με υψηλή τιμή παραγόμενης ισχύος (μονάδα Γ7).
- Η εφαρμογή του Κριτηρίου Ασφαλείας N-1 για τον καθορισμό της απαιτούμενης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας σε απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας δεν προτείνεται διότι αυξάνει σημαντικά τις απαιτήσεις του συστήματος.

Τέλος, είναι φανερό ότι η χρησιμοποίηση της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας και η εξέταση εναλλακτικών περιπτώσεων σχεδιασμού και λειτουργίας μπορούν να παρέχουν σημαντικές πληροφορίες για την ποσοτικοποίηση των επιπτώσεων που έχουν τα διάφορα χαρακτηριστικά των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στην αξιοπιστία λειτουργίας και στη γενικότερη λειτουργική απόδοσή τους.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

# ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΗΣ Απολοσής Συστηματών Παροχής Ηλεκτρικής Ισχύος σε Βιομηχανικούς και Εμπορικούς Καταναλώτες με Μονάλες Διασπαρμένης Παραγώγης

## 6.1. Εισαγωγή

Τα συστήματα παροχής ηλεκτρικής ισχύος σε βιομηχανικές και εμπορικές εγκαταστάσεις έχουν ιδιαίτερα χαρακτηριστικά που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη για να επιτευχθεί η αποτελεσματική και οικονομική λειτουργία τους, ιδιαίτερα στο νέο πλαίσιο της ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η βασική πηγή ισχύος των συστημάτων αυτών είναι το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού ενώ μπορούν να λειτουργούν επιπρόσθετες ιδιόκτητες μονάδες παραγωγής διάφορων τεχνολογιών. Αυτές οι μονάδες μπορούν να ευρίσκονται σε παράλληλη λειτουργία με το δίκτυο ή να λειτουργούν αυτόνομα δημιουργώντας, με τον τρόπο αυτό, ένα απομονωμένο σύστημα. Η λειτουργία αυτών των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής, όπως είναι οι συμβατικές μονάδες (μηγανές εσωτερικής καύσης, αεροστρόβιλοι, ατμοστρόβιλοι χαμηλής τιμής εγκατεστημένης ισχύος), οι κυψέλες καυσίμου, οι μικροτουρμπίνες αλλά και μονάδες που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (κυρίως φωτοβολταϊκά συστήματα), αποτελεί ένα σημαντικό χαρακτηριστικό των σύγχρονων συστημάτων παροχής ηλεκτρικής ισχύος [98], [99]. Επιπλέον, συγκεκριμένες μονάδες μπορούν να λειτουργούν για τη συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας υψηλής απόδοσης για να καλύψουν παράλληλα τις απαιτήσεις του θερμικού φορτίου του συστήματος. Η λειτουργία των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής αναμένεται να βελτιώσει σημαντικά την αξιοπιστία λειτουργίας των συστημάτων ενώ παράλληλα θα οδηγήσει σε μειωμένο κόστος λειτουργίας και περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

Ο σκοπός του παρόντος κεφαλαίου είναι να παρουσιάσει τα κύρια χαρακτηριστικά μιας υπολογιστικής μεθοδολογίας που βασίζεται στην ακολουθιακή μέθοδο προσομοίωσης Monte – Carlo και αναλύει κατά χρονολογική σειρά τη λειτουργική συμπεριφορά των συστημάτων παροχής ηλεκτρικής ισχύος σε βιομηχανικές και εμπορικές εγκαταστάσεις. Αναπαρίστανται ρεαλιστικά όλα τα κύρια χαρακτηριστικά που επηρεάζουν τη λειτουργία τους και η μεθοδολογία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας των συστημάτων αυτών δίνοντας ιδιαίτερη βαρύτητα στην ποσοτικοποίηση της οικονομικής και περιβαλλοντικής απόδοσής τους λαμβάνοντας υπόψη τον υφιστάμενο μηχανισμό της εμπορίας ρύπων. Τέλος, εξετάζεται ένα τυπικό σύστημα παροχής ηλεκτρικής ισχύος σε μία βιομηχανική εγκατάσταση αναλύοντας διαφορετικά σενάρια λειτουργίας του συστήματος που αφορούν τη διείσδυση των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής, την παράλληλη ή την απομονωμένη λειτουργία με το δίκτυο μεταφοράς της επιχείρησης ηλεκτρικής που και άλλα χαρακτηριστικά του συσκήματος επηρεάζουν τη λειτουργία του συστήματος στο διάφορα χαρακτηριστικά του συστήματος στο δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρικής του συστήματος στο δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρικής του συστήματος στο δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρικής του συστήματος στο διάφορα χαρακτηριστικά του συστήματος στο δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρικής του συστήματος στο δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρισμού και άλλα χαρακτηριστικά του και να εκτιμηθούν οι επιπτώσεις που απορρέουν από τη σύνδεση του συστήματος στο δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρισμού.

# 6.2. Χαρακτηριστικά Μοντελοποίησης Συστημάτων Παροχής Ισχύος

Η ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων παροχής ισχύος σε βιομηχανικές και εμπορικές εγκαταστάσεις απαιτεί τη κατάλληλη μοντελοποίηση των χαρακτηριστικών που επηρεάζουν σημαντικά τη λειτουργία τους. Η υπολογιστική μεθοδολογία που έχει αναπτυχθεί λαμβάνει υπόψη τα σημαντικότερα από τα χαρακτηριστικά αυτά τα οποία είναι τα ακόλουθα:
- Η ισχύς παρέχεται στο σύστημα από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού διαμέσου ενός ή περισσότερων ζυγών σύνδεσης. Όταν οι ζυγοί αυτοί δεν είναι διαθέσιμοι ή έχουν απομονωθεί, το δίκτυο μπορεί να παρέχει ισχύ στην εγκατάσταση μέσω εφεδρικών ζυγών σύνδεσης του δικτύου χαμηλής τάσης. Αυτές οι πηγές ισχύος συνδέονται στο σύστημα μέσω ανοικτών διακοπτών, οι οποίοι ενεργοποιούνται ανάλογα με τις απαιτήσεις του συστήματος, ενώ υποτίθεται ότι μπορούν να καλύψουν μόνο ένα περιορισμένο ποσοστό της συνολικής ζήτησης φορτίου του.
- Το σύστημα παραγωγής περιλαμβάνει συμβατικές μονάδες παραγωγής διάφορων τεχνολογιών (μηχανές εσωτερικής καύσης, αεροστρόβιλοι, ατμοστρόβιλοι, κλπ.) οι οποίες διακρίνονται σε μονάδες βάσης ή μη ανάλογα με τη δυνατότητα που έχουν να καλύπτουν το φορτίο βάσης του συστήματος. Κάθε μονάδα έχει συγκεκριμένα τεχνολογικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά που επηρεάζουν σημαντικά τη λειτουργία του συστήματος, όπως εγκατεστημένη ισχύ, ελάχιστη και μέγιστη ισχύ εξόδου, παραμέτρους αξιοπιστίας, συνάρτηση κατανάλωσης καυσίμου, κλπ.
- Σε συνθήκες ομαλής λειτουργίας, συγκεκριμένες μονάδες παραγωγής (μονάδες παράλληλης ή συνεχούς λειτουργίας) μπορεί να τεθούν σε λειτουργία για να μειώσουν το λειτουργικό κόστος του συστήματος ενώ, σε καταστάσεις βλάβης, οι μονάδες αυτές μπορούν να καλύπτουν τη ζήτηση φορτίου του συστήματος που δεν ικανοποιείται από τις βασικές πηγές ισχύος. Είναι φανερό ότι οι μονάδες βάσης ανήκουν στις μονάδες παράλληλης λειτουργίας. Εναλλακτικά, συγκεκριμένες μονάδες παραγωγής (μονάδες αναμονής) μπορούν να ευρίσκονται σε κατάσταση εφεδρικής λειτουργίας έτοιμες να τεθούν σε λειτουργία μόνο σε καταστάσεις βλάβης και να καλύψουν τη ζήτηση φορτίου του συστήματος που δεν ικανοποιείται από τις βασικές πηγές ισχύος. Ο συγκεκριμένες μονάδες παραγωγής μπορεί να καλύψει μόνο ένα περιορισμένο ποσοστό της ζήτησης φορτίου του συστήματος λόγω, κυρίως, περιορισμών στις ισχείς εξόδου τους.
- Ένα σημαντικό χαρακτηριστικό των μονάδων αναμονής (ή εφεδρικής λειτουργίας) αποτελεί η περιορισμένη χρονική διάρκεια για την οποία μπορούν να λειτουργήσουν, η οποία οφείλεται σε συγκεκριμένα τεχνολογικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά τους, και ποσοτικοποιείται με τον περιορισμένο χρόνο λειτουργίας τους (T<sub>d</sub>). Για το λόγο αυτό, υπολογίζονται τα χρονικά διαστήματα λειτουργίας των μονάδων αναμονής και η λειτουργία τους διακόπτεται μόλις συμπληρωθεί το χρονικό διάστημα T<sub>d</sub>. Επιπλέον, όταν συμπληρωθεί ένα συγκεκριμένο ποσοστό του χρόνου T<sub>d</sub>, T<sub>dl</sub> (π.χ. 80%), υποτίθεται ότι εκτελούνται συγκεκριμένες λειτουργικές διαδικασίες για να αποκατασταθεί η μέγιστη τιμή αυτού του χρονικό διάρκεια (T<sub>r</sub>) μετά το τέλος της οποίας οι αντίστοιχες μονάδες υποτίθεται ότι μπορούν να λειτουργήσουν για ολόκληρο το χρονικό διάστημα T<sub>d</sub>.
- Μονάδες συμπαραγωγής (Combined Heat and Power CHP) μπορεί να υπάρχουν εγκατεστημένες στο σύστημα χρησιμοποιώντας διάφορες τεχνολογίες. Υποτίθεται ότι οι μονάδες αυτές τίθενται σε λειτουργία μόνο κατά τη διάρκεια συγκεκριμένων χρονικών περιόδων της ημέρας λαμβάνοντας υπόψη τις απαιτήσεις του θερμικού φορτίου του συστήματος.
- Η παροχή ισχύος από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού σε ένα συγκεκριμένο ζυγό σύνδεσης αναπαρίσταται χρησιμοποιώντας έναν ισοδύναμο θερμικό σταθμό παραγωγής με κατάλληλο αριθμό μονάδων παραγωγής με αντίστοιχες τιμές ισχύος εξόδου τους. Οι μονάδες αυτές υποτίθεται ότι μπορούν να είναι σε συνεχή ή σε εφεδρική κατάσταση λειτουργίας.
- Συστήματα αδιάλειπτης παροχής ισχύος (UPS) μπορούν να είναι διαθέσιμα σε βιομηχανικές και εμπορικές εγκαταστάσεις για να παρέχουν εναλλακτικές λύσεις κάλυψης της ζήτησης των κρίσιμων φορτίων του συστήματος. Τα φορτία αυτά θεωρούνται ιδιαίτερης σημασίας για την ομαλή λειτουργία της εγκατάστασης και η αποσύνδεσή τους δεν επιτρέπεται (εφόσον κάτι τέτοιο είναι εφικτό). Για το λόγο αυτό, οι ζυγοί του συστήματος διακρίνονται σε δύο κατηγορίες (κρίσιμοι και μη κρίσιμοι).
- Η ισχύς εξόδου κάθε μονάδας παραγωγής (εξαιρουμένων των ισοδύναμων μονάδων του δικτύου) έχει ένα άνω όριο το οποίο αποτελεί ένα συγκεκριμένο ποσοστό της μέγιστης τιμής της (π.χ. 92%) έτσι

ώστε να μπορεί να συμμετέχει (εάν χρειάζεται) στη ρύθμιση της συχνότητας μετά από την ξαφνική απώλεια διαθέσιμης παραγωγής.

- Οι ζυγοί του συστήματος κατατάσσονται ανάλογα με την κρισιμότητα του αντίστοιχου φορτίου (εξοπλισμός, διαδικασία, κλπ.) που συνδέεται σε αυτούς. Επιπλέον, το φορτίο κάθε ζυγού διακρίνεται σε σταθερό και αποκοπτόμενο δηλώνοντας το ποσοστό του σταθερού φορτίου σε σχέση με το συνολικό φορτίο του ζυγού.
- Ένας κατάλληλος αλγόριθμος έχει ενσωματωθεί στην αναπτυχθείσα μεθοδολογία, ο οποίος λαμβάνει υπόψη όλα τα χαρακτηριστικά των φορτίων των ζυγών του συστήματος (ποσοστό σταθερού και αποκοπτόμενου φορτίου, κρίσιμο και μη κρίσιμο φορτίο, σειρά κρισιμότητας ζυγών), και καθορίζει τις διαδικασίες αποκοπής φορτίου στους κατάλληλους ζυγούς. Το αποκοπτόμενο φορτίο αποσυνδέεται πάντοτε πριν το σταθερό φορτίο του ζυγού.
- Το κλασικό Μαρκοβιανό μοντέλο δύο καταστάσεων (λειτουργία, βλάβη) χρησιμοποιείται για να προσομοιώσει τη λειτουργική κατάσταση των στοιχείων του συστήματος. Οι μονάδες παραγωγής (ισοδύναμες ή μη) μπορεί να χρησιμοποιούν το μοντέλο πολλαπλών καταστάσεων για να προσομοιώσουν τις καταστάσεις μερικής λειτουργίας τους.
- Οι πραγματικές ή/και οι ισοδύναμες μονάδες παραγωγής του συστήματος τίθενται σε καταστάσεις προγραμματισμένης συντήρησης κατά τη διάρκεια συγκεκριμένων χρονικών περιόδων του έτους οι οποίες δηλώνονται κατάλληλα.
- Οι παράμετροι αξιοπιστίας των ισοδύναμων μονάδων παραγωγής του δικτύου μεταφοράς και διανομής αντικατοπτρίζουν τη στάθμη της διαθεσιμότητας του δικτύου παροχής στους αντίστοιχους ζυγούς σύνδεσης. Εάν οι ζυγοί αυτοί δεν τίθενται σε καταστάσεις προγραμματισμένων διακοπών, θεωρείται ότι δεν εκτελείται προγραμματισμένη συντήρηση στις αντίστοιχες ισοδύναμες μονάδες παραγωγής. Μία ισοδύναμη εφεδρική μονάδα παραγωγής του δικτύου μπορεί να λειτουργήσει μόνο εάν οι ισοδύναμες μονάδες συνεχούς λειτουργίας δεν ευρίσκονται σε κατάσταση λειτουργίας (βλάβη, συντήρηση).
- Μία σειρά προτεραιότητας της ένταξης των μονάδων παραγωγής καθορίζεται λαμβάνοντας υπόψη το κόστος λειτουργίας τους και χρησιμοποιείται για να καθοριστεί η ένταξη και λειτουργία τους εφόσον είναι διαθέσιμες να λειτουργήσουν (όχι σε κατάσταση βλάβης ή συντήρησης).
- Η διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος καθορίζεται για κάθε ώρα προσομοίωσης του έτους λαμβάνοντας υπόψη τα λειτουργικά χαρακτηριστικά του και, για το λόγο αυτό, εφαρμόζεται ένα κριτήριο σύμφωνα με το οποίο η τιμή της διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας πρέπει να είναι μεγαλύτερη (ή τουλάχιστον ίση) με τη μέγιστη τιμή της παραγόμενης ισχύος από μία μονάδα που ευρίσκεται σε λειτουργία. Το συγκεκριμένο κριτήριο επιτρέπει την ασφαλή λειτουργία του συστήματος μετά από την ξαφνική απώλεια μίας μονάδας παραγωγής (κριτήριο ασφάλειας Ν 1). Η διαδικασία καθορισμού της στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας και ο τρόπος ικανοποίησης του εφαρμοζόμενου κριτηρίου αποτελεί μία πολυσύνθετη διαδικασία. Η λειτουργία του συστήματος παράλληλα με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού αποτελεί ένα σημαντικό χαρακτηριστικό που μπορεί να μειώσει σημαντικά τα αντίστοιχα κόστη.
- Το συνολικό λειτουργικό κόστος του συστήματος παραγωγής και κάθε μονάδας ξεχωριστά υπολογίζονται χρησιμοποιώντας τις αντίστοιχες συναρτήσεις κατανάλωσης καυσίμου και λαμβάνοντας υπόψη τα επίπεδα λειτουργίας τους (ισχύς εξόδου). Ιδιαίτερα για τις ισοδύναμες μονάδες του δικτύου, υποτίθεται ότι το κόστος παραγωγής τους ποικίλει ανάλογα με τη συγκεκριμένη ώρα προσομοίωσης του έτους και καθορίζεται χρησιμοποιώντας μία κατάλληλη χρονολογική καμπύλη. Οι τιμές της καμπύλης αυτής απεικονίζουν της αντίστοιχες τιμές παροχής ισχύος από το δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρισμού σύμφωνα με το πλαίσιο της ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ουσιαστικά, οι τιμές της καμπύλης αυτής αυτής καθορίζουν τη σειρά ένταξης των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής του συστήματος.

# 6.3. Χαρακτηριστικά Μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής

Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία που περιγράφεται προηγούμενα, έχει τροποποιηθεί κατάλληλα ώστε να λάβει υπόψη τα ιδιαίτερα λειτουργικά χαρακτηριστικά των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής που χρησιμοποιούνται στα συστήματα παροχής ισχύος σε βιομηχανικές και εμπορικές εγκαταστάσεις. Τα κύρια χαρακτηριστικά των μονάδων αυτών είναι τα ακόλουθα:

- Τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα εγκαθίστανται στο σύστημα και συνδέονται σε κατάλληλους ζυγούς. Κάθε Φ/Β σύστημα αποτελείται από μία ή περισσότερες ομάδες όμοιων Φ/Β στοιχείων. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους (κλίση) και τα χαρακτηριστικά της γεωγραφικής περιοχής στην οποία έχουν εγκατασταθεί, όπως το γεωγραφικό πλάτος και η μέση ωριαία ηλιακή ακτινοβολία, καθορίζουν την τιμή της ωριαίας παραγόμενης ισχύος τους για κάθε ώρα του έτους. Τα Φ/Β συστήματα λειτουργούν πάντοτε όταν υπάρχει ηλιακή ακτινοβολία.
- Οι μηχανές εσωτερικής καύσης, οι αεροστρόβιλοι, οι μικροτουρμπίνες και οι κυψέλες καυσίμου μπορεί να θεωρηθούν ως μονάδες συνεχούς λειτουργίας ή ως εφεδρικές μονάδες παραγωγής ανάλογα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους και τις λειτουργικές διαδικασίες που εφαρμόζονται στο σύστημα. Επιπλέον, μπορεί να θεωρηθούν ως μονάδες συμπαραγωγής εάν λειτουργούν για την κάλυψη του θερμικού φορτίου των βιομηχανικών και εμπορικών εγκαταστάσεων (λειτουργία κατά τη διάρκεια συγκεκριμένων χρονικών περιόδων της ημέρας). Αντίθετα, οι μονάδες αυτές τίθενται σε λειτουργία ανάλογα με το κόστος παραγωγής τους το οποίο αντικατοπτρίζεται από τη σειρά που λαμβάνουν στην αντίστοιχη σειρά προτεραιότητας της διαδικασίας ένταξης.
- Ένα σημαντικό θέμα της ανάλυσης που πραγματοποιείται αποτελεί η περιβαλλοντική απόδοση των συστημάτων παροχής ισχύος σε βιομηχανικές και εμπορικές εγκαταστάσεις χρησιμοποιώντας μονάδες διασπαρμένης παραγωγής. Η καθιέρωση σχετικών περιβαλλοντικών περιορισμών που αφορούν συγκεκριμένες εκπομπές ρύπων (κυρίως CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> και μικροσωματίδια PM<sub>10</sub>) εκφράζονται σε kg ανά MWh που παράγονται ή καταναλώνονται. Με τον τρόπο αυτό έχει δημιουργηθεί μία αγορά δικαιωμάτων για τις εκπομπές αυτές με τη χρήση κατάλληλων πιστοποιητικών. Για το λόγο αυτό, η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε υπολογίζει κατάλληλους δείκτες ποσοτικοποίησης των εκπομπών ρύπων από τις μονάδες παραγωγής κάθε αναλυόμενου συστήματος παροχής ισχύος.

Ένας κατάλληλος αλγόριθμος έχει ενσωματωθεί στην αναπτυχθείσα μεθοδολογία και προσομοιώνει τη διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής του συστήματος έτσι ώστε να καλυφθεί η ζήτηση φορτίου και να ικανοποιηθεί το εφαρμοζόμενο κριτήριο ασφαλούς λειτουργίας για την αντίστοιχη ώρα προσομοίωσης. Στο Σχήμα 6.1 φαίνεται το διάγραμμα ροής του συγκεκριμένου αλγόριθμου στον οποίο λαμβάνονται υπόψη μόνο οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής που δεν ευρίσκονται σε κατάσταση βλάβης ή συντήρησης.



Σχήμα 6.1. Αλγόριθμος ένταξης μονάδων παραγωγής των συστημάτων παροχής ισχύος

# 6.4. Υπολογιζόμενοι Δείκτες

Χρησιμοποιώντας την αναπτυχθείσα μεθοδολογία που περιγράφεται προηγούμενα, υπολογίζεται ένα σύνολο κατάλληλων δεικτών που ποσοτικοποιούν την αξιοπιστία λειτουργίας και τη συνολική λειτουργική απόδοση των συστημάτων παροχής ισχύος σε βιομηχανικούς και εμπορικούς καταναλωτές, οι σημαντικότεροι από τους οποίους περιγράφονται αναλυτικά στον Πίνακα 6.1.

	Πίνακας 6.1.	Υπολογιζόμενοι	δείκτες	αξιοπιστίας	λειτουργίας	και	λειτουργικής	απόδοσης	συστήματος
		παροχής ισχύος							
ĺ									

ΔΕΙΚΤΗΣ ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ											
ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ LOLE Αναμενόμενη ετήσια διάρκεια απώλειας φορτίου ώρες/έι											
LOLE	Αναμενόμενη ετήσια διάρκεια απώλειας φορτίου	ώρες/έτος									
LOEE	Αναμενόμενη ετήσια μη τροφοδοτούμενη ενέργεια	MWh/έτος									
EDNS	EDNS Αναμενόμενο μέσο μη τροφοδοτούμενο φορτίο										
FLOL	Αναμενόμενη συχνότητα απώλειας φορτίου	γεγ./έτος									
ADLL	Αναμενόμενη μέση διάρκεια απώλειας φορτίου	ώρες									
ΔΕΙΚΤΕΣ ΑΝΑΜΕΝΟΜΕΝΗΣ ΕΤΗΣΙΑΣ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΚΟΣΤΟΥΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ											
EGNT	Αφορά τις ισοδύναμες μονάδες παραγωγής του δικτύου	MWh/έτος									
NTCOST	Τάφορα τις ισσοσταμές μονάσες παραγωγής του σικτύου	€/MWh									
EGPR	Αφορά τις μονάδες παράλληλης λειτουργίας (βάσης) του	MWh/έτος									
COSTPR	συστήματος	€/MWh									
EGSTBY	<b>ΕGSIBY</b> Αφορά τις μονάδες αναμονής (εφεδρικής λειτουργίας) του										
COSTSTBY	ECCHP Accord and would See any according to a first sector of the sector										
EGCHP	Αφορά τις μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και	ΜWh/ετος									
	FCFC										
EGFU	Αφορά τις κυψέλες καυσίμου του συστήματος	$M W \Pi/\mathcal{E} T O \zeta$									
FCUSI	FCOST										
MTCOST	Αφορά τις μικροτουρμπινές του συστηματός (σταν σεν λεπουργούν ως μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας)	€/MWh									
EGPV	Αφορά τα φωτοβολταϊκά συστήματα του συστήματος	MWh/έτος									
EGBAT	Αφορά την παρεχόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας κατά τη διαδικασία λειτουργίας τους (αποφόρτιση)	MWh/έτος									
EGUPS	Αφορά την παρεχόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τα συστήματα αδιάλειπτης παροχής ισχύος	MWh/έτος									
EGDG	Αφορά τις μονάδες διασπαρμένης παραγωγής συγκεκριμένου τύπου (κυψέλες καυσίμου, μικροτουρμπίνες, φωτοβολταϊκά συστήματα, συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και αδιάλειπτης	MWh/έτος									
COSTDG	COSTDG $παροχής ισχύος)$ (EGDG=EGFC+EGMT+EGPV+EGBAT+EGUPS)										
EGSM	Αφορά την συνολική ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες	MWh/έτος									
SMCOST	(EGSM=EGNT+EGPR+EGSTBY+EGCHP+EGDG)	€/MWh									
Δ	ΕΙΚΤΕΣ ΑΣΦΑΛΟΥΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ										
PHEALTH	Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος	ώρες/έτος									

FRHEALTH	Ρυθμός εμφάνισης των γεγονότων ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος	γεγ./έτος							
DHEALTH	Μέση χρονική διάρκεια των γεγονότων ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος	ώρες							
EASPRES	Μέση τιμή διαθέσιμης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας που είναι μεγαλύτερη από το εφαρμοζόμενο κριτήριο ως ποσοστό της αντίστοιχης απαιτούμενης τιμής	%							
ΔΕΙΚΤΕΣ ΜΗ	ΙΚΑΝΟΠΟΙΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΦΑΡΜΟΖΟΜΕΝΟΥ ΚΡΙΤΗΡΙΟΥ ΑΣ	ΦΑΛΕΙΑΣ							
Γεγονότα	ι που αφορούν την παραμονή του συστήματος στην κρίσιμη κατάσ	ταση							
	και στην κατάσταση οριακής λειτουργίας								
FRSPRES	Συχνότητα εμφάνισης γεγονότων μη ικανοποίησης του κριτηρίου	γεγ./έτος							
ADSPRES Ετήσια χρονική διάρκεια γεγονότων μη ικανοποίησης του κριτηρίου									
DUSPRES	Μέση χρονική διάρκεια γεγονότων μη ικανοποίησης του κριτηρίου	ώρες							
Νέση τιμή στρεφόμενης εφεδρείας που δεν ικανοποιείται ως           NSSPRES         Μέση τιμή στρεφόμενης τιμής (αφορά την κατάσταση οριακής           λειτουργίας του συστήματος)		%							
<b>AVSPRES</b> Διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ως ποσοστό της αντίστοιχης ζήτησης φορτίου του συστήματος (αφορά και τις τρεις καταστάσεις στις οποίες μπορεί να ευρεθεί το σύστημα – κρίσιμη, οριακή και ασφαλή)									
ΔΕΙΚΤΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΝΑΜΟΝΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ Γεγονότα που αφορούν τη λειτουργία τουλάχιστον μίας μονάδας αναμονής του συστήματος									
FEVSTBY	Συχνότητα εμφάνισης των γεγονότων	γεγ./έτος							
AEVSTBY	Ετήσια χρονική διάρκεια των γεγονότων	ώρες/έτος							
DEVSTBY	Μέση χρονική διάρκεια ανά γεγονός	ώρες							
AVPSTBY	Παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες αναμονής ως ποσοστό της συνολικής παραγόμενης ενέργειας του συστήματος	%							
ΛΕΙΚΤΙ	ΣΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙ	ΙΑΣ							
Γεγονότα πο	υ αφορούν τη διαδικασία λειτουργίας (αποφόρτισης) ή φόρτισης τ	ων ΣΑΕ							
FRBATDISCH	Συγνότητα γεγονότων λειτουργίας (αποφόρτισης)	γεγ./έτος							
ADBATDISCH	Ετήσια χρονική διάρκεια γεγονότων λειτουργίας (αποφόρτισης)	ώρες/έτος							
FRBATCHR	Συχνότητα γενονότων διαδικασίας φόρτισης	νεν./έτος							
ADBATCHR	Ετήσια χρονική διάρκεια χεγονότων διαδικασίας φόρτισης	ώρες/έτος							
EBATCHR	Αναμενόμενη ηλεκτρική ενέργεια που χρησιμοποιήθηκε για τη φόρτιση των ΣΑΕ	MWh/έτος							
ΑΓΙΚΤΕΣ ΑΓ	Γφοριοή των 2.122 Ιτουργίας συστηματον αλιαλείπτης παροχής ισχυ	ΟΣ (ΠΡS)							
Γεγονότα πο τ	υ αφορούν τη λειτουργία των συστημάτων αδιάλειπτης παροχής ισ ην κάλυψη της ζήτησης των κρίσιμων φορτίων του συστήματος	02 (013) χύος για							
FRUPS	Συχνότητα γεγονότων λειτουργίας	γεγ./έτος							
ADUPS	Ετήσια χρονική διάρκεια γεγονότων λειτουργίας	ώρες/έτος							
DUPS	Μέση χρονική διάρκεια γεγονότων λειτουργίας	ώρες							
PUPS	Μέσο τροφοδοτούμενο φορτίο	MW							
Δ	ΕΙΚΤΕΣ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗΣ ΑΠΌΔΟΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ								
$\begin{array}{c} \textbf{A} \\ \textbf{A} \\ \textbf{A} \\ \textbf{CO} \\ $									

### 6.5. Οικονομική Ανάλυση Λειτουργίας του Συστήματος

Η οικονομική ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος αποτελεί ένα σημαντικό χαρακτηριστικό της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας. Για το λόγο αυτό, λαμβάνονται υπόψη οι ακόλουθες οικονομικές παράμετροι που αφορούν όλες τις μονάδες παραγωγής και υπολογίζονται κατάλληλοι δείκτες [102], [103]:

- ≻ Κόστος Επένδυσης Κόστος Εγκατάστασης (K₀) σε €/kW.
- ≻ Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (O&M) σε €/kWh.
- Κόστος Παραγωγής Κόστος Καυσίμου (PC).

