



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Δ.Π.Μ.Σ. του Ε.Μ.Π.
«Περιβάλλον και Ανάπτυξη»

2^η Κατεύθυνση Σπουδών

"ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ
ΤΩΝ ΟΡΕΙΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ"

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**Η συμβολή των ΑΠΕ στην ενεργειακή
ασφάλεια του ελληνικού ΣΗΕ.
Μελέτη περίπτωσης: η τεχνολογία των
οικιακών φωτοβολταϊκών**

ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΚΩΝΣΤΑΝΤΟΠΟΥΛΟΣ Σ.

Επιβλέπων: Δημήτριος Καλιαμπάκος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

**«Περιβάλλον και
Ανάπτυξη»**

Αθήνα, Οκτώβριος 2016



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Δ.Π.Μ.Σ. του Ε.Μ.Π.

«Περιβάλλον και Ανάπτυξη», 2^η Κατεύθυνση Σπουδών

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**Η συμβολή των ΑΠΕ στην ενεργειακή ασφάλεια του ελληνικού
ΣΗΕ. Μελέτη περίπτωσης: η τεχνολογία των οικιακών
φωτοβολταϊκών**

ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΚΩΝΣΤΑΝΤΟΠΟΥΛΟΣ Σ.

Επιβλέπων: Δημήτριος Καλιαμπάκος

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Τριμελής εξεταστική επιτροπή:

Δημήτριος Καλιαμπάκος, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Δημήτριος Δαμίγος, Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Ιωάννης Σαγιάς, Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Οκτώβριος 2016

Περίληψη

Η παρούσα μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία πραγματεύεται τον εντοπισμό και αποτίμηση των εξωτερικών οικονομιών που σχετίζονται με την ηλεκτροπαραγωγή από τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα, με έμφαση στα οικιακά Φ/Β. Συγκεκριμένα, υπολογίζονται οι εξωτερικές οικονομίες που προκύπτουν από τη λειτουργία των οικιακών Φ/Β συστημάτων και σχετίζονται με την ενεργειακή ασφάλεια του τομέα ηλεκτροπαραγωγής. Έμφαση δίνεται στον τομέα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και συγκεκριμένα στις εξωτερικότητες που σχετίζονται με τις απώλειες, την ποιότητα ισχύος, τις απαιτήσεις διαθεσιμότητας ισχύος, την ανάγκη ανάπτυξης υποδομών μεταφοράς/ διανομής και την αξιοπιστία της παρεχόμενης ισχύος. Τομείς οι οποίοι δεν έχουν αποτιμηθεί επαρκώς για την περίπτωση του ελληνικού συστήματος.

Λέξεις Κλειδιά: εξωτερικότητες, ενεργειακή ασφάλεια, οικιακά φωτοβολταϊκά, ποιότητα ισχύος, ενέργεια, απώλειες, αξιοπιστία

Abstract

This thesis deals with the identification and valuation of externalities associated with the electricity produced by photovoltaic systems (PV), with emphasis on domestic PV. Specifically, the externalities arising by the operation of household PV systems and related with the energy security of the power sector are calculated. Special focus is given to the power transmission and distribution sector and in particular to the externalities associated with the losses, power quality, power availability requirements, the need for the transmission / distribution infrastructure's development and the reliability of power supply. Areas which have not been adequately evaluated for the Greek system.

Keywords: externalities, energy security, household PV, energy, power quality, losses, reliability

Ευχαριστίες

Η μεταπτυχιακή αυτή εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2015-2016 υπό την επίβλεψη του κ. Δημητρίου Καλιαμπάκου, καθηγητή του Ε.Μ.Π., στον οποίο οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε, αναθέτοντάς μου ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα. Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στον υποψήφιο διδάκτορα Ηλία Δούλο, για την πολύτιμη στήριξη και την καθοδήγηση που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας. Επίσης, θέλω να εκφράσω την αγάπη και την εκτίμησή μου στο διδακτικό, ερευνητικό και διοικητικό προσωπικό του Μετσόβιου Κέντρου Διεπιστημονικής Έρευνας του ΕΜΠ, καθώς και στους συμφοιτητές μου στο μεταπτυχιακό πρόγραμμα. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τα αγαπημένα μου πρόσωπα για την εμπιστοσύνη και την αγάπη τους.

Η παρούσα εργασία αφιερώνεται στον πατέρα μου

Περιεχόμενα

Περιεχόμενα	10
Ευρετήριο	12
Πινάκων, Διαγραμμάτων και Εικόνων	12
Εισαγωγή	14
Κεφάλαιο 1^ο: ΑΠΕ και ενεργειακή στρατηγική	17
1.1 Εισαγωγή	17
1.2 Ευρωπαϊκό θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ	17
1.2.1 Οι Α.Π.Ε στην Ενεργειακή Πολιτική της ΕΕ.	17
1.3 Ελληνικό θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ και Μηχανισμός Στήριξης στην Ελλάδα	21
1.3.1 Ο μηχανισμός στήριξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα	21
1.4 Συνοπτική παρουσίαση του ελληνικού τομέα ηλεκτροπαραγωγής	22
1.4.1 Ελληνικό σύστημα μεταφοράς ενέργειας	22
1.4.2 Ελληνικό ενεργειακό μίγμα και ΑΠΕ	23
Κεφάλαιο 2^ο: Εξωτερικές οικονομίες	27
2.1 Οικονομικά της ευημερίας	27
2.2 Εξωτερικές οικονομίες	29
2.2.1 Ιστορική αναδρομή	29
2.2.2 Εξωτερικές οικονομίες	30
2.3 Εξωτερικές οικονομίες ηλεκτροπαραγωγής	32
Κεφάλαιο 3^ο: Ενεργειακή ασφάλεια	35
3.1 Ορισμός	35
3.1.1 Εισαγωγή στον ορισμό	35
3.1.2 Επισκόπηση βιβλιογραφικών ορισμών	36
3.2 Περιεχόμενο της ενεργειακής ασφάλειας	38
3.3 Μεθοδολογίες αποτίμησης	39
3.3.1 Πλαίσια ποσοτικοποίησης	40
3.3.2 Εισαγωγή στους Δείκτες	41
3.4 Συμβολή των ΑΠΕ στην ενεργειακή ασφάλεια του τομέα ηλεκτροπαραγωγής	42
3.3.1 Επιπτώσεις στον εφοδιασμό και την κατανάλωση	43
3.3.2 Επιπτώσεις στην πολιτική και την οικονομία	43
3.3.3 Επιπτώσεις στις υποδομές	44
3.3.4 Επιπτώσεις στο περιβάλλον	44

Κεφάλαιο 4^ο: Καταγραφή και οικονομική αποτίμηση των εξωτερικοτήτων που σχετίζονται με την ενεργειακή ασφάλεια, ειδικά για την τεχνολογία των οικιακών Φ/Β.	45
4.1 Απώλειες στο σύστημα μεταφοράς και διανομής	47
4.1.1 Εισαγωγή	47
4.1.2 Απώλειες συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας	47
4.1.3 Κατανεμημένη παραγωγή και πιθανά οφέλη στη μείωση των απωλειών	49
4.1.4 Κατηγοριοποίηση απωλειών	49
4.1.5 Μεθοδολογίες εκτίμησης απωλειών	50
4.1.6 Επίδραση φορτίου στο μέγεθος των απωλειών	52
4.1.7 Υπολογισμοί οφέλους από τη μείωση απωλειών στο ελληνικό ΣΗΕ	54
4.2 Ποιότητα ισχύος	64
4.2.1 Ορισμοί παραμέτρων ποιότητας ισχύος	65
4.2.2 Διείσδυση Φ/Β και ποιότητα ισχύος	67
4.2.3 Οικονομική αποτίμηση αντιστάθμισης άεργου ισχύος από μετατροπείς Φ/Β	70
4.2.4 Αποτίμηση υπηρεσιών ελέγχου συχνότητας	79
4.3 Απαιτήσεις διαθεσιμότητας ισχύος	80
4.4 Απαιτήσεις ανάπτυξης υποδομών για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας	83
4.5 Απαιτήσεις ανάπτυξης υποδομών για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας	85
4.6 Αξιοπιστία παροχής ισχύος	89
	92
Κεφάλαιο 5^ο: Συμπεράσματα	92
Βιβλιογραφία	98
Παράρτημα- Ακρωνύμια	111

Ευρετήριο

Πινάκων, Διαγραμμάτων και Εικόνων

Πίνακες

Πίνακας 1.1: Εγκατεστημένη Καθαρή Ισχύς στην Επικράτεια

Πίνακας 1.2: Σύνολο Εισαγωγών και Καθαρής Παραγωγής Η/Ε το έτος 2015 για την Επικράτεια

Πίνακας 3.1: Σύνθετες ταξινομήσεις διαστάσεων της ενεργειακής ασφάλειας

Πίνακας 4.1: Πιθανές κατηγοριοποιήσεις των απωλειών ενός ΣΗΕ

Πίνακας 4.2: Θεωρητικές προσεγγίσεις για τον υπολογισμό των απωλειών στα ΣΗΕ

Πίνακας 4.3: Πρακτικές προσεγγίσεις για τον υπολογισμό των απωλειών στα ΣΗΕ

Πίνακας 4.4: Απώλειες σε δίκτυο μεταφοράς και διανομής του ελληνικού ΣΗΕ

Πίνακας 4.5: Συνολικές ωριαίες απώλειες, θεωρητικές και πραγματικές

Πίνακας 4.6: Εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β στην Ελλάδα για το 2014

Πίνακας 4.7: Παραγόμενη ενέργεια από τις εγκατεστημένες Φ/Β μονάδες για το 2014

Πίνακας 4.8: Εκτιμώμενα πεδία οικονομικής συνεισφοράς των εγκατεστημένων Φ/Β

Πίνακας 4.9: Όφελος από την μείωση απωλειών στα επιμέρους τμήματα του δικτύου για κάθε τύπο Φ/Β μονάδας

Πίνακας 4.10: Επιπτώσεις λειτουργίας Φ/Β στην ποιότητα ισχύος

Πίνακας 4.11: Ερευνητικές αναφορές για την οικονομική αποτίμηση των μεθόδων παροχής υπηρεσιών βελτίωσης ποιότητας ισχύος

Πίνακας 5.1: Εξωτερικά οφέλη από την εγκατάσταση και λειτουργία οικιακών Φ/Β συστημάτων και οικονομική αποτίμηση τους για την Ελλάδα σε τιμές 2014

Διαγράμματα

Διάγραμμα 1.1: Η Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος από σταθμούς ΑΠΕ από το έτος 2009 έως το τέλος του έτους 2015.

Διάγραμμα 1.2: Η εξέλιξη της παραγόμενης ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ από το έτος 2009 έως το τέλος του έτους 2015.

Διάγραμμα 1.3: Μερίδιο τεχνολογιών ΑΠΕ στη συνολική πραγματική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2014)

Διάγραμμα 2.1: Σημείο ισορροπίας “τέλειας” αγοράς

Διάγραμμα 2.2: Απεικόνιση των επιπτώσεων από το εξωτερικό κόστος της βιομηχανικής μονάδας

Διάγραμμα 4.1: Αποτελέσματα εφαρμογής γραμμικής παλινδρόμησης

Διάγραμμα 4.2: Αποτελέσματα εφαρμογής νευρωνικού δικτύου

Διάγραμμα 4.3: Αποτελέσματα διαδικασίας επικύρωσης αποτελεσμάτων νευρωνικού δικτύου

Διάγραμμα 4.4: Απεικόνιση απωλειών στο ΔΜ ανά ώρα της ημέρας, με και χωρίς χρήση Φ/Β, για το έτος 2014

Διάγραμμα 4.5: Γραφική απεικόνιση του διαφορικού οφέλους απωλειών στο ΔΜ, ανά ώρα της ημέρας, για το 2014

Διάγραμμα 4.6: Επιμερισμός απωλειών μεταξύ ΔΔ και ΔΜ

Διάγραμμα 4.7: Μέσες ωριαίες απώλειες σε ΔΜ, ΔΔ, ΔΜ+ΔΔ λόγω διείδυσης Φ/Β

Διάγραμμα 4.8: Εκτίμηση οικονομικού οφέλους ανά ώρα της ημέρας και μέρος του ΣΗΕ

Διάγραμμα 4.9: Όφελος ανά MWh για κάθε τύπο Φ/Β

Εικόνες

Εικόνα 1.1 Ελληνικό διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς

Εικόνα 4.1: Συνοπτική παρουσίαση ενός ΣΗΕ

Εισαγωγή

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) χαρακτηρίζονται εκείνες οι μορφές ενέργειας, οι οποίες προέρχονται από φυσικές διεργασίες και δεν προβλέπεται να εξαντληθούν στο εγγύς μέλλον. Οι περισσότερες από αυτές βασίζονται στην ηλιακή ακτινοβολία, είτε άμεσα (ηλιακή ενέργεια) είτε έμμεσα (αιολική, κυματική, βιομάζα κ.α.) λόγω της επίδρασής της στις φυσικές διεργασίες του πλανήτη (κύκλος νερού, θέρμανση αέρα). Αν και θεωρητικά κάθε μορφή ΑΠΕ δύναται να εξαντληθεί, θεωρώντας ως όριο διαθεσιμότητάς τους την εξάντληση της πηγής (για παράδειγμα η ύπαρξη της ηλιακής έχει όριο το χρόνο ζωής του ήλιου, η γεωθερμική την εξάντληση των γεωθερμικών πεδίων), ο χρόνος της εκτιμώμενης διαθεσιμότητάς τους ανάγεται σε τέτοια κλίμακα, που μπορούν να χαρακτηριστούν ανανεώσιμες λαμβάνοντας υπόψιν τον εκτιμώμενο χρόνο ύπαρξης ζωής στον πλανήτη γη.

Σύμφωνα με το Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (International Energy Association - IEA), ως ΑΠΕ ορίζονται οι ενεργειακές πηγές, οι οποίες υπάρχουν σε αφθονία στο φυσικό περιβάλλον και ανανεώνονται συνεχώς και ταχέως, συγκρινόμενες με τους χρόνους γεωλογικών περιόδων που απαιτούνται για τη δημιουργία άνθρακα, πετρελαίου και φυσικού αερίου, ενώ κατά τον Sorensen (2000, 2004) ως ΑΠΕ ορίζονται «οι ενεργειακές ροές που αντικαθίστανται με τον ίδιο ρυθμό με τον οποίο καταναλώνονται». Τέλος, σύμφωνα με την ευρωπαϊκή Οδηγία 2001/77/ΕΚ, ΑΠΕ είναι οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, δηλαδή η αιολική, η ηλιακή και η γεωθερμική ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η υδραυλική ενέργεια, τα αέρια τα εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και τα βιοαέρια.

Οι ΑΠΕ είναι οι μορφές ενέργειας που χρησιμοποιήθηκαν, σχεδόν αποκλειστικά, για χιλιετίες από την ανθρωπότητα, με εξαίρεση τον 20^ο αιώνα, οπότε κυριάρχησε η ενεργειακή αξιοποίηση ορυκτών πόρων, όπως ο άνθρακας και οι υδρογονάνθρακες. Οι ΑΠΕ ήρθαν ξανά στο προσκήνιο της ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής μετά την πρώτη πετρελαϊκή χρήση του 1979. Βασικότερα πλεονεκτήματα τα οποία συνετέλεσαν και στην υιοθέτηση πολιτικών στήριξης των ΑΠΕ είναι:

- η συμβολή τους στην προσπάθεια περιορισμού της ανθρωπογενούς παρέμβασης στην κλιματική αλλαγή, μιας και ο ενεργειακός τομέας τεκμηριωμένα είναι ο πρωταρχικός υπεύθυνος για τη δημιουργία περιβαλλοντικών οχλήσεων. Σχεδόν το 95% της ατμοσφαιρικής ρύπανσης οφείλεται στην παραγωγή, το μετασχηματισμό και τη χρήση των συμβατικών καυσίμων.
- η πληθώρα των δυνατοτήτων που προσφέρουν προς την μετάβαση σε ένα νέο ενεργειακό μοντέλο, το οποίο είναι αποκεντρωμένο και κινείται στην κατεύθυνση απεξάρτησης από τους ορυκτούς ενεργειακούς πόρους. Η εγχώρια και χωρικά διεσπαρμένη φύση τους, ενισχύει την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού και μειώνει τις απαιτήσεις για συστήματα υποδομής,

- η ευελιξία αξιοποίησής τους κατά τις ανάγκες των κατά τόπους πληθυσμών, με παράλληλη ενίσχυση της κοινωνικής ευημερίας και οικονομικής ανάπτυξης.

Ωστόσο, η διείσδυση των τεχνολογιών ΑΠΕ στην παραγωγή ενέργειας αντιμετωπίζει έως σήμερα εμπόδια, κυρίως λόγω του υψηλού κόστους τους. Το κόστος ανά παραγόμενη κιλοβατώρα, ειδικά για κάποιες τεχνολογίες, παραμένει υψηλό, άρα συχνά μη ανταγωνιστικό σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες, καθώς δεν συνυπολογίζονται σε αυτό τα εξωτερικά οφέλη των ΑΠΕ, ούτε τα εξωτερικά κόστη, κυρίως, των συμβατικών μονάδων.

Συγκεκριμένα, το σύνολο των περιβαλλοντικών εξωτερικών οικονομιών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής σχετίζεται με τις περιβαλλοντικές πιέσεις (αέριες εκπομπές, υγρά και στερεά απόβλητα, οπτική ρύπανση) που δημιουργούνται κατά τη διάρκεια κατασκευής και λειτουργίας των εγκαταστάσεων.

Οι αρνητικές περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής συνίστανται κατά κύριο λόγο:

- στην έκλυση σωματιδίων και αέριων ρύπων που επηρεάζουν αφενός την ανθρώπινη υγεία αφετέρου τα φυσικά οικοσυστήματα και
- στην έκλυση αερίων εκπομπών που συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου.

Όσον αφορά στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, οι κύριες ερευνητικές προσπάθειες επικεντρώθηκαν στην αποτίμηση των περιβαλλοντικών εξωτερικών οικονομιών, αλλά οι μη περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες είναι εξίσου σημαντικές και σε καμία περίπτωση δεν θα πρέπει να αγνοούνται. Οι μη περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες που προκαλούνται κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να κατηγοριοποιηθούν στις ακόλουθες κατηγορίες (Pearce et al., 1994; Krupnick et al., 1995).

- I. Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με θέματα ασφάλειας της ενεργειακής τροφοδοσίας.
- II. Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με τα ατυχήματα.
- III. Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με τη δημιουργία άμεσων, έμμεσων και συνεπαγόμενων θέσεων εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία πραγματεύεται τον εντοπισμό και αποτίμηση των εξωτερικών οικονομιών που σχετίζονται με την ηλεκτροπαραγωγή από τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα, με έμφαση στα οικιακά Φ/Β. Συγκεκριμένα, υπολογίζονται οι εξωτερικές οικονομίες που προκύπτουν από τη λειτουργία των οικιακών Φ/Β συστημάτων και σχετίζονται με την ενεργειακή ασφάλεια του τομέα ηλεκτροπαραγωγής. Έμφαση δίνεται στον τομέα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και συγκεκριμένα στις εξωτερικότητες που σχετίζονται με τις απώλειες, την ποιότητα ισχύος, τις απαιτήσεις διαθεσιμότητας ισχύος, την ανάγκη ανάπτυξης υποδομών μεταφοράς/διανομής και την αξιοπιστία της παρεχόμενης ισχύος. Τομείς οι οποίοι δεν έχουν αποτιμηθεί επαρκώς για την περίπτωση του ελληνικού συστήματος.

Αρχικά παρουσιάζεται το θεσμικό πλαίσιο που διέπει τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ. Ακολουθεί η βιβλιογραφική επισκόπηση, καταρχάς της έννοιας των εξωτερικών οικονομιών και στη συνέχεια οριοθετείται η έννοια της ενεργειακής ασφάλειας. Στη συνέχεια εντοπίζονται και καταγράφονται οι εξωτερικότητες που σχετίζονται με τις οικιακές Φ/Β εγκαταστάσεις, με έμφαση σε αυτές που σχετίζονται με την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Ενώ τέλος, αποτιμάται το οικονομικό τους όφελος.

1

ΑΠΕ και ενεργειακή στρατηγική

1.1 Εισαγωγή

Η ευρωπαϊκή ενεργειακή στρατηγική εμπεριέχει στον πυρήνα της τη χρήση ΑΠΕ, καθώς αυτές αποτελούν σημαντικό εργαλείο στους στόχους της προστασίας του περιβάλλοντος, της οικονομικής ανάπτυξης και της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού. Για αυτούς τους λόγους, ήδη από την περίοδο της πρώτης πετρελαϊκής κρίσης, οι ευρωπαϊκοί θεσμοί κινήθηκαν προς την κατεύθυνση δημιουργίας ενός πλαισίου υποστήριξης και ενθάρρυνσης της διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα των κρατών μελών. Η Ελλάδα, ακολουθώντας τις ευρωπαϊκές οδηγίες σχετικά με την παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ, έχει αντιστοίχως καθορίσει το πλαίσιο ένταξής τους στο ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, και τον τρόπο αποζημίωσής τους.

Στο παρόν κεφάλαιο, αρχικά θα παρουσιαστεί το ευρωπαϊκό θεσμικό πλαίσιο στήριξης των ΑΠΕ, και συγκεκριμένα η πορεία διαμόρφωσής του στο πέρας των δεκαετιών, όπως επίσης, και η τεκμηρίωση που συνετέλεσε στη θεσμοθέτησή του. Εν συνεχεία, παρουσιάζεται το ελληνικό θεσμικό πλαίσιο σε σχέση με τις ΑΠΕ, και τέλος παρατίθενται στοιχεία του ελληνικού ΣΗΕ και της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ.

1.2 Ευρωπαϊκό θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ

1.2.1 Οι Α.Π.Ε στην Ενεργειακή Πολιτική της ΕΕ.

Η ευρωπαϊκή πολιτική στο πεδίο της ενέργειας ξεκινάει από τη δεκαετία του 1950 και μέχρι σήμερα χωρίζεται σε τρεις κύριες περιόδους. Η πρώτη περίοδος, η οποία ξεκινάει το 1951 με τις απαρχές της ευρωπαϊκής ολοκλήρωσης και διαρκεί μέχρι το 1985, ήταν καθοριστική καθώς περιλαμβάνει την πρώτη πετρελαϊκή κρίση του 1973, η οποία αποτέλεσε σημείο καμπής για την προώθηση μιας κοινής ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής. Τότε, εισάγεται η έννοια της μέριμνας για την ασφάλεια ενεργειακών αποθεμάτων και εμμέσως για την προώθηση της ιδέας για ενεργειακές πηγές εναλλακτικές στο πετρέλαιο, όπως οι ΑΠΕ. Η δεύτερη περίοδος διαρκεί από το 1986

μέχρι το 2007 (Συνθήκη της Λισαβώνας) και η τρίτη από το 2008 μέχρι σήμερα. Κατά τη δεύτερη περίοδο, έγινε η πρώτη σημαντική προσπάθεια θεσμικής προώθησης των ΑΠΕ, μέσω του ψηφίσματος C/241 του 1986 του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου, στο οποίο διακηρύχθηκε η ανάγκη ανάπτυξης και διατήρησης των ΑΠΕ με στόχο, αφενός την αντικατάσταση μέρους των παραδοσιακών καυσίμων και αφετέρου την υπολογισιμη διεύρυσή τους στο ενεργειακό μίγμα. Απώτεροι στόχοι μέσω αυτής της πολιτικής ήταν η προστασία από τις μη ελεγχόμενες διακυμάνσεις των τιμών της ενέργειας και η αύξηση της ασφάλειας ενεργειακού εφοδιασμού. Πλέον αυτών, κυρίως μέσω της συνθήκης του Μάαστριχτ (1992), αν και δεν περιλαμβανόταν ξεχωριστό κεφάλαιο για την ενέργεια, δημιουργήθηκε το κατάλληλο έδαφος για την ολοκλήρωση της φιλελευθεροποίησης και ενοποίησης της εσωτερικής ενεργειακής αγοράς. Το 1995 παρουσιάζεται μέσα από τη «Λευκή Βίβλο της ενεργειακής πολιτικής της ΕΕ» για πρώτη φορά μια συνοπτική προσπάθεια στοχοθεσίας κοινής ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής με το τρίγωνο των μακροπρόθεσμων ενεργειακών προτεραιοτήτων: περιβαλλοντική συνιστώσα στη χρήση της ενέργειας, ενεργειακή ασφάλεια και ανταγωνιστικότητα. Ακολούθησαν το 1996 και το 1997, η Πράσινη και η Λευκή Βίβλος, αντιστοίχως, για τις ΑΠΕ, με τη δεύτερη να θέτει για πρώτη φορά τον ενδεικτικό ευρωπαϊκό στόχο του 12% παραγωγής από ΑΠΕ μέχρι το 2010. Τα βασικά επιχειρήματα που περιλαμβάνονται στη Λευκή Βίβλο είναι:

- Κλιματική αλλαγή: οι ΑΠΕ μπορούν να συμβάλλουν στην προστασία του περιβάλλοντος και στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.
- Ασφάλεια του εφοδιασμού: επιτυγχάνεται μείωση της εξάρτησης από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα μέσω της εγχώριας παραγωγής από ΑΠΕ.
- Αύξηση της ζήτησης για ενέργεια: η αύξηση της ενεργειακής ζήτησης, όχι μόνο από τις δυτικές χώρες, αλλά και από τις λεγόμενες αναπτυσσόμενες δημιουργεί νέα δεδομένα στη ζήτηση, άρα νέες επισφάλειες και ευκαιρίες.
- Ανάγκη επενδύσεων για συντήρηση (Zillman et Al, 2008): το υπολογιζόμενο κόστος συντήρησης των τότε υφιστάμενων μονάδων κρίθηκε μεγαλύτερο από τις αναγκαίες επενδύσεις σε τεχνολογική έρευνα και παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ.
- Αναπτυξιακές προοπτικές: η ανάπτυξη της βιομηχανίας των ΑΠΕ μπορεί να δημιουργήσει θέσεις εργασίας, και ισόρροπη ανάπτυξη μεταξύ των μελών της ΕΕ, ιδιαιτέρως αν συνδυαστούν με την εξαγωγή τεχνογνωσίας και προϊόντων του κλάδου, σε νέες αγορές εκτός ΕΕ.

Η ανακοίνωση της Λευκής Βίβλου για τις ΑΠΕ του 1997 οδήγησε στην έκδοση της ευρωπαϊκής οδηγίας 2001/77/ΕΚ, η οποία έθεσε για πρώτη φορά συγκεκριμένους ποσοτικούς στόχους για τη διεύρυσση των ΑΠΕ στο ευρωπαϊκό ενεργειακό μίγμα.

Σήμερα, βρισκόμαστε στην τρίτη περίοδο, η οποία ξεκινάει μετά την υπογραφή της συνθήκης της Λισαβώνας (Δεκέμβριος του 2007), στην οποία περιλαμβάνεται ξεχωριστό κεφάλαιο για την ενέργεια (Άρθρο 194) και θέτει τους στόχους της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής με αντίστοιχη «*ανάληψη δράσεων σε ένα πνεύμα αλληλεγγύης μεταξύ των κρατών-μελών και μέριμνας για την προστασία του περιβάλλοντος*». Οι

τέσσερις στόχοι στον τομέα της ενέργειας διαμορφώνονται ως εξής: α) διασφάλιση της λειτουργίας της αγοράς ενέργειας, β) διασφάλιση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού στην Ευρωπαϊκή Ένωση, γ) προώθηση της ενεργειακής απόδοσης, της εξοικονόμησης ενέργειας και της ανάπτυξης νέων και ανανεώσιμων μορφών ενέργειας, και δ) προώθηση της διασύνδεσης των ενεργειακών συστημάτων.

Η ευρωπαϊκή πολιτική για τις ΑΠΕ, όπως διατυπώθηκε στη Λευκή βίβλο, εξειδικεύτηκε με τις οδηγίες του 2001 (2001/77/EC) και 2003 (2003/30/EC) που ακολούθησαν. Το 2005 συγκεκριμενοποιείται (με το κείμενο COM(2006) τελικό 848) η σημασία των ΑΠΕ για την ανεξαρτησία τους από τις επισφάλειες των παραδοσιακών μορφών ενέργειας, και για την παρεχόμενη ευστάθεια στην παροχή ενέργειας λόγω της κατανεμημένης μορφής τους.

«Σχέδιο 20-20-20»

Η ευρωπαϊκή πολιτική για την ενέργεια και το κλίμα, όπως καθορίστηκε με την παραπάνω απόφαση, εξειδικεύτηκε περαιτέρω την επόμενη διετία (2008-09) και έχει ορίζοντα το 2020. Συγκεκριμένα, υιοθετήθηκε από το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο και το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο τον Δεκέμβριο του 2008 το πακέτο «Ενέργεια-Κλίμα 2020» ή διαφορετικά «Σχέδιο 20-20-20». Το πακέτο αυτό αναφέρεται στη δέσμευση των μελών της ΕΕ για α) τη μείωση κατά 20% των αερίων θερμοκηπίου (σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990), β) την αύξηση κατά 20% της προσφοράς ενέργειας από ΑΠΕ και γ) τη βελτίωση κατά 20% της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Με το κοινό ευρωπαϊκό Σχέδιο Δράσης (COM(2008) 781 τελικό) και με την οδηγία του 2009 (RES Directive 2009/28/EC) επιχειρείται να μετατραπεί σε δράση η πολιτική βούληση σχετικά με τους στόχους του πακέτου 20-20-20. Η οδηγία 2009/28/EC σχετικά με την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ΑΠΕ ήταν ένα σημαντικό μέρος του πακέτου «Ενέργεια-Κλίμα 2020». Η προώθηση των ΑΠΕ έχει ως στόχο:

- (i) Τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου,
- (ii) Τη διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος και ως εκ τούτου τη βελτίωση της ενεργειακής ασφάλειας, και
- (iii) την οικονομική ανάπτυξη και ανταγωνιστικότητα της ΕΕ μέσω της τεχνολογικής ανάπτυξης και την ανάδυσης μιας νέας βιομηχανίας που θα δημιουργήσει νέες θέσεις εργασίες.

Το Νοέμβριο του 2010 καθορίζεται το ευρωπαϊκό σχέδιο δράσης (COM(2010) 639 τελικό) για «ανταγωνιστική, αειφόρο και ασφαλή ενέργεια» με ορίζοντα το 2020. Στο σχέδιο αυτό, το οποίο παραμένει σε ισχύ σήμερα, καθορίστηκαν οι προτεραιότητες της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής, καθώς και τα μέτρα δράσεων, με τις ΑΠΕ να συμβάλλουν καθοριστικά στην επίτευξη του στόχου για μια κοινή ενεργειακή πολιτική της ΕΕ που θα εξασφαλίζει «απρόσκοπτη φυσική διαθεσιμότητα των ενεργειακών προϊόντων και υπηρεσιών στην αγορά, σε τιμές που είναι προσιτές για όλους τους

καταναλωτές (ιδιώτες και βιομηχανίες), συμβάλλοντας παράλληλα στις ευρωπαϊκές πολιτικές για το περιβάλλον και την κοινωνία».

Επιπλέον, η Ευρωπαϊκή Ένωση, εκτός από τον ορίζοντα του 2020, έχει θέσει τα θεμέλια για την πορεία προς το 2030 και το 2050 με ιδιαίτερη στόχευση στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Στις 22 Ιανουαρίου 2014, η Επιτροπή παρουσίασε το πλαίσιο για τις πολιτικές της ΕΕ που αφορούν το κλίμα και την ενέργεια κατά την περίοδο 2020-2030 (COM(2014) 0015). Το πλαίσιο 2030 προτείνει νέους στόχους και μέτρα για να καταστούν η οικονομία και το ενεργειακό σύστημα της ΕΕ περισσότερο ανταγωνιστικά, ασφαλή και βιώσιμα. Περιλαμβάνει στόχους για τη μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου και την αύξηση της χρήσης των ΑΠΕ και προτείνει νέο σύστημα διακυβέρνησης και δείκτες επιδόσεων. Όσον αφορά τις ΑΠΕ προτείνει στόχο που συνίσταται στη χρήση ανανεώσιμης ενέργειας κατά ποσοστό 27% στο ενεργειακό μίγμα.

Παράμετρος της ενεργειακής ασφάλειας

Μια σημαντική παράμετρος των ευρωπαϊκών πολιτικών σε σχέση με την προώθηση των ΑΠΕ, αποτελεί η μέριμνα για την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού. Υπό αυτή τη μορφή, η ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού αποτελεί τμήμα του συνόλου προτεραιοτήτων που περιγράφονται στην Πράσινη Βίβλο για την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού, «Προς μια ευρωπαϊκή στρατηγική για την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού" (COM (2000) 769)». Σύμφωνα με την εν λόγω Πράσινη Βίβλο, θα πρέπει να αναζητηθούν δυναμικές ενεργειακές πολιτικές για την αντιμετώπιση, αφενός της αυξανόμενης ενεργειακής ζήτησης, και αφετέρου της υψηλής εξάρτησης από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα, κάνοντας κυρίως χρήση φορολογικών μηχανισμών για τον προσανατολισμό της ζήτησης προς καλύτερα ελεγχόμενες μορφές κατανάλωσης, που παράλληλα να σέβονται περισσότερο το περιβάλλον. Επιπλέον, περιγράφονται οι διαρθρωτικές αδυναμίες του εξωτερικού ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ, καθώς και οι γεωπολιτικές, οικονομικές και κοινωνικές αδυναμίες της.

Πράγματι, η ευρωπαϊκή οικονομία βασίζεται, κυρίως στα ορυκτά καύσιμα τα οποία είναι κατά τα 2/3 εισαγόμενα. Η εν λόγω αδυναμία τείνει να επιταθεί στο μέλλον με τις εισαγωγές ενέργειας. Θα πρέπει να επισημανθεί πως η σημασία της ενεργειακής ασφάλειας για την ΕΕ δεν αφορά μόνο στην αυξημένη ενεργειακή αυτονομία ή στο ποσοστό εξάρτησης, αλλά επιπλέον στους συνεπαγόμενους πιθανούς κινδύνους, από τα προηγούμενα. Κίνδυνοι που επηρεάζουν την οικονομική ευημερία των πολιτών των κρατών μελών, υποσκάπτοντας την απρόσκοπτη και συνεχή διαθεσιμότητα ενεργειακών προϊόντων στην αγορά, σε προσιτές τιμές για όλους τους καταναλωτές.

Συνεπώς, λαμβάνοντας υπόψη ότι οι ΑΠΕ είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και υποκαθιστούν τα ορυκτά καύσιμα, μία από τις κατευθύνσεις των προσπαθειών της Ε.Ε. για την ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας είναι η επιτάχυνση της διεξόδου τους στο ευρωπαϊκό ενεργειακό μίγμα.

1.3 Ελληνικό θεσμικό πλαίσιο ΑΠΕ και Μηχανισμός Στήριξης στην Ελλάδα

Οι στόχοι της Ευρωπαϊκής πολιτικής, στο πλαίσιο του νομοθετικού πακέτου «20-20-20», για τη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου, την εξοικονόμηση ενέργειας και τη μεταστροφή σε μορφές ενέργειας που δεν εκλύουν CO₂ είναι δεσμευτικοί για την Ελλάδα. Η Ελληνική κυβέρνηση όσον αφορά την συμμετοχή των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας, ανέβασε τον πήχη από το 18% το 2020, που όρισε η Ε.Ε., στο 20%.

Η νομοθετική πρόνοια στην Ελλάδα αναφορικά με τη ρύθμιση της διείσδυσης των ΑΠΕ ξεκινάει από το 1985 με το ν. 1559/1985 (ΦΕΚ Α' 135) «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις», με τον οποίο το όριο εγκατεστημένης ισχύος για τους ΟΤΑ καθοριζόταν στα 3MW, δεν περιλαμβανόταν ο ιδιωτικός τομέας, ενώ διευκόλυνε τη ΔΕΗ να εγκαταστήσει αιολικά και Φ/Β έργα ισχύος 24 MW. Στη συνέχεια ακολούθησε ένας αριθμός νομοθετημάτων για τη διευθέτηση επιμέρους ζητημάτων για τις ΑΠΕ και τη διευκόλυνση των αδειοδοτικών διαδικασιών τους. Εντούτοις, η διείσδυση των ΑΠΕ παρέμεινε αμελητέα, μέχρι το 2006, οπότε και θεσπίστηκε με το νόμο 3468/06 ένα νέο πλαίσιο αδειοδότησης και αποζημίωσης των ΑΠΕ.

Ωστόσο, ορόσημο για την προώθηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στη χώρα μας αποτέλεσε ο νόμος 3851/10 «για την επιτάχυνση της ανάπτυξης των ΑΠΕ για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής». Με το νόμο αυτό αναπροσαρμόστηκε το προηγούμενο νομοθετικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ, καθώς απλοποιήθηκε η αδειοδοτική διαδικασία για μεγάλο μέρος επενδύσεων, διευρύνθηκε περαιτέρω η βάση πιθανών επενδυτών και άλλαξε ο υπολογισμός της αποζημίωσης των παραγωγών (η αναπροσαρμογή είχε ήδη ξεκινήσει το 2009 με το Ν.3734/2009). Έκτοτε, νομοθετικές ρυθμίσεις διευθέτησαν την εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ, όπως των Φ/Β συστημάτων σε εγκαταστάσεις κτιρίων, επαγγελματικών και οικιακών, σε αγροτική γη, και σε μη διασυνδεδεμένες μονάδες. Παράλληλα, το νομοθετικό πλαίσιο καθόριζε και τον μηχανισμό αποζημίωσης των ΑΠΕ στην Ελλάδα, του οποίου κεντρικός πυρήνα ήταν η αποζημίωση με εγγυημένες σταθερές τιμές (Feed-In-Tariff ή αλλιώς FIT).

1.3.1 Ο μηχανισμός στήριξης των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, στο πλαίσιο των ευρωπαϊκών δεσμεύσεων, είναι όχι μόνο επιθυμητή, αλλά υποστηρίζεται μέσω μηχανισμών αποζημίωσης. Στην Ελλάδα, το 1994 με το νόμο 2244/1994 επιλέχθηκε ο μηχανισμός που ίσχυε μέχρι και τον Αύγουστο του 2016, αυτός της σταθερής και εγγυημένης αποζημίωσης FIT των παραγωγών ΑΠΕ για μία μακροχρόνια περίοδο (20-25 έτη), ένας μηχανισμός που εφαρμόστηκε αρχικά στη Γερμανία, και ακολουθήθηκε στη συνέχεια σε πάνω από 60 χώρες. Κατά την περίοδο από το 1994 έως το 2006 το ύψος των FIT ήταν ενιαίο για όλες τις τεχνολογίες, ενώ από το έτος 2006, ο νόμος 3468/2006 όρισε πλέον συγκεκριμένες τιμές πώλησης, διαφοροποιημένες ανά τεχνολογία (αιολικά, μικρά

υδροηλεκτρικά, Φ/Β) και το συμβόλαιο πώλησης ενέργειας είχε διάρκεια 10 ετών, με μονομερές δικαίωμα του παραγωγού να το ανανεώσει για άλλα 10 έτη. Το 2009, με τον νόμο 3734 θεσπίστηκε για πρώτη φορά μηχανισμός αυτόματης απομείωσης της τιμής για τις νέες Φ/Β εγκαταστάσεις, ενώ παράλληλα καταργήθηκε ο περιορισμός της ανώτατης συνολικής ισχύος 700MW στην επικράτεια για την τεχνολογία αυτή. Τέλος, για πρώτη φορά στο ελληνικό θεσμικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ εισάγεται μία εκδοχή του μηχανισμού FIP- Feed-In-Premium, καθώς οι τιμές FIT των Φ/Β για το χρονικό διάστημα από το 2015 και μετά, υπολογίζονται με προσαύξηση της μέσης ΟΤΣ κατά 10% – 20%. Στη συνέχεια ο νόμος 3851/2010 που τροποποιήθηκε με τον νόμο 4254/2014 «Μέτρα στήριξης και ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας στο πλαίσιο εφαρμογής του Ν. 4046/2012 και άλλες διατάξεις», έθεσε διαφοροποιήσεις στο ύψος της ταρίφας για ορισμένες τεχνολογίες, όπως οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής από βιομάζα και από βιοαέριο, ενώ η διάρκεια των εγγυημένων συμβολαίων αποζημίωσης καθορίστηκε στα 20 έτη για όλες τις ΑΠΕ, με εξαίρεση τους ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και τα Φ/Β στεγών μέχρι 10kW για τα οποία προσφέρεται 25ετής σύμβαση.

Σήμερα, με το νόμο 4414/2016 ο μηχανισμός στήριξης που εφαρμόζεται για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ, πλην των Φ/Β, στηρίζεται στη λογική του μηχανισμού προσαύξησης της χονδρεμπορικής τιμής με τη χρήση ενός premium (Feed in Premium). Σε ότι αφορά την τεχνολογία των Φ/Β η αποζημίωση της παραγόμενης ενέργειας θα προκύπτει στο πλαίσιο διαγωνιστικής διαδικασίας.

1.4 Συνοπτική παρουσίαση του ελληνικού τομέα ηλεκτροπαραγωγής

1.4.1 Ελληνικό σύστημα μεταφοράς ενέργειας

Τον κύριο κορμό του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς αποτελούν οι τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, που μεταφέρουν ηλεκτρισμό, κυρίως από το σπουδαιότερο για την χώρα μας ενεργειακό κέντρο παραγωγής της Δυτικής Μακεδονίας. Στην περιοχή αυτή, παράγεται περίπου το 70% της συνολικής καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία στη συνέχεια μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας, όπου καταναλώνεται περίπου το 65% της ηλεκτρικής ενέργειας.

Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς διαθέτει επιπλέον γραμμές των 400 kV, καθώς επίσης εναέριες, υπόγειες γραμμές και υποβρύχια καλώδια των 150 kV που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της Δυτικής Ελλάδας με την ηπειρωτική Ελλάδα. Συνολικά, την 31η Δεκεμβρίου 2013 το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς αποτελείτο από 11.232 χλμ. γραμμών μεταφοράς. Σε 331 Υποσταθμούς και ΚΥΤ του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς ήταν εγκατεστημένοι 732 Μετασχηματιστές και Αυτομετασχηματιστές με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 55.391 MVA.



