



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ**  
**UNIVERSITY OF PIRAEUS**

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ  
ΕΙΔΙΚΕΥΣΗ: ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

*{Επιπτώσεις της σύνδεσης μεγάλων αιολικών  
πάρκων σε αυτόνομα νησιωτικά συστήματα.  
Εφαρμογή στο σύστημα της Κρήτης.}*

**ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

Σταματελόπουλος Ν. Αντώνιος

Επιβλέπων: Φλάμος Αλέξανδρος  
Αναπληρωτής καθηγητής

Πειραιάς Δεκέμβρης 2016

## **ΠΕΡΙΛΗΨΗ**

Η παρούσα εργασία εξετάζει την επίδραση της σύνδεσης μεγάλων αιολικών πάρκων Α/Π σε αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα μελετάται το σύστημα της Κρήτης και η επίδραση από τη σύνδεση μεγάλων Α/Π στη λειτουργία του. Η μελέτη γίνεται τόσο σε παρούσα όσο και σε μελλοντική κατάσταση του συστήματος της Κρήτης και βασίζεται σε ανάλυση διαταραχών. Για την τεκμηρίωση της μεθοδολογίας που χρησιμοποιείται, γίνεται συνοπτική παρουσίαση του θεωρητικού υπόβαθρου της ανάλυσης διαταραχών και ροής φορτίου. Δεδομένου ότι η επίπτωση της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένα ζήτημα που απασχολεί εκτενώς τους διαχειριστές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, πραγματοποιείται συγκριτική παρουσίαση των σχετικών προδιαγραφών που τίθενται από τους κώδικες διαχείρισης διαφόρων χωρών. Η ανάλυση ροής φορτίου και διαταραχών γίνεται με τη χρήση του λογισμικού Neplan. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης διαταραχών οδηγούν στην εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων για τις ενισχύσεις που απαιτούνται για την ασφαλή απορρόφηση της ισχύος των Α/Π στο σύστημα της Κρήτης.

## **ABSTRACT**

This dissertation examines the effect of the connection of large wind parks to autonomous energy systems. More specifically it studies the system of Crete and the impact of the connection of large WPs to its operation. The study is carried out for the current as well as the future configuration of the system of Crete, with the use of contingency analysis. In this context, a brief overview of the theoretical background of contingency analysis and load flow analysis is provided. Since the impact of renewable energy sources penetration in power systems is an issue addressed by many transmission system operators, a comparative presentation of the relevant regulations imposed by grid codes in different countries is also carried out. The load flow and contingency analysis are carried out with the use of Neplan software. The results of the contingency analysis yield significant conclusions regarding the necessary reinforcements for the safe absorption of wind power to the system of Crete.

## ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η εργασία αυτή έγινε υπό την επίβλεψη του κ. Α.Φλάμου, Αναπληρωτή Καθηγητού του τμήματος Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας, της σχολής Ναυτιλίας και Βιομηχανίας του Πανεπιστημίου Πειραιώς τον οποίο και ευχαριστώ για την δυνατότητα που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο σύνθετο και ενδιαφέρον αντικείμενο.

Επιπλέον θέλω να ευχαριστήσω την Δρ. Μ.Τσίλη για την ουσιαστική βοήθεια και καθοδήγηση της, καθ' όλη τη διάρκεια αυτής της μεταπτυχιακής εργασίας.

Η εργασία αυτή αφιερώνεται στους γονείς μου για όλα αυτά που μου έχουν προσφέρει όλα τα χρόνια.

# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

## Κεφάλαιο 1:

<b>Εισαγωγή</b> .....	8
1.1. Αντικείμενο της εργασίας.....	8
1.2. Δομή εργασίας.....	8
1.3. Βιβλιογραφική επισκόπηση.....	9

## Κεφάλαιο 2: Ανάλυση διαταραχών και ροής φορτίου.....12

2.1 Ανάλυση διαταραχών (contingency analysis).....	12
2.1.1. Εισαγωγή.....	12
2.1.2. Ανάλυση διαταραχών.....	12
2.1.3. Μέθοδοι ταξινόμησης διαταραχών.....	15
2.1.3.1 Δείκτες απόδοσης (Performance Indexes - PI).....	15
2.1.3.2. Συντελεστές ευαισθησίας (sensitivity factors).....	17
2.2. Ανάλυση ροής φορτίου.....	18
2.2.1. Διαμόρφωση του πίνακα αγωγιμοτήτων ενός δικτύου.....	20
2.2.2. Βασικές εξισώσεις ροής φορτίου.....	23
2.2.3. Βασικές αρχές αλγοριθμικής μεθόδου GaussSeidel.....	25
2.2.4. Βασικές αρχές αλγοριθμικής μεθόδου Newton Raphson.....	27

## Κεφάλαιο 3: Επιπτώσεις από τη διεύθυνση ΑΠΕ σε ΣΗΕ, κώδικες χωρών.....31

3.1. Ελληνικό Σ.Η.Ε. και διεύθυνση ΑΠΕ.....	31
3.1.1 Περιγραφή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	32
3.1.2. Διεύθυνση ΑΠΕ στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	33
3.2. Κώδικες διαχείρισης συστήματος.....	34
3.3. Ανοχή σε βυθίσεις τάσης και απόκριση κατά τη διάρκεια και μετά την εκκαθάριση σφαλμάτων στο δίκτυο.....	35
3.3.1. Γερμανικός κώδικας.....	37
3.3.2. Βρετανικός κώδικας.....	38
3.3.3. Ιρλανδικός κώδικας.....	38
3.3.4. Κώδικες Γερμανίας/ Μ. Βρετανίας / Ιρλανδίας.....	39
3.3.5. Κοινός κώδικας Δανίας/Φινλανδίας/Νορβηγίας/Σουηδίας(Nordic Grid Code).....	40
3.3.6 Κώδικας Δανίας.....	40
3.3.7 Κώδικας Βελγίου.....	41
3.3.8 Κώδικας Καναδά-HydroQuebec.....	41
3.3.9 Κώδικας Καναδά-AESO.....	42
3.3.10. Κώδικας ΗΠΑ.....	42
3.3.11. Ελληνικός κώδικας.....	42
3.4. Έλεγχος συχνότητας και ενεργού ισχύος.....	43
3.4.1. Γερμανικός κώδικας.....	44
3.4.2. Βρετανικός κώδικας.....	44
3.4.3. Ιρλανδικός κώδικας.....	44



3.4.4. Σύγκριση κώδικα Γερμανίας/Μεγάλης Βρετανίας/Ιρλανδίας.....	44
3.4.5. Κοινός κώδικας Δανίας/Φινλανδίας/Νορβηγίας/Σουηδίας (Nordic GridCode).....	45
3.4.6. Κώδικας Δανίας .....	46
3.4.7. Κώδικας Φινλανδίας .....	46
3.4.8. Κώδικας Βελγίου .....	46
3.4.9.Κώδικας Καναδά HydroQuebec.....	46
3.4.10. Κώδικας Καναδά AESO .....	46
3.4.11. Ελληνικός κώδικας .....	47
3.5. Έλεγχος τάσης και αέργου ισχύος.....	47
3.5.1. Γερμανικός κώδικας .....	48
3.5.2. Βρετανικός κώδικας .....	48
3.5.3. Ιρλανδικός κώδικας.....	49
3.5.4. Σύγκριση κώδικα Γερμανίας/Μεγάλης Βρετανίας/Ιρλανδίας.....	49
3.5.5. Κοινός κώδικας Δανίας/Φινλανδίας/Νορβηγίας/Σουηδίας.....	50
3.5.6. Κώδικας Δανίας.....	50
3.5.7. Κώδικας Φινλανδίας .....	51
3.5.8. Κώδικας Βελγίου .....	51
3.5.9. Κώδικας Καναδά HydroQuebec.....	51
3.5.10. Κώδικας Καναδά AESO.....	51
3.5.11. Κώδικας ΗΠΑ.....	52
3.5.12. Ελληνικός κώδικας .....	52

<b>Κεφάλαιο 4: Μοντελοποίηση συστήματος Κρήτης.....</b>	<b>53</b>
4.1 Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας Κρήτης.....	53
4.2 Τεχνικά στοιχεία του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης.....	54
4.2.1 Συμβατικές μονάδες παραγωγής και ΑΠΕ.....	54
4.2.2 Υποσταθμοί .....	55
4.2.3 Γραμμές μεταφοράς.....	55
4.2.4. Φορτία και ΑΠΕ.....	57
4.3. Μελλοντικά έργα.....	58
4.4. Λογισμικό Nerplan.....	61
4.4.1. Δημιουργία και διαχείριση νέου μοντέλου.....	62
4.4.2. Εισαγωγή στοιχείων δικτύου.....	65
4.4.2.1. Μοντελοποίηση συμβατικών γεννητριών.....	65
4.4.2.2. Εισαγωγή ζυγού.....	72
4.4.2.3. Εισαγωγή μετασχηματιστή .....	73
4.4.2.4.Σύνδεση στοιχείων σχεδίου .....	74
4.4.2.5. Εισαγωγή γραμμών μεταφοράς.....	76
4.4.2.6 Εισαγωγή φορτίων.....	78
4.4.2.7. Εισαγωγή πυκνωτών (shunt με αρνητική ισχύ).....	82
4.4.2.8. Εισαγωγή πηνίων (shunt με θετική ισχύ).....	84
4.4.2.9. Εισαγωγή γεννητριών για την μοντελοποίηση των αιολικών πάρκων.....	84
4.4.2.10. Εισαγωγή άπειρου ζυγού (feeder) .....	88
4.4.2.11. Αποθήκευση του δικτύου.....	89

<b>Κεφάλαιο 5: Ανάλυση διαταραχών στο σύστημα της Κρήτης.....</b>	<b>91</b>
5.1 Σενάρια που μελετήθηκαν.....	91
5.2 Ανάλυση διαταραχών με το κριτήριο N-1.....	92
5.3 Αποτελέσματα.....	93
5.3.1 Σενάριο 1.....	93
5.3.1.1 Μέγιστα φόρτια .....	95
5.3.1.2 Ελάχιστα φορτία .....	95
5.3.2 Σενάριο 2.....	101
5.3.2.1 Μέγιστα φορτία .....	101
5.3.2.2.Ελάχιστα φορτία .....	102
5.3.3 Σενάριο 3 - Προσθήκη Αντιστάθμισης.....	111
5.3.4 Σενάριο 4.....	117
5.3.4.1 Μέγιστα φορτία .....	117
5.3.4.2 Ελάχιστα φορτία.....	117
<b>Κεφάλαιο 6: Συμπεράσματα.....</b>	<b>125</b>
6.1. Εισαγωγή.....	125
6.2. Συμπεράσματα.....	125
6.3. Σύνοψη.....	126
<b>Βιβλιογραφία.....</b>	<b>128</b>

## Πινάκας συντομογραφιών

Συμβολισμός	Επεξήγηση
A/Γ	Ανεμογεννήτρια
ΑΗΣ	Ατμοηλεκτρικός σταθμός
A/Π	Αιολικό πάρκο
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΜΑΣΜ	Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς
M/Σ	Μετασχηματιστής
M/T	Μέση τάση
ΜΥΗΣ	Μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός
ΣΗΕ	Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας
ΣΗΘΥΑ	Συμπαράγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας υψηλής απόδοσης
Υ/Τ	Υψηλή τάση
FRT	Fault ride through
LVRT	Low voltage ride through
PCC	Point of common connection
TSO	Transmission system operator

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

### Εισαγωγή

#### 1.1. Αντικείμενο της εργασίας

Το αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η επίδραση της σύνδεσης μεγάλων αιολικών πάρκων στο σύστημα ενέργειας καθώς και οι προδιαγραφές που πρέπει να πληρούν οι Α/Γ για να είναι συμβατές με τις απαιτήσεις σύνδεσης. Σε αυτό το πλαίσιο μελετάται το πραγματικό σενάριο της επίδρασης της σύνδεσης μεγάλων Α/Π στο σύστημα της Κρήτης, ένα σύστημα δηλαδή σχετικά ασθενές και περιορισμένο. Η ανάλυση γίνεται τόσο σε παρούσα όσο και σε μελλοντική κατάσταση. Για το σκοπό αυτό θα χρειαστεί γίνει τεχνική ανάλυση με τη χρήση κατάλληλου λογισμικού (Nerplan) ώστε να εκτιμηθούν διάφορες παράμετροι πχ. πώς επηρεάζεται η τάση στο σύστημα σε διάφορες καταστάσεις λειτουργίας από τη σύνδεση των Α/Π κ.ο.κ. Βασική συμβολή της εργασίας σε σχέση με παρεμφερείς εργασίες και την υφιστάμενη βιβλιογραφία στο σχετικό αντικείμενο είναι το γεγονός ότι, έχοντας λάβει υπόψη τα έργα ενίσχυσης που προβλέπονται για το άμεσο μέλλον για το σύστημα της Κρήτης, γίνεται ανάλυση και καταγραφή της συνεισφοράς των έργων αυτών στη βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος και προτείνονται οι ενισχύσεις που προκύπτει ότι χρειάζονται.

#### 1.2. Δομή εργασίας

Στο 2<sup>ο</sup> κεφάλαιο παρουσιάζεται η ανάλυση διαταραχών ως μια εφαρμογή που ανήκει στην ευρύτερη κατηγορία των συστημάτων αναλύσεως ασφαλείας. Επιπλέον γίνεται μια παρουσίαση των διαθέσιμων μεθόδων ταξινόμησης των διαταραχών. Στο δεύτερο μέρος του κεφαλαίου παρουσιάζεται με αρκετή λεπτομέρεια η μαθηματική ανάλυση ροών φορτίου που αποτελεί μια ανάλυση και υπολογισμό τόσο των τάσεων όσο και των γωνιών σε όλους τους ζυγούς καθώς και των ροών ενεργού και άεργου ισχύος. Αναλύονται επιπλέον οι επαναληπτικοί αλγόριθμοι Newton Raphson & Gauss Seidel.

Στο 3<sup>ο</sup> κεφάλαιο γίνεται αρχικά μια περιγραφή του Ελληνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της διείσδυσης ΑΠΕ σε αυτό. Το κύριο μέρος όμως του κεφαλαίου αναφέρεται στη συγκριτική παρουσίαση των προδιαγραφών και κωδίκων διαφόρων χωρών έτσι ώστε να προκύψει μια συνολική εικόνα για τον τρόπο που αντιμετωπίζεται η αυξημένη

διείσδυση ΑΠΕ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάλυση εστιάζει στα αιολικά πάρκα Α/Π, δεδομένου ότι η επίδρασή τους είναι μεγαλύτερη σε σχέση με τα υπόλοιπα είδη ΑΠΕ.

Στο 4<sup>ο</sup> κεφάλαιο γίνεται η περιγραφή του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης. Περιγράφεται αναλυτικά τόσο η υφιστάμενη κατάσταση όσο και τα μελλοντικά έργα που προβλέπονται για την ανάπτυξή του. Στη συνέχεια γίνεται ενδελεχής περιγραφή του μοντέλου που αναπτύχθηκε με τη χρήση του λογισμικού Nerplan.

Στο 5<sup>ο</sup> κεφάλαιο πραγματοποιείται η ανάλυση διαταραχών στο σύστημα της Κρήτης για διάφορες καταστάσεις λειτουργίας του έτσι ώστε να εξαχθούν συμπεράσματα για την αξιοπιστία του και την επίπτωση της διείσδυσης ΑΠΕ στην ασφαλή λειτουργία του.

Στο 6<sup>ο</sup> κεφάλαιο γίνεται η παρουσίαση των συμπερασμάτων.

### 1.3.Βιβλιογραφική επισκόπηση

Παρουσιάζεται μια περιεκτική βιβλιογραφική επισκόπηση των πλέον σύγχρονων σχετικών διπλωματικών εργασιών και των τεχνικών άρθρων της διεθνούς βιβλιογραφίας σε αντικείμενα συναφή με αυτό της παρούσας διπλωματικής. Επίσης γίνεται αναφορά στα βιβλία τα όποια παρέχουν την βάση για την κατανόηση τόσο των θεμελιωδών όσο και των συνθετών ηλεκτρικών και μαθηματικών εννοιών που αναλύονται στην παρούσα διπλωματική εργασία.

Στην εργασία [1] γίνεται παρουσίαση των βασικών απαιτήσεων των κωδίκων συστήματος για τη διασύνδεση αιολικών σταθμών και η διερεύνηση της ικανοποίησης των απαιτήσεων αυτών για διασυνδέσεις υπεράκτιων αιολικών σταθμών τεχνολογίας HVDC-VSC. Στην διπλωματική εργασία [2] γίνεται μια ανάλυση της πιθανής μέγιστης διείσδυσης αιολικής ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης με εφαρμογή του προγράμματος Matlab. Πρωτίστως γίνεται αναφορά στα τεχνικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών και κατόπιν γίνεται ανάλυση της ροής φορτίου με τις μεθόδους Newton Raphson & Gauss-Seidel. Στην εργασία [3] αντικείμενο είναι η προσομοίωση ενός μικρού αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος, η κατάστρωση των γενικών εξισώσεων επίλυσης ενός προβλήματος ροής φορτίου, η ανάλυση διαταραχών και μελέτης βραχυκυκλωμάτων. Επιπλέον παρουσιάζεται το υπολογιστικό πακέτο του Powerworld. Η εργασία [4] αναφέρεται στην ανάλυση ροής φορτίου χρησιμοποιώντας και τις δυο αλγοριθμικές μεθόδους (Newton Raphson & Gauss-Seidel) καθώς και στην θεωρία της ανάλυσης διαταραχών. Η εργασία [5] επικεντρώνεται στις βασικές αρχές των συστημάτων

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

προστασίας στα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Σ.Η.Ε) , την θεωρία υπολογισμού βραχυκυκλωμάτων τις βασικές λειτουργίες της προστασίας υπερεντάσεως και αποστάσεως και τέλος γίνεται παρουσίαση των βασικών αρχών του λογισμικού Nerplan. Στην εργασία [6] παρουσιάζεται μια συγκέντρωση, ανάλυση και διερεύνηση όλων των απαιτήσεων για την σύνδεση των αιολικών πάρκων στα συστήματα Σ.Η.Ε. Ειδικότερα γίνεται μία σύγκριση των κωδίκων που ισχύουν σε άλλες χώρες καθώς και παρουσίαση των διάφορων κανονισμών για την σύνδεση των ΑΠ στα Σ.Η.Ε.Η εργασία [7] στοχεύει στην εύρεση κάποιου αλγόριθμου ανάλυσης των διαταραχών, αρχικά, και προσδιορισμού των κρίσιμων γραμμών μεταφοράς, στη συνέχεια, με ταυτόχρονη μαθηματική μοντελοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου. Η εργασία[8]εστιάζει στην επιλογή κατάλληλης μεθόδου επιλογής διαταραχής δικτύου, υπολογίζοντας δυο είδη δεικτών απόδοσης: τον ενεργό δείκτη απόδοσης (PIP) και τον δείκτη απόδοσης άεργης ισχύος (PIV). Η [9] επικεντρώνεται στην ανάλυση διαταραχών σταθερής κατάστασης δηλαδή την μελέτη της διακοπής στοιχείων όπως γραμμές μεταφοράς, μετασχηματιστές και γεννήτριες, και την διερεύνηση των προκύπτοντων επιπτώσεων στην ροή ρεύματος γραμμής και τάσεις ζυγού στο υπόλοιπο σύστημα.

Η τεχνική έκθεση [10] παρουσιάζει με μεγάλη ανάλυση όλες τις τεχνικές απαιτήσεις που θέτουν οι κώδικες διαφόρων χωρών για τους αιολικούς σταθμούς που συνδέονται στα Σ.Η.Ε. Η έκθεση περιλαμβάνει επίσης μια ανασκόπηση των σύγχρονων τεχνολογιών ανεμογεννητριών. Το τεχνικό άρθρο [11] επικεντρώνεται στις πιο σημαντικές τεχνικές απαιτήσεις για αιολικά πάρκα, που περιλαμβάνονται στους περισσότερους κώδικες δικτύου, όπως ρύθμιση ισχύος ενεργού και άεργου, τάσης και ορίων λειτουργίας της συχνότητας. Στις σημειώσεις [12] παρουσιάζεται με μεγάλη λεπτομέρεια η μαθηματική μοντελοποίηση ενός σχετικά απλού ηλεκτρικού δικτύου και στην συνέχεια η μαθηματική επίλυση της ροής φορτίου με όλες τις διαθέσιμες μαθηματικές μεθόδους. Στο άρθρο [13] αναλύεται η λογική της μεθόδου της ανάλυσης διαταραχών δικτύων καθώς και τα αναμενόμενα οφέλη από την εφαρμογή της.Η εκτενής αναφορά [14] αναφέρει ανάμεσα σε άλλα, όλα τα διαθέσιμα στοιχεία για τη διεύθυνση ΑΠΕ στο Ελληνικό σύστημα. Στο τεχνικό άρθρο [15] αφού αναφερθεί στην σημασία της ανάλυσης διαταραχών παρουσιάζει ένα παράδειγμα συστήματος ισχύος 6 ζυγών και δίνει πληροφορίες για τις παραβιάσεις και τις αναγκαίες επανορθωτικές δράσεις για την εξάλειψη των παραβιάσεων. Στις σημειώσεις [16] παρουσιάζεται συνοπτικά η ανάλυση των ηλεκτρικών

κυκλωμάτων. Στο άρθρο [17] αναλύονται τα συστήματα SCADA και ο σημαντικός ρόλος που αυτά παίζουν στα σύγχρονα συστήματα ενέργειας. Στην δημοσίευση [18] αναφέρεται στο ρόλο της τριφασικής ροής φορτίου στα σύγχρονα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Στο άρθρο[19] αφού αναλυθεί η ανάγκη ύπαρξης της ανάλυσης διαταραχών δικτύου παρουσιάζεται ένας τρόπος με τον οποίο οι διαταραχές μπορούν να καταταχτούν ανάλογα με τον βαθμό σοβαρότητας τους. Γίνεται αναφορά στους δείκτες (PI) και (APLPI). Στις σημειώσεις [20] γίνεται αναφορά στη μαθηματική επίλυση των Σ.Η.Ε. Στην τεχνική έκθεση [21] γίνεται παρουσίαση των τεχνικών χαρακτηριστικών του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης καθώς και οι σχεδιαζόμενες μελλοντικές επεκτάσεις του δικτύου αυτού. Στο εργαστηριακό μάθημα [22] αναλύονται τα βασικά στοιχεία της λειτουργίας και της ανάλυσης των ΣΗΕ. Στο άρθρο [23] παρουσιάζεται μια μεθοδολογία σύμφωνα με την οποία δίνεται ξεχωριστή βαρύνουσα σημασία στις διαφορές διαταραχές ενός δικτύου. Ειδικότερα παρουσιάζει 2 δείκτες απόδοσης τους (PIV) και (PIF).

Τέλος στο βιβλίο [24] γίνεται ενδελεχής παρουσίαση των τριφασικών δικτύων σε μόνιμη κατάσταση καθώς και η χρήση φασιδεικτών και μιγαδικών αριθμών για την αναπαράσταση ηλεκτρικών μεγεθών. Στο βιβλίο [25] ανάμεσα σε άλλα αναλύει τα τριφασικά συστήματα και κάνει μελέτη ροών φορτίου. Τέλος το βιβλίο [26] παρέχει όλο το αναγκαίο μαθηματικό υπόβαθρο.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

### Ανάλυση διαταραχών και ροής φορτίου

Κατά τη σχεδίαση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι αναγκαίο να διασφαλιστεί η αξιόπιστη και ασφαλής τροφοδότηση των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας ακόμη και στις πιο δυσμενείς συνθήκες λειτουργίας του. Στο κεφάλαιο αυτό περιγράφεται η ανάλυση διαταραχών ως μέθοδος εκτίμησης της αξιοπιστίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και οι τρόποι με τους οποίους υλοποιείται. Παράλληλα, γίνεται σύντομη παρουσίαση του θεωρητικού υποβάθρου της ροής φορτίου η οποία αποτελεί το κύριο εργαλείο προσομοίωσης κατά την ανάλυση διαταραχών.

#### 2.1 Ανάλυση διαταραχών (contingency analysis)

##### 2.1.1. Εισαγωγή

Η ανάλυση διαταραχών είναι μέθοδος προσομοίωσης όλων των πιθανών δυσμενών σεναρίων λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ή αλλιώς μια εφαρμογή σχετικά με την ανάλυση ασφάλειας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενεργείας. Είναι ένα εργαλείο που χρησιμοποιείται τόσο κατά τη διαδικασία σχεδίασης του συστήματος όσο και σε κέντρα έλεγχου της λειτουργίας του. Σε επίπεδο ελέγχου της λειτουργίας, η ανάλυση διαταραχών αποτελεί στοιχείο διαφοροποίησης ενός συστήματος διαχείρισης ενεργείας (EMS) από ένα απλούστερο σύστημα SCADA [17]. Μια διαταραχή είναι μια ανωμαλία στην σωστή λειτουργία ενός δικτύου και μπορεί να προέρχεται από μια απώλεια κάποιας συνιστώσας του δικτύου όπως δηλαδή μια γραμμής μεταφοράς, ή από αστοχία- απώλεια (λόγω σφάλματος) ενός συγκεκριμένου στοιχείου εξοπλισμού όπως ένας μετασχηματιστής ή μια γεννήτρια ή ακόμα και λόγω απότομης μεταβολής στη παραγωγή ενέργειας ή μεταβολή στην κατανάλωση φορτίου.

##### 2.1.2. Ανάλυση διαταραχών

Η ανάλυση διαταραχών στηρίζεται στην προσομοίωση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με την ανάλυση ροής φορτίου, με σκοπό να εντοπιστούν τυχόν παραβιάσεις στις τάσεις των ζυγών ή υπερφορτίσεις των γραμμών μεταφοράς του συστήματος και να υπολογιστούν οι πιθανές συνέπειες τους. Για τους μηχανικούς που ασχολούνται με την ασφάλεια



δικτύων, η ανάλυση διαταραχών είναι κυρίως ένα εργαλείο αναζητήσεως των αδυναμιών του δικτύου.

Στο άρθρο [15] αναφέρεται ότι οι δυο πλέον κοινοί τύποι διαταραχών είναι οι διαταραχές γραμμών και οι διαταραχές γεννητριών οι οποίες με την σειρά τους οδηγούν σε δυο γενικούς τύπους παραβιάσεων.

- *Παραβίαση χαμηλής/υψηλής τάσης στους ζυγούς* . Αυτή η παραβίαση αναφέρεται στους ζυγούς και όπως γίνεται αντιληπτό σχετίζεται με την πτώση της τάσης κάτω από ένα όριο. Ανάλογα με τους κανονισμούς που διέπουν τη λειτουργία κάθε συστήματος, η τάση πρέπει να κυμαίνεται μεταξύ ενός κατώτατου και ενός ανώτατου ορίου της τάσης αναφοράς. Στην περίπτωση της Ελλάδας, το κατώτατο και ανώτατο όριο κανονικής λειτουργίας είναι 90% και 110% της ονομαστικής τάσης, αντίστοιχα. Όταν η τάση σε ένα ζυγό πέσει κάτω από το 90% θεωρείται υπόταση ενώ αντίθετα πάνω από 110% θεωρείται υπέρταση. Όπως είναι γνωστό υπάρχει συσχέτιση της άεργου ισχύος και της μεταβολής της τάσεως σε ένα ζυγό. Συνεπώς σε καταστάσεις υπότασης διοχετεύεται άεργος ισχύς στον ζυγό με σκοπό την αύξηση της τάσης. Σε αντίθετη περίπτωση όπου υπάρχει υπέρταση άεργος ισχύς καταναλώνεται από τον ζυγό με σκοπό την εξομάλυνση της τιμής της τάσης.
- *Παραβίαση ορίων φόρτισης των γραμμών*. Αυτού του είδους η παράβαση εμφανίζεται όταν η ισχύς που διαρρέει μία γραμμή (εκφραζόμενη συνήθως σε MVA, δηλαδή φαινόμενη ισχύς) ξεπεράσει τα ονομαστικά της όρια. Αυτό το φαινόμενο παρουσιάζεται όταν υπάρχει αύξηση στο πλάτος του ρεύματος το οποίο ρέει σε αυτή τη γραμμή.

Όπως προκύπτει από τη σχετική τεχνική βιβλιογραφία, οι συνέπειες μιας διαταραχής μπορούν να συνεπάγονται τα εξής προβλήματα.

- *Κανένα*. Είναι η περίπτωση όπου το σύστημα έχει εξισορροπηθεί εκ νέου μετά την διαταραχή χωρίς να εμφανίζονται υπερφορτίσεις.
- *Σοβαρό*. Είναι η περίπτωση όπου αρκετά στοιχεία όπως γραμμές και μετασχηματιστές έχουν υπερφορτίσει και υπάρχει κίνδυνος μόνιμης βλάβης
- *Κρίσιμο*. Είναι η κατάσταση όπου το σύστημα έχει γίνει ασταθές και είναι άμεσο το ενδεχόμενο της κατάρρευσης.

Η επικρατούσα αρχή σχεδίασης όσον αφορά τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι το κάθε σύστημα πρέπει να μπορεί να ανταπεξέλθει την απώλεια ενός στοιχείου (π.χ. μια γραμμή) και αυτομάτως να μπορεί να επανέλθει σε λειτουργική κατάσταση. Σε μια τέτοια περίπτωση λέγεται ότι το σύστημα λειτουργεί σε ασφαλή κατάσταση. Σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο τα διάφορα εξαρτήματα του παρακολουθούνται από τους ηλεκτρονόμους προστασίας. Οι ηλεκτρονόμοι προστασίας είναι εκείνες οι συσκευές οι οποίες αναλαμβάνουν τη συνεχή επιτήρηση ενός ηλεκτρικού μεγέθους σε ένα τμήμα του ηλεκτρικού συστήματος.

Σε περίπτωση που περισσότερα από ένα εξαρτήματα υπερφορτίσουν εξαιτίας μιας διαταραχής τότε αυτά τα εξαρτήματα μπορεί να τεθούν εκτός λειτουργίας με αποτέλεσμα την μερική ή ολική κατάρρευση του συστήματος. Αυτό το φαινόμενο είναι γνωστό ως blackout. Επιπλέον υπάρχουν περιπτώσεις όπου η απώλεια μιας γραμμής μεταφοράς συνεπάγεται ότι οι υπόλοιπες γραμμές θα αναλάβουν επιπλέον την μεταφορά και του φορτίου της γραμμής αυτής. Αυτό βεβαία μπορεί να οδηγήσει την υπερφόρτιση μιας άλλης γραμμής την αποσύνδεσή της και την υπερφόρτιση των εναπομεινάντων γραμμών. Αυτό το φαινόμενο της διαδοχικά μη ελεγχόμενης απώλειας στοιχείων είναι γνωστό ως cascading outages (διαδοχικές απώλειες).

Όπως έχει αναλυθεί σε διάφορα τεχνικά βιβλία οι 4 καταστάσεις λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι εξής

- *Βέλτιστη λειτουργία*, όπου σε αυτή την κατάσταση το σύστημα λειτουργεί πριν την εκδήλωση διαταραχής, αλλά μπορεί να μην είναι ασφαλής.
- *Μετά την διαταραχή*, όπου στο σύστημα πλέον έχει εκδηλωθεί η διαταραχή και είναι πιθανό να υπάρχει έκτροπη από τα αποδεκτά όρια τόσο όσον αφορά την ροή σε κάποια γραμμή ή σε κάποιο μετασχηματιστή, ή ακόμη και όσο αφορά την τάση ενός ζυγού.
- *Ασφαλής λειτουργία* όπου στο σύστημα έχουν γίνει διορθώσεις των παραμέτρων έτσι ώστε να αντιμετωπιστούν εκτροπές από τα επιθυμητά όρια.
- *Ασφαλής μετά την εκδήλωση διαταραχής* όπου η διαταραχή έχει εκδηλωθεί εφόσον όμως έχουν εφαρμοστεί διορθώσεις στις συνθήκες λειτουργίας του δικτύου.

Στο άρθρο [13] έχει αναφερθεί ότι η ανάλυση διαταραχών είναι ένα εργαλείο το οποίο αναλύει διάφορα προβλήματα και ασταθείς καταστάσεις, αναγνωρίζει κρίσιμες διαταραχές με

συνέπεια να είναι δυνατό να τοποθετηθούν λειτουργικοί περιορισμοί και να προγραμματιστούν επιδιορθωτικές κινήσεις σε περίπτωση εμφάνισης αυτών των διαταραχών. Εκτός αυτού βέβαια υπάρχει και άλλη μια ιδιότητα που αφορά την φάση του σχεδιασμού, όπου μπορεί το εργαλείο αυτό, να χρησιμοποιηθεί για την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος σε περίπτωση προγραμματισμένης απόσυρσης συσκευών που απαρτίζουν το δίκτυο για λογούς προληπτικής συντηρήσεως. Με αυτό τον τρόπο γίνεται αξιολόγηση των αποτελεσμάτων που έχουν οι αποσύρσεις διαφόρων συσκευών συναρτήσει των μελλοντικών λειτουργικών καταστάσεων με απώτερο στόχο την επίτευξη του χαμηλότερου ρίσκου.

### 2.1.3. Μέθοδοι ταξινόμησης διαταραχών

#### 2.1.3.1 Δείκτες απόδοσης (Performance Indexes - PI)

Γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι εφόσον τα σύγχρονα δίκτυα ηλεκτρισμού είναι ιδιαίτερα μεγάλα και πολύπλοκα η διαδικασία της ανάλυσης διαταραχών μπορεί να γίνει ιδιαίτερα απαιτητική και επίπονη. Για την καλύτερη και ευκολότερη ταξινόμηση των διαταραχών βάσει των επιδράσεων που έχουν στο σύστημα, έχουν δημιουργηθεί κάποιοι δείκτες που γενικά χωρίζονται σε 2 κατηγορίες. Η πρώτη κατηγορία δεικτών είναι οι δείκτες απόδοσης performance index (PI). Σύμφωνα με αυτή τη μέθοδο ένας δείκτης απόδοσης χρησιμοποιείται με σκοπό να ποσοτικοποιηθεί η επίπτωση κάθε διαταραχής στο σύστημα μετρώντας τις τιμές του PI και κατατάσσοντας τις ανάλογα. Η άλλη μέθοδος η οποία είναι και η λιγότερη χρησιμοποιούμενη είναι αυτή της μεθόδου της διαλογής όπου χρησιμοποιούνται αναλύσεις ροής φορτίου με σκοπό οι λιγότερο κρίσιμες διαταραχές να απαλειφθούν. Όπως θα παρουσιαστεί και στη συνέχεια της εργασίας αυτής οι μέθοδοι του PI δεν έχουν ένα συγκριμένο τύπο και παίρνουν διάφορες μορφές ανάλογα με τις παραμέτρους που παίρνονται υπόψη από τους μηχανικούς αναλυτές ενός συστήματος. Γενικά οι δείκτες αποδόσεως αποτελούν μια μεθοδολογία που δίνει με μετρήσιμο τρόπο την απόκλιση που μπορεί να έχει από καθορισμένες τιμές, μια ροή γραμμής ή μια τάση ζυγού.

Στη συνέχεια περιγράφεται αναλυτικότερα ένας δείκτης ποσοτικοποίησης της ροής ενεργού ισχύος σε μια γραμμή (active power line performance index - APLPI). Στο άρθρο[19] γίνεται αναφορά στο δείκτη APLPI του οποίου ο τύπος είναι ο ακόλουθος:

$$APLPI = \sum_{i=1}^{NL} W_{pi} \left( \frac{P_{ipc}}{P_{iLim}} \right)^{2m}$$

Όπου τα σύμβολα έχουν τις εξής σημασίες:

$P_{irc}$  =μετά την διαταραχή, ροή ενεργού ισχύος στη γραμμή  $i$

$P_{iLim}$ =το όριο της ροήςενεργού ισχύοςστη γραμμή $i$

$W_{pi}$ = ο συντελεστήςβαρύτητας της ροήςενεργού ισχύος στη γραμμή $i$

$NL$ = αριθμός γραμμών

$m$ = θετικός ακέραιος

Ο τύπος αυτός πρακτικά παρουσιάζει τον λόγο της συσσώρευσης της ροής μετά την διαταραχή προς το όριο της γραμμής. Φυσικά η οποιαδήποτε γραμμή η οποία βρίσκεται σε υπερφόρτιση θα έχει ως αποτέλεσμα ένα κλάσμα μεγαλύτερο της μονάδας. Αυτό έχει άμεση συνέπεια την αύξηση του δείκτη APLPI, και έτσι ξεχωρίζουν οι γραμμές οι οποίες χρήζουν ιδιαίτερης προσοχής. Η μέθοδος αυτή απαιτεί να γίνεται ανάλυση ροής φορτίου AC ώστε να υπολογίζονται οι ροές γραμμών και οι τάσεις ζυγών μετά από κάθε διαταραχή.

Υπάρχουν περιπτώσεις όπου πολλές γραμμές μπορεί να λειτουργούν κοντά στο όριο τους αλλά όχι να το ξεπερνούν έτσι ώστε το δείκτης APLPI να αυξάνει ενώ στην περίπτωση εκείνη όπου μόνο μια γραμμή βρίσκεται όντως σε υπερφόρτιση να έχει ένα μικρό αριθμό APLPI. Αυτό το γεγονός συμβαίνει όταν ο εκθέτης  $m$  έχει μικρές τιμές και οδηγεί σοβαρές διαταραχές να παρουσιάζονται ως μη σοβαρές και το αντίθετο. Αυτό το λάθος είναι γνωστό με τον όρο *masking* και αντιμετωπίζεται θέτοντας μεγαλύτερες τιμές από 2 στον εκθέτη  $m$ . Αυτή η μέθοδος οδηγεί στη δημιουργία ενός πίνακα όπου οι σοβαρότερες διαταραχές εμφανίζονται στην κορυφή του πίνακα ενώ οι ηπιότερες τοποθετούνται προς το τέλος.

### 2.1.3.2. Συντελεστές ευαισθησίας (sensitivity factors)

Ένας άλλος τρόπος αξιολόγησης της κρισιμότητας μιας διαταραχής είναι η χρήση συντελεστών ευαισθησίας. Αυτοί οι συντελεστές προσφέρουν ένα εύκολο τρόπο για να γίνει ένας γρήγορος υπολογισμός των πιθανών υπερφορτίσεων. Οι συντελεστές ευαισθησίας δείχνουν την κατά προσέγγιση μεταβολή στις ροές των γραμμών που οφείλονται σε αλλαγές της παράγωγης του δικτύου. Σύμφωνα με την μεταπτυχιακή εργασία [8] οι συντελεστές αυτοί χωρίζονται σε 2 κατηγορίες όπου οι μεν πρώτοι ονομάζονται συντελεστές μετατόπισης

### ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΠΟ ΤΗΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΣΕ ΣΗΕ

παράγωγης (*generation shift factors*) και οι δεύτεροι συντελεστές κατανομής διακοπών γραμμής (*line outage distribution factors*).

Οι συντελεστές μετατόπισης παράγωγης ορίζονται από την επομένη σχέση:

$$a_{li} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_i}$$

Όπου τα σύμβολα έχουν τις εξής σημασίες:

$l$  = δείκτης γραμμής

$i$  = δείκτης ζυγού

$\Delta f_l$  = μεταβολή σε MW ροής φορτίου στη γραμμή  $l$  όταν συμβαίνει μεταβολή στην παραγωγή κατά  $\Delta P_i$  στο ζυγό  $i$

$\Delta P_i$  = μεταβολή στη παραγωγή στον ζυγό  $i$

Ο δείκτης  $a_{li}$  δεν είναι τίποτα άλλο παρά η ευαισθησία της γραμμής  $l$  στην αλλαγή της παράγωγης στο ζυγό  $i$ . Η ροή ισχύος μιας γραμμής  $l$  μετά από μια διαταραχή, μπορεί να συγκριθεί με το όριο της και αυτές οι γραμμές που ξεπερνούν τα όρια τους σημειώνονται ως βρισκόμενες σε κίνδυνο. Συνεπώς οι συντελεστές μετατόπισης παράγωγης είναι μια γραμμική σχέση της μεταβολής σε μια γραμμή σε σχέση με την αλλαγή ισχύος σε ένα ζυγό.

Οι συντελεστές κατανομής διακοπών γραμμής έχουν παρόμοια λογική μόνο που χρησιμοποιούνται για τον εντοπισμό υπερτάσεων όταν κάποια γραμμή του δικτύου βγαίνει εκτός λειτουργίας. Ο τύπος των συντελεστών αυτών είναι ο εξής:

$$d_{lk} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0}$$

Όπου τα σύμβολα έχουν τις εξής σημασίες:

$d_{lk}$  = συντελεστής κατανομής διακοπών γραμμής όταν παρακολουθείται η γραμμή  $l$  μετά από μια διακοπή στη γραμμή  $k$

$\Delta f_l$  = μεταβολή σε MW στη γραμμή  $l$

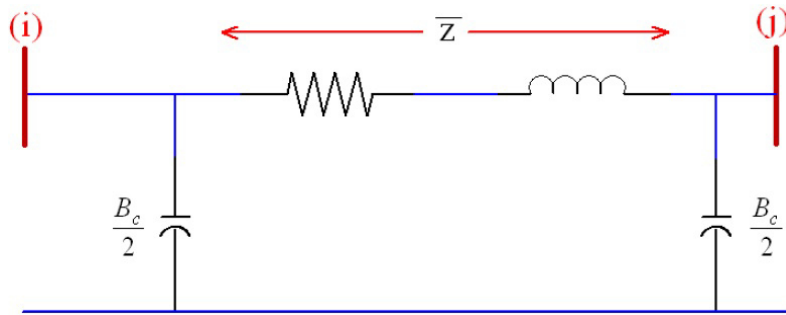
$f_k^0$  = αρχική ροή στη γραμμή  $k$ , πριν αυτή διακοπεί.

## 2.2 Ανάλυση ροής φορτίου

Το θεωρητικό υπόβαθρο της ανάλυσης ροής φορτίων-ισχύος είναι αρκετά περίπλοκο καθώς αφορά την επίλυση μη γραμμικών εξισώσεων σε ένα πλήθος γραμμών, τα μεγέθη των οποίων εκφράζονται με μιγαδικούς αριθμούς. Στο τμήμα του κεφαλαίου αυτού έχει γίνει κάθε προσπάθεια για να παρουσιαστεί μεν αυτή η μαθηματική μέθοδος, επικεντρωμένη όμως δε στα βασικά σημεία της και με ένα συνοπτικότερο τρόπο. Ο λόγος που δεν πραγματοποιείται εκτενής περιγραφή είναι ότι η επίλυση πραγματοποιείται με τη χρήση κατάλληλου λογισμικού (Nerplan) το οποίο επιλέχθηκε για την ανάλυση διαταραχών στην παρούσα διπλωματική. Η μέθοδος παρουσιάζεται εκτενώς στην τεχνική βιβλιογραφία και υπάρχει πλήθος σχετικών αναφορών με μεγαλύτερη ανάλυση του θέματος. Ενδεικτικά, για μια σύντομη ανάλυση των ηλεκτρικών κυκλωμάτων προτείνονται οι σημειώσεις μαθήματος [16]. Για μια όμως εις βάθος κατανόηση των ηλεκτρικών εννοιών που παρουσιάζονται σε αυτό το κεφάλαιο ο αναγνώστης μπορεί να μελετήσει τα βιβλία [24] και [25]

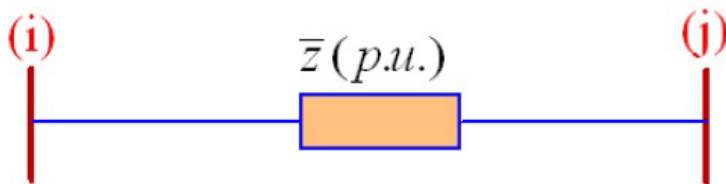
Η ανάλυση ροών φορτίου αποτελεί μια ανάλυση και υπολογισμό τόσο των τάσεων όσο και των γωνιών σε όλους τους ζυγούς καθώς και των ροών ενεργού και άεργου ισχύος σε όλες τις γραμμές ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα υπό εξέταση σύστημα πρέπει να βρίσκεται σε μόνιμη κατάσταση λειτουργίας (steady state). Με τον όρο αυτό εννοείται ότι οι μεταβλητές (που ονομάζονται και μεταβλητές κατάστασης), οι οποίες καθορίζουν τη συμπεριφορά του συστήματος ή της διαδικασίας είναι αμετάβλητες στο χρόνο.

Σε μια βασική του μορφή ένα ηλεκτρικό σύστημα αποτελείται από i) σύγχρονες γεννήτριες, ii) μετασχηματιστές, iii) φορτία και iv) γραμμές μεταφοράς. Σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας επίσης χρησιμοποιούνται εγκάρσιες αντισταθμίσεις είτε για να παράγουν άεργο ισχύ (πυκνωτές) είτε για να απορροφούν (επαγωγικές αντιδράσεις). Γενικά τα φορτία παρουσιάζονται σαν φορτία σταθερής ισχύος. Μια γραμμή μεταφοράς μεσαίου μήκους αναπαρίσταται με το λεγόμενο ισοδύναμο της μοντέλο 'π' όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 1. Με τον όρο  $\bar{z}$  εκφράζεται η εν σειρά σύνθετη αντίσταση της γραμμής ενώ ο όρος  $B_c$  εκφράζει την ολική χωρητική αντίδραση.

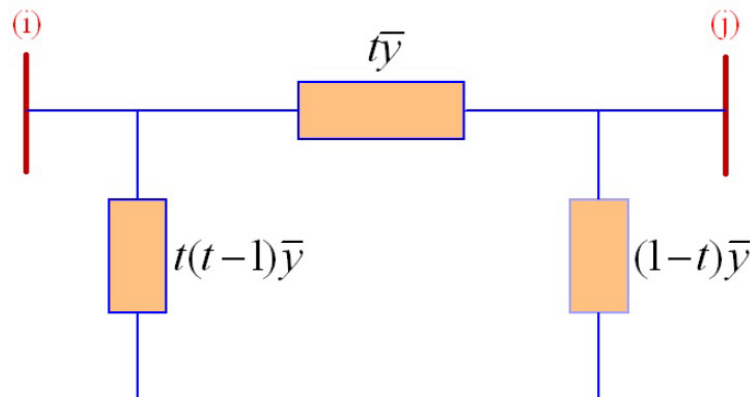


**Σχήμα 1** μοντέλο ‘π’ γραμμής η οποία βρίσκεται μεταξύ των ζυγών  $i$  και  $j$ .  
**Πηγή** [12]

Ένας μετασχηματιστής 2 τυλιγμάτων ο οποίος βρίσκεται μεταξύ 2 ζυγών  $i$  και  $j$  σχήμα  $\chi$ , παριστάνεται με την ανά μονάδα σύνθετη αντίσταση του, αντίδραση σκέδασης  $\bar{z}$ . Στο σχήμα 2 ο λόγος μετασχηματισμού τάσης πρωτεύοντος /δευτερεύοντος (tap ratio) είναι 1:1, ενώ για έναν μετασχηματιστή με λόγο μετασχηματισμού τάσεων 1:t που ρυθμίζεται με tap το ισοδύναμο κύκλωμα φαίνεται στο σχήμα 3. Η μεταβλητή  $\bar{y}$  είναι η ανά μονάδα σύνθετη αγωγιμότητα του μετασχηματιστή, ενώ η μεταβλητή  $t$  είναι πραγματική και αναφέρεται στο βήμα ρύθμισης του tap.



