



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

Η αξιολόγηση των επενδύσεων σε διαχείριση φορτίου
για την ανάπτυξη του δικτύου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΠΑΝΑΓΙΩΤΑ Ν. ΜΑΝΩΛΑΚΟΥ

Επίβλεψη: Νικόλαος Χατζηαργυρίου, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2021



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

Η αξιολόγηση των επενδύσεων σε διαχείριση φορτίου
για την ανάπτυξη του δικτύου

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΠΑΝΑΓΙΩΤΑ Ν. ΜΑΝΩΛΑΚΟΥ

Επίβλεψη: Νικόλαος Χατζηαργυρίου, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 1^η Μαρτίου 2021.

.....
Χατζηαργυρίου Νικόλαος

Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Παπαθανασίου Σταύρος

Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....
Κορρές Γεώργιος

Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Μάρτιος 2021

.....
Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου

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

Copyright © Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου, 2021

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.

Ευχαριστίες

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2020-2021 υπό την επίβλεψη του κ. Ν. Χατζηαργυρίου, καθηγητή του Ε.Μ.Π., της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, τον οποίο θέλω να ευχαριστήσω θερμά για την ανάθεσή της και την ευκαιρία που μου δόθηκε ώστε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα.

Επίσης, οφείλω ένα μεγάλο ευχαριστώ στην υποψήφια διδάκτορα Κυριακή Μαυρογένου, για την πολύτιμη βοήθεια της και την ανιδιοτελή της στήριξη.

Τέλος, ευχαριστώ από καρδιάς τους γονείς μου και τον αδερφό μου για την δύναμη και την αγάπη που μου δίνουν και το σκυλάκι μου την Μάγια που μου έκανε παρέα τις ώρες διαβάσματος όλα αυτά τα χρόνια.

Περίληψη

Τα κλασικά ντετερμινιστικά μοντέλα που εφαρμόζονται στην αποτίμηση των επενδύσεων σε δίκτυα διανομής ενδέχεται να μην είναι επαρκή για κάποιες περιπτώσεις λήψης αποφάσεων στον πραγματικό κόσμο, καθώς δεν λαμβάνουν υπόψιν την αβεβαιότητα που βρίσκεται στις πιο σημαντικές μεταβλητές στις οποίες στηρίζεται ο προγραμματισμός του δικτύου (π.χ. αύξηση φορτίου). Συνεπώς, υπάρχει κίνδυνος επένδυσης σε πολύ μεγάλη ή πολύ μικρή αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος του δικτύου και ως εκ τούτου αναποτελεσματική χρήση των περιουσιακών του στοιχείων, γεγονός που δημιουργεί περιττά κόστη (π.χ. λειτουργικά κόστη, κόστη επένδυσης και συντήρησης) τα οποία μεταφέρονται στη συνέχεια στον τελικό καταναλωτή. Μία εναλλακτική αναδυόμενη λύση στο πλαίσιο της ανάπτυξης των έξυπνων δικτύων είναι η αξιοποίηση της ανεκμετάλλευτης χωρητικότητας δικτύου μέσω απόκρισης ζήτησης (Demand-Side Response - DSR). Σε αυτή τη διπλωματική μελέτη, παρουσιάζουμε ένα γενικό πλαίσιο πραγματικών επιλογών για την οικονομική αξιολόγηση του DSR ως έναν «έξυπνο» σχεδιασμό δικτύου διανομής υπό αβεβαιότητα, συγκρίνοντας δύο διαφορετικές επενδυτικές στρατηγικές, την DSR και την κλασική ενίσχυση του δικτύου (π.χ. κατασκευή νέων γραμμών), βάσει διαφορετικών μετρήσεων κόστους και κινδύνου. Για την καλύτερη αξιοπιστία των αποτελεσμάτων αναπτύχθηκαν τρία σενάρια ετήσιας αύξησης της ζήτησης, εξετάζοντας παράλληλα διαφορετικά σενάρια για τα κόστη αποπληρωμής των καταναλωτών για την περικοπή του φορτίου τους. Μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας υποδεικνύεται η μέγιστη επιτρεπτή πληρωτέα τιμή για την υπηρεσία DSR ώστε να παραμένει προτιμητέα έναντι της κλασικής ενίσχυσης του δικτύου. Τα αποτελέσματα της μελέτης δείχνουν ότι το DSR μπορεί να είναι μια οικονομική επιλογή για καθυστέρηση ή ακόμη και αποφυγή μεγάλων μη αναστρέψιμων επενδύσεων σε χωρητικότητα, μειώνοντας έτσι το συνολικό κόστος για τους τελικούς πελάτες.

Λέξεις Κλειδιά

Επενδύσεις υπό αβεβαιότητα, Επενδύσεις δικτύου, Πραγματικά Δικαιώματα Προαίρεσης, Ενεργός απόκριση της Ζήτησης, Έξυπνα δίκτυα

Abstract

Classical deterministic models applied to the valuation of investments in distribution networks may not be sufficient for some real-world decision-making cases, as they do not take into account the uncertainty in the most important variables on which network planning is based (e.g. load growth). So, there is a risk of investing in too much or too little network capacity and, therefore, lead to inefficient use of network assets that creates unnecessary costs (e.g. operating costs, investment and maintenance costs) which are, then, passed on to the final customer. An alternative emerging solution in the context of the development of smart grids is the release of untapped network capacity through Demand-Side Response (DSR). In this case study, we present a general framework of real options for the DSR financial evaluation as a "smart" distribution network design under uncertainty, which models and compares two different investment strategies, DSR and capacity reinforcements, based on different cost and risk metrics. For the best reliability of the results, three scenarios of annual demand growth were developed and different scenarios for the payment costs of customers were examined. Through sensitivity analysis it is able to show the maximum price payable for DSR service so that DSR remains economically optimal against capacity reinforcements. The results of the study show that DSR can be an economical option to delay or even avoid large irreversible investments in capacity and reduce overall costs for end customers.

Keywords

Investment under uncertainty, Network investment, Real options, Demand-Side Response (DSR), Smart grids



2.4 Οφέλη και κόστος διαχείρισης της ζήτησης.....	57
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3	59
Σχεδιασμός Ανάπτυξης Δικτύων Διανομής και Λήψη Αποφάσεων υπό Αβεβαιότητα	59
3.1 Ανάγκη μοντελοποίησης της αβεβαιότητας-Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων.....	59
3.2 Πηγές αβεβαιότητας.....	62
3.3 Αξιολόγηση επενδύσεων	64
3.3.1 Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value-NPV)	64
3.4 Real Options.....	66
3.4.1 Financial Options –Real Options.....	66
3.4.2 Τα Real Options ως Μέθοδος Αξιολόγησης Έργων και Επενδύσεων	67
3.4.3 Είδη Real Options	68
3.4.4 Προβλήματα υιοθέτησης της θεωρίας των Real Options	70
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4	73
Διατύπωση του προβλήματος	73
4.1 Εισαγωγή: Μοντελοποίηση αβεβαιότητας - πολυεπίπεδη προσέγγιση.....	73
4.1.1 Επίπεδο 1: Στρατηγικές	74
4.1.2 Επίπεδο 2: Σενάρια	75
4.1.3 Επίπεδο 3: Προσομοιώσεις Monte Carlo.....	76
4.2. Σημεία ανατροπής και κανόνες λήψης αποφάσεων.....	79
4.3. Μετρήσεις κόστους και κινδύνου	80
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5	81
Εφαρμογές	81
5.1 Δημιουργία χρονοσειρών ζήτησης.....	81
5.2 Περιγραφή δράσεων ανάπτυξης του δικτύου (επίπεδο 1).....	83
5.3 Ανάλυση σεναρίων: Εφαρμογή δράσεων ανάπτυξης (επίπεδο 2).....	87
5.4 Επέκταση σεναρίων μέσω προσομοίωσης Monte Carlo (επίπεδο 3)	92
5.4.1 Μετρήσεις οικονομικού κόστους.....	93
5.4.2 Ανάλυση σεναρίων και βέλτιστη επιλογή στρατηγικής	96
5.4.3 Μετρήσεις φυσικού κινδύνου	99
5.5 Τιμολόγηση DSR	106



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6	109
Συμπεράσματα	109
Βιβλιογραφία	113



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

1.1 Εισαγωγή

Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας καλείται το σύνολο των εγκαταστάσεων, των δομών και των μέσων που χρειαζόμαστε για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης. Είναι ένα από τα μεγαλύτερα ανθρωπογενή έργα και μας παρέχει την απαραίτητη ενέργεια για μια ευρεία γκάμα ανθρωπίνων δραστηριοτήτων, όπως είναι ο φωτισμός, η λειτουργία βιομηχανικών σταθμών και η τροφοδότηση τηλεπικοινωνιακών και ψηφιακών συστημάτων.

Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις, ενώ παράλληλα, πρέπει να εξασφαλίζεται σταθερή συχνότητα και τάση, με ταυτόχρονη απουσία ανεπιθύμητων αρμονικών συνιστωσών. Τέλος, το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας απαιτείται να λειτουργεί με υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης (αδιάλειπτη παροχή). Αυτό καθίσταται δύσκολο επειδή η ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλεται εντός ευρέων ορίων τόσο σε ημερήσια βάση όσο και εποχιακά σε ετήσια βάση καθώς επίσης και η παραγωγή από τις μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δεν είναι εγγυημένη. Προκύπτει, οπότε, η ανάγκη να υπάρχουν σημαντικά περιθώρια εφεδρείας ισχύος για την κάλυψη της ζήτησης ανά πάσα στιγμή.

Κάθε ΣΗΕ περιλαμβάνει τρεις διακριτές λειτουργίες: την παραγωγή, την μεταφορά και την διανομή. Υπάρχει μεγάλη ποικιλία ανα κράτος όσον αφορά την δομή αυτών των λειτουργιών, τις δυνατότητες μεταφοράς ισχύος, τα επίπεδα τάσης και την διασυνδεσιμότητα. Γενικά, η ηλεκτρική ενέργεια από το σημείο που θα παραχθεί μέχρι το σημείο που θα καταναλωθεί βρίσκεται σε συνεχή ροή και πρέπει να



1.2 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί τη διαδικασία όπου μία μορφή πρωτογενούς ενέργειας μετατρέπεται σε ηλεκτρική. Οι πρωτογενείς πηγές ενέργειας διαφέρουν από χώρα σε χώρα ανάλογα με το τι πηγές υπάρχουν διαθέσιμες. Η διαδικασία της παραγωγής ενέργειας τελείται στους σταθμούς παραγωγής οι οποίοι διακρίνονται σε ατμοηλεκτρικούς, υδροηλεκτρικούς, πυρηνικούς ή σταθμούς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί στηρίζουν την λειτουργία τους στην χημική ενέργεια που βρίσκεται αποθηκευμένη σε κάποιου είδους καύσιμο όπως είναι ο λιθάνθρακας, ο λιγνίτης, το φυσικό αέριο και το πετρέλαιο. Μέσω της καύσης του εκάστοτε καυσίμου εκκλείεται θερμική ενέργεια η οποία χρησιμεύει στην παραγωγή ατμού στον λέβητα ο οποίος διοχετεύεται στον αμοστρόβιλο. Εν συνέχεια ο αμοστρόβιλος περιστρέφει την γεννήτρια όπου εν τέλει η μηχανική ενέργεια μετατρέπεται σε ηλεκτρική. Στους πυρηνικούς σταθμούς, αντίστοιχα, πηγή θερμικής ενέργειας είναι η σχάση στον ελεγχόμενο πυρηνικό αντιδραστήρα. Στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς αξιοποιείται η δυναμική και κινητική ενέργεια των υδάτων, η οποία με τη χρήση υδροστροβίλων και γεννητριών μετατρέπεται σε ηλεκτρική. Από την άλλη, οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) αξιοποιούν ανεξάντλητες πηγές ενέργειας όπως η αιολική, η γεωθερμία και η ηλιακή έναντι των περιορισμένων ενεργειακών αποθεμάτων. Κύριο μειονέκτημά τους είναι πως χαρακτηρίζονται από την περιοδικότητα και την στοχαστικότητα διαφόρων φυσικών φαινομένων, όπως ο αέρας, η παλίρροια και η ηλιακή ακτινοβολία και δεν προσφέρουν σταθερή και εγγυημένη παραγωγή.

Όσον αφορά την Ελλάδα, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται κυρίως από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς οι περισσότεροι εκ των οποίων βρίσκονται στην Δυτική Μακεδονία. Η θέση αυτών των σταθμών επιλέγεται να είναι κοντινή σε περιοχές όπου υπάρχουν πλούσια κοιτάσματα λιγνίτη όπου είναι η πιο σημαντική εγχώρια ενεργειακή πηγή. Η παραγωγή βασισμένη σε ΑΠΕ αποτελεί ένα μικρό κομμάτι της συνολικής παραγωγής της Ελλάδας τα τελευταία χρόνια, ωστόσο, σημειώνεται



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

μεγάλη αύξηση των εγκατεστημένων μονάδων μετατροπής αιολικής και ηλιακής ενέργειας που καταδεικνύει την αρχή μιας νέας εποχής για τη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή και την ανάδειξη της προστασίας του περιβάλλοντος ως στόχο υψηλής προτεραιότητας της ελληνικής πολιτείας. Τέλος, σύμφωνα με την εκτίμηση ότι η χρονική διάρκεια ζωής των ήδη γνωστών εκμεταλλεύσιμων αποθεμάτων λιγνίτη δεν ξεπερνούν τα 35 χρόνια, νέα καύσιμα όπως ο λιθάνθρακας θα χρησιμοποιηθούν στην παραγωγή ενέργειας [1], [2].



1.3 Μεταφορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Με τον όρο μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας εννοούμε το σύνολο των διαδικασιών που ακολουθούνται για την μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από την έξοδο των σταθμών παραγωγής μέχρι τους υποσταθμούς που τροφοδοτούν τα κέντρα κατανάλωσης όπου ξεκινά η διαδικασία της διανομής. Εκτός από τα κέντρα κατανάλωσης, τροφοδοτούν και τους μεγάλους καταναλωτές υψηλής τάσης που κατασκευάζουν τον δικό τους υποσταθμό υποβιβασμού σε μέση τάση καθώς επίσης και μεγάλες βιομηχανικές εγκαταστάσεις με εγκατεστημένη ισχύ πάνω από 10MW.

Η μεταφορά και διανομή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται μέσω 3 επιπέδων τάσης:

- i. Υπερυψηλή τάση (YYT): 400 kV
- ii. Υψηλή τάση (YT): 150 kV
- iii. Μέση τάση (MT): 20 kV

Το δίκτυο μεταφοράς περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών υπερυψηλής και υψηλής τάσης, τους υποσταθμούς ζεύξης των δικτύων αυτών, δηλαδή τους υποσταθμούς στους οποίους απλώς συνδέονται γραμμές χωρίς να γίνεται μετασχηματισμός της τάσης, και τους υποσταθμούς μετασχηματισμού μεταξύ των διαφόρων επιπέδων τάσης που χρησιμοποιούνται.

Εκτός από τα παραπάνω, υπάρχουν και τα δίκτυα 66 kV και 6,6 kV τα οποία όμως δεν χρησιμοποιούνται πλέον ευρέως στην Ελλάδα.

Στην Ελλάδα η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τα εργοστάσια παραγωγής προς τις περιοχές κατανάλωσης γίνεται με τις γραμμές υψηλής τάσης (YT) (150 kV, 66) και υπερυψηλής τάσης (YYT) (400 kV) αναλόγως της απόστασης και της ποσότητας της ισχύος μεταφοράς και έχοντας πάντα ως στόχο τη μείωση του κόστους μεταφοράς το οποίο αποτελείται από το κόστος εγκατάστασης, το κόστος συντήρησης των γραμμών αλλά και το κόστος απωλειών. Επίσης, χρησιμοποιούνται και γραμμές συνεχούς ρεύματος για μεταφορά ισχύος σε πιο μεγάλες αποστάσεις [1], [2].



1.4 Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας

Με τον όρο διανομή ηλεκτρικής ενέργειας εννοούμε το σύνολο των διαδικασιών λειτουργίας και ελέγχου με τις οποίες η ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται στους καταναλωτές.

Το σύστημα διανομής χωρίζεται σε δύο επίπεδα τάσης διανομής:

- i. Η πρωτεύουσα τάση ή τάση τροφοδοσίας που χαρακτηρίζεται και μέση τάση (ΜΤ)
- ii. Η δευτερεύουσα τάση ή τάση κατανάλωσης που χαρακτηρίζεται και χαμηλή τάση (ΧΤ)

Τα δίκτυα διανομής αποτελούνται από:

- i. Τις γραμμές διανομής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες μεταφέρουν ενέργεια από τη ΜΤ στη ΧΤ μέσω εναέριων, υπόγειων και υποβρύχιων καλωδίων μέσης τάσης στους βιομηχανικούς, εμπορικούς και οικιακούς καταναλωτές.
- ii. Τους υποσταθμούς υποβιβασμού ΜΤ και ΧΤ που μέσω των μετασχηματιστών ισχύος μετασχηματίζουν την τάση που λαμβάνουν σε μικρότερα επίπεδα.
- iii. Ειδικό εξοπλισμό όπως διακόπτες αυτόματης επαναφοράς, διακόπτες φορτίου, ασφαλειοαποξεύκτες, ασφάλειες, πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος, ρυθμιστές τάσης, αποξεύκτες ανοιχτοί υπό τάση\κλειστοί πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος κλπ. Αυτός ο εξοπλισμός βοηθάει στον έλεγχο την λειτουργία και την ζεύξη του δικτύου.

Σημαντικές προτεραιότητες των ΔΔ είναι η τάση στο επίπεδο των καταναλωτών να παραμένει εντός των ορίων $\pm 5\%$ της ονομαστικής τάσης, οι διακοπές ρεύματος να περιορίζονται στο ελάχιστο δυνατό ή ακόμη και να μην υπάρχουν, να μην γίνεται υπερφόρτιση των αγωγών και όλα αυτά να συνδυάζονται παράλληλα με, όσο είναι δυνατόν, πιο οικονομική λειτουργία του δικτύου[1], [2], [3].



1.4.1 Δίκτυα Διανομής Μέσης Τάσης (ΜΤ)

Τα ΔΔ ΜΤ (πρωτεύοντα δίκτυα διανομής) μεταφέρουν την ηλεκτρική ενέργεια σε υποσταθμούς καταναλωτών μεγάλων βιομηχανικών φορτίων (καταναλωτές ΜΤ) και σε υποσταθμούς υποβιβασμού της μέσης τάσης σε χαμηλή όπου συνήθως χρησιμοποιούνται μετασχηματιστές ισχύος 25 με 50 ΜVA ή 2x50 ΜVA.

Στην Ελλάδα το διασυνδεδεμένο σύστημα λειτουργεί στα 20 kV, εκτός από το νομό Αττικής όπου συνυπάρχουν το σύστημα 22 / 6,6 kV. Τα μη διασυνδεδεμένα νησιά της επικράτειας διαφοροποιούνται με τα περισσότερα να λειτουργούν στα 15 kV.

Τα ΔΔ ΜΤ συναντώνται στις εξής τοπολογίες:

- Ακτινικά (radial distribution networks). Πρόκειται για τη πιο συνηθισμένη συνδεσμολογία. Σ' αυτά τα δίκτυα υπάρχει μόνο μία διαδρομή μέσω της οποίας γίνεται η ροή ισχύος από τον υποσταθμό. Με τον τρόπο αυτό εξασφαλίζεται ευκολότερα η προστασία τους, όπως επίσης και η αξιόπιστη ροή ισχύος. Αυτά τα δίκτυα συναντώνται κυρίως σε απομακρυσμένες περιοχές, μακριά από τον πυκνοκατοικημένο αστικό ιστό και αποτελούνται από μια κεντρική γραμμή.
- Βροχοειδή (ring distribution networks). Στα δίκτυα αυτά δύο ή περισσότεροι αγωγοί συνδέονται παράλληλα τροφοδοτώντας τους υποσταθμούς διανομής ΧΤ. Σε περίπτωση βλάβης προσφέρουν μεγαλύτερη αξιοπιστία συγκριτικά με τα ακτινικά μέσω της εναλλακτικής τροφοδότησης και τέλος εξασφαλίζουν οικονομία γραμμών για τον ίδιο βαθμό εξυπηρέτησης
- Σύστημα πλέγματος (αραχοειδή). Τέτοιου είδους δίκτυα συναντώνται σε μεγάλα αστικά κέντρα με μεγάλα φορτία, όπου το σύστημα πρέπει να είναι πιο αξιόπιστο. Το σύστημα αποτελείται από έναν αριθμό διασυνδεδεμένων πρωτεύοντων αγωγών, που προέρχονται από διαφορετικούς Υ/Σ μέσης τάσης. Με αυτόν τον τρόπο, ακόμα και αν εμφανιστεί σφάλμα, συνεχίζεται κανονικά η τροφοδότηση των φορτίων.



Όσον αφορά την κατασκευή τους, τα ΔΔ ΜΤ χωρίζονται σε δύο είδη. Τα πιο συνηθισμένα είναι τα εναέρια καθώς είναι λιγότερο δαπανηρά και ευκολότερα προσβάσιμα στην εγκατάσταση και την συντήρησή τους. Μειονεκτούν, όμως, στο ότι καταλαμβάνουν πολύ χώρο. Συνήθως τα συναντούμε στις αγροτικές περιοχές όπου έχουμε μικρή πυκνότητα φορτίου και μπορούν πιο εύκολα να τηρηθούν οι ελάχιστες απαιτούμενες αποστάσεις μεταξύ των αγωγών. Τα υπόγεια δίκτυα ΜΤ συναντώνται πιο πολύ στα κέντρα των πόλεων λόγω αισθητικής, μεγάλης πυκνότητας φορτίου και έλλειψης χώρου. Η εγκατάσταση των Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ των υπόγειων δικτύων πραγματοποιείται στα υπόγεια πολυκατοικιών ή στην επιφάνεια του εδάφους, σε ειδικά διαμορφωμένους οικίσκους [1], [3], [4], [5].

1.4.2 Δίκτυα Διανομής Χαμηλής Τάσης (ΧΤ)

Τα ΔΔ ΧΤ τροφοδοτούν με ισχύ μικρούς καταναλωτές όπως είναι οι οικίες, οι εμπορικές επιχειρήσεις και οι μικρές βιομηχανίες. Η τάση των ΔΔ ΧΤ είναι πολύ χαμηλότερη και η μεταφορά ισχύος γίνεται μέσω τριφασικού, δηλαδή μέσω 4 καλωδίων συστήματος και αγωγών διανομής των 400V πολικής τάσης αν πρόκειται για τριφασική παροχή ή 230 V αν πρόκειται για μονοφασική. Ο Μ/Σ υποβιβασμού 20/0,4 kV βρίσκεται σε συνδεσμολογία τριγώνου-αστέρα (star-delta system), δηλαδή το πρωτεύον του μετασχηματιστή όπου εισέρχεται η μέση τάση βρίσκεται σε τρίγωνο, ενώ το δευτερεύον του μετασχηματιστή από όπου εξέρχεται η ΧΤ είναι σε αστέρα. Οι Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ, στην πλευρά ΧΤ των Μ/Σ τους, περιλαμβάνουν ένα διακόπτη ισχύος (Circuit Breaker-CB) με κατάλληλη διάταξη προστασιών ώστε να ανοίγει σε περίπτωση αντίστροφης ροής ρεύματος, δηλαδή από την πλευρά του δικτύου ΧΤ προς την πλευρά ΜΤ του Μ/Σ.

Τα κυκλώματα του ΔΔ ΧΤ είναι τα ίδια με αυτά του πρωτεύοντος, με την διαφορά ότι εκτείνονται σε πολύ μικρότερη γεωγραφική κλίμακα. Εκεί όπου τα δευτερεύοντα ΔΔ προμηθεύουν μια ομάδα καταναλωτών από τον ίδιο Μ/Σ, κατηγοριοποιούνται σε (i) ακτινικά, (ii) βροχοειδή ακτινικά ή δακτυλιοειδή. Στην περίπτωση (iii) διασυνδεδεμένου ΔΔ ΧΤ, οι καταναλωτές τροφοδοτούνται από το δίκτυο, το οποίο



σχηματίζεται από δευτερεύοντα κυκλώματα που προέρχονται από διαφορετικούς Μ/Σ. Πιο αναλυτικά:

- Στο ακτινικό δίκτυο κάθε καταναλωτής έχει μία μόνο παροχή ισχύος. Έχει τη φθηνότερη και η πιο απλή κατασκευή και αποτελείται από δίκτυα και υποδίκτυα σε μορφή δέντρου. Και έχει ως μειονέκτημα ότι σε περίοδο αιχμής μπορεί να εμφανίζεται πολύ μεγάλη πτώση τάσης και ότι δεν υπάρχει εφεδρεία στην παροχή ισχύος.
- Στο δακτυλιοειδές η τροφοδότηση γίνεται με καλώδια προερχόμενα από τους δακτυλίους. Οι γραμμές διανομής εκκινούν από έναν υποσταθμό ΜΤ/ΧΤ και αποτελούν τμήματα δακτυλίων. Έτσι μειώνεται η πτώση τάσης σε περίοδο αιχμής και αυξάνεται η εφεδρεία (δεν σταματά η παροχή ισχύος ακόμα και σε περίπτωση σφάλματος).

Στο διασυνδεδεμένο δίκτυο ενώνονται όλοι οι υποσταθμοί ΜΤ/ΧΤ μεταξύ τους και υπάρχει η δυνατότητα διπλής τροφοδότησης. Σε αυτά τα δίκτυα εξασφαλίζεται μεγάλη εφεδρεία και μικρή πτώση τάσης. Έχει μεγαλύτερη δαπάνη κατασκευής, έχει όμως απ' την άλλη δυνατότητα επέκτασης γεγονός που το κάνει προτιμότερο σε περιοχές με υψηλή πυκνότητα φορτίου.

Όπως και στην μέση τάση, στα ΔΔ ΧΤ υπάρχουν εναέριοι και υπόγειοι αγωγοί.[1], [6].



- iii. Διπλοί ζυγοί
- iv. Διπλοί ζυγοί με τμηματοποιημένους διακόπτες
- v. Δακτυλιοειδείς ζυγοί
- vi. Διάταξη 1.5 διακόπτη

Γενικά οι διπλοί ζυγοί είναι πιο αξιόπιστοι διότι σε περίπτωση συντήρησης του κύριου ζυγού ο εφεδρικός μπορεί να χρησιμοποιηθεί και επίσης δεν αποσυνδέονται σε περίπτωση σφάλματος.

- Μετασχηματιστές (Μ/Σ): Για τον υποβιβασμό της τάσης μπορούν να χρησιμοποιηθούν είτε τρεις μονοφασικοί μετασχηματιστές συνδεδεμένοι σε κοινό τριφασικό ζύγωμα μεταξύ τους (bank) είτε ένας τριφασικός μετασχηματιστής. Ο τριφασικός μετασχηματιστής χρησιμοποιείται περισσότερο λόγω του ότι είναι πολύ μικρότερος σε βάρος και σε όγκο και του ότι έχει τη δυνατότητα αλλαγής της ονομαστικής τάσης υπό φορτίο. Εξασφαλίζει πιο οικονομική καθώς και πιο αποδοτική λειτουργία. Οι δύο πιο συνηθισμένες συνδεσμολογίες που χρησιμοποιούνται είναι αστέρας-τρίγωνο και τρίγωνο-αστέρας. Τέλος, αναγκαία είναι η ύπαρξη εφεδρείας για καλύτερη αξιοπιστία του Υ/Σ.
- Μετασχηματιστές Μετρήσεων: Χωρίζονται σε Μ/Σ έντασης (αμπερομετρικοί) και τάσης (βολτομετρικοί) και είναι απαραίτητοι για την διεξαγωγή μετρήσεων καθώς δουλειά τους είναι να απομονώνουν το κύκλωμα που γίνεται η μέτρηση από το πρωτεύον κύκλωμα ΥΤ και για την ενεργοποίηση των ρελέ τα οποία τροφοδοτούνται από τις εξόδους τους.
- Διακόπτες Ισχύος (ΔΙ): Οι διακόπτες ισχύος μπορούν να διακόπτουν ή να αποκαθιστούν εντάσεις υπό φυσιολογικές συνθήκες λειτουργίας του κυκλώματος αλλά κυρίως υπό ορισμένες μη φυσιολογικές συνθήκες όπως τα βραχυκυκλώματα. Τα ρεύματα που μπορούν να διακόψουν στο δίκτυο των 20kV είναι 7kA και άνω. Ανάλογα με το μονωτικό μέσο που χρησιμοποιείται οι διακόπτες ισχύος ΜΤ διακρίνονται σε ελαίου, αεριοδιασπώμενους, κενού ή SF6.
- Αποζεύκτες (Α\Ζ): Οι αποζεύκτες προσφέρουν οπτική αναγνώριση της διακοπής του δικτύου. Λειτουργούν είτε χειροκίνητα ή μέσω μηχανής σε



περιπτώσεις επισκευής και συντήρησης του δικτύου ή μέρους του. Σε κλειστή κατάσταση πρέπει να αντέχουν στα ρεύματα σφαλμάτων και σε ανοικτή στις υπερτάσεις της εγκατάστασης. . Δεν πρέπει να ανοίγονται υπό φορτίο σε καμία περίπτωση και για αυτό το λόγο είναι συνδεδεμένοι με ΔΙ.

- Ασφάλειες: Οι ασφάλειες είναι μη ρυθμιζόμενες, μονοφασικές συσκευές οι οποίες εξασφαλίζουν τη διακοπή του ρεύματος σε περίπτωση βραχυκυκλώματος και όχι σε υπερφόρτωση. Χρησιμοποιούνται σαν εναλλακτική φθηνή λύση αντί διακοπών ισχύος σε συνδυασμό με διακόπτες φορτίου ή αποζεύκτες. Χωρίζονται σε δύο είδη: ασφάλειες εκτόνωσης και ασφάλειες σκόνης.
- Αλεξικεράυνα (ΑΚ): Τα αλεξικέραυνα (απαγωγείς τάσης) είναι διατάξεις προστασίας της ηλεκτρικής εγκατάστασης από πιθανές υπερτάσεις , που εμφανίζονται κυρίως από πτώση κεραυνού επάνω ή πολύ κοντά στα εναέρια δίκτυα ή από το άνοιγμα των ΔΙ. Ο απαγωγέας τάσης σε κανονικές συνθήκες έχει πολύ υψηλή μη γραμμική αντίσταση μεταξύ των άκρων του. Όταν όμως μια υπέρταση υπερβεί την τάση απόκρισης (διασπάσεως) του τότε τα άκρα του βραχυκυκλώνονται παρέχοντας μια διαδρομή χαμηλής αντίστασης προς τη γη, κρατώντας την τιμή της τάσης στα άκρα της προστατευόμενης μόνωσης σε ασφαλή επίπεδα μέχρις ότου η τάση του δικτύου επανέλθει στα φυσιολογικά επίπεδα όπου και επανέρχεται στη φυσιολογική του κατάσταση.
- Γείωση Υ/Σ: Το σύστημα γείωσης του Υ/Σ διασφαλίζει την προστασία των ανθρώπων από τάσεις επαφής όπως επίσης και την προστασία του ηλεκτρομηχανικού εξοπλισμού, καθώς επιτρέπει στα ρεύματα βραχυκύκλωσης να διέλθουν στη γη. Επιπλέον εμποδίζει τη δημιουργία επικίνδυνων ηλεκτρικών πεδίων εντός του Υ/Σ ΜΤ. Η γείωση ΜΤ και ΧΤ επιλέγεται κοινή, συνολικής αντίστασης $<0,7 \Omega$.
- Συστοιχίες Εγκάρσιων Πυκνωτών αντιστάθμισης ΜΤ: Βελτιώνουν τον συντελεστή ισχύος του δικτύου τροφοδοτώντας το με άεργο ισχύ. Με αυτόν τον τρόπο μειώνεται το ρεύμα που ρέει στους αγωγούς του συστήματος βελτιώνεται η ικανότητα απόκρισης σε αυξημένα φορτία και μειώνονται οι απώλειες στο ΔΔ. Οι πυκνωτές χωρίζονται σε αποζεύξιμους ή μη και στρεφόμενους [1], [5], [6], [7], [8], [9].