Εικόνα 1.1: Ελληνικό διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς

1.4.2 Ελληνικό ενεργειακό μίγμα και ΑΠΕ

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα στηρίζεται, κυρίως, στη χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας, όπως του εγχώριου λιγνίτη και του εισαγόμενου φυσικού αερίου στην ηπειρωτική χώρα και πετρελαίου στα μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, ενώ σημαντική είναι και η διείσδυση των ΑΠΕ, κυρίως των αιολικών και των Φ/Β. Σύμφωνα με τα μηνιαία δελτία ενέργειας του ΑΔΜΗΕ και του ΔΕΔΔΗΕ, η κατανάλωση ηλεκτρικής

ενέργειας στην ελληνική επικράτεια κατά το έτος 2015 ήταν 56 TWh με εγκατεστημένη ισχύ της τάξης των 11.377 MW για θερμικές μονάδες και 8.236 MW για μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (Πίνακας 1.1).

Πίνακας 1.1. Εγκατεστημένη Καθαρή Ισχύς στην Επικράτεια (Πηγή: ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ)

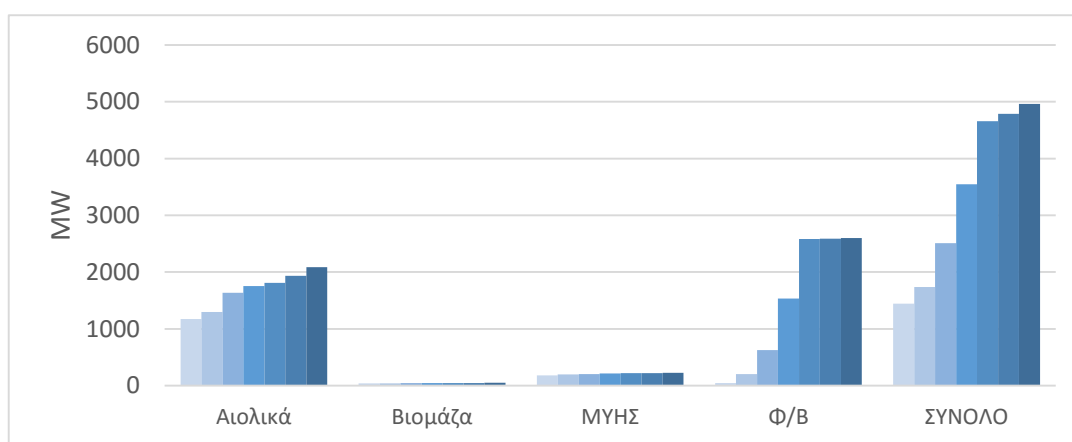
ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Εγκατεστημένη Καθαρή Ισχύς στην Επικράτεια (2015) MW
Λιγνιτικές Μονάδες ΔΕΗ	4.456
Μονάδες Φ.Α. ΔΕΗ	2.600
Μονάδες Φ.Α. Ιδιωτών	2.570
Πετρελαϊκές Μονάδες ΜΔΝ	1.751
Μεγάλα Υδροηλ/κα ΔΕΗ	3.173
Αιολικά	2.085
Φωτοβολταϊκά	2.228
Φωτοβολταϊκά σε Στέγες	375
Βιομάζα - Βιοαέριο	51
Μικρά Υδροηλ/κα	224
ΣΗΘΥΑ (<35MW)	100
ΣΥΝΟΛΟ	19.613

Η λιγνιτική παραγωγή κάλυψε το 35% της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας, το φυσικό αέριο συμμετείχε σε ποσοστό 13% ενώ οι ΑΠΕ και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά παρήγαγαν το 27% της ζητούμενης ηλεκτρικής ενέργειας (Πίνακας 1.2).

Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και της παραγόμενης ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ από το έτος 2009 έως το τέλος του έτους 2015, για το σύνολο της ελληνικής επικράτειας, παρουσιάζει σταθερή αύξηση. Συγκεκριμένα όπως φαίνεται από το διάγραμμα 1.1, η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων μεταξύ 2009 και 2015 αυξάνεται κατά 78% (από τα 1.171 MW στα 2.085 MW), ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β αυξάνεται από τα 48 MW (2009) στα 2.603 MW (2015), με μία στασιμότητα μετά το 2013, κυρίως λόγω των νομοθετικών αλλαγών στο ύψος της αποζημίωσής τους. Αντίστοιχα και η εγκατεστημένη ισχύς των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών (ΜΥΗΕ) παρουσίασε αύξηση 17% την περίοδο 2009-2015, φτάνοντας τα 224 MW, ενώ η ισχύς των μεγάλων Υ/Η σταθμών παραμένει σταθερή στα 3.173 MW τα τελευταία χρόνια.

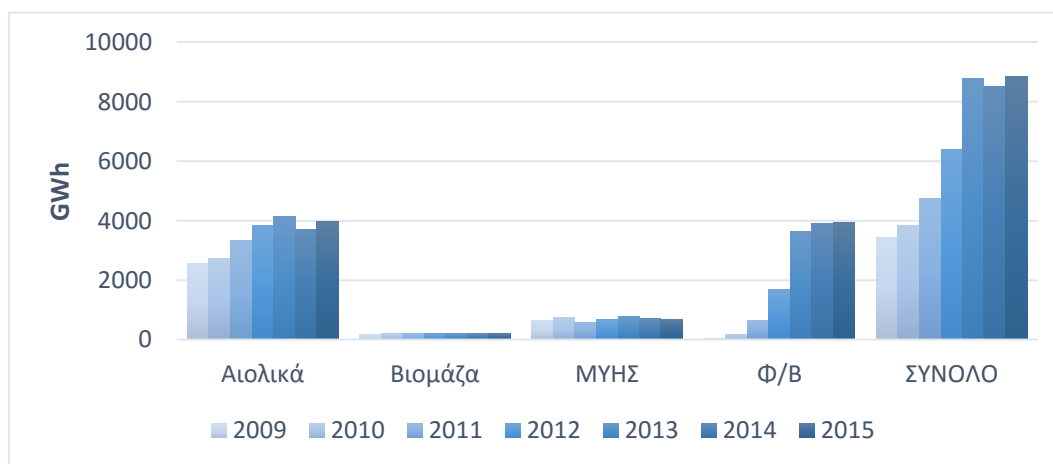
Πίνακας 1.2: Σύνολο Εισαγωγών και Καθαρής Παραγωγής Η/Ε το έτος 2015 για την Επικράτεια
(Πηγή: ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ, 2015)

Πηγή ενέργειας	Παραγόμενη ενέργεια (TWh)	Ποσοστό (%)
Λιγνιτική	19,4	35%
Πετρελαϊκή	4,6	8%
Φυσικό Αέριο	7,3	13%
Υδροηλεκτρικά	5,4	10%
ΑΠΕ	9,7	17%
Εισαγωγές	9,6	17%
ΣΥΝΟΛΟ	56	



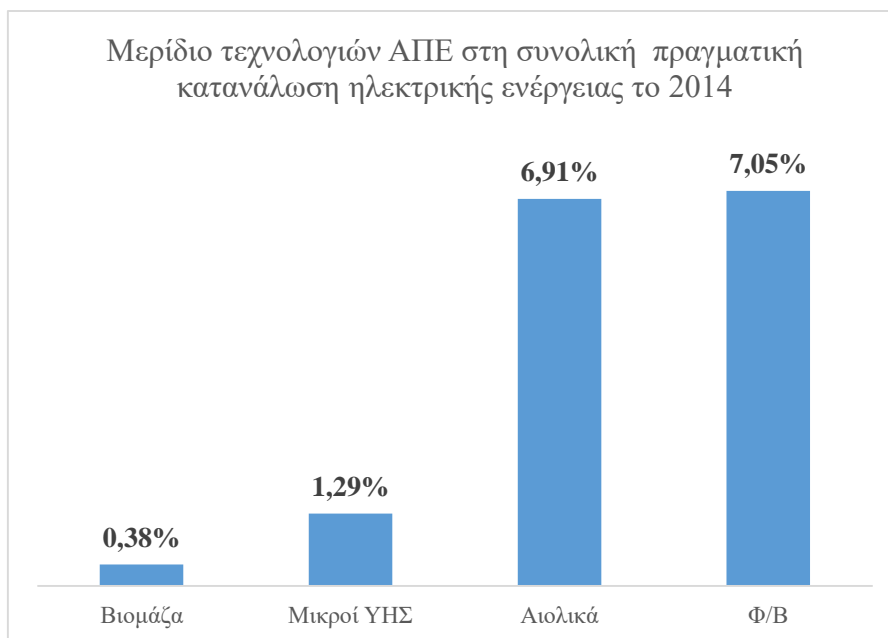
Διάγραμμα 1.1: Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος από σταθμούς ΑΠΕ από το έτος 2009 έως το τέλος του έτους 2015, (Πηγή: ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ, ΛΑΓΗΕ, 2015)

Όπως φαίνεται στο διάγραμμα 1.2 της παραγόμενης ενέργειας ανά τεχνολογία ΑΠΕ, η παραγωγή ενέργειας από Φ/Β αυξάνεται σημαντικά από το 2011 μέχρι το 2013, καθώς νέες εγκαταστάσεις πραγματοποιούνται, χάρη στην εισαγωγή μέτρων στήριξης και σταδιακής μείωσης του κόστους επένδυσης



Διάγραμμα 1.2: Η εξέλιξη της παραγόμενης ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ από το έτος 2009 έως το τέλος του έτους 2015 (Πηγή: ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ, ΛΑΓΗΕ)

Μάλιστα, το έτος 2014 τα Φ/Β κάλυψαν το 7% των αναγκών της χώρας σε ηλεκτρική ενέργεια, περισσότερο από κάθε άλλη τεχνολογία ΑΠΕ, φέρνοντας την Ελλάδα (για δεύτερη συνεχή χρονιά) στη δεύτερη θέση διεθνώς σε ότι αφορά στη συμβολή των Φ/Β στη συνολική κατανάλωση ενέργειας (Διάγραμμα 1.3).



Διάγραμμα 1.3: Μερίδιο τεχνολογιών ΑΠΕ στη συνολική πραγματική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2015 (Πηγή: ΛΑΓΗΕ 2015)

2

Εξωτερικές οικονομίες

Η παραγωγή και η κατανάλωση ενός προϊόντος, μιας υπηρεσίας ή μια δραστηριότητας από άτομα ή επιχειρήσεις, συχνά επηρεάζει με έμμεσο τρόπο άλλους ανθρώπους που δεν εμπλέκονται στην παραπάνω συναλλαγή (κατανάλωση ή παραγωγή). Αν και ιδανικά η οικονομία αυτορυθμίζεται μέσω του μηχανισμού προσφοράς και ζήτησης, φτάνοντας σε ένα βέλτιστο σημείο ισορροπίας, η επίδραση αυτή μπορεί να είναι είτε θετική είτε αρνητική, αλλά η αξία της να μην συμπεριλαμβάνεται στην τιμή συναλλαγής του προϊόντος. Προκύπτει, συνεπώς, μια εξωτερική οικονομία από την παραγωγή/κατανάλωση ενός προϊόντος, η οποία ισοδυναμεί με τη διαφορά του ιδιωτικού κόστους και του συνολικού κοινωνικού κόστους. Τέτοιες εξωτερικές οικονομίες ανακύπτουν και στις διαδικασίες παραγωγής και χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς ο μηχανισμός της αγοράς να τις συμπεριλαμβάνει. Η λειτουργία Φ/Β μονάδων, και ΑΠΕ γενικότερα, δημιουργεί πλήθος εξωτερικών οικονομιών, άλλων σημαντικών και άλλων λιγότερο, οι οποίες μέχρι σήμερα συνήθως παραλείπονται, δημιουργώντας στρεβλώσεις στην αγορά ενέργειας (Τουρκολιάς, 2010).

2.1 Οικονομικά της ευημερίας

Η νεοκλασική οικονομική θεωρία, όπως αναπτύχθηκε μετά το 1860, εστιάζει στην καλύτερη κατανομή των διαθέσιμων πόρων και των παραγωγικών συντελεστών, ερμηνεύει τη διαμόρφωση των σχετικών τιμών των αγαθών, σε κατάσταση γενικής ισορροπίας και προωθεί κυρίως, την “οριακή ανάλυση” και την υπόθεση ότι η συμπεριφορά των οικονομικών μονάδων διέπεται από την αρχή της μεγιστοποίησης του οφέλους. Η νεοκλασική θεωρία θεμελιώνει τη σχέση της αξίας ενός αγαθού σε συνάρτηση με τη στενότητά του, επιτυγχάνοντας την ταυτόχρονη εξέταση των δυο πλευρών της αγοράς: της προσφοράς και της ζήτησης (Καλιαμπάκος & Δαμίγος 2008 ; Τουρκολιάς, 2010).

Η παραπάνω λειτουργία της αγοράς απεικονίζεται με τις καμπύλες προσφοράς και ζήτησης, με την προϋπόθεση ότι όλοι οι υπόλοιποι παράγοντες που επηρεάζουν το ύψος της ζήτησης και της προσφοράς παραμένουν αμετάβλητοι. Πιο συγκεκριμένα, η καμπύλη

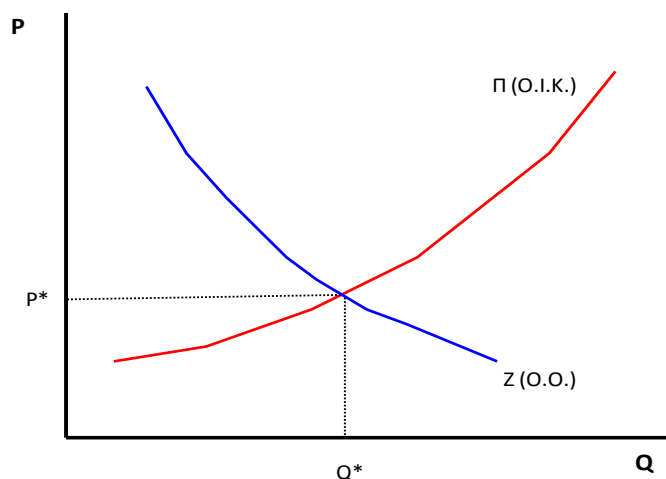
ζήτησης κατέρχεται και απεικονίζει τη ζητούμενη ποσότητα από τους καταναλωτές σε κάθε επίπεδο τιμής. Όταν η τιμή μειώνεται, η ζητούμενη ποσότητα αυξάνεται και αντιστρόφως. Η συμπεριφορά των καταναλωτών, όπως εκφράζεται μέσα από την καμπύλη ζήτησης, απεικονίζει την προθυμία τους να πληρώσουν για μία συγκεκριμένη ποσότητα, η οποία φθίνει για κάθε πρόσθετη μονάδα. Έτσι, η καμπύλη ζήτησης ουσιαστικά αποτελεί την καμπύλη της οριακής χρησιμότητας ή προθυμίας πληρωμής, καθώς πάνω από ένα συγκεκριμένο σημείο τιμής, ο καταναλωτής θα προτιμήσει ένα φθηνότερο προϊόν, καθώς κάθε επιπρόσθετη μονάδα του παρέχει μικρότερη ικανοποίηση, ή του διατίθεται σε ποσό που δεν είναι διατεθειμένος να πληρώσει (Καλιαμπάκος & Δαμίγος 2008).

Αντιστοίχως, με την καμπύλη της προσφοράς, έχουμε την απεικόνιση της ποσότητας που μπορούν να προσφέρουν οι παραγωγοί σε κάθε επίπεδο τιμής, με βάση το κόστος παραγωγής σε κάθε τιμή. Επειδή το κόστος παραγωγής μεταβάλλεται με βάση την παραγόμενη ποσότητα, υπάρχει μια οριακή δυνατότητα του παραγωγού να παράγει χωρίς αύξηση της τιμής. Από ένα σημείο και μετά, η παραγωγή επιπρόσθετων μονάδων συνεπάγεται αύξηση του κόστους παραγωγής, κάτι που αναγκάζει τον παραγωγό είτε να βελτιώσει τα παραγωγικά του μέσα, είτε να στραφεί στην παραγωγή άλλων φθηνότερων προϊόντων. Συνεπώς, η καμπύλη προσφοράς εκφράζει το οριακό κόστος παραγωγής και η μορφή της είναι ανοδική (Καλιαμπάκος & Δαμίγος 2008).

Σύμφωνα με τους Pearce και Turner (1990), «τέλεια» αγορά ορίζεται εκείνη στο σημείο που τέμνονται οι καμπύλες προσφοράς και ζήτησης, το οποίο θεωρείται σημείο ισορροπίας, με συνθήκες πλήρους ανταγωνισμού. Στο σημείο αυτό καθορίζεται και η βέλτιστη τιμή προϊόντος (P^*), για το οποίο οι καταναλωτές είναι διατεθειμένοι να αγοράσουν ποσότητα Q^* . Στην τιμή P^* το οριακό όφελος (Ο.Ο.) από την κατανάλωση της τελευταίας μονάδας προϊόντος ισούται με το οριακό κόστος απόκτησής της (τιμή P^*). Αντίστοιχα, οι παραγωγοί είναι διατεθειμένοι να διαθέσουν ποσότητα Q^* σε τιμή P^* , δεδομένου ότι το οριακό τους κόστος (Ο.Ι.Κ.) ισούται με το οριακό έσοδο (τιμή P^*), μεγιστοποιώντας έτσι το κέρδος τους (Διάγραμμα 2.1). Συνεπώς, στο σημείο ισορροπίας ισχύει:

οριακό κόστος παραγωγής του αγαθού X = οριακή προθυμία για πληρωμή του αγαθού X

Συνοψίζοντας, σύμφωνα με την νεοκλασική θεωρία, η αγορά έχει στόχο της αύξηση της παραγόμενης ποσότητας προϊόντος με τους ίδιους ή λιγότερους παραγωγικούς συντελεστές, λειτουργία που επιτυγχάνεται στο σημείο ισορροπίας, το σημείο τομής των καμπυλών προσφοράς και ζήτησης.



Διάγραμμα 2.1: Σημείο ισορροπίας “τέλειας” αγοράς

2.2 Εξωτερικές οικονομίες

2.2.1 Ιστορική αναδρομή

Η αρχή της ανάδειξης των εξωτερικών οικονομιών έγινε από τον νεοκλασικό οικονομολόγο A. Marshall, ο οποίος ασχολήθηκε με τη θετική επίπτωση εξωτερικών παραγόντων στη βελτίωση της παραγωγικής διαδικασίας. Ωστόσο, τις βάσεις της θεωρίας των εξωτερικοτήτων, όπως τις γνωρίζουμε σήμερα, τις έθεσε με τη δουλειά του ο Arthur Pigou, ο οποίος διατύπωσε πρώτος το πρόβλημα της άνισης κατανομής πόρων μεταξύ της ίδιας γενιάς, αλλά και σε σχέση με τις μελλοντικές, ενώ παράλληλα ανέλυσε το περιεχόμενο των εξωτερικών οικονομιών, ως τη διαφορά μεταξύ του ιδιωτικού και κοινωνικού κόστους, η οποία ισοδυναμεί με το μη ενσωματωμένο κόστος για την κοινωνία που προκύπτει κατά την παραγωγική διαδικασία, π.χ. λόγω της ρύπανσης που προκαλείται και η οποία βλάπτει κάποια άλλα μέλη της κοινωνίας. Άλλοι οικονομολόγοι την ίδια χρονική περίοδο ασχολήθηκαν με ζητήματα που αφορούσαν τον τρόπο που επηρεάζει τις μελλοντικές γενεές η χρήση μη ανανεούμενων φυσικών πόρων, ή την συσχέτιση της απουσίας δικαιωμάτων χρήσης στα δημόσια αγαθά και του υψηλού βαθμού εκμετάλλευσής τους (Hotelling, 1931).

Η περιβαλλοντική οικονομία, ως ένας κλάδος που προσπαθεί να αναλύσει τις εξωτερικές περιβαλλοντικές οικονομίες, άρχισε να αναδεικνύεται στο δεύτερο μισό του 20^{ου} αιώνα, παράλληλα με την ευαισθητοποίηση που αναπτύχθηκε, κυρίως γύρω από τις αρνητικές επιπτώσεις της βιομηχανικής παραγωγής, και γενικότερα του εν εξελίξει σύγχρονου τρόπου ζωής στις δυτικές κοινωνίες (Navrud, 1992; Navrud and Pruckner, 1997). Η μόλυνση και ρύπανση του φυσικού περιβάλλοντος αποτέλεσε εξωγενή παράγοντα στην οικονομία των κοινωνιών αυτών, κάτι που σήμαινε αρνητικές οικονομικές επιπτώσεις, άρα εξωτερικότητες που θα έπρεπε να ληφθούν υπόψιν για την εφαρμογή κατάλληλων μέτρων (Ayres and Kneese, 1969; Kneese et al., 1970).

2.2.2 Εξωτερικές οικονομίες

Οι αγορές στον πραγματικό κόσμο δεν λειτουργούν πάντα σύμφωνα με το θεωρητικό μηχανισμό προσφοράς-ζήτησης της νεοκλασικής θεωρίας, ιδιαιτέρως για περιβαλλοντικά και άλλα δημόσια αγαθά, εξαιτίας της απουσίας δικαιωμάτων ιδιοκτησίας και της ύπαρξης εξωτερικών επιδράσεων (Tietenberg & Lewis, 2010). Η απουσία δικαιωμάτων για τα αγαθά αυτά, οδηγεί στην εκτίμηση της αξίας ενός αγαθού να είναι ίση με την τιμή του, μη περιλαμβάνοντας την αξία των περιβαλλοντικών ή άλλων αγαθών που ενυπάρχουν, καθώς η τιμή τους είναι μηδενική. Η αδυναμία αυτή οδηγεί σε εξωτερικές οικονομίες ή αλλιώς «εξωτερικότητες» και απεικονίζει τη διαφορά μεταξύ ιδιωτικού κόστους και κοινωνικού κόστους, καθώς το συνολικό κόστος για την κοινωνία δεν ισούται με το οριακό κόστος του παραγωγού, δηλαδή:

$$\text{Κοινωνικό κόστος} = \text{ιδιωτικό κόστος} + \text{εξωτερικό κόστος}$$

Η κατανομή των πόρων στην περίπτωση ύπαρξης εξωτερικοτήτων απαιτεί κάποιας μορφής κρατική παρέμβαση για την αντιμετώπισή τους. Βασική προϋπόθεση για την ύπαρξη μιας εξωτερικότητας/ εξωτερικής οικονομίας είναι οι ενέργειες ενός οικονομικού υποκειμένου Α να μεταβάλλουν την ευημερία ενός άλλου οικονομικού υποκειμένου Β, χωρίς το οικονομικό υποκείμενο Β να αποζημιώνεται/πληρώνει (από/) το οικονομικό υποκείμενο Α σε περίπτωση που μειώνεται ή αυξάνεται αντιστοίχως η ευημερία του, ενώ παράλληλα το Β δεν έχει τη δυνατότητα να ελέγξει ή να παρεμποδίσει τη δραστηριότητα του Α. Αν και οι εξωτερικές οικονομίες παραμένουν εκτός του μηχανισμού της αγοράς, χωρίς να αποτυπώνονται στις τιμές των αντίστοιχων αγαθών, στην πράξη επηρεάζουν τη λειτουργία της οικονομίας, τις επιχειρήσεις και τους καταναλωτές. Οι εξωτερικότητες οδηγούν γενικά σε ανεπαρκή κατανομή των πόρων και των παραγωγικών συντελεστών, σε μη ορθολογική διαχείριση των φυσικών πόρων και, τελικά, σε μη αποδεκτές κοινωνικές λύσεις (Τουρκολιάς, 2010).

Οι εξωτερικές οικονομίες όπως αναφέρθηκε, μπορεί να είναι είτε αρνητικές είτε θετικές, με κριτήριο την επίδραση στην ευημερία. Άλλες κατηγοριοποιήσεις αναφέρονται στο αγαθό το οποίο επηρεάζουν -περιβαλλοντική ή μη περιβαλλοντική εξωτερική οικονομία-, και στη δυνατότητα μεταβίβασής τους στις τιμές -χρηματικές ή τεχνολογικές εξωτερικές οικονομίες-. Η ρύπανση των υδάτων, του υπεδάφους και του αέρα, κ.λπ., από τις εκπομπές συμβατικών πηγών παραγωγής ενέργειας αποτελεί κλασικό παράδειγμα αρνητικής εξωτερικής οικονομίας. Αντίστοιχα, παραδείγματα θετικών εξωτερικών οικονομιών από μονάδες παραγωγής ενέργειας αποτελούν η δημιουργία θέσεων εργασίας, η βελτίωση της τεχνολογίας κ.ά. (Τουρκολιάς, 2010; Pearce et al., 1994; Krupnick et al., 1995).

Παράδειγμα μηχανισμού επίδρασης μιας εξωτερικότητας

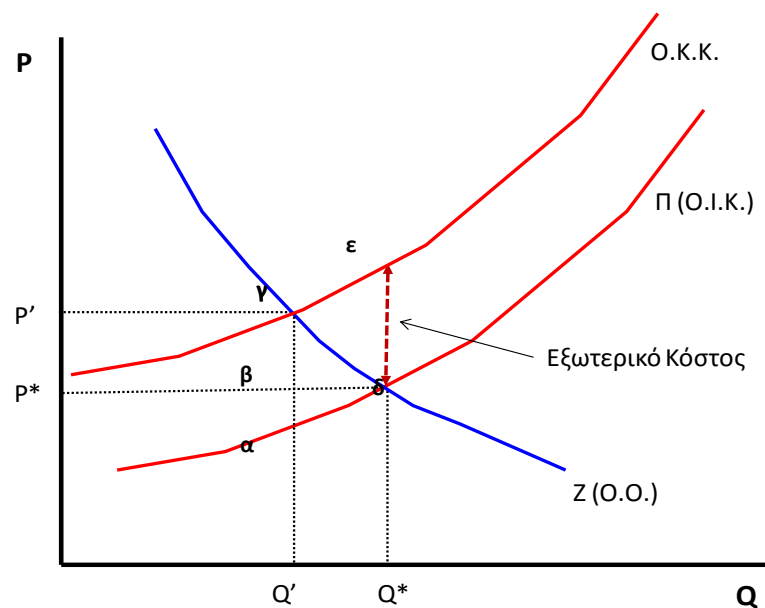
Για να γίνει αντιληπτή η έννοια της εξωτερικότητας και η σημασία της σε περίπτωση που συνυπολογιστεί στο ιδιωτικό κόστος παραγωγής, δίδεται το επόμενο παράδειγμα:

Έστω ότι μια βιομηχανική μονάδα κατά την παραγωγική της διαδικασία παράγει ένα προϊόν. Η μέχρι τώρα λειτουργία της μονάδας συντελείται με τέτοιο τρόπο, ώστε δεν γίνεται επεξεργασία των υγρών αποβλήτων που καταλήγουν σε παρακείμενο ποταμό, για λόγους μειωμένου κόστους παραγωγής. Αποτέλεσμα είναι να απαιτείται από τον γειτονικό δήμο να διαθέτει μονάδα επεξεργασίας των υδάτων του ποταμού, προκειμένου να χρησιμοποιηθούν για τις ανάγκες ύδρευσης και άρδευσης. Συνεπώς, στην περίπτωση αυτή, έχουμε την παραγωγή του προϊόντος της μονάδας για την κάλυψη μιας ζήτησης Z και με ιδιωτικό οριακό κόστος παραγωγής Π , ενώ το κόστος που αναλαμβάνει ο δήμος θεωρείται ως εξωτερικό κόστος. Το κοινωνικό κόστος είναι το άθροισμα του ιδιωτικού και του εξωτερικού κόστους, και θα πρέπει ιδανικά να αντικατοπτρίζεται στην τιμή του παραγόμενου προϊόντος. Αυτό μπορεί να γίνει με το να αναλάβει η μονάδα παραγωγής την κάλυψη του εξωτερικού κόστους, επενδύοντας στη δημιουργία μονάδας επεξεργασίας των υγρών αποβλήτων της.

Με ανάλυση των καμπυλών προσφοράς και ζήτησης για την παραγωγική δραστηριότητα του παραδείγματος, η επιχείρηση, για λόγους μειωμένου κόστους αφού δεν αναλαμβάνει το κόστος της εξωτερικότητας, παράγει ποσότητα προϊόντος Q^* , η οποία διατίθεται σε τιμή P^* (βλ. Σχήμα 2.2), καθώς η επιλογή αυτή σε ένα ανταγωνιστικό περιβάλλον μεγιστοποιεί το κέρδος της (σημείο ισορροπίας οριακού κόστους και οριακού οφέλους). Στην περίπτωση που οικειοθελώς ή μέσω κρατικής παρέμβασης, η μονάδα αναλάβει την επεξεργασία των υγρών αποβλήτων της, το κόστος παραγωγής για το προϊόν της θα αυξηθεί, καθώς θα εσωτερικεύσει την εξωτερική οικονομία του μολυσμένου ποταμού. Αυτό μεταφράζεται οικονομικά, σε μία μετατόπιση της καμπύλης του οριακού κόστους παραγωγής προς τα επάνω. Στην περίπτωση αυτή, επειδή το κόστος παραγωγής θα αυξήσει την τελική τιμή του παραγόμενου προϊόντος, η κοινωνία θα μειώσει τις ζητούμενες ποσότητες προϊόντος, αφού λαμβάνει υπόψη της τόσο το κόστος ρύπανσης όσο και το κόστος παραγωγής, κάτι που ενσωματώνεται στην τελική τιμή ανά μονάδα προϊόντος. Συνεπώς, η νέα βέλτιστη παραγόμενη ποσότητα είναι Q' (σημείο τομής των καμπυλών του κοινωνικού οριακού κόστους και του οριακού οφέλους), καθώς σε αυτό το σημείο μεγιστοποιείται το καθαρό κοινωνικό όφελος, και το προϊόν θα διατεθεί σε τιμή P' .

Η ενσωμάτωση του εξωτερικού κόστους στο τελικό κόστος του προϊόντος μπορεί να μην να μειώσει τη ζητούμενη, άρα και παραγόμενη ποσότητα προϊόντος λόγω υψηλότερης τιμής, οδηγώντας σε απώλεια πλεονάσματος για καταναλωτές και παραγωγούς, αλλά η κοινωνία συνολικά είναι σε καλύτερη θέση, καθώς έχει αποφευχθεί εξωτερικό κόστος ίσο με το ανά μονάδα κόστος επί τη μειούμενη ποσότητα Q^*-Q' (εμβαδό περιοχής αγεδ). Από το σχήμα λοιπόν συμπεραίνεται ότι αν δεν ληφθούν

υπόψη οι εξωτερικές οικονομίες, η ποσότητα του παραγόμενου προϊόντος θα είναι μεγαλύτερη από την κοινωνικά βέλτιστη.



Διάγραμμα 2.2: Απεικόνιση των επιπτώσεων από το εξωτερικό κόστος της βιομηχανικής μονάδας

Συνοψίζοντας, είναι καλύτερο για την κοινωνία όταν η παραγωγή και η κατανάλωση βασίζονται σε αποφάσεις που συμπεριλαμβάνουν στο κοινωνικό κόστος τα πιθανά προκύπτοντα εξωτερικά κόστη, διότι οι εξωτερικές οικονομίες επιδρούν πραγματικά στον πραγματικό κόσμο. Για να υπάρξει αυτή η εσωτερίκευση των εξωτερικοτήτων από τους παραγωγούς και τους καταναλωτές, παρά τα περιθώρια που υπάρχουν για αντίστοιχες πρωτοβουλίες των μερών της αγοράς, συνήθως είναι αναγκαίες οι από πλευράς κυβερνήσεων/αρχών πολιτικές κινήτρων ή αντικινήτρων, φορολογίας ή ρυθμιστικών πλαισίων.

2.3 Εξωτερικές οικονομίες ηλεκτροπαραγωγής

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής λειτουργεί με βάση τον προηγούμενο μηχανισμό, χωρίς συνήθως να συμπεριλαμβάνονται τα εξωτερικά κόστη από την παραγωγή και χρήση της ενέργειας που επιβαρύνουν την κοινωνία και το φυσικό περιβάλλον. Το κόστος αυτό είναι διαφορετικό ανάλογα με τη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία και επιβαρύνει αντίστοιχα την κοινωνία. Ο μη συνυπολογισμός του κόστους αυτού οδηγεί σε στρεβλώσεις σε σχέση με το πραγματικό κόστος παραγωγής και χρήσης της ενέργειας, επηρεάζοντας την προσέγγιση του ενεργειακού ζητήματος τόσο από την πλευρά των καταναλωτών, όσων και των παραγωγών, οι οποίοι δεν αναζητούν ακριβότερες και λιγότερο επιβλαβείς τεχνολογίες (Bernow & Marron, 1990).

Ο ενεργειακός σχεδιασμός, ως έχει μέχρι σήμερα, λαμβάνει υπόψη στο ιδιωτικό-οικονομικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τις συνιστώσες:

- του κόστους επένδυσης της μονάδας παραγωγής,
- του κόστους λειτουργίας και συντήρησης και
- του κόστους καυσίμου.

Στις περισσότερες, αν όχι όλες τις τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής, η παραγωγή είναι σε άμεση επίδραση με το φυσικό και κοινωνικό περιβάλλον, το οποίο επηρεάζει πολυποίκιλα δημιουργώντας εξωτερικές οικονομίες, περιβαλλοντικές και μη, οι οποίες τις περισσότερες φορές δεν λαμβάνονται υπόψη κατά τον καθορισμό της τελικής τιμής της ενέργειας. Συνεπώς, το κοινωνικό κόστος της ενέργειας θα πρέπει να περιλαμβάνει, εκτός από το ιδιωτικό, και το εξωτερικό, δηλαδή:

- Το ιδιωτικό-οικονομικό κόστος (private cost), το οποίο αποτυπώνεται με το μηχανισμό της αγοράς και αντικατοπτρίζεται στην τελική τιμή του προϊόντος.
- Το εξωτερικό κόστος, το οποίο αποτελεί την οικονομική έκφραση των επιπτώσεων της δραστηριότητας προς τρίτους και γενικότερα προς την κοινωνία και το οποίο δεν αντικατοπτρίζεται στην τελική τιμή του προϊόντος.

Περιβαλλοντικές και μη εξωτερικές οικονομίες ηλεκτροπαραγωγής

Ο διαχωρισμός του εξωτερικού κόστους με βάση τις επιπτώσεις στο περιβάλλον είναι θεμιτός στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, καθώς οι σημαντικότερες εξωτερικές οικονομίες που ανακύπτουν αφορούν το περιβάλλον, καθώς ασκούνται έντονες περιβαλλοντικές πιέσεις (αέριες εκπομπές, υγρά και στερεά απόβλητα, οπτική και θερμική ρύπανση) καθ' όλο τον κύκλο της παραγωγικής δραστηριότητας που αφορά την ενέργεια (διάρκεια κατασκευής και λειτουργίας των εγκαταστάσεων).

Καθώς το μεγαλύτερο ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας προκύπτει από συμβατικές μονάδες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα, οι περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής συνήθως είναι αρνητικές, και προκύπτουν από την:

- Έκλυση σωματιδίων και αέριων ενώσεων, αρνητικών για την ανθρώπινη υγεία και το οικοσύστημα,
- Έκλυση αερίων εκπομπών επιβαρυντικών για το φαινόμενο του θερμοκηπίου.
- Θερμική ρύπανση σε υδάτινα ρεύματα

Αν και στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής οι σπουδαιότερες εξωτερικές οικονομίες είναι οι περιβαλλοντικές λόγω του αντίκτυπου των πιέσεων και της γενικότερης ευαισθητοποίησης της κοινής γνώμης για το περιβάλλον, υπάρχουν και άλλες εξωτερικές οικονομίες, μη περιβαλλοντικές, οι οποίες δεν έχουν διερευνηθεί σε βάθος, αλλά παραμένουν υπολογίσιμες, ώστε να μην μπορούν να αγνοηθούν.

Οι μη περιβαλλοντικές εξωτερικές οικονομίες που προκαλούνται κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να κατηγοριοποιηθούν στις ακόλουθες κατηγορίες (Pearce et al., 1994; Krupnick et al., 1995):

- IV. **Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με θέματα ασφάλειας της ενεργειακής τροφοδοσίας:** Η ηλεκτροπαραγωγή συνοδεύεται από τον κίνδυνο διακοπής της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία μπορεί να προκαλέσει σημαντικές ζημιές και να μειώσει το επίπεδο κοινωνικής ευημερίας. Το κόστος των μέτρων που απαιτούνται για την αποφυγή ενδεχόμενων διακοπών στην τροφοδοσία ενέργειας θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη και να ενσωματώνεται στην τιμή της ενέργειας, ώστε να μην συνιστά εξωτερική οικονομία.
- V. **Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με τα ατυχήματα:** Η περίπτωση εργατικού ατυχήματος, είτε μεγάλης (πυρηνικό ατύχημα) είτε μικρής (τραυματισμός εργατικού δυναμικού) κλίμακας, θα προκαλέσει σημαντικές ζημιές και θα μειώσει το επίπεδο κοινωνικής ευημερίας, οπότε πρέπει να αντιμετωπίζεται ως εξωτερική οικονομία.
- VI. **Εξωτερικές οικονομίες που σχετίζονται με τη δημιουργία άμεσων, έμμεσων και συνεπαγόμενων θέσεων εργασίας:** Η κατασκευή αλλά και η λειτουργία μονάδων ηλεκτροπαραγωγής συνεπάγεται τη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας.

3

Ενεργειακή ασφάλεια

3.1 Ορισμός

3.1.1 Εισαγωγή στον ορισμό

Ο όρος ασφάλεια ανάγεται ετυμολογικά στο αρχαίο σφάλω και εκφράζει την κατάσταση στην οποία δεν υπάρχουν κίνδυνοι. Στα αγγλικά, ο όρος security σύμφωνα με το λεξικό της Οξφόρδης ορίζεται ως η κατάσταση του να μην διατρέχεται κάποιος κίνδυνος ή απειλή, ήτοι η κατάσταση που υπάρχει σταθερότητα και έλλειψη φόβου ή άγχους.

Κατά τα παραπάνω, ο όρος ενεργειακή ασφάλεια, έχει να κάνει σχηματικά με την κατάσταση στην οποία δε υπάρχουν κίνδυνοι σχετικά με την παροχή ενέργειας. Για λόγους που θα αναλυθούν στη συνέχεια, ο όρος ενεργειακή ασφάλεια δεν είναι σαφώς καθορισμένος. Η σπουδαιότητά του, όμως, επικαθορίζεται από τη σημασία που έχει η χρήση ενέργειας και οι σχετικές ενεργειακές υπηρεσίες, οι οποίες είναι δομικά στοιχεία του σύγχρονου τρόπου ζωής, από τις μεταφορές, την βιομηχανική παραγωγή, την καλλιέργεια και παραγωγή τροφίμων, έως τον οικιακό τομέα για την παροχή ασφαλούς περιβάλλοντος διαβίωσης.

Θα μπορούσε να υποστηρίξει κανείς, χωρίς η θέση αυτή να θεωρηθεί υπερβολική, ότι η έννοια της ενεργειακής ασφάλειας άρχισε να σχηματοποιείται ήδη από την Κατώτερη Παλαιολιθική Περίοδο. Τα θεμέλια της εν λόγω έννοιας τέθηκαν πριν από 200.000 χρόνια, όταν ο homo-erectus ανακάλυψε τη φωτιά, ο έλεγχος της οποίας απαιτούσε την απρόσκοπτη και χωρίς κινδύνους εξασφάλιση ικανοποιητικής ποσότητας καυσίμων (Karkanis et al, 2007). Ακολούθως, με τη διάδοση της φωτιάς, προστέθηκε το κριτήριο της διατήρησης και προστασίας των αποθεμάτων καυσίμων από λεηλασίες.

Στις σύγχρονες μέρες, μετά το δεύτερο παγκόσμιο πόλεμο, ο όρος άρχισε να σχηματοποιείται γύρω από τη χρήση των ορυκτών καυσίμων, για τα οποία αυξήθηκε η παγκόσμια ζήτηση, με κορύφωση τις πετρελαϊκές κρίσεις της δεκαετίας του '70. Πλέον, η έννοια της ασφάλειας στην ενέργεια έχει αποκτήσει νέο περιεχόμενο από:

- τις διεθνείς εξελίξεις στις περιόδους πτώσεις των τιμών μετά τα μέσα της δεκαετίας του '80,
- την αλλαγή των γεωπολιτικών συσχετισμών με την πτώση της ΕΣΣΔ,
- τις ανακατατάξεις των τελευταίων 3 δεκαετιών στη Μέση Ανατολή,
- την τεχνολογική ανάπτυξη, εμπορία και χρήση νέων μορφών καυσίμων/ πηγών ενέργειας, όπως το φυσικό αέριο, τα πυρηνικά, οι ΑΠΕ,
- τη συνθετότητα των νέων δρόμων και δικτύων μεταφοράς,
- την ανάδυση νέων μεγάλων χωρών καταναλωτών και
- τη συμπερίληψη των δευτερογενών επιπτώσεων από την παραγωγή έως την τελική χρήση τη ενέργειας.

Συνεπώς, οι νέοι κίνδυνοι και απαιτήσεις στα κέντρα ζήτησης και παροχής, η γεωπολιτική, οι δομές των αγορών και των θεσμών, έχουν αναδείξει νέες πτυχές για τη σημασία της ενεργειακής ασφάλειας και δημιουργούν την ανάγκη για έναν ορισμό που θα περιλαμβάνει το βάθος του περιεχομένου των επί μέρους παραμέτρων, πέρα από τον αρχικό ορισμό, όπως αυτός καθορίστηκε τη δεκαετία του '70 και ήταν αναφερόμενος στο πετρέλαιο.

