



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕΤΑΔΟΣΗΣ
ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΑΣ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΥΛΙΚΩΝ

Η μετάβαση στα Ευφυή Ηλεκτρικά Δίκτυα και η συμβολή της Απόκρισης της
Ζήτησης στην αξιοπιστία των Δικτύων Διανομής

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Παντελής Μελαχροινούδης

Επιβλέπων : Παναγιώτης Π. Κωττής
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Φεβρουάριος 2015

Αθήνα, Φεβρουάριος 2015



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕΤΑΔΟΣΗΣ
ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΑΣ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΥΛΙΚΩΝ

Η μετάβαση στα Ευφυή Ηλεκτρικά Δίκτυα και η συμβολή της Απόκρισης στη
Ζήτηση στην αξιοπιστία των Δικτύων Διανομής

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Παντελής Μελαχροινούδης

Επιβλέπων : Παναγιώτης Π. Κωττής
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την ^η Ιανουαρίου 2015.

.....
Παναγιώτης Κωττής
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Χρήστος Καψάλης
Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Γεώργιος Φικιώρης
Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Φεβρουάριος 2015

.....
Μελαχροινούδης Παντελής

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

Copyright © Μελαχροινούδης Παντελής , 2015

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία παρουσιάζεται η μετάβαση από το συμβατικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας στα Ευφυή Ηλεκτρικά Δίκτυα. Τα σύγχρονα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας έχουν αρχίσει να ενσωματώνουν πλήθος ψηφιακών τεχνολογιών και νέων ηλεκτρομηχανολογικών συστημάτων στην παραγωγή, στην μεταφορά στην διανομή και στην κατανάλωση της Ηλεκτρικής Ενέργειας. Τα δίκτυα που επιτυγχάνουν την πιο αξιόπιστη, πιο αποδοτική και με λιγότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις λειτουργία τους αξιοποιώντας τις παραπάνω τεχνολογίες, χαρακτηρίζονται ως Ευφυή Ηλεκτρικά Δίκτυα.

Στο κεφάλαιο 1 παρουσιάζεται το παραδοσιακό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Δίνεται ιδιαίτερη έμφαση στα δομικά στοιχεία του Συστήματος και στο επικρατές μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής σε χώρες του εξωτερικού και στην Ελλάδα (Διασυνδεδεμένο και μη Σύστημα). Τέλος αναφέρεται η δομή της αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, οι διακριτοί ρόλοι των φορέων καθώς και η μετάβαση προς την απελευθερωμένη αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Στο κεφάλαιο 2 αντιπαραβάλλονται τα μοντέλα της συγκεντρωτικής και της διεσπαρμένης παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με τα αντίστοιχα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα που παρουσιάζουν. Γίνεται αναφορά στο σύστημα SCADA καθώς και στα προβλήματα ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού και αξιοπιστίας του παραδοσιακού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Στο κεφάλαιο 3 αναλύονται οι κυριότερες προκλήσεις που αντιμετωπίζει το Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας λόγω της ευρωπαϊκής και της εγχώριας ενεργειακής πολιτικής. Συγκεκριμένα, αναλύεται ο εθνικός ενεργειακός σχεδιασμός 20-20-20, τα σχέδια δράσης ενεργειακής αποδοτικότητας καθώς και ο εθνικός ενεργειακός σχεδιασμός για το 2050.

Το κεφάλαιο 4 αποτελεί το σημαντικότερο κεφάλαιο της εργασίας. Παρουσιάζονται λεπτομερώς τα χαρακτηριστικά του Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου και τα οφέλη που προκύπτουν από αυτό. Διατυπώνονται οι τεχνολογίες επικοινωνίας που χρειάζονται για τη μετάδοση δεδομένων του δικτύου και παρουσιάζεται το ευφύες Δίκτυο Διανομής και Μεταφοράς. Τέλος δίνεται ιδιαίτερη σημασία στην αποθήκευση Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω του Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου καθώς και στην νέα εποχή που θα προσδώσει στο δίκτυο η επικράτηση του ηλεκτρικού αυτοκίνητου.

Στο κεφάλαιο 5 ορίζονται οι έξυπνοι μετρητές Ηλεκτρικής Ενέργειας και καταγράφεται η συμβολή τους στο Ευφύες Ηλεκτρικό Δίκτυο. Παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά τους καθώς και τα οφέλη που προκύπτουν από την εγκατάστασή τους. Γίνεται επίσης αναφορά στα στάδια εγκατάστασης έξυπνων μετρητών στην Ελλάδα, παρουσιάζοντας το ολοκληρωμένο σύστημα τηλεμέτρησης πελατών μέσης και χαμηλής τάσης υψηλής ισχύος και το πιλοτικό σύστημα τηλεμέτρησης και διαχείρισης της ζήτησης οικιακών καταναλωτών και μικρών επιχειρήσεων.

Στο κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται η συμβολή της Διαχείρισης της Ζήτησης στην αξιοπιστία των Μετασχηματιστών υποβιβασμού ΜΤ/ΧΤ των Δικτύων Διανομής, καθώς και το σύστημα εποπτείας των Μετασχηματιστών από τον διαχειριστή του Δικτύου Διανομής. Επιπλέον, υλοποιείται προσομοίωση εφαρμογής πολιτικής μετατόπισης του φορτίου σε αστικό Δίκτυο Διανομής. Η προσομοίωση καταδεικνύει την ανάγκη συνυπολογισμού στο συνολικό κέρδος από την εφαρμογή πολιτικών μετατόπισης φορτίου, τόσο του μακροπρόθεσμου κέρδους από την αποτροπή νέων

επενδύσεων ενίσχυσης και επέκτασης του ΣΗΕ σε παραγωγή, μεταφορά και διανομή ,όσο και του κέρδους από τον αποδοτικότερο τρόπο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Λέξεις Κλειδιά

Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο, Διεσπαρμένη Παραγωγή, Δίκτυο Διανομής, Σύστημα Μεταφοράς, Έξυπνοι Μετρητές, Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, AMI, MDMS, EMS , DMS, SCADA, Τεχνολογίες Επικοινωνίας, Ηλεκτρικό Όχημα, Διαχείριση της Ζήτησης, DTRMS, Μετατόπιση Φορτίου, Βέλτιστη Ροή Φορτίου

Abstract

The thesis in question deals with the transition from the conventional electric power grid to Smart Grids. The contemporary power grids have been integrating a big range of digital technologies and new electric engineering systems in generation, transmission, distribution and consumption of electric energy. Smart Grids are named the grids which achieve the most reliable, efficient as well as environmentally-friendly function by making use of the aforementioned technologies.

In Chapter 1, the conventional power grid is presented with particular emphasis put upon its structure and its generation mix, both internationally and domestically (interconnected or not system). Furthermore, the organization of the Electric Energy Market along with the roles of its separate bodies and the transition towards a free/ emancipated market of electric energy are also considered.

In Chapter 2, the comparison between the advantages and disadvantages of the concentrated and distributed power generation models is analyzed. Moreover, the SCADA system and the reliability issues of the electric engineering equipment are examined.

Chapter 3 focuses on the challenges of the Electric Energy System as created by both the European and domestic energy policies. More specifically speaking, the national energy design 20-20-20, the energy efficiency action plans and the national energy design for 2050 are analyzed.

Chapter 4, being the most significant part of the thesis, addresses the characteristics and the benefits/advantages of the Smart Grid in thorough detail. The communication technology required for data transference is further investigated and both Smart Transmission System and Smart Distribution Networks are presented. Additionally, Smart Grid energy storage is highlighted bringing to the foreground how the dominance of the electric vehicle will affect the grid.

In Chapter 5, the electric energy smart meters are defined and their contribution to the Smart Grid is noted. Furthermore, the installation phases of smart meters in Greece are reviewed through underlining the exhaustive smart metering system of medium and low voltage commercial customers and the pilot smart metering system of residential customers.

Chapter 6 accentuates the contribution of Demand Response to distribution transformers reliability and of transformers monitoring system by the distribution operator as well. In addition to that, the simulation of the implementation of load shifting policy in an urban distribution network is considered. The simulation in question revealed the indispensable need to cross-evaluate the long-term profit on the basis of the prevention of new boost and expansion investments of the power grids

within the generation, transmission and distribution along with the efficient distinct way the Electric Energy market functions.

Keywords

Smart Grid, Distributed Generation, Distribution Network, Transmission System, Smart Meters, Electrical Market, AMI, MDMS, EMS, SCADA, Communication Technologies, E-Vehicle, Demand Response, DTRMS, Load Shifting, Optimal Power Flow

Ευχαριστήριο Σημείωμα

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα Καθηγητή της παρούσας διπλωματικής εργασίας κ. Παναγιώτη Κωττή για την ευκαιρία που μου έδωσε να μελετήσω σε βάθος έναν τόσο δυναμικά εξελισσόμενο αντικείμενο του ηλεκτρολόγου μηχανικού. Ευχαριστώ τον κ. Παναγιώτη Κωττή για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε από την πρώτη κιόλας συνάντηση, καθώς και για την υπομονή και την αμέριστη υποστήριξη του καθ' όλη τη διάρκεια της μελέτης.

Σε αυτό το σημείο θέλω να ευχαριστήσω την οικογένεια μου για την συμπαράσταση και την υποστήριξη που μου δίνει αγόγγυστα, όχι μόνο σε αυτό το δύσκολο διάστημα της ολοκλήρωσης των σπουδών μου, αλλά και σε όλη την μέχρι τώρα πορεία μου ως μαθητής, φοιτητής, αθλητής και γενικότερα ως άνθρωπος.

Τέλος, θέλω να ευχαριστήσω την σύντροφό μου για την αμέριστη υποστήριξη στις προσπάθειές μου. Η αστείρευτη δημιουργικότητα της αποτελεί το καλύτερο παράδειγμα και, ταυτόχρονα, την καλύτερη προτροπή και για την δική μου ανέλιξη.

Περιεχόμενα

ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ	12
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ.....	14
ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ	16
ΛΕΞΙΛΟΓΙΟ ΟΡΙΣΜΩΝ ΜΕ ΑΛΦΑΒΗΤΙΚΗ ΣΕΙΡΑ	16
1 ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	22
1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	22
1.2 ΠΑΡΑΓΩΓΗ, ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΚΑΙ ΔΙΑΝΟΜΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	23
1.3 ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	24
1.3.1 ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ.....	24
1.3.1.1 Συνιστώσες Συστήματος.....	25
1.3.1.2 Διεθνείς Διασυνδέσεις	27
1.3.2 ΔΙΚΤΥΟ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	29
1.3.2.1 Ακτινικό Δίκτυο Διανομής (Radial Main Distribution System).....	29
1.3.2.2 Βροχοειδές Δίκτυο Διανομής (Ring Main Distribution System).....	30
1.4 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΚΑΙ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	31
1.4.1 ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ	31
1.4.2 ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ	33
1.4.2.1 Εγκατεστημένη Ισχύς στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα	33
1.4.2.2 Εγκατεστημένη ισχύς στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Νησιωτικό)	35
1.4.2.3 Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή Διασυνδεδεμένου Συστήματος	35
1.4.2.4 Εισαγωγές – Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας από τρίτες χώρες	36
1.4.2.5 Ηλεκτροπαραγωγή Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος.....	37
1.5 ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	37
1.5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	37
1.5.2 ΜΕΤΑΒΑΣΗ ΣΤΗΝ ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΜΕΝΗ ΑΓΟΡΑ	38
1.5.3 ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΙ ΦΟΡΕΙΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	39
1.5.3.1 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ).....	39
1.5.3.2 Ανεξαρτησία φορέων	39
1.5.3.3 Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)	41
1.5.3.4 Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ).....	41
1.5.3.5 Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ)	41
1.5.4 ΔΙΑΚΡΙΤΕΣ ΔΟΜΕΣ ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΗΕ.....	42
1.5.4.1 Βραχυχρόνια – χονδρεμπορική αγορά ΗΕ	42
1.5.4.2 Μηχανισμός της Αγοράς Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος	48
2 ΠΑΡΑΔΟΣΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	49
2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	49
2.2 ΜΟΝΤΕΛΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	50

2.2.1	ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	50
2.2.1.1	Βασικό πλεονέκτημα της συγκεντρωτικής παραγωγής	50
2.2.1.2	Σημαντικά μειονεκτήματα της συγκεντρωτικής παραγωγής.....	51
2.2.2	ΔΙΕΣΠΑΡΜΕΝΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	53
2.2.2.1	Πλεονεκτήματα της ΔΠ	55
2.2.2.2	Εμπόδια για την διείσδυση της ΔΠ	56
2.2.2.3	Περαιτέρω προβλήματα στη διείσδυση ΔΠ από ΑΠΕ	57
2.2.2.4	Προϋποθέσεις για την αύξηση της διείσδυσης της ΔΠ	58
2.3	SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQUISITION (SCADA).....	59
2.4	ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΟΜΗΧΑΝΟΛΟΓΙΚΟΥ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ.....	62
2.4.1	ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ ΓΗΡΑΝΣΗΣ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ	63
2.4.2	ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ.....	63
2.4.3	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ.....	63
2.5	ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ ΣΗΕ.....	64
2.5.1	ΑΠΑΙΤΗΣΗ ΓΙΑ ΑΛΛΑΓΗ ΤΩΝ ΑΙΤΙΟΚΡΑΤΙΚΩΝ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΚΑΙ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ.....	65
2.5.1.1	Αιτιοκρατική Ανάλυση (Deterministic Analysis).....	66
2.5.1.2	Πιθανοτική Ανάλυση (Probabilistic Analysis).....	67
2.6	ΑΝΕΛΑΣΤΙΚΗ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ.....	67
3	<u>ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΠΡΟΚΛΗΣΕΙΣ ΚΑΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΕΣ ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ</u>	<u>68</u>
3.1	ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΑΛΛΑΓΗ ΚΑΙ ΠΡΟΚΛΗΣΕΙΣ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΩΝ ΑΕΡΙΩΝ ΤΟΥ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ: ΤΟ ΠΡΩΤΟΚΟΛΛΟ ΚΙΟΤΟ	68
3.2	ΠΡΟΚΛΗΣΕΙΣ ΤΗΣ ΕΥΡΩΠΑΪΚΗΣ ΚΑΙ ΕΓΧΩΡΙΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ	70
3.2.1	ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΠΟΛΙΤΙΚΗ “20-20-20”	72
3.2.2	ΕΘΝΙΚΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ “20-20-20”	73
3.2.3	ΣΧΕΔΙΑ ΔΡΑΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟΤΗΤΑΣ - ΣΔΕΑ.....	75
3.2.4	ΟΙ ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΕΙΣ ΤΟΥ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΟΔΙΚΟΥ ΧΑΡΤΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΓΙΑ ΤΟ 2050	77
3.2.5	ΕΘΝΙΚΟΣ ΣΤΟΧΟΣ ΓΙΑ ΤΟ 2050	78
3.3	Η ΠΡΟΚΛΗΣΗ ΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΟΧΗΜΑΤΩΝ (E-VEHICLES)	79
4	<u>ΤΟ ΕΥΦΥΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ</u>	<u>80</u>
4.1	ΟΡΙΣΜΟΣ.....	80
4.2	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΟΥ ΕΥΦΟΥΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ.....	81
4.3	ΟΦΕΛΗ ΤΟΥ ΕΥΦΟΥΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ.....	84
4.4	ΤΗΛΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΚΑ ΔΙΚΤΥΑ ΓΙΑ ΤΗ ΜΕΤΑΔΟΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΕΥΦΟΥΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ	86
4.4.1	ΑΡΧΙΤΕΚΤΟΝΙΚΗ ΔΙΚΤΥΩΝ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ ΕΥΦΟΥΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ	86
4.4.1.1	Home Area Network – HAN.....	87
4.4.1.2	Neighborhood Area Network NAN.....	87
4.4.1.3	Wide Area Network – WAN.....	88
4.4.2	ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ	88
4.4.2.1	Τεχνολογίες ενσύρματης επικοινωνίας	89
4.4.2.2	Τεχνολογίες ασύρματης επικοινωνίας.....	90
4.4.3	ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΕΠΙΛΟΓΗΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ	92
4.4.4	ΕΙΔΙΚΑ ΠΡΩΤΟΚΟΛΛΑ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΟΜΗΧΑΝΟΛΟΓΙΚΟΥ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΤΟ ΕΥΦΥΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ	94
4.5	ΕΥΦΥΗ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ – SMART DISTRIBUTION SYSTEMS	96
4.5.1	ΑΥΤΟΜΑΤΟΠΟΙΗΣΗ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ (DISTRIBUTION AUTOMATION – DA)	97

4.5.1.1	Αυτοματοποίηση Υποσταθμών (Substation Automation – SA)	98
3.2.1.2	ΈΞΥΠΝΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΕΣ ΣΥΣΚΕΥΕΣ – ΕΗΣ (INTELLIGENT ELECTRONIC DEVICE – IED)	99
4.5.1.3	Διακόπτες Αυτόματης Επαναφοράς - Reclosers	100
4.5.1.4	Διακόπτες Απομόνωσης – Sectionalizers	100
4.5.1.5	Σύστημα Διαχείρισης Δικτύου Διανομής (Distribution Management Systems –DMS)	102
4.5.1.6	Ανεξάρτητα Συστήματα Πληροφοριών που αλληλεπιδρούν με το DMS	106
4.5.2	ΟΦΕΛΗ ΤΩΝ ΕΥΦΥΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	108
4.6	ΕΥΦΥΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – SMART TRANSMISSION SYSTEMS	109
4.6.1	ΣΥΣΤΗΜΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – (ENERGY MANAGEMENT SYSTEM – EMS)	110
4.6.1.1	Μονάδες Μέτρησης Φασιθετών (Phasor Measurement Units – PMUs).....	111
4.6.2	HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT – HVDC.....	114
4.6.3	ΕΥΕΛΙΚΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΕΝΑΛΛΑΣΣΟΜΕΝΟΥ ΡΕΥΜΑΤΟΣ (FLEXIBLE AC TRANSMISSION SYSTEMS – FACTS).....	115
4.7	ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ – GRID ENERGY STORAGE	118
4.7.1	ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ Η ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΑ ΤΟΥΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	119
4.7.2	ΤΑΞΙΝΟΜΗΣΗ ΔΙΑΤΑΞΕΩΝ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	121
4.7.3	ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	122
4.8	ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΑΥΤΟΚΙΝΗΤΟ (ELECTRIC VEHICLE-EV).....	126
4.8.1	V2G (VEHICLE TO GRID – ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΟΧΗΜΑ ΠΟΥ ΣΥΝΔΕΕΤΑΙ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ)	127
4.8.2	ΤΟ E-VEHICLE ΩΣ ΜΕΣΟ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΥΨΗΛΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ	128
4.8.3	V2H (VEHICLE TO HOME) – V2B (VEHICLE TO BUSINESS)	129
4.8.4	ΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΦΟΡΤΙΣΗΣ EV	129
4.8.4.1	Προτυποποίηση της φόρτισης E-Vehicle	130
4.8.4.2	Εγκώριο νομικό πλαίσιο	132
5	ΕΞΥΠΝΟΙ ΜΕΤΡΗΤΕΣ ΗΕ	132
5.1	ΟΡΙΣΜΟΣ.....	132
5.2	ΑΝΑΜΕΝΟΜΕΝΑ ΟΦΕΛΗ ΑΠΟ ΤΗΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΥΠΝΩΝ ΜΕΤΡΗΤΩΝ	133
5.2.1	ΟΦΕΛΗ ΠΟΥ ΓΙΑ ΤΟΥΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ	133
5.2.2	ΟΦΕΛΗ ΓΙΑ ΤΟΥΣ ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΕΣ ΗΕ	134
5.2.3	ΟΦΕΛΗ ΓΙΑ ΤΟ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	136
5.2.4	ΟΦΕΛΗ ΓΙΑ ΤΟ ΚΟΙΝΩΝΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ	136
5.3	ΕΙΔΗ ΜΕΤΡΗΤΩΝ.....	137
5.3.1	ΣΥΜΒΑΤΙΚΟΣ ΜΕΤΡΗΤΗΣ.....	137
5.3.2	ΈΞΥΠΝΟΣ ΜΕΤΡΗΤΗΣ	138
5.3.2.1	Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά.....	138
5.4	ΕΙΔΗ ΜΕΤΡΗΤΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ.....	139
5.4.1	ΣΥΜΒΑΤΙΚΗ ΚΑΤΑΓΡΑΦΗ ΜΕΤΡΗΣΕΩΝ (CONVENTIONAL METER READING).....	139
5.4.2	ΈΞΥΠΝΑ ΜΕΤΡΗΤΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	140
5.4.2.1	Automated Meter Reading (AMR)	140
5.4.2.2	Automated Meter Management (AMM) / Automated Meter Infrastructure (AMI)	140
5.4.3	METER DATA MANAGEMENT SYSTEM (MDMS).....	141
5.4.3.1	Εφαρμογές σε MDM συστήματα	142
5.5	ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΠΟΥ ΠΡΟΫΠΟΘΕΤΟΥΝ ΤΗΝ ΥΠΑΡΞΗ ΕΞΥΠΝΩΝ ΜΕΤΡΗΤΩΝ	143
5.5.1	ΣΥΣΤΗΜΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΚΤΙΡΙΑ (ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (EMS) FOR BUILDINGS)	143
5.5.2	ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΠΕΙΚΟΝΙΣΗΣ ΚΑΙ ΕΥΚΟΛΗΣ ΠΡΟΣΒΑΣΗΣ ΣΕ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΗΕ (IN-HOME DISPLAYS AND ACCESS TO ENERGY INFO (IHD)).....	143

5.5.3	ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΚΑΙ ΣΥΣΚΕΥΕΣ ΆΜΕΣΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ EMS (GRID-READY APPLIANCES AND DEVICES (DR-READY))	144
5.5.4	ΑΝΟΙΚΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΑΥΤΟΜΑΤΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ (OPEN AUTOMATED DEMAND RESPONSE (OPEN-ADR))	144
5.5.5	ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΗΕ (ENERGY STORAGE)	145
5.6	ΚΙΝΔΥΝΟΙ ΚΑΙ ΘΕΜΑΤΑ ΠΟΥ ΧΡΗΣΟΥΝ ΠΡΟΣΟΧΗΣ ΚΑΙ ΜΕΛΕΤΗΣ	145
5.7	ΠΑΡΟΥΣΑ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ	146
5.7.1	ΟΛΟΚΛΗΡΩΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ ΠΕΛΑΤΩΝ ΜΕΣΗΣ ΤΑΣΗΣ	146
5.7.2	ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ ΜΕΓΑΛΩΝ ΠΕΛΑΤΩΝ ΧΑΜΗΛΗΣ ΤΑΣΗΣ	147
5.7.3	ΠΙΛΟΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ ΚΑΙ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΟΙΚΙΑΚΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΚΑΙ ΜΙΚΡΩΝ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ	147
5.7.4	ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΟΙ ΣΤΟΧΟΙ ΤΟΥ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗ ΤΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	148

6 ΑΠΟΚΡΙΣΗ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ (DEMAND RESPONSE) ΣΥΜΦΩΝΑ ΜΕ ΤΗΝ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΩΝ ΜΤ/ΧΤ ΤΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ 150

6.1	Η ΣΥΜΒΟΛΗ ΤΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΣΤΗ ΖΗΤΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (DEMAND RESPONSE) ΣΤΗΝ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ ΤΩΝ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΩΝ ΜΤ/ΧΤ ΤΩΝ ΔΙΚΤΥΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	151
6.2	ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΚΑΙ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΤΩΝ ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΩΝ ΜΤ/ΧΤ	155
6.3	ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑ ΕΥΦΥΩΝ Μ/Σ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ DTRMS	157
6.4	ΔΙΚΤΥΟ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΤΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΑΣΤΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	158
6.4.1	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	160

7 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α' 165

7.1	ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ ΠΑΚΕΤΟΥ	165
-----	--	-----

8 ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β' 169

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 182

ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ

AMI	Automated Meter Infrastructure
AMR	Automated Meter Reading
BJT	Bipolar Junction Transistor
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EV	Electric Vehicle
GTO	Gate Turn Off
GPS	Global Positioning System
GSM	Global System for Communications
HAN	Home Area Network
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Integrated Gate Bipolar Transistors
LAN	Local Area Network
MDMS	Meter Data Management System
MOSFET	Metal Oxide Semiconductor Field Effect

	Transistor
NAN	Neighborhood Area Network
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
PLC	Power Line Communication
PMU	Phasor Measurement Unit
PPS	Pulse Per Second
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SSSC	Static Synchronous Series Compensators
STATCOM	STATic synchronous COMpensators
SVC	Static Var Compensators
SVS	Synchronous Voltage Sources
UCTE	Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité
UPFC	Unified Power Flow Controllers
UPS	Uninterrupted Power System
UTC	Universal Time Coordinated
WAN	Wide Area Network
TCR	Thyristor Controlled Reactors
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitors
TSC	Thyristor Switched Capacitors
A/Γ	Ανεμογεννήτριες
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΡΦ	Ανάλυσης Ροής Φορτίου
ΓΜ	Γραμμές Μεταφοράς
ΔΔ	Δίκτυο Διανομής
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΠ	Διεσπαρμένη Παραγωγή
ΕΗΔ	Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο
ΕΤΜΕΑΡ	Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων
ΗΔ	Ηλεκτρικό Δίκτυο
ΗΕ	Ηλεκτρική Ενέργεια
ΗΜ	Ηλεκτρομαγνητικό
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΚΥΤ	Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης
ΛΑΓΗΕ	Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΜΜΚ	Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος
ΜΤ	Μέση Τάση
ΜΤΠ	Μη Τιμολογούμενες Προσφορές
Μ/Σ	Μετασχηματιστές
ΟΤΑ	Οριακή Τιμή Αποκλίσεων
ΟΤΣ	Οριακή Τιμή Συστήματος
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΡΦ	Ροή Φορτίου
ΣΑΤΥΦ	Σύστημα Αλλαγής Τάσης Υπό Φορτίο
ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΣΗΘ	Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας
ΣΗΘΥΑ	Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΣΜ	Σύστημα Μεταφοράς

ΥΤ	Υψηλή Τάση
ΥΤΣΡ	Υψηλή Τάση Συνεχούς Ρεύματος
ΥΥΤ	Υπέρ Υψηλή Τάση
Υ/Σ	Υποσταθμοί
ΥΗΣ	Υδροηλεκτρικός Σταθμός
ΥΤΣΡ	Υψηλή Τάση Συνεχούς Ρεύματος
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά
ΧΤ	Χαμηλή Τάση

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ

Σχήμα 1. 1 Γραμμές ΥΤ και Υποσταθμός Μεταφοράς ΥΤ.....	26
Σχήμα 1. 2 Σχηματικό διάγραμμα των διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής [5].....	27
Σχήμα 1. 3 Ακτινικό ΔΔ.....	30
Σχήμα 1. 4 Βροχοειδές ΔΔ.....	31
Σχήμα 1. 5 Ποσοστιαία ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο στις χώρες της Ε.Ε. για το έτος 2011 [8].	32
Σχήμα 1. 6 Ποσοστιαία ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο για τις χώρες του ΟΡΕC [8].	33
Σχήμα 1. 7 Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς στην Ελλάδα από το 1990 έως το 2007 [9].....	34
Σχήμα 1. 8 Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς του Διασυνδεδεμένου Συστήματος στην Ελλάδα για την περίοδο 2012 έως 2013 [10].....	34
Σχήμα 1. 9 Ανάλυση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής του Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την περίοδο 2004-2012 [13]. ...	35
Σχήμα 1. 10 Εισαγωγές ΗΕ για την περίοδο 2004-2012	36
Σχήμα 1. 11 Εξαγωγές ΗΕ για την περίοδο 2004-2012 [13].....	36
Σχήμα 1. 12 Ημερήσια Ποσοστιαία (%) κατανομή του Καυσίμου/Εισαγωγών/Εξαγωγών που όρισαν ΟΤΣ, Δεκέμβριος 2013 [10].....	44
Σχήμα 1. 13 Διαμόρφωση της καμπύλης προσφοράς	45
Σχήμα 1. 14 Επίδραση της ζήτησης στη διαμόρφωση της ΟΤΣ.....	45
Σχήμα 1. 15 Επίδραση των ΜΤΠ στη διαμόρφωση της ΟΤΣ.....	46
Σχήμα 1. 16 Μέση ημερήσια ΟΤΣ και ΟΤΑ Δεκεμβρίου 2013 [10]	48
Σχήμα 2. 1 Κατηγοριοποίηση μορφών ευστάθειας ΣΗΕ.....	51
Σχήμα 2. 2 Σχηματική αναπαράσταση μονάδας ΣΗΘ	55
Σχήμα 2. 3 Μεταβολή του τρόπου διατήρησης της ισορροπίας παραγωγής και ζήτησης στο σύγχρονο δίκτυο [22]	59
Σχήμα 2. 4 Παραδοσιακό ΣΗΕ.....	59
Σχήμα 2. 5 Κεντρικός σταθμός Scada	60
Σχήμα 2. 6 Εσωτερική εγκατάσταση RTU	61
Σχήμα 3. 1 Εθνικός σχεδιασμός “20-20-20” μέχρι το 2020.....	74
Σχήμα 3. 2 Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος Η/Π ανά καύσιμο για επίτευξη των εθνικών στόχων ως το 2020 Γράφημα (α), εξέλιξη της παραγωγής ΗΕ ανά καύσιμο για την επίτευξη των εθνικών στόχων έως το 2020 Γράφημα (β) [25].....	75
Σχήμα 4. 1 Η έννοια του Smart Grid	81
Σχήμα 4. 2 Συμβατικό σύστημα ΗΕ.....	83
Σχήμα 4. 3 Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο	83
Σχήμα 4. 4 Οι τρεις τομείς – στόχοι του Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου.....	86
Σχήμα 4. 5 Αρχιτεκτονική δικτύων επικοινωνίας του ΕΗΔ	88
Σχήμα 4. 6 Τα επίπεδα (layers) λειτουργίας του ΕΗΔ.....	96
Σχήμα 4. 7 Τα επίπεδα εφαρμογής της αυτοματοποίησης Δικτύου Διανομής (DA)	98

Σχήμα 4. 8 Λειτουργικό διάγραμμα αυτοματοποιημένου Υ/Σ (SA)	99
Σχήμα 4. 9 Συνεργασία Δ/ΑΕ (recloser) με Δ/Α (sectionalizer). Εδώ ο Δ/Α είναι προγραμματισμένος να ανοίγει έπειτα από δύο κύκλους διακοπής-αποκατάστασης του Δ/ΑΕ.....	101
Σχήμα 4. 10 Δ/Α (sectionalizer) Ελληνικού Δικτύου.....	101
Σχήμα 4. 11 Τοποθέτηση ενός Δ/Α και ενός Δ/ΑΕ σε τμήμα εναέριας γραμμής ΜΤ του ΔΔ.....	102
Σχήμα 4. 12 Αναπαράσταση DMS.....	102
Σχήμα 4. 13 Απλοποιημένο παράδειγμα λειτουργίας του συστήματος FDIR [43]	103
Σχήμα 4. 14 Λειτουργία της διαδικασίας VAr-Voltage Control (VVC) [44]	104
Σχήμα 4. 15 Ολοκληρωμένο σύστημα διαχείρισης Ευφυούς ΔΔ [45]	108
Σχήμα 4. 16 Η Συμβολή των Έξυπνων ΔΔ στην βελτίωση των παραμέτρων λειτουργίας ενός ΣΗΕ.....	109
Σχήμα 4. 17 Ολοκληρωμένο σύστημα διαχείρισης Ευφύων ΣΜ	111
Σχήμα 4. 18 Συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθέτων σε δυο διαφορετικά σημεία του ΣΜ.....	111
Σχήμα 4. 19 Λειτουργικό διάγραμμα PMU	112
Σχήμα 4. 20 PMU μονάδα (General Electric)	113
Σχήμα 4. 21 Δομή δικτύου PMUs.....	113
Σχήμα 4. 22 Σύγκριση AC και HVDC ΣΜ	115
Σχήμα 4. 23 Σύγκριση SVC - Statcom	118
Σχήμα 4. 24 Καμπύλες παραγωγής ΗΕ και φορτίου ενός ΣΗΕ με ή χωρίς αποθήκευση ΗΕ.....	119
Σχήμα 4. 25 Χρήσεις της αποθήκευσης ΗΕ.....	121
Σχήμα 4. 26 Σχηματική αναπαράσταση Υβριδικού Ενεργειακού Έργου Ικαρίας.....	123
Σχήμα 4. 27 Ποσοστιαία χρήση των τεχνολογιών αποθήκευσης ΗΕ παγκοσμίως	126
Σχήμα 4. 28 Οι τέσσερις προτυποποιημένοι τρόποι φόρτισης των EV.....	131
Σχήμα 4. 29 Τύποι ρευματοδοτών EV.....	131
Σχήμα 5. 1 Συμβατικός Μετρητής ΗΕ.....	138
Σχήμα 5. 2 Έξυπνος μετρητής ΗΕ	138
Σχήμα 5. 3 Έξυπνοι μετρητές ΗΕ	139
Σχήμα 5. 4 Σχηματική Απεικόνιση MDMS.....	142
Σχήμα 5. 5 Σύστημα απεικόνισης MDMS λογισμικού της εταιρείας Toshiba.....	143
Σχήμα 5. 6 Ενέργεια ανά κατηγορία πελατών και πορεία υλοποίησης συστήματος έξυπνης τηλεμέτρησης [44]	146
Σχήμα 5. 7 Στάδια εξέλιξης των κύριων έργων τηλεμέτρησης και οι θεσμοθετημένοι μεσοπρόθεσμοι στόχοι	148
Σχήμα 5. 8 Οι κατηγορίες καταναλωτών και, αντίστοιχα, το κόστος, η ποσόστωση καταναλισκόμενης ΗΕ και οι τεχνολογίες επικοινωνίας.....	149
Σχήμα 5. 9 Μοντέλο GIS της εταιρείας ETAP [etap.com].....	150
Σχήμα 6. 1 Κατηγοριοποίηση προγραμμάτων Διαχείρισης Ζήτησης (DR)	151
Σχήμα 6. 2 Κόστος επενδύσεων σε εξοπλισμό των ΔΔ στις ΗΠΑ για το 2013 [65].....	152
Σχήμα 6. 3 Επίδραση της σύνδεσης τριών EV (ισχύς φόρτισης 3.8kW έκαστο), στην καμπύλη φορτίου Μ/Σ 25kVA χωρίς και με πρόγραμμα DR [67].....	153
Σχήμα 6. 4 Ποσοστό υπερφορτισμένων Μ/Σ σε αστικό ΔΔ (περίπτωση 8MVA/km ²) ως συνάρτηση του ποσοστού διείσδυσης EV και εξηλεκτρισμένης θέρμανσης (αντλίες θερμότητας, ΗΡ). (BaU: Business as Usual) [68]	154
Σχήμα 6.5 Εκτιμώμενο κόστος αναβάθμισης του ΣΗΕ της πόλης Coventry, UK, ως συνάρτηση της διείσδυσης EV και εξηλεκτρισμένης θέρμανσης, με εισαγωγή ή όχι ευφυΐας στο ΣΗΕ [68]	154
Σχήμα 6. 6 Αναπαράσταση λειτουργίας συστήματος DTRMS (ABB) [69].....	156
Σχήμα 6. 7 Εκτιμώμενη ανάπτυξη της αγοράς συστημάτων παρακολούθησης Μ/Σ (DTRMS) στις ΗΠΑ [70]	157
Σχήμα 6. 8 Συσκευές αυτοματισμού στο ευφυές ΔΔ.....	157
Σχήμα 6. 9 Μονογραμμικό διάγραμμα αστικού Δικτύου Διανομής	158
Σχήμα 6. 10 Ημερήσια Καμπύλη Φορτίου χειμώνα χωρίς load shifting και με load shifting	159
Σχήμα 6. 11 Ημερήσια Καμπύλη Φορτίου καλοκαιριού χωρίς load shifting και με load shifting	159
Σχήμα 6. 12 Γραφική αναπαράσταση κανονικοποιημένου φορτίου Μ/Σ για ένα έτος [73]	160
Σχήμα 6. 13 Ετήσιες απώλειες ενεργού ενέργειας σε σχέση με τα ποσοστά συμμετοχής σε DR	161

Σχήμα 6. 14 Ετήσιες απώλειες αενεργού ενέργειας σε σχέση με τα ποσοστά συμμετοχής σε DR	161
Σχήμα 6. 15 Μέσο Κόστος Θερμικής Παραγωγής ανά νησί έτους 2008 (€/MWh) [74]	162
Σχήμα 6. 16 Ετήσιο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ για το αντίστοιχο ποσοστό συμμετοχής στο load shifting, θεωρώντας μηδενικό κόστος εφαρμογής DR	163
Σχήμα 6. 17 Για να παραμένει συμφέρουσα η εφαρμογή DR, η τιμή αποζημίωσης της μετατόπισης του φορτίου πρέπει να κυμαίνεται κάτω από τα 2 €/MWh.....	164
Σχήμα 6. 18 Ετήσια Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου του αστικού ΔΔ χωρίς και με 100% διεύθυνση load shifting	165

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1. 1 Χιλιομετρικά στοιχεία των ΓΜ ΥΤ ανά κατηγορία [5]	26
Πίνακας 1. 2 Απολογισμός Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ Ιανουαρίου 2014 [17]	47
Πίνακας 3. 1 Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και στόχοι του Πρωτοκόλλου του Κιότο [30]	69
Πίνακας 3. 2 Εκπομπές CO ₂ για σταθμούς παραγωγής διαφορετικών τεχνολογιών και καυσίμων. Οι τιμές ισχύουν για ονομαστική φόρτιση [31].....	70
Πίνακας 3. 3 Εκτιμήσεις εξοικονόμησης ενέργειας 2ου ΣΔΕΑ.....	77
Πίνακας 4. 1 Αντιπαραβολή χαρακτηριστικών του συμβατικού ΣΗΕ με το ΕΗΔ	84
Πίνακας 4. 2 Τεχνολογίες μετάδοσης δεδομένων, κατάλληλες για εφαρμογές των ΕΗΔ.....	92
Πίνακας 4. 3 Εφαρμογές των ΕΗΔ και οι τηλεπικοινωνιακές τους απαιτήσεις.....	94
Πίνακας 4. 4 Εφαρμογές των ΕΗΔ και οι λειτουργικές τους απαιτήσεις.....	94
Πίνακας 4. 5 Ειδικά πρωτόκολλα επικοινωνίας του Η/Μ εξοπλισμού των ΕΗΔ	95
Πίνακας 4. 6 Σύγκριση SCADA και PMU.....	113
Πίνακας 4. 7 Τα επικρατέστερα FACTS και η λειτουργία τους	117
Πίνακας 4. 8 Προτυποποιημένες στάθμες φόρτισης EV	131
Πίνακας 5. 1 Χαρακτηριστικά έξυπνων μετρητικών συστημάτων.....	141

Λεξιλόγιο Ορισμών με αλφαβητική σειρά

Άεργος Ισχύς – Reactive Power

Η άεργος ισχύς είναι η φανταστική συνιστώσα της φαινόμενης ισχύος και εκφράζεται σε μονάδες VAR . Η άεργος ισχύς είναι το τμήμα της ΗΕ το οποίο αναφέρεται στη δημιουργία και διατήρηση του ΗΜ πεδίου στον εξοπλισμό του ηλεκτρικού δικτύου. Η άεργος ισχύς πρέπει να παρέχεται στις περισσότερες κατηγορίες μαγνητικού εξοπλισμού όπως κινητήρες επαγωγής και μετασχηματιστές και προκαλεί άεργες απώλειες στις εγκαταστάσεις μεταφοράς. Η άεργος ισχύς παρέχεται από τις γεννήτριες και τους σύγχρονους πυκνωτές (βλ. συνέχεια λεξιλογίου) και επηρεάζει άμεσα την τάση του ηλεκτρικού δικτύου.

Αιχμή Συστήματος – Peak System

Αιχμή συστήματος ορίζεται η αιχμή ζήτησης (μέση ωριαία τιμή) ΗΕ στο διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Αιχμή Φορτίου – Peak Load

Για κάθε εκπρόσωπο φορτίου, η αιχμή φορτίου αποτιμάται σε MW ανά ώρα. Γενικά, υπολογίζεται ως το άθροισμα του μέσου φορτίου στην αιχμή λειτουργίας του συστήματος όλων των καταχωρισμένων μετρητών τους οποίους εκπροσωπεί ο εκπρόσωπος φορτίου (βλ. συνέχεια λεξιλογίου).

Ανατροφοδότηση Ηλεκτρικής Ενέργειας – Feedback of Electric Energy Supply

Ανατροφοδότηση της ΗΕ ορίζεται η άμεση αποκατάσταση παροχής ΗΕ σε ένα ηλεκτρικό φορτίο ή ΗΔ με το βέλτιστο δυνατό εναλλακτικό τρόπο κατά τη παρουσία σφάλματος

Γραμμή Μεταφοράς – Transmission Line

Ως ΓΜ ΗΕ εννοούνται οι τις εναέριες γραμμές ΥΤ και ΥΥΤ καθώς και οι υπόγειες γραμμές ΥΤ. Οι γραμμές αυτές χαρακτηρίζονται ως απλού ή διπλού κυκλώματος με κριτήριο το αν φέρουν ένα ή δύο τριφασικά κυκλώματα.

Γραμμή Μεταφοράς Διπλού Κυκλώματος – Transmission Line Double Circuit

Η ΓΜ διπλού κυκλώματος αποτελείται από δύο ανεξάρτητα τριφασικά κυκλώματα, παράλληλα μεταξύ τους, που αναρτώνται στον ίδιο πυλώνα ή σε γειτονικούς πυλώνες που διέρχονται, όμως, από την ίδια ζώνη διέλευσης.

Διασυνδεδεμένο Σύστημα – Interconnected System

Ένα διασυνδεδεμένο σύστημα αποτελείται από δύο ή περισσότερα ξεχωριστά ηλεκτρικά συστήματα τα οποία κανονικά λειτουργούν σε συγχρονισμό και συνδέονται μέσω διασυνδετικών γραμμών.

Εκπρόσωπος Φορτίου – Load Representative

Εκπρόσωπος φορτίου ονομάζεται η εταιρία που εκπροσωπεί τον μετρητή ΗΕ ενός επιλέγοντος πελάτη. Ταυτίζεται με τον προμηθευτή ΗΕ.

Έμπορος Ηλεκτρικής Ενέργειας – Electricity Trader

Είναι ανώνυμη εταιρεία (Α.Ε.) ή εταιρεία περιορισμένης ευθύνης (Ε.Π.Ε.) που έχει την άδεια (από τη ΡΑΕ) να διενεργεί συναλλαγές στην αγορά ΗΕ αποκλειστικά μέσω διεθνών διασυνδέσεων των ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας με ηλεκτρικά συστήματα γειτονικών χωρών. Ο κάτοχος της Άδειας Εμπορίας ΗΕ δεν επιτρέπεται να ασκεί και τη δραστηριότητα της Προμήθειας ΗΕ.

Ενεργειακό αποτύπωμα – Energy Footprin

Είναι η ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) που εκλύεται στην ατμόσφαιρα από τις καθημερινές συνήθειες, που σχετίζονται με την κατανάλωση ΗΕ, σε ατομικό αλλά και σε επίπεδο ενός συνόλου καταναλωτών.

Ενεργός Ισχύς – Active Power

Η ενεργός ισχύς είναι η πραγματική συνιστώσα της φαινόμενης ισχύος και εκφράζεται σε μονάδες Watt.

Επικουρικές Υπηρεσίες – Ancillary Services

Επικουρικές Υπηρεσίες ονομάζονται οι υπηρεσίες που μπορούν να παρέχουν οι παραγωγοί ΗΕ στο Σύστημα με σκοπό την εξασφάλιση της ευστάθειας του ΣΗΕ και της ποιότητας της παρεχόμενης ΗΕ. Σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος και Συναλλαγών ΗΕ (ΚΔΣ&ΣΗΕ) της ΡΑΕ, οι Επικουρικές Υπηρεσίες είναι:

- Πρωτεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία και η αντίστοιχη ρύθμιση της συχνότητας

- Δευτερεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία και η αντίστοιχη ρύθμιση της συχνότητας
- Τριτεύουσα στρεφόμενη εφεδρεία
- Στατή εφεδρεία
- Ρύθμιση Τάσης
- Επανεκκίνηση του Συστήματος μετά από διακοπή

Επιλέγων Πελάτης – Eligible Customer

Επιλέγων πελάτης είναι ο πελάτης που δικαιούται να επιλέγει προμηθευτή ή να αγοράζει απευθείας ΗΕ κατά τις διατάξεις του νόμου 4001/2011.

Ετήσια Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου – Annual Load Duration Curve

Ετήσια Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου ονομάζεται το διάγραμμα που δημιουργείται από τις 8760 (όσες και οι ώρες ενός έτους) διατεταγμένες κατά φθίνουσα σειρά τιμές του ωριαίου φορτίου που καταγράφονται σε ένα ΣΗΕ κατά την διάρκεια του έτους.

Εφεδρεία Ενέργειας – Reserve of Energy

- *Πρωτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία (Spinning Reserve)*
Ορίζεται ως η δυνατότητα αύξησης της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας στο χρονικό διάστημα μεταξύ πέντε (5) και δεκαπέντε (15) δευτερολέπτων μετά από σημαντικό συμβάν, ως αυτόματη αντίδραση του ρυθμιστή στροφών. Η ποσότητα και ο τρόπος διάθεσης της πρωτεύουσας Στρεφόμενης Εφεδρείας καθορίζονται σύμφωνα με τις σχετικές συστάσεις του ευρωπαϊκού οργάνου ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Παρέχεται από μονάδες συγχρονισμένες στο Σύστημα.
- *Δευτερεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία*
Συνιστά η δυνατότητα αύξησης της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας στο χρονικό διάστημα μεταξύ δεκαπέντε (15) και ενενήντα (90) δευτερολέπτων μετά από σημαντικό συμβάν. Η ποσότητα και ο τρόπος διάθεσης της δευτερεύουσας Στρεφόμενης Εφεδρείας καθορίζονται σύμφωνα με τις σχετικές συστάσεις της ENTSO. Παρέχεται από μονάδες συγχρονισμένες στο Σύστημα.
- *Τριτεύουσα Στρεφόμενη Εφεδρεία*
Ορίζεται ως η δυνατότητα αύξησης της παραγόμενης Ενεργού Ισχύος Μονάδας στο χρονικό διάστημα μεταξύ ενενήντα (90) δευτερολέπτων και είκοσι (20) λεπτών μετά το σημαντικό συμβάν, η οποία απαιτείται για τη διατήρηση της Δευτερεύουσας Στρεφόμενης Εφεδρείας στα προκαθορισμένα επίπεδα. Δύναται να παρέχεται από συγχρονισμένες μονάδες ή/και από μονάδες που βρίσκονται σε κατάσταση ετοιμότητας για συγχρονισμό εντός περιορισμένου χρονικού διαστήματος.
- *Στατή Εφεδρεία (Standing Reserve)*
Ορίζεται ως η μέγιστη ποσότητα ενεργού ισχύος που μπορεί να διατεθεί στο Σύστημα από μια μη συνδεδεμένη μονάδα παραγωγής, εντός μιας χρονικής περιόδου από είκοσι (20) λεπτά έως τέσσερις (4) ώρες, όπως αυτό το μέγεθος ορίζεται στα Δηλωμένα Χαρακτηριστικά της Μονάδας.

- **Ψυχρή Εφεδρεία (Cold Reserve)**

Ορίζεται ως η διαθεσιμότητα ικανότητας παραγωγής κατά τη διάρκεια ειδικών περιστάσεων πολύ υψηλού φορτίου στο Σύστημα, κατά τις οποίες οι Κατανεμόμενες Μονάδες και οι Συμβεβλημένες Μονάδες δεν επαρκούν για την κάλυψη του φορτίου του Συστήματος και την παροχή των απαιτούμενων Επικουρικών Υπηρεσιών, Στατής Εφεδρείας και Στρεφόμενης Εφεδρείας. Η Ψυχρή Εφεδρεία παρέχεται από μη συνδεδεμένες Μονάδες Ψυχρής Εφεδρείας με βάση συμβάσεις που έχουν ως αποκλειστικό αντικείμενο την παροχή Ψυχρής Εφεδρείας.

Ηλεκτρικές Απώλειες Συστήματος – Electric System Losses

Οι ηλεκτρικές απώλειες συστήματος είναι οι συνολικές απώλειες ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα. Οι απώλειες εξειδικεύονται σε απώλειες μεταφοράς, μετασχηματισμού και διανομής μεταξύ των πηγών παραγωγής και των σημείων διανομής. Η ΗΕ χάνεται κυρίως λόγω της θέρμανσης των διατάξεων μεταφοράς και διανομής.

ΗΕ – Electrical Energy

ΗΕ είναι η ενέργεια που αποδίδεται ή καταναλώνεται από ένα ηλεκτρικό κύκλωμα. Εκφράζεται σε κιλοβάτ-ώρες (kWh), μεγαβάτ-ώρες (MWh), ή γιγαβάτ-ώρες (GWh).

Ισχύς – Power

Ισχύς είναι το ηλεκτρικό έργο ανά μονάδα χρόνου που παράγεται από μια μονάδα παραγωγής ΗΕ το οποίο απορροφάται από τις ωμικές συνιστώσες του φορτίου ή άλλων συνιστωσών του δικτύου.

MT – Medium Voltage

Σύμφωνα με το IEC 60037 ως MT θεωρούνται οι τριφασικές τάσεις εντός του εύρους των 3-35 kV AC. Το ελληνικό σύστημα διανομής λειτουργεί υπό τάσεις των 6.6 , 15 , 20 και 22 kV.

Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα – Non interconnected System

Είναι τα νησιά της ελληνικής επικράτειας, των οποίων το ΔΔ ΗΕ δεν συνδέεται με το σύστημα και το ΔΔ της ηπειρωτικής χώρας.

Μονάδα Παραγωγής – Power Plant

Μονάδα παραγωγής ονομάζεται μια διάταξη που παράγει ΗΕ. Συνήθως, είναι ο συνδυασμός στροβίλου και γεννήτριας. Στη περίπτωση ενός ατμοηλεκτρικού σταθμού περιλαμβάνει επίσης τον αντίστοιχο λέβητα.

Παραγωγοί – Producers

Παραγωγοί είναι οι κάτοχοι αδειών παραγωγής που παράγουν ΗΕ και στη συνέχεια την παρέχουν στο Σύστημα ή στο δίκτυο.

Ποιότητα Ισχύος – Power Quality

Η ποιότητα ισχύος που παρέχεται στους καταναλωτές χαρακτηρίζεται ως αποδεκτή όταν ικανοποιούνται οι προδιαγραφές για τα χαρακτηριστικά της τάσης και της συχνότητας που ορίζουν εθνικοί και διεθνείς κανονισμοί (π.χ. EN 50160, IEC 61000). Σημαντικότερα από τα χαρακτηριστικά αυτά είναι οι αργές μεταβολές τάσης, οι ταχείες μεταβολές τάσης, οι εκπομπές flicker, η αρμονική παραμόρφωση της τάσης και οι μεταβολές της συχνότητας.

Προμηθευτές – Suppliers

Οι προμηθευτές είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας που αγοράζουν την ΗΕ κατευθείαν από την χονδρεμπορική αγορά ΗΕ για να ικανοποιήσουν τις απαιτήσεις των πελατών τους.

Στατοί Αντισταθμιστές – Static Compensators

Στατοί αντισταθμιστές είναι διατάξεις συμβατικών πυκνωτών και πηνίων με διακοπτική ικανότητα μέσω thyristors, οι οποίες χρησιμοποιούνται για την αντιστάθμιση αέργου ισχύος κυρίως στο δίκτυο ΜΤ και ΥΤ.

Σύγχρονα Διασυνδεδεμένα Συστήματα – Synchronous Interconnected Systems

Σύγχρονα διασυνδεδεμένα συστήματα είναι τα συστήματα των οποίων η συχνότητα (βλ. συνέχεια λεξιλογίου) είναι κοινή στη μόνιμη κατάσταση.

Σύγχρονος Πυκνωτής – Synchronous compensator

Σύγχρονος πυκνωτής είναι μια στρεφόμενη γεννήτρια η οποία παρέχει άεργο ισχύ στα δίκτυα μεταφοράς ΗΕ. Οι γεννήτριες αυτές εγκαθίστανται στο τέλος ΓΜ μεγάλων αποστάσεων, σε σημαντικούς Υ/Σ μεταφοράς και σε σταθμούς μετατροπής υψηλής εναλλασσόμενης τάσης. Μικροί στρεφόμενοι πυκνωτές χρησιμοποιούνται σε υψηλής ισχύος βιομηχανικά δίκτυα για την αύξηση της ισχύος βραχυκύκλωσης.

Συμφωνημένη Ισχύς – Matched Power

Συμφωνημένη ισχύς είναι η ανώτερη ισχύς την οποία έχει συμφωνηθεί και δικαιούται να απορροφά ο καταναλωτής από το δίκτυο της ΔΕΗ και αναγράφεται στο συμβόλαιο προμήθειας ηλεκτρικού ρεύματος. Μονάδα μέτρησης είναι το kVA.

Συντελεστής Ισχύος – Power Factor

Συντελεστής ισχύος είναι ο λόγος της ενεργού ισχύος προς τη φαινόμενη ισχύ (kW/kVA) .

Σύστημα – System

Σύστημα είναι οι γραμμές ΥΤ, οι εγκατεστημένες στην ελληνική επικράτεια διασυνδέσεις, χερσαίες ή θαλάσσιες και όλες οι συναφείς εγκαταστάσεις, ο εξοπλισμός και εγκαταστάσεις ελέγχου που απαιτούνται για την ομαλή, ασφαλή και αδιάλειπτη διακίνηση ΗΕ από έναν σταθμό παραγωγής σε ένα υποσταθμό, από ένα υποσταθμό σε έναν άλλον ή προς ή από οποιαδήποτε διασύνδεση. Στο σύστημα δεν συμπεριλαμβάνονται οι εγκαταστάσεις παραγωγής ΗΕ, καθώς και το δίκτυο των μη διασυνδεδεμένων νησιών.

Συχνότητα Συστήματος – System Frequency

Συχνότητα συστήματος είναι η ηλεκτρική συχνότητα του συστήματος. Απαιτείται να διατηρεί την ίδια τιμή (50 Hz για το ελληνικό δίκτυο) σε όλα τα σημεία του δικτύου.

Υποσταθμοί – Substations

Οι Υ/Σ είναι εγκαταστάσεις οι οποίες αυξομειώνουν την τάση του δικτύου με σκοπό την μεταφορά της ΗΕ. Αύξηση γίνεται για να μπορεί να μεταφερθεί σε μεγάλες αποστάσεις και να έχουμε μικρές απώλειες και μείωση για να επιτύχουμε την επιθυμητή τάση στα φορτία κατανάλωσης. Η ανύψωση και ο υποβιβασμός της τάσης πραγματοποιείται με χρήση μετασχηματιστών.

Υπερψηλή Τάση (ΥΥΤ) – Extra High Voltage (EHV)

Σύμφωνα με το IEC 60037 ως ΥΥΤ θεωρούνται οι τριφασικές τάσεις μεγαλύτερες των 245kV AC. Το ελληνικό δίκτυο μεταφοράς ΥΥΤ λειτουργεί στα 400kV.

Υψηλή Τάση (ΥΤ) – High Voltage (HV)

Σύμφωνα με το IEC 60037, ως ΥΤ (ΥΤ) θεωρούνται οι τριφασικές τάσεις εντός του εύρους των 35-230 kV AC. Το ελληνικό ΣΜ ΥΤ λειτουργεί στις τάσεις των 66kV και 150kV.

Υψηλή Τάση Συνεχούς Ρεύματος (ΥΤΣΡ) – High Voltage Direct Current (HVDC)

Σε ένα κλασσικό HVDC σύστημα, η ΗΕ λαμβάνεται από ένα AC δίκτυο, μετατρέπεται σε DC μέσω ενός σταθμού μετατροπής (διάταξη ανόρθωσης), μεταφέρεται μέσω DC εναέριων ΓΜ ή καλωδίων στο σημείο λήψης και μετατρέπεται ξανά σε AC με την βοήθεια ακόμη ενός σταθμού μετατροπής (διάταξη αντιστροφής), ο οποίος τροφοδοτεί το AC δίκτυο που συνδέεται σε αυτόν.

Φαινόμενη Ισχύ – Apparent Power

Φαινόμενη ισχύ είναι το γινόμενο της τάσης (Volt) και του ρεύματος (Ampere) . Αποτελείται από μια πραγματική συνιστώσα (ενεργός ισχύς) και μια φανταστική συνιστώσα (άεργος ισχύς) και εκφράζεται σε VA.

Χαμηλή Τάση (ΧΤ) – Low Voltage (LV)

Ως δίκτυο ΧΤ θεωρείται το δίκτυο που λειτουργεί στα 230/400V AC +10%. Γενικά οι τριφασικές τάσεις στο εύρος 100-1000V AC θεωρούνται ΧΤ σύμφωνα με το IEC 60038.

1 ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.1 Εισαγωγή

Η εμφάνιση του ηλεκτρισμού δρομολόγησε τη δεύτερη Βιομηχανική Επανάσταση. Οι συνθήκες της παραγωγής άλλαξαν ριζικά με την εισαγωγή της νέας μορφής ενέργειας, που αντικατέστησε τον ατμό, το πετρέλαιο και το φωταέριο. Η ΗΕ προσέφερε μεγάλη οικονομία, ασφάλεια, υψηλή ποιότητα και μικρότερη περιβαλλοντική επιβάρυνση. Οι ηλεκτροκινητήρες, μικροί και ευέλικτοι, έδωσαν τη δυνατότητα να αναπτυχθεί μια νέα παραγωγική δομή στα εργοστάσια. Όταν η ΗΕ άρχισε να παράγεται και να διανέμεται ευρύτερα, η βιομηχανία, αλλά και οι πόλεις, έλαβαν νέα μορφή.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ξεκίνησε την τελευταία 20ετία του 19ου αιώνα. Το 1881 λειτούργησε η πρώτη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος ισχύος 746 KW μεταξύ Λονδίνου και Πόρτσμουθ. Τη γεννήτρια κινούσαν δύο υδρόμυλοι και η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος εξαρτιόταν απολύτως από τις βροχοπτώσεις. Το επόμενο έτος εγκαταστάθηκε η πρώτη μονάδα παραγωγής ΗΕ στη Στουτγάρδη της Γερμανίας. Πρέπει να αναφερθεί ότι εκείνη η μονάδα παραγωγής της Στουτγάρδης παρήγαγε ΗΕ για 30 λάμπες πυρακτώσεως. Η δημιουργία δικτύων ξεκίνησε στο Βερολίνο το 1885. Το δικαίωμα της εταιρείας παραγωγής αφορούσε την εγκατάσταση δικτύου σε απόσταση 800m από τη μονάδα παραγωγής. Η δεκαετία 1880-1890 υπήρξε μια δεκαετία ραγδαίας ανάπτυξης και εξέλιξης της νέας τεχνολογίας. Εφευρέτες και κατασκευαστές προσπάθησαν να επιλύσουν τα προβλήματα που συναντούσαν και να εξελίξουν τις μεθόδους και τις διαδικασίες.

Ο ηλεκτρισμός στην Ελλάδα έφθασε το 1889, όταν ιδιωτική εταιρεία κατασκεύασε την πρώτη μονάδα παραγωγής ΗΕ και φώτισε το ιστορικό κέντρο της πόλης. Την ίδια χρονιά άρχισε και η ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής στην Οθωμανική Αυτοκρατορία. Το δικαίωμα ηλεκτροδότησης της οθωμανικής, τότε, Θεσσαλονίκης ανέλαβε η «Βελγική Εταιρεία».

Μέχρι το 1929 είχαν ηλεκτροδοτηθεί 250 πόλεις με πληθυσμό άνω των πέντε χιλιάδων κατοίκων. Στις περισσότερες απομακρυσμένες και αραιοκατοικημένες περιοχές, όπου ήταν οικονομικά ασύμφορο για τις μεγάλες εταιρείες να κατασκευάσουν μονάδες παραγωγής ΗΕ, την ηλεκτροδότηση ανέλαβαν ιδιώτες ή δημοτικές και κοινοτικές αρχές κατασκευάζοντας μικρά εργοστάσια. Το 1950 υπήρχαν στην Ελλάδα περίπου 400 εταιρείες παραγωγής ΗΕ. Ως πρωτογενή καύσιμα χρησιμοποιούσαν το πετρέλαιο και το γαιάνθρακα, αμφότερα εισαγόμενα από το εξωτερικό.

Η κατάτμηση της παραγωγής σε πολλές μικρές μονάδες, σε συνδυασμό με τα εισαγόμενα καύσιμα, ωθούσε την τιμή της ΗΕ στα ύψη, φθάνοντας στο τριπλάσιο μέχρι και πενταπλάσιο των τιμών που ίσχυαν σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες. Η ΗΕ αποτελούσε, λοιπόν, ένα αγαθό πολυτελείας, αν και τις περισσότερες φορές παρεχόταν με ωράριο και οι ξαφνικές διακοπές ήταν σύνηθες φαινόμενο.

Το 1950 ιδρύθηκε η ΔΕΗ και, ως εκ τούτου, οι δραστηριότητες παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ΗΕ συγκεντρώθηκαν σε ένα δημόσιο φορέα. Αμέσως, η ΔΕΗ στράφηκε προς την αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενέργειας ενώ ξεκίνησε και η ενοποίηση των δικτύων μεταφοράς ΗΕ σε ένα εθνικό διασυνδεδεμένο Σύστημα.

Οι βασικές δομές αυτού του Συστήματος διατηρούνται μέχρι σήμερα παρά τις σημαντικές αλλαγές που έχουν συμβεί τα τελευταία χρόνια [1].

1.2 Παραγωγή, μεταφορά και διανομή Ηλεκτρικής Ενέργειας

Σύστημα Ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) είναι το σύστημα των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ΗΕ σε περιοχές εξυπηρέτησης. Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι να παρέχει ΗΕ οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις, εξασφαλίζοντας σταθερή τάση, σταθερή συχνότητα και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης [2].

Δεδομένου ότι η εξυπηρέτηση των αναγκών σε ΗΕ μεγάλων ομάδων χρηστών προϋποθέτει τις διακριτές φάσεις της παραγωγής, της μεταφοράς και της διανομής, σε ένα σύστημα ΗΕ περιλαμβάνονται τα επιμέρους συστήματα:

- *Το σύστημα παραγωγής*

Περιλαμβάνει τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος και τους μετασχηματιστές ανύψωσης της τάσης για τη μεταφορά του ρεύματος υπό υπερυψηλή και ΥΤ. Η σύγχρονη βιομηχανία ΗΕ έχει βασισθεί στη μετατροπή σε ΗΕ της θερμικής ενέργειας των ορυκτών καυσίμων και της μηχανικής ενέργειας των υδάτινων ροών και των υδατοπτώσεων, μέσω θερμικών και υδροηλεκτρικών σταθμών, αντίστοιχα.

- *Το σύστημα μεταφοράς*

Διασυνδέει όλους τους μεγάλους σταθμούς παραγωγής καθώς και διαφορετικά συστήματα μεταξύ τους και μεταφέρει μεγάλα μεγέθη ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις προς τα κέντρα κατανάλωσης. Αποτελεί τη σπονδυλική στήλη του συστήματος ΗΕ και λειτουργεί στα μέγιστα δυνατά επίπεδα τάσης. Περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών ΥΥΤ και ΥΤ, τους υποσταθμούς ζεύξης των δικτύων αυτών και τους υποσταθμούς μετασχηματισμού μεταξύ των διαφόρων επιπέδων τάσης που χρησιμοποιούνται.

- *Το σύστημα υπομεταφοράς*

Μεταφέρει ισχύ σε μικρότερα μεγέθη και αποστάσεις υπό χαμηλότερη τάση από υποσταθμούς μεταφοράς σε υποσταθμούς διανομής μικρότερων κέντρων κατανάλωσης. Σημειώνεται ότι οι μεγάλοι βιομηχανικοί καταναλωτές τροφοδοτούνται συνήθως απευθείας από το σύστημα υπομεταφοράς. Όσο το σύστημα ΗΕ επεκτείνεται και δημιουργείται αναγκαιότητα για μεταφορά υπό υψηλότερα επίπεδα τάσης, οι παλαιότερες ΓΜ μεταβαίνουν σε λειτουργία υπό χαμηλότερα επίπεδα τάσης, καθιστώντας σχετικά δύσκολη τη διάκριση μεταξύ δικτύων υπομεταφοράς και μεταφοράς.

- *Το σύστημα διανομής*

Περιλαμβάνει τα δίκτυα διανομής ΗΕ ΜΤ και ΧΤ, στα οποία υπάγονται και οι Υ/Σ διανομής μέσω των οποίων η ΜΤ υποβιβάζεται σε ΧΤ. Μέσω των δικτύων διανομής η ΗΕ διανέμεται σε μικρότερες περιοχές στους καταναλωτές ΜΤ και ΧΤ.

Ένα σύστημα παραγωγής και μεταφοράς μπορεί να λειτουργεί απομονωμένο ή διασυνδεδεμένο με ένα ή περισσότερα γειτονικά συστήματα. Η διασύνδεση γίνεται συνήθως σε επίπεδο εθνικών συστημάτων και προσφέρει τεχνικά και οικονομικά πλεονεκτήματα.

Τα τρία βασικά και γενικής εφαρμογής μεγέθη επί των οποίων βασίζεται η σχεδίαση και η επίδοση ενός ηλεκτρικού δικτύου είναι [3]:

- *Η τάση του δικτύου*

Η μέγιστη τάση λειτουργίας των ηλεκτρικών γραμμών.

- *Η ισχύς βραχυκύκλωσης του δικτύου*

Είναι η συμβατική ισχύς που αντιστοιχεί στη μέγιστη ισχύ που αποδίδεται στο δίκτυο σε περίπτωση τριφασικού βραχυκυκλώματος σε κάποιο σημείο του.

- *Η στάθμη μόνωσης του δικτύου*

Αναφέρεται συνήθως στην τιμή της κρουστικής αντοχής του δικτύου, δηλαδή της διηλεκτρικής αντοχής της μόνωσης του εξοπλισμού των υποσταθμών σε κρουστικές υπερτάσεις τυποποιημένης μορφής.

1.3 Το Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

1.3.1 Σύστημα Μεταφοράς

Ο όρος Σύστημα Μεταφοράς (“Σύστημα”) περιγράφει το Διασυνδεδεμένο Σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της Ελλάδας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα ΥΤ (150kV και 66kV) και ΥΥΤ τάσης (400kV). Τη σπονδυλική στήλη του Διασυνδεδεμένου ΣΜ αποτελούν οι τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, οι οποίες μεταφέρουν ΗΕ, κυρίως από το σπουδαιότερο ενεργειακό κέντρο παραγωγής, αυτό της Δυτικής Μακεδονίας. Στη περιοχή αυτή, παράγεται περίπου το 70% της συνολικής παραγωγής της χώρας, η οποία στη συνέχεια μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας, όπου καταναλώνεται περίπου το 65% της ΗΕ. Το πρόβλημα της μεγάλης γεωγραφικής ανισοκατανομής μεταξύ παραγωγής (Βορράς) και φορτίων (Νότος), που ήταν ιδιαίτερα σημαντικό κατά το παρελθόν ιδίως κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, έχει μετριασθεί, λόγω της ένταξης νέων μονάδων παραγωγής στο Νότιο Σύστημα, της ένταξης πυκνωτών αντιστάθμισης και της μείωσης των φορτίων. Εντούτοις, οι περιοχές της Αττικής και της Πελοποννήσου παραμένουν οι πλέον κρίσιμες περιοχές του Συστήματος από πλευράς ευστάθειας τάσης [4].

1.3.1.1 Συνιστώσες Συστήματος

Στη συνέχεια, γίνεται συνοπτική παρουσίαση των κυριότερων συνιστωσών του υφιστάμενου Συστήματος κατά κατηγορία (Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ, ΚΥΤ, ΓΜ) [5].

- *Υποσταθμοί 150 kV/ΜΤ*

Μέχρι το τέλος του 2012 στο Σύστημα ήταν συνδεδεμένοι :

- ✓ 205 Υ/Σ υποβιβασμού 150kV/ΜΤ της ΔΕΗ ΑΕ, εκ των οποίων :

- 186 εξυπηρετούν τις ανάγκες των πελατών του ΔΔ. Οι Υ/Σ αυτοί περιλαμβάνουν τμήματα η διαχείριση των οποίων είναι στην αρμοδιότητα του ΑΔΜΗΕ. Στους ανωτέρω Υ/Σ περιλαμβάνονται 20 Υ/Σ, στους οποίους είναι επίσης συνδεδεμένοι και Μ/Σ ανύψωσης 16 συμβατικών σταθμών παραγωγής και 4 σταθμών ΑΠΕ, καθώς και 14 Υ/Σ συνδεδεμένοι στην πλευρά 150 kV των ΚΥΤ.
- 14 Υ/Σ εξυπηρετούν τις ανάγκες του ΔΔ στην Αττική και ανήκουν εξ ολοκλήρου στην αρμοδιότητα του ΔΕΔΔΗΕ.
- 4 Υ/Σ χρησιμοποιούνται για την τροφοδότηση των φορτίων Ορυχείων. Ανάγκες ορυχείων εξυπηρετεί και ο Υ/Σ Πτολεμαΐδας Ι, ο οποίος συμπεριλαμβάνεται στους 186 που εξυπηρετούν και ανάγκες Διανομής.
- Ένας Υ/Σ (Αντλιοστάσιο Πολυφύτου) εξυπηρετεί ανάγκες άντλησης για τον ΥΗΣ Πολυφύτου.

- ✓ 36 Υ/Σ για την ενσωμάτωση της ισχύος μονάδων ΑΠΕ, εκ των οποίων οι Υ/Σ Καρύστου, Λιβαδίου και Αργυρού εξυπηρετούν παράλληλα και φορτία Διανομής (συμπεριλαμβάνονται στους προαναφερθέντες 205 Υ/Σ υποβιβασμού).

- ✓ Υ/Σ ανύψωσης ΜΤ/150kV σε Σταθμούς Παραγωγής της ΔΕΗ ΑΕ:

- 7 Θερμοηλεκτρικοί Σταθμοί.
- 15 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί.
- Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί.

- Υ/Σ ανύψωσης σε Σταθμούς Παραγωγής ανεξάρτητων Παραγωγών. Οι μονάδες παραγωγής των συγκεκριμένων σταθμών συνδέονται στα 150 kV μέσω Μ/Σ ανύψωσης ΜΤ/150kV.
- 38 Υ/Σ υποβιβασμού 150kV/ΜΤ που εξυπηρετούν τις εγκαταστάσεις Πελατών ΥΤ (συμπεριλαμβάνεται και ο Υ/Σ της «Αλουμίνιον ΑΕ»).

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

- *Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)*

Τα ΚΥΤ αποτελούν τα σημεία σύνδεσης των Συστημάτων 400kV και 150kV και εξυπηρετούν ανάγκες απομάστευσης ισχύος από το Σύστημα 400 kV προς το Σύστημα 150 kV. Πρόκειται για 13 ΚΥΤ που περιλαμβάνουν ένα ή περισσότερους αυτομετασχηματιστές (ΑΜ/Σ) τριών τυλιγμάτων

400kV/150kV/30kV. Επιπλέον, υπάρχουν και άλλα 9 ΚΥΤ που δεν συμπεριλαμβάνονται στα προαναφερθέντα 13, εγκατεστημένα κοντά σε ομώνυμους σταθμούς παραγωγής και εξυπηρετούν παράλληλα ή αποκλειστικά ανάγκες ανύψωσης τάσης από τις μονάδες παραγωγής προς το Σύστημα 400kV.

- *Γραμμές Μεταφοράς (ΓΜ)*

Στο Σύστημα υπάρχουν ΓΜ υψηλής (66 και 150 kV) και υπερυψηλής (400 kV) τάσης διαφόρων ειδών και τύπων. Επιπλέον, είναι εγκατεστημένα υπόγεια καλώδια 150 kV για τη μεταφορά ισχύος εντός των πυκνοκατοικημένων περιοχών της Πρωτεύουσας, τα οποία ανήκουν στο Δίκτυο 150 kV. Τα σχετικά χιλιομετρικά στοιχεία παρέχονται στον Πίνακα 1.1:

	400kV	Σ.Ρ. (D.C.) 400kV	150 kV	66 kV	ΣΥΝΟΛΟ
ΕΝΑΕΡΙΕΣ	2.628	107	8.127	39	10.901
ΥΠΟΒΡΥΧΙΕΣ		160	140	15	315
ΥΠΟΓΕΙΕΣ	4		82	1	87
ΣΥΝΟΛΟ	2.632	267	8.349	55	11.303

Πίνακας 1. 1 Χιλιομετρικά στοιχεία των ΓΜ ΥΤ ανά κατηγορία [5]



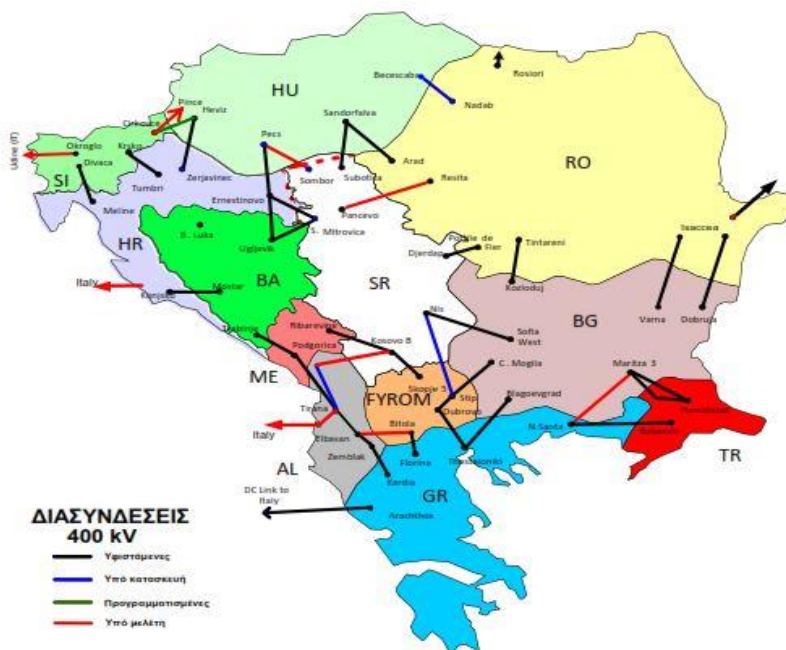
Σχήμα 1. 1 Γραμμές ΥΤ και Υποσταθμός Μεταφοράς ΥΤ

- *Συσκευές Αντιστάθμισης Αέργου Ισχύος*

Οι ανάγκες για αντιστάθμιση αέργου ισχύος καλύπτονται με την εγκατάσταση στατών πυκνωτών και πηνίων αντισταθμιστών. Συγκεκριμένα, για την τοπική σταθεροποίηση των τάσεων της Υ/Σ 150kV/MT, χρησιμοποιούνται στατοί πυκνωτές που εγκαθίστανται κυρίως σε ζυγούς MT των Υποσταθμών (συνολικής ισχύος περίπου 4150 MVar). Επιπλέον, έχουν εγκατασταθεί συστοιχίες πυκνωτών 150kV, συνολικής ισχύος 450 MVar, σε Υ/Σ και ΚΥΤ του Συστήματος. Ακόμα, έχουν εγκατασταθεί πηνία στην πλευρά των 150kV σε Υποσταθμούς 150kV/MT (σε εκείνους όπου συνδέονται υποβρύχια καλώδια), καθώς και στο τριτεύον τύλιγμα (πλευρά 30 kV) των ΑΜ/Σ των ΚΥΤ για την αντιμετώπιση προβλημάτων εμφάνισης υψηλών τάσεων κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου.

1.3.1.2 Διεθνείς Διασυνδέσεις

Από τον Οκτώβριο του 2004 το Ελληνικό Σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα υπό το γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), ο οποίος αποτελεί διάδοχο και ευρύτερο σχήμα της UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité). Η παράλληλη λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδεδειμένων ΓΜ, κυρίως 400 kV, με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ (FYROM). Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται ασύγχρονα (μέσω υποβρύχιας σύνδεσης συνεχούς ρεύματος) με την Ιταλία. Από την 18 Σεπτεμβρίου 2010, το Ελληνικό Σύστημα έχει συνδεθεί και με το Σύστημα της Τουρκίας, το οποίο με τη σειρά του έχει συνδεθεί με το Σύστημα της Βουλγαρίας. Το Σύστημα της Τουρκίας είναι έκτοτε σε δοκιμαστική παράλληλη λειτουργία με το Ευρωπαϊκό. Οι δοκιμές εκτελούνται υπό την αιγίδα του ENTSO-E [5].



Σχήμα 1. 2 Σχηματικό διάγραμμα των διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής [5]

- Ελλάδα - ΠΓΔΜ

Η Ελλάδα συνδέεται με το Σύστημα της ΠΓΔΜ μέσω:

- ✓ μιας ΓΜ 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Dubrono στην ΠΓΔΜ και
- ✓ μιας ΓΜ 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Μελίτης και Bitola στην ΠΓΔΜ.

- Ελλάδα - Αλβανία

Με το Αλβανικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- ✓ μιας ΓΜ 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό, μεταξύ ΚΥΤ Καρδιάς και Zemblak (Αλβανία).
- ✓ μιας ΓΜ 150 kV ελαφρού τύπου μεταξύ Υ/Σ Μούρτου και ΥΗΣ Bistrica στην Αλβανία, ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 100 MW περίπου.

- Ελλάδα - Βουλγαρία

Με το Βουλγαρικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω ΓΜ 400 kV (αναρτημένη σε πυλώνες τύπου Β'Β', δηλαδή πυλώνες απλού κυκλώματος υπερβαρέως τύπου, με δίδυμους αγωγούς ανά φάση, διατομής 936 κυκλικών χιλιοστών), μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Blagoevgrad στην Βουλγαρία.

- Ελλάδα – Ιταλία

Η διασύνδεση αυτή συνδέει το ΚΥΤ Αράχθου με τον Υ/Σ Galatina στην Ιταλία. Είναι σύνδεση συνεχούς ρεύματος και περιλαμβάνει:

- ✓ σταθμούς μετατροπής ΥΤΣΡ (HVDC) 400 kV ικανότητας 500 MW
- ✓ τμήματα εναερίων ΓΜ DC μήκους 45 km επί Ιταλικού εδάφους και 107 km επί ελληνικού εδάφους
- ✓ τμήμα υπογείου καλωδίου DC μήκους 4 km επί Ιταλικού εδάφους
- ✓ ένα υποβρύχιο καλώδιο DC 400 kV ισχύος 500 MW και μήκους 160 km

- Ελλάδα – Τουρκία [6]

Από το καλοκαίρι του 2008 έχει ολοκληρωθεί η κατασκευή της ΓΜ 400 kV ΚΥΤ Φιλίππων – ΚΥΤ Ν. Σάντας – Babaeski (Τουρκία). Η ΓΜ αυτή είναι διπλού κυκλώματος (αναρτημένη σε πυλώνες τύπου 2Β'Β', δηλαδή πυλώνες διπλού κυκλώματος υπερβαρέως τύπου, με δίδυμους αγωγούς ανά φάση, διατομής 936 κυκλικών χιλιοστών) στο τμήμα ΚΥΤ Φιλίππων – Ν. Σάντα και απλού κυκλώματος (αναρτημένη σε πυλώνες τύπου Β'Β'Β'', δηλαδή απλού κυκλώματος υπερβαρέως τύπου, με τρίδυμους αγωγούς ανά φάση, διατομής 936 κυκλικών χιλιοστών) στο τμήμα Ν. Σάντα - Babaeski. Στις 18 Σεπτεμβρίου 2010 πραγματοποιήθηκε η έναρξη δοκιμαστικής σύγχρονης και παράλληλης λειτουργίας του Συστήματος της Τουρκίας με το σύγχρονο Ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο Σύστημα μέσω της προαναφερθείσας ΓΜ (Ν. Σάντα – Babaeski), καθώς και με δύο υφιστάμενες ΓΜ 400 kV από τη Βουλγαρία. Έκτοτε η διασύνδεση του Συστήματος της

Τουρκίας με το Ευρωπαϊκό Σύστημα παραμένει σε δοκιμαστική λειτουργία, με σκοπό να επιβεβαιωθεί ότι η λειτουργία του Συστήματος της Τουρκίας δεν έχει αρνητικές επιπτώσεις στη λειτουργία, τόσο των Συστημάτων των γειτονικών χωρών, όσο και του Ευρωπαϊκού διασυνδεδεμένου Συστήματος γενικότερα.

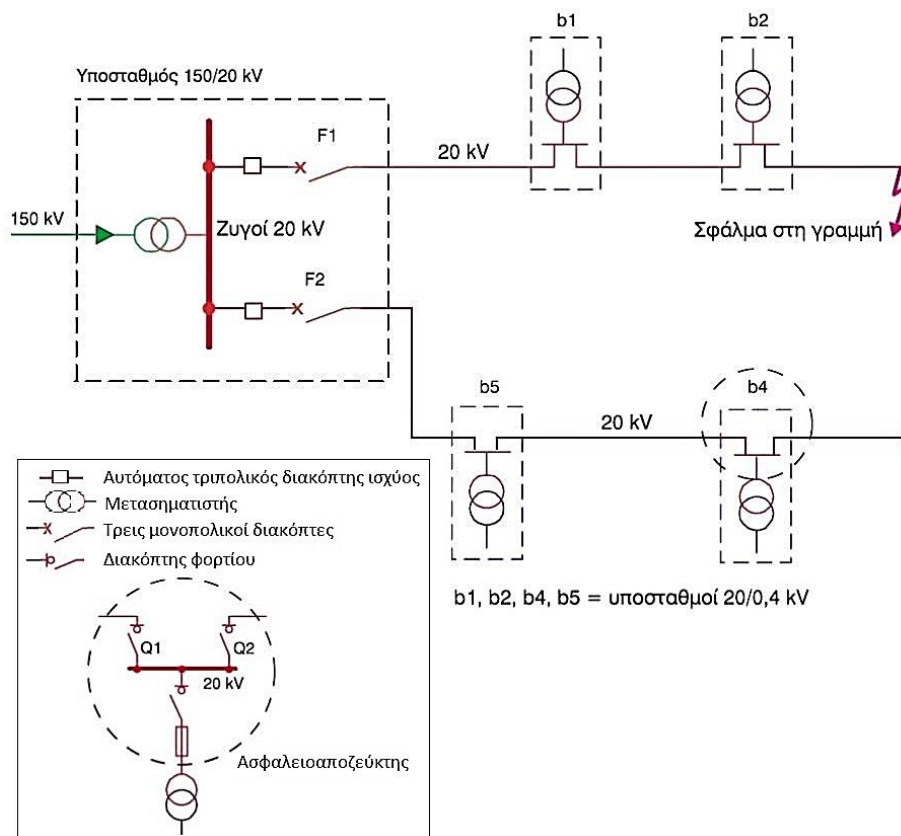
1.3.2 Δίκτυο Διανομής

Το ΔΔ ΗΕ περιλαμβάνει το δίκτυο ΜΤ και ΧΤ από τα κέντρα ΚΥΤ μέχρι τον τελικό καταναλωτή. Το δίκτυο περιλαμβάνει τους Υ/Σ ΜΤ των 20 kV/0,4 kV, τις εναέριες γραμμές, τα καλώδια ΜΤ και ΧΤ και το σχετικό εξοπλισμό προστασίας και ελέγχου. Στο ΔΔ συνδέονται οι καταναλωτές ΜΤ (στα 20 kV) και οι καταναλωτές ΧΤ (400V-230V).

Γενικά, τα συστήματα διανομής ΜΤ διακρίνονται στις εξής δύο βασικές κατηγορίες, με κριτήριο διαχωρισμού τη δομή τους ή τον τρόπο αξιοποίησής τους.

1.3.2.1 Ακτινικό Δίκτυο Διανομής (*Radial Main Distribution System*)

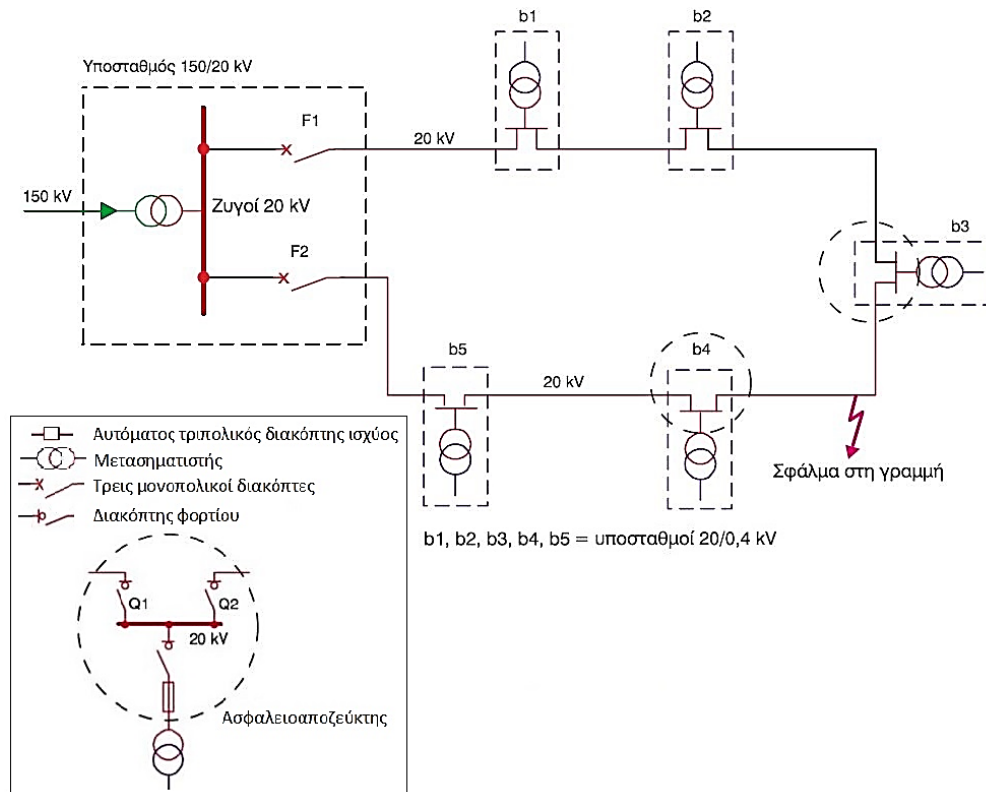
Στα ακτινικά ΔΔ οι γραμμές των 20kV (συνήθως εναέριες) αναχωρούν από τον κεντρικό Υ/Σ 150/20 kV και αναπτύσσονται ακτινικά (Σχήμα 1.3). Κατά μήκος κάθε γραμμής συνδέονται Μ/Σ 20/0.4 kV των δικτύων ΧΤ ή καταναλωτές ΜΤ. Βασικό μειονέκτημα των ακτινικών ΔΔ είναι ότι σε περίπτωση σφάλματος κατά μήκος της γραμμής, ο διακόπτης ισχύος F1 (Σχήμα 1.3) που υπάρχει στην αρχή της γραμμής ανοίγει με αποτέλεσμα όλοι οι Μ/Σ που βρίσκονται κατά μήκος της γραμμής να μείνουν χωρίς τάση. Σε περίπτωση εγκαταστάσεων με ηλεκτρικά φορτία που δεν πρέπει να μείνουν πολύ χρόνο εκτός λειτουργίας (π.χ. νοσοκομεία, στρατιωτικές εγκαταστάσεις, ψυγεία κ.λπ.) η απώλεια της ΜΤ αντιμετωπίζεται με την ύπαρξη ενός τοπικού ηλεκτροπαραγωγού ζεύγους (π.χ. ντιζελογεννήτρια 400V), μέχρι την αποκατάσταση του σφάλματος. Τα ακτινικά ΔΔ δεν είναι ιδιαίτερα διαδεδομένα στη ΜΤ. Αντίθετα, στη ΧΤ το σύνολο των δικτύων είναι ακτινικού τύπου.