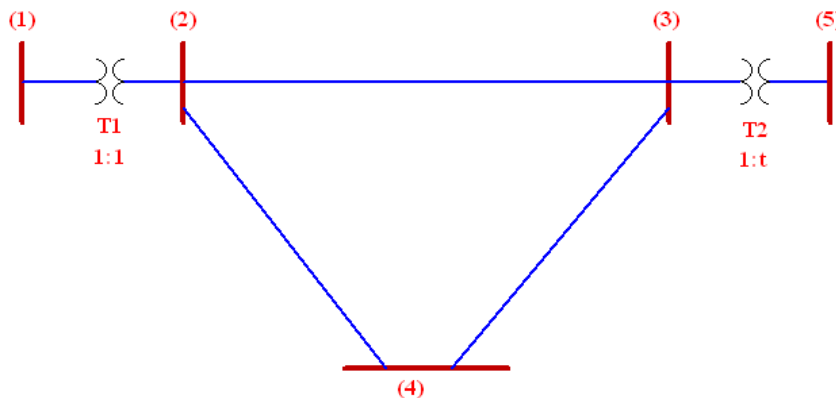
**Σχήμα 2** ισοδύναμο κύκλωμα ενός μετασχηματιστή 2 περιελίξεων  
**Πηγή** [12]



**Σχήμα 3** ισοδύναμο κύκλωμα ενός μετασχηματιστή με λόγο μετασχηματισμού 1:t που ρυθμίζεται με tap  
**Πηγή** [12]

**2.2.1 Διαμόρφωση του πίνακα αγωγιμοτήτων ενός δικτύου (bus admittance matrix  $\bar{Y}_{BUS}$ ).**  
[12][22][4][26][3]

Ο πίνακας αγωγιμοτήτων είναι βασική συνιστώσα των εξισώσεων που επιλύονται στην ανάλυση ροής φορτίου. Για την κατανόηση του τρόπου με τον οποίο δημιουργείται ο πίνακας αυτός θα παρουσιαστεί ένα παράδειγμα εφαρμογής σε ένα δίκτυο 5 ζυγών σχήμα 4. Το ισοδύναμο αυτού του δικτύου παρουσιάζεται στο σχήμα 5 όπου οι μετασχηματιστές αναπαριστώνται με τα ισοδύναμα τους μοντέλα ‘π’ και οι γραμμές με τις αντίστοιχες σύνθετες αγωγιμότητες τους. Στο σχήμα 5 το  $\bar{I}_\kappa$ ,  $\kappa=1,2,3,4,5$  είναι τα εγχεόμενα ρεύματα στον ζυγό κ. Η ποσότητα  $\bar{y}_{ij}$  δηλώνει την σύνθετη αγωγιμότητα της γραμμής i-j ενώ η ποσότητα  $\bar{y}_{ijs}$  δηλώνει το  $\frac{1}{2}$  της χωρητικής αντίδρασης της γραμμής i-j. Με την εφαρμογή του κανόνα ρευμάτων του Kirchhoff βρίσκεται ότι:



**Σχήμα 4** κύκλωμα 5 ζυγών και 2 μετασχηματιστών με διαφορετικούς λόγους μετασχηματισμού  
**Πηγή** [nptel]

$$\bar{I}_1 = \bar{y}_{T1} (\bar{V}_1 - \bar{V}_2) = \bar{y}_{T1} \bar{V}_1 - \bar{y}_{T1} \bar{V}_2 \quad (2.1)$$

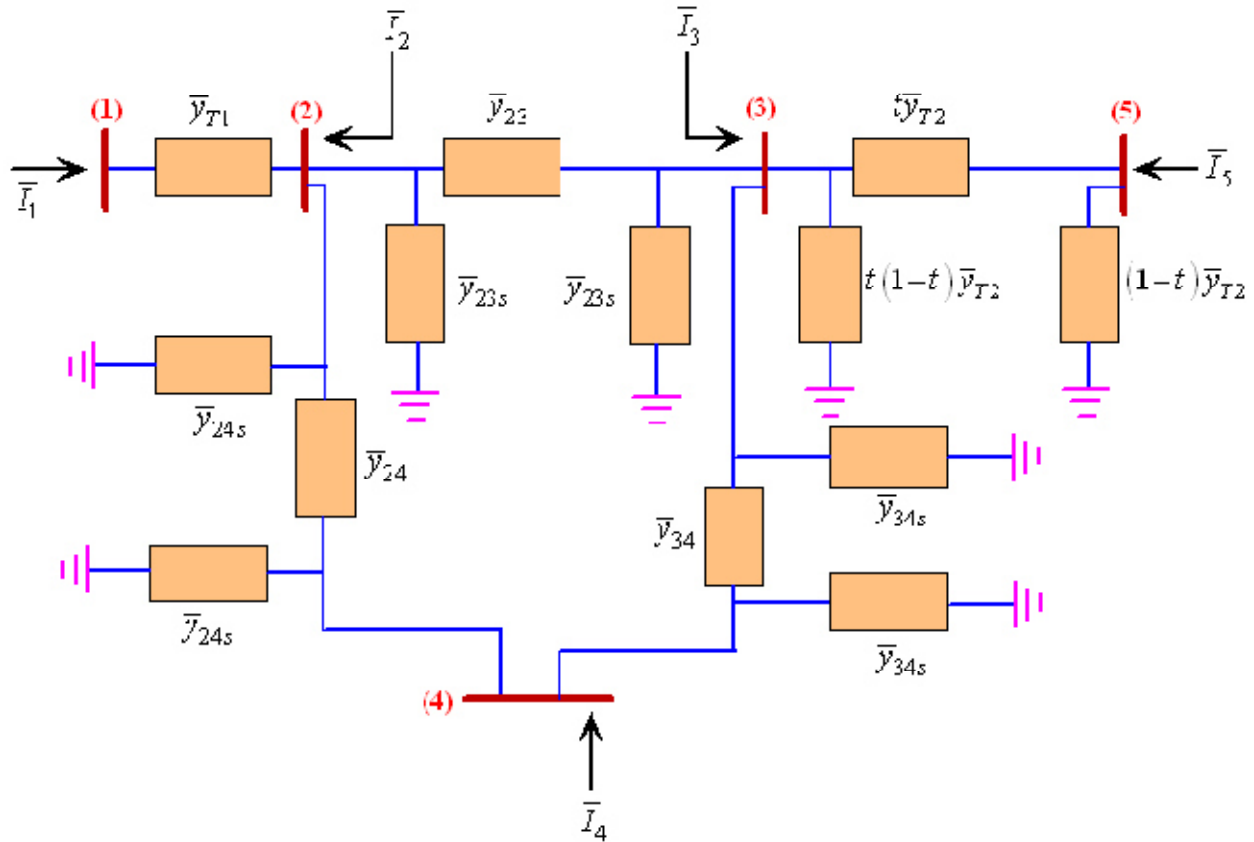
$$\begin{aligned} \bar{I}_2 = & \bar{y}_{T1} (\bar{V}_2 - \bar{V}_1) + \bar{V}_2 \bar{y}_{23s} + (\bar{V}_2 - \bar{V}_3) \bar{y}_{23} + \bar{V}_2 \bar{y}_{24s} + (\bar{V}_2 - \bar{V}_4) \bar{y}_{24} = \\ & -\bar{y}_{T1} \bar{V}_1 + (\bar{y}_{T1} + \bar{y}_{23s} + \bar{y}_{23} + \bar{y}_{24s} + \bar{y}_{24}) \bar{V}_2 - \bar{y}_{23} \bar{V}_3 - \bar{y}_{24} \bar{V}_4 \quad (2.2) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{I}_3 = & (\bar{V}_3 - \bar{V}_2) \bar{y}_{23} + \bar{V}_3 \bar{y}_{23s} + (\bar{V}_3 - \bar{V}_5) t \bar{y}_{T2} + t (t-1) \bar{y}_{T2} \bar{V}_3 + (\bar{V}_3 - \bar{V}_4) \bar{y}_{34} + \bar{V}_3 \bar{y}_{34s} = \\ & = -\bar{V}_2 \bar{y}_{23} + \{ \bar{y}_{23} + \bar{y}_{23s} + t \bar{y}_{T2} + t (t-1) \bar{y}_{T2} + \bar{y}_{34} + \bar{y}_{34s} \} \bar{V}_3 - \bar{y}_{34} \bar{V}_4 - t \bar{y}_{T2} \bar{V}_5 \quad (2.3) \end{aligned}$$



$$\begin{aligned} \bar{I}_4 &= (\bar{V}_4 - \bar{V}_2)\bar{y}_{24} + \bar{y}_{24s}\bar{V}_4 + (\bar{V}_4 - \bar{V}_3)\bar{y}_{34} + \bar{y}_{34s}\bar{V}_4 = \\ &= -\bar{V}_2\bar{y}_{24} - \bar{V}_3\bar{y}_{34} + (\bar{y}_{24} + \bar{y}_{24s} + \bar{y}_{34} + \bar{y}_{34s})\bar{V}_4 \end{aligned} \quad (2.4)$$

$$\bar{I}_5 = (\bar{V}_5 - \bar{V}_3)t\bar{y}_{T2} + (1-t)\bar{y}_{T2}\bar{V}_5 = -\bar{V}_3t\bar{y}_{T2} + \{t\bar{y}_{T2} + (1-t)\bar{y}_{T2}\}\bar{V}_5 \quad (2.5)$$



Σχήμα5 ισοδύναμο κύκλωμα του σχήματος χ.  
Πηγή[12]

Οι σχέσεις(2.1) – (2.5) μπορούν να γράφουν σε μορφή πινάκων ως εξής:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \\ \bar{I}_4 \\ \bar{I}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \bar{Y}_{13} & \bar{Y}_{14} & \bar{Y}_{15} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \bar{Y}_{23} & \bar{Y}_{24} & \bar{Y}_{25} \\ \bar{Y}_{31} & \bar{Y}_{32} & \bar{Y}_{33} & \bar{Y}_{34} & \bar{Y}_{35} \\ \bar{Y}_{41} & \bar{Y}_{42} & \bar{Y}_{43} & \bar{Y}_{44} & \bar{Y}_{45} \\ \bar{Y}_{51} & \bar{Y}_{52} & \bar{Y}_{53} & \bar{Y}_{54} & \bar{Y}_{55} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \bar{V}_4 \\ \bar{V}_5 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

### ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΠΟ ΤΗΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΣΕ ΣΗΕ

Στον πίνακα 1 με τα σύμβολα  $\bar{Y}$  είναι:

$\bar{Y}_{11} = \bar{y}_{T1}$	$\bar{Y}_{12} = -\bar{y}_{T1}$	$\bar{Y}_{13} = 0$	$\bar{Y}_{14} = 0$	$\bar{Y}_{15} = 0$
$\bar{Y}_{21} = -\bar{y}_{T1}$	$\bar{Y}_{22} = \bar{y}_{T1} + \bar{y}_{23s} + \bar{y}_{23} + \bar{y}_{24s} + \bar{y}_{24}$	$\bar{Y}_{23} = -\bar{y}_{23}$	$\bar{Y}_{24} = -\bar{y}_{24}$	$\bar{Y}_{25} = 0$
$\bar{Y}_{31} = 0$	$\bar{Y}_{32} = -\bar{y}_{23}$	$\bar{Y}_{33} = \bar{y}_{23} + \bar{y}_{23s} + t\bar{y}_{T2} + t(t-1)\bar{y}_{T2} + \bar{y}_{34} + \bar{y}_{34s}$	$\bar{Y}_{34} = -\bar{y}_{34}$	$\bar{Y}_{35} = -t\bar{y}_{T2}$
$\bar{Y}_{41} = 0$	$\bar{Y}_{42} = -\bar{y}_{24}$	$\bar{Y}_{43} = -\bar{y}_{34}$	$\bar{Y}_{44} = \bar{y}_{24} + \bar{y}_{24s} + \bar{y}_{34} + \bar{y}_{34s}$	$\bar{Y}_{45} = 0$
$\bar{Y}_{51} = 0$	$\bar{Y}_{52} = 0$	$\bar{Y}_{53} = -t\bar{y}_{T2}$	$\bar{Y}_{54} = 0$	$\bar{Y}_{55} = t\bar{y}_{T2} + (1-t)\bar{y}_{T2}$

**Πίνακας 1** επεξήγηση συμβόλων  $\bar{Y}$

Η σχέση (2.6) μπορεί να γραφεί ως :

$$\bar{\mathbf{I}}_{\text{BUS}} = \bar{\mathbf{Y}}_{\text{BUS}} \bar{\mathbf{V}}_{\text{BUS}} \quad (2.7)$$

Όπου

$\bar{\mathbf{I}}_{\text{BUS}} = [\bar{I}_1 \quad \bar{I}_2 \quad \bar{I}_3 \quad \bar{I}_4 \quad \bar{I}_5]^T (5 \times 1)$  και είναι το διάνυσμα του ζυγού των εγχεόμενων ρευμάτων

$\bar{\mathbf{V}}_{\text{BUS}} = [\bar{V}_1 \quad \bar{V}_2 \quad \bar{V}_3 \quad \bar{V}_4 \quad \bar{V}_5]^T (5 \times 1)$  και είναι το διάνυσμα του ζυγού των τάσεων

$\bar{\mathbf{Y}}_{\text{BUS}} = (5 \times 5)$  ο ζυγός των αγωγιμοτήτων (bus admittance matrix)

Αυτό που παρατηρείται είναι ότι τα διαγώνια στοιχεία του πίνακα αντιστοιχούν στο άθροισμα των αγωγιμοτήτων που καταλήγουν στο αντίστοιχο ζυγό. Επίσης ο πίνακας  $\bar{\mathbf{Y}}_{\text{BUS}}$  είναι συμμετρικός και περιέχει πολλά μηδενικά στοιχεία. Οι ιδιότητες αυτές ισχύουν γενικά και όχι μόνο για το παράδειγμα που χρησιμοποιήθηκε και συνεπώς μπορεί να κατασκευαστεί πίνακας για οποιοδήποτε δίκτυο χωρίς να είναι αναγκαία η κατάστρωση των εξισώσεων των κόμβων. Με αυτή τη λογική η εξίσωση (2.7) ισχύει για ένα οποιαδήποτε σύστημα  $n \times n$  ζυγών.

### 2.2.2. Βασικές εξισώσεις ροής φορτίου[12] [22][4][26][3]

Για ένα σύστημα  $n \times n$  ζυγών η σχέση (2.6) μπορεί να γίνει:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \\ \vdots \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \dots & \bar{Y}_{1n} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \dots & \bar{Y}_{2n} \\ \bar{Y}_{31} & \bar{Y}_{32} & \dots & \bar{Y}_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Y}_{n1} & \bar{Y}_{n2} & \dots & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \\ \vdots \\ \bar{V}_n \end{bmatrix}$$

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \quad (2.8)$$

Ο τύπος της μιγαδικής ισχύος που εγγέεται στο ζυγό  $i$  δίνεται από την εξής σχέση:

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^*, \quad \bar{I}_i^* = |I| e^{-j\angle I}$$

Όπου ισχύουν οι ακόλουθες σχέσεις

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\theta_i}, \bar{V}_j = V_j e^{j\theta_j}, \bar{Y}_{ij} = Y_{ij} e^{ja_{ij}}$$

Συνεπάγεται ότι

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = V_i e^{j\theta_i} \left[ \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j e^{j(\theta_j + a_{ij})} \right]^*$$

Τώρα μετασχηματίζοντας την τελευταία σχέση έχουμε

$$P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad (2.9)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad (2.10)$$

Οι δυο εξισώσεις (2.9) και (2.10) είναι οι βασικές εξισώσεις της ροής φορτίου. Όπως φαίνεται ενώ για ένα σύστημα με  $i^{\text{th}}$  ζυγούς υπάρχουν 2 εξισώσεις συνεπώς για ένα σύστημα με  $n$  αριθμό ζυγών τότε θα υπάρχουν  $2n$  εξισώσεις. Από τις εξισώσεις αυτές φαίνεται ότι υπάρχουν 4 μεταβλητές ( $V_i, \theta_i, P_i, Q_i$ ) και άρα για ένα σύστημα με  $n$  ζυγούς θα υπάρχουν  $4n$  μεταβλητές. Εφόσον όμως υπάρχουν μόνο  $2n$  εξισώσεις πρέπει  $2n$  μεταβλητές να ορισθούν και  $2n$

### ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΠΟ ΤΗΝ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΣΕ ΣΗΕ

μεταβλητές να βρεθούν μετά από την λύση των  $2n$  εξισώσεων. Σε αυτό το σημείο πρέπει να γίνει αναφορά στα 3 διαφορετικά είδη ζυγών που υπάρχουν και είναι τα εξής

- Ζυγός φορτίου (PQ bus) σε αυτούς τους ζυγούς τα φορτία είναι συνδεδεμένα και επειδή τα φορτία είναι γνωστά τα  $P_i, Q_i$  είναι ορισμένα ενώ τα  $V_i, \theta_i$  πρέπει να βρεθούν.
- Ζυγοί παραγωγής (PV bus) είναι οι ζυγοί των γεννητριών και σε αυτούς τους ζυγούς είναι ορισμένα τα  $P_i, V_i$  και άγνωστα τα  $Q_i$  και  $\theta_i$ .
- Ζυγός αναφοράς (slack bus) συνήθως η μεγαλύτερη γεννήτρια του συστήματος συνδέεται με τον ζυγό αυτό και είναι ορισμένα τα  $V_i, \theta_i$  και άγνωστα τα  $P_i, Q_i$ .

Ο πίνακας 2 που ακολουθεί παρουσιάζει τα είδη των ζυγών και την σχέση τους με τις μεταβλητές ενός συστήματος.

Τύπος	Συνολικός αριθμός ζυγών	Καθορισμένη ποσότητα	Ποσότητα που υπολογίζεται κατά την επίλυση
PQ	$n-m$	$P_i, Q_i$	$V_i, \theta_i$
PV	$m-1$	$P_i, V_i$	$Q_i, \theta_i$
Slack	1	$V_i, \theta_i$	$P_i, Q_i$

**Πίνακας 2:** είδη των ζυγών σε ένα σύστημα

Στην ανάλυση ροής φορτίου σε ένα σύστημα με 'n' ζυγούς και 'm' γεννήτριες μόνο οι ποσότητες  $V_i$  και  $\theta_i$  λύνονται απευθείας ( $V_i$  για όλους τους PQ ζυγούς ενώ το  $\theta_i$  τόσο στους ζυγούς PQ όσο και PV.) Αντιθέτως οι ποσότητες  $P_i$  και  $Q_i$  υπολογίζονται μέσω των σχέσεων (2.8) και (2.9). Ως εκ τούτου, σε ένα σύστημα με 'n' ζυγούς και 'm' γεννήτριες, οι άγνωστες ποσότητες είναι οι εξής:  $V_i$  (συνολικά για  $n-m$ ) και  $\theta_i$  συνολικά  $[(n-m)+(m-1) = n-1]$ . Άρα και ο συνολικός αριθμός των άγνωστων ποσοτήτων είναι  $[(n-m)+(n-1)=2n-m-1]$ . Από την άλλη πλευρά, οι καθορισμένες ποσότητες είναι:  $P_i$   $[(n-m)+(m-1)= n-1]$  συνολικά και  $Q_i$   $(n-m)$  συνολικά. Ως εκ τούτου ο συνολικός αριθμός των συγκεκριμένων ποσοτήτων είναι επίσης  $[(n-m)+(n-1)=2n-m-1]$ . Οι σχέσεις (2.8) και (2.9) αποτελούν ένα σετ μη γραμμικών αλγεβρικών εξισώσεων για τις οποίες η λύση προκύπτει με την χρήση ανακυκλικών αλγορίθμων, εκ των οποίων οι πιο συχνά χρησιμοποιούμενες είναι οι:

- Gauss-Seidel
- Newton-Raphson

**2.2.3 Βασικές αρχές αλγοριθμικής μεθόδου Gauss Seidel**[12] [22][4][26][3]

Ας υποτεθεί ότι υπάρχουν οι παρακάτω  $n$  μη γραμμικές αλγεβρικές εξισώσεις  $f$  με τις  $n$  άγνωστες μεταβλητές  $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$

$$\left[ \begin{array}{l} f_1 = (x_1, x_2, x_3 \dots x_n) = 0 \\ f_2 = (x_1, x_2, x_3 \dots x_n) = 0 \\ f_3 = (x_1, x_2, x_3 \dots x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n = (x_1, x_2, x_3 \dots x_n) = 0 \end{array} \right] (2.11)$$

Για τις  $n$  εξισώσεις (2.10) δεν θεωρείται ότι έχουν κάποια συγκεκριμένη μορφή και με μια αλγεβρική μετατροπή μπορούμε να καταλήξουμε στις εξισώσεις (2.12) όπου η μεταβλητή  $x_1$  μπορεί να εκφραστεί σε σχέση με τις υπόλοιπες μεταβλητές. Ομοίως η μεταβλητή  $x_2$  μπορεί να εκφραστεί σε σχέση με τις υπόλοιπες μεταβλητές, και φυσικά το ίδιο γίνεται και για την  $x_n$  και  $n^{\text{th}}$  εξίσωση. Συνεπώς έχουμε

$$\left[ \begin{array}{l} x_1 = g_1(x_2, x_3 \dots x_n) \\ x_2 = g_2(x_1, x_3 \dots x_n) \\ x_3 = g_3(x_1, x_2 \dots x_n) \\ x_k = g_k(x_1, x_2 \dots, x_{k-1}, x_{k+1}, x_n) \\ \vdots \\ x_n = g_n(x_1, x_2 \dots x_{n-1}) \end{array} \right] (2.12)$$

Για να υπολογιστούν οι μεταβλητές  $(x_1, x_2, x_3 \dots x_n)$  από τις εξισώσεις  $g_1, g_2, g_3, \dots, g_n$  θα γίνει μια εκτίμηση για τις πιθανές αρχικές τιμές αυτών των μεταβλητών έστω  $(x_1^0, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0)$ . Να σημειωθεί ότι για τον αλγόριθμο δεν είναι αναγκαία η πρώτη εκτίμηση για τις τιμές  $x_1$  και  $x_n$ . Η λογική του επαναληπτικού αλγορίθμου είναι η εξής: στην πρώτη εξίσωση  $x_1$  θέτουμε τις τιμές που έχουμε υποθέσει δηλαδή  $x_2, x_3 \dots x_n$ . Έτσι υπολογίζεται η τιμή του  $x_1$ . Χρησιμοποιώντας τώρα την τιμή του  $x_1$  που μόλις βρέθηκε μαζί με τις υπόλοιπες αρχικά εκτιμώμενες μεταβλητές  $x_3 \dots x_n$  υπολογίζεται η τιμή του  $x_2$  από την δεύτερη εξίσωση. Με γνωστές τώρα τις τιμές των  $x_1$  και  $x_2$  τις τοποθετούμε στην τρίτη εξίσωση μαζί με τις υπόλοιπες αρχικά εκτιμώμενες τιμές και υπολογίζεται η τιμή του  $x_3$ . Με αυτή την μέθοδο φτάνουμε στην τελευταία εξίσωση όπου και υπολογίζεται και η τιμή του  $x_n$ . Συνεπώς με την πρώτη αυτή ‘επανάληψη’ έχουν υπολογιστεί οι τιμές  $(x_1, x_2, x_3 \dots x_n)$ . Τώρα ο αλγόριθμος για μια σειρά επαναλήψεων λειτουργεί ως εξής:

1. Έστω αριθμός επανάληψης = κ
2. Ανανέωση των μεταβλητών

$$x_1^κ = g_1(x_2^{κ-1}, x_3^{κ-1} \dots x_n^{κ-1})$$

$$x_2^κ = g_2(x_1^κ, x_3^{κ-1} \dots x_n^{κ-1})$$

⋮

$$x_ρ^κ = g_ρ(x_1^κ, x_2^κ \dots x_{ρ-1}^κ, x_{ρ+1}^{κ-1}, \dots x_n^{κ-1})$$

⋮

$$x_n^κ = g_n(x_1^κ, x_2^κ \dots x_{n-1}^κ)$$

3. Υπολογισμός του  $e_i^k = |x_i^k - x_i^{k-1}|$  για όλες τις τιμές  $i=1,2,\dots,n$ . Ποια είναι δηλαδή η διαφορά στην τιμή μιας μεταβλητής μεταξύ δυο διαδοχικών επαναλήψεων.
4. Υπολογισμός του  $e_r = \max(e_1^k, e_2^k, \dots, e_n^k)$  Σε αυτό το βήμα δηλαδή, έστω επανάληψης κ, υπολογίζεται ποια είναι η μέγιστη τιμή μεταξύ όλων των τιμών των μεταβλητών, που αφορά την διάφορα στην τιμή της κάθε μεταβλητής μεταξύ δυο διαδοχικών επαναλήψεων.
5. Εάν  $e_r \leq \epsilon$  (όριο ανοχής) τότε η διαδικασία έχει ολοκληρωθεί και ότι ο αλγόριθμος έχει συγκλίνει. Εάν όχι τότε θέτουμε αριθμό επανάληψης κ+1 και επαναλαμβάνονται τα βήματα 2→5.

Ως παρατήρηση πρέπει να ειπωθεί ότι στο βήμα 2 όταν γίνεται η ανανέωση της μεταβλητής  $x_ρ$  για την επανάληψη κ, για τις τιμές ακριβώς πριν την τιμή  $x_ρ$ , οι πλέον ανανεωμένες τιμές  $x_1, x_2 \dots x_{ρ-1}$ , (τιμές επανάληψης κ) χρησιμοποιούνται. Αντιθέτως για τις τιμές  $x_{ρ+1}, \dots x_n$  (τιμες δηλαδη μετα την τιμη  $x_ρ$ ) χρησιμοποιούνται οι τιμές που αφορούσαν την επανάληψη κ-1. Συνεπώς τα βήματα 3 και 4 υπολογίζουν το μέγιστο απόλυτο λάθος μεταξύ της επανάληψης κ και κ-1. Από την εξίσωση (2.8) έχουμε:

$$\bar{I}_i = \sum_{k=1}^n \bar{Y}_{ik} \bar{V}_k = \bar{Y}_{ii} \bar{V}_i + \sum_{k=1, k \neq i}^n \bar{Y}_{ik} \bar{V}_k$$

$$\text{Συνεπάγεται ότι } \bar{V}_i = \frac{1}{\bar{Y}_{ii}} \left[ \bar{I}_i - \sum_{k=1, k \neq i}^n \bar{Y}_{ik} \bar{V}_k \right]$$

$$\text{Από την σχέση } \bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \text{ συνεπάγεται ότι } \bar{I}_i = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}_i^*}$$

Συνεπώς οδηγούμαστε στην τελική εξίσωση

$$\bar{V}_i = \frac{1}{\bar{Y}_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}_i^*} - \sum_{k=1, k \neq i}^n \bar{Y}_{ik} \bar{V}_k \right] \quad (2.12)$$

Η εξίσωση (2.12) είναι η βασική εξίσωση που χρησιμοποιείται στον αλγόριθμο του Gauss-Seidel. Η λογική της επίλυσης του αλγόριθμου βάση αυτής της εξίσωσης είναι η ίδια με την διαδικασία του αλγορίθμου που αναλύθηκε. Περαιτέρω ανάλυση αυτής της μεθόδου κρίθηκε μη αναγκαία.

#### 2.2.4. Βασικές αρχές αλγοριθμικής μεθόδου Newton-Raphson [12] [22][4][26][3]

Όπως και με την προηγούμενη μέθοδο έτσι και τώρα θα θεωρηθεί ένα σύστημα μη γραμμικών εξισώσεων και θα αναλυθεί ο βασικός τρόπος επίλυσης του με βάση την μέθοδο Newton-Raphson. Έστω οι  $n$  εξισώσεις με τις  $x$  άγνωστες μεταβλητές. Οι ποσότητες  $b_1, b_2, \dots, b_n$  και οι εξισώσεις  $f_1, f_2, \dots, f_n$  θεωρούνται γνωστές.

$$\left. \begin{aligned} f_1(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) &= b_2 \\ f_3(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) &= b_3 \\ &\vdots \\ f_n(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) &= b_n \end{aligned} \right\} (2.13)$$

Ομοίως με πριν έτσι και τώρα γίνεται μια πρώτη εκτίμηση των μεταβλητών και αυτές δηλώνονται ως  $(x_1^0, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0)$ . Επιπλέον το διάνυσμα των μεταβλητών της πρώτης εκτίμησης δηλώνεται ως  $\chi^0 = [x_1^0, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0]^T$ . Εφαρμόζοντας τώρα το ανάπτυγμα Taylor και παραλείποντας τους ανώτερους όρους καταλήγουμε στις ακόλουθες εξισώσεις:

$$\left. \begin{aligned} f_1(x_1^0, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0) + \left( \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Delta\chi_1 + \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \Delta\chi_2 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \Delta\chi_n \right) &= b_1 \\ f_2(x_1^0, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0) + \left( \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \Delta\chi_1 + \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \Delta\chi_2 + \dots + \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \Delta\chi_n \right) &= b_2 \\ &\vdots \\ f_n(x_1^0, x_2^0, x_3^0, \dots, x_n^0) + \left( \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \Delta\chi_1 + \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \Delta\chi_2 + \dots + \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \Delta\chi_n \right) &= b_n \end{aligned} \right\} (2.14)$$

Οι εξισώσεις (2.13) μπορούν να γραφούν και ως εξής:

$$\begin{bmatrix} f_1(\mathbf{x}^0) \\ f_2(\mathbf{x}^0) \\ f_3(\mathbf{x}^0) \\ \vdots \\ f_n(\mathbf{x}^0) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_3}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\chi_1 \\ \Delta\chi_2 \\ \Delta\chi_3 \\ \vdots \\ \Delta\chi_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ \vdots \\ b_n \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Στις εξισώσεις (2.14) ο πίνακας που περιέχει τις μερικούς παραγώγους είναι γνωστός ως Ιακωβιανός πίνακας J. Περιέχει δηλαδή την μερική παράγωγο της  $f_1$  ως προς τις μεταβλητές  $\chi_1$  έως  $\chi_n$ . Στην δεύτερη γραμμή περιέχει την μερική παράγωγο της  $f_2$  ως προς τις μεταβλητές  $\chi_1$  έως  $\chi_n$ , μέχρι την τελευταία γραμμή που αφορά την μερική παραγωγή της  $f_n$  ως προς τις μεταβλητές  $\chi_1$  έως  $\chi_n$ . Τέλος μετά από πολλαπλασιασμό και των δυο μερών με τον πίνακα [J]<sup>-1</sup> οδηγούμαστε στην επόμενη ισότητα όπου  $\Delta m_1 = b_1 - f_1(\mathbf{x}^0)$  κ.ο.κ.

$$\begin{bmatrix} \Delta\chi_1 \\ \Delta\chi_2 \\ \Delta\chi_3 \\ \vdots \\ \Delta\chi_n \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} b_1 - f_1(\mathbf{x}^0) \\ b_2 - f_2(\mathbf{x}^0) \\ b_3 - f_3(\mathbf{x}^0) \\ \vdots \\ b_n - f_n(\mathbf{x}^0) \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta m_1 \\ \Delta m_2 \\ \Delta m_3 \\ \vdots \\ \Delta m_n \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Η εξίσωση (2.16) αποτελεί την βασική εξίσωση για την λύση των n εξισώσεων της εξίσωσης (2.13). Τα βήματα είναι τα εξής:

1. Εκτίμηση διανύσματος  $\chi^0$  και ορισμός επανάληψης  $\kappa = 0$
2. Υπολογισμός του  $f_1(\mathbf{x}^\kappa), f_2(\mathbf{x}^\kappa), \dots, f_n(\mathbf{x}^\kappa)$ , κ.ο.κ
3. Υπολογισμός της διαφοράς  $\Delta m_1, \Delta m_2, \dots, \Delta m_n$ , κ.ο.κ
4. Υπολογισμός της μέγιστης τιμής λάθους  $\max [ |\Delta m_1|, |\Delta m_2|, \dots, |\Delta m_n| ]$
5. Σε περίπτωση που η μέγιστη τιμή των λαθών είναι μικρότερη από ένα όριο τότε η λύση είναι το διάνυσμα  $\chi^\kappa$
6. Στην αντίθετη περίπτωση τότε υπολογίζεται αναλυτικά ο Ιακωβιανός πίνακας για  $\chi = \chi^\kappa$
7. Υπολογισμός της διαφοράς του διανύσματος  $\Delta\chi = [ \Delta\chi_1, \Delta\chi_2, \Delta\chi_3 \dots \Delta\chi_n ]$  με χρήση της εξίσωσης (2.16)
8. Ανανέωση του διανύσματος  $\chi^{(\kappa+1)}$  θέτοντας το ίσο με  $\chi^\kappa + \Delta\chi$ , ορισμός επανάληψης  $\kappa = \kappa + 1$  και επανάληψη του αλγορίθμου από το βήμα 2



Οι εξισώσεις (2.9) & (2.10) ισχύουν και στην μέθοδο Newton-Raphson. Όπως και στην προηγούμενη μέθοδο έτσι και τώρα θεωρούμε ένα σύστημα με  $n$  ζυγούς και  $m$  γεννήτριες με τον ζυγό ένα να είναι ο ζυγός αναφοράς. Πάλι οι άγνωστες ποσότητες είναι τα  $(\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_n)$  με σύνολο  $(n-1)$  και  $(V_{m+1}, V_{m+2}, \dots, V_n)$  με σύνολο  $(n-m)$ . Συνεπώς ο ολικός αριθμός αγνώστων είναι  $2n-m-1$ . Αντιθέτως οι ορισμένες ποσότητες είναι τα  $(P_1^{op}, P_2^{op}, \dots, P_n^{op})$  με σύνολο  $(n-1)$  και  $(Q_{m+1}^{op}, Q_{m+2}^{op}, \dots, Q_n^{op})$  με σύνολο  $(n-m)$ . Ο ολικός αριθμός των ορισμένων είναι  $2n-m-1$ . Για λόγους ευκολίας ορίζεται διάνυσμα  $\theta = [\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_n]^T$  και  $V = [V_{m+1}, V_{m+2}, \dots, V_n]^T$ . Το ίδιο γίνεται και για τις ορισμένες ποσότητες δηλαδή  $P^{op} = [P_2^{op}, P_3^{op}, \dots, P_n^{op}]^T$  και  $Q^{op} = [Q_{m+1}^{op}, Q_{m+2}^{op}, \dots, Q_n^{op}]^T$ . Συνεχίζοντας γίνεται όπως και στο αμέσως προηγούμενο παράδειγμα μια αρχική εκτίμηση για τις γωνίες των τάσεων  $(\theta^0)$  και μια εκτίμηση για τα μετρά των τάσεων  $(V^0)$ . Εφαρμόζοντας το ανάπτυγμα Taylor στις εξισώσεις (2.9) & (2.10) καταλήγουμε στις ακόλουθες εξισώσεις.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial V_{m+1}} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial V_{m+1}} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_{m+1}} & \dots & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_{m+1}} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_{m+1} \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_2^{op} - P_2(\theta^0, V^0) \\ \vdots \\ P_n^{op} - P_n(\theta^0, V^0) \\ Q_{m+1}^{op} - Q_{m+1}(\theta^0, V^0) \\ \vdots \\ Q_n^{op} - Q_n(\theta^0, V^0) \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Στο σετ εξισώσεων (2.20) η ποσότητα  $P_i$  είναι ουσιαστικά η υπολογισμένη ποσότητα  $P_i$  για τιμές των  $(\theta^0)$  και  $(V^0)$ . Το ίδιο ισχύει και για την ποσότητα  $Q_i$ . Για λόγους ευκολίας οι ποσότητες  $P_i(\theta^0, V^0)$  και  $Q_i(\theta^0, V^0)$  μπορούν να δηλωθούν ως  $P^{up}$  και  $Q^{up}$  αντίστοιχα. Συνεπώς η (2.20) μπορεί να γραφεί εν συντομία ως εξής:

$$\begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^{op} & - & P^{up} \\ Q^{op} & - & Q^{up} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Στην (2.21) τα διανύσματα  $P^{up}$  και  $Q^{up}$  ορίζονται ως  $P^{up} = [P_1^{up}, P_2^{up}, \dots, P_n^{up}]^T$  και  $Q^{up} = [Q_{m+1}^{up}, Q_{m+2}^{up}, \dots, Q_n^{up}]^T$  με όμοιο τρόπο δηλαδή όπως ορίστηκαν και τα  $P^{op}, Q^{op}$ . Από την (2.20) μπορεί να γίνει ανάλυση των  $J_1, J_2, J_3, J_4$  όπου:

$$\begin{aligned}
 J_1 = \frac{\partial P}{\partial \theta} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} & J_2 = \frac{\partial P}{\partial \theta} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial P_2}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial V_n} \\ \frac{\partial P_3}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial P_3}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial P_3}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial P_n}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \\
 J_3 = \frac{\partial Q}{\partial \theta} &= \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial \theta_n} \\ \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_3} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \end{bmatrix} & J_4 = \frac{\partial P}{\partial \theta} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial Q_{m+1}}{\partial V_n} \\ \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial Q_{m+2}}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial V_{m+1}} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_{m+2}} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Τέλος η (2.21) μπορεί να πάρει την μορφή

$$[\mathbf{J}] [\Delta \mathbf{X}] = [\Delta \mathbf{M}] \quad (2.22)$$

Όπου ο πίνακας  $\mathbf{J}$  είναι ο Ιακωβιανός πίνακας, το  $\Delta \mathbf{X} = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$  και το  $\Delta \mathbf{M} = \begin{bmatrix} P^{or} & - & P^{vp} \\ Q^{or} & - & Q^{vp} \end{bmatrix}$ . Η εξίσωση (2.22) αποτελεί την βάση για τον αλγόριθμο του Newton Raphson και ακολουθεί την λογική με την οποία αναλύθηκε ο αλγόριθμος για τις εξισώσεις (2.13). Περαιτέρω ανάλυση αυτής της μεθόδου κρίθηκε μη αναγκαία.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

### Επιπτώσεις από τη διείσδυση ΑΠΕ σε ΣΗΕ

Δεδομένου ότι η διείσδυση ΑΠΕ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έχει σημειώσει σημαντική αύξηση τόσο σε Ελληνικό όσο και σε διεθνές επίπεδο, έχουν αναπτυχθεί τεχνικές προδιαγραφές που διέπουν τη σύνδεση μη συμβατικών πηγών ενέργειας στα συστήματα αυτά. Οι προδιαγραφές αυτές ήταν αναγκαίες ως συνέπεια των τεχνικών προκλήσεων που κλήθηκαν να αντιμετωπίσουν οι διαχειριστές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών των μονάδων ΑΠΕ, σε σχέση με τις συμβατικές πηγές ενέργειας. Στόχος του κεφαλαίου είναι η συγκριτική παρουσίαση των προδιαγραφών διαφόρων χωρών έτσι ώστε να προκύψει μια συνολική εικόνα για τον τρόπο που αντιμετωπίζεται η αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανάλυση εστιάζει στα Α/Π, επειδή η συμπεριφορά τους επηρεάζει πολύ περισσότερο το σύστημα από τις υπόλοιπες μονάδες ΑΠΕ, γι αυτό και οι περισσότερες προδιαγραφές των κωδίκων αφορούν κυρίως αυτά.

#### 3.1. Ελληνικό Σ.Η.Ε. και διείσδυση ΑΠΕ.

Ένα ΣΗΕ μπορεί να χωριστεί σε επιμέρους αντίστοιχα συστήματα, τα οποία είναι: Το σύστημα παραγωγής, το σύστημα μεταφοράς, και το σύστημα διανομής. Το σύστημα παραγωγής αποτελείται από τους σταθμούς παραγωγής, στους οποίους παράγεται το ηλεκτρικό ρεύμα, μαζί με τους υποσταθμούς ανύψωσης της τάσης για τη μεταφορά του υπό υψηλή τάση. Το σύστημα μεταφοράς αποτελείται από τα δίκτυα των γραμμών υψηλής τάσης που συνδέουν τους σταθμούς παραγωγής μεταξύ τους και τους υποσταθμούς υποβιβασμού της τάσης σε μέση τάση προς τροφοδότηση των δικτύων διανομής. Τέλος το σύστημα διανομής περιλαμβάνει τα δίκτυα διανομής μέσης και χαμηλής τάσης και τους υποσταθμούς διανομής μέσω των οποίων η μέση τάση υποβιβάζεται σε χαμηλή τάση.

Συμβατικοί σταθμοί παράγωγης και αιολικά πάρκα έχουν τον ίδιο σκοπό λειτουργίας δηλαδή την παροχή ενέργειας στους καταναλωτές. Η κύρια διαφορά τους όμως είναι η διαφορετική φύση του ανέμου ως πρωτογενούς πηγής ενέργειας και ειδικότερα η έλλειψη δυνατότητας έλεγχου και ρύθμισής του. Είναι η μεταβλητότητα του ανέμου που προκαλεί σημαντικές διακυμάνσεις στην ισχύ που λαμβάνεται από τον άνεμο, με συνέπεια να

εμφανίζονται μηχανικές και ηλεκτρικές ταλαντώσεις καθώς και μείωση της ποιότητας της ηλεκτρικής ισχύος η οποία τροφοδοτείται στο ηλεκτρικό δίκτυο. Οι παράγοντες που συνιστούν την ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι: σταθερή συχνότητα, σταθερή τάση, υψηλή αξιοπιστία τροφοδοτήσεως. Το πρόβλημα αυτό οξύνεται στην περίπτωση της διεσπαρμένης παραγωγής, όπου τα δίκτυα με τα οποία συνδέονται τα αιολικά πάρκα είναι συνήθως ασθενή δίκτυα απομακρυσμένων περιοχών (περίπτωση Κρήτης). Οι κυριότερες επιπτώσεις της διεσπαρμένης παραγωγής στη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι ακόλουθες.[6]

- Αλλαγές στο επίπεδο της τάσης των δικτύων
- Μειωμένη ποιότητα ηλεκτρικής ισχύος
- Μεταβολή των ρευμάτων από σφάλματα του δικτύου
- Αλλαγή του επιπέδου βραχυκύκλωσης
- Αύξηση της αρμονικής παραμόρφωσης των τάσεων και ρευμάτων του δικτύου
- Διακύβευση της ευστάθειας του συστήματος

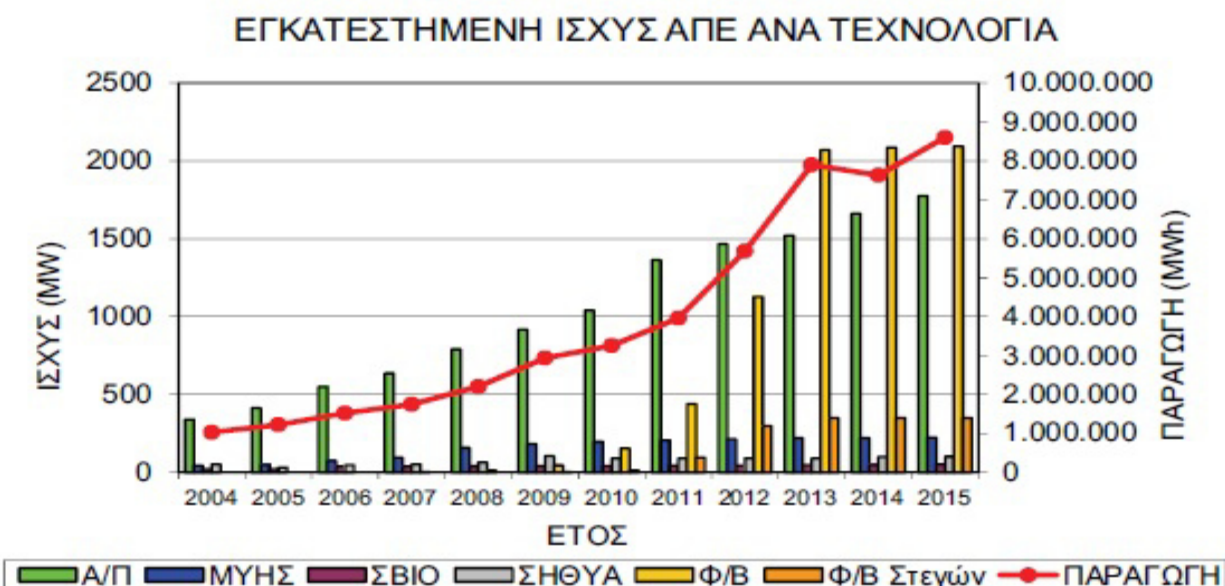
### 3.1.1 Περιγραφή Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο κορμός του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς αποτελείται από τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, που μεταφέρουν ηλεκτρισμό, κυρίως από το σπουδαιότερο για την χώρα ενεργειακό κέντρο παραγωγής αυτό της Δυτικής Μακεδονίας, περιοχή Πτολεμαΐδας. Στη περιοχή αυτή, παράγεται περίπου το 70% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής της χώρας που στη συνέχεια μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας, που καταναλώνεται περίπου το 65% της ηλεκτρικής ενέργειας. Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς διαθέτει επιπλέον γραμμές των 400 kV καθώς επίσης εναέριες, υπόγειες γραμμές και υποβρύχια καλώδια των 150 kV που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της Δυτικής Ελλάδας, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, καθώς και μία υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα στα 66 kV. Επιπλέον το ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας είναι διασυνδεδεμένο μέσω γραμμών 400 kV με το σύστημα της Αλβανίας, ΠΓΜΔ, και Βουλγαρίας. Τέλος μέσω υποθαλάσσιας γραμμής μεταφοράς η Ελλάδα ενώνεται με την Ιταλία. Η διασύνδεση αποτελείται από μια μονοπολική σύνδεση(σύνδεση που χρησιμοποιεί ένα και μόνον καλώδιο υψηλής τάσης) αμφίδρομης ροής

καλωδίων συνεχούς ρεύματος (DC) με μέγιστη δυναμικότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας 500 MW και τάση 400 kV. [27].

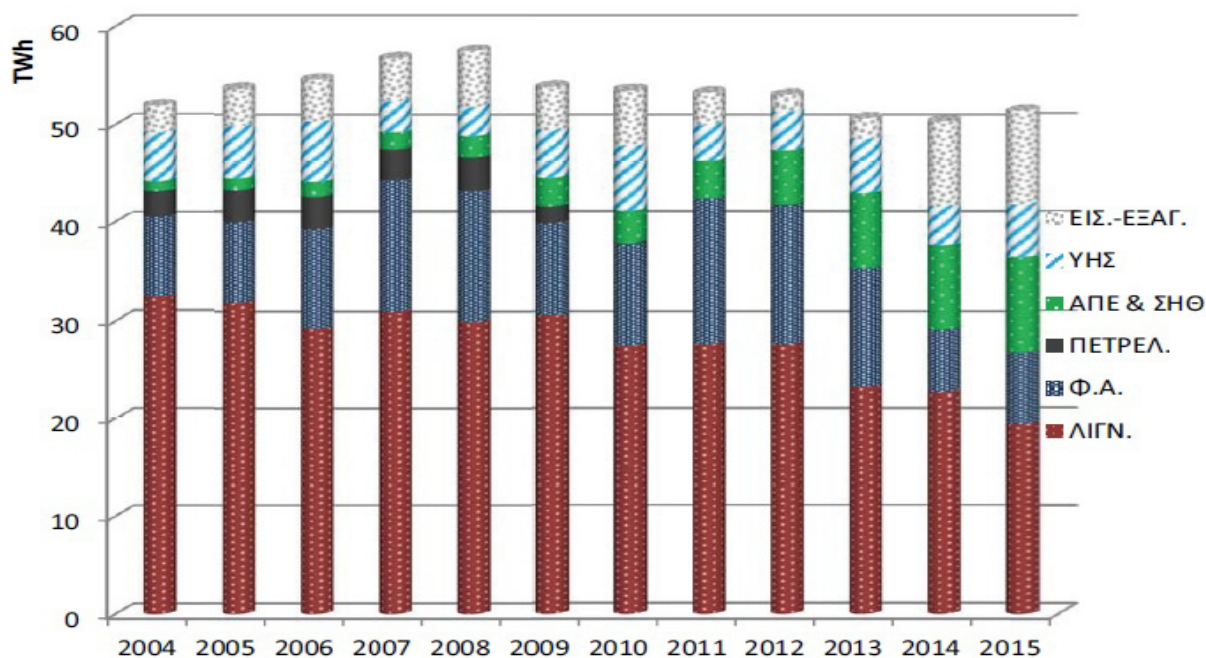
### 3.1.2. Διείδυση ΑΠΕ στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας [ΕΣΜΗΕ]

Βάσει αναφοράς του ΑΔΜΗΕ [14] η συνολική εγκατεστημένη ισχύς Α/Π που βρίσκονται σε λειτουργία είναι περίπου 1.775 MW (τέλος του 2015) ενώ επιπλέον 30 Α/Π ισχύος 731 MW είχαν συνάψει συμβάσεις διαχείρισης με το ΔΕΣΜΗΕ και ΑΔΜΗΕ για το ίδιο διάστημα. Στο σχήμα 6 παρουσιάζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, μονάδες καύσης βιομάζας και βιοαερίου (ΣΒΙΟ), φωτοβολταικά, μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς (ΜΥΗΣ) και σταθμούς συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ), καθώς και η αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύς.



