



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Υπολογισμός των περιθωρίων ισχύος για εγκατάσταση ΑΠΕ
στο ΣΗΕ Κρήτης μετά την διασύνδεσή του με το ηπειρωτικό
σύστημα**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Κρητικού Ευγενία

Επιβλέπων Καθηγητής:

Γεώργιος Κορρές

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Φεβρουάριος, 2023



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Υπολογισμός των περιθωρίων ισχύος για εγκατάσταση ΑΠΕ
στο ΣΗΕ Κρήτης μετά την διασύνδεσή του με το ηπειρωτικό
σύστημα**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΚΡΗΤΙΚΟΥ ΕΥΓΕΝΙΑ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 9^η Μαρτίου 2023 .

.....
Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Ιωάννης Γκόνος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Κρητικού Ευγενία

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

Copyright © Ευγενία Κρητικού, 2023

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ' ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Η ανάπτυξη των τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και η κατεύθυνση αντικατάστασης των ρυπογόνων θερμικών μονάδων από την παγκόσμια ενεργειακή κοινότητα οδηγεί σε ταχεία αλλαγή του μίγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με όλο και μεγαλύτερη διείσδυση μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΔΠ) στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ).

Ιδιαίτερα κρίσιμο ζήτημα για την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ αποτελεί η ικανότητα υποδοχής τέτοιων μονάδων παραγωγής από το Δίκτυο Διανομής και το Σύστημα Μεταφοράς. Το περιθώριο υποδοχής ισχύος από ΑΠΕ των δικτύων (Hosting Capacity Problem) προσδιορίζεται λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τους λειτουργικούς περιορισμούς των στοιχείων του δικτύου και την ικανοποίηση προδιαγραφών σχεδιασμού του συστήματος.

Στην παρούσα διπλωματική, εξετάζονται τα περιθώρια ισχύος για εγκατάσταση ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης μετά την ολοκλήρωση της πρώτης φάσης της διασύνδεσης με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Γραμμή Μεταφοράς 150 kV Υ/Σ Μολάων – Υ/Σ Χανίων).

Οι τεχνολογίες ΑΠΕ που εξετάζονται είναι αυτές των χερσαίων αιολικών πάρκων (ΑΠ) και των φωτοβολταϊκών σταθμών (Φ/Β). Κατά το πρώτο στάδιο της μελέτης προσδιορίζεται το μίγμα των δύο τεχνολογιών ΑΠΕ ανά υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ της Κρήτης λαμβάνοντας υπόψη τον περιορισμό του θερμικού ορίου των Μετασχηματιστών (Μ/Σ) και το όριο βραχυκύκλωσης ανά υποσταθμό. Δύο σενάρια διερευνήθηκαν για τον προσδιορισμό του μίγματος ΑΠΕ ανά υποσταθμό. Στο πρώτο σενάριο επιδιώκεται η μεγιστοποίηση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των νέων σταθμών ΑΠΕ, ενώ στο δεύτερο σενάριο στοχεύεται η μεγιστοποίηση της παραγόμενης ενέργειας των νέων σταθμών ΑΠΕ. Ο παραπάνω προσδιορισμός πραγματοποιήθηκε με τη βοήθεια των λογιστικών φύλλων του Microsoft Excel.

Στην συνέχεια χρησιμοποιήθηκαν τα αποτελέσματα του σεναρίου μεγιστοποίησης της εγκατεστημένης ισχύος των νέων ΑΠΕ για την προσομοίωση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης μέσα από το λογισμικό Power World Simulator και την επίλυση του προβλήματος της βέλτιστης ροής ισχύος (Optimal Power Flow, OPF) για κάθε ώρα του έτους μέσα από το εργαλείο Time Step Simulation. Με αυτό τον τρόπο παρατηρήθηκαν οι επιπτώσεις υψηλής ένταξης ΑΠΕ στο Σύστημα Μεταφοράς στις τάσεις των ζυγών Υψηλής Τάσης (ΥΤ) και στις φορτίσεις των

Γραμμών Μεταφοράς (Γ.Μ.) αλλά και η παραβίαση των ορίων των διασυνδεδειγμένων γραμμών. Προκειμένου να υπολογιστεί προσεγγιστικά το ισχύον περιθώριο εγκατάστασης ισχύος ΑΠΕ χωρίς να παραβιάζονται τα όρια του Συστήματος Μεταφοράς, διεξάχθηκαν διαδοχικές προσομοιώσεις με σταδιακή μείωση της επιπρόσθετης ισχύος ΑΠΕ που προέκυψε μέσω της βελτιστοποίησης, παρατηρώντας ταυτόχρονα την ένταση των θερμικών μονάδων παραγωγής με βάση τα κόστη λειτουργίας τους. Τέλος, με βάση το παραπάνω σενάριο, αναπτύχθηκε εργαστηριακή άσκηση η οποία ανατέθηκε στους φοιτητές του μαθήματος ΑΣΗΕ 1.

Λέξεις-κλειδιά: Διεσπαρμένη Παραγωγή , Διασυνδέσεις Αυτόνομων Ηλεκτρικών Συστημάτων, Power World Simulator, Πρόβλημα Υπολογισμού Περιθωρίων Ισχύος

Abstract

The development of RES technologies and the direction of replacing polluting thermal units by the global energy community has changed the energy production mix with a greater penetration of Dispersed Production units in the Electricity Systems.

A particularly critical issue of increasing the penetration of RES is the ability of the Distribution Network and the Transmission System to receive such production units. The network hosting capacity problem (Hosting Capacity Problem) is determined taking into account the technical characteristics and functional limitations of the network elements and the satisfaction of system design specifications.

In this thesis, the margins for installation of RES power in the power system of Crete after the completion of the first phase of the interconnection with the National Electricity Transmission System (T.L. 150 kV Substation of Molaon – Substation of Chania) is examined. The RES technologies considered are those of onshore wind farms (WF) and photovoltaic (PV) plants.

During the first stage of the study, the mix of the two RES technologies per substation HV/MV of Crete is determined taking into account the limitation of the thermal limit of the transformers and the short circuit limit per substation. Two scenarios were investigated to determine the RES mix per substation. In the first scenario, the goal is to maximize the total installed capacity of the new RES plants, while in the second scenario, the goal is to maximize the energy produced by the new RES plants. The above determination was carried out with the help of Microsoft Excel spreadsheets.

Subsequently, the results of the scenario of maximizing the installed power of the new RES were used to simulate the electronic system of Crete through the Power World Simulator software and to solve the problem of the optimal power flow for each hour of the year, using the Time Step Simulation tool. In this way, the effects of high integration of RES in the Transmission System were observed on the voltages of the HV substations and on the loading of the Transmission Lines as well as the violation of the limits of the interconnection lines. Finally, in order to approximately calculate the power installation margins without violating the limits of the Transmission System, successive simulations were carried out with a reduction of around 10% of the new RES power of the results of the optimization of the installed power, observing at the same time the inclusion of thermal production units with based on their operating costs.

Keywords: Dispersed Production units, Interconnections of Autonomous Electrical Systems, Power World Simulator, Hosting Capacity Problem

Πρόλογος – Ευχαριστίες

Η εκπόνηση αυτής της διπλωματικής εργασίας έγινε υπό την επίβλεψη του καθηγητή του ΕΜΠ κ. Γεώργιου Κορρέ, τον οποίο θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά για την δυνατότητα που μου έδωσε να μελετήσω ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα. Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον ομότιμο καθηγητή του ΕΜΠ κ. Νικόλαο Χατζηαργυρίου για την πολύτιμη βοήθεια του κατά την διάρκεια της εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής.

Ευχαριστώ ιδιαιτέρως τον μεταδιδακτορικό ερευνητή κ. Αλέξανδρο Πασπάτη, για την προθυμία του να με βοηθήσει σε ότι χρειαστώ, και την σπουδαία καθοδήγησή του κατά την εκπόνηση αυτής της εργασίας.

Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου για την κατανόηση τους όλο αυτό το διάστημα αλλά και τους φίλους μου για την αμέριστη συμπαράστασή τους.

Πίνακας περιεχομένων

Περίληψη	4
Abstract	6
Πρόλογος – Ευχαριστίες	9
Πίνακας περιεχομένων	11
Πίνακας σχημάτων	14
Ευρετήριο Εικόνων.....	15
Ευρετήριο Πινάκων	17
Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή.....	1
1.1 Παγκόσμια ενεργειακή μετάβαση σε ένα ενεργειακό σύστημα βασισμένο στις ΑΠΕ2	
1.2 Η Κατάσταση στην Ελλάδα.....	3
1.3 Πλεονεκτήματα και προκλήσεις της εισαγωγής ΑΠΕ στο δίκτυο	5
1.4 Σκοπός και Δομή Διπλωματικής Εργασίας.....	7
Κεφάλαιο 2: Διασυνδέσεις αυτόνομων ηλ. συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ	9
2.1 Ιστορικό Διασυνδέσεων	10
2.2 Τεχνολογίες Υποβρύχιων Διασυνδέσεων.....	12
2.3 Η σημασία των διασυνδέσεων στο ελληνικό σύστημα	16
2.4 Η Περίπτωση της Κρήτης.....	17
2.4.1 Πρώτη φάση της διασύνδεσης.....	18
2.4.2 Δεύτερη Φάση της διασύνδεσης	19
Κεφάλαιο 3: Υπολογισμός περιθωρίων ισχύος	22
3.1 Ορισμός	23
3.2 Περιοριστικοί παράγοντες (Limiting Factors)	24
3.2.1 Περιοριστικοί παράγοντες σε κορεσμένες περιοχές	25
3.2.2 Περιοριστικοί παράγοντες στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	25
3.3 Μέθοδοι υπολογισμού των περιθωρίων ισχύος	27
3.3.1 Ντετερμινιστική Μέθοδος.....	28
3.3.2 Στοχαστική Μέθοδος.....	30

3.3.3	Μέθοδος Βασισμένη στην βελτιστοποίηση	30
3.3.4	Μέθοδος Streamlined	31
3.3.5	Συμπεράσματα ως προς τις μεθόδους.....	32
Κεφάλαιο 4:	Το λογισμικό PowerWorld Simulator.....	33
4.1	Λίγα λόγια για το λογισμικό	34
4.2	Το περιβάλλον του PowerWorld	35
4.3	Εισαγωγή στο εργαλείο Time Step Simulation	37
4.3.1	Εισαγωγή δεδομένων στο Time Step Simulation	38
4.3.2	Παρουσίαση αποτελεσμάτων στο Time Step Simulation	41
4.3.3	Εκτέλεση προσομοίωσης.....	43
Κεφάλαιο 5:	Περιγραφή του ΣΗΕ Κρήτης	45
5.1	Μονογραμμικό Διάγραμμα	46
5.2	Υποσταθμοί Συστήματος Μεταφοράς	47
5.3	Γραμμές Μεταφοράς Υ.Τ. του ΣΗΕ της Κρήτης	49
5.4	Θερμικές Μονάδες στο ΣΗΕ της Κρήτης	51
5.5	Σταθμοί ΑΠΕ στο ΣΗΕ της Κρήτης.....	54
5.6	Μοντέλο Ζήτησης Φορτίου	55
Κεφάλαιο 6:	Μελέτη χωρητικότητας ΑΠΕ των υποσταθμών του ΣΗΕ Κρήτης	58
6.1	Μεθοδολογία υπολογισμού μέγιστων περιθωρίων ισχύος	59
6.2	Παρουσίαση αποτελεσμάτων ανά σενάριο.....	65
Κεφάλαιο 7:	Προσομοιώσεις στο λογισμικό Power World και συμπεράσματα για τα περιθώρια ισχύος.....	68
7.1	Δεδομένα εισόδου και μεθοδολογία	69
7.2	Αποτελέσματα προσομοίωσης για προτεινόμενα περιθώρια ισχύος ΑΠΕ 71	
7.2.1	Αποτελέσματα Γραμμών Μεταφοράς.....	74
7.2.2	Αποτελέσματα για τάσεις ζυγών	75
7.2.3	Αποτελέσματα για θερμικές μονάδες παραγωγής	77
7.2.4	Παραγωγή ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ ανά υποσταθμό.....	78
Κεφάλαιο 8:	Ανάπτυξη εργαστηριακής άσκησης με χρήση του λογισμικού Power World	81

8.1 Περιγραφή της εργαστηριακής άσκησης.....	82
8.2 Σενάριο Μελέτης και αποτελέσματα εργαστηριακής άσκησης	83
Κεφάλαιο 9: Συμπεράσματα.....	84
9.1 Συμπεράσματα	85
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1	86
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	87

Πίνακας σχημάτων

Σχήμα 5.1 – Μηνιαία ζήτηση φορτίου (MW) Κρήτης για το έτος 2019	55
Σχήμα 5.2 - Ετήσια ζήτηση (MW/MVar) ανά υποσταθμού για το έτος 2019	55
Σχήμα 5.3 – Επίπεδα ζήτησης φορτίου ανά μήνα για το έτος 2019	57
Σχήμα 7.1 – Ανοιγμένη ετήσια χρονοσειρά αιολικής παραγωγής στην Κρήτη ...	70
Σχήμα 7.2 – Ανοιγμένη ετήσια χρονοσειρά φωτοβολταϊκής παραγωγής στην Κρήτη.....	70
Σχήμα 7.3 – Γραφική απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ ανά υποσταθμό ..	73
Σχήμα 7.4 – Γραφική απεικόνιση αποτελεσμάτων τάσεων ζυγών	76
Σχήμα 7.5 – Ετήσιος Μ.Ο. τάσεων ζυγών Υ.Τ.	76
Σχήμα 7.6 – Κοινό διάγραμμα ζήτησης φορτίου και παραγόμενης ενέργειας ΑΠΕ	77
Σχήμα 7.7 - Παραγωγή Θερμικών Μονάδων.....	78
Σχήμα 7.8 – Ώρες λειτουργίας θερμικών μονάδων	78

Ευρετήριο Εικόνων

Εικόνα 1.1 - Παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα κατά την περίοδο 1990-2020	4
Εικόνα 2.1 – HVAC Σύστημα Μεταφοράς.....	12
Εικόνα 2.2 – HVDC Σύστημα Μεταφοράς	13
Εικόνα 2.3 – Καμπύλη κόστους – Απόστασης Διασύνδεσης.....	14
Εικόνα 2.4 – Γεωγραφική θέση του έργου	19
Εικόνα 2.5 – Γεωγραφική θέση του έργου	21
Εικόνα 3.1 – Hosting Capacity Problem.....	23
Εικόνα 3.2 – Βήματα υπολογισμού των περιθωρίων ισχύος.....	28
Εικόνα 4.1 – Γραμμή εργαλείων Power World.....	35
Εικόνα 4.2 – Model Explorer.....	36
Εικόνα 4.3 – Καρτέλα «Tools»	36
Εικόνα 4.4 – Optimal Power Flow Case Info	36
Εικόνα 4.5 – Είσοδος στο Time Step Simulation	37
Εικόνα 4.6 – Εισαγωγή χρονικών σημείων για την μελέτη	37
Εικόνα 4.7 – Summary Page	38
Εικόνα 4.8 – Καρτέλες δεδομένων εισόδου	38
Εικόνα 4.9 – Μεθοδολογία εισαγωγής δεδομένων	39
Εικόνα 4.10 – Λίστα δεδομένων εισόδου	39
Εικόνα 4.11 – Καρτέλα δεδομένων με ωραία μεταβολή	40
Εικόνα 4.12 – Μεταφορά δεδομένων εισόδου σε excel.....	40
Εικόνα 4.13 – Παρουσίαση ωριαίων δεδομένων σε excel.....	41
Εικόνα 4.14 – Επικόλληση δεδομένων στο πρόγραμμα	41
Εικόνα 4.15 – Καρτέλα αποτελεσμάτων	42
Εικόνα 4.16 – View / Modify Results	42
Εικόνα 4.17 – Πίνακας αποτελεσμάτων ανά είδος στοιχείων	43
Εικόνα 4.18 – Είδος αποτελεσμάτων (Add / Remove Fields).....	43

Εικόνα 4.19 – Do / Pause / Reset Run	44
Εικόνα 5.1 – Μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος μεταφοράς της Κρήτης	46
Εικόνα 5.2 – ΣΗΕ Κρήτης στο Power World	46
Εικόνα 6.1 – Υπολογιστικό φύλλο ανά υποσταθμό	60
Εικόνα 6.2 – Εργαλείο Επίλυσης του Excel.....	60
Εικόνα 8.1 – Διάταξη εργαστηριακής άσκησης στο λογισμικό Power World.....	82

Ευρετήριο Πινάκων

Πίνακας 1.0.1 - – Βασικοί στόχοι Ευρωπαϊκής Ένωσης για το 2030[3]	2
Πίνακας 5.0.1 – Υποσταθμοί Υ.Τ. στο ΣΗΕ της Κρήτης	48
Πίνακας 5.0.2 – Γραμμές Μεταφοράς Υ.Τ. στο ΣΗΕ της Κρήτης	50
Πίνακας 5.0.3 – Τεχνικά Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων	52
Πίνακας 5.0.4 – Κόστη θερμικών μονάδων.....	53
Πίνακας 5.0.5 – Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ανά υποσταθμό	54
Πίνακας 5.0.6 – Μέγιστα Φορτία ανά υποσταθμό για το έτος 2019	56
Πίνακας 5.0.7 – Ελάχιστα φορτία ανά υποσταθμό για το έτος 2019	57
Πίνακας 6.0.1 – Όρια Βραχυκύκλωσης ανά υποσταθμό.....	62
Πίνακας 6.0.2 – Θερμικά όρια ανά υποσταθμό	63
Πίνακας 6.0.3 – Πίνακας αποτελεσμάτων για Σενάριο 1.....	65
Πίνακας 6.0.4 – Πίνακας αποτελεσμάτων για Σενάριο 2.....	66
Πίνακας 6.0.5 – Περιθώρια ισχύος ΑΠΕ ανά Υ/Σ σύμφωνα με το Σενάριο 1	67
Πίνακας 7.0.1 – Περιθώρια υποδοχής ΑΠΕ και συνολική ισχύς ανά Υ/Σ.....	72
Πίνακας 7.2 – Περιθώρια εγκατάστασης νέας ισχύος ΑΠΕ στο ΣΗΕ της Κρήτης.	73
Πίνακας 7.3 – Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων	73
Πίνακας 7.4 – Αποτελέσματα Φορτίσεων Γραμμών Μεταφοράς	75
Πίνακας 7.5 – Αποτελέσματα τάσεων ζυγών Υ.Τ.	76
Πίνακας 7.6 – Αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή ανά υποσταθμό.....	79

Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

1.1 Παγκόσμια ενεργειακή μετάβαση σε ένα ενεργειακό σύστημα βασισμένο στις ΑΠΕ

Το ζήτημα της ηλεκτρικής ενέργειας, από την παραγωγή μέχρι την προμήθεια της, αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα ζητήματα παγκοσμίως. Ιδιαίτερα τα τελευταία χρόνια, με την παγκόσμια ζήτηση να αυξάνεται ραγδαία, το ζήτημα της κάλυψής της είναι ιδιαίτερα σημαντικό. Χαρακτηριστικό είναι το παράδειγμα του έτους 2021, όπου παρατηρήθηκε μία αύξηση της ζήτησης της τάξης του 6% που αποτελεί την μεγαλύτερη από το 2010. Ενδεικτικά, για την κάλυψη της ζήτησης αυτής, οι μονάδες παραγωγής ενέργειας από λιθάνθρακα αύξησαν την παραγωγή τους κατά 9%, γεγονός που, είχε ως αποτέλεσμα να αυξηθούν κατά 7,5% οι εκπομπές καυσαερίων σε παγκόσμιο επίπεδο, ποσοστό - ρεκόρ σε σύγκριση με την υποχώρηση που είχαν σημειώσει τα προηγούμενα χρόνια [1]

Η αύξηση αυτή τη παγκόσμιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με τις αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις των ορυκτών καυσίμων έχουν οδηγήσει στις περισσότερες χώρες να προσπαθούν να χαράξουν νέες ενεργειακές πολιτικές όσο το δυνατόν πιο φιλικές προς το περιβάλλον. Είναι χαρακτηριστικό άλλωστε πως ο ενεργειακός τομέας αυτή την στιγμή αποτελεί την μεγαλύτερη πηγή εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην Ευρώπη[2] λόγω της μεγάλης εξάρτησής του από ορυκτά καύσιμα. Παράλληλα, το γεγονός ότι το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο και ο άνθρακας αποτελούν πεπερασμένους φυσικούς πόρους, απασχολεί την επιστημονική κοινότητα καθώς η εξάντληση αυτών θα δημιουργήσει μελλοντικά ζήτημα ενεργειακού εφοδιασμού αν δεν ανευρεθούν εναλλακτικές πηγές ενέργειας.

Έτσι, όλο και περισσότερες χώρες λαμβάνουν μέτρα περιβαλλοντικής πολιτικής, προωθώντας την ανάπτυξη των ΑΠΕ, γεγονός που έχει προκαλέσει σημαντικές αλλαγές στο ενεργειακό μείγμα του παγκόσμιου ενεργειακού συστήματος τα τελευταία χρόνια. Η Ευρωπαϊκή Ένωση συγκεκριμένα, όρισε για τα μέλη της δεσμευτικούς στόχους για το κλίμα και την ενέργεια με το βλέμμα στραμμένο στο έτος 2030. Επιπλέον τέθηκε σε όλα τα κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης η υποχρέωση υιοθέτησης ολοκληρωμένων εθνικών σχεδίων για το κλίμα και την ενέργεια για την περίοδο 2021-2030.

Βασικοί Στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το 2030	
Μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (σε σχέση με το 1990)	40%
Μερίδιο ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση	32%
Βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης	32,5%

Πίνακας 1.0.1 - – Βασικοί στόχοι Ευρωπαϊκής Ένωσης για το 2030[3]

1.2 Η Κατάσταση στην Ελλάδα

Η Ελλάδα βρίσκεται με ένα πολύ σημαντικό πλεονέκτημα ως προς την διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο, το οποίο έως τώρα δεν έχει εκμεταλλευτεί στο μέγιστο. Από τη μια, η ηλιοφάνεια σχεδόν σε όλη την έκτασή της είναι πολύ συχνό φαινόμενο για τους περισσότερους μήνες του χρόνου και από την άλλη σε πολλές περιοχές οι άνεμοι φυσούν με την ιδανική ταχύτητα, με αποτέλεσμα η χώρα μας να έχει ένα ιδιαίτερα υψηλό ηλιακό και αιολικό δυναμικό προς αξιοποίηση.

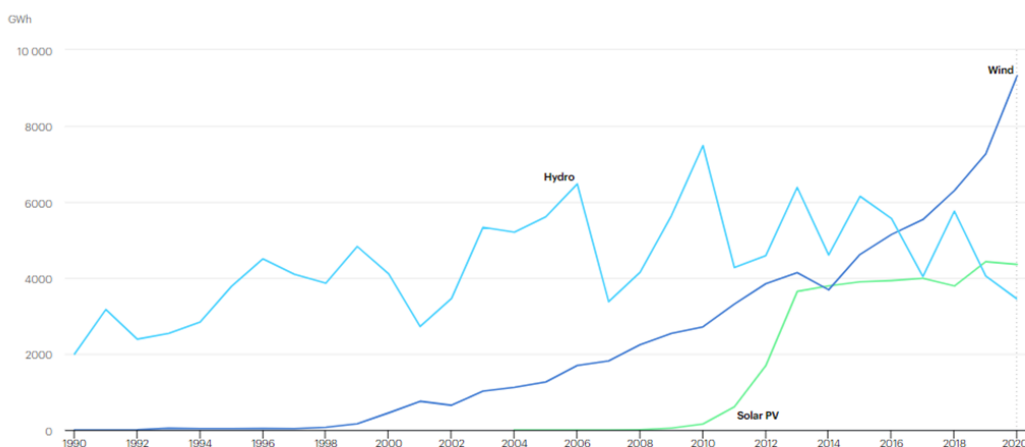
Ως προς τις δεσμεύσεις στην Ευρωπαϊκή Ένωση, σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), πρόκειται υιοθετεί μία μακροχρόνια στρατηγική για την ενεργειακή μετάβαση με στόχο τη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης, με περιορισμό των εισαγωγών πετρελαίου και φυσικού αερίου, τη σταδιακή απολιγνιτοποίηση και τη παραγωγή «καθαρής» ενέργειας, με διαρκώς μειούμενο ανθρακικό αποτύπωμα, με ορίζοντα το 2050 η Ελλάδα να είναι μια χώρα μηδενικού ανθρακικού αποτυπώματος.

Προς αυτή την κατεύθυνση, είναι θετικό το γεγονός της αυξανόμενης αξιοποίησης της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας. Ωστόσο, για να επιτευχθούν οι στόχοι που έχουν τεθεί στο ΕΣΕΚ (το μερίδιο των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, το 2030, να υπερβεί το 61%), απαιτείται προσεκτικός επανασχεδιασμός και αναβάθμιση του εθνικού ηλεκτρικού δικτύου, με ταυτόχρονη δημιουργία κατάλληλων υποδομών αποθήκευσης ενέργειας. Συγκεκριμένα, οι βασικοί στόχοι που έχουν τεθεί για το 2030 – με πιθανή πάντα την επανεκτίμησή τους- είναι [3]:

- Κλιματική Αλλαγή / Εκπομπές: Κεντρικός Στόχος η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου συγκεκριμένα πάνω από 42% σε σχέση με τις εκπομπές του έτους 1990 και σε πάνω από 56% σε σχέση με τις εκπομπές του έτους 2005. Στόχοι αρκετά υψηλότεροι από αυτούς που τέθηκαν στο αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ – μείωση κατά 33% και 49% αντίστοιχα.
- ΑΠΕ: Στόχος για μερίδιο συμμετοχής κατ' ελάχιστο 35% αντί ποσοστού 31% που είχε τεθεί στο αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ. Ο τελικός στόχος είναι σημαντικά υψηλότερος και σε σχέση με τον κεντρικό Ευρωπαϊκό στόχο για τις ΑΠΕ που είναι στο 32%. Πρόκειται να πραγματοποιηθεί ενεργειακός μετασχηματισμός στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής καθώς προβλέπεται το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να υπερβεί το 60%.
- Βελτίωση Ενεργειακής Απόδοσης: Ποσοτικός στόχος η τελική κατανάλωση ενέργειας το έτος 2030 να είναι χαμηλότερη από αυτή που είχε καταγραφεί

κατά το έτος 2017. Στόχος η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης ιδιαίτερα στον κτιριακό και στον τομέα των μεταφορών στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά 38%, σύμφωνα με συγκεκριμένη ευρωπαϊκή μεθοδολογία, όπου ο αντίστοιχος κεντρικός ευρωπαϊκός στόχος ανέρχεται στο 32,5% και στο αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ είχε τεθεί στόχος στο 32%.

- **Απολιγνιτοποίηση:** Στόχος η δραστική μείωση του μεριδίου του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή με την επόμενη δεκαετία και την πλήρη απένταξη του από το εγχώριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2028. Το ΕΣΕΚ παρουσιάζει και το χρονοδιάγραμμα απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που βρίσκονται σήμερα σε λειτουργία και το οποίο ολοκληρώνεται έως το έτος 2023.
- **Λοιπές στρατηγικές/Μέτρα:** επιτάχυνση προς ηλεκτρικής διασύνδεσης των νησιών, λειτουργία του νέου μοντέλου αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ενίσχυση των ενεργειακών διασυνδέσεων, ανάπτυξη στρατηγικών έργων αποθήκευσης, ψηφιοποίηση των δικτύων ενέργειας, προώθηση της ηλεκτροκίνησης, προώθηση νέων τεχνολογιών, σύζευξη των τελικών τομέων, ανάπτυξη νέων χρηματοδοτικών εργαλείων καθώς και πρωτοβουλίες σε θέματα έρευνας και καινοτομίας και ενίσχυσης της ανταγωνιστικότητας.



Εικόνα 1. **Error! Bookmark not defined.** - Παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα κατά την περίοδο 1990-2020[4]

1.3 Πλεονεκτήματα και προκλήσεις της εισαγωγής ΑΠΕ στο δίκτυο

Είναι γεγονός πως η τεράστια μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος είναι η κινητήρια δύναμη για τη μετάβαση προς την πράσινη ενέργεια παγκοσμίως, ωστόσο η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο δίκτυο προσφέρει σημαντικά πλεονεκτήματα και σε λειτουργικό επίπεδο [5] :

- Παρατηρείται σημαντική μείωση των απωλειών ισχύος που παρατηρούνται κατά την μεταφορά μεγάλης ποσότητας ισχύος από τις απομακρυσμένες συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής.
- Η αύξηση της τάσης στο σημείο όπου συνδέονται οι μονάδες ΔΠ, μπορεί να αξιοποιηθεί προς όφελος του συστήματος σε περιοχές που εντοπίζεται πρόβλημα τάσης.
- Πολύ θετικό ρόλο έχουν και στην αξιοπιστία του συστήματος αφού, μέσα από την δυνατότητά τους να μεταβαίνουν από την κατάσταση όπου είναι ανενεργές σε κατάσταση λειτουργίας (black start) μπορούν σε περίπτωση προβλήματος κάλυψης της ζήτησης φορτίου να παράγουν ενέργεια και χωρίς να υποβοηθηθούν από τις συμβατικές μονάδες, προφυλάσσοντας το σύστημα από πιθανή κατάρρευση.
- Η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο συνεπάγεται με μείωση της χρήσης των συμβατικών πηγών παραγωγής και συνεπώς μείωση του κόστους λειτουργίας τους.