1.5.2 Γραμμές διανομής ΜΤ

Οι γραμμές του ΔΔ ΜΤ ενώνουν τους Υ/Σ μεταφοράς (ΥΤ/ΜΤ) με :

- i. Υ/Σ διανομής (ΜΤ/ΧΤ).
- ii. Καταναλωτές των οποίων οι απαιτήσεις ισχύος τους ξεπερνούν τη μεγαλύτερη παροχή ΧΤ που προσφέρει η ΔΕΗ (135 kVA).
- iii. Μονάδες παραγωγής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.

Οι γραμμές διανομής των 20kV είναι τριφασικές χωρίς εξαίρεση και η έκτασή τους κυμαίνεται από μερικές εκατοντάδες μέτρα μέχρι το πολύ 5 km, ανάλογα με την επιθυμητή τάση, τις απώλειες και τη μέγιστη μηχανική καταπόνηση στους πυλώνες. Οι αγωγοί κατασκευάζονται συνήθως από χαλκό και σπάνια από αλουμίνιο. Αυτό συμβαίνει διότι ο χαλκός παρουσιάζει καλύτερα χαρακτηριστικά σε σύγκριση με το αλουμίνιο. Πιο συγκεκριμένα, ο χαλκός έχει πολύ μεγάλη ειδική αγωγιμότητα, υψηλή μηχανική αντοχή, είναι ανθεκτικός στη διάβρωση και κατεργάζεται εύκολα, ενώ το αλουμίνιο έχει μικρότερη ειδική αγωγιμότητα από τον χαλκό, δεν συγκολλείται με μαλακή κόλληση χαμηλού σημείου τήξης, δεν αντέχει τις πολλές κάμψεις, διαβρώνεται πιο εύκολα και παραμορφώνεται με την πάροδο του χρόνου.

Οι αγωγοί περιβάλλονται από μόνωση για την προστασία τους από διαρροές τάσης και από ανεπιθύμητες γειώσεις. Το μονωτικό και το πάχος του καλωδίου προσδιορίζει την ηλεκτρική αντοχή του σε τάση, αλλά και την επιτρεπόμενη ένταση του ρεύματος φόρτισης του αγωγού αφού αυτή εξαρτάται από τη θερμοκρασία στην οποία αντέχει το μονωτικό. Τέλος, στο πρωτεύον ΔΔ συχνά χρησιμοποιούνται δύο τριφασικές γραμμές (έξι αγωγοί στο σύνολο), για λόγους αξιοπιστίας στην περίπτωση τριφασικών σφαλμάτων.

Για την ποσοτικοποίηση των συντελεστών, που μοντελοποιούν τη λειτουργική κατάσταση των γραμμών διανομής στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας του συστήματος, χρησιμοποιούμε τα παρακάτω μεγέθη :

- i. Η ανά φάση επαγωγή L της γραμμής, ανά μέτρο.
- ii. Η ανά φάση χωρητικότητα C της γραμμής, ανά μέτρο.



- iii. Η ανά φάση αντίσταση R της γραμμής, ανά μέτρο.
- iv. Η ανά φάση εγκάρσια αγωγιμότητα G της γραμμής, ανά μέτρο (μόνο για εναέριες γραμμές διανομής).

Τα πρώτα τρία μεγέθη εξαρτώνται από το υλικό, το μέγεθος και τη διάταξη των αγωγών και μπορούν να υπολογιστούν αναλυτικά. Η εγκάρσια αγωγιμότητα είναι υπεύθυνη για τα ρεύματα διαρροής κατά μήκος της μόνωσης, τα οποία όμως είναι αμελητέας ποσότητας στη μόνιμη κατάσταση με αποτέλεσμα η παράμετρος G να μπορεί να αγνοηθεί. Κάθε αγωγός χαρακτηρίζεται από τη σύνθετη αντίστασή του, που είναι της μορφής $R + jX$ και προκαλεί πτώση τάσης κατά μήκος της γραμμής, και από τις ηλεκτρικές απώλειες στη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες είναι ανάλογες του τετραγώνου του διερχόμενου ρεύματος. Στην ανάλυση κυκλωμάτων με γραμμές διανομής MT, η χωρητικότητά τους λαμβάνεται υπόψιν με εξαίρεση τα δίκτυα με μικρό μήκος γραμμών όπου και αγνοείται.

Στα ΔΔ MT χρησιμοποιούνται εναέριες, υπόγειες και υποβρύχιες γραμμές διανομής αναλόγως το επιθυμητό επίπεδο τάσης, τη δομή και τη διασυνδεσιμότητα του δικτύου.

Στις εναέριες γραμμές διανομής MT συνήθως χρησιμοποιούμε αγωγούς τύπου ACSR (σύνθετοι αγωγοί αλουμινίου με χαλύβδινη ενίσχυση), όπου το αλουμίνιο κάνει τον αγωγό να έχει καλή ηλεκτρική αγωγιμότητα και με χαμηλό κόστος και ο χάλυβας προσδίδει στον αγωγό την απαραίτητη μηχανική αντοχή (Εικόνα 1.2).



Εικόνα 1.2: Αγωγός τύπου ACSR χωρίς εξωτερική μόνωση.



Τα υπόγεια καλώδια υπερτερούν των εναερίων βάσει των τεχνικών χαρακτηριστικών τους. Δεν υποβάλλονται σε ατμοσφαιρικούς ή άλλους κινδύνους, όπως καταιγίδες, κεραυνοπληξίες και καταστροφές από πτηνά εξασφαλίζοντας την αδιάκοπη παροχή ισχύος στους καταναλωτές. Επίσης, παρουσιάζουν μειωμένη πτώση τάσης κατά μήκος των αγωγών λόγω του ότι περιβάλλονται από στρώσεις μονωτικού υλικού για την αποτελεσματική απαγωγή της θερμότητας που παράγεται και κατά συνέπεια τη μείωση και της επαγωγής. Έχουν ως μειονέκτημα το αρκετά υψηλότερο κόστος σε σύγκριση με τους εναέριους αγωγούς, την έως και δύο φορές μικρότερη διάρκεια ζωής, τη δυσκολότερη εύρεση και επισκευή τους και τη δυσκολότερη ψύξη τους. . Στα υπόγεια δίκτυα MT χρησιμοποιούνται καλώδια τύπου NA2XSY 3x240 mm² & 25 mm² Al, μόνωσης XLPE και ηλεκτροτεχνικό αλουμίνιο σαν αγωγό (καλώδια τύπου XLPE - Εικόνα 1.3).



Εικόνα 1.3: Υπόγειο καλώδιο τύπου NA2XSY.

Τα υποβρύχια καλώδια MT είναι εγκατεστημένα σε διάφορα σημεία της Ελληνικής επικράτειας. Η χρήση τους είναι αναγκαία στις παρακάτω περιπτώσεις:

- i. για τη διασύνδεση νησιών με την ηπειρωτική χώρα.
- ii. για τη διασύνδεση νησιών με άλλα νησιά που είναι διασυνδεδεμένα με την ηπειρωτική χώρα.
- iii. μεταξύ μη διασυνδεδεμένων νησιών σε νησιωτικά συμπλέγματα .
- iv. σε σημεία όπου μεσολαβούν κόλποι ή λιμνοθάλασσες, τόσο στην ηπειρωτική χώρα όσο και σε νησιά.



Οι υφιστάμενες υποβρύχιες διασυνδέσεις αποτελούνται είτε από τέσσερα μονοπολικά καλώδια από τα οποία το ένα είναι εφεδρικό είτε από ένα τριπολικό καλώδιο. Μεταξύ δύο σημείων διασύνδεσης ο συνολικός αριθμός υποβρυχίων διασυνδέσεων καλύπτει το κριτήριο (N-1), δηλ. την τροφοδότηση των καταναλωτών σε περίπτωση απώλειας ενός καλωδίου. Το σύνολο του δικτύου των υποβρυχίων καλωδίων MT του ΔΕΔΔΗΕ αποτελείται από 161 υποβρύχια καλώδια σε 68 σημεία διασύνδεσης, συνολικού μήκους 1082,68km. Για την πενταετία 2018-2022 στο δίκτυο διανομής MT προβλέπεται να προστεθούν ετησίως (κατά μέσο όρο) 290 km νέου εναέριου δικτύου, 90 km αντικατάστασης του υφιστάμενου καθώς και 12 km νέου υπόγειου δικτύου. Παρακάτω φαίνονται οι τιμές των ηλεκτρικών χαρακτηριστικών των πιο χρησιμοποιούμενων αγωγών (βλ. Πίνακας 1.1) [1], [4], [5], [10], [11], [12].

Είδος Γραμμής διανομής MT	Διατομή [mm ²]	Ωμική αντίσταση R[Ω/km]	Επαγωγική αντίδραση X [Ω/km]	Επιτρεπόμενη Ένταση(Rating) I [A]	Χωρητικότητα (MVA)
ACSR	3x16	1,268	0,422	136	4,71
	3x35	0,576	0,397	224	7,76
	3x95	0,215	0,334	448	15,42
NAHEKBA	3x240	0,167	0,108	305	10,57
NA2XSJ	3x240+25	0,162	0,115	410	14,20

Πίνακας 1.1: Ηλεκτρικά χαρακτηριστικά αγωγών MT 20 kV.



1.6 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας- Διεσπαρμένη παραγωγή

1.6.1 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Με τον όρο ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) χαρακτηρίζουμε τις πηγές ενέργειας οι οποίες προέρχονται από τη φύση και δεν είναι ορυκτές. Τέτοιες είναι η αιολική, η ηλιακή, η γεωθερμική, η παλιρροϊκή, η υδροηλεκτρική, και η βιομάζα, το βιοαέριο και είναι ανεξάντλητες. Αυτές οι πηγές δεν παράγουν τοξικά καυσαέρια και δεν αλλοιώνουν το ισοζύγιο του CO₂. Σήμερα, το μεγαλύτερο μέρος ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ προέρχεται από ανεμογεννήτριες (αιολική ενέργεια) και φωτοβολταϊκά (ηλιακή ενέργεια) και, όπως είναι λογικό, εξαρτάται από την περιοδικότητα ή την στοχαστικότητα αυτών των φαινομένων καθώς η παραγόμενη ενέργεια είναι μεταβαλλόμενη στη διάρκεια του χρόνου και δύσκολα προβλέψιμη.

Στις μέρες μας, οι ΑΠΕ κερδίζουν ολοένα περισσότερο έδαφος στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας καθώς στις περισσότερες χώρες του κόσμου καταβάλλεται προσπάθεια ενίσχυσης της περαιτέρω αξιοποίησής τους με στόχο την εξοικονόμηση ενέργειας και την μείωση των αερίων θερμοκηπίου. Σ' αυτό βοηθάει και το γεγονός ότι το κόστος των ΑΠΕ μειώνεται συνεχώς καθιστώντας, πλέον, κάποιες τεχνολογίες οικονομικά ανταγωνιστικές μπροστά στις παραδοσιακές πηγές ενέργειας (άνθρακας, πυρηνική ενέργεια).

Η χρήση των ΑΠΕ προσφέρει πολλά πλεονεκτήματα. Το γεγονός ότι είναι ανεξάντλητες δημιουργεί ένα περιβάλλον ανεξαρτησίας από τις συμβατικές πηγές ενέργειας οι οποίες εξαντλούνται με το πέρασμα του χρόνου, όπως επίσης ενεργειακής αυτονομίας και ανεξαρτησίας σε εθνικό επίπεδο. Από γεωγραφική σκοπιά βοηθούν στην αποκέντρωση και εξάπλωση του ενεργειακού συστήματος εξυπηρετώντας ανάγκες στην περιφέρεια, αποφορτίζουν το σύστημα υποδομής και μειώνουν τις απώλειες που οφείλονται στην μεταφορά της ενέργειας. Το λειτουργικό τους κόστος είναι χαμηλό και ανεξάρτητο από της διακυμάνσεις της διεθνούς



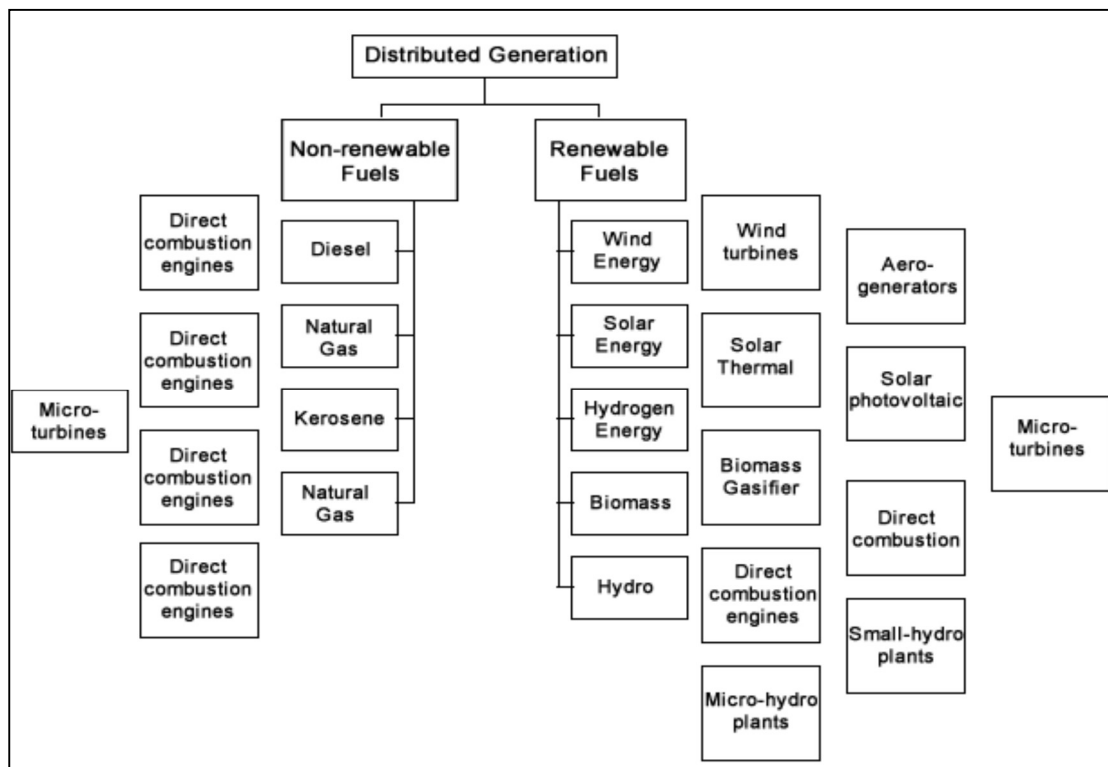
οικονομίας και από την τιμή των καυσίμων . Τέλος η ανάπτυξη των ΑΠΕ μπορεί να βοηθήσει στην τοπική ανάπτυξη μέσω επενδύσεων όπως πχ. καλλιέργειες θερμοκηπίου με γεωθερμική ενέργεια.

Υπάρχουν, όμως και κάποιες δυσκολίες στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτρική παραγωγή όπως το υψηλό χρηματικό ποσό επένδυσης που προαπαιτείται για την δημιουργία των μονάδων παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ το οποίο είναι αρκετά υψηλό σε σχέση με την τιμή των συμβατικών καυσίμων. Ένα ακόμη κύριο μειονέκτημα είναι ότι είναι δύσκολο να παράξουν μεγάλα μεγέθη ισχύος λόγω του διεσπαρμένου δυναμικού τους οπότε είναι δύσκολη η συγκέντρωση και η μεταφορά ισχύος και για να παράγουν μεγάλη ποσότητα ενέργειας απαιτούνται εκτεταμένες εγκαταστάσεις. Η ύπαρξη εφεδρείας σε άλλες ενεργειακές πηγές κρίνεται αναγκαία καθώς υπάρχει στοχαστικότητα στην διαθεσιμότητα τους γεγονός που μαζί με τις δαπανηρές μεθόδους αποθήκευσης τους ανεβάζει το κόστος τους [13].

1.6.2 Διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας

Το μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής ενέργειας γίνεται από μεγάλες μονάδες οι οποίες καλύπτουν την ανάγκη σε ηλεκτρική ενέργεια και καταλήγει στους καταναλωτές μέσω των δικτύων μεταφοράς και διανομής. Αυτό αποτελεί το μοντέλο της κεντρικής παραγωγής.

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται συνεχώς αυξανόμενη παραγωγή ενέργειας και σύνδεση μικρής κλίμακας μονάδων παραγωγής (που συνήθως κυμαίνονται από 1 kW μέχρι 100 MW) απευθείας στο σύστημα διανομής κοντά στο σημείο κατανάλωσης. Αυτή η ενέργεια ονομάζεται Διεσπαρμένη Παραγωγή-ΔΠ (Distributed Generation-DG). Βασική διαφορά της ΔΠ από την κεντρική παραγωγή είναι ότι οι μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής (Distributed Energy Resources-DEs) συνδέονται είτε στο δίκτυο διανομής, είτε απευθείας στο επίπεδο της χαμηλής τάσης άρα βρίσκονται δίπλα στον τελικό καταναλωτή. Στην παρακάτω εικόνα 1.4 φαίνεται μια λίστα με τις ανανεώσιμες και μη τεχνολογίες μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.



Εικόνα 1.4: Υπάρχουσες τεχνολογίες μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής.

Η φιλοσοφία που κρύβεται πίσω από τη διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας είναι να βελτιωθεί η αγορά της ενέργειας, να εκμοντερνιστεί το δίκτυο να βελτιωθεί η λειτουργία και η αξιοπιστία του με μικρότερο κόστος και περισσότερο σεβασμό προς το περιβάλλον. Οι μονάδες ΑΠΕ θεωρούνται μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής εκτός από τα αιολικά και υδροηλεκτρικά πάρκα μεγάλης κλίμακας. Επίσης μονάδες ΔΠ είναι και οι τουρμπίνες, οι αεριοστρόβιλοι, οι κυψέλες καυσίμου και οι εμβολοφόρες μηχανές. Στις παρακάτω εικόνες 1.5 και 1.6 φαίνονται οι διαφορές μεταξύ της κεντρικής και της διεσπαρμένης παραγωγής.



Η διεσπαρμένη παραγωγή έχει πολλά και σημαντικά πλεονεκτήματα όπως είναι τα παρακάτω:

- Εξασφαλίζει την ύπαρξη εφεδρείας σε ενέργεια σε περιπτώσεις διακοπής της τροφοδοσίας και στις περιπτώσεις αιχμής της ζήτησης των καταναλωτών.
- Μείωση της πρωτογενούς ενεργειακής κατανάλωσης.
- Μείωση των απωλειών μεταφοράς ενέργειας εφόσον η απόσταση που διανύει η ενέργεια μικραίνει.
- Σε τοπικό επίπεδο, η ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος βελτιώνεται και το δίκτυο αποκτά αξιοπιστία.
- Αξιοποίηση φτηνών τοπικά παραγόμενων καυσίμων.
- Χρονική μετάθεση της δημιουργίας ενός νέου κεντρικού σταθμού παραγωγής και κατά συνέπεια εξοικονόμηση χρηματικών πόρων από το αρχικό κόστος κεφαλαίου.
- Απελευθερώνεται η αγορά του ηλεκτρισμού κάνοντας δυνατή τη συμμετοχή ιδιωτών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Φιλική στάση προς το περιβάλλον λόγω της μείωσης των εκπεμπόμενων ρύπων με την χρήση των ΑΠΕ.
- Αποσυμφόρηση του δικτύου διανομής και αύξηση της διάρκειας ζωής του

Εκτός όμως από τα πολλά πλεονεκτήματα υπάρχουν και κάποιοι παράγοντες που καθιστούν δύσκολη την εφαρμογή της διεσπαρμένης παραγωγής. Οι κυριότεροι είναι οι εξής:

- Το μεγάλο κόστος επένδυσης για την εγκατάσταση των ΑΠΕ, τα οποία είναι η κύρια πηγή διεσπαρμένης παραγωγής, καθιστά απαραίτητη την κρατική επιχορήγηση για την εγκατάστασή τους.
- Η εκτεταμένη εφαρμογή διεσπαρμένης παραγωγής μπορεί να προκαλέσει αντίστροφη ροή ενέργειας στο δίκτυο διανομής η οποία επηρεάζει αρνητικά την ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος λόγω αρμονικής παραμόρφωσης και μεταβολών στα επίπεδα της τάσης (ιδιαίτερος στην μέση τάση).
- Τοπική αύξηση της τάσης στις περιοχές όπου υπάρχει εγκατεστημένη διεσπαρμένη παραγωγή (ιδιαίτερος στην χαμηλή τάση).



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

- Ύπαρξη ρευμάτων βραχυκύκλωσης και δυσλειτουργία των διατάξεων προστασίας του δικτύου.

Συμπερασματικά, για να υπάρξει ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής είναι απαραίτητο να εξασφαλιστεί ο καλύτερος έλεγχος και η καλύτερη εποπτεία στα δίκτυα με στόχο την επίτευξη της απαιτούμενης ευστάθειας. Επίσης κρίνεται αναγκαία η στροφή από τον παθητικό τρόπο λειτουργίας των δικτύων που ισχύει σήμερα προς ένα πιο ενεργητικό περιβάλλον ούτως ώστε να ελέγχεται δυναμικά το ισοζύγιο παραγωγής και ζήτησης. Για να το πετύχουμε αυτό πρέπει να δημιουργήσουμε συστήματα αποθήκευσης ενέργειας και μικρές μονάδες παραγωγής ενέργειας έτοιμες για άμεση απόκριση στη ζήτηση των καταναλωτών με παροχή σταθερής ισχύος (γεννήτριες ΣΥΘ) [13], [14], [15].



1.7 Ευφυή Δίκτυα (Smart Grids)

Με τον όρο έξυπνο ή ευφυές δίκτυο εννοούμε το σύγχρονο ηλεκτρικό δίκτυο το οποίο έχει περάσει από την παθητικό προφίλ στο ενεργητικό και έχει σαν κύριο χαρακτηριστικό την ύπαρξη τεχνολογιών επικοινωνιών και πληροφοριών που επιτρέπουν την αμφίδρομη επικοινωνία μεταξύ προμηθευτών και καταναλωτών και την δυνατότητα απομακρυσμένης παρακολούθησης και ελέγχου αυτοματοποιημένα σε πραγματικό χρόνο. Τέτοιες τεχνολογίες είναι οι σύγχρονοι μετρητές που παρακολουθούν σε πραγματικό χρόνο το ισοζύγιο της παραγωγής και ζήτησης και οι μετατροπείς ισχύος για την ομαλή ένταξη και αποκοπή των ΑΠΕ και την καταπολέμηση της εμφάνισης αρμονικών παραμορφώσεων. Επίσης για να μπορέσουν να λειτουργήσουν τα παραπάνω πρέπει να υπάρχει η πλατφόρμα επικοινωνίας η οποία θα καθιστά εφικτή την απόκριση μεταξύ των συσκευών του δικτύου και, επίσης, την αποστολή πληροφοριών και εντολών εντός του δικτύου με ασφαλές και αξιόπιστο τρόπο.

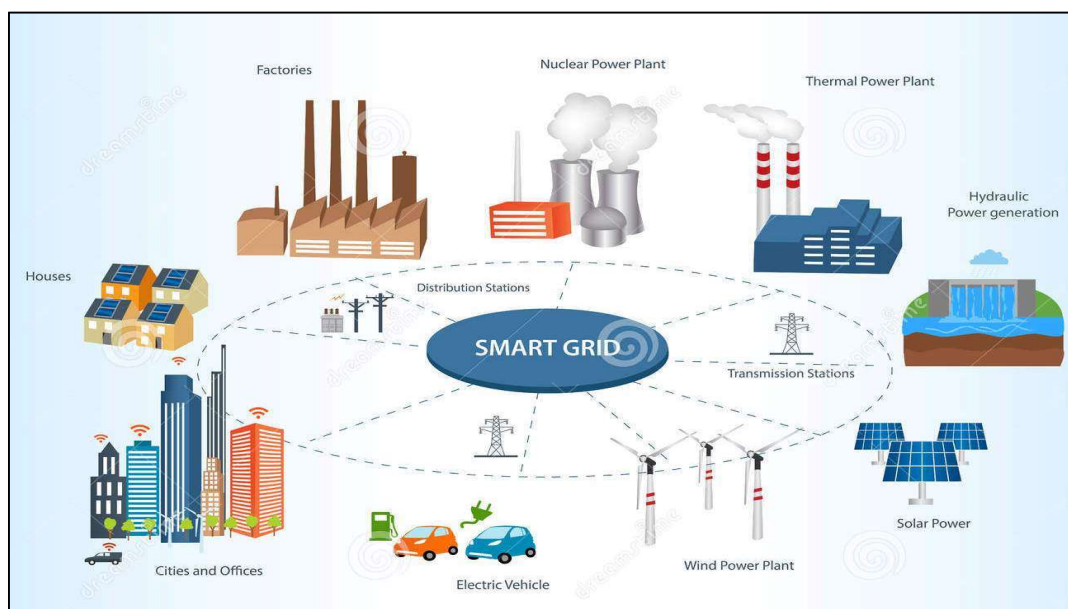
Τα πλεονεκτήματα των έξυπνων δικτύων είναι :

- Η δυνατότητα αυτοϊασης (self-healing), δηλαδή η αυτόματη αποκατάσταση των βλαβών μέσω ειδικών αισθητήρων και ευφυών ηλεκτρικών συσκευών (Intelligent Electronic Devices-IEDs) οι οποίες μπορούν χωρίς την ύπαρξη ανθρώπινης εποπτείας να ανιχνεύουν ή ακόμα και να προβλέπουν τυχόν σφάλματα. Με αυτόν τον τρόπο, η παροχή ενέργειας γίνεται αδιάλειπτη και το σύστημα δεν μεταβαίνει σε κατάσταση κατάρρευσης.
- Επιτρέπουν την ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής και την εκτεταμένη χρήση των ΑΠΕ αφού η αμφίδρομη επικοινωνία και η δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας λύνουν το πρόβλημα ευστάθειας και αξιοπιστίας του δικτύου.
- Οι καταναλωτές μπορούν εύκολα και σε πραγματικό χρόνο να ελέγχουν και να διαχειρίζονται την κατανάλωση τους σε ηλεκτρική ενέργεια και ο διαχειριστής του δικτύου να κάνει πιο ορθολογική χρήση και κατανομή της ενέργειας σε ένα πιο ευέλικτο περιβάλλον.



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

- Η επίτευξη πιο συμφέρουσων τιμών για τους καταναλωτές η οποία είναι αποτέλεσμα της εξομάλυνσης των αιχμών ζήτησης και των μειωμένων εκροών επένδυσης και λειτουργίας του δικτύου.
- Δυνατότητα ανάπτυξης ευφυών μικροδικτύων τα οποία είναι ενιαία, αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και μπορούν να λειτουργήσουν και απομονωμένα από το υπόλοιπο δίκτυο διανομής ή να συμμετέχουν στην αγορά ενέργειας και την πώληση αυτής.



Εικόνα 1.7: Το φάσμα του Έξυπνου Δικτύου

Ένα έξυπνο δίκτυο είναι ένα πλήρως αυτοματοποιημένο σύστημα διανομής, το οποίο έχει την ικανότητα να παρακολουθεί τα επίπεδα τάσης και τη χρήση και ρυθμίζει συνεχώς τη βέλτιστη λειτουργία του συστήματος.

Στα πλαίσια του έξυπνου δικτύου όλες οι αποφάσεις λαμβάνονται από το σύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Δεδομένων (SCADA - Supervision control and Data Acquisition). Στο Ελληνικό σύστημα SCADA, οι τερματικές μονάδες (RTU-Remote Thermal Unit) και ο συνδεδεμένος εξοπλισμός παρέχουν συνεχή ροή δεδομένων στον κεντρικό χώρο ελέγχου (ΕΚΕΕ-Ελληνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας) όπου δίνεται ανάλυση των πληροφοριών με περιοδικές σαρώσεις κάθε



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

2sec. Το σύστημα SCADA λαμβάνει δεδομένα σε ψηφιακή μορφή όπως καταστάσεις διακοπών ή αποζευκτών, αλλά και σε αναλογική μορφή όπως μετρήσεις ηλεκτρικών μεγεθών (ένταση, τάση, ενεργός και άεργος ισχύς κλπ.). Επίσης, το σύστημα SCADA δίνει εντολές τηλεχειρισμού χρησιμοποιώντας πρωτόκολλα επικοινωνίας που είναι υψηλής ασφάλειας [7], [16].



1.8 Έξυπνοι Μετρητές

Οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας πρέπει να μπορούν να παρακολουθούν την ποσότητα ενέργειας που παρέχουν στον κάθε καταναλωτή και αναλόγως να τον χρεώνουν. Γι' αυτόν τον λόγο σχεδιάστηκαν διατάξεις ικανές να μετρήσουν βασικά ηλεκτρικά μεγέθη, όπως η τάση και το ρεύμα, και να υπολογίσουν την ισχύ που καταναλώνεται. Αυτές οι διατάξεις είναι οι λεγόμενοι μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας (meters) και βρίσκονται σε όλες τις εγκαταστάσεις που χρησιμοποιείται ηλεκτρική ενέργεια. Υπάρχουν δύο είδη μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας:

- **Ηλεκτρομηχανικοί μετρητές:** πρόκειται για τους συμβατικούς μετρητές που είναι και οι περισσότερο χρησιμοποιούμενοι μέχρι στιγμής και δεν είναι άλλοι από τα γνωστά «ρολόγια» που είναι εγκατεστημένα σε κάθε κτίριο. Στηρίζουν τη λειτουργία τους στην αρχή της ηλεκτρομαγνητικής επαγωγής μέσω της μέτρησης του αριθμού των περιστροφών ενός μη μαγνητικού, αλλά ηλεκτρικά αγώγιμου μεταλλικού δίσκου. Όσο πιο γρήγορα περιστρέφεται ο δίσκος τόσο μεγαλύτερη ισχύς διαρρέει το κύκλωμα.
- **Ηλεκτρονικοί μετρητές:** Η διάταξη τους περιλαμβάνει μια μητρική πλακέτα στην οποία είναι ενσωματωμένοι αισθητήρες τάσης και ρεύματος, μετατροπείς σημάτων και άλλα στοιχεία. Μετατρέπουν τις λαμβανόμενες αναλογικές μετρήσεις σε ψηφιακές και υπολογίζουν πιο σύνθετα μεγέθη όπως η άεργος ισχύς, ο συντελεστής ισχύος και οι αρμονικές παραμορφώσεις.

Οι ηλεκτρονικοί μετρητές παρουσιάζουν πολλά πλεονεκτήματα έναντι των ηλεκτρομηχανικών με κυριότερο τη δυνατότητα αμφίδρομης επικοινωνίας μεταξύ προμηθευτή και καταναλωτή και έτσι ορίζεται πλέον η έννοια του έξυπνου μετρητή. Εκτός, λοιπόν, από τις λειτουργίες ενός κλασσικού ηλεκτρομηχανικού μετρητή οι έξυπνοι μετρητές μπορούν να συλλέγουν και να μεταδίδουν στο κέντρο διαχείρισης λεπτομερή στατιστικά στοιχεία και δεδομένα κατανάλωσης. Μπορούν επίσης να διακόψουν την παρεχόμενη ισχύ με ένα λαμβανόμενο σήμα ελέγχου. Από την μεριά των καταναλωτών, μπορούν να προσαρμόζουν την κατανάλωση ενέργειας στις



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

διαφορετικές τιμές της ενέργειας μέσα στην μέρα και έτσι, να εξοικονομούν χρήματα πετυχαίνοντας την κατανάλωση περισσότερης ενέργειας σε πιο χαμηλές τιμές.



Εικόνα 1.8: Έξυπνος Μετρητής.