**Σχήμα 6** Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος από σταθμούς παραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Πηγή [14]

Στο σχήμα 7 παρουσιάζεται η συμμετοχή των διαφόρων τύπων καυσίμου καθώς και των εισαγωγών στην κάλυψη της ζήτησης στο ΕΣΜΗΕ. Αυτό που είναι εμφανές είναι ότι από το έτος 2004 όπου η συμμετοχή των ΑΠΕ είναι ελάχιστη, με την πάροδο των ετών υπάρχει σταθερά κλιμακούμενη αύξηση έτσι ώστε το έτος 2015 η συμμετοχή τους στην κάλυψη της ζήτησης ως τύπος καθαρού καυσίμου να είναι η μεγαλύτερη μέχρι σήμερα.



**Σχήμα 7** Συμμετοχή των διαφόρων τύπων καυσίμου και των εισαγωγών στην κάλυψη της ζήτησης στο ΕΣΜΗΕ.  
Πηγή [14]

### 3.2. Κώδικες διαχείρισης συστήματος

#### Εισαγωγή

Μέχρι ενός χρονικού σημείου όταν δηλαδή η διείσδυση των αιολικών πάρκων ήταν ακόμα μικρή τα Α/Π λαμβάνονταν ως αρνητικά φορτία του συστήματος, χωρίς να υπάρχει η υποχρέωση αυτών στο να συμμετέχουν στον έλεγχο και τη ευστάθεια του. Ως τρόπος αντίδρασης σε μη κανονικές συνθήκες λειτουργίας του δικτύου ήταν η άμεση αποσύνδεση των Α/Π. Δεδομένου όμως του αυξημένου ρυθμού διείσδυσης των Α/Π στα ΣΗΕ καθώς και η κατά προτεραιότητα ένταξη τους η οποία επηρεάζει τη ένταξη και φόρτιση των συμβατικών μονάδων τη ρύθμιση τάσης και την δυναμική συμπεριφορά όλου του συστήματος υπό κατάσταση διαταραχής, αυτή η μέθοδος της άμεσης αποσύνδεσης έπαυσε να είναι αποδεκτή.

Οι κώδικες δικτύου (GridCodes) περιλαμβάνουν τις τεχνικές απαιτήσεις που ρυθμίζουν τις διάφορες αρμοδιότητες του συστήματος μεταφοράς, των παραγωγών και των συνδεδεμένων πελατών στο σύστημα. Οι κώδικες αυτοί αποτελούν ένα πλήθος προτύπων τα οποία καθοδηγούν την λειτουργία του συστήματος. Είναι ένας τρόπος δηλαδή καθορισμού ενός συνόλου από απαιτήσεις και κριτήρια απόδοσης που πρέπει να πληρούνται έτσι ώστε να διατηρείται η



συνολική απόδοση του συστήματος σε οικονομικό επίπεδο με αξιόπιστο τρόπο τόσο βραχυπρόθεσμα όσο και μακροπρόθεσμα. Οι κώδικες μπορούν να εκδοθούν από τους διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς (TSO's) καθώς και κυβερνήσεις. Αυτές οι τεχνικές απαιτήσεις προδιαγράφονται για το σημείο κοινής σύνδεσης (point of common connection PCC) στο σύστημα και θεωρούνται ως οι ελάχιστες απαιτήσεις που πρέπει να ικανοποιηθούν. Βάσει των κωδίκων τα Α/Π πρέπει πλέον να συμβάλουν στον έλεγχο του δικτύου τόσο όσο αφορά την τάση όσο και την συχνότητα όπως ένας συμβατικός και επικεντρώνονται στην συμπεριφορά του Α/Π κατά τη διάρκεια ενός σφάλματος δικτύου [1]

Οι τεχνικές απαιτήσεις που θέτουν οι κώδικες για τα Α/Π μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε τρεις βασικές κατηγορίες οι οποίες είναι:

- *Ανοχή σε βυθίσεις τάσης και απόκριση κατά την διάρκεια και μετά την εκκαθάριση σφαλμάτων στο δίκτυο*
- *Έλεγχος συχνότητας και ενεργού ισχύος*
- *Έλεγχος τάσης και άεργου ισχύος*

Σε αυτή την διπλωματική εργασία κρίθηκε σκόπιμο να μην αναλυθούν σε μεγάλο βάθος οι διαθέσιμοι κώδικες, λόγω της μεγάλης έκτασης και λεπτομέρειας που περιλαμβάνεται σε αυτούς. Για αυτό το λόγο θα παρουσιαστούν με συνοπτικό αλλά σαφή τρόπο. Για μεγαλύτερη ανάλυση και λεπτομέρεια ο αναγνώστης μπορεί να διαβάσει ολόκληρη την τεχνική έκθεση [10] βάση της οποίας δημιουργήθηκε το παρόν κεφάλαιο.

### **3.3.Ανοχή σε βυθίσεις τάσης και απόκριση κατά τη διάρκεια και μετά την εκκαθάριση σφαλμάτων στο δίκτυο.**

Τα σφάλματα στα ηλεκτρικά δίκτυα οφείλονται σε βραχυκυκλώματα μεταξύ των αγωγών μίας ή περισσότερων φάσεων και της γης. Τα πλέον συνήθη αυτών είναι τα μονοφασικά σφάλματα γης, ενώ αντίθετα τα τριφασικά βραχυκυκλώματα, τα οποία δημιουργούν και τα εντονότερα προβλήματα ευστάθειας, αποτελούν ένα μικρό ποσοστό του συνόλου. Τα σφάλματα-βραχυκυκλώματα συμβαίνουν όταν οι φάσεις βραχυκυκλώνονται είτε μεταξύ τους ή με τη γη. Έτσι, το τριφασικό σφάλμα είναι η βραχυκύκλωση των 3 φάσεων μεταξύ τους, ενώ το μονοφασικό προς γη είναι βραχυκύκλωμα της μίας φάσης με τη γη.

Όταν εμφανίζεται ένα βραχυκύκλωμα σε κάποιο σημείο του δικτύου, υπάρχει μείωση της τάσης στις εσφαλμένες φάσεις. Εσφαλμένες είναι οι φάσεις που έχουν βραχυκυκλωθεί. Λόγω της χαμηλής σύνθετης αντίστασης του δικτύου μεταφοράς, η πτώση τάσης γίνεται αισθητή σε μεγάλο εύρος περιοχών γύρω απ' το σφάλμα, μέχρι την εκκαθάρισή του (εάν είναι παροδικό) ή με το άνοιγμα των διακοπών προστασίας (εάν είναι μόνιμο).

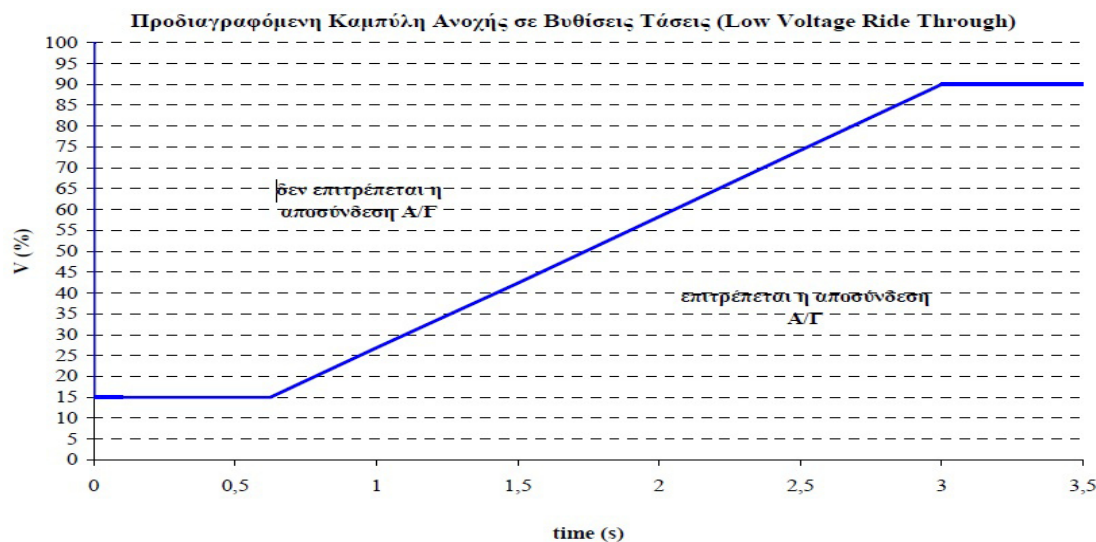
Το εύρος που αναφέρεται είναι η απόσταση από το σημείο του βραχυκυκλώματος και αυτό διότι οι φάσεις επηρεάζονται και σε κάποια απόσταση από το σημείο του σφάλματος. Κατά τη διάρκεια των βυθίσεων τάσης, οι γεννήτριες επαγωγής τείνουν να αυξήσουν τη ζήτηση άεργου ισχύος, προκαλώντας έτσι περαιτέρω αύξηση της πτώσης τάσης, με αποτέλεσμα να είναι πιο δύσκολη η επαναφορά της στα κανονικά επίπεδα μετά την εκκαθάριση του σφάλματος. Οι γεννήτριες επαγωγής είναι οι ασύγχρονες γεννήτριες, συνήθως είναι ανεμογεννήτριες, ενώ οι συμβατικές είναι κατά κανόνα σύγχρονες.

Επιπλέον, η αποσύνδεση των Α/Π κατά τη διάρκεια σφαλμάτων οδηγεί σε έλλειμμα ενεργού ισχύος και πτώση της συχνότητας του συστήματος. Κατά την διάρκεια της σχεδίασης μεγάλη προσοχή δίνεται στη δημιουργία συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε να μπορούν να αντεπεξέρχονται σε τέτοιου είδους σφάλματα, να αποφεύγονται σημαντικές απώλειες παραγόμενης ισχύος και να επανέρχονται σε κανονική λειτουργία μετά την εκκαθάρισή τους.

Εξ αιτίας της ραγδαίας ανάπτυξης Α/Π μεγάλης ισχύος, τα οποία συνδέονται στο σύστημα μεταφοράς, οι επιπτώσεις από την απότομη απώλεια παραγωγής εξαιτίας σφαλμάτων βυθίσεων τάσης μπορεί να είναι καθοριστικές για την ευστάθεια του συστήματος. Εξ αιτίας της καταστάσεως αυτής, οι κώδικες έχουν συγκεκριμένες και αυστηρές απαιτήσεις για τη δυνατότητα παραμονής σε λειτουργία των Α/Γ σε καταστάσεις βυθίσεων της τάσης του δικτύου, οι οποίες είναι γνωστές ως Fault Ride-Through (FRT) ή Low Voltage Ride-Through (LVRT) Capability. Αυτές οι απαιτήσεις σχηματοποιούνται υπό τη μορφή καμπυλών τάσης-χρόνου. Στο σχήμα 8 φαίνεται η τυπική μορφή μιας τέτοιας καμπύλης. Πιο συγκεκριμένα για βυθίσεις τάσεις πάνω από το όριο που προδιαγράφεται στο Σχήμα, τα Α/Π πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένα στο δίκτυο, ενώ μπορούν να αποσυνδεθούν για βυθίσεις τάσης κάτω από το όριο αυτό. Η τάση που εμφανίζεται στο διάγραμμα του σχήματος είναι τις περισσότερες φορές η τάση στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο ενώ η βύθιση μπορεί να είναι είτε συμμετρική ή να αντιστοιχεί στη μεγαλύτερη από τις φασικές τάσεις στο σημείο αυτό, ανάλογα με τις προδιαγραφές του κάθε



κώδικα. Ένα τριφασικό σφάλμα είναι συμμετρικό, επειδή προκαλεί συμμετρική μεταβολή και στις 3 φάσεις (μεταβάλλονται και οι 3 με τον ίδιο ακριβώς τρόπο). Αντίθετα όλα τα υπόλοιπα σφάλματα λέγονται ασύμμετρα, επειδή η μεταβολή των τάσεων είναι διαφορετική στις 3 φάσεις. Για παράδειγμα, στο μονοφασικό σφάλμα, η τάση σε μία φάση μειώνεται πολύ (ή και μηδενίζεται) ενώ στις άλλες δύο συνήθως αυξάνεται.



Σχήμα 8 τυπική καμπύλη ανοχής Α/Π σε βυθίσεις τάσης. Πηγή [10]

### 3.3.1. Γερμανικός κώδικας

Η τελευταία έκδοση του γερμανικού κώδικα αποτελείται από διατάξεις τόσο για συμβατικούς σταθμούς παραγωγής όσο και για Α/Π. Οι απαιτήσεις που περιγράφονται στο διάγραμμα τάσης συναρτήσεως του χρόνου δεν περιγράφει τα χαρακτηριστικά μεταβολής της τάσης αλλά τα όριά της. Η τάση που εμφανίζεται στο διάγραμμα σχήμα 9 αντιστοιχεί στη μεγαλύτερη από τις πολικές τάσεις στο σημείο σύνδεσης του Α/Π με το δίκτυο. Πρέπει να ειπωθεί ότι στην περίπτωση ασύμμετρων βυθίσεων τάσης, όταν η μέγιστη από τις πολικές τάσεις στο σημείο σύνδεσης του Α/Π με το δίκτυο πέφτει κάτω από το 85% της ελάχιστης τάσης κανονικής λειτουργίας, το Α/Π πρέπει να αποσυνδέεται με χρονική καθυστέρηση 0.5 s.

Ένα βασικό σημείο του κώδικα αυτού είναι ότι γίνεται αναφορά ακόμη και σε όριο μέγιστης επιτρεπτής τάσης λειτουργίας των Α/Γ, σύμφωνα με το οποίο όταν η ελάχιστη από τις πολικές τάσεις στην πλευρά ΧΤ του Μ/Σ μιας Α/Γ φτάνει το 120% της ανώτερης επιτρεπτής τάσης κανονικής λειτουργίας, η Α/Γ πρέπει να αποσυνδέεται από το δίκτυο με χρονική

καθυστέρηση 100 ms. Τα Α/Π τα οποία δεν αποσυνδέονται από το δίκτυο κατά τη διάρκεια σφαλμάτων θα πρέπει να συνεχίζουν να παράγουν ενεργό ισχύ μετά την εκκαθάρισή τους και να φτάνουν στην τιμή προ σφάλματος με ρυθμό μεταβολής 20% της ονομαστικής ισχύος ανά s.

### 3.3.2. Βρετανικός κώδικας

Ο Βρετανικός κώδικας αναφέρεται σε τάση δικτύου άνω των 200 kV, και κάνει διάκριση των βυθίσεων τάσης σε δύο κατηγορίες: τα βραχυκυκλώματα διάρκειας έως 140 ms και τις βυθίσεις τάσης διάρκειας μεγαλύτερης των 140 ms. Τα Α/Π πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένα στο δίκτυο και να διατηρούν τη μεταβατική ευστάθεια σε περίπτωση κοντινού τριφασικού ή οποιοδήποτε ασύμμετρου σφάλματος διάρκειας έως 140 ms στο σύστημα μεταφοράς και σε τάση άνω των 200 kV. Μετά την εκκαθάριση του σφάλματος, τα Α/Π πρέπει να αποδίδουν ενεργό ισχύ τουλάχιστον ίση με το 90% της ονομαστικής (ή και περισσότερη) μέσα σε 0.5 s από την επαναφορά της τάσης του δικτύου στο σημείο σύνδεσης (Grid Entry Point) στα ελάχιστα επιτρεπτά επίπεδα που ορίζονται από τον κώδικα. Για τις βυθίσεις τάσης διάρκειας μεγαλύτερης των 140 ms τα Α/Π πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένα στο δίκτυο και να διατηρούν τη μεταβατική ευστάθεια σε περίπτωση συμμετρικών βυθίσεων τάσης και για χρόνους που αντιστοιχούν στο σχήμα 9 ή σε περιοχές άνω αυτής της γραμμής. Σημειώνεται ότι ο κώδικας αυτός ισχύει και για την Σκωτία και Ουαλία.

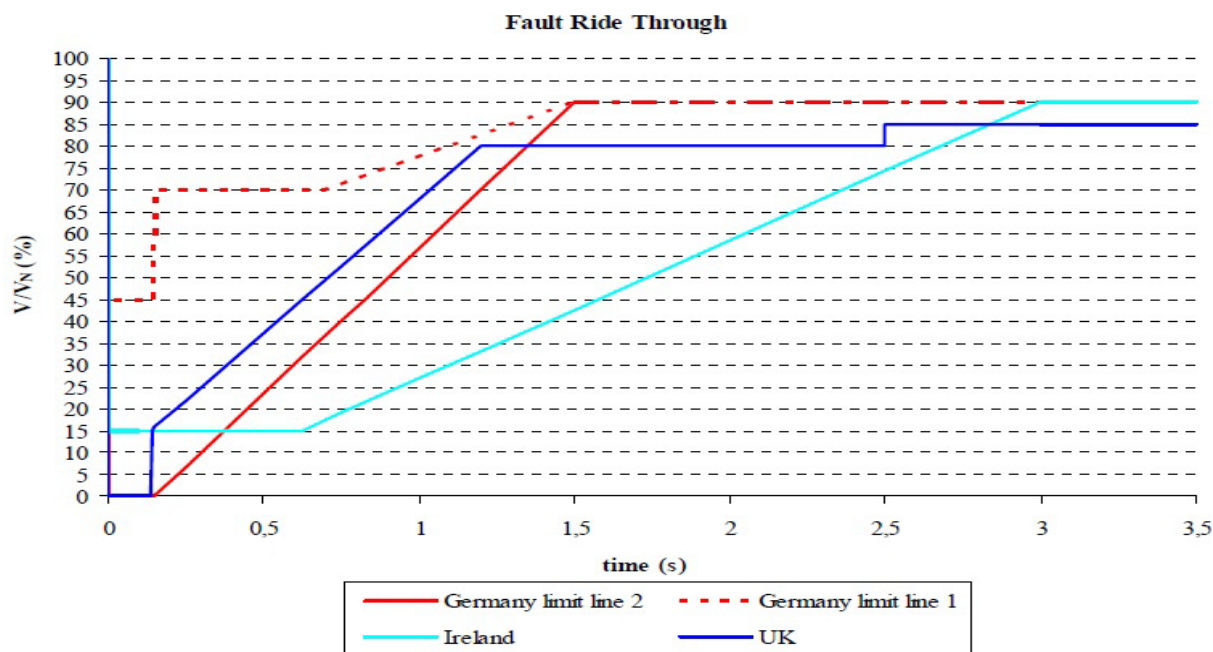
### 3.3.3. Ιρλανδικός κώδικας

Ο κώδικας της Ιρλανδίας ορίζει για τα Α/Π ότι πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένα στο σύστημα μεταφοράς για βυθίσεις τάσεις είτε σε μία ή σε όλες τις φάσεις, μετρούμενες στους ακροδέκτες ΥΤ του Μ/Σ, σύμφωνα με την περιοχή που προσδιορίζεται από τη γραμμή που ορίζει το σχήμα 9 και πάνω. Κατά τη διάρκεια της βύθισης τάσης το Α/Π πρέπει να αποδίδει ενεργό ισχύ ανάλογα με την τάση. Επιπλέον, πρέπει να μπορεί να αποδώσει τουλάχιστον το 90% της μέγιστης διαθέσιμης ισχύος με το μέγιστο δυνατό ρυθμό και μέσα σε 1 s από την αποκατάσταση της τάσης του συστήματος μεταφοράς στα όρια κανονικής λειτουργίας.

Ενώ όπως αναφέρθηκε προηγουμένως στο Γερμανικό κώδικα, δίνονται οδηγίες για το ρυθμό μεταβολής της ενεργού ισχύος κατά τη διάρκεια και μετά την αποκατάσταση βυθίσεων τάσης, ο Ιρλανδικός κώδικας δίνει γενικές κατευθύνσεις για το ρυθμό μεταβολής της ενεργού ισχύος που αποδίδεται από τα Α/Π, για όλες τις συνθήκες λειτουργίας. Σύμφωνα με τις

κατευθύνσεις αυτές, προδιαγράφονται δύο μέγιστες τιμές ρυθμού μεταβολής. Η μέγιστη τιμή αναφέρεται στη μεταβολή της μέσης τιμής ενεργού ισχύος ανά 1min ενώ η δεύτερη στη μεταβολή της μέσης τιμής ενεργού ισχύος ανά 10 min.

### 3.3.4. Κώδικες Γερμανίας/ Μ. Βρετανίας / Ιρλανδίας



**Σχήμα 9** Σύγκριση απαιτήσεων Γερμανικού/Βρετανικού/Ιρλανδικού κώδικα για LVRT.

Πηγή [10]

Το σχήμα 9 παρουσιάζει συγκεντρωτικά τις καμπύλες LVRT των κωδικών των τριών χωρών. Σαν σύγκριση μπορεί να ειπωθεί ότι κώδικες της Γερμανίας και της Μ. Βρετανίας απαιτούν τη δυνατότητα παραμονής των Α/Π στο δίκτυο σε βυθίσεις τάσεις στο μηδέν στο σημείο σύνδεσης με αυτό, ενώ αντιθέτως ο κώδικας της Ιρλανδίας, παρουσιάζει την πλέον δυσμενή βύθιση τάσης να φτάνει το 15%. Επισημαίνεται ότι και οι τέσσερις καμπύλες αναφέρονται σε σύνδεση σε τάσεις άνω των 110 kV. Ποιο συγκεκριμένα εφόσον η καμπύλη του Βρετανικού κώδικα αναφέρεται σε τάσεις σύνδεσης άνω των 200 kV ενώ για τάση κάτω των 132 kV δεν απαιτείται παραμονή των Α/Π στο δίκτυο σε βυθίσεις τάσης στο μηδέν, καθιστά την απαίτηση LVRT περισσότερο επιεική σε σχέση με την καμπύλη της Γερμανίας, η οποία αναφέρεται σε τάσεις 110 kV και άνω. Πάντως την πιο σκληρή απαίτηση ως προς τη διάρκεια βύθισης την έχει ο Ιρλανδικός κώδικας.

Τέλος πρέπει να σημειωθεί μια σημαντική διαφορά μεταξύ του Γερμανικού και του Βρετανικού κώδικα. Αυτή η διάφορα αφορά το ρυθμό αύξησης της ενεργού ισχύος μετά την εκκαθάριση του σφάλματος και την επαναφορά της τάσης. Ο μεν Βρετανικός κώδικας απαιτεί άμεση αποκατάσταση της παραγομένης ενεργού ισχύος (στο 90% μέσα σε 0.5 s), η δε EON-Netz απαιτεί επαναφορά με ρυθμό τουλάχιστον ίσο με 20% της ονομαστικής ισχύος εξόδου ανά s. Η εξήγηση για την λιγότερο αυστηρή οδηγία του γερμανικού κώδικα οφείλεται στο ότι η Γερμανία αποτελεί τμήμα του διασυνδεδεμένου συστήματος της UCTE, με πολύ μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ σε σχέση με το μη διασυνδεδεμένο σύστημα της Βρετανίας, στο οποίο η ανάγκη για επαναφορά της ενεργού ισχύος στις ονομαστικές τιμές είναι πολύ μεγαλύτερη.

### **3.3.5. Κοινός κώδικας Δανίας/Φινλανδίας/Νορβηγίας/Σουηδίας (Nordic Grid Code)**

Ο κώδικας αυτός είναι ένας κοινός κώδικας ο οποίος δεν περιλαμβάνει ειδικές απαιτήσεις για Α/Π και αναφέρεται σε επίπεδα τάσης άνω των 110kV. Σύμφωνα με τον κώδικα αυτό οι σταθμοί παραγωγής θα πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένοι και να συνεχίζουν να λειτουργούν κανονικά μετά την εμφάνιση οποιουδήποτε βραχυκυκλώματος (τριφασικού ή ασύμμετρου) στην πλευρά Υ/Τ του Μ/Σ σύνδεσης με το δίκτυο. Σχετικά με την καμπύλη LVRT και την ανοχή σε βυθίσεις τάσης που προκαλούνται από σφάλματα δικτύου, αυτή αποτελείται από τα εξής χρονικά στάδια: μείωση της τάσης της γεννήτριας στο 25% της ονομαστικής της τιμής για 0.25 s, στη συνέχεια υπάρχει γραμμική αύξηση μέχρι το 95% μέσα σε 0.5 s και στη συνέχεια σταθερή τάση ίση με 95%. Στο κώδικα αυτό δεν διευκρινίζεται ο ρυθμός μεταβολής της ενεργού ισχύος ή το πόσο επιτρέπεται να μειωθεί η παραγωγή της σε συνθήκες σφάλματος. Επιπλέον, δε διευκρινίζεται εάν τα όρια τάσης στην καμπύλη LVRT αντιστοιχούν σε συμμετρική μεταβολή της.

### **3.3.6 Κώδικας Δανίας**

Ο κώδικας της Δανίας είναι ο μοναδικός κώδικας Σκανδιναβικής χώρας στον οποίο γίνεται ειδική αναφορά σε Α/Π. Στον κώδικα αυτό, εκτός από τα επιτρεπτά όρια των βυθίσεων τάσης κατά τα οποία δεν πρέπει να αποσυνδέονται τα Α/Π, γίνεται αναφορά και στα επιτρεπτά άνω όρια. Ο κώδικας της Δανίας (για σύνδεση σε τάση κάτω των 100 kV) παραθέτει και κάποιες επιπλέον συνθήκες, κατά τις οποίες δεν επιτρέπεται αποσύνδεση των Α/Π. Τέλος, διευκρινίζεται ότι μετά από αποσύνδεση λόγω σφάλματος, πρέπει να γίνεται αυτόματη επανασύνδεση 5-10 min

μετά την εκκαθάριση του σφάλματος. Η ELTRA ένας εκ των δυο διαχειριστών του συστήματος της Δανίας έχει εκδώσει κώδικα και για τάση άνω των 100 Kv. Δεν υπάρχει όμως διαθέσιμη σε αγγλική έκδοση. Στο σχήμα 10 παρουσιάζονται οι καμπύλες LVRT για τάσεις τόσο κάτω όσο και πάνω από 100Kv. Στον κώδικα περιέχεται και άνω επιτρεπτά όρια τάσης έως τα οποία τα Α/Π πρέπει να μένουν συνδεδεμένα στο δίκτυο.

### 3.3.7 Κώδικας Βελγίου

Ο κώδικας του Βελγίου κάνει ένα διαχωρισμό της τάσης σε δύο είδη, δηλαδή σε μικρές και μεγάλες βυθίσεις τάσης. Για κάθε μια από αυτές υπάρχει διαφορετικό LVRT, όπως φαίνεται στο σχήμα 10. Για κάθε είδος διαταραχής, τα Α/Π πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένα και να μπορούν να λειτουργήσουν σε όλο το εύρος λειτουργίας τους όσο η τάση παραμένει άνω των ορίων που θέτουν οι αντίστοιχες γραφικές. Το κριτήριο για το αν το Α/Π θα αποσυνδεθεί ή όχι για σφάλματα στην περιοχή μεταξύ των δύο καμπυλών στο σχήμα 10 προσδιορίζεται κατά συνέπεια από το είδος της διαταραχής. Ο κώδικας του Βελγίου δεν κάνει αναφορά σε ρυθμό μεταβολής της ενεργού ισχύος, κατά τη διάρκεια της διαταραχής ή μετά την αποκατάσταση της τάσης.

### 3.3.8 Κώδικας Καναδά-HydroQuebec

Οι απαιτήσεις του κώδικα της Hydro-Quebec για το LVRT των Α/Γ παρουσιάζονται στο σχήμα 10. Σύμφωνα με το σχήμα αυτό, πρέπει να μη γίνεται αποσύνδεση όταν η τάση πέφτει στο μηδέν για 0.15 s, ενώ η ανοχή στις βυθίσεις τάσης πρέπει να φτάνει μέχρι τα 3.5 sec. Στον κώδικα περιλαμβάνονται ακόμη προδιαγραφές για το χρόνο που πρέπει να παραμένουν συνδεδεμένες οι Α/Γ όχι μόνο για βυθίσεις τάσης, αλλά και για υπερτάσεις. Για όλα τα υπόλοιπα είδη σφαλμάτων (ανεξαρτήτως είδους και θέσης στην οποία εμφανίζονται), απαιτείται να μη γίνεται αποσύνδεση των Α/Γ βάση ορισμένων κριτηρίων. Τέλος ο κώδικας αναφέρει συγκεκριμένες προδιαγραφές για την παραμονή σε σύνδεση των Α/Γ στο δίκτυο κάτω από ορισμένες συνθήκες, ενώ δεν γίνεται αναφορά στο ρυθμό μεταβολής της ενεργού ισχύος μετά από σφάλμα.

### 3.3.9 Κώδικας Καναδά-AESO (Alberta Electric System Operator)

Αντίθετα με τον κώδικα της Hydro-Quebec, όπου γίνεται ειδική αναφορά σε διαφόρους τύπους σφαλμάτων, ο κώδικας του AESO δίνει όρια τάσης για σφάλματα στο δίκτυο μεταφοράς σε οποιαδήποτε φάση ή συνδυασμό φάσεων στο σημείο σύνδεσης, τα οποία οδηγούν σε βυθίσεις τάσης. Η δεύτερη βασική διαφορά με τον κώδικα Hydro Quebec είναι ότι ο κώδικας αυτός δεν απαιτεί ανοχή σε τάσεις μικρότερες του 15%, και ταυτόχρονα δεν επιτρέπει τα Α/Π να μένουν συνδεδεμένα σε τάση άνω του 125%. Από την άλλη μεριά ο Hydro Quebec ορίζει ανοχή σε διάφορα είδη μη συμμετρικών σφαλμάτων δεδομένου ότι η καμπύλη LVRT αναφέρεται μόνο σε συμμετρικά σφάλματα.

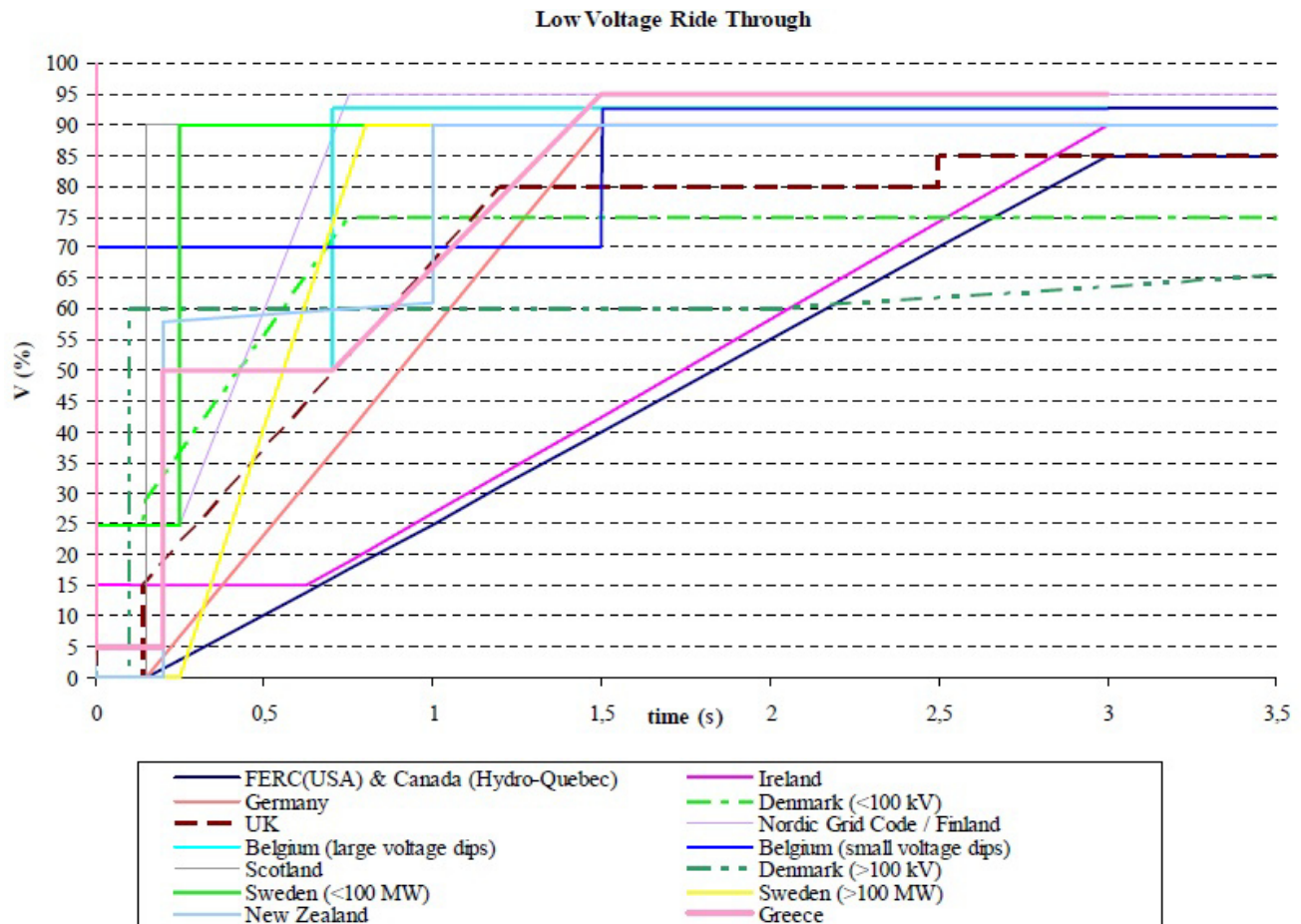
### 3.3.10. Κώδικας ΗΠΑ

Η πρόταση της AWEA (American Wind Energy Association) για την LVRT προς την FERC (Federal Energy Regulatory Commission) βασίζεται στην παλιά προδιαγραφή της E.ON Netz (2003). Πρόκειται δηλαδή για την ίδια καμπύλη με αυτή της Hydro Quebec.

### 3.3.11. Ελληνικός κώδικας

Ο ελληνικός κώδικας αναφέρεται μόνο για θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής. Σύμφωνα με τον κώδικα αυτό είναι η καμπύλη LVRT του σχήματος 10 όπου: οι μονάδες πρέπει να μένουν συγχρονισμένες μετά την εμφάνιση βραχυκυκλώματος κατά την διάρκεια βυθίσεων τάσης κατά το 95% της ονομαστικής τάσης για διάρκεια 0.2 sec, ενώ για βύθιση τάσης τάξεως του 50% της ονομαστικής τάσης για διάρκεια 0,7 sec. Ο Ελληνικός κώδικας δεν περιλαμβάνει απαιτήσεις μεταβολής ενεργού ισχύος κατά την διάρκεια διαταραχών.





**Σχήμα 10** Σύγκριση απαιτήσεων κωδίκων για LVRT.  
Πηγή [10]

### 3.4. Έλεγχος συχνότητας και ενεργού ισχύος

Η συχνότητά ενός δικτύου επηρεάζεται από την διαφορά μεταξύ της ζητούμενης και παραγόμενης ενεργού ισχύος. Έτσι η συχνότητα αυξάνει σε περίπτωση πλεονάσματος και μειώνεται σε περίπτωση ελλείμματος ισχύος. Όλα τα στοιχεία ενός δικτύου έχουν ένα λειτουργικό ανώτερο και χαμηλότερο όριο συχνότητας. Οι κώδικες προδιαγράφουν ότι οι διατάξεις αυτές πρέπει να μπορούν να λειτουργούν συνεχώς σε εύρος συνήθως ίσο με 49.5-50.5 Hz (στην Ευρώπη), και για συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα σε ψηλότερες/χαμηλότερες συχνότητες, εντός κάποιων μέγιστων/ελάχιστων ορίων (συνήθως 47-47.5 έως 52 Hz). Οι τυπικές απαιτήσεις των κωδίκων για τα Α/Π προδιαγράφουν καμπύλες μεταβολής της ενεργού ισχύος συναρτήσει της συχνότητας.

### 3.4.1. Γερμανικός κώδικας

Ο Γερμανικός κώδικας, ορίζει συνεχή λειτουργία σε συχνότητες 47.5-51.5 Hz. Εκτός των ορίων αυτών τα Α/Π πρέπει να αποσυνδέονται από το δίκτυο χωρίς χρονική καθυστέρηση. Επιπλέον, σε συχνότητες άνω των 50.2 Hz, ο ρυθμός μείωσης της ενεργού ισχύος συναρτήσει της συχνότητας πρέπει να είναι ίσος με 40% της διαθέσιμης ενεργού ισχύος ανά Hz. Τέλος ο κώδικας δίνει τα όρια μεταβολής της συχνότητας συναρτήσει του χρόνου, πάνω από τα οποία η παραγόμενη ισχύς δεν πρέπει να πέσει κάτω από την ονομαστική.

### 3.4.2. Βρετανικός κώδικας

Ο κώδικας, της Βρετανίας ορίζει συνεχή λειτουργία σε συχνότητες 47.5 -52 Hz, ενώ στο εύρος 47.0-47.5 Hz λειτουργία για 20s για κάθε φορά που η συχνότητα πέφτει κάτω από 47.5 Hz. Για την κάλυψη αυτής της απαίτησης, οι σταθμοί παραγωγής πρέπει να λειτουργούν με σταθερή παραγωγή ενεργού ισχύος για συχνότητες 49.5-50.5 Hz, και επιπλέον να διατηρούν την παραγωγή ενεργού ισχύος πάνω από τα επίπεδα που ορίζονται σε σχεδιάγραμμα για περιοχές συχνότητας από 47-49.5 Hz

### 3.4.3. Ιρλανδικός κώδικας

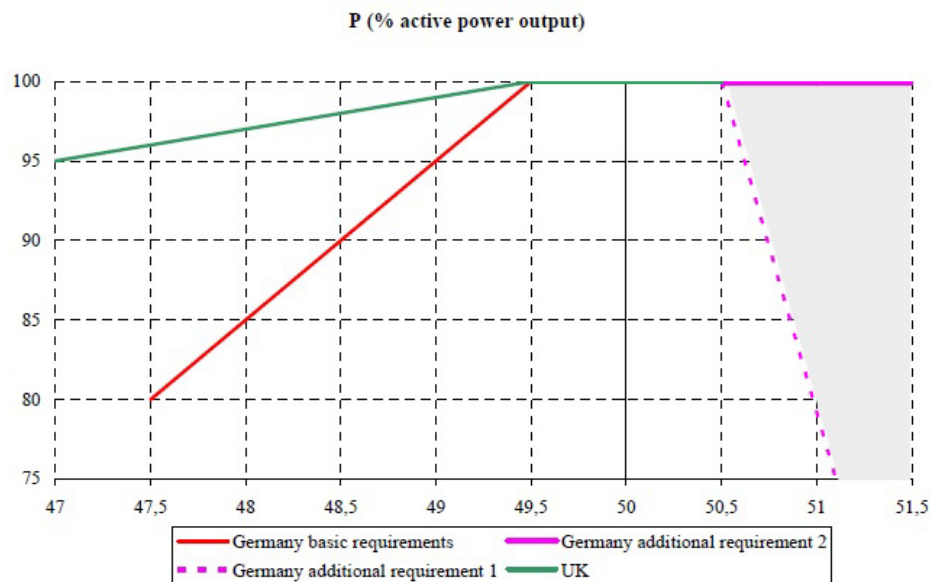
Ο Ιρλανδικός κώδικας ορίζει τα επιτρεπτά εύρη συχνότητας ως εξής: Για συχνότητα μεταξύ 49.5 και 50.5 Hz το Α/Π πρέπει να λειτουργεί στην ονομαστική του ισχύ. Για συχνότητα μεταξύ 47.5 και 52 Hz το Α/Π πρέπει να παραμένει συνδεδεμένο στο δίκτυο για 60 min. Για συχνότητα μεταξύ 47 και 47.5 Hz το Α/Π πρέπει να παραμένει συνδεδεμένο στο δίκτυο για 20 sec. Για ρυθμό μεταβολής της συχνότητας 0.5 Hz/sec το Α/Π πρέπει να παραμένει συνδεδεμένο. Και τέλος για συχνότητα άνω των 50.2 Hz δεν επιτρέπεται σύνδεση στο δίκτυο επιπλέον Α/Π. Ο Ιρλανδικός κώδικας παρέχει σε μορφή σχεδιαγράμματος επιπλέον οδηγίες για τη μεταβολή ενεργού ισχύος συναρτήσει των μεταβολών της συχνότητας.

### 3.4.4. Σύγκριση κώδικα Γερμανίας/Μεγάλης Βρετανίας/Ιρλανδίας

Στο σχήμα 11 παρουσιάζονται οι μεταβολές ενεργού ισχύος συναρτήσει της συχνότητας. το εύρος λειτουργίας είναι το ίδιο δηλαδή 49,5-50,5 η διαφορά εντοπίζεται στις συχνότητες 49,5μεχρι 47 Hz. Εκεί φαίνεται ότι ο κώδικας της Βρετανίας είναι αυστηρότερος από αυτόν της Γερμανίας. Συγκεκριμένα ο κώδικας της Βρετανίας ζητάει ελάχιστη παραγωγή ίση με 95% της



ονομαστικής σε συχνότητα 47Hz αντί του πιο χαλαρού ορίου του Γερμανικού που επιβάλλει παραγωγή ίση με 80% της ονομαστικής σε συχνότητα 47,5Hz. Ο λόγος αυτής της διαφοροποίησης έχει αναλυθεί στην παράγραφο 3.3.4.



**Σχήμα 11** Σύγκριση απαιτήσεων Γερμανικού και Βρετανικού κώδικα για τη μεταβολή ενεργού ισχύος συναρτήσει της συχνότητας  
Πηγή [10]

### 3.4.5. Κοινός κώδικας Δανίας/Φινλανδίας/Νορβηγίας/Σουηδίας (Nordic GridCode)

Ο Nordic grid code διαφοροποιείται σε σχέση με τους προαναφερθέντες κώδικες δεδομένου ότι βασίζεται σε σχεδιάγραμμα τάσης/συχνότητας και όχι ενεργού ισχύος/συχνότητας. Συνοψίζοντας μπορούν να ειπωθούν τα ακόλουθα σημεία: για συχνότητες μεταξύ 49 και 51 Hz ο σταθμός πρέπει να λειτουργεί συνεχώς σε πλήρη ισχύ σε τάσεις μεταξύ 90 και 105% της ονομαστικής. Για συχνότητες μεταξύ 49-47,5 Hz ο σταθμός πρέπει να λειτουργεί για 30 min σε τάσεις 90-105% της ονομαστικής. Για συχνότητες μεταξύ 51-52Hz ο σταθμός πρέπει να λειτουργεί για 5 sec σε τάσεις 90-105% της ονομαστικής. Για συχνότητες μεταξύ 51-52Hz λειτουργία σταθμού για 3 min σε τάσεις 90-105Hz της ονομαστικής. Τέλος για συχνότητες κάτω των 47,5Hz ο σταθμός μπορεί να αποσυνδεθεί.

### 3.4.6. Κώδικας Δανίας

Ο κώδικας της Δανίας δίνει κατευθύνσεις για τον τρόπο μεταβολής της ενεργού ισχύος, συναρτήσει της συχνότητας βάση σχεδιαγράμματος. Σε αυτό προσδιορίζονται δύο τρόποι μεταβολής, ανάλογα με την επιτρεπτή μείωση παραγωγής ενεργού ισχύος. Ο κώδικας επιπλέον ορίζει τις επιτρεπτές περιοχές λειτουργίας συναρτήσει τάσης και συχνότητας

### 3.4.7. Κώδικας Φινλανδίας

Ο κώδικας ης Φινλανδίας αποτελεί μεταφορά του κοινού κώδικα (Nordic grid code) και από το σχεδιάγραμμα του προκύπτουν οι απαιτήσεις για ανοχή σε μεταβολές συχνότητας καθώς και οι ανάγκες για παραγωγή ενεργού ισχύος.

### 3.4.8. Κώδικας Βελγίου

Ο κώδικας του Βελγίου ορίζει ότι οι μονάδες παραγωγής πρέπει να λειτουργούν συνεχώς σε συχνότητες μεταξύ 48.5 και 51 Hz, ενώ για συχνότητες μεταξύ 48-48.5Hz και 51-52.5 Hz για χρονικό διάστημα που θα συμφωνείται με το διαχειριστή του συστήματος.

### 3.4.9.Κώδικας Καναδά Hydro Quebec

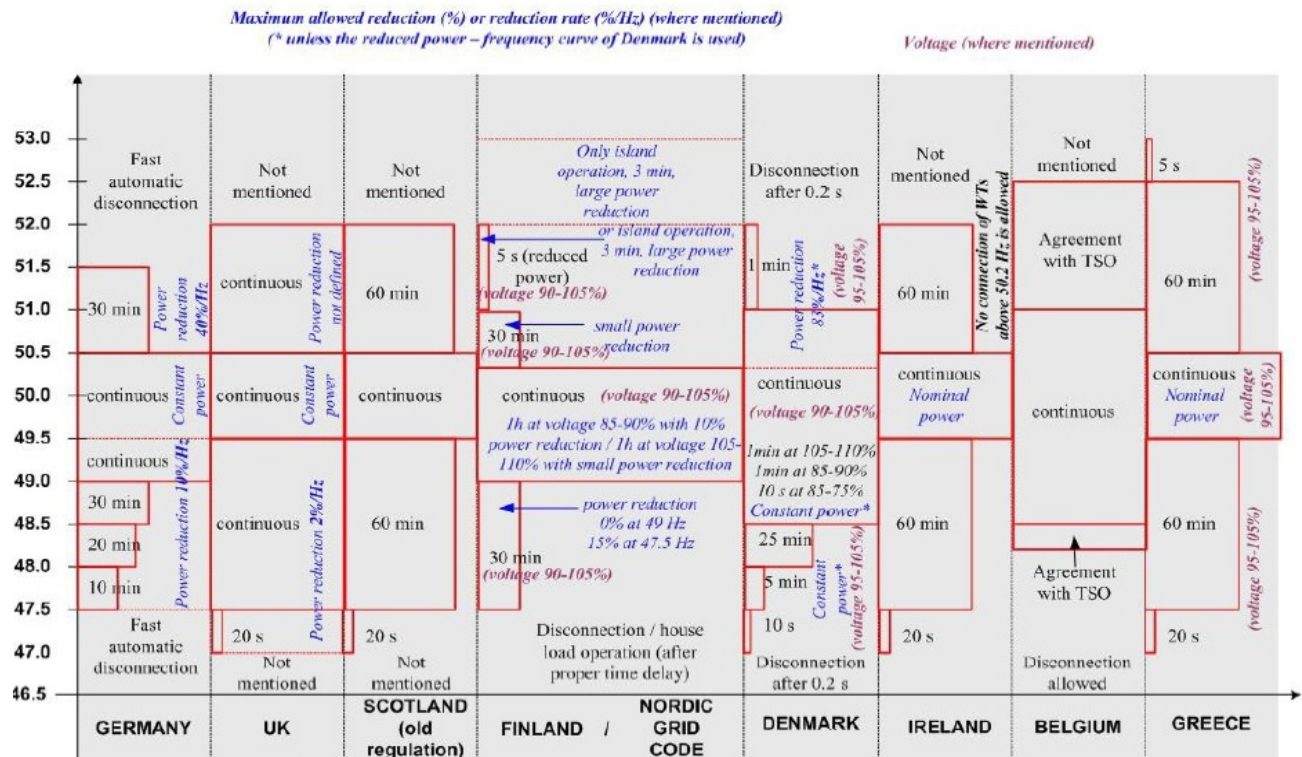
Ο κώδικας αυτός ορίζει συνεχή λειτουργία για συχνότητες μεταξύ 59.4 και 60.6 Hz, ενώ για αποκλίσεις από αυτό το εύρος είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω επιβάλλεται χρονικά μειωμένη παραμονή του δικτύου σε σύνδεση. Αποσύνδεση δικτύου επιβάλλεται για συχνότητες  $>61.7\text{Hz}$  και  $<55.5\text{Hz}$

### 3.4.10. Κώδικας Καναδά AESO

Ο κώδικας αυτός ορίζει συνεχή λειτουργία για συχνότητες μεταξύ 59.4 και 60.6 Hz, ενώ για αποκλίσεις από αυτό το εύρος είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω επιβάλλεται χρονικά μειωμένη παραμονή του δικτύου σε σύνδεση. Αποσύνδεση δικτύου επιβάλλεται για συχνότητες  $\text{Hz} >61.7$  και  $\text{Hz} <56.4$ . Η σύγκριση των 2 κωδίκων του Καναδά οδηγεί στο συμπέρασμα ότι οι προδιαγραφές του AESO ως προς τη συχνότητα λειτουργίας είναι σαφώς πιο αυστηρές από αυτές της Hydro-Quebec έχοντας τα ίδια άνω και κάτω όρια. Στον κώδικα του AESO (όπως και της Hydro-Quebec) δε δίνονται πληροφορίες για τη μεταβολή της ενεργού ισχύος συναρτήσει της συχνότητας λειτουργίας.