3.1.2 Επισκόπηση βιβλιογραφικών ορισμών

Παρά το γεγονός ότι η ενεργειακή ασφάλεια αποτελεί βασικό πυλώνα της ενεργειακής πολιτικής του συνόλου των ανεπτυγμένων κρατών, η ανασκόπηση της διεθνούς βιβλιογραφίας καταδεικνύει ότι ο συγκεκριμένος όρος δεν είναι σαφώς καθορισμένος. Ο Chester (2009), αλλά και οι Kruyt et al. (2009) υποστηρίζουν ότι η έννοια της ενεργειακής ασφάλειας είναι ασαφής και δύσκολο να καθοριστεί, ενώ ο Joskow (2009) υποστηρίζει ότι η απουσία σαφούς ορισμού έχει μετατρέψει το συγκεκριμένο όρο σε μια «ιδεολογική ομπρέλα» νομιμοποίησης διαφορετικών πολιτικών επιλογών και στόχων. Η αδυναμία αυτή προκύπτει από το γεγονός, ότι ο όρος ενεργειακή ασφάλεια έχει διαφορετικό περιεχόμενο για κάθε έναν ενδιαφερόμενο, αναλόγως με το ποιος είναι και σε ποιο κρίκο στην ενεργειακή αλυσίδα βρίσκεται, ποια η γεωχωρική του θέση, και από ποιες εξωτερικότητες επηρεάζεται.

Υπό αυτό το πρίσμα, οι καταναλωτές και οι ενεργοβόρες βιομηχανίες επιθυμούν λογικές τιμές και αδιατάραχτη παροχή ενέργειας, οι μεγάλες πετρελαιοπαραγωγές χώρες θεωρούν σημαντική την ασφάλεια των κερδών και της ζήτησης, ενώ οι εταιρείες πετρελαίου και φυσικού αερίου θεωρούν κρίσιμη την πρόσβαση σε νέα αποθέματα, την ικανότητα να αναπτύξουν νέα υποδομές, και τα καθεστώτα σταθερών επενδύσεων για την εξασφάλιση της ενεργειακής ασφάλειας. Οι αναπτυσσόμενες χώρες τη συνδέουν με τη δυνατότητα τους να πληρώσουν τις εισαγωγές και οι εταιρείες ενέργειας ασχολούνται με την αξιοπιστία ολόκληρου του δικτύου. Τέλος, οι φορείς χάραξης πολιτικής επικεντρώνονται στους κινδύνους διακοπής του εφοδιασμού και την ασφάλεια των υποδομών λόγω της τρομοκρατίας, πολέμων ή φυσικών καταστροφών.

Εντούτοις, ένας ολοκληρωμένος ορισμός του όρου, αν και πρακτικά πολύ δύσκολο να δοθεί, θεωρητικά θα πρέπει να λάβει υπόψη του την ενεργειακή ασφάλεια σαν μια ομπρέλα κάτω από την οποία βρίσκονται όλοι οι επιμέρους κρίκοι της αλυσίδας παροχής ενέργειας στον σύγχρονο κόσμο και των εξωτερικοτήτων που αυτή δημιουργεί.

Συμβατικές προσεγγίσεις για την μακροπρόθεσμη ενεργειακή ασφάλεια αναφέρονται στην πλευρά των παρόχων ή των διαθέσιμων πηγών για ένα ή περισσότερα από τα εξαντλήσιμα καύσιμα: πετρέλαιο, φυσικό αέριο, και/ή άνθρακα (Bohi και Toman, 1996, Lefevre, 2009). Κατά τον Joskow (2009), λόγω απουσίας ενός σαφούς ορισμού, η ενεργειακή ασφάλεια έχει καταστεί έτσι ένας όρος για πολλούς διαφορετικούς στόχους της πολιτικής, ενώ κατά Mabro (2008) ενεργειακή ασφάλεια υπάρχει ακόμα και όταν η διαθεσιμότητα καυσίμου μειώνεται ή διακόπτεται σε βαθμό που δεν προκαλεί μια ξαφνική, σημαντική και σταθερή αύξηση των τιμών. Στην περίπτωση που η ενεργειακή ασφάλεια συνδέεται με τις επιπτώσεις στην οικονομία, ορίζεται ως η απώλεια της οικονομικής ευημερίας που μπορεί να προκύψει ως αποτέλεσμα μεταβολών στην τιμή και τη διαθεσιμότητα της ενέργειας (Bohi, Toman, and Walls 1996), ενώ όσον αφορά στις περιβαλλοντικές προεκτάσεις ορίζεται ως η ικανότητα μιας οικονομίας να διασφαλίσει τη διαθεσιμότητα του ενεργειακού εφοδιασμού πόρων με βιώσιμο τρόπο και εγκαίρως σε κόστος, το επίπεδο του οποίου δεν θα επηρεάσει δυσμενώς τις οικονομικές επιδόσεις της οικονομίας (Intharak et al., 2007).

Η ασάφεια που προκύπτει από τα παραπάνω, αντανακλάται και στο πως ορίζουν την ενεργειακή ασφάλεια υπερεθνικοί φορείς, κοινωνικοί εταίροι και κράτη. Ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας ορίζει την ενεργειακή ασφάλεια, με όρους «φυσικής διαθεσιμότητας προμηθειών, για την ικανοποίηση της ζήτησης σε μια δεδομένη τιμή» (Ölz et al., 2007), ενώ αντίστοιχα η Ευρωπαϊκή Επιτροπή το 2010 καθορίζει την ενεργειακή ασφάλεια στην Πράσινη Βίβλο της, ως την «απρόσκοπτη φυσική διαθεσιμότητα των ενεργειακών προϊόντων στην αγορά, σε τιμή, η οποία είναι προσιτή για όλους τους καταναλωτές (ιδιώτες και βιομηχανίες) έχοντας φυσική, οικονομική, κοινωνική και περιβαλλοντική διάσταση και χαρακτήρα μακροπρόθεσμο και βραχυπρόθεσμο».

Παρά τη σύγχυση σχετικά με την έννοια της ενεργειακής ασφάλειας, ο Winzer ο οποίος μελέτησε 36 ορισμούς της ενεργειακής ασφάλειας, υποστήριξε πως φαίνεται να υπάρχει μια σχετική συμφωνία από όλους, ρητή από κάποιους συγγραφείς, υπόρρητη από άλλους, πως συνδέεται με τους κινδύνους, και όπως αναφέρθηκε στον γενικό ορισμό της «ασφάλειας», σύμφωνα με το Λεξικό Oxford English, ως «την κατάσταση που προστατεύεται ή που δεν εκτίθεται σε κίνδυνο».

Εν κατακλείδι, στην περίπτωση της ενεργειακής ασφάλειας, η κοινή ιδέα πίσω από όλους τους διαφορετικούς ορισμούς της, μπορεί να χαρακτηριστεί ως «η απουσία, η προστασία από ή η προσαρμοστικότητα στις απειλές που προκαλούνται από ή έχουν αντίκτυπο στην εφοδιαστική αλυσίδα της ενέργειας».

3.2 Περιεχόμενο της ενεργειακής ασφάλειας

Η οριοθέτηση του περιεχομένου της ενεργειακής ασφάλειας καθορίζεται από τα χαρακτηριστικά των ενεργειακών συστημάτων που εξετάζονται, όπως για παράδειγμα οι τύποι των καυσίμων που χρησιμοποιούνται, το μέγεθος και τα συμπεριλαμβανόμενα μέρη των ενεργειακών συστημάτων. Υπό αυτό το πρίσμα, έχουν προταθεί διαφορετικές προσεγγίσεις σχετικά με τις διαστάσεις της ενεργειακής ασφάλειας, με πιο απλή αυτή που διακρίνει τη φυσική και την οικονομική διάσταση (Kendell,1998 , Gupta, 2008). Άλλες προσεγγίσεις εντοπίζουν τη φυσική, την οικονομική, την κοινωνική και την περιβαλλοντική διάσταση (EC, 2000 ; IAE,2005). Για παράδειγμα, η φυσική μπορεί αναφέρεται στη διαθεσιμότητα φυσικών πόρων, η οικονομική στη λειτουργία της αγοράς και των τιμών, η κοινωνική στις αναπτυξιακές προοπτικές μια κοινωνίας ή σε διαμάχες και συγκρούσεις, ενώ η περιβαλλοντική στις επιπτώσεις στο φυσικό περιβάλλον και το κλίμα.

Οι κατηγοριοποιήσεις των διαστάσεων της ενεργειακής ασφάλειας, έχουν απώτερο στόχο την καλύτερη προστασία έναντι των ελλοχευόντων κινδύνων, ανά διάσταση. Στη σύγχρονη βιβλιογραφία, οι κίνδυνοι που συνδέονται με την ενεργειακή ασφάλεια έχουν να κάνουν με παράγοντες που σχετίζονται με το φυσικό περιβάλλον (έλλειψη πόρων, ακραία φυσικά φαινόμενα, κτλ.), την τεχνολογία και τεχνική (γήρανση υποδομών, τεχνολογικά ατυχήματα, κτλ.), την πολιτική (εκ προθέσεως περιορισμός προμηθειών ή τεχνολογίας, σαμποτάζ, τρομοκρατία, κτλ.), και την οικονομία (υψηλές ή ασταθείς τιμές).

Όπως προκύπτει από τα παραπάνω, οι κίνδυνοι για τα ενεργειακά συστήματα μπορεί να προκύψουν τόσο από βραχυπρόθεσμα σοκ, όπως φυσικά φαινόμενα, τεχνικές βλάβες, δυσλειτουργίες των αγορών, σκόπιμη δολιοφθορά, όσο και από βραδέως εξελισσόμενες, αλλά περισσότερο μόνιμες απειλές, όπως η σπανιότητα των πόρων, η γήρανση των υποδομών, καθώς και η μη βιώσιμη αύξηση της ζήτησης. Τέτοιες διαταραχές μπορούν να επηρεάσουν ευρύτερα θέματα ασφαλείας που κυμαίνονται από τη βιωσιμότητα των εθνικών οικονομιών και της σταθερότητας των πολιτικών συστημάτων έως τον κίνδυνο έναρξης ένοπλων συγκρούσεων.

Στην προσπάθεια ταξινόμησης των παραπάνω κινδύνων, υπό το πρίσμα των διαφορετικών διαστάσεων της ενεργειακής ασφάλειας, των μεταξύ τους αλληλεπιδράσεων και της μη σαφούς οριοθέτησης του όρου, έχουν προταθεί κριτήρια αξιολόγησης, ή ακόμα και πλαίσια κριτηρίων σχηματοποίησης του περιεχομένου της ενεργειακής ασφάλειας. Οι Sonacool και Brown (2010) προτείνουν ως κριτήρια τους πεπλεγμένους μεταξύ τους όρους της διαθεσιμότητας, της προσιτότητας, της περιβαλλοντικής μέριμνας και της αποδοτικότητας, ενώ οι Elkind και Pascual (2009) προτείνουν τα κριτήρια της διαθεσιμότητας, της αξιοπιστίας, της προσιτότητας, και της βιωσιμότητας. Άλλες σύνθετες ταξινομήσεις, αρκετά διαδομένες, είναι α) η ταξινόμηση

των τεσσάρων A (Yergin,1988), β) η ταξινόμηση των τεσσάρων R (Hughes,2009) και γ) η ταξινόμηση των πέντε S (Kleber, 2009) (πίνακας 3.1).

Πίνακας 3.1: Σύνθετες ταξινομήσεις διαστάσεων της ενεργειακής ασφάλειας

Τέσσερα A ("four As")	Τέσσερα R ("four Rs")	Πέντε S ("five Ss")
<ul style="list-style-type: none"> • Availability • Accessibility • Acceptability • Affordability 	<ul style="list-style-type: none"> • Review • Reduce • Replace • Restriction 	<ul style="list-style-type: none"> • Surety • Survivability • Supply • Sufficiency • Sustainability

Αναλυτικότερα:

- **Τέσσερα A ("fourAs"):** Σύμφωνα με τη συγκεκριμένη προσέγγιση η ενεργειακή ασφάλεια θα πρέπει να αντιμετωπίσει τις προκλήσεις: α) της διαθεσιμότητας (**availability**) των συμβατικών και ανανεώσιμων καυσίμων, β) της απρόσκοπτης προσβασιμότητας (**accessibility**) σε αυτά, γ) της κοινωνικής αποδοχής (**acceptability**) αναφορικά με τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις από τη χρήση τους και δ) της οικονομικής «προσιτότητας» (**affordability**) τόσο των ενεργειακών υπηρεσιών όσο και των απαραίτητων επενδύσεων (APEREC 2007).
- **Τέσσερα R ("four Rs"):** Σύμφωνα με τον Hughes(2009) η ενεργειακή ασφάλεια ενισχύεται μέσω: α) της ανασκόπησης (**review**) του ενεργειακού τομέα, ώστε να καταγραφούν και να αξιολογηθούν η ενεργειακή ζήτηση ανά τομέα, οι ενεργειακές πηγές, οι προμηθευτές κτλ., β) της μείωσης (**reduce**) της καταναλισκόμενης ενέργειας, γ) της αντικατάστασης (**replace**) επισφαλών ενεργειακών πηγών με ασφαλέστερες για την κάλυψη της υφιστάμενης ζήτησης και δ) του περιορισμού (**restriction**) της κάλυψης της νέας ζήτησης αποκλειστικά από ασφαλείς πηγές.
- **Πέντε S ("five Ss"):** Στη συγκεκριμένη προσέγγιση η ενεργειακή ασφάλεια αντιμετωπίζεται ως συνδυασμός: α) του βαθμού βεβαιότητας (**surety**) αναφορικά με την πρόσβαση σε ενεργειακές πηγές, β) της «επιβιωσιμότητας» (**survivability**), ήτοι της αντοχής ενός υφιστάμενου ενεργειακού συστήματος σε πιθανές αστοχίες, γ) της διαθεσιμότητας ενεργειακών πόρων σε ότι αφορά τον εφοδιασμό (**supply**), δ) της επάρκειας (**sufficiency**) εφοδιασμού από ποικίλες πηγές και ε) του βαθμού βιωσιμότητας (**sustainability**) αναφορικά με τις περιβαλλοντικές συνέπειες που σχετίζονται με τη χρήση των ενεργειακών πόρων (Kleber, 2009).

3.3 Μεθοδολογίες αποτίμησης

Η έννοια της ενεργειακής ασφάλειας, στα πρώτα χρόνια χρήσης του όρου, ήταν αρκετά συμπυκνωμένη σε μικρό πεδίο, κυρίως στη διαθεσιμότητα πετρελαίου. Έτσι, η μέτρησή της δεν απαιτούσε πολύπλοκους υπολογισμούς. Αντιθέτως, σήμερα, με το πέρασμα των δεκαετιών, ο όρος της ενεργειακής ασφάλειας απέκτησε μεγαλύτερη

συνθετότητα και ευρύτερο περιεχόμενο, καθώς τα προβλήματα ενεργειακής ασφάλειας δημιουργούν θετικές ή αρνητικές εξωτερικότητες, σε εθνικά, θεσμικά, γεωπολιτικά και άλλα επιμέρους πεδία, δημιουργώντας μεγάλες προκλήσεις αντίληψης ή κατανόησης τους, από όσους καθορίζουν πολιτικές και λαμβάνουν αποφάσεις. Υπό αυτές τις νέες απαιτήσεις για την σύλληψη, συμπερίληψη και κατανόηση των διαφορετικών προεκτάσεων της ενεργειακής ασφάλειας, με σκοπό να υπερπηδηθούν τα εμπόδια της συνθετότητας του όρου, είναι αναγκαίο να υπάρξει ένα πλαίσιο ποσοτικής μέτρησης της ενεργειακής ασφάλειας. Ποσοτικές εκτιμήσεις της ενεργειακής ασφάλειας χρησιμοποιούνται για τη σύγκριση της ενεργειακής ασφάλειας των διαφόρων χωρών (Gnansounou, 2008; Gupta, 2008; IEA, 2010a; Le Coq and Paltseva 2009), για το σχεδιασμό της εξέλιξης της ενεργειακής ασφάλειας στην πάροδο του χρόνου (Lefèvre, 2010) ή για να αναλυθούν πτυχές της μελλοντικής ενεργειακής ασφάλειας (Costantini et al., 2007; Turton and Barreto 2006a). Ωστόσο, η μη ύπαρξη ενός ενιαίου ορισμού και η πληθώρα διαφορετικών συντελεστών που συμπεριλαμβάνουν φυσικές, τεχνολογικές και οικονομικές αβεβαιότητες και προεκτάσεις (Chester, 2009), οδηγεί στην ανάγκη δημιουργίας ενός πλαισίου αξιολόγησης, επαρκούς για να εξασφαλιστεί η συστηματική επιστημονική αυστηρότητα και με ευελιξία αρκετή ώστε να χρησιμοποιηθεί σε ειδικές συνθήκες και οπτικές (Cherp and Jewell, 2011a).

3.3.1 Πλαίσια ποσοτικοποίησης

Η εκτίμηση του επιπέδου ενεργειακής ασφάλειας απαιτεί την έκφραση των παραμέτρων της σε αριθμητικά μεγέθη, και ει δυνατόν χρηματικά. Εντούτοις, οι κύριες δύο επιλογές προσεγγίσεων είναι οι εξής:

1. Επιλογή μεταξύ αντιλήψεων και δεδομένων για τον καθορισμό του τι αποτελεί κίνδυνο για την ενεργειακή ασφάλεια: στη μέθοδο αυτή είναι πιο εύκολο να γίνουν ποσοτικές εκτιμήσεις και υπολογισμοί πάνω σε στοιχεία και δεδομένα που υπάρχουν. Ωστόσο, ελλοχεύει ο κίνδυνος να μην συνυπολογιστούν κρίσιμοι παράγοντες που συνήθως δεν εκφράζονται σε αριθμούς, όπως η ιστορία, η ψυχολογία, η πολιτική, ο πολιτισμός.
2. Η επιλογή μεταξύ γενικού και ειδικού στον καθορισμό του επιπέδου λεπτομέρειας της αξιολόγησης (Cherp and Jewell, 2013).

Οι επιλογές στη μεθοδολογία μιας αξιολόγησης της ενεργειακής ασφάλειας πρέπει να είναι συστηματικές, λογικές και διαφανείς. Πρέπει να αντικατοπτρίζουν τη δομή του ενεργειακού συστήματος, να βασίζονται αιτιολογημένα στο σκοπό της αξιολόγησης και να είναι επαρκώς αντιληπτές από το κοινό στο οποίο απευθύνονται. Στο πλαίσιο αυτό, ένα πιθανό πλαίσιο αξιολόγησης της ενεργειακής ασφάλειας που οδηγεί επιλογές στα διάφορα στάδια εξηγείται στα ακόλουθα 5 βήματα από τους Cherp and Jewell (2013):

1. Καθορισμός της ενεργειακής ασφάλειας για τους σκοπούς της αξιολόγησης.
2. Οριοθέτηση των ζωτικών μερών της.

3. Προσδιορισμός των τρωτών σημείων των ζωτικών μερών της.
4. Επιλογή και υπολογισμός δεικτών για αυτά τα θέματα ευπάθειας.
5. Ερμηνεία των δεικτών για την απάντηση των τιθέμενων, κατά την αξιολόγηση, ερωτημάτων.

Συνοψίζοντας, μια αποτελεσματική αξιολόγηση της ενεργειακής ασφάλειας είναι τόσο συγκεκριμένη, όσο απαιτείται για να εξεταστούν οι ειδικές παρούσες συνθήκες, καθώς επίσης και τόσο γενική, ώστε να υπάρχει αποτελεσματικό εύρος σύγκρισης. Ενώ οι αξιολογήσεις γίνονται με βάση δεδομένα, είναι αναπόφευκτη η επίδραση αντιλήψεων και προτεραιοτήτων πολιτικής. Υπό αυτήν την έννοια, ο όρος «ενέργεια» στην «ενεργειακή ασφάλεια» είναι, όχι ένα μαύρο κουτί με συγκεχυμένο περιεχόμενο, αλλά ένα σύνολο διασυνδεδεμένων συστημάτων, τα οποία αποτελούνται από στοιχεία συνδεδεμένα μεταξύ τους, και με το εξωτερικό περιβάλλον, έχοντας το καθένα τα δικά του τρωτά σημεία (Cherp and Jewell, 2013).

3.3.2 Εισαγωγή στους Δείκτες

Όλες οι μεθοδολογίες αποτίμησης της ενεργειακής ασφάλειας, όπως αναπτύχθηκε στην προηγούμενη παράγραφο, χρησιμοποιούν δείκτες. Οι δείκτες, ως εργαλεία ποσοτικοποίησης, δείχνουν το πόσο κοντά στην επιθυμητή κατάσταση είναι το σύστημα, τη σπουδαιότητα των κινδύνων, ή την επίδραση διαφόρων πολιτικών, δηλαδή συνοπτικά θα πρέπει να αντανakλούν τα βασικά τρωτά σημεία των εξεταζόμενων ενεργειακών συστημάτων (Cherp και Jewell 2011a). Επιπλέον, ενώ ο σχεδιασμός των δεικτών προσπαθεί να υποδηλώσει κάποιας μορφής επιστημονική αντικειμενικότητα, η τιμή τους δεν μπορεί να ερμηνευθεί ανεξάρτητα από το εφαρμοζόμενο πλαίσιο, καθώς άλλοι δείκτες είναι απόλυτων μεγεθών (αριθμητικά) και άλλοι σχετικών (ποιοτικής ανάλυσης τάσεων), ενώ η ύπαρξη εξωτερικότητας σε ένα ενεργειακό σύστημα, όπως αναλύθηκε σε προηγούμενη παράγραφο, αυξάνουν τον αριθμό των αναγκαίων δεικτών.

Ως αποτέλεσμα των παραπάνω, εκατοντάδες δείκτες ενεργειακής ασφάλειας έχουν προταθεί σε δεκάδες επιστημονικά άρθρα και έγγραφα πολιτικής, με στόχο να μετρηθούν διαφορετικές πτυχές της ενεργειακής ασφάλειας. Παραδείγματα ορισμού δεικτών από διαφορετικούς οργανισμούς και υπηρεσίες είναι:

- Eurostat: 8 ομάδες με περίπου 30 δείκτες
- Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος: παρακολούθηση της ενσωμάτωσης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων στον τομέα της ενέργειας, σετ «δείκτες ενέργειας και περιβάλλοντος» > 30 δείκτες.
- ΙΑΕΑ, ΟΗΕ Τμήμα Οικονομικών και Κοινωνικών Υποθέσεων, της ΙΕΑ, Eurostat, ΕΕΑ. 2005: Δείκτες ενέργειας για την αειφόρο ανάπτυξη:
 - I. Περιβάλλοντικοί (10)
 - II. Οικονομικοί (16)
 - III. Κοινωνικοί (4)

Η διάκριση των δεικτών γίνεται με βάση το ποιο χαρακτηριστικό εξετάζεται σε κάθε ανάλυση, ενώ οι γενικές κατηγορίες στην οποίες ταξινομούνται είναι οι:

- *Μακροοικονομικοί* (ενεργειακή ένταση, κατανάλωση / κάτοικο, δείκτης πληρωμών για εισαγωγές, κτλ.)
- *Ενεργειακού ισοζυγίου* (παραγωγή, εισαγωγή, εξαγωγές, απώλεια μετασχηματισμού, απώλεια μετατροπής, διανομής, χρήση ενεργειακής βιομηχανίας, τελική κατανάλωση, κτλ.)
- *Αποθεμάτων* (εγχώρια παραγωγή, αποδεδειγμένα αποθέματα καυσίμου)
- *Τομεακοί* (βιομηχανία, νοικοκυριά, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, κτλ.)
- *Διαφοροποίησης ενεργειακού μίγματος* (πηγές, προμηθευτές, τομείς, διαδρομές, διαφοροποίηση παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας)
- *Κινδύνου εισαγωγής* (εξάρτηση από τις εισαγωγές, μετοχές προμηθευτή, κίνδυνοι χώρας, κτλ.)
- *Υποδομών* (αποθήκευση, τερματικός σταθμός LNG, αγωγοί διασύνδεσης, κτλ.)
- *Κρίσης* (ευελιξία αποθήκευσης, ευελιξία αλλαγής καυσίμου, κτλ.)
- *Άλλοι δείκτες* επικεντρωμένοι σε ένα είδος καυσίμου

Μπορούν να υπάρξουν επιπλέον κατηγορίες, καθώς νέες ανάγκες, νέοι ορισμοί και διαφορετικές πτυχές της ενεργειακής ασφάλειας υποδεικνύουν την δημιουργία νέων δεικτών. Όσον αφορά τις ΑΠΕ ειδικότερα, ακολουθείται επίσης η χρήση των ίδιων δεικτών, με τις συμβατικές, για την εκτίμηση διαφόρων πτυχών που σχετίζονται με την ενεργειακή ασφάλεια, καθώς και οι ΑΠΕ είναι πλέον ζωτικά μέρη ενός ενεργειακού συστήματος. Ενδεικτικά, μπορούν να αναφερθούν οι δείκτες: τιμή ανά παραγόμενη μονάδα ενέργειας, εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, χρήση γης, διαθεσιμότητα και τεχνολογικοί περιορισμοί, χρήση νερού, κοινωνική επίδραση, απόδοση μετατροπής της ενέργειας κ.α. Ωστόσο, πρέπει να γίνει σαφές πως η ποικιλία αναγκών ποσοτικοποίησης της συμβολής κάθε τεχνολογίας στην ενεργειακή ασφάλεια ενός συστήματος, οδηγεί τόσο στη χρήση ενιαίων δεικτών, όσο και εξειδικευμένων για κάθε τεχνολογία, κατά περίπτωση και ανάγκη.

3.4 Συμβολή των ΑΠΕ στην ενεργειακή ασφάλεια του τομέα ηλεκτροπαραγωγής

Η διεύθυνση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα έχει ενισχυθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια, τόσο χάρη στις πολιτικές ενίσχυσης, όσο και στη σημαντική μείωση του κόστους εξοπλισμού των μονάδων ΑΠΕ. Κατά συνέπεια, το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από τέτοιες τεχνολογίες που αντικαθιστά μέρος της παραγωγής από συμβατικά καύσιμα στο σημερινό ενεργειακό ισοζύγιο, όσο και οι μελλοντικοί στόχοι για διεύθυνση στο 30% (2030) και 50% (2050), δημιουργούν ένα νέο, μείζονα παράγοντα επίδρασης στην ενεργειακή ασφάλεια των αντίστοιχων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος θα πρέπει να εξεταστεί διεξοδικά για το βαθμό και τους τομείς επίπτωσής του. Αυτή η

μελέτη, ωστόσο, οφείλει να γίνει διαφορετικά για κάθε χώρα και εξεταζόμενη τεχνολογία ΑΠΕ, καθώς η εκάστοτε ενεργειακή αγορά, οι εγκαταστάσεις, οι υποδομές, το ηλεκτρικό σύστημα και το ποσοστό κάθε τεχνολογίας ποικίλει για κάθε χώρα. Στις επόμενες υποπαραγράφους θα αναπτυχθούν συνοπτικά οι επιπτώσεις των ΑΠΕ, με έμφαση στα Φ/Β συστήματα, στις διαφορετικές συνιστώσες της ενεργειακής ασφάλειας στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

3.3.1 Επιπτώσεις στον εφοδιασμό και την κατανάλωση

Όσον αφορά το πεδίο της επάρκειας αποθεμάτων, οι ΑΠΕ προσφέρουν τη δυνατότητα μακροπρόθεσμης ροής ενέργειας, σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα που υπάγονται σε ποικίλες επισφάλειες, ενδεχομένως και με βραχυπρόθεσμο ορίζοντα, όπως εξάντληση αποθεμάτων ή διακοπή τροφοδοσίας από τις παραγωγούς χώρες (Cherp et al., 2012). Επιπλέον, ο βαθμός διείσδυσης των ΑΠΕ, και ο αριθμός των επιλογών στο ενεργειακό μίγμα μπορούν να επηρεάσουν θετικά ή αρνητικά την αντοχή και προσαρμοστικότητα του συστήματος στις διακυμάνσεις των τιμών. Βραχυπρόθεσμα, η στοχαστική φύση των ΑΠΕ επιφέρει νέες προκλήσεις, άρα και κόστη, όσον αφορά την πρόβλεψη, την κατανομή και τον προγραμματισμό της παραγωγής, ή τη διαθεσιμότητα ισχύος ώστε να ανταποκρίνεται με επάρκεια στη ζήτηση (Borenstein, 2012; Hansen et al., 2013; Contreras et al., 2008).

Η εγχώρια, αποκεντρωμένη και, συνήθως, μικρής κλίμακας εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ, ιδιαιτέρως των Φ/Β, προσφέρει πλεονεκτήματα στη διάθεση ισχύος, σε αντίθεση με τη συγκεντροποιημένη δομή των συμβατικών μονάδων, καθώς προσδίδει ανθεκτικότητα και αυξάνει την ασφάλεια του συστήματος σε περιπτώσεις αστοχιών των εγκαταστάσεων, αλλαγών στους εμπορικούς «δρόμους» των ορυκτών καυσίμων, ή εμπορικές στρατηγικές που μπορεί να δημιουργήσουν προβλήματα εφοδιασμού από εισαγόμενα καύσιμα (Cherp et al., 2012; Chester, 2009). Επιπροσθέτως, η μείωση της ζήτησης στα συμβατικά καύσιμα, λόγω αυξημένου μεριδίου των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα, συνεπάγεται και μείωση του ρυθμού εξάντλησης των αποθεμάτων των συμβατικών καυσίμων.

3.3.2 Επιπτώσεις στην πολιτική και την οικονομία

Οι μονάδες ΑΠΕ είναι αποκεντρωμένες και διαθέσιμες για κάθε χώρα, σε μικρότερο ή μεγαλύτερο βαθμό, κάτι που αφαιρεί ισχύ από τις χώρες παραγωγούς των συμβατικών καυσίμων να ασκούν πιέσεις ή να εφαρμόζουν στρατηγικές στηριζόμενες στην απειλή ανεπαρκούς ενεργειακού εφοδιασμού. Αντιστοίχως, ενδέχεται να μειωθεί ο ανταγωνισμός για εδάφη πλούσια σε ορυκτά καύσιμα, γεγονός που δύναται να οδηγήσει σε μείωση των συρράξεων (Cherp et al., 2012). Οι επιπτώσεις από φυσικές καταστροφές, τρομοκρατικές ή άλλου τύπου επιθέσεις σε μονάδες παραγωγής γίνονται λιγότερο

σημαντικές, καθώς η επάρκεια ισχύος δεν εξαρτάται πλέον από λίγες, συγκεντρωμένες μονάδες μεγάλης ισχύος, αλλά από περισσότερες κατανεμημένες παραγωγής, και συνεπώς μικρότερο μέρος της κατανάλωσης θα επηρεαστεί σε τέτοιες περιπτώσεις (Hoff et al., 2006; Winzer, 2012; Chester, 2009).

Στο οικονομικό σκέλος, νέες ανάγκες ανακύπτουν σχετικά με τη διευθέτηση ζητημάτων χρήσεων γης, στις τοποθεσίες που πρόκειται να εγκατασταθούν μονάδες ΑΠΕ, καθώς δεν είναι λίγες οι περιπτώσεις, τόσο στην Ελλάδα όσο και παγκοσμίως, που δημιουργούνται διενέξεις σχετικά με την τοποθεσία της εγκατάστασης και τις επιπτώσεις στην κοινωνία και το περιβάλλον, ή στις αξίες πώλησης γης. Τέλος, δημιουργείται μια νέα αγορά για σπάνιες πρώτες ύλες που χρησιμεύουν στην βιομηχανία των ΑΠΕ, όπως το τελλούριο και το ρουθίνιο για τη κατασκευή Φ/Β κυττάρων (USDE,2011), κάτι που ενδυναμώνει τη θέση των χωρών που τις διαθέτουν και δύναται να εγείρει νέους οικονομικούς ανταγωνισμούς.

3.3.3 Επιπτώσεις στις υποδομές

Οι ΑΠΕ, με εξαίρεση ίσως την υδροηλεκτρική ενέργεια λόγω των επισφαλειών των φραγμάτων, συμβάλλουν θετικά στη μείωση των κινδύνων λόγω τεχνικών ή τεχνολογικών σφαλμάτων, τα οποία εμφανίζονται στην αλυσίδα παραγωγή- μεταφορά-κατανάλωση των ορυκτών καυσίμων. Τα ατυχήματα στους τομείς αυτούς δεν είναι λίγα, ενώ ο βαθμός της επίπτωσής τους, όταν συμβαίνουν, είναι σημαντικός, τόσο για το περιβάλλον, όσο και για την κοινωνία.

3.3.4 Επιπτώσεις στο περιβάλλον

Όσον αφορά την κλιματική αλλαγή, το σημαντικότερο ίσως πρόβλημα, υπάρχει εκτενής επιστημονική έρευνα η οποία τεκμηριώνει ότι οι τεχνολογίες ΑΠΕ, εν συγκρίσει με τα ορυκτά καύσιμα, είναι σαφώς καταλληλότερες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής, καθώς οι επιπτώσεις τους είναι σημαντικά περιορισμένες. Σε άλλες προεκτάσεις στο περιβαλλοντικό σκέλος, θετικά κρίνεται η μείωση της χρήσης φυσικών πόρων, όπως το νερό, ενώ αρνητικές είναι οι αλλαγές στη ζήτηση και μετατροπή χρήσεων γης για τις νέες κατανεμημένες μονάδες.

4

Καταγραφή και οικονομική αποτίμηση των εξωτερικοτήτων που σχετίζονται με την ενεργειακή ασφάλεια, ειδικά για την τεχνολογία των οικιακών Φ/Β.

Η διείσδυση Φ/Β μονάδων στο δίκτυο δημιουργεί σημαντικές προκλήσεις και ευκαιρίες σε σύγκριση με τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Η αυξανόμενη διείσδυσή τους στο δίκτυο έχει ανοίξει το διάλογο μεταξύ των εμπλεκόμενων μερών στην αγορά ενέργειας, σχετικά με το αν δημιουργούν οφέλη ή επιφέρουν ζημιά, και κατ' επέκταση για την επίπτωσή τους στην ενεργειακή ασφάλεια του ΣΗΕ. Στις περισσότερες περιπτώσεις, οι μηχανισμοί αποζημίωσης δεν απεικονίζουν ή δεν ανταμείβουν την πραγματική συνεισφορά των Φ/Β στο δίκτυο.

Κατά την εξέταση του συνολικού οφέλους ή/και κόστους από τη διείσδυση των Φ/Β μονάδων σε ένα ΣΗΕ, είναι κρίσιμο να καταγραφούν και να αναλυθούν οι τομείς που επηρεάζονται, οι οποίοι, σε γενικές γραμμές, εντοπίζονται στους εξής:

Παραγωγή και αγορά ηλεκτρικής ενέργειας

Οριακή τιμή συστήματος: Η διείσδυση των οικιακών Φ/Β δημιουργεί οικονομικό όφελος από τη μείωση του κόστους ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά, καθώς αντικαθιστά αντίστοιχο ποσό από τις συμβατικές μονάδες μέσω του εκτοπισμού των ακριβότερων μονάδων από τη διαδικασία προσφορών.

Έκθεση στις διεθνείς τιμές καυσίμων: Τα Φ/Β θα μπορούσαν να προσδώσουν ασφάλεια απέναντι στις διακυμάνσεις των τιμών, καθώς παράγουν ενέργεια σταθερού κόστους σε αντίθεση με την μονάδες ορυκτών καυσίμων.

Δίκτυο Μεταφοράς και Διανομής

Απώλειες: Η κατανεμημένη και κοντά στο φορτίο παραγωγή των Φ/Β, έχει ως αποτέλεσμα την αποφυγή της απώλειας μέρους της παραγόμενης ενέργειας, από τις

κεντρικές μονάδες παραγωγής, που θα εκδηλωνόταν με τη μορφή απωλειών στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής.

Ποιότητα ισχύος: Οι υπηρεσίες που στόχο έχουν την εύρυθμη λειτουργία του συστήματος χαρακτηρίζονται ως επικουρικές, και απαιτούνται για τη διασφάλιση ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας του ΣΗΕ. Οι νέες απαιτήσεις, λόγω διεύθυνσης Φ/Β, μέχρι σήμερα ικανοποιούνταν με τις παραδοσιακές ενισχύσεις και αναβαθμίσεις του δικτύου, όπου ήταν απαραίτητες. Ωστόσο, υπάρχουν δυνατότητες συνεισφοράς των Φ/Β στην βελτίωση της συνολικής ποιότητας ισχύος.

Διαθεσιμότητα ισχύος: Η ανάγκη επιτυχούς κάλυψης της ζήτησης με ασφάλεια, απαιτεί διαθεσιμότητα ισχύος, κάτι που επιβαρύνει το κόστος ενέργειας με τη λειτουργία, ή την κατασκευή μονάδων. Η εγκατάσταση Φ/Β συστημάτων δύναται να συνεισφέρει στη μείωση των παραπάνω κοστών διαθεσιμότητας ισχύος μέσω της δυναμικότητας ισχύος που προσθέτουν στο σύστημα, κατά τις ώρες λειτουργίας τους.

Ικανότητα δικτύων μεταφοράς και διανομής: Τα οικιακά Φ/Β, μέσω της παραγωγής τους, δύναται να επιλύσουν προβλήματα κορεσμού και να βελτιώσουν την αξιοπιστία του συστήματος μεταφοράς και διανομής, αφενός μειώνοντας το απαιτούμενο φορτίου που πρέπει να μεταφερθεί σε μια περιοχή, αφετέρου αναβάλλοντας την κατασκευή νέων υποδομών.

Αξιοπιστία δικτύου: Οι πάντα παρόντες κίνδυνοι απώλειας ή μη διαθεσιμότητας ισχύος σε ένα ΣΗΕ, που συνήθως προκύπτουν σε περιόδους υψηλής ζήτησης ή επιβάρυνσης του ΣΗΕ, θα μπορούσαν να μετριαστούν σημαντικά με τη χρήση των Φ/Β συστημάτων, ιδίως σε χώρες όπως η Ελλάδα, όπου οι περίοδοι μεγάλων αιχμών φορτίων συμπίπτουν με αυξημένη παραγωγή των Φ/Β.

Περιβάλλον

Εκλύσεις αέριων εκπομπών: Τα Φ/Β συστήματα, μπορούν να αποτελέσουν τεχνολογία μείωσης των επιβλαβών επιπτώσεων της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής, όχι μόνο στο κλίμα και το φυσικό περιβάλλον, αλλά και στο ανθρωπογενές.

Χρήση νερού: Ενώ για τις συμβατικές μονάδες, η χρήση νερού σε όλη τη αλυσίδα παραγωγής είναι ιδιαίτερα αυξημένη, με έμφαση στη χρήση για την ψύξη των θερμικών μονάδων, τα Φ/Β κάνουν ελάχιστη χρήση του, δημιουργώντας υπολογίσιμο θετικό όφελος.

Κοινωνία

Θέσεις εργασίας: Η εγκατάσταση φ/β μονάδων, λόγω του τοπικού καταναμημένου χαρακτήρα της και της απαραίτητης εγγύτητάς της με τους κατά τόπους κατασκευαστές, έχει θετικές επιδράσεις, άμεσες, έμμεσες και συνεπαγόμενες, στην οικονομία.

Στο παρόν κεφάλαιο, υπολογίζονται οι εξωτερικές οικονομίες που προκύπτουν από τη λειτουργία των οικιακών Φ/Β συστημάτων και σχετίζονται με την ενεργειακή ασφάλεια του τομέα ηλεκτροπαραγωγής. Η ευρύτητα του αντικειμένου μελέτης είναι τέτοια που καθιστά τον υπολογισμό του συνόλου των προηγούμενων εξωτερικών οικονομιών, έργο απαιτητικό και πέρα από τους σκοπούς της παρούσας διπλωματικής. Ως εκ τούτου, έμφαση δόθηκε στον τομέα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και συγκεκριμένα στις εξωτερικότητες που σχετίζονται με τις απώλειες και την ποιότητα ισχύος. Τομείς οι οποίοι δεν έχουν αποτιμηθεί επαρκώς για την περίπτωση του ελληνικού συστήματος.

4.1 Απώλειες στο σύστημα μεταφοράς και διανομής

4.1.1 Εισαγωγή

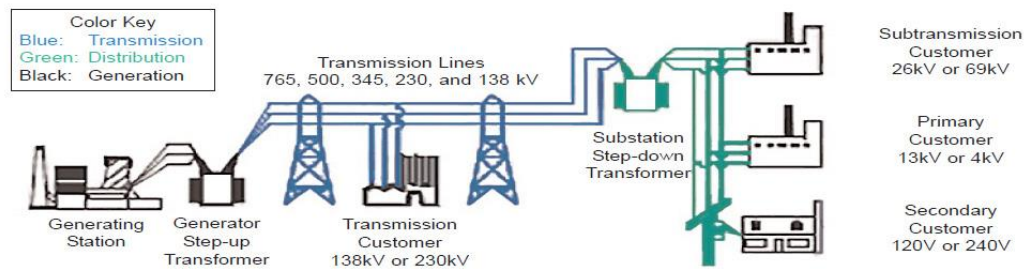
Η βελτιστοποίηση της αποδοτικότητας της λειτουργίας των δικτύων μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας ως τώρα δεν αποτελούσε συχνά προτεραιότητα των εκάστοτε διαχειριστών. Ως αποτέλεσμα, σημαντικά ποσά ηλεκτρικής ενέργειας καταναλώνονται ως θερμικές και άλλες απώλειες, με τις πραγματικές ετήσιες απώλειες ηλεκτρικής ενέργειας στα συστήματα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας να εκτιμώνται κατά μέσο όρο σε 6% στα κράτη μέλη της ΕΕ (Eurelectric, 2010), ενώ το οικονομικό κόστος εκτιμάται σε χρηματική αξία 7 δισεκατομμύρια ευρώ (Τσικόγιας, 2015). Στη προσπάθεια μείωσης του κόστους αυτού η εγκατάσταση Φ/Β μονάδων αποδεικνύεται ότι μπορεί να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο, λόγω της αποκεντρωμένης χωροθέτησής της, καθώς και της χρονικής σύμπτωσής της παραγόμενης ενέργειας με τα ημερήσια διαστήματα αυξημένης ζήτησης, ιδιαίτερα στο ελληνικό ΣΗΕ.

Βάσει πραγματικών δεδομένων για το ελληνικό ΣΗΕ (απώλειες δικτύου, παραγωγή Φ/Β μονάδων, ζήτηση κ.α.), εκτιμάται η συνεισφορά των Φ/Β στη μείωση των απωλειών δικτύου, και κατόπιν αποτιμάται οικονομικά, μέσω του υπολογισμού του διαφορικού οφέλους απωλειών με και χωρίς παραγωγή ενέργειας από Φ/Β μονάδες, για το έτος 2014.