Το ισοδύναμο ετήσιο κόστος λειτουργίας για κάθε μονάδα παραγωγής του συστήματος (GEAC) υπολογίζεται χρησιμοποιώντας την ακόλουθη σχέση:

$$GEAC = \frac{k(1+k)^{n}}{(1+k)^{n}-1}K_{0} + OC$$

όπου k: επιτόκιο αναγωγής σε %

n: κύκλος ζωής του εξοπλισμού σε έτη

ΟC: ετήσιο λειτουργικό κόστος (O&M +PC) σε € το οποίο θεωρείται ότι παραμένει σταθερό καθόλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής του εξοπλισμού.

Το συνολικό ετήσιο κόστος της λειτουργίας του συστήματος αποτελείται από τα ακόλουθα επιμέρους κόστη:

- Κόστος χρήσης του δικτύου μεταφοράς/διανομής (UC) το οποίο αναπαριστά την παροχή ισχύος από το κεντρικό δίκτυο μεταφοράς και διανομής και διακρίνεται, περαιτέρω, στα ακόλουθα κόστη:
  - Κόστος της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που υπολογίζεται χρησιμοποιώντας μία κατάλληλη ωριαία καμπύλη (8760 τιμές σε €/ MWh).
  - Πάγιο κόστος χρήσης του δικτύου σε €/MW-έτος.
  - Μεταβλητό κόστος χρήσης του δικτύου σε €/MWh.
- Ισοδύναμο ετήσιο κόστος για κάθε μονάδα παραγωγής (GEAC) ανάλογα με την αντίστοιχη τεχνολογία (ατμοστρόβιλος, αεροστρόβιλος, μηχανή εσωτερικής καύσης, κυψέλη καυσίμου, μικροτουρμπίνες, φωτοβολταϊκά, κλπ).
- Συνολικό κόστος αξιοπιστίας του συστήματος (STIC): Αποτελείται από το κόστος του μη τροφοδοτούμενου ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου (EIC και TIC αντίστοιχα) τα οποία υπολογίζονται χρησιμοποιώντας της κατάλληλες συναρτήσεις κόστους αξιοπιστίας. Υποτίθεται ότι το θερμικό φορτίο του συστήματος που δεν ικανοποιείται έχει τις ίδιες επιπτώσεις στη λειτουργία του συστήματος με το αντίστοιχο ηλεκτρικό φορτίο και, επομένως, υπολογίζεται χρησιμοποιώντας την ίδια συνάρτηση κόστους αξιοπιστίας. Στο Σχήμα 6.2 φαίνεται μία τυπική καμπύλη κόστους αξιοπιστίας ενός βιομηχανικού καταναλωτή [104] [107].



Σχήμα 6.2. Συνάρτηση κόστους αξιοπιστίας ενός τυπικού βιομηχανικού καταναλωτή

□ Κόστος εκπομπών ρύπων – μηχανισμός εμπορίας δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> (EC): Το κόστος αυτό εξαρτάται από την καθορισμένη τιμή των δικαιωμάτων ρύπων (σε €/tn). Οι συνολικές ετήσιες εκπομπές CO<sub>2</sub> του συστήματος συγκρίνονται με το επιτρεπόμενο επίπεδο εκπομπών και προκύπτει οικονομικό κέρδος (θετική τιμή του δείκτη αυτού) πουλώντας την περίσσεια των δικαιωμάτων ενώ, αντίθετα, προκύπτει οικονομική ζημία (αρνητική τιμή) από την αγορά των απαιτούμενων δικαιωμάτων έτσι ώστε να καλυφθεί η διαφορά μέχρι τις συνολικές εκπομπές [108]. Για τον υπολογισμό των συνολικών ετήσιων εκπομπών CO<sub>2</sub> του συστήματος του θερμοκηπίου (όπως οξείδια του αζώτου) χρησιμοποιώντας τις αντίστοιχες τιμές ισοδύναμου CO<sub>2</sub>. Για παράδειγμα, οι εκπομπές NO<sub>x</sub> του συστήματος υπολογίζονται και στη συνέχεια μετατρέπονται σε ισοδύναμες εκπομπές CO<sub>2</sub> θεωρώντας ότι ένα εκατομμύριο τόνοι εκπομπών NO<sub>x</sub> ισοδυναμούν με 310 εκατομμύρια τόνους εκπομπών CO<sub>2</sub> [109].

Λαμβάνοντας υπόψη τα χαρακτηριστικά που περιγράφονται παραπάνω, υπολογίζονται επιπρόσθετα οι ακόλουθοι δείκτες έτσι ώστε να ποσοτικοποιηθεί ξεχωριστά το κόστος αξιοπιστίας του ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου του συστήματος:

- Κανονικοποιημένο Κόστος Μη Τροφοδοτούμενου Ηλεκτρικού Φορτίου (EICR) σε 10<sup>3</sup>€/ώρα (αναφέρεται στις ώρες κατά τις οποίες δεν τροφοδοτήθηκε πλήρως το ηλεκτρικό φορτίο του συστήματος). Όμοια υπολογίζεται το Κανονικοποιημένο Κόστος Μη Τροφοδοτούμενου Θερμικού Φορτίου (TICR) σε 10<sup>3</sup>€/ώρα.
- Κανονικοποιημένο Κόστος Μη Τροφοδοτούμενης Ηλεκτρικής Ενέργειας του Συστήματος (IEEARS) σε 10<sup>3</sup> €/MWh (αναφέρεται στην υπολογιζόμενη τιμή της μη τροφοδοτούμενης ηλεκτρικής ενέργειας). Όμοια υπολογίζεται το Κανονικοποιημένο Κόστος Μη Τροφοδοτούμενης Θερμικής Ενέργειας του Συστήματος (ITEARS) σε10<sup>3</sup>€/MWh.
- Κανονικοποιημένο Ισοδύναμο Ετήσιο Κόστος του Συστήματος (EQACR) σε €/MWh. Αναφέρεται στην ηλεκτρική ενέργεια που παρήχθη από το σύνολο των μονάδων παραγωγής του συστήματος και αποτελεί τον δείκτη ποσοτικοποίησης του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος.

# 6.6. Ανάλυση Λειτουργίας Τυπικού Συστήματος Παροχής Ισχύος

Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία χρησιμοποιήθηκε για να εκτιμηθεί η αξιοπιστία λειτουργίας και η συνολική λειτουργική απόδοση ενός τυπικού συστήματος παροχής ισχύος σε μία βιομηχανική εγκατάσταση. Το συγκεκριμένο σύστημα αποτελεί ένα ιδανικό παράδειγμα για να εξετασθούν οι επιπτώσεις που έχουν τα τεχνικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά των συστημάτων παροχής ισχύος σε βιομηχανικές εγκαταστάσεις στην αξιοπιστία λειτουργίας και στην οικονομική απόδοσή τους. Τα βασικά χαρακτηριστικά του είναι τα ακόλουθα:

- Η αιχμή της ζήτησης φορτίου του συστήματος είναι ίση με 15,3 MW. Η ζήτηση του θερμικού φορτίου είναι ίση με 1 MW και θεωρείται σταθερή κατά τη διάρκεια της ημέρας από 06:00 18:00 καθόλη τη διάρκεια του έτους.
- Στο σύστημα περιλαμβάνονται τρεις μονάδες παραγωγής συνεχούς λειτουργίας (ένας ατμοστρόβιλος, ST1, και δύο αεροστρόβιλοι, GT1 και GT2). Επιπλέον, υπάρχουν εγκατεστημένες δύο μηχανές εσωτερικής καύσης (IC1, IC2) που θεωρούνται ως μονάδες αναμονής ή εφεδρικής λειτουργίας.
- Η σύνδεση στο δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού πραγματοποιείται μέσω τριών ζυγών σύνδεσης (τρεις ισοδύναμες μονάδες παραγωγής (NT)). Οι δύο από αυτές (2 X 2MW) συμβολίζουν τη σύνδεση στο δίκτυο υψηλής τάσης (σύνδεση διπλής παροχής). Η τρίτη μονάδα (0,8MW) συμβολίζει τη σύνδεση στο δίκτυο χαμηλής τάσης και θεωρείται ότι λειτουργεί μόνο όταν και οι δύο άλλες μονάδες ευρίσκονται σε κατάσταση βλάβης ή συντήρησης. Αυτό σημαίνει ότι η συγκεκριμένη σύνδεση θεωρείται ως εφεδρική και η ενεργοποίησή της είναι αρκετά σπάνια εξαιτίας της πολύ μικρής πιθανότητας που έχει η επικάλυψη των γεγονότων βλάβης για τις δύο άλλες μονάδες. Το πάγιο και το μεταβλητό κόστος χρήσης του δικτύου είναι ίσο με 22500 €/ MW-έτος και 0,76 €/MWh αντίστοιχα.
- Δύο αεροστρόβιλοι (GT3 και GT4) έχουν εγκατασταθεί για συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας υψηλής απόδοσης (CHP). Οι μονάδες αυτές (2 X 1MW) λειτουργούν στο τεχνικό ελάχιστό τους (50%) για την κάλυψη του θερμικού φορτίου ενώ η υπολειπόμενη ισχύς τους χρησιμοποιείται για την κάλυψη της ζήτησης του ηλεκτρικού φορτίου του συστήματος μόνο σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους (06:00 18:00 ημερησίως).

Για την εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων για τον τρόπο με τον οποίο τα διάφορα χαρακτηριστικά του συστήματος επηρεάζουν την απόδοσή του και για να ευρεθεί ο βέλτιστος τεχνικοοικονομικά τρόπος λειτουργίας του, εξετάστηκαν οι ακόλουθες δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις που θεωρούν διαφορετικά χαρακτηριστικά σχεδιασμού και λειτουργίας του συστήματος:

- Περίπτωση Ανάλυσης Ι: Βασική περίπτωση ανάλυσης υποθέτοντας ότι το σύστημα παροχής ισχύος συνδέεται στο δίκτυο μέσω των τριών ζυγών σύνδεσης που αναφέρονται προηγούμενα (ισοδύναμες μονάδες παραγωγής).
- Περίπτωση Ανάλυσης ΙΙ: Βασική περίπτωση ανάλυσης υποθέτοντας την απομονωμένη λειτουργία του συστήματος παροχής ισχύος. Τέσσερις επιπρόσθετες μονάδες παραγωγής, συνολικής ισχύος 4MW, εγκαθίστανται για να αντικαταστήσουν την απουσία του δικτύου παροχής ισχύος (δεν θεωρούνται οι ισοδύναμες μονάδες παραγωγής). Πρόκειται για τέσσερις μηχανές εσωτερικής καύσης (IC3 IC6) οι οποίες θεωρούνται ως μονάδες αναμονής ή εφεδρικής λειτουργίας.
- Περίπτωση Ανάλυσης ΙΙΙ: Όπως η ΙΙ αλλά θεωρείται ότι επιπρόσθετη ισχύς ίση με 1MW εγκαθίσταται στο σύστημα (αύξηση κατά 4,8%). Αποτελείται από δύο μικροτουρμπίνες (MT1, MT2) ισχύος 0,5MW η καθεμία.
- Περίπτωση Ανάλυσης ΙV: Όπως η ΙΙΙ αλλά θεωρείται ότι οι μικροτουρμπίνες είναι μονάδες συμπαραγωγής (MT3, MT4).

- Περίπτωση Ανάλυσης V: Όπως η ΙΙΙ αλλά επιπρόσθετη ισχύς ίση με 0,2MW εγκαθίσταται στο σύστημα (αύξηση κατά 0,9%). Αποτελείται από μία κυψέλη καυσίμου (FC1) ισχύος 0,2MW.
- Περίπτωση Ανάλυσης VI: Όπως η ΙΙΙ αλλά θεωρείται ότι επιπρόσθετη ισχύς ίση με 0,4MW εγκαθίσταται στο σύστημα (αύξηση κατά 1,8%). Αποτελείται από δύο κυψέλες καυσίμου (FC1, FC2) ισχύος 0,2MW η καθεμία.
- Περίπτωση Ανάλυσης VII: Όπως η ΙΙΙ αλλά θεωρείται ότι επιπρόσθετη ισχύς ίση με 0,8MW εγκαθίσταται στο σύστημα (αύξηση κατά 3,6%). Αποτελείται από τέσσερις κυψέλες καυσίμου (FC1 FC4) ισχύος 0,2MW η καθεμία.
- Περίπτωση Ανάλυσης VIII: Όπως η VI αλλά θεωρείται ότι επιπρόσθετη ισχύς ίση με 0,5MW εγκαθίσταται στο σύστημα (αύξηση κατά 2,2%). Αποτελείται από δέκα φωτοβολταϊκά συστήματα (PV1 PV10) ισχύος 0,05MW το καθένα.
- Περίπτωση Ανάλυσης ΙΧ: Όπως η VII αλλά θεωρείται ότι μία μονάδα παραγωγής ονομαστικής ισχύος ίση με 1MW (IC4) απομακρύνεται από το σύστημα (μείωση κατά 4,4%).
- **Περίπτωση Ανάλυσης Χ**: Όπως η ΙΧ αλλά θεωρείται ότι ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας (ESS1) με μέγιστη αποθηκευμένη ενέργεια ίση με 2,4 MWh και ισχύ αντιστροφέα ίση με 900 kW εγκαθίσταται στο σύστημα.

Στους Πίνακες 6.2 και 6.3 φαίνονται τα στοιχεία που χρησιμοποιήθηκαν για τις διάφορες τεχνολογίες των μονάδων παραγωγής του συστήματος και αφορούν τα οικονομικά δεδομένα τους και τις αντίστοιχες παραμέτρους εκπομπών των τεσσάρων σημαντικότερων ρύπων [48], [113]. Επίσης, στον Πίνακα 6.4 παρουσιάζεται μία συγκεντρωτική μορφή των εξεταζόμενων περιπτώσεων ανάλυσης ενώ τα ευρεθέντα αποτελέσματα που προέκυψαν για τις περιπτώσεις αυτές, και αφορούν τους σημαντικότερους από τους υπολογιζόμενους δείκτες, φαίνονται στον Πίνακα 6.5. Από τη συνολική θεώρηση των αποτελεσμάτων αυτών προκύπτουν αρκετά χρήσιμα συμπεράσματα τα οποία, κύρια, αφορούν τον τρόπο με τον οποίο τα διάφορα χαρακτηριστικά σχεδιασμού και λειτουργίας του συστήματος επηρεάζουν την αξιοπιστία και το κόστος λειτουργίας του. Τα συμπεράσματα αυτά αναλύονται στη συνέχεια με τη χρήση κατάλληλων διαγραμμάτων.

Τεχνολογία	Α/Α μονάδας	Κόστος Εγκατάστασης (K₀) – €/kW	Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (O&M) – €/MWh	Κύκλος ζωής (έτη)
Ατμοστρόβιλοι	ST1	1200	2,73	20
	GT1, GT2	650	4,03	20
Αεροστρορικοι	GT3 <sup>(*)</sup> , GT4 <sup>(*)</sup>	1300	6,62	20
Μηχανές	IC1	110	8,75	15
Εσωτερικής	IC2	113	8,75	15
Καύσης	IC3 – IC6	165	8,75	20
Mucoosonousínos	MT1, MT2	950	6,89	10
Μικροτουρμπινες	MT3 <sup>(*)</sup> , MT4 <sup>(*)</sup>	1650	6,89	10
Κυψέλες Καυσίμου	FC1 – FC4	4500	7,50	10
Φωτοβολταϊκά Συστήματα	PV1 – PV10	5500	1,50	20
Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας	ESS-1	500 (€/kWh)	-	10
<sup>(*)</sup> Μονάδες συμπαραγο	ογής (CHP)			

Πίνακας 6.2. Οικονομικά δεδομένα μονάδων παραγωγής

Εκπομπές Ρύπων Τεχνολογία	CO <sub>2</sub> (kg/MWh)	NO <sub>X</sub> (kg/MWh)	SO <sub>X</sub> (kg/MWh)	PM <sub>10</sub> (kg/MWh)
Ισοδύναμες Μονάδες Δικτύου	2054	1,152	2,644	-
Ατμοστρόβιλοι	965	1,70	5,640	0,136
Αεροστρόβιλοι	625	0,522	0,004	0,036
Μηχανές Εσωτερικής Καύσης	625	2,132	0,206	0,354
Μικροτουρμπίνες	725	0,204	0,004	0,041
Κυψέλες Καυσίμου	477	0,014	αμελητέα	αμελητέα

Πίνακας 6.3. Συντελεστές εκπομπών ρύπων των μονάδων παραγωγής των διαφόρων τεχνολογιών

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΑΝΑΛΥΣΗΣ <sup>(1)</sup> (Συνολική εγκατεστ. ισχύς)			ΜΗΧΑΝΕΣ ΕΣΩΤΕΡΙΚΗΣ ΚΑΥΣΗΣ	МІКРОТОУР.	ΚΥΨΕΛΕΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	Ф/B			
Ι	4,8 MW	5,5 MW	11,2 MW	1,0 <sup>(**)</sup> MW	_	_	_		
(22,5 MW)	(2 X 2, 0 + 0, 8)	(1 X 5,5 )	$(5,2 + 4,0 + 2 \times 1,0)$	(0,60+0,40)					
II (21.7 MW)	-	<b>5,5 MW</b> (1 X 5 5 <sup>*</sup> )	$\begin{bmatrix} 11,2 \text{ MW} \\ (5 2^* + 4 0^* + 2 X 1 0^{***}) \end{bmatrix}$	$5,0^{(**)} MW$ (0 60 + 0 40 + 4 X 1 0)	-	-	-		
		5 5 MW	11 2 MW	5 0 <sup>(**)</sup> MW	1 MW				
(22,7 MW)	-	$(1 \times 5,5^*)$	$(5,2^* + 4,0^* + 2 \times 1,0^{***})$	(0,60+0,40+4  X  1,0)	$(2 \times 0,5)$	-	-		
IV (22.7 MW)	-	<b>5,5 MW</b> (1 X 5 5 <sup>*</sup> )	$11,2 \text{ MW} (5 2^* + 4 0^* + 2 \times 1 0^{***})$	$5,0^{(**)} MW$	1  MW (2 X 0 5 <sup>***</sup> )	-	-		
(22,7 101 V)		(1X3,3)	(3,2 + 1,0 + 2 X 1,0 )	<b>5</b> 0 <sup>(**)</sup> MW	(2 A 0,5 )	0.2 MW			
(22,9 MW)	-	$(1 \times 5,5^*)$	$(5,2^*+4,0^*+2 \times 1,0^{***})$	$(0,60 + 0,40 + 4 \times 1,0)$	(2 X 0,5)	(1 X 0,2)	-		
VI		5,5 MW	11,2 MW	5,0 <sup>(**)</sup> MW	1 MW	0,4 MW			
(23,1 MW)	-	$(1 X 5,5^*)$	$(5,2^*+4,0^*+2 \ge 1,0^{***})$	$(0,60 + 0,40 + 4 \times 1,0)$	(2 X 0,5)	(2 X 0,2)	-		
VII		5,5 MW	11,2 MW	5.0 <sup>(**)</sup> MW	1 MW	0,8 MW			
(23,5 MW)	-	$(1 X 5,5^*)$	$(5,2^* + 4,0^* + 2 \times 1,0^{***})$	(0,60 + 0,40 + 4 X 1,0)	(2 X 0,5)	(4 X 0,2)	-		
VIII		5,5 MW	11,2 MW	5,0 <sup>(**)</sup> MW	1 MW	0,4 MW	0,5 MW		
(23,6 MW)	-	$(1 X 5,5^*)$	$(5,2^* + 4,0^* + 2 \times 1,0^{***})$	(0,60 + 0,40 + 4 X 1,0)	(2 X 0,5)	(2 X 0,2)	(10 X 50 kW)		
IX		5,5 MW	11,2 MW	<b>4,0<sup>(**)</sup> MW</b>	1 MW	0,8 MW			
(22,5 MW)	-	$(1 X 5,5^*)$	$(5,2^* + 4,0^* + 2 \times 1,0^{***})$	(0,60 + 0,40 + 3 X 1,0)	(2 X 0,5)	(4 X 0,2)	-		
X		5,5 MW	11,2 MW	4,0 <sup>(**-)</sup> MW	1 MW	0,8 MW			
$(22,5 \text{ MW} + \Sigma \text{AE})$	-	$(1 \text{ X } 5,5^{*+})$	$(5,2^{*+}+4,0^{*+}+2 \times 1,0^{***})$	$(0,60 + 0,40 + 3 \times 1,0)$	(2 X 0,5)	(4 X 0,2)	-		
* ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓ	ΩΓΗΣ ΠΑΡΑΛΛΗ	ΙΛΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓ	IAS <sup>+</sup> MONA $\Delta$ ES	ΠΑΡΑΓΩΓΉΣ ΓΙΑ ΤΗ 🤇	ΦΟΡΤΙΣΗ ΤΩΝ Σ	CAE			
***	**ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΦΕΔΡΙΚΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ								
$\frac{\text{MONA}\Delta\text{E}\Sigma \Sigma \text{YM}\Pi}{(1)}$	ΙΑΡΑΓΩΓΗΣ (CH	<u>P)</u>	<del></del>		· + ·		••		
Γρόπος Λειτουργία	ις Συστήματος: Σύ	νδεση με το δίκτυ	ο – Περίπτωση Ανάλυσης	Ι, Απομονωμένη λειτουρ	γία – Περιπτώσει	ς Ανάλυσης ΙΙ –	Х		

Πίνακας 6.4. Συγκεντρωτική μορφή των εξεταζόμενων περιπτώσεων ανάλυσης του συστήματος

#### Αξιοπιστία Λειτουργίας του Συστήματος

Το διάγραμμα του Σχήματος 6.3 δείχνει τα αποτελέσματα που προέκυψαν σχετικά με τους δείκτες αξιοπιστίας για τη βασική περίπτωση ανάλυσης Ι και τις υπόλοιπες εννέα περιπτώσεις ανάλυσης. Η σύγκρισή τους οδηγεί στα ακόλουθα συμπεράσματα:

- ✓ Η λειτουργία του συστήματος παροχής ισχύος παράλληλα με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής αποτελεί έναν ιδιαίτερα αξιόπιστο τρόπο λειτουργίας, λόγω της αυξημένης στάθμης αξιοπιστίας των ισοδύναμων μονάδων παραγωγής, ενώ η απομονωμένη λειτουργία του συστήματος απαιτεί την εγκατάσταση επιπρόσθετων μονάδων παραγωγής για να διατηρηθούν τα ίδια επίπεδα αξιοπιστίας λειτουργίας του (περίπου ίδια τιμή για τον δείκτη της Αναμενόμενης Διάρκειας Απώλειας Φορτίου, LOLE, στις περιπτώσεις Ι και V).
- Η εγκατάσταση επιπρόσθετων μονάδων παραγωγής πάντοτε βελτιώνει την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος καθώς υπάρχει επιπλέον διαθέσιμη ισχύς για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου του. Όμως, η σχετική βελτίωση εξαρτάται από τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των αντίστοιχων μονάδων. Όταν οι μονάδες αυτές λειτουργούν για συμπαραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (περίπτωση IV), οι αντίστοιχοι δείκτες παρουσιάζουν σχετικά μικρή βελτίωση σε σχέση με την εγκατάσταση των ίδιων μονάδων για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μόνο (περίπτωση III) (ο δείκτης LOLE είναι ίσος με 65,4 ώρες/έτος και 43,3 ώρες/έτος αντίστοιχα στις δύο αυτές περιπτώσεις). Το γεγονός αυτό οφείλεται στον τρόπο λειτουργίας των μονάδων συμπαραγωγής η οποία περιορίζεται μόνο σε μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο της ημέρας κατά την οποία παρουσιάζονται οι απαιτήσεις του θερμικού φορτίου. Κατά τη διάρκεια των υπόλοιπων χρονικών περιόδων της ημέρας, οι μονάδες αυτές δε μπορούν να λειτουργήσουν και να καλύψουν τις ανεπάρκειες των υπόλοιπων μονάδων παραγωγής του συστήματος.
- ✓ Η εγκατάσταση των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας έχει ως αποτέλεσμα τη βελτίωση της αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος, καθώς υπάρχει επιπρόσθετη διαθέσιμη ισχύς για την κάλυψη των ανεπαρκειών των υπόλοιπων μονάδων παραγωγής, όπως φαίνεται από τη σύγκριση της τιμής του δείκτη LOLE που προέκυψε για την περίπτωση ΙΧ με την αντίστοιχη τιμή για την περίπτωση Χ. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει συγκρίνοντας τις αριθμητικές τιμές του δείκτη της Αναμενόμενης Μη Τροφοδοτούμενης Ενέργειας, LOEE, για αυτές τις δύο περιπτώσεις.
- Από τη σύγκριση των τιμών του δείκτη LOEE για τις περιπτώσεις VI και Χ προκύπτει ότι στην  $\checkmark$ περίπτωση Χ η αναμενόμενη μη τροφοδοτούμενη ηλεκτρική ενέργεια είναι σημαντικά μεγαλύτερη (51,3 MWh/έτος έναντι 46,7 MWh/έτος αντίστοιχα) παρόλο που η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος, θεωρώντας το δείκτη της Αναμενόμενης Διάρκειας Απώλειας Φορτίου, LOLE, είναι αυξημένη (32,8 ώρες/έτος έναντι 34,2 ωρών/έτος περίπου). Το γεγονός αυτό έχει ιδιαίτερη σημασία και οφείλεται στην περιορισμένη δυνατότητα λειτουργίας που έχουν τα ΣΑΕ, λόγω των περιορισμών στην αποθηκευμένη ενέργεια που διατηρούν, σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Για παράδειγμα, σε ένα γεγονός απώλειας φορτίου με συνολική γρονική διάρκεια ίση με 4,5 ώρες, μία συμβατική μονάδα μπορεί να λειτουργεί συνεχώς, εφόσον είναι διαθέσιμη. Ακόμα και αν, μετά τη λειτουργία της μονάδας, εξακολουθεί να υφίσταται αδυναμία στην κάλυψη του φορτίου, είναι σίγουρο πως η μη τροφοδοτούμενη ενέργεια θα είναι αρκετά μειωμένη. Όμως, στην περίπτωση της λειτουργίας ενός ΣΑΕ με τα χαρακτηριστικά που έχουν θεωρηθεί στη συγκεκριμένη εφαρμογή, η μέγιστη χρονική διάρκεια λειτουργίας για το ίδιο γεγονός απώλειας φορτίου δε μπορεί να είναι μεγαλύτερη από 2,5 ώρες, όπως προκύπτει από τη σχέση αποθηκευμένης ενέργειας/ισχύς αντιστροφέα (2,4MWh/900kW). Συνεπώς, ακόμα και αν το μη τροφοδοτούμενο φορτίο είναι μικρότερο από 900 kW, με αποτέλεσμα για τις 2,5 πρώτες ώρες να μην παρατηρείται απώλεια φορτίου, κατά το υπολειπόμενο χρονικό διάστημα των 2 επόμενων ωρών το ΣΑΕ δε μπορεί να τεθεί σε λειτουργία με αποτέλεσμα η συνολική μη τροφοδοτούμενη ενέργεια κατά τη διάρκεια του γεγονότος να είναι μεγαλύτερη σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση στην οποία θεωρείται η λειτουργία κάποιας συμβατικής μονάδας παραγωγής. Η συγκεκριμένη διαπίστωση ενισχύεται ακόμα περισσότερο από την υπολογιζόμενη τιμή του δείκτη

της Μέσης Χρονικής Διάρκειας Απώλειας Φορτίου, ADLL, η οποία κυμαίνεται από 4,1 ώρες έως 4,8 ώρες για όλες τις περιπτώσεις ανάλυσης εκτός από την περίπτωση X στην οποία είναι λίγο μεγαλύτερη από 5,4 ώρες. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει και για το Μέσο Μη Τροφοδοτούμενο Φορτίο, EDNS. Με τον τρόπο αυτό καταδεικνύεται η ιδιαίτερη σημασία που έχουν τα τεχνικά χαρακτηριστικά των ΣΑΕ για τη λειτουργία του συστήματος καθώς οι επιπτώσεις που έχουν στη στάθμη αξιοπιστίας λειτουργίας του μπορεί να είναι διαφορετικές ανάλογα με τα κριτήρια που θεωρούνται ως σημαντικότερα (μη τροφοδοτούμενη ισχύς, μη τροφοδοτούμενη ενέργεια, χρονική διάρκεια απώλειας φορτίου ή μη τροφοδοτούμενο φορτίο).