3.4.11. Ελληνικός κώδικας

Ο ελληνικός κώδικας αναφέρεται μόνο για θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής και σύμφωνα με αυτόν πρέπει: Οι μονάδες να λειτουργούν συνεχώς στην κανονική ονομαστική ισχύ για συχνότητες από 49.5 Hz έως 50.5 Hz. Για αποκλίσεις από αυτό το εύρος είτε προς τα πάνω είτε προς τα κάτω επιβάλλεται χρονικά μειωμένη παραμονή του δικτύου σε σύνδεση σύμφωνα με το σχήμα 12. Τέλος για μονάδες παραγωγής άνω των 100MW πρέπει να ρυθμίζεται η ενεργός ισχύς βάση συγκεκριμένων κανόνων.



Σχήμα 12 Σύγκριση απαιτήσεων κωδικών σχετικά με το εύρος συχνοτήτων Πηγή [10]

3.5. Έλεγχος τάσης και άεργου ισχύος

Σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο τα ηλεκτρικά στοιχεία του είναι σχεδιασμένα να λειτουργούν μέσα σε ορισμένα όρια τάσης. Σε ένα τέτοιο δίκτυο η τάση ελέγχεται από την ανταλλαγή άεργου ισχύος, ενώ η διαφορά φάσης ορίζεται από την ενεργό ισχύ. Ως απόρροια του κανόνα αυτού , πρέπει να εξασφαλίζεται ισοζύγιο ροής ενεργού και άεργου ισχύος μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης προκειμένου να αποφευχθούν σημαντικές αποκλίσεις στην τάση και τη

συχνότητα. Η διαφορά μεταξύ της ζήτησης και κατανάλωσης άεργου ισχύος επηρεάζει την τάση του συστήματος, οδηγώντας σε αύξηση της τάσης εάν η παροχή επαγωγικής άεργου ισχύος είναι μεγαλύτερη από τη ζητούμενη και μείωσή της, όταν η παροχή είναι μικρότερη από τη ζήτηση, αντίστοιχα.

### 3.5.1. Γερμανικός κώδικας

Τα Α/Π πρέπει να μπορούν να λειτουργούν με διαφορετικούς συντελεστές ισχύος τόσο σε κατάσταση υπερδιέγερσης όσο και υποδιέγερσης. Να σημειωθεί ότι η υποδιέγερση/ υπερδιέγερση έχει να κάνει με τον τρόπο δημιουργίας μαγνητικού πεδίου στις μηχανές και επηρεάζει το  $\cos\phi$  της λειτουργίας τους, καθορίζοντας έτσι εάν θα απορροφούν ή θα δίνουν άεργο ισχύ στο δίκτυο. Ο τρόπος παραγωγής της άεργου ισχύος δεν περιγράφεται από τον κώδικα. Συνεπώς η παραγωγή άεργου ισχύος μπορεί να γίνει από την ίδια τη γεννήτρια. Πρέπει να σημειωθεί ότι δεν επιτρέπονται βηματικές αλλαγές στην άεργο ισχύ μεγαλύτερες του 2.5% ικανότητας στο σημείο σύνδεσης για τα δίκτυα των 110 kV και του 5% για τα δίκτυα των 220/380 kV, καθιστώντας έτσι προτιμότερη τη χρήση στατών αντισταθμιστών άεργου ισχύος (*SVC*) με την οποία είναι δυνατή η μεταβολή της άεργου ισχύος σε συνεχές εύρος τιμών. Η συσχέτιση μεταξύ του συντελεστή ισχύος και της τάσης για τον κώδικα παρουσιάζεται στο σχήμα 13 το οποίο αναφέρεται σε περιοχή συχνοτήτων μεταξύ 49.5 και 50.5 Hz.

### 3.5.2. Βρετανικός κώδικας

Τα Α/Π πρέπει να μπορούν να διατηρούν μηδενική ανταλλαγή άεργου ισχύος με το δίκτυο στο σημείο σύνδεσης, σε όλα τα επίπεδα ενεργού ισχύος, στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας. Ειδικότερα τα Α/Π, λόγω του επαγωγικού χαρακτήρα των ασύγχρονων γεννητριών, απαιτούν κατά κανόνα επαγωγική άεργο ισχύ από το δίκτυο. Αυτό δημιουργεί προβλήματα στη λειτουργία του δικτύου, γι αυτό και οι κώδικες συνήθως απαιτούν η ανταλλαγή άεργου ισχύος με το δίκτυο να είναι μηδενική, να μη δίνουν αλλά και να μην απορροφούν άεργο ισχύ. Στην μόνιμη κατάσταση λειτουργίας, το μέγιστο επιτρεπόμενο ποσοστό ανταλλαγής άεργου ισχύος με το δίκτυο ορίζεται ίσο με 5% της ονομαστικής ισχύος του Α/Π (rated MW) σε τάσεις 400,275 και 132 kV. Για σύνδεση σε τάσεις 33 kV και κάτω, τα όρια για μεταβατικές συνθήκες καθορίζονται από το σχήμα 13. Ο κώδικας απαιτεί την λειτουργία σε κάθε σημείο εντός της

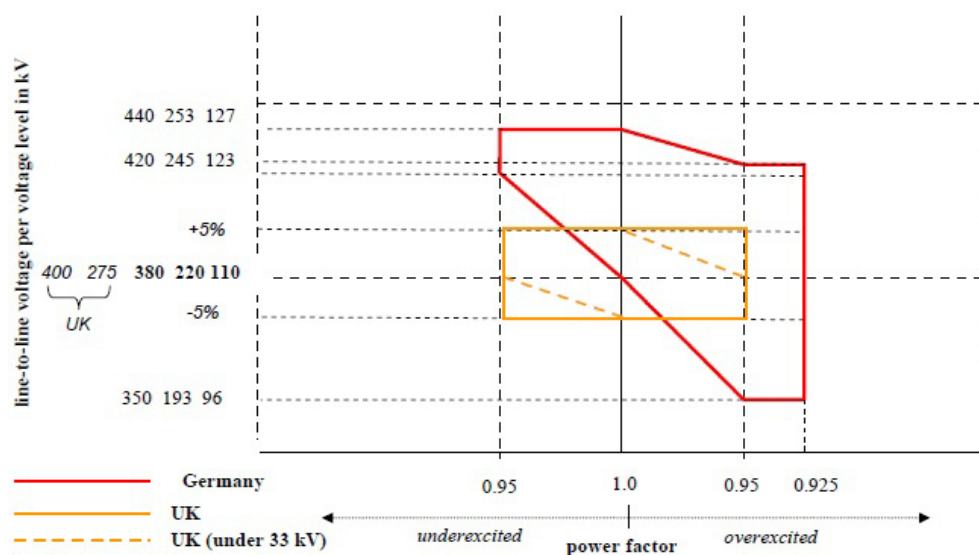
περιοχής του σχήματος αυτού. Τέλος ο κώδικας αυτός ορίζει και τα όρια παραγόμενης αέργου ισχύος συναρτήσει της ενεργού ισχύος βάση σχεδιαγράμματος.

### 3.5.3. Ιρλανδικός κώδικας

Ο κώδικας υπαγορεύει ότι τα Α/Π πρέπει να μπορούν να ρυθμίζουν την τάση σε κατάλληλο σημείο ρύθμισης. Το σύστημα ρύθμισης τάσης θα επεμβαίνει με μεταβολή της αέργου ισχύος, χωρίς να υπερβαίνει τις βηματικές μεταβολές τάσης που καθορίζονται στο πρότυπο IEC 61000-3-7:1996. Ο ρυθμός μεταβολής του συστήματος ρύθμισης της τάσης, θα πρέπει να κυμαίνεται μεταξύ 0 και 10% και καθορίζεται από το διαχειριστή του συστήματος. Η ταχύτητα απόκρισης του συστήματος ρύθμισης της τάσης πρέπει να είναι τέτοια ώστε, μετά από μια βηματική μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης, η παραγόμενη αέργου ισχύς της Α/Γ θα φτάνει το 90% της απόκρισής της στη μόνιμη κατάσταση μέσα σε 1 s. Τέλος οι προδιαγραφές της παραγωγής αέργου ισχύος συναρτήσει της ενεργού ισχύος αποτυπώνονται στο σχήμα 14 ενώ για λειτουργία κάτω του 10% της μέγιστης ικανότητας εξόδου του Α/Π, αυτό πρέπει να λειτουργεί στο γραμμοσκιασμένο τρίγωνο που φαίνεται στο σχήμα 14.

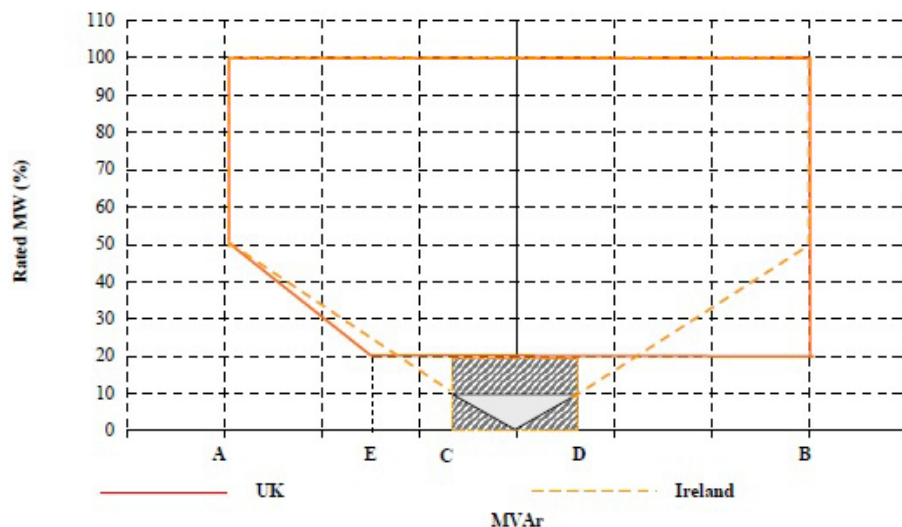
### 3.5.4. Σύγκριση κώδικα Γερμανίας/Μεγάλης Βρετανίας/Ιρλανδίας

Η σύγκριση μεταξύ των κωδικών Γερμανίας Βρετανίας δείχνει ότι οι απαιτήσεις του πρώτου είναι πιο αυστηρές από τον δεύτερο ως προς την μέγιστη τάση λειτουργίας και τα όρια του συντελεστή ισχύος. Αντιθέτως ο Βρετανικός κώδικας είναι πιο αυστηρός ως προς τις τάσεις κάτω της ονομαστικής όπου απαιτείτε η λειτουργία σε υποδιέγερση.



**Σχήμα 13** Σύγκριση κώδικα Γερμανίας/Μεγάλης Βρετανίας  
Πηγή [10]

Όσον αφορά τους κώδικες Βρετανίας και Ιρλανδίας αναφορικά με την μεταβολή άεργου ισχύος σε σχέση με την ενεργό, η διαφορά τους έγκειται στην ηπιότερη απαίτηση του Ιρλανδικού για επίπεδα ενεργού ισχύος κάτω του 50% σε σχέση με το 20% του Βρετανικού.



**Σχήμα 14** Σύγκριση κώδικα Βρετανίας Ιρλανδίας  
Πηγή [10]

### 3.5.5. Κοινός κώδικας Δανίας/Φινλανδίας/Νορβηγίας/Σουηδίας

Ο κώδικας αυτός απαιτεί δυνατότητα παραγωγής άεργου ισχύος περίπου ίσης με την ονομαστική για 10 s, για διαταραχές του δικτύου που οδηγούν σε βύθιση τάσης στους ακροδέκτες της γεννήτριας στο 70% της ονομαστικής της τιμής.

### 3.5.6. Κώδικας Δανίας

Ο κώδικας ορίζει ότι η μέση τιμή ανά πεντάλεπτο της ανταλλασσόμενης άεργου ισχύος μεταξύ δικτύου και Α/Π πρέπει να βρίσκεται στην περιοχή που ορίζουν οι παράλληλες γραμμές του σχήματος 15. Ο έλεγχος της άεργου ισχύος μπορεί να γίνεται κεντρικά στο Α/Π ενώ η αντιστάθμιση μπορεί να γίνεται από την εκάστοτε ηλεκτρική εταιρεία



### 3.5.7. Κώδικας Φινλανδίας

Σε αυτό το κώδικα δεν δίνονται χαρακτηριστικές μεταβολής της άεργου ισχύος αλλά προδιαγραφές για τον τρόπο μεταβολής της χωρίς όμως ειδική αναφορά σε Α/Π.

### 3.5.8. Κώδικας Βελγίου

Ο κώδικας αυτός δεν δίνει χαρακτηριστικές μεταβολής άεργου ισχύος βάση διαγράμματος αλλά την προδιαγράφει συναρτήσει της τάσης στο σημείο σύνδεσης μέσω σχέσης (άνω και κάτω όριο σχετικού δείκτη).

### 3.5.9. Κώδικας Καναδά Hydro Quebec

Ο κώδικας Hydro-Quebec ορίζει για Α/Π ισχύος μεγαλύτερης των 10 MW ρύθμιση του συντελεστή ισχύος κάτω από 0.95 (επαγωγικό ή χωρητικό) εκτός από τις περιπτώσεις που η παραγόμενη άεργος ισχύς δε μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο, οπότε και το αποδεκτό άνω όριο είναι 0.97.

### 3.5.10. Κώδικας Καναδά AESO

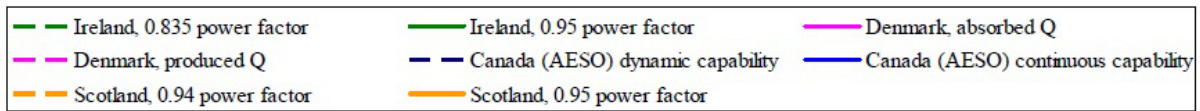
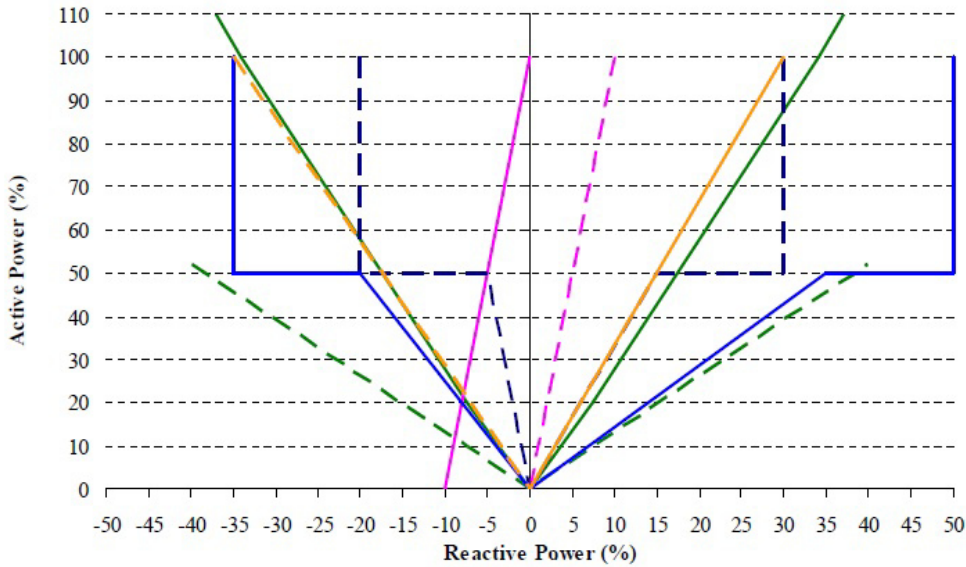
Ο κώδικας αυτός κατηγοριοποιεί την παραγωγή άεργου ισχύος σε δυναμική και συνεχή ικανότητα παραγωγής. Η κύρια διαφορά τους είναι η χρονική απόκριση τους. Ποιο συγκεκριμένα η δυναμική ικανότητα αναφέρεται σε απόκριση σε μεταβολές τάσης σε χρόνο έως 1 sec ενώ η συνεχής ικανότητα αναφέρεται σε συνεχή ροή άεργου ισχύος στο σύστημα. Οι απαιτήσεις του κώδικα αυτού παρουσιάζονται σε σχεδιάγραμμα ενεργούς ισχύος συναρτήσει άεργου ισχύος. Με τη δυναμική ικανότητα παραγωγής άεργου ισχύος, το Α/Π πρέπει να μπορεί να μεταβάλλει το  $\cos\phi$  στο σημείο σύνδεσης από 0.985 επαγωγικό έως 0.95 χωρητικό ενώ με τη συνεχή ικανότητα παραγωγής άεργου ισχύος, το Α/Π πρέπει να μπορεί να μεταβάλλει το  $\cos\phi$  στο σημείο σύνδεσης από 0.95 επαγωγικό έως 0.9 χωρητικό.

### 3.5.11. Κώδικας ΗΠΑ

Ο κώδικας ορίζει ότι τα Α/Π πρέπει να έχουν συντελεστή ισχύος στο σημείο ρύθμισης μεταξύ 0.95 επαγωγικού και 0.95 χωρητικού, εφόσον αυτή η απαίτηση κρίνεται αναγκαία από το διαχειριστή του συστήματος. Δε δίνονται περαιτέρω κατευθύνσεις για τη μεταβολή της άεργου ισχύος.

3.5.12. Ελληνικός κώδικας

Σύμφωνα με τον κώδικα αυτό όλες οι μονάδες παραγωγής πρέπει να έχουν δυνατότητα παροχής άεργου ισχύος σύμφωνα με εύρη τιμών cosφ που ορίζονται σε σχετικό πίνακα και διαχωρίζει το δίκτυο σε τάση των 150 και 400 Kv.



**Σχήμα 15** Σύγκριση απαιτήσεων κωδικών για μεταβολή άεργου ισχύος συναρτήσει της ενεργού ισχύος.  
Πηγή [10]



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

### Μοντελοποίηση συστήματος Κρήτης

Στο παρόν κεφάλαιο δίνεται η περιγραφή του συστήματος μεταφοράς της Κρήτης, η λειτουργία του οποίου αναλύεται στη συνέχεια της εργασίας. Περιγράφεται αναλυτικά τόσο η υφιστάμενη κατάσταση όσο και τα μελλοντικά έργα που προβλέπονται για την ανάπτυξή του. Στη συνέχεια γίνεται περιγραφή του μοντέλου που αναπτύχθηκε με τη χρήση του λογισμικού Netplan, με το οποίο πραγματοποιείται η ανάλυση διαταραχών σε διάφορες καταστάσεις λειτουργίας του.

#### 4.1 Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας Κρήτης

Το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης αποτελείται από τους συμβατικούς σταθμούς παράγωγης ενέργειας, τους υποσταθμούς υψηλής προς μέση τάση, τις γραμμές μεταφοράς και τις ΑΠΕ που συνδέονται σε αυτό (αιολικά και φωτοβολταϊκά). Σημειώνεται ότι για τα αιολικά πάρκα διατίθενται αναλυτικά στοιχεία ως προς τη θέση εγκατάστασης και την ισχύ τους. Δεν υπάρχουν αντίστοιχα στοιχεία για τα φωτοβολταϊκά που συνδέονται στο σύστημα, επειδή στην πλειοψηφία τους συνδέονται στη Μέση και τη Χαμηλή Τάση (διεσπαρμένη παραγωγή). Η συνεισφορά τους λαμβάνεται έμμεσα υπόψη μέσω της μείωσης που προκαλούν στο φορτίο του συστήματος.

Το κύριο χαρακτηριστικό του συστήματος της Κρήτης είναι ότι αποτελεί ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα σχετικά μεγάλης κλίμακας, δεδομένου ότι δε διασυνδέεται με Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) για λόγους γεωγραφικούς και οικονομικούς (τις προηγούμενες δεκαετίες υπήρχαν σημαντικές δυσκολίες στην κατασκευή και πόντιση υποβρυχίων καλωδίων μεγάλου μήκους που απαιτούνται για μια τέτοια διασύνδεση, ωστόσο οι πρόσφατες τεχνολογικές εξελίξεις σε αυτόν τον τομέα έχουν επιτρέψει την εκ νέου σχεδίαση της διασύνδεσης, η οποία προβλέπεται να πραγματοποιηθεί μέχρι το 2020). Έτσι πρέπει να είναι αυτοδύναμο ως προς την κάλυψη της ζητούμενης ενέργειας. Ένα τέτοιο σύστημα πρέπει να σχεδιάζεται με γνώμονα 3 κύριους άξονες: αξιοπιστία, ασφάλεια και οικονομία. Κατά

συνέπεια, είναι απαραίτητη η κατάλληλη σχεδίαση κάθε συνιστώσας του, έτσι ώστε να είναι τεχνικά αποδοτικό αλλά και οικονομικό.

Στην διπλωματική εργασία [3], έχει αναγνωριστεί ότι τα αυτόνομα συστήματα, όπως είναι και το σύστημα της Κρήτης, παρουσιάζουν σημαντικά προβλήματα στην λειτουργία τους, τα οποία δημιουργούν ιδιαίτερες απαιτήσεις για την αξιόπιστη λειτουργία τους.

Ειδικότερα, τα προβλήματα στη λειτουργία αυτόνομων συστημάτων είναι:

- Μεγάλες διακυμάνσεις στην τάση λόγω χαμηλής ισχύος βραχυκύκλωσης.
- Μεγάλες διακυμάνσεις στη συχνότητα λόγω χαμηλής αδρανείας του συστήματος.
- Μεγάλη επίδραση των κυμαινόμενων φορτίων στην ποιότητα της ενέργειας.
- Μεγάλος ρυθμός στην αύξηση της ζήτησης.
- Υψηλό κόστος στρεφόμενης εφεδρείας.
- Απαιτήση για περισσότερη στρεφόμενη εφεδρεία.
- Μεγάλο μέγεθος συμβατικών μονάδων παράγωγης.
- Μεγαλύτερο μέσο κόστος παράγωγης θερμικών μονάδων σε σχέση με το αντίστοιχο του ΕΣΜΗΕ.
- Μικρά περιθώρια ευστάθειας του συστήματος.

### **4.2 Τεχνικά στοιχεία του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης**

Για τις ανάγκες της διπλωματικής αυτής χρησιμοποιήθηκαν πραγματικά τεχνικά στοιχεία από την μελέτη του ΔΕΔΔΗΕ με τίτλο [21].

#### **4.2.1 Συμβατικές μονάδες παραγωγής και ΑΠΕ**

Συμφώνα με την ΜΑΣΜ το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης αποτελείται από 3 θερμικούς σταθμούς παραγωγής ΑΗΣ Χανίων στη θέση Ξυλοκαμάρα, ΑΗΣ Λινοπεραμάτων στο Ηράκλειο και ΑΗΣ Αθερινόλακου στο Λασιίθι. Στις θέσεις αυτές βρίσκονται εγκατεστημένες 28 μονάδες παραγωγής εγκατεστημένης ισχύος 763,3 MW. Τρεις από τις προαναφερθέντες γεννήτριες ισχύος 46,5 MW έχουν τεθεί σε ψυχρή εφεδρεία. Ο ΑΗΣ Χανίων χρησιμοποιεί για την ηλεκτροπαραγωγή πετρέλαιο ντίζελ, ο ΑΗΣ Αθερινόλακου βαρύ

πετρέλαιο χαμηλού θείου και ο ΑΗΣ Λινοπεράτων πετρέλαιο ντίζελ και βαρύ πετρέλαιο χαμηλού θείου.

Στο Σύστημα της Κρήτης βρίσκονται σε λειτουργία 33 Αιολικά Πάρκα (Α/Π). Από τα Α/Π, 13 συνδέονται με τον Υ/Σ Σητείας, 5 με τον Υ/Σ Μαρωνιάς, 3 με τον Υ/Σ Μοίρες, 2 με τον Υ/Σ Αγιάς, 3 με τον Υ/Σ Καστέλι, 2 με τον Υ/Σ Ρεθύμνου και από ένα με τους Υ/Σ Αγ. Βαρβάρα, Ηράκλειο III, Λινοπεράματα, Σπήλι και Αγ.Νικόλαο. Τα περισσότερα από τα Α/Π συνδέονται στους Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ με αποκλειστικές γραμμές ΜΤ.

### 4.2.2 Υποσταθμοί

Στο σύστημα της Κρήτης είναι συνδεδεμένοι συνολικά 23 Υποσταθμοί εκ των οποίων:

- 17 Υ/Σ υποβιβασμού 150 kV/ΜΤ με 37 Μ/Σ υποβιβασμού συνολικής ισχύος μετασχηματισμού 1425 ΜVA. Στους Υ/Σ αυτούς συμπεριλαμβάνονται ο Υ/Σ υποβιβασμού που είναι συνδεδεμένος στον Υ/Σ ανυψώσεως της ΔΕΗ στον ΑΗΣ Χανίων, ο Υ/Σ υποβιβασμού στον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων και ο Υ/Σ υποβιβασμού στον ΑΗΣ Αθερινόλακκου.
- 3 Υ/Σ ανυψώσεως ΜΤ/150 kV στους Σταθμούς Παραγωγής της ΔΕΗ ΑΗΣ Χανίων, ΑΗΣ Λινοπεραμάτων και ΑΗΣ Αθερινόλακκου και 1 Υ/Σ ανυψώσεως ΜΤ/66 kV στον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων.
- 2 Υ/Σ (Μαρωνίας και Αγ. Βαρβάρας) καθένας από τους οποίους περιλαμβάνει ένα Μ/Σ ανυψώσεως ισχύος 50 ΜVA που χρησιμοποιούνται αποκλειστικά για την υποδοχή της ισχύος Αιολικών Πάρκων

### 4.2.3 Γραμμές μεταφοράς

Το σύστημα μεταφοράς της Κρήτης αποτελείται από εναέριες γραμμές μεταφοράς 150kV με στάθμη βραχυκυκλώσεως 20 kA σε τάση 170 kV (ισχύς βραχυκυκλώσεως S=5890 ΜVA), και τα συνολικά μήκη τους φαίνονται στο σχήμα 16. Εκτός των ανωτέρω εναέριων Γ.Μ., στο σύστημα της Κρήτης υπάρχουν εγκατεστημένα και 4,5 km υπόγειων καλωδιακών Γ.Μ 150 kV. Όσον αφορά τους μετασχηματιστές Μ/Σ ΥΤ/ΜΤ λειτουργούν σε διάφορες ονομαστικές δευτερεύουσες τάσεις από 11 kV μέχρι 15,7 kV.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

	Κύκλωμα	Χαρακτηρισμός Γ.Μ.	Συνολικό Μήκος (km)
<b>ΚΡΗΤΗ</b>	ΑΠΛΟ	E/150	119,03
	ΑΠΛΟ	B/150	267,74
	ΔΙΠΛΟ	2B/150	154,2
	ΑΠΛΟ	ACSS	42,33

**Σχήμα 16** Συνολικά μήκη Γ.Μ. Συστήματος Κρήτης, Πηγή [21]

Μία γραμμή Γ.Μ. χαρακτηρίζεται από τον τύπο της γραμμής, με E ελαφρού ή B βαρέως τύπου, αντίστοιχα, και τον αριθμό των κυκλωμάτων (το 2 υποδηλώνει γραμμή διπλού κυκλώματος). Οι διατομές των αγωγών μεταφοράς εκφράζονται σε MCM σύμφωνα με την Αμερικάνικη τυποποίηση και αναφέρονται στην επιφάνεια του αλουμινίου (Al) της σύνθετης διατομής (1MCM = 0,5067 mm<sup>2</sup>) σχήμα 17.

Ονομαστική Τάση (kV)	Κύκλωμα	Χαρακτηρισμός Γ.Μ.	Αριθμός & Διατομή Αγωγών ανά φάση (τύπος ACSR)	
			(MCM)	(mm <sup>2</sup> )
66	ΑΠΛΟ	E/66	1 x 336,4	1 x 170
150	ΑΠΛΟ	E/150	1 x 336,4	1 x 170
150	ΑΠΛΟ	B/150	1 x 636,0	1 x 322
150	ΔΙΠΛΟ	2B/150	1 x 636,0	1 x 322

**Σχήμα 17** Τυποποιημένα είδη εναέριων Γ/Μ Πηγή [21]

Η χαρακτηριστική ισχύς ή φυσική ισχύς μιας γραμμής μεταφοράς είναι η πραγματική ισχύς της γραμμής, όταν εξυπηρετεί μόνο ωμικό φορτίο. Για ένα τριφασικό δίκτυο σαν αυτό δηλαδή της Κρήτης, με πολική τάση U η χαρακτηριστική ισχύς ή φυσική ισχύς μεταφοράς της γραμμής δίνεται από την σχέση

$$S_c = U^2 / Z_c \text{ όπου η ποσότητα } Z_c = \sqrt{L/C}$$

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

ονομάζεται χαρακτηριστική αντίσταση της γραμμής. Έτσι η χαρακτηριστική ισχύς γραμμής είναι εκείνη η ισχύς η οποία αποδίδεται σε καθαρά ωμικό φορτίο ίσο με τη χαρακτηριστική αντίστασή της. Πρέπει να επισημανθεί ότι εάν το φορτίο της γραμμής είναι μικρότερο από τη χαρακτηριστική ισχύ της γραμμής, υπάρχει παραγωγή άεργου ισχύος από τη γραμμή, ενώ σε αντίθετη περίπτωση όπου το φορτίο είναι μεγαλύτερο από τη χαρακτηριστική ισχύ η γραμμή απορροφά άεργη ισχύ. Το θερμικό όριο της Γ.Μ. είναι η μέγιστη ικανότητα μεταφοράς ισχύος (φαινόμενης, δηλαδή πραγματικής και άεργου) σε συνθήκες συνεχούς κανονικής λειτουργίας με τρόπο τέτοιο ώστε η θερμική εξασθένηση των αγωγών από το φαινόμενο Joule να μην οδηγεί σε μείωση της μηχανικής τους αντοχής σχήμα 18.

Ονομ. Τάση (kV)	Κύκλωμα	Χαρακτηρισμός Γ.Μ.	Αριθμός & Διατομή Αγωγών/Φάση (MCM)	Θερμικό όριο υπό ονομαστικές συνθήκες (MVA)	Θερμικό όριο υπό δυσμενείς συνθήκες (MVA)*	Χαρακτηριστική Ισχύς Μεταφοράς (MW)
66	ΑΠΛΟ	E/66 (τύπος ACSR)	1 x 336,4	60,5	51	12
150	ΑΠΛΟ	E/150(τύπος ACSR)	1 x 336,4	138	117	54
150	ΑΠΛΟ	B/150(τύπος ACSR)	1 x 636,0	202	169	57
150	ΔΙΠΛΟ	2B/150(τύπος ACSR)	1 x 636,0	2x202	2X169	2x62
150	ΑΠΛΟ	ACSS	1 x 336,4	200	166	

**Σχήμα 18** Χαρακτηριστική ισχύς και θερμικό όριο εναέριων Γ.Μ.  
Πηγή [21]

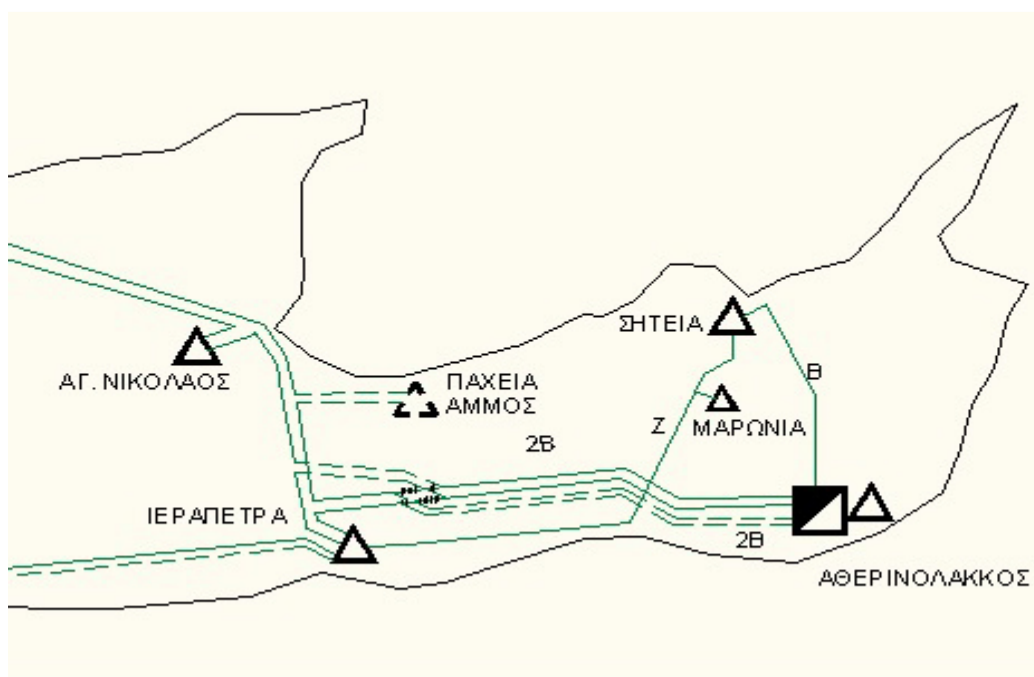
### 4.2.4. Φορτία και ΑΠΕ

Στη παρούσα διπλωματική εξετάζονται διάφορα σενάρια λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης. Σε όλα τα σενάρια θεωρήθηκαν φορτία σε συνθήκες μεγίστου και ελαχίστου. Οι 2 αυτές καταστάσεις είναι ναί μεν οι ακραίες, επιλέχθηκαν ωστόσο σκόπιμα διότι εάν το σύστημα λειτουργεί ομαλά σε αυτές τις ακραίες περιπτώσεις συνεπάγεται ότι θα δουλεύει απρόσκοπτα και σε όλες τις ενδιάμεσες καταστάσεις. Το συνολικό μέγιστο φορτίο ελήφθη ίσο με 700MW (με βάση τα στοιχεία ΜΑΣΜ) το αντίστοιχο ελάχιστο ίσο με 170MW(περίπου ίσο με το 25% του μεγίστου, το οποίο προέκυψε με βάση απολογιστικά στοιχεία από τις διακυμάνσεις φορτίου προηγούμενων ετών). Η εγκατεστημένη συνολική ισχύς των αιολικών πάρκων ανέρχεται στην τιμή των 155,75MW.

### 4.3. Μελλοντικά έργα

Τα μελλοντικά έργα που έχουν προγραμματιστεί στο σύστημα της Κρήτης είναι:

1. Νέα γραμμή *Αθρινόλακος Ιεράπετρα & Αθρινόλακος Ηράκλειο* 2.Η νέα Γ.Μ. σε μήκος 35 km περίπου οδεύει παράλληλα με την υφιστάμενη Γ.Μ. 2B/150 kV Αθρινόλακκου – Ιεράπετρας. Συνεπώς αντί να υπάρχει μόνο ένα κύκλωμα Αθρινόλακκος – Ιεράπετρα, προστίθεται και ένα δεύτερο, ίδιου μήκους (37.5km) και τύπου 2B/150 kV με το υφιστάμενο. Το τμήμα Αθρινόλακκος – Παχεία Άμμος είναι ίσο με 48.5km τύπου 2Bσχήμα 19.

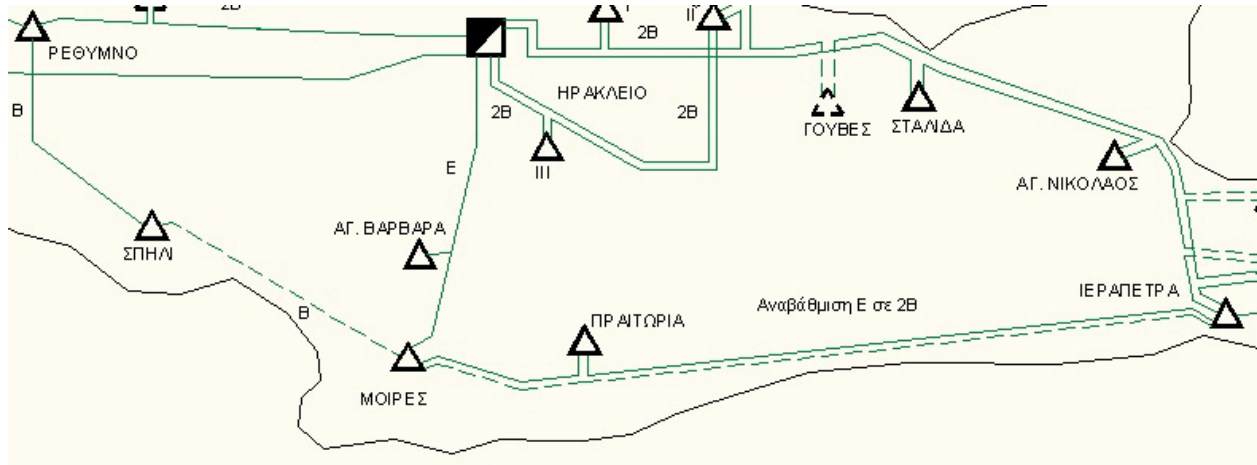


**Σχήμα 19** Νέα γραμμή Αθρινόλακος Ιεράπετρα  
Πηγή [21]

2. Μετατροπή της Γ.Μ. *Ιεράπετρα - Μοίρες* από Ε σε 2B/150 kV και κατασκευή της νέας Γ.Μ. Β/150 kV *Σπήλι – Μοίρες*. Στη γραμμή Ιεράπετρα–Μοίρες, όπως αναφέρεται στο σχήμα 20, προβλέπεται αναβάθμιση από τύπο Ε σε 2B. Αυτό σημαίνει ότι το παρόν κύκλωμα Ιεράπετρα – Πραιτώρια–Μοίρες που είναι Ε θα γίνει 2B, και θα μπει και ένα δεύτερο (απευθείας Ιεράπετρα–Μοίρες) επίσης 2B (ίδιου μήκους με το άθροισμα

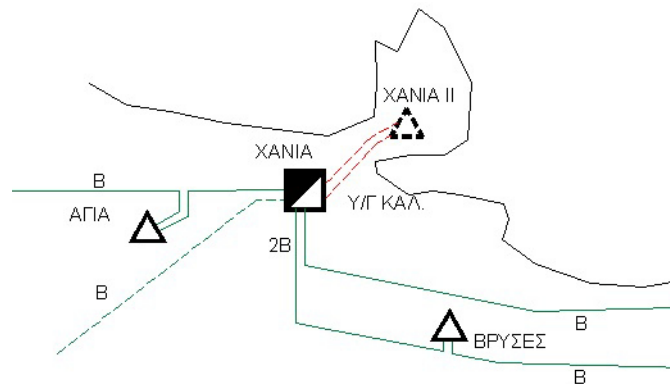
## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

Ιεράπετρα – Πραιτώρια και Πραιτώρια – Μοίρες, δηλαδή  $24+57=81\text{km}$ ). Το μήκος της ΓΜ Σπήλι – Μοίρες (τύπου Β) είναι ίσο με  $50\text{km}$ .



**Σχήμα 20** Μετατροπή της Γ.Μ. **Ιεράπετρα – Μοίρες**  
Πηγή [21]

3. Νέος σταθμός *Χανιά 2*. Θα καλύψει την αυξημένη ζήτηση στην περιοχή του Ακρωτηρίου αποφορτίζοντας ταυτόχρονα τις γραμμές ΜΤ του Υ/Σ Χανίων που χρησιμοποιούνται σήμερα για αυτό το σκοπό. Ο νέος Υ/Σ Χανιά II θα είναι κλειστού τύπου (GIS) και θα συνδεθεί με διπλή καλωδιακή γραμμή κατευθείαν σε δύο νέες πύλες στον Υ/Σ Χανιά προκειμένου να ικανοποιείται το κριτήριο N-1 όπως φαίνεται στο σχήμα 21. Η γραμμή που συνδέει Χανιά 1 με τον Χανιά2 είναι καλώδιο μήκους  $5\text{km}$  με  $R=0.05\Omega/\text{km}$ ,  $X=0.201\Omega/\text{km}$  και  $B=57,8053\text{mho}/\text{km}$  και  $I_{\text{max}}=770\text{A}$



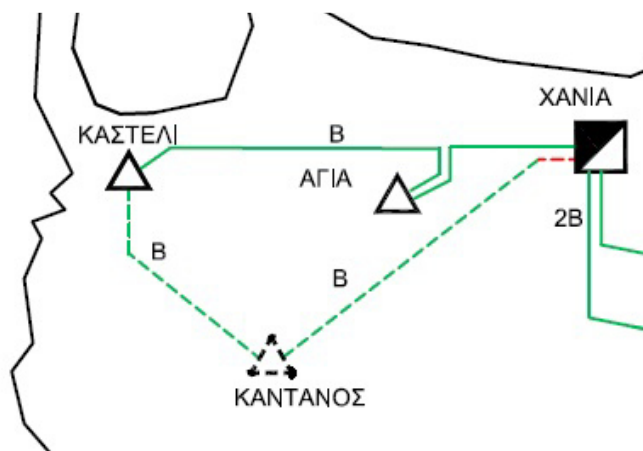
**Σχήμα 21** Νέος σταθμός Χανιά 2, Πηγή [21]







είναι η απρόσκοπτη λειτουργία των Υ/Σ Καστέλι και Αγιά σε περίπτωση διαταραχής πχ απώλεια της Γ/Μ Χάνια Αγιά. Η Γ/Μ Καστέλι-Κάντανος έχει μήκος 17.5 km και η Γ/Μ Κάντανος-Χανιά 1 έχει μήκος 35 km.



**Σχήμα 23** Νέος Υ/Σ Κάντανου  
Πηγή [21]

#### 4.4. Λογισμικό Nerplan

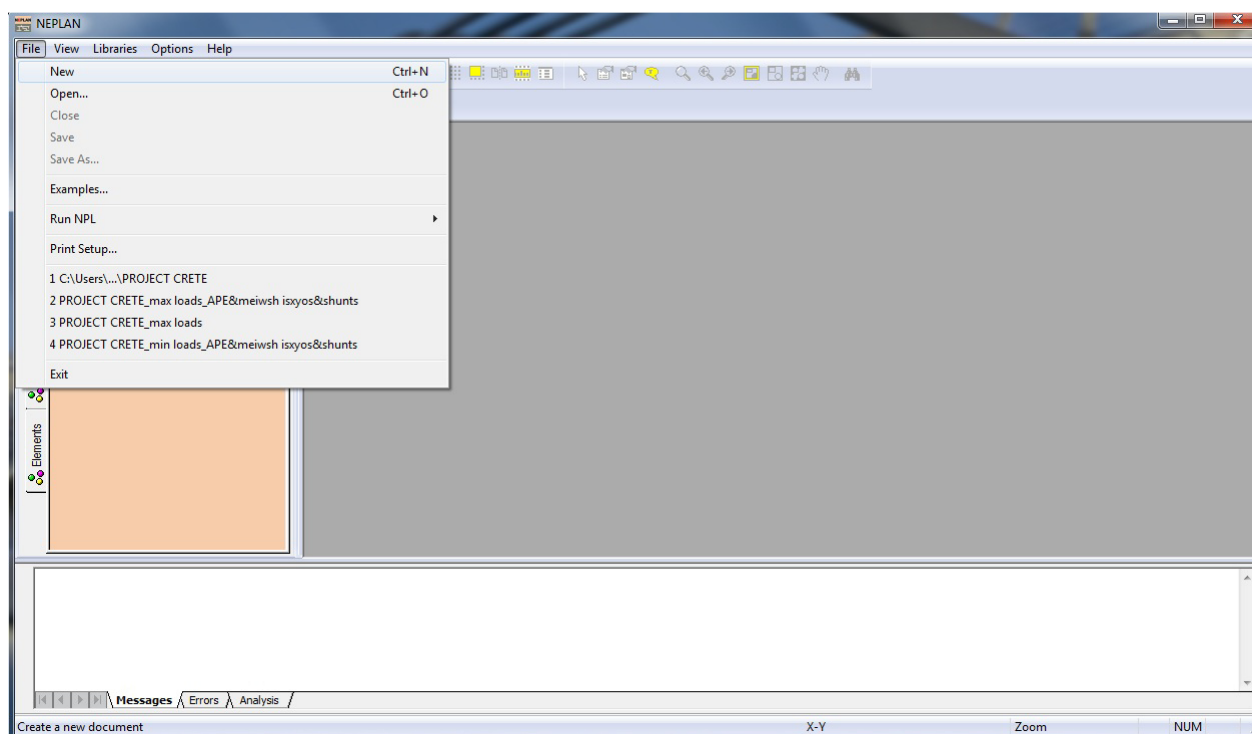
Σε αυτήν την παράγραφο παρουσιάζεται η μοντελοποίηση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης με την χρήση του προγράμματος Nerplan. Αρχικά δίνεται μια συνοπτική περιγραφή του περιβάλλοντος λειτουργίας του προγράμματος και του τρόπου με τον οποίο δημιουργούνται αρχεία προσομοιώσεων. Στη συνέχεια περιγράφεται ο τρόπος με τον οποίο μοντελοποιήθηκε το σύστημα της Κρήτης. Για την κάθε συνιστώσα του συστήματος που μοντελοποιείται (Γ.Μ., μετασχηματιστής, φορτίο, γεννήτρια) δίνεται περιγραφή του τρόπου με τον οποίο εισάγεται στο μοντέλο και στη συνέχεια ο τρόπος με τον οποίο εισάγονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά της.

Το Nerplan είναι ένα φιλικό προς τον χρήστη πρόγραμμα, το οποίο δίνει την δυνατότητα κατασκευής δικτύων αερίου, νερού και φυσικά ηλεκτρισμού. Η έκδοση του Nerplan που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα διπλωματική εργασία είναι η 5.3.51. Με την χρήση του Nerplan αυτό που γίνεται είναι η μοντελοποίηση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης σε ένα ισοδύναμο 'μονογραμμικό' διάγραμμα. Το μονογραμμικό είναι ουσιαστικά μία απλοποιημένη αναπαράσταση του ηλεκτρολογικού σχεδίου των κυκλωμάτων του συστήματος. Επί της ουσίας αναπαριστώνται οι κόμβοι/ζυγοί και η μεταξύ τους σύνδεση είναι μία ευθεία

πάνω στην οποία φαίνονται μήκη και τύποι γραμμών. Το ηλεκτρολογικό σχέδιο δεν είναι υπό κλίμακα, δεν έχει καμία 'φυσική' έννοια, αλλά πρέπει όμως να φαίνονται σωστά ο τρόπος σύνδεσης των ζυγών και τα στοιχεία των γραμμών μεταξύ τους. Ένα παρόμοιο πρόγραμμα που μπορεί να χρησιμοποιηθεί είναι το Powerworld Simulator όπως αυτό αναλύθηκε στην διπλωματική εργασία [3] ή ακόμα και το λογισμικό MATLAB.