Οι έξυπνοι μετρητές συνδέονται είτε απευθείας στο δίκτυο, είτε μέσω Μ/Σ έντασης. Εκτός από τους αυτοματισμούς και την υπολογιστική ικανότητα που διαθέτουν, το κυριότερο στοιχείο της λειτουργίας τους είναι η δυνατότητα για ασφαλή ανταλλαγή δεδομένων μεταξύ πάροχων ηλεκτρικής ενέργειας και καταναλωτών. Η επικοινωνία που εκτελούν μπορεί να είναι:

- Αμφίδρομη επικοινωνία με το απομακρυσμένο κέντρο διαχείρισης και η επικοινωνία γίνεται ενσύρματα, ασύρματα ή και με τους δύο τρόπους.
- Αμφίδρομη επικοινωνία με τους καταναλωτές και η επικοινωνία σ' αυτήν την περίπτωση γίνεται μόνο ασύρματα.

Αναλόγως την τοποθεσία μετάδοσης της πληροφορίας, υπάρχουν τριών ειδών κατηγορίες δικτύων όσον αφορά την τεχνολογία της επικοινωνίας:

- WAN (Wide-Area Network): Το δίκτυο WAN ή αλλιώς το δίκτυο ευρείας περιοχής είναι το δίκτυο επικοινωνίας των μετρητών και της εταιρείας που είναι υπεύθυνη για τη συλλογή των δεδομένων. Η μετάδοση των



πληροφοριών γίνεται από τους Υ/Σ ΜΤ, μέσω τεχνολογιών όπως η ADSL τηλεφωνία, με οπτική ίνα ή με ασύρματο WAN, όπως οι τεχνολογίες κινητής τηλεφωνίας GSM/GPRS και LTE ή με τεχνολογία WiMax. Οι απαιτήσεις σε εμβέλεια και σε εύρος ζώνης μετάδοσης είναι υψηλές.

- FAN (Field-Area Network): Η διασύνδεση του έξυπνου μετρητή του καταναλωτή ΜΤ και ΧΤ με τον Υ/Σ ΜΤ και, κατ' επέκταση, με την κεντρική υπηρεσία επιτυγχάνεται μέσω μετάδοσης PLC (Power Line Communication) στο δίκτυο ΧΤ. Η επικοινωνία αυτή είναι ευπαθής στον θόρυβο και γι' αυτόν τον λόγο αναπτύχθηκαν ευφυείς κόμβοι αναμετάδοσης (repeaters) κατά μήκος των γραμμών μέχρι τον κοντινότερο σταθμό συσσώρευσης δεδομένων. Η παρακολούθηση της διανομής επιτυγχάνεται από προηγμένες υποδομές μέτρησης (AMI-Advanced Metering Infrastructure) και ο πάροχος ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να εκτελέσει σε πραγματικό χρόνο αμφίδρομες επικοινωνίες μεταξύ των καταναλωτών και της κεντρικής τοποθεσίας διαχείρισης. Στο δίκτυο FAN είναι εφικτή η διαχείριση των μονάδων ΔΠ, η αυτοματοποίηση της διανομής, η διαχείριση διακοπής ρεύματος και αποκατάσταση της και η τιμολόγηση των πελατών.
- LAN/HAN (Local/Home-Area Network): Η διασύνδεση καταναλωτών και κεντρικού σημείου διαχείρισης γίνεται απευθείας και είναι εναλλακτική λύση της ενσύρματης μετάδοσης PLC. Αν ο μετρητής είναι εγκατεστημένος σε οικία τότε χρησιμοποιείται ασύρματη τεχνολογία χαμηλής ισχύος σε δίκτυο HAN, αλλιώς, χρησιμοποιείται δίκτυο LAN για μεγάλες εγκαταστάσεις. Σ' αυτό το είδος διασύνδεσης οι γειτονικοί μετρητές αναμεταδίδουν την πληροφορία μέσω ραδιοσυχνοτήτων και έτσι η πληροφορία φτάνει στο προορισμό της χωρίς να χρειάζεται κάποιος κεντρικός σταθμός συσσώρευσης δεδομένων.

Στόχος της ΕΕ είναι η αντικατάσταση με έξυπνους μετρητές τουλάχιστον του 80% των υπαρχόντων μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το τέλος του 2020. Με αυτόν τον τρόπο, θα αναπτυχθούν έξυπνα δίκτυα τα οποία θα έχουν σαν αποτέλεσμα την μείωση της καταναλωτικής ενέργειας των νοικοκυριών, αλλά και των εκπομπών άνθρακα [12], [17], [18], [19], [20], [21], [22].



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Διαχείριση της ζήτησης – Demand Side Management

Η διαχείριση της ζήτησης δημιουργήθηκε από την ανάγκη αντιμετώπισης πολλών ζητημάτων του τομέα της ΗΕ όπως είναι κυρίως η αύξηση της ζήτησης σε ενέργεια, αλλά και η εξάρτηση και η αβεβαιότητα των τιμών των εισαγόμενων καυσίμων και η ανάγκη διείσδυσης των ΑΠΕ. Η διαχείριση της ζήτησης (Demand Side Management-DSM) είναι η πολιτική που περιλαμβάνει μέτρα και δράσεις που στοχεύουν στον έλεγχο, τη διαχείριση, τη διαμόρφωση και τη μείωση της ηλεκτρικής ζήτησης όπου αυτό είναι αναγκαίο. Σκοπός του DSM είναι η σωστή οργάνωση και μεταβολή της χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές και η μετάθεση της ζήτησης από κρίσιμες περιόδους αιχμής σε περιόδους χαμηλής ζήτησης καθώς επίσης και η διαχείρισή της σε καταστάσεις διακοπτόμενης παραγωγής, στοχεύοντας, τελικά, στη μείωση του κόστους λειτουργίας για την παραγωγή ενέργειας. Το DSM, δηλαδή, περιλαμβάνει μεθόδους και πολιτικές που οδηγούν τους τελικούς καταναλωτές να χρησιμοποιούν την ηλεκτρική ενέργεια με αποδοτικότερο τρόπο, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα την καθυστέρηση ή ακόμη και την αναβολή της κατασκευής νέων μονάδων παραγωγής που θα συνεπάγονταν μεγάλο κόστος για τους καταναλωτές.

Σε περιόδους υψηλής ζήτησης, προκειμένου να καλυφθούν οι αιχμές ζήτησης ενέργειας και να εξασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία του δικτύου, αναγκάζονται να ενταχθούν στο σύστημα οι λιγότερο αποδοτικές μονάδες παραγωγής που έχουν υψηλά λειτουργικά κόστη και εκτοξεύουν το συνολικό κόστος παραγωγής ΗΕ. Θέτοντας, συνεπώς, ως στόχο την εξομάλυνση της καμπύλης ζήτησης μειώνουμε την ανάγκη ένταξης κοστοβόρων μονάδων παραγωγής ΗΕ, τα δίκτυα επιφορτίζονται λιγότερο και αυτό έχει ως αποτέλεσμα την εξοικονόμηση ενέργειας, χρημάτων και την αύξηση της αξιοπιστίας του δικτύου [23].

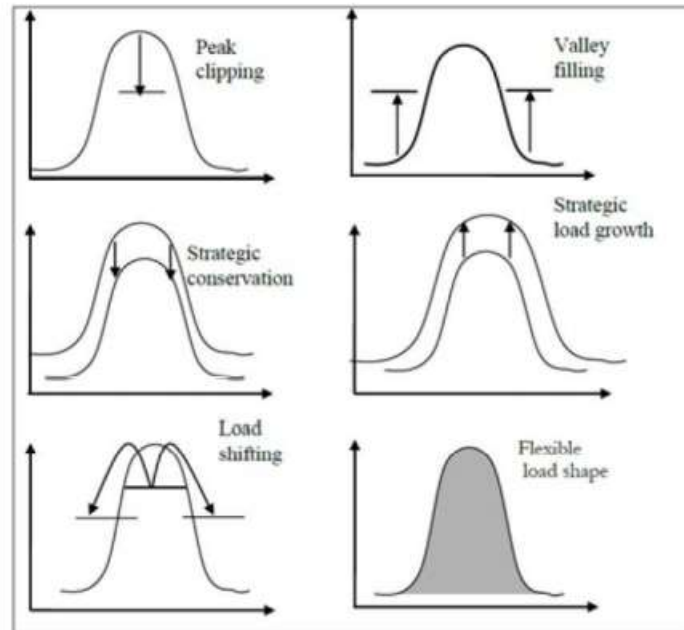


2.1 Τεχνικές Demand Side Management – Τροποποίηση καμπυλών φορτίου

Οι παραδοσιακές τεχνικές που εφαρμόζονται για να επιτευχθεί η επιθυμητή εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου χωρίζονται σε έξι μεγάλες κατηγορίες:

1. Peak Clipping ή Peak Shaving: είναι η μείωση της ζήτησης σε περιόδους αιχμής μέσω του άμεσου ελέγχου του φορτίου.
2. Valley Filling: στην τεχνική αυτή έχουμε αύξηση της κατανάλωσης σε περιόδους χαμηλής ζήτησης με σκοπό τη βελτίωση του συντελεστή ισχύος του συστήματος.
3. Load Shifting: είναι η τεχνική της μείωσης της ζήτησης σε περιόδους αιχμής και ταυτόχρονης αύξησης της ζήτησης σε περιόδους χαμηλής ζήτησης συνδυάζοντας ουσιαστικά, τις τεχνικές peak clipping και valley filling.
4. Strategic Conservation: αυτή η τεχνική στοχεύει στη μείωση του φορτίου (όχι μόνο σε περιόδους αιχμής) μέσω της μείωσης της κατανάλωσης και της χρήσης ενεργειακά αποδοτικότερου εξοπλισμού.
5. Strategic Load Growth: αποσκοπεί στην αύξηση της κατανάλωσης κατά κύριο λόγο σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Τυπικό παράδειγμα αποτελεί ο εξηλεκτρισμός της ενέργειας (electrification).
6. Flexible Load Shape: αυτή η τεχνική στοχεύει στην δημιουργία ευελιξίας στα φορτία των καταναλωτών με σκοπό την άμεση και έγκαιρη ανταπόκριση σε επείγουσες καταστάσεις.

Στο Σχήμα 2.1 βλέπουμε τις παραπάνω τεχνικές σε γραφική απεικόνιση.



Σχήμα 2.1. Τεχνικές μεταβολής της καμπύλης φορτίου

Οι πρώτες τρεις τεχνικές αποτελούν παραδοσιακές προσεγγίσεις διαχείρισης φορτίου (Load Management) που εφαρμόζονται από τους προμηθευτές ΗΕ μέσω της παροχής κινήτρων στους καταναλωτές για την εξομάλυνση των αιχμών και αποφυγής της ένταξης κοστοβόρων μονάδων παραγωγής στο σύστημα προς κάλυψη της ζήτησης αιχμής. Οι τελευταίες τρεις τεχνικές προσφέρουν συστηματικότερη και μεγάλης κλίμακας αλλαγή, όσον αφορά την μεταβολή των καμπυλών του φορτίου σε περιόδους αιχμής, αλλά και ως προς τον τρόπο που χρησιμοποιείται η ΗΕ. Πολλές φορές, για την επίτευξη του επιθυμητού αποτελέσματος, εφαρμόζεται συνδυασμός δύο ή περισσότερων τεχνικών τροποποίησης της καμπύλης φορτίου [24].

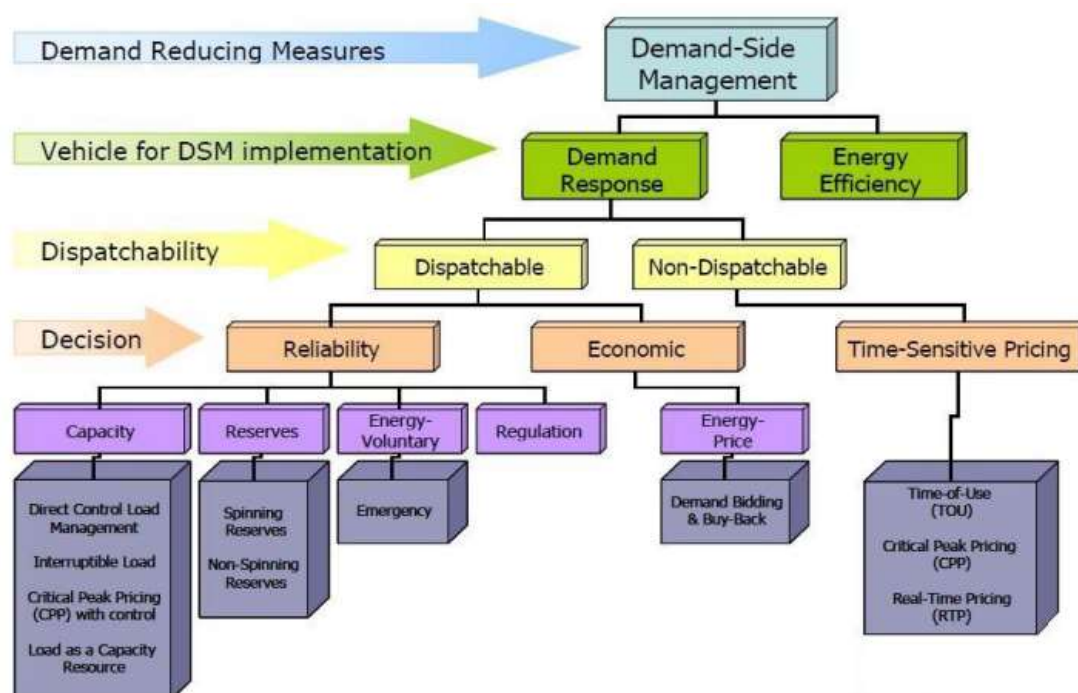


2.2 Προγράμματα διαχείρισης της ζήτησης

Οι δύο βασικοί άξονες για την επίτευξη των στόχων του DSM είναι:

- η ενεργειακή αποδοτικότητα (Energy Efficiency – EE) και
- η απόκριση της ζήτησης (Demand Response – DR).

Τα DR προγράμματα χωρίζονται σε αυτά τα οποία αποκρίνονται σε οδηγίες ή σήματα του διαχειριστή (dispatchable) και αυτά που δεν αποκρίνονται (non-dispatchable) όπως φαίνεται στο σχήμα 2.2.



Σχήμα 2.2: Κατηγορίες DSM.

2.2.1 Ενεργειακή αποδοτικότητα – energy efficiency (EE)

Η ενεργειακή αποδοτικότητα είναι η πολιτική χρησιμοποίησης λιγότερης ενέργειας με οικονομικότερο και αποδοτικότερο τρόπο για την παροχή των ίδιων υπηρεσιών



στους καταναλωτές χωρίς, όμως, να μειωθεί το εύρος και η ποιότητα των καταναλωτών. Υπάρχει σαφής διαφορά της ενεργειακής αποδοτικότητας από την έννοια της εξοικονόμησης ενέργειας. Για παράδειγμα, η ενεργειακή αναβάθμιση ενός κτιρίου ή η αντικατάσταση των συμβατικών λαμπτήρων πυράκτωσης με λαμπτήρες τεχνολογίας led είναι δράσεις ενεργειακής αποδοτικότητας σε αντίθεση με τη λιγότερο συχνή χρήση της κουζίνας ή του θερμοσίφωνα οι οποίες είναι πρακτικές εξοικονόμησης ενέργειας.

Όσον αφορά την ενεργειακή αποδοτικότητα, η διαφορά της με την απόκρισης της ζήτησης γίνεται κατανοητή μέσω των εξής χαρακτηριστικών της:

1. Οι υπάρχουσες ηλεκτρικές συσκευές των καταναλωτών αντικαθιστούνται με αποδοτικότερες συσκευές χαμηλότερης κατανάλωσης, χωρίς να υπάρξει αλλαγή στον τρόπο λειτουργίας τους.
2. Η πραγματική μείωση στην κατανάλωση ΗΕ πραγματοποιείται καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας, ανεξάρτητα από την παρουσία κρίσιμων περιόδων στο σύστημα.

Παρακάτω, στον πίνακα 2.1 παρουσιάζονται οι δράσεις ενεργειακής αποδοτικότητας ανά τομέα.



Τομέας	Παραδείγματα εφαρμογών ενεργειακής αποδοτικότητας
Οικιακός και εμπορικός κτιριακός τομέας	<ul style="list-style-type: none">• Αποδοτικός εξοπλισμός σε συστήματα θέρμανσης/ψύξης και αποδοτική διαχείριση• Χρήση λαμπτήρων εξοικονόμησης ενέργειας – βέλτιστη αξιοποίηση φυσικού φωτισμού• Εγκατάσταση αποδοτικού εξοπλισμού σε γραφεία και οικίες• Χρήση σύγχρονων υλικών θερμομόνωσης σε νέα και ανακαινισμένα κτήρια
Βιομηχανία	<ul style="list-style-type: none">• Αποδοτική λειτουργία με συλλογή δεδομένων, ανάλυση της κατανάλωσης ΗΕ και εκπαιδευμένο προσωπικό.• Έλεγχο καύσης σε boiler και βραστήρες• Αποδοτικός εξοπλισμός σε συστήματα θέρμανσης/ψύξης και φωτισμού και αποδοτική διαχείριση• Βέλτιστη χρήση του υπάρχοντος εξοπλισμού και αντικατάσταση του παλαιού με νέο ενεργειακά αποδοτικό (boilers, ανεμιστήρες, σωλήνες κ.α.)
Μεταφορές	<ul style="list-style-type: none">• Ηλεκτρικά οχήματα• Περαιτέρω αξιοποίηση των δημοσίων συγκοινωνιών• Βελτιστοποίηση οδικού δικτύου
Διαχείριση πόρων	<ul style="list-style-type: none">• Τεχνολογίες καθαρού άνθρακα. Επιτρέπουν αποδοτικότερη διαχείριση ορυκτού άνθρακα μειώνοντας τις εκπομπές αερίων (CO₂, NO_x)• Αντικατάσταση συμβατικών καυσίμων με μεγιστοποίηση της διεύθυνσης ΑΠΕ και φυσικού αερίου
Σύστημα μεταφοράς και διανομής	<ul style="list-style-type: none">• Αντικατάσταση ή αναβάθμιση του υπάρχοντος εξοπλισμού και των υποσταθμών• Βελτιστοποίηση λειτουργίας και ελέγχου προς μείωση των απωλειών και αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος

Πίνακας 2.1: Δράσεις ενεργειακής αποδοτικότητας ανά τομέα.

2.2.2 Απόκριση της ζήτησης – Demand Response (DSR)

Απόκριση της ζήτησης είναι η πολιτική με βάση την οποία οι καταναλωτές συμβάλλουν ενεργά στην ορθή λειτουργία του δικτύου ανταποκρινόμενοι σε αλλαγές στην ηλεκτρική τιμολόγηση, σε χρηματικά κίνητρα που τους δίνονται άλλα και σε εντολές της δημόσιας υπηρεσίας ηλεκτρικής ενέργειας. Με απλά λόγια, οι καταναλωτές αλλάζουν την ενεργειακή τους κατανάλωση μέσα στη μέρα ή και συνολικά αναλόγως τις συνθήκες. Αυτή η εναλλακτική στάση των καταναλωτών έχει γίνει εφικτή από την ανάπτυξη των έξυπνων δικτύων και την ύπαρξη έξυπνων μετρητών και καθοδηγείται συνήθως από τιμολογιακές πολιτικές ή από συμβόλαια που υποδεικνύουν είτε κυρώσεις η αποζημιώσεις ανάλογα με την συμμόρφωση των καταναλωτών.



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

Το DSR αποτελεί μια μορφή διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας από τους καταναλωτές και αποσκοπεί στην αύξηση της απόδοσης του δικτύου ενώ η συνολική δυνατότητα του δικτύου παραμένει η ίδια και στην αποφυγή αχρείαστης κατανάλωσης ενέργειας. Στα πλαίσια αυτά, λοιπόν, η παρεχόμενη ενέργεια παραμένει σταθερή αλλά αξιοποιείται και κατανέμεται καλύτερα στους καταναλωτές οι οποίοι πληρώνουν λιγότερα αφού κάνουν χρήση λιγότερης ενέργειας σε περιόδους υψηλού κόστους και απολαμβάνουν ένα καλύτερο ποιοτικά δίκτυο χωρίς συμφορήσεις και black out [24], [25], [26], [27], [28].



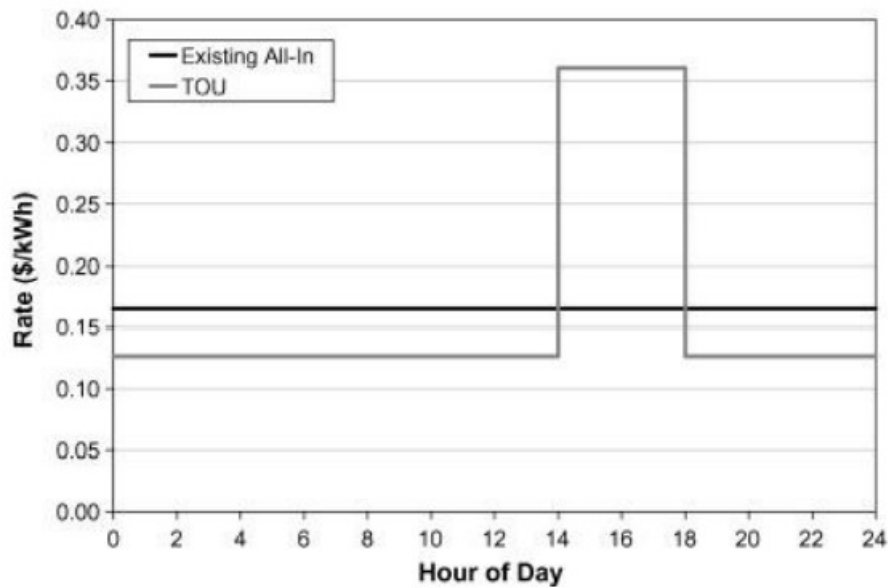
2.3 Τεχνικές απόκρισης της ζήτησης

Οι συνήθειες τεχνικές απόκρισης της ζήτησης χωρίζονται σε δύο κύριες κατηγορίες, τις τιμολογιακές πολιτικές (Price-based Demand Response) και τα προγράμματα παροχής κινήτρων/κυρώσεων (Incentive-based Demand Response).

Τα προγράμματα βασισμένα σε χρονικά μεταβαλλόμενες χρεώσεις (Price-based Demand Response) αναφέρονται στις αλλαγές της χρήσης ΗΕ από τους καταναλωτές, ανταποκρινόμενοι σε πιθανές αλλαγές της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος. Πιο συγκεκριμένα, οι καταναλωτές μπορούν να επωφεληθούν από τα τιμολογιακά προγράμματα, όταν υπάρχουν σημαντικές αποκλίσεις στην τιμή μεταξύ των ωρών μιας ημέρας, πραγματοποιώντας αλλαγές στη χρήση ΗΕ και εκμεταλλευόμενοι τις χαμηλές τιμές σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Με αυτόν τον τρόπο μπορούν να μειώσουν τους λογαριασμούς τους και να εξοικονομήσουν χρήματα. Η απόκριση των καταναλωτών σε Price-based DR πρόγραμμα δεν είναι υποχρεωτική αλλά καθορίζεται ανάλογα με τις ανάγκες τους. Οι έξυπνοι μετρητές εξασφαλίζουν την εφαρμογή τιμολογιακών πολιτικών καθώς ο πελάτης θα πρέπει να έχει την πλήρη εποπτεία των τιμολογίων που σχετίζονται με το ποσό που πληρώνει σε πραγματικό χρόνο και των τιμών χονδρικής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας.

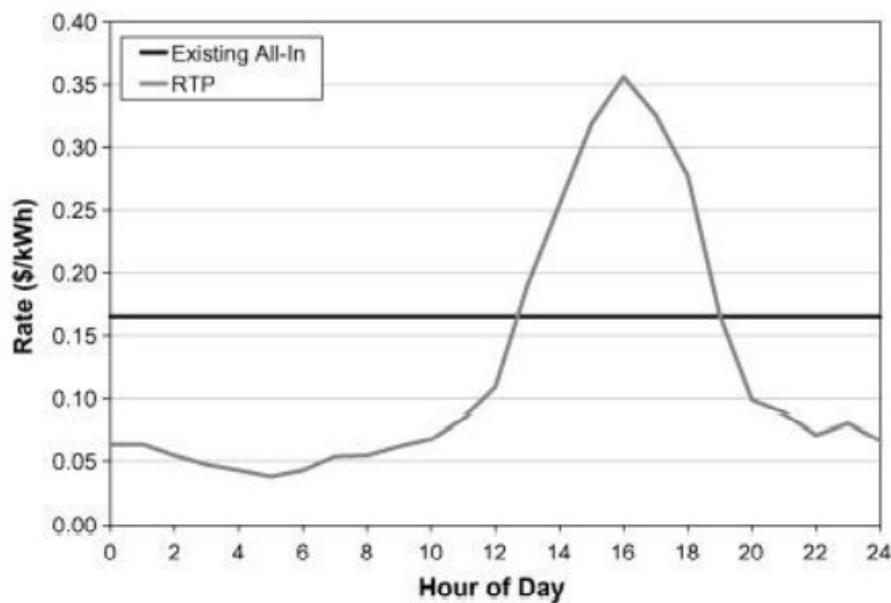
Προγράμματα βασισμένα σε χρονικά μεταβαλλόμενες χρεώσεις είναι:

- Time-Of-Use (TOU): Σ' αυτό το πρόγραμμα υπάρχει διαφορετική τιμολόγηση του ηλεκτρισμού κατά τη διάρκεια του 24ώρου. Για κάθε χρονική ζώνη ισχύουν διαφορετικοί συντελεστές χρέωσης, οι οποίοι αντικατοπτρίζουν το μέσο κόστος παραγωγής και διανομής του ηλεκτρισμού κατά τη διάρκεια κάθε ζώνης. Εκτός από τιμολόγια που βασίζονται στην ημερήσια διακύμανση υπάρχουν και διαφορετικά τιμολόγια για κάθε εποχή (βλ. Σχήμα 2.3).



Σχήμα 2.3: Τιμολόγηση time-of-use.

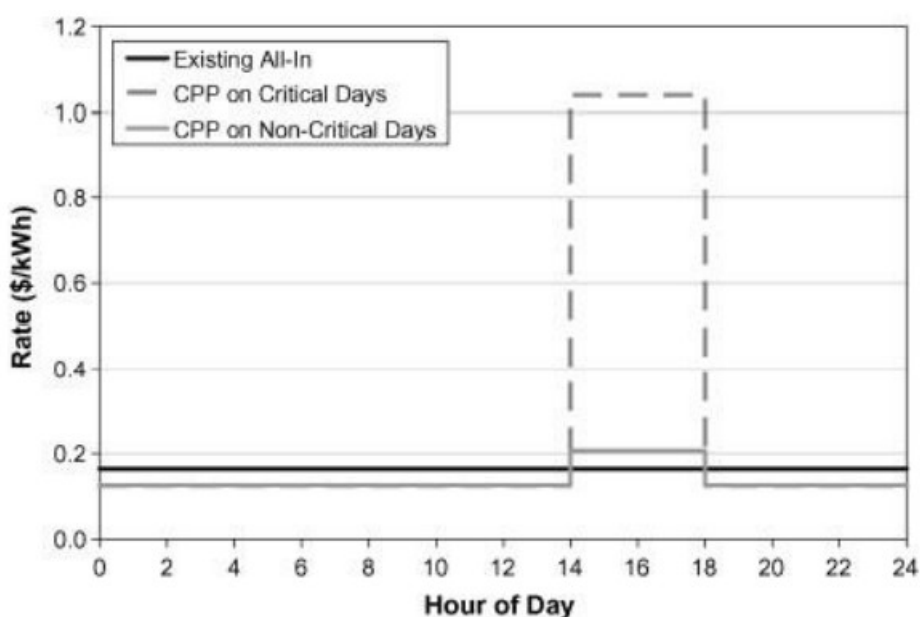
- Real Time Pricing (RTP): Σ' αυτό το πρόγραμμα η τιμή του ηλεκτρισμού μεταβάλλεται σε ωριαία βάση ανταποκρινόμενη στην ωριαία διακύμανση του κόστους παραγωγής, δηλαδή μεταβάλλεται συνεχώς. Οι καταναλωτές ενημερώνονται για τις τιμές μια ώρα ή μια ημέρα πριν την εφαρμογή των Real Time Pricing προγραμμάτων (βλ. Σχήμα 2.4).



Σχήμα 2.4: Παράδειγμα τιμολόγησης πραγματικού χρόνου

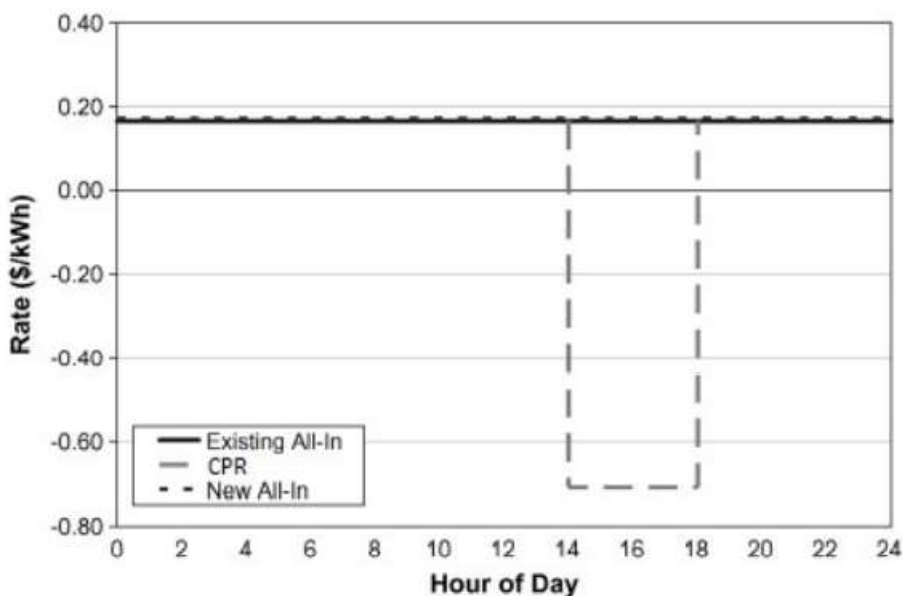


- **Critical Peak Pricing (CPP):** Εφαρμόζεται από τον προμηθευτή έπειτα από συγκεκριμένα γεγονότα, όπως είναι απρόοπτες καταστάσεις στο δίκτυο, διακινδύνευση της αξιοπιστίας του συστήματος ή εξαιρετικά υψηλό κόστος παροχής ΗΕ και περιλαμβάνει μια βασική ΤΟΥ τιμολόγηση, ενώ σε περιπτώσεις υψηλής αιχμής εφαρμόζεται μια επιπλέον χρέωση στην κανονική μέγιστη τιμή. Οι καταναλωτές που συμμετέχουν στα προγράμματα αυτά έχουν έκπτωση για κατανάλωση σε ώρες εκτός αιχμής ως ανταμοιβή (βλ. Σχήμα 2.5).



Σχήμα 2.5: Παράδειγμα τιμολόγησης critical peak pricing

- **Critical peak rebate (CPR):** Σ' αυτό το πρόγραμμα οι καταναλωτές ανταμείβονται ανάλογα με το πόσο μειώνουν την κατανάλωσή τους κατά τις ώρες υψηλής αιχμής δεν λαμβάνουν, δηλαδή, κάποιο χρηματικό πρόστιμο μόνο χρηματική επιβράβευση (βλ. Σχήμα 2.6).



Σχήμα 2.6 Παράδειγμα τιμολόγησης Critical peak rebate

- Extreme Day Pricing (EDP): Μοιάζει με την CPP τιμολόγηση ως προς το ότι εφαρμόζεται υψηλότερη τιμή ΗΕ σε ώρες αιχμής, αλλά διαφέρει ως προς το ότι τιμή αυτή βρίσκεται σε ισχύ για 24 ώρες, δηλαδή για ολόκληρη την ημέρα που χαρακτηρίζεται ακραία και η οποία είναι γνωστή από την προηγούμενη μέρα (περίπτωση πρόβλεψης ακραίων καιρικών συνθηκών).

- Extreme Day CPP (ED-CPP): Σ' αυτό το πρόγραμμα εφαρμόζονται δύο επίπεδα αυξημένων χρεώσεων για τις ώρες εντός και εκτός αιχμής αντίστοιχα κατά τη διάρκεια των επικίνδυνων για το δίκτυο ημερών.

