



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

**ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ
ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ
ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αναγνώστου Γεώργιος

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΗΜΜΥ ΕΜΠ

Ανέστης Αναστασιάδης
Υ.Δ. ΗΜΜΥ ΕΜΠ

Αθήνα, Ιούλιος 2011



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΥΞΗΜΕΝΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ
ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ
ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αναγνώστου Γεώργιος

Επιβλέπων: Νικόλαος Χατζηαργυρίου
Καθηγητής ΗΜΜΥ ΕΜΠ
Ανέστης Αναστασιάδης
Υ.Δ. ΗΜΜΥ ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την

.....

Ν. Χατζηαργυρίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Σ. Παπαθανασίου
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Σ. Καβατζά
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2011

.....
ΓΕΩΡΓΙΟΣ Π. ΑΝΑΓΝΩΣΤΟΥ

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

Copyright © Γεώργιος Π. Αναγνώστου, 2011

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 Μετσοβίου Πολυτεχνείου.

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2010-2011 στον τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ.

Αντικείμενο της εργασίας είναι η διερεύνηση των οικονομικών οφελών που μπορούν να προκύψουν από τη χρήση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής σε δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως επίσης και στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα.

Υπεύθυνος κατά την εκπόνηση της διπλωματικής εργασίας ήταν ο Καθηγητής κ. Ν. Χατζηαργυρίου, στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την ανάθεσή της.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον Ανέστη Αναστασιάδη για τη βοήθεια, την υποστήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχε κατά την εκπόνηση της εργασίας.

Αθήνα, Ιούλιος 2011

ΓΕΩΡΓΙΟΣ Π. ΑΝΑΓΝΩΣΤΟΥ

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	12
ABSTRACT.....	13
1. Ενεργειακό Σύστημα και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	15
1.1 Ηλεκτροπαραγωγή	15
1.2 Το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα	16
1.3 Στερεά Καύσιμα – Λιγνίτης	18
1.4 Πετρελαιοειδή.....	19
1.5 Φυσικό Αέριο.....	20
1.6 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.....	22
1.6.1 Διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα.....	22
1.6.2 Κλιματικοί παράγοντες που επηρεάζουν τη διείσδυση των ΑΠΕ.....	24
1.6.3 Εθνικό σχέδιο δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	24
1.6.4 Επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος από μονάδες ΑΠΕ...	27
1.6.5 Αιολική Ενέργεια	28
1.6.6 Ηλιακή Ενέργεια και Φωτοβολταϊκά	29
1.6.7 Βιομάζα.....	30
1.6.8 Υδροηλεκτρική ενέργεια.....	31
1.6.9 Συμπαραγωγή.....	32
2. Διεσπαρμένη Παραγωγή.....	35
2.1 Εισαγωγή.....	35
2.2 Ορισμός	38
2.3 Διείσδυση της Διεσπαρμένης Παραγωγής	39
2.4 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της Διεσπαρμένης Παραγωγής	41
2.4.1 Χρόνος Αναβολής της Επένδυσης	44
2.4.2 Αποφυγή Αγοράς της Ηλεκτρικής Ενέργειας βάσει της Οριακής Τιμής Συστήματος λόγω Λειτουργίας μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής σε Ώρες Αιχμής.....	47
2.4.3 Οικονομικό όφελος από τη μείωση των απωλειών ισχύος.....	48
2.4.4 Βελτίωση του επιπέδου της τάσης	49
2.4.5 Οφέλη από τη μείωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας λόγω αυξημένης διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής.....	50
3. Οικονομικά Οφέλη της Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	51

3.1 Υπολογισμός του χρόνου αναβολής επένδυσης σε ένα ΣΗΕ λόγω διεσπαρμένης παραγωγής.....	51
3.1.1 Εισαγωγή.....	51
3.1.2 Μελέτη ροής φορτίου.....	51
3.1.3 Μέθοδος Newton- Raphson.....	54
3.1.4 Ανάλυση Ευαισθησίας.....	55
3.1.5 Υπολογισμός της ευαισθησίας του ρεύματος.....	57
3.1.6 Χρόνος αναβολής της επένδυσης.....	61
3.1.7 Κέρδος από την αναβολή της επένδυσης.....	63
3.2 Υπολογισμός οικονομικού οφέλους από την αποφυγή απόκτησης ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής .64	
3.2.1 Εισαγωγή.....	64
3.2.2 Υπολογισμός του οφέλους.....	65
3.3 Υπολογισμός του οικονομικού οφέλους από τη μείωση των απωλειών ισχύος λόγω διεσπαρμένης παραγωγής.....	66
3.3.1 Υπολογισμός της ευαισθησίας των απωλειών ισχύος.....	66
3.3.2 Οικονομικό όφελος από τη μείωση των απωλειών ισχύος.....	72
3.4 Υπολογισμός της μεταβολής της τάσης εξαιτίας της Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	73
3.4.1 Υπολογισμός της ευαισθησίας της τάσης ως προς τη μεταβολή της ισχύος σε ζυγό του δικτύου.....	73
3.4.2 Υπολογισμός της μεταβολής της τάσης μέσω των συντελεστών ευαισθησίας.....	76
3.5 Υπολογισμός του οικονομικού οφέλους από τη μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της Διεσπαρμένης Παραγωγής.....	77
4. Μικροδίκτυα.....	79
4.1 Εισαγωγή.....	79
4.2 Ορισμός.....	80
4.3 Μηχανισμοί ανάπτυξης μικροπαραγωγής – μικροδικτύων.....	80
4.4 Επιδράσεις του μικροδικτύου στη λειτουργία ενός συστήματος.....	81
4.4.1 Πλεονεκτήματα των μικροδικτύων.....	81
4.4.2 Λειτουργικά οφέλη για το δίκτυο.....	83
4.4.3 Ποιότητα ισχύος και αξιοπιστία Μικροδικτύου.....	84
4.5 Οφέλη και κόστη των μικροδικτύων.....	86
4.5.1 Οφέλη της μικροπαραγωγής (μG).....	87

4.5.1.1 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας	87
4.5.1.2 Αποφευγόμενες απώλειες	88
4.5.1.3 Αποφευγόμενες Εκπομπές	93
4.5.1.4 Αναβολή επένδυσης δικτύων	94
4.5.1.5 Επάρκεια παραγωγής	96
4.5.2 Οφέλη των μικροδικτύων	100
4.5.2.1 Αυξημένη αξιοπιστία για τους συμμετέχοντες στο μικροδίκτυο .	100
4.5.2.2 Γενικές βελτιώσεις αξιοπιστίας	101
4.5.2.3 Αναβολή επενδύσεων δικτύων κι επάρκεια παραγωγής	104
4.5.3 Κόστη των μικροδικτύων	106
4.5.3.1 Ανάπτυξη του μικροδικτύου	106
4.5.3.2 Κόστη στους διαχειριστές του δικτύου διανομής	107
5. Εφαρμογή 1: Δίκτυο 17 ζυγών	109
5.1 Εισαγωγή.....	109
5.2 Οικονομικό όφελος από την αναβολή της επένδυσης σε μετασχηματιστές του δικτύου	110
5.3 Οικονομικό όφελος από την αποφυγή απόκτησης ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής	116
5.4 Οικονομικό όφελος από την μείωση των απωλειών ισχύος	123
5.5 Βελτίωση του επιπέδου της τάσης λόγω διεσπαρμένης παραγωγής	126
5.6 Όφελος από τη μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της διεσπαρμένης παραγωγής.....	129
5.7 Συνολικό οικονομικό όφελος από το συνδυασμό όλων των παραγόντων.	131
6. Εφαρμογή 2: Δίκτυο Κρήτης	133
6.1 Εισαγωγή.....	133
6.2 Οικονομικό όφελος από τη αναβολή της επένδυσης στο μετασχηματιστή του υποσταθμού σε περιπτώσεις διαχειρίσιμου φορτίου.....	134
6.3 Οικονομικό όφελος από τη αναβολή της επένδυσης στο μετασχηματιστή του υποσταθμού σε περιπτώσεις διείσδυσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής	139
7. Εφαρμογή 3: Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα του 2020	143
7.1 Εισαγωγή.....	143
7.2 Οικονομικό όφελος από την αναβολή της επένδυσης σε γραμμές μεταφοράς του δικτύου.....	144

7.3 Οικονομικό όφελος από την αποφυγή απόκτησης ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής	147
7.4 Οικονομικό όφελος από την μείωση των απωλειών ισχύος	152
7.5 Βελτίωση του επιπέδου της τάσης λόγω διεσπαρμένης παραγωγής	156
7.6 Όφελος από τη μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της διεσπαρμένης παραγωγής.....	160
8. Συμπεράσματα.....	165
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	169
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α	173
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β.....	179
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ.....	183

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η διερεύνηση της επίδρασης που έχει η διείσδυση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, αναπτύσσονται διαδικασίες υπολογισμού των οικονομικών αυτών οφελών και στη συνέχεια γίνεται εφαρμογή τους σε δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας για να γίνει πρακτική εκτίμηση της έκτασης του οφέλους που είναι δυνατό να προκύψει. Τα οικονομικά οφέλη που εξετάζονται είναι το όφελος από την αναβολή της επένδυσης σε νέα στοιχεία του δικτύου όπως μετασχηματιστές και γραμμές μεταφοράς, η μείωση των απωλειών ισχύος, η αποφυγή της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος κατά τις ώρες αιχμής και η πιθανή μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος. Εξετάζεται επίσης η βελτίωση του επιπέδου της τάσης εξαιτίας της διεσπαρμένης παραγωγής.

Στο πρώτο κεφάλαιο γίνεται μία περιγραφή του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας και των πολιτικών σχετικά με τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

Στο δεύτερο και το τρίτο κεφάλαιο περιγράφονται θεωρητικά οι παράγοντες εκείνοι που εξετάσαμε ως οφέλη της διεσπαρμένης παραγωγής και παρατηρούμε πώς καταλήγουμε σε οικονομικά κέρδη.

Στο τέταρτο κεφάλαιο, γίνεται μία εισαγωγή στην έννοια των μικροδικτύων και εξετάζεται η επίδρασή τους σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

Στη συνέχεια, στα τρία επόμενα κεφάλαια, γίνεται εφαρμογή των παραπάνω μεθόδων σε δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας. Για την ακρίβεια, εξετάζεται η διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής σε ένα δίκτυο 17 ζυγών, σε μέρος του δικτύου της Κρήτης και τέλος γίνεται υπολογισμός οφελών που μπορούν να προκύψουν στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα του 2020, βάσει των στόχων για τη διείσδυση μονάδων ΑΠΕ τη χρονιά αυτή. Στο κεφάλαια αυτά μπορούμε να δούμε ποσοτικά το όφελος που αποκομίζουμε από κάθε παράγοντα, αλλά και συνολικά, και να εκτιμήσουμε τις παραμέτρους που παίζουν σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του εύρους του κάθε οικονομικού οφέλους.

Τα έμμεσα αυτά οφέλη που προκύπτουν από τη λειτουργία διεσπαρμένης παραγωγής σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολύ σημαντικό να εκτιμηθούν καθώς αν αποδοθούν σε αυτόν που τα δημιουργεί για τους συμμετέχοντες σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, θα δοθεί σε αυτόν ένα επιπλέον κίνητρο για επένδυση. Σε ένα περιβάλλον ελεύθερης αγοράς στον τομέα της ενέργειας είναι πολύ σημαντικό να υπάρχουν κίνητρα για επενδύσεις από ιδιώτες.

ABSTRACT

The main purpose of this diploma thesis is the investigation of the effects that distributed generation units' penetration has in a power system. More specifically, certain procedures are developed for calculating these economic benefits. These procedures are applied to certain electric networks so as to estimate the extent of the benefits examined. The economic benefits that we examine are the benefit that can be accrued by the postponement of the investment in new transformers and transmission lines, power loss reduction, avoided electricity purchases from the hourly spot market and the electricity market price reduction. We also examine the improvement of the level of voltage because of Distributed Generation.

In the first chapter, there is a description about the Greek power system and the policies regarding Renewable Energy Resources.

In the second and third chapter, the factors examined as potential economic benefits of Distributed Generation are theoretically described and we observe how they constitute economic benefits.

In the fourth chapter, there is an introduction to the idea of microgrids and their effects in a power system are examined.

Moreover, in the three following chapters, these methods are applied to particular power systems. To be more specific, Distributed Generation units' penetration is examined in a small power system as well as a part of Crete's power system and, finally, there is a quantification of benefits that may arise in the Greek power system in 2020. In these chapters we can observe how important the benefits that we calculated are and which factors are crucial to the extent of each economic benefit.

It is very important to estimate these indirect benefits caused by Distributed Generation so that they can be attributed to the one responsible for creating them. These additional benefits would be a further incentive for investment, which is something essential in a free market in the field of energy.

1. Ενεργειακό Σύστημα και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

1.1 Ηλεκτροπαραγωγή

Η ηλεκτροπαραγωγή κατατάσσεται σε δύο μεγάλες κατηγορίες [1] ανάλογα με το είδος των πηγών ενέργειας που χρησιμοποιεί. Οι κατηγορίες αυτές είναι:

- η ηλεκτροπαραγωγή από Συμβατικά καύσιμα, η οποία χρησιμοποιεί σαν πηγή ενέργειας ορυκτά στερεά, υγρά ή αέρια καύσιμα, τα οποία έχουν σχηματιστεί σε παλαιότερες γεωλογικές περιόδους και βρίσκονται αποθηκευμένα στο υπέδαφος, σε μικρότερα ή μεγαλύτερα βάθη σε πεπερασμένες, μη ανανεώσιμες ποσότητες
- η ηλεκτροπαραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, η οποία αντίθετα με την πρώτη, χρησιμοποιεί πηγές διαχρονικές, που δεν εξαντλούν περιορισμένα ενεργειακά αποθέματα. Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι άμεσα συνδεδεμένη με τον ήλιο και τα φυσικά φαινόμενα και κατά συνέπεια εξαρτάται από την περιοδικότητα ή την στοχαστικότητα αυτών των φαινομένων.

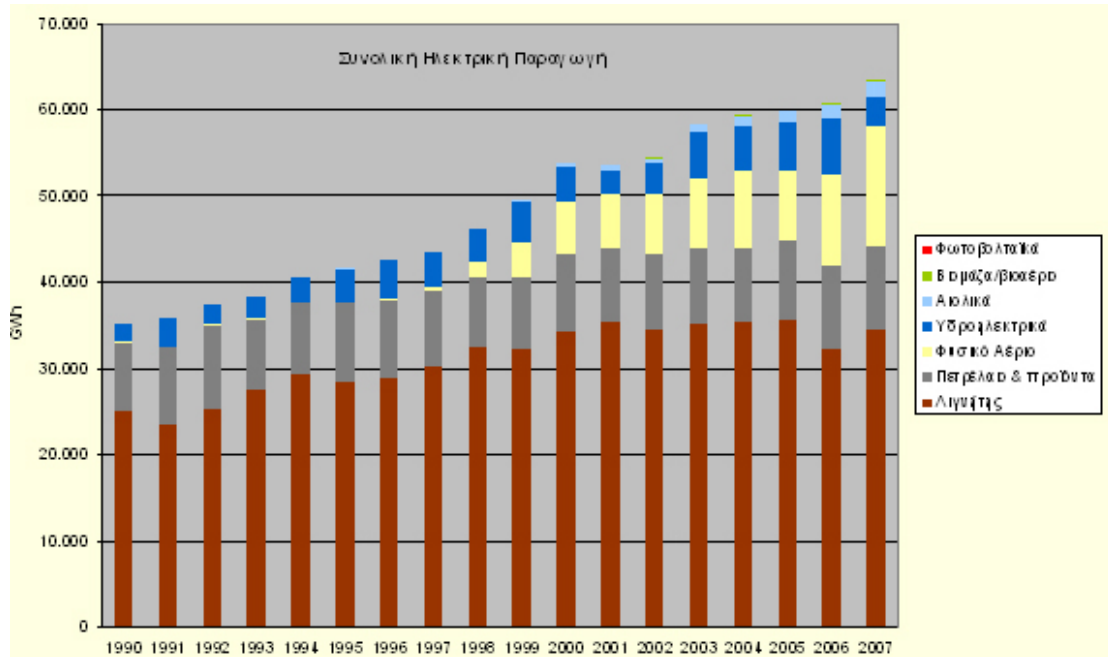
Κάθε χώρα έχει επιλέξει το δικό της μείγμα Τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής. Το μείγμα αυτό διαφέρει από χώρα σε χώρα γιατί καθορίζεται από παράγοντες όπως:

- οι διαθέσιμοι εγχώριοι Ενεργειακοί Πόροι
- οι Διεθνείς Συγκυρίες & η Ενεργειακή Πολιτική
- οι γεωλογικές, γεωφυσικές, γεωγραφικές και κλιματολογικές ιδιαιτερότητες.

Παρατηρώντας το γράφημα της εξέλιξης της εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος στην Ελλάδα για το χρονικό διάστημα από το 1990 μέχρι και το 2007, διαπιστώνουμε τα εξής:

- Το μεγαλύτερο ποσοστό της εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος είναι βασισμένο στον λιγνίτη, διότι είναι εγχώριο προϊόν και βρίσκεται σε αφθονία σε πολλά κοιτάσματα στην ηπειρωτική Ελλάδα
- Το σταθερό, σχετικά μεγάλο ποσοστό της εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος που βασίζεται στο πετρέλαιο και τα προϊόντα του, και αυτό κύρια λόγω του μεγάλου πλήθους των ελληνικών νησιών και των δυσκολιών διασύνδεσης τους
- Το σταθερό ποσοστό υδροηλεκτρικών εγκατεστημένων μονάδων, οι οποίες για την κατασκευή τους απαιτούν τεράστιες περιβαλλοντικές παρεμβάσεις για δημιουργία φραγμάτων και υδατικών ταμιευτήρων

- Την πρώτη εμφάνιση και τη σταδιακή αύξηση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με χρήση Φυσικού Αερίου μετά την κατασκευή του αγωγού μεταφοράς του Φ/Α στη χώρα μας
- Τη μικρή αλλά συνεχή αύξηση των εγκατεστημένων μονάδων αιολικής ενέργειας και τη σηματοδότηση της νέας εποχής για τη διείδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 2: ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ (ΥΠΕΚΑ, 2010)

1.2 Το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα [2]

Το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας αποτελείται από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα υψηλής (150kV και 66kV) και υπερυψηλής τάσης (400kV)¹. Το δίκτυο υπογείων (Υ/Γ) καλωδίων Υ.Τ. που εξυπηρετεί ακτινικά τις ανάγκες της περιοχής της Πρωτεύουσας είναι στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Δικτύου, ο οποίος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό της ανάπτυξής του.

¹ Στο Σύστημα αυτό δεν περιλαμβάνονται τα ανεξάρτητα Συστήματα Μεταφοράς των νησιών (Κρήτη, Ρόδος, Λέσβος, Σάμος), ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη των οποίων είναι στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή Δικτύου.

Κύριο χαρακτηριστικό του Ελληνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος είναι η μεγάλη συγκέντρωση σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας (Δυτική Μακεδονία, περιοχή Πτολεμαΐδας), ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο Νότιο (περιοχή Αττικής). Δεδομένου ότι και οι διεθνείς διασυνδέσεις με Βουλγαρία και ΠΓΔΜ είναι στο Βορρά, υπάρχει μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και φορτίων. Το γεγονός αυτό οδηγεί στην ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ισχύος κατά το γεωγραφικό άξονα Βορρά – Νότου, η οποία εξυπηρετείται κυρίως από έναν κεντρικό κορμό 400kV αποτελούμενο από τρεις γραμμές μεταφοράς 400kV διπλού κυκλώματος. Οι γραμμές αυτές συνδέουν το κύριο κέντρο παραγωγής (Δυτική Μακεδονία) με τα ΚΥΤ που βρίσκονται περίξ της ευρύτερης περιοχής της Πρωτεύουσας. Η μεγάλη γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης είχε οδηγήσει στο παρελθόν σε σημαντικά προβλήματα τάσεων. Στην κατεύθυνση αντιμετώπισης του προβλήματος, έχουν ληφθεί κατάλληλα μέτρα, τα οποία αναλύονται στη συνέχεια. Πάντως, η ένταξη νέων μονάδων παραγωγής στο Νότιο Σύστημα αναμένεται να διαφοροποιήσει σημαντικά αυτή τη γεωγραφική ανισορροπία στο άμεσο μέλλον.

Για το 2008, η μέγιστη ζήτηση (αιχμή φορτίου) στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς ανήλθε σε 10393 MW (με μέση ωριαία τιμή 10217 MW) την 22α Ιουλίου 2008. Η θερινή αιχμή φορτίου για το 2009 ανήλθε σε 9828 MW (με μέση ωριαία τιμή 9762 MW) την 24η Ιουλίου 2009.

Το ιστορικό στιγμιαίο μέγιστο της αιχμής φορτίου για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα ανήλθε σε 10610 MW την 23η Ιουλίου 2007. Το Σύστημα αντεπεξήλθε επιτυχώς στις αυξημένες απαιτήσεις της ζήτησης, διατηρώντας πολύ καλά επίπεδα ποιότητας ισχύος και ιδίως τάσεων.

Σε περιόδους υψηλών φορτίων στο παρελθόν, σημαντικά χαμηλότερων του μεγίστου 2007, προβλήματα χαμηλών τάσεων είχαν οδηγήσει σε κατάρρευση του Νοτίου Συστήματος και σε άλλες περιπτώσεις στα όρια της κατάρρευσης. Μία σειρά από μέτρα που συστηματικά εφαρμόστηκαν έκτοτε, επέτρεψαν την αντιμετώπιση των υψηλών θερινών φορτίων των τελευταίων ετών, διατηρώντας μάλιστα εξαιρετικά επίπεδα τάσεως. Τα μέτρα αυτά μπορούν να συνοψισθούν στα ακόλουθα:

- Αντιστάθμιση αέργου ισχύος σε επίπεδο μέσης και υψηλής τάσεως στους Υποσταθμούς του Συστήματος, της τάξεως των 1100 Mvar. Παράλληλα, εγκαταστάθηκε σημαντική αντιστάθμιση στα δίκτυα Διανομής, σε εγκαταστάσεις καταναλωτών και σε Δημόσια κτίρια.
- Βελτίωση της συνεκτικότητας μεταξύ του Συστήματος 400kV και του Συστήματος 150kV με την εγκατάσταση οκτώ (8) νέων Αυτομετασχηματιστών 400/150 kV συνολικής ονομαστικής ισχύος 2240 MVA.
- Κατασκευή 450 περίπου km νέων κυκλωμάτων μεταφοράς, πόντιση υποβρυχίων καλωδίων μήκους 20 km, κατασκευή εννέα νέων Υ/Σ και υλοποίηση σημαντικών ενισχύσεων σε πολλούς παλαιούς.

- Βέλτιστη ρύθμιση των Αυτομετασχηματιστών του Συστήματος και της αέργου παραγωγής των μονάδων με εφαρμογή και συστηματική χρήση προηγμένων εργαλείων λογισμικού.
- Εγκατάσταση ειδικού λογισμικού ανάλυσης ευστάθειας τάσης που σε πραγματικό χρόνο προσδιορίζει τα ασφαλή όρια λειτουργίας του Συστήματος, καθώς και ειδικών αυτόματων σχημάτων προστασίας, που επέτρεψαν την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος κοντά στα όριά του σε περιπτώσεις εκτάκτων κρίσιμων περιστάσεων.

Οι περιοχές της Αττικής και της Πελοποννήσου παραμένουν οι πιο κρίσιμες περιοχές του Συστήματος από πλευράς ευστάθειας τάσεων. Η περιοχή της Πελοποννήσου, συνδέεται με την περιοχή της Αττικής μέσω τριών Γ.Μ. 150kV (οι δύο εκ των οποίων είναι διπλού κυκλώματος) και με τη Δυτική Ελλάδα μέσω δύο Υ/Β καλωδίων στο στενό Ρίου-Αντιρρίου.

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

1.3 Στερεά Καύσιμα – Λιγνίτης

Η χρήση των στερεών καυσίμων στην Ελλάδα είναι βασικά επικεντρωμένη στην παραγωγή ηλεκτρισμού. Η μόνη εγχώρια ενεργειακή πηγή καυσίμων είναι ο λιγνίτης [3].

Οι λιγνίτες ανήκουν στις στερεές ορυκτές καύσιμες ύλες με τη γενική ονομασία γαιάνθρακες και προήλθαν από φυτικά υπολείμματα μέσω μιας σειράς διεργασιών ενανθράκωσης. Οι διεργασίες αυτές είχαν ως αποτέλεσμα τον εμπλουτισμό των φυτικών υπολειμμάτων σε άνθρακα. Η μετατροπή των φυτών σε τύρφη και η μετάβαση από την τύρφη, στο αρχικό στάδιο της ενανθράκωσης, στον ανθρακίτη στο τελικό στάδιο ενανθράκωσης, είναι συνάρτηση της επίδρασης του χρόνου, της θερμοκρασίας και της πίεσης. Η αύξηση του βαθμού ενανθράκωσης επηρεάζει τα φυσικοχημικά χαρακτηριστικά των γαιανθράκων.

Οι λιγνίτες σχηματίστηκαν κατά τα πρώτα στάδια της ενανθράκωσης αμέσως μετά την τύρφη. Για το σχηματισμό ενός κυβικού μέτρου λιγνίτη, έχει υπολογισθεί ότι απαιτείται χρονικό διάστημα 1000 έως 4000 ετών. Η θερμογόνο ισχύς των

λιγνιτών είναι 900-2000 kcal/kg με μέση τιμή περίπου 1300 kcal, δηλαδή 3 έως 7 φορές χαμηλότερη από αυτήν του λιθάνθρακα και 5 έως 10 φορές μικρότερη από αυτήν του πετρελαίου.

Τα κυριότερα εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα λιγνίτη στη χώρα βρίσκονται στη Δυτική Μακεδονία στο τρίγωνο Πτολεμαΐδας-Αμυνταίου-Φλώρινας με υπολογισμένο απόθεμα 2,5 δις τόνους και στην Πελοπόννησο, στη Μεγαλόπολη, με απόθεμα 300 εκ. τόνους. Σημαντικά κοιτάσματα, τα οποία δεν αξιοποιούνται προς το παρόν, υπάρχουν ακόμη στην περιοχή της Δράμας (900 εκ. Τόνοι) και στην περιοχή της Ελασσόνας (150 εκ. Τόνοι).

Μικρές μόνο ποσότητες λιγνίτη χρησιμοποιούνται ως καύσιμο σε μεταλλουργίες, σε θερμοκήπια, για θέρμανση κατοικιών καθώς και ως βελτιωτικό εδάφους ορισμένων καλλιεργειών.

Με βάση τα συνολικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη της χώρας και τον προγραμματιζόμενο ρυθμό κατανάλωσης στο μέλλον, υπολογίζεται ότι τα αποθέματα αυτά επαρκούν για περισσότερο από 50 χρόνια. Μέχρι σήμερα οι εξορυχθείσες ποσότητες λιγνίτη δεν ξεπερνούν το 25% των συνολικών αποθεμάτων. Εκτός από λιγνίτη, η Ελλάδα διαθέτει και ένα μεγάλο κοιτάσμα Τύρφης στην περιοχή των Φιλιππων (Ανατολική Μακεδονία). Τα εκμεταλλεύσιμα αποθέματα στο κοιτάσμα εκτιμώνται σε 4 δις κυβικά μέτρα και αντιστοιχούν με 125 εκ. ΤΠΠ.

Ο λιγνίτης θα συνεχίσει να είναι το εθνικό καύσιμο της Ελλάδας για ηλεκτροπαραγωγή αλλά σταδιακά η συμμετοχή του στην ηλεκτροπαραγωγή περιορίζεται ποσοστιαία μέχρι το 2050 οπότε θα εκλείψουν τα αποθέματα. Η ενσωμάτωση του κόστους των αερίων του θερμοκηπίου (εμπορία ρύπων) και η διαμόρφωση των διεθνών τιμών του φυσικού αερίου είναι δυνατόν να επηρεάσουν του μέλλον των λιγνιτικών σταθμών στην Ελλάδα.

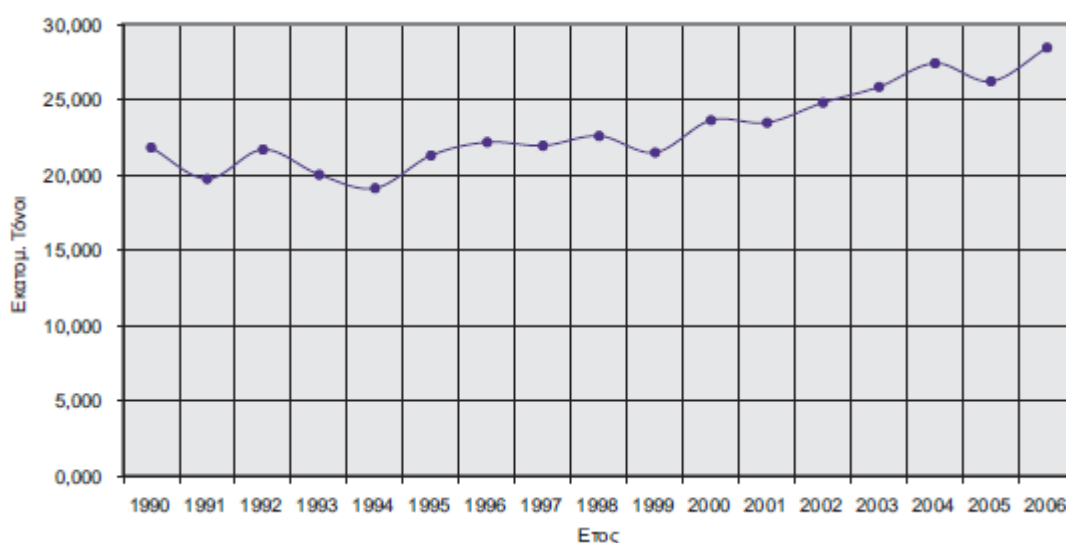
1.4 Πετρελαιοειδή

Η ελληνική πετρελαϊκή αγορά περιλαμβάνει τέσσερα διυλιστήρια, περίπου πενήντα εταιρείες εμπορίας και ένα μεγάλο αριθμό κέντρων λιανικής πώλησης [3]. Το αργό πετρέλαιο είναι σχεδόν αποκλειστικά εισαγόμενο. Ένα μικρό κοιτάσμα στη Βόρεια Ελλάδα δίνει το 0,6% της ζήτησης πετρελαιοειδών. Η ικανότητα διύλισης των τεσσάρων διυλιστηρίων είναι αρκετή για να καλύψει τη ζήτηση της εγχώριας αγοράς, ενώ οι επιπλέον ποσότητες εξάγονται με τη μορφή διεθνών πωλήσεων η πωλήσεων σε αερομεταφορές και σε ποντοπόρα πλοία. Η συνολική ποσότητα αργού που διυλίζεται τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα είναι γύρω στα 18-20 εκατομμύρια μετρικοί τόνοι το χρόνο.

Το 2006, η συνολική κατανάλωση πετρελαϊκών προϊόντων ήταν 18,2 Μtoe, ποσότητα που αντιστοιχεί στο 57,8% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης, η οποία είναι σχεδόν 100% εισαγόμενη.

Στην τελική κατανάλωση, το μερίδιο των πετρελαιοειδών ήταν 14,7 Μtoe το 2006, που αποτελεί το 68,5%. Ο τομέας μεταφορών κατανάλωσε το 57%, ο οικιακός το 20%, η βιομηχανία το 13% και ο τριτογενής και αγροτικός τομέας το 13% των πετρελαιοειδών της τελικής κατανάλωσης.

Το ποσοστό των πετρελαιοειδών στο Ελληνικό ενεργειακό ισοζύγιο είναι πολύ υψηλό και αυτό οφείλεται στη μεγάλη χρήση πετρελαιοειδών στις μεταφορές αλλά και στο γεγονός ότι το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά έχει ως κύριο καύσιμο τα πετρελαϊκά προϊόντα.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 3: ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΕΙΔΩΝ 1990-2006 (ΚΑΠΕ, 2009)

1.5 Φυσικό Αέριο

Η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο της Ελλάδας αναμένεται να επηρεάσει σημαντικούς κλάδους της οικονομικής και κοινωνικής ζωής της χώρας, μιας και εξασφαλίζεται η διαφοροποίηση των ενεργειακών πηγών στην χώρα, και μάλιστα με ένα καύσιμο υψηλής ποιότητας που μπορεί να διεισδύσει σε όλους σχεδόν τους κλάδους (βιομηχανία, ηλεκτροπαραγωγή, συμπαραγωγή, υπηρεσίες και οικιακός τομέας, μεταφορές κ.α.) [3].

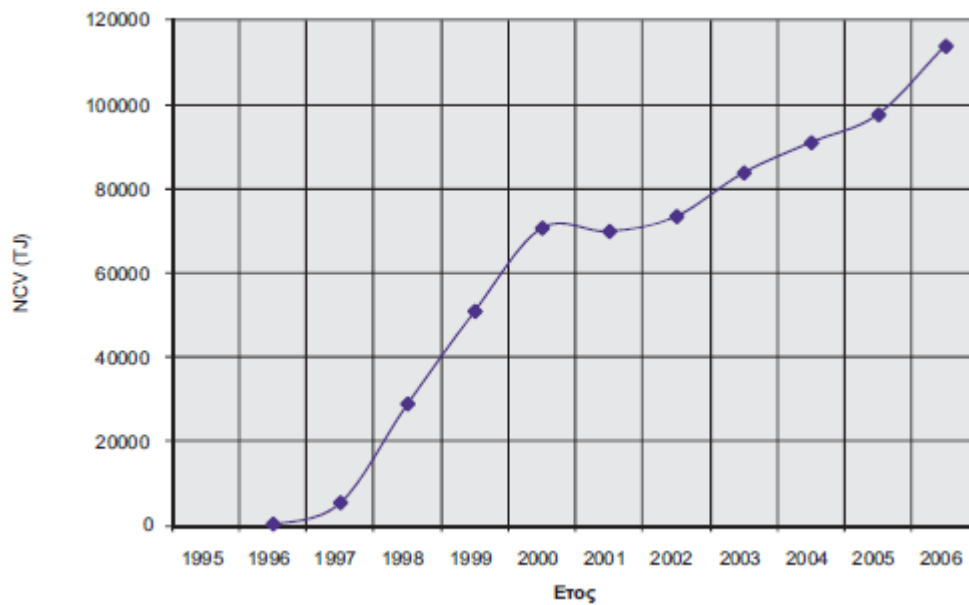
Με την εισαγωγή του φυσικού αερίου αναμένονται:

- Η αύξηση της ανταγωνιστικότητας της Ελληνικής βιομηχανίας
- Η μείωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης
- Η βελτίωση της ποιότητας ζωής

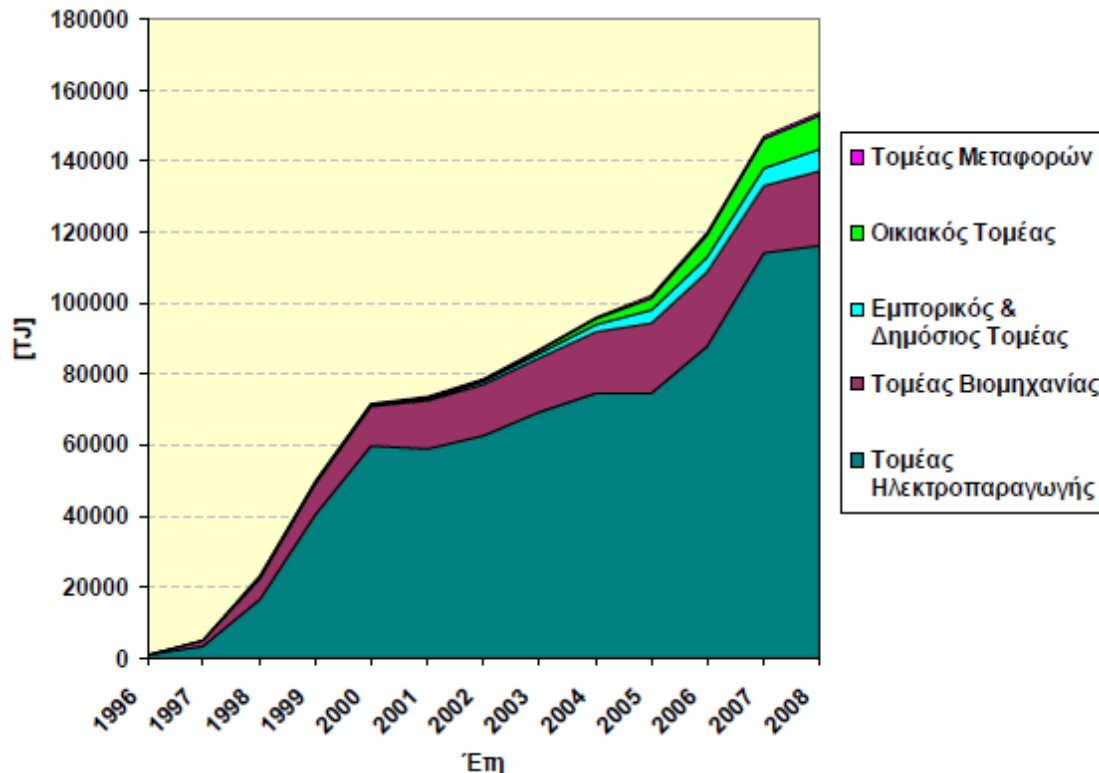
- Η βελτίωση της ποιότητας ζωής.

Το σύστημα του φυσικού αερίου έχει ως σκοπό την ασφαλή τροφοδοσία των μεγάλων καταναλωτικών κέντρων της χώρας και αποτελείται από:

- το δίκτυο μεταφοράς του φυσικού αερίου,
- τον τερματικό σταθμό αποθήκευσης του υγροποιημένου (LNG) αλγερινού φυσικού αερίου στην Ρεβυθούσα. Το υγροποιημένο φυσικό αέριο επαναεριοποιείται και τροφοδοτεί το δίκτυο μεταφοράς
- το σύστημα διανομής του φυσικού αερίου στους καταναλωτές.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 4: ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ (ΚΑΠΕ, 2009)



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 5: ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΑΝΑ ΤΟΜΕΑ (ΥΠΕΚΑ, 2010)

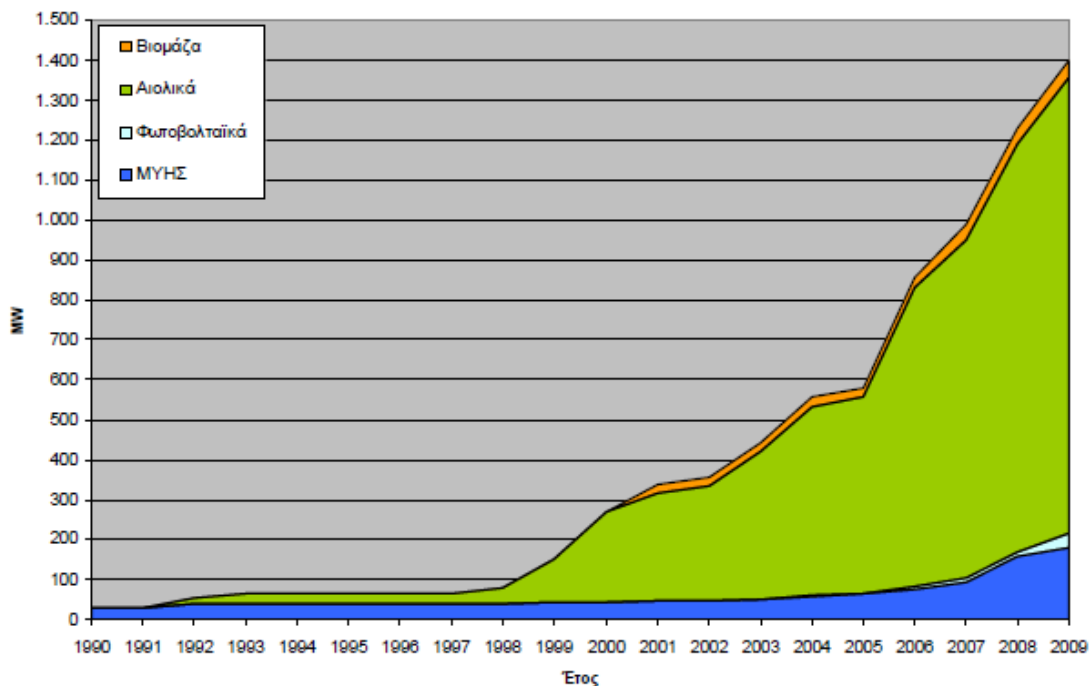
1.6 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

1.6.1 Διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα

Σύμφωνα με τα στοιχεία της ΡΑΕ [4], η κυριότερη πηγή καυσίμου είναι ο εγχώριος λιγνίτης (70 εκατ. τόνοι) που για το 2008 κάλυψε το 50,5% του συνόλου των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Το πετρέλαιο το οποίο χρησιμοποιείται κυρίως για τη λειτουργία ηλεκτροπαραγωγικών εγκαταστάσεων νησιωτικών συστημάτων μη συνδεδεμένων με την ηπειρωτική χώρα, συμμετείχε με ποσοστό 13%. Το φυσικό αέριο προερχόμενο από εισαγωγές από τη Ρωσία και σε μορφή LNG από την Αλγερία κάλυψε το 22,5%. Το έτος 2008, η υδραυλική ενέργεια συμμετείχε με ποσοστό 6%. Τέλος η αιολική ενέργεια, τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα, η βιομάζα και τα Φ/Β συμμετείχαν με ποσοστό 4,3%, ενώ οι εισαγωγές-εξαγωγές καλύπτουν το υπόλοιπο 5,6%.

Το Διάγραμμα 6 παρουσιάζει την ανάπτυξη της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ ανά τεχνολογία, όπου και φαίνεται ότι για τα αιολικά και τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα, ο ρυθμός ανάπτυξης παρέμεινε κατά μέσο όρο γύρω στο 20%,

με μέγιστες και ελάχιστες τιμές ανάπτυξης συνήθως πριν και μετά τις αλλαγές στο θεσμικό πλαίσιο και στους αντίστοιχους μηχανισμούς ενίσχυσης.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 6: ΑΘΡΟΙΣΤΙΚΑ ΕΓΚΑΘΙΣΤΩΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΣΤΑΘΜΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΑΠΕ (ΔΕΣΜΗΕ, 2009)

Η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) είναι της τάξης του 4,3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2008. Αφορά κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, και σε μικρότερο βαθμό στη βιομάζα/βιοαέριο, και στα Φ/Β.

Ήδη από τα διαθέσιμα στοιχεία μέχρι το Σεπτέμβριο του 2009, φαίνεται ότι πλέον και τα Φ/Β αρχίζουν να αποτυπώνονται ως τεχνολογία με σημαντικά αυξανόμενη εγκατεστημένη ισχύ, ενώ ο μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης (200% μέχρι το 3μηνο του 2009), αναμένεται να διατηρηθεί τα επόμενα χρόνια μέχρι να σταθεροποιηθεί σε χαμηλότερες τιμές ανάπτυξης πιθανά μετά το 2012.

Συμπεριλαμβανόμενης και της υδραυλικής ενέργειας από μεγάλα υδροηλεκτρικά, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ το έτος 2008 ήταν της τάξης του 10,3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Η αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το ίδιο έτος ήταν 4.293 MW.

Ειδικότερα, τα 27MW εγκατεστημένων αιολικών πάρκων το 1997, έφθασαν τα 1022 MW στο τέλος του 2008. Τα μικρά υδροηλεκτρικά έφθασαν τα 158 MW στο τέλος του 2008 από 43 MW (όλα της ΔΕΗ) το 1997. Τέλος οι εγκαταστάσεις

ηλεκτροπαραγωγής από βιοαέριο ΧΥΤΑ στην Θεσσαλονίκη, επεκτάθηκαν κατά 5MW και, συμπαραγωγής από βιοαέριο λυμάτων στα Λιόσια κατά 9,7MW, ανεβάζοντας έτσι το σύνολο ηλεκτρικής ισχύος μαζί με την Ψυτάλλεια, σε 29,6 και 10,4 MW αντίστοιχα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2008, έφθασε τις 6,6 TWh περίπου και προήλθε κατά 63,2% από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (4149 GWh), κατά 34,1% από αιολικά πάρκα (2242 GWh), κατά 2,6% (171 GWh) από βιοαέριο, ενώ υπήρχε και μικρή παραγωγή της τάξης των 5 GWh (ποσοστό 0,1%) από Φ/Β. Η ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας την ίδια χρονιά ήταν 63,7 TWh.

1.6.2 Κλιματικοί παράγοντες που επηρεάζουν τη διείσδυση των ΑΠΕ

Τα στατιστικά στοιχεία των τελευταίων πέντε ετών παρουσιάζουν διακύμανση του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή από 7% μέχρι 13%, με την παραγόμενη ενέργεια από τα λοιπά ΑΠΕ (κυρίως αιολικά) να αυξάνεται με ρυθμό από 15 έως 43% ετησίως και την ενέργεια από μεγάλα υδροηλεκτρικά να μειώνεται σημαντικά ιδίως το έτος 2008 λόγω της ανομβρίας, γιατί τα μεγάλα υδροηλεκτρικά στην Ελλάδα (που είναι σχεδόν αποκλειστικά τύπου φράγματος), χρησιμοποιούνται κυρίως για φορτία αιχμής και η παραγωγή τους εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα υδάτων στα φράγματα [4].

1.6.3 Εθνικό σχέδιο δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας [1]

Το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, εκπονήθηκε στο πλαίσιο εφαρμογής της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής σε σχέση με την διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, την Εξοικονόμηση Ενέργειας και τον περιορισμό των εκπομπών αερίων ρύπων του θερμοκηπίου.

Ειδικότερα για το σύνολο των Κρατών-Μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, μέχρι το 2020, προβλέπεται:

- 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 σύμφωνα με την Οδηγία 2009/29/ΕΚ,
- 20% διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σύμφωνα με την Οδηγία 2009/28/ΕΚ και
- 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας.

Ειδικά για την Ελλάδα, ο στόχος για τις εκπομπές αερίων ρύπων του θερμοκηπίου είναι μείωση κατά 4% στους τομείς εκτός εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005, και 18% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση.

Η Ελληνική κυβέρνηση στο πλαίσιο υιοθέτησης συγκεκριμένων αναπτυξιακών και περιβαλλοντικών πολιτικών, προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%, ο οποίος και εξειδικεύεται σε 40 % συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20 % σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10 % στις μεταφορές.

Επιπρόσθετα, σε σχέση με την εξοικονόμηση ενέργειας η Ελλάδα έχει ήδη καταρτίσει το 1ο Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Αποδοτικότητας όπου προβλέπεται 9% εξοικονόμηση ενέργειας στην τελική κατανάλωση μέχρι το έτος 2016, ενώ προχωρά στην ανάπτυξη μηχανισμών της αγοράς και εφαρμογής συγκεκριμένων μέτρων και πολιτικών που αποσκοπούν στην επίτευξη του συγκεκριμένου εθνικού στόχου για εξοικονόμηση ενέργειας.

Η ανάλυση σεναρίων εξέλιξης του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη και παραμέτρους οικονομικής και τεχνολογικής ανάπτυξης, οδηγεί στο συμπέρασμα ότι η επίτευξη του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (40%) μέχρι το 2020, θα επιτευχθεί μόνο με τη συνδυαστική εφαρμογή θεσμικών, κανονιστικών, οικονομικών και τεχνολογικών μέτρων που έχουν ως βασικό στόχο την αξιοποίηση του οικονομικού δυναμικού ανάπτυξης μεγάλων έργων ΑΠΕ, την ολοκλήρωση των αναγκαίων εργασιών επέκτασης και αναβάθμισης του ηλεκτρικού δικτύου και στη σταδιακή ανάπτυξη ενός διεσπαρμένου τρόπου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Προφανώς αυτό απαιτεί την αντιμετώπιση ποικίλων εμποδίων, που έχουν ήδη εντοπιστεί, και σχετίζονται με καθυστερήσεις στην αδειοδότηση έργων ΑΠΕ, σε ασάφειες θεμάτων χωροταξικού σχεδιασμού, καθώς και στην ελλιπή ενημέρωση των πολιτών αναφορικά με τις εφαρμογές έργων ΑΠΕ. Επίσης, η Ελλάδα παρουσιάζει την ιδιομορφία ύπαρξης και ενός μη πλήρους διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος, καθώς πολλά νησιά αποτελούν αυτόνομα δίκτυα. Όλα αυτά τα δεδομένα, περιορισμοί και κοινωνικο-οικονομικοί παράμετροι ελήφθησαν υπόψη στο σχεδιασμό της εξέλιξης συνεισφοράς των διαφόρων τεχνολογιών για ηλεκτροπαραγωγή μέχρι το 2020.

Αντίστοιχα, για την ικανοποίηση των εθνικών στόχων συμμετοχής των ΑΠΕ σε θέρμανση-ψύξη και μεταφορές, προβλέπεται αξιοποίηση όλων των θεσμικών αλλαγών που έχουν ήδη υλοποιηθεί ή δρομολογούνται ώστε να επιτευχθεί εξοικονόμηση ενέργειας μέσω βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης και υιοθέτησης πολιτικών ορθολογικής χρήσης ενέργειας σε όλους τους τομείς. Παράλληλα, η ανάπτυξη συγκεκριμένων τεχνολογιών, όπως οι αντλίες θερμότητας, καθώς και η ενίσχυση και περαιτέρω ανάπτυξη εφαρμογών από θερμικά ηλιακά συστήματα και βιομάζα τόσο στον οικιακό και τριτογενή τομέα, όσο και στη βιομηχανία απαιτείται ώστε να μπορέσουν να ικανοποιηθούν οι συγκεκριμένοι εθνικοί στόχοι.

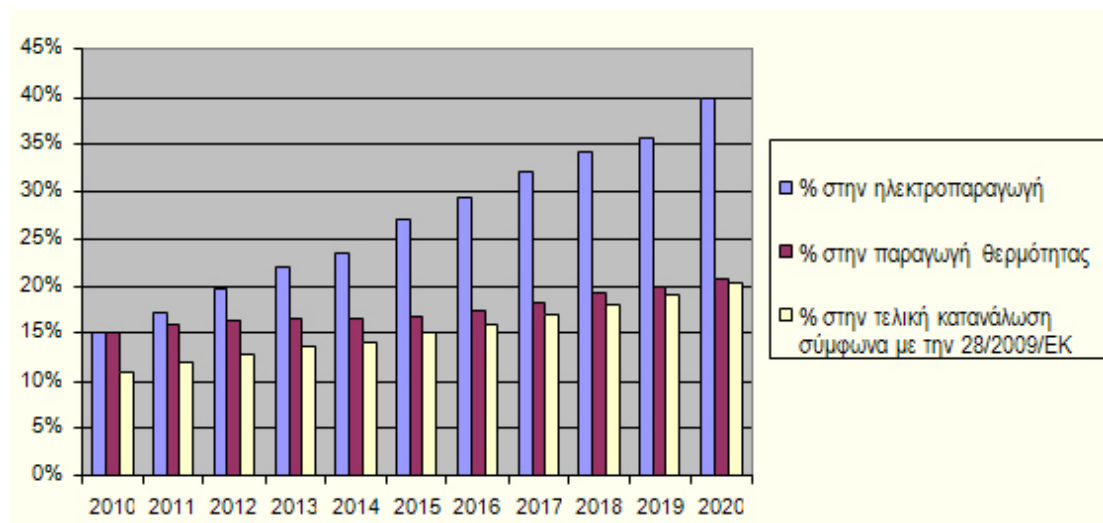
Ειδικά για τα βιοκαύσιμα, η προσπάθεια εντοπίζεται στην αξιοποίηση του εγχώριου δυναμικού για την παραγωγή βιο-ντίζελ μέσω ενεργειακών καλλιεργειών, καθώς και στην ανάπτυξη των απαραίτητων δικτύων διαχείρισης της βιομάζας για ενεργειακή χρήση.

Συγκεκριμένα οι εθνικοί στόχοι για το 2020, σύμφωνα και με τα αποτελέσματα των ενεργειακών μοντέλων, αναμένεται να ικανοποιηθούν για τη μεν ηλεκτροπαραγωγή με την ανάπτυξη περίπου 13300MW από ΑΠΕ (από περίπου 4000MW σήμερα), όπου συμμετέχουν το σύνολο των τεχνολογιών με προεξέχουσες τα αιολικά πάρκα με 7500MW, υδροηλεκτρικά με 3000MW και τα ηλιακά με περίπου 2500MW, ενώ για τη θέρμανση και ψύξη με την ανάπτυξη των αντλιών θερμότητας, των θερμικών ηλιακών συστημάτων, αλλά και των εφαρμογών βιομάζας.

Είναι σαφές ότι η επίτευξη αυτών των στόχων απαιτεί τον συντονισμό σε δράσεις και μέτρα, την υποστήριξη από τους φορείς της αγοράς καθώς και την έγκαιρη υλοποίηση έργων ανάπτυξης του ηλεκτρικού δικτύου ώστε να υπάρχει η δυνατότητα απορρόφησης της παραγόμενης ενέργειας από τους σταθμούς ΑΠΕ.

Οι σχετικοί στόχοι και συνεισφορά των επιμέρους τεχνολογιών ΑΠΕ, ανάλογα με την εξέλιξη της αγοράς και την έγκαιρη ή όχι αντιμετώπιση ήδη εντοπισμένων προβλημάτων δύναται να τροποποιηθούν (όπως προβλέπεται και από την Οδηγία της ΕΕ) ανά τακτά χρονικά διαστήματα (2-ετία), καθώς θα αναπτυχθεί ένα εθνικό σύστημα παρακολούθησης της πορείας επίτευξης αυτών των στόχων το οποίο θα αναγνωρίζει έγκαιρα τις όποιες αδυναμίες και αστοχίες και θα προτείνει συγκεκριμένες διορθωτικές δράσεις, τεχνολογικού ή θεσμικού χαρακτήρα, ώστε τελικά οι εθνικοί στόχοι που σχετίζονται με τη μείωση των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου και περαιτέρω διεύθυνσης των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση να επιτευχθούν.

Το εθνικό σχέδιο δράσης για τις ΑΠΕ, πρόκειται ουσιαστικά να διαδραματίσει το ρόλο ενός δυναμικού εργαλείου παρακολούθησης των εθνικών ενεργειακών στόχων, όπου ανάλογα με τα μέτρα και πολιτικές που λαμβάνονται, την ανταπόκριση των φορέων της αγοράς καθώς και την τεχνολογική ωριμότητα των ΑΠΕ θα προσαρμόζεται αντίστοιχα, ώστε να μπορούν να επιτευχθούν οι δεσμευτικοί εθνικοί στόχοι για το 2020.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 7: ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΣΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ (ΥΠΕΚΑ, 2010)

1.6.4 Επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος από μονάδες ΑΠΕ

Η επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και κατηγορία παραγωγού και η κατανομή της στο χρόνο καθορίζονται στον ακόλουθο πίνακα, με χρονικό ορίζοντα τα έτη 2014 και 2020 [1]:

	2014	2020
Υδροηλεκτρικά	3700	4650
<i>Μικρά (0-15MW)</i>	<i>300</i>	<i>350</i>
<i>Μεγάλα (>15MW)</i>	<i>3400</i>	<i>4300</i>
Φωτοβολταϊκά	1500	2200
<i>Εγκαταστάσεις από επαγγελματίες αγρότες της περίπτωσης (β) της παρ.6 του άρθ.15 του ν.3851/2010</i>	<i>500</i>	<i>750</i>
<i>Λοιπές Εγκαταστάσεις</i>	<i>1000</i>	<i>1450</i>
Ηλιοθερμικά	120	250
Αιολικά (περιλαμβανομένων θαλασσίων)	4000	7500
Βιομάζα	200	350

ΠΙΝΑΚΑΣ 1: ΟΡΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ (MW) ΑΝΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΑΠΕ ΚΑΙ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΟΥ (ΥΠΕΚΑ, 2010)

1.6.5 Αιολική Ενέργεια

Η εκμετάλλευση της ενέργειας του ανέμου από τον άνθρωπο αποτελεί μία πρακτική που βρίσκει τις ρίζες της στην αρχαιότητα. Χαρακτηριστικά παραδείγματα εκμετάλλευσης της αιολικής ενέργειας είναι τα ιστιοφόρα και οι ανεμόμυλοι. Σήμερα, για την αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας χρησιμοποιούμε τις ανεμογεννήτριες (Α/Γ) [1].

Οι ανεμογεννήτριες είναι μηχανές οι οποίες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Η μετατροπή αυτή γίνεται σε δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο, μέσω της πτερωτής, έχουμε την μετατροπή της κινητικής ενέργειας του ανέμου σε μηχανική ενέργεια με την μορφή περιστροφής του άξονα της πτερωτής και στο δεύτερο στάδιο, μέσω της γεννήτριας, επιτυγχάνουμε την μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική.

Οι Α/Γ χρησιμοποιούνται για την πλήρη κάλυψη ή και τη συμπλήρωση των ενεργειακών αναγκών. Το παραγόμενο από τις ανεμογεννήτριες ηλεκτρικό ρεύμα είτε καταναλώνεται επιτόπου, είτε εγχέεται και διοχετεύεται στο ηλεκτρικό δίκτυο για να καταναλωθεί αλλού. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τις Α/Γ, όταν η παραγωγή είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση, συχνά αποθηκεύεται για να χρησιμοποιηθεί αργότερα, όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή. Η αποθήκευση σήμερα γίνεται με δύο οικονομικά βιώσιμους τρόπους, ανάλογα με το μέγεθος της παραγόμενης ενέργειας. Οι ηλεκτρικοί συσσωρευτές (μπαταρίες) είναι η πλέον γνωστή και διαδεδομένη μέθοδος αποθήκευσης Η/Ε, η οποία χρησιμοποιείται για μικρής κλίμακας παραγωγικές μη διασυνδεδεμένες στο κεντρικό δίκτυο μονάδες. Η άντληση ύδατος με χρήση Η/Ε παραγόμενης από Α/Γ και η ταμίευσή του σε τεχνητές λίμνες κατασκευασμένες σε υψόμετρο το οποίο είναι ικανό να τροφοδοτήσει υδροηλεκτρικό σταθμό, είναι η μέθοδος αποθήκευσης που χρησιμοποιείται όταν η παραγόμενη Η/Ε είναι μεγάλη.

Η χώρα μας διαθέτει εξαιρετικά πλούσιο αιολικό δυναμικό, σε αρκετές περιοχές της Κρήτης, της Πελοποννήσου, της Ευβοίας και φυσικά στα νησιά του Αιγαίου. Σε αυτές τις περιοχές θα συναντήσουμε και τα περισσότερα αιολικά πάρκα, τα οποία αποτελούνται από συστοιχίες ανεμογεννητριών σε βέλτιστη διάταξη για την καλύτερη δυνατή εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού.

Η αιολική ενέργεια είναι μια πρακτικά ανεξάντλητη πηγή ενέργειας. Η εκμετάλλευση του υψηλού της δυναμικού στη χώρα μας, σε συνδυασμό με τη ραγδαία ανάπτυξη των τεχνολογιών που ενσωματώνεται στις σύγχρονες αποδοτικές ανεμογεννήτριες, έχει τεράστια σημασία για τη βιώσιμη ανάπτυξη, την εξοικονόμηση ενεργειακών πόρων, την προστασία του περιβάλλοντος και την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής.

1.6.6 Ηλιακή Ενέργεια και Φωτοβολταϊκά

Η εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας γίνεται κατά διάφορους τρόπους, που διακρίνονται σε δύο κύριες κατηγορίες [1]. Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν τα συστήματα που μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε εσωτερική ενέργεια δομικών καταστάσεων (Παθητικά Ηλιακά Συστήματα) και στη δεύτερη, αυτά που προκαλούν μετατροπή της σε άλλη μορφή ενέργειας ή χρησιμοποιείται θερμικό ρευστό σε κίνηση (Ενεργά Ηλιακά Συστήματα). Στα ενεργά ηλιακά συστήματα συγκαταλέγονται αυτά που μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε εσωτερική ενέργεια θερμικού ρευστού (Θερμοσιφωνικά Συστήματα) και αυτά που μετατρέπουν το ηλιακό φως απ' ευθείας σε ηλεκτρισμό (Φωτοβολταϊκά Συστήματα). Η εφαρμογή της ηλιακής παθητικής θέρμανσης στα κτίρια, σε συνδυασμό με την κατάλληλη θερμομόνωση τους, αποτελεί σήμερα πολύ σημαντικό στοιχείο της δομικής και θερμικής συμπεριφοράς του κτιρίου και λαμβάνεται υπόψη σε ενεργειακούς υπολογισμούς που αποβλέπουν σε εξοικονόμηση και αποδοτική διαχείριση της ενέργειας.

Στο πλαίσιο των στόχων για το 2020, τα διεσπαρμένα Φωτοβολταϊκά συστήματα είναι δυνατόν να συνδεθούν άμεσα χωρίς νέα έργα στα δίκτυα διανομής μέχρι μια διείσδυση της τάξης του 30% του ελάχιστου φορτίου τις ώρες λειτουργίας των, χωρίς να δημιουργείται κάποιο πρόβλημα (δηλαδή τουλάχιστον 2000 MWp, μέχρι το 2013), ενώ για περαιτέρω διείσδυση θα χρειασθούν τεχνικές λύσεις οι οποίες βρίσκονται ήδη σε ανάπτυξη. Η διείσδυση των διεσπαρμένων Φ/Β συστημάτων κυρίως στο δίκτυο διανομής αντικαθιστά ή αναβάλλει την επέκταση συμβατικών κεντρικών σταθμών παραγωγής με θετικά αποτελέσματα για το περιβάλλον. Επιπλέον, ιδιαίτερη αξία έχει η παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς από τα Φ/Β όταν συμπίπτει με την αιχμή ζήτησης, όπως οι καλοκαιρινές αιχμές λόγω χρήσης κλιματιστικών. Άλλες θετικές επιπτώσεις είναι ο σύντομος χρόνος ένταξης μονάδων Φ/Β στο δίκτυο, η βελτίωση της ποιότητας ισχύος, η μείωση των απωλειών μεταφοράς καθώς η παραγωγή γίνεται κοντά στους χρήστες, η διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας και η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα.