4.1.2 Απώλειες συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας

Στα συστήματα μεταφοράς και διανομής, επειδή η ηλεκτρική ενέργεια δε χρησιμοποιείται πάντα στο ίδιο σημείο όπου παράγεται, μεταφέρεται υπό υψηλή τάση σε μεγάλες αποστάσεις και διανέμεται σε μεσαία ή χαμηλή τάση στους τελικούς καταναλωτές. Για τη διαδικασία αυτή, είναι απαραίτητες μεγάλοι μήκους γραμμές μεταφοράς και διανομής, καθώς και συστήματα μετατροπής και ελέγχου της τάσης, κάτι που σημαίνει, ότι δεν μπορεί να υπάρξει μεταφορά της ενέργειας από ένα σημείο σε ένα άλλο χωρίς απώλειες. Έτσι δύναται να οριστούν οι απώλειες ως η διαφορά μεταξύ του ποσού της ενέργειας που παραλαμβάνεται από τους τελικούς καταναλωτές και του

ποσού της ενέργειας που αποστέλλεται. Οι απώλειες δεν έχουν σταθερή τιμή, αλλά αυξάνονται με το μήκος των γραμμών και καθορίζονται από το ύψος της ενέργειας που διακινείται στο δίκτυο. Ταυτόχρονα οι μέσες απώλειες ενδέχεται να κυμαίνονται εποχιακά, και ετήσια, λόγω των κύκλων στη χρήση των ΣΗΕ, τη διαμόρφωση του δικτύου, τη μορφή της καμπύλης φορτίου και την τιμή του συντελεστή ισχύος.



Εικόνα 4.1: Συνοπτική παρουσία ενός ΣΗΕ (πηγή:

<http://www.brooksidestrategies.com/resources/origins-and-evolution-of-the-electric-grid/>)

Οι πιο σημαντικοί τύποι απωλειών μπορούν να κατηγοριοποιηθούν ως ακολούθως:

- Θερμικές απώλειες (λόγω φαινομένου Joule).
- Μαγνητικές απώλειες λόγω δημιουργίας μαγνητικών πεδίων από την ύπαρξη ηλεκτρικού ρεύματος.
- Απώλειες λόγω διηλεκτρικού φαινομένου, από τα υλικά μόνωσης που χρησιμοποιούνται.
- Απώλειες σύζευξης σε μηχανικά μέρη, ασυνέχειες ή συγκολλήσεις.
- Φαινόμενα κορόνα.

Κατά τη διεθνή ηλεκτροτεχνική επιτροπή (IEC, 2007) και τη Schneider Electric (2011) οι απώλειες σε ένα δίκτυο μεταφοράς προκύπτουν, κατά μέσο όρο, ως εξής:

- 1-2% στο μετασχηματιστή ανύψωσης τάσης από τη γεννήτρια/μονάδα παραγωγής στη γραμμή Μεταφοράς
- 2-4% στη γραμμή μεταφοράς
- 1-2% στο μετασχηματιστή υποβιβασμού τάσης από τη γραμμή μεταφοράς στο δίκτυο διανομής
- 4-6% στις γραμμές διανομής σε μετασχηματιστές και καλώδια του δικτύου διανομής

Οι συνολικές απώλειες μεταξύ του σταθμού και των καταναλωτών κυμαίνονται μεταξύ **8 και 15%**. Στα σύγχρονα ΣΗΕ, η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας δε γίνεται μόνο σε λίγες μεγάλες μονάδες παραγωγής, αλλά και σε κατανεμημένες μονάδες, κάτι που αλλάζει την κατανομή των απωλειών, καθώς οι βασικοί παράγοντες καθορισμού τους σε είναι οι εξής:

- Ισχύς και παραγωγή κατανεμημένης παραγωγής
- Γεωγραφική κατανομή της διεσπαρμένης παραγωγής

- Συνταίριασμα προσφοράς και ζήτησης
- Άεργος ισχύς στο δίκτυο

4.1.3 Κατανεμημένη παραγωγή και πιθανά οφέλη στη μείωση των απωλειών

Είναι διαδεδομένη η αντίληψη ότι η κατανεμημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προσφέρει μια σειρά πλεονεκτημάτων, τα οποία τελευταία έχουν αρχίσει να λαμβάνονται υπόψη και να αποτιμώνται (Swisher, 2002). Εντούτοις, αυτή η προσέγγιση δεν είναι αληθής σε όλες τις περιπτώσεις ΣΗΕ, καθώς για να ισχύει κάτι τέτοιο, θα πρέπει η παραγόμενη ενέργεια από τους κατανεμημένους παραγωγούς να καταναλώνεται τοπικά, σε μικρή απόσταση από το σημείο παραγωγής, και η παραγωγή τους να μην είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση (Leonardo, 2008; Heckmann et al., 2013), ώστε να αποφεύγεται η μεταφορά περισσειας ενέργειας μέσω του δικτύου, κάτι που θα σήμαινε καταπόνηση του δικτύου και ενεργοβόρο ανύψωση/υποβιβασμό τάσης. Εντούτοις, στις περιπτώσεις που επιτυγχάνεται μείωση απαιτείται αντιστοίχως συνολικά μικρότερη παραγωγή ενέργειας, με αποτέλεσμα να προκύπτουν πιθανά επιπρόσθετα οφέλη (τα οποία δεν υπολογίζονται στην παρούσα εργασία) στους εξής τομείς (Lazar and Baldwin, 2011; Hoff et al., 2006):

- Μείωση απαιτούμενου κόστους επενδύσεων από πλευράς διαχειριστών για την αντοχή στα οριακά φορτία συστήματος.
- Αύξηση του χρόνου ζωής του εξοπλισμού λόγω μικρότερης φθοράς του (λειτουργία σε οριακή κατάσταση για μικρότερα χρονικά διαστήματα) και αντιστοίχως μείωση των απαιτούμενων επενδύσεων ανανέωσης γηρασμένου εξοπλισμού.
- Μείωση του κόστους συντήρησης και λειτουργίας.
- Μειωμένες διακοπές παροχής.
- Μειωμένη ανάγκη ισχύος εφεδρείας.
- Μείωση στο κόστος καυσίμου, καθώς μειώνεται η απαιτούμενη παραγωγή.
- Μείωση αέριων εκπομπών του θερμοκηπίου.
- Μείωση των απαιτούμενων ποσοτήτων νερού ψύξης των θερμικών μονάδων.
- Μείωση εισαγωγών καυσίμων και έκθεσης στις διακυμάνσεις των τιμών τους.
- Οφέλη από τη μικρότερη διαστασιόλογηση του νέου εξοπλισμού.

4.1.4 Κατηγοριοποίηση απωλειών

Τα ύψος απωλειών για κάθε κατηγορία ποικίλει ανάμεσα στα ΣΗΕ, καθώς πλήθος παραγόντων τις επηρεάζουν. Ο εντοπισμός και ο χαρακτηρισμός των απωλειών δίνει τη δυνατότητα παρεμβάσεων για τον περιορισμό τους, όπως η χρήση αποδοτικότερου εξοπλισμού και συσκευών μέτρησης μεγαλύτερης ακρίβειας, ενώ κατά το σχεδιασμό του δικτύου σημαντικό ρόλο παίζουν α) η εγγύτητα της παραγωγής στην κατανάλωση και β)

η μείωση των απαιτούμενων μετατροπών τάσης, καθώς οι μετασχηματιστές είναι βασική αιτία απωλειών (Leonardo, 2008). Η κατανεμημένη παραγωγή στα σύγχρονα δίκτυα συμβάλλει σε έναν τέτοιο σχεδιασμό. Οι συνήθως χρησιμοποιούμενες κατηγοριοποιήσεις των απωλειών στα ΣΗΕ παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα 4.1 :

Πίνακας 4.1: Πιθανές κατηγοριοποιήσεις των απωλειών ενός ΣΗΕ

Τεχνικές- μη τεχνικές	Μεταφοράς- Διανομής	Δικτύου-Εμπορικής χρήσης	Φυσικές- Ρευματοκλοπή-Άλλες μη μετρήσιμες
<p>Τεχνικές- αφορούν την «ενεργοποίηση» του συστήματος, τη ροή του ρεύματος μέσω του εξοπλισμού και της κατανάλωσης από εξοπλισμό και καθορίζονται από το σχεδιασμό, τη χρήση και τη συντήρηση του δικτύου</p> <p>Μη τεχνικές- συνήθως αναφέρονται σε ανωμαλίες του εξοπλισμού, διαχειριστικά σφάλματα, μετρητικά και χρεωστικά σφάλματα , ρευματοκλοπή</p>	<p>Μεταφοράς-στο δίκτυο μεταφοράς</p> <p>Διανομής- στο δίκτυο διανομής</p>	<p>Δικτύου- στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής</p> <p>Εμπορικής χρήσης- στην εμπορία της ενέργειας, όπως σφάλματα σε μετρητές, διαχείριση, χρέωση, ρευματοκλοπή</p>	<p>Φυσικές</p> <p>Ρευματοκλοπή</p> <p>Άλλες μη μετρήσιμες</p>

4.1.5 Μεθοδολογίες εκτίμησης απωλειών

Σύμφωνα με την έκθεση του δικτύου Leonardo (2008) δεν θα ήταν υπερβολή να υποστηρίξει κανείς ότι οι απώλειες στα ΣΗΕ υπερβαίνουν το ποσοστό ιδιοκαταναλισκόμενης ενέργειας, αφού το ποσοστό τους κυμαίνεται μεταξύ 4% και 15% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως γίνεται αντιληπτό, οι απώλειες συνεπάγονται επί πλέον κόστη, καθώς, για να καλύπτονται οι καταναλωτικές ανάγκες, θα πρέπει να παράγεται ενέργεια ίση με το άθροισμα της ζήτησης και των απωλειών. Επομένως, ο υπολογισμός του ύψους των απωλειών είναι αναγκαίος για τη λειτουργία του συστήματος. Εντούτοις, οι απώλειες σε ένα ΣΗΕ δεν παρουσιάζουν σταθερή τιμή, με αποτέλεσμα να απαιτούνται σύνθετοι υπολογισμοί για τον προσδιορισμό τους.

Η αναγκαία ακρίβεια στους υπολογισμούς καθορίζεται από τον εκάστοτε χρήστη της πληροφορίας και τη μέθοδο υπολογισμού. Οι δύο κύριες προσεγγίσεις για τον υπολογισμό των απωλειών είναι:

- α) υπολογισμοί με χρήση θεωρητικών μοντέλων με βάση τη δομή και τον εξοπλισμό του υπό μελέτη δικτύου μεταφοράς/ διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και
- β) υπολογισμοί με βάση τα στοιχεία από τους παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας.

Στην πράξη, ο υπολογισμός των απωλειών γίνεται με έναν συνδυασμό των παραπάνω δύο προσεγγίσεων, χρησιμοποιώντας θεωρητικούς τύπους και πραγματικά δεδομένα, για τη δημιουργία μοντέλων, με στόχο την κάθε φορά πιστότερη προσέγγιση του υπό μελέτη ΣΗΕ (Beach and McGuire, 2013; Beck, 2009). Σε κάθε περίπτωση, ωστόσο, ανακύπτουν προβλήματα στον υπολογισμό των απωλειών, όπως η ακρίβεια των μετρήσεων, η διεύθυνση κατανεμημένων μονάδων παραγωγής, η ύπαρξη αιχμιακών φορτίων που επηρεάζουν μη αναλογικά τις απώλειες. Θεωρητικές προσπάθειες για τον υπολογισμό των απωλειών στα ΣΗΕ έχουν γίνει αρκετές με πιο χαρακτηριστικές τις ακόλουθες (Πίνακας 4.2):

Πίνακας 4.2: Θεωρητικές προσεγγίσεις για τον υπολογισμό των απωλειών στα ΣΗΕ

Μέθοδος	Εξισώσεις	Παρατηρήσεις
Buller and Woodrow (1929): εμπειρική μέθοδος χρησιμοποιώντας το συντελεστή φορτίου και απωλειών	$LSf = (LDf)^2(1-X) + (LDf)X$ Όπου, LSf = Loss Factor LDf = Load Factor X = Constant Coefficient υπολογισμένη από πραγματικά δεδομένα	<ul style="list-style-type: none"> • Εύχρηστη αλλά για προσεγγιστική χρήση, χάνοντας σημαντικά σε ακρίβεια • Δεν περιελάμβανε τα συστήματα διανομής • Αρκετές υποθέσεις
Hoebel (1959): βασισμένη στη προηγούμενη μέθοδο, εξάγοντας καμπύλες φορτίου για την εξαγωγή του «συντελεστή Χέμπελ»	Εισαγωγή εκθετικού συντελεστή $Loss\ Factor = (Load\ Factor)^{1.6}$	<ul style="list-style-type: none"> • Μεγαλύτερη ακρίβεια • Δεν περιελάμβανε τα συστήματα διανομής • Αγνόηση σταθερών απωλειών
Gustafson(1983), Gustafson et Al (1988) : τροποποίηση της μεθόδου Χέμπελ, και εξαγωγή επιπλέον ενός συντελεστή για τις απώλειες	Βελτίωση του εκθετικού συντελεστή στην τιμή 1,912 και του σταθερού συντελεστή σε 0,08	<ul style="list-style-type: none"> • Με την εισαγωγή σταθερού όρου υπολογίζει και τις απώλειες μηδενικού φορτίου

Οι πρακτικές μεθοδολογίες υπολογισμού χρησιμοποιούν στοιχεία από τους παρόχους, που αφορούν στο φορτίο, στην παραγωγή ενέργειας και στους πελάτες, για τον υπολογισμό των σταθερών και μεταβλητών απωλειών για τις μέσες και τις αιχμιακές

περιόδους του συστήματος. Οι δύο βασικές προσεγγίσεις παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.3.

Πίνακας 4.3: Πρακτικές προσεγγίσεις για τον υπολογισμό των απωλειών στα ΣΗΕ

Μέθοδος	Παρατηρήσεις
1.Χρήση ωριαίων στοιχείων για τους υπολογισμούς σε ωριαία βάση	<ul style="list-style-type: none"> • Απαιτεί υπολογιστική ισχύ • Αυξημένη ακρίβεια στα αποτελέσματα
2.Χρήση μηνιαίων ή ετήσιων στοιχείων για την εξαγωγή του συντελεστή απωλειών	<ul style="list-style-type: none"> • Εύκολοι υπολογισμοί • Περισσότερες υποθέσεις • Μικρότερη ακρίβεια

Οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούν συνδυαστικές λύσεις για τον υπολογισμό του κρίσιμου παράγοντα των απωλειών. Για παράδειγμα, η ΔΕΗ χρησιμοποιεί το σύστημα κατάτμησης του ελληνικού ΣΗΕ σε 3 ζώνες, για κάθε μια από τις οποίες έχει υπολογίσει τους συντελεστές απωλειών εγχύσεως. Η μεθοδολογία αυτή για τον υπολογισμό των υφιστάμενων συντελεστών στηρίζεται στο συντελεστή ευαισθησίας των απωλειών ως προς την παραγωγή της κάθε μονάδας (ΔΕΣΜΗΕ, 2006). Άλλες συνηθισμένες μεθοδολογίες υπολογισμού, κυρίως από παρόχους πολιτειών των ΗΠΑ, είναι οι ακόλουθες (Razanousky et Al., 2012):

- Μέσες μικτές τιμές απωλειών – υποθέτει ότι η χρήση Φ/Β οδηγεί σε μία μικτή μέση τιμή απωλειών τόσο για το δίκτυο μεταφοράς (ΔΜ) όσο και για το δίκτυο διανομής (ΔΔ).
- Οριακές μικτές τιμές απωλειών – τροποποιεί μια μέση τιμή απωλειών με μια μη γραμμική συνάρτηση που απεικονίζει τις οριακές τιμές σαν συνάρτηση του χρόνου.
- Τοπικές οριακές τιμές απωλειών – υπολογίζει τις οριακές τιμές απωλειών σε διάφορες περιοχές του συστήματος, χρησιμοποιώντας καμπύλες και πραγματικά δεδομένα.
- Τιμές απωλειών με χρήση ανάλυσης ροής φορτίου – επεξεργασία λεπτομερών χρονοσειρών δεδομένων σε μοντέλα ροής φορτίου μεταφοράς και διανομής.

4.1.6 Επίδραση φορτίου στο μέγεθος των απωλειών

Στις αιχμιακές περιόδους φορτίου, η εξοικονόμηση απωλειών μπορεί να παράξει διπλάσιο οικονομικό όφελος (Lazar and Baldwin, 2011) σε σχέση με τη μέση αξία της, και μπορεί να ενισχυθεί περαιτέρω από παράγοντες, όπως ο χώρος και ο χρόνος. Συνήθης πρακτική, για λόγους απλότητας, στον υπολογισμό των απωλειών είναι ο υπολογισμός των μέσων τιμών, και όχι και των Απωλειών Οριακών Τιμών (AOT- marginal line losses),

καθώς στην δεύτερη περίπτωση θα απαιτούνταν περισσότερα δεδομένα και πιο σύνθετοι υπολογισμοί.

Οι απώλειες στα ΔΜ και ΔΔ εξαρτώνται από τις αποστάσεις μεταφοράς, την πυκνότητα συστήματος, τις τάσεις διανομής/μεταφοράς, το φορτίο, τα χαρακτηριστικά των στοιχείων (συσκευών και εξαρτημάτων) των ΔΜ και ΔΔ, την ώρα της ημέρας και την εποχή. Συνεπώς, για τον υπολογισμό του μεγέθους των απωλειών θα πρέπει να ληφθεί υπόψη, ότι η χρήση μιας μέσης τιμής, θα δώσει πιθανόν διαφορετικά αποτελέσματα από τις πραγματικές απώλειες (Contreras et al., 2008).

Συγκεκριμένα, από φυσική σκοπιά, οι απώλειες σε ένα ΣΗΕ προκύπτουν με τους εξής δύο τρόπους (Lazar and Baldwin, 2011):

- a) Απώλειες αντίστασης (resistive losses): κατά βάση προκαλούνται από την κίνηση των ηλεκτρονίων στις γραμμές και τους Μ/Τ, οδηγούν σε αύξηση θερμότητας των αγωγών και είναι ανάλογες του φορτίου I^2R . Η αντίσταση R των καλωδίων και των συσκευών του συστήματος δεν αλλάζει, ενώ το ρεύμα I είναι εξαρτώμενο από τη ζήτηση των καταναλωτών. Συνολικά οι απώλειες αυτές πλησιάζουν το 75% των συνολικών.
- b) Απώλειες μηδενικού φορτίου (no-load): είναι οι απώλειες που παράγονται από την ανάγκη να «ενεργοποιηθεί» το σύστημα, δηλαδή να δημιουργηθεί διαφορά τάσης ώστε να ξεκινήσει η ροή ενέργειας, και εμφανίζονται στους Μ/Τ ανύψωσης και υποβιβασμού τάσης. Οι απώλειες αυτές είναι σταθερές και ανεξάρτητες φορτίου, άρα και ανελαστικές,. Η τιμή τους ανέρχεται στο 25% των συνολικών απωλειών.

Επειδή οι απώλειες αυξάνονται μη γραμμικά σε σχέση με το φορτίο, οι ΑΟΤ που αποφεύγονται είναι πολύ μεγαλύτερες από τον μέσο όρο απωλειών σε ένα σύστημα διανομής. Οι ΑΟΤ κατά τη στιγμή της αιχμής του συστήματος μπορεί να φτάσουν το 20%, ποσοστό τριπλάσιο σε σχέση με τη μέση τιμή απωλειών που ισούται με 7%. Συνυπολογίζοντας τις ΑΟΤ, για τις περιόδους αιχμών φορτίου, οι συνολικές απώλειες φτάνουν το 11,4%, από 7% στην «κανονική» λειτουργία (Lazar and Baldwin, 2011). Στην περίπτωση αυτή, ο υπολογισμός των απωλειών απαιτεί περισσότερα δεδομένα, άρα και πιο απαιτητικούς υπολογισμούς, αλλά δίνει ακριβέστερα αποτελέσματα.

Παράδειγμα

Η σημασία των αιχμών στις απώλειες αποδεικνύεται από το επόμενο απλουστευτικό παράδειγμα:

Θεωρείται ΣΗΕ με συντελεστή φορτίου συστήματος ίσο με 50%, ήτοι κατά τις περιόδους αιχμής η ζήτηση θα είναι διπλάσια από τη μέση τιμή της. Δεδομένου ότι η ζήτηση ισούται κάθε στιγμή με:

$$S=V*I$$

και επειδή η τάση παραμένει σταθερή για κάθε τμήμα του δικτύου, στην περίπτωση της αιχμιακής ζήτησης θα διπλασιαστεί το ρεύμα, καθώς ισχύει ότι:

$$S' = 2S = V * I' = 2V * I.$$

Ως εκ τούτου οι απώλειες οριακού φορτίου είναι:

$$\text{losses}' = I'^2 * R = (2I)^2 * R = 4 * \text{losses}.$$

Άρα οι απώλειες στις αιχμές είναι 4πλάσιες των μέσων, γεγονός που επιβεβαιώνει τη σημαντική επίδραση των οριακών τιμών φορτίου στην αύξηση των απωλειών.

4.1.7 Υπολογισμοί οφέλους από τη μείωση απωλειών στο ελληνικό ΣΗΕ

4.1.7.1 Μεθοδολογία

Η αποτίμηση του οφέλους από τη μείωση των απωλειών, λόγω της διείσδυσης των οικιακών Φ/Β, απαιτεί αρχικά τον υπολογισμό του ποσού της ενέργειας που εξοικονομείται (διαφορικό όφελος ενέργειας) εξαιτίας της μείωσης των απωλειών και ακολούθως την οικονομική αποτίμησή του.

Λαμβάνοντας υπόψιν όσα αναλυτικά περιγράφηκαν στις προηγούμενες παραγράφους, αναπτύχθηκε σχετική μεθοδολογία, με βάση συγκεκριμένες παραδοχές που ανταποκρίνονται στα χαρακτηριστικά του εγχώριου ΣΗΕ, για τον υπολογισμό των απωλειών.

Προκειμένου να αποφευχθούν σημαντικά σφάλματα κατά τη διατύπωση των απαραίτητων υποθέσεων στο πλαίσιο της εφαρμογής θεωρητικών μοντέλων, γεγονός που θα εισήγαγε σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας στα αποτελέσματα, αποκλείστηκαν οι θεωρητικές τεχνικές της παραγράφου 4.1.5. Επίσης αποκλείστηκαν, ως υπερβολικά χρονοβόρες και πολύπλοκες, οι τεχνικές προσομοίωσης του ελληνικού ΣΗΕ με χρήση ανάλυσης ροής φορτίου, καθώς στην περίπτωση αυτή θα ήταν απαραίτητα στοιχεία, όπως ιστορικά δεδομένα του δικτύου (παραγωγής και πώλησης ενέργειας, φορτίο, κτλ.), χαρακτηριστικά εξοπλισμού (θέση, αριθμός και τύποι Μ/Τ, υποσταθμών, αγωγών, διατάξεων ελέγχου και μετρήσεων), εμπορικά στοιχεία (αριθμός, τύποι και κατανομή καταναλωτών).

Εν κατακλείδι αναπτύχθηκε μια μεθοδολογία που κάνει χρήση τεχνητής νοημοσύνης, και συγκεκριμένα τεχνικών μηχανικής εκμάθησης (machine learning - ML). Πυρήνας της μεθοδολογίας είναι ο προσδιορισμός των προτύπων συσχέτισης μεταξύ των απωλειών και του φορτίου. Με βάση το υπόδειγμα που προκύπτει πραγματοποιείται πρόβλεψη των απωλειών που παράγονται στην περίπτωση που στο ΣΗΕ δεν υπήρχαν εγκατεστημένες Φ/Β μονάδες. Συγκεκριμένα, κάνοντας χρήση των ωριαίων στοιχείων του έτους 2014 (απώλειες, φορτίο, παραγωγή μονάδων) που περιέχονται στα ημερήσια δελτία του ΛΑΓΗΕ με τίτλο «Αποτελέσματα Ημερήσιας Αγοράς» εξάγεται η αναλυτική εικόνα για την κατάσταση του ΣΗΕ με τη λειτουργία των Φ/Β. Στη συνέχεια υπολογίζονται οι θεωρητικές απώλειες στην περίπτωση που το σύνολο της κατανάλωσης καλυπτόταν από τις υπάρχουσες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες, πλην Φ/Β. Το γινόμενο

του διαφορικού μεγέθους των απωλειών (διαφορά απωλειών με και χωρίς τη λειτουργία Φ/Β μονάδων) και της ΟΤΣ, για κάθε ώρα και ημέρα, αθροισμένο για όλες τις ημέρες του 2014 αντικατοπτρίζει το συνολικό εξωτερικό όφελος εξαιτίας της μείωσης των απωλειών λόγω της Φ/Β παραγωγής. Τέλος, προκειμένου να εκτιμηθεί διακριτά η συνεισφορά των οικιακών Φ/Β επιμερίζεται το προκύπτον όφελος με βάση τους παρακάτω παράγοντες:

1. την ισχύ των Φ/Β μονάδων παραγωγής, και
2. το σημείο σύνδεσης της Φ/Β διάταξης στο ΣΗΕ (Δίκτυο Μεταφοράς- Δίκτυο Διανομής ΧΤ ή ΜΤ)

4.1.7.2 Υπολογισμοί

Η παραπάνω μεθοδολογία συνοψίζεται στα κάτωθι βήματα:

1. Υπολογισμός των θεωρητικών απωλειών (για κάθε ώρα και ημέρα) του ελληνικού ΣΗΕ, χωρίς τη λειτουργία Φ/Β μονάδων.
2. Υπολογισμός διαφορικών απωλειών και του αντίστοιχου οφέλους (για κάθε ώρα και ημέρα) στο δίκτυο μεταφοράς.
3. Υπολογισμός διαφορικών απωλειών και του αντίστοιχου οφέλους στο δίκτυο διανομής.
4. Εκτίμηση οικονομικού οφέλους
5. Εκτίμηση παραγόμενης ενέργειας για κάθε τύπο Φ/Β (Οικιακά Φ/Β, Φ/Β ΧΤ, Φ/Β ΜΤ) για το 2014.
6. Καθορισμός συνεισφοράς, για κάθε τύπο Φ/Β, στην μείωση των απωλειών στα επιμέρους τμήματα του ΣΗΕ (Μεταφορά, Διανομή ΜΤ, Διανομή ΧΤ)
7. Επιμερισμός οικονομικού οφέλους για κάθε τύπο Φ/Β (Οικιακά Φ/Β, Φ/Β ΧΤ, Φ/Β ΜΤ).

Αναλυτικά για κάθε βήμα:

Υπολογισμός θεωρητικών απωλειών.

Ο υπολογισμός των απωλειών σε ένα ΣΗΕ μπορεί να πραγματοποιηθεί με χρήση εργαλείων προσομοίωσης, είτε σε θεωρητική βάση (χρήση δομικών χαρακτηριστικών ΣΗΕ όπως μήκος γραμμών, είδος και αριθμός Μ/Τ) επιτυγχάνοντας μικρότερη ακρίβεια, είτε σε πραγματική βάση (χρήση μετρήσεων από το Διαχειριστή) επιτυγχάνοντας μεγαλύτερη ακρίβεια. Σε αρκετές περιπτώσεις γίνεται συνδυασμός των παραπάνω δύο προσεγγίσεων.

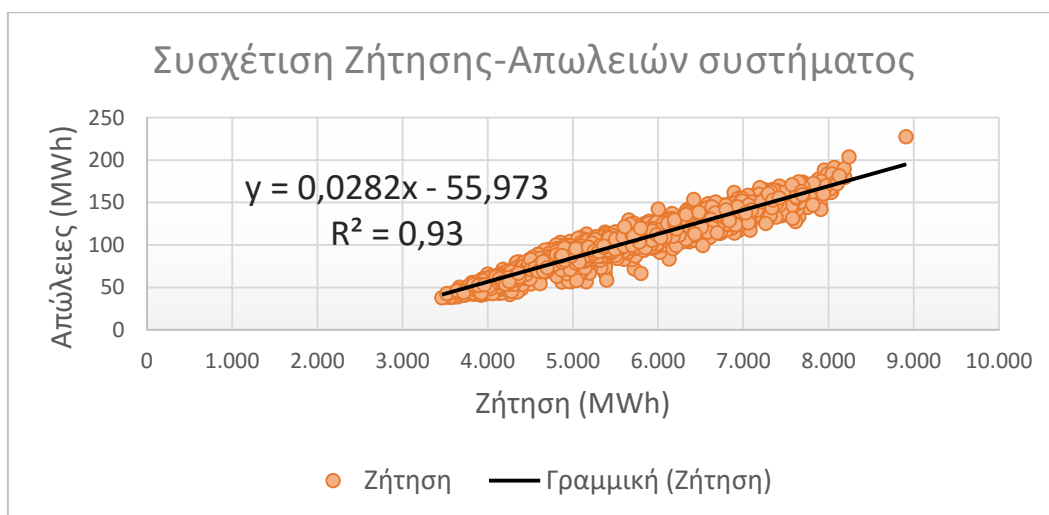
Στην παρούσα διπλωματική, ακολουθήθηκε μια διαφορετική προσέγγιση, η οποία χρησιμοποιεί πραγματικά δεδομένα και θεωρητικούς υπολογισμούς, οι οποίοι εξάγονται με τη βοήθεια νευρωνικού δικτύου.

Συγκεκριμένα, με τη χρήση του στατιστικού εργαλείου της απλής γραμμικής παλινδρόμησης καταρχάς αποκαλύφθηκε η συσχέτιση και κατ' επέκταση η συνάρτηση που συνδέει τις απώλειες και το φορτίο, θέτοντας ως εξαρτημένη μεταβλητή τις απώλειες ΔΜ και ανεξάρτητη μεταβλητή το φορτίο. Στη συνέχεια, με τη χρήση

κατάλληλου λογισμικού (Matlab R2015b) εκπαιδεύθηκε νευρωνικό δίκτυο προκειμένου να προβλεφθούν οι θεωρητικές απώλειες (χωρίς τη λειτουργία Φ/Β μονάδων)

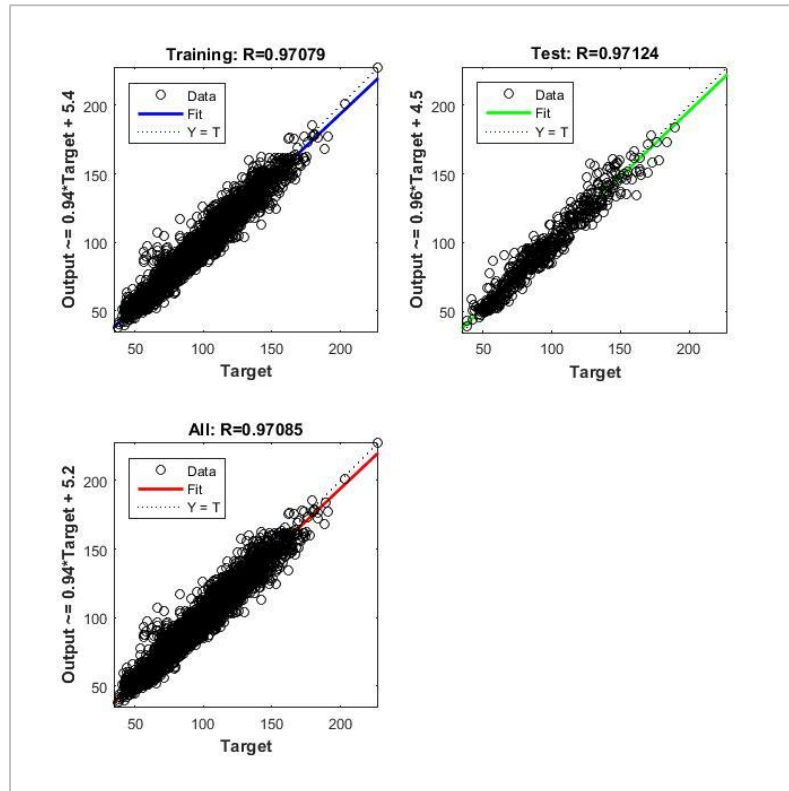
Ειδικότερα, προκειμένου να υπολογιστούν οι θεωρητικές απώλειες στο ελληνικό ΣΗΕ χωρίς τη λειτουργία Φ/Β επιλέχθηκε η μέθοδος της απλής γραμμικής παλινδρόμησης, μεταξύ απωλειών ΔΜ και φορτίου, να εφαρμοστεί στο χρονικό διάστημα 20:00 – 07:00 κατά το οποίο οι Φ/Β μονάδες βρίσκονται εκτός λειτουργίας (Διάγραμμα 4.1). Με τον τρόπο αυτό κατέστη εφικτό να αποκαλυφθεί η θεωρητική σχέση μεταξύ απωλειών ΔΜ και φορτίου, στην περίπτωση που το ελληνικό ΣΗΕ δεν είχε εγκατεστημένες μονάδες Φ/Β, χωρίς να πραγματοποιηθεί προσομοίωσή του. Ακολούθως, γνωρίζοντας τη συνάρτηση που συνδέει απώλειες και φορτίο στην περίπτωση που δεν υπάρχουν Φ/Β, υπολογίστηκαν, με τη χρήση νευρωνικού δικτύου, εκ νέου οι απώλειες για το χρονικό διάστημα 07:00 – 20:00 (Διάγραμμα 4.2 και 4.3).

Σε ότι αφορά την απλή γραμμική παλινδρόμηση χρησιμοποιήθηκαν 4.015 ζεύγη δεδομένων απωλειών- φορτίου.

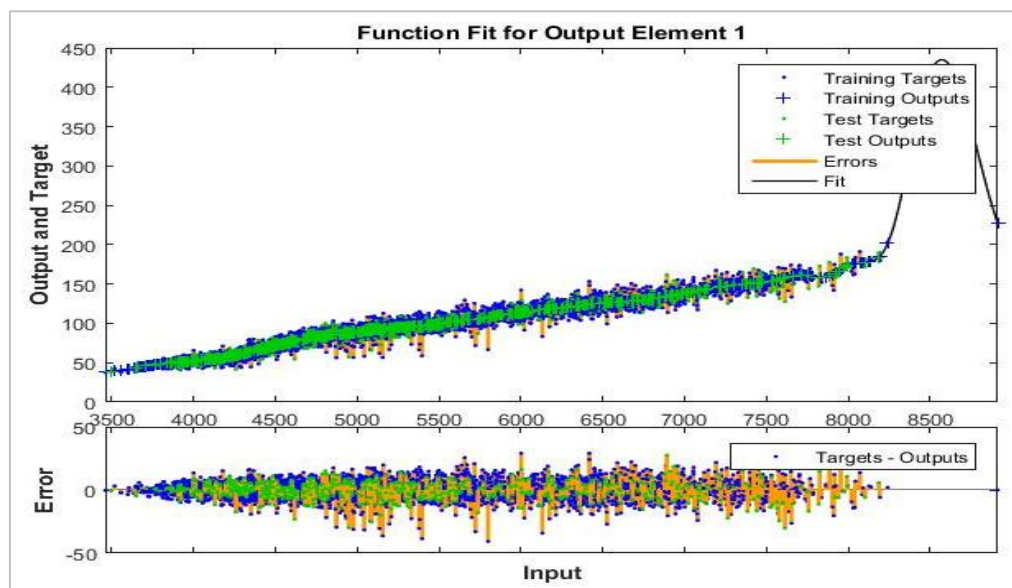


Διάγραμμα 4.1: Αποτελέσματα εφαρμογής γραμμικής παλινδρόμησης

Σε ότι αφορά το νευρωνικό δίκτυο έγινε χρήση Μπεϋζιανής (Bayesian) μεθόδου, με 20 νευρώνες. Ο καταμερισμός του δείγματος έγινε ως εξής: Εκπαίδευση-65%, Επικύρωση-20%, Δοκιμές-15%.

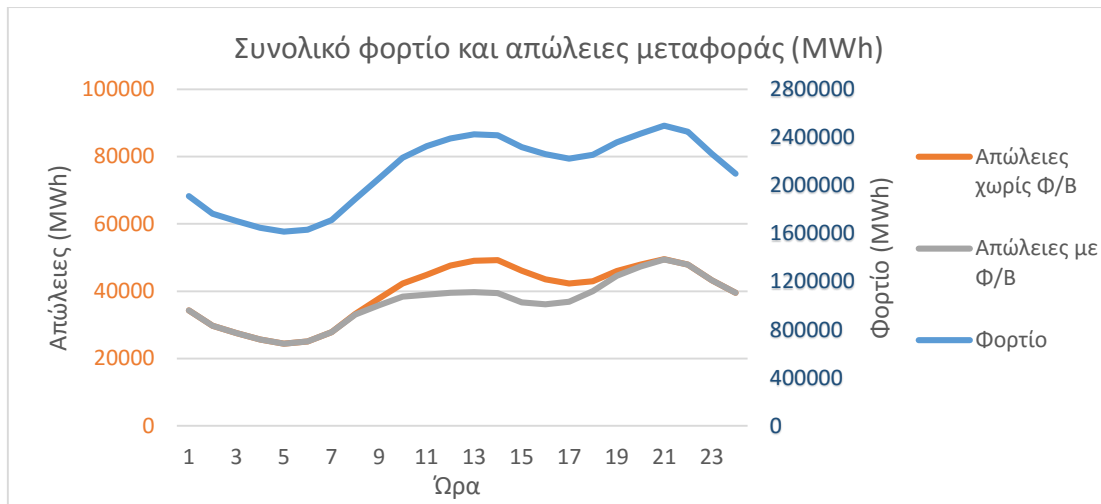


Διάγραμμα 4.2: Αποτελέσματα εφαρμογής νευρωνικού δικτύου



Διάγραμμα 4.3: Αποτελέσματα διαδικασίας επικύρωσης αποτελεσμάτων νευρωνικού δικτύου

Όπως φαίνεται από τα προηγούμενα διαγράμματα, υπάρχει ισχυρή συσχέτιση μεταξύ των απωλειών και του φορτίου ($R^2 > 0,93$), η οποία είναι ταυτόχρονα και στατιστικά σημαντική ($p < 0,001$ για επίπεδο εμπιστοσύνης 1%). Με τη χρήση του εκπαιδευμένου νευρωνικού δικτύου, υπολογίστηκαν οι τιμές των θεωρητικών απωλειών χωρίς Φ/Β, για τα πραγματικά δεδομένα της ζήτησης, για κάθε μέρα του 2014, για το διάστημα 07:00-20:00. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών παρουσιάζονται στο διάγραμμα 4.4.

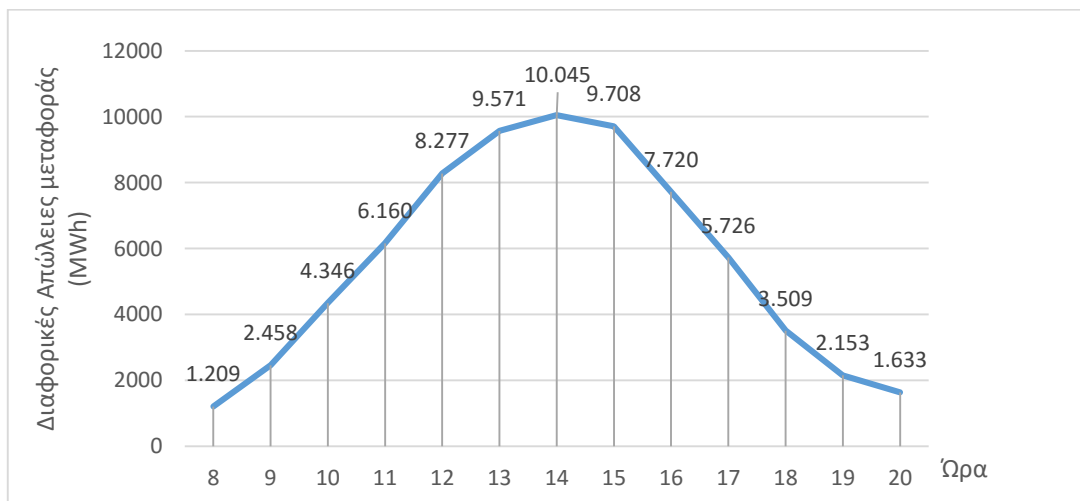


Διάγραμμα 4.4: Απεικόνιση απωλειών στο ΔΜ ανά ώρα της ημέρας, με και χωρίς χρήση Φ/Β, για το έτος 2014

Όπως φαίνεται από το διάγραμμα 4.4, οι θεωρητικές απώλειες του ΔΜ του ελληνικού ΣΗΕ για το έτος 2014, χωρίς τη λειτουργία Φ/Β μονάδων (πορτοκαλί γραμμή) είναι αυξημένες σε σχέση με τις πραγματικές. Γεγονός που επιβεβαιώνει το όφελος που προκύπτει, αναφορικά με τις απώλειες, εξαιτίας της εγγύτητας των Φ/Β στο φορτίο.

Υπολογισμός διαφορικού οφέλους μεταξύ θεωρητικών απωλειών χωρίς Φ/Β και πραγματικών απωλειών με λειτουργία Φ/Β στο σύστημα μεταφοράς.

Με βάση τις υπολογισμένες θεωρητικές απώλειες και έχοντας και τα πραγματικά στοιχεία με λειτουργία των Φ/Β υπολογίστηκε το διαφορικό όφελος απωλειών για το δίκτυο μεταφοράς για κάθε ώρα και ημέρα του έτους 2014 και ακολούθως υπολογίστηκε το σχετικό άθροισμα ανά ώρα (Διάγραμμα 4.5) .



Διάγραμμα 4.5: Γραφική απεικόνιση του διαφορικού οφέλους απωλειών στο ΔΜ, ανά ώρα της ημέρας, για το 2014

Στο παραπάνω διάγραμμα 4.5, παρατηρείται αυξημένο διαφορικό όφελος τη χρονική περίοδο μεταξύ 12:00 και 16:00, η οποία ταυτίζεται τόσο με τις αντίστοιχες περιόδους εμφάνισης υψηλού φορτίου, όσο και με τις περιόδους αυξημένης παραγωγής των Φ/Β μονάδων. Το γεγονός αυτό επιβεβαιώνει τη βιβλιογραφική ανασκόπηση, στην οποία αναφέρεται η εμφάνιση αυξημένων απωλειών σε περιόδους αιχμής, οι οποίες αυξάνονται μη αναλογικά σε σχέση με τη ζήτηση, κάτι που αν συνδυαστεί με κατανεμημένη παραγωγή από Φ/Β μονάδες, μπορεί να παράξει οφέλη, μεγαλύτερα του αναμενόμενου (Lazar and Baldwin, 2011).