Παρά τα εξαιρετικά σημαντικά πλεονεκτήματα αλλά και την τεράστια ανάγκη της διείσδυσης των ΑΠΕ στον παγκόσμιο ηλεκτρικό χάρτη ,είναι εξαιρετικά κρίσιμο να μην υποτιμώνται οι προκλήσεις που πρέπει να αντιμετωπιστούν κατά την διαδικασία αυτή.

Για αρχή, η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ εξαρτάται από την μεταβολή φυσικών μεγεθών όπως η ηλιακή ακτινοβολία και η ταχύτητα του ανέμου. Αυτό σημαίνει πως το μοντέλο παραγωγής των μονάδων αυτών μπορεί να μην συμπίπτει ανά πάσα χρονική στιγμή με τα καταναλωτικά μοντέλα των φορτίων κι έτσι, η πλεονάζουσα ενέργεια που παράγεται σε περίοδο μικρής κατανάλωσης φορτίου εκχέεται προς την αντίθετη κατεύθυνση στο σύστημα διανομής, το οποίο είναι σχεδιασμένο να παρέχει ενέργεια προς μία κατεύθυνση. Συγκεκριμένα, το δίκτυο λειτουργεί βασισμένο σε μεγάλους κεντρικούς ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς οι

οποίοι είναι χτισμένοι απομακρυσμένα σε στρατηγικά σημεία με επάρκεια πρωτογενούς ενέργειας και συνδέονται με συστήματα μεταφοράς ΥΤ για να στηρίζουν την ηλεκτροδότηση μεγάλων περιοχών, σχεδιασμός πολλών χρόνων, όπου δεν δημιουργήθηκε προκειμένου να στηρίζει την εισαγωγή μονάδων ΔΠ [6].

Ιδιαίτερα για την Ελλάδα, όπου το ηλιακό και αιολικό δυναμικό είναι ιδιαίτερα υψηλό, υπάρχουν συγκεκριμένες προκλήσεις. Παρά το γεγονός ότι η ηλιοφάνεια στην χώρα είναι αρκετά προβλέψιμη και σχετικά σταθερή στην παραγωγή ηλεκτρισμού από Φ/Β συστήματα, συναντώνται σπασμωδικές νεφώσεις που μπορεί να δημιουργήσουν πρόβλημα σε περιοχές που είναι συγκεντρωμένες εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας. Από την άλλη, ο άνεμος έχει έντονη μεταβλητότητα και δύσκολα μπορεί να βγει ένα μοντέλο πρόβλεψης, με αποτέλεσμα η παραγωγή ενέργειας από Α/Γ να μην είναι σταθερή. Έτσι η ενσωμάτωση αιολικών πάρκων σε μεγάλη κλίμακα σε ένα ηλεκτρικό σύστημα απαιτεί επανεξέταση του σχεδιασμού του συστήματος και του τρόπου λειτουργίας του [7].

Αξίζει να σημειωθεί ότι σε αυτές τις προκλήσεις, ισχυρό μέσο αντιμετώπισης θα μπορούσε να ήταν η ενσωμάτωση συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας στο δίκτυο, καθώς θα μπορούσαν να επιλύσουν την σημαντική ανάγκη για εφεδρεία σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας που βασίζονται σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

1.4 Σκοπός και Δομή Διπλωματικής Εργασίας

Η παρούσα διπλωματική μελετάει τα περιθώρια ισχύος για εγκατάσταση ΑΠΕ (αιολικών και Φ/Β σταθμών) στην νήσο της Κρήτης μετά την ολοκλήρωση της πρώτης φάσης της διασύνδεσης. Προκειμένου η μελέτη να συνάδει με τα χαρακτηριστικά του ΣΗΕ της Κρήτης, γίνεται σε δύο φάσεις. Η πρώτη αφορά την μελέτη με βάση τους περιορισμούς των ορίων βραχυκύκλωσης και των θερμικών ορίων των Μ/Σ του εκάστοτε υποσταθμού και η δεύτερη εφαρμόζοντας επιπλέον του περιορισμούς του συστήματος μεταφοράς (τάσεις ζυγών και φορτίσεις Γ.Μ.) και των ορίων ισχύος της διασύνδεσης χρησιμοποιώντας το λογισμικό PowerWorld.

Ακολουθεί μια συνοπτική παρουσίαση των επόμενων κεφαλαίων της διπλωματικής εργασίας:

Κεφάλαιο 2ο - Hosting Capacity Problem

Σε αυτό το κεφάλαιο ορίζεται το πρόβλημα υπολογισμού των περιθωρίων ισχύος για εγκατάσταση ΑΠΕ σε ένα δεδομένο ΣΗΕ, οι βασικοί περιορισμοί που συνυπολογίζονται σε αυτό, αλλά και οι βασικές μέθοδοι που χρησιμοποιούνται παγκοσμίως για την επίλυσή του.

Κεφάλαιο 3ο - Διασυνδέσεις αυτόνομων ηλ. συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο γίνεται μια ιστορική αναδρομή της συζήτησης γύρω από τις διασυνδέσεις αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων στην Ελλάδα, αναδεικνύοντας την σημασία τους αλλά και πιο συγκεκριμένα στην ιστορική διασύνδεση της Κρήτης που πρόκειται να ολοκληρωθεί τα επόμενα χρόνια.

Κεφάλαιο 4ο - Το λογισμικό PowerWorld Simulator

Σε αυτό το κεφάλαιο περιγράφεται το λογισμικό προσομοίωσης ηλεκτρικών συστημάτων PowerWorld που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα διπλωματική προκειμένου να γίνει η μελέτη ροών ισχύος για τον υπολογισμό των περιθωρίων ισχύος του ΣΗΕ της Κρήτης.

Κεφάλαιο 5ο - Μοντελοποίηση του ηλ. συστήματος της Κρήτης

Αυτό το κεφάλαιο επικεντρώνεται στην περιγραφή του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης, όπως προσομοιώθηκε στο λογισμικό για το τρέχον έτος στην παρούσα διπλωματική.

Κεφάλαιο 6ο - Μελέτη περιθωρίων ισχύος ΑΠΕ στο ΣΗΕ της Κρήτης με χρήση υπολογιστικών φύλλων Excel

Σε αυτό το κεφάλαιο αναλύεται η διαδικασία υπολογισμού των περιθωρίων ισχύος που ακολουθήθηκε με την βοήθεια των υπολογιστικών φύλλων Excel, σύμφωνα με τους περιορισμούς του θερμικού ορίου και του ορίου βραχυκυκλώματος κάθε υποσταθμού, για δύο στόχους βελτιστοποίησης , μεγιστοποίηση ως προς την ενέργεια και ως προς την ισχύ.

Κεφάλαιο 7ο - Προσομοιώσεις στο λογισμικό PowerWorld και συμπεράσματα για τα περιθώρια ισχύος

Στο έβδομο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα τελικά αποτελέσματα για την δυνατότητα ένταξης νέων μονάδων ΑΠΕ στο ΣΗΕ της Κρήτης έπειτα από την προσομοίωση των αποτελεσμάτων για την ισχύ ΑΠΕ του κεφαλαίου 6 στο λογισμικό και σταδιακή μείωσή τους μέχρις ότου δεν παραβιάζονται τα όρια των στοιχείων του συστήματος μεταφοράς της Κρήτης.

Κεφάλαιο 8ο - Ανάπτυξη εργαστηριακής άσκησης με χρήση του λογισμικού PowerWorld

Στο τελευταίο κεφάλαιο της διπλωματικής παρουσιάζεται η εργαστηριακή άσκηση που δημιουργήθηκε στα πλαίσια του εργαστηρίου του μαθήματος “Ανάλυση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας Ι “.

Κεφάλαιο 2: Διασυνδέσεις αυτόνομων ηλ. συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ

2.1 Ιστορικό Διασυνδέσεων

Η συζήτηση για την διασύνδεση των αυτόνομων ηλ. συστημάτων διαφόρων νησιών στην Ελλάδα με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα είχε τεθεί στο προσκήνιο ήδη από την δεκαετία του '60 , με την ΔΕΗ να την εντάσσει στον σχεδιασμό της, έχοντας ταυτόχρονα ως στόχο, να πάψει σταδιακά η λειτουργία των τοπικών Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής (ΑΣΠ).

Η κατασκευή των πρώτων υποβρύχιων διασυνδέσεων νησιών ξεκίνησε στις αρχές του 1960, προκειμένου η ηλεκτροδότησή τους να γίνεται είτε μέσω του Διασυνδεδεμένου Συστήματος της ηπειρωτικής χώρας , είτε μέσω του δικτύου κάποιου γειτονικού , μεγαλύτερου σε έκταση νησιού. Αυτό οδήγησε -όπως είχε προβλεφθεί- στον σταδιακό περιορισμό του αριθμού των τοπικών πετρελαϊκών σταθμών παραγωγής που λειτουργούσαν μέχρι πρότινος στην χώρα.

Τα πρώτα κριτήρια που ελέγχονταν προκειμένου να πραγματοποιηθεί η διασύνδεση δεν είχαν καμία σχέση με το ισοζύγιο προκλήσεων - οφελών που θα μπορούσε να έχει η περαιτέρω ένταξη μονάδων ΑΠΕ καθώς πρόκειται για μια χρονική περίοδο δεκαετιών πίσω όπου μια αντίστοιχη συζήτηση δεν τιθόταν στο τραπέζι. Αντίθετα, αφορούσαν δύο πολύ θεμελιώδη κριτήρια:

α) Τις τεχνικές δυσκολίες που θα αντιμετώπιζε η διασύνδεση με βάση την διαθέσιμη τεχνολογία ,και αν αυτές μπορούν να ξεπεραστούν.

β) Την οικονομική ανταποδοτικότητα του έργου σε βάθος 25ετίας , εντός της οποίας θεωρείται ότι γίνεται απόσβεση των εξόδων του εξοπλισμού για την διασύνδεση.

Τα πρώτα νησιά από τα οποία ξεκίνησαν οι διασυνδέσεις το 1960 ήταν αυτά που βρίσκονταν πιο κοντά στην ηπειρωτική χώρα και ήταν σχετικά μικρά σε έκταση, όπως αυτά του Αργοσαρωνικού και των Σποράδων, όπου η διασύνδεση δεν αφορούσε μεγάλο μήκος γραμμών και έγινε με καλώδια MT 15 kV. Αυτό το μοτίβο ακολουθήθηκε και τα επόμενα χρόνια, σταδιακά επεκτείνοντας την ακτίνα διασύνδεσης ως προς την ηπειρωτική χώρα, με αποτέλεσμα το έτος 2000 [8] να λειτουργούν κοντά στις 70 διασυνδέσεις MT των 15 ή 20 kV με το ηπειρωτικό σύστημα ή με γειτονικά , μεγαλύτερα νησιά. Οι κυριότερες υποθαλάσσιες διασυνδέσεις στην MT μέχρι τώρα είχαν γίνει σε συμπλέγματα νησιών όπου λειτουργούσαν ξεχωριστοί αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής και συνδέθηκαν όλα με ένα κεντρικό -ίσως το μεγαλύτερο- νησί όπου υπήρχε ένας κεντρικός αυτόνομος σταθμός καταργώντας έτσι όλους τους επιμέρους μικρούς σταθμούς των νησιών.

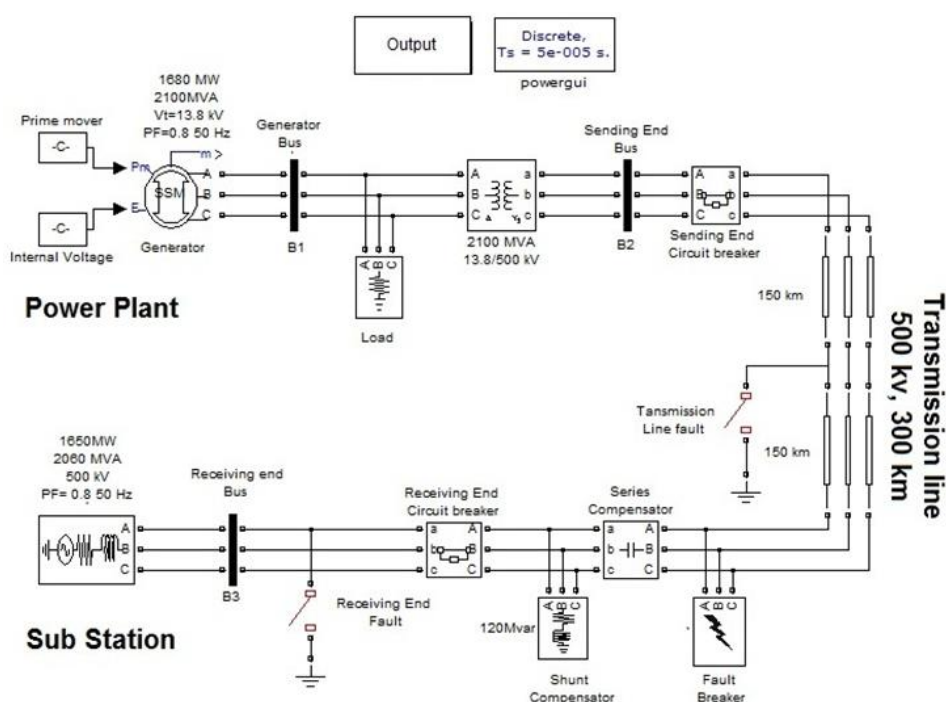
Αργότερα ήρθαν και οι διασυνδέσεις μεγαλύτερων νησιών, κυρίως του Ιονίου, με καλώδια Υ.Τ καθώς η ικανότητα της διασύνδεσης MT δεν επαρκούσε για τα δίκτυα

τους. Μέχρι πριν την διασύνδεση της Κρήτης, τα μοναδικά νησιά που είχαν συνδεθεί με καλώδια Υ.Τ. ήταν η Σαλαμίνα και η Άνδρος, με συνολικό μήκος υποβρύχιων καλωδίων ΥΤ 383km [9].

2.2 Τεχνολογίες Υποβρύχιων Διασυνδέσεων

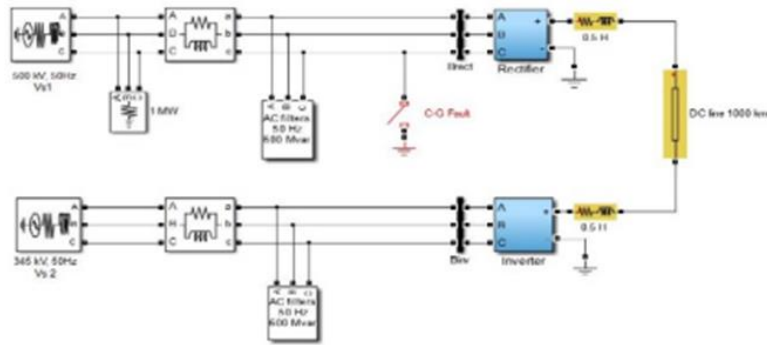
Καθώς οι ανάγκες διασύνδεσης αυξάνονται παγκοσμίως, και επεκτείνονται από την διασύνδεση νησιών στην διασύνδεση μεγάλων υπεράκτιων αιολικών πάρκων, οι εγκαταστάσεις υποβρύχιων καλωδίων πολλαπλασιάζονται και η τεχνολογία των διασυνδέσεων βελτιώνεται ραγδαία. Σε κάθε περίπτωση, προκειμένου να μειωθούν οι ωμικές απώλειες κατά την μεταφορά ηλ. ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις, η μεταφορά πραγματοποιείται υπό Υψηλή Τάση, ενώ υπάρχουν δύο τρόποι μεταφοράς, είτε με σύστημα High Voltage Alternating Current (HVAC) είτε με σύστημα High Voltage Direct Current (HVDC)

Στο HVAC σύστημα μεταφοράς, ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται με AC σήματα τάσης και ρευμάτων. Από τον σταθμό παραγωγής, η τάση ανυψώνεται μέσω ενός 3-φασικού μετασχηματιστή, και υποβιβάζεται στην μεριά της διανομής με αντίστοιχο τρόπο.



Εικόνα 2.1 – HVAC Σύστημα Μεταφοράς [10]

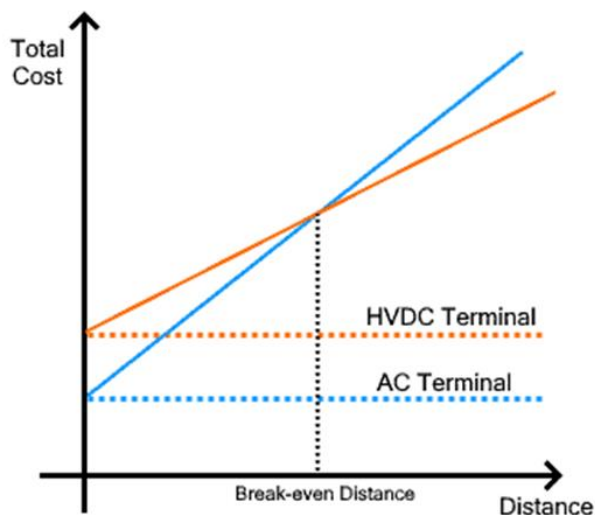
Αντίθετα, στο HVDC σύστημα μεταφοράς, από την μία μεριά της γραμμής μεταφοράς τοποθετούνται διορθωτές τάσης και από την άλλη μετατροπείς. Οι διορθωτές μετατρέπουν την AC τάση σε DC, ενώ στην συνέχεια οι μετατροπείς μετατρέπουν την DC πίσω σε AC.



Εικόνα 2.2 – HVDC Σύστημα Μεταφοράς[10]

Οι βασικότερες διαφορές των συστημάτων αυτών είναι [11]:

- Ως προς το κόστος μεταφοράς ηλ. ενέργειας: Το συνολικό κόστος μεταφοράς αφορά τόσο το κόστος των τερματικών σταθμών όσο και το κόστος των γραμμών μεταφοράς, ενώ αυξάνεται με την αύξηση της απόστασης. Ως προς το κόστος των τερματικών σταθμών, στο HVAC σύστημα μεταφοράς, ο εξοπλισμός που χρησιμοποιείται για την μετατροπή της τάσης στους τελικούς σταθμούς είναι κυρίως Μ/Σ, γεγονός που το καθιστά οικονομικότερη επιλογή ως προς τον εξοπλισμό σε σχέση με το HVDC που απαιτεί μετατροπείς με ηλεκτρονικά ισχύος. Ως προς το κόστος των γραμμών μεταφοράς, αυτό εξαρτάται από τον αριθμό των αγωγών που χρησιμοποιούνται και το κόστος των πύργων μετάδοσης. Καθώς στην περίπτωση του HVDC απαιτούνται μόνο 2 αγωγοί σε αντίθεση με το HVAC όπου απαιτούνται τουλάχιστον 3, το καθιστά οικονομικότερο ως προς το κόστος των γραμμών μεταφοράς. Υπάρχει μια συγκεκριμένη απόσταση πάνω από την οποία το συνολικό κόστος της HVAC μεταφοράς είναι μεγαλύτερο από την HVDC. Αυτή η απόσταση είναι περίπου 600 – 800 χιλιόμετρα και ονομάζεται «Break - even Distance»:



Εικόνα 2.3 – Καμπύλη κόστους – Απόστασης Διασύνδεσης[11]

- Ως προς την ελαστικότητα στην μεταφορά: Στην περίπτωση του HVAC συστήματος μεταφοράς, ο φθηνός εξοπλισμός που απαιτείται για την μεταφορά της AC τάσης δίνει την δυνατότητα αν για κάποιο λόγο υπάρξει ανάγκη να υποβαθμιστεί η τάση σε ενδιάμεσους τερματικούς σταθμούς, σε αντίθεση με το HVDC που λόγω ακριβού εξοπλισμού δεν υπάρχει η ίδια ελαστικότητα.
- Ως προς τις απώλειες ενέργειας: Στο HVAC σύστημα μεταφοράς σημειώνονται σημαντικές απώλειες ενέργειας. Οι απώλειες εξαιτίας του φαινομένου κορόνα είναι 3 φορές υψηλότερες σε σχέση με το HVDC, ενώ το γεγονός ότι το εναλλασσόμενο ρεύμα που ρέει μέσα σε έναν αγωγό έχει την τάση να πηγαίνει προς την επιφάνεια του αγωγού και όχι προς το κέντρο (skin effect) δημιουργεί επιπλέον απώλειες.
- Ως προς την αξιοποίηση του αγωγού: Στην περίπτωση του HVAC συστήματος μεταφοράς, οι αγωγοί που επιλέγονται για την μεταφορά της ηλ. ενέργειας, έχουν προδιαγραφές να αντέχουν το ανώτατο όριο της τιμής του εναλλασσόμενου ρεύματος, που είναι περίπου 1.4 φορές μεγαλύτερης από την μέση τιμή του εναλλασσόμενου ρεύματος που θα ρέει στον συγκεκριμένου αγωγό, «χάνοντας» έτσι στην πραγματικότητα ένα ποσοστό της χωρητικότητας του αγωγού. Αντίστοιχο πρόβλημα δεν εντοπίζεται στο HVDC σύστημα αφού δεν νοείται μέγιστη και μέση τιμή ρεύματος.
- Ως προς την υπόγεια/υποθαλάσσια μεταφορά: Στην περίπτωση υπόγεια ή υποθαλάσσια μεταφοράς ηλ. ενέργειας, οι αγωγοί που χρησιμοποιούνται έχουν παρασιτική χωρητικότητα και δεν παρέχουν ενέργεια αν δεν είναι

πλήρως φορτισμένοι , για αυτό και χρειάζονται επιπλέον ρεύμα φόρτισης. Η χωρητικότητα αυξάνει με την απόσταση της μεταφοράς , έτσι αυξάνεται και το απαιτούμενο ρεύμα φόρτισης. Στην περίπτωση της AC ο αγωγός συνεχώς φορτίζει και ξεφορτίζει -περίπου 50 φορές το δευτερόλεπτο- και έτσι απαιτεί περισσότερο ρεύμα φόρτισης από τον σταθμό, κάτι που οδηγεί σε τεράστιες απώλειες ενέργειας. Σε αντίθεση, στην DC ο αγωγός φορτίζεται μόνο μια φορά και κατά την διάρκεια της μετατροπής, συνεπώς δεν υπάρχουν απώλειες λόγω φόρτισης.

Η συζήτηση για το ποιος από τους δύο είναι ο καλύτερος τρόπος μεταφοράς ηλ. ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις άνοιξε πιο έντονα γύρω στο 1980 όπου οι διασυνδέσεις είχαν αναπτυχθεί σε μεγάλο βαθμό. Η χρήση της DC μεταφοράς , εκείνη την περίοδο απορρίφθηκε ως πολυπλοκότερη και πιο απαιτητική σε εξοπλισμό σε σχέση με την AC. Με την ανάπτυξη της τεχνολογίας ωστόσο, τα τεχνικά ζητήματα επιλύθηκαν και πλέον χρησιμοποιούνται και τα δύο συστήματα μεταφοράς, με το HVDC να προτιμάται ιδιαίτερα σε μεγάλες διασυνδέσεις λόγω περισσότερων πλεονεκτημάτων.

2.3 Η σημασία των διασυνδέσεων στο ελληνικό σύστημα

Το ενεργειακό μοντέλο της χώρας μέχρι πολύ πρόσφατα βασιζόταν σχεδόν εξ ολοκλήρου σε λιγνιτικούς σταθμούς και δευτερευόντως σε υδροηλεκτρικούς, εγκατεστημένους κυρίως στην Βόρεια Ελλάδα, ενώ τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης βρίσκονται στην Νότια Ελλάδα. Σε αυτό το μίγμα παραγωγής έρχεται να προστεθεί σε ένα πολύ μικρό ποσοστό, η παραγωγή από αυτόνομους σταθμούς παραγωγής σε μη διασυνδεδεμένα νησιά. Αυτά τα νησιά παρουσιάζουν κάποια συγκεκριμένα κοινά χαρακτηριστικά στην Ελλάδα [8]:

- Οι αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής παρουσιάζουν υψηλό λειτουργικό κόστος το οποίο μεταβιβάζεται στους καταναλωτές ως Υπηρεσία Κοινής Ωφέλειας, καθώς η ενέργεια παράγεται από την καύση ακριβού πετρελαίου
- Εμφανίζουν χαμηλό συντελεστή φορτίου (μεγάλες θερινές αιχμές και χαμηλά φορτία κατά το υπόλοιπο έτος)
- Διαθέτουν σημαντικό δυναμικό ΑΠΕ

Τα κοινά αυτά χαρακτηριστικά, σε συνδυασμό με την έλλειψη αξιοπιστίας των δικτύων των ΜΔΝ, υποδηλώνουν την τεράστια σημασία που έχει η ανάπτυξη των διασυνδέσεων με το ηπειρωτικό σύστημα. Αναλυτικότερα, ορισμένα από τα πλεονεκτήματα των διασυνδέσεων μεμονωμένων νησιών ή ολόκληρων συγκροτημάτων νησιών είναι:

- Ασφάλεια ως προς την κάλυψη ενεργειακών αναγκών του νησιού υπό οποιεσδήποτε συνθήκες.
- Κατάργηση των ρυπογόνων αυτόνομων σταθμών παραγωγής που είναι κατεχοχόν χτισμένοι κοντά σε κατοικημένες περιοχές.
- Μείωση κόστους επιβάρυνσης καταναλωτών.
- Αποφυγή δαπανηρών επενδύσεων αναβάθμισης τοπικών σταθμών παραγωγής ηλ. ενέργειας.
- Αξιοποίηση του υψηλού αιολικού δυναμικού και ηλιακής ακτινοβολίας με επένδυση σε τεχνολογίες ΑΠΕ.
- Βελτίωση των συνθηκών για την επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής ένωσης σύμφωνα με το ΕΣΕΚ.
- Διεύρυνση της αγοράς ηλ. ενέργειας

2.4 Η Περίπτωση της Κρήτης

Η Κρήτη μέχρι πρότινος αποτελούσε το μεγαλύτερο αυτόνομο νησιώτικο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας, με πολύ υψηλό κόστος παραγωγής (λόγω χρήσης ακριβού καυσίμου και χαμηλής αποδοτικότητας μονάδων) έχοντας ταυτόχρονα πολύ υψηλό δυναμικό ΑΠΕ (Αιολικά, Φ/Β). Ως προς την κατανάλωση, είναι χαρακτηριστικό πως η Κρήτη ιστορικά εμφανίζει μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης ζήτησης φορτίου σε σχέση με το ΕΣΜΗΕ (περίπου 5% μέχρι το 2008), ενώ ακόμα και μετά το 2008, με την απαρχή της οικονομικής κρίσης, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη δεν παρουσίασε την ίδια μείωση σε ζήτηση όπως η υπόλοιπη Ελλάδα [12] (μέσος ετήσιος ρυθμός μείωσης 0,7%, έναντι 1,3% του ΕΣΜΗΕ).

Οι αρχικές συζητήσεις για την υποβρύχια ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με την Ηπειρωτική Ελλάδα, άνοιξαν την δεκαετία του '70, με την έλλειψη της απαραίτητης τεχνολογίας αλλά και του κατάλληλου εξοπλισμού για ένα έργο τέτοιου βεληνεκού να την καθιστά αδύνατη. Η πρώτη μελέτη του 1968 κατέληξε πως με τα δεδομένα της εποχής, ένα τέτοιο έργο θα ήταν οικονομικά ασύμφορο για την επόμενη δεκαετία, ενώ το βάθος των αγωγών θεωρήθηκε απαγορευτικό.

Η πρώτη σχετικά πλήρης τεχνικοοικονομική μελέτη για τη διασύνδεση της Κρήτης έγινε το 1981, η οποία κατέληξε στο συμπέρασμα ότι η διασύνδεση θα ήταν συμφέρουσα μετά το 1988, ενώ θα έπρεπε να συμπληρωθεί τεχνικά η μελέτη. Το ζήτημα απασχολούσε την ΔΕΗ όλα τα επόμενα χρόνια με συνεχείς μελέτες να βγαίνουν προς δημόσια διαβούλευση (χαρακτηριστικές οι «Μελέτη Διασύνδεσης Ν. Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα» της Διεύθυνσης Προγραμματισμού ΔΕΗ το 1988 και η «Διασύνδεση Ν. Κρήτης με την ηπειρωτική χώρα και τεχνολογία υποβρυχίων καλωδίων για μεγάλα βάθη» από τον Ι. Βογιατζάκη το 1989).