Για να διευκολυνθεί η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και ειδικά των Φωτοβολταϊκών συστημάτων σύμφωνα με τους στόχους της Ε.Ε. και της Ευρωπαϊκής βιομηχανίας Φ/Β, με θετικές επιπτώσεις στο περιβάλλον, την οικονομία και την ενεργειακή αποδοτικότητα και περαιτέρω, χωρίς να έχουμε σημαντικές επιπτώσεις στο ηλεκτρικό Σύστημα θα πρέπει:

- να δοθούν κίνητρα και τεχνικές λύσεις στους χρήστες Φ/Β συστημάτων, αλλά και τους άλλους καταναλωτές, να μεταθέσουν χρονικά την χρήση ορισμένων φορτίων στις ώρες μέγιστης παραγωγής των φωτοβολταϊκών (δηλαδή μεταξύ 8π.μ. με 4μ.μ.) ή να κάνουν χρήση κατάλληλων μέσων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και απόδοσής της κατά τις βραδινές ώρες.

- να προωθηθεί η επέκταση της χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στις μεταφορές και τον κλιματισμό (ψύξη και θέρμανση με αντλίες θερμότητας).

1.6.7 Βιομάζα

Βιομάζα είναι το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα των προϊόντων, αποβλήτων και υπολειμμάτων που προέρχονται από τη γεωργία, τη δασοκομία και τις συναφείς βιομηχανίες, καθώς και το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα των βιομηχανικών και αστικών αποβλήτων [5].

Ως βιομάζα ορίζεται η ύλη που έχει βιολογική (οργανική) προέλευση. Πρακτικά περιλαμβάνεται σε αυτήν οποιοδήποτε υλικό προέρχεται άμεσα ή έμμεσα από τον φυτικό κόσμο. Πιο συγκεκριμένα, με τον όρο βιομάζα εννοούμε τα φυτικά και δασικά υπολείμματα (καυσόξυλα, κλαδοδέματα, άχυρα, πριονίδια, ελαιοπυρήνες, κουκούτσια), τα ζωικά απόβλητα (κοπριά, άχρηστα αλιεύματα), τα φυτά που καλλιεργούνται στις ενεργειακές φυτείες για να χρησιμοποιηθούν ως πηγή ενέργειας, καθώς επίσης και τα αστικά απορρίμματα και τα υπολείμματα της βιομηχανίας τροφίμων, της αγροτικής βιομηχανίας και το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα των αστικών απορριμμάτων.

Η ενέργεια της βιομάζας είναι δευτερογενής ηλιακή ενέργεια. Η ηλιακή ενέργεια μετασχηματίζεται από τα φυτά μέσω της φωτοσύνθεσης. Οι βασικές πρώτες ύλες που χρησιμοποιούνται, είναι το νερό και ο άνθρακας, που είναι άφθονα στη φύση.

Η μόνη φυσικά ευρισκόμενη πηγή ενέργειας με άνθρακα που τα αποθέματά της είναι ικανά ώστε να μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως υποκατάστατο των ορυκτών καυσίμων, είναι η βιομάζα. Αντίθετα από αυτά, η βιομάζα είναι ανανεώσιμη καθώς απαιτείται μόνο μια σύντομη χρονική περίοδος για να αναπληρωθεί ό,τι χρησιμοποιείται ως πηγή ενέργειας. Εν γένει, για τις διάφορες τελικές χρήσεις υιοθετούνται διαφορετικοί όροι. Έτσι, ο όρος "βιοισχύς" περιγράφει τα συστήματα που χρησιμοποιούν πρώτες ύλες βιομάζας αντί των συνήθων ορυκτών καυσίμων (φυσικό αέριο, άνθρακα) για ηλεκτροπαραγωγή, ενώ ως "βιοκαύσιμα" αναφέρονται κυρίως τα υγρά καύσιμα μεταφορών που υποκαθιστούν πετρελαϊκά προϊόντα, π.χ. βενζίνη ή ντίζελ.

Βασικό πλεονέκτημα της βιομάζας είναι ότι είναι ανανεώσιμη πηγή ενέργειας και ότι παρέχει ενέργεια αποθηκευμένη με χημική μορφή. Η αξιοποίηση της μπορεί να γίνει με μετατροπή της σε μεγάλη ποικιλία προϊόντων, με διάφορες μεθόδους και τη χρήση σχετικά απλής τεχνολογίας. Σαν πλεονέκτημά της καταγράφεται και το ότι κατά την παραγωγή και την μετατροπή της δεν δημιουργούνται οικολογικά και περιβαλλοντολογικά προβλήματα. Από την άλλη, σαν μορφή ενέργειας η βιομάζα

χαρακτηρίζεται από πολυμορφία, χαμηλό ενεργειακό περιεχόμενο, σε σύγκριση με τα ορυκτά καύσιμα, λόγω χαμηλής πυκνότητας και/ή υψηλής περιεκτικότητας σε νερό, εποχικότητα, μεγάλη διασπορά, κλπ. Τα χαρακτηριστικά αυτά συνεπάγονται πρόσθετες, σε σχέση με τα ορυκτά καύσιμα, δυσκολίες στη συλλογή, μεταφορά και αποθήκευσή της. Σαν συνέπεια το κόστος μετατροπής της σε πιο εύχρηστες μορφές ενέργειας παραμένει υψηλό.

1.6.8 Υδροηλεκτρική ενέργεια

Η Υδροηλεκτρική Ενέργεια (Υ/Ε) είναι η ενέργεια η οποία στηρίζεται στην εκμετάλλευση και τη μετατροπή της δυναμικής ενέργειας του νερού των λιμνών και της κινητικής ενέργειας του νερού των ποταμών σε ηλεκτρική ενέργεια [1]. Η μετατροπή αυτή γίνεται σε δύο στάδια. Στο πρώτο στάδιο, μέσω της πτερωτής του στροβίλου, έχουμε την μετατροπή της κινητικής ενέργειας του νερού σε μηχανική ενέργεια με την μορφή περιστροφής του άξονα της πτερωτής και στο δεύτερο στάδιο, μέσω της γεννήτριας, επιτυγχάνουμε τη μετατροπή της μηχανικής ενέργειας σε ηλεκτρική. Το σύνολο των έργων και εξοπλισμού μέσω των οποίων γίνεται η μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε ηλεκτρική, ονομάζεται Υδροηλεκτρικό Έργο (ΥΗΕ).

Η δέσμευση/ αποθήκευση ποσοτήτων ύδατος σε φυσικές ή τεχνητές λίμνες, για ένα Υδροηλεκτρικό Σταθμό, ισοδυναμεί πρακτικά με αποταμίευση Υδροηλεκτρικής Ενέργειας. Η προγραμματισμένη αποδέσμευση αυτών των ποσοτήτων ύδατος και η εκτόνωσή τους στους υδροστροβίλους οδηγεί στην ελεγχόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Με δεδομένη την ύπαρξη κατάλληλων υδάτινων πόρων και τον επαρκή εφοδιασμό τους με τις απαραίτητες βροχοπτώσεις, η Υ/Ε καθίσταται μια σημαντικότερη εναλλακτική πηγή ανανεώσιμης ενέργειας.

Τα περιβαλλοντικά οφέλη ενός Υδροηλεκτρικού Σταθμού είναι ποικίλα. Ακόμα και το μειονέκτημα των περιβαλλοντικών επιπτώσεων εξ αιτίας των μεγάλης κλίμακας έργων πολιτικού μηχανικού, τα οποία ένα μεγάλο υδροηλεκτρικό έργο προϋποθέτει, με μια καλοσχεδιασμένη μελέτη, μπορεί να μετατραπεί σε πλεονέκτημα. Χαρακτηριστική είναι η περίπτωση της λίμνης Πλαστήρα, κατά την οποία ο κατακλυσμός της περιοχής από ύδατα μετά τη δημιουργία του φράγματος, δημιούργησε ένα νέο υγροβιότοπο, ο οποίος σύντομα μετατράπηκε σε πόλο τουριστικής έλξης δίνοντας ταυτόχρονα νέες αρδευτικές δυνατότητες στη γύρω περιοχή.

Τα Μικρής κλίμακας Υδροηλεκτρικά έργα (ΜΥΗΕ) είναι κυρίως "συνεχούς ροής", δηλαδή δεν περιλαμβάνουν σημαντική περισυλλογή και αποταμίευση ύδατος, και συνεπώς ούτε κατασκευή μεγάλων φραγμάτων και ταμιευτήρων. Γι' αυτό το λόγο γίνεται συνήθως και ο διαχωρισμός μεταξύ μικρών και μεγάλων υδροηλεκτρικών. Ένας μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός αποτελεί ένα έργο απόλυτα συμβατό με το

περιβάλλον, καθώς το σύνολο των επιμέρους παρεμβάσεων στην περιοχή εγκατάστασης του έργου μπορεί να ενταχθεί αισθητικά και λειτουργικά στα χαρακτηριστικά του περιβάλλοντος, αξιοποιώντας τους τοπικούς πόρους.

Τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα παρουσιάζουν σημαντικά πλεονεκτήματα όπως είναι η δυνατότητα άμεσης σύνδεσης - απόξευξης στο δίκτυο ή η αυτόνομη λειτουργία τους, η αξιοπιστία τους, η παραγωγή ενέργειας αρίστης ποιότητας χωρίς διακυμάνσεις, η άριστη διαχρονική συμπεριφορά τους, η μεγάλη διάρκεια ζωής, ο προβλέψιμος χρόνος απόσβεσης των αναγκαίων επενδύσεων που οφείλεται στο πολύ χαμηλό κόστος συντήρησης και λειτουργίας και στην ανυπαρξία κόστους πρώτης ύλης, η φιλικότητα προς το περιβάλλον με τις μηδενικές εκπομπές ρύπων και τις περιορισμένες περιβαλλοντικές επιπτώσεις, η ταυτόχρονη ικανοποίηση και άλλων αναγκών χρήσης νερού (ύδρευσης, άρδευσης, κλπ.) και η δυνατότητα παρεμβολής τους σε υπάρχουσες υδραυλικές εγκαταστάσεις.

1.6.9 Συμπαγωγή

Τα συστήματα Συνδυασμένης παραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ - γνωστή και ως Συμπαγωγή) παράγουν ταυτόχρονα ηλεκτρική (ή/και μηχανική) και θερμική ενέργεια σε ένα ενιαίο, ολοκληρωμένο σύστημα [3]. Αυτό έρχεται σε αντίθεση με την κοινή πρακτική, όπου η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται σε ένα κεντρικό σταθμό, ενώ χρησιμοποιείται επιτόπιος εξοπλισμός θέρμανσης και ψύξης για την κάλυψη των αναγκών σε μη ηλεκτρική ενέργεια. Η θερμική ενέργεια που ανακτάται σε ένα σύστημα ΣΗΘ μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη θέρμανση ή ψύξη στη βιομηχανία ή τα κτίρια. Επειδή η ΣΗΘ εκμεταλλεύεται τη θερμότητα που σε άλλη περίπτωση θα χανόταν κατά τη συμβατική διακριτή παραγωγή ηλεκτρικής ή μηχανικής ενέργειας, η συνολική απόδοση αυτών των ολοκληρωμένων συστημάτων είναι πολύ μεγαλύτερη από αυτή των μεμονωμένων συστημάτων.

Η ΣΗΘ δεν αποτελεί μια συγκεκριμένη τεχνολογία αλλά περισσότερο μια εφαρμογή τεχνολογιών για την κάλυψη των αναγκών θέρμανσης ή/και ψύξης, καθώς και για μηχανική ή/και ηλεκτρική ενέργεια των τελικών καταναλωτών. Λόγω των πρόσφατων τεχνολογικών εξελίξεων, έχουν αναπτυχθεί νέες διατάξεις των συστημάτων ΣΗΘ που τα καθιστούν οικονομικά συμφέροντα σε ένα ευρύτερο φάσμα εφαρμογών. Οι νέες γενιές των στροβίλων, κυψελών καυσίμου και παλινδρομικών μηχανών συνιστούν το αποτέλεσμα εντατικής και συνδυασμένης έρευνας, ανάπτυξης και επίδειξης, τόσο από ινστιτούτα όσο και από τη βιομηχανία. Τα προηγμένα υλικά και οι τεχνικές σχεδίασης μέσω Η/Υ έχουν αυξήσει σημαντικά την αποδοτικότητα και την αξιοπιστία του εξοπλισμού, μειώνοντας ταυτόχρονα τα κόστη και τις εκπομπές ρύπων.

Η συμβατική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι από τη φύση της μη αποδοτική, αφού μετατρέπεται μόνο το ένα τρίτο της ενέργειας των καυσίμων σε

ωφέλιμη ενέργεια. Η σημαντική αύξηση της αποδοτικότητας με τη ΣΗΘ οδηγεί σε μικρότερη κατανάλωση καυσίμων και σε μειωμένες εκπομπές ρύπων σε σχέση με τη χωριστή παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας. Η ΣΗΘ αποτελεί μια οικονομικά παραγωγική προσέγγιση για τη μείωση των ατμοσφαιρικών ρύπων μέσω της πρόληψης της ρύπανσης, ενώ ο παραδοσιακός έλεγχος της ρύπανσης που επιτυγχάνεται απλά μέσω της επεξεργασίας των καυσαερίων δεν παρέχει κανένα οικονομικό όφελος και, στην πραγματικότητα, μειώνει την απόδοση και την ωφέλιμη παραγωγή ενέργειας.

Η συνολική απόδοση του συστήματος προκύπτει από μια αλληλεπίδραση μεταξύ των μεμονωμένων βαθμών απόδοσης των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής και ανάκτησης θερμότητας. Δεδομένου ότι από ένα σύστημα ΣΗΘ προκύπτουν δύο ή περισσότερα χρησιμοποιήσιμα ενεργειακά προϊόντα, ο καθορισμός του συνολικού βαθμού απόδοσης των συστημάτων αυτών είναι πιο σύνθετος απ' ό,τι στα απλά συστήματα. Το όλο σύστημα μπορεί να αντιμετωπισθεί ως δύο υποσυστήματα, το σύστημα ηλεκτρικής ισχύος (συνήθως μια μηχανή ή ένας στρόβιλος) και το σύστημα ανάκτησης θερμότητας (συνήθως κάποιος τύπος λέβητα). Η απόδοση του συνολικού συστήματος προκύπτει από την αλληλεπίδραση μεταξύ των μεμονωμένων βαθμών απόδοσης των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής και ανάκτησης θερμότητας.

Τα αποδοτικότερα συστήματα ΣΗΘ (με πάνω από 80% συνολικό βαθμό απόδοσης) είναι εκείνα που ικανοποιούν μεγάλη θερμική ζήτηση με την ταυτόχρονη παραγωγή σχετικά μικρότερης ηλεκτρικής ισχύος. Όσο αυξάνεται η απαιτούμενη θερμοκρασία της ανακτώμενης ενέργειας, τόσο μειώνεται ο λόγος της παραγόμενης ισχύος προς τη θερμότητα. Η μειωμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντική για τα οικονομικά της ΣΗΘ, καθώς η διάθεση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας στην αγορά είναι τεχνικά ευκολότερη απ' ό,τι είναι στην περίπτωση της πλεονάζουσας θερμικής ενέργειας.

Η Ελλάδα έχει σχετικά μικρή ανάπτυξη της Συμπααραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και Θερμότητας. Ένα μεγάλο μέρος της εγκατεστημένης ισχύος βρίσκεται στα διυλιστήρια, σε μεγάλους σταθμούς παραγωγής και στη βιομηχανία τροφίμων.

Οι πρώτες μονάδες εγκαταστάθηκαν σε μεγάλες ελληνικές βιομηχανίες, στις αρχές της δεκαετίας το '70. Σήμερα, λειτουργούν μονάδες συμπααραγωγής σε βιομηχανίες ζάχαρης και χάρτου, διυλιστήρια πετρελαίου, κλωστοϋφαντουργίες, κλπ. Επίσης, ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες της ΔΕΗ έχουν τροποποιηθεί κατάλληλα, ώστε να καλύψουν τις θερμικές ανάγκες αστικών περιοχών με δίκτυα τηλεθέρμανσης, όπως τα δίκτυα Κοζάνης, Πτολεμαΐδας, Αμυνταίου και πρόσφατα της Μεγαλόπολης. Μετά τη λήψη μέτρων οικονομικής υποστήριξης της ΣΗΘ, έχουν αρχίσει να γίνονται βιώσιμες τέτοιες εγκαταστάσεις και σε μεγάλα κτήρια του τριτογενούς τομέα.

Το σύνολο της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος των μονάδων βιομηχανικής συμπααραγωγής ήταν το 2006 περίπου 255 MW.

2. Διεσπαρμένη Παραγωγή

2.1 Εισαγωγή

Ο ηλεκτρικός τομέας στο ξεκίνημά του το 1880 ήταν μια επικερδής οικονομική δραστηριότητα με την ανάπτυξη τοπικών συστημάτων παραγωγής, διανομής και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας για τις τοπικές κοινωνίες. Η διεσπαρμένη παραγωγή, αν και αποτελεί μια νέα ιδέα στην οικονομική βιβλιογραφία της αγοράς του ηλεκτρισμού, στην πραγματικότητα ως ιδέα είναι κάθε άλλο παρά καινούργια. Όταν η ηλεκτρική παραγωγή βρισκόταν σε εμβρυακό στάδιο, η διεσπαρμένη παραγωγή ήταν ο κανόνας και όχι η εξαίρεση. Τα πρώτα εργοστάσια παραγωγής ισχύος παρείχαν ηλεκτρισμό σε φορτία-πελάτες που βρίσκονταν σε μικρή ακτίνα από αυτούς.

Μετέπειτα, αναπτύχθηκαν τα εθνικά διασυνδεδεμένα ηλεκτρικά συστήματα με αποκορύφωση, στα μέσα του 20^{ου} αιώνα, τους μεγάλους κεντρικούς σταθμούς παραγωγής και τα δίκτυα μεταφοράς, όπου σημαντικό ρόλο είχαν οι εθνικές κυβερνήσεις. Η έντονα αυξανόμενη ζήτηση στις ανεπτυγμένες οικονομίες ενίσχυσε την ιδέα για την ανάπτυξη ολοένα και μεγαλύτερων κεντρικών σταθμών παραγωγής, υδροηλεκτρικών, θερμικών ή και πυρηνικών. Όμως, διάφοροι παράγοντες, όπως η ευαισθητοποίηση της κοινής γνώμης για το περιβάλλον και ο περιορισμός των αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων, άρχισαν σταδιακά να αλλάζουν τις στρατηγικές στον ηλεκτρικό τομέα.

Τα πρώτα ηλεκτρικά δίκτυα ισχύος ήταν συνεχούς ρεύματος, οπότε η τάση παροχής ήταν σχετικά περιορισμένη, όπως και η απόσταση μεταξύ σταθμού παραγωγής και καταναλωτή. Η εξισορρόπηση ζήτησης και προμήθειας υλοποιούνταν μερικώς με τη χρήση τοπικής αποθήκευσης ενέργειας, όπως για παράδειγμα με τη χρήση συσσωρευτών οι οποίοι είχαν τη δυνατότητα άμεσης ηλεκτρικής σύνδεσης με το DC δίκτυο ισχύος. Παράλληλα, με τη μικρής κλίμακας παραγωγή, επιστρέφουν στο προσκήνιο και οι μονάδες τοπικής αποθήκευσης.

Με το πέρασμα του χρόνου, τεχνολογικές εξελίξεις, όπως η εμφάνιση των δικτύων ισχύος εναλλασσόμενου ρεύματος, έδωσαν ώθηση στην ανάπτυξη του τομέα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, επιτρέποντας την μεταφορά του ηλεκτρισμού σε μεγάλες πλέον αποστάσεις. Επιπλέον, σημειώθηκε αύξηση της παραγόμενης ισχύος των εργοστασίων, καθώς και μείωση του κόστους ανά μονάδα. Κατασκευάστηκαν μαζικά ηλεκτρικά συστήματα, που συνίστατο από τεράστια δίκτυα μεταφοράς και διανομής, καθώς και μεγάλους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Την τελευταία δεκαετία, οι τεχνολογικές καινοτομίες και οι αλλαγές στο οικονομικό και στο ρυθμιστικό περιβάλλον έφεραν στο προσκήνιο την διεσπαρμένη παραγωγή.

Σύμφωνα με την IEA(International Energy Agency, 2003) πέντε βασικοί λόγοι συνέβαλαν σε αυτό:

- Ανάπτυξη των τεχνολογιών κατανεμημένης παραγωγής.
- Περιορισμοί στην κατασκευή νέων γραμμών μεταφοράς.
- Αυξημένη ζήτηση παροχής ηλεκτρισμού υψηλής αξιοπιστίας.
- Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- Προβληματισμοί για τις κλιματικές αλλαγές.

Η διείσδυση των διασκορπισμένων πηγών παραγωγής στα δίκτυα αυξάνεται συνεχώς, ως αποτέλεσμα των τεχνολογικών προόδων και των θεσμικών αλλαγών στη βιομηχανία ηλεκτρικής ισχύος, αν και συχνά μπορεί να σχετίζεται με δαπανηρές ενισχύσεις δικτύων ή νέες εξόδους ελέγχου για να επιτυγχάνεται η βέλτιστη λειτουργία.. Η σύνδεση των νέων εγκαταστάσεων εμποδίζεται συχνά από ποικίλους παράγοντες, συμπεριλαμβανομένων των τεχνικών εκτιμήσεων και των απαιτήσεων, που επιλύονται συνήθως εις βάρος του επενδυτή. Δεδομένου ότι το ενδιαφέρον για τις εγκαταστάσεις νέας γενεάς κλιμακώνει, η υιοθέτηση της διαφανούς και εύκολα εφαρμόσιμης τεχνολογίας γίνεται επιτακτικότερη. Τα ζητήματα που πρέπει να αντιμετωπιστούν είναι η σταθερή λειτουργία και οι γρήγορες παραλλαγές τάσης, καθώς επίσης τα flickers και οι αρμονικές. Η διείσδυση της διεσπαρμένης παραγωγής (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, κυψέλες καυσίμου, βιομάζα, μικρές υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις κ.λπ., που κυμαίνονται από το λίγα kW ως και πολλά MW) στα δίκτυα διανομής αυξάνεται παγκοσμίως. Οι οικονομικές ευκαιρίες που παρουσιάζονται για τους ιδιωτικούς επενδυτές στο απορρυθμισμένο ηλεκτρικό περιβάλλον βιομηχανίας και τα σημαντικά πιθανά οφέλη για τις μονάδες (ικανότητες μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος, μείωση των απωλειών) συμβάλλουν σ' αυτή την τάση.

Η ενσωμάτωση των μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής αλλάζει την παραδοσιακή λειτουργούσα αρχή τους και δημιουργεί νέα προβλήματα, σχετικά με την ποιότητα ισχύος, την αξιοπιστία και την ασφάλεια, με τα οποία οι μονάδες είναι ακόμα άγνωστες και επομένως ανίκανες να ασχοληθούν με έναν συνεπή και αποδοτικό τρόπο. Αν και διάφορα ρυθμιστικά και επιχειρησιακά ζητήματα παραμένουν να επιλυθούν, τα τεχνικά προβλήματα είναι συχνά οι κρίσιμοι παράγοντες που εμποδίζουν την ολοκλήρωση των νέων εγκαταστάσεων. Για να επιταχυνθεί η αξιολόγηση και η διαδικασία σύνδεσης χωρίς συμβιβασμό των απαιτήσεων λειτουργία και ασφάλεια του δικτύου, κατάλληλες τεχνικές διαδικασίες αξιολόγησης απαιτούνται, οι οποίες πρέπει να είναι διαφανής, αντικειμενικές, αποδεκτές ευρέως και εύκολα εφαρμόσιμες. Αυτό αναγνωρίζεται τώρα από όλους τους μηχανικούς και τους διεθνείς οργανισμούς, που λειτουργούν για έγκριση ομοιόμορφων τεχνικών διαδικασιών.

Στην Ελλάδα, διάφορες εγκαταστάσεις Διεσπαρμένης Παραγωγής (κυρίως ανανεώσιμες ενέργειες, όπως ο αέρας και οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί, συχνά στα αυτόνομα νησιωτικά δίκτυα) έχουν εγκατασταθεί και η λειτουργία τους κατά τη διάρκεια των τελευταίων 15 ετών αυξάνει την εμπειρία σχετικά με την ολοκλήρωσή τους στο δίκτυο (στο επίπεδο της ΜΤ). Η πρόσφατη άρση των ελέγχων του ελληνικού τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας έχει δημιουργήσει ένα τεράστιο πρόσθετο ενδιαφέρον για την επένδυση στην ανεξάρτητη διεσπαρμένη παραγωγή. Αυτοί οι παράγοντες απαιτούν μια σημαντική αναπροσαρμογή του ελληνικού οδηγού σύνδεσης, ο οποίος έχει ολοκληρωθεί πρόσφατα από την Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού - ΔΕΗ.

Οι αλλαγές τάσης στο σημείο της κοινής σύζευξης (PCC) στο δίκτυο είναι συνήθως ο κρίσιμος παράγοντας κατά την εξέταση της σύνδεσης των νέων πηγών Διεσπαρμένης Παραγωγής. Παραδοσιακά, οι μονάδες έχουν επιβάλει περιορισμούς στις αποδεκτές αποκλίσεις τάσης από την ονομαστική αξία, και στα επίπεδα της ΜΤ και ΧΤ, τα οποία δεν πρέπει να ξεπεραστούν σε κανονική λειτουργία του συστήματος.

Στο επίπεδο χαμηλής τάσης, ένα από τα πιο βασικά ζητήματα είναι η ποιότητα της τάσης που παρέχεται στους καταναλωτές, ιδιαίτερα όσον αφορά φαινόμενα υπερτάσεων που προκαλούνται από συνδέσεις πηγών.

Κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας, η στατιστική φύση των αλλαγών τάσης έχει αναγνωριστεί και οι σχετικοί κανόνες έχουν εκδοθεί, υπό την έννοια ότι μια μικρή πιθανότητα της υπέρβασης τους είναι αποδεκτή.

Κατάλληλοι υπολογισμοί ροής φορτίου απαιτούνται για να εκτιμήσουμε το επιτρεπόμενο επίπεδο διείσδυσης της ενέργειας που προέρχεται από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής για ένα δοσμένο δίκτυο έτσι ώστε να εξασφαλίσουμε ότι δεν θα ξεπεραστούν τα όρια της μέγιστης τάσης στο σημείο κοινής σύζευξης και της χωρητικότητας στις γραμμές μεταφοράς.

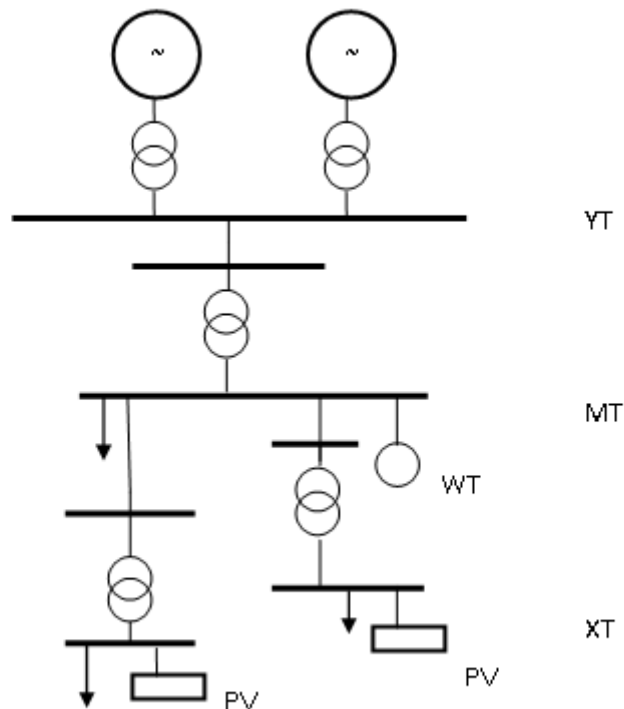
Παρά όμως το μεγάλο ενδιαφέρον για την διεσπαρμένη παραγωγή ο αριθμός των διαχειριστών αγοράς (market operators) παραμένει μικρός σε πολλές χώρες, με αποτέλεσμα, αν και έχει εξαπλωθεί, να μην έχει πάρει τις αναμενόμενες διαστάσεις. Όπως προαναφέρθηκε είναι πολλά τα εμπόδια που τίθενται στη εξάπλωση της διεσπαρμένης παραγωγής και ειδικότερα στα συστήματα Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού Και Θερμότητας.

2.2 Ορισμός

Ο όρος διεσπαρμένη παραγωγή (DG) μπορεί να ορισθεί ως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μικρής κλίμακας, εντός ενός δικτύου διανομής ή στο ακραίο τμήμα αυτού στην πλευρά του καταναλωτή. Συνήθως στον ορισμό της, συμπεριλαμβάνονται και κάποια βασικά χαρακτηριστικά, όπως η ύπαρξη και εκμετάλλευση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, Συμπααραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας κ.α. [6]. Η ολοκλήρωση ενός δικτύου DG αποτελεί ένα πολύπλοκο ζήτημα που είναι σημαντικά διαφορετικό από την παραδοσιακή διαδικασία ολοκλήρωσης ενός κυκλώματος από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα μεταφοράς. Το γεγονός αυτό οφείλεται στον ίδιο το σχεδιασμό των σημερινών δικτύων διανομής. Τα υπαρκτά δίκτυα διανομής σχεδιάζονται ως παθητικά συστήματα που λειτουργούν ακτινικά.

Το Ινστιτούτο των Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (Institute of Electrical and Electronic Engineer Inc, IEEE), καθορίζει την κατακεντρωμένη παραγωγή, ως παραγωγή ηλεκτρισμού από εγκαταστάσεις οι οποίες είναι σαφώς μικρότερες από τα κεντρικά εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να είναι δυνατή η διασύνδεσή τους σχεδόν σε κάθε σημείο του συστήματος ισχύος.

Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας όπως αυτό διαμορφώνεται από την παρουσία μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής φαίνεται στο σχήμα 1.



ΣΧΗΜΑ 1: ΔΟΜΗ ΕΝΟΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ

Όπως φαίνεται από το σχήμα 1, στην παραγωγή συμμετέχουν πλέον δύο μονάδες με φωτοβολταϊκά και ένα αιολικό πάρκο.

Η δομή του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας θα παρέμενε όπως η δομή του σχήματος 1 και δεν θα είχε αναπτυχθεί ενδιαφέρον για διεσπαρμένη παραγωγή αν δεν είχε προκύψει η ανάγκη για μείωση της χρήσης συμβατικών μορφών ενέργειας για περιβαλλοντικούς λόγους. Η διεσπαρμένη παραγωγή μπορεί να πραγματοποιείται από φωτοβολταϊκά, αιολική ενέργεια, από συμπαραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού, από μικρά υδροηλεκτρικά, από βιομάζα και άλλες μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η ανάγκη για τη συμμετοχή τέτοιων εναλλακτικών, καθαρότερων μορφών ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρισμού οδήγησε στη διεσπαρμένη παραγωγή.

Κάθε τέτοια μονάδα, εξαιτίας της φύσης αυτών των μορφών ενέργειας, που δεν έχουν την πυκνότητα των ορυκτών καυσίμων, θα έχει μικρή σχετικά δυνατότητα παραγωγής, ενώ θα πρέπει να βρίσκεται σε συγκεκριμένο γεωγραφικό σημείο, όπου για παράδειγμα υπάρχει άνεμος, ήλιος, ή οτιδήποτε απαιτείται για την εκάστοτε μορφή ενέργειας. Επομένως, οι μονάδες αυτές θα βρίσκονται διασκορπισμένες μέσα στο δίκτυο με μικρές δυνατότητες παραγωγής η κάθε μία.

Όπως εξηγήθηκε και προηγουμένως, τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας σχεδιάστηκαν με τέτοιο τρόπο ώστε να υπάρχει κεντρική παραγωγή που τροφοδοτεί με ισχύ τους καταναλωτές. Έτσι, η ροή της ισχύος γινόταν από την υψηλή προς τη χαμηλή τάση.

Με τη διείσδυση όμως της διεσπαρμένης παραγωγής στη διαδικασία παραγωγής, η ροή της ηλεκτρικής ισχύος μπορεί να αντιστραφεί, αν η διείσδυση αυτή είναι αρκετά σημαντική. Μπορεί πλέον σε κάποιες περιπτώσεις να έχουμε αντίστροφη πορεία του ρεύματος, αν υπερκαλύπτεται το φορτίο ενός ζυγού και των φορτίων στα κατάντη αυτού από την παραγωγή της διεσπαρμένης μονάδας που βρίσκεται στο ζυγό αυτό. Έτσι, οι τάσεις και οι ροές ισχύος μεταβάλλονται και καθορίζονται πλέον από τις μονάδες παραγωγής που υπάρχουν διεσπαρμένες στο δίκτυο και τα φορτία. Ο συντελεστής ισχύος με τον οποίο μπορεί να λειτουργήσουν οι μονάδες αυτές μεταβάλλει τις τάσεις στο δίκτυο, ενώ μπορεί να υπάρξουν και αρμονικές συνιστώσες στο ρεύμα από την παρουσία ηλεκτρονικών ισχύος. Αυτές οι μεταβολές έχουν πολύ σημαντικές επιπτώσεις στα χαρακτηριστικά του δικτύου.

2.3 Διείσδυση της Διεσπαρμένης Παραγωγής

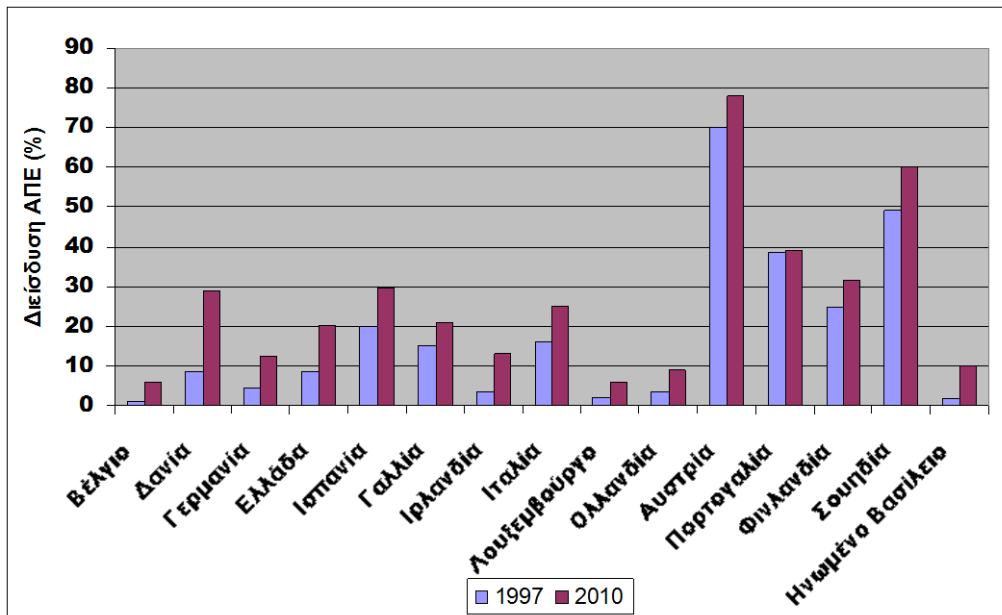
Η εγκατάσταση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής αυξάνεται έντονα τα τελευταία χρόνια. Όλο και μεγαλύτερο ποσοστό της παραγωγής καλύπτεται από ανανεώσιμες πηγές. Στον πίνακα 2 μπορούμε να δούμε το ποσοστό της διείσδυσης

των ανανεώσιμων πηγών σε ορισμένες χώρες της Ευρώπης για το 1997 και τη σύγκρισή του με το στόχο που είχε τεθεί για το 2010 [7].

	Παραγωγή από ΑΠΕ το 1997 (% επί του συνόλου της παραγωγής)	Παραγωγή από ΑΠΕ το 2010 (% επί του συνόλου της παραγωγής)
Βέλγιο	1.10	6.00
Δανία	8.70	29.0
Γερμανία	4.50	12.5
Ελλάδα	8.60	20.1
Ισπανία	19.9	29.4
Γαλλία	15.0	21.0
Ιρλανδία	3.60	13.2
Ιταλία	16.0	25.0
Λουξεμβούργο	2.10	5.70
Ολλανδία	3.50	9.00
Αυστρία	70.0	78.1
Πορτογαλία	38.5	39.0
Φινλανδία	24.7	31.5
Σουηδία	49.1	60.0
Ηνωμένο Βασίλειο	1.70	10.0

ΠΙΝΑΚΑΣ 2: ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΕ ΓΙΑ ΤΟ 1997 ΚΑΙ ΣΤΟΧΟΙ ΓΙΑ ΤΟ 2010 ΣΤΙΣ ΧΩΡΕΣ ΤΗΣ Ε.Ε. [7]

Τα παραπάνω στοιχεία φαίνονται επίσης στο ακόλουθο διάγραμμα:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 8: ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΠΕ ΓΙΑ ΤΟ 1997 ΚΑΙ ΣΤΟΧΟΙ ΓΙΑ ΤΟ 2010 ΣΤΙΣ ΧΩΡΕΣ ΤΗΣ Ε.Ε.

[7]

Όπως φαίνεται από τα δεδομένα του πίνακα 2 αλλά και το διάγραμμα 8, η διείσδυση της διεσπαρμένης παραγωγής αυξάνεται με γρήγορους ρυθμούς. Το 2010, η διεσπαρμένη παραγωγή αποτελεί το 8% ως 20% της δυνατότητας παραγωγής ισχύος στην Ευρώπη σύμφωνα με πρόσφατες εκτιμήσεις. Κατά συνέπεια, έχει αναπτυχθεί έντονο ενδιαφέρον για την εκτίμηση των χαρακτηριστικών της και των αλλαγών που επιφέρει στο δίκτυο.

2.4 Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα της Διεσπαρμένης Παραγωγής

Την τελευταία δεκαετία αυξάνεται συνεχώς η τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Όλο και περισσότερο υπάρχει ενδιαφέρον για να εκτιμηθούν τα οφέλη της διεσπαρμένης παραγωγής από διάφορους παράγοντες.

Το κυριότερο όφελος από τη χρήση διεσπαρμένης παραγωγής είναι περιβαλλοντικό [6]. Οι εναλλακτικές πηγές ενέργειας παράγουν μηδενικούς, ή ελάχιστους ρύπους βοηθώντας έτσι στη μείωση των εκπομπών βλαβερών για την ατμόσφαιρα αερίων, όπως είναι κυρίως το διοξείδιο του άνθρακα. Χρησιμοποιώντας τέτοιες μορφές ενέργειας δίνεται η δυνατότητα σε χώρες που έχουν αναλάβει υποχρεώσεις για μείωση των εκπομπών ρύπων, να εκπληρώσουν τις υποχρεώσεις αυτές. Παράλληλα, περιορίζεται η χρήση καυσίμων που υπάρχουν σε πεπερασμένες

ποσότητες, όπως είναι το πετρέλαιο, και που αν συνεχιστεί η κατανάλωσή του με τον ίδιο ρυθμό, τα αποθέματα θα τελειώσουν σε μερικά χρόνια.

Η συμμετοχή στην παραγωγή διαφορετικών μορφών ενέργειας σε διάφορα σημεία του δικτύου έχει το πλεονέκτημα ότι η παραγωγή ηλεκτρισμού δεν εξαρτάται πλέον αποκλειστικά από συγκεκριμένες συμβατικές πηγές, αλλά στηρίζεται σε πολλές διαφορετικές πηγές [6], υπάρχει δηλαδή κατά κάποιο τρόπο μια ασφάλεια τέτοια ώστε αν για κάποια αιτία, που μπορεί να είναι οικονομική ή και πολιτική, εκλείψει μια μορφή να μπορεί να χρησιμοποιηθεί κάποια άλλη. Παράλληλα, δίνεται η δυνατότητα για απελευθέρωση της αγοράς και τη συμμετοχή ιδιωτών στην παραγωγή. Τα τελευταία χρόνια, οι κυβερνήσεις έχουν αρχίσει να δίνουν κίνητρα σε ιδιώτες για την τοποθέτηση εγκαταστάσεων παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας [8]. Έτσι, μέρος της ζήτησης μπορεί πλέον να καλύπτεται από εναλλακτικές πηγές ενέργειας.

Η παρουσία των μονάδων διεσπαρμένης αλλάζει τη φυσιογνωμία όλου του δικτύου ως προς τις τάσεις και τις ροές ισχύος, όπως εξηγήθηκε και παραπάνω. Το γεγονός αυτό μπορεί να προσφέρει στο δίκτυο τεχνικά οφέλη.

Ένα από τα σημαντικότερα τεχνικά οφέλη που προκύπτουν από την διεσπαρμένη παραγωγή είναι η μείωση των απωλειών του συστήματος. Αφού μέρος της ισχύος θα καλύπτεται από τις διεσπαρμένες στο δίκτυο μονάδες, δε θα χρειάζεται τόσο μεγάλη ποσότητα ισχύος να παράγεται από τις κεντρικές μονάδες και να μεταφέρεται σε μεγάλες αποστάσεις, πράγμα το οποίο θα εισήγαγε μεγάλες απώλειες ισχύος στο σύστημα.

Η παρουσία μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής αυξάνει γενικά την τάση στην περιοχή όπου εγκαθίσταται. Έτσι, σε περιοχές όπου υπάρχει πρόβλημα με το επίπεδο της τάσης, μπορεί να συνεισφέρει θετικά [8].

Αν ο σχεδιασμός της μονάδας γίνει σωστά, μπορούν να υπάρξουν οφέλη ως προς την ποιότητα ισχύος που φθάνει στους καταναλωτές, αλλά και της αξιοπιστίας [8]. Πολλές φορές όμως η παρουσία μονάδων παραγωγής έχει αρνητικές επιπτώσεις στην ποιότητα ισχύος.

Εκτός από τα περιβαλλοντικά οφέλη, που είναι τα σημαντικότερα που αποκομίζουμε από τη διεσπαρμένη παραγωγή και ορισμένα τεχνικά, υπάρχουν και σημαντικά οικονομικά οφέλη που προκύπτουν.

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, η παρουσία διεσπαρμένης παραγωγής προκαλεί μείωση των απωλειών του δικτύου, πράγμα που έχει τελικά οικονομικό αντίκτυπο όπως είναι φανερό, αφού απαιτείται μικρότερη παραγωγή από τις κεντρικές μονάδες και έτσι έχουμε μείωση των απωλειών στη μεταφορά.

Η λειτουργία πολλών μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, μπορεί υπό συγκεκριμένες προϋποθέσεις να οδηγήσει σε μείωση της τιμής του ρεύματος που πληρώνει ο καταναλωτής [8].

Ένα οικονομικό όφελος τέλος που μπορούμε να αποκομίσουμε από την τοποθέτηση διεσπαρμένης παραγωγής προκύπτει από τη δυνατότητα που δίνεται για αναβολή σε επενδύσεις του δικτύου [8]. Συγκεκριμένα, το όφελος αυτό προκύπτει από την εξής διαδικασία: Η τοποθέτηση μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής θα έχει ως συνέπεια τη μείωση του ρεύματος σε κάποιο άλλο σημείο του δικτύου προς την μεριά της παραγωγής, και λαμβάνοντας υπόψη την αυξητική τάση του φορτίου, το ρεύμα θα επιστρέψει στην τιμή αυτή μετά από κάποιο χρονικό διάστημα, με αποτέλεσμα να αναβληθεί η επένδυση σε κάποιο μετασχηματιστή ή στην αναβάθμιση καλωδίων μεταφοράς που βρίσκονται κοντά στο όριο τους, ως προς τη δυνατότητα μεταφοράς μεγαλύτερης ποσότητας ρεύματος.

Η διεσπαρμένη παραγωγή όμως έχει και ορισμένα μειονεκτήματα, που αφορούν οικονομικά, τεχνικά ακόμα και περιβαλλοντικά θέματα.

Σε ορισμένες περιπτώσεις η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δεν έχει φθάσει σε επίπεδο να μπορεί να ανταγωνιστεί οικονομικά τις μεγάλες μονάδες παραγωγής, με αποτέλεσμα να απαιτείται επιχορήγηση από το κράτος για να μπορεί η επένδυση σε αυτές να είναι βιώσιμη.

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

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

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

Πολλές φορές μπορούν να υπάρξουν προβλήματα σε σχέση με τοπικούς παράγοντες, από τους οποίους μπορεί να εμφανιστούν αντιδράσεις που θα δυσχεράνουν, θα καθυστερήσουν ή ακόμα και θα ματαιώσουν την τοποθέτηση εγκαταστάσεων παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε συγκεκριμένες τοποθεσίες.

Σε αυτή τη διπλωματική εργασία εστιάζουμε στο όφελος που προκύπτει από:

- τη δυνατότητα που δίνεται για αναβολή σε νέους μετασχηματιστές του δικτύου
- τη δυνατότητα για αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και όχι από την ωριαία αγορά κατά τις ώρες αιχμής
- τη μείωση των απωλειών ισχύος στο δίκτυο εξαιτίας της παραγωγής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής
- τη βελτίωση του επιπέδου της τάσης που είναι κατά κανόνα μειωμένη σε σχέση με την ονομαστική
- την πιθανή μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της μεγάλης διείσδυσης στην παραγωγή μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

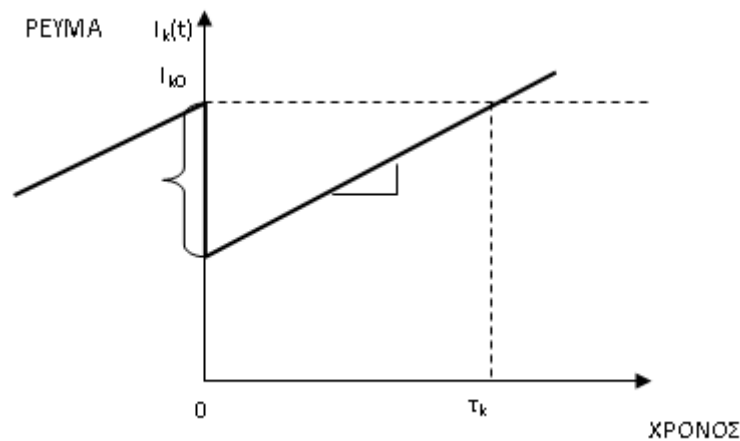
Τα παραπάνω οφέλη περιγράφονται αναλυτικά στη συνέχεια.

2.4.1 Χρόνος Αναβολής της Επένδυσης

Οι επιχειρήσεις διανομής ηλεκτρικής ενέργειας παραδοσιακά ακολουθούσαν την αύξηση του φορτίου με την επένδυση σε μεγαλύτερους μετασχηματιστές και καλώδια όταν αυτά έφταναν στο όριο λειτουργίας τους από την άποψη της ποσότητας φορτίου που μπορούσαν να μεταφέρουν. Το κόστος όμως μιας τέτοιας κίνησης μπορεί να φτάσει σε πολύ υψηλά επίπεδα, ειδικά στα κέντρα των μεγάλων πόλεων. Επομένως με την εγκατάσταση μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής σε συγκεκριμένο σημείο του δικτύου, η αναβάθμιση συγκεκριμένων ακριβών στοιχείων του μπορεί να αναβληθεί για ένα χρονικό διάστημα, εξοικονομώντας χρήματα για τους εμπλεκόμενους φορείς.

Όταν τοποθετηθεί μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο διανομής, σε περιοχή κοντά στην κατανάλωση φορτίου, το ρεύμα που διαρρέει τις γραμμές που βρίσκονται υψηλότερα στο δίκτυο και που κανονικά τροφοδοτούν με ισχύ την περιοχή της κατανάλωσης, θα μειωθεί αφού μέρος της απαιτούμενης ισχύος θα καλύπτεται πλέον από τη μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής. Το μέγεθος της μείωσης αυτής θα εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής και τη θέση της μονάδας μέσα στο δίκτυο [8].

Αν υποθέσουμε ότι το φορτίο αυξάνεται με την πάροδο του χρόνου, μετά την τοποθέτηση μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής και τη μείωση του ρεύματος, θα περάσει ένα χρονικό διάστημα μέχρι το ρεύμα να ξαναπάρει, εξαιτίας της αύξησης του φορτίου, την τιμή που είχε πριν την τοποθέτηση της μονάδας. Έτσι, θα αναβληθεί κατά αυτό το χρονικό διάστημα η ανάγκη αντικατάστασης ενός μετασχηματιστή ή κάποιου άλλου στοιχείου του δικτύου, σε σχέση με το χρόνο που επρόκειτο να συμβεί κανονικά. Εξαρτάται δηλαδή επιπλέον ο χρόνος αναβολής της επένδυσης, εκτός από το μέγεθος και τη θέση της μονάδας παραγωγής μέσα στο δίκτυο, και από το ρυθμό αύξησης του φορτίου [8]. Στο σχήμα 2 φαίνεται αυτή η διαδικασία:



ΣΧΗΜΑ 2: ΧΡΟΝΟΣ ΑΝΑΒΟΛΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΕ ΣΗΜΕ ΜΕ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ [7]

Όπως φαίνεται, στο χρόνο 0 τίθεται σε λειτουργία η μονάδα παραγωγής με αποτέλεσμα να μειωθεί το ρεύμα που διαρρέει τη γραμμή k , όπου μπορεί να βρίσκεται για παράδειγμα ένας μετασχηματιστής που πρόκειται να αντικατασταθεί σύντομα. Θα περάσει επομένως ένα χρονικό διάστημα τ_k μέχρι να φτάσει και πάλι το ρεύμα στην τιμή που είχε πριν την τοποθέτηση της μονάδας και αυτός θα είναι ο χρόνος αναβολής της αντικατάστασης του μετασχηματιστή. Από την αναβολή αυτή είναι που προκύπτει ένα χρηματικό κέρδος.

Το τελικό όφελος που θα έχουμε από την αναβολή της επένδυσης σχετίζεται επίσης με το κόστος της επένδυσης αλλά και το επιτόκιο με το οποίο θα αλλάζει η αξία του χρήματος με την πάροδο του χρόνου.

Όπως έχει εξηγηθεί μέχρι τώρα, η τοποθέτηση μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής θα έχει ως αποτέλεσμα μείωση του ρεύματος. Σε ορισμένες περιπτώσεις όμως μπορεί να έχουμε και αύξηση του ρεύματος σε κοντινούς προς τη μονάδα ζυγούς, ακόμα και πάνω από το αποδεκτό όριο [8]. Αυτή η περίπτωση όμως είναι πιο σπάνια.

Για την εκτίμηση του οφέλους από την αναβολή της επένδυσης σε μεγαλύτερους μετασχηματιστές και καλώδια θα πρέπει να μετρηθεί η επίδραση της τοποθέτησης μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο. Αρχικά θα πρέπει να υπολογιστεί πώς επιδρά η αύξηση του φορτίου κάθε ζυγού του συστήματος στο ρεύμα της γραμμής ως προς την οποία ψάχνουμε την μεταβολή εξαιτίας της τοποθέτησης μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής. Θέλουμε δηλαδή να υπολογίσουμε την ποσότητα

$$\gamma_{ik} = \frac{\partial I_k}{\partial P_{di}} \quad (2.1)$$

που εκφράζει την ευαισθησία του ρεύματος μιας γραμμής k ως προς μια αύξηση του φορτίου σε ένα ζυγό i . Υπολογίζοντας την παραπάνω ποσότητα θα μπορέσουμε να υπολογίσουμε τη μεταβολή του ρεύματος στη γραμμή k από τις μεταβολές του φορτίου που θα συμβούν στους άλλους ζυγούς του συστήματος.

Ο υπολογισμός της σχέσης 2.1 μπορεί να γίνει εμπειρικά. Συγκεκριμένα, πρώτα γίνεται ένας υπολογισμός της τιμής του ρεύματος στη γραμμή k για μια δεδομένη φόρτιση του ζυγού i . Στη συνέχεια, αυξάνεται το φορτίο κατά ένα ποσοστό μεταξύ του 0.1% και του 1% και γίνεται και πάλι υπολογισμός του ρεύματος [8]. Έτσι η ευαισθησία θα δίνεται από τη σχέση:

$$\gamma_{ik} = \frac{I_{k,TEA} - I_k}{P_{di,TEA} - P_{di}} \quad (2.2)$$

Η ευαισθησία του ρεύματος ως προς το φορτίο μπορεί όμως να υπολογιστεί και αναλυτικά με χρήση της Ιακωβιανής μήτρας της μεθόδου Newton- Raphson της ανάλυσης ροής φορτίου. Στην εργασία αυτή υπολογίζεται η συνάρτηση που δίνει την ευαισθησία μέσω της μεθόδου αυτής και όλοι οι περαιτέρω υπολογισμοί γίνονται με χρήση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από αυτή.

Αφού έχουμε υπολογίσει την ευαισθησία του ρεύματος, μπορούμε πλέον, γνωρίζοντας ορισμένες άλλες παραμέτρους, όπως το ρυθμό αύξησης του φορτίου να υπολογίσουμε το χρόνο αναβολής της επένδυσης και το κέρδος από την αναβολή αυτή.

Έτσι για τον υπολογισμό των οφελών που θα αποκομίσουμε από την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής ως προς την αναβολή των επενδύσεων σε μετασχηματιστές και άλλα στοιχεία του δικτύου, θα πρέπει να ακολουθήσουμε την παρακάτω διαδικασία:

- Υπολογισμός του ρεύματος στη γραμμή που μας ενδιαφέρει μέσω των διαδικασιών της ροής φορτίου πριν την τοποθέτηση της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής.
- Υπολογισμός της ευαισθησίας του ρεύματος αυτού ως προς την αύξηση του φορτίου στους υπόλοιπους ζυγούς του συστήματος.

- Υπολογισμός του ρεύματος στη γραμμή που μας ενδιαφέρει μέσω των διαδικασιών της ροής φορτίου μετά την τοποθέτηση της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής.
- Υπολογισμός του χρόνου αναβολής της επένδυσης και του κέρδους από την αναβολή αυτή.

2.4.2 Αποφυγή Αγοράς της Ηλεκτρικής Ενέργειας βάσει της Οριακής Τιμής Συστήματος λόγω Λειτουργίας μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής σε Ώρες Αιχμής

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας αγοράζουν την ηλεκτρική ενέργεια στην οριακή τιμή συστήματος. Σε περιπτώσεις όμως που έχουμε μεγάλες φορτίσεις, σε περιόδους αιχμής φορτίου, η οριακή τιμή συστήματος μπορεί να λάβει υψηλές τιμές. Σε αυτές τις περιπτώσεις δίνεται η δυνατότητα στους προμηθευτές να αγοράσουν την ηλεκτρική ενέργεια από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής που θα ορίσουν μια τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγουν και που αν είναι μικρότερη από την οριακή τιμή συστήματος, οι προμηθευτές έχουν συμφέρον να αγοράσουν. Με τον τρόπο αυτό ο προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας θα έχει τη δυνατότητα να αποκομίσει σημαντικά οικονομικά οφέλη. Η μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής θα πρέπει να είναι έτοιμη να παράγει ηλεκτρική ενέργεια όταν χρειαστεί τις ώρες αιχμής φορτίου.

Από την καμπύλη διάρκειας τιμής μπορούμε να βρούμε για ποιες ώρες του χρόνου η οριακή τιμή συστήματος είναι μεγαλύτερη από μια συγκεκριμένη τιμή, η οποία θα είναι η τιμή που θα απαιτεί ο ιδιοκτήτης της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής για να πουλήσει την ενέργεια που παράγει. Ο προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας επομένως, αν επιλέξει να αγοράσει ισχύ από τη μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής, θα έχει μια εξοικονόμηση χρημάτων ίση με τη διαφορά μεταξύ της οριακής τιμής συστήματος και της τιμής πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από τη μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής για κάθε ώρα που θα κάνει αυτή την επιλογή.

Για τον υπολογισμό επομένως του οικονομικού οφέλους που θα μπορούσε να υπάρξει από αυτή τη στρατηγική από την πλευρά του προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας, θα πρέπει να βρούμε πρώτα την καμπύλη διάρκειας τιμής. Στη συνέχεια, γνωρίζοντας την τιμή που θα απαιτήσει ο ιδιοκτήτης της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής μπορούμε να βρούμε για πόσες ώρες μέσα σε ένα έτος θα είναι συμφέρον για τον προμηθευτή να αγοράσει την ηλεκτρική ενέργεια από αυτόν. Ολοκληρώνοντας επομένως τη διαφορά μεταξύ της τιμής της αγοράς και της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας από διεσπαρμένη παραγωγή για όλες τις ώρες που θα έχουμε διεσπαρμένη παραγωγή μπορούμε να βρούμε το όφελος που θα προκύψει.

2.4.3 Οικονομικό όφελος από τη μείωση των απωλειών ισχύος

Ένα πολύ σημαντικό όφελος που προκύπτει από τη λειτουργία μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής σε ένα δίκτυο είναι η μείωση των απωλειών ισχύος. Με την τοποθέτηση μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής που θα καλύπτει μέρος του φορτίου κοντά στην παραγωγή, το ρεύμα που θα φθάνει από τα ανάντη του δικτύου, από την κεντρική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι μειωμένο. Αυτό θα έχει σαν συνέπεια τη μείωση και των απωλειών ισχύος. Αν λάβουμε υπόψη μας και το γεγονός ότι η απώλεια ισχύος εξαρτώνται από το τετράγωνο του ρεύματος, μια μείωση στην τιμή του ρεύματος θα έχει πολλαπλάσιο αποτέλεσμα στην μείωση των απωλειών.

Είναι σαφές πως η μείωση των απωλειών ισχύος είναι κάτι πολύ θετικό για τον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας που είναι υπεύθυνος για τη διατήρησή τους σε χαμηλά επίπεδα. Παράλληλα, όταν έχουμε μειωμένες απώλειες, το ηλεκτρικό σύστημα θα λειτουργεί με πιο ασφαλή και αξιόπιστο τρόπο.

Πέραν όμως του τεχνικού αυτού οφέλους, η μείωση των απωλειών ισχύος μπορεί να μεταφραστεί σε σημαντικό οικονομικό όφελος, αφού η ενέργεια αυτή που κανονικά θα χανόταν ως θερμότητα θα είχε αγοραστεί από τον προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας στην οριακή τιμή συστήματος.

Το επιπλέον όφελος αυτό που προκύπτει θα πρέπει να αποδοθεί, στο κομμάτι που του αναλογεί, στον ιδιοκτήτη της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής. Αυτό είναι πολύ σημαντικό καθώς αυτός είναι που δημιουργεί αυτό το επιπλέον όφελος και αν του αποδοθεί αυτό το επιπλέον κέρδος, θα έχει εντονότερο κίνητρο για επένδυση. Έτσι, αφού για να μπορέσει να αναπτυχθεί η αγορά της ενέργειας και να υπάρξει μεγαλύτερη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι πολύ σημαντικό να υπάρχει πρόσφορο περιβάλλον για επενδύσεις, αυτό το επιπλέον όφελος που προκύπτει από τη μείωση των απωλειών θα πρέπει να τους αποδοθεί ώστε να αποτελέσει ένα ακόμα κίνητρο για τους επενδυτές.

Για τον υπολογισμό του οφέλους εξαιτίας της μείωσης των απωλειών ισχύος από την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα πρέπει αρχικά να βρούμε τον τρόπο που μεταβάλλονται οι απώλειες από την τοποθέτηση αυτών των μονάδων στο δίκτυο. Συγκεκριμένα, θα πρέπει να υπολογίσουμε την ευαισθησία των απωλειών ισχύος ως προς την ισχύ κάθε ζυγού που θα έχουμε μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής. Η ευαισθησία αυτή εκφράζεται με την παρακάτω σχέση:

$$\gamma_i = \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{DGi}}$$

Όπως αναφέρθηκε και σε προηγούμενη ενότητα ο υπολογισμός της ευαισθησίας μπορεί να γίνει με εμπειρικό τρόπο, μεταβάλλοντας λίγο την τιμή της ισχύος στο ζυγό που μας ενδιαφέρει και μετρώντας την αρχική και τελική κατάσταση των απωλειών. Μπορεί όμως να υπολογιστεί και αναλυτικά με χρήση της Ιακωβιανής

μήτρας της μεθόδου Newton - Raphson της ανάλυσης ροής φορτίου, που είναι και ο τρόπος που χρησιμοποιήσαμε και περιγράφεται αναλυτικά στο επόμενο κεφάλαιο.

Έχοντας πλέον υπολογίσει τον τρόπο που μεταβάλλονται οι απώλειες ισχύος σε σχέση με την ισχύ παραγωγής των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής μπορούμε να υπολογίσουμε πλέον το οικονομικό όφελος που θα προκύψει. Για να πράξουμε κάτι τέτοιο θα πρέπει να υπολογίσουμε τις ώρες του έτους που θα έχουμε λειτουργία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και την τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος για αυτές τις ώρες, αφού αυτή η τιμή είναι αυτή που θα αποφύγουμε να πληρώσουμε. Αναλυτικά η διαδικασία περιγράφεται στο δεύτερο κεφάλαιο.