Σχήμα 6.3. Μεταβολή των βασικών δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος για τις δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης

### Ασφάλεια Λειτουργίας του Συστήματος

Στο διάγραμμα του Σχήματος 6.4 φαίνονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν σχετικά με το δείκτη PHEALTHY ο οποίος εκφράζει την πιθανότητα παραμονής του συστήματος στην κατάσταση ασφαλούς λειτουργίας του, εκφρασμένη σε εκατοστιαίο ποσοστό του συνολικού χρόνου. Μπορεί να θεωρηθεί ότι η ασφαλής λειτουργία του συστήματος κυμαίνεται σε αρκετά υψηλά επίπεδα με εξαίρεση τις περιπτώσεις ΙΙ και ΙV. Ιδιαίτερα η περίπτωση X, στην οποία θεωρείται η εγκατάσταση του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, παρουσιάζει την υψηλότερη τιμή του δείκτη, περίπου ίση με 94,2%, γεγονός που καταδεικνύει τη σημαντική συνεισφορά των συστημάτων αυτών στην ασφαλή λειτουργία του συστήματος.



Σχήμα 6.4. Μεταβολή των βασικών δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος για τις δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης

### Κόστος Αξιοπιστίας του Συστήματος

Το διάγραμμα του Σχήματος 6.5 αναπαριστά τη συνεισφορά του κόστους αξιοπιστίας του ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου, δείκτες ΕΙC και ΤΙC αντίστοιχα, στο συνολικό κόστος αξιοπιστίας του συστήματος, δείκτης STIC, για τις δέκα περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν. Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

- Το συνολικό κόστος αξιοπιστίας του συστήματος πάντοτε μειώνεται όσο η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος βελτιώνεται, διότι το κόστος αξιοπιστίας του ηλεκτρικού και του θερμικού φορτίου σημειώνει μείωση.
- ✓ Η εγκατάσταση μονάδων συμπαραγωγής αποτελεί τη μοναδική περίπτωση ανάλυσης στην οποία το σύστημα παρουσιάζει μία χαμηλή τιμή για το συνολικό κόστος αξιοπιστίας ενώ οι αντίστοιχες υπολογιζόμενες αριθμητικές τιμές για τους δείκτες αξιοπιστίας είναι σχετικά υψηλοί. Η αριθμητική τιμή του δείκτη STIC στη περίπτωση ανάλυσης IV είναι μικρότερη από την αντίστοιχη τιμή για τις περιπτώσεις Ι, ΙΙΙ, V και ΙΧ παρόλο που η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος στην περίπτωση αυτή κυμαίνεται σε σχετικά χαμηλά επίπεδα. Η διαπίστωση αυτή οφείλεται στο γεγονός ότι η λειτουργία των μονάδων συμπαραγωγής μειώνει το συνολικό κόστος διακοπής του συστήματος, καθώς το κόστος του μη τροφοδοτούμενου θερμικού φορτίου μειώνεται σημαντικά (ο δείκτης TIC είναι σχεδόν μηδέν σε αυτή τη περίπτωση) παρόλο που οι αντίστοιχοι δείκτες που αφορούν το ηλεκτρικό φορτίο κυμαίνονται σε σχετικά υψηλά επίπεδα.
- ✓ Η περίπτωση ανάλυσης Χ, που υποθέτει την εγκατάσταση του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, παρουσιάζει σχετικά αυξημένο κόστος αξιοπιστίας του ηλεκτρικού φορτίου έναντι της αντίστοιχης τιμής που προκύπτει για την περίπτωση VI (158,4\*10<sup>3</sup>€ και 153,4\*10<sup>3</sup>€ αντίστοιχα), παρόλο που η στάθμη αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος, θεωρώντας το δείκτη της αναμενόμενης διάρκειας απώλειας φορτίου LOLE, παρουσιάζεται βελτιωμένη. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αυξημένη μη τροφοδοτούμενη ηλεκτρική ενέργεια που έχει η περίπτωση Χ, όπως εξηγείται αναλυτικά παραπάνω στα συμπεράσματα σχετικά με την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος.



Σχήμα 6.5. Συνεισφορά του κόστους αξιοπιστίας του ηλεκτρικού και θερμικού φορτίου στο συνολικό κόστος αξιοπιστίας του συστήματος για τις έντεκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης

### Συνολικό Κόστος Λειτουργίας του Συστήματος

Τα διαγράμματα των Σχημάτων 6.6 και 6.7 δείχνουν τις μεταβολές που παρουσιάζουν τα ευρεθέντα αποτελέσματα στις δέκα περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν και αφορούν τους βασικούς δείκτες κόστους και το κανονικοποιημένο ισοδύναμο ετήσιο κόστος του συστήματος αντίστοιχα. Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών προκύπτει ότι:

- Η λειτουργία του συστήματος παροχής ισχύος παράλληλα με το κεντρικό δίκτυο μεταφοράς και διανομής καταλήγει σε αυξημένο ισοδύναμο ετήσιο κόστος για το σύστημα λόγω των αυξημένων εκπομπών ρύπων CO<sub>2</sub> που προκύπτουν από τη χρήση του κεντρικού δικτύου μεταφοράς και διανομής.
- ✓ Η λειτουργία του συστήματος παροχής ισχύος ως απομονωμένο σύστημα οδηγεί σε επιπρόσθετα κόστη εγκατάστασης λόγω των αντίστοιχων μονάδων που απαιτούνται για να αναπληρώσουν την απουσία του κεντρικού δικτύου (η αριθμητική τιμή του δείκτη GEAC αυξάνει σταδιακά στις περιπτώσεις ανάλυσης ΙΙΙ, V, VI, VII και VIII). Όμως, το συνολικό ισοδύναμο ετήσιο κόστος του συστήματος (δείκτης TEAC) παρουσιάζει μείωση διότι τα αντίστοιχα κόστη μη τροφοδοτούμενης ενέργειας μειώνονται σημαντικά. Επιπλέον, η μείωση αυτή οφείλεται κατά ένα μέρος στο γεγονός ότι οι εγκατεστημένες μονάδες παραγωγής έχουν χαμηλότερες εκπομπές CO₂ από τις αντίστοιχες εκπομπές των ισοδύναμων μονάδων του δικτύου, με αποτέλεσμα να επιτυγχάνεται οικονομικό κέρδος από το μηχανισμό της εμπορίας δικαιωμάτων ρύπων.
- ✓ Όταν στο σύστημα εγκαθίστανται επιπρόσθετες μονάδες παραγωγής, οι μεταβολές του κανονικοποιημένου ισοδύναμου ετήσιου κόστους του συστήματος, δείκτης EQACR, εξαρτώνται από τον τύπο των αντίστοιχων μονάδων και τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ τους. Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των περιπτώσεων ανάλυσης ΙΙ έως ΙΧ.
- Η λειτουργία συγκεκριμένων μονάδων παραγωγής για συμπαραγωγικούς σκοπούς καταλήγει σε ένα σχετικά χαμηλό κόστος μη τροφοδοτούμενης ενέργειας για το σύστημα, όπως εξηγείται προηγούμενα.
   Όμως, το κανονικοποιημένο ισοδύναμο ετήσιο κόστος του συστήματος αυξάνεται εξαιτίας της εγκατάστασης των αντίστοιχων μονάδων (περιπτώσεις ανάλυσης ΙΙ και IV).

Το διάγραμμα του Σχήματος 6.8 απεικονίζει τις μεταβολές που αφορούν το λόγο της αύξησης του ετήσιου κόστους του συστήματος προς τη βελτίωση της αξιοπιστίας λειτουργίας του για εννέα περιπτώσεις ανάλυσης, όταν οι αριθμητικές τιμές των δεικτών TEAC και LOLE κάθε περίπτωσης συγκρίνονται με τις αντίστοιχες τιμές που προκύπτουν για τη περίπτωση ανάλυσης ΙΙ. Η συγκεκριμένη περίπτωση είναι αυτή με τη χαμηλότερη στάθμη αξιοπιστίας λειτουργίας για το σύστημα (υψηλότερη τιμή για το δείκτη LOLE) και, επομένως, θεωρείται ως η περίπτωση αναφοράς. Όπως φαίνεται από το διάγραμμα, η περίπτωση ανάλυσης ΙΙΙ είναι η μοναδική περίπτωση με αρνητική τιμή για το σύγκεκριμένο λόγο, γεγονός που σημαίνει ότι ενώ το συνολικό κόστος του συστήματος μειώνεται, η αξιοπιστία λειτουργίας του βελτιώνεται και, επομένως, ο συγκεκριμένος λειτουργικός σχεδιασμός αποτελεί τη βέλτιστη επιλογή για τη λειτουργία του συστήματος. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των διαγραμμάτων που φαίνονται στα Σχήματα 6.6 και 6.7 καθώς, όπως φαίνεται, η λειτουργία του συστήματος σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά της περίπτωσης ανάλυσης ΙΙΙ παρουσιάζει τις χαμηλότερες τιμές για το συνολικό ισοδύναμο ετήσιο κόστος (δείκτης ΤΕΑC) και το κανονικοποιημένο συνολικό ισοδύναμο ετήσιο κόστος (δείκτης ΕQACR) αντίστοιχα.



Σχήμα 6.6. Μεταβολές των βασικών δεικτών κόστους του συστήματος για τις δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης



Σχήμα 6.7. Μεταβολές του κανονικοποιημένου ισοδύναμου ετήσιου κόστους του συστήματος (EQACR) για τις δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης



Σχήμα 6.8. Λόγος της αύξησης του συνολικού ισοδύναμου ετήσιου κόστους του συστήματος προς τη βελτίωση της αξιοπιστίας λειτουργίας του για εννέα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης σε σχέση με τις αντίστοιχες τιμές για την Περίπτωση Ανάλυσης ΙΙ

#### Δειτουργική απόδοση μονάδων αναμονής (standby)

Στο διάγραμμα του Σχήματος 6.9 αναπαριστώνται γραφικά οι μεταβολές των αποτελεσμάτων που προέκυψαν και αφορούν τους σημαντικότερους δείκτες ποσοτικοποίησης της λειτουργικής απόδοσης των μονάδων αναμονής του συστήματος. Πρόκειται για την αναμενόμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες αυτές εκφρασμένη σε MWh/έτος (δείκτης EGSTBY) και σε ποσοστό της συνολικής παραγόμενης ενέργειας του συστήματος (δείκτης AVPSTBY). Επίσης, φαίνονται οι μεταβολές του δείκτη της ετήσιας χρονικής διάρκειας των ενδεχομένων κατά τα οποία μία τουλάχιστον μονάδα αναμονής τέθηκε σε λειτουργία (δείκτης AEVSTBY). Όπως φαίνεται, η λειτουργία των μονάδων αναμονής αυξάνεται σημαντικά όσο το επίπεδο της αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος μειώνεται. Όμως, στην περίπτωση Ι κατά την οποία θεωρείται η παράλληλη λειτουργία του συστήματος με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού, η συγκεκριμένη διαπίστωση δεν ισχύει. Το γεγονός αυτό οφείλεται κυρίως στο μικρό αριθμό μονάδων αναμονής που είναι εγκατεστημένες στο σύστημα σε σχέση με τον αριθμό των μονάδων που υπάρχουν στις υπόλοιπες περιπτώσεις (δύο έναντι έξι αντίστοιχα) και απαιτούνται για να αντικαταστήσουν την αποσύνδεση από το δίκτυο. Επίσης, προκύπτει το συμπέρασμα πως παρά το γεγονός ότι η χρονική διάρκεια λειτουργίας των μονάδων αυτών είναι αρκετά υψηλή (η μέγιστη τιμή της αγγίζει τις 4000 ώρες/έτος για την περίπτωση ΙV), η συνεισφορά τους στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος είναι ιδιαίτερα χαμηλή καθώς η αριθμητική τιμή του δείκτη AVPSTBY δεν ξεπερνάει το 3,4% της συνολικής παραγόμενης ενέργειας σε καμία από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις ανάλυσης. Το συγκεκριμένο γεγονός δείχνει ότι η λειτουργία των μονάδων αυτών γίνεται κατά ένα μεγάλο ποσοστό για την κάλυψη των απαιτήσεων του κριτηρίου στρεφόμενης εφεδρείας του συστήματος με αποτέλεσμα τα επίπεδα φόρτισής τους να είναι ιδιαίτερα χαμηλά και κοντά στο τεχνικό ελάχιστό τους.



Σχήμα 6.9. Μεταβολές βασικών δεικτών ποσοτικοποίησης της λειτουργίας των μονάδων αναμονής του συστήματος για δέκα εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης

Κατηγορία Δεικτών	Περίπτωση Ανάλυσης Δείκτης	Ι	Π	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
	LOLE (ώρες/έτος)	36,22	69,66	43,29	65,40	37,93	34,23	26,82	34,30	39,49	32,83
Αξιοπιστία	LOEE (MWh/έτος)	56,196	93,653	61,050	81,589	52,236	46,742	35,008	47,769	53,496	51,292
Λειτουργίας	EDNS (MW)	1,55	1,34	1,41	1,25	1,38	1,37	1,31	1,39	1,35	1,56
	FLOL (γεγ./έτος)	7,52	16,58	9,61	15,98	8,49	7,68	6,12	7,69	9,04	6,04
	ADLL (ώρες)	4,81	4,20	4,50	4,09	4,47	4,46	4,39	4,46	4,37	5,43
Ασωαλής	<b>PHEALTH</b> (ώρες/έτος)	8116,57	7607,82	7988,35	7571,42	8050,98	8101,01	8197,23	8120,21	8036,97	8249,37
Λειτουργία	FRHEALTH (γεγ./έτος)	93,13	157,83	111,64	170,16	103,87	97,71	86,08	94,84	103,33	79,15
	DHEALTH (ώρες)	87,15	48,20	71,55	44,50	77,51	82,91	95,23	85,62	77,78	104,23
	EIC (10 <sup>3</sup> €/έτος)	178,564	292,959	196,401	273,817	168,394	153,372	118,217	156,251	173,512	158,430
	<b>EICR</b> (10 <sup>3</sup> €/ώρα)	4,931	4,206	4,537	4,187	4,439	4,481	4,408	4,556	4,393	4,826
Κόστος	IEEARS (10 <sup>3</sup> €/MWh)	3,178	3,128	3,217	3,356	3,224	3,281	3,377	3,271	3,243	3,089
Αξιοπιστίας	<b>TIC</b> (10 <sup>3</sup> €/έτος)	168,410	162,342	169,363	0	166,838	166,758	163,691	163,592	163,689	163,444
	<b>TICR</b> (10 <sup>3</sup> €/ώρα)	1,325	1,320	1,329	0	1,330	1,329	1,333	1,328	1,336	1,331
	<b>STIC</b> (10 <sup>3</sup> €/έτος)	346,974	455,302	365,764	273,817	335,232	320,130	281,908	319,842	337,202	321,874
	EC (10 <sup>3</sup> €/έτος)	-123,827	217,393	215,204	221,348	215,124	215,523	215,314	224,560	215,614	216,029
Συνολικό	<b>GEAC</b> (10 <sup>3</sup> €/έτος)	5311,874	5343,724	5421,213	5582,437	5536,515	5654,904	5891,532	5903,747	5867,569	5868,927
Κόστος	<b>ΤΕΑC</b> (10 <sup>3</sup> €/έτος)	5782,675	5581,633	5571,774	5634,906	5656,622	5759,512	5958,126	5999,029	5989,157	5974,772
	EQACR (€/MWh)	72,209	69,731	69,580	70,386	70,631	71,911	74,380	74,903	74,785	74,597
	EGNT (MWh/έτος)	14766,326	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	EGPR (MWh/έτος)	60972,265	73012,986	73190,906	72972,986	73253,642	73279,795	73358,223	72515,997	73384,169	73361,724
Ισοζύγιο	EGSTBY (MWh/έτος)	143,898	2705,710	1785,559	2709,456	1619,337	1487,995	1234,955	1451,624	1148,127	1159,269
Ενέργειας	EGCHP (MWh/έτος)	4200,140	4326,476	4319,790	4374,795	4317,319	4318,243	4320,901	4303,627	4326,718	4328,992
	EGDG (MWh/έτος)	-	-	781,519	-	896,291	1006,050	1189,738	1819,808	1226,314	1243,829
	<b>EGSM</b> (MWh/ $\epsilon\tau$ o $\varsigma$ )	80082,629	80045,172	80077,775	80057,237	80086,589	80092,084	80103,817	80091,056	80085,329	80093,814

Πίνακας 6.5. Βασικοί δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας και κόστους λειτουργίας του συστήματος

### 6.7. Συμπεράσματα

Τα σύγχρονα συστήματα παροχής ισχύος σε βιομηχανικές και εμπορικές εγκαταστάσεις αναπτύσσουν νέες λειτουργικές πρακτικές και διαδικασίες έτσι ώστε να επιτύχουν υψηλότερα επίπεδα αξιοπιστίας λειτουργίας διατηρώντας, όσο γίνεται, πιο χαμηλό το αντίστοιχο κόστος. Η βασική πηγή ισχύος των συστημάτων αυτών είναι το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού. Όμως, οι νέες τάσεις και οι μελλοντικές προοπτικές θεωρούν τη λειτουργία όλο και περισσότερων ιδιόκτητων μονάδων παραγωγής διάφορων τεχνολογιών οι οποίες μπορούν να περιορίσουν σημαντικά την παρεχόμενη ισχύ από το δίκτυο ή ακόμα και να οδηγήσουν στην πλήρη αποσύνδεση από αυτό. Στα πλαίσια αυτά, κρίνεται απαραίτητη η πραγματοποίηση κατάλληλων μελετών έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η βέλτιστη τεχνικοοικονομικά απόδοση του συστήματος και η επιτυχημένη μετάβαση στον τρόπο λειτουργίας.

Στο παρόν Κεφάλαιο 6 της διδακτορικής διατριβής παρατίθενται τα κύρια χαρακτηριστικά μίας υπολογιστικής μεθοδολογίας η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ποσοτικοποίηση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων παροχής ισχύος σε βιομηχανικούς και εμπορικούς καταναλωτές. Η μεθοδολογία αυτή λαμβάνει υπόψη όλα τα ιδιαίτερα λειτουργικά χαρακτηριστικά που παρουσιάζουν τα συστήματα αυτά, όπως είναι η σύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού, οι απαιτήσεις σε θερμικό φορτίο που έχουν, κλπ. Σημαντικό τμήμα της αναπτυγμένης μεθοδολογίας αποτελεί η αξιολόγηση της οικονομικής απόδοσης του συστήματος με τον υπολογισμό κατάλληλων δεικτών που ποσοτικοποιούν τη λειτουργία του συστήματος σε βάθος χρόνου ανάλογα με το χρόνο ζωής του υφιστάμενου εξοπλισμού (μονάδες παραγωγής). Ιδιαίτερη βαρύτητα δίνεται στην ποσοτικοποίηση της περιβαλλοντικής απόδοσης του συστήματος υπολογίζοντας τις αντίστοιχες εκπομπές ρύπων και τον υφιστάμενο μηχανισμό εμπορίας δικαιωμάτων. Η εφαρμογή της αναπτυγμένης μεθοδολογίας περιλαμβάνει την ανάλυση της λειτουργίας ενός τυπικού συστήματος παροχής ισχύος σε ένα βιομηγανικό καταναλωτή και εξετάζει εναλλακτικούς σχεδιασμούς στον τρόπο λειτουργίας του, όπως την αποσύνδεση από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού, την εγκατάσταση επιπρόσθετων ιδιόκτητων μονάδων παραγωγής και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, κλπ. Τα ευρεθέντα αποτελέσματα παρουσιάστηκαν με τη χρήση κατάλληλων διαγραμμάτων και προέκυψε ένα πλήθος χρήσιμων συμπερασμάτων τα σημαντικότερα από τα οποία είναι τα ακόλουθα:

- ✓ Η λειτουργία του συστήματος παροχής ισχύος παράλληλα με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής αποτελεί έναν ιδιαίτερα αξιόπιστο τρόπο λειτουργίας ενώ η απομονωμένη λειτουργία του απαιτεί την εγκατάσταση επιπρόσθετων μονάδων παραγωγής για να διατηρηθούν τα ίδια επίπεδα αξιοπιστίας λειτουργίας. Όμως, η σχετική βελτίωση που σημειώνεται κάθε φορά εξαρτάται από τα λειτουργικά και τεχνολογικά χαρακτηριστικά των αντίστοιχων μονάδων (π.χ. μικρότερη βελτίωση όταν εγκαθίστανται μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας).
- ✓ Η εγκατάσταση των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας έχει ως αποτέλεσμα την εξασφάλιση υψηλότερης στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας και τη βελτίωση της αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος, καθώς υπάρχει επιπρόσθετη διαθέσιμη ισχύς για την κάλυψη των ανεπαρκειών των υπόλοιπων μονάδων παραγωγής. Όμως, ιδιαίτερη σημασία πρέπει να δίνεται στα τεχνικά χαρακτηριστικά των ΣΑΕ, όπως είναι η ισχύς του αντιστροφέα και η μέγιστη αποθηκευμένη ενέργεια, καθώς οι επιπτώσεις που έχουν στη στάθμη αξιοπιστίας λειτουργίας του συστήματος μπορεί να είναι διαφορετικές ανάλογα με τα κριτήρια που θεωρούνται ως σημαντικότερα.
- ✓ Η λειτουργία του συστήματος παροχής ισχύος παράλληλα με το κεντρικό δίκτυο μεταφοράς και διανομής καταλήγει σε αυξημένο ισοδύναμο ετήσιο κόστος για το σύστημα λόγω των αυξημένων εκπομπών ρύπων CO₂ που προκύπτουν από τη χρήση του κεντρικού δικτύου μεταφοράς και διανομής. Αντίθετα, παρόλο που η λειτουργία του συστήματος παροχής ισχύος ως απομονωμένο σύστημα οδηγεί σε επιπρόσθετα κόστη εγκατάστασης λόγω των αντίστοιχων μονάδων που απαιτούνται για να αναπληρώσουν την απουσία του κεντρικού δικτύου, το συνολικό ισοδύναμο ετήσιο κόστος του

συστήματος παρουσιάζει μείωση διότι τα αντίστοιχα κόστη αξιοπιστίας μειώνονται σημαντικά και οι εγκατεστημένες μονάδες παραγωγής έχουν χαμηλότερες εκπομπές CO<sub>2</sub> από τις αντίστοιχες εκπομπές των ισοδύναμων μονάδων του δικτύου.

Σε κάθε περίπτωση, η εγκατάσταση στο σύστημα επιπρόσθετων μονάδων παραγωγής επιφέρει διαφορετικές μεταβολές στο κανονικοποιημένο ισοδύναμο ετήσιο κόστος του συστήματος οι οποίες εξαρτώνται από τον τύπο των αντίστοιχων μονάδων και τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ τους.

Τέλος, σημειώνεται ότι η μεθοδολογία που έχει αναπτυχθεί μπορεί να παρέχει ιδιαίτερα σημαντικές πληροφορίες για το κόστος και τα οφέλη που προκύπτουν από τη σύνδεση του συστήματος παροχής ισχύος στο δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού και από την παράλληλη λειτουργία με αυτό. Παράλληλα, μπορεί να αποτελέσει ένα χρήσιμο και εύχρηστο εργαλείο για τον καθορισμό του βέλτιστου τεχνικοοικονομικά τρόπου λειτουργίας του συστήματος συγκρίνοντας το κέρδος που προκύπτει από κάθε επένδυση με το αντίστοιχο κόστος που απαιτείται.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

# Μοντελοποίηση και Ανάλυση της Αξιοπιστίας Λειτουργίας και της Λειτουργικής Απόδοσης των Μικροδικτύων

# 7.1. Εισαγωγή

Τα Μικροδίκτυα αποτελούν δίκτυα Χαμηλής Τάσης τα οποία περιλαμβάνουν μονάδες διασπαρμένης παραγωγής, διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας και ελεγχόμενα φορτία [114]. Βασικό χαρακτηριστικό τους είναι η δυνατότητα να λειτουργούν διασυνδεδεμένα με το δίκτυο Μέσης Τάσης και η εναλλακτική απομονωμένη λειτουργία με οργανωμένο και ελεγχόμενο τρόπο, όταν διακοπεί η διασύνδεση με αυτό. Η ενσωμάτωση των Μικροδικτύων στα σύγχρονα συστήματα διανομής αποτελεί μία ιδιαίτερα ελκυστική προοπτική καθώς προσφέρουν σημαντικά οικονομικά, λειτουργικά και περιβαλλοντικά πλεονεκτήματα [115] – [117]. Ένα σημαντικό πλεονέκτημά τους είναι η χρησιμοποίηση τοπικά της θερμότητας που αποβάλλεται κατά τη μετατροπή του καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια με κατάλληλες μονάδες συμπαραγωγής. Η χρήση αυτής της θερμότητας μειώνει τις εκπομπές αερίων ρύπων και αυξάνει σημαντικά την αποδοτικότητα της χρήσης πρωτογενών πηγών ενέργειας. Επίσης, η ανάπτυξη Μικροδικτύων και η ευρεία χρήση συστημάτων διασπαρμένης παραγωγής μπορούν να συμβάλλουν στη μείωση του φαινομένου του θερμοκηπίου καθώς η λειτουργία τους είναι βασισμένη σε μεγάλο βαθμό στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας [44] και σε μικρές μονάδες παραγωγής σύγχρονων τεχνολογιών [118] που χαρακτηρίζονται από πολύ χαμηλές εκπομπές καυσαερίων, ενώ, το γεγονός ότι η παραγωγή ενέργειας πραγματοποιείται κοντά στα σημεία ζήτησης οδηγεί στη μείωση των απωλειών.