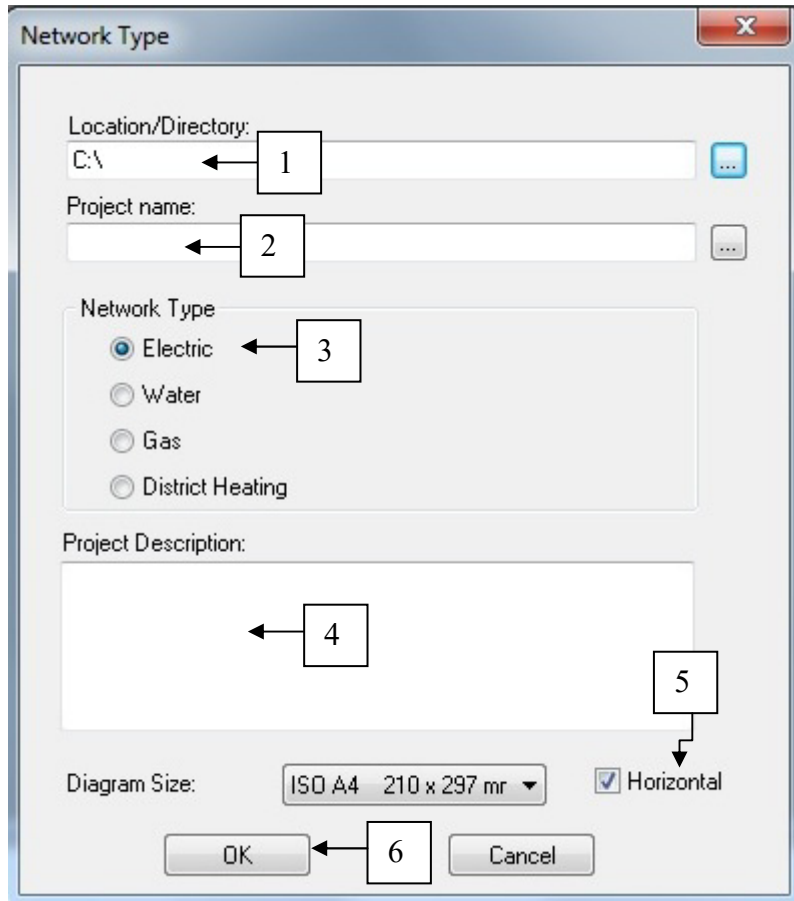
### 4.4.1. Δημιουργία και διαχείριση νέου μοντέλου

Η πρώτη επαφή είναι με το περιβάλλον εργασίας του χρήστη: όπως όλα τα projects ξεκινούν από το σημείο μηδέν, το οποίο είναι αυτό που φαίνεται στο σχήμα 24 . Για να ξεκινήσουμε το σχεδιασμό επιλεγούμε από το μενού file→ new



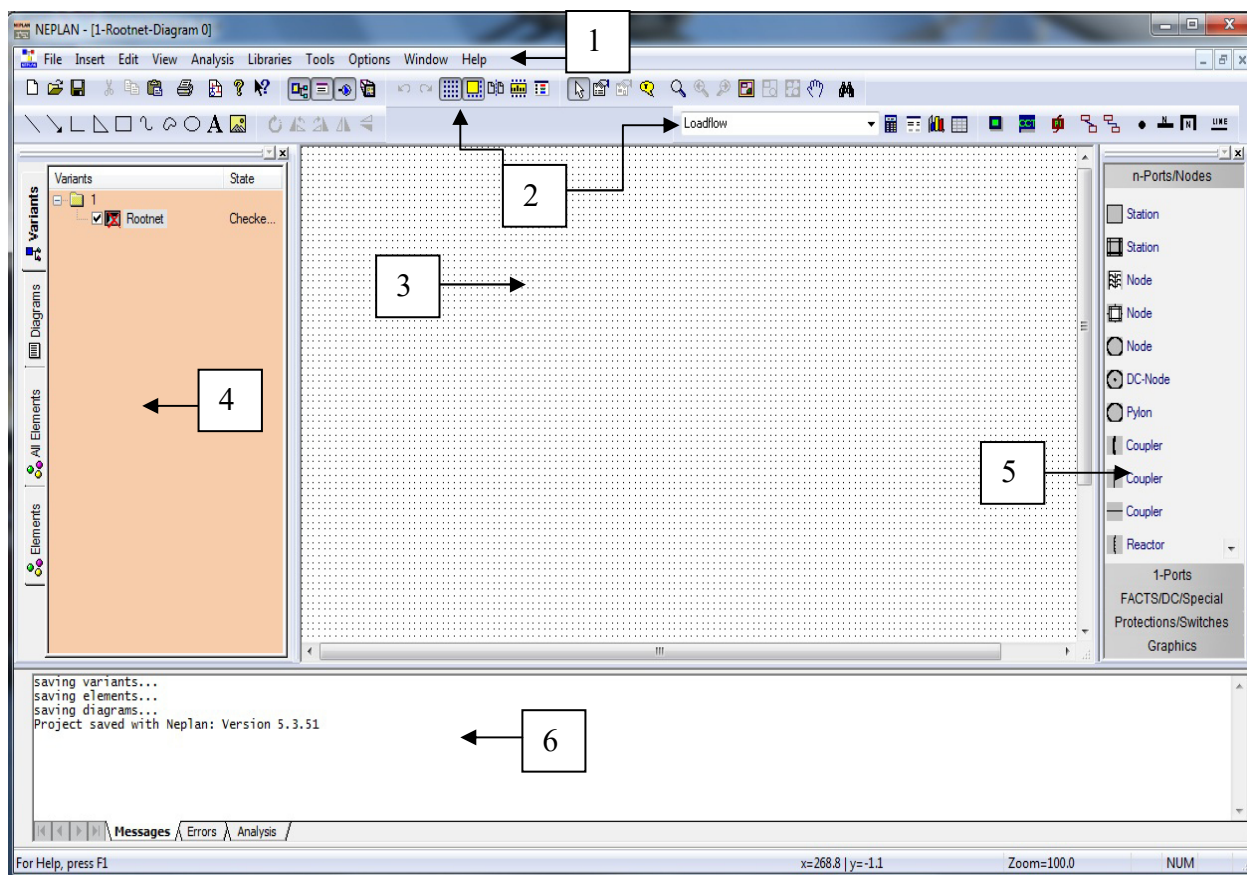
**Σχήμα 24** νέα σελίδα στο λογισμικό Neplan

Η επόμενη καρτέλα είναι αυτή του σχήματος 25 όπου διαλέγουμε τον τύπο του project ως electric (επειδή μοντελοποιείται ηλεκτρικό δίκτυο) και κάνουμε τις εξής επιλογές :



**Σχήμα 25** τύπος δικτύου

- 1) διαλέγουμε σε ποιο φάκελο επιθυμούμε να αποθηκεύσουμε το project
- 2) διαλέγουμε το όνομα του project
- 3) διαλέγουμε τον τύπο του δικτύου , δηλαδή ηλεκτρικού.
- 4) εισάγουμε μια περιγραφή του δικτύου
- 5) διαλέγουμε μέγεθος και προσανατολισμό δικτύου. (Το μέγεθος μπορεί να αλλάξει και κατά την διάρκεια του project)
- 6) πατώντας το κουμπί ok εμφανίζεται το ακόλουθο σχήμα 26 το οποίο είναι ουσιαστικά το πεδίο εργασίας του προγράμματος και αποτελείτε από τα εξής τμήματα



**Σχήμα 26** πεδίο εργασίας του προγράμματος

- 1) είναι η γραμμή του μενού μέσα από τις επιλογές του οποίου γίνεται ο χειρισμός του προγράμματος.
- 2) είναι η γραμμή των πλέον χρησιμοποιούμενων εντολών, σε μορφή εικονιδίων για την γρήγορη επιλογή τους.
- 3) στον χώρο αυτό είναι που θα δημιουργήσουμε το ηλεκτρικό δίκτυο (workspace).
- 4) στον χώρο αυτό γίνεται η ταυτόχρονη διαχείριση διαφόρων projects (variant manager).
- 5) αυτό είναι το παράθυρο συμβόλων από το οποίο γίνεται η επιλογή των διαφόρων στοιχείων όπως μετασχηματιστές, γεννήτριες, φορτία κτλ (symbol window).
- 6) αυτό είναι το παράθυρο των μηνυμάτων του προγράμματος προς τον χρήστη. Περιέχει μηνύματα σχετικά με την ανάλυση του δικτύου διάφορα αποτελέσματα και λάθη, (message window).

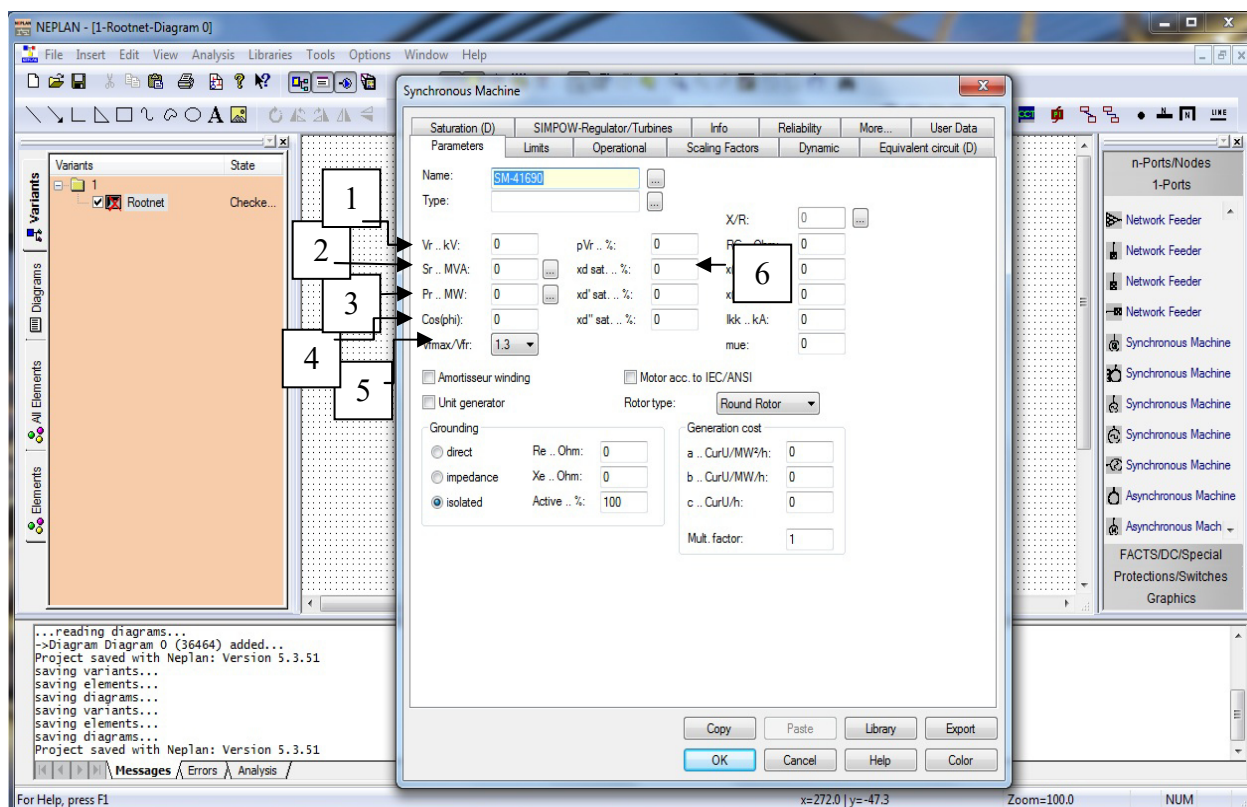
### 4.4.2. Εισαγωγή στοιχείων δικτύου

Το ηλεκτρικό δίκτυο αποτελείται από τις ακόλουθες συνιστώσες:

- Άπειρος ζυγός (feeder)
- Σύγχρονες γεννήτριες για την μοντελοποίηση των συμβατικών γεννητριών
- Σύγχρονες γεννήτριες για την μοντελοποίηση των αιολικών πάρκων
- Μετασχηματιστές δύο τυλιγμάτων
- Πηγία
- Πυκνωτές
- Γραμμές μεταφοράς
- Ζυγοί
- Φορτία

#### 4.4.2.1. Εισαγωγή σύγχρονης γεννήτριας για την μοντελοποίηση των συμβατικών γεννητριών

Η τάση της γεννήτριας είναι κατά κανόνα μικρότερη από τα 150kV των υποσταθμών του συστήματος, γι αυτό και συνδέεται σε αυτούς μέσω μετασχηματιστή ανύψωσης. Στην παράγραφο αυτή δίνεται μόνο η διαδικασία εισαγωγής γεννήτριας (οι ζυγοί και οι μετασχηματιστές περιγράφονται σε επόμενες παραγράφους). Η εισαγωγή της σύγχρονης γεννήτριας γίνεται με την επιλογή του εικονιδίου της από το παράθυρο συμβόλων και με πατημένο το αριστερό κουμπί του ποντικιού το τραβάμε μέχρι την επιφάνεια εργασίας όπου τότε εμφανίζεται το επόμενο σχήμα<sup>27</sup>



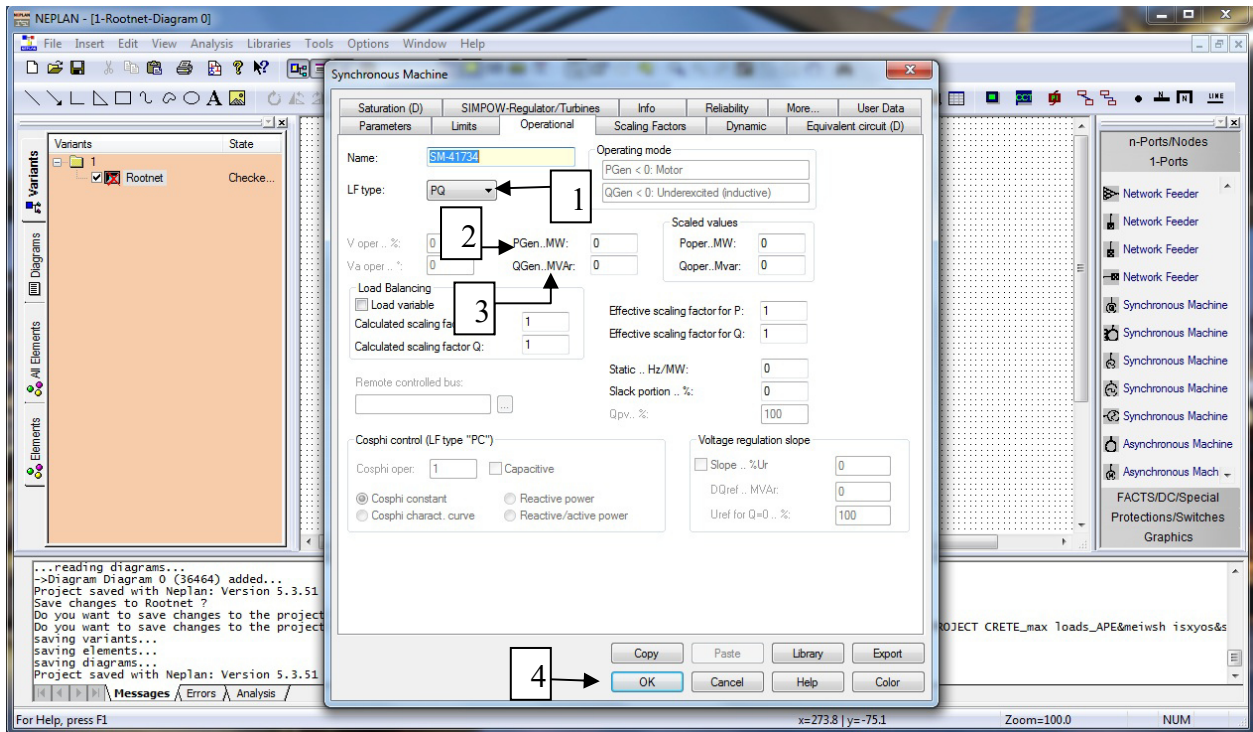
Σχήμα 27 Εισαγωγή σύγχρονης γεννήτριας

Σε αυτή την καρτέλα (parameters) πρέπει να συμπληρωθούν τα κελία 1→6. Για το τρέχον παράδειγμα μπορούν να χρησιμοποιηθούν τα αριθμητικά δεδομένα της γεννήτριας 1 από τον πίνακα 3. Το κελί 7 αναφέρεται στο όνομα της γεννήτριας όπου εδώ θα ονομαστεί ‘γεννήτρια X,1’. Ειδικότερα, πρέπει να συμπληρωθεί η τάση της γεννήτριας, η φαινόμενη ισχύς της, η ενεργός ισχύς της, το  $\cos\phi$ , ο λόγος μέγιστης/ονομαστική τάση διέγερσης  $V_{fmax}/V_{fr}$  και η αντίδραση κορεσμού  $x_{dsat}\%$ .

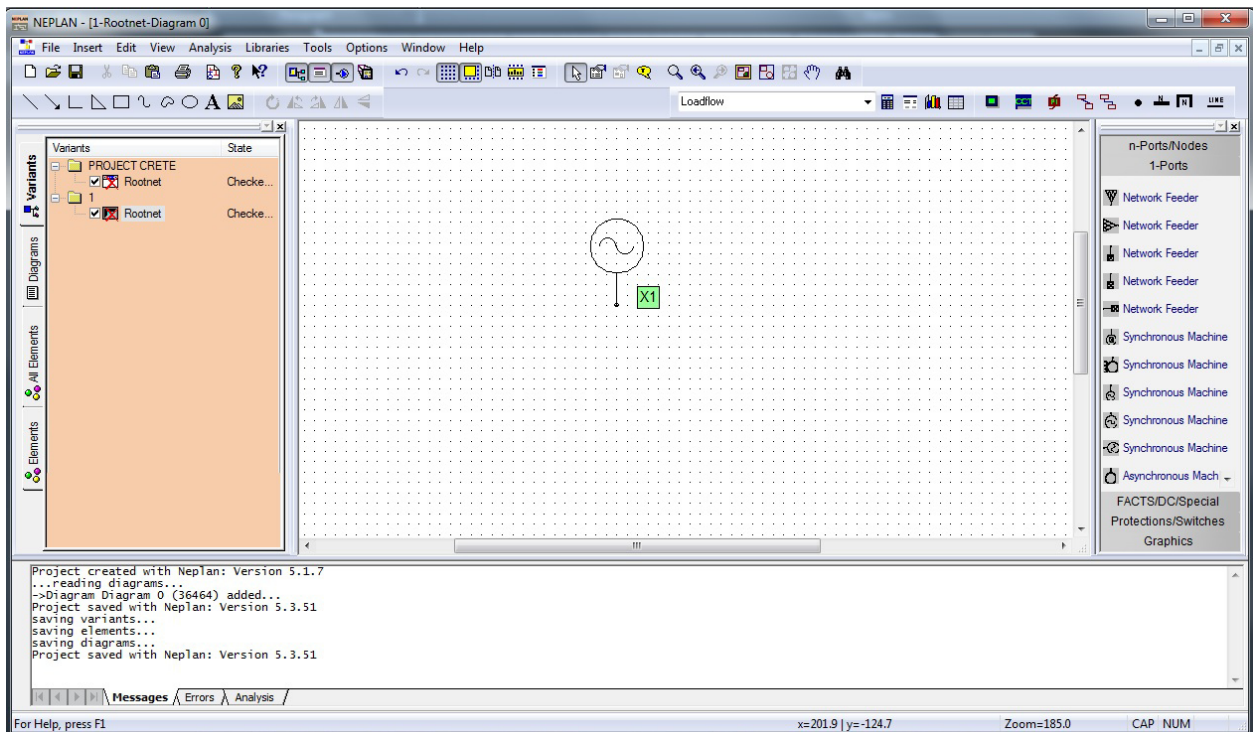
Μένοντας στο ίδιο παράθυρο με τα στοιχεία της γεννήτριας, στην καρτέλα operational σχήμα 28 πρέπει να συμπληρωθούν τα κελία  $P_{gen}$  εικονίδιο 2, και  $Q_{gen}$  εικονίδιο 3. Βέβαια για να είναι δυνατό αυτό πρέπει πρώτα να έχει επιλεγτεί η τιμή  $LFtype = PQ$ , εικονίδιο 1. Αυτό σημαίνει ότι επιλέγουμε η γεννήτρια να λειτουργεί με παραμέτρους ενεργού και άεργου ισχύος που δίνονται από το χρήστη (φροντίζοντας βέβαια να είναι συμβατές με τα χαρακτηριστικά λειτουργίας της). Τέλος με το πλήκτρο ok θα γίνει η ολοκλήρωση της τοποθέτησης της γεννήτριας όπως φαίνεται στην εικόνα 29, με τα δεδομένα τα οποία επιλέχθηκαν.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ



Σχήμα 28 Στοιχεία της γεννήτριας



Σχήμα 29 Τοποθέτηση της γεννήτριας στην επιφάνεια εργασίας

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PQ)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	Qgen (MVAR)					
Γεννήτρια 1						Μετασχηματιστής γεννήτριας 1						
13.8	64.18	49.7	0.774	1.6	13.67	49.7	37.725	150	13.8	70.6	0.528	15.126
↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑
1	2	3	4	5	6	2	3	1	2	3	4	5

**Πίνακας 3** Τιμές οι οποίες αφορούν την ρύθμιση την γεννήτριας και του αντιστοίχου μετασχηματιστή της

Στους πίνακες 4,5,6 που ακολουθούν δίδονται τα τεχνικά στοιχεία των γεννητριών και των μετασχηματιστών τους, τα οποία χρησιμοποιήθηκαν για την κατασκευή του δικτύου .



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΧΑΝΙΑ (9 γεννήτριες)												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PQ)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	Qgen (MVAR)					
<b>Γεννήτρια 1</b>												
15.75	21.3	14	0.657	1.6	1.917	14	8.676	150	15.75	55	0.883	25.209
<b>Γεννήτρια 2</b>												
11.5	79	58	0.734	1.6	13.114	58	43.5	150	11.5	85.5	0.502	14.381
<b>Γεννήτρια 3</b>												
11.5	79	58	0.734	1.6	13.114	58	43.5	150	11.5	85.5	0.502	14.381
<b>Γεννήτρια 4</b>												
11	28.75	17	0.591	1.6	4.571	17	12.75	150	11	34.7	0.415	11.890
<b>Γεννήτρια 5</b>												
11	39.8	28	0.704	1.6	5.015	28	17.353	150	11	44.3	0.414	11.871
<b>Γεννήτρια 6</b>												
11.5	56.87	37	0.651	1.6	5.118	37	27.75	150	11.5	57.2	0.460	13.200
<b>Γεννήτρια 7</b>												
11.5	56.87	37	0.651	1.6	5.118	37	27.75	150	11.5	57.2	0.460	13.200
<b>Γεννήτρια 8</b>												
11.5	55.5	40	0.721	1.6	5.384	40	30	150	11.5	57.2	0.460	13.200
<b>Γεννήτρια 9</b>												
11.5	47.5	27.55	0.580	1.6	9.5	27.55	20.663	150	11.5	46.2	0.476	13.629

**Πίνακας 4** Τεχνικά χαρακτηριστικά για τις γεννήτριες και τους αντίστοιχους μετασχηματιστές τους για το σταθμό παραγωγής Χανίων.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ (15 γεννήτριες)												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PQ)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	Qgen (MVAR)					
<b>Γεννήτρια 1</b>												
6.3	21.7	14	0.645	1.6	3.407	14	8.767	150	6.3	20.4	0.389	11.137
<b>Γεννήτρια 2</b>												
6.3	21.7	14	0.645	1.6	3.407	14	8.767	150	6.3	20.4	0.389	11.137
<b>Γεννήτρια 3</b>												
15.75	18.75	14.3	0.763	1.6	2.625	14.3	10.725	150	15.75	20.6	0.442	12.656
<b>Γεννήτρια 4</b>												
15.75	18.75	14.3	0.763	1.6	2.625	14.3	10.725	150	15.75	20.6	0.442	12.656
<b>Γεννήτρια 5</b>												
15.75	7.8	6.2	0.795	1.6	0.936	6.2	4.65	150	15.75	10	0.150	11.907
<b>Γεννήτρια 6</b>												
6.3	31.25	23.5	0.752	1.6	4.25	23.5	17.625	150	6.3	34.4	0.363	10.403
<b>Γεννήτρια 7</b>												
6.3	31.25	23.5	0.752	1.6	4.25	23.5	17.625	150	6.3	34.4	0.363	10.403
<b>Γεννήτρια 8</b>												
6.3	31.25	23.5	0.752	1.6	4.25	23.5	17.625	150	6.3	34.4	0.363	10.403
<b>Γεννήτρια 9</b>												
10	15.35	11	0.717	1.6	5.373	11	8.25	150	10	17.6	0.387	11.088
<b>Γεννήτρια 10</b>												
10	15.35	11	0.717	1.6	5.373	11	8.25	150	10	17.6	0.387	11.088
<b>Γεννήτρια 11</b>												
10	15.35	11	0.717	1.6	5.373	11	8.25	150	10	17.6	0.387	11.088
<b>Γεννήτρια 12</b>												
10	15.35	11	0.717	1.6	5.373	11	8.25	150	10	17.6	0.387	11.088
<b>Γεννήτρια 13</b>												
11.5	63.5	42.7	0.672	1.6	9.779	42.7	32.025	150	11.5	66	0.468	13.408
<b>Γεννήτρια 14</b>												
11.5	47.5	27.55	0.580	1.6	9.5	27.55	20.663	150	11.5	46.2	0.469	13.453
<b>Γεννήτρια 15</b>												
11	18.4	13.5	0.734	1.6	2.76	13.5	10.125	150	11	22	0.177	5.077

**Πίνακας 5** Τεχνικά χαρακτηριστικά για τις γεννήτριες και τους αντίστοιχους μετασχηματιστές τους για το σταθμό παραγωγής

Λινοπεραμάτων

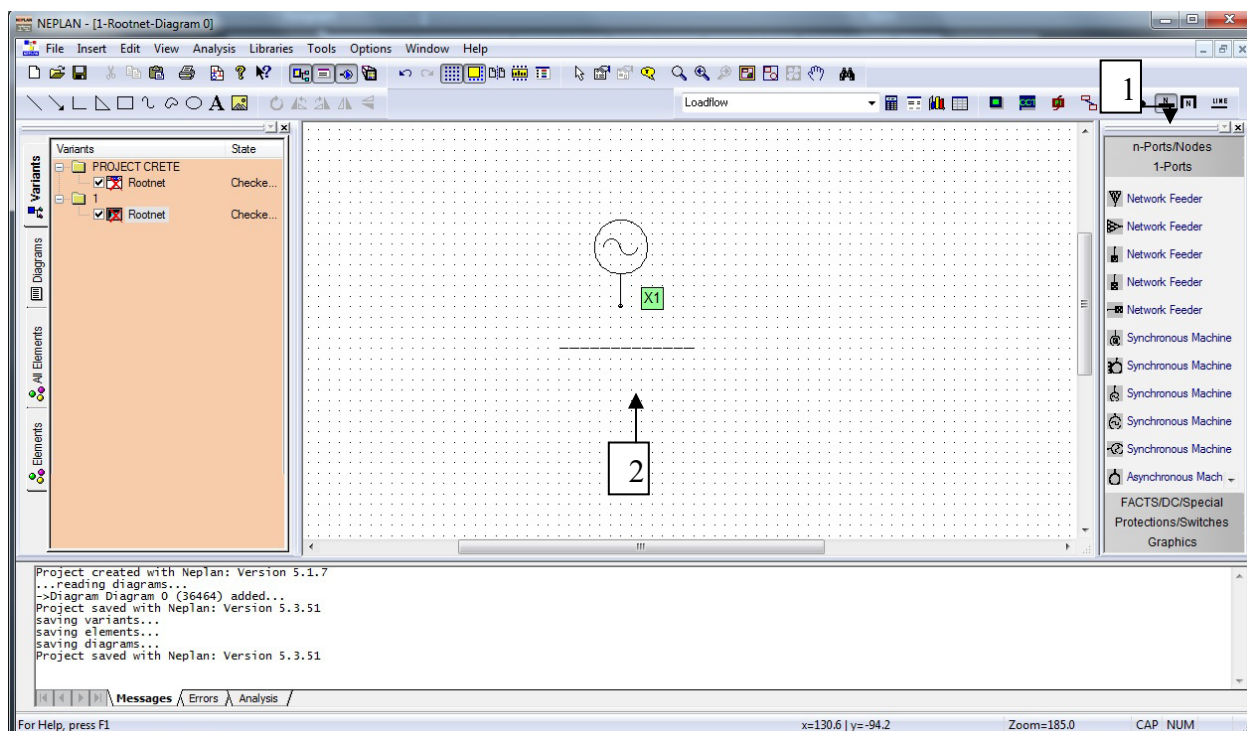
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΣ (4 γεννήτριες)												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PQ)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(I) %	Ukr(I) %
						Pgen (MW)	Qgen (MVAR)					
<b>Γεννήτρια 1</b>												
13.8	64.18	49.7	0.774	1.6	13.67	49.7	37.725	150	13.8	70.6	0.528	15.126
<b>Γεννήτρια 2</b>												
13.8	64.18	49.7	0.774	1.6	13.67	49.7	37.725	150	13.8	70.6	0.528	15.126
<b>Γεννήτρια 3</b>												
11	62.5	43.2	0.691	1.6	11.313	43.2	32.4	150	11	70.4	0.405	11.605
<b>Γεννήτρια 4</b>												
11	62.5	43.2	0.691	1.6	11.313	43.2	32.4	150	11	70.4	0.405	11.605

**Πίνακας 6** Τεχνικά χαρακτηριστικά για τις γεννήτριες και τους αντίστοιχους μετασχηματιστές τους για το σταθμό παραγωγής Αθερινόλακου.

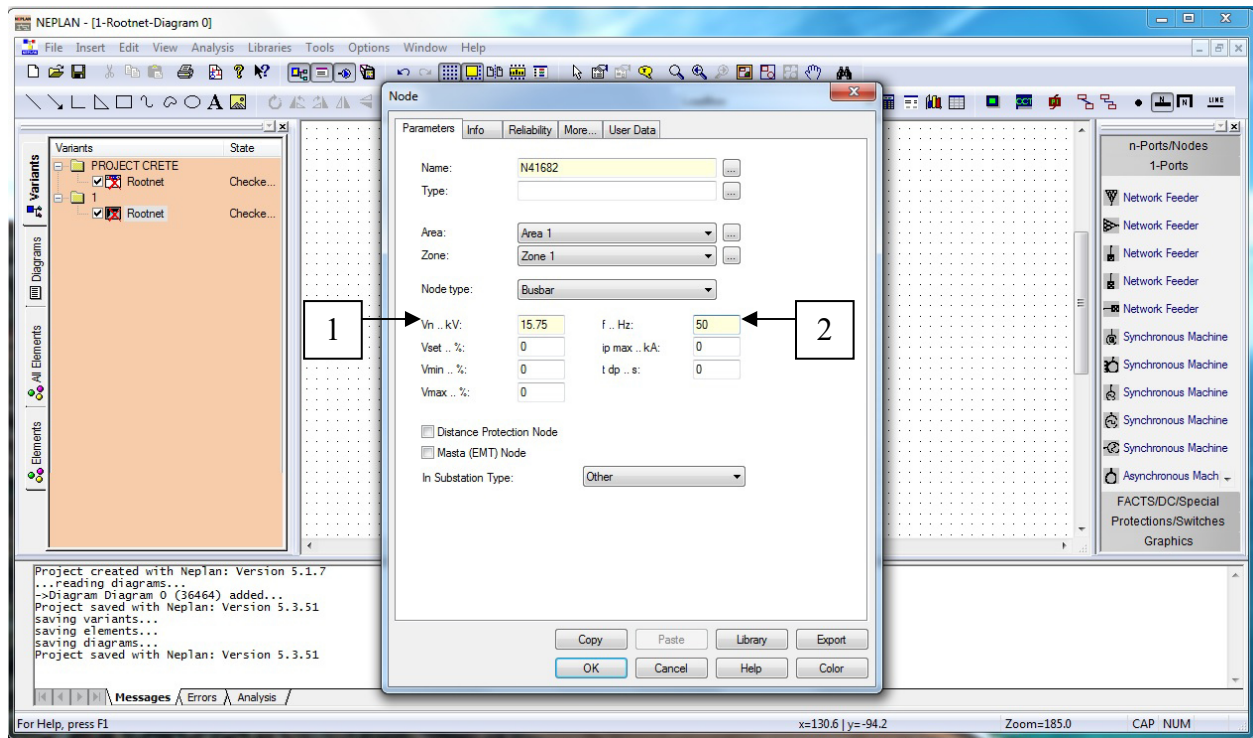
#### 4.4.2.2. Εισαγωγή ζυγού

Κάθε κόμβος του δικτύου μπορεί να είναι είτε σημείο στο οποίο αλλάζει ο τύπος του καλωδίου (επομένως πρέπει να υπάρχει στην αποτύπωση) ή κάποιος Υ/Σ του συστήματος στον οποίο συνδέονται φορτία ή Α/Γ κλπ. Κάθε τέτοιος κόμβος είναι ουσιαστικά ένα 'bus' ή αλλιώς ηλεκτρικός ζυγός του συστήματος.



**Σχήμα 30** εισαγωγή του ζυγού

Για την εισαγωγή του ζυγού επιλεγούμε το εικονίδιο 1 όπως φαίνεται στο σχήμα 30. Στη συνέχεια με δεξί κλικ στην επιφάνεια εργασίας χαράσσουμε μια γραμμή, εικονίδιο 2 σχήμα 30, της οποίας το μήκος δεν έχει σημασία (ο χρήστης μπορεί να επιλέξει όποιο μήκος εξυπηρετεί καλύτερα το σχέδιο). Κατόπιν ένα παράθυρο εμφανίζεται σχήμα 31, όπου 2 είναι τα σημεία στα οποία πρέπει να δοθούν τιμές. Αυτά είναι η ονομαστική τάση του ζυγού, εικονίδιο 1 σχήμα 31, και η συχνότητα λειτουργίας εικονίδιο 2. Εάν ο ζυγός συνδέεται σε γεννήτρια ή Μ/Σ, η ονομαστική τάση πρέπει να είναι ίδια με αυτή που έχει η γεννήτρια ή το αντίστοιχο τύλιγμα Μ/Σ με την οποία θα συνδεθεί ενώ η συχνότητα λειτουργίας είναι ίση με 50 Hz. Τέλος με το πλήκτρο OK γίνεται η οριστική τοποθέτηση του ζυγού στο σχέδιο.



Σχήμα 31 εισαγωγή στοιχείων του ζυγού

#### 4.4.2.3. Εισαγωγή μετασχηματιστή

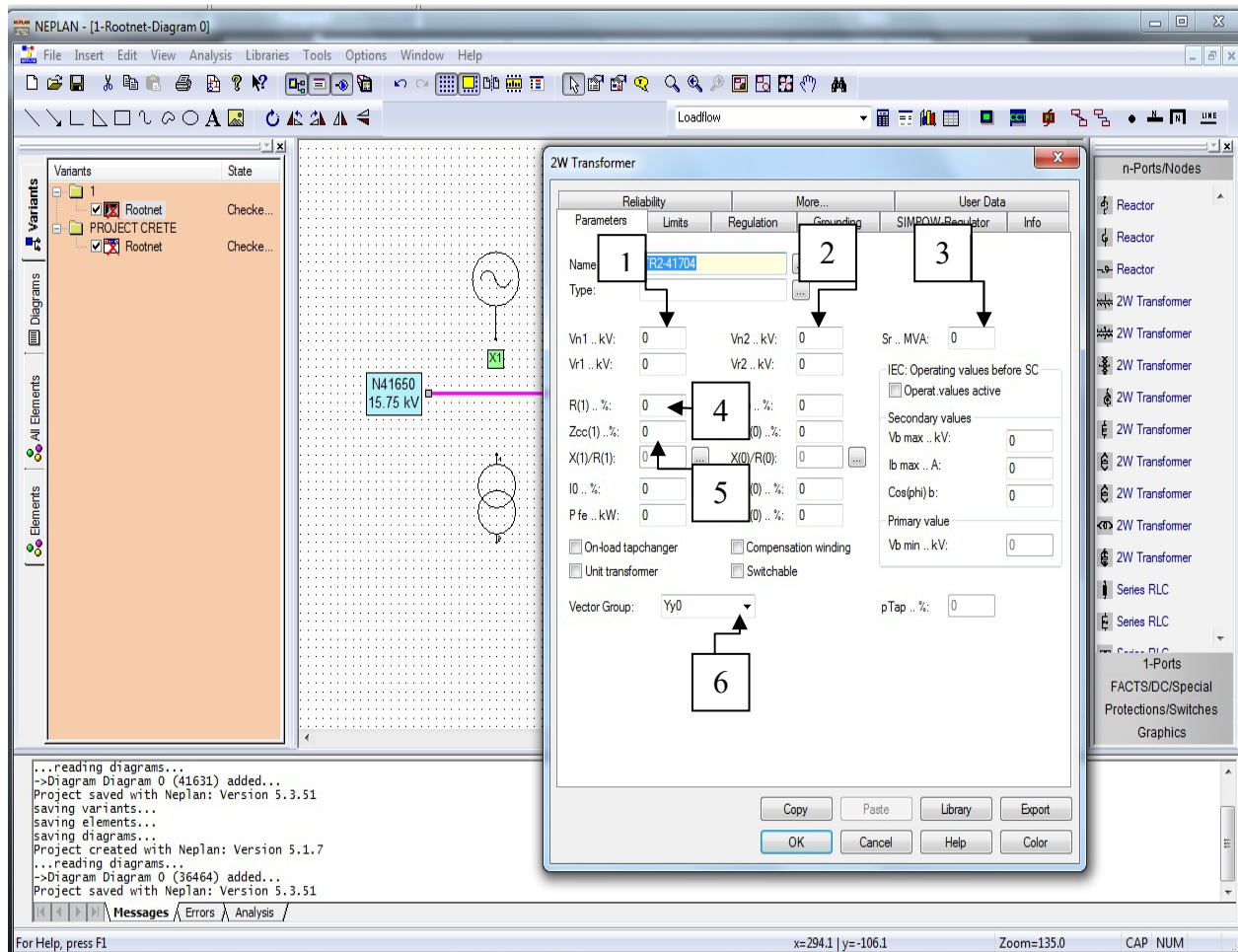
Για την εισαγωγή του μετασχηματιστή εργαζόμαστε ανάλογα με την τοποθέτηση της γεννήτριας, δηλαδή διαλέγουμε ένα από τα εικονίδια των μετασχηματιστών από την στήλη συμβόλων, και με πατημένο το αριστερό πλήκτρο του ποντικιού τοποθετούμε το μετασχηματιστή επάνω στην επιφάνεια εργασίας. Ταυτόχρονα ένα νέο παράθυρο εμφανίζεται σχήμα 32 , στο οποίο συμπληρώνουμε τα στοιχεία των 5 κελίων. Όπως και προηγουμένως ως δεδομένα μπορούν να χρησιμοποιηθούν αυτά από τον πίνακα 3, μετασχηματιστής γεννήτριας 1 κοκ. Το κελί 6 πρέπει να έχει την τιμή YNd5. Τέλος με το κουμπί ok ολοκληρώνεται η εισαγωγή του μετασχηματιστή.

Στη φόρμα εισαγωγής των στοιχείων του Μ/Σ δίνονται στοιχεία και για το tap. Με τον όρο tap ορίζεται το βήμα αλλαγής του λόγου μετασχηματισμού τάσης πρωτεύοντος/ δευτερεύοντος, χρησιμεύει δε ως μέσο ρύθμισης της τάσης στην έξοδο (δευτερεύον) του μετασχηματιστή όταν η τάση στο πρωτεύον είναι πολύ υψηλότερη ή χαμηλότερη της ονομαστικής. Ειδικότερα, ο ονομαστικός λόγος μετασχηματισμού είναι πχ στους Μ/Σ 150/20kV ίσος με  $150/20=7.5$ . Υπάρχει όμως η δυνατότητα αλλαγής του σε μικρά βήματα 'γύρω' από



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

αυτήν την τιμή, της τάξης του 1-2.5% συνήθως (αυτό εξαρτάται από τη σχεδίαση του μ/σ). Πχ μπορεί να μεταβάλλεται από 95%, 97.5%, 100%, 102.5%, 105% (αυτά είναι συνήθως τα βήματα στους Μ/Σ διανομής). Σε αυτήν την περίπτωση έχουμε 5 tap: στο πρώτο ο λόγος μετασχηματισμού είναι  $0.95 \cdot 7.5 = 7,125$  (έτσι, αν υπάρχει τάση 150kV στο πρωτεύον θα δοθεί από το δευτερεύον  $150/7,125 = 21,05\text{kV}$ ) κοκ. Στο δίκτυο της Κρήτης που μελετάται, επειδή δε λαμβάνονται υπόψη τα tap στους Μ/Σ των γεννητριών (γίνεται ρύθμιση τάσης μέσω των γεννητριών) η παράμετρος tap έχει τεθεί ίση με 0, (δεδομένου ότι δεν έχουν περαστεί στοιχεία ρύθμισης στο Tab Regulation του Μ/Σ, το Neplan το θεωρεί αυτόματα 0).



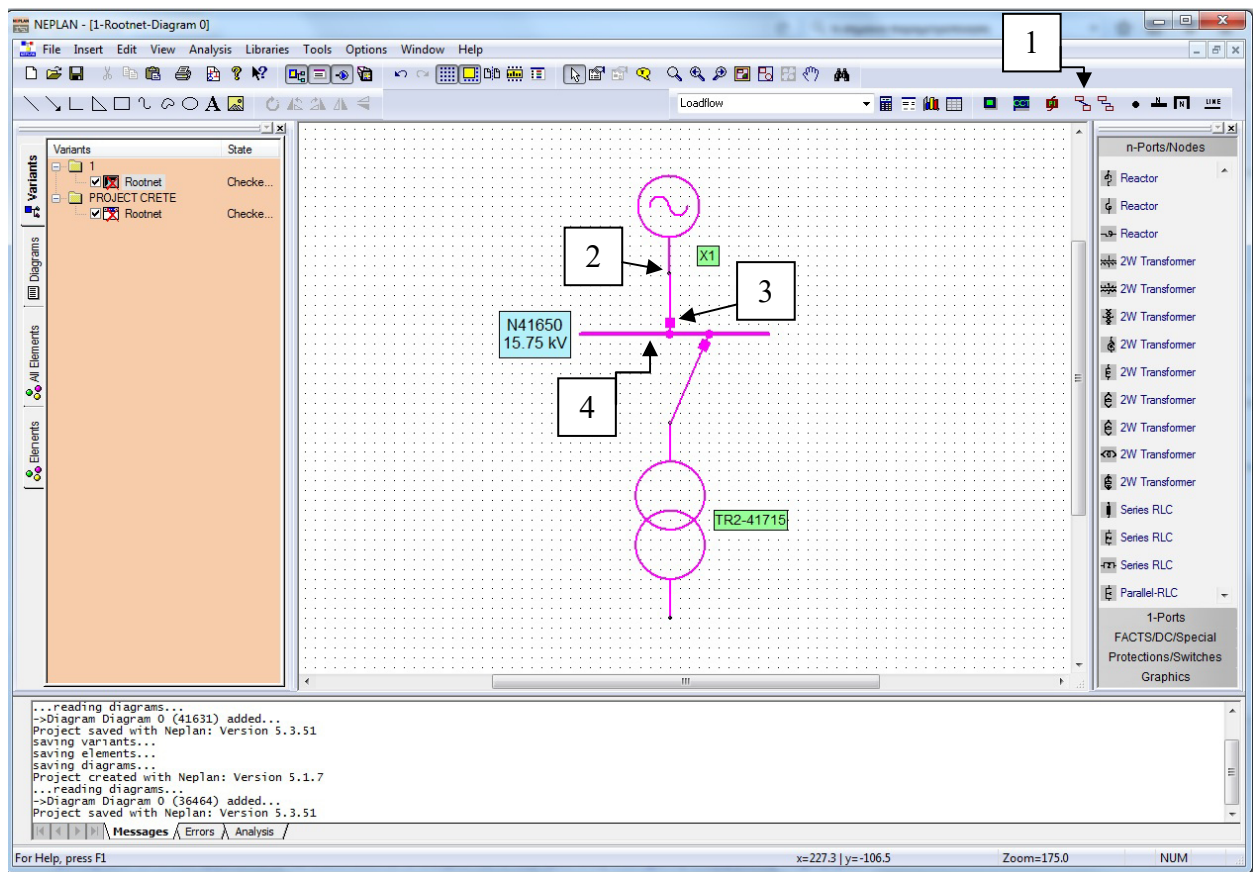
Σχήμα 32 εισαγωγή του 2w μετασχηματιστή

### 4.4.2.4.Σύνδεση στοιχείων σχεδίου Neplan

Η σύνδεση των στοιχείων γίνεται με την επιλογή του εικονιδίου 1 σχήμα 33. Έπειτα επιλέγουμε το άκρο του ενός στοιχείου (πχ γεννήτρια), εικονίδιο 2, και στη συνέχεια το άκρο

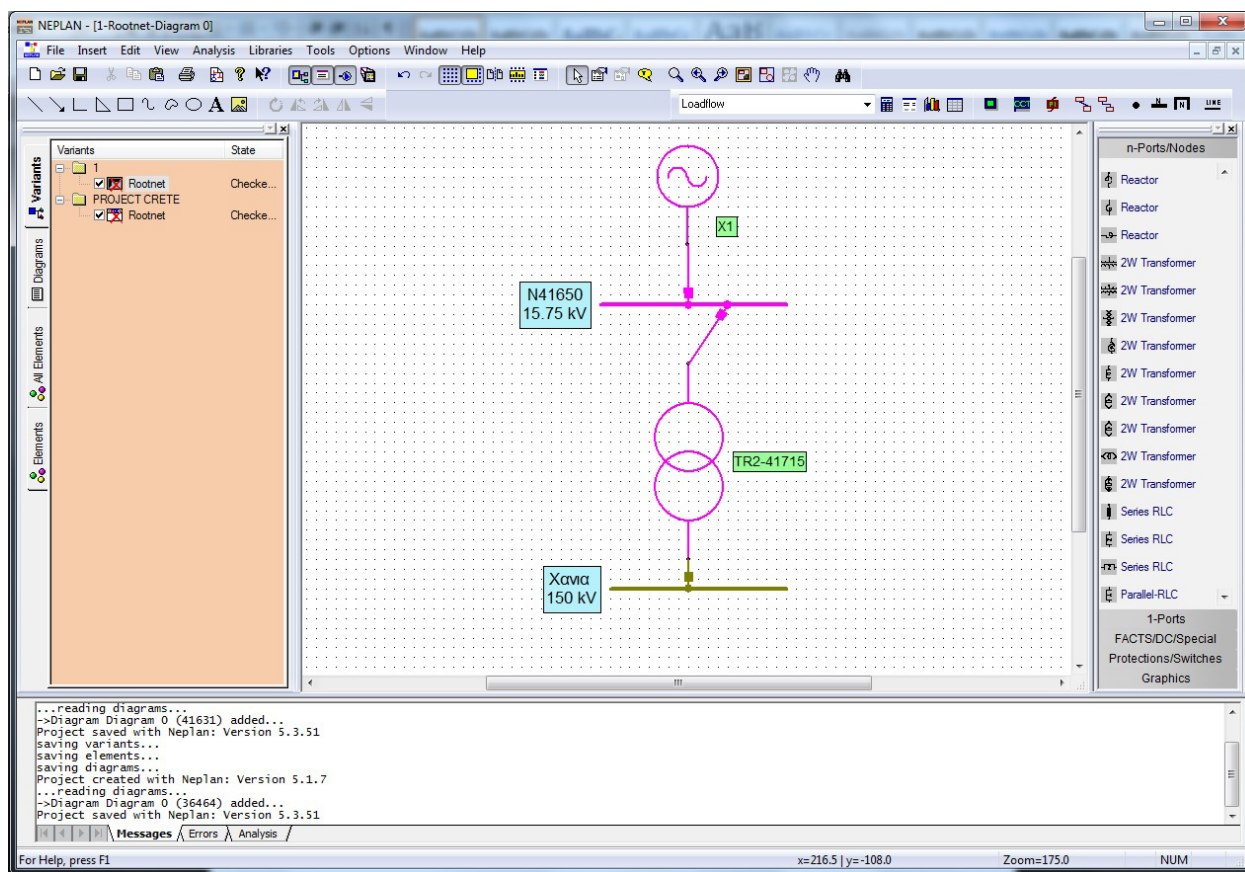
## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

του άλλου στοιχείου (πχ ζυγός), εικονίδιο3, όπως φαίνεται στο σχήμα 33. Ιδιαίτερη βαρύτητα πρέπει να δίνεται στη σύνδεση μετασχηματιστών με τα υπόλοιπα στοιχεία του συστήματος, ως προς την αντιστοίχιση των τυλιγμάτων πρωτεύοντος/δευτερεύοντος. Έτσι για παράδειγμα, στο μετασχηματιστή ανύψωσης που συνδέει μία μονάδα του σταθμού παραγωγής των Χανίων με το ζυγό των Χανίων, ο ακροδέκτης πρωτεύοντος πρέπει να συνδεθεί με το άκρο της γεννήτριας, ενώ ο ακροδέκτης δευτερεύοντος πρέπει να συνδεθεί με το ζυγό των Χανίων. Αυτό γίνεται γιατί ο ζυγός των Χανίων έχει τάση 150 kV τόση όση και ο ακροδέκτης 1 του μετασχηματιστή. Ο άλλος ακροδέκτης, νούμερο 2 δηλαδή, θα συνδεθεί με τον κοινό ζυγό, εικονίδιο 4 σχήμα 33 επάνω στον οποίο είναι συνδεδεμένη και η γεννήτρια. Όπως μπορεί να διαπιστωθεί και από τα αριθμητικά στοιχεία που εισήχθησαν στην γεννήτρια και τον μετασχηματιστή, η τάση στον κοινό ζυγό μετασχηματιστή – γεννήτριας είναι ίση με 13,8kV. Το Τελικό σχέδιο συστήματος μετασχηματιστή γεννήτριας φαίνεται στο σχήμα 34



Σχήμα 33 Σύνδεση στοιχείων σχεδίου Neplan.