Τα προγράμματα βασισμένα σε κίνητρα (Incentive-based Demand Response) εφαρμόζονται από τους προμηθευτές ΗΕ ή από το διαχειριστή του συστήματος και παρέχουν οικονομικά κίνητρα στους καταναλωτές για μείωση του φορτίου τους, ανεξάρτητα ή και σε συνδυασμό με τον τρόπο που ήδη κοστολογούνται. Όταν ο διαχειριστής του δικτύου κρίνει ότι κινδυνεύει η αξιοπιστία του συστήματος ή όταν οι τιμές ενέργειας είναι ιδιαίτερα υψηλές ζητείται από τον καταναλωτή να μειώσει το φορτίο του. Στα περισσότερα προγράμματα DR ορίζεται το βασικό επίπεδο κατανάλωσης του κάθε καταναλωτή, ώστε οι επιβλέποντες να μπορούν να μετρήσουν και να επαληθεύσουν το μέγεθος της απόκρισης από πλευράς καταναλωτή. Σε



αντίθεση με προηγούμενως, οι καταναλωτές που έχουν συμφωνήσει με συμβόλαιο να συμμετέχουν σε Incentive-based DR προγράμματα είναι υποχρεωμένοι να ανταποκρίνονται στο περιορισμό της ζήτησης στις κρίσιμες για το σύστημα περιόδους διότι αν δεν συμμορφωθούν τους επιβάλλονται πρόστιμα.

Προγράμματα βασιζόμενα σε οικονομικά κίνητρα (Incentive-based Demand Response) είναι:

- Direct load control – DLC (Άμεσος έλεγχος φορτίου): Σε αυτά τα προγράμματα που απευθύνονται κυρίως στους οικιακούς και τους μικρούς εμπορικούς καταναλωτές, ο πάροχος είναι σε θέση να διακόψει τη λειτουργία ορισμένων φορτίων, όπως τα κλιματιστικά ή οι θερμαντήρες νερού με απομακρυσμένο τρόπο και έπειτα από σύντομη ειδοποίηση των καταναλωτών. Οι καταναλωτές έχουν μειώσεις στον λογαριασμό τους για τη συμμετοχή τους σε τέτοια προγράμματα.
- Interruptible/Curtailable (I/C) service (Προγράμματα αποκοπής φορτίου): Πρόκειται για προγράμματα που απευθύνονται σε μεγάλους εμπορικούς και βιομηχανικούς καταναλωτές και στα οποία οι καταναλωτές λαμβάνουν έκπτωση στο λογαριασμό τους με αντάλλαγμα τη διακοπή ή τη μείωση του φορτίου τους σε κρίσιμες για το σύστημα καταστάσεις. Οι συμμετέχοντες υποχρεούνται να διακόψουν το φορτίο τους εντός 60min από τη στιγμή που θα ειδοποιηθούν από τον πάροχο αλλιώς τους επιβάλλονται κυρώσεις
- Demand bidding/Buyback programs (Προγράμματα προσφορών): Πρόκειται για προγράμματα που απευθύνονται σε μεγάλους καταναλωτές (πάνω από 1MW) και στα οποία οι καταναλωτές μπορούν να υποβάλουν προσφορά μείωσης του φορτίου τους στη χονδρεμπορική αγορά ΗΕ σε τιμές που εκείνοι επιθυμούν και να προσδιορίσουν το μέγεθος του φορτίου που είναι διατεθειμένοι να περικόψουν σε μία προσυμφωνημένη τιμή. Η ειδοποίηση γίνεται μία ημέρα νωρίτερα ή ακόμη και την ίδια ημέρα και σε περιπτώσεις μη συμμόρφωσης, επιβάλλονται κυρώσεις.
- Emergency demand response programs (Προγράμματα επείγουσας ανάγκης): Είναι προγράμματα στα οποία η συμμετοχή των καταναλωτών είναι εθελοντική.



Προσφέρουν οικονομικά κίνητρα για αποκοπή του φορτίου σε κρίσιμες περιόδους όταν κινδυνεύει η αξιοπιστία του συστήματος.

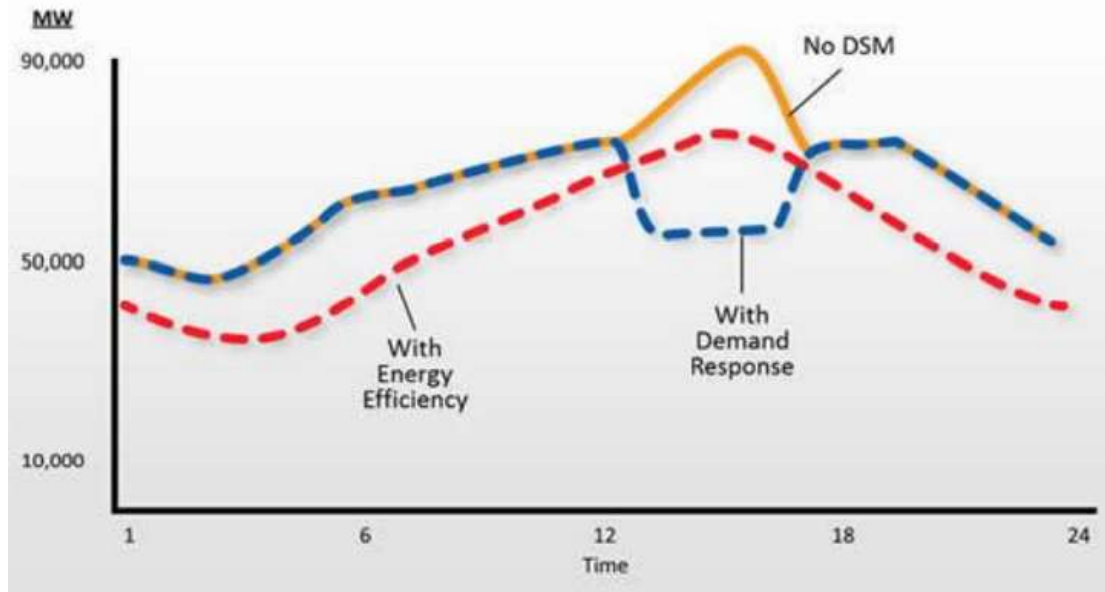
- Capacity market programs (Προγράμματα αγοράς ισχύος): Σ' αυτά τα προγράμματα συμμετέχουν καταναλωτές που μπορούν εκ των προτέρων να εγγυηθούν μείωση στο φορτίο σε κρίσιμες για το σύστημα καταστάσεις και παίρνουν για αντάλλαγμα εγγυημένες πληρωμές. Η ειδοποίηση γίνεται μια ημέρα πριν την εμφάνιση του κρίσιμου γεγονότος και σε περίπτωση μη συμμόρφωσης επιβάλλονται πρόστιμα.
- Ancillary services market programs (Προγράμματα αγοράς βοηθητικών υπηρεσιών): Πρόκειται για προγράμματα βοηθητικών υπηρεσιών που λειτουργούν ως εφεδρείες και παρέχουν τη δυνατότητα στους καταναλωτές να υποβάλουν στην αγορά προσφορές μείωσης του φορτίου τους. Οι καταναλωτές πληρώνονται για την διαθεσιμότητά τους να βρίσκονται σε κατάσταση ετοιμότητας και ειδοποιούνται σχετικώς από τους προμηθευτές ή το διαχειριστή στο ενδεχόμενο που χρειαστεί να περικόψουν το φορτίο τους.

Οι καταναλωτές που συμμετέχουν σε προγράμματα απόκρισης της ζήτησης διαθέτουν τρεις δυνατούς τρόπους μεταβολής του τρόπου χρήσης της ΗΕ:

- i. Forego: Μείωση της χρήσης ΗΕ σε περιόδους αιχμής. Μερικά παραδείγματα που αφορούν οικιακούς καταναλωτές είναι η ρύθμιση του θερμοστάτη, η μείωση των ωρών χρήσης κλιματιστικών και η μείωση της έντασης του φωτισμού.
- ii. Shifting: Μετατόπιση της κατανάλωσης ΗΕ σε περιόδους εκτός των γεγονότων απόκρισης ζήτησης ή σε χρονικά διαστήματα χαμηλής τιμής. Μερικά παραδείγματα είναι η φόρτιση των μπαταριών στο βιομηχανικό τομέα σε περιόδους χαμηλής ζήτησης ή η εκ των προτέρων ψύξη/θέρμανση στους οικιακούς καταναλωτές.
- iii. Self-generation: Οι καταναλωτές μπορούν να θέσουν σε λειτουργία μονάδες αυτοπαραγωγής από ΑΠΕ ή εφεδρικές ηλεκτρογεννήτριες που έχουν στην κατοχή τους προκειμένου να καλύψουν μέρος των αναγκών τους, μειώνοντας έτσι την ζήτηση ενέργειας από τον πάροχο [24], [27], [29], [30].



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου



Σχήμα 2.7: Επίδραση των προγραμμάτων DSM στην καμπύλη φορτίου του συστήματος.



2.4 Οφέλη και κόστος διαχείρισης της ζήτησης

Τα οφέλη του DSM προκύπτουν τόσο από τα οφέλη της ενεργειακής αποδοτικότητας όσο και της απόκρισης της ζήτησης. Η διαφορά μεταξύ τους είναι πως τα οφέλη της ενεργειακής αποδοτικότητας είναι μόνιμα καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου και δεν χρειάζεται η συνεργασία του καταναλωτή με τον διαχειριστή, ενώ στα DR προγράμματα η ύπαρξη ενός δικτύου έξυπνων μετρητών είναι απαραίτητη για την αμφίδρομη επικοινωνία καταναλωτή-διαχειριστή, ώστε ο καταναλωτής να επωφελείται από τα προγράμματα κινήτρων και τη διακύμανση της τιμής της ΗΕ κατά τη διάρκεια του 24ώρου.

- Οφέλη ενεργειακής αποδοτικότητας:
 - Περιβαλλοντικά οφέλη. Οι επενδύσεις σε προγράμματα ενεργειακής αποδοτικότητας έχουν ιδιαίτερη σημασία καθώς εκτός από την εξοικονόμηση ενέργειας, έχουν ως αποτέλεσμα και τη μείωση εκπομπών προς αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και της μόλυνσης του περιβάλλοντος.
 - Οφέλη στις μεταφορές. Τα οφέλη της ενεργειακής απόδοσης στο τομέα των μεταφορών εκτός του ότι συνδέονται άμεσα με περιβαλλοντικά οφέλη έχουν και οικονομικά οφέλη διότι η τιμή του πετρελαίου και της βενζίνης αυξάνεται συνεχώς σε σύγκριση με την τιμή του Φ.Α. και του ηλεκτρισμού που χρησιμοποιούνται όλο και πιο συχνά ως καύσιμα.
 - Οφέλη στον οικιακό και κτιριακό τομέα. Ο οικιακός και κτιριακός τομέας παρουσιάζουν τις μεγαλύτερες προοπτικές για εξοικονόμηση ενέργειας μέσω της ενεργειακής αποδοτικότητας. Ο κτιριακός τομέας αντιπροσωπεύει το 40 % της συνολικής κατανάλωσης ΗΕ στην Ευρωπαϊκή Ένωση συνεπώς η μείωση της κατανάλωσης ΗΕ σε αυτόν τον τομέα μπορεί να συμβάλει καθοριστικά στην ενεργειακή βελτίωση και στην εξοικονόμηση ενέργειας.
- Οφέλη απόκρισης της ζήτησης:



- Οφέλη για τους συμμετέχοντες καταναλωτές. Καταναλωτές που συμμετέχουν σε προγράμματα DR εισπράττουν διάφορα οφέλη όπως είναι η εξοικονόμηση χρημάτων από τους λογαριασμούς ηλεκτρικού ρεύματος, εφόσον συμμορφωθούν σε μείωση της κατανάλωσης τους σε περιόδους αιχμής. Επιπλέον, έχουν την δυνατότητα να αυξήσουν την κατανάλωσή τους σε περιόδους εκτός αιχμής, χωρίς αυτό να έχει το ανάλογο αντίκτυπο στον λογαριασμό τους. Τέλος, οι καταναλωτές που συμμετέχουν σε προγράμματα βασισμένα σε κίνητρα λαμβάνουν πληρωμές ανάλογα με τις επιδόσεις τους και τους όρους των συμβολαίων που έχουν συνάψει.
- Οφέλη αξιοπιστίας Με τη συμμετοχή τους σε προγράμματα DR, οι καταναλωτές συμβάλλουν στη μείωση του κινδύνου για ξαφνικές διακοπές στην τροφοδότηση. Έτσι, διατηρείται η σταθερότητα του δικτύου όπως επίσης και στην ποιότητα της ενέργειας του τελικού καταναλωτή. Τέλος, οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας, με τη βελτίωση της αξιοπιστίας αποφεύγουν τις οικονομικές ζημίες τις οποίες θα αντιμετώπιζαν σε περίπτωση μιας διακοπής.
- Κοινωνικά οφέλη. Ένα πολύ σημαντικό όφελος που προκύπτει από την χρήση της πολιτικής DR είναι η μείωση γενικού επιπέδου της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που προκύπτει από την αποτελεσματικότερη χρήση των διαθέσιμων υποδομών αλλά και την αποφυγή ή την μετάθεση της κατασκευής νέων μονάδων παραγωγής [29], [31].



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

Σχεδιασμός Ανάπτυξης Δικτύων Διανομής και Λήψη Αποφάσεων υπό Αβεβαιότητα

3.1 Ανάγκη μοντελοποίησης της αβεβαιότητας-Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων

Μία απόφαση αποτελείται από εκείνες τις ενέργειες (σκέψεις, κρίσεις, κλπ.) που γίνονται από έναν ή περισσότερους ανθρώπους, με στόχο την επιλογή ενός τρόπου δράσης (ενέργειας) μέσα από ένα σύνολο εναλλακτικών επιλογών δράσης. Αυτό που κάνει τη λήψη ορθολογικών αποφάσεων δύσκολη είναι η ελλιπής γνώση, δηλαδή η αβεβαιότητα, και το ρίσκο.

Με τον όρο ρίσκο εννοούμε την ποσοστιαία αναλογία των αναμενόμενων απωλειών που μπορεί να προκληθούν απ' αυτό το γεγονός και προσδιορίζεται ποσοτικά από τον τύπο:

$$\text{Risk} = (\text{probability of an accident}) \times (\text{losses per accident})$$

Εκτός όμως από τον κίνδυνο, σημαντικό ρόλο στη λήψη αποφάσεων έχει και η αβεβαιότητα που δεν επιτρέπει στον αποφασίζοντα να ελέγξει, να προβλέψει και να καθορίσει τις παραμέτρους του προβλήματος που πρέπει να αντιμετωπίσει. Η αντιμετώπιση της αβεβαιότητας έχει αποτελέσει κυρίαρχο πρόβλημα και έχουν γίνει προσπάθειες έρευνας προκειμένου να μπορέσει να υπάρξει επιτυχές σύστημα λήψης αποφάσεων παρά την ύπαρξη αβεβαιότητας.

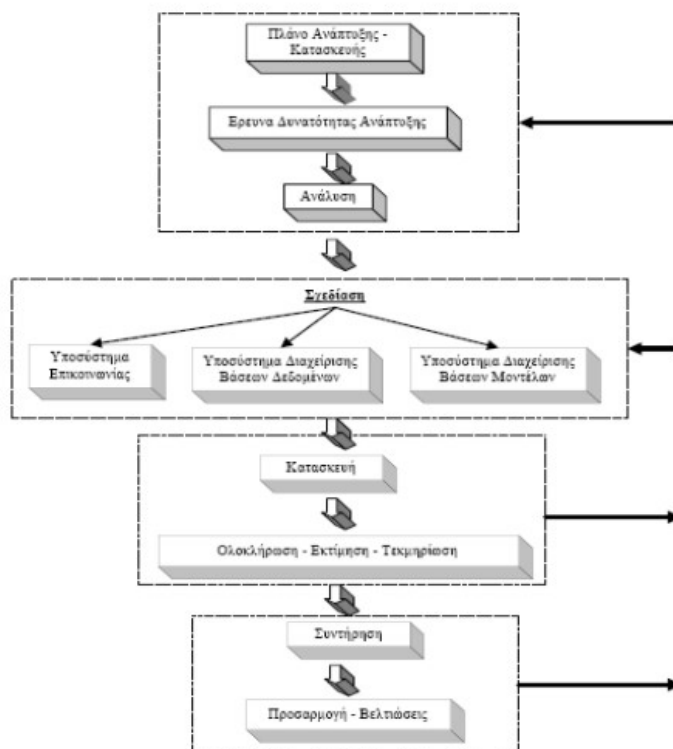
Τα Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων (ΣΥΑ) είναι η εφαρμογή των τεχνικών της πληροφορικής που έχουν ως στόχο την διευκόλυνση του αποφασίζοντα απέναντι σε πολύπλοκα και κακώς δομημένα προβλήματα για τα οποία δεν υπάρχει σαφής τρόπος να επιλυθούν.



Η διαδικασία ανάπτυξης των ΣΥΑ περιλαμβάνει τα παρακάτω στάδια:

- Πλάνο ανάπτυξης και κατασκευής: Σ 'αυτό το στάδιο θεσπίζονται οι αντικειμενικοί στόχοι ανάπτυξης του συστήματος και παίρνονται οι αποφάσεις-κλειδιά από τον αποφασίζονται έχοντας στην διάθεση του τις απαραίτητες πληροφορίες.
- Έρευνα δυνατότητας ανάπτυξης: Σ αυτό το στάδιο γίνεται διεξοδική έρευνα που αφορά τον προσδιορισμό των απαιτήσεων και των αναγκών αλλά και τη συγκέντρωση πληροφοριών που αφορούν τα διαθέσιμα μέσα, την προηγούμενη εμπειρία και την επικρατούσα κατάσταση στον ερευνητικό τομέα.
- Ανάλυση: Σ' αυτό το στάδιο γίνεται ανάλυση, καθορίζεται η βέλτιστη διαδικασία σχεδίασης που θα ακολουθηθεί και καθορίζονται τα απαιτούμενα μέσα (τεχνικά μέσα, ομάδα εργασίας, οικονομικοί πόροι) για την ολοκλήρωση του συστήματος.
- Σχεδίαση: Σ 'αυτό το στάδιο σχεδιάζεται η δομή και καθορίζονται τα χαρακτηριστικά και τα διάφορα συστατικά του σχεδιαζόμενου συστήματος. Σχεδιάζονται τρία υποσυστήματα, το υποσύστημα επικοινωνίας, διαχείρισης βάσεων δεδομένων και διαχείρισης βάσεων μοντέλων.
- Κατασκευή: Σ' αυτό το στάδιο υλοποιείται προγραμματιστικά ο σχεδιασμός που προηγήθηκε και πραγματοποιούνται έλεγχοι ορθής λειτουργίας αλλά και βελτιώσεις.
- Ολοκλήρωση: Σ' αυτό το στάδιο πλέον το σύστημα έχει εγκατασταθεί στο χώρο λειτουργίας του και πραγματοποιούνται οι έλεγχοι εγκυρότητας και επαλήθευσης πριν τεθεί σε πλήρη λειτουργία.

Στο σχήμα 3.1 αναπαρίστανται γραφικά τα στάδια ανάπτυξης ενός ΣΥΑ.



Σχήμα 3.1: Στάδια ανάπτυξης Συστημάτων Υποστήριξης αποφάσεων.

Οι λήπτες αποφάσεων (decision makers) μελετούν ολοένα και περισσότερο την αβεβαιότητα που συνδέεται με τις επιπτώσεις των πιθανών αποφάσεών τους. Πληροφορίες για την αβεβαιότητα μπορούν να ενσωματωθούν σε παραμέτρους εισόδου και μεταβλητές οι οποίες χρησιμοποιούνται στα μοντέλα βελτιστοποίησης και προσομοίωσης και έτσι να ποσοτικοποιηθεί και να εισαχθεί η αβεβαιότητα στις προβλέψεις του μοντέλου.

Ποσοτικοποίηση της αβεβαιότητας (uncertainty quantification) είναι η επιστήμη του ποσοτικού χαρακτηρισμού και της μείωσης των αβεβαιοτήτων στις εφαρμογές. Η αναγκαιότητα της είναι κρίσιμη καθώς προσπαθεί να καθορίσει την πιθανότητα ορισμένων αποτελεσμάτων εάν ορισμένες παράμετροι του προβλήματος δεν είναι ακριβώς γνωστές [32], [33], [34], [35], [36].



3.2 Πηγές αβεβαιότητας

Η λήψη μιας απόφασης αποκτά ιδιαίτερη σημασία όταν γίνεται υπό την ύπαρξη αβεβαιότητας και ρίσκου. Η έλλειψη ακριβούς πληροφορίας αποτελεί καθημερινό φαινόμενο και μπορεί να οφείλεται σε διάφορους παράγοντες όπως είναι τα ανακριβή ή ελλιπή δεδομένα, η υποκειμενικότητα και κάθε είδους περιορισμός που κάνει το πλαίσιο λήψης αποφάσεων ατελές πχ. οικονομικοί περιορισμοί. Η αβεβαιότητα , λοιπόν, μπορεί να εισέλθει σε πειραματικές μετρήσεις και μαθηματικά μοντέλα. Οι πηγές αβεβαιότητας κατηγοριοποιούνται ως εξής:

- **Παραμετρική Αβεβαιότητα:** Προέρχεται από τις παραμέτρους εισόδου στο μοντέλο του υπολογιστή των οποίων οι ακριβείς τιμές παραμένουν άγνωστες στον ερευνητή καθώς δεν μπορούν να προσδιοριστούν μέσω πειραμάτων ή στατιστικών μεθόδων πχ. η επιτάχυνση σε ελεύθερη πτώση αντικειμένου.
- **Παραμετρική Μεταβλητότητα:** Προέρχεται από τη μεταβλητότητα στις μεταβλητές εισόδου του μοντέλου πχ. οι διαστάσεις ενός αντικειμένου που μπορεί να μην είναι ακριβώς όπως είχε σχεδιαστεί και γι' αυτό να αλλάξει η απόδοση του.
- **Δομική Αβεβαιότητα (ανεπάρκεια μοντέλου ή διαφορά μοντέλου):** Προέρχεται από την πραγματική και φυσική έλλειψη γνώσης του αντικειμένου και οφείλεται στο ότι ένα μαθηματικό μοντέλο περιγράφει ένα αληθινό σύστημα και μια αληθινή κατάσταση αλλά τα περιγράφει προσεγγιστικά. Για παράδειγμα, στη διαδικασία μοντελοποίησης της ελεύθερης πτώσης ενός αντικειμένου υπάρχει ανακρίβεια καθώς αμελείται η τριβή του αέρα.
- **Αλγοριθμική Αβεβαιότητα (αριθμητική αβεβαιότητα):** Προέρχεται από τη μεταβλητότητα των πειραματικών μετρήσεων και είναι αναπόφευκτη. Αν μια μέτρηση επαναληφθεί πολλές φορές χρησιμοποιώντας ακριβώς τις ίδιες μεταβλητές εισόδου οι πειραματικές μετρήσεις που θα εξάγουμε θα παρουσιάζουν κάποιες, μικρές ενδεχομένως, αλλά υπαρκτές δε διαφορές.



- Παρεμβολή Αβεβαιότητας: Προέρχεται από την έλλειψη των διαθέσιμων δεδομένων τα οποία συλλέγονται από το μοντέλο προσομοίωσης του ηλεκτρονικού υπολογιστή αλλά και από πειραματικές μετρήσεις.

Αποτέλεσμα της ύπαρξης αβεβαιότητας είναι ο κίνδυνος δυσμενών επιπτώσεων σε ένα πρόβλημα απόφασης. Θεωρητικά, ο αποφασίζων θα πρέπει να έχει στη διάθεσή του τέλειες πληροφορίες και τα αποτελέσματα των αποφάσεων του να μπορούν να προβλεφθούν γεγονός, όμως, που πρακτικά είναι αδύνατο. Στην πραγματικότητα, οι αποφάσεις που αφορούν το μέλλον παίρνονται υπό το πρίσμα της αβεβαιότητας και της έλλειψης πληροφοριών και κρύβουν κινδύνους αλλά και ευκαιρίες. Σκοπός του αναλυτή είναι ο προσδιορισμός, η διαχείριση και η μείωση του κινδύνου με στόχο τη μεγιστοποίηση της εκμετάλλευσης των ευκαιριών [34],[36].



3.3 Αξιολόγηση επενδύσεων

Οι κίνδυνοι και οι αβεβαιότητες που υφίστανται δυσκολεύουν τους επενδυτές να πάρουν μια απόφαση ως προς το βέλτιστο επενδυτικό σενάριο. Για να μελετήσουν αυτές τις αβεβαιότητες, χρησιμοποιούν μεθόδους αξιολόγησης επενδύσεων. Οι κύριες μέθοδοι αξιολόγησης επενδύσεων είναι οι εξής:

- i. Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value-NPV)
- ii. Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return-IRR)
- iii. Χρόνος ανάκτησης κεφαλαίου (Payback period)
- iv. Λόγος οφέλους-κόστους και Συνολικός Βαθμός Απόδοσης (Benefit-Cost Ratio)

Παρακάτω θα αναλύσουμε τη μέθοδο της καθαρής παρούσας αξίας καθώς απ' αυτήν προκύπτουν και οι υπόλοιπες.

3.3.1 Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value-NPV)

Σ' αυτή τη μέθοδο υπολογίζουμε τις καθαρές ταμειακές ροές (ΚΤΡ-NetCash Flows) οι οποίες αναμένονται στο μέλλον και στη συνέχεια τις αναγάγουμε στην παρούσα χρονική στιγμή ώστε το άθροισμά τους να ισούται με την παρούσα αξία του πλεονάσματος που προκύπτει από την επένδυση (Discounted Cash Flow-DCF).

Για την αναγωγή ενός μεγέθους στην παρούσα χρονική στιγμή χρησιμοποιούμε τον εξής τύπο:

$$PV = \frac{FV}{(1 + i)^t}$$

Όπου έχουμε: *PV*: παρούσα αξία του μεγέθους (present value)

FV: αξία του μεγέθους την χρονική στιγμή (future value)



i : επιτόκιο προεξόφλησης

t : χρονική στιγμή στο μέλλον (έτος)

Η Καθαρή Παρούσα αξία (ΚΠΑ) μιας επένδυσης στην χρονική στιγμή έναρξης της εμπορικής λειτουργίας της είναι η διαφορά της παρούσας αξίας του συνόλου των ετησίων καθαρών ταμειακών ροών αφαιρώντας το αρχικό κόστος της επένδυσης. Ο υπολογισμός της ΚΠΑ γίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$\text{ΚΠΑ} = -K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{\text{ΚΤΡ}_t}{(1+i)^t}$$

όπου έχουμε: K_0 : το αρχικό κόστος της επένδυσης

ΚΤΡ_t : οι καθαρές ταμειακές ροές του έτους t εκφρασμένες σε τιμές της συγκεκριμένης περιόδου (χωρίς πληθωρισμό)

i : η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται, χωρίς πληθωρισμό (προ ή μετά φόρων). Σε περιβάλλον χωρίς κίνδυνο η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων ισούται με το επιτόκιο σε αντίστοιχες επενδύσεις σταθερού εισοδήματος ενώ στην περίπτωση που έχουμε περιβάλλον με κίνδυνο το επιτόκιο αναγωγής είναι το Μέσο Σταθμικό Κόστος Κεφαλαίου της επιχείρησης (WACC - Weight Average Cost of Capital).

n : η διάρκεια ζωής του επενδυτικού σχεδίου

Αν η ΚΠΑ προκύψει θετικός αριθμός ($\text{ΚΠΑ} > 0$), τότε η επένδυση εγκρίνεται καθώς θεωρείται ότι θα δώσει επιπλέον αξία στην επιχείρηση. Αν η ΚΠΑ προκύψει αρνητικός αριθμός ($\text{ΚΠΑ} < 0$), τότε η επένδυση απορρίπτεται και κρίνεται ως μη συμφέρουσα. Αν η ΚΠΑ προκύψει ίση με το μηδέν ($\text{ΚΠΑ} = 0$), σημαίνει ότι η επένδυση κρίνεται ως αδιάφορη [37], [38].



3.4 Real Options

3.4.1 Financial Options –Real Options

Με τον όρο option αναφερόμαστε στην ελευθερία (ή το δικαίωμα) επιλογής για να πραγματοποιηθεί κάποια ενέργεια, μετά την εμφάνιση επιπλέον πληροφοριών οι οποίες οδηγούν στην αύξηση ή την μείωση της αξίας ενός περιουσιακού στοιχείου του κατόχου του δικαιώματος αυτού. Μιλάμε, λοιπόν, για ελεύθερη επιλογή και όχι για υποχρέωση του κατόχου του δικαιώματος ως προς την πραγματοποίηση μιας πράξης. Το χρηματοοικονομικό δικαίωμα (financial option) δίνει στον κάτοχο του το δικαίωμα να αγοράσει (call option) ή να πουλήσει (put option) μία μετοχή στο μέλλον σε μία προκαθορισμένη τιμή εντός χρονικού διαστήματος ή σε καθορισμένη χρονική στιγμή. Κάποιοι ακόμη χρήσιμοι όροι είναι η ημερομηνία λήξης του δικαιώματος (expiration date) και η τιμή άσκησης του δικαιώματος (exercise price) ή αλλιώς τιμή απεργίας (strike price). Όσον αφορά την στιγμή που μπορούν να ασκηθούν, τα χρηματοοικονομικά δικαιώματα χωρίζονται σε δύο κατηγορίες:

- Τα Αμερικανικά δικαιώματα (American Options): Αυτά τα δικαιώματα μπορούν να ασκηθούν σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή μέχρι την ημερομηνία λήξης τους και
- Τα Ευρωπαϊκά δικαιώματα (European Options) μπορούν να ασκηθούν μόνο κατά την ημερομηνία λήξης τους.

Ο κάτοχος ενός χρηματοοικονομικού δικαιώματος έχει τη δυνατότητα να ασκήσει το δικαίωμα όχι, όμως, την υποχρέωση να το ασκήσει οπωσδήποτε. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα στην περίπτωση που η τρέχουσα τιμή ενός χρηματοοικονομικού προϊόντος είναι πιο χαμηλή από την τιμή άσκησης ο κάτοχος του δικαιώματος να μην το ασκήσει. Σ' αυτήν την περίπτωση υπάρχει απώλεια ίση με την τιμή αγοράς του δικαιώματος. Όμως σε μια αντίθετη περίπτωση όπου η τρέχουσα τιμή του χρηματοοικονομικού προϊόντος είναι πιο μεγάλη από την τιμή άσκησης ο κάτοχος θα το ασκήσει και η εξόφληση θα ισούται με την τρέχουσα τιμή του



χρηματοοικονομικού προϊόντος μείον την τιμή της άσκησης. Όπως γίνεται αντιληπτό, το χαμηλότερο όριο της εξόφλησης είναι μηδέν και η μέγιστη απώλεια είναι ίση με την αρχική τιμή αγοράς του χρηματοοικονομικού δικαιώματος.

Κατ' αναλογία με τα χρηματοοικονομικά δικαιώματα, τα πραγματικά δικαιώματα προαίρεσης (real options) δίνουν σε μία επιχείρηση το δικαίωμα, και όχι την υποχρέωση, να προχωρήσει σε μια επένδυση ή οποία φαίνεται να είναι ευνοϊκή.

Οι οικονομικές και επιχειρηματικές συνθήκες είναι ευμετάβλητες, οι επενδύσεις είναι υψηλές και τα αποτελέσματα κρύβουν μεγάλη αβεβαιότητα. Ωστόσο, τα περιθώρια ανόδου μπορεί να είναι τεράστια. Τα πραγματικά δικαιώματα δίνουν στους επενδυτές την επιλογή περαιτέρω συνέχισης των επενδύσεων αργότερα, αν οι συνθήκες φαίνονται να είναι ευνοϊκές, ή εγκατάλειψη του σχεδίου εάν η κατάσταση επιδεινωθεί [39], [40].