Τις τελευταίες δεκαετίες, παρουσιαζόντουσαν πολλά προβλήματα στο ηλ. σύστημα της Κρήτης τόσο ως προς την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών κατά τους θερινούς μήνες με την εκθετική αύξηση του φορτίου όσο και ως προς το υψηλό κόστος των μονάδων παραγωγής του νησιού, με αποτέλεσμα η ανάγκη για το έργο της διασύνδεσης να παραμένει ψηλά στις ιεραρχήσεις.

Επιπλέον, όντας αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα, η διείσδυση των ΑΠΕ στο νησί ήταν αρκετά περιορισμένη, παρά το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό, καθώς η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα όπως ήταν αυτό της Κρήτης μπορούσε να δημιουργήσει σημαντικά προβλήματα ευστάθειας, με αποτέλεσμα να μένει αναξιοποίητο αυτό το δυναμικό.

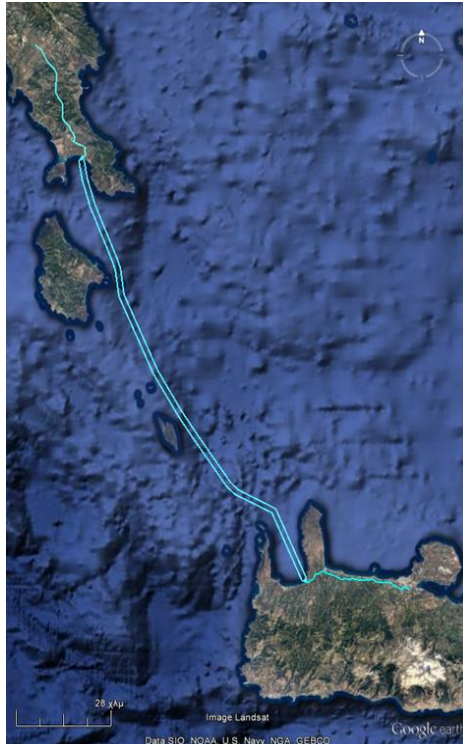
Η διασύνδεση της Κρήτης μέχρι τώρα δεν είχε γίνει εφικτή κυρίως για τεχνικούς λόγους. Ωστόσο, η συνεχής ανάπτυξη των νέων τεχνολογιών, κυρίως των HVDC

συστημάτων μεταφοράς ηλ. ενέργειας, η εμπειρία που αντλήθηκε από την διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας, αλλά και η συνεχώς αυξανόμενη σχετική δραστηριότητα που σημειώνεται τα τελευταία χρόνια σε παγκόσμια κλίμακα, επαναφέραν στο προσκήνιο την συζήτηση για τα οφέλη της διασύνδεσης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών με το ηπειρωτικό δίκτυο και κατέστησαν εφικτά έργα διασυνδέσεων μεγάλης ισχύος και αποστάσεων, όπως αυτή της Κρήτης.

2.4.1 Πρώτη φάση της διασύνδεσης

Η πρώτη φάση της διασύνδεσης της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ ολοκληρώθηκε τον Ιούλιο του 2021. Το έργο -το οποίο αποτελεί την μεγαλύτερη σε μήκος διασύνδεση εναλλασσόμενου ρεύματος στον κόσμο [15] – αφορά την διασύνδεση του Υ/Σ Μολάων με εναέριο και υποβρύχιο καλωδιακό σύστημα εναλλασσόμενου ρεύματος Υ/Τ 150kV με τον Υ/Σ Χανιά Ι και αποτελείται από τα τμήματα [13]:

1. Υποσταθμός (Υ/Σ) 150 kV/MT Μολάων (επέκταση)
2. Εναέριο τμήμα Γ.Μ. 150 kV μήκους 27,5km (Γ.Μ. 150 kV Υ/Σ Μολάων - Τερματικός Σταθμός Αντιστάθμισης Πελοποννήσου).
3. Τερματικός Σταθμός Αντιστάθμισης Πελοποννήσου
4. Υπόγειο τμήμα Γ.Μ. 150kV Λακωνίας, μήκους 9,3km
5. Υποβρύχιο τμήμα Γ.Μ. 150kV, μήκους 132km
6. Υπόγειο τμήμα Γ.Μ. 150kV Χανίων, μήκους 33,7km
7. Υποσταθμός (Υ/Σ) 150 kV/MT Χανίων (επέκταση).



Εικόνα 2.4 – Γεωγραφική θέση του έργου[9]

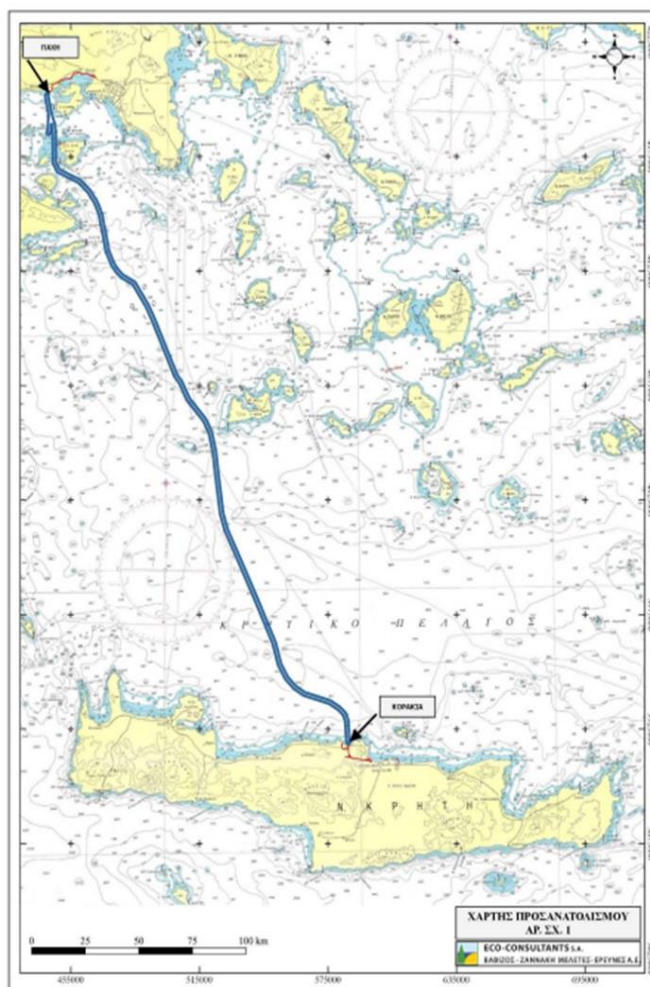
Η υλοποίηση της πρώτης φάσης της διασύνδεσης έχει ως βασικά πλεονεκτήματα [13], [14]:

- Την μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας από τους αναχρονιστικούς τοπικούς σταθμούς παραγωγής.
- Την διασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος μεταφοράς του νησιού.
- Την μείωση της περιβαλλοντικής επιβάρυνσης της Κρήτης λόγω παραγωγής ενέργειας από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής.
- Την μείωση των χρεώσεων ΥΚΟ για όλους τους καταναλωτές.
- Εκμετάλλευση του αιολικού και ηλιακού δυναμικού του νησιού και συνεπώς της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ
- Συμβάλει στην επίτευξη των εθνικών και ευρωπαϊκών στόχων.

2.4.2 Δεύτερη Φάση της διασύνδεσης

Η δεύτερη φάση της διασύνδεσης της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ αφορά την διασύνδεση της με την Αττική. Το έργο -το οποίο θα αποτελέσει τη νησιωτική διασύνδεση με τη μεγαλύτερη ισχύ (1000 MW) παγκοσμίως, μαζί με τη Σαρδηνία περιλαμβάνει [15]:

- Γραμμή μεταφοράς υπερευψηλής τάσης (± 500 kV) συνεχούς ρεύματος (ΣΡ)
- Γραμμή μεταφοράς υψηλής και υπερευψηλής τάσης (150 kV και 400 kV) εναλλασσόμενου ρεύματος (ΕΡ) που διέρχεται υπογείως, εναερίως και υποβρυχίως, συνολικού μήκους περίπου 420 km
- Την τροποποίηση του υφιστάμενου και περιβαλλοντικώς αδειοδοτημένου ΚΥΤ Κουμουνδούρου στον Ασπρόπυργο
- Την κατασκευή και λειτουργία δύο Σταθμών Μετατροπής 1000 MW, ενός πλησίον του ΚΥΤ Κουμουνδούρου στον Ασπρόπυργο και ενός στη Δαμάστα Ηρακλείου
- Την κατασκευή και λειτουργία ενός Τερματικού Σταθμού Μετάβασης στην Κορακιά Ηρακλείου
- Την κατασκευή και λειτουργία ενός Υποσταθμού (Υ/Σ) Ζεύξης εναλλασσόμενου ρεύματος (ΕΡ) στη Δαμάστα Ηρακλείου
- Δύο σημεία προσαιγιάλωσης της ΓΜ, ένα στην Πάχη Μεγάρων και ένα στην Κορακιά Ηρακλείου
- Δύο Λιμνοθαλάσσιους Σταθμούς Ηλεκτροδίων (ΣΗ) συνολικής επιφάνειας 12,8 στρ. για την εξασφάλιση της μεταφοράς της μισής ισχύος (500 MW) και για την αποφυγή black-out σε περίπτωση βλάβης τουλάχιστον ενός εκ των δύο καλωδίων (υπόγειου ή υποβρυχίου) ± 500 kV ΣΡ ή ενός εκ των δύο πόλων της εναέριας ΓΜ ΣΡ ± 500 kV (μονοπολική λειτουργία διασύνδεσης HVDC).



Εικόνα 2.5 – Γεωγραφική θέση του έργου[9]

Η τελική φάση της διασύνδεση της νήσου Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ μέσω της Αττικής - η οποία πρόκειται να υλοποιηθεί μέχρι το τέλος του 2023 – είναι ένα έργο στρατηγικής και οικονομικής σημασίας για τη χώρα και ως τέτοιο θα επιτύχει [13]:

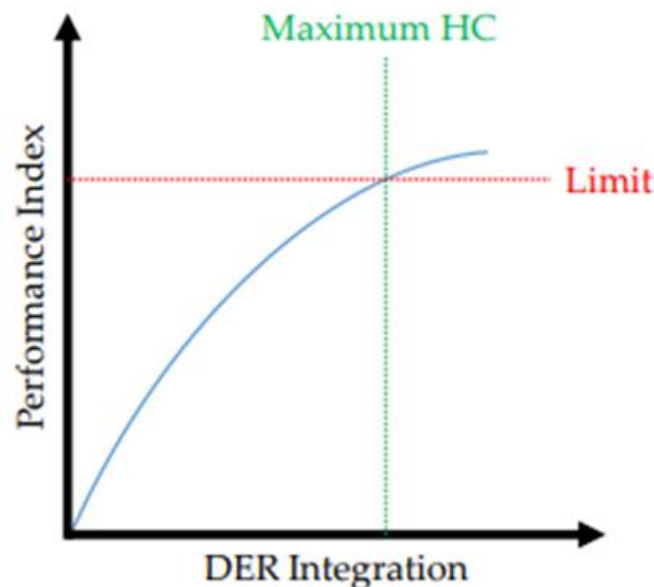
- Τη μείωση της επιβάρυνσης όλων των καταναλωτών της χώρας από το κόστος των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ), το οποίο ανέρχεται σε περισσότερα από 300.000.000 ευρώ ετησίως.
- Την διασφάλιση της ευστάθειας του ηλεκτρικού συστήματος στην Κρήτη προκειμένου να καλύπτονται επαρκώς οι ανάγκες του νησιού όλους τους μήνες του χρόνου.
- Τη μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων λόγω της σταδιακής παύσης της λειτουργίας των πετρελαϊκών μονάδων της ΔΕΗ , γεγονός που συντελεί στην επίτευξη των στόχων του ΕΣΕΚ.
- Την ανάπτυξη των ΑΠΕ, την απορρόφηση και μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ που λειτουργούν τόσο στην ηπειρωτική Ελλάδα, όσο και στη Κρήτη.

Κεφάλαιο 3: Υπολογισμός περιθωρίων ισχύος

3.1 Ορισμός

Προκειμένου να μπορέσουμε να υπερβούμε τις προκλήσεις που συναντάμε στην εισαγωγή Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ηλεκτρικό σύστημα, είναι σημαντικό να υπολογίζεται πόσες μονάδες Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΔΠ) μπορούν να ενσωματωθούν σε ένα δεδομένο σύστημα χωρίς να παραβιάζονται οι συνθήκες λειτουργίας του δικτύου (θερμικές, ποιότητα τάσης/ισχύος, προστασία και αξιοπιστία). Η χωρητικότητα αυτή ονομάζεται και Hosting Capacity (HC), και ορίζεται ως η ποσότητα των μονάδων ΔΠ που μπορούν να ενσωματωθούν σε ένα δεδομένο δίκτυο διατηρώντας την επίδοσή του σε ένα αποδεκτό επίπεδο και χωρίς να γίνουν τροποποιήσεις στις υπάρχουσες υποδομές του ηλεκτρικού συστήματος.

Η ιδέα του HC συλλήφθηκε από τον André Even προκειμένου να προσδιορίσει τις επιπτώσεις της υψηλής ενσωμάτωσης της Διεσπαρμένης Παραγωγής στο σύστημα διανομής. Η ιδέα εξελίχθηκε από τους Math Bollen και Fainan Hassan οι οποίοι προσδιόρισαν ως Hosting Capacity το μέγιστο επίπεδο διείσδυσης μονάδων ΔΠ, πάνω από το οποίο το ηλεκτρικό σύστημα δεν μπορεί να λειτουργήσει. Το πλεονέκτημα του HC είναι πως αξιολογεί τον επιτρεπτό αριθμό μονάδων ΔΠ που μπορούν να διεισδύσουν στο δίκτυο βασισμένο σε ξεκάθαρους περιορισμούς απόδοσης. Η ιδέα του Hosting Capacity σχηματίζεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Εικόνα 3.1 – Hosting Capacity Problem[16]

3.2 Περιοριστικοί παράγοντες (Limiting Factors)

Αναγνωρίζοντας την αξία και την ανάγκη αύξησης των μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής στα ΣΗΕ, σε μια περίοδο όπου γίνεται σημαντική προσπάθεια για την μετάβαση σε μια εποχή καθαρής ενέργειας, είναι σημαντικό η μελέτη υπολογισμού των περιθωρίων ισχύος να γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να μην υποτιμώνται οι επιπτώσεις που μπορεί να έχει η μαζική είσοδος ΑΠΕ στα λειτουργικά χαρακτηριστικά του δικτύου. Για αυτό τον λόγο, στην διαδικασία μελέτης και αδειοδότησης εισαγωγής ΑΠΕ στο δίκτυο λαμβάνονται υπόψη αυστηροί περιορισμοί που σχετίζονται με την ποιότητα της παρεχόμενης ενέργειας και την ευστάθεια των συστημάτων και, εν τέλει, στην ομαλή λειτουργία του δικτύου. Οι βασικότερες από αυτές τις προδιαγραφές αφορούν [17]:

- Την διατήρηση της τάσης σε επιτρεπτά όρια (περίπου από 0,9 – 1,1 α.μ.)
- Την επάρκεια του δικτύου. Τα στοιχεία του δικτύου όπου συνδέονται οι μονάδες ΔΠ όπως ο Υποσταθμός και οι Μ/Σ πρέπει να μπορούν να καλύψουν τις ανάγκες λειτουργίας και προστασίας του δικτύου και της εγκατάστασης.
- Την έγχυση αρμονικών συνιστωσών της τάσης και του ρεύματος. Οι εγκαταστάσεις παραγωγής και τα μη γραμμικά κυκλώματα ισχύος προκαλούν τη δημιουργία αρμονικών συνιστωσών που επηρεάζουν την ποιότητα της τάσης και του ρεύματος και πρέπει να αντιμετωπίζονται.
- Τις αργές μεταβολές της τάσης. Τις μεταβολές δηλαδή της τάσης μόνιμης κατάστασης του δικτύου που οφείλονται σε πιθανές διακυμάνσεις της ισχύος εξόδου των εγκαταστάσεων παραγωγής ή σε μεταβολές του φορτίου του δικτύου και υπολογίζονται από την διακύμανση του μέσου όρου της τάσης σε διάστημα 10 λεπτών από την ονομαστική τιμή της τάσης.
- Τις ταχείες μεταβολές της τάσης. Τις μεταβολές δηλαδή που παρατηρούνται σε διάστημα μερικών δευτερολέπτων και οφείλονται σε χειρισμούς εγκαταστάσεων ή σε μεταβλητότητα ισχύος εξόδου.
- Τις εκπομπές flicker. Flicker ονομάζεται το φαινόμενο της οπτικής ενόχλησης από την διακύμανση της φωτεινότητας σε λαμπτήρες πυράκτωσης. Στην περίπτωση εισαγωγής ΑΠΕ στο σύστημα, συναντάται κατά βάση στις Α/Γ και οφείλεται και αυτό σε διακυμάνσεις στην τάση
- Τις μεταβολές της συχνότητας του ΣΗΕ. Οποιαδήποτε απόκλιση από το ισοζύγιο παραγωγής- κατανάλωσης οδηγεί είτε σε απόκλιση από την επιθυμητή συχνότητα των 50Hz, είτε σε μεγάλες ροές ισχύος στις γραμμές διασύνδεσης του τοπικού δικτύου με τα γειτονικά του, που επιφέρουν καταπόνηση του εξοπλισμού των δικτύων διανομής.

3.2.1 Περιοριστικοί παράγοντες σε κορεσμένες περιοχές

Στην Ελλάδα πιο συγκεκριμένα, συναντάται συχνά το πρόβλημα ανάπτυξης των ΑΠΕ λόγω κορεσμού περιοχών του ηλ. συστήματος. Ο όρος «κορεσμένες περιοχές» αφορά τόσο περιοχές όπου δεν δίνονται πλέον προσφορές σύνδεσης σταθμών ΑΠΕ, όσο και σε περιοχές που ναι μεν έχουν ακόμα χώρο στο δίκτυο, αλλά αναμένεται να εξαντληθεί το επόμενο διάστημα.

Προκειμένου να υλοποιηθούν οι δεσμεύσεις του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), η αύξηση του περιθωρίου υποδοχής μονάδων ΔΠ σε κορεσμένες περιοχές του ηλεκτρικού συστήματος θα πρέπει να αποτελεί βασική επιδίωξη, τηρώντας τις κατάλληλες προδιαγραφές ασφαλείας. Οι συγκεκριμένες περιοχές άλλωστε έχουν ειδικούς όρους που ορίζονται από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) και τους διαχειριστές του Εθνικού Συστήματος Διανομής και Μεταφοράς (ΔΕΔΔΗΕ, ΑΔΜΗΕ). Τρεις εναλλακτικοί τύποι περιορισμών σε τέτοιες περιοχές που μπορούν να εξεταστούν είναι [18]:

- Μόνιμος Περιορισμός Έγχυσης: Ο απλούστερος περιορισμός που θα μπορούσε να τίθεται σε σταθμούς ΑΠΕ προς σύνδεση σε κορεσμένες περιοχές είναι η μέγιστη παραγόμενη ισχύς του σταθμού να μην υπερβαίνει ένα ποσοστό (π.χ. 50-70%) της εγκατεστημένης ισχύος. Ο περιορισμός αυτός θα μπορούσε να λαμβάνει υπόψη διαφορετικά χαρακτηριστικά του δικτύου ανάλογα την περιοχή καθώς και την τεχνολογία ΑΠΕ που πρόκειται να συνδεθεί.
- Προκαθορισμένος Περιορισμός Έγχυσης τις μεσημβρινές ώρες: Σε περιοχές που αντιμετωπίζουν πρόβλημα συμφόρησης τις μεσημβρινές ώρες, λόγω Φ/Β παραγωγής, θα μπορούσε να εφαρμόζεται περιορισμός έγχυσης στους νέους σταθμούς ΑΠΕ μόνο για τις μεσημβρινές ώρες. Αν και η εφαρμογή τέτοιου περιορισμού σε Φ/Β σταθμούς πρακτικά σημαίνει περιορισμό σε όλη την παραγωγή τους, κάτι τέτοιο δεν συμβαίνει για τις Α/Γ.
- Προσαρμοζόμενος Περιορισμός Έγχυσης: Μία άλλη πιθανή αντιμετώπιση του προβλήματος συμφόρησης περιοχών του ηλ. συστήματος θα ήταν ο περιορισμός έγχυσης των σταθμών ΑΠΕ κάθε περιοχής να μην είναι προκαθορισμένος αλλά να υπολογίζεται σε προ ημερήσια ή ενδοημερήσια βάση, όσο το δυνατόν πιο κοντά στον πραγματικό χρόνο, λαμβάνοντας υπόψη τις εκάστοτε συνθήκες δυναμικού ΑΠΕ, φορτίων, ροών στις γραμμές, κ.ά.

3.2.2 Περιοριστικοί παράγοντες στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Άλλη μία ιδιαίτερη περίπτωση που χρήζει ιδιαίτερης σημασίας για την μελέτη αύξησης της εισαγωγής ΑΠΕ στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα, είναι τα αυτόνομα ηλ. συστήματα των μη διασυνδεδεμένων νησιών όπου στην Ελλάδα συναντάμε

κυρίως στο Αιγαίο. Στα νησιά αυτά συναντάμε πολύ υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό με αναντίστοιχη χαμηλή παραγωγή ενέργειας από αιολικά και Φ/Β πάρκα. Αυτό συμβαίνει διότι τα ΜΔΝ υπακούουν σε συγκεκριμένους τεχνικούς περιορισμούς για λόγους ασφάλειας του δικτύου οι οποίοι περικλύπτουν την ενέργεια που παράγεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

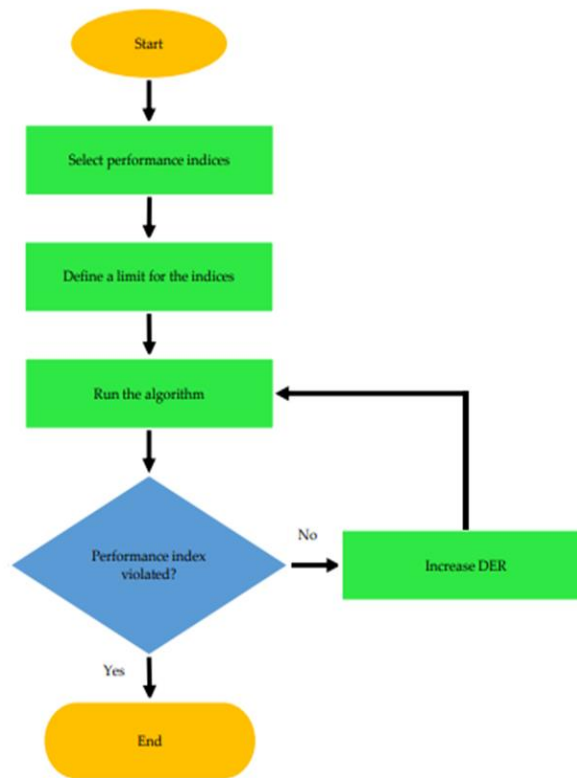
Συγκεκριμένα έχουμε τους περιορισμούς [19]:

- Περιορισμός Τεχνικού Ελαχίστου: Το τεχνικό ελάχιστο είναι το κατώτατο όριο στο οποίο πρέπει να λειτουργούν οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ώστε να αποφευχθεί τυχούσα μηχανική καταπόνηση και ορίζεται ως ποσοστό επί της ονομαστικής τους ισχύος. Συν τοις άλλης, στον προγραμματισμό της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων συνήθως τηρείται πλήρης στρεφόμενη εφεδρεία για την αιολική παραγωγή. Προκειμένου να διασφαλιστεί δηλαδή η ικανοποίηση του φορτίου σε περίπτωση πλήρους απώλειας της αιολικής ισχύος – καθόλου απίθανο αφού εξαρτάται πλήρως από το αιολικό δυναμικό - , να μπορούν οι εν λειτουργία μονάδες να καλύπτουν ανά πάσα στιγμή την ζήτηση.
- Δυναμικός Προγραμματισμός: Οι Α/Γ προκαλούν συχνά μεταβολές στο ισοζύγιο ισχύος καθώς παρουσιάζουν συχνή και έντονη διακύμανση στην ισχύ εξόδου τους. Οι μεταβολές αυτές προκαλούν αποκλίσεις στη συχνότητα του δικτύου οι οποίες αντισταθμίζονται μέσω του αυτόματου συστήματος ρύθμισης στροφών των συμβατικών μονάδων. Οι μεγάλες διακυμάνσεις αποτελούν πρόκληση στην διείσδυση των ΑΠΕ και στο ηπειρωτικό δίκτυο, πόσο μάλλον στα ΜΔΝ όπου συναντάμε ηλ. συστήματα χαμηλής αδράνειας. Οι μεταβολές αυτές μπορεί να προκαλέσουν σημαντικές αποκλίσεις στην συχνότητα ή ακόμη και κίνδυνο ευστάθειας του συστήματος όταν η αιολική παραγωγή καλύπτει σημαντικό μέρος του φορτίου. Προκύπτει έτσι ένας ακόμα περιορισμός, ο δυναμικός περιορισμός διείσδυσης , με συντελεστή δυναμικού περιορισμού C_d να εκφράζει το ανώτερο αποδεκτό όριο διείσδυσης της αιολικής ισχύος σε δεδομένη χρονική περίοδο και να εξαρτάται από το μέγεθος του ηλεκτρικού συστήματος, τα χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων και των ρυθμιστών τους, τη γεωγραφική διασπορά των αιολικών πάρκων αλλά και από τις πρακτικές διαχείρισης που εφαρμόζονται.
- Συνολικός περιορισμός διείσδυσης αιολικής παραγωγής (Set Point): Ο συνολικός περιορισμός διείσδυσης (set point) για την αιολική παραγωγή προκύπτει από τον αυστηρότερο εκ των δύο περιορισμών (τεχνικού ελαχίστου και δυναμικού περιορισμού). Έτσι προκύπτει από τους επιμέρους περιορισμούς ότι το τελικό όριο διείσδυσης της αιολικής παραγωγής για δεδομένο ηλεκτρικό σύστημα ΜΔΝ εξαρτάται τόσο από το φορτίο του συστήματος όσο και από τις συμβατικές γεννήτριες. Το όριο αυτό αποτελεί χαρακτηριστικό του συστήματος, αποτυπώνει τη μέγιστη δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος σε δεδομένη χρονική στιγμή και δεν αποτελεί σε καμία περίπτωση εκτίμηση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας.

3.3 Μέθοδοι υπολογισμού των περιθωρίων ισχύος

Ο υπολογισμός των περιθωρίων ισχύος ενός συστήματος ηλ. ενέργειας μπορεί να γίνει με βάση δύο οπτικές, είτε με επίκεντρο τον καταναλωτή είτε γύρω από την λειτουργικότητα του δικτύου. Όταν υπολογίζεται γύρω από τον καταναλωτή, ο υπολογισμός των περιθωρίων ισχύος είναι ένα πιθανοτικό πρόβλημα. Σε αυτή την περίπτωση η λειτουργικότητα του δικτύου δεν λαμβάνεται υπόψη για τον υπολογισμό του αριθμού, της τοποθεσίας ή του μεγέθους των μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής. Όταν υπολογίζεται βάση της λειτουργικότητας, το πρόβλημα ορίζεται ως πρόβλημα βελτιστοποίησης όπου ο στόχος είναι να μεγιστοποιηθεί η διείσδυση των μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής (ΔΠ) χωρίς να δημιουργούνται τεχνικά προβλήματα στα δίκτυα διανομής.

Υπάρχουν 4 μέθοδοι ([16]) που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της ικανότητας φιλοξενίας στην παγκόσμια βιβλιογραφία. Μία ομοιότητα ανάμεσα τους είναι η χρήση του υπολογισμού της ροής ισχύος προκειμένου να βρεθούν οι τιμές των τάσεων και των ρευμάτων στα δίκτυα διανομής. Οι 4 αυτές μέθοδοι είναι η ντετερμινιστική, η στοχαστική, η μέθοδος που βασίζεται στην βελτιστοποίηση και η μέθοδος streamlined. Αν και οι μέθοδοι διαφέρουν ως προς την εφαρμογή, όλες ακολουθούν τα ίδια γενικά βήματα προκειμένου να υπολογιστεί το Hosting Capacity:



Εικόνα 3.2 – Βήματα υπολογισμού των περιθωρίων ισχύος[16]

3.3.1 Ντετερμινιστική Μέθοδος

Η ντετερμινιστική μέθοδος αφορά τον υπολογισμό της ικανότητας φιλοξενίας όταν είναι γνωστές οι τιμές παραγωγής των μονάδων ΔΠ και οι καταναλώσεις των φορτίων. Σε αυτή την μέθοδο δεν υπάρχει τυχαιότητα στους υπολογισμούς και η κατανάλωση φορτίου, η παραγωγή των μονάδων ΔΠ καθώς και οι πληροφορίες τοποθεσίας είναι καθορισμένες πριν την αρχή του υπολογισμού των περιθωρίων ισχύος. Η Ντετερμινιστική μέθοδος διαχωρίζεται σε δύο υπο-μεθόδους, την μέθοδο συνεχούς παραγωγής και την μέθοδο χρονικών σειρών.