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά μίας υπολογιστικής μεθοδολογίας, που έχει αναπτυχθεί εφαρμόζοντας τις αρχές της ακολουθιακής μεθόδου προσομοίωσης Monte – Carlo, και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εκτίμηση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της γενικότερης λειτουργικής απόδοσης των Μικροδικτύων. Η μεθοδολογία αυτή προσομοιώνει ρεαλιστικά τα ιδιαίτερα λειτουργικά χαρακτηριστικά των Μικροδικτύων, ενώ ιδιαίτερη σημασία δίνεται στις μονάδες διασπαρμένης παραγωγής που εγκαθίστανται σε κατάλληλους ζυγούς των δικτύων. Σημαντικό τμήμα της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας αποτελεί η προσομοίωση των λειτουργικών διαδικασιών που εκτελούνται και αφορούν την ενεργοποίηση κατάλληλων διακοπτών (Κανονικά Ανοικτοί Διακόπτες) έτσι ώστε να καθίσταται δυνατή η ροή της ισχύος, μέσω εναλλακτικών διαδρομών, όταν συγκεκριμένα τμήματα του δικτύου απομονώνονται ως αποτέλεσμα βλαβών των στοιχείων του. Τέλος, η μεθοδολογία χρησιμοποιείται για την εκτίμηση της συνολικής λειτουργικής απόδοσης ενός τυπικού δικτύου χαμηλής τάσης που λειτουργεί με τη δομή ενός Μικροδικτύου αναλύοντας εναλλακτικές περιπτώσεις σχεδιασμού και λειτουργίας του.

# 7.2. Βασικά Χαρακτηριστικά Μοντελοποίησης των Μικροδικτύων

Η ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης των δικτύων χαμηλής τάσης, που μπορούν να λειτουργήσουν ως τυπικά Μικροδίκτυα, απαιτεί τη ρεαλιστική μοντελοποίηση των χαρακτηριστικών που επηρεάζουν τη λειτουργία τους [119]. Τα σημαντικότερα από τα χαρακτηριστικά αυτά κύρια αφορούν την τοπολογία του δικτύου και είναι τα ακόλουθα:

• Μία ή περισσότερες γραμμές διανομής ακτινικής τοπολογίας συνδέονται σε έναν υποσταθμό MT/XT της επιχείρησης ηλεκτρισμού ο οποίος αποτελεί τη βασική πηγή ισχύος του Μικροδικτύου για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου των καταναλωτών του [120]. Η πηγή αυτή προσομοιώνεται από μία ισοδύναμη μονάδα παραγωγής με πολλαπλές καταστάσεις λειτουργίας ενώ η αντίστοιχη ισχύς εξόδου μπορεί να θεωρηθεί ότι είναι σταθερή ή ότι αποτελεί στοχαστική μεταβλητή με συγκεκριμένη κατανομή

πιθανότητας (π.χ. την κανονική κατανομή). Στην περίπτωση αυτή, η μέση τιμή και η τυπική απόκλιση της παραγόμενης ισχύος χρειάζεται να καθορισθούν ως δεδομένα εισόδου. Επιπλέον, για τη βασική πηγή ισχύος του δικτύου θεωρείται μία συνάρτηση κόστους λειτουργίας (σε c€/kWh) που μεταβάλλεται για κάθε ώρα του έτους (8760 τιμές) ανάλογα με τις τιμές που καθορίζονται στα πλαίσια της ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

- Οι ζυγοί του Μικροδικτύου μπορεί να είναι απλοί ζυγοί ή ζυγοί φορτίου στους οποίους συνδέονται συγκεκριμένοι καταναλωτές. Κάθε ζυγός φορτίου τροφοδοτεί καταναλωτές συγκεκριμένης κατηγορίας (οικιακούς, εμπορικούς, βιομηχανικούς, κλπ.) και το φορτίο του διακρίνεται σε αποκοπτόμενο και μηαποκοπτόμενο ή σταθερό. Η διάκριση αυτή εκφράζεται ως ποσοστό της ζήτησης της αντίστοιχης αιχμής (π.χ. 80% σταθερό και 20% αποκοπτόμενο φορτίο) και καθορίζεται ανάλογα με τη δυνατότητα αποκοπής που υπάρχει, όταν αυτό απαιτείται στις κρίσιμες καταστάσεις λειτουργίας του συστήματος. Αυτή η διαδικασία αποκοπής εκτελείται σύμφωνα με μία κατάλληλη σειρά κρισιμότητας που περιλαμβάνει όλους τους ζυγούς φορτίου του συστήματος, κατά αύξουσα σειρά, από το λιγότερο στον περισσότερο κρίσιμο ανάλογα με το είδος του φορτίου που αφορούν (π.χ. μία διεργασία μεγάλης σημασίας για ένα βιομηχανικό καταναλωτή θα κατέχει χαμηλή θέση στη σχετική λίστα και, επομένως, η αποκοπής.).
- Η συνολική ζήτηση φορτίου του Μικροδικτύου, για κάθε ώρα του έτους, καθορίζεται λαμβάνοντας υπόψη την ετήσια καμπύλη της ωριαίας μεταβολής της ζήτησης φορτίου για όλους τους καταναλωτές του. Η καμπύλη αυτή (8760 τιμές) εκφράζεται ως ποσοστό της ζήτησης της αντίστοιχης αιχμής και εξαρτάται από την κατηγορία του κάθε καταναλωτή.
- Διαφορετικές γραμμές διανομής του Μικροδικτύου μπορούν να συνδέονται μέσω Κανονικά Ανοικτών Διακοπτών (ΚΑΔ) όταν αυτό απαιτείται. Κατάλληλες διαδικασίες ενεργοποίησης των διακοπτών αυτών μπορούν να πραγματοποιηθούν έτσι ώστε να προκύψουν νέες εναλλακτικές διαδρομές ροής της διαθέσιμης ισχύος και να αποφευχθεί ένα γεγονός απώλειας φορτίου σε καταστάσεις στις οποίες κάποιο στοιχείο των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου υποστεί βλάβη που θα οδηγήσει στην απομόνωση συγκεκριμένων κλάδων και στη διαμόρφωση νέων υποσυστημάτων στην τοπολογία του δικτύου.

# 7.3. Μεθοδολογία Υπολογισμού

Η μεθοδολογία που έχει αναπτυχθεί για την ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης των Μικροδικτύων λαμβάνει υπόψη τα βασικά χαρακτηριστικά της μοντελοποίησής τους και τα ιδιαίτερα λειτουργικά χαρακτηριστικά κάθε τεχνολογίας μονάδων διασπαρμένης παραγωγής, όπως αυτά περιγράφονται στην Ενότητα 2.6 της συγκεκριμένης διδακτορικής διατριβής. Η διαδικασία επιλογής των βέλτιστων σημείων εγκατάστασης των μονάδων παραγωγής εντός του Μικροδικτύου αποτελεί μία πολυσύνθετη διαδικασία. Πρέπει να σημειωθεί ότι οι συνέπειες που προκαλούν οι βλάβες των στοιχείων των γραμμών διανομής στη λειτουργία του συστήματος δε λαμβάνονται υπόψη. Επιπλέον, στην αναπτυχθείσα μεθοδολογία έχει ενσωματωθεί ένας κατάλληλος αλγόριθμος ο οποίος προσομοιώνει τη διαδικασία ένταξης των διάφορων μονάδων παραγωγής που εκτελείται σε κάθε χρονικό διάστημα προσομοίωσης (ώρα) για την κάλυψη της ζήτησης του ηλεκτρικού φορτίου των καταναλωτών και των θερμικών απαιτήσεων του συστήματος.

Ο αλγόριθμος αυτός λαμβάνει υπόψη μόνο τις διαθέσιμες μονάδες παραγωγής (διασπαρμένης παραγωγής και ισοδύναμες μονάδες δικτύου) που δεν ευρίσκονται σε κατάσταση βλάβης ή συντήρησης. Υποτίθεται ότι η διαθέσιμη ισχύς από τις μονάδες των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά συστήματα) απορροφάται ως πρώτη προτεραιότητα από το σύστημα καθώς το λειτουργικό κόστος τους θεωρείται ότι είναι ίσο με μηδέν [121], [122]. Επιπλέον, κατάλληλες μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (κυρίως μικροτουρμπίνες και κυψέλες καυσίμου) τίθενται σε λειτουργία για να καλύψουν τη ζήτηση του θερμικού φορτίου του Μικροδικτύου κατά τη διάρκεια των χρονικών περιόδων της ημέρας στις οποίες εμφανίζονται οι ανάγκες αυτές [123]. Η αντίστοιχη

παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς των μονάδων αυτών απορροφάται ως το επόμενο βήμα στη διαδικασία κάλυψης του ηλεκτρικού φορτίου του Μικροδικτύου. Το υπολειπόμενο ηλεκτρικό φορτίο καλύπτεται από την κύρια πηγή ισχύος του Μικροδικτύου, που είναι το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού, διότι το κόστος λειτουργίας του είναι, συνήθως, μικρότερο από το αντίστοιχο κόστος των μικροτουρμπίνων και των κυψελών καυσίμου. Όμως, όταν σε συγκεκριμένες χρονικές περιόδους της ημέρας, κυρίως τις ώρες κατά τις οποίες παρατηρείται η ζήτηση της αιχμής του φορτίου, το κόστος παροχής από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής είναι μεγαλύτερο από το κόστος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων διασπαρμένης παραγωγής, αυτή η διαδικασία ένταξης τροποποιείται. Στις περιόδους αυτές, οι μικροτουρμπίνες και οι κυψέλες καυσίμου τίθενται σε λειτουργία πριν από το δίκτυο μεταφοράς και διαθέζες καυσίμου τίθενται σε λειτουργία πριν από το δίκτυο μεταφοράς και διαθέζεται το λειτουργικό κόστος του Μικροδικτύου, Σε κάθε περίπτωση, όταν η ισχύς όλων των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής δεν επαρκεί για την κάλυψη της συνολικής ζήτησης του φορτίου του Μικροδικτύου, όλες οι μονάδες τίθενται σε λειτουργία σύμφωνα με τη σειρά προτεραιότητας που καθορίζεται λαμβάνοντας υπόψη το αντίστοιχο ωριαίο κόστος λειτουργίας τους.

Ο κύριος σκοπός της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας είναι ο υπολογισμός των πέντε βασικών δεικτών αξιοπιστίας και των τριών δεικτών κόστους αξιοπιστίας για το σύνολο του Μικροδικτύου και για κάθε καταναλωτή ξεχωριστά. Επιπλέον, υπολογίζονται κατάλληλοι δείκτες ποσοτικοποίησης της λειτουργικής απόδοσης της βασικής πηγής ισχύος του συστήματος (δίκτυο διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού) και κάθε τεχνολογίας των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη τη συνεισφορά τους στο ενεργειακό ισοζύγιο του Μικροδικτύου και την ετήσια διάρκεια λειτουργίας τους. Αναλυτικά, οι σημαντικότεροι από τους υπολογιζόμενους δείκτες είναι οι ακόλουθοι:

- Αναμενόμενη διάρκεια απώλειας φορτίου (LOLE) σε ώρες/έτος.
- Αναμενόμενη μη τροφοδοτούμενη ενέργεια (LOEE) σε kWh/έτος.
- Αναμενόμενη συχνότητα απώλειας φορτίου (FLOL) σε γεγονότα/έτος.
- Μέσο μη τροφοδοτούμενο φορτίο (EDNS) σε kW.
- Μέση διάρκεια απώλειας φορτίου (ADLL) σε ώρες.
- Συνολικό κόστος αξιοπιστίας (IC) σε €/έτος.
- Κανονικοποιημένο κόστος αξιοπιστίας (ICR) σε €/ώρα.
- Κανονικοποιημένο κόστος μη τροφοδοτούμενης ενέργειας (IEARS) σε €/kWh.
- Αναμενόμενη συνολική ετήσια παραγόμενη ενέργεια από το σύστημα (EGSM) σε MWh/έτος.
- Αναμενόμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τη βασική πηγή ισχύος (EGNS) και τις μονάδες διασπαρμένης παραγωγής (EGDG)σε MWh/έτος.
- Αναμενόμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τις μικροτουρμπίνες (EGMT) και τις κυψέλες καυσίμου (EGFC) σε MWh/έτος.
- Αναμενόμενη ετήσια παραγόμενη ενέργεια από τις Α/Γ (EGWD) και τα Φ/Β συστήματα (EGPV)σε MWh/έτος.

Πρέπει να σημειωθεί ότι η τιμή για το συνολικό κόστος αξιοπιστίας του Μικροδικτύου (δείκτης IC) προκύπτει από το άθροισμα των επιμέρους τιμών για κάθε καταναλωτή του. Οι τιμές αυτές υπολογίζονται χρησιμοποιώντας τις κατάλληλες συναρτήσεις του κόστους αξιοπιστίας για την αντίστοιχη κατηγορία καταναλωτών. Στο Σχήμα 7.1 φαίνονται οι συναρτήσεις αυτές για τρεις κατηγορίες καταναλωτών του Ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (βιομηχανικούς, εμπορικούς, οικιακούς), όπως προέκυψαν μετά από σχετική μελέτη που πραγματοποιήθηκε στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Επιπλέον, το κανονικοποιημένο κόστος αξιοπιστίας (δείκτης ICR) και το κανονικοποιημένο κόστος μη τροφοδοτούμενης ενέργειας του Μικροδικτύου (δείκτης IEARS) υπολογίζονται από το πηλίκο του συνολικού κόστους αξιοπιστίας προς την αναμενόμενη διάρκεια απώλειας φορτίου και την αναμενόμενη μη τροφοδοτούμενη ενέργεια του Μικροδικτύου αντίστοιχα.



Σχήμα 7.1. Συναρτήσεις κόστους αξιοπιστίας διαφόρων καταναλωτών στην Ελλάδα

### 7.4. Χαρακτηριστικά Μοντελοποίησης Διακοπτών Ισχύος

Κατά τη διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής του Μικροδικτύου, που περιγράφεται στην ενότητα 7.3, θεωρούνται μόνο τα ενδεχόμενα βλάβης που συμβαίνουν στις μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής και στις ισοδύναμες μονάδες που αντιπροσωπεύουν τη σύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού. Τα ενδεχόμενα βλάβης που μπορεί να συμβούν στα στοιχεία των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου δε λαμβάνονται υπόψη ή θεωρείται ότι δεν προκαλούν σημαντικές επιπτώσεις στη λειτουργική απόδοση του συστήματος. Όμως, η υπόθεση αυτή μπορεί να μην είναι ρεαλιστική. Για το λόγο αυτό, ένας επιπρόσθετος αλγόριθμος ενσωματώθηκε στην αναπτυχθείσα μεθοδολογία για να προσομοιώσει αυτά τα γεγονότα βλαβών και τις επιπτώσεις που έχουν στην τοπολογία του Μικροδικτύου. Η ακολουθιακή μέθοδος προσομοίωσης Monte – Carlo χρησιμοποιείται για την προσομοίωση της λειτουργικής κατάστασης των στοιχείων του δικτύου θεωρώντας το κλασικό Μαρκοβιανό μοντέλο δύο καταστάσεων (λειτουργία, βλάβη) και τις διαδικασίες προγραμματισμένης συντήρησης που εκτελούνται. Υποτίθεται ότι η συντήρηση εκτελείται συγχρόνως σε όλα τα στοιχεία ενός κλάδου και καταλήγει στην απομόνωσή του με κατάλληλες διαδικασίες (άνοιγμα αντίστοιχων διακοπτών).

Η εκδήλωση ενός ενδεχομένου βλάβης σε κάποιο από τα στοιχεία των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου είναι δυνατό να προκαλέσει σημαντικές μεταβολές στην τοπολογία του, καθώς η απομόνωση των κατάλληλων κλάδων μπορεί να οδηγήσει στη διαμόρφωση νέων υποσυστημάτων (νησιδοποίηση – islanding). Υποτίθεται ότι κάθε κλάδος των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου μπορεί να απομονωθεί ως συνέπεια μιας βλάβης σε κάποιο από τα στοιχεία του χρησιμοποιώντας κατάλληλους διακόπτες. Στην περίπτωση αυτή, η ζήτηση φορτίου των ζυγών που ανήκουν σε κάποιο από τα στοιχεία του χρησιμοποιώντας κατάλληλους διακόπτες. Στην περίπτωση αυτή, η ζήτηση φορτίου των ζυγών που ανήκουν σε κάποιο από τα υποσυστήματα που δεν συνδέονται με τη βασική πηγή ισχύος του Μικροδικτύου μπορεί να καλυφθεί μόνο από τις διαθέσιμες μονάδες διασπαρμένης παραγωγής που είναι εγκατεστημένες σε κάποιον από τους ζυγούς του υποσυστήματος και μπορούν να λειτουργήσουν. Εάν απαιτείται επιπρόσθετη ισχύς για την κάλυψη των αναγκών κάποιου υποσυστήματος, κατάλληλοι διακόπτες σε κατάσταση ανοικτής λειτουργίας (Κανονικά Ανοικτοί Διακόπτες, ΚΑΔ) μπορούν να ενεργοποιηθούν, μέσω ελεγκτών ροής ισχύος, έτσι ώστε να προκύψουν εναλλακτικές διαδρομές ροής της ισχύος προς το υποσύστημα αυτό [124]. Η συγκεκριμένη λειτουργική διαδικασία έχει ως αποτέλεσμα την αποφυγή της αποκοπής μέρους ή ολόκληρου του φορτίου του υποσυστήματος το οποίο, σε αντίθετη περίπτωση, δε θα μπορούσε να καλυφθεί. Για την ολοκλήρωση των σχετικών διαδικασιών, απαιτείται κατάλληλη χρονική διάρκεια (π.χ. 3

λεπτά) κατά τη διάρκεια της οποίας το σύστημα θεωρείται ότι ευρίσκεται σε κατάσταση κινδύνου και παρατηρείται ένα γεγονός απώλειας φορτίου με αντίστοιχη διάρκεια. Ένα άλλο χαρακτηριστικό που λαμβάνεται υπόψη στη μοντελοποίηση των ΚΑΔ και μπορεί να επηρεάσει σημαντικά τη λειτουργία τους είναι η πιθανότητα αστοχίας της ενεργοποίησής τους (μία τυπική τιμή για τη πιθανότητα αυτή μπορεί να θεωρηθεί ίση με 5%). Ο αλγόριθμος που αναπτύχθηκε και αφορά τη διαδικασία κάλυψης της ζήτησης φορτίου των υποσυστημάτων που προκύπτουν ως αποτέλεσμα κάποιων βλαβών στα στοιχεία του δικτύου περιλαμβάνει τα ακόλουθα βήματα:

- 1. Προσομοιώνονται οι βλάβες που συμβαίνουν στα στοιχεία των γραμμών διανομής του μικροδικτύου όπως αυτές καθορίζονται χρησιμοποιώντας την ακολουθιακή μέθοδο προσομοίωσης Monte Carlo.
- 2. Εκτελούνται οι κατάλληλες ενέργειες απομόνωσης που απαιτούνται και καθορίζονται τα νέα υποσυστήματα που προκύπτουν και οι ζυγοί που ανήκουν σε καθένα από αυτά.
- 3. Για κάθε νέο υποσύστημα που δημιουργείται, εξετάζεται το ισοζύγιο ενέργειας λαμβάνοντας υπόψη την παραγόμενη ισχύ των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής και τη ζήτηση φορτίου των καταναλωτών που συνδέονται στους αντίστοιχους ζυγούς του υποσυστήματος. Εάν δεν προκύψει κανένα υποσύστημα με πρόβλημα στην κάλυψη της ζήτησης φορτίου του, δεν εκτελείται καμία περαιτέρω ενέργεια και οι αντίστοιχες μονάδες παραγωγής λειτουργούν σύμφωνα με τη διαδικασία ένταξης που περιγράφεται προηγούμενα για την κάλυψη των αναγκών των καταναλωτών τους. Το σύστημα ευρίσκεται σε κατάσταση ασφαλούς λειτουργίας και ο αλγόριθμος τερματίζεται υπολογίζοντας τους κατάλληλους δείκτες για τη συγκεκριμένη ώρα προσομοίωσης.
- 4. Εάν στο προηγούμενο βήμα (3) διαπιστωθεί ότι υπάρχει ένα τουλάχιστον υποσύστημα το οποίο αδυνατεί να καλύψει τη ζήτηση φορτίου του, εξετάζεται αν υπάρχουν ΚΑΔ οι οποίοι μπορούν να ενεργοποιηθούν και να συνδέσουν τα διάφορα υποσυστήματα μεταξύ τους. Εάν δεν υπάρχει κανένας ΚΑΔ ο οποίος να συνδέεται σε κάποιο υποσύστημα που αδυνατεί να καλύψει το φορτίο του, ο αλγόριθμος τερματίζεται και κατάλληλες διαδικασίες αποκοπής φορτίου εκτελούνται στα υποσυστήματα που δε μπορούν να ικανοποιήσουν την αντίστοιχη ζήτηση τους.
- 5. Εάν στο προηγούμενο βήμα (4) προκύψουν μία ή περισσότερες δυνατές διαδικασίες ενεργοποίησης ΚΑΔ, εξετάζεται για κάθε τέτοια διαδικασία το ισοζύγιο ενέργειας που θα προκύψει για το συνολικό σύστημα (είτε αυτό περιλαμβάνει ένα ή περισσότερα υποσυστήματα). Τελικά επιλέγεται η διαδικασία εκείνη η οποία, με την τοπολογία στην οποία καταλήγει, έχει ως αποτέλεσμα τη μικρότερη απώλεια ισχύος στους καταναλωτές του Μικροδικτύου.
- 6. Στο προηγούμενο βήμα (5) είναι πιθανό να προκύψουν περισσότερες από μία δυνατές επιλογές οι οποίες καταλήγουν στο ίδιο αποτέλεσμα (κάλυψη της ίδιας ζήτησης φορτίου του Μικροδικτύου). Οι επιλογές αυτές μπορεί να αφορούν τη δυνατή ενεργοποίηση περισσότερων από έναν ΚΑΔ για τη σύνδεση ενός υποσυστήματος σε κάποιο άλλο ή τη δυνατή σύνδεση ενός υποσυστήματος σε περισσότερα από ένα άλλα υποσυστήματα. Για το λόγο αυτό, έχουν καθορισθεί τα δύο ακόλουθα κριτήρια (κατά φθίνουσα σειρά σημαντικότητας) σύμφωνα με τα οποία θα ληφθεί η τελική απόφαση ενεργοποίησης των ΚΑΔ:
  - Απαιτείται ελαχιστοποίηση των διαδικασιών ενεργοποίησης των ΚΑΔ λαμβάνοντας υπόψη τους ΚΑΔ που είχαν ενεργοποιηθεί κατά τη διάρκεια του προηγούμενου διαστήματος προσομοίωσης (εάν υπάρχουν). Σύμφωνα με το συγκεκριμένο κριτήριο, ένας ΚΑΔ που ενεργοποιήθηκε κατά την ώρα προσομοίωσης i-1, θα παραμείνει κλειστός, εφόσον αυτό απαιτείται, κατα τη διάρκεια της ώρας προσομοίωσης i (δεν θεωρείται νέα διαδικασία ενεργοποίησης).
  - Μία σειρά προτεραιότητας καθορίζεται σχετικά με την ενεργοποίηση κάθε ΚΑΔ και αφορά συγκεκριμένα λειτουργικά χαρακτηριστικά του συστήματος.

Πρέπει να σημειωθεί ότι το προηγούμενο βήμα (6) εξετάζεται μόνο σε περιπτώσεις κατά τις οποίες περισσότεροι από έναν ΚΑΔ είναι εγκατεστημένοι στο σύστημα. Επίσης, υποτίθεται ότι η ροή ισχύος μέσω των ΚΑΔ που ενεργοποιούνται δεν προκαλεί προβλήματα στην ασφαλή λειτουργία του συστήματος και, επομένως, δε λαμβάνεται υπόψη.

- 7. Εξετάζεται αν υπάρχει κάποιο ενδεχόμενο αστοχίας που αφορά την ενεργοποίηση των ΚΑΔ (ενός ή περισσότερων) που αποφασίσθηκε ότι χρειάζεται να ενεργοποιηθούν στα προηγούμενα βήματα του αλγόριθμου. Ο καθορισμός αυτός πραγματοποιείται υπολογίζοντας κατάλληλους τυχαίους αριθμούς και θεωρώντας ότι η πιθανότητα αστοχίας αποτελεί στοχαστική μεταβλητή που ακολουθεί τη διωνυμική κατανομή. Τέλος, καθορίζονται οι ΚΑΔ που ενεργοποιούνται επιτυχώς και πραγματοποιείται η διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής στη νέα τοπολογία του Μικροδικτύου που έχει διαμορφωθεί.
- 8. Υπολογίζονται κατάλληλοι δείκτες θεωρώντας ότι διαδικασίες αποκοπής φορτίου εκτελούνται, για χρονικό διάστημα ίσο με αυτό που απαιτείται για την ολοκλήρωση της διαδικασίας ενεργοποίησης των ΚΑΔ, στους ζυγούς των υποσυστημάτων τα οποία αρχικά αδυνατούσαν να καλύψουν τη ζήτηση του φορτίου τους.

Η ποσοτικοποίηση των ενδεχομένων που αφορούν τις διαδικασίες ενεργοποίησης των ΚΑΔ πραγματοποιείται με τον υπολογισμό των ακόλουθων δεικτών:

- Συχνότητα εμφάνισης τέτοιων ενδεχομένων (FSWAC) σε γεγονότα/έτος.
- Ετήσια χρονική διάρκεια τέτοιων ενδεχομένων (DSWAC) σε ώρες/έτος.
- Μέση χρονική διάρκεια τέτοιων ενδεχομένων (ADSWAC) σε ώρες.
- Μέσος αριθμός διακοπτών που ενεργοποιούνται σε κάθε γεγονός (NSWAC).