Σχήμα 1. 3 Ακτινικό ΔΔ

1.3.2.2 Βροχοειδές Δίκτυο Διανομής (Ring Main Distribution System)

Στα βροχοειδή ΔΔ οι γραμμές των 20 kV (εναέριες ή υπόγεια καλώδια) που αναχωρούν από τον κεντρικό Υ/Σ 150/20 kV, σχηματίζουν ένα κλειστό βρόχο που ξανακαταλήγει σε ζυγούς των 20 kV του ιδίου ή διαφορετικού Υ/Σ 150/20 kV. Κατά μήκος του βρόχου συνδέονται οι καταναλωτές b1, b2, b3, b4, b5. Ο βρόχος προστατεύεται στις δύο άκρες του με διακόπτες ισχύος F1, F2. Σε περίπτωση σφάλματος σε κάποιο σημείο του βρόχου, π.χ. στο τμήμα b3, b4, λειτουργούν οι προστασίες των διακοπών F1, F2, οι διακόπτες ανοίγουν και ο βρόχος μένει χωρίς τάση. Αφού εντοπιστεί η θέση του σφάλματος, ανοίγουν κατόπιν εντολής οι διακόπτες φορτίων Q1 στο b3 και Q2 στο b4 και απομονώνεται το τμήμα b3, b4. Έπειτα ξανακλείνουν οι διακόπτες F1, F2 και επανέρχεται η ΜΤ στο δίκτυο. Το βροχοειδές δίκτυο λειτουργεί ως δυο ακτινικά δίκτυα μέχρι την αποκατάσταση του σφάλματος.



Σχήμα 1. 4 Βροχοειδές ΔΔ

Τα ποσοτικά μεγέθη του ελληνικού ΔΔ στο τέλος του 2013 είναι τα εξής :

- 109.700 χλμ. Δίκτυο ΜΤ (ΜΤ).
 - 123.300 χλμ. Δίκτυο ΧΤ (ΧΤ).
- Συνολικά 233.000 χλμ. Δικτύου.
- 160.000 Υ/Σ ΜΤ προς ΧΤ (Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ).
 - 7.392.722 Πελάτες (10.147 ΜΤ & 7.493.118 ΧΤ) [7].

1.4 Ενεργειακό Σύστημα και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

1.4.1 Ηλεκτροπαραγωγή

Η παραγωγή ΗΕ επιτυγχάνεται με αξιοποίηση διαφόρων πρωτογενών πηγών ενέργειας εμφανίζοντας μεγάλες διαφοροποιήσεις από χώρα σε χώρα, αντίστοιχα με τους διαθέσιμους εγχώριους Ενεργειακούς Πόρους και την Ενεργειακή Πολιτική μιας χώρας, τις γεωλογικές, γεωφυσικές και κλιματικές ιδιαιτερότητες αυτής. Η παραγωγή ΗΕ βασίζεται [2]:

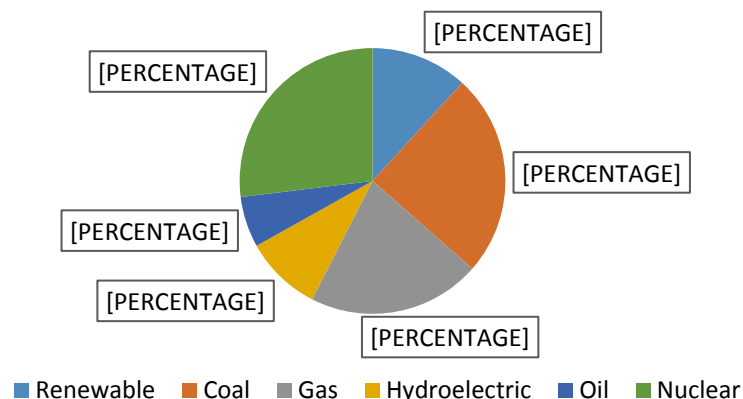
- Σε συμβατικές πηγές όπως ορυκτά στερεά (λιθάνθρακας και λιγνίτης), υγρά (πετρέλαιο) ή αέρια καύσιμα (φυσικό αέριο), τα οποία έχουν σχηματισθεί σε παλαιότερες γεωλογικές περιόδους και

βρίσκονται στο υπέδαφος, σε μικρά ή μεγάλα βάθη σε πεπερασμένες, μη ανανεώσιμες ποσότητες.

- στην πυρηνική ενέργεια
- σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) που αξιοποιούν τις ανεξάντλητες πηγές ενέργειας και όχι τα περιορισμένα ενεργειακά ορυκτά αποθέματα. Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι άμεσα συνδεδεμένη με την ηλιακή ακτινοβολία και διάφορα φυσικά φαινόμενα όπως ο αέρας και η παλίρροια και, κατά συνέπεια, εξαρτάται από την περιοδικότητα ή τη στοχαστικότητα αυτών των φαινομένων.

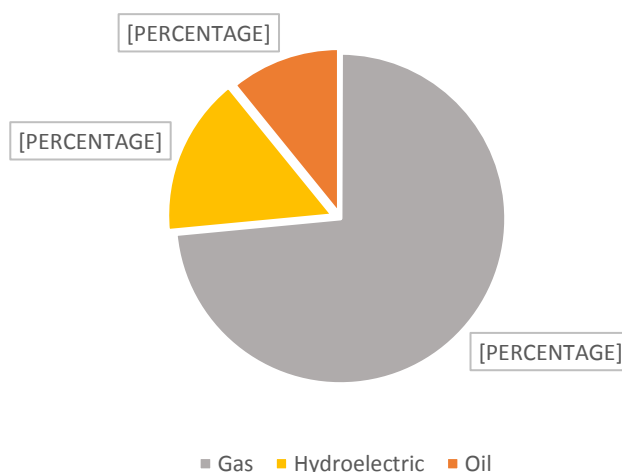
Τα στατιστικά στοιχεία για την παραγωγή ΗΕ το έτος 2011 δείχνουν ότι το ποσοστό συμμετοχής του πετρελαίου στην παραγωγή ΗΕ είναι ιδιαίτερα υψηλό σε ελάχιστες αραβικές, κυρίως πετρελαιοπαραγωγές χώρες όπως το Κουβέιτ (41%). Υψηλό ποσοστό συμμετοχής του φυσικού αερίου στην παραγωγή ΗΕ εμφανίζουν μεταξύ άλλων χωρών η Ιρλανδία (61%), η Ολλανδία (60%) και εκτός Ευρώπης η Αλγερία (97%), το Ιράν (83%) και η Σαουδική Αραβία (77%). Η χρήση λιθάνθρακα και λιγνίτη κυριαρχεί στην Πολωνία (88%) και στην Εσθονία (79%), ενώ διατηρεί υψηλό ποσοστό στη Γερμανία (44%), στη Δανία (37%), στη Μ. Βρετανία (25%), αλλά και σε χώρες εκτός Ευρώπης όπως η Νότια Αφρική (95%) και οι Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής (44%). Το ποσοστό της πυρηνικής ενέργειας στην παραγωγή ΗΕ είναι υψηλό στη Γαλλία (79%), στο Βέλγιο (54%), στην Ουγγαρία (42%), στην Ελβετία (42%), στη Σουηδία (39%), και στη Νότια Κορέα (29%). Το ποσοστό των υδροηλεκτρικών εμφανίζει υψηλές τιμές στη Νορβηγία (95%), στην Αυστρία (55%), στην Ελβετία (52%) στον Καναδά (59%), καθώς και σε ορισμένες αναπτυσσόμενες χώρες, με χαρακτηριστικότερα παραδείγματα την Γκάνα (100%), τη Βραζιλία (81%), τη Βενεζουέλα (73%) και την Κένυα (63%). Τέλος, όσον αφορά τις ΑΠΕ η Πορτογαλία κατέχει σημαντική θέση με 23% και ακολουθούν Ισπανία (21%), η Γερμανία (19%), η Ιταλία (11%) και το Ηνωμένο Βασίλειο (8%). Ακολουθούν ενδεικτικά κάποια γραφήματα με τη συνολική παραγωγή ΗΕ ανά καύσιμο για τα μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και τα μέλη της OPEC [8].

Electricity Generation By Energy Source EU 27



Σχήμα 1. 5 Ποσοστιαία ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο στις χώρες της Ε.Ε. για το έτος 2011 [8].

Electricity Generation By Energy Source OPEC



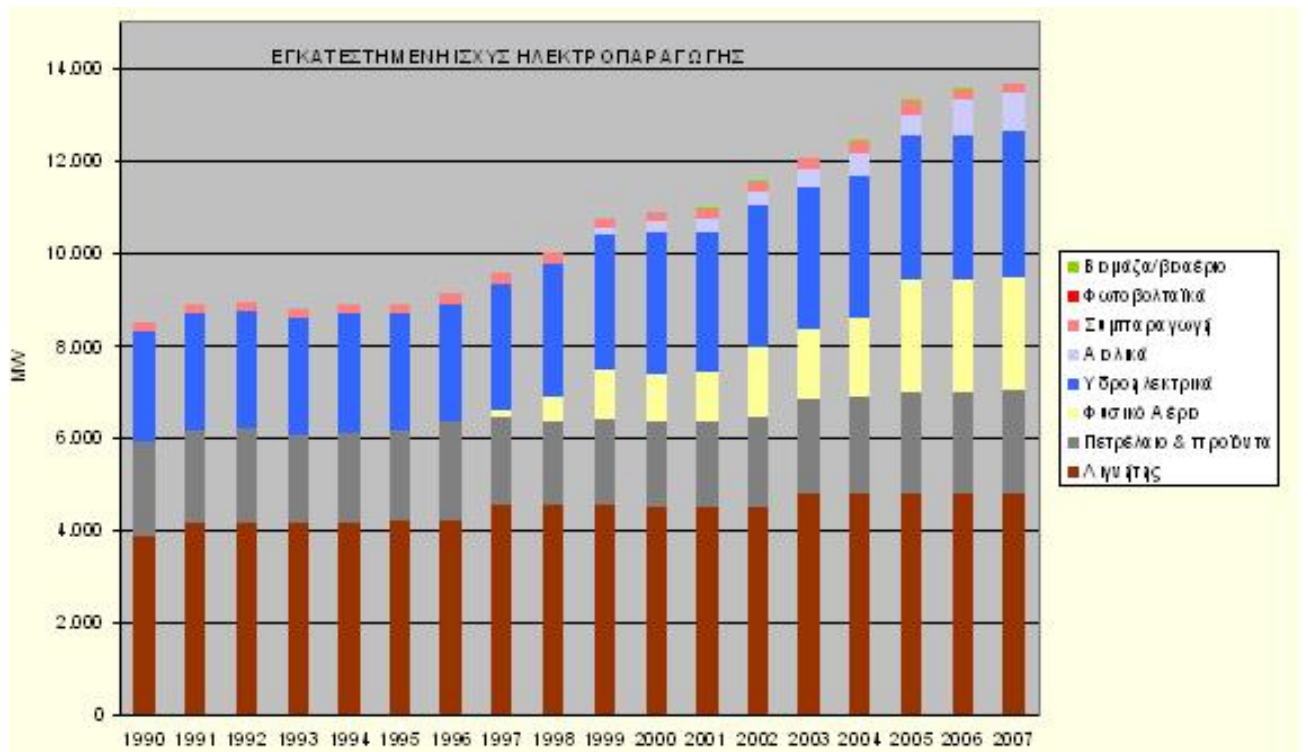
Σχήμα 1. 6 Ποσοστιαία ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο για τις χώρες του OPEC [8].

1.4.2 Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα

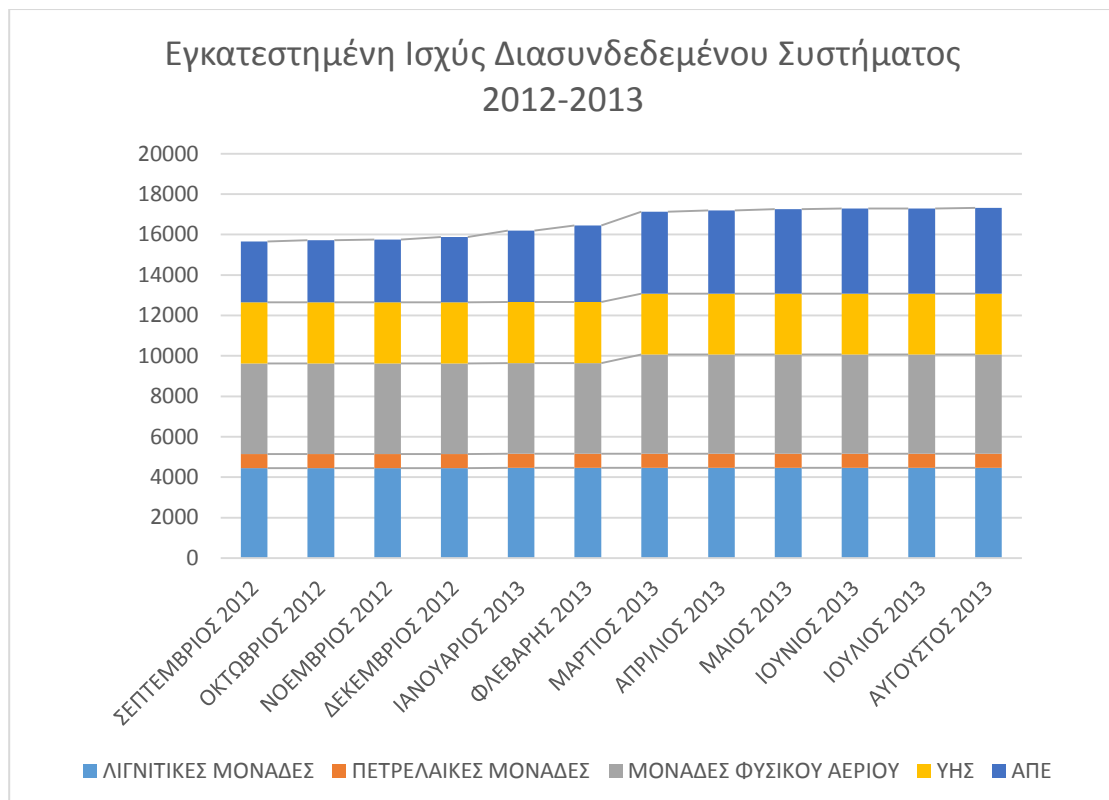
1.4.2.1 Εγκατεστημένη Ισχύς στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Παρατηρώντας το γράφημα της εξέλιξης της εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος έως το 2007 στην Ελλάδα [9], προκύπτουν τα εξής :

- Το μεγαλύτερο ποσοστό της εγκατεστημένης ηλεκτροπαραγωγικής ισχύος είναι βασισμένο στο λιγνίτη, διότι βρίσκεται σε αφθονία σε πολλά κοιτάσματα στην ηπειρωτική Ελλάδα.
- Το σταθερό και σχετικά υψηλό ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος που βασίζεται στο πετρέλαιο και τα προϊόντα του, κυρίως λόγω του μεγάλου πλήθους των ελληνικών νησιών και των δυσκολιών διασύνδεσής τους με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα.
- Το σταθερό ποσοστό υδροηλεκτρικών εγκατεστημένων μονάδων, οι οποίες απαιτούν τεράστιες περιβαλλοντικές παρεμβάσεις για την κατασκευή φραγμάτων και υδάτινων ταμιευτήρων.
- Η εμφάνιση και η σταδιακή αύξηση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με χρήση Φυσικού Αερίου μετά την κατασκευή του αγωγού μεταφοράς του Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα.
- Η συνεχής αύξηση των εγκατεστημένων μονάδων μετατροπής αιολικής και ηλιακής ενέργειας σε ΗΕ που σηματοδοτεί τη νέα εποχή για τη διεύθυνση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή. Απόδειξη της προαναφερθείσας αύξησης αποτελεί το γράφημα της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ για το διάστημα 2012-2013, στο οποίο, αν και η περίοδος είναι μόλις ένα έτος, η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ παρουσιάζει αύξηση της τάξης του 40%, φθάνοντας τα 4237MW. Αναλυτικά, για τον Αύγουστο του 2013 η ισχύς των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων έφθασε τα 1520MW, των Φ/Β τα 2363MW και των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών τα 218MW. Τέλος, οι εγκαταστάσεις παραγωγής ΗΕ με καύσιμο τη βιομάζα και το βιοαέριο άγγιξαν τα 46MW και οι μονάδες ΣΗΘΥΑ τα 90MW.



Σχήμα 1. 7 Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς στην Ελλάδα από το 1990 έως το 2007 [9].



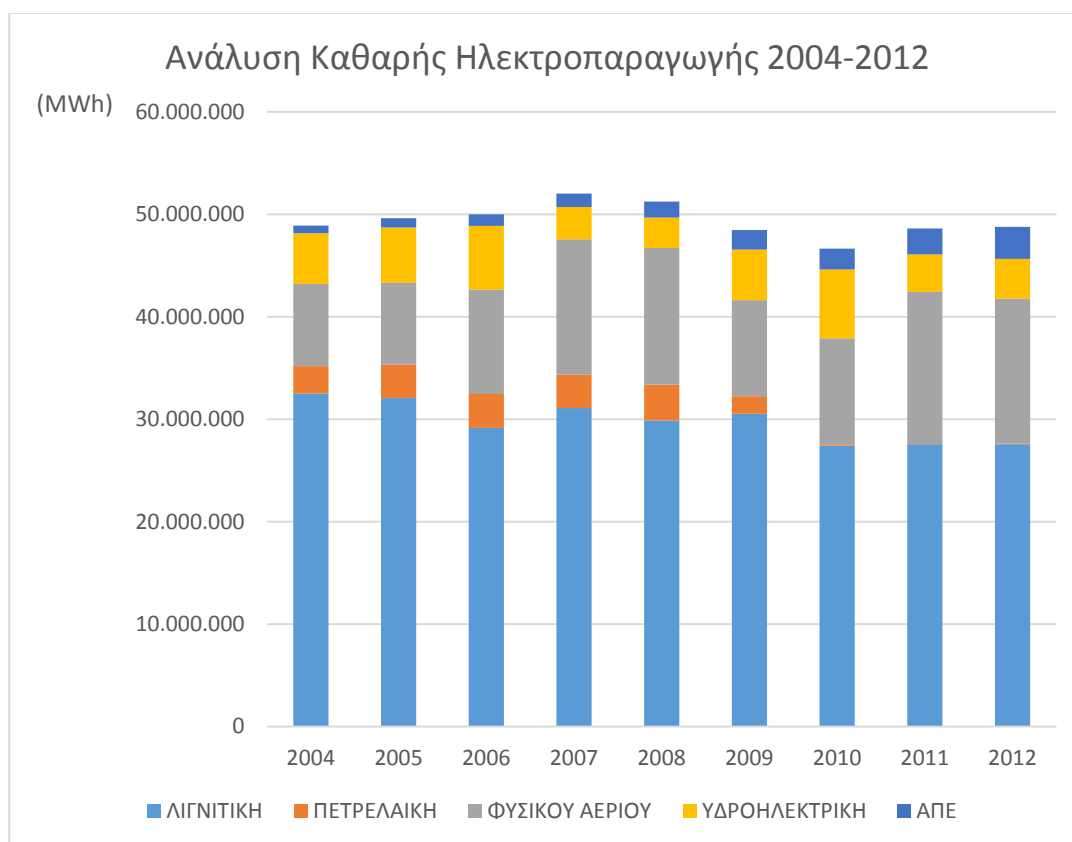
Σχήμα 1. 8 Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς του Διασυνδεδεμένου Συστήματος στην Ελλάδα για την περίοδο 2012 έως 2013 [10].

1.4.2.2 Εγκατεστημένη ισχύς στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα (Νησιωτικό)

Στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα, τον Ιούλιο του 2013 η εγκατεστημένη ισχύς έφθασε στα 2229MW, 80% της οποίας είναι η συνολική ισχύς των θερμικών μονάδων (1783 MW), ενώ η συνολική ισχύς που παράγεται από ΑΠΕ είναι 446 MW (20%). Από την τελευταία κατηγορία, τα 289.6 MW (13%) είναι αιολικοί σταθμοί, τα 156.1 MW (7%) είναι μονάδες Φ/Β, ενώ οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί συνεισφέρουν ισχύ 0.3 MW [11].

1.4.2.3 Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή Διασυνδεδεμένου Συστήματος

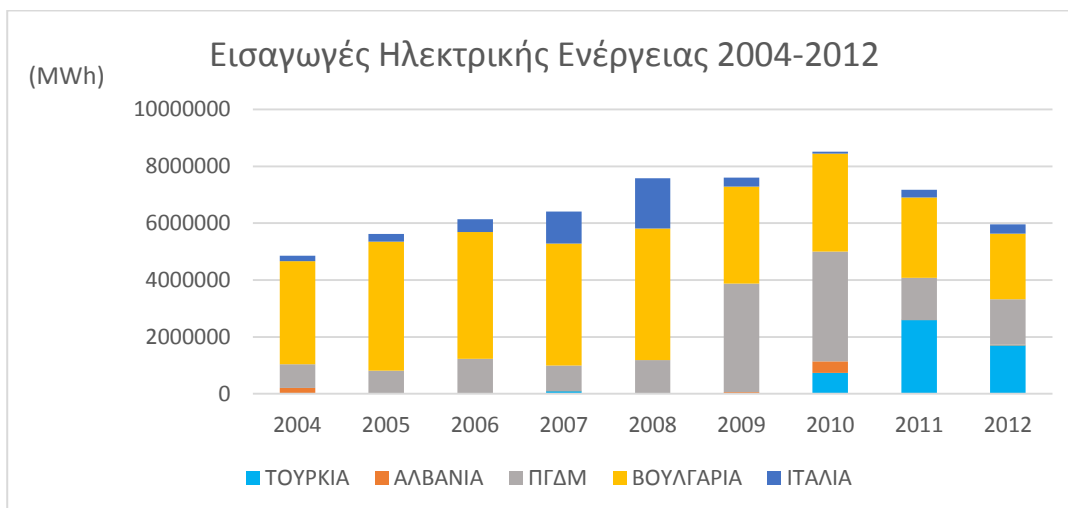
Σύμφωνα με τα μηνιαία δελτία ενέργειας του ΑΔΜΗΕ, η συνολική καθαρή εγχώρια παραγωγή ΗΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα ανήλθε για το έτος 2012 σε 48.77 TWh. Η κυριότερη πηγή καυσίμου ήταν ο εγχώριος λιγνίτης που κάλυψε το 57% του συνόλου των αναγκών. Ακολουθεί το φυσικό αέριο προερχόμενο από εισαγωγές από τη Ρωσία (Gazprom- Export), την Τουρκία (Botas) και σε μορφή LNG από την Αλγερία (Sonatrach) με ποσοστό 29%. Η υδροηλεκτρική παραγωγή συμμετείχε με 8%. Τα Φ/Β, η αιολική ενέργεια και η βιομάζα συμμετείχαν με 6%. Τέλος, το πετρέλαιο συνεισέφερε με ποσοστό 0.16%. Ακολουθεί το διάγραμμα της καθαρής παραγωγής του Διασυνδεδεμένου Συστήματος για το διάστημα 2004 έως και 2012 [12] [13].



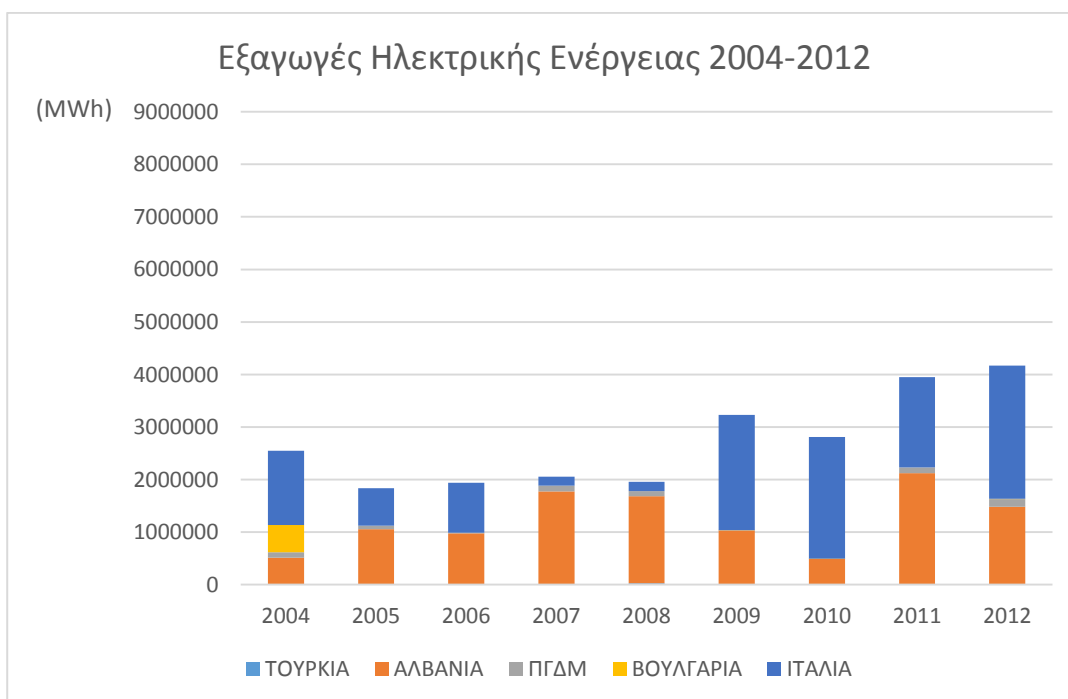
Σχήμα 1. 9 Ανάλυση καθαρής ηλεκτροπαραγωγής του Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την περίοδο 2004-2012 [13].

1.4.2.4 Εισαγωγές – Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας από τρίτες χώρες

Ένα μέρος των ενεργειακών αναγκών της χώρας για το 2012 καλύφθηκε από τις εισαγωγές ΗΕ μέσω των Διεθνών Διασυνδέσεων. Το ενεργειακό ισοζύγιο το 2012 ανήλθε σε 1.78 TWh (3.5% επί της συνολικής εγχεόμενης στο σύστημα ΗΕ) με τις εισαγωγές να αγγίζουν τις 5.95 TWh και τις εξαγωγές τις 4.17 TWh. Για το διάστημα 2004-2012, τα διαγράμματα εισαγωγών και εξαγωγών ΗΕ απεικονίζονται στα σχήματα 1.11 και 1.12 [13]:



Σχήμα 1. 10 Εισαγωγές ΗΕ για την περίοδο 2004-2012 .



Σχήμα 1. 11 Εξαγωγές ΗΕ για την περίοδο 2004-2012 [13].

1.4.2.5 Ηλεκτροπαραγωγή Μη Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Στο μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα για το έτος 2012 η συνολική παραγόμενη ΗΕ ανήλθε σε 5.59 TWh. Οι μονάδες παραγωγής με καύσιμο το πετρέλαιο είχαν την κυρίαρχη συνεισφορά με ποσοστό 84%. Το υπόλοιπο 16% της παραγωγής καλύφθηκε από ΑΠΕ (Αιολικά 12.4% , Φ/Β 3.4% και Μικροί ΥΗΣ 0.2 %) [11].

1.5 Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

1.5.1 Εισαγωγή

Υπό το οικονομικό πρίσμα, η ΗΕ αντιμετωπίζεται ως αγαθό ικανό προς πώληση, αγορά και εμπορία. Όπως σε κάθε αγορά όπου διακινούνται αγαθά και υπηρεσίες, έτσι και στην αγορά ΗΕ, η τιμή της ΗΕ καθορίζεται σύμφωνα με το σύστημα που επικρατεί. Μια αγορά αγαθών και υπηρεσιών μπορεί να λειτουργεί υπό μονοπωλιακό καθεστώς, σε ολιγοπωλιακό περιβάλλον ή υπό καθεστώς πλήρους ανταγωνισμού. Αυτό συμβαίνει και με την ΗΕ.

Μέχρι πριν μερικά χρόνια η ΗΕ ήταν αγαθό που προσφερόταν από μία μόνο επιχείρηση, η οποία στις περισσότερες χώρες ήταν κρατική. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα η αγορά της ΗΕ να αποτελεί μονοπώλιο υπό δημόσιο έλεγχο, όπου η μοναδική επιχείρηση που παρήγαγε και εμπορευόταν ΗΕ είχε τη δυνατότητα να καθορίζει τόσο την τιμή, μετά την έγκρισή της από το κράτος, όσο και την προσφερόμενη ποσότητα. Τα τελευταία χρόνια, η αγορά ΗΕ μετατρέπεται βαθμιαία σε ολιγοπωλιακή καθώς το ισχύον θεσμικό πλαίσιο επιτρέπει τη δραστηριοποίηση εναλλακτικών προμηθευτών ΗΕ. Έτσι, δημιουργείται σταδιακά μια απελευθερωμένη αγορά ΗΕ.

Βασική διαφορά της ΗΕ από άλλα αγαθά είναι ότι πρέπει κάθε στιγμή να είναι διαθέσιμη, λόγω τεχνικών δυσκολιών αποθήκευσής της, για να καλύπτει την τρέχουσα ζήτηση ΗΕ. Ωστόσο, η ζήτηση ΗΕ μεταβάλλεται εντός ευρέων ορίων τόσο σε ημερήσια βάση όσο και εποχιακά σε ετήσια βάση. Για το λόγο αυτό πρέπει να υπάρχουν σημαντικά περιθώρια εφεδρείας ισχύος προκειμένου να καλύπτεται η ζήτηση. Επιπλέον, εκτός από την ανελαστικότητα της ζήτησης, είναι δυνατό και η προσφορά να εξαρτάται από απρόβλεπτους παράγοντες, όπως π.χ. οι καιρικές συνθήκες. Αυτό επηρεάζει κυρίως τους ηλεκτροπαραγωγούς που βασίζονται στην υδροηλεκτρική, αιολική και ηλιακή παραγωγή. Σημειώνεται, επίσης, ότι η ΗΕ ως αγαθό εμφανίζει ομοιογένεια, δηλαδή, όταν παρέχεται μέσω ενός δικτύου, έχει τα ίδια ποιοτικά χαρακτηριστικά (π.χ. τάση και συχνότητα) για όλους τους καταναλωτές, ανεξάρτητα από ποιόν παραγωγό προέρχεται η ΗΕ. Έτσι, ο ανταγωνισμός μεταξύ των παραγωγών περιορίζεται μόνο στο επίπεδο της τιμής του προϊόντος χωρίς να είναι δυνατό να συνυπολογισθούν κριτήρια ποιότητας. Μέσω της διασύνδεσης και της ενοποίησης αγορών ΗΕ που λειτουργούν υπό διαφορετικές συνθήκες, οι αγορές ΗΕ μπορούν να επεκτείνονται και εκτός συνόρων [14].

Στην αγορά ΗΕ συμμετέχουν: ο παραγωγός ΗΕ, ο έμπορος, ο προμηθευτής, ο καταναλωτής, καθώς και φορείς, όπως ο διαχειριστής του ΣΜ, διανομής και ο ρυθμιστής της αγοράς ΗΕ .

1.5.2 Μετάβαση στην απελευθερωμένη αγορά

Ακολουθώντας τις διεθνείς τάσεις και τις ευρωπαϊκές οδηγίες που αφορούν την αγορά ΗΕ, το μονοπωλιακό καθεστώς της Ελληνικής αγοράς μετατρέπεται σταδιακά σε μια απελευθερωμένη αγορά.

Το σημερινό νομικό πλαίσιο απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ στη Ελλάδα βασίζεται κυρίως στο νόμο 2773/99, ο οποίος θεσμοθετήθηκε με βάση την Ευρωπαϊκή Οδηγία 96/92/ΕΚ και αποτελεί τη βάση για τη λειτουργία της απελευθερωμένης ελληνικής αγοράς ΗΕ. Το νομικό αυτό πλαίσιο αναφέρεται σε τέσσερις κώδικες, οι οποίοι καθορίζουν :

- τους κανόνες που διέπουν τις συναλλαγές που πραγματοποιούνται στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ
- τη διαδικασία προμήθειας των επιλεγόντων πελατών από τους προμηθευτές ΗΕ
- τους τεχνικούς κανόνες που ακολουθούνται κατά τη λειτουργία του ΣΜ και διανομής
- τα θέματα που σχετίζονται με την ευρύτερη ενεργειακή πολιτική της χώρας με επίκεντρο τα ζητήματα που προκύπτουν από την απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ.

Με το νόμο 2773/99 δημιουργήθηκε ένα νέο περιβάλλον στην ελληνική αγορά ΗΕ, με τους εξής παράγοντες:

- Οι παραγωγοί ,δηλαδή όσοι κατέχουν άδεια παραγωγής ΗΕ, η οποία χορηγείται από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) σύμφωνα με τους ισχύοντες νόμους για αδειοδότηση ιδιωτών.
- Οι προμηθευτές που είναι ή Ανώνυμες Εταιρείες, στις οποίες συμπεριλαμβάνεται και η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ), ή Εταιρείες Περιορισμένης Ευθύνης και προμηθεύουν με ΗΕ τους επιλέγοντες πελάτες του Συστήματος ύστερα από σύναψη εμπορικών συμβολαίων.
- Οι επιλέγοντες πελάτες που είναι καταναλωτές ΥΤ και ΜΤ και επιλέγουν να προμηθεύονται ΗΕ μέσω του Συστήματος Συναλλαγών Ενέργειας προς ιδιωτική και αποκλειστική χρήση. Σύμφωνα με τον ανωτέρω νόμο, ως επιλέγοντες χαρακτηρίζονται οι καταναλωτές με ετήσια κατανάλωση άνω των 100 GWh.
- Μη επιλέγοντες πελάτες για τους οποίους το ρόλο του προμηθευτή ΗΕ έχει αναλάβει αποκλειστικά η ΔΕΗ. Είναι οικιακοί καταναλωτές ΗΕ και μικρές επιχειρήσεις με ισχύ παροχής το μέγιστο μέχρι και 250 kVA. (κατηγορία Νο.7)
- Ανεξάρτητοι φορείς, μεταξύ των οποίων περιλαμβάνονται τα θεσμικά όργανα που διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην απελευθερωμένη αγορά ΗΕ και είναι : η ΡΑΕ, ο ΑΔΜΗΕ, ο ΛΑΓΗΕ , ο ΔΕΔΔΗΕ και η ΔΕΗ. (ΑΔΜΗΕ και ΛΑΓΗΕ ανέλαβαν τις αρμοδιότητες που ανήκαν μέχρι το 2011 στο ΔΕΣΜΗΕ)

Μια σειρά νέων νόμων και τροποποιήσεων του αρχικού νόμου 2773/99 επιφέρουν σημαντικές αλλαγές στη λειτουργία της απελευθερωμένης ελληνικής αγοράς ΗΕ, στην κατεύθυνση πάντα της όσο το δυνατόν ομαλότερης μετάβασης από τη μονοπωλιακή κατάσταση στον ελεύθερο ανταγωνισμό. Ενδεικτικά, σύμφωνα με τον ν. 3175/03 έπαψε να προβλέπεται επιδότηση ή υποχρεωτική αγορά της ΗΕ από τις νέες ιδιωτικές μονάδες παραγωγής ΗΕ, ενώ επιπλέον, αναβαθμίστηκε ο ρόλος του τότε Διαχειριστή του Συστήματος (ΔΕΣΜΗΕ), αναλαμβάνοντας και αρμοδιότητες λειτουργού ημερήσιας αγοράς ΗΕ, αρμοδιότητα που σήμερα κατέχει ο ΛΑΓΗΕ.

Με το νόμο 4001/2011 σε συμμόρφωση με την ευρωπαϊκή οδηγία 2009/72/ΕΚ έπαυσε η λειτουργία του ΔΕΣΜΗΕ, ο ΛΑΓΗΕ αναλαμβάνει τις αρμοδιότητες λειτουργού ημερήσιας αγοράς ΗΕ και ο ΑΔΜΗΕ αναλαμβάνει τη διαχείριση του ΣΜ ΗΕ. Επιπλέον, θεσμοθετήθηκε η παρουσία των εμπόρων ΗΕ στην ελληνική αγορά για την εμπορία ΗΕ μέσω διεθνών διασυνδέσεων γειτονικών χωρών. Σημειώνεται ότι ένας έμπορος ΗΕ δεν μπορεί να είναι και προμηθευτής ΗΕ.

Επιπλέον, το 2010 με το ν. 3851/2010 στο πλαίσιο εφαρμογής της Ευρωπαϊκής Οδηγίας 2009/28/ΕΚ, εκπονήθηκε και υποβλήθηκε στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, που αποτελεί το κατεχοχόν εργαλείο ενεργειακού σχεδιασμού μέχρι το έτος 2020.

1.5.3 Ανεξάρτητοι φορείς στην αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

1.5.3.1 Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)

Αποτελεί ανεξάρτητη διοικητική αρχή που θεσμοθετήθηκε τον Ιούλιο του 2000, στην οποία έχει ανατεθεί η παρακολούθηση της ελληνικής αγοράς ενέργειας και κατά συνέπεια της εγχώριας αγοράς ΗΕ. Παράλληλα παρακολουθεί τη λειτουργία ελληνικής αγοράς ΗΕ σε σχέση με τις ξένες αγορές, ιδίως με αυτές με τις οποίες διασυνδέεται.

Η ΡΑΕ σύμφωνα με το νόμο 4001/2011 (Άρθρο 5 “Νομική φύση της ΡΑΕ”) είναι ανεξάρτητη ρυθμιστική αρχή με έδρα την Αθήνα, έχει νομική προσωπικότητα και παρίσταται αυτοτελώς σε δίκες που έχουν ως αντικείμενο πράξεις ή παραλείψεις της ή έννομες σχέσεις που την αφορούν. Η ΡΑΕ υπόκειται μόνο σε κοινοβουλευτικό και σε δικαστικό έλεγχο. Αποτελεί φορέα στον οποίον έχουν ανατεθεί θεμελιώδεις στόχοι τους οποίους επιδιώκουν τόσο η Ευρωπαϊκή Ένωση όσο και η ελληνική πολιτεία, όπως η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας, η προστασία του περιβάλλοντος στο πλαίσιο και των διεθνών υποχρεώσεων της χώρας, η ενίσχυση της παραγωγικότητας και της ανταγωνιστικότητας της εθνικής οικονομίας, η ισόρροπη περιφερειακή ανάπτυξη. Ειδικότερα, η ΡΑΕ έχει γνωμοδοτική αρμοδιότητα στη χορήγηση αδειών παραγωγής ΗΕ από συμβατικά καύσιμα και αποφασιστική αρμοδιότητα για τη χορήγηση αδειών παραγωγής ΗΕ από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Τέλος, πρέπει να επισημανθεί ότι η ΡΑΕ έχει την αποκλειστική αρμοδιότητα ελέγχου των υπολοίπων φορέων ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ και ΔΕΗ. [12]

1.5.3.2 Ανεξαρτησία φορέων

Η ευρωπαϊκή οδηγία 2009/72/ΕΚ επιβάλλει το σταδιακό διαχωρισμό παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και προμήθειας ΗΕ. Οι διαχειριστές μεταφοράς και διανομής καθώς και ο λειτουργός της αγοράς ΗΕ μετατρέπονται σε αυτοτελείς ανώνυμες εταιρείες και επιβάλλεται να είναι πλήρως ανεξάρτητοι μεταξύ τους αλλά και από τις εταιρίες που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή και την προμήθεια ΗΕ. Συγκεκριμένα, πρέπει να χαρακτηρίζονται από:

- Διοικητική αυτοτέλεια

Οι φορείς πρέπει να έχουν ξεχωριστά διοικητικά συμβούλια χωρίς την κοινή παρουσία προσώπων μεταξύ των ΔΣ των φορέων. Επιτρέπεται σε εταιρία παραγωγής ή προμήθειας να κατέχει μόνο μειοψηφικό πακέτο μετοχών είτε του διαχειριστή μεταφοράς είτε του διαχειριστή διανομής.

- Λειτουργική αυτοτέλεια

Κάθε φορέας διαθέτει το αποκλειστικά δικό του εργασιακό δυναμικό και αποφασίζει για τη διαχείρισή του, καθώς επίσης και το δικό του τεχνικό εξοπλισμό και πληροφοριακά συστήματα. Δεν επιτρέπεται η διακίνηση εμπιστευτικών πληροφοριών μεταξύ των φορέων.

- Οικονομική αυτοτέλεια

Κάθε φορέας έχει δικό του ισολογισμό και προϋπολογισμό. Λαμβάνει αποφάσεις που αφορούν την εξασφάλιση πόρων για τη λειτουργία, συντήρηση και ανάπτυξη του δικτύου και των εγκαταστάσεων που βρίσκονται υπό την εποπτεία του, έχοντας τη δυνατότητα άντλησης κεφαλαίων και σύναψης δανείων.

- Η λειτουργία κάθε ανεξάρτητου φορέα επιβάλλεται να υπακούει σε κανόνες υγιούς ανταγωνισμού. Δεν επιτρέπεται να μεροληπτούν υπέρ εταιριών που προήλθαν από τον πρώην κοινό καθετοποιημένο διαχειριστή ΗΕ. Επιβάλλεται να ευνοούν την ένταξη νέων εταιριών στην αγορά ΗΕ και να μην θέτουν εμπόδια στις δραστηριότητες των τελευταίων.

Η προσαρμογή της ελληνικής αγοράς ΗΕ στην ανωτέρω ευρωπαϊκή οδηγία 2009/72/ΕΚ έχει επιτευχθεί κατά ένα μεγάλο ποσοστό με τον νόμο 4001/2011 που με μια σειρά άρθρων ορίζει την ανεξαρτησία του ελληνικού διαχειριστή μεταφοράς, του διαχειριστή διανομής και του λειτουργού της αγοράς ΗΕ, καθώς και τις εμπορικές σχέσεις τους με την μητρική εταιρεία ΔΕΗ ΑΕ. Από το νόμο ορίστηκαν τα ακόλουθα:

- Δημιουργία του ανεξάρτητου διαχειριστή μεταφοράς με επωνυμία ΑΔΜΗΕ ΑΕ. Η ανεξαρτησία του καθορίζεται από τα άρθρα 100 “Εμπορικές σχέσεις της ΑΔΜΗΕ ΑΕ με τη ΔΕΗ ΑΕ” (Άρθρο 17 παράγραφοι 1, 4, 5 και 6 της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ) και 101 “Ανεξαρτησία της ΑΔΜΗΕ ΑΕ” (Άρθρο 18 της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ)
- Δημιουργία του ανεξάρτητου διαχειριστή των δικτύων διανομής με επωνυμία ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ. Η ανεξαρτησία του καθορίζεται από τα άρθρα 123 “Νομικός και λειτουργικός διαχωρισμός της δραστηριότητας Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας” (Άρθρο 24 της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ) και 124 “Ανεξαρτησία του Διαχειριστή του ΕΔΔΗΕ” (Άρθρο 26 της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ)
- Δημιουργία του ανεξάρτητου λειτουργού της αγοράς ΗΕ με επωνυμία ΛΑΓΗΕ ΑΕ. Η ανεξαρτησία του καθορίζεται από το άρθρο 117 “Ανεξάρτητος Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας”

Η δημιουργία των εταιριών ΑΔΜΗΕ, ΔΕΔΔΗΕ και ΛΑΓΗΕ είναι ένα μεγάλο βήμα προσαρμογής στις κοινοτικές και τις εγχώριες νομοθετικές οδηγίες, παρότι δεν έχει ολοκληρωθεί η αυτοτέλειά τους καθώς προς το παρόν αποτελούν θυγατρικές εταιρίες της ΔΕΗ ΑΕ.

Σύμφωνα με τα καταστατικά των τριών ανωτέρω φορέων, αποτελούν 100% θυγατρικές της ΔΕΗ, ωστόσο είναι πλήρως ανεξάρτητοι λειτουργικά και διοικητικά, έχοντας ουσιαστικές εξουσίες λήψης αποφάσεων, τηρώντας όλες τις απαιτήσεις ανεξαρτησίας που καθορίζονται στο Νόμο 4001/2011 και στην Οδηγία 2009/72/ΕΚ.

1.5.3.3 *Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ)*

Ο ΑΔΜΗΕ έχει συσταθεί σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης με σκοπό να αναλάβει τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς ΗΕ (ΕΣΜΗΕ). Οι βασικές αρμοδιότητες του είναι [4]:

- η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ΗΕ με τρόπο ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο.
- και η διατύπωση της ημερήσιας πρόβλεψης φορτίου που χρησιμοποιείται επισήμως από τον ΛΑΓΗΕ για την κατάστρωση του ΗΕΠ.

1.5.3.4 *Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΔΔΗΕ)*

Ο ΔΕΔΔΗΕ προέκυψε από την απόσχιση του κλάδου Διανομής της ΔΕΗ σύμφωνα με το Ν. 4001/2011 σε συμμόρφωση με την Οδηγία 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με την οργάνωση των αγορών ΗΕ και έχει αναλάβει τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού ΔΔ. Είναι κατά 100% θυγατρική εταιρεία της ΔΕΗ, ωστόσο είναι ανεξάρτητη λειτουργικά και διοικητικά, τηρώντας όλες τις απαιτήσεις ανεξαρτησίας που ενσωματώνονται στο ανωτέρω νομικό πλαίσιο.

Αντικείμενο του ΔΕΔΔΗΕ είναι [7] :

- η λειτουργία , η συντήρηση και η ανάπτυξη του ΔΔ ΗΕ στην Ελλάδα
- και η διασφάλιση της διαφανούς και ισότιμης πρόσβασης των καταναλωτών στο δίκτυο.

1.5.3.5 *Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΛΑΓΗΕ)*

Ο ΛΑΓΗΕ αποτελεί το ελληνικό χρηματιστήριο αγοράς ΗΕ. Εφαρμόζει τις διατάξεις του νόμου 4001/2011 που αφορούν την αγορά ΗΕ και είναι αρμόδια για τη λειτουργία των δύο διακριτών αγορών [15] :

- Της βραχυχρόνιας - χονδρεμπορικής αγοράς ΗΕ και επικουρικών υπηρεσιών, η οποία ρυθμίζεται μέσω του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (Energy and Ancillary Services Market)
- Της μακροχρόνιας αγοράς διαθεσιμότητας ισχύος (Capacity Market)

Ασκεί τις δραστηριότητες που ανήκαν στο Διαχειριστή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς ΗΕ (ΔΕΣΜΗΕ), εκτός από αυτές που μεταφέρθηκαν στον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς ΗΕ (ΑΔΜΗΕ).

1.5.4 Διακριτές δομές στην αγορά ΗΕ

Προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι του ασφαλούς εφοδιασμού και της οικονομικής βελτιστοποίησης της αγοράς ΗΕ στην Ελληνική Επικράτεια, απαιτείται ο αποτελεσματικός συνδυασμός μακροχρόνιων αποφάσεων για την εγκατάσταση και τη διαθεσιμότητα ισχύος αλλά και βραχυχρόνιων αποφάσεων για την ορθή κατανομή των πόρων στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό. Στο πλαίσιο αυτό, η Ελληνική Αγορά Ηλεκτρισμού χωρίζεται στις δύο διακριτές αγορές που αναφέρθηκαν προηγουμένως, δηλαδή τη βραχυχρόνια – χονδρεμπορική αγορά ΗΕ και επικουρικών υπηρεσιών και τη μακροχρόνια αγορά διαθεσιμότητας ισχύος.

1.5.4.1 Βραχυχρόνια – χονδρεμπορική αγορά ΗΕ

1.5.4.1.1 Ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός (ΗΕΠ) – Day Ahead Schedule (DAS)

Ο ημερήσιος ενεργειακός προγραμματισμός αποτελεί τη βάση της χονδρεμπορικής αγοράς ΗΕ. Αποτελεί το πεδίο όπου γίνεται η συναλλαγή του συνόλου της ΗΕ και των συμπληρωματικών προϊόντων αυτής, που θα παραχθούν, θα διακινηθούν και καταναλωθούν την επόμενη μέρα. Σκοπός του ΗΕΠ είναι η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης για την εξυπηρέτηση του φορτίου ΗΕ σε ημερήσια βάση υπό την προϋπόθεση ενεργειακά αποδοτικής και ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος και διασφάλισης επαρκούς εφεδρείας ΗΕ. Αποσκοπεί στο βέλτιστο προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών και υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής, των μονάδων ΑΠΕ και της διαθέσιμης ΗΕ από εισαγωγές, προκειμένου να καλύπτεται, σε ημερήσια βάση, η ζήτηση ΗΕ από καταναλωτές, η ζήτηση για εξαγωγές ΗΕ από τη χώρα και οι απαραίτητες επικουρικές υπηρεσίες. Κάθε μονάδα παραγωγής είναι υποχρεωμένη να προσφέρει το σύνολο της διαθεσιμότητάς της, τόσο σε ενέργεια όσο και σε επικουρικές υπηρεσίες στη χονδρεμπορική αγορά (ΗΕΠ). Πρόκειται, συνεπώς, για ένα μοντέλο αγοράς «Υποχρεωτικής Κοινοπραξίας» (Mandatory Power Pool).

Ο ΗΕΠ προσδιορίζει τον τρόπο λειτουργίας κάθε μονάδας για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας, με στόχο να μεγιστοποιείται το κοινωνικό όφελος που προκύπτει από την ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου και των αναγκών επικουρικών υπηρεσιών την επόμενη ημέρα, λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς του ΣΜ.

Ο ΗΕΠ διαμορφώνει τις εξής 3 αγορές-μηχανισμούς [16]:

- Αγορά ΗΕ

Καλύπτονται οι ποσοτικές ανάγκες των καταναλωτών σε ΗΕ για κάθε Ημέρα Κατανομής. Συγκεκριμένα, στην αγορά αυτή:

- ✓ Προσφέρουν ΗΕ οι εγχώριοι παραγωγοί (θερμικών μονάδων, υδροηλεκτρικών και ΑΠΕ) και οι εισαγωγείς και αποζημιώνονται για τις υπηρεσίες τους.
- ✓ Αγοράζουν ΗΕ οι προμηθευτές, οι επιλέγοντες πελάτες και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί).

- Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών

Στην αγορά αυτή εμφανίζονται οι ανάγκες των καταναλωτών για διασφάλιση της ποιότητας και αξιοπιστίας της τροφοδότησης τους. Εδώ:

- Παρέχουν επικουρικές υπηρεσίες οι εγχώριοι παραγωγοί, που χρησιμοποιούν θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες.
- Πληρώνουν οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου (προμηθευτές και επιλέγοντες πελάτες) και οι εξαγωγείς (προμηθευτές και παραγωγοί)

- Μηχανισμός αγοράς για τη χωροθέτηση της παραγωγής κοντά στα κέντρα κατανάλωσης

Μέσω του μηχανισμού αυτού γίνεται προσπάθεια ώστε οι νέες μονάδες παραγωγής να βρίσκονται όσο το δυνατόν πλησιέστερα στα κέντρα κατανάλωσης ΗΕ. Προς το σκοπό αυτό, προβλέπεται αυξημένη συμμετοχή στην ετήσια χρέωση χρήσης συστήματος των παραγωγών του βορρά καθώς και αυξημένη αποζημίωση παραγωγών του νότου, κατά τις λίγες ώρες που παρατηρείται συμφόρηση του Συστήματος κατά τη μεταφορά ΗΕ από το Βορρά στο Νότο.

Συγκεκριμένα, στο αντικείμενο του ΗΕΠ περιλαμβάνονται οι ακόλουθοι στόχοι:

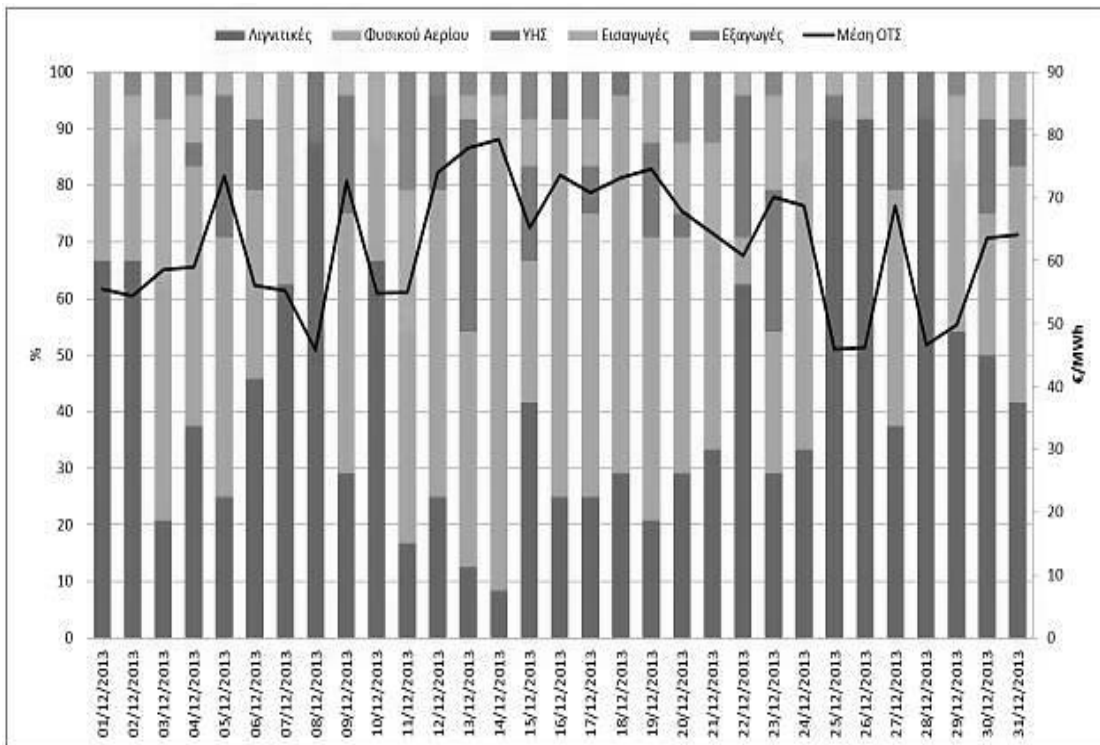
- Κατάρτιση του βέλτιστου προγράμματος ένταξης μονάδων και έγχυσης ΗΕ για την εξυπηρέτηση της ζήτησης την επόμενη μέρα. Σημειώνεται ότι ορισμένες ποσότητες εγχεόμενης ΗΕ έχουν εγγυημένη απορρόφηση και προσφέρονται σε προσυμφωνημένη εγγυημένη τιμή, ώστε να είναι βέβαιη η παραγωγή και έγχυσή τους στο Σύστημα. Αυτές οι προσφορές είναι Μη Τιμολογούμενες Προσφορές (ΜΤΠ) και είναι ποσότητες ΗΕ από ΑΠΕ, ΣΗΘΥΑ και βιομάζα. Ο ίδιος ο ΛΑΓΗΕ ως ένας συμβολικός παραγωγός εκπροσωπεί όλη την παραγόμενη ενέργεια από ΜΤΠ συμμετέχοντας σε όλες τις διαδικασίες της επίλυσης του ΗΕΠ. Αυτό συμβαίνει διότι ο ΛΑΓΗΕ είναι αυτός που διατηρεί και διαχειρίζεται τον Ειδικό Λογαριασμό των ΑΠΕ, στον οποίο πραγματοποιούνται οι συναλλαγές του ΛΑΓΗΕ με τους παραγωγούς των ΜΤΠ.
- Καταμερισμός της Ημέρας Κατανομής (Day of Dispatch), με τρόπο ώστε να μεγιστοποιείται το κοινωνικό πλεόνασμα (διαφορά του κοινωνικού οφέλους από το συνολικό κόστος παραγωγής). Ως Ημέρα Κατανομής ορίζεται η επόμενη ημέρα που θα εισαχθεί στον ΗΕΠ, χωρισμένη σε διαστήματα μίας ώρας (Περίοδοι Κατανομής).
- Υπολογισμός κόστους απορρόφησης ΗΕ από ΜΤΠ.
- Προσδιορισμός της Οριακής Τιμής Παραγωγής σε κάθε Λειτουργική Ζώνη για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Υπολογισμός της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ) για την ενέργεια, για κάθε περίοδο κατανομής της Ημέρας Κατανομής.
- Κατάρτιση προγραμμάτων Επικουρικών Υπηρεσιών ώστε να καλύπτονται οι σχετικές ανάγκες για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής στο ελάχιστο συνολικό κόστος.

- Υπολογισμός των Τιμών Εφεδρείας για κάθε τιμολογούμενη Επικουρική Υπηρεσία για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής.

Η τελική φάση της Χονδρεμπορικής Αγοράς περιλαμβάνει την εκ των υστέρων εκκαθάριση των αποκλίσεων της αγοράς, κατά την οποία υπολογίζεται η Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (ΟΤΑ).

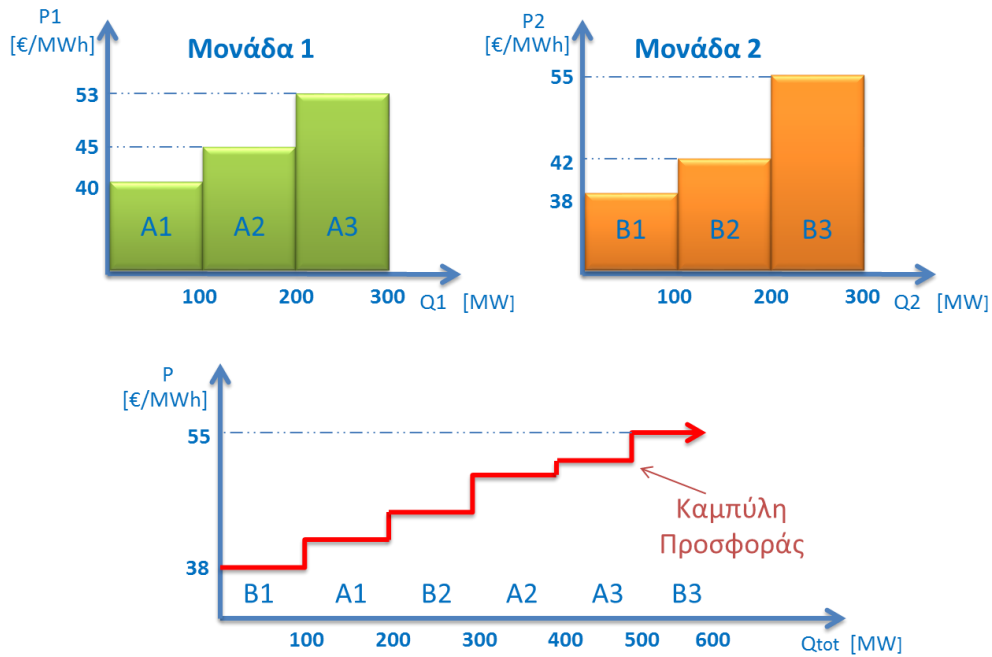
1.5.4.1.2 Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ).

Η ΟΤΣ (System Marginal Price SMP ή Market Clearing Price MCP) είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ΗΕ και είναι η τιμή βάσει της οποίας εισπράττουν όλοι όσοι εγχέουν ΗΕ στο Σύστημα, εκτός των ΜΤΠ, και πληρώνουν όλοι όσοι έλαβαν ΗΕ από το Σύστημα. Συγκεκριμένα, η ΟΤΣ διαμορφώνεται από το συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε ημέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ΗΕ εκτός των ΜΤΠ, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ΗΕ, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές. Οι μονάδες παραγωγής που συμμετέχουν στη διαδικασία διαμόρφωσης της ΟΤΣ είναι λιγνιτικές, φυσικού αερίου, μεγάλα υδροηλεκτρικά, πετρελαϊκές καθώς επίσης και οι εισαγωγές και οι εξαγωγές ΗΕ [12].



Σχήμα 1. 12 Ημερήσια Ποσοστιαία (%) κατανομή του Καυσίμου/Εισαγωγών/Εξαγωγών που όρισαν ΟΤΣ, Δεκέμβριος 2013 [10]

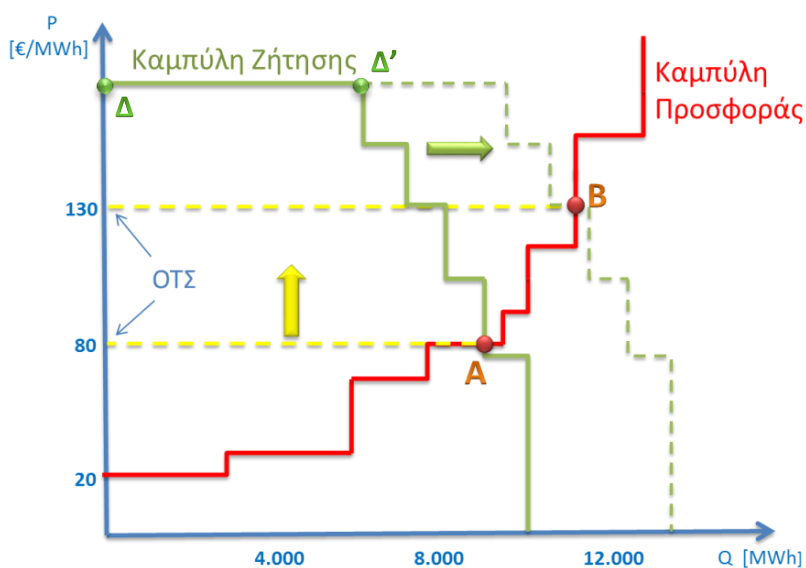
Επιχειρώντας μια απλή περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της ΟΤΣ, σύμφωνα με τις βασικές αρχές της μικροοικονομικής θεωρίας, μπορεί να αναφερθεί ότι οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από τη χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ΗΕ και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή, διαμορφώνοντας έτσι την καμπύλη προσφοράς (Σχήμα 1.14).



Σχήμα 1. 13 Διαμόρφωση της καμπύλης προσφοράς

Στο σημείο όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ΗΕ εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, σημείο τομής της καμπύλης προσφοράς με τη καμπύλη ζήτησης, καθορίζεται και η ΟΤΣ. Στην ουσία, η ΟΤΣ συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση. Κατά συνέπεια, οι παραγωγοί που προσφέρουν ΗΕ σε κόστος μικρότερο της ΟΤΣ ωφελούνται αφού καρπώνονται την οικονομική διαφορά μεταξύ της ΟΤΣ και του οριακού κόστους των μονάδων. Αντίθετα, οι παραγωγοί που προσφέρουν σε οριακό κόστος μεγαλύτερο της ΟΤΣ μένουν εκτός αγοράς και δεν παράγουν ΗΕ για το συγκεκριμένο χρονικό διάστημα.

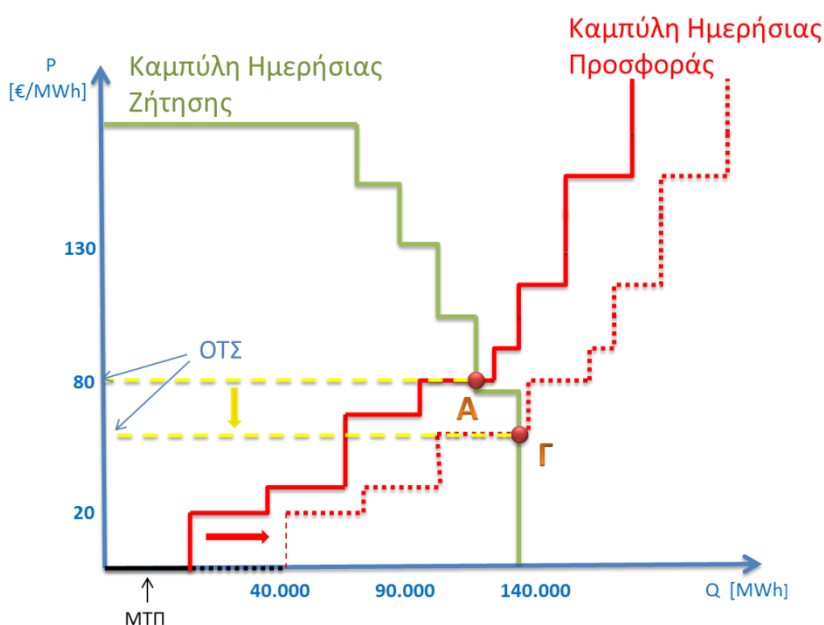
1.5.4.1.2.1 Επίδραση της ζήτησης στην Οριακή Τιμή Συστήματος



Σχήμα 1. 14 Επίδραση της ζήτησης στη διαμόρφωση της ΟΤΣ

Στο σχήμα 1.15 επιχειρείται μια εξήγηση της επίδρασης της ημερήσια ζήτησης στην ΟΤΣ. Στο σημείο Α (80 €/MWh) όπου η εκτιμώμενη ζήτηση ΗΕ για την επόμενη ημέρα ταυτίζεται με την προσφορά διαμορφώνεται η ΟΤΣ. Εάν η εκτιμώμενη ζήτηση ήταν μεγαλύτερη, το νέο σημείο ισορροπίας θα ήταν το σημείο Β (130 €/MWh) με αποτέλεσμα να προέκυπτε μεγαλύτερη ΟΤΣ. Το άνω τμήμα της καμπύλης ζήτησης (Δ-Δ') αντιπροσωπεύει το ανελαστικό φορτίο που αποτελείται κυρίως από το φορτίο οικιακών και εμπορικών καταναλωτών ΗΕ (μη επιλέγοντες πελάτες). Αυτό το τμήμα της ζήτησης πρέπει να εξυπηρετηθεί ανεξαρτήτως κόστους. Για λόγους προστασίας των καταναλωτών και διαμόρφωσης συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού τίθεται διοικητικά ανώτατο όριο για την προσφερόμενη τιμή ίσο με 150€/MWh [12]. Το υπόλοιπο τμήμα της καμπύλης ζήτησης αντιπροσωπεύει μεγάλους καταναλωτές (π.χ. μεγάλες βιομηχανίες) που είναι διατεθειμένοι να μην εξυπηρετηθούν εάν η ΟΤΣ δεν είναι συμφέρουσα για τους ίδιους.

1.5.4.1.2.2 Επίδραση των Μη Τιμολογούμενων Προσφορών στην Οριακή Τιμή Συστήματος



Σχήμα 1. 15 Επίδραση των ΜΤΠ στη διαμόρφωση της ΟΤΣ

Οι ΜΤΠ έχουν εγγυημένη συμμετοχή στον ΗΕΠ και μπαίνουν πρώτες στον προγραμματισμό για την κάλυψη των εκτιμώμενων ενεργειακών αναγκών της επόμενης ημέρας. Συνεπώς, η καμπύλη προσφοράς θα ξεκινήσει μετά την εκτιμώμενη προσφερόμενη ενέργεια των ΜΤΠ. Όπως φαίνεται στο σχήμα 1.16, με μια συγκεκριμένη ποσότητα ΜΤΠ η ΟΤΣ διαμορφώνεται στο σημείο Α. Εάν οι ΜΤΠ ήταν περισσότερες (διακεκομμένη γραμμή) η καμπύλη προσφοράς θα μετακινούνταν προς τα δεξιά και θα συναντούσε την καμπύλη ζήτησης στο σημείο Β, με αποτέλεσμα να προκύπτει χαμηλότερη ΟΤΣ.

Αξίζει να σημειωθεί ότι χαμηλότερη ΟΤΣ λόγω της επίδρασης των ΜΤΠ, δεν σημαίνει απαραίτητα ότι το συνολικό κόστος για τους καταναλωτές είναι χαμηλότερο, διότι η επιβάρυνση του κόστους εξαιτίας των ΜΤΠ είναι μεγάλη λόγω των αντίστοιχων τελών του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ. Ενδεικτικά, σύμφωνα με τον “Απολογισμό του Ειδικού Λογαριασμού των ΑΠΕ”, για τον Ιανουάριο του 2014 η ενέργεια από ΑΠΕ αποζημιώθηκε από τον ΗΕΠ με 40.4 €/MWh (ενώ η μέση ΟΤΣ της ίδιας

περιόδου διαμορφώθηκε στα 65.11 €/MWh) αλλά η αποζημίωση από τον ΗΕΠ είναι ένα μικρό ποσοστό της συνολικής τιμής αποζημίωσης η οποία ανήλθε στα 183 €/MWh [17]. Το υπόλοιπο κόστος καλύπτεται από τέλη και εισφορές οι οποίες επιβαρύνουν τους καταναλωτές και τους παραγωγούς, όπως δείχνει ο παρακάτω Πίνακας 1.2.

Μήνας	Ιανουάριος 2014		Ποσοστό %
Εισροές (εκ.€)	ΗΕΠ	29,68	18,9
	Εκκαθάριση Αποκλίσεων	2,23	1,4
	ΜΜΚ	1,71	1,1
	ΜΜΚ _{ΜΔΝ} *ΜWh _{ΜΔΝ}	9,81	6,3
	ΕΤΜΕΑΡ	67,83	43,2
	Ειδικό Τέλος Λιγνίτη	4,56	2,9
	Δικαιώματα Εκπομπής CO ₂	14,07	9
	Τέλος ΕΡΤ	0,29	0,002
	Έκτακτη Εισφορά	26,76	17,1
	Σύνολο Εισροών	156,93	100
Εκροές (εκ.€)	Αξία ΑΠΕ	-108,22	80,1
	Αξία Φ/Β στεγών	-17,75	13,1
	Αξία ΑΠΕ _{ΜΔΝ}	-9,11	6,8
	Σύνολο Εκροών	-135,08	100
Υπόλοιπο (εκ.€)	Τρέχον	21,85	
	Σωρευτικό	-527,98	

Πίνακας 1. 2 Απολογισμός Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ Ιανουαρίου 2014 [17]

Για λόγους προστασίας των παραγωγών τίθεται κατώτερο επίπεδο προσφορών, το οποίο είναι το μέσο κόστος μιας συνδεδεμένης ή σε αναμονή μονάδας, ώστε στις περισσότερες περιπτώσεις οι παραγωγοί να πληρώνονται το κόστος καυσίμου [12].

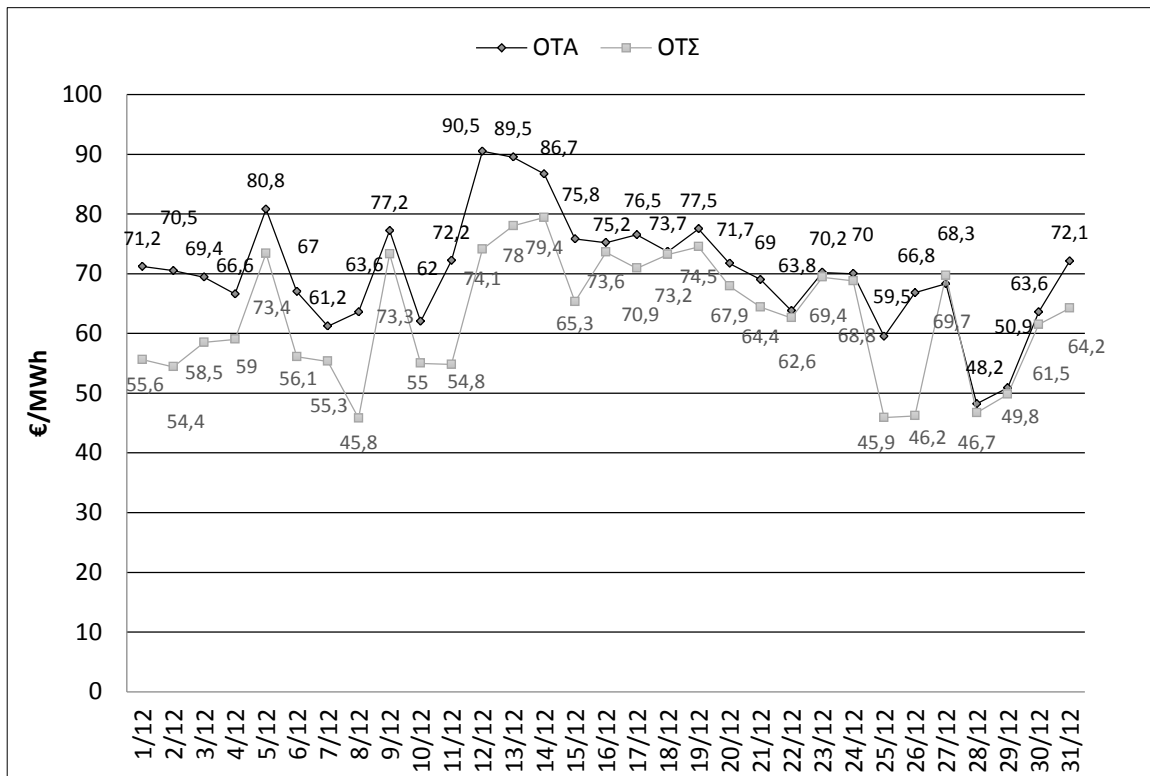
1.5.4.1.3 Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων

Η Εκκαθάριση Αποκλίσεων περιλαμβάνει τη διευθέτηση των συναλλαγών με βάση τις Αποκλίσεις Παραγωγής – Ζήτησης, τις Επιβεβλημένες Μεταβολές Παραγωγής, τις Επικουρικές Υπηρεσίες και την Εφεδρεία Ενέργειας καθώς και τους Λογαριασμούς Προσαυξήσεων. Ενεργοποιείται από το ΛΑΓΗΕ μετά το τέλος της κάθε ημέρας κατανομής και ολοκληρώνεται εντός τεσσάρων (4) ημερολογιακών ημερών [18].

- Η Απόκλιση παραγωγής-ζήτησης υπολογίζεται μέσω ενός σύνθετου αλγορίθμου στον οποίο πρωτεύοντα ρόλο έχουν οι ακόλουθες ποσότητες:
 - ✓ η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ΗΕ που έλαβε εντολή ο παραγωγός από το ΛΑΓΗΕ για έγχυση στο Σύστημα και της τελικής προσφερθείσας ποσότητας ΗΕ.
 - ✓ η διαφορά της τελικής προσφερθείσας ΗΕ από την ποσότητα που είχε αρχικά δηλώσει ο παραγωγός ότι μπορεί να προσφέρει κατά τη διαδικασία του ΗΕΠ.

Οι Αποκλίσεις αυτές εκκαθαρίζονται σε μια ενιαία τιμή (€/MWh) που ονομάζεται Οριακή Τιμή Αποκλίσεων (ΟΤΑ).

- Η Επιβεβλημένη Μεταβολή Παραγωγής σε MWh ορίζεται ως η διαφορά της ποσότητας ΗΕ που είχε αρχικά δηλώσει ο παραγωγός ότι μπορεί να προσφέρει κατά τη διαδικασία του ΗΕΠ, από την ποσότητα ΗΕ που έλαβε τελικά εντολή ο παραγωγός από το διαχειριστή για έγχυση στο Σύστημα. Οι Επιβεβλημένες Μεταβολές εκκαθαρίζονται σε διαφορετικές τιμές ανά Μονάδα.
- Κατά την Περίοδο Υπολογισμού Αποκλίσεων εκκαθαρίζονται, επίσης, οι συναλλαγές που σχετίζονται με τις Επικουρικές Υπηρεσίες και την Εφεδρεία Ενέργειας.



Σχήμα 1. 16 Μέση ημερήσια OTS και OTA Δεκεμβρίου 2013 [10]

1.5.4.2 Μηχανισμός της Αγοράς Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος

Ο μηχανισμός της Αγοράς Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος έχει ως στόχο τη μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου του παραγωγού, ο οποίος αποζημιώνεται για τμήμα του κόστους κεφαλαίου επένδυσης, αλλά και του προμηθευτή ο οποίος εξασφαλίζει την αποφυγή υπερβολικά υψηλών τιμών στην ημερήσια Αγορά Ενέργειας και Επικουρικών Υπηρεσιών (Χονδρεμπορική Αγορά), ακριβώς διότι μειώνεται ο βραχυχρόνιος κίνδυνος του παραγωγού. Δημιουργήθηκε για να εξασφαλίζει την επάρκεια και την ποιότητα της ΗΕ σε μακροχρόνια βάση ανταμείβοντας την αξιοπιστία κάθε Μονάδας παραγωγής ΗΕ.

Η Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος υλοποιείται με την έκδοση από κάθε Παραγωγό Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) που αντιστοιχούν στην πραγματική διαθεσιμότητα ισχύος κάθε Μονάδας του, όπως αυτή προσδιορίζεται από το ΛΑΓΗΕ. Για παράδειγμα, μία Μονάδα με εγκατεστημένη ισχύ 300MW θα μπορούσε, μετά τον προσδιορισμό της διαθεσιμότητάς της από τον Διαχειριστή του Συστήματος, να εκδώσει ΑΔΙ για 250 MW.

Κάθε Προμηθευτής συνάπτει με τους Παραγωγούς Συμβάσεις διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ), με οικονομικούς όρους που συμφωνούνται μεταξύ τους, προκειμένου να καλύψουν την Υποχρέωση Επάρκειας Ισχύος που του αναλογεί.

Η Αγορά θεωρείται εξισορροπημένη (Balanced) όταν ισχύει η σχέση: $ΑΔΙ (MW) = ΣΔΙ (MW) + Απαιτούμενη Μακροχρόνια Εφεδρεία$.

2 Παραδοσιακό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.1 Εισαγωγή

Τα υπάρχοντα ΣΗΕ έχουν αναπτυχθεί τα τελευταία 70 χρόνια και τροφοδοτούνται από μεγάλες κεντρικές μονάδες παραγωγής. Η ΗΕ μέσω Μ/Σ διοχετεύεται σε ένα διασυνδεδεμένο δίκτυο ΥΤ, γνωστό και ως δίκτυο Μεταφοράς. Κάθε ξεχωριστή μονάδα παραγωγής, είτε πρόκειται για υδροηλεκτρικό εργοστάσιο, είτε λιγνιτική μονάδα, είτε πυρηνικό εργοστάσιο, χαρακτηρίζεται από μια μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ της τάξης τουλάχιστον του 1GW. Τις περισσότερες φορές το ΣΜ είναι επιφορτισμένο να μεταφέρει τις μεγάλες ποσότητες ΗΕ σε μεγάλες αποστάσεις. Στη συνέχεια η ΗΕ αυτή, μέσω δύο ή τριών σταδίων υποβιβασμού σε μετασχηματιστές των ΔΔ, διοχετεύεται στα δίκτυα των τελικών καταναλωτών.

Το τμήμα της παραγωγής της ΗΕ διαθέτει κατάλληλη τηλεπικοινωνιακή δικτύωση που του εξασφαλίζει αποδοτική λειτουργία, δυνατότητα εφαρμογής των κανόνων της αγοράς, διατήρηση ενός καλού επιπέδου ασφάλειας και, γενικότερα, την ολοκληρωμένη λειτουργία αυτού του τμήματος του Συστήματος. Επίσης διατίθενται συστήματα αυτόματου ελέγχου που εγγυώνται έως ένα βαθμό την εκτίμηση της συμπεριφοράς των μονάδων παραγωγής και του ΣΜ σε καταστάσεις σημαντικών διαταραχών.

Από την άλλη πλευρά, τα ΔΔ είναι ιδιαίτερα εκτεταμένα αλλά σχεδόν απόλυτα παθητικά, με ελάχιστη δυνατότητα επικοινωνίας και με ελάχιστο έλεγχο, και αυτόν τοπικά περιορισμένο. Αν εξαιρεθούν οι περιπτώσεις πολύ μεγάλων καταναλωτών (όπως οι μεταλλουργίες και τα χυτήρια αλουμινίου), δεν υπάρχει δυνατότητα εποπτείας σε πραγματικό χρόνο του επιπέδου της τάσης ή του ρεύματος ενός φορτίου. Η αλληλεπίδραση μεταξύ των φορτίων και του ΣΗΕ περιορίζεται στην απλή εξασφάλιση κάλυψης των αναγκών των καταναλωτών σε ΗΕ.

Η λειτουργία του ΣΗΕ που προαναφέρθηκε χαρακτηρίζεται ως μη αποδοτική, ανελαστική και σίγουρα όχι οικονομική. Τα επιμέρους χαρακτηριστικά που είναι υπεύθυνα για αυτή τη λειτουργία θα αναλυθούν ακολούθως.

Η επανάσταση που έχει συντελεστεί στις τεχνολογίες επικοινωνίας, ειδικά όσον αφορά το Διαδίκτυο, παρέχει τη δυνατότητα για πολύ καλύτερη εποπτεία και έλεγχο των συστημάτων ΗΕ καθιστώντας τη λειτουργία τους αποδοτικότερη, οικονομικότερη και περισσότερο ευέλικτη [19].

2.2 Μοντέλα παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

2.2.1 Συγκεντρωτική παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ένα κοινό χαρακτηριστικό των περισσότερων διασυνδεδεμένων ΣΗΕ είναι η συγκεντρωτική παραγωγή της ΗΕ. Μεγάλες μονάδες είναι επιφορτισμένες να παράγουν την ΗΕ η οποία καταλήγει στους καταναλωτές μέσω των δικτύων μεταφοράς και διανομής.

2.2.1.1 Βασικό πλεονέκτημα της συγκεντρωτικής παραγωγής

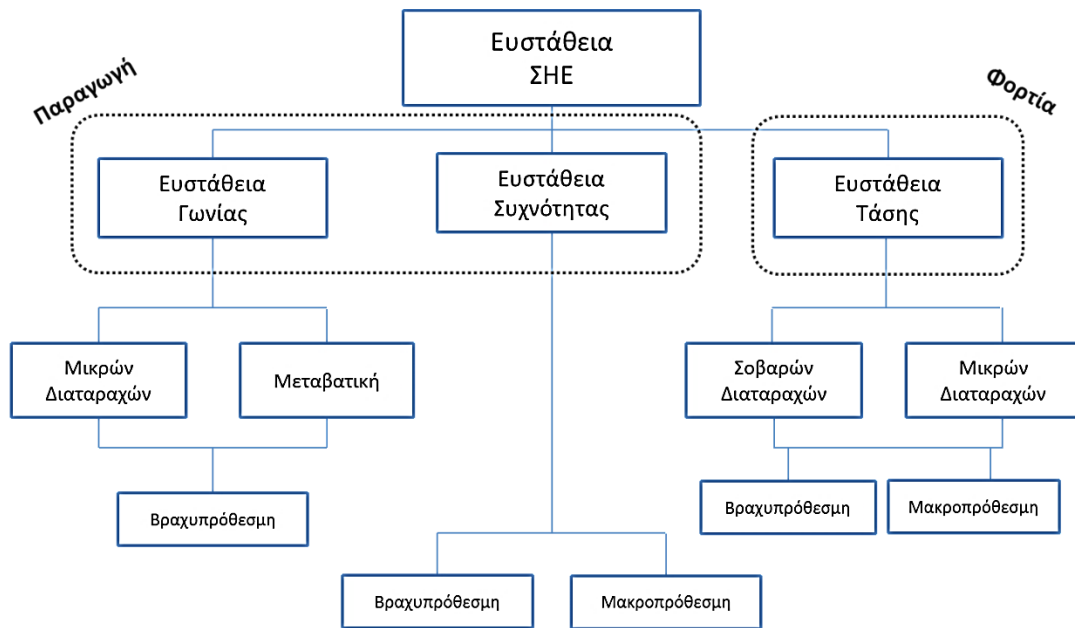
Η συγκεντρωτική παραγωγή παρουσιάζει ένα πολύ σημαντικό πλεονέκτημα. Επιτυγχάνεται με σχετικά απλό και εύκολο τρόπο ένα καλό επίπεδο ευστάθειας στο ΣΗΕ. Οι βασικότερες παράμετροι της ευστάθειας ενός συστήματος είναι τα επίπεδα τάσης στο δίκτυο και η συχνότητα της. Οι μεγάλες μονάδες παραγωγής είναι εξοπλισμένες αποκλειστικά με σύγχρονες γεννήτριες μεγάλης ισχύος, οι οποίες είναι ο κύριος ρυθμιστής των ανωτέρω παραμέτρων [1] [2].

- *Διατήρηση της συχνότητας του δικτύου*

Η συχνότητα της τάσης του δικτύου επιβάλλεται να είναι η ίδια σε όλο το διασυνδεδεμένο σύστημα. Η διατήρηση της εξαρτάται από το ισοζύγιο ενεργού ισχύος της παραγωγής και της κατανάλωσης. Οι σύγχρονες γεννήτριες παρέχουν τη δυνατότητα να ανταποκρίνονται άμεσα στις ταχείες και βραδείες μεταβολές του φορτίου που έχουν αναλάβει να εξυπηρετούν μέσω ενός αυτόματου συστήματος ελέγχου κλειστού βρόχου, τον ρυθμιστή στροφών, ο οποίος, επιταχύνοντας ή επιβραδύνοντας την γεννήτρια, επιτυγχάνει την έξοδο της απαιτούμενης ισχύος.