A) Μέθοδος Συνεχούς Παραγωγής

Στην μέθοδο συνεχούς παραγωγής, η τιμή εξόδου των μονάδων ΔΠ δεν μεταβάλλεται εν μέσω της περιόδου υπολογισμού. Η μέθοδος αυτή δεν λαμβάνει υπόψη την στοχαστική φύση των μονάδων ΔΠ. Αντίθετα, η τιμή εξόδου των μονάδων ΔΠ θεωρείται ότι είναι η μέγιστη καθ' όλη την διάρκεια υπολογισμού της ικανότητας φιλοξενίας. Προκειμένου να γίνει ο υπολογισμός χρησιμοποιούνται σενάρια όπως η επαναλαμβανόμενη αύξηση του μεγέθους/αριθμού των μονάδων ΔΠ μέχρι κάποιο από τα κριτήρια λειτουργίας παραβιαστεί. Κάποιες φορές

χρησιμοποιείται το χειρότερο δυνατό σενάριο προκειμένου να βρεθεί η ικανότητα φιλοξενίας δικτύων διανομής. Στο χειρότερο δυνατό σενάριο, η έξοδος των μονάδων ΔΠ θεωρείται να είναι η μέγιστη ενώ η ζήτηση του φορτίου να είναι η ελάχιστη. Αυτό οδηγεί σε μια αύξηση στου ζυγούς τάσης προκαλώντας μία παραβίαση στο δίκτυο της τάσης. Το χειρότερο δυνατό σενάριο μπορεί επίσης να οδηγήσει σε παραβίαση άλλων περιοριστικών παραγόντων όπως η υπερφόρτωση των γραμμών διανομής ή των Μ/Σ.

Η Μέθοδος Συνεχούς Παραγωγής συνήθως χρησιμοποιείται προκειμένου να πραγματοποιηθεί μια ανάλυση ευαισθησίας της διείσδυσης των μονάδων ΑΠΕ στα δίκτυα διανομής. Πολύ λίγες μελέτες βασίζονται σε αυτή την μέθοδο προκειμένου να υπολογίσουν την ικανότητα φιλοξενίας ενός δικτύου διανομής καθώς θεωρείται πολύ απλοϊκή και μπορεί να χρησιμοποιηθεί μόνο προκειμένου να υπολογιστούν τα περιθώρια ισχύος. Επιπλέον είναι πολύ εύκολο να υποτιμηθεί η ικανότητα φιλοξενίας όταν υπολογίζεται βάση του χειρότερου δυνατού σεναρίου αφού στις περισσότερες περιπτώσεις είναι πολύ σπάνιο να συμβούν ταυτόχρονα μέγιστη παραγωγή και ελάχιστη κατανάλωση.

B) Μέθοδος Χρονικών Σειρών

Η Μέθοδος Χρονικών Σειρών είναι μια βελτιωμένη εκδοχή της μεθόδου συνεχούς παραγωγής και λαμβάνει υπόψη την στοχαστική φύση των μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής. Οι συνεχείς τιμές των μονάδων Δ.Π. στην μέθοδο συνεχούς παραγωγής αντικαθίστανται από προφίλ παραγωγής τους. Προφίλ εισάγονται σε όλα τα δυναμικά στοιχεία του δικτύου και οι υπολογισμοί ροής ισχύος πραγματοποιούνται για μικρά χρονικά βήματα που διατίθενται για την βάση δεδομένων. Το μέγεθος, η τοποθεσία και ο αριθμός των μονάδων μεταβάλλεται μέχρι κάποιος από τους δείκτες απόδοσης παραβιάζεται.

Η Μέθοδος Χρονικών Σειρών εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα δεδομένα, όπου περισσότερα δεδομένα μπορούν να αναδείξουν περισσότερες πληροφορίες για την επίδραση της στοχαστικότητας των μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής στον υπολογισμό της υποδοχής ισχύος του δικτύου. Ωστόσο, πολύ μεγάλος όγκος δεδομένων μπορεί να αυξήσει τον υπολογιστικό χρόνο. Έτσι, κυρίως παράγονται ημερήσια προφίλ βασισμένα σε μία μέση κατανάλωση και τιμών παραγωγής ή σε μία ελάχιστη κατανάλωση και μέγιστων τιμών παραγωγής. Οι περισσότερες μελέτες υπολογισμού της ικανότητας φιλοξενίας που βασίζονται στην μέθοδο χρονικών σειρών έχουν επικεντρωθεί στην τεχνολογία των φωτοβολταϊκών (PV), καθώς η έξοδος τους μεταβάλλεται σημαντικά μέσα στην μέρα. Η μέθοδος χρονικών σειρών παρέχει πολύ πιο ρεαλιστική εικόνα της υποδοχής ισχύος των δικτύων διανομής επειδή λαμβάνει υπόψη τις διακυμάνσεις στην κατανάλωση και στην παραγωγή,

ωστόσο η ακρίβεια αυτής της μεθόδου περιορίζεται από την ποσότητα των διαθέσιμων δεδομένων.

3.3.2 Στοχαστική Μέθοδος

Είναι δεδομένο πως η διαδικασία μελέτης για την εισαγωγή των μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής στο δίκτυο διανομής έχει πολλές άγνωστες μεταβλητές. Αρχικά, ο αριθμός των καταναλωτών που θα κάνουν χρήση των μονάδων ΔΠ καθώς και οι τοποθεσίες και το μέγεθος των μονάδων δεν είναι γνωστά εκ των προτέρων. Πέρα από αυτές τις αβεβαιότητες, η έξοδος των μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής και τα προφίλ κατανάλωσης είναι επίσης διακοπτόμενα. Όλες αυτές οι άγνωστες μεταβλητές έχουν ένα αντίκτυπο στον υπολογισμό της ικανότητας φιλοξενίας.

Στην στοχαστική μέθοδο, προκειμένου να συνυπολογιστούν αυτές οι άγνωστες μεταβλητές χρησιμοποιείται η Πιθανοτική Ροή Ισχύος (Probabilistic Power Flow-PPF). Σε αυτή, διάφοροι υπολογισμοί ροής ισχύος με διάφορες τιμές των αγνώστων μεταβλητών προκειμένου να παραχθεί ένα μεγάλο εύρος αποτελεσμάτων. Τα γενικά βήματα της Πιθανοτικής Ροής Ισχύος περιέχουν την δημιουργία τυχαίων σεναρίων (αριθμό, τοποθεσία, ή/και μέγεθος των μονάδων ΔΠ), την προσομοίωση των δικτύων, τον έλεγχο των μεταβλητών του δικτύου (τάση, ρεύμα, απώλειες κ.α.) ενάντια στα όρια επίδοσης και τον καθορισμό της ικανότητας φιλοξενίας βάση προκαθορισμένων ορίων.

Η στοχαστική μέθοδος είναι η πιο δημοφιλής μέθοδος στην παγκόσμια βιβλιογραφία για τον υπολογισμό των περιθωρίων ισχύος. Μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μελέτες πρόβλεψης και ευαισθησίας. Παρά το γεγονός ότι η στοχαστική μέθοδος μπορεί να χρησιμοποιηθεί προκειμένου να αναπαραστήσει πραγματικά σενάρια, θα πρέπει να τονιστεί ότι τα αποτελέσματα της μεθόδου μπορεί να μην αποτελούν την βέλτιστη λύση για τον υπολογισμό του Hosting Capacity.

3.3.3 Μέθοδος Βασισμένη στην βελτιστοποίηση

Στην μέθοδο αυτή, η είσοδος μονάδων ΑΠΕ στο δίκτυο ορίζεται ως ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης όπου το ζητούμενο είναι η μεγιστοποίηση της έγχυσης ενεργού ισχύος των μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής στο δίκτυο διανομής, χωρίς να παραβιάζονται τα όρια λειτουργίας του δικτύου. Πολλές φορές δημιουργείται μία συνάρτηση πολλών ζητούμενων προκειμένου να βρεθεί η ικανότητα φιλοξενίας με

αποτέλεσμα να μεγιστοποιείται η διείσδυση των μονάδων ΔΠ, ενώ ελαχιστοποιούνται οι απώλειες διανομής ή τα κόστη.

Σε άλλες περιπτώσεις ορίζεται μια συνάρτηση με ένα ζητούμενο προκειμένου να μεγιστοποιηθεί η ικανότητα φιλοξενίας. Ορίζονται επίσης περιορισμοί όπως οι τάσεις ζυγών και τα ρεύματα γραμμών. Υπάρχει πληθώρα υπολογιστικών εργαλείων προκειμένου να επιλυθεί το πρόβλημα βελτιστοποίησης (Particle Swarm Optimization-PSO, Artificial Bee Colony-ABC, Genetic Algorithm-GA, κ.α.) με το βασικό τους μειονέκτημα να έγκειται στο ότι απαιτούν ορισμένες επαναλήψεις προκειμένου να καταλήξουν στην βέλτιστη λύση, ενώ χρησιμοποιούν υπολογισμούς AC ροής ισχύος, που χρειάζεται εξ ορισμού επαναλήψεις στον υπολογισμό. Ο υψηλότερος αριθμός επαναλήψεων όμως, σημαίνει και υψηλότερος υπολογιστικός χρόνος. Προκειμένου να ξεπεραστεί αυτό το πρόβλημα, κάποιες μελέτες χρησιμοποιούν γραμμικές προγραμματιστικές τεχνικές. Σε αυτές, οι εξισώσεις AC ροής ισχύος γραμμικοποιούνται υποθέτοντας ότι η γωνία φάσης της τάσης μεταξύ δύο συνδεδεμένων ζυγών ισούται και ορίζοντας τις τάσεις και τις γωνίες των ζυγών σχετικά με την τάση στο σημείο της διασύνδεσης.

3.3.4 Μέθοδος Streamlined

Η μέθοδος αυτή αναπτύχθηκε από το Ινστιτούτο Έρευνας Ηλεκτρικής Ισχύος (Electric Power Research Institute – EPRI) [20] Αντί να πραγματοποιούνται αναλύσεις ροής φορτίου και βραχυκυκλώματος σε μεγάλο αριθμό σεναρίων διείσδυσης μονάδων Διεσπαρμένης Παραγωγής, πραγματοποιείται μία σειρά αναλύσεων ευαισθησίας και παρέχει τρία σενάρια της ικανότητας φιλοξενίας, το ρεαλιστικό, το αισιόδοξο και το πιο συντηρητικό.

Τα σενάρια αυτά βασίζονται πάνω σε ενδεχόμενα όπως συμπερίληψη/αποκλεισμός της ποικιλίας των διακλαδώσεων στις αναχωρήσεις καθώς και την πιο ακραία/πιθανή τοποθέτηση των ΑΠΕ. Η μέθοδος αυτή μπορεί να θεωρηθεί ως η βελτιωμένη εκδοχή της στοχαστικής μεθόδου, όπου αντί να προσομοιώνονται πολλά σενάρια, προσομοιώνονται αρκετά λιγότερα προκειμένου να βρεθεί μια εκτίμηση της υποδοχής ισχύος. Αυτό βασίζεται στη γνώση των μοτίβων συμπεριφοράς στην διείσδυση των ΑΠΕ.

Ωστόσο, η βελτίωση αυτής της μεθόδου αφορά μόνο τον υπολογιστικό χρόνο και τους πόρους. Όσο αναφορά τα αποτελέσματα, η μέθοδος streamlined τείνει να υπολογίζει ανακριβώς την τιμή του Hosting Capacity μόνο σε περιπτώσεις όπου η πραγματική δυνατότητα υποδοχής ισχύος είναι υψηλή. Η χρήση αυτής της μεθόδου είναι περιορισμένη σε πολύ λίγες μελέτες παγκοσμίως καθώς ο αλγόριθμος δεν

είναι λογισμικό ανοικτού κώδικα αλλά διατίθεται ως εμπορικό εργαλείο (Distribution Resource Integration and Value Estimation -DRIVE).

3.3.5 Συμπεράσματα ως προς τις μεθόδους

Είναι εμφανές πως δεν υπάρχει μία μοναδική απάντηση για το ποια είναι η μέγιστη δυνατότητα υποδοχής ισχύος για ένα δίκτυο διανομής. Η απάντηση εξαρτάται από τους περιοριστικούς παράγοντες που τίθενται για τον υπολογισμό της, την στιγμή που υπάρχουν πολλοί διαφορετικοί παράγοντες να ληφθούν υπόψη, με διαφορετικό συντελεστή βαρύτητας.

Αντίστοιχα , είναι πολύ δύσκολο – έως αδύνατο- να υπολογιστεί το hosting capacity λαμβάνοντας υπόψη όλους τους περιορισμούς του δικτύου. Οι περισσότερες μελέτες επικεντρώνονται στην τάση των ζυγών, στην απόκλιση τάσης, στην υπερφόρτωση των γραμμών και των Μ/Σ ως περιορισμούς, ενώ άλλες λαμβάνουν υπόψη τις απώλειες διανομής και την ποιότητα της ισχύος ως περιορισμούς στον υπολογισμό της.

Η επιλογή της μεθόδου υπολογισμού του Hosting Capacity εξαρτάται από το ζητούμενο της εκάστοτε μελέτης. Για παράδειγμα, η πιο συχνή τεχνική υπολογισμού της ικανότητας φιλοξενίας είναι η ντετερμινιστική καθώς αυτή φαίνεται να είναι η καλύτερη για την υπολογισμό μεγέθους μονάδων ΔΠ σε συγκεκριμένη τοποθεσία, ειδικότερα όταν το προφίλ παραγωγής είναι γνωστό ή μπορεί να προβλεφθεί. Η στοχαστική τεχνική από την άλλη, χρησιμοποιείται για μελέτες πρόβλεψης και ευαισθησίας, ενώ σε περιπτώσεις όπου η λειτουργικότητα του δικτύου μπορεί να καθορίσει το μέγεθος, τον αριθμό και την τοποθεσία των μονάδων ΔΠ , η μέθοδος βελτιστοποίησης είναι η καλύτερη επιλογή, καθώς μπορεί να χρησιμοποιηθεί προκειμένου να βελτιωθεί όλη η απόδοση του δικτύου διανομής μειώνοντας απώλειες ή/και κόστη.

Τέλος, υπάρχουν διάφορα εμπορικά εργαλεία που διατίθενται για τον υπολογισμό της HC και κάθε εργαλείο χρησιμοποιεί μία από τις παραπάνω μελέτες που αναφέρθηκαν. Η επιλογή εργαλείου εξαρτάται από διάφορους παράγοντες, όπως τον βασικό στόχο της μελέτης, το κόστος του εργαλείου, τα διαθέσιμα δεδομένα για την ανάλυση κ.α.

Κεφάλαιο 4: Το λογισμικό PowerWorld Simulator

4.1 Λίγα λόγια για το λογισμικό

Η εταιρεία PowerWorld παρέχει λογισμικό προσομοίωσης και βελτιστοποίησης στην παγκόσμια βιομηχανία ηλεκτρικού ρεύματος. Η πρώτη εκδοχή του εργαλείου δημιουργήθηκε τον Μάιο του 1994 στο Πανεπιστήμιο του Ιλινόις από τον καθηγητή Th. Overbye. Η ιδέα για την δημιουργία των πρώτων εκδοχών ήταν να διδαχθεί η λειτουργία των συστημάτων ηλ. ενέργειας σε μη εξειδικευμένα ακροατήρια. Η εταιρεία PowerWorld δημιουργήθηκε το 1996 με σκοπό την περαιτέρω ανάπτυξη αλλά και την εμπορευματοποίηση του εργαλείου προσομοίωσης.

Το εργαλείο PowerWorld Simulator είναι ένας διαδραστικός προσομοιωτής σχεδιασμένος να προσομοιώνει ηλεκτρικά συστήματα υψηλής τάσης σε ένα χρονικό πλαίσιο από μερικά λεπτά σε αρκετές μέρες. Το λογισμικό περιέχει μια υψηλής αποδοτικότητας ανάλυση ροής ισχύος, ικανή να λύσει επιτυχώς συστήματα έως 250.000 ζυγούς. Εξειδικεύεται στην αποτύπωση περίπλοκων ηλεκτρικών συστημάτων με τέτοιο τρόπο ώστε να γίνονται εύκολα κατανοητά από τους χρήστες μέσα από ένα πλούσιο γραφιστικό περιβάλλον. Ενσωματώνει πολλές λειτουργίες του συστήματος όπως ανάλυση απρόβλεπτων συμβάντων, time-step προσομοίωση, Optimal Power Flow (OPF), ATC, PVQV, ανάλυση σφάλματος, SCOPF, ανάλυση ευαισθησίας, ανάλυση απωλειών, μεταβατική σταθερότητα κ.α. [21].

Σήμερα, ο προσομοιωτής ενσωματώνει δύο λειτουργίες που συχνά διαχωριζόντουσαν στα λογισμικά ροής ισχύος. Από την μία γραφιστικό επεξεργαστή συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας και από την άλλη υπολογισμό ροής ισχύος με πολλά σχετικά εργαλεία ανάλυσης (απρόβλεπτων συμβάντων, σφάλματος, ευαισθησίας, απωλειών time-step προσομοίωση, Optimal Power Flow (OPF), ATC, PVQV, SCOPF). Πρόσφατα, ο υπολογισμός παροδικής σταθερότητας και διεσπαρμένης παραγωγής προστέθηκε στις λειτουργίες.

Οι διαδικασίες αυτές εφαρμόζονται σε δύο διαφορετικές λειτουργίες του προσομοιωτή, την λειτουργία επεξεργασίας (edit mode) και την λειτουργία που «τρέχει» την προσομοίωση (run mode). Η λειτουργία επεξεργασίας χρησιμοποιείται για να δημιουργηθεί μια μελέτη ή να επεξεργαστεί μια υπάρχουσα είτε γραφιστικά είτε με επεξεργασία κώδικα. Αντίθετα, στην λειτουργία που «τρέχει» την προσομοίωση έχουμε τα εργαλεία ανάλυσης της ροής ισχύος και της ευαισθησίας.

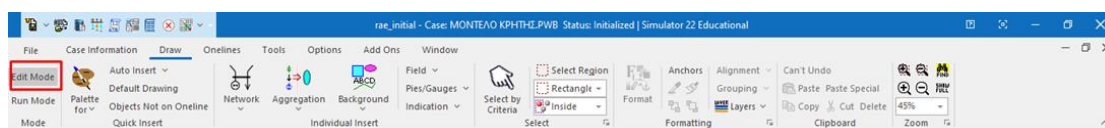
Είναι ένα εξαιρετικά χρήσιμο εργαλείο για την κατανόηση της λειτουργίας των ΣΗΕ, ιδιαίτερα εύχρηστο για εκπαιδευτικές ανάγκες. Το γραφιστικό του περιβάλλον είναι πολύ απλό, περιλαμβάνει μονογραμμικά διαγράμματα που μπορούν εύκολα να τροποποιηθούν από την γραμμή εντολών.

4.2 Το περιβάλλον του PowerWorld

Ως προς τις βασικές δυνατότητες που μας παρέχει το πρόγραμμα, αξίζει να αναφερθούν [22]:

1. Υποστηρίζει τον λεπτομερή σχεδιασμό όλων των στοιχείων ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, με δυνατότητα εισαγωγής πληροφοριών όπως καμπύλες κόστους γεννητριών, σχεδιασμό προγραμμάτων φορτίων κ.α.
2. Παρέχει την δυνατότητα αξιολόγησης μιας αλλαγής στοιχείων στο ΣΗΕ, τόσο από τεχνική σκοπιά (επιπτώσεις στην ασφάλεια και την ευστάθεια του συστήματος) όσο και από την οικονομική επίπτωση.
3. Για την επίλυση ροής φορτίου δίνεται η δυνατότητα αυτόματου ελέγχου παραγωγής (AGC – Automatic Generation Control) σε ολόκληρο το δίκτυο ή σε κάποια συγκεκριμένη περιοχή.
4. Ως προς την γραφική απεικόνιση, η χρήση βελών που “δείχνουν” την κατεύθυνση της ροής ισχύος, αλλά και pie charts στις γραμμές μεταφοράς που αναγράφεται το επίπεδο φόρτισής τους (%) κάνουν πολύ εύκολη την ανάγνωση των αποτελεσμάτων της επίλυσης ροής φορτίου από τον χρήστη.
5. Η αυτοματοποιημένη διαδικασία εισαγωγής δεδομένων από excel στο πρόγραμμα αλλά και η δυνατότητα αποστολής όλων των αποτελεσμάτων σε excel αντίστοιχα κάνει πολύ πιο απλή την επεξεργασία δεδομένων εισόδου αλλά και αποτελεσμάτων σε περίπτωση μελέτης συστήματος με πολλούς ζυγούς και πολλά χρονικά σημεία.
6. Χάρη στο εξαιρετικά εύχρηστο περιβάλλον, η μετατροπή στοιχείων του προγράμματος γίνεται με ένα απλό πάτημα πάνω τους όταν το πρόγραμμα βρίσκεται στο edit mode.

Επιπλέον, ένα από τα βασικότερα πλεονεκτήματα του λογισμικού είναι πως συνδυάζει δύο μέχρι πρότινος ξεχωριστές σε λογισμικά προσομοίωσης λειτουργίες, την γραφιστική επεξεργασία ενός συστήματος μεταφοράς (edit mode) με την επίλυση ροών ισχύος και ανάλυση του συστήματος (run mode). Ως προς την πρώτη, οι τρόποι επεξεργασίας είναι εύκολα προσβάσιμοι από την γραμμή εργαλείων που βρίσκεται στο πάνω μέρος [23]:



Εικόνα 4.1 – Γραμμή εργαλείων PowerWorld

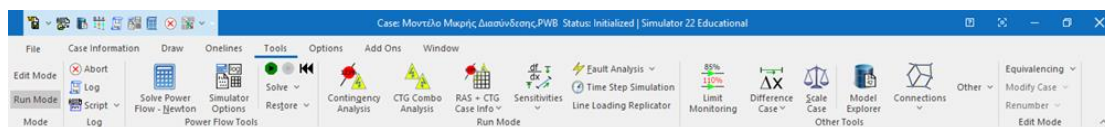
Στην καρτέλα “case information” βρίσκονται όλες οι πληροφορίες και τα δεδομένα της υπόθεσης που μελετάται καθώς και επιλογές φιλτραρίσματος και κατηγοριοποίησης τους, με την επιλογή του Model Explorer να είναι ιδιαίτερη σημαντική , καθώς περιλαμβάνει μια ιεραρχικά δομημένη λίστα των περισσότερων αντικειμένων με όλες τις απαραίτητες πληροφορίες του συστήματος που μελετάμε:

Number	Name	Area Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW
1	Athensolokos (M)	1	21,00	0,00000	0,0000	0,00			
2	Rethimno (M)	1	21,00	0,00000	0,0000	0,00			
3	156 Malia Krasi (PSU)	1	150,00	0,00000	0,0000	0,00	0,00	0,00	
4	160 Fourni (PSU)	1	150,00	0,00000	0,0000	0,00	0,00	0,00	
5	219 Ex System Slack	1	11,00	1,05691	11,626	0,86			90,00
6	81 Sitia (M1)	1	15,75	1,32961	20,941	8,18	10,41	0,00	23,10
7	107 Agya (M)	1	21,00	1,06142	22,290	-1,80	7,90	0,00	11,34
8	32 Chania (M)	1	21,00	1,05886	22,446	-6,18	57,63	0,00	0,00
9	225 Vrises (M)	1	21,00	1,08331	22,749	-6,66	15,00	0,00	2,40
10	218 Kasteli (M)	1	21,00	1,09145	22,921	-0,18	5,72	0,00	15,07
11	169 Spili (M)	1	21,00	1,16271	24,417	0,36	3,46	0,00	7,21
12	21 Maronia (M)	1	20,00	1,28047	25,609	10,48			29,81
13	224 Rethimno (M)	1	21,00	1,22623	25,751	-2,43	33,54	0,00	15,85
14	222 Prosorinos (M)	1	21,00	1,23160	25,864	1,00	3,35	0,00	2,92
15	114 Ag.Barbara (M)	1	21,00	1,24644	26,175	3,63	0,82	0,00	12,55
16	104 PRETORIA (M)	1	21,00	1,26017	26,464	2,47	9,42	0,00	5,55
17	226 Sitia (M2)	1	21,00	1,26635	26,593	9,81			23,10
18	17 Ag.Nikolaos (M)	1	21,00	1,26831	26,635	3,83	12,22	0,00	12,31
19	10 Moires (M)	1	21,00	1,29376	27,169	2,39	13,05	0,00	14,15
20	16 Stalida (M)	1	21,00	1,29896	27,278	2,01	11,76	0,00	5,55
21	12 Heraklio I (M)	1	21,00	1,30284	27,360	-1,74	35,13	0,00	0,00
22	26 Heraklio III (M)	1	21,00	1,30747	27,457	-0,68	22,41	0,00	4,81
23	14 Heraklio II (M)	1	21,00	1,31427	27,627	-1,16	41,11	0,00	0,00

Εικόνα 4.2 – Model Explorer

Στην καρτέλα “Draw” δίνεται η επιλογή του σχεδιασμού νέων ή την τροποποίηση των υπάρχοντων αντικειμένων του μονογραμμικού ενώ στην “Onelines” δίνεται η δυνατότητα προσαρμογής του τρόπου απεικόνισης του μονογραμμικού.

Ιδιαίτερα σημαντική είναι η επιλογή της καρτέλας εργαλείων “Tools” όπου βρίσκονται συγκεντρωμένοι όλοι οι μέθοδοι επίλυσης που διαθέτει το PowerWorld , και συγκεκριμένα η ανάλυση ροής ισχύος, η ανάλυση έκτακτης ανάγκης, τα εργαλεία ευαισθησίας καθώς και το εργαλείο Time Step Simulator όπου και χρησιμοποιούμε στην παρούσα διπλωματική.



Εικόνα 4.3 – Καρτέλα «Tools»

Τέλος , η καρτέλα “Add Ons” παρέχει πολύ χρήσιμα εργαλεία όπως το OPF case info όπου βρίσκονται όλες οι ρυθμίσεις για την επίλυση της βέλτιστης ροής ισχύος του συστήματος:



Εικόνα 4.4 – Optimal Power Flow Case Info

4.3 Εισαγωγή στο εργαλείο Time Step Simulation

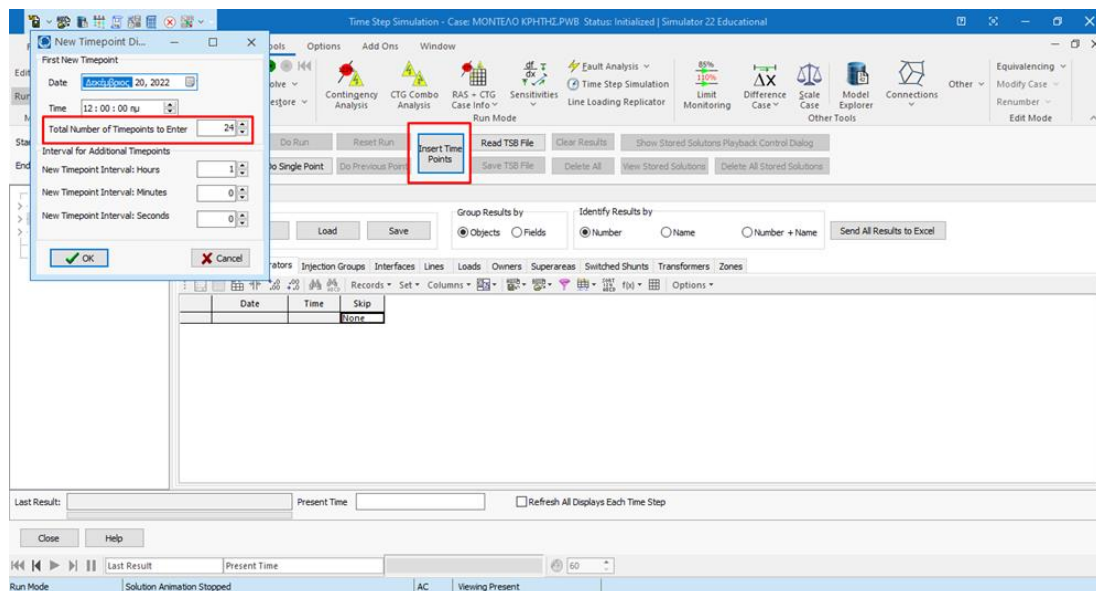
Στην παρούσα διπλωματική χρησιμοποιείται συγκεκριμένα το εργαλείο Time Step Simulation προκειμένου να επιλυθεί η βέλτιστη ροή ισχύος για την κάθε ώρα ενός χρόνου για τον υπολογισμό της ικανότητας υποδοχής ΑΠΕ του ΣΗΕ της Κρήτης.