Στο Σχήμα 7.2 φαίνεται ένα τυπικό Μικροδίκτυο που αποτελείται από τέσσερις γραμμές διανομής, δύο ΚΑΔ και τρεις μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής. Το συγκεκριμένο δίκτυο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως παράδειγμα για να γίνουν πιο κατανοητά τα βήματα του αλγορίθμου που περιγράφεται προηγούμενα για τον καθορισμό των υποσυστημάτων που προκύπτουν μετά τη βλάβη κάποιων στοιχείων των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου και την ενεργοποίηση των κατάλληλων ΚΑΔ. Υποτίθεται ότι δύο στοιχεία υφίστανται βλάβη, όπως φαίνεται από το σχετικό σύμβολο του διαγράμματος στο Σχήμα 7.2. Συνέπεια των βλαβών αυτών και των διαδικασιών απομόνωσης που ακολουθούν είναι η τοπολογία του Μικροδικτύου να χωριστεί σε τρία νέα υποσυστήματα (Ι, ΙΙ, ΙΙΙ), όπως φαίνεται από τις σχετικές διακεκομμένες γραμμές. Το Υποσύστ. Ι περιλαμβάνει τη βασική πηγή ισχύος του δικτύου και μία μονάδα Διασπαρμένης Παραγωγής (Φ/Β2), το Υποσύστ. ΙΙ περιλαμβάνει δύο μονάδες (Α/Γ1, Φ/Β1) ενώ στο Υποσύστ. ΙΙ δεν περιλαμβάνεται καμία μονάδα παραγωγής. Η διαθέσιμη ισχύς (GS1, GS2, GS3) και οι τιμές της ζήτησης φορτίου (LD1, LD2, LD3) των τριών υποσυστημάτων υπολογίζονται οι ακόλουθες περιπτώσεις:

- ≻ Εάν LD1≥GS1 και LD2≥GS2 τότε κανένας ΚΑΔ δεν ενεργοποιείται διότι δεν υπάρχει περίσσεια διαθέσιμης ισχύος σε κανένα από τα υποσυστήματα (απώλεια φορτίου στα Υποσυστ. Ι, ΙΙ και ΙΙΙ).
- ≻ Εάν LD1≥GS1 και LD2<GS2 τότε οι ΚΑΔ1 και ΚΑΔ2 ενεργοποιούνται διότι το Υποσύστ. ΙΙ έχει περίσσεια διαθέσιμης ισχύος η οποία διοχετεύεται προς τα Υποσυστ. Ι και ΙΙΙ. Η κατανομή της ισχύος αυτής στα φορτία των δύο υποσυστημάτων πραγματοποιείται ανάλογα με το επίπεδο κρισιμότητάς τους (πιθανή απώλεια φορτίου στα Υποσυστ. Ι και ΙΙΙ).</p>
- Εάν LD1<GS1 και LD2>GS2 τότε οι ΚΑΔ1 και ΚΑΔ2 ενεργοποιούνται διότι το Υποσύστ. Ι έχει περίσσεια διαθέσιμης ισχύος η οποία διοχετεύεται προς τα Υποσυστ. ΙΙ και ΙΙΙ. Η κατανομή της ισχύος αυτής στα φορτία των δύο υποσυστημάτων πραγματοποιείται ανάλογα με το επίπεδο κρισιμότητάς τους (πιθανή απώλεια φορτίου στα Υποσυστ. ΙΙ και ΙΙΙ).
- Εάν LD1<GS1 και LD2=GS2 τότε ο ΚΑΔ2 ενεργοποιείται διότι μόνο το Υποσύστ. Ι έχει περίσσεια διαθέσιμης ισχύος η οποία διοχετεύεται προς το Υποσύστ. ΙΙΙ (πιθανή απώλεια φορτίου στο Υποσύστ. III).</p>
- Εάν LD1<GS1 και LD2<GS2 τότε:</p>

- □εάν LD1+LD3 ≤ GS1 τότε ο KAΔ2 ενεργοποιείται διότι η περίσσεια διαθέσιμης ισχύος του Υποσυστ. Ι διοχετεύεται προς το Υποσύστ. ΙΙΙ και επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών του (δεν παρατηρείται απώλεια φορτίου σε κανένα υποσύστημα).
- □ εάν LD1+LD3>GS1 τότε οι ΚΑΔ1 και ΚΑΔ2 ενεργοποιούνται διότι η περίσσεια διαθέσιμης ισχύος του Υποσυστ.Ι διοχετεύεται προς το Υποσύστ. ΙΙΙ αλλά δεν επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών του με αποτέλεσμα να χρειάζεται και η περίσσεια διαθέσιμης ισχύος του Υποσυστ. ΙΙ (πιθανή απώλεια φορτίου στο Υποσύστ. ΙΙΙ).



Σχήμα 7.2. Παράδειγμα διαμόρφωσης τοπολογίας νέων υποσυστημάτων σε ένα τυπικό Μικροδίκτυο

# 7.5. Ανάλυση της Αξιοπιστίας Λειτουργίας και της Λειτουργικής Απόδοσης Τυπικού Μικροδικτύου

Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της γενικότερης λειτουργικής απόδοσης ενός δικτύου διανομής το οποίο περιλαμβάνει τρεις γραμμές διανομής και λειτουργεί ως ένα τυπικό Μικροδίκτυο, με το απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα που φαίνεται στο Σχήμα 7.3. Κάθε γραμμή διανομής αφορά διαφορετική κατηγορία καταναλωτών (η γραμμή διανομής 1 καλύπτει μόνο οικιακούς καταναλωτές ενώ γραμμές διανομής 2 και 3 τροφοδοτούν μόνο βιομηχανικούς και εμπορικούς καταναλωτές αντίστοιχα). Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των καταναλωτών του Μικροδικτύου είναι ίση με 233 kW ενώ η μέγιστη ζήτηση φορτίου είναι ίση με 190 kW. Στο διάγραμμα του Σχήματος 7.4 παρουσιάζεται η ωριαία μεταβολή της ημερήσιας ζήτησης φορτίου για τις τρεις κατηγορίες καταναλωτών σε ανά μονάδα τιμές της αντίστοιχης μέγιστης ζήτησης. Μία σειρά κρισιμότητας έχει θεωρηθεί για όλους τους ζυγούς φορτίου του Μικροδικτύου και λαμβάνεται υπόψη κατά τη διαδικασία αποκοπής φορτίου θεωρώντας το αποκοπτόμενο ποσοστό φορτίου κάθε ζυγού (περίπου 20%). Στο Μικροδίκτυο περιλαμβάνονται συγκεκριμένες μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής διάφορων τεχνολογιών, οι οποίες ανήκουν σε συγκεκριμένους καταναλωτές – παραγωγούς και είναι συνδεδεμένες στους αντίστοιχους ζυγούς της γραμμής διανομής 1. Πρόκειται για μία ανεμογεννήτρια (Α/Γ) εγκατεστημένης ισχύος ίσης με 15 kW και δύο φωτοβολταϊκά συστήματα (Φ/B) τα οποία είναι εγκατεστημένα σε διαφορετικά σημεία του συστήματος και αποτελούνται από πέντε μονάδες παραγωγής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ίσης με 13 kW. Επιπλέον, στο σύστημα περιλαμβάνονται μία μικροτουρμπίνα (MT) και μία κυψέλη καυσίμου (FC) με ονομαστική ισχύ ίση με 30 kW η καθεμία.



Σχήμα 7.3. Απλοποιημένο μονογραμμικό διάγραμμα ενός τυπικού Μικροδικτύου με μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής και Κανονικά Ανοικτούς Διακόπτες



Σχήμα 7.4. Ωριαία μεταβολή της ημερήσιας ζήτησης φορτίου για κάθε κατηγορία καταναλωτή

Η συνάρτηση του κόστους λειτουργίας της βασικής πηγής ισχύος του Μικροδικτύου (δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού) φαίνεται στο διάγραμμα του Σχήματος 7.5 για μία τυπική ημέρα του έτους ενώ οι τιμές αυτές υποτίθεται ότι αντιπροσωπεύουν τις αντίστοιχες μέσες τιμές για όλες τις ημέρες του έτους. Επιπλέον, υποτίθεται ότι οι συντελεστές του κόστους λειτουργίας είναι A=0,01, B=5,16 και C=46,1 για τις μικροτουρμπίνες και A=0,01, B=3,04, και C=130 για τις κυψέλες καυσίμου. Τέλος, στον Πίνακα 7.1 φαίνονται οι παράμετροι αξιοπιστίας για τις διάφορες τεχνολογίες των μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής και για τις ισοδύναμες μονάδες που αντιπροσωπεύουν τη σύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού.



Σχήμα 7.5. Συνάρτηση κόστους λειτουργίας της βασικής πηγής ισχύος του Μικροδικτύου

Τεχνολογία Παραγωγής Παράμετρος Αξιοπιστίας	ΔΙΚΤΥΟ	МТ	FC	Α/Γ	Ф/В
Ρυθμός Βλαβών (γεγονότα/έτος)	2,0	1,1	1,1	5,6	2,0
Διάρκεια Επισκευής (ώρες)	12	38	38	100	24
Ρυθμός Μη Προγραμματισμένων Διακοπών (ΡΜΠΔ %)	0,3	0,5	0,5	6,4	0,5
Ρυθμός Συντήρησης (γεγονότα/έτος)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Διάρκεια Συντήρησης (ώρες/έτος)	-	384	576	12	48
Συνολική Ετήσια Διαθεσιμότητα (%)	99,7	95,1	93,0	93,5	98,9

Πίνακας 7.1. Παράμετροι αξιοπιστίας των μονάδων παραγωγής του Μικροδικτύου

Το συγκεκριμένο σύστημα αποτελεί ένα ιδανικό παράδειγμα για να αναλυθούν τα ιδιαίτερα λειτουργικά χαρακτηριστικά των Μικροδικτύων λαμβάνοντας υπόψη τις μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής και τις επιπτώσεις που έχουν στη συνολική λειτουργική απόδοσή τους. Επιπλέον, μελετώνται οι διαδικασίες ενεργοποίησης των Κανονικά Ανοικτών Διακοπτών και η βελτίωση που επιφέρουν στην αξιοπιστία λειτουργίας των Μικροδικτύων. Για το λόγο αυτό, εξετάζονται δύο βασικά σύνολα εναλλακτικών περιπτώσεων ανάλυσης, τα οποία περιλαμβάνουν δέκα και οκτώ περιπτώσεις αντίστοιχα, και είτε αμελούν τα γεγονότα βλάβης στα στοιχεία των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου (Περιπτώσεις Ανάλυσης Α1 -Α10) ή τα λαμβάνουν υπόψη θεωρώντας τις επιπτώσεις τους στην τοπολογία του δικτύου (Περιπτώσεις Ανάλυσης B1 – B8). Επίσης, στις περιπτώσεις A1 – A8 και A10, υποτίθεται ότι η ισχύς της βασικής πηγής ισχύος του δικτύου ακολουθεί την κανονική κατανομή με μέση τιμή ίση με ένα συγκεκριμένο ποσοστό της ζήτησης της αιχμής του φορτίου του συστήματος και τυπική απόκλιση ίση με 5% ενώ στην περίπτωση Α9 η παραγόμενη ισχύς από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής θεωρείται ότι είναι σταθερή (152 kW). Επιπλέον, στις περιπτώσεις B1 – B8 υποτίθεται ότι η ισχύς της βασικής πηγής ισχύος του Μικροδικτύου είναι σταθερή και ίση με 190 kW. Τέλος, η περίπτωση B8 υποθέτει ότι δεν υπάρχουν καθόλου μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής και Κανονικά Ανοικτοί Διακόπτες εγκατεστημένοι στο δίκτυο και, επομένως, τα αντίστοιχα αποτελέσματα μπορούν να θεωρηθούν ως τα βασικά αποτελέσματα αναφοράς. Η σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών με τα αντίστοιχα των υπόλοιπων περιπτώσεων ανάλυσης μπορεί να γίνει για να διαπιστωθεί η επίδραση που έχουν οι μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής και οι ενεργοποίηση των ΚΑΔ στην αξιοπιστία λειτουργίας και στη συνολική λειτουργική απόδοση του Μικροδικτύου. Οι Πίνακες 7.2 και 7.3 παρουσιάζουν αναλυτικά τα θεωρούμενα χαρακτηριστικά του Μικροδικτύου για όλες τις περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάζονται.

Πίνακας 7.2. Χαρακτηριστικά σχεδιασμού και λειτουργίας του Μικροδικτύου για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν και αγνοούν τις επιπτώσεις των βλαβών των στοιχείων των γραμμών διανομής στην τοπολογία του συστήματος (Περιπτώσεις Ανάλυσης Α1 – Α10)

Περίπτωση	Μέση τιμή παραγόμενης ισγύος δικτύου διανομής	Εγκατεστημένη Ισχύς [kW]					
Ανάλυσης	επιχείρησης ηλεκτρισμού (% αιχμής ζήτησης φορτίου)	Α/Γ	FC	МТ	Ф/В		
A1	100						
A2	80	15		30	13		
A3	60		30		(4 X 2,5 + 1 X 3,0)		
A4		30 (2 X 15)					
A5		15			26 (8 X 2,5 + 2 X 3,0)		
A6	80			45 (30 + 15)			
A7			45 (30 + 15)	30	13 (4 X 2,5 + 1 X 3,0)		
A8			45 (30 + 15 CHP)				
A9	80(*)	15	30	30	13 (4 X 2,5 + 1 X 3,0)		
A10	100	-	-	-	-		
<sup>(*)</sup> Ισχύς δικτ	ύου μεταφοράς και διανομής επι	(είρησης ηλε	κτρισμού: 80% α	ιχμής ζήτηση	ς φορτίου (σταθερή)		

Πίνακας 7.3. Χαρακτηριστικά σχεδιασμού και λειτουργίας του Μικροδικτύου για τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν και λαμβάνουν υπόψη τις επιπτώσεις των βλαβών των στοιχείων των γραμμών διανομής στην τοπολογία του συστήματος (Περιπτώσεις Ανάλυσης B1 – B8)

Περίπτωση	Εγκα	ιτεστημέ [kV	ένη Ισχύα Ν]	; (*)	Κανονικά Ανοικτοί	Απαιτούμενος Χρόνος	Πιθανότητα Αστοχίας			
Αναλυσης	Α/Γ	FC	МТ	Ф/В	Διακοπτες (ΚΑΔ)	Ενεργοποιησης ΚΑΔ	Ενεργοποιησης ΚΑΔ			
B1					-	-	-			
B2		30		30 13	1					
B3	15				1, 2	10 λεπτά				
B4			30		1.2.2		2%			
B5						3 λεπτά				
B6					1, 2, 3	20 λεπτά				
<b>B</b> 7						10 λεπτά	5 %			
B8	_	_	_	-	-	-	-			
(*) Ισχύς δικτύου μεταφοράς και διανομής επιχείρησης ηλεκτρισμού: 100% αιχμής ζήτησης φορτίου (σταθερή)										

### Α. Αξιοπιστία Λειτουργίας Μικροδικτύου

Ο Πίνακας 7.4 παρουσιάζει τα ευρεθέντα αποτελέσματα για τους πέντε κύριους δείκτες αξιοπιστίας και τους δύο δείκτες κόστους αξιοπιστίας και αφορούν όλες τις εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης που εξετάσθηκαν. Η σύγκρισή τους οδηγεί στα εξής συμπεράσματα:

- ✓ Η μείωση της μέσης τιμής της παραγόμενης ισχύος από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού οδηγεί σε μείωση της αξιοπιστίας λειτουργίας του Μικροδικτύου, όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα των Περιπτώσεων Ανάλυσης Α1, Α2 και Α3. Το γεγονός αυτό καταδεικνύει την άμεση σχέση που υπάρχει ανάμεσα στην αξιοπιστία λειτουργίας του Μικροδικτύου και τη διαθεσιμότητα του δικτύου διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού που αποτελεί τη βασική πηγή ισχύος του.
- ✓ Η εγκατάσταση επιπρόσθετων μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής βελτιώνει την αξιοπιστία λειτουργίας του Μικροδικτύου καθώς είναι διαθέσιμη επιπρόσθετη ισχύς για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου των αντίστοιχων καταναλωτών. Όμως, η σχετική βελτίωση σε κάθε περίπτωση εξαρτάται από τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής. Το γεγονός αυτό φαίνεται από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων της Περίπτωσης Α2 με τα αντίστοιχα αποτελέσματα για τις Περιπτώσεις A4, A6 και A7 οι οποίες υποθέτουν ίση αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής (15 kW). Όταν εγκαθίστανται επιπρόσθετες ανεμογεννήτριες (Περίπτωση Α4), ο δείκτης της Αναμενόμενης Απώλειας Ενέργειας (LOEE) μειώνεται κατά 11,4% περίπου σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή του δείκτη για την περίπτωση Α2. Οι αντίστοιχες τιμές μείωσης για τις περιπτώσεις Α6 και Α7 είναι ίσες με 29% και 24% περίπου, υποθέτοντας την εγκατάσταση επιπρόσθετων μικροτουρμπίνων και κυψελών καυσίμου. Το γεγονός αυτό οφείλεται στο μειωμένο επίπεδο διαθεσιμότητας των ανεμογεννητριών σε σχέση με εκείνο των μικροτουρμπίνων και των κυψελών καυσίμου, καθώς η λειτουργία των μονάδων αυτών εξαρτάται σημαντικά από τα χαρακτηριστικά της ταχύτητας του ανέμου στις αντίστοιχες περιοχές εγκατάστασης. Αντίστοιχο συμπέρασμα προκύπτει σχετικά με την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων παραγωγής (Περίπτωση Α5).
- ✓ Η εγκατάσταση επιπρόσθετων μικροτουρμπίνων και κυψελών καυσίμου που λειτουργούν για συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας βελτιώνει την αξιοπιστία λειτουργίας του μικροδικτύου, όμως η συνεισφορά αυτή είναι μικρότερη από την αντίστοιχη που προκύπτει από την εγκατάσταση συμβατικών μονάδων. Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει συγκρίνοντας τα αντίστοιχα αποτελέσματα των Περιπτώσεων Α7 και Α8. Οι περιπτώσεις αυτές υποθέτουν ίση εγκατεστημένη ισχύ μονάδων παραγωγής, αλλά στην Περίπτωση Α8 μία κυψέλη καυσίμου λειτουργίας του Μικροδικτύου οφείλεται στο γεγονός ότι η λειτουργία της μονάδας συμπαραγωγής περιορίζεται μόνο σε ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα της ημέρας κατά το οποίο εμφανίζονται οι απαιτήσεις θερμικού φορτίου του συστήματος. Επομένως, κατά τη διάρκεια των υπόλοιπων χρονικών περιόδων της ημέρας, η μονάδα αυτή δεν είναι διαθέσιμη για να καλύψει το ηλεκτρικό φορτίο του συστήματος το οποίο δε μπορεί να καλυφθεί από τις υπόλοιπες μονάδες παραγωγής.
- Πολύ μικρές μεταβολές παρατηρούνται ανάμεσα στα αποτελέσματα των δεικτών αξιοπιστίας για τις Περιπτώσεις A2 και A9 που θεωρούν ότι η παραγόμενη ισχύς από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού είναι μία στοχαστική μεταβλητή με συγκεκριμένη μέση τιμή ή έχει μία σταθερή τιμή αντίστοιχα. Η βασική αιτία είναι ότι η θεωρούμενη τιμή (80% της αιχμής της ζήτησης φορτίου του συστήματος και για τις δύο περιπτώσεις) είναι αρκετά υψηλή σε σχέση με τα επίπεδα της ωριαίας ζήτησης φορτίου του συστήματος κατά τη διάρκεια του έτους, με αποτέλεσμα οι μεταβολές της αντίστοιχης τιμής να μην επηρεάζουν σημαντικά την αξιοπιστία λειτουργίας του Μικροδικτύου.
- ✓ Οι παράμετροι αξιοπιστίας των στοιχείων στις γραμμές διανομής του Μικροδικτύου αποτελούν ένα σημαντικό χαρακτηριστικό για τη συνολική λειτουργία του. Στις Περιπτώσεις B1 − B7, υποτίθεται ότι μπορούν να συμβούν γεγονότα βλάβης στα στοιχεία αυτά και να οδηγήσουν στην αποσύνδεση

συγκεκριμένων κλάδων και ζυγών του συστήματος. Η σημαντική αύξηση που παρατηρείται στις αριθμητικές τιμές των δεικτών αξιοπιστίας οφείλεται στο γεγονός ότι δεν υπάρχουν μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής σε πολλούς ζυγούς του συστήματος, όπως είναι οι ζυγοί των βιομηχανικών και εμπορικών καταναλωτών που φαίνονται στο Σχήμα 7.3, με αποτέλεσμα όταν συμβαίνει ένα ενδεχόμενο βλάβης σε κάποιο από τα στοιχεία των αντίστοιχων κλάδων, η ζήτηση φορτίου των ζυγών αυτών να μην ικανοποιείται.

- ✓ Η ενεργοποίηση των ΚΑΔ του Μικροδικτύου αποτελεί μία αποτελεσματική λειτουργική διαδικασία για τη βελτίωση της αξιοπιστίας λειτουργίας του. Οι αριθμητικές τιμές των δεικτών αξιοπιστίας LOEE και LOLE που προκύπτουν για την Περίπτωση B4 είναι μειωμένοι κατά 34,4% και 10,6% αντίστοιχα, σε σχέση με τις αντίστοιχες τιμές των δεικτών για την Περίπτωση B1 η οποία υποθέτει ότι δεν υπάρχουν ΚΑΔ εγκατεστημένοι στους ζυγούς του Μικροδικτύου. Επιπλέον, όταν εγκαθίστανται και ενεργοποιούνται περισσότεροι κανονικά ανοικτοί διακόπτες, η σχετική βελτίωση αυξάνεται καθώς είναι διαθέσιμες περισσότερες επιλογές και διαδικασίες που μπορούν να πραγματοποιηθούν έτσι ώστε να αποφευχθεί ένα γεγονός απώλειας φορτίου (Περιπτώσεις B2 B4).
- ✓ Η χρονική διάρκεια που απαιτείται για την ολοκλήρωση των διαδικασιών ενεργοποίησης των κανονικά ανοικτών διακοπτών δεν επηρεάζει το δείκτη της Αναμενόμενης Συχνότητας Απώλειας Φορτίου (FLOL) ο οποίος παραμένει σταθερός για τις Περιπτώσεις B4 B6 (ίσος με 30,1 γεγονότα/έτος). Όμως, οι υπόλοιποι δείκτες αξιοπιστίας παρουσιάζουν αύξηση όσο αυξάνεται η διάρκεια αυτή. Ο δείκτης της Αναμενόμενης Απώλειας Ενέργειας, LOEE, αυξάνει κατά 1,9% στην Περίπτωση B6, υποθέτοντας μία χρονική περίοδο ίση με 20 λεπτά, σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή της Περίπτωσης B5 στην οποία αυτή η χρονική διάρκεια θεωρείται ίση με 3 λεπτά. Αντίστοιχα συμπεράσματα προκύπτουν και για τους υπόλοιπους δείκτες αξιοπιστίας.
- Οι θεωρούμενες τιμές που αφορούν την αποτυχία ενεργοποίησης των ΚΑΔ δεν επηρεάζουν σημαντικά την αξιοπιστία λειτουργίας του Μικροδικτύου, καθώς οι αριθμητικές τιμές των αντίστοιχων δεικτών αξιοπιστίας για τις περιπτώσεις ανάλυσης Β4 και Β7 παρουσιάζουν πολύ μικρές μεταβολές.
- ✓ Οι δείκτες του Κανονικοποιημένου Κόστους Αξιοπιστίας και της Κανονικοποιημένης Μη Τροφοδοτούμενη Ενέργειας του Μικροδικτύου (ICR και IEARS αντίστοιχα) παρουσιάζουν σημαντικές μεταβολές σε σχέση με τις παραμέτρους αξιοπιστίας των στοιχείων των γραμμών διανομής του. Στις Περιπτώσεις Ανάλυσης Α1 – Α8, οι αριθμητικές τιμές των δύο αυτών δεικτών είναι μεγαλύτερες σε σχέση με τις αντίστοιχες που προκύπτουν για τις Περιπτώσεις Ανάλυσης B1 – B8. Ο βασικός λόγος για το γεγονός αυτό είναι ότι προκύπτουν υψηλότερες τιμές για το Μέσο Μη Τροφοδοτούμενο Φορτίο (δείκτης EDNS). Όμως, το συνολικό κόστος αξιοπιστίας του Μικροδικτύου (δείκτης IC) είναι υψηλότερο στις περιπτώσεις B1 – B8 διότι παρουσιάζουν σημαντικά χαμηλότερα επίπεδα αξιοπιστίας λειτουργίας (υψηλότερες τιμές του δείκτη LOEE). Επιπρόσθετες περιπτώσεις ανάλυσης εξετάσθηκαν θεωρώντας διαφορετικές τιμές των ποσοστών αποκοπτόμενου φορτίου στους ζυγούς των καταναλωτών του Μικροδικτύου χωρίς, όμως, να προκύψουν σημαντικές μεταβολές για τους δείκτες ICR και IEARS.
- Μία σημαντική αύξηση στις αριθμητικές τιμές των δεικτών αξιοπιστίας λειτουργίας του Μικροδικτύου παρατηρείται στη Περίπτωση Ανάλυσης B8 σε σχέση με τα αντίστοιχα αποτελέσματα για την Περίπτωση B1. Η Περίπτωση B8 υποθέτει ότι δεν υπάρχουν μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής εγκατεστημένες στο Μικροδίκτυο και, επιπλέον, ότι κανένας διακόπτης δεν είναι συνδεδεμένος στους ζυγούς του Μικροδικτύου. Συνεπώς, η μοναδική πηγή ισχύος του μικροδικτύου σχετίζεται άμεσα με την αξιοπιστία λειτουργίας της πηγής αυτής. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει για τα αποτελέσματα της Περίπτωσης Ανάλυσης Α10 σε σχέση με εκείνα για την Περίπτωση Α1. Όπως φαίνεται, οι αριθμητικές μεταβολές είναι μικρότερες διότι, στις περιπτώσεις αυτές, δεν λαμβάνεται υπόψη η επίδραση των βλαβών στα στοιχεία των ζυγών του Μικροδικτύου. Όμως, οι σχετικές μεταβολές είναι ελαφρώς μεγαλύτερες.

Δείκτης Περίπτωση Ανάλυσης	LOLE (ώρες/έτος)	<b>LOEE</b> (kWh/έτος)	EDNS (kW)	FLOL (γεγον./έτος)	<b>ADLL</b> (ώρες)	<b>ICR</b> (€/ώρα)	IEARS (€/kWh)
A1	18,51	962,236	51,99	2,32	7,97	87,19	1,68
A2	18,69	968,096	51,80	2,37	7,90	87,06	1,68
A3	45,87	1077,694	23,49	18,55	2,47	40,70	1,73
A4	17,96	857,856	47,77	2,43	7,41	82,42	1,73
A5	17,89	868,710	48,56	2,38	7,52	82,24	1,69
A6	16,35	688,499	42,12	2,27	7,21	73,35	1,74
A7	17,25	736,066	42,66	2,39	7,23	74,31	1,74
A8	17,97	796,667	44,34	2,40	7,48	75,99	1,71
A9	18,95	988,133	52,15	2,35	8,06	87,17	1,67
A10	31,81	2523,133	79,32	7,31	4,35	127,23	1,60
B1	372,21	6272,613	16,85	28,89	12,88	23,27	1,38
B2	360,63	5183,699	14,37	28,91	12,47	20,99	1,46
B3	343,96	4598,688	13,37	30,63	11,23	20,53	1,53
B4	332,77	4114,949	12,37	30,12	11,05	18,89	1,53
B5	331,83	4082,673	12,30	30,12	11,02	18,56	1,51
B6	334,11	4161,056	12,45	30,12	11,09	19,22	1,54
B7	333,02	4120,119	12,37	30,12	11,06	18,92	1,53
B8	488,94	11974,059	24,49	33,22	14,72	34,97	1,43

Πίνακας 7.4. Δείκτες αξιοπιστίας λειτουργίας και κόστους αξιοπιστίας Μικροδικτύου

### **Β.** Ενεργειακό Ισοζύγιο Μικροδικτύου και Λειτουργική Απόδοση Μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής

Τα ευρεθέντα αποτελέσματα για τους δείκτες που αφορούν το ενεργειακό ισοζύγιο του Μικροδικτύου φαίνονται στον Πίνακα 7.5 ενώ στο διάγραμμα του Σχήματος 7.6 φαίνονται οι ωριαίες μεταβολές της παραγόμενης ισχύος για τη βασική πηγή ισχύος, τις μικροτουρμπίνες και τις κυψέλες καυσίμου του Μικροδικτύου για μία τυπική ημέρα του έτους που προσομοιώθηκε, θεωρώντας την Περίπτωση Ανάλυσης Α1. Επιπλέον, το διάγραμμα του Σχήματος 7.7 δείχνει τις μεταβολές της συνεισφοράς που έχει η βασική πηγή ισχύος του δικτύου και οι μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του Μικροδικτύου για έξι εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης. Τέλος, η ετήσια διάρκεια λειτουργίας των μικροτουρμπίνων και των κυψελών καυσίμου του Μικροδικτύου παρουσιάζονται γραφικά στο διάγραμμα του Σχήματος 7.8. Από τη σύγκριση των αποτελεσμάτων αυτών προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

✓ Η παραγόμενη ενέργεια των κυψελών καυσίμου και των μικροτουρμπίνων παρουσιάζει τις μεγαλύτερες τιμές της κατά τη διάρκεια των ωρών 10:00 έως 15:00 για μία τυπική ημέρα του έτους (οι αντίστοιχες τιμές είναι μεγαλύτερες από 9% της συνολικής ημερήσιας παραγωγής τους). Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αυξημένη τιμή που έχει η παραγόμενη ενέργεια από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού σε συνδυασμό με την αυξημένη ζήτηση φορτίου κατά τη διάρκεια των ωρών αυτών, με αποτέλεσμα η διαδικασία ένταξης των μονάδων παραγωγής να θεωρεί σε πρώτο βήμα τις μονάδες αυτές και μετά τη βασική πηγή ισχύος του Μικροδικτύου. Αντίθετα, κατά τη διάρκεια των πρώτων πρωινών ωρών και των τελευταίων ωρών της ημέρας η συνεισφορά των κυψελών καυσίμου και των μικροτουρμπίνων είναι πρακτικά μηδαμινή (πολύ μικρές τιμές προκύπτουν λόγω των βλαβών της βασικής πηγής ισχύος του Μικροδικτύου).