- *Διατήρηση των επιπέδων της τάσης στο δίκτυο*

Η διατήρηση της τάσης εντός των επιτρεπόμενων ορίων περιπλέκεται από το γεγονός ότι η τάση δεν είναι ενιαία σε όλο το σύστημα με αποτέλεσμα η ρύθμιση της να μην γίνεται αποκλειστικά με ρύθμιση της λειτουργίας των γεννητριών. Εξίσου σημαντικός είναι ο ρόλος των μετασχηματιστών και των ειδικών διατάξεων ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος (διατάξεις πυκνωτών και πηνίων) σε διάφορα σημεία του δικτύου. Εντούτοις, οι μεγάλες σύγχρονες γεννήτριες είναι αυτές που επιβάλλουν και διατηρούν τα αρχικά επίπεδα τάσης. Το αυτόματο σύστημα ρύθμισης τάσης, είναι αυτό που διατηρεί σταθερό το μέτρο της τάσης στην έξοδο της γεννήτριας ρυθμίζοντας κατάλληλα το ρεύμα διέγερσης του δρομέα της γεννήτριας.



Σχήμα 2. 1 Κατηγοριοποίηση μορφών ευστάθειας ΣΗΕ

2.2.1.2 Σημαντικά μειονεκτήματα της συγκεντρωτικής παραγωγής

Το μοντέλο λειτουργίας της συγκεντρωτικής παραγωγής χαρακτηρίζεται από πολύ αυξημένα κόστη:

- Κάθε στιγμή οι μονάδες συγκεντρωτικής παραγωγής πρέπει να καλύπτουν την συνολική ενεργειακή ζήτηση με τις εξής συνέπειες:
 - ✓ Τα ιδιαίτερα υψηλά κόστη επενδύσεων για νέες μονάδες ή για αναβάθμιση των ήδη υπάρχουσών. Η εγκατάσταση μιας μεγάλης μονάδας (άνω των 500MW) πρέπει να εντάσσεται στο μακροχρόνιο ενεργειακό προγραμματισμό σε επίπεδο κράτους αφού απαιτεί υψηλές επενδύσεις (κρατικές και ιδιωτικές) και ο χρόνος κατασκευής της είναι της τάξης των 5 χρόνων.
 - ✓ Τη λειτουργία των μονάδων σε ισχύ χαμηλότερη από την ονομαστική τους, περίπου στο 90%. Λειτουργούν, δηλαδή, με αρκετή στρεφόμενη εφεδρεία ώστε να μπορεί να καλυφθεί μια ενδεχόμενη στιγμιαία αύξηση της ζήτησης που δεν μπορεί να προβλεφθεί ή μια απότομη μείωση της παραγωγής ΗΕ, κυρίως των ΑΠΕ. Αυτός ο τρόπος λειτουργίας επιφέρει μια μικρή αλλά σημαντική σπατάλη καυσίμων, διότι η βέλτιστη απόδοση της ηλεκτρικής ισχύος εξόδου σε σχέση με την κατανάλωση καυσίμου επιτυγχάνεται στα επίπεδα της ονομαστικής ισχύος κάθε γεννήτριας.
- Το ΣΜ είναι αρκετά εκτεταμένο, με γραμμές μήκους πολλών χιλιομέτρων. Αυτό έχει ως συνέπειες:
 - ✓ Το μεγάλο κόστος επενδύσεων σε ακριβό εξοπλισμό ΥΤ και ΥΥΤ (π.χ. γραμμές, μετασχηματιστές, μονωτήρες, ηλεκτρονικά ισχύος). Αναγκαστικά το ΣΜ λειτουργεί σε επίπεδα ΥΤ και ΥΥΤ για να ελαχιστοποιούνται οι απώλειες μεταφοράς.

- ✓ Το μεγάλο κόστος θερμικών απωλειών. Παρά τη λειτουργία υπό ΥΤ ή ΥΥΤ δεν είναι δυνατό να αποφευχθούν οι απώλειες ΗΕ επί ΓΜ τόσο μεγάλου μήκους. Σε περιπτώσεις αυξημένης ροής ΗΕ επί των ΓΜ, αυξάνονται δραματικά τις θερμικές απώλειες, λόγω της έστω και μικρής αύξησης της έντασης του ρεύματος.
- ✓ Το αυξημένο κόστος επέκτασης και συντήρησης του δικτύου και αποκατάστασης βλαβών. Στην πλειοψηφία τους οι γραμμές του ΣΜ, διασχίζουν δύσβατες περιοχές όπου δεν υπάρχει κατάλληλο οδικό δίκτυο. Η επέκτασή του χρειάζεται μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό και η κατασκευή όπως και η συντήρηση του απαιτεί ειδικό εξοπλισμό και έχει υψηλό κόστος. Επιπλέον, η εποπτεία του είναι περιορισμένη. Αυτό κάνει δύσκολο και κοστοβόρο τον ακριβή εντοπισμό μιας βλάβης και την αποκατάστασή της.

Μια θεμελιώδους σημασίας μέθοδος που χρησιμοποιείται σήμερα για τη μελέτη των ΣΗΕ ονομάζεται Ανάλυση Ροής Φορτίου. Η ΑΡΦ υπολογίζει (κατά μέτρο και γωνία) τις άγνωστες τάσεις των ζυγών και τις άγνωστες ροές ισχύος (ενεργού και άεργου) στις γραμμές του ΣΗΕ, για μια συγκεκριμένη επιλογή ισχύος παραγωγής, τάσεων γεννητριών και φορτίων στους ζυγούς. Οι μελέτες ΡΦ είναι πολύ χρήσιμες για διάφορους λόγους, όπως για [3] [20]:

- την επιλογή του πλέον οικονομικού σημείου λειτουργίας των γεννητριών του συστήματος
- τη διατήρηση των τάσεων των ζυγών και των ροών στις γραμμές εντός προκαθορισμένων ορίων λειτουργίας
- τις μελέτες επέκτασης του συστήματος παραγωγής και μεταφοράς

Το πρόβλημα είναι ότι στις μελέτες ΡΦ κάθε υποδικτύου των σημερινών ΣΗΕ ορίζεται ένας ζυγός, ο ζυγός αναφοράς, ο οποίος στην πραγματικότητα αντιπροσωπεύει το σημείο σύνδεσης του υπό μελέτη υποδικτύου με το υπόλοιπο ΣΗΕ (το λεγόμενο άπειρο ΣΗΕ), ο οποίος είναι επιφορτισμένος με το ρόλο του ρυθμιστή. Από τον ζυγό αναφοράς απαιτείται να διατηρεί το μέτρο και τη γωνία της τάσης σταθερά, και να εγχέει ή να απορροφά την ισχύ που απαιτείται για να παραμένει το υποδίκτυο εντός των ορίων ευστάθειας. Στην πλειονότητα τους, οι ζυγοί αναφοράς των υποδικτύων είναι συνδεδεμένοι με τη σειρά τους με το ΣΜ ή τα ανώτερα επίπεδα των ΔΔ. Αυτό σημαίνει ότι το ΣΜ και ένα μέρος των ΔΔ έχουν κάθε στιγμή την ευθύνη να ανταποκρίνονται στις απαιτήσεις των φορτίων των υποδικτύων (που συμπεριφέρονται στοχαστικά) και να διατηρούν τα επίπεδα τάσης και συχνότητας εντός των προδιαγραμμένων ορίων.

Η στοχαστικότητα και η ανελαστικότητα της ζήτησης από τη μια πλευρά, και η μη ελεγχόμενη παραγωγή εντός των ΔΔ (π.χ. βιομηχανικές γεννήτριες, ΑΠΕ) από την άλλη, καθιστούν ως μείζονος σημασίας τη λειτουργία του ΣΜ και των μεγάλων μονάδων συγκεντρωτικής παραγωγής για τη διατήρηση της ευστάθειας του ΣΗΕ. Η εξασφάλιση όμως της εύρυθμης λειτουργίας του ΣΗΕ απαιτεί συνεχώς νέες επενδύσεις. Επιπλέον, δεν δίνει τη δυνατότητα περιορισμού των απωλειών στη μεταφορά λόγω των μεγάλων ροών ΗΕ για μεγάλες αποστάσεις και προκαλεί μεγάλη κατανάλωση καυσίμων στις μεγάλες μονάδες παραγωγής.

2.2.2 Διεσπαρμένη παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

Από τις αρχές του 1990 έχει αρχίσει να εμφανίζεται ένα αυξανόμενο ενδιαφέρον για τη σύνδεση μικρών μονάδων παραγωγής απευθείας στο ΔΔ. Το είδος αυτό της έγχυσης ενέργειας στο δίκτυο ονομάζεται Διεσπαρμένη Παραγωγή. Η ΔΠ αποτελεί την εναλλακτική προσέγγιση του προβλήματος της παραγωγής ΗΕ και διαφαίνεται ότι είναι ικανή να αποτελέσει την απάντηση στα μειονεκτήματα της συγκεντρωτικής παραγωγής. Από άποψη ισχύος, η ΔΠ κυμαίνεται κατά κανόνα σε ένα εύρος 1KW έως 100MW, ανά εγκατάσταση.

Οι εγκαταστάσεις που ανήκουν στη ΔΠ είναι οι ακόλουθες:

- Μονάδες ΑΠΕ, στις οποίες εντάσσονται [9]:

- *Τα Φ/Β συστήματα*

Αποτελούνται από συστοιχίες πάνελ πυριτίου που μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική υπό συνεχή τάση (DC) και από κυκλώματα ισχύος-αντιστροφείς (inverters) που μετατρέπουν την συνεχή τάση σε εναλλασσόμενη (AC), κατάλληλη για το δίκτυο. Συνήθως, η εγκατεστημένη ισχύ των Φ/Β συστημάτων κυμαίνεται συνήθως από μερικά KW έως μερικές εκατοντάδες MW στα πολύ μεγάλα Φ/Β πάρκα, τα οποία όμως λόγω της υψηλής ισχύος συνδέονται απευθείας στο ΣΜ και δεν περιλαμβάνονται στη ΔΠ.

- Οι Α/Γ (αιολικά πάρκα)

Αρχικά, μετατρέπουν την αιολική ενέργεια σε μηχανική μέσω ενός ρότορα με πτερύγια και, στη συνέχεια, σε ηλεκτρική μέσω μιας γεννήτριας. Η ονομαστική ισχύς μιας ανεμογεννήτριας κυμαίνεται συνήθως από 200 KW μέχρι 2MW, αλλά κατασκευάζονται και Α/Γ για υπεράκτια αιολικά πάρκα, με ονομαστική ισχύ έως και 8MW (αρκετές εταιρίες εργάζονται στην πιλοτική ανάπτυξη ανεμογεννητριών ισχύος 10MW). Η εγκατεστημένη ισχύς ενός αιολικού πάρκου κυμαίνεται από μερικά MW μέχρι 1-2 GW, με τις πολύ μεγάλες εγκαταστάσεις να μην εντάσσονται στη ΔΠ, αφού απαιτούν την σύνδεση απευθείας στο ΣΜ.

- *Οι μονάδες βιομάζας-βιοκαυσίμων*

Είναι μικρές μονάδες παρόμοιες με τις συμβατικές με τη διαφορά ότι ως καύσιμο χρησιμοποιούν βιομάζα ή βιοκαύσιμο. Η βιομάζα (οργανική ύλη) είναι φυτικά υπολείμματα (π.χ. από αγροτικές εργασίες, δασοκομία, πριονίδια, πυρήνα ελιάς), ζωικά απόβλητα (κοπριά, άχρηστα αλιεύματα) και το βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα βιομηχανικών και αστικών αποβλήτων. Τα βιοκαύσιμα είναι υγρά ή αέρια καύσιμα που παράγονται από βιομάζα. Τα κυριότερα είναι:

- ✓ το βιοντίζελ που παράγεται από φυτικά ή ζωικά έλαια και λίπη και είναι ποιότητας ντίζελ πετρελαίου
- ✓ η βιοαιθανόλη που παράγεται από την αλκοολική ζύμωση βιομάζας πλούσιας σε ζάχαρη
- ✓ το βιοαέριο που παράγεται από βιομάζα, όπως το αέριο που παράγεται σε μονάδες βιολογικού καθαρισμού, και είναι ποιότητας φυσικού αερίου.

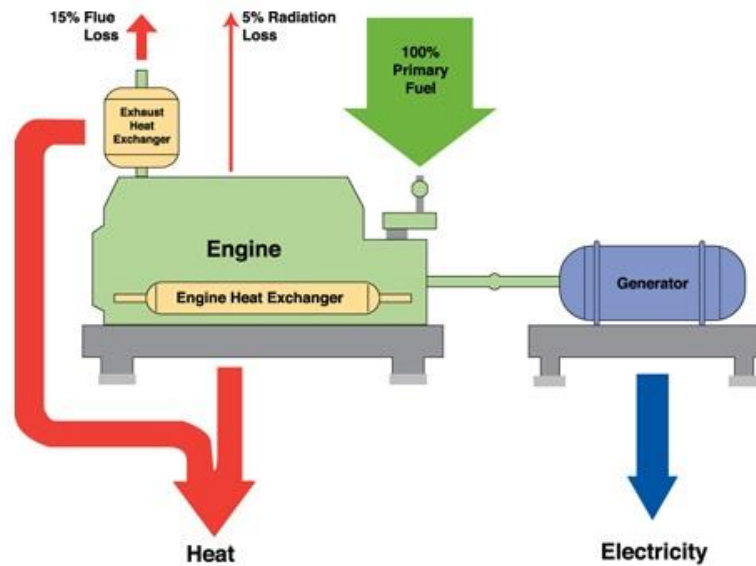
Οι μονάδες εντάσσονται στις ΑΠΕ επειδή δεν αλλοιώνουν το ισοζύγιο του CO₂ (η βιομάζα έχει δεσμεύσει το CO₂ που πρόκειται να εκπέμψει κατά την καύση της) και, επιπλέον, δεν παράγουν τοξικά καυσαέρια, όπως τα οξείδια του θείου και του αζώτου. Η εγκατεστημένη ισχύ τους ποικίλει από μερικά KW μέχρι μερικά MW.

- *Οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί*

Εκμεταλλεύονται την κινητική ενέργεια του νερού μετατρέποντας τη σε μηχανική και ακολούθως σε ηλεκτρική. Σε αντίθεση με τα μεγάλα υδροηλεκτρικά εργοστάσια, οι μικροί σταθμοί εκμεταλλεύονται την φυσική ροή και τις φυσικές υδατοπτώσεις του νερού χωρίς την κατασκευή τεχνητών λιμνών και μεγάλων φραγμάτων. Επιπλέον, η εγκατεστημένη ισχύ τους φθάνει μέχρι τα 300KW. Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά εργοστάσια ανήκουν μεν στις ΑΠΕ αλλά δεν εντάσσονται στη ΔΠ λόγω της ισχύος τους που φθάνει τις εκατοντάδες MW, και της σύνδεσής τους στο ΣΜ. Άλλωστε η μεταφορά της ΗΕ από τα μεγάλα υδροηλεκτρικά ήταν η αιτία για την δημιουργία των πρώτων ΣΜ.

- Οι μονάδες Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού-Θερμότητας (ΣΗΘ)(CHP Cogeneration)

Στις μονάδες ΣΗΘ, η χημική ενέργεια του καυσίμου μετατρέπεται σε μηχανική και θερμική. Η μηχανική ενέργεια χρησιμοποιείται για την παραγωγή ΗΕ και η θερμική χρησιμοποιείται συνήθως για την παραγωγή ατμού, θερμού αέρα ή νερού. Το κύριο πλεονέκτημα της ΣΗΘ είναι η καλύτερη αξιοποίηση του ενεργειακού περιεχομένου του καυσίμου σε σύγκριση με τις απλές βιομηχανικές εγκαταστάσεις που παράγουν ατμό ή θερμό νερό για τις ανάγκες κάποιου σταδίου της παραγωγικής τους διαδικασίας (process heat) και ταυτόχρονα αγοράζουν το ρεύμα που χρειάζονται για άλλες διεργασίες από προμηθευτές ΗΕ. Επίσης, οι μονάδες ΣΗΘ αξιοποιούν καλύτερα το ενεργειακό περιεχόμενο του καυσίμου συγκριτικά με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής αποκλειστικά ρεύματος. Αν και στις μονάδες ΣΗΘ γίνεται συνήθως πρώτα η παραγωγή θερμότητας, είναι δυνατή η παραγωγή ΗΕ και ατμού (ή χρήσιμης θερμικής ενέργειας σε άλλη μορφή) με διαφορετική σειρά και σε διάφορες αναλογίες. Γενικά, με κριτήριο το αν η βιομηχανική μονάδα έχει μεγαλύτερες ανάγκες σε θερμότητα ή σε ρεύμα μπορεί να παράγεται πρώτα ΗΕ και να αξιοποιείται στην συνέχεια η θερμότητα, που σε άλλη περίπτωση θα αποβαλλόταν, για την παραγωγή ατμού ή θερμού νερού χρήσιμου σε κάποιο στάδιο της παραγωγικής διαδικασίας (topping-cycle-systems). Είναι δυνατό να συμβαίνει το αντίστροφο, δηλαδή να παράγεται πρώτα θερμότητα και, δευτερευόντως, από το περίσσειμά της, να παράγεται ΗΕ (bottoming-cycle-systems). Απλοποιημένα, τα συστήματα συμπαγωγής αποτελούνται από τρία βασικά μέρη, έναν κινητήρα για την οδήγηση μιας γεννήτριας (συνήθως ατμοστρόβιλος, αεριοστρόβιλος ή σε μικρότερες εφαρμογές εμβολοφόρος μηχανή εσωτερικής καύσης), την ίδια τη γεννήτρια, και έναν μηχανισμό ανάκτησης θερμότητας που συνήθως περιλαμβάνει κάποιον λέβητα.



Σχήμα 2. 2 Σχηματική αναπαράσταση μονάδας ΣΗΘ

2.2.2.1 Πλεονεκτήματα της ΔΠ

Η παραγωγή ΗΕ από εγκαταστάσεις μικρής κλίμακας, συνδεδεμένες απευθείας στο ΔΔ παρουσιάζει πολλαπλά οφέλη, τα οποία συνοψίζονται στα παρακάτω:

- Η παραγωγή ΗΕ στην περιοχή όπου καταναλώνεται ελαχιστοποιεί τις απώλειες μεταφοράς, όπως επίσης και το κόστος μεταφοράς, που αποτελούν ένα σημαντικό τμήμα (άνω του 30%) του συνολικού κόστους της παροχής ΗΕ.
- Η ΔΠ συμβάλλει στην αποσυμφόρηση των ήδη υπαρχόντων δικτύων.
- Επιτρέπει τη χρήση της θερμικής ενέργειας σε εφαρμογές συμπαραγωγής, αυξάνοντας έτσι τη συνολική απόδοση του συστήματος.
- Παρέχει πολλά πλεονεκτήματα στους καταναλωτές που έχουν θερμικά φορτία μέσω των εφαρμογών συμπαραγωγής καθώς επίσης και σε εκείνους που έχουν πρόσβαση σε φθηνά καύσιμα, όπως για παράδειγμα φυσικό αέριο, αλλά και σε εκείνους που ευνοούνται από τις κλιματικές συνθήκες της περιοχής όπου είναι εγκατεστημένοι και είναι σε θέση να αξιοποιήσουν ανανεώσιμες πηγές
- Η εκτεταμένη χρήση των ΑΠΕ μειώνει την κατανάλωση των ορυκτών καυσίμων και τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου αλλά και τις επιβλαβείς εκπομπές όπως, ενδεικτικά, οξειδίων του θείου και του αζώτου (SOx/NOx), συνεισφέροντας έτσι με ουσιαστικό τρόπο στην προστασία του περιβάλλοντος
- Η ΔΠ καλύπτει ένα μεγάλο εύρος τεχνολογιών, συμπεριλαμβανομένου πολλών ανανεώσιμων τεχνολογιών που παρέχουν ηλεκτρική ισχύ μικρής κλίμακας σε θέσεις κοντά στη κατανάλωση. Όλες αυτές οι τεχνολογίες δημιουργούν νέες ευκαιρίες στην αγορά ΗΕ και αυξημένο βιομηχανικό ανταγωνισμό.
- Από την επενδυτική σκοπιά του θέματος είναι πρακτικά ευκολότερο να εξευρεθούν θέσεις εγκατάστασης για ΑΠΕ και άλλες ΔΠ σε σχέση με θέσεις εγκατάστασης μεγάλων εργοστασίων παραγωγής ΗΕ. Μάλιστα, είναι ευκολότερο και κυρίως ταχύτερο οι μονάδες αυτές να συνδεθούν

στο δίκτυο. Ο κίνδυνος των επενδύσεων κεφαλαίου μειώνεται, και αποφεύγονται οι περιττές δαπάνες.

2.2.2.2 Εμπόδια για την διείσδυση της ΔΠ

Μέχρι σήμερα η ΔΠ έχει μειωμένη διείσδυση στα ΣΗΕ διότι προσκρούει στους περιορισμούς και τις προδιαγραφές που σχετίζονται με την ευστάθεια των συστημάτων και την ποιότητα της παρεχόμενης ενέργειας.

Μια μονάδα παραγωγής ΗΕ πρέπει να συνδέεται στο δίκτυο με εξασφαλισμένη την τήρηση αυστηρών προδιαγραφών που αποσκοπούν στην ομαλή λειτουργία του δικτύου. Αυτές οι προδιαγραφές αφορούν [21]:

- Την επάρκεια των στοιχείων του δικτύου

Τα στοιχεία του δικτύου στο οποίο πρόκειται να συνδεθεί η εγκατάσταση παραγωγής πρέπει να μπορούν να καλύψουν τις ανάγκες λειτουργίας και προστασίας του δικτύου και της εγκατάστασης. Τα βασικά στοιχεία είναι ο Υ/Σ που εξυπηρετεί την εγκατάσταση, οι Μ/Σ, οι γραμμές του δικτύου και τα μέσα ζεύξης και προστασίας

- Τη συμβολή στο ρεύμα βραχυκύκλωσης του σημείου σύνδεσης

Η ισχύς μιας μονάδας παραγωγής επηρεάζει την ισχύ βραχυκύκλωσης του δικτύου και, κατά συνέπεια, τα ρεύματα βραχυκύκλωσης που προκύπτουν σε ενδεχόμενα σφάλματα στο δίκτυο

- Τις αργές μεταβολές της τάσης

Έτσι ονομάζονται οι μεταβολές της τάσης μόνιμης κατάστασης του δικτύου που υπολογίζονται από την διακύμανση του μέσου όρου της τάσης σε διάστημα 10 min από την ονομαστική τιμή της τάσης. Οι μεταβολές αυτές μπορεί να οφείλονται σε αντίστοιχες διακυμάνσεις της ισχύος εξόδου των εγκαταστάσεων παραγωγής ή σε μεταβολές του φορτίου του δικτύου

- Τις ταχείες μεταβολές της τάσης

Έτσι αποκαλούνται οποιεσδήποτε ταχείες μεταβολές της τάσης που παρατηρούνται χρονικές κλίμακες έως μερικά δευτερόλεπτα. Ταχείες μεταβολές συμβαίνουν λόγω χειρισμών στις εγκαταστάσεις παραγωγής (π.χ. ζεύξη-απόζευξη, αλλαγή γεννητριών) αλλά και εξαιτίας της μεταβλητότητας της ισχύος εξόδου

- Τις εκπομπές flicker

Είναι το φαινόμενο της οπτικής ενόχλησης από την διακύμανση της φωτεινότητας (τρεμόπαιγμα) σε λαμπτήρες πυράκτωσης. Οφείλεται και αυτό σε διακυμάνσεις στην τάση που προκαλούν οι εγκαταστάσεις παραγωγής ΗΕ. Να σημειωθεί ότι οι κύριες πηγές εκπομπών έντονων flicker είναι οι Α/Γ.

- Τη δημιουργία αρμονικών συνιστωσών της τάσης και του ρεύματος

Η τάση και τα ρεύματα του δικτύου εμφανίζουν απόκλιση από την ιδεατή καθαρά ημιτονοειδή κυματομορφή. Οι εξάρσεις και οι βυθίσεις που εμφανίζονται στις κυματομορφές προσδίδουν πριονωτή μορφή είναι και αυτές μικρές κυματομορφές με αρμονικές συχνότητες πολλαπλάσιες της θεμελιώδους συχνότητας της τάσης ή του ρεύματος, οι οποίες μπορούν να εντοπιστούν και να αναλυθούν. Οι εγκαταστάσεις παραγωγής και τα μη γραμμικά κυκλώματα ισχύος προκαλούν τη δημιουργία αρμονικών συνιστωσών που πρέπει να καταπιέζονται.

Παρά την τήρηση των ανωτέρω προδιαγραφών για τη σύνδεση των μονάδων παραγωγής, η σύνδεσή τους στο ΔΔ μπορεί να προκαλέσει σοβαρά προβλήματα. Τα προβλήματα αυτά είναι απόρροια της μορφής που έχει το ΔΔ που είναι συνήθως ακτινικό ή βροχοειδές που λειτουργεί ως ακτινικό και όχι διασυνδεδεμένο, με αποτέλεσμα η ροή ισχύος να είναι προς μια κατεύθυνση. Μεγάλο πρόβλημα επίσης, είναι η αδυναμία του διαχειριστή να εποπτεύει σε πραγματικό χρόνο τις ροές ενέργειας εντός των ΔΔ.

Οι κύριες δυσλειτουργίες είναι [19] [21]:

- υπερτάσεις σε περιπτώσεις όπου τα εξυπηρετούμενα φορτία είναι χαμηλά, με αποτέλεσμα να απαιτείται συντονισμένη λειτουργία των μονάδων και ειδικός εξοπλισμός όπως οι μετασχηματιστές με ΣΑΤΥΦ (Load Tap Changers, μεταβλητού λόγου μετασχηματισμού) για το συνεχή έλεγχο της τάσης
- μεταβολές της συχνότητας του ΣΗΕ, η οποία, όπως έχει ήδη αναφερθεί, εξαρτάται κάθε στιγμή από το ισοζύγιο παραγωγής- κατανάλωσης. Οποιαδήποτε απόκλιση από αυτή την ισορροπία μεταφράζεται είτε σε απόκλιση από την επιθυμητή συχνότητα του ευρωπαϊκού δικτύου των 50Hz, είτε σε μεγάλες ροές ισχύος στις γραμμές διασύνδεσης του τοπικού δικτύου με τα γειτονικά του, που επιφέρουν καταπόνηση του εξοπλισμού των ΔΔ

2.2.2.3 Περαιτέρω προβλήματα στη διείσδυση ΔΠ από ΑΠΕ

Το μεγαλύτερο και συνεχώς ραγδαία αναπτυσσόμενο κομμάτι της ΔΠ έχει σχέση με τις ΑΠΕ, κυρίως τις Α/Γ και τα Φ/Β συστήματα. Όμως η διείσδυση αυτών των δύο μορφών παραγωγής ΗΕ έχει φθάσει, πλέον, στα όρια της. Οι λόγοι της χαμηλής διείσδυσης ΑΠΕ είναι:

- Ένα βασικό πρόβλημα που εμφανίζουν οι εγκαταστάσεις που εκμεταλλεύονται την ηλιακή και την αιολική ενέργεια (και δεν το εμφανίζουν οι άλλες μορφές ΔΠ) είναι η μειωμένη δυνατότητα βραχυπρόθεσμης πρόβλεψης της παραγωγής τους. Η στοχαστικότητα των καιρικών φαινομένων μεταφράζεται, αντίστοιχα, σε συνεχώς μεταβαλλόμενη ισχύ εξόδου των εγκαταστάσεων. Το χαρακτηριστικό αυτό δυσκολεύει το βραχυχρόνιο προγραμματισμό παραγωγής εκ μέρους του διαχειριστή.
- Η παραγωγή από τις μεγάλες κεντρικές εγκαταστάσεις, όπως οι λιγνιτικές μονάδες παραγωγής ΗΕ, παρουσιάζει χαμηλή ευελιξία. Οι μονάδες αυτές απαιτούν μεγάλο χρονικό διάστημα έναυσης, της τάξης των 5h, και όταν εκκινήσουν δεν μπορούν να λειτουργήσουν σε ποσοστό χαμηλότερο από 50%-65% της ονομαστικής τους ισχύος. Αυτός ο περιορισμός ονομάζεται Τεχνικό

Ελάχιστο (Minimum Load) και οφείλεται στο το ότι οι σύγχρονες γεννήτριες των μεγάλων αυτών μονάδων παραγωγής δεν μπορούν να λειτουργήσουν με φορτίο χαμηλότερο από το ανωτέρω ποσοστό διότι απορρυθμίζονται, με αποτέλεσμα το ρεύμα που παράγουν εμφανίζει πολλές διακυμάνσεις. Αυτό έχει δυσμενείς επιπτώσεις στην ευστάθεια του συστήματος που μπορούν να οδηγήσουν μέχρι και την ολική κατάρρευσή του (black out).

- Ορισμένοι παραγωγοί ΗΕ έχουν προσυμφωνημένη εγγυημένη απορρόφηση της παραγωγής τους (π.χ. Μονάδες Φυσικού Αερίου). Αυτό περιορίζει περαιτέρω τη διείσδυση των ΑΠΕ στη συνολική παραγωγή. Οι τρεις ανωτέρω λόγοι καθιστούν ιδιαίτερα δύσκολη τη διατήρηση της ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ΗΕ. Συνολικά, η διείσδυση των ΑΠΕ φθάνει σε ένα ποσοστό 30-40% ως προς την εγκατεστημένη ισχύ, ενώ είναι κάτω από το 20% ως προς την συνολική κατανάλωση ενέργειας και κάνουν τη διατήρηση της ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης ιδιαίτερα δύσκολη.

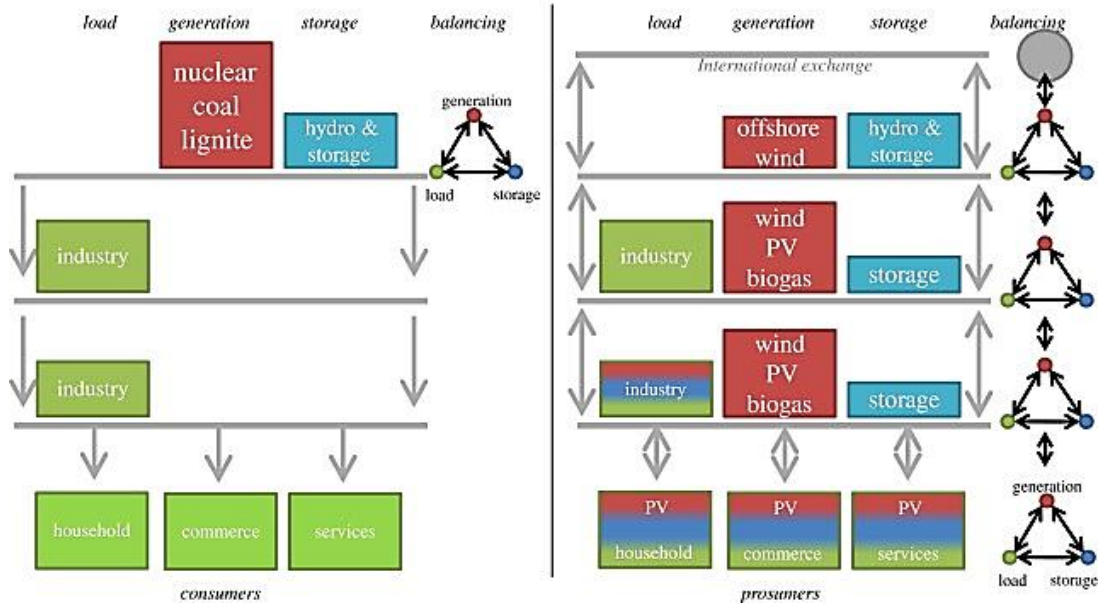
2.2.2.4 Προϋποθέσεις για την αύξηση της διείσδυσης της ΔΠ

- Η βασική προϋπόθεση για την αύξηση της διείσδυσης της ΔΠ στα ΣΗΕ είναι η εισαγωγή εποπτείας και ελέγχου στα δίκτυα ΔΔ, ώστε να καταστεί εφικτή η αποφυγή των προαναφερθέντων προβλημάτων ευστάθειας. Τα τρέχοντα ΔΔ χαρακτηρίζονται από τον παθητικό τρόπο λειτουργίας τους, το χαμηλό επίπεδο αυτοματισμού και τις μειωμένες δυνατότητες κεντρικής διαχείρισης.
- Η αύξηση της ευελιξίας της παραγωγής αλλά, κυρίως, η εισαγωγή ευελιξίας και στη ζήτηση είναι απαραίτητες για το δυναμικό έλεγχο του ισοζυγίου παραγωγής και ζήτησης, που είναι κρίσιμος για την ευστάθεια και την αξιοπιστία του δικτύου.
- Ένας τρόπος περαιτέρω αύξησης της ευελιξίας της παραγωγής είναι ενσωμάτωση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας (energy storage) και μικρών μονάδων παραγωγής με ικανότητα παροχής σταθερής ισχύος (π.χ. γεννήτριες ΣΥΘ, βιοκαυσίμων), για άμεση ανταπόκριση στη ζήτηση. Οι γεννήτριες αυτές πρέπει να έχουν αρκετή στρεφόμενη εφεδρεία, δηλαδή να λειτουργούν σε ποσοστό 70-80% της ονομαστικής τους ισχύος ώστε να μπορούν άμεσα να παρέχουν την πρόσθετη ισχύ.

Όμως, οι ανωτέρω λύσεις είναι οικονομικά ασύμφωρες. Πλέον, οι διαχειριστές των συστημάτων προσανατολίζονται στο να εφαρμόζουν μεθόδους που να εποπτεύουν και να ελέγχουν όχι μόνο την παραγωγή αλλά και την κατανάλωση ΗΕ. Η τάση για εξηλεκτρισμό των υπολοίπων τομέων κατανάλωσης ενέργειας και κυρίως των τομέων της θέρμανσης και των μεταφορών (φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων) αυξάνουν την ευελιξία των φορτίων και παρέχουν τη δυνατότητα ελέγχου μεγάλου μέρους της ζήτησης. Με τη μετατροπή μέρους της ζήτησης από ανελαστική σε ευέλικτη επιτυγχάνεται η διατήρηση της ευστάθειας του συστήματος χωρίς να υπάρχει ανάγκη εφεδρείας μέσω γεννητριών και χωρίς να απαιτείται ενίσχυση του εξοπλισμού των δικτύων.

**Top-down supply system
(central control)**

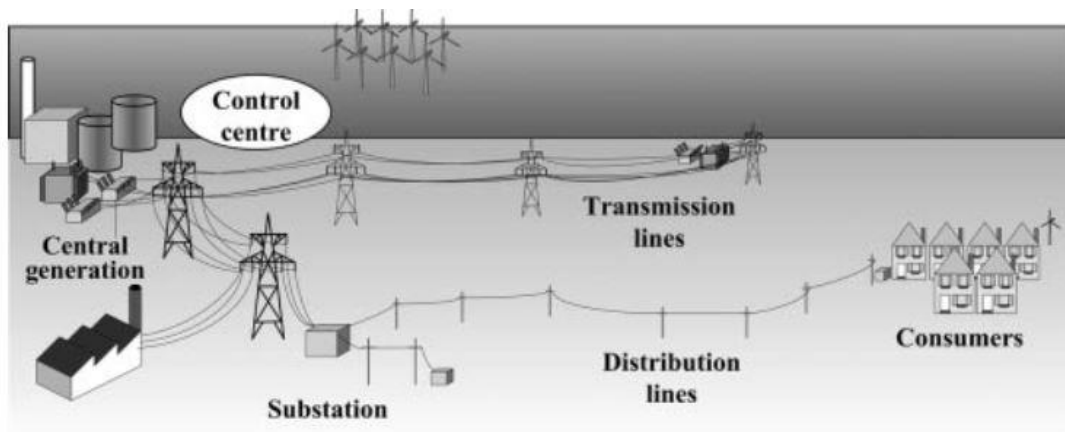
**→ Multi-level exchange system
(subsidiarity, shared responsibility)**



Σχήμα 2. 3 Μεταβολή του τρόπου διατήρησης της ισορροπίας παραγωγής και ζήτησης στο σύγχρονο δίκτυο [22]

2.3 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)

Όπως αναφέρθηκε στην εισαγωγή, τα παραδοσιακά ηλεκτρικά δίκτυα τροφοδοτούνται από μεγάλες – κεντρικές μονάδες παραγωγής που εγχέουν ΗΕ στο δίκτυο μεταφοράς ΥΤ του διασυνδεδεμένου Συστήματος. Η ΗΕ μεταφέρεται συνήθως σε μεγάλες αποστάσεις πριν περάσει στο ΔΔ μέσω σειράς Μ/Σ διανομής, ενώ στο τελικό στάδιο φθάνει στα σημεία κατανάλωσης.



Σχήμα 2. 4 Παραδοσιακό ΣΗΕ

Η εποπτεία και ο έλεγχος της παραγωγής καθώς και της μεταφοράς της ΗΕ μέχρι τους Υ/Σ διανομής πραγματοποιείται μέσω των συστημάτων SCADA.

Ο όρος SCADA είναι ακρωνύμιο του όρου Supervisory Control And Data Acquisition, που σημαίνει Εποπτικός Έλεγχος και Συλλογή Δεδομένων. Ένα τέτοιο σύστημα επιτρέπει στο χειριστή να εποπτεύει και να ελέγχει διεργασίες οι οποίες βρίσκονται κατανεμημένες μεταξύ διαφόρων απομακρυσμένων σημείων. Ένα σύστημα SCADA δεν είναι ένα πλήρες σύστημα ελέγχου αλλά πραγματοποιεί κυρίως εποπτεία του δικτύου και του συστήματος. Οι διαδικασίες που επιτελεί ένα σύστημα SCADA είναι η συλλογή των πληροφοριών, η αποστολή τους σε ένα κεντρικό σημείο επεξεργασίας, η εκτέλεση της απαραίτητης ανάλυσης και ελέγχου και, τέλος, η παρουσίαση της πληροφορίας σε οθόνες χειρισμού και εποπτείας, σε πραγματικό χρόνο ή κατ' απαίτηση. Ο έλεγχος μπορεί να είναι αυτόματος ή να ενεργοποιείται με εντολή του χειριστή.

Ένα σύστημα SCADA επιτρέπει στους χειριστές του να παρατηρούν και να ελέγχουν διαδικασίες με μεγάλη γεωγραφική εξάπλωση, από μια κεντρική τοποθεσία. Τα πλεονεκτήματα ενός SCADA γίνονται περισσότερο αισθητά όταν μια διαδικασία ή ένα σύστημα καλύπτει μια μεγάλη γεωγραφική έκταση. Αντί να αποστέλλεται προσωπικό σε διάφορα σημεία για μετρήσεις και ρυθμίσεις, η εποπτεία και ο έλεγχος του συστήματος μπορούν να πραγματοποιηθούν από απόσταση, και, κυρίως, με μεγάλες ταχύτητες απόκρισης.

Από άποψη υλικοτεχνικής υποδομής εκτός από το λογισμικό εποπτείας και ελέγχου, ένα σύστημα SCADA περιλαμβάνει ένα σύνολο αισθητήρων και διατάξεων μετατροπής, που είναι συνδεδεμένοι σε απομακρυσμένες τερματικές μονάδες (Remote Terminal Units – RTUs). Οι RTUs επικοινωνούν μέσω κάποιας τηλεπικοινωνιακής υποδομής με ένα κεντρικό υπολογιστικό σταθμό όπου είναι εγκατεστημένο και το σύστημα ελέγχου του SCADA.



Σχήμα 2. 5 Κεντρικός σταθμός Scada



Σχήμα 2. 6 Εσωτερική εγκατάσταση RTU

- SCADA για το Σύστημα Μεταφοράς

Έχοντας δυνατότητα ελέγχου από απόσταση τα συστήματα SCADA ουσιαστικά είναι υπεύθυνα για τη σύνδεση όλων των στοιχείων του ΣΜ. Ελέγχουν τους Υ/Σ μεταφοράς καθώς και τις μονάδες παραγωγής κατά τρόπο ώστε να εξασφαλίζεται η ασφάλεια του συστήματος. Ο κεντρικός έλεγχος αφορά τις γεννήτριες στις μονάδες παραγωγής ενώ ο τοπικός σχετίζεται με τους τοπικούς ελεγκτές που είναι υπεύθυνοι για τον έλεγχο της τάσης και της ροής ισχύος.

Όπως και το σύνολο των ευρωπαϊκών συστημάτων, το παραδοσιακό ελληνικό ΣΜ, αντιμετωπίζει μια σειρά προκλήσεων που πρέπει να αντιμετωπιστούν προκειμένου να εξασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία του. Η μεγάλη διείσδυση διεσπαρμένης παραγωγής και η διακοπτόμενη λειτουργία των ΑΠΕ λόγω της εξάρτησης τους από τις κλιματικές συνθήκες προκαλούν μεγάλες αποκλίσεις στη δυνατότητα παραγωγής και απειλούν τη σταθερότητα του συστήματος. Είναι απαραίτητη η εποπτεία και η δυνατότητα ελέγχου του συνόλου του συστήματος καθώς και η επέμβαση σε πραγματικό χρόνο (real time) και όχι σε σχεδόν πραγματικό χρόνο (near real time) όπως γίνεται σήμερα, προκειμένου να αποφευχθούν καταστροφικές διακοπές στην παραγωγή και σημαντικές πτώσεις τάσης στις ΓΜ.

- SCADA για το Δίκτυο Διανομής

Παραδοσιακά, το ΔΔ είναι παθητικό με περιορισμένη δυνατότητα επικοινωνίας μεταξύ των διαφόρων στοιχείων του. Κάποια στοιχεία αυτοματισμού χρησιμοποιούνται όπως οι ΣΑΤΥΦ (on-load tap changers) και οι στατοί πυκνωτές (shunt capacitors) για τον έλεγχο της τάσης ή οι αυτόματοι διακόπτες για τη διαχείριση των σφαλμάτων. Όμως, η εποπτεία και ο έλεγχος αυτός προς το παρόν λειτουργεί μόνο σε τοπικό επίπεδο και δεν υπάρχει δυνατότητα ευρείας εποπτείας (wide area monitoring). Μέχρι τώρα, ήταν απαραίτητη η συνεχής επέμβαση των

διαχειριστών του συστήματος σε καταστάσεις κινδύνου με χειροκίνητες διαδικασίες, με αποτέλεσμα να εγκυμονούν σοβαροί κίνδυνοι.

Στη κατάσταση αυτή βρίσκεται το ελληνικό ΔΔ μέχρι και σήμερα καθώς μόλις τώρα βρίσκεται σε κίνηση το πλάνο για ενδεικτικούς χάρτες GIS αντί για τους ήδη υπάρχοντες χειρογραφικούς. Επίσης, το 2009 λειτούργησε σύστημα τηλεμέτρησης ΜΤ που διαχειρίζεται, όμως, μόνο το 23% της διανεμόμενης ενέργειας [23]. Η επικοινωνία γίνεται μέσω GSM/GPRS και αφορά 13.500 καταναλωτές/παραγωγούς ΜΤ. Προς την ίδια κατεύθυνση είναι και η δημιουργία νέων κέντρων ελέγχων διανομής (ΚΕΔΔ) στα οποία παρακολουθείται συνεχώς η κατάσταση λειτουργίας μέρους του ΔΔ και εκτελούνται τηλεχειρισμοί στα σημαντικά του στοιχεία τόσο εντός των Υ/Σ υποβιβασμού ΥΤ προς ΜΤ (Υ/Σ 150Kv/20-15-6.6kV) όσο και στα δίκτυα ΜΤ.

Αν και τα ανωτέρω βήματα αλλάζουν την εικόνα του δικτύου, παραμένει η ανάγκη για ελαχιστοποίηση των επιτόπιων μεταβάσεων για καταμέτρηση σε σημεία του δικτύου που δεν εποπτεύονται, για άμεσο εντοπισμό και απομόνωση των βλαβών και βελτίωση του χρόνου ανταπόκρισης σε βλάβες του ΔΔ. Για την ομαλότερη ένταξη της διεσπαρμένης παραγωγής καθώς και της νέας τεχνολογίας των ηλεκτροκίνητων οχημάτων, τεχνολογίας που επηρεάζει άμεσα την ποιότητα τάσης του ΔΔ, η διατήρηση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας του δικτύου είναι σημαντικότερη από ποτέ .

- SCADA για τη Χαμηλή Τάση

Στη ΧΤ μέχρι σήμερα δεν υπάρχει η παραμικρή εποπτεία για μεγάλους ή μικρούς πελάτες. Το δεύτερο εξάμηνο του 2013 άρχισε η υλοποίηση του προγράμματος τηλεμέτρησης μεγάλων πελατών ΧΤ που περιλαμβάνει την κατασκευή του κύριου και του εφεδρικού Κέντρου Τηλεμέτρησης στις εγκαταστάσεις του ΔΕΔΔΗΕ, 60.000 μετρητές παροχών 85 kVA, 135 kVA και 250 kVA και 5.000 μετρητές παροχών 35 kVA και 55 kVA (επικοινωνία μέσω GSM/GPRS) [24]. Το πρόγραμμα αυτό θα παρουσιαστεί λεπτομερώς στη συνέχεια. Η εγκατάσταση εποπτείας και ελέγχου στο σύνολο του δικτύου ΧΤ είναι πολύ σημαντική τόσο για τους παρόχους όσο και για τους καταναλωτές. Στόχος του διαχειριστή του δικτύου είναι ένα πλήρες διασυνδεδεμένο δίκτυο μεταξύ καταναλωτών και παρόχων ΗΕ με αμφίδρομη επικοινωνία σε πραγματικό χρόνο. Η εισαγωγή εποπτείας και ελέγχου στο δίκτυο ΧΤ είναι επιτακτική ανάγκη αν ληφθούν υπόψη ότι:

- ✓ Ο οικιακός τομέας είναι ο πλέον ενεργοβόρος στον τομέα της ΗΕ [25]
- ✓ Η απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ προσφέρει στον καταναλωτή τη δυνατότητα να διαλέγει πάροχο και να προγραμματίζει την καθημερινή κατανάλωση ΗΕ με βάση τις προσφορές που λαμβάνει.
- ✓ Τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα θα αποκτήσουν σημαντικό ποσοστό στην καθημερινή μας μετακίνηση.

2.4 Προβλήματα ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού

Στις περισσότερες χώρες, η ανάπτυξη των ΣΗΕ ξεκίνησε τη δεκαετία του '50. Ένα μεγάλο ποσοστό του εξοπλισμού που εγκαταστάθηκε τότε και σχετίζεται με τις ΓΜ, τους Υ/Π και τους Μ/Σ έχει υπερβεί το χρόνο ζωής του και χρειάζεται αλλαγή. Σε σημαντικό μέρος του ΣΜ, σε αντίθεση με το ΔΔ,

έχουν γίνει επενδύσεις προς τον εκσυγχρονισμό του εξοπλισμού. Όμως, αυτό που κυρίως απαιτείται είναι η αξιοποίηση του ΣΜ με σύγχρονες τεχνικές και ευφυείς μεθόδους [19].

2.4.1 Προβλήματα γήρανσης εξοπλισμού

- **Κόστος αντικατάστασης**
Το κόστος που απαιτείται για αντικατάσταση του εξοπλισμού παλαιάς τεχνολογίας με ίδια μοντέλα (like-for-like replacement) είναι πολύ υψηλό και είναι αμφίβολο αν τα ανταλλακτικά επαρκούν και αν το εξειδικευμένο προσωπικό θα είναι διαθέσιμο λόγω συνταξιοδοτήσεων.
- **Δυσκολία στη διασύνδεση με ΑΠΕ**
Σε πολλές χώρες τα συστήματα εναέριων γραμμών μεταφοράς που χρειάζονται για να υποστηρίξουν τη διασύνδεση με ΑΠΕ εμφανίζουν σημαντικές καθυστερήσεις στην ανάπτυξή τους λόγω των δυσκολιών στην απόκτηση δικαιωμάτων και περιβαλλοντικών αδειών.
- **Περιορισμοί ισχύος**
Ορισμένες ΓΜ λειτουργούν κοντά στα όρια μεταφοράς ισχύος, με αποτέλεσμα να μη μπορούν να υποστηρίξουν την αύξηση του φορτίου ή τη σύνδεση με ΑΠΕ.

2.4.2 Θερμικοί περιορισμοί

Οι θερμικοί περιορισμοί των γραμμών και του εξοπλισμού του υπάρχοντος Συστήματος Μεταφοράς και των ΔΔ θέτουν ένα ανώτατο όριο στην ικανότητα μεταφοράς ΗΕ. Όταν ο εξοπλισμός μεταφέρει ρεύμα που υπερβαίνει τις θερμικές του αντοχές, προκαλείται υπερθέρμανση και η μόνωση καταστρέφεται ταχέως. Αυτό οδηγεί στη μείωση του χρόνου ζωής του εξοπλισμού του δικτύου και την αύξηση βλαβών και σφαλμάτων. Όταν σε μια εναέρια ΓΜ διέλθει ισχυρότερο ρεύμα από το προδιαγραφόμενο, οι αγωγοί επιμηκύνονται λόγω θερμικής διαστολής, η χαλάρωση της γραμμής αυξάνεται, και η απόσταση από έδαφος μειώνεται. Οποιαδήποτε μείωση στην απόσταση μεταξύ μιας εναέριας γραμμής και του εδάφους έχει σημαντικές συνέπειες τόσο στην αύξηση του πλήθους βλαβών όσο και στον κίνδυνο για τη δημόσια ασφάλεια. Οι θερμικοί περιορισμοί εξαρτώνται από τις περιβαλλοντικές συνθήκες που, με τη σειρά τους, μεταβάλλονται δυναμικά.

2.4.3 Λειτουργικοί περιορισμοί

Κάθε ΣΗΕ λειτουργεί μέσα σε προκαθορισμένα όρια τάσης και συχνότητας. Αν η τάση υπερβεί το ανώτατο όριο, η μόνωση του εξοπλισμού του ΣΗΕ αλλά και των καταναλωτών μπορεί να καταστραφεί, προκαλώντας τοπικά σφάλματα. Αντίθετα, η πολύ μικρή τάση μπορεί να προκαλέσει δυσλειτουργία στον εξοπλισμό των καταναλωτών καθώς αυξάνεται το ρεύμα και προκαλείται υπερφόρτωση ορισμένων γραμμών και γεννητριών.

Ως προς το ελληνικό ΣΜ πρέπει να σημειωθεί ότι έχουν ήδη γίνει σημαντικές επενδύσεις που αφορούν [26]:

- το δίκτυο ΥΥΤ που αποτελείται από τις τρεις εναέριες γραμμές διπλού κυκλώματος των 400kV
- τις διεθνείς διασυνδέσεις με τις γειτονικές χώρες
- το σχεδιασμό εγκατάστασης σύγχρονων ΚΥΤ “κλειστού τύπου” (όπως το ήδη ολοκληρωμένο ΚΥΤ Αλιβερίου)
- τη διαγωνιστική διαδικασία του έργου διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ΣΜ

Το ότι ο ηλεκτρομηχανικός εξοπλισμός των ΣΗΕ βρίσκεται σε διαδικασία ανανέωσης ή αναβάθμισης προσφέρει την ευκαιρία για αντικατάσταση μέρους του εξοπλισμού με εγκαταστάσεις ισχύος που ενσωματώνουν ηλεκτρονικά-ψηφιακά συστήματα ελέγχου και τεχνολογίες επικοινωνίας. Χαρακτηριστικό παράδειγμα σύγχρονου εξοπλισμού είναι τα ευέλικτα συστήματα μεταφοράς (FACTS), που αποτελούνται από συσκευές με ηλεκτρονικά ισχύος (π.χ. θυρίστορ GTO, τρανζίστορ IGBT) και παρέχουν τη δυνατότητα ελέγχου πολλών παραμέτρων ευστάθειας, καθιστώντας αποδοτικότερη τη χρήση των υπαρχόντων πόρων των ΣΗΕ.

Τα ανωτέρω οδηγούν στην εφαρμογή ευφυών μεθόδων, αφενός για την αύξηση της ικανότητας μεταφοράς ΗΕ κατά δυναμικό τρόπο, και αφετέρου για την ανακατεύθυνση της ροής ισχύος μέσα από λιγότερο φορτωμένα δίκτυα.

2.5 Αξιοπιστία ΣΗΕ

Τις τελευταίες δυο δεκαετίες, σε πολλές χώρες του κόσμου εφαρμόζονται νομοθετικά πλαίσια με ιδιαίτερη μέριμνα ως προς την εξασφάλιση επαρκούς στάθμης αξιοπιστίας και ασφαλούς λειτουργίας των ΣΗΕ. Συγκεκριμένα, η Αξιοπιστία Λειτουργίας (Operational Reliability) των ΣΗΕ, όπως έχει καθιερωθεί να αποκαλείται, αναφέρεται στα εξής χαρακτηριστικά [27]:

- Επάρκεια του ΣΗΕ
Η ικανότητα του συστήματος να ικανοποιεί τις απαιτήσεις των πελατών του (σε ισχύ, ενέργεια) λαμβάνοντας υπόψη τις τυχαίες βλάβες και τις προγραμματισμένες διακοπές (συντηρήσεις) του εξοπλισμού του.
- Ασφάλεια του ΣΗΕ
Ικανότητα του συστήματος να παραμένει σε λειτουργία μετά από ξαφνικές διαταραχές που μπορεί να συμβούν (π.χ. βραχυκύκλωμα, απώλεια εξοπλισμού, κλπ.). Πρέπει το σύστημα να μπορεί να ανταποκρίνεται σε οποιαδήποτε φαινόμενα ή ενέργειες που μπορούν να προκαλέσουν τέτοιες διαταραχές (θεομηνίες, ανθρώπινα σφάλματα, κλπ.)

Με τις αλλαγές που υφίστανται τα ΣΗΕ στη δομή και τη λειτουργία τους, εγείρεται σημαντικό ερώτημα ως προς το αν διατηρείται η στάθμη Αξιοπιστίας Λειτουργίας των ΣΗΕ.

Για να εκτιμηθούν τα θέματα αξιοπιστίας που ανακύπτουν στο τρέχον ΣΗΕ, πρέπει να αναγνωριστούν οι κύριες θεσμικές αλλαγές στις οποίες υπόκειται. Το παλαιό μονοπωλιακό καθεστώς διαδέχεται ένα ανταγωνιστικό περιβάλλον, στο οποίο εμπλέκονται: πολλοί ανεξάρτητοι παραγωγοί, η διαχωρισμένη διαχείριση ΣΜ και ΔΔ, πολλοί προμηθευτές ΗΕ, και περισσότερο απαιτητικοί καταναλωτές.

Η ενίσχυση της παραγωγής τείνει να γίνει εξαρτώμενη από τους νόμους της αγοράς και όχι από ένα κεντρικό σχεδιασμό επάρκειας της παραγόμενης ισχύος. Οι παραγωγοί διαθέτουν εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος αλλά δεν είναι υπεύθυνοι για τη συνολική επάρκεια, ενδιαφέρονται μόνο για την εξυπηρέτηση αναγκών που τους επιφέρουν κέρδος. Επιπλέον, η αύξηση των μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ και των υπόλοιπων μορφών διασπαρμένης παραγωγής θέτουν με τη σειρά τους σε κίνδυνο την ευστάθεια του συστήματος, άρα και την Αξιοπιστία Λειτουργίας του.

Οι περιορισμοί στην επέκταση των ΣΜ και ΔΔ, τόσο λόγω των απαιτούμενων αυξημένων επενδύσεων, όσο και περιβαλλοντικών περιορισμών, επηρεάζουν δυσμενώς την Αξιοπιστία Λειτουργίας του ΣΗΕ.

Οι καταναλωτές από την πλευρά τους αναμένεται να εντείνουν τις πιέσεις τους για χαμηλότερες χρεώσεις και να απαιτούν αυξημένη αξιοπιστία. Οι απαιτήσεις αυτές στο πλαίσιο ενός ανταγωνιστικού περιβάλλοντος οδηγούν τους προμηθευτές ΗΕ σε προσπάθειες μείωσης του κόστους επενδύσεων και του κόστους λειτουργίας και συντήρησης των δικτύων για να συγκρατήσουν τα επίπεδα των τιμών. Η μη ελεγχόμενη περικοπή όμως των δαπανών αυτών μπορεί να αποβεί σε βάρος της αξιοπιστίας της παρεχόμενης ΗΕ [28].

Συνοπτικά, οι νέες συνθήκες που επικρατούν στα ΣΗΕ και επηρεάζουν την Αξιοπιστία Λειτουργίας σχετίζονται με τα παρακάτω [29]:

- Αύξηση ΔΠ, κυρίως ΑΠΕ
- Εξασφάλιση παροχής Φυσικού Αερίου στις νέες μονάδες
- Καθορισμός των απαιτήσεων για στρεφόμενη εφεδρεία
- Διασυνδέσεις με ΣΗΕ γειτονικών χωρών
- Πραγματική ικανότητα μεταφοράς ΗΕ του ΣΜ
- Δυνατότητες επέκτασης ΣΜ
- Περιβαλλοντικοί περιορισμοί
- Πάροχοι ΗΕ που λειτουργούν σύμφωνα με τους κανόνες της αγοράς
- Αύξηση της στάθμης αβεβαιότητας για την πρόβλεψη της ζήτησης φορτίου
- Αύξηση των απαιτήσεων των καταναλωτών για αξιόπιστη παροχή ΗΕ
- Αύξηση των απαιτήσεων των καταναλωτών για οικονομική παροχή ΗΕ

2.5.1 Απαίτηση για αλλαγή των αιτιοκρατικών κριτηρίων σχεδιασμού και λειτουργίας

Για την αντιμετώπιση των προβλημάτων αξιοπιστίας ενός ΣΗΕ έχουν αναπτυχθεί διάφορες τεχνικές και διατυπωθεί κριτήρια που εφαρμόζονται από τη φάση του σχεδιασμού έως και τη φάση λειτουργίας του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τους αντίστοιχους οικονομικούς και λειτουργικούς περιορισμούς που υπάρχουν κατά περίπτωση. Οι νέες συνθήκες λειτουργίας των ΣΗΕ που προαναφέρθηκαν καθώς και τα θεσμικά πλαίσια ανταγωνισμού που θεσπίζονται, καθιστούν άμεση την ανάγκη για αναθεώρηση των κριτηρίων που αφορούν την αξιοπιστία και των επιστημονικών μεθόδων για την εξασφάλιση της. Δύο είναι οι μέθοδοι προσέγγισης των θεμάτων αξιοπιστίας. Η αιτιοκρατική και η πιθανοτική ανάλυση [29].

2.5.1.1 Αιτιοκρατική Ανάλυση (Deterministic Analysis)

Τα πρώτα κριτήρια που εφαρμόστηκαν σε πραγματικά συστήματα ήταν αιτιοκρατικά καθορισμένα ενώ πολλά από αυτά βρίσκουν εφαρμογή ακόμη και σήμερα. Αφορούν κατά κύριο λόγο τον καθορισμό της στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας η οποία απαιτείται για την αντιμετώπιση έκτακτων καταστάσεων απώλειας παραγωγής. Στις περισσότερες περιπτώσεις, η απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία καθορίζεται από ένα συγκεκριμένο ποσοστό του φορτίου ή από την απώλεια της μονάδας με τη μεγαλύτερη παραγωγή. Γενικότερα, σε μια αιτιοκρατική διαδικασία ανάλυσης, η απόδοση του εκάστοτε υπό εξέταση συστήματος υπολογίζεται για αρκετά διαφορετικά σενάρια που αντιπροσωπεύουν διαφορετικές λειτουργικές συνθήκες που θεωρούνται κρίσιμες και παρουσιάζουν συγκεκριμένη πιθανότητα εμφάνισης.

Η κύρια αδυναμία των αιτιοκρατικών κριτηρίων εντοπίζεται στο γεγονός ότι δεν ανταποκρίνονται ούτε απεικονίζουν την πιθανοτική συμπεριφορά του συστήματος, της ζήτησης φορτίου ή των βλαβών των στοιχείων του συστήματος. Η αιτιοκρατική ανάλυση αναγνωρίζει την έκβαση των κρίσιμων καταστάσεων ή των καταστάσεων κινδύνου στις οποίες μπορεί να εκτεθεί το σύστημα, διαβαθμίζοντας παράλληλα τις καταστάσεις αυτές ανάλογα με τη σοβαρότητά τους. Μία τέτοια κατάσταση κινδύνου, όμως, όσο ανεπιθύμητη και αν είναι, έχει πρακτικά μικρές συνέπειες αν η πιθανότητα να συμβεί είναι πολύ μικρή, με αποτέλεσμα να μπορεί να αμεληθεί. Ο σχεδιασμός των συστημάτων που στηρίζονται σε τέτοιες μελέτες κινδύνου μπορεί να οδηγήσει σε υπερδιαστασιολόγηση του συστήματος. Από την άλλη πλευρά, στην περίπτωση κατά την οποία ο σχεδιασμός του συστήματος βασίζεται σε μια αιτιοκρατική ανάλυση στην οποία οι καταστάσεις κινδύνου που μελετώνται παρουσιάζουν μεγάλη πιθανότητα να συμβούν αλλά δεν έχουν σημαντικές επιπτώσεις, το επίπεδο ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος θα περιορίζεται σε χαμηλά επίπεδα.

Συνοπτικά, η αιτιοκρατική ανάλυση για την εξασφάλιση της αξιοπιστίας ενός ΣΗΕ θεωρείται παρωχημένη λόγω των ακόλουθων χαρακτηριστικών [27]:

- Έχει στατικό χαρακτήρα (ικανοποίηση ή μη ικανοποίηση κάποιου κριτηρίου)
- Δεν λαμβάνεται υπόψη ότι οι βλάβες των στοιχείων του συστήματος μπορούν να συμβούν με διαφορετικές τιμές συχνότητας και έχουν διαφορετικές επιπτώσεις
- Δεν λαμβάνεται υπόψη η μεταβολή της ζήτησης φορτίου κατά τη διάρκεια του έτους
- Δεν υπολογίζονται δείκτες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μελέτες αξιολόγησης εναλλακτικών σχεδιασμών.

2.5.1.2 Πιθανοτική Ανάλυση (Probabilistic Analysis)

Η ανάγκη για την πιθανοτική εκτίμηση της συμπεριφοράς ενός συστήματος έχει προκύψει αρκετές δεκαετίες πριν. Ωστόσο, η έλλειψη δεδομένων, οι περιορισμένες δυνατότητες των ηλεκτρονικών υπολογιστών, η άγνοια της σημασίας των αποτελεσμάτων που προέκυπταν, ακόμα και η αποστροφή απέναντι στη χρήση πιθανοτικών τεχνικών αποτελούν τους σημαντικότερους λόγους για τους οποίους τέτοιες μέθοδοι δεν χρησιμοποιήθηκαν ευρέως στο παρελθόν. Τα προβλήματα αυτά σήμερα έχουν επιλυθεί με αποτέλεσμα οι περισσότεροι σχεδιαστές να έχουν γνώση τέτοιων μεθόδων και να τις χρησιμοποιούν σε ευρεία κλίμακα. Οι μέθοδοι αυτές αναφέρονται κυρίως στην εκτίμηση της αξιοπιστίας του συστήματος και στην πρόβλεψη του φορτίου, ενώ γενικότερα καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα των θεμάτων που σχετίζονται με τα ΣΗΕ, όπως είναι η ανάλυση των ροών φορτίου, των βραχυκυκλωμάτων κτλ. Η βασική αρχή των μεθόδων πιθανοτικής ανάλυσης είναι ότι τα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συμπεριφέρονται στοχαστικά και οι καταστάσεις στις οποίες βρίσκονται περιγράφονται κατά στατιστικό τρόπο. Οι πιθανοτικές τεχνικές που έχουν αναπτυχθεί όχι μόνο αναγνωρίζουν τη σοβαρότητα μιάς κατάστασης και την επίδραση της στη λειτουργία του συστήματος, αλλά υπολογίζουν και τη πιθανότητα εμφάνισής της. Παράλληλα, με κατάλληλο συνδυασμό μεγεθών που σχετίζονται με την διάρκεια, την συχνότητα και το σημείο εμφάνισης των σφαλμάτων προκύπτουν δείκτες οι οποίοι απεικονίζουν κατά στατιστικό τρόπο την κατάσταση κινδύνου στην οποία είναι δυνατό να ευρεθεί το σύστημα. Οι βασικότεροι από αυτούς τους δείκτες:

- Δείκτης Μέσης Διάρκειας Διακοπών του πελάτη ώρες/έτος (Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI))
- Δείκτης Μέσης Διάρκειας Διακοπών του συστήματος ώρες/έτος (System Average Interruption Duration Index (SAIDI))
- Δείκτης Συχνότητας Διακοπών του πελάτη σε γεγονότα/έτος (Customer Average Interruption Frequency Index (CAIFI))
- Δείκτης Συχνότητας Διακοπών του συστήματος σε γεγονότα/έτος (System Average Interruption Frequency Index (SAIFI))
- Δείκτης διαθεσιμότητας ισχύος του συστήματος σε ώρες/έτος (Average Service Availability Index (ASAI))

Οι νέες συνθήκες που επικρατούν στην ανάπτυξη και τη λειτουργία των σύγχρονων ΣΗΕ οδήγησαν στην επικράτηση της πιθανοτικής ανάλυσης και την υιοθέτηση των αντίστοιχων κριτηρίων για την εξασφάλιση της αξιόπιστης λειτουργίας τους.

2.6 Ανελαστική τιμολόγηση

Σήμερα, η τιμολόγηση του ηλεκτρισμού γίνεται με βάση την κατανάλωση (κλιμακωτή χρέωση) χωρίς να διαχωρίζεται η ώρα της κατανάλωσης τόσο στη ΧΤ όσο και τη ΜΤ. Δεν λαμβάνεται, δηλαδή, υπόψη ένα σημαντικό χαρακτηριστικό της ΗΕ που είναι η στιγμιαία ισχύς του φορτίου του καταναλωτή. Η παραμικρή αύξηση των αιχμών του φορτίου ενός δικτύου επιφέρει αυξημένα κόστη

στη πλευρά της προσφοράς ΗΕ, τα οποία μετακυλίνουν στους καταναλωτές. Η επιβάρυνση των καταναλωτών είναι δυσανάλογη, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το πότε γίνεται η κατανάλωση ΗΕ. Εξαιρέση αποτελεί ο διαχωρισμός σε ημερήσιο και νυχτερινό τιμολόγιο. Συνεπώς, δεν υπάρχει η δυνατότητα ευέλικτης και δυναμικής τιμολόγησης προσαρμοσμένης κατά περίπτωση στις ανάγκες της αγοράς ΗΕ και των καταναλωτών της. Χωρίς τη δυνατότητα ευέλικτης και δυναμικής τιμολόγησης δεν μπορεί να υπάρξει κινητροδότηση προς τους χρήστες για αλλαγή της συμπεριφοράς κατανάλωσης ΗΕ. Ως εκ τούτου, καθίσταται ιδιαίτερα δύσκολη η εφαρμογή πολιτικών διαχείρισης φορτίου (load management) και εξοικονόμησης ενέργειας (energy efficiency) από τους προμηθευτές ΗΕ όπως:

- η μετατόπιση φορτίου εκτός των ωρών αιχμής (load shifting)
- η εξομάλυνση των αιχμών του φορτίου (peak shaving)
- η απόκριση της ζήτησης (D-R).

Επιπλέον, ο σημερινός τρόπος καταγραφής των μετρήσεων κατανάλωσης ΗΕ δεν εξαλείφει το ενδεχόμενο σημαντικών αποκλίσεων από την πραγματική κατανάλωση είτε λόγω μη ορθής λειτουργίας του αναλογικού μετρητή είτε λόγω ανθρώπινου λάθους στην καταγραφή των ενδείξεων. Επιπλέον, σημαντικές αποκλίσεις ενδέχεται να εμφανίζονται και στους προκαταβολικούς λογαριασμούς οι οποίοι δεν υπολογίζονται βάσει της πραγματικής κατανάλωσης αλλά κατόπιν στατιστικής επεξεργασίας των προηγούμενων εκκαθαριστικών λογαριασμών.

Στην αντιμετώπιση των ανωτέρω προβλημάτων θα συμβάλει αποφασιστικά η εγκατάσταση των έξυπνων μετρητών. Με τα νέα μετρητικά συστήματα, η καταγραφή και συλλογή των δεδομένων γίνεται ακριβέστερη, ασφαλέστερη και αυτοματοποιημένη, με άμεσο αντίκτυπο στην αμεσότητα, την ακρίβεια και την ευελιξία της τιμολόγησης, όπως θα αναλυθεί στη συνέχεια.

3 Μελλοντικές προκλήσεις και ενεργειακές πολιτικές

3.1 Κλιματική αλλαγή και προκλήσεις περιορισμού των αερίων του θερμοκηπίου: το Πρωτόκολλο Κιότο

Η ανθρώπινη δραστηριότητα συμβάλλει στην κλιματική αλλαγή μέσω των αλλαγών που προκαλεί στην ατμόσφαιρα της γης, και συγκεκριμένα στις ποσότητες των αερίων του θερμοκηπίου και των αερολυμάτων (aerosols). Η καύση στερεών καυσίμων, η οποία απελευθερώνει διοξείδιο του άνθρακα CO₂ στην ατμόσφαιρα, αποτελεί τον πιο σημαντικό επιβαρυντικό παράγοντα. Τα αέρια του θερμοκηπίου και τα αερολύματα επηρεάζουν το κλίμα τροποποιώντας την εισερχόμενη ηλιακή ακτινοβολία και την εξερχόμενη θερμική ακτινοβολία, οι οποίες είναι μέρος του ενεργειακού ισοζυγίου της γης. Η μεταβολή της ποσότητας ή των ιδιοτήτων αυτών των αερίων και σωματιδίων μπορεί να οδηγήσει σε μια θέρμανση ή ψύξη του κλιματικού συστήματος. Η σταθεροποίηση της συγκέντρωσης του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα απαιτεί τη μείωση των εκπομπών αυτού σε επίπεδο αρκετά χαμηλότερο από αυτό που εκπέμπεται σήμερα.

Τα κράτη μέλη της διεθνούς κοινότητας για να αντιμετωπίσουν το παραπάνω φαινόμενο έφθασαν στην υπογραφή του Πρωτοκόλλου του Κιότο, που προβλέπει μια σειρά από μέτρα που πρέπει να ληφθούν για την αντιμετώπιση της παγκόσμιας απειλής της κλιματικής αλλαγής. Η ΕΕ με τη σειρά της, έχοντας θέσει την προστασία του κλίματος ως πρωταρχικό της στόχο, στα πλαίσια μίας κλιμακούμενης ανάπτυξης και προόδου και δεσμευμένη από το Πρωτόκολλο του Κιότο, έλαβε μια σειρά από πολιτικά και νομικά μέτρα με σημαντικότερο από αυτά τη δημιουργία του Ευρωπαϊκού Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου.

Συγκεκριμένα η παγκόσμια κοινότητα δεσμεύτηκε να σταθεροποιήσει τις εκπομπές CO₂ στα επίπεδα του 1990 και μέσω του Πρωτοκόλλου του Κιότο να μειώσει τις εκπομπές αερίων που συμβάλλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου κατά 5,2% έως την περίοδο 2008-2012 σε σχέση με τις εκπομπές του 1990. Αντίστοιχα η ΕΕ όφειλε να μειώσει τις εκπομπές ρύπων κατά 8% σε σχέση με τα επίπεδα του έτους βάσης.

Ως προς την εξέλιξη των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τους στόχους του Πρωτοκόλλου του Κιότο, αξίζει να σημειωθεί ότι τα περισσότερα κράτη-μέλη της ΕΕ-15 βρίσκονται εντός του στόχου που έχει τεθεί για καθένα από αυτά. Από τις παλαιές χώρες-μέλη, οκτώ (μεταξύ τους και η Ελλάδα) έχουν ήδη υπερκαλύψει τους στόχους τους βάσει του Κιότο, ενώ επτά απέχουν ακόμη. Για την Ελλάδα, ο στόχος του Πρωτοκόλλου του Κιότο είναι να περιορίσει στο 25% την αύξηση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου μεταξύ του έτους βάσης και της περιόδου 2008-2012. Το 2011, το επίπεδο των εκπομπών ήταν μόνο κατά 7,5% υψηλότερο από ό,τι το έτος βάσης (δηλαδή εντός του στόχου), εξέλιξη που εν μέρει αντανακλά και την υποχώρηση της οικονομικής δραστηριότητας, ενώ το 2012 αυξήθηκε βάσει προσωρινών εκτιμήσεων κατά 1,2%, παραμένοντας εντός στόχου.

Στοιχεία 2011							
Χώρες	1990	Πρωτόκολλο Κιότο (έτος βάσης*)	2011	Μεταβολή 2010-2011	Μεταβολή 1990-2011	Μεταβολή έτους βάσης - 2011	Στόχοι Κιότο 2008-2012
	σε εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου CO ₂			εκατοστιαίες μεταβολές			
Ελλάδα	104,6	107	115	-1,9	10	7,5	25
ΕΕ-15	4.254,5	4.265,50	3.630,7	-4,2	-14,70	-14,90	-8

Πίνακας 3. 1 Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και στόχοι του Πρωτοκόλλου του Κιότο [30]

* Για τα αέρια CO₂, CH₄, N₂O το σύνολο των χωρών-μελών επέλεξε ως έτος βάσης το 1990. Για τα αέρια HFC, PFC, SF₆ 12 χώρες-μέλη επέλεξαν το 1995 ως έτος βάσης, ενώ η Αυστρία, η Γαλλία και η Ιταλία επέλεξαν το 1990

Σχετικά με την προέλευση των εκπομπών αερίων οι δραστηριότητες που έχουν σχέση με την ενέργεια αποτελούν τη μεγαλύτερη πηγή αερίων του θερμοκηπίου, με ποσοστό 79% το 2011 για την ΕΕ-27 (3.614 εκατ. τόνοι ισοδυνάμου CO₂). Δεύτερη σε σπουδαιότητα πηγή αερίων του θερμοκηπίου, μετά την ενέργεια, είναι η γεωργία με μερίδιο 10% (461 εκατ. τόνοι ισοδυνάμου CO₂), ενώ ακολουθούν οι βιομηχανικές διεργασίες και τα απόβλητα, με μερίδια 7% και 3% (332 και 133 εκατ. τόνοι ισοδυνάμου CO₂ αντίστοιχα). [30]

Για τον υπολογισμό των εκπομπών CO₂ από τη βιομηχανία ΗΕ βασιζόμαστε σε δύο βασικές προσεγγίσεις:

- Στις άμεσες εκπομπές CO₂ που παράγονται από την χρήση καυσίμων υψηλής περιεκτικότητας σε άνθρακα με σκοπό την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Στις έμμεσες εκπομπές CO₂, που συμπεριλαμβάνουν κάθε προσπάθεια που γίνεται για να λειτουργήσει τελικά ο σταθμός παραγωγής (παρασκευή μηχανημάτων και εγκατάσταση εξοπλισμού). Ακόμα και οι ενέργειες κατεδάφισης, απόσυρσης, ανακύκλωσης κλπ. λαμβάνονται υπόψη, δεδομένου ότι μπορεί να είναι σημαντικές, ειδικά για τις πυρηνικές εγκαταστάσεις.

Το ακριβές ποσό των εκπομπών ενός σταθμού παραγωγής (σε gCO₂/kWh ΗΕ που αποδίδεται στο δίκτυο) εξαρτάται τελικά από τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται και από το συνολικό βαθμό απόδοσης του σταθμού. Το σημείο λειτουργίας, οι καιρικές συνθήκες και ειδικά η εξωτερική θερμοκρασία καθορίζουν σε ένα μεγάλο βαθμό την απόδοση του σταθμού παραγωγής. Ένα σημαντικό μέρος της απόδοσης εξαρτάται επίσης από τις ενεργειακές ανάγκες του σταθμού για τη λειτουργία του (ιδιοκατανάλωση) και για την επεξεργασία του καυσίμου. Για παράδειγμα, σταθμοί παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιούν λιγνίτη ή τύρφη απαιτούν ένα σημαντικό ποσό ενέργειας για να αφαιρεθεί η υγρασία από το καύσιμο.

Στον Πίνακα 2.2 παρουσιάζονται τιμές των εκπομπών ανά kWh οι οποίες προκύπτουν είτε από μετρήσεις είτε από εκτιμήσεις, για διαφορετικά καύσιμα και τεχνολογίες.

Καύσιμο/ Τεχνολογία	Εκπομπές CO ₂ (gCO ₂ /kWh)
Λιγνίτης	1050
Φυσικό Αέριο (Ανοικτού Κύκλου)	443
Αργό Πετρέλαιο	778

Πίνακας 3. 2 Εκπομπές CO₂ για σταθμούς παραγωγής διαφορετικών τεχνολογιών και καυσίμων. Οι τιμές ισχύουν για ονομαστική φόρτιση [31]

3.2 Προκλήσεις της Ευρωπαϊκής και εγχώριας ενεργειακής πολιτικής

Χαρακτηριστικό στοιχείο της ενεργειακής πολιτικής παγκοσμίως, ιδιαίτερα κατά τη διάρκεια των δύο τελευταίων δεκαετιών, αποτελεί η τάση συρρίκνωσης των εθνικών πολιτικών. Η βαθμιαία απελευθέρωση και ευρύτερη ενοποίηση περιφερειακών και εθνικών αγορών ενέργειας είναι στόχοι που βρίσκουν κοινή αποδοχή ενώ ταυτόχρονα επιβάλλουν κοινούς κανόνες λειτουργίας.

Αντίστοιχο είναι το πλαίσιο διαμόρφωσης της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής, όπου οι βασικοί άξονες αποσκοπούν στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, στο μετριασμό της κλιματικής αλλαγής και στην εξασφάλιση της ανταγωνιστικότητας.

Κύρια κατεύθυνση της νέας Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Στρατηγικής, όπως διαμορφώνεται σήμερα, είναι ο «εξευρωπαϊσμός» και η ενοποίηση της ενεργειακής πολιτικής μέσω της αντιμετώπισης σημαντικών προκλήσεων, όπως :

- Η Ενεργειακή Ασφάλεια

Οι εισαγωγές της Ε.Ε. αυξάνονται σταθερά, ενώ η παραγωγή πετρελαίου και φυσικού αερίου μειώνεται συνεχώς.

- *Η Κλιματική αλλαγή*
Οι χαμηλών εκπομπών άνθρακα ενεργειακές πηγές και τεχνολογίες εξελίσσονται με αργό ρυθμό.
- *Οι Τιμές ενέργειας*
Οι τιμές ενέργειας παρουσιάζουν διακυμάνσεις και επηρεάζονται από την οικονομική αβεβαιότητα, τις τεχνολογικές εξελίξεις και την πολιτική αστάθεια.
- *Οι Διεθνείς εξελίξεις*
Οι αναπτυσσόμενες χώρες απορροφούν όλο και μεγαλύτερο ποσοστό των παγκόσμιων αποθεμάτων σε ορυκτά καύσιμα.

αλλά και δύο νέων συνιστωσών που αφορούν τις:

- *Οικονομικές Εξελίξεις*
Η χρηματοοικονομική κρίση και τα προβλήματα των ευρωπαϊκών οικονομιών θέτουν σε κίνδυνο νέες επενδύσεις και τεχνολογικές αγορές, όπου και θα πρέπει να παρακολουθούνται οι επιπτώσεις ώστε να λαμβάνονται έγκαιρα διορθωτικά/αντισταθμιστικά μέτρα.
- *Επενδύσεις σε Υποδομές*
Οι ανάγκες σε νέα δίκτυα, ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, που απαιτούν τεράστιες επενδύσεις με κρίσιμο το ερώτημα ποιος αναλαμβάνει το κόστος για αυτές.

Οι προκλήσεις για την Ελληνική ενεργειακή πολιτική συνάδουν σε πολύ μεγάλο βαθμό με εκείνες της Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής, με τους παρακάτω τομείς να παρουσιάζουν εγχώριες ιδιαιτερότητες:

- *ασφάλεια ενεργειακού ανεφοδιασμού*
Από τους σημαντικότερους παράγοντες για τη διασφάλιση του ενεργειακού ανεφοδιασμού αποτελεί η μέγιστη δυνατή σταδιακή απεξάρτησης από εισαγωγές πετρελαίου. Η αντικατάσταση του πετρελαίου με ΦΑ και ΑΠΕ κρίνεται απαραίτητη και για το σκοπό αυτό απαιτείται σχεδιασμός για κατασκευή αποθηκευτικών χώρων και αγωγών μεταφοράς καυσίμου (κυρίως υδροποιημένο ΦΑ - LNG). Παράλληλα, η ολοκλήρωση των μελετών για τις εγχώριες πηγές υδρογονανθράκων αποτελεί προτεραιότητα, καθώς θα μειωθεί σημαντικά η εξάρτηση από το πετρέλαιο μέσω των εγχώριων αποθεμάτων. Ο Ν4001/2011 προωθεί και ρυθμίζει θέματα αναζήτησης, έρευνας και εκμετάλλευσης των υδρογονανθράκων της χώρας. Ταυτόχρονα, στόχος της χώρας αποτελεί και η ενίσχυση των ηλεκτρικών δικτύων τόσο στο εσωτερικό της χώρας όσο και με τις διεθνείς διασυνδέσεις, ώστε να γίνει ευκολότερη η μετάβαση προς τα έξυπνα δίκτυα που συμβάλουν και στην περαιτέρω ανάπτυξη συστημάτων διεσπαρμένης παραγωγής από ΑΠΕ. Τα ΕΗΔ αναμένεται να συμβάλουν σημαντικά στον προγραμματισμό της ζήτησης με την παραγωγή ΗΕ.
- *εξοικονόμηση ενέργειας στην τελική χρήση*
Βασική πρόκληση και στόχο αποτελεί η υλοποίηση μέτρων και δράσεων για την ουσιαστική εξοικονόμηση ενέργειας μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης και της αλλαγής της ενεργειακής συμπεριφοράς των καταναλωτών.

Ιδιαίτερη έμφαση πρέπει να δοθεί και στον τομέα των μεταφορών με τη βελτίωση και τον εκσυγχρονισμό των υποδομών και των οχημάτων καθώς και με την αύξηση της συμμετοχής των ΜΜΜ στις μεταφορικές επιβατών και εμπορευμάτων. Ο εξηλεκτρισμός των οχημάτων αναμένεται να συμβάλει σημαντικά προς την κατεύθυνση αυτή.

Επίσης, ο κτηριακός τομέας εμφανίζει σημαντικά περιθώρια εξοικονόμησης ενέργειας. Μέσω της ενεργειακής αναβάθμισης των υφιστάμενων κτηρίων αλλά και της κατασκευής νέων κτηρίων με πολύ χαμηλό ενεργειακό αποτύπωμα, ο κτηριακός τομέας αναμένεται να επιφέρει σημαντικά αποτελέσματα ενεργειακής αποδοτικότητας.

- *βιώσιμη ανάπτυξη*

Κύρια πρόκληση για την εθνική ενεργειακή στρατηγική θα αποτελέσει η αξιοποίηση της διάδοσης νέων τεχνολογιών στους τομείς της ζήτησης και προσφοράς ενέργειας με σκοπό την ενίσχυση της εγχώριας επιχειρηματικότητας και της απασχόλησης. Σε αυτή την κατεύθυνση μπορεί να αυξηθεί η εγχώρια προστιθέμενη αξία των τεχνολογιών ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας, μέσω της ανάπτυξης και συντήρησης ανταγωνιστικής εθνικής βιομηχανίας ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας (βιομηχανία δομικών υλικών, συστημάτων διαχείρισης της ενέργειας, καθώς και θερμικών ηλιακών, γεωθερμικών και συστημάτων βιομάζας). Επιπλέον, η ήδη δρομολογημένη ένταξη της χώρας στα μεγάλα διεθνή δίκτυα πρόκειται να ενδυναμώσει το γεωστρατηγικό της ρόλο στον ενεργειακό χάρτη της ευρύτερης περιοχής και της Ευρώπης, συμβάλλοντας στην ενδυνάμωση και ανάπτυξη της εθνικής οικονομίας.

- *λειτουργία της εσωτερικής αγοράς ενέργειας.*

Κύρια πρόκληση αποτελεί η αξιόπιστη, προσιτή και επαρκής παροχή ΗΕ και ενεργειακών υπηρεσιών σε κάθε καταναλωτή. Ενισχύεται ο ρόλος του καταναλωτή ΗΕ με την ενεργή συμμετοχή του στην αγορά ηλεκτρισμού. Η απελευθέρωση των αγορών ΗΕ και ΦΑ έχει ήδη υλοποιηθεί τυπικά σε μεγάλο βαθμό και απομένει να εξασφαλιστεί το περαιτέρω άνοιγμα της αγοράς με την είσοδο νέων εταιρειών προμήθειας ΗΕ. Στόχος είναι να επιτευχθούν κατά το δυνατόν πιο ανταγωνιστικές τιμές και κόστος ΗΕ, να ενισχυθεί ο ανταγωνισμός περιορίζοντας φαινόμενα μονοπωλιακού χαρακτήρα και στρεβλώσεων της αγοράς.

3.2.1 Ευρωπαϊκή πολιτική “20-20-20”

Επίκεντρο της νέας Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής και κύριος στρατηγικός ενεργειακός στόχος είναι η δέσμευση ότι η ΕΕ θα πρέπει να μειώσει τις εκπομπές των αερίων θερμοκηπίου κατά 20% μέχρι το 2020, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Ο στρατηγικός στόχος και τα συγκεκριμένα μέτρα για την υλοποίησή του, που περιγράφονται στο Σχέδιο Δράσης, αποτελούν και τον πυρήνα της νέας ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής.

Τα δέκα μέτρα που Ευρωπαϊκού Σχεδίου Δράσης για την Ενέργεια [31] είναι τα εξής:

- Καλύτερη λειτουργία της Εσωτερικής Αγοράς Ενέργειας.

- Διευκόλυνση των κρατών-μελών για ανάπτυξη αλληλεγγύης στην περίπτωση ενεργειακών κρίσεων ώστε να εξασφαλίζεται η ασφαλής τροφοδοσία με πετρέλαιο, φυσικό αέριο και ηλεκτρική ενέργεια.
- Βελτίωση του Κοινοτικού Μηχανισμού Εμπορίας Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου ώστε να μετατραπεί σε πραγματικό καταλύτη για τη μείωση εκπομπών CO₂ και τις επενδύσεις για καθαρή ενέργεια.
- Ανάπτυξη προγράμματος εξοικονόμησης ενέργειας σε Ευρωπαϊκό, εθνικό και διεθνές επίπεδο
- Αύξηση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας
- Ανάπτυξη Στρατηγικής για την Ενεργειακή Τεχνολογία.
- Ανάπτυξη τεχνολογιών μετατροπής ορυκτών καυσίμων με χαμηλές εκπομπές CO₂
- Ανάπτυξη θεμάτων ασφάλειας και προστασίας από την χρήση της πυρηνικής ενέργειας.
- Συμφωνία για μια διεθνή ενεργειακή πολιτική με κοινούς στόχους όπου θα ακολουθήσουν όλα τα κράτη μέλη
- Βελτίωση της κατανόησης των ενεργειακών θεμάτων από τους Ευρωπαίους πολίτες-καταναλωτές

Ειδικότερα, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει ήδη θεσπίσει δεσμευτικό πακέτο μέτρων και στόχων για το 2020 (Climate and Energy Package-CEP), στο οποίο περιλαμβάνεται ο μηχανισμός της εμπορίας αδειών εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα (ETS) από υπόχρεες εγκαταστάσεις (ηλεκτροπαραγωγή, μεγάλες βιομηχανίες και από το 2012 αεροπορικές μεταφορές), οι στόχοι κατά Κράτος Μέλος για μείωση των εκπομπών στους τομείς εκτός ETS καθώς και οι στόχοι για αύξηση του μεριδίου των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας που έχουν εξειδικευθεί κατά Κράτος Μέλος.