Το εργαλείο αυτό προσομοιώνει το σύστημα που έχει δοθεί από τον χρήστη σε χρονικά διαστήματα που ο ίδιος θέτει, έχοντας την δυνατότητα να αλλάζει για κάθε διάστημα τα στοιχεία του προγράμματος. Η είσοδος στο εργαλείο γίνεται μόνο εφόσον το πρόγραμμα είναι στο Run Mode, ενώ το εργαλείο επιλέγεται από την καρτέλα Tools [24]:



Εικόνα 4.5 – Είσοδος στο Time Step Simulation

Το εργαλείο έχει την ικανότητα να επιλύσει έως και 100.000 χρονικά σημεία, τα οποία εισάγονται επιλέγοντας **Insert New Time Points**, ενώ στο παράθυρο που εμφανίζεται οι default τιμές είναι η τρέχουσα ημερομηνία και η αρχική ώρα στις 12:00 π.μ., για διάστημα μιας μέρας με ωριαία εισαγωγή δεδομένων, δεδομένα τα οποία ο χρήστης μεταβάλλει ανάλογα με το κάθε σενάριο.



Εικόνα 4.6 – Εισαγωγή χρονικών σημείων για την μελέτη

Ορίζοντας ως σενάριο την μελέτη μιας μέρας με χρονικό διάστημα μιας ώρας (24 σημεία σύνολο) η καρτέλα μετατρέπεται όπως φαίνεται παρακάτω, όπου στο πεδίο

Solution Type μας δίνεται η δυνατότητα επιλογής του τρόπου επίλυσης ανά χρονικό σημείο:

Εικόνα 4.7 – Summary Page

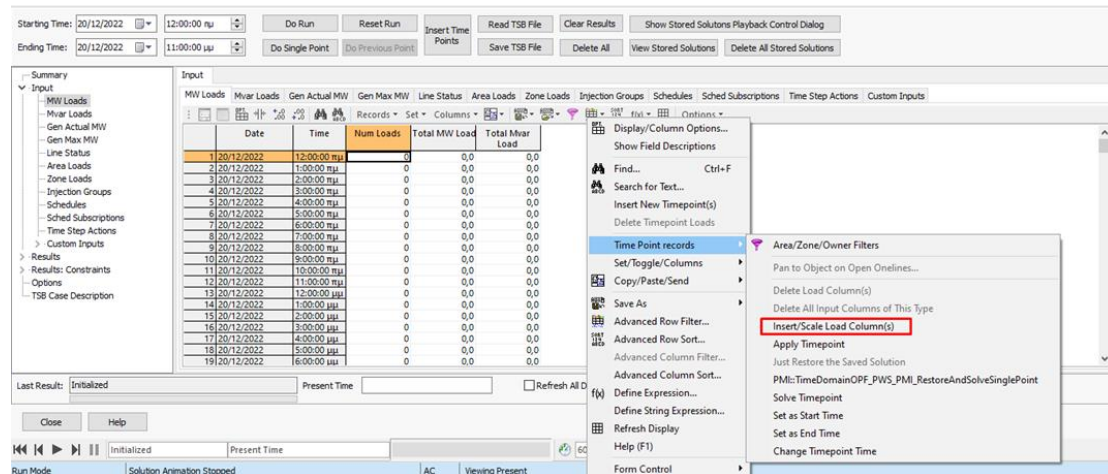
4.3.1 Εισαγωγή δεδομένων στο Time Step Simulation

Για την εισαγωγή δεδομένων στο πρόγραμμα, ο χρήστης θα πρέπει να επιλέξει την καρτέλα Input στα αριστερά, ώστε να εμφανιστούν καρτέλες με τα στοιχεία που μπορεί να εισάγει όπως MW Loads, Mvar Loads, Gen Actual MW, Gen Max MW, Line Status κ.α.:

Εικόνα 4.8 – Καρτέλες δεδομένων εισόδου

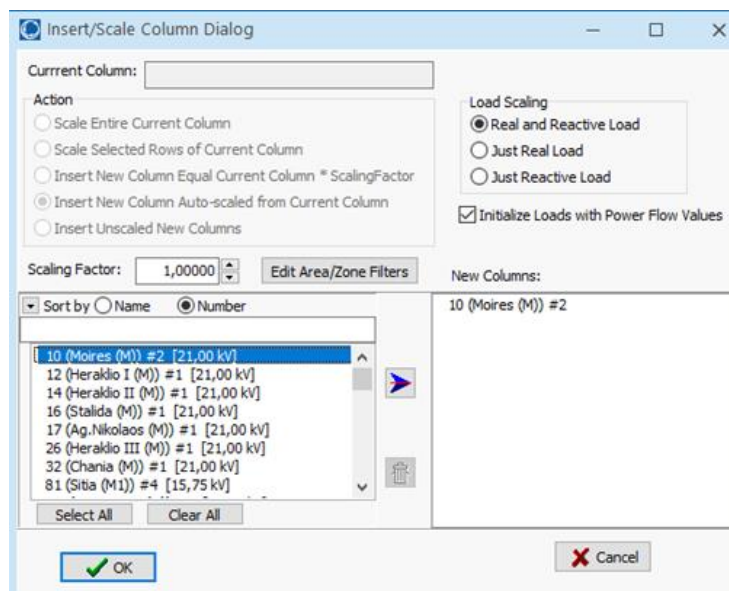
Για την εισαγωγή των στοιχείων, απαιτείται η επιλογή της αντίστοιχης καρτέλας και έπειτα:

- Δεξί κλικ σε κάποιο κενό σημείο του πίνακα, επιλογή **Time Point Records < Insert / Scale columns**:



Εικόνα 4.9 – Μεθοδολογία εισαγωγής δεδομένων

Στο παράθυρο που εμφανίζεται παρατίθεται η λίστα με τα συνολικά αντίστοιχα στοιχεία του συστήματος και ο χρήστης επιλέγει ποια από αυτά θέλει να ορίσει, επιλέγοντας τα και πατώντας το βελάκι στο κέντρο και το κουμπί OK:



Εικόνα 4.10 – Λίστα δεδομένων εισόδου

➤ Πατώντας OK δημιουργείται ο παρακάτω πίνακας στην αντίστοιχη καρτέλα:

Date	Time	Num Loads	Total MW Load	Total Mvar Load	Bus 10 #2 MW Load
20/12/2022	12:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	1:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	2:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	3:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	4:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	5:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	6:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	7:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	8:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	9:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	10:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	11:00:00 πμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	12:00:00 μμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	1:00:00 μμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	2:00:00 μμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	3:00:00 μμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	4:00:00 μμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	5:00:00 μμ	1	0,0	0,0	0,0
20/12/2022	6:00:00 μμ	1	0,0	0,0	0,0

Εικόνα 4.11 – Καρτέλα δεδομένων με ωραία μεταβολή

Η εισαγωγή τιμών στο εκάστοτε σημείο μπορεί να γίνει είτε χειροκίνητα , πληκτρολογώντας τις τιμές σε κάθε κελί , είτε με την χρήση του excel. Η δεύτερη μέθοδος είναι αυτή που προτιμάται σε μεγάλα συστήματα με μεγάλο αριθμό χρονικών σημείων και δεδομένων.

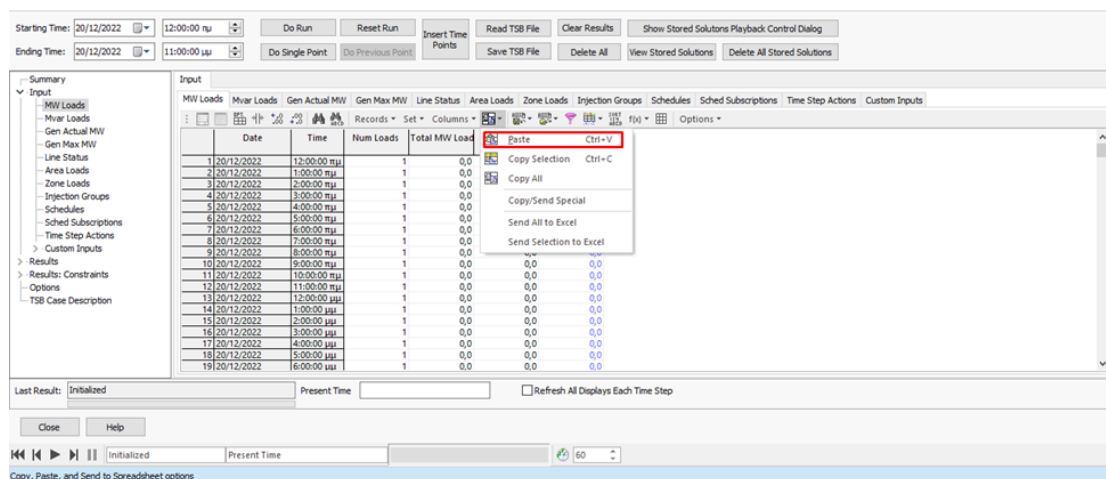
Αρχικά, επιλέγοντας το σύμβολο δεξιά από το κουμπί Columns και έπειτα την επιλογή **Send All to excel** , τα στοιχεία αντιγράφονται σε ένα υπολογιστικό φύλλο excel:

Εικόνα 4.12 – Μεταφορά δεδομένων εισόδου σε excel

	A	B	C	D	E	F	G
1	PWOPFT	TimePoint					
2	Date	Time	Num Loa	Total MW	Total Mv	Bus 10 #2 MW	
3	20/12/20:	12:00:00 π	1	0	0	0	
4	20/12/20:	1:00:00 π	1	0	0	0	
5	20/12/20:	2:00:00 π	1	0	0	0	
6	20/12/20:	3:00:00 π	1	0	0	0	
7	20/12/20:	4:00:00 π	1	0	0	0	
8	20/12/20:	5:00:00 π	1	0	0	0	
9	20/12/20:	6:00:00 π	1	0	0	0	
10	20/12/20:	7:00:00 π	1	0	0	0	
11	20/12/20:	8:00:00 π	1	0	0	0	
12	20/12/20:	9:00:00 π	1	0	0	0	
13	20/12/20:	10:00:00 π	1	0	0	0	
14	20/12/20:	11:00:00 π	1	0	0	0	
15	20/12/20:	12:00:00 μ	1	0	0	0	
16	20/12/20:	1:00:00 μ	1	0	0	0	
17	20/12/20:	2:00:00 μ	1	0	0	0	
18	20/12/20:	3:00:00 μ	1	0	0	0	
19	20/12/20:	4:00:00 μ	1	0	0	0	
20	20/12/20:	5:00:00 μ	1	0	0	0	
21	20/12/20:	6:00:00 μ	1	0	0	0	
22	20/12/20:	7:00:00 μ	1	0	0	0	
23	20/12/20:	8:00:00 μ	1	0	0	0	
24	20/12/20:	9:00:00 μ	1	0	0	0	
25	20/12/20:	10:00:00 μ	1	0	0	0	
26	20/12/20:	11:00:00 μ	1	0	0	0	
27							
28							

Εικόνα 4.13 – Παρουσίαση ωριαίων δεδομένων σε excel

Εκεί ο χρήστης είναι εύκολο να κάνει όσες αλλαγές θέλει, και έπειτα αντιγράφοντας όλα τα κελιά του φύλλου και, πατώντας το ίδιο κουμπί να επιλέξει **Paste**:

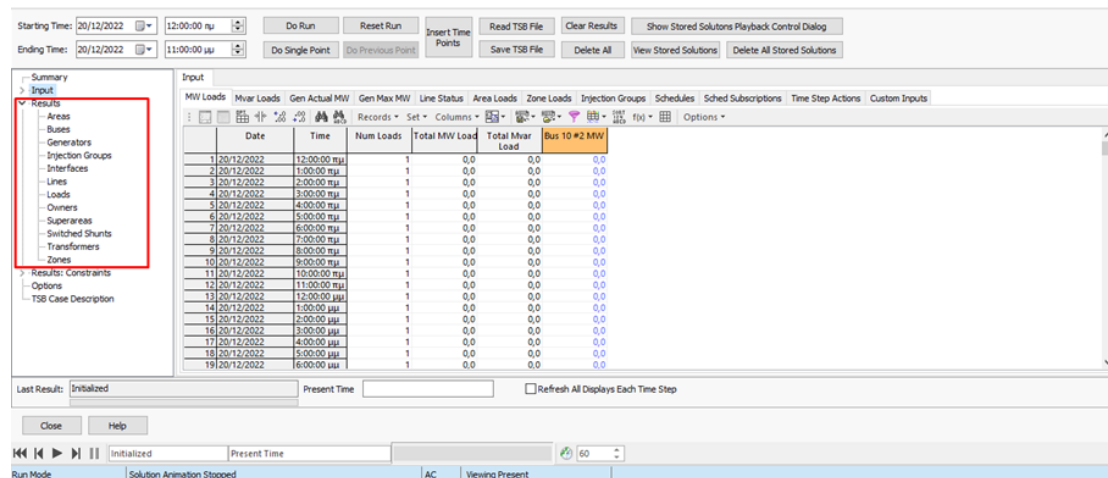


Εικόνα 4.14 – Επικόλληση δεδομένων στο πρόγραμμα

4.3.2 Παρουσίαση αποτελεσμάτων στο Time Step Simulation

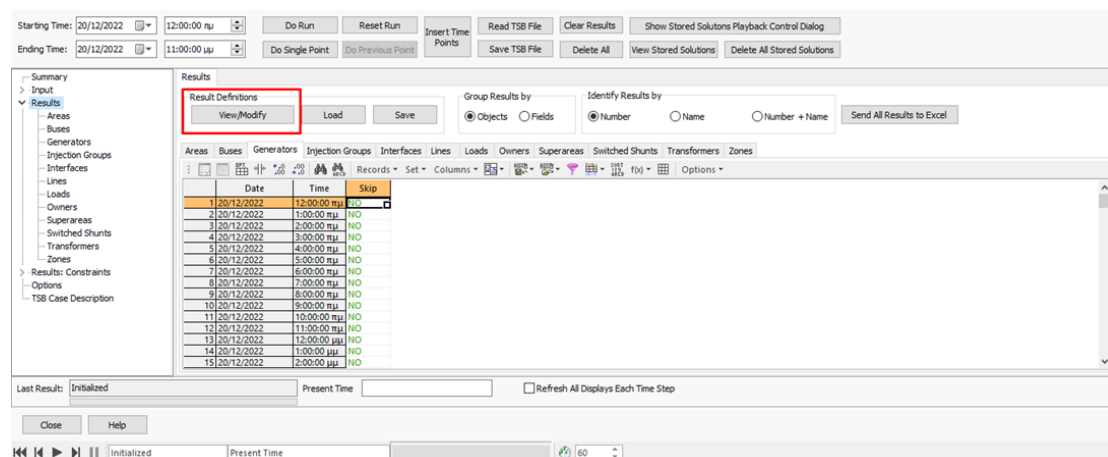
Ο χρήστης μπορεί να ελέγχει τα αποτελέσματά του κατά την διάρκεια της επίλυσης από την μπάρα **Results** της καρτέλας. Εκεί δίνεται η δυνατότητα προβολής των

αποτελεσμάτων ως προς τις μονάδες και τις λειτουργίες τους, τους ζυγούς , τις γραμμές μεταφοράς κ.α. :



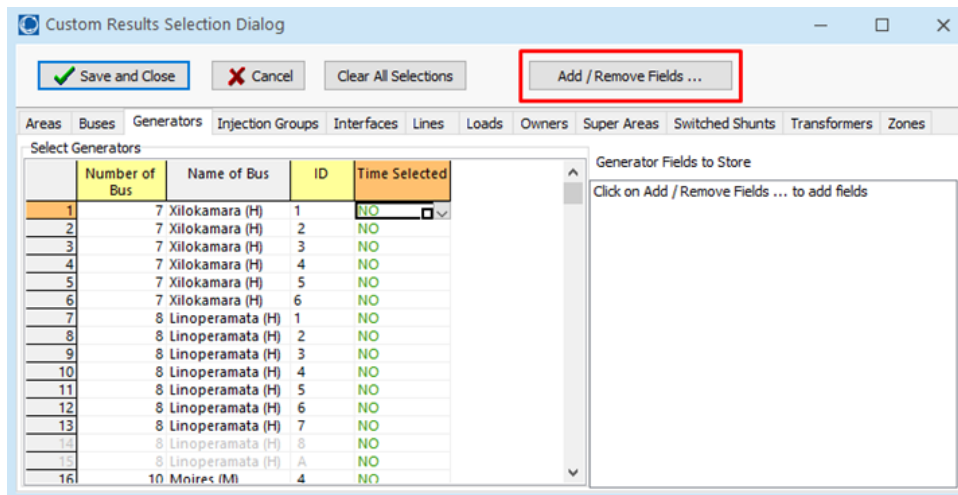
Εικόνα 4.15 – Καρτέλα αποτελεσμάτων

Προκειμένου να εμφανιστεί το επιθυμητό είδος αποτελεσμάτων για κάθε στοιχείο , επιλέγεται το κουμπί **View/ Modify**:

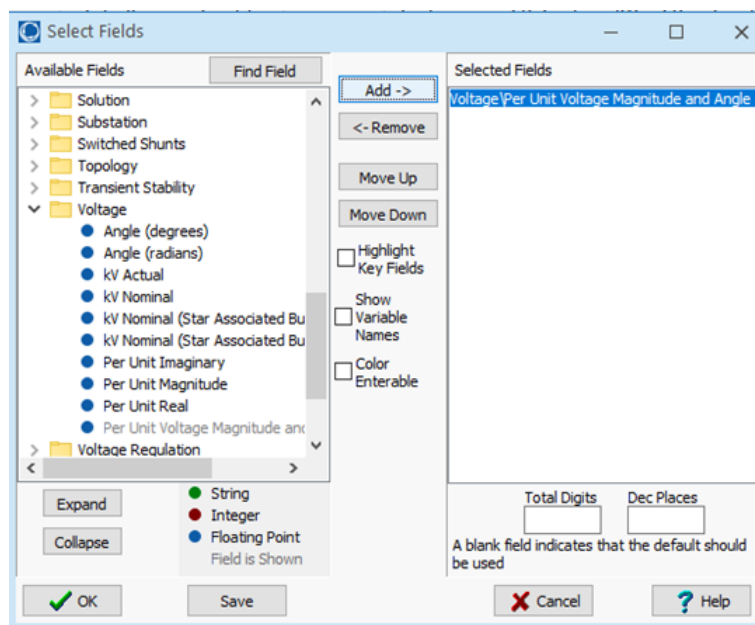


Εικόνα 4.16 – View / Modify Results

Στο νέο παράθυρο που ανοίγει εμφανίζονται όλα τα στοιχεία του συστήματος , και με την επιλογή YES ή NO ανάλογα το ποιο στοιχείο ενδιαφέρει τον χρήστη, αλλά και προσθέτοντας το είδος των αποτελεσμάτων για τα στοιχεία αυτά μέσω του κουμπιού **Add/ Remove Fields** δίνεται η δυνατότητα παρουσίασης των αποτελεσμάτων που αναζητούνται:



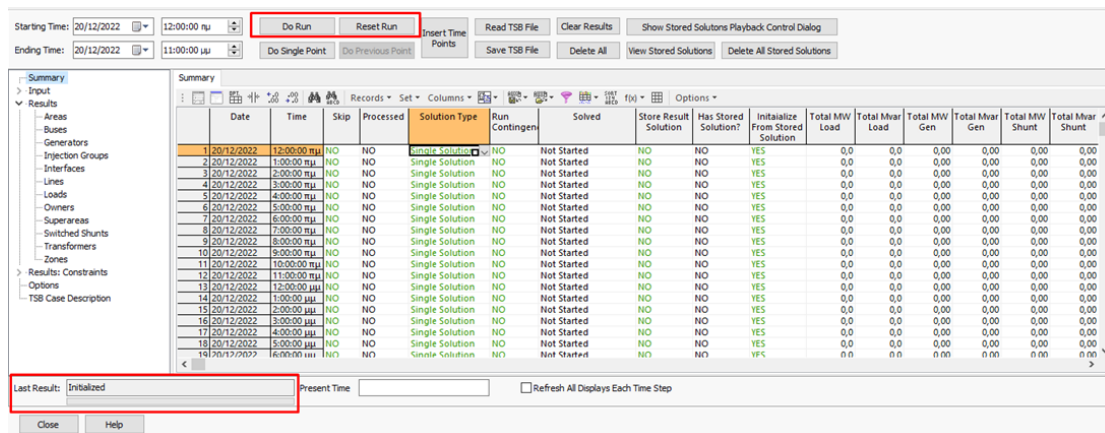
Εικόνα 4.17 – Πίνακας αποτελεσμάτων ανά είδος στοιχείων



Εικόνα 4.18 – Είδος αποτελεσμάτων (Add / Remove Fields)

4.3.3 Εκτέλεση προσομοίωσης

Έχοντας επιλέξει τα δεδομένα εισόδου αλλά και έχοντας διαμορφώσει τα επιθυμητά αποτελέσματα, ο χρήστης είναι έτοιμος να «τρέξει» την προσομοίωση. Η έναρξη της επίλυσης ξεκινάει με το κουμπί **Do Run**, ενώ η προσομοίωση μπορεί να μπει σε αναμονή με το κουμπί **Pause Run** ή να ανακληθεί με το κουμπί **Reset Run** ανά πάσα στιγμή, ενώ η πορεία της επίλυσης φαίνεται στην κεντρική καρτέλα:



Εικόνα 4.19 – Do / Pause / Reset Run

Κατά την διάρκεια της προσομοίωσης το status “Solved” αλλάζει από Not Started σε Solved Correctly για όλα τα σημεία στα οποία το πρόγραμμα βρίσκει λύση. Το PowerWorld δίνει την δυνατότητα επίλυσης κάθε χρονικού σημείου με διαφορετικό τρόπο από αυτούς που είναι διαθέσιμοι, δηλαδή την απλή επίλυση (Single Solution), την βέλτιστη ροή ισχύος (OPF) [25], την βέλτιστη ροή ισχύος χωρίς περιορισμούς (Unconstrained OPF) και βέλτιστη ροή ισχύος με περιορισμούς ασφάλειας (SCOPF).

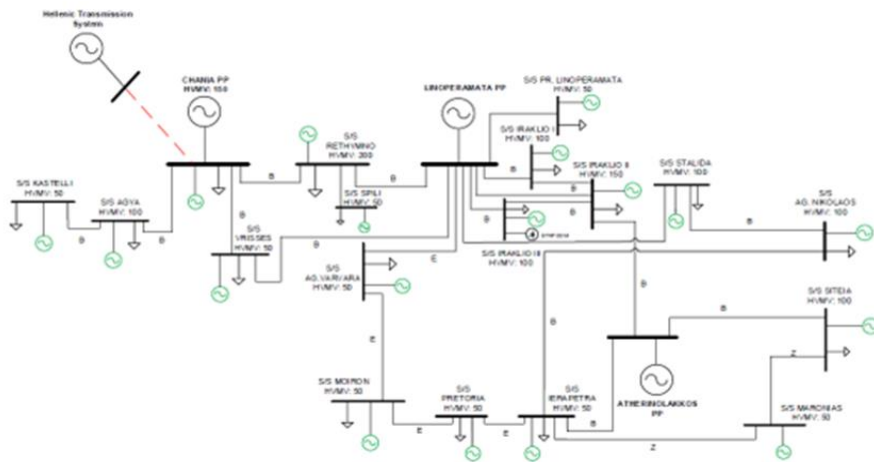
Στην παρούσα διπλωματική για την μελέτη ροών ισχύος στο ΣΗΕ της Κρήτης μέσα σε ένα χρόνο με βήμα μίας ώρας χρησιμοποιήθηκε σε όλα τα σημεία η επίλυση της βέλτιστης ροής ισχύος ελέγχοντας σε κάθε σενάριο την πιθανή παραβίαση των ορίων της τάσης των ζυγών αλλά και την φόρτιση των γραμμών μεταφοράς του δικτύου.

Κεφάλαιο 5: Περιγραφή του ΣΗΕ Κρήτης

5.1 Μονογραμμικό Διάγραμμα

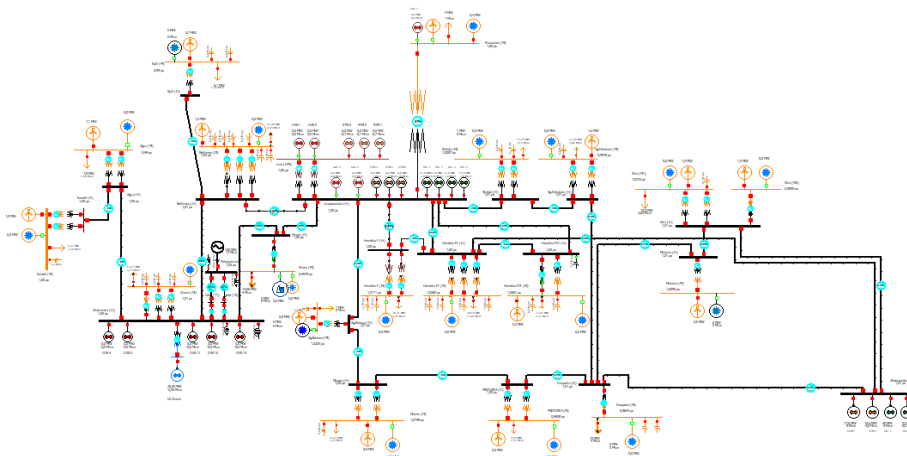
Το ΣΗΕ Κρήτης περιλαμβάνει 20 ζυγούς Υ.Τ. (150 kV), 24 γραμμές μεταφοράς Υ.Τ., 26 θερμικές μονάδες και πλήθος αιολικών πάρκων και φωτοβολταϊκών συστημάτων στους ζυγούς Μ.Τ. του δικτύου. Επιπλέον, έχει μοντελοποιηθεί η διασύνδεση Πελοποννήσου – Κρήτης, με μια γραμμή μεταφοράς 2 πόλων ορίου 200 MVA η καθεμία, και έναν ζυγό Υ.Τ. με μια συμβατική γεννήτρια που συγκεντρώνει την παραγωγή της Πελοποννήσου.

Το μονογραμμικό διάγραμμα πάνω στο οποίο έγινε η μελέτη είναι το παρακάτω:



Εικόνα 5.1 – Μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος μεταφοράς της Κρήτης[26]

Ενώ στο λογισμικό PowerWorld που χρησιμοποιήθηκε σε αυτή τη διπλωματική, η αποτύπωση φαίνεται ως εξής:



Εικόνα 5.2 – ΣΗΕ Κρήτης στο PowerWorld

5.2 Υποσταθμοί Συστήματος Μεταφοράς

Το σύστημα μεταφοράς της Κρήτης αποτελείται από 20 Υποσταθμούς Υψηλής Τάσης (150kV), οι 18 από τους οποίους φιλοξενούν ΑΠΕ (Α/Γ, Φ/Β και Υδροηλεκτρικά) και εξυπηρετούν φορτία, και οι δύο (Λινοπεράματα και Αθρινόλακκος) έχουν μόνο θερμικές μονάδες παραγωγής. Ιδιαίτερη σημασία έχει ο Υποσταθμός των Χανίων, ο οποίος φιλοξενεί ταυτόχρονα θερμικές μονάδες και ΑΠΕ, και εξυπηρετεί φορτία. Αναλυτικά τα στοιχεία των υποσταθμών όπως χρησιμοποιήθηκαν και στην μελέτη[26]:

Υποσταθμός	Μ/Σ	Ον. Ισχύς
1. Υ/Σ Μοίρες	2x25 MVA	50 MVA
2. Υ/Σ Ηράκλειο 1	2x50 MVA	100 MVA
3. Υ/Σ Ηράκλειο 2	3x50 MVA	150 MVA
4. Υ/Σ Ηράκλειο 3	2x50 MVA	100 MVA
5. Υ/Σ Αγ. Νικόλαος	2x50 MVA	100 MVA
6. Υ/Σ Σταλίδα	2x50 MVA	100 MVA
7. Υ/Σ Χανιά	3x50 MVA	150 MVA
8. Υ/Σ Σητεία	2x25 +1x50 MVA	100 MVA
9. Υ/Σ Πραιτώρια	2x25 MVA	50 MVA
10. Υ/Σ Αγκυιά	2x50 MVA	100 MVA
11. Υ/Σ Σπήλι	2x25 MVA	50 MVA
12. Υ/Σ Καστέλι	2x25 MVA	50 MVA
13. Υ/Σ Ρέθυμνο	2x25 +3x50 MVA	200 MVA
14. Υ/Σ Βρύσες	2x25 MVA	50 MVA
15. Υ/Σ Ιεράπετρα	2x25 MVA	50 MVA
16. Υ/Σ Μαρωνιά	1x50 MVA	50 MVA
17. Υ/Σ Αγ. Βαρβάρα	1x50 MVA	50 MVA

18. Υ/Σ Προσωρ.
Λινοπεραμάτων

1x50 MVA

50 MVA

Πίνακας 5.0.1 – Υποσταθμοί Υ.Τ. στο ΣΗΕ της Κρήτης

5.3 Γραμμές Μεταφοράς Υ.Τ. του ΣΗΕ της Κρήτης

Στο σύστημα μεταφοράς της Κρήτης υπάρχουν 24 Γραμμές Μεταφοράς Υψηλής Τάσης (150 kV) των οποίων μελετάμε τις φορτίσεις[26]:

Αναχώρηση	Άφιξη	Μήκος (m)	Ισχύς (MVA)
Υ/Σ Χανιά	Υ/Σ Αγκιά	11.220	169
Υ/Σ Αγκιά	Υ/Σ Καστέλι	21.619	169
Υ/Σ Βρύσες	Υ/Σ Χανιά	18.848	169
Υ/Σ Χανιά	Υ/Σ Ρέθυμνο	52.603	169
Υ/Σ Ρέθυμνο	Υ/Σ Λινοπερ.	46.741	169
Υ/Σ Βρύσες	Υ/Σ Λινοπερ.	80.880	169
Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Αγ. Βαρβάρα	24.030	117
Υ/Σ Αγ. Βαρβάρα	Υ/Σ Μοίρες	14.220	117
Υ/Σ Μοίρες	Υ/Σ Πραιτώρια	25.910	117
Υ/Σ Πραιτώρια	Υ/Σ Ιεράπετρα	54.400	117
Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Ηράκλειο 1	10.120	169
Υ/Σ Ηράκλειο 1	Υ/Σ Ηράκλειο 2	16.770	169
Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Ηράκλειο 3	4.700	169
Υ/Σ Ηράκλειο 3	Υ/Σ Ηράκλειο 2	14.400	169
Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Ηράκλειο 2	19.202	169

Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Σταλίδα	39.165	169
Υ/Σ Σταλίδα	Υ/Σ Αγ. Νικόλαος	28.847	169
Υ/Σ Αγ. Νικόλαος	Υ/Σ Ιεράπετρα	20.800	169
Υ/Σ Ιεράπετρα	Υ/Σ Μαρωνιάς	33.402	143
Υ/Σ Μαρωνιάς	Υ/Σ Σητείας	8.076	143
Υ/Σ Αθερινόλακκος	Υ/Σ Ιεράπετρα	37.148	169
Υ/Σ Αθερινόλακκος	Υ/Σ Σητείας	23.218	169
Υ/Σ Αθερινόλακκος	Υ/Σ Ηράκλειο 2	115.440	169
Υ/Σ Σπήλι	Υ/Σ Ρέθυμνο	15.274	169

Πίνακας 5.0.2 – Γραμμές Μεταφοράς Υ.Τ. στο ΣΗΕ της Κρήτης

Τέλος , οι δύο πόλοι της διασύνδεσης Κρήτης – Πελοποννήσου προσομοιώνονται σαν δύο Γραμμές Μεταφοράς Υ.Τ. 150 kV , 200 MVA , με τις ανά μονάδα παραμέτρους της σύνθετης αντίστασης της κάθε γραμμής να είναι $R = 0,001122$, $X = 0,004705$, $B = 1,931063$, $G = 0,000349$.