2.4.4 Βελτίωση του επιπέδου της τάσης

Είναι συνηθισμένο σε ορισμένα σημεία του δικτύου να έχουμε τιμή τάσης αρκετά χαμηλότερη από την ονομαστική. Αυτή η πτώση τάσης μπορεί να προκαλέσει πολλά προβλήματα στους καταναλωτές, από κακή λειτουργία των ηλεκτρικών συσκευών μέχρι και κίνδυνο καταστροφής τους ή επικίνδυνα φαινόμενα για τους χρήστες. Για το λόγο αυτό είναι πολύ σημαντικό να διατηρείται η τάση σε ένα επίπεδο κοντά στο ονομαστικό σημείο λειτουργίας.

Η τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα έχει ως συνέπεια την ανύψωση της τάσης στην περιοχή γύρω από την περιοχή λειτουργίας τους με θετικά κατά κανόνα αποτελέσματα για το δίκτυο. Με τον τρόπο αυτό θα πλησιάσουν οι τάσεις στους ζυγούς πιο πολύ προς την ονομαστική τιμή.

Σε κάποιες περιπτώσεις υπάρχει ο κίνδυνος να ξεπεραστεί η ονομαστική τάση. Κατά κανόνα όμως απλά θα πλησιάσει στην ονομαστική παραμένοντας μικρότερη από αυτή.

Για τον υπολογισμό της μεταβολής της τάσης από την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα πρέπει να υπολογίσουμε την ευαισθησία της τάσης ως προς τη μεταβολή της ισχύος στους ζυγούς που μας ενδιαφέρουν, τους ζυγούς δηλαδή που θα έχουμε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσα στο υπό εξέταση δίκτυο. Η ευαισθησία αυτή περιγράφεται από την παρακάτω σχέση:

$$\gamma_i = \frac{\partial V}{\partial P_{DGi}}$$

Αφού υπολογίσουμε την ευαισθησία, διαδικασία που πραγματοποιούμε και πάλι αναλυτικά με χρήση της Ιακωβιανής μήτρας της μεθόδου Newton – Raphson μπορούμε να βρούμε τη μεταβολή της τάσης.

Αρχικά βρίσκουμε πως επιδρά κάθε ζυγός στον οποίο έχουμε μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην τάση και στη συνέχεια αθροίζουμε τις μεταβολές που προκαλούνται από κάθε μονάδα ώστε να βρούμε την τελική τιμή τάσης. Αναλυτικά η διαδικασία παρουσιάζεται στο δεύτερο κεφάλαιο.

2.4.5 Οφέλη από τη μείωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας λόγω αυξημένης διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής

Στην αγορά ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αρχίζουν να παράγουν από τη φθηνότερη στην ακριβότερη μέχρι να ικανοποιηθεί η ζήτηση. Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας θα καθοριστεί από τις μονάδες που εισέρχονται τελευταίες στην παραγωγή και που θα είναι οι ακριβότερες. Επομένως μια εκτεταμένη διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα μπορούσε να έχει ως συνέπεια τη μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος για όλους τους φορείς μέχρι και τον τελικό καταναλωτή. Για να μπορούμε να πούμε όμως πως πράγματι θα επηρεαστεί η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος από την παρουσία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, θα πρέπει να έχουμε διείσδυση σε αρκετά μεγάλο βαθμό.

Η μεταβολή στην τιμή του ρεύματος, αν αυτή θα επιτευχθεί, θα είναι κατά πάσα πιθανότητα μικρή, αλλά το όφελος αυτό θα επηρεάσει μεγάλο πλήθος ανθρώπων που θα επωφεληθούν. Εκτός από τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας, επωφελείται και ο τελικός καταναλωτής, ενώ το όφελος αυτό μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για την ανάπτυξη προγραμμάτων προώθησης της επένδυσης σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.

Για τον υπολογισμό του πιθανού οικονομικού οφέλους θα πρέπει να χρησιμοποιήσουμε την καμπύλη τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος σαν συνάρτηση της ζήτησης. Αν έχουμε αυτή την καμπύλη και μπορούμε να την εκφράσουμε με μια αναλυτική συνάρτηση θα έχουμε τη δυνατότητα να υπολογίσουμε το πιθανό όφελος. Συγκεκριμένα, από το ρυθμό μεταβολής της τιμής σε σχέση με τη μεταβολή της ζήτησης μπορούμε να βρούμε πόσο θα μειωθεί η τιμή από μια μείωση της ζήτησης που θα ισοδυναμεί με την ένταξη διεσπαρμένης παραγωγής στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Αναλυτικά η διαδικασία θα περιγραφεί στο επόμενο κεφάλαιο.

3. Οικονομικά Οφέλη της Διεσπαρμένης Παραγωγής [8], [9]

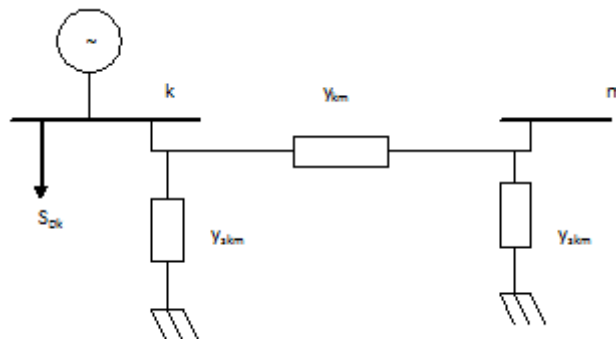
3.1 Υπολογισμός του χρόνου αναβολής επένδυσης σε ένα ΣΗΕ λόγω διεσπαρμένης παραγωγής

3.1.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζεται η διαδικασία που ακολουθήθηκε για τον υπολογισμό του χρόνου αναβολής και του κέρδους από την αναβολή της επένδυσης σε μετασηματιστές του δικτύου. Αρχικά, παρουσιάζεται η μελέτη ροής φορτίου και η μέθοδος Newton - Raphson, που χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό της μιγαδικής τάσης, της ισχύος και τελικά του ρεύματος σε όλους τους ζυγούς του δικτύου. Στη συνέχεια γίνεται παρουσίαση της ανάλυσης ευαισθησίας και εξειδίκευση στη διαδικασία εύρεσης της ευαισθησίας του ρεύματος ως προς το φορτίο ενός ζυγού. Η ανάλυση ροής φορτίου με τη μέθοδο Newton - Raphson και ο υπολογισμός της ευαισθησίας του ρεύματος ενός ζυγού ως προς όλους τους ζυγούς του δικτύου υλοποιήθηκε με το πρόγραμμα Matlab. Τέλος, μετά τον υπολογισμό της ευαισθησίας του ρεύματος του προς μελέτη ζυγού ως προς το φορτίο των υπολοίπων ζυγών, περιγράφεται η διαδικασία υπολογισμού του χρόνου αναβολής της επένδυσης και του κέρδους από την αναβολή αυτή.

3.1.2 Μελέτη ροής φορτίου

Έστω το παρακάτω Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας:



ΣΧΗΜΑ 3: ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Το m είναι το σύνολο των ζυγών που είναι συνδεδεμένοι με τον ζυγό k . Η γραμμή μεταξύ των ζυγών k και m παριστάνεται από το ισοδύναμο κύκλωμα Π όπως φαίνεται και από το παραπάνω σχήμα.

Το ρεύμα μεταξύ του ζυγού k και του ζυγού m είναι:

$$\tilde{I}_{km} = (y_{skm} + y_{km}) \cdot \tilde{V}_k - y_{km} \cdot \tilde{V}_m \quad (3.1)$$

Σύμφωνα με το νόμο ρευμάτων του Kirchhoff θα έχουμε:

$$\tilde{I}_{Gk} - \tilde{I}_{Dk} = \sum_{m \in a(k)} \tilde{I}_{km} \quad (3.2)$$

όπου $a(k)$ είναι το σύνολο των ζυγών που συνδέονται με το ζυγό k . Επομένως θα έχουμε τελικά:

$$\tilde{I}_{Gk} - \tilde{I}_{Dk} = \tilde{V}_k \cdot \sum_{m \in a(k)} (y_{skm} + y_{km}) - \sum_{m \in a(k)} y_{km} \cdot \tilde{V}_m \quad (3.3)$$

Αν θέσουμε

$$\tilde{I}_{Dk} = \frac{\tilde{S}_{Dk}}{\tilde{V}_k} \quad \text{και} \quad \tilde{I}_{Gk} = \frac{\tilde{S}_{Gk}}{\tilde{V}_k} \quad (3.4)$$

θα έχουμε:

$$\tilde{S}_{Gk} - \tilde{S}_{Dk} = \left| \tilde{V}_k \right|^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (y_{skm}^* + y_{km}^*) - \tilde{V}_k \cdot \sum_{m \in a(k)} y_{km}^* \cdot \tilde{V}_m^* \quad (3.5)$$

Επιλέγοντας να παρουσιάσουμε τις εξισώσεις ροής φορτίου σε υβριδική μορφή θα θέσουμε:

$$\tilde{V} = V \cdot e^{j\delta} \quad (3.6)$$

$$y = g + jb \quad (3.7)$$

Αντικαθιστώντας στην προηγούμενη εξίσωση θα πάρουμε:

$$\tilde{S}_{Gk} - \tilde{S}_{Dk} = V_k^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (g_{skm} + g_{km} - j(b_{skm} + b_{km})) - V_k \cdot (\cos \delta_k + j \sin \delta_k) \cdot \sum_{m \in a(k)} (g_{km} - jb_{km}) \cdot V_m (\cos \delta_m - j \sin \delta_m) \quad (3.8)$$

Κάνοντας τις απαραίτητες πράξεις και χωρίζοντας πραγματικά και φανταστικά μέρη θα πάρουμε:

$$P_{Gk} - P_{Dk} = V_k^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (g_{skm} + g_{km}) - V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot [g_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m)]$$

(3.9)

$$Q_{Gk} - Q_{Dk} = -V_k^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (b_{skm} + b_{km}) - V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot [g_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m)]$$

(3.10)

Οι παραπάνω εξισώσεις αποτελούν τις εξισώσεις ροής φορτίου. Κάθε ζυγός ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζεται από ένα τέτοιο ζεύγος εξισώσεων. Έτσι, για παράδειγμα, για ένα σύστημα με n ζυγούς θα υπάρχουν $2n$ εξισώσεις που θα χαρακτηρίζουν τη λειτουργία του.

Οι διάφοροι ζυγοί του συστήματος ταξινομούνται σε κατηγορίες ανάλογα με τα μεγέθη (Ενεργός Ισχύς, Άεργος Ισχύς, Μέτρο Τάσης, Γωνία Τάσης) που θεωρούνται γνωστά σε κάθε περίπτωση. Έτσι, έχουμε:

- **Ζυγός Ταλάντωσης:** Θεωρούμε γνωστή την τάση κατά μέτρο και γωνία ενώ υπολογίζονται η ενεργός και άεργος ισχύς. Ουσιαστικά η παραγωγή ισχύος του ζυγού ταλάντωσης καλύπτει τις απώλειες ισχύος του συστήματος ώστε να έχουμε ισοζύγιο ισχύος μεταξύ παραγωγής, κατανάλωσης και απωλειών.
- **Ζυγός Παραγωγής:** Θεωρούμε γνωστό το μέτρο της τάσης και την έγχυση πραγματικής ισχύος, ενώ υπολογίζουμε τη γωνία της τάσης και την άεργο ισχύ.
- **Ζυγός Φορτίου:** Θεωρούμε γνωστά την ενεργό και την άεργο ισχύ και υπολογίζουμε την τάση κατά μέτρο και γωνία.

Θεωρούμε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με n ζυγούς. Θεωρούμε ως ζυγό 1 τον ζυγό ταλάντωσης για τον οποίο γνωρίζουμε την τάση κατά μέτρο και γωνία. Οι ζυγοί από 2 ως $n-m$ είναι ζυγοί παραγωγής και υπόλοιποι ζυγοί φορτίου. Για να περιγραφεί το σύστημα σε υβριδική μορφή όπως έχουμε επιλέξει θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν ως μεταβλητές οι γωνίες της τάσης για όλους τους ζυγούς εκτός από το ζυγό ταλάντωσης και το μέτρο της τάσης για τους ζυγούς φορτίου. Έτσι το διάνυσμα κατάστασης \mathbf{x} θα είναι:

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \delta_3 \\ \vdots \\ \delta_n \\ V_{n-m+1} \\ V_{n-m+2} \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Θα έχουμε επομένως $n-1$ εξισώσεις έγκυσης πραγματικής ισχύος, της μορφής 2.9, και m εξισώσεις έγκυσης άεργου ισχύος της μορφής 2.10. Πρέπει επομένως να επιλύσουμε το σύστημα αυτό των εξισώσεων για να βρούμε τις ισχύεις και τις τάσεις σε όλους τους ζυγούς.

Υπάρχουν διάφορες αριθμητικές μέθοδοι για την επίλυση των παραπάνω εξισώσεων. Επιλέχθηκε η επίλυση να γίνει με τη μέθοδο Newton - Raphson.

3.1.3 Μέθοδος Newton- Raphson

Έστω το παρακάτω σύστημα εξισώσεων προς επίλυση:

$$\begin{aligned} y_1 &= f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ y_2 &= f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ y_n &= f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{aligned} \quad (3.12)$$

Έστω μια αρχική λύση του συστήματος:

$$x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$$

Γραμμικοποιώντας τις εξισώσεις 3.12 γύρω από τον αρχική λύση του συστήματος θα πάρουμε:

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ \vdots \\ f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 - x_1^{(0)} \\ x_2 - x_2^{(0)} \\ \vdots \\ x_n - x_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Η μήτρα με τις μερικές παραγώγους ονομάζεται Ιακωβιανή. Έτσι μπορούμε να εκφράσουμε την προηγούμενη εξίσωση στη μορφή:

$$\underline{y} = f(\underline{x}(0)) + J(0) \cdot (\underline{x} - \underline{x}(0)) \quad (3.14)$$

Επομένως,

$$\underline{x} = \underline{x}(0) + J(0)^{-1} \cdot (\underline{y} - f(\underline{x}(0))) \quad (3.15)$$

Μπορούμε έτσι να βρούμε μια νέα λύση έχοντας μια αρχική και ύστερα από ορισμένο αριθμό ανακυκλώσεων να βρούμε μια ικανοποιητικά ακριβή λύση.

Εφαρμόζοντας την παραπάνω μέθοδο για το πρόβλημα ροής φορτίου μπορούμε να επιλύσουμε τις εξισώσεις (3.9) και (3.10). Αν θέσουμε:

$$f_{Pk} = V_k^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (g_{skm} + g_{km}) - V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot [g_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m)] \quad (3.16)$$

$$f_{Qk} = -V_k^2 \cdot \sum_{m \in a(k)} (b_{skm} + b_{km}) - V_k \cdot \sum_{m \in a(k)} V_m \cdot [g_{km} \cdot \sin(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m)] \quad (3.17)$$

μπορούμε να βρούμε τον επαναληπτικό αλγόριθμο που θα μας οδηγήσει στη λύση:

$$\begin{bmatrix} \underline{\delta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^{n+1} = \begin{bmatrix} \underline{\delta} \\ \underline{V} \end{bmatrix}^n + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_P}{\partial \delta} & \frac{\partial f_P}{\partial V} \\ \frac{\partial f_Q}{\partial \delta} & \frac{\partial f_Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{P}_G - \underline{P}_D - f_P \\ \underline{Q}_G - \underline{Q}_D - f_Q \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Αφού ολοκληρώσουμε τις επαναλήψεις με βάση τις εξισώσεις ροής φορτίου και τον παραπάνω επαναληπτικό αλγόριθμο θα γνωρίζουμε τις γωνίες και το μέτρο για την τάση σε όλους τους ζυγούς του συστήματος. Μπορούμε τώρα να υπολογίσουμε και την άεργο ισχύ για τους ζυγούς παραγωγής από τις σχέσεις 2.10, όπως και την ενεργό και άεργο ισχύ του ζυγού ταλάντωσης ώστε να γνωρίζουμε τελικά την τάση κατά μέτρο και γωνία και την ενεργό και άεργο ισχύ σε όλους τους ζυγούς.

3.1.4 Ανάλυση Ευαισθησίας

Έστω μια γραμμική συνάρτηση $\phi(\underline{x}, \underline{u})$, όπου η μεταβλητή \underline{x} είναι:

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \delta_2 \\ \delta_3 \\ \vdots \\ \delta_n \\ V_{n-m+1} \\ V_{n-m+2} \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

και η μεταβλητή \mathbf{u} είναι ένα διάνυσμα που μπορεί να εκφράζει τάση γεννητριών, την ενεργό ή άεργο ισχύ που παράγει ή απορροφά κάποιος ζυγός, γωνίες μετασχηματιστών και άλλα μεγέθη.

Όπως είναι γνωστό για μια συνάρτηση δύο μεταβλητών το διαφορικό αυτής της συνάρτησης εκφράζεται από τη σχέση:

$$df = \frac{\partial f}{\partial x} dx + \frac{\partial f}{\partial y} dy$$

(3.20)

άρα

$$\frac{df}{dx} = \frac{\partial f}{\partial x} + \frac{\partial f}{\partial y} \frac{dy}{dx} \quad (3.21)$$

Εφαρμόζοντας τη σχέση 3.21 για τη συνάρτηση $\phi(\underline{x}, \underline{u})$ θα πάρουμε:

$$\frac{d\phi(x, u)}{du_i} = \frac{\partial\phi(x, u)}{\partial u_i} + \left[\frac{\partial\phi(x, u)}{\partial x} \right]^T \cdot \frac{dx}{du_i} \quad (3.22)$$

Στην παραπάνω σχέση η μερική παράγωγος $\frac{\partial\phi(x, u)}{\partial u_i}$ μπορεί να υπολογιστεί άμεσα.

Επίσης, η μερική παράγωγος $\frac{\partial\phi(x, u)}{\partial x}$ μπορεί να υπολογιστεί άμεσα για κάθε μεταβλητή του διανύσματος \mathbf{x} , που αποτελείται από τις γωνίες δ των ζυγών φορτίου και παραγωγής και του μέτρου της τάσης μόνο των ζυγών φορτίου.

Τέλος, η παράγωγος $\frac{dx}{du_i}$ δεν μπορεί να υπολογιστεί απευθείας καθώς θα πρέπει να

ληφθεί υπόψη η εξάρτηση του διανύσματος \mathbf{x} από το \mathbf{u} . Η σχέση που συνδέει το \mathbf{x} με το \mathbf{u} είναι οι εξισώσεις ροής φορτίου (σχέσεις 3.9, 3.10). Οι εξισώσεις αυτές μπορούν να τεθούν στη μορφή:

$$g(\underline{x}, \underline{u}) = 0 \quad (3.23)$$

Διαφορίζοντας την παραπάνω σχέση ως προς u θα έχουμε:

$$\frac{dg(x, u)}{du_i} = 0 \Rightarrow$$

$$\frac{\partial g(x, u)}{\partial u_i} + \left[\frac{\partial g(x, u)}{\partial x} \right]^T \cdot \frac{dx}{du_i} = 0 \quad (3.24)$$

Επιλύοντας ως προς $\frac{dx}{du_i}$ θα πάρουμε:

$$\frac{dx}{du_i} = - \left[\frac{\partial g(x, u)}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g(x, u)}{\partial u_i} \quad (3.25)$$

και αντικαθιστώντας την παραπάνω σχέση στην 2.22:

$$\frac{d\phi(x, u)}{du_i} = \frac{\partial \phi(x, u)}{\partial u_i} - \left[\frac{\partial \phi(x, u)}{\partial x} \right]^T \cdot \left[\frac{\partial g(x, u)}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g(x, u)}{\partial u_i} \quad (3.26)$$

Η σχέση 3.26 εκφράζει επομένως την ευαισθησία της συνάρτησης $\phi(x, u)$ ως προς μια μεταβλητή u_i , το πόσο θα μεταβληθεί δηλαδή η συνάρτηση $\phi(x, u)$ από μια μεταβολή στη μεταβλητή u_i .

Στην παραπάνω σχέση μπορούμε να δούμε πως η μερική παράγωγος $\frac{\partial \phi(x, u)}{\partial u_i}$ εξαρτάται και από τη συνάρτηση ϕ και από τη μεταβλητή u_i .

Η μερική παράγωγος $\frac{\partial \phi(x, u)}{\partial x}$ είναι ανεξάρτητη από τη μεταβλητή u_i , εξαρτάται μόνο από τη συνάρτηση ϕ .

Η μερική παράγωγος $\frac{\partial g(x, u)}{\partial x}$ δεν εξαρτάται ούτε από τη συνάρτηση ϕ ούτε από τη μεταβλητή u_i . Συγκεκριμένα, η συνάρτηση g εκφράζει τις εξισώσεις ροής φορτίου και αυτές παραγωγιζόμενες ως προς το διάνυσμα \mathbf{x} σχηματίζουν την Ιακωβιανή μήτρα που έχει ήδη υπολογιστεί με τη μέθοδο Newton - Raphson στην ανάλυση ροής φορτίου. Έτσι, η παράγωγος αυτή είναι σταθερή ανεξάρτητα από το ποια συνάρτηση ϕ μας ενδιαφέρει και ως προς ποια μεταβλητή u_i εξετάζουμε την ευαισθησία της. Αντίθετα καθορίζεται από τα χαρακτηριστικά και το σημείο λειτουργίας του δικτύου το οποίο εξετάζουμε.

Τέλος, η παράγωγος $\frac{\partial g(x, u)}{\partial u_i}$ εξαρτάται μόνο από τη μεταβλητή u_i .

3.1.5 Υπολογισμός της ευαισθησίας του ρεύματος

Στη συνέχεια γίνεται υπολογισμός της ευαισθησίας του ρεύματος που διαρρέει μια γραμμή του δικτύου μεταξύ των ζυγών k και r . Συγκεκριμένα πρέπει να υπολογίσουμε τη συνάρτηση που εκφράζει την παράγωγο του ρεύματος στη γραμμή $k-r$ ως προς την ενεργό ισχύ φορτίου του ζυγού i , δηλαδή:

$$\frac{dI_{k-r}}{dP_{di}}$$

Το ρεύμα που διαρρέει την γραμμή μεταξύ των ζυγών k και r εκφράζεται ως:

$$\tilde{I}_{kr} = (y_{skr} + y_{kr}) \cdot \tilde{V}_k - y_{kr} \cdot \tilde{V}_r \quad (3.27)$$

Θέτουμε:

$$y = g + jb \quad (3.28)$$

$$\tilde{V} = V(\cos \delta + j \sin \delta)$$

(3.29)

Αντικαθιστώντας στη σχέση 3.27 θα πάρουμε:

$$I_{kr} = [(g_{skr} + g_{kr}) + j(b_{skr} + b_{kr})] \cdot V_k \cdot (\cos \delta_k + j \sin \delta_k) - (g_{kr} + jb_{kr}) \cdot V_r \cdot (\cos \delta_r + j \sin \delta_r) \Rightarrow$$

$$I_{kr} = V_k \cdot [(g_{skr} + g_{kr}) \cdot \cos \delta_k - (b_{skr} + b_{kr}) \cdot \sin \delta_k + j \cdot [(g_{skr} + g_{kr}) \cdot \sin \delta_k + (b_{skr} + b_{kr}) \cdot \cos \delta_k]] - V_r \cdot [g_{kr} \cdot \cos \delta_r - b_{kr} \cdot \sin \delta_r + j \cdot (g_{kr} \cdot \sin \delta_r + b_{kr} \cdot \cos \delta_r)] \Rightarrow$$

$$I_{kr} = V_k \cdot [(g_{skr} + g_{kr}) \cdot \cos \delta_k - (b_{skr} + b_{kr}) \cdot \sin \delta_k] - V_r \cdot [g_{kr} \cdot \cos \delta_r - b_{kr} \cdot \sin \delta_r] + j \cdot [V_k [(g_{skr} + g_{kr}) \cdot \sin \delta_k + (b_{skr} + b_{kr}) \cdot \cos \delta_k] - V_r (g_{kr} \cdot \sin \delta_r + b_{kr} \cdot \cos \delta_r)]$$

(3.30)

Η εξίσωση 3.30 μπορεί να γραφεί:

$$\tilde{I}_{kr} = \text{real}(\tilde{I}_{kr}) + j \cdot \text{imag}(\tilde{I}_{kr}) \quad (3.31)$$

Για τον υπολογισμό της ευαισθησίας του ρεύματος μας ενδιαφέρει το μέτρο του ρεύματος, επομένως η συνάρτηση που μας ενδιαφέρει είναι:

$$I_{kr} = \sqrt{\text{real}(\tilde{I}_{kr})^2 + \text{imag}(\tilde{I}_{kr})^2} \quad (3.32)$$

Η σχέση 3.26 μας δίνει την ευαισθησία μιας συνάρτησης φ ως προς μια μεταβλητή u_i . Αν εφαρμόσουμε τη σχέση αυτή για το μέτρο του ρεύματος ως προς το φορτίο θα έχουμε:

$$\frac{dI_{k-r}}{dP_{di}} = \frac{\partial I_{k-r}}{\partial P_{di}} - \left[\frac{\partial I_{k-r}}{\partial x} \right]^T \cdot \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g}{\partial P_{di}} \quad (3.33)$$

όπου \mathbf{x} το διάνυσμα 3.19, και g οι εξισώσεις ροής φορτίου στη μορφή $g = 0$.

Από την παραπάνω σχέση μπορούμε επομένως να υπολογίσουμε την ευαισθησία του ρεύματος ως προς το φορτίο, αρκεί να υπολογίσουμε τα επιμέρους στοιχεία που την αποτελούν, χρησιμοποιώντας τις σχέσεις που δίνουν το μέτρο του ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή $k-r$ και τις εξισώσεις ροής φορτίου:

- $\frac{\partial I_{k-r}}{\partial P_{di}}$

Ο παράγοντας P_{di} δεν εμφανίζεται στη σχέση 3.30, ούτε επομένως στη σχέση 3.33, άρα $\frac{\partial I_{k-r}}{\partial P_{di}} = 0$.

- $\frac{\partial I_{k-r}}{\partial x}$

Η μερική παράγωγος του μέτρου του ρεύματος ως προς το διάνυσμα \mathbf{x} περιλαμβάνει τις παραγωγούς ως προς τη γωνία δ για τους ζυγούς φορτίου και τους ζυγούς παραγωγής και ως προς την τάση V μόνο για τους ζυγούς φορτίου. Μπορούμε εύκολα να κάνουμε τους υπολογισμούς χρησιμοποιώντας τη σχέση 3.33. Έτσι, θα έχουμε τα παρακάτω:

$$\frac{\partial I_{k-r}}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{k-r}}{\partial \delta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial I_{k-r}}{\partial \delta_k} \\ \vdots \\ \frac{\partial I_{k-r}}{\partial \delta_r} \\ \vdots \\ \frac{\partial I_{k-r}}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial I_{k-r}}{\partial V_{n-m+1}} \\ \vdots \\ \frac{\partial I_{k-r}}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial I_{k-r}}{\partial \delta_x} = 0, \quad x \neq k, r$$

$$\frac{\partial I_{k-r}}{\partial \delta_k} = \frac{\text{real}(\tilde{I}_{k-r}) \cdot V_k \cdot [-(g_{skr} + g_{kr}) \cdot \sin \delta_k - (b_{skr} + b_{kr}) \cdot \cos \delta_k]}{I_{k-r}} + \frac{\text{imag}(\tilde{I}_{k-r}) \cdot V_k \cdot [(g_{skr} + g_{kr}) \cdot \cos \delta_k - (b_{skr} + b_{kr}) \cdot \sin \delta_k]}{I_{k-r}}$$

$$\frac{\partial I_{k-r}}{\partial \delta_r} = \frac{\text{real}(\tilde{I}_{k-r}) \cdot V_r \cdot [g_{kr} \cdot \sin \delta_r + b_{kr} \cdot \cos \delta_r]}{I_{k-r}} - \frac{\text{imag}(\tilde{I}_{k-r}) \cdot V_r \cdot [g_{kr} \cdot \cos \delta_r - b_{kr} \cdot \sin \delta_r]}{I_{k-r}}$$

$$\frac{\partial I_{k-r}}{\partial V_k} = \frac{\text{real}(\tilde{I}_{k-r}) \cdot [(g_{skr} + g_{kr}) \cdot \cos \delta_k - (b_{skr} + b_{kr}) \cdot \sin \delta_k]}{I_{k-r}} + \frac{\text{imag}(\tilde{I}_{k-r}) \cdot [(g_{skr} + g_{kr}) \cdot \sin \delta_k + (b_{skr} + b_{kr}) \cdot \cos \delta_k]}{I_{k-r}}$$

$$\frac{\partial I_{k-r}}{\partial V_r} = \frac{-\text{real}(\tilde{I}_{k-r}) \cdot [g_{kr} \cdot \cos \delta_r - b_{kr} \cdot \sin \delta_r] - \text{imag}(\tilde{I}_{k-r}) \cdot V_r \cdot [g_{kr} \cdot \sin \delta_r + b_{kr} \cdot \cos \delta_r]}{I_{k-r}}$$

- $\frac{\partial g}{\partial \underline{x}}$

Όπως έχει περιγραφεί και προηγουμένως, η συνάρτηση g εκφράζει τις εξισώσεις ροής φορτίου, οι οποίες παραγωγίζονται ως προς το διάνυσμα x θα μας δώσουν την Ιακωβιανή μήτρα της μεθόδου Newton - Raphson. Η μήτρα αυτή δεν εξαρτάται από τη συνάρτηση του ρεύματος ή από το ζυγό ως προς τον οποίο θέλουμε να εκφράσουμε τη μεταβολή της ισχύος, αλλά είναι σταθερή για όλα τα I_{kr} και P_{di} . Εξαρτάται μόνο από τα χαρακτηριστικά του δικτύου και το επίπεδο λειτουργίας του. Έτσι θα έχουμε:

$$\frac{\partial g}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_P}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_P}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial f_Q}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_Q}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

όπου τα f_P , f_Q , δίνονται από τις σχέσεις 3.16 και 3.17.

- $\frac{\partial g}{\partial P_{di}}$

Έστω ότι ο ζυγός ταλάντωσης βρίσκεται στη θέση num:

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i - 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν num} < i \quad (3.36)$$

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν num} > i \quad (3.37)$$

Μπορούμε επομένως να υπολογίσουμε τα μεγέθη $\frac{\partial I_{k-r}}{\partial P_{di}}$, $\frac{\partial I_{k-r}}{\partial x}$, $\frac{\partial g}{\partial \underline{x}}$, $\frac{\partial g}{\partial P_{di}}$ και τελικά τη σχέση 3.33, που θα μας δώσει την ευαισθησία του μέτρου του ρεύματος της γραμμής k-r ως προς τη μεταβολή του φορτίου σε ένα ζυγό i.

3.1.6 Χρόνος αναβολής της επένδυσης

Έχοντας υπολογίσει την ευαισθησία του ρεύματος της γραμμής k-r ως προς μια μεταβολή του φορτίου του ζυγού i, μπορούμε πλέον να συνεχίσουμε τους υπολογισμούς για τον προσδιορισμό του χρόνου αναβολής της επένδυσης σε μετασχηματιστές ή καλώδια του δικτύου και το κέρδος από την αναβολή αυτή.

Η ευαισθησία ως γνωστό είναι:

$$\gamma_{ikr} = \frac{\partial I_{k-r}}{\partial P_{di}} \quad (3.38)$$

Στη μεταβολή του ρεύματος συνεισφέρουν όλοι οι ζυγοί στους οποίους έχουμε μεταβολή του φορτίου με το χρόνο. Έτσι, το μέγεθος της συνολικής μεταβολής του ρεύματος της γραμμής k-r θα προκύπτει από το άθροισμα των μεταβολών του φορτίου όλων των ζυγών i, καθεμιάς πολλαπλασιασμένης με την αντίστοιχη ευαισθησία, θα έχουμε δηλαδή

$$dI_{k-r} = \sum_i \gamma_{ikr} \cdot dP_{di} \quad (3.39)$$

Όπως έχει εξηγηθεί και προηγουμένως, το φορτίο αυξάνει με την πάροδο του χρόνου, έστω με ένα ρυθμό σ_i για κάθε ζυγό. Τότε, η αύξηση του φορτίου για το ζυγό i , θα μπορεί να εκφραστεί ως

$$dP_{di} = \sigma_i \cdot dt \quad (3.40)$$

Αντικαθιστώντας την τελευταία σχέση στη 3.39 θα έχουμε επομένως

$$dI_{k-r} = \sum_i \gamma_{ikr} \cdot \sigma_i \cdot dt \quad (3.41)$$

Ο ρυθμός αύξησης του φορτίου μπορεί να μην είναι σταθερός, αλλά να μεταβάλλεται με το χρόνο, ενώ η ευαισθησία του ρεύματος να εξαρτάται από το φορτίο. Επομένως, στη γενικότερη περίπτωση θα ισχύει η σχέση

$$dI_{k-r} = \sum_i \gamma_{ikr}(P_d) \cdot \sigma_i(t) \cdot dt \quad (3.42)$$

Μετά την τοποθέτηση μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής θα μειωθεί το ρεύμα που διαρρέει τη γραμμή $k-r$ σε σχέση με την τιμή του πριν την τοποθέτηση της μονάδας. Έστω ότι η μείωση αυτή είναι ΔI_{krm} . Επομένως, μπορούμε πλέον να υπολογίσουμε το χρονικό διάστημα τ_k που θα πρέπει να παρέλθει ώστε το ρεύμα να λάβει και πάλι την τιμή που είχε πριν την τοποθέτηση της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής.

Η τιμή του ρεύματος αυξάνεται σύμφωνα με τη σχέση 3.42 και εμείς θέλουμε να υπολογίσουμε το χρονικό διάστημα τ_k που απαιτείται για να αυξηθεί το ρεύμα κατά ΔI_{krm} , έτσι θα έχουμε τη σχέση

$$\int_0^{\tau_k} \sum_i \gamma_{ikr}(P_{di}) \sigma_i(t) dt = \Delta I_{krm} \quad (3.43)$$

Θέλουμε δηλαδή να επιλύσουμε την παραπάνω σχέση ως προς τ_k . Εξαιτίας της εξάρτησης του συντελεστή ευαισθησίας από το φορτίο και του ρυθμού αύξησης φορτίου από το χρόνο η εξίσωση 3.43 θα πρέπει να επιλυθεί με αριθμητικές μεθόδους.

Αν υποθέσουμε όμως πως ο συντελεστής ευαισθησίας έχει σταθερή τιμή, πράγμα που δεν απέχει πολύ από την πραγματικότητα όπως θα δούμε πιο κάτω, όπως και ο ρυθμός αύξησης φορτίου μπορούμε εύκολα να επιλύσουμε τη σχέση 3.43. Σε αυτή την περίπτωση θα έχουμε:

$$\sum_i \gamma_{ik} \cdot \sigma_i \cdot \tau_k = \Delta I_{km} \Rightarrow$$

$$\tau_k = \frac{\Delta I_{km}}{\sum_i \gamma_{ik} \cdot \sigma_i} \quad (3.44)$$

Για να υπολογίσουμε επομένως το χρόνο αναβολής υπολογίζουμε μέσω της ροής φορτίου την τιμή του ρεύματος και μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας την ευαισθησία του ζυγού k πριν την τοποθέτηση της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής, ως προς κάθε ζυγό του δικτύου. Τα παραπάνω αποτελέσματα τα λαμβάνουμε με τη βοήθεια των υλοποιημένων στο Matlab προγραμμάτων. Στη συνέχεια υπολογίζουμε την τιμή του ρεύματος στο ζυγό k μετά την τοποθέτηση της μονάδας. Θεωρούμε πως η τιμή της ευαισθησίας θα παραμείνει ίδια με πριν, καθώς όπως θα δείξουμε στη συνέχεια, η τιμή της ευαισθησίας παραμένει σχεδόν σταθερή, ειδικά από μια τόσο μικρή μεταβολή των συνολικών συνθηκών του δικτύου όπως είναι η τοποθέτηση της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής.

Γνωρίζοντας και τον ρυθμό με τον οποίο αυξάνεται το φορτίο, εφαρμόζουμε τα δεδομένα αυτά στη σχέση 3.44 και έχουμε πλέον υπολογίσει το τ_k , το χρόνο δηλαδή που θα κάνει το ρεύμα του ζυγού k να ξαναπάρει την τιμή που είχε πριν την τοποθέτηση της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής.

Έχοντας υπολογίσει το χρόνο αναβολής της επένδυσης μπορούμε τώρα να υπολογίσουμε το χρηματικό όφελος από τη διαδικασία αυτή.

3.1.7 Κέρδος από την αναβολή της επένδυσης

Το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης προκύπτει από τη χρονική αξία του χρήματος.

Έστω C το κόστος της επένδυσης για την αντικατάσταση ενός μετασχηματιστή ή ενός καλωδίου σε κάποιο σημείο του δικτύου. Αν η επένδυση πρόκειται να πραγματοποιηθεί μετά από χρόνο τ_k εξαιτίας της αναβολής της από την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και το επιτόκιο αναγωγής είναι ρ , τότε η παρούσα αξία της επένδυσης θα είναι

$$PV(\tau_k) = \frac{C}{e^{\rho \cdot \tau_k}} \quad (3.45)$$

Η σχέση 3.45 εκφράζει το κόστος της επένδυσης, αν αυτή πραγματοποιηθεί μετά από χρονικό διάστημα τ_k , εκφρασμένο με τη σημερινή αξία των χρημάτων.

Αντίθετα αν δεν είχε γίνει τοποθέτηση διεσπαρμένης μονάδας παραγωγής, η επένδυση θα πραγματοποιούνταν σήμερα και το κόστος αυτής θα ήταν C . Επομένως, η διαφορά μεταξύ των δύο επενδύσεων εκφρασμένων με την παρούσα αξία είναι το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης. Αυτό μπορεί να εκφραστεί από τη σχέση

$$B_k(\tau_k) = C\left(1 - \frac{1}{e^{\rho\tau_k}}\right) \quad (3.46)$$

Αν συμπεριλάβουμε τις αναβολές επενδύσεων σε μετασχηματιστές και καλώδια όλου του δικτύου που θα προκληθούν από την τοποθέτηση μιας μονάδας, το συνολικό όφελος θα είναι

$$B = \sum_k C_k \left(1 - \frac{1}{e^{\rho\tau_k}}\right) \quad (3.47)$$

Στα παραπάνω έχουμε υποθέσει πως το κόστος για την επένδυση θα είναι C , είτε αποφασίσουμε να πραγματοποιήσουμε την επένδυση σήμερα, είτε στο μέλλον. Υπολογίσαμε έτσι και το όφελος από την αναβολή της επένδυσης.

Παρατηρώντας τις σχέσεις 3.44 και 3.46 μπορούμε να δούμε άμεσα τους παράγοντες από τους οποίους θα εξαρτάται το κέρδος. Όσο μεγαλύτερο είναι το κόστος της αντικατάστασης των στοιχείων του δικτύου, τόσο μεγαλύτερο κέρδος θα αποκομίσουμε από την αναβολή της αντικατάστασης αυτής, όπως φαίνεται από τη σχέση 3.46. Μεγάλο επιτόκιο αναγωγής θα σημαίνει μεγαλύτερο κέρδος, όπως και πάλι φαίνεται από τη σχέση 3.46. Προφανώς, για να έχουμε μεγάλο κέρδος θέλουμε και ο χρόνος αναβολής να είναι όσο το δυνατόν πιο μεγάλος. Για να έχουμε όμως μεγάλο χρόνο αναβολής θέλουμε να έχουμε μικρό ρυθμό αύξησης του φορτίου, όπως προκύπτει από τη σχέση 3.44. Τέλος για να αυξήσουμε το χρόνο αναβολής και επομένως το κέρδος θέλουμε η μονάδα που θα τοποθετηθεί να είναι σχετικά μεγάλης ισχύος και να τοποθετηθεί σε σημείο του δικτύου με μεγάλη ζήτηση φορτίου ώστε το ρεύμα να μειωθεί σε μεγάλο βαθμό σε σχέση με την τιμή του πριν την τοποθέτηση της μονάδας.

3.2 Υπολογισμός οικονομικού οφέλους από την αποφυγή απόκτησης ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής

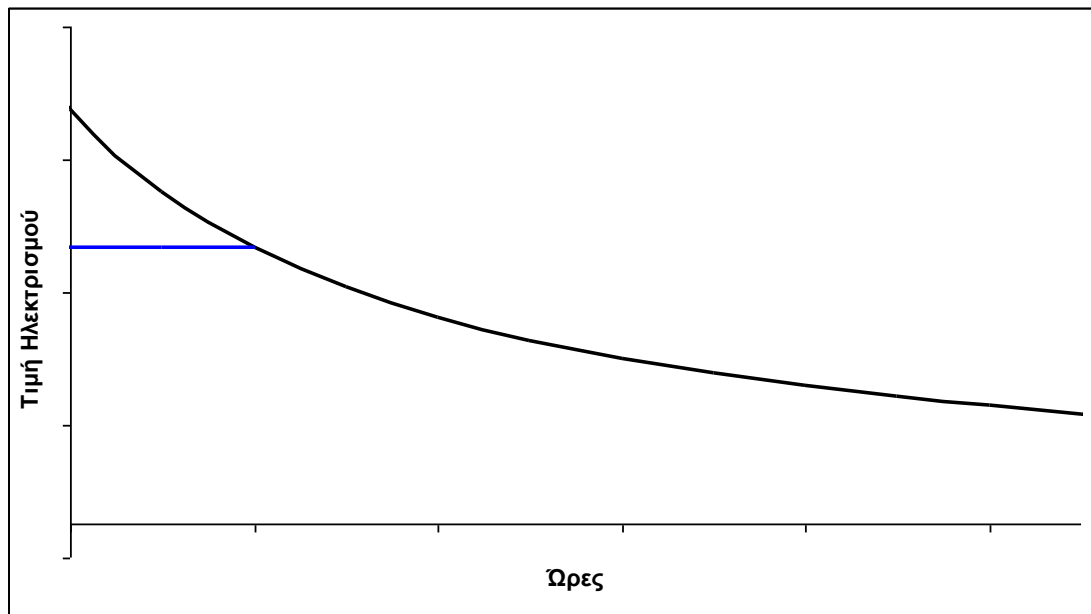
3.2.1 Εισαγωγή

Ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας αποκτά τη διαθέσιμη σε αυτόν για πώληση ηλεκτρική ενέργεια μέσω μακροπρόθεσμων συμβολαίων με παραγωγούς, μέρος όμως αυτής αποκτάται επί τόπου στην ωριαία αγορά. Σε περιόδους όπου έχουμε υψηλή ζήτηση φορτίου ή χαμηλή δυνατότητα για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η τιμή

του ηλεκτρισμού θα είναι αυξημένη. Επομένως, είναι δυνατό, για κάποιες ώρες μέσα σε ένα έτος η τιμή του ηλεκτρισμού στην ωριαία αγορά να είναι μεγαλύτερη από την τιμή που θα απαιτήσει ο ιδιοκτήτης μιας μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής. Έτσι, καθίσταται συμφέρον για τον πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας να αγοράσει την ηλεκτρική ενέργεια για αυτό το χρονικό διάστημα από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, έτοιμες να διαθέσουν την ενέργειά τους τη στιγμή που απαιτείται.

3.2.2 Υπολογισμός του οφέλους

Η καμπύλη τιμής - διάρκειας ηλεκτρικού ρεύματος αποτυπώνει τις ώρες του έτους για τις οποίες η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ίση ή μεγαλύτερη από κάποια τιμή. Μια τέτοια καμπύλη φαίνεται παρακάτω:



Αν η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που απαιτεί ο ιδιοκτήτης της μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής είναι λ_c , για τις ώρες του χρόνου που η τιμή της αγοράς θα είναι μεγαλύτερη από αυτή την τιμή, ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορεί να προμηθεύεται ηλεκτρική ενέργεια από αυτόν, εξασφαλίζοντας όφελος ίσο με τη διαφορά μεταξύ των δύο τιμών για όλο αυτό το χρονικό διάστημα.

Προσεγγίζοντας την καμπύλη διάρκειας- τιμής ηλεκτρικής ενέργειας από μια αναλυτική συνάρτηση θα έχουμε:

$$\lambda = f(h) \quad (3.48)$$

όπου λ η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας και h το πλήθος των ωρών.

Λύνοντας ως προς h τη συνάρτηση και αντικαθιστώντας την τιμή λ_c μπορούμε να βρούμε πόσες ώρες σε ένα έτος είναι συμφέρουσα η αγορά ηλεκτρισμού από μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής:

$$h_{opt} = f^{-1}(\lambda_c) \quad (3.49)$$

Επομένως, το όφελος που θα έχουμε θα είναι η διαφορά μεταξύ της τιμής που ορίζεται από τη μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής από την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην ωριαία αγορά ηλεκτρισμού, για κάθε ώρα που συμβαίνει αυτό. Το όφελος θα είναι επομένως:

$$P_{AV} = \int_0^{h_{opt}} (f(h) - \lambda_c) dh \quad (3.50)$$

Έτσι, αν είναι δυνατό να συλλέξουμε δεδομένα και να κατασκευάσουμε από αυτά μια αναλυτική συνάρτηση που να περιγράφει τη σχέση τιμής ηλεκτρικής ενέργειας και ωρών του έτους που αυτή αντιστοιχεί, μπορούμε να υπολογίσουμε το όφελος από την αποφυγή της απόκτησης ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος.

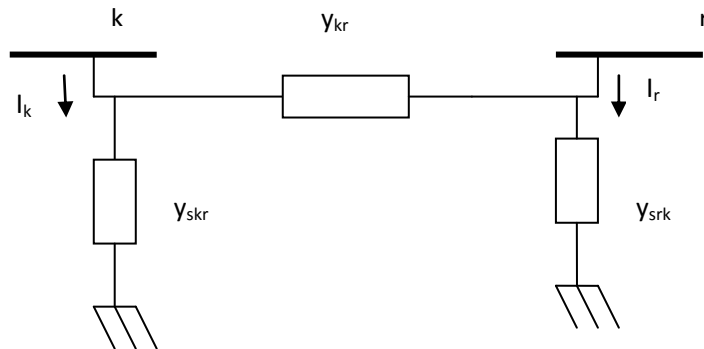
3.3 Υπολογισμός του οικονομικού οφέλους από τη μείωση των απωλειών ισχύος λόγω διεσπαρμένης παραγωγής

3.3.1 Υπολογισμός της ευαισθησίας των απωλειών ισχύος

Στη συνέχεια γίνεται υπολογισμός της ευαισθησίας των απωλειών ισχύος μιας γραμμής του δικτύου μεταξύ των ζυγών k και r . Συγκεκριμένα πρέπει να υπολογίσουμε τη συνάρτηση που εκφράζει την παράγωγο των απωλειών ισχύος στη γραμμή $k-r$ ως προς την ενεργό ισχύ φορτίου του ζυγού i , δηλαδή:

$$\frac{dP_{k-r}}{dP_{di}} \quad (3.51)$$

Στο σχήμα που ακολουθεί, απεικονίζεται μία γραμμή ενός ΣΗΕ. Το I_k είναι το ρεύμα που εξέρχεται από τον ζυγό k , ενώ το I_r είναι το ρεύμα που εξέρχεται από τον ζυγό r . Αξίζει να παρατηρηθεί ότι σε αυτόν τον υπολογισμό θα λάβουμε υπόψη ότι οι τιμές των εγκαρσίων αγωγιμοτήτων δεν έχουν την ίδια τιμή, όπως συνήθως θεωρούμε σε μελέτες ΣΗΕ.



ΣΧΗΜΑ 4: ΓΡΑΜΜΗ ΣΗΕ ΜΕ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΕΓΚΑΡΣΙΩΝ ΑΓΩΓΙΜΟΤΗΤΩΝ

Το ρεύμα που εξέρχεται από τον ζυγό k εκφράζεται ως:

$$\tilde{I}_k = (y_{skr} + y_{kr}) \cdot \tilde{V}_k - y_{kr} \cdot \tilde{V}_r \quad (3.52)$$

Αντίστοιχα και το ρεύμα από τον ζυγό r:

$$\tilde{I}_r = (y_{srk} + y_{kr}) \cdot \tilde{V}_r - y_{kr} \cdot \tilde{V}_k \quad (3.53)$$

Οι απώλειες της γραμμής k-r μπορούν να εκφραστούν [10]:

$$P_{kr} = \text{Re} \left\{ \tilde{S}_{kr} + \tilde{S}_{rk} \right\} \quad (3.54)$$

ενώ:

$$y = g + jb \quad (3.55)$$

$$\tilde{V} = V(\cos \delta + j \sin \delta) \quad (3.56)$$

Οπότε:

$$\text{Re} \tilde{S}_{kr} = \text{Re} V_k I_k^*$$

και με τη χρήση των σχέσεων 3.52 και 3.56, έχουμε:

$$\begin{aligned} \operatorname{Re} \tilde{S}_{kr} &= \operatorname{Re} \left\{ V_k \left[V_k \tilde{y}_{skr} + \tilde{y}_{kr} V_k - V_r \right]^* \right\} \Rightarrow \\ \operatorname{Re} \tilde{S}_{kr} &= \operatorname{Re} \left\{ V_k^2 \tilde{y}_{skr}^* + V_k^2 \tilde{y}_{kr}^* - V_k V_r^* \tilde{y}_{kr}^* \right\} \end{aligned}$$

Με τη χρήση της σχέσης 3.55, έχουμε:

$$\begin{aligned} \operatorname{Re} \tilde{S}_{kr} &= \operatorname{Re} V_k^2 g_{skr} - j b_{skr} + g_{kr} - j b_{kr} - V_k V_r \cos \delta_k + j \sin \delta_k \cos \delta_r - j \sin \delta_r g_{kr} - j b_{kr} \Rightarrow \\ \operatorname{Re} \tilde{S}_{kr} &= V_k^2 g_{skr} + g_{kr} - V_k V_r [g_{kr} \cos \delta_k - \delta_r + b_{kr} \sin \delta_k - \delta_r] \end{aligned} \quad (3.57)$$

Αντίστοιχα, για την αντίστροφη ροή ισχύος έχουμε:

$$\operatorname{Re} \tilde{S}_{rk} = \operatorname{Re} V_r I_r^*$$

και με τη χρήση των σχέσεων 3.52 και 3.56, είναι:

$$\begin{aligned} \operatorname{Re} \tilde{S}_{rk} &= \operatorname{Re} \left\{ V_r \left[V_r \tilde{y}_{srk} + \tilde{y}_{kr} V_r - V_k \right]^* \right\} \Rightarrow \\ \operatorname{Re} \tilde{S}_{rk} &= \operatorname{Re} \left\{ V_r^2 \tilde{y}_{srk}^* + V_r^2 \tilde{y}_{kr}^* - V_r V_k^* \tilde{y}_{kr}^* \right\} \end{aligned}$$

Με τη χρήση της σχέσης 3.55, είναι:

$$\begin{aligned} \operatorname{Re} \tilde{S}_{rk} &= \operatorname{Re} V_r^2 g_{srk} - j b_{srk} + g_{kr} - j b_{kr} - V_r V_k \cos \delta_r + j \sin \delta_r \cos \delta_k - j \sin \delta_k g_{kr} - j b_{kr} \Rightarrow \\ \operatorname{Re} \tilde{S}_{rk} &= V_r^2 g_{srk} + g_{kr} - V_r V_k [g_{kr} \cos \delta_r - \delta_k + b_{kr} \sin \delta_r - \delta_k] \Rightarrow \\ \operatorname{Re} \tilde{S}_{rk} &= V_r^2 g_{srk} + g_{kr} - V_k V_r [g_{kr} \cos \delta_k - \delta_r - b_{kr} \sin \delta_k - \delta_r] \end{aligned} \quad (3.58)$$

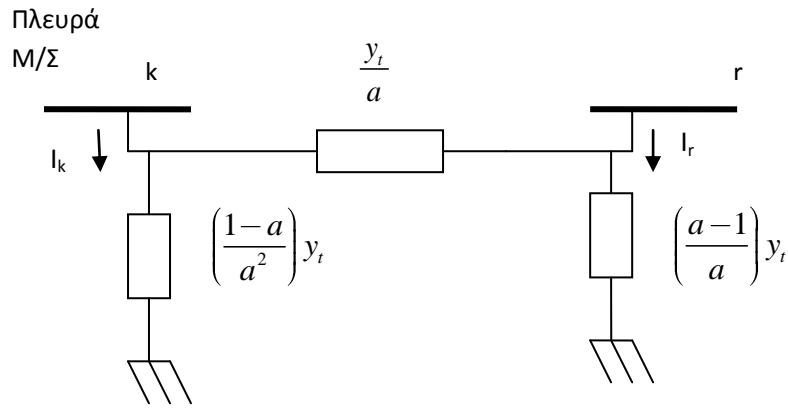
Οπότε, από την σχέση 3.54, μέσω των σχέσεων 3.57 και 3.58, προκύπτουν οι απώλειες της γραμμής k-r:

$$P_{kr} = V_k^2 + V_r^2 g_{kr} + V_k^2 g_{skr} + V_r^2 g_{srk} - 2V_k V_r g_{kr} \cos \delta_k - \delta_r \quad (3.59)$$

Στην περίπτωση που έχουμε ίδια τιμή εγκαρσίων αγωγιμοτήτων ($g_{skr} = g_{srk}$), τότε ο τύπος παίρνει την παρακάτω μορφή:

$$P_{kr} = V_k^2 + V_r^2 g_{kr} + g_{skr} - 2V_k V_r g_{kr} \cos \delta_k - \delta_r \quad (3.60)$$

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η σχέση για της απώλειες γραμμής μετασχηματιστή [11]. Το ισοδύναμο – Π μιας γραμμής τέτοιου είδους απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα:



ΣΧΗΜΑ 5: ΙΣΟΔΥΝΑΜΟ – Π ΓΡΑΜΜΗΣ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΗ

Στο παραπάνω σχήμα φαίνεται ότι στις θέσεις των αγωγιμοτήτων υπάρχουν αντίστοιχες ποσότητες συναρτήσεως της εν σειρά αγωγιμότητας y_t του μετασχηματιστή. Συγκεκριμένα, παρατηρούμε ότι υπάρχουν οι ακόλουθες αντιστοιχίες:

$$y_{kr} = \frac{y_t}{a}$$

$$y_{skr} = \left(\frac{1-a}{a^2}\right)y_t$$

$$y_{srk} = \left(\frac{a-1}{a}\right)y_t$$

Κατά συνέπεια, οι απώλειες γραμμής k-r μετασχηματιστή δίνονται από την παρακάτω σχέση:

$$P_{kr} = \left(\frac{V_k^2}{a^2} + V_r^2\right)g_t - 2V_kV_r\frac{g_t}{a}\cos(\delta_k - \delta_r) \quad (3.61)$$

Συγκρίνοντας τις σχέσεις 3.61 και 3.60, συμπεραίνουμε ότι μπορεί να παραχθεί ένας γενικός τύπος απωλειών είτε για γενική γραμμή ΣΗΕ είτε για γραμμή μετασχηματιστή. Αυτός είναι ο εξής:

$$P_{kr} = \left(\frac{V_k^2}{a^2} + V_r^2 \right) g_{kr} + g_{skr} - 2V_k V_r \frac{g_{kr}}{a} \cos \delta_k - \delta_r \quad (3.62)$$

Για την περίπτωση γενικής γραμμής, είναι $a=1$ κι έτσι αναγόμεστε στον τύπο 3.60.

Για την περίπτωση γραμμής μετασχηματιστή, θα ισχύει η αντιστοιχία $g_{kr} \rightarrow g_t$ καθώς επίσης $g_{skr} = 0$, οπότε αναγόμεστε στον τύπο 3.61.

Σε αυτή τη διπλωματική εργασία ο τύπος αυτός ήταν ιδιαίτερα χρήσιμος γιατί είχαμε περιπτώσεις είτε γενικών γραμμών με ίσες τιμές εγκαρσίων χωρητικότητας, είτε γραμμών μετασχηματιστών. Στο εξής, οι σχέσεις που ακολουθούν υπολογίστηκαν με βάση τη σχέση 3.62.

Εφαρμόζοντας τη σχέση 3.62 για τις απώλειες ισχύος σε μια γραμμή ως προς τη μεταβολή του φορτίου σε ένα ζυγό του δικτύου θα έχουμε:

$$\frac{dP_{k-r}}{dP_{di}} = \frac{\partial P_{k-r}}{\partial P_{di}} - \left[\frac{\partial P_{k-r}}{\partial x} \right]^T \cdot \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g}{\partial P_{di}} \quad (3.63)$$

όπου x το διάνυσμα 3.19, και g οι εξισώσεις ροής φορτίου στη μορφή $g = 0$.

Υπολογίζουμε τα επιμέρους στοιχεία που αποτελούν την εξίσωση της ευαισθησίας:

- $\frac{\partial P_{k-r}}{\partial P_{di}}$

Ο παράγοντας P_{di} δεν εμφανίζεται στη σχέση 3.62, επομένως $\frac{\partial P_{k-r}}{\partial P_{di}} = 0$.

- $\frac{\partial P_{k-r}}{\partial x}$

Έχουμε:

$$\frac{\partial P_{k-r}}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{k-r}}{\partial \delta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{k-r}}{\partial \delta_k} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{k-r}}{\partial \delta_r} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{k-r}}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial P_{k-r}}{\partial V_{n-m+1}} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_{k-r}}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

$$\frac{\partial P_{k-r}}{\partial \delta_x} = 0, \quad x \neq k, r$$

$$\frac{\partial P_{k-r}}{\partial \delta_k} = 2V_k V_r \frac{g_{kr}}{a} \sin \delta_k - \delta_r$$

$$\frac{\partial P_{k-r}}{\partial \delta_r} = -2V_k V_r \frac{g_{kr}}{a} \sin \delta_k - \delta_r$$

$$\frac{\partial P_{k-r}}{\partial V_k} = 2 \frac{V_k}{a^2} g_{kr} + g_{skr} - 2V_r \frac{g_{kr}}{a} \cos \delta_k - \delta_r$$

$$\frac{\partial P_{k-r}}{\partial V_r} = 2V_r g_{kr} + g_{skr} - 2V_k \frac{g_{kr}}{a} \cos \delta_k - \delta_r$$

- $\frac{\partial g}{\partial x}$

Όπως έχει περιγραφεί και προηγουμένως, η συνάρτηση g εκφράζει τις εξισώσεις ροής φορτίου, οι οποίες παραγωγιζόμενες ως προς το διάνυσμα x θα μας δώσουν την Ιακωβιανή μήτρα της μεθόδου Newton- Raphson. Η μήτρα αυτή δεν εξαρτάται από τη συνάρτηση των απωλειών ισχύος ή από το ζυγό ως προς τον οποίο θέλουμε να εκφράσουμε τη μεταβολή της ισχύος, αλλά είναι σταθερή για

όλα τα P_{kr} και P_{di} . Εξαρτάται μόνο από τα χαρακτηριστικά του δικτύου και το επίπεδο λειτουργίας του. Έτσι θα έχουμε:

$$\frac{\partial g}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_p}{\partial \delta} & \frac{\partial f_p}{\partial V} \\ \frac{\partial f_Q}{\partial \delta} & \frac{\partial f_Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

όπου τα f_p, f_Q , δίνονται από τις σχέσεις 3.16 και 3.17

- $\frac{\partial g}{\partial P_{di}}$

Έστω ότι ο ζυγός ταλάντωσης βρίσκεται στη θέση num:

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i - 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν } num < i \quad (3.66)$$

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν } num > i \quad (3.67)$$

Μπορούμε επομένως να υπολογίσουμε τα μεγέθη $\frac{\partial P_{k-r}}{\partial P_{di}}, \frac{\partial P_{k-r}}{\partial x}, \frac{\partial g}{\partial x}, \frac{\partial g}{\partial P_{di}}$ και

τελικά την ευαισθησία των απωλειών ισχύος της γραμμής k-r ως προς τη μεταβολή του φορτίου σε ένα ζυγό i.

3.3.2 Οικονομικό όφελος από τη μείωση των απωλειών ισχύος

Έχοντας υπολογίσει την ευαισθησία των απωλειών ισχύος μιας γραμμής ως προς μια μεταβολή στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ένα ζυγό i μπορούμε να εκτιμήσουμε το όφελος που είναι δυνατό να αποκομίσουμε από την μείωση των απωλειών ισχύος. Έχουμε :

$$\gamma_i = \frac{dP_{k-r,i}}{dP_{di}} \Rightarrow$$

$$dP_{k-r,i} = \gamma_i \cdot dP_{di} \quad (3.68)$$

Για ένα χρονικό διάστημα dh , όπου η οριακή τιμή συστήματος θα είναι λ , θα έχουμε διαφορά στις απώλειες $dP_{k-r,i}$, επομένως θα έχουμε τη δυνατότητα να εξοικονομήσουμε $dP_{k-r,i} \cdot \lambda \cdot dh$ € από μια αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον ζυγό i . Αντικαθιστώντας τη σχέση 3.68 στην τελευταία και ολοκληρώνοντας για όλες τις ώρες που θα έχουμε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, μπορούμε να βρούμε το συνολικό όφελος από κάθε ζυγό i ,

$$S_{AVLi} = \gamma_i \cdot P_{DGi} \int_0^{h_{opt}} \lambda(h) dh \quad (3.69)$$

Διαιρώντας την παραπάνω σχέση με P_{DGi} και με το 1000, αν θεωρήσουμε ότι η οριακή τιμή συστήματος είναι εκφρασμένη σε €/ MWh, μπορούμε να βρούμε το όφελος σε €/KW, ενώ αν διαιρέσουμε επιπλέον με τις ώρες για τις οποίες έχουμε λειτουργία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής μπορούμε να βρούμε το όφελος για κάθε KWh:

$$S_{AVLi} = \frac{\gamma_i}{1000 \cdot h_{opt}} \int_0^{h_{opt}} \lambda(h) dh \quad \text{€/ KWh} \quad (3.70)$$

3.4 Υπολογισμός της μεταβολής της τάσης εξαιτίας της Διεσπαρμένης Παραγωγής

3.4.1 Υπολογισμός της ευαισθησίας της τάσης ως προς τη μεταβολή της ισχύος σε ζυγό του δικτύου

Στη συνέχεια γίνεται υπολογισμός της ευαισθησίας της τάσης του ζυγού k ως προς μια μεταβολή της ισχύος σε ένα ζυγό i του δικτύου. Ο υπολογισμός της ευαισθησίας της τάσης είναι σχετικά πιο απλός από τον υπολογισμό της ισχύος του ρεύματος και της ισχύος γραμμών του δικτύου. Η ευαισθησία γ επομένως της τάσης μπορεί να γραφεί ως:

$$\frac{d\tilde{V}_k}{dP_{di}} \quad (3.71)$$

Γράφουμε την τάση του ζυγού k στη μορφή:

$$\tilde{V}_k = V_k (\cos \delta_k + j \sin \delta_k) \quad (3.72)$$

Εφαρμόζοντας τη σχέση 3.26 για την τάση του ζυγού k ως προς τη μεταβολή της ισχύος σε ένα ζυγό του δικτύου θα έχουμε:

$$\frac{d\tilde{V}_k}{dP_{di}} = \frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial P_{di}} - \left[\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial x} \right]^T \cdot \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial g}{\partial P_{di}} \quad (3.73)$$

όπου \mathbf{x} το διάνυσμα 3.19, και g οι εξισώσεις ροής φορτίου στη μορφή $g = 0$.