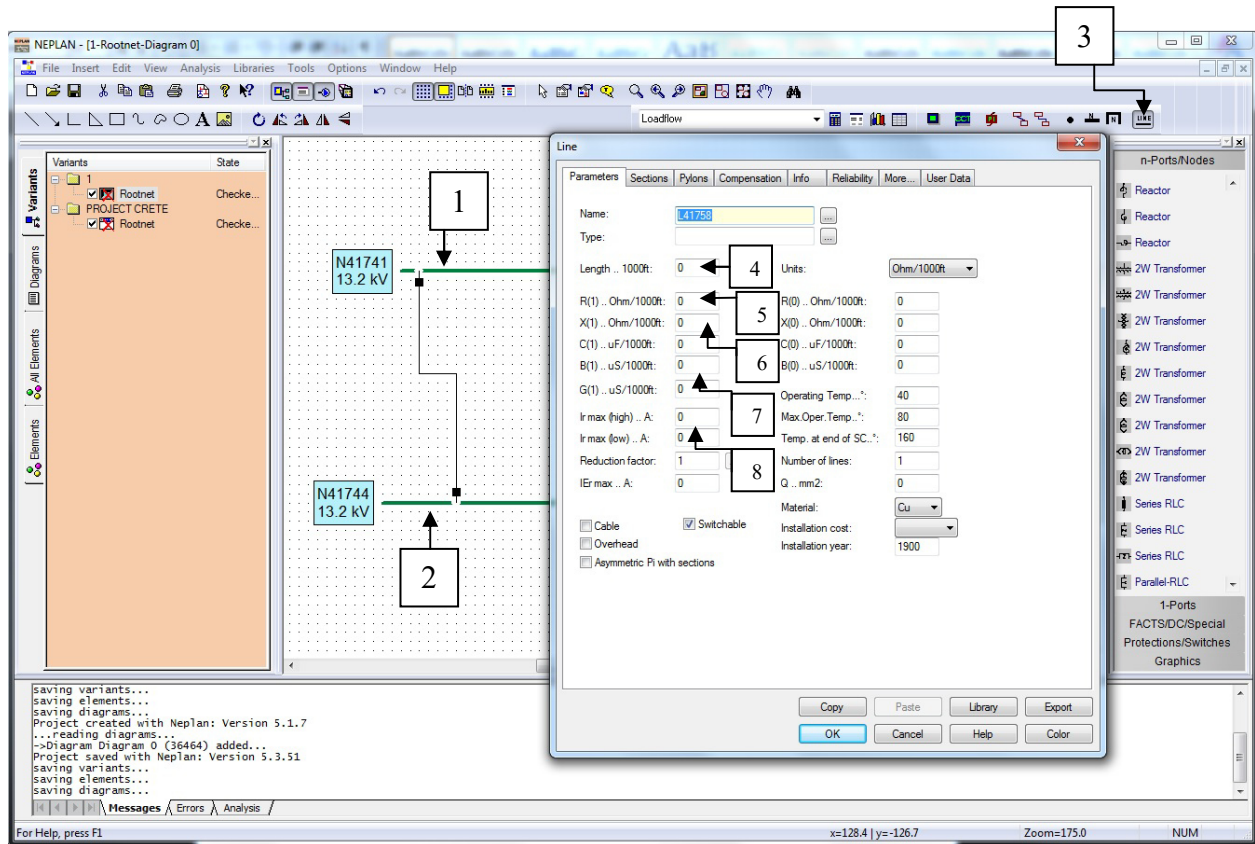
Σχήμα 34 Τελικό σχέδιο συστήματος μετασχηματιστή γεννήτριας.

#### 4.4.2.5. Εισαγωγή γραμμών μεταφοράς

Για την εισαγωγή γραμμών μεταφοράς επιλέγεται το εικονίδιο 3 σχήμα 35 και έπειτα πατάμε διαδοχικά πάνω στους δύο ζυγούς που θα συνδεθούν μέσω της εισαγόμενης γραμμής. Στη συνέχεια εμφανίζεται το παράθυρο διαλόγου εισαγωγής δεδομένων της γραμμής, εικονίδιο 4 σχήμα 35. Για την συμπλήρωση των κελιών 4 έως 8 τα αριθμητικά στοιχεία μπορούν να αντληθούν από τον πίνακα 7. Οι τιμές που αναφέρονται ως τιμές μηδενικής ακολουθίας αφορούν στα βραχυκυκλώματα και στην παρούσα εργασία δεν χρησιμοποιήθηκαν. Οπότε η μόνη παράμετρος που αλλάζει (για συγκεκριμένο τύπο) είναι το μήκος. Επιπλέον, το Neplan διαθέτει βάση δεδομένων τύπων γραμμών, την οποία μπορεί ο χρήστης να ανοίξει πατώντας τις 3 τελείες δίπλα από το 'Type' στην καρτέλα, όπου τότε μπαίνει στη λίστα με τους διαθέσιμους τύπους. Εάν επιλέξει κάποιον από αυτούς τους τύπους τα στοιχεία των αντιστάσεων, μέγιστου ρεύματος κλπ περνιούνται αυτόματα στην καρτέλα, και ο χρήστης ορίζει μόνο το μήκος. Στην διπλωματική αυτή πάντως δε χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία από τις έτοιμες βιβλιοθήκες, αλλά έγινε εισαγωγή δεδομένων από τους τύπους που χρησιμοποιούνται στα εξεταζόμενα συστήματα.

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

Για τα μελλοντικά έργα τα οποία έχουν προγραμματιστεί από την ΜΑΣΜ για να υλοποιηθούν, έγιναν τροποποιήσεις στα αρχικά σχέδια του Neplan με σκοπό αυτά να αναπαριστούν με σαφή και ρεαλιστικό τρόπο τα καινούργια δεδομένα. Τέλος με το κουμπί ok ολοκληρώνεται η εισαγωγή της γραμμής μεταφοράς.



Σχήμα 35 Εισαγωγή γραμμών μεταφοράς

V <sub>nom</sub> (kV)	ΤΥΠΟΣ Γ.Μ.	ΤΙΜΕΣ ΘΕΤΙΚΗΣ ΑΚΟΛΟΥΘΙΑΣ						ΤΙΜΕΣ ΜΗΔΕΝΙΚΗΣ ΑΚΟΛΟΥΘΙΑΣ						I <sub>max</sub>
		R <sub>1</sub>		X <sub>1</sub>		B <sub>1</sub>		R <sub>0</sub>		X <sub>0</sub>		B <sub>0</sub>		
		Ω	pu %	Ω	pu %	μho	pu %	Ω	pu %	Ω	pu %	μho	pu %	
150	E	0.1831	0.08138	0.4458	0.19813	2.584	0.05814	0.4397	0.19542	1.326	0.58933	1.972	0.04437	481
150	B	0.09739	0.04328	0.4219	0.18751	2.738	0.06161	0.3599	0.15996	1.309	0.58178	2.06	0.04635	720
150	2E	0.1828	0.08124	0.4038	0.17947	2.826	0.06359	0.5888	0.26169	2.4195	1.07533	1.198	0.02696	486
150	2B	0.09708	0.04315	0.3914	0.17396	2.919	0.06568	0.4968	0.2208	2.3492	1.04409	1.2864	0.02894	415

↑  
5

↑  
6

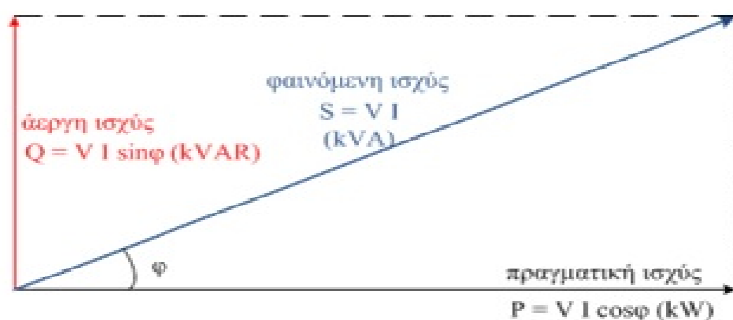
↑  
7

↑  
8

Πίνακας 7 Τιμές για τις παραμέτρους των γραμμών μεταφοράς ανάλογα τον τύπο τους.

#### 4.4.2.6 Εισαγωγή φορτίων

Για την εισαγωγή φορτίου επιλέγεται το εικονίδιο του φορτίου από το παράθυρο συμβόλων σχήμα 36, όπου τοποθετώντας το στην επιφάνεια εργασίας και κοντά στο ζυγό στον οποίο συνδέεται, εμφανίζεται το παράθυρο με τις ιδιότητες του φορτίου. Γενικά το τι πρέπει να δοθεί καθορίζεται από τον τύπο ‘LF-type’ στην καρτέλα, ο οποίος έχει 6 επιλογές, με αρχικά τα οποία αντιστοιχούν στα input που πρέπει να δοθούν (δίνονται 2 κάθε φορά και υπολογίζονται τα υπόλοιπα). Εδώ έχει γίνει η επιλογή ‘PQ’ δηλαδή δίνουμε το P (ενεργό ισχύ) και το Q (άεργο ισχύ). Αν πχ. επιλέγαμε ‘PC’ έπρεπε να δώσουμε P (ενεργό ισχύ) και C (cosφ), αν επιλέγαμε ‘IC’ έπρεπε να δώσουμε I (ρεύμα) και C (cosφ) κοκ. Το P που δίνουμε είναι αυτό που έχουμε από την πρόβλεψη φορτίου και το Q το υπολογίζουμε για cosφ=0.85, από τρίγωνο ισχύος, ως εξής, σχήμα 37:



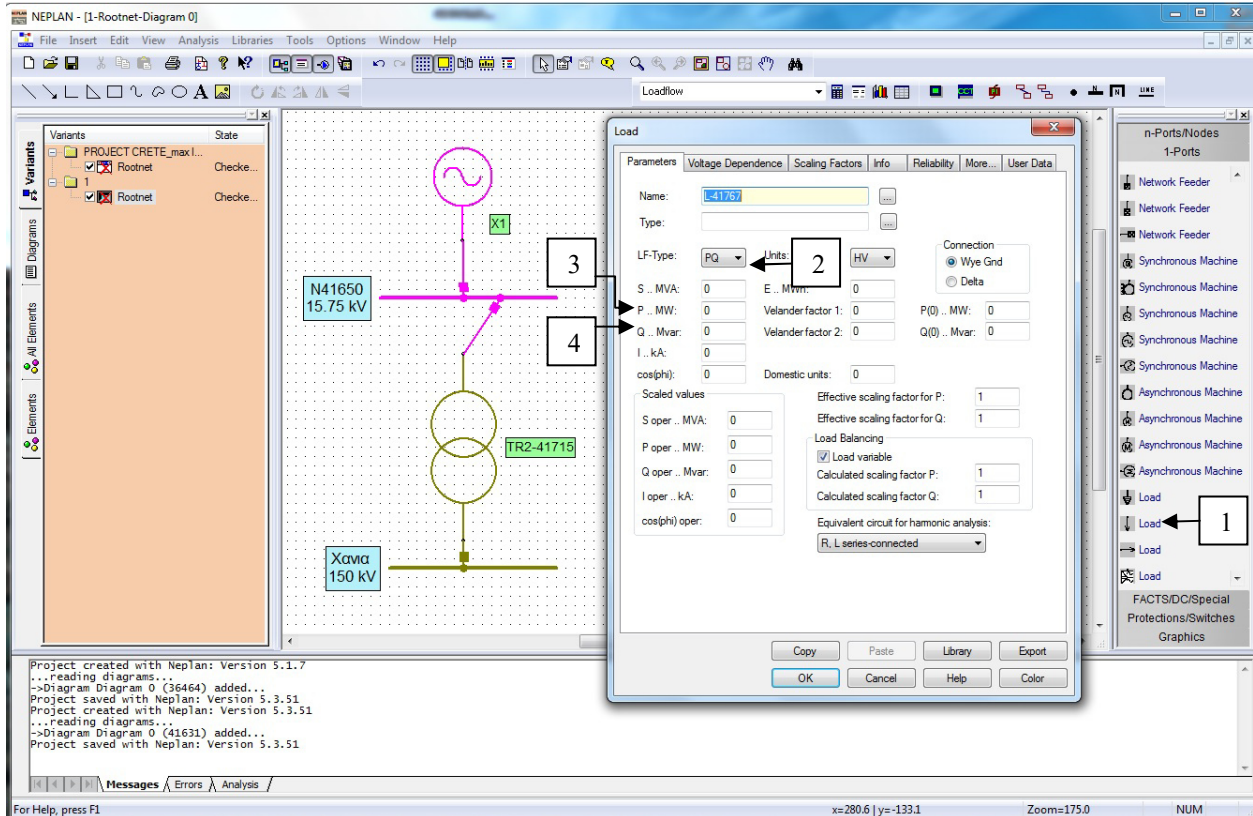
$$\cos\varphi = 0.85 \Rightarrow \varphi = 31.79^\circ$$

$$\tan\varphi = \frac{Q}{P} \Rightarrow Q = P \tan(31.79^\circ)$$

Σχήμα 37 τρίγωνο ισχύος

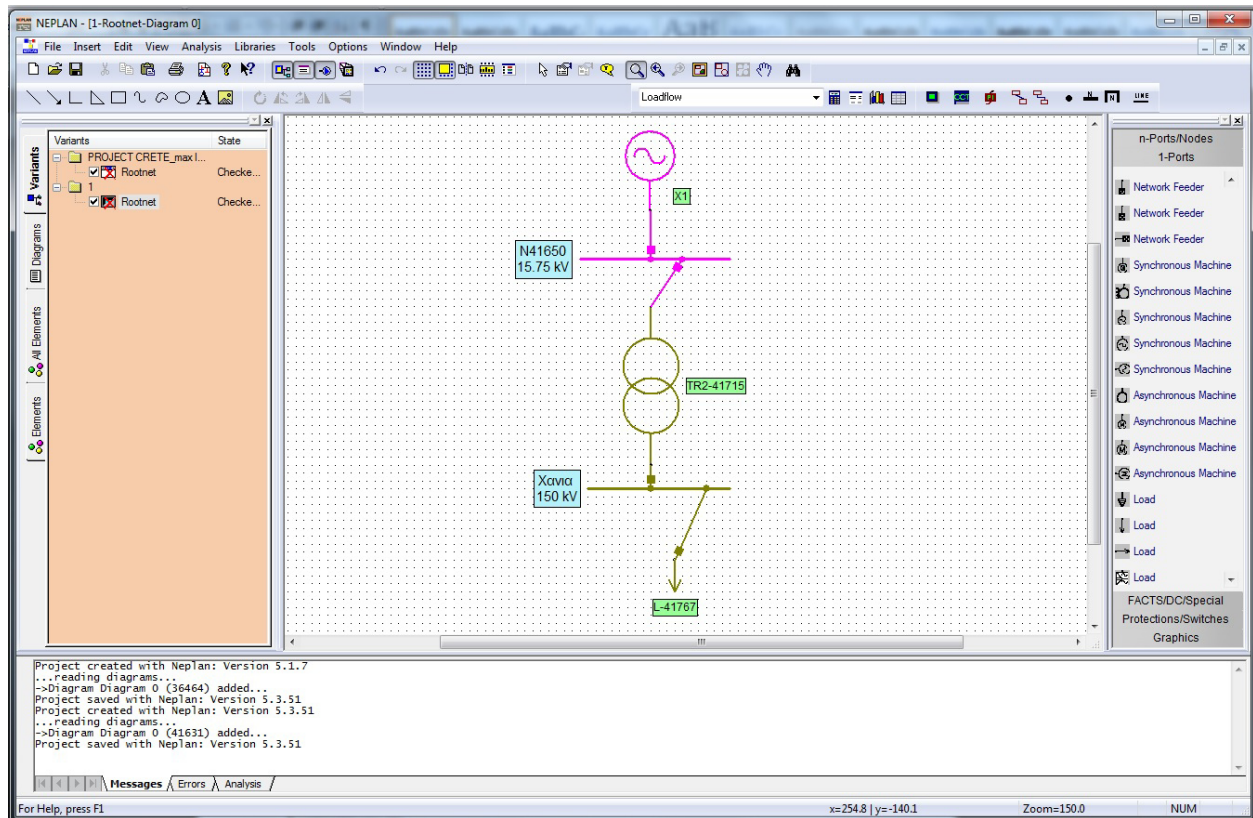
## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

Στη συνέχεια το φορτίο πρέπει να συνδεθεί με τον ζυγό με τον τρόπο όμοιο με εκείνον που έχει ήδη αναλυθεί στην παράγραφο 4.4.2.4. (σύνδεση στοιχείων σχεδίου Neplan). Το αποτέλεσμα φαίνεται στο σχήμα 37, ενώ οι τιμές των φορτίων στον πίνακα 8.



Σχήμα 36 Παράθυρο ιδιοτήτων φορτίου

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ



Σχήμα 37 Τοποθέτηση φορτίου (load) στο ζυγό των Χανίων.



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

MAX	P (MW)	Q (MVAR)
ΧΑΝΙΑ	91.193	56.54
ΡΕΘΥΜΝΟ	25.171	15.606
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	11.519	7.142
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	172.36	106.863
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΣ	5.973	3.703
ΜΟΙΡΕΣ	35.517	22.021
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	29.011	17.987
ΣΗΤΕΙΑ	18.025	11.176
ΑΓΙΟΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ	47.463	29.427
ΣΤΑΛΙΔΑ	47.356	29.361
ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	29.331	18.185
ΣΠΗΛΙ	12.159	7.539
ΒΡΥΣΣΕΣ	30.291	18.78
ΑΓΙΑ	49.49	30.684
ΚΑΣΤΕΛΙ	26.131	16.201
ΚΑΔΑΝΟΣ	0	0
ΓΟΥΒΕΣ	21.438	13.292
ΕΥΛΗΓΙΑ	47.57	29.493
MIN	P (MW)	Q (MVAR)
ΧΑΝΙΑ	22.24	13.789
ΡΕΘΥΜΝΟ	4.708	2.919
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	2.104	1.304
ΗΡΑΚΛΕΙΟ	46.382	28.757
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΣ	1.302	0.807
ΜΟΙΡΕΣ	7.413	4.596
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	6.712	4.161
ΣΗΤΕΙΑ	5.81	3.602
ΑΓΙΟΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ	13.925	8.633
ΣΤΑΛΙΔΑ	5.81	3.602
ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ	5.61	3.478
ΣΠΗΛΙ	2.304	1.429
ΒΡΥΣΣΕΣ	9.316	5.776
ΑΓΙΑ	17.03	10.559
ΚΑΣΤΕΛΙ	5.209	3.23
ΚΑΔΑΝΟΣ	0	0
ΓΟΥΒΕΣ	5.109	3.168
ΕΥΛΗΓΙΑ	9.016	5.59

Πίνακας 8 Φορτία μεγίστου/ελαχίστου Υ/Σ Κρήτης

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

Σχετικά με τα φορτία των Χανίων μετά την κατασκευή του σταθμού Χανιά 2 αυτά θα μοιραστούν στους ζυγούς Χανιά 1 και Χανιά 2 όπως φαίνεται στο παρακάτω πίνακα 9 .

<b>Maximumload</b>	<b>P(MW)</b>	<b>Q(MVAR)</b>
Χανιά 1	47.356	29.361
Χανιά 2	43.837	27.179
<b>Minimumload</b>		
Χανιά1	11.7210	7.2670
Χανιά 2	10.5190	6.5220

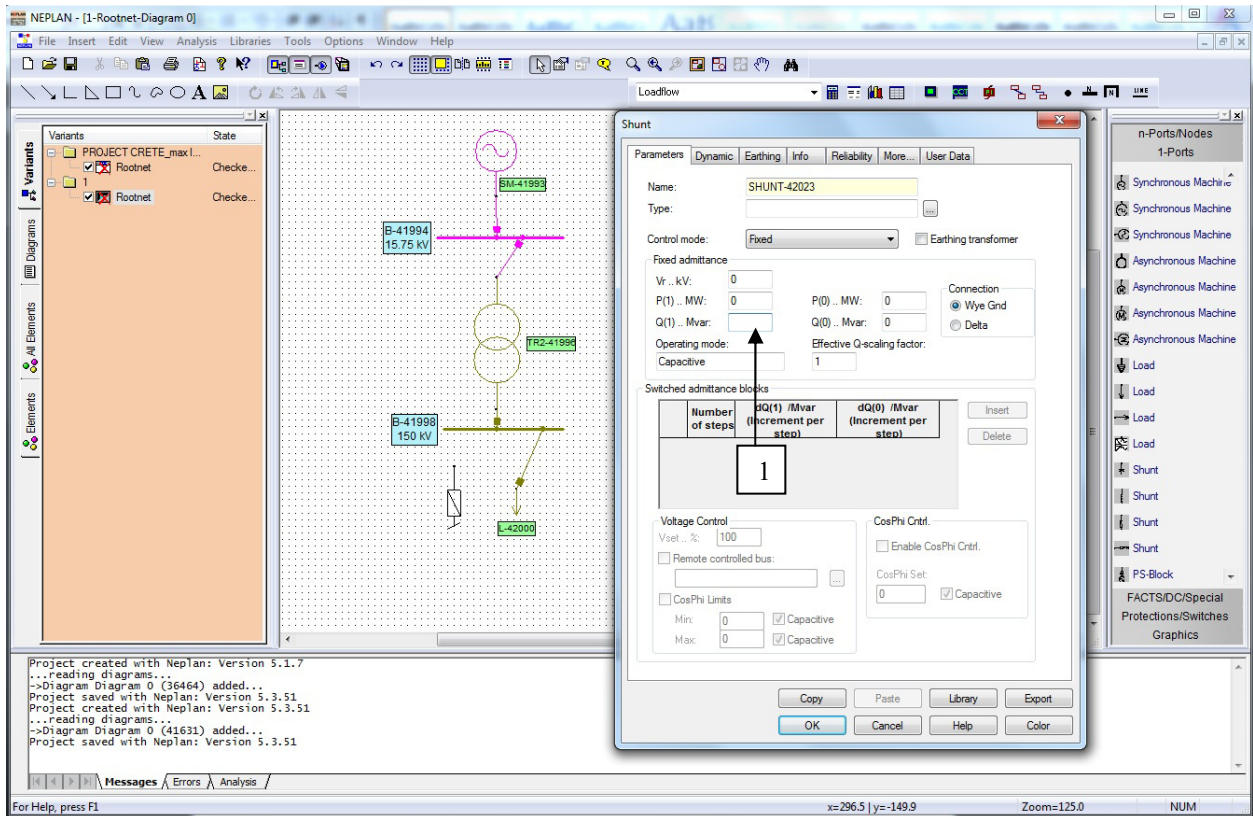
**Πίνακας 9** φορτία των Χανίων μετά την κατασκευή του σταθμού Χανιά 2

### 4.4.2.7. Εισαγωγή πυκνωτών (shunt με αρνητική ισχύ)

Σε ένα οποιονδήποτε ζυγό για λογούς οι οποίοι θα αναλυθούν αργότερα στην διπλωματική εργασία, μπορεί να τοποθετηθεί ένας πυκνωτής. Για να γίνει αυτό πρέπει πρώτα να γίνει επιλογή ενός εικονιδίου shunt, το οποίο αφού τοποθετηθεί κοντά στον ζυγό ένα παράθυρο εμφανίζεται στο οποίο το μόνο που θα χρειαστεί να συμπληρωθεί είναι η άεργος ισχύς Q, εικονίδιο 1 (με αρνητική τιμή) όπως φαίνεται στο σχήμα 38. Στη συνέχεια ο πυκνωτής πρέπει να συνδεθεί με τον ζυγό με τρόπο όμοιο με εκείνον που έχει ήδη αναλυθεί στην παράγραφο X 1,6 (σύνδεση στοιχείων σχεδίου Neplan). Στον πίνακα 10 δίνονται οι τιμές των πυκνωτών του συστήματος της Κρήτης.



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ



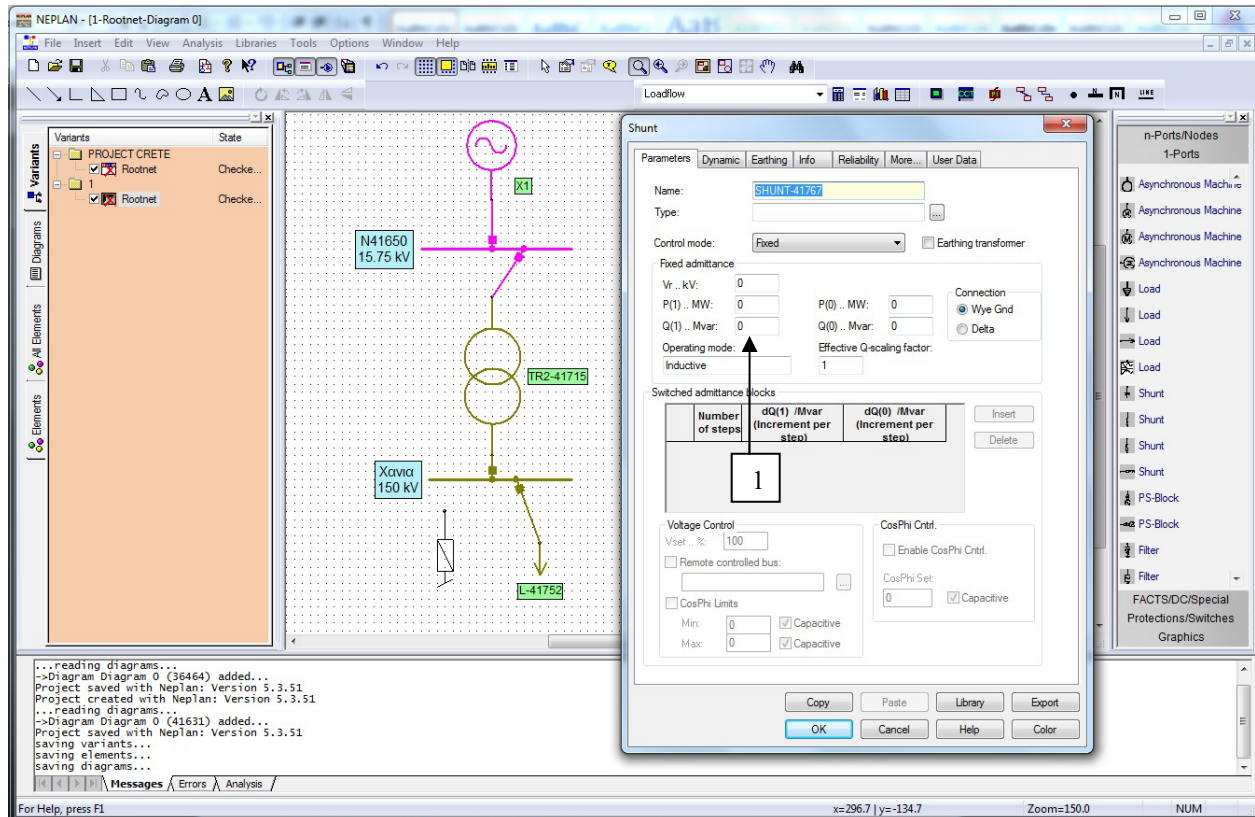
Σχήμα 38 Τοποθέτηση πυκνωτή

	Q (MVAR)
<b>ΧΑΝΙΑ</b>	-25.9
<b>ΡΕΘΥΜΝΟ</b>	-48.4
<b>ΗΡΑΚΛΕΙΟ</b>	-96
<b>ΜΟΙΡΕΣ</b>	-25.6
<b>ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ</b>	-15.6
<b>ΣΗΤΕΙΑ</b>	-17.6
<b>ΑΓΙΟΣ ΝΙΚΟΛΑΟΣ</b>	-10
<b>ΣΤΑΛΙΔΑ</b>	-20
<b>ΠΡΑΙΤΩΡΙΑ</b>	-12.1
<b>ΣΠΗΛΙ</b>	-12.1
<b>ΒΡΥΣΣΕΣ</b>	-12.1
<b>ΑΓΙΑ</b>	-15
<b>ΚΑΣΤΕΛΙ</b>	-6
<b>ΚΑΔΑΝΟΣ</b>	-12.1
<b>ΓΟΥΒΕΣ</b>	-12.1
<b>ΕΥΛΗΓΙΑ</b>	-12.1
<b>ΑΓΙΑ ΒΑΡΒΑΡΑ</b>	-4

Πίνακας 10 Τιμές των πυκνωτών που έχουν εγκατασταθεί στους Υ/Σ της Κρήτης

#### 4.4.2.8. Εισαγωγή πηνίων (shunt με θετική ισχύ)

Η προσθήκη πηνίου γίνεται με διαδικασία παρόμοια με αυτή που χρησιμοποιείται για την εισαγωγή πυκνωτή. Στην περίπτωση του πηνίου η άεργος ισχύς θα πρέπει να δοθεί με θετικό πρόσημο στην καρτέλα των παραμέτρων εισόδου σχήμα 39.



Σχήμα 39 τοποθέτηση πηνίου

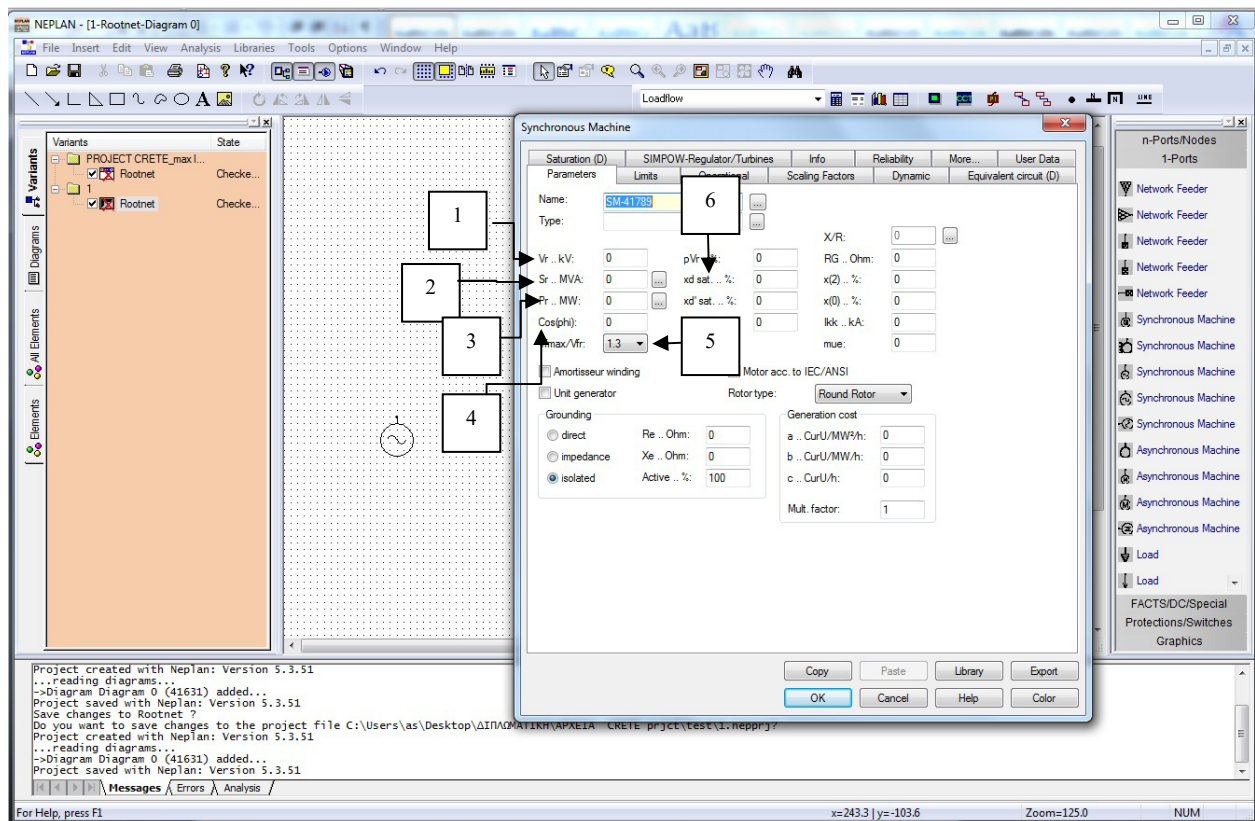
#### 4.4.2.9. Εισαγωγή γεννητριών για την μοντελοποίηση των αιολικών πάρκων

Στην παρούσα διπλωματική εργασία γίνεται χρήση και ανάλυση στα αιολικά πάρκα τα οποία υπάρχουν σε ένα μεγάλο μέρος του δικτύου της Κρήτης.. Για λόγους ευκολίας αναπαράστασης, το σύνολο των ανεμογεννητριών που αποτελούν ένα αιολικό πάρκο μοντελοποιούνται ως μια γεννήτρια με ισχύ την συνολική ισχύ του αιολικού πάρκου. Η παραδοχή αυτή δεν επηρεάζει την ακρίβεια της ανάλυσης, δεδομένου ότι αναπαριστά με ισοδύναμο τρόπο τη συνολική συνεισφορά του πάρκου στο σύστημα.

Η λογική της τοποθέτησης ενός αιολικού πάρκου ακολουθεί παρόμοια λογική με αυτή της μοντελοποίησης των θερμικών μονάδων παραγωγής. Πιο συγκεκριμένα, αρχικά επιλέγεται ένα εικονίδιο σύγχρονης γεννήτριας και τοποθετείται στον χώρο εργασίας οπότε και εμφανίζεται

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

το παράθυρο με τις ιδιότητες της, σχήμα 40. Οι τιμές στα κελία 1 έως 6 μπορούν για παράδειγμα να συμπληρωθούν με τα στοιχεία που δίνονται στο σχήμα 41.



Σχήμα 40 Προσομοίωση γεννητριών αιολικών πάρκων με τη χρήση σύγχρονης μηχανής.

Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PC)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	cosphi (capacitive)					
Γεννήτρια 1						Μετασχηματιστής γεννήτριας 1						
21	65.18	55.4	0.850	1.6	4	55.4	0.8	150	21	70	0.500	12.000

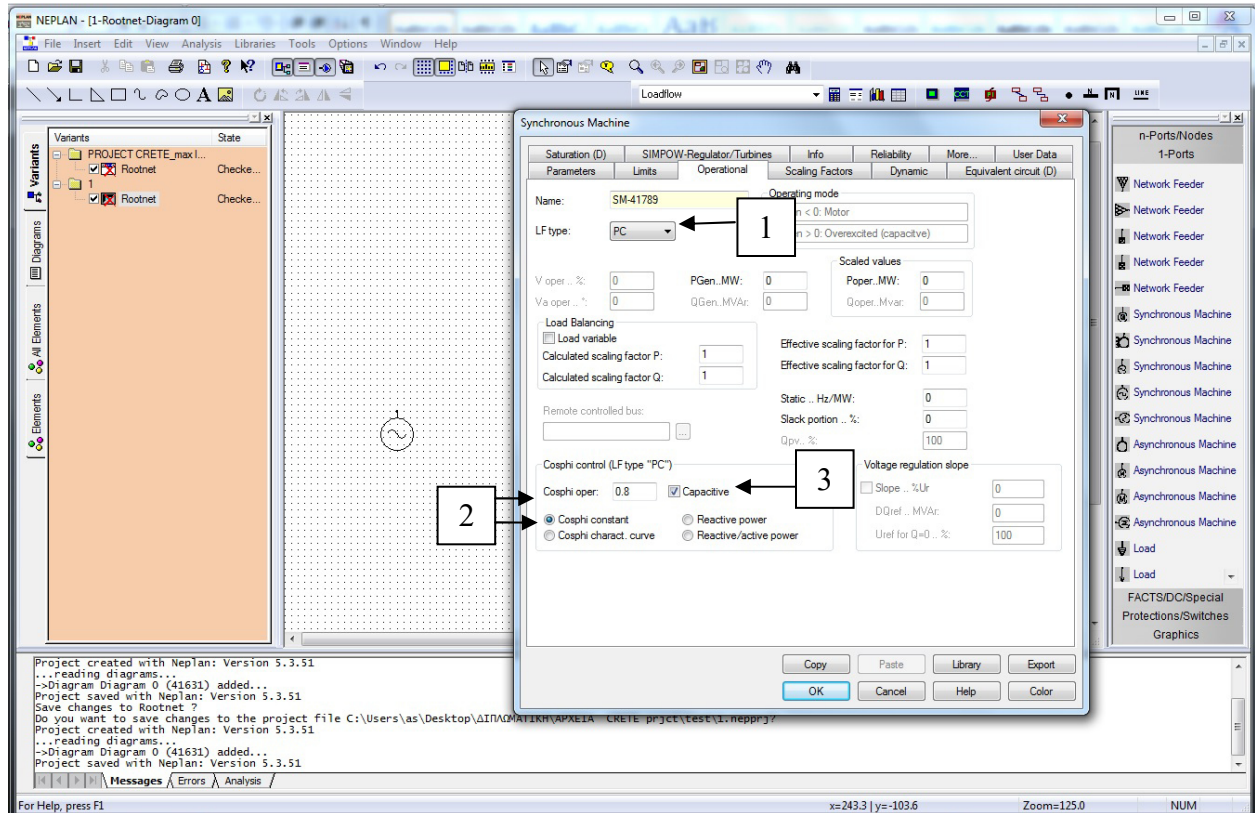
1  
 2  
 3  
 4  
 5  
 6  
 2  
 3

Σχήμα 41 μερικά στοιχεία για την προσομοίωση γεννητριών αιολικών πάρκων

Η βασική διαφορά με την θερμική γεννήτρια όσον αφορά τις ρυθμίσεις έγκειται στο γεγονός ότι στην καρτέλα operational σχήμα 42, για LF type θα επιλεγεί PC, εικονίδιο 1, επιπλέον θα επιλεγεί cosphi constant =0.8, εικονίδιο 2\_ και τέλος πρέπει να σημειωθεί το κουτάκι capacitive, εικονίδιο 3. Τέλος το κουμπί ok θα κάνει αποδεκτές τις ρυθμίσεις. Η συνέχεια απαιτεί

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

να τοποθετηθεί ζυγός πάνω στον οποίο θα συνδεθεί η γεννήτρια. Ο τρόπος είναι ο ίδιος με την μέθοδο που έχει ήδη παρουσιαστεί στην παράγραφο 4.4.2.2. Ακολουθεί η τοποθέτηση του αντιστοίχου μετασχηματιστή, σύμφωνα με τον τρόπο που αναλύθηκε στην παράγραφο 4.4.2.3. Τέλος η σύνδεση της γεννήτριας με τον ζυγό εν συνεχεία με τον μετασχηματιστή και τελικά με τον κύριο ζυγό γίνεται όπως στην παράγραφο 4.4.2.4.. Σχεδιαστικά το αποτέλεσμα είναι ίδιο με αυτό της αναπαράστασης του συστήματος της θερμικής γεννήτριας σχήμα33.



Σχήμα 42 Ρυθμίσεις γεννήτριας αιολικού πάρκου



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΣΗΤΕΙΑ												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PC)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	cosphi (capacitive)					
Γεννήτρια 1								Μετασχηματιστής γεννήτριας 1				
21	65.18	55.4	0.850	1.6	4	55.4	0.8	150	21	70	0.500	12.000
ΜΑΡΩΝΕΙΑ												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PC)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	cosphi (capacitive)					
Γεννήτρια 1								Μετασχηματιστής γεννήτριας 1				
21	35.88	30.5	0.850	1.6	4	30.5	0.8	150	21	40	0.300	15.000
ΜΟΙΡΕΣ												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PC)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	cosphi (capacitive)					
Γεννήτρια 1								Μετασχηματιστής γεννήτριας 1				
21	20.47	17.4	0.850	1.6	4	17.4	0.8	150	21	25	0.500	10.000
ΑΓ.ΒΑΡΒΑΡΑ												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PC)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	cosphi (capacitive)					
Γεννήτρια 1								Μετασχηματιστής γεννήτριας 1				
21	17.00	14.45	0.850	1.6	4	14.45	0.8	150	21	25	0.500	10.000
ΑΓ.ΝΙΚΟΛΑΟΣ												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PC)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	cosphi (capacitive)					
Γεννήτρια 1								Μετασχηματιστής γεννήτριας 1				
21	14.00	11.9	0.850	1.6	4	11.9	0.8	150	21	15	0.100	12.000
ΗΡΑΚΛΕΙΟ 3												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PC)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	cosphi (capacitive)					
Γεννήτρια 1								Μετασχηματιστής γεννήτριας 1				
21	7.00	5.95	0.850	1.6	4	5.95	0.8	150	21	10	0.100	12.000
ΑΓΙΑ												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PC)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	cosphi (capacitive)					
Γεννήτρια 1								Μετασχηματιστής γεννήτριας 1				
21	12.71	10.8	0.850	1.6	4	10.8	0.8	150	21	15	0.100	12.000
ΚΑΣΤΕΛΙ												
Ur (kV)	Sr (MVA)	Pr(MW)	cosphi	Ufmax/Ufr	xdsat %	Operational (PC)		Ur1 (kV)	Ur2 (kV)	Sr (MVA)	URr(1) %	Ukr(1) %
						Pgen (MW)	cosphi (capacitive)					
Γεννήτρια 1								Μετασχηματιστής γεννήτριας 1				
21	11.00	9.35	0.850	1.6	4	9.35	0.8	150	21	15	0.100	12.000

Πίνακας 11 Τεχνικά χαρακτηριστικά αιολικών πάρκων.

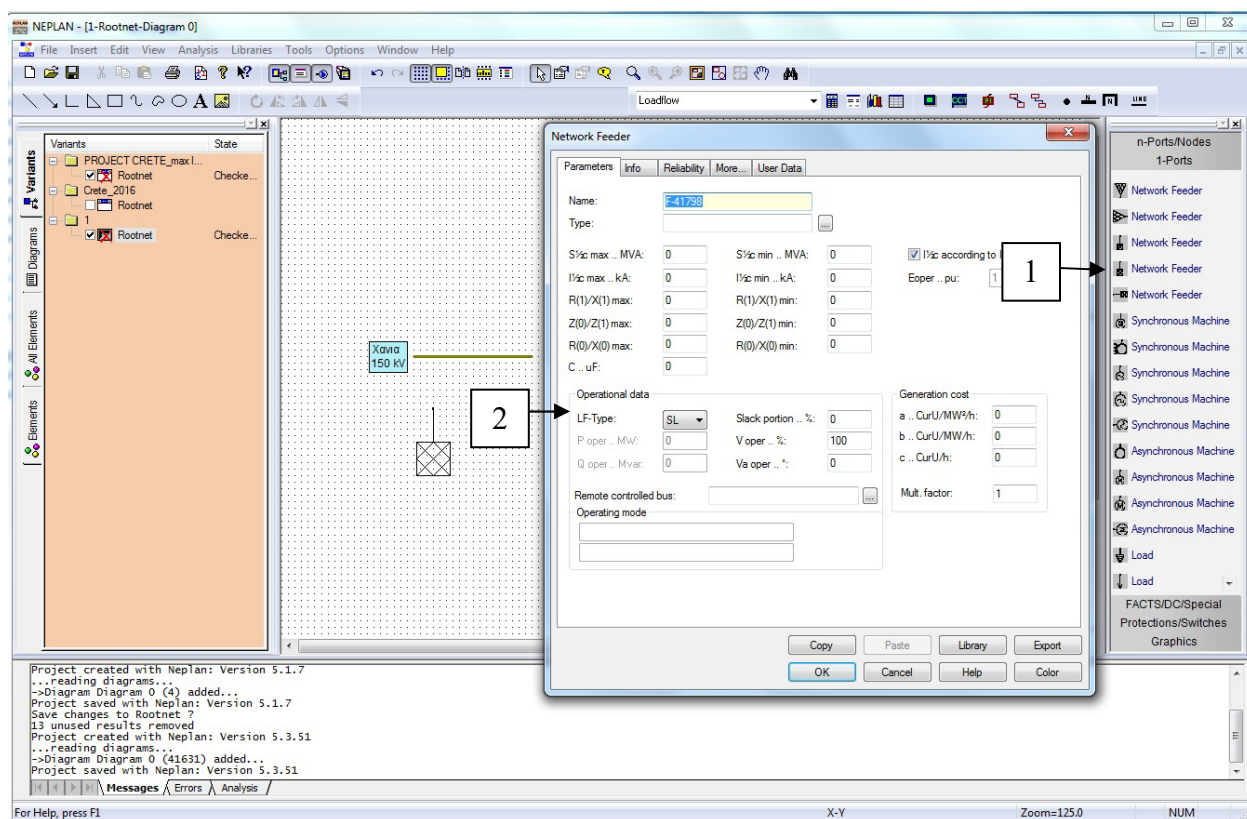
#### 4.4.2.10. Εισαγωγή άπειρου ζυγού (feeder)

Με τον όρο άπειρο ζυγό εννοείται ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας στο οποίο υπάρχουν διασυνδεδεμένες πάρα πολλές γεννήτριες. Με αυτό τον τρόπο οποιαδήποτε μεταβολή στη λειτουργία μιας δύο ίσως και περισσότερων γεννητριών δεν επιφέρει καμία απολύτως αλλαγή στο δίκτυο. Αυτό θα συνεχίσει να δίνει ισχύ στην ίδια τάση και με την ίδια συχνότητα. Το feeder δέχεται στοιχεία για τη στάθμη βραχυκύκλωσης ( $S_k$ ,  $I_k$ , λόγοι  $R/X$  θετικής/αρνητικής/μηδενικής ακολουθίας), δηλαδή στοιχεία τα οποία επιτρέπουν στο πρόγραμμα να κάνει υπολογισμούς βραχυκυκλωμάτων στο σημείο σύνδεσης με το δίκτυο. Τα στοιχεία αυτά δεν επηρεάζουν τη ροή φορτίου, επομένως δεν χρειάζεται περαιτέρω ανάλυση σε αυτά. Το μόνο που έχει να κάνει με τη ροή φορτίου είναι η επιλογή 'LF-type' όπου έχουμε επιλέξει 'SL'. Αυτό σημαίνει ότι ο ζυγός είναι 'slack', αυτό που λέμε ζυγός ταλάντωσης. Επί της ουσίας, αυτό σημαίνει ότι ο άπειρος ζυγός χρησιμοποιείται για να καλυφθεί το ισοζύγιο ισχύος στο σύστημά μας, εξισορροπώντας το ενδεχόμενο πλεόνασμα/ελλείμμα που προκύπτει από την επίλυση της ροής φορτίου. Στην καρτέλα του, η επιλογή που πρέπει να γίνει είναι να δουλεύει ως slack κατά 100% (δε μοιράζεται δηλαδή το ισοζύγιο ισχύος σε πολλούς ζυγούς ταλάντωσης, το οποίο θα μπορούσε να γίνει) και γίνεται η θεώρηση ότι η τάση λειτουργίας Upper στο σημείο αυτό είναι πάντα ίση με την ονομαστική (100%) και με γωνία  $0^\circ$  (επιβάλλεται δηλαδή στο σημείο αυτό σταθερή τάση 150kV, για αυτό και σε όλες τις ροές φορτίου η τάση στον feeder είναι πάντα ίση με αυτήν την τιμή).