Υπολογισμός διαφορικού οφέλους λόγω απωλειών στο δίκτυο διανομής.

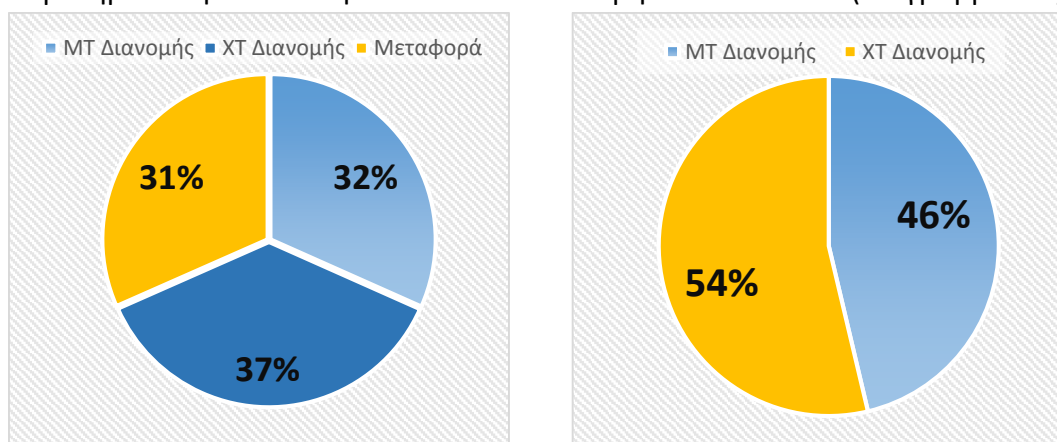
Όπως ήδη αναφέρθηκε τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν ειδικά σε ότι αφορά τις απώλειες αναφέρονται στο δίκτυο μεταφοράς. Ως εκ τούτου, θα πρέπει αντιστοίχως να υπολογιστούν οι απώλειες στο δίκτυο διανομής, με και χωρίς τη λειτουργία Φ/Β μονάδων. Προκειμένου να καταστεί εφικτός ο συγκεκριμένος υπολογισμός διερευνήθηκε η ποσοστιαία σχέση των συνολικών απωλειών στα δύο επιμέρους τμήματα του ΣΗΕ, δηλαδή του δικτύου μεταφοράς και του δικτύου διανομής (ΜΤ και ΧΤ).

Αρχικά συλλέχθηκαν δεδομένα (δελτία ΡΑΕ και δελτία Eurelectric) για τις απώλειες στο δίκτυο μεταφοράς και στο δίκτυο διανομής, τα οποία παρατίθενται στον ακόλουθο πίνακα 4.4.

Πίνακας 4.4: Απώλειες σε δίκτυο μεταφοράς και διανομής του ελληνικού ΣΗΕ

	2000	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ζήτηση (TWh)	49,9	56,9	58,5	59,2	61,2	61,9	58,9	59,2	58,60	
Συν.απώλειες (TWh)	4,5	4,5	5,1	5	5,1	5	4,8	4,8	4,7	
Συν.απώλειες %	9,02%	7,91%	8,72%	8,45%	8,33%	8,08%	8,15%	8,11%	8,02%	-
Διανομή	6,13%	5,38%	6,18%	5,74%	5,67%	5,49%	5,54%	5,51%	5,45%	5,40%
ΜΤ Διανομής		2,49%	2,86%	2,66%	2,62%	2,54%	2,57%	2,55%	2,52%	2,50%
ΧΤ Διανομής		2,89%	3,32%	3,08%	3,04%	2,95%	2,98%	2,96%	2,93%	2,90%
Μεταφορά	2,89%	2,53%	2,54%	2,70%	2,67%	2,58%	2,61%	2,59%	2,57%	-

Παρατηρείται η ακόλουθη ποσοστιαία κατανομή των απωλειών (Διάγραμμα 4.6):

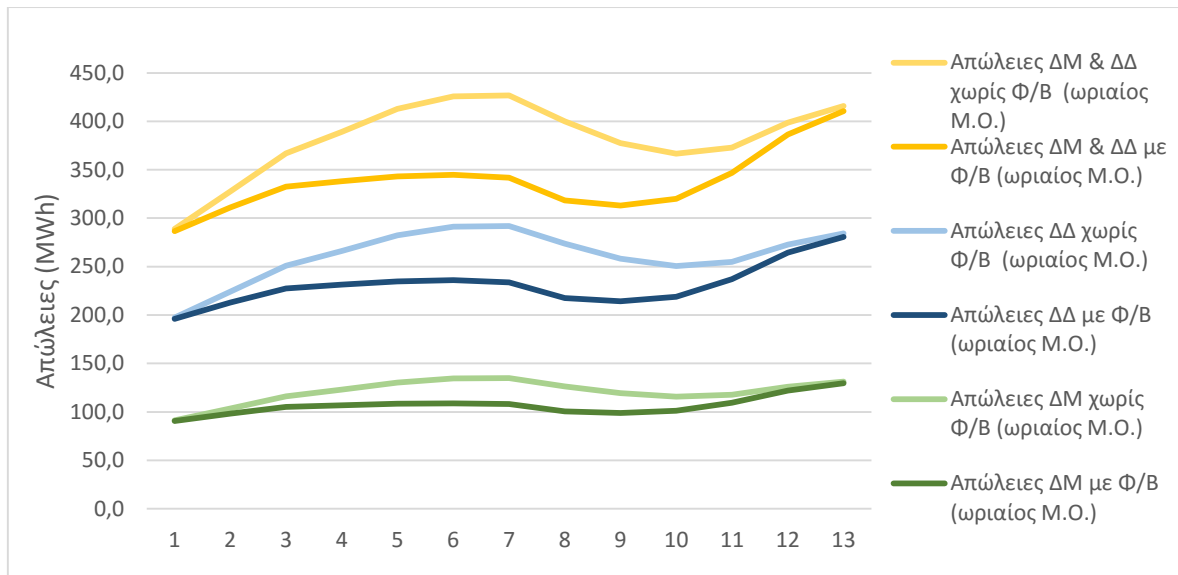


Διάγραμμα 4.6: Επιμερισμός απωλειών μεταξύ ΔΔ και ΔΜ

Με βάση την παραπάνω ποσοστιαία αναλογία, και γνωρίζοντας τις θεωρητικές απώλειες μεταφοράς, υπολογίζονται αφενός οι θεωρητικές απώλειες διανομής χωρίς Φ/Β (βασιζόμενοι στις θεωρητικές τιμές των απωλειών μεταφοράς) και αφετέρου οι απώλειες διανομής με Φ/Β (βασιζόμενοι στις πραγματικές τιμές κατά ΛΑΓΗΕ των απωλειών μεταφοράς), πολλαπλασιάζοντας με τον υπολογισθέντα συντελεστή αναλογίας. Κατά αυτόν τον τρόπο υπολογίστηκαν οι απώλειες διανομής, μεταφοράς και οι συνολικές απώλειες, ως εξής (Πίνακας 4.5) καθώς και τα αντίστοιχα μέσα ωριαία μεγέθη (διάγραμμα 4.7):

Πίνακας 4.5: Συνολικές ωριαίες απώλειες, θεωρητικές και πραγματικές

ώρα	Θεωρητ. απώλειες χωρίς ΦΒ (MWh)			Απώλειες με ΦΒ (MWh)		
	ΔΜ	ΔΔ	Σύνολο	ΔΜ	ΔΔ	Σύνολο
1:00	34.346	74.344	108.691	34.346	74.344	108.691
2:00	29.751	64.397	94.148	29.751	64.397	94.148
3:00	27.530	59.589	87.119	27.530	59.589	87.119
4:00	25.679	55.583	81.262	25.679	55.583	81.262
5:00	24.437	52.894	77.331	24.437	52.894	77.331
6:00	25.085	54.299	79.384	25.085	54.299	79.384
7:00	27.824	60.227	88.051	27.824	60.227	88.051
8:00	33.310	72.100	105.410	33.056	71.551	104.607
9:00	37.797	81.815	119.612	35.880	77.664	113.545
10:00	42.330	91.625	133.954	38.364	83.040	121.404
11:00	44.889	97.165	142.054	39.002	84.422	123.424
12:00	47.605	103.044	150.649	39.576	85.665	125.241
13:00	49.093	106.264	155.357	39.776	86.097	125.872
14:00	49.222	106.544	155.766	39.429	85.347	124.777
15:00	46.137	99.866	146.003	36.709	79.459	116.168
16:00	43.541	94.247	137.788	36.106	78.154	114.261
17:00	42.272	91.499	133.771	36.888	79.846	116.734
18:00	42.994	93.062	136.056	39.993	86.568	126.562
19:00	45.967	99.498	145.464	44.575	96.484	141.059
20:00	47.946	103.781	151.727	47.350	102.491	149.841
21:00	49.479	107.100	156.579	49.479	107.100	156.579
22:00	47.911	103.706	151.617	47.911	103.706	151.617
23:00	43.252	93.622	136.874	43.252	93.622	136.874
0:00	39.561	85.632	125.193	39.561	85.632	125.193

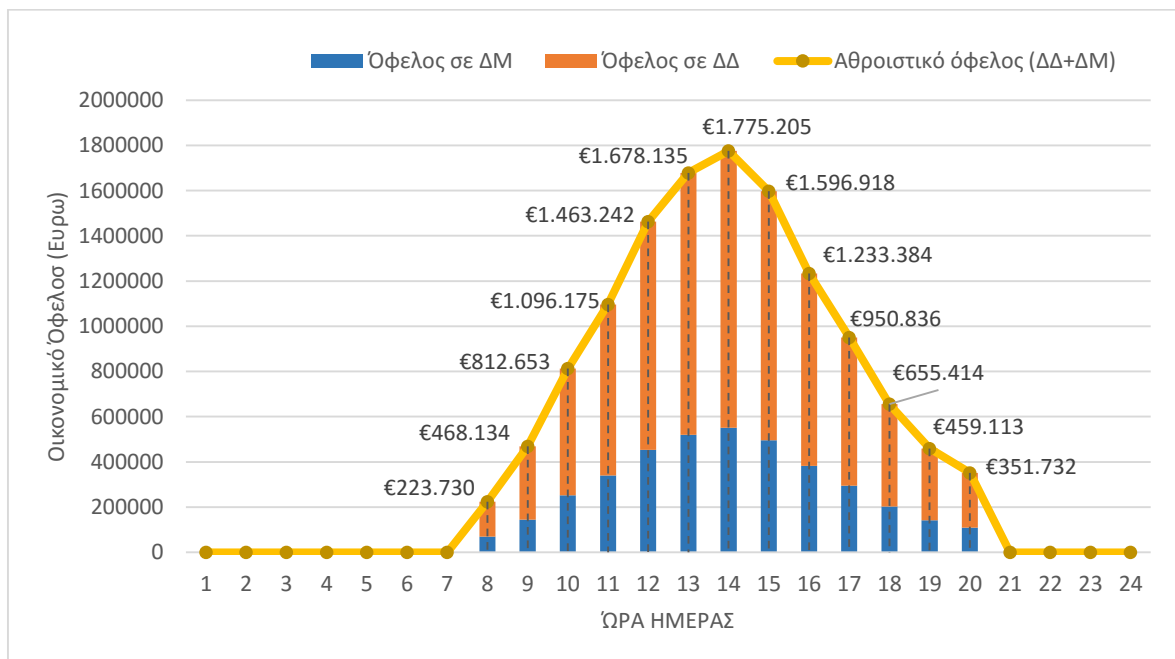


Διάγραμμα 4.7: Μέσες ωριαίες απώλειες σε ΔΜ, ΔΔ, ΔΜ+ΔΔ λόγω διείσδυσης Φ/Β

Με βάση τα παραπάνω υπολογίστηκε το συνολικό διαφορικό όφελος το οποίο εκτιμήθηκε συνολικά σε 229.481 MWh για το 2014. Οι υπολογισμοί έγιναν σε ωριαία βάση για το 2014 και στη συνέχεια αθροίστηκαν.

Εκτίμηση συνολικού οικονομικού οφέλους

Γνωρίζοντας το διαφορικό όφελος ενέργειας (διαφορά μεταξύ απωλειών χωρίς και με Φ/Β στο ΣΗΕ) για κάθε ώρα, κάθε ημέρας του 2014, υπολογίστηκε το συνολικό οικονομικό όφελος, πολλαπλασιάζοντας με την αντίστοιχη ωριαία ΟΤΣ. Με βάση τα προηγούμενα, το συνολικό οικονομικό όφελος από τη μείωση των απωλειών στο ΣΗΕ εκτιμήθηκε σε 12.764.672€. Πιο αναλυτική εικόνα των ευρημάτων των υπολογισμών ακολουθεί στο διάγραμμα 4.8.



Διάγραμμα 4.8: Εκτίμηση οικονομικού οφέλους ανά ώρα της ημέρας και μέρος του ΣΗΕ

Επιμερισμός οικονομικού οφέλους για κάθε τύπο Φ/Β (Οικιακά Φ/Β, Φ/Β ΧΤ, Φ/Β ΜΤ).

Λαμβάνοντας υπόψη το γεγονός ότι, το ύψος των αποφευγόμενων απωλειών (και κατ' επέκταση το αντίστοιχο οικονομικό όφελος) καθορίζεται από την ισχύ της εκάστοτε μονάδας και το σημείο σύνδεσής της στο δίκτυο, είναι απαραίτητο να κατανεμηθούν τα οφέλη ανά κατηγορία Φ/Β μονάδων. Συγκεκριμένα η κατηγοριοποίηση πραγματοποιείται βάσει του σημείου σύνδεσης στο ΣΗΕ. Ήτοι οι μονάδες διακρίνονται σε Οικιακά Φ/Β, Φ/Β μονάδες ΜΤ και Φ/Β μονάδες Χ/Τ.

Σύμφωνα με στοιχεία της HELAPCO - Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών, η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β στην Ελλάδα για το 2014 κατανέμεται ως εξής (Πίνακας 4.6):

Πίνακας 4.6: Εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β στην Ελλάδα για το 2014

ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)			
*τα ΦΒ στο σύστημα μεταφοράς αγνοούνται ως αμελητέα	Οικιακά	Λοιπά	Σύνολο
ΧΤ Διανομής	374,6	980,4	1.355
ΜΤ Διανομής	0	1.184	1.184
Σύνολο	374,6	2.164,4	2.539

ενώ για την παραγόμενη ενέργεια από τις εγκατεστημένες Φ/Β μονάδες ισχύει (Πίνακας 4.7):

Πίνακας 4.7: Παραγόμενη ενέργεια από τις εγκατεστημένες Φ/Β μονάδες για το 2014

		Οικιακά	Λοιπά	Σύνολο
Ενεργειακή απόδοση φωτοβολταϊκών 2014 (kWh/kWp-έτος)		1.345	1.486	
Παραγωγή φωτοβολταϊκών 2014 (MWh)	ΔΔ-ΧΤ	469.903	1.456.874	1.926.777
	ΔΔ-ΜΤ		1.759.424	
	ΣΥΝΟΛΟ	469.903	3.216.298	3.686.201

Με βάση τη διεθνή βιβλιογραφία, σε συνδυασμό με το μικρό βαθμό διείσδυσης οικιακών Φ/Β στο ελληνικό ΣΗΕ, θεωρήθηκε ότι η παραγόμενη ενέργεια από τα οικιακά Φ/Β καταναλώνεται «επιτόπου» χωρίς να διαχέεται για πολλά μέτρα στο δίκτυο διανομής και έτσι να δημιουργεί απώλειες. Έχουμε τον επόμενο πίνακα με βάση τα παραπάνω (Πίνακας 4.8):

Πίνακας 4.8: Εκτιμώμενα πεδία οικονομικής συνεισφοράς των εγκατεστημένων Φ/Β*

	Διανομή ΧΤ	Διανομή ΜΤ	Μεταφορά
Οικιακά ΦΒ	€	€	€
Λοιπά διανομής ΧΤ	€	€	€
Λοιπά διανομής ΜΤ	Χ	Χ	€
ΦΒ Μεταφοράς	Χ	Χ	Χ

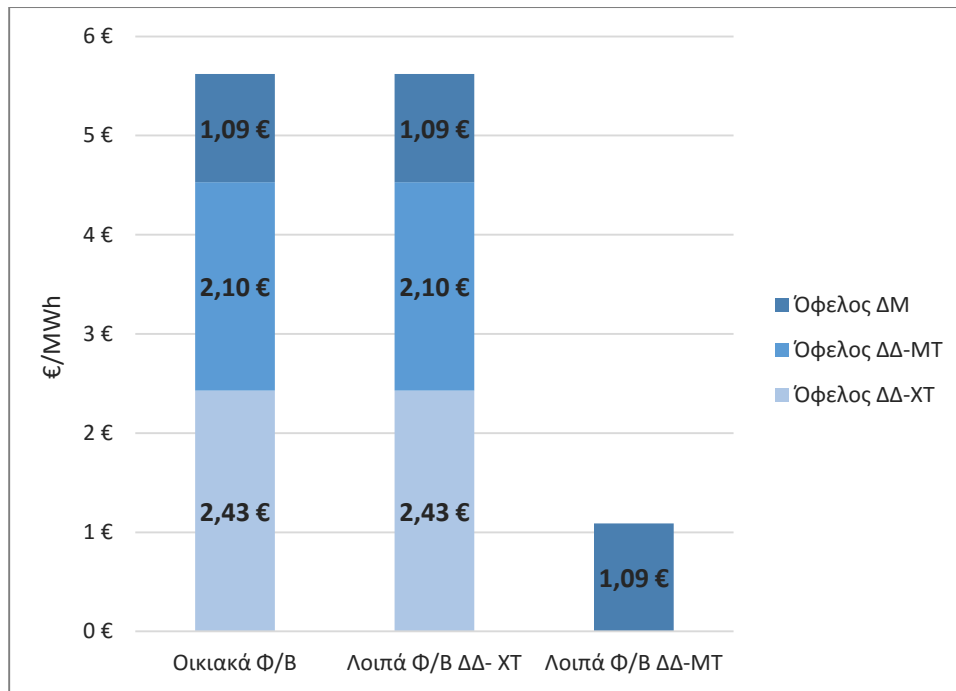
*Με πράσινο χρώμα και σύμβολο ευρώ, παράγεται κέρδος, ενώ με κόκκινο χρώμα και σύμβολο Χ δεν παράγεται όφελος από μείωση απωλειών, από τον συγκεκριμένο τύπο Φ/Β.

Γνωρίζοντας το συνολικό όφελος, τα ποσοστά απωλειών σε κάθε τμήμα του ελληνικού ΣΗΕ και την παραγόμενη ενέργεια από τον καθένα από τους 3 τύπους Φ/Β διατάξεων προκύπτουν οι υπολογισμοί για το όφελος από τη μείωση απωλειών στα επιμέρους τμήματα του ΣΗΕ όπως παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα 4.9:

Πίνακας 4.9: Όφελος από την μείωση απωλειών στα επιμέρους τμήματα του δικτύου για κάθε τύπο Φ/Β μονάδας

Επιμερισμός απωλειών στα μέρη του δικτύου	36,7%	31,7%	31,6%	100,0%
όφελος σε Ευρώ	Διανομή ΧΤ	Διανομή ΜΤ	Μεταφορά	Σύνολο
Οικιακά ΦΒ	1.143.252 €	985.550 €	514.366 €	2.643.168 €
Λοιπά διανομής ΧΤ	3.544.507 €	3.055.573 €	1.594.727 €	8.194.807 €
Λοιπά διανομής ΜΤ	0 €	0 €	1.925.904 €	1.925.904 €
ΦΒ Μεταφοράς	0 €	0 €	0 €	0 €

Συνεπώς, το όφελος ανά παραγόμενη Φ/Β ανέρχεται στο ποσό των 5,62€/ MWh₂₀₁₄ για οικιακά Φ/Β και λοιπά ΧΤ, καθώς παρέχουν εξοικονόμηση απωλειών και στο ΔΜ και σε ολόκληρο ΔΔ, ενώ τα λοιπά Φ/Β ΔΔ-ΜΤ, συνεισφέρουν μόνο στην εξοικονόμηση απωλειών στο ΔΜ, προσθέτοντας αξία μόνο 1,09€/ MWh₂₀₁₄. Τα στοιχεία αυτά παρουσιάζονται αναλυτικά στο διάγραμμα 4.9.



Διάγραμμα 4.9: Όφελος ανά MWh για κάθε τύπο Φ/Β

4.2 Ποιότητα ισχύος

Στα σύγχρονα ΣΗΕ είναι καθοριστικής σημασίας ο έλεγχος της ποιότητας της παραγόμενης ισχύος. Ενώ μέχρι πρόσφατα, ο έλεγχος αυτός πραγματοποιούνταν συνήθως κεντρικά από τους διαχειριστές των δικτύων, η διείδυση κατανεμημένων μονάδων και η ποικιλία στις χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας, έχει φέρει στο προσκήνιο νέες προκλήσεις, αλλά και δυνατότητες στον έλεγχο της ποιότητας ισχύος, σύμφωνα με την ανασκόπηση της βιβλιογραφίας.

Οι νέες απαιτήσεις, λόγω διείδυσης Φ/Β, μέχρι σήμερα ικανοποιούνταν με τις παραδοσιακές, δαπανηρές ενισχύσεις και αναβαθμίσεις του δικτύου, όπου αυτές ήταν απαραίτητες. Αυτή η λύση σήμαινε αύξηση του συνολικού κόστους για την ενσωμάτωση. Ως εκ τούτου, στην παρούσα παράγραφο θα εξεταστεί κατά πόσον τα Φ/Β συστήματα μπορούν να συμβάλουν στην αποφυγή του περιττού κόστους που συνοδεύει την σύνδεσή τους στο δίκτυο και πιθανούς τρόπους συμβολής τους στην ενίσχυσή του.

Οι υπηρεσίες που στόχο έχουν την εύρυθμη λειτουργία του συστήματος χαρακτηρίζονται ως επικουρικές, και απαιτούνται για τη διασφάλιση ασφαλούς και αξιόπιστης λειτουργίας του ΣΗΕ. Οι επικουρικές υπηρεσίες περιλαμβάνουν α) τον έλεγχο συχνότητας, β) τον έλεγχο τάσης, γ) τη βελτίωση αρμονικού περιεχομένου, δ) τη διαχείριση συμφόρησης του δικτύου και ε) τη μείωση των απωλειών ισχύος.

4.2.1 Ορισμοί παραμέτρων ποιότητας ισχύος

Η έννοια της ποιότητας ισχύος περιλαμβάνει την αξιοπιστία της παροχής και την ποιότητα της τάσης του δικτύου.

Άεργος και ενεργός ισχύς

Τα σύγχρονα ΣΗΕ στην πλειοψηφία τους λειτουργούν με εναλλασσόμενο ρεύμα. Η ύπαρξη μη γραμμικών φορτίων, όπως επαγωγικών (μετασχηματιστές, κινητήρες, γραμμές μεταφοράς υψηλής τάσης AC) και χωρητικών (πυκνωτές, πολύκλινα καλώδια των δικτύων) φορτίων, δηλαδή φορτίων μη αποκλειστικά ωμικών, δημιουργούν μια υστέρηση φάσης ϕ μεταξύ ρεύματος και τάσης. Η προκύπτουσα διαφορά φάσης ϕ είναι και η αιτία ύπαρξης άεργου ισχύος στο δίκτυο. Μία σημαντική παράμετρος για το δίκτυο είναι ο συντελεστής ισχύος, ο οποίος ισούται με το συνημίτονο της γωνίας ϕ ($\cos\phi$), και εκφράζει το βαθμό ύπαρξης άεργου ισχύος.

Η συνολική ισχύς σε ένα ΣΗΕ ισούται με το διανυσματικό άθροισμα της ενεργού και της άεργου ισχύος. Ενώ η ενεργός ισχύς είναι χρήσιμη για την παραγωγή έργου από τα στοιχεία που συνδέονται στο δίκτυο, η άεργος ισχύς λειτουργεί σαν επιπλέον φορτίο στην πλειοψηφία των μερών σε ένα ΣΗΕ που εμφανίζουν σύνθετη αντίσταση. Αυτό το επιπλέον φορτίο συνεπάγεται επιπλέον κόστος παραγωγής ή περιορισμό διαθέσιμης ενεργού ισχύος, σε οριακές καταστάσεις. Συνεπώς, ο έλεγχος του συντελεστή ισχύος είναι καθοριστικής σημασίας για ένα ΣΗΕ, καθώς η διατήρησή του εντός των ανεκτών, από το διαχειριστή δικτύου, ορίων συνεπάγεται την ασφαλή και εύρυθμη λειτουργία του συστήματος, ενώ παράλληλα αναβάλλει αναγκαίες επενδύσεις σε παραγωγή και μεταφορά για την κάλυψη υψηλών ποσών φαινόμενης ισχύος.

Συχνότητα λειτουργίας

Η ορισμένη από το διαχειριστή συχνότητα λειτουργίας των εναλλασσόμενων ηλεκτρικών μεγεθών του δικτύου είναι τα 50Hz. Η διατήρηση της συχνότητας λειτουργίας εντός του επιθυμητού εύρους τιμών είναι κρίσιμη για την σταθερότητα του δικτύου, την συνεχόμενη παροχή ισχύος και την προστασία των τελικών καταναλωτών ενέργειας.

Τάση δικτύου

Τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να φορτίζονται στην ονομαστική τάση, ώστε να καθίσταται δυνατή η μεταφορά της παραγωγικής ισχύος («ενεργού ισχύος») από τους σταθμούς παραγωγής προς την κατανάλωση, με τις ελάχιστες δυνατές ενεργές (ωμικές) και άεργες (επαγωγικές) απώλειες, καθώς η ύπαρξη άεργου ισχύος σε ένα δίκτυο, επηρεάζει την ικανότητα μεταφοράς της ζητούμενης ενεργού ισχύος. Η τάση των δικτύων, η οποία σχετίζεται άμεσα με τη ροή της άεργου ισχύος, πρέπει να διατηρείται εντός αυστηρά προκαθορισμένων ορίων διακύμανσης (+/- 5%), ακόμα και σε συνθήκες διαρκούς μεταβολής των φορτίων, για λόγους καλής λειτουργίας του εξοπλισμού. Σε

καταστάσεις, υψηλής κατανάλωσης ενεργού και άεργου ισχύος, η λειτουργία των δικτύων γίνεται οριακή, καθώς τα περιθώρια ελέγχου της ροής άεργου ισχύος στενεύουν, με αποτέλεσμα να υφίσταται κίνδυνος blackout. Η διακύμανση της τάσης δικτύου λόγω ανεπαρκούς διαχείρισης της άεργου ισχύος ήταν ο βασικός λόγος για το blackout σε Νέα Υόρκη-Τορόντο το 2003 (FERC, 2005).

Εξασφάλιση ποιότητας ισχύος εντός αποδεκτών ορίων ευστάθειας

Η εξασφάλιση της ποιότητας ισχύος του δικτύου, βασίζεται σε παραμέτρους, με σημαντικότερη τον έλεγχο της άεργου ισχύος. Σημαντικό χαρακτηριστικό της άεργου ισχύος είναι ότι δεν μεταφέρεται εύκολα, καθώς είναι χωρικά εντοπισμένο πρόβλημα. Οι απώλειες μεταφοράς άεργου ισχύος δύνανται να συνιστούν υψηλό ποσοστό της συνολικής κατανάλωσης, ενώ προκύπτουν και πρόσθετες απώλειες ενεργού ισχύος. Εντούτοις, σημαντικό πλεονέκτημα της άεργου ισχύος έναντι της ενεργού είναι ότι δύνανται να παράγεται εύκολα σε τοπικό επίπεδο, κοντά στα σημεία κατανάλωσής της, από συσκευές αντιστάθμισης, οι οποίες δεν απαιτούν, κατά κανόνα, κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας.

Ο διαχειριστής του δικτύου προκειμένου να εξασφαλίσει την ασφάλεια παροχής προσπαθεί να μειώσει την άεργο ισχύ με διατάξεις όπως α) στατοί πυκνωτές, β) περιστρεφόμενοι πυκνωτές, γ) ηλεκτρονικά ισχύος. Επειδή το πρόβλημα της ύπαρξης άεργου ισχύος είναι χωρικό, οι τεχνικές που χρησιμοποιεί η ΔΕΗ είναι η τεχνική της τοπικής στήριξης των τάσεων στους Υ/Σ και ΚΥΤ του συστήματος μέσω διατάξεων στατών πυκνωτών και πηνίων που εγκαθίστανται κυρίως στους ζυγούς Μ.Τ. των υποσταθμών. Συνολικά, κατά την τελευταία διετία έχουν εγκατασταθεί περίπου 300 ΜVAγ χωρητικής ισχύος σε επίπεδο μέσης και υψηλής τάσης, καθώς και αντιστάθμιση σε δημόσια κτίρια (ΔΕΣΜΗΕ,2014). Επιπλέον, για τον έλεγχο της ποιότητας της ενέργειας, οι μεσαίοι και μεγάλοι καταναλωτές, μέσω μηχανισμού αντικινήτρων, όπως οικονομική επιβάρυνση κόστους ενέργειας, κατευθύνονται στην εγκατάσταση διατάξεων αντιστάθμισης με σκοπό την επίτευξη $\cos\phi > 0.85$.

Τα πλεονεκτήματα, από την αύξηση του συντελεστή ισχύος, για τον πάροχο και το δίκτυο είναι:

- Μείωση του ρεύματος που διαρρέει το σύστημα, επιτρέποντας την εξυπηρέτηση μεγαλύτερων φορτίων ζήτησης.
- Μείωση των απωλειών ισχύος στο σύστημα μεταφοράς και διανομής.
- Μείωση της συνολικά παραγόμενης ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης, και συνεπώς μείωση του ενεργειακού κόστους.
- Βελτίωση της ποιότητας της ισχύος.

4.2.2 Διείσδυση Φ/Β και ποιότητα ισχύος

Η διείσδυση των ΑΠΕ σε ένα σύστημα ενέργειας φέρνει στο προσκήνιο προκλήσεις όσων αφορά την επιθυμητή, για έναν διαχειριστή, αξιόπιστη μεταφορά ενέργειας εντός αποδεκτών ορίων για το 100% σχεδόν του χρόνου (Turitsyn et al., 2011). Στην παρούσα παράγραφο εξετάζεται η επίδραση των Φ/Β, καθώς είναι το μέρος των ΑΠΕ που επηρεάζουν και το σύστημα μεταφοράς και το δίκτυο διανομής, στην αξιοπιστία και στην ποιότητα ισχύος με διαφορετικούς και πολλαπλούς τρόπους. Ωστόσο, η χρήση σύγχρονων μετατροπέων (inverters) στα Φ/Β συστήματα μπορούν να προσφέρουν λύσεις για τη μείωση των αρνητικών επιπτώσεων στην ποιότητα ισχύος (Πίνακας 4.10).

Πίνακας 4.10: Επιπτώσεις λειτουργίας Φ/Β στην ποιότητα ισχύος

Θετικές	Αρνητικές
<ul style="list-style-type: none">• Εν δυνάμει λειτουργία χωρητικού τύπου.• Ελεγχόμενη έγχυση ενεργού ισχύος για προστασία από αύξηση τάσης δικτύου.• Καταναμενημένες πηγές με εν δυνάμει συμφωνία με την τοπική μορφή της ανισοροπίας άεργου	<ul style="list-style-type: none">• Αύξηση τάσης λόγω έγχυσης ενεργού ισχύος• Μείωση συντελεστή ισχύος λόγω μείωσης παραγόμενης ενεργού ισχύος από τις κεντρικές μονάδες παραγωγής.

4.2.2.1 Αρνητικές επιπτώσεις στην ποιότητα ισχύος

Αν και είναι ευρέως διαδεδομένη η πεποίθηση ότι τα Φ/Β συστήματα έχουν μόνο θετικές επιπτώσεις στην ποιότητα ισχύος λόγω της κατανεμημένης φύσης τους και της χρήσης σύγχρονων μετατροπέων, παραβλέπονται δύο αρνητικές επιπτώσεις, οι οποίες θα μπορούσαν να δημιουργήσουν σημαντική επιδείνωση στην ποιότητα ισχύος του δικτύου. Ιδανικά, για να αποφευχθούν τέτοιες αρνητικές επιδράσεις, θα πρέπει να σχεδιάζεται η κατανεμημένη αντιστάθμιση άεργου ισχύος από Φ/Β συστήματα σε σχέση με τις τοπικές ανάγκες σε άεργο ισχύ, καθώς η μεταφορά της σε μεγάλες αποστάσεις δημιουργεί σύνθετες προκλήσεις (Tufoň et al., 2008). Ιδιαίτερα με την παραγωγή από οικιακά Φ/Β, αυξάνεται η παραπάνω πρόκληση, και δημιουργούνται τοπικές διακυμάνσεις τάσεως (Turitsyn et al., 2011). Στις αρνητικές επιπτώσεις προστίθεται και η στοχαστικότητα της παραγωγής Φ/Β, κατάσταση που δημιουργεί δευτερογενή προβλήματα στο δίκτυο, όπως μεταβολή της παραγωγής από τις κεντρικές μονάδες, ενεργοποίηση/απενεργοποίηση διατάξεων ελέγχου ή προστασίας, και αρμονικές στο ρεύμα δικτύου. Ωστόσο, η αρνητική πλευρά παραμένει στη σκιά, λόγω της μικρής έντασής της από την περιορισμένη μέχρι σήμερα διείσδυση των ΑΠΕ, και συγκεκριμένα των Φ/Β συστημάτων.

Μείωση συντελεστή ισχύος δικτύου

Η παραγωγή των Φ/Β γεννητριών δίνει μεγέθη DC, τα οποία με τη χρήση μετατροπέων αλλάζουν σε AC για να είναι εφικτή η έγχυση της ενέργειας στο εναλλασσόμενο δίκτυο, ενώ η παραγόμενη ισχύς είναι πραγματική, χωρίς ύπαρξη άεργου. Αυτό σημαίνει ότι η διείσδυση των Φ/Β στα σύγχρονα ΣΗΕ μετατοπίζει μέρος της παραγωγής πραγματικής ισχύος από τις κεντρικές μονάδες σε σημεία καταναμημένα στο δίκτυο διανομής κυρίως, με τελικό αποτέλεσμα να μειώνεται και ο συντελεστής ισχύος. Αυτό σημαίνει ότι η διείσδυση των Φ/Β στο δίκτυο επιδρά αρνητικά, ως προς την ποιότητα ισχύος, κάτι που θα πρέπει να αντιμετωπιστεί, κυρίως στην περίπτωση υψηλής διείσδυσης.

Τοπικές υπερτάσεις

Σε περιπτώσεις μέγιστης παραγωγής ισχύος από τα Φ/Β συστήματα, σε συνδυασμό με τοπικά μεγάλη διείσδυση τους, δύναται να παρουσιαστεί τοπικά αυξημένη τάση λόγω αυξημένης έγχυσης ενεργού ισχύος στο δίκτυο (Demirok, 2012). Αν επιπλέον η Φ/Β παραγωγή αποτελεί μεγάλο κομμάτι στο ενεργειακό μείγμα, οι υπερτάσεις αυτές ενδεχομένως οδηγήσουν σε μεταβολή της συχνότητας λειτουργίας του ΣΗΕ (Delfanti et al., 2014).

4.2.2.2 Πλεονεκτήματα Φ/Β συστημάτων λόγω χρήσης μετατροπέων

Η χρήση σύγχρονων μετατροπέων στις Φ/Β διατάξεις θα μπορούσε να συμβάλλει στην αντιστάθμιση των αρνητικών επιπτώσεων και την παραγωγή οφέλους για την ποιότητα ισχύος. Όσον αφορά τα οικιακά Φ/Β, τα οποία βρίσκονται στη διανομή, οι μετατροπείς μπορούν να ρυθμίσουν επιτυχώς την έγχυση ενεργού ισχύος σε περίπτωση υπέρτασης, τη συχνότητα, ή να μειώσουν τις ανώτερες αρμονικές μέσω ειδικών φίλτρων (Man,2012 ; Advanced Energy,2014; Beach,2013). Η πλειοψηφία των ρυθμίσεων αυτών προκύπτει από τον καθορισμό της παραγόμενης άεργου ισχύος, με πεδία οφέλους τα εξής (Turitsyn *et al.*, 2011):

Αποδοτικότητα. Η εγγύτητα της αντιστάθμισης άεργου ισχύος στο φορτίο μειώνει το ρεύμα μεταφοράς και διανομής, που σημαίνει μείωση στις θερμικές απώλειες.

Ευελιξία. Ο υψηλός αριθμός μετατροπέων και η μεγάλη χωρική κατανομή του, θα μπορούσαν να προσδώσουν ευελιξία παροχής άεργου ισχύος με πολλούς τρόπους, επιτρέποντας προσέγγιση βέλτιστης λειτουργίας.

Επεκτασιμότητα. Η τοπική αντιστάθμιση επιτρέπει την εύκολη αναβάθμιση του συστήματος, σε αντίθεση με τις διατάξεις μεγάλης κλίμακας πυκνωτών, οι οποίες θέτουν περιορισμούς στην επεκτασιμότητα του δικτύου διανομής και απαιτούν νέες αναβαθμίσεις υλικού και εγκαταστάσεων.

Αξιοπιστία. Το δίκτυο είναι ευάλωτο σε ενδεχόμενη βλάβη, όταν βασίζει τη λειτουργία του σε μεγάλες διατάξεις πυκνωτών αντιστάθμισης. Ομοίως, και για την ασφάλεια σε επίπεδο τηλεπικοινωνιών, για τον έλεγχο του εξοπλισμού.

Οι βασικές λειτουργίες και δυνατότητες που θα πρέπει να έχουν οι μετατροπείς είναι συστήματα ελέγχου για την ενεργό ισχύ (μέτρο και κλίση ράμπας μετάβασης), για την άεργο ισχύ (μέτρο και κλίση ράμπας μετάβασης), για το συντελεστή ισχύος, καθώς και για τα σημεία ρύθμισης τάσης και συχνότητας (Advanced Energy, 2014). Δεδομένης της μεγάλης διείσδυση των ΑΠΕ, με έμφαση στα Φ/Β, και κυρίως η μελλοντική προοπτική τους, εγείρει την ανάγκη προστασίας από τις επιπτώσεις στην ποιότητα ισχύος, κάτι που ενθαρρύνει διαχειριστές να εκπονήσουν σχέδια και να εκδώσουν οδηγίες για την ενσωμάτωση των Φ/Β συστημάτων στο δίκτυο τους. Για παράδειγμα, η γερμανική ομοσπονδία VDE υιοθέτησε το 2011, την οδηγία VDE-AR-N 4105 2 (Man, 2012), με την οποία καθορίζονται οι όροι συνεισφοράς των συνδεδεμένων παραγωγών στο δίκτυο, στην ποιότητα ισχύος μέσω του ελέγχου της συχνότητας και της προσφοράς άεργου ισχύος.

4.2.2.3 Συμβολή παραμέτρων του μετατροπέα στα κόστη προσφοράς άεργου ισχύος από έναν οικιακό Φ/Β παραγωγό

Όσον αφορά το κόστος που επωμίζεται ο Φ/Β παραγωγός για την προσφορά άεργου ισχύος, δεν είναι ενιαίο και σταθερό, αλλά καθορίζεται από παράγοντες όπως οι προδιαγραφές του μετατροπέα και η μέθοδος αντιστάθμισης. Πιο αναλυτικά:

Μέθοδος αντιστάθμισης: Οι μετατροπείς χρησιμοποιούν συνήθως τρεις μεθόδους ελέγχου της παραγόμενης άεργου ισχύος. Κατά τους Esslinger & Witzmann (2012), η πρώτη μέθοδος χρησιμοποιεί σταθερό συντελεστή ισχύος, ωστόσο με αρκετά μειονεκτήματα. Η δεύτερη μέθοδος αναφέρεται σε μεταβαλλόμενο $\cos\phi$, η οποία αν και είναι αποδοτικότερη σε σχέση με την πρώτη, παρόλα αυτά οι απώλειες ενεργού ισχύος παραμένουν υψηλές (Stetz et al., 2013). Η τρίτη μέθοδος λαμβάνει υπόψη της τα χαρακτηριστικά της τάσης με τη χρήση συσχέτισης άεργου ισχύος- τάσης δικτύου, με αποτέλεσμα να αποδεικνύεται η βέλτιστη οικονομικά και τεχνικά μέθοδος ελέγχου (Man, 2012).

Προδιαγραφές του μετατροπέα: Η ύπαρξη άεργου ισχύος, με σταθερή παραγόμενη φαινόμενη ισχύ, συνεπάγεται μείωση της ενεργού ισχύος σε ένα σύστημα. Αντιστοίχως, ένας μετατροπέας DC-AC συγκεκριμένης ισχύος που λειτουργεί συνήθως με συντελεστή ισχύος σχεδόν ίσο με τη μονάδα, για να προσφέρει άεργο ισχύ θα πρέπει να μεταβάλλει το $\cos\phi$, κάτι που σημαίνει μειωμένη παραγωγή ενεργού ισχύος, άρα διαφυγόντα κέρδη για τον παραγωγό, καθώς ο τελευταίος αποζημιώνεται με βάση τις προσφερόμενες kWh στο δίκτυο. Βέβαια, για να συμβεί η περικοπή της ενεργού ισχύος, θα πρέπει η παραγωγή της Φ/Β γεννήτριας να είναι μέγιστη, δηλαδή για την ώρα ζενίθ, με μέγιστη ηλιοφάνεια, με διαστασιολόγηση μετατροπέα στο όριο, με την μέγιστη δυνατή παραγωγή των Φ/Β πλαισίων, παράμετροι που, ικανοποιούνται για την περίπτωση της Ελλάδας. Διαφορετικά, θα πρέπει κατά τη φάση του σχεδιασμού να επιλεγθεί μετατροπέας με δυναμικότητα που να ξεπερνάει κατά τα ένα επαρκές ποσό (συνήθως 10%) την μέγιστη παραγωγή

άεργου ισχύος, ώστε να μην απαιτείται «κούρεμα» αιχμών. Σε αυτή την περίπτωση προκύπτει επιβάρυνση λόγω μεγαλύτερης διαστασιολόγησης.