Υπολογίζουμε τα επιμέρους στοιχεία που αποτελούν την εξίσωση της ευαισθησίας:

- $\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial P_{di}}$

Ο παράγοντας P_{di} δεν εμφανίζεται στη σχέση 3.72, επομένως $\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial P_{di}} = 0$.

- $\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial x}$

Έχουμε:

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \tilde{P}_k}{\partial \delta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial \delta_k} \\ \vdots \\ \frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial V_{n-m+1}} \\ \vdots \\ \frac{\partial V_k}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad (3.74)$$

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial \delta_x} = 0, \quad x \neq k, r$$

Για $x = k$ θα έχουμε:

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial \delta_k} = -V_k \cdot \sin \delta_k \quad (3.75)$$

Για την παράγωγο ως προς την τάση θα έχουμε:

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial V_x} = 0, \quad x \neq k, r$$

Για $x = k$ θα έχουμε:

$$\frac{\partial \tilde{V}_k}{\partial V_k} = \cos \delta_k + j \sin \delta_k \quad (3.76)$$

- $\frac{\partial g}{\partial \underline{x}}$

Όπως έχει περιγραφεί και προηγουμένως, η συνάρτηση g εκφράζει τις εξισώσεις ροής φορτίου, οι οποίες παραγωγίζόμενες ως προς το διάνυσμα \underline{x} θα μας δώσουν την Ιακωβιανή μήτρα της μεθόδου Newton - Raphson. Η μήτρα αυτή δεν εξαρτάται από τη συνάρτηση των απωλειών ισχύος ή από το ζυγό ως προς τον οποίο θέλουμε να εκφράσουμε τη μεταβολή της ισχύος, αλλά είναι σταθερή για όλα τα P_{kr} και P_{di} . Εξαρτάται μόνο από τα χαρακτηριστικά του δικτύου και το επίπεδο λειτουργίας του. Έτσι θα έχουμε:

$$\frac{\partial g}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_p}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_p}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial f_q}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial f_q}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix} \quad (3.77)$$

όπου τα f_p, f_q , δίνονται από τις σχέσεις 3.16 και 3.17.

- $\frac{\partial g}{\partial P_{di}}$

Έστω ότι ο ζυγός ταλάντωσης βρίσκεται στη θέση num :

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n = i - 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \text{αν } num < i \quad (3.78)$$

$$\frac{\partial g}{\partial P_{di}} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1, n=i \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \text{ αν } num > i \quad (3.79)$$

Μπορούμε επομένως να υπολογίσουμε τα μεγέθη $\frac{\partial P_{k-r}}{\partial P_{di}}$, $\frac{\partial P_{k-r}}{\partial x}$, $\frac{\partial g}{\partial x}$, $\frac{\partial g}{\partial P_{di}}$ και τελικά την ευαισθησία της τάσης του ζυγού k ως προς τη μεταβολή του φορτίου σε ένα ζυγό i.

3.4.2 Υπολογισμός της μεταβολής της τάσης μέσω των συντελεστών ευαισθησίας

Έχοντας βρει τον τρόπο για να υπολογίσουμε την ευαισθησία της τάσης μπορούμε να βρούμε πλέον πως μεταβάλλεται η τάση από την παρουσία διεσπαρμένης παραγωγής μέσα σε ένα δίκτυο.

Για μια δεδομένη φόρτιση του δικτύου, για ένα συγκεκριμένο επίπεδο λειτουργίας δηλαδή, θα πρέπει να υπολογίσουμε τους συντελεστές ευαισθησίας της τάσης ως προς κάθε ζυγό στον οποίο έχουμε διεσπαρμένη παραγωγή. Ήδη από το πρόσημο των συντελεστών ευαισθησίας θα είμαστε σε θέση να γνωρίζουμε αν η παρουσία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής επιδρά με αυξητικό τρόπο ή όχι στις τάσεις των ζυγών του δικτύου. Για το μέγεθος της μεταβολής θα έχουμε:

$$\gamma_{ki} = \frac{d\tilde{V}_{ki}}{dP_{di}} \Rightarrow$$

$$d\tilde{V}_{ki} = \gamma_{ki} \cdot dP_{di} \Rightarrow$$

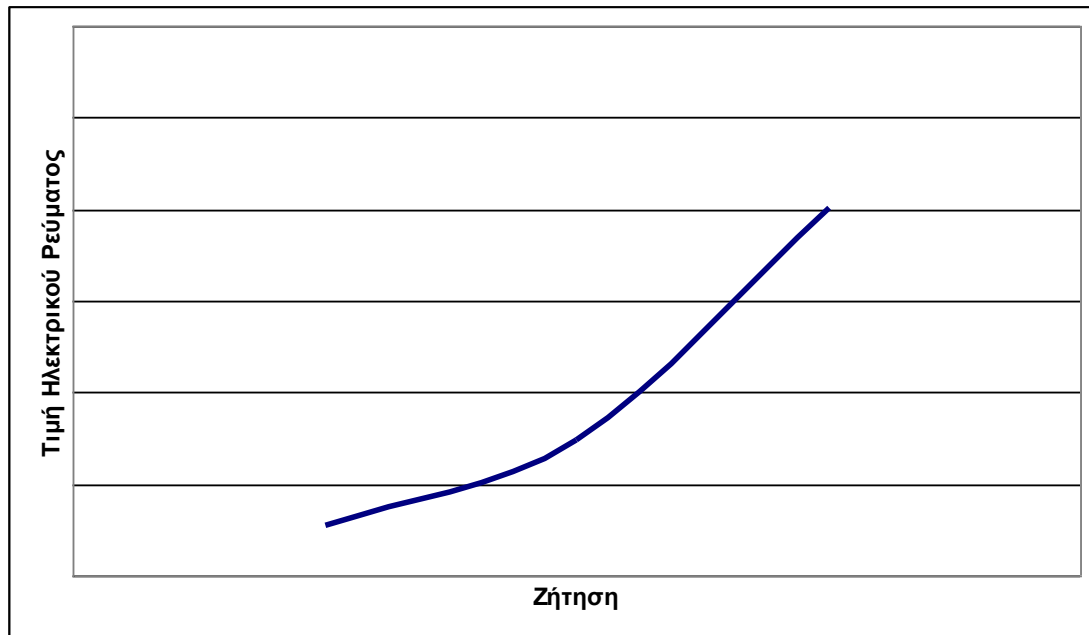
$$\tilde{V}'_{ki} = \gamma_{ki} \cdot (-\Delta P_{DG}) + \tilde{V}_{ki} \quad (3.80)$$

Συνδυάζοντας τις μεταβολές που θα προκληθούν από όλες τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής θα έχουμε για τη συνολική μεταβολή στην τάση ενός ζυγού k από αυτές τις μονάδες:

$$\tilde{V}'_k = \sum_i (\gamma_{ki} \cdot (-\Delta P_{DG})) + \tilde{V}_{ki} \quad (3.81)$$

3.5 Υπολογισμός του οικονομικού οφέλους από τη μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της Διεσπαρμένης Παραγωγής

Η καμπύλη τιμής ηλεκτρικού ρεύματος- ζήτησης ισχύος αποτυπώνει το πως μεταβάλλεται η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος σε σχέση με την αύξηση της ζήτησης. Γενικά καθώς μεγαλώνει το φορτίο θα έχουμε και αύξηση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος, κάτι που είναι λογικό. Μια τυπική μορφή της καμπύλης αυτής φαίνεται στη συνέχεια:



ΣΧΗΜΑ 6: ΚΑΜΠΥΛΗ ΖΗΤΗΣΗΣ - ΤΙΜΗΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΡΕΥΜΑΤΟΣ

Προσεγγίζοντας την καμπύλη από μια αναλυτική συνάρτηση, θα μπορέσουμε να υπολογίσουμε τη μείωση της τιμής λ του ηλεκτρικού ρεύματος από την παρουσία διεσπαρμένης παραγωγής που θα εκφραστεί ως μείωση της ζήτησης d . Θα θεωρήσουμε πως η καμπύλη μπορεί να προσεγγιστεί από μια εκθετική συνάρτηση, μια συνάρτηση δηλαδή της μορφής:

$$\lambda(d) = C \cdot e^{\sigma d} \quad (3.82)$$

όπου λ : η τιμή του ηλεκτρικού ρεύματος,

d : η ζήτηση,

C, σ : σταθερές της συνάρτησης.

Μια μεταβολή στη ζήτηση του ηλεκτρικού ρεύματος θα έχει ως συνέπεια μια αντίστοιχη μείωση στην τιμή και η μεταβολή αυτή θα πραγματοποιηθεί με ρυθμό:

$$\frac{\partial \lambda}{\partial d} = C \cdot \sigma \cdot e^{\alpha d} \quad (3.83)$$

Η μεταβολή επομένως της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος για μικρές αποκλίσεις της ζήτησης ισχύος γύρω από το επίπεδο στο οποίο έχει υπολογιστεί η σχέση 3.83 θα μπορεί να υπολογιστεί από τη σχέση:

$$\Delta \lambda \approx C \cdot \sigma \cdot e^{\alpha d} \cdot \Delta d \quad (3.84)$$

Θεωρώντας τη παραγωγή ισχύος από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής σαν μείωση της ζήτησης ισχύος, η μείωση στην τιμή του ρεύματος εξαιτίας της παρουσίας διεσπαρμένης παραγωγής μια δεδομένη ώρα του χρόνου j θα μπορεί να εκφραστεί ως:

$$\Delta \lambda_j \approx C \cdot \sigma \cdot e^{\alpha d} \cdot P_{DG} \quad \text{€ / MWh} \quad (3.85)$$

Είναι φανερό πως η παραπάνω σχέση θα ισχύει για μικρές μόνο διεισδύσεις διεσπαρμένης παραγωγής, αφού δεν είναι γραμμική.

Το μεγαλύτερο ποσοστό της ενέργειας που αγοράζεται από τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται μέσω συμβολαίων με προκαθορισμένες τιμές πώλησης. Είναι σαφές ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που πωλείται με αυτό τον τρόπο θα μείνει ανεπηρέαστη. Η τιμή που είναι δυνατό να επηρεαστεί από τη διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής, αν βέβαια έχουμε αρκετά σημαντική διείσδυση ικανή να επηρεάσει τις τιμές, είναι αυτή που σχετίζεται με την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας από την ωριαία αγορά. Η ζήτηση από την ωριαία αγορά αποτελεί ένα ποσοστό μόνο της συνολικής ζήτησης ισχύος. Θα συμβολίσουμε το ποσοστό αυτό της ζήτησης με ρ .

Επομένως για μια ώρα του χρόνου j , όπου θα έχουμε αγοραπωλησίες στην ωριαία αγορά ισχύος $\rho \cdot d_j$ το όφελος θα είναι:

$$S_{PRj} = C \cdot \sigma \cdot e^{\alpha d} \cdot P_{DG} \cdot \rho \cdot d_j \quad (3.86)$$

Για όλες τις ώρες του χρόνου επομένως για τις οποίες θα έχουμε λειτουργία μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα έχουμε όφελος:

$$S_{PR} = \sum_j C \cdot \sigma \cdot e^{\alpha d_j} \cdot P_{DG} \cdot \rho \cdot d_j \Rightarrow$$

$$S_{PR} = C \cdot \sigma \cdot \rho \cdot \sum_j e^{\alpha d_j} \cdot P_{DG} \cdot d_j \quad (3.87)$$

4. Μικροδίκτυα [12]

4.1 Εισαγωγή

Η ιδέα του μικροδικτύου (μGrid) προκύπτει ως ένας τρόπος με τον οποίο να ενσωματωθεί η μικροπαραγωγή (μG) στα δίκτυα χαμηλής τάσης και ταυτόχρονα να βελτιωθούν τα πιθανά της οφέλη. Προϋποθέσεις τεχνικού χαρακτήρα για τη σύνδεση των μικροδικτύων σε δίκτυα χαμηλής τάσης έχουν μελετηθεί έτσι ώστε να γίνει η ιδέα αυτή τεχνολογικά εφικτή και ασφαλής στη λειτουργία. Παρ' όλα αυτά, το ρυθμιστικό πλαίσιο για την οικονομική ενσωμάτωση της μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων στα συστήματα διανομής, παρά το ότι είναι θεμελιώδες, δεν είναι ακόμα ολοκληρωμένο.

Τις τελευταίες δεκαετίες, η ενσωμάτωση της διεσπαρμένης παραγωγής στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται, κυρίως εξαιτίας της τεχνολογικής ανάπτυξης αλλά και για περιβαλλοντικούς λόγους. Η διασύνδεση της διεσπαρμένης παραγωγής έχει κυρίως περιοριστεί στα επίπεδα μέσης και υψηλής τάσης λόγω τεχνικών, οικονομικών αιτιών και για λόγους ασφάλειας. Παρ' όλα αυτά, η ανάπτυξη των γεννητριών και των αντίστοιχων ηλεκτρονικών διεπαφών, η μείωση των τιμών τους και οι στόχοι των ενεργειακών πολιτικών έχουν αυξήσει το ενδιαφέρον στη διασύνδεση των μικρών γεννητριών (μικρογεννητριών) στα δίκτυα χαμηλής τάσης. Οι μικρογεννήτριες μπορεί να είναι κυψέλες καυσίμου, μικροτουρμπίνες, μηχανές εσωτερικής καύσης και φωτοβολταϊκά συστήματα με ενδεικνύμενη τιμή κλίμακας ως 100kW.

Η απλή ενσωμάτωση της μικροπαραγωγής σε δίκτυα χαμηλής τάσης, παρόμοια με αυτή που χρησιμοποιείται για να ενσωματωθεί η διεσπαρμένη παραγωγή στα δίκτυα μέσης τάσης, πιθανόν να έχει ως αποτέλεσμα τεχνικά προβλήματα σε δίκτυα χαμηλής και μέσης τάσης (υπερτάσεις, αύξηση σε λανθασμένα επίπεδα, ανισορροπία τάσης, υπερφόρτωση, κτλ), κυρίως όταν η διείδυση της μικροπαραγωγής είναι υψηλή [13],[14],[15]. Σε αυτές τις περιπτώσεις, η σύνδεση της μικροπαραγωγής πρέπει να πραγματοποιηθεί σύμφωνα με μία ευέλικτη προσέγγιση ικανή να ελέγξει ενδεχόμενα τεχνικά προβλήματα που προκύπτουν από τη σύνδεση μεγαλύτερου πλήθους μονάδων μικροπαραγωγής. Η ιδέα του μικροδικτύου αναδύεται ως ένας πιθανός τρόπος ώστε να διευκολυνθεί η σύνδεση μεγαλύτερου πλήθους μονάδων μικροπαραγωγής στα δίκτυα χαμηλής τάσης [13], [14], [15], [16], [17].

4.2 Ορισμός

Ένα μικροδίκτυο είναι η σύνδεση ενός δικτύου διανομής χαμηλής τάσης, μικρογεννητριών, συσκευών ζήτησης και αποθήκευσης, που έχουν μερικές τοπικές συντονισμένες λειτουργίες [16], [18], [19]. Από την πλευρά του δικτύου, ένα μικροδίκτυο λειτουργεί ως ένα αυτόνομο ελέγξιμο σύστημα το οποίο παρέχει ισχύ και θέρμανση στην τοπική περιοχή του [20] και έχει τη δυνατότητα να διαχειρίζεται τη ζήτηση σε επείγουσες καταστάσεις. Επιπλέον, ένα μικροδίκτυο μπορεί να λειτουργεί διασυνδεδεμένο με το δίκτυο διανομής ή απομονωμένο σε σχέση με αυτό, χρησιμοποιώντας τοπικές πηγές. Η ιδέα του μικροδικτύου ανταποκρίνεται σε έναν τελείως νέο τρόπο που κατανοούμε τα δίκτυα χαμηλής τάσης με ενδεχόμενα οφέλη πέραν της εύκολης ενσωμάτωσης της μικροπαραγωγής, κυρίως σχετικά με τη βελτίωση της αξιοπιστίας και τη διαχείριση ενέργειας [21].

4.3 Μηχανισμοί ανάπτυξης μικροπαραγωγής – μικροδικτύων

Η επιτυχής ανάπτυξη της μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων εξαρτάται από το ρυθμιστικό πλαίσιο που ορίζεται για τη λειτουργία τους, το οποίο περιλαμβάνει τον οικονομικό κανονισμό, ο οποίος πρέπει να δημιουργεί ένα επαρκές επίπεδο πεδίου δράσης [17]. Ορίζοντας τον οικονομικό κανονισμό είναι σημαντικό έχουμε υπόψη ότι η μικροπαραγωγή και τα μικροδίκτυα είναι στη δυσμενή θέση να ανταγωνίζονται εφαρμοσμένες τεχνολογίες, οι οποίες έχουν ωφεληθεί για ένα σημαντικό διάστημα, από τη μαζική χρήση τους και τα γνωστά αποτελέσματά τους [22]. Όπως άλλες τεχνολογίες που αναπτύσσονται, η μικροπαραγωγή και τα μικροδίκτυα δεν έχουν φθάσει ακόμα σε μία ώριμη κατάσταση ανάπτυξης και στην βέλτιστη συμπεριφορά τους όσον αφορά το κόστος και την αξιοπιστία. Αυτό σημαίνει ότι αυτές οι τεχνολογίες χρειάζονται χρόνο έτσι ώστε να βελτιωθεί σταδιακά η συμπεριφορά τους μέσα από τη διαδικασία της «εκμάθησης μέσα από τη χρήση» ή της «εκμάθησης μέσα από την πράξη» [22]. Για να εξασφαλίσουμε την πρόοδο στην διαδικασία εκμάθησης, είναι απαραίτητο να σιγουρέψουμε ότι αυτές οι τεχνολογίες υιοθετούνται σε στενά πλαίσια αγοράς. Οπότε, κίνητρα απαιτούνται ώστε να δημιουργηθούν συνθήκες ανταγωνισμού ανάμεσα στις εφαρμοσμένες τεχνολογίες και στην μικροπαραγωγή και τα μικροδίκτυα, κάνοντας ελκυστική την επένδυση σε αυτές τις τεχνολογίες [22]. Οι κύριοι μηχανισμοί – κίνητρα (τουλάχιστον στην Ευρωπαϊκή Ένωση) που χρησιμοποιούνται για την προώθηση της διεσπαρμένης παραγωγής είναι σχέδια τροφοδότησης και συστήματα μεριδίων. Αυτοί οι μηχανισμοί έχουν τον ίδιο στόχο της προώθησης της διεσπαρμένης παραγωγής, αλλά οι τρόποι με τους οποίους τον πετυχαίνουν είναι ποικίλοι.

Οποιοσδήποτε μηχανισμός – κίνητρο υιοθετηθεί πρέπει να είναι απλός, αποδοτικός, αποτελεσματικός, σταθερός και εύκολος στην εφαρμογή. Επιπλέον, πρέπει να χρηματοδοτείται (ας σημειωθεί ότι μία εμφανής διαφορά υπάρχει μεταξύ του μηχανισμού – κινήτρου και της πηγής χρηματοδότησής του). Η πηγή χρηματοδότησης μπορεί να είναι ένας συνδυασμός από οικονομικές συνεισφορές διαφόρων οντοτήτων όπως: οι διαχειριστές των δικτύων, υπηρεσίες κοινής ωφέλειας, έσοδα από τους φόρους, πρόστιμα ρύπανσης, κτλ. Η ξεχωριστή συνεισφορά κάθε οντότητας πρέπει να βασίζεται στα μερίδια του συνολικού κόστους και οφέλους που προκύπτουν από τη μικροπαραγωγή και τα μικροδίκτυα που περιλαμβάνουν. Όπως συμβαίνει συχνά με τη διεσπαρμένη παραγωγή, τα κόστη και τα οφέλη που προκύπτουν από την ανάπτυξη των μονάδων μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων τείνουν να αντιστοιχούν σε διαφορετικές οντότητες με ασύμμετρο τρόπο (για παράδειγμα, οι πιθανοί υπεύθυνοι ανάπτυξης της μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων ίσως να μην ανταμειφθούν για τα οφέλη που αυτές οι δομές μπορούν να παρέχουν).

Ο προσδιορισμός των κοστών και των οφελών που προκύπτουν από την εγκατάσταση της μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων είναι, σύμφωνα με την προηγούμενη ανάλυση, το πρώτο βήμα της διαδικασίας εγκατάστασης ενός μηχανισμού – κινήτρου και της πηγής χρηματοδότησής του. Το επόμενο βήμα είναι ο ορισμός των αρχών με βάση τις οποίες ποσοτικοποιούνται και μοιράζονται αυτά τα κόστη και τα οφέλη. Η διαδικασία διανομής αντιστοιχεί στη μεταβίβαση των οφελών με έναν τέτοιο τρόπο ώστε όλοι οι σχετικοί επιχειρησιακοί μέτοχοι να λαμβάνουν ένα όφελος δικτύου. Αν αυτή η μεταβίβαση δεν γίνεται, κάποιοι παράγοντες που έχουν περισσότερα κόστη παρά οφέλη δεν θα ενδιαφέρονται να συμμετάσχουν στην ανάπτυξη της μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων και προκύπτουν τεχνητά εμπόδια στην ανάπτυξη αυτών των οντοτήτων.

4.4 Επιδράσεις του μικροδικτύου στη λειτουργία ενός συστήματος

4.4.1 Πλεονεκτήματα των μικροδικτύων

Τα συνολικά πλεονεκτήματα που μπορεί να παρέχει στη λειτουργία του συστήματος ένα μικροδίκτυο συμπεριλαμβάνουν ένα ευρύ φάσμα περιοχών, όπως:

- Τη συνέχιση της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας εντός του μικροδικτύου σε περιπτώσεις κατάρρευσης του κεντρικού δικτύου παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. Η δυνατότητα απομονωμένης λειτουργίας μπορεί να εξασφαλίσει στον καταναλωτή που ανήκει στο εκάστοτε μικροδίκτυο την αδιάλειπτη

λειτουργία την ίδια ώρα όπου το ανάντη δίκτυο διανομής μπορεί να είναι σε ασταθή κατάσταση ή να έχει καταρρεύσει προσωρινά (black out).

- Την αποδοτικότερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, την ελαχιστοποίηση των απωλειών και τη βελτίωση της ποιότητας ισχύος με την ενσωμάτωση μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (CHP), καθώς και με την εγκατάσταση αυτών κοντά στους καταναλωτές. Η τοπική κάλυψη του φορτίου συνεπάγεται ότι δεν παρεμβάλλονται ούτε μεγάλα μήκη γραμμών ούτε πολλοί ενδιάμεσοι καταναλωτές που αλλοιώνουν με τη χωρητική (ή επαγωγική αν πρόκειται για φορτία) συμπεριφορά τους τον συντελεστή ισχύος.
- Την πιο αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές εντός αυτού, το οποίο είναι ύψιστης σημασίας ζήτημα ιδιαίτερα για τους καταναλωτές, όπως νοσοκομεία κτλ., για τους οποίους είναι σημαντική η αδιάλειπτη παροχή ενέργειας.
- Τη μειωμένη περιβαλλοντική επιβάρυνση χρησιμοποιώντας σε μεγάλο βαθμό –εκτός της συμπαραγωγής CHP– ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και γενικότερα νέες τεχνολογίες, φιλικότερες προς το περιβάλλον. Η ενσωμάτωση τοπικά παραγόμενης ανανεώσιμης ενέργειας διαμορφώνει ευνοϊκότερους όρους για το περιβάλλον και την αειφόρο ανάπτυξη.
- Τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της προσαρμοστικότητας του συστήματος, αφού τα μικροδίκτυα ακολουθούν την αρχή της διεσπαρμένης παραγωγής, με αποτέλεσμα η ηλεκτρική ενέργεια να μην παράγεται αποκλειστικά από λίγες μεγάλες μονάδες.
- Τη μείωση του κόστους κάλυψης των ενεργειακών αναγκών των καταναλωτών, όταν το μικροδίκτυο συμμετέχει σε πλήρως απελευθερωμένη αγορά ενέργειας.
- Την ενεργό διαχείριση των φορτίων (απόρριψη φορτίων), διαδικασία η οποία είναι σε θέση να βοηθά σημαντικά στην ευστάθεια του δικτύου αλλά και στην οικονομική λειτουργία του συστήματος.
- Από την πλευρά του χειριστή του Δικτύου Διανομής Μέσης Τάσης ή της Επιχείρησης Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, η δυνατότητα τοπικής κάλυψης του φορτίου από το Μικροδίκτυο προσφέρει αρκετά πλεονεκτήματα. Η δυνατότητα αναβολής επενδύσεων προς ενίσχυση του δικτύου και των κεντρικών σταθμών παραγωγής καθώς επίσης και η μεγαλύτερη ευελιξία στον έλεγχο του δικτύου, ιδιαίτερα κατά τον χειρισμό των συμφορήσεων και την επαναφορά του συστήματος μετά από σβέση, είναι μερικά από αυτά.

Κάποιες από τις μεταβλητές που επηρεάζουν τις δυνατότητες ενός μικροδικτύου, από οικονομικής και τεχνικής απόψεως, αποτελούν:

- Ο τύπος του φορτίου (οικιακό, βιομηχανικό, εμπορικό ή συνδυασμός τους).
- Ο αριθμός των καταναλωτών.
- Ο τύπος των πηγών διανεμημένης παραγωγής (φωτοβολταϊκές πηγές, αιολική ενέργεια, κυψέλη καυσίμου/fuel cell κτλ.).

- Το μέγεθος και ο αριθμός των μονάδων παραγωγής.
- Το επίπεδο της αξιοπιστίας του συστήματος. Ένας τρόπος μέτρησης του συγκεκριμένου μεγέθους μπορεί να είναι το ποσοστό ανεπάρκειας τροφοδοσίας των προβλεπόμενων φορτίων.

Το μικροδίκτυο είναι σχεδιασμένο για λειτουργία τόσο σε διασύνδεση με το δίκτυο όσο και σε απομονωμένη κατάσταση, σε έκτακτες περιπτώσεις (interconnected or emergency mode). Η δυνατότητα διασύνδεσης με το κεντρικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας σε παραλληλισμένη λειτουργία καθιστά δυνατή την ανταλλαγή ενέργειας. Δηλαδή, την παροχή πλεονάζουσας ενέργειας σε αυτό ή την απορρόφηση ενέργειας όταν οι μονάδες του μικροδικτύου δεν επαρκούν να καλύψουν τη ζήτηση. Ακόμα, σε περίπτωση μόνιμα διασυνδεδεμένης λειτουργίας είναι δυνατή η αξιόπιστη τροφοδότηση του μικροδικτύου από τις δικές του μονάδες σε περίπτωση κατάρρευσης του κεντρικού δικτύου, βάσει της δυνατότητας λειτουργίας σε απομονωμένη κατάσταση. Σε περιπτώσεις παραλληλισμένης λειτουργίας με το κεντρικό δίκτυο, αυτό που πρωτίστως επιδιώκεται είναι να μην προκαλεί το μικροδίκτυο προβλήματα. Αυτό σημαίνει ότι η ποιότητα της τάσης πρέπει να ανταποκρίνεται στις προδιαγραφές του δικτύου και η απορροφώμενη ενέργεια να μην ξεπερνά τις απαιτήσεις ενός τυπικού καταναλωτή. Ακόμα περισσότερο, σε ένα δεύτερο επίπεδο, το μικροδίκτυο μπορεί να ρυθμιστεί ώστε να παίζει υποστηρικτικό ρόλο ως προς το δίκτυο. Λειτουργία η οποία μπορεί για παράδειγμα να σημαίνει ότι το μικροδίκτυο θα απορροφά ή θα παρέχει ενεργό ή άεργο ισχύ όταν χρειάζεται για το κεντρικό δίκτυο. Στη συγκεκριμένη περίπτωση απαιτείται η συντονισμένη λειτουργία και επικοινωνία μεταξύ των μονάδων ελέγχου του μικροδικτύου και του κεντρικού συστήματος.

4.4.2 Λειτουργικά οφέλη για το δίκτυο

Η παραγωγή μικροπηγών σε ένα μικροδίκτυο μπορεί να αλλάξει τις ροές ισχύος στο δίκτυο και κατ' επέκταση τις απώλειες του δικτύου. Αν μια μικρή μικροδικτυακή παραγωγή εγκατασταθεί κοντά σε ένα μεγάλο φορτίο τότε οι απώλειες δικτύου μπορούν να μειωθούν, τόσο η πραγματική όσο και η άεργος ισχύς μπορεί να παρασχεθεί στο φορτίο από τις παρακείμενες γεννήτριες του μικροδικτύου. Αντίθετα, αν μια μεγάλη μικροδικτυακή παραγωγή εγκατασταθεί μακριά από τα φορτία του δικτύου τότε είναι πιθανό να αυξηθούν οι απώλειες στο σύστημα διανομής. Γενικά, υπάρχει σχέση μεταξύ της μεγάλης ζήτησης σε ένα δίκτυο διανομής και τη χρήση αντίστοιχων εγκαταστάσεων παραγωγής. Υπάρχουν, εκτός των άλλων, και απώλειες ενεργού ισχύος στο δίκτυο μεταφοράς. Αυτές οι απώλειες εξαρτώνται από τα ρεύματα στους κλάδους του δικτύου που με τη σειρά τους

εξαρτώνται από την τάση ενώ ο υπολογισμός αυτών των τάσεων είναι το αντικείμενο της ροής ισχύος.

Η μικροδικτυακή παραγωγή επιλέγει να λειτουργεί με ένα παράγοντα ισχύος για κάθε μονάδα για να ελαχιστοποιήσει τις ηλεκτρικές απώλειες και να αποφευχθούν οι όποιες δαπάνες για κατανάλωση έργου ισχύος, ανεξάρτητα από τις ανάγκες του δικτύου διανομής. Αν το μικροδίκτυο παράγει ορισμένη ισχύ σύμφωνα με τον παράγοντα ισχύος της μονάδας, τα προφίλ τάσης είναι πολύ πιο ικανοποιητικά.

4.4.3 Ποιότητα ισχύος και αξιοπιστία Μικροδικτύου

Η ποιότητα ισχύος και η αξιοπιστία που προσφέρουν τα μικροδίκτυα έχει ως κύρια διάσταση τη διαθεσιμότητα ισχύος αλλά περιλαμβάνει και δευτερεύουσες πτυχές, όπως είναι ο έλεγχος ευστάθειας τάσης, ο περιορισμός των αρμονικών κτλ.

Ο τοπικός έλεγχος στην ποιότητα και αξιοπιστία ισχύος που τροφοδοτεί τα φορτία εντός μικροδικτύου, είναι ένα πεδίο το οποίο τίθεται συνεχώς υπό διερεύνηση. Το συγκεκριμένο πλεονέκτημα έχει δύο διαστάσεις. Πρώτον, εξ ορισμού, ένα μικροδίκτυο έχει τη δυνατότητα ελεγχόμενης νησιδοποιημένης λειτουργίας το οποίο μεταφράζεται σε αυξημένη διαθεσιμότητα ισχύος και επομένως αξιοπιστία για όλα τα φορτία εντός αυτού. Δεύτερον, προσφέρει εν γένει «ετερογενή» ποιότητα και αξιοπιστία ισχύος στις διαφορετικές τελικές καταναλώσεις ανταποκρινόμενο κατ' αυτόν τον τρόπο στην υψηλή ιδιομορφία των απαιτήσεων ποιότητας και αξιοπιστίας ορισμένων φορτίων. Το συγκεκριμένο ζήτημα, καθότι πολύ σημαντικό, θα περιγραφεί εκτενέστερα στη συνέχεια.

Στις ανεπτυγμένες οικονομίες παγκοσμίως, ένα σε γενικές γραμμές ενιαίο σύστημα τροφοδότησης ηλεκτρικής ισχύος έχει εγκαθιδρυθεί από τις αρχές του προηγούμενου αιώνα. Χρονολογείται συγκεκριμένα από την εμφάνιση των πολυφασικών συστημάτων εναλλασσόμενου (AC) ρεύματος. Σε γενικές γραμμές, το κυρίαρχο πρότυπο ενεργειακού συστήματος βασίζεται σε μεγάλης κλίμακας κεντρικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, στη μεταφορά μεγάλου όγκου ηλεκτρικής ισχύος για μεγάλες αποστάσεις μέσω βρογχοειδών κεντρικά ελεγχόμενων δικτύων υψηλής τάσης και στη τοπική διανομή σε χαμηλότερες τάσεις μέσω ακτινικών, εν μέρει τοπικά ελεγχόμενων, γραμμών μονής διεύθυνσης. Βασικό και αρχαιακό χαρακτηριστικό της προαναφερθείσας δομής είναι ότι η παροχή ηλεκτρικής ισχύος συντελείται παγκοσμίως σε ένα σταθερό και συνεπές επίπεδο ποιότητας και αξιοπιστίας για τις περισσότερες τουλάχιστον περιοχές. Αυτή η *a priori* προβλεψιμότητα δημιουργεί τεράστιο οικονομικό όφελος στο βαθμό που όλα τα είδη ηλεκτρικού εξοπλισμού μπορούν να κατασκευαστούν βάσει παγκοσμίως ομοιογενών προτύπων. Το συγκεκριμένο παραδοσιακό πρότυπο «ομοιογενούς» ποιότητας ισχύος

και αξιοπιστίας έχει ωφελήσει τις ανεπτυγμένες οικονομίες του πλανήτη για μεγάλες χρονικές περιόδους κατά τις οποίες οι ανάγκες κατανάλωσης ηλεκτρισμού αυξάνονταν υπερβολικά έως και εκρηκτικά.

Οι σταδιακές μεταβολές στις προσδοκίες όσον αφορά το ενεργειακό σύστημα, τόσο από την πλευρά της παραγωγής όσο και από την πλευρά της κατανάλωσης, οδηγούν σε ένα σημείο καμπής στην πορεία της εξέλιξής του και πολύ πιθανά σε ένα νέο πρότυπο. Βέβαια, η βελτίωση του παραδοσιακού ενεργειακού συστήματος παγκοσμίως, σε σημείο τέτοιο ώστε να εκπληρώνει τις απαιτήσεις των ευαίσθητων ή των σύγχρονων ψηφιακών φορτίων, μπορεί να αποβεί αναντίστοιχα και αναίτια ακριβή.

Οι μεταβολές στην πλευρά της κατανάλωσης προκύπτουν από την απaráμιλλη ανάγκη για ηλεκτρισμό στη αναδυόμενη ψηφιακή εποχή γεγονός το οποίο μοιραία συνεπάγεται αυξημένες απαιτήσεις ποιότητας και αξιοπιστίας ισχύος (PQR) για ορισμένες τουλάχιστον εφαρμογές. Παράλληλα, από την πλευρά της παραγωγής, η αυξημένη διείσδυση διακοπτόμενων πηγών ενέργειας, οι περιορισμοί στην επέκταση του συστήματος και η αβεβαιότητα των ευμετάβλητων αγορών ενέργειας, δεδομένης της βραχυπρόθεσμης εξάντλησης των αποθεμάτων συμβατικών καυσίμων, αμφισβητούν τη δυνατότητα διατήρησης των σημερινών προτύπων ποιότητας-αξιοπιστίας ισχύος.

Σε πλήρη διάσταση με το σημερινό πρότυπο «ομοιογενούς ποιότητας» παρεχόμενου ρεύματος, οι πραγματικές απαιτήσεις PQR των τελικών καταναλώσεων είναι εξαιρετικά ετερογενείς. Για παράδειγμα, η άντληση νερού έχει χαμηλές PQR απαιτήσεις. Αντίθετα, κρίσιμα φορτία ή φορτία που αφορούν ιατρική υποστήριξη είναι υψηλής ευαισθησίας και συνεπώς υψηλών απαιτήσεων ως προς την ποιότητα ισχύος και την αξιοπιστία παροχής.

Μέχρι στιγμής δεν είναι ξεκάθαρο εάν τα φορτία χαμηλών απαιτήσεων ξεπερνούν κατά πολύ τα κρίσιμα που έχουν αυξημένες απαιτήσεις PQR. Παρ' όλα αυτά τα μικροδίκτυα, δεδομένου ότι συμπεριφέρονται με έναν οικονομικά λογικό τρόπο, θα προσπαθήσουν να τα διαμορφώσουν με ανάλογο τρόπο. Ο λόγος είναι ότι τα φορτία χαμηλών απαιτήσεων είναι φθηνότερα ενώ τα αντίστοιχα υψηλών απαιτήσεων είναι ακριβά.

Η λειτουργία των μικροδικτύων προσανατολίζεται στην κατηγοριοποίηση του συνολικού φορτίου με χαμηλές απαιτήσεις PQR, όσο κάτι τέτοιο είναι δυνατό. Για παράδειγμα, ένα είδος εξοπλισμού που θεωρείται ευαίσθητο φορτίο αντιστοιχεί συνήθως σε ένα μικρό ποσοστό της ενέργειας που του είναι απαραίτητο (π.χ. για την εκτέλεση των ελέγχων ενώ μεγάλο μέρος της ενέργειας που καταναλώνεται θα μπορούσε να είναι σχετικά χαμηλής ποιότητας). Σε τέτοιες περιπτώσεις, δύο διαφορετικές ποιότητες τροφοδοσίας εξυπηρετούν τα αντίστοιχα τμήματα του εκάστοτε εξοπλισμού. Η ανάλυση των PQR απαιτήσεων σε μορφή πυραμίδας θα μπορούσε πιθανά να οδηγήσει στη συλλογή των φορτίων ομοειδών απαιτήσεων σε

συγκεκριμένα κυκλώματα και στην ακόλουθη τροφοδότησή τους με την κατάλληλη ποιότητα ισχύος. Αντίστοιχα θα μπορούσε να οδηγήσει στον διαχωρισμό μερικών φορτίων στα συστατικά του τμήματα που διαφέρουν ως προς τις PQR απαιτήσεις. Κατ' αυτόν τον τρόπο, η παροχή ισχύος υψηλής ποιότητας και αξιοπιστίας τοπικά σε ευαίσθητα φορτία μπορεί να συνεπάγεται πιθανή μείωση του κοινωνικού βέλτιστου εξυπηρέτησης του δικτύου.

Σε γενικές γραμμές, τρεις άξονες, ενεργειακή αποδοτικότητα μέσω συμπαραγωγής – μειωμένες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα – βελτιωμένη ποιότητα και αξιοπιστία ισχύος, είναι οδηγοί στην ανάπτυξη της αξιόπιστης διασπαρμένης παραγωγής. Παρόλα αυτά, πολλά άλλα πλεονεκτήματα προκύπτουν από την εκμετάλλευσή τους, όπως, μειωμένες απώλειες γραμμών και κοινωνικά χρηστή επέκταση του δικτύου.

Ενώ η εφαρμογή διανεμημένης αξιόπιστης παραγωγής είναι δυναμικά σε θέση να μειώσει την ανάγκη για επέκταση του παραδοσιακού συγκεντρωποιημένου συστήματος, ο έλεγχος ενός τεράστιου αριθμού διασπαρμένων πηγών αποτελεί πρόκληση μπορεί εν μέρει να αντιμετωπιστεί από την τεχνολογία του δικτύου. Αυτή η πρόκληση μπορεί εν μέρει να αντιμετωπιστεί από την τεχνολογία των μικροδικτύων, τα οποία συνίστανται σε οντότητες που συντονίζουν τις εκάστοτε πηγές ενέργειας σε ένα σταθερά πιο αποκεντρωμένο πλαίσιο. Η προδιαγραφείσα αυτή λειτουργία μειώνει το «βάρος» ελέγχου σχετικά με το δίκτυο και επιτρέπει στις μικροπηγές να αποδώσουν τα οφέλη τους στο μέγιστο.

Για το λόγο αυτό τα μικροδίκτυα θεωρούνται βασικό χαρακτηριστικό των μελλοντικών ενεργών δικτύων διανομής αφού είναι σε θέση, αν συντονίζονται και λειτουργούν αποτελεσματικά, να εκμεταλλεύονται στο έπακρο τη διανεμημένη παραγωγή ελαχιστοποιώντας, σε βαθμό εξάλειψης, ενδεχόμενους κινδύνους από τη λειτουργίας τους.

4.5 Οφέλη και κόστη των μικροδικτύων

Η σύνδεση των μονάδων μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων σε δίκτυα χαμηλής τάσης επιφέρει ένα πλήθος κοστών και οφελών των οποίων η ποσοτικοποίηση μερικές φορές δείχνει δύσκολη, επειδή δεν μπορούν όλες οι ποσότητες να προσδιοριστούν ξεχωριστά [23]. Επιπροσθέτως, η ποσοτικοποίηση ορισμένων κοστών και οφελών και ο επιμερισμός τους μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα δαπάνες μεγαλύτερες σε σχέση με την αποδοτική τους αξία. Συνεπώς, μόνο οι αξίες που συνδέονται με το μηχανισμό αγοράς πρέπει να ποσοτικοποιούνται. Επίσης, αφού υποθέτουμε ένα περιβάλλον αγοράς, η επίδραση της μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων στην οικονομική συμπεριφορά των δραστηριοτήτων ως κεντρική

παραγωγή ή η λιανική πώληση του ηλεκτρικού ρεύματος δεν είναι η αντίστοιχη. Είναι επίσης σημαντικό να διασαφηνιστεί ότι υπάρχει διάκριση μεταξύ των μελών του μικροδικτύου (κάτοχοι μονάδων μικροπαραγωγής και καταναλωτές) και των επιχειρησιακών μετόχων του μικροδικτύου (μέλη του μικροδικτύου, διαχειριστές δικτύων, προμηθευτές, καταναλωτές και κοινωνία). Ένα άλλο σημαντικό γεγονός είναι ότι όλη η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται μέσω μονάδων μικροπαραγωγής εγχέεται στο δίκτυο, ακόμα κι αν ο ίδιος ο κάτοχος της μονάδας μικροπαραγωγής είναι επίσης ένας καταναλωτής. Αυτή είναι η επικρατούσα κατάσταση αυτή τη στιγμή στην Ελλάδα με τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής. Αυτό απλοποιεί την ποσοτικοποίηση των κοστών και των οφελών και αποφεύγεται ο ενδεχόμενος λανθασμένος επιμερισμός τους. Επίσης, υποθέτουμε ότι όλη η εγχεόμενη ενέργεια στο δίκτυο χαμηλής τάσης καταναλώνεται σε αυτό το δίκτυο. Αυτή είναι μία λογική υπόθεση τουλάχιστον κατά την αρχική περίοδο ανάπτυξης της μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων.

4.5.1 Οφέλη της μικροπαραγωγής (μG)

4.5.1.1 Τιμή ηλεκτρικής ενέργειας

Το πρώτο είδος οφελών που μπορούν να προκύψουν από τη μικροπαραγωγή έχουν να κάνουν με την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από αυτή. Αφού υποθέτουμε ότι η ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από τη μικροπαραγωγή εγχέεται στο δίκτυο και αγοράζεται από τον συμφωνημένο προμηθευτή, η οικονομική αξία αυτού του οφέλους εξαρτάται από το κόστος της απόκτησης της ηλεκτρικής ενέργειας από αυτή την οντότητα. Αυτό το κόστος τείνει να μεταβάλλεται στο χρόνο αντανακλώνοντας τις μεταβολές των τιμών στην αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας. Κατά συνέπεια, η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από τη μικροπαραγωγή επίσης τείνει να μεταβάλλεται στο χρόνο. Επιπλέον, η ενέργεια που παράγεται από διαφορετικές τεχνολογίες μικροπαραγωγής επίσης μεταβάλλεται στο χρόνο. Για να εξηγήσουμε καλύτερα αυτές τις μεταβολές, το έτος διαιρέθηκε σε ορισμένες περιόδους p και κάθε χαρακτηριστική ημέρα από κάθε ετήσια περίοδο διαιρέθηκε σε περιόδους h (ώρες αιχμής, ώρες μέσης ζήτησης και ώρες χαμηλής ζήτησης). Σε αυτές τις περιπτώσεις, το συνολικό ετήσιο όφελος που προκύπτει από την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από μία συγκεκριμένη τεχνολογία μικροπαραγωγής, εκφρασμένη σε (€/kW έτος), δίνεται από τη σχέση

$$B_w = \sum_p \sum_h N_p^h F_p^h V_p^h \quad (4.1)$$

όπου N_p^h είναι ο αριθμός των ωρών της ετήσιας περιόδου p και ημερήσιας περιόδου

h , F_p^h είναι ο συντελεστής ικανότητας για τις ίδιες περιόδους και V_p^h είναι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

4.5.1.2 Αποφευγόμενες απώλειες

Οι αποφευγόμενες, σχετικά με τη ζήτηση, απώλειες που προκύπτουν από τις μειώσεις της ροής φορτίου του δικτύου που οφείλονται στη μG είναι άλλο ένα σημαντικό όφελος που πρέπει να ληφθεί υπόψη. Η τιμή των αποφευγομένων απωλειών πρέπει να συνδέεται άμεσα με τις απώλειες του συστήματος που πρόκειται να προκληθούν από τους χρήστες του δικτύου. Συχνά οι απώλειες επιμερίζονται στους χρήστες του δικτύου μέσα από τη χρήση των παραγόντων ρύθμισης απωλειών (loss adjustment factors – LAF), οι οποίοι συνήθως ορίζονται για διαφορετικά επίπεδα τάσης και για διαφορετικές περιόδους όπως [24]

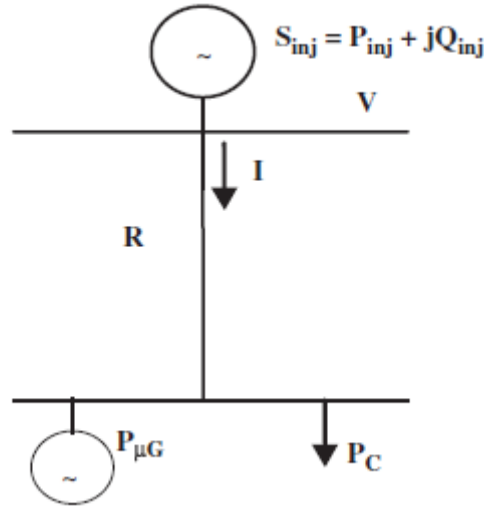
$$\gamma^h = \frac{p^h}{P_C^h} = \frac{P_f + P_v^h}{P_C^h} \quad (4.2)$$

όπου p^h είναι οι συνολικές ετήσιες απώλειες του δικτύου σε περίοδο h , P_C^h η συνολική ετήσια ζήτηση στην ίδια περίοδο, p_f και p_v^h είναι οι τιμές των απωλειών μη ζήτησης και των απωλειών σχετικών με τη ζήτηση αντίστοιχα σε περίοδο h .

Υποθέτοντας ένα μοντέλο όπως αυτό στο σχήμα 7 οι σχετικές με τη ζήτηση απώλειες μπορούν να προκύψουν από τη σχέση

$$p_v = R \left(\frac{S_{ing}}{V} \right)^2 = \alpha P_{ing}^2 \quad \text{με} \quad \alpha = \frac{R(1 + tg^2 \varphi)}{V^2} \quad (4.3)$$

όπου $S_{inj} = P_{inj} + jQ_{inj}$ είναι η φαινόμενη ισχύς που εγχέεται στο δίκτυο, R η ισοδύναμη αντίσταση δικτύου, V η τάση του ζυγού από όπου εγχέεται η ισχύς και θεωρείται σταθερή και $\cos \varphi$ ο συντελεστής ισχύος που επίσης θεωρείται σταθερός.



ΣΧΗΜΑ 7: ΜΟΝΤΕΛΟ ΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΤΟΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ ΤΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ

Η σχέση (4.3) μπορεί να ξαναγραφεί ως συνάρτηση της ζήτησης P_C :

$$p_v = \frac{-2\alpha P_C + 1 - \sqrt{-4\alpha P_C + 1}}{2\alpha} \quad (4.4)$$

Σε αυτή τη σχέση, η τιμή των βελτιωμένων απωλειών του δικτύου περιλαμβάνεται στο P_C . Με βάση την (4.4), μία έκφραση για τον συντελεστή αποφευγομένων απωλειών (δ) είναι

$$\delta = \frac{dp_v}{dP_{\mu G}} = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 - 4\alpha(P_C - P_{\mu G})}} \quad (4.5)$$

Θεωρώντας μία αρχική κατάσταση λειτουργίας με $P_{\mu G} = 0$, η σχέση (4.5) μπορεί να ξαναγραφεί έτσι ώστε να δειχθεί η σχέση μεταξύ δ και γ :

$$\delta_j^h = 1 - \frac{1 + \gamma_j^h}{\sqrt{\gamma_j^{h^2} + 2\gamma_j^h(2\xi_j - 1) + 1}} \quad (4.6)$$

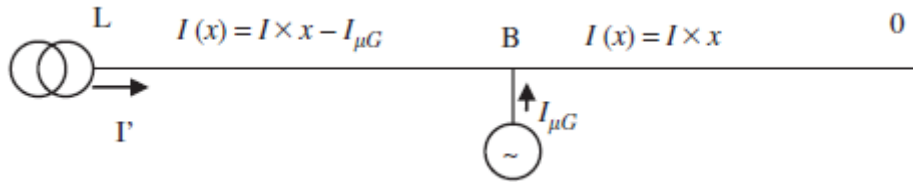
όπου $\xi = p_f / p$ είναι το κλάσμα των αρχικών μη σχετικών με τη ζήτηση απωλειών και το j αντιπροσωπεύει το επίπεδο δικτύου.

Η εξίσωση (4.6) προέκυψε θεωρώντας ότι η ροή της ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από τη μικροπαραγωγή περιορίζεται στα δίκτυα χαμηλής τάσης και μπορεί να εφαρμοστεί μόνο στα ανάντη δίκτυα. Όσον αφορά τα δίκτυα χαμηλής τάσης, μία διαφορετική προσέγγιση ώστε να ποσοτικοποιηθούν οι αποφευγόμενες απώλειες πρέπει να χρησιμοποιηθεί αφού η ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από

τη μικροπαραγωγή μπορεί να ρέει σε αυτά τα δίκτυα. Μία αναλυτική μέθοδος μπορεί να εφαρμοστεί, που επιτρέπει να λάβουμε υπόψη τη μεταβλητότητα των αποφευγομένων απωλειών, όπως προκύπτει από τον αριθμό, το μέγεθος και την τοποθεσία των μικρογεννητριών, όπως επίσης από το είδος της κατανομής ζήτησης στα δίκτυα χαμηλής τάσης [25]. Οι απώλειες σε ένα βρόχο χαμηλής τάσης, θεωρώντας ότι το ρεύμα ζήτησης είναι ομοιόμορφα κατανομημένο σε αυτό, μπορούν να προκύψουν από τη σχέση

$$p(0) = \int_0^L (Ix)^2 r dx = \frac{rI^2 L^3}{3} = \frac{RI^2}{3} \quad (4.7)$$

όπου r είναι η ανά μονάδα μήκους αντίσταση του βρόχου, L το μήκος, I το ανά μονάδα μήκους ρεύμα ζήτησης, R είναι η συνολική αντίσταση του βρόχου και I' είναι το συνολικό ρεύμα που εγχέεται στον βρόχο.



ΣΧΗΜΑ 8: ΕΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΙΚΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (μG)

Θεωρώντας τώρα ότι ένα σύστημα μικροπαραγωγής είναι συνδεδεμένο σε ένα συγκεκριμένο σημείο (B) ενός δικτύου χαμηλής τάσης (Σχήμα 8), οι απώλειες γίνονται

$$p = \int_0^B (Ix)^2 r dx + \int_B^L (Ix - I_{\mu G})^2 r dx = p(0) - R[I' I_{\mu G} (1 - b^2) - I_{\mu G}^2 (1 - b)] \quad (4.8)$$

όπου $b = B/L$ και $I_{\mu G}$ είναι το ρεύμα που προέρχεται από τη μικροπαραγωγή.

Η τιμή των αποφευγομένων απωλειών εξαιτίας ενός συστήματος μικροπαραγωγής, ως ποσοστό των αρχικών απωλειών, δίνεται από τη σχέση

$$\frac{P_{av}}{p(0)} = 3[(1 - b^2)f - (1 - b)f^2] \quad (4.9)$$

όπου $f = I_{\mu G}/I'$.

Ας σημειωθεί ότι το σύστημα μικροπαραγωγής μπορεί να βρίσκεται σε οποιοδήποτε σημείο του δικτύου χαμηλής τάσης. Επιπλέον, δεν υπάρχει λόγος να πιστεύουμε ότι κάποια σημεία είναι πιο πιθανά από κάποια άλλα. Έτσι, η αναμενόμενη τιμή των αποφευγομένων απωλειών μπορεί να προσδιοριστεί

θεωρώντας μία ομοιόμορφη κατανομή πυκνότητας πιθανότητας για την θέση b της μονάδας μικροπαραγωγής

$$p_{av}^{exp} = \int_0^1 \frac{p_{av}}{p(0)}(b)db = 2f - \frac{3f^2}{2} \quad (4.10)$$

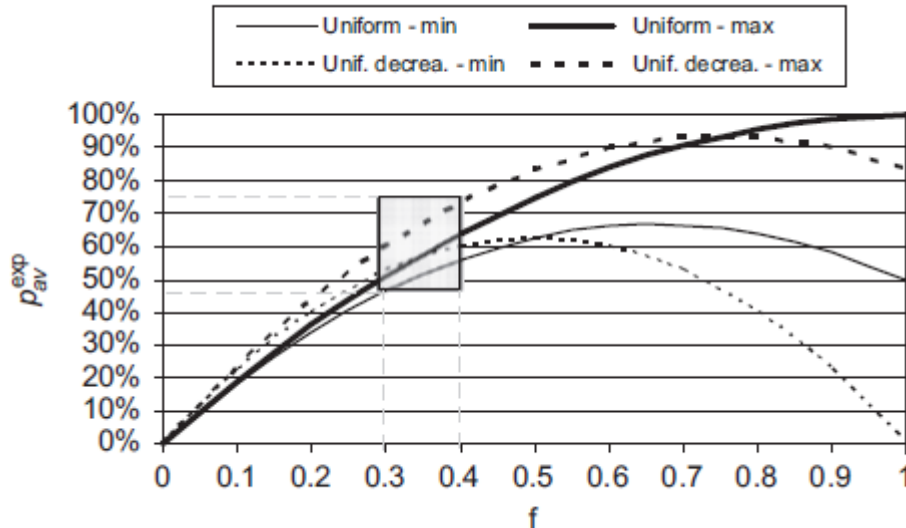
Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, οι αναμενόμενες αποφευγόμενες απώλειες εξαρτώνται από τον αριθμό των συστημάτων μικροπαραγωγής που συνδέονται σε ένα βρόχο χαμηλής τάσης και στον τρόπο διανομής του ρεύματος φορτίου. Για να καταλάβουμε αυτές τις επιρροές, οι αναλυτικές εκφράσεις που εφαρμόζονται σε ένα διαφορετικό αριθμό μικρογεννητριών και στη διανομή του ρεύματος φορτίου προέκυψαν [25] και παρουσιάζονται στον πίνακα 3:

	Uniformly distributed load	Uniformly decreasing load
One microgenerator	$\frac{p_{av}}{p(0)} = 3[(1-b^2)f - (1-b)f^2]$ $b^{opt} = \frac{f}{2}$ $p_{av,f}^{max} = \frac{3}{4}(f-2)^2$ $p_{av,b}^{max} = \frac{3}{4}(b+1)^2(1-b)$ $b = \frac{1}{3} \quad f = \frac{2}{3} \quad p_{av}^{max,abs} = \frac{8}{9}$ $p_{av}^{exp} = 2f - \frac{3f^2}{2}$ $f = \frac{2}{3} \quad p_{av,max}^{exp} = \frac{2}{3}$	$\frac{p_{av}}{p(0)} = 5\left[\frac{2}{3}(1-b^3)f - (1-b)f^2\right]$ $b^{opt} = \sqrt{\frac{f}{2}}$ $p_{av,f}^{max} = \frac{5}{3}(2f+f^2(\sqrt{2f}-3))$ $p_{av,b}^{max} = \frac{5}{9}(1-b)(b^2+b+1)^2$ $b = \frac{1}{10}(1+\sqrt{21}) \quad f = 0.6233 \quad p_{av}^{max,abs} = 85.81\%$ $p_{av}^{exp} = \frac{5}{2}(f-f^2)$ $f = \frac{1}{3} \quad p_{av,max}^{exp} = 62,5\%$
Two microgenerators	$\frac{p_{av}}{p(0)} = 3[(1-b^2v - (1-v)c^2)f - ((v^2-1)c - v^2b+1)f^2]$ $(b,c)^{opt} = (\frac{1}{2}vf, \frac{1}{2}(v+1)f)$ $p_{av,f,v}^{max} = 3\left(f - \frac{v^2f^3}{4} + \frac{vf^3}{4} + \frac{f^3}{4} - f^2\right)$ $v^{opt} = \frac{1}{2}$ $p_{av,f}^{max} = \frac{15f^3}{16} - 3f(f-1)$ $f = \frac{4}{5} \quad p_{av}^{max,abs} = \frac{24}{25}$ $p_{av}^{exp} = 2f - f^2\left(\frac{3}{2} + v^2 - v\right)$ $f = \frac{4}{5} \quad v = \frac{1}{2} \quad p_{av,max}^{exp} = \frac{4}{5}$ $\frac{p_{av}}{p(0)} = 2f - f^2$	$\frac{p_{av}}{p(0)} = 5\left[\frac{2}{3}f(v(c^3-b^3)+1-c^3)+f^2(v^2(b-c)+c-1)\right]$ $(b,c)^{opt} = \left(\sqrt{\frac{fv}{2}}, \sqrt{\frac{f(v+1)}{2}}\right)$ $p_{av,f,v}^{max} = \frac{5}{3}f\left(2 + \sqrt{2f^3v^5 - (v^2-1)\sqrt{2f^3(v+1)}} - 3f\right)$ $v^{opt} = \frac{b^2+cb+c^2}{3f}$ $p_{av,f}^{max} = \frac{5}{3}f\left(2 + 1,55\sqrt{f^3} - 3f\right)$ $f = 0,7684 \quad p_{av}^{max,abs} = 94,6\%$ $p_{av}^{exp} = \frac{5}{6}f(2fv(1-v) - 3(f-1))$ $f = \frac{3}{5} \quad v = \frac{1}{2} \quad p_{av,max}^{exp} = \frac{3}{4}$ $\frac{p_{av}}{p(0)} = \frac{5}{2}f - \frac{5}{3}f^2$

ΠΙΝΑΚΑΣ 3: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΓΙΑ ΟΜΟΙΟΜΟΡΦΑ ΚΑΤΑΝΕΜΗΜΕΝΟ ΚΑΙ ΟΜΟΙΟΜΟΡΦΑ ΜΕΙΟΥΜΕΝΟ ΡΕΥΜΑ ΦΟΡΤΙΟΥ

Ας σημειωθεί ότι, όσον αφορά την επιρροή των αριθμού των συστημάτων μικροπαραγωγής, η θεωρητική περίπτωση του ομοιόμορφα διανεμημένου συστήματος μικροπαραγωγής (το οποίο αντιστοιχεί στην πιο ευνοϊκή περίπτωση σχετικά με τη μείωση απωλειών) θεωρήθηκε ώστε να επιτρέψει την εξαγωγή πιο γενικών συμπερασμάτων από τα αποτελέσματα. Σχετικά με την επίδραση της διανομής του ρεύματος φορτίου βρέθηκαν οι εκφράσεις για το ομοιόμορφο και το ομοιόμορφα μειούμενο ρεύμα φορτίου. Η τελευταία διανομή επιλέχθηκε επειδή αντιστοιχεί σε μία κατάσταση όπου οι υποσταθμοί ΜΤ/ΧΤ βρίσκονται κοντά στα μεγαλύτερα φορτία. Προφανώς, μπορεί να βρεθούν οι εκφράσεις για οποιοδήποτε άλλο είδος διανομής ρεύματος φορτίου. Ας σημειωθεί ότι στον πίνακα 3, για την

περίπτωση των δύο συστημάτων, C είναι η θέση της δεύτερης μονάδας μικροπαραγωγής $c = C/L$, $I_{\mu G} = I_{\mu G1} + I_{\mu G2}$ και $\nu = I_{\mu G1}/I_{\mu G}$.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 9: ΜΕΓΙΣΤΕΣ ΚΙ ΕΛΑΧΙΣΤΕΣ ΤΙΜΕΣ ΤΩΝ ΑΝΑΜΕΝΟΜΕΝΩΝ ΑΠΟΦΕΥΓΟΜΕΝΩΝ ΑΠΩΛΕΙΩΝ

Η εκτίμηση των απωλειών χαμηλής τάσης, για γενικές δομές, μπορεί να γίνει χρησιμοποιώντας εκφράσεις που παρουσιάστηκαν προηγουμένως. Για να λογαριάσουμε τη μεταβολή της αναμενόμενης τιμής των αποφευγόμενων απωλειών εξαιτίας της αβεβαιότητας του αριθμού και της ισχύος των συστημάτων μικροπαραγωγής και του είδους της κατανομής φορτίου στα δίκτυα χαμηλής τάσης, μπορούν να προσδιοριστούν διαστήματα στις αποφευγόμενες απώλειες. Το διάγραμμα 9 απεικονίζει τις μέγιστες και τις ελάχιστες τιμές από τις αναμενόμενες αποφευγόμενες απώλειες για ομοιόμορφο ρεύμα φορτίου και για ομοιόμορφα μειούμενο ρεύμα φορτίου. Από αυτή την εικόνα μπορούμε να συμπεράνουμε ότι για μία προβλεπόμενη τιμή f σε ένα διάστημα $[0.3, 0.4]$ η αναμενόμενη τιμή των αποφευγόμενων απωλειών θα ανήκει στο διάστημα $[47\%, 73\%]$. Ας σημειωθεί ότι αυτά τα όρια περιλαμβάνουν όλες τις μεταβολές που προκύπτουν από το επίπεδο διεύθυνσης της μικροπαραγωγής και από το είδος της κατανομής φορτίου στα δίκτυα χαμηλής τάσης. Για το παραπάνω παράδειγμα, χωρίς να λάβουμε υπόψη την επίδραση των μη σχετικών με το φορτίο απωλειών, ο συντελεστής των αποφευγόμενων απωλειών θα ανήκε στο διάστημα $\delta_{LV}^h \in [-0.47\gamma_{LV}^h; -0.73\gamma_{LV}^h]$.