Συνεπώς μπορεί να ειπωθεί ότι ο άπειρος ζυγός είναι ένα τεχνικό σημείο, και εάν το δίκτυο της Κρήτης ήταν διασυνδεδεμένο με το ηπειρωτικό δίκτυο της ΔΕΗ, ο άπειρος ζυγός θα προσομοίαζε αυτό ακριβώς το δίκτυο. Στην παρούσα διπλωματική δεν εξετάζεται η διασυνδεδεμένη λειτουργία, ωστόσο η ύπαρξη άπειρου ζυγού είναι αναγκαία για την επίλυση της ροής φορτίου. Η ύπαρξή του δεν έχει το φυσικό νόημα της διασύνδεσης (δεν επιτρέπεται δηλαδή ροή ισχύος από και προς τον άπειρο ζυγό) αλλά του ζυγού ταλάντωσης στον οποίο η ροή πρέπει να είναι μηδενική εξασφαλίζοντας ισοζύγιο παραγωγής-φορτίου επί του απομονωμένου συστήματος της Κρήτης. Η τοποθέτηση του σε έναν ζυγό είναι εύκολη, και γενικά είναι προτιμητέο να μπει σε ένα ακραίο ζυγό του συστήματος. Πρώτα διαλέγουμε το εικονίδιο του άπειρου ζυγού και αφού μεταφερθεί στην επιφάνεια εργασίας, τότε εμφανίζεται το παράθυρο ιδιοτήτων του όπως φαίνεται στο επόμενο σχήμα<sup>43</sup>. Το σημαντικό στη ρύθμιση του

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

είναι να επιλεγεί ως LFtype = SL, εικονίδιο 2. Τα υπόλοιπα κελία μπορούν να μείνουν κενά και να ρυθμιστούν αυτόματα όταν συνδεθεί σε ένα ολοκληρωμένο δίκτυο.



**Σχήμα 43:** Εισαγωγή feeder και ρυθμίσεις παραμέτρων του

Τέλος σε αυτό το σημείο πρέπει να αναφερθεί άλλη μια βασική προσθήκη που έγινε και αφορά τα αποτελέσματα που θα φαίνονται πλέον στο σχέδιο. Μέχρι ενός αρχικού σημείου ήταν ορατά μόνο τα MW και MVAR πάνω στις γραμμές. Για να παρουσιάζεται όμως και το ποσοστό φόρτισης (%) ώστε να διαπιστώνεται η έκταση του προβλήματος, έγινε το εξής : με δεξί κλικ πάνω στο διάγραμμα και πηγαίνοντας στην επιλογή (τελευταία του μενού) ‘Diagram Properties’ όπου στην καρτέλα που θα εμφανιστεί διαλέχτηκε το tab ‘LoadFlow’ και σημειώθηκε το ‘Loading’ στο πεδίο ‘Variables of n-port elements’

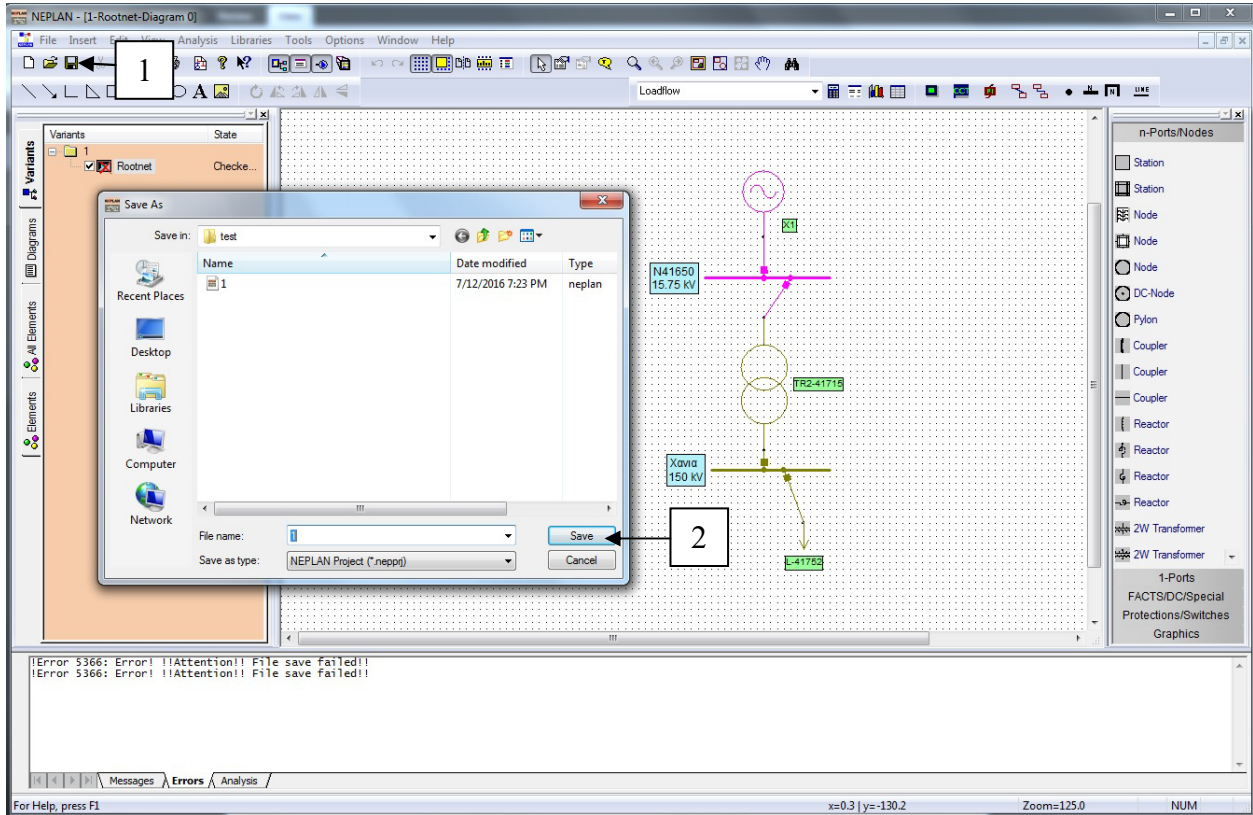
### 4.4.2.11. Αποθήκευση του δικτύου.

Όταν το project έχει ολοκληρωθεί πρέπει να αποθηκευτεί σε αρχείο της μορφής \*.neprrj. Η διαδικασία είναι απλή και αυτό που χρειάζεται είναι να επιλεγεί από το κεντρικό μενού file→ save as, εικονίδιο 1. Έπειτα εμφανίζεται το παράθυρο όπως φαίνεται στην ακόλουθο σχήμα 44



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ

και εκεί γίνεται επιλογή του ονόματος του αρχείου και το μέρος στο σκληρό δίσκο όπου θα αποθηκευτεί εικονίδιο 2.



Σχήμα 44 Αποθήκευση δικτύου

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

### Ανάλυση διαταραχών στο σύστημα της Κρήτης

Στο παρόν κεφάλαιο πραγματοποιείται ανάλυση διαταραχών στο σύστημα της Κρήτης για διάφορες καταστάσεις λειτουργίας του έτσι ώστε να εξαχθούν συμπεράσματα για την αξιοπιστία του και την επίπτωση της διείσδυσης ΑΠΕ στην ασφαλή λειτουργία του. Η ανάλυση γίνεται τόσο σε παρούσα όσο και σε μελλοντική κατάσταση, έχοντας δηλαδή λάβει υπόψη τα έργα ενίσχυσης που προβλέπονται στην επόμενη πενταετία, έτσι ώστε να διαπιστωθεί η συνεισφορά των έργων αυτών στη βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος και να προταθούν τυχόν ενισχύσεις που προκύπτει ότι χρειάζονται για την καλύτερη απορρόφηση της ισχύος ΑΠΕ στο νησί.

#### 5.1 Σενάρια που μελετήθηκαν

Εξετάζονται τα ακόλουθα 4 βασικά σενάρια λειτουργίας του δικτύου:

**Σενάριο 1:** Παρούσα κατάσταση χωρίς ΑΠΕ

**Σενάριο 2:** Παρούσα κατάσταση με ΑΠΕ

**Σενάριο 3:** Παρούσα κατάσταση με ΑΠΕ και εγκατάσταση μέσω αντιστάθμισης

**Σενάριο 4:** Μελλοντική κατάσταση με ΑΠΕ και εγκατάσταση μέσω αντιστάθμισης

Προκειμένου να μελετηθούν οι πλέον δυσμενείς καταστάσεις στην ανάλυση διαταραχών, η προσομοίωση για κάθε σενάριο γίνεται σε ακραίες καταστάσεις φορτίου, δηλαδή σε μέγιστο και ελάχιστο φορτίο. Το πρώτο σενάριο (λειτουργία χωρίς ΑΠΕ) επιλέχθηκε να μελετηθεί για να φανεί η επίπτωση της διείσδυσης ΑΠΕ, μέσω της σύγκρισης με το Σενάριο 2. Και οι δύο καταστάσεις (καθόλου λειτουργία ΑΠΕ και λειτουργία ΑΠΕ σε πλήρη ισχύ) είναι δυνατό να συμβούν (ανάλογα με τις καιρικές συνθήκες), χωρίς ωστόσο να ταυτοχρονίζονται απαραίτητα με την ώρα μεγίστου ή ελαχίστου φορτίου. Ωστόσο, θεωρείται πιθανός ένας τέτοιος ταυτοχρονισμός ώστε να εξεταστεί ο δυσμενέστερος συνδυασμός (πχ. σε ώρα μεγίστου φορτίου να μην υπάρχουν διαθέσιμα ΑΠΕ ή σε ώρα ελαχίστου φορτίου να λειτουργούν τα ΑΠΕ σε πλήρη ισχύ η οποία θα είναι δύσκολο να απορροφηθεί ασφαλώς από το σύστημα). Από την εξέταση των Σεναρίων 1 και 2 προκύπτουν προβλήματα (κυρίως τάσης) τα οποία μπορούν να

αντιμετωπιστούν με την εγκατάσταση επιπλέον μέσων αντιστάθμισης άεργου ισχύος (πηνία ή πυκνωτές), καθιστώντας έτσι αναγκαία τη μελέτη του Σεναρίου 3. Τέλος, στο Σενάριο 4 εξετάζεται το σύστημα με τις μελλοντικές επεκτάσεις και τα παραπάνω πρόσθετα μέτρα αντιστάθμισης, ώστε να φανεί κατά πόσον όλες οι προβλεπόμενες ενισχύσεις επιλύουν τυχόν προβλήματα και να προταθούν τυχόν αναγκαίες ενισχύσεις.

### 5.2 Ανάλυση διαταραχών με το κριτήριο N-1

Όπως έχει ήδη αναφερθεί στόχος της ανάλυσης διαταραχών είναι να διαπιστωθεί εάν κάποια διαταραχή (δηλαδή απώλεια κάποιου στοιχείου του συστήματος) δημιουργεί προβλήματα στη λειτουργία του δικτύου. Η ανάλυση αυτή γίνεται για να εξασφαλιστεί ότι το δίκτυο πληροί το ‘κριτήριο N-1’ που είναι το κριτήριο αξιοπιστίας της λειτουργίας των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με το κριτήριο αυτό, κατά την απώλεια ενός μόνο στοιχείου (γι αυτό και ο χαρακτηρισμός N-1) το σύστημα πρέπει να εξακολουθεί να λειτουργεί χωρίς πρόβλημα (δεν εμφανίζονται δηλαδή υπερφορτίσεις στις υπόλοιπες γραμμές ή άλλα στοιχεία του συστήματος ή προβλήματα τάσεων).

Η βασική μεθοδολογία που ακολουθήθηκε ήταν για το κάθε ένα σενάριο ξεχωριστά (τόσο σε μέγιστο όσο και σε ελάχιστο φορτίο) να αποσυνδεθούν μια προς μια όλες οι γραμμές του συστήματος και ταυτόχρονα να γίνεται έλεγχος για το αν υπάρχει πρόβλημα υπερφόρτισης ή πρόβλημα τάσεων. Θεωρητικά αυτή η διαδικασία θα έπρεπε να γίνει και για τις γεννήτριες (και τους μετασχηματιστές τους), αυτό όμως δε χρειάζεται στο δίκτυο που εξετάζεται καθώς το πλήθος των γεννητριών επιτρέπει την ομαλή λειτουργία του συστήματος χωρίς να λειτουργούν όλες. Ως εκ τούτου στην διπλωματική αυτή έγινε περιορισμός στις διαταραχές των γραμμών μεταφοράς. Τα εκάστοτε προβλήματα που προκύπτουν κατά την απώλεια της υπό εξέταση γραμμής μεταφοράς παρουσιάζονται στο σχέδιο, όπου οι υπερφορτισμένες γραμμές ‘κοκκινίζουν’. Αυτή η διαδικασία πρέπει να επαναληφτεί τόσες φορές όσες και οι συνολικές γραμμές του δικτύου για το κάθε σενάριο ξεχωριστά.

### 5.3 Αποτελέσματα

Στην παράγραφο αυτή παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης διαταραχών για τα σενάρια που περιγράφηκαν παραπάνω. Για κάθε σενάριο παρουσιάζεται η ροή φορτίου σε κατάσταση N (χωρίς την απώλεια κάποιου στοιχείου δηλαδή), ενώ τα αποτελέσματα των

διαταραχών δεν εμφανίζονται ως ξεχωριστά διαγράμματα, αλλά τα αποτελέσματά τους περιγράφονται ποιοτικά σε συγκεντρωτικούς πίνακες.

### 5.3.1 Σενάριο 1

#### 5.3.1.1 Μέγιστα φόρτια

Για τη σωστή προσομοίωση της λειτουργίας του δικτύου έπρεπε να γίνει ρύθμιση της ενεργού ισχύος των θερμικών μονάδων, έτσι ώστε να ικανοποιείται το ισοζύγιο ενεργού ισχύος με βάση το εξυπηρετούμενο φορτίο. Η διαδικασία αυτή πραγματοποιήθηκε για όλες τις καταστάσεις που μελετήθηκαν και έγινε σταδιακά όπως περιγράφεται στη συνέχεια.

Αρχικά θεωρήθηκε ότι όλες οι θερμικές μονάδες παράγουν ισχύ ίση με την ονομαστική τους. Όπως ήταν αναμενόμενο, και δεδομένου ότι η συνολική μέγιστη ισχύς των θερμικών μονάδων είναι μεγαλύτερη του μέγιστου φορτίου (ο σχεδιασμός της παραγωγής έχει γίνει έτσι ώστε να υπερκαλύπτεται το φορτίο και να υπάρχει και εφεδρεία τουλάχιστον ίση με την ισχύ της μεγαλύτερης μονάδας), η επίλυση του δικτύου οδήγησε στην εμφάνιση σημαντικών υπερφορτίσεων και υπερτάσεων λόγω της περίσσειας ισχύος (τόσο ενεργού όσο και άεργου). Ειδικότερα, εμφανίστηκαν τάσεις έως και πάνω από 140% σε ακραίους ζυγούς (το αποδεκτό σε κανονική λειτουργία είναι μέχρι 105% της ονομαστικής τάσης εφόσον το 100% αντιστοιχεί στα 150kV). Αυτό οφείλεται σε περίσσεια άεργου ισχύος (τόσο οι μονάδες όσο και οι πυκνωτές δίνουν περισσότερη άεργο ισχύ από την απαιτούμενη οδηγώντας σε αύξηση τάσης). Επιπλέον παρατηρήθηκε ότι και οι φορτίσεις των γραμμών ήταν πέραν του άνω ορίου τους, γεγονός το οποίο οφείλεται κατά κύριο λόγο στην περίσσεια ενεργού ισχύος στο δίκτυο.

Δεύτερη ένδειξη για την παραβίαση του ισοζυγίου παραγωγής/φορτίου στο σύστημα ήταν τα αποτελέσματα στο feeder - άπειρο ζυγό, ο οποίος αναλαμβάνει να εξισορροπήσει την περίσσεια ισχύος (ή το έλλειμμα, όταν υπάρχει). Στην περίπτωση του απομονωμένου δικτύου της Κρήτης η ροή ισχύος στον άπειρο ζυγό πρέπει να είναι μηδενική (ή όσο το δυνατόν πιο κοντά στο μηδέν) δεδομένου ότι δεν υπάρχει ανταλλαγή ισχύος με άλλα συστήματα. Εκεί διαπιστώθηκε ότι υπήρχε περίσσεια ισχύος (λόγω του θετικού πρόσημου) τόσο σε ενεργό ισχύ όσο και σε άεργο ισχύ. Αυτό το γεγονός ήταν συνέπεια του ότι η παραγόμενη ενεργός και άεργος ισχύς από τις γεννήτριες ήταν παραπάνω από αυτές που μπορούσαν να απορροφηθούν από το σύστημα.

Κατά συνέπεια, ήταν αναγκαίο να ρυθμιστούν τόσο η παραγόμενη ενεργός όσο και η άεργος ισχύς των μονάδων. Δεδομένου ότι η ταυτόχρονη ρύθμιση και των δύο παραμέτρων ήταν δύσκολη, σε συνάρτηση και με τη διασπορά των μονάδων στο σύστημα, η ρύθμιση έγινε σε δύο βήματα, όπως περιγράφεται στη συνέχεια.

### **Ρύθμιση άεργου ισχύος**

Η άεργος ισχύς κάθε μονάδας ρυθμίστηκε έτσι ώστε η τάση στα άκρα της να είναι ίση με 102.5% της ονομαστικής (επιλέχθηκε τιμή λίγο μεγαλύτερη από την ονομαστική σε ζυγούς δίπλα στις μονάδες παραγωγής έτσι ώστε να μην πέσουν οι τάσεις στους πιο απομακρυσμένους ζυγούς κάτω του 95% λόγω της πτώσης τάσης στις γραμμές μεταφοράς).

Ως αποτέλεσμα αυτό που παρατηρήθηκε ήταν μια κατάσταση στο δίκτυο πολύ καλύτερη, τόσο από πλευράς τάσεων όσο και ισοζυγίου ισχύος. Παρατηρήθηκε επίσης ότι δεν υπήρχαν πολλές υπερφορτίσεις στις γραμμές (στην προηγούμενη κατάσταση λειτουργίας υπήρχαν γραμμές που 'κοκκίνιζαν', δηλαδή υπερφορτιζόνταν). Η μονή υπερφόρτιση μετά την αλλαγή του Q ήταν στη γραμμή Λινοπεράματα-Ηράκλειο 1.

### **Ρύθμιση ενεργού ισχύος**

Έχοντας ρυθμίσει το ισοζύγιο άεργου ισχύος, η ροή ενεργού ισχύος στο feeder χρησιμοποιήθηκε ως κριτήριο για τη συνολική μείωση της παραγόμενης ενεργού ισχύος από τις θερμικές μονάδες του συστήματος. Έτσι, επιλέχθηκε να μειωθεί η παραγωγή σε κάποιες από τις μονάδες ώστε αθροιστικά να επέλθει μείωση της τάξης της ροής ισχύος στο feeder. Συνεπώς βγήκαν εκτός λειτουργίας 2 μονάδες στα Χανιά (X1,X2), 2 στα Λινοπεράματα (Λ6,Λ7) και μειώθηκε η παραγωγή της πρώτης μονάδας στον Αθερινόλακκο. Οι αλλαγές αυτές οδήγησαν σε πρακτικά αμελητέα ροή ισχύος στον άπειρο ζυγό.

Μια εναλλακτική μέθοδος που θα μπορούσε να ακολουθηθεί θα ήταν αντί να αφαιρεθούν μονάδες να κρατηθούν όλες εντός και να μειωθεί η παραγωγή σε περισσότερες μονάδες ώστε αθροιστικά να υπάρξει ίδια μείωση ενεργού ισχύος. Δοκιμάζοντας αυτήν την πρακτική διαπιστώθηκε ωστόσο ότι εξακολουθεί να εμφανίζεται περίσσεια άεργου ισχύος στο δίκτυο (προκαλούμενη από τη λειτουργία μεγαλύτερου αριθμού μονάδων). Για να αντιμετωπιστεί και αυτό το φαινόμενο βγήκε ο πυκνωτής του Ρέθυμνου εκτός λειτουργίας οπότε η περίσσεια άεργου ισχύος να είναι της τάξης των 7 MVAR, το οποίο είναι γενικά αποδεκτό.

### 5.3.1.2 Ελάχιστα φορτία

Όλα τα προαναφερθέντα αναφέρονται στο δίκτυο των μέγιστων φορτίων. Οι ίδιες διαδικασίες ακολουθήθηκαν ξανά και για την ρύθμιση του δικτύου με τα ελάχιστα φορτία. Πιο συγκεκριμένα έγινε πάλι ρύθμιση του Q όλων των γεννητριών αλλάζοντας από operational PQ σε PV, και ρυθμίζοντας την τάση σε όλες τις γεννήτριες σε 102,5%. Έπειτα βλέποντας την περίσσεια της P στο feeder έγιναν οι εξής τροποποιήσεις ισχύος στις γεννήτριες του δικτύου, πίνακας12.

Γεννήτρια	Ισχύς πριν την μείωση MW	Ισχύςμετα την μείωση MW
Χανιά 2,3,6,7,8,9	Εκτός λειτουργίας	
Λινοπεράματα 13,14	Εκτός λειτουργίας	
Αθρινόλακος 1,2,3	Εκτός λειτουργίας	
Χανιά 4	17	7
Χανιά 5	28	10
Λινοπεράματα 6,7,8	23,5	13,5
Λινοπεράματα 1,2,3,4	14	4
Αθρινόλακος 4	43,2	13,2

Πινάκας 12:τροποποιήσεις ισχύος στις γεννήτριες του δικτύου

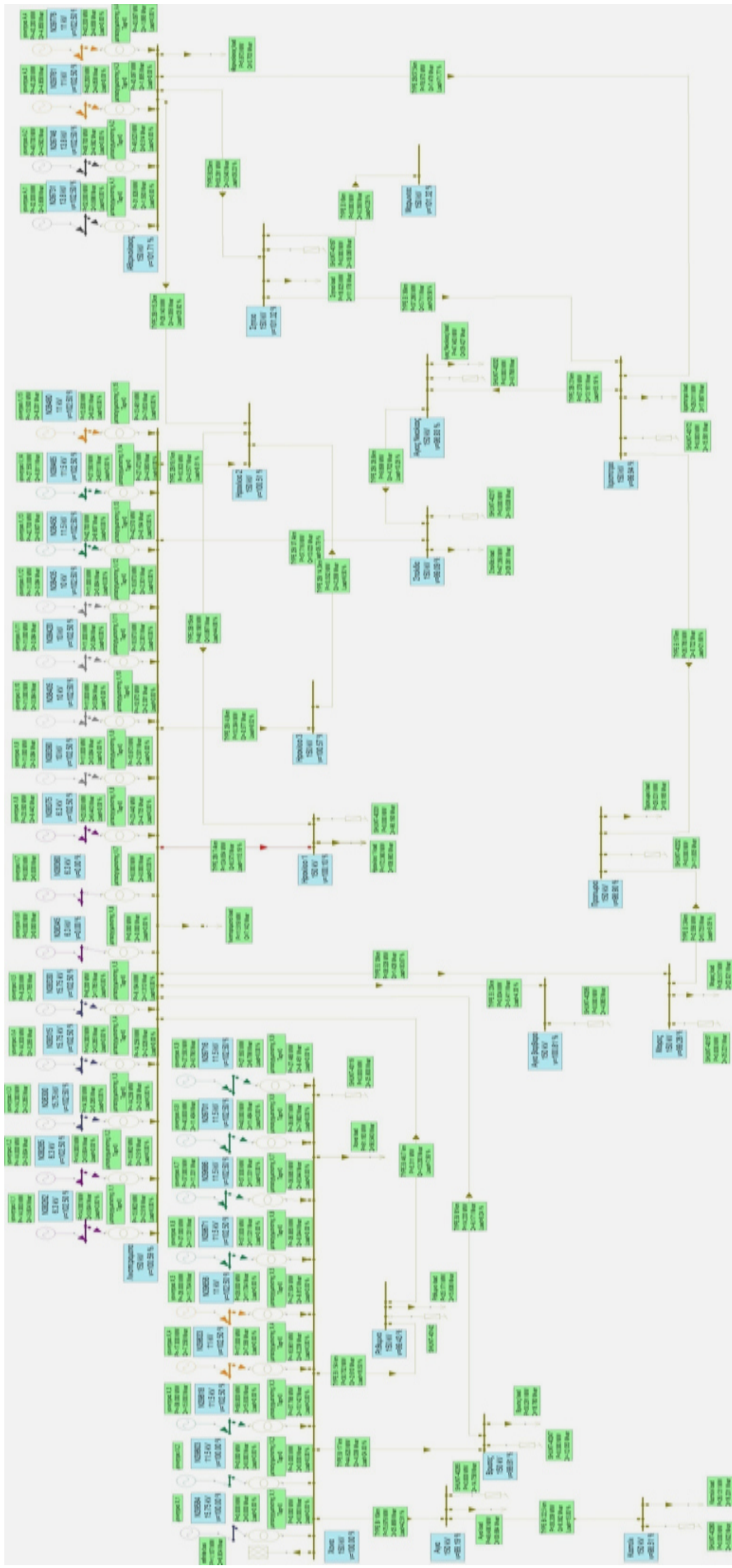
Στην περίπτωση του ελάχιστου φορτίου έπρεπε να τεθούν εκτός λειτουργίας πολλές μονάδες, δεδομένου ότι οι ανάγκες σε ενεργό ισχύ είναι σημαντικά μικρότερες στο δίκτυο. Λόγω της απουσίας μονάδων και της δυνατότητας ρύθμισης άεργου ισχύος μέσω αυτών, εξακολουθούσε να εμφανίζεται περίσσεια άεργου ισχύος στο δίκτυο, για τη μείωση της οποίας ήταν αναγκαίο να αποσυνδεθούν όλοι οι πυκνωτές αντιστάθμισης.

Μετά τη ρύθμιση των παραγωγής των θερμικών μονάδων για τις δύο καταστάσεις φορτίου πραγματοποιήθηκε η ανάλυση διαταραχών. Τα σχεδιαγράμματα 1,2 που ακολουθούν παρουσιάζουν τα αποτελέσματα της ροής φορτίου σε κατάσταση N για μέγιστο και ελάχιστο φορτίο, αντίστοιχα. Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της διαδικασίας ανάλυσης διαταραχών βάσει κριτηρίου N-1σε μορφή πινάκων, πινάκες 13,14.Στους πίνακες αυτούς παρατίθεται το στοιχείο (γραμμή μεταφοράς) που τέθηκε εκτός λειτουργίας και καταγράφεται εάν παρατηρείται κάποιο πρόβλημα στο υπόλοιπο δίκτυο από την αποσύνδεσή του. Στο σενάριο με τα μέγιστα φορτία το πιο συχνά εμφανιζόμενο πρόβλημα που καταγράφεται αφορά την υπερφόρτιση της γραμμής Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι.Η γραμμή αυτή υπερφορτίζεται σε κάθε διαταραχή, φτάνοντας μέχρι και το 160% του θερμικού της ορίου στην περίπτωση της διαταραχής ΗράκλειοΙ-Ηράκλειο ΙΙ. Αντίστοιχα, παρατηρείται υπερφόρτιση της γραμμής

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

Ηράκλειο I-Ηράκλειο II (έως 164%) όταν αποσυνδέεται η γραμμή Λινοπεράματα-Ηράκλειο I. Στο σενάριο των ελαχίστων φορτίων δεν παρατηρήθηκε κάποιο πρόβλημα σε καμία από τις διαταραχές που προσομοιώθηκαν. Αυτό ήταν αναμενόμενο, δεδομένου ότι οι συνθήκες ελαχίστου φορτίου είναι πιο ευνοϊκές, δεν υπάρχουν δηλαδή προβλήματα λόγω μεγάλης διακίνησης ισχύος στο δίκτυο όπως παρατηρείται στην περίπτωση μεγίστου φορτίου.





Σχεδιάγραμμα 1 Αποτελέσματα Σεναρίου 1 σε κατάσταση N (χωρίς απώλεια κάποιου στοιχείου) σε μέγιστο φορτίο



Σχεδιόγραμμα 2: αποτελέσματα Σεναρίου 1 σε κατάσταση N (χωρίς απόλεια κάποιου στοιχείου) σε ελάχιστο φορτίο



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΕΤΟΣ	2016
<b>ΦΟΡΤΙΟ ΜΕΓΙΣΤΟΥ:</b>	<b>700 MW</b>
<b>ΑΠΕ:</b>	---
<b>N</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
<b>N-1</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
<b>Ηράκλειο 1-Ηράκλειο 2</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (115%)
<b>Χανιά-Αγία</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (160%)
<b>Αγία-Καστέλι</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (115%)
<b>Χανιά-Βρύσες</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (115%)
<b>Βρύσες-Λινοπεράματα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (115%)
<b>Χανιά-Ρεθυμνο</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (115%)
<b>Ρεθυμνο-Λινοπεράματα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (115%)
<b>Λινοπεράματα-Αγία Βαρβάρα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (119%)
<b>Λινοπεράματα-Μοιρες</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (119%)
<b>Μοιρες-Πραιτερια</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (115%)
<b>Πραιτερια-Ιεραπετρα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (112%)
<b>Ιεραπετρα-Αθερινόλακος</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (110%)
<b>Λινοπεράματα-Ηρακλειο 3</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (119%)
<b>Ηρακλειο 3-Ηρακλειο 2</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (119%)
<b>Λινοπεράματα-Σταλίδα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (120%)
<b>Σταλίδα-Αγιος Νικόλαος</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (113%)
<b>Αγιος Νικόλαος-Ιεραπετρα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (108%)
<b>Λινοπεράματα-Ηρακλειο 2</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (119%)
<b>Ηρακλειο 2-Αθερινόλακος</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (123%)
<b>Αθερινόλακος-Σητεια</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (112%)
<b>Αθερινόλακος-Σητεια</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Αθερινόλακος -Ιεραπετρα (113%)
<b>Σητεια-Μαρωνεια</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (115%)
<b>Λινοπεράματα-Ηράκλειο 1</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. -Ηράκλειο Ι - Ηρακλειο ΙΙ (164%)

**Πίνακας 13:** Λίστα διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες μέγιστου φορτίου για το Σενάριο Ι

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΕΤΟΣ	2016
<b>ΦΟΡΤΙΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟΥ:</b>	<b>170 MW</b>
<b>ΑΠΕ:</b>	---
<b>N</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
	χωρίς προβλήματα.
<b>N-1</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
<b>Ηράκλειο 1-Ηράκλειο 2</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Χανιά-Άγια</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Άγια-Καστέλι</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Χανιά-Βρύσες</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Βρύσες-Λινοπεραματα</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Χανιά-Ρεθυμνο</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Ρεθυμνο-Λινοπεραματα</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Λινοπεραματα-Άγια Βαρβαρα</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Λινοπεραματα-Μοιρες</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Μοιρες-Πραιτωρια</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Πραιτωρια-Ιεραπετρα</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Ιεραπετρα-Αθερिनολακος</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Λινοπεραματα-Ηρακλειο 3</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Ηρακλειο 3-Ηρακλειο 2</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Λινοπεραματα-Σταλιδα</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Σταλιδα-Άγιος Νικόλαος</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Άγιος Νικόλαος-Ιεραπετρα</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Λινοπεραματα-Ηρακλειο 2</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Ηρακλειο 2-Αθερινολακος</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Αθερινολακος-Σητεια</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Σητεια-Μαρωνια</b>	χωρίς προβλήματα.
<b>Λινοπεραματα-Ηράκλειο 1</b>	χωρίς προβλήματα.

**Πίνακας 14** Λίστα διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου για το Σενάριο 1

### 5.3.2 Σενάριο 2

Στο σενάριο αυτό η βασική τροποποίηση του δικτύου είχε να κάνει με την εισαγωγή των αιολικών πάρκων Α/Π στους διάφορους ζυγούς του δικτύου. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά των Α/Π και οι τοποθεσίες τους έχουν δοθεί στο 4<sup>ο</sup> κεφάλαιο. Η συνολική ισχύς τους είναι 155,75MW. Λαμβάνονται υπόψη μόνο τα Α/Π επειδή τα Φ/Β δεν ήταν δυνατό να μοντελοποιηθούν ξεχωριστά, λόγω της διασποράς τους στη Μέση και τη Χαμηλή Τάση. Επιπλέον, δεν υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα για τα Φ/Β και η συνεισφορά τους αντικατοπτρίζεται μέσα στις τιμές του φορτίου (το φορτία έχουν προκύψει από μετρήσεις στους υποσταθμούς, έτσι, τυχόν παραγωγή από Φ/Β σε κάποιο υποσταθμό έχει συμψηφιστεί με το πραγματικό του φορτίο, δίνοντας μικρότερη συνολική τιμή φορτίου τις ώρες που λειτουργούν τα Φ/Β). Τα σχεδιαγράμματα 3,4 που ακολουθούν παρουσιάζουν τα αποτελέσματα της ροής φορτίου σε κατάσταση N για μέγιστο και ελάχιστο φορτίο, αντίστοιχα. Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της διαδικασίας ανάλυσης διαταραχών βάση κριτηρίου N-1 σε μορφή πινάκων, πινάκες 16,17.

#### 5.3.2.1 Μέγιστα φορτία

Έχοντας περάσει τα Α/Π έγινε εκ νέου ρύθμιση του αρχείου, όπως έγινε και χωρίς ΑΠΕ. Αναλυτικότερα έγινε ρύθμιση της τάσης στα άκρα των μονάδων, αλλάζοντας την παραγωγή τους και ταυτοχρόνως βγάζοντας εκτός λειτουργίας κάποιες μονάδες και πυκνωτές. Ποιο συγκεκριμένα οι ρυθμίσεις που έγιναν παρουσιάζονται στο πίνακα 15

Γεννήτρια	Ισχύς πριν την μείωση MW	Ισχύς μετά την μείωση MW
Χανιά 2,3	Εκτός λειτουργίας	
Λινοπεράματα 13,14	Εκτός λειτουργίας	
Αθερινόλακος 1,2	Εκτός λειτουργίας	
Λινοπεράματα 8	23,5	16
Πυκνωτές Ηράκλειο 1, Ρέθυμνο	Εκτός λειτουργίας	

Πίνακας 15 ρύθμιση γεννητριών για το σενάριο 2

Προσοχή δόθηκε στο γεγονός ότι οι παρεμβάσεις μπορούσαν να γίνουν μόνο στις θερμικές μονάδες (οι ΑΠΕ παραμένουν αμετάβλητες). Έγινε δηλαδή η θεώρηση ότι προκειμένου οι ΑΠΕ να λειτουργούν πλήρως, θα τίθενται εκτός ή θα μεταβάλλεται η παραγωγή μόνο σε θερμικές μονάδες. Αυτό αποτελεί βέβαια την πιο ακραία περίπτωση, όπου θα λειτουργούν πλήρως οι ΑΠΕ και δεν είναι δυνατό να ρυθμιστεί ή να περικοπεί η παραγωγή τους - αυτό το ενδεχόμενο όμως έπρεπε να εξεταστεί για να αντιμετωπιστούν ακραία αλλά πιθανά σενάρια επιπτώσεων στο σύστημα.

### 5.3.2.2.Ελάχιστα φορτία

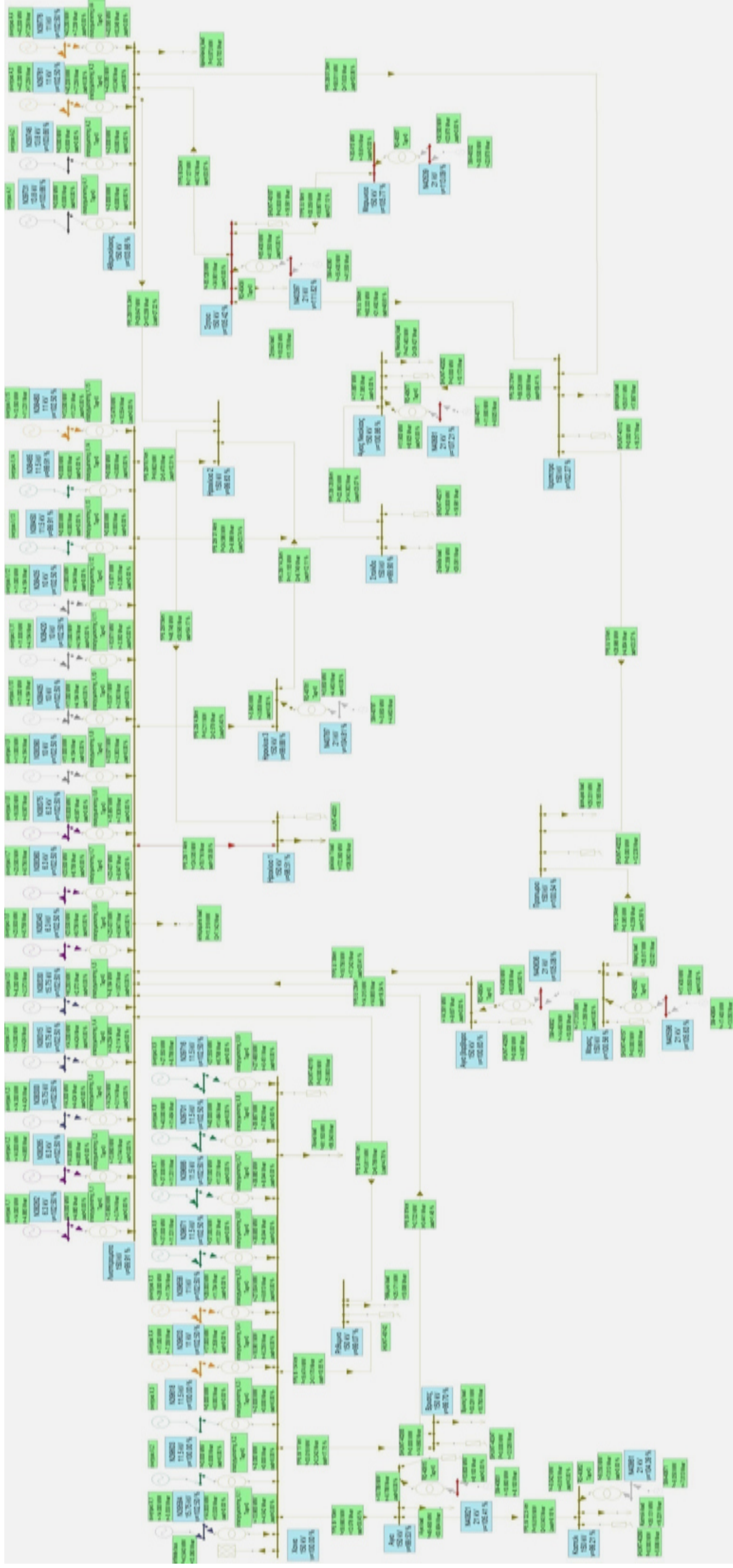
Όσον αφορά τη λειτουργία σε ελάχιστα φορτία η ρύθμιση ήταν αρκετά δύσκολη, γιατί το φορτίο είναι μικρό και η περίσσεια παραγωγής ήταν δύσκολο να εξισορροπηθεί. Αναλυτικότερα στο δίκτυο βρίσκονται εκτός λειτουργίας όλες οι θερμικές γεννήτριες των Χανίων, όλες του Λινοπεράματος (μόνο η 5 λειτουργεί) και όλες του Αθρινόλακου. Το δίκτυο τροφοδοτείται σχεδόν εξ ολοκλήρου από τις ΑΠΕ. Επιπλέον όλοι οι πυκνωτές βρέθηκαν εκτός λειτουργίας

Αναφορικά με την διαδικασία ανάλυσης διαταραχών, βάση κριτηρίου N-1 στα μέγιστα φορτία αυτό που παρατηρείτε είναι (πάλι) μια υψηλή φόρτιση της γραμμής Λινοπεράματα Ηράκλειο 1 και ταυτόχρονα υψηλές τάσεις στους υποσταθμούς της Σητείας και της Μαρώνειας. Καθ' όλη την διαδικασία του κριτηρίου N-1 τα προβλήματα αυτά έδειξαν να επαναλαμβάνονται.

Στα ελάχιστα φορτία η κατάσταση είναι δυσκολότερη από την άποψη ότι υπάρχουν υψηλές τάσεις σε πολλούς υποσταθμούς τόσο σε κατάσταση N όσο και N-1. Πρέπει δε να αναφερθεί το γεγονός ότι σε κατάσταση N παρατηρείται περίσσεια άεργου ισχύος  $Q=43\text{MVAR}$  στο feeder, παρόλο που όλοι οι πυκνωτές του συστήματος έχουν τεθεί εκτός. Μια προσέγγιση αναφορικά με την μείωση της αέργου ισχύος θα ήταν να παραμείνουν εντός λειτουργίας κάποιες θερμικές γεννήτριες για να κάνουν αντιστάθμιση άεργων. Το αποτέλεσμα όμως θα ήταν να αυξηθεί ταυτόχρονα και η περίσσεια ενεργού ισχύος. Για αυτό το λόγο αυτή η προσέγγιση δεν ακολουθήθηκε.

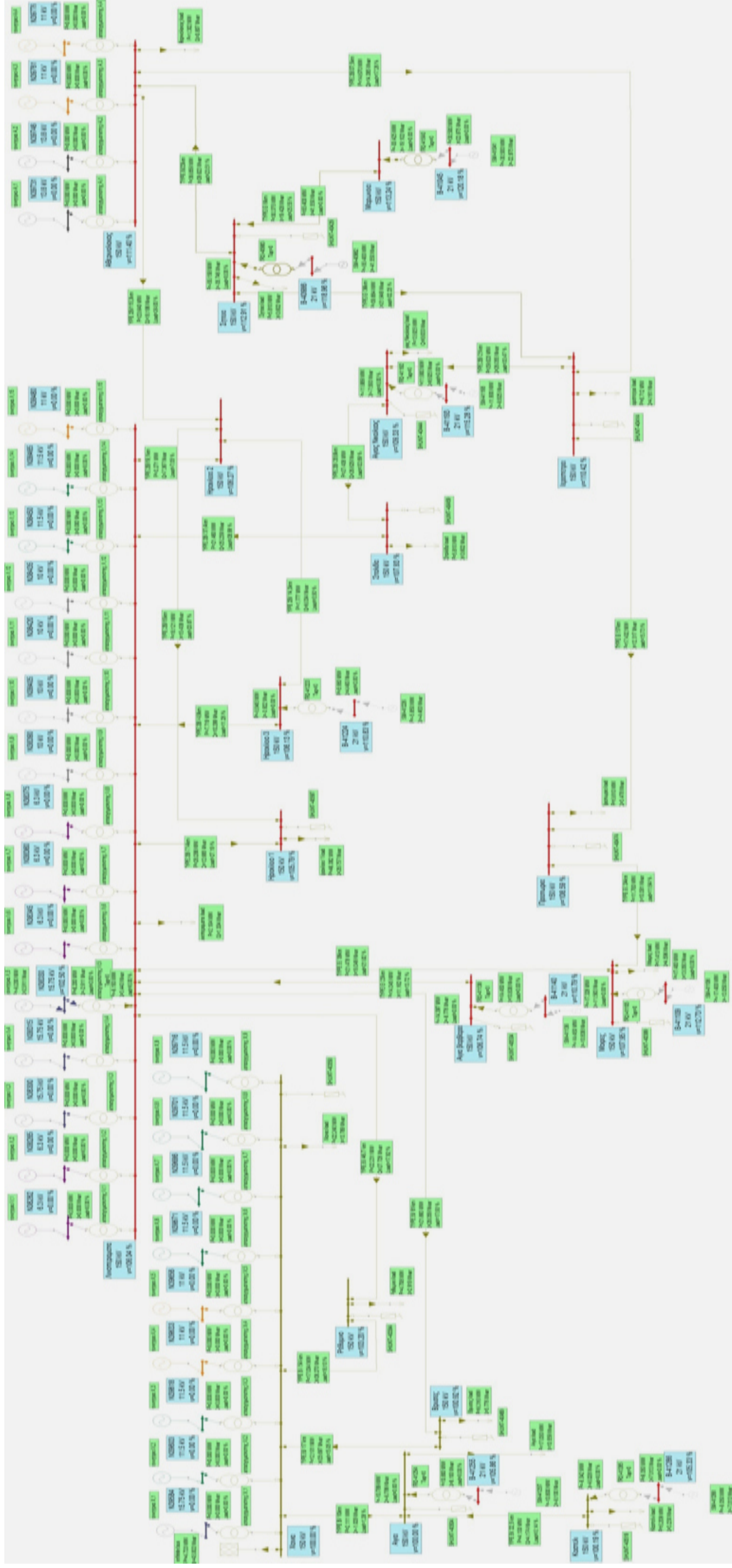
Παρατηρείται συνεπώς ότι η διείσδυση των ΑΠΕ οδηγεί σε σημαντικά προβλήματα στη λειτουργία του δικτύου, τόσο σε μέγιστο όσο και σε ελάχιστο φορτίο, επιδεινώνοντας τα προβλήματα υπερφορτίσεων που εμφανίζονται χωρίς ΑΠΕ και δημιουργώντας επιπλέον προβλήματα υπερτάσεων. Είναι συνεπώς αναγκαία η λήψη επιπλέον μέτρων για την ασφαλή απορρόφηση της ισχύος των ΑΠΕ, με πλέον επιτακτική την ανάγκη εγκατάσταση επιπλέον μέσων αντιστάθμισης, όπως εξετάζεται στο Σενάριο 3.