4.2.3 Οικονομική αποτίμηση αντιστάθμισης άεργου ισχύος από μετατροπείς Φ/Β

Η συνεισφορά των μετατροπέων Φ/Β εντοπίζεται κυρίως σε υπηρεσίες ελέγχου άεργου ισχύος και τάσης. Για τη ρύθμιση της άεργου ισχύος, η στατική αντιστάθμιση που συνήθως επιλέγεται από τους διαχειριστές δικτύου είναι μια μέθοδος που δεν παρουσιάζει προσαρμοστικότητα στη μεταβαλλόμενη τιμή του συντελεστή ισχύος. Για να υπάρχει δυναμική απόκριση απαιτείται επιπλέον εξοπλισμός ελέγχου των διατάξεων αντιστάθμισης.

Σε αντίθεση με τις στατικές μεθόδους διόρθωσης του συντελεστή ισχύος, οι σύγχρονες διατάξεις ηλεκτρονικών αντιστροφών που διαθέτουν οι Φ/Β εγκαταστάσεις μπορούν να λειτουργήσουν σαν δυναμικές πηγές στο δίκτυο διανομής, αν και πιο δαπανηρές, για τη ρύθμιση της τάσης δικτύου και της άεργου ισχύος τοπικά. Η ρύθμιση των μεγεθών αυτών μειώνει τις απώλειες του συστήματος, ενώ αυξάνει την επάρκεια του δικτύου, την αξιοπιστία και την αποδοτικότητα. Ωστόσο, για να είναι οικονομικά αποδοτική αυτή η λειτουργία θα πρέπει να έχει ληφθεί υπόψη κατά τη φάση του σχεδιασμού και της κατασκευής (Tufon et Al.,2008) . Τα πλεονεκτήματα αυτά οδηγούν σε οικονομικό όφελος, κυρίως λόγω εξοικονόμησης πόρων σε μειωμένες απώλειες, αυξημένης ικανότητας μεταφοράς ισχύος του δικτύου, και μειωμένης συμφόρησης ροής στη μεταφορά.

Στο πεδίο της ρύθμισης τάσεως, ένα επιπλέον όφελος των Φ/Β μετατροπέων είναι η δυνατότητα εξάλειψης, σε μεγάλο βαθμό, την ανάγκη ρύθμισης τάσεως, συμπεριλαμβανομένων υπερτάσεων και διακυμάνσεων τάσης. Το γεγονός αυτό παρέχει όφελος μέσω:

- της μείωσης της μηχανικής φθοράς μετασχηματιστών και πυκνωτών αντιστάθμισης και
- της μείωσης ή και εξάλειψης της ανάγκης για εξοπλισμό ελέγχου τάσης

Επιπλέον οφέλη προκύπτουν προς το δίκτυο, σε μειωμένες απώλειες, σε αυξημένες δυνατότητες μεταφοράς ισχύος και σε μείωση της συμφόρησης (Tufon et al.,2008; Braun, 2007).

Τα ηλεκτρονικά ισχύος στους σύγχρονους μετατροπείς μπορούν να παρέχουν αυτές τις υπηρεσίες, συχνά με μικρές αλλαγές του λογισμικού ελέγχου. Να σημειωθεί ότι η ανάγκη παροχής άεργου ισχύος απαιτεί μετατροπείς με συγκεκριμένες προδιαγραφές και δυνατότητες ρυθμίσεων.

Συνοπτικά, η οικονομική αποτίμηση της συνεισφορά των μετατροπέων Φ/Β είναι δύσκολο να πραγματοποιηθεί, καθώς η επίδραση στα τρία (3) αυτά πεδία μπορεί να έχει αλληλοσυγκρουόμενα αποτελέσματα και εξαρτάται από πλήθος παραγόντων που

ποικίλουν με βάση το εξεταζόμενο ΣΗΕ και τις τεχνικές προδιαγραφές των Φ/Β παραγωγών. Οι μέχρι σήμερα προσπάθειες οικονομικής αποτίμησης αναφέρονται σε μελέτες περίπτωσης, είναι πολύ συγκεκριμένες, με αρκετές απλουστεύσεις και παραδοχές, ενώ δεν λαμβάνουν υπόψη μια σειρά από μεταβλητές. Επιπλέον, δεν συνυπολογίζονται στα κόστη των παραδοσιακών μεθόδων, όπως αυτές των πυκνωτών, μια σειρά από μειονεκτήματα που εκμηδενίζουν τα οφέλη της προσφερόμενης άεργου ισχύος. Σκοπός της αξιολόγησης στην παρούσα παράγραφο, είναι να διερευνηθεί η συνεισφορά των Φ/Β συστημάτων, μέσω επικουρικών υπηρεσιών, με τέτοιο τρόπο που να ξεπερνά τους περιορισμούς που θέτουν η χωρικότητα και η στοχαστικότητα του προβλήματος.

4.2.3.1 Κόστη αντιστάθμισης άεργου ισχύος

Η πλειοψηφία των μελετών προσπαθεί να αποτιμήσει την συνεισφορά άεργου ισχύος από τον μετατροπέα ενός Φ/Β μέσω της διαφοράς του αναγκαίου κόστους επένδυσης διαχειριστή και του κόστους για τον παραγωγό Φ/Β για την αντιστάθμιση ενός ποσού άεργου ισχύος. Το κόστος διαχειριστή αναφέρεται στις αναγκαίες επενδύσεις για αγορά πηνίων, πυκνωτών ή κινητήρων αντιστάθμισης, ενώ το κόστος για τον παραγωγό Φ/Β, στη μειωμένη παραγωγή ενεργού ισχύος λόγω $\cos\phi < 1$, όπως αναλύθηκε προηγούμενα, ή το επιπλέον κόστος υπερδιαστασιολόγησης του μετατροπέα.

Κόστη προσφοράς άεργου ισχύος από το Φ/Β παραγωγό: Τα κόστη διακρίνονται σε κόστη επένδυσης και λειτουργικά.

Τα **κόστη επένδυσης** αναφέρονται στις απαιτούμενες επενδύσεις για την υπερδιαστασιολόγηση ενός μετατροπέα. Όταν δεν περιλαμβάνεται ένας υπερδιαστασιολογημένος μετατροπέας, τότε προστίθενται τα κόστη από τη μειωμένη παραγωγή ενεργού ισχύος. Αξίζει να προστεθεί στο σημείο αυτό, ότι ειδικά για την περίπτωση των Φ/Β, λόγω της μορφής της διαθεσιμότητας ηλιακής ακτινοβολίας, η προσφορά άεργου ισχύος δεν απαιτεί σε όλες τις περιπτώσεις την υπερδιαστασιολόγηση του μετατροπέα, καθώς η λειτουργία με μέγιστη παραγωγή περιορίζεται σε λίγες ώρες, όχι όμως και για την περίπτωση της Ελλάδας.

Στα **λειτουργικά κόστη** υπάγονται οι απώλειες στη λειτουργία του μετατροπέα, οι οποίες εξαρτώνται α) από τα χαρακτηριστικά του μετατροπέα, όπως το βαθμό απόδοσής του, και β) από την παρεχόμενη άεργο ισχύ, η οποία δημιουργεί επιπλέον απώλειες, οι οποίες πρέπει να αναπληρωθούν με κατανάλωση ενεργού ισχύος. Επιπλέον, εμφανίζονται ελάσσονα κόστη, λόγω μηχανικών και ηλεκτρικών φαινομένων, που οδηγούν σε γήρανση του εξοπλισμού, ανάγκη συντήρησης και παροδική μη διαθεσιμότητα των διατάξεων, αλλά συνήθως δεν λαμβάνονται υπόψιν, καθώς απαντώνται σε παραγωγούς πολύ μεγάλης ισχύος. Για την περίπτωση των οικιακών Φ/Β, αμελητέα θεωρούνται και τα κόστη απωλειών λόγω παροχής άεργου ισχύος στις γραμμές διανομής. (Braun, 2007)

Τα **κόστη εξοπλισμού δικτύου** για την εισαγωγή των νέων επικουρικών υπηρεσιών προκύπτουν στην εγκατάσταση Φ/Β μονάδων μεγαλύτερης ισχύος, καθώς πέρα από τον μετατροπέα ισχύος, απαιτείται ενίσχυση των καλωδιώσεων, των αυτοματισμών προστασίας, και των Μ/Τ σύνδεσης. Για τα οικιακά Φ/Β θεωρούμε ότι δεν απαιτούνται τέτοιες επενδύσεις, καθώς η άεργος ισχύς είναι αρκετά χαμηλή, επομένως καταναλώνεται τοπικά και οι πραγματοποιηθείσες επενδύσεις που έχουν γίνει κατά τη φάση της σύνδεσης είναι επαρκείς για την κάλυψη και αυτής της επικουρικής υπηρεσίας.

Τα **κόστη λόγω διείσδυσης** των Φ/Β προκύπτουν από την μείωση του συντελεστή ισχύος του δικτύου. Στην πλειοψηφία των μελετών, η προσφορά άεργου ισχύος από μια Φ/Β διάταξη θεωρείται ως καθαρό κέρδος για το δίκτυο, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η ζημία στην ποιότητα ισχύος που συνεπάγεται η σύνδεση των Φ/Β παραγωγών στο δίκτυο, όπως αυτή αναπτύχθηκε στην παράγραφο 4.2.2.1.

Ο υπολογισμός των λειτουργικών κοστών μπορεί να γίνει εντός ενός εύρους τιμών, καθώς διαφορετικές παράμετροι που επηρεάζουν τα κόστη, δεν είναι σταθερές και κυμαίνονται σε μεγάλο εύρος. Διαφορετικές προσεγγίσεις ή τεχνολογίες οδηγούν σε διαφορετικά λειτουργικά κόστη. Για τα Φ/Β, τα συνολικά λειτουργικά κόστη κυμαίνονται στο εύρος 0-3,04 c€/kVarh (Braun), με τη μηδενική τιμή να προκύπτει για τη λειτουργία προσφοράς άεργου ισχύος στο σημείο λειτουργίας με τις χαμηλότερες απώλειες.

Ωστόσο, μια συνολική προσπάθεια υπολογισμού παραμένει σε αυτό το απλουστευτικό επίπεδο, καθώς είναι απαιτητική εργασία ο υπολογισμός όλων των παραγόντων που σχετίζονται με την αντιστάθμιση άεργου ισχύος. Για την περίπτωση του γερμανικού ΣΗΕ, εξετάστηκε το συνολικό κόστος παραγωγής άεργου ισχύος από έναν μετατροπέα Φ/Β συστήματος (Braun, 2007) και υπολογίστηκε το λειτουργικό κόστος παραγωγής άεργου ισχύος από μια Φ/Β μονάδα στο ποσό των 0-2 c€/kVarh, ενώ το κόστος επένδυσης κυμαίνεται στο εύρος 0-5 €/kVar/έτος.

Κόστη παραγωγής και προσφοράς άεργου ισχύος από συμβατικές μεθόδους του διαχειριστή δικτύου

Μέχρι σήμερα η αντιστάθμιση των άεργων φορτίων του δικτύου γίνεται στα περισσότερα ΣΗΕ, κεντρικά από τον διαχειριστή του συστήματος. Στην Ελλάδα, η αντιστάθμιση γίνεται κατά κύριο λόγο, στους Υ/Σ διανομής, στην πλευρά υποβιβασμού τάσης μέσω συστοιχιών σταθερών πυκνωτών και πηνίων, όπως αναφέρθηκε σε προηγούμενη παράγραφο.

Ενδεικτικό κόστος επένδυσης για τις διατάξεις σταθερών πυκνωτών του διαχειριστή δικτύου είναι (Braun 2007) :

1. 150 €/kVAr (ή 12,0 €/ kVAr /a) για εγκατεστημένη ισχύ 10 kVAr
2. 31 €/ kVAr (ή 2,5 €/ kVAr /a) για εγκατεστημένη ισχύ 100 kVAr
3. 14 €/ kVAr (ή 1,1 €/ kVAr /a) για εγκατεστημένη ισχύ 200 MVar

Στην Ελλάδα, η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας εκτιμά το ενδεικτικό κόστος εγκατάστασης μονάδας πυκνωτών αντιστάθμισης 12 MVar στις 220.000 ευρώ.

4.2.3.2 Οικονομικά οφέλη από αντιστάθμιση άεργου ισχύος

Η αντιστάθμιση άεργου ισχύος αποφέρει οικονομικά οφέλη στον έλεγχο της τάσης, τις απώλειες και τη συμφόρηση δικτύου.

Οφέλη στον έλεγχο τάσης: ο έλεγχος της τάσης εντός των αποδεκτών από το διαχειριστή ορίων, είναι ζωτικής σημασίας για την ασφάλεια του δικτύου και των καταναλωτών. Η επίτευξη της επιθυμητής τάσης δικτύου είναι δυνατή εκ μέρους του διαχειριστή με την χρήση ειδικών διατάξεων και εξοπλισμού. Τα κόστη αυτά θα μπορούσα να αποφευχθούν ή να μειωθούν, από τη χρήση των μετατροπέων ισχύος των Φ/Β διατάξεων, κατά τη διαδικασία παροχής άεργου ισχύος. Επιπλέον οφέλη από τους μετατροπείς προκύπτουν από την μείωση των καταπονήσεων στον εξοπλισμό ελέγχου τάσης. Στα οφέλη αυτά θα μπορούσε να προστεθεί η αποφυγή λεπτών μη διαθεσιμότητας ισχύος σε καταστάσεις κατάρρευσης της τάσης δικτύου (black-out).

Οφέλη στη συμφόρηση δικτύου: Η ύπαρξη άεργου ισχύος στο δίκτυο μειώνει την ικανότητα μεταφοράς ενεργού ισχύος. Η αντιστάθμιση μπορεί να συμβάλλει στη μείωση των ροών άεργου ισχύος στο δίκτυο, κάτι που οδηγεί με τη σειρά του στη μείωση της συμφόρησης λόγω άεργου, καθώς και των απωλειών. Ενδεικτικά, με διείσδυση κατανεμημένης παραγωγής στο 20%, η μείωση της συμφόρησης λόγω προσφοράς άεργου ισχύος κυμαίνεται περίπου 3%-50%, ενώ το οικονομικό όφελος εκτιμάται σε 4,5-27 €/kvar/a (Braun, 2007). Ωστόσο, απαραίτητη προϋπόθεση για να προσμετρηθεί στα οφέλη η μείωση της συμφόρησης, είναι η αναφορά σε δίκτυο που λειτουργεί στα όρια της ικανότητάς του.

Οφέλη λόγω μείωσης απωλειών: Όπως έχει αναλυθεί προηγούμενα, η ύπαρξη άεργου ισχύος στο δίκτυο προκαλεί απώλειες. Η αντιστάθμιση ισχύος μπορεί να δημιουργήσει επιπρόσθετο όφελος από την μείωση των απωλειών ενέργειας.

4.2.3.3 Αποτελέσματα ανάλυσης

Οι μέχρι σήμερα προσπάθειες οικονομικής αποτίμησης αναφέρονται σε μελέτες περίπτωσης, είναι πολύ συγκεκριμένες, με αρκετές απλουστεύσεις και παραδοχές, ενώ δεν λαμβάνουν μια σειρά από μεταβλητές, όπως τη τοποθεσία, τις διακοπές παροχής, τις αναβαθμίσεις του δικτύου, ή την απόσταση των διατάξεων αντιστάθμισης από τις περιοχές που χρειάζονται άεργο ισχύ για τον έλεγχο της τάσης. Επιπλέον, δεν συνυπολογίζονται στα κόστη των παραδοσιακών μεθόδων, όπως αυτές των πυκνωτών, μια σειρά από μειονεκτήματα, όπως γεγονότα βλαβών στον εξοπλισμό από υπερτάσεις κατά το άνοιγμα και κλείσιμο των διατάξεων, ή τις αρμονικές υψηλής συχνότητας που εκμηδενίζουν τα οφέλη της προσφερόμενης άεργου ισχύος (Turitsyn et al., 2011).

Συνεπώς, η οικονομική αποτίμηση της συνεισφορά των μετατροπέων Φ/Β στην ποιότητα ισχύος είναι ένα πρόβλημα αρκετά σύνθετο και εξαρτάται από πλήθος παραγόντων που ποικίλουν με βάση το εξεταζόμενο ΣΗΕ και τις τεχνικές προδιαγραφές των Φ/Β παραγωγών. Σε μια αρχική προσπάθεια προσδιορισμού της οικονομικής προσφοράς των Φ/Β θα πρέπει αρχικά να συγκρίνουμε το κόστος επένδυσης ανά μονάδα προσφερόμενης άεργου ισχύος και να αποτιμηθούν οικονομικά οι ωφέλειες από τις προσφερόμενες υπηρεσίες ποιότητας ισχύος, στους επιμέρους τομείς που αναλύθηκαν προηγούμενα. Ακολούθως, υπολογίζεται η ζημία στο δίκτυο από την ενσωμάτωση των Φ/Β γεννητριών, και το ποσό αυτό αφαιρείται για τον υπολογισμό του καθαρού οφέλους προσφερόμενων υπηρεσιών. Υπό αυτή την οπτική διαπιστώνουμε ότι η συνολική αξία των υπηρεσιών ποιότητας θα πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με την αξία της ζημίας στο δίκτυο, προκειμένου να θεωρηθεί ότι τα Φ/Β συστήματα έχουν θετικό αντίκτυπο στην ποιότητα ισχύος του ΣΗΕ. Αυτό μπορεί να θεωρείται εφικτό με τις δυνατότητες των σύγχρονων μετατροπέων.

Επιπλέον, ως μια πηγή πρόσθετου οφέλους προτείνεται βιβλιογραφικά (Maknouninejad et Al., 2011; SMA, 2013) η λειτουργία των μετατροπέων των Φ/Β συστημάτων για την παροχή υπηρεσιών άεργου ισχύος για το σύνολο των ημερών και ωρών, και όχι μόνο κατά τη διάρκεια παραγωγής της Φ/Β γεννήτριας. Ωστόσο, η λειτουργία αυτή απαιτεί μετατροπείς υψηλότερου κόστους, με αντίστοιχες δυνατότητες, καθώς και απορρόφηση ενεργού ισχύος από το δίκτυο. Μετατροπείς με αυτή τη λειτουργία παραμένουν σήμερα σε περιορισμένη χρήση, και κυρίως για Φ/Β ισχύος μεγαλύτερης των 10 kW. Αξιοσημείωτο είναι ότι οι σύγχρονοι μετατροπείς έχουν δυνατότητες ελέγχου τάσης και άεργου ισχύος, κάτι που σημαίνει ότι δεν επιβαρύνεται ο παραγωγός με επιπλέον κόστος. Στον επόμενο πίνακα 4.11 καταγράφονται προσπάθειες οικονομικής αποτίμησης των μεθόδων παροχής υπηρεσιών βελτίωσης ποιότητας ισχύος από τον διαχειριστή δικτύου και από καταναμημένους Φ/Β παραγωγούς.

Πίνακας 4.11: Ερευνητικές αναφορές για την οικονομική αποτίμηση των μεθόδων παροχής υπηρεσιών βελτίωσης ποιότητας ισχύος

Βιβλιογραφική αναφορά	Διατάξεις αντιστάθμισης διαχειριστή	Φ/Β μετατροπέας						Παρατηρήσεις
	Κόστος παροχής άεργου ισχύος	Κόστος παροχής άεργου ισχύος	Όφελος λόγω μειωμένων απωλειών	Όφελος λόγω αυξημένης χωρητικότητας	Όφελος λόγω μειωμένης συμφόρησης	Όφελος στην ποιότητα τάσης	Προτεινόμενη αποζημίωση	
Tufon et al. (2008)*	>\$2,8/kVAR-yr	\$5 -\$6 /kVAR-yr.	\$0.71/kVAR-year.	\$1.20/kVAR-year.	\$2.57/kVAR-year	>\$4.5/kVAR-year	\$6/kVAR-year*	*Αναφέρεται σε Φ/Β μονάδες παραγωγής μεγάλης ισχύος
Beach et al. (2013)	\$2.3/kVAR-yr	Για υπερδιαστασιολόγηση: \$0.35/kVAR-yr έως \$2.4/kVAR-yr * , Για σταθερό cosφ=0.9: \$109/kVAR-yr**	X	X	X	X	X	* αναλόγως την ισχύ του μετατροπέα. ** με απώλεια ενεργού ισχύος
Braun (2007)	0 -1,4 cents€/kVArh (σταθεροί πυκνωτές)	0.07-0.52 €cents/kVArh	0.024-0.097 *€cents/kVArh	X	0.25-6.75 €/kVArh	N/A	X	Το εύρος τιμών οφείλεται στους υπολογισμούς για διαφορετικής ισχύος Φ/Β συστήματα. *για cosφ=0.9
Stetz et al. (2013)	X	X	X	X	X	X	0.0087 Euro (€)/ kVArh	Η αποζημίωση αυτή χορηγείται από τον γερμανικό πάροχο Ε.ΟΝ.
X: Μη υπολογισμένο								

4.2.3.4 Μία εφαρμογή οικονομικής αποτίμησης για το ελληνικό ΣΗΕ

Η παραγόμενη άεργος ισχύς από τα οικιακά Φ/Β μπορεί να εκτιμηθεί οικονομικά είτε με βάση την εγκατεστημένη δυνατότητα παραγωγής είτε με βάση την παραγόμενη/προσφερόμενη άεργο ισχύ. Επιπλέον, η οικονομική αποτίμηση αδυνατεί να ενσωματώσει τις ποιοτικές πτυχές στην παροχή άεργου ισχύος με τις διαφορετικές μεθόδους. Για παράδειγμα, ενώ οι περισσότερες μελέτες υπολογίζουν ως οικονομικότερες τις διατάξεις πυκνωτών/-πηνίων σε σχέση με τους μετατροπείς, οι τελευταίοι είναι πιο ανταγωνιστικοί όσον αφορά την ποιότητα ισχύος, καθώς ακολουθούν πιο ομαλά τη ζήτηση, παρέχοντας βέλτιστη αντιστάθμιση και μικρότερα μεταβατικά φαινόμενα τάσης σε σχέση με τις στατικές μονάδες πυκνωτών-πηνίων.

Για την απλοποίηση της αποτίμησης της προσφοράς άεργου ισχύος από τους μετατροπείς των οικιακών Φ/Β, έχει υιοθετηθεί ένα σύνολο παραδοχών για επιμέρους μεγέθη που υπεισέρχονται στους υπολογισμούς. Μερικές από τις σημαντικότερες παραδοχές είναι οι εξής:

- Ο συντελεστής ισχύος του ελληνικού ΣΗΕ είναι και θα πρέπει να παραμένει ίσος με 0,85 .
- Θεωρείται το σύνολο των υφιστάμενων μετατροπέων υπερδιαστασιοποιημένο κατά 10%. Στην Ελλάδα είναι αρκετές οι ώρες που ένα οικιακό Φ/Β λειτουργεί με μέγιστη παραγωγή, για να δεχθούμε προσαρμογή του $\cos\phi$ χωρίς υπερδιαστασιολόγηση, καθώς στην περίπτωση αυτή ο παραγωγός θα πωλούσε λιγότερες kWh ενεργού ισχύος στον διαχειριστή.
- Παρέχεται άεργος ισχύς από τον μετατροπέα με σταθερό $\cos\phi=0,90$, αντί του τυπικού $\cos\phi=1$, μόνο για τις ώρες παραγωγής της Φ/Β γεννήτριας.
- Δεν προσμετρώνται οι απώλειες στον μετατροπέα λόγω της παραγωγής άεργου ισχύος, καθώς αυτές είναι μικρότερες του 1% της χειριζόμενης ισχύος του οικιακού Φ/Β (Braun, 2007).
- Ένα οικιακό Φ/Β με ισχύ 10 kW, υποθέτουμε ότι μεσοσταθμικά παράγει 13.000 kWh/year.
- Θεωρούμε εγκατεστημένες 40.000 φωτοβολταϊκές οικιακές μονάδες παραγωγής πανελλαδικά.
- Η παραγωγή άεργου ισχύος γίνεται μόνο κατά τις ώρες λειτουργίας του Φ/Β και όχι για τις υπόλοιπες (π.χ. μέρες χωρίς ηλιοφάνεια, βραδινή λειτουργία με απορρόφηση ενέργειας από το δίκτυο).

Υπολογισμοί

Μονάδα οικιακού Φ/Β:

Όφελος λόγω μειωμένων απωλειών: Δεν λαμβάνουμε υπόψη, στην παρούσα ανάλυση, το όφελος λόγω μειωμένων απωλειών, καθώς οι παραδοχές που έχουν ληφθεί θεωρούν ότι η λειτουργία των μετατροπέων δεν προσθέτει επιπλέον εγκατεστημένη άεργο ισχύ, αλλά ότι οι προηγούμενοι αντικαθιστούν μονάδες αντιστάθμισης του διαχειριστή.

Όφελος λόγω αυξημένης χωρητικότητας: Το ελληνικό ΣΗΕ, τα τελευταία χρόνια, δεν λειτουργεί σε οριακές καταστάσεις. Συνεπώς το θεωρούμε μηδενικό.

Όφελος λόγω μειωμένης συμφόρησης: Το ελληνικό ΣΗΕ, τα τελευταία χρόνια, δεν λειτουργεί σε οριακές καταστάσεις. Συνεπώς το θεωρούμε μηδενικό.

Όφελος στην ποιότητα τάσης: Στο ελληνικό ΣΗΕ δεν εμφανίζονται λεπτά μη διαθεσιμότητας ισχύος λόγω κακής ποιότητας τάσεως. Επιπλέον, τα οφέλη από τη ρύθμιση τάσης από τον μετατροπέα μπορούν να θεωρηθούν ως αναγκαία υπηρεσία αποκατάστασης της αύξησης της τοπικής τάσης, λόγω έγχυσης ενεργού ισχύος, από το Φ/Β στο δίκτυο. Συνεπώς, προτείνεται να μην προσμετράται στα οφέλη.

Λοιπά οφέλη από την αύξηση ζωής εξοπλισμού ελέγχου και αντιστάθμισης του διαχειριστή δικτύου, δεν υπολογίζονται στην παρούσα εργασία.

Εγκατεστημένη άεργος ισχύς τυπικής μονάδας οικιακού Φ/Β.

Η εγκατεστημένη άεργος ισχύς ενός μέσου οικιακού Φ/Β συστήματος στην Ελλάδα ισούται με:

$$Q_{PV} = S_{PV} \cdot \sin_{\rho\nu}\phi$$

Όμως $S_{PV} = P_{PV} / \cos\phi = 10.000 / 0,9 = 11,111 \text{ kVA}$ και $\phi = \arccos 0,9 = 25.84^\circ$

Άρα,

$$Q_{PV} = 4,84 \text{ kVAr}$$

Δεδομένου ότι στην Ελλάδα το έτος 2014 ήταν εγκατεστημένες περίπου 37.500 οικιακές Φ/Β μονάδες, η συνολική διατιθέμενη άεργος ισχύς ισούται με:

$$Q_{PV_total} = 181,5 \text{ MVar}$$

Κόστη λόγω διείσδυσης:

Για να υπολογίσουμε το κόστος της διείσδυσης λόγω επιδείνωσης του συντελεστή ισχύος, κατά τον μηχανισμό που αναλύθηκε σε προηγούμενη παράγραφο, θα πρέπει να υπολογιστεί το ποσό άεργου ισχύος που απαιτείται για την επαναφορά στον αρχικό συντελεστή ισχύος δικτύου, πριν την διείσδυση των Φ/Β. Επιπλέον, θεωρούμε ότι η εγκατεστημένη ισχύς των οικιακών Φ/Β είναι

περίπου 375 MW, ή αλλιώς 40.000 οικιακά συστήματα με στοιχεία της ΡΑΕ, με σταθερό $\cos\phi=0.90$ των μετατροπών των Φ/Β, ώρες λειτουργίας 08:00-19:00 και μέση παραγόμενη ενέργεια 13.000kWh/year. Το αντίστοιχο συνολικό φορτίο του δικτύου εκτιμάται σε 27.149.697,76 MWh. Συνεπώς, με $\cos\phi=0,85$ για το δίκτυο, το άεργο φορτίο υπολογίζεται σε:

$$Q = 16,8 \text{ TVArh.}$$

Μετά την διείσδυση των οικιακών Φ/Β, χωρίς την προσφορά άεργου ενέργειας, για το διαχειριστή σημαίνει ότι:

$$P_{PEN}=27.149.697,76-(40.000*13.000)= 26,63 \text{ TWh και } \phi_{PEN}= \arctan(Q/ P_{PEN})= 32,24^\circ$$

Άρα, ο νέος συντελεστής ισχύος του δικτύου μετά τη διείσδυση των οικιακών Φ/Β διαμορφώνεται στην τιμή $\cos\phi_{PEN}=0,845$. Αυτό σημαίνει ότι υπάρχει επιδείνωση στον συντελεστή ισχύος λόγω της Φ/Β παραγωγής. Αν υποθέσουμε ότι το βάρος της αναπλήρωσης του αποδεκτού συντελεστή ισχύος του δικτύου 0,85 θα το αναλάβουν τα οικιακά Φ/Β, τότε το ποσό της άεργου ενέργειας που αναλογεί σε ένα οικιακό Φ/Β ισούται με $\Delta Q/37.500$, δηλαδή:

$$Q_{PEN} = P_{PEN} * \tan\phi = 16,51 \text{ TVArh, } \Delta Q = 16,8 - 16,51 = 0,29 \text{ TVArh}$$

Επιβάρυνση δικτύου ανά μονάδα οικιακού Φ/Β = 7,25 kVArh/year

Αντιλαμβανόμαστε ότι ο αριθμός των 7,25 kVArh/year είναι της τάξης του 1%, αν το οικιακό Φ/Β παράγει συνολικά $Q_{PV}=6.296 \text{ kVArh/year}$, και ως εκ τούτου μπορεί να θεωρηθεί ίσο με το μηδέν για την παρούσα εργασία.

Λειτουργικά κόστη Εξοπλισμού: Θεωρούμε ότι δεν προκύπτουν τέτοιου είδους κόστη στα οικιακά Φ/Β, λόγω μικρής ισχύος.

Λειτουργικά κόστη από απώλειες inverter: Δεν προσμετρώνται οι απώλειες στον μετατροπέα λόγω της παραγωγής άεργου ισχύος, καθώς εκτιμώνται σε $\ll 1\%$ της χειριζόμενης ισχύος. Συνεπώς, θεωρούμε ότι δεν προκύπτουν τέτοιου είδους κόστη στα οικιακά Φ/Β λόγω μικρής ισχύος.

Λειτουργικά κόστη λόγω γήρανσης εξοπλισμού δικτύου: Θεωρούμε ότι δεν προκύπτουν τέτοιου είδους κόστη στα οικιακά Φ/Β λόγω μικρής ισχύος.

Διαχειριστής δικτύου

Οφέλη: Δεν εκτιμώνται, καθώς θεωρούμε ότι οι υπηρεσίες άεργου ισχύος από το διαχειριστή του δικτύου είναι η βάση σύγκρισης στην ανάλυσή μας.

Κόστος Επένδυσης: Σύμφωνα με τα στοιχεία της ΡΑΕ του 2007, το κόστος επένδυσης για μια συστοιχία πυκνωτών ισχύος 12 MVar, με διάρκεια ζωής 10 έτη και επιτόκιο προεξόφλησης 6%, ανέρχεται σε 220.000€. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία (Braun,2007), επειδή στη μονάδα αντιστάθμισης, εκτός από

πυκνωτές χρησιμοποιούνται και πηνία, θα πρέπει να υπολογιστεί το συνολικό κόστος επένδυσης προσαυξημένο κατά 20%. Συνεπώς:

$$1,2 * 220.000 = 264.000 \text{ €}$$

Επειδή η επένδυση έχει δεκαετή διάρκεια ζωής, με χρήση του Συντελεστή Ανάκτησης Κεφαλαίου, το αντίστοιχο επιμερισμένο κόστος κατ' έτος αντιστοιχεί σε 35.870 €. Ως εκ τούτου, το ετησιοποιημένο κόστος επένδυσης του διαχειριστή ανά εγκατεστημένο MVA_g ισούται με 2.989 €/MVA_g.

Συνεπώς, μία τυπική μονάδα οικιακού Φ/Β παρέχοντας υπηρεσίες αντιστάθμισης στο ελληνικό ΣΗΕ συνεισφέρει μέσω του αποφευγόμενου ετησιοποιημένου κόστους επένδυσης (κόστος που βαραίνει το διαχειριστή) στο ύψος των 14,47€. Ως εκ τούτου, το συνολικό όφελος που προκύπτει από τις 37.500 Φ/Β μονάδες ανέρχεται στα 542.625€.

Η αναγωγή του ποσού αυτού ανά παραγόμενη Φ/Β MWh ισούται για το έτος 2014 με 1,15€/MWh.

4.2.4 Αποτίμηση υπηρεσιών ελέγχου συχνότητας

Μία περίσσεια ενεργού ισχύος μπορεί να προκαλέσει αύξηση της συχνότητας λειτουργίας του δικτύου. Μια τέτοια μεταβολή συνήθως αντιμετωπίζεται με ρυθμίσεις στην παραγωγή των κεντρικών μονάδων παραγωγής. Εντούτοις, ρόλο στη ρύθμιση της συχνότητας θα μπορούσαν να διαδραματίσουν και οι μονάδες ΑΠΕ, των οποίων η αυξανόμενη διείσδυση, δημιουργεί νέες επισφάλειες σχετικά με τη συχνότητα λειτουργίας και την ποιότητα ισχύος, κυρίως λόγω της στοχαστικότητας της λειτουργίας τους και των πρωτοκόλλων προστασίας που χρησιμοποιούν (Beach et al., 2013).

Οι λειτουργίες ελέγχου της συχνότητας επιτυγχάνονται με χρήση διατάξεων, κυρίως των μετατροπέων, για τη ρύθμιση συχνότητας, με σκοπό αφενός να διατηρηθεί η συχνότητα λειτουργίας στην επιθυμητή τιμή παρά τις διακυμάνσεις του φορτίου και αφετέρου να αποκρίνεται αυτόματα στις διακυμάνσεις της συχνότητας δικτύου. Ωστόσο, η προσφορά υπηρεσιών ελέγχου συχνότητας δεν θα πρέπει να είναι απαιτητή από όλες τις Φ/Β μονάδες, καθώς θα ήταν μη αποδοτικό οικονομικά.

Με την πάροδο των ετών, οδηγίες σε εθνικό, κυρίως, επίπεδο περιλαμβάνουν τη συχνότητα λειτουργίας, ως σημαντική παράμετρο ποιότητας. Ανάμεσα στις λοιπές απαιτήσεις περιλαμβάνουν την υποχρέωση μικρών παραγωγών που συνδέονται στο δίκτυο ΧΤ να παρέχουν υπηρεσίες ποιότητας ισχύος, όπως ρύθμιση συχνότητας λειτουργίας μέσω ελέγχου της ενεργού ισχύος σε συνθήκες ανισορροπίας του δικτύου (Engel, 2011). Για παράδειγμα, ο γερμανικός διαχειριστής δικτύου έχει εκδώσει το 2011 την οδηγία VDE-AR, σύμφωνα με την οποία σε συνθήκες

ανισορροπίας της συχνότητας, δηλαδή εκτός του εύρους 47.5 – 50.2 Hz (Man, 2012), οι παραγωγοί Φ/Β υποχρεώνονται να διαθέτουν εξοπλισμό παρακολούθησης και ρύθμισης της συχνότητάς τους, με βάση τις αυξομειώσεις της συχνότητας δικτύου, μέσω ελέγχου της εγχεόμενης στο δίκτυο ενεργού ισχύος, με ρυθμό 40% ανά hertz, σε αντίθεση με ότι γινόταν μέχρι το 2011, όταν και παρατηρούνταν το φαινόμενο «yo-yo» από την ταυτόχρονη αποσύνδεση/επανασύνδεση των Φ/Β μονάδων (VDE, 2012) GC VDE-AN-R 4105.

Παρά το γεγονός ότι έχει εφαρμοστεί ποικιλία μεθόδων και τεχνικών σε διαφορετικές χώρες, απαιτείται ακόμα αρκετή προσπάθεια για τον υπολογισμό των ωφελειών από αυτή την επικουρική υπηρεσία. Το ποσό της συνεισφοράς και η χωρική κατανομή της θα πρέπει να βασίζεται σε εξειδικευμένες μελέτες για κάθε ΣΗΕ που θα περιλαμβάνουν επιπλέον λύσεις και τεχνικές ελέγχου (REserviceS,2014).

4.3 Απαιτήσεις διαθεσιμότητας ισχύος

Το τελικό κόστος ενέργειας που καλούνται να πληρώσουν οι καταναλωτές, εκτός από το κόστος παραγωγής και μεταφοράς της ενέργειας, περιλαμβάνει και το κόστος επαρκούς διαθεσιμότητας ισχύος. Το εν λόγω κόστος προκύπτει καθώς το σύστημα, προκειμένου να καλύπτει τη ζήτηση με ασφάλεια, χωρίς διακοπές, απαιτεί διαθέσιμη ισχύ, κάτι που επιβαρύνει το κόστος ενέργειας με τη λειτουργία ή την κατασκευή (αν δεν επαρκεί η δυναμικότητα των υφιστάμενων) μονάδων – συνήθως αυτών που λειτουργούν σαν οριακές μονάδες παραγωγής. Η εγκατάσταση Φ/Β συστημάτων δύναται να συνεισφέρει στη μείωση του παραπάνω κόστους διαθεσιμότητας ισχύος είτε ικανοποιώντας τις ανάγκες για διαθεσιμότητα μέσω της αντικατάστασης ακριβών μονάδων, είτε μειώνοντας/ αναβάλλοντας τις αναγκαίες επενδύσεις. Η παραπάνω συνεισφορά εξαρτάται από την ικανότητα διαθεσιμότητας των εγκατεστημένων Φ/Β μονάδων και τις ανάγκες διαθεσιμότητας του δικτύου. Άλλοι παράγοντες που καθορίζουν τη συνεισφορά των Φ/Β στο πεδίο της διαθεσιμότητας ισχύος είναι ο ρυθμός μεταβολής του φορτίου του συστήματος στο χρόνο (ετησίως ή ημερησίως) όπως επίσης και οι κλιματικές συνθήκες που καθορίζουν την παραγωγή των Φ/Β. Η οικονομική αποτίμηση της παραπάνω συνεισφοράς πραγματοποιείται αρχικά υπολογίζοντας το συντελεστή εγγυημένης ισχύος, ώστε να εκτιμηθεί και ο βαθμός συνεισφοράς της Φ/Β ισχύος, και ακολούθως εκφράζεται σε χρηματική αξία.

Εν γένει η συμβολή μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής στην επάρκεια/αξιοπιστία ενός ηλεκτρικού συστήματος εκφράζεται μέσω του συντελεστή εγγυημένης ισχύος (capacity credit), ο οποίος εκφράζει το πρόσθετο ηλεκτρικό φορτίο που μπορεί να καλυφθεί από την εξεταζόμενη μονάδα ως προς την ονομαστική της ισχύ, για τη διατήρηση της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος στα υφιστάμενα επίπεδα. Η στοχαστικότητα στην παραγωγή των Φ/Β μονάδων, όπως και η διαρκώς

αυξανόμενη διείσδυση τους, δημιουργούν δυσκολίες στον ακριβή υπολογισμό του συντελεστή εγγυημένης ισχύος. Αυτός είναι και ο λόγος που έχουν προταθεί διαφορετικές μεθοδολογίες για τον υπολογισμό του. Ωστόσο, η πλέον αποδεκτή προσέγγιση είναι η μεθοδολογία ELCC (Effective Load Carrying Capacity-Αποτελεσματική ικανότητα μεταφοράς ισχύος) ή παραλλαγές αυτής. Ειδικότερα, μερικές από τις μεθοδολογίες που χρησιμοποιούνται είναι (Denholm et al. 2014)

- A) Net Load: η μέθοδος αυτή είναι σχετικά απλή και βασίζεται σε δεδομένα του φορτίου συστήματος και της παραγωγής των Φ/Β, κυρίως για τις ώρες υψηλής ζήτησης, δίνοντας μια καλή εικόνα για το βαθμό σύμπτωσης παραγωγής Φ/Β και υψηλής ζήτησης.
- B) Loss of Load Probability: αν και πιο σύνθετη μέθοδος σε σχέση με την προηγούμενη, κινείται στην ίδια λογική, εξετάζοντας το σύστημα, όχι κατά τις ώρες υψηλού φορτίου, αλλά κατά τα διαστήματα υψηλού κινδύνου απώλειας ισχύος, μέσω του δείκτη LOLP (Loss of Load Probability).
- Γ) Effective Load-Carrying Capacity (Garver's Method): στη μέθοδο αυτή υπολογίζεται ο δείκτης ELCC, ο οποίος εκφράζει το πρόσθετο φορτίο που μπορεί να καλυφθεί με την ίδια αξιοπιστία, όπως η προϋπάρχουσα, μετά τη διείσδυση συγκεκριμένης ισχύος Φ/Β (Perez et Al., 1993). Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιείται ευρέως λόγω της υψηλής αξιοπιστίας της. Ωστόσο, επειδή αναφέρεται στο σύνολο του έτους, ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος μπορεί να είναι υψηλότερος για ΣΗΕ που η παραγωγή Φ/Β συμπίπτει με αιχμές φορτίου, όπως το ελληνικό.

Η μελέτη Hoff et al. (2006) χρησιμοποιεί ένα συντελεστή εγγυημένης ισχύος για τα Φ/Β μεταξύ 47% και 62%, ενώ η μελέτη που έγινε από το NREL σε 20 διαφορετικές περιοχές δείχνει διακυμάνσεις μεταξύ 36-70% (Contreras et al., 2008).

Όσον αφορά το ελληνικό Ηλεκτρικό Σύστημα, υπολογίσθηκε ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος για διάφορες τεχνολογίες ΑΠΕ, χρησιμοποιώντας πραγματικά λειτουργικά χαρακτηριστικά του συστήματος, για το 2011, με το συντελεστή εγγυημένης ισχύος για τις Φ/Β μονάδες να υπολογίζεται περίπου στο 27% (Simoglou et al. 2013). Με βάση τα ευρήματα της μελέτης, οι φ/β εγκαταστάσεις συνεισφέρουν στην αξιοπιστία του συστήματος κατά βάση την περίοδο Ιουνίου-Σεπτεμβρίου εξαιτίας του υψηλότερου ηλιακού δυναμικού την περίοδο αυτή, καθώς και συγκεκριμένες ώρες την ημέρα που αντιστοιχούν στις ώρες της ηλιοφάνειας (δηλ. 07:00-19:00).