Από τη στιγμή που προσδιορίζονται οι τιμές των συντελεστών των αποφευγόμενων απωλειών, τα συνολικά ετήσια οφέλη σχετικά με τις αποφευγόμενες απώλειες, που εκφράζονται σε (€/kW έτος), μπορούν να προκύψουν από τη σχέση

$$B_{L1} = \sum_p \sum_h N_p^h F_p^h \left(\prod_j (1 - \delta_j^h) - 1 \right) V_p^h \quad (4.11)$$

Ένα άλλο σημαντικό όφελος που μπορεί να προκύψει από τις αποφευγόμενες απώλειες έχει να κάνει με το οικονομικό κίνητρο ώστε να μειωθούν οι απώλειες που ορίζεται στον κανονισμό μερικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Για παράδειγμα, σε έναν κανονισμό ενδέχεται να υπάρξει ένα κίνητρο το οποίο επιβραβεύει ή τιμωρεί τον διαχειριστή διανομής, καθώς εξαρτάται στην πραγματική του τιμή των απωλειών σε σύγκριση με την τιμή αναφοράς, όπως φαίνεται στη σχέση

$$B_{L2} = V(L^* - L)E \quad (4.12)$$

όπου V είναι η οικονομική τιμή των απωλειών (€/kWh) που ορίζεται από τον ρυθμιστή, L^* είναι η τιμή αναφοράς των απωλειών σε ποσοστό ορισμένη από τον ρυθμιστή, L είναι η πραγματική τιμή των απωλειών και E είναι η συνολική παρεχόμενη ενέργεια από το δίκτυο.

4.5.1.3 Αποφευγόμενες Εκπομπές

Ένα άλλο σημαντικό όφελος που μπορεί να προκύψει από την μικροπαραγωγή έχει να κάνει με τις αποφευγόμενες εκπομπές στην ατμόσφαιρα, κυρίως όσον αφορά το διοξείδιο του άνθρακα (CO_2). Αυτά τα οφέλη προκύπτουν από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άλλη θέση και από τις αποφευγόμενες απώλειες. Στον υπολογισμό του οφέλους εκπομπών, πρέπει να γίνει μία διάκριση μεταξύ συνδυασμένης θερμότητας και ισχύος (CHP) και τεχνολογιών χωρίς CHP. Για ένα σύστημα χωρίς CHP, τα οφέλη μπορούν να προκύψουν από τη σχέση (σε €/kW έτος)

$$B_E = \sum_p \sum_h N_p^h F_p^h \prod_j (1 - \delta_j^h) R V_E \quad (4.13)$$

όπου R είναι η τιμή αναφοράς των εκπομπών και V_E είναι η συνολική οικονομική τιμή των αποφευγομένων εκπομπών.

Ας σημειωθεί ότι η τιμή αναφοράς των εκπομπών μπορεί να μεταβάλλεται στο χρόνο αντανακλώντας την ποικιλία των μέσων παραγωγής ηλεκτρική ενέργειας που χρησιμοποιούνται (για παράδειγμα, σε ορισμένα κράτη οι εκπομπές τείνουν να είναι λιγότερες το χειμώνα εξαιτίας της πιο εντατικής χρήσης των υδροηλεκτρικών σταθμών).

Για ένα σύστημα μικροσυμπαραγωγής, οι αποφευγόμενες απώλειες πρέπει να υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψη ένα λέβητα αναφοράς που θα χρησιμοποιείτο για να παραχθεί θερμική ενέργεια αν το σύστημα μικροσυμπαραγωγής δεν χρησιμοποιείτο. Έτσι, θεωρώντας ότι τα συστήματα μικροσυμπαραγωγής οδηγούνται πάντα από τη θερμότητα, τα οφέλη είναι (σε €/kW έτος)

$$B_E = \sum_p \sum_h N_p^h F_p^h \left(\prod_j (1 - \delta_j^h) R - \frac{\eta_{th}}{\eta_e} \left(\frac{1}{\eta_{th}} - \frac{1}{\eta_b} \right) e \right) V_E \quad (4.14)$$

όπου η_e και η_{th} είναι αντίστοιχα η ηλεκτρική και η θερμική αποδοτικότητα του συστήματος μικροσυμπαραγωγής, η_b είναι η θερμική αποδοτικότητα του λέβητα αναφοράς και e είναι οι συνολικές εκπομπές καυσίμου.

4.5.1.4 Αναβολή επένδυσης δικτύων

Ένα άλλο σημαντικό όφελος που προκύπτει από τη μικροπαραγωγή είναι η ενδεχόμενη αποφυγή κοστών που συνδέονται με τις επενδύσεις οι οποίες σχετίζονται με την αύξηση φορτίου, που είναι έξοδα απόκτησης και εγκατάστασης νέου εξοπλισμού ή αναβάθμισης υπάρχοντος εξοπλισμού για καλύτερη ικανότητα έτσι ώστε να καλυφθεί το προβλεπόμενο μέγιστο φορτίο. Μερικές μεθοδολογίες για τον υπολογισμό των αποφευγόμενων κοστών που προκύπτουν από την αναβολή της επένδυσης δικτύων έχουν προταθεί σε ειδική βιβλιογραφία ώστε να εφαρμοστούν σε προγράμματα διαχείρισης ζήτησης και στη διεσπαρμένη παραγωγή [26]. Οι επικρατούσες μέθοδοι βασίζονται στην τιμή της αναβολής επένδυσης ήτοι η μέθοδος παρούσας αξίας (ΠΑ) [26]. Σε αυτές τις μεθόδους, η τιμή αναβολής μπορεί να βρεθεί από τη σχέση

$$\Delta PV = \sum_{k=1}^N \left[1 - \frac{1}{(1+i)^{\Delta t_k}} \right] \frac{I_k}{(1+i)^k} \quad (4.15)$$

όπου N είναι η περίοδος μελέτης σε έτη, I_k είναι η επένδυση κεφαλαίων που σχετίζεται με την αύξηση φορτίου, Δt_k είναι ο χρόνος αναβολής και i είναι το επιτόκιο.

Η αυθεντική μέθοδος παρούσας αξίας υπολογίζει το αποφευγόμενο κόστος από την αναβολή του πλάνου επένδυσης σχετικά με την αύξηση του φορτίου για ένα χρόνο. Προφανώς, αυτή η περίοδος αναβολής μπορεί να υποθεθεί αν η μείωση στην αύξηση του φορτίου αιχμής (δL_k) είναι τουλάχιστον ίση με την αναμενόμενη αύξηση φορτίου (ΔL_k). Παρ' όλα αυτά, όταν $\delta L_k < \Delta L_k$, ο χρόνος αναβολής που

χρησιμοποιείται στην εξίσωση (4.15) είναι ένα κλάσμα της χρονιάς που αντιστοιχεί στο λόγο $\delta L_k / \Delta L_k$ [26]. Αν είναι δυνατόν, η χρήση ενός μη ακέραιου χρόνου αναβολής δεν είναι συνεπής με το σύστημα μεθόδων πρόβλεψης, όπου η αναβολή των επενδύσεων συμβαίνει σε έναν ακέραιο αριθμό ετών [26]. Οπότε, αν το επίπεδο διείσδυσης της μικροπαραγωγής είναι τέτοιο ώστε η τιμή δL_k που προκύπτει από τη λειτουργία της είναι μικρότερη από την ΔL_k , η έκφραση (4.15) δεν είναι κατάλληλη ώστε να υπολογιστούν τα κόστη της αποφευγομένης μεταφοράς και διανομής. Έχει παρουσιαστεί μία μεθοδολογία [26] που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να υπολογιστούν τα αποφευγόμενα κόστη μεταφοράς και διανομής που προκύπτουν από μία κατάσταση όπου $\delta L_k < \Delta L_k$. Αυτή η μεθοδολογία βασίζεται στην εύρεση ότι μία μείωση φορτίου $0 < \delta L_k < \Delta L_k$ σε ένα έτος k θα προκαλούσε την αναβολή ενός έτους στο $\delta L_k / \Delta L_k \times 100\%$ των κεφαλαιακών επενδύσεων που σχετίζονται με την αύξηση φορτίου για αυτόν τον χρόνο. Ακολουθώντας αυτή την προσέγγιση, η έκφραση (4.15) μπορεί να ξαναγραφεί ως

$$\Delta PV = \left(1 - \frac{1}{(1+i)}\right) \sum_{k=1}^N \frac{\delta L_k}{\Delta L_k} \frac{I_k}{(1+i)^k} \quad (4.16)$$

Για μια γενική τεχνολογία μικροπαραγωγής, η τιμή του δL_k είναι μία συνάρτηση του συστήματος παραγωγής στις ώρες αιχμής. Υποθέτοντας ότι μία γενική τεχνολογία μG έχει συντελεστή ικανότητας F στις ώρες αιχμής, η έκφραση (4.16) γίνεται

$$\Delta PV = \left(1 - \frac{1}{(1+i)}\right) \sum_{k=1}^N \frac{F \times P_{inst}}{\Delta L_k} \frac{I_k}{(1+i)^k} \quad (4.17)$$

όπου P_{inst} είναι η εγκατεστημένη ισχύς της γενικής τεχνολογίας μικροπαραγωγής.

Το συνολικό αποφευγόμενο κόστος (C_{av}) εκφρασμένο ως συνάρτηση της εγκατεστημένης ισχύος ($\text{€}/kW_{inst}$) δίνεται από τη σχέση

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^N \frac{C_{av}}{(1+i)^k} P_{inst} &= \left(1 - \frac{1}{(1+i)}\right) \sum_{k=1}^N \frac{F \times P_{inst}}{\Delta L_k} \frac{I_k}{(1+i)^k} \\ C_{av} &= \frac{\left(1 - \frac{1}{(1+i)}\right) \sum_{k=1}^N (F / \Delta L_k) \left(I_k / (1+i)^k\right)}{\sum_{k=1}^N \left(1 / (1+i)^k\right)} \end{aligned} \quad (4.18)$$

Ένα σημαντικό ζήτημα στο υπολογισμό της τιμής C_{av} μπορεί να είναι η επίδραση της μορφής της μείωσης φορτίου (δL_k) που παράγεται από τα συστήματα μικροπαραγωγής κατά την περίοδο της μελέτης. Στην πραγματικότητα, η συνεισφορά μίας συγκεκριμένης τεχνολογίας μικροπαραγωγής στη μείωση της αιχμής φορτίου αλλάζει στην πάροδο του χρόνου. Αυτό συμβαίνει επειδή ο συντελεστής χρήσης των τεχνολογιών μικροπαραγωγής υπαγορεύεται από τις συγκεκριμένες συνθήκες. Αυτή η αβεβαιότητα μπορεί να περιληφθεί στο μοντέλο χρησιμοποιώντας μία συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατάλληλη να αντιπροσωπεύσει τις πιθανές τιμές που μπορούν να παρατηρηθούν σε διάστημα F ετών. Όσον αφορά το ΔL_k , οι τιμές του μπορούν να προβλεφθούν με τη χρήση του αναμενόμενου ποσοστιαίου ρυθμού αύξησης φορτίου r , ώστε

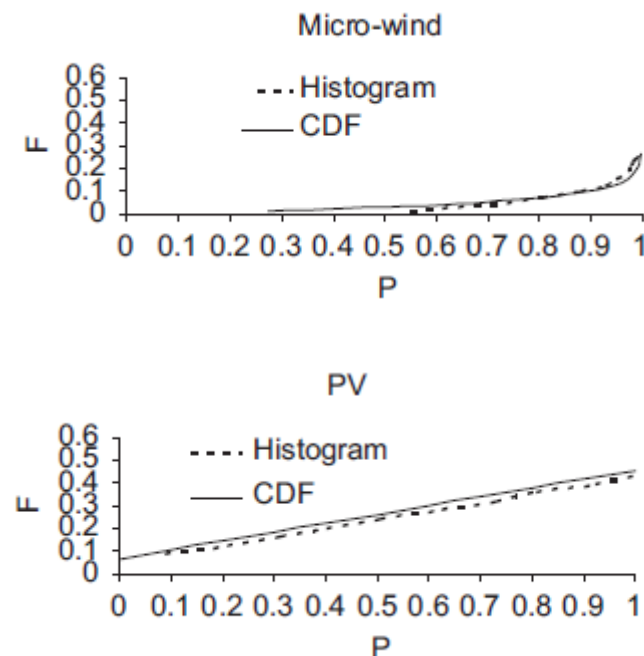
$$\Delta L_k = P_0 (1+r)^{k-1} r \quad (4.19)$$

όπου P_0 είναι η ισχύς αιχμής στην αρχή της περιόδου μελέτης.

4.5.1.5 Επάρκεια παραγωγής

Ένα άλλο σημαντικό όφελος που μπορεί να προκύψει από τη μικροπαραγωγή συνδέεται με την ανάγκη να διασφαλίσουμε ότι μία επαρκής ικανότητα παραγωγής θα είναι διαθέσιμη ως αξιόπιστη προμήθεια. Σε μία αναδιαρθρωμένη βιομηχανία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ο παραδοσιακός κεντρικός σχεδιασμός παραγωγής τείνει να υποκατασταθεί από τους μηχανισμούς της αγοράς. Ωστόσο, η εμπειρία των τελευταίων ετών δείχνει ότι φαίνεται οι μηχανισμοί αυτοί δεν είναι σε θέση να εξασφαλίσουν την επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής [27]. Ο δυνητικός θετικός αντίκτυπος της μικροπαραγωγής σχετικά με τη διασφάλιση της επάρκειας της παραγωγικής ικανότητας θα πρέπει να αξιολογείται και, κατά περίπτωση, να αποτιμάται σε χρήμα. Μια πιθανή προσέγγιση για την επίτευξη του στόχου αυτού είναι να χρησιμοποιηθεί μια μεθοδολογία που βασίζεται σε προσομοίωση Monte-Carlo (MCS) για τη σύγκριση των δεικτών επάρκειας μιας υπόθεσης βάσης χωρίς μικροπαραγωγή με τους δείκτες που σχετίζονται με διάφορες διεισδύσεις των διάφορων τεχνολογιών μικροπαραγωγής (μικροσυμπαγωγή, φωτοβολταϊκά, μικροαιολικά). Η μεθοδολογία αυτή πρέπει να λαμβάνει υπόψη τις εποχικές και ημερήσιες συσχετίσεις μεταξύ φορτίου και του προφίλ παραγωγής συστημάτων μικροπαραγωγής (που επηρεάζονται από κρίσιμα ζητήματα). Η μεθοδολογία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να αναλύσει έναν αριθμό πιθανών τυπικών καταστάσεων, δηλαδή να εξαχθούν συμπεράσματα για την ευαισθησία των αποτελεσμάτων σε παραμέτρους όπως η αρχική αξιοπιστία του συστήματος, ο αριθμός και η διάσταση των μονάδων μικροπαραγωγής, το είδος της τεχνολογίας,

κλπ. Τα ακόλουθα στοιχεία αποδεικνύουν τα αποτελέσματα που προέκυψαν για ένα δοκιμαστικό σύστημα για τα δεδομένα του φορτίου. Το συμβατικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας μοντελοποιήθηκε υποθέτοντας ένα σύνολο 400MW θερμικών μονάδων, με αναγκαστικό ποσοστό διακοπής (FOR) ίσο με το 5%. Προκειμένου να ληφθούν υπόψη οι εποχικές και ημερήσιες συσχετίσεις μεταξύ φορτίου και το προφίλ παραγωγής συστημάτων μικροπαραγωγής 24 περίοδοι ορίστηκαν για να αντιστοιχούν σε έξι ημέρες και τέσσερις ετήσιες περιόδους. Για κάθε περίοδο, τα φωτοβολταϊκά και η μικροηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια επιτυγχάνονται με τη χρήση της αντίστροφης μεθόδου μετασχηματισμού και των κατάλληλων συναρτήσεων αθροιστικής κατανομής πιθανότητας (CDF) που χαρακτηρίζουν τον παράγοντα χρησιμοποίησης (F) κάθε τεχνολογίας μικροπαραγωγής [28].

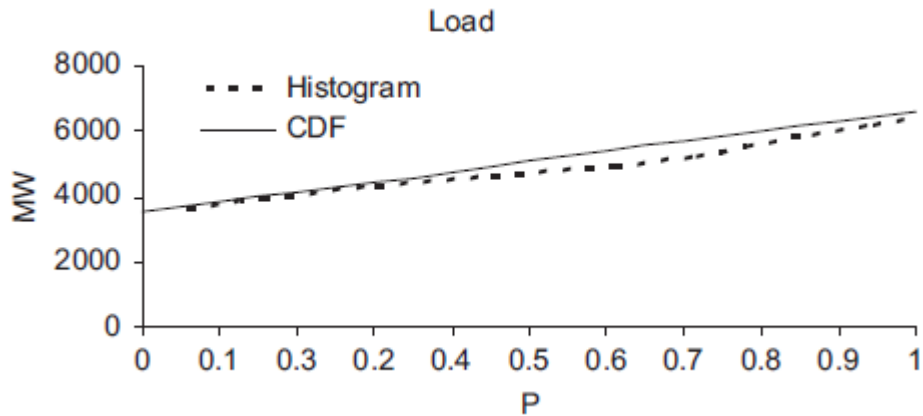


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 10: ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗ ΑΘΡΟΙΣΤΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΑΣ ΓΙΑ ΜΙΚΡΟΑΙΟΛΙΚΑ ΚΑΙ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

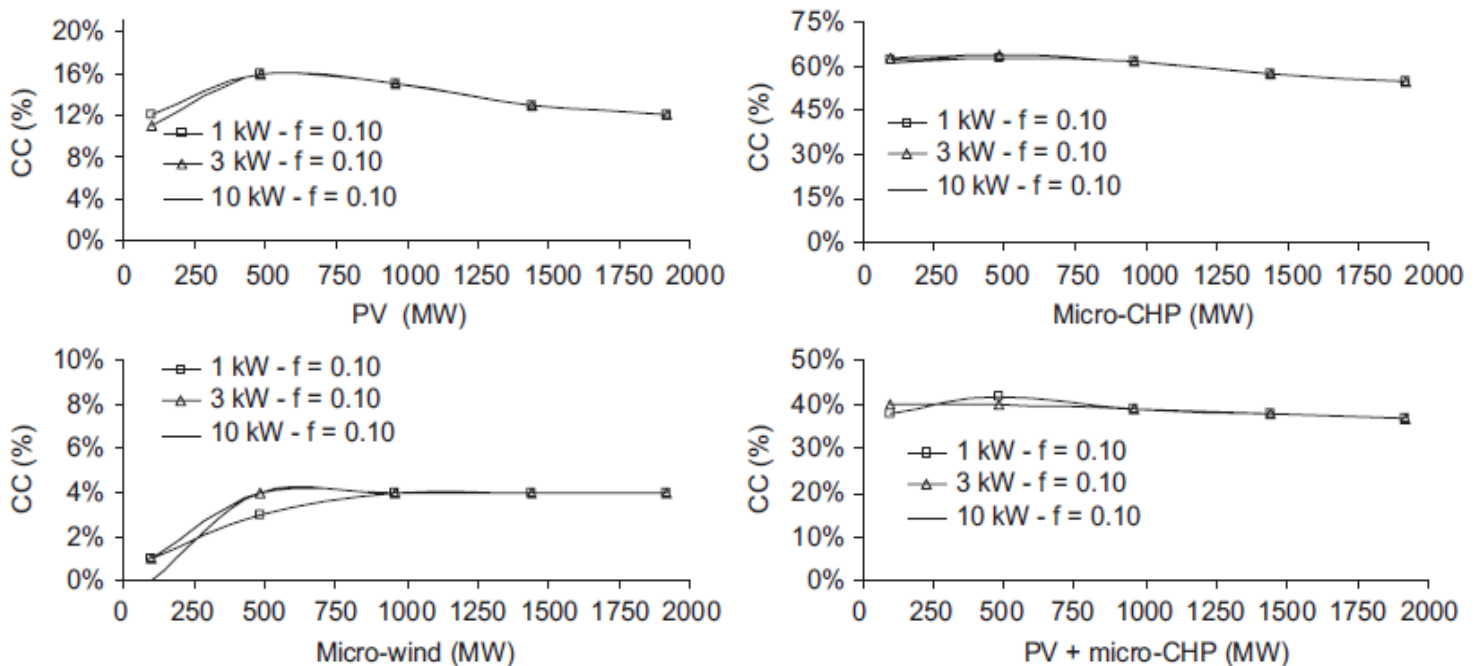
Το διάγραμμα 10 δείχνει παραδείγματα αντίστροφων CDF για μικροαιολικά και φωτοβολταϊκά συστήματα που χρησιμοποιούνται για την καθημερινή περίοδο μεταξύ 7:30 π.μ. και 9:30 π.μ. της καλοκαιρινής ετήσιας περιόδου.

Όσον αφορά τα συστήματα μικροσυμπαγωγής, η μεγαλύτερη προβλεψιμότητα τους επιτρέπει τη χρήση μίας τυπικής τιμής για το F (για την προηγούμενη περίοδο ήταν ίση με 20%). Όσον αφορά το φορτίο, 24 αθροιστικές κατανομές πιθανότητας χρησιμοποιήθηκαν για να χαρακτηρίσει τη συμπεριφορά τους στο χρόνο. Το διάγραμμα 11 δείχνει το αντίστροφο της αθροιστικής κατανομής

πιθανότητας που χρησιμοποιήθηκε για την προαναφερθείσα περίοδο.



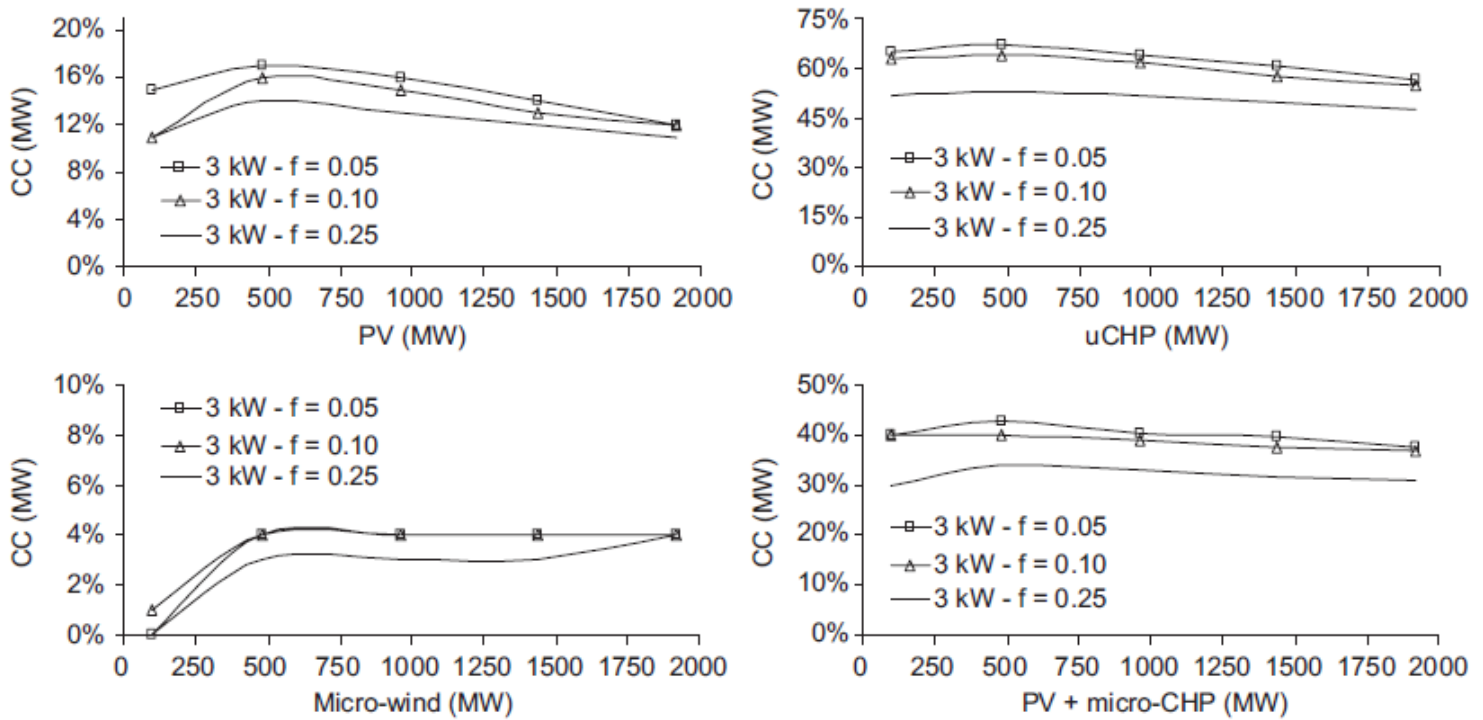
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΙΙ: ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗ ΑΘΡΟΙΣΤΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΦΟΡΤΙΟΥ



ΣΧΗΜΑ 9: ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΑΤΟΜΙΚΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΣΤΟΝ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ

Οι προσομοιώσεις που δείχνουν ότι ο συντελεστής ικανότητας (CC) που αποδίδεται στις μονάδες μικροπαραγωγής ελαφρώς επηρεάζονται από την ατομική ικανότητα των μικρογεννητριών όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 9. Ας σημειωθεί ότι η f είναι η πιθανότητα αστοχίας των μικρογεννητριών. Ο συντελεστής ικανότητας ορίζεται ως ο λόγος της ικανότητας του συμβατικού συστήματος ισχύος που μπορεί να κατασταλεί παραμένοντας σύστημα με την ίδια απώλεια αναμενόμενου φορτίου

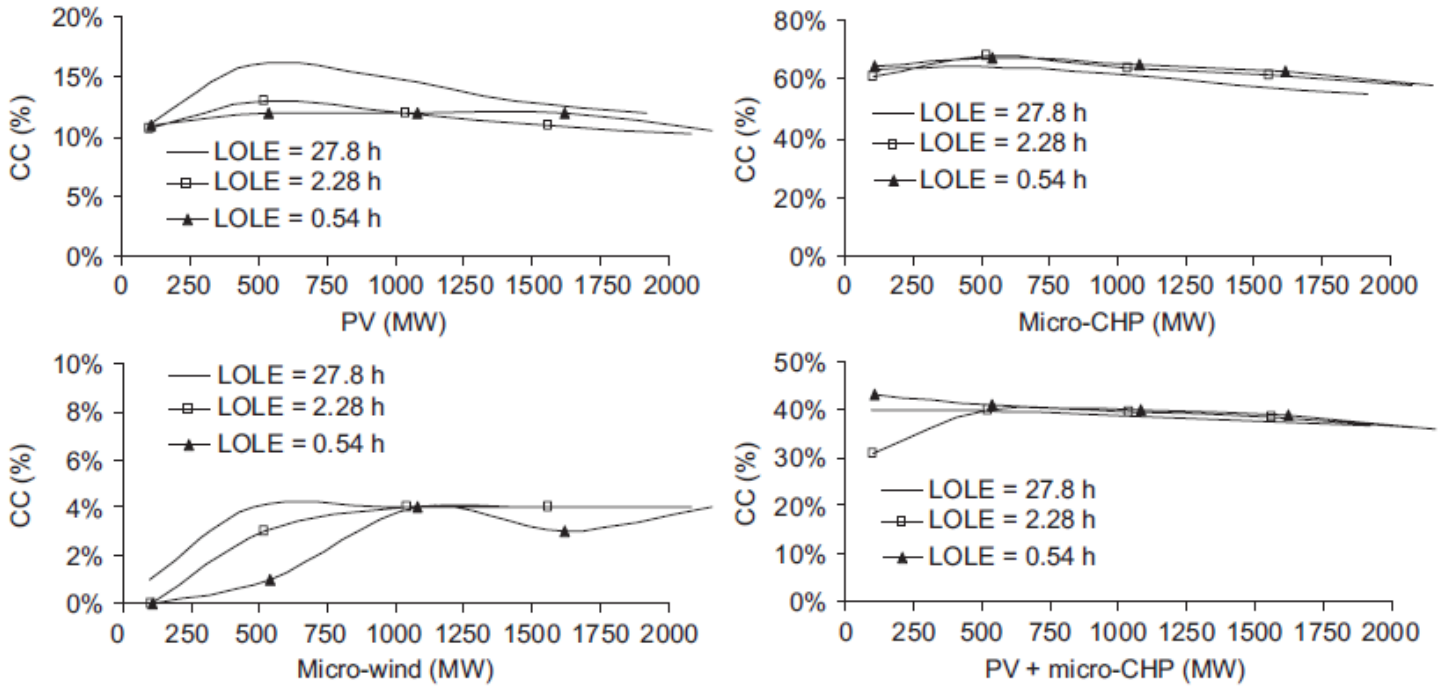
(Lole) και την ίδια συνολική εγκατεστημένη ισχύ της μικροπαραγωγής που προστέθηκε στο σύστημα. Το σχήμα 10 δείχνει την επίδραση της πιθανότητας αποτυχίας των μικρογεννητριών στον συντελεστή ικανότητας, η οποία είναι πιο σημαντική από εκείνη που οφείλεται στην ατομική ικανότητα των μικρογεννητριών. Παρ'όλα αυτά, αυτή η επιρροή τείνει να είναι περιορισμένη.



ΣΧΗΜΑ 10: ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΑΤΟΜΙΚΗΣ ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΑΣ ΑΠΟΤΥΧΙΑΣ ΣΤΟΝ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ

Προκειμένου να αξιολογηθεί η επίδραση των αρχικών δεικτών αξιοπιστίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, μερικές μελέτες έχουν γίνει με διαφορετικές τιμές από το αρχική αναμενόμενη απώλεια φορτίου (27,8, 2,28, και 0,54 h). Το σχήμα 11 δείχνει τα σχετικά αποτελέσματα, τα οποία επιτρέπουν να συμπεράνουμε ότι αυτή η επιρροή τείνει να είναι περιορισμένη.

Η μεθοδολογία που παρουσιάζεται και τα αποτελέσματα επιτρέπουν τον ποσοτικό προσδιορισμό του συντελεστή ικανότητας που αποδίδεται στις διαφορετικές τεχνολογίες μικροπαραγωγής. Αυτός ο συντελεστής ικανότητας μπορεί στη συνέχεια να μετατραπεί σε ένα οικονομικό όφελος (B_{CC}) που προκύπτει από τη μικροπαραγωγή.



ΣΧΗΜΑ 11: ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΗΣ ΑΡΧΙΚΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΣΤΟΝ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ

4.5.2 Οφέλη των μικροδικτύων

4.5.2.1 Αυξημένη αξιοπιστία για τους συμμετέχοντες στο μικροδίκτυο

Η ικανότητα των μικροδικτύων να λειτουργούν απομονωμένα από το κύριο δίκτυο μετά από ένα σφάλμα σε αυτό αποφέρει οφέλη στις εσωτερικούς μικροπαραγωγούς τα οποία προκύπτουν από την επιπλέον πώληση της ενέργειας [18]. Ένα σημαντικό θέμα εδώ είναι η ικανότητα μερικών συστημάτων μικροπαραγωγής να αυξάνουν την παραγωγή τους, όταν το μικροδίκτυο απομονώνεται. Εάν υποθεθεί ότι όλη η ηλεκτρική ενέργεια που προέρχεται από τη μικροπαραγωγή καταναλώνεται, η τιμή της ετήσιας παραγωγής που δεν χάνεται (V_{NLG}) των μονάδων μικροπαραγωγής γίνεται [29]

$$V_{NLG} = \sum_p \left(\sum_G \lambda_{up}^p (r_{up}^p - P_M T_a) \frac{W_G^p}{T_p} \times p_G - \Delta C_G^p \right) \quad (4.20)$$

όπου p_G είναι το όφελος της γεννήτριας G σε € / kWh (υπολογίζονται παρακάτω), ΔC_G^p είναι το κόστος που προκύπτει από τη γεννήτρια G στην περίοδο p προκειμένου να αυξήσει την παραγωγή της, όταν το μικροδίκτυο απομονώνεται. λ_{up}^p και r_{up}^p είναι

ο ρυθμός διακοπής και ο μέσος χρόνος αποκατάστασης του ανάντη δικτύου, W_G^p/T_p είναι η μέση ενέργεια που παράγεται από τη μικροπαραγωγή σε περίοδο p , P_M είναι η πιθανότητα του μικροδικτύου που αποτυγχάνει να απομονωθεί από το δίκτυο μέσης τάσης μετά από διακοπή, και T_a είναι ο μέσος χρόνος για την αποκατάσταση του μικροδικτύου μετά από μια πλήρη απενεργοποίηση.

Η ικανότητα των μικροδικτύων να απομονώνονται από το ανάντη δίκτυο προσφέρει επίσης οφέλη για τους εσωτερικούς τους καταναλωτές (ή τουλάχιστον σε ένα μέρος αυτών) με τη μείωση του αριθμού και της διάρκειας των διακοπών που υφίστανται [18]. Για ένα συγκεκριμένο μικροδίκτυο, το ετήσιο οικονομικό όφελος των καταναλωτών (V_{ANDE}) μπορεί να προκύψει από τη σχέση [29]

$$V_{ANDE} = \sum_C \sum_p \lambda_{up}^p (r_{up}^p - P_M T_a) \Gamma_C^p \times V_C^p \quad (4.21)$$

$$\begin{aligned} \Gamma_C^p = W_C^p & \quad \text{αν} \quad \frac{W_{G,T}^p}{T^p} - \sum_{i \in \Omega} W_i^p \geq W_C^p \\ \Gamma_C^p = \frac{W_{G,T}^p}{T^p} - \sum_{i \in \Omega} W_i^p & \quad \text{αν} \quad \frac{W_{G,T}^p}{T^p} - \sum_{i \in \Omega} W_i^p < W_C^p \end{aligned} \quad (4.22)$$

όπου $W_{G,T}^p/T^p$ είναι η μέση ισχύς που παράγεται από μονάδες μικροπαραγωγής σε περίοδο p , V_C^p είναι η μέση τιμή της αποφευγόμενης μη διανεμόμενης ενέργειας για τον C τύπο φορτίου σε περίοδο p , W_C^p είναι η μέση ισχύς που καταναλώνεται από το φορτίο C σε περίοδο p , και Ω είναι το σύνολο των φορτίων με υψηλότερη σειρά προτεραιότητας από το φορτίο i .

4.5.2.2 Γενικές βελτιώσεις αξιοπιστίας

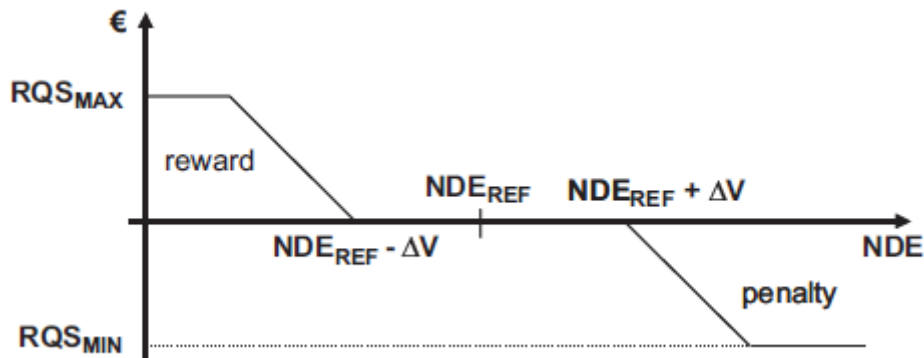
Η ικανότητα του μικροδικτύου να λειτουργεί ως ελεγχόμενο φορτίο (με τον χειρισμό του εσωτερικού του φορτίου και της παραγωγής του) και να εργάζεται απομονωμένα από το κύριο δίκτυο μπορεί να βοηθήσει τους φορείς εκμετάλλευσης του δικτύου διανομής, την επίτευξη αναδιάρθρωσης του δικτύου που, διαφορετικά, θα ήταν αδύνατη [18]. Ως συνέπεια αυτών των αναδιρθρώσεων, οι δείκτες αξιοπιστίας ορισμένων καταναλωτών οι οποίοι δεν ανήκουν σε κανένα μικροδίκτυο μπορεί να βελτιωθεί με αποτέλεσμα ένα οικονομικό όφελος V_{RC} [18]. Ας σημειωθεί ότι αυτά τα οφέλη τείνουν να εντοπιστούν από τους καταναλωτές των οποίων οι δείκτες αξιοπιστίας έχουν βελτιωθεί. Επιπλέον, ως αποτέλεσμα της βελτίωσης της αξιοπιστίας των καταναλωτών, θα εμφανιστεί η μείωση στην τιμή της ενέργειας που

δεν έχει διανεμηθεί και, ανάλογα με τον κανονισμό που ισχύει, η αύξηση των εσόδων των φορέων εκμετάλλευσης του δικτύου διανομής. Το όφελος αυτό μπορεί να υπολογίζεται με τη σχέση

$$V_{ANDE}^{DNO} = \Delta NDE \times V_{DE} \quad (4.23)$$

όπου ΔNDE είναι η αποφευγόμενη μη διανεμόμενη ενέργεια από το μικροδίκτυο (συμπεριλαμβανομένων των καταναλωτών του μικροδικτύου) και V_{DE} η τιμή μιας kWh.

Επίσης, ορισμένα οφέλη για τους φορείς εκμετάλλευσης του δικτύου διανομής που ενδέχεται να προκύψουν από την ποιότητα του κανονισμού σε ισχύ. Ας υποθέσουμε, για παράδειγμα, ένα μηχανισμό κινήτρων, ο οποίος επιτρέπει στον διαχειριστή δικτύου διανομής να ανταμειφθεί ή υποστεί κυρώσεις, σύμφωνα με το σύνολο της μη παραδοθείσας ενέργειας (NDE), όπως φαίνεται στο σχήμα 12.



ΣΧΗΜΑ 12: ΜΗΧΑΝΙΣΜΟΣ ΚΙΝΗΤΡΩΝ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ

Οι τιμές των NDE_{REF} , ΔV , RQS_{MAX} , και RQS_{MIN} καθορίζονται από τον κανονισμό και η τιμή της μη παραδοθείσας ενέργειας υπολογίζεται από τη σχέση

$$NDE = \frac{ED}{T} TIEPI \quad (4.24)$$

όπου ED είναι η ετήσια ενέργεια (kWh) που λήφθηκε από το δίκτυο διανομής μέσης τάσης και TIEPI είναι το αντίστοιχο χρονικό διάστημα διακοπής (h/έτος) της εγκατεστημένης ικανότητας στο δίκτυο μέσης τάσης, το οποίο υπολογίζεται από τη σχέση

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m ID_{ij} \times IP_j}{\sum_{j=1}^m IP_j} \quad (4.25)$$

όπου ID_{ij} είναι η διάρκεια της διακοπής i που επηρεάζει τον καταναλωτή j και IP_j είναι η εγκατεστημένη ισχύς του καταναλωτή j .

Η ύπαρξη των μικροδικτύων μπορεί να βοηθήσει τον διαχειριστή δικτύου διανομής να αποφύγει τις κυρώσεις ή να επιβραβευθεί, δεδομένου ότι, μετά από μια διακοπή μέσης τάσης, ορισμένοι καταναλωτές δεν διακόπτονται και, κατά συνέπεια, η συνολική αξία της μη διανεμομένης ενέργειας μειώνεται. Κατά συνέπεια υπάρχει ένα όφελος V_{RP} . Βέβαια, ο διαχειριστής διανομής θα ενδιαφέρεται να δει την εξέλιξη των μικροδικτύων σύμφωνα με την παρούσα κατάστασή τους σε σχέση με την γενική μη διανεμόμενη ενέργεια, αλλά ας σημειωθεί ότι η καθιέρωση περισσότερων μικροδικτύων μπορεί πάντα να αποτελέσει αφορμή για νέες επενδύσεις στην ποιότητα των παρεχόμενων υπηρεσιών.

Ένα άλλο θέμα που μπορεί να οριστεί με τον κανονισμό είναι οι κυρώσεις που πρέπει να καταβάλλονται απευθείας στους καταναλωτές, όταν δεν έχουν ολοκληρωθεί ορισμένα πρότυπα αξιοπιστίας. Ας υποθέσουμε ότι ο μηχανισμός που ορίζεται από την εξίσωση (4.26), το οποίο ορίζει ότι η ποινή πρέπει να καταβληθεί στον καταναλωτή, εάν είτε ο αριθμός ή η διάρκεια των διακοπών κατά τη διάρκεια του έτους υπερβαίνει τις τιμές αναφοράς. Όταν σημειώνεται υπέρβαση των δύο τιμών, η ποινή είναι η μεγαλύτερη τιμή.

$$C_I = (N_I - N_{ref}) F_C$$

$$C_D = (D_I - D_{ref}) P_C \times K_C \quad (4.26)$$

όπου C_I και C_D είναι, αντιστοίχως, οι κυρώσεις που οφείλονται στην υπέρβαση του αριθμού και της διάρκειας των διακοπών, N_I και D_I οι τιμές για τον αριθμό και τη διάρκεια των διακοπών κατά τη διάρκεια του έτους, N_{ref} και D_{ref} οι τιμές αναφοράς για τον αριθμό και τη διάρκεια των διακοπών, F_C και K_C είναι οι συντελεστές ποινής, και P_C είναι η συμβατική ισχύς από τον πελάτη.

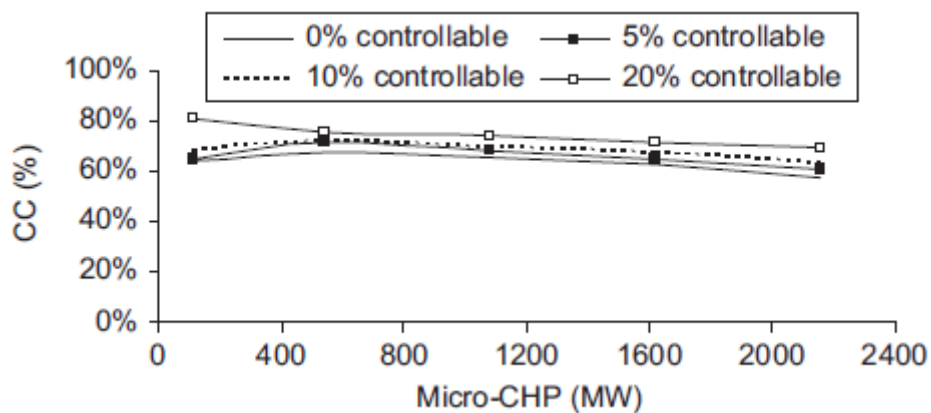
Δεδομένου ότι ένα μικροδίκτυο μπορεί να λειτουργήσει απομονωμένα, ο αριθμός των διακοπών και η διάρκειά τους τουλάχιστον σε ένα μέρος των καταναλωτών στο εσωτερικό του μπορεί να μειωθεί. Κατά συνέπεια, ένα όφελος (V_p), μπορεί να υπάρχει που απορρέει από την ενδεχόμενη μείωση της συνολικών κυρώσεων που καταβάλλονται στους καταναλωτές. Είναι σημαντικό να τονίσουμε ότι τα οφέλη αυτά που επιτυγχάνονται από την εταιρεία διανομής συμβαίνουν μόνο αν υπάρχει ένας σημαντικός αριθμός μεμονωμένων παραβιάσεων των προτύπων. Από την άλλη πλευρά, το ενδεχόμενο όφελος αυτού του είδους θα αντιστοιχεί στη μείωση των εσόδων για τους καταναλωτές που είχαν δικαίωμα να λάβουν την αποζημίωση. Αυτό δεν περιλήφθηκε στην έκφραση (4.21), επειδή ισχύει μόνο σε πελάτες που τους παρέχεται χαμηλή ποιότητα των υπηρεσιών, αλλά και μια λεπτομερής ανάλυση των ειδικών περιπτώσεων δεν πρέπει να αγνοήσει αυτή την πτυχή.

Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι τα οφέλη που προκύπτουν από τις γενικές βελτιώσεις αξιοπιστίας είναι δύσκολο να εκτιμηθούν. Για παράδειγμα, τα οφέλη που σχετίζονται με μεμονωμένες αποζημιώσεις εμφανίζονται μόνον εάν υπάρχει σημαντικός αριθμός μεμονωμένων παραβιάσεων των προτύπων, έτσι εκτίμησή τους δεν είναι απλή.

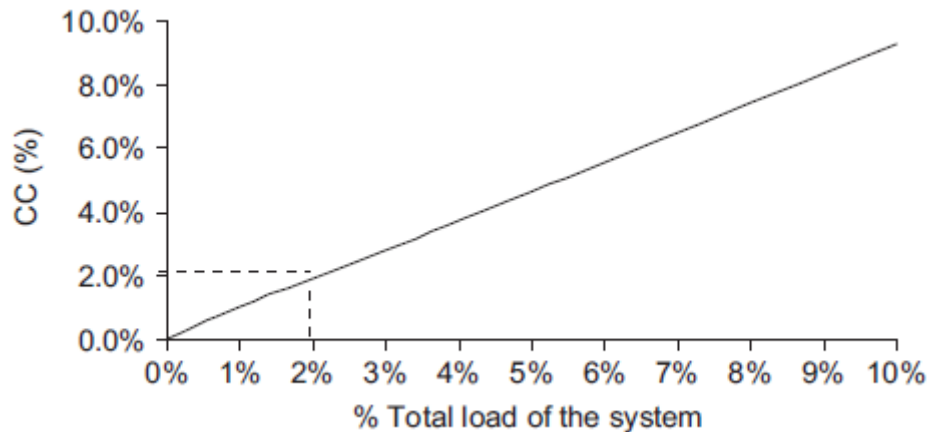
4.5.2.3 Αναβολή επενδύσεων δικτύων κι επάρκεια παραγωγής

Τα χαρακτηριστικά των μικροδικτύων, δηλαδή η ικανότητά τους να ελέγχουν τα εσωτερικά φορτία και τις γεννήτριες, καθιστά επίσης δυνατές τις δομές αυτές να συνεισφέρουν για την επάρκεια της παραγωγής και για την αναβολή των επενδύσεων μεταφοράς και διανομής που σχετίζονται με το φορτίο. Τα οφέλη αυτά εξαρτώνται από το μέγεθος του φορτίου και των μονάδων μικροπαραγωγής που ο κεντρικός ελεγκτής των μικροδικτύων μπορεί να διαχειρίζεται ενεργά.

Όσον αφορά τη μικροπαραγωγή, είναι σημαντικό να τονιστεί ότι μόνο τα συστήματα μικροσυμπαγωγής μπορούν αποτελεσματικά να ελεγχθούν όταν η παραγωγή των φωτοβολταϊκών και των μικροαιολικών συστημάτων επιβάλλεται από τη διαθεσιμότητα των πρωτογενών πόρων. Ακόμη και για τα συστήματα μικροσυμπαγωγής, μόνο εκείνα με ικανότητα να αποθηκεύουν θερμική ενέργεια θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά την αξιολόγηση της αναβολής των επενδύσεων και των οφελών στην επάρκεια της ηλεκτροπαραγωγής που προκύπτουν από την εγκατάσταση των μικροδικτύων. Σχετικά με τη διαχείριση φορτίου, τα οφέλη που εξαρτώνται από τη διανομή του εσωτερικού φορτίου που μπορεί να μετατοπιστεί από την περίοδο αιχμής σε περιόδους μειωμένης ζήτησης. Το διάγραμμα 12 παρουσιάζει την επιρροή των μικροδικτύων στον συντελεστή ικανότητας των συστημάτων μικροσυμπαγωγής όταν διαφορετικά ποσοστά των συστημάτων αυτών θεωρούνται ως ελεγχόμενα (για ένα σύστημα με αρχική αναμενόμενη απώλεια φορτίου 0.54h).



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 12: ΕΠΙΡΡΑΣΗ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΣΤΟΝ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΙΚΡΟΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 13: ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΤΟΥ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟΥ ΣΤΟΝ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΙΚΡΟΣΥΜΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Όσον αφορά τον έλεγχο του φορτίου, το διάγραμμα 13 δείχνει τους συντελεστές ικανότητας που αποδίδονται στα μικροδίκτυα όταν θεωρούν όλο και μεγαλύτερες ποσότητες του συνολικού φορτίου του συστήματος, ως ελεγχόμενο φορτίο από τη δράση τους. Ας σημειωθεί ότι ο συντελεστής ικανότητας αναφέρεται στη συνολική παραγωγική ικανότητα του συμβατικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (10.800 MW). Λαμβάνοντας υπόψη το παράδειγμα του διαγράμματος 13, 216MW του συμβατικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να καταστέλλονται (διατηρώντας την αρχική αναμενόμενη απώλεια φορτίου) εάν τα μικροδίκτυα καθιστούν ελέγξιμο το 2% του συνολικού φορτίου του συστήματος.

Όσον αφορά την αναβολή των επενδύσεων μεταφοράς και διανομής, μια προσέγγιση παρόμοια με εκείνη που χρησιμοποιείται στο σημείο 4.5.1.4 μπορεί να χρησιμοποιηθεί η συνάρτηση της συζευγμένης συμβολής των ελεγχόμενων φορτίων και της μικροπαραγωγής, με την τιμή του δL_k . Τα οφέλη που προκύπτουν από τη συνεισφορά των μικροδικτύων για την επάρκεια της ηλεκτροπαραγωγής (V_{CC}) και από την αναβολή των επενδύσεων (V_I) θα πρέπει να αποτιμηθούν σε χρήμα και να διατίθενται στους φορείς των οντοτήτων αυτών.

4.5.3 Κόστη των μικροδικτύων

4.5.3.1 Ανάπτυξη του μικροδικτύου

Η πρώτη δέσμη των δαπανών που σχετίζονται με την ανάπτυξη των μικροδικτύων (I_{nv}) προκύπτει από τις ειδικές επενδύσεις σε ελεγκτές, τα συστήματα προστασίας, συστήματα αποθήκευσης, εγκατάστασης, κλπ., καθώς και από έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (προσωπικό, απώλειες για τα συστήματα αποθήκευσης, συντήρηση του εξοπλισμού, κ.λπ.). Επιπλέον, πρέπει να ληφθούν υπόψη και οι δαπάνες που αφορούν τη μικροπαραγωγή. Επιπροσθέτως, πρέπει να γίνει διάκριση μεταξύ τεχνολογιών συμπαραγωγής και αυτών που δεν περιλαμβάνουν συμπαραγωγή. Δηλαδή, για τις τεχνολογίες μικροσυμπαραγωγής, το κόστος θα πρέπει να εκτιμάται λαμβάνοντας υπόψη ότι τα εν λόγω συστήματα έχουν την τάση να χρησιμοποιούνται ως υποκατάστατο για συμβατικούς λέβητες [30]. Ως εκ τούτου, το κόστος της μικροπαραγωγής, που εκφράζεται σε (€ / kW έτος), είναι

$$\lambda = \frac{r(r+1)^T}{(r+1)^T - 1} \times C^{cap} + OM \quad \text{για σύστημα χωρίς συμπαραγωγή}$$

ή

$$\lambda = \frac{\eta_{th}}{\eta_e} \left(\frac{r(r+1)^T}{(r+1)^T - 1} (C^{cap} - C_b^{cap}) + c_f \left(\frac{1}{\eta_{th}} - \frac{1}{\eta_b} \right) \right) \quad \text{για σύστημα με συμπαραγωγή}$$

(4.27)

όπου r είναι το επιτόκιο, T είναι η περίοδος απόσβεσης που ορίζεται για κάθε τεχνολογία μικροπαραγωγής, η οποία θα πρέπει να καθοριστεί λαμβάνοντας υπόψη την οικονομική της βιωσιμότητα, C^{cap} είναι η τιμή της επένδυσης του συστήματος μικροπαραγωγής (€/ kW), OM είναι το κόστος ετήσιας λειτουργίας και συντήρησης (€/ έτος), C_b^{cap} είναι η αξία της επένδυσης του ενός λέβητα αναφοράς, και c_f είναι το μοναδιαίο κόστος των καυσίμων.

Ας σημειωθεί ότι, για την προηγούμενη έκφραση, η τιμή ($C^{cap} - C_b^{cap}$) αφορά το πρόσθετο μοναδιαίο κόστος που αντικαθιστά το συμβατικό λέβητα με ένα σύστημα μικροσυμπαραγωγής. Επιπλέον, υποτίθεται ότι το κόστος συντήρησης είναι το ίδιο για τις δύο αυτές τεχνολογίες.

Device	Quantity
μGrid central controller	1
Microgenerators controller	1 for each microgenerator
Load controller	1 for consumer
LV protection devices	1 circuit breaker for each LV branch
Protection of MV Grid/μGrid interface	1 static switch with protection relays
Communication system	1
Storage system (flywheel)	1
Metering equipment	Several

ΠΙΝΑΚΑΣ 4: ΑΝΑΓΚΕΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΓΙΑ ΕΝΑ ΜΙΚΡΟΔΙΚΤΥΟ

4.5.3.2 Κόστη στους διαχειριστές του δικτύου διανομής

Η σύνδεση των μονάδων μικροπαραγωγής με τα δίκτυα χαμηλής τάσης μπορεί να φέρει και κάποια πρόσθετα κεφάλαια όπως επίσης και κόστη λειτουργίας και συντήρησης στους φορείς εκμετάλλευσης του δικτύου διανομής. Το κεφαλαιακά κόστη ενδέχεται να προκύψουν από πιθανές επενδυτικές ανάγκες, ώστε να ξεπεραστούν τα τεχνικά προβλήματα όπως η ρύθμιση υπερτάσεων, τα επίπεδα σφάλματος, αστάθεια τάσης και υπερφόρτωση. Ωστόσο, ορισμένες μελέτες, με βάση τυπικά δίκτυα, δείχνουν ότι σημαντικές ποσότητες μονάδων μικροπαραγωγής μπορούν να συνδεθούν σε δίκτυα διανομής χωρίς σημαντικές επενδύσεις [14]. Οι μελέτες που έγιναν με πυκνότητα φορτίου των 5, 2 και 0.5MW/km² δεν παρουσίασαν τεχνικά προβλήματα με τη διείσδυση μικροπαραγωγής σε ποσοστό μέχρι 100% (όπου το ποσοστό αφορά τον αριθμό των ακινήτων εγκαθιστώντας ένα σύστημα μG οποιουδήποτε τύπου ονομαστικής ισχύος από 1 ή 1,1 kW) [14]. Ας σημειωθεί ότι, σε ορισμένες ειδικές συνθήκες, είναι αναγκαίο να τροποποιηθούν οι λόγοι των μετασχηματιστών MT / XT. Η ενέργεια αυτή θα απαιτείται μόνο όταν η διείσδυση μικροπαραγωγής σε μια συγκεκριμένη περιοχή φτάσει σε ένα όριο, το οποίο θα μπορούσε να είναι της τάξης του 50% σε ένα αστικό δίκτυο, αλλά θα μπορούσε να είναι τόσο χαμηλό όπως 20% ή μια τιμή που πλησιάζει το 100% στο κέντρο μιας πόλης αν η μικροσυμπαγωγή είναι η επικρατούσα τεχνολογία. Σε μια τέτοια περίπτωση, υπάρχουν ορισμένα έξοδα που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη.

Όσον αφορά τη λειτουργία και τη συντήρηση, ορισμένα έξοδα μπορεί να προκύψουν που σχετίζονται με τη μέτρηση, την επεξεργασία δεδομένων και τα θέματα χρέωσης. Ας σημειωθεί ότι τουλάχιστον ένα μέρος των κοστών αυτών μπορεί να αντισταθμιστεί από μερικά οφέλη που οι φορείς εκμετάλλευσης του δικτύου διανομής μπορούν να επιτύχουν, που εκ των προτέρων δεν λήφθηκαν υπόψη (ενίσχυση τάσης).

Σε κάθε περίπτωση, παρατηρούμε ότι η επιτυχής ανάπτυξη των αναδυόμενων εννοιών της μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων εξαρτάται από το οικονομικό

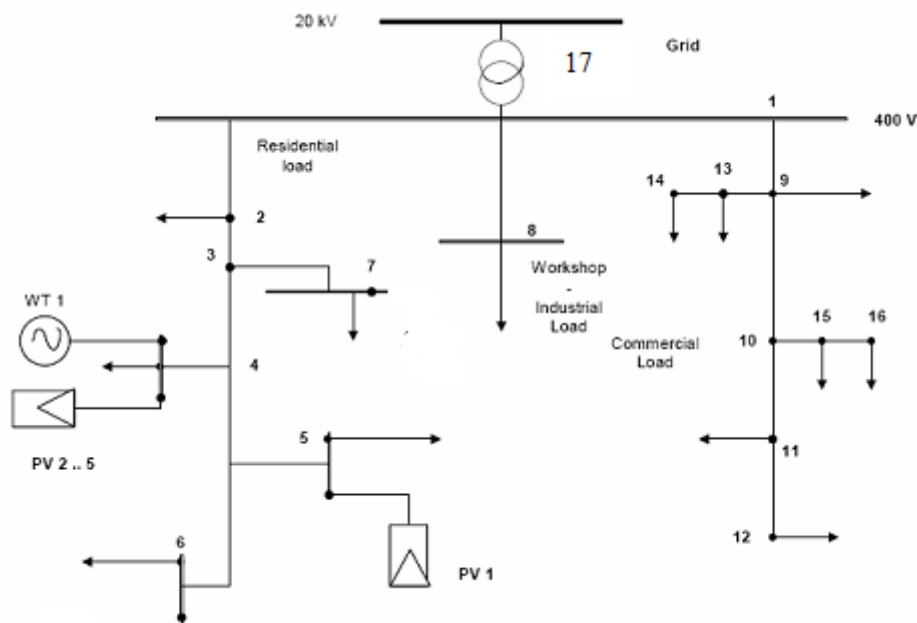
ρυθμιστικό πλαίσιο που ορίζεται για τη λειτουργία τους. Ο κανονισμός αυτός θα πρέπει να περιλαμβάνει μηχανισμούς κινήτρων, προκειμένου να δημιουργηθούν οι συνθήκες για τον ανταγωνισμό μεταξύ των καθιερωμένων τεχνολογιών, της μικροπαραγωγής και των μικροδικτύων.

5. Εφαρμογή 1: Δίκτυο 17 ζυγών

5.1 Εισαγωγή

Στη συνέχεια γίνεται εφαρμογή των μεθόδων υπολογισμού του οικονομικού οφέλους από την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής σε συγκεκριμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας 17 ζυγών.

Το δίκτυο, με βάση το οποίο έγιναν οι υπολογισμοί φαίνεται στη συνέχεια:



ΣΧΗΜΑ 13: ΔΙΚΤΥΟ 17 ΖΥΓΩΝ ΣΤΗ ΧΑΜΗΛΗ ΤΑΣΗ

Στους πίνακες 5 και 6 φαίνονται οι δυνατότητες παραγωγής και το είδος των διεσπαρμένων μονάδων καθώς και οι αντιστάσεις και αντιδράσεις των γραμμών του δικτύου.