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

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

Τα παραπάνω αποτελούν τον ευρωπαϊκό στόχο “20-20-20” μέχρι το 2020.

3.2.2 Εθνικός ενεργειακός σχεδιασμός “20-20-20”

Η εξέλιξη του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος τις επόμενες δεκαετίες, θα έχει ως βασικούς άξονες κατεύθυνσης την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού, τη διασφάλιση της καλής λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς ενέργειας, τη βέλτιστη αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενέργειας, την προώθηση των τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, την ταχεία υιοθέτηση τεχνολογικών εφαρμογών που συνεισφέρουν στην εξοικονόμηση ενέργειας αλλά και στη διαχείριση της ζήτησής της, καθώς και την επίτευξη δραστικής μείωσης των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου από τις ανθρωπογενείς καταναλώσεις ενέργειας.

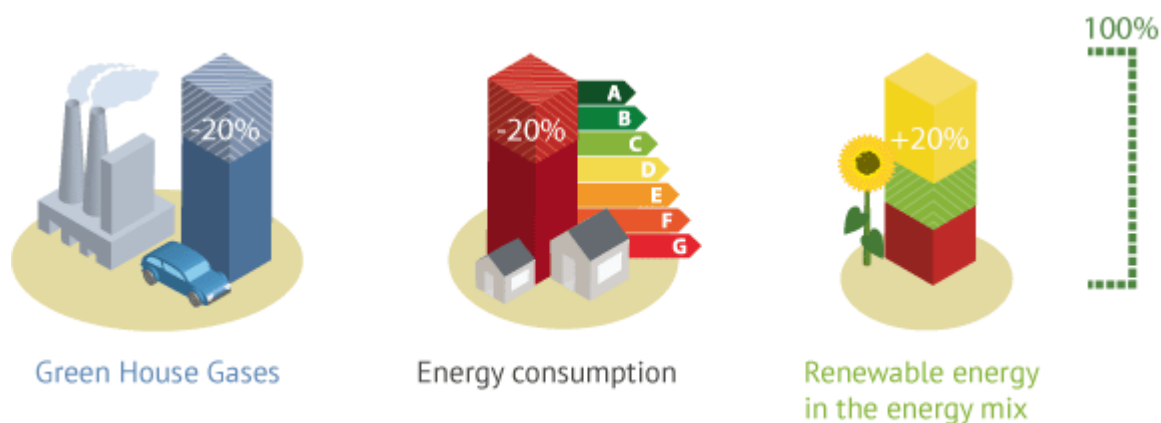
Στο πλαίσιο αυτό, το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ που παρουσιάστηκε το καλοκαίρι του 2010 και έχει ως στόχο την επίτευξη συγκεκριμένων στόχων για τη διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη

τελική κατανάλωση, θέτει συνολικά και τις βάσεις και την πορεία εξέλιξης του ενεργειακού τομέα μέχρι το 2020 [32].

Οι κεντρικοί εθνικοί ενεργειακοί στόχοι προβλέπουν:

- 20% μείωση στις εκπομπές CO₂
- βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και επίτευξη εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας κατά 20% (Οδηγία 2009/28/ΕΚ)
- 18% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση. Ειδικά για την Ελλάδα, ο στόχος για τις εκπομπές αερίων ρύπων του θερμοκηπίου είναι μείωση κατά 4% στους τομείς εκτός εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005. Η Ελληνική κυβέρνηση στο πλαίσιο υιοθέτησης συγκεκριμένων αναπτυξιακών και περιβαλλοντικών πολιτικών, με το Ν. 3851/2010 προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%. Συγκεκριμένα ο στόχος αυτός εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε θέρμανση και ψύξη και 10% στις μεταφορές.

Συνοπτικά ο εθνικός σχεδιασμός για την επίτευξη του στόχου <<20-20-20>> όπως θεσμοθετήθηκε από το ΥΠΕΚΑ και σύμφωνα με τις ευρωπαϊκές οδηγίες παρουσιάζονται στο σχήμα 2.7.



Σχήμα 3. 1 Εθνικός σχεδιασμός "20-20-20" μέχρι το 2020

Για την επίτευξη των ανωτέρω στόχων που αφορούν στο ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, απαιτείται η συνδυαστική εφαρμογή σημαντικών μέτρων που σχετίζονται κυρίως με την επέκταση και αναβάθμιση του ηλεκτρικού ΔΜ, την ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής και την ανάπτυξη μεγάλων έργων ΑΠΕ.

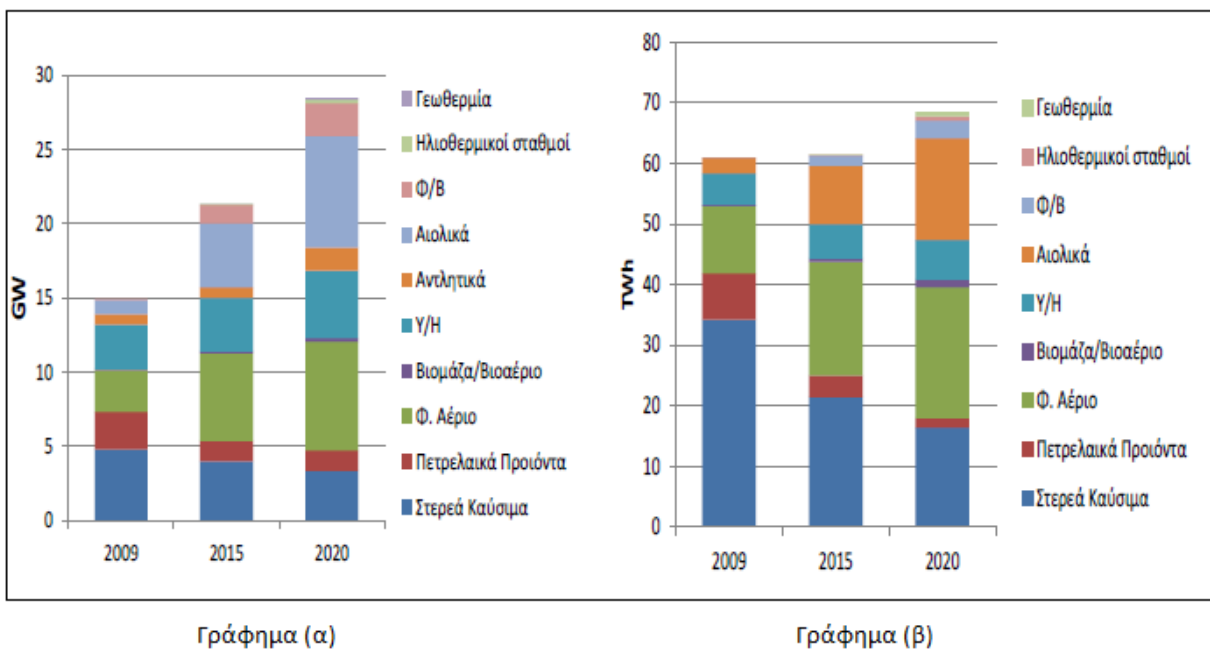
Αντίστοιχα, για την επίτευξη της συμμετοχής ΑΠΕ σε θέρμανση, ψύξη και μεταφορές χρειάζεται η εφαρμογή των θεσμικών αλλαγών που δρομολογούνται ή έχουν ήδη υλοποιηθεί, για την επίτευξη εξοικονόμησης ΗΕ μέσω ενεργειακής αποδοτικότητας και ορθολογικής χρήσης την ΗΕ σε όλους τους τομείς κατανάλωσης.

Σύμφωνα με τον ΥΠΕΚΑ, η μελέτη του οδικού χάρτη ανάπτυξης των τεχνολογιών ΑΠΕ πραγματοποιήθηκε με τη χρήση ενεργειακών μοντέλων ανάλυσης. Τα σενάρια που μελετήθηκαν χωρίζονται σε δύο βασικές κατηγορίες [25].

- Σενάρια αναφοράς, όπου γίνεται η υπόθεση ότι το ενεργειακό σύστημα εξελίσσεται με βάση τις ήδη δρομολογημένες πολιτικές και
- σενάρια όπου θεωρήθηκε η επιτυχής υλοποίηση των στόχων της Ευρωπαϊκής Πολιτικής για την Ελλάδα και στα οποία προσδιορίστηκαν και αξιολογήθηκαν τα εναλλακτικά μέτρα ενεργειακής πολιτικής με τα οποία μπορούν να επιτευχθούν οι Εθνικοί-Ευρωπαϊκοί στόχοι.

Βασικές παράμετροι που έλαβε υπόψιν η μελέτη του ΥΠΕΚΑ για τον εθνικό ενεργειακό σχεδιασμό είναι η εξέλιξη της οικονομικής δραστηριότητας στη χώρα, η εξέλιξη των διεθνών τιμών καυσίμων, τα εναλλακτικά επίπεδα χρήσης των συμβατικών καυσίμων, η επίδραση των τιμών των τεχνολογιών ΑΠΕ στη διείσδυσή τους, η επίδραση των διασυνδέσεων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και της ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Έτσι, οι εθνικοί στόχοι για το 2020, σε πρώτη εκτίμηση αναμένεται να ικανοποιηθούν για τη μεν ηλεκτροπαραγωγή με την ανάπτυξη περίπου 13,3GW από ΑΠΕ (από 4,2GW σήμερα), όπου συμμετέχει το σύνολο των τεχνολογιών ΑΠΕ με προεξέχουσες σε επίπεδο εγκατεστημένης ισχύος τα αιολικά πάρκα με 7,5GW, τα υδροηλεκτρικά με 3GW και τα φωτοβολταϊκά με περίπου 2,5GW. Αξιοσημείωτη είναι ωστόσο και η σταδιακή εμφάνιση νέων τεχνολογιών ΑΠΕ στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής (γεωθερμία, ηλιοθερμικοί σταθμοί), οι οποίες αναμένεται σε μακροπρόθεσμο επίπεδο να έχουν ολοένα και πιο μεγάλο μερίδιο συμμετοχής.



Σχήμα 3. 2 Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος Η/Π ανά καύσιμο για επίτευξη των εθνικών στόχων ως το 2020 Γράφημα (α), εξέλιξη της παραγωγής ΗΕ ανά καύσιμο για την επίτευξη των εθνικών στόχων έως το 2020 Γράφημα (β) [25]

3.2.3 Σχέδια Δράσης Ενεργειακής Αποδοτικότητας - ΣΔΕΑ

Τα ΣΔΕΑ περιγράφουν τις δράσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά την τελική χρήση, με την εφαρμογή συντονισμένων δράσεων και μέτρων (τεχνολογικών, οικονομικών, θεσμικών κ.α.) για την επίτευξη του στόχου εξοικονόμησης ενέργειας το 2016 (9%). Τα ΣΔΕΑ είναι απαιτούμενα

παραδοτέα σύμφωνα με το άρθρο 14 (2) της Οδηγίας 2006/32/ΕΚ “Μέτρα για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά τη τελική χρήση, ενεργειακές υπηρεσίες και άλλες διατάξεις”, υποχρεωτικά για όλα τα Κράτη-Μέλη της ΕΕ και εκπονούνται ανά τρία χρόνια (2008, 2011, 2014).

1^ο ΣΔΕΑ - 2008

Η Ελλάδα έχει ήδη καταρτίσει το 1^ο Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής. Οι κύριες δράσεις και μέτρα που δρομολογήθηκαν από το 2007 και μετά, στο πλαίσιο επίτευξης του στόχου εξοικονόμησης ενέργειας σε ποσοστό 9% στην τελική χρήση μέχρι το 2016, ήταν σε εθνικό επίπεδο και αφορούσαν κύρια στην ανάπτυξη του θεσμικού και κανονιστικού πλαισίου, ώστε να υιοθετηθούν πολιτικές, υποχρεώσεις και στρατηγικές σε όλους τους τομείς τελικής κατανάλωσης, στο πλαίσιο βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης. Ειδικότερα αναπτύχθηκε ένα ολοκληρωμένο θεσμικό πλαίσιο για την ενεργειακή απόδοση και πιστοποίηση των κτιριακών εγκαταστάσεων, τις τεχνικές προδιαγραφές των νέων κτιρίων, τις υποχρεώσεις του δημόσιου τομέα, των παρόχων ΗΕ, καθώς και του μηχανισμού που θα παρακολουθεί και θα αξιολογεί την πρόοδο επίτευξης του εθνικού στόχου [33].

Συγκεκριμένα, με τον Νόμο 3855/2010, ο οποίος προστίθεται και στον πρόσφατο κανονισμό που αφορά την ενεργειακή συμπεριφορά των κτιρίων-ΚΕΝΑΚ, προχωρά στην ανάπτυξη μηχανισμών της αγοράς και εφαρμογής συγκεκριμένων μέτρων και πολιτικών που αποσκοπούν στην επίτευξη του συγκεκριμένου εθνικού στόχου για εξοικονόμηση ενέργειας.

2^ο ΣΔΕΑ -2011

Περιλαμβάνει εκτενή αποτίμηση της εξοικονόμησης ενέργειας που έχει επιτευχθεί με την εφαρμογή μέτρων βελτίωσης ενεργειακής απόδοσης με άμεση αναφορά στο 1^ο ΣΔΕΑ που παρουσιάστηκε το 2008. Επίσης, παρουσιάζει την πορεία εκπλήρωσης του ενδιάμεσου στόχου για εξοικονόμηση ενέργειας το 2010, βασισμένη σε δεδομένα και εκτιμήσεις και κάνει πρόβλεψη της εξοικονόμησης ενέργειας για το 2016.

Ειδικότερα, το δεύτερο εθνικό ΣΔΕΑ περιγράφει και αξιολογεί το σύνολο των μέτρων δρομολογήθηκαν για να εφαρμοστούν στους τομείς τελικής χρήσης ενέργειας στην Ελλάδα. Τα μέτρα αυτά κατηγοριοποιούνται σε επτά διακριτές ομάδες μέτρων και δράσεων (οριζόντια, διατομεακά, οικιακός, τριτογενής και δημόσιος τομέας, βιομηχανία, μεταφορές) για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και την επίτευξη της εξοικονόμησης ενέργειας. Το ένα τρίτο του συνόλου των μέτρων είναι οριζόντια και διατομεακά. Δηλαδή τα μέτρα και οι δράσεις τους δεν συνδέονται στενά με ένα τομέα ή κλάδο, αλλά είναι απαραίτητα για την υλοποίηση και παρακολούθηση όλων των υποστηρικτικών δράσεων σε όλους τους τομείς.

Τα μέτρα που εγκρίθηκαν και προτείνονται στο 2^ο ΣΔΕΑ συνοψίζονται σε έξι σημεία, λαμβάνοντας υπόψιν την αποτελεσματικότητα και το κόστος [34].

- Βελτίωση των ενεργειακών επιδόσεων
- Βελτίωση της ενεργειακής μετατροπής
- Περιορισμός του ενεργειακού κόστους των μεταφορών
- Χρηματοδότηση, οικονομικά κίνητρα και τιμολόγηση
- Αλλαγή της ενεργειακής συμπεριφοράς
- Προσαρμογή και ανάπτυξη των διεθνών συμπράξεων

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται οι εκτιμήσεις εξοικονόμησης ενέργειας που καταγράφηκαν στο πλαίσιο του 2^{ου} ΣΔΕΑ.

Πρωτογενής Ενέργεια	Πρόβλεψη (TWh)	Στόχος εξοικονόμησης ενέργειας όπως καθορίστηκε στο 1 ^ο ΣΔΕΑ	Επίτευξη στόχων (TWh)
2010		5.10	9.24
2016	23.8	16.46	
2020	33.1		

Πίνακας 3. 3 Εκτιμήσεις εξοικονόμησης ενέργειας 2ου ΣΔΕΑ

Ο ενδιάμεσος στόχος εξοικονόμησης τελικής ενέργειας για το 2010 (5,1 TWh) επιτεύχθηκε, χωρίς όμως να μπορεί να αποδοθεί η εξοικονόμηση ενέργειας σε σημαντικό βαθμό από τη λήψη μέτρων ενεργειακής απόδοσης. Η επίτευξη του ενδιάμεσου στόχου οφείλεται κυρίως στην επίπτωση της οικονομικής ύφεσης στην τελική κατανάλωση ενέργειας, η οποία ειδικά στον οικιακό και βιομηχανικό τομέα είναι εμφανής από το 2009, ενώ στον τομέα των μεταφορών η επίδρασή της εμφανίζεται κυρίως από το 2010 και μετά [34].

Το 3^ο Εθνικό ΣΔΕΑ αναμένεται να δημοσιευτεί εντός του 2014.

3.2.4 Οι κατευθύνσεις του ευρωπαϊκού οδικού χάρτη ανάπτυξης για το 2050

Στις 15 Δεκεμβρίου 2011, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε τον Οδικό Χάρτη για την Ενέργεια με ορίζοντα το 2050, με τον οποίο δεσμεύεται να μειώσει έως το 2050 τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά περισσότερο από 80% (80% - 95%) σε σχέση με τα επίπεδα εκπομπών του 1990, μέσω της απανθρακοποίησης του ενεργειακού τομέα, με ταυτόχρονη εξασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού και της ανταγωνιστικότητας της Ευρωπαϊκής Οικονομίας. Βασικά εργαλεία για την επίτευξη αυτού του στόχου καθίστανται οι ΑΠΕ και η εξοικονόμηση ενέργειας, ενώ το απαιτούμενο κόστος επενδύσεων για την επίτευξη του στόχου προ-κύπτει ότι θα είναι πιθανά και χαμηλότερο από το κόστος που θα επιβαρύνει την Ευρωπαϊκή οικονομία αν δε ληφθούν τα απαραίτητα αυτά μέτρα.

Οι κατευθύνσεις σχεδιασμού συνοψίζονται σε 10 προϋποθέσεις που οφείλουν να ικανοποιούνται για τη μετάβαση σε έναν Ενεργειακό Τομέα Χαμηλών Εκπομπών, σύμφωνα με την ΕΕ.

- Άμεση προτεραιότητα στην επίτευξη των στόχων του 2020, με εφαρμογή όλων των μέτρων που έχουν σχεδιαστεί γι' αυτό.
- Το ενεργειακό σύστημα και η κοινωνία συνολικά θα πρέπει να γίνουν δραστικά περισσότερο ενεργειακά αποδοτικοί.
- Θα πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη έμφαση στη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.
- Η προώθηση της τεχνολογικής καινοτομίας αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για να γίνει δυνατή η εμπορική αξιοποίηση νέων τεχνολογιών.

- Η δέσμευση της Ευρωπαϊκής Ένωσης για μια πλήρως ολοκληρωμένη εσωτερική αγορά μέχρι το 2014.
- Το τελικό κόστος ενέργειας να αντανakλά τα πραγματικά κόστη του ενεργειακού συστήματος. Οι ευάλωτοι καταναλωτές πρέπει σε κάθε περίπτωση να προστατεύονται και να αποφευχθεί η ενεργειακή φτώχεια.
- Η κρισιμότητα της ανάγκης ανάπτυξης νέων ενεργειακών υποδομών και δυνατοτήτων αποθήκευσης να γίνει ευρέως αντιληπτή.
- Η ασφάλεια παραδοσιακών ή νέων μορφών πηγών ενέργειας είναι αδιαπραγμάτευτη και η ΕΕ θα συνεχίσει να αναλαμβάνει διεθνώς πρωτοβουλίες προς την κατεύθυνση αυτή.
- Η συντονισμένη Ευρωπαϊκή δράση στις διεθνείς σχέσεις να αποτελεί κανόνα με ενίσχυση των προσπαθειών για διεθνείς δράσεις για το κλίμα.
- Οι χώρες μέλη και οι επενδυτές χρειάζονται ορόσημα, γι' αυτό είναι απαραίτητη η θέσπιση πολιτικού πλαισίου προς το 2030.

3.2.5 Εθνικός στόχος για το 2050

Με αφετηρία το 1ο Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ, η Εθνική Επιτροπή Ενεργειακής Στρατηγικής του ΥΠΕΚΑ επιμελήθηκε την ανάλυση του Ελληνικού Ενεργειακού Συστήματος με στόχο τη διαμόρφωση του Ενεργειακού Χάρτη Πορείας της Ελλάδας για την περίοδο 2020-2050. Μελετήθηκαν τρία σενάρια ώστε να προσδιορισθούν και να αξιολογηθούν εναλλακτικά μέτρα και πολιτικές για την εκπλήρωση των Εθνικών και των Ευρωπαϊκών στόχων.

- Το Σενάριο «Υφιστάμενων πολιτικών» (ΥΦ) υποθέτει συντηρητική υλοποίηση των πολιτικών για την ενέργεια και το περιβάλλον, προβλέποντας αφενός μέτριο επίπεδο περιορισμού των εκπομπών CO₂ μέχρι το 2050 (40% σε σχέση με το 2005), αφετέρου μέτρια διείσδυση ΑΠΕ και εξοικονόμησης ενέργειας
- Το Σενάριο «Μέτρων Μεγιστοποίησης ΑΠΕ» (ΜΕΑΠ) υποθέτει τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ (στο επίπεδο του 100% στην ηλεκτροπαραγωγή), με στόχο τη μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 60%-70% και ταυτόχρονη σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια και τις μεταφορές
- Το Σενάριο «Περιβαλλοντικών Μέτρων Ελαχίστου Κόστους» (ΠΕΚ) έχει τις ίδιες παραδοχές με το Σενάριο ΜΕΑΠ όσον αφορά τις εκπομπές CO₂ αλλά υπολογίζει το ποσοστό των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή ώστε να εξασφαλιστεί το ελάχιστο επενδυτικό κόστος.

Το πρώτο κρίσιμο συμπέρασμα της ανάλυσης είναι ότι η προοπτική των υφιστάμενων πολιτικών (Σενάριο ΥΦ) οδηγεί σε περιορισμένη μείωση των εκπομπών CO₂ έως το 2050, που δεν συνάδει με τους ευρωπαϊκούς στόχους για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής ούτε αποτελεί την οικονομικότερη εξέλιξη του ενεργειακού τομέα.

Τα σενάρια νέας ενεργειακής πολιτικής (Σενάρια ΜΕΑΠ και ΠΕΚ), στα οποία κυριαρχεί η υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, επιτυγχάνουν μεγάλη μείωση των εκπομπών CO₂ (κατά 60% με 70% σε σχέση με το 2005) με ταυτόχρονη μείωση της εισαγόμενης ενέργειας καθώς και της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας από εισαγωγές ορυκτών καυσίμων.

Είναι αξιοσημείωτο ότι μακροπρόθεσμα το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας δεν παρουσιάζει σημαντική διαφοροποίηση για τα διάφορα σενάρια, εμφανίζοντας ελαφρά μικρότερες τιμές για τα σενάρια μειωμένων εκπομπών. Συγκεκριμένα, ακολουθεί πτωτική τάση μετά το 2030 ενώ η αυξημένη χρήση

των ΑΠΕ και ο περιορισμός της καύσης ορυκτών καυσίμων εξασφαλίζει την περαιτέρω μείωση του κόστους μέχρι το 2050.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της ανάλυσης των παραπάνω σεναρίων η μελλοντική εικόνα του εθνικού ενεργειακού συστήματος συνοψίζεται στα παρακάτω [25]:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70% έως το 2050 ως προς το 2005
- Ποσοστό 85%-100% ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με την αξιοποίηση όλων των εμπορικά ώριμων τεχνολογιών, καθώς και του συνόλου του υφιστάμενου δυναμικού ΑΠΕ, σε όλη την επικράτεια και ειδικότερα την περιοχή του Αιγαίου.
- Συνολική διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 60%-70% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2050
- Σταθεροποίηση της ενεργειακής κατανάλωσης λόγω των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας.
- Σχετική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω εξηλεκτρισμού των μεταφορών και μεγαλύτερης χρήσης αντλιών θερμότητας στον οικιακό και τριτογενή τομέα.
- Σημαντική μείωση της κατανάλωσης πετρελαιοειδών.
- Αύξηση της χρήσης βιοκαυσίμων στο σύνολο των μεταφορών στο επίπεδο του 31% - 34% μέχρι το 2050.
- Κυρίαρχο το μερίδιο του ηλεκτρισμού στις επιβατικές μεταφορές μικρής απόστασης (45%) και σημαντική αύξηση του μεριδίου των μέσων σταθερής τροχιάς.
- Σημαντικά βελτιωμένη ενεργειακή απόδοση για το σύνολο του κτιριακού αποθέματος και μεγάλη διείσδυση των εφαρμογών ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα.
- Ανάπτυξη μονάδων αποκεντρωμένης παραγωγής και έξυπνων δικτύων

Σε κάθε περίπτωση, αυτό που είναι ορατό είναι ότι το εθνικό ενεργειακό σύστημα έχει τη δυνατότητα να διαφοροποιηθεί σημαντικά τα επόμενα χρόνια, εκπληρώνοντας τις δεσμεύσεις της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής και παράλληλα παρέχοντας ασφάλεια στον τελικό καταναλωτή, καθώς τον προστατεύει από την αστάθμητη διακύμανση του κόστους των εισαγόμενων καυσίμων, προσφέροντάς του επιπλέον τις βέλτιστες τεχνολογικές λύσεις και επιλογές ώστε να επιτύχει εξοικονόμηση ενέργειας και τελικά μείωση των συνολικών του ενεργειακών δαπανών.

3.3 Η πρόκληση των ηλεκτρικών οχημάτων (e-Vehicles)

Ο εξηλεκτρισμός του τομέα των μεταφορών αποτελεί ένα φαινόμενο που συμβάλλει στην νέα πραγματικότητα των σύγχρονων ΣΗΕ. Τα ηλεκτροκίνητα τραίνα τείνουν να επικρατήσουν στις ανεπτυγμένες χώρες. Τα ηλεκτροκίνητα μέσα μαζικής μεταφοράς (metro, tram, trolley) ,με τη σειρά τους, παρουσιάζουν αυξανόμενη διείσδυση στο αστικό περιβάλλον. Όμως το πιο δυναμικά αναπτυσσόμενο κομμάτι των ηλεκτροκίνητων μέσων μεταφοράς είναι τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα [35].

Τα ηλεκτρικά οχήματα συνεχίζουν να γίνονται όλο και πιο δημοφιλή όσο οι περιβαλλοντικές ανησυχίες εντείνονται. Αποτελούν ένα σπουδαίο μέσο για να περιοριστεί η εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα και η εκπομπή αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα.

Τα αυτοκίνητα μπορούν λοιπόν να υιοθετήσουν ως λύση καυσίμου την ηλεκτρική ενέργεια. Εντούτοις, η ολοκληρωμένη προσέγγιση της τεχνολογίας σύνδεσης οχημάτων στο ηλεκτρικό δίκτυο (Vehicle to Grid – V2G), απαιτεί μια μη μονομερή θεώρηση του ζητήματος. Τα αυτοκίνητα μπορούν

να λειτουργήσουν όχι μόνο ως καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με τις μετακινήσεις τους αλλά και αμφίδρομα, αποδίδοντας ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο όποτε τους «ζητηθεί». Η διαχείριση αυτής ακριβώς της ζήτησης είναι ένα επίσης σημαντικό ζήτημα αφού σχετίζεται με τη σειρά του με την αντιμετώπιση αιχμών ζήτησης, αυξημένων δηλαδή απαιτήσεων φορτίων προς εξυπηρέτηση, η ικανοποίηση των οποίων δύναται αν μη τι άλλο να χαρακτηρίσει ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεσματικό και αποδοτικό ή όχι [36].

Έτσι, τα ηλεκτρικά οχήματα προσεγγίζονται σε ένα πλαίσιο ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας με το δίκτυο, με τη βέλτιστη διαχείριση των ανταλλασσόμενων ενεργειακών ποσών να αποτελεί και το τελικό ζητούμενο της εφαρμογής της τεχνολογίας, η οποία όμως σε πρώτο στάδιο θα πρέπει να γίνει λειτουργική και ευρέως αποδεκτή. Με τον τρόπο αυτό, θα επιτευχθεί όχι μόνο εξοικονόμηση συμβατικού καυσίμου και προστασία του περιβάλλοντος αλλά και ορθολογική χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας, με τα ηλεκτρικά οχήματα να διαδραματίζουν ένα δυναμικό ρόλο «δούναι και λαβείν», με απώτερο σκοπό την εξυπηρέτηση των αρχικών στόχων της τεχνολογίας V2G, έτσι όπως τους οραματίστηκαν οι εμπνευστές της. Άλλωστε, η ορθολογική χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί επίσης ένα βασικό στοιχείο των καιρών, αφού σε διαφορετική περίπτωση, είτε οι χρήστες δεν εξυπηρετούνται, οπότε το ηλεκτρικό δίκτυο είναι ανεπαρκές, είτε η παραγωγή των αυξημένων απαιτήσεων ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται με τη βοήθεια συμβατικών μεθόδων ηλεκτροπαραγωγής, επιβαρύνοντας έτσι το περιβάλλον σε πρωτογενές επίπεδο.

4 ΤΟ ΕΥΦΥΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΔΙΚΤΥΟ

4.1 Ορισμός

Υπάρχουν πολλοί ορισμοί για τον όρο Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο – Smart Grid, ορισμένοι από τους οποίους επικεντρώνονται στα λειτουργικά χαρακτηριστικά, άλλοι στα τεχνικά και άλλοι στα οφέλη που προκύπτουν από την υλοποίησή του.

- Σύμφωνα με τον ορισμό που δίνεται στην Εφημερίδα της ΕΕ :

“το ΗΕΔ ορίζεται ως το αναβαθμισμένο δίκτυο ΗΕ στο οποίο έχουν προστεθεί αμφίδρομη ψηφιακή επικοινωνία μεταξύ καταναλωτή και προμηθευτή καθώς και έξυπνα συστήματα μέτρησης, παρακολούθησης και ελέγχου των παραμέτρων της ΗΕ.”

- Το Υπουργείο Ενέργειας των ΗΠΑ (U.S. Department of Energy) αναφέρει :

“ως ΗΕΔ ορίζεται το σύνολο των τεχνολογιών που εκσυγχρονίζουν το παραδοσιακό ΣΗΕ. Οι τεχνολογίες αυτές χαρακτηρίζονται από τον απομακρυσμένο έλεγχο, τον αυτοματισμό και την αμφίδρομη επικοινωνία μεταξύ καταναλωτή και παρόχου ΗΕ, με ενσωμάτωση υπολογιστικών συστημάτων. Τα ΗΕΔ εφαρμόζονται σε επίπεδο παραγωγής ΗΕ και φθάνουν μέχρι το επίπεδο καταναλωτή και στόχος τους είναι η αποδοτικότητα και η αξιοπιστία του ηλεκτρικού δικτύου.”

- Τέλος στο Electric Power Research Institute (EPRI) :

“ ο όρος ΗΕΔ αναφέρεται στον εκσυγχρονισμό του ΣΗΕ ώστε να παρακολουθεί, να προστατεύει και αυτόματα να βελτιστοποιεί τη λειτουργία των διασυνδεδεμένων στοιχείων του – από τη συγκεντρωτική και διεσπαρμένη παραγωγή μέσω του δικτύου μεταφοράς και διανομής, μέχρι τους βιομηχανικούς καταναλωτές, τα αυτοματοποιημένα συστήματα διαχείρισης κτιρίων, τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και τους τελικούς καταναλωτές, συμπεριλαμβάνοντας τα ηλεκτρικά οχήματα και τις οικιακές συσκευές.”

Το κοινό χαρακτηριστικό που περιλαμβάνεται σε όλους ορισμούς του ΕΗΔ είναι η ενσωμάτωση τεχνολογιών πληροφορικής και επικοινωνιών στα συστήματα ΗΕ. Ικανή και αναγκαία συνθήκη για το χαρακτηρισμό ενός ΗΔ ως «Ευφυούς» είναι η ύπαρξη ενός πολύ-επίπεδου στρώματος επικοινωνιών (communications layer) παράλληλα με το ενεργειακό στρώμα παραγωγής-μεταφοράς-διανομής και κατανάλωσης ΗΕ (power layer). Η συλλογή, η μεταφορά και η διαχείριση των ψηφιακών δεδομένων που αφορούν το ΗΔ απαιτεί τηλεπικοινωνιακή υποδομή και κέντρα διαχείρισης του μεγάλου όγκου πληροφοριών. Η ύπαρξη αποδοτικής τηλεπικοινωνιακής υποδομής είναι μείζονος σημασίας για την αποδοτική εποπτεία και τον έλεγχο του συστήματος ΗΕ.



Σχήμα 4. 1 Η έννοια του Smart Grid

4.2 Χαρακτηριστικά του Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου

Τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά ενός ΕΗΔ :

- Η αμφίδρομη ροή πληροφορίας περί της ΗΕ καθώς και η διαχείριση της πληροφορίας αυτής σχεδόν σε πραγματικό χρόνο (near-real time).

Στο ΕΗΔ παράγεται διαρκώς σημαντικός όγκος πληροφοριών, άμεσα αξιοποιήσιμος από το διαχειριστή του ΣΜ, το διαχειριστή των ΔΔ, αλλά και τους παραγωγούς, προμηθευτές και καταναλωτές ΗΕ. Παράλληλα, υπάρχει αμφίδρομη ροή πληροφορίας μεταξύ των ανωτέρω φορέων, επιτυγχάνοντας υψηλού επιπέδου εποπτεία και έλεγχο όλων των παραμέτρων της ΗΕ. Σε επίπεδο κατανάλωσης, η διασύνδεση των συσκευών κατανάλωσης με το σύστημα διαχείρισης ενέργειας του καταναλωτή, καθώς και η διασύνδεση του συστήματος αυτού με τον προμηθευτή ΗΕ, επιτρέπει στον καταναλωτή να εποπτεύει την κατανάλωσή του, να επεμβαίνει σε πραγματικό χρόνο και να έχει ενεργή συμμετοχή στο κόστος της ΗΕ που καταναλώνει και στο ενεργειακό του αποτύπωμα. Ταυτόχρονα, η αμφίδρομη ροή αυτή προσφέρει τη δυνατότητα στο διαχειριστή του ΔΔ να διαχειρίζεται τη ζήτηση ΗΕ καθώς πλέον το δίκτυο εφοδιάζεται με ευελιξία και προσαρμοστικότητα.

- *Το ΕΗΔ χαρακτηρίζεται από αυτόματη αποκατάσταση βλαβών και διαθέτει τη δυνατότητα αυτοϊασης (self healing).*

Με τη χρησιμοποίηση εξελιγμένων αισθητήρων (sensors) και ευφυών ηλεκτρικών συσκευών (IED's) περιορίζεται η ανάγκη ανθρώπινης παρέμβασης σε έκτακτες περιπτώσεις όπως εκτεταμένες διακοπές της ΗΕ. Πλέον, το δίκτυο είναι σε θέση να προβλέπει ή να ανιχνεύει σφάλματα και αποκρίνεται να άμεσα. Με την συνεχή παρακολούθηση του ΣΜ και του ΔΔ από τους διαχειριστές και έχοντας επιτύχει την βέλτιστη ανατροφοδότηση της ΗΕ, το ΕΗΔ ανταποκρίνεται καλύτερα στις διακοπές της παροχής ΗΕ με αποτέλεσμα την αύξηση της αξιοπιστίας του.

- *Το ΕΗΔ αξιοποιεί βέλτιστα τον εξοπλισμό του ΣΗΕ*

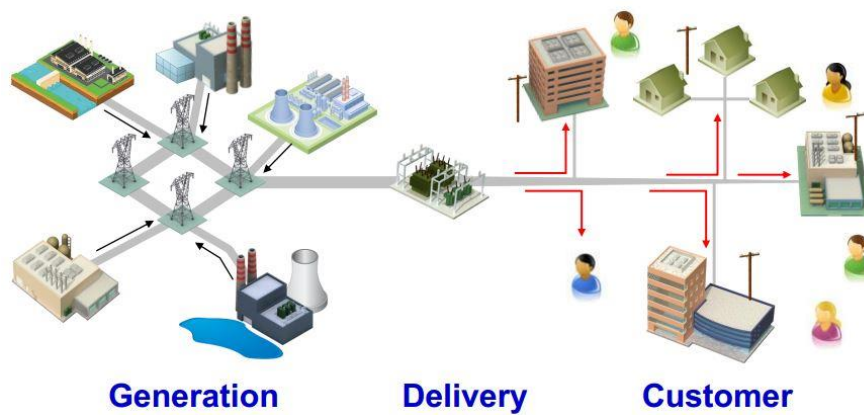
Μετατίθεται η επέκταση του δικτύου που απαιτεί την κατασκευή νέων γραμμών και νέων σταθμών παραγωγής ΗΕ, καθώς το ΕΗΔ βελτιστοποιεί τη ροή ισχύος μέσω των υφιστάμενων εγκαταστάσεων. Η διείσδυση της διεσπαρμένης παραγωγής καθώς και η δυνατότητα μείωσης της μέγιστης ζήτησης της ΗΕ που διευκολύνεται από την επικοινωνία και την ενεργειακή προσαρμογή των καταναλωτών, μειώνει την ανάγκη αύξησης της παραγωγής ΗΕ από τις μεγάλες μονάδες παραγωγής κατά ώρες αιχμής.

- *Το ΕΗΔ χαρακτηρίζεται από υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στο μείγμα παραγωγής ΗΕ*

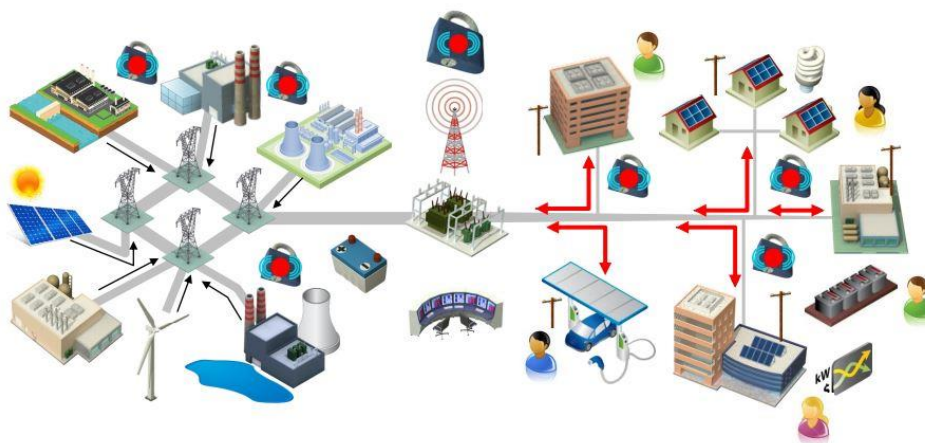
Ο τρόπος λειτουργίας του ΕΗΔ προσφέρει την κάλυψη των αναγκών ΗΕ κατά μεγάλο ποσοστό από ΑΠΕ. Η δυνατότητα της αμφίδρομης ροής της ΗΕ από και προς τα ΔΔ χωρίς κινδύνους για την αξιοπιστία του δικτύου και η δυνατότητα διατήρησης της ευστάθειας που διαθέτουν τα ΕΗΔ, σε συνδυασμό με τη δυνατότητα αποθήκευσης ΗΕ και ελέγχου της ζήτησης, αυξάνουν κατά πολύ το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ.

- *Η ενσωμάτωση έξυπνων μετρητών καθίσταται δυνατή την ευέλικτη τιμολόγηση*

Οι έξυπνοι μετρητές μέσω της συνεχούς μετάδοσης δεδομένων κατανάλωσης σε κατάλληλες πλατφόρμες επικοινωνίες (π.χ. οθόνη συστήματος οικιακής διαχείρισης ενέργειας), παρουσιάζουν σε ένα διαδραστικό περιβάλλον την πραγματική κατανάλωση ΗΕ και το κόστος αυτής. Καταργούν την κατ' εκτίμηση χρέωση και επιβάλλουν την τιμολόγηση επί της πραγματοποιηθείσας κατανάλωσης ΗΕ. Προσφέρεται ακόμα η ευελιξία στο χρήστη να επιλέγει εξατομικευμένα προγράμματα και προμηθευτές με βάση τις οικονομικές τους προσφορές.



Σχήμα 4. 2 Συμβατικό σύστημα ΗΕ



Σχήμα 4. 3 Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο

Τα συγκεντρωτικά χαρακτηριστικά του ΕΗΔ σε αντιπαραβολή με τα χαρακτηριστικά του υπάρχοντος παραδοσιακού ηλεκτρικού δικτύου παρουσιάζονται στον Πίνακα 4.1 . Από τη σύγκριση τους προκύπτουν σημαντικές διαφορές.

Traditional Grid	Smart Grid
Electromechanical devices Ηλεκτρομηχανολογικός εξοπλισμός	Digital/microprocessor devices Ψηφιακός εξοπλισμός
Conventional meters Παραδοσιακοί μετρητές	Smart meters Έξυπνοι μετρητές
One kind of tariff Ενιαίος τρόπος τιμολόγησης ΗΕ	Flexible tariffs Ευέλικτη τιμολόγηση
Estimated billing Κατά προσέγγιση τιμολόγηση	Precise billing Ακριβής τιμολόγηση
Estimated load profile Εκτιμώμενο ενεργειακό προφίλ	Accurate forecasting Ακριβής πρόβλεψη φορτίων
One-way power flow Μονόδρομη ροή ισχύος	Two-ways power flow Αμφίδρομη ροή ισχύος
One-way information flow Μονόδρομη ροή πληροφορίας	Two-ways information flow Αμφίδρομη ροή πληροφορίας
Centralized generation Συγκεντρωτική παραγωγή	Distributed generation Διεσπαρμένη παραγωγή
Congestion and bottlenecks Φαινόμενα συμφόρησης και υπερφόρτωσης	Security and sustainability Ασφάλεια και βιωσιμότητα
Centralized control Συγκεντρωτικός έλεγχος	Optimal maintenance and operation Βέλτιστη συντήρηση και λειτουργία
Radial and loop topology Ακτινική και βροχοειδής τοπολογία	Network topology Τοπολογία δικτύου
Manual restoration Χειροκίνητη αποκατάσταση βλαβών/σφαλμάτων	Self-healing Αυτόματη αποκατάσταση
Limited integration of renewable energies Περιορισμένη διείσδυση ΑΠΕ	Full integration of renewable energies Πλήρης ενσωμάτωση ΑΠΕ
Differing regulatory Διαφορετική λειτουργία δικτύων ανά κράτος	Cross-border trading Διεθνώς διασυνδεδεμένα και συγχρονισμένα δίκτυα
Outdated structure Παρωχημένες υποδομές	Flexible structure Ευέλικτες υποδομές
	Real-time operations Χειρισμοί σε πραγματικό χρόνο
	Active customers participation Ενεργή συμμετοχή των χρηστών ΗΕ
	Monitoring real time status Απεικόνιση σε πραγματικό χρόνο της κατάστασης του δικτύου
	Customers own generation Αυτοπαραγωγή ΗΕ καταναλωτών
	Smart house control Έλεγχος έξυπνης κατοικίας
	Power storage Αποθήκευση ενέργειας

Πίνακας 4. 1 Αντιπαραβολή χαρακτηριστικών του συμβατικού ΣΗΕ με το ΕΗΔ

4.3 Οφέλη του Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου

Συγκεντρωτικά, τα οφέλη της μετάβασης από τα συμβατικά συστήματα ΗΕ στα ΕΗΔ μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε πολλούς τομείς. Τα οφέλη αυτά εντοπίζονται σε όλα τα τμήματα ενός συστήματος ΗΕ (παραγωγή, μεταφορά, διανομή, κατανάλωση, αγορά ΗΕ) και περιγράφονται

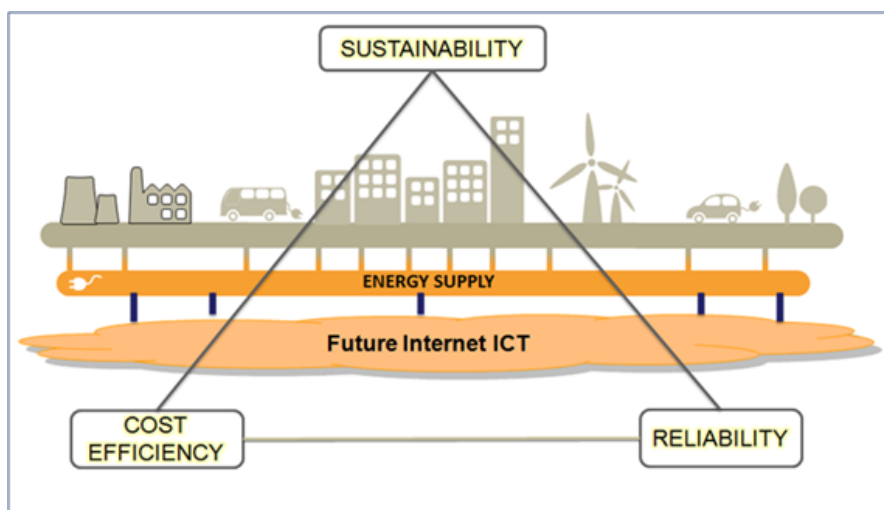
αναλυτικά στα επόμενα κεφάλαια. Οι τομείς που αναμένεται να βελτιωθούν λόγω μετάβασης στο ΕΗΔ είναι:

- Αξιοπιστία (Reliability)
 - ✓ Περιορίζεται ο κίνδυνος γενικής διακοπής (blackout) , ακόμα και στη περίπτωση όπου συμβεί γενική διακοπή ανιχνεύεται και απομονώνεται η διαταραχή με αποτέλεσμα την ταχεία αποκατάσταση του συστήματος. Ουσιαστικά ενισχύεται ο βαθμός της αδιάλειπτης παροχής ΗΕ.
 - ✓ Μείωση διακοπών ΗΕ (outages) και βελτίωση όλων των δεικτών αξιοπιστίας του ηλεκτρικού δικτύου (SAIDI, SAIFI , MAIDI, MAIFI).

- Αποδοτικότητα (efficiency)
 - ✓ Μείωση της απαιτούμενης εγκατεστημένης ισχύος λόγω ενσωμάτωσης μέσων αποθήκευσης ΗΕ.
 - ✓ Μείωση τόσο των απωλειών ΗΕ όσο και της ζήτησης αιχμής στα ΣΜ και ΔΔ μέσω του ελέγχου της ροής ισχύος.
 - ✓ Αύξηση της ικανότητας και δυναμικότητας του δικτύου στη μεταφορά και τη διανομή ΗΕ. Αυτό γίνεται μέσω της βέλτιστης αξιοποίησης των πόρων του υπάρχοντος δικτύου (increased capability) χωρίς την ανάγκη επέκτασής του.
 - ✓ Αποφόρτιση του δικτύου λόγω της μελλοντικής ευρείας ενσωμάτωσης των Ηλεκτρικών Οχημάτων (plug-in Electric Vehicles) που μπορούν να χρησιμοποιηθούν και ως πηγές.

- Ποιότητα Υπηρεσιών (Quality of Service)
 - ✓ Αύξηση της ευστάθειας (Stability) Διατήρηση συχνότητας και τάσης εντός των προκαθορισμένων ορίων και μείωση των διακυμάνσεων. Το όφελος αυτό καθίσταται ακόμα σημαντικότερο καθώς η αύξηση της ενσωμάτωσης των ΑΠΕ στο δίκτυο δημιουργεί διακυμάνσεις στη συχνότητα και την τάση των ΔΔ.
 - ✓ Περιορισμός των αρμονικών παραμορφώσεων (harmonic distortion reduction).

- Περιβαλλοντικά οφέλη – αειφορία (environmental benefits – sustainability)
 - ✓ Μείωση εκπομπών CO₂ και λοιπών αερίων ρύπων .
 - ✓ Εξηλεκτρισμός της ενέργειας στους τομείς θέρμανσης και μεταφοράς.
 - ✓ Αποτροπή νέων επεμβάσεων στα φυσικά οικοσυστήματα που προκαλούνται από την εγκατάσταση νέων μεγάλων μονάδων παραγωγής ΗΕ .



Σχήμα 4. 4 Οι τρεις τομείς – στόχοι του Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου

- Οικονομικά οφέλη (Financial Benefits)
 - ✓ Καλύτερη αξιοποίηση των υφιστάμενων στοιχείων του δικτύου (Improved Asset Utilization), αναβολή νέων επενδύσεων στη παραγωγή ΗΕ και βελτιστοποιημένη λειτουργία των εγκαταστάσεων παραγωγής.
 - ✓ Εξοικονόμηση κεφαλαίων για επενδύσεις σε νέα δίκτυα μεταφοράς και διανομής (T&D capital savings) με αναβολές επενδύσεων σε υποδομές μεταφοράς – διανομής και με μείωση του κόστους βλαβών εξοπλισμού (λόγω μείωσης των βλαβών μειώνεται και το κόστος αποκατάστασης τους).
 - ✓ Περιορισμός της ρευματοκλοπής (Theft Reduction).
 - ✓ Μείωση δαπανών συντήρησης και λειτουργίας εγκαταστάσεων μεταφοράς και διανομής (T&D O&M Savings) μέσω της μείωσης του κόστους συντήρησης, του κόστους λειτουργίας και του κόστους ανάγνωσης και λειτουργίας των μετρητών.

4.4 Τηλεπικοινωνιακά δίκτυα για τη μετάδοση δεδομένων Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου

Λόγω της εξάρτησης του ΕΗΔ από την αξιόπιστη, αποτελεσματική και ασφαλή μετάδοση καθώς και τη διαχείριση δεδομένων, είναι απαραίτητη η ανάπτυξη ολοκληρωμένης τηλεπικοινωνιακής υποδομής. Η ενσωμάτωση των τηλεπικοινωνιών αποτελεί το πρώτο βήμα για τη μετάβαση από τα συμβατικά στα ΕΗΔ.

4.4.1 Αρχιτεκτονική δικτύων επικοινωνίας Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου

Όπως όλα τα τηλεπικοινωνιακά δίκτυα, τα δίκτυα επικοινωνίας του ΕΗΔ, ιεραρχούνται σε τρία βασικά επίπεδα ανάλογα με τη γεωγραφική κάλυψη και τις ανάγκες που εξυπηρετούν.

4.4.1.1 Home Area Network – HAN

Στο χαμηλότερο επίπεδο επικοινωνίας στις εφαρμογές ΕΗΔ, τα HANs αναφέρονται στα δίκτυα εντός οικίας που συνδέουν ενεργειακές συσκευές. Επιτρέπουν την παρακολούθηση και τον έλεγχο της κατανάλωσης ΗΕ εντός των οικιών και, επιπλέον, την εφαρμογή νέων λειτουργιών όπως Demand Response (DR) και την υλοποίηση πρόσθετων υποδομών όπως Advanced Metering Infrastructure (AMI). Αντίστοιχα, τα Business Area Networks (BANs) αναφέρονται σε περιβάλλον επιχειρήσεων και τα Industrial Area Networks (IANs) χρησιμοποιούνται ως δίκτυα υποδομής για την επικοινωνία και τη διασύνδεση όλων των συσκευών και του μηχανικού εξοπλισμού μιας βιομηχανίας.

Αν και η επικοινωνία σε επίπεδο HAN απαιτεί χαμηλό εύρος ζώνης, πρέπει παράλληλα να είναι τακτική και αδιάλειπτη μεταξύ των συσκευών και του συστήματος διαχείρισης ΗΕ (Home Energy Management System) (βλ. Κεφάλαιο 5.5.1). Τα δίκτυα HAN μπορούν διαχωριστούν σε ασύρματα, σε ενσύρματα που δεν απαιτούν πρόσθετη καλωδίωση και σε ενσύρματα που απαιτούν πρόσθετη καλωδίωση, καθώς και συνδυασμό αυτών. Τα επικρατέστερα πρότυπα ασύρματης επικοινωνίας είναι το WiFi (IEEE 802.11n) και το ZigBee (IEEE 802.15.4). Στην ενσύρματη δικτύωση που επιβάλλει νέα καλωδίωση, κυρίαρχο πρότυπο αποτελεί το Ethernet (IEEE 802.3) ενώ στην δικτύωση που χρησιμοποιεί την ήδη υπάρχουσα καλωδίωση του ηλεκτρικού δικτύου της οικίας χρησιμοποιούνται τα πρότυπα PLC. Συγκεκριμένα το πρότυπο PLC τεχνολογίας που χρησιμοποιείται ευρύτερα είναι το HomePlug (IEEE 1901). Ανταγωνιστικά πρότυπα ενσύρματης τεχνολογίας, χωρίς όμως ευρεία εφαρμογή, είναι το HomePNA (ITU-T G.9954) που χρησιμοποιεί το δίκτυο των τηλεφωνικών γραμμών ή το δίκτυο ομοαξονικών καλωδίων ενός κτιρίου και το G.hn (ITU-T G.9960) που χρησιμοποιεί το ηλεκτρικό και το τηλεφωνικό δίκτυο και ομοαξονικά καλώδια [37].

4.4.1.2 Neighborhood Area Network NAN

Ως NAN αναφέρεται το δίκτυο ενδιάμεσης επικοινωνίας των ΕΗΔ, στο οποίο πραγματοποιείται η μεταφορά δεδομένων των έξυπνων μετρητών κατανάλωσης και των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής ΗΕ, από και προς τους προμηθευτές ΗΕ. Επιπλέον, είναι το δίκτυο στο οποίο γίνεται η επικοινωνία των εφαρμογών εποπτείας και ελέγχου του ΔΔ, όπως των συστημάτων SCADA διαχείρισης του αυτοματοποιημένου εξοπλισμού διανομής ΗΕ, από και προς το διαχειριστή του ΔΔ.

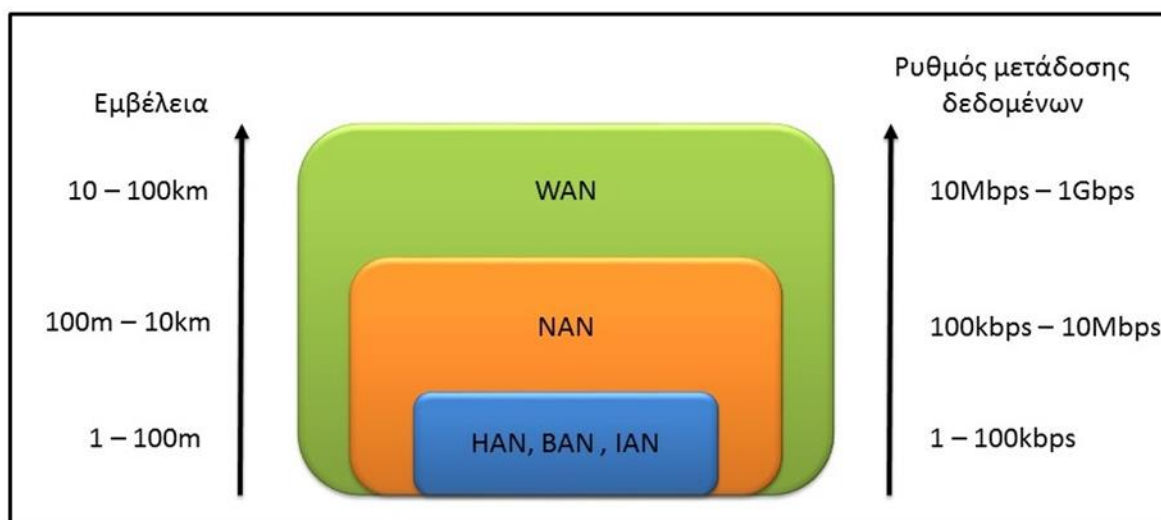
Τα NAN δίκτυα εκκινούν από τις πύλες διαφυγής (gateways) των διεπαφών των HAN και τερματίζουν στους συλλέκτες (collectors) και τους συγκεντρωτές δεδομένων (data concentrators) που είναι εγκατεστημένοι στο επίπεδο των υποσταθμών MT/ΧΤ του ΔΔ στην πλευρά του WAN.

Για την επικοινωνία σε επίπεδο NAN χρησιμοποιούνται διαφορές τεχνολογίες τόσο ασύρματες όσο και ενσύρματες. Στην ασύρματη επικοινωνία επικρατούν τα wireless πρωτόκολλα της οικογένειας IEEE 802 (π.χ. WiMAX) και κυρίως οι τεχνολογίες κινητής τηλεφωνίας (GPRS, EDGE, UMTS, LTE). Στην ενσύρματη επικοινωνία επικρατούν οι τεχνολογίες ευρυζωνικής μετάδοσης μέσω τηλεφωνικών γραμμών (DSL) και οι τεχνολογίες PLC.

4.4.1.3 Wide Area Network – WAN

Τα WANs αναφέρονται στα δίκτυα επικοινωνίας επιπέδου κορμού (Backhaul Networks). Είναι δίκτυα που εκτείνονται σε μια ευρεία γεωγραφική περιοχή και μπορούν να φιλοξενήσουν τους τερματικούς σταθμούς και τα τοπικά δίκτυα. Στις εφαρμογές ΕΗΔ αποκαλούνται συνήθως Backhaul και αποτελούν το σκελετό των τηλεπικοινωνιακών υποδομών. Είναι υπεύθυνα για την διακίνηση της πληροφορίας στο ΣΜ και ΔΔ, διασυνδέοντας τους Υ/Σ, τις μονάδες παραγωγής ΗΕ, τις διατάξεις αποθήκευσης ΗΕ καθώς και όλο τον αυτοματοποιημένο ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό του ΔΔ, όπως οι Μ/Σ, οι αντισταθμιστές αέργου ισχύος και οι διακόπτες ισχύος. Λόγω της δυνατότητας αμφίδρομης επικοινωνίας με τον εξοπλισμό τους, παρέχεται η δυνατότητα στους διαχειριστές των δικτύων να εφαρμόζουν αυτοματισμό της διανομής (Distribution Automation - DA) και απεικόνιση της ποιότητας της ισχύος (Power Quality Monitoring). Επιπλέον, τα WANs είναι αυτά που συγκεντρώνουν και αναμεταδίδουν τα δεδομένα των συστημάτων AMI (βλέπε Κεφ. 5.4.2.2) στα MDMS (βλέπε Κεφ. 5.4.3) καθώς και τα δεδομένα που χρειάζονται τα μεγάλα EMS σε επίπεδο μεταφοράς ΗΕ (βλέπε Κεφ. 4.6.1).

Για την επικοινωνία σε επίπεδο WAN χρησιμοποιούνται ασύρματες κυρίως, αλλά και ενσύρματες τεχνολογίες. Το μείγμα ασύρματων επικοινωνιών αποτελείται από τεχνολογίες κυψελωτών δικτύων (GSM, GPRS, UMTS, LTE), από άλλες τεχνολογίες ραδιοσυχνοτήτων (RF technologies) και από το WiMAX (IEEE 802.2.16). Οι ενσύρματες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται ευρύτερα είναι οι διάφορες PLC επικοινωνίες και σε μικρότερο βαθμό η μετάδοση μέσω οπτικών ινών.



Σχήμα 4. 5 Αρχιτεκτονική δικτύων επικοινωνίας του ΕΗΔ

4.4.2 Τεχνολογίες επικοινωνίας

Η ψηφιακή φύση των δεδομένων του ΕΗΔ προσφέρει τη δυνατότητα αξιοποίησης όλων των γνωστών τρόπων ψηφιακής επικοινωνίας. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι επικρατέστερες μέχρι στιγμής τεχνολογίες για την υλοποίηση των δικτύων επικοινωνίας που αφορούν το ΕΗΔ. Επισημαίνεται ότι

στις περισσότερες υλοποιήσεις χρησιμοποιείται μείγμα τεχνολογιών και όχι αποκλειστικά ένα τρόπος επικοινωνίας [38].

4.4.2.1 Τεχνολογίες ενσύρματης επικοινωνίας

4.4.2.1.1 Digital Subscriber Line - DSL

Το ακρωνύμιο DSL προέρχεται από τα αρχικά των λέξεων Digital Subscriber Line (Ψηφιακή Συνδρομητική Γραμμή) και περιγράφει την τεχνολογία ευρυζωνικής μετάδοσης που μετατρέπει το απλό χάλκινο τηλεφωνικό καλώδιο σε δίαυλο ψηφιακής επικοινωνίας μεγάλου εύρους ζώνης. Είναι η ευρύτερα διαδεδομένη τεχνολογία πρόσβασης στο Διαδίκτυο στα σταθερά ενσύρματα δίκτυα. Οι συνήθεις παραλλαγές του DSL είναι:

- Το ADSL (Asymmetric DSL), που χαρακτηρίζεται από ασύμμετρη ταχύτητα μετάδοσης δεδομένων από το δίκτυο στο χρήστη και από το χρήστη στο δίκτυο, προσφέρει ρυθμό μετάδοσης λήψης (downlink transmission ratio) στους χρήστες που εξαρτάται από την απόσταση μετάδοσης και φθάνει μέχρι τα 24Mbps.
- Το VDSL (Very-high-data-rate DSL), που λειτουργεί όπως το ADSL αλλά απαιτεί ενδιάμεση χρήση οπτικών ινών και μικρές αποστάσεις μετάδοσης από τον τελικό καταναμητή και προσφέρει ρυθμούς μετάδοσης που υπερβαίνουν τα 30Mbps.

Οι ταχύτητες μετάδοσης που επιτυγχάνουν οι τεχνολογίες DSL υπερεπαρκούν για την επικοινωνία κορμού του έξυπνου δικτύου.

4.4.2.1.2 Μετάδοση πληροφορίας μέσω των γραμμών ηλεκτρικής ισχύος

Η τεχνολογία Power Line Communications (PLC) ή Broadband over Power Lines (BPL) εκμεταλλεύεται το ήδη υπάρχον δίκτυο μεταφοράς και διανομής ΗΕ για τη μετάδοση δεδομένων με ρυθμούς που μπορούν να υπερβούν τα 200 Mbps, ανεξάρτητα και παράλληλα με τη μεταφορά της ΗΕ από τα ίδια καλώδια. Η τεχνολογία PLC προσφέρει ακόμα τη δυνατότητα ευρυζωνικής πρόσβασης στο Διαδίκτυο και ανταποκρίνεται και αυτή στις απαιτήσεις μετάδοσης του δικτύου των έξυπνων μετρητών. Η έρευνα και η προτυποποίηση των PLC συστημάτων βρίσκεται στα τελικά στάδια. Το συνηθέστερο PLC πρωτόκολλο σε επίπεδο HAN είναι το :

- Το HomePlug (IEEE 1901) που υποστηρίζει ταχύτητες μετάδοσης 4 – 10 Mbps.

Σε επίπεδο NAN, τα πρότυπα τεχνολογίας επικοινωνίας PLC που είναι ευρέως διαδεδομένα για εφαρμογές τηλεμέτρησης είναι τα ακόλουθα:

- PRIME (Powerline Intelligent Metering Evolution). Εκπροσωπεί μια ανοικτή, μη ιδιωτική τεχνολογία επικοινωνιών, η οποία υποστηρίζει τις παρούσες και μελλοντικές λειτουργίες διαχείρισης μετρητικών δεδομένων (AMM). Χρησιμοποιείται επιτυχώς σε 3.2 εκατ. μετρητές

παγκοσμίως [39]. Η σχεδίαση της αρχιτεκτονικής του PRIME έγινε με κριτήρια το χαμηλό κόστος και την υψηλή απόδοση. Ο ρυθμός δεδομένων που έχει επιτευχθεί φθάνει τα 128 kbps.

- G3-PLC. Στόχος της τεχνολογίας αυτής είναι η ανάπτυξη ενός προτύπου για PLC modems βάσει των προδιαγραφών που θέτει η ERDF (Electricite Reseau Distribution France). Ο ρυθμός δεδομένων που έχει επιτευχθεί στο φυσικό στρώμα (physical layer) φθάνει τα 32kbps.
- PLC-OSGP (Open Smart Grid Protocol). Είναι ένα πρότυπο που δημιουργήθηκε από το Ινστιτούτο ETSI (European Telecommunications Standards Institute). Η τεχνολογία αυτή εφαρμόζεται σε διάφορες χώρες της Ευρώπης, όπως Δανία, Ολλανδία, Ρωσία Σουηδία, Φινλανδία, Γερμανία και Αυστρία, περίπου σε 4 εκατ. πελάτες. Επιτυγχάνει ταχύτητα μετάδοσης της τάξης 5kbps.
- Meters and More. Είναι πρωτόκολλο PLC που διατίθεται στη βιομηχανία από το 2010 μέσω του «Meters and More association». Χρησιμοποιείται σε περισσότερους από 40εκατ. πελάτες παγκοσμίως και πρόκειται να εφαρμοστεί άμεσα και σε 13 εκατ. πελάτες της Ισπανίας. Η ταχύτητα μετάδοσης δεδομένων φθάνει τα 9.6 kbps [40].

4.4.2.1.3 Οπτικές Ίνες – Fiber Optics

Οι οπτικές ίνες είναι πολύ λεπτά νήματα από πλαστικό ή γυαλί, μέσω των οποίων μεταδίδονται ψηφιακά δεδομένα υπό μορφή φωτός. Χρησιμοποιούνται ευρέως σε εφαρμογές που απαιτούν υψηλό bandwidth, ενώ πλέον το κόστος εγκατάστασης δεν είναι απαγορευτικό. Ο ρυθμός μετάδοσης δεδομένων μέσω οπτικών ινών είναι της τάξης των Gbps και η εμβέλειά τους φθάνει τα 10 έως 60km ανάλογα με το πρότυπο που χρησιμοποιείται. Οι οπτικές ίνες καθίστανται κατάλληλες για δίκτυα κορμούς (backbone) σε επίπεδο WAN λόγω του υψηλού ρυθμού μετάδοσης, της υψηλής αξιοπιστίας και της αντοχής σε ηλεκτρομαγνητικές παρεμβολές της MT και της ΥΤ.

4.4.2.2 Τεχνολογίες ασύρματης επικοινωνίας

4.4.2.2.1 Bluetooth

Το Bluetooth (IEEE 802.15.1) είναι ένα πρότυπο για ασύρματη επικοινωνία προσωπικών δικτύων (Wireless Personal Area Networks - WPANs). Είναι τεχνολογία χαμηλής ισχύος και χαμηλού ρυθμού μετάδοσης δεδομένων και λειτουργεί στη συχνότητα των 2.4 – 2.48GHz . Ανάλογα με την έκδοση/κλάση του Bluetooth, η εμβέλεια του κυμαίνεται από 1 μέχρι 100 μέτρα, ενώ υποστηρίζει ρυθμούς μετάδοσης από 1 μέχρι 24Mbps. Μειονέκτημα του Bluetooth αποτελεί το γεγονός ότι σε κάθε master device μπορούν να συνδεθούν μόνο μέχρι 7 slave devices [41].

4.4.2.2.2 Ασύρματα δίκτυα Wi-Fi

Τα επικρατέστερα πρότυπα για την εφαρμογή Wi-Fi ασύρματης επικοινωνίας είναι τα εξής:

- Το πρότυπο IEEE 802.15.4 ZigBee, αφορά δίκτυα χαμηλού κόστους εγκατάστασης, χαμηλής ισχύος, χαμηλού ρυθμού μετάδοσης και μπορεί να χρησιμοποιηθεί ευρέως. Λειτουργεί σε τρεις ζώνες συχνοτήτων: 868-868.6 MHz με 1 κανάλι στην Ευρώπη, 902-928 MHz με 10 κανάλια στη Β. Αμερική, και 2.4 GHz με 16 μη επικαλυπτόμενα κανάλια σε διάφορες περιοχές του κόσμου, κυρίως στη ΝΑ Ασία. Η εμβέλεια του ZigBee φθάνει τα 150 m.
- Το πρότυπο IEEE 802.11n Wi-Fi μπορεί να προσφέρει υψηλότερες ταχύτητες μετάδοσης δεδομένων ενώ δεν είναι, πλέον, απαγορευτικό λόγω κόστους. Μοιράζεται την ίδια ζώνη συχνοτήτων με το πρότυπο 802.15.4 ZigBee στο φυσικό στρώμα. Ο αριθμός των προσφερόμενων μη επικαλυπτόμενων καναλιών είναι 23. Η εμβέλεια του 802.11n Wi-Fi φθάνει τα 250 m. Σημαντικά μειονεκτήματα είναι η ευαισθησία σε επιθέσεις και η σχετικά μεγάλη κατανάλωση ενέργειας (100 φορές μεγαλύτερη σε σχέση με το ZigBee).
- Το πρότυπο IEEE 802.16 WiMAX μπορεί να παρέχει χαμηλού κόστους μεγάλης εμβέλειας επικοινωνίες. Υπάρχουν δύο εκδόσεις, με την πρώτη να φθάνει τα 70Mbps και τη δεύτερη το 1Gbps. Χαρακτηρίζεται από μεγάλη εμβέλεια που φθάνει τα 3 - 5km, ενώ η μέγιστη θεωρητική εμβέλεια φθάνει τα 50km. Χρησιμοποιεί τις ελεύθερες περιοχές φάσματος των 2.3, 2.5 και 3.5GHz. Το WiMAX είναι ιδανικό ως ασύρματη backhaul τεχνολογία για 2G, 3G και 4G δίκτυα κινητής τηλεφωνίας.

4.4.2.2.3 Global System for Mobile communications – GSM

Το GSM είναι το κυψελωτό σύστημα κινητής τηλεφωνίας δεύτερης γενιάς (2G), το οποίο για τη μετάδοση σημάτων χρησιμοποιεί πολλαπλή πρόσβαση MF-TDMA με διαχωρισμό του διαθέσιμου φάσματος συχνοτήτων σε ένα αριθμό καναλιών και τη διαίρεση αυτών σε χρονοθυρίδες. Οι κυριότερες τεχνολογίες επικοινωνίας που έχουν αναπτυχθεί με βάση το πρότυπο GSM είναι οι ακόλουθες :

- General Packet Radio Service – GPRS: Το GPRS (2.5G) είναι μη φωνητική υπηρεσία που επιτρέπει την αποστολή και λήψη δεδομένων μέσω των δικτύων κινητής τηλεφωνίας GSM. Αναπτύχθηκε με στόχο την περισσότερο αποδοτική χρήση των διαθέσιμων πόρων ώστε ο χρήστης να μπορεί να απολαμβάνει τα πλεονεκτήματα ταχείας και αδιάλειπτης σύνδεσης με το Διαδίκτυο.
- Enhanced Data rates for GSM Evolution – EDGE: Το EDGE γνωστό και ως βελτιωμένο GPRS (EGPRS), είναι η τεχνολογία που προσφέρει στα υπάρχοντα δίκτυα κινητής τηλεφωνίας δεύτερης γενιάς (2G) την απαιτούμενη χωρητικότητα και ταχύτητα, ώστε να καταστεί δυνατή η χρήση τους για παροχή υπηρεσιών που προσφέρονται από τα δίκτυα τρίτης γενιάς (3G). Ουσιαστικά το EDGE αποτελεί αναβάθμιση του GPRS και δεν μπορεί να λειτουργήσει αυτόνομα σε κάποιο δίκτυο GSM.
- Universal Mobile Telecommunications System – UMTS: Το UMTS (3G) είναι το κυψελωτό σύστημα κινητής τηλεφωνίας τρίτης γενιάς που έχει εξελιχθεί και για χρήση στην τεχνολογία τέταρτης γενιάς (4G). Αυξάνει τις δυνατότητες του δικτύου κινητής τηλεφωνίας και υποστηρίζει υψηλότερους ρυθμούς μετάδοσης.
- Long Term Evolution – LTE: Το LTE είναι κυψελωτό σύστημα κινητής τηλεφωνίας βασιζόμενο στα προϋπάρχοντα δίκτυα GSM/EDGE και UMTS, το οποίο αυξάνει τη χωρητικότητα και την ταχύτητα

του δικτύου χρησιμοποιώντας νέες τεχνικές διαμόρφωσης. Η αναβάθμισή του σε LTE-Advanced πληρεί τις προϋποθέσεις έτσι ώστε να θεωρείται σύστημα τέταρτης γενιάς (4G).

Τεχνολογία	Πρότυπο	Στρώμα	Εμβέλεια (m)	Ρυθμός Μετάδοσης (bps)
ΑΣΥΡΜΑΤΕΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ				
Wi-Fi	IEEE 802.11n	HAN,NAN	70 Indoor 250 outdoor	Up to 300 M
ZigBee	IEEE 802.15.4	HAN,NAN	<150	<250 k
WiMAX	IEEE 802.16	NAN,WAN	50K	70 M
Bluetooth	802.15.1	HAN	<100	721 k
Cellular	GSM	NAN,WAN	1 - 10 k	9.6 k
	GPRS	NAN,WAN	1 - 10 k	117 k
	EDGE (2G)	NAN,WAN	1 - 10 k	384 k – 2 M
	UMTS (3G)	NAN,WAN	1 - 10 k	1920 k
	LTE (4G)	NAN,WAN	5-100 k	300 M
RF	UHF	WAN		
	Microwave	WAN	60 k	155 M
ΕΝΣΥΡΜΑΤΕΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ				
Ethernet	IEEE 802.3	HAN,NAN	<100	1.5 – 10 M
ADSL2	ITU-T G.992.1 – 5	NAN		8 – 24 M
VDSL	ITU-T G.993.1-2	NAN		50 M
Fiber Optic		WAN	10 - 60 k	155M – 2.5G
PLC	HomePNA ITU-T G.9951–3	HAN	300 phone wiring or >1000 coaxial wiring	320 M
	G.hn ITU-T G.9960	HAN	250 over power line or 400 coaxial wiring	Up to 1 G
	HomePlug IEEE 1901	NAN	<300	14 – 200 M
	PRIME	NAN	>1000	<125 k
	G3	NAN	>1000	<100 k
	Meters and More	HAN,NAN	>1000	<30 k

Πίνακας 4. 2 Τεχνολογίες μετάδοσης δεδομένων, κατάλληλες για εφαρμογές των ΕΗΔ

4.4.3 Κριτήρια επιλογής τεχνολογίας επικοινωνίας

Το δίκτυο επικοινωνίας μεταξύ παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και κατανάλωσης ΗΕ πρέπει να προσφέρει αμφίδρομη επικοινωνία και διαλειτουργικότητα μεταξύ των εφαρμογών και να χαρακτηρίζεται από αξιοπιστία και μικρές καθυστερήσεις. Απαιτείται υψηλό επίπεδο ασφάλειας για την αποτροπή ηλεκτρονικών επιθέσεων και τη σταθερή και αξιόπιστη λειτουργία ολόκληρου του συστήματος [42]. Οι απαιτήσεις της μετάδοσης πληροφοριών στο ΕΗΔ ποικίλουν ανάλογα με την εφαρμογή και τη διαδικασία που εξυπηρετείται. Κάποιες εφαρμογές δημιουργούν πολύ μεγάλο όγκο πληροφορίας, όπως η μετάδοση των συγκεντρωμένων δεδομένων μέτρησης του AMI σε επίπεδο NAN, ενώ για κάποιες άλλες είναι κρίσιμη η αμεσότητα και η αξιοπιστία της μετάδοσης, όπως η αποστολή δεδομένων που αφορούν την ευστάθεια του συστήματος ΗΕ. Τα κυριότερα κριτήρια

επιλογής της κατάλληλης τηλεπικοινωνιακής τεχνολογίας για τις διάφορες εφαρμογές είναι τα ακόλουθα:

- Εμβέλεια (range)
αναφέρεται στη μέγιστη απόσταση αποτελεσματικής και αξιόπιστης επικοινωνίας μεταξύ πομπού και δέκτη. Ως μονάδα μέτρησης χρησιμοποιείται το μέτρο (m)
- Ρυθμός μετάδοσης (data rate)
αναφέρεται στην ταχύτητα μετάδοσης της πληροφορίας από τον αποστολέα στον παραλήπτη. Ως μονάδα μέτρησης έχει καθιερωθεί το bit per second (bps).
- καθυστέρηση (latency)
αναφέρεται στο χρονικό διάστημα (λανθάνοντα χρόνο) μεταξύ της χρονικής στιγμής όπου εκκινεί η διαδικασία αποστολής της πληροφορίας και της χρονικής στιγμής όπου ολοκληρώνεται η λήψη της. Μονάδα μέτρησης: sec
- αξιοπιστία (reliability)
αναφέρεται στο ποσοστό επιτυχίας της μετάδοσης της πληροφορίας χωρίς αυτή να αλλοιωθεί (π.χ. λόγω θορύβου) και χωρίς να υπάρχει απώλεια μέρους της (π.χ. απώλεια πακέτων ψηφιακών δεδομένων)
- κόστος (cost)
αναφέρεται στο κόστος εγκατάστασης της τεχνολογίας, στο λειτουργικό της κόστος (κατανάλωση ενέργειας, χρήση καναλιών) καθώς και στο κόστος συντήρησης του δικτύου επικοινωνίας.

Εφαρμογή	Ρυθμός μετάδοσης (bytes)	Sampling	Καθυ-στέρηση	Αξιοπι-στία
HAN, BAN, IAN				
Home Automation	10 – 100	Μία φορά ανά προκαθορισμένη περίοδο (πχ ανά λεπτό, 5 λεπτά κλπ.)	Seconds	>98%
Building Automation	>100	Μία φορά ανά προκαθορισμένη περίοδο (πχ ανά λεπτό, 5 λεπτά κλπ.)	Seconds	>98%
NAN				
Meter Reading - μη προγραμματισμένη μέτρηση (από το μετρητή στον πάροχο)	100	Όποτε χρειαστεί	<15 sec	>98%
Meter Reading (από τους μετρητές στο AMI)	1600-2400	4-6 φορές/ημέρα στον οικιακό τομέα 12-24 φορές/ημέρα στον εμπορικό τομέα	<4h <2h	>98%
Meter Reading (από το AMI προς τον διαχειριστή)	MB	x φορές/ημέρα για κάθε γκρουπ μετρητών	<1h	>99.5%
Τιμολόγηση	100	Διαφέρει ανάλογα την τιμολογιακή πολιτική (TOU, RTP, CCP)	<1min	>98%
Απόκριση ζήτησης (DR)	100	1 φορά/συσκευή/DR-εφαρμογή	<1min	>99.5%
DA (Δεδομένα από συσκευές αυτοματισμού προς το DMS)	100-1000	Ανιχνευτές σφαλμάτων: 1/συσκευή/εβδομάδα Διακόπτες ισχύος: 1/συσκευή/12h	<5sec	>99.5%
DA – Volt/VAR control	150 – 250	1 φορά/συσκευή/5min – 12h	<5sec	>99.5%
DA – FDIR	25	1 φορά/συσκευή/γεγονός	<5sec	>99.5%
Σύστημα Διαχείρισης Διακοπών Outage Management system OMS	25	1 φορά/μετρητή/γεγονός (βλάβης ή αποκατάστασης)	<20sec	>98%
Σύστημα πληροφοριών πελατών Customer Information System CIS	50 – 200	Όποτε χρειαστεί	<15 sec	>99%
WAN				
WAN Protection	4 – 157	1 φορά/0.1 sec	<0.1sec	>99.9%
WAN Control	4 – 157	1 φορά/0.1 sec – 2min (αναλόγως την εφαρμογή/συσκευή)	<0.1sec ~ <2 min	>99.9%
WAN Monitoring	>52	1 φορά/0.1 sec – 2min (αναλόγως την εφαρμογή/συσκευή)	<0.1sec ~ <2 min	>99.9%

Πίνακας 4. 3 Εφαρμογές των ΕΗΔ και οι τηλεπικοινωνιακές τους απαιτήσεις

4.4.4 Ειδικά πρωτόκολλα επικοινωνίας του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού στο Ευφυές Ηλεκτρικό Δίκτυο

Η άμεση εποπτεία και ο έλεγχος του εξοπλισμού του ΕΗΔ απαιτεί την αμφίδρομη επικοινωνία των διαφόρων συστημάτων διαχείρισης με τις διατάξεις του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού του δικτύου, καθώς επίσης και τη διαλειτουργική επικοινωνία μεταξύ των διατάξεων αυτών. Στο πλαίσιο της προτυποποίησης του ΕΗΔ, οι διεθνείς οργανισμοί είναι στη διαδικασία ολοκλήρωσης της προτυποποίησης της επικοινωνίας του εξοπλισμού καταλήγοντας σε καθολικά ενοποιημένα πρωτόκολλα επικοινωνίας. Τα περισσότερα πλαίσια πρωτοκόλλων ενοποιημένης επικοινωνίας αποτελούν εξέλιξη ήδη καθιερωμένων πρωτοκόλλων με ευρεία χρήση τις τελευταίες δυο δεκαετίες σε συστήματα αυτοματισμού και σε SCADA συστήματα. Η ενοποιημένη και καθολική χρήση των πρωτοκόλλων αυτών αποτελεί μεγάλη πρόκληση για τα ΕΗΔ και είναι μείζονος σημασίας για την

αποδοτική λειτουργία τους. Οι κυριότερες ομάδες πρωτοκόλλων επικοινωνίας ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού είναι :

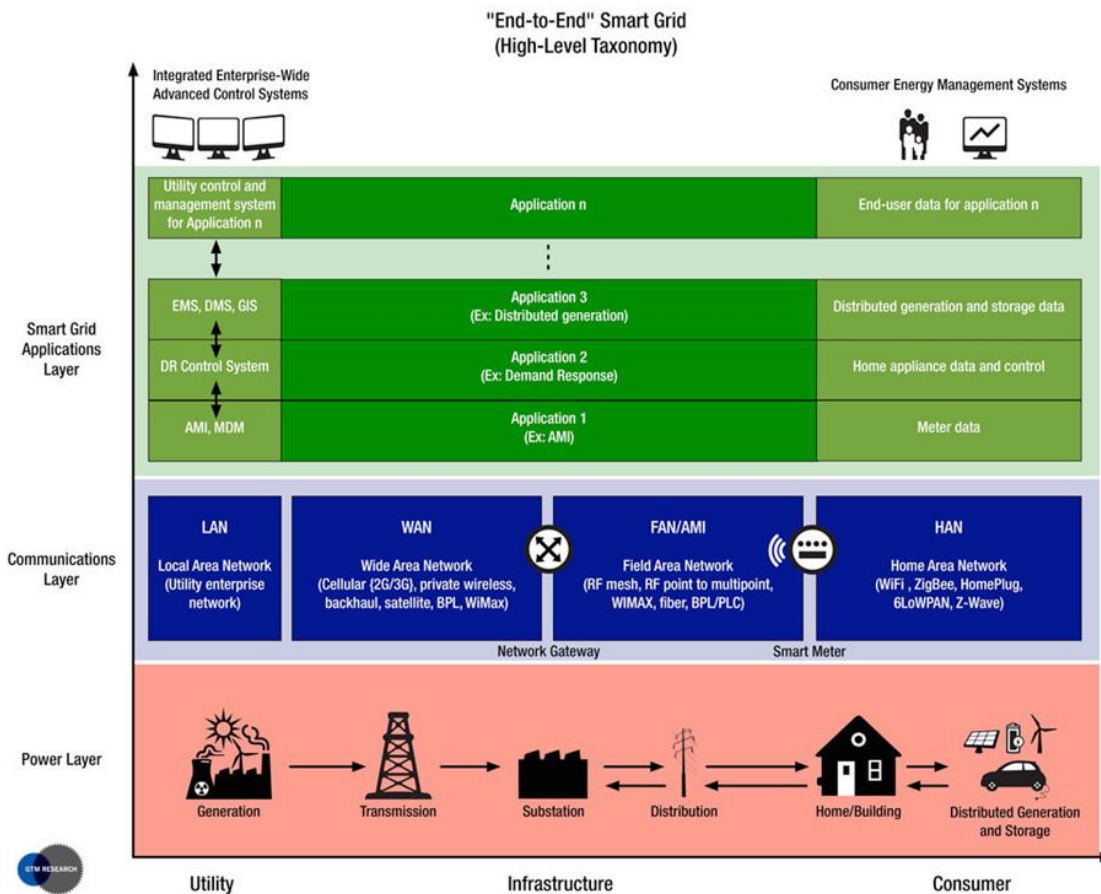
- IEC 61970
- IEC 60870-5
- IEC 61850

και τα αυτοτελή πρωτόκολλα :

- Modbus
- DNP3

Όνομα	Πρότυπο	Περιγραφή	Εφαρμογές	Πεδίο Εφαρμογής
Common Information Model CIM	IEC 61970	Πλαίσιο βασικών πρωτοκόλλων για την ενοποίηση των διάφορων συστημάτων διαχείρισης πληροφοριών	EMS, DMS, DA, DER, AMI, DR, Storage	Διαχείριση
Telecontrol equipment and systems & Teleprotection standards	IEC 60870-5 (IEC 60870-5-104 for use in TCP/IP networks)	Ομάδα βασικών πρωτοκόλλων επικοινωνίας των SCADA συστημάτων (open). Ευρύτατα διαδεδομένα στην Ευρώπη	IEDs, EMS, DMS, DA	Παραγωγή Διανομή Μεταφορά Διαχείριση
Communication Network & Systems in Substations	IEC 61850 (1-10)	Ομάδα βασικών πρωτοκόλλων επικοινωνίας των Υ/Σ και του εξοπλισμού των δικτύων ΗΕ, σε όλα τα επίπεδα. Η σύγχρονη έκδοση του χρησιμοποιεί το TCP/IP	EMS, DMS, DA, SA, DER, AMI, Storage, EV	Παραγωγή Διανομή Μεταφορά Διαχείριση
Modbus	Modbus	Βασικό πρωτόκολλο επικοινωνίας συστημάτων αυτοματισμού (open).	PLC automation systems, RTUs, IEDs	Παραγωγή Διανομή Μεταφορά Διαχείριση
Distributed Network Protocol DNP3	IEEE 1815	Βασικό πρωτόκολλο επικοινωνίας των SCADA συστημάτων (open). Ευρύτατα διαδεδομένο σε Αμερική και Ασία	Control Centers, RTUs, IEDs	Παραγωγή Διανομή Μεταφορά
Precision Time Protocol	IEEE 1588	Συγχρονισμός των ρολογιών όλων των συστημάτων του ΕΗΔ	Οποιαδήποτε συσκευή με ενδείξεις χρόνου	Παραγωγή Διανομή Μεταφορά Διαχείριση
Communications for monitoring and control of wind power plants	IEC 61400-25 (1-5)	Επικοινωνία για εποπτεία και έλεγχο Α/Γ	EMS, DMS, DER	Παραγωγή Διανομή Διαχείριση
Electricity metering	IEC 62056	Μετάδοση δεδομένων των έξυπνων μετρητών ΗΕ	DMS, DER, AMI, DR, Smart Home, Storage, EV	Διανομή Διαχείριση
Synchrophasors measurements for Power Systems	IEC/IEEE C37.118	This standard defines the transmission format for reporting synchronized phasor measurements in power systems	PMU	Παραγωγή Διανομή Μεταφορά Διαχείριση
Security / Power systems management and associated information exchange – Data and Communications	IEC 62351	Ασφάλεια μεταφοράς δεδομένων στα ΕΗΔ	EMS, DMS, DA, SA, DER, AMI, DR, Smart Home, Storage, EV	Παραγωγή Διανομή Μεταφορά Διαχείριση

Πίνακας 4. 5 Ειδικά πρωτόκολλα επικοινωνίας του Η/Μ εξοπλισμού των ΕΗΔ



Σχήμα 4. 6 Τα επίπεδα (layers) λειτουργίας του ΕΗΔ

4.5 Ευφυή Δίκτυα Διανομής – Smart Distribution Systems

Τα ΔΔ είναι αυτά που θα υποστούν πραγματική μεταμόρφωση κατά τη μετάβαση ενός παραδοσιακού ΣΗΕ σε ολοκληρωμένο ΕΗΔ. Η διανομή είναι το τμήμα της παροχής ΗΕ στο οποίο αντιστοιχεί το μεγαλύτερο βάρος εφαρμογής του ΕΗΔ. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, αυτό οφείλεται :

- στο πολύ χαμηλό επίπεδο της μέχρι τώρα εποπτείας και του ελέγχου των ΔΔ
- στο ότι κατέχουν τη συντριπτική πλειοψηφία του συνολικού μήκους των γραμμών του δικτύου
- στο ότι υλοποιούν τη σύνδεση των προμηθευτών ΗΕ με την μεγάλη ποικιλία των φορτίων κατανάλωσης και
- στην απαίτηση για αύξηση της διείσδυσης της ΔΠ στα ΔΔ.