- Η αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής (δείκτης EGDG) αυξάνεται όσο η αντίστοιχη παραγωγή από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού μειώνεται (Περιπτώσεις Ανάλυσης Α1 – Α3). Όμως, η αύξηση αυτή οφείλεται μόνο στην αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από τις κυψέλες καυσίμου (δείκτης EGFC) και τις μικροτουρμπίνες (δείκτης EGMT). Η αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια από τις ανανεώσιμες μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής, την ανεμογεννήτρια και τα φωτοβολταϊκά συστήματα (δείκτες EGWP και EGPV αντίστοιχα), παραμένει πρακτικά αμετάβλητη καθώς εξαρτάται μόνο από τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων και τις κλιματολογικές συνθήκες στις αντίστοιχες περιοχές εγκατάστασης ενώ, συγγρόνως, η απορρόφησή της αποτελεί την πρώτη προτεραιότητα στη λειτουργία του συστήματος. Επίσης, όπως φαίνεται στο διάγραμμα του Σχήματος 7.8 οι ώρες λειτουργίας των κυψελών καυσίμου και των μικροτουρμπίνων σημειώνουν πολύ μεγάλη αύξηση όσο η διαθέσιμη παραγωγή από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού μειώνεται. Αυτές οι δύο διαπιστώσεις καταδεικνύουν φανερά το γεγονός ότι οι συμβατικές μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής είναι εκείνες που καλούνται να αναπληρώσουν τις ανεπάρκειες της κύριας παροχής του δικτύου μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού ενώ οι αντίστοιχες ανανεώσιμες εγκαταστάσεις παρουσιάζουν ένα σχετικό όριο στη συνεισφορά τους στο ενεργειακό ισοζύγιο του Μικροδικτύου.
- ✓ Η εγκατάσταση επιπρόσθετων μονάδων παραγωγής κάθε τεχνολογίας έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της συνολικής παραγόμενης ενέργειας από όλες τις μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής (δείκτης EGDG) ενώ η αντίστοιχη τιμή που αφορά τη βασική πηγή ισχύος του Μικροδικτύου (δείκτης EGNS) μειώνεται ανάλογα. Όμως, η συνεισφορά των μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος είναι μεγαλύτερη όταν οι επιπρόσθετες μονάδες αφορούν τις ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά συστήματα παρά τις κυψέλες καυσίμου και τις μικροτουρμπίνες. Οι Περιπτώσεις Ανάλυσης Α4 και Α5 δείχνουν ότι η συνεισφορά των εγκαταστάσεων Διασπαρμένης Παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος είναι μεγαλύτερες Α4 και Α5 δείχνουν ότι η συνεισφορά των εγκαταστάσεων Διασπαρμένης Παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος είναι μεγαλύτερες Α4 και Α5 δείχνουν ότι η συνεισφορά των εγκαταστάσεων Διασπαρμένης Παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος είναι μεγαλύτερες Α4 και Α5 δείχνουν ότι η συνεισφορά των μονάδες Διασπαρμένης Γιαραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος είναι μεγαλύτερες Α4 και Α5 δείχνουν ότι η συνεισφορά των εγκαταστάσεων Διασπαρμένης Παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του συστήματος είναι μεγαλύτερες από 14%. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αυξημένη προτεραιότητα που έχουν οι μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στη διαδικασία ένταξης στο σύστημα.
- ✓ Η εγκατάσταση μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας επηρεάζει σημαντικά το ενεργειακό ισοζύγιο του Μικροδικτύου, όπως προκύπτει συγκρίνοντας τα αποτελέσματα των Περιπτώσεων Α7 και Α8. Η αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια από τις κυψέλες καυσίμου (δείκτης EGFC) παρουσιάζει αύξηση ενώ οι αντίστοιχες τιμές για την παραγόμενη ενέργεια από τη βασική παροχή ισχύος του δικτύου (δείκτης EGNS) και τις μικροτουρμπίνες (δείκτης EGMT) σημειώνουν σχετική μείωση. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην αυξημένη προτεραιότητα λειτουργίας των αντίστοιχων κυψελών καυσίμου που αποτελούν μονάδες συμπαραγωγής, κατά τη διάρκεια συγκεκριμένων χρονικών περιόδων της ημέρας, για την κάλυψη των αντίστοιχων θερμικών απαιτήσεων του συστήματος.
- Η συνολική παραγόμενη ενέργεια του Μικροδικτύου (δείκτης EGSM) στην Περίπτωση Ανάλυσης B1 είναι μειωμένη σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή που προέκυψε για την Περίπτωση A1, ως συνέπεια της χαμηλότερης στάθμης αξιοπιστίας του συστήματος. Επιπλέον, η παραγόμενη ενέργεια από τη βασική πηγή ισχύος του δικτύου (δείκτης EGNS) μειώνεται κατά 1,1% περίπου. Αντίθετα, η παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής παρουσιάζει αύξηση ίση με 1,4% περίπου. Ο κύριος λόγος στον οποίο οφείλονται οι μεταβολές αυτές είναι ότι στην Περίπτωση A1, η οποία δεν υποθέτει καταστάσεις νησιδοποίησης του Μικροδικτύου, η βασική πηγή ισχύος του λειτουργεί για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα λόγω του μειωμένου κόστους λειτουργίας της σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος των μικροτουρμπίνων και των κυψελών καυσίμου. Όμως, στην Περίπτωση B1, η οποία υποθέτει καταστάσεις νησιδοποίησης του Μικροδικτύου, οι συμβατικές μονάδες

Διασπαρμένης Παραγωγής καλούνται να λειτουργήσουν περισσότερο έτσι ώστε να καλύψουν τη ζήτηση φορτίου των υποσυστημάτων που σχηματίζονται και να αποφευχθεί ένα γεγονός απώλειας φορτίου, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το αυξημένο κόστος λειτουργίας τους. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει και από το διάγραμμα του Σχήματος 7.8 στο οποίο φαίνονται οι μεταβολές της ετήσιας διάρκειας λειτουργίας για τις μικροτουρμπίνες και τις κυψέλες καυσίμου. Όπως φαίνεται, οι αριθμητικές τιμές που αφορούν τις ώρες λειτουργίας των μικροτουρμπίνων και των κυψέλων καυσίμου για την Περίπτωση Ανάλυσης B1 παρουσιάζουν αύξηση κατά 14,4% και 15,8%, αντίστοιχα, σε σχέση με την περίπτωση A1. Είναι ξεκάθαρο ότι οι συμβατικές μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής είναι εκείνες που καλούνται να αναπληρώσουν τις ανεπάρκειες της κύριας παροχής του δικτύου διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού σε περιπτώσεις απομονωμένης λειτουργίας του.

✓ Η εγκατάσταση και ενεργοποίηση περισσότερων ΚΑΔ στο Μικροδίκτυο (Περιπτώσεις Ανάλυσης B1 – B4) έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της συνολικής παραγόμενης ενέργειας του Μικροδικτύου διότι είναι διαθέσιμες περισσότερες εναλλακτικές διαδρομές για τη ροή της ισχύος προς τους ζυγούς φορτίου. Συνεπώς, όλες οι μονάδες Διασπαρμένης Παραγωγής και το δίκτυο μεταφοράς και διανομής καλούνται να λειτουργήσουν περισσότερο για να καλύψουν το υπολειπόμενο φορτίο και των υπόλοιπων υποσυστημάτων όταν ενεργοποιηθεί ο κατάλληλος διακόπτης.

Δείκτης Περίπτωση Ανάλυσης	EGSM (MWh/έτος)	EGNS (MWh/έτος)	EGDG (MWh/έτος)	EGFC (MWh/έτος)	EGMT (MWh/έτος)	<b>EGWD</b> (MWh/έτος)	EGPV (MWh/έτος)
A1	838,440	730,439	108,001	22,404	18,180	45,753	21,664
A2	838,073	729,172	108,901	23,396	18,514	45,684	21,667
A3	838,324	692,128	146,196	45,166	33,643	45,722	21,665
A4	838,543	681,257	157,286	22,927	18,333	94,360	21,666
A5	838,532	707,910	130,622	23,119	18,436	45,730	43,337
A6	838,714	721,071	117,643	23,384	26,807	45,786	21,666
A7	838,666	723,640	115,026	29,127	18,529	45,705	21,665
A8	838,605	668,652	169,953	84,226	18,401	45,661	21,665
A9	838,413	729,683	108,730	22,999	18,364	45,702	21,665
A10	836,879	836,879	-	-	-	-	-
B1	833,128	722,691	110,437	23,411	19,766	45,603	21,657
B2	834,244	723,404	110,840	23,736	19,867	45,580	21,657
B3	834,843	723,650	111,193	23,812	20,092	45,626	21,663
<b>B</b> 4	835,332	724,002	111,330	23,960	20,080	45,629	21,661
B5	835,332	724,002	111,330	23,960	20,080	45,629	21,661
<b>B6</b>	835,332	724,002	111,330	23,960	20,080	45,629	21,661
<b>B</b> 7	835,327	723,999	111,328	23,959	20,079	45,629	21,661
B8	827,428	827,428	-	-	-	-	-

Πίνακας 7.5.	Δείκτες ε	νεργειακού	ισοζυγίου	Μικροδικτύου
--------------	-----------	------------	-----------	--------------


Σχήμα 7.6. Ωριαίες μεταβολές ημερήσιας παραγόμενης ενέργειας μονάδων παραγωγής του Μικροδικτύου για την Περίπτωση Ανάλυσης Α1



Σχήμα 7.7. Συνεισφορά της βασικής πηγής ισχύος του δικτύου και των μονάδων Διασπαρμένης Παραγωγής στο ισοζύγιο ενέργειας του Μικροδικτύου για έξι εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης



Σχήμα 7.8. Μεταβολές ετήσιας διάρκειας λειτουργίας των κυψελών καυσίμου και των μικροτουρμπίνων του Μικροδικτύου για οκτώ εναλλακτικές περιπτώσεις ανάλυσης

#### Γ. Ενεργοποίηση Κανονικά Ανοικτών Διακοπτών

Ο Πίνακας 7.7 παρουσιάζει τα ευρεθέντα αποτελέσματα για τους δείκτες που ποσοτικοποιούν τις λειτουργικές διαδικασίες ενεργοποίησης των ΚΑΔ και αφορούν τα γεγονότα κατά τα οποία ένας τουλάχιστον ΚΑΔ ενεργοποιείται. Όπως φαίνεται, η ετήσια διάρκεια των γεγονότων αυτών αυξάνει με την εγκατάσταση και, επομένως, την ενεργοποίηση επιπρόσθετων ΚΑΔ. Όμως, στις περισσότερες από τις περιπτώσεις που υποθέτουν διαφορετικό αριθμό ΚΑΔ, μόνο ένας ΚΑΔ ενεργοποιείται κατά μέσο όρο σε κάθε ενδεχόμενο, όπως φαίνεται από το δείκτη NSWAC ο οποίος αφορά το μέσο αριθμό ενεργειών ενεργοποίησης που εκτελούνται σε κάθε γεγονός. Σημειώνεται ότι η συγκεκριμένη διαπίστωση οφείλεται, κυρίως, στην τοπολογία του εξεταζόμενου Μικροδικτύου και στα σημεία εγκατάστασης των ΚΑΔ. Τέλος, τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των ΚΑΔ που αφορούν την απαιτούμενη χρονική διάρκεια ενεργοποίησης και την πιθανότητα αποτυχημένης ενεργοποίησής τους δεν επηρεάζουν σημαντικά τα ευρεθέντα αποτελέσματα.

Δείκτης Περίπτωση Ανάλυσης	FSWAC (γεγ./έτος)	<b>FSWAC DSWAC</b> (ψρες/έτος)		NSWAC		
B1	-	-	-	-		
B2	7,86	61,56	7,83	1,0		
B3	9,25	78,01	8,43	1,17		
B4	13,14	131,07	9,98	1,13		
B5	13,14	131,07	9,98	1,13		
B6	13,14	131,07	9,98	1,13		
<b>B</b> 7	13,08	130,66	9,99	1,13		
B8	-	-	-	-		

Σχήμα 7.9. Δείκτες των γεγονότων ενεργοποίησης των ΚΑΔ

#### 7.6. Συμπεράσματα

Τα Μικροδίκτυα αποτελούν ένα σύγχρονο μοντέλο συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με ευρεία εφαρμογή στα δίκτυα διανομής Χαμηλής Τάσης. Τα συστήματα αυτά παρέχουν τη δυνατότητα της αυξημένης διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής καθιστώντας δυνατή τη σύνδεση πολλών παραγωγών – συμμετεχόντων σε αυτά και καταλήγουν σε σημαντικά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Όμως, η αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των μονάδωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής καθιστώντας δυνατή τη σύνδεση πολλών παραγωγών – συμμετεχόντων σε αυτά και καταλήγουν σε σημαντικά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Όμως, η αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των πιο εξελιγμένων τεχνολογιών είναι δυνατό να επηρεάσει σημαντικά τα λειτουργικά χαρακτηριστικά και, αναπόφευκτα, την αξιοπιστία λειτουργίας τους. Ιδιαίτερη σημασία χρειάζεται να δοθεί στις παραμέτρους αξιοπιστίας των στοιχείων των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου και στις διαδικασίες ενεργοποίησης των Κανονικά Ανοικτών Διακοπτών που εκτελούνται έπειτα από την εκδήλωση ενδεχομένων βλάβης σε κάποιο από τα στοιχεία αυτά και καταλήγουν στη νησιδοποίηση του Μικροδικτύου. Με τις κατάλληλες λειτουργικές διαδικασίες καθίσταται δυνατή η ροή της ισχύος στους ζυγούς φορτίου οι οποίοι, διαφορετικά, δε θα μπορούσαν να ικανοποιήσουν τη ζήτηση του φορτίου τους.

Το συγκεκριμένο κεφάλαιο της διδακτορικής διατριβής παρουσιάζει τα βασικά χαρακτηριστικά μίας υπολογιστικής μεθοδολογίας που βασίζεται στις αρχές της ακολουθιακής μεθόδου προσομοίωσης Monte – Carlo και χρησιμοποιείται για την ποσοτικοποίηση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της συνολικής λειτουργικής απόδοσης των Μικροδικτύων. Η μεθοδολογία αυτή λαμβάνει υπόψη τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά των Μικροδικτύων και των εγκατεστημένων μονάδων διασπαρμένης παραγωγής και προσομοιώνει ρεαλιστικά τις λειτουργικές διαδικασίες που εκτελούνται σε καταστάσεις νησιδοποίησης του Μικροδικτύου και αφορούν την ενεργοποίηση των κατάλληλων ΚΑΔ. Τέλος, παρουσιάζονται και συγκρίνονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την ανάλυση της λειτουργίας ενός τυπικού Μικροδικτύου εξετάζοντας εναλλακτικούς σχεδιασμούς λειτουργίας του. Από τα ευρεθέντα αποτελέσματα προκύπτει ένα πλήθος χρήσιμων συμπερασμάτων, τα σημαντικότερα από τα οποία είναι τα ακόλουθα:

- Το επίπεδο της αξιόπιστης λειτουργίας του Μικροδικτύου σχετίζεται σε πολύ μεγάλο βαθμό με την αξιοπιστία λειτουργίας της βασικής πηγής ισχύος του, που είναι το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού. Επίσης, σημαντικό ρόλο παίζουν οι παράμετροι αξιοπιστίας και η διαθεσιμότητα των στοιχείων των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου.
- Οι εγκαταστάσεις διασπαρμένης παραγωγής μπορούν να τροφοδοτήσουν τη ζήτηση φορτίου όταν η ικανότητα τροφοδότησης του υπάρχοντος δικτύου μεταφοράς και διανομής είναι περιορισμένη ως αποτέλεσμα τεχνικών χαρακτηριστικών ή καταστάσεων βλάβης.
- Οι επιπτώσεις κάθε τύπου εγκαταστάσεων διασπαρμένης παραγωγής στην αξιοπιστία λειτουργίας και στο ισοζύγιο ενέργειας του Μικροδικτύου είναι διαφορετικές.
- Η ενεργοποίηση κατάλληλων ΚΑΔ αποτελεί μία λειτουργική διαδικασία η οποία μπορεί να βελτιώσει σημαντικά την αξιοπιστία λειτουργίας του Μικροδικτύου.

# ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

## Σύντομη Ανασκοπήση της Διατριβής

#### 8.1. Ανακεφαλαίωση της Διατριβής

Τα σύγχρονα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας εφαρμόζουν συνεχώς νέες λειτουργικές διαδικασίες έτσι ώστε να βελτιώσουν τα επίπεδα της παρεχόμενης ισχύος στους καταναλωτές τους, επιδιώκοντας να διατηρήσουν το κόστος λειτουργίας τους και τις αντίστοιχες περιβαλλοντικές επιπτώσεις σε χαμηλά επίπεδα. Στα πλαίσια αυτά, η εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας λαμβάνει όλο και μεγαλύτερες διαστάσεις. Το γεγονός αυτό σε συνδυασμό με τις ιδιαιτερότητες που παρουσιάζει η λειτουργία των αντίστοιχων μονάδων παραγωγής λόγω της εξάρτησής τους από τυχαία και απότομα μεταβαλλόμενα καιρικά φαινόμενα, καθιστά την ένταξή τους στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας μία τεχνολογική πρόκληση που απαιτεί τη διεξαγωγή εκτενών μελετών έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής και αξιόπιστη λειτουργία κάθε συστήματος ενώ, παράλληλα, να επιτυγχάνεται η βέλτιστη εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Η παρούσα διδακτορική διατριβή παρουσιάζει τα κύρια χαρακτηριστικά υπολογιστικών μεθοδολογιών που έχουν αναπτυχθεί για την ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της συνολικής λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία θεωρείται υψηλή στάθμη διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ή/και νέων τεχνολογιών. Η ανάπτυξη των μεθοδολογιών αυτών βασίζεται στην ακολουθιακή μέθοδο προσομοίωσης Monte – Carlo η οποία αναλύει τη λειτουργία κάθε συστήματος κατά χρονολογική σειρά προσομοίωσης Monte – Carlo η οποία αναλύει τη λειτουργία κάθε συστήματος κατά χρονολογική σειρά προσομοίωσης Monte – Carlo η οποία αναλύει τη λειτουργία κάθε συστήματος κατά χρονολογική σειρά προσομοίωσης μοτός, πρώτα πραγματοποιήθηκε μία εισαγωγή στις βασικές αρχές της αξιοπιστίας λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και αναλύθηκαν οι σημαντικότερες επιπτώσεις που προκαλούνται από την αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα λειτουργικά χαρακτηριστικά τους. Στη συνέχεια, αναλύθηκαν οι βασικές αρχές της ακολουθιακής μεθόδου προσομοίωσης Monte – Carlo και περιγράφηκαν τα κύρια χαρακτηριστικά της μοντελοποίησης που αναπτύχθηκε σχετικά με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τις σύγχρονες τεχνολογίες μονάδων παραγωγής (κυψέλες καυσίμου, μικροτουρμπίνες, συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, κλπ.).

Η πρώτη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε αφορά την ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση εγκαταστάσεων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας λαμβάνοντας υπόψη όλα τα βασικά χαρακτηριστικά τους που επηρεάζουν σημαντικά τη λειτουργία τους και τα κριτήρια που θεωρούνται σχετικά με την ασφαλή λειτουργία τους. Η συγκεκριμένη μεθοδολογία παρέχει όλα τα απαραίτητα στοιχεία που μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως εργαλεία για να βοηθήσουν στην ποσοτικοποίηση των επιπτώσεων που έχει κυρίως η αυξημένη στάθμη αιολικής διείσδυσης στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και στην πραγματοποίηση κατάλληλων και αποδοτικών μελλοντικών επενδύσεων. Η εφαρμογή της περιλαμβάνει την ανάλυση εναλλακτικών περιπτώσεων λειτουργίας ενός τυπικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας το οποίο βασίζεται στο Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα. Τα αποτελέσματα που ευρέθησαν δείγνουν ότι η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος επηρεάζεται από τη στάθμη αιολικής διείσδυσης και από τη διαθέσιμη ποσότητα υδάτων στους ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών σταθμών. Επιπλέον, η απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας από τα αιολικά πάρκα του συστήματος μπορεί να πραγματοποιηθεί σε πολύ μεγάλο βαθμό. Όμως, η εμφάνιση γεγονότων κατά τη διάρκεια των οποίων η αιολική παραγωγή δε μπορεί να απορροφηθεί πλήρως από το σύστημα, λόγω τεχνικών και λειτουργικών περιορισμών, και οι απαιτούμενες ενέργειες που πρέπει να εκτελέσει ο Διαχειριστής του συστήματος αποτελούν έναν

επιπρόσθετο παράγοντα με ιδιαίτερη σημασία που πρέπει να ληφθεί υπόψη. Επίσης, φάνηκαν τα οφέλη που μπορούν να προκύψουν από τη λειτουργία των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς η οποία μπορεί να βελτιώσει την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος ενώ, παράλληλα, αποτελεί και ένα σημαντικό παράγοντα για την αύξηση της απορροφόμενης αιολικής ενέργειας στο σύστημα. Όμως, για την αποδοτική λειτουργία των εγκαταστάσεων αυτών, απαιτείται ιδιαίτερος σχεδιασμός και προγραμματισμός σε κατάλληλες χρονικές στιγμές. Τέλος, προέκυψε το συμπέρασμα ότι η στάθμη της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα και ο τύπος του θεωρούμενου υδρολογικού έτους επηρεάζουν σημαντικά το ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος. Συγκεκριμένοι σταθμοί παραγωγής μπορεί να εμφανίζουν ιδιαίτερα χαμηλά επίπεδα λειτουργίας που σημαίνει ότι απαιτείται ιδιαίτερη προσοχή κατά το σχεδιασμό και λειτουργία του συστήματος έτσι ώστε να κρίνονται αποδοτικές οι επενδύσεις που γίνονται και αφορούν τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αλλά και τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής.

Η προηγούμενη μεθοδολογία επεκτάθηκε, με την ενσωμάτωση ενός επιπρόσθετου αλγορίθμου, έτσι ώστε να εξεταστεί η δυναμική ασφάλεια των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή στάθμη διείσδυσης αιολικών πάρκων. Ένα κύριο χαρακτηριστικό αποτελεί η αναγνώριση συγκεκριμένων λειτουργικών καταστάσεων στις οποίες μπορεί να ευρεθεί το σύστημα και είναι δυνατό να προκαλέσουν προβλήματα αστάθειας συχνότητας. Οι καταστάσεις αυτές χαρακτηρίζονται ως Κρίσιμες και αφορούν τη λειτουργία ορισμένων μονάδων παραγωγής του συστήματος, οι οποίες θεωρούνται ιδιαίτερα σημαντικές για την ασφαλή λειτουργία του, σε δεδομένα επίπεδα φόρτισης και σε διαφορετικές στάθμες αιολικής διείσδυσης. Στη συνέχεια, εξετάζεται η πιθανότητα εμφάνισης ορισμένων διαταραχών όπως είναι η απώλεια της μονάδας παραγωγής που έχει τη μεγαλύτερη τιμή ισχύος εξόδου ή/και η ακαριαία μείωση της παραγόμενης ισχύος από τις λειτουργούσες ανεμογεννήτριες των αιολικών πάρκων και υπολογίζονται κατάλληλοι δείκτες για την ποσοτικοποίηση των επιπτώσεων της λειτουργίας των αιολικών πάρκων στην ασφαλή λειτουργία του συστήματος. Η αναπτυχθείσα μεθοδολογία χρησιμοποιήθηκε για την ανάλυση της λειτουργικής απόδοσης ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας το οποίο βασίζεται στο απομονωμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου, θεωρώντας διαφορετικές περιπτώσεις σχεδιασμού και λειτουργίας του. Εξετάσθηκαν 21 λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος στις οποίες παρουσιάζονται μεγάλες τιμές παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων και είναι δυνατό να προκληθούν προβλήματα αστάθειας της συχνότητας. Από τα αποτελέσματα που προέκυψαν φάνηκε ότι η αύξηση της αιολικής διείσδυσης στο σύστημα βελτιώνει την αξιοπιστία λειτουργίας του, καθώς είναι διαθέσιμη επιπρόσθετη ισχύς για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου. Όμως, αυξάνονται οι τιμές των πιθανοτήτων εμφάνισης των Κρίσιμων Καταστάσεων και των Καταστάσεων Κινδύνου του συστήματος. Επίσης, αναλύθηκαν οι επιπτώσεις ορισμένων λειτουργικών χαρακτηριστικών των θερμικών μονάδων παραγωγής, όπως είναι οι ελάχιστοι χρόνοι παραμονής εντός και εκτός λειτουργίας και η σειρά προτεραιότητας ένταξης, στο ενεργειακό ισοζύγιο, στην αποτελεσματική απορρόφηση της παραγόμενης ισχύος των αιολικών πάρκων και στη δυναμική ασφάλεια του συστήματος.

Η ανάλυση της αξιοπιστίας λειτουργίας και της λειτουργικής απόδοσης των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με συνδυασμένη εκμετάλλευση αιολικών πάρκων και υδροηλεκτρικών σταθμών αποτέλεσε αντικείμενο εκτεταμένης έρευνας στα πλαίσια της παρούσας διατριβής. Τα συστήματα αυτά χαρακτηρίζονται ως υβριδικά και εφαρμόζουν τη διαδικασία της αντλησιοταμίευσης σε κατάλληλες χρονικές περιόδους του έτους κατά τις οποίες η λειτουργική κατάσταση του συστήματος την καθιστά δυνατή. Μελετήθηκε ένα τυπικό υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζεται στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ενός μικρού Ελληνικού νησιού και εξετάστηκαν οι επιπτώσεις των σημαντικότερων χαρακτηριστικών του, όπως είναι το ποσοστό αιολικής διείσδυσης, η αιχμή της ζήτησης φορτίου, η εγκατεστημένη ισχύς των συμβατικών μονάδων παραγωγής και των αιολικών πάρκων και η λειτουργία των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης στους αντίστοιχους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, στη

λειτουργική του απόδοση. Ιδιαίτερη βαρύτητα δόθηκε στην επίδραση των εφαρμοζόμενων τιμών των Κριτηρίων Ασφαλείας στη διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας και στο κόστος λειτουργίας του συστήματος. Από τα ευρεθέντα αποτελέσματα φάνηκε ότι η αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος δεν επηρεάζεται σε μεγάλο βαθμό από το ποσοστό αιολικής διείσδυσης που χρησιμοποιείται από το χειριστή του συστήματος για να εξασφαλίσει την ασφαλή λειτουργία του. Όμως, η εφαρμοζόμενη τιμή του ποσοστού αιολικής διείσδυσης επηρεάζει σημαντικά την απορροφόμενη αιολική ενέργεια και τη σχετική συνεισφορά των θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος. Επιπλέον, η λειτουργία των εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης στους ΥΗΣ μπορεί να βελτιώσει την αξιοπιστία λειτουργίας του συστήματος ενώ, παράλληλα, αυξάνει το ισοδύναμο ποσοστό αιολικής διείσδυσης εφορμοζόμενα Κριτήρια Ασφαλείας του συστήματος (ποσοστό της ζήτησης φορτίου και της παραγώμενης ισχύος των αιολικών πάρκων αντίστοιχα), φάνηκε ότι οι υψηλές τιμές τους επηρεάζουν σημαντικά τη διαθέσιμη στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας ενώ η εφαρμογή του Κριτηρίου Ασφαλείας Ν-1 δεν συνίσταται σε απομονωμένα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας διότι αυξάνει σημαντικά τις αντίστοιχες απαιτήσεις.