Μονάδα	Ελάχιστη Παραγωγή (kW)	Μέγιστη Παραγωγή (kW)
1 WT 1	0,1	15
2 PV 1	0,05	3
3 PV 2	0,05	2,5
4 PV 3	0,05	2,5
5 PV 4	0,05	2,5
6 PV 5	0,05	2,5

ΠΙΝΑΚΑΣ 5: ΟΙ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΕΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Από ζυγό	Προς ζυγό	R (pu)	X (pu)
1	2	0,0001	0,0001
2	3	0,0125	0,00375
3	4	0,0125	0,00375
4	5	0,0125	0,01
5	6	0,0125	0,00375
3	7	0,021875	0,004375
1	8	0,0025	0,00875
1	9	0,0075	0,005
9	10	0,015	0,010625
10	11	0,02125	0,005625
11	12	0,02125	0,005625
9	13	0,010625	0,005625
13	14	0,010625	0,005625
10	15	0,023125	0,00625
15	16	0,023125	0,00625
17	1	0,033125	0,00375

ΠΙΝΑΚΑΣ 6: ΑΝΤΙΣΤΑΣΕΙΣ ΚΙ ΑΝΤΙΔΡΑΣΕΙΣ ΤΩΝ ΖΥΓΩΝ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

5.2 Οικονομικό όφελος από την αναβολή της επένδυσης σε μετασχηματιστές του δικτύου

Η ανάλυση έγινε ως προς το ρεύμα που διαρρέει το ζυγό 17. Υπολογίσαμε δηλαδή το κέρδος που αποκομίζουμε από την αναβολή της αντικατάστασης του μετασχηματιστή που βρίσκεται στο ζυγό αυτό. Η εκτίμηση του κόστους αντικατάστασης του μετασχηματιστή έγινε με βάση τα ευρήματα της έρευνας του Shirley *et al* [15] και εμπειρικά δεδομένα. Έτσι, το κόστος ενός μετασχηματιστή 400 KVA υπολογίστηκε πως θα είναι περίπου 15000 €.

Θεωρήθηκε πως οι μονάδες παραγωγής λειτουργούν υπό μοναδιαίο συντελεστή ισχύος.

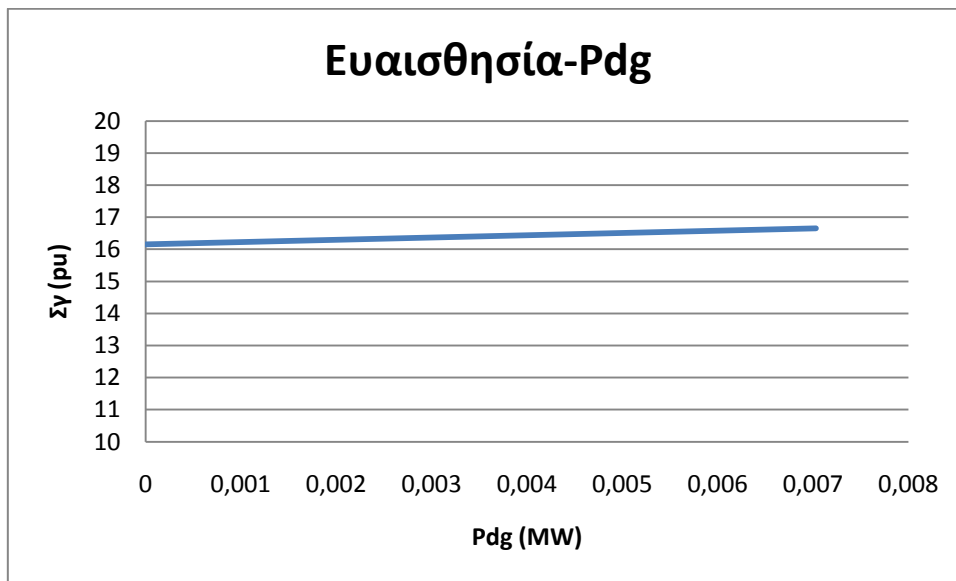
Για την απλοποίηση της ανάλυσης, αγνοήθηκε η επίδραση των ρυθμιστών τάσης.

Για τη μελέτη του δικτύου, δημιουργήθηκαν σενάρια τα οποία προκύπτουν ως συνδυασμός διάφορων υποθετικών τιμών για τη μηνιαία αύξηση φορτίου σ , καθώς και για το επιτόκιο αναγωγής ρ . Συγκεκριμένα, οι τιμές της μηνιαίας αύξησης φορτίου με βάση τις οποίες έγινε η εφαρμογή είναι 0,1 kW/μήνα, 0,3 kW/μήνα, 0,5 kW/μήνα, 0,7 kW/μήνα και 1 kW/μήνα, και του επιτοκίου αναγωγής είναι 3%/έτος, 5%/έτος και 7%/έτος. Οπότε έχουμε συνολικά 15 σενάρια. Επιπλέον, έγινε η υπόθεση

ότι το φορτίο σε κάθε ζυγό αυξάνει με τον ίδιο ρυθμό, παρά το γεγονός ότι σε διαφορετικούς ζυγούς θα μπορούσε να αυξάνεται το φορτίο με διαφορετικούς ρυθμούς. Για το ζυγό ταλάντωσης θεωρήσαμε πως δεν έχουμε αύξηση φορτίου.

Ο υπολογισμός των συντελεστών ευαισθησίας γινόταν μια φορά για την περίπτωση που δεν έχουμε διεσπαρμένη παραγωγή. Για όλα τα σενάρια διείσδυσης χρησιμοποιούνταν αυτοί οι συντελεστές αφού μόνο από την τοποθέτηση διεσπαρμένης παραγωγής, οι συντελεστές ευαισθησίας επηρεάζονταν ελάχιστα, όπως θα φανεί στη συνέχεια.

Στο επόμενο διάγραμμα φαίνεται πώς μεταβάλλεται η τιμή του συντελεστή ευαισθησίας σε σχέση με την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Συγκεκριμένα φαίνεται η σχέση μεταξύ του άθροισματος των συντελεστών ευαισθησίας του ρεύματος της γραμμής 17-1 ως προς κάθε ζυγό σε σχέση με τη διεσπαρμένη παραγωγή. Τα δεδομένα είναι για την αιχμή του έτους, που είναι στις 28 Φεβρουαρίου στις 19:00 και για την περίπτωση που δεν έχουμε διεσπαρμένη παραγωγή. Αξίζει να σημειωθεί ότι στην αιχμή έχουμε μόνο αιολική παραγωγή στον ζυγό 4 κι όχι παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά στους ζυγούς 4 και 5.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 14: ΣΧΕΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΡΕΥΜΑΤΟΣ- ΙΣΧΥΟΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Όπως φαίνεται από το διάγραμμα 14, το άθροισμα των συντελεστών ευαισθησίας έχει μια εξάρτηση από την ισχύ της διεσπαρμένης παραγωγής, αλλά η εξάρτηση αυτή είναι μικρή.

Στους επόμενους πίνακες φαίνονται τα αποτελέσματα των υπολογισμών για το χρόνο αναβολής της επένδυσης, το κέρδος από την αναβολή αυτή, αλλά και το συνολικό κέρδος από την αντικατάσταση 5000 τέτοιων μετασχηματιστών για όλα τα πιθανά σενάρια διείσδυσης. Παράλληλα παρουσιάζονται η έγχυση ρεύματος από το

δίκτυο, όπως και η μείωση στην έγχυση του ρεύματος από την τοποθέτηση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Για τον υπολογισμό του χρόνου αναβολής της επένδυσης, χρησιμοποιείται η σχέση:

$$\tau_k = \frac{\Delta I_{km}}{\sum_i \gamma_{ik} \cdot \sigma_i}$$

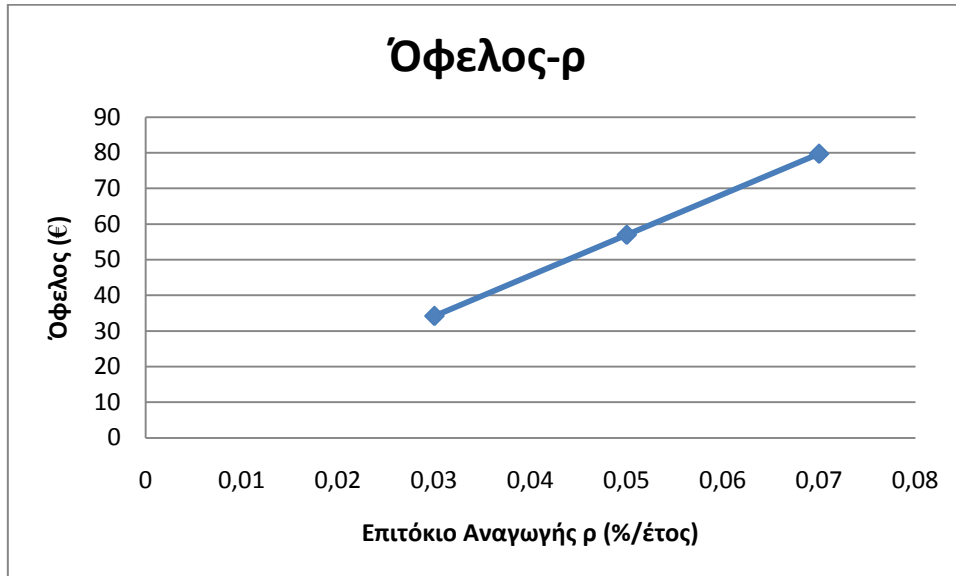
Όμως, αφού θεωρούμε την ίδια μηνιαία αύξηση φορτίου σ_i σε κάθε ζυγό, τότε μας ενδιαφέρει ο υπολογισμός της συνολικής ευαισθησίας ρεύματος από τη μεταβολή του φορτίου σε όλους τους ζυγούς, για τη γραμμή 17-1. Αυτό φαίνεται στον πίνακα που ακολουθεί.

Υπολογισμός της ευαισθησίας (γ_{i17}) του ρεύματος I_{17}, στο ζυγό 17 από μεταβολή του φορτίου στο ζυγό i (pu)		
Ζυγός (i)	γ_{i17} (pu)	$\Sigma \gamma_{i,17}$ (pu)
1	1,002889	16,15073
2	1,002935	
3	1,008346	
4	1,010772	
5	1,011878	
6	1,012699	
7	1,013612	
8	1,01158	
9	1,006048	
10	1,008839	
11	1,011389	
12	1,012535	
13	1,007584	
14	1,008413	
15	1,010364	
16	1,010847	

ΠΙΝΑΚΑΣ 7: ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΡΕΥΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΓΡΑΜΜΗΣ 17-1

Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής και Κέρδους από την επένδυση							
Σενάρια	σ (kW/μήνα)	ρ	Έγχυση από το δίκτυο – Ρεύμα (pu)	Διαφορά Ρευμάτων (pu) $ I_{\text{χωρίς DG}} - I_{\text{DG}} $	Χρόνος αναβολής, τ (Μήνες)	Κέρδος, B (€)	Συνολικό Κέρδος από αντικατάσταση 5000 M/Σ 400 kVA (€)
Χωρίς DG	-	-	2,3497	0	0	0	0
Με DG	0,1	0,03	2,2759	0,0738	4,569453	170,3795	851897,3
	0,3	0,03	2,2759	0,0738	1,523151	57,00955	285047,7
	0,5	0,03	2,2759	0,0738	0,913891	34,23178	171158,9
	0,7	0,03	2,2759	0,0738	0,652779	24,45925	122296,2
	1	0,03	2,2759	0,0738	0,456945	17,12566	85628,32
	0,1	0,05	2,2759	0,0738	4,569453	282,8892	1414446
	0,3	0,05	2,2759	0,0738	1,523151	94,89549	474477,5
	0,5	0,05	2,2759	0,0738	0,913891	57,00955	285047,7
	0,7	0,05	2,2759	0,0738	0,652779	40,74325	203716,3
	1	0,05	2,2759	0,0738	0,456945	28,53191	142659,6
	0,1	0,07	2,2759	0,0738	4,569453	394,5454	1972727
	0,3	0,07	2,2759	0,0738	1,523151	132,6854	663426,9
	0,5	0,07	2,2759	0,0738	0,913891	79,75265	398763,3
	0,7	0,07	2,2759	0,0738	0,652779	57,00955	285047,7
	1	0,07	2,2759	0,0738	0,456945	39,92947	199647,4

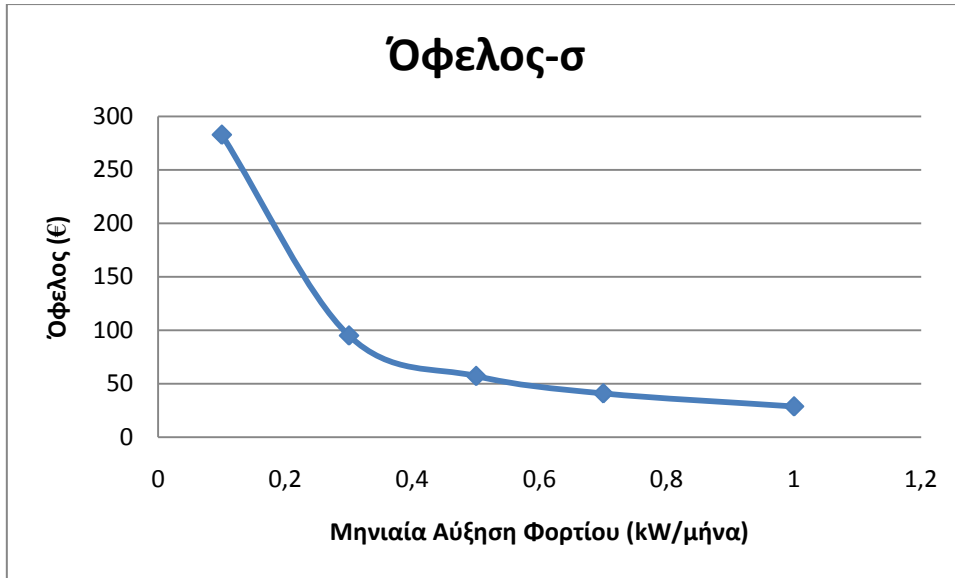
Στην παρακάτω γραφική παράσταση βλέπουμε πώς επηρεάζεται το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης για έναν μετασχηματιστή, για τις διαφορετικές τιμές επιτοκίου αναγωγής που έχουμε υποθέσει, και για $\sigma = 500$ Watt/ μήνα:



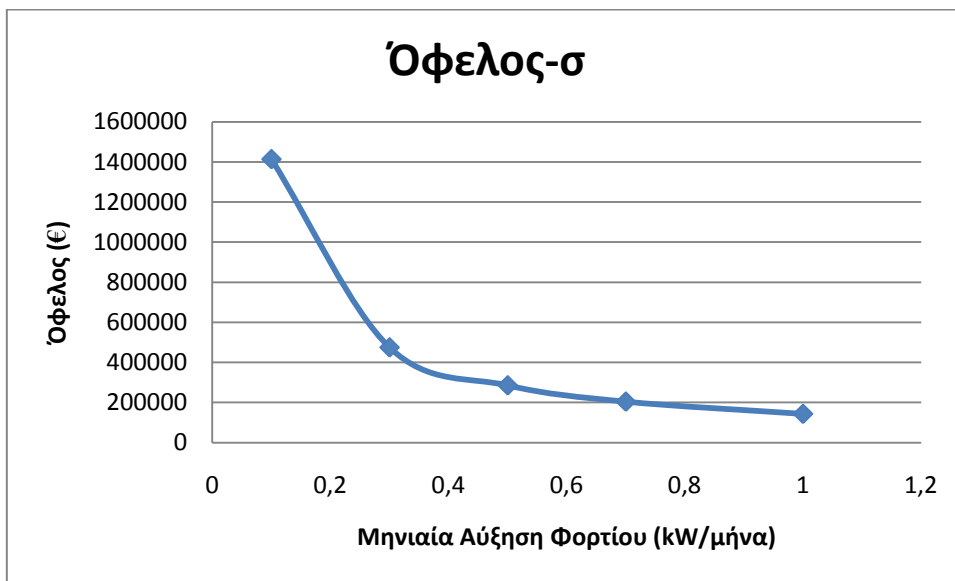
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 15: ΕΠΙΤΟΚΙΟ ΑΝΑΓΩΓΗΣ-ΚΕΡΔΟΣ

Όπως είναι φανερό από την παραπάνω γραφική παράσταση, το επιτόκιο αναγωγής επηρεάζει ουσιαστικά αναλογικά το κέρδος από τη αναβολή της επένδυσης. Συγκεκριμένα, όσο μεγαλύτερο είναι το επιτόκιο αναγωγής τόσο μεγαλύτερο θα είναι το όφελος, αφού η διαφορά της αξίας της χρηματικής μονάδας τώρα και στο μέλλον θα είναι μεγαλύτερη με αποτέλεσμα να αυξάνει και το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης.

Ο χρόνος αναβολής της επένδυσης και το κέρδος από αυτή τη διαδικασία επηρεάζεται επίσης από το ρυθμό αύξησης του φορτίου. Παίρνοντας τα δεδομένα από τους προηγούμενους πίνακες μπορούμε να δούμε αυτή την επιρροή για ένα μετασχηματιστή αλλά και για 5000 ίδιους τέτοιους μετασχηματιστές. Τα αποτελέσματα είναι για $\rho = 5$ %/ έτος:



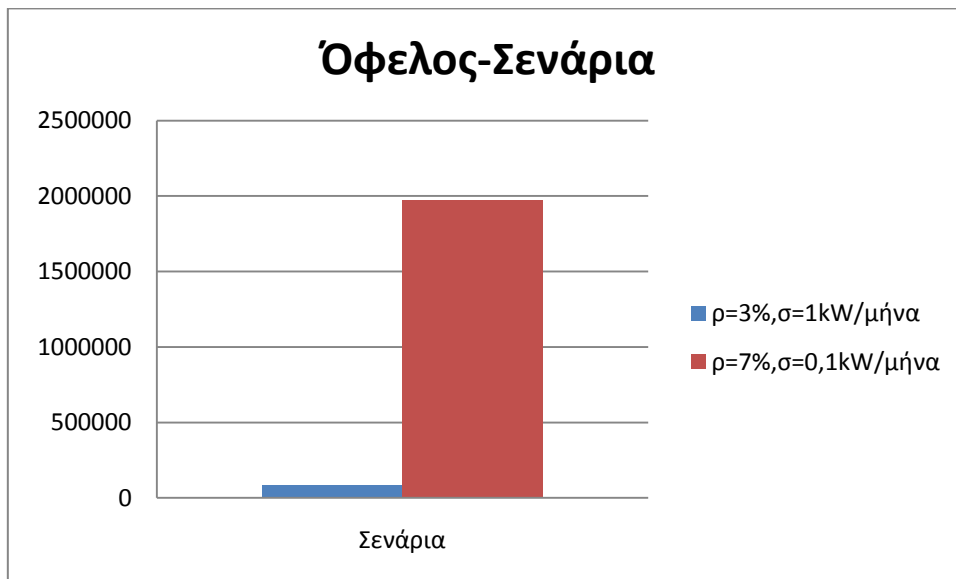
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 16: ΟΦΕΛΟΣ-ΜΗΝΙΑΙΑ ΑΥΞΗΣΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΓΙΑ ΕΝΑ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΗ



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 17: ΟΦΕΛΟΣ-ΜΗΝΙΑΙΑ ΑΥΞΗΣΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΓΙΑ 5000 ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΕΣ

Όπως είναι φανερό από τις γραφικές παραστάσεις η αύξηση του ρυθμού αύξησης του φορτίου έχει σαν αποτέλεσμα τη μείωση του χρόνου αναβολής της επένδυσης όπως και του κέρδους από την αναβολή αυτή. Μεγάλη τιμή του ρυθμού αύξησης του φορτίου θα έχει σαν αποτέλεσμα την γρήγορη επιστροφή του ρεύματος στην τιμή που είχε πριν την τοποθέτηση των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και κατά συνέπεια μικρότερο χρόνο αναβολής της επένδυσης. Συνέπεια αυτού θα είναι τελικά και η μείωση του κέρδους από την αναβολή της επένδυσης.

Από τα παραπάνω γίνεται φανερό πως το ευνοϊκότερο σενάριο θα ήταν μικρός ρυθμός αύξησης του φορτίου και μεγάλο επιτόκιο αναγωγής, ενώ μεγάλος ρυθμός αύξησης φορτίου και μικρό επιτόκιο αναγωγής θα έχει τα αντίθετα αποτελέσματα. Η διαφορά μεταξύ των δύο αυτών ακραίων περιπτώσεων και η επίδραση τους στο συνολικό κέρδος από την αναβολή της επένδυσης αντικατάστασης 5000 μετασχηματιστών 400 kVA φαίνεται εποπτικά παρακάτω (Οι μικρές τιμές αναφέρονται σε $\rho = 3\%$ / έτος και $\sigma = 1000$ W/ μήνα και οι μεγάλες σε $\rho = 7\%$ / έτος και $\sigma = 100$ W/ μήνα):

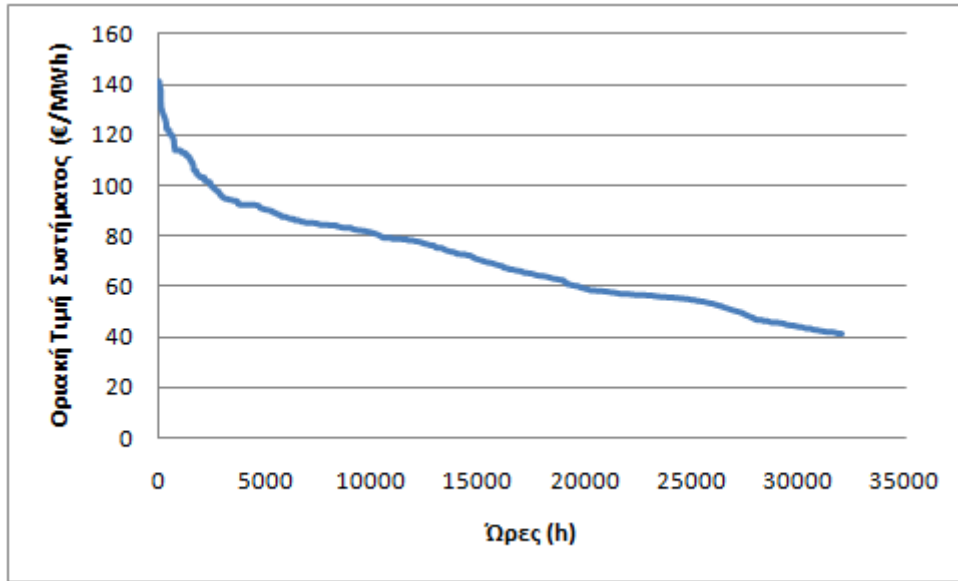


ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 18: ΜΕΓΙΣΤΟ ΚΑΙ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΟΦΕΛΟΣ

Από τα παραπάνω φαίνεται ότι για κάθε μήνα και ώρα της ημέρας το κέρδος στην περίπτωση που έχουμε επιτόκιο αναγωγής 7 %/ έτος και ρυθμό αύξησης φορτίου 100 W/ μήνα είναι πάνω από 20 φορές μεγαλύτερο σε σχέση με την περίπτωση που έχουμε επιτόκιο αναγωγής 3 %/ έτος και ρυθμό αύξησης φορτίου 1 kW/ μήνα. Έτσι, γίνεται φανερό πως αυτοί οι δύο παράγοντες παίζουν καταλυτικό ρόλο στα τελικά οφέλη που θα αποκομίσουμε από την αναβολή της επένδυσης.

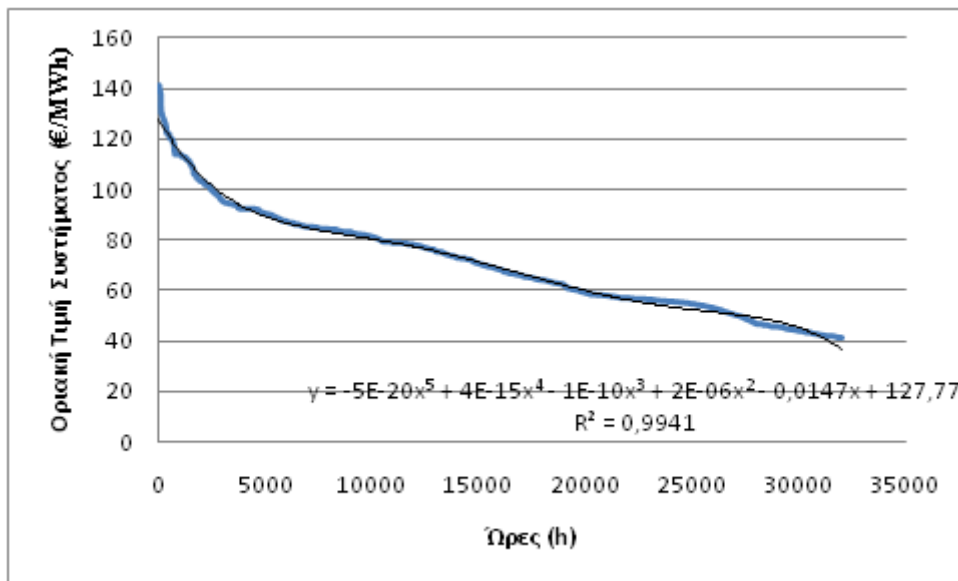
5.3 Οικονομικό όφελος από την αποφυγή απόκτησης ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής

Χρησιμοποιώντας δεδομένα των τριών τελευταίων ετών από τον ΔΕΣΜΗΕ, όπου δίνεται η οριακή τιμή συστήματος για κάθε ώρα του χρόνου και για διάφορες χρονικές περιόδους, κατασκευάσαμε την καμπύλη διάρκειας τιμής για το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή είναι η ακόλουθη:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 19: ΚΑΜΠΥΛΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΟΡΙΑΚΗΣ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Στη συνέχεια προσεγγίζουμε την καμπύλη από μια αναλυτική συνάρτηση, όπως φαίνεται στη συνέχεια:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 20: ΚΑΜΠΥΛΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΟΡΙΑΚΗΣ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΑΙ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΤΗΣ ΑΠΟ ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ

Προσεγγίζοντας την καμπύλη με διάφορες συναρτήσεις βρέθηκε πως η καλύτερη προσέγγιση γίνεται από την ακόλουθη πολυωνυμική συνάρτηση:

$$\lambda(h) = -5 \cdot 10^{-20} \cdot h^5 + 4 \cdot 10^{-15} \cdot h^4 - 10^{-10} \cdot h^3 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot h^2 - 0,0147h + 127,77 \quad (5.1)$$

για την οποία έχουμε συσχέτιση $R^2=0,9941$ με την πραγματική συνάρτηση.

Σύμφωνα με τη σχέση 3.50, θα έχουμε όφελος:

$$P_{AV} = \int_0^{h_{opt}} (f(h) - \lambda_c) dh \Rightarrow$$

$$P_{AV} = \int_0^{h_{opt}} (-5 \cdot 10^{-20} \cdot h^5 + 4 \cdot 10^{-15} \cdot h^4 - 10^{-10} \cdot h^3 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot h^2 - 0,0147h + 127,77 - \lambda_c) dh \Rightarrow$$

$$P_{AV} = -\frac{5}{6} 10^{-20} h_{opt}^6 + \frac{4}{5} 10^{-15} h_{opt}^5 - \frac{1}{4} 10^{-10} h_{opt}^4 + \frac{2}{3} 10^{-6} h_{opt}^3 - \frac{0,0147}{2} h_{opt}^2 + (127,77 - \lambda_c) h_{opt} \text{ €/MW} \quad (5.2)$$

Διαιρώντας με h_{opt} μπορούμε να βρούμε το αποτέλεσμα σε €/ MWh:

$$P_{AV} = -\frac{5}{6} 10^{-20} h_{opt}^5 + \frac{4}{5} 10^{-15} h_{opt}^4 - \frac{1}{4} 10^{-10} h_{opt}^3 + \frac{2}{3} 10^{-6} h_{opt}^2 - \frac{0,0147}{2} h_{opt} + 127,77 - \lambda_c \text{ €/MWh} \quad (5.3)$$

Θα υπολογίσουμε το όφελος που προκύπτει για τέσσερις διαφορετικές τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, συγκεκριμένα για $\lambda_c = 100 \text{ €/MWh}$, 110 €/MWh , 120 €/MWh , 130 €/MWh .

- Αν $\lambda_c = 100 \text{ €/MWh}$

Από τη σχέση 5.1 θα έχουμε: $h_{opt} = 2861h$.

Αντικαθιστώντας το h_{opt} στη σχέση 5.3 μπορούμε να βρούμε το οικονομικό όφελος από την αποφυγή απόκτησης της ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής για τη συγκεκριμένη τιμή πώλησης. Θα έχουμε επομένως:

$$P_{AV} = 11,66 \text{ €/MWh}$$

- Αν $\lambda_c = 110 \text{ €/MWh}$

Από τη σχέση 5.1 θα έχουμε: $h_{opt} = 1490h$.

Αντικαθιστώντας το h_{opt} στη σχέση 5.3 μπορούμε να βρούμε το οικονομικό όφελος από την αποφυγή απόκτησης της ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής για τη συγκεκριμένη τιμή πώλησης. Θα έχουμε επομένως:

$$P_{AV} = 8,22 \text{ €/MWh}$$

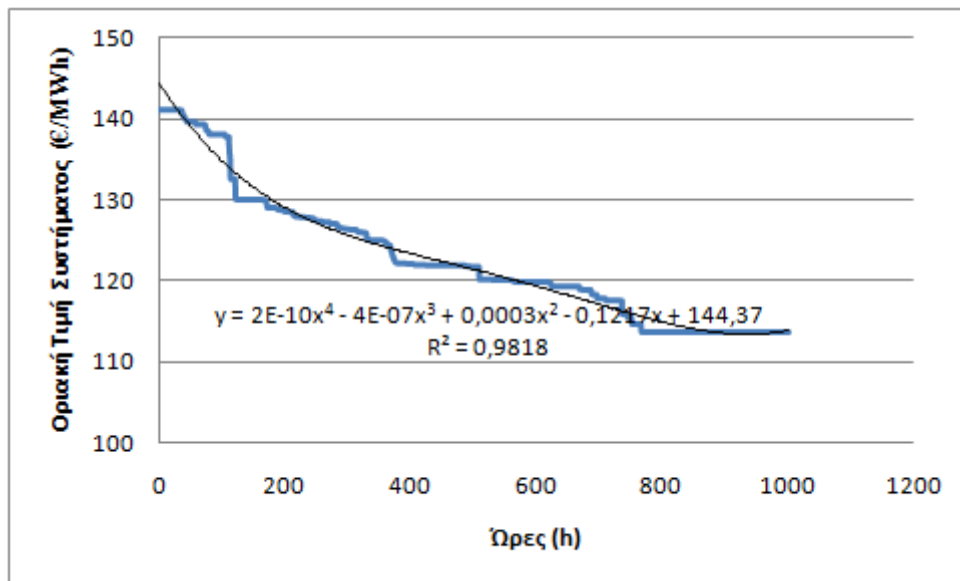
- Αν $\lambda_c = 120 \text{ €/MWh}$

Από τη σχέση 5.1 θα έχουμε: $h_{opt}=572h$.

Αντικαθιστώντας το h_{opt} στη σχέση 5.3 μπορούμε να βρούμε το οικονομικό όφελος από την αποφυγή απόκτησης της ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής για τη συγκεκριμένη τιμή πώλησης. Θα έχουμε επομένως:

$$P_{AV}=3,78 \text{ €/MWh}$$

Αν παρατηρήσουμε την καμπύλη διάρκειας τιμής και την προσέγγισή της από την αναλυτική συνάρτηση θα δούμε πως αν και η προσέγγιση είναι πολύ καλή, για τις πρώτες λίγες ώρες έχουμε μια μικρή απόκλιση. Για τις υπόλοιπες τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις διεσπαρμένες μονάδες η απόκλιση αυτή δεν επηρεάζει ουσιαστικά τα αποτελέσματα. Για την περίπτωση όμως που $\lambda_c=120 \text{ €/ MWh}$, όπου έχουμε λειτουργία μόνο για αυτές τις ώρες η απόκλιση κάνει διαφορά. Για το λόγο αυτό θα υπολογίσουμε ξανά το όφελος για αυτό το σενάριο λειτουργίας προσεγγίζοντας την καμπύλη μόνο για αυτές τις ώρες. Η προσέγγιση φαίνεται στην επόμενη γραφική παράσταση:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 21: ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ ΤΗΣ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΤΙΜΗΣ ΑΠΟ ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΓΙΑ ΤΙΣ ΠΡΩΤΕΣ ΏΡΕΣ ΤΗΣ ΑΙΧΜΗΣ

Η συνάρτηση που βρήκαμε είναι η παρακάτω

$$\lambda(h) = 2 \cdot 10^{-10} \cdot h^4 - 4 \cdot 10^{-7} \cdot h^3 + 0,0003 \cdot h^2 - 0,1217 \cdot h + 144,37 \quad (5.4)$$

Θα έχουμε επομένως:

$$P_{AV} = \frac{2}{5} 10^{-10} h_{opt}^5 - 10^{-7} h_{opt}^4 + 0,0001 h_{opt}^3 - \frac{0,1217}{2} h_{opt}^2 + (144,37 - \lambda_c) h_{opt} \quad \text{€/MW} \quad (5.5)$$

Διαιρώντας με h_{opt} μπορούμε να βρούμε το αποτέλεσμα σε €/ MWh:

$$P_{AV} = 0,4 \cdot 10^{-10} h_{opt}^4 - 10^{-7} h_{opt}^3 + 0,0001 h_{opt}^2 - 0,06085 h_{opt} + 144,37 - \lambda_c \quad \text{€/MWh} \quad (5.6)$$

Οπότε:

- Αν $\lambda_c = 120 \text{ €/MWh}$

Από τη σχέση 5.4 θα έχουμε: $h_{opt} = 547 \text{h}$.

Αντικαθιστώντας το h_{opt} στη σχέση 5.6 μπορούμε να βρούμε το οικονομικό όφελος από την αποφυγή απόκτησης της ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής για τη συγκεκριμένη τιμή πώλησης. Θα έχουμε επομένως:

$$P_{AV} = 8,22 \text{ €/MWh}$$

- Αν $\lambda_c = 130 \text{ €/MWh}$

Από τη σχέση 5.4 θα έχουμε: $h_{opt} = 181 \text{h}$.

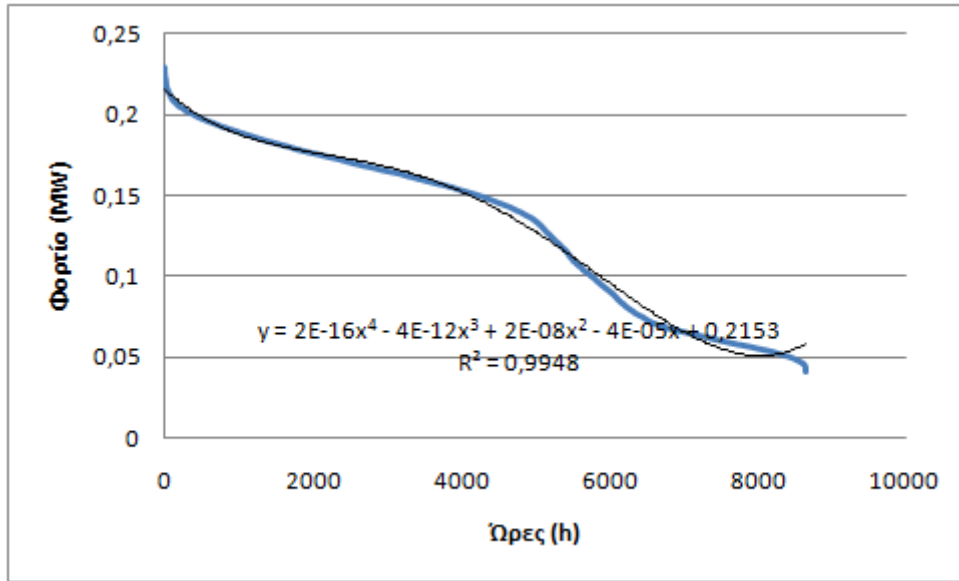
Αντικαθιστώντας το h_{opt} στη σχέση 5.6 μπορούμε να βρούμε το οικονομικό όφελος από την αποφυγή απόκτησης της ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής για τη συγκεκριμένη τιμή πώλησης. Θα έχουμε επομένως:

$$P_{AV} = 6,08 \text{ €/MWh}$$

Στη συνέχεια θα πρέπει να υπολογίσουμε το όφελος συνολικά για όλο το χρόνο, και για αυτό το λόγο θα πρέπει να βρούμε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής, που βρίσκονται στους ζυγούς 4,5 του δικτύου.

Από τα δεδομένα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για το ηλεκτρικό δίκτυο υπό εξέταση, μπορούμε να εντοπίσουμε ποιες ώρες μέσα στο χρόνο είναι αυτές με τη μέγιστη ζήτηση. Θεωρώντας ότι με την αύξηση του φορτίου έχουμε αύξηση και της οριακής τιμής συστήματος, μπορούμε να βρούμε τις συγκεκριμένες ώρες του χρόνου που θα έχουμε οριακή τιμή συστήματος τέτοια, ώστε να έχουμε παραγωγή από τις διεσπαρμένες μονάδες ηλεκτρικής ενέργειας. Έχοντας επομένως ποιες ώρες μέσα στο χρόνο είναι αυτές, μπορούμε από τα δεδομένα να βρούμε την αντίστοιχη δυνατότητα διεσπαρμένης παραγωγής για κάθε περίπτωση.

Η καμπύλη διάρκειας φορτίου του δικτύου, με βάση τη χρονοσειρά φορτίου είναι:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 22: ΚΑΜΠΥΛΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

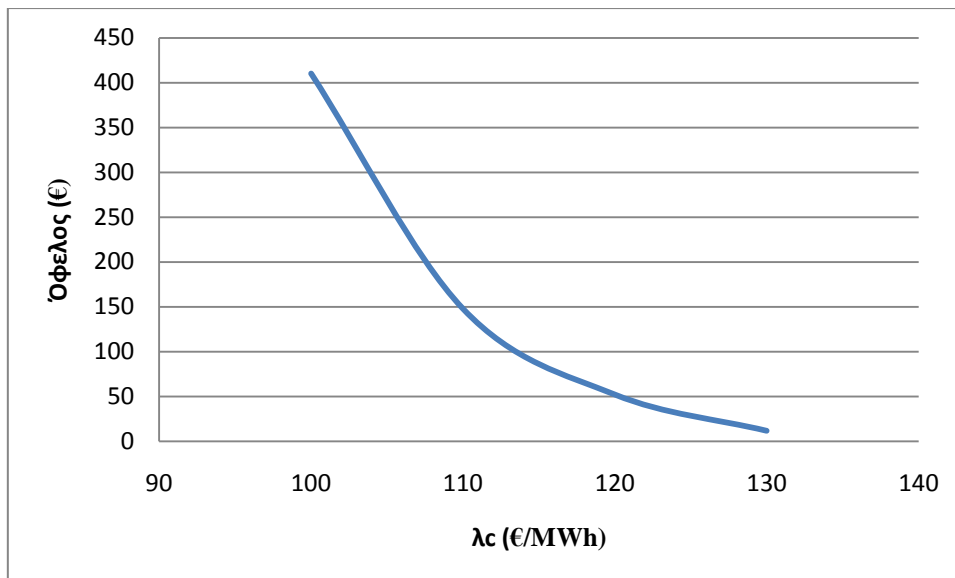
Ταξινομώντας τις χρονοσειρές φορτίου και παραγωγής ως προς τη χρονοσειρά φορτίου από το μεγαλύτερο στο μικρότερο, ανάλογα τις ώρες που μας ενδιαφέρουν, μπορούμε να υπολογίσουμε τη συνολική παραγωγή των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Αθροίζοντας τις παραγωγές όλων των μονάδων για το χρονικό διάστημα που έχουμε λειτουργία μπορούμε να βρούμε τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και στη συνέχεια το συνολικό όφελος. Αυτό φαίνεται στον επόμενο πίνακα για όλα τα σενάρια λειτουργίας:

Τιμή λ_c (€/MWh)	Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	Κέρδος ανά MWh (€/MWh)	Συνολικό Όφελος (€)
100	35,16581	11,66	410,0333
110	17,9785	8,22	147,7833
120	6,3335308	8,22	52,06162
130	1,914519	6,08	11,64028

ΠΙΝΑΚΑΣ 8: ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΠΟΦΥΓΗ ΑΠΟΚΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΙΣ ΩΡΕΣ ΑΙΧΜΗΣ ΓΙΑ ΕΝΑ ΔΙΚΤΥΟ

Μπορούμε να παρατηρήσουμε πως η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής έχει εξαιρετικά μεγάλη σημασία για το οικονομικό όφελος που θα αποκομίσουμε στο τέλος, αφού καθώς αυξάνεται η τιμή λ_c μειώνονται κατά πολύ οι ώρες που βρίσκονται σε λειτουργία οι μονάδες. Το όφελος σαν συνάρτηση της τιμής πώλησης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής λ_c μπορεί να φανεί στη επόμενη γραφική παράσταση:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 23: ΟΦΕΛΟΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Τα τέσσερα σενάρια πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής μας έδωσαν κάποιο όφελος για το δίκτυο αυτό των 17 ζυγών που χρησιμοποιήσαμε. Αν, όπως στην προηγούμενη ενότητα, υποθέσουμε ότι έχουμε 5000 τέτοια δίκτυα μπορούμε να βρούμε ένα συνολικό όφελος για κάθε σενάριο. Στον επόμενο πίνακα φαίνεται το όφελος από την αποφυγή αγοράς ηλεκτρισμού βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής για 5000 όμοια δίκτυα:

Τιμή λ _c (€/MWh)	Όφελος (€)	Συνολικό όφελος για 5000 Δίκτυα (€)
100	410,0333	2050167
110	147,7833	738916,4
120	52,06162	260308,1
130	11,64028	58201,38

ΠΙΝΑΚΑΣ 8: ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΠΟΦΥΓΗ ΑΠΟΚΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΙΣ ΩΡΕΣ ΑΙΧΜΗΣ ΓΙΑ 5000 ΔΙΚΤΥΑ

Μπορούμε να παρατηρήσουμε πως ειδικά για την περίπτωση όπου λ_c = 100 €/MWh, το όφελος είναι πολύ σημαντικό.

5.4 Οικονομικό όφελος από την μείωση των απωλειών ισχύος

Έχοντας την αναλυτική συνάρτηση της καμπύλης διάρκειας τιμής από τη σχέση 5.1, μπορούμε να υπολογίσουμε το όφελος από τη μείωση των απωλειών ισχύος εξαιτίας της διεσπαρμένης παραγωγής που θα είναι:

$$S_{AVLi} = \frac{\gamma_i}{1000 \cdot h_{opt}} \int_0^{h_{opt}} \lambda(h) dh \quad \text{€/KWh} \quad (5.7)$$

Για να βρούμε το h_{opt} , τις ώρες δηλαδή μέσα στο έτος για τις οποίες θα είναι συμφέρον να προμηθευόμαστε την ηλεκτρική ενέργεια από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής θα πρέπει να βρούμε την τιμή ηλεκτρικής ενέργειας λ_c των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Για λόγους απλότητας θα θεωρήσουμε πως όλες οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας πωλούν την ενέργεια στην ίδια τιμή. Θα υπολογίσουμε το όφελος που προκύπτει για τέσσερις διαφορετικές τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, συγκεκριμένα για 100 €/MWh, 110 €/MWh, 120 €/MWh, 130 €/MWh.

Επομένως, έχουμε:

- Αν $\lambda=100$ €/MWh, τότε $h_{opt}=2861$ h.
- Αν $\lambda=110$ €/MWh, τότε $h_{opt}=1490$ h.
- Αν $\lambda=120$ €/MWh, τότε $h_{opt}=547$ h.
- Αν $\lambda=130$ €/MWh, τότε $h_{opt}=181$ h.

Στη συνέχεια θα πρέπει να υπολογίσουμε την ευαισθησία γ των απωλειών ισχύος ως προς μια μεταβολή της παραγωγής ισχύος σε κάθε ζυγό που έχουμε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής. Τέτοιες μονάδες έχουμε στους ζυγούς 4, 5.

Είναι: $\gamma_{17-1,4}=0,0124$ και $\gamma_{17-1,5}=0,0124$.

Έχοντας υπολογίσει την ευαισθησία μπορούμε πλέον να υπολογίσουμε το όφελος από κάθε μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής. Μπορούμε επομένως να υπολογίσουμε το όφελος από τη σχέση

$$S_{AVLi} = \frac{\gamma_i}{1000 \cdot h_{opt}} \int_0^{h_{opt}} \lambda(h) dh \quad \text{€/KWh}$$

$$\text{ή} \quad S_{AVLi} = \frac{\gamma_i}{h_{opt}} \int_0^{h_{opt}} \lambda(h) dh \quad \text{€/MWh}$$

Οπότε:

$$S_{AVLi} = \frac{\gamma_i}{h_{opt}} \int_0^{h_{opt}} (\lambda(h) - \lambda_c + \lambda_c) dh \Rightarrow$$

$$S_{AVLi}(h_{opt}) = \gamma_i \left(\frac{P_{AV}(h_{opt})}{h_{opt}} + \lambda_c \right) \quad \text{€/MWh}$$

(5.8)

Άρα

- Αν $\lambda_c=100$ €/MWh, τότε $S_{ALi}(2861)=\gamma_i(100,004)$ €/MWh
- Αν $\lambda_c=110$ €/MWh, τότε $S_{ALi}(1490)=\gamma_i(110,010)$ €/MWh
- Αν $\lambda_c=120$ €/MWh, τότε $S_{ALi}(547)=\gamma_i(120,052)$ €/MWh
- Αν $\lambda_c=130$ €/MWh, τότε $S_{ALi}(181)=\gamma_i(130,034)$ €/MWh

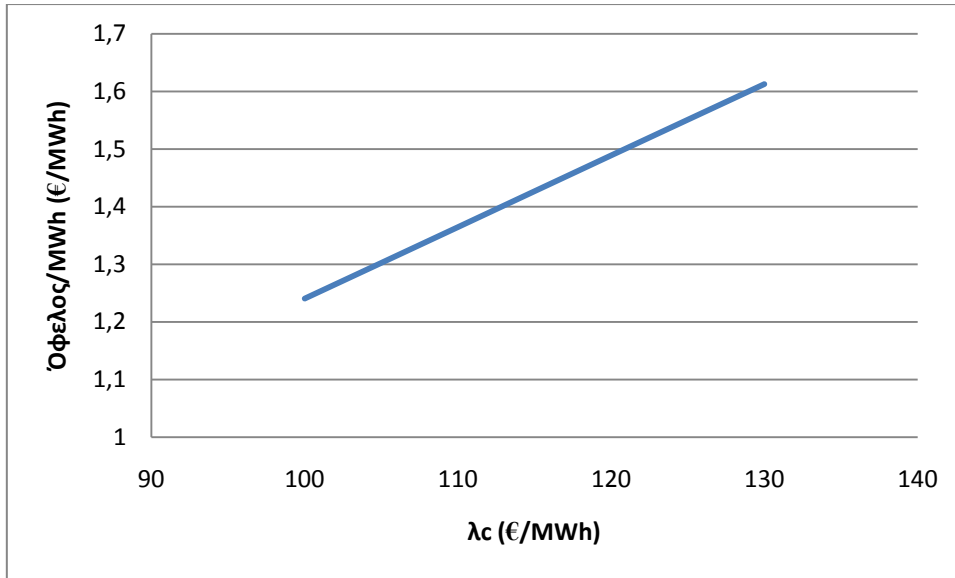
Επειδή η ευαισθησία είναι η ίδια ως προς τη μεταβολή καθενός από τους δύο ζυγούς όπου υπάρχει η διεσπαρμένη παραγωγή ($\gamma_{17-1,4}=\gamma_{17-1,5}=0,0124$), μας ενδιαφέρει να υπολογίσουμε πόση είναι η συνολική παραγωγή από τις μονάδες αυτές, τις ώρες που αντιστοιχεί σε κάθε περίπτωση που ορίζει η τιμή πώλησης λ_c . Όμοια, όπως στον υπολογισμό του κέρδους από την αποφυγή απόκτησης ενέργειας τις ώρες αιχμής, από τις ταξινομημένες χρονοσειρές παραγωγής, υπολογίζουμε τη συνολική ενέργεια που παράγεται σε κάθε περίπτωση. Τα οφέλη φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Τιμή λ_c (€/MWh)	Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	Συνολικό Όφελος (€)	Όφελος ανά MWh (€/MWh)
100	35,16581	43,60735	1,24005
110	17,9785	24,52491	1,364124
120	6,335508	9,431321	1,488645
130	1,914519	3,087012	1,612422

ΠΙΝΑΚΑΣ 8: ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΣΤΗ ΓΡΑΜΜΗ 17-1 ΣΕ ΕΝΑ ΔΙΚΤΥΟ

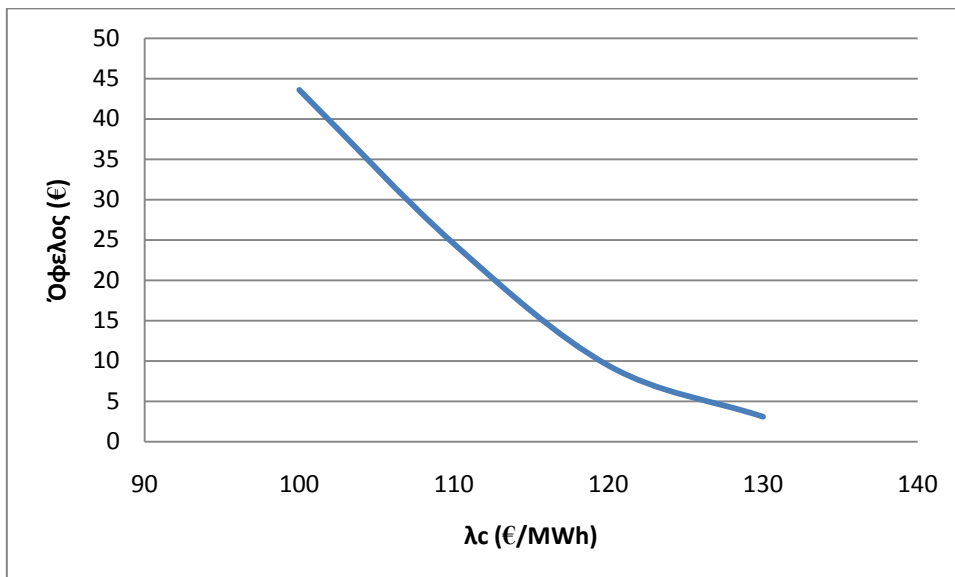
Μπορούμε να παρατηρήσουμε πως το όφελος μειώνεται ακόμα περισσότερο στην περίπτωση που έχουμε $\lambda_c=120$ €/MWh, αν και το όφελος ανά MWh είναι πιο υψηλό.

Στις επόμενες γραφικές παραστάσεις φαίνεται το όφελος ανά MWh και το συνολικό όφελος συναρτήσει της τιμής πώλησης λ_c από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 24: ΟΦΕΛΟΣ ΑΝΑ MWh ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ λ_c

Το όφελος ανά MWh είναι μεγαλύτερο για μεγάλες τιμές του λ_c , όμως για μεγάλες τιμές του λ_c έχουμε μικρή παραγωγή μέσα στο χρόνο, λιγότερες MWh δηλαδή, επομένως στο συνολικό όφελος που έχει σημασία, επιδιόκουμε να έχουμε χαμηλή τιμή του λ_c .



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 25: ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΟΦΕΛΟΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ λ_c

Όπως μπορεί να φανεί, το όφελος μειώνεται πολύ έντονα καθώς αυξάνεται η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής.

Είναι επομένως πολύ σημαντικό να υπάρχει η δυνατότητα για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αυτές τις μονάδες σε χαμηλό κόστος, ώστε να εξασφαλιστεί σημαντικό όφελος από τη μείωση των απωλειών ισχύος.

Όπως και στις προηγούμενες ενότητες, μπορούμε να υπολογίσουμε το όφελος συνολικά για 5000 όμοια δίκτυα σαν αυτό των 17 ζυγών. Αυτό μπορούμε να το δούμε στον επόμενο πίνακα για όλα τα σενάρια:

Τιμή λ_c (€/MWh)	Συνολικό Όφελος (€)	Όφελος για 5000 δίκτυα (€)
100	43,60735	218036,7
110	24,52491	122624,5
120	9,431321	47156,6
130	3,087012	15435,06

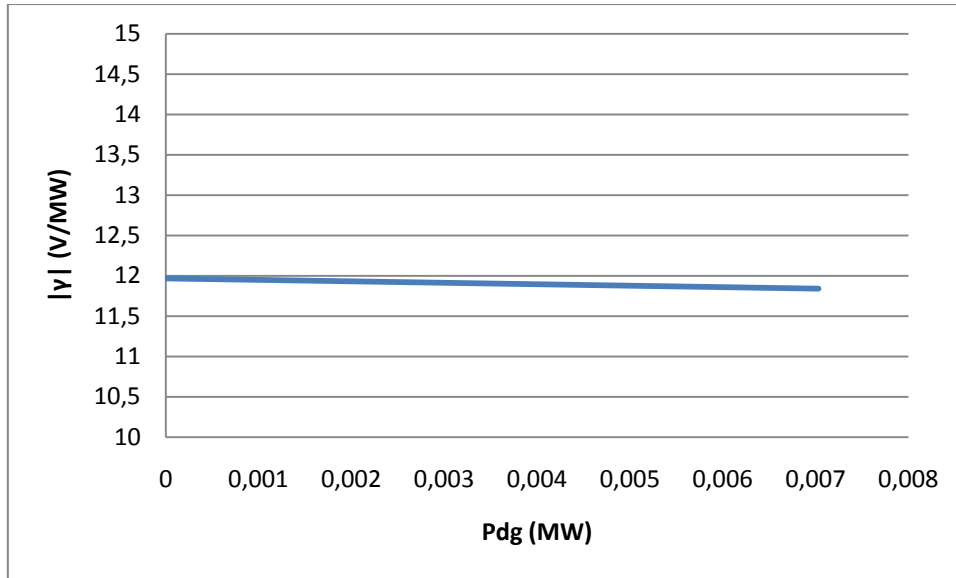
ΠΙΝΑΚΑΣ 10: ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΓΙΑ 5000 ΔΙΚΤΥΑ

5.5 Βελτίωση του επιπέδου της τάσης λόγω διεσπαρμένης παραγωγής

Το πρώτο βήμα για τον υπολογισμό της μεταβολής της τάσης είναι ο υπολογισμός των συντελεστών ευαισθησίας. Για να βρούμε τη μεταβολή στην τάση σε όλους τους ζυγούς θα πρέπει να υπολογίσουμε την ευαισθησία όλων των ζυγών του δικτύου ως προς κάθε ζυγό που έχουμε παραγωγή από μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής.

Θα υπολογίσουμε τη μεταβολή της τάσης για συγκεκριμένα σενάρια λειτουργίας. Ο υπολογισμός της ευαισθησίας θα γίνεται κάθε φορά, για κάθε επίπεδο φόρτισης δηλαδή, αν και όπως θα φανεί στη συνέχεια οι τιμές της ευαισθησίας δεν αλλάζουν πολύ σε σχέση με το επίπεδο λειτουργίας.

Στη συνέχεια μπορούμε να δούμε την εξάρτηση του συντελεστή ευαισθησίας από το επίπεδο λειτουργίας. Συγκεκριμένα επιλέγουμε δύο επίπεδα λειτουργίας, το ένα χωρίς διεσπαρμένη παραγωγή στην αιχμή και το άλλο με διεσπαρμένη παραγωγή στο ζυγό 4 πάλι στην αιχμή. Παίρνουμε την ευαισθησία του ζυγού 1 ως προς το ζυγό 4 και η διαφορά της στις δύο καταστάσεις απεικονίζεται στο ακόλουθο διάγραμμα:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 26: ΕΞΑΡΤΗΣΗ ΤΗΣ ΑΠΟΛΥΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΤΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΤΑΣΗΣ γ_{1-4} ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗΝ ΙΣΧΥ ΤΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΖΥΓΟ 4

Όπως μπορούμε να δούμε από το σχήμα η ευαισθησία της τάσης ενός συγκεκριμένου ζυγού μεταβάλλεται σε μικρό βαθμό σε σχέση με το επίπεδο λειτουργίας.

Στον επόμενο πίνακα μπορούμε να δούμε τους συντελεστές ευαισθησίας που υπολογίσαμε για την τάση την ώρα της αιχμής (28/2, 19:00), όπου έχουμε διείσδυση μόνο από τον ζυγό 4:

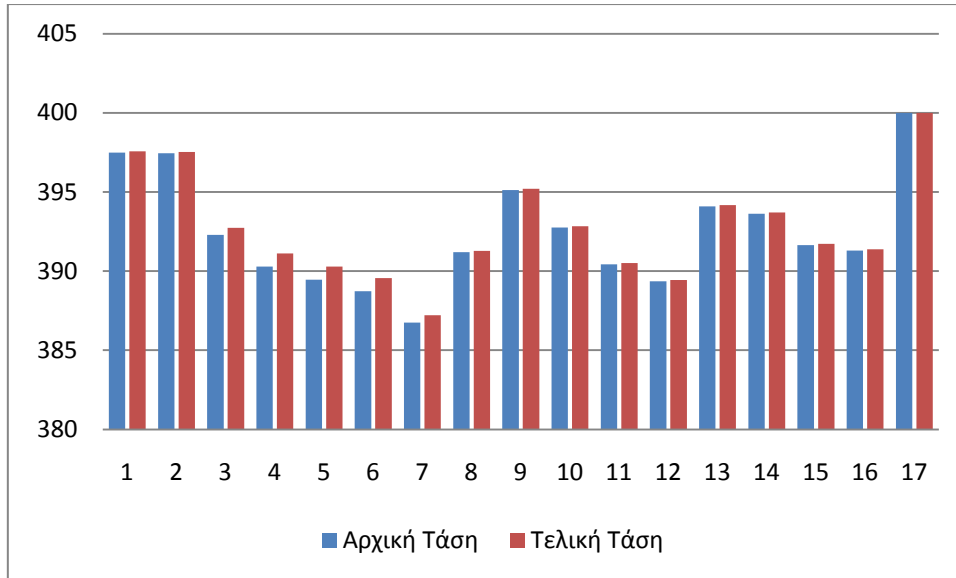
Ζυγός i	Αρχική Τάση (V)	Ευαισθησία γ_{i-4} (V/MW)	ΔV_i (V)	Τελική Τάση (V)
1	397,4826	-11,9667	0,084126237	397,5667
2	397,4386	-12,3904	0,087104692	397,5257
3	392,2792	-64,8785	0,456096162	392,7353
4	390,2896	-116,743	0,820705404	391,1103
5	389,4592	-116,994	0,82246559	390,2817
6	388,734	-117,212	0,824003114	389,558
7	386,7413	-65,8216	0,462725827	387,204
8	391,1994	-12,1623	0,085500983	391,2849
9	395,1244	-12,0401	0,084642218	395,209
10	392,7569	-12,1144	0,085164437	392,8421
11	390,4323	-12,1872	0,085676176	390,518
12	389,3509	-12,2212	0,08591484	389,4368
13	394,0892	-12,0719	0,08486561	394,1741
14	393,6241	-12,0862	0,084966043	393,709
15	391,6455	-12,1489	0,085407009	391,7309
16	391,3035	-12,1596	0,085481713	391,389
17	400	0	0	400

ΠΙΝΑΚΑΣ 11: ΑΡΧΙΚΕΣ – ΤΕΛΙΚΕΣ ΤΑΣΕΙΣ ΤΩΝ ΖΥΓΩΝ ΠΡΙΝ ΚΑΙ ΜΕΤΑ ΤΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΤΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Από τον παραπάνω πίνακα μπορούμε να παρατηρήσουμε πως η αρχική τάση σε όλους τους ζυγούς είναι μικρότερη από την ονομαστική τιμή των 400 V και η παρουσία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής δρα αυξητικά ως προς το επίπεδο της τάσης.

Παρατηρώντας τους συντελεστές ευαισθησίας βλέπουμε πως έχουν αρνητικές τιμές. Αυτό σημαίνει πως μια αύξηση του φορτίου στον εκάστοτε ζυγό θα προκαλούσε μείωση της τάσης σε όλους τους ζυγούς του δικτύου, εκτός βέβαια από το ζυγό 17 που είναι ο ζυγός ταλάντωσης και βρίσκεται σταθερά στα 400 V. Η τοποθέτηση επομένως μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής που λειτουργούν στην ουσία ως μείωση του φορτίου θα έχει ως συνέπεια την αύξηση της τάσης στον κάθε ζυγό, με αποτέλεσμα θετικό καθώς θα πάρει η τάση μια τιμή πιο κοντά στην ονομαστική.

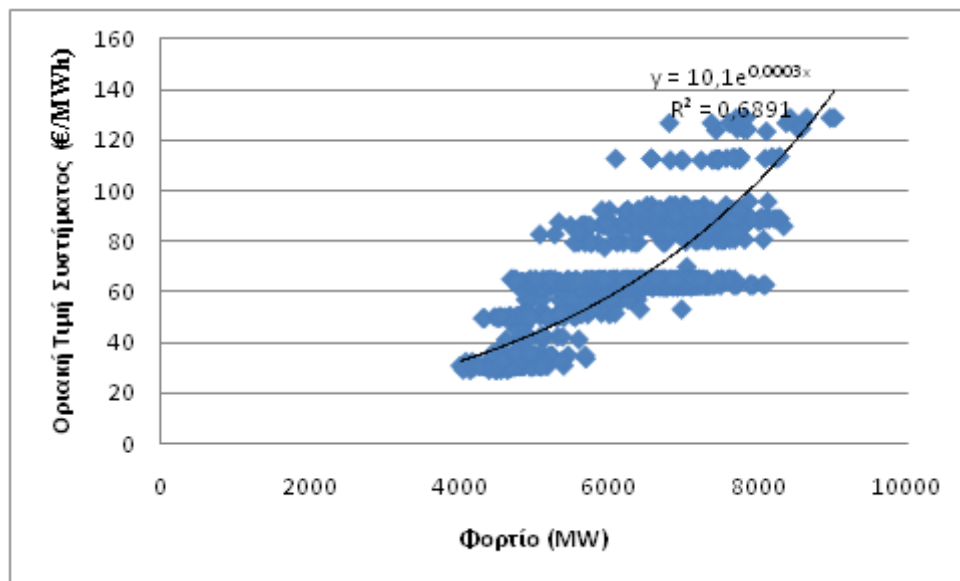
Στην επόμενη γραφική παράσταση μπορούμε να δούμε πώς μεταβάλλεται η τάση όταν εισέρχονται οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 27: ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΤΑΣΕΩΝ ΠΡΙΝ ΚΑΙ ΜΕΤΑ ΤΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΤΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΗΝ ΩΡΑ ΤΗΣ ΑΙΧΜΗΣ

5.6 Όφελος από τη μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της διεσπαρμένης παραγωγής

Χρησιμοποιώντας δεδομένα από το ΔΕΣΜΗΕ κατασκευάσαμε την καμπύλη της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος σαν συνάρτηση της ζήτησης ισχύος. Η καμπύλη που κατασκευάσαμε φαίνεται στη συνέχεια:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 28: ΚΑΜΠΥΛΗ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΡΕΥΜΑΤΟΣ-ΦΟΡΤΙΟΥ

Η αναλυτική συνάρτηση με την οποία προσεγγίστηκε η καμπύλη είναι η εξής:

$$\lambda(d) = 10,1e^{0,0003d} \quad \text{€/MWh} \quad (5.9)$$

Εξαιτίας της μεγάλης διασποράς των τιμών της καμπύλης ηλεκτρικού ρεύματος- ζήτησης, αναλυτική συνάρτηση δεν ήταν δυνατό να προσεγγίσει με μεγάλη ακρίβεια τα δεδομένα, είναι αρκετά κοντά στην πραγματικότητα όμως για να δώσει ρεαλιστικά αποτελέσματα.