3.4.2 Τα Real Options ως Μέθοδος Αξιολόγησης Έργων και Επενδύσεων

Η μέθοδος που χρησιμοποιείται για την προσέγγιση της αξιολόγησης έργων και επενδύσεων βασίζεται στην εξής λογική: Οι δυνατότητες που γεννώνται από τη δυναμική θεώρηση των επιχειρηματικών αποφάσεων έχουν τη μορφή δικαιωμάτων τα οποία κατέχει η εταιρεία, όμως δεν έχει την υποχρέωση να τα ασκήσει παρά μόνο εφόσον την συμφέρει να το κάνει δεδομένου πως με το πέρασμα του χρόνου τα στελέχη λαμβάνουν ανώτερη πληροφόρηση για την εξέλιξη των μελλοντικών ταμειακών ροών και η αβεβαιότητα μειώνεται. Σε ένα περιβάλλον που οι επιχειρηματικές αποφάσεις είναι δυναμικές, το γεγονός αυτό προσδίδει ευελιξία στις αρχικές επιχειρηματικές αποφάσεις κάνοντας εφικτό το να αλλάξουν σε κάποια μελλοντική στιγμή αναλόγως τις εκάστοτε συνθήκες. Για παράδειγμα, η διοίκηση μπορεί να επιλέξει να αναβάλλει μία επένδυση, να την επεκτείνει ή και να την εγκαταλείψει. Όλες αυτές οι δυνατότητες είναι δικαιώματα της εταιρεία τα οποία εξαρτώνται από αυτήν αν θα τα εξασκήσει. Συνεπώς, η αξία τους προστίθεται στην



καθαρά παρούσα αξία του επενδυτικού έργου υπό την στατική θεώρηση, ώστε να βρεθεί η πραγματική αξία του υπό τη δυναμική θεώρηση.

$$\text{ΚΠΑέργου} = \text{ΣτατικήΚΠΑ} + \text{Αξία Δικαιωμάτων}$$

Τα δικαιώματα αυτά ονομάζονται πραγματικά δικαιώματα (real options) γιατί οι υποκείμενες αξίες που μοντελοποιούν είναι πραγματικές επιχειρηματικές αποφάσεις[41].

3.4.3 Είδη Real Options

Υπάρχουν πολλές εξειδικευμένες περιπτώσεις πραγματικών δικαιωμάτων/επιλογών. Οι πιο συνηθισμένες είναι οι εξής:

1. Δικαίωμα διακοπής λειτουργίας: Ουσιαστικά είναι ένα αμερικάνικο δικαίωμα αγοράς ενός προϊόντος (call option) το οποίο δίνει το δικαίωμα στον κάτοχο του να αγοράσει το προϊόν σε μία συγκεκριμένη τιμή. Όμως, θα το ασκήσει μόνο εφόσον η τιμή του προϊόντος στην αγορά είναι υψηλότερη σε σχέση με την τιμή άσκησης του δικαιώματος. Επίσης, επειδή είναι αμερικάνικο δικαίωμα, μπορεί να το ασκήσει οποιαδήποτε στιγμή μέχρι την λήξη του. Σ 'αυτό το είδος πραγματικού δικαιώματος, η τιμή άσκησης είναι τα σταθερά κόστη του επενδυτικού σχεδίου στην περίπτωση διακοπής λειτουργίας. Ο κάτοχος θα το ασκήσει μόνο στην περίπτωση που τα κόστη μείον τα οφέλη από τη λειτουργία του σχεδίου είναι μεγαλύτερα από τα κόστη διακοπής της λειτουργίας. Η απόδοση που θα λάβει είναι:

$$\text{Max}[(\text{Κόστη Λειτουργίας} - \text{Οφέλη Λειτουργίας}) - \text{Κόστος Διακοπής}, 0]$$

Βλέπουμε πως η απόδοση εξαρτάται από το αν θα εξασκήσει το δικαίωμα ή όχι. Αυτήν την απόδοση θα υπολογίσουμε για να βρούμε την αξία του δικαιώματος. Τέτοιου είδους δικαιώματα συναντάμε πολύ συχνά σε εταιρείες όπως αεροπορικές και σιδηροδρομικές, σε περιπτώσεις εισαγωγής ενός νέου προϊόντος σε αναπτυσσόμενες, μη ώριμες αγορές και σε εταιρείες παροχής επενδυτικών υπηρεσιών.



2. Δικαίωμα επέκτασης της δυναμικότητας: Όπως και στην προηγούμενη περίπτωση, αυτό το δικαίωμα είναι ένα αμερικάνικο δικαίωμα αγοράς. Η τιμή άσκησης του είναι το κόστος δημιουργίας της προστιθέμενης δυναμικότητας και ο κάτοχος το ασκεί στην περίπτωση που τα οφέλη από την παραπάνω δυναμικότητα υπερβαίνουν το κόστος κατασκευής της. Όπως και πριν, η απόδοση του υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$\max(\text{Οφέλη Επέκτασης}-\text{Κόστος Επέκτασης}, 0)$$

Αυτά τα πραγματικά δικαιώματα είναι σημαντικά σε εταιρείες που εκμεταλλεύονται φυσικούς πόρους, όπως ο λιγνίτης ή το φυσικό αέριο, στο σχεδιασμό βιομηχανικών μονάδων όταν η ζήτηση είναι εποχιακή.

3. Δικαίωμα αναβολής της επενδυτικής απόφασης: Είναι και αυτό ένα αμερικανικό δικαίωμα αγοράς επί της αξίας του επενδυτικού σχεδίου και έχει εφαρμογή σε περιπτώσεις εκμετάλλευσης φυσικών πόρων και σε εταιρείες real estate.

4. Δικαίωμα επένδυσης σε στάδια: Το συγκεκριμένο πραγματικό δικαίωμα δίνει δυνατότητα υπολογισμού της αξίας ενός επενδυτικού έργου σε στάδια, έτσι ώστε ο κάτοχος του το ασκεί μόνο αν οι συνθήκες είναι ευνοϊκές σε κάθε στάδιο. Σε αντίθετη περίπτωση, η επένδυση δεν προχωράει στο επόμενο στάδιο και εγκαταλείπεται. Το δικαίωμα αυτό έχει εφαρμογή σε περιπτώσεις μεγάλων ερευνητικών έργων, όπως συμβαίνει στις φαρμακοβιομηχανίες και σε περιπτώσεις επενδυτικών έργων εντάσεως κεφαλαίου, όπως μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

5. Δικαίωμα παράτασης της ζωής ενός περιουσιακού στοιχείου: Είναι ένα ευρωπαϊκό δικαίωμα αγοράς επί της μελλοντικής αξίας του περιουσιακού στοιχείου. Η παράταση της ζωής του γίνεται με πληρωμή ενός ποσού, το οποίο είναι η τιμή άσκησης αυτού του δικαιώματος. Είναι ευρωπαϊκό και όχι αμερικάνικο, επειδή ο κάτοχος μπορεί να το ασκήσει μόνο στο τέλος της ζωής του περιουσιακού στοιχείου.

6. Πολλαπλά πραγματικά δικαιώματα που αλληλοεπιδρούν: Πολλές φορές στην αξιολόγηση ενός επενδυτικού έργου πρέπει να συμπεριληφθούν περισσότερα από ένα πραγματικά δικαιώματα. Αρχικά υπολογίζουμε την αξία του καθενός ξεχωριστά και στο τέλος λαμβάνουμε υπόψιν το άθροισμά τους. Ωστόσο, σε κάποιες περιπτώσεις τα



δικαιώματα αυτά μπορεί να αλληλοεπιδρούν και τότε η συνολική τους αξία δεν είναι απλά το άθροισμα των επιμέρους αξιών, αλλά, απαιτείται ειδική μεθοδολογία για την αντιμετώπιση τέτοιων περιπτώσεων [41].

3.4.4 Προβλήματα υιοθέτησης της θεωρίας των Real Options

Η θεωρία των Real Options δημιούργησε μεγάλες προσδοκίες στην αξιολόγηση των επενδυτικών αποφάσεων, όμως, ο βαθμός αποδοχής της δεν ήταν τόσο μεγάλος στον επιχειρηματικό κόσμο. Το ποσοστό των επιχειρήσεων που χρησιμοποιούν τα Real Options ως επενδυτική μέθοδο παραμένει σχετικά μικρό. Αυτό οφείλεται στις εξής αιτίες:

- Προβλήματα Φήμης: είναι γεγονός πως υπάρχει έλλειψη διάδοσης αυτής της μεθόδου με αποτέλεσμα ο πελάτης να πρέπει να πειστεί για την ίδια την μέθοδο αλλά και το κατά πόσο είναι εφαρμόσιμη.
- Προβλήματα Κατανόησης – Δυνατότητας Εφαρμογής: Μια δύσκολα αντιμετωπίσιμη περίπτωση είναι αυτή όπου η διοίκηση που θα λάβει και την τελική απόφαση δεν μπορεί να κατανοήσει την ουσία της προτεινόμενης μεθοδολογίας ή ακόμα και η έλλειψη εμπιστοσύνης στον αναλυτή. Επίσης, ένα άλλο εμπόδιο αποτελεί η ύπαρξη περιορισμών από την πλευρά της επιχείρησης όπως τα διαθέσιμα δεδομένα, η ποσότητα προσωπικού, ο χρόνος αλλά και το χρήμα.
- Προβλήματα αποφασιστικότητας: Χωρίς την ανάλυση πραγματικών επιλογών η απόφαση για μία επένδυση είναι απλή: εγκρίνεται ή όχι. Αντιθέτως, η προσέγγιση RO απαιτεί συνεχή παρακολούθηση και αναθεώρηση των επιλογών και των αποφάσεων γεγονός που επιβαρύνει την ομάδα λήψης αποφάσεων.
- Προβλήματα lock-in: Κατά την λειτουργία τους, οι επιχειρήσεις ακολουθούν μια συγκεκριμένη ρουτίνα και ίσως αποδειχθεί δύσκολη η αποδοχή μιας νέας προσέγγισης για το ίδιο πρόβλημα η οποία θα απαιτεί ριζικές αλλαγές.



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

- Προβλήματα σύνθετης αβεβαιότητας: Εάν μια επιχείρηση αποφασίσει να βασιστεί στα RO τότε αυτό θα είναι σε μια προσπάθεια να αντιμετωπίσει την αβεβαιότητα στις επενδύσεις της. Αυτό, όμως, από μόνο του εισάγει ένα άλλο επίπεδο αβεβαιότητας λόγω της χρήσης μιας καινούριας μεθόδου πιο ανεξερεύνητης απ' ότι οι κλασσικές μεθόδους αξιολόγησης επενδύσεων.
- Προβλήματα εφαρμοσιμότητας: οι ιδανικές συνθήκες για την χρήση των RO είναι η τέλεια πληροφόρηση. Αυτό, όμως, στην πράξη είναι ανέφικτο και επομένως υπάρχουν δυσκολίες στον τρόπο εφαρμογής της μεθόδου [40], [41].



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

Διατύπωση του προβλήματος

4.1 Εισαγωγή: Μοντελοποίηση αβεβαιότητας - πολυεπίπεδη προσέγγιση

Τα κλασικά ντετερμινιστικά μοντέλα που εφαρμόζονται στην εκτίμηση των επενδύσεων στα δίκτυα διανομής ενδέχεται να μην είναι επαρκή όσον αφορά κάποια σενάρια λήψης αποφάσεων στον πραγματικό κόσμο, καθώς αγνοούν την αβεβαιότητα που κρύβουν οι πιο σημαντικές μεταβλητές που επηρεάζουν τον προγραμματισμό του δικτύου (π.χ. αύξηση φορτίου). Καθώς αναμένεται μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την αύξηση των διεσπαρμένων μονάδων παραγωγής στα δίκτυα διανομής, υπάρχει αυξανόμενος κίνδυνος επένδυσης σε πολύ μεγάλη ή πολύ μικρή αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος του δικτύου, έχοντας ως αποτέλεσμα την μη αξιοποίηση αλλά και την αναποτελεσματική χρήση των στοιχείων του. Κάθε τέτοια επένδυση συνοδεύεται από ένα κόστος το οποίο «μεταφέρεται» στον τελικό χρήστη, θεωρώντας γι' αυτό τον λόγο δεδομένο ως πρωτεύον στόχο την ελαχιστοποίηση του. Μία εναλλακτική αναδυόμενη λύση στο πλαίσιο της ανάπτυξης έξυπνων δικτύων είναι η αξιοποίηση της ανεκμετάλλευτης χωρητικότητας δικτύου μέσω ενεργούς απόκρισης της ζήτησης (DSR). Ωστόσο, μέχρι σήμερα δεν υπάρχει προσέγγιση ικανή να ποσοτικοποιήσει την αξία των «έξυπνων» λύσεων DSR σε σχέση με αυτή των «συμβατικών» επενδύσεων. Με στόχο αυτή την ποσοτικοποίηση, αυτή η εργασία αναπτύσσει ένα γενικό πλαίσιο πραγματικών επιλογών και ένα πιθανολογικό εργαλείο για την οικονομική αξιολόγηση του DSR ως κομμάτι του έξυπνου σχεδιασμού δικτύου διανομής υπό αβεβαιότητα.

Στην μελέτη μας, ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στο γεγονός ότι υπάρχουν αβεβαιότητες διαφορετικού είδους. Η μακροπρόθεσμη αβεβαιότητα μέγιστης ζήτησης διαμορφώνεται χρησιμοποιώντας έναν μικρό αριθμό σεναρίων, στα οποία στη



συνέχεια προστίθεται μια συμπληρωματική προσέγγιση, μια τυχαία αυξομείωση μικρότερου μεγέθους η οποία αποτυπώνει τις βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις γύρω από τη μακροπρόθεσμη τάση, κάνοντας, έτσι, τα σενάρια πιο αντιπροσωπευτικά της πραγματικής ζήτησης. Συνολικά, αυτό παρέχει μια διαφανή προσέγγιση στην προσομοίωση της μελλοντικής αιχμής της ζήτησης καθώς αυτή εξελίσσεται στον χρόνο, επιτρέποντας οι αποκρίσεις στην διαχείριση να προσομοιώνονται και αυτές με διαφανή και συνεπή τρόπο σε πραγματικό χρόνο.

4.1.1 Επίπεδο 1: Στρατηγικές

Η πολυεπίπεδη προσέγγιση που προτείνεται στοχεύει στον συνδυασμό των διαθέσιμων τεχνικών πραγματικών δικαιωμάτων προαίρεσης (Real Options-RO) με τον καταλληλότερο τρόπο. Το επίπεδο 1 αντιπροσωπεύει διαφορετικές επενδυτικές στρατηγικές που αντιστοιχούν σε ένα προκαθορισμένο σύνολο παρεμβάσεων που πραγματοποιούνται σε «σημεία ανατροπής» κατά τη διάρκεια της ανάλυσης, καθώς κάθε προσομοίωση εξελίσσεται. Τα λεγόμενα σημεία ανατροπής μπορεί να είναι ντετερμινιστικά, όπως η προγραμματισμένη εγκατάσταση ενός στοιχείου εντός του έτους, ή αλλιώς, μπορεί να εξαρτώνται από την ίδια την προσομοίωση, όπως η χρήση DSR, εφόσον η αιχμή ζήτησης φτάσει σε ένα ορισμένο επίπεδο ενεργοποίησης. Κάθε σύνολο ανεξάρτητων προσομοιώσεων, επομένως, έχουν εν γένει διαφορετικά σημεία ανατροπής στα οποία φτάνουν σε διαφορετικές χρονικές στιγμές, και αυτό το χαρακτηριστικό είναι ρεαλιστικό και βοηθά στην απεικόνιση του κινδύνου και στην εξαγωγή διαφορετικών αποτελεσμάτων. Στο εργαλείο που αναπτύξαμε, κάθε επενδυτική στρατηγική αποτελείται από ένα σύνολο έως και τεσσάρων παρεμβάσεων που περιλαμβάνουν την εφαρμογή παραδοσιακών ενισχύσεων δικτύου σε συνδυασμό με παρεμβάσεις DSR.

Πιο συγκεκριμένα, στην μελέτη μας θα εξετάσουμε μια παρέμβαση DSR η οποία συνεπάγεται τη σύναψη συμβάσεων με μεγαλύτερους μη οικιακούς πελάτες για την παροχή απόκρισης στη ζήτηση προκειμένου να αξιοποιηθεί η πλεονάζουσα χωρητικότητα κατά τη διάρκεια κανονικών συνθηκών που διαφορετικά θα μπορούσε



να χρησιμοποιηθεί μόνο υπό επείγουσες συνθήκες. Η δράση αυτή ονομάζεται Capacity to Customers (C2C) και προσπαθεί να μειώσει το κόστος επένδυσης δικτύου αυτοματοποιώντας και αναδιαμορφώνοντας το δίκτυο, και χρησιμοποιώντας το DSR για να αξιοποιήσει ανεκμετάλλευτη χωρητικότητα κατά τη διάρκεια καταστάσεων έκτακτης ανάγκης.

Για παράδειγμα, μια στρατηγική μίας παρέμβασης θα μπορούσε να είναι η πραγματοποίηση μιας συμβατικής ενίσχυσης όταν η μέγιστη ζήτηση φτάνει σε κάποιο συγκεκριμένο σημείο ανατροπής. Αντίστοιχα, μια στρατηγική δύο παρεμβάσεων θα μπορούσε να είναι αρχικά η χρησιμοποίηση ενός συγκεκριμένου επιπέδου DSR όταν η μέγιστη ζήτηση φτάνει σε ένα πρώτο σημείο ανατροπής, και στη συνέχεια να κάνουμε μια συμβατική ενίσχυση εάν και όταν η μέγιστη ζήτηση επιτυγχάνει ένα δεύτερο, υψηλότερο σημείο ανατροπής. Ενώ αυτές οι στρατηγικές μπορούν να είναι οι κύριες της έρευνάς μας, υπάρχει δυνατότητα να συμπεριληφθούν και άλλες στρατηγικές που θα αξιολογηθούν από ειδικούς, όπως η αύξηση του DSR σταδιακά καθώς επιτυγχάνεται σταδιακά μια σειρά από υψηλότερα σημεία ανατροπής. Στην πραγματικότητα, αυξάνοντας την εξεταζόμενη ευελιξία, αυτές οι περαιτέρω στρατηγικές θα μπορούσαν να παρέχουν πληροφορίες για τη βέλτιστη πραγματοποίηση επενδυτικών αποφάσεων. Σε κάθε περίπτωση, όλες οι παρεμβάσεις ανεξαρτήτου μεγέθους, οι σχετιζόμενες με αυτές δαπάνες καθώς και οι χρόνοι υλοποίησης τους πρέπει να αποτυπώνονται με ακρίβεια στις στρατηγικές ούτως ώστε τα τεχνοοικονομικά συμπεράσματα που εξάγονται να έχουν ιδιαίτερη αξία στον προηγμένο σχεδιασμό επενδύσεων. Όταν ο αριθμός των πιθανών στρατηγικών είναι πολύ μεγάλος, γίνεται αξιολόγηση από ειδικούς προκειμένου να προσδιοριστεί ποιες στρατηγικές είναι πιθανό να είναι επικρατέστερες και αυτές να εξεταστούν στο RO μοντέλο.

4.1.2 Επίπεδο 2: Σενάρια

Η συνήθης πρακτική της βιομηχανίας είναι να μοντελοποιεί την μακροπρόθεσμη αβεβαιότητα της αιχμής ζήτησης χρησιμοποιώντας έναν μικρό αριθμό σεναρίων



(επίπεδο 2), επιλεγμένων από έναν συνδυασμό μοντελοποίησης αλλά και κρίσης εμπειρογνομόνων. Με αυτό τον τρόπο μοντελοποιείται η τάση της αιχμής ζήτησης στο μέλλον. Πιο αναλυτικά, αρχικά κατασκευάζεται ένας διαχειρίσιμος αριθμός σεναρίων για τον ρυθμό αύξησης της ζήτησης (που είναι και η πιο σημαντική αβέβαιη μεταβλητή που παίζει ρόλο στις επενδύσεις στο δίκτυο) και ο υπεύθυνος λήψης αποφάσεων καθορίζει σαφώς και άμεσα την μακροπρόθεσμη αβεβαιότητα. Στη συνέχεια, σε κάθε ένα από αυτά τα σενάρια δίνεται ένα βάρος πιθανότητας, που αντιπροσωπεύει την άποψη του εμπειρογνώμονα σχετικά με την πιθανότητα υλοποίησης αυτού του σεναρίου (σε σχέση με τα άλλα αντιπροσωπευτικά σενάρια).

Η πιο απλή προσέγγιση για την επιλογή αυτών των βαρών πιθανότητας είναι η επιλογή σεναρίων που θεωρούνται πως είναι εξίσου πιθανά να είναι μελλοντικά. Ωστόσο, αυτή η προσέγγιση μπορεί να μην κάνει επιτρεπτό να εξεταστεί ένα αρκετά διαφορετικό σενάριο, όπως για παράδειγμα οι καλύτερες και χειρότερες περιπτώσεις. Μια άλλη προσέγγιση θα μπορούσε να είναι η επιλογή ενός σεναρίου ως κεντρικό, το βάρος πιθανότητας του οποίου θα είναι σχετικά μεγάλο, σε συνδυασμό με την επιλογή μικρού βάρους για τα ακραία σενάρια καθώς τα υπόλοιπα σενάρια θεωρούνται εξίσου πιθανά και έχουν ίδια βάρη. Η επιλογή βαρών έγκειται στην κρίση εμπειρογνώμονα και δεν ακολουθεί κάποιον κανόνα εκτός της προϋπόθεσης ότι το άθροισμα των βαρών πιθανότητας πρέπει να ανέρχεται στο 100%.

4.1.3 Επίπεδο 3: Προσομοιώσεις Monte Carlo

Ενώ η αβεβαιότητα για την αιχμή της αύξησης της ζήτησης αντιπροσωπεύεται αρχικά με την επιλογή σεναρίων στο επίπεδο 2, ένα επίπεδο «θορύβου» (επίπεδο 3) μπορεί να δημιουργηθεί γύρω από τις κατά τα άλλα ομαλές τροχιές σε κάθε σενάριο. Αυτό λαμβάνει δεόντως υπόψιν τη βραχυπρόθεσμη αβεβαιότητα σε παράγοντες όπως ο καιρός και η ακριβής τροχιά της αιχμής της αύξησης της ζήτησης, καθώς προστίθεται ρεαλισμός και δίνεται μια καλύτερη αναπαράσταση της εξάπλωσης του κινδύνου, αναγνωρίζοντας το γεγονός ότι κάθε σενάριο αιχμής της ζήτησης, αν και επιλέγεται από έναν ειδικό, παραμένει ακόμα αβέβαιο. Εκτός από τα παραπάνω, οι



προσομοιώσεις Monte Carlo μοντελοποιούν παραλλαγές στην οικονομική δραστηριότητα και τη συμπεριφορά των πελατών, συμπεριλαμβανομένης της προσθήκης ή αφαίρεσης ζήτησης από έναν μεγάλο πελάτη στο δίκτυο. Εμείς, λοιπόν, χρησιμοποιήσαμε την προσομοίωση Monte Carlo στις βραχυπρόθεσμες παραλλαγές εκτελώντας έναν αριθμό ανεξάρτητων προσομοιώσεων ανά σενάριο (500 στην δική μας μελέτη), οι οποίες επαναλαμβάνονται ανεξάρτητα για κάθε στρατηγική προκειμένου να αντιπροσωπεύεται σωστά η εξάπλωση του κινδύνου.

Η αύξηση ή η μείωση του υλοποιημένου θορύβου ανά τα χρόνια διαμορφώνεται βάσει μοντέλου κανονικής κατανομής με μέση τιμή 0 και κατάλληλη τυπική απόκλιση. Ωστόσο, αυτή η αβεβαιότητα δεν αποτυπώνεται αποκλειστικά και μόνο από κάποιο μοντέλο κανονικής κατανομής αλλά και από οποιαδήποτε κατάλληλη κατανομή υπό την προϋπόθεση ότι το λογισμικό που θα χρησιμοποιήσουμε μπορεί να την προσομοιώσει. Ενώ αυτές οι μικρότερες διακυμάνσεις είναι λιγότερο θεμελιώδεις από τις μακροπρόθεσμες τάσεις, μπορούν, ωστόσο, να έχουν σημαντικές συνέπειες όσον αφορά τις παρεμβάσεις από πλευράς ενεργούς απόκρισης της ζήτησης, καθώς η διακύμανση μπορεί να είναι σημαντική αναφορικά με την κλίμακα της προστιθέμενης χωρητικότητας από το DSR. Πράγματι, το να μην λαμβάνονται υπόψιν τέτοιες διακυμάνσεις μπορεί να οδηγήσει στην υποτίμηση του κινδύνου, οικονομικού (δηλαδή να εξάγουμε ανακριβή αποτελέσματα όσον αφορά το κόστος κάθε στρατηγικής) αλλά και φυσικού(δηλαδή να ενισχύσουμε το δίκτυο με τρόπο ανεπαρκή που θα οδηγήσει σε έλλειψη προσφοράς ενέργειας). Ο κίνδυνος μπορεί να διαφέρει ποσοτικά για διαφορετικά είδη παρεμβάσεων αλλά υπάρχει σε όλες τις στρατηγικές.

Ένα παράδειγμα που αποτυπώνει την σημασία μοντελοποίησης της βραχυπρόθεσμης αβεβαιότητας και της εισαγωγής της στην έρευνα μας είναι οι διακυμάνσεις που μπορεί να έχει η απόδοση της στρατηγικής DSR η οποία μπορεί για παράδειγμα να είναι χαμηλότερη από το αναμενόμενο λόγω ανεπαρκούς αριθμού πελατών που έχουν συνάψει σύμβαση ή επειδή δεν υπάρχει αρκετό φορτίο DSR συνδεδεμένο στο δίκτυο όταν απαιτείται για αποσύνδεση. Επίσης όσον αφορά τον καιρό, σε περίπτωση ακραίων καιρικών συνθηκών η ζήτηση σε ενέργεια μπορεί να αυξομειωθεί σε μεγάλο βαθμό και να αλλάξει τα σημεία όπου το δίκτυο χρειάζεται ενίσχυση οπότε να



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

αλλάζει και το επενδυτικό μας πλάνο. Ομοίως, ενδέχεται να μην έχουμε γνώση της τιμής του συμβολαίου των πελάτων DSR. Όλες αυτές οι αβεβαιότητες μικρότερης κλίμακας μπορούν να προσομοιωθούν χρησιμοποιώντας μια κανονική κατανομή με κατάλληλη μέση τιμή και τυπική απόκλιση. Ο όρος του θορύβου, ο οποίος μοντελοποιεί τη συνολική επίδραση στο μέγιστο φορτίο όλων αυτών των αβεβαιοτήτων μικρής κλίμακας, προσομοιώνεται επανειλημμένα και ανεξάρτητα για κάθε στρατηγική και σε κάθε σενάριο και σε κάθε περίπτωση οι απαιτούμενες φυσικές και οικονομικές μετρήσεις του κινδύνου υπολογίζονται μέσω αυτών των ανεξάρτητων προσομοιώσεων.



4.2. Σημεία ανατροπής και κανόνες λήψης αποφάσεων

Τα σημεία αιχμής, τα οποία χρησιμοποιούνται για τον καθορισμό των ευέλικτων επενδυτικών στρατηγικών, εκφράζονται ως απλοί κανόνες λήψης αποφάσεων και πρέπει να αντικατοπτρίζουν τις ρεαλιστικές και ορθολογικές δράσεις του υπευθύνου λήψης αποφάσεων. Ένα ιδιαίτερα σημαντικό ζήτημα είναι πως οι υπεύθυνοι λήψης αποφάσεων πρέπει να χρησιμοποιούν μόνο τις διαθέσιμες πληροφορίες τη στιγμή της ίδιας της απόφασης. Με αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνουμε μια απολύτως ρεαλιστική προσέγγιση στη μοντελοποίηση της λήψης αποφάσεων καθώς οποιοδήποτε μοντέλο RO που βασίζεται στη λήψη αποφάσεων βάσει των μελλοντικών πληροφοριών δίνει «τεχνητά» όπως είναι λογικό υψηλή αξία σε ευέλικτες επενδύσεις. Αυτό το σημείο γίνεται σαφώς αντιληπτό από το ζήτημα των χρόνων κατασκευής, οι οποίοι είναι συνήθως σημαντικοί για όλες τις παρεμβάσεις και ιδιαίτερα για την παραδοσιακή ενίσχυση. Πιο αναλυτικά, εξαιτίας αυτών των χρόνων κατασκευής το έτος δέσμευσης για μια συγκεκριμένη παρέμβαση θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη τον αναμενόμενο ρυθμό ανάπτυξης μέγιστης ζήτησης, με στόχο την ολοκλήρωση της κατασκευής ή της εγκατάστασης πριν η αιχμή της ζήτησης αυξηθεί υπερβολικά. Αυτή η προσέγγιση εφαρμόζεται για όλα τα σενάρια και σε κάθε μια χρονοσειρά προσομοίωσης Monte Carlo χρόνο με τον χρόνο καθώς δεν γνωρίζουμε την πορεία της ζήτησης στο μέλλον. Έτσι στη μελέτη μας καταφέρνουμε να «αγνοήσουμε» τις μελλοντικές πληροφορίες και, χρησιμοποιώντας κατάλληλα βάρη πιθανότητας για κάθε σενάριο που ορίζονται από εμπειρογνώμονες, να εξάγουμε συμπεράσματα που λαμβάνουν υπόψιν όλες τις πιθανές πορείες της τάσης.



4.3. Μετρήσεις κόστους και κινδύνου

Μόλις καθοριστεί ο χρόνος κάθε παρέμβασης από την εφαρμογή των ανωτέρω κανόνων λήψης αποφάσεων, τόσο το οικονομικό κόστος των παρεμβάσεων όσο και η πορεία της χωρητικότητας του δικτύου είναι γνωστά. Για κάθε στρατηγική, η κατανομή του κόστους και του φυσικού κινδύνου μπορεί στη συνέχεια να υπολογιστεί σε ολόκληρο το σύνολο προσομοιώσεων Monte Carlo, και έτσι να προκύψουν βασικές μετρήσεις. Παραδείγματα τέτοιων μετρήσεων είναι:

- Χρηματοοικονομικοί δείκτες όπως το καθαρό παρόν κόστος (NPC).
- Δείκτες φυσικού κινδύνου, όπως η πλεονάζουσα ζήτηση φορτίου ανά έτος που δεν μπόρεσε να καλυφθεί ακόμα και μετά τις παρεμβάσεις που κάναμε [42].