Τα συστήματα παροχής ισχύος σε βιομηχανικές και εμπορικές εγκαταστάσεις αποτέλεσαν το αντικείμενο έρευνας της επόμενης ενότητας της παρούσας διατριβής. Τα συστήματα αυτά αναπτύσσουν νέες λειτουργικές πρακτικές και διαδικασίες έτσι ώστε να επιτύχουν υψηλότερα επίπεδα αξιοπιστίας λειτουργίας διατηρώντας, όσο γίνεται, πιο χαμηλό το αντίστοιχο κόστος. Ως αποτέλεσμα, απαιτείται η πραγματοποίηση κατάλληλων μελετών έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η βέλτιστη τεχνικοοικονομικά απόδοσή τους. Η μεθοδολογία που αναπτύχθηκε στα πλαίσια της παρούσας διατριβής λαμβάνει υπόψη όλα τα ιδιαίτερα λειτουργικά χαρακτηριστικά που παρουσιάζουν τα συστήματα αυτά, όπως είναι η σύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιγείρησης ηλεκτρισμού, οι απαιτήσεις σε θερμικό φορτίο που έχουν, κλπ. Σημαντικό τμήμα της αποτελεί η αξιολόγηση της οικονομικής απόδοσης του συστήματος με τον υπολογισμό κατάλληλων δεικτών που ποσοτικοποιούν τη λειτουργία του συστήματος σε βάθος χρόνου ανάλογα με το χρόνο ζωής του υφιστάμενου εξοπλισμού ενώ ιδιαίτερη βαρύτητα δίνεται στην ποσοτικοποίηση της περιβαλλοντικής απόδοσης του συστήματος υπολογίζοντας τις αντίστοιχες εκπομπές ρύπων και τον υφιστάμενο μηγανισμό εμπορίας δικαιωμάτων. Χρησιμοποιώντας τη μεθοδολογία που αναπτύχθηκε αναλύθηκε η λειτουργία ενός τυπικού συστήματος παροχής ισχύος σε ένα βιομηχανικό καταναλωτή εξετάζοντας εναλλακτικούς σχεδιασμούς στον τρόπο λειτουργίας του, όπως είναι η αποσύνδεση από το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού, η εγκατάσταση επιπρόσθετων ιδιόκτητων μονάδων παραγωγής και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, κλπ. Προέκυψαν ιδιαίτερα σημαντικές πληροφορίες για το κόστος αλλά και τα οφέλη που προκύπτουν από τη σύνδεση του συστήματος παροχής ισχύος στο δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού και από την παράλληλη λειτουργία με αυτό. Παράλληλα, τα ευρεθέντα αποτελέσματα μπορούν να αποτελέσουν ένα χρήσιμο και εύχρηστο εργαλείο για τον καθορισμό του βέλτιστου τεχνικοοικονομικά τρόπου λειτουργίας του συστήματος συγκρίνοντας το κέρδος που προκύπτει από κάθε επένδυση με το αντίστοιχο κόστος που απαιτείται.

Η τελευταία ενότητα της διατριβής ασχολήθηκε με το θέμα της αξιοπιστίας λειτουργίας των Μικροδικτύων. Τα Μικροδίκτυα αποτελούν ένα σύγχρονο μοντέλο συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με ευρεία εφαρμογή στα δίκτυα διανομής Χαμηλής Τάσης και παρέχουν τη δυνατότητα της αυξημένης διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των μονάδων διασπαρμένης παραγωγής καθιστώντας δυνατή τη σύνδεση πολλών παραγωγών – συμμετεχόντων σε αυτά με αποτέλεσμα να προκύπτουν αρκετά σημαντικά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Ιδιαίτερη σημασία δόθηκε στις παραμέτρους αξιοπιστίας των στοιχείων των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου και στις διαδικασίες ενεργοποίησης των Κανονικά Ανοικτών Διακοπτών που εκτελούνται έπειτα από την εκδήλωση ενδεχομένων βλάβης σε

κάποιο από τα στοιχεία αυτά και καταλήγουν στη νησιδοποίηση του Μικροδικτύου. Αφού παρουσιάστηκαν αναλυτικά τα χαρακτηριστικά της μεθοδολογίας που υλοποιήθηκε, παρουσιάστηκαν και συγκρίθηκαν τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την ανάλυση της λειτουργίας ενός τυπικού Μικροδικτύου και την εξέταση εναλλακτικών σχεδιασμών λειτουργίας του. Από τα ευρεθέντα αποτελέσματα προέκυψε ότι το επίπεδο της αξιόπιστης λειτουργίας του Μικροδικτύου σχετίζεται σε πολύ μεγάλο βαθμό με την αξιοπιστία λειτουργίας της βασικής πηγής ισχύος του, που είναι το δίκτυο μεταφοράς και διανομής της επιχείρησης ηλεκτρισμού. Επίσης, σημαντικό ρόλο παίζουν οι παράμετροι αξιοπιστίας και η διαθεσιμότητα των στοιχείων των γραμμών διανομής του Μικροδικτύου. Επίσης, οι εγκαταστάσεις διασπαρμένης παραγωγής μπορούν να τροφοδοτήσουν τη ζήτηση φορτίου όταν η ικανότητα τροφοδότησης του υπάρχοντος δικτύου μεταφοράς και διανομής είναι περιορισμένη ώς αποτέλεσμα τεχνικών χαρακτηριστικών ή καταστάσεων βλάβης ενώ οι επιπτώσεις κάθε τύπου εγκαταστάσεων στην αξιοπιστία λειτουργίας και στο ισοζύγιο ενέργειας του Μικροδικτύου είναι η οποία μπορετικές. Τέλος, φάνηκε ότι η ενεργοποίηση κατάλληλων ΚΑΔ αποτελεί μία λειτουργική διαδικασία η οποία μπορεί να βελτιώσει σημαντικά την αξιοπιστία λειτουργίας και διατουργίας του Μικροδικτύου είναι διαφορετικές. Τέλος, φάνηκε ότι η ενεργοποίηση κατάλληλων ΚΑΔ αποτελεί μία λειτουργική διαδικασία η οποία μπορεί να βελτιώσει σημαντικά την αξιοπιστία λειτουργίας του Μικροδικτύου παρέχοντας εναλλακτικούς τρόπους ροής της ισχύος όταν δημιουργούνται καταστάσεις νησιδοποίησης του δικτύου.

### 8.2. Θέματα Πρωτοτυπίας της Διατριβής

Η συνεισφορά της παρούσας Διδακτορικής Διατριβής εντοπίζεται στην ανάπτυξη κατάλληλων υπολογιστικών μεθοδολογιών οι οποίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ανάλυση της συνολικής λειτουργικής απόδοσης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας τα οποία εφαρμόζουν νέες λειτουργικές πρακτικές σε συνδυασμό με την αυξημένη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ο τρόπος ανάπτυξης κάθε υπολογιστικής μεθοδολογίας επιτρέπει την εύκολη τροποποίηση των ενσωματωμένων αλγορίθμων παρέχοντας, με τον τρόπο αυτό, τη δυνατότητα για ανάλυση πολλών διαφορετικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας τα οποία μπορεί να παρουσιάζουν από μικρές αλλαγές έως μεγάλες και σημαντικές διαφοροποιήσεις στον τρόπο λειτουργίας τους. Σημαντικό πλεονέκτημα αποτελεί η δυνατότητα που παρέγουν για τη γρονολογική ανάλυση της λειτουργίας κάθε συστήματος προσομοιώνοντας ρεαλιστικά τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά του. Αυτή η δυνατότητα έχει ιδιαίτερη σημασία διότι καθιστά δυνατή την αναγνώριση ιδιαίτερων λειτουργικών καταστάσεων στις οποίες μπορούν να ευρεθούν τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έτσι ώστε να απαιτούν την εκτέλεση συγκεκριμένων λειτουργικών διαδικασιών ή να οδηγούν στην αλλαγή σημαντικών σχεδιαστικών ή/και λειτουργικών χαρακτηριστικών του. Επιπλέον, έχουν εισαχθεί σημαντικοί νέοι δείκτες, ο υπολογισμός των οποίων μπορεί να βοηθήσει στην εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων σχετικά με τον τρόπο κατά τον οποίο τα διάφορα χαρακτηριστικά επηρεάζουν τη λειτουργία κάθε συστήματος. Χαρακτηριστικό παράδειγμα πρωτοτυπίας αποτελούν οι υπολογιζόμενοι δείκτες που αφορούν τα ενδεχόμενα της μη απορρόφησης της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα ενός συστήματος και τα οποία μπορεί να οφείλονται σε διαφορετικά αίτια. Οι μεθοδολογίες που έχουν αναπτυχθεί καθιστούν δυνατή την αναγνώριση της συνεισφοράς κάθε αιτίου στις συνολικές τιμές της μη απορρόφησης και παρέχουν σημαντικές πληροφορίες για τους τρόπους με τους οποίους μπορούν να αντιμετωπιστούν αποτελεσματικά. Τέλος, οι εφαρμογές που έχουν πραγματοποιηθεί χρησιμοποιώντας τις αναπτυχθείσες μεθοδολογίες και εξετάζοντας εναλλακτικούς τρόπους σχεδιασμού και λειτουργίας κάθε συστήματος αποτελούν μία σημαντική διαδικασία η οποία συμβάλλει στην εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων σχετικά με την επίδραση των διάφορων χαρακτηριστικών στην λειτουργική του απόδοση. Για παράδειγμα, εξετάστηκε κατά πόσο η αύξηση του ποσοστού διείσδυσης της αιολικής παραγωγής σε ένα απομονωμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζει την αξιοπιστία λειτουργίας και το ενεργειακό ισοζύγιο του ή εάν η εφαρμογή συγκεκριμένων Κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας οδηγεί σε αύξηση των αντίστοιχων απαιτήσεων στρεφόμενης εφεδρείας και του λειτουργικού κόστους.

## 8.3. Μελλοντικές Προοπτικές της Διατριβής

Η έρευνα που έχει πραγματοποιηθεί στα πλαίσια της παρούσας διδακτορικής διατριβής μπορεί να αποτελέσει σημαντικό υπόβαθρο για την περαιτέρω ανάλυση της λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας στα οποία υπάρχει αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Οι ξεχωριστές υπολογιστικές μεθοδολογίες που έχουν αναπτυχθεί για την προσομοίωση της λειτουργίας των διαφόρων συστημάτων, και οι οποίες αναλύονται στα αντίστοιχα Κεφάλαια της διατριβής, παρέχουν τη δυνατότητα για ενσωμάτωση επιπρόσθετων αλγορίθμων έτσι ώστε να μελετηθούν ορισμένα εξίσου σημαντικά χαρακτηριστικά της λειτουργίας κάθε συστήματος.

Όπως έχει ήδη αναλυθεί, μία ιδιαίτερα σημαντική λειτουργική διαδικασία στα συστήματα με αυξημένη αιολική διείσδυση αποτελεί η αντλησιοταμίευση με αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας η οποία σε αντίθετη περίπτωση θα χανόταν ανεκμετάλλευτη λόγω των τεχνικών και λειτουργικών περιορισμών που αφορούν την απορρόφησή της. Οι μελλοντικές προοπτικές που υπάρχουν περιλαμβάνουν τη δημιουργία κατάλληλων εγκαταστάσεων αντλησιοταμίευσης έτσι ώστε να πραγματοποιείται η διαδικασία αυτή. Με την ανάπτυξη κατάλληλων αλγορίθμων και την ενσωμάτωσή τους στην ήδη αναπτυχθείσα μεθοδολογία, που περιγράφεται στο Κεφάλαιο 3, μπορεί να πραγματοποιηθεί μία αναλυτική μελέτη των κυριότερων κατασκευαστικών και λειτουργικών χαρακτηριστικών των εγκαταστάσεων αυτών, όπως είναι η αποθηκευτική ικανότητα της δεξαμενής άντλησης, η ισχύς των αντλιών-γεννητριών και οι χρονικές περίοδοι εκτέλεσης των διαδικασιών παραγωγής-άντλησης κάθε σταθμού, έτσι ώστε να εξασφαλιστεί η αποτελεσματική και οικονομικά αποδοτική λειτουργία τους.

Επιπλέον, η διαδικασία προσομοίωσης που αναλύεται στο Κεφάλαιο 5 και αφορά τη λειτουργία των απομονωμένων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με συνδυασμένη εκμετάλλευση αιολικών πάρκων και υδροηλεκτρικών σταθμών, μπορεί να επεκταθεί περαιτέρω δίνοντας ιδιαίτερη βαρύτητα στον καθορισμό των εφαρμοζόμενων κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος και στον τρόπο ικανοποίησής τους. Πρόκειται για μία διαδικασία με ιδιαίτερη σημασία καθώς τα λειτουργικά κόστη των μονάδων παραγωγής για τις επικουρικές υπηρεσίες που απαιτούνται θα αποτελέσουν σημαντικό παράγοντα για τη λειτουργία των συστημάτων αυτών στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Τέλος, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η ανάλυση της λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας σε χρονικά διαστήματα μικρότερα από μία ώρα έτσι ώστε να αναλυθούν, με μεγαλύτερη ακρίβεια, οι επιπτώσεις των μεταβολών της παραγόμενης ισχύος από τις εγκαταστάσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην δυναμική ασφάλειά τους.

#### ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Διαλυνάς, Ε.Ν., "Αξιοπιστία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας", Αθήνα, 1996.
- [2] Birolini, A., "Reliability Engineering, Theory and Practice", Springer, 1999.
- [3] Billinton, R., Allan, R.N., "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Kluwer Academic Publishers, Accord Station, 1988.
- [4] Ernst, B., "Analysis of Wind Power Ancillary Services Characteristics with German 250 MW Wind Data", pp. 38, NREL Report No. TP-500-26969, http://www.nrel.gov/publications/
- [5] Danny, G., "Power Reserve in Interconnected Systems with High Wind Power Production", IEEE Power Tech Conference, 10 15<sup>th</sup> September, 2001, Porto, Portugal.
- [6] Holttinen, H., Hirvonen, R., "Effects of 3000 MW Wind Production on the Finnish Power System" EWEC Special Topic Conference 'Wind Power for the 21st Century, Kassel, DE, 25 – 27<sup>th</sup> September, 2000.
- [7] Holttinen, H., "Impact of Hourly Wind Power Variations on the System Operation in the Nordic Countries", Wind Energy 2005.
- [8] Huang, D., Billinton, R., "Effects of Wind Power on Bulk System Adequacy Evaluation Using the Well-Being Analysis Framework", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 3, pp. 1232 – 1240, August 2009.
- [9] Vallée, F., Lobry, J., Deblecker, O., "Impact of the Wind Geographical Correlation Level for Reliability Studies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 4, pp. 2232 – 2239, November 2007.
- [10] Karki, R., Hu, P., Billinton, R., "A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 21, No. 2, pp. 533 – 540, June 2006.
- [11] Billinton, R., Guang, B., "Adequacy Evaluation of Generation Systems Including Wind Energy", Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 1, pp. 24 – 29, IEEE CCECE 2002.
- [12] Karaki, S.H., Salim, B.A., Chedid, R.B., "Probabilistic Model of a Two-Site Wind Energy Conversion System", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17, No. 4, pp. 530 – 536, December 2002.
- [13] Billinton, R., Chen, H., Ghajar, R., "A Sequential Simulation Technique for Adequacy Evaluation of Generating Systems Including Wind Energy", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 4, pp. 728 – 734, December 1996.
- [14] Allan, R.N., Sayas, F.C., "Generation Availability Assessment of Wind Farms", IEE Proceedings Generation, Transmission, Distribution, Vol. 143, No. 5, pp. 507 – 518, September 1996.
- [15] Milligan, M., Porter, K., "The Capacity Value of Wind in the United States: Methods and Implementation", The Electricity Journal, Vol. 19, Issue 2, pp. 91 – 99, March 2006.
- [16] Hirst, E., Hild, J., "The Value of Wind Energy as a Function of Wind Capacity", The Electricity Journal, Vol. 17, Issue 6, pp. 11 – 20, July 2004.
- [17] Catalao, J.P.S., Mariano, S.J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira L.A.F.M., "Scheduling of Head Sensitive Cascaded Hydro Systems: A Nonlinear Approach", ", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 1, pp. 337 – 346, February 2009.
- [18] Hongling, L., Chuanwen, J., Yan, Z., "A Review on Risk-Constrained Hydropower Scheduling in Deregulated Power Market", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 12, Issue 5, pp. 1465 – 1475, June 2008.
- [19] Mariano, S.J.P.S., Catalao, J.P.S., Mendes, V.M.F., Ferreira L.A.F.M., "Optimising Power Generation Efficiency for Head-Sensitive Cascaded Reservoirs in a Competitive Electricity Market", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 30, Issue 2, pp. 125 – 133, February 2008.

- [20] Finardi, E.C., Silva, E.L., "Solving the Hydro Unit Commitment Problem via Dual Decomposition and Sequential Quadratic Programming", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, pp. 835 – 844, May 2006.
- [21] Castronuovo, E.D., Lopes, J.A.P., "Optimal Operation and Hydro Storage Sizing of a Wind Hydro Power Plant", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 26, Issue 10, pp. 771 – 778, December 2004.
- [22] Gil E., Bustos J., Rudnick H., "Short-Term Hydrothermal Generation Scheduling Model Using a Genetic Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No.4, pp. 1256 – 1264, November 2003.
- [23] Sinha, N., Chakrabarti, R., Chattopadhyay, P.K., "Fast Evolutionary Programming Techniques for Short – Term Hydrothermal Scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, pp. 214 – 220, February 2003.
- [24] Siu, T.K., Nash, G.A., Shawwash, Z.K., "A Practical Hydro, Dynamic Unit Commitment and Loading Model", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 2, pp. 301 306, May 2001.
- [25] Ni E., Guan X., Li R., "Scheduling Hydrothermal Power Systems with Cascaded and Head-Dependent Reservoirs", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, pp. 1127 – 1132, August 1999.
- [26] Papaefthimiou, S., Karamanou, E., Papathanassiou, S., Papadopoulos, M., "Operating Policies for Wind-Pumped Storage Hybrid Power Stations in Island Grids", Accepted for publication in IET Renewable Power Generation.
- [27] Papathanassiou, S.A., Boulaxis, N.G., "Power Limitations and Energy Yield Evaluation for Wind Farms Operating in Island Systems", Renewable Energy, Vol. 31, Issue 4, pp. 457 479, April 2006.
- [28] Billinton, R., Bagen, "Generating Capacity Adequacy Evaluation of Small Stand-alone Power Systems Containing Solar Energy", Reliability Engineering & System Safety, Vol. 91, Issue 4, pp.438-443, April 2006.
- [29] Billinton, R., Bagen, "A Sequential Simulation Method for the Generating Capacity Adequacy Evaluation of Small Stand-alone Wind Energy Conversion Systems", Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, Vol. 1, pp. 72 – 77, IEEE CCECE 2002.
- [30] Billinton, R., Karki, R., "Maintaining Supply Reliability of Small Isolated Power Systems Using Renewable Energy", IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 148, Issue 6, pp. 530 – 534, 2001.
- [31] Karki, R., Billinton, R., "Reliability/Cost Implications of PV and Wind Energy Utilization in Small Isolated Power Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 16, No. 4, pp. 368 – 373, December 2001.
- [32] Kaldellis, J.K., Kavadias, K.A., "Optimal Wind-Hydro Solution for Aegean Sea Islands' Electricity-Demand Fulfilment", Journal of Applied Energy, Vol. 70, Issue 4, pp. 333 – 354, December 2001.
- [33] Voumvoulakis, E.M., Hatziargyriou, N.D., "A Reinforcement Learning Approach for the Determination of Spinning Reserve in an Isolated Power System", Med Power 2008, Paper 210, Thessaloniki, November 2008.
- [34] Thalassinakis, E.J., Dialynas, E.N., "A Monte Carlo Simulation Method for Setting the Underfrequency Load Shedding Relays and Selecting the Spinning Reserve Policy in Autonomous Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, pp. 2044 – 2052, November 2004.
- [35] Bae, I.S., Kim, J.O., "Reliability Evaluation of Customers in a Microgrid", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, pp. 1416 – 1422, August 2008.
- [36] Bae, I.S., Kim, J.O., "Reliability Evaluation of Distributed Generation Based on Operation Mode", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 2, pp. 785 – 790, May 2007.

- [37] El-Khattam W., Hegazy Y.G., Salama M.M.A., "Investigating Distributed Generation Systems Performance Using Monte Carlo Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, pp. 524 – 532, May 2006.
- [38] Chowdhury, A.A., Agarwal, S.K., Koval, D.O., "Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis", IEEE Transactions on Industrial Applications, Vol. 39, No. 5, pp. 1493 – 1498, September 2003.
- [39] Hegazy, Y.G., Salama, M.M.A., Chikhani, A.Y., "Adequacy Assessment of Distributed Generation Systems Using Monte – Carlo Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, pp. 48 – 52, February 2003.
- [40] Brown, R., "Modelling the Reliability Impact of Distributed Generation", Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 1, pp. 442 – 446, July 2002.
- [41] Ou, Y., Goel, L., "Using Monte Carlo Simulation for Overall Distribution System Reliability Worth Assessment", IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 146, Issue 5, pp. 535 – 540, September 1999.
- [42] Atwa, Y.M., El-Saadany, E.F., "Reliability Evaluation for Distribution System with Renewable Distributed Generation During Islanded Mode of Operation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 2, May 2009.
- [43] Keane, A., O' Maley, M., "Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 3, August 2005.
- [44] Tanrioven, M., "Reliability and Cost Benefits of Adding Alternate Power Sources to an Independent Micro – Grid Community", Journal of Power Sources, Vol. 150, Issue 4, pp. 136 – 149, October 2005.
- [45] El-Khattam, W., Bhattacharya, K., Hegazy, Y.G., Salama, M.M.A., "Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, pp. 1674 – 1684, August 2004.
- [46] Bae, I.S., Kim, J.O., Kim, J.C., Singh, C., "Optimal Operating Strategy for Distributed Generation Considering Hourly Reliability Worth", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, pp. 287 – 292, February 2004.
- [47] Choi, S.B., "Assessment of Reliability in the Distribution System of an Industrial Complex", Journal of Electrical Engineering and Technology, Vol. 2, No. 2, pp. 201 – 207, June 2007.
- [48] Pipattanasomporn, M., Willingham, M., Rahman, S., "Implications of On-Site Distributed Generation for Commercial/Industrial Facilities", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 1, pp. 206 – 212, January 2005.
- [49] Διαλυνάς, Ε.Ν., "Προσομοίωση Monte Carlo", Ε.Μ.Πολυτεχνείο, Αθήνα, 1998.
- [50] Ross, S.M., "A Course in Simulation", Macmillan Publishing Company, New York, 1991.
- [51] Anders, G.J., Endrenyi, J., Pereira, M.V.F, Pinto, L., Oliveira, C., Cunha, S., "Fast Monte Carlo Simulation Techniques for Power Systems Reliability Studies", 1990 CIGRE Session, Paris, Paper 38-205.
- [52] Dialynas, E.N., Koskolos, N.C, "Comparison of Contingency Enumeration and Monte Carlo Simulation Approaches Applied to the Reliability Evaluation of Composite Power Systems", European Journal of Diagnosis and Safety in Automation, Hermes, Vol. 5, 1995, pp. 25 – 48.
- [53] Billinton, R., Gan, L., "Use of Monte Carlo Simulation in Teaching Generating Capacity Adequacy Assessment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 4, pp. 1571 – 1577, November 1991.
- [54] Billinton, R., Jonnavithula, A., "Composite System Adequacy Assessment Using Sequential Monte Carlo Simulation with Variance Reduction Technique", IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, Issue 1, pp. 1 – 6, January 1997.

- [55] Billinton, R., Li, W., "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods", Plenum Press, New York, 1994.
- [56] Allan, R.N., Roman, J., "Reliability Assessment of Hydrothermal Generation Systems Containing Pumped Storage Plant", IEE Proceedings-C, Vol. 138, No. 6, November 1991.
- [57] Λέρης, Γ., "Εκμετάλλευση Υδροηλεκτρικών Σταθμών", Cd.
- [58] Παπαδιάς, Β.Κ., Βουρνάς, Κ., "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας Και Έλεγχος Συχνότητας Και Τάσεως", Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα, 1991.
- [59] Παπαντώνης Δ.Ε., "Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα", Εκδόσεις Συμεών, Αθήνα, 2001.
- [60] Τεχνική Ένωση Α.Ε., "Μελέτη Σκοπιμότητας Υδροενεργειακής Αξιοποίησης π.Άνω Γλαύκου".
- [61] Παπαδόπουλος, Μ.Π., "Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές", Αθήνα, 1997.
- [62] Messenger, R.A., Ventre, J., "Photovoltaic Systems Engineering", CRC Press, 2nd Edition, 2003.
- [63] Καγκαράκης, Κ., "Φωτοβολταϊκή Τεχνολογία", Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα 1992.
- [64] Κούτρας, Π., Τσιλιγκιρίδης, Γ., "Οικονομική Εξέταση Φωτοβολταϊκών Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας", Πρακτικά Τρίτου Εθνικού Συνεδρίου για τις Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Θεσσαλονίκη, σελ. 457 – 464, 9 –11 Νοεμβρίου 1988.
- [65] Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P., Kirschen, D., Strbac, G., "Embedded Generation", IEE Publications, London, 2000.
- [66] Hadjsaid, N., Canard, J., Dumas, F., "Dispersed Generation Increases the Complexity of Controlling and Maintaining the Distribution Systems", IEEE Comput. Appl. Power, Vol. 12, pp. 23–28, April 1999.
- [67] Ackermann, T., Andersson, G., Soder, L., "Distributed Generation: A Definition", Electric Power Systems Research, Vol. 57, pp. 195–204, 2001.
- [68] Barker, P.P., "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1-Radial Distribution Systems", Proc. IEEE Power Eng Soc. Summer Meeting, pp. 1645–1656, 2000.
- [69] Edwards, F.V., Dudgeon, G.J., McDonald, J.R., Leithead, W.E., "Dynamics of Distribution Networks with Distributed Generation", Proc.IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting, pp. 1032– 1037, 2000.
- [70] Hessenius, C., Ang, A., Hamilton, S., "Fuel Cells: A Utilities Perspective", Journal of Power Sources, Vol. 158, Issue 1, pp. 436 – 445, July 2006.
- [71] Energy Nexus Group, "Technology Characterization: Fuel Cells", prepared for Environmental Protection Agency, Climate Protection Partnership Division, April 2002.
- [72] Larmine, J.E., Dicks, A., "Fuel Cell Systems Explained", Chichester, Wiley, 2000.
- [73] Nehrir M.H., Wang, C., Shaw, S.R., "Fuel Cells: Promising Devices for Distributed Generation", IEEE Power and Energy Magazine, February 2006.
- [74] Energy Nexus Group, "Technology Characterization: Microturbines", Prepared for Environmental Protection Agency, Climate Protection Partnership Division, March 2002.
- [75] Saha, A.K., Chowdhury, S., Chowdhury, S.P., Crossley, P.A., "Modeling and Performance Analysis of a Microturbine as a Distributed Energy Resource", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 24, Issue 2, pp. 529 – 538, June 2009.
- [76] Dell, R.M., Rand, D.A.J., "Energy Storage A Key Technology for Global Sustainability", Journal of Power Sources, Vol. 100, Issues 1 – 2, pp. 2 – 17, November 2001.
- [77] Bagen, Billinton, R., "Impacts of Energy Storage on Power System Reliability Performance", Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, pp. 494 – 497, 2005.
- [78] European Parliament, Policy Department, Economic and Scientific Policy, "Outlook of Energy Storage Technologies", (IP/A/ITRE/FWC/2006-087/Lot 4/C1/SC2), February 2008.
- [79] Senjyn, T., Miyagi, T., Yousuf, S.A., Urasaki, N., "A Technique for Unit Commitment With Energy Storage Systems", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 29, 2007, pp. 91 – 98.