Η θεμελιώδης ωστόσο, απαίτηση για ένα ΔΔ είναι η διατήρηση της αξιοπιστίας του. Στόχος του Έξυπνου ΔΔ είναι όχι μόνο η διατήρηση αλλά η σημαντική αύξηση της αξιοπιστίας. Σύμφωνα με τον ορισμό του ΙΕΕΕ, η έννοια της αξιοπιστίας του ΔΔ, αναφέρεται στην ικανότητα του ΔΔ να επιτελεί τη λειτουργία του χωρίς αποτυχία υπό ορισμένες συνθήκες για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Η αξιοπιστία του ΔΔ καθίσταται ιδιαίτερα σημαντική αφού συναρτάται απευθείας με το επίπεδο ικανοποίησης των πελατών. Στην πράξη, πολλοί παράγοντες μπορούν να επηρεάσουν την απόδοση του ΔΔ. Για παράδειγμα, τα δίκτυα αυτά είναι συχνά εκτεθειμένα σε φυσικά φαινόμενα με

αποτέλεσμα σε περίπτωση δυσμενών καιρικών συνθηκών η λειτουργία τους να επηρεάζεται σε μεγάλο βαθμό. Επιπλέον, σε πολλές περιπτώσεις, εξαιτίας της ακτινικής δομής του δικτύου αντί της πολύπλοκης αλλά δικτυωτής/βροχοειδούς μορφής, οποιοδήποτε σφάλμα σε στοιχείο του δικτύου μπορεί να επηρεάσει την τροφοδοσία μεγάλου αριθμού καταναλωτών. Στοιχεία του δικτύου που είναι επιρρεπή σε σφάλματα είναι οι γραμμές και τα καλώδια διανομής, οι Μ/Σ ισχύος, οι πυκνωτές και οι ρυθμιστές τάσης. Στην πράξη, το τυπικό ΔΔ είναι υπεύθυνο για το 80% των προβλημάτων αξιοπιστίας που έχουν αντίκτυπο στους καταναλωτές.

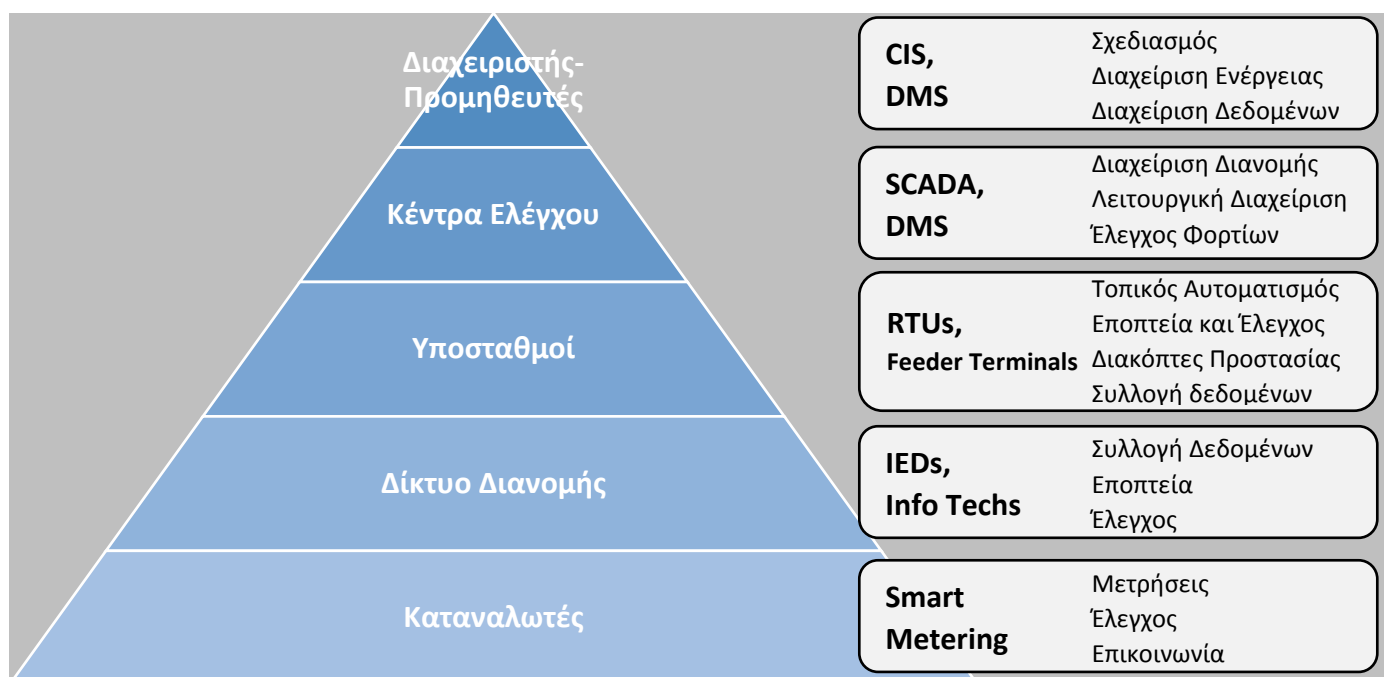
Με τη διείσδυση νέων ηλεκτρονικών συσκευών στο δίκτυο σε οικιακούς, εμπορικούς και βιομηχανικούς καταναλωτές, η απαίτηση για καλύτερη ποιότητα και συνεχή παροχή ΗΕ έχει αυξηθεί, θέτοντας νέους στόχους αξιοπιστίας στους Διαχειριστές του ΔΔ.

Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι η εξασφάλιση της αξιοπιστίας του ΔΔ με το βέλτιστο οικονομικό και δυναμικό τρόπο είναι βασικό ζητούμενο, με ταυτόχρονη αποφυγή νέων επενδύσεων για την ενίσχυση ή την επέκτασή του. Στόχος είναι η εκμετάλλευση και ο εκσυγχρονισμός του υπάρχοντος δικτύου και όχι η υπερδιαστασιολόγηση του με την κατασκευή νέων Υ/Σ και νέων γραμμών διανομής.

4.5.1 Αυτοματοποίηση Δικτύου Διανομής (Distribution Automation – DA)

Ο αυτοματισμός του ΔΔ (DA) αναφέρεται στην εποπτεία, τον έλεγχο και τη διαχείριση του ηλεκτρικού ΔΔ. Τα Σύγχρονα συστήματα αυτοματισμού υιοθετούν νέες τεχνικές για την ανίχνευση σφαλμάτων, την απομόνωση και την επαναφορά της παροχής ισχύος ώστε σε περίπτωση κάποιου σφάλματος στο δίκτυο να διακόπτεται η παροχή ηλεκτρισμού στο μικρότερο δυνατό τμήμα του συστήματος ενώ οι υπόλοιποι καταναλωτές να τροφοδοτούνται κανονικά μέσω εναλλακτικών διαδρομών ή εναλλακτικών πηγών. Ένα αυτόματο ΔΔ παρέχει επίσης στον Διαχειριστή του ΔΔ όλες τις απαραίτητες πληροφορίες από τα διάφορα μετρητικά συστήματα. Για να γίνουν οι πληροφορίες αυτές επεξεργάσιμες είναι απαραίτητο ένα σύστημα συλλογής και μεταφοράς των πληροφοριών αυτών, η διαχείριση των οποίων είναι μείζονος σημασίας για τον αυτοματισμό του ΔΔ.

Ένα αυτόματο ΔΔ περιλαμβάνει όλα τα επίπεδα, από το διαχειριστή του ΔΔ μέχρι και τον καταναλωτή, με ιεραρχική μορφή όπως στο Σχήμα 4.7. Οι διατάξεις που απαιτούνται αυξάνουν όσο αυξάνεται η ιεραρχία ενώ την ίδια εξέλιξη ακολουθεί και ο όγκος των πληροφοριών.

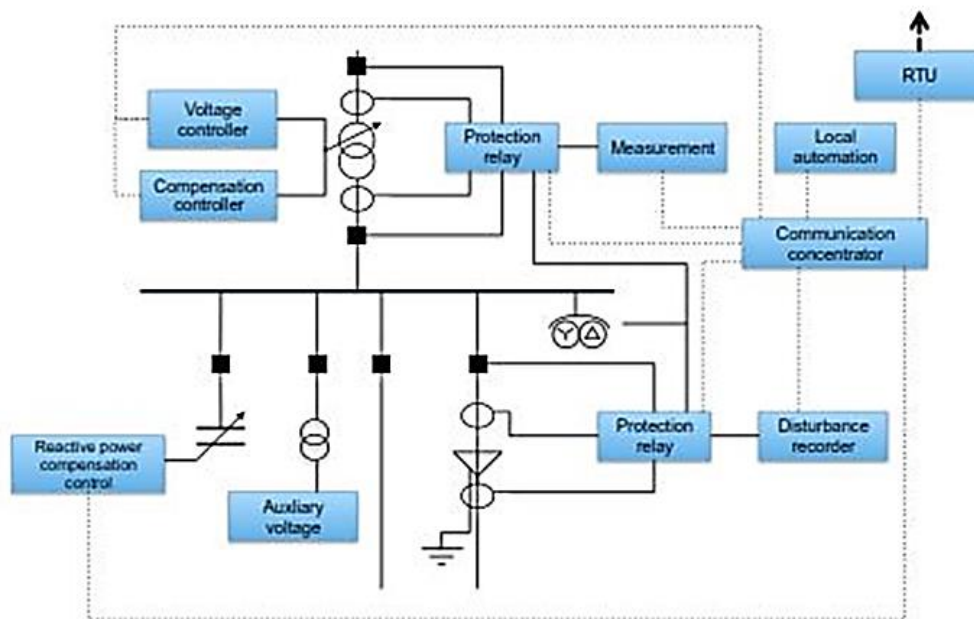


Σχήμα 4. 7 Τα επίπεδα εφαρμογής της αυτοματοποίησης Δικτύου Διανομής (DA)

4.5.1.1 Αυτοματοποίηση Υποσταθμών (Substation Automation – SA)

Η εποπτεία και ο έλεγχος του εξοπλισμού ενός Υ/Σ αποτελεί σημαντικό τμήμα της αυτοματοποίησης του ΔΔ. Χωρίζεται σε δύο βασικά επίπεδα, τον αυτοματισμό σε επίπεδο συσκευών (device level automation) και τον αυτοματισμό σε επίπεδο Υ/Σ (station level automation). Στο πρώτο επίπεδο ανήκουν οι συσκευές που μας επιτρέπουν κάθε στιγμή τη μέτρηση βασικών μεγεθών. Το δεύτερο επίπεδο περιλαμβάνει τον τοπικό έλεγχο του ΥΣ με λειτουργίες όπως το κέντρο έκτακτης ανάγκης (alarm center) και τον απομακρυσμένο έλεγχο επικοινωνιών (remote control communication). (Development of process data utilization in proactive network management tabere univ of technology 2013)

Ένα παράδειγμα ενός αυτόματου ΥΣ φαίνεται στο Σχήμα 4.8. Ο ΥΣ αυτός διαθέτει τον κύριο Μ/Σ, ένα ζυγό τροφοδοσίας, τα στοιχεία αυτοματισμού καθώς και τις μεταξύ τους συνδέσεις. Οι συνεχείς γραμμές παρουσιάζουν την επικοινωνία μεταξύ κύριων (Μ/Σ, ζυγός τροφοδοσίας, διακόπτες) και δευτερευόντων στοιχείων, οι διακεκομμένες γραμμές την επικοινωνία μόνο μεταξύ των δευτερευόντων στοιχείων, ενώ τα τετράγωνα (blocks) όπως το Disturbance Recorder και το Measurement δηλώνουν την παρουσία λογικών λειτουργιών ενός αυτόματου Υ/Σ (logical functions) τα οποία μπορούν να περιλαμβάνονται σε μία μόνο φυσική συσκευή η οποία ονομάζεται ΕΗΣ (IED).



Σχήμα 4. 8 Λειτουργικό διάγραμμα αυτοματοποιημένου Υ/Σ (SA)

4.5.1.2 Έξυπνες Ηλεκτρονικές Συσκευές – ΕΗΣ (Intelligent Electronic Device – IED)

Κάθε ηλεκτρονική συσκευή ενσωματωμένη στο ΗΔ που διαθέτει τοπικά ένα επίπεδο ευφυίας ή επεξεργαστικής ικανότητας καλείται «έξυπνη ηλεκτρονική συσκευή» (IED). Σε επίπεδο αυτοματισμού και προστασίας συστημάτων ΗΕ, ο όρος IED χρησιμοποιείται για την περιγραφή συσκευών που ενσωματώνουν λειτουργίες προστασίας, λειτουργίες προηγμένου ελέγχου φορτίων, δυνατότητες απεικόνισης πληροφοριών καθώς και την ικανότητα πλήρους επικοινωνίας με τα συστήματα SCADA. Πάντως ο όρος IED δεν αποτελεί ακριβή ορισμό.

Ένα πλήθος διακοπτικών συστημάτων διαφορετικών κατασκευαστών έχουν τη δυνατότητα να πραγματοποιούν διαδικασίες προστασίας, εποπτείας και ελέγχου, αλλά χρειάζονται τη συνδρομή μιας RTU μονάδας με την οποία είναι συνδεδεμένα ώστε να μπορούν να επικοινωνούν με τον διαχειριστή του αντίστοιχου SCADA. Αυτές οι συσκευές χαρακτηρίζονται ως έξυπνοι διακόπτες αλλά δεν συμπεριλαμβάνονται στις IEDs. Αντίστοιχα, μερικοί διακόπτες μπορούν να επικοινωνούν απευθείας με το SCADA, αλλά χωρίς τη δυνατότητα αμφίδρομης επικοινωνίας και ελέγχου από το SCADA. Οι διακόπτες αυτοί συνήθως χρησιμοποιούνται σε συνδυασμό με ξεχωριστούς ελεγκτές που παρέχουν τις απαραίτητες λειτουργίες ελέγχου για την επίτευξη του απαραίτητου επιπέδου αυτοματισμού. Και αυτές οι διατάξεις δεν εντάσσονται στις IEDs.

Συνεπώς, η δυνατότητα μιας IED να εκτελεί όλες τις διαδικασίες προστασίας, ελέγχου, εποπτείας και προηγμένης επικοινωνίας, ανεξάρτητα και χωρίς τη συνδρομή άλλης διάταξης, αποτελεί το χαρακτηριστικό που προσδιορίζει μία IED.

Στο τμήμα του Υ/Σ οι ΕΗΣ ονομάζονται τερματικά τροφοδοσίας (feeder terminals) και αποτελούν αναπόσπαστο μέρος της αυτοματοποίησης του ΥΣ. Συγκεκριμένα, όταν παρουσιάζεται ένα σφάλμα

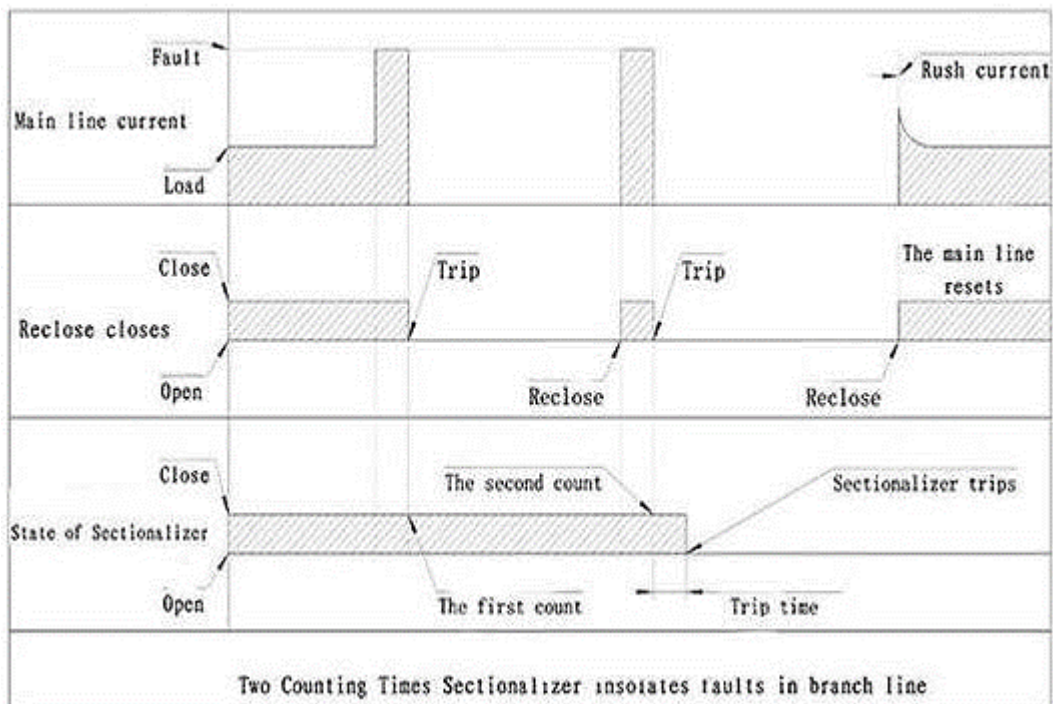
το τερματικό τροφοδοσίας αρχικά κόβει την παροχή λειτουργώντας ως παραδοσιακό ρελαί προστασίας. Ταυτόχρονα, όμως, έχει τη δυνατότητα να μετρήσει βασικά μεγέθη (συχνότητα ρεύματος-τάσης, συντελεστή ισχύος, ενεργό –άεργο ισχύ), να ενεργοποιήσει το κέντρο ελέγχου για έκτακτη κατάσταση, να καταγράψει το θόρυβο, τη διακύμανση της τάσης, τις αρμονικές και άλλες παραμορφώσεις. Τέλος, οι ανωτέρω πληροφορίες αποστέλλονται στον χειριστή του SCADA ενώ υπάρχει και αμφίδρομη επικοινωνία για τη διαχείριση της τρέχουσας κατάστασης.

4.5.1.3 Διακόπτες Αυτόματης Επαναφοράς - Reclosers

Οι reclosers είναι διακόπτες ισχύος (Δ/I), που εγκαθίστανται σε εναέριες γραμμές, ενεργοποιούνται από ενσωματωμένους ηλεκτρονόμους (συνήθως ηλεκτρονόμους υπερέντασης φάσεων ή μηδενικής ακολουθίας) και εκτελούν προγραμματισμένο κύκλο διακοπών και αποκαταστάσεων κυκλώματος, όταν διεγερθούν, όταν ανιχνευτούν δηλαδή σφάλματα από τους ηλεκτρονόμους. Οι διακόπτες αυτόματης επαναφοράς εκκαθαρίζουν τα παροδικά σφάλματα που συμβαίνουν μετά από αυτούς, κατά τη διεύθυνση ροής της ΗΕ. Επιπλέον, σε περίπτωση μόνιμων σφαλμάτων μετά τον κύκλο διακοπών και αποκαταστάσεων, διακόπτουν οριστικά την ηλεκτροδότηση στο τμήμα της αναχώρησης που προστατεύουν. Το κλείσιμο των επαφών τους και η αποκατάσταση της ηλεκτροδότησης γίνεται χειροκίνητα ή με τηλεχειρισμούς, μετά την αποκατάσταση της βλάβης. Πρέπει να έχουν επιλογική συνεργασία τόσο με τον εξοπλισμό προστασίας που είναι εγκατεστημένος πριν από αυτούς, (διακόπτες ισχύος των αναχωρήσεων) όσο και με εκείνον που είναι τοποθετημένος μετά από αυτούς (διακόπτες απομόνωσης). Οι Δ/AE σε πολλές περιπτώσεις είναι τηλεχειριζόμενοι.

4.5.1.4 Διακόπτες Απομόνωσης – Sectionalizers

Είναι διακόπτες που τοποθετούνται στα τμήματα αναχώρησης που προστατεύονται από διακόπτη ισχύος ή και διακόπτη επαναφοράς. Οι διακόπτες απομόνωσης της ΔΕΗ δεν διακόπτουν το ρεύμα βραχυκύκλωσης διότι έχουν προδιαγραφές διακόπτη φορτίου, διεγείρονται όμως από το ρεύμα βραχυκύκλωσης και από τους κύκλους λειτουργίας (επαναφοράς) του διακόπτη ισχύος ή του διακόπτη επαναφοράς στην αναχώρηση της γραμμής ΜΤ. Μετρούν με εσωτερικό μηχανισμό, αμέσως μόλις διέλθει μέσω αυτών το ρεύμα βραχυκύκλωσης, τους κύκλους λειτουργίας του Δ/I . Στον τελευταίο κύκλο ανοίγουν αφού ανοίξει ο Δ/I . Ακολουθώντας ο Δ/I κλείνει, μένει κλειστός, ενώ ο ΔA μένει ανοικτός. Σε παροχές ΜΤ μπορεί ο ΔA να ρυθμιστεί για να ανοίγει ήδη από τον πρώτο κύκλο, δηλαδή αμέσως μετά το άνοιγμα του Δ/I στην αναχώρηση της γραμμής ΜΤ. Έτσι απομονώνεται ο καταναλωτής, ενώ ο Δ/I στην αναχώρηση της γραμμής παραμένει κλειστός. Η τροφοδότηση των λοιπών καταναλωτών ΜΤ υφίσταται μόνο τις διακοπές που προέρχονται από τους κύκλους λειτουργίας του Δ/I στην αναχώρηση. Πλεονέκτημα των ΔA έναντι των ασφαλειών είναι ότι δεν χρειάζονται αλλαγή όπως οι ασφάλειες και έχουν πλήρη συνεργασία με το Δ/I στην αναχώρηση της γραμμής ΜΤ. Η επανόζευξη τους γίνεται είτε αυτόματα είτε χειροκίνητα.

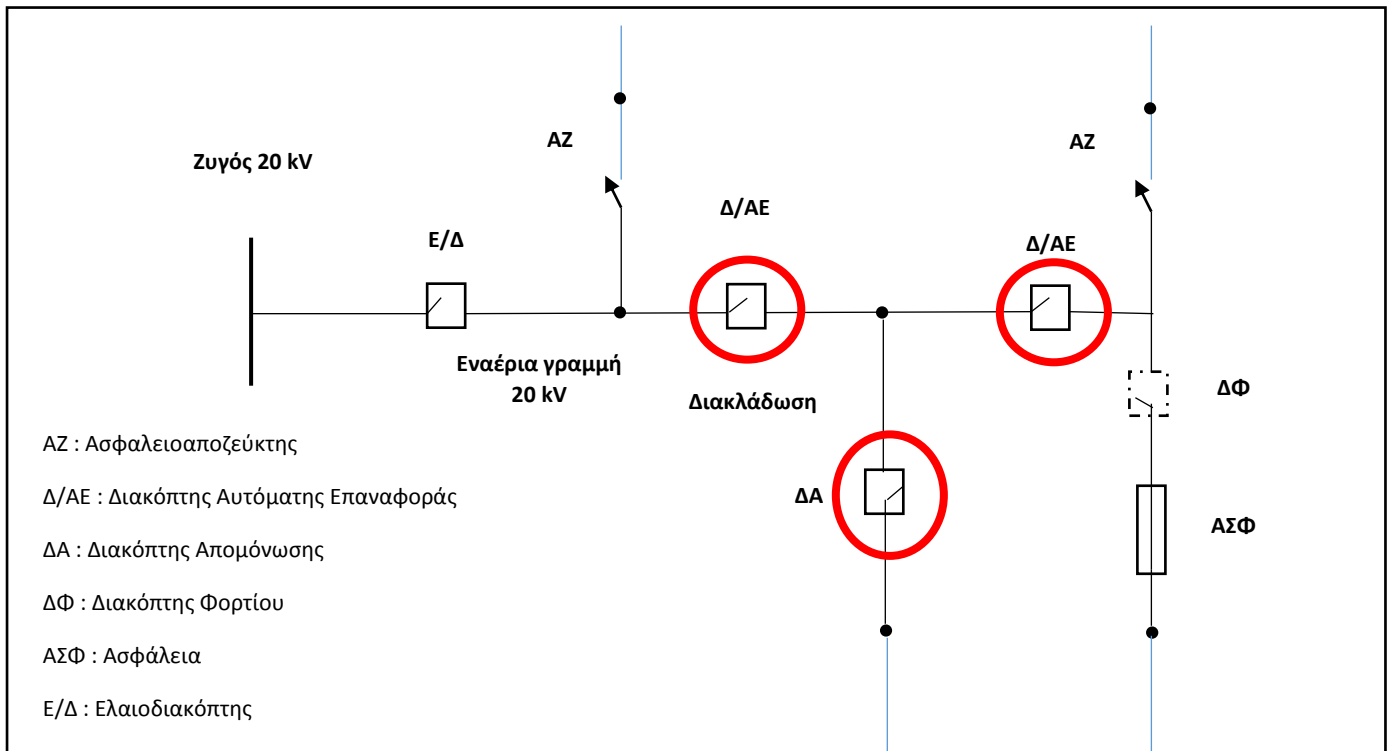


Σχήμα 4. 9 Συνεργασία Δ/ΑΕ (recloser) με Δ/Α (sectionalizer). Εδώ ο Δ/Α είναι προγραμματισμένος να ανοίγει έπειτα από δύο κύκλους διακοπής-αποκατάστασης του Δ/ΑΕ



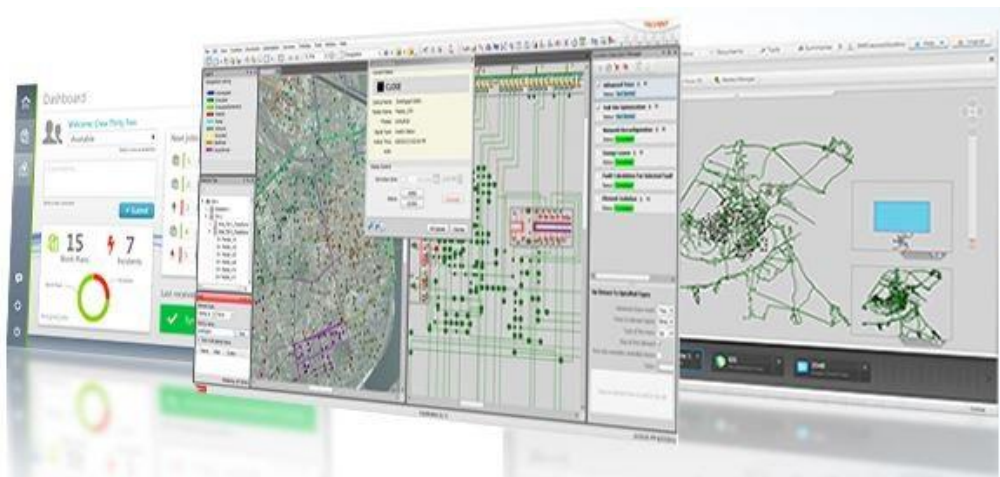
Σχήμα 4. 10 Δ/Α (sectionalizer) Ελληνικού Δικτύου

Η παρουσία του Δ/ΑΕ και του Δ/Α υπάρχει ήδη στο παραδοσιακό ηλεκτρικό δίκτυο. Εντούτοις, στο ΕΗΔ οι διακόπτες αυτοί τοποθετούνται κατά κόρον στο ΔΔ και κυρίως όλο και πλησιέστερα στον τελικό καταναλωτή. Η βελτίωση στη παροχή της ΗΕ φαίνεται στο παράδειγμα που ακολουθεί και το οποίο εξηγεί την λειτουργία τους.



Σχήμα 4. 11 Τοποθέτηση ενός Δ/Α και ενός Δ/ΑΕ σε τμήμα εναέριας γραμμής MT του ΔΔ

4.5.1.5 Σύστημα Διαχείρισης Δικτύου Διανομής (Distribution Management Systems –DMS)

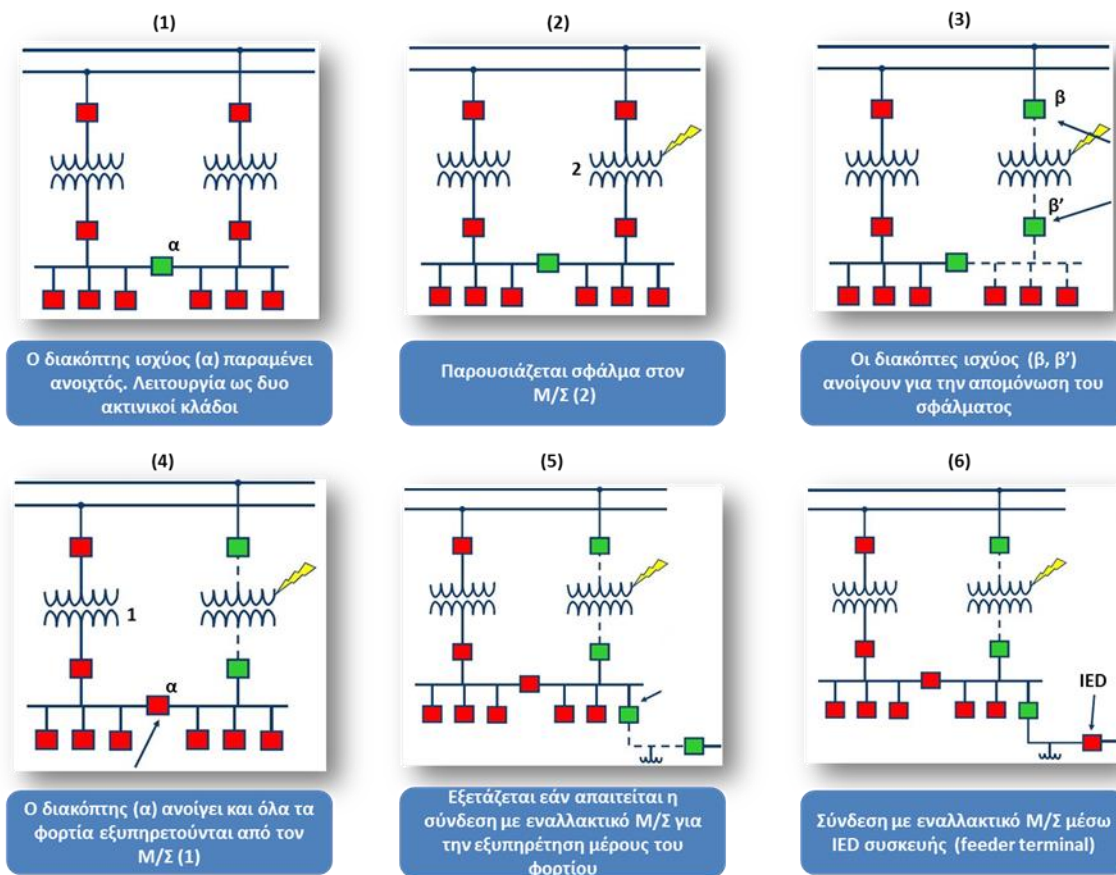


Σχήμα 4. 12 Αναπαράσταση DMS

Ένα DMS αποτελείται από πλήθος εφαρμογών παρακολούθησης και εποπτείας ΗΕ που συμβάλλουν στην αποδοτικότερη διαχείριση ολόκληρου του ΔΔ. Το DMS λειτουργεί παράλληλα με το κέντρο ελέγχου του SCADA και συνεργάζεται με εφαρμογές διαχείρισης του ΔΔ ώστε να παρέχει επιπλέον πληροφορίες στο διαχειριστή του ΔΔ. Οι εφαρμογές που ενσωματώνονται σε ένα DMS διαφέρουν ανάλογα με την έκταση της περιοχής του ΔΔ. Οι σημαντικότερες είναι οι εξής :

- Ανίχνευση, απομόνωση και αποκατάσταση σφαλμάτων (Fault Detection Isolation & Restoration – FDIR)

Η λειτουργία FDIR αναφέρεται στη δυνατότητα του ηλεκτρικού δικτύου να ανιχνεύει την εμφάνιση και τη θέση των σφαλμάτων, να απομονώνει τον εξοπλισμό που ευθύνεται για το σφάλμα και να αποκαθιστά το ταχύτερο δυνατό την παροχή ΗΕ μέσω ανακατεύθυνσης της ροής ισχύος. Για την ορθή λειτουργία FDIR το ηλεκτρικό δίκτυο πρέπει να διαθέτει αισθητήρες για την ανίχνευση των σφαλμάτων, διακόπτες που ανακατευθύνουν τη ροή ισχύος και αλγόριθμους που ορίζουν τον τρόπο με τον οποίο θα πραγματοποιηθεί η όλη διαδικασία.



Σχήμα 4. 13 Απλοποιημένο παράδειγμα λειτουργίας του συστήματος FDIR [43]

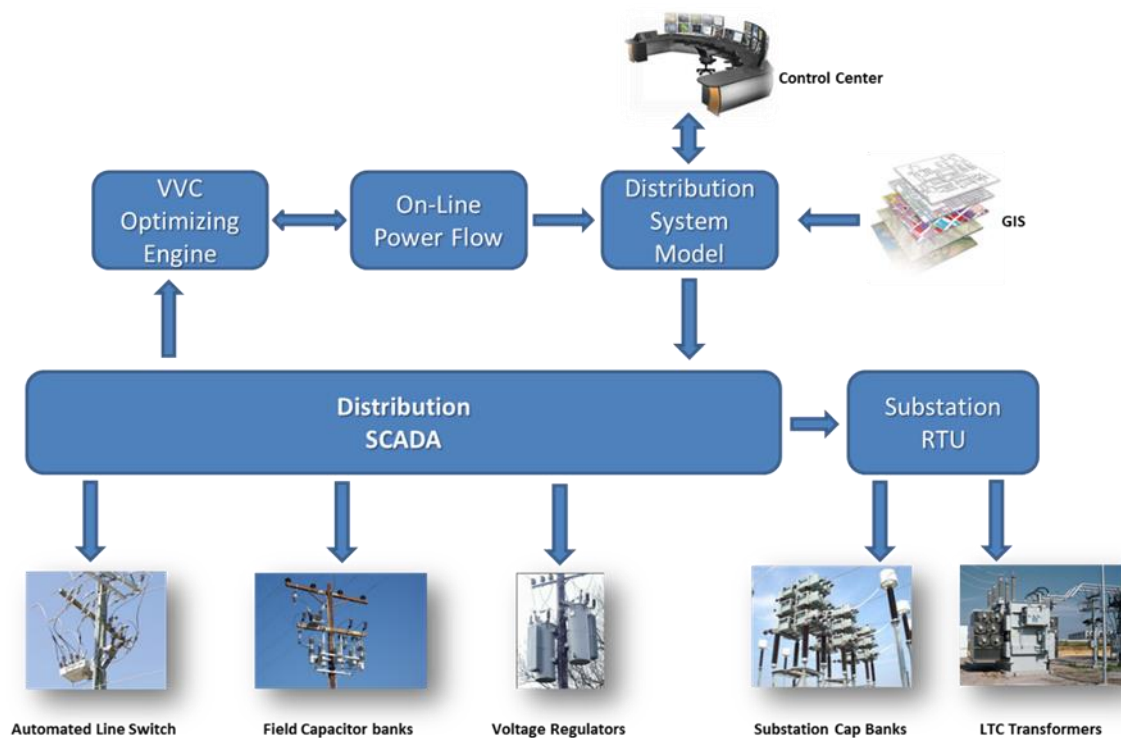
- Έλεγχος Τάσης και Αέργου Ισχύος (Volt-VAR control – VVC)

Ο έλεγχος τάσης και άεργου ισχύος χρησιμοποιείται για να μειώσει τις απώλειες ισχύος στο ΔΔ και θέτει τα αποδεκτά όρια διακύμανσης στις τιμές τάσης του δικτύου. Όπως έχει προαναφερθεί, κάθε σημείο ενός δικτύου ΗΕ έχει μοναδική τιμή τάσης. Το ζητούμενο είναι η ρύθμιση της τάσης να πραγματοποιείται όσο το δυνατό πλησιέστερα στα φορτία γίνεται. Μέχρι τώρα ρύθμιση της τάσης γίνεται στους Υ/Σ με την χρήση ΣΑΤΥΦ και με συστοιχίες πυκνωτών. Όμως, τα δίκτυα της ΜΤ των ΔΔ μπορούν να είναι ιδιαίτερα εκτεταμένα με αποτέλεσμα η αρχική ρύθμιση της τάσης που γίνεται σε επίπεδο Υ/Σ να μην επαρκεί. Τα απομακρυσμένα σημεία των ΔΔ είναι ευαίσθητα είτε σε πτώσεις τάσης σε περίπτωση τοπικής αύξησης των φορτίων είτε σε υπερτάσεις λόγω απότομης μείωσης των τοπικών φορτίων. Σημαντικά είναι και τα προβλήματα που παρουσιάζει η σύνδεση μονάδων ΔΠ σε αυτά τα απομακρυσμένα σημεία των ΔΔ, που οδηγούν σε αυξημένους

περιορισμούς στη διείσδυση τους, όπως έχει προαναφερθεί. Για παράδειγμα, η ανεξέλεγκτη και χωρίς έλεγχο έγχυση ΗΕ σε ένα ΔΔ προκαλεί επικίνδυνες τοπικές υπερεντάσεις και αύξηση της συχνότητας της τάσης. Συμπερασματικά, η ρύθμιση της τάσης πρέπει να γίνεται κοντά στα φορτία, τόσο για την ποιότητα της παρεχόμενης ΗΕ όσο και για την αύξηση της διείσδυσης της ΔΠ στα ΔΔ.

Επιπλέον, η παραγωγή και η αντιστάθμιση της αέργου ισχύος πρέπει και αυτή με τη σειρά της να γίνεται όσο το δυνατό πλησιέστερα γίνεται στα φορτία που την απαιτούν. Μέχρι τώρα, αν εξαιρεθούν τα βιομηχανικά φορτία που διαθέτουν συστοιχίες πυκνωτών που παράγουν άεργο ισχύ για τη διαμόρφωση του επιθυμητού για αυτές συντελεστή ισχύος, η αντιστάθμιση αέργου για τους απλούς καταναλωτές γίνεται σε επίπεδο Υ/Σ διανομής. Αυτό επιφέρει μεγάλη αύξηση των απωλειών ΗΕ στα ΔΔ που αναγκάζονται να μεταφέρουν άεργο ισχύ σε μεγάλες αποστάσεις. Επιπλέον, με την αύξηση της χρήσης ασύγχρονων κινητήρων σε πολλές εφαρμογές (π.χ. κλιματιστικά, εξαιρισμοί) απαιτούνται ολοένα και μεγαλύτερα ποσά αέργου ισχύος για την εξυπηρέτηση οικιακών και εμπορικών φορτίων, η οποία άεργος ισχύς επιβάλλεται να παράγεται κοντά σε αυτά τα φορτία για λόγους οικονομίας και ευστάθειας, μέσω τοπικών συστημάτων όπως οι συστοιχίες πυκνωτών (Capacitor Banks) και οι μελλοντικοί smart inverters.

Ο συνδυασμός των VVC και FDIR συστημάτων συμβάλλει καθοριστικά στην αυτο-ίαση (self-healing) του ΕΗΔ.



Σχήμα 4. 14 Λειτουργία της διαδικασίας VAr-Voltage Control (VVC) [44]

- Σύστημα Διαχείρισης Διεσπαρμένης Παραγωγής (Distributed Energy Resources Management System – DERMS)

Η συνεχώς αυξανόμενη διείσδυση της ΔΠ στα ΔΔ εγκυμονεί κινδύνους για την ευστάθεια και την ποιότητα ισχύος όπως έχει ήδη αναφερθεί. Η αντιμετώπιση των προβλημάτων αυτών γίνεται μέσω του σύγχρονου εξοπλισμού των ΔΔ. Πολλοί οργανισμοί έχουν προτείνει να μεταβιβασθεί ένα μέρος της ρύθμισης των παραμέτρων της παρεχόμενης ισχύος (όπως ένα μέρος του Volt/VAR control) στους αντιστροφείς των μονάδων ΔΠ, που πρέπει να εξελιχθούν σε συσκευές με αυξημένες δυνατότητες, τους έξυπνους αντιστροφείς (smart inverters). Οι αντιστροφείς αυτοί, εκτός από τις προηγμένες δυνατότητες ρύθμισης των παραμέτρων της ισχύος εξόδου των μονάδων ΔΠ, επιβάλλεται να έχουν την ικανότητα αμφίδρομης επικοινωνίας με το διαχειριστή του ΔΔ, ώστε να μπορεί ο διαχειριστής όχι μόνο να ενημερώνεται, αλλά και να επεμβαίνει στην ισχύ εξόδου της μονάδας.

Η διαχείριση της πληροφορίας των μονάδων ΔΠ θα πραγματοποιείται μέσω των συστημάτων DERM, τα οποία πρόκειται να αποτελούν υποσυστήματα των DMS. Η εξέλιξη των έξυπνων αντιστροφέων ως συσκευών έχει ήδη ολοκληρωθεί και αναμένεται η διεθνής προτυποποίηση της λειτουργίας τους η οποία εκτιμάται ότι θα ολοκληρωθεί στις αρχές του 2015. Τα IEC TR-61850-90-7, IEEE 1547 και UL/ANSI 1741 είναι τα σχετικά υπό εξέλιξη διεθνή πρότυπα. Ήδη ο οργανισμός Smart Inverter Working Group (SIWG) έχει εκδώσει το πρότυπο “California’s rule 21” το οποίο όμως έχει εφαρμογή μόνο στην πολιτεία της California των ΗΠΑ. Το IEC TR-61850-90-7 έχει ως στόχο την προτυποποίηση του αντιστροφέα με σκοπό να λειτουργεί ως η ολοκληρωμένη συσκευή εποπτείας και ελέγχου της παραγωγής ΗΕ, της αποθήκευσης της και της φόρτισης του ηλεκτρικού αυτοκινήτου, χρησιμοποιώντας το πρότυπο IEC 61850 για την επικοινωνία με τον πάροχο ΗΕ και το διαχειριστή του ΔΔ. Σύμφωνα με το προσχέδιο IEC TR-61850-90-7, τα χαρακτηριστικά που θα πρέπει να έχει ένας έξυπνος αντιστροφέας είναι:

- ✓ Έξυπνος έλεγχος τάσης-αέργου ισχύος
- ✓ Έξυπνος έλεγχος τάσης-ενεργού ισχύος
- ✓ Έλεγχος συντελεστή ισχύος
- ✓ Έξυπνος έλεγχος συχνότητας-ενεργού ισχύος
- ✓ Ικανότητα λειτουργίας υπό συνθήκες πτώσης τάσης (χωρίς να διακόπτεται η λειτουργία τους)
- ✓ Απόκριση της παραγωγής στη ζήτηση
- ✓ Διαχείριση συστημάτων αποθήκευσης
- ✓ Δυνατότητα αυτόματης σύνδεσης-αποσύνδεσης με το δίκτυο
- ✓ Έγχυση αέργου ισχύος ως απόκριση σε διαταραχές της τάσης (λειτουργία όπως τα FACTS, βλ. κεφ.3.6.4)
- ✓ Δυνατότητα ελέγχου της μέγιστης ισχύος εξόδου
- ✓ Δυνατότητα προσαρμογής των ορίων λειτουργίας στις εντολές του διαχειριστή του δικτύου

- Ανάλυση Ροής Φορτίου (Power Flow Analysis)

Η διαδικασία της ΑΡΦ στα έξυπνα ΔΔ απαιτείται να πραγματοποιείται ταχύτερα και με μεγαλύτερη συχνότητα σε σχέση με ότι γίνεται τώρα. Πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα εύκολου, κατά βούληση, καθορισμού του υπό μελέτη δικτύου. Σε συνεργασία με άλλα υποσυστήματα του DMS όπως το GIS, και με την επάρκεια των δεδομένων που προσφέρουν αυτά τα υποσυστήματα,

η δυναμική ΑΡΦ γίνεται εφικτή σε πραγματικό χρόνο, και ταυτόχρονα καθίσταται ιδιαίτερα αξιόπιστη για μελέτη μελλοντικών σεναρίων λειτουργίας του εκάστοτε τμήματος ενός ΔΔ. Με τη σειρά τους, τα αποτελέσματα από τις ΑΡΦ είναι απαραίτητα για την αποτελεσματική λειτουργία άλλων υποσυστημάτων του DMS, όπως της Βραχυχρόνιας Πρόβλεψης Φορτίου και της Εκτίμησης Κατάστασης, που θα παρουσιαστούν ακολούθως.

- **Βραχυχρόνια Πρόβλεψη Φορτίου (Short Term Load Forecasting-STLF)**
Στο σύστημα DMS υλοποιείται και η διαδικασία της Βραχυχρόνιας Πρόβλεψης Φορτίου η οποία κάνει εκτίμηση του αναμενόμενου φορτίου για ένα συγκεκριμένο τμήμα ενός ΔΔ. Η πρόβλεψη αφορά το διάστημα από την επόμενη ημέρα μέχρι, το πολύ, τις επόμενες δέκα ημέρες. Οι πληροφορίες που παράγει η διαδικασία STLF είναι απαραίτητες για τον βραχυχρόνιο σχεδιασμό της διαχείρισης των φορτίων και για τον προγραμματισμό των εργασιών συντήρησης του δικτύου. Οι μέθοδοι που χρησιμοποιούνται στις διαδικασίες STLF είναι διάφορες αναλυτικές μέθοδοι, όπως αυτοί της παλινδρόμησης (Regression), που συσχετίζουν την κατανάλωση ΗΕ με τους παράγοντες του χρόνου και των καιρικών συνθηκών, οι μέθοδοι της Παρόμοιας Ημέρας (Similar Day) που βασίζονται σε ιστορικά δεδομένα φορτίων ημερών με χαρακτηριστικά παρόμοια με αυτά της πρόβλεψης, οι προηγμένες μέθοδοι υπολογιστικής νοημοσύνης (Computational Intelligence) όπως αυτές των τεχνητών νευρωνικών δικτύων, και της ασαφούς λογικής (Fuzzy Logic), καθώς και οι συνδυασμοί των ανωτέρω.
- **Εκτίμηση Κατάστασης (State Estimation)**
Η ΕΚ είναι ένας σύνθετος αλγόριθμος επεξεργασίας πληροφοριών που προσδιορίζει την πιθανότερη κατάσταση του ηλεκτρικού συστήματος βάσει των μετρούμενων μεγεθών της ΗΕ (μέτρα και γωνίες τάσεων των ζυγών). Χρησιμοποιεί μετρήσεις πραγματικού χρόνου, ψευδομετρήσεις (μοντέλα φορτίου που ορίζονται συνήθως ως κατανομές Gauss) και το μαθηματικό μοντέλο του συστήματος. Οι εκτιμητές κατάστασης περιέχουν λειτουργίες που σχετίζονται με την επεξεργασία τοπολογίας, την ανάλυση παρατηρησιμότητας, την εφαρμογή ΕΚ, την επεξεργασία κακών δεδομένων και την επεξεργασία παραμέτρων και σφαλμάτων.

4.5.1.6 *Ανεξάρτητα Συστήματα Πληροφοριών που αλληλεπιδρούν με το DMS*

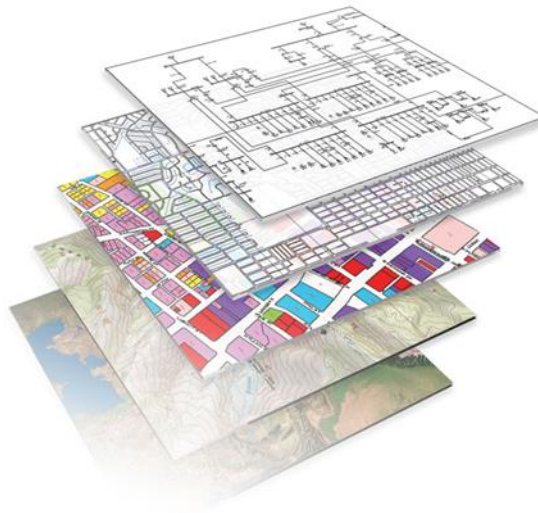
Παράλληλα με τις εφαρμογές που εμπεριέχονται σε ένα DMS, υπάρχουν και ανεξάρτητα συστήματα πληροφοριών που αλληλεπιδρούν με το DMS. Τα κυριότερα συστήματα είναι τα ακόλουθα:

- **Σύστημα Διαχείρισης Πληροφοριών των Πελατών (Customer Information System – CIS)**
Τα CIS συστήματα είναι αυτά που επεξεργάζονται τις πληροφορίες που σχετίζονται με τα προγράμματα τιμολόγησης της ΗΕ και το καταναλωτικό προφίλ των πελατών. Αποτελούν ανεξάρτητα συστήματα που αλληλεπιδρούν κυρίως με τα DMS παρέχοντάς τους επεξεργασμένες πληροφορίες, αλλά και με τα συστήματα συλλογής μετρήσεων και πληροφοριών, τα MDMS (βλέπε 4ο κεφάλαιο), από τα οποία αντλούν τα προς επεξεργασία δεδομένα. Παρότι είναι ανεξάρτητα, σε πολλές υλοποιήσεις αποτελούν υποσυστήματα είτε του DMS είτε του MDMS.

Το CIS διατηρεί βάσεις δεδομένων με τις βασικές πληροφορίες των πελατών (όνομα, διεύθυνση, αριθμός μετρητή), το πρόγραμμα τιμολόγησης κάθε πελάτη, το καταναλωτικό προφίλ του καθώς και στατιστικά δεδομένα που αφορούν την ποιότητα της παρεχόμενης υπηρεσίας (βλάβες, διακοπές, χρόνοι αποκατάστασης). Επιπλέον, το CIS αναλαμβάνει την τιμολόγηση, την έκδοση του τιμολογίου και την αποστολή του στον πελάτη. Τέλος, αποτελεί την πύλη επικοινωνίας του πελάτη με τον πάροχο ΗΕ, απλοποιώντας και επιταχύνοντας την αμφίδρομη αποστολή μηνυμάτων, ενημερώσεων, αιτήσεων και εντολών.

- Συστήματα Γεωγραφικών Πληροφοριών (Geographic Information System – GIS)

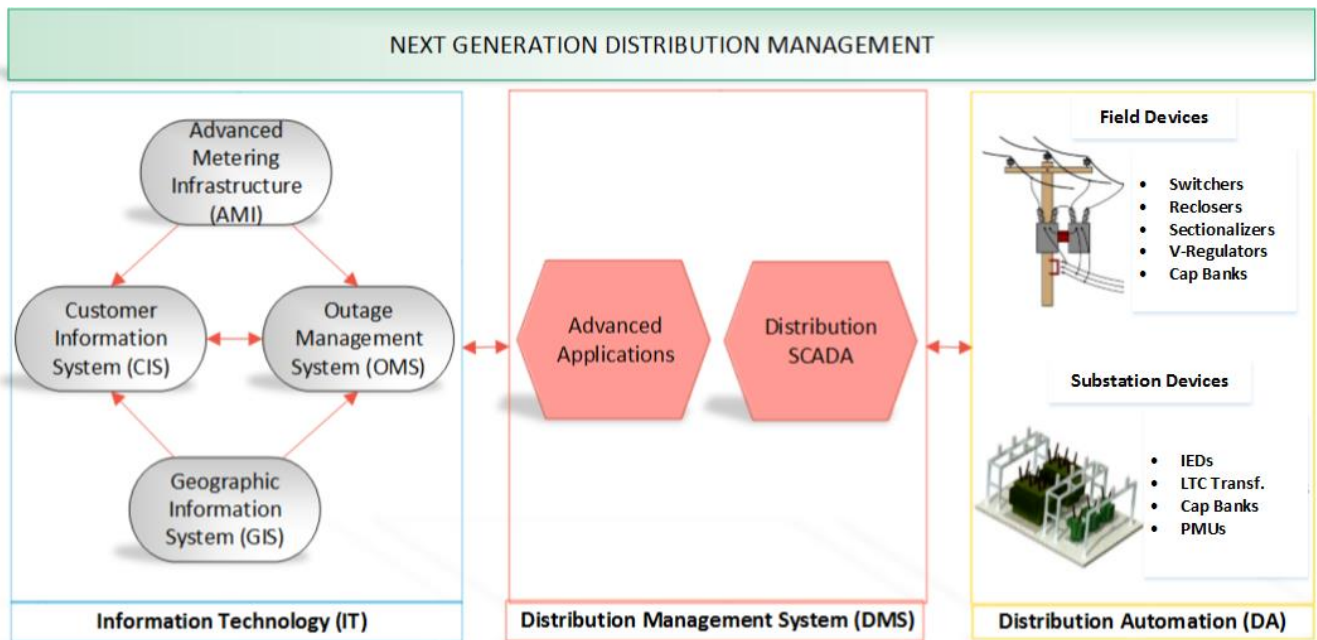
Τα GIS είναι πληροφοριακά συστήματα (Information Systems) που παρέχουν τη δυνατότητα συλλογής, αποθήκευσης, διαχείρισης, επεξεργασίας, ανάλυσης και οπτικοποίησης σε ψηφιακό περιβάλλον των δεδομένων χαρτογράφησης. Τα δεδομένα αυτά συνήθως λέγονται γεωγραφικά ή χαρτογραφικά ή χωρικά. Στα ΣΗΕ το GIS απεικονίζει ψηφιακά όλα τα στοιχεία που σχετίζονται με το ΣΜ και το ΔΔ και παρέχει αυτά τα δεδομένα στις εφαρμογές του DMS.



*Αναπαράσταση μοντέλου GIS της εταιρείας ETAP
[etap.com]*

- Σύστημα Διαχείρισης Διακοπών (Outage Management System – OMS)

Το OMS είναι ένα λογισμικό που ελέγχεται από το διαχειριστή του ΔΔ. Σκοπός του είναι η άμεση αποκατάσταση σε περίπτωση βλάβης του δικτύου. Στα παραδοσιακά ΣΗΕ, τα OMS λαμβάνουν πληροφορίες από τα SCADA. Σε περιβάλλον ευφύων δικτύων τα OMS αλληλεπιδρούν και με άλλα συστήματα όπως τα CIS, τα GIS και τα AMI. Σε περίπτωση εμφάνισης βλάβης ο διαχειριστής λαμβάνει τις κλήσεις από τους καταναλωτές μέσω συστήματος που ονομάζεται Interactive Voice Response (IVR). Το πλεονέκτημα των IVR συστημάτων σε σχέση με τα παραδοσιακά τηλεφωνικά κέντρα είναι ότι μπορεί ταυτόχρονα να δέχεται πολλαπλές κλήσεις. Το IVR σε συνεργασία με το CIS καταγράφει την αναφορά σφάλματος. Μέσω του GIS εντοπίζεται η θέση και στην συνέχεια αποκαθίσταται η βλάβη. Σε τελικό στάδιο, δημιουργείται η αναφορά αποκατάστασης και το IVR ενημερώνει σχετικά τον καταναλωτή.



Σχήμα 4. 15 Ολοκληρωμένο σύστημα διαχείρισης Ευφυούς ΔΔ [45]

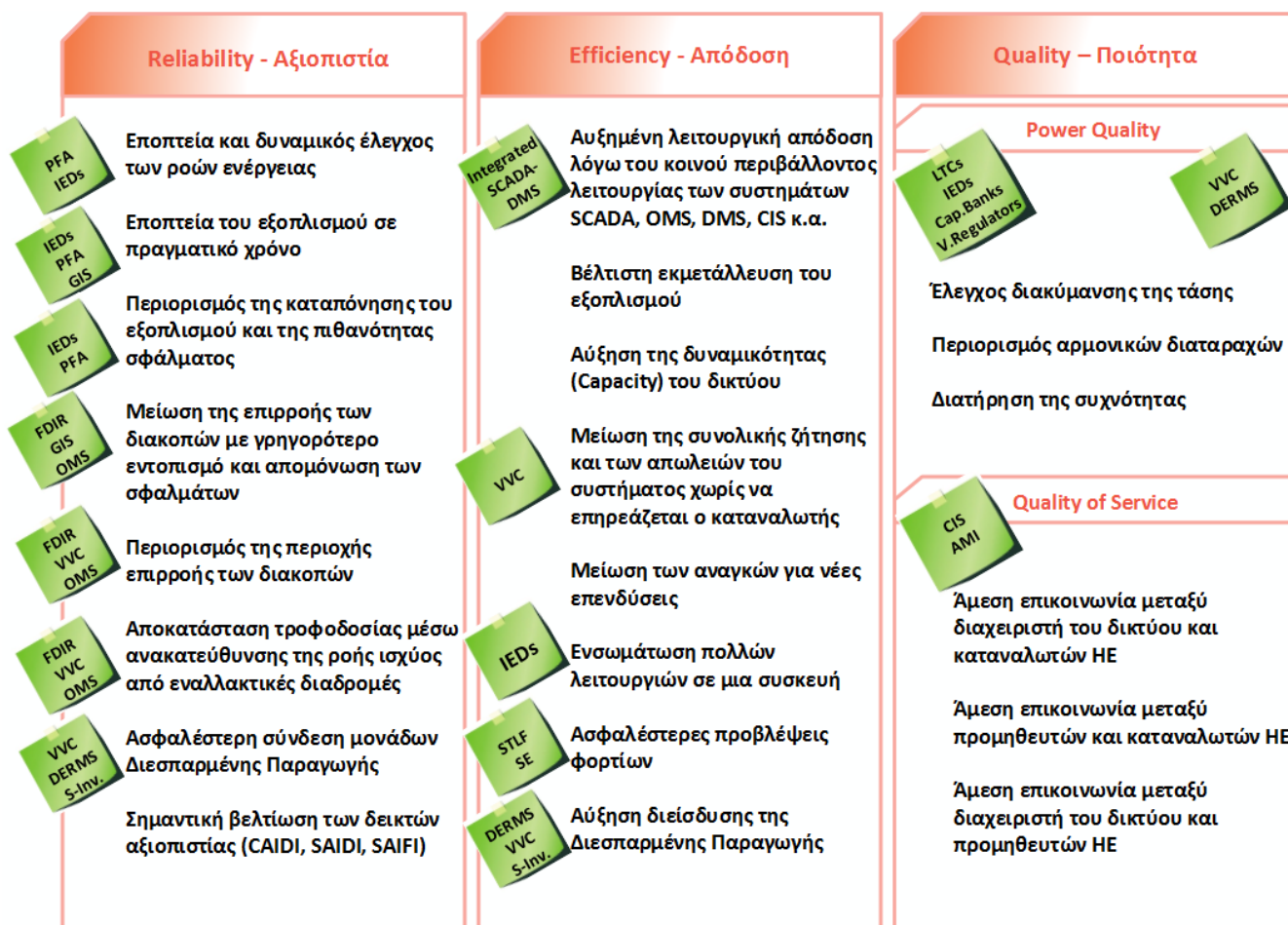
4.5.2 Οφέλη των Ευφύων Δικτύων Διανομής

Όπως κάθε τομέας του ΕΗΔ, έτσι και τα Ευφυή ΔΔ συμβάλλουν καθοριστικά στη βελτίωση των βασικών χαρακτηριστικών ενός συστήματος ΗΕ, που είναι τα ακόλουθα :

- Αξιοπιστία (Reliability)
- Αποδοτικότητα (Efficiency)
- Ποιότητα παρεχόμενης υπηρεσίας (Quality of Service)

Η αυτοματοποίηση του ΔΔ και η χρήση των σύγχρονων συστημάτων διαχείρισης κατά κύριο λόγο του DMS, επιφέρουν σημαντική βελτίωση των ανωτέρω θεμελιωδών χαρακτηριστικών η οποία μεταφράζεται σε άμεσα αλλά και μακροπρόθεσμα οφέλη για τους Διαχειριστές των ΔΔ, τους προμηθευτές και τους καταναλωτές ΗΕ. Οικονομοτεχνικές μελέτες του οργανισμού EPRI που αφορούν την εγκατάσταση ΕΗΔ στις ΗΠΑ έχουν δείξει ότι η βελτίωση των ανωτέρω χαρακτηριστικών λόγω της εισαγωγής ευφυΐας στα ΔΔ έχουν θετικό αντίκτυπο τόσο σε οικονομικό όσο και σε κοινωνικό επίπεδο [46].

Στον σχήμα 4.16 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα οφέλη της εισαγωγής ευφυΐας στα ΔΔ ανά είδος βασικής λειτουργίας, με τα αντίστοιχα συστήματα και τον εξοπλισμό που κυρίως συμβάλλουν στο κατά περίπτωση όφελος.



GIS: Geographic Information System

DERMS: Distributed Energy Resources Management System

CIS: Customer Information System

STLF: Short Term Load Forecasting

LTC: Load Tap Changer Transformer

SE: State Estimation

PFA: Power Flow Analysis

VVC: Volt/Var Control

OMS: Outage Management System

FDIR: Fault Detection Isolation & Restoration

AMI: Advanced Metering Infrastructure

Σχήμα 4. 16 Η Συμβολή των Έξυπνων ΔΔ στην βελτίωση των παραμέτρων λειτουργίας ενός ΣΗΕ

4.6 Ευφυή Συστήματα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας – Smart Transmission Systems

Η μετάβαση από τα συμβατικά ΣΗΕ προς τα ολοκληρωμένα ΕΗΔ, παράλληλα με τη metamorphosis των ΔΔ επιτάσσει την επιτάχυνση και εντατικοποίηση του εκσυγχρονισμού των ΣΜ ΗΕ. Καίτοι τα δίκτυα των ΣΜ, θεωρούνται τα πλέον σύγχρονα και προηγμένα τμήματα των τρεχόντων ΣΗΕ, ενσωματώνοντας ένα καλό επίπεδο εποπτείας μέσω των συστημάτων SCADA, η εγκατάσταση προηγμένων τεχνολογικών συστημάτων ελέγχου της μεταφοράς ΗΕ παραμένει ιδιαίτερα περιορισμένη. Η βελτιστοποίηση της εποπτείας και η ουσιαστική ενσωμάτωση προηγμένων συστημάτων ελέγχου είναι καίριας σημασίας ώστε τα ΣΜ να ακολουθήσουν της αρχές που διέπουν/πρεσβεύουν τα ΕΗΔ. Οι αρχές αυτές είναι:

- Αύξηση της ικανότητας μεταφοράς ΗΕ των υπαρχόντων δικτύων
- Εξασφάλιση ακόμα καλύτερου επιπέδου ευστάθειας του ΣΜ
- Αύξηση της αξιοπιστίας του ΣΜ

- Αύξηση της ασφάλειας του ΣΜ
- Μείωση των απωλειών ΗΕ

παράλληλα με:

- την ελαχιστοποίηση της ανάγκης επέκτασης του δικτύου μεταφοράς
- την ελαχιστοποίηση των αναγκών εγκατάστασης νέων συμβατικών μεγάλων μονάδων παραγωγής ΗΕ

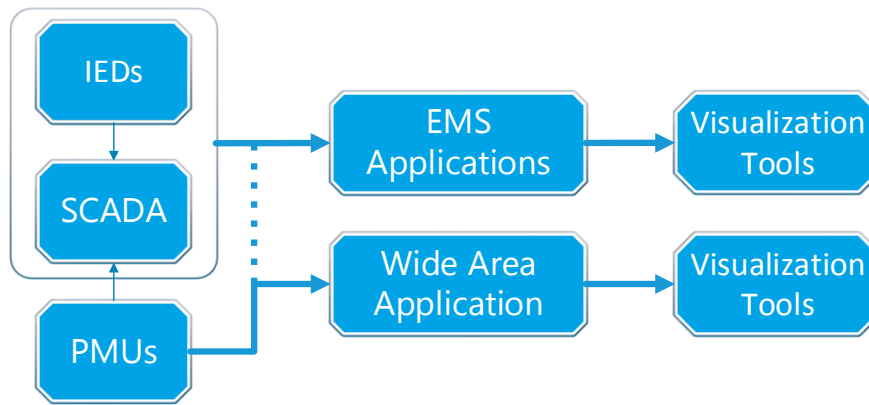
Φαινομενικά, οι ανωτέρω στόχοι είναι ασύμβατοι μεταξύ τους, αφού, μέχρι πριν από τρεις δεκαετίες, η εξομάλυνση της λειτουργίας του ΣΜ ήταν εφικτή μόνο μέσω της υπερδιαστασιολόγησής του, της επέκτασης του δικτύου με νέες ΓΜ και της εγκατάστασης μεγάλων συμβατικών μονάδων παραγωγής ΗΕ. Στα μέσα της δεκαετίας του '80, σε χώρες όπως οι ΗΠΑ και η Ιαπωνία, ξεκίνησε η ουσιαστική ενσωμάτωση ενός αρχικού επιπέδου εποπτείας (αρχικά SCADA) και ελάχιστων προηγμένων τεχνολογικών συστημάτων ελέγχου, όπως τα πρώτα FACTS, με αρκετά υψηλό όμως κόστος και χωρίς να έχουν καθοριστικό ρόλο στην εύρυθμη λειτουργία των ΣΜ. Τη δεκαετία του '90, τα περισσότερα συστήματα είχαν ήδη ωριμάσει τεχνολογικά, αλλά η χρήση τους παρέμενε περιορισμένη λόγω του υψηλού κόστους και της επικρατούσας, ακόμα, λογικής της ενίσχυσης της παραγωγής ΗΕ και της επέκτασης των δικτύων μεταφοράς ΗΕ. Στα σύγχρονα ΣΗΕ, το ισοζύγιο έχει ανατραπεί καθώς η βέλτιστη αξιοποίηση του υπάρχοντος ΣΜ, που οδηγεί ταυτόχρονα σε αξιόπιστη λειτουργία, είναι πλέον, όχι μόνο εφικτή, αλλά και οικονομικά συμφέρουσα σε σχέση με την επέκταση του δικτύου και την εγκατάσταση νέων μονάδων παραγωγής ΗΕ.

Με την καθολική χρήση αισθητήρων σε όλα τα σημεία του ΣΜ, με την εγκατάσταση βελτιωμένων συστημάτων SCADA, των επαναστατικών συστημάτων μέτρησης με μονάδες PMU, και με τη συγκέντρωση της πληροφορίας σε ένα κεντρικό EMS σύστημα του διαχειριστή, είναι δυνατή η πλήρης εποπτεία του ΣΜ και η παρακολούθηση της κατάστασης του δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Παράλληλα, ο δυναμικός έλεγχος και η πλήρης εκμετάλλευση των δυνατοτήτων του ΣΜ γίνονται εφικτά με την ευρεία χρήση των FACTS και της HVDC μεταφοράς.

4.6.1 Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας – (Energy Management System – EMS)

Ένα EMS περιλαμβάνει ένα σύνολο εφαρμογών με σκοπό την παρακολούθηση, τον έλεγχο και τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας στα συστήματα μεταφοράς ΗΕ, καθώς και το συντονισμό και τη βέλτιστη διαχείριση των μεγάλων μονάδων παραγωγής ΗΕ. Συνήθως, αναφέρεται και ως EMS/SCADA, καθώς οι λειτουργίες παρακολούθησης και ελέγχου προέρχονται από τα SCADA. Το EMS ελέγχεται από το διαχειριστή του ΣΜ και βρίσκεται μαζί με τα SCADA στα κέντρα ελέγχου. Όπως και στα DMS, στα EMS ενσωματώνονται εφαρμογές όπως η Ανάλυση Ροής Φορτίου, η Εκτίμηση Κατάστασης, η Πρόβλεψη Φορτίου και τα Συστήματα Γεωγραφικών Πληροφοριών.

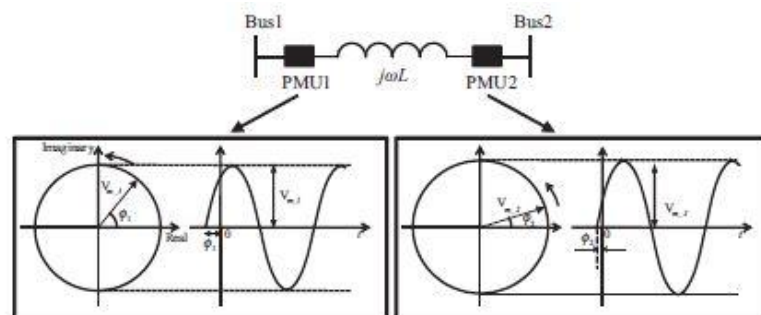
Το 2011 ο Διεθνής Οργανισμός Προτυποποίησης (ISO) δημοσίευσε το ISO 50001 – EMS με το οποίο καθορίζεται η δομή ενός EMS με σκοπό τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας. Το πρότυπο είναι βασισμένο στην μεθοδολογία Plan-Do-Check-Act που περιλαμβάνει τις διακριτές φάσεις υλοποίησης : Σχεδιασμός, Εφαρμογή, Έλεγχος, Δράση/Βελτίωση.



Σχήμα 4. 17 Ολοκληρωμένο σύστημα διαχείρισης Ευφυών ΣΜ

4.6.1.1 Μονάδες Μέτρησης Φασιθετών (Phasor Measurement Units – PMUs)

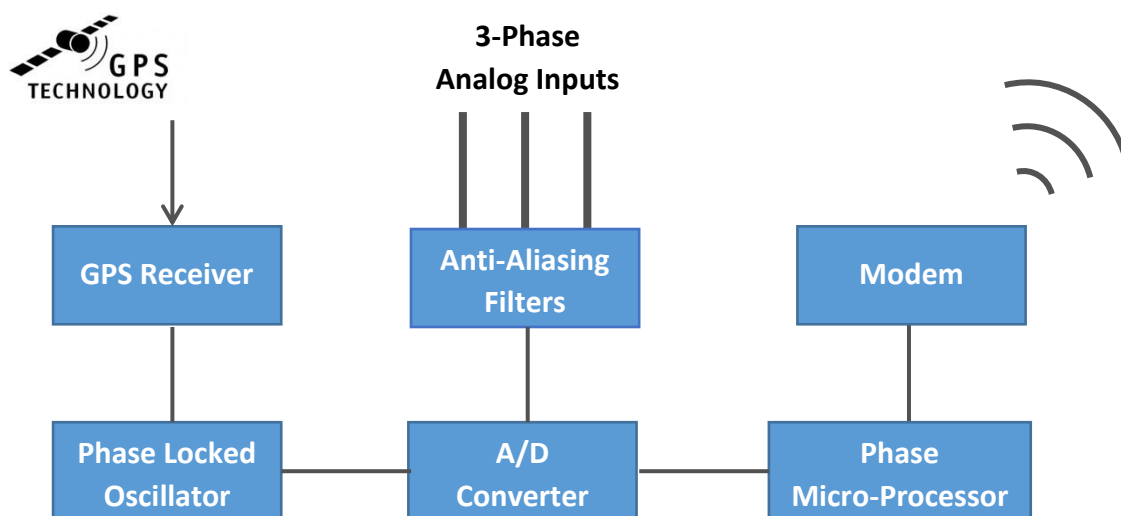
PMU (εμπορικά γνωστή και ως Synchrophasor) ονομάζεται η διάταξη που μπορεί να μετρήσει με μεγάλη ακρίβεια τους συγχρονισμένους φασιθέτες τάσης και ρεύματος σε ένα σημείο του συστήματος ΗΕ. Το 1988 οι Phadke και Thorp στο Πανεπιστήμιο της Βιρτζίνια, εφάρμοσαν τεχνικές για τον υπολογισμό φασιθετών σε πραγματικό χρόνο, συγχρονισμένων ως προς μια απόλυτη χρονική αναφορά. Η ύπαρξη του δορυφορικού συστήματος GPS (Global Positioning System) και η τότε σύγχρονη ψηφιακή τεχνολογία έκανε εφικτή τη δημιουργία αυτής της απόλυτης χρονικής αναφοράς, και έτσι το 1992 βγήκε στην παραγωγή η πρώτη PMU.



Σχήμα 4. 18 Συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών σε δυο διαφορετικά σημεία του ΣΜ

Μια μονάδα PMU μπορεί να μετρήσει τις κυματομορφές τάσης και ρεύματος σε ένα ζυγό ή σε μία γραμμή μεταφοράς με συχνότητα δειγματοληψίας 2880 τιμές ανά sec. Με τη βοήθεια ενός Μ/Σ υποβιβασμού της ΥΤ, οι αναλογικές AC κυματομορφές εκάστης των τριών φάσεων, αφού περάσουν από φίλτρο για την αποκοπή υψίσυχων αρμονικών, ψηφιοποιούνται από ψηφιακό μετατροπέα (A-D Converter). Στη συνέχεια, ένας ταλαντωτής (phase-lock oscillator) θέτει «χρονική σφραγίδα» στις μετρήσεις με ακρίβεια ενός millisecond, χρησιμοποιώντας ως αναφορά τους ανά sec παλμούς του συστήματος GPS που λαμβάνει μέσω ενός δέκτη. Έτσι, η PMU αποστέλλει 30-60 χρονικά προσδιορισμένους φασιθέτες (synchrophasors) υψηλής ακρίβειας, σε έναν τοπικό δέκτη, τον Phasor Data Concentrator (PDC), και από εκεί η συγκεντρωμένη πληροφορία των γειτονικών PMUs καταλήγει στο κέντρο ελέγχου και εποπτείας του συστήματος, στο EMS/SCADA. Η διαδικασία αυτή

πραγματοποιείται πολύ ταχέως, με αποτέλεσμα ο διαχειριστής του ΣΜ να έχει τη δυνατότητα παρακολούθησης του συστήματος ουσιαστικά σε πραγματικό χρόνο.



Σχήμα 4. 19 Λειτουργικό διάγραμμα PMU

Οι PMUs, καίτοι αποτελούν εξοπλισμό πολύ υψηλού κόστους, έχουν καθοριστική συμβολή στη διατήρηση της ευστάθειας ενός συστήματος ΗΕ, διότι παρέχουν την πλέον ταχεία και αξιόπιστη πληροφόρηση για την κατάσταση του ΣΜ, πληροφόρηση άμεσα αξιοποιήσιμη από τις διαδικασίες της εκτίμησης κατάστασης και της ανάλυσης ροής φορτίου. Οι PMUs αποτελούν την απάντηση στις ακόλουθες αδυναμίες/ελλείψεις που παρουσιάζουν τα SCADA συστήματα:

- έλλειψη συγχρονισμένων δεδομένων
- αδυναμία παρακολούθησης της δυναμικής συμπεριφοράς του συστήματος σε πραγματικό χρόνο
- αδυναμία εποπτείας μεγάλων γεωγραφικά περιοχών

Χαρακτηριστικό	SCADA	PMU
Μετρήσεις	Αναλογικές	Ψηφιακές
Ανάλυση	2 - 4 δείγματα ανά δευτερόλεπτο	Μέχρι 60 δείγματα ανά δευτερόλεπτο
Παρακολούθηση	Μόνιμη κατάσταση	Μόνιμη και Δυναμική-Μεταβατική κατάσταση
Εποπτεία	Τοπική	Ευρείας περιοχής

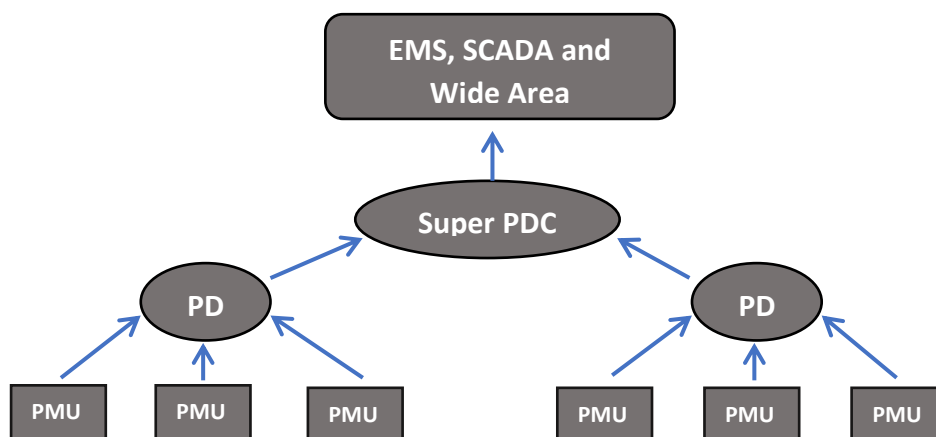
Μέτρηση φασικής γωνίας	Όχι	Ναι
Μετρούμενες ποσότητες	Μέτρο τάσης (RMS), MW, MVAR	Μέτρο τάσης (RMS), MW, MVAR, Φασική απόκλιση από την κοινή αναφορά, Συχνότητα, Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας

Πίνακας 4. 6 Σύγκριση SCADA και PMU



Σχήμα 4. 20 PMU μονάδα (General Electric)

Και μόνο το γεγονός ότι οι PMUs παρέχουν έως και 60 μετρήσεις φασιθετών ανά sec ενώ ένα τυπικό SCADA σύστημα σαρώνει το δίκτυο που επιβλέπει κάθε 2 sec, αυξάνει σημαντικά τις δυνατότητες ελέγχου και εποπτείας του ΣΜ, αποτελώντας ταυτόχρονα μεγάλη πρόκληση για τα EMS/SCADA συστήματα ώστε οι εφαρμογές τους να μπορούν να αξιοποιούν αποδοτικά την ταχεία και αξιόπιστη πληροφόρηση από το δίκτυο των PMUs. Ένα χαρακτηριστικό/πλεονέκτημα των δεδομένων που παράγουν οι PMUs, το οποίο συμβάλλει στην αξιοποίησή τους, είναι η δυνατότητα ανάπτυξης μιας φιλικής προς το χρήστη προβολής κατάστασης ενός συστήματος ΗΕ σε πραγματικό χρόνο. Πρόκειται για μια τρισδιάστατη προβολή που προβάλλει τη γωνία τάσης στους ζυγούς του δικτύου στον z-άξονα, ενώ οι x και y άξονες αντιστοιχούν στη γεωγραφική τοποθεσία των σημείων μέτρησης. Οι χώρες με το μεγαλύτερο ρυθμό ενσωμάτωσης PMUs στα ΣΜ είναι η Κίνα με 2500 μονάδες ήδη εγκατεστημένες το 2013 [47] και οι ΗΠΑ με περίπου 1100 αναμενόμενες μονάδες μέχρι το τέλος του 2014 [48]



Σχήμα 4. 21 Δομή δικτύου PMUs

4.6.2 High Voltage Direct Current – HVDC

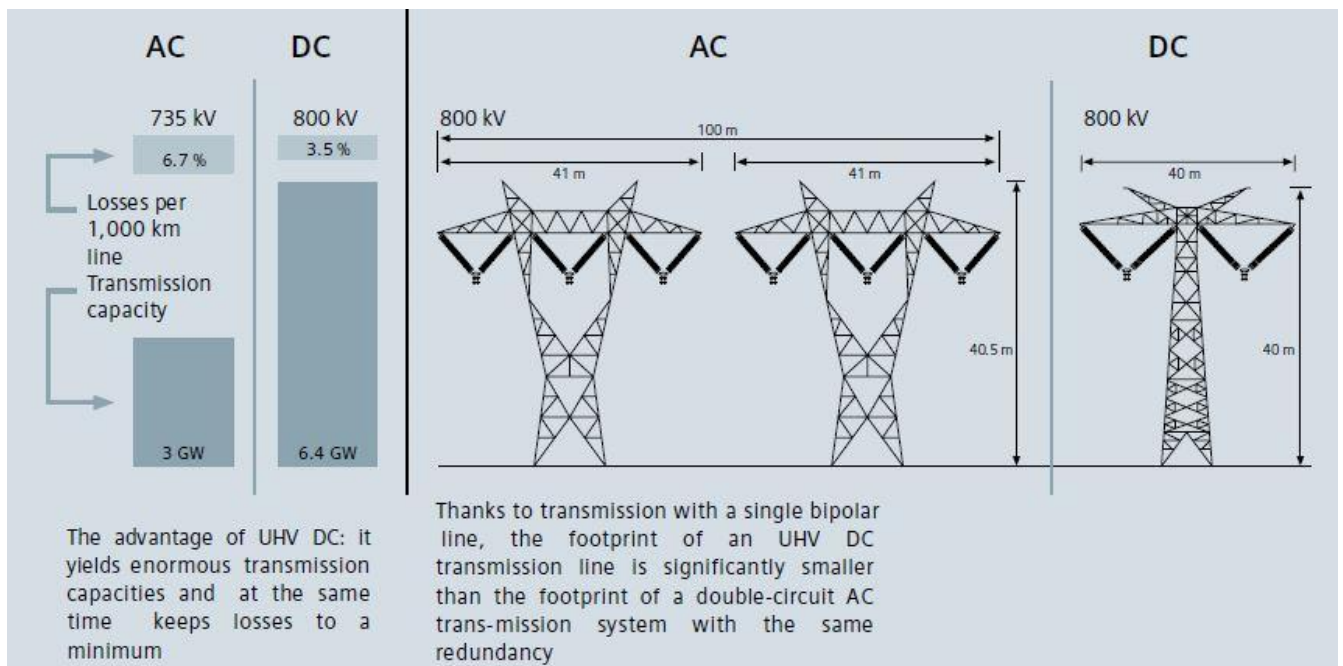
Η τεχνολογία των HVDC συστημάτων αναπτύχθηκε για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις μέσω γραμμών μεταφοράς ή υποβρύχιων καλωδίων με μειωμένες απώλειες. Το πρώτο HVDC σύστημα μεταφοράς εφαρμόστηκε το 1954 στο Gotland της Σουηδίας για τη διασύνδεση του νησιού με την ηπειρωτική χώρα μέσω υποβρύχιου καλωδίου. Είχε τη δυνατότητα μεταφοράς ισχύος 20MW υπό τάση 100kV. Ακολούθησαν και άλλα έργα όπως αυτό της Σαρδηνίας (1967) και του Nelson River(1973). Στις πρώτες αυτές εφαρμογές χρησιμοποιούνταν ανορθωτές ατμών υδραργύρου. Καίτοι η μεταφορά με HVDC συστήματα ήταν πλέον δυνατή, το κόστος δεν ήταν ακόμη ανταγωνιστικό έναντι των HVAC συστημάτων μεταφοράς. Με την εισαγωγή της τεχνολογίας των θυρίστορ και των μετατροπέων πηγής ρεύματος τα HVDC συστήματα άρχισαν να κερδίζουν έδαφος. Η πραγματική καινοτομία ήλθε στα τέλη του '90 με τη χρήση διακοπτικών στοιχείων με δυνατότητα ελεγχόμενης έναυσης και σβέσης όπως τα IGBT και της PWM διαμόρφωσης όπου και έγινε δυνατός ο ανεξάρτητος έλεγχος της ενεργού και άεργου ισχύος.

Τα HVDC χρησιμοποιούνται κυρίως σε τρεις σημαντικές περιπτώσεις [49]:

- Για τη διασύνδεση μη-συγχρονισμένων δικτύων κρατών, μεγάλων πόλεων ακόμα και νησιών. Συστήματα που λειτουργούν σε διαφορετική συχνότητα αλλά και συστήματα που λειτουργούν στην ίδια συχνότητα και δεν είναι συγχρονισμένα δεν μπορούν να συνδεθούν με AC.
- Για τη μεταφορά ΗΕ από μεγάλες μονάδες παραγωγής σε μεγάλες αποστάσεις. Ενώ το AC είναι σημαντικά φθηνότερο για μικρές αποστάσεις, το HVDC είναι φθηνότερο για μεγάλες αποστάσεις. Η χρήση DC στη μεταφορά ΗΕ καθίσταται αποδοτική (break-even point) για χερσαίες διασυνδέσεις μεγαλύτερες από 400-800km και για υποθαλάσσιες μεγαλύτερες από 40-80km.
- Για τη χρήση καλωδίων μεγάλου μήκους. Καθώς το μήκος του καλωδίου μεγαλώνει, δημιουργούνται μεγάλα ρεύματα φόρτισης, με αποτέλεσμα να περιορίζεται η δυνατότητα μεταφοράς ενέργειας.

Τα βασικά συγκριτικά πλεονεκτήματα του DC σε σχέση με το AC είναι τα ακόλουθα:

- Οι DC γραμμές έχουν μικρότερες απώλειες (αποφυγή επιδερμικού φαινομένου (skin effect) και του φαινομένου γειτνίασης (proximity effect)).
- Τα DC συστήματα δεν έχουν περιορισμούς ως προς το μήκος των γραμμών.
- Για την κάλυψη πολύ μεγάλων αποστάσεων όπου απαιτείται μεταφορά ΥΥΤ, τα DC συστήματα είναι φθηνότερα στην κατασκευή και τη διαχείριση.
- Το DC δεν έχει συχνότητα και ο συντελεστής ισχύος είναι πάντα 1, σε αντίθεση με το AC όπου κυμαίνονται μεταξύ 50 και 60 Hz και από 0 έως 1 αντίστοιχα.
- Το DC δεν εκπέμπει ηλεκτρομαγνητική ακτινοβολία.
- Η διασύνδεση υπεράκτιων μονάδων παραγωγής και η υπεράκτια διασύνδεση μεταξύ κρατών (πχ Ελλάδα – Ιταλία) είναι εφικτή μόνο με DC.