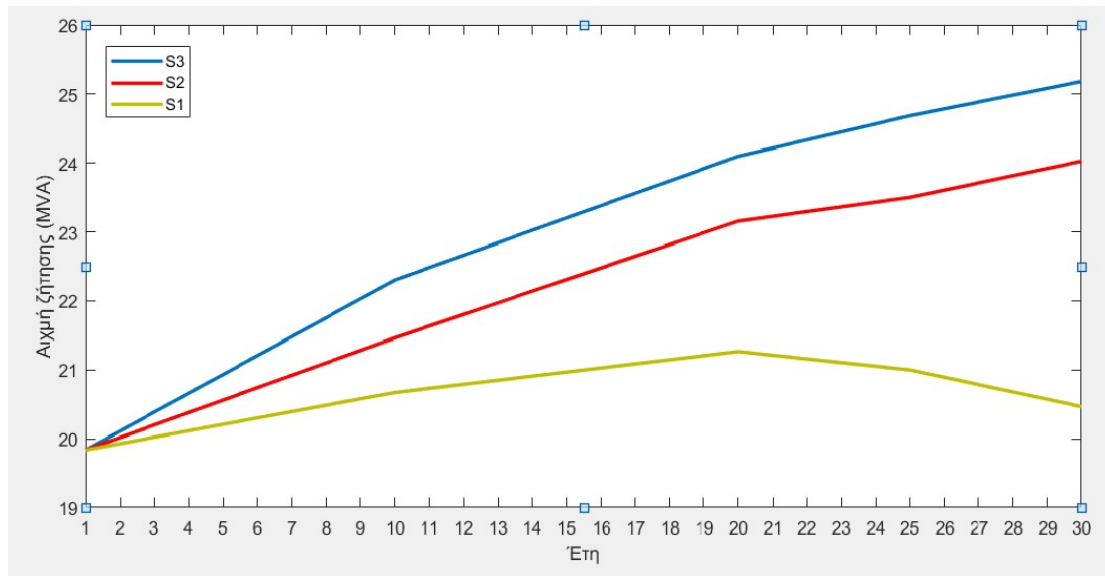


ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

Εφαρμογές

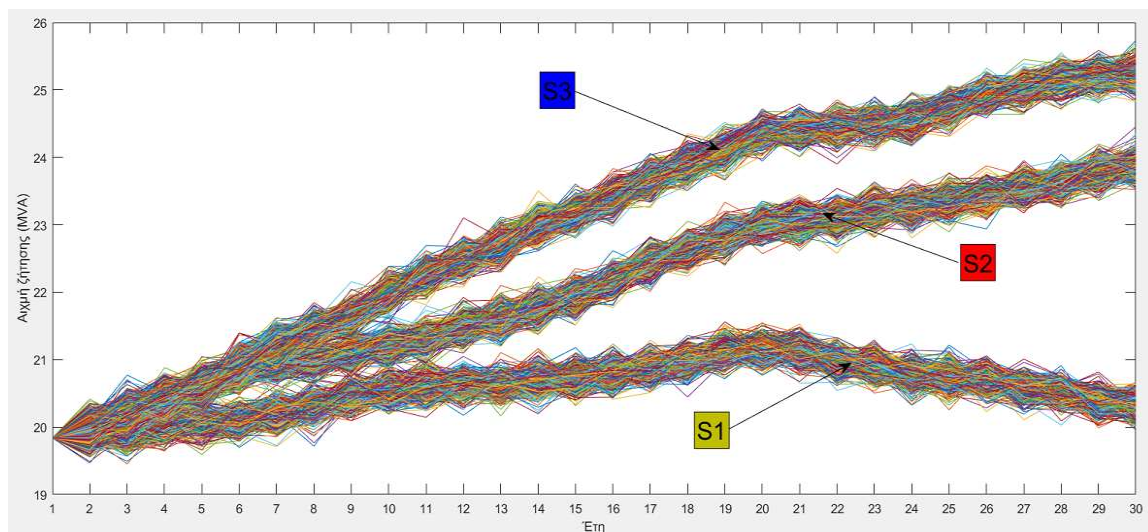
5.1 Δημιουργία χρονοσειρών ζήτησης

Για την παρούσα ανάλυση, χρησιμοποιήθηκε ένα ακτινικό ΔΔ ΜΤ που αποτελείται από έναν υποσταθμό 33 kV, δύο μετασχηματιστές 11,5 / 23 MVA, με εγκατεστημένη ισχύ 21 MVA και δυνατότητα τροφοδότησης περίπου 10.000 καταναλωτών [43]. Στη συνέχεια, κατασκευάσαμε 3 διαφορετικά σενάρια τα οποία θεωρούμε επικρατέστερα για τον ρυθμό αύξησης της ζήτησης για τα επόμενα χρόνια. Υποθέτουμε ότι οι σχετικές προβλέψεις για τη μέγιστη ζήτηση είναι διαθέσιμες έως το 2049, λαμβάνοντας υπόψη ένα χρονικό πλαίσιο 29 ετών(στην μελέτη μας έτος=1 αναφέρεται στο παρόν). Το σενάριο 1 αποτυπώνει την πιθανότητα η αύξηση της ζήτησης στο μέλλον να είναι σχετικά μικρή, το σενάριο 2 την πιθανότητα η αύξηση της ζήτησης να ακολουθεί έναν μέσο ρυθμό, ενώ το σενάριο 3 εκφράζει την πιθανότητα για ραγδαία αύξηση της ζήτησης. Ξεκινώντας, λοιπόν, από το ίδιο αρχικό επίπεδο αιχμής ζήτησης που αντιπροσωπεύει την ζήτηση σε ισχύ αυτή τη στιγμή καταλήγουμε σε διαφορετικά επίπεδα αιχμής ζήτησης ανά έτος τα οποία με την πάροδο των ετών αποκλίνουν όλο και περισσότερο. Με αυτό τον τρόπο καλύπτουμε τις πιο πιθανές τροχιές που μπορεί να ακολουθήσει η ζήτηση σύμφωνα με την γνώμη των ειδικών και μοντελοποιούμε την αβεβαιότητα για την αιχμή της αύξησης της ζήτησης. Στο Σχήμα 5.1 βλέπουμε την αιχμή ζήτησης ανά έτος και για τα 3 σενάρια.



Σχήμα 5.1: Αιχμή ζήτησης ανά έτος για τα 3 σενάρια.

Στη συνέχεια, προκειμένου να μοντελοποιήσουμε την βραχυπρόθεσμη αβεβαιότητα που σχετίζεται με παράγοντες όπως ο καιρός, η ακριβής τροχιά της αιχμής της αύξησης της ζήτησης, παραλλαγές στην οικονομική δραστηριότητα και τη συμπεριφορά των πελατών κ.λπ., δημιουργούμε για κάθε σενάριο 500 προσομοιώσεις Monte Carlo οι οποίες ακολουθούν κανονική κατανομή με μέση τιμή 0 και τυπική απόκλιση 0.099 MVA ίση με το 5% του αρχικού επιπέδου αιχμής ζήτησης (19.8 MVA). Στο Σχήμα 5.2 βλέπουμε τις προσομοιώσεις Monte Carlo και για τα 3 σενάρια.



Σχήμα 5.2: Προσομοιώσεις Monte Carlo για τα 3 σενάρια.



5.2 Περιγραφή δράσεων ανάπτυξης του δικτύου (επίπεδο 1)

Το δίκτυο το οποίο πήραμε σαν αναφορά έχει εγκατεστημένη ισχύ 21 MVA. Αυτό σημαίνει πως καθώς η αιχμή ζήτησης της ενέργειας αυξάνεται ανα τα χρόνια κάποια στιγμή φτάνει το όριο της χωρητικότητας του δικτύου οπότε και θα πρέπει να κάνουμε μια επένδυση για να αναπτύξουμε το υπάρχον δίκτυο. Οι δύο στρατηγικές ανάπτυξης που εξετάσαμε περιγράφονται αναλυτικά παρακάτω:

- Στρατηγική ενίσχυσης (στρατηγική R): σε μια θέση όπου το δίκτυο διανομής είναι περιορισμένο, εξετάζουμε το ενδεχόμενο να αυξήσουμε τη εγκατεστημένη ισχύ στον υποσταθμό. Το κόστος αυτής της παρέμβασης είναι 1500k€ και ο χρόνος κατασκευής και εγκατάστασης 3 έτη. Το κόστος κατασκευής αφορά το έτος που λαμβάνεται η απόφαση ενίσχυσης και όχι το έτος που γίνεται η ενίσχυση. Αυτή η επένδυση θα προσθέσει χωρητικότητα στο δίκτυο της τάξεως των 5 MVA. Η στρατηγική R έχει συνήθως υψηλότερο συνολικό κόστος κεφαλαίου και δεν έχει μελλοντική ευελιξία, σε αντίθεση με την προσθήκη μικρότερης χωρητικότητας με την δυνατότητα να επεκταθεί αργότερα, εάν χρειαστεί.

Η περιγραφή αυτής της παρέμβασης δίνεται στον Πίνακα 5.1.



Πίνακας 5.1	
Στρατηγική ενίσχυσης R	
Μεταβλητή	Αριθμητική αξία
Χρόνος κατασκευής (από το έτος που παίρνουμε την απόφαση ενίσχυσης ως το έτος που η επέμβαση ολοκληρώνεται)	3 έτη
Χωρητικότητα που προστίθεται από την παρέμβαση	5 MVA
Κόστος επένδυσης	1500k€
Εφαρμογή κόστους επένδυσης	Έτος απόφασης επένδυσης

Πίνακας 5.1: Περιγραφή στρατηγικής ενίσχυσης R.

- Στρατηγική DSR και στη συνέχεια εάν είναι απαραίτητη ενίσχυση δικτύου (στρατηγική DSR-R): εναλλακτικά, το DSR αναπτύσσεται στην ίδια θέση όπου το δίκτυο διανομής είναι περιορισμένο, πριν από την προσθήκη οποιασδήποτε γραμμής ή/και μετασχηματιστή. Το δίκτυο αναβαθμίζεται και αυτοματοποιείται για την ενεργοποίηση της λειτουργίας C2C με κόστος εγκατάστασης 20k€ που εφαρμόζεται στο έτος που λαμβάνεται η απόφαση ενίσχυσης και όχι στο έτος που γίνεται η ενίσχυση και έχει χρόνο παράδοσης ενός έτους. Για το κόστος πληρωμής των καταναλωτών που έχουν συμβόλαιο πήραμε 5 διαφορετικές τιμές προκειμένου οι υπολογισμοί μας να καλύψουν ένα πιο ευρύ φάσμα πιθανών οικονομικών συνθηκών της αγοράς και προκειμένου η έρευνα μας να λάβει υπόψιν την αβεβαιότητα γύρω από το κόστος αμοιβής των καταναλωτών που συμμετέχουν σ' αυτή την δράση. Το κόστος πληρωμής, λοιπόν, παίρνει τις τιμές 10-20-30-40-50k€/MVA/έτος για διαθεσιμότητα DSR και εφαρμόζεται για όσο διαρκεί η παρέμβαση (ανηγμένο στην καθαρή παρούσα αξία κάθε χρονιάς). Αυτό το είδος ενίσχυσης προσφέρει στο δίκτυο μας επιπλέον 1 MVA και μπορεί να εφαρμοστεί έως



και 3 φορές αν είναι αναγκαίο. Εάν η αιχμή της ζήτησης συνεχίζει να μεγαλώνει και πέραν από την ικανότητα που προστίθεται από αυτήν την παρέμβαση DSR (συνολικά 3 MVA σε 3 βήματα), τότε η ενίσχυση του υποσταθμού δεν μπορεί πλέον να αποφευχθεί και θα πρέπει στη συνέχεια να γίνει, αλλά εάν δεν επιτευχθεί αυτό το σημείο ανατροπής τότε η ενίσχυση R του υποσταθμού θα μπορούσε να αποφευχθεί εντελώς. Οι τιμές των μεταβλητών εισόδου αυτής της ενίσχυσης R παραμένουν ίδιες με αυτές του πίνακα 5.1. Αξίζει να σημειωθεί πως εφόσον καταφύγουμε σε ενίσχυση R, τότε η χωρητικότητα C2C που είχε προστεθεί στο δίκτυο μέσω της προηγούμενης παρέμβασης δεν μας είναι πλέον αναγκαία και μπορεί να αποδεσμευτεί ώστε να μην «βαραίνει» την επένδυση με περιττά κόστη. Ωστόσο αν στο μέλλον η αιχμή ζήτησης ξεπεράσει ξανά τα επιτρεπτά όρια μπορούμε να ξαναεφαρμόσουμε με τον ίδιο τρόπο την ενίσχυση DSR , γεγονός που φανερώνει την αξία της ευελιξίας της επένδυσης αυτής.

Ο Πίνακας 5.2 συνοψίζει τις εισόδους για την παρέμβαση DSR που χρησιμοποιήσαμε στους υπολογισμούς μας.



Πίνακας 5.2	
Στρατηγική ενίσχυσης DSR	
Μεταβλητή	Αριθμητική αξία
Χρόνος κατασκευής (από το έτος που παίρνουμε την απόφαση ενίσχυσης ως το έτος που η επέμβαση ολοκληρώνεται)	1 έτος
Χωρητικότητα που προστίθεται από την παρέμβαση	1 MVA
Κόστος εγκατάστασης	20k€
Εφαρμογή κόστους εγκατάστασης	Έτος απόφασης επένδυσης
Κόστος πληρωμής πελατών	10-20-30-40-50k€/MVA/έτος
Εφαρμογή κόστους πληρωμής πελατών	Όλα τα χρόνια από τον χρόνο της παρέμβασης και μετά και για όσο διαρκεί η παρέμβαση
Συνολική μέγιστη ενίσχυση DSR	3 MVA (σε 3 βήματα)

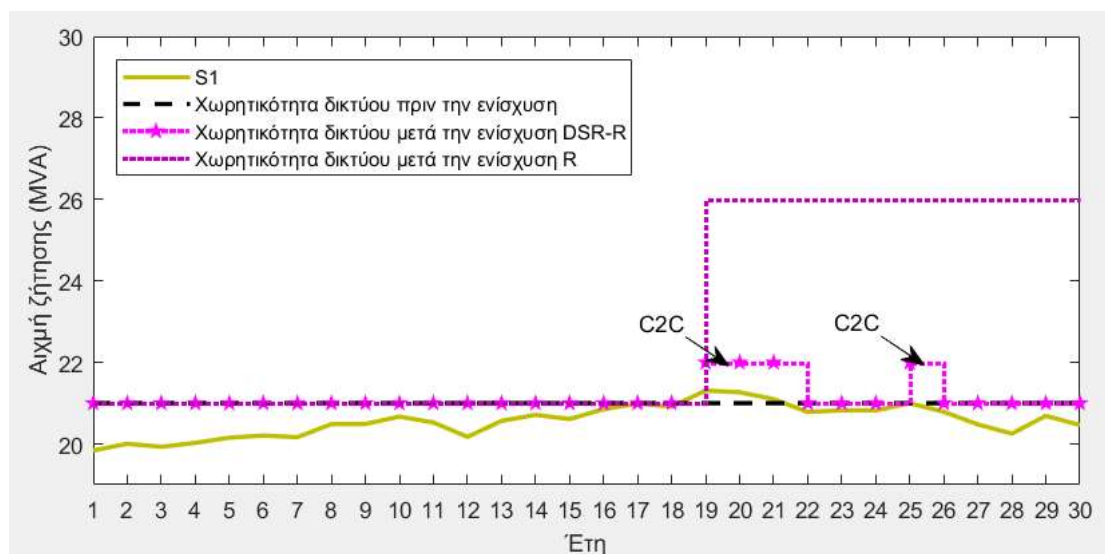
Πίνακας 5.2: Περιγραφή στρατηγικής ενίσχυσης DSR-R.

Ο λόγος που στη μελέτη μας διαχωρίζουμε το έτος ενίσχυσης από το έτος που υπολογίζεται το κόστος της κάθε παρέμβασης είναι πως θέλουμε να ακολουθήσουμε ρεαλιστική προσέγγιση και να είμαστε όσο δυνατόν πιο ακριβείς γίνεται εισάγοντας στους υπολογισμούς μας και τον παράγοντα του επιτοκίου που επηρεάζει σημαντικά τις μετρήσεις κόστους ανεξαρτήτως στρατηγικής που ακολουθείται. Η τιμή του επιτοκίου που χρησιμοποιήσαμε στους υπολογισμούς μας είναι 4.5%.

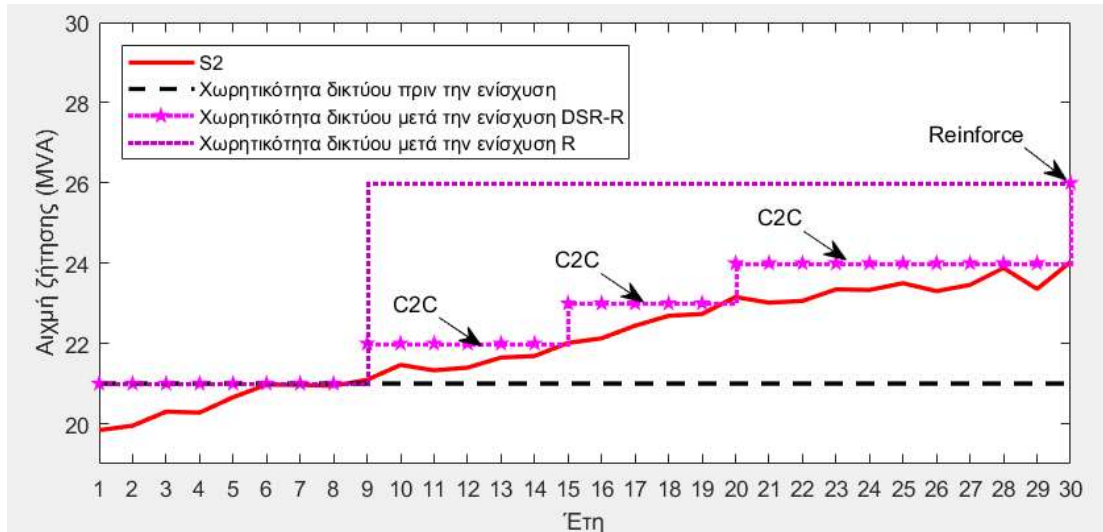


5.3 Ανάλυση σεναρίων: Εφαρμογή δράσεων ανάπτυξης (επίπεδο 2)

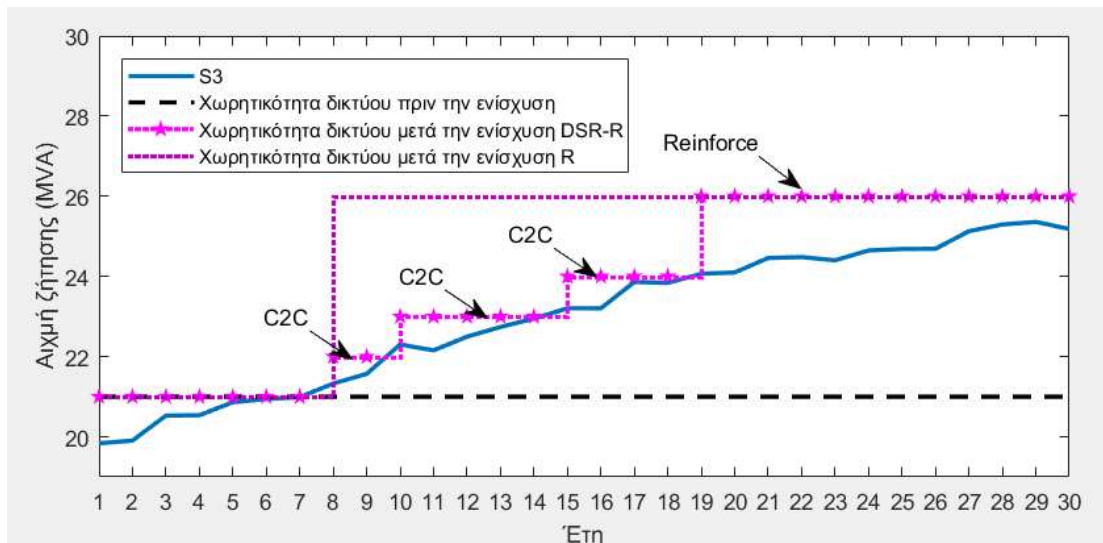
Σε αυτήν την ενότητα, θα πραγματοποιήσουμε την απλούστερη δυνατή ανάλυση, στην οποία καθορίζεται η βέλτιστη ακολουθία παρεμβάσεων για καθένα από τα τρία σενάρια. Παρακάτω, στα Σχήματα 5.3, 5.4 και 5.5 γίνεται η γραφική απεικόνιση των 2 στρατηγικών που αναφέραμε παραπάνω για λόγους καλύτερης κατανόησης. Οι δύο στρατηγικές εφαρμόζονται και στα τρία πιθανά σενάρια που έχουμε ορίσει. Επιπλέον, παρουσιάζουμε τα δύο είδη ενισχύσεων σε μία μόνο χρονοσειρά Monte Carlo από κάθε σενάριο, ενώ στην μελέτη μας φυσικά εφαρμόσαμε τις στρατηγικές για όλα τα σενάρια και σε κάθε μία χρονοσειρά Monte Carlo ανεξάρτητα. Τέλος, στα παραδείγματα της ανάλυσης κόστους που παραθέτουμε παρακάτω χρησιμοποιήσαμε την τιμή 30k€/MVA/έτος ως τιμή κόστους πληρωμής πελατών.



Σχήμα 5.3: Στρατηγικές επένδυσης R και DSR-R στο σενάριο S1.



Σχήμα 5.4: Στρατηγικές επένδυσης R και DSR-R στο σενάριο S2.



Σχήμα 5.5: Στρατηγικές επένδυσης R και DSR-R στο σενάριο S3.

Στο σχήμα 5.3 βλέπουμε πως στο σενάριο S1, που είναι το σενάριο μικρότερης αύξησης της ζήτησης, η ενίσχυση DSR είναι 1 MVA και γίνεται στο 19ο έτος ενώ έχει διάρκεια τρία έτη. Στη συνέχεια, η χωρητικότητα C2C αποδεσμεύεται μέχρι το 25ο έτος όπου και είναι πάλι αναγκαία για ένα έτος. Αυτό φανερώνει την τεράστια αξία που έχει η ευελιξία της στρατηγικής αυτής σε σύγκριση με την στρατηγική ενίσχυσης R όπου, για τέσσερα μόνον έτη συνολικά που η αιχμή ζήτησης ξεπερνά για



λίγο την διαθέσιμη χωρητικότητα του δικτύου, πραγματοποιούμε μια πολύ δαπανηρή επένδυση. Πιο συγκεκριμένα, όσον αφορά τον υπολογισμό κόστους ενίσχυσης DSR-R για αυτήν την χρονοσειρά Monte Carlo πήραμε ως έτος απόφασης επένδυσης το 18ο έτος όπου η επένδυση επιβαρύνεται με το κόστος εγκατάστασης (20k€) και ως έτη εφαρμογής του κόστους πληρωμής των πελατών (30k€/MVA/έτος) τα έτη 19, 20, 21 και 25. Αντίστοιχα, όσον αφορά τον υπολογισμό κόστους ενίσχυσης R, πήραμε ως έτος απόφασης επένδυσης το 16ο έτος όπου η επένδυση επιβαρύνεται με το συνολικό κόστος εγκατάστασης (1500k€) και η χωρητικότητα του δικτύου αυξάνεται κατά 5 MVA. Το συνολικό κόστος επένδυσης ανέρχεται στα 56 k€ και 741 k€ για την στρατηγική DSR-R και R αντίστοιχα.

Αντίστοιχα, στο σχήμα 5.4 βλέπουμε πως στο σενάριο S2 (που θεωρείται το πιο πιθανό και αποτυπώνει την πιθανότητα αύξησης της αιχμής ζήτησης κατά έναν μέτριο ρυθμό) η ενίσχυση DSR έχει πολύ μεγαλύτερη διάρκεια. Πιο αναλυτικά, γίνεται ενίσχυση 1 MVA στο 9ο έτος (με την απόφαση για επένδυση να πραγματοποιείται στο 8ο έτος) που διαρκεί μέχρι το έτος 15 όπου γίνεται αναγκαία πλέον η ενίσχυση κατά 2 MVA. Καθώς η αιχμή ζήτησης συνεχίζει να αυξάνει, φτάνουμε πάλι σε σημείο ανατροπής στο 20ο έτος όπου γίνεται και το τρίτο βήμα ενίσχυσης C2C κατά 3 MVA. Αυτή η τελευταία ενίσχυση κρατάει μέχρι και το 29ο έτος και κατόπιν όλη η χωρητικότητα αποδεδυμείται διότι στο 30ο έτος καταφεύγουμε πλέον σε ενίσχυση R της τάξεως των 5 MVA επιπλέον της αρχικής χωρητικότητας του δικτύου (με έτος απόφασης επένδυσης το 27ο έτος). Εδώ αξίζει να σημειωθεί πως στο σενάριο S2 κάποιες προσομοιώσεις Monte Carlo για την εκτίμηση της ζήτησης ξεπερνάνε το κατώφλι των 24 MVA όπου είναι το άθροισμα της αρχικής χωρητικότητας του δικτύου (21 MVA) συν την συνολική μέγιστη ενίσχυση DSR (3 MVA) που μπορούμε να πραγματοποιήσουμε και κατά συνέπεια στις περιπτώσεις αυτές κρίνεται αναγκαία η ενίσχυση R. Αυτό προβλέπει πως το συνολικό κόστος στις χρονοσειρές Monte Carlo στο σενάριο S2 θα είναι άλλοτε σχετικά μικρό και άλλοτε πιο μεγάλο καθώς θα συμπεριλαμβάνει το κόστος επένδυσης ενίσχυσης R. Ακόμα όμως και στις περιπτώσεις που η ενίσχυση R θα πραγματοποιείται η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης αυτής μειώνεται κατά πολύ εφόσον λαμβάνει χώρα μετά από πολλά έτη (συνήθως στο 30ο έτος). Τέλος, όσον



αφορά την στρατηγική κατευθείαν ενίσχυσης R, ως έτος απόφασης στους υπολογισμούς μας παίρνουμε το 6ο έτος. Έτσι το συνολικό κόστος επένδυσης ανέρχεται στα 1030 k€ και 1151 k€ για την στρατηγική DSR-R και R αντίστοιχα.

Σύμφωνα με το σχήμα 5.5, βλέπουμε πως στο σενάριο S3 αν η ζήτηση αυξηθεί γρηγορότερα απ' ό τι ορίζει το πιο πιθανό σενάριο 2 τότε είναι αναπόφευκτη η ενίσχυση R αφού εξαντλήσουμε τα περιθώρια επένδυσης σε χωρητικότητα C2C καθώς δεν μπορούν να καλυφθούν διαφορετικά οι ανάγκες ζήτησης. Πιο αναλυτικά, το πρώτο στάδιο ενίσχυσης C2C κατά 1 MVA πραγματοποιείται κατά το 8ο έτος (με έτος απόφασης το 7ο έτος), το δεύτερο στάδιο ενίσχυσης C2C κατά 2 MVA στο 10ο έτος και το τελευταίο στο 15ο κατά 3 MVA. Στη συνέχεια, στο 19ο έτος αποδεσμεύεται όλη η χωρητικότητα C2C και εφαρμόζεται ενίσχυση R με έτος απόφασης το 16ο. Από την άλλη μεριά, στην στρατηγική κατευθείαν ενίσχυσης R, ως έτος απόφασης στους υπολογισμούς μας παίρνουμε το 5ο έτος. Σ' αυτό το σενάριο, το συνολικό κόστος επένδυσης ανέρχεται στα 1149 k€ και 1203 k€ για την στρατηγική DSR-R και R αντίστοιχα.

Τα αποτελέσματα κόστους παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα 5.3 όπου η τιμή min αφορά την ανάλυση με κόστος πληρωμής πελατών=10k€/MVA/έτος και η τιμή max αφορά την ανάλυση με κόστος πληρωμής πελατών=50k€/MVA/έτος (για τις υπόλοιπες ενδιάμεσες τιμές κόστους πληρωμής πελατών το συνολικό κόστος επένδυσης διακυμαίνεται ανάμεσα στις δύο τιμές συνολικού κόστους που αναφέρουμε παρακάτω).



Πίνακας 5.3		
Αποτελέσματα κόστους		
Σενάρια	Κόστος στρατηγικής DSR-R(min/max)	Κόστος στρατηγικής R
Σενάριο S1	24/87 k€	741 k€
Σενάριο S2	657/1403 k€	1151 k€
Σενάριο S3	887/1411 k€	1203 k€

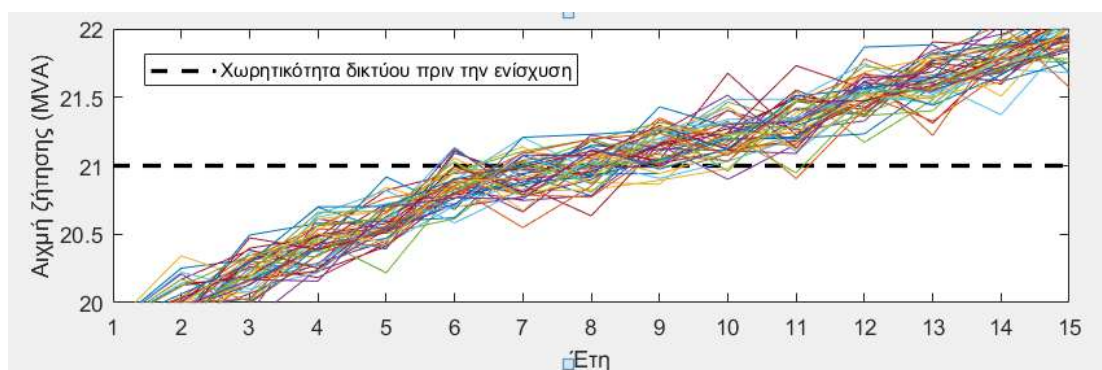
Πίνακας 5.3: Αποτελέσματα κόστους ανα σενάρια και ανα στρατηγική.

Από τα αποτελέσματα της παραπάνω ανάλυσης κόστους βγάζουμε σε πρώτο στάδιο τα συμπεράσματα πως η επιλογή της ενίσχυσης DSR-R είναι ξεκάθαρα πιο συμφέρουσα όσον αφορά το σενάριο S1. Όσον αφορά τα σενάρια S2 και S3 είναι κατά πολύ πιο συμφέρουσα για τις μικρότερες τιμές κόστους πληρωμής πελατών, ενώ για τις μεγαλύτερες οριακά πιο συμφέρουσα κρίνεται η ενίσχυση R. Στην επόμενη ενότητα, θα εφαρμόσουμε την μεθοδολογία που περιγράψαμε παραπάνω σε κάθε μία χρονοσειρά Monte Carlo ανεξάρτητα και για όλα τα σενάρια, όπως επίσης και για όλες τις τιμές κόστους πληρωμής πελατών. Θα παρουσιάσουμε πιο αναλυτικά αποτελέσματα εισάγοντας και την βραχυπρόθεσμη αβεβαιότητα στους υπολογισμούς μας.



5.4 Επέκταση σεναρίων μέσω προσομοίωσης Monte Carlo (επίπεδο 3)

Σ' αυτήν την ενότητα, θέλουμε να εισάγουμε την βραχυπρόθεσμη αβεβαιότητα στους υπολογισμούς μας και να δείξουμε το αποτέλεσμα της προσθήκης προσομοιώσεων Monte Carlo στα απλά σεναρία που αναλύσαμε παραπάνω. Το σχήμα 5.6 απεικονίζει το αποτέλεσμα της προσθήκης όρων θορύβου με τυπική απόκλιση 0,5% γύρω από το Σενάριο S2 σε κάθε χρόνο έχοντας μεγεθύνει και εστιάσει το διάγραμμα γύρω από τα σημεία ανατροπής της κάθε χρονοσειράς και στους δύο άξονες. Προκειμένου να φαίνεται καθαρά η κάθε μία προσομοίωση Monte Carlo, σχεδιάσαμε μόνο 50 από τις 500 προσομοιώσεις που έχουμε δημιουργήσει συνολικά (στη μελέτη μας, φυσικά, συμπεριλάβαμε στους υπολογισμούς μας όλες τις προσομοιώσεις). Έχει, λοιπόν, ενδιαφέρον πως κάθε προσομοιωμένη διαδρομή περνά τη χωρητικότητα δικτύου που είναι ίση με 21 MVA σε διαφορετικό χρόνο, επεκτείνοντας έτσι το εύρος των τριών σεναρίων που ορίζονται στον σχήμα 5.1 και παρέχοντας μια πιο ρεαλιστική εξάπλωση των πιθανών αποτελεσμάτων. Αυτή η εξάπλωση αποτελεσμάτων και η εξαγωγή μετρήσεων παρουσιάζεται στις παρακάτω ενότητες.

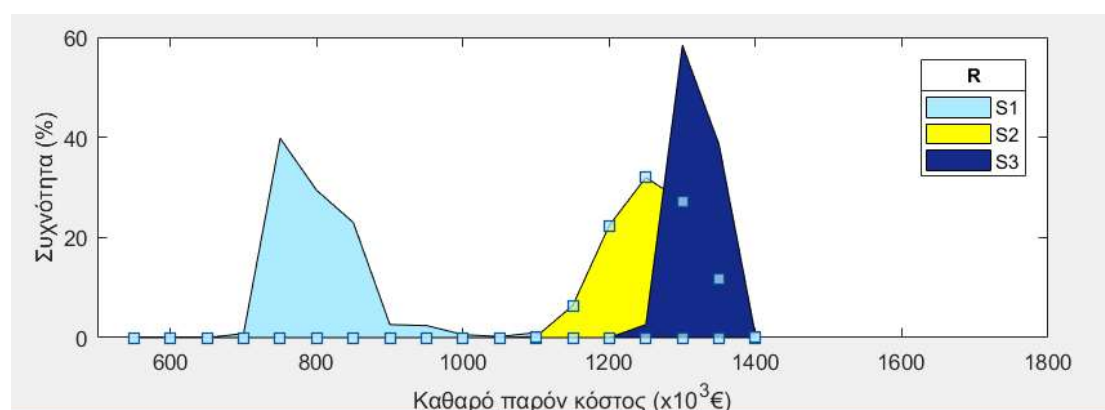


Σχήμα 5.6: Προσομοιώσεις Monte Carlo για το σενάριο S2 εστιασμένες γύρω από τα σημεία ανατροπής.