5.4 Θερμικές Μονάδες στο ΣΗΕ της Κρήτης

Στο ΣΗΕ της Κρήτης υπάρχουν έως τώρα τέσσερα είδη συμβατικών μονάδων , οι ατμοστροβιλικές, οι μηχανές εσωτερικής καύσης (diesel), οι αεριοστροβιλικές , και μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου στον υποσταθμό των Χανίων. Οι γεννήτριες αυτές είναι εγκατεστημένες σε 3 σταθμούς παραγωγής , στα Λινοπεράματα όπου βρίσκονται 6 ατμοστρόβιλοι, 4 μονάδες Diesel και 5 αεριοστρόβιλοι, στην Ξυλοκαμάρα (Νομό Χανίων) όπου βρίσκονται 6 αεριοστρόβιλοι και μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου και στην περιοχή του Αθρινόλακκου όπου βρίσκονται 2 μονάδες Diesel και 2 ατμοστρόβιλοι[27] .

Κάθε γεννήτρια έχει τα δικά της λειτουργικά χαρακτηριστικά που έχουν ληφθεί υπόψη στην μοντελοποίηση του ΣΗΕ της Κρήτης. Αυτά τα χαρακτηριστικά αφορούν κυρίως την ονομαστική ισχύ κάθε γεννήτριας , το τεχνικό μέγιστο και ελάχιστο της, καθώς και το κόστος λειτουργίας της. Η λειτουργία κάθε μονάδας καθορίζεται ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της αλλά και τις απαιτήσεις του δικτύου, για αυτό και υπάρχει μία ιεραρχία κατά την ένταξη των μονάδων. Στην παρούσα διπλωματική, όπου η επίλυση της ροής φορτίου γίνεται με το εργαλείο OPF (Optimal Power Flow) , το κόστος των γεννητριών παίζει καθοριστικό ρόλο στην ένταξη τους καθώς αναζητείται η βέλτιστη οικονομικά λύση για το σύστημα. Στην παρούσα διπλωματική, έχουμε αφήσει εκτός του 5 αεριοστρόβιλους των Λινοπεραμάτων με την παραδοχή ότι δεν επηρεάζουν σε τέτοιο βαθμό την επίλυση.

Παρακάτω παρουσιάζονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά των γεννητριών αλλά και τα κόστη λειτουργίας τους:

	Ον. Ισχύς (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο (MW)	Καύσιμο
Σταθμός Λινοπεραμάτων			
ATM1	6	4	Μαζούτ
ATM2	14	8	Μαζούτ
ATM3	14	8	Μαζούτ
ATM4	24	18	Μαζούτ
ATM5	24	18	Μαζούτ
ATM6	24	18	Μαζούτ

DIESEL1	11	3	Μαζούτ
DIESEL2	11	3	Μαζούτ
DIESEL3	11	6	Μαζούτ
DIESEL4	11	3	Μαζούτ
AEP1	15	3	Ντίζελ
AEP2	15	3	Ντίζελ
AEP3	43	5	Ντίζελ
AEP4	14	3	Ντίζελ
AEP5	28	5	Ντίζελ
Σταθμός Ξυλοκαμάρας			
Συνδυασμένος Κύκλος			Ντίζελ
AEP1	16	3	Ντίζελ
AEP4	24	3	Ντίζελ
AEP5	30	5	Ντίζελ
AEP11	59	10	Ντίζελ
AEP12	59	10	Ντίζελ
AEP13	28	5	Ντίζελ
Σταθμός Αθρινόλακκου			
DIESEL1	51	35	Μαζούτ
DIESEL2	51	25	Μαζούτ
ATM1	44	22	Μαζούτ
ATM2	44	22	Μαζούτ

Πίνακας 5.0.3 – Τεχνικά Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων

Μονάδες	Τιμή Καυσίμου(€/MBTu)	A (MBTu/h)	B (MBTu / MWh)	C (MBTu/ MWh ²)	D (MBTu/ MWh ³)
ATM1 ΛΙΝ	13,1831	0,0000379	27,57604	-6,33688	0,6585883
ATM2 ΛΙΝ	13,1831	16,7821	8,5889	0,14702168	0,00004
ATM3 ΛΙΝ	13,1831	16,7821	8,5889	0,147	0,00004
ATM4 ΛΙΝ	13,1831	9,6061	9,606134	0,01564133	0,00004
ATM5 ΛΙΝ	13,1831	0	11,3919	0,1579	0,0035
ATM6 ΛΙΝ	13,1831	0	11,3919	-0,1579	0,0035
DIES1 ΛΙΝ	13,1831	9,608	5,0846	0,1094	0,000004
DIES2 ΛΙΝ	13,1831	9,608	5,0846	0,1094	0,000004
DIES3 ΛΙΝ	13,1831	9,608	5,0846	0,1094	0,000004
DIES4 ΛΙΝ	13,1831	9,608	5,0846	0,1094	0,000004
AEP1 ΛΙΝ	23,72	79,628	11,2384	0,019	0,000004
AEP2 ΛΙΝ	23,72	79,628	11,2384	0,019	0,000004
AEP3 ΛΙΝ	23,72	96,72	7,906	0,010132	0,000004
AEP4 ΛΙΝ	23,72	39,4708	13,168	-0,287216	0,008728
AEP5 ΛΙΝ	23,72	67,032	7,8516	0,01442	0,00004
Συνδ. Κύκλ.	23,62775	248,968	2,5356	0,06526	0,00004
AEP1 ΧΑΝ	23,6277	86,8	10,68	0,0004	0
AEP4 ΧΑΝ	23,6277	114,6	8,76	0,0004	0
AEP5 ΧΑΝ	23,6277	150,28	11	0,0004	0
AEP11 ΧΑΝ	23,6277	158,64	8,768	0,0084	0,00004
AEP12 ΧΑΝ	23,6277	158,64	8,768	0,0084	0,00004
AEP13 ΧΑΝ	23,6277	67,032	7,8516	0,01442	0,00004
DIES1 ΑΘΕΡ	13,3116	0,010233	8,43654	-0,0493	0,0006
DIES2 ΑΘΕΡ	13,3116	0,0102	8,4365	-0,0493	0,0006
ATM1 ΑΘΕΡ	13,3116	50,0773	7,360938	0,009	0,000004
ATM2 ΑΘΕΡ	13,3116	50,0773	7,3609	0,009	0,000004

Πίνακας 5.0.4 – Κόστη θερμικών μονάδων

5.5 Σταθμοί ΑΠΕ στο ΣΗΕ της Κρήτης

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε ΑΠΕ στο νησί της Κρήτης είναι 335,07 MW. Πιο αναλυτικά ανά υποσταθμό και ανά τεχνολογία (Αιολικά και Φωτοβολταϊκά) , τα στοιχεία παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα[9]:

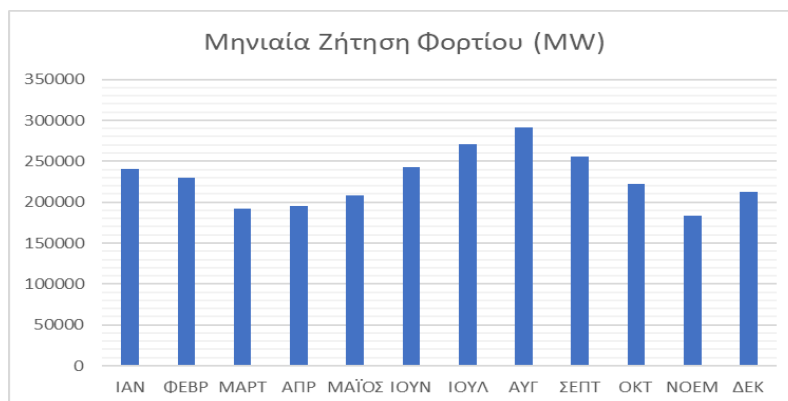
Υποσταθμός	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά	Σύνολο
Μοίρες	17,45	16,85	34,3
Ηράκλειο 1	-	3,4	3,4
Ηράκλειο 2	-	11,7	11,7
Ηράκλειο 3	5,95	6,65	12,6
Αγ. Νικόλαος	11,9	5,61	17,51
Σταλίδα	-	4,1	4,1
Χανιά	-	9,66	9,66
Σητεία	56,77	10,33	67,1
Πραιτώρια	5,95	14,65	20,6
Αγυιά	10,8	4,3	15,1
Σπήλι	7,2	22,7	29,9
Καστέλλι	18,24	4,52	22,76
Προσωρινός Λινοπεράματα	3,6	1,8	5,4
Ρέθυμνο	15	1,6	16,6
Βρύσες	-	2,24	2,24
Ιεράπετρα	-	10,7	10,7
Μαρωνιά	36,8	0	36,8
Αγ. Βαρβάρα	14,45	0,15	14,6
Σύνολο	204,11	130,96	335,07

Πίνακας 5.0.5 – Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ανά υποσταθμό

5.6 Μοντέλο Ζήτησης Φορτίου

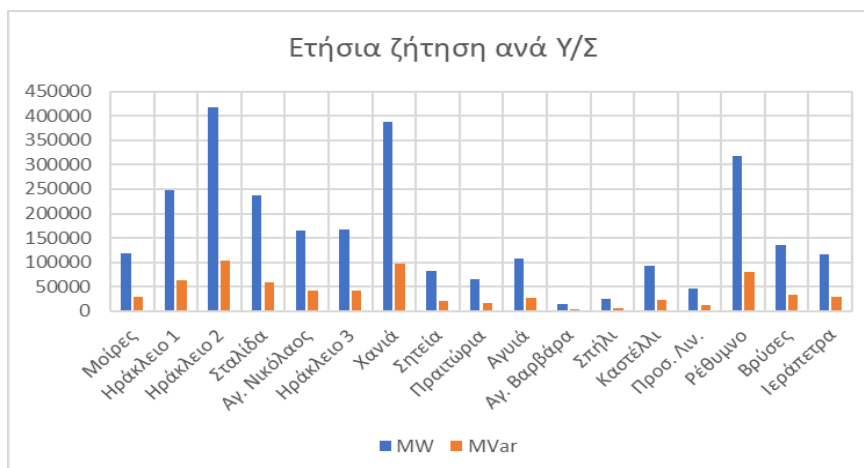
Η Κρήτη , πριν την ολοκλήρωση της πρώτης φάσης της διασύνδεσης , αποτελούσε το μεγαλύτερο αυτόνομο νησιωτικό σύστημα της Ελλάδας, με την συνολική ζήτηση ετησίως να φτάνει το 5% της πανελλαδικής, έχοντας ταυτόχρονα τον μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης ανά τα χρόνια σε σχέση με το ΕΣΜΗΕ. Η ζήτηση αυτή κορυφώνεται κυρίως τους θερινούς μήνες με την τουριστική σεζόν , η οποία διαρκώς επεκτείνεται χρονικά , με αποτέλεσμα να δοκιμάζεται σε μεγάλο βαθμό η ευστάθεια του δικτύου τους μήνες αυτούς.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία , λαμβάνουμε υπόψη τα στοιχεία ζήτησης φορτίου του έτους 2019, σύμφωνα με τον ΔΕΔΔΗΕ, μιας και αποτελούν καλύτερο δείγμα μιας ρεαλιστικής κατανάλωσης του νησιού, χωρίς να λαμβάνουμε υπόψη τις ιδιαίτερες συνθήκες της πανδημίας τα χρόνια 2020-2022, προκειμένου να έχουμε μια καλύτερη πρόβλεψη στην δυνατότητα υποδοχή ΑΠΕ στο δίκτυο. Παρακάτω φαίνεται η μηνιαία ζήτηση φορτίου σε MW για το έτος 2019[28]:



Σχήμα 5.1 – Μηνιαία ζήτηση φορτίου (MW) Κρήτης για το έτος 2019

Ενώ η ετήσια ζήτηση ανά υποσταθμό φαίνεται ανά υποσταθμό παρακάτω:



Σχήμα 5.2 - Ετήσια ζήτηση (MW/Mvar) ανά υποσταθμού για το έτος 2019

Συγκεκριμένα, για τα μέγιστα και τα ελάχιστα φορτία ανά υποσταθμό ισχύει:

	ΙΑΝ	ΦΕΒΡ	ΜΑΡΤ	ΑΠΡ	ΜΑΙΟΣ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠΤ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Σητεία	16,4	14,8	14,4	12,8	6,6	10	16,4	11	11,2	10,5	13,4	17,2
Ιεράπετρα	23,1	22,1	17,9	15,7	13,7	20,5	19,8	21	17,8	15,4	14,2	23,9
Αγ. Νικόλαος	23,5	22,4	21,8	24,9	22,6	33	39,5	36	31,2	28,7	14,2	22,1
Σταλίδα	17,4	16,7	18,3	25,8	38,3	55,6	63,2	62	51,5	45,4	15,7	18,3
Ηράκλειο 1	65,3	56,4	46,8	38,7	30,8	43,3	47,9	44	39,7	39,3	36,7	60,3
Ηράκλειο 2	83,3	79,8	73,4	64,4	54,5	71	77,6	75,5	61,2	59,1	53,8	76,8
Ηράκλειο 3	38,2	33,2	35,3	31,8	22,8	32	35,6	34	30,1	25,7	27	22
Προς. Λινοπ.	8,8	8,8	8,2	5,5	6,1	12,6	10,5	9,9	8,4	9,5	7	8,6
Μοίρες	23	21	16,8	17,6	8,9	16,7	20	19,7	17,7	18,6	19,2	23,2
Πραιτώρια	15,6	16,4	14,1	12,2	3,2	8,3	11,1	9,6	8,9	6,6	8,2	18,1
Ρέθυμνο	59	55,1	41,1	40,5	43,1	58,9	61,8	62	52,3	45,4	41,3	55
Σπήλι	3,6	5,9	5	5	-0,9	0	1	1	0	6,5	5,4	7
Χανιά	103	97	83	55	70	81,9	88,0	88	90	70,1	67	94,9
Καστέλι	15,2	15,6	13,8	13,3	13,7	17	20,1	21	18,6	16,8	16,8	17,8
Αγυιά	17,4	8,5	11,5	16,4	15,3	19,5	20,6	14	18,2	9,1	10,8	12,4
Βρύσες	15,7	15,6	16,2	16,4	15,6	17	17,1	17	16,1	14,6	15,2	15
Αγ. Βαρβ.	2,0	0,5	5	2	10	2	1,3	1,3	0,4	3,0	0,2	2,3

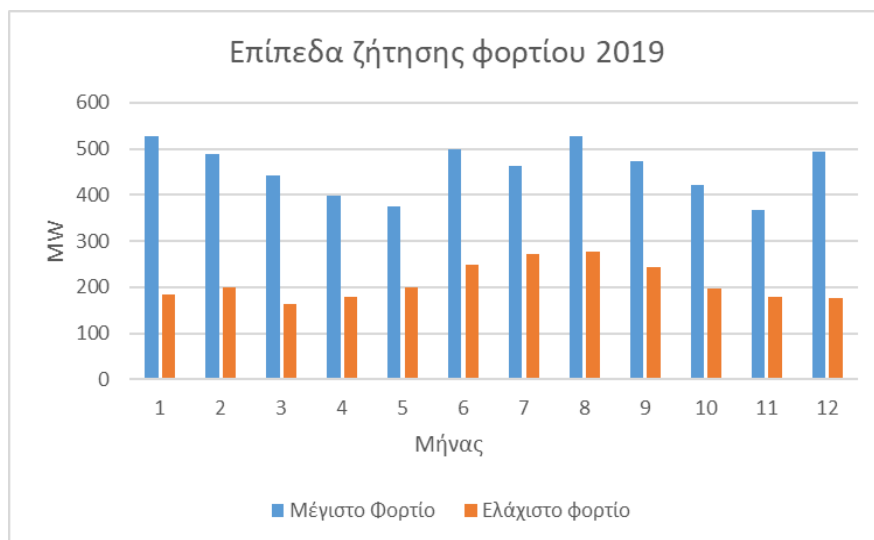
Πίνακας 5.0.6 – Μέγιστα Φορτία ανά υποσταθμό για το έτος 2019

	ΙΑΝ	ΦΕΒΡ	ΜΑΡΤ	ΑΠΡ	ΜΑΙΟΣ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠΤ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
Σητεία	8,2	7,5	8	7	7,3	11	9	10	8,6	7,2	7,1	7,1
Ιεράπετρα	9	8	8	7,3	8	11	11,8	11,8	10,2	8,3	7,8	7,4
Αγ. Νικόλαος	8,8	8,4	8	10,5	14,2	15,5	20,1	21	16,7	12,2	7,9	7,8
Σταλίδα	8,9	8,6	7,8	13,5	19,8	24,6	34,4	36	25,6	16,8	10	9
Ηράκλειο 1	19,5	17,3	18	13,7	13,6	15	18,5	18	15,2	14,6	15	15,4
Ηράκλειο 2	25,1	32,4	28	29,5	29,7	30	38,5	30	30,6	27,2	27,5	28,1

Ηράκλειο 3	16,5	15,9	12,9	14,9	13,8	14	16,6	17	15,2	13,1	14,5	14,1
Προσ. Λινοπ.	2,3	2,1	2,5	2,7	4,1	4,1	5,6	6	4,8	3,5	2,6	2,4
Μοίρες	9	7,9	6,9	7,2	8,7	8,3	12	14	11	9,6	6,3	3,5
Πραιτώρια	6,9	7	3,5	5,3	5,6	7,4	8,6	11	9,5	7,5	6,9	9,2
Ρέθυμνο	22,8	19,1	18	16,4	22	28,4	31	32	25,6	19,2	17,6	19
Σπήλι	1	1,3	1,5	1,5	2	2,6	0,5	0,5	3	0,8	1,2	0,7
Χανιά	28	37	25	20,9	21	43,2	30	30	35	26,5	28,1	30
Καστέλι	2,8	6,6	3,5	6,6	8,3	9	11,4	13,5	10,5	8,1	6,5	7
Αγυιά	0	4,8	3,3	6,4	4,1	8,7	8	11	7,6	6,7	3,5	1,6
Βρύσες	14,7	14,8	8	15,1	15,2	15	15,5	16	15	15	14,6	14,5
Αγ. Βαρβ.	1	0	1	1	1	0,9	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,5

Πίνακας 5.0.7 – Ελάχιστα φορτία ανά υποσταθμό για το έτος 2019

Έχουμε δηλαδή συνολικά , για όλο το νησί μέσα στο χρόνο μέγιστη και ελάχιστη ζήτηση ανά μήνα το έτος 2019:



Σχήμα 5.3 – Επίπεδα ζήτησης φορτίου ανά μήνα για το έτος 2019

Κεφάλαιο 6: Μελέτη χωρητικότητας ΑΠΕ των υποσταθμών του ΣΗΕ Κρήτης

6.1 Μεθοδολογία υπολογισμού μέγιστων περιθωρίων ισχύος

Αντικείμενο του τρέχοντος κεφαλαίου είναι ο προκαταρκτικός προσδιορισμός των περιθωρίων υποδοχής ΑΠΕ στους υφιστάμενους υποσταθμούς Μ.Τ. της Κρήτης με την χρήση υπολογιστικών φύλλων του Excel. Ειδικότερα, εξετάζεται η δυνατότητα εγκατάστασης νέων αιολικών και Φ/Β σταθμών τόσο σε υποσταθμούς όπου ήδη συναντώνται, όσο και σε νέους.

Συγκεκριμένα, στους τρεις υποσταθμούς του Ηρακλείου όπως και σε αυτόν των Χανίων και του Προσωρινού των Λινοπεραμάτων δεν εξετάζεται η προσθήκη αιολικών σταθμών, σε αντίθεση με τους υποσταθμούς της Σταλίδας, της Ιεράπετρας και των Βρυσών όπου υπολογίζεται η δυνατότητα εγκατάστασης νέων αιολικών σταθμών.

Η μελέτη έγινε για δύο σενάρια, από την μία τον υπολογισμό περιθωρίων ισχύος ΑΠΕ έχοντας ως στόχο την μεγιστοποίηση της εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ σε κάθε υποσταθμό (Σενάριο 1) και από την άλλη έχοντας ως στόχο την μεγιστοποίηση της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ (Σενάριο 2), τα αποτελέσματα των οποίων φαίνονται στην ενότητα 6.2

Σε αυτό το στάδιο της μελέτης, προκειμένου να υπολογιστούν τα περιθώρια ισχύος κάθε υποσταθμού λήφθηκαν υπόψη το θερμικό όριο και το όριο βραχυκύκλωσης του κάθε υποσταθμού, και όχι οι επιπτώσεις στο σύστημα μεταφοράς της Κρήτης, τις οποίες θα μελετήσουμε στο επόμενο κεφάλαιο με την προσομοίωση στο λογισμικό PowerWorld Simulator.

Παρακάτω εξηγείται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε και στα δύο σενάρια προκειμένου να γίνουν οι υπολογισμοί των περιθωρίων:

- Βήμα 1^ο: Μεγιστοποίηση με μόνο κριτήριο τις ενεργειακές αποκοπές

Αρχικά, με δεδομένη ετήσια χρονοσειρά ανέμου και ηλιοφάνειας που θεωρήθηκε κοινή για όλους τους υποσταθμούς της Κρήτης, δημιουργήθηκαν υπολογιστικά φύλλα για κάθε υποσταθμό με δεδομένες τις ωριαίες καταναλώσεις φορτίων.

Εκτός από την στήλη ωριαίας παραγωγής ΑΠΕ και ζήτησης φορτίου, δημιουργήθηκε μία στήλη που αναλογεί στις ωριαίες αποκοπές ενέργειας όταν η περίσσεια ισχύος ξεπερνάει το όριο ισχύος του υποσταθμού:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Smax	50									
2	Rev	-50	34,6 Max	34,6 Max	27,9 Max			21,19771496	-50	5,101536275	
3	78 PV Limit		64179 MWh	109792 MWh	119322 MWh			25452,56099	-1,453990792	17,39711672	
4	RES	PV	Wind	LOAD	Import	Export	Energy cut				
5	34,56	PV	0,0	19,8	13,74	##	0	-6,013171855	0		
6	34,57850672	WIND	0,0	17,1	12,48	##	0	-4,621045904	0		
7	69,14	TOTAL	0,0	16,2	11,42	##	0	-4,768301259	0		
8	0,010%	% Energy cut	0,0	13,8	10,72	##	0	-3,059737895	0		
9			0,0	11,4	10,35	##	0	-1,085140464	0		
10	Run Solver		0,0	9,8	10,47	##	0,678291944	0	0		
11			0,0	9,9	11,05	##	1,140200992	0	0		
12			0,0	9,5	11,78	##	2,244155672	0	0		
13			0,9	9,8	12,6	##	1,853207839	0	0		
14			2,1	15,1	11,22	##	0	-6,043136438	0		
15			0,3	19,1	8,19	##	0	-11,22949646	0		
16			0,1	23,1	7,41	##	0	-15,81747183	0		
17			2,2	24,5	7,65	##	0	-19,13210253	0		
18			1,9	23,8	9,99	##	0	-15,72333342	0		
19			0,7	21,1	13,07	##	0	-8,771848869	0		
20			0,3	18,5	13,24	##	0	-5,561979193	0		

Εικόνα 6.1 – Υπολογιστικό φύλλο ανά υποσταθμό

Έτσι, με την βοήθεια του εργαλείου Solver, επιλέγουμε ως κελί “στόχο” το κελί που δίνει το σύνολο της εγκατεστημένης στο σενάριο 1 και το κελί που δίνει το σύνολο της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ στο σενάριο 2, ώστε να μεγιστοποιηθεί, δίνοντας ως μόνο περιορισμό την διατήρηση του ποσοστού ενεργειακών περικοπών κάτω από 0,01%. Αξίζει να σημειωθεί πως ο υπολογισμός των αποκοπών οδηγεί σε μη γραμμικές συσχετίσεις και γι’ αυτό επιλέχθηκε η μη γραμμική μέθοδος επίλυσης που προσφέρει το εργαλείο Solver του Excel.

Παράμετροι Επίλυσης

Ορισμός στόχου: ↑

Σε: Μέγιστη Ελάχιστη Τιμή του:

Με αλλαγή μεταβλητών κελιών: ↑

Σύμφωνα με τους περιορισμούς:

\$A\$5 >= 1
 \$A\$6 >= 1
 \$A\$8 <= 0,0001

Προσθήκη

Αλλαγή

Διαγραφή

Επιγναφορά όλων

Φόρτωση/αποθήκ.

Καταστήστε τις μεταβλητές που δεν έχουν περιορισμούς μη αρνητι

Επιλέξτε μια μέθοδο επίλυσης: Επιλογές

Μέθοδος επίλυσης

Επιλέξτε το μη γραμμικό GRG μηχανισμό για προβλήματα της Επίλυσης που είναι ομοιά μη γραμμικά. Επιλέξτε το μηχανισμό LP Simplex για γραμμικά προβλήματα της Επίλυσης και επιλέξτε το μηχανισμό Evolutionary για προβλήματα της Επίλυσης που δεν είναι ομοιά.

Βοήθεια Επίλυση Κλείσιμο

Εικόνα 6.2 – Εργαλείο Επίλυσης του Excel

- Βήμα 2^ο: Περιορισμός ορίου βραχυκύκλωσης ανά υποσταθμό

Όπως έχουμε αναφέρει στην ενότητα 1.3 υπάρχουν σημαντικές προκλήσεις στην διείσδυση μονάδων ΔΠ σε ένα υπάρχον ΣΗΕ. Μία ιδιαίτερα σημαντική είναι και η συνεισφορά τους στο ρεύμα βραχυκύκλωσης.