Χρησιμοποιώντας τη σχέση 3.84 μπορούμε να βρούμε τη μείωση της τιμής για μια δεδομένη ώρα του χρόνου j:

$$\Delta\lambda_j \approx 0.00303 \cdot e^{0,0003d} \cdot P_{DG} \quad \text{€/MWh} \quad (5.10)$$

Υποθέτουμε πως το ποσοστό της ισχύος που πωλείται στην ωριαία αγορά αντιστοιχεί στο 5% της συνολικής ζήτησης ισχύος για τη συγκεκριμένη ώρα [9]. Το όφελος επομένως για την ώρα εκείνη j θα είναι:

$$\Delta\lambda_j \approx 0.0001515 \cdot e^{0,0003d} \cdot P_{DG} \cdot d \quad (5.11)$$

Το συνολικό οικονομικό όφελος όλου του χρόνου θα προκύψει από τις συνολικές ώρες μέσα στο χρόνο για τις οποίες έχουμε παραγωγή από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής.

Αρχικά θα υποθέσουμε πως η τιμή πώλησης της διεσπαρμένης παραγωγής είναι $\lambda_c = 100 \text{ €/MWh}$, που είναι το πιο ευνοϊκό σενάριο καθώς, όπως υπολογίσαμε σε προηγούμενη ενότητα αντιστοιχεί σε 2861 ώρες λειτουργίας των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Χρησιμοποιώντας τις ταξινομημένες χρονοσειρές μπορούμε να βρούμε ποιες ώρες του χρόνου έχουμε διεσπαρμένη παραγωγή, ώστε να βρούμε και την αντίστοιχη ζήτηση και παραγωγή από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής.

Το όφελος που θα έχουμε θα είναι το συνολικό όφελος για τις 2861 ώρες από τις παραπάνω που θα έχουμε λειτουργία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Το όφελος αυτό θα είναι:

$$S_{PR} = 0,00098 \text{ €}$$

Αν υποθέσουμε πως έχουμε 5000 τέτοια δίκτυα θα υπολογίσουμε ένα όφελος 4,92 €. Παρατηρούμε πως το όφελος που υπολογίσαμε είναι πολύ μικρό. Για να είχαμε μεγαλύτερο όφελος θα χρειαζόμασταν αρκετά μεγαλύτερη διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, αφού με αυτά τα δεδομένα δεν είναι δυνατόν να μεταβληθεί αισθητά η τιμή πώλησης του ηλεκτρικού ρεύματος.

5.7 Συνολικό οικονομικό όφελος από το συνδυασμό όλων των παραγόντων

Συνδυάζοντας όλα τα παραπάνω οφέλη που υπολογίσαμε ξεχωριστά, μπορούμε να υπολογίσουμε ένα συνολικό οικονομικό όφελος. Στη συνέχεια βλέπουμε το όφελος που προκύπτει για τα σενάρια λειτουργίας που αποδίδουν το ελάχιστο και το μέγιστο όφελος αντίστοιχα. Για το μη ευνοϊκό σενάριο λειτουργίας υποθέτουμε πως έχουμε επιτόκιο αναγωγής $\rho=3\%$, ενώ η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής θα είναι $\lambda_c=130$ €/MWh, ενώ για το ευνοϊκό σενάριο λειτουργίας υποθέτουμε πως θα έχουμε $\rho=7\%$ και $\lambda_c=100$ €/MWh. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν παρουσιάζονται στους επόμενους πίνακες:

Σενάριο	$\lambda_c=130$ €/ MWh, $\rho=3\%$	$\lambda_c=100$ €/ MWh, $\rho=7\%$
Όφελος Αναβολής Επένδυσης (€)	17,12566	394,5454
Όφελος Αποφυγής Αγοράς Βάσει ΟΤΣ (€)	11,64028	410,0333
Όφελος από τη Μείωση των Απωλειών Ισχύος (€)	3,087012	43,60735
Σύνολο	31,852952	848,18605

ΠΙΝΑΚΑΣ 12: ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΕΝΑ ΔΙΚΤΥΟ

Το όφελος που θα προκύψει αν θεωρήσουμε ότι έχουμε 5000 όμοια δίκτυα:

Σενάριο	$\lambda_c=130$ €/ MWh, $\rho=3\%$	$\lambda_c=100$ €/ MWh, $\rho=7\%$
Όφελος Αναβολής Επένδυσης (€)	85628,32	1972727
Όφελος Αποφυγής Αγοράς Βάσει ΟΤΣ (€)	58201,38	2050167
Όφελος από τη Μείωση των Απωλειών Ισχύος (€)	15435,06	218036,7
Σύνολο	159264,76	4240930,7

ΠΙΝΑΚΑΣ 12: ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ 5000 ΔΙΚΤΥΑ

Μπορούμε να παρατηρήσουμε πως ειδικά στην ευνοϊκή περίπτωση υπολογίζουμε ένα πολύ σημαντικό οικονομικό όφελος, αλλά και στην λιγότερο ευνοϊκή περίπτωση έχουμε ένα σημαντικό ποσό. Το όφελος που υπολογίσαμε είναι

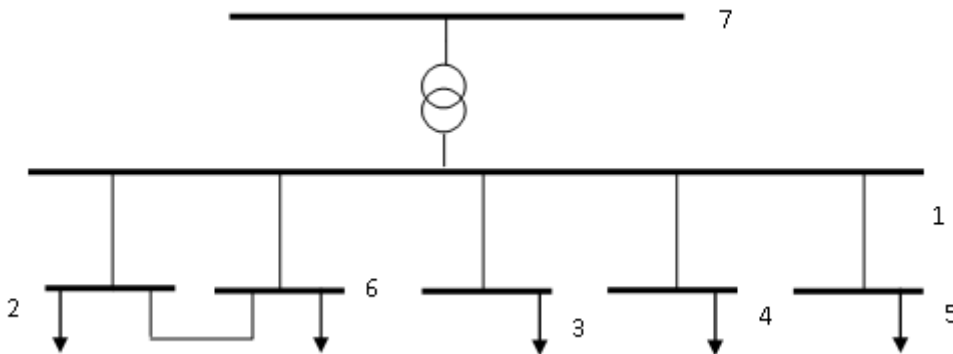
πολύ σημαντικό καθώς μας δίνει τη δυνατότητα να υπολογίσουμε με μεγαλύτερη ακρίβεια το πόσο επωφελής θα ήταν μια επένδυση σε μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής, αφού από τον επενδυτή θα πρέπει να ληφθεί υπόψη και αυτή η επιπλέον αξία που παράγει όταν επενδύει σε μια τέτοια μονάδα. Αν επομένως του αποδοθούν οφέλη για το όφελος που παράγει αυτός και που μέχρι τώρα ήταν αφηρημένο και ασαφές, μπορεί να δοθεί ένα επιπλέον κίνητρο για επένδυση στο συγκεκριμένο τομέα, πράγμα πολύ σημαντικό για την οικονομία, τον ανταγωνισμό στον τομέα της ενέργειας, αλλά και την αποδοτικότερη και πιο αξιόπιστη παροχή ενέργειας στους καταναλωτές.

6. Εφαρμογή 2: Δίκτυο Κρήτης

6.1 Εισαγωγή

Η δεύτερη εφαρμογή των μεθόδων υπολογισμού του οικονομικού οφέλους από την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής έγινε σε τμήμα του δικτύου της Κρήτης, συγκεκριμένα σε δίκτυο 7 ζυγών που καλύπτει ο υποσταθμός των Χανίων.

Το δίκτυο, με βάση το οποίο έγιναν οι υπολογισμοί, φαίνεται στη συνέχεια:



ΣΧΗΜΑ 14: ΔΙΚΤΥΟ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥ ΧΑΝΙΩΝ

Στο δίκτυο αυτό, θεωρούμε ζυγό ταλάντωσης τον 7, όπου γίνεται και η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Στους πίνακες που ακολουθούν φαίνονται οι ζυγοί και τα στοιχεία των γραμμών μεταφοράς.

Ζυγός (i)	Όνομα
1	Χανιά_1
2	Χανιά_2
3	Ρέθυμνο
4	Αγιά
5	Βρύσες
6	Χανιά_3
7	Υποσταθμός Χανίων 150kV/20kV

ΠΙΝΑΚΑΣ 12: ΖΥΓΟΙ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΤΟΥ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥ ΤΩΝ ΧΑΝΙΩΝ

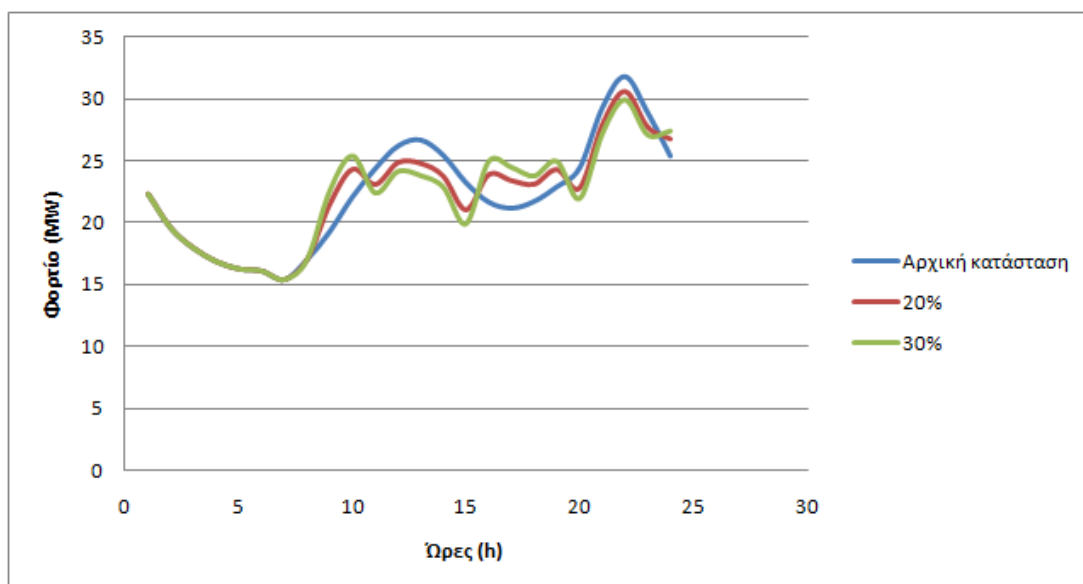
Από ζυγό	Προς ζυγό	R (pu)	X (pu)	½ B (pu)
1	7	0,002	0,0769	0
1	2	0,00784	0,46013	0
1	3	0,02277	0,09863	0,016205
1	4	0,00216	0,00938	0,00154
1	5	0,00952	0,04125	0,006775
2	6	0	1,00E-05	0
1	6	0,00784	0,46013	0
1	7	0,002	0,0769	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 13: ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΤΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ

6.2 Οικονομικό όφελος από τη αναβολή της επένδυσης στο μετασχηματιστή του υποσταθμού σε περιπτώσεις διαχειρίσιμου φορτίου

Σε αυτό το σημείο επιδιώκουμε να υπολογίσουμε τα οφέλη που προκύπτουν σε περίπτωση που έχουμε όλο το έτος διαχειρίσιμο φορτίο σε ποσοστό 20% και 30% του αρχικού.

Από τις ετήσιες χρονοσειρές φορτίου για κάθε περίπτωση, σχηματίζουμε μία ημερήσια χρονολογική καμπύλη που προκύπτει από κάθε χρονοσειρά, έτσι ώστε να φανούν οι αλλαγές με την εφαρμογή του διαχειρίσιμου φορτίου. Αυτές φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 28: ΚΑΜΠΥΛΕΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΓΙΑ ΤΗΝ ΗΜΕΡΑ 5/5/2010

Είναι εμφανής λοιπόν η επίδραση στις ημερήσιες χρονολογικές καμπύλες φορτίου. Στη συνέχεια, γίνεται ο υπολογισμός του κέρδους από την αναβολή επένδυσης στον μετασχηματιστή του υποσταθμού των Χανίων.

Η ανάλυση έγινε ως προς το ρεύμα που διαρρέει το ζυγό 7, δηλαδή τη γραμμή 1-7. Υπολογίσαμε δηλαδή το κέρδος που αποκομίζουμε από την αναβολή της αντικατάστασης του μετασχηματιστή που βρίσκεται στο ζυγό αυτό. Η εκτίμηση του κόστους αντικατάστασης του μετασχηματιστή έγινε, όπως και στην πρώτη εφαρμογή, με βάση τα ευρήματα της έρευνας του Shirley *et al* [15] και εμπειρικά δεδομένα. Έτσι, το κόστος ενός μετασχηματιστή 150kV/20kV υπολογίστηκε πως θα είναι περίπου 590000 €.

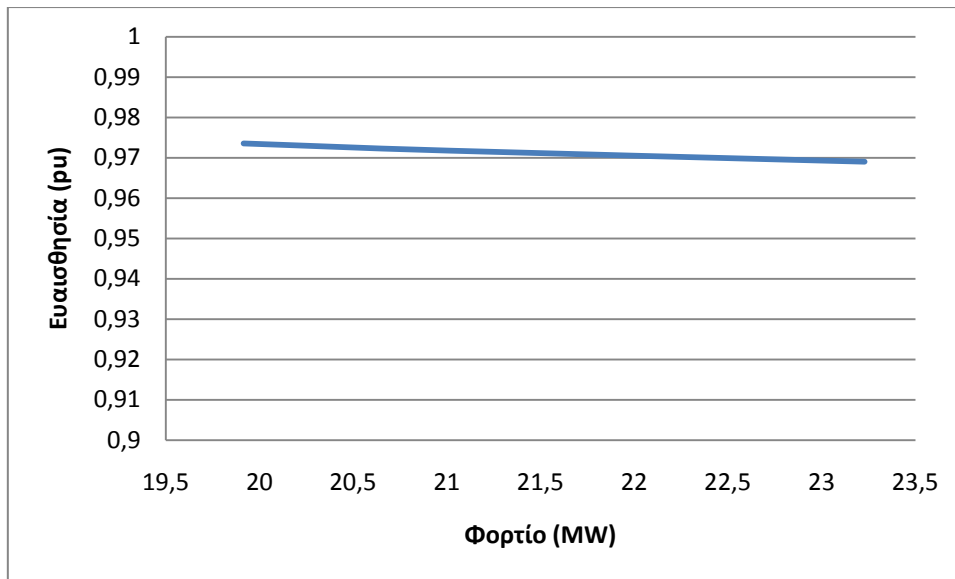
Η μελέτη έγινε την ημέρα 5/5/2010, όπου είχαμε το μέγιστο διαχειρίσιμο φορτίο (για τις περιπτώσεις 20% και 30% είχαμε 9,51% και 14,26% αντίστοιχα).

Στον πίνακα που ακολουθεί απεικονίζεται το συνολικό φορτίο για κάθε περίπτωση.

Σενάριο	Φορτίο (MW)	Ποσοστό % διαχειρίσιμου φορτίου
Αρχική κατάσταση	23,229	0
20%	21,02006	9,51
30%	19,91559	14,26

ΠΙΝΑΚΑΣ 14: ΦΟΡΤΙΟ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΣΕΝΑΡΙΟ

Όπως και στην πρώτη εφαρμογή, η ευαισθησία μεταβάλλεται ελάχιστα σε σχέση με το επίπεδο λειτουργίας φορτίου. Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνεται αυτό, όπου βλέπουμε την τιμή της ευαισθησίας της γραμμής 1-7, ως προς τη μεταβολή του φορτίου στο ζυγό 2.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 29: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΤΗΣ ΓΡΑΜΜΗΣ 1-7 ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΟΥ ΖΥΓΟΥ 2

Οπότε θα κάνουμε χρήση των τιμών ευαισθησίας που προκύπτουν από την αρχική κατάσταση του σταθμού.

Σύμφωνα με στοιχεία της ΔΕΗ, το φορτίο της Κρήτης αυξάνεται με ρυθμό 5,5%. Οπότε, αν, όπως και στην πρώτη εφαρμογή, υποθέσουμε ότι όλοι οι ζυγοί εμφανίζουν την ίδια μηνιαία αύξηση φορτίου, αυτή η τιμή θα είναι: $\sigma = 0,023$ MW/μήνα.

Για τον υπολογισμό του χρόνου αναβολής της επένδυσης, χρησιμοποιείται η σχέση:

$$\tau_k = \frac{\Delta I_{km}}{\sum_i \gamma_{ik} \cdot \sigma_i}$$

Όμως, αφού θεωρούμε την ίδια μηνιαία αύξηση φορτίου σ_i σε κάθε ζυγό, τότε μας ενδιαφέρει ο υπολογισμός της συνολικής ευαισθησίας ρεύματος από τη μεταβολή του φορτίου σε όλους τους ζυγούς, για τη γραμμή 1-7. Αυτό φαίνεται στον πίνακα που ακολουθεί.

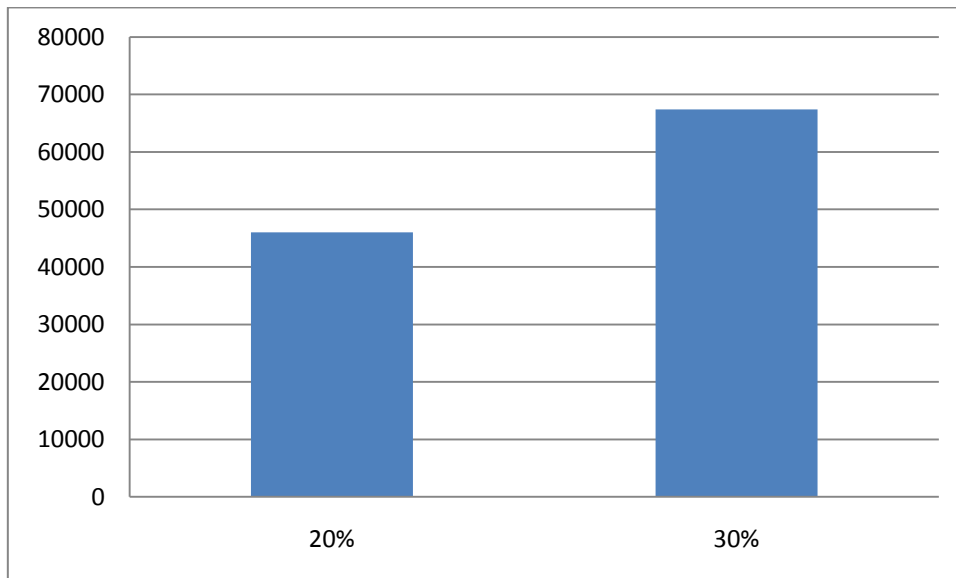
Υπολογισμός της ευαισθησίας(γ_{i7}) του ρεύματος I_7 , στο ζυγό 7 από μεταβολή του φορτίου στο ζυγό i (pu)		
Ζυγός (i)	γ_{i7} (pu)	$\Sigma\gamma_{i,7}$ (pu)
1	0,94725	5,735936
2	0,969011	
3	0,954331	
4	0,94756	
5	0,948774	
6	0,969011	

ΠΙΝΑΚΑΣ 15: ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΡΕΥΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΓΡΑΜΜΗΣ 1-7

Στους επόμενους πίνακες φαίνονται τα αποτελέσματα των υπολογισμών για το χρόνο αναβολής της επένδυσης, το κέρδος από την αναβολή αυτή. Παράλληλα παρουσιάζονται η έγχυση ρεύματος από το δίκτυο, όπως και η μείωση στην έγχυση του ρεύματος από την εφαρμογή του διαχειρίσιμου φορτίου. Έχουμε θεωρήσει επιτόκιο αναγωγής $\rho=5\%$.

Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής και Κέρδους από την επένδυση						
Σενάρια	σ (MW/μήνα)	ρ	Έγχυση από το δίκτυο – Ρεύμα (ρu)	Διαφορά Ρευμάτων (ρu) $ I_{αρχ} - I_{τελ} $	Χρόνος αναβολής, τ (Μήνες)	Κέρδος, B (€)
Αρχική κατάσταση	0,023	0,05	0,2492	0	0	0
20%	0,023	0,05	0,2235	0,0257	19,48053996	45997,62
30%	0,023	0,05	0,2108	0,0384	29,10711028	67386,12

Στο παρακάτω διάγραμμα απεικονίζεται η σύγκριση μεταξύ των οφελών για τα δύο σενάρια διαχειρίσιμου φορτίου.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 30: ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΟΦΕΛΩΝ ΜΕΤΑΞΥ ΤΩΝ ΣΕΝΑΡΙΩΝ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΙΜΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ

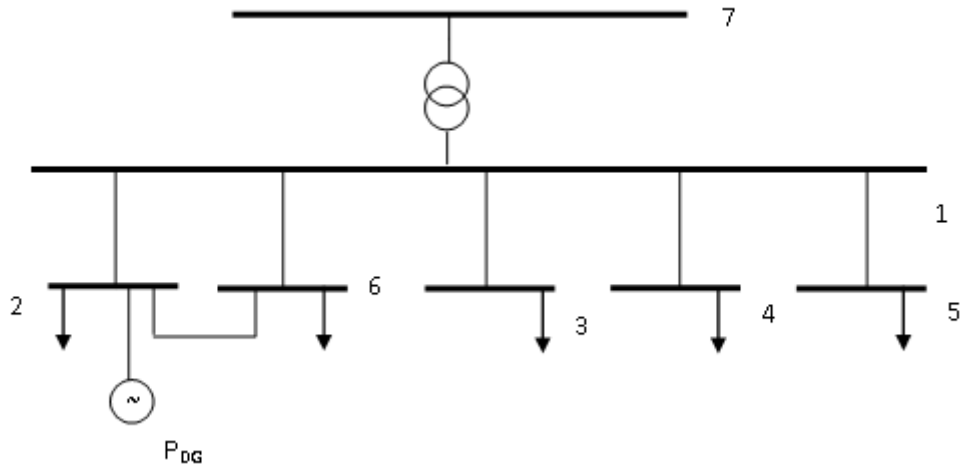
Είναι φανερό ότι με την αύξηση του ποσοστού του διαχειρίσιμου φορτίου, αυξάνεται και το κέρδος από την αναβολή της επένδυσης για την αντικατάσταση του μετασχηματιστή του υποσταθμού των Χανίων.

6.3 Οικονομικό όφελος από τη αναβολή της επένδυσης στο μετασχηματιστή του υποσταθμού σε περιπτώσεις διείσδυσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η σύγκριση που θα μπορούσε να προκύψει μεταξύ των κερδών από την αναβολή επενδύσεων, αν, αντί να έχουμε περίπτωση διαχειρίσιμου φορτίου, έχουμε αντίστοιχα διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής με παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ισχύος ίσης με την μείωση φορτίου που θα πετυχαίναμε με την εφαρμογή του διαχειρίσιμου φορτίου.

Συγκεκριμένα, θα τοποθετήσουμε μία μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής στον ζυγό 2 (Χανιά_2) και στον παρακάτω πίνακα φαίνεται η αντιστοιχία μεταξύ της διείσδυσης μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής και του διαχειρίσιμου φορτίου.

Το δίκτυο παίρνει την μορφή που ακολουθεί:



ΣΧΗΜΑ 15: ΔΙΚΤΥΟ ΤΟΥ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥ ΤΩΝ ΧΑΝΙΩΝ ΜΕΤΑ ΤΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΑΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΖΥΓΟ 2

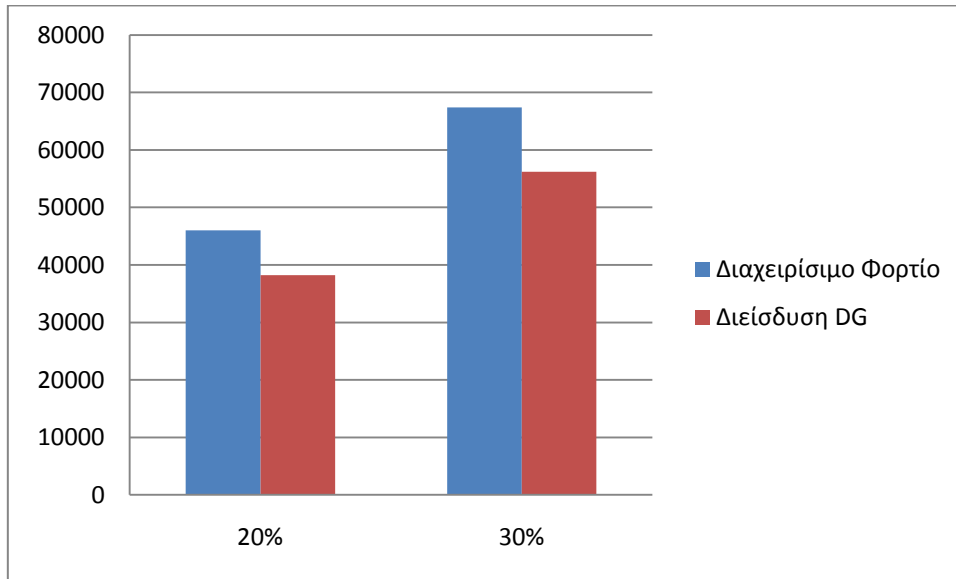
Αντίστοιχο σενάριο διαχειρίσιμου Φορτίου	Διείσδυση Διεσπαρμένης Παραγωγής (MW)	Φορτίο (MW)
Αρχική κατάσταση	0	23,229
20%	2,20894	23,229
30%	3,31341	23,229

ΠΙΝΑΚΑΣ 16: ΣΕΝΑΡΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΕ ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΙΑ ΜΕ ΤΙΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΙΜΟΥ ΦΟΡΤΙΟΥ

Σε αυτή την περίπτωση, θα χρησιμοποιήσουμε την ίδια τιμή ευαισθησίας, όπως επίσης και για τις τιμές της μηνιαίας αύξησης φορτίου και του επιτοκίου αναγωγής. Τα αποτελέσματα της συγκεκριμένης εφαρμογής παρουσιάζονται στην επόμενη σελίδα.

Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής και Κέρδους από την επένδυση						
Αντίστοιχα Σενάρια Διαχειρίσιμου Φορτίου	σ (MW/μήνα)	ρ	Έγχυση από το δίκτυο – Ρεύμα (pu)	Διαφορά Ρευμάτων (pu) $ I_{αρχ} - I_{τελ} $	Χρόνος αναβολής, τ (Μήνες)	Κέρδος, B (€)
Αρχική κατάσταση	0,023	0,05	0,2492	0	0	0
20%	0,023	0,05	0,228	0,0212	16,06955047	38210,81
30%	0,023	0,05	0,2175	0,0317	24,02852594	56209,37

Το παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζει τη σύγκριση μεταξύ των οφελών από τις δύο μεθόδους.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 31: ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΟΦΕΛΩΝ ΑΠΟ ΤΙΣ 2 ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ

Παρατηρούμε στο παραπάνω διάγραμμα ότι τα οφέλη στην πρώτη περίπτωση είναι περισσότερα σε σχέση με τη διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Αυτό όμως ίσως να οφείλεται στο γεγονός ότι η μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής τοποθετήθηκε σε έναν ζυγό, ενώ η διαχείριση του φορτίου έγινε αναλογικά σε όλους τους ζυγούς του δικτύου.

7. Εφαρμογή 3: Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα του 2020

7.1 Εισαγωγή

Στα πλαίσια των στόχων της ενεργειακής πολιτικής για το 2020, έγινε μία προσπάθεια εκτίμησης ορισμένων οφελών που αναμένεται να προκύψουν από την αυξημένη διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα.

Σύμφωνα με μελέτες της ΡΑΕ και του ΔΕΣΜΗΕ, αναμένεται η χωροταξική κατανομή των μονάδων ΑΠΕ στην Ελλάδα να είναι όπως παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα:

	Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής (MW)			
	Βιομάζα	Υδροηλεκτρικά	Φωτοβολταϊκά	Αιολικά
Ανατολική Μακεδονία και Θράκη	47,257	11,943	184,566	1045,502
Αττική	47,257	0,102	88,732	313,233
Κεντρική Μακεδονία	38,440	47	308,479	496,981
Δυτική Ελλάδα	76,097	41,652	303,164	600,152
Δυτική Μακεδονία	5,192	23,796	155,142	493,029
Ιόνιο	2,484	0	6,422	290,918
Ήπειρος	5,771	63,303	77,502	306,988
Πελοπόννησος	33,386	12,988	555,162	1572,833
Στερεά Ελλάδα	20,371	44,602	305,995	1808,355
Θεσσαλία	61,906	33,331	449,183	247,931
Κυκλάδες	0	0	0	407,2

ΠΙΝΑΚΑΣ 17: ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΑ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ

Η παραπάνω κατανομή αφορά το διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας. Όπως φαίνεται, στον πίνακα συμπεριλαμβάνονται και οι Κυκλάδες, καθώς

αναμένεται να συνδεθούν στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2016. Σε αυτή τη διπλωματική εργασία, έχει θεωρηθεί ότι σύνδεση των Κυκλάδων γίνεται στο ζυγό του Λαυρίου, λαμβάνοντας υπόψη αντίστοιχη μελέτη του ΔΕΣΜΗΕ [31].

Η μελέτη της συγκεκριμένης εφαρμογής ακολουθεί το εξής σκεπτικό: Έχοντας ως βάση ένα στιγμιότυπο του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος για μία μέρα του 2010, με συνολικό φορτίο 5539,517 MW και συνολική παραγωγή από 6236,433 MW, δημιουργούμε ένα αντίστοιχο στιγμιότυπο για μία μέρα του 2020, λαμβάνοντας υπόψη ότι σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΣΜΗΕ, το φορτίο του 2020 θα είναι αυξημένο κατά 28,27%. Επιπλέον, η παραγωγή ενέργειας στο στιγμιότυπο του 2010 γίνεται μόνο στους ζυγούς παραγωγής του συστήματος, δηλαδή από τις κεντρικές μονάδες παραγωγής. Το αρχικό στιγμιότυπο του 2020 που δημιουργούμε, ακολουθεί το σκεπτικό του αντίστοιχου του 2010 ως προς την παραγωγή, δηλαδή έχουμε και σε αυτό παραγωγή μόνο στους ζυγούς παραγωγής. Σε αυτό, το συνολικό φορτίο είναι 7126,009 MW και η συνολική παραγωγή 8000,003 MW.

Στη συνέχεια, για να δούμε την επίδραση της διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο, δημιουργούμε κ ένα δεύτερο στιγμιότυπο για το 2020, διατηρώντας το συνολικό φορτίο και τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σταθερά. Όμως ένα ποσοστό της συνολικής παραγωγής θεωρούμε ότι προέρχεται από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής κι έτσι κατανέμεται στους ζυγούς του συστήματος, σύμφωνα με την χωροταξική κατανομή του πίνακα 16. Αν θεωρήσουμε ότι, κατά μέσο όρο, όλο το έτος παράγεται ηλεκτρική ισχύς που είναι το άθροισμα του 100% της εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων βιομάζας, του 17% των φωτοβολταϊκών, του 27% των αιολικών παρκών και του 70% των υδροηλεκτρικών, το σύνολο της παραγωγής που αντιστοιχεί στις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής είναι 3007,791 MW.

Όπως και στις προηγούμενες εφαρμογές, έτσι και σε αυτή, θεωρήθηκε ότι οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής λειτουργούν με μοναδιαίο συντελεστή ισχύος.

Για τη μελέτη του δικτύου, εφόσον γνωρίζουμε ότι το φορτίο το 2020 θα είναι αυξημένο κατά 28,27%, η μηνιαία αύξηση φορτίου σε κάθε ζυγό είναι 0,158 MW/ μήνα και θεωρούμε ότι για κάθε ζυγό είναι η ίδια, παρά το γεγονός ότι σε διαφορετικούς ζυγούς θα μπορούσε να αυξάνεται το φορτίο με διαφορετικούς ρυθμούς. Για το ζυγό ταλάντωσης θεωρήσαμε πως δεν έχουμε αύξηση φορτίου. Έγινε επίσης η υπόθεση ότι το επιτόκιο αναγωγής είναι $\rho = 5\%$ / χρόνο.

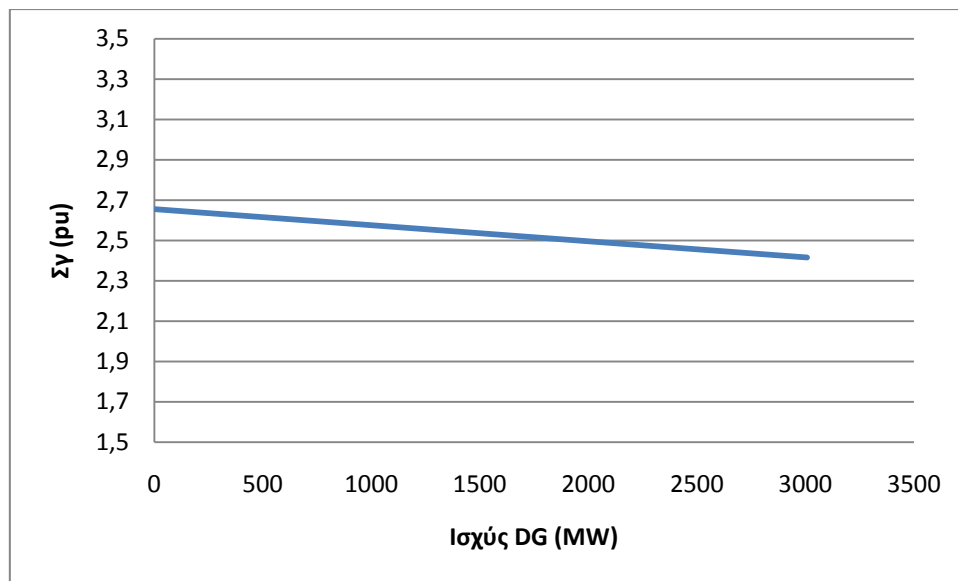
7.2 Οικονομικό όφελος από την αναβολή της επένδυσης σε γραμμές μεταφοράς του δικτύου

Η ανάλυση έγινε ως προς τα ρεύματα που διαρρέουν τις γραμμές 8-9 (Βάβδος-Θεσσαλονίκη) και 23-30 (Λάρισα-Τρίκαλα). Υπολογίσαμε δηλαδή το

κέρδος που αποκομίζουμε από την αναβολή επένδυσης για την αναβάθμιση των δύο αυτών γραμμών μεταφοράς. Η εκτίμηση του κόστους αναβάθμισης των γραμμών αυτών έγινε με βάση τη σχετική γνωμοδότηση της ΡΑΕ [32] και λαμβάνοντας υπόψη το είδος και το μήκος των γραμμών [33]. Έτσι, το κόστος αναβάθμισης της γραμμής μεταφοράς 8-9 είναι 3001500 €, ενώ της 23-30 είναι 3570150 €.

Ο υπολογισμός των συντελεστών ευαισθησίας γινόταν μια φορά για την περίπτωση που δεν έχουμε διεσπαρμένη παραγωγή. Σε όλες τις περιπτώσεις χρησιμοποιούνταν αυτοί οι συντελεστές αφού μόνο η τοποθέτηση διεσπαρμένης παραγωγής επηρεάζει ελάχιστα τους συντελεστές ευαισθησίας, όπως θα φανεί στη συνέχεια.

Στο επόμενο διάγραμμα φαίνεται πώς μεταβάλλεται η τιμή του συντελεστή ευαισθησίας σε σχέση με την τοποθέτηση διεσπαρμένης παραγωγής. Συγκεκριμένα φαίνεται η σχέση μεταξύ του αθροίσματος των συντελεστών ευαισθησίας του ρεύματος της γραμμής 8-9 ως προς κάθε ζυγό σε σχέση με την ύπαρξη διεσπαρμένης παραγωγής.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 31: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΗΣ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΡΕΥΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΓΡΑΜΜΗΣ 8-9 ΜΕ ΤΗ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Όπως φαίνεται από το διάγραμμα 31, το άθροισμα των συντελεστών ευαισθησίας έχει μια εξάρτηση από τη διείσδυση της διεσπαρμένης παραγωγής, αλλά η εξάρτηση αυτή είναι μικρή.

Στον επόμενο πίνακα φαίνονται τα αποτελέσματα των υπολογισμών για το χρόνο αναβολής της επένδυσης, το κέρδος από την αναβολή αυτή, αλλά και το συνολικό κέρδος από την αναβάθμιση των γραμμών μεταφοράς 8-9 και 23-30.

Υπολογισμός Χρόνου Αναβολής και Κέρδους από την επένδυση

Γραμμή Μεταφοράς	Σενάριο	σ (MW/μήνα)	ρ	Έγχυση από το δίκτυο- Ρεύμα ($\rho\mu$)	Διαφορά Ρευμάτων ($\rho\mu$) $I_{αρχ} - I_{τελ}$	Χρόνος αναβολής, τ (Μήνες)	Κέρδος, B (€)
8-9 (Βάβδος- Θεσσαλονίκη)	Χωρίς DG	0,158	0,05	2,8713	0	0	0
	Με DG	0,158	0,05	2,4244	0,4469	106,5576	1076122
23-30 (Λάρισα- Τρίκαλα)	Χωρίς DG	0,158	0,05	0,6082	0	0	0
	Με DG	0,158	0,05	0,6359	0,0277	59,29263	781507,3

Όπως μπορούμε να παρατηρήσουμε, τα οφέλη που προκύπτουν είναι σημαντικά. Είναι φανερό λοιπόν πως η διεύθυνση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής επιφέρει αξιολογικά κέρδη.

7.3 Οικονομικό όφελος από την αποφυγή απόκτησης ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής

Όπως και στην πρώτη εφαρμογή, χρησιμοποιήσαμε δεδομένα των τριών τελευταίων ετών από τον ΔΕΣΜΗΕ, όπου δίνεται η οριακή τιμή συστήματος για κάθε ώρα του χρόνου και για διάφορες χρονικές περιόδους, κατασκευάσαμε την καμπύλη διάρκειας τιμής για το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας και η ήδη γνωστή αναλυτική συνάρτηση με την οποία προσεγγίζουμε την καμπύλη είναι η εξής:

$$\lambda(h) = -5 \cdot 10^{-20} \cdot h^5 + 4 \cdot 10^{-15} \cdot h^4 - 10^{-10} \cdot h^3 + 2 \cdot 10^{-6} \cdot h^2 - 0,0147h + 127,77 \quad \text{€/MWh}$$

Η συνάρτηση κέρδους ανά MWh που προκύπτει είναι, ως γνωστόν:

$$P_{AV} = -\frac{5}{6}10^{-20}h_{opt}^5 + \frac{4}{5}10^{-15}h_{opt}^4 - \frac{1}{4}10^{-10}h_{opt}^3 + \frac{2}{3}10^{-6}h_{opt}^2 - \frac{0,0147}{2}h_{opt} + 127,77 - \lambda_c \quad \text{€/MWh}$$

Οπότε, έχουμε τα παρακάτω οφέλη, ανάλογα με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας ανά MWh (λ_c):

- Αν $\lambda_c = 100$ €/MWh, τότε
 $h_{opt} = 2861$ h και
 $P_{AV} = 11,66$ €/MWh
- Αν $\lambda_c = 110$ €/MWh, τότε
 $h_{opt} = 1490$ h και
 $P_{AV} = 8,22$ €/MWh

Για τις τιμές $\lambda_c = 120$ €/MWh και $\lambda_c = 130$ €/MWh, χρησιμοποιήσαμε την αναλυτική συνάρτηση που προέκυψε από την προσέγγιση της καμπύλης διάρκειας τιμής για τις 1000 πρώτες ώρες. Άρα, όπως στην πρώτη εφαρμογή:

- Αν $\lambda_c = 120$ €/MWh, τότε
 $h_{opt} = 547$ h και
 $P_{AV} = 8,22$ €/MWh
- Αν $\lambda_c = 130$ €/MWh, τότε
 $h_{opt} = 181$ h και

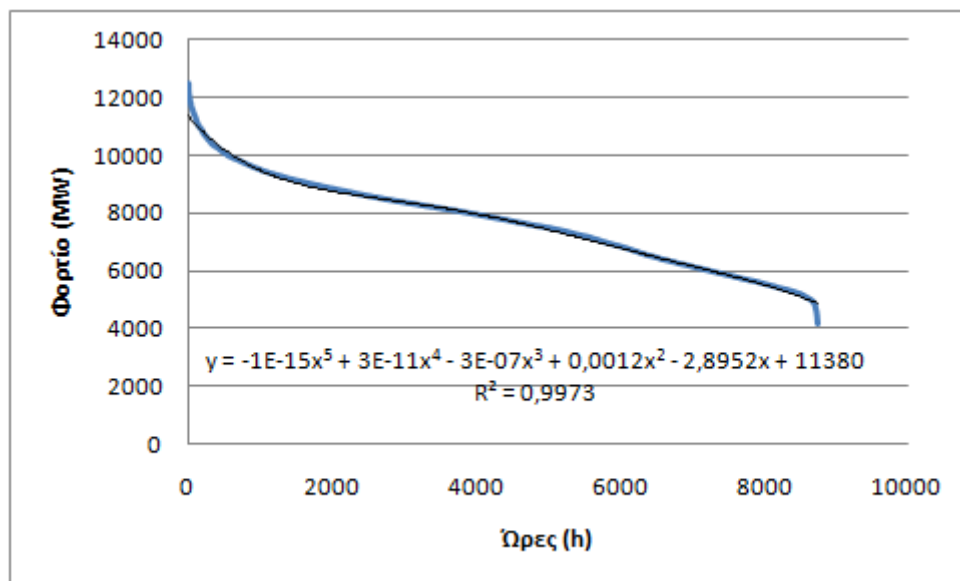
$$P_{AV}=6,08 \text{ €/MWh}$$

Στη συνέχεια θα πρέπει να υπολογίσουμε το όφελος συνολικά για όλο το χρόνο, και για αυτό το λόγο θα πρέπει να βρούμε την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής του δικτύου.

Από τα δεδομένα της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για το ηλεκτρικό δίκτυο υπό εξέταση, μπορούμε να εντοπίσουμε ποιες ώρες μέσα στο χρόνο είναι αυτές με τη μέγιστη ζήτηση. Θεωρώντας ότι με την αύξηση του φορτίου έχουμε αύξηση και της οριακής τιμής συστήματος, μπορούμε να βρούμε τις συγκεκριμένες ώρες του χρόνου που θα έχουμε οριακή τιμή συστήματος τέτοια, ώστε να έχουμε παραγωγή από τις διεσπαρμένες μονάδες ηλεκτρικής ενέργειας. Έχοντας επομένως ποιες ώρες μέσα στο χρόνο είναι αυτές, μπορούμε από τα δεδομένα να βρούμε την αντίστοιχη δυνατότητα διεσπαρμένης παραγωγής για κάθε περίπτωση.

Γνωρίζοντας την χρονοσειρά του φορτίου του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος για το 2010, μπορούμε να κατασκευάσουμε τη χρονοσειρά φορτίου του 2020, λαμβάνοντας υπόψη ότι αναμένεται τότε το φορτίο να είναι αυξημένο κατά 28,27%.

Η καμπύλη διάρκειας φορτίου του δικτύου, με βάση τη χρονοσειρά φορτίου είναι:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 31: ΚΑΜΠΥΛΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑΣ ΦΟΡΤΙΟΥ 2020

Ταξινομώντας τις χρονοσειρές φορτίου και παραγωγής ως προς τη χρονοσειρά φορτίου από το μεγαλύτερο στο μικρότερο, ανάλογα τις ώρες που μας ενδιαφέρουν, μπορούμε να υπολογίσουμε τη συνολική παραγωγή των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Όμως, επειδή δεν έχουμε στη διάθεσή μας τη χρονοσειρά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής για το

2020, θεωρούμε ότι κάθε ώρα του έτους οι μονάδες παράγουν συνολικά ηλεκτρική ενέργεια ισχύος 3007,791 MW.

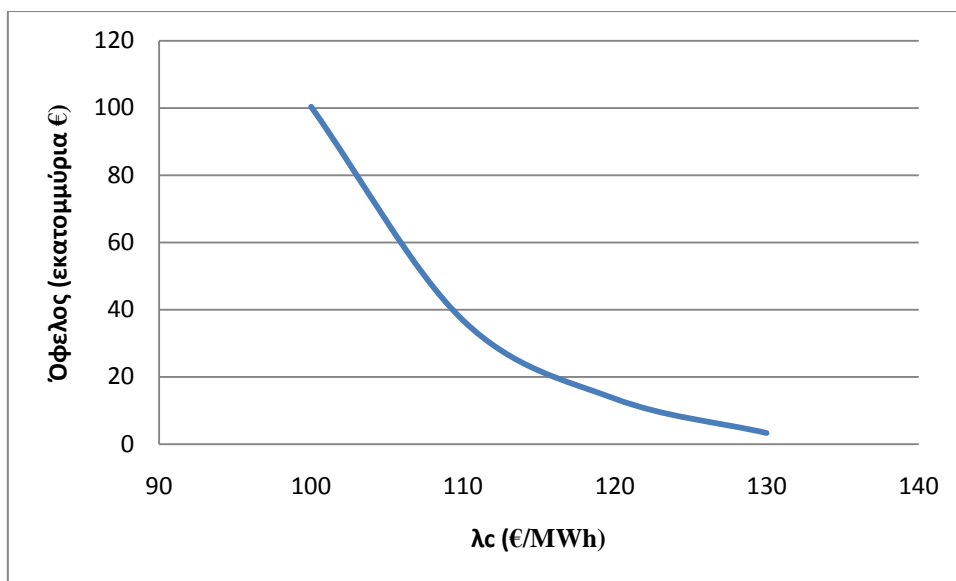
Για λόγους απλότητας, θεωρήσαμε ότι όλα τα είδη μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής διαθέτουν την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στην ίδια τιμή ανά MWh.

Αθροίζοντας τις παραγωγές όλων των μονάδων για το χρονικό διάστημα που έχουμε λειτουργία μπορούμε να βρούμε τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και στη συνέχεια το συνολικό όφελος. Αυτό φαίνεται στον επόμενο πίνακα για όλα τα σενάρια λειτουργίας:

Τιμή λ_c (€/MWh)	Παραγωγή ΑΠΕ (MWh)	Κέρδος ανά MWh (€/MWh)	Συνολικό Όφελος (€)
100	8605290	11,66	100337682
110	4481609	8,22	36838822,6
120	1645262	8,22	13524051
130	544410,2	6,08	3310013,84

ΠΙΝΑΚΑΣ 18: ΕΤΗΣΙΑ ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΠΟΦΥΓΗ ΑΠΟΚΤΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΙΣ ΩΡΕΣ ΑΙΧΜΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΣΕΝΑΡΙΟ

Παρατηρούμε πως η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής έχει εξαιρετικά μεγάλη σημασία για το οικονομικό όφελος που θα αποκομίσουμε στο τέλος, αφού καθώς αυξάνεται η τιμή λ_c μειώνονται κατά πολύ οι ώρες που βρίσκονται σε λειτουργία οι μονάδες. Το όφελος σαν συνάρτηση της τιμής πώλησης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής λ_c μπορεί να φανεί στη επόμενη γραφική παράσταση:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 33: ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΟΦΕΛΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΤΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΤΟΥ 2020

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει ο υπολογισμός των ωριαίων οφελών για το ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, βάσει σεναρίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής την ώρα της αιχμής του 2020. Οι υπολογισμοί φαίνονται στον ακόλουθο πίνακα:

Σενάρια Παραγωγής (% Ποσοστό Εγκατεστημένης Ισχύος)	Συνολική Παραγωγή (MW)	Όφελος (€)			
		$\lambda_c=100$ €/MWh	$\lambda_c=110$ €/MWh	$\lambda_c=120$ €/MWh	$\lambda_c=130$ €/MWh
100%Βιομάζα 100%Φωτοβολταϊκά 100%Υδροηλεκτρικά 90%Αιολικά	9832,881	114651,4	80826,28	80826,28	59783,92
100%Βιομάζα 100%Φωτοβολταϊκά 100%Υδροηλεκτρικά 60%Αιολικά	7665,17	89375,88	63007,7	63007,7	46604,23
100%Βιομάζα 100%Φωτοβολταϊκά 100%Υδροηλεκτρικά 30%Αιολικά	5358,099	62475,43	44043,57	44043,57	32577,24
100%Βιομάζα 100%Φωτοβολταϊκά 50%Υδροηλεκτρικά 90%Αιολικά	9693,523	113026,5	79680,76	79680,76	58936,62
100%Βιομάζα 100%Φωτοβολταϊκά 50%Υδροηλεκτρικά 60%Αιολικά	7525,811	87750,96	61862,17	61862,17	45756,93
100%Βιομάζα 100%Φωτοβολταϊκά 50%Υδροηλεκτρικά 30%Αιολικά	5218,741	60850,52	42898,05	42898,05	31729,95

ΠΙΝΑΚΑΣ 19: ΩΡΙΑΙΑ ΟΦΕΛΗ ΤΗΝ ΩΡΑ ΑΙΧΜΗΣ ΓΙΑ ΔΙΑΦΟΡΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΠΟΦΥΓΗ ΑΠΟΚΤΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Όπως μπορούμε να παρατηρήσουμε στον παραπάνω πίνακα, τα ωριαία οφέλη τη στιγμή της αιχμής του 2020 είναι σημαντικά. Και σε αυτή την περίπτωση είναι εμφανής η μείωση του οφέλους με την αύξηση της τιμής της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής.

7.4 Οικονομικό όφελος από την μείωση των απωλειών ισχύος

Στη συνέχεια, θα υπολογιστεί το όφελος που προκύπτει από τη μείωση των απωλειών ισχύος σε δύο γραμμές του ελληνικού δικτύου, συγκεκριμένα στην 8-9 (Βάβδος-Θεσσαλονίκη) και στην 23-30 (Λάρισα-Τρίκαλα).

Αφού γίνεται χρήση της ίδιας καμπύλης διάρκειας τιμής πώλησης ηλεκτρικού ρεύματος όπως και στην πρώτη εφαρμογή και δεδομένου ότι θεωρούμε πως οι τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής είναι οι ίδιες, οι τιμές των οφελών ανά MWh σε κάθε περίπτωση έχουν υπολογιστεί και παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί:

λ_c (€/MWh)	h_{opt} (h)	S_{ALi} (€/MWh)
100	2861	$\gamma_i(100,004)$
110	1490	$\gamma_i(110,010)$
120	547	$\gamma_i(120,052)$
130	181	$\gamma_i(130,034)$

ΠΙΝΑΚΑΣ 20: ΤΙΜΗ ΟΦΕΛΟΥΣ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Το επόμενο βήμα είναι να υπολογιστεί η ευαισθησία απωλειών των γραμμών 8-9 και 23-30 ως προς τις μεταβολές παραγωγής ισχύος όλων των ζυγών (εκτός από τον ζυγό ταλάντωσης). Στον πίνακα που ακολουθεί μπορούμε να παρατηρήσουμε τον υπολογισμό της συνολικής ευαισθησίας για κάθε γραμμή.

Ζυγός (i)	$\gamma_{8-9,i}$	$\gamma_{23-30,i}$	P_{DGi} (MW)	$\gamma_{8-9,i} * P_{DGi}$	$\gamma_{23-30,i} * P_{DGi}$
1	0,025345	1,59E-05	43,206	1,095035	0,000688
2	0,024056	1,51E-05	43,206	1,039353	0,000653
3	0,023193	1,46E-05	43,206	1,00208	0,000629
4	0,023315	1,47E-05	43,206	1,007366	0,000633
5	0,008137	8,2E-06	43,206	0,351568	0,000354
6	0,021709	1,37E-05	43,206	0,937973	0,000594
7	0,015093	1,05E-05	43,206	0,652087	0,000454
8	0,086708	2,49E-05	42,994	3,727942	0,001069
9	0,001007	2,78E-05	42,994	0,043315	0,001193
10	0,001384	1,58E-05	42,994	0,059485	0,000678
11	0,00104	4,35E-06	42,994	0,044697	0,000187
12	0,021269	1,31E-05	43,206	0,91893	0,000568
13	0	0	0	0	0
14	0,000542	-6E-05	35,044	0,018997	-0,00209

Εφαρμογή 3: Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα του 2020

15	0,000671	2,81E-06	35,044	0,02352	9,84E-05
16	0,000534	-0,00013	35,044	0,018702	-0,00441
17	0,00043	7,06E-05	35,044	0,015076	0,002476
18	0,000471	-4,5E-07	35,044	0,016509	-1,6E-05
19	0,000422	8,06E-05	35,044	0,014803	0,002825
20	0,000429	0,002198	42,994	0,018445	0,094486
21	0,000315	0,000334	42,994	0,013526	0,014357
22	0,00053	0,000661	29,568	0,015678	0,019544
23	0,000616	0,005925	29,568	0,018227	0,175198
24	0,000617	0,004068	29,568	0,018257	0,120281
25	0,00053	0,000661	29,568	0,015678	0,019544
26	0,000568	-0,00093	53,806	0,030576	-0,05025
27	0,000607	0,001428	29,568	0,017943	0,042211
28	0,000529	-0,00154	29,568	0,015635	-0,04562
29	0,000569	-0,00472	29,568	0,016825	-0,13971
30	0,000568	-0,00733	29,568	0,016785	-0,21676
31	0,000528	-0,00013	53,806	0,028403	-0,00703
32	0,000536	-0,00015	53,806	0,028839	-0,00807
33	0,000528	-0,00013	53,806	0,028403	-0,00704
34	0,000533	-0,00014	53,806	0,028675	-0,00752
35	0,000536	-5,7E-05	53,806	0,028859	-0,00306
36	0,000519	-0,00016	53,806	0,027919	-0,00854
37	0,000525	-0,00022	5,067	0,002662	-0,00111
38	0,000541	-0,00026	53,806	0,029112	-0,01395
39	0,000543	-0,00025	5,067	0,002751	-0,00126
40	0,000544	-0,00025	5,067	0,002755	-0,00127
41	0,000544	-0,00025	5,067	0,002755	-0,00127
42	0,000536	-0,00024	5,067	0,002715	-0,00121
43	0,000536	-0,00024	5,067	0,002715	-0,00121
44	0,000526	-0,00025	5,067	0,002665	-0,00126
45	0,000489	-0,00025	5,067	0,002476	-0,00126
46	0,000489	-0,00025	5,067	0,002476	-0,00126
47	0,000489	-0,00025	5,067	0,002476	-0,00126
48	0,000491	-0,00025	5,067	0,002487	-0,00125
49	0,000489	-0,00025	5,067	0,002479	-0,00125
50	0,000525	-0,00021	5,067	0,002659	-0,00107
51	0,000508	-0,00023	5,067	0,002575	-0,00116
52	0,000524	-0,00022	5,067	0,002655	-0,00109
53	0,000491	-0,00025	5,067	0,002487	-0,00125
54	0,00049	-0,00025	5,067	0,002482	-0,00125
55	0,000491	-0,00024	5,067	0,002487	-0,00123
56	0,000491	-0,00024	5,067	0,002487	-0,00123
57	0,000524	-0,00021	5,067	0,002656	-0,00107
58	0,00052	-0,00022	5,067	0,002636	-0,00109
59	0,00052	-0,00022	5,067	0,002636	-0,00109
60	0,000524	-0,00021	5,067	0,002654	-0,00108
61	0,000523	-0,00021	5,067	0,002648	-0,00108
62	0,000522	-0,00021	5,067	0,002645	-0,00109

Εφαρμογή 3: Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα του 2020

63	0,000486	-0,00025	5,067	0,002464	-0,00126
64	0,000522	-0,00021	5,067	0,002647	-0,00109
65	0,000515	-0,00022	5,067	0,002608	-0,0011
66	0,000515	-0,00021	5,067	0,00261	-0,00109
67	0,000446	-0,00023	93,586	0,041734	-0,0216
68	0,000419	-0,00022	93,586	0,039174	-0,02044
69	0,000432	-0,00022	93,586	0,040433	-0,02101
70	0,000377	-0,0002	93,586	0,035309	-0,01858
71	0,000406	-0,00021	93,586	0,038042	-0,01991
72	0,000378	-0,0002	93,586	0,035407	-0,01863
73	0,000383	-0,0002	44,987	0,017219	-0,00905
74	0,000377	-0,0002	44,987	0,016978	-0,00894
75	0,000527	-0,00047	53,806	0,028354	-0,0251
76	0,000527	-0,00054	53,806	0,02833	-0,02909
77	0,000524	-0,00077	44,987	0,02359	-0,03458
78	0,000512	-0,00075	44,987	0,023047	-0,03384
79	0,000501	-0,00074	44,987	0,022521	-0,03326
80	0,0005	-0,00074	44,987	0,022511	-0,03324
81	0,0005	-0,00074	44,987	0,022512	-0,03325
82	0,000525	-0,00059	53,806	0,028263	-0,03168
83	0,000478	-0,00073	31,201	0,014915	-0,02276
84	0,000355	-0,00019	31,201	0,011084	-0,00584
85	0,000486	-0,00073	44,987	0,021852	-0,03291
86	0,000461	-0,0007	31,201	0,014376	-0,02194
87	0,000473	-0,00072	31,201	0,014759	-0,02252
88	0,000527	-0,00106	31,201	0,01644	-0,03314
89	0,000476	-0,00076	31,201	0,014859	-0,02364
90	0,000492	-0,00025	109,944	0,054142	-0,02764

ΠΙΝΑΚΑΣ 21: ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΝΑΛΥΤΙΚΟΥ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΓΙΑ ΤΙΣ ΓΡΑΜΜΕΣ 8-9 ΚΑΙ 23-30

Από τον παραπάνω πίνακα, υπολογίζουμε το συνολικό άθροισμα των γινομένων ευαισθησίας και παραγωγής ΑΠΕ και μέσω αυτών υπολογίζουμε τα οφέλη που προκύπτουν από τη μείωση απωλειών στις γραμμές 8-9 και 23-30.