Σχήμα 4. 22 Σύγκριση AC και HVDC ΣΜ

Η σύνδεση ενός AC ΣΜ με ένα HVDC καθώς και η αντίστροφη διαδικασία επιτυγχάνεται μέσω των τριφασικών μετατροπών. Υπάρχουν δύο βασικά είδη τριφασικών μετατροπών που καθιστούν δυνατή τη μεταφορά ενέργειας μέσω HVDC συστημάτων. Οι μετατροπείς πηγής τάσης (voltage source converters – VSC) που υλοποιούνται με διατάξεις διακοπτικών στοιχείων όπως τα IGBTs και τα GTOs και οι μετατροπείς πηγής ρεύματος (current source converters – CSC) που υλοποιούνται με διατάξεις βασισμένες στα θυρίστορ. Η συνηθέστερη διάταξη CSC χρησιμοποιεί τη δωδεκαπαλμική γέφυρα θυρίστορ για οικονομικούς λόγους, ενώ υπάρχουν και διατάξεις με 24, 48 κλπ παλμούς.

4.6.3 Ευέλικτα Συστήματα Μεταφοράς Εναλλασσόμενου Ρεύματος (Flexible AC Transmission Systems – FACTS)

Η δυνατότητα του ΣΜ στη μεταφορά ΗΕ επηρεάζεται από τους ακόλουθους περιορισμούς : (α) ευστάθεια γωνίας, (β) τάση μαγνήτισης, (γ) θερμικοί περιορισμοί, (δ) μεταβατική ευστάθεια, και (ε) δυναμική ευστάθεια. Οι περιορισμοί αυτοί ορίζουν τη μέγιστη ενέργεια που μπορεί να μεταφερθεί χωρίς να προκληθούν βλάβες στις ΓΜ και στο ηλεκτρικό εξοπλισμό. Όπως έχει προαναφερθεί, οι περιορισμοί του ΣΜ μπορούν να αντιμετωπιστούν θεωρητικά με την προσθήκη νέων ΓΜ και νέων μονάδων παραγωγής, κάτι το οποίο παρουσιάζει απαγορευτικά κόστη επενδύσεων και αντίστοιχη περιβαλλοντική επιβάρυνση. Τη λύση προσφέρουν τα σύγχρονα ευέλικτα συστήματα μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος που αντιμετωπίζουν τους περιορισμούς αυτούς χωρίς να απαιτούνται οι κοστοβόρες επενδύσεις επέκτασης του δικτύου. Τα FACTS είναι μια τεχνολογία βασισμένη στα ηλεκτρονικά ισχύος που ενισχύει τη δυνατότητα ελέγχου και αυξάνει τα όρια της μέγιστης μεταφερόμενης ισχύος στα AC ΣΜ.

Οι ελεγκτές FACTS κατηγοριοποιούνται σε δύο μεγάλες κατηγορίες :

- Στα FACTS ελεγχόμενα από θυρίστορ.
Πρόκειται για μετατροπείς που επιτρέπουν την ευέλικτη διαχείριση πηγών, πυκνωτών ή μετασχηματιστών με ρύθμιση φάσης και απλώς επιτυγχάνουν ταχύτερες αποκρίσεις ζεύξης και καλύτερο έλεγχο από τους κλασικούς διακόπτες. Σε αυτήν την κατηγορία ανήκουν :
 - ✓ Τα στατά συστήματα ελέγχου άεργου ισχύος (Static Var Compensators – SVC). Μπορούν να παρέχουν ή να απορροφούν άεργο ισχύ στο σημείο σύνδεσής του ρυθμίζοντας έτσι την τάση της ΓΜ στο σημείο αυτό.
 - ✓ Οι ελεγχόμενοι αντισταθμιστές σειράς (Thyristor Controlled Series Capacitors – TCSC). Λειτουργούν ως πηγές τάσης αντιστάθμισης που αυξάνουν την τάση κατά μήκος της ΓΜ, επηρεάζοντας το ρεύμα και τη μεταφερόμενη ισχύ.
 - ✓ Οι ρυθμιστές γωνίας φάσης (Phase Shifters – PS) βελτιώνουν την ικανότητα μεταφοράς ενός ΣΜ εκτρέποντας τη ροή ισχύος σε λιγότερο φορτισμένες ΓΜ μέσω της μεταβολής της φάσης της τάσης.
- Στα FACTS ελεγχόμενα από μετατροπείς ισχύος.
Οι μετατροπείς ισχύος είναι ουσιαστικά ελεγχόμενες πηγές τάσης (Voltage Source Converter-VSC) ή ρεύματος (Current Source Controller- CSC) που υλοποιούνται συνήθως με GTOs (Gate Turn Off thyristors) ή IGBTs (Insulator Gate Bipolar Transistors) τα οποία, σε σχέση με τα θυρίστορ, έχουν την πρόσθετη δυνατότητα της εξαναγκασμένης σβέσης, και της πολύ ταχύτερης απόκρισης. Οι πλέον σύγχρονοι μετατροπείς ισχύος υλοποιούνται και με τα σύγχρονα IGCTs (Integrated Gate Commutated Thyristors). Τα FACTS με μετατροπείς ισχύος έχουν βελτιωμένα χαρακτηριστικά καθώς επιτρέπουν την έγχυση ή απορρόφηση όχι μόνο άεργου αλλά και ενεργού ισχύος με το δίκτυο. Σε αυτήν την κατηγορία ανήκουν :
 - ✓ Οι ελεγχόμενοι σύγχρονοι αντισταθμιστές (STATic synchronous COMpensators – STATCOM) ρυθμίζουν την τάση της γραμμής μέσω άεργης αντιστάθμισης (αντίστοιχα με το SVC)
 - ✓ Οι ελεγχόμενοι σύγχρονοι αντισταθμιστές σειράς (Static Synchronous Series Compensators – SSSC) λειτουργούν ως πηγές τάσης σε σειρά, παρέχοντας αντιστάθμιση σειράς, ελέγχοντας έτσι άμεσα το ρεύμα της γραμμής (αντίστοιχα με το TCSC)
 - ✓ Οι ενοποιημένοι ρυθμιστές ροής ισχύος (Unified Power Flow Controllers – UPFC) ελέγχουν μεμονωμένα ή σε συνδυασμό με άλλα FACTS και τις τρεις παραμέτρους της γραμμής (τάση, σύνθετη αντίσταση και γωνία) ή άμεσα τη ροή ενεργού και άεργου ισχύος στη γραμμή. Αποτελούν συνδυασμό των STATCOM και των SSSC.
 - ✓ Οι ρυθμιστές ροής ισχύος μεταξύ γραμμών μεταφοράς (Interline Power Flow Controllers – IPFC) εξασφαλίζουν ολοκληρωμένη διαχείριση ενεργού και άεργου ισχύος σε συστήματα πολλαπλών γραμμών έχοντας τη δυνατότητα μεταφοράς ενεργού ισχύος μεταξύ γραμμών, εκτός από άεργο αντιστάθμιση. Αποτελούν συνδυασμό δύο ή περισσότερων SSSC.

Εκτός από την κατηγοριοποίηση με βάση τα ηλεκτρονικά ισχύος (θυρίστορ και μετατροπείς ισχύος) με τα οποία υλοποιούνται, τα FACTS κατηγοριοποιούνται και ανάλογα με τη συνδεσμολογία τους. Εκτός από τις βασικές λειτουργίες που είναι κοινές για όλα τα FACTS, όπως η απόσβεση των

ταλαντώσεων, η εξομάλυνση των κυματομορφών και η δυναμική και μεταβατική ευστάθεια τάσης, η συνδεσμολογία καθορίζει και ορισμένα πρόσθετα χαρακτηριστικά, όπως:

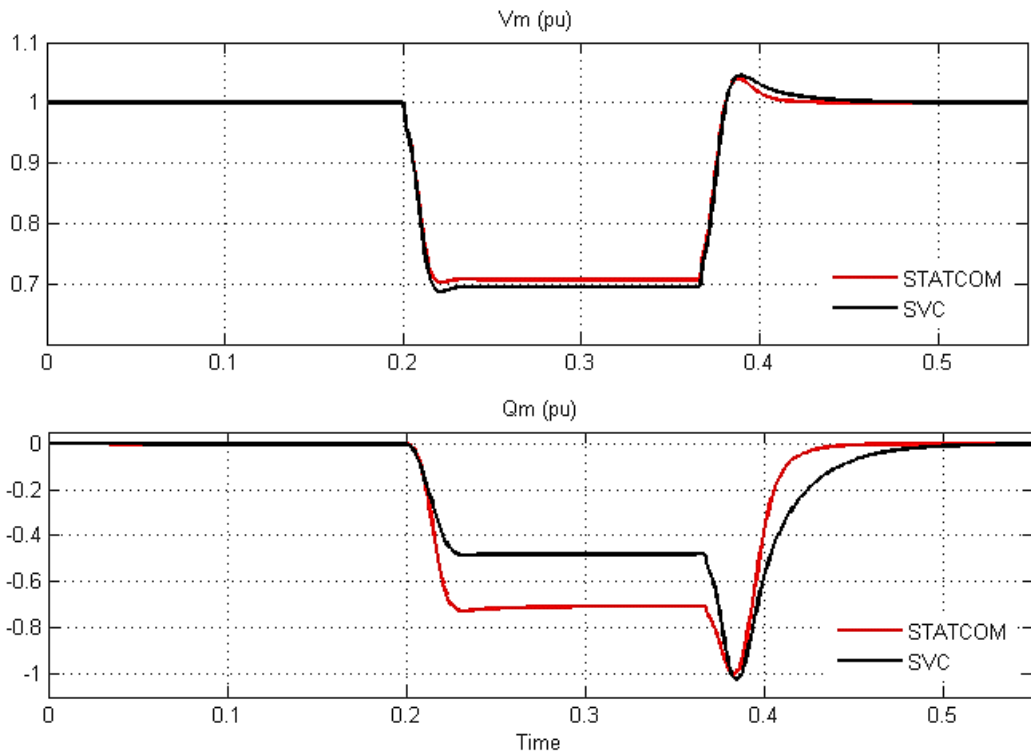
- Αντιστάθμιση σειράς (series controllers)
Τα FACTS με αυτόν τον τρόπο σύνδεσης πραγματοποιούν έλεγχο της ροής ισχύος λειτουργώντας ως πηγές τάσης σε σειρά με τις γραμμές, μεταβάλλοντας έτσι τη σύνθετη αντίσταση της γραμμής.
- Εγκάρσια αντιστάθμιση (shunt controllers)
Τα FACTS κάνουν αντιστάθμιση άεργου ισχύος, ρυθμίζοντας έτσι την τάση του σημείου σύνδεσης.
- Συνδυασμός σειριακής – εγκάρσιας αντιστάθμισης (Combined series – shunt controllers)
Τα FACTS κάνουν έλεγχο των ροών ισχύος εγχέοντας ή απορροφώντας ενεργό ή άεργο ισχύ στις ΓΜ.

Τρόπος Σύνδεσης	Ειδική λειτουργία ανάλογα με τη σύνδεση	FACTS	
		Με θυρίστορες	Με μετατροπείς ισχύος (GTO, IGBT, IGCT)
Εγκάρσια	Έλεγχος Τάσης, Αντιστάθμιση Άεργου Ισχύος	SVC	STATCOM
Σειρά	Έλεγχος Ροής της Ισχύος	TCSC	SSSC, IPFC
Συνδυασμένη (Εγκάρσια- Σειρά)	Έλεγχος Ενεργού και Άεργου Ισχύος	Phase Shifters	UPFC

Πίνακας 4. 7 Τα επικρατέστερα FACTS και η λειτουργία τους

Η χρήση ευέλικτων συστημάτων μεταφοράς που υλοποιούνται με μετατροπείς ισχύος (π.χ. STATCOM, SSSC, IPFC, UPFC) τείνει να επικρατήσει τα τελευταία χρόνια λόγω των συγκριτικών πλεονεκτημάτων που παρουσιάζουν σε σχέση με τα FACTS που υλοποιούνται με θυρίστορες (π.χ. SVC, TCSC, Phase Shifters). Έχουν ταχύτερη απόκριση, αυξημένες δυνατότητες ελέγχου και παραμετροποίησης (π.χ. όχι μόνο έναυση αλλά και σβέση) και καλύτερους συντελεστές απόδοσης. Εντούτοις, σε υλοποιήσεις λιγότερο υψηλών απαιτήσεων προτιμώνται FACTS βασισμένα σε θυρίστορες λόγω χαμηλότερου κόστους.

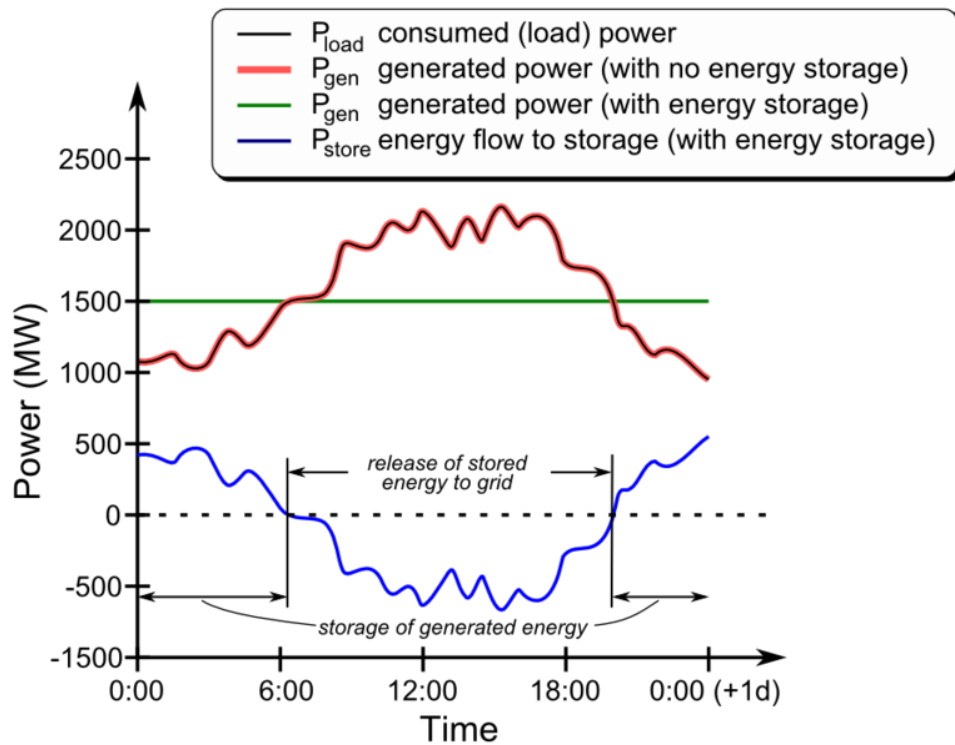
Ακολουθούν τα αποτελέσματα προσομοίωσης σφάλματος σε διπλή ΓΜ 500kV μήκους 600km σε περιβάλλον Matlab/Simulink στην οποία συγκρίνεται η αποκατάσταση του σφάλματος μέσω FACTS με την χρήση, είτε STATCOM, είτε SVC. Όπως φαίνεται στο σχήμα, η άεργος ισχύς που παράγεται από το SVC είναι 0,48pu (ανά μονάδα) ενώ το STATCOM παράγει 0,71 pu. Η ικανότητα του STATCOM να παρέχει περισσότερη άεργο ισχύ για αντιστάθμιση στο σύστημα σε σχέση με το SVC αποτελεί το σημαντικότερο συγκριτικό του πλεονέκτημα. Επιπλέον, παρατηρείται ταχύτερη απόκριση του STATCOM σε σχέση με τον SVC, καθώς με την χρήση Voltage Source Converter δεν υπάρχουν οι καθυστερήσεις (της τάξης των 4ms) που σχετίζονται με την έναυση των θυρίστορες του SVC [50].



Σχήμα 4. 23 Σύγκριση SVC - Statcom

4.7 Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο – Grid energy storage

Η αποθήκευση ΗΕ αποτελεί βασικό συστατικό (παράλληλη εφαρμογή) των Ευφυών Ηλεκτρικών Δικτύων. Η βελτίωση της ευστάθειας, η αύξηση της αξιοπιστίας και η αύξηση της ευελιξίας είναι τομείς στους οποίους τα συστήματα αποθήκευσης ΗΕ μπορούν να έχουν καθοριστική συμβολή κατά τη μετάβαση από τα συμβατικά ΣΗΕ στα ΕΗΔ. Τα συστήματα αποθήκευσης ΗΕ μικρής κλίμακας που είναι μόνιμα συνδεδεμένα στο σύστημα, όπως οι συστοιχίες μπαταριών και οι υπερπυκνωτές μπορούν άμεσα να απορροφήσουν ή να αποδώσουν ΗΕ στο δίκτυο, συμβάλλοντας στη διατήρηση των τοπικών ορίων ευστάθειας και στην αδιάλειπτη παροχή ισχύος σε περίπτωση διακοπών. Από την άλλη πλευρά, τα συστήματα αποθήκευσης ΗΕ μεγάλης κλίμακας, όπως τα συστήματα αντλησιοταμίευσης, δίνουν τη δυνατότητα δυναμικής παρέμβασης στις καμπύλες παραγωγής και φορτίου ενός ΣΗΕ. Ιδιαίτερα σημαντική είναι η συνεισφορά των συστημάτων αποθήκευσης ΗΕ στην αξιοποίηση των ΑΠΕ, καθώς μπορούν να προσδώσουν ευελιξία τόσο στο χρόνο όσο και στην ισχύ έγχυσης ΗΕ, που έχει παραχθεί από ΑΠΕ, στο δίκτυο. Στη συνέχεια, ακολουθεί αναλυτικά η συνεισφορά των συστημάτων αποθήκευσης ΗΕ σε επίπεδο λειτουργίας του δικτύου, καθώς και μία αναφορά της συμβολής τους σε επίπεδο λειτουργίας κτιρίου ή μικροδικτύου.



Σχήμα 4. 24 Καμπύλες παραγωγής ΗΕ και φορτίου ενός ΣΗΕ με ή χωρίς αποθήκευση ΗΕ

4.7.1 Χαρακτηριστικά συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και η συνεισφορά τους στο δίκτυο

Συμβολή στη διατήρηση ευστάθειας του ΣΗΕ και της ποιότητας παρεχόμενης ισχύος

- Τα συστήματα αποθήκευσης ΗΕ συμβάλλουν στην ευστάθεια συχνότητας και τάσης του συστήματος και στην ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος μέσω της προσφοράς πρωτεύουσας (5-15 sec) και δευτερεύουσας (15-90 sec) εφεδρείας, ανάλογα με την τεχνολογία αποθήκευσης.
- Συμβάλλουν στην τοπική ρύθμιση της τάσης, καθώς αποτρέπουν τόσο τις υπερτάσεις απορροφώντας ΗΕ σε στιγμές χαμηλού τοπικά φορτίου, όσο και τις πτώσεις τάσης αποδίδοντας ΗΕ στο δίκτυο σε στιγμές υψηλού τοπικά φορτίου.

Παροχή εφεδρείας ισχύος στο δίκτυο

- Τα συστήματα αποθήκευσης ΗΕ παρέχουν τριτεύουσα (90sec - 20min) και στατή (20min – 4h) εφεδρεία σε περιόδους αιχμής φορτίου

Συμβολή στην αύξηση της αξιοπιστίας του ΣΗΕ

- Η αποθήκευση ΗΕ συμβάλλει στη διατήρηση της αξιοπιστίας των συστημάτων μέσω της άμεσης απόκρισης σε σφάλματα και διακοπές του δικτύου (συνδεδεμένες διατάξεις αποθήκευσης ΗΕ

άμεσης απόδοσης) και μέσω της συνεισφοράς στην αδιάλειπτη παροχή ισχύος (προσφοράς στατικής εφεδρείας από μονάδες αποθήκευσης ΗΕ μεγάλης κλίμακας)

- Εξασφάλιση αδιάλειπτης παροχής ισχύος σε επίπεδο μικροσυστήματος έπειτα από διακοπή παροχής από το δίκτυο.

Συμβολή στη βελτιστοποίηση της λειτουργίας συμβατικών μονάδων παραγωγής ΗΕ

- Με την αποθήκευση ΗΕ αποτρέπεται η υπερδιαστασιολόγηση θερμικών μονάδων παραγωγής ΗΕ. Μια διάταξη αποθήκευσης μπορεί να παίζει το ρόλο στρεφόμενης εφεδρείας της θερμικής μονάδας, αποτρέποντας έτσι την υπερδιαστασιολόγηση της μονάδας για την ασφαλή κάλυψη ενδεχόμενης υψηλής αιχμής του φορτίου.
- Πλήρης εκμετάλλευση και ασφαλής λειτουργία θερμικών μονάδων.
Οι διατάξεις αποθήκευσης συμβάλλουν στην αποφυγή παραβίασης των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων σε περιόδους χαμηλού φορτίου, απορροφώντας το περίσσειμα της παραγωγής ΗΕ.

Βελτιστοποίηση λειτουργίας των ΑΠΕ και αύξηση της διείσδυσης τους στο ΣΗΕ

- Με τη χρήση αποθηκευτικής διάταξης αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ στο μείγμα παραγωγής ΗΕ ενός συστήματος [13,14], αποθηκεύοντας την πλεονάζουσα ΗΕ στις ώρες χαμηλού φορτίου (π.χ. βραδινές ώρες) και αποδίδοντάς την κατά ελεγχόμενο τρόπο στις ώρες αιχμής του συστήματος.
- Ο συνδυασμός αποθηκευτικής διάταξης με μονάδες ΑΠΕ εξομαλύνει τις διακυμάνσεις της παραγωγής ΗΕ. Η ισχύς εξόδου τέτοιων υβριδικών συστημάτων έχει πολύ καλύτερα ποιοτικά χαρακτηριστικά με αποτέλεσμα τόσο την εξάλειψη κινδύνων για την ευστάθεια του δικτύου όσο και την περαιτέρω αύξηση της διείσδυσης της παραγωγής από ΑΠΕ.

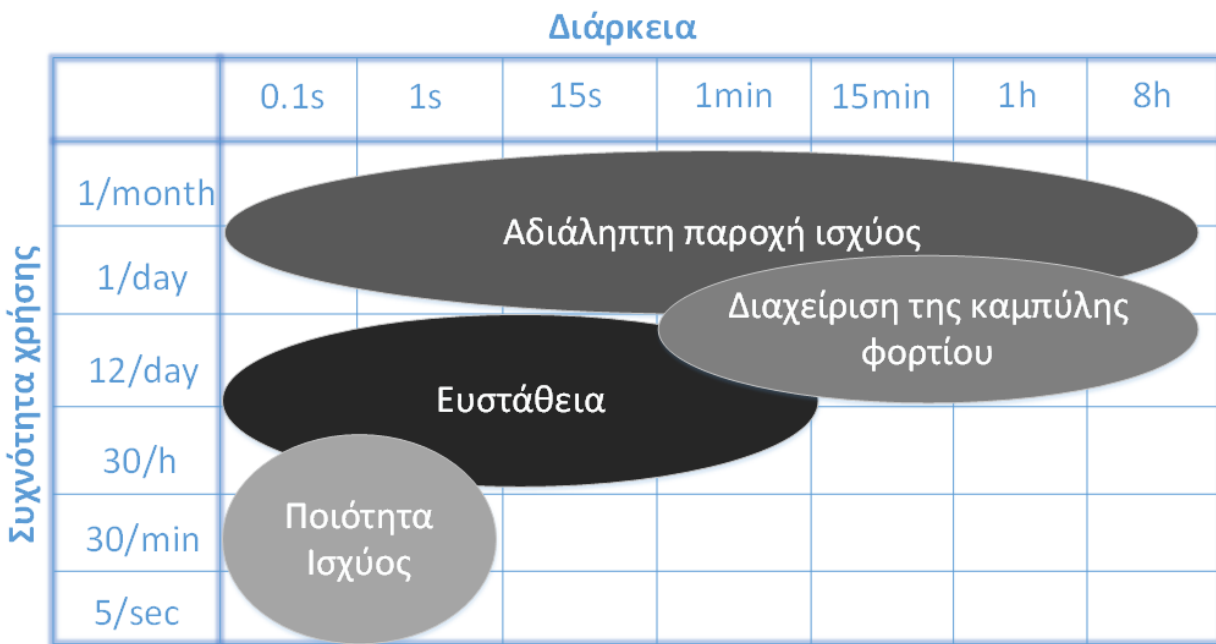
Εξοικονόμηση πόρων και περιορισμός απωλειών ΗΕ

- Αποτρέπονται επενδύσεις για εγκατάσταση νέων μονάδων παραγωγής με σκοπό την παροχή επικουρικών υπηρεσιών (εφεδρεία, υπηρεσίες διατήρησης ευστάθειας)
- Περιορίζονται οι απώλειες του δικτύου λόγω της δυνατότητας παροχής ισχύος σε πολύ τοπικό επίπεδο
- Η χρήση μέσου αποθήκευσης ΗΕ είναι απαραίτητη στην ομαλή λειτουργία αυτόνομων συστημάτων

Συμβολή στην αλλαγή της αγοράς ΗΕ

- Η αποθήκευση ΗΕ παρέχει ευελιξία στους προμηθευτές που δραστηριοποιούνται σε ένα σύστημα να αγοράζουν ΗΕ σε χαμηλές τιμές από τους παραγωγούς και να την διαθέτουν έπειτα στους πελάτες τους όποτε αυτοί την χρειάζονται, με αποτέλεσμα το χαμηλότερο κόστος της προσφερόμενης ΗΕ.
- Η αποθήκευση ΗΕ σε επίπεδο μεμονωμένης οικίας/επιχείρησης ή και μικροδικτύου καθιστά ευέλικτη τη ζήτηση ΗΕ από το σύστημα, παρέχοντας τη δυνατότητα ελαχιστοποίησης του κόστους μέσω της βέλτιστης εκμετάλλευσης προγράμματος παροχής ΗΕ (προγράμματα DR).

- Οι διατάξεις αποθήκευσης αυξάνουν την πραγματική αξία της ΗΕ από μονάδες ΑΠΕ λόγω της κατακόρυφης αύξησης της σταθερότητας και της ποιότητας της παραγόμενης ισχύος από τέτοια υβριδικά συστήματα. Τα υβριδικά συστήματα παραγωγής παρουσιάζουν επίπεδα αξιοπιστίας και ποιότητας ισχύος εφάμιλλα με αυτά των συμβατικών μονάδων με αποτέλεσμα να μπορούν να τις ανταγωνιστούν στις αγορές ΗΕ. Από την στιγμή που έχουν την δυνατότητα παραγωγής αξιόπιστης και φτηνής ΗΕ δεν χρειάζονται εγγυημένες τιμές αγοράς με συμβολή κρατικής επιδότησης ούτε ρήτρες εγγυημένης απορρόφησης ΗΕ. Κατ' αυτό τον τρόπο μεταβάλλονται και οι κανόνες της αγοράς ΗΕ.



Σχήμα 4. 25 Χρήσεις της αποθήκευσης ΗΕ

4.7.2 Ταξινόμηση διατάξεων με βάση τη διάρκεια αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Κάθε εφαρμογή παροχής ΗΕ στο δίκτυο απαιτεί διαφορετικό χρονικό διάστημα απόδοσης της ισχύος που κυμαίνεται από μερικά δευτερόλεπτα έως πολλές ώρες. Λόγω της πεπερασμένης ΗΕ που μπορεί να αποθηκευτεί από τις διάφορες τεχνολογίες, μια χρήσιμη ταξινόμηση των διατάξεων σχετίζεται με τη χρονική κλίμακα απόδοσης της αποθηκευμένης ενέργειας στο δίκτυο.

- **Διατάξεις βραχυπρόθεσμης αποθήκευσης**
Χρησιμοποιούνται για εξυπηρέτηση των αιχμών ζήτησης κατά τη διάρκεια της ημέρας συμβάλλοντας στην ευστάθεια λειτουργίας ενός ΣΗΕ. Μπορούν να προσφέρουν ή να απορροφήσουν ενέργεια για πολύ μικρό χρονικό διάστημα (λίγα δευτερόλεπτα έως μερικά λεπτά). Στις διατάξεις αυτές ανήκουν οι σφόνδυλοι, οι υπερπυκνωτές και τα υπεραγωγικά υλικά, οι δεξαμενές αποθήκευσης νερού.
- **Διατάξεις μεσοπρόθεσμης αποθήκευσης**
Χρησιμοποιούνται για χρονικούς ορίζοντες από μερικά λεπτά ως μερικές ώρες. Έχουν το ρόλο στρεφόμενης εφεδρείας, συμβάλλουν στην αύξηση διείσδυσης των ΑΠΕ και στη διαχείριση της

παρεχόμενης ισχύος στους καταναλωτές. Στην κατηγορία αυτή ανήκουν οι μπαταρίες και οι τεχνολογίες υδρογόνου.

- *Διατάξεις μακροπρόθεσμης αποθήκευσης*

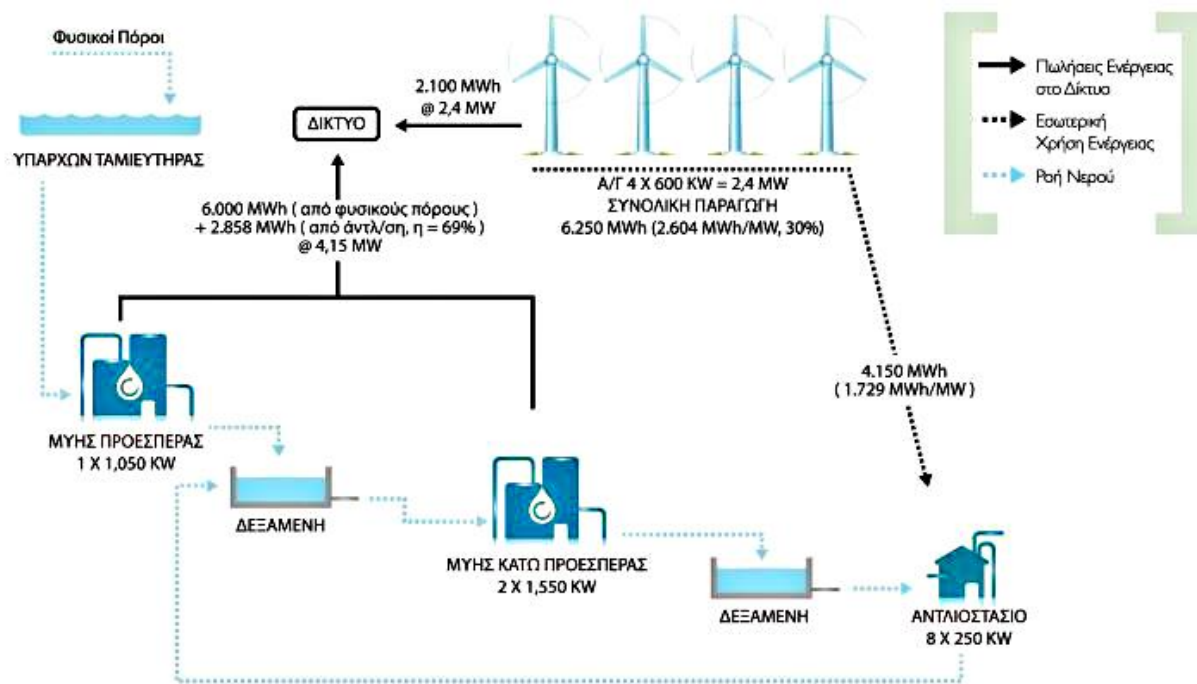
Αφορά διατάξεις αποθήκευσης ΗΕ από αρκετές ώρες μέχρι εβδομάδες ή και μήνες. Χρησιμοποιούνται για την ικανοποίηση της ζήτησης αιχμής έχοντας αποθηκεύσει ενέργεια σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Στην κατηγορία αυτή ανήκουν οι τεχνολογίες αντλησιοταμίευσης, η αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα και η αποθήκευση μέσω γεωθερμίας.

4.7.3 Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

Υπάρχουν πολλές διαθέσιμες τεχνολογίες αποθήκευσης ΗΕ, εκάστη με διαφορετικά χαρακτηριστικά που καθορίζουν το αν η τεχνολογία είναι κατάλληλη για την εκάστοτε εφαρμογή. Τα χαρακτηριστικά αυτά σχετίζονται με το χρόνο φόρτισης, το χρόνο απόδοσης/εκφόρτισης, την ικανότητα αποδιδόμενης ισχύος, την αμεσότητα/διαθεσιμότητα στην απόδοση ΗΕ, το κόστος επένδυσης, την αξιοπιστία και τη διάρκεια ζωής τους. Οι διαδεδομένες τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας στο δίκτυο είναι οι ακόλουθες :

- *Αντλησιοταμίευση (Pump – hydro storage)*

Η αντλησιοταμίευση αποτελεί την πλέον διαδεδομένη μέθοδο για κεντρική αποθήκευση ΗΕ σε επίπεδο δικτύου. Είναι μια τεχνολογία που εκμεταλλεύεται την υψομετρική διαφορά δύο δεξαμενών. Σε περιόδους υψηλής ζήτησης ΗΕ το νερό που είναι αποθηκευμένο στην υψηλότερα τοποθετημένη δεξαμενή απελευθερώνεται προς τη χαμηλότερα τοποθετημένη δεξαμενή διερχόμενο μέσα από ένα υδροστρόβιλο που παράγει ΗΕ (εκφόρτιση). Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης (off-peak periods) χρησιμοποιείται σύστημα αντλίας-στροβίλου για να ανεβάσει το νερό από το χαμηλότερο στο υψηλότερο επίπεδο (φόρτιση). Προς το παρόν, αν και η αντλησιοταμίευση μπορεί να δώσει υψηλή χωρητικότητα ενέργειας με χαμηλό κόστος δεν χρησιμοποιείται όσο θα ήταν αναμενόμενο, με τη χρήση της να περιορίζεται σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης ΗΕ μεγάλης κλίμακας. Σύμφωνα με έρευνα του EPRI η αντλησιοταμίευση αντιπροσωπεύει παγκοσμίως το 99% της κεντρικής αποθήκευσης ενέργειας σε επίπεδο δικτύου φθάνοντας περίπου τα 127GW σε συνδυασμό ορισμένες φορές με φράγματα νερού. Η απόδοση ενός τέτοιου συστήματος κυμαίνεται μεταξύ 70% και 80%.



Σχήμα 4. 26 Σχηματική αναπαράσταση Υβριδικού Ενεργειακού Έργου Ικαρίας

Στην Ελλάδα λειτουργούν δύο ΥΗΣ με συστήματα αντλιοσταμίου. Του Θησαυρού στο υδροηλεκτρικό συγκρότημα Νέστου με εγκατεστημένη ισχύ 384MW και της Σφηκιάς στο υδροηλεκτρικό συγκρότημα Αλιάκμονα με εγκατεστημένη ισχύ 315MW [51]. Παράλληλα, βρίσκεται υπό κατασκευή το Υβριδικό Ενεργειακό Έργο της Ικαρίας. Πρόκειται για το πρώτο έργο του είδους του στην Ελλάδα αλλά και από τα πρώτα παγκοσμίως, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 6.55MW. Συνδυάζει δύο διαφορετικές μορφές ΑΠΕ, την αιολική και την υδροηλεκτρική ενέργεια. Η ΗΕ για την άντληση του νερού θα παρέχεται αποκλειστικά από το αιολικό πάρκο ισχύος 2.4MW, ενώ οι υδροστρόβιλοι θα παρέχουν ισχύ 4.15MW.

- **Μπαταρίες**

Οι μπαταρίες ή συσσωρευτές αξιοποιούν το χημικό τρόπο αποθήκευσης ενέργειας. Χρησιμοποιούνται κυρίως για αποθήκευση ΗΕ στον οικιακό και εμπορικό τομέα. Η χωρητικότητα, η απόδοση και η διάρκεια ζωής των μπαταριών ποικίλλει σημαντικά ανάλογα με την τεχνολογία τους.

Οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος είναι οι πλέον διαδεδομένες παγκοσμίως. Έχουν μικρό κόστος και μικρή διάρκεια ζωής (300 έως 1500 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης), ενώ τα τελευταία χρόνια γίνονται προσπάθειες αναβάθμισης αυτών των μπαταριών.

Οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου (Ni-Cd) ανήκουν στις αλκαλικές μπαταρίες μαζί με τις νικελίου-υβριδίου μετάλλου (Ni-MH) και τις νικελίου-ψευδαργύρου (Ni-Zn). Έχουν υψηλότερο κόστος αλλά διπλάσιο χρόνο ζωής (1000 έως 2000 κύκλους) σε σχέση με τις μπαταρίες μολύβδου-οξέος.

Χρησιμοποιούνται σε απομακρυσμένες περιοχές λόγω της αντοχής τους σε δυσμενή καιρικά φαινόμενα. Σημαντικό μειονέκτημα των μπαταριών Ni-Cd είναι η μεγάλη διάρκεια ζωής των τοξικών αποβλήτων μετά τη χρήση τους.

Οι μπαταρίες ιόντων-λιθίου (Li-Ion) έχουν μεγάλο κύκλο ζωής, υψηλή απόδοση και μεγάλη πυκνότητα ενέργειας. Είναι μπαταρίες πολύ ελαφρότερες από τις συνηθισμένες, καθώς το λίθιο είναι το ελαφρότερο στερεό στοιχείο. Τα τελευταία χρόνια χρησιμοποιούνται και σε εφαρμογές συστημάτων αποθήκευσης υψηλής ισχύος καθώς και στα ηλεκτρικά/υβριδικά οχήματα, πέραν των κλασικών εφαρμογών μικρής κλίμακας όπως των ηλεκτρονικών συσκευών (κινητά τηλέφωνα και φορητοί Η/Υ).

- *Σύστημα συμπίεσης αέρα (Compressed Air Energy Storage – CAES)*

Τα συστήματα αυτά χρησιμοποιούνται για μακροπρόθεσμη και μεγάλης κλίμακας αποθήκευση ΗΕ. Η ισχύς των CAES ξεκινά από τα 50 MW και μπορεί να υπερβεί τα 300MW με απόδοση περίπου 80%. Η βασική ιδέα της μεθόδου είναι ότι αέρας μπορεί να συμπιεστεί στα 800 ως 1600psi σε υπόγειο αεροστεγή ταμειυτήρα και να αποσυμπιεστεί ώστε, κινώντας ένα αεριοστρόβιλο, να παραγάγει ΗΕ. Η συμπίεση γίνεται σε περιόδους εκτός αιχμής με χαμηλή τιμή ρεύματος και η εκτόνωση σε περιόδους αιχμών φορτίου. Η συγκεκριμένη τεχνολογία, αν και αξιόπιστη, με ελάχιστες περιβαλλοντικές επιπτώσεις, περιορίζεται σε μεγάλα έργα παγκοσμίως, καθώς απαιτούνται υψηλές επενδύσεις και κατάλληλοι γεωλογικοί σχηματισμοί για την εγκατάσταση τέτοιων μονάδων. Πρόσφατα, έχει αναπτυχθεί η τεχνολογία transortable-CAES ή micro-CAES που χρησιμοποιεί τεχνητές δεξαμενές μικρότερης χωρητικότητας στην προσπάθεια μείωσης της απαιτούμενης ισχύος και εκμετάλλευσης της αιολικής παραγωγής.

- *Στρεφόμενες μάζες – Σφόνδυλοι*

Στα συστήματα αυτά η αδράνεια μιας στρεφόμενης μάζας (flywheel) χρησιμοποιείται για την αποθήκευση ενέργειας σε κινητική μορφή. Χρησιμοποιούνται για εφαρμογές παροχής ισχύος και ενέργειας για μικρά χρονικά διαστήματα και κυρίως για την παροχή στρεφόμενης εφεδρείας. Ο χρόνος εκφόρτισης αυτών των διατάξεων κυμαίνεται μεταξύ λίγων sec και μέχρι 15-30min. Αντίθετα από τις μπαταρίες, τα συστήματα στρεφόμενων μαζών δεν είναι ευαίσθητα στη θερμοκρασία και η απόδοσή τους μπορεί να φθάσει ως και 80-90% χωρίς ιδιαίτερη πτώση της απόδοσής τους με το χρόνο ζωής τους ο οποίος φθάνει τα 15 – 20 χρόνια. Το είδος της λειτουργίας του σφονδύλου, δηλαδή αν απορροφά ενέργεια από το δίκτυο ή αν παρέχει, εξαρτάται από τις στιγμιαίες συνθήκες του δικτύου και καθορίζεται από το διαχειριστή.

- *Υπερπυκνωτής (supercapacitor) και Υπεραγωγίμα πηνία (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES)*

Οι υπερπυκνωτές έχουν χωρητικότητα και ενεργειακή πυκνότητα χιλιάδες φορές μεγαλύτερη από τις αντίστοιχες των κοινών πυκνωτών. Χρησιμοποιούνται για βελτίωση του συντελεστή ισχύος και υποστήριξη ενεργού και αέργου ισχύος στα ΣΜ και τα ΔΔ. Μπορούν να παρέχουν ισχύ της τάξης των 100kW, ενώ η ενέργειά τους είναι δυνατόν να διοχετευτεί μέσα σε κλάσματα του δευτερολέπτου έως και ένα λεπτό. Η απόδοσή τους κυμαίνεται μεταξύ 85% και 98%.

Τα υπεραγωγίμα πηνία αποθηκεύουν ενέργεια μέσω του μαγνητικού τους πεδίου που δημιουργείται με την είσοδο ανορθωμένου DC ρεύματος στα πηνία από υπεραγωγίμα καλώδια, σχεδόν μηδενικής αντίστασης. Η απόδοση αυτών των συστημάτων φθάνει το 97% και αποδίδουν

ισχύ από 2 έως 10MW. Κύριο χαρακτηριστικό τους αποτελεί η στιγμιαία διάθεση ισχύος, ενώ η διάρκεια ζωής τους δεν επηρεάζεται από τις συχνές φορτίσεις και εκφορτίσεις. Το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας παραμένει ακόμα υψηλό καθώς απαιτείται ισχυρή ψύξη λόγω των ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούν.

Και τα δύο παραπάνω συστήματα χρησιμοποιούνται κυρίως στις ΗΠΑ στα ΣΜ και τα ΔΔ, ενώ θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για υποστήριξη των ΑΠΕ.

- *Τεχνολογίες Υδρογόνου*

Σήμερα χρησιμοποιούνται πολλοί τρόποι για την αποθήκευση ΗΕ μέσω υδρογόνου που διακρίνονται ανάλογα με τη διάρκεια αποθήκευσης σε βραχυπρόθεσμες, μεσοπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες. Οι κυψέλες καυσίμου (fuel cell) αποτελούν τις κυριότερες διατάξεις. Χρησιμοποιούνται κυρίως στον τομέα της μεταφοράς και στην παραγωγή ΗΕ χωρίς περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Το κύριο χαρακτηριστικό ενός κελιού καυσίμου είναι η ικανότητά του να μετατρέπει απευθείας τη χημική ενέργεια σε ηλεκτρική με πολύ υψηλά ποσοστά απόδοσης, υψηλότερα από οποιοδήποτε άλλο θερμομηχανικό σύστημα, και μάλιστα με μοναδικό κατάλοιπο της διεργασίας το καθαρό νερό . Επιπλέον, η όλη διάταξη λειτουργεί σε πολύ χαμηλότερα επίπεδα θορύβου από τη στιγμή που δεν υπάρχουν κινούμενα μέρη όπως υπάρχουν στις συμβατικές τεχνολογίες παραγωγής ΗΕ. Η αποθήκευση με συμπίεση και με υδροποίηση υδρογόνου καθώς και σε προηγμένα υλικά και μεταλλικά υδρίδια που συγκρατούν άτομα υδρογόνου είναι οι ευρέως διαδεδομένες μέθοδοι αποθήκευσης.

- *Αποθήκευση Θερμικής Ενέργειας*

Η θερμική ενέργεια μπορεί να αποθηκευτεί με τρεις τρόπους.

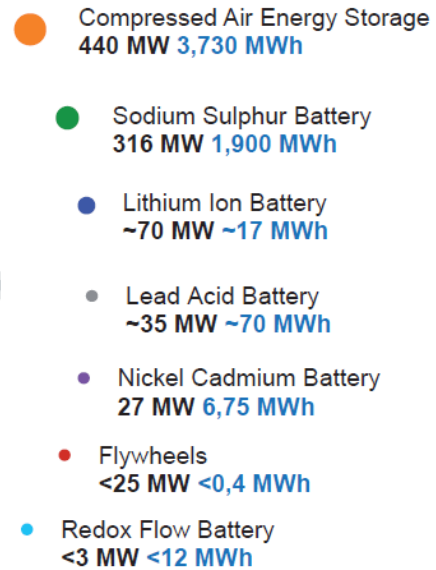
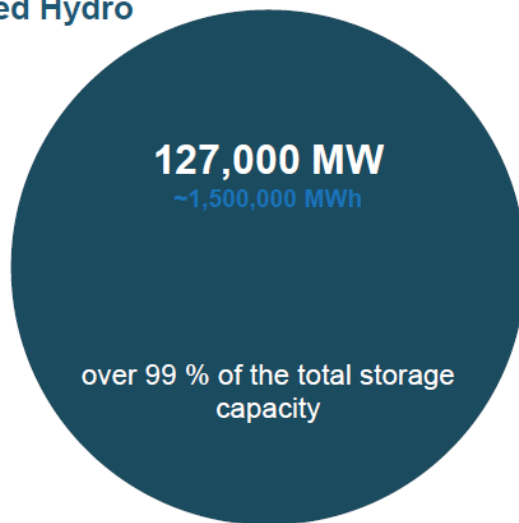
(α) Με τη μορφή της αισθητής θερμότητας (storage of sensible heat). Στα συστήματα αυτά η ενέργεια αποθηκεύεται σε στερεό ή υγρό μέσο το οποίο ψύχεται ή θερμαίνεται χωρίς να αλλάζει η φάση του υλικού. Αποτελεί την πλέον διαδεδομένη μέθοδο θερμικής αποθήκευσης με τις δεξαμενές θερμού ή ψυχρού νερού και τη γεωθερμική ενέργεια να είναι το γνωστότερο παραδείγματα.

(β) Με τη μορφή της λανθάνουσας θερμότητας (storage of latent heat). Τα συστήματα αυτά εκμεταλλεύονται την ιδιότητα των υλικών να αλλάζουν φάση (phase change materials – PCMs), απορροφώντας ή εκλύοντας ποσά θερμότητας κάτω από ορισμένη θερμοκρασία. Το πιο γνωστό παράδειγμα είναι η μετατροπή νερού σε πάγο.

(γ) Με θερμοχημικές αντιδράσεις. Αποθηκεύονται μεγάλα ποσά θερμότητας μέσα από αντιδράσεις διάσπασης δεσμών που αποδίδονται σε μεγάλα συστήματα με την ένωση των δεσμών με ελάχιστες απώλειες.

Στην αναφορά [52] υπάρχει εκτενής αναφορά σε περισσότερες από 420 εγκαταστάσεις αποθήκευσης ΗΕ σε όλο τον κόσμο.

Pumped Hydro



Σχήμα 4. 27 Ποσοστιαία χρήση των τεχνολογιών αποθήκευσης ΗΕ παγκοσμίως

4.8 Ηλεκτρικό Αυτοκίνητο (Electric Vehicle-EV)

Η εξάρτηση των σύγχρονων κοινωνιών και της διεθνούς οικονομίας από την ΗΕ ολοένα και αυξάνεται, αυξάνοντας παράλληλα και τις απαιτήσεις για αξιόπιστη και αποδοτική λειτουργία των συστημάτων ΗΕ. Όπως έχει προαναφερθεί, η τάση για εξηλεκτισμό του τομέα των μεταφορών δημιουργεί με τη σειρά της νέες συνθήκες στη λειτουργία των ΣΗΕ. Ο κύριος εκφραστής του εξηλεκτισμού των ιδιωτικών μεταφορών είναι τα Ηλεκτρικά Αυτοκίνητα (EV). Τα επόμενα χρόνια, η χρήση EV αναμένεται να παρουσιάσει ραγδαία αύξηση, με τις κύριες αιτίες να συνοψίζονται στα ακόλουθα:

- Η τιμή του πετρελαίου και των παραγώγων του παρουσιάζει αυξητική τάση διεθνώς, ενώ ταυτόχρονα τα κοιτάσματα των ορυκτών καυσίμων σταδιακά μειώνονται
- Οι εκπομπές CO₂ και άλλων αερίων ρύπων απαιτείται να μειωθούν, με τους διεθνείς οργανισμούς να έχουν ορίσει συγκεκριμένους στόχους (ΟΗΕ, Σύμφωνο του Κyoto)
- Οι διακρατικές ενώσεις (ΕΕ) έχουν θεσπίσει νομικά πλαίσια που προωθούν την ανάπτυξη της αγοράς EV όπως το αντικίνητρο των τελών CO₂ και η επιδότηση των βιομηχανιών που εμπλέκονται στην κατασκευή των EV
- Τα διάφορα κράτη προσφέρουν κίνητρα στους αγοραστές EV (απαλλαγή από τέλη ταξινόμησης και τέλη κυκλοφορίας)
- Οι τεχνολογίες μπαταριών ωριμάζουν, λόγω του ότι έχουν δοθεί λύσεις στην ασφαλή λειτουργία τους και στη διαχείριση του βάρους και του όγκου τους
- Η αυτονομία των EV θεωρείται αποδεκτή για αστικές μετακινήσεις
- Το κόστος κατασκευής τους, άρα και η τιμή πώλησης, αναμένεται να μειωθούν λόγω της ωρίμανσης των τεχνολογιών και εξαιτίας της οικονομίας κλίμακας

Το μείζον ερώτημα για τα συστήματα ΗΕ είναι ποιές αλλαγές θα επιφέρει η εμφάνιση των EV και πόσο αυτές μπορούν να επηρεάσουν την εύρυθμη και αποδοτική λειτουργία των ΣΗΕ. Με την αναμενόμενη ραγδαία αύξηση της χρήσης EV στις αστικές μετακινήσεις, τα αθροιστικά φορτία των EV μπορούν να αποτελέσουν ένα πολύ μεγάλο κίνδυνο για την ευστάθεια και την αξιοπιστία των συστημάτων ΗΕ, αν η φόρτισή τους πραγματοποιείται τυχαία και ανεξέλεγκτα. Ενδεικτικά, οι εκτιμώμενες ημερήσιες ανάγκες ενός EV σε ΗΕ είναι της τάξης των 8-10kwh, όσο περίπου και η μέση ημερήσια κατανάλωση ΗΕ ανά νοικοκυριό στην Ελλάδα το 2012 που ήταν 10.27kWh (μέση ετήσια κατανάλωση 3750kWh [53]). Αυτό σημαίνει ότι με την αύξηση των EV σε ένα αστικό περιβάλλον, η συνολική κατανάλωση ΗΕ θα αυξηθεί σημαντικά. Επιπλέον, η φόρτιση των EV πραγματοποιείται υπό υψηλή ισχύ όπως δείχνει και ο Πίνακας 4.7, με αποτέλεσμα οι επιπτώσεις στην καμπύλη φορτίου της πόλης να είναι ακόμα μεγαλύτερες σε σχέση με την επίδραση στη συνολική κατανάλωση ΗΕ. Μία μη αποδεκτή λύση είναι η κοστοβόρα αναβάθμιση της παραγωγής ΗΕ και η επέκταση των ΣΜ και ΔΔ ώστε να μπορούν να αντεπεξέλθουν στις νέες απαιτήσεις ισχύος και ενέργειας. Εκτός από τις υψηλές απαιτήσεις σε μακροχρόνιες επενδύσεις, η λύση αυτή δεν συμβαδίζει και με την ανάγκη μείωσης των εκπομπών αερίων ρύπων και την αειφορία στη χρήση των πηγών ενέργειας.

Η ελεγχόμενη, από πλευράς χρόνου και από πλευράς ισχύος φόρτιση, καθώς και η παράλληλη χρήση των EV ως ευέλικτων μέσων αποθήκευσης ΗΕ μπορούν να αντιμετωπίσουν τις προαναφερθείσες προκλήσεις. Ως προς το χρόνο, τα EV πρέπει, κατά κανόνα, να φορτίζονται κατά τις βραδινές ώρες όπου το υπόλοιπο συνολικό φορτίο είναι χαμηλό, ενώ κατά τις ώρες αιχμής (συνήθως 11:00-15:00 και 20:00-22:00), σε περίπτωση ακινησίας, μπορούν να είναι συνδεδεμένα με το δίκτυο ώστε να αποδίδουν μέρος της αποθηκευμένης ΗΕ στο σύστημα, εφόσον ζητηθεί. Επιπλέον, στις περιπτώσεις όπου απαιτείται φόρτιση των EV κατά τις ώρες αιχμής, αυτή πρέπει να καλύπτεται κατά το δυνατό, από μονάδες ΑΠΕ, όπως φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις σε θέσεις στάθμευσης (που προσφέρουν παράλληλα και σκίαση) για να μην επιβαρύνεται η αιχμή του δικτύου. Πέραν του ανωτέρω γενικού κανόνα ορθής χρήσης των EV, απαιτείται ένα σύστημα-διαδικασία που θα διαχειρίζεται ολοκληρωμένα την πληροφορία από τα σημεία τροφοδότησης των EV και από το διαχειριστή του ΔΔ και θα ελέγχει τις ροές ΗΕ, επιτυγχάνοντας τη εύρυθμη και αποδοτική λειτουργία των ΣΗΕ.

4.8.1 V2G (Vehicle to Grid – Ηλεκτρικό Οχήμα που συνδέεται στο Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας)

Ο όρος V2G περιγράφει το σύνολο των συστημάτων που επιτυγχάνουν την πλήρως εποπτευόμενη και ελεγχόμενη αμφίδρομη ροή της ΗΕ από το δίκτυο προς το ηλεκτρικό όχημα και, αντίστροφα, από το ηλεκτρικό όχημα προς το δίκτυο. Η ροή ΗΕ από το δίκτυο προς το όχημα πραγματοποιείται με ελεγχόμενα μεταβαλλόμενη ισχύ για τη φόρτιση της συστοιχίας μπαταριών του οχήματος, ενώ η ροή από το όχημα προς το δίκτυο συμβαίνει όταν το δίκτυο έχει ανάγκη από ΗΕ για κάλυψη των εκάστοτε αναγκών του (π.χ. στρεφόμενη εφεδρεία για κάλυψη αιχμής, τοπική ρύθμιση τάσης). Τα συστήματα που υλοποιούν τη διαδικασία V2G περιλαμβάνουν προτυποποιημένα συστήματα ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού σύνδεσης και τροφοδοσίας που παρέχουν την δυνατότητα αμφίδρομης ροής της ΗΕ, καθώς και προτυποποιημένα συστήματα αμφίδρομης επικοινωνίας μεταξύ οχήματος και δικτύου. Η διαδικασία V2G ανήκει στις βασικές παράλληλες εφαρμογές των Ευφυών Ηλεκτρικών Δικτύων.

4.8.2 Το E-Vehicle ως μέσο αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας υψηλής απόδοσης

Τα EV θεωρούνται υψηλής απόδοσης μέσα αποθήκευσης ΗΕ. Οι συστοιχίες μπαταριών των EV έχουν τις υψηλότερες προδιαγραφές κατασκευής (προστασία από μηχανικές καταπονήσεις, αυστηρός έλεγχος θερμοκρασίας της συστοιχίας, υψηλή διάρκεια ζωής) και τα περισσότερο προηγμένα χαρακτηριστικά λειτουργίας σε σχέση με τις υπόλοιπες τεχνολογίες αποθήκευσης με μπαταρίες. Τα αυτοκίνητα πόλης, τα οποία αποτελούν την πλειοψηφία των EV, διαθέτουν πολύ υψηλή χωρητικότητα μπαταριών της τάξης των 17-24kwh, με τη μέση χωρητικότητα να αναμένεται να αυξηθεί στο άμεσο μέλλον, ενώ οι μπαταρίες των EV υψηλών επιδόσεων φθάνουν τις 60-80kwh. Συγκριτικά, ένα κλασικό σύστημα αποθήκευσης ΗΕ σε επίπεδο σπιτιού (Home Storage) έχει χωρητικότητα της τάξης των 3-8 kWh. Επιπλέον, τα EV διαθέτουν πολύ καλά χαρακτηριστικά φόρτισης, καθώς δεν καταπονούνται από τη διακοπτόμενη φόρτιση αλλά ούτε και από τις διακυμάνσεις της ισχύος φόρτισης, και αυτό επειδή είναι ικανές να αντέχουν σε μεγάλες και απότομες διακυμάνσεις του ρεύματος που τις διαρρέει. Είναι σχεδιασμένες να τροφοδοτούν με ακαριαία ρεύματα κινητήρες απόδοσης τουλάχιστον 75kW (φάση πλήρους επιτάχυνσης του οχήματος) και αντίστοιχα στο επόμενο δευτερόλεπτο να μεταβαίνουν σε φάση φόρτισης (φάση επιβράδυνσης).

Σύμφωνα με τις στατιστικές έρευνες, τα οχήματα πόλης παραμένουν ακίνητα/παρκαρισμένα κατά το 95% του χρόνου [54]. Επιπλέον, η μέση απόσταση που διανύει ένα όχημα πόλης είναι περίπου 30-40 km την ημέρα, που σημαίνει ότι υπό συνθήκες συνθήκες δεν χρησιμοποιεί όλη την ενέργεια που μπορεί να αποθηκεύσει, καθώς η αυτονομία του κυμαίνεται μεταξύ 100-160km, και για τα EV υψηλών επιδόσεων μεταξύ 200-300km. Τα δύο αυτά χαρακτηριστικά προσδίδουν χρονική και ποσοτική ευελιξία στις διαδικασίες φόρτισης και απόδοσης της ΗΕ στο δίκτυο.

Ένα πρόσθετο χαρακτηριστικό των συστοιχιών μπαταριών των EV είναι η δυνατότητα επαναχρησιμοποίησής τους σε άλλες εφαρμογές αποθήκευσης ΗΕ (Home/Business Storage). Ακόμα και μετά το χρόνο ζωής τους ως πηγής ΗΕ για τα EV, συνεχίζουν να διατηρούν εξαιρετικά χαρακτηριστικά λειτουργίας ικανά να υπερκαλύπτουν μερικές λιγότερο απαιτητικές εφαρμογές αποθήκευσης ΗΕ.

Τα EV ως μέσα αποθήκευσης κατατάσσονται στη βραχυπρόθεσμη και στη μεσοπρόθεσμη αποθήκευση ΗΕ, και ως τεχνολογία αποθήκευσης χρησιμοποιούν τις συστοιχίες μπαταριών ιόντων λιθίου.

Με βάση τα χαρακτηριστικά της αποθήκευσης ΗΕ που έχουν προαναφερθεί, ένα ορισμένο πλήθος EV μπορεί να προσφέρει τις ακόλουθες επικουρικές υπηρεσίες:

- Συμβολή στην διατήρηση της ευστάθειας του δικτύου παρέχοντας πρωτεύουσα (5sec-15sec) και δευτερεύουσα (15sec-90sec) εφεδρεία
- Συμβολή στην εφεδρεία ισχύος σε περιόδους αιχμής παρέχοντας τριτεύουσα εφεδρεία (90sec-20min)

- Συμβολή στην τοπική ρύθμιση της τάσης καθώς μπορούν να αποτρέψουν τόσο τις υπερτάσεις, απορροφώντας ΗΕ σε στιγμές χαμηλού τοπικά φορτίου, όσο και τις πτώσεις τάσης, αποδίδοντας ΗΕ στο δίκτυο σε στιγμές υψηλού τοπικά φορτίου.

4.8.3 V2H (Vehicle to Home) – V2B (Vehicle to Business)

Τα EV λειτουργούν είτε ως καταναλώσεις είτε ως μέσα αποθήκευσης ΗΕ και σε επίπεδο οικιών ή επιχειρήσεων. Οι αντίστοιχες διαδικασίες καλούνται V2H (Vehicle to Home) και V2B (Vehicle to Business) και εκτελούνται από τα αντίστοιχα συστήματα διαχείρισης ΗΕ (EMS/BMS). Η σημαντική διαφορά της διαδικασίας V2H/V2B με τη V2G έγκειται στο ότι το EV δεν έχει άμεση επικοινωνιακή σύνδεση με το σύστημα, αλλά με τον έξυπνο μετρητή ΗΕ που αποτελεί την πύλη επικοινωνίας και ανταλλαγής ΗΕ του κτηρίου με το σύστημα. Σε αυτές τις περιπτώσεις, τα EV δεν συμμετέχουν άμεσα στη διαδικασία V2G, ενώ παρέχουν τις ακόλουθες υπηρεσίες στο κτήριο:

- Προσφορά άμεσης και αδιάλειπτης παροχής ΗΕ σε περίπτωση διακοπής (Back up supply)
- Ενεργή συμμετοχή στην εφαρμογή προγραμμάτων demand response, καλύπτοντας τις ανάγκες του μικροδικτύου σε ΗΕ κατά τις ώρες αιχμής οπότε η ΗΕ από το δίκτυο είναι σημαντικά ακριβότερη. Σε αυτή την περίπτωση, τα EV επηρεάζουν θετικά το σύστημα, μειώνοντας την απορρόφηση ΗΕ από τα τις οικίες/επιχειρήσεις, περιορίζοντας κατ' αυτόν τον τρόπο αθροιστικά την αιχμή του συστήματος, καίτοι δεν συμμετέχουν άμεσα στην διαδικασία V2G.

4.8.4 Οι σταθμοί φόρτισης EV

Ως σταθμοί φόρτισης EV θεωρούνται οι ειδικές προτυποποιημένες εγκαταστάσεις σύνδεσης των EV με το δίκτυο, που διαθέτουν τη δυνατότητα αμφίδρομης επικοινωνίας του EV με το διαχειριστή του ΔΔ και τους προμηθευτές ΗΕ. Όπως προαναφέρθηκε, οι μονάδες φόρτισης που βρίσκονται εντός του μικροδικτύου μιας οικίας ή μιας μικρής επιχείρησης δεν συμμετέχουν στη διαδικασία V2G, καθώς δεν υπάρχει άμεση επικοινωνία του EV με το σύστημα, αλλά έμμεση επιρροή του προς αυτό, εκτός αν το EV συνδέεται μέσω δικού του έξυπνου μετρητή και δεν ανήκει στη δικαιοδοσία του Συστήματος Διαχείρισης της Ενέργειας (EMS) του κτηρίου. Αυτή η εκδοχή μπορεί να υλοποιηθεί, για παράδειγμα, στο χώρο στάθμευσης του εταιρικού στόλου EV μιας επιχείρησης που λειτουργεί και ως ανεξάρτητος ΣΦ.

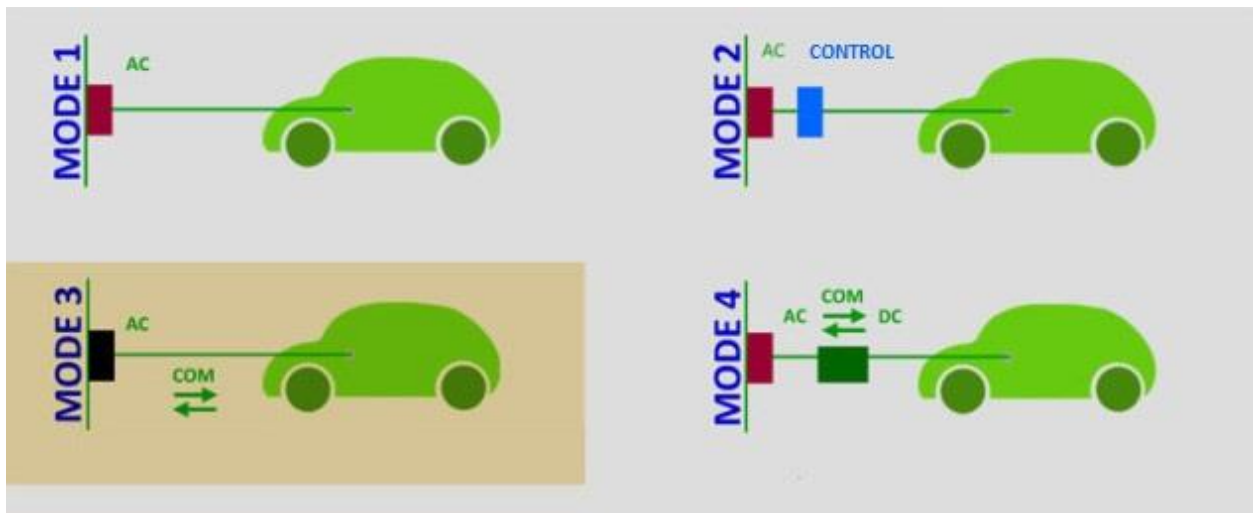
Τα επικρατέστερα σημεία εγκατάστασης ΣΦ είναι τα υπάρχοντα πρατήρια συμβατικών καυσίμων (στην Ελλάδα υπάρχουν τρεις αντίστοιχοι σταθμοί στην Αττική), οι δημόσιοι χώροι στάθμευσης (στην Ελλάδα είναι εγκατεστημένο δίκτυο ταχυφορτιστών σε έξι χώρους στάθμευσης στην Αττική, και άλλοι δεκαπέντε δημόσιοι ΣΦ ενταγμένοι στο ευρωπαϊκό πρόγραμμα “Green e Motion”), οι χώροι στάθμευσης μεγάλων επιχειρήσεων (εμπορικά κέντρα, υπεραγορές), τα αεροδρόμια (υπάρχει ΣΦ στον διεθνή αερολιμένα «Ελ. Βενιζέλος»), τα λιμάνια κλπ. Ιδιαίτερα διαδεδομένη διεθνώς είναι και η επιδοτούμενη εγκατάσταση δημόσιων ΣΦ, τους οποίους διαχειρίζονται δήμοι ή κοινότητες, και που υποχρεωτικά συνδυάζονται με μονάδες ΑΠΕ, κυρίως Φ/Β αλλά και μικρές Α/Γ, από τις οποίες αντλούν την πλειονότητα της παρεχόμενης ΗΕ.

Οι εμπορικά διαθέσιμοι ΣΦ είναι ενσύρματοι. Προς το παρόν, η ασύρματη (επαγωγική) φόρτιση βρίσκεται σε πειραματικό επίπεδο, καίτοι για πολλούς θεωρείται η λύση που θα επικρατήσει στο μέλλον λόγω της αυξημένης ασφάλειας και ευελιξίας που μπορεί να προσφέρει. Η απλή στάθμευση πάνω σε μια επιφάνεια που επάγει ΗΕ μέσω πηνίων στο EV είναι περισσότερο εύχρηστη και ασφαλέστερη από την ενσύρματη σύνδεση καθώς η ύπαρξη καλωδίων και συνδέσεων πάντοτε θα εγκυμονεί κινδύνους ατυχημάτων και πυρκαγιάς.

4.8.4.1 Προτυποποίηση της φόρτισης E-Vehicle

Τα IEC 61851-1 και IEC 62196 είναι τα βασικά διεθνή πρότυπα που καθορίζουν τους τρόπους ενσύρματης σύνδεσης του EV με τα σημεία φόρτισης. Το πρότυπο IEC 61851-1 δημιουργήθηκε αρχικά για να ελέγχει αν έχει γίνει η πλήρης σύνδεση ώστε να μπορεί να ξεκινήσει η ροή ισχύος προς το EV, καθώς και να μην επιτρέπεται στο EV να εκκινήσει πριν αποσυνδεθεί πλήρως. Επίσης, καθιέρωσε τις τέσσερις βασικές κατηγορίες φόρτισης, οι οποίες ενσωματώθηκαν αργότερα στο IEC 62196-1. Οι κατηγορίες φόρτισης είναι:

- “Mode 1”: αργή φόρτιση από ρευματοδότη εγκατεστημένο σε οικία, χωρίς έλεγχο, και χωρίς προστασία εντός του καλωδίου φόρτισης. Σε μερικές χώρες όπως οι ΗΠΑ, αυτός ο τρόπος σύνδεσης είναι απαγορευμένος. Το μέγιστο ρεύμα φόρτισης είναι 16A.
- “Mode 2”: αργή φόρτιση από ρευματοδότη εγκατεστημένο σε οικία, με βασικού επιπέδου έλεγχο, και με εσωτερική προστασία στο καλώδιο. Αποτελεί και την πλέον οικονομική λύση για ΣΦ. Το μέγιστο ρεύμα φόρτισης είναι 32A.
- “Mode 3”: αργή ή ταχεία φόρτιση από ειδική εγκατάσταση φόρτισης (E-Vehicle Supply Equipment-EVSE), ενώ δίνει τη δυνατότητα ελέγχου και αμφίδρομης επικοινωνίας. Κατάλληλο για τη διαδικασία V2G και για εφαρμογές Ευφυών Δικτύων. Αποτελεί την ενδεδειγμένη λύση για ΣΦ. Μπορεί να συνδυαστεί με ρευματοδότες τύπου “Mode 2”, με μέγιστο ρεύμα 32A ή με περισσότερο εξειδικευμένα συστήματα με θεωρητικό μέγιστο ρεύμα 250A.
- “Mode 4”: πολύ γρήγορη φόρτιση απευθείας από εξωτερικό μετατροπέα-φορτιστή και όχι μέσω του ενσωματωμένου φορτιστή του EV. Η τροφοδοσία γίνεται με DC ρεύμα, με θεωρητική μέγιστη τιμή τα 400A (στην πράξη μέχρι στιγμής το I_{max} φτάνει τα 125A, και αυτό σε συμβατά EV). Αποτελεί αρκετά ακριβότερη επιλογή από το “Mode 3”, με προοπτική για μελλοντική χρήση.



Σχήμα 4. 28 Οι τέσσερις προτυποποιημένοι τρόποι φόρτισης των EV

Τάση (V)	Ισχύς τροφοδότησης	Μέγιστο ρεύμα	Χρόνος Φόρτισης
1-phase 230	3,3 kW	16 A	6-8 h
3-phase 400	10 kW	16 A	2-3 h
1-phase 230	7 kW	32 A	3-4 h
3-phase 400	24 kW	32 A	1-2 h
3-phase 400	(δοκιμές) 44 kW	63 A	20-30 min
DC 500	(δοκιμές) 50 kW	100-125 A	20-30 min

Πίνακας 4. 8 Προτυποποιημένες στάθμες φόρτισης EV

Η επέκταση IEC 62196-2 αφορά τους τύπους των ρευματοδοτών για AC σύνδεση, με τρεις διαφορετικούς εμπορικά διαθέσιμους τύπους:

- “Type 1” SAE J1772-2009: μονοφασική παροχή, διαδεδομένος στις ΗΠΑ
- “Type 2” VDE-AR-E 2623-2-2: μονοφασική και τριφασική παροχή
- “Type 3” EV Plug Alliance: μονοφασική και τριφασική παροχή με θυρίδες ασφαλείας σε κάθε ξεχωριστή επαφή του ρευματοδότη, ο μόνος επιτρεπτός τύπος στην Ευρώπη

Η επέκταση IEC 62196-3 αφορά τους τύπους ρευματοδοτών που είναι συμβατοί με DC/Mode 4 σύνδεση.



Σχήμα 4. 29 Τύποι ρευματοδοτών EV

Παράλληλα, γίνονται προσπάθειες δημιουργίας προτύπων καθολικής χρήσης για την επικοινωνία των EV με το δίκτυο. Τα πρότυπα αυτά είναι καθοριστικής σημασίας για την υλοποίηση της

διαδικασίας V2G και γενικότερα για την εκμετάλλευση της σύνδεσης των EV από τα Ευφυή Δίκτυα. Τα πλέον διαδεδομένα open source πρότυπα, τα οποία βρίσκονται σε διαρκή εξέλιξη και εμπλουτίζονται με νέες εφαρμογές, είναι τα :

- SAE J2847/1: "Communication between Plug-in Vehicles and the Utility Grid" [55]
- ISO/IEC 15118: "Road vehicles -- Vehicle to grid communication interface" [56]

4.8.4.2 Εγχώριο νομικό πλαίσιο

Στην Ελλάδα, το νομικό πλαίσιο για την φόρτιση των EV βρίσκεται υπό διαμόρφωση. Η ΡΑΕ, έπειτα από διαβούλευση, κατέθεσε στο Υπ. Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής (ΥΠΕΚΑ) το Μάιο του 2014 την πρότασή της για τις αλλαγές που πρέπει να γίνουν στο Νόμο 4001/2011 για την ένταξη της φόρτισης των EV στην αγορά ΗΕ. Στην πρόταση αυτή καθορίζονται τα πλαίσια στα οποία θα γίνεται η εκμετάλλευση των υποδομών φόρτισης, καθώς και το ότι οι προμηθευτές ΗΕ με αποκλειστική δραστηριότητα την παροχή ΗΕ για φόρτιση EV δεν θα απαιτείται να πληρούν τις προϋποθέσεις έκδοσης άδειας προμήθειας ΗΕ όπως οφείλουν οι γενικοί προμηθευτές ΗΕ.

5 ΕΞΥΠΝΟΙ ΜΕΤΡΗΤΕΣ ΗΕ

5.1 Ορισμός

Η ανάγκη παρακολούθησης της κατανάλωσης ΗΕ οδήγησε στη σχεδίαση και κατασκευή διατάξεων που έχουν τη δυνατότητα να μετρούν τα βασικά ηλεκτρικά μεγέθη (ηλεκτρικές τάσεις και ρεύματα) με την επιθυμητή ακρίβεια και να αξιοποιούν τις μετρήσεις αυτές προς υπολογισμό των υπολοίπων ηλεκτρικών μεγεθών της εγκατάστασης (π.χ. ενεργό και άεργη ισχύ). Οι διατάξεις αυτές ονομάζονται έξυπνοι μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας (Smart Meters). Το γενικό χαρακτηριστικό των έξυπνων μετρητών είναι ότι πραγματοποιούν ψηφιακές μετρήσεις δειγματοληπτώντας τις τιμές ρεύματος και τάσης. Το τελικό αποτέλεσμα είναι ψηφιακά δεδομένα πραγματικού χρόνου διαθέσιμα προς επεξεργασία, αποθήκευση και μετάδοση.

Οι έξυπνοι μετρητές ΗΕ εμφανίζουν πολλά πλεονεκτήματα σε σχέση με τους υπάρχοντες συμβατικούς ηλεκτρομηχανικούς μετρητές. Οποιοσδήποτε μετρητής ΗΕ έχει τη δυνατότητα καταγραφής της καταναλισκόμενης ενέργειας. Ο έξυπνος μετρητής, όμως, εκτός του ότι μετρά με ακρίβεια την τάση και το ρεύμα, μπορεί μετά από κατάλληλη επεξεργασία να υπολογίζει και παρουσιάζει μεγέθη όπως η καταναλισκόμενη μέση ισχύς, ο συντελεστής ισχύος, οι αρμονικές τάσης και ρεύματος και άλλα μεγέθη που σχετίζονται με την ΗΕ που ενδεχομένως ενδιαφέρουν τους καταναλωτές και προμηθευτές ΗΕ.

5.2 Αναμενόμενα οφέλη από την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών

Τα οφέλη που αναμένονται από την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών είναι πολλά, αφορούν όλους τους τομείς της αγοράς ΗΕ και επηρεάζουν έμμεσα το κοινωνικό σύνολο. Τα κυριότερα από αυτά αναλύονται στη συνέχεια [57].

5.2.1 Οφέλη που για τους καταναλωτές

- *Ενημέρωση σε πραγματικό χρόνο*

Οι έξυπνοι μετρητές προσφέρουν στους καταναλωτές ΗΕ τη δυνατότητα να γνωρίζουν την πραγματική κατανάλωσή τους καθώς είναι σε θέση να παρέχουν ακριβείς πληροφορίες σε πραγματικό χρόνο (real time metering). Σε αντίθεση με την παλαιότερη αναλογική τεχνολογία μέτρησης, οι έξυπνοι μετρητές είναι ψηφιακά συστήματα που μπορούν να μεταδίδουν περιοδικά (συνήθως ανά 15 min) πληροφορίες κατανάλωσης σε κατάλληλες πλατφόρμες επικοινωνίας (monitor συσκευής, οθόνη συστήματος οικιακής διαχείρισης ενέργειας, οθόνη υπολογιστή, εφαρμογή σε smartphone). Αυτές οι πλατφόρμες παρουσιάζουν σε ένα διαδραστικό φιλικό περιβάλλον γραφήματα με τη μέση κατανάλωση ΗΕ και το κόστος αυτής, τις πιθανές εκπομπές ρύπων και τις πολιτικές κατανάλωσης. Επομένως, οι καταναλωτές ΗΕ διαθέτουν την πλήρη εποπτεία του ενεργειακού τους προφίλ, αλλά και τη δυνατότητα μεταβολής του. Μέσω της διαρκούς πληροφόρησης και με χρήση κατάλληλων ICT εργαλείων, οι καταναλωτές θα είναι σε θέση να μειώσουν το ενεργειακό τους αποτύπωμα.

- *Δυνατότητα αμφίδρομης επικοινωνίας*

Εκτός από την πραγματοποίηση μετρήσεων και την αποστολή δεδομένων, οι έξυπνοι μετρητές διαθέτουν και τη δυνατότητα λήψης πληροφοριών/εντολών και αποτελούν την πύλη επικοινωνίας καταναλωτών ΗΕ με τους προμηθευτές ΗΕ. Κάθε καταναλωτής μπορεί να ενημερώνεται σε πραγματικό χρόνο από τον προμηθευτή του για την τιμή χρέωσης της kWh, για ενδεχόμενες προσφορές και εκπτώσεις, για θέματα ασφάλειας (έκτακτες διακοπές παροχής). Αντίστοιχα, και ο καταναλωτής είναι σε θέση να επικοινωνεί με τον προμηθευτή, αποστέλλοντας π.χ. αιτήσεις, παράπονα, ερωτήσεις.

- *Δυνατότητα λήψης εντολών*

Ο έξυπνος μετρητής μπορεί μέσω της πλατφόρμας επικοινωνίας να λάβει και αποθηκεύσει εντολές. Κάθε καταναλωτής ΗΕ, δηλαδή, όχι μόνο γνωρίζει το ενεργειακό του προφίλ, αλλά μπορεί να μεταβάλει, να προγραμματίσει και να κατευθύνει την κατανάλωση προς το συμφέρον του. Μπορεί, για παράδειγμα, να προγραμματίσει τις συσκευές του (π.χ. πλυντήριο, κλιματιστικά, εγκατάσταση φόρτισης ηλεκτρικού αυτοκινήτου) να λειτουργούν οικονομικά μεταθέτοντας την κατανάλωση ΗΕ σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Αυτή η δυνατότητα είναι κρίσιμη σε συνθήκες απελευθερωμένης αγοράς, όπου οι προμηθευτές ΗΕ προσφέρουν ευέλικτες διαδικασίες τιμολόγησης παρόμοιες με το ισχύον νυχτερινό τιμολόγιο, αλλά με την πρόσθετη δυνατότητα δυναμικής μεταβολής.

- *Δυνατότητα απομακρυσμένης εκκίνησης και διακοπής της σύνδεσης με το ΗΔ*

Ο καταναλωτής μπορεί κατά βούληση να ενεργοποιεί ή απενεργοποιεί τη σύνδεση, τόσο για λόγους ασφάλειας όσο και για λόγους εξοικονόμησης ΗΕ.

- *Ευκολότερη μετάβαση σε άλλο προμηθευτή ΗΕ*

Με τους έξυπνους μετρητές παρέχεται η δυνατότητα στους χρήστες να αλλάζουν πάροχο, με παρόμοιες διαδικασίες όπως αυτές της παροχής τηλεπικοινωνιακών υπηρεσιών. Αυτό θα συμβάλει αποφασιστικά στην ενίσχυση του ανταγωνισμού μεταξύ των προμηθευτών, άρα και στη μεγιστοποίηση του οφέλους για τους καταναλωτές ΗΕ.

- *Διαθεσιμότητα προηγμένων τιμολογιακών πολιτικών εκ μέρους των προμηθευτών ΗΕ*

Κατά πρώτον, καταργείται η κατ' εκτίμηση χρέωση της ΗΕ. Μέχρι τώρα, η χρέωση γίνεται για την ΗΕ που πιθανότατα έχει καταναλωθεί σε ένα δίμηνο μέχρι ο καταμετρητής του παρόχου να προσδιορίσει την ακριβή κατανάλωση. Ο νέος τρόπος τιμολόγησης επί πραγματοποιηθείσας κατανάλωσης ΗΕ θα προσφέρει την ευελιξία και τις προσφορές που προαναφέρθηκαν. Επιπλέον, στα πρότυπα της τηλεπικοινωνιακής αγοράς θα διατίθενται και προπληρωμένα προγράμματα που θα καθιστούν δυνατή την προπληρωμένη κατανάλωση ΗΕ με ελαχιστοποίηση των πάγιων χρεώσεων. Ο καταναλωτής θα γνωρίζει την ΗΕ που έχει καταναλώσει και αυτήν που του απομένει. Αυτός ο τρόπος χρέωσης θα είναι ιδιαίτερα χρήσιμος σε εξοχικές κατοικίες.

- *Δυνατότητα βελτίωσης της ποιότητας του ηλεκτρικού ρεύματος*

Οι έξυπνοι μετρητές ενσωματώνουν διατάξεις που επιτρέπουν τον αυτόματο έλεγχο και τη βελτίωση των χαρακτηριστικών του ηλεκτρικού ρεύματος. Παρέχουν λειτουργίες εξομάλυνσης της τάσης/συχνότητας και προστασίας από υπερτάσεις και υπερεντάσεις.

- *Συμβολή στην αύξηση της διείσδυσης διεσπαρμένης παραγωγής ΗΕ στο δίκτυο μίας οικίας ή μιας επιχείρησης*

Με τους έξυπνους μετρητές γίνεται ευκολότερη η ενσωμάτωση μικρών μονάδων παραγωγής ΗΕ, όπως τα φωτοβολταϊκά συστήματα και οι μικρές ανεμογεννήτριες, σε ένα ενιαίο ενεργειακό σύστημα μικρής κλίμακας. Στο σύστημα αυτό θα ρυθμίζεται η κατανάλωση, η παραγωγή από ΑΠΕ, η αποθήκευση και η ανάκτηση ενέργειας από μέσα αποθήκευσης (ηλεκτρικό αυτοκίνητο, συστοιχία συσσωρευτών), κατά βέλτιστο τρόπο ως προς όφελος του καταναλωτή.

5.2.2 Οφέλη για τους προμηθευτές ΗΕ

- *Ενημέρωση σε πραγματικό χρόνο*

Ο έξυπνος μετρητής αποστέλλει περιοδικά (συνήθως ανά 15 min) κρυπτογραφημένα δεδομένα για την κατανάλωση ΗΕ σε εξουσιοδοτημένα Κέντρα Λειτουργίας, παρέχοντας στον προμηθευτή ΗΕ τη δυνατότητα να γνωρίζει σε πραγματικό χρόνο το φορτίο του δικτύου που διαχειρίζεται.

- *Παραγωγή ψηφιακών δεδομένων*

Οι έξυπνοι μετρητές παράγουν ψηφιακά δεδομένα που μπορούν να αποθηκευθούν, να μεταδοθούν με αξιοπιστία και ασφάλεια, να ανακτηθούν, να υποστούν επεξεργασία και ανάλυση

πολλών επιπέδων. Αυτά τα χαρακτηριστικά των ψηφιακών δεδομένων καθιστούν εφικτή την εφαρμογή πολιτικών ανταπόκρισης στη ζήτηση (Demand Response) και διαχείρισης του φορτίου (Load Management).

Οι προμηθευτές ΗΕ μπορεί να δημιουργήσουν βάσεις δεδομένων και με κατάλληλους αλγόριθμους επεξεργασίας της πληροφορίας να αποκτήσουν τη δυνατότητα αξιόπιστης πρόβλεψης των αναγκών των πελατών τους, τόσο βραχυπρόθεσμα όσο και μακροπρόθεσμα, και να αγοράσει τα αντίστοιχα απαιτούμενα μεγέθη ΗΕ που θα απαιτηθούν, με ικανοποιητική ακρίβεια. Ο περιορισμός του επιπλέον κόστους λόγω της ακριβέστερης εκτίμησης της ζήτησης ΗΕ έχει άμεσο αντίκτυπο και στην τιμολόγηση της ΗΕ προς τους καταναλωτές.

- *Αμφίδρομη επικοινωνία*

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, ο έξυπνος μετρητής αποτελεί την πύλη επικοινωνίας του προμηθευτή και του καταναλωτή. Ο προμηθευτής ενημερώνει επί θεμάτων τιμολογίου, νέων προϊόντων, προσφορών και ασφάλειας και δέχεται την αντίστοιχη ανάδραση του καταναλωτή.

- *Γίνεται εφικτή η ευελιξία στην τιμολόγηση και η προσφορά νέων προϊόντων στους πελάτες*

Οι προμηθευτές αποκτούν τη δυνατότητα να προσφέρουν εξατομικευμένα προϊόντα που ανταποκρίνονται στις καταναλωτικές ανάγκες και συνήθειες των καταναλωτών και να αποζημιώνονται άμεσα. Η άμεση πληρωμή της καταναλισκόμενης ενέργειας από τους πελάτες προσφέρει την αναγκαία ρευστότητα στους προμηθευτές ώστε να μη χρειάζεται να καταφεύγουν σε δανεισμό για την προμήθεια ΗΕ από την χονδρεμπορική αγορά. Η αποδοτικότερη χρήση των κεφαλαίων και η αποφυγή πληρωμής τόκων δανεισμού εκ μέρους των προμηθευτών έχει ως άμεσο αποτέλεσμα τη μείωση των τιμών για τον τελικό καταναλωτή.

- *Απομακρυσμένη εκκίνηση και διακοπή της σύνδεσης*

Μέσω των έξυπνων μετρητών παρέχεται η δυνατότητα στον πάροχο να εκκινεί και να διακόπτει την παροχή για λόγους ασφάλειας και προστασίας του δικτύου του καταναλωτή. Επιπλέον, σε περιπτώσεις μη τήρησης των υποχρεώσεων εκ μέρους κάποιου, μπορεί να διακόψει αμέσως την παροχή ΗΕ αλλά και να την αποκαταστήσει τάχιστα, εφόσον διευθετηθούν οι μεταξύ τους διαφορές.