- [80] "The Current Status of the Wind Energy", European Wind Energy Association, Brussels, Belgium, επίσης διαθέσιμο στο www.ewea.org.
- [81] Junginger, M., Faaij, A., Turkenburg, W.C., "Global Experience Curves for Wind Farms", Energy Policy, Vol. 33, Issue 2, pp. 133 – 150, January 2005.
- [82] Olsina, F., Röscher, M., Larisson, C., Garcés, F., "Short-term Optimal Wind Power Generation Capacity in Liberalized Electricity Markets", Energy Policy, Vol. 35, Issue 2, pp. 1257 – 1273, February 2007.
- [83] Διαλυνάς, Ε., "Επιπτώσεις της Μεγάλης Αιολικής Διείσδυσης στη Λειτουργική Απόδοση του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας Θεωρώντας τις Νέες Ενεργειακές Εκτιμήσεις", Τελική Τεχνική Έκθεση, Σεπτέμβριος 2009, Αθήνα.
- [84] Διαλυνάς, Ε., Παπαντώνης, Δ., Παπαθανασίου, Σ., "Μελέτη των Επιπτώσεων στη Λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος από την Αιολική Διείσδυση 5 έως 8 GW μέχρι το έτος 2025: Προϋποθέσεις και Εκτίμηση του Κόστους Ομαλής Ένταξής τους", Τελική Τεχνική Έκθεση, Ιανουάριος 2010, Αθήνα.
- [85] Contaxi, E., Papachristou, D., Contaxis, G., "Modeling of Combined Cycle Units in Probabilistic Production Costing Models", 2003 Bologna IEEE Power Tech Conference, June 23<sup>th</sup> – 26<sup>th</sup>, Bologna, Italy.
- [86] "Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας", επίσης διαθέσιμο στο <u>www.rae.gr</u>.
- [87] Παπαδόπουλος, Π., Ρώσσης, Κ., Χαβιαρόπουλος, Π., "Σενάριο Διείσδυσης της Αιολικής Ενέργειας στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας", Τεχνική Έκθεση, ΚΑΠΕ, Φεβρουάριος 2009.
- [88] Abdulwhab, A., Billinton, R., "Generating System Wellbeing Index Evaluation", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 26, Issue 3, pp. 221 229, March 2004.
- [89] Παπαδιάς, Β., "Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας", Ε.Μ.Π., Αθήνα, 1993.
- [90] Παπαδιάς, Β., "Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας Ασύμμετρες και Μεταβατικές Καταστάσεις", Ε.Μ.Π., Αθήνα, 1993.
- [91] Anderson, P.M., "Analysis of Faulted Power Systems", IEEE Press Power Systems Engineering Series, New York, 1995.
- [92] Χατζηαργυρίου, Ν., "Η Συνεισφορά των Φορτίων στα Ρεύματα Βραχυκυκλώσεως", Ε.Μ.Π., Αθήνα, 1994.
- [93] Tractebel Engineering, "EUROSTAG Package", Release 4.4, 2008.
- [94] Διαλυνάς, Ε., Χατζηαργυρίου, Ν., "Εκτίμηση της Μέγιστης Επιτρεπόμενης Ισχύος από Ανεμογεννήτριες για την Ασφαλή και Αξιόπιστη Λειτουργία του Αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κύπρου", Ενδιάμεση Έκθεση Δραστηριοτήτων, Ιούλιος 2006, Αθήνα.
- [95] Tomonobu, S., Shimabukuro, K., Uezato, K., Funabashi, T., "A Fast Technique for Unit Commitment Problem by Extended Priority List", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, pp. 882 – 888, May 2003.
- [96] Patel, M., "Wind and Solar Power Systems", CRC Press, London, 1999.
- [97] Διαλυνάς, Ε.Ν., Χατζηαργυρίου, Ν., "Μελέτη Ασφάλειας και Αξιοπιστίας Λειτουργίας του Αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Νήσου Ικαρίας", Τεχνική Έκθεση, Φεβρουάριος 2004.
- [98] Shahidehpour, M., Alomoush, M., "Restructured Electrical Power Systems", Marcel Dekker, New York, 2001.
- [99] Shahidehpour, M., Yamin, H., Li, Z., "Market Operations in Electric Power Systems", Willey, New York, 2002.

- [100] Dialynas, E.N., Koskolos, N.C., "Evaluating the Reliability Performance of Industrial Power Systems with Stand-By and Emergency Generating Facilities", Electric Power Systems Research, Vol. 20, Issue 2, pp. 143 – 155, February 1991.
- [101] "EUDEEP: Reliability and Operational Assessment of Power Supply Systems in Industrial and Commercial Plants – Economic Evaluation of Reliability Performance Considering the Generation from Distributed Energy Resources", FP6 Project: SES6-CT-2003-503516, 2009.
- [102] Κάπρος Π., "Οικονομική Ανάλυση Επιχειρήσεων", Αθήνα, Δεκέμβριος 2001.
- [103] Lokurlu, A., Grube, T., Hohlein, B., Stolten, D., "Fuel Cells for Mobile and Stationary Applications - Cost Analysis for Combined Heat and Power Stations on the Basis of Fuel Cells", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 28, pp. 703 – 711, 2003.
- [104] Tollefson, G., Billinton, R., Wacker, G., "Comprehensive Bibliography on Reliability Worth and Electrical Service Interruption Cost: 1980-1990", IEEE Transactions, Vol. PWRS-6, 1991, pp. 1508 - 1514.
- [105] Tollefson, G., Billinton, R., Wacker, G., Chan, E., Aweya, J., "Canadian Customer Survey to Assess Power System Reliability Worth", IEEE Transactions, Vol. PWRS-9, 1994, pp. 443 - 450.
- [106] Kariuki, K.K., Allan, R.N., Palin, A., Hartwright, B., Caley, J., "Assessment of Customer Outage Costs Due to Electricity Service Interruptions", CIRED '95, Paper 2.05, 1995.
- [107] Dialynas, E. N., Megalokonomos, S.M., Dali, V.C., "Interruption Cost Analysis for the Electrical Power Customers in Greece", CIRED 2001, Amsterdam 2001.
- [108] Τσικαλάκης, Α.Γ., "Συμβολή στον Προγραμματισμό Λειτουργίας Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Μεγάλη Διείσδυση Διεσπαρμένης και Ανανεώσιμης Παραγωγής και Συσκευών Αποθήκευσης", Διδακτορική Διατριβή, Αθήνα, Ιούλιος 2008.
- [109] International Emissions Trading Association, επίσης διαθέσιμο στην ιστοσελίδα www.ieta.org/ieta/www/pages/index.php?IdSitePage=123.
- [110] "EUDEEP: Economics of DER: Investment, Installation and Operation Costs", FP6 Project: SES6-CT-2003-503516, February, 2008.
- [111] Ρουμελιώτης, Ι., "Οικονομικά Στοιχεία Εκμετάλλευσης Αεροστροβίλων", Τεχνική Έκθεση ΕΘΣ-ΤΕ-2007-01, Αθήνα, Νοέμβριος 2007.
- [112] Lipman, T.E., Edwards, J.L., Kammen, D.M., "Fuel Cell System Economics: Comparing the Costs of Generating Power with Stationary and Motor Vehicle PEM Fuel Cell Systems", Energy Policy, Vol. 32, pp. 101 – 125, 2004.
- [113] Davis, M.W., Gifford, A.H., Krupa, T.J., "Microturbines An Economic and Reliability Evaluation for Commercial, Residential and Remote Load Applications", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, Issue 4, pp. 1556 – 1562, 1999.
- [114] "MICROGRIDS Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids", EU Contract ENK5-CT-2002-00610, Technical Annex, May 2002, επίσης διαθέσιμο στην ιστοσελίδα http://microgrids.power.ece.ntua.gr.
- [115] Χατζηαργυρίου, Ν., "Μικροδίκτυα: Συστήματα Διασπαρμένης Παραγωγής σε Δίκτυα Χαμηλής Τάσης", 1ο Πανελλήνιο Συνέδριο Μηχανολόγων – Ηλεκτρολόγων, Αθήνα, Μάρτιος 2005.
- [116] Begovic, M., Pregelj, A., Rohatgi, A., Novosel, D., "Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems", Proceedings of the 34<sup>th</sup> Hawai International Conference on System Science, pp. 654 – 663, January 2001.
- [117] Barker, PP., "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 Radial Distribution Systems", Proceedings IEEE PES Summer Meeting, 2000, pp. 1645 – 1656.
- [118] Tanrioven, M., Alam, M.S., "Reliability Modelling and Assessment of Grid Connected PEM Fuel Cell Power Plants", Journal of Power Sources, Vol. 142, Issues 1 – 2, pp. 264 – 278, 2005.
- [119] Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, "The CERTS MicroGrid Concept", April 2002.

- [120] Khator, S.K., Leung, L.C., "Power Distribution Planning: A Review of Models and Issues", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, pp. 1151 – 1159, August 1997.
- [121] Xuan, L., Bin, S., "Microgrids An Integration of Renewable Energy Technologies", International Conference on Electricity Distribution, CICED 2008, pp. 1 – 7, China, 2008.
- [122] Chowdhury, B., Sawab, A., "Evaluating the Value of Distributed Photovoltaic Generations in Radial Distribution Systems", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 11, No. 3, September 1996, pp. 595-600.
- [123] Basu, A.K., Chowdhury, S., Chowdhury, S.P., "Strategic Deployment of CHP-based Distributed Energy Resources in Microgrids", Power and Energy Society General Meeting, 2009, PES'09, IEEE, pp. 1 – 6.
- [124] Okada, N., Takasaki, M., Shiina T., "Loop Distribution System with LPC and its Planning Method", 2007 Cigre Symposium, Osaka, Japan, November 2007, paper 503.

# Парартнма

# Αναλυτικά Δελομένα για την Αναλύση της Λειτουργικής Απολόσης του Τυπικού Συστηματός Ηλεκτρικής Ενεργείας

Πίνακας Π1. Δεδομένα θερμικών σταθμών παραγωγής του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Σταθμοί		A / A	A / A		Már	E) áu	рмпа	Vas	λιάοχοια		
Κωδ. Λει- τουργ. (Καύσιμο)	Μεγ. Ισχύς (MW)	Α/Α Σταθ- μού	Α/Α Μον. Παρ.	Μονάδα Παραγωγής Σταθμού	Μεγ. Ισχύς (MW)	Ελάχ. Ισχύς (MW)	(EFOR <sub>D</sub> ) (%)	κωσ. Προτερ. Φόρτ.	Συντήρησης (Εβδ. Έτους)		
			1	AMYNTAIO I	273	136,5		8	32-46		
		1	2 AMYNTAIO II		273	136,5		7	20-23		
			ΣΥΝ	ΌΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	546	273		$ \begin{array}{c ccccc} \mathbf{K} \omega \delta & \mathbf{\Lambda} \mathbf{u} \delta \rho \kappa \epsilon \mathbf{u} \\ \mathbf{\Sigma} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{\eta} \rho \eta \sigma \eta \varsigma \\ \mathbf{E} \beta \delta & \mathbf{E} \mathbf{\tau} \mathbf{o} \mathbf{v} \varsigma \mathbf{j} \\ \hline \mathbf{N} \delta \rho \mathbf{r} & \mathbf{N} \delta \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{\eta} \rho \eta \sigma \eta \varsigma \\ \mathbf{E} \beta \delta & \mathbf{E} \mathbf{\tau} \mathbf{o} \mathbf{v} \varsigma \mathbf{j} \\ \hline \mathbf{N} \delta \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{\eta} \mathbf{\eta} \sigma \eta \varsigma \\ \hline \mathbf{N} \delta \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{\eta} \mathbf{\eta} \sigma \eta \varsigma \\ \hline \mathbf{N} \delta \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{\eta} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} \mathbf{v} v$			
			3	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ Ι	274	137		12	_		
			4	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙ	274	137		10	7-10		
		2	5	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙΙΙ	283	141,5		11	_		
		2	6	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΙV	283	141,5		РМПА (%) (%) (%) (%) (%) (%) (%) (%)	11 – 25		
			7	ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ V	342	171					
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	1456	728					
Α	4312.0		8	ΚΑΡΔΙΑ Ι	275	137,5	12 79	6	_		
$(\Lambda I\Gamma N.)$	4312,0		9	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙ	275	137,5	12,79	$\begin{array}{c c c c c c c c c c c c c c c c c c c $	38-43		
		3	10	ΚΑΡΔΙΑ ΙΙΙ	280	140					
			11	ΚΑΡΔΙΑ ΙV	280	140			32 - 35		
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	1110	555					
			12	МЕГАЛОПОЛН III	255	127,5		$ \begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$			
		4	13 ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΙV		256	128		15	11 – 25		
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	511	255,5			Kwö. Iporep. $\Delta \iota άρκεια$ $\Sigmaυντήρησης(Εβδ. Έτους)832 - 46720 - 2312-107 - 1011-911 - 25440 - 446-538 - 4331 - 2232 - 351438 - 411511 - 251-13-19 - 2119 - 2119 - 2119 - 2119 - 2119 - 2110 - 2110 - 2111 - 2511 - 2512 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 1412 - 14$		
			14	МЕЛІТН І	289	144,5		<u> </u>	_		
		5	15	МЕЛІТН II	400	200			_		
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	689	344,5		19 _ 2			
			16	KOMOTHNH ST	169,9	59,5			19 – 21		
		6	17	KOMOTHNH GT1	153,2	53,6	5 91	5.91			
		0	18	KOMOTHNH GT2	153,2	53,6	5,71	$ \begin{array}{c}                                     $	19 – 21		
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	476,3	166,7					
			19	ΜΣΚ ΛΑΥΡΙΟ ΙΙΙ ST	60,6	21,2			12 – 14		
		7	20	ΜΣΚ ΛΑΥΡΙΟ ΙΙΙ GT1	56,4	19,7	5 91		12 – 14		
		,	21	МΣК ЛАҮРІО III GT2	56,4	19,7	5,51		12 – 14		
Г?			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	173,4	60,6			$     \begin{array}{r}             19 - 21 \\             19 - 21 \\             19 - 21 \\             12 - 14 \\             12 - 12 \\           $		
$(\Phi.A.)$	2034,90		22	ΜΣΚ ΛΑΥΡΙΟ ΙΥ ST	199,2	69,7		41	16 – 23		
			23	ΜΣΚ ΛΑΥΡΙΟ IV GT1	117	41			16 – 23		
		8	24	ΜΣΚ ΛΑΥΡΙΟ IV GT2	117	41	5,91		16 – 23		
			25	ΜΣΚ ΛΑΥΡΙΟ ΙV GT3	117	41			16 – 23		
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	550,2	192,7					
			26	МЕГАЛОПОЛН V ST	275	96,2			12 – 14		
		9	27	МЕГАЛОПОЛН V GT 1	280	97,8	5 91		12 – 14		
			28	МЕГАЛОПОЛН V GT 2	280	97,8	5,71		12 – 14		
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	835	291,8					

Σταθ	Σταθμοί		A / A		Már	E) áu	рмпа	Kas	Διάοκεια
Κωδ. Λει- τουργ. (Καύσιμο)	Μεγ. Ισχύς (MW)	Α/Α Σταθ- μού	Α/Α Μον. Παρ.	Μονάδα Παραγωγής Σταθμού	Μεγ. Ισχύς (MW)	Ελάχ. Ισχύς (MW)	$(EFOR_{D})$ (%)	κωο. Προτερ. Φόρτ.	Συντήρησης (Εβδ. Έτους)
(			29	ΕΝΘΕΣ ST	140.2	84.1			2-3
		10	30	ΕΝΘΕΣ GT	249,18	149.5	5,91		2 - 3
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	389,38	233,6			
			31	ΜΣΚ ΛΑΥΡΙΟ V ST	135,7	81,4			15 – 16
		11	32	ΜΣΚ ΛΑΥΡΙΟ V GT	242	145,2	5,91		15 – 16
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	377,7	226,6			
			33	HPΩN II ST	153	91,8			44 - 45
		12	34	HPΩN II GT	272	163,2	5,91		44 - 45
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	425	255			
<b>F1</b>			35	ΘΙΣΒΗ ST	149,4	89,6			42 - 43
Π (ΦΑ)	2870,08	13	36	ΘΙΣΒΗ GT	265,6	159,4	5,91	41	42 - 43
(4.11.)			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	415	249			
			37	ENDESA ST	145,8	87,5			48 - 49
		14	38	ENDESA GT	259,2	155,5	5,91	ΙΔ       Κωδ.       Δι         Προτερ.       Συντ         Φόρτ.       Ξ         1	48 - 49
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	405	243			
			39	ΑΛΙΒΕΡΙ ΝΕΟ ST	151,2	90,7			37 - 38
		15	40	АЛІВЕРІ NEO GT	268,8	161,3	5,91		$     \begin{array}{r}                                     $
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	420	252			
			41	ENELCO ST	157,7	94,6			7-8
		16	42	ENELCO GT	280,3	168,2	5,91		7-8
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	438	262,8			
			43	ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ ST	84	45,8			36 – 37
Δ	330.0	17	44	ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ GT1	123	67,1	5 91	31 36-37	36 - 37
(Φ.A.)	550,0	17	45	ΑΛΟΥΜΙΝΙΟ GT2	123	67,1	5,51	51	36 - 37
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	330	180			
			46	HPΩN I GT1	49,25				44 - 45
		18	47	HPΩN I GT2	49,25	5			44 - 45
		10	48	HPΩN I GT3	49,25			5,91       5,91       5,91       31       10,79       81	44 - 45
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	147,75	15			_
			49	ΔΕΣΜΗΕ ΕΥΕΛ.Ι GT1	50				_
		19	50	ΔΕΣΜΗΕ ΕΥΕΛ.Ι GT2	50	5			_
			51	ΔΕΣΜΗΕ ΕΥΕΛ.Ι GT3	50				_
E	597,75		ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	150	15	10,79	81	
(Ψ.Α.)	,		52	ΔΕΣΜΗΕ ΕΥΕΛ.ΙΙ GT1	50	_	,		_
		20	53	ΔΕΣΜΗΕ ΕΥΕΛ.ΙΙ GT2	50	5			_
			54	$\Delta E\Sigma MHE EYEA.II GT3$	50				
			ΣΥΝ	ΟΛΟ ΣΤΑΘΜΟΥ	150	15			
			55	$\Delta E\Sigma MHE EYEA.III GT1$	50	_			—
		21	56	$\Delta E\Sigma MHE EYEA.III GT2$	50	5			—
			57	$\Delta E\Sigma MHE EYEA.III GT3$	50				—
			ΣYN	υλυ ΣΤΑΘΜΟΥ	150	15			—
ΣΥΝΟΛΟ:	10144,73	8 MW							

Α/Α Σταθ- μού	Α/Α Μον. Παρ.	Μονάδα Παραγωγής Σταθμού	Μέγιστη Ισχύς (MW)	Ελάχιστη Ισχύς (MW)	Τύπος Λειτουργ.	Κωδικός Υδρολογικής Αλυσίδας- Περιοχής	Υποχρεώσεις Λειτουργίας (Άρδευση - Ύδρευση, Περιβαλλοντικά) GWh/έτος		
	1	ΘΗΣΑΥΡΟΣ G1	128	30					
1 2	ΘΗΣΑΥΡΟΣ G2	128	30	Άντληση	274				
	3	ΘΗΣΑΥΡΟΣ G3	128	30		Νέστος	25 - 90		
2	4	ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ G1	58	10	4.5	1			
2	5	ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ G2	58	10	Αροευση				
	6	ΙΛΑΡΙΩΝΑΣ G1	76,5	45					
3	7	ΙΛΑΡΙΩΝΑΣ G2	76,5	45	-		-		
	8	ΙΛΑΡΙΩΝΑΣ G3	4,3	0,5	Άρδευση				
	9	ΠΟΛΥΦΥΤΟ G1	125	25					
4	10	ΠΟΛΥΦΥΤΟ G2	125	25	-				
	11	ΠΟΛΥΦΥΤΟ G3	125	25		Αλιάκμονας			
	12	ΣΦΗΚΙΑ G1	105	20		2	270 20		
5	13	ΣΦΗΚΙΑ G2	105	20	Άντληση		270-20		
	14	ΣΦΗΚΙΑ G3	105	20					
(	15	ΑΣΩΜΑΤΑ G1	54	10	4 . 5				
6	16	ΑΣΩΜΑΤΑ G2	54	10	Αροευση				
7	17	ΑΓΡΑΣ G1	25	5		<b>F2</b> (			
/	18	ΑΓΡΑΣ G2	25	5	-	Εδεσσαίος	-		
8	19	ΕΔΕΣΣΑΙΟΣ	19	5	-		-		
	20	ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ G1	43,3	10		-			
9	21	ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ G2	43,3	10	Άρδευση	Ταυρωπός	135 – 19		
	22	ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ G3	43,3	10		4			
10	23	ΛΑΔΩΝΑΣ G1	35	5	1 . Sev	Λάδωνας	21 22		
10	24	ΛΑΔΩΝΑΣ G2	35	5	Арогооц	5	21 - 32		
	25	ΜΕΣΟΧΩΡΑ G1	80	45					
11	26	ΜΕΣΟΧΩΡΑ G2	80	45	-	Αχελωος	-		
	27	ΜΕΣΟΧΩΡΑ G3	1,6	0,5		11			
	28	ΜΠΑΚΟΓΙΑΝΝΗΣ G1	109,3	20					
12	29	ΜΠΑΚΟΓΙΑΝΝΗΣ G2	109,3	20					
12	30	ΜΠΑΚΟΓΙΑΝΝΗΣ G3	109,3	20	-				
	31	ΜΠΑΚΟΓΙΑΝΝΗΣ G4	109,3	20					
	32	ΚΑΣΤΡΑΚΙ G1	80	70					
12	33	ΚΑΣΤΡΑΚΙ G2	80	15	]	Αχελώος	280 422		
13	34	ΚΑΣΤΡΑΚΙ G3	80	15	] -	6	200-432		
	35	ΚΑΣΤΡΑΚΙ G4	80	15					
	36	ΣΤΡΑΤΟΣ Ι G1	75	45					
14	37	ΣΤΡΑΤΟΣ Ι G2	75	45	10800-				
14	38	ΣΤΡΑΤΟΣ ΙΙ G1	3,1	0,5	Αροευση				
	39	ΣΤΡΑΤΟΣ ΙΙ G2	3,1	0,5					
	40	ПОҮРNAPI I G1	100	50		Άραχθος			
15	41	ПОҮРМАРІ І G2	100	50	] -	7	-		
	42	ПОЧРНАРІ І G3	100	50					
16	43	ПО <b>YPNAPI II G</b> 1	16	2	Άρδευση		10 - 9		

Πίνακας Π2. Δεδομένα υδροηλεκτρικών σταθμών παραγωγής του εξεταζόμενου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

	44	ПОҮРNAPI II G2	16	2							
	45	ПОҮРNAPI II G3	1,6	0,1							
	46	ΛΟΥΡΟΣ G1	2,5	0,5		A					
17	17 47	ΛΟΥΡΟΣ G2	2,5	0,5	-	Λουρος 8	-				
	48	ΛΟΥΡΟΣ G3	5,3	0,5							
18	49	ΑΩΟΣ G1	105	5		Αώος					
18 50	50	ΑΩΟΣ G2	105	5	-	9	-				
10	51	ΜΕΤΣΟΒΙΤΙΚΟΣ G1	14,5	3		Αώος					
19	52	ΜΕΤΣΟΒΙΤΙΚΟΣ G2	14,5	3	-	12	-				
20	53	ΓΚΙΩΝΑ	8,5	2	-	10	-				
	ΣΥΝΟΛΟ: 3390,6 MW										

Πίνακας Π3. Δεδομένα της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών σταθμών του συστήματος για αντλησιοταμίευση

ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΤΩΝ ΗΜΕΡΗΣΙΩΝ ΧΡΟΝΙΚΩΝ ΠΕΡΙΟΔΩΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ												
(ΠΑΡΑΓΩΓΗ – ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ ΜW)												
ΩΡΑ	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
ΘΗΣΑΥΡΟΣ (Άντληση)	135	190	190	190	190	190	130	0	0	0	0	0
ΘΗΣΑΥΡΟΣ (Παραγωγή)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85	115
ΣΦΗΚΙΑ (Άντληση)	110	155	155	155	155	155	105	0	0	0	0	0
ΣΦΗΚΙΑ (Παραγωγή)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	70	95
ΣΥΝΟΛΟ (Άντληση)	245	345	345	345	345	345	235	0	0	0	0	0
ΣΥΝΟΛΟ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	155	210
(Παραγωγή)	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	155	210
ΩΡΑ	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ΘΗΣΑΥΡΟΣ (Άντληση)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΘΗΣΑΥΡΟΣ (Παραγωγή)	115	0	0	0	0	115	115	115	105	85	0	0
ΣΦΗΚΙΑ (Άντληση)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ΣΦΗΚΙΑ (Παραγωγή)	95	0	0	0	0	95	95	95	90	65	0	0
ΣΥΝΟΛΟ	•	•	0	•	0	0	0	0	0	•	0	0
(Άντληση)	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	U	0
ΣΥΝΟΛΟ	210	0	0	0	0	210	210	210	105	150	0	Δ
(Παραγωγή)	210	U	U	U	U	210	210	210	195	130	U	U
Συνολική ημερήσια κατανάλωση ενέργειας για άντληση: 2205 MWh Συνολική ημερήσια παραγόμενη ενέργεια: 1550 MWh (2205MWh X 0,703)												
Συνολική ετήσια	κατανάλ	ωση εν	έργειας	για άντ	ληση: 8	04,825	GWh (3	65 X 22	05 MW	h)		
Συνολική ετήσια παραγόμενη ενέργεια: 565,75 GWh (365 X 1550 MWh)												
Τια λογους απλοποίησης, στο σενάριο που αφορά την ανάπτυξη επιπρόσθετων εγκαταστάσεων αντλησιοταμίουσης (αύξηση κατά 100%) υποτίθεται ότι η καταναλισκάμενη και παραγώμενη μετάς για κάθα												
αντίστοινη ώρα τ	ης ταυςι ης ημέρ	ας διπλ	α του 70 ασιάζοι	γται και	αυτό σ	τι η κα ημαίνει	ότι η σ	πυμενη πινολικι	και παן ή ετήσια	α καταν	η ιοχυς άλωση :	2007 NUVE
για άντληση θα είναι ίση με 1609,65 GWh και η συνολική παραγόμενη ενέργεια θα είναι ίση με 1131,5 GWh.												