Ο διαχειριστής είναι αυτός που καθορίζει εξαρχής το όριο βραχυκύκλωσης στο ηλεκτρικό σύστημα προκειμένου να προστατεύεται η λειτουργία των στοιχείων των υποσταθμών, και έπειτα υπολογίζει την αύξηση που θα προκύψει στο ρεύμα βραχυκύκλωσης από την εγκατάσταση νέων μονάδων ΔΠ στο δίκτυο, απαγορεύοντας την εγκατάσταση επιπλέον μονάδων που θα οδηγήσουν στην παραβίαση του ορίου. Κατά βάση, τα Φ/Β πάρα συνεισφέρουν κοντά στο 1 α.μ. του ονομαστικού τους ρεύματος, για αυτό και τα χειρότερα σενάριο υπολογίζονται με βάση του 1,1 έως το 1,5 του ονομαστικού τους. Από την άλλη, οι Α/Γ μέχρι πρόσφατα επηρέαζαν σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό, περίπου 3 με 6 φορές του ονομαστικού τους ρεύματος, γεγονός που περιόριζε σημαντικά την ένταξη νέων μονάδων σε ορισμένους υποσταθμούς. Ωστόσο, οι νέες Α/Γ Τύπου 4 που εγκαθίστανται, συνδέονται εξ ολοκλήρου με ηλεκτρονικά ισχύος, με αποτέλεσμα να συνεισφέρουν στο ρεύμα βραχυκύκλωσης σε επίπεδα αντίστοιχα των Φ/Β. Στην παρούσα διπλωματική, για την εφαρμογή του περιορισμού του ρεύματος βραχυκύκλωσης, κάνουμε την παραδοχή πως τόσο οι νέες Α/Γ όσο και τα νέα Φ/Β συνεισφέρουν το 1,1 α.μ. του ονομαστικού τους ρεύματος.[29].

Έτσι, για τους υποσταθμούς Μ.Τ. της Κρήτης έχουμε όριο βραχυκύκλωσης για εγκατάσταση νέων σταθμών ΑΠΕ.

Υποσταθμός	Όριο Βραχυκύκλωσης
Μοίρες	2,3
Ηράκλειο 1	103,6
Ηράκλειο 2	116,5
Ηράκλειο 3	61,6
Αγ. Νικόλαος	57,6
Σταλίδα	127,9
Χανιά	139,2
Σητεία	24,3

Πραιτώρια	25,6
Αγυιά	58,9
Σπήλι	27,6
Καστέλι	11,5
Προς. Λινοπεράματα	114,3
Ρέθυμνο	94
Βρύσες	50
Ιεράπετρα	30,6
Μαρωνιά	93,2
Αγ. Βαρβάρα	21,5

Πίνακας 6.0.1 – Όρια Βραχυκύκλωσης ανά υποσταθμό

Συνεπώς ελέγχουμε αν τα περιθώρια ισχύος που έχουμε υπολογίσει ότι μπορούν να εγκατασταθούν ανά υποσταθμό βρίσκονται εντός ορίων βραχυκυκλώματος ανά Υ/Σ. Αν δηλαδή:

$$1,1 * WT + 1,1 * PV < SClimit$$

Σε περίπτωση όπου το όριο παραβιάζεται , εφαρμόζουμε μια απλή κανονικοποίηση όπου:

$$WT_{NEW} = WT_{OLD} * SClimit / (1,1 * WT_{OLD} + 1,1 * PV_{OLD})$$

$$PV_{NEW} = PV_{OLD} * SClimit / (1,1 * WT_{OLD} + 1,1 * PV_{OLD})$$

Βήμα 3^ο: Περιορισμός Θερμικού Ορίου Μ/Σ

Ένας δεύτερος πολύ σημαντικός περιορισμός που λαμβάνουμε υπόψη , έπειτα από τον περιορισμό του ρεύματος βραχυκύκλωσης είναι το θερμικό όριο του Μ/Σ σε κάθε υποσταθμό Υ.Τ./Μ.Τ.

Κατά την διάρκεια υπολογισμού των περιθωρίων ισχύος με την βοήθεια των υπολογιστικών φύλλων του excel λάβαμε υπόψη την χρονοσειρά του έτους 2019 με βάση τα δεδομένα του ΔΕΔΔΗΕ και υπολογίσαμε τα περιθώρια χωρίς ποτέ να παραβιάζεται το θερμικό όριο των Μ/Σ, ωστόσο, καθώς οι χρονοσειρές φορτίου δεν

μπορούν στην πράξη να θεωρηθούν γνωστές, σε αυτή την ενότητα αναπροσαρμόζονται τα αποτελέσματα με βάση τα αυστηρά θερμικά όρια που προβλέπει ο διαχειριστής για κάθε υποσταθμό ανεξαρτήτως ζήτησης [29].

Συγκεκριμένα προς τους υποσταθμούς της Κρήτης έχουμε:

Υποσταθμός	Θερμικό Όριο
Μοίρες	15,7
Ηράκλειο 1	96,6
Ηράκλειο 2	138,3
Ηράκλειο 3	87,4
Αγ. Νικόλαος	82,6
Σταλίδα	95,9
Χανιά	140,6
Σητεία	32,9
Πραιτώρια	29,4
Αγυιά	85,3
Σπήλι	20,1
Καστέλι	28,1
Προς. Λινοπεράματα	19,6
Ρέθυμνο	83,4
Βρύσες	47,76
Ιεράπετρα	39,3
Μαρωνιά	15,9
Αγ. Βαρβάρα	35,4

Πίνακας 6.0.2 – Θερμικά όρια ανά υποσταθμό

Συνεπώς ελέγχουμε αν τηρείται το θερμικό όριο ανάλογα με το αν είναι αληθής η συνθήκη:

$$WT + PV < Thermal\ Limit$$

Όπου WT και PV η προς εγκατάσταση ισχύς Α/Γ και Φ/Β αντίστοιχα και Thermal Limit το θερμικό όριο κάθε υποσταθμού.

Σε περίπτωση όπου το όριο παραβιάζεται , εφαρμόζουμε μια απλή κανονικοποίηση όπου:

$$WT_{NEW} = WT_{OLD} * Thermal\ Limit / (WT_{OLD} + PV_{OLD})$$

$$PV_{NEW} = PV_{OLD} * Thermal\ Limit / (WT_{OLD} + PV_{OLD})$$

6.2 Παρουσίαση αποτελεσμάτων ανά σενάριο

Όπως αναφέρθηκε και στην ενότητα 6.1 μελετήθηκαν 2 σενάρια για τον υπολογισμό των περιθωρίων ισχύος στο ΣΗΕ της Κρήτης. Το πρώτο αφορά την μεγιστοποίηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ με τις ελάχιστες δυνατές περικοπές ενέργειας και το δεύτερο την μεγιστοποίηση της ετήσιας παραγόμενης ενέργειας από τις μονάδες ΑΠΕ με τις ελάχιστες δυνατές περικοπές ενέργειας αντίστοιχα. Παρακάτω φαίνονται τα αποτελέσματα για το κάθε σενάριο σε κάθε βήμα υπολογισμού:

Σενάριο 1 : Μεγιστοποίηση Ισχύος				Περιθώρια Ισχύος ΑΠΕ προς εγκατάσταση (MW):
<u>Βήμα 1:</u>	<u>Μεγιστοποίηση με χρήση excel</u>			
Wind (MW):	600,8765	PV (MW):	1093,3	1694,1765
<u>Βήμα 2:</u>	<u>Εφαρμογή Περιορισμού Ορίου Βραχυκύκλωσης</u>			
Wind (MW):	291,07	PV (MW):	618,85	909,92
<u>Βήμα 3:</u>	<u>Εφαρμογή Περιορισμού Θερμικού Ορίου</u>			
Wind (MW):	271,47	PV (MW):	602,7	874,17

Πίνακας 6.0.3 – Πίνακας αποτελεσμάτων για Σενάριο 1

Σενάριο 1 : Μεγιστοποίηση Παραγόμενης Ενέργειας				Περιθώρια Ισχύος ΑΠΕ προς εγκατάσταση (MW):
<u>Βήμα 1:</u>	<u>Μεγιστοποίηση με χρήση excel</u>			
Wind (MW):	998,71	PV (MW):	674,672	1673,382
<u>Βήμα 2:</u>	<u>Εφαρμογή Περιορισμού Ορίου Βραχυκύκλωσης</u>			
Wind (MW):	459,11	PV (MW):	449,31	908,42
<u>Βήμα 3:</u>	<u>Εφαρμογή Περιορισμού Θερμικού Ορίου</u>			

Wind (MW):	433,98	PV (MW):	441,55	875,53
-------------------	--------	-----------------	--------	--------

Πίνακας 6.0.4 – Πίνακας αποτελεσμάτων για Σενάριο 2

Παρατηρούμε ότι και στα δύο σενάρια το τελικό περιθώριο ισχύος ΑΠΕ δεν διαφέρει σε σημαντικό βαθμό. Αυτό που διαφέρει ανάλογα με το ποια μεγιστοποίηση επιλέγουμε να κάνουμε είναι το ενεργειακό μίγμα. Παρατηρούμε πως στο δεύτερο σενάριο, προκύπτει εξ αρχής μεγαλύτερη ισχύς αιολικών σταθμών, κάτι το οποίο είναι λογικό καθώς ο συντελεστής αιολικού δυναμικού είναι μεγαλύτερος σε σχέση με του ηλιακού στην νήσο της Κρήτης για τις περισσότερες ώρες του χρόνου.

Προκειμένου να εξεταστεί μέσα από το λογισμικό του PowerWorld το ποια είναι τα περιθώρια ΑΠΕ λαμβάνοντας υπόψη και το σύστημα μεταφοράς, επιλέχθηκε το πρώτο σενάριο μεγιστοποίησης ως προς την ισχύ ως πιο ρεαλιστικό καθώς περιέχει μεγαλύτερη εγκατάσταση PV. Η θεώρηση αυτή έγινε καθώς τα φωτοβολταϊκά είναι μια τεχνολογία που εγκαθίσταται πιο εύκολα και με συμμετοχή από πολίτες με μικρότερες επενδύσεις από ότι τα αιολικά πάρκα.

Παρακάτω φαίνονται τα περιθώρια εγκατάστασης νέων μονάδων ΑΠΕ στο ΣΗΕ της Κρήτης ανά υποσταθμό, σύμφωνα με το Σενάριο 1:

Υποσταθμός	Αιολικά	Φωτοβολταϊκά	Σύνολο
Μοίρες	0,7	1,38	2,08
Ηράκλειο 1	-	94,18	94,18
Ηράκλειο 2	-	105,9	105,9
Ηράκλειο 3	-	56	56
Αγ. Νικόλαος	32,97	19,38	52,35
Σταλίδα	67,42	28,47	95,89

Χανιά	-	126,54	126,54
Σητεία	5,035	17,055	22,09
Πραιτώρια	9,77	13,5	23,27
Αγυιά	29,98	23,56	53,54
Προς. Λινοπερ.	-	19,6	19,6
Σπήλι	17,063	3,03	20,093
Καστέλλι	3,47	6,97	10,44
Ρέθυμνο	46,2	37,19	83,39
Βρύσες	30,4	15,05	45,45
Ιεράπετρα	17,3	10,52	27,82
Μαρωνιά	0,1	15,8	15,9
Αγ. Βαρβάρα	11,02	8,52	19,54
Σύνολο	271,47	602,7	874,17

Πίνακας 6.0.5 – Περιθώρια ισχύος ΑΠΕ ανά Υ/Σ σύμφωνα με το Σενάριο 1

Κεφάλαιο 7: Προσομοιώσεις στο λογισμικό Power World και συμπεράσματα για τα περιθώρια ισχύος

7.1 Δεδομένα εισόδου και μεθοδολογία

Σε συνέχεια της μελέτης περιθωρίων ισχύος των υποσταθμών με χρήση υπολογιστικών φύλλων Excel, στην οποία λάβαμε υπόψη μόνο τα όρια βραχυκύκλωσης και τα θερμικά όρια των υποσταθμών, στην παρούσα διπλωματική επιλέξαμε να διερευνήσουμε περαιτέρω το αν το αποτέλεσμα αυτό συμβαδίζει τόσο με τα όρια του συστήματος μεταφοράς (τάσεις ζυγών και φορτίσεις γραμμών) όσο και με τα όρια της διασύνδεσης (150 MW).

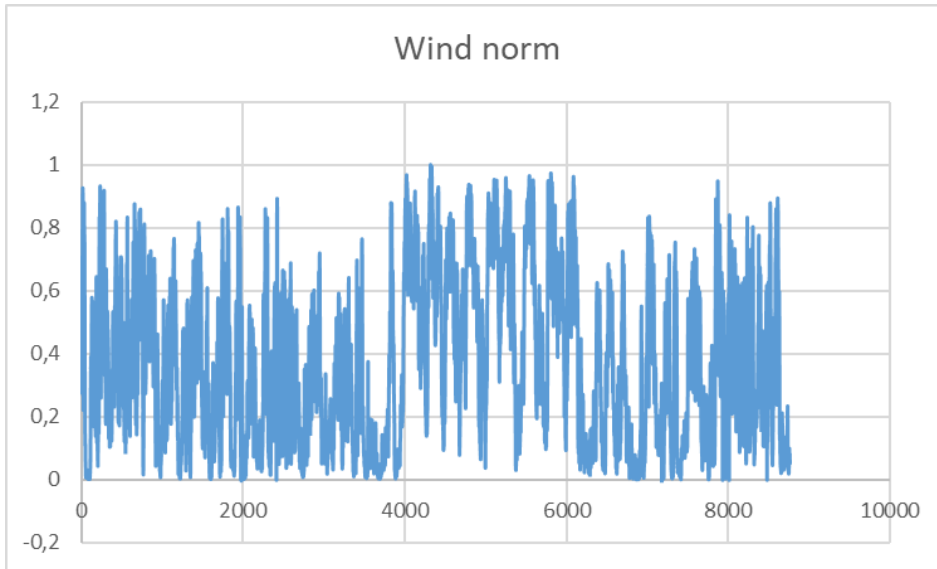
Στην προσομοίωση, ορίσαμε χρονική διάρκεια 1 χρόνου με βήμα μίας ώρας, έχοντας δηλαδή σύνολο 8760 χρονικά σημεία. Ως μέθοδο επίλυσης επιλέχθηκε η βέλτιστη ροή ισχύος (Optimal Power Flow) η οποία επιλύει το σύστημα με τον οικονομικότερο δυνατό τρόπο ώστε να μην παραβιάζονται τεχνικά όρια του συστήματος μεταφοράς.

Αρχικά, εισάγαμε την χρονοσειρά του φορτίου για κάθε υποσταθμό με ωριαία μεταβολή για το έτος 2019 σύμφωνα με τα στοιχεία που αναφέρονται στην ενότητα 5.6 ως σταθερό δεδομένο.

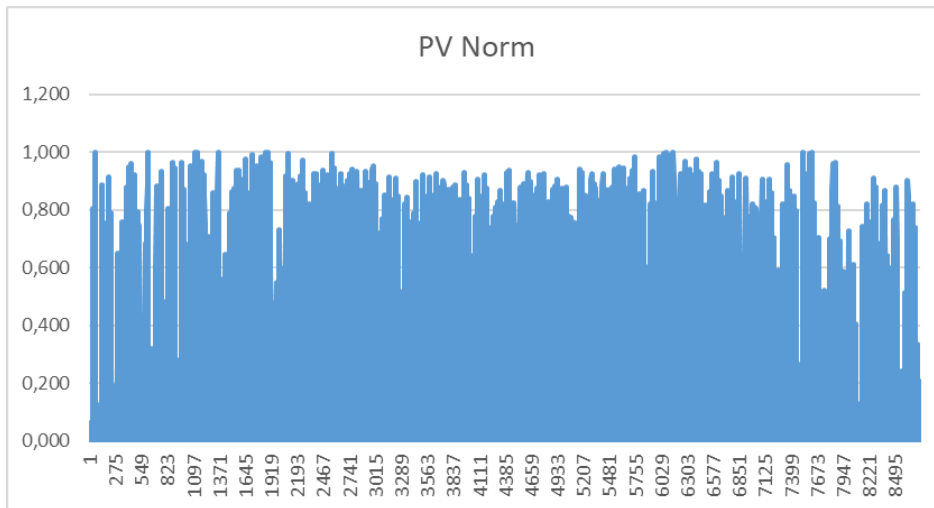
Έπειτα, εισάγαμε τα τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών γεννητριών του ΣΗΕ, συγκεκριμένα την ονομαστική ισχύ τους και το τεχνικό τους μέγιστο, όπως έχουμε αναφέρει στην ενότητα 5.4 για όλες εκτός από τους 4 αεροστρόβιλους των Λινοπεραμάτων. Για την οικονομικότερη επίλυση του συστήματος, προσθέσαμε τα οικονομικά χαρακτηριστικά αυτών των γεννητριών όπως αναφέρονται στην ενότητα 5.4 αντίστοιχα, ενώ η παραγωγή τους δεν καθορίστηκε με μία σταθερή τιμή, με στόχο η ένταξη των γεννητριών κατά την επίλυση – όταν απαιτείται- να γίνεται με οικονομικά βέλτιστο τρόπο. Τέλος, θεωρήθηκε πως η ενέργεια που εισέρχεται μέσω διασύνδεσης είναι οικονομικότερη από την παραγόμενη από όλες τις τοπικές μονάδες παραγωγής.

Έχοντας ως δεδομένα τα στοιχεία του συστήματος και την ζήτηση φορτίου ανά υποσταθμό, αναζητήσαμε, ξεκινώντας από τα αποτελέσματα του κεφαλαίου 6 για τα περιθώρια ισχύος ΑΠΕ ανά Υποσταθμό, και μειώνοντας με βήμα 10% την νέα ισχύ που προστίθεται στην ήδη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ ανά υποσταθμό, ποιες είναι οι τιμές παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ για τις οποίες η προσομοίωση συγκλίνει και δεν παραβιάζονται τα όρια του συστήματος μεταφοράς.

Για την ωριαία μεταβολή της παραγωγής ΑΠΕ χρησιμοποιήθηκαν οι παρακάτω ετήσιες χρονοσειρές αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής, οι οποίες θεωρήθηκαν κοινές για όλους τους ζυγούς, κάνοντας την παραδοχή ότι οι καιρικές συνθήκες δεν αλλάζουν στατιστικά σημαντικά για την ίδια ώρα μεταξύ των περιοχών της Κρήτης.



Σχήμα 7.1 – Ανηγγεμένη ετήσια χρονοσειρά αιολικής παραγωγής στην Κρήτη



Σχήμα 7.2 – Ανηγγεμένη ετήσια χρονοσειρά φωτοβολταϊκής παραγωγής στην Κρήτη

7.2 Αποτελέσματα προσομοίωσης για προτεινόμενα περιθώρια ισχύος ΑΠΕ

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, η νέα ισχύς ΑΠΕ που δύναται να εγκατασταθεί στο ΣΗΕ της Κρήτης χωρίς να παραβιάζονται τα όρια του Συστήματος Μεταφοράς είναι το 30% της ισχύς που υπολογίστηκε στο κεφάλαιο 6. Συγκεκριμένα, θα έχουμε παραγωγή ΑΠΕ ανά υποσταθμό:

Υποσταθμός		Εγκατεστημένη Ισχύς 2022 (MW)	Νέα Ισχύς (MW)	Συνολική Ισχύς (MW)
Μοίρες	WT:	17,45	0,21	17,66
	PV:	16,85	0,41	17,26
Ηράκλειο 1	WT:	-	-	-
	PV:	3,4	28,25	31,65
Ηράκλειο 2	WT:	-	-	-
	PV:	11,7	31,77	43,47
Ηράκλειο 3	WT:	5,95	-	5,95
	PV:	6,65	16,8	23,45
Αγ. Νικόλαος	WT:	11,9	9,89	21,79
	PV:	5,61	5,81	11,42
Σταλίδα	WT:	-	20,22	20,22
	PV:	4,1	8,54	12,64
Χανιά	WT:	-	-	-
	PV:	9,66	37,96	47,62
Σητεία	WT:	56,77	1,51	58,28

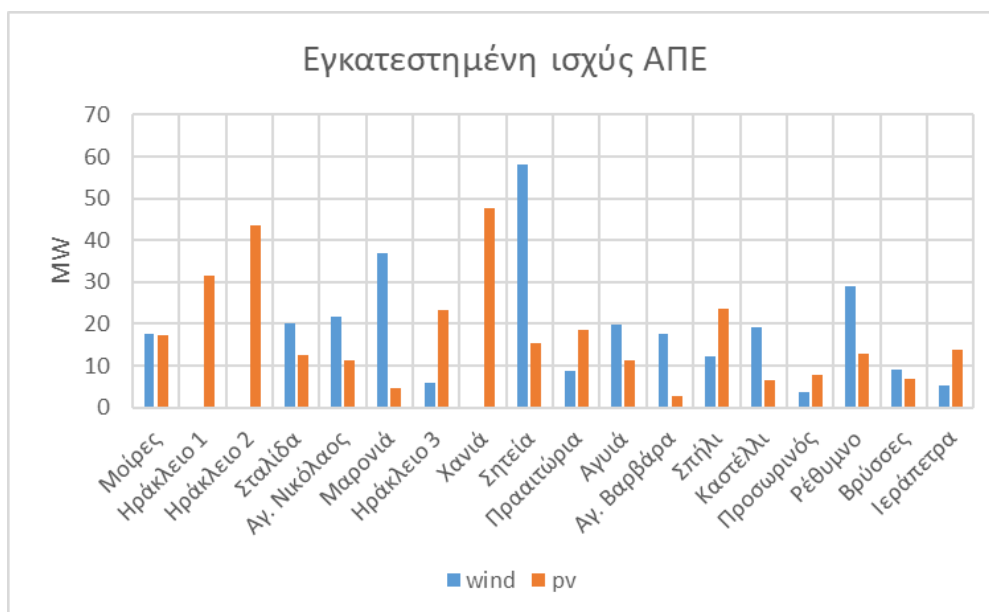
	PV:	10,33	5,11	15,44
Πραιτώρια	WT:	5,95	2,93	8,88
	PV:	14,65	4,05	18,7
Αγυιά	WT:	10,8	8,99	19,79
	PV:	4,3	7,07	11,37
Προσ. Λινοπερ.	WT:	3,6	-	3,6
	PV:	1,8	5,88	7,68
Σπήλι	WT:	7,2	5,12	12,32
	PV:	22,7	0,91	23,61
Καστέλλι	WT:	18,24	1,04	18,28
	PV:	4,52	2,09	4,61
Ρέθυμνο	WT:	15	13,86	28,86
	PV:	1,6	11,15	12,75
Βρύσες	WT:	-	9,12	9,12
	PV:	2,24	4,51	6,75
Ιεράπετρα	WT:	-	5,19	5,19
	PV:	10,7	3,15	13,85
Μαρωνιά	WT:	36,8	0,03	36,83
	PV:	-	4,74	4,74
Αγ. Βαρβάρα	WT:	14,45	3,3	17,75
	PV:	0,15	2,56	2,71

Πίνακας 7.0.1 – Περιθώρια υποδοχής ΑΠΕ και συνολική ισχύς ανά Υ/Σ

Έχουμε Δηλαδή:

Τεχνολογία	Νέα Ισχύς (MW)	Σύνολο (MW)
WT:	81,44	262,25
PV:	180,81	

Πίνακας 7.2 – Περιθώρια εγκατάστασης νέας ισχύος ΑΠΕ στο ΣΗΕ της Κρήτης



Σχήμα 7.3 – Γραφική απεικόνιση εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ ανά υποσταθμό

Σε αυτό το σενάριο , αναλυτικά τα στοιχεία συμμετοχής στο μείγμα ανά τεχνολογία κατά την διάρκεια του έτους:

Συνολικό Φορτίο (GWh)	2744,7
Συνολική Συμβατική Παραγωγή (GWh)	496,09
Ενέργεια ΑΠΕ (GWh)	1491,05
Φ/Β Παραγωγή (GWh)	589,129
Εγχεόμενη Α/Π (GWh)	901,920
Ώρες λειτουργίας συμβατικών μονάδων παραγωγής (h)	34001

Πίνακας 7.3 – Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων

7.2.1 Αποτελέσματα Γραμμών Μεταφοράς

Στην προσομοίωση με αυτό το σενάριο , καμία από τις γραμμές μεταφοράς Υ.Τ. 150 kV δεν οδηγείται σε συμφόρηση. Συγκεκριμένα έχουμε τα παρακάτω αποτελέσματα:

Αναχώρηση	Άφιξη	Μέγιστη φόρτιση (MW)	Μέγιστη φόρτιση (%)
Υ/Σ Χανιά	Υ/Σ Αγυιά	47,08	28,53
Υ/Σ Αγυιά	Υ/Σ Καστέλι	21,75	13
Υ/Σ Βρύσες	Υ/Σ Χανιά	102,92	62,23
Υ/Σ Χανιά	Υ/Σ Ρέθυμνο	126,8	76,81
Υ/Σ Ρέθυμνο	Υ/Σ Λινοπερ.	92,02	55,88
Υ/Σ Βρύσες	Υ/Σ Λινοπερ.	105,84	64,66
Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Αγ. Βαρβάρα	79,71	69,56
Υ/Σ Αγ. Βαρβάρα	Υ/Σ Μοίρες	64,38	55,34
Υ/Σ Μοίρες	Υ/Σ Πραιτώρια	38,94	35,57
Υ/Σ Πραιτώρια	Υ/Σ Ιεράπετρα	40,52	37,02
Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Ηράκλειο 1	70,62	41,86
Υ/Σ Ηράκλειο 1	Υ/Σ Ηράκλειο 2	19,35	12,73
Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Ηράκλειο 3	26,06	15,83
Υ/Σ Ηράκλειο 3	Υ/Σ Ηράκλειο 2	10,27	6,46
Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Ηράκλειο 2	34,99	20,64
Υ/Σ Λινοπερ.	Υ/Σ Σταλίδα	74,7	63,94
Υ/Σ Σταλίδα	Υ/Σ Αγ. Νικόλαος	57,74	35,4
Υ/Σ Αγ. Νικόλαος	Υ/Σ Ιεράπετρα	77,2	45,78
Υ/Σ Ιεράπετρα	Υ/Σ Μαρωνιάς	56,37	40,14

Υ/Σ Μαρωνιάς	Υ/Σ Σητείας	42,86	30,07
Υ/Σ Αθερινόλακκος	Υ/Σ Ιεράπετρα	81,58	49,05
Υ/Σ Αθερινόλακκος	Υ/Σ Σητείας	57,84	34,23
Υ/Σ Αθερινόλακκος	Υ/Σ Ηράκλειο 2	57,86	35,19
Υ/Σ Σπήλι	Υ/Σ Ρέθυμνο	34,87	21,42

Πίνακας 7.4 – Αποτελέσματα Φορτίσεων Γραμμών Μεταφοράς

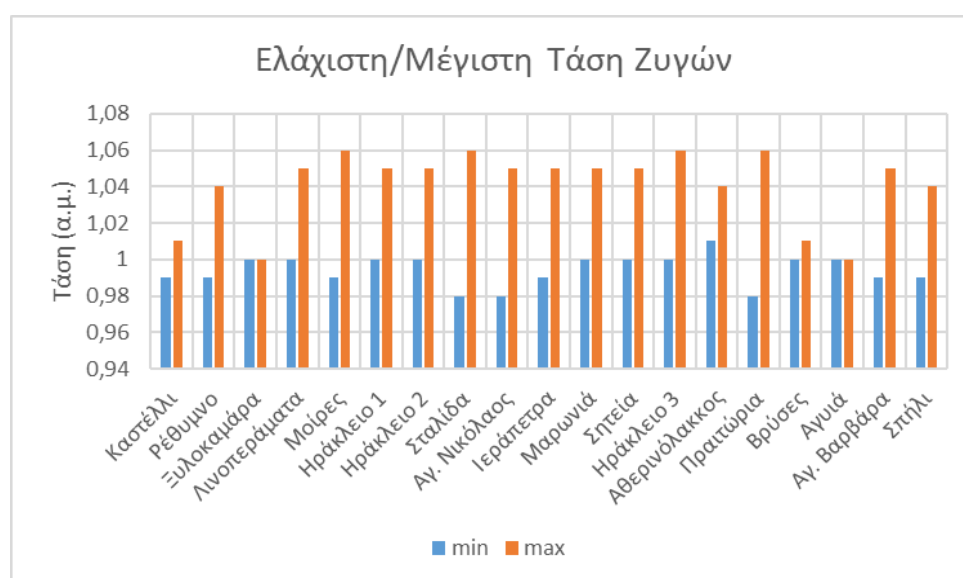
7.2.2 Αποτελέσματα για τάσεις ζυγών

Αντίστοιχα, κατά την προσομοίωση του σεναρίου δεν παρατηρείται καμία παραβίαση των ορίων τάσεων των ζυγών Υ.Τ. του συστήματος (0,9 – 1,1 p.u.). Συγκεκριμένα έχουμε:

Ζυγός Υ.Τ.	Ελάχιστο Τάσης	Μέγιστο Τάσης
Μοίρες	0,99	1,06
Ηράκλειο 1	1	1,05
Ηράκλειο 2	1	1,05
Ηράκλειο 3	1	1,06
Αγ. Νικόλαος	0,98	1,05
Σταλίδα	0,98	1,06
Χανιά	1	1
Σητεία	1	1,05
Πραιτώρια	0,98	1,06
Αγυιά	1	1
Σπήλι	0,99	1,04
Καστέλι	0,99	1,01
Ρέθυμνο	0,99	1,04
Βρύσες	1	1,01
Ιεράπετρα	0,99	1,05
Μαρωνιά	1	1,05

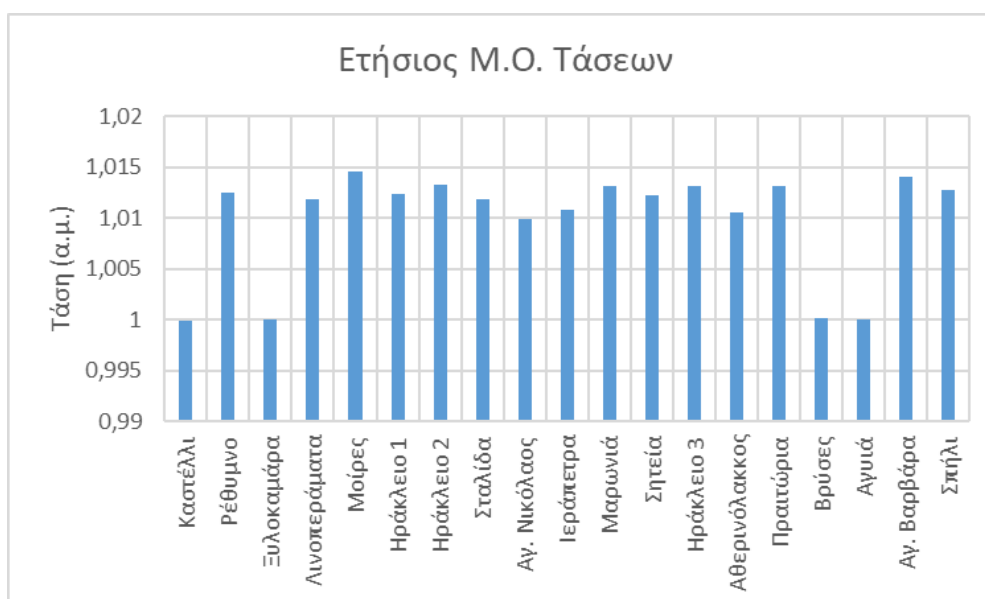
Αγ. Βαρβάρα	0,99	1,05
Λινοπεράματα	1	1,05
Αθρινόλακκος	1,01	1,04

Πίνακας 7.5 – Αποτελέσματα τάσεων ζυγών Υ.Τ.