Εφόσον υπολογιστεί ο συντελεστής εγγυημένης ισχύος, είναι εύκολο να μεταφραστεί σε οικονομική αξία ανά μονάδα εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος, μέσω διαφόρων μεθόδων, όπως για παράδειγμα η μέθοδος αποφευγόμενου κόστους (απλό ή σταθμισμένο) διαθεσιμότητας ισχύος από συμβατικές μονάδες, ή τις πιο σύνθετες, όπως καμπύλες φορτίου-παραγωγής, αναλυτικά μοντέλα εξομοίωσης των

μελλοντικών επενδύσεων επέκτασης (Denholm et al. 2014) ή μοντέλα λειτουργίας της αγοράς που καθορίζει την ΟΤΣ.

Η οικονομική αξία εξαρτάται, επίσης, από το αν είναι αναγκαία στο σύστημα νέα διαθέσιμη ισχύς, και το βαθμό διείσδυσης των ΑΠΕ. Αυτό συμβαίνει, καθώς σε περιπτώσεις χαμηλής διείσδυσης, η Φ/Β ισχύς δεν επαρκεί για να αντικαταστήσει συμβατικές μονάδες, ενώ πιθανή μεγάλη ενσωμάτωση ΑΠΕ αναμένεται να μεταβάλλει σημαντικά την καμπύλη φορτίου, αλλά και τον μηχανισμό καθορισμού της ΟΤΣ (SAIC, 2013) οδηγώντας λιγότερο δαπανηρές τεχνολογίες να αντικαταστήσουν τις προηγούμενες ακριβές οριακές μονάδες. Αποτέλεσμα των παραπάνω, είναι η διακύμανση στις τιμές που υπολογίζουν σχετικές μελέτες, όπως για παράδειγμα 6,7 – 7,6 \$cents/kWh (Beach et Al, 2013) ή 1,35-12,3 \$cents/kWh (Denholm et al. 2014).

Προκειμένου, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής, να γίνει μια πρώτη οικονομική αποτίμηση της συνεισφοράς των οικιακών φ/β συστημάτων στην επάρκεια ισχύος του ελληνικού ΣΗΕ, σημειώνονται τα εξής:

- Με βάση τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για τους ex-ante υπολογισμούς της αξιοπιστίας του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος για την περίοδο 2014-2015, το μοναδιαίο τίμημα πληρωμής ισχύος, λαμβάνεται ίσο με 56.000 €/MW-year.
- Με βάση την τελική πρόταση της ΡΑΕ για την αναμόρφωση του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα (7/1/2015), προτείνεται η δημιουργία μόνιμου μηχανισμού για την αποζημίωση του επιπλέον κόστους που προκύπτει από την παροχή της διαθεσιμότητας παροχής ευελιξίας, η οποία και προσδιορίζεται μέσω ετήσιας δημοπρασίας. Για τη μεταβατική περίοδο προτείνεται σταθερή αποζημίωση της διαθέσιμης ισχύος στα επίπεδα των 45.000 €/MW-year.

Θεωρώντας ένα εύρος τιμών μεταξύ 56.000 €/MW-year και 45.000 €/MW-year, η συμβολή των οικιακών φ/β στην αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος αποτιμάται για το 2014 σε:

$$375 \text{ MW} \times 0,27 \times 45.000 \text{ €/MW-year} = 4.556.250 \text{ €}$$

$$375 \text{ MW} \times 0,27 \times 56.000 \text{ €/MW-year} = 5.670.500 \text{ €}$$

Τα εν λόγω μεγέθη ανά οικιακή Φ/Β MWh ισούνται με: 9,70 €/MWh και 12,1 €/MWh αντίστοιχα.

4.4 Απαιτήσεις ανάπτυξης υποδομών για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας

Τα οικιακά Φ/Β, μέσω της παραγωγής τους, δύναται να επιλύσουν προβλήματα κορεσμού και να βελτιώσουν την αξιοπιστία του συστήματος, καθώς μειώνουν το απαιτούμενο φορτίο που πρέπει να μεταφερθεί σε μια περιοχή. Επιπλέον μπορούν να μειώσουν, αποτελεσματικά, και την ανάγκη κατασκευής νέων υποδομών για τη δημιουργία επιπλέον ικανότητας μεταφοράς.

Οι γενικές προσεγγίσεις για τον υπολογισμό του παραπάνω οφέλους είναι δύο. Η πρώτη βασίζεται σε απλή ανάλυση της αγοράς, η οποία απαιτεί πραγματικά δεδομένα και αξιοποιείται περισσότερο σε οριακές αυξήσεις στην εγκατάσταση οικιακών Φ/Β, ενώ παράλληλα μπορεί να απεικονίσει με απλό τρόπο και την επίδραση στη μείωση των απωλειών μεταφοράς. Η δεύτερη και πιο σύνθετη χρησιμοποιεί μοντέλα προσομοίωσης, και απαιτεί εξειδικευμένα δεδομένα και αυξημένη εμπειρία, αλλά είναι ικανή να διατηρήσει την αξιοπιστία της σε σημαντικές αλλαγές στο σύστημα/αγορά. Ταυτόχρονα, μέσω της εν λόγω προσέγγισης μπορούν να αποτυπωθούν λεπτομερώς και οι μη γραμμικές επιπτώσεις των απωλειών. Ανεξαρτήτως της προσέγγισης που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του οφέλους εξαιτίας της μείωσης της ανάγκης για νέες επενδύσεις, οι τεχνολογίες Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΔΠ) εκτός συστήματος μεταφοράς, όπως είναι τα οικιακά Φ/Β, μπορούν να προσθέσουν σημαντική αξία στο ηλεκτρικό σύστημα (FERC 2008 και FERC 2011).

Στις προαναφερθείσες δύο γενικές προσεγγίσεις, υπάγονται τρεις βασικές μεθοδολογίες υπολογισμού του οφέλους (Denholm et al. 2014): α) υπολογισμός μείωσης του κόστους κορεσμού με χρήση των Οριακών Τιμών Παραγωγής (ΟΤΠ), β) μοντελοποίηση, υπό μορφή σεναρίου, των επιπτώσεων των οικιακών φ/β στη μεταφορά και γ) συνδυασμός βελτιστοποίησης σχεδίων επέκτασης δικτύου και προσομοίωσης ΔΠ εκτός δικτύου μεταφοράς.

Α) Μέθοδος μείωσης του κόστους κορεσμού

Η προσέγγιση αυτή προτείνεται από τον Borenstein (2008). Σύμφωνα με τον Borenstein οι διαφορές που παρατηρούνται μεταξύ των ΟΤΠ στις διαφορετικές Λειτουργικές Ζώνες ενός ηλεκτρικού συστήματος αντικατοπτρίζουν την αξία είτε από την «ανακούφιση» των περιορισμών μεταφοράς, είτε από την κατασκευή νέων δικτύων μεταφοράς είτε από κάποια άλλη δράση (π.χ. διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας). Οι διαφορές στις ΟΤΠ αντανακλούν τη διαφορετική ζήτηση ανά Λειτουργική Ζώνη. Η εν λόγω μείωση, σύμφωνα με τον Borenstein, οφείλεται στην ύπαρξη ΔΠ κοντά στο φορτίο, σε κάποια από τις ζώνες, συνεπώς αντανακλά το όφελος λόγω της αποσυμφόρησης του συστήματος.

Η μέθοδος αυτή βασίζεται στα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που πραγματοποιούνται από τον Διαχειριστή μιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και

καλύπτει την περίπτωση οριακής αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΔΠ. Όταν ο αριθμός των τεχνολογιών ΔΠ αυξάνει αρκετά, η μέθοδος αυτή δεν μπορεί πλέον να παρέχει έγκυρα αποτελέσματα. Η μεγάλη διείσδυση διεσπαρμένων μονάδων επηρεάζει δομικά τη λειτουργία του συστήματος, καθώς σημειώνονται υπολογίσιμες αλλαγές στους περιορισμούς μεταφοράς ή τα μοτίβα κατανομής και δέσμευσης των θερμικών μονάδων. Συνεπακόλουθα, ο καθορισμός της ισχύος των οικιακών Φ/Β που απαιτείται για να ανακουφίσει ένα δεσμευτικό περιορισμό του συστήματος μεταφοράς, χωρίς ταυτόχρονα να μεταβάλλει δομικά τη λειτουργία του, απαιτεί προηγμένες τεχνικές μοντελοποίησης.

Β) Μέθοδος μοντελοποίησης διαφορετικών σεναρίων μεταφοράς

Η αποτίμηση του οφέλους από τη συνεισφορά των οικιακών Φ/Β με τη μέθοδο αυτή παρέχει τη δυνατότητα πιο εξειδικευμένης ανάλυσης, ενώ ταυτόχρονα παρακάμπτεται ο περιορισμός που αφορά στο μέγεθος της διείσδυσης των Φ/Β μονάδων. Με την εν λόγω μέθοδο δύναται να προσομοιωθεί το σύνολο του συστήματος και να παραχθούν αποτελέσματα για σχεδόν οποιαδήποτε σενάριο διείσδυσης οικιακών Φ/Β. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα της προσομοίωσης με και χωρίς διείσδυση οικιακών Φ/Β, υπό σταθερή τοπολογία του δικτύου μεταφοράς, εκτιμώνται οι αλλαγές στο κόστος κορεσμού, ακόμη και στην περίπτωση κατά την οποία τα οικιακά Φ/Β μεταβάλλουν τη δεσμευόμενη μονάδα και τις κατευθύνσεις της ροής ισχύος. Αυτή η μέθοδος προϋποθέτει ότι δε προκύπτουν αλλαγές στο δίκτυο.

Γ) Μέθοδος προσομοίωσης συνδυαστικών λύσεων

Η ύπαρξη μεγάλου αριθμού εγκατεστημένων μονάδων οικιακών Φ/Β θα μπορούσε να μεταβάλει σημαντικά τη διαδικασία σχεδιασμού των επεκτάσεων των δικτύων μεταφοράς (Denholm et al. 2014). Σε τέτοιες περιπτώσεις, η προηγούμενη μέθοδος μοντελοποίησης (μέθοδος Β) αδυνατεί να δώσει αξιόπιστα αποτελέσματα, καθώς τα οικιακά Φ/Β θα μπορούσαν να μετατοπίσουν την ανάγκη για επεκτάσεις του δικτύου σε νέες τοποθεσίες. Κατά συνέπεια, μια πλήρης αξιολόγηση του οφέλους των οικιακών Φ/Β σε σχέση με τις ανάγκες επέκτασης ή μη του συστήματος μεταφοράς πρέπει να περιλαμβάνει αναλυτική προσομοίωση αυτού, στη βάση διαφορετικών σεναρίων χωρικής συγκέντρωσης οικιακών Φ/Β εγκαταστάσεων, καθώς και σύγκριση με εναλλακτικά σενάρια διείσδυσης διαφορετικών τεχνολογιών ΔΠ. Η μέθοδος αυτή αποτελεί μια απαιτητική εργασία μοντελοποίησης με χρήση προηγμένων εργαλείων και δεδομένων για όλες τις πιθανές επιλογές επέκτασης (Donohoo & Milligan 2014). Λόγω του πολύπλοκου χαρακτήρα ενός τέτοιου προβλήματος συνδυαστικής βελτιστοποίησης, απαιτούνται αρκετές απλοποιήσεις. Έτσι, τα τελικά αποτελέσματα θα πρέπει να ελέγχονται και να υπολογίζονται ξανά για όλους τους προτεινόμενους συνδυασμούς δικτύων μεταφοράς, διείσδυσης οικιακών Φ/Β και εναλλακτικών τεχνολογιών.

Πρακτικοί και μεθοδολογικοί λόγοι δεν επιτρέπουν τη μοντελοποίηση και την προσομοίωση της λειτουργίας του ελληνικού συστήματος μεταφοράς, ώστε με τη βοήθεια των μεθόδων Β και Γ να εκτιμηθεί το όφελος από την ενδεχόμενη μείωση των απαιτήσεων ανάπτυξης υποδομών. Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής εφαρμόζεται η πρώτη προσέγγιση, η οποία βασίζεται στα αποτελέσματα προσομοίωσης που προκύπτουν από το Διαχειριστή ενός συστήματος μεταφοράς, γεγονός που εισάγει αβεβαιότητα στα αποτελέσματα των υπολογισμών, ειδικά στην περίπτωση που το μοντέλο επίλυσης της αγοράς δεν εφαρμόζει διαζωνικούς περιορισμούς.

Σύμφωνα με το Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς (ΑΔΜΗΕ, 2014) για το ελληνικό σύστημα χρησιμοποιείται η οριοθέτηση δύο Λειτουργικών Ζωνών: της βόρειας και της νότιας Λειτουργικής Ζώνης. Οι Λειτουργικές Ζώνες αντιστοιχούν σε τμήματα του συστήματος, τα οποία συνδέονται με γραμμές μεταφοράς, η ροή ενέργειας επί των οποίων περιορίζεται στην περίπτωση ενεργοποίησης των Διαζωνικών Περιορισμών Μεταφοράς (ΔΠΜ). Οι ΔΠΜ αναφέρονται στους περιορισμούς: α) φόρτισης του εξοπλισμού του Συστήματος και β) τήρησης ορίων τάσης και περιθωρίου ευστάθειας τάσης. Για κάθε μία ζώνη, κατά την επίλυση αγοράς του ΗΕΠ, υπολογίζονται οι ΟΤΠ. Σύμφωνα με το άρθρο 59 του ΚΔΣ, όταν ένας περιορισμός ορίου ροής είναι δεσμευτικός, η ΟΤΠ της ζώνης εκφράζει τη μεταβολή του κοινωνικού πλεονάσματος του ΗΕΠ, η οποία προκύπτει από μια οριακή αύξηση του φορτίου της υπόψη λειτουργικής ζώνης. Ως εκ τούτου, ενδεχόμενη διαφορά μεταξύ των δύο ΟΤΠ, αντικατοπτρίζει την αξία από την «ανακούφιση» των περιορισμών μεταφοράς είτε εξαιτίας της κατασκευής νέων δικτύων μεταφοράς είτε εξαιτίας της ύπαρξης μονάδων ΔΠ. Ανατρέχοντας στα στοιχεία των ημερήσιων δελτίων επίλυσης της αγοράς του ΗΕΠ, για το έτος 2014, που εκδίδει ο ΛΑΓΗΕ, διαπιστώθηκε ότι οι ΟΤΠ μεταξύ βόρειας και νότιας Λειτουργικής Ζώνης δε διαφέρουν, αφού ακόμη δεν έχουν ενεργοποιηθεί οι ΔΠΜ. Ως εκ τούτου ο υπολογισμός ενός ενδεχόμενου οφέλους από τη μείωση των απαιτήσεων ανάπτυξης υποδομών δεν κατέστη εφικτός, εξαιτίας της εγγενούς αδυναμίας της εφαρμοζόμενης μεθόδου, όπως αναλύθηκε προηγουμένως.

4.5 Απαιτήσεις ανάπτυξης υποδομών για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας

Η παρουσία των οικιακών Φ/Β μπορεί να μειώσει ή, με μικρότερες πιθανότητες να αυξήσει την ανάγκη επενδύσεων για τη διατήρηση της αξιοπιστίας και την παροχή ευελιξίας στη λειτουργία του δικτύου διανομής. Σε ένα δίκτυο διανομής απαιτείται η αντικατάσταση του γηρασμένου εξοπλισμού και αναβάθμιση των μετασχηματιστών και των καλωδίων προκειμένου να γίνεται επιτυχής διαχείριση της αύξησης του φορτίου. Υπό τις κατάλληλες συνθήκες, τα οικιακά Φ/Β, μπορούν

να μειώσουν ή να αναβάλουν την ανάγκη για τέτοιου είδους επενδύσεις, καθώς παράγουν ενέργεια κοντά στο φορτίο, και συνεπώς, οδηγούν στη μείωση της απαιτούμενης ηλεκτρικής ροής. Ωστόσο, στις περιπτώσεις μεγάλης διείσδυσης οικιακών Φ/Β εγκαταστάσεων απαιτείται προσθήκη ή αναβάθμιση σε λειτουργικά τμήματα του δικτύου όπως καλώδια, μετασχηματιστές, συσκευές ρύθμισης τάσης, συστήματα ελέγχου και /ή εξοπλισμός προστασίας. Σε άλλες περιπτώσεις, όπου η ενσωμάτωση Φ/Β είναι ιδιαίτερος αυξημένη, απαιτούνται τέτοιου είδους αναβαθμίσεις, κυρίως σε πεπαλαιωμένες γραμμές τροφοδοσίας (feeders) ή όταν τα Φ/Β συστήματα βρίσκονται μακριά από τον υποσταθμό (Denholm et al. 2014). Μία επιπλέον παράμετρος της ικανότητας διανομής είναι οι τοπικές υπερτάσεις, κυρίως λόγω του επηρεασμού της, τοπικά, στα σημεία έγχυσης της παραγόμενης από τα Φ/Β ενέργειας.

Η οικονομική αποτίμηση του οφέλους ή/και κόστους που μπορεί να προκύψει αναφορικά με τις υποδομές του δικτύου διανομής, εξαιτίας της εγκατάστασης των οικιακών Φ/Β, μπορεί να αποδειχθεί μια αρκετά σύνθετη διαδικασία, καθώς το δίκτυο διανομής είναι ενιαίο, ενώ το πιθανό όφελος ή κόστος από τα Φ/Β προκύπτει, κυρίως για τα τμήματα του δικτύου που είναι υπό επέκταση, ή αρκετά γηρασμένα και είναι προ της αντικατάστασής τους, ενώ ρόλο διαδραματίζει και η ευελιξία χρήσης του δικτύου. Ωστόσο, η ποσοτική αποτίμηση του οφέλους μπορεί να γίνει μέσα από τη σύγκριση του κόστους των αναμενόμενων κεφαλαίων επένδυσης ή/και επέκτασης, με και χωρίς οικιακά Φ/Β. Η μέθοδος αυτή βασίζεται συνήθως στην ανάλυση της κατανομής της ροής ισχύος. Δεδομένου ότι η εν λόγω ανάλυση απαιτεί μεγάλο όγκο δεδομένων, αφού ουσιαστικά πρόκειται για μια σειρά πολύπλοκων υπολογισμών που λαμβάνουν ως δεδομένα εισόδου τα τεχνικά χαρακτηριστικά ενός δικτύου (καλώδια, μετασχηματιστές, συσκευές ρύθμισης τάσης, κτλ), και ισχυρά εργαλεία προσομοίωσης του δικτύου διανομής, ένας αριθμός εναλλακτικών μεθόδων έχει προταθεί (Denholm et al. 2014). Συγκεκριμένα:

- Προσαρμοσμένη ισχύς των οικιακών Φ/Β στην υφιστάμενη ικανότητα ενσωμάτωσης του δικτύου.
- Μέση αναβαλλόμενη επένδυση για τη μείωση των αιχμών.
- Επιλογή της οικονομικότερης τεχνικής λύσης για την αύξηση του ηλεκτρικού χώρου.
- Αξία αναβαλλόμενης επέκτασης.
- Αυτοματοποιημένα σενάρια επέκτασης δικτύου

Αναλυτικότερα για κάθε μέθοδο:

A) Μέθοδος προσαρμοσμένης ισχύος των οικιακών Φ/Β στην υφιστάμενη ικανότητα ενσωμάτωσης του δικτύου

Η μέθοδος αυτή εφαρμόζεται μόνο σε χαμηλές διεισδύσεις οικιακών Φ/Β. Στις περιπτώσεις αυτές, τα οφέλη είναι πρακτικά μηδενικά. Η προσέγγιση αυτή

βασίζεται σε μια σειρά αναλύσεων σχετικά με την ικανότητα ενσωμάτωσης των οικιακών Φ/Β στο δίκτυο διανομής. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των εν λόγω αναλύσεων έχει προκύψει ο πρακτικός κανόνας του 15% : όταν η εγκατεστημένη ισχύς των οικιακών Φ/Β δεν ξεπερνά το 15% του ετήσιου αιχμιακού φορτίου, δεν απαιτούνται αλλαγές ή/και ενισχύσεις των υφιστάμενων υποδομών, ούτε παρατηρούνται πρόωρες φθορές του εξοπλισμού (ρυθμιστές τάσεις, πυκνωτές κτλ).

Β) Μέθοδος μέσης αναβαλλόμενης επένδυσης για τη μείωση των αιχμών

Ο σχεδιασμός των επενδύσεων στο δίκτυο διανομής πραγματοποιείται ώστε οι υποδομές να εξυπηρετούν τη ζήτηση αιχμής. Προϊόντος του χρόνου, οι συνολικές και οι μέγιστες απαιτήσεις μιας γραμμής τροφοδοσίας συνήθως αυξάνονται, επιβάλλοντας περιοδικές αναβαθμίσεις των υποδομών. Συνεπώς, ο βαθμός στον οποίο τα οικιακά Φ/Β μπορούν να αντισταθμίσουν το φορτίο αιχμής μεταφράζεται σε μια πιθανή πηγή οφέλους. Αυτή η μέθοδος προϋποθέτει ότι ένα ποσοστό των επενδύσεων στη διανομή χρησιμοποιείται για την αντιμετώπιση της αύξησης του φορτίου. Οι δαπάνες αυτές καλύπτουν κόστη όπως η εξασφάλιση γης, ο εξοπλισμός των υποσταθμών, τα καλώδια, ο εξοπλισμός για τον έλεγχο τάσης κ.α. Το άθροισμα κάθε ενός από τα επιμέρους κόστη, που πραγματοποιούνται για την αντιμετώπιση της αύξησης του φορτίου, διαιρείται με τη συνολική αύξηση του φορτίου για να βρεθεί το μέσο κόστος ανά kW αιχμής. Κατά συνέπεια, η μείωση των αιχμών (σε kW), λόγω της λειτουργίας των οικιακών Φ/Β, μπορεί να μεταφραστεί σε οικονομικό όφελος μέσω του πολλαπλασιασμού της με το υπολογισθέν μέσο κόστος ανά kW αιχμής (CPR, 2014).

Γ) Μέθοδος επιλογής της οικονομικότερης τεχνικής λύσης για την αύξηση του ηλεκτρικού χώρου

Στις περιπτώσεις που ο διαθέσιμος ηλεκτρικός χώρος μιας γραμμής τροφοδοσίας κορεστεί, με αποτέλεσμα να καθίσταται αδύνατη η διασύνδεση μιας Φ/Β εγκατάστασης, ο Διαχειριστής του δικτύου προβαίνει στη συγκριτική αξιολόγηση διαφορετικών τεχνικών λύσεων. Η εν λόγω αξιολόγηση πραγματοποιείται βάσει τεχνικοοικονομικής ανάλυσης που λαμβάνει υπόψη της την τεχνική εφικτότητα, καθώς και την οικονομικότητα κάθε λύσης (αναβάθμιση μετασχηματιστών ή αγωγών, προσθήκη ρυθμιστών τάσης, χρήση ελέγχου άεργου ισχύος στους μετατροπείς, χρήση πρόσθετων συστημάτων ελέγχου, κτλ). Στο πλαίσιο αυτό, πραγματοποιώντας αναλύσεις ροής φορτίου, εντοπίζονται οι λειτουργικοί περιορισμοί των γραμμών διανομής και επιλέγεται η οικονομικότερη λύση που θα επιτρέψει τη διασύνδεση της πλεονάζουσας Φ/Β ισχύος. Το κόστος της λύσης ουσιαστικά αντανάκλα το κόστος που δημιουργεί στο δίκτυο διανομής η μεγάλη διείδυση οικιακών Φ/Β εγκαταστάσεων (Shlatz et al., 2013). Η εν λόγω προσέγγιση εκτιμά αποκλειστικά το κόστος, χωρίς να λαμβάνει υπόψη της τα δυνητικά οφέλη που δημιουργεί η εγκατάσταση οικιακών Φ/Β στο δίκτυο διανομής. Για αυτό το

λόγο, η μέθοδος αυτή συνδυάζεται συνήθως με κάποια άλλη, για καλύτερα αποτελέσματα.

Δ) Μέθοδος αξίας αναβαλλόμενης επέκτασης

Η συγκεκριμένη προσέγγιση βασίζεται στο γεγονός ότι η αύξηση του φορτίου απαιτεί περιοδικές αναβαθμίσεις του δικτύου, όταν οι χωρητικότητες των γραμμών υπερβεί ένα συγκεκριμένο όριο. Τα οικιακά Φ/Β καθυστερούν χρονικά τις αναγκαίες επενδύσεις για αυτές τις αναβαθμίσεις. Η διαφορά, σε όρους παρούσας αξίας, του κόστους επένδυσης που επιτυγχάνεται εξαιτίας της χρονικής καθυστέρησης, αντιπροσωπεύει το όφελος που προκαλείται από τα οικιακά Φ/Β. Στη συγκεκριμένη προσέγγιση δε χρησιμοποιούνται συγκεντρωτικά δεδομένα, αντίθετα υπολογίζεται το φορτίο καθώς και διαφορετικά σενάρια ανάπτυξης οικιακών Φ/Β για όλες τις γραμμές τροφοδοσίας μιας περιοχής.

Ε) Αυτοματοποιημένα σενάρια επέκτασης δικτύου

Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιεί υπολογιστικά μοντέλα επέκτασης διαφόρων τμημάτων του δικτύου, σε συνδυασμό με διαφορετικά μεγέθη διείσδυσης Φ/Β μονάδων και εκτιμώμενων κεφαλαίων επένδυσης και φορτίων ζήτησης. Συγκρίνοντας την παρούσα αξία των σεναρίων με και χωρίς διείσδυση, υπολογίζεται το συνολικό όφελος/κόστος. Τέτοιου είδους αναλύσεις είναι δύσκολο να εφαρμοστούν για δίκτυα μεγάλης κλίμακας, και παραμένουν μόνο χρήσιμα για περιπτώσεις εξέτασης τμημάτων των δικτύων.

Συνεπώς γίνεται εμφανές, πως η επίπτωση της διείσδυσης Φ/Β στο δίκτυο διανομής, στο πεδίο των κοστών ανάπτυξης των υποδομών, είναι εξαρτώμενη σε μεγάλο βαθμό από τις ιδιαίτερες συνθήκες λειτουργίας και σχεδιασμού του εκάστοτε δικτύου, και μπορεί να κυμαίνεται μεταξύ μεγάλου εύρους τιμών, όταν δεν είναι αρνητική (σπανιότερα). Στην περίπτωση της Ελλάδας η εγκατεστημένη ισχύς των οικιακών Φ/Β το έτος 2014 αντιστοιχούσε συνολικά σε 375 MW, εκ των οποίων τα 350 MW ήταν εγκατεστημένα στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Σύμφωνα με το μηνιαίο δελτίο του ΑΔΜΗΕ του Δεκεμβρίου του 2014, το μέγιστο φορτίο παρουσιάστηκε στις 31/12/2014 και αντιστοιχούσε σε 9.263 MW. Η εγκατεστημένη ισχύς των οικιακών Φ/Β στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, ως ποσοστό του μέγιστου ετήσιου αιχμακού φορτίου για το έτος 2014, ήταν ίση με 3,8%. Σύμφωνα λοιπόν με τον πρακτικό κανόνα του 15%, που παρουσιάστηκε στην πρώτη μεθοδολογία, τα οφέλη από τη μείωση ή τη χρονική μετάθεση των επενδύσεων στο δίκτυο διανομής, εξαιτίας της λειτουργίας των οικιακών Φ/Β, είναι πρακτικά μηδενικά. Επιπλέον, τα τελευταία χρόνια υπάρχει μείωση του φορτίου συστήματος, συνεπώς το δίκτυο δεν λειτουργεί σε οριακές καταστάσεις, λόγω των προγενέστερων αναβαθμίσεών του, και το αντίστοιχο όφελος εκτιμάται μηδενικό. Παρά τη εκτιμώμενη συνολική παρούσα μηδενική αξία οφέλους, θα έπρεπε να θεωρηθεί σημαντική η συνεισφορά, καθώς σε συνθήκες αυξημένης διείσδυσης στο μέλλον, τα οικιακά Φ/Β

θα βελτιώσουν σε σημαντικό βαθμό τη λειτουργία του δικτύου, με μετρήσιμα και σημαντικά οικονομικά αποτελέσματα.

4.6 Αξιοπιστία παροχής ισχύος

Σύμφωνα με τους Perez et al. (2012) η ένταξη Φ/Β μονάδων δύναται, εξαιτίας της διεσπαρμένης χωροθέτησής τους και της εγγύτητάς τους με το φορτίο, να αυξήσει σημαντικά της αξιοπιστία του ΣΗΕ, περιορίζοντας τους κινδύνους απώλειας ή μη διαθεσιμότητας ισχύος, που συνήθως προκύπτει σε περιόδους υψηλής ζήτησης ή επιβάρυνσης του ΣΗΕ.

Η αξία της συνεισφοράς των Φ/Β στην ασφάλεια του δικτύου εντοπίζεται σε τρεις κύριους παράγοντες, ο τελευταίος εκ των οποίων θα απαιτούσε συνδυασμό με άλλες τεχνολογίες για να επιτευχθεί το όφελος:

- 1) Η δυνατότητα να μειώσουν διακοπές με τη μείωση της συμφόρησης κατά μήκος του δικτύου Μεταφοράς και Διανομής. Οι διακοπές ρεύματος και οι απώλειες ισχύος είναι πιο πιθανές όταν η ζήτηση είναι υψηλή και το σύστημα υπερφορτώνεται..
- 2) Η δυνατότητα να μειώσουν διακοπές μεγάλης κλίμακας, αυξάνοντας τον πλουραλισμό στις χωρικά διάσπαρτες διαθέσιμες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής.
- 3) Το όφελος για τους πελάτες από την εφεδρεία ισχύος που διατίθεται κατά τη διάρκεια διακοπών μέσω του συνδυασμού των φωτοβολταϊκών, των τεχνολογιών ελέγχου, των μετατροπέων και των μέσων αποθήκευσης ενέργειας.

Οι Φ/Β μονάδες, στα περισσότερα ΣΗΕ, λειτουργούν ως μονάδες εφεδρείας ισχύος, αυξάνοντας περαιτέρω το υφιστάμενο εύρος ασφάλειας της απαιτούμενης ικανότητας του δικτύου – αυτός είναι και ο λόγος που από αρκετούς διαχειριστές δεν λαμβάνεται υπόψη ως κρίσιμη συνεισφορά-. Ωστόσο, σε συνθήκες αυξημένου φορτίου ή έντονων κλιματικών συνθηκών, έχει αποδειχτεί ποσοτικά σημαντική (Perez et al, 1997; Perez et al.,2005; Letendre and Perez, 2006), καθώς η έστω και μικρή αύξηση της ικανότητας δικτύου μπορεί να αποβεί σωτήρια απέναντι σε συμβάντα μη διαθεσιμότητας ισχύος, όπως απώλεια ισχύος (blackout). Τα Φ/Β συστήματα μπορούν να λειτουργήσουν ως κατανεμημένοι ρυθμιστές φορτίου με άμεσες λειτουργίες ανακούφισης του δικτύου σε συνθήκες υπερφόρτισής του, σε αντίθεση με τις κεντρικές συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, οι οποίες εγγέουν σε λίγα συγκεκριμένα σημεία του δικτύου με μεγάλους χρόνους απόκρισης. Ως εκ τούτου, μετά τη διεύδυση των Φ/Β, ένα παθητικό σύστημα ΣΗΕ μετατρέπεται σε ενεργό, στο βαθμό που η ανάπτυξη και η ένταξη των Φ/Β μονάδων πραγματοποιείται λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των τεχνικών και οικονομικών

περιορισμών. Τέλος, η αξιοπιστία του ΣΗΕ ενισχύεται στην περίπτωση που τα Φ/Β συστήματα διαθέτουν δυνατότητες αποθήκευσης, λειτουργώντας με αυτό τον τρόπο ως εφεδρική μονάδα ή εφεδρική πηγή.

Προκειμένου να αξιολογηθεί η συμβολή των Φ/Β μονάδων στην αξιοπιστία του συστήματος μεταφοράς και διανομής, γίνεται προσομοίωση σεναρίων διείσδυσης Φ/Β στο σύστημα, για την εξέταση της επίδρασης της παραγωγής τους στην κάλυψη του απαιτούμενου φορτίου, με σκοπό τον υπολογισμό διαφόρων δεικτών, από τους οποίους οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενοι για το ελληνικό ΣΗΕ είναι οι εξής:

Δίκτυο μεταφοράς:

- LOLP (Loss of Load Probability): εκφράζει την πιθανότητα η ζήτηση του συστήματος να υπερβεί την ικανότητα παραγωγής, κατά τη διάρκεια μιας χρονικής περιόδου και εκφράζει τον εκτιμώμενο αριθμό ωρών μη ικανοποίησης της ζήτησης, κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου.
- LOEP (Loss of Energy Probability): είναι αντίστοιχος του LOLP, αλλά εκφράζει το ποσό της ενέργειας, κατά τη διάρκεια μιας χρονικής περιόδου, που το σύστημα δεν μπορεί να παρέχει.

Δίκτυο διανομής

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index): εκφράζει τη μέση διάρκεια διακοπής της παροχής ενέργειας.
- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): εκφράζει τη μέση συχνότητα διακοπών της παροχής.
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): εκφράζει τη μέση διάρκεια διακοπής της παροχής, ανάμεσα στους καταναλωτές που επηρεάζονται από την διακοπή και προκύπτει από το πηλίκο SAIDI/SAIFI.

Όσον αφορά το ελληνικό ΣΗΕ, η μελέτη των Bouhouras et al.(2009) εκτιμά πως η διείσδυση των Φ/Β συμβάλλει σημαντικά στη βελτίωση των παραπάνω δεικτών, κάτι που συνεπάγεται αύξηση της αξιοπιστίας του δικτύου διανομής και μεταφοράς.

Εκτός από τον υπολογισμό της επίδρασης των Φ/Β στους δείκτες αξιοπιστίας του ΣΗΕ, είναι αναγκαία και η οικονομική αποτίμηση αυτής της συνεισφοράς, έργο απαιτητικό λόγω της πληθώρας των υποθέσεων και των παραγόντων αβεβαιότητας. Αυτός είναι και ο λόγος που μόνο ένας μικρός αριθμός μελετών αναφέρεται σε παρόμοιες οικονομικές αποτιμήσεις. Το προκύπτον οικονομικό όφελος, συνήθως αναφέρεται στους καταναλωτές, καθώς είναι αυτοί που αποφεύγουν διαφυγόντα κέρδη ή ζημίες από πιθανές απώλειες ισχύος ή διακοπές. Για παράδειγμα, ενώ εκτιμάται ότι η ζημία, για την οικονομία των ΗΠΑ, από τις διακοπές παροχής ανέρχεται σε \$100 δις το χρόνο, με συντηρητικές εκτιμήσεις, το όφελος από τη διείσδυση Φ/Β σε ποσοστό 15%, μπορεί να ανέλθει σε \$20/MWh-PV για τους καταναλωτές (Gellings & Yeager, 2004). Ειδικά για το ελληνικό ΣΗΕ, σύμφωνα με

τους Bouhouras et al. (2009) το οικονομικό όφελος που προκύπτει εξαιτίας της αύξησης της αξιοπιστίας του συστήματος μεταφοράς και διανομής και της συνεπακόλουθης μείωσης του χρόνου διακοπής της τροφοδοσίας Η/Ε, λόγω της διείσδυσης Φ/Β μονάδων, εκτιμάται σε 2.139.300 €₂₀₀₉. Δεδομένου ότι το εν λόγω όφελος προέκυψε θεωρώντας εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β μονάδων ίση με 200MW, το ανοιγμένο όφελος ανά Φ/Β MWh ισούται το έτος 2009 με 7,13 €₂₀₀₉/MWh. Χρησιμοποιώντας τον ΔTK το όφελος ανά παραγόμενη Φ/Β MWh το έτος 2014 ισούται με 7,59 €/MWh.

Το εν λόγω μέγεθος, εξαιτίας των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών του ελληνικού ΣΗΕ το έτος 2009 (μικρή διείσδυση ΑΠΕ, μεγαλύτερες αιχμές, μικρότερη εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων), δεν δύναται να χρησιμοποιηθεί, παρά, ως ένα ενδεικτικό μέγεθος. Η πολυπλοκότητα της μεθοδολογίας σε συνδυασμό με τους περιορισμένους πόρους, δεν επέτρεψε στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής, την επικαιροποίηση του εν λόγω οφέλους.

5

Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική αποσκοπεί στην αποτίμηση της κοινωνικής αξίας των ωφελειών που προκύπτουν από τη διείσδυση των οικιακών Φ/Β συστημάτων στο ελληνικό ΣΗΕ, με έμφαση στα οφέλη που αφορούν στην ενεργειακή ασφάλεια του τομέα ηλεκτροπαραγωγής. Για το σκοπό αυτό καταγράφηκαν οι επιπτώσεις, που συνιστούν εξωτερικότητες, από τη διείσδυση των Φ/Β στο δίκτυο μεταφοράς και διανομής, καθώς, και οι επιστημονικά αποδεκτές μεθοδολογίες αποτίμησης των εν λόγω εξωτερικοτήτων.

Όσον αφορά τον προσδιορισμό του περιεχομένου της ενεργειακής ασφάλειας, διαπιστώθηκε μετά από εκτενή ανασκόπηση της βιβλιογραφίας, ότι ο συγκεκριμένος όρος δεν είναι σαφώς καθορισμένος, παρά το γεγονός ότι η ενεργειακή ασφάλεια αποτελεί βασικό πυλώνα της ενεργειακής πολιτικής του συνόλου των ανεπτυγμένων κρατών. Η αδυναμία αυτή προκύπτει από το γεγονός, ότι ο όρος ενεργειακή ασφάλεια έχει διαφορετικό περιεχόμενο για κάθε έναν ενδιαφερόμενο. Εντούτοις, ένας ολοκληρωμένος ορισμός του όρου, αν και πρακτικά πολύ δύσκολο να δοθεί, θεωρητικά θα πρέπει να λάβει υπόψη του την ενεργειακή ασφάλεια σαν μια ομπρέλα κάτω από την οποία βρίσκονται όλοι οι επιμέρους κρίκοι της αλυσίδας παροχής ενέργειας.

Η διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα δημιουργεί ένα νέο, μείζονα παράγοντα επίδρασης στην ενεργειακή ασφάλεια των αντίστοιχων συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος θα πρέπει να εξεταστεί διεξοδικά για το βαθμό και τους τομείς επίπτωσής του. Αυτή η μελέτη, ωστόσο, οφείλει να προσαρμόζεται σε κάθε χώρα και εξεταζόμενη τεχνολογία ΑΠΕ, καθώς η εκάστοτε ενεργειακή αγορά, οι εγκαταστάσεις, οι υποδομές, το ηλεκτρικό σύστημα και το ποσοστό κάθε τεχνολογίας ποικίλει για κάθε χώρα. Συνοπτικά οι επιπτώσεις των ΑΠΕ στην ενεργειακή ασφάλεια, με έμφαση στα Φ/Β συστήματα, εντοπίζονται σε τομείς όπως α) ο εφοδιασμός και η κατανάλωση, β) η πολιτική και η οικονομία, γ) οι υποδομές μεταφοράς και διανομής και δ) το περιβάλλον. Στην παρούσα εργασία, η

διερεύνηση των εξωτερικοτήτων επικεντρώνεται στον τομέα του δικτύου μεταφοράς και διανομής. Σημαντικότερα συμπεράσματα στους επιμέρους τομείς:

Απώλειες στο σύστημα μεταφοράς και διανομής

Η εγκατάσταση Φ/Β μονάδων αποδεικνύεται ότι μπορεί να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στην προσπάθεια μείωσης των απωλειών ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής, λόγω της αποκεντρωμένης χωροθέτησης των μονάδων καθώς και της χρονικής σύμπτωσής της παραγόμενης ενέργειας με τα ημερήσια διαστήματα αυξημένης ζήτησης, ιδιαίτερα στο ελληνικό ΣΗΕ. Στην παρούσα εργασία, αναπτύχθηκε μια μεθοδολογία που κάνει χρήση τεχνητής νοημοσύνης και οικονομετρικών μοντέλων, με στόχο τον προσδιορισμό των προτύπων συσχέτισης μεταξύ των απωλειών και του φορτίου. Με χρήση πραγματικών δεδομένων για το ελληνικό ΣΗΕ, εκτιμάται η συνεισφορά των Φ/Β στη μείωση των απωλειών δικτύου, και κατόπιν αποτιμάται οικονομικά για το έτος 2014. Τα κυριότερα ευρήματα της ανάλυσης στο πεδίο των απωλειών εντοπίζονται, ως εξής:

- Όπως φαίνεται από τα αντίστοιχα διαγράμματα της παραγράφου 4.1.7, υπάρχει ισχυρή συσχέτιση μεταξύ των απωλειών και του φορτίου ($R^2 > 0,93$), η οποία είναι ταυτόχρονα και στατιστικά σημαντική ($p < 0,001$ για επίπεδο εμπιστοσύνης 1%).
- Οι θεωρητικές απώλειες του ελληνικού ΣΗΕ για το έτος 2014, χωρίς τη λειτουργία Φ/Β μονάδων είναι αυξημένες σε σχέση με τις πραγματικές. Γεγονός που επιβεβαιώνει το όφελος που προκύπτει, αναφορικά με τις απώλειες, εξαιτίας της εγγύτητας των Φ/Β στο φορτίο.
- Παρατηρείται αυξημένο διαφορικό όφελος τη χρονική περίοδο μεταξύ 12:00 και 16:00, η οποία ταυτίζεται τόσο με τις αντίστοιχες περιόδους εμφάνισης υψηλού φορτίου, όσο και με τις περιόδους αυξημένης παραγωγής των Φ/Β μονάδων. Το γεγονός αυτό επιβεβαιώνει τη βιβλιογραφική ανασκόπηση, στην οποία αναφέρεται η εμφάνιση αυξημένων απωλειών σε περιόδους αιχμής, οι οποίες αυξάνονται μη αναλογικά σε σχέση με τη ζήτηση, κάτι που αν συνδυαστεί με κατανομημένη παραγωγή από Φ/Β μονάδες, μπορεί να παράξει οφέλη, μεγαλύτερα του αναμενόμενου (Lazar and Baldwin, 2011).
- Με χρήση στοιχείων προηγούμενων ετών για την κατανομή των απωλειών ηλεκτρικής ενέργειας στα επιμέρους τμήματα ενός ΣΗΕ, διαπιστώθηκε σταθερή αναλογία. Συγκεκριμένα, οι απώλειες του ελληνικού ΣΗΕ κατανέμονται κατά 31% στο δίκτυο μεταφοράς και 69% στο δίκτυο διανομής (37% στο ΔΔ-ΧΤ και 32% στο ΔΔ-MT).