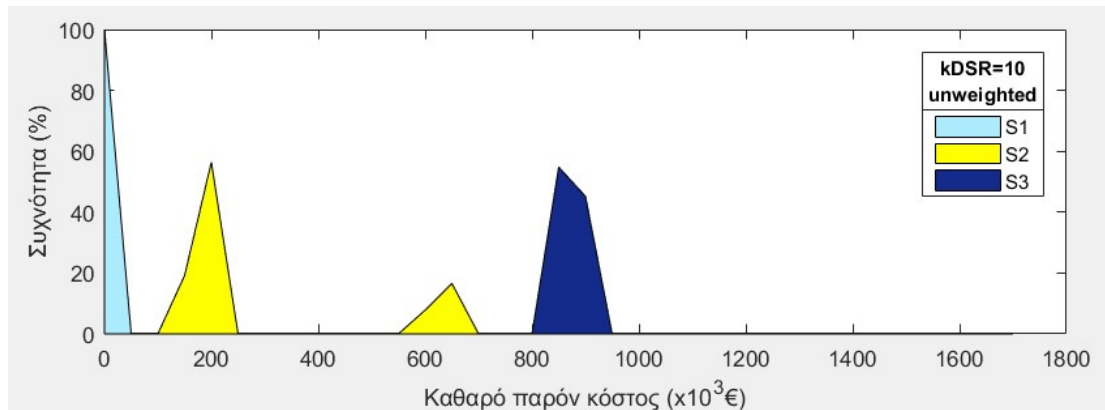
5.4.1 Μετρήσεις οικονομικού κόστους

Για καθεμία από τις προσομοιώσεις του Μόντε Κάρλο που απεικονίζεται στο σχήμα 5.2 (επίπεδο 3), για κάθε σενάριο (επίπεδο 2) και σε κάθε στρατηγική (επίπεδο 1), μπορούν πλέον να εφαρμοστούν οι κανόνες απόφασης και να εκτιμηθεί το οικονομικό κόστος της κάθε επένδυσης. Το σχήμα 5.7 παρακάτω δείχνει την κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) για τη στρατηγική R σε καθένα από τα τρία σενάρια.

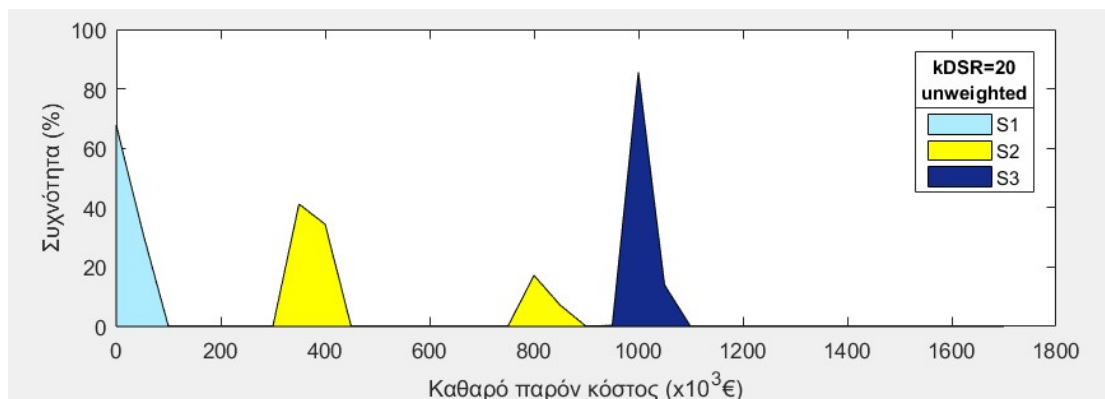


Σχήμα 5.7: Κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) ανα σενάριο για τη στρατηγική R.

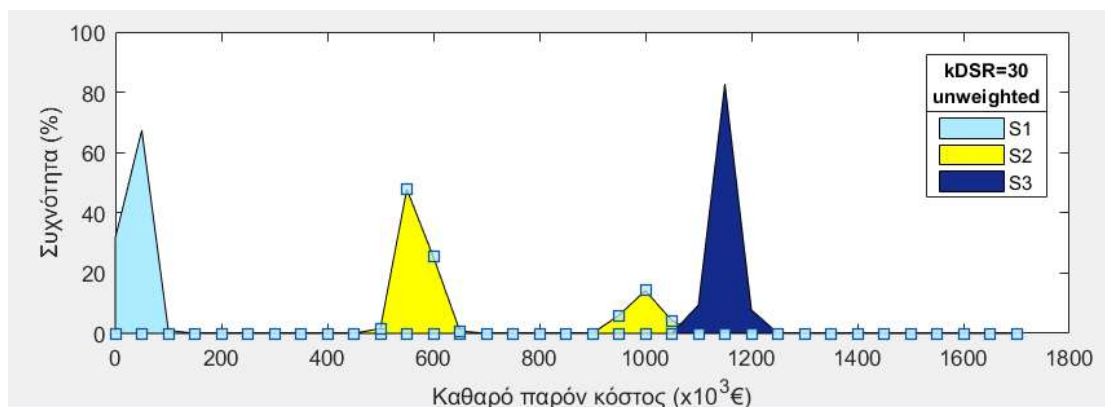
Για τη στρατηγική DSR-R έχουμε 5 διαφορετικές κατανομές Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) για κάθε μία τιμή κόστους πληρωμής πελατών kDSR (10-20-30-40-50k€/MVA/έτος). Οι γραφικές απεικονίσεις των κατανομών αυτών φαίνονται στα σχήματα 5.8, 5.9, 5.10, 5.11 και 5.12.



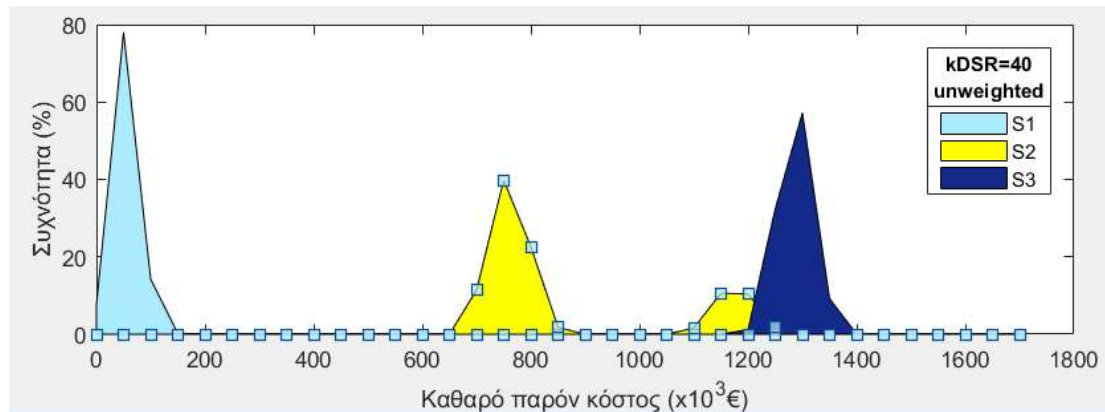
Σχήμα 5.8: Κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) ανά σενάριο για τη στρατηγική DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 10k€/MVA/έτος.



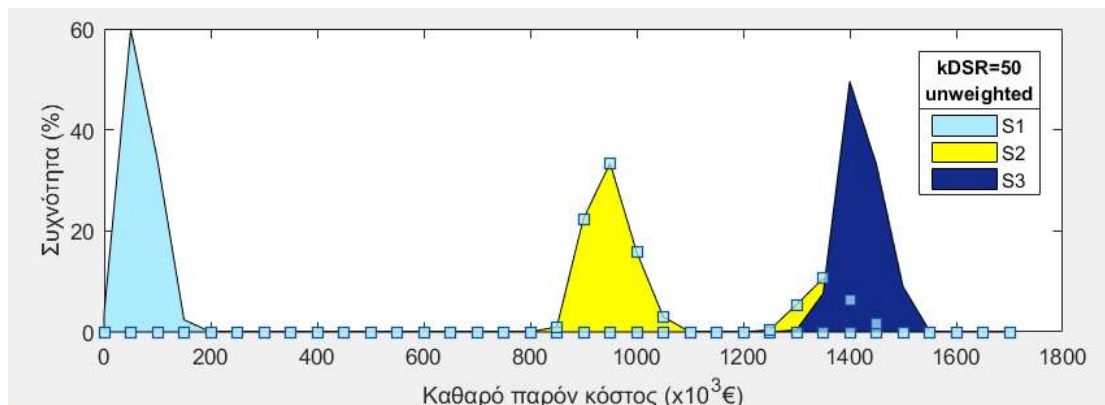
Σχήμα 5.9: Κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) ανά σενάριο για τη στρατηγική DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 20k€/MVA/έτος.



Σχήμα 5.10. Κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) ανά σενάριο για τη στρατηγική DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 30k€/MVA/έτος.



Σχήμα 5.11. Κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) ανά σενάριο για τη στρατηγική DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 40κ€/MVA/έτος.



Σχήμα 5.12. Κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) ανά σενάριο για τη στρατηγική DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 50κ€/MVA/έτος.

Τα συμπεράσματα που εξάγουμε από τα παραπάνω γραφήματα είναι τα εξής:

Όσον αφορά το σενάριο S1 το συνολικό NPC παραμένει σε χαμηλά επίπεδα (λιγότερο από 200κ€) σε όλες τις προσομοιώσεις και για όλες τις τιμές kDSR. Επίσης είναι πολύ μικρό σε σχέση με τα επίπεδα κόστους των άλλων δύο σεναρίων. Αυτό συμβαίνει διότι για να καλυφθεί η ζήτηση χρειάζεται να προβούμε σε ενίσχυση DSR και μόνο, και μάλιστα για λίγα μόλις έτη όπως δείξαμε και στην ενότητα 5.3.

Για το σενάριο S2, από την άλλη, το DSR μπορεί για κάποιες προσομοιώσεις Monte Carlo να αρκεί για να ικανοποιήσει τα απαιτούμενα επίπεδα ζήτησης σε όλα τα έτη και ως εκ τούτου, το κόστος που προκύπτει προέρχεται μόνο από επενδύσεις σε DSR. Ωστόσο, για άλλες προσομοιώσεις Monte Carlo, εξαντλείται το περιθώριο μέγιστης



ενίσχυσης DSR αλλά και πάλι δεν είναι αρκετό οπότε στη συνέχεια απαιτείται στρατηγική ενίσχυσης R. Αυτό φαίνεται στο ότι η κατανομή κόστους χωρίζεται σε δύο «καμπάνες». Η αριστερή συνοψίζει το κόστος των προσομοιώσεων Monte Carlo στις οποίες πραγματοποιήθηκε μόνο ενίσχυση DSR ενώ η δεξιά τις προσομοιώσεις όπου η ενίσχυση R ήταν αναγκαία. Παρατηρούμε πως ανεξαρτήτως κόστους πληρωμής πελατών η αριστερή καμπάνα βρίσκεται αρκετά μετατοπισμένη από την δεξιά (περίπου 400k€ σε όλες τις περιπτώσεις) και η «διαφορά» τους είναι επί της ουσίας το κόστος που δαπανήθηκε για την ενίσχυση R ανηγμένο στην καθαρή παρούσα αξία. Τέλος, παρατηρούμε μεγαλύτερη εξάρτηση της αύξησης του κόστους πληρωμής πελατών με την αύξηση του NPC και ο λόγος είναι πως η ενίσχυση DSR σ' αυτό το σενάριο είναι ποσοτικά πιο μεγάλη προκειμένου να καλυφθούν οι ανάγκες και, επίσης, έχει πολύ μεγαλύτερη διάρκεια.

Στο σενάριο S3, όλες οι προσομοιώσεις Monte Carlo δίνουν NPC πάνω από 800k€, γεγονός που ερμηνεύεται από το ότι γίνεται η μέγιστη επιτρεπτή ενίσχυση DSR ούτως ώστε να αναβληθεί όσο το δυνατόν περισσότερο η επένδυση R, αλλά εξακολουθεί να μην επαρκεί για να καλύψει την αύξηση ζήτησης φορτίου στα μελλοντικά έτη. Ως εκ τούτου, η ενίσχυση R γίνεται επίσης, και το NPC συνδυάζει το κόστος DSR με το κόστος ενίσχυσης R.

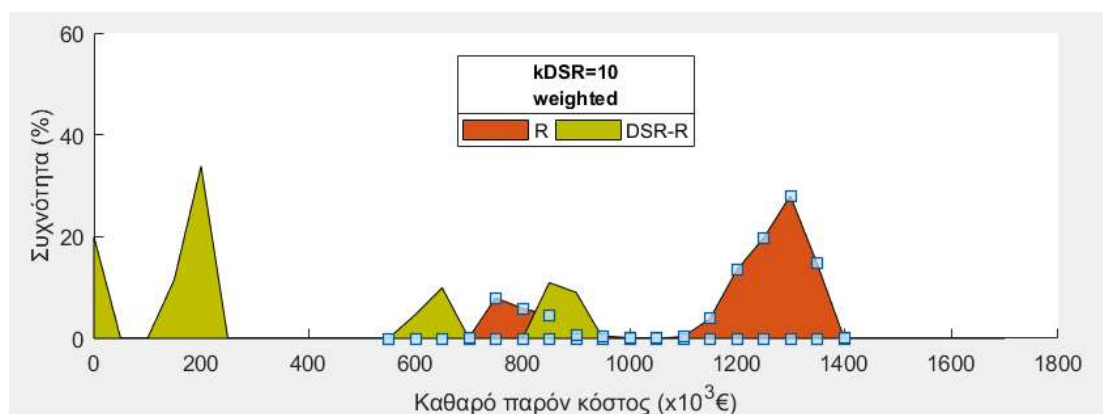
5.4.2 Ανάλυση σεναρίων και βέλτιστη επιλογή στρατηγικής

Τα αποτελέσματα κόστους για κάθε σενάριο που παρουσιάσαμε στην προηγούμενη ενότητα μπορούν τώρα να συνδυαστούν με την χρήση ενός συνόλου βαρών πιθανότητας που επιλέχτηκαν από ειδικούς, όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.4 (αυτό είναι μαθηματικά συνεπές και αντιστοιχεί στην εφαρμογή του Νόμου της Συνολικής Πιθανότητας). Οπότε, δεν μιλάμε πλέον για κατανομή κόστους ανά σενάριο αλλά για κατανομή κόστους ανά παρέμβαση (για κάθε τιμή κόστους πληρωμής πελατών ξεχωριστά) όπως φαίνεται από τα σχήματα 5.13, 5.14, 5.15, 5.16 και 5.17.

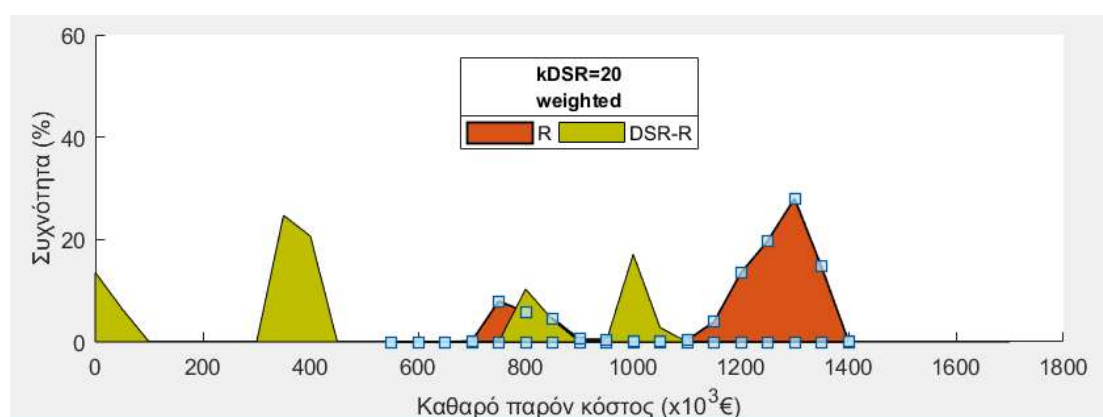


Πίνακας 5.4	
Επιλεγμένα βάρη σεναρίων	
Σενάριο	Πιθανότητα (%)
S1 (χαμηλή ζήτηση)	20
S2 (best-view)	60
S3 (υψηλή ζήτηση)	20

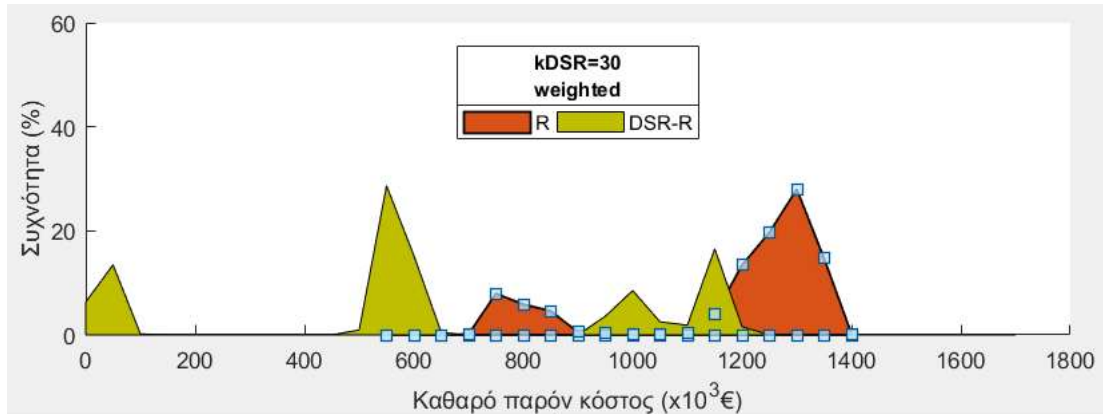
Πίνακας 5.4: Επιλεγμένα βάρη για το κάθε σενάριο.



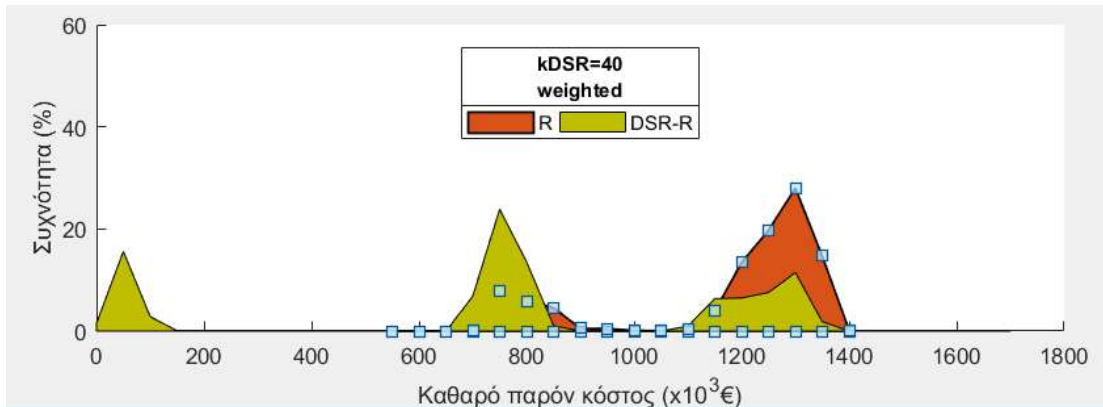
Σχήμα 5.13: Συνολική σταθμισμένη κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) για τις στρατηγικές R και DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 10k€/MVA/έτος.



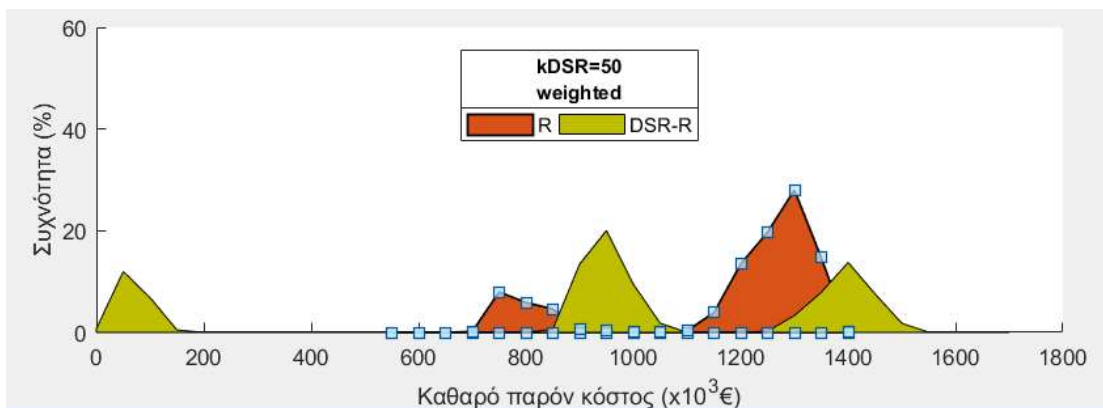
Σχήμα 5.14: Συνολική σταθμισμένη κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) για τις στρατηγικές R και DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 20k€/MVA/έτος.



Σχήμα 5.15: Συνολική σταθμισμένη κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) για τις στρατηγικές R και DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 30k€/MVA/έτος.



Σχήμα 5.16: Συνολική σταθμισμένη κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) για τις στρατηγικές R και DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 40k€/MVA/έτος.



Σχήμα 5.17: Συνολική σταθμισμένη κατανομή του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC) για τις στρατηγικές R και DSR-R με κόστος πληρωμής πελατών = 50k€/MVA/έτος.



Από τα παραπάνω διαγράμματα, συμπεραίνουμε ότι για κόστος πληρωμής πελατών έως και 40k€/MVA/έτος είναι συμφέρουσα η επένδυση DSR-R σε όλες τις περιπτώσεις, ενώ για κόστος πληρωμής πελατών = 50k€/MVA/έτος βλέπουμε πως η δεξιά πράσινη καμπάνα που αναπαριστά το NPC της στρατηγικής DSR-R αρχίζει να ξεπερνά την δεξιά πορτοκαλί καμπάνα που αναπαριστά το NPC της στρατηγικής R. Αυτό συμβαίνει διότι κάποιες προσομοιώσεις Monte Carlo δίνουν μεγαλύτερο NPC για την επένδυση DSR-R απ' ό τι για την επένδυση R, είναι όμως τόσο λίγες που ακόμα και σ' αυτή την περίπτωση η επένδυση DSR-R κρίνεται συνολικά πιο συμφέρουσα.

Στον πίνακα 5.5 φαίνεται συγκεντρωτικά το μέσο NPC για κάθε στρατηγική και για όλα τα κόστη πληρωμής πελατών που εξετάσαμε παραπάνω ανά σενάριο, καθώς επίσης και για όλα τα σενάρια μαζί.

Πίνακας 5.5						
	Μέσο NPC DSR-R					Μέσο NPC R
	kDSR=10	kDSR=20	kDSR=30	kDSR=40	kDSR=50	
S1	26	43	60	78	95	781
S2	316	506	695	884	1073	1213
S3	898	1036	1173	1311	1448	1278
S1+S2+S3 weighted	375	519	664	808	953	1139

Πίνακας 5.5: Μέσο NPC για κάθε στρατηγική.

5.4.3 Μετρήσεις φυσικού κινδύνου

Όσον αφορά τον σχεδιασμό της επένδυσης σε χωρητικότητα του δικτύου, οι διαχειριστές δικτύου διανομής, έπειτα από μελέτες καθώς και σύμφωνα με την γνώμη



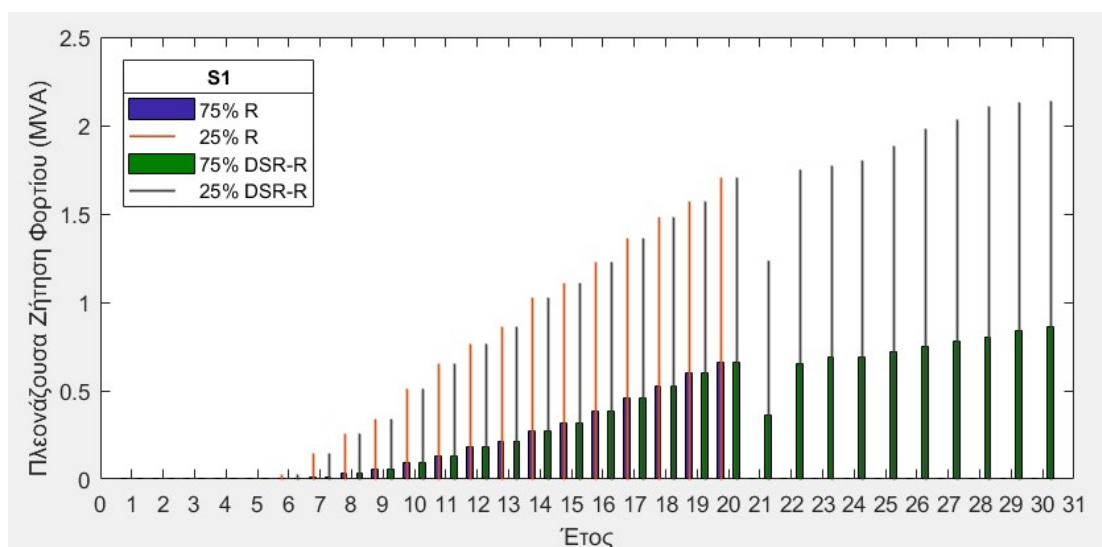
ειδικών εμπειρογνομόνων, παίρνουν την απόφαση να αναπτύξουν το δίκτυο κατά τον βέλτιστο τρόπο, ορίζοντας την πιθανότερη αύξηση της ζήτησης για τα επόμενα χρόνια. Επειδή, όμως, η αβεβαιότητα που κρύβεται σε μια τέτοια υπόθεση είναι πολύ μεγάλη, όπως εξηγήσαμε και στην ενότητα 5.3, μπορεί η πορεία της αύξησης της αιχμής ζήτησης να είναι πολύ διαφορετική (στην δική μας μελέτη πήραμε ως πιθανά σενάρια τα τρία σενάρια που ορίσαμε παραπάνω). Αυτό μπορεί να έχει ως αποτέλεσμα είτε την σπατάλη μεγάλων χρηματικών πόρων για επένδυση σε αύξηση της χωρητικότητας πολύ μεγαλύτερης από αυτήν που έχουμε εν τέλει ανάγκη, είτε μικρότερες επενδύσεις σε χωρητικότητα που οδηγούν σε μη επαρκή κάλυψη των αναγκών του δικτύου που είναι και ο φυσικός κίνδυνος τον οποίο θέλουμε να ποσοτικοποιήσουμε. Το ζήτημα του φυσικού κινδύνου είναι πολύ σημαντικό στη μελέτη μας καθώς χρησιμοποιούμε παρεμβάσεις χαμηλότερης χωρητικότητας DSR ενώ περιμένουμε περισσότερες πληροφορίες, εκθέτοντας το δίκτυο στον κίνδυνο ταχείας αύξησης της ζήτησης, η οποία ενδέχεται να μην αντιμετωπιστεί εγκαίρως λόγω του μεγάλου χρόνου κατασκευής που έχουν οι επενδύσεις σε χωρητικότητα. Αυτή η πλεονάζουσα ζήτηση στο δίκτυο καταγράφεται για κάθε μία προσομοίωση Monte Carlo και έτσι από αυτές τις πληροφορίες, δημιουργούμε κατανομές είτε ανά σενάριο όπως στην ενότητα 5.4.1 είτε συνολικά χρησιμοποιώντας και πάλι το ίδιο σύνολο βαρών πιθανότητας όπως στην ενότητα 5.4.2. Έτσι, ο φυσικός κίνδυνος που σχετίζεται με την πλεονάζουσα ζήτηση φορτίου μπορεί να αναλυθεί με τον ίδιο τρόπο όπως και οι οικονομικές μετρήσεις. Αυτό το χαρακτηριστικό επιτρέπει σε κάθε επενδυτική στρατηγική να αξιολογείται από κοινού και συνολικά όσον αφορά τόσο το οικονομικό κόστος όσο και την αξιοπιστία του δικτύου για την πιο σωστή και ολοκληρωμένη λήψη αποφάσεων.

Προκειμένου να μπορέσουμε να δημιουργήσουμε μια χρήσιμη γραφική απεικόνιση της πληροφορίας της αξιοπιστίας ακολουθήσαμε την εξής μεθοδολογία:

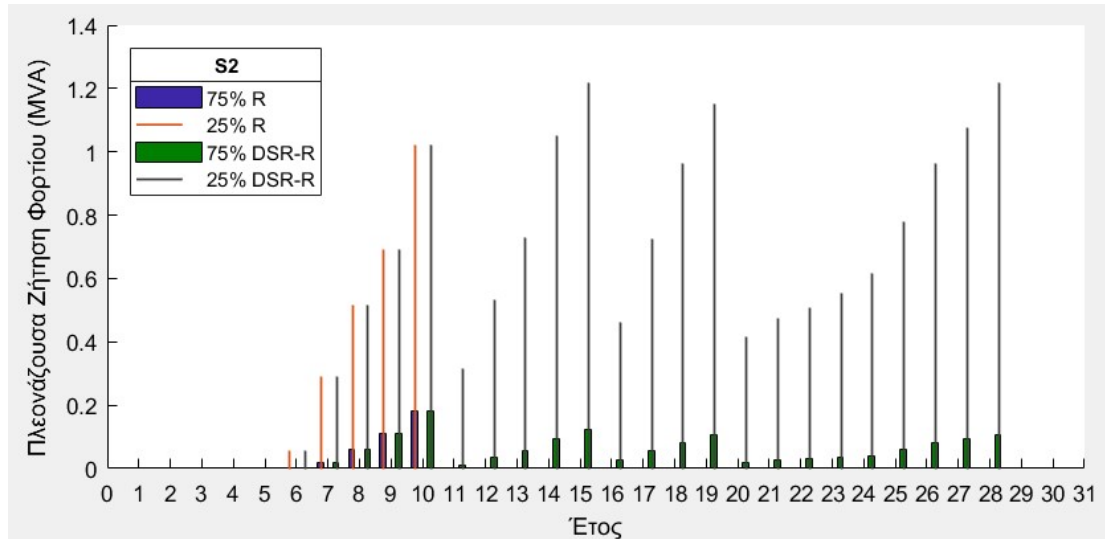
Για το πρώτο σενάριο επιλέξαμε τυχαία μια χρονοσειρά Monte Carlo την οποία χρησιμοποιήσαμε ως «χρονοσειρά αναφοράς». Πιο συγκεκριμένα, χρησιμοποιήσαμε αυτή τη χρονοσειρά ως βάση και σχεδιάσαμε την ανάπτυξη του δικτύου μας και τις επενδύσεις που πρέπει να κάνουμε υπό την προϋπόθεση πως η αιχμή αύξησης της ζήτησης θα ακολουθήσει την πορεία της χρονοσειράς αναφοράς. Έπειτα,



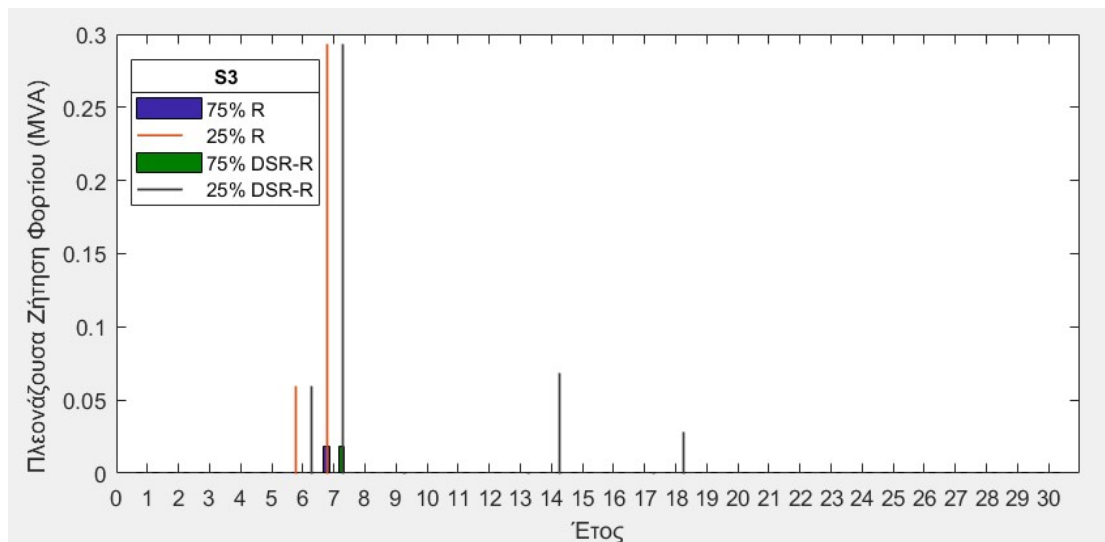
καταγράψαμε την ζήτηση που δεν θα μπορούσαμε να καλύψουμε αν η τροχιά που ακολουθούσε στην πραγματικότητα η αιχμή ζήτησης ήταν οποιαδήποτε άλλη χρονοσειρά Monte Carlo του πρώτου, του δεύτερου ή του τρίτου σεναρίου. Κάναμε, λοιπόν, μια σύγκριση και καταγράψαμε τις θετικές αποκλίσεις της αιχμής ζήτησης κάθε χρονοσειράς Monte Carlo μείον τις ανάγκες που μπορεί να καλύψει το δίκτυο που σχεδιάσαμε. Ακολουθήσαμε την ίδια μεθοδολογία παίρνοντας χρονοσειρές αναφοράς από το δεύτερο και τρίτο σενάριο επαναλαμβάνοντας την διαδικασία αντίστοιχα και για το κάθε είδος επένδυσης που μελετάμε ξεχωριστά. Στα διαγράμματα 5.18, 5.19 και 5.20 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ποσοτικοποίησης το κινδύνου.