λ_c (€/MWh)	h_{opt} (h)	$\Sigma(S_{ALi}P_{DGi})$	Όφελος
100	2861	12,08653	3458095
110	1490	12,08653	1981162
120	547	12,08653	793703,6
130	181	12,08653	284470,4

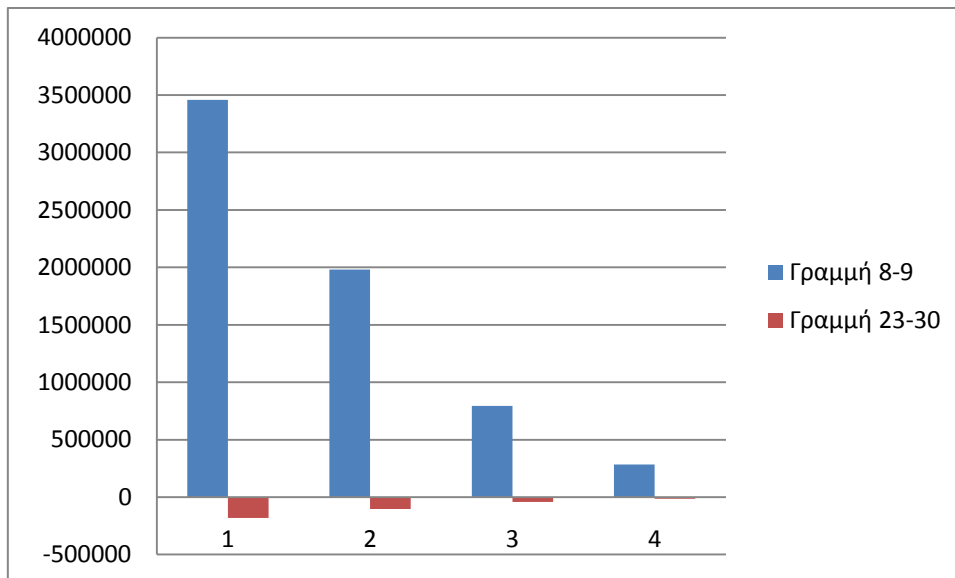
ΠΙΝΑΚΑΣ 22: ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΣΕΝΑΡΙΟ ΣΤΗ ΓΡΑΜΜΗ 8-9

λ_c (€/MWh)	h_{opt} (h)	$\Sigma(S_{ALi}P_{DGi})$	Όφελος
100	2861	-0,63209	-180848,2
110	1490	-0,63209	-103609
120	547	-0,63209	-41508,37
130	181	-0,63209	-14876,97

ΠΙΝΑΚΑΣ 23: ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΑΠΩΛΕΙΩΝ ΓΙΑ ΚΑΘΕ ΣΕΝΑΡΙΟ ΣΤΗ ΓΡΑΜΜΗ 23-30

Παρατηρούμε ότι η συνολική ευαισθησία στη γραμμή 23-30 είναι αρνητική, οπότε και το όφελος είναι αρνητικό. Αυτό σημαίνει ότι έχουμε αύξηση απωλειών κι ότι έχουμε κόστος. Η διείσδυση της διεσπαρμένης παραγωγής ισοδυναμεί με μείωση φορτίου στο ζυγό, οπότε και το αρνητικό πρόσημο σημαίνει αύξηση των απωλειών. Μία εξήγηση για το λόγο που συμβαίνει αυτό είναι ότι η διεσπαρμένη παραγωγή που τοποθετήθηκε σε κάποιους ζυγούς να υπερβαίνει την τοπική ζήτηση με αποτέλεσμα να υπάρχει αυξημένη ροή ισχύος σε ορισμένες γραμμές [9], όπως στην 23-30. Αυτό δείχνει και τη σημασία της περιοχής ύπαρξης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Βέβαια, αξίζει να επισημάνουμε ότι το όφελος στην περίπτωση της γραμμής 8-9 είναι πολύ μεγαλύτερο σε σχέση με το κόστος στη γραμμή 23-30. Αυτό απεικονίζεται και στο παρακάτω διάγραμμα:



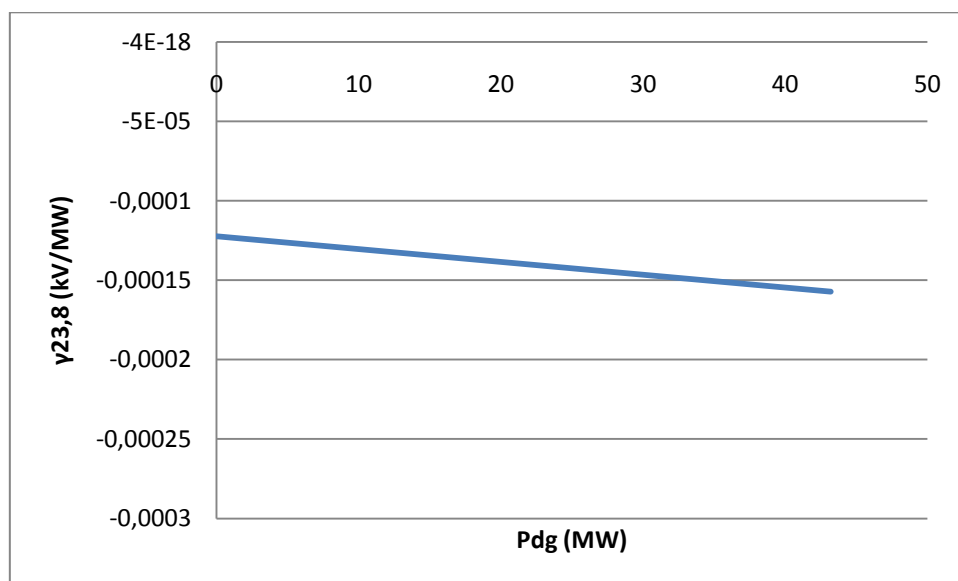
ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 34: ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΟΦΕΛΩΝ-ΚΟΣΤΩΝ ΣΤΙΣ ΓΡΑΜΜΕΣ 8-9 ΚΑΙ 23-30 ΓΙΑ ΤΑ 4 ΣΕΝΑΡΙΑ ΤΙΜΩΝ ΠΩΛΗΣΗΣ ΡΕΥΜΑΤΟΣ

7.5 Βελτίωση του επιπέδου της τάσης λόγω διεσπαρμένης παραγωγής

Για το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα, υπολογίστηκαν οι τάσεις μετά την τοποθέτηση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής μέσω των συντελεστών ευαισθησίας σε τέσσερις ζυγούς: 1 (Ορεστιάδα), 20 (Κατερίνη), 23 (Λάρισα), 30 (Τρίκαλα).

Το πρώτο βήμα για τον υπολογισμό της μεταβολής της τάσης είναι ο υπολογισμός των συντελεστών ευαισθησίας. Για να βρούμε τη μεταβολή στην τάση στους ανωτέρω ζυγούς θα πρέπει να υπολογίσουμε την ευαισθησία όλων των ζυγών του δικτύου ως προς κάθε ζυγό που έχουμε παραγωγή από μονάδα διεσπαρμένης παραγωγής.

Στη συνέχεια μπορούμε να δούμε την εξάρτηση του συντελεστή ευαισθησίας από το επίπεδο λειτουργίας. Συγκεκριμένα επιλέγουμε δύο επίπεδα λειτουργίας, το ένα χωρίς διεσπαρμένη παραγωγή και το άλλο με διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής σε όλους τους ζυγούς, συνολικά 3007,791 MW. Όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα, η μεταβολή των συντελεστών ευαισθησίας δεν είναι μεγάλη. Στο διάγραμμα που ακολουθεί, απεικονίζεται η μεταβολή του συντελεστή ευαισθησίας τάσης του ζυγού 23 ως προς τη μεταβολή ισχύος του ζυγού 8.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 35: ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΤΑΣΗΣ ΤΟΥ ΖΥΓΟΥ 23 ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΙΣΧΥΟΣ ΤΟΥ ΖΥΓΟΥ 8

Όπως μπορούμε να δούμε από το σχήμα η ευαισθησία της τάσης ενός συγκεκριμένου ζυγού μεταβάλλεται σε μικρό βαθμό σε σχέση με το επίπεδο λειτουργίας.

Εφαρμογή 3: Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα του 2020

Στους πίνακες που ακολουθούν, γίνεται ο αναλυτικός υπολογισμός της ευαισθησίας τάσης καθενός από τους ζυγούς 1, 20, 23, 30 ως προς τη μεταβολή ισχύος όλων των ζυγών του δικτύου.

Ζυγός (i)	$\gamma_{1,i}$ (kV/MW)	$\gamma_{20,i}$ (kV/MW)	$\gamma_{23,i}$ (kV/MW)	$\gamma_{30,i}$ (kV/MW)	ΔP_G (MW)
1	-0,19696	-1,8E-05	-0,000129	-5,1E-05	43,206
2	-0,0456	-1,7E-05	-0,000122	-4,8E-05	43,206
3	-0,00364	-1,6E-05	-0,000118	-4,6E-05	-309,847
4	-0,00839	-1,6E-05	-0,000119	-4,7E-05	43,206
5	-0,00028	-9,1E-06	-6,64E-05	-2,6E-05	43,206
6	-0,0016	-1,5E-05	-0,000111	-4,4E-05	43,206
7	-0,00134	-1,2E-05	-8,51E-05	-3,4E-05	43,206
8	-0,0009	-2,8E-05	-0,000201	-7,9E-05	42,994
9	-0,00031	-3,1E-05	-0,000225	-8,9E-05	42,994
10	-0,00027	-1,7E-05	-0,000128	-5E-05	42,994
11	-0,00018	-4,8E-06	-3,52E-05	-1,4E-05	42,994
12	-0,0008	-1,5E-05	-0,000106	-4,2E-05	-251,004
13	0	0	0	0	0
14	-0,00012	6,62E-05	0,0004839	0,000191	-721,497
15	-0,00011	-3,1E-06	-2,27E-05	-9E-06	-1175,42
16	-0,00012	4,83E-05	0,0004281	0,000229	-956,866
17	-0,00013	-0,0003	-0,001477	-0,00087	-267,572
18	-0,00012	-0,00018	-0,000794	-0,00047	35,044
19	-0,00013	-0,00045	-0,002003	-0,00133	-427,287
20	-0,00015	-0,08174	-0,017603	-0,00327	42,994
21	-0,00014	-0,00037	-0,002705	-0,00107	-281,478
22	-0,00012	-0,00015	0,0001383	-0,00029	29,568
23	-0,00014	-0,01368	-0,039323	-0,00663	29,568
24	-0,00014	-0,01159	-0,033478	-0,0052	29,568
25	-0,00012	-0,00015	0,0001383	-0,00029	29,568
26	-0,00013	-0,0022	-0,005736	-0,00592	-39,5008
27	-0,00014	-0,00658	-0,01863	-0,00568	29,568
28	-0,00012	-0,00027	-0,000355	-9,4E-05	29,568
29	-0,00013	-0,00159	-0,004221	-0,02925	29,568
30	-0,00013	-0,00207	-0,005588	-0,03196	29,568
31	-0,00012	-0,00012	0,0002017	-7,4E-05	53,806
32	-0,00012	-0,00025	-0,000149	-0,00031	53,806
33	-0,00012	-0,00013	0,000197	-7,7E-05	53,806
34	-0,00012	-0,00016	0,0001214	0,000148	53,806
35	-0,00012	-0,00038	-0,000495	-7,2E-05	53,806
36	-0,00011	0,000137	0,0009977	0,000526	-198,374
37	-0,00011	-6E-05	0,0003889	9,02E-05	5,067
38	-0,00012	0,000489	0,0020443	0,001194	53,806
39	-0,00012	0,000344	0,0016132	0,000906	5,067
40	-0,00012	0,000418	0,0018374	0,001059	5,067

Εφαρμογή 3: Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα του 2020

41	-0,00012	0,000418	0,0018377	0,001059	5,067
42	-0,00012	0,000366	0,0016749	0,000954	5,067
43	-0,00012	0,000365	0,0016743	0,000954	5,067
44	-0,00012	-7,1E-05	0,0003554	9,22E-05	5,067
45	-0,00011	0,000139	0,0009514	0,000565	5,067
46	-0,00011	0,000139	0,0009518	0,000566	5,067
47	-0,00011	0,000139	0,0009518	0,000566	5,067
48	-0,00011	0,000132	0,0009291	0,000558	5,067
49	-0,00011	0,000144	0,0009599	0,000588	5,067
50	-0,00011	-4,5E-05	0,0004323	0,000112	5,067
51	-0,00011	0,000196	0,0011386	0,000599	5,067
52	-0,00011	0,000269	0,0013806	0,000765	5,067
53	-0,00011	0,000133	0,0009304	0,000559	5,067
54	-0,00011	0,000143	0,0009596	0,000588	5,067
55	-0,00011	0,000133	0,0009361	0,00056	5,067
56	-0,00011	0,000133	0,0009364	0,00056	5,067
57	-0,00011	-2,9E-05	0,0004804	0,000142	5,067
58	-0,00011	2,54E-05	0,0006373	0,000241	5,067
59	-0,00011	2,64E-05	0,0006401	0,000242	5,067
60	-0,00011	-2,1E-05	0,0005033	0,000156	5,067
61	-0,00011	-2,8E-07	0,0005635	0,000194	5,067
62	-0,00011	8,47E-06	0,0005887	0,00021	5,067
63	-0,00011	0,000173	0,0010506	0,000635	-272,331
64	-0,00011	1,25E-05	0,000601	0,000217	-633,79
65	-0,00011	7,32E-05	0,0007736	0,000327	-208,446
66	-0,00011	4,55E-05	0,0006915	0,000276	5,067
67	-9,8E-05	0,000178	0,0010216	0,000625	93,586
68	-9,2E-05	0,000194	0,0010381	0,000643	93,586
69	-9,5E-05	0,000187	0,0010334	0,000637	93,586
70	-8,3E-05	0,0002	0,0010109	0,000633	-595,707
71	-8,9E-05	0,000198	0,0010372	0,000645	93,586
72	-8,3E-05	0,000201	0,0010141	0,000635	93,586
73	-8,4E-05	0,000198	0,001012	0,000633	44,987
74	-8,3E-05	0,000201	0,0010139	0,000635	-5,44908
75	-0,00012	-0,00016	6,431E-05	3,65E-05	53,806
76	-0,00012	-0,00037	-0,000509	-0,00032	53,806
77	-0,00011	-0,00021	-8,09E-05	0,000584	-207,193
78	-0,00011	-0,00029	-0,000329	0,000413	44,987
79	-0,00011	-0,00058	-0,001177	-0,00013	44,987
80	-0,00011	-0,00058	-0,001176	-0,00013	-97,9152
81	-0,00011	-0,00058	-0,001178	-0,00014	-173,569
82	-0,00012	-0,00065	-0,00131	-0,00118	53,806
83	-0,0001	-0,00027	-0,000311	0,002249	-158,775
84	-7,8E-05	0,000192	0,0009635	0,000605	-120,107
85	-0,00011	-0,00039	-0,000646	0,001321	44,987
86	-0,0001	-0,00026	-0,0003	0,002167	-103,295
87	-0,0001	-0,00027	-0,000308	0,002225	31,201
88	-0,00012	-0,00025	-0,000244	0,000419	31,201

89	-0,0001	-0,00016	-8,06E-06	0,002917	31,201
90	-0,00011	0,000175	0,0010641	0,000643	109,944

ΠΙΝΑΚΑΣ 24: ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΕΣ ΤΑΣΗΣ ΓΙΑ ΤΟΥΣ ΖΥΓΟΥΣ 1, 20, 23, 30 ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΙΣΧΥΟΣ ΟΛΩΝ ΤΩΝ ΖΥΓΩΝ

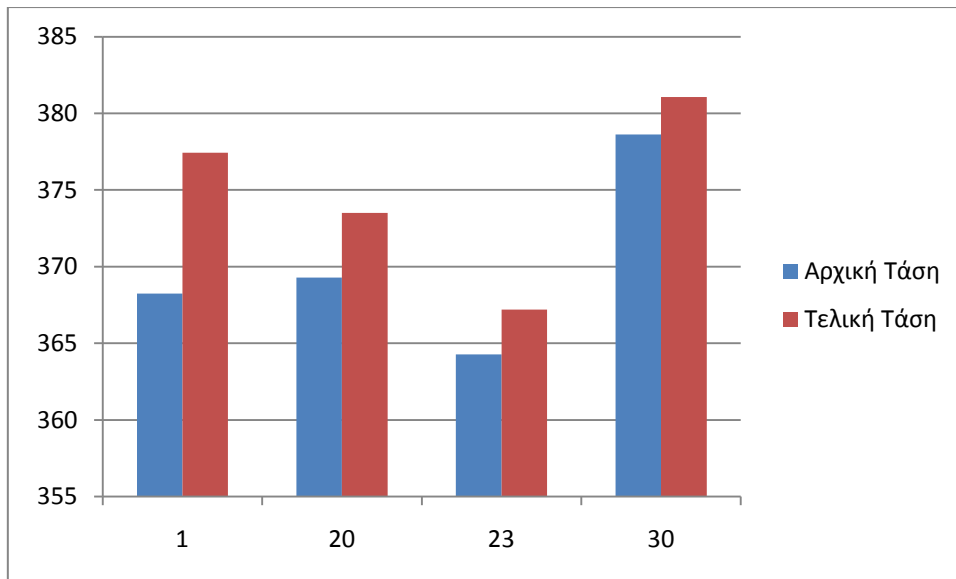
Στη συνέχεια, γίνεται ο υπολογισμός των τελικών τιμών τάσεων των ζυγών:

Ζυγός (i)	Αρχική Τάση (kV)	$\Sigma\gamma_{i,k}(-\Delta P_{Gi})$	Τελική Τάση (kV)
1	368,2582	9,168082	377,4213
20	369,2962	4,217425	373,5136
23	364,2692	2,931036	367,2002
30	378,6202	2,439435	381,0596

ΠΙΝΑΚΑΣ 25: ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΕΛΙΚΩΝ ΤΑΣΕΩΝ ΤΩΝ ΖΥΓΩΝ 1, 20, 23, 30

Από τον παραπάνω πίνακα μπορούμε να παρατηρήσουμε πως η αρχική τάση στους ζυγούς είναι μικρότερη από την ονομαστική τιμή των 400 kV και η παρουσία των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής δρα αυξητικά ως προς το επίπεδο της τάσης. Αυτό είναι ένα ιδιαίτερα θετικό γεγονός, κυρίως όσον αφορά τις ώρες αιχμής, όπου εντοπίζονται προβλήματα κατάρρευσης τάσης.

Στην επόμενη γραφική παράσταση μπορούμε να δούμε πώς μεταβάλλεται η τάση στους παραπάνω ζυγούς όταν εισέρχονται οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής στο δίκτυο:



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 36: ΑΡΧΙΚΕΣ ΚΑΙ ΤΕΛΙΚΕΣ ΤΑΣΕΙΣ ΤΩΝ ΖΥΓΩΝ 1, 20, 23, 30

7.6 Όφελος από τη μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της διεσπαρμένης παραγωγής

Όπως και στην πρώτη εφαρμογή, παίρνουμε τα δεδομένα του ΔΕΣΜΗΕ όσον αφορά την εξάρτηση της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τη ζήτηση. Όμως, επειδή είναι δύσκολο να γνωρίζουμε από τώρα πώς ακριβώς θα κινηθεί η τιμή αυτή μέσα στην δεκαετία που διανύουμε, θα πραγματοποιήσουμε ορισμένους υπολογισμούς γραμμικοποιώντας την καμπύλη αυτή σε δύο σημεία, που αντιστοιχούν στη μέση τιμή φορτίου του 2020 όπως αυτή προβλέπεται να είναι με βάση το διάγραμμα 31 (7665,41 MW) και στην τιμή φορτίου των 10000 MW. Στη συνέχεια, με βάση τις γραμμικοποιήσεις αυτές, θα υπολογίσουμε το όφελος που προκύπτει για 100 ώρες γύρω από τις τιμές αυτές.

Από την εξίσωση (5.9), έχουμε:

$$\lambda(d) = 10,1e^{0,0003d} \text{ €/MWh}$$

Γραμμικοποιώντας την εξίσωση αυτή γύρω από την τιμή 7665,41 MW, έχουμε:

$$\lambda(d) = \lambda(7665,41) + \left. \frac{\partial \lambda}{\partial d} \right|_{d_0=7665,41} \cdot (d - 7665,41) \Rightarrow$$

$$\lambda(d) = 10,1 \cdot e^{0,0003 \cdot 7665,41} + 10,1 \cdot 0,0003 \cdot e^{0,0003 \cdot 7665,41} (d - 7665,41) \Rightarrow$$

$$\lambda(d) = 0,03021d - 130,874 \quad \text{€/MWh}$$

Οπότε, μπορούμε να υπολογίσουμε το συνολικό όφελος που προκύπτει για 100 ώρες λειτουργίας μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής όταν στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα έχουμε συνολικό μέσο φορτίο 7665,41 MW. Στον πίνακα που ακολουθεί, παρουσιάζεται το όφελος αυτό, με βάση 3 σενάρια διείσδυσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, με συνολική παραγόμενη ισχύ που αντιστοιχεί στο 0,1%, 0,5% και 1% του μέσου φορτίου. Το όφελος αυτό παρατηρούμε πως δεν διαφέρει εάν το συγκρίνουμε με τις τιμές που προκύπτουν αν αντί να κάναμε γραμμικοποίηση, χρησιμοποιούσαμε την ίδια την συνάρτηση 5.9 και τις σχέσεις 5.10, 5.11.

Ποσοστό διείσδυσης	Παραγόμενη Ισχύς (MW)	Μείωση τιμής Δλ (€/MWh) (Γραμμικοποίηση)	Συνολικό Όφελος 100 ωρών (€) (Γραμμικοποίηση)	Μείωση τιμής Δλ (€/MWh)- Εκθετική συνάρτηση	Συνολικό Όφελος 100 ωρών (€)- Εκθετική συνάρτηση
0,1%	7,66541	0,23	177,5138	0,23	177,5293
0,5%	38,32705	1,16	4437,836	1,16	4438,231
1%	76,6541	2,32	17751,38	2,32	17752,93

ΠΙΝΑΚΑΣ 26: ΟΦΕΛΟΣ 100 ΩΡΩΝ ΓΙΑ ΤΟ ΜΕΣΟ ΦΟΡΤΙΟ ΓΙΑ 3 ΣΕΝΑΡΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Αντίστοιχα, αν γραμμικοποιήσουμε την εξίσωση (5.9) γύρω από την τιμή φορτίου των 10000 MW, θα έχουμε:

$$\lambda(d) = \lambda(10000) + \left. \frac{\partial \lambda}{\partial d} \right|_{d_0=10000} \cdot (d - 10000) \Rightarrow$$

$$\lambda(d) = 10,1 \cdot e^{0,0003 \cdot 10000} + 10,1 \cdot 0,0003 \cdot e^{0,0003 \cdot 10000} (d - 10000) \Rightarrow$$

$$\lambda(d) = 0,06086d - 405,728 \quad \text{€/MWh}$$

Οπότε, και σε αυτή την περίπτωση μπορούμε να υπολογίσουμε το συνολικό όφελος που προκύπτει για 100 ώρες λειτουργίας μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής όταν στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα έχουμε συνολικό μέσο φορτίο 7665,41 MW. Στον πίνακα που ακολουθεί, παρουσιάζεται το όφελος αυτό, με βάση 3 σενάρια διείσδυσης μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, με συνολική παραγόμενη ισχύ που αντιστοιχεί στο 0,1%, 0,5% και 1% του μέσου φορτίου. Το όφελος αυτό παρατηρούμε

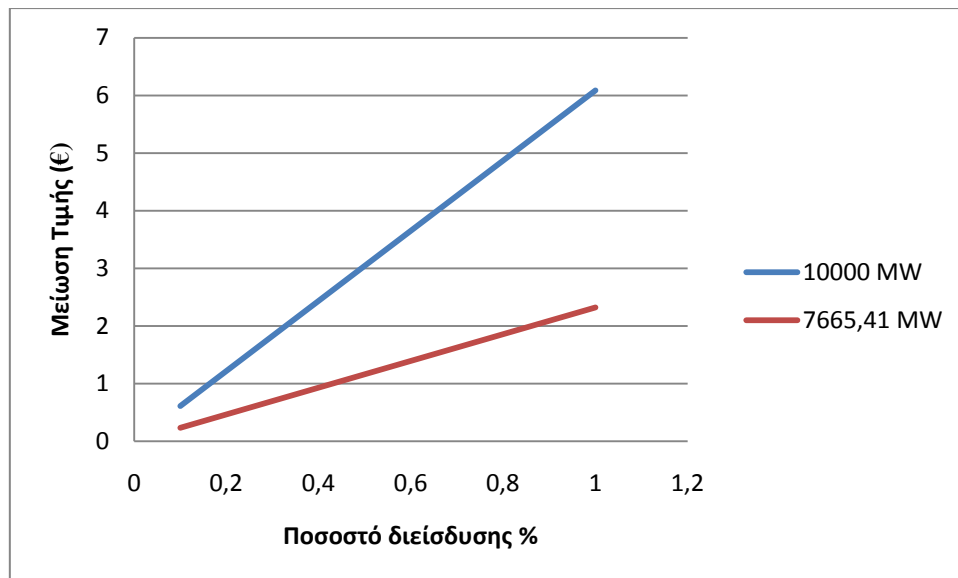
πως δεν διαφέρει εάν το συγκρίνουμε με τις τιμές που προκύπτουν αν αντί να κάναμε γραμμικοποίηση, χρησιμοποιούσαμε την ίδια την συνάρτηση 5.9 και τις σχέσεις 5.10, 5.11.

Ποσοστό διείσδυσης	Παραγόμενη Ισχύς (MW)	Μείωση τιμής Δλ (€/MWh) (Γραμμικοποίηση)	Συνολικό Όφελος 100 ωρών (€) (Γραμμικοποίηση)	Μείωση τιμής Δλ (€/MWh)- Εκθετική συνάρτηση	Συνολικό Όφελος 100 ωρών (€)- Εκθετική συνάρτηση
0,1%	10	0,6086	608,2535	0,6086	607,3088
0,5%	50	3,043	15206,34	3,043	15182,72
1%	100	6,086	60825,35	6,086	60730,88

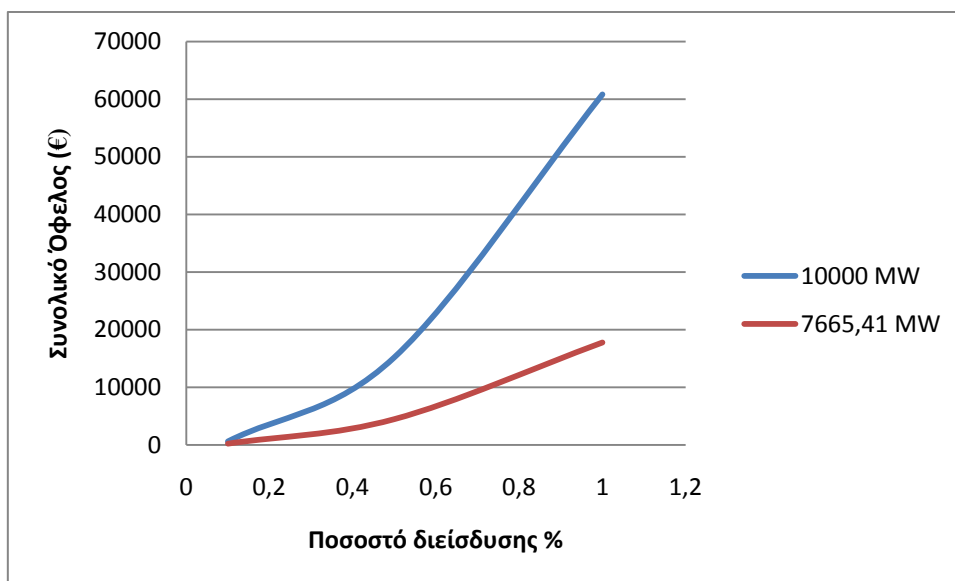
ΠΙΝΑΚΑΣ 27: ΟΦΕΛΟΣ 100 ΩΡΩΝ ΓΙΑ ΦΟΡΤΙΟ ΤΩΝ 10000 MW ΓΙΑ 3 ΣΕΝΑΡΙΑ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Παρατηρούμε ότι το όφελος γίνεται αρκετά σημαντικό και ιδιαίτερα στην περίπτωση των 10000 MW και η γραμμικοποίηση μας δίνει πολύ ικανοποιητικά αποτελέσματα.

Με βάση τα αποτελέσματα των πινάκων που προηγήθηκαν, τα διαγράμματα που ακολουθούν δείχνουν πόσο μεταβάλλεται η μείωση τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος και το συνολικό όφελος ανάλογα με το ποσοστό διείσδυσης της διεσπαρμένης παραγωγής.



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 37: ΜΕΙΩΣΗ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΡΕΥΜΑΤΟΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΠΟΣΟΣΤΟΥ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ



ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 38: ΟΦΕΛΟΣ ΑΠΟ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΤΙΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΡΕΥΜΑΤΟΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙ ΠΟΣΟΣΤΟΥ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Στα διαγράμματα παρατηρούμε ότι τόσο η μείωση τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος όσο και το συνολικό όφελος αυξάνονται με μεγαλύτερο ρυθμό, όσο αυξάνεται το φορτίο του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος.

8. Συμπεράσματα

Σε αυτή τη διπλωματική εργασία έγινε εκτίμηση του οικονομικού οφέλους που μπορεί να αποφέρει η χρησιμοποίηση διεσπαρμένης παραγωγής σε διάφορα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Τα οικονομικά οφέλη που μελετήθηκαν ήταν αυτά που είναι δυνατό να προκύψουν από:

- τη δυνατότητα που δίνεται για αναβολή επένδυσης σε νέους μετασχηματιστές και γραμμές μεταφοράς των δικτύων,
- τη δυνατότητα για αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής και όχι από την ωριαία αγορά κατά τις ώρες αιχμής,
- τη μείωση των απωλειών ισχύος στο δίκτυο εξαιτίας της παραγωγής ενέργειας από μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής,
- τη βελτίωση του επιπέδου της τάσης που είναι κατά κανόνα μειωμένη σε σχέση με την ονομαστική,
- την πιθανή μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της μεγάλης διείσδυσης στην παραγωγή μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Για να υπολογιστούν τα παραπάνω οικονομικά οφέλη αναπτύχθηκαν αναλυτικές μέθοδοι που τα υπολογίζουν, με την προϋπόθεση ότι υπάρχει πρόσβαση στα απαραίτητα δεδομένα λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος.

Το οικονομικό όφελος από τη δυνατότητα που δίνεται για αναβολή των επενδύσεων σε νέους μετασχηματιστές και γραμμές μεταφοράς του δικτύου είναι αρκετά σημαντικό. Αν έχουμε δυνατότητα για μεγάλη διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής, όπως είδαμε για το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα του 2020, θα έχουμε και σημαντικότερο όφελος. Το εύρος του κέρδους που αποκομίζουμε εξαρτάται σε πολύ μεγάλο βαθμό από το ρυθμό αύξησης του φορτίου. Όσο μεγαλώνει ο ρυθμός αύξησης του φορτίου μειώνεται ο χρόνος αναβολής και το κέρδος. Μεγάλη επιρροή στο κέρδος έχει και το επιτόκιο αναγωγής, το πόσο δηλαδή μεταβάλλεται η αξία της χρηματικής μονάδας με την πάροδο του χρόνου. Αν έχουμε μεγάλο επιτόκιο αναγωγής θα έχουμε και μεγαλύτερο όφελος.

Σημαντικό όφελος μπορούμε να αποκομίσουμε επίσης, όπως είδαμε, από την αποφυγή της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος τις ώρες αιχμής. Αν οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας έχουν την επιλογή να αγοράσουν την απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια από παραγωγούς διεσπαρμένων μονάδων, όταν η τιμή που απαιτούν αυτοί είναι μικρότερη από την οριακή τιμή συστήματος, μπορεί να προκύψει σοβαρό όφελος. Το όφελος αυτό εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την τιμή που θα απαιτήσουν οι ιδιοκτήτες των διεσπαρμένων μονάδων για να παρέχουν την ενέργειά τους στους προμηθευτές. Έτσι, όπως είδαμε, όσο μικρότερη είναι η τιμή αυτή, τόσο μεγαλύτερο περιθώριο κέρδους σε σχέση με την περίπτωση που δεν θα είχαν αυτή τη δυνατότητα, έχουν οι προμηθευτές

ηλεκτρικής ενέργειας. Αντίστοιχα, η οριακή τιμή συστήματος παίζει σημαντικό ρόλο στο όφελος, αφού αν αυτή είναι υψηλή και ο προμηθευτής έχει τη δυνατότητα να την αποφύγει καταφεύγοντας στη λύση της διεσπαρμένης παραγωγής, μπορεί να εξασφαλίσει μεγαλύτερο όφελος. Το εύρος των ωρών αιχμής, όπως αυτές θα προκύψουν από την καμπύλη διάρκειας τιμής επηρεάζουν επίσης το όφελος, αφού για όσο μεγαλύτερο χρονικό διάστημα έχουμε υψηλή οριακή τιμή συστήματος, για το αντίστοιχο χρονικό διάστημα θα έχουμε τη δυνατότητα για αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τις διεσπαρμένες μονάδες. Τέλος, όπως είναι λογικό, μεγαλύτερη διείσδυση μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής θα δίνει τη δυνατότητα για κάλυψη μεγαλύτερου ποσοστού της ισχύος από αυτές κατά το διάστημα που θα είναι φθηνότερες από την αγορά και κατά συνέπεια μεγαλύτερου οφέλους.

Το οικονομικό όφελος επίσης που υπολογίσαμε από τη μείωση των απωλειών ισχύος είναι επίσης σημαντικό. Με τη δυνατότητα που δίνεται για παραγωγή της ενέργειας εκεί που καταναλίσκεται κιόλας, μπορούμε να αποφύγουμε τις απώλειες ισχύος που θα είχαμε αν προμηθευόμασταν την ηλεκτρική ενέργεια από τις κεντρικές μονάδες παραγωγής που βρίσκονται μακριά από την κατανάλωση με συνέπεια μέρος αυτής να χάνεται σε θερμότητα. Το οικονομικό όφελος από τη μείωση των απωλειών ισχύος, εξαρτάται, όπως και το οικονομικό όφελος από την αποφυγή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της οριακής τιμής συστήματος, από την οριακή τιμή συστήματος, την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από τις διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής, αλλά και από την περιοχή ύπαρξης των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Όπως είδαμε στην εφαρμογή για το 2020, είναι δυνατό να διαπιστώσουμε και αύξηση απωλειών που σημαίνει ύπαρξη κόστους, σε περίπτωση περιοχών όπου με τη διεσπαρμένη παραγωγή υπάρχει προσφορά ισχύος μεγαλύτερη της τοπικής ζήτησης. Η μορφή της καμπύλης διάρκειας τιμής παίζει και πάλι ρόλο στο όφελος που θα αποκομίσουμε, αφού από αυτή θα εξαρτηθεί, σε συνάρτηση με την τιμή που έχουν ορίσει οι ιδιοκτήτες των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής για την ενέργειά τους, το πόσες ώρες στο έτος θα έχουμε τη δυνατότητα για διεσπαρμένη παραγωγή. Όπως είναι λογικό, η συνολική ισχύς των διεσπαρμένων μονάδων που λειτουργούν επηρεάζει το οικονομικό όφελος, καθώς αν έχουμε τη δυνατότητα να προμηθευόμαστε μεγάλη ποσότητα ενέργειας από αυτές, τόσο λιγότερη ενέργεια θα χρειαζόμαστε από τις κεντρικές μονάδες, που αν την προμηθευόμασταν θα είχαμε μεγαλύτερες απώλειες.

Η μεταβολή στην τάση που υπολογίσαμε δεν μεταφράζεται σε οικονομικό όφελος αλλά αποτελεί ένα όφελος τεχνικό. Στις περιπτώσεις που η ζήτηση ισχύος ήταν αυξημένη είχαμε και μεγαλύτερη πτώση τάσης. Η παρουσία της διεσπαρμένης παραγωγής είχε σαν συνέπεια την αύξηση της τάσης των ζυγών του δικτύου, η οποία σε όλες τις περιπτώσεις πλησίασε περισσότερο στην ονομαστική.

Σχετικά με το οικονομικό όφελος από τη μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος εξαιτίας της παρουσίας της διεσπαρμένης παραγωγής βρήκαμε πως αυτό είναι πολύ μικρό για το δίκτυο 17 ζυγών. Όσον αφορά το ελληνικό διασυνδεδεμένο

σύστημα του 2020, σε αυτή την περίπτωση είδαμε ότι λόγω της αυξημένης διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής, το όφελος γίνεται αρκετά σημαντικό.

Λαμβάνοντας, λοιπόν υπόψη όλα τα παραπάνω οικονομικά οφέλη που υπολογίσαμε, μπορούμε να συμπεράνουμε πως από τη διεσπαρμένη παραγωγή μπορούμε να έχουμε ένα επιπλέον οικονομικό όφελος. Η απόδοση του οφέλους επομένως στον παραγωγό, ο οποίος δημιουργεί ένα επιπλέον όφελος στον προμηθευτή της ηλεκτρικής ενέργειας, είναι πολύ σημαντική καθώς δημιουργεί ένα επιπλέον κίνητρο για επενδύσεις στον τομέα της διεσπαρμένης παραγωγής στα πλαίσια της ελεύθερης αγοράς. Είναι κομβικό επομένως να αποδίδεται στους επενδυτές αυτό το επιπλέον όφελος, αφού αποτελεί επιπλέον κίνητρο για επένδυση.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] www.ypeka.gr
- [2] Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς (ΜΑΣΜ) 2010-2014 – ΔΕΣΜΗΕ
- [3] «Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα», Φεβρουάριος 2009 – ΚΑΠΕ
- [4] «5^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας για το 2010», Σεπτέμβριος 2009 – ΡΑΕ
- [5] el.wikipedia.org
- [6] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, W. D’haeseleer and R. Belmans, “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues,” K.U. Leuven-Energy Institute, August 2003.
- [7] C.E.T. Foote, G.M. Burt, I.M. Elders and G.W. Ault, “Developing distributed generation penetration scenarios,” Future Power Systems, 2005 International Conference on 16-18 Nov. 2005 Page(s): 6 pp.
- [8] H. A. Gil and G. Joos, “On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 21, no. 4, November 2006.
- [9] H. A. Gil and G. Joos, “Models for Quantifying the Economic Benefits of Distributed Generation,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 2, May 2008.
- [10] «Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας-Τόμος Ι: Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας», Βασίλειος Κ. Παπαδιάς-Εκδόσεις ΕΜΠ, Αθήνα 1985
- [11] Hadi Saadat, “Power System Analysis,” McGraw- Hill International Editions, Electrical Engineering Series, 1999.
- [12] Paulo Moises Costa, Manuel A. Matos, J.A. Pecas Lopes, “Regulation of microgeneration and microgrids,” Energy Policy 36 (2008) 3893–3904
- [13] Caire, R., Retiere, N., Martino, S., Andrieu, C., Hadjsaid, N., 2002. Impact assessment of LV distributed generation on MV distribution network. In: Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, vol. 3.

- [14] DTI, 2004. System Integration of Additional Micro-generation. Available on-line on [/http://www.dti.gov.uk/renewables/S](http://www.dti.gov.uk/renewables/S).
- [15] Lopes, J.A.P., 2003. Management of mGrids. In: International Electrical Equipment Conference, Bilbao, October, 2003.
- [16] Project mGrids, 2008. Website [/http://mgridspower.ece.ntua.gr/S](http://mgridspower.ece.ntua.gr/S).
- [17] Pudjiant, D., Strbac, G., Frank, V.O., Androuso, A.I.S., Zigor, L., Saraiva, J.T., 2005. Investigation of regulatory, commercial, economic and environmental issues in mGrids. In: International Conference on Future Power Systems.
- [18] Costa, P.M., Matos, M.A., 2005. Reliability of Distribution Networks with mgrid. In: Proceedings of PowerTech 2005, St. Petersburg.
- [19] Lasseter, R.H., Piagi, P., 2004. mGrid: A Conceptual Solution. PESC-04, Germany
- [20] Huang, J., Jiang, C., Xu, R., 2007. A review on distributed energy resources and mGrid. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
- [21] Abu-Sharkh, S., Arnold, R.J., Kohler, J., Li, R., Markvart, T., Ross, J.N., Steemers, K., Wilson, P., Yao, R., 2006. Can mgrid. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews [/www.elsevier.com/locate/elsevier](http://www.elsevier.com/locate/elsevier).
- [22] Philippe, M., Dominique, F., Marie-Laure, L., 2003. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. Energy Policy 31.
- [23] Scheepers, M., Wals, A.F., 2003. New approach in electricity network regulation: an issue on effective integration of distributed generation in electricity supply systems. Sustelnet Project-WP4.
- [24] Saenz, J.R., Eguia, P., Berasategui, J.L., Arceluz, J., 2001. Allocating distribution losses to customers using distribution loss factors. IEEE Porto PowerTech Portugal.
- [25] Costa, P.M., Matos, M.A., 2008. Avoided losses on LV networks as a result of microgeneration. Electric Power Systems Research, in review.

- [26] Li, X., Zielke, G.K., 2005. One-year deferral method for estimating avoided transmission and distribution costs. *IEEE Transactions on Power Systems* 20 (3).
- [27] Eric, H., Stan, H., 1999. Generation adequacy: who decides? *The Electricity Journal*.
- [28] Billinton, R., Li, W., 1994. *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Plenum Publishing Corporation, New York.
- [29] Costa, P.M., Matos, M.A., 2006. Economic analysis of mgrids including reliability aspects. In: *Proceedings of PMAAPS 2006*, Stockholm.
- [30] Peacock, A.D., Newborough, M., 2005. Impact of mCHP systems on domestic sector CO₂ emissions. *Journal of Applied Thermal Engineering*.
- [31] «Μελέτη Διασυνδέσεων των νησιών του Αιγαίου στο Ηπειρωτικό Σύστημα-Φάση Α'», ΔΕΣΜΗΕ, Αθήνα 2010
- [32] «Γνωμοδότηση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 2/2007- Έγκριση Τιμολογίου Σύνδεσης Χρηστών στο Σύστημα Μεταφοράς,» ΡΑΕ, Ιανουάριος 2007
- [33] «Παραμετρικά Στοιχεία Γραμμών Μεταφοράς», www.desmie.gr

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

Για την πραγματοποίηση των υπολογισμών στην πρώτη εφαρμογή χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα που αφορούν το φορτίο και την παραγωγή του δικτύου των 17 ζυγών για όλο το έτος. Όμως, λόγω του πλήθους των δεδομένων, παρακάτω παρουσιάζεται ενδεικτικά το φορτίο και η παραγωγή των αιολικών και των φωτοβολταϊκών στους ζυγούς 4 και 5 την ημέρα που σημειώθηκε η αιχμή.

Ωρα	Φορτίο (MW)	Παραγωγή Αιολικών-Ζυγός 4 (MW)	Παραγωγή Φωτοβολταϊκών-Ζυγός 4 (MW)	Παραγωγή Φωτοβολταϊκών-Ζυγός 5 (MW)
1	0,075524	0,003099	0	0
2	0,06818	0,009207	0	0
3	0,069823	0,006344	0	0
4	0,066419	0,010656	0	0
5	0,059609	0,007071	0	0
6	0,061597	0,005941	0	0
7	0,077664	0,007181	7,86E-04	2,23E-04
8	0,114445	0,004886	0,002656	6,23E-04
9	0,146563	0,006386	0,004222	0,00151
10	0,180084	0,009895	0,00525	0,001445
11	0,179865	0,00622	0,007674	0,002094
12	0,207627	0,008316	0,006518	0,002237
13	0,196872	0,006518	0,006258	0,002231
14	0,205711	0,011068	0,004689	0,001809
15	0,191226	0,007245	0,003349	0,001434
16	0,190069	0,008135	0,002163	7,39E-04
17	0,185853	0,010657	7,90E-04	2,25E-04
18	0,198184	0,010752	0	0
19	0,229273	0,007029	0	0
20	0,212272	0,009062	0	0
21	0,190261	0,009081	0	0
22	0,167443	0,007101	0	0
23	0,141329	0,006053	0	0
24	0,10386	0,004882	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 28: ΦΟΡΤΙΟ ΚΑΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΝΑ ΖΥΓΟ ΔΙΚΤΥΟΥ 17 ΖΥΓΩΝ ΤΗΝ ΗΜΕΡΑ ΤΗΣ ΑΙΧΜΗΣ

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο του MATLAB την ώρα της αιχμής χωρίς τη λειτουργία μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής:

```

clear

basemva = 0.1; accuracy = 10^(-10); maxiter = 300; basevolt=400;

%      Bus Bus Voltage Angle ----Load-----Generator----- Injected
%      No code Mag. Degree MW      Mvar MW Mva Qmin Qmax  Mvar
busdata=[1 0 1.00 0.0 0      0 0 0 0 0 0
          2 0 1.00 0.0 0.0061616 0 0 0 0 0 0
          3 0 1.00 0.0 0      0 0 0 0 0 0
          4 0 1.00 0.0 0.0226126 0 0 0 0 0 0
          5 0 1.00 0.0 0.0020450 0 0 0 0 0 0
          6 0 1.00 0.0 0.0140948 0 0 0 0 0 0
          7 0 1.00 0.0 0.0611754 0 0 0 0 0 0
          8 0 1.00 0.0 0.0463513 0 0 0 0 0 0
          9 0 1.00 0.0 0.0144477 0 0 0 0 0 0
          10 0 1.00 0.0 0      0 0 0 0 0 0
          11 0 1.00 0.0 0.0142699 0 0 0 0 0 0
          12 0 1.00 0.0 0.0123822 0 0 0 0 0 0
          13 0 1.00 0.0 0.0132046 0 0 0 0 0 0
          14 0 1.00 0.0 0.0107679 0 0 0 0 0 0
          15 0 1.00 0.0 0.0081442 0 0 0 0 0 0
          16 0 1.00 0.0 0.0036162 0 0 0 0 0 0
          17 1 1.00 0.0 0      0 0 0 0 0 0];

%
%      Line code
%      Bus bus R      X      1/2 B      = 1 for lines
%      nl nr p.u. p.u. p.u. > 1 or < 1 tr. tap at bus nl
linedata=[1 2 0.0001 0.0001 0.000 1

```

2	3	0.0125	0.00375	0.000	1
3	4	0.0125	0.00375	0.000	1
4	5	0.0125	0.00375	0.000	1
5	6	0.0125	0.00375	0.000	1
3	7	0.021875	0.004375	0.000	1
1	8	0.033125	0.00875	0.000	1
1	9	0.0075	0.005	0.000	1
9	10	0.015	0.010625	0.000	1
10	11	0.02125	0.005625	0.000	1
11	12	0.02125	0.005625	0.000	1
9	13	0.010625	0.005625	0.000	1
13	14	0.010625	0.005625	0.000	1
10	15	0.023125	0.00625	0.000	1
15	16	0.023125	0.00625	0.000	1
17	1	0.0025	0.01	0.000	1];

% ? ????? 17 ????? ? slack bus

Lfybust % form the bus admittance matrix

Lfnewtont % Power flow solution by Newton-Raphson method

Lineflowt

Busoutt % Prints the power flow solution on the screen

Το αρχείο που ακολουθεί είναι στο στιγμιότυπο αιχμής του δικτύου 17 ζυγών με λειτουργία μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής:

clear

basemva = 0.1; accuracy = 10⁽⁻¹⁰⁾; maxiter = 300; basevolt=400;

```
%      Bus Bus Voltage Angle ----Load----- Generator----- Injected
%      No code Mag. Degree MW      Mvar MW Mva Qmin Qmax  Mvar
busdata=[1 0 1.00 0.0 0      0 0  0 0 0 0
          2 0 1.00 0.0 0.0061616 0 0  0 0 0 0
          3 0 1.00 0.0 0      0 0  0 0 0 0
          4 0 1.00 0.0 0.0226126 0 0.00703 0 0 0 0
          5 0 1.00 0.0 0.0020450 0 0  0 0 0 0
          6 0 1.00 0.0 0.0140948 0 0  0 0 0 0
          7 0 1.00 0.0 0.0611754 0 0  0 0 0 0
          8 0 1.00 0.0 0.0463513 0 0  0 0 0 0
          9 0 1.00 0.0 0.0144477 0 0  0 0 0 0
          10 0 1.00 0.0 0      0 0  0 0 0 0
          11 0 1.00 0.0 0.0142699 0 0  0 0 0 0
          12 0 1.00 0.0 0.0123822 0 0  0 0 0 0
          13 0 1.00 0.0 0.0132046 0 0  0 0 0 0
          14 0 1.00 0.0 0.0107679 0 0  0 0 0 0
          15 0 1.00 0.0 0.0081442 0 0  0 0 0 0
          16 0 1.00 0.0 0.0036162 0 0  0 0 0 0
          17 1 1.00 0.0 0      0 0  0 0 0 0];
```

```
%      Line code
%      Bus bus R      X      1/2 B      = 1 for lines
%      nl nr p.u.  p.u.  p.u.  > 1 or < 1 tr. tap at bus nl
linedata=[1 2 0.0001 0.0001 0.000  1
          2 3 0.0125 0.00375 0.000  1
```


3	4	0.0125	0.00375	0.000	1
4	5	0.0125	0.00375	0.000	1
5	6	0.0125	0.00375	0.000	1
3	7	0.021875	0.004375	0.000	1
1	8	0.033125	0.00875	0.000	1
1	9	0.0075	0.005	0.000	1
9	10	0.015	0.010625	0.000	1
10	11	0.02125	0.005625	0.000	1
11	12	0.02125	0.005625	0.000	1
9	13	0.010625	0.005625	0.000	1
13	14	0.010625	0.005625	0.000	1
10	15	0.023125	0.00625	0.000	1
15	16	0.023125	0.00625	0.000	1
17	1	0.0025	0.01	0.000	1];

% ? ????? 17 ????? ? slack bus

Lfybust % form the bus admittance matrix

Lfnewtont % Power flow solution by Newton-Raphson method

Lineflowt

Busoutt % Prints the power flow solution on the screen

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

Για το δίκτυο της Κρήτης, στους πίνακες που ακολουθούν στην επόμενη σελίδα απεικονίζονται τα δεδομένα των ζυγών για τα εξής στιγμιότυπα:

- Λειτουργία αρχικής κατάστασης
- Λειτουργία διαχείρισης φορτίου 20%
- Λειτουργία διαχείρισης φορτίου 30%
- Λειτουργία μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής- αντιστοιχία με 20% διαχειρίσιμο φορτίο
- Λειτουργία μονάδας διεσπαρμένης παραγωγής- αντιστοιχία με 30% διαχειρίσιμο φορτίο

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	5,229	2,887912	0	0	0	0	0
3	0	1	0	5,75	3,175653	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,75	1,518791	0	0	0	0	0
5	0	1	0	3	1,656863	0	0	0	0	0
6	0	1	0	6,5	3,589869	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 29: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΖΥΓΩΝ ΓΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΑΡΧΙΚΗΣ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	4,731722	2,613271	0	0	0	0	0
3	0	1	0	5,203175	2,873649	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,488475	1,374354	0	0	0	0	0
5	0	1	0	2,7147	1,499295	0	0	0	0	0
6	0	1	0	5,88185	3,248472	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 30: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΖΥΓΩΝ ΓΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ 20%

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	4,483345	2,476095	0	0	0	0	0
3	0	1	0	4,93005	2,722805	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,35785	1,302211	0	0	0	0	0
5	0	1	0	2,5722	1,420594	0	0	0	0	0
6	0	1	0	5,5731	3,077954	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 31: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΖΥΓΩΝ ΓΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ 30%

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	5,229	2,887912	2,20894	0	0	0	0
3	0	1	0	5,75	3,175653	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,75	1,518791	0	0	0	0	0
5	0	1	0	3	1,656863	0	0	0	0	0
6	0	1	0	6,5	3,589869	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 32: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΖΥΓΩΝ ΓΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΑΠΕ- ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΗ ΜΕ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΦΟΡΤΙΟΥ 20%

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	1	0	5,229	2,887912	3,31341	0	0	0	0
3	0	1	0	5,75	3,175653	0	0	0	0	0
4	0	1	0	2,75	1,518791	0	0	0	0	0
5	0	1	0	3	1,656863	0	0	0	0	0
6	0	1	0	6,5	3,589869	0	0	0	0	0
7	1	1	0	0	0	131,02	0	0	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 33: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΖΥΓΩΝ ΓΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΑΠΕ- ΑΝΤΙΣΤΟΙΧΗ ΜΕ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΦΟΡΤΙΟΥ 30%

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

Σε αυτό το σημείο παρουσιάζονται τα δεδομένα των ζυγών του ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος για λειτουργία χωρίς και με διεσπαρμένη παραγωγή το 2020.

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	118,6692	73,54335	0	0	0	0	50
2	0	1	0	78,07158	48,3828	0	0	0	0	50
3	2	1	0	87,72325	54,36571	353,0526	269,4427	-144	250	0
4	0	1	0	178,4251	110,5786	0	0	0	0	0
5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	1	0	476,5367	289,6862	0	0	0	0	100
7	0	1	0	0	0	0	0	0	0	200
8	0	1	0	261,4662	162,0414	0	0	0	0	300
9	0	1	0	1433,224	866,2185	0	0	0	0	300
10	0	1	0	0	0	0	0	0	0	100
11	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
12	2	1	0	0	0	294,2105	116,4884	-147	87	0
13	1	1	0	0	0	0	3116,251	0	0	0
14	2	1	0	40,6258	25,17722	756,5412	429,0396	-279	374	0
15	2	1	0	0	0	1210,466	138,1639	-476	630	0
16	2	1	0	0	0	991,9096	-264,271	-360	584	0
17	2	1	0	0	0	302,6165	148,9204	-112	131	0
18	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
19	2	1	0	733,7787	414,1087	462,3307	296,6343	-199	363	0
20	0	1	0	141,7708	87,86051	0	0	0	0	100
21	2	1	0	344,1263	213,2733	324,4721	246,2694	-137	192	0
22	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	1	0	781,0929	473,2976	0	0	0	0	300
24	0	1	0	0	0	0	0	0	0	100
25	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
26	2	1	0	424,8994	264,2024	93,30675	292,9583	-36	63	0

27	0	1	0	203,6421	111,8653	0	0	0	0	150
28	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	1	0	244,3898	151,4597	0	0	0	0	0
31	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	1	0	477,7861	267,1143	0	0	0	0	0
33	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	1	0	268,3163	158,0661	0	0	0	0	0
35	0	1	0	101,5812	62,95139	0	0	0	0	0
36	2	1	0	102,2906	59,50198	252,1804	56,57633	-90	147	0
37	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
38	2	1	0	0	0	0	-370,288	0	0	0
39	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
40	2	1	0	130,7825	81,05149	0	1167,104	-6	24	19
41	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
42	0	1	0	14,36719	9,620888	0	0	0	0	0
43	2	1	0	0	0	0	-284,682	-6	24	0
44	0	1	0	7,953267	2,052456	0	0	0	0	0
45	0	1	0	10,51884	3,206963	0	0	0	0	0
46	0	1	0	4,489748	2,309013	0	0	0	0	0
47	0	1	0	11,54507	7,440153	0	0	0	0	0
48	0	1	0	4,104912	1,154507	0	0	0	0	0
49	0	1	0	12,18646	4,361469	0	0	0	0	0
50	0	1	0	2,822127	0,89795	0	0	0	0	0
51	0	1	0	22,44874	14,36719	0	0	0	0	0
52	2	1	0	0	0	0	-42,9953	0	0	0
53	0	1	0	4,104912	2,052456	0	0	0	0	0
54	0	1	0	11,16023	8,59466	0	0	0	0	4,3
55	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0

56	0	1	0	4,489748	2,950406	0	0	0	0	0
57	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
58	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
59	0	1	0	3,078684	1,154507	0	0	0	0	0
60	0	1	0	13,59752	2,437292	0	0	0	0	0
61	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
62	0	1	0	27,83643	16,29137	0	0	0	0	0
63	2	1	0	3,078684	1,539342	277,3984	13,91555	-109	177	0
64	2	1	0	9,749166	2,052456	638,857	-52,5337	-258	523	0
65	2	1	0	120,8383	24,37292	213,5127	-41,7883	-98	171	0
66	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
67	0	1	0	29,2475	13,98236	0	0	0	0	0
68	0	1	0	38,48355	38,48355	0	0	0	0	0
69	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
70	2	1	0	7,440153	2,56557	689,2931	-29,354	-255	416	19
71	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
72	0	1	0	14,36719	9,620888	0	0	0	0	0
73	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
74	2	1	0	7,953267	2,052456	50,43608	-0,41867	-20	20	0
75	0	1	0	10,51884	3,206963	0	0	0	0	0
76	0	1	0	4,489748	2,309013	0	0	0	0	0
77	2	1	0	11,54507	7,440153	252,1804	-39,186	0	0	0
78	0	1	0	4,104912	1,154507	0	0	0	0	0
79	0	1	0	12,18646	4,361469	0	0	0	0	0
80	2	1	0	2,822127	0,89795	142,9022	-61,5647	-69	82	0
81	2	1	0	22,44874	14,36719	218,5564	-3,67537	-120	108	0
82	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
83	2	1	0	4,104912	2,052456	189,9759	-77,3015	-100	127	0
84	2	1	0	11,16023	8,59466	151,3082	-31,0687	-72	89	4,3

85	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
86	0	1	0	4,489748	2,950406	134,4962	28,486	-66	72	0
87	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
88	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
89	0	1	0	3,078684	1,154507	0	0	0	0	0
90	0	1	0	20	13,54604	0	0	0	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 34: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΖΥΓΩΝ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΟΥ 2020 ΧΩΡΙΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

Bus No.	Bus Type	Bus Voltage	Bus Angle	Load Active Power	Load Reactive Power	Generator Active Power	Generator Reactive Power	Qmin	Qmax	Injected Reactive Power
1	0	1	0	118,6692	73,54335	43,206	0	0	0	50
2	0	1	0	78,07158	48,3828	43,206	0	0	0	50
3	2	1	0	87,72325	54,36571	263,5201	269,4427	-144	250	0
4	0	1	0	178,4251	110,5786	43,206	0	0	0	0
5	0	1	0	0	0	43,206	0	0	0	0
6	0	1	0	476,5367	289,6862	43,206	0	0	0	100
7	0	1	0	0	0	43,206	0	0	0	200
8	0	1	0	261,4662	162,0414	42,994	0	0	0	300
9	0	1	0	1433,224	866,2185	42,994	0	0	0	300
10	0	1	0	0	0	42,994	0	0	0	100
11	0	1	0	0	0	42,994	0	0	0	0
12	2	1	0	0	0	226,8011	116,4884	-147	87	0
13	1	1	0	0	0	0	3116,251	0	0	0
14	2	1	0	40,6258	25,17722	507,1456	429,0396	-279	374	0
15	2	1	0	0	0	790,4066	138,1639	-476	630	0

16	2	1	0	0	0	654,0216	-264,271	-360	584	0
17	2	1	0	0	0	223,8846	148,9204	-112	131	0
18	0	1	0	0	0	35,044	0	0	0	0
19	2	1	0	733,7787	414,1087	323,5505	296,6343	-199	363	0
20	0	1	0	141,7708	87,86051	42,994	0	0	0	100
21	2	1	0	344,1263	213,2733	245,4731	246,2694	-137	192	0
22	0	1	0	0	0	29,568	0	0	0	0
23	0	1	0	781,0929	473,2976	29,568	0	0	0	300
24	0	1	0	0	0	29,568	0	0	0	100
25	0	1	0	0	0	29,568	0	0	0	0
26	2	1	0	424,8994	264,2024	112,0319	292,9583	-36	63	0
27	0	1	0	203,6421	111,8653	29,568	0	0	0	150
28	0	1	0	0	0	29,568	0	0	0	0
29	0	1	0	0	0	29,568	0	0	0	0
30	0	1	0	244,3898	151,4597	29,568	0	0	0	0
31	0	1	0	0	0	53,806	0	0	0	0
32	0	1	0	477,7861	267,1143	53,806	0	0	0	0
33	0	1	0	0	0	53,806	0	0	0	0
34	0	1	0	268,3163	158,0661	53,806	0	0	0	0
35	0	1	0	101,5812	62,95139	53,806	0	0	0	0
36	2	1	0	102,2906	59,50198	211,1732	56,57633	-90	147	0
37	0	1	0	0	0	5,067	0	0	0	0
38	2	1	0	0	0	53,806	-370,288	0	0	0
39	0	1	0	0	0	5,067	0	0	0	0
40	2	1	0	130,7825	81,05149	5,067	1167,104	-6	24	19
41	0	1	0	0	0	5,067	0	0	0	0
42	0	1	0	14,36719	9,620888	5,067	0	0	0	0
43	2	1	0	0	0	5,067	-284,682	-6	24	0
44	0	1	0	7,953267	2,052456	5,067	0	0	0	0

45	0	1	0	10,51884	3,206963	5,067	0	0	0	0
46	0	1	0	4,489748	2,309013	5,067	0	0	0	0
47	0	1	0	11,54507	7,440153	5,067	0	0	0	0
48	0	1	0	4,104912	1,154507	5,067	0	0	0	0
49	0	1	0	12,18646	4,361469	5,067	0	0	0	0
50	0	1	0	2,822127	0,89795	5,067	0	0	0	0
51	0	1	0	22,44874	14,36719	5,067	0	0	0	0
52	2	1	0	0	0	5,067	-42,9953	0	0	0
53	0	1	0	4,104912	2,052456	5,067	0	0	0	0
54	0	1	0	11,16023	8,59466	5,067	0	0	0	4,3
55	0	1	0	0	0	5,067	0	0	0	0
56	0	1	0	4,489748	2,950406	5,067	0	0	0	0
57	0	1	0	0	0	5,067	0	0	0	0
58	0	1	0	0	0	5,067	0	0	0	0
59	0	1	0	3,078684	1,154507	5,067	0	0	0	0
60	0	1	0	13,59752	2,437292	5,067	0	0	0	0
61	0	1	0	0	0	5,067	0	0	0	0
62	0	1	0	27,83643	16,29137	5,067	0	0	0	0
63	2	1	0	3,078684	1,539342	178,1709	13,91555	-109	177	0
64	2	1	0	9,749166	2,052456	403,7306	-52,5337	-258	523	0
65	2	1	0	120,8383	24,37292	138,3046	-41,7883	-98	171	0
66	0	1	0	0	0	5,067	0	0	0	0
67	0	1	0	29,2475	13,98236	93,586	0	0	0	0
68	0	1	0	38,48355	38,48355	93,586	0	0	0	0
69	0	1	0	0	0	93,586	0	0	0	0
70	2	1	0	7,440153	2,56557	523,723	-29,354	-255	416	19
71	0	1	0	0	0	93,586	0	0	0	0
72	0	1	0	14,36719	9,620888	93,586	0	0	0	0
73	0	1	0	0	0	44,987	0	0	0	0

74	2	1	0	7,953267	2,052456	76,46044	-0,41867	-20	20	0
75	0	1	0	10,51884	3,206963	53,806	0	0	0	0
76	0	1	0	4,489748	2,309013	53,806	0	0	0	0
77	2	1	0	11,54507	7,440153	202,3542	-39,186	0	0	0
78	0	1	0	4,104912	1,154507	44,987	0	0	0	0
79	0	1	0	12,18646	4,361469	44,987	0	0	0	0
80	2	1	0	2,822127	0,89795	134,1617	-61,5647	-69	82	0
81	2	1	0	22,44874	14,36719	181,3719	-3,67537	-120	108	0
82	0	1	0	0	0	53,806	0	0	0	0
83	2	1	0	4,104912	2,052456	149,751	-77,3015	-100	127	0
84	2	1	0	11,16023	8,59466	125,6213	-31,0687	-72	89	4,3
85	0	1	0	0	0	44,987	0	0	0	0
86	0	1	0	4,489748	2,950406	115,1302	28,486	-66	72	0
87	0	1	0	0	0	31,201	0	0	0	0
88	0	1	0	0	0	31,201	0	0	0	0
89	0	1	0	3,078684	1,154507	31,201	0	0	0	0
90	0	1	0	20	13,54604	109,944	0	0	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 35: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΖΥΓΩΝ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΟΥ 2020 ΜΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