Σχήμα 7.4 – Γραφική απεικόνιση αποτελεσμάτων τάσεων ζυγών

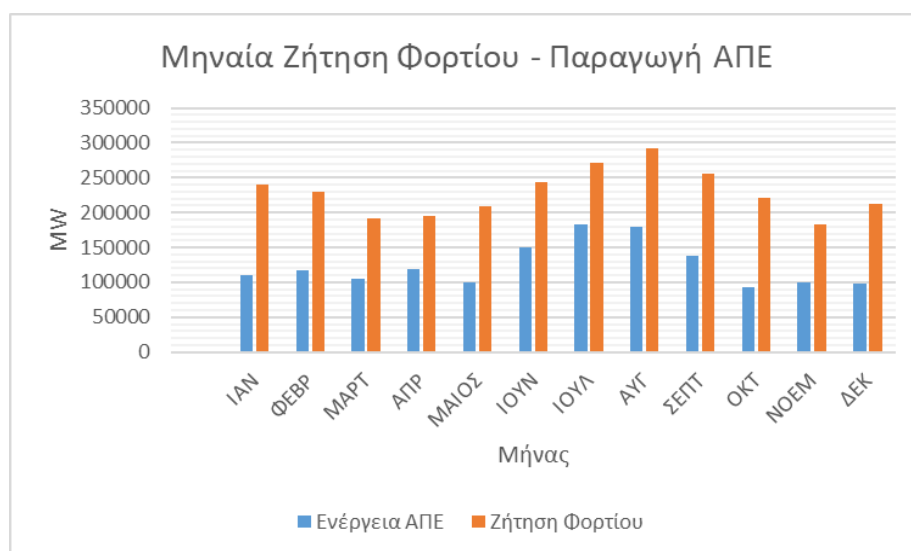
Οι τάσεις φαίνεται καθ' όλη την διάρκεια του έτους να διατηρούνται γύρω στο 1 α.μ., με τον ετήσιο μέσο όρο ανά ζυγό να φαίνεται στο παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 7.5 – Ετήσιος Μ.Ο. τάσεων ζυγών Υ.Τ.

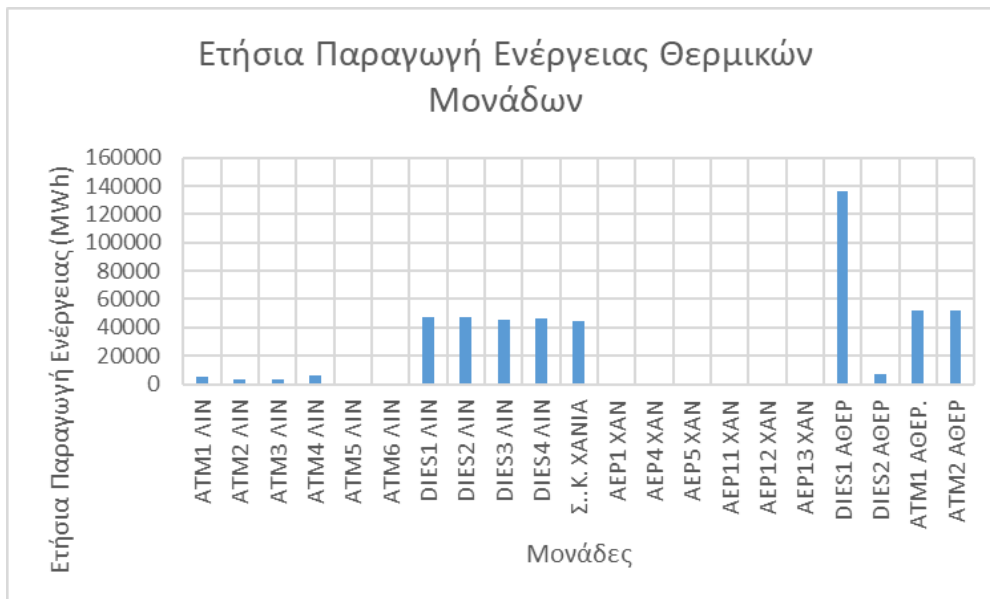
7.2.3 Αποτελέσματα για θερμικές μονάδες παραγωγής

Το παρακάτω κοινό διάγραμμα μηνιαίας παραγωγής ΑΠΕ βάσει του σεναρίου και μηνιαίας ζήτησης φορτίου , αναδεικνύει την ανάγκη κάλυψης της ζήτησης μέσα από συμβατικές μονάδες παραγωγής.



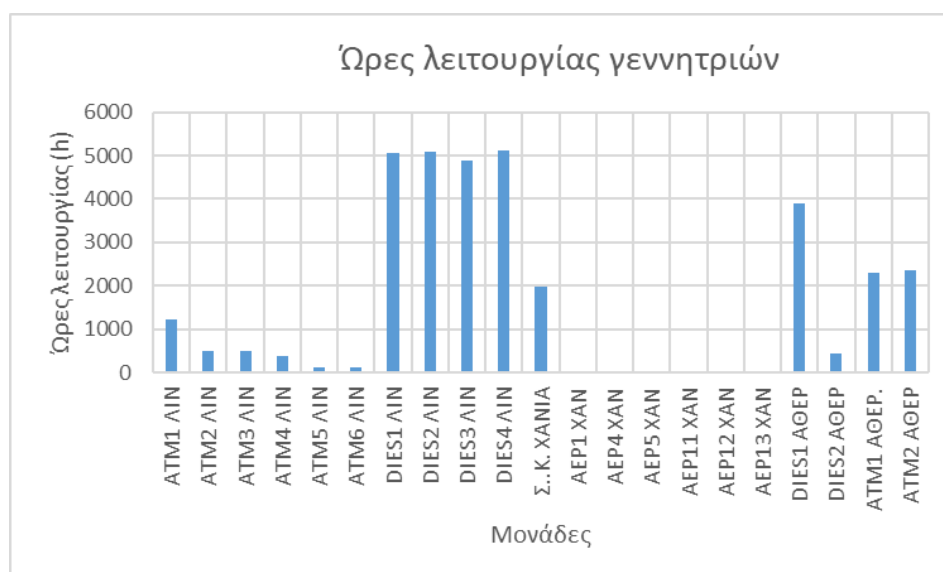
Σχήμα 7.6 – Κοινό διάγραμμα ζήτησης φορτίου και παραγόμενης ενέργειας ΑΠΕ

Έτσι, προκύπτει η ένταξη κατά την προσομοίωση, συμβατικών μονάδων παραγωγής, με τον βέλτιστο οικονομικά τρόπο. Παρατηρείται δηλαδή πως επιλέγονται για την κάλυψη της ζήτησης πρώτα οι μονάδες diesel του Αθερινόλακκου και των Λινοπεραμάτων και έπειτα ακολουθούν οι ατμομονάδες του Αθερινόλακκου.



Σχήμα 7.7 - Παραγωγή Θερμικών Μονάδων

Ενώ στο παρακάτω διάγραμμα φαίνεται και ο χρόνος λειτουργίας κάθε μονάδας συνολικά για όλο τον χρόνο:



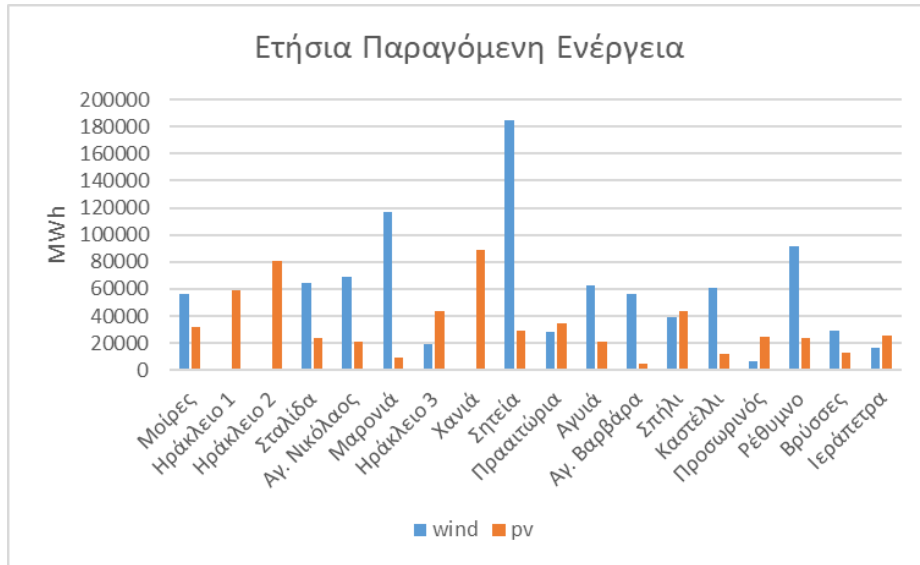
Σχήμα 7.8 – Ώρες λειτουργίας θερμικών μονάδων

7.2.4 Παραγωγή ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ ανά υποσταθμό

Παρακάτω αναδεικνύεται η παραγωγή μονάδων ΑΠΕ ανά υποσταθμό σύμφωνα με το συγκεκριμένο σενάριο που επιλέχθηκε.

Ζυγός	Αιολική Παραγωγή (GWh)	Φωτοβολταϊκή Παραγωγή (GWh)
Μοίρες	56,07	32,06
Ηράκλειο 1	0,00	58,78
Ηράκλειο 2	0,00	80,73
Ηράκλειο 3	18,89	43,55
Αγ. Νικόλαος	69,19	21,21
Σταλίδα	64,22	23,48
Χανιά	0,00	88,44
Σητεία	185,04	28,68
Πραιτώρια	28,2	34,72
Αγυιά	62,85	21,11
Σπήλι	39,11	43,85
Καστέλι	61,22	12,28
Προς. Λινοπεράματα	6,68	24,38
Ρέθυμνο	91,64	23,69
Βρύσες	28,96	12,54
Ιεράπετρα	16,47	25,73
Μαρωνιά	116,94	8,8
Αγ. Βαρβάρα	56,376	5,03
Σύνολο	901,92	589,13

Πίνακας 7.6 – Αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή ανά υποσταθμό



Σχήμα 7.6 – Γραφική απεικόνιση αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής ανά υποσταθμό

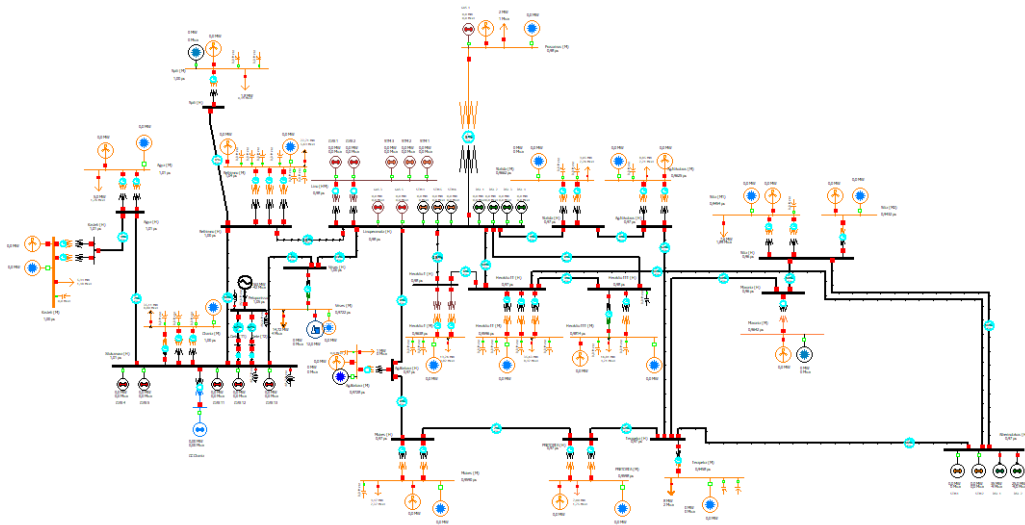
Κεφάλαιο 8: Ανάπτυξη εργαστηριακής άσκησης με χρήση του λογισμικού Power World

8.1 Περιγραφή της εργαστηριακής άσκησης

Στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, αποφασίστηκε να δημιουργηθεί μια εργαστηριακή άσκηση για το εργαστήριο του μαθήματος “Ανάπτυξη των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας Ι” του 7^{ου} Εξαμήνου της σχολής ΗΜΜΥ ΕΜΠ προκειμένου οι φοιτητές να εντρυφήσουν στην μελέτη ρών ισχύος εφαρμόζοντας τις θεωρητικές γνώσεις που λαμβάνουν στο μάθημα αλλά και να εξοικειωθούν με το λογισμικό του PowerWorld Simulator.

Σκοπός της εργαστηριακής άσκησης είναι η διερεύνηση του περιθωρίου διείσδυσης της αιολικής παραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα του νησιού της Κρήτης μελετώντας τις συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος στη μόνιμη κατάσταση στην περίπτωση χαμηλού φορτίου-υψηλής παραγωγής ΑΠΕ.

Η διάταξη που χρησιμοποιήθηκε είναι το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης όπως έχει περιγραφεί στα προηγούμενα κεφάλαια, χωρίς την ένταξη θερμικών μονάδων και Φ/Β σταθμών:



Εικόνα 8.1 – Διάταξη εργαστηριακής άσκησης στο λογισμικό PowerWorld

Παράλληλα με την εκφώνηση και το αρχείο του PowerWorld δόθηκε και ένας πίνακας με την χρονοσειρά αιολικής παραγωγής ενός έτους που χρησιμοποιήθηκε στην διπλωματική αλλά και η ζήτηση φορτίου κάθε ώρα του έτους 2019, καθώς και η εγκατεστημένη ισχύς Α/Γ ανά υποσταθμό του ΣΗΕ της Κρήτης.

Η εκφώνηση της εργαστηριακής άσκησης, όπως παραδόθηκε στους φοιτητές επισυνάπτεται στο Παράρτημα 1.

8.2 Σενάριο Μελέτης και αποτελέσματα εργαστηριακής άσκησης

Θεωρήθηκε η λειτουργία του Συστήματος μία βραδινή ώρα του Ιανουαρίου 2022 σε συνθήκες χαμηλού φορτίου 207 MW, και υψηλής ταχύτητας ανέμου που είχε ως αποτέλεσμα την παραγωγή των αιολικών πάρκων με συντελεστή απόδοσης 47% της ονομαστικής ισχύς τους.

Στο συνημμένο μονογραμμικό διάγραμμα στο λογισμικό PowerWorld που δόθηκε, είχε αποτυπωθεί η συγκεκριμένη ζήτηση φορτίου ανά υποσταθμό ενώ οι μονάδες αιολικής παραγωγής είχαν αρχικά μηδενική τιμή παραγόμενης ισχύος προκειμένου η συμπλήρωση να γινόταν από τους φοιτητές.

Δόθηκε το συνολικό όριο ισχύος των δύο διασυνδεδετικών γραμμών μεταξύ Χανίων και Πελοποννήσου ίσο με 150 MW, και τα μέγιστα και ελάχιστα όρια αποδεκτών τάσεων 1,1 α.μ. και 0,9 α.μ. αντίστοιχα.

Τα ζητούμενα της εργαστηριακής άσκησης ήταν δύο. Αρχικά, θεωρώντας δεδομένη την ζήτηση φορτίου αλλά και το αιολικό δυναμικό της συγκεκριμένης ώρας να υπολογιστεί η μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων χωρίς να παραβιάζεται το όριο των διασυνδέσεων ή οι τάσεις των ζυγών, με το βήμα αύξησης που προτάθηκε να είναι 50% αύξηση της εγκατεστημένης, με αντίστοιχη αύξηση της παραγόμενης δεδομένου του συντελεστή απόδοσης 47%. Έπειτα, ζητήθηκε να επαναληφθεί η ίδια διαδικασία θεωρώντας την διακοπή μιας από τις δύο διασυνδεδετικές γραμμές Χανίων – Πελοποννήσου, προκειμένου να μελετηθεί η στατική ασφάλεια με το κριτήριο $N - 1$ και να συγκριθούν τα αποτελέσματα.

Έτσι, οι φοιτητές, εφαρμόζοντας την αύξηση με βήμα 50% της εγκατεστημένης, παρατηρούν την σταδιακή μείωση των τάσεων των ζυγών, ώσπου στο 350% της εγκατεστημένης (714,385 MW) οι γραμμές της διασύνδεσης φτάνουν σε φόρτιση 103% και οι τάσεις πέφτουν μέχρι και το 0,8 α.μ. Αντίστοιχα, διακόπτοντας την μία εκ των δύο διασυνδεδετικών γραμμών Χανίων – Πελοποννήσου, η διασύνδεση παρατηρείται πως παραβιάζεται στο 150% της εγκατεστημένης (306,165 MW).

Κεφάλαιο 9: Συμπεράσματα

9.1 Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία πραγματοποιήθηκε η μελέτη υπολογισμού περιθωρίων ισχύος σε κάθε υποσταθμό του ΣΗΕ της Κρήτης μετά την ολοκλήρωση της μικρής διασύνδεσής της με το ΕΣΜΗΕ , λαμβάνοντας υπόψη τα επίπεδα ζήτησης φορτίου για το έτος 2019. Εντοπίστηκαν αρχικά τα ανώτατα ποσά ισχύος διεσπαρμένων πηγών που μπορούν να υποστηριχθούν χωρίς να παραβιάζονται τα θερμικά όρια των υποσταθμών ανά ώρα, αλλά και εφαρμόζοντας καθολικά τους τεχνικούς περιορισμούς των υποσταθμών, όπως το θερμικό όριο και το όριο βραχυκύκλωσης, λαμβάνοντας υπόψη.

Στην συνέχεια, προκειμένου να συμπεριλάβουμε τους περιορισμούς του Συστήματος Μεταφοράς της Κρήτης αλλά και την επιβάρυνση των διασυνδεδετικών γραμμών , προσομοιώσαμε την λειτουργία του ΣΗΕ στο λογισμικό PowerWorld Simulator, μειώνοντας την εκτιμώμενη νέα ισχύ ΑΠΕ σταδιακά κατά 10% ώστε να μην παραβιάζονται οι φορτίσεις των Γ.Μ. , οι τάσεις των ζυγών ή η δυνατότητα μεταφοράς ισχύος των διασυνδεδετικών γραμμών.

Τέλος , τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων έδειξαν ως περιθώρια εγκατάστασης νέας ισχύος στο ΣΗΕ της Κρήτης τα 262,25 MW , και συγκεκριμένα 81,44 MW αιολικών πάρκων και 180,81 MW φωτοβολταϊκών πάρκων.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1

Ανάλυση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας – Μόνιμη Κατάσταση Λειτουργίας

ΘΕΜΑ

Σκοπός

Σκοπός της παρούσας μελέτης είναι η διερεύνηση του περιθωρίου διεύθυνσης της αιολικής παραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα του νησιού της Κρήτης. Για το σκοπό αυτό θα πρέπει να μελετηθούν οι συνθήκες λειτουργίας του Συστήματος στη μόνιμη κατάσταση στις περιπτώσεις, υψηλού φορτίου-υψηλής παραγωγής ΑΠΕ και χαμηλού φορτίου-υψηλής παραγωγής ΑΠΕ. Οι συνθήκες λειτουργίας θα πρέπει να ικανοποιούν τα αποδεκτά όρια σε κανονική κατάσταση και σε συνθήκες απώλειας μιας συνιστώσας του Συστήματος (κριτήριο N-1).

Σενάριο Μελέτης

Θεωρείται η λειτουργία του Συστήματος μία βραδινή ώρα του Ιανουαρίου 2022 σε συνθήκες χαμηλού φορτίου 207 MW (ώρα 750 στο συνημμένο M/S Excel) και υψηλής ταχύτητας ανέμου, που είχε ως αποτέλεσμα την παραγωγή των αιολικών πάρκων με συντελεστή απόδοσης 47% της ονομαστικής τους ισχύος (στήλη Wind norm στο συνημμένο M/S Excel). Στο συνημμένο μονογραμμικό διάγραμμα του Συστήματος, σχεδιασμένο στο λογισμικό PowerWorld Simulator 2022, είναι αποτυπωμένη η φόρτιση της συγκεκριμένης ώρας ανά ζυγό του ΣΗΕ Κρήτης, ενώ η ονομαστική ισχύς των εγκατεστημένων αιολικών πάρκων φαίνεται στο συνημμένο M/S Excel αρχείο.

Δίνεται το συνολικό όριο ισχύος των δύο διασυνδεδετικών γραμμών μεταξύ Χανίων και Πελοποννήσου ίσο με 150 MW και τα μέγιστα και ελάχιστα όρια αποδεκτών τάσεων σε όλους τους ζυγούς ίσα με 1.1 αμ και 0.9 αμ, αντίστοιχα. Χρησιμοποιώντας το λογισμικό PowerWorld Simulator 2022, θα πρέπει να απαντήσουμε στις παρακάτω ερωτήσεις:

- 1) Με βάση το φορτίο και το αιολικό δυναμικό της συγκεκριμένης ώρας, ποια είναι η μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων χωρίς να παραβιάζεται το όριο των διασυνδέσεων και τα όρια τάσεων σε όλους τους ζυγούς.
(Υπόδειξη: Αυξήστε με βήμα 50% την εγκατεστημένη ισχύ αιολικών αλλάζοντας αντίστοιχα την παραγόμενη ισχύ τους μέχρι να παραβιαστεί κάποιο όριο). Σχολιάστε και συγκρίνετε τα αποτελέσματα.

- 2) Για τη μελέτη της στατικής ασφάλειας με κριτήριο N-1, επαναλάβετε την παραπάνω διαδικασία (αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών πάρκων) θεωρώντας τη διακοπή μίας από τις διασυνδεδετικές γραμμές μεταξύ Χανίων και Πελοποννήσου. Τι παρατηρείτε; Πώς επηρεάζεται το όριο αύξησης της εγκατάστασης αιολικών πάρκων;

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Λύτρα Χρυσούλα, “ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ Διερεύνηση και συγκριτική ανάλυση ρυθμιστικών πλαισίων ευελιξίας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και προώθησης της ηλεκτροκίνησης στην Ευρώπη,” 2020.
- [2] <https://www.eea.europa.eu/el>, “Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος - European Union.”
- [3] Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, “Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το κλίμα,” 2019.
- [4] “International Energy Agency.”
- [5] Μαυρογένου Κυριακή, “Εφαρμογή πιθανοτικών εργαλείων στην εποπτεία και πρόβλεψη γραμμής MT με μεγάλη διείσδυση Διεσπαρμένης Παραγωγής, Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, ΗΜΜΥ,” 2015.
- [6] Γεωργιλιάκης Π., *Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*. 2015.
- [7] Καρνάρος Θεόδωρος, “Αξιολόγηση τεχνολογικών λύσεων και έργων για την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο δίκτυο διανομής των ΜΔΝ (Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών) μέσω δεικτών KPIs , Διπλωματική Εργασία, ΗΜΜΥ,” 2013.
- [8] Μαραγκός-Μπέλμπας Χρήστος, “Τεχνοοικονομική ανάλυση επιλογών ηλεκτροδότησης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων στο πλαίσιο της νέας Ευρωπαϊκής περιβαλλοντικής νομοθεσίας, Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία, Πανεπιστήμιο Πειραιά,” 2018.
- [9] <https://www.admie.gr/>, “ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [online].”
- [10] C. J. Pillay, M. Kabeya, and I. E. Davidson, “Transmission Systems: HVAC vs HVDC.”
- [11] <https://www.electricaltechnology.org>, “ELECTRICAL TECHNOLOGY.”

- [12] Δ. Ν. Έ. Μ. Γεωργόπουλος Αθανάσιος, “«Διασύνδεση Κρήτης Σχεδιασμός και Οδικός Χάρτης Σχεδιασμός και Οδικός Χάρτης Υλοποίησης».”
- [13] Απόφαση Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας, “Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων για την Διασυνδεδετική Γραμμή Μεταφοράς 150kV Πελοποννήσου - Κρήτης (Υ/Σ ΜΟΛΑΩΝ - Υ/Σ ΧΑΝΙΩΝ),” 2017.
- [14] Ψ. Γ. , Π. Α. Παπαθανασίου Σ., “Περιθώριο Εγκατάστασης Ισχύος ΑΠΕ στο σύστημα της Κρήτης μετά την ολοκλήρωση των έργων της διασύνδεσής του με το ΕΣΜΗΕ , Μελέτη ΕΜΠ,” 2020.
- [15] ECO - Consultants S.A., “Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων: Διασύνδεση Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της νήσου Κρήτης με το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας μέσω Σ.Ρ. - Αττική - Κρήτη (Κορακιά),” 2018.
- [16] M. Z. Ul Abideen, O. Ellabban, and L. Al-Fagih, “A review of the tools and methods for distribution networks’ hosting capacity calculation,” *Energies*, vol. 13, no. 11. MDPI AG, Jun. 01, 2020. doi: 10.3390/en13112758.
- [17] Κτενάς Αλέξανδρος, “Βέλτιστη Διαχείριση λειτουργίας Γραμμών Διανομής με υψηλή διείσδυση ενεργειακών πόρων, Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, ΗΜΜΥ,” 2018.
- [18] Ο.Δ.Ε. Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας της ΓΓΕΟΠΥ/ΥΠΕΝ, “Διαμόρφωση του θεσμικού και ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη και συμμετοχή μονάδων αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και σε μηχανισμούς ισχύος,” 2021.
- [19] Κοκκολιός Σπυρίδων, “Μελέτη επίδρασης της εγκατάστασης αποθηκευτικού συστήματος μπαταρίας κεντρικής διαχείρισης στη λειτουργία μη διασυνδεδεμένων νησιών υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ , Διπλωματική Εργασία , ΕΜΠ,” 2018.
- [20] <https://www.epri.com/>, “Electric Power Research Institute (EPRI).”

- [21] Power World Corporation, "<https://www.powerworld.com/>."
- [22] Power World Corporation, "Introduction to PowerWorld Simulator: Interface and Common Tools."
- [23] Power World Corporation, "I3: Model Explorer and Case Information Displays," 2021. [Online]. Available: <http://www.powerworld.com>
- [24] Power World Corporation, "Time Step Simulation".
- [25] Power World Corporation, "Power System Economics and Market Modeling M2: Optimal Power Flow," 2014.
- [26] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.), "Διερεύνηση του νέου τρόπου λειτουργίας, των αναγκών εφεδρειών ισχύος, των περιθωρίων εγκατάστασης νέων μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης σε συνέχεια της διασύνδεσης με το ηπειρωτικό σύστημα, Μελέτη ΕΛΜΕΠΑ και ΕΜΠ," 2022.
- [27] Φιορέντζης Κωνσταντίνος Εμμ., "Ανάλυση Λειτουργίας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης με προσθήκη Υβριδικών Σταθμών," 2015.
- [28] <https://deddie.gr/>, "ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [online]."
- [29] A. Paspatis, G. Milionis, E. Karapidakis, A. Dimeas, and N. Hatziargyriou, "Considerations of the Limitations of Renewable Energy Sources Hosting Capacity at the Transmission Substations Level-The case study of Crete."