- *Έγκαιρος εντοπισμός και επέμβαση σε περίπτωση κλοπής*

Στις περιπτώσεις όπου οι μετρήσεις που συλλέγονται από τους μετρητές των καταναλωτών ΗΕ βρίσκονται σε αναντιστοιχία με τις ενδείξεις των μετρητών παρεχόμενης ενέργειας του ΔΔ, ο προμηθευτής ΗΕ έχει τη δυνατότητα να εντοπίσει ενδεχόμενη κλοπή ΗΕ και να διακόψει αμέσως την παροχή.

- *Εξάλειψη της δαπάνης της συμβατικής διαδικασίας καταμέτρησης ΗΕ*

Με την εγκατάσταση των έξυπνων μετρητών, ο συμβατικός τρόπος καταμέτρησης της καταναλωθείσας ΗΕ από υπαλλήλους του παρόχου καταργείται. Παράλληλα, εξαλείφονται και οι περιπτώσεις ανθρώπινου λάθους κατά την καταγραφή που οδηγούν σε λανθασμένες χρεώσεις και προκαλούν προβλήματα στις σχέσεις μεταξύ προμηθευτών και καταναλωτών.

5.2.3 Οφέλη για το διαχειριστή του Δικτύου Διανομής

- *Βελτίωση ποιότητας ρεύματος*

Ο διαχειριστής του συστήματος συλλέγοντας από τους έξυπνους μετρητές πληροφορίες για την ποιότητα του ρεύματος που προσφέρει, και σε συνδυασμό με τις μετρήσεις από τις άλλες μετρητικές διατάξεις που είναι εγκατεστημένες στο δίκτυο, μπορεί να ενημερωθεί, να εντοπίσει και να επέμβει άμεσα στα σημεία του δικτύου που αντιμετωπίζουν προβλήματα ως προς την τάση και τη συχνότητα του ηλεκτρικού ρεύματος (π.χ. από σφάλματα ή από χρήση βιομηχανικού εξοπλισμού). Ο διαχειριστής του συστήματος έχει, επίσης, τη δυνατότητα να θέσει σε λειτουργία διατάξεις εξομάλυνσης κατά εστιασμένο τρόπο με άμεσα αποτελέσματα. Κατ' αυτόν τον τρόπο, αποφεύγει πιθανές αποζημιώσεις σε πελάτες για καταστροφή μηχανημάτων και εξοπλισμού.

- *Πρόληψη σφαλμάτων και διακοπών ή άμεση αποκατάστασή τους*

Διαθέτοντας τη δυνατότητα άμεσης πληροφόρησης ο διαχειριστής μπορεί να προλαμβάνει σφάλματα, διακοπές και καταστροφές εξοπλισμού. Στην περίπτωση όπου τελικώς υπάρξουν βλάβες, επιταχύνεται ο εντοπισμός και η αποκατάσταση τους.

5.2.4 Οφέλη για το κοινωνικό σύνολο

Στο σημείο αυτό πρέπει να αναφερθεί ότι οι έξυπνοι μετρητές αποτελούν θεμελιώδη εργαλεία για την υλοποίηση του Έξυπνου Δικτύου Ηλεκτρικής Ενέργειας (Smart Grid). Αυτό έχει ως απόρροια την έμμεση συμβολή των έξυπνων μετρητών στα ακόλουθα σημαντικά οφέλη που θα προκύψουν από την υλοποίηση του έξυπνου δικτύου.

- *Σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας λόγω της βελτίωσης της καταναλωτικής συμπεριφοράς των καταναλωτών (όπως επιβεβαιώνεται από τα μέχρι σήμερα στοιχεία από την εφαρμογή σε άλλες χώρες, κυρίως στις ΗΠΑ).*

- *Εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου του συστήματος*

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η εξαγωγή και εύκολη διαχείριση και επεξεργασία των πληροφοριών κατανάλωσης ΗΕ παρέχει τη δυνατότητα εφαρμογής πολιτικών ανταπόκρισης στη ζήτηση (D-R) σε μεγάλη κλίμακα. Ως εκ τούτου, λοιπόν, καθίσταται εφικτή η μετάθεση μέρους της κατανάλωσης ΗΕ σε περιόδους χαμηλότερης ζήτησης (load shifting) και η εξομάλυνση των μεγάλου κόστους αιχμών της καμπύλης φορτίου (peak shaving) . Σε συνδυασμό με την εξοικονόμηση ΗΕ, επιτυγχάνεται μείωση της ανάγκης για επενδύσεις σε νέες μονάδες παραγωγής ΗΕ και σε επεκτάσεις του συστήματος μεταφοράς και διανομής για να ανταπεξέλθουν στη ζήτηση αιχμής.

- *Μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων*

Διαθέτοντας πληροφόρηση σε πραγματικό χρόνο, ελαχιστοποιούνται η παραγωγή πλεονάζουσας ΗΕ και οι απώλειες μεταφοράς και διανομής, και αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ στην παραγωγή

ΗΕ. Το άμεσο αποτέλεσμα είναι μειωμένες εκπομπές ρύπων στην ατμόσφαιρα από τις θερμικές μονάδες.

- *Ευκολότερη εφαρμογή κοινωνικής πολιτικής*

Με την εγκατάσταση έξυπνων μετρητών διευκολύνονται και επιταχύνονται οι διαδικασίες εφαρμογής κοινωνικής πολιτικής σε ευπαθείς ομάδες του πληθυσμού. Για παράδειγμα, αν κάποιος καταναλωτής έχει αυξημένες ανάγκες σε ενέργεια λόγω ασθένειας μπορεί άμεσα να επιδοτηθεί και να συνάψει ειδική συμφωνία με τον πάροχο.

5.3 Είδη μετρητών

5.3.1 Συμβατικός μετρητής

Ο επαγωγικός μετρητής είναι το γνωστό ρολόι που εγκαθίσταται σε κάποιο εξωτερικό σημείο ενός κτιρίου. Η πλειονότητα των υπάρχοντων κτιρίων είναι εξοπλισμένη με ηλεκτρομηχανικούς μονοφασικούς ή τριφασικούς μετρητές. Αποτελούνται από ένα πηνίο τάσης και ένα πηνίο έντασης που διεγείρονται από τη τάση του δικτύου και την ένταση του ρεύματος στο φορτίο του καταναλωτή, ένα δίσκο-δρομέα από αλουμίνιο, του οποίου οι στροφές μεταδίδονται μέσω ενός ελικοειδούς τροχού σε ένα αριθμητήρα, και ένα μαγνήτη πέδησης. Η περιστροφική κίνηση του δίσκου βασίζεται στην αλληλεπίδραση των μαγνητικών ροών (κινητήριες ροές) των πηνίων τάσης και έντασης που μπορεί να θεωρηθούν ως επαγωγική μηχανή δύο φάσεων. Το ένα πηνίο είναι συνδεδεμένο με τέτοιο τρόπο ώστε να παράγει μαγνητική ροή ανάλογη της τάσης και το άλλο ανάλογη του ρεύματος [58].

Ο επαγωγικός μετρητής λειτουργεί μετρώντας τις περιστροφές ενός μη μαγνητικού αλλά ηλεκτρικά αγώγιμου μεταλλικού δίσκου που ρυθμίζεται να περιστρέφεται με ταχύτητα ανάλογη της ισχύος που διέρχεται από το μετρητή. Ο αριθμός των περιστροφών κατά συνέπεια είναι ανάλογος της ΗΕ που καταναλώνεται. Αντίστοιχα, το πηνίο τάσης καταναλώνει μικρή και σχετικά σταθερή ισχύ (τυπικά 2 W) η οποία και δεν καταγράφεται από το μετρητή. Το πηνίο ρεύματος καταναλώνει μικρή ενέργεια, ανάλογη του τετραγώνου του ρεύματος που το διαρρέει η οποία, επίσης, δεν καταγράφεται από το μετρητή.

Με ρύθμιση της εσωτερικής φασικής γωνίας των δύο κινητήριων μαγνητικών ροών και της κυκλωματικής διάταξης, επιτυγχάνεται η ροπή στρέψης να είναι ανάλογη της πραγματικής ή της άεργου ισχύος. Για συγκεκριμένη ταχύτητα του δίσκου όπου η κινητήριος ροπή αντισταθμίζεται από τη ροπή πέδησης του μαγνήτη, η ταχύτητα του δίσκου είναι ανάλογη της ισχύος και ο αριθμός των περιστροφών του δίσκου αποτελεί το μέτρο της απορροφούμενης από τον καταναλωτή ΗΕ που καταγράφεται στον αριθμητήρα. Η σταθερά (K) του μετρητή είναι ένας σημαντικός συντελεστής, ο οποίος ευρίσκεται στην πινακίδα κάθε μετρητή και εκφράζει τη σχέση της ταχύτητας του δίσκου με το φορτίο του καταναλωτή [στροφές/kWh].



Σχήμα 5. 1 Συμβατικός Μετρητής ΗΕ

5.3.2 Έξυπνος μετρητής

Ένας έξυπνος μετρητής μετρά δειγματοληψία τα βασικά ηλεκτρικά μεγέθη, τάση και ρεύμα. Αξιοποιώντας τα, υπολογίζει σημαντικά μεγέθη που σχετίζονται με την ΗΕ, όπως η ενεργός ισχύς και ο συντελεστής ισχύος (ΣΙ). Επιπλέον, ο έξυπνος μετρητής ενσωματώνει διατάξεις εξομάλυνσης της τάσης και της συχνότητας συμβάλλοντας στη βελτίωση της ποιότητας του ρεύματος. Παράλληλα, η ικανότητα αποθήκευσης και συχνής ανανέωσης των ψηφιακών αυτών δεδομένων προσφέρουν στον καταναλωτή τη δυνατότητα καταγραφής του ενεργειακού του προφίλ.



Σχήμα 5. 2 Έξυπνος μετρητής ΗΕ

5.3.2.1 Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά

Τα βασικά συστατικά (hardware) για την υλοποίηση ενός έξυπνου μετρητή είναι ένας αισθητήρας τάσης, ένας αισθητήρας ρεύματος, μια μητρική πλακέτα – μικροεπεξεργαστής (motherboard) και ένας μετατροπέας αναλογικού σε ψηφιακό σήμα [59].

Ο αισθητήρας τάσης αποτελεί το απαραίτητο εξάρτημα για τη μέτρηση της τριφασικής τάσης σε μία οικιακή ηλεκτρική εγκατάσταση. Η απαίτηση της μη παρεμβατικής επιτήρησης φορτίων, η αναγκαιότητα της ευκολίας εγκατάστασης της μετρητικής διάταξης στον οικιακό χώρο και το κόστος των υπό επιλογή εξαρτημάτων οδήγησε στην επιλογή ενός μορφοτροπέα τάσης. Ο μορφοτροπέας

τάσης (Voltage Transducer) είναι μια ηλεκτρική διάταξη που έχει την ικανότητα να μετατρέπει μια υψηλή τάση σε σήμα τάσης χαμηλού επιπέδου με μόνωση μεταξύ της πηγής εισόδου υψηλής τάσης και του σήματος εξόδου. Κατ' αυτόν τον τρόπο, καθίσταται δυνατή η μεταφορά με ασφάλεια και αξιοπιστία ενός σήματος τάσης, ανάλογης προς την υπό μέτρηση τάση, από εξοπλισμό υψηλής ισχύος σε συσκευές μέτρησης ή παρακολούθησης τάσης.

Αντίστοιχα, ο μορφοτροπέας ρεύματος είναι ένα ηλεκτρικό εξάρτημα που διαθέτει τη δυνατότητα να ανιχνεύει το ηλεκτρικό ρεύμα σε ένα καλώδιο και να δημιουργεί ένα σήμα ανάλογο ως προς αυτό. Το παραγόμενο σήμα μπορεί να είναι ρεύμα ή αναλογική τάση ή ψηφιακό σήμα.

Ο μικροεπεξεργαστής ή μικροελεγκτής είναι ένα ολοκληρωμένο κύκλωμα (Integrated Circuit) που είναι το κυρίως υπεύθυνο για τη λειτουργία μιας μετρητικής διάταξης. Η επεξεργασία των δεδομένων πραγματοποιείται εκτελώντας μια σειρά από εντολές που είναι υπεύθυνες για τη διασύνδεση μεταξύ του υλικού (hardware). Ο μικροεπεξεργαστής αποτελείται από μια κεντρική μονάδα επεξεργασίας (cpu), μνήμες (flash memories/SRAM/SDRAM) και θύρες επικοινωνίας (κυρίως usb)

Ο μετατροπέας αναλογικού σήματος σε ψηφιακό (analog to digital converter - ADC). Ένας έξυπνος μετρητής έχει ως χαρακτηριστικό το ότι διαθέτει τουλάχιστον τέσσερις εισόδους δειγματοληψίας για το ρεύμα και τις τρεις φάσεις της τάσης.



Σχήμα 5. 3 Έξυπνοι μετρητές HE

5.4 Είδη μετρητικών Συστημάτων

5.4.1 Συμβατική καταγραφή μετρήσεων (Conventional Meter Reading)

Ο συμβατικός τρόπος καταμέτρησης της κατανάλωσης HE παρέχει τη δυνατότητα καταγραφής της κατανάλωσης στην καλύτερη των περιπτώσεων ανά μήνα, σε ορισμένες μόνο χώρες. Στην Ελλάδα, η καταμέτρηση γίνεται από τεχνικούς της εταιρίας- παρόχου ανά τέσσερις μήνες. Υπάρχει το ενδεχόμενο σημαντικών αποκλίσεων από την πραγματική κατανάλωση είτε λόγω μη ορθής λειτουργίας του αναλογικού μετρητή είτε λόγω ανθρώπινου λάθους κατά την καταγραφή των ενδείξεων από τον υπάλληλο είτε λόγω λανθασμένης εκτίμησης από την εταιρία στους κατ' εκτίμηση λογαριασμούς.

5.4.2 Έξυπνα μετρητικά συστήματα

5.4.2.1 Automated Meter Reading (AMR)

Η τεχνολογία αυτή χρησιμοποιείται για την αυτόματη συλλογή δεδομένων στα σημεία κατανάλωσης ενέργειας (ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου) με σκοπό την τιμολόγηση σε πραγματικό χρόνο και την ανάλυση των καταναλώσεων. Κάθε στιγμή, ένα AMR σύστημα συλλέγει πληροφορίες που αποστέλλονται μέσω κατάλληλης τεχνολογίας τηλεπικοινωνιακής δικτύωσης σε ένα κέντρο συλλογής δεδομένων (central database).

5.4.2.2 Automated Meter Management (AMM) / Automated Meter Infrastructure (AMI)

Τα συστήματα αυτά επιτρέπουν τη ροή πληροφορίας από και προς τους προμηθευτές ΗΕ. Χαρακτηρίζονται από μεγαλύτερη ακρίβεια στη συλλογή δεδομένων και, συνεπώς, μεγαλύτερη ακρίβεια στην τιμολόγηση πραγματικού χρόνου (real-time pricing). Επιτρέπουν την απομακρυσμένη σύνδεση/διακοπή του φορτίου και ειδοποιούν με μήνυμα τον καταναλωτή ή και τον πάροχο σε περιπτώσεις αλλοίωσης των μετρήσεων. Ορισμένα σημαντικά χαρακτηριστικά αυτής της τεχνολογίας είναι τα ακόλουθα:

- Περιοδικές μετρήσεις, τυπικά ανά 15 min
- Απομακρυσμένη σύνδεση και διακοπή της παροχής ΗΕ
- Διαχείριση των διακοπών και επανασύνδεση σε πραγματικό χρόνο με αντίστοιχες ειδοποιήσεις
- Ελαχιστοποίηση των απωλειών ΗΕ του συστήματος
- Εξισορρόπηση των φάσεων του φορτίου
- Ολοκληρωμένος έλεγχος τάσης και άεργου ισχύος
- Εντοπισμός και αποτροπή ρευματοκλοπών

	Conventional meter reader	AMR	AMI
Monthly kwh reading	✓	✓	✓
Two way communication		✓	✓
Theft detection		✓	✓
Outage/Restoring detection		✓	✓
On-demand reads			✓
Programmable load intervals			✓
Time of Use			✓
Demand response			✓
Integrated disconnect switch			✓
Power Quality data			✓
Remote programmable			✓
Remotely upgradeable			✓

Πίνακας 5. 1 Χαρακτηριστικά έξυπνων μετρητικών συστημάτων

5.4.3 Meter Data Management System (MDMS)

Για τη λειτουργία των έξυπνων μετρητών είναι απαραίτητο ένα σύστημα διαχείρισης μετρικών δεδομένων (MDMS), το οποίο συλλέγει και αποθηκεύει όλες τις πληροφορίες που αποστέλλουν οι μετρητές μέσω των AMR/AMI συστημάτων σε πραγματικό χρόνο. Τα δεδομένα που συλλέγονται αποσκοπούν στην αποτελεσματικότερη λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου, αρχικά, και του ευφυούς δικτύου, μεταγενέστερα, αλλά και στον εντοπισμό προβλημάτων που συνδέονται με το δίκτυο. Στα συστήματα MDM ενσωματώνονται λειτουργίες όπως:

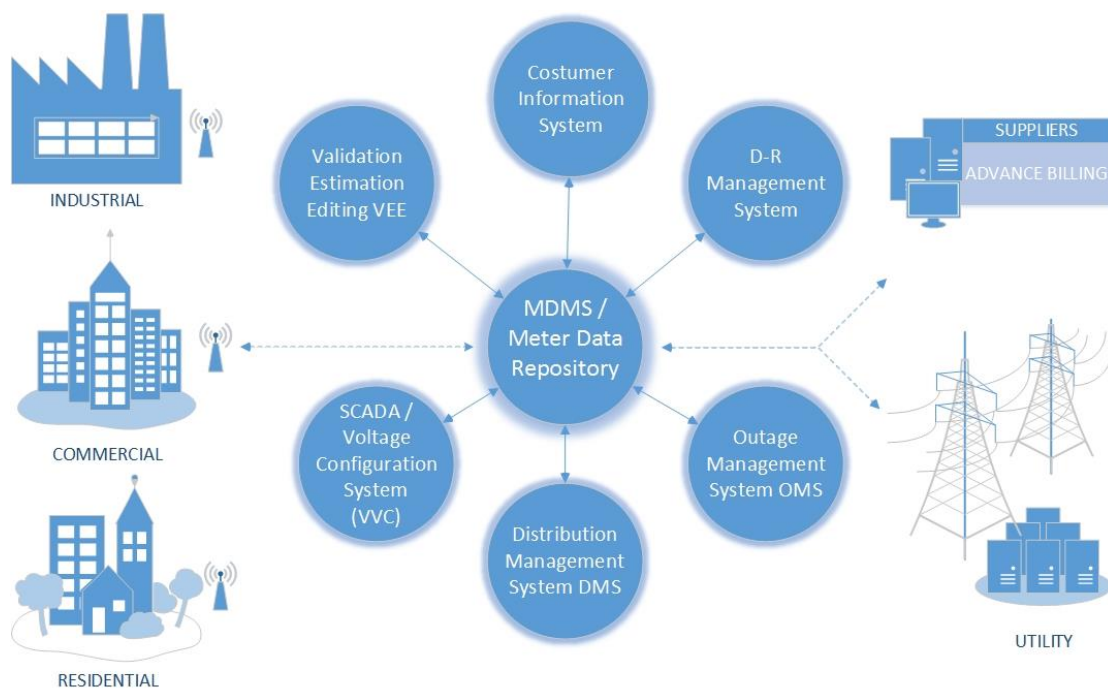
- Επικύρωση, εκτίμηση και επεξεργασία των εισερχομένων πληροφοριών, πριν αυτές καταχωρισθούν στις βάσεις δεδομένων, προς αποφυγή λαθών που ενδεχομένως υπάρχουν στις μετρήσεις. Επιπλέον, η δυνατότητα αμφίδρομης επικοινωνίας που προσφέρει το ευφύες δίκτυο επιτρέπει στο MDM σύστημα να ζητεί δεδομένα (on-demand data) από το AMI σύστημα και να τα αποστέλλει, είτε στον αντίστοιχο προμηθευτή ΗΕ, είτε στο διαχειριστή του δικτύου.
- Δημιουργία αντιγράφων ασφαλείας και η επαναφορά του συστήματος σε προγενέστερη ημερομηνία ορθής λειτουργίας (backup & recovery)
- Επαναφορά του συστήματος σε έκτακτες περιπτώσεις (disaster recovery)
- Αρχαιοθέτηση και αποκατάσταση δεδομένων (data archiving and restoration)

Με την εξέλιξη της τεχνολογίας αλλά και του ίδιου του ευφυούς δικτύου, ο όγκος της διακινούμενης πληροφορίας αναμένεται να αυξηθεί εκθετικά. Έτσι, τα MDM συστήματα πρέπει να είναι τεχνολογικά επεκτάσιμα, ώστε να μπορούν να ανταπεξέλθουν σε μελλοντικές προκλήσεις [60].

5.4.3.1 Εφαρμογές σε MDM συστήματα

Ανάλογα με τις ανάγκες της αγοράς στην οποία εκάστοτε απευθύνονται, στα MDM συστήματα μπορεί να ενσωματωθεί μεγάλο πλήθος εφαρμογών σε επίπεδο λογισμικού. Ορισμένες συχνές εφαρμογές που χρησιμοποιούνται και από τις εταιρείες που παρέχουν προγράμματα MDMS είναι οι εξής:

- **Advanced Billing**
Εφαρμόζονται διάφορες πολιτικές τιμολόγησης όπως Time Of Use (TOU), Critical Peak Pricing (CPP), Peak Day Pricing (PDP) και άλλες.
- **Validation Estimation Editing (VEE)**
Η επικύρωση, η εκτίμηση και η επεξεργασία των δεδομένων παρέχουν αξιοπιστία και ακρίβεια στις μετρήσεις που προέρχονται από τα AMI συστήματα.
- **Outage Management System (OMS)**
Σε περιπτώσεις διακοπών παροχής ρεύματος, το σύστημα MDM ειδοποιεί με ηχητικά μηνύματα με στόχο την ταχεία διάγνωση του προβλήματος. Η αποκατάσταση γίνεται είτε απομακρυσμένα είτε, σε περίπτωση φυσικής καταστροφής, με επιτόπια ανθρώπινη παρέμβαση.
- **Customer Information System (CIS)**
Καταγράφεται το ενεργειακό προφίλ των πελατών παρέχοντας χρήσιμες πληροφορίες για D-R και load management προγράμματα.
- **Data Synchronization**
Συγχρονισμός δεδομένων κατανάλωσης με συχνές μετρήσεις κάθε 15 min.



Σχήμα 5. 4 Σχηματική Απεικόνιση MDMS



Σχήμα 5. 5 Σύστημα απεικόνισης MDMS λογισμικού της εταιρείας Toshiba

5.5 Εφαρμογές που προϋποθέτουν την ύπαρξη έξυπνων μετρητών

Λόγω των πλεονεκτημάτων που διαθέτουν οι έξυπνοι μετρητές, προσφέρουν τη δυνατότητα υλοποίησης σημαντικών εφαρμογών αυτοματισμού και έξυπνης διαχείρισης των συστημάτων ενός κτιρίου ή μιας εγκατάστασης. Οι δυνατότητες των έξυπνων μετρητών συμβάλλουν σημαντικά στην αποδοτική διαχείριση της ΗΕ μίας οικίας/επιχείρησης λόγω της συλλογής δεδομένων κατανάλωσης ΗΕ και της δυνατότητας αμφίδρομης επικοινωνίας μεταξύ των διαχειριστών ενός κτιρίου και των προμηθευτών. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται οι κυριότερες από αυτές τις εφαρμογές [46].

5.5.1 Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας για Κτίρια (Energy Management System (EMS) for buildings)

Η εγκατάσταση ενός συστήματος ενεργειακής διαχείρισης (Energy Management System – EMS) αποσκοπεί στην επιτήρηση ή και τον αυτόματο έλεγχο των ηλεκτρολογικών και μηχανολογικών εγκαταστάσεων ενός κτιρίου και καθιστά δυνατή την ανάλυση δεδομένων και τη ρύθμιση παραμέτρων των εγκαταστάσεων από ένα κέντρο ελέγχου. Παράλληλα, προσφέρει την παρακολούθηση και καταγραφή της ενεργειακής συμπεριφοράς των συστημάτων που είναι εγκατεστημένα στο κτίριο, καθώς και τη δημιουργία αρχείου με στατιστικά στοιχεία.

Ένα σύστημα EMS αποτελείται από ένα Κεντρικό Σταθμό Παρακολούθησης και Ελέγχου, τα αισθητήρια όργανα, τις διατάξεις εκτέλεσης εντολών, καθώς και κατάλληλη τηλεπικοινωνιακή υποδομή. Ο προγραμματισμός και η διαχείριση του συστήματος EMS γίνεται μέσω του κεντρικού σταθμού ελέγχου.

5.5.2 Συστήματα Απεικόνισης και Εύκολης Πρόσβασης σε πληροφορίες ΗΕ (In-Home Displays and Access to Energy Info (IHD))

Καθώς το ευφυές ΗΔ εξελίσσεται, αναδύονται και νέες τεχνολογίες συλλογής πληροφοριών. Μια κατηγορία έξυπνων συσκευών που χρησιμοποιούνται ευρέως είναι τα In-Home-Displays (IHDs). Τα IHDs παρέχουν βασικές πληροφορίες, όπως παρακολούθηση κατανάλωσης σε πραγματικό χρόνο,

ωριαίο κόστος HE και ωριαία κατανάλωση, αξιοποιώντας κατάλληλα τα δεδομένα των έξυπνων μετρητών. Ορισμένα IHDs είναι σε θέση να παρέχουν πρόσθετες πληροφορίες, όπως καταγραφή του ενεργειακού προφίλ το τελευταίο 24ωρο ή ακόμα τον τελευταίο μήνα, πρόβλεψη κόστους και κατανάλωσης, μηναία αιχμή, εσωτερικές και εξωτερικές θερμοκρασίες κλπ.

Με την ανάπτυξη και της τεχνολογίας αναδεικνύονται και νέοι εναλλακτικοί τρόποι παροχής πληροφοριών προς τους καταναλωτές. Συσκευές που είναι ήδη σε ευρεία χρήση, όπως laptop, smart phone, PC, tablets, θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν προς το σκοπό αυτό.

5.5.3 Εφαρμογές και Συσκευές Άμεσης Σύνδεσης στο Δίκτυο EMS (Grid-Ready Appliances and Devices (DR-Ready))

Η απαίτηση για την υλοποίηση έξυπνου δικτύου οδηγεί σταδιακά τις βιομηχανίες ηλεκτρικών συσκευών στη σχεδίαση προϊόντων που θα ενσωματώνουν τεχνολογίες επικοινωνίας και ελέγχου (DR-Ready). Στις μέχρι τώρα υλοποιήσεις έξυπνων δικτύων απαιτείται ειδικός εξοπλισμός (έξυπνοι ρευματοδότες) στην ηλεκτρολογική εγκατάσταση, ώστε να είναι σε θέση οι ηλεκτρικές συσκευές να ενσωματωθούν στο συνολικό σύστημα διαχείρισης της ενέργειας. Το πρόσθετο αυτό κόστος αναμένεται να μειωθεί σημαντικά τα αμέσως επόμενα χρόνια με την ευρεία διάθεση των DR-Ready συσκευών. Επιπλέον, τόσο ο ηλεκτρολογικός εξοπλισμός όσο και το κόστος των εξαρτημάτων θα παρέχονται σε χαμηλότερες τιμές, όπως συμβαίνει με κάθε νέα τεχνολογία.

5.5.4 Ανοικτό Σύστημα Αυτόματης Απόκρισης Ζήτησης (Open Automated Demand Response (open-ADR))

Ένα σύστημα αυτόματης απόκρισης της ζήτησης (Automated demand response - ADR) αξιοποιεί τα δεδομένα που προέρχονται από προηγμένα συστήματα διαχείρισης ενέργειας κτιρίων. Η διακίνηση των δεδομένων αυτών μπορεί να γίνει είτε μέσω του Internet είτε με κάποια άλλη μορφή τηλεπικοινωνιακής σύνδεσης. Τα σημερινά συστήματα DR δεν παρέχουν αυτή τη δυνατότητα. Η ανάγκη για άμεση επικοινωνία όλων των συσκευών και διατάξεων σε πραγματικό χρόνο (machine-to-machine (M2M) communication) οδηγούν στην ανάπτυξη ανοικτών συστημάτων αυτόματης διαχείρισης ζήτησης (Open-ADR). Τέτοια συστήματα διαχείρισης ενέργειας κτιρίων είναι προγραμματισμένα να μειώνουν το στιγμιαίο συνολικό φορτίο μιας κτιριακής εγκατάστασης, με βάση τα σήματα ελέγχου που θα δέχονται. Θα μπορούν, επίσης, να αποστέλλουν στους προμηθευτές HE πληροφορίες κατανάλωσης σε πραγματικό χρόνο.

Προϋπόθεση για να χρησιμοποιηθεί ένα open-ADR είναι να διαθέτουν τα κτίρια προηγμένα συστήματα EMS ή να μισθώνουν υπηρεσίες EMS από κάποιον πάροχο.

5.5.5 Αποθήκευση ΗΕ (Energy Storage)

Οι προηγμένες lead-acid μπαταρίες αποτελούν την επικρατέστερη μορφή αποθήκευσης ενέργειας για οικιακούς, εμπορικούς και βιομηχανικούς καταναλωτές που χρειάζονται συστήματα αδιάλειπτης παροχής ρεύματος (uninterruptible power supply (UPS) system). Για τον ίδιο σκοπό, μελλοντικά, αναμένεται να χρησιμοποιηθούν και μπαταρίες λιθίου. Τα UPS που προορίζονται για οικιακή χρήση (standby UPS), προσφέρουν παροχή ενέργειας για δύο ώρες. Τα online UPS είναι ιδανικά για εφαρμογές όπου η ηλεκτρική απομόνωση είναι αναγκαία ή για εξοπλισμούς που είναι πολύ ευαίσθητοι σε διακυμάνσεις παροχής ρεύματος. Στον εμπορικό και βιομηχανικό τομέα, τα συστήματα αυτά μπορούν να παρέχουν ρεύμα μέχρι και για 8 h. Και οι δύο ανωτέρω κατηγορίες UPS έχουν απόδοση 75% που διατηρείται για περισσότερους από 5000 κύκλους φόρτισης. Η μεγάλη όμως τομή στην αποθήκευση ΗΕ σε επίπεδο κτιρίου αναμένεται να επέλθει από την διάδοση των EV, όπως έχει προαναφερθεί στο κεφ. 4.8.

5.6 Κίνδυνοι και θέματα που χρήζουν προσοχής και μελέτης

Η χρήση έξυπνων μετρητών εγείρει ζητήματα που χρήζουν προσοχής και περαιτέρω μελέτης. Αυτά τα ζητήματα σχετίζονται με:

- *Την προστασία των προσωπικών δεδομένων των καταναλωτών.*

Για την εξασφάλιση εμπιστευτικότητας απαιτείται να υπάρχει η διαβεβαίωση ότι μόνο εξουσιοδοτημένα άτομα θα έχουν πρόσβαση σε προσωπικά δεδομένα των πελατών. Ένα ισχυρό εργαλείο που διατίθεται για το σκοπό αυτό είναι η κρυπτογράφηση των δεδομένων, μέσω της οποίας τα προς αποστολή δεδομένα μετασχηματίζονται σε μη-αναγνωρίσιμη μορφή και αποκρυπτογραφούνται και επανέρχονται στην αρχική τους μορφή μόνο από εξουσιοδοτημένους παραλήπτες. Επιπλέον, πέραν των τεχνικών διασφάλισης ιδιωτικότητας και ανωνυμίας, χρειάζεται και ένα ισχυρό νομοθετικό πλαίσιο που θα αποτρέπει την παραβίαση ή ακόμα και τη δημοσιοποίηση - πώληση προσωπικών δεδομένων.

- *Την προστασία από πιθανές ηλεκτρονικές επιθέσεις*

Λόγω της ύπαρξης πολλών πυλών στο δίκτυο επικοινωνίας των έξυπνων μετρητών εμφανίζεται ο κίνδυνος υποκλοπής ή αλλοίωσης δεδομένων από απομακρυσμένες επιθέσεις στο δίκτυο. Επιπλέον, στην περίπτωση όπου κακόβουλη οντότητα αποκτήσει πρόσβαση στο σύστημα ελέγχου των μετρητών (AMI) έχει τη δυνατότητα πλήρους ελέγχου του ηλεκτρολογικού και μηχανολογικού εξοπλισμού του πελάτη αλλά και μερικό έλεγχο του εξοπλισμού του παρόχου. Σε ακραίες περιπτώσεις, μπορεί να προκύψουν ανεπιθύμητες διακοπές παροχής υπηρεσιών με κακόβουλη εκμετάλλευση της δυνατότητας απομακρυσμένης σύνδεσης/επανασύνδεσης της παροχής ρεύματος που προσφέρει το ευφύες δίκτυο μέσω των έξυπνων μετρητών.

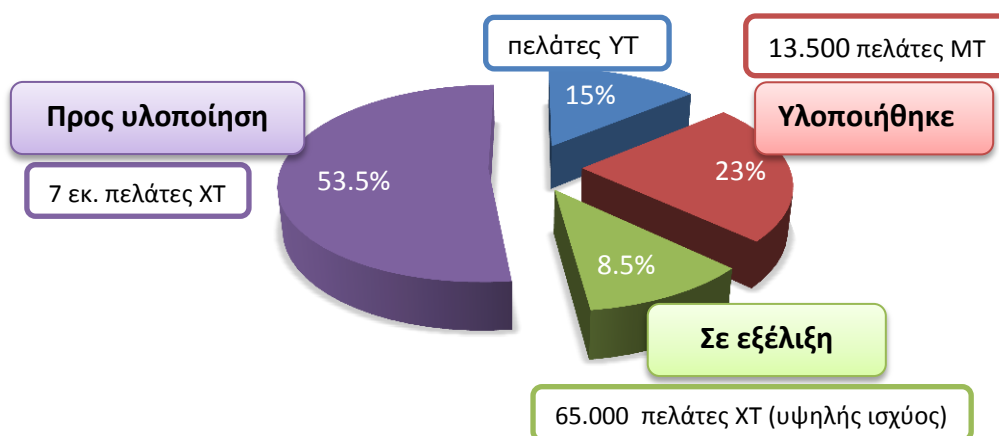
- *Την προστασία από πιθανές αυθαιρεσίες των παρόχων ΗΕ (αδικαιολόγητες χρεώσεις και διακοπές παροχής)*

5.7 Παρούσα κατάσταση στο Ελληνικό Δίκτυο

Τέσσερα είναι τα έργα-τομές για τη διείσδυση και ευρεία εγκατάσταση Έξυπνων Μετρητών στο ελληνικό ηλεκτρικό δίκτυο [61]:

- Το σύστημα τηλεμέτρησης πελατών ΜΤ (ολοκληρωμένο)
- Το σύστημα τηλεμέτρησης μεγάλων πελατών ΧΤ (σε εξέλιξη)
- Και το πιλοτικό σύστημα τηλεμέτρησης και διαχείρισης της ζήτησης οικιακών καταναλωτών και μικρών επιχειρήσεων (υπό διαβούλευση)
- Το μελλοντικό έργο που θα καλύπτει το σύνολο των 7.500.000 μετρητών της ελληνικής επικράτειας

Τα έργα αυτά είναι της αρμοδιότητας του Διαχειριστή του ΔΕΔΔΗΕ.



Σχήμα 5. 6 Ενέργεια ανά κατηγορία πελατών και πορεία υλοποίησης συστήματος έξυπνης τηλεμέτρησης [44]

5.7.1 Ολοκληρωμένο σύστημα τηλεμέτρησης πελατών Μέσης Τάσης

Το έργο αυτό, προϋπολογισμού 6.4Μ.€, ολοκληρώθηκε το Νοέμβριο του 2009 με χρηματοδότηση από το Γ' Κοινοτικό Πλαίσιο Στήριξης. Εγκαταστάθηκαν έξυπνοι μετρητές και το αντίστοιχο σύστημα τηλεμέτρησης σε 13.500 πελάτες και παραγωγούς στη ΜΤ. Η τεχνολογία επικοινωνίας που επιλέχθηκε είναι GSM/GPRS και PSTN μέσω τηλεφωνικών γραμμών. Η ΗΕ που απορροφούν αυτοί οι καταναλωτές αποτελεί το 23% του συνολικού φορτίου του συστήματος.

Τεχνικές Προδιαγραφές του εξοπλισμού μετρητικής διάταξης [39]

- Η συλλογή των μετρήσεων των μετρητών φορτίου διενεργείται από το ΔΕΔΔΗΕ, με τηλεμέτρηση μέσω του Συστήματος Αυτόματης Συλλογής Μετρήσεων (AMR)
- Η κλάση ακρίβειας μέτρησης για το Μ/Σ έντασης είναι 0.5S, για το Μ/Σ τάσης είναι 0.5 (ανοχή σφάλματος $\pm 0.5\%$ για τάση και ρεύμα). Για τη μέτρηση ενεργού ενέργειας η κλάση είναι 1 και για τη μέτρηση αέργου είναι 2.
- Η αποστολή δεδομένων μπορεί να γίνεται κάθε 1, 5, 10, 15, 30 και 60 min. Έχει επιλεγεί να γίνεται κάθε 15 min.
- Η λήψη των μετρήσεων από τους μετρητές του Δικτύου πραγματοποιείται ημερησίως με τηλεμέτρηση και μηνιαίως με τηλεμέτρηση ή με επιτόπια λήψη των ενδείξεων.
- Οι μετρητές έχουν δυνατότητα επικοινωνίας με Κεντρικό Σταθμό Τηλεμέτρησης, με χρήση του πρωτοκόλλου επικοινωνίας DLMS
- Οι μετρητές πρέπει να είναι συμβατοί με το πρωτόκολλο Εφαρμογής DLMS/COSEM (Application Protocol DLMS)
- Πρέπει να διατίθεται πρόγραμμα υποστήριξης σε περιβάλλον Windows σε φορητό υπολογιστή για την παραμετροποίηση του μετρητή μέσω οπτικού interface και πρωτοκόλλου επικοινωνίας DLMS

Σύμφωνα με το ΔΕΔΔΗΕ, η εξοικονόμηση ανθρώπινων πόρων από την εγκατάσταση του συστήματος είναι της τάξης των 100.000 εργατωρών το χρόνο.

5.7.2 Σύστημα τηλεμέτρησης μεγάλων πελατών Χαμηλής Τάσης

Το έργο αυτό, συνολικού προϋπολογισμού περίπου 27 Μ. €, δημοπρατήθηκε στο τέλος του 2012 με ανάδοχο την εταιρεία INTRAKAT A.E και με χρηματοδότηση από το Δ' Κοινοτικό Πλαίσιο Στήριξης. Στόχος είναι η εγκατάσταση δικτύου έξυπνων μετρητών σε 65.000 καταναλωτές μέχρι την άνοιξη του 2015. Οι 60.000 από αυτούς έχουν συμφωνημένη ισχύ από 85 έως 250 KVA (κατηγορίες Νο.5 έως Νο.7) και οι 5.000 έχουν συμφωνημένη ισχύ από 35 έως 55 KVA (κατηγορίες Νο.3 και Νο.4). Το έργο αφορά βιοτεχνίες, μεγάλα καταστήματα, ξενοδοχεία, αρδευτικές περιοχές, κοινόχρηστα κτίρια κλπ. Οι καταναλωτές αυτοί αντιπροσωπεύουν το 11% του συνολικού φορτίου ενέργειας της χώρας. Η τεχνολογία επικοινωνίας που επιλέχθηκε είναι GSM/GPRS.

Η υλοποίηση του έργου ξεκίνησε το Φεβρουάριο του 2013 με την κατασκευή του κύριου και του εφεδρικού Κέντρου Τηλεμέτρησης που έχουν ήδη ολοκληρωθεί στις εγκαταστάσεις του ΔΕΔΔΗΕ, αρχικής δυναμικότητας 200.000 μετρητών με δυνατότητα επέκτασης [7].

5.7.3 Πιλοτικό σύστημα τηλεμέτρησης και διαχείρισης της ζήτησης οικιακών καταναλωτών και μικρών επιχειρήσεων

Το έργο αυτό βρίσκεται στη φάση της διαβούλευσης με αναμενόμενη ανάθεση του έργου στις αρχές του 2015. Στόχος είναι η εγκατάσταση δικτύου έξυπνων μετρητών σε 160.000 καταναλωτές. Οι

περιοχές που έχουν επιλεγεί είναι ο νομός Ξάνθης και τα νησιά Λέσβος, Λήμνος, Αγ. Ευστράτιος και Λευκάδα. Προβλέπεται η κατασκευή δύο νέων Κέντρων Τηλεμέτρησης. Το μείγμα των τεχνολογιών επικοινωνίας θα αποτελείται, με ενδεικτική προτεινόμενη από τον ΔΕΔΔΗΕ ποσοστωση [62], από:

- PLC, 40%
- TCP/IP, 40%
- GSM/GPRS, 10%
- Radio Frequency, 5%
- Επιλογή του ανάδοχου, 5%

Επιπλέον, στο πλαίσιο του έργου προβλέπεται και η προμήθεια 160.000 οικιακών οθονών (Displays) για την παρακολούθηση της κατανάλωσης ΗΕ σε πραγματικό χρόνο, του ωριαίου κόστους ΗΕ και της ωριαίας κατανάλωσης ΗΕ από πλευράς καταναλωτών, καθώς και η δημιουργία ιστότοπου εξυπηρέτησης (Web Portal).

Παράλληλα, πρέπει να εγκατασταθούν και 4.300 περίπου συσκευές μέτρησης και εποπτείας των Υποσταθμών Διανομής στις περιοχές του Έργου.

5.7.4 Μελλοντικοί στόχοι του Διαχειριστή των Δικτύων Διανομής

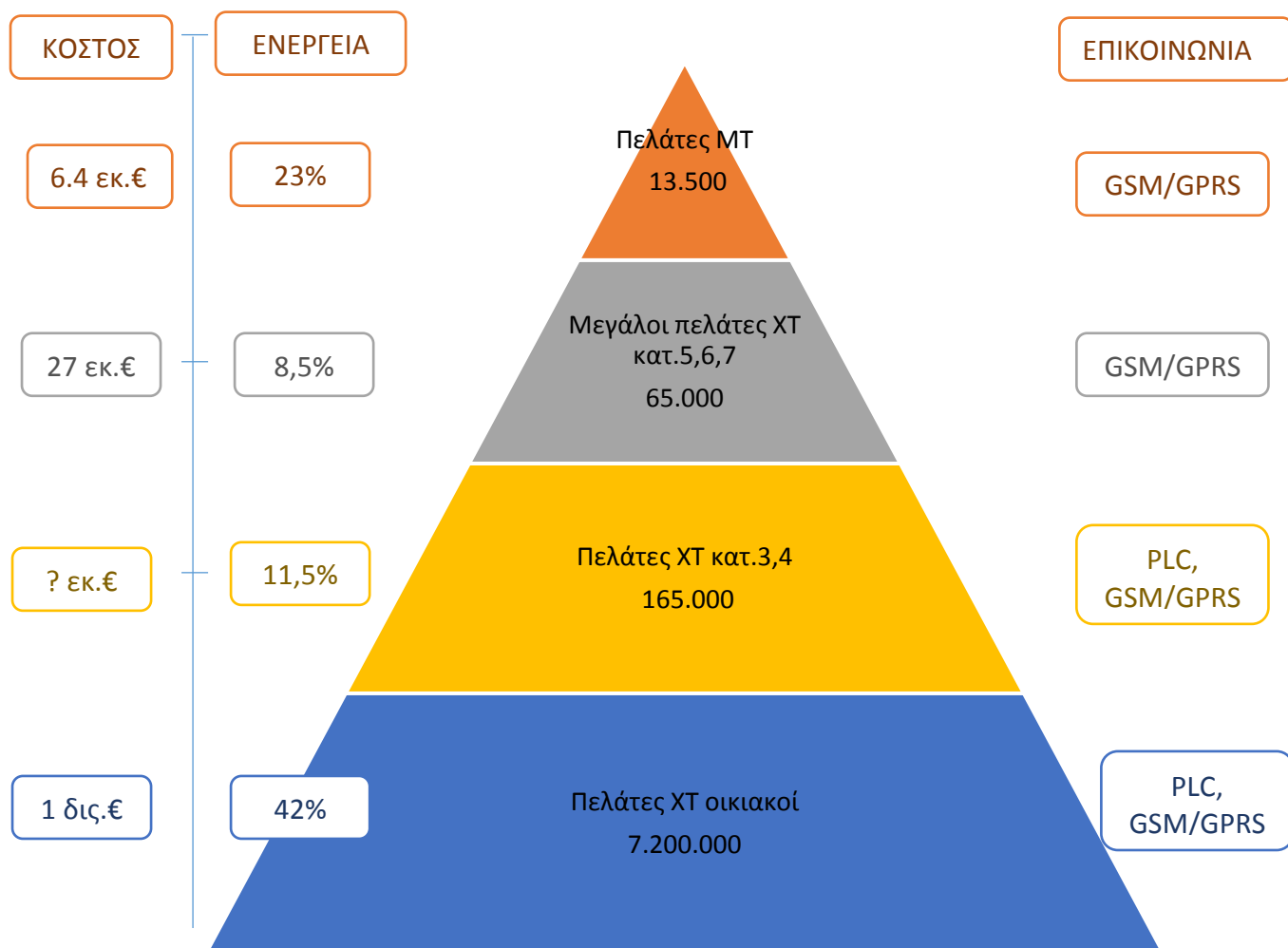
Απώτερος στόχος του ΔΕΔΔΗΕ είναι η αντικατάσταση του 80% των συμβατικών μετρητών με έξυπνους μέχρι το 2020, με το 40% να έχει αντικατασταθεί μέχρι τα μέσα του 2017 (Υ.Α. ΦΕΚ Β' 297/13.2.2013 «ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΕΥΦΥΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕΤΡΗΣΗΣ ΣΤΟ ΕΔΔΗΕ»).



Σχήμα 5. 7 Στάδια εξέλιξης των κύριων έργων τηλεμέτρησης και οι θεσμοθετημένοι μεσοπρόθεσμοι στόχοι

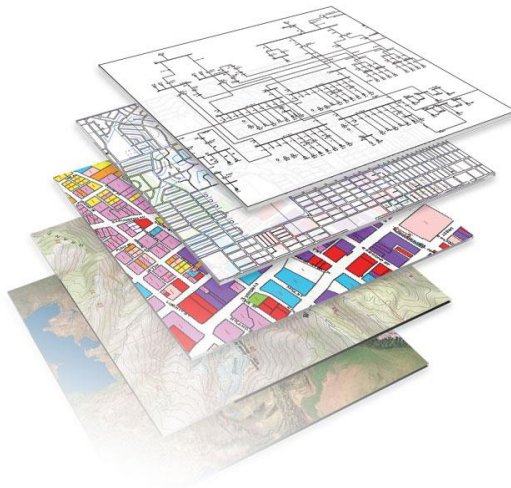
Στη συνέχεια, παρατίθεται ένα γράφημα που παρουσίασε ο ΔΕΔΔΗΕ που περιλαμβάνει το κόστος των έργων εγκατάστασης του συστήματος τηλεμέτρησης, τις μέχρι τώρα επιλογές ως προς τον τρόπο

επικοινωνίας των μετρητών, το εκτιμώμενο κόστος για την ολοκλήρωση της τηλεμέτρησης σε όλο το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και τις προτεινόμενες λύσεις για την επικοινωνία του εξοπλισμού.



Σχήμα 5. 8 Οι κατηγορίες καταναλωτών και, αντίστοιχα, το κόστος, η ποσόστωση καταναλισκόμενης ΗΕ και οι τεχνολογίες επικοινωνίας

Ο ΔΕΔΔΗΕ βρίσκεται σε μεταβατικό στάδιο επιχειρώντας τον εκσυγχρονισμό του δικτύου διανομής. Ακολουθώντας τις Ευρωπαϊκές Οδηγίες και τις διεθνείς τάσεις στην αγορά ΗΕ, προσπαθεί να εγκαταστήσει υποδομές μέτρησης, ελέγχου και διαχείρισης του ΗΔ. Τα έργα εγκατάστασης συστημάτων έξυπνων μετρητών, καίτοι πιλοτικά προς το παρόν, κινούνται προς αυτή την κατεύθυνση. Θα ήταν χρήσιμο να αναφερθεί και άλλη μια διαδικασία που βρίσκεται σε εξέλιξη, η δημιουργία Μηχανογραφικού Συστήματος Γεωγραφικών Πληροφοριών (GIS). Το σύστημα αυτό αποσκοπεί στην αποτύπωση της τοπολογίας των δικτύων σε ψηφιακή μορφή. Πρόκειται για διαδικασία απαραίτητη για την περαιτέρω αξιοποίηση των συστημάτων έξυπνων μετρητών και την πορεία προς το έξυπνο δίκτυο.



Σχήμα 5. 9 Μοντέλο GIS της εταιρείας ETAP [etap.com]

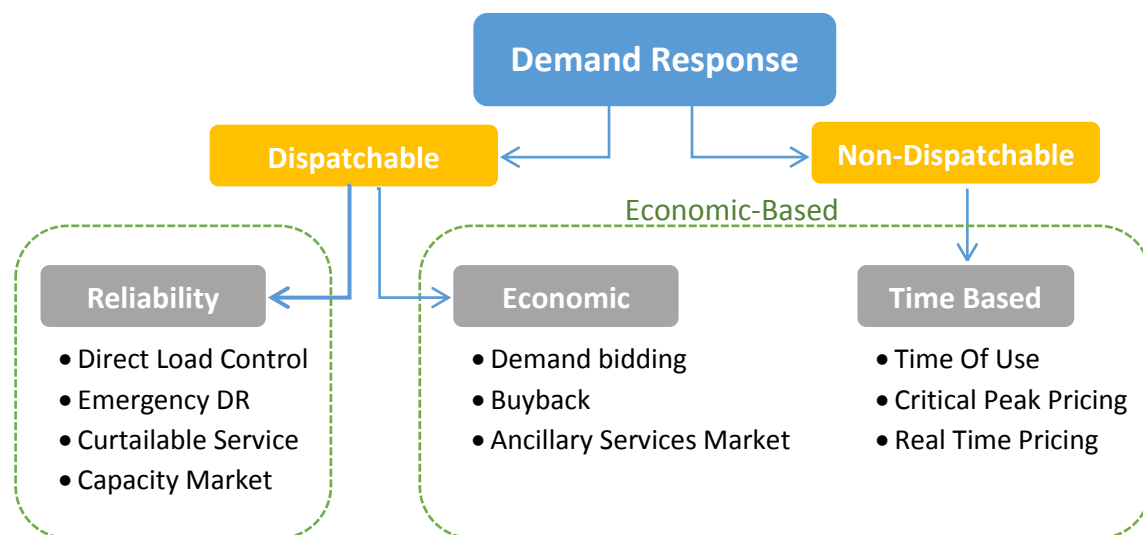
6 Απόκριση της Ζήτησης (Demand Response) σύμφωνα με την λειτουργία των Μετασχηματιστών ΜΤ/ΧΤ των Δικτύων Διανομής

Ο όρος Απόκριση της Ζήτησης (DR) αναφέρεται στο σύνολο των πολιτικών και των προγραμμάτων που εφαρμόζονται στις αγορές ΗΕ με σκοπό την ελαστικοποίηση της ζήτησης/κατανάλωσης. Όπως έχει προαναφερθεί, η μετάβαση από τα συμβατικά ΣΗΕ στα ΕΗΔ προϋποθέτει την σταδιακή μετατροπή της ανελαστικής κατανάλωσης σε ευέλικτη και ελεγχόμενη ζήτηση ΗΕ. Ως προς την μακροπρόθεσμη λειτουργία των ΣΗΕ, η σταδιακή διέυρυνση και η καθολική εφαρμογή των πολιτικών DR αναμένεται να αποτελέσει πυλώνα της ελαχιστοποίησης της ανάγκης για νέες κοστοβόρες συμβατικές μονάδες παραγωγής ΗΕ και, παράλληλα, να συμβάλει στη αφύρα λειτουργία των ΣΗΕ με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ.

Παρότι ο μακροπρόθεσμος στόχος των πολιτικών DR είναι κοινός, τα προγράμματα DR δύναται να διαχωριστούν σε δυο μεγάλες κατηγορίες, με βάση τον τομέα στον οποίο επικεντρώνονται:

- DR που υλοποιείται με βάση την αξιοπιστία του ΣΗΕ
- DR που υλοποιείται με βάση την οικονομική λειτουργία της αγοράς ΗΕ

Όπως παρουσιάζεται και στο Σχήμα [6.1), τα προγράμματα DR που σχεδιάζονται και υλοποιούνται με βάση την αξιοπιστία του ΣΗΕ έχουν το χαρακτηριστικό ότι ενεργοποιούνται έπειτα από υπόδειξη/εντολή του διαχειριστή του δικτύου προς τον καταναλωτή (dispatchable loads). Από την άλλη πλευρά, τα προγράμματα DR που σχεδιάζονται με βάση την βέλτιστη οικονομική λειτουργία τα αγοράς ΗΕ έχουν το χαρακτηριστικό ότι επικεντρώνονται στην βραχυχρόνια ελαχιστοποίηση του κόστους για τους εμπλεκόμενους (παρόχους και καταναλωτές). Η πλειονότητα των προγραμμάτων DR που υλοποιούνται βάση της οικονομικής λειτουργίας της αγοράς ΗΕ χαρακτηρίζονται από την εθελοντική εφαρμογή τους από τους καταναλωτές (non-dispatchable loads).



Σχήμα 6. 1 Κατηγοριοποίηση προγραμμάτων Διαχείρισης Ζήτησης (DR)

Η μορφή της αγοράς ΗΕ των ΗΠΑ καθώς και η τεχνολογική ανάπτυξη έχει οδηγήσει τους διαχειριστές δικτύων και τους παρόχους ΗΕ της χώρας να είναι πρωτοπόροι στην εφαρμογή προγραμμάτων DR. Εδώ και αρκετά χρόνια εφαρμόζονται προγράμματα DR που απευθύνονται σε πολύ μεγάλους βιομηχανικούς καταναλωτές συνδεδεμένους στη ΥΤ και στην ΜΤ. Τα προγράμματα αυτά στοχεύουν στην αξιοπιστία των Συστημάτων Μεταφοράς της εκάστοτε πολιτείας. Την τελευταία δεκαετία εφαρμόζονται εμπορικά και πιλοτικά προγράμματα με σκοπό την εισαγωγή και την διεύρυνση των πολιτικών DR σε μικρούς καταναλωτές του εμπορικού και του οικιακού τομέα. Μέχρι στιγμής τα υλοποιημένα προγράμματα DR που εμφανίζουν μεγαλύτερη επιτυχία, τόσο ως προς την συμμετοχή των καταναλωτών, όσο και ως προς τα οφέλη που παρουσιάζουν, παραμένουν τα προγράμματα που σχετίζονται με την διατήρηση της αξιοπιστίας των ΣΗΕ, με διευρυμένη την καταναλωτική βάση. Τα προγράμματα που στοχεύουν στην οικονομική λειτουργία της αγοράς ΗΕ δεν έχουν αποδώσει καρπούς, και αυτό οφείλεται κυρίως σε δύο παράγοντες:

- την μη επαρκή συμμετοχή των καταναλωτών
- την αδυναμία των διαχειριστών των δικτύων να εκμεταλλευτούν την εκάστοτε μείωση της κατανάλωσης ΗΕ διότι δεν μπορούν να την προβλέψουν και να την εκτιμήσουν επαρκώς

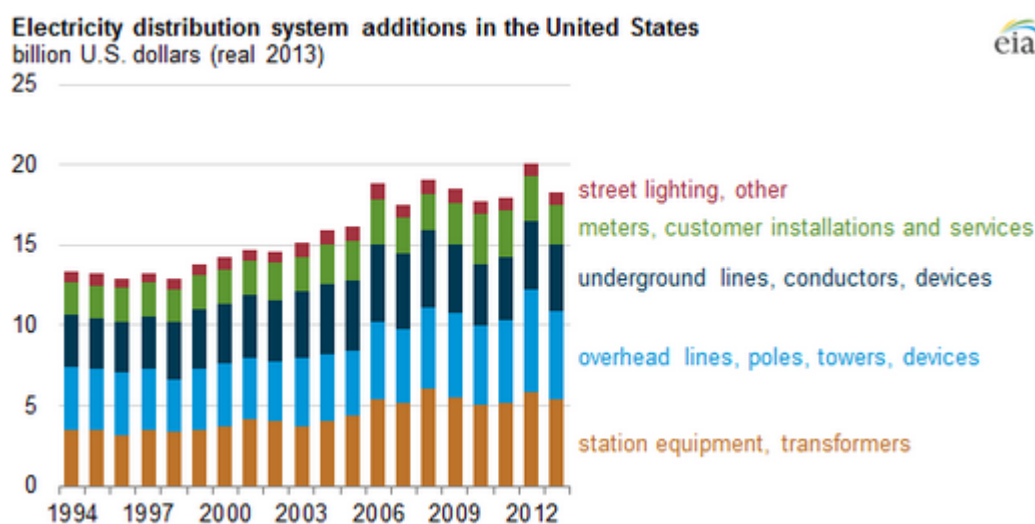
Στα παρακάτω υποκεφάλαια γίνεται μια προσέγγιση για το πώς η εφαρμογή DR προγραμμάτων που επικεντρώνονται στην αξιοπιστία των Μ/Σ των ΔΔ δύναται να συμβάλλει καταλυτικά στην αξιόπιστη και οικονομική λειτουργία των ΔΔ και κατά συνέπεια των ΣΗΕ.

6.1 Η συμβολή της Απόκρισης στη Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας (Demand Response) στην αξιοπιστία των Μετασχηματιστών ΜΤ/ΧΤ των Δικτύων Διανομής

Οι Μετασχηματιστές υποβιβασμού ΜΤ/ΧΤ αποτελούν τα πλέον ευαίσθητα στοιχεία των ΔΔ. Είναι ο εξοπλισμός που καταπονείται περισσότερο κατά τις διακυμάνσεις των φορτίων ΗΕ που είναι συνδεδεμένα σε αυτούς. Όταν το φορτίο ενός Μ/Σ παραμένει στα όρια της ονομαστικής του ισχύος,

η θερμοκρασία του Μ/Σ ανεβαίνει σημαντικά. Αυτή η αύξηση της θερμοκρασίας είναι ο κυριότερος παράγοντας κινδύνου, καθώς καταπονεί μηχανικά το Μ/Σ και μειώνει σημαντικά το χρόνο ζωής του. Ταυτόχρονα, αυξάνει τον κίνδυνο βραχυκυκλώματος καθώς το μονωτικό λάδι του Μ/Σ χάνει ταχέως τις μονωτικές ιδιότητές του διότι μεταβάλλεται το ιξώδες του λαδιού και δημιουργούνται φυσαλίδες αερίων στο εσωτερικό του. Στα αστικά ΔΔ της Ευρώπης, οι Μ/Σ εξυπηρετούν αθροιστικά πολύ μεγάλα φορτία, τα οποία μάλιστα χαρακτηρίζονται από μεγάλη στοχαστικότητα στις μεταβολές τους. Η ονομαστική ισχύς της πλειοψηφίας των Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ στα ελληνικά αστικά ΔΔ κυμαίνεται μεταξύ 100 και 400 kVA, που σημαίνει ότι εξυπηρετούνται μέχρι και 150-200 οικίες ανά Μ/Σ. Η μέγιστη ονομαστική ισχύς Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ στην Ελλάδα είναι 1.6MVA [63]. Στην Ευρώπη, μάλιστα, η ονομαστική ισχύς των αντίστοιχων Μ/Σ φθάνει μέχρι και τα 2.5 MVA [63].

Η ευαισθησία των Μ/Σ στα υψηλά φορτία και η αβεβαιότητα στην πρόβλεψη φορτίων αυτών οδηγούν στην υπερδιαστασιολόγηση των Μ/Σ κατά το σχεδιασμό των ΔΔ. Για παράδειγμα, το 25% της δυναμικότητας των Μ/Σ στις ΗΠΑ χρησιμοποιείται 440 ώρες τον χρόνο, λειτουργώντας κυρίως στο 40-60% [64]. Η αναγκαία υπερδιαστασιολόγηση των Μ/Σ οδηγεί σε μεγάλη αύξηση του κόστους επένδυσης στα ΔΔ καθώς οι Μ/Σ αποτελούν το πλέον κοστοβόρο στοιχείο του εξοπλισμού των ΔΔ. Για τη Φινλανδία, το κόστος εγκατάστασης ενός Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ αντιστοιχεί σε 87\$/kVA [65].



Σχήμα 6. 2 Κόστος επενδύσεων σε εξοπλισμό των ΔΔ στις ΗΠΑ για το 2013 [66]

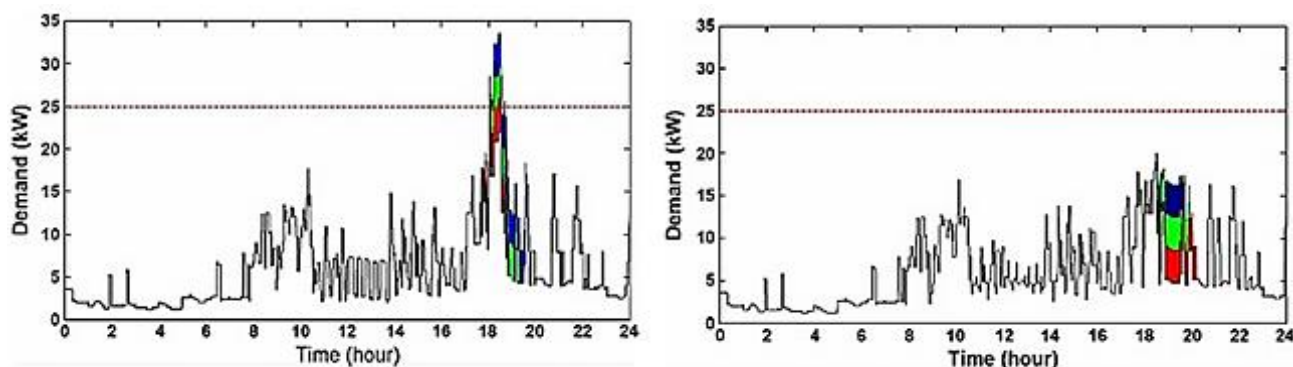
Όπως έχει προαναφερθεί, τα προγράμματα Απόκρισης της Ζήτησης (DR) συμβάλλουν αποφασιστικά στην αύξηση της αξιοπιστίας των ΣΗΕ, καθώς μετατρέπουν μέρος της παθητικής κατανάλωσης ΗΕ σε ελαστικά και ενεργητικά φορτία. Στα ΔΔ, η εφαρμογή προγραμμάτων DR συμβάλλει καθοριστικά:

- στην ενίσχυση της αξιοπιστίας των Μ/Σ και την αύξηση της διάρκειας ζωής τους
- στην αποδοτικότερη αξιοποίηση των Μ/Σ, αυξάνοντας τη συνολική εξυπηρετούμενη ενέργεια χωρίς να είναι απαραίτητη η ενίσχυση της δυναμικότητας τους.

Σε αυτή την περίπτωση, η DR πολιτική εφαρμόζεται σε τοπικό επίπεδο και ανήκει στα προγράμματα που επικεντρώνονται στην αξιοπιστία του δικτύου με, ταυτόχρονα, αποδοτικότερη αξιοποίηση της υπάρχουσας υποδομής και με μακροπρόθεσμη εξοικονόμηση πόρων.

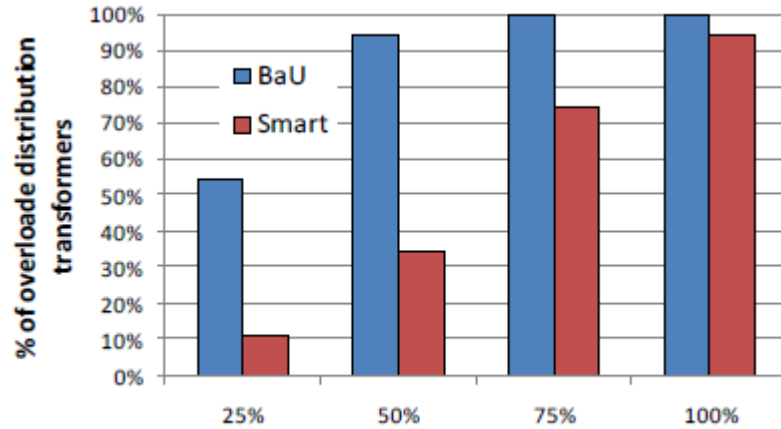
Εφαρμόζοντας πρόγραμμα DR που επιτυγχάνει την απόκριση των φορτίων των καταναλωτών με βάση τη θερμοκρασία του Μ/Σ από τον οποίο τροφοδοτούνται, έχει δειχθεί ότι η γήρανση ενός Μ/Σ επιβραδύνεται κατά 75% [67]. Η εφαρμογή αντίστοιχων προγραμμάτων που θα υλοποιούνται, όχι μόνο με βάση τη συνολική ζήτηση ΗΕ όλου του ΔΔ, αλλά και με βάση το επίπεδο φόρτισης των Μ/Σ, θεωρείται αναγκαία καθώς τα φορτία των μελλοντικών ΔΔ αναμένεται να αυξηθούν σημαντικά. Η διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων (EV) [Κεφ. 4.8.1] και ο συνεχής εξηλεκτρισμός του τομέα της θέρμανσης επιτάσσουν την εφαρμογή DR σε επίπεδο Μ/Σ. Πρέπει να συνυπολογιστεί ότι τα DR προγράμματα θεωρούνται ιδιαίτερα αποδοτικά όταν εφαρμόζονται στη φόρτιση EV και στη θέρμανση, διότι οι συγκεκριμένες κατηγορίες φορτίων χαρακτηρίζονται από υψηλή ελαστικότητα.

Σύμφωνα με μελέτη, σε Μ/Σ ισχύος 25kVA που εξυπηρετεί 3-5 οικίες, συνδέονται κατά την ώρα αιχμής τρία Ηλεκτρικά Οχήματα με χαμηλή ισχύ φόρτισης 3.8kW. Σε αυτή την περίπτωση, ο Μ/Σ για ένα σημαντικό χρονικό διάστημα λειτουργεί υπό ισχύ έως και 130% της ονομαστικής. Με την εφαρμογή DR στην φόρτιση των οχημάτων, ο Μ/Σ δεν καταπονείται, χωρίς να επηρεάζεται ουσιαστικά ο χρόνος φόρτισης των EV [68].



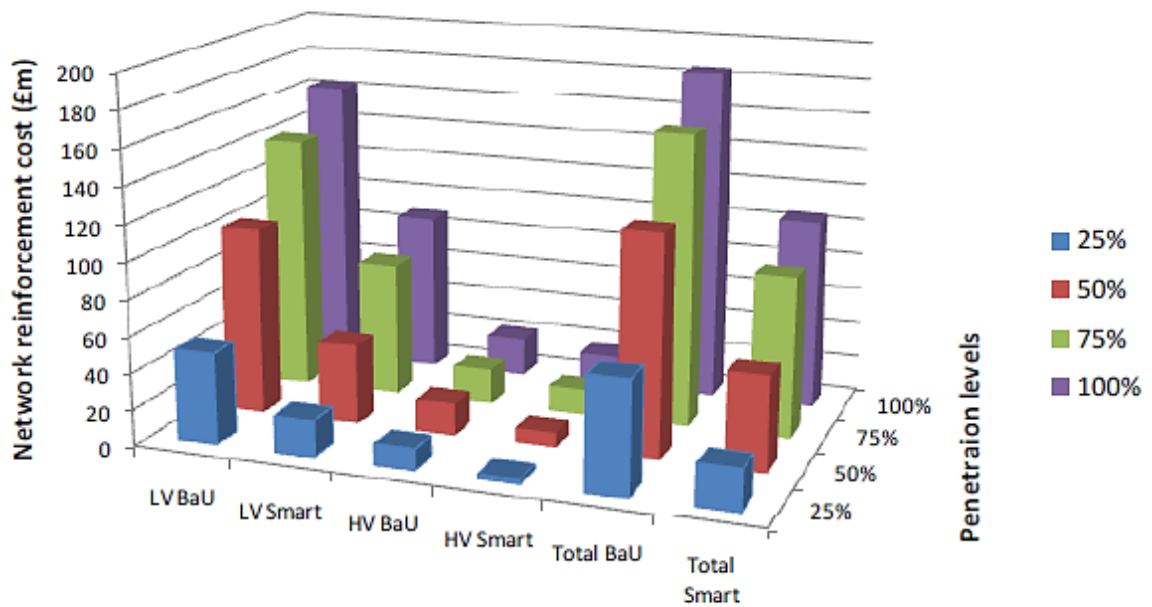
Σχήμα 6. 3 Επίδραση της σύνδεσης τριών EV (ισχύς φόρτισης 3.8kW έκαστο), στην καμπύλη φορτίου Μ/Σ 25kVA χωρίς και με πρόγραμμα DR [68].

Έρευνα του Imperial College [69] μελέτησε την ανάγκη μελλοντικής ενίσχυσης των ΔΔ της Βρετανίας ανάλογα με το ποσοστό διείσδυσης των Ηλεκτρικών Οχημάτων και του εξηλεκτρισμού της θέρμανσης. Τα Σχήματα 6.4 και 6.5 απεικονίζουν το ποσοστό των Μ/Σ που υπερφορτίζονται, ως συνάρτηση της διείσδυσης των ανωτέρω φορτίων σε ένα αστικό ΔΔ (με πυκνότητα φορτίων 8MVA/km²) με ή χωρίς πολιτικές DR, καθώς και το εκτιμώμενο κόστος επένδυσης για ενίσχυση και αναβάθμιση των τομέων του ΣΗΕ της πόλης Coventry, UK, ως συνάρτηση των ποσοστών διείσδυσης των νέων φορτίων, με ή χωρίς DR.



Combined EV and HP penetration levels

Σχήμα 6. 4 Ποσοστό υπερφορτισμένων Μ/Σ σε αστικό ΔΔ (περίπτωση 8MVA/km²) ως συνάρτηση του ποσοστού διείσδυσης EV και εξηλεκτρισμένης θέρμανσης (αντλίες θερμότητας, HP). (BaU: Business as Usual) [69]



Σχήμα 6.5 Εκτιμώμενο κόστος αναβάθμισης του ΣΗΕ της πόλης Coventry, UK, ως συνάρτηση της διείσδυσης EV και εξηλεκτρισμένης θέρμανσης, με εισαγωγή ή όχι ευφυΐας στο ΣΗΕ [69]

6.2 Συστήματα εποπτείας και διαχείρισης των Μετασχηματιστών ΜΤ/ΧΤ

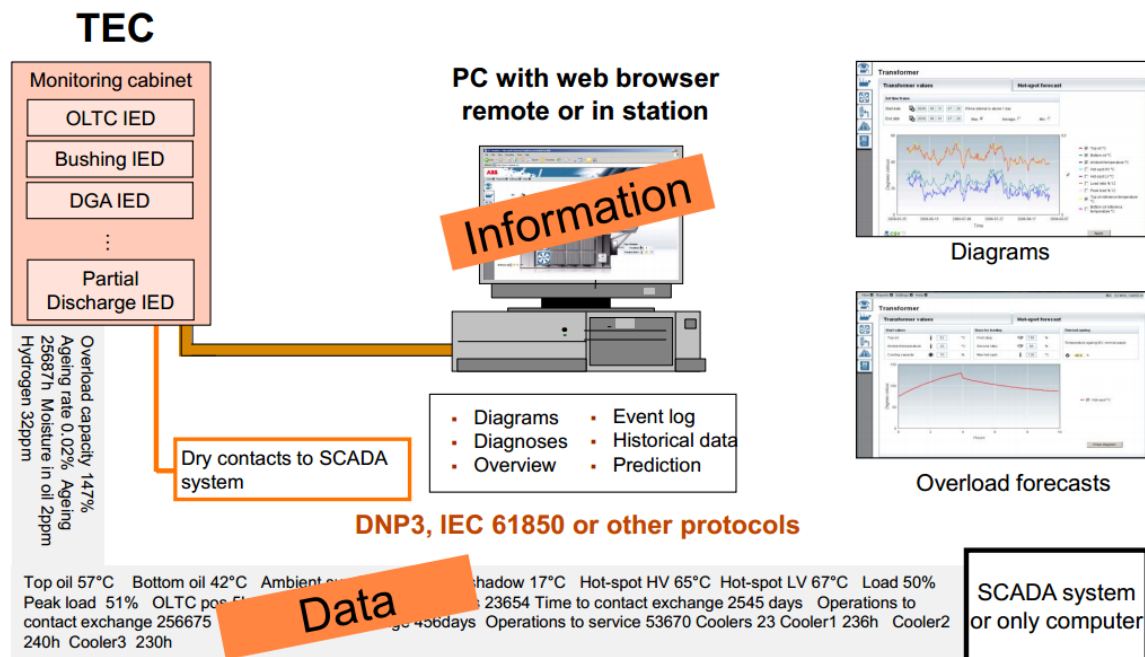
Η εφαρμογή DR προγράμματος στα φορτία που συνδέονται σε Μ/Σ του ΔΔ προϋποθέτει την ύπαρξη συστήματος εποπτείας των Μ/Σ για την άμεση πληροφόρηση του διαχειριστή του ΔΔ σχετικά με την κατάσταση του Μ/Σ. Όπως έχει αναφερθεί στο κεφάλαιο [4.5], το Distribution Management System (DMS) αποτελεί το ενοποιημένο σύστημα διαχείρισης και εποπτείας των ευφύων ΔΔ, που συνενώνει τα διάφορα υποσυστήματα εποπτείας και ελέγχου του ΔΔ. Ένα από τα υποσυστήματα αυτά είναι το σύστημα παρακολούθησης των Μ/Σ του ΔΔ σε πραγματικό χρόνο (Distribution Transformers Real Monitoring System- DTRMS).

Σύστημα παρακολούθησης των Μ/Σ του ΔΔ σε πραγματικό χρόνο (Distribution Transformers Real Monitoring System- DTRMS)

Η εποπτεία του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού και ειδικότερα των Μ/Σ αποτελεί μία διαδικασία η οποία εφαρμόζεται εδώ και αρκετά χρόνια στους Υ/Σ υποβιβασμού ΥΤ/ΜΤ. Όμως, Μ/Σ των ΔΔ ελέγχονται συνήθως με επιτόπια επιθεώρηση από τεχνικούς περίπου ανά 2/3 χρόνια. Η συχνότητα των ελέγχων όμως δεν θεωρείται επαρκής. Το σύστημα DTRMS παρέχει τη δυνατότητα της εποπτείας σε πραγματικό χρόνο των παραμέτρων λειτουργίας του Μ/Σ. Τα κρισιμότερα μεγέθη που αντικατοπτρίζουν την πραγματική κατάσταση του Μ/Σ είναι τα ακόλουθα:

- θερμοκρασία πρωτευόντων (ΜΤ) και δευτερευόντων (ΧΤ) τυλιγμάτων
- θερμοκρασία μονωτικού λαδιού
- κατάσταση μονωτικού λαδιού (ανίχνευση φυσαλίδων αερίων, στάθμη)
- φορτίο
- τάση & γωνία τάσης

Τα δεδομένα που αφορούν τις προαναφερθείσες παραμέτρους συλλέγονται και μεταφέρονται στο κέντρο διαχείρισης του ΔΔ (DMS). Το υποσύστημα DTRMS επεξεργάζεται τα δεδομένα και ειδοποιεί άμεσα σε ενδεχόμενο έκτακτης κατάστασης ενώ, επιπλέον, παράγει γραφήματα, στατιστικά και ιστορικά δεδομένα κ.α. Έχει δειχθεί ότι έγκαιρη πληροφόρηση μειώνει κατά πολύ την πιθανότητα καταστροφής ενός Μ/Σ από σφάλμα.



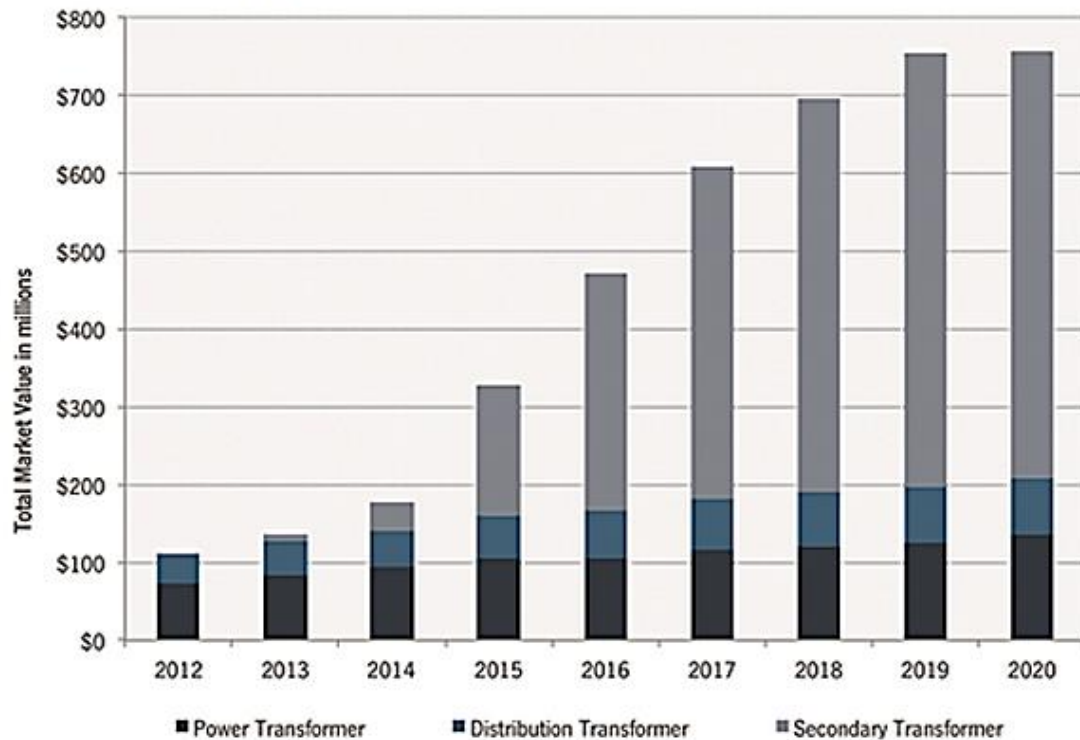
Σχήμα 6. 6 Αναπαράσταση λειτουργίας συστήματος DTRMS (ABB) [70]

Στις ΗΠΑ, τα συστήματα παρακολούθησης των Μ/Σ των ΔΔ έχουν αρχίσει να επεκτείνονται. Ενδεικτικό της δυναμικής που έχουν τα συστήματα DTRMS είναι η εκτίμηση ερευνητικού φορέα [71] ότι η ετήσια αγορά του εξοπλισμού παρακολούθησης των Μ/Σ πρόκειται να αναπτυχθεί δραστικά, από σχεδόν μηδενικά επίπεδα το 2012 σε περισσότερα από 550 εκατ.\$ το 2020. Οι διαχειριστές των ΔΔ στις ΗΠΑ επικεντρώνονται μεταξύ άλλων στη εποπτεία των Μ/Σ διότι οι Μ/Σ αναμένεται να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο και σε άλλες εφαρμογές του Ευφυούς Ηλεκτρικού Δικτύου, όπως Power Quality Monitoring, Volt/VAR Control, FDIR καθώς και στην αποτροπή ρευματοκλοπών.

Επιπρόσθετα, τα δεδομένα πραγματικού χρόνου που παράγει το σύστημα DTRMS τα οποία αφορούν τα φορτία που εξυπηρετούν οι Μ/Σ των ΔΔ, είναι ιδιαίτερα χρήσιμα για την διαδικασίες Εκτίμησης Κατάστασης (State Estimation) και Πρόβλεψης Φορτίου (Load Estimation) του ΔΔ. Οι συγκριμένες διαδικασίες αποτελούν θεμελιώδεις λειτουργίες του DMS συστήματος. Ειδικότερα για την Εκτίμηση Κατάστασης, έχει δειχθεί ότι η υλοποίηση της με δεδομένα των Μ/Σ των ΔΔ παρουσιάζει λιγότερα σφάλματα σε σχέση με την υλοποίηση της με δεδομένα απευθείας από τους μετρητές κατανάλωσης ΗΕ των καταναλωτών [72]. Η αξιοποίηση δεδομένων φορτίου από τους Μ/Σ αποδεικνύεται ότι παρουσιάζει μικρότερη πολυπλοκότητα σε σχέση με δεδομένα κατανάλωσης από τους μετρητές.

Στο σημείο αυτό, πρέπει να αναφερθεί ότι η στόχευση στους Μ/Σ ΜΤ/ΧΤ για την εποπτεία και τον έλεγχο των ΔΔ καθώς και για την εφαρμογή DR, αποτελεί ένα μεταβατικό στάδιο για την μελλοντική προοπτική εφαρμογής των μικροδικτύων (microgrids) και ειδικότερα των μικροδικτύων Συνεχούς Ρεύματος (DC microgrids).

FIGURE: U.S. Transformer Monitoring Market from 2012-2020 by Transformer Type



Σχήμα 6. 7 Εκτιμώμενη ανάπτυξη της αγοράς συστημάτων παρακολούθησης Μ/Σ (DTRMS) στις ΗΠΑ [71]

DA End Point	Assets/1000 mi ²	% of total
Distribution Transformer Monitors	37,805	92.16%
Fault Indicators	1,254	3.06%
Switches	1,137	2.77%
SF6 Monitoring	405	0.99%
Capacitor Banks	337	0.82%
Reclosers	51	0.12%
Regulator	31	0.08%
Total Number of Assets	41020	100%

Σχήμα 6. 8 Συσκευές αυτοματισμού στο ευφυές ΔΔ

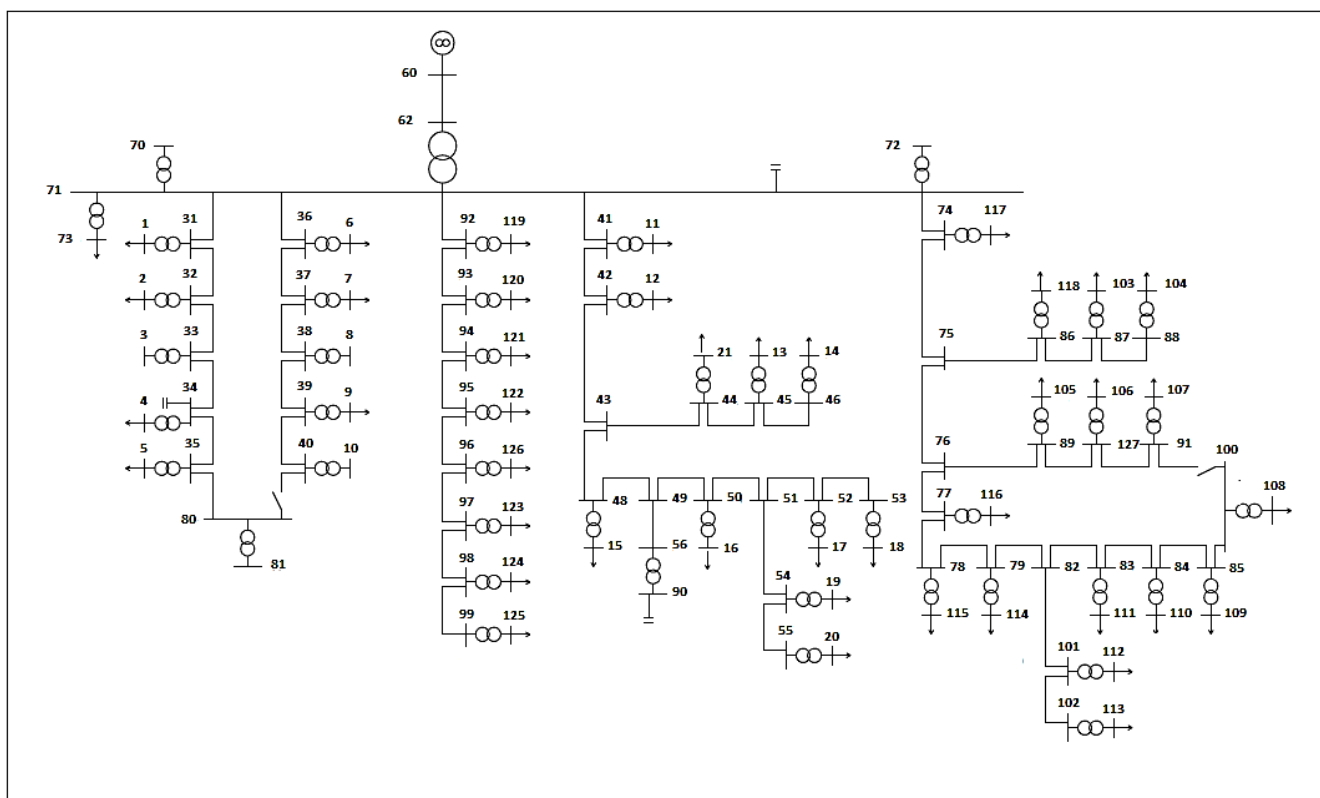
6.3 Επικοινωνία ευφύων Μ/Σ με το σύστημα DTRMS

Η επικρατέστερη τεχνολογία επικοινωνίας των ευφύων Μ/Σ με τα συστήματα DTRMS είναι η μετάδοση των δεδομένων μέτρησης των βασικών παραμέτρων του Μ/Σ με SMS μέσω των ήδη υφιστάμενων κυψελωτών δικτύων, και κυρίως με χρήση της τεχνολογίας GSM [73] [74].

6.4 Δίκτυο Προσομοίωσης Απόκρισης της Ζήτησης αστικού Δικτύου Διανομής

Στο κεφάλαιο αυτό πραγματοποιείται προσομοίωση προγράμματος DR σε ένα αστικό ΔΔ στο οποίο είναι συνδεδεμένα φορτία που αντιστοιχούν σε περίπου 8000 κατοικίες. Ειδικότερα, το αντικείμενο της μελέτης είναι η μετατόπιση του φορτίου (load shifting) που μπορεί να επιτευχθεί με εφαρμογή πολιτικής DR. Ουσιαστικά, μελετάται ένα από τα κύρια αποτελέσματα που μπορεί να επιφέρει η πολιτική DR και όχι ο τρόπος εφαρμογής της. Σκοπός της προσομοίωσης είναι να καταδείξει κατά πόσο η μετατόπιση του φορτίου μέσω DR προγραμμάτων μπορεί να επιφέρει εξοικονόμηση ενεργειακών πόρων που συνδέονται με την κατανάλωση ΗΕ στο αστικό ΔΔ.

Το αστικό ΔΔ αποτελείται από ένα υποσύστημα διανομής 15kV (MT) με πέντε κλάδους (feeders), το οποίο συνδέεται στο κύριο δίκτυο του ΣΜ μέσω του βασικού Μ/Σ του Υ/Σ και μιας γραμμής 150kV (ΥΤ). Το κυρίως δίκτυο στο άκρο της γραμμής 150kV αντιπροσωπεύεται από μία τριφασική πηγή 150kV (άπειρος ζυγός) με ικανότητα βραχυκύκλωσης 3000MVA. Ένας συνδυασμός φορτίων ΧΤ παρέχεται μέσω των πέντε ακτινικών feeders του υποσυστήματος. Το δίκτυο περιλαμβάνει 106 κόμβους, 105 γραμμές, 51 Μ/Σ, 40 κόμβους φορτίων και τρεις συστοιχίες πυκνωτών αντιστάθμισης. Ο μοναδικός ζυγός παραγωγής στο δίκτυο είναι ο ζυγός σύνδεσης με το ΣΜ (ζυγός αναφοράς). Δεν υπάρχουν μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής.

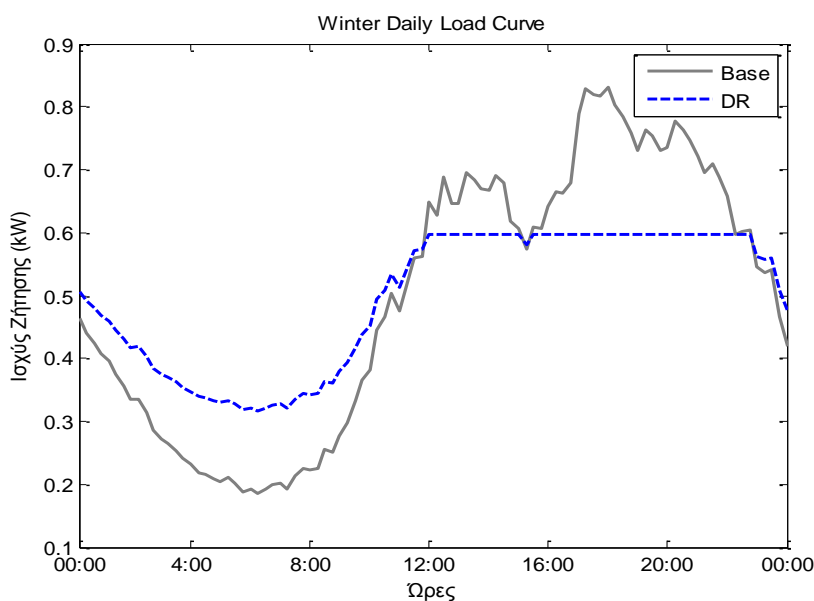


Σχήμα 6. 9 Μονογραμμικό διάγραμμα αστικού Δικτύου Διανομής

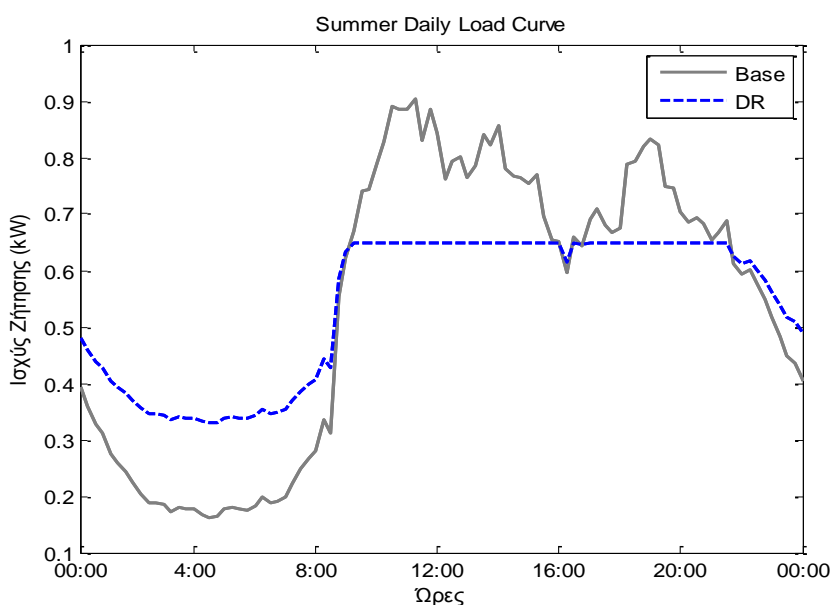
Οι 40 Μ/Σ του ΔΔ στους οποίους συνδέονται φορτία εξυπηρετούν κατά μέσο όρο 200 κατοικίες, πρόκειται δηλαδή για ένα ιδιαίτερα φορτισμένο δίκτυο. Όπως έχει ήδη αναφερθεί στο κεφάλαιο 6.1, η εφαρμογή των προγραμμάτων DR μπορεί να γίνει με βάση το φορτίο του εκάστοτε Μ/Σ, και όχι μόνο με βάση το συνολικό φορτίο του ΔΔ. Κατά τη μελέτη, προσομοιώνεται η μετατόπιση του

φορτίου σε επίπεδο M/Σ από τις ώρες αιχμής προς τις ώρες εκτός αιχμής για κάθε ημέρα του χρόνου. Η μετατόπιση του φορτίου εφαρμόζεται σε ημερήσιο επίπεδο, με βάση το μέσο ημερήσιο φορτίο, και όχι με βάση κάποια μέγιστα όρια φορτίου που θα επέφεραν την ολίσθηση του φορτίου μόνο σε κάποιες συγκεκριμένες ημέρες του χρόνου με υψηλές αιχμές. Η εφαρμογή πολιτικών DR που επιτυγχάνουν εξομάλυνση της ημερήσιας καμπύλης φορτίου κατά την διάρκεια ολόκληρου του χρόνου έχει δείχθει ότι είναι περισσότερο αποδοτικές, καίτοι προς το εμφανίζουν περισσότερες δυσκολίες στην εφαρμογή τους.

Τα σενάριο μετατόπισης φορτίου προσομοιώνεται με τον καθορισμό ανώτατου ορίου στα 1.2 του μέσου φορτίου της αντίστοιχης ημέρας. Το τμήμα της καμπύλης φορτίου που υπερβαίνει αυτό το όριο, μετατοπίζεται και κατανέμεται στις ώρες εκτός αιχμής.



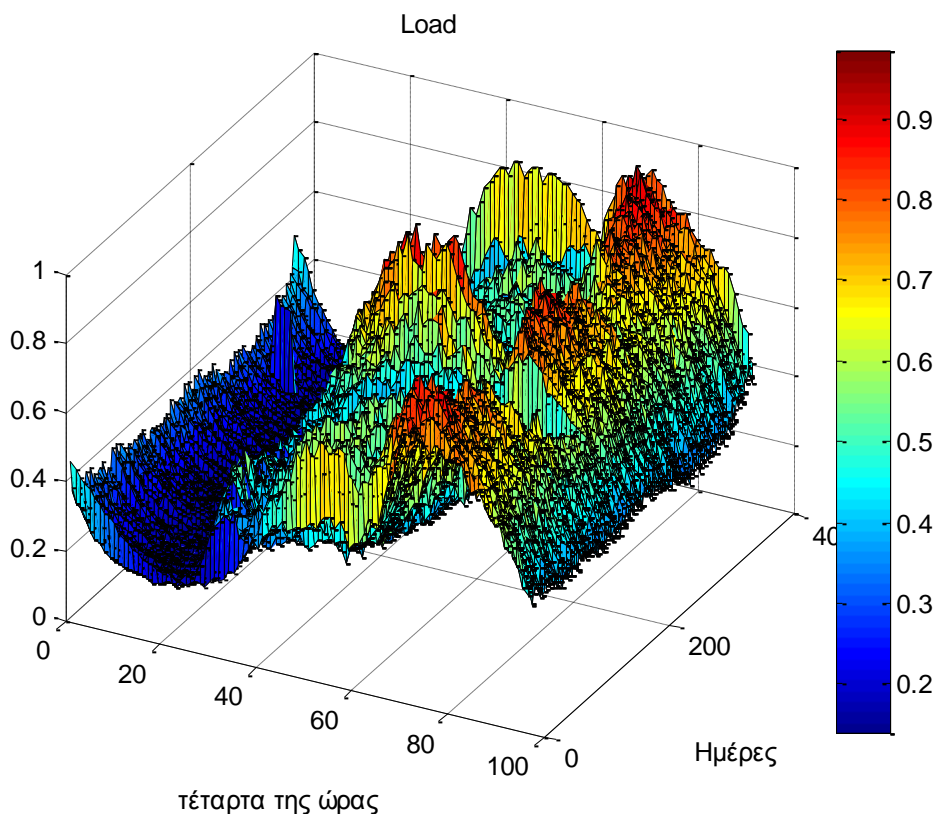
Σχήμα 6. 10 Ημερήσια Καμπύλη Φορτίου χειμώνα χωρίς load shifting και με load shifting



Σχήμα 6. 11 Ημερήσια Καμπύλη Φορτίου καλοκαιριού χωρίς load shifting και με load shifting

Η προσομοίωση πραγματοποιήθηκε για διαφορετικά ποσοστά συμμετοχής των φορτίων στην μετατόπιση. Η συμμετοχή των φορτίων που εφάρμοσαν την μετατόπιση κυμάνθηκε από 10% έως 100%, με βήμα 10 ποσοστιαίες μονάδες.

Για τη διαμόρφωση της αρχικής καμπύλης φορτίου κάθε ημέρας του χρόνου, στην οποία εφαρμόστηκε μετατόπιση, χρησιμοποιήθηκαν κανονικοποιημένα δεδομένα από γνωστή βάση δεδομένων καταγραφής πραγματικών μετρήσεων φορτίου σε Μ/Σ των ΔΔ της Ιρλανδίας [75]. Οι μετρήσεις είναι καταγεγραμμένες κάθε τέταρτο της ώρας, δηλαδή με συχνότητα 96 μετρήσεις την ημέρα.



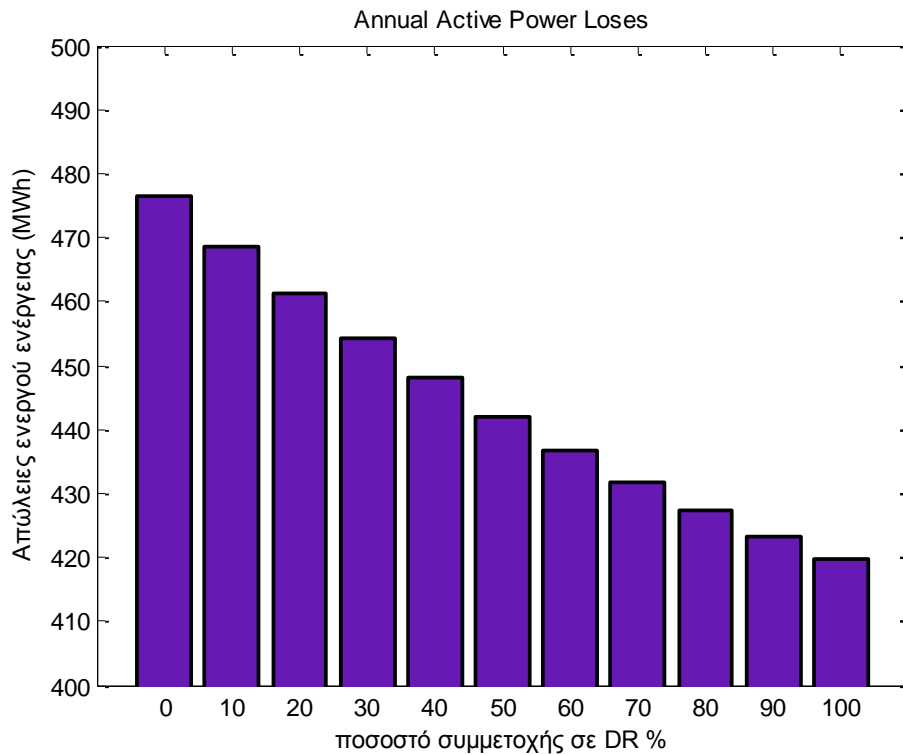
Σχήμα 6. 12 Γραφική αναπαράσταση κανονικοποιημένου φορτίου Μ/Σ για ένα έτος [75]

6.4.1 Αποτελέσματα

Με την εφαρμογή προγραμμάτων DR σε επίπεδο Μ/Σ μπορεί να επιτευχθεί μετατόπιση κατανάλωσης ΗΕ από τις ώρες αιχμής στις ώρες εκτός αιχμής. Τα προγράμματα DR μπορούν να επιτύχουν και εξοικονόμηση στην κατανάλωση ΗΕ, που όμως δεν εξετάζεται στην παρούσα προσομοίωση. Η συνολική ημερήσια καταναλισκόμενη ΗΕ παραμένει σταθερή, ανεξάρτητα από το ποσοστό διείσδυσης της μετατόπισης του φορτίου. Μερικά βασικά αποτελέσματα της προσομοίωσης είναι:

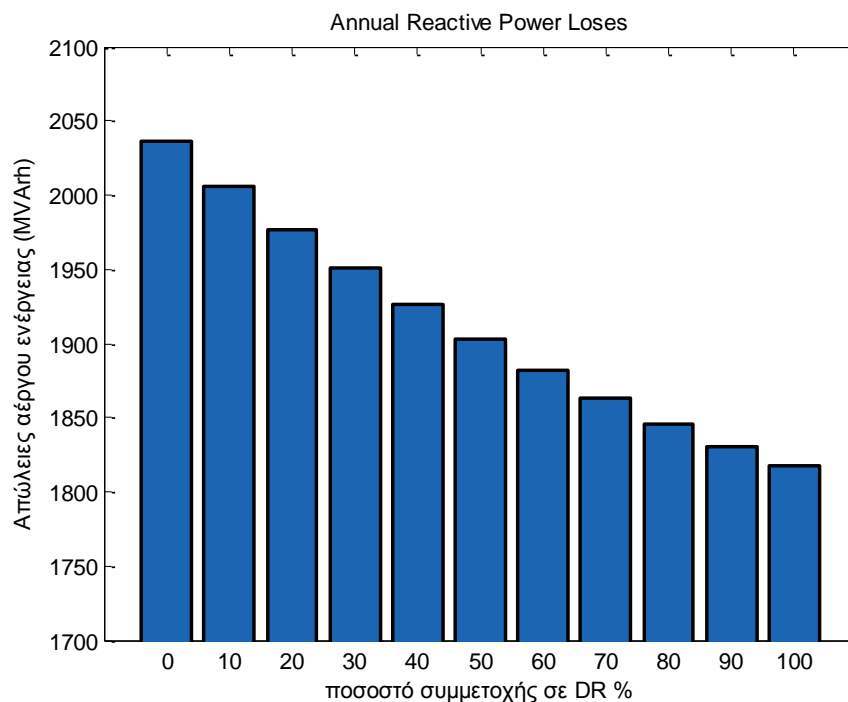
- Η συνολική ΗΕ που υπέστη ολίσηση κυμάνθηκε στο 9.3% της ετήσιας κατανάλωσης ΗΕ στο σενάριο 100% συμμετοχής των φορτίων στη μετατόπιση

- Οι συνολικές ετήσιες απώλειες ενεργού ενέργειας στις γραμμές και στους Μ/Σ μειώθηκαν κατά 11.8%, από 476.2 MWh σε 419.9 MWh (Σχήμα 6.13)



Σχήμα 6. 13 Ετήσιες απώλειες ενεργού ενέργειας σε σχέση με τα ποσοστά συμμετοχής σε DR

- Οι συνολικές ετήσιες απώλειες αέργου ενέργειας στις γραμμές και στους Μ/Σ μειώθηκαν κατά 10.7%, από 2035.7 MVAh σε 1817.3 MVAh (Σχήμα 6.14)



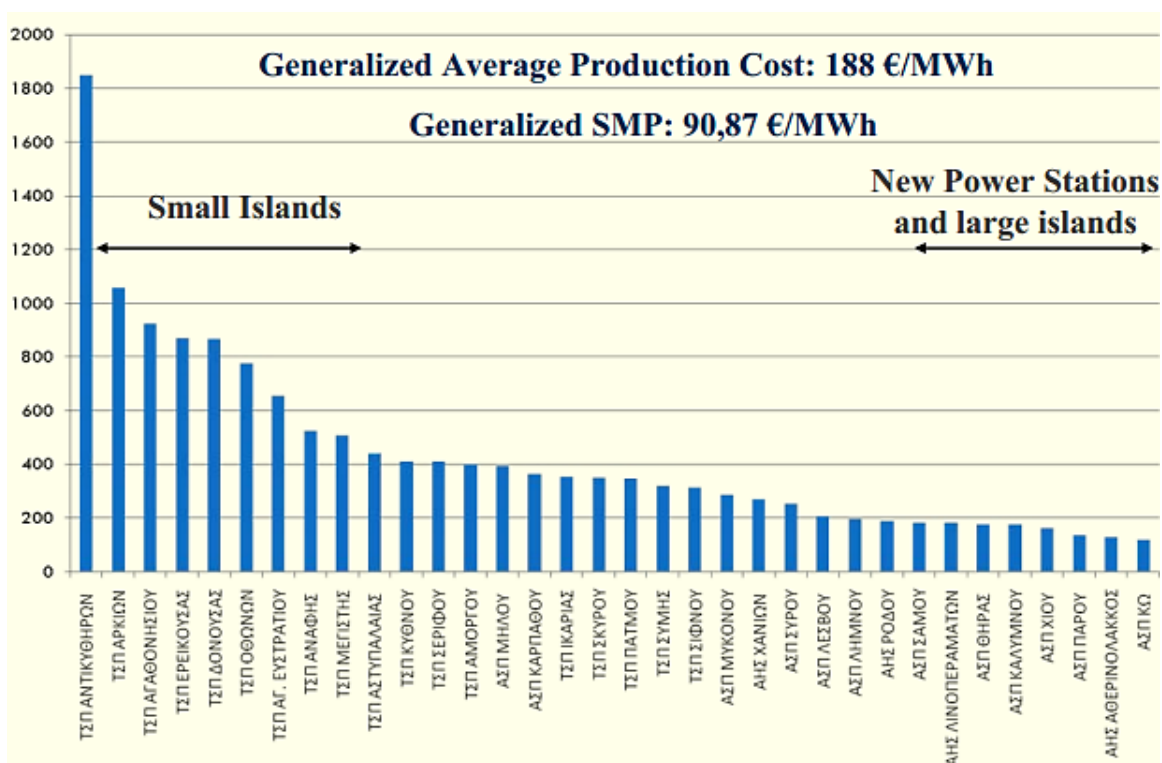
Σχήμα 6. 14 Ετήσιες απώλειες αενεργού ενέργειας σε σχέση με τα ποσοστά συμμετοχής σε DR

Ανάλυση ευαισθησίας κόστους

Όπως έχει προαναφερθεί, ο μοναδικός ζυγός παραγωγής του αστικού ΔΔ είναι ο ζυγός αναφοράς. Η αντικειμενική συνάρτηση κόστους παραγωγής ΗΕ για το αστικό ΔΔ, η οποία χρησιμοποιείται για την πραγματοποίηση της βέλτιστης ροής φορτίου (optimal power flow), ταυτίζεται με την αντικειμενική συνάρτηση του κόστους της ΗΕ στο ζυγό αναφοράς. Η συνάρτηση αυτή είναι βασισμένη σε μία συνήθη τιμή της ελληνικής Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ) που είναι 55 €/MWh, και παρουσιάζει μια συνήθη εκθετική συμπεριφορά καθώς αυξάνεται το φορτίο της ζήτησης.

$$C_{P_{G_{60}}} = 3 + 55P_{G_{60}} + 0.4P_{G_{60}}^2 \quad (6.1)$$

Στο σημείο αυτό πρέπει να τονιστεί ότι, στην περίπτωση όπου το αστικό αυτό ΔΔ αντιπροσώπευε το δίκτυο ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΜΔΝ), η τιμή της MWh θα εκτοξευόταν σε επίπεδα της τάξης των 200 €/MWh για τα μεγάλα νησιά και θα έφθανε ακόμη και τα 1800€/MWh στην περίπτωση των μικρότερων νησιών (Αντικύθηρα 2008) [76], παρουσιάζοντας παράλληλα εντονότερη εκθετική συμπεριφορά (Σχήμα 6.15).



Σχήμα 6. 15 Μέσο Κόστος Θερμικής Παραγωγής ανά νησί έτους 2008 (€/MWh) [76]

Επιπλέον, θεωρήθηκε μία συνάρτηση κόστους που περιλαμβάνει το κόστος παραγωγής, το κόστος από τις εκπομπές CO₂ και το κόστος της εφαρμογής DR. Το κόστος εφαρμογής DR, σε αρχικό στάδιο μελέτης, προκύπτει από τις αποζημιώσεις που δίνονται στους καταναλωτές ως κίνητρο για τη συμμετοχή τους στα προγράμματα DR. Καίτοι πρόκειται για επιφανειακή προσέγγιση του τρόπου

αποζημίωσης των καταναλωτών, δείχνει μια τάξη μεγέθους της αποζημίωσης για κάθε kWh που μετατοπίζεται, εάν αυτή η αποζημίωση είναι συνδεδεμένη μόνο με το κόστος παραγωγής ΗΕ. Στο μοντέλο, το ετήσιο κόστος για το ΔΔ ως προς την κατανάλωση ΗΕ διαμορφώθηκε από την ακόλουθη συνάρτηση:

$$C_{DS_{annual}} = C_{P_{G_{60_{annual}}}} + C_{CO_2_{annual}} + C_{DR_{annual}} \quad (6.2)$$

$$C_{CO_2_{annual}} = Emissions * Price_{CO_2} * E_{G_{60_{annual}}} \quad (6.3)$$

$$C_{DR_{annual}} = Shift_{load} * Price_{incentive} \quad (6.4)$$

ΠΟΥ:

$C_{DS_{annual}}$: Κόστος για το ΔΔ

$C_{P_{G_{60_{annual}}}}$: Κόστος παραγωγής ΗΕ

$C_{CO_2_{annual}}$: Κόστος εκπομπών αερίων ρύπων

$C_{DR_{annual}}$: Κόστος κινητροδότησης για εφαρμογή DR

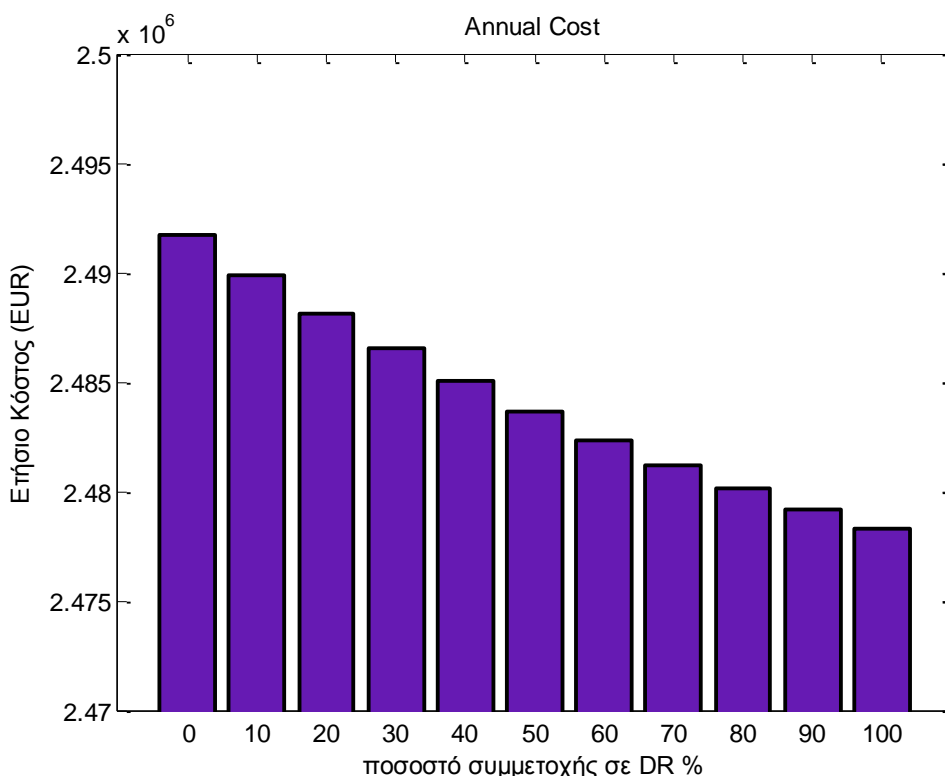
$E_{G_{60_{annual}}}$: ΗΕ που δέχθηκε το ΔΔ

$Shift_{load}$: ΗΕ που μετατοπίστηκε σε ένα έτος

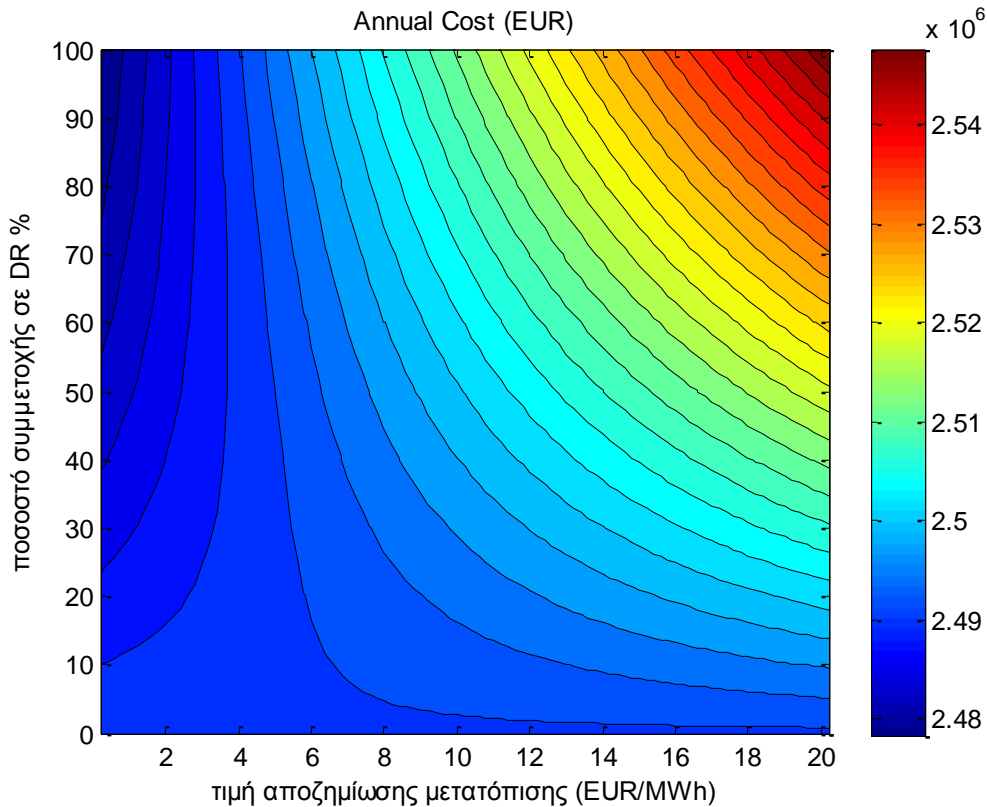
$Price_{incentive}$: Τιμή κινητροδότησης των καταναλωτών ανά kWh μετατοπισμένης ΗΕ

$Price_{CO_2}$: τιμή αποζημίωσης εκπομπών αερίων ρύπων: 6.5 €/ton_{CO2}

$Emissions$: Εκπομπές CO₂ για κάθε MWh παραγόμενη από συμβατική μονάδα (1,1 tons/MWh)



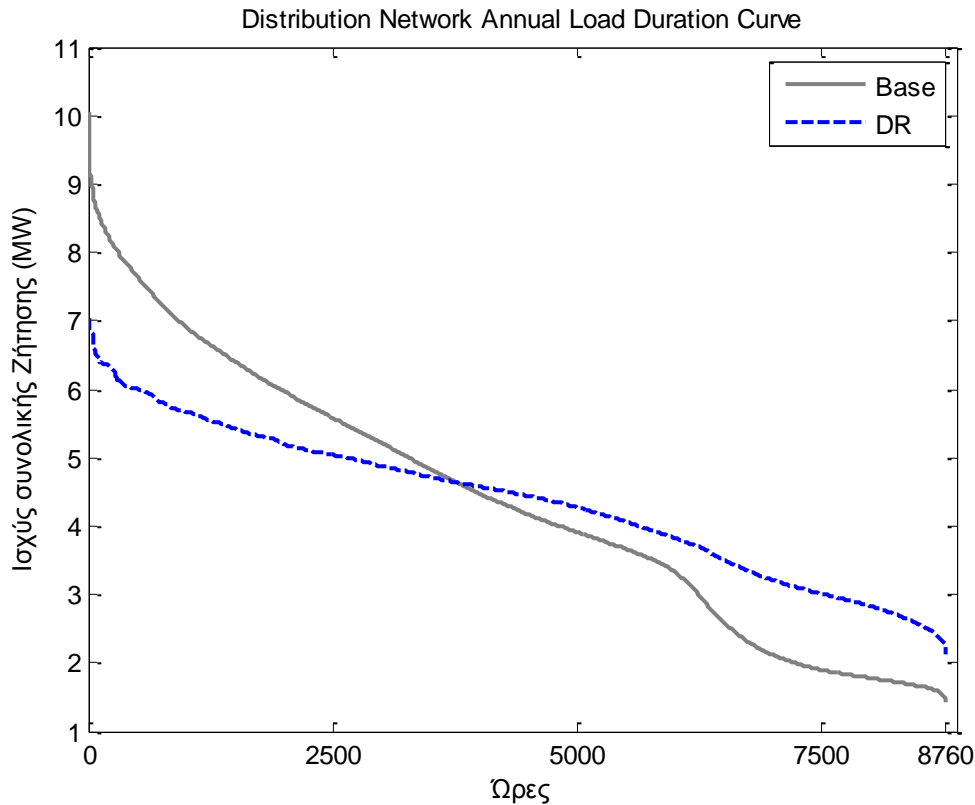
Σχήμα 6. 16 Ετήσιο κόστος καταναλισκόμενης ΗΕ για το αντίστοιχο ποσοστό συμμετοχής στο load shifting, θεωρώντας μηδενικό κόστος εφαρμογής DR



Σχήμα 6. 17 Για να παραμένει συμφέρουσα η εφαρμογή DR, η τιμή αποζημίωσης της μετατόπισης του φορτίου πρέπει να κυμαίνεται κάτω από τα 2 €/MWh

Όπως δείχνει και το Σχήμα 6.17, το κόστος για το ΔΔ παραμένει σε χαμηλά επίπεδα όταν η τιμή αποζημίωσης των καταναλωτών για την μετατοπισμένη ΗΕ είναι αρκετά χαμηλή, της τάξης του 1-2 €/MWh. Δηλαδή σε επίπεδα 2-4% της τιμής αγοράς της MWh. Το συμπέρασμα που προκύπτει είναι ότι η κινητροδότηση των καταναλωτών πρέπει να συμπεριλαμβάνει και το μακροπρόθεσμο κέρδος που προκύπτει:

- από την αποτροπή νέων επενδύσεων ενίσχυσης και επέκτασης του ΣΗΕ σε παραγωγή, μεταφορά και διανομή
- καθώς και από τον διαφορετικό τρόπο λειτουργίας της αγοράς ΗΕ.



Σχήμα 6. 18 Ετήσια Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου του αστικού ΔΔ χωρίς και με 100% διεϊσδυση load shifting

Από την ετήσια καμπύλη διάρκειας φορτίου του αστικού ΔΔ με και χωρίς μετατόπιση φορτίου αντλείται το συμπέρασμα ότι επιτυγχάνεται μεγάλη μείωση της ανάγκης για εγκατεστημένη ισχύ προς εξυπηρέτηση του συγκεκριμένου ΔΔ, της τάξης των 2.2 MW. Σύμφωνα με την διεθνή βιβλιογραφία, το κόστος εγκατάστασης για συμβατική μονάδα παραγωγής ΗΕ ανέρχεται στα 1-4 εκατ. €/MW εγκατεστημένης ισχύος [77] [78] [79] [80].

7 Παράρτημα Α'

7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ ΠΑΚΕΤΟΥ

Το MATPOWER είναι ένα πακέτο M-files της Matlab, για την επίλυση προβλημάτων ροής φορτίου και βέλτιστης ροής φορτίου. Προορίζεται ως εργαλείο προσομοίωσης για ερευνητικούς και εκπαιδευτικούς σκοπούς και είναι πολύ εύκολο στη χρήση και την τροποποίηση. Είναι σχεδιασμένο να έχει την καλύτερη δυνατή απόδοση, διατηρώντας τον κώδικα απλό στην κατανόηση και την τροποποίηση.

Το MATPOWER αναπτύχθηκε από τους Ray D. Zimmerman, Carlos E. MurilloSanchez και Deqiang Gan στο πανεπιστήμιο Cornell υπό την καθοδήγηση του Robert Thomas. Η αρχική ανάγκη για ανάπτυξη ροής φορτίου στη Matlab και κώδικα για τη βέλτιστη ροή φορτίου γεννήθηκε από τις υπολογιστικές ανάγκες του προγράμματος Power Web.

Το πρόγραμμα MATPOWER περιλαμβάνει ένα σύνολο έτοιμων δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας με πολλαπλούς ζυγούς και ένα σύνολο εντολών για την προσομοίωση της ροής φορτίου με διάφορες μεθόδους. Είναι δυνατή η επεξεργασία των δικτύων των ζυγών και η προσθήκη πρόσθετων περιορισμών από το χρήστη. Οι διάφορες μέθοδοι ροής φορτίου παρέχουν μεγάλη ευελιξία στο χρήστη, καθώς μπορεί να εκτελέσει τις ροές φορτίου και να παρουσιάσει τα αποτελέσματα σε πραγματικό χρόνο. Μια σύντομη περιγραφή των βασικών εντολών που περιλαμβάνονται ακολουθεί στη συνέχεια.

Για την εκτέλεση μιας απλής ροής φορτίου σε ένα σύστημα ζυγών χρησιμοποιείται η εντολή «runpf». Για τη βέλτιστη ροή φορτίου η αντίστοιχη εντολή είναι η «runopf».

Εφαρμογή Βέλτιστη Ροή Φορτίου (Optimal Power Flow-OPF)

Στο πλαίσιο της εργασίας μελετήθηκε το βασικό μοντέλο των συστημάτων αυτών και προσεγγίζεται η βέλτιστη ροή φορτίου, μέσω της οποίας καθορίζεται η συνεισφορά κάθε ενεργειακού φορέα στη ζήτηση του φορτίου, ώστε να ελαχιστοποιείται το κόστος παραγωγής και να τηρούνται οι λειτουργικοί περιορισμοί του συστήματος.

Η βέλτιστη ροή φορτίου είναι ένα πρόβλημα βέλτιστου ελέγχου. Χρησιμοποιεί μεταβλητές ελέγχου για να ελαχιστοποιήσει το κόστος λειτουργίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, παρέχει χρήσιμη πληροφορία για την οικονομική λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Επομένως, η βέλτιστη ροή φορτίου ανταποκρίνεται στην επίλυση των προβλημάτων ελέγχου και οικονομικής λειτουργίας. Το πρόβλημα της βέλτιστης ροής φορτίου αρχικά συζητήθηκε από τον Carpentier το 1962. Επειδή πρόκειται για ένα πολύ μεγάλο, μη γραμμικό πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού, χρειάστηκαν δεκαετίες για να αναπτυχθούν αποτελεσματικοί αλγόριθμοι για την επίλυσή του. Κάποιες από τις χρησιμοποιούμενες μεθόδους είναι οι λ- επαναληπτικές μέθοδοι, η μέθοδος της κλίσης και η μέθοδος Newton. Δύο επιπλέον τεχνικές επίλυσης είναι η μέθοδος γραμμικού προγραμματισμού και η μέθοδος εσωτερικού σημείου.

Μέθοδος Newton : έχει πολύ ταχεία απόκριση αλλά μπορεί να εμφανίσει πρόβλημα αν υπάρχουν ανισοτικοί περιορισμοί.

ΣΤΟΧΟΙ ΤΗΣ ΒΕΛΤΙΣΤΗΣ ΡΟΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ

Πριν ξεκινήσει η ανάλυση της βέλτιστης ροής φορτίου θα αναφερθούν οι στόχοι που πρέπει να επιτύχει. Ο πρωταρχικός στόχος της βέλτιστης ροής φορτίου είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους για την κάλυψη της ζήτησης σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, διατηρώντας ταυτόχρονα την ασφάλεια του συστήματος. Τα κόστη που συνδέονται με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας διαφέρουν ανάλογα με την περίπτωση, αλλά γενικά αναφέρονται κυρίως στο κόστος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από κάθε γεννήτρια. Από τη σκοπιά της βέλτιστης ροής ισχύος, η διατήρηση της ασφάλειας του συστήματος απαιτεί κάθε στοιχείο του συστήματος να λειτουργεί στα επιθυμητά όρια ασφαλείας μόνιμης κατάστασης. Αυτό περιλαμβάνει το ελάχιστο και μέγιστο όριο

εξόδου της γεννήτριας, τη μέγιστη ροή ισχύος στις γραμμές μεταφοράς και τους μετασχηματιστές καθώς και τη διατήρηση των τάσεων των ζυγών του συστήματος εντός καθορισμένων όριων.

Για να επιτύχει το στόχο της η βέλτιστη ροή φορτίου πραγματοποιεί όλους τους ελέγχους στις συναρτήσεις μόνιμης κατάστασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συναρτήσεις περιλαμβάνουν τον έλεγχο των γεννητριών και της μεταφοράς. Για τις γεννήτριες, η OPF ελέγχει τις εξόδους MW και την τάση. Για το σύστημα μεταφοράς, η OPF περιλαμβάνει τον έλεγχο του λόγο λήψεων των μετασχηματιστών ή της γωνίας αλλαγής φάσης για μεταβλητούς μετασχηματιστές, τον έλεγχο των μεταβλητών αγωγιμοτήτων και τον έλεγχο όλων των μεταβλητών στοιχείων του εναλλασσόμενου δικτύου μεταφοράς.

Δεύτερος στόχος της OPF είναι ο προσδιορισμός των δεδομένων οριακού κόστους του συστήματος. Τα δεδομένα κόστους αφορούν την τιμολόγηση των ανταλλαγών MW καθώς και άλλων υπηρεσιών όπως υποστήριξη της τάσης μέσω ελέγχου της αέργου ισχύος. Κατά την επίλυση της OPF με χρήση της μεθόδου Newton, τα δεδομένα οριακού κόστους προκύπτουν ως αποτέλεσμα της επίλυσης.

Το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος αφορά την επίτευξη του ελάχιστου κόστους παραγωγής. Ταυτόχρονα απαιτείται ο βέλτιστος υπολογισμός να εξισορροπεί ολόκληρη τη ροή ισχύος. Η αντικειμενική συνάρτηση μπορεί να λάβει διάφορες μορφές εκτός από αυτήν προς ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής. Συνηθίζεται να εκφράζεται το πρόβλημα της βέλτιστης ροής ισχύος ως η ελαχιστοποίηση των ηλεκτρικών απωλειών σε ένα σύστημα μεταφοράς ή ελάχιστης απόκλισης της παραγωγής και άλλων ελέγχων από ένα βέλτιστο σημείο λειτουργίας. Δύναται να επιτραπεί η προσαρμογή των φορτίων για να προσδιορισθεί το πρόγραμμα ελάχιστου φορτίου για συνθήκες εκτάκτου ανάγκης. Ανεξάρτητα από την αντικειμενική συνάρτηση, η βέλτιστη ροή φορτίου πρέπει να λυθεί, ώστε όλοι οι περιορισμοί ισχύος να περιλαμβάνονται και να ικανοποιούνται στη λύση. Στη συνέχεια θα αναπτυχθεί αρχικά τη μέθοδο Newton, που χρησιμοποιείται κατά κόρον στην επίλυση της βέλτιστης ροής φορτίου.

ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΗΣ ΜΕΘΟΔΟΥ NEWTON ΣΤΗ ΒΕΛΤΙΣΤΗ ΡΟΗ ΦΟΡΤΙΟΥ

Στη συνέχεια θα παρουσιάσθει την εφαρμογή της μεθόδου Newton στη βέλτιστη ροή φορτίου, που στοχεύει στην ελαχιστοποίηση του κόστους κάλυψης της ζήτησης του φορτίου, διατηρώντας της ασφάλεια του συστήματος.

Αρχικά εισάγεται η αντικειμενική συνάρτηση $f(x)$, που ποσοτικοποιεί την ελαχιστοποίηση του κόστους του συστήματος και τους περιορισμούς ισότητας και ανισότητας. Οι περιορισμοί μοντελοποιούν τους φυσικούς νόμους του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και την ανάγκη διατήρησης της ασφάλειας του συστήματος. Χρησιμοποιούνται περιορισμοί και συναρτήσεις σφάλματος για τη διατήρηση της αξιοπιστίας του συστήματος. Τέλος, θα αναφερθούμε σε όλους τους παράγοντες της συνάρτησης Lagrange, των κλίσεων και των πινάκων που πρέπει να χρησιμοποιηθούν.

1. ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ

Η αντικειμενική συνάρτηση της OPF περιλαμβάνει το κόστος που σχετίζεται με την παραγωγή των γεννητριών του συστήματος. Δύναται να χρησιμοποιηθεί το μοντέλο τετραγωνικού κόστους της παραγωγής των γεννητριών :

$$C_{P_{Gi}} = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (6.5)$$

Όπου $C_{P_{Gi}}$ είναι η παραγωγή της γεννήτριας i σε MW. Η αντικειμενική συνάρτηση ολόκληρου του συστήματος μπορεί να γραφεί ως άθροισμα του μοντέλου τετραγωνικού κόστους για κάθε γεννήτρια :

$$f(x) = \sum_i (a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2) \quad (6.6)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση θα ελαχιστοποιήσει το συνολικό κόστος του συστήματος, χωρίς αυτό να σημαίνει ότι ελαχιστοποιεί απαραίτητα το κόστος μιας συγκεκριμένης περιοχής στο εσωτερικό του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

2. ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ ΙΣΟΤΗΤΑΣ

Οι περιορισμοί ισότητας της OPF αναπαριστούν τη φυσική του συστήματος ενέργειας καθώς και τα επιθυμητά όρια τάσης σε ολόκληρο το σύστημα. Η φυσική του συστήματος εκφράζεται με τις εξισώσεις ροής ισχύος που απαιτούν ότι η συνολική έγχυση ενεργού και αέργου ισχύος σε κάθε ζυγό του συστήματος έχει άθροισμα μηδέν.

$$P_k = 0 = |V_k| \left[\sum_{m=1}^N |V_m| [g_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)] \right] - P_{Gk} + P_{Lk} \quad (6.7)$$

$$Q_k = 0 = |V_k| \left[\sum_{m=1}^N |V_m| [g_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)] \right] - Q_{Gk} + Q_{Lk} \quad (6.8)$$

Είναι επίσης σύνηθες για τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας να έχουν προκαθορισμένα όρια της τάσης λειτουργίας για κάθε γεννήτρια. Σε αυτήν την περίπτωση προστίθενται περιορισμοί ισότητας για κάθε γεννήτρια:

$$V_{Gi} - V_{Gi, setpoint} = 0 \quad (6.9)$$

Τέλος, για συστήματα που αποτελούνται από πολλές περιοχές, ένας επιπρόσθετος περιορισμός απαιτεί η συνολική ανταλλαγή ισχύος του συστήματος να είναι ίση με την προγραμματισμένη ανταλλαγή. Αυτό εκφράζεται ως ένας επιπρόσθετος περιορισμός για όλες τις περιοχές εκτός από μία, που θεωρείται περιοχή αναφοράς:

$$P_{interchange} - P_{scheduled, interchange} = \sum_{tie, lines} [P_{km}] - P_{scheduled, interchange} = 0 \quad (6.10)$$

Με δεδομένα τα φορτία και προγραμματισμένες τις ανταλλαγές για τις δύο περιοχές, η τρίτη περιοχή υποχρεούται να περιορίσει τις ανταλλαγές της για την ικανοποίηση των περιορισμών.

3. ΑΝΙΣΟΤΙΚΟΙ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟΙ

Οι ανισοτικοί περιορισμοί της OPF αντανακλούν τα φυσικά όρια των στοιχείων του συστήματος αλλά και όρια που τίθενται για να εξασφαλίσουν την ασφάλεια του συστήματος. Τα στοιχεία του συστήματος που απαιτούν όρια λειτουργίας είναι οι γεννήτριες, οι μετασχηματιστές με αλλαγή λήψεων και οι μετασχηματιστές με αλλαγή φάσης. Στη συνέχεια θα παρουσιάσουμε τους απαραίτητους ανισοτικούς περιορισμούς.

Οι γεννήτριες έχουν όρια μέγιστης και ελάχιστης παραγόμενης ισχύος, από τα οποία δημιουργούνται ανισοτικοί περιορισμοί:

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max}$$

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max}$$

Οι μετασχηματιστές με λήψεις έχουν μέγιστο και ελάχιστο λόγο λήψεων, που μπορεί να επιτευχθεί και οι μετασχηματιστές με αλλαγή φάσης έχουν μέγιστο και ελάχιστο όριο αλλαγής φάσης. Έτσι, προστίθενται επιπρόσθετοι ανισοτικοί περιορισμοί:

$$t_{km, \min} \leq t_{km} \leq t_{km, \max}$$

$$a_{km, \min} \leq a_{km} \leq a_{km, \max}$$

Για τη διατήρηση της ασφάλειας του συστήματος, τα ηλεκτρικά συστήματα έχουν όρια ασφαλείας της φόρτισης των γραμμών μεταφοράς και των μετασχηματιστών. Τα όρια αυτά τίθενται λόγω θερμικών περιορισμών των αγωγών ή για λόγους σταθερότητας του δικτύου. Θεωρούμε ότι τα όρια αυτά είναι προκαθορισμένα. Ο περιορισμός για τα όρια της ροής ισχύος MVA σε έναν μετασχηματιστή ή μια γραμμή μεταφοράς μπορεί να πάρει την εξής μορφή:

$$|S_{km}|^2 - |S_{km, \max}|^2 \leq 0$$

Για τη διατήρηση της λειτουργίας και της ασφάλειας του συστήματος, το μέτρο των τάσεων πρέπει να βρίσκεται εντός ορίων. Ο περιορισμός που προκύπτει είναι ο ακόλουθος:

$$V_i \min \leq V_i \leq V_i \max$$

8 Παράρτημα Β'

Η δομή mpc του δικτύου 106 ζυγών που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις:

```
function mpc = bus106_ntuacostgen2
%CASE9 Power flow data for 9 bus, 3 generator case.
% Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
% Based on data from Joe H. Chow's book, p. 70.
% MATPOWER
% $Id: case9.m,v 1.11 2010/03/10 18:08:14 ray Exp $
```

```

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 10;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
60 3 0 0 0 0 1 1.00 0.00 150 1 1.1 0.9;
72 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
70 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
61 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 150 1 1.1 0.9;
1 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
2 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
3 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
4 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
5 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
6 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
7 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
8 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
9 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
10 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
11 1 0.216 0.105 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
12 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
13 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
14 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
15 1 0.216 0.105 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
16 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
17 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
18 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
19 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
20 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
21 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
71 1 0 -2.0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
80 2 0 0.436 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
90 2 0 -0.5 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
31 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
32 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
33 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
34 1 0 -0.5 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
35 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
36 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
37 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
38 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
39 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
40 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
41 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
42 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
43 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
44 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
45 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
46 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
48 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
49 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
50 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
51 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
52 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
53 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
54 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
55 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
56 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;

```

```

81 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
73 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
74 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
75 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
76 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
77 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
78 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
79 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
82 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
83 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
84 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
85 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
86 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
87 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
88 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
89 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
127 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
91 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
92 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
93 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
94 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
95 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
96 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
97 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
98 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
99 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
100 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
101 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
102 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
103 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
104 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
105 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
106 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
107 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
108 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
109 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
110 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
111 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
112 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
113 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
114 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
115 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
116 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
117 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
118 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
119 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
120 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
121 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
122 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
123 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
124 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
125 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
126 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
%9 1 125 50 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
];
%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max
ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
60 0.000 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
%3 85 0 300 -300 1 100 1 270 10 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 ;

```

```

];
%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch=[
31 71 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
32 31 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
33 32 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
34 33 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
35 34 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
35 81 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
36 37 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
36 71 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
37 38 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
38 39 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
39 40 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
41 42 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
41 71 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
42 43 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
43 44 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
43 48 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
44 45 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
45 46 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
48 49 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
49 50 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
49 56 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
50 51 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
51 52 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
51 54 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
52 53 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
54 55 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
60 61 0.00017 0.00058 0.0001900 200 200 200 0 0 1 -360 360;
74 71 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
74 75 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
75 86 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
75 76 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
76 77 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
76 89 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
77 78 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
78 79 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
79 82 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
82 83 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
82 101 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
101 102 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
83 84 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
84 85 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
85 100 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
86 87 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
87 88 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
89 127 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
127 91 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
92 71 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
92 93 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
93 94 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
94 95 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
95 96 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
96 97 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
97 98 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
98 99 0.02924 0.01576 0.0000006 200 200 200 0 0 1 -360 360;
3 33 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
19 54 0.00 2.000000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
20 55 0.00 3.120000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;

```

```

31 1 0.00 0.396825 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
32 2 0.00 0.396825 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
34 4 0.00 0.793651 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
35 5 0.00 0.793651 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
36 6 0.00 0.396825 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
37 7 0.00 0.396825 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
38 8 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
39 9 0.00 0.793651 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
40 10 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
41 11 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
42 12 0.00 2.000000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
44 21 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
45 13 0.00 2.000000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
46 14 0.00 3.120000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
48 15 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
50 16 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
51 17 0.00 2.000000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
53 18 0.00 3.120000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
61 71 0.00 0.050000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
70 71 0.00 0.125 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
71 72 0.00 0.05 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
71 73 0.00 0.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
81 80 0.00 0.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
90 56 0.00 0.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
103 87 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
104 88 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
105 89 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
106 127 0.00 2.000000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
107 91 0.00 2.000000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
108 100 0.00 2.000000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
109 85 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
110 84 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
111 83 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
112 101 0.00 0.396825 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
113 102 0.00 0.396825 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
114 79 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
115 78 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
116 77 0.00 0.793651 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
117 74 0.00 0.793651 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
118 86 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
119 92 0.00 2.000000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
120 93 0.00 2.000000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
121 94 0.00 0.793651 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
122 95 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
123 97 0.00 1.200000 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
124 98 0.00 0.793651 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
125 99 0.00 0.793651 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
126 96 0.00 0.396825 0.00 200 200 200 1 0 1 -360 360;
%9 4 0.01 0.085 0.176 200 200 200 0 0 1 -360 360;
];
%% generator cost data
% 1 startup shutdown n x1 y1 ... xn yn
% 2 startup shutdown n c(n-1) ... c0
mpc.gencost = [
2 0 0 3 0.4 55 0;
];

```

Ο κύριος κώδικας προσομοίωσης μετατόπισης φορτίου στο δίκτυο των 106 ζυγών του αστικού ΔΔ:

```
% senario 106 zugwn me lexponential generation_cost, pou ypologizei kai tis PLosses
kai
%QLosses me diaforetiko pososto summetoxhs se DR
PGlnpososto=zeros(365,96,11); %stigmiaia isxus (MW) zygoy
anaforas(sumbatikhs gennhtrias)
TotgrLoadnpososto=zeros(365,96,11); %sunoliko stigmiaio fortio
production_costsimplenpososto=zeros(365,96,11); %sunoliko stigmiaio kostos
(prokuptei apo tin exponential generation_cost synartisi)
PLossesnpososto=zeros(365,96,11); %stigmiaies apwleies energou
isxuos (MW)
QLossesnpososto=zeros(365,96,11); %stigmiaies apwleies aergou isxuos
(MVAr)
PGlnpososto_day=zeros(365,11); %imerisia paragwmeni energieia
(MWh) zygoy anaforas(sumbatikhs gennhtrias)
production_costsimplenpososto_day=zeros(365,11); %imerisio sunoliko kostos
paragwghs
PLossesnpososto_day=zeros(365,11); %imerisies apwleies energou
energeias (MWh)
QLossesnpososto_day=zeros(365,11); %imerisies apwleies aergou
energeias (MVArh)
shift_TotgrLoadn=zeros(395,11); %imerisia energieia pou dexetai
olisthisi (MWh)
PGlnpososto_annual=zeros(11); %ethsia paragwmeni energieia (MWh)
zygoy anaforas(sumbatikhs gennhtrias)
production_costsimplenpososto_annual=zeros(11); %ethsio synoliko kostow paragwghs
PLossesnpososto_annual=zeros(11); %ethsies apwleies energou
energeias (MWh)
QLossesnpososto_annual=zeros(11); %ethsies apwleies aergou energieias
(MWh)
shiftannual_load=zeros(11); %ethsia energieia pou dexetai
olisthisi (MWh)
DRcost=zeros(11,101); %ethsio kostos efarmoghs
programmatis DR
cost_annual=zeros(11); %synoliko ethsio kostos

for w=1:11
    k=(w-1)/10; %pososto symmetoxhs sto DR, apo 0 ews 100 tis ekato me vima 10%
    for i=1:365
        for j=1:96
            define_constants;
            mpc=loadcase('bus106_ntuacostgen2');
            mpc.bus(5,PD) = 0.16 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(6,PD) = 0.25 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(8,PD) = 0.3 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(9,PD) = 0.4 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(10,PD) = 0.2 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(11,PD) = 0.13 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(13,PD) = 0.2 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(15,PD) = 0.3 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(16,PD) = 0.23 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(17,PD) = 0.18 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(18,PD) = 0.3 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(19,PD) = 0.4 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(21,PD) = 0.17 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(22,PD) = 0.21 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(23,PD) = 0.12 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
            mpc.bus(24,PD) = 0.3 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
```

```

mpc.bus(83,PD) = 0.36 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(84,PD) = 0.18 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(85,PD) = 0.22 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(86,PD) = 0.6 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(87,PD) = 0.31 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(88,PD) = 0.24 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(89,PD) = 0.17 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(90,PD) = 0.18 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(91,PD) = 0.34 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(92,PD) = 0.25 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(93,PD) = 0.32 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(94,PD) = 0.12 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(95,PD) = 0.15 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(96,PD) = 0.26 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(97,PD) = 0.10 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(98,PD) = 0.6 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(99,PD) = 0.23 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(100,PD) = 0.17 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(101,PD) = 0.13 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(102,PD) = 0.38 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(103,PD) = 0.21 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(104,PD) = 0.14 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(105,PD) = 0.4 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
mpc.bus(106,PD) = 0.3 * ((1-k)*grload(i,j)+k*max_grloadDR(i,j));
results=runopf(mpc);
final_objective=results.f;
PGlnpososto(i,j,w)=results.gen(1,PG);
TotgrLoadnpososto(i,j,w)=sum(results.bus(1:106,3));
production_costsimplenpososto(i,j,w)=results.f(1,1);
PLossesnpososto(i,j,w)=sum(results.branch(1:105,PF))+
sum(results.branch(1:105,PT));
QLossesnpososto(i,j,w)=sum(results.branch(1:105,QF))+
sum(results.branch(1:105,QT));
if TotgrLoadnpososto(i,j,1)>TotgrLoadnpososto(i,j,w)
    shift_TotgrLoadn(i,w)=shift_TotgrLoadn(i,w)+(TotgrLoadnpososto(i,j,1)-
TotgrLoadnpososto(i,j,w))/4;
end
end
PGlnpososto_day(i,w)=sum(PGlnpososto(i,:,w)/4);
PLossesnpososto_day(i,w)=sum(PLossesnpososto(i,:,w)/4);
QLossesnpososto_day(i,w)=sum(QLossesnpososto(i,:,w)/4);

production_costsimplenpososto_day(i,w)=sum(production_costsimplenpososto(i,:,w)/4);
end
PGlnpososto_annual(w)=sum(PGlnpososto_day(:,w));
PLossesnpososto_annual(w)=sum(PLossesnpososto_day(:,w));
QLossesnpososto_annual(w)=sum(QLossesnpososto_day(:,w));

production_costsimplenpososto_annual(w)=sum(production_costsimplenpososto_day(:,w))
;
    shiftannual_load(w)=sum(shift_TotgrLoadn(:,w));
end
%diamorfwsidiagrammatosanalysis evaisthisias%
for i=1:11
    for j=1:101
        DRcost(i,j)=shiftannual_load(i)*incentive_price(1,j);

cost_annual(i,j)=production_costsimplenpososto_annual(i)+PGlnpososto_annual(i)*1.1*
6.5+DRcost(i,j);
    end
end

```

Μία εφαρμογή της Βέλτιστης Ροής Φορτίου στο δίκτυο των 106 ζυγών του αστικού ΔΔ:

MATPOWER Version 5.0b1, 01-Jul-2014 -- AC Optimal Power Flow

MATLAB Interior Point Solver -- MIPS, Version 1.0.2, 01-Jul-2014

Converged!

Converged in 3.78 seconds

Objective Function Value = 298.78 \$/hr

=====
| System Summary |
=====

	How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	106	Total Gen Capacity	40.0	-50.0 to 50.0
Generators	1	On-line Capacity	40.0	-50.0 to 50.0
Committed Gens	1	Generation (actual)	5.2	-0.2
Loads	44	Load	5.2	-0.5
Fixed	44	Fixed	5.2	-0.5
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	105	Losses ($I^2 * Z$)	0.06	0.27
Transformers	51	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	1.071 p.u. @ bus 108	1.100 p.u. @ bus 72
Voltage Angle	-4.75 deg @ bus 106	0.00 deg @ bus 60
P Losses ($I^2 * R$)	-	0.01 MW @ line 74-71
Q Losses ($I^2 * X$)	-	0.11 MVar @ line 61-71
Lambda P	59.19 \$/MWh @ bus 60	62.36 \$/MWh @ bus 108
Lambda Q	-0.23 \$/MWh @ bus 56	0.13 \$/MWh @ bus 14

=====
| Bus Data |
=====

Bus #	Voltage Mag(pu)	Angle(deg)	Generation P (MW)	Generation Q (MVar)	Load P (MW)	Load Q (MVar)	Lambda(\$/MVA-hr) P	Lambda(\$/MVA-hr) Q
60	1.099	0.000*	5.23	-0.19	-	-	59.187	-
72	1.100	-1.255	-	-	-	-	59.195	-0.008

70	1.100	-1.255	-	-	-	-	59.195	-0.020
61	1.099	-0.015	-	-	-	-	59.195	-0.000
1	1.090	-1.405	-	-	0.08	0.28	59.207	0.015
2	1.090	-1.490	-	-	0.13	0.28	59.216	0.025
3	1.100	-1.250	-	-	-	-	59.223	0.029
4	1.089	-1.828	-	-	0.15	0.14	59.231	0.035
5	1.089	-2.016	-	-	0.20	0.14	59.236	0.046
6	1.090	-1.442	-	-	0.10	0.28	59.201	0.014
7	1.090	-1.372	-	-	0.07	0.28	59.204	0.022
8	1.100	-1.247	-	-	-	-	59.206	0.024
9	1.090	-1.630	-	-	0.10	0.14	59.208	0.028
10	1.100	-1.246	-	-	-	-	59.208	0.027
11	1.085	-2.198	-	-	0.15	0.11	59.524	0.042
12	1.082	-2.517	-	-	0.12	0.07	59.810	0.052
13	1.078	-2.352	-	-	0.09	0.07	60.208	0.111
14	1.077	-3.783	-	-	0.15	0.04	60.260	0.126
15	1.079	-2.712	-	-	0.20	0.11	60.242	-0.006
16	1.088	-1.595	-	-	-	-	60.485	-0.016
17	1.075	-2.438	-	-	0.09	0.07	60.608	0.053
18	1.074	-3.227	-	-	0.11	0.04	60.675	0.081
19	1.074	-2.190	-	-	0.06	0.07	60.672	0.089
20	1.073	-3.931	-	-	0.15	0.04	60.725	0.104
21	1.091	-1.461	-	-	-	-	60.133	0.074
71	1.100	-1.255	-	-	0.00	-2.00	59.195	-0.000
80	1.091	-1.242	-	-	0.00	0.44	59.234	0.055
90	1.100	-1.666	-	-	0.00	-0.50	60.364	-0.228
31	1.100	-1.251	-	-	-	-	59.207	0.015
32	1.100	-1.250	-	-	-	-	59.216	0.025
33	1.100	-1.250	-	-	-	-	59.223	0.029
34	1.099	-1.251	-	-	0.00	-0.50	59.230	0.034
35	1.099	-1.247	-	-	-	-	59.234	0.046
36	1.100	-1.250	-	-	-	-	59.201	0.013
37	1.100	-1.247	-	-	-	-	59.204	0.022
38	1.100	-1.247	-	-	-	-	59.206	0.025
39	1.100	-1.246	-	-	-	-	59.208	0.027
40	1.100	-1.246	-	-	-	-	59.208	0.027
41	1.097	-1.320	-	-	-	-	59.523	0.041
42	1.094	-1.389	-	-	-	-	59.808	0.051
43	1.092	-1.459	-	-	-	-	60.061	0.040
44	1.091	-1.461	-	-	-	-	60.133	0.074
45	1.090	-1.464	-	-	-	-	60.205	0.109
46	1.090	-1.468	-	-	-	-	60.250	0.123
48	1.091	-1.528	-	-	-	-	60.242	-0.006
49	1.090	-1.596	-	-	-	-	60.364	-0.084

50	1.088	-1.595	-	-	-	-	60.485	-0.016
51	1.087	-1.594	-	-	-	-	60.606	0.052
52	1.087	-1.595	-	-	-	-	60.638	0.066
53	1.086	-1.597	-	-	-	-	60.670	0.079
54	1.086	-1.593	-	-	-	-	60.671	0.087
55	1.086	-1.598	-	-	-	-	60.716	0.101
56	1.091	-1.666	-	-	-	-	60.364	-0.231
81	1.099	-1.242	-	-	-	-	59.234	0.054
73	1.100	-1.255	-	-	-	-	59.195	-0.032
74	1.094	-1.416	-	-	-	-	59.861	0.024
75	1.088	-1.574	-	-	-	-	60.520	0.045
76	1.083	-1.692	-	-	-	-	61.011	0.060
77	1.081	-1.770	-	-	-	-	61.330	0.065
78	1.078	-1.838	-	-	-	-	61.610	0.070
79	1.076	-1.901	-	-	-	-	61.867	0.074
82	1.074	-1.959	-	-	-	-	62.107	0.077
83	1.073	-1.995	-	-	-	-	62.256	0.080
84	1.072	-2.018	-	-	-	-	62.351	0.081
85	1.072	-2.019	-	-	-	-	62.356	0.081
86	1.086	-1.617	-	-	-	-	60.693	0.050
87	1.086	-1.637	-	-	-	-	60.776	0.051
88	1.085	-1.644	-	-	-	-	60.803	0.051
89	1.082	-1.734	-	-	-	-	61.186	0.066
127	1.081	-1.766	-	-	-	-	61.327	0.073
91	1.080	-1.778	-	-	-	-	61.376	0.074
92	1.097	-1.327	-	-	-	-	59.485	0.005
93	1.095	-1.392	-	-	-	-	59.742	0.010
94	1.093	-1.450	-	-	-	-	59.975	0.014
95	1.091	-1.504	-	-	-	-	60.190	0.017
96	1.089	-1.543	-	-	-	-	60.348	0.019
97	1.088	-1.572	-	-	-	-	60.462	0.020
98	1.088	-1.592	-	-	-	-	60.543	0.021
99	1.087	-1.607	-	-	-	-	60.604	0.022
100	1.072	-2.020	-	-	-	-	62.358	0.081
101	1.073	-1.981	-	-	-	-	62.198	0.078
102	1.073	-1.994	-	-	-	-	62.249	0.078
103	1.085	-2.701	-	-	0.18	0.00	60.778	0.051
104	1.085	-2.176	-	-	0.09	0.00	60.804	0.051
105	1.082	-2.388	-	-	0.11	0.00	61.187	0.066
106	1.079	-4.753	-	-	0.30	0.00	61.335	0.073
107	1.080	-3.320	-	-	0.16	0.00	61.380	0.074
108	1.071	-3.233	-	-	0.12	0.00	62.362	0.081
109	1.072	-2.535	-	-	0.09	0.00	62.357	0.081
110	1.072	-2.563	-	-	0.09	0.00	62.353	0.081

111	1.072	-3.024	-	-	0.17	0.00	62.259	0.080
112	1.073	-2.231	-	-	0.13	0.00	62.199	0.078
113	1.073	-2.314	-	-	0.16	0.00	62.250	0.078
114	1.076	-2.262	-	-	0.06	0.00	61.868	0.074
115	1.078	-2.288	-	-	0.08	0.00	61.611	0.070
116	1.081	-2.283	-	-	0.13	0.00	61.331	0.065
117	1.094	-1.608	-	-	0.05	0.00	59.861	0.024
118	1.086	-3.388	-	-	0.30	0.00	60.697	0.050
119	1.097	-2.436	-	-	0.12	0.00	59.485	0.005
120	1.095	-2.215	-	-	0.09	0.00	59.742	0.010
121	1.093	-1.701	-	-	0.07	0.00	59.975	0.014
122	1.091	-2.616	-	-	0.19	0.00	60.190	0.017
123	1.088	-2.189	-	-	0.11	0.00	60.462	0.020
124	1.088	-1.865	-	-	0.07	0.00	60.544	0.021
125	1.087	-2.387	-	-	0.20	0.00	60.605	0.022
126	1.089	-1.834	-	-	0.15	0.00	60.348	0.019

Total: 5.23 -0.19 5.17 -0.45

=====									
Branch Data									
=====									
Brnch #	From Bus	To Bus	From P (MW)	From Q (MVar)	Injection P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	To Bus Q (MVar)	Loss (I ² * Z) P (MW) Q (MVar)

1	31	71	-0.56	-0.78	0.56	0.78	0.000	0.00	
2	32	31	-0.48	-0.50	0.48	0.50	0.000	0.00	
3	33	32	-0.35	-0.22	0.35	0.22	0.000	0.00	
4	34	33	-0.35	-0.22	0.35	0.22	0.000	0.00	
5	35	34	-0.20	-0.58	0.20	0.58	0.000	0.00	
6	35	81	0.00	0.44	-0.00	-0.44	0.000	0.00	
7	36	37	0.17	0.42	-0.17	-0.42	0.000	0.00	
8	36	71	-0.27	-0.70	0.27	0.70	0.000	0.00	
9	37	38	0.10	0.14	-0.10	-0.14	0.000	0.00	
10	38	39	0.10	0.14	-0.10	-0.14	0.000	0.00	
11	39	40	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.000	0.00	
12	41	42	0.98	0.03	-0.97	-0.03	0.002	0.00	
13	41	71	-1.13	-0.14	1.13	0.14	0.003	0.00	
14	42	43	0.86	-0.04	-0.85	0.04	0.002	0.00	
15	43	44	0.24	0.12	-0.24	-0.12	0.000	0.00	
16	43	48	0.61	-0.16	-0.61	0.16	0.001	0.00	
17	44	45	0.24	0.12	-0.24	-0.12	0.000	0.00	
18	45	46	0.15	0.05	-0.15	-0.05	0.000	0.00	
19	48	49	0.41	-0.27	-0.41	0.27	0.001	0.00	

20	49	50	0.41	0.23	-0.41	-0.23	0.001	0.00
21	49	56	0.00	-0.50	0.00	0.50	0.001	0.00
22	50	51	0.41	0.23	-0.41	-0.23	0.001	0.00
23	51	52	0.11	0.05	-0.11	-0.05	0.000	0.00
24	51	54	0.21	0.12	-0.21	-0.12	0.000	0.00
25	52	53	0.11	0.05	-0.11	-0.05	0.000	0.00
26	54	55	0.15	0.05	-0.15	-0.05	0.000	0.00
27	60	61	5.23	-0.19	-5.23	0.19	0.000	0.00
28	74	71	-2.26	-0.06	2.27	0.07	0.012	0.01
29	74	75	2.21	0.06	-2.20	-0.06	0.012	0.01
30	75	86	0.58	0.01	-0.58	-0.01	0.001	0.00
31	75	76	1.62	0.04	-1.61	-0.04	0.006	0.00
32	76	77	1.04	0.02	-1.03	-0.01	0.003	0.00
33	76	89	0.57	0.02	-0.57	-0.02	0.001	0.00
34	77	78	0.90	0.01	-0.90	-0.01	0.002	0.00
35	78	79	0.82	0.01	-0.82	-0.01	0.002	0.00
36	79	82	0.76	0.01	-0.76	-0.01	0.001	0.00
37	82	83	0.47	0.01	-0.47	-0.01	0.001	0.00
38	82	101	0.29	0.00	-0.29	-0.00	0.000	0.00
39	101	102	0.16	0.00	-0.16	-0.00	0.000	0.00
40	83	84	0.30	0.00	-0.30	-0.00	0.000	0.00
41	84	85	0.21	0.00	-0.21	-0.00	0.000	0.00
42	85	100	0.12	0.00	-0.12	-0.00	0.000	0.00
43	86	87	0.27	0.00	-0.27	-0.00	0.000	0.00
44	87	88	0.09	0.00	-0.09	-0.00	0.000	0.00
45	89	127	0.46	0.02	-0.46	-0.02	0.001	0.00
46	127	91	0.16	0.00	-0.16	-0.00	0.000	0.00
47	92	71	-1.00	-0.02	1.00	0.02	0.002	0.00
48	92	93	0.88	0.01	-0.88	-0.01	0.002	0.00
49	93	94	0.79	0.01	-0.79	-0.01	0.002	0.00
50	94	95	0.73	0.01	-0.73	-0.01	0.001	0.00
51	95	96	0.53	0.01	-0.53	-0.01	0.001	0.00
52	96	97	0.38	0.00	-0.38	-0.00	0.000	0.00
53	97	98	0.27	0.00	-0.27	-0.00	0.000	0.00
54	98	99	0.20	0.00	-0.20	-0.00	0.000	0.00
55	3	33	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00
56	19	54	-0.06	-0.06	0.06	0.07	0.000	0.00
57	20	55	-0.15	-0.04	0.15	0.05	0.000	0.01
58	31	1	0.08	0.28	-0.08	-0.27	0.000	0.00
59	32	2	0.13	0.28	-0.13	-0.27	0.000	0.00
60	34	4	0.15	0.14	-0.15	-0.14	0.000	0.00
61	35	5	0.20	0.14	-0.20	-0.14	0.000	0.00
62	36	6	0.10	0.28	-0.10	-0.27	0.000	0.00
63	37	7	0.07	0.28	-0.07	-0.27	0.000	0.00

64	38	8	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00
65	39	9	0.10	0.14	-0.10	-0.14	0.000	0.00
66	40	10	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00
67	41	11	0.15	0.11	-0.15	-0.10	0.000	0.00
68	42	12	0.12	0.07	-0.12	-0.06	0.000	0.00
69	44	21	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00
70	45	13	0.09	0.07	-0.09	-0.06	0.000	0.00
71	46	14	0.15	0.05	-0.15	-0.04	0.000	0.01
72	48	15	0.20	0.11	-0.20	-0.10	0.000	0.01
73	50	16	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00
74	51	17	0.09	0.07	-0.09	-0.06	0.000	0.00
75	53	18	0.11	0.05	-0.11	-0.04	0.000	0.00
76	61	71	5.23	-0.19	-5.23	0.30	0.000	0.11
77	70	71	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00
78	71	72	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00
79	71	73	0.00	-0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00
80	81	80	0.00	0.44	-0.00	-0.44	0.000	0.00
81	90	56	0.00	0.50	-0.00	-0.50	0.000	0.00
82	103	87	-0.18	-0.00	0.18	0.00	0.000	0.00
83	104	88	-0.09	-0.00	0.09	0.00	0.000	0.00
84	105	89	-0.11	-0.00	0.11	0.00	0.000	0.00
85	106	127	-0.30	-0.00	0.30	0.02	0.000	0.02
86	107	91	-0.16	-0.00	0.16	0.00	0.000	0.00
87	108	100	-0.12	-0.00	0.12	0.00	0.000	0.00
88	109	85	-0.09	-0.00	0.09	0.00	0.000	0.00
89	110	84	-0.09	-0.00	0.09	0.00	0.000	0.00
90	111	83	-0.17	-0.00	0.17	0.00	0.000	0.00
91	112	101	-0.13	-0.00	0.13	0.00	0.000	0.00
92	113	102	-0.16	-0.00	0.16	0.00	0.000	0.00
93	114	79	-0.06	-0.00	0.06	0.00	0.000	0.00
94	115	78	-0.08	-0.00	0.08	0.00	0.000	0.00
95	116	77	-0.13	-0.00	0.13	0.00	0.000	0.00
96	117	74	-0.05	-0.00	0.05	0.00	0.000	0.00
97	118	86	-0.30	-0.00	0.30	0.01	0.000	0.01
98	119	92	-0.12	-0.00	0.12	0.00	0.000	0.00
99	120	93	-0.09	-0.00	0.09	0.00	0.000	0.00
100	121	94	-0.07	-0.00	0.07	0.00	0.000	0.00
101	122	95	-0.19	-0.00	0.19	0.00	0.000	0.00
102	123	97	-0.11	-0.00	0.11	0.00	0.000	0.00
103	124	98	-0.07	-0.00	0.07	0.00	0.000	0.00
104	125	99	-0.20	-0.00	0.20	0.00	0.000	0.00
105	126	96	-0.15	-0.00	0.15	0.00	0.000	0.00

Total: 0.063 0.27

Voltage Constraints					
Bus #	Vmin mu	Vmin	V	Vmax	Vmax mu
72	-	0.900	1.100	1.100	1.728
70	-	0.900	1.100	1.100	1.728
71	-	0.900	1.100	1.100	1.728
73	-	0.900	1.100	1.100	1.728

Βιβλιογραφία

- [1] Κ. Βουρνάς and Γ. Κονταξής,, *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*. Αθήνα: Ε.Μ.Π., 2001.
- [2] Βουρνάς Κ. and Παππαδιάς Β., *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας- Έλεγχος και Ευστάθεια Συστήματος*. Αθήνα: Σ. ΑΘΑΝΑΣΟΠΟΥΛΟΣ % ΣΙΑ Ο.Ε., 2010.
- [3] Παπαδιάς, Β.Κ., *Ανάλυση Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τόμος Ι*. Αθήνα: Ε.Μ.Π., 1985.
- [4] ΑΔΜΗΕ. Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. [Online]. www.admie.gr
- [5] ΑΔΜΗΕ, *Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2014-2023*.
- [6] Μ., Weedy Β., *Μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας*. Αθήνα: Χ. ΓΚΙΟΥΡΔΑ & ΣΙΑ ΕΕ, 1980.
- [7] ΔΕΔΔΗΕ. Διαχειριστής Ελληνικού Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας. [Online]. www.deddie.gr
- [8] Portal The Shift Project Data. Browse Energy and Climate Data. [Online]. www.tsp-data-portal.org
- [9] ΥΠΕΚΑ. ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ & ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ. [Online]. www.ypeka.gr
- [10] ΛΑΓΗΕ, "Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας," Μηνιαία Δελτία ΗΕΠ.
- [11] ΔΕΔΔΗΕ, "Ηλεκτρική Παραγωγή στα Μη διασυνδεδεμένα Νησιά," www.deddie.gr.
- [12] ΡΑΕ. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας. [Online]. www.rae.gr
- [13] ΑΔΜΗΕ, "Μηνιαία Δελτία Παραγωγής ενέργειας," (ηλεκτρονική διεύθυνση) www.admie.gr.
- [14] Ι., Ψαρράς, *Διαχείριση Ενέργειας και Ενεργειακή Πολιτική*. Αθήνα: Ε.Μ.Π., 2006.
- [15] ΛΑΓΗΕ. Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. [Online]. www.lagie.gr

- [16] ΔΕΣΜΗΕ. (2010) www.desmie.gr. [Online].
http://www.desmie.gr/fileadmin/groups/EDSHE/FortisiMonadon/Settlement_Manual_v1.1.pdf
- [17] ΛΑΓΗΕ, "Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας," Μηνιαία Δελτία Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ.
- [18] ΡΑΕ, *Γενικές Διατάξεις*, κεφάλαιο 33, Τμήμα VI Εκκαθάριση Αποκλίσεων.
<http://www.rae.gr/old/codes/proposal/V1/CodeV1-6.pdf>.
- [19] Janaka Ekanayake, Kithsiri Liyanage, and Jianzhong Wu, *SMART GRID Technology And Applications*. United Kingdom ISBN 978-0-470-97409-4: WILEY, 2012.
- [20] John Grainger and William Stevenson Jr., *Power System Analysis*. USA ISBN 9780070612938: McGraw Hill, 1994.
- [21] Παπαθανασίου Σταύρος, *Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές*. ΕΜΠ.
- [22] Schleicher-Tappeser and Ruggero, "How renewables will change electricity markets in the next five years," *Energy Policy*, pp. 64-75, 2012.
- [23] ΔΕΔΔΗΕ, "Η παρουσία και ο ρόλος του ομίλου της ΔΕΗ στη σημερινή οικονομική και κοινωνική πραγματικότητα," in , ΤΕΕ, ΑΘΗΝΑ, Νοέμβριος 2013.
- [24] Κόλλιας, Γεώργιος, "Ο ρόλος των δικτύων στο εξηλεκτρισμό της Ελλάδας και η μελλοντική τους εξέλιξη," 2013.
- [25] ΥΠΕΚΑ, "Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός - Οδικός Χάρτης για το 2050," 2012.
- [26] Γεωργαντζής, Δρ. Γ., "Ο ρόλος του ΑΔΜΗΕ στην ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας με ΗΕ," in , Ημερίδα ΤΕΕ - ΑΘΗΝΑ, 8/11/2013.
- [27] Διαλυνάς, Ευάγγελος Ν., *Αξιοπιστία ΣΗΕ*. ΑΘΗΝΑ: Εκδόσεις ΕΜΠ, 1996.
- [28] A. A. Chowdhury, Sudhir Kumar Agarwal, and Don O. Kova, "Reliability Modeling of Distributed Generation in Conventional Distribution Systems Planning and Analysis," *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS vol 39 / No 5*, Sep. 2003.
- [29] Διαλυνάς, Ευάγγελος Ν., "Αξιοπιστία και λειτουργική απόδοση των σύγχρονων συστημάτων μεταφοράς ΗΕ - Απαιτήσεις ποιότητας πελατών και επιπτώσεις διεύθυνσης των ΑΠΕ".
- [30] Τράπεζα της Ελλάδος, "Έκθεση του διοικητή για το έτος 2013," 2013.
- [31] European Commission, "'Energy Efficiency Plan 2011" COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS," 2011.
- [32] ΥΠΕΚΑ, "Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας," 2010.

- [33] ΥΠΕΚΑ, "Πρώτο Εθνικό Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Απόδοσης," 2008.
- [34] ΥΠΕΚΑ, "Δεύτερο Σχέδιο Δράσης Ενεργειακής Απόδοσης," 2011.
- [35] Niklas Rotering and Marija Ilic, "Optimal Charge Control of Plug-In Hybrid Electric Vehicles in Deregulated Electricity Markets," *IEEE Transaction on Power Systems Vol.26, No 3*, pp. 1021-1029, Aug. 2011.
- [36] Zhongjing Ma, Duncan Gallaway, and Ian Hiskens, "Decentralized Charging Control for Large Populations of Plug-In Electric Vehicles," in *49th IEEE Conference on Decision and Control*, Atlanta USA, December 2010.
- [37] Department of Energy, "COMMUNICATIONS REQUIREMENTS OF SMART GRID TECHNOLOGIES," 2010.
- [38] Angeliki M. Sarafi, Georgios I. Tsiropoulos, and P, "Hybrid Wireless-Broadband over Power Lines: A Promising Broadband Solution in Rural Areas," 2009.
- [39] "Εγχειρίδιο Τηλεμέτρησης Μετρητών και Μετρήσεων Μ.Τ. ," 2011.
- [40] Κων/νος Ανδρεάδης, "Ευφυή Συστήματα Μέτρησης και Διαχείρισης Ηλεκτρικής Ενέργειας," 2014.
- [41] "Smart Control of Energy Distribution Grids over Heterogeneous Communication Networks," <http://smartc2net.eu/>, 2013.
- [42] Vehbi C. Gungor, Dilan Sahin, Taskin Kocak, Salih , *Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards*. IEEE Trans. Industrial Informatics, 2011.
- [43] John D. McDonald, *Substation automation and smart grid*.
- [44] Mark McGranaghan, "Systems, Overview of DMS Applications and Requirements for Modern Distribution," *CIREN , EPRI, Stockholm*, 2013.
- [45] Jim Weikert, *Power System Engineering*.
- [46] EPRI, "Estimating the Cost and Benefits of the Smart Grid," March 2011.
- [47] "The dynamic behavior of PMU and the latest development in China," *North China Electric Power University*, 2013.
- [48] "Summary of the North American SynchroPhasor Initiative (NASPI)," *US Department of Energy*.
- [49] *Electricity transmission, distribution and storage systems* . woodhead publishing, 2013.
- [50] STATCOM compared to a SVC under fault condition. www.mathworks.com.
- [51] Ι. Αργυράκης διευθυντής διεύθυνσης υδροηλεκτρικής , "Εκμετάλλευση των ΥΗΣ ως έργων

πολλαπλού σκοπού 2008," ΔΕΗ.

- [52] DOE Global Energy Data Base. <http://www.energystorageexchange.org/>.
- [53] Ελληνική Στατιστική Αρχή, "Έρευνα κατανάλωσης ενέργειας στα νοικοκυριά, 2011-2012," in , Πειραιάς, 2013.
- [54] Letendre, S., Denholm, P., "Electric and Hybrid Cars-New Load, or New Source," in *Public Utilities Fortnightly*, 2006.
- [55] P. RICHARD PRATT-KRISHNAN GOWRI, "Vehicle to Grid Communication Development," Pacific Northwest National Laboratory Project ID# VSS122, 15 March 2012.
- [56] Käbisch, S., Schmitt, A. ; Winter, M. ; Heuer, "Interconnections and Communications of Electric Vehicles and Smart Grids," *First IEEE International Conference*, pp. 161-166.
- [57] European Commission, "Σύσταση της Επιτροπής σχετικά με τις προετοιμασίες για την εμπορική εξάπλωση των έξυπνων συστημάτων μέτρησης (2012/148/ΕΕ)," Μάρτιος 2012.
- [58] E. meters. Wikipedia. [Online]. www.wikipedia.org
- [59] Νικόλαος, Μανωλάς, "Σχεδίαση Έξυπνου Μετρητή Ηλεκτρικής Ενέργειας," 2012.
- [60] ΕΕΙ-ΑΕΙC-UTC, "Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective," March 2011.
- [61] "Εφαρμογή τεχνολογιών – Έξυπνης μέτρησης στο δίκτυο του ΔΕΔΔΗΕ," Οκτώβριος 2013.
- [62] Τ.-Π.-Ε. ΔΕΔΔΗΕ, "«Πιλοτικό Σύστημα Τηλεμέτρησης και Διαχείρισης της Ζήτησης Παροχών Ηλεκτρικής Ενέργειας Οικιακών και Μικρών Εμπορικών Καταναλωτών και Εφαρμογής Έξυπνων Δικτύων," 2011.
- [63] Κ. Μ. Φραγκίσκος Β. Τοπαλής, "Εξοικονόμηση ενέργειας στους μετασχηματιστές διανομής," SEEDT program, Intelligent Europe, 2008.
- [64] M. D. A. S. M. L. Muhammad Humayun, "Utilization Improvement of Transformers Using Demand Response," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 2014.
- [65] L. A. S. T. B. N. D. R. B. a. E. M. F. P. J. Balducci, "An examination of the costs and critical characteristics of electric utility distribution system capacity enhancement projects," in *Proc. Transm. Distrib Conf*, 2006, pp. 78-86.
- [66] U. S. E. I. Administration. (2013, Oct.) www.eia.gov. [Online]. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=18531>
- [67] J. Jargstorf, "Effect of Demand Response on transformer lifetime expectation," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, Leuven -Heverlee, Belgium, 14-17 Oct. 2012, pp. 1-8.

- [68] M. P. S. R. Shengnan Shao, "Demand Response as a Load Shaping Tool in an," *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. VOL. 2, no. NO. 4, Dec. 2011.
- [69] C. K. G. M. A. V. S. P. D. D. P. M. A. H. D. P. f. S. E. a. D. G. S. L. V. J. P. C. f. T. Goran Strbac, "Benefits of Advanced Smart Metering for Demand Response based Control of Distribution Networks," Imperial College, London, Summary Report, 2010.
- [70] ABB. (2013, Aug.) ABB Smart Transformers, Information VS Data.
- [71] B. KELLISON, "Transformer Monitoring Markets, 2013-2020: Technologies, Forecasts and Leading Vendors," GTM Research, FEBRUARY 07, 2013.
- [72] G. D. K. I. K. S. G. N. K. S. M. I. Themistoklis C. Xygkis, "Use of Near Real-Time and Delayed Smart Meter Data for Distribution System Load and State Estimation," in , 2014, pp. 1-6.
- [73] K. A. A. M. Al-Ali, "GSM-based distribution transformer monitoring system," in *Electrotechnical Conference, 2004. MELECON 2004. Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean*, Sch. of Eng., American Univ. of Sharjah, United Arab Emirates, 12-15 May 2004.
- [74] L. Zou, "Real-Time Monitoring System for Transformer Based on GSM," in *4th International Conference, ICICA 2013*, Singapore, August 16-18, 2013, p. Information Computing and Applications, Part I.
- [75] (2014) Derived Load Profiles 2013-Guidance Section-Retail Market Design Service (Online).. [Online]. http://www.rmdservice.com/guidance/standard_load_profiles.htm.
- [76] Ι. Βιτέλλας, "Απαιτήσεις Επάρκειας-Οικονομικότητας & Προστασίας Περιβάλλοντος στα Αυτόνομα Νησιωτικά Συστήματα," in *ΔΕΗ Α.Ε-Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών*, 2010.
- [77] E. i. Administration, "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants," U.S. Department of Energy, April 2013.
- [78] L. D. Carter, "Prospecting for Power: The cost of meeting increases in electricity demand," US Carbon Sequestration Council, May 2010.
- [79] B. & V. CORPORATION, "COST AND PERFORMANCE DATA FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES," Prepared for National Renewable Energy Laboratory, FEBRUARY 2012.
- [80] A. S. R. W. David Schlissel, "Coal-Fired Power Plant Construction Costs," Synapse Energy Economics Inc, July 2008.