Σχεδιόγραμμα 3 Αποτελέσματα Σεναρίου 2 σε κατάσταση N (χωρίς απόλεια κάποιου στοιχείου) σε μέγιστο φορτίο





Σχεδιόγραμμα 4 Αποτελέσματα Σεναρίου 2 σε κατάσταση N (χωρίς απόλεια κάποιου στοιχείου) σε ελάχιστο φορτίο

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΕΤΟΣ		2016
<b>ΦΟΡΤΙΟ ΜΕΓΙΣΤΟΥ:</b>		<b>700 MW</b>
<b>ΑΠΕ:</b>		<b>155,75 MW</b>
<b>N</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>	<b>ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ</b>
	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (136,5%).	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,42%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,77%)
<b>N-1</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>	<b>ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ</b>
<b>Ηράκλειο I-Ηράκλειο 2</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (192%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,77%)
<b>Χανια-Αγια</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (136,5%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,8%)
<b>Αγια-Κάστελι</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (136,5%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,5%)
<b>Χανια-Βρυσες</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (137%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,2%)
<b>Βρυσες-Λινοπεραματα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (136,4%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,8%)
<b>Χανια-Ρεθυμνο</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (136,8%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,6%)
<b>Ρεθυμνο-Λινοπεραματα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (136,2%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,9%)
<b>Λινοπεραματα-Αγια Βαββαρα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (137%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,5%)

**Πίνακας 16** Λίστα διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες μέγιστου φορτίου για το Σενάριο 2

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

<b>Λινοπεράματα-Μοιρες</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (137,8%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (106,2%)
<b>Μοιρες-Πρατωρια</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (136,6%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,7%)
<b>Πρατωρια-Ιεραπετρα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (134,4%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (106,2%)
<b>Ιεραπετρα-Αθερνολακος</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (133,7%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,5%)
<b>Λινοπεράματα-Ηρακλειο 3</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (139%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,7%)
<b>Ηρακλειο 3-Ηρακλειο 2</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (141,9%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,7%)
<b>Λινοπεράματα-Σταλιδα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (139,1%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,4%)
<b>Σταλιδα-Αγιος Νικολαος</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (134,1%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (106,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (106,8%)
<b>Αγιος Νικολαος-Ιεραπετρα</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (131%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (107,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (107,5%)
<b>Λινοπεράματα-Ηρακλειο 2</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (141,3%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακος (105%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (105,4%)
<b>Ηρακλειο 2-Αθερνολακος</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (146,3%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (106,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (106,6%)
<b>Αθερνολακος-Σητεια</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (137,1%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (109,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (109,9%)
<b>Σητεια-Μαρωνεια</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (139,5%)	Χωρίς προβλήματα
<b>Λινοπεράματα-Ηράκλειο 1</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. -Ηράκλειο I - Ηρακλειο II (201,6%)	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (105,2%)

**Πίνακας 16** Λίστα διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες μέγιστου φορτίου για το Σενάριο 2

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΕΤΟΣ	2016	
ΦΟΡΤΙΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟΥ:	170 MW	
ΑΠΕ:	155,75 MW	
N	ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ	ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (112,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (111,0 %) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (110,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρονεια (113,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα (106,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (107,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (106,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (108,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμόΑγιος Νικολαος (109,3%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
N-1	ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ	ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
<b>Ηράκλειο 1-Ηράκλειο 2</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (113%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (111,5 %) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (110,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρονεια (113,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (107,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (106,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (108,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμόΑγιος Νικολαος (109,3%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Χανια-Αγια</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (112,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (111,5 %) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (110,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρονεια (113,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (107,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (106,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (108,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμόΑγιος Νικολαος (109,3%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Αγια-Καστελι</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (112,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (111,4 %) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (110,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρονεια (113,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (107,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (106,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (108,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμόΑγιος Νικολαος (109,3%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Χανια-Βρυσες</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (117,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (116,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (115,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα (111,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (113%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (111,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (110,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (111,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (111,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (113,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (112,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμόΑγιος Νικολαος (114,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Βρυσες (110,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρονεια (118,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ρεθυμνο (105,9%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων

Πίνακας 17 Λίστα διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου για το Σενάριο 2



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

<b>Βρυσες-Λινοπεραματα</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (118,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (117,6 %) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (116,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα (112,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (114,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (113%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (112,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (112,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (112,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (114,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (114,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (115,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (119,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ρεθυμνο (106,5%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Χανια-Ρεθυμνο</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (118,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (117,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (116,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα (111,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (113,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (112,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (111,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (112%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (111,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (114,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (113,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (115%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (118,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ρεθυμνο (111,9%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Ρεθυμνο-Λινοπεραματα</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (117,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (116,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (115,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα (111,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (113,0%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (111,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (110,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (111,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (111,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (113,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (112,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (114,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (118,2%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Λινοπεραματα-Αγια Βαρβαρα</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (111,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (110,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (112%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (109,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (106,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (105%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (107,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (102,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (108,1%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Λινοπεραματα-Μοιρες</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (114,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (112,7 %) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (112,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα (105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (113,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (113%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (108,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (110,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (114,6%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων

**Πίνακας 17** Λίστα διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου για το Σενάριο 2

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

<b>Μοιρες-Πραιτωρια</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (113,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (112,1 %) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (111,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (110,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (106,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (106%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (108,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (109,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (114%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Πραιτωρια-Ιεραπετρα</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (113,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (111,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (111,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (113,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (106%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (109,7%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Ιεραπετρα-Αθερνολακος</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (112,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (111,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (107,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (113,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (108%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (109,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (108,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (113,2%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Λινοπεραματα-Ηρακλειο 3</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (112,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (111,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 106,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (107,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (106,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (108,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (110,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (109,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (113,2%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Ηρακλειο 3-Ηρακλειο 2</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (112,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (111,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 106,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (107,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (108,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (110,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (109,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (113,2%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων

**Πίνακας 17** Λίστα διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου για το Σενάριο 2

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

<b>Λινοπεραματα-Σταλίδα</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (115,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (113,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 106,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (108,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (110,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλδα (113,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (113,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (113,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (115,98%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Σταλδα-Αγιος Νικολαος</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (115,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (114,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (113,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (108,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (106,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (110,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλδα (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (113,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (116,2%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Αγιος Νικολαος-Ιεραπετρα</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (115,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (114,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (113,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (108,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (110,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλδα (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (116,2%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Λινοπεραματα-Ηρακλειο 2</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (112,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (111,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (110,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 105,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (108,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (106,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (108,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλδα (107,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (109,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (113,1%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Ηρακλειο 2-Αθερνολακος</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (114,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακου (113,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (111,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 105,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοιρες (107,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (105%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτωρια (108,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλδα (107,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (109,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (114,9%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων

**Πίνακας 17** Λίστα διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου για το Σενάριο 2



## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

<b>Αθερνολακός-Σητεια</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (115,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακού (109,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (110,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 105,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοίρες (107,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,3%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 1 (105,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτορια (108,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (109,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (116%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Σητεια-Μαρωνεια</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (108,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακού (107,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (107%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοίρες (105,5%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτορια (105,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (105,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (106,3%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων
<b>Λινοπεραματα-Ηράκλειο 1</b>	Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σητεια (112,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αθερνολακού (111,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ιεραπετρα (110,2%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Λινοπεραματα 105,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μοίρες (107,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγια βαρβαρα (106,6%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 2 (105,8%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Ηρακλειο 3 (105,9%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Πραιτορια (108,4%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Σταλιδα (107,7%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Αγιος Νικολαος (109,1%) Υψηλή τάση στον υποσταθμό Μαρωνεια (113%)	χωρίς προβλήματα υπερφορτισεως γραμμων

**Πίνακας 17** Λίστα διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου για το Σενάριο 2

### 5.3.3 Σενάριο 3 - Προσθήκη Αντιστάθμισης

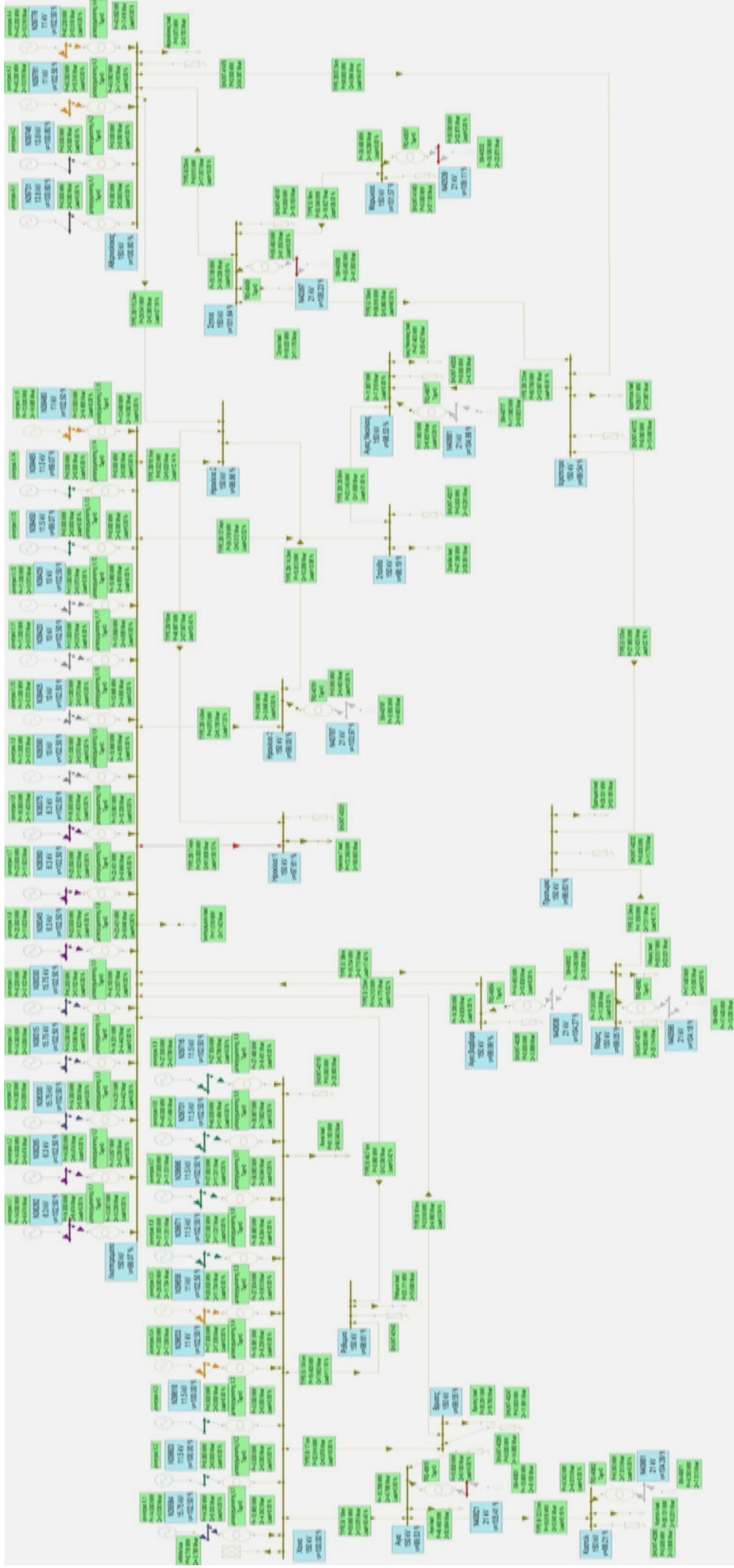
Το σενάριο αυτό βασίζεται στο Σενάριο 2 με την διάφορα όμως ότι έχουν τοποθετηθεί πηνία σε κάποιους ζυγούς. Αναλυτικότερα η διαμόρφωση του δικτύου σε αυτό το σενάριο ξεκίνησε από το δίκτυο με τα ελάχιστα φορτία και όχι τα μέγιστα. Επιλέχθηκε δηλαδή η πλέον δυσμενής κατάσταση από πλευράς διαταραχών (και προβλημάτων τάσης) ώστε να καθοριστεί η αντιστάθμιση που είναι αναγκαία για να τα επιλύσει. Στο σενάριο 2 με τα ελάχιστα φορτία όπως αναλύθηκε έδειξε ότι παρουσιάζει πολλά προβλήματα υψηλών τάσεων σε πολλούς υποσταθμούς. Η προσέγγιση σε αυτή την κατάσταση ήταν να βρεθεί κατάλληλη λύση για αυτές τις υπερτάσεις βάζοντας κάποιο ή κάποια πηνία σταθερά (shunts) και όχι SVC κυρίως λόγω κόστους. Το SVC είναι πιο ευέλικτο από την απλή αντιστάθμιση με σταθερά πηνία (ή πυκνωτές) επειδή μπορεί να λειτουργεί είτε ως πηνίο ή ως πυκνωτής, δηλαδή μπορεί είτε να κατεβάζει την τάση όταν αυτή ανεβαίνει πολύ ή αντίθετα. Επίσης, σε αντίθεση με την απλή αντιστάθμιση που είναι σταθερή, το SVC μπορεί να μεταβάλλεται ανάλογα με τις ανάγκες του φορτίου. Είναι ωστόσο πολύ πιο ακριβό, γι αυτό και επιλέγεται μόνο όταν είναι απολύτως αναγκαίο, όταν δηλαδή αποδεικνύεται ότι μία απλή αντιστάθμιση

λύνει ένα πρόβλημα σε κάποιο φορτίο, αλλά δημιουργεί πρόβλημα σε άλλο φορτίο. Επίσης, απαιτεί μεγάλο χώρο εγκατάστασης, και συνήθως μπαίνει σε κεντρικό σημείο του συστήματος για να δίνει καλύτερη δυνατότητα συνολικής ρύθμισης τάσεων στο δίκτυο.

Τα σταθερά πηνία μπαίνουν στο δίκτυο με τον ίδιο τρόπο όπως μπαίνουν οι πυκνωτές αλλά με θετικό πρόσημο στην άεργο ισχύ τους. Έγιναν διαφορές δόκιμες σε ακραίους ζυγούς με την ισχύ να αυξάνει κατά 4MVAR (ένα μέσο τυποποιημένο βήμα μεταβολής, χωρίς να είναι ωστόσο περιοριστικό). Ανώτατο όριο ισχύος τέθηκε τα 40-45 MVAR ώστε να μην χρειάζονται πηνία πολύ μεγάλου μεγέθους. Έγιναν διάφορες δοκιμές θέσης και μεγέθους πηνίων μέχρι να πέσουν οι τάσεις των ζυγών κάτω από 105%.Επειδή η χρήση ενός μόνο πηνίου δεν έλυσε τα προβλήματα τοποθετήθηκαν 2 πηνία, το πρώτο στη Μαρώνεια ισχύος 36 MVAR και το δεύτερο στον Αθερινόλακο ισχύος 24MVAR. Επειδή όμως τα πηνία αντιστάθμισης είναι σταθερά δεν μπορούν δηλαδή να αφαιρούνται όταν το φορτίο αλλάζει σε μέγιστο, έπρεπε να ληφθούν υπόψη και κατά την προσομοίωση της λειτουργίας σε μέγιστα φορτία. Συνεπώς τα πηνία αυτά τοποθετήθηκαν και στο δίκτυο με τα μέγιστα φορτία.

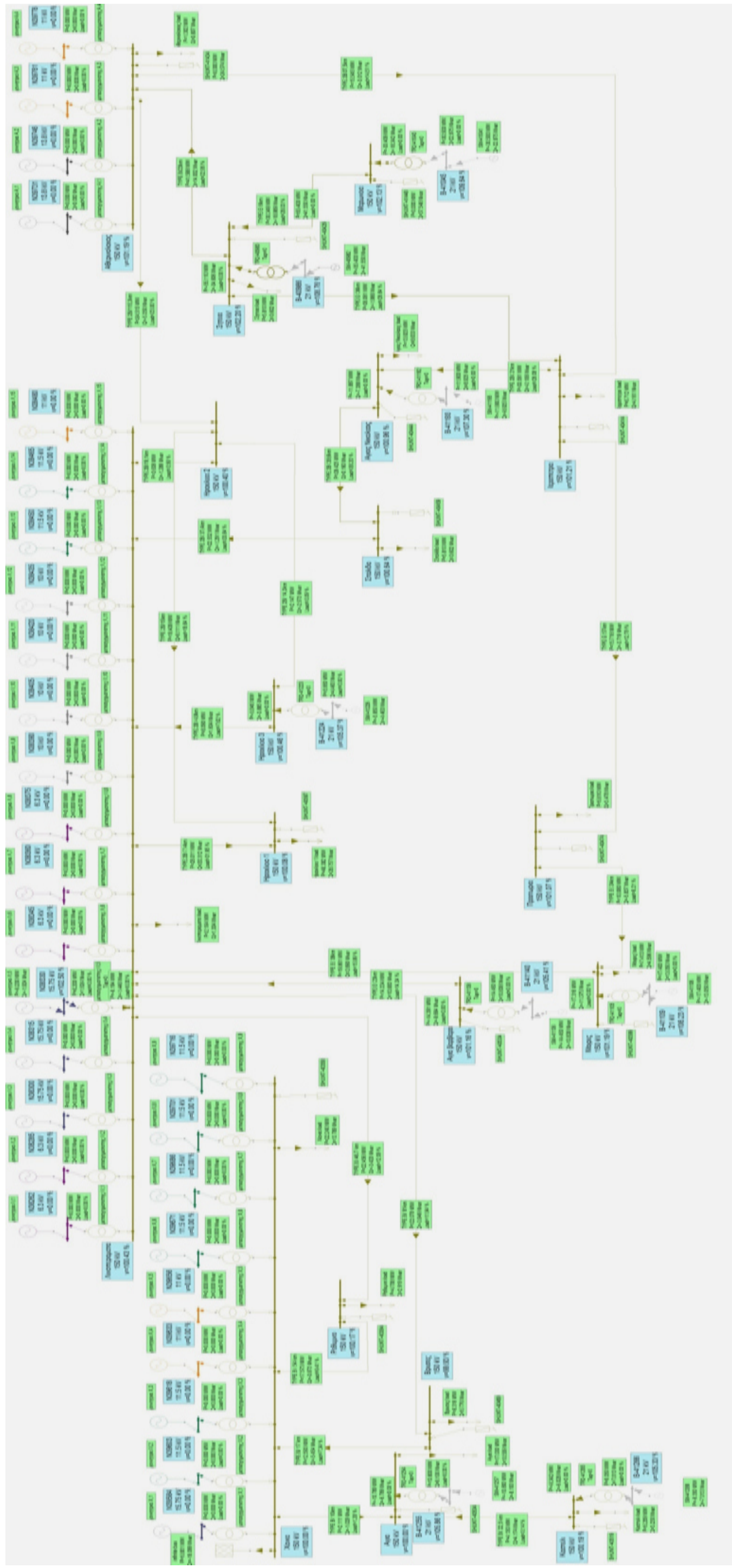
Η ρύθμιση των γεννητριών καθώς και των πυκνωτών είναι ίδια με το Σενάριο 2. Η διαδικασία της ανάλυσης διαταραχών, με προσομοίωση όλων των πιθανών N-1, πραγματοποιήθηκε εξ ολοκλήρου και για τις 2 καταστάσεις φορτίου. Έτσι τα αποτελέσματα έδειξαν ότι παρατηρείται πάλι υπερφόρτιση της γραμμής Λινοπεράματα Ηράκλειο 1 για όλα τα N-1 σενάρια (τα μέσα αντιστάθμισης έλυσαν τα προβλήματα τάσεων, όχι όμως και την υπερφόρτιση, η οποία παρατηρούνταν ούτως ή άλλως χωρίς τη λειτουργία ΑΠΕ). Αυτό που έχει μεγάλη σημασία είναι το γεγονός ότι σε κανένα υποσταθμό δεν παρατηρήθηκε πρόβλημα υπότασης σε μέγιστο φορτίο, κάτω από το ελάχιστο επιτρεπτό όριο παρά την προσθήκη των 2 πηνίων σε Μαρώνεια και Αθερινόλακο.

Οι ίδιες ρυθμίσεις ισχύουν και για το σενάριο ελαχίστων φορτίων σε σχέση με το σενάριο 2 τόσο σχετικά με τις γεννήτριες όσο και με τους πυκνωτές. Η εγκατάσταση των πηνίων έλυσε τα προβλήματα υπερτάσεων που παρατηρήθηκαν στο σενάριο ΑΠΕ-ελαχιστα με συνέπεια κατά την διαδικασία του N-1 κριτηρίου να μην παρατηρηθεί κανένα πρόβλημα στο δίκτυο. Στο σχεδιαγράμματα<sup>5,6</sup> απεικονίζονται το δίκτυο και για τις δυο καταστάσεις ενώ οι πινάκες 18,19 που ακολουθούν παρουσιάζουν τα αποτελέσματα του κριτηρίου N-1.



Σχεδιάγραμμα 5 Αποτελέσματα Σεναρίου 3 σε κατάσταση N (χωρίς απόλεια κόποιου στοιχείου) σε μέγιστο φορτίο





Σχεδιόγραμμα 6 Αποτελέσματα Σεναρίου 3 σε κατάσταση N (χωρίς απόλεια κάποιου στοιχείου) σε ελάχιστο φορτίο

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

<b>ΕΤΟΣ</b>		<b>2016</b>
<b>ΦΟΡΤΙΟ ΜΕΓΙΣΤΟΥ:</b>		
<b>ΑΙΠΕ:</b>		<b>700 MW</b>
<b>N</b>		<b>155,75 MW</b>
<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>		
<b>N-1</b>		<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
<b>Ηράκλειο 1-Ηράκλειο 2</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,1%).
<b>Χανιά-Άγια</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (193,7%)
<b>Άγια-Καστέλι</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,1%)
<b>Χανιά-Βρυσές</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,1%)
<b>Βρυσές-Αινοπεράματα</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,9%)
<b>Χανιά-Ρεθυμνο</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,9%)
<b>Ρεθυμνο-Αινοπεράματα</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,1%)
<b>Αινοπεράματα-Άγια Βαρβάρα</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,8%)
<b>Αινοπεράματα-Μοιρες</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (140,8%)
<b>Μοιρες-Πραιτώρια</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,6%)
<b>Πραιτώρια-Ιεραπετρα</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (137,5%)
<b>Ιεραπετρα-Αθερिनολακος</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (136,5%)
<b>Αινοπεράματα-Ηρακλειο 3</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (142,5%)
<b>Ηρακλειο 3-Ηρακλειο 2</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,1%)
<b>Αινοπεράματα-Σταλίδα</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (145,6%)
<b>Σταλίδα-Άγιος Νικόλαος</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (137,1%)
<b>Άγιος Νικόλαος-Ιεραπετρα</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (134,1%)
<b>Αινοπεράματα-Ηρακλειο 2</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (134,9%)
<b>Ηρακλειο 2-Αθερινολακος</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (147,7%)
<b>Αθερινολακος-Σητεια</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (139,8%)
<b>Σητεια-Μαρωνεια</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι (140,8%)
<b>Αινοπεράματα-Ηράκλειο 1</b>		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Αινοπεράματα-Ηράκλειο Ι - Ηρακλειο ΙΙ (204,3%)

**Πίνακας 18** Λίστα

διαταραχών και

προβλήματα που

εμφανίζονται σε συνθήκες

μέγιστου φορτίου για το

Σενάριο 3

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΕΤΟΣ	2016
<b>ΦΟΡΤΙΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟΥ:</b>	<b>170 MW</b>
<b>ΑΠΕ:</b>	<b>155,75 MW</b>
<b>N</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
	χωρίς προβλήματα
<b>N-1</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
<b>Ηράκλειο 1-Ηράκλειο 2</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Χανιά-Αγία</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Αγία-Καστέλι</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Χανιά-Βρυσες</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Βρυσες-Λινοπεραματα</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Χανιά-Ρεθυμνο</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Ρεθυμνο-Λινοπεραματα</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Λινοπεραματα-Αγία Βαρβάρα</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Λινοπεραματα-Μοιρες</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Μοιρες-Πραιτώρια</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Πραιτώρια-Ιεραπετρα</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Ιεραπετρα-Αθερινόλακος</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Λινοπεραματα-Ηρακλ.ειο 3</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Ηρακλ.ειο 3-Ηρακλ.ειο 2</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Λινοπεραματα-Σταλίδα</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Σταλίδα-Αγιος Νικόλαος</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Αγιος Νικόλαος-Ιεραπετρα</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Λινοπεραματα-Ηρακλ.ειο 2</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Ηρακλ.ειο 2-Αθερινόλακος</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Αθερινόλακος-Σητεία</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Σητεία-Μαρώνια</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Λινοπεραματα-Ηράκλειο 1</b>	χωρίς προβλήματα

**Πίνακας 19** Λίστα

διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου για το Σενάριο 3



### 5.3.4 Σενάριο 4<sup>0</sup>

#### 5.3.4.1 Μέγιστα φορτία

Στο 4<sup>0</sup> σενάριο οι αλλαγές που έγιναν στο δίκτυο αφορούσαν τα μελλοντικά έργα που έχουν προβλεφθεί στη ΜΑΣΜ Κρήτης, ειδικότερα τις προσθήκες νέων Γ/Μ όπως αυτές περιγράφηκαν αναλυτικά στο 4<sup>0</sup> κεφάλαιο. Οι νέες Γ/Μ είναι 12 και στην πλειοψηφία τους είναι καινούργιες γραμμές αφού μόνο η γραμμή Ιεράπετρα Μοίρες αφορά αναβάθμιση υπάρχουσας γραμμής. Για τη ρύθμιση της παραγωγής των θερμικών μονάδων έτσι ώστε να εξασφαλιστεί ισοζύγιο παραγωγής/φορτίου, τέθηκαν εκτός λειτουργίας οι εξής γεννήτριες: Χανιά 3, Λινοπεράματα 13,14, Αθρινόλακος 1,2. Επιπλέον βγήκαν εκτός λειτουργίας οι πυκνωτές στο Ρέθυμνο, Σητεία, Ηράκλειο 1 και Καστέλι. Θεωρήθηκε ότι λειτουργούν τα ΑΠΕ που μοντελοποιήθηκαν στα Σενάρια 2 και 3, όπως και τα απαιτούμενα μέσα αντιστάθμισης που περιγράφηκαν στο Σενάριο 3. Δεν παρατηρήθηκαν πτώσεις τάσης πέραν του ελαχίστου επιτρεπτού, παρά το γεγονός ότι λειτουργούν 2 πηνία που τοποθετήθηκαν για την αντιμετώπιση των υπερτάσεων σε ελάχιστο φορτίο λόγω ΑΠΕ.

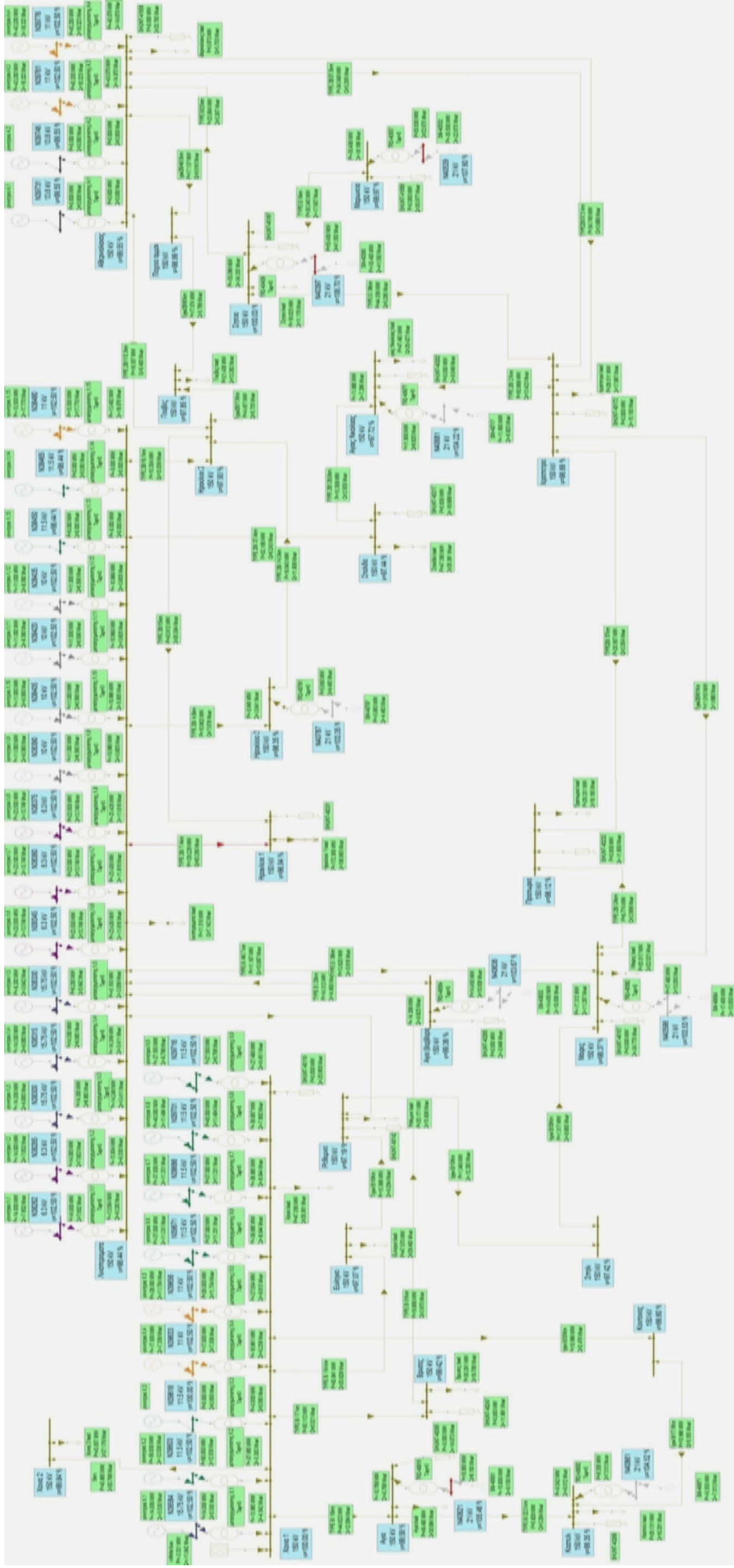
#### 5.3.4.2 Ελάχιστα φορτία

Για τα ελάχιστα φορτία οι ρυθμίσεις που έγιναν ήταν να τεθούν εκτός λειτουργίας όλες οι θερμικές γεννήτριες των Χανίων, όλες του Λινοπεράματος (μόνο η 3 λειτουργεί) και όλες του Αθρινόλακου. Το δίκτυο τροφοδοτείται σχεδόν εξ ολοκλήρου από τις ΑΠΕ. Επιπλέον όλοι οι πυκνωτές είναι εκτός λειτουργίας. Επιπλέον έχουν εγκατασταθεί τα πηνία στη Μαρώνεια και στον Αθρινόλακο για την αντιμετώπιση των υπερτάσεων που προκαλεί η λειτουργία των ΑΠΕ. Τόσο για τα μέγιστα όσο και ελάχιστα φορτία έχουν υπολογιστεί στο σύνολο της ισχύος τα φορτία από τους μελλοντικούς ζυγούς.

Η τοποθέτηση των πηνίων είχε μελετηθεί στο προηγούμενο σενάριο και είχε αποδείξει ότι λύνει σε όλα τα προβλήματα τουλάχιστον στην κατάσταση των ελαχίστων φορτίων. Η λογική της τοποθέτησης νέων γραμμών κύριο στόχο έχει την βελτιστοποίηση της σταθερότητας του δικτύου και την ελάττωση των προβλημάτων κυρίως σε κατάσταση N-1. Αυτό που παρατηρήθηκε όμως είναι ότι στα μέγιστα φορτία η υπερφόρτιση της γραμμής Λινοπεράματα Ηράκλειο 1 παρέμεινε αμετάβλητη.

Ποιο αναλυτικά τοποθετήθηκε νέα γραμμή Αθρινόλακος Ιεράπετρα παράλληλα της ήδη υπάρχουσας. Στην διαδικασία N-1 στην περίπτωση της απώλειας της προϋπάρχουσας από αυτές τις γραμμές, εμφανιζόταν υπερφόρτιση της γραμμής Λινοπεράματα Ηράκλειο 1.

Η τοποθέτηση δεύτερης γραμμής Αθρινολακου Ιεράπετρας θεωρητικά θα βοηθούσε στην υπερφόρτιση αυτή , αυτό που παρατηρήθηκε όμως είναι το πρόβλημα της γραμμής Λινοπεράματα Ηράκλειο 1 να παραμείνει και μάλιστα στα ίδια ποσοστά υπερφόρτισης. Επιπλέον αναβαθμίστηκε σε τύπου Β η γραμμή Ιεράπετρα→ Πραιτώρια→ Μοίρες και ταυτόχρονα δημιουργήθηκε νέα γραμμή απευθείας Ιεράπετρα Μοίρες. Παρόλα αυτά σε περίπτωση απώλειας είτε της αναβαθμισμένης γραμμής είτε της καινούργιας το πρόβλημα της υπερφορτισμένης γραμμής Λινοπεράματα Ηράκλειο 1 παρέμεινε ίδιο. Σχετικά με τα ελάχιστα φορτία η λύση της τοποθέτησης των πηνίων έχει θετικά αποτελέσματα και λόγο χαμηλών φορτίων δεν παρατηρήθηκαν προβλήματα υπερφορτίσεων γραμμών. Στα σχεδιαγράμματα 7,8 απεικονίζεται το δίκτυο και για τις δυο καταστάσεις φορτίων ενώ οι πίνακες 20,21 που ακολουθούν παρουσιάζουν τα αποτελέσματα του κριτηρίου N-1.



Σχεδιόγραμμα 7 Αποτελέσματα Σεναρίου 4 σε κατάσταση N (χωρίς απόλεια κάποιου στοιχείου) σε μέγιστο φορτίο





ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

<b>ΕΤΟΣ</b>		<b>2014-2018</b>
<b>ΦΟΡΤΙΟ ΜΕΓΙΣΤΟΥ:</b>		
<b>ΑΙΠΕ:</b>		<b>700 MW</b>
<b>N</b>		<b>155,75 MW</b>
		<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
		Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145,1%).
	<b>N-1</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
	Ηράκλειο 1-Ηράκλειο 2	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (195,3%)
	Χανιά - Αγία	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145,1%)
	Αγία - Καστέλι	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145,1%)
	Χανιά - Βρυσές	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145,1%)
	Βρυσές - Λινοπεράματα	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (144,9%)
	Ρεθυμνο - Λινοπεράματα	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145,1%)
	Λινοπεράματα - Αγία Βαρβάρα	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145,4%)
	Λινοπεράματα - Μοιρές	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145,8%)
	Μοιρές - Πραιτώρια	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145,7%)
	Πραιτώρια - Ιεραπετρα	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (143,8%)
	Ιεραπετρα - Αθρινολακος Α	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (143,7%)
	Λινοπεράματα - Ηρακλ.ειο 3	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (150,4%)
	Ηρακλ.ειο 3 - Ηρακλ.ειο 2	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (153,3%)
	Λινοπεράματα - Σταλίδα	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (148,8%)
	Σταλίδα - Αγιος Νικολαος	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (143,4%)
	Αγιος Νικολαος - Ιεραπετρα	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (139,8%)
	Λινοπεράματα - Ηρακλ.ειο 2	Υπερφορτίση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (152,8%)

**Πίνακας 20** Λίστα

διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες μέγιστου φορτίου για το Σενάριο 4

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

<b>Ηράκλειο 2 - Αθερινολακος</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (148.9%)
<b>Αθερινολακος - Σητεια</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145.9%)
<b>Σητεια - Μαρωνεια</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (146.7%)
<b>Λινοπεράματα - Ηράκλειο I</b>	Υπερφόρτιση της Γ.Μ. -Ηράκλειο I - Ηρακλειο II (205.9%)
<b>N-1 Μελλοντικες Γ.Μ.</b>	
<b>Αθερινολακος - Ιεραπετρα Β</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (143.7%)
<b>Αθερινολακος- Παχεια αμμος</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (148.4%)
<b>Παχεια αμμος Γουβες</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (149.2%)
<b>Γουβες - Ηράκλειο 2</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (143.6%)
<b>Ιεραπετρα - Μοιρες</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (144.4%)
<b>Μοιρες - Σπηλι</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (144.8%)
<b>Σπηλι - Ρεθυμνο</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (144.8%)
<b>Χανια 1 - Χανια 2</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145%)
<b>Χανια 1 - Ευληγια</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (147.4%)
<b>Ευληγια - Ρεθυμνο</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145.1%)
<b>Χανια 1 - Καντανος</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145%)
<b>Καντανος - Καστελι</b>	Υπερφορτιση της Γ.Μ. Λινοπεράματα-Ηράκλειο I (145%)

**Πίνακας 20** Λίστα

διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες μέγιστου φορτίου για το Σενάριο 4



ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

ΕΤΟΣ	2014-2018
<b>ΦΟΡΤΙΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟΥ:</b>	<b>170 MW</b>
<b>ΑΠΕ:</b>	<b>155,75 MW</b>
<b>N</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
	χωρίς προβλήματα
<b>N-1</b>	<b>ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΑ</b>
Ηράκλειο 1-Ηράκλειο 2	χωρίς προβλήματα
Χανιά - Αγία	χωρίς προβλήματα
Αγία - Καστέλι	χωρίς προβλήματα
Χανιά - Βρυσές	χωρίς προβλήματα
Βρυσές - Λινοπεραματα	χωρίς προβλήματα
Ρεθυμνο - Λινοπεραματα	χωρίς προβλήματα
Λινοπεραματα - Αγία Βαρβαρα	χωρίς προβλήματα
Λινοπεραματα - Μοιρες	χωρίς προβλήματα
Μοιρες - Πραιτωρια	χωρίς προβλήματα
Πραιτωρια - Ιεραπετρα	χωρίς προβλήματα
Ιεραπετρα - Αθερिनολακος Α	χωρίς προβλήματα
Λινοπεραματα - Ηρακλειο 3	χωρίς προβλήματα
Ηρακλειο 3 - Ηρακλειο 2	χωρίς προβλήματα
Λινοπεραματα - Σταλιδα	χωρίς προβλήματα
Σταλιδα - Αγιος Νικολαος	χωρίς προβλήματα
Αγιος Νικολαος - Ιεραπετρα	χωρίς προβλήματα
Λινοπεραματα - Ηρακλειο 2	χωρίς προβλήματα
Ηρακλειο 2 - Αθερινολακος	χωρίς προβλήματα

**Πίνακας 21** Λίστα

διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου για το Σενάριο 4

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΝΑΛΥΣΗ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

<b>Αθερिनολακός - Σητεια</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Σητεια - Μαρωνεια</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Λινοπεραματα - Ηράκλειο 1</b>	χωρίς προβλήματα
<b>N-1 Μελλοντικές Γ.Μ.</b>	
<b>Αθερινολακός - Ιεραπετρα Β</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Αθερινολακός- Παγεια αμμος</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Παγεια αμμος Γουβες</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Γουβες - Ηρακλειο 2</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Ιεραπετρα - Μοιρες</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Μοιρες - Σπηλι</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Σπηλι - Ρεθυμνο</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Χανια 1 - Χανια 2</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Χανια 1 - Ευλιγη</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Ευλιγη - Ρεθυμνο</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Χανια 1 - Καντανος</b>	χωρίς προβλήματα
<b>Καντανος - Καστελι</b>	χωρίς προβλήματα

**Πίνακας 21** Λίστα

διαταραχών και προβλήματα που εμφανίζονται σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου για το Σενάριο 4

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

### Συμπεράσματα

#### 6.1. Εισαγωγή

Στην παρούσα εργασία εξετάστηκε η επίδραση της σύνδεσης μεγάλων αιολικών πάρκων σε αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα μελετήθηκε το σύστημα της Κρήτης και η επίδραση από τη σύνδεση μεγάλων Α/Π στη λειτουργία του. Η μελέτη έγινε τόσο σε παρούσα όσο και σε μελλοντική κατάσταση του συστήματος της Κρήτης και βασίστηκε σε ανάλυση διαταραχών. Για την τεκμηρίωση της μεθοδολογίας που χρησιμοποιήθηκε, έγινε συνοπτική παρουσίαση του θεωρητικού υπόβαθρου της ανάλυσης διαταραχών και ροής φορτίου. Δεδομένου ότι η επίπτωση της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένα ζήτημα που απασχολεί εκτενώς τους διαχειριστές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, πραγματοποιήθηκε συγκριτική παρουσίαση των σχετικών προδιαγραφών που τίθενται από τους κώδικες διαχείρισης διαφόρων χωρών. Η ανάλυση ροής φορτίου και διαταραχών έγινε με τη χρήση του λογισμικού Nerplan. Τα αποτελέσματα της ανάλυσης διαταραχών οδηγούν στην εξαγωγή σημαντικών συμπερασμάτων για τις ενισχύσεις που απαιτούνται για την ασφαλή απορρόφηση της ισχύος των Α/Π στο σύστημα της Κρήτης.

#### 6.2. Συμπεράσματα

Το πρακτικό μέρος της εργασίας αποτελείται από το 4<sup>ο</sup> και το 5<sup>ο</sup> κεφάλαιο. Τα συνολικά συμπεράσματα από την ανάλυση του δικτύου και την ανάλυση διαταραχών που πραγματοποιήθηκε στο σύστημα της Κρήτης μπορούν να συνοψιστούν στα εξής:

Στο Σενάριο 1, χωρίς ΑΠΕ, τα προβλήματα που εμφανίζονται είναι πολύ περιορισμένα. Ειδικότερα, σε μέγιστο φορτίο πιο συχνά εμφανιζόμενο πρόβλημα που καταγράφεται αφορά την υπερφόρτιση της γραμμής Λινοπεράματα- Ηράκλειο Ι. Η γραμμή αυτή υπερφορτίζεται σε κάθε διαταραχή, φτάνοντας μέχρι και το 160% του θερμικού της ορίου στην περίπτωση της διαταραχής ΗράκλειοΙ- Ηράκλειο ΙΙ. Αντίστοιχα, παρατηρείται υπερφόρτιση της γραμμής Ηράκλειο Ι-Ηράκλειο ΙΙ (έως 164%) όταν αποσυνδέεται η γραμμή Λινοπεράματα -Ηράκλειο Ι. Στην περίπτωση των ελαχίστων φορτίων δεν παρατηρήθηκε κάποιο πρόβλημα σε καμία από τις διαταραχές που προσομοιώθηκαν. Αυτό ήταν αναμενόμενο, δεδομένου ότι οι συνθήκες

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

ελαχίστου φορτίου είναι πιο ευνοϊκές, δεν υπάρχουν δηλαδή προβλήματα λόγω μεγάλης διακίνησης ισχύος στο δίκτυο όπως παρατηρείται στην περίπτωση μεγίστου φορτίου.

Στο Σενάριο 2, λόγω της λειτουργίας των ΑΠΕ σε πλήρη ισχύ, καταγράφονται πλέον πολλά προβλήματα τόσο σε μέγιστο όσο και σε ελάχιστο φορτίο. Ειδικότερα, επιδεινώνονται τα προβλήματα υπερφορτίσεων που εμφανίζονται χωρίς ΑΠΕ σε μέγιστο φορτίο και δημιουργούνται επιπλέον προβλήματα υπερτάσεων σε ελάχιστο φορτίο. Είναι συνεπώς αναγκαία η λήψη επιπλέον μέτρων για την ασφαλή απορρόφηση της ισχύος των ΑΠΕ, με πλέον επιτακτική την ανάγκη εγκατάστασης επιπλέον μέσων αντιστάθμισης, όπως εξετάζεται στο Σενάριο 3.

Στο Σενάριο 3 η προσθήκη αντιστάθμισης (πηνία στους υποσταθμούς Μαρώνεια και Αθερινόλακο) επιλύει όλα τα προβλήματα υπερτάσεων (στα ελάχιστα φορτία) που εμφανίζονται λόγω ΑΠΕ, όχι όμως και τις υπερφορτίσεις, οι οποίες παρατηρούνταν ούτως ή άλλως χωρίς τη λειτουργία ΑΠΕ. Αξίζει να σημειωθεί ότι σε κανένα υποσταθμό δεν παρατηρήθηκε πρόβλημα υπότασης σε μέγιστο φορτίο, κάτω από το ελάχιστο επιτρεπτό όριο παρά την προσθήκη των 2 πηνίων.

Στο σενάριο 4 όπου κατά τη μελέτη του δικτύου σε μελλοντική κατάσταση, μετά την προσθήκη των προγραμματισμένων ενισχύσεων (νέων γραμμών μεταφοράς και αναβάθμιση υφιστάμενων) διαπιστώθηκε ότι το βασικό πρόβλημα υπερφόρτισης της γραμμής Λινοπεράματα-Ηράκλειο Ι εξακολουθεί να υφίσταται. Κατά συνέπεια, προτείνεται η προσθήκη 2<sup>ης</sup> γραμμής στο συγκεκριμένο κύκλωμα (δεδομένου ότι η γραμμή είναι ήδη 2B και δεν είναι δυνατή η περαιτέρω αναβάθμισή της).

### 6.3. Σύνοψη

Από την ανάλυση που πραγματοποιήθηκε στην παρούσα διπλωματική παρατηρήθηκε ότι η διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο της Κρήτης συνεπάγεται πολλά προβλήματα τόσο σε μέγιστο όσο και σε ελάχιστο φορτίο. Τα προβλήματα υπερφορτίσεων σε μέγιστα φορτία επιδεινώνονται, αλλά παράλληλα εμφανίζεται μια πληθώρα προβλημάτων υπερτάσεων σε ελάχιστο φορτίο. Η λύση της τοποθέτησης 2 πυκνωτών στο σενάριο 3 ήταν ικανή ώστε να εξαλείφουν όλα τα προβλήματα υπερτάσεων σε ελάχιστο φορτίο. Ως προς τη μελλοντική κατάσταση του συστήματος, μετά τις προβλεπόμενες ενισχύσεις, παρότι αναμενόταν ότι μετά την αναβάθμιση

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

κάποιων γραμμών και την κατασκευή καινούργιων θα υπήρχε βελτίωση του βασικού προβλήματος υπερφόρτισης της γραμμής Λινοπεράματα - Ηράκλειο Ι, το πρόβλημα εξακολούθησε να εμφανίζεται. Ως λύση προτείνεται, πλέον των ήδη προγραμματισμένων επεκτάσεων, να γίνει και κατασκευή 2<sup>ης</sup> γραμμής Λινοπεράματα - Ηράκλειο Ι.

## **ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ**

### **ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΕΣ – ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΕΣ ΕΡΓΑΣΙΕΣ**

- [1] Ζαγγάς Μ. (2014) *Διερεύνηση τεχνικών απαιτήσεων κωδίκων συστήματος για τη διασύνδεση υπεράκτιων αιολικών σταθμών με τεχνολογία συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης (HVDC)*. Ε.Μ.Π.
- [2] Αντωνάκης Κ. (2005) *Analysis of the maximum wind energy penetration in the island of Crete*. Strathclyde University.
- [3] Γαϊτάνου Ε., (2007) *Μοντελοποίηση και ανάλυση λειτουργίας αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος Νήσου Ρόδου*. Ε.Μ.Π.
- [4] Ahmad S., Zakaria M., Elahi A., Biswas G., (2011) *Contingency analysis and reliability evaluation of Bangladesh power system*. Brac University.
- [5] Σμυρνιώτης Χ. (2007) *Μελέτη προστασίας συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με το πρόγραμμα NEPLAN*. Ε.Μ.Π.
- [6] Τσιριγωτάκης Κ. (2009) *Απαιτήσεις σύνδεσης αιολικών πάρκων στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας*. Πολυτεχνείο Κρήτης.
- [7] Νάτσικας Π., Ορφανοπουλος Α. (2014) *Ανάλυση διαταραχών και προσδιορισμός κρίσιμων γραμμών μεταφοράς Σ.Η.Ε*. Αριστοτέλειο πανεπιστήμιο.
- [8] Roy A., (2011) *Contingency analysis in power system*. Thapar University
- [9] Rashid R., (2014) *Reliable system operation plan – steady state contingency analysis*. Tun Hussein University.

### **ΤΕΧΝΙΚΑ ΑΡΘΡΑ – ΕΚΘΕΣΕΙΣ**

- [10] Τσίλη Μ., Παπαθανασίου Σ.,(2006) *Τεχνική έκθεση: Τεχνικές απαιτήσεις για την σύνδεση αιολικών σταθμών στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, επισκόπηση κωδίκων άλλων χωρών και διαθέσιμων τεχνολογιών ανεμογεννητριών*. Ρυθμιστική αρχή ενέργειας Ρ.Α.Ε.
- [11] Τσίλη Μ., Παπαθανασίου Σ., (2009) *Review of grid code technical requirements for wind farms*. IET Renewable Power Generation.
- [14] *Δεκαετής πρόγραμμα ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς, 2017-2026*, (2016) ΑΔΜΗΕ.
- [15] Khardennis M., (2012) *Contingency Analysis of Power System*. International Conference on Emerging Frontiers in Technology for Rural Area. (EFITRA)
- [16] Ιεζικιήλ Σ., *Ανάλυση ηλεκτρικών κυκλωμάτων*. Πανεπιστήμιο Κύπρου.



[17] Rezaei A., Keshavarzi P., Moravej Z., (2016) *Key management issue in SCADA networks: A review*. Engineering Science and Technology, an International Journal

[18] Κορρες Γ., (2004) *Ο ρόλος της τριφασικής ροής φορτίου στα σύγχρονα ηλεκτρικά συστήματα*. Τεχνικά χρονικά.

[19] Mohamed S., Mohamed A., Abdelrahim Y., (2012) *Power system contingency analysis to detect network weaknesses*. International engineering conference on design and innovation in infrastructure.

[21] Μελέτη ανάπτυξης συστημάτων μεταφοράς μη διασυνδεδεμένων νησιών περιόδου 2014-2018, (2014) ΔΕΔΔΗΕ.

[23] Rohini D., Kantharaj B., Satyanarayana R. (2015) *Transmission line contingency analysis in power system using fast decoupled method for IEEE -14 bus test system*. International journal of innovative science engineering and technology, Vol 2 issue 4

### **ΔΙΑΔΙΚΤΥΑΚΕΣ ΠΗΓΕΣ**

[12] <http://nptel.ac.in/courses/108107028/2> (National programme on technology enhanced learning India)

[13] <http://smartgrid.epri.com/UseCases/ContingencyAnalysis-Baseline.pdf>

[20] <https://eclass.upatras.gr/modules/document/file.php/EE630/> Ανάλυση ΣΗΕ ενότητα\_1.pdf (Πανεπιστήμιο Πατρών)

[22] [http://www.ee.teihal.gr/lessons/she2/private/uploads/power\\_systems\\_lab.pdf](http://www.ee.teihal.gr/lessons/she2/private/uploads/power_systems_lab.pdf) (ΤΕΙ Χαλκίδας)

[27] <http://www.admie.gr/>

### **ΒΙΒΛΙΑ**

[24] Παπαδόπουλος Ε. (2010) *Εισαγωγή στα ηλεκτρικά κυκλώματα και συστήματα*. Αθήνα: εκδόσεις Φούντας.

[25] Βουρνάς Κ., Κονταξή Γ. (2001) *Εισαγωγή στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας*. Αθήνα: Ε.Μ.Π.

[26] Μπράτσος Α. (2003) *Ανώτερα μαθηματικά*. Αθήνα: εκδόσεις Σταμούλης.