- Γνωρίζοντας το διαφορικό όφελος ενέργειας για κάθε ώρα, κάθε ημέρας του 2014, υπολογίστηκε το συνολικό οικονομικό όφελος, πολλαπλασιάζοντας με την αντίστοιχη ωριαία ΟΤΣ. Με βάση τα προηγούμενα, το συνολικό οικονομικό όφελος από τη μείωση των απωλειών στο ΣΗΕ εκτιμήθηκε σε 12.764.672€, εκ των οποίων τα 8.731.035€ στο ΔΔ και 4.033.637€ στο ΔΜ.
- Το όφελος ανά παραγόμενη Φ/Β MWh ανέρχεται στο ποσό των 5,62 €/MWh₂₀₁₄ για οικιακά Φ/Β και λοιπά Φ/Β ΧΤ, καθώς παρέχουν εξοικονόμηση απωλειών τόσο στο ΔΜ όσο και στο ΔΔ, ενώ τα λοιπά Φ/Β ΔΔ-ΜΤ, συνεισφέρουν μόνο στην εξοικονόμηση απωλειών στο ΔΜ, προσθέτοντας αξία μόνο 1,09€/ MWh₂₀₁₄.

Ποιότητα ισχύος

Η διεύθυνση κατανεμημένων μονάδων έχει φέρει στο προσκήνιο νέες προκλήσεις, αλλά και δυνατότητες στο κρίσιμο πεδίο του ελέγχου της ποιότητας ισχύος, παρέχοντας επικουρικές υπηρεσίες, όπως: α) έλεγχο συχνότητας, β) έλεγχο τάσης, γ) βελτίωση αρμονικού περιεχομένου, δ) διαχείριση συμφόρησης δικτύου, και ε) μείωση απωλειών ισχύος. Συγκεκριμένα, οι Φ/Β εγκαταστάσεις μπορούν να λειτουργήσουν σαν δυναμικές πηγές στο δίκτυο διανομής, αν και πιο δαπανηρές, για τη ρύθμιση της τάσης δικτύου και της άεργου ισχύος τοπικά, με τρόπο που μειώνει τις απώλειες του συστήματος, ενώ αυξάνει την επάρκεια του δικτύου, την αξιοπιστία και την αποδοτικότητα.

Όσον αφορά το οικονομικό όφελος των οικιακών Φ/Β στο ελληνικό ΣΗΕ από επικουρικές υπηρεσίες ποιότητας ισχύος, υπολογίστηκε ότι ισούται για το έτος 2014 με 1,15€/MWh.

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να τονισθεί ότι η οικονομική αποτίμηση αδυνατεί να ενσωματώσει τις ποιοτικές πτυχές στην παροχή άεργου ισχύος. Για παράδειγμα, ενώ οι περισσότερες μελέτες υπολογίζουν ως οικονομικότερες τις διατάξεις πυκνωτών/-πηνίων σε σχέση με τους μετατροπείς, οι τελευταίοι είναι πιο ανταγωνιστικοί όσον αφορά την ποιότητα ισχύος, καθώς ακολουθούν πιο ομαλά τη ζήτηση, παρέχοντας βέλτιστη αντιστάθμιση και μικρότερα μεταβατικά φαινόμενα τάσης σε σχέση με τις στατικές μονάδες πυκνωτών-πηνίων.

Απαιτήσεις διαθεσιμότητας ισχύος

Η εγκατάσταση Φ/Β συστημάτων δύναται να συνεισφέρει στη μείωση του κόστους διαθεσιμότητας ισχύος είτε ικανοποιώντας τις ανάγκες για διαθεσιμότητα μέσω της αντικατάστασης ακριβών μονάδων - συνήθως αυτών που λειτουργούν σαν οριακές μονάδες παραγωγής - είτε μειώνοντας/ αναβάλλοντας τις αναγκαίες επενδύσεις. Προκειμένου, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής, να γίνει μια

πρώτη οικονομική αποτίμηση της συνεισφοράς των οικιακών φ/β συστημάτων στην επάρκεια ισχύος του ελληνικού ΣΗΕ, σημειώνονται τα εξής:

- Με βάση τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για τους ex-ante υπολογισμούς της αξιοπιστίας του διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος για την περίοδο 2014-2015, το μοναδιαίο τίμημα πληρωμής ισχύος, λαμβάνεται ίσο με 56.000 €/MW-year.
- Με βάση την τελική πρόταση της ΡΑΕ για την αναμόρφωση του Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα (7/1/2015), προτείνεται η δημιουργία μόνιμου μηχανισμού για την αποζημίωση του επιπλέον κόστους που προκύπτει από την παροχή της διαθεσιμότητας παροχής ευελιξίας, η οποία και προσδιορίζεται μέσω ετήσιας δημοπρασίας. Για τη μεταβατική περίοδο προτείνεται σταθερή αποζημίωση της διαθέσιμης ισχύος στα επίπεδα των 45.000 €/MW-year.

Θεωρώντας ένα εύρος τιμών μεταξύ 56.000 €/MW-year και 45.000 €/MW-year, η συμβολή των οικιακών φ/β στο πεδίο της απαιτούμενης διαθεσιμότητας ισχύος αποτιμάται για το 2014 σε: 9,70 €/MWh και 12,1 €/MWh αντίστοιχα.

Απαιτήσεις ανάπτυξης υποδομών για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας

Τα οικιακά Φ/Β, μέσω της παραγωγής τους, δύναται να επιλύσουν προβλήματα κορεσμού και να βελτιώσουν την αξιοπιστία του συστήματος, καθώς μειώνουν το απαιτούμενο φορτίο που πρέπει να μεταφερθεί σε μια περιοχή. Επιπλέον μπορούν να μειώσουν, αποτελεσματικά, και την ανάγκη κατασκευής νέων υποδομών για τη δημιουργία επιπλέον ικανότητας μεταφοράς. Για τις ανάγκες της παρούσας διπλωματικής, προκειμένου να αποτιμηθεί το όφελος από τη μείωση των απαιτήσεων σε υποδομές μεταφοράς, εφαρμόστηκε η μέθοδος μείωσης του κόστους κορεσμού (βλ. Κεφ. 4.4). Συγκεκριμένα, σύμφωνα με το Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς (ΑΔΜΗΕ, 2014) για το ελληνικό σύστημα χρησιμοποιείται η οριοθέτηση δύο Λειτουργικών Ζωνών: της βόρειας και της νότιας Λειτουργικής Ζώνης. Ανατρέχοντας στα στοιχεία των ημερήσιων δελτίων επίλυσης της αγοράς του ΗΕΠ, για το έτος 2014, που εκδίδει ο ΛΑΓΗΕ, διαπιστώθηκε ότι οι ΟΤΠ μεταξύ βόρειας και νότιας Λειτουργικής Ζώνης δε διαφέρουν, αφού ακόμη δεν έχουν ενεργοποιηθεί οι ΔΠΜ. Ως εκ τούτου ο υπολογισμός ενός ενδεχόμενου οφέλους από τη μείωση των απαιτήσεων ανάπτυξης υποδομών δεν κατέστη εφικτός, εξαιτίας της εγγενούς αδυναμίας της εφαρμοζόμενης μεθόδου, όπως αναλύθηκε προηγουμένως.

Απαιτήσεις ανάπτυξης υποδομών για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας

Η παρουσία των οικιακών Φ/Β μπορεί να μειώσει ή, με μικρότερες πιθανότητες να αυξήσει την ανάγκη επενδύσεων για τη διατήρηση της αξιοπιστίας και την παροχή ευελιξίας στη λειτουργία του δικτύου διανομής, καθώς παράγουν ενέργεια κοντά στο φορτίο, και συνεπώς, οδηγούν στη μείωση της απαιτούμενης ηλεκτρικής

ροής. Στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εφαρμόζοντας τη μέθοδο «προσαρμοσμένης ισχύος των οικιακών Φ/Β στην υφιστάμενη ικανότητα ενσωμάτωσης του δικτύου» προέκυψε ότι η εγκατεστημένη ισχύς των οικιακών Φ/Β στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, ως ποσοστό του μέγιστου ετήσιου αιχμιακού φορτίου για το έτος 2014, ήταν ίση με 3,8%. Σύμφωνα λοιπόν με τον πρακτικό κανόνα του 15%, που παρουσιάστηκε στην εν λόγω μεθοδολογία, τα οφέλη από τη μείωση ή τη χρονική μετάθεση των επενδύσεων στο δίκτυο διανομής, εξαιτίας της λειτουργίας των οικιακών Φ/Β, είναι πρακτικά μηδενικά

Παρά τη εκτιμώμενη συνολική παρούσα μηδενική αξία οφέλους, θα έπρεπε να θεωρηθεί σημαντική η συνεισφορά, καθώς σε συνθήκες αυξημένης διείσδυσης στο μέλλον, τα οικιακά Φ/Β θα βελτιώσουν σε σημαντικό βαθμό τη λειτουργία του δικτύου, με μετρήσιμα και σημαντικά οικονομικά αποτελέσματα

Αξιοπιστία παροχής ισχύος

Η ένταξη Φ/Β μονάδων δύναται, εξαιτίας της διεσπαρμένης χωροθέτησής τους και της εγγύτητάς τους με το φορτίο, να αυξήσει σημαντικά της αξιοπιστία του ΣΗΕ, περιορίζοντας τους κινδύνους απώλειας ή μη διαθεσιμότητας ισχύος, που συνήθως προκύπτει σε περιόδους υψηλής ζήτησης ή επιβάρυνσης του ΣΗΕ. Όσον αφορά το ελληνικό ΣΗΕ, η μελέτη των Bouhouras et al.(2009) εκτιμά πως η διείσδυση των Φ/Β συμβάλλει σημαντικά στη βελτίωση των δεικτών αξιοπιστίας του ΣΗΕ. Συγκεκριμένα, το ανοιγμένο όφελος ανά Φ/Β MWh ισούται το έτος 2009 με 7,13 €₂₀₀₉/MWh. Χρησιμοποιώντας τον ΔΤΚ το όφελος ανά παραγόμενη Φ/Β MWh το έτος 2014 ισούται με 7,59 €/MWh.

Το εν λόγω μέγεθος, εξαιτίας των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών του ελληνικού ΣΗΕ το έτος 2009 (μικρή διείσδυση ΑΠΕ, μεγαλύτερες αιχμές, μικρότερη εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων), δεν δύναται να χρησιμοποιηθεί, παρά, ως ένα ενδεικτικό μέγεθος. Η πολυπλοκότητα της μεθοδολογίας σε συνδυασμό με τους περιορισμένους πόρους, δεν επέτρεψε στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής, την επικαιροποίηση του εν λόγω οφέλους.

Στον πίνακα 5.1 παρουσιάζονται συνοπτικά τα αποτελέσματα της οικονομικής αποτίμησης των ωφελειών σε τιμές €(2014)/MWh_{οικ.φ/β}. Το έτος 2014 χρησιμοποιήθηκε ως έτος υπολογισμού διότι κατά την περίοδο εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας τα συγκεντρωτικά στοιχεία του έτους 2015 για την ελληνική ενεργειακή αγορά δεν είχαν δημοσιευθεί.

Πίνακας 5.1: Εξωτερικά οφέλη από την εγκατάσταση και λειτουργία οικιακών Φ/Β συστημάτων και οικονομική αποτίμηση τους για την Ελλάδα σε τιμές 2014

A/A	Όφελος	Αξία €(2014)/MWh _{οικ.φ/β}
1	Μείωση των απωλειών στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής	5,62
2	Βελτίωση της ποιότητας ισχύος	1,15
3	Μείωση των απαιτήσεων διαθεσιμότητας ισχύος	9,70 – 12,1
4	Μείωση των απαιτήσεων ανάπτυξης υποδομών για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας	0
5	Μείωση των απαιτήσεων ανάπτυξης υποδομών για τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας	0
6	Βελτίωση της αξιοπιστίας της παρεχόμενης ισχύος	7,59
	Σύνολο:	24,06-26,46

Βιβλιογραφία

Ξενόγλωσση

A

Advanced Energy (2014). Next-Generation Grid-Connected Inverter Controls and Capabilities. Available at: <http://solarenergy.advanced-energy.com/upload/File/Case%20Studies/ENG-PG%26Ecase-260-02.pdf>.

Ackerman, F., Stanton, E.A. (2012). "Climate risks and carbon prices: revising the social cost of carbon". Economics: The Open-Access, Open Assessment E-Journal 6.

Alvarez C G, Jara R M, Julian J R R, Bielsa J I G (2009). Study of the effects on employment of public aid to renewable energy sources. Technical Report prepared by University Rey Juan Carlos. Available on-line at: <http://www.juandemariana.org/pdf/090327-employment-public-aid-renewable.pdf>

APERC, A. (2007). "Quest for energy security in the 21st century". Institute of Energy Economics, Asia Pacific Energy Research Centre, Tokyo.

APS (2009). Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study.SAIC

Australian Academy of Technological Sciences and Engineering (ATSE) (2009). The hidden costs of electricity: externalities of power generation in Australia. <<http://www.apo.org.au/node/4196>> (accessed 24.07.11).

Awerbuch, S.; Berger, M. (2003). "Energy Security and Diversity in the EU: A Mean Variance Portfolio Approach". IEA Report No. EET/2003/03. Paris, France: International Energy Agency.

Ayres, R., Kneese, A. (1969). Production, consumption and externalities. American Economic review, 59, 282-297.

B

Beach, T., Kozinda, A., Rao, V. (2013). Advanced Inverters For Distributed PV: Latent Opportunities for Localized Reactive Power Compensation. Cal x Clean Coalition Energy C226

Beach, R. T., McGuire, P. G. (2013). Net Benefits of Solar Distributed Generation for the Public Service Company of Colorado: A Critique of Public Service Company of Colorado's DSG Benefit and Cost Study. Crossborder Energy. Sept. 20, 2013

Beck, R.W. Inc. (2009). Distributed renewable energy operating impacts and valuation study (APS study).

Bernow, S. S., & Marron, D. B. (1990). Valuation of environmental externalities for energy planning and operations: May 1990 update. Tellus Institute.

- BDEW (2008).** “Guideline for generating plants’ connection to and parallel operation with the medium-voltage network”.
- Böcher, M. (2012).** A theoretical framework for explaining the choice of instruments in environmental policy. *Forest Policy and Economics*, 16, 14-22.
- Bohi, D.R., Toman, M.A. (1996).** *The Economics of Energy Security*. Kluwer Academic Publishers, Boston.
- Bohi, D.R., Toman, M.A., Walls, M. A. (1996).** *The Economics of Energy Security*. Boston: Kluwer Academic Publishers.
- Borenstein, S. (2012).** The private and public economics of renewable electricity generation. *J. Econ. Perspect.* 26 (1), 67–92
- Bouhouras, A.S., Marinopoulos, A.G., Labridis, D.P., Dokopoulos, P.S. (2009).** Installation of PV systems in Greece—Reliability improvement in the transmission and distribution system. *Electric Power Systems Research*.
- Braun M. (2007).** Reactive power supplied by pv inverters -cost-benefit-analysis. Institut fuer Solare Energieversorgungstechnik e. V. (ISET). 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 3 - 7 September 2007, Milan, Italy
- Buller, F. H., Woodrow, C. A. (1928).** Load factor equivalent hours values compared. *Electr. World*, Jul. 1928.

C

- Checchi, A., Behrens, A., & Egenhofer, C. (2009).** Long-term energy security risks for Europe: A sector-specific approach (Vol. 309). CEPS.
- Cherp, A. and J. Jewell (2011a).** “Measuring energy security: from universal indicators to contextualized frameworks”, in B. K. Sovacool (ed.), *The Routledge Handbook of Energy Security*, Oxon, UK and New York: Routledge, pp. 330–355.
- Cherp, A. and J. Jewell (2011b).** “The three perspectives on energy security: intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration”, *Current Opinion in Environmental Sustainability*, **3(4)**, 202–212, doi:10.1016/j.cosust.2011.07.001.
- Cherp, A. , Adenikinju, A., Goldthau, A., Vakulenko, S. (2012).** “Ch.5. Energy and security.” In book: *Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future*, Publisher: Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, pp.325-383
- Cherp, A. and J. Jewell (2013).** “Energy security assessment framework and three case studies” *International Handbook of Energy Security*, Edward Elgar Publishing Limited pp. 146-171
- Chester, L. (2009).** “Conceptualising energy security and making explicit its polysemic nature”, *Energy Policy*, 38(2), 887–895, doi:10.1016/j.enpol.2009.10.039.

Clarkson, R., & Deyes, K. (2002). Estimating the social cost of carbon emissions. London: HM Treasury.

Clemence, M., Coccioni, R., Glatigny, A. (2013). How Utility Electrical Distribution Networks can Save Energy in the Smart Grid Era . Schneider Electric White Paper. Revision 0.

Contreras, J.L., Frantzis, L. , Blazewicz, S. , Pinault, D., Sawyer, H. (2008). Photovoltaics Value Analysis. Navigant Consulting Inc. Burlington, Massachusetts Subcontract Report NREL/SR-581-42303 February 2008

Costantini, V., Gracceva, F., Markandya, A., & Vicini, G. (2007). Security of energy supply: Comparing scenarios from a European perspective. *Energy Policy*, 35, 210–226.

Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy policy*, 38 (2), 955-965

CPR (2014). Minnesota Value of Solar: Methodology. Report prepared for the Minnesota Department of Commerce, Division of Energy Resources. Napa, CA: Clean Power Research.

D

DECC (2011). Update short term traded carbon values for UK public policy appraisal, Department of Energy and Climate Change, October 2011

Delfanti, M., Galliani, A., Olivieri, V (2014). The New Role Of Dsos: Ancillary Services From Res Towards A Local Dispatch, Cired Workshop - Rome, 11-12 June 2014 Paper 0428

Demirok, E. (2012). Control of Grid Interactive PV Inverters for High Penetration in Low Voltage Distribution Networks. Department of Energy Technology, Aalborg University

Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., & Zuboy, J. (2014). Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the US Electric Utility System. National Renewable Energy Laboratory.

Donohoo, P.; Milligan, M. (2014). Capricious Cables: Understanding the Key Concepts in Transmission Expansion Planning and Its Models. NREL Report No. NREL/TP-5D00-61680. Golden CO: National Renewable Energy Laboratory.

Dworak, T., Berglund, M., Laaser, C., Strosser, P., Roussard, J., Grandmougin, B., Rodríguez-Díaz, J. A. (2007). EU Water saving potential (Part 1–Report). Ecologic-Institute for International and European Environmental Policy, 900-949.

E

Ecofys (2014). Subsidies and costs of EU energy Final report, by order of: European Commission

Elkind, J., Pascual C. (2009) Energy Security: Economics, Politics, Strategies, and Implications. Brookings institution press

Engel, B. A. (2011). Improved Grid Integration for more PV in Europe. Presented at the IEA PVPS Programme Workshop, Hamburg, Germany.

Esslinger, P. and Witzmann, R. (2012). "Evaluation of Reactive Power Control Concepts for PV Inverters in Low-voltage Grids." In *Integration of Renewables into the Distribution Grid*, 1–4, 2012.

Eurelectric (2010). Power Statistics 2010 Edition full report

Evans, A., Gamez, M., Croucher, M., James, T., (2011). Market-Based Incentives. Technical Report, Arizona State University

ExternE (2005). ExternE: externalities of energy, methodology 2005 Update. EUR21951. In: Peter Bickel, Rainer Friedrich (Eds.). *Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung — IER Universität Stuttgart*, European Commission, Luxemburg, Germany, p. 270.

F

FERC (2005). Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption. Staff Report: Docket No. AD05-1-000 . Washington, D.C. 20426 February 4, 2005

FERC (2008). Order 890: Preventing Undue Discrimination and Preference in Transmission Service, RM05-17-000 & RM05-25-000 (FERC June 23, 2008).

FERC (2011). Order 1000: Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities, RM10-23-000 (FERC July 21, 2011).

FERC (2014). *Payment for Reactive Power*. Staff Report in AD14-7 dated April 22, 2014.

Fowlie, M., & Muller, N. (2010). Designing markets for pollution when damages vary across sources: Evidence from the NOx budget program. Technical report.

Fthenakis, V.M., Kim, H.C. (2012). Environmental impacts of photovoltaic life cycles. In: Ali, S. (Ed.), *Comprehensive Renewable Energy*. Elsevier, Oxford, pp. 143–159.

G

Gellings C.W., Yeager, K.E. (2004). Transforming the Electric Infrastructure. *Physics today*. DOI: 10.1063/1.1878334

Gnansounou, E. (2008). "Assessing the Energy Vulnerability: Case of Industrialised Countries." *Energy Policy* 36 (10) (October): 3734-3744. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.07.004.

Graves, F.; Litvinova, J. (2009). "Hedging Effects of Wind on Retail Electric Supply Costs." *The Electricity Journal* (22:10); pp. 44–55

Greenpeace International, GWEC, EREC(2012). Energy [R]evolution 2012. Greenpeace International, Global Wind Energy Council, European Renewable Energy Council. Report, 4th edition 2012 world energy scenario.

- Greenstone, M., Kopits, E., & Wolverton, A. (2013).** Developing a social cost of carbon for US regulatory analysis: A methodology and interpretation. *Review of Environmental Economics and Policy*, 7(1), 23-46.
- Gupta, E. (2008).** "Oil Vulnerability Index of Oil-Importing Countries." *Energy Policy* 36 (3) (March): 1195-1211. doi:doi: DOI: 10.1016/j.enpol.2007.11.011.
- Gustafson, M. W. (1983).** Demand, energy and marginal electric system losses. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, no. 9, pp. 3189–3195, Sep. 1983.
- Gustafson, M.W. , Baylor, J. S., Mulnix, S. S. (1988).** Equivalent hours Loss Factor revisited. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 1502–1507, Nov. 1988.

H

- Hansen, L., Lacy, V., Glick, G. (2013).** A Review Of Solar Pv Benefit & Cost Studies 2nd Edition.ERCOT." Cambridge, MA: The Brattle Group. Rocky Mountain Institute.Published September 2013
- Hänßler, R., Knoll, P., Stein, J. (2006).** Position Paper on the Green Paper on Energy Efficiency - Improving Energy Efficiency by Power Factor Correction ", ZVEI (Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie) e.V., March 2006
- Heckmann W., Hamann L.,Braun M. (2013).** Detailed analysis of network losses in a million customer distribution grid with high penetration of distributed generation, electricity distribution. (CIRED 2013)22nd International Conference on Electricity Distribution Stockholm, 10-13 June 2013
- Held, A., Ragwitz, M., & Haas, R. (2006).** On the success of policy strategies for the promotion of electricity from renewable energy sources in the EU.*Energy & Environment*, 17 (6), 849-868
- Held, A., Ragwitz, M., Fraunhofer ISI, Gephart, M., Visser, E., Klessmann, C., Ecofys (2014):** Design features of support schemes for renewable electricity, European Commission, DG ENER
- Hoebel, H. F. (1959).** Cost of electric distribution losses. *Electr. Light and Power*, Mar. 1959.
- Hoff, T. E. (2012).** Advanced Modeling and Verification for High Penetration PV. Clean Power Research. April 2012 10 Glen Ct. Napa, CA 94558 .
- Hoff, T. E. , Perez, R., Braun,G., Kuhn, M., Norris, B.(2006).** The Value of Distributed Photovoltaics to Austin Energy and the City of Austin . Clean Power Research, L.L.C.Solicitation number: SL04300013
- Hughes, L. (2009).** The four 'R's of energy security. *Energy Policy* Energy Policy 37(6):2459-2461 · June 2009

I

- IAE (2005).** Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies (International Atomic Energy Agency, Vienna)
- IEA (2000).** "Experience Curves for Energy Technology Policy," International Energy Agency, Paris, France.
- IEA (2003).** IEA Energy Technology R&D Statistics, International Energy Agency, Paris, France.
- IEA (2010).** "Technology Roadmap: Concentrating Solar Power". Paris
- IEA (2010a).** World Energy Outlook 2010. International Energy Agency (IEA) of the Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) , Paris, France .
- IEA (2013).** Renewable Energy Medium-Term Market Report 2013 –Market Trends and Projections to 2018. Paris
- IEC (2007).** Efficient Electrical Energy Transmission And Distribution International Electrotechnical Commission.Ch-1211 Geneva 20. Switzerland
- Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon, U. S.G. (IWGSCC) (2010).** Appendix 15a. Social cost of carbon for regulatory impact analysis under Executive Order 12866. In Final Rule Technical Support Document (TSD): Energy Efficiency Program for Commercial and Industrial Equipment: Small Electric Motors. U.S. Department of Energy. <<http://go.usa.gov/3fH>>.
- Intharak, Narumon, Jupri Haji Julay, Satoshi Nakanishi, Tomoko Matsumoto, Endang Jati Mat Sahid, Alberto Gotardo Ormeno Aquino, and Alicia Altagracia Aponte. (2007).** A Quest for Energy Security in the 21st Century. Asia Pacific Energy Research Centre.
- IREC (2013).**A REGULATOR’S GUIDEBOOK: Calculating the Benefits and Costs of Distributed Solar Generation/ Interstate Renewable Energy Council, Inc..Oct. 2013

J

- Jenkin, T.; Diakov, V.; Drury, E.; Bush, B.; Byrne, R.; Denholm, P.; Milford, J.; Arent, D.; Margolis, R. (2013).** Use of Solar and Wind as a Physical Hedge Against Price Variability Within a Generation Portfolio. NREL Report No. TP-6A20-59065. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory
- Joskow, P. (2009).** The U.S. Energy Sector: prospects and challenges, 1972–2009. Dialogue 17.

K

- Karkanias, P., Shahack-Gross, R., Ayalon, A., Bar-Matthews, M., Barkai, R., Frumkin, A., et al. (2007).** Evidence for habitual use of fire at the end of the Lower Paleolithic: site-formation processes at Qesem Cave, Israel. J Hum Evol 2007;53:197–212. US Department of Energy. Critical materials strategy. Washington DC, US

- Kendell, J. M. (1998).** Measures of Oil Import Dependence . United States Department of Energy (US DOE) , Washington, DC
- Kleber, D. (2009).** “The U.S. Department of Defense: Valuing Energy Security,” *Journal of Energy Security* (June 2009): 3 (www.ensec.org).
- Kleber, D. (2009).** The US Department of Defense: valuing energy security. *Journal of Energy Security*, 18.
- Kneese, A., Ayres, R., D’Arge, R. (1970).** *Economics and the Environment: A materials balance approach.* Resources for the Future, Washington, D.C., US.
- Kopp, O., Engelhorn, T., Onischka, M., Bode, S., Groscurth, H., Klessman, C., Gehart, M., Nabe, C., Grave, K., Ehrhart, K., Petrzyk, S. (2013):** Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesin für erneuerbare Energien. Mannheim.
- Krupnick, A., Burtraw, D., Palmer, K., (1995).** The Social Benefits of Social Costing Research. The External Costs of Energy, Proceedings of the 1st EC/OECD/IEA Workshop on Energy Externalities, Brussels.
- Kruyt, B., van Vuuren, D. P., De Vries, H. J. M., & Groenenberg, H. (2009).** Indicators for energy security. *Energy Policy*, 37(6), 2166-2181.

L

- Lazar J., Baldwin X. (2011).** Valuing the Contribution of Energy Efficiency to Avoided Marginal Line Losses and Reserve Requirements. RAP. Vermont
- Leonardo Energy (2008).** Treatment of Electricity Losses by Network Operators, ERGEG Position Paper for public consultation, Ref: E08-ENM-04-03, Brussels, Belgium, 2008-07-15, 7-10Le Coq , C. and E. Paltseva , 2009 : Measuring the Security of External Energy Supply in the European Union. *Energy Policy* , 37 (11): 4474 – 4481 .
- Lee, A., Zinaman, O., Logan, J., Bazilian, M., Arent, D., Newmark, R.L. (2012).** “Interactions, Complementarities and Tensions at the Nexus of Natural Gas and Renewable Energy.” *Electricity Journal* (25:10); pp. 38–48.
- Lefèvre, N. (2009).** “Measuring the Energy Security Implications of Fossil Fuel Resource Concentration.” *Energy Policy* In Press, Corrected Proof: -. doi:DOI: 10.1016/j.enpol.2009.02.003.
- Lehr U., Nitsch J., Kratzat M., Lutz C., Edler D. (2008).** Renewable energy and employment in Germany. *Energy Policy* 36, pp. 108-117.
- Lehr U., Lutz C., Edler D. (2012).** Green jobs? Economic impacts of renewable energy in Germany. *Energy Policy* 47, pp.358–364.
- Lesser, J. A., & Su, X. (2008).** Design of an economically efficient feed-in tariff structure for renewable energy development. *Energy Policy*, 36 (3), 981-990.
- Letendre S. and R. Perez (2006).** Understanding the Benefits of Dispersed Grid-Connected Photovoltaics: From Avoiding the Next Major Outage to Taming Wholesale Power Markets. *The Electricity Journal*, 19, 6, 64-72

Llera E., Scarpellini S., Aranda A., Zabalza I. (2013). Forecasting job creation from renewable energy deployment through a value-chain approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21, pp. 262–271.

Löschel, A., Moslener, U., &Rübbelke, D. T. (2010). Indicators of energy security in industrialised countries. *Energy Policy*, 38(4), 1665-1671.

M

Mabro, R. (2008). “On the Security of Oil Supplies, Oil Weapons, Oil Nationalism and All That.” *OPEC Energy Review* 32 (1) (March): 1-12. doi:Article.

Maknouninejad A., Nasser A., Batarseh K. (2011). Analysis and Control of PV Inverters Operating in VAR Mode at Night. University of Central Florida, Orlando, FL

Man, E. A. (2012). PED1043 Control of grid connected PV systems with grid support functions (Master’s Thesis). Aalborg University, Denmark.

Markaki M., Belegri-Roboli A., Michaelides P., Mirasgedis S., Lalas D. P. (2013). The impact of clean energy investments on the Greek economy: an input-output analysis (2010-2020). *Energy Policy*, 57, pp. 263-275.

Maurer, L.T. A. Barroso L.A. Chang J.M. (2011): Electricity auctionp. An overview of efficient practicep. Washington, DC: World Bank.

Moreno B. and Lopez A. J. (2008). The effect of renewable energy on employment - the case of Asturias (Spain). *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12, pp.732–751.

Muller, N. and R. Mendelsohn (2007). “Measuring The Damages of Air Pollution in the United States” *J. of Environmental Economics and Management*, 54: 1-14.

N

National Renewable Energy Laboratory (NREL) (2012). Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics (Fact Sheet). National Renewable Energy Laboratory. <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf>> (accessed 18.9.13).

Navrud, S. (1992). *Pricing the European Environment.* Scandinavian University Press.

Navrud, S., Pruckner, G. (1997). *Environmental Valuation - To Use or Not to Use?.* *Environmental and Resource Economics*, 10, 1-26.

Nordhaus, W. (2014). Estimates of the social cost of carbon: concepts and results from the DICE-2013R model and alternative approaches. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 1(1/2), 273-312.

Norris, B., Jones, N. (2013). *The Value of Distributed Solar Electric Generation to San Antonio.* Napa, CA: Clean Power Research; San Antonio, TX: Solar San Antonio.

O

Ölz, S., Sims, R., & Kirchner, N. (2007). Contribution of renewables to energy security. IEA.

P

Pearce, D. W., Turner, R. K., (1990). Economics of natural resources and the environment :. Harvester Wheatsheaf, London. 378 pp.

Pearce, D., Lockwood, B., Ozdemiroglu, E., Steele, P. (1994). Non-Environmental Externalities of Electricity Fuel Cycles in the United Kingdom. Position paper, CSERGE/EFTEC.

Perez, R., Seals, R., and Stewart, R. (1993). "Assessing the Load Matching Capability of Photovoltaics for US Utilities Based Upon Satellite-Derived Insolation Data", IEEE Transactions, pp. 1146-1149 (23d. PV Specialists, Louisville, KY), 1993.

Perez, R., R. Seals, H. Wenger, T. Hoff and C. Herig, (1997). PV as a Long-Term Solution to power Outages. Case Study: The Great 1996 WSCC Power Outage. Proc. ASES Annual Conference, Washington, DC.

Perez, R., Norris, B., Hoff, T. (2012). The Value of Distributed Solar Electric Generation to New Jersey and Pennsylvania. Napa, CA: Clean Power Research.

Perez R., B. Collins, R. Margolis, T. Hoff, C. Herig J. Williams and S. Letendre (2005). Solution to the Summer Blackouts – How dispersed solar power generating systems can help prevent the next major outage. Solar Today 19,4, July/August 2005 Issue, pp. 32-35.

Pollin R., Heintz J., Garrett-Peltier H. (2009). The economic benefits of investing in clean energy: how the economic stimulus program and new legislation can boost US economic growth and employment. Published Studies.

Q

-

R

Rábago, K., Norris, B., Hoff, T. (2012). Designing Austin Energy's Solar Tariff Using A Distributed PV Calculator. Napa, CA: Clean Power Research; Austin, TX: Austin Energy.

Razanousky M., EPRI, Short, T., SAIC, Swayne, T. (2012). Assessment of Transmission and Distribution Losses in New York. EPRI, Palo Alto, CA: 2012. PID071178 (NYSERDA 15464). Albany, NY

REserviceS (2014). Economic grid support services by wind and solar PV a review of system needs, technology options, economic benefits and suitable market mechanisms Final publication. Agreement no.: IEE/11/814/SI2.616374. Sept. 2014

S

- SAIC (2013).** Updated **Solar** PV Value Report. Arizona Public Service. May, 2013.
- Simoglou C, Biskas P, Bakirtzis E, Matenli A, Petridis A, and Bakirtzis A. (2013).** Evaluation of the Capacity Credit of RES: the Greek Case. PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble.
- Shlitz, E., Buch, N., Chan, M. (2013).** Distributed Generation Integration Cost Study: Analytical Framework. Consultant Report No. CEC-200-2013-007. Sacramento, CA: California Energy Commission.
- SMA (2013).** Profitable night shift for inverters. http://www.sma.de/fileadmin/Partner/SMA_Connect/WP_QATNIGHT.AEN132110W.pdf Προσπελάστηκε στις 07/03/2016
- Sovacool, B., Brown, M. (2010).** "Competing Dimensions of Energy Security: An International Review." Annual Review of Environment and Resources 35: 77-108
- Sovacool, B., Mukherjee, I. (2011).** Conceptualizing and measuring energy security: a synthesized approach. Energy, 36(8), 5343-5355.
- SPE (2015).** Solar Photovoltaics Jobs & Value Added in Europe. Solar Power Europe. November 2015
- Stern, N. (2006).** Stern review: the economics of climate change: executive summary.
- Stetz, T., Marten, F., Braun, M. (2013).** Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 4(2), 534–542. doi:10.1109/TSTE.2012.2198925
- Swisher, J. (2002).** Cleaner Energy, Greener Profits: Fuel Cells as Cost-Effective Distributed Generation Sources, Rocky Mountain Institute, Snowmass, CO.
- Sorensen B. (2000).** Renewable Energy: Its Physics, Engineering, Use, Environmental Impact, Economics, and Planning Aspects. San Diego: Academic Press.
- Sorensen, A., (2004).** Renewable energy: its physics, engineering, use, environmental impacts, economy, and planning aspects. Elsevier Academic Press, 2004, 952 pages. Barker Library, TJ163.2.S66 2004

T

- Tietenberg, T. H., Lewis, L. (2010).** *Environmental economics and policy*. New York: **Pearson**.
- Tol, R.S.J. (2004).** The marginal damage cost of carbon dioxide emissions: An assessment of the uncertainties. Hamburg: Centre for Marine and Climate Research, University of Hamburg.
- Tol, R. (2005).** The marginal costs of carbon dioxide emissions: an assessment of the uncertainties. In: Energy Policy. Elsevier Ltd., 33(16) pp. 2064–2074.
- Tol, R. (2008).** The social cost of carbon: Trends, outliers and catastrophes. Open-Access, Open-Assessment E-Journal 2, no. 25:1–22.

Tufon, C., Isemonger A., Kirby, B., Kueck, J., Fangxing, Li (2008). A Tariff for Reactive Power . DOE Technical Report, Oak Ridge, TN, Jun. 2008.

Turitsyn K., S`ulc, P., Backhaus, S., Chertkov, M. (2011). Options for Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators, 2014

Turton, H., and L. Barreto. (2006a). “Long-term security of energy supply and climate change.” Energy Policy 34(15): 2232–2250.

Tourkolias C, Mirasgedis S. (2011). Quantification and monetization of employment benefits associated with renewable energy technologies in Greece, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15, pp. 2876-2886.

U

Urge-Vorsatz D, Arena D, Herrero S T, Butcher A. (2010). Employment impacts of a large-scale deep building energy retrofit programme in Hungary. Center for Climate Change and Sustainable Energy Policy (3CSEP) of Central European University, Budapest.

U.S.D.E.(2011). Critical Materials Strategy.Report. http://energy.gov/sites/_prod/files/DOE_CMS2011_FINAL_Full.pdf

V

Valentine, S. (2011). Emerging symbiosis: Renewable energy and energy security. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 4572– 4578

Van der Zwaan B, Cameron L, Kober T. (2013). Potential for renewable energy jobs in the Middle East. Energy Policy, 60, pp. 296-304.

VDE (2011). VDE-AR-N 4105 Generators connected to the low-voltage distribution network – Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks.

VDE (2012). “The 50.2 Hz Problem Controlling Active Power in the Event of Overfrequency in Generators Connected to the Low-voltage Distribution Network.

VDN (2007). “Transmission Code 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber”, Version 1.1 and Annexes.

W

Watkiss, P. with others (2005). The Social Costs of Carbon (SCC) Review: Methodological Approaches for Using SCC Estimates in Policy Assessment. London: Defra.

Wei M, Patadia Sh, Kammen D. (2010). Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US?, Energy Policy 38:2, pp. 919 - 931.

Weiss, J., Bishop, H., Fox-Penner, P., Shavel, I. (2013). “Partnering Natural Gas and Renewables in ERCOT.” Cambridge, MA: The Brattle Group.

- WEO (2012).** World energy outlook, international energy agency, ISBN: 978-92-64-18084-0
- Winzer, C. (2012).** Conceptualizing energy security. Energy Policy, 46, 36-48.
- Wiser, R., Bolinger, M. (2007).** “Can Deployment of Renewable Energy Put Downward Pressure on Natural Gas Prices?” Energy Policy (35:1); pp. 295–306.
- World Bank Group. (2005).** Energy Security Issues. Washington, DC: World Bank. Available at: http://siteresources.worldbank.org/INTRUSSIANFEDERATION/Resources/Energy_Security_eng.pdf. Accessed on 01/10/2015

X

-

Y

- Yergin D. (1988).** Energy Security in the 1990s. Foreign Affairs , 67 (1): 110 – 132 .
- Yergin D. (2006).** Ensuring energy security. Foreign Aff.85(2):69–82

Z

- Zillman DL, Bigos MT. (2004).** Security of supply and control of terrorism: energy security in the United States in the early twenty-first century. See Ref. 106, pp. 145–70
- Zillman D.N., Redgwell, C., Moore, Y.O., Barrera-Hernandez, L.K.,(2008).** Beyond the Carbon Economy, Energy Law in Transition, Oxford University Press, New York, 2008, p. 6. Policy 36 (3) (March): 1195-1211. doi:doi: DOI: 10.1016/j.enpol.2007.11.011.

Ελληνόγλωσση

- ΑΔΜΗΕ (2013).** Μελέτη Επάρκειας Ισχύος Για Την Περίοδο 2013 – 2020. Αθήνα, Οκτώβριος 2013
- ΑΔΜΗΕ (2014).** Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας. Αθήνα, Δεκέμβριος 2014
- ΔΕΣΜΗΕ (2006).** Μελέτη Υπολογισμού Των Συντελεστών Απωλειών Συστήματος Μεταφοράς, ΕΔΑΣΣ/ ΕΔΣΗΕ, ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε., Αθήνα
- Καλιαμπάκος, Δ, Δαμίγος, Δ (2008). «Οικονομικά του περιβάλλοντος και των υδατικών πόρων: Βασικές αρχές, Μέθοδοι αποτίμησης, Εφαρμογές». Σημειώσεις Μαθήματος Οικονομικά του Περιβάλλοντος και των Υδατικών Πόρων. Σχολή Πολιτικών Μηχανικών. ΕΜΠ. Αθήνα
- Κάπρος Π. (2011).** Το ειδικό τέλος ΑΠΕ: ανάλυση και προβλέψεις. Εργαστήριο Ενεργειακής Οικονομίας ΕΜΠ.
- Τσικόγιας Α. (2015).** Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας – Εξοικονόμηση ενέργειας μέσω έξυπνων δικτύων (smart grids) . Energy Papers

Τουρκολιάς Χ.Ν. (2010). «Ανάπτυξη μεθοδολογικού πλαισίου για την αποτίμηση περιβαλλοντικών και κοινωνικών επιπτώσεων της ηλεκτροπαραγωγής». Διδακτορική Διατριβή. ΕΜΠ. Αθήνα.

Απόφαση ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 752/2014. Έγκριση Συντελεστών Απωλειών Δικτύου.

Παράρτημα- Ακρωνύμια

Ελληνικά

ΑΔΜΗΕ : Ανεξάρτητος διαχειριστής μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
ΑΠΕ : Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
ΔΕΗ : Δημόσια επιχείρηση ηλεκτρισμού
ΔΕΔΔΗΕ : Διαχειριστής ελληνικού δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας
ΔΕΣΜΗΕ : Διαχειριστής ελληνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
ΔΔ : Δίκτυο διανομής
ΔΜ : Δίκτυο μεταφοράς
ΛΑΓΗΕ : Λειτουργός αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
Μ/Σ : Μετασηματιστής
ΡΑΕ : Ρυθμιστική αρχή ενέργειας
ΣΗΕ : Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας
ΟΦ : Οικιακά φωτοβολταϊκά

Αγγλικά

AC : Alternating current
DC : Direct current