Σχήμα 5.18: Βoxplot πλεονάζουσας ζήτησης φορτίου ανά έτος και ανά παρέμβαση με χρονοσειρά αναφοράς από το σενάριο 1.



Σχήμα 5.19: Βoxplot πλεονάζουσας ζήτησης φορτίου ανά έτος και ανά παρέμβαση με χρονοσειρά αναφοράς από το σενάριο 2.



Σχήμα 5.20: Βoxplot πλεονάζουσας ζήτησης φορτίου ανά έτος και ανά παρέμβαση με χρονοσειρά αναφοράς από το σενάριο 3.

Δεδομένου ότι διαφορετικές παρεμβάσεις παρέχουν διαφορετικές ποσότητες χωρητικότητας, τα παραπάνω διαγράμματα παρέχουν μια οπτική σύγκριση του επιπέδου αξιοπιστίας που επιτυγχάνεται από κάθε στρατηγική παρέμβασης. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται και για τις δύο παρεμβάσεις ανά έτος με τις μετρήσεις που αφορούν την στρατηγική R να είναι ελαφρώς μετατοπισμένες αριστερά από κάθε έτος ενώ τις μετρήσεις που αφορούν την στρατηγική DSR-R ελαφρώς δεξιά



Προκειμένου να μην «ασθενήσουμε» τις περιπτώσεις που είχαμε την πλεονάζουσα ζήτηση εισάγοντάς τις μαζί με τις μηδενικές ή μικρές περιπτώσεις σε έναν απλό μέσο όρο ανά έτος εργαστήκαμε με τον παρακάτω τρόπο: για κάθε έτος ταξινομήσαμε σε αύξουσα σειρά τις καταγραφές πλεονάζουσας ζήτησης για κάθε μια παρέμβαση ξεχωριστά και έπειτα τις χωρίσαμε σε 2 ομάδες. Στην πρώτη ομάδα ανήκει το 75% των συνολικών καταγραφών που έχουν την μικρότερη τιμή και στην δεύτερη ομάδα το υπόλοιπο 25% που είναι οι πιο μεγάλες τιμές. Στα παραπάνω σχήματα, τα μπλε και πράσινα κουτιά, για τη στρατηγική R και DSR-R αντίστοιχα, αντιπροσωπεύουν το μέσο όρο του 75% της κατανομής, ενώ οι κόκκινες και γκρι γραμμές αντιπροσωπεύουν το μέσο όρο του υπόλοιπου (υψηλότερου) 25% της κατανομής, με άλλα λόγια, τις πιο ακραίες περιπτώσεις.

Από το σχήμα 5.18 βλέπουμε πως αν πάρουμε ως σενάριο αναφοράς το σενάριο 1 το φορτίο ζήτησης το οποίο δεν μπορούμε να καλύψουμε είναι σχετικά μεγάλο σε σύγκριση με όταν το σενάριο 2 ή 3 είναι σενάρια αναφοράς (ξεπερνάει τα 2MVA σε κάποια έτη), γεγονός που είναι απολύτως αναμενόμενο εφόσον έχουμε πάρει σαν βάση για τον σχεδιασμό της ανάπτυξης του δικτύου την τροχιά με την μικρότερη αύξηση αιχμής ζήτησης. Παρατηρούμε, όμως διαφορές όσον αφορά τις δύο στρατηγικές. Πιο συγκεκριμένα, βλέπουμε πως για την στρατηγική R έχουμε πλεονάζουσα ζήτηση μόνο για τα έτη 8 έως 20 όπως φαίνεται και από την παρουσία μπλε κουτιών, ενώ για την στρατηγική DSR-R έχουμε πλεονάζουσα ζήτηση όπως φαίνεται από την παρουσία πράσινων κουτιών σε όλα τα χρόνια μετά το 8ο, με το 75% των περιπτώσεων πλεονάζουσας ζήτησης φορτίου να βγάζει μέσο όρο έως και 0,9 MVA που θεωρείται σχετικά μεγάλη τιμή. Επίσης, βλέπουμε πως παρόλο που από οικονομικής θεώρησης η στρατηγική DSR-R είναι πιο συμφέρουσα, το χαμηλότερο μέσο κόστος της στρατηγικής DSR-R (μπλε) ισορροπείται από αντίστοιχα υψηλότερο προφίλ φυσικού κινδύνου σε σύγκριση με την παραδοσιακή ενίσχυση R (πράσινο).

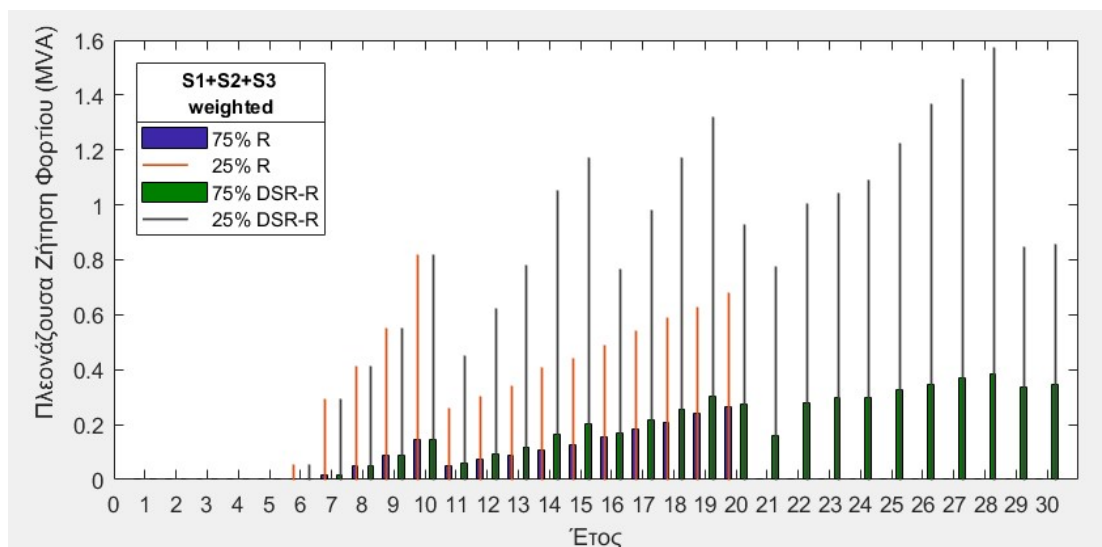
Από το σχήμα 5.19 βλέπουμε πως αν πάρουμε ως σενάριο αναφοράς το σενάριο 2 το φορτίο ζήτησης το οποίο δεν μπορούμε να καλύψουμε είναι μικρότερο από πριν, με το 75% των χαμηλότερων καταγραφών να έχει μέσο όρο έως 0.2MVA σε όλα τα έτη και για όλα τα είδη ενίσχυσης και το υπόλοιπο 25% να δίνει μέσο όρο έως 1.2 MVA όπως για παράδειγμα στα έτη 15 και 28 της ενίσχυσης DSR-R. Παρατηρούμε, και



πάλι διαφορές όσον αφορά τις δύο στρατηγικές με την στρατηγική R να θεωρείται πάλι πιο αξιόπιστη καθώς δίνει πλεονάζουσα ζήτηση μόνο για τα έτη 6 έως 10, ενώ για την στρατηγική DSR-R έχουμε πλεονάζουσα ζήτηση στα χρόνια 6 έως 28 όπου έχουν εξαντληθεί τα περιθώρια της ενίσχυσης DSR και έπειτα καταφεύγουμε σε ενίσχυση R. Επίσης, πάλι βλέπουμε πως η στρατηγική DSR-R κρύβει μεγαλύτερο φυσικό κίνδυνο σε σύγκριση με την παραδοσιακή ενίσχυση R.

Στη συνέχεια, παίρνοντας σαν σενάριο αναφοράς το σενάριο 3 (αυτό που προβλέπει την πιο μεγάλη αύξηση στην αιχμή ζήτησης), βλέπουμε από το σχήμα 5.20 πως οι περιπτώσεις πλεονάζουσας ζήτησης φορτίου είναι πολύ λίγες και η ζήτηση φορτίου που δεν μπορούμε να καλύψουμε πολύ περιορισμένη (έως 0.075 για το 75% των περιπτώσεων σε όλα τα έτη για κάθε στρατηγική και έως 0.3 για το 25%). Τα έτη στα οποία έχουμε πλεονάζουσα ζήτηση είναι μόνο το 6ο και το 7ο όσον αφορά την στρατηγική R, ενώ όσον αφορά την στρατηγική DSR-R είναι το 6ο, 7ο, 14ο και 18ο. Παρατηρούμε πως σε κάποια έτη έχουμε γραμμές αλλά δεν έχουμε κουτιά. Αυτό σημαίνει πως η πιθανότητα να έχουμε πλεονάζουσα ζήτηση φορτίου σε εκείνα τα έτη είναι μικρότερη του 25%. Τέλος, βλέπουμε πως έχοντας ως σενάριο αναφοράς το σενάριο 3 ο φυσικός κίνδυνος τόσο στην ενίσχυση R όσο και στην ενίσχυση DSR-R είναι πολύ μικρός και το δίκτυο μας είναι αξιόπιστο.

Τα αποτελέσματα πλεονάζουσας ζήτησης φορτίου για κάθε σενάριο που παρουσιάσαμε παραπάνω μπορούν τώρα να συνδυαστούν με την χρήση του συνόλου βαρών πιθανότητας από τον Πίνακα 5.4 και να μπορέσουμε να έχουμε συνολική εικόνα για τα επίπεδα φυσικού κινδύνου ανά παρέμβαση. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο σχήμα 5.21.



Σχήμα 5.21: Boxplot πλεονάζουσας ζήτησης φορτίου ανά έτος και ανά παρέμβαση.

Από το σχήμα 5.21 βλέπουμε πως το φορτίο ζήτησης το οποίο δεν μπορούμε να καλύψουμε κυμαίνεται σε ικανοποιητικές τιμές για όλα τα είδη παρέμβασης, με το 75% των χαμηλότερων καταγραφών να έχει μέσο όρο έως 0.4MVA σε όλα τα έτη και για όλα τα είδη ενίσχυσης και το υπόλοιπο 25% να δίνει μέσο όρο έως 1.6 MVA για την ενίσχυση DSR-R ενώ για την ενίσχυση R έως 0.8. Παρατηρούμε, και πάλι διαφορές όσον αφορά τις δύο στρατηγικές με την στρατηγική R να θεωρείται πάλι πιο αξιόπιστη καθώς δίνει πλεονάζουσα ζήτηση φορτίου μόνο για τα έτη 6 έως 20, ενώ για την στρατηγική DSR-R έχουμε πλεονάζουσα ζήτηση φορτίου στα χρόνια 6 και έπειτα. Υπάρχει επομένως μια αντιστάθμιση μεταξύ κόστους και αξιοπιστίας για τις δύο εξεταζόμενες στρατηγικές, που ο κατασκευαστής μπορεί τώρα να αξιολογήσει ποσοτικά χρησιμοποιώντας το προτεινόμενο μοντέλο RO.

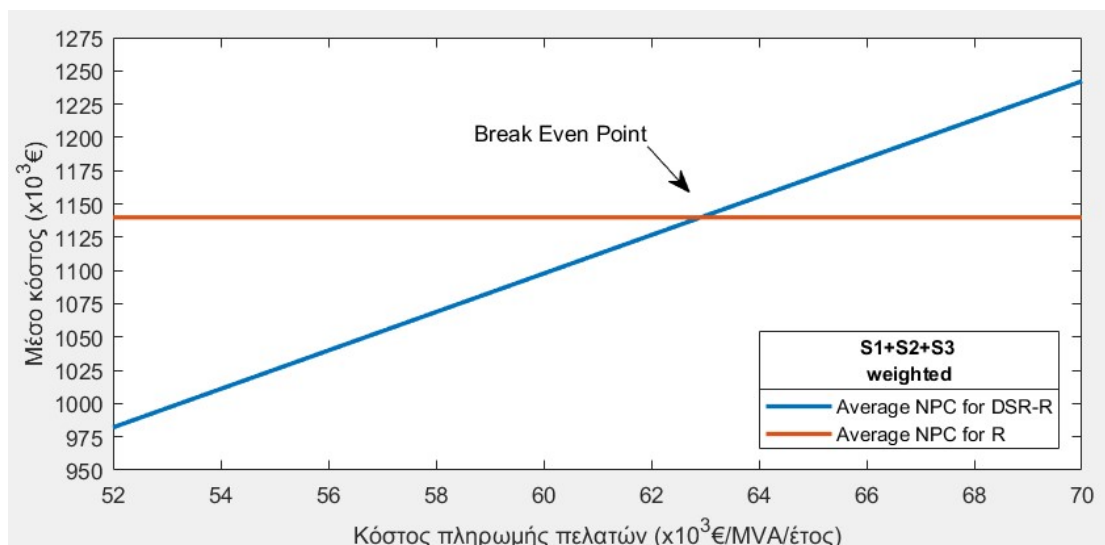


5.5 Τιμολόγηση DSR

Αν και το συνολικό μέσο NPC για τη στρατηγική DSR-R είναι χαμηλότερο από ό, τι στην παραδοσιακή στρατηγική ενίσχυσης R, όπως φαίνεται και στον πίνακα 5.5, είναι σαφές πως αυτή η διαφορά εξαρτάται από μεταβλητές εισόδου που αφορούν το κόστος του DSR. Δεδομένου ότι το DSR είναι μια αναδυόμενη τεχνολογία, το κόστος αυτό μπορεί να είναι αβέβαιο. Επομένως, ο υπεύθυνος λήψης αποφάσεων μπορεί να αξιολογήσει την ευαισθησία αυτού του συμπεράσματος και να καθορίσει τη μέγιστη δυνατή πληρωμή DSR που ο διαχειριστής του δικτύου είναι πρόθυμος να πληρώσει τους καταναλωτές που έχουν συνάψει συμβόλαιο για περικοπή του φορτίου τους. Με άλλα λόγια, πρέπει να εκτιμήσει την οριακή τιμή πληρωμής DSR που είναι διατεθειμένος να πληρώσει για την αποφυγή ενίσχυσης δικτύου, η οποία καθορίζεται από το μέσο κόστος της παραδοσιακής ενίσχυσης.

Για να βρούμε το οριακό κόστος πληρωμής DSR εργαζόμαστε ως εξής:

Αυξάνουμε βηματικά το κόστος πληρωμής πελατών έχοντας ως αρχική τιμή την 50k€/MVA/έτος και υπολογίζουμε το μέσο NPC για τη στρατηγική DSR-R και για τα τρία σενάρια, S1, S2 και S3 συνολικά κάνοντας χρήση του πίνακα 5.4 με τα επιλεγμένα βάρη σεναρίων. Το κόστος πληρωμής πελατών όπου το μέσο NPC της στρατηγικής DSR-R γίνει ίσο με αυτό της ενίσχυσης R είναι και το οριακό κόστος που ψάχνουμε. Στο παρακάτω σχήμα 5.22 βλέπουμε την γραφική απεικόνιση του συνολικού μέσου NPC και των δύο στρατηγικών εν συναρτήσεως του κόστους πληρωμής πελατών.



Σχήμα 5.22: Οριακή τιμή κόστους πληρωμής πελατών για την υπηρεσία DSR.

Από το Σχήμα 5.22 βλέπουμε ότι η οριακή τιμή κόστους πληρωμής DSR είναι 63k€/MVA/έτος. Αυτό σημαίνει ότι οποιαδήποτε τιμή κόστους πληρωμής DSR είναι χαμηλότερη από 63k€/MVA/έτος θα είχε ως αποτέλεσμα η στρατηγική DSR-R να έχει χαμηλότερο μέσο κόστος από τη στρατηγική R. Αντιθέτως, για κόστος πληρωμής DSR μεγαλύτερο από 63k€/MVA/έτος, η στρατηγική R θα ήταν κατά μέσο όρο η φθηνότερη εναλλακτική λύση. Επομένως, αυτή η ανάλυση επιτρέπει στον υπεύθυνο λήψης αποφάσεων να εκτιμήσει την κατάσταση και να αντιδράσει κατάλληλα όταν η ζήτηση αυξάνεται πιο γρήγορα ή πιο αργά από ό, τι αναμενόταν αρχικά, γνωρίζοντας εκ των προτέρων τα όρια στα οποία μπορεί να κινηθεί για να παραμείνει η στρατηγική DSR-R προτιμότερη από οικονομικής απόψεως.



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

Συμπεράσματα

Αυτή η εργασία μελετά την ανάγκη να ληφθούν κατάλληλα υπόψιν η αβεβαιότητα στη μακροπρόθεσμη λήψη αποφάσεων και η εκτίμηση των επενδυτικών σχεδίων του δικτύου καθώς ο παράγοντας της αβεβαιότητας φέρνει στην επιφάνεια το ζήτημα της ευέλικτης χωρητικότητας με στόχο την αναβολή ή ακόμη και την αποφυγή δαπανηρών μη αναστρέψιμων επενδυτικών ενισχύσεων. Αυτή η μελέτη δείχνει πως τέτοιες ευέλικτες παρεμβάσεις μπορεί να έχουν σημαντικά υψηλότερη αξία όταν μοντελοποιείται η αβεβαιότητα, σε σύγκριση με την κλασσική ντετερμινιστική ανάλυση σεναρίων. Η μέθοδος λήψης επενδυτικών αποφάσεων που εξετάζουμε σ' αυτή τη μελέτη βασίζεται στην υπάρχουσα προσέγγιση της ανάλυσης σεναρίων, ενσωματώνοντας την μέσα σε ένα πολυεπίπεδο μοντέλο αβεβαιότητας και ευελιξίας. Μοντελοποιώντας τις μακροπρόθεσμες (σενάρια) και βραχυπρόθεσμες (προσομοιώσεις Monte Carlo) αβεβαιότητες ξεχωριστά επιτρέπουμε στις διαφορετικές επενδυτικές στρατηγικές να συγκριθούν αρχικά ανά σενάριο και στη συνέχεια να συνδυαστούν ούτως ώστε να δώσουν μια συνολική, σταθμισμένη με πιθανότητες ανάλυση που είναι μαθηματικά συνεπής. Το κόστος και οι φυσικοί κίνδυνοι υπολογίζονται ως κατανομές, έτσι ώστε ο υπεύθυνος λήψης αποφάσεων να μπορεί να χρησιμοποιεί ένα εύρος μετρήσεων (τόσο το κόστος όσο και τις μετρήσεις κινδύνου) στο οποίο να βασίζεται επιλέγοντας την προτιμώμενη επενδυτική στρατηγική. Η βασική πρόταση πολιτικής που προκύπτει από την μελέτη είναι να αλλάξει το ισχύον λειτουργικό πλαίσιο που βασίζεται στην ντετερμινιστική ανάλυση των επενδύσεων και να προχωρήσουμε προς μια πιθανολογική προσέγγιση. Στην πραγματικότητα, η μοντελοποίηση της αβεβαιότητας είναι ο μόνος τρόπος για να ποσοτικοποιηθεί και να αναγνωριστεί η αξία των ευέλικτων λύσεων όπως το DSR, συγκρίνοντας άμεσα την αξία του DSR με συμβατικές στρατηγικές ενίσχυσης, όπως η κατασκευή νέων γραμμών. Η ανάλυση με μεταβλητό κόστος πληρωμής πελατών παρέχει επίσης μια χρήσιμη ένδειξη της ευαισθησίας αυτών των αποτελεσμάτων RO



σε υποθέσεις γύρω από τις πληρωμές DSR, οι οποίες επί του παρόντος ενδέχεται να είναι αβέβαιες.

Και στα τρία σενάρια αύξησης της αιχμής ζήτησης που εξετάσαμε, είδαμε πως η χρήση μιας ευέλικτης υπηρεσίας DSR που θα αξιοποιήσει δεσμευμένη χωρητικότητα στο δίκτυο μπορεί να οδηγήσει σε σημαντική εξοικονόμηση κόστους μέσω της αναβολής ή και της πλήρους αποφυγής δαπανηρών επενδύσεων κεφαλαίου. Η μείωση του κόστους κεφαλαίου με αυτόν τον τρόπο μπορεί να μεταφραστεί σε οφέλη για διαφορετικούς παράγοντες, και ιδίως για τελικούς πελάτες οι οποίοι βαραινούνται εν τέλει με το κόστος του δικτύου. Πιο συγκεκριμένα, είδαμε πως η τιμή πληρωμής DSR είναι παράγοντας που θεωρείται αβέβαιος γι αυτό υπολογίσαμε και το ανώτερο όριο της τιμής ώστε η επένδυση DSR να είναι συμφέρουσα. Εάν η συμφωνημένη τιμή DSR είναι ίση στο ανώτατο όριο της τιμής DSR, τότε όλη η εξοικονόμηση κόστους του DSR έναντι της παραδοσιακής ενίσχυσης μεταβιβάζεται ως οικονομικό όφελος στους πελάτες DSR που έχουν συνάψει συμβόλαιο για περικοπή φορτίου. Εάν η συμφωνημένη τιμή DSR είναι χαμηλότερη, τότε το υπόλοιπο οικονομικό όφελος περνάει στον διαχειριστή του δικτύου. Είναι, λοιπόν, συμφέρον του διαχειριστή του δικτύου να επιτύχει όσο το δυνατόν χαμηλότερη τιμή πληρωμής των πελατών DSR.

Στη μελέτη μας δώσαμε ιδιαίτερη σημασία στην εξαγωγή αποτελεσμάτων που επιτρέπουν στους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων να κατανοήσουν εύκολα και καθαρά τη σχετική διακύμανση και την πιθανοτική κατανομή τόσο των οικονομικών δεδομένων όσο και του φυσικού κινδύνου από τις διαφορετικές επενδυτικές στρατηγικές. Ενώ από οικονομικής απόψεως η επένδυση DSR-R φάνηκε πως είναι πιο συμφέρουσα, από θέμα αξιοπιστίας υπολείπεται σε σχέση με την κλασσική επένδυση ενίσχυσης. Παρ' όλα αυτά ο διαχειριστής του συστήματος μπορεί να λάβει επιπλέον μέτρα για να μειώσει τον φυσικό κίνδυνο αυτής της μεθόδου όπως είναι η σύναψη συμφωνίας εφεδρικών πελατών, η επιβολή χρηματικών κυρώσεων σε πελάτες που δεν συμμορφώνονται στην αποκοπή του φορτίου τους ή η σύναψη συμφωνιών με υψηλή τιμή DSR για περιπτώσεις επείγουσας ανάγκης. Προκειμένου οι ευέλικτες παρεμβάσεις να γίνουν πραγματικότητα, απαιτούνται μεγάλες αλλαγές στην ισχύουσα πολιτική που διέπει τον τρόπο λειτουργίας του δικτύου. Αποτελούν, όμως, λύση του μέλλοντος και χαράσσουν μια νέα εποχή στην ανάπτυξη των δικτύων



Παναγιώτα Ν. Μανωλάκου
Η αξιολόγηση των επενδύσεων
σε διαχείριση φορτίου για την
ανάπτυξη του δικτύου

λόγω των τεράστιων λειτουργικών, οικονομικών και περιβαλλοντολογικών οφελών που κρύβουν.



Βιβλιογραφία

- [1]. Subir Ray – Electrical Power Systems: Concepts, Theory And Practice. New Delhi: PHI Learning, 2010.
- [2]. T. A. Short, Electric Power Distribution Handbook, CRC Press, 2004.
- [3]. Βουρνάς Κ. και Παππαδιάς Β., Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας-Έλεγχος και Ευστάθεια Συστήματος, Αθήνα: Σ. ΑΘΑΝΑΣΟΠΟΥΛΟΣ ΣΙΑ Ο.Ε., 2010.
- [4]. Μ. Π. Παπαδόπουλος, Δίκτυα Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τόμος Ι, Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 1994.
- [5]. ΔΕΔΔΗΕ – Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύου 2018-2022.
- [6]. M.N Bandyopadhyay – Electrical Power Systems: Theory And Practice. New Delhi: PHI Learning, 2012.
- [7]. Γ.Κονταξής, Ν.Χατζηαργυρίου, Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας. Αθήνα: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, 2003.
- [8]. Stephen Charman, Ηλεκτρικές Μηχανές – 4η έκδοση. Θεσσαλονίκη: Εκδόσεις Τζιόλα, 2013.
- [9]. Π.Κεμίδης, Δ.Μπαργιώτας, Βιομηχανικές Εγκαταστάσεις Υποσταθμοί – Α' Τεύχος. Οργανισμός εκδόσεως Διδακτικών Βιβλίων, 2002.
- [10]. Γεωργιλάκης, Π., 2015.Σύγχρονα συστήματα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. [ηλεκτρ. Βιβλ.] Αθήνα:Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών.
- [11]. Ξανθός Β.Ν, Παραγωγή-Μεταφορά-Διανομή Μέτρηση και Εξοικονόμηση Ηλεκτρικής Ενέργειας. Θεσσαλονίκη: Εκδόσεις ΖΗΤΗ, 2003.
- [12]. EEI-AEIC-UTC. Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective.EEI, March2011.



- [13]. Priyanka Paliwal, N.P. Patidar, R.K. Nema, Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014.
- [14]. Εισαγωγή στη Διεσπαρμένη Παραγωγή, University of Cyprus, Department of Electrical Computer Engineering.
- [15]. John D. McDonald, Bartosz Wojszczyk, Byron Flynn, Ilia Voloh, Distribution Systems, Substations, and Integration of Distributed Generation, Springer Science+Business Media New York, 2013.
- [16]. S.Zajkowski, SCADA – The Brain of the Smart Grid, Remote Site Equipment Management, 14 January 2014.
- [17]. European Commission – Smart Grids and Meters.
- [18]. Κ.Ανδρεάδης, Ευφυή Συστήματα Μέτρησης και διαχείρισης Ηλεκτρικής Ενέργειας, Presentations Public Speaking, 6 Απριλίου 2014.
- [19]. P.Stluka, S. Noyé, M.AAnton, D.Tsagkrasoulis, M.J. Konsman, G.Martínez, K. Hrvoje -Analysis of EUwide interoperability standards and data models and harmonization requirements, Published in the framework of HOLISDER, 31 March 2018.
- [20]. R. Kopmeiners, Communication Diversity Architecture for Smart Meter Networks. Presentation at the ETSI M2M Workshop, 19 October 2010, Sophia Antipolis, France.
- [21]. Trilliant – Wireless WAN for the Smart Grid , Trilliant Holdings, 2013.
- [22]. Field Area Networks - Network Protocols Lab - University of Kentucky, 2015.
- [23]. Sixth Northwest Conservation and Electric Power Plan, Appendix H: Demand Response, Northwest Power and Conservation Council, 1 February 2010.



- [24]. US Department of Energy, Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them, Report to the United States Congress, February 2006.
- [25]. North American Electric Reliability Corporation, «Demand Response Availability Data System», USA, January 2011.
- [26]. J.A Schachter, P. Mancarella, J.Moriarty, R.Shaw, Flexible investment under uncertainty in smart distribution networks with demand side response: Assessment framework and practical implementation, Elsevier, 8 August 2016.
- [27]. Charles Goldman, Michael Reid, Roger Levy και Alison Silverst, «Coordination of Energy Efficiency and Demand Response,» ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY, USA, January 2010.
- [28]. Μετάβαση στο ευφύες ηλεκτρικό δίκτυο και διαχείριση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, Σταύρου Σωτήρης, Διπλωματική Εργασία, Ιανουάριος 2015.
- [29]. G.Strbac, Demand side management: Benefits and challenges, Department of Electrical and Electronic Engineering, Imperial College London, 2008.
- [30]. New York Independent System Operator, NYISO, «Emergency Demand Response Program Manual», New York Independent System Operator, New York, October 2013.
- [31]. International Energy Agency, Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency, IEA, 2014.
- [32]. Διοικητική Επιστήμη – Λήψη Επιχειρηματικών Αποφάσεων στην κοινωνία της πληροφορίας, Γρηγόρης Πραστάκος, Εκδόσεις Σταμούλη ΑΕ, Αθήνα, 2000.
- [33]. Αναλυτικές Μεθόδους και Πολυκριτήρια Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων υπό Αβεβαιότητα, Νικόλαος Χριστοδουλάκης, Διδακτορική Διατριβή, Πανεπιστήμιο Πειραιώς, 2015.
- [34]. Λήψη Αποφάσεων υπό Καθεστώς Αβεβαιότητας και Ρίσκου, Στυλιανός Βλαχάκης, Μεταπτυχιακή Διατριβή, 2007



- [35]. Σημειώσεις Πανεπιστημιακών παραδόσεων μεταπτυχιακού μαθήματος «Συστήματα Υποστήριξης Αποφάσεων», Νικόλαος Μαρσατσίνης, Πολυτεχνείο Κρήτης, 1998.
- [36]. Ασαφής Λογική και Λήψη Αποφάσεων υπό καθεστώς αβεβαιότητας, Θωμαΐδης Νίκος, Μεταπτυχιακή Διατριβή, Πολυτεχνείο Κρήτης, 2001.
- [37]. Αξιολόγηση Επενδύσεων με τη Χρήση Επενδυτικών Δικαιωμάτων Προαίρεσης, Μπαρμπάτη Ιωάννα, Διπλωματική εργασία, Εθνικό Μετσόβιο πολυτεχνείο, 2015.
- [38]. A.K. Dixit, R.S. Pindyck. Investment under uncertainty, Princeton University Press, 1994.
- [39]. Copeland, T. & Antikarov, V. Real Options: A Practitioners Guide, Cengage Learning, New York, 2003.
- [40]. D. Latimotre. Calculating value during uncertainty: Getting real with “real options”, 2002
- [41]. Han T. J. Smit, “Strategic Investment: Real Options and Games”, Lenos Trigeorgis.
- [42]. Flexible investment under uncertainty in smart distribution networks with demand side response: Assessment framework and practical implementation Jonathan A. Schachter, Pierluigi Mancarella, John Moriarty, Rita Shaw.
- [43]. CIGRE. Task Force C6.04. 2014. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources.