ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης

Μεθοδολογία Επιλογής Ανεμογεννητριών για Βελτιστοποίηση της Ποιότητας Ισχύος

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΑΤΡΙΒΗ
του
ΠΟΤΗΡΑΚΗ ΓΕΩΡΓΙΟΥ

ΤΟΜΕΑΣ:
ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ

ΕΠΙΒΛΕΨΗ:
ΓΕΩΡΓΙΛΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επικ. Καθηγητής

ΧΑΝΙΑ
ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ 2008

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η εισαγωγή αιολικής ενέργειας σε ένα δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζει την ποιότητα της τάσης. Καθώς αυτή η ποιότητα θα πρέπει να είναι εντός καθορισμένων ορίων, έτσι ώστε να συμμορφώνεται στις απαιτήσεις του δικτύου, η όποια επίδραση πρέπει να εκτιμάται πριν την εγκατάσταση. Για να γίνει αυτό, είναι απαραίτητη η γνώση των ηλεκτρικών χαρακτηριστικών μίας ανεμογεννήτριας και των βασικών παραμέτρων ποιότητας της τάσης. Χωρίς αυτή τη γνώση, είναι δυνατό να προκύψει μία ακατάλληλη για το δίκτυο διασύνδεση. Όλα τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά μίας ανεμογεννήτριας εξαρτώνται μόνο από τον τρόπο κατασκευής της και όχι από την τοποθεσία ή το δίκτυο που συνδέεται. Αυτό σημαίνει ότι, γνωρίζοντας τα πραγματικά χαρακτηριστικά μίας ανεμογεννήτριας, είναι δυνατό να υπολογιστεί η επίδρασή της στην ποιότητα της τάσης, όταν αυτή συνδέεται σε ένα συγκεκριμένο δίκτυο. Το ίδιο ισχύει και για ένα αιολικό πάρκο.

Σε αυτή την εργασία παρουσιάζονται τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών και υπολογίζεται η επίδρασή τους στις παραμέτρους ποιότητας της τάσης. Επίσης, παρουσιάζεται μία μεθοδολογία για τη διατήρηση των τιμών των παραμέτρων ποιότητας της τάσης μέσα στα κατάλληλα όρια.

Για τη διευκόλυνση των υπολογισμών έχει αναπτυχθεί κατάλληλο λογισμικό.

ABSTRACT

Injection of wind power into an electrical grid affects the voltage quality. As the voltage quality must be within certain limits to comply with utility requirements, the affect should be assessed prior to installation. To assess the effect, knowledge about the electrical characteristics of the wind turbine and the voltage quality parameters is needed or else the result could easily be an inappropriate design of the grid connection. The electrical characteristics of wind turbines are manufacturer specific but not site specific. This means that, having the actual parameters values for a specific wind turbine, the expected impact of a wind turbine type on voltage quality when deployed at a specific site, possibly as a group of wind turbines, can be calculated.

In this thesis, the electrical characteristics of wind turbines are presented and their impact on the voltage quality parameters is calculated. A methodology for containing the values of voltage quality parameters within the appropriate limits is also presented.

Appropriate software has been developed in order to facilitate calculations.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Πηγές ενέργειας και αιολική ενέργεια 1
1.2 Ποιότητα ισχύος ανεμογεννητριών 2
1.3 Ανασκόπηση της βιβλιογραφίας 2
1.3.1 Υπολογισμός των διακυμάνσεων της τάσης 2
1.3.2 Διόρθωση της τάσης 3
1.4 Σκοπός της εργασίας 4
1.5 Δομή της εργασίας 4
1.6 Βιβλιογραφία 5

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

2.1 Εισαγωγή 7
2.2 Τύποι ανεμογεννητριών 7
2.2.1 Ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας 7
2.2.2 Ανεμογεννήτριες μεταβλητής ταχύτητας 8
2.3 Ποιότητα ισχύος ανεμογεννητριών 8
2.3.1 Πρότυπα ποιότητας ισχύος 9
2.3.2 Χαρακτηριστικά της ποιότητας ισχύος ανεμογεννητριών 10
2.3.2.1 Ονομαστικά μεγέθη μίας ανεμογεννήτριας 11
2.3.2.2 Μέγιστη πραγματική ισχύς 11
2.3.2.3 Συντελεστής ισχύος μίας ανεμογεννήτριας 12
2.3.2.4 Μέγιστη μετρηθείσα ισχύς 13
2.3.2.5 Άεργος ισχύς 13
2.3.2.6 Συντελεστής Flicker κανονικής λειτουργίας 13
2.3.2.7 Μέγιστος αριθμός χειρισμών της ανεμογεννήτριας 15
2.3.2.8 Συντελεστής Flicker χειρισμών 15
2.3.2.9 Συντελεστής μεταβολών της τάσης 15
2.3.2.10 Μέγιστο αρμονικό ρεύμα 16
2.4 Βιβλιογραφία 16

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

3.1 Εισαγωγή 19
3.2 Το πρότυπο EN 50160 19
3.3 Αργές μεταβολές της τάσης 20

3.4 Ταχείες μεταβολές της τάσης 21
3.5 Διαταραχές Flicker 21
3.6 Εκπομπές αρμονικών της τάσης 23
3.7 Βιβλιογραφία 23

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

4.1 Εισαγωγή 25
4.2 Μονογραμμικό διάγραμμα 25
4.3 Υπολογισμός των αργών μεταβολών της τάσης 26
4.3.1 Υπολογισμός των αργών μεταβολών της τάσης για μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς 27
4.3.2 Υπολογισμός των αργών μεταβολών της τάσης για αποκλειστική γραμμή μεταφοράς 29
4.4 Υπολογισμός των ταχέων μεταβολών της τάσης (βυθίσεις τάσης) 30
4.5 Υπολογισμός των διαταραχών Flicker 31
4.5.1 Δείκτες Flicker κανονικής λειτουργίας 31
4.5.2 Δείκτες Flicker χειρισμών 31
4.5.3 Όρια εκπομπών Flicker 32
4.6 Εκπομπές αρμονικών 33
4.6.1 Υπολογισμός της εκπομπής αρμονικών τάξης *h* 33
4.6.2 Υπολογισμός των ορίων αρμονικής παραμόρφωσης 34
4.7 Βιβλιογραφία 35

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΟΡΙΑ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

5.1 Εισαγωγή 37
5.2 Όρια των αργών μεταβολών της τάσης 37
5.3 Όρια των ταχέων μεταβολών της τάσης 38
5.4 Όρια εκπομπών Flicker 38
5.5 Όρια εκπομπής αρμονικών της τάσης 39
5.6 Βιβλιογραφία 40

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ

6.1 Εισαγωγή 41
6.2 Λογισμικό για μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς 41
6.3 Λογισμικό για αποκλειστική γραμμή μεταφοράς 43

6.4 Παραδείγματα χρήσης του λογισμικού 44

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΕΠΙΛΟΓΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ ΓΙΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ

7.1 Εισαγωγή 53
7.2 Ελαχιστοποίηση των αργών μεταβολών της τάσης 53
7.2.1 Εγκατάσταση νέων γραμμών μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας 54
7.2.2 Αντιστάθμιση της άεργου ισχύος 54
7.2.3 Ρύθμιση του συντελεστή ισχύος της ανεμογεννήτριας 55
7.2.4 Διαχείρηση φορτίων 56
7.2.5 Έκλυση ή αποθήκευση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας 56
7.3 Ελαχιστοποίηση των ταχέων μεταβολών της τάσης 56
7.4 Ελαχιστοποίηση των διαταραχών Flicker 57
7.4.1 Επιλογή συντελεστών Flicker και συχνότητας χειρισμών 57
7.5 Ελαχιστοποίηση της εκπομπής αρμονικών 58
7.6 Λογισμικό και αριθμητικά παραδείγματα 58
7.6.1 Λογισμικό για τη διόρθωση της τάσης 58
7.6.2 $1^{ο}$ Αριθμητικό παραδείγμα 59
7.6.3 $2^{ο}$ Αριθμητικό παραδείγμα 63
7.7 Βιβλιογραφία 74

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

8.1 Εισαγωγή 75
8.2 Χρησιμότητα των χαρακτηριστικών ποιότητας ισχύος μίας ανεμογεννήτριας 75
8.3 Πολυπλοκότητα του λογισμικού 76
8.4 Το πρόβλημα της ποιότητας ισχύος 76

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Η ενέργεια αποτέλεσε και αποτελεί τον κινητήριο μοχλό κάθε ανθρώπινης δραστηριότητας. Σε όλη την ιστορική του πορεία, ο άνθρωπος χρησιμοποίησε με εφευρετικότητα τις δυνατότητες που του παρείχε απλόχερα η ίδια η φύση, τη δύναμη της φωτιάς, του νερού, του ανέμου και του ήλιου, με στόχο τη βελτίωση των συνθηκών της διαβίωσής του.

Το σύνολο των πηγών ενέργειας, που ο άνθρωπος έχει στη διάθεσή του διακρίνεται σε δύο κύριες κατηγορίες. Στις πηγές εκείνες που βασίζονται σε υπάρχοντα αποθέματα μέσα στον φλοιό της γης, με συγκεκριμένη διάρκεια ζωής και σε αυτές που καθημερινά και αέναα μας παρέχονται σε βαθμό ήπιας εκμετάλλευσης. Στις πρώτες ανήκουν τα ορυκτά καύσιμα (πετρέλαιο, φυσικό αέριο, κάρβουνο), αναφερόμενα και ως συμβατικά καύσιμα και η χαρακτηριστικά μη ήπια μορφή ενέργειας, η πυρηνική ενέργεια.

Οι δεύτερες, έχουν βασική τους προέλευση τον ήλιο. Η ακτινοβολούμενη από τον ήλιο ενέργεια, που φτάνει στη γη, εκτός από τη γενικότερη συμβολή της στη δημιουργία, ανάπτυξη και διατήρηση της ζωής στον πλανήτη μας, δίδει ακατάπαυστα ενέργεια, με διάφορες μορφές αξιοποίησης. Άμεσα θερμαίνει, εξατμίζει μεγάλες ποσότητες θαλασσινού νερού και συντηρεί τον γνωστό φυσικό κύκλο, δημιουργώντας τις λίμνες και τα ποτάμια, που αποτελούν πρόσθετη πηγή ενέργειας (υδατοπτώσεις). Απορροφούμενο από συνδυασμένα υλικά παράγει ηλεκτρισμό (φωτοβολταϊκό φαινόμενο). Συμβάλλει στην ανάπτυξη της χλωρίδας, η καύση δε των φυσικών προϊόντων παράγει ενέργεια (βιομάζα) και τέλος θέτει σε κίνηση τις αέριες μάζες της ατμόσφαιρας, παράγοντας τη γνωστή σε όλους αιολική ενέργεια.

Η εγκατάσταση αιολικών πάρκων, που είναι και το αντικείμενο της παρούσης εργασίας, για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο, με χρήση ανεμογεννητριών οριζοντίου ή κατακόρυφου άξονα πτερυγίων, βρίσκεται σε εντυπωσιακή εξέλιξη. Ειδικά σε περιοχές της Ελλάδας που το αιολικό δυναμικό, δηλαδή η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου, είναι αυξημένο έχουν εγκατασταθεί αιολικά πάρκα με ισχύ από μερικές εκατοντάδες kW έως μερικά MW. Έτσι, η αιολική ενέργεια καθίσταται ως μία από τις σημαντικότερες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η οποία όχι μόνο βοηθάει στην επίλυση του ενεργειακού προβλήματος αλλά και στην προσπάθεια αποκατάστασης του περιβάλλοντος της γης. Ένα περιβάλλον που τόσο έχει καταπονηθεί από τις συμβατικές πηγές ενέργειας, όπως το πετρέλαιο.

1.2 ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΙΣΧΥΟΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

Η αποστολή των σημερινών συστημάτων παροχής ενέργειας είναι η τροφοδότηση των φορτίων τους με το μικρότερο δυνατό κόστος και μία λογική στάθμη συνέχειας και ποιότητας. Η απαίτηση της ποιότητας αναφέρεται στην ανάγκη ικανοποίησης των προδιαγραφών παροχής της ηλεκτρικής ισχύος στους καταναλωτές με συχνότητα και τάση τροφοδότησης που πρέπει να κυμαίνονται μέσα σε προδιαγραφόμενα όρια. Από τον παραπάνω κανόνα δεν ξεφεύγει ούτε και ένα αιολικό πάρκο που αποτελεί ένα καθ'όλα τυπικό σύστημα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο όρος «ποιότητα ισχύος ανεμογεννητριών» περιγράφει την ηλεκτρική απόδοση του συστήματος παραγωγής μίας ανεμογεννήτριας και αντανακλά την επίπτωση που έχει ένα αιολικό πάρκο στην ποιότητα της τάσης του δικτύου στο οποίο συνδεέται. Αυτή η επίπτωση, που οφείλεται κυρίως στις διακυμάνσεις της παραγόμενης ισχύος, μπορεί να ποσοτικοποιηθεί πριν την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου με τη βοήθεια των «χαρακτηριστικών ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών». Βασική ιδιότητα αυτών των χαρακτηριστικών είναι ότι εξαρτώνται μόνο από τον τύπο μίας ανεμογεννήτριας και όχι από την τοποθεσία στην οποία αυτή εγκαθίσταται. Έτσι, στη σημερινή εποχή όλο και περισσότεροι κατασκευαστές μετρούν τα προαναφερθέντα χαρακτηριστικά τα οποία περιλαμβάνονται στο πιστοποιητικό δοκιμών μίας ανεμογεννήτριας. Το, ποια είναι αυτά τα χαρακτηριστικά αλλά και με ποιο τρόπο μετρώνται, καθορίζεται από διεθνή πρότυπα, όπως το IEC 6400-21.

Σύμφωνα με όλα τα παραπάνω, ένας μηχανικός έχοντας στα χέρια του τα χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών ενός, υπό εξέταση, αιολικού πάρκου, μπορεί να υπολογίσει ποιες θα είναι οι επιπτώσεις της λειτουργίας αυτού του πάρκου στις διάφορες παραμέτρους ποιότητας της τάσης και να κρίνει εάν η σύνδεση στο υφιστάμενο δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι εφικτή. Αν κάποιο από τα τιθέμενα όρια ποιότητας παραβιάζεται, τότε πρέπει να γίνονται διορθωτικές ενέργειες, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται ότι το αιολικό πάρκο δεν επηρεάζει τους καταναλωτές αλλά και άλλους παραγωγούς που τυχόν να είναι συνδεδεμένοι στο ίδιο δίκτυο.

1.3 ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΤΗΣ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑΣ

1.3.1 Υπολογισμός των διακυμάνσεων της τάσης

Για τον υπολογισμό των διακυμάνσεων της τάσης ενός αιολικού πάρκου και εν γένει ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας έχουν προταθεί πληθώρα μεθόδων. Οι περισσότερες από αυτές στηρίζονται στην προσομοίωση της λειτουργίας του εκάστοτε συστήματος, στον υπολογιστή. Έτσι, έχουν προταθεί αλγόριθμοι που υπολογίζουν τις διακυμάνσεις των τριφασικών τιμών της τάσης χρησιμοποιώντας

διανύσματα τάσης, πολικές συντεταγμένες και μετασχηματισμούς Fourier [1.4]-[1.6]. Επίσης, στη βιβλιογραφία υπάρχουν μέθοδοι που μοντελοποιούν ένα αιολικό πάρκο λαμβάνοντας υπόψη μοντέλα των διακυμάνσεων της ταχύτητας του ανέμου, αεροδυναμικά μοντέλα, μηχανολογικά μοντέλα και μοντέλα των ηλεκτρικών χαρακτηριστικών μίας ανεμογεννήτριας [1.7]-[1.9]. Σε τέτοιου είδους μεθόδους, μία ανεμογεννήτρια δεν λαμβάνεται ως ένα μαύρο κουτί αλλά δίνεται σημασία σε όλα τα χαρακτηριστικά και τις λειτουργίες που μπορούν να επηρεάσουν την ποιότητα της εξερχόμενης ισχύος. Ακόμα, έχουν προταθεί μέθοδοι που προσεγγίζουν στατιστικά το πρόβλημα των διακυμάνσεων, είτε λαμβάνοντας υπόψη χρονικές ακολουθίες των φορτίων και της ταχύτητας του ανέμου, είτε χρησιμοποιώντας συναρτήσεις πυκνότητας πιθανότητας θεωρώντας τα φορτία και την ταχύτητα του ανέμου σαν τυχαίες μεταβλητές [1.10]-[1.11]. Τέλος, μία διαφορετική προσέγγιση για τον υπολογισμό των διακυμάνσεων είναι η εκτίμηση των ακραίων τιμών της τάσης και ο έλεγχος συμμόρφωσης με συγκεκριμένα όρια [1.12]-[1.14]. Εδώ, δεν γίνεται προσομοίωση στον υπολογιστή. Αυτή η υπεραπλουστευμένη μέθοδος, αν και προτείνεται από διάφορα διεθνή πρότυπα και οδηγούς, έχει το εξής μειονέκτημα. Δεν λαμβάνει υπόψην τη διακύμανση των φορτίων των καταναλωτών που είναι συνδεδεμένοι στο ίδιο δίκτυο με τις εγκαταστάσεις παραγωγής. Μία πιο κατάλληλη μέθοδος, την οποία πραγματεύεται και η παρούσα εργασία, είναι η ανάλυση ροής φορτίου λαμβάνοντας υπόψη τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών. Σύμφωνα με αυτή τη μέθοδο, συνυπολογίζεται και η παρουσία των φορτίων των καταναλωτών παίρνοντας τέσσερις ακραίες καταστάσεις λειτουργίας.

1.3.2 Διόρθωση της τάσης

Οι περισσότερες από τις ήδη υπάρχουσες μεθόδους διόρθωσης της τάσης ενός αιολικού πάρκου στηρίζονται στον έλεγχο της εξερχόμενης ισχύος. Έτσι, μία πρώτη μέθοδος είναι η εισαγωγή αποθηκευτικών μπαταριών που θα αποθηκεύουν την περίσσεια της εξερχόμενης ενέργειας [1.15]-[1.16]. Αντί λοιπόν, μία ανεμογεννήτρια να σταματά τη λειτουργία της, επειδή η ενέργεια που παράγει δεν μπορεί να τροφοδοτηθεί στο δίκτυο, τη διοχετεύει σε αποθηκευτικές μπαταρίες. Με τον τρόπο αυτό παρέχεται στο δίκτυο μία σταθερή ισχύς και άρα μία σταθερή τάση. Μία άλλη μέθοδος είναι η χρήση ηλεκτρονικών ισχύος όπως είναι ο στατικός αντισταθμιστής (D-STATCOM), ο δυναμικός αποκαταστάτης της τάσης (DVR) και ο ενοποιημένος ρυθμιστής της ποιότητας ισχύος (UPQC) [1.17]-[1.19]. Με τα μέσα αυτά ελέγχεται η ροή της εξερχόμενης ισχύος, έτσι ώστε να συμμορφώνεται στις απαιτήσεις του δικτύου. Επίσης, κάποιες μέθοδοι παρεμβαίνουν στην ταχύτητα περιστροφής του ρότορα της ανεμογεννήτριας, ρυθμίζοντας τη ροπή και διατηρώντας το συντελεστή ισχύος στα επιθυμητά επίπεδα [1.20]. Το κοινό στοιχείο σε όλες τις παραπάνω μεθόδους είναι ότι απαιτούν την εγκατάσταση κάποιου τρίτου στοιχείου το οποίο βοηθάει στη διατήρηση της τάσης μέσα σε συγκεκριμένα όρια. Αυτό όμως δεν είναι απαραίτητο στην περίπτωση που έχει επιλεχθεί η κατάλληλη ανεμογεννήτρια, πριν την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου. Με τον όρο κατάλληλη, εννοείται μία

ανεμογεννήτρια που έχει τέτοια ηλεκτρικά χαρακτηριστικά, ώστε μετά την εγκατάστασή της δεν δημιουργεί πρόβλημα στην ποιότητα της τάσης. Μια τέτοια επιλογή είναι σχετικά εύκολη αφού οι διάφοροι τύποι ανεμογεννητριών κατασκευάζονται με μία πληθώρα ηλεκτρικών χαρακτηριστικών.

1.4 ΣΚΟΠΟΣ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 1.2, ένα αιολικό πάρκο πρέπει να παράγει κατάλληλη ισχύ, έτσι ώστε η ποιότητα της τάσης του δικτύου στο οποίο συνδέεται να είναι εντός των προδιαγραφόμενων ορίων. Έτσι, είναι αναγκαίο, οι διάφορες παράμετροι ποιότητας της τάσης να ποσοτικοποιούνται πριν την εγκατάσταση του αιολικού πάρκου.

Σκοπός λοιπόν της εργασίας αυτής είναι να παρουσιαστούν οι παράμετροι ποιότητας της τάσης, έτσι όπως αυτές ορίζονται από διεθνή πρότυπα και να δειχθεί ο τρόπος υπολογισμού τους. Τα κύρια δεδομένα για τους υπολογισμούς αποτελούν τα χαρακτηριστικά ποιότητας των ανεμογεννητριών, τα οποία περιγράφονται και αναλύονται.

Τέλος, επειδή είναι πιθανό κάποια από τις παραμέτρους ποιότητας της τάσης να παραβιάζει τα τιθέμενα όρια, προτείνονται κάποιες μέθοδοι βελτιστοποίησης. Ο τρόπος με τον οποίο διαφοροποιούνται αυτές οι μέθοδοι από τις ήδη υπάρχουσες και επιλύουν το πρόβλημα της ποιότητας είναι κυρίως υπολογίζοντας τις επιθυμητές τιμές κάποιων από τα χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών.

1.5 ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Στο δεύτερο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών, έτσι όπως αυτά ορίζονται από το διεθνές πρότυπο IEC 6400-21. Επίσης, περιγράφονται και οι δύο βασικοί τύποι ανεμογεννητριών, οι οποίοι διαφέρουν σημαντικά ως προς τα παραπάνω χαρακτηριστικά.

Στο τρίτο κεφάλαιο περιγράφονται οι τέσσερις βασικές παράμετροι ποιότητας της τάσης, ενώ στο τέταρτο κεφάλαιο δείχνεται ο τρόπος υπολογισμού τους για δύο διαφορετικές περιπτώσεις δικτύων διανομής.

Στο πέμπτο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα όρια ποιότητας της τάσης με τα οποία πρέπει να συγκρίνονται τα μέτρα των παραμέτρων ποιότητας της τάσης.

Το έκτο κεφάλαιο αποτελεί ένα οδηγό του λογισμικού που αναπτύχθηκε για τον υπολογισμό των παραμέτρων ποιότητας της τάσης. Για την καλύτερη κατανόηση αυτού του λογισμικού παρατίθεται και ένα παράδειγμα. Η γλώσσα προγραμματισμού που χρησιμοποιήθηκε είναι αυτή της Matlab.

Στο έβδομο κεφάλαιο παρουσιάζονται κάποιες μέθοδοι βελτιστοποίησης της ποιότητας της τάσης, ενώ περιγράφεται και το αντίστοιχο λογισμικό. Στο τέλος αυτού του κεφαλαίου παρατίθεται και ένα αριθμητικό παράδειγμα που ουσιαστικά περιλαμβάνει όλα όσα πραγματεύεται η παρούσα εργασία.

Στο όγδοο και τελευταίο κεφάλαιο παρατίθενται κάποια γενικά συμπεράσματα και σχόλια

1.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1.1] John Olav Giaever Tande, "Applying Power Quality Characteristics of Wind Turbines for Assessing Impact on Voltage Quality", Wind Energy, 2002; 5:37-52.

[1.2] Ι.Ε Φραγκιαδάκης, 'Φωτοβολταϊκά Συστήματα', 2η Έκδοση, Εκδόσεις Ζήτη, Θεσσαλονίκη, 2006.

[1.3] Ευάγγελος Ν. Διαλυνάς, 'Ανάλυση Αξιοπιστίας Τεχνολιγικών Συστημάτων', Εκδόσεις Συμεών, Αθήνα, 1998.

[1.4] Chi-Jui Wu, *Member* and Yu-Jen Chen, 'Calculation of Three-Phase Voltage Fluctuation'.

[1.5] A. Ferrero, 'A new approach to the definition of power components in three-phase systems under non-sinusoidal condition', IEEE Trans. On Instrument and Measure, Vol. 40, No. 3, pp. 568-577, 1991.

[1.6] A. Nabae and T. Tanaka, 'A New Definition of instantaneous Active-Reactive Current and Power Based on Instantaneous Space Vectors on Polar Coordinates in Three-Phase Circuits', IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 11, No. 3, pp. 1238-1243, 1996.

[1.7] Anca D. Hansen, poul Sorensen, Lorand Janosi, John Bech, 'Wind Farm modeling for power quality', IECON'01: The 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.

[1.8] J.Mann, 'Wind field simulation', Prob.Eng.Mech., vol.13,1998.

[1.9] S.Oye, Dynamic stall-simulated as time lag of separation, 1991. Proceedings of the 4th IEA Symposium on the Aerodynamics of Wind Turbines, McAnulty, K.F.(ED), Rome Italy.

[1.10] N.G. Boulaxis, S.A. Papathanassiou, M.P. Papadopoulos, 'Wind turbine effect on the voltage profile of distribution networks', Renewable Energy 25 (2002) 401–415.

[1.11] Hatziargyriou N, Karakatsanis T, Papadopoulos M., 'Probabilistic load flow in distribution systems containing dispersed wind power generation', IEEE Trans Power Syst 1993;8(1):00.

[1.12] VDEW, Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 1994 (revised 1998).

[1.13] ANSI/IEEE std 1001–1988, IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems, 1988.

[1.14] Engineering Recommendations for the connection of embedded generating plants G59/1, regional electricity companies distribution systems — 1990, G75, public electricity suppliers, above 5 MW, 20 kV — 1995.

[1.15] Henrik Bindner (Ed.), 'Power Control for Wind Turbines in Weak Grids: Project summary', Risø National Laboratory, Roskilde March 1999.

[1.16] Bindner, H., 'Power Control for Wind Turbines in Weak Grids: Concepts Development', Risø-R-1118(EN), Risø, March 1999.

[1.17] H.Amarís, 'Power Quality Solutions for Voltage dip compensation at Wind Farms', Electrical Engineering Department Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, Spain

[1.18] A. Kehrli, Member, IEEE, M. Ross, Member, IEEE, 'Understanding grid integration issues at wind farms and solutions using voltage source converter FACTS technology'.

[1.19] R. Grunbaum, 'Voltage and Power Quality Control in Wind Power Applications by Means of Dynamic Compensation', Technical Report, ABB Power System, May 1999.

[1.20] E. Muljadi, K. Pierce, P. Migliore, 'Control Strategy for Variable-Speed, Stall-Regulated Wind Turbines', National Wind Technology Center National Renewable Energy Laboratory, Proceedings of the American Control Conference, Philadelphia, Pennsylvania June 1998.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σε αυτό το κεφάλαιο θα γίνει η αναλυτική περιγραφή των χαρακτηριστικών ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών. Τα χαρακτηριστικά αυτά μπορεί να αφορούν σε μία μόνο ανεμογεννήτρια ή μπορεί να αναφέρονται σε ένα ολόκληρο αιολικό πάρκο. Όμως, επειδή υπάρχουν πολλοί και διαφορετικοί τύποι ανεμογεννητριών, οι οποίοι διαφέρουν ως προς τα παραπάνω χαρακτηριστικά, είναι απαραίτητη και μία περιγραφή του τρόπου λειτουργίας αλλά και βασικών εννοιών που αφορούν στις ανεμογεννήτριες αυτές.

2.2 ΤΥΠΟΙ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

Η πλειοψηφία των ανεμογεννητριών που υπάρχουν στη σημερινή αγορά είναι οριζόντιου άξονα τριών πτερυγίων και διαθέτουν ηλεκτρονικό σύστημα ελέγχου. Περαιτέρω, μπορούν να είναι σταθερής ταχύτητας (stall ή βηματικού ελέγχου) ή μεταβλητής ταχύτητας. Στη συνέχεια, λαμβάνοντας υπόψην τους τύπους των ανεμογεννητριών (σταθερής ή μεταβλητής ταχύτητας) θα παρουσιαστούν κάποια από τα βασικά τους χαρακτηριστικά.

2.2.1 Ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας

Συνήθως, μία ανεμογεννήτρια αυτού του τύπου διαθέτει μία τριφασική γεννήτρια επαγωγής, η οποία συνδέεται απευθείας με το δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς την παρεμβολή κάποιας ηλεκτρονικής διάταξης μετατροπής (όπως για παράδειγμα κάποιου μετατροπέα). Έτσι, παρέχεται μία σχεδόν σταθερή ταχύτητα περιστροφής, η οποία κυμαίνεται από τη σύγχρονη ταχύτητα, n_s, έως και 1% πάνω από την n_s. Βασικό χαρακτηριστικό αυτού του είδους των γεννητριών είναι ότι καταναλώνουν άεργο ισχύ, η οποία συνήθως παρέχεται από συστοιχίες πυκνωτών που συνδέονται παράλληλα με τη γεννήτρια. Οι πυκνωτές αυτοί συνδέονται σε ένα ή περισσότερα βήματα ανάλογα με την επιθυμητή περιοχή ρύθμισης του συντελεστή ισχύος. Για παράδειγμα, πυκνωτές που έχουν συνδεθεί σε

πολλά βήματα μπορούν να πετύχουν μηδενική κατανάλωση άεργου ισχύος και άρα να διατηρούν το συντελεστή ισχύος της ανεμογεννήτριας κοντά στη μονάδα.

Μία περαιτέρω διάκριση των ανεμογεννητριών σταθερής ταχύτητας είναι σε βηματικού ελέγχου (pitch-controlled) ή stall-ελέγχου (stall-controlled). Στις πρώτες, ο περιορισμός της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, έτσι ώστε αυτή να μην ξεπεράσει την επιτρεπόμενη, γίνεται αλλάζοντας τη γωνία βήματος των πτερυγίων της ανεμογεννήτριας. Βέβαια, αυτό έχει επίπτωση στην εξερχόμενη ισχύ. Για παράδειγμα, στις μεγάλες γωνίες βήματος (>13^o), το πλάτος διακύμανσης της ισχύος γίνεται πολύ ευαίσθητο στις αλλαγές της ταχύτητας του αέρα. Το πόσο θα διακυμανθεί εξαρτάται, μεταξύ άλλων και από το σχεδιασμό και τον τρόπο λειτουργίας του συστήματος ελέγχου της γωνίας του βήματος.

Τα πτερύγια των stall-ελέγχου ανεμογεννητριών κατασκευάζονται με σταθερή γωνία. Η γεωμετρία τους όμως είναι αεροδυναμικά σχεδιασμένη, ώστε να διασφαλίζεται, ότι κάθε φορά που η ταχύτητα του ανέμου υπερβένει την επιτρεπόμενη, τα πτερύγια θα δημιουργούν αναταράξεις (τύρβη) στην πίσω πλευρά τους. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τον περιορισμό της εξαγόμενης ισχύος [2.1].

2.2.2 Ανεμογεννήτριες μεταβλητής ταχύτητας

Η πλειοψηφία των ανεμογεννητριών μεταβλητής ταχύτητας περιορίζουν την εξαγόμενη ισχύ τους με έλεγχο της γωνίας βήματος των πτερυγίων (pitch-controlled).

Η βασική αρχή λειτουργίας, για την επίτευξη μεταβλητής ταχύτητας, είναι ο έλεγχος της αντίστασης του ρότορα της γεννήτριας επαγωγής. Αυτός ο έλεγχος μπορεί να γίνει με διάφορους τρόπους όπως για παράδειγμα, με τη χρήση ενός ηλεκτρονικού μετατροπέα συχνότητας που θα συνδεθεί μεταξύ της γεννήτριας και του δικτύου διανομής. Ο τελευταίος μπορεί να χρησιμεύσει και στην αντιστάθμιση της άεργου ισχύος. Σε μια τέτοια περίπτωση αποφεύγεται η χρήση πυκνωτών.

Σε σύγκριση, τώρα, με τις ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας η διαφορά που έχουν ως προς την παραγόμενη ενέργεια είναι οριακή. Αυτό οφείλεται στις απώλειες που δημιουργούν τα ηλεκτρονικά ισχύος, που απαιτούνται για την επίτευξη πολλών ταχυτήτων. Επίσης, τα ηλεκτρονικά ισχύος είναι υπεύθυνα και για τις εκπομπές αρμονικών. Όπως θα δειχθεί σε επόμενο κεφάλαιο, οι εκπομπές αρμονικών είναι μία βασική παράμετρος ποιότητας της τάσης. Τέλος, ένα βασικό πλεονέκτημα των ανεμογεννητριών μεταβλητής ταχύτητας είναι ότι μπορούν να χρησιμοποιήσουν την αδράνεια ως μία βραχυπρόθεσμη αποθήκη ενέργειας. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να μειώνονται οι διακυμάνσεις της στρεπτικής ροπής στο κιβώτιο ταχυτήτων αλλά και στη γεννήτρια [2.1].

2.3 ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΙΣΧΥΟΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ

Στην παράγραφο αυτή θα γίνει η περιγραφή των χαρακτηριστικών ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών. Πριν όμως από αυτό, θα πρέπει να γίνει λόγος για τα

πρότυπα που παρέχουν τις απαραίτητες οδηγίες μέτρησης της ποιότητας ισχύος και καθορίζουν ποια είναι τα προαναφερθέντα χαρακτηριστικά.

2.3.1 Πρότυπα ποιότητας ισχύος

Τα κυρίαρχα πρότυπα που παρέχουν οδηγίες και κανόνες για τη μέτρηση της ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών είναι τα παρακάτω:

- Πρότυπο IEC 61400-21: Συστήματα ανεμογεννητριών, Μέρος 21: Μέτρηση και εκτίμηση των χαρακτηριστικών ποιότητας ισχύος ανεμογεννητριών που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο. Το πρότυπο αυτό προέρχεται από το Διεθνή Ηλεκτροτεχνικό Οργανισμό (International Electrotechnical Commission, IEC).
- Πρότυπο MEASNET: Διαδικασίες μέτρησης της ποιότητας ισχύος ανεμογεννητριών.
- Γερμανικό πρότυπο FGW: Τεχνικές οδηγίες για ανεμογεννήτριες, Μέρος 3: Καθορισμός ηλεκτρικών χαρακτηριστικών.

Το πρότυπο IEC 61400-21 είναι ένα από τα πιο σημαντικά στον τομέα της ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών, με την πρώτη του έκδοση να δημοσιεύεται στα τέλη του 2001. Η κύρια χρησιμοτητά του είναι στον καθορισμό των χαρακτηριστικών ποιότητας ισχύος που πρέπει να μετρηθούν αλλά και στην υπόδειξη των μεθόδων μέτρησης που θα χρησιμοποιηθούν. Έτσι, μετρήσεις που έχουν γίνει από κάποιο πιστοποιημένο ανεξάρτητο οργανισμό σύμφωνα με αυτό το πρότυπο έχουν σαν αποτέλεσμα μία βάση δεδομένων που περιλαμβάνει όλα τα σχετικά ηλεκτρικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιήθηκε. Αυτή η βάση δεδομένων ονομάζεται πιστοποιητικό δοκιμών της ανεμογεννήτριας. Το βασικό πλεονέκτημα από αυτή τη διαδικασία είναι ότι τα παραγόμενα αποτελέσματα δεν εξαρτώνται ούτε από την περιοχή που έγιναν οι μετρήσεις αλλά ούτε και από το δίκτυο που ήταν συνδεδεμένη η ανεμογεννήτρια. Μάλιστα, από τις έρευνες που έχουν γίνει σε αυτό το θέμα, έχει διαπιστωθεί ότι οι ίδιου τύπου ανεμογεννήτριες που έχουν εγκατασταθεί σε διαφορετικές περιοχές έχουν σχεδόν πανομοιότυπα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά. Έχοντας λοιπόν σαν βάση τις πληροφορίες που προκύπτουν από μετρήσεις σύμφωνα με το πρότυπο IEC 61400-21, μπορεί να εξεταστεί η εφικτότητα διασύνδεσης μίας ανεμογεννήτριας ή ενός αιολικού πάρκου σε οποιαδήποτε περιοχή και δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας.

Το MEASNET είναι ένα δίκτυο οργανισμών που κάνουν μετρήσεις της ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών. Βασικός του σκοπός είναι η εναρμόνιση των διαδικασιών και των κανόνων μέτρησης που χρησιμοποιούν οι οργανισμοί μέλη αυτού του δικτύου, έτσι ώστε να διασφαλίζεται η υψηλή ποιότητα και ακρίβεια των αποτελεσμάτων των μετρήσεων. Σε σχέση με το πρότυπο IEC 61400-21 υπάρχει μεγάλη ομοιότητα, ωστόσο σε συγκεκριμένες περιπτώσεις το MEASNET απαιτεί

πολύ πιο εκτενής μετρήσεις (όπως για παράδειγμα στην περίπτωση των αρμονικών ρευμάτων).

Στη Γερμανία χρησιμοποιείται το πρότυπο FGW. Από τις αρχές της δεκαετίας του 90 που παρουσιάστηκε για πρώτη φορά μέχρι και σήμερα, έχει αποδειχθεί σαν ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο για την εξαγωγή αντικειμενικών κριτηρίων που αφορούν στη διασύνδεση ενός αιολικού πάρκου σε ένα συγκεκριμένο δίκτυο διανομής. Γενικά, παρουσιάζει αρκετές ομοιότητες με το πρότυπο IEC 61400-21 και στις διαδικασίες που απαιτούνται και στις μεθόδους μέτρησης. Ωστόσο, οι όποιες διαφορές υπάρχουν κάνουν αδύνατη τη σύγκριση των αποτελεσμάτων που προκύπτουν από τα δύο αυτά πρότυπα [2.3].

2.3.2 Χαρακτηριστικά της ποιότητας ισχύος ανεμογεννητριών

Σε αυτή την παράγραφο θα παρουσιαστούν τα χαρακτηριστικά της ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών, όπως αυτά παρέχονται από το πρότυπο IEC 61400-21. Η γνώση τους είναι απαραίτητη κατά τη μελέτη εγκατάστασης ενός αιολικού πάρκου και πρέπει να περιλαμβάνονται στο πιστοποιητικό δοκιμών της εκάστοτε ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιείται. Συνοπτικά, τα χαρακτηριστικά είναι τα εξής:

- Ονομαστική ενεργός ισχύς, P_n, ονομαστική άεργος ισχύς, Q_n, ονομαστική φαινόμενη ισχύς, S_n και ονομαστικό ρεύμα, I_n.
- Μέγιστη πραγματική ισχύς, P_{mc} (μέσος όρος 10 λεπτών).
- Ονομαστικός συντελεστής ισχύος μίας ανεμογεννήτριας, λ_n.
- Μέγιστη μετρηθείσα ισχύς, P_{60} (μέσος όρος 60 δευτερολέπτων) και $P_{0.2}$ (μέσος όρος 0.2 δευτερολέπτων).
- Άεργος ισχύς, Q, ως μέσος όρος 10 λεπτών συναρτήσει της ενεργού ισχύος.
- Συντελεστής Flicker κανονικής λειτουργίας, $c(\psi_k, v_a)$, συναρτήσει της γωνίας σύνθετης αντίστασης του δικτύου, ψ_k και της ετήσιας ταχύτητας του ανέμου, v_a.
- Μέγιστος αριθμός χειρισμών της ανεμογεννήτριας σε μία περίοδο των 10 λεπτών, N_{10} ή σε μία περίοδο των 120 λεπτών, N_{120}.
- Συντελεστής Flicker χειρισμών, $k_f(\psi_k)$, συναρτήσει της γωνίας σύνθετης αντίστασης του δικτύου.
- Συντελεστής μεταβολών της τάσης, $k_u(\psi_k)$, συναρτήσει της γωνίας σύνθετης αντίστασης του δικτύου.
- Μέγιστο αρμονικό ρεύμα, I_h, κατά την κανονική λειτουργία για όλες τις αρμονικές τάξεις μέχρι την πεντηκοστή (μέσος όρος 10 λεπτών).

Στη συνέχεια περιγράφεται κάθε ένα από τα παραπάνω χαρακτηριστικά.

2.3.2.1 Ονομαστικά μεγέθη μίας ανεμογεννήτριας

Η ονομαστική ενεργός ισχύς, P_n, είναι η συνεχής παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς που η κάθε ανεμογεννήτρια είναι σχεδιασμένη να παράγει, κάτω από κανονικές συνθήκες λειτουργίας. Η χρησιμοποιούμενη μονάδα μέτρησης είναι τα Watt (W).

Ως ονομαστική άεργος ισχύς, Q_n, ορίζεται η άεργος ισχύς που παράγει (ή καταναλώνει) μία ανεμογεννήτρια όταν λειτουργεί στην ονομαστική της τάση και συχνότητα και καθώς παράγει την ονομαστική της ενεργό ισχύ. Η μονάδα που χρησιμοποιείται για την άεργο ισχύ είναι τα VAr.

Η ονομαστική φαινόμενη ισχύς, S_n, είναι η προερχόμενη από την ανεμογεννήτρια φαινόμενη ισχύς, όταν αυτή λειτουργεί στην ονομαστική της τάση και συχνότητα και καθώς παράγει την ονομαστική της ενεργό ισχύ. Η μονάδα που χρησιμοποιείται για τη φαινόμενη ισχύ είναι τα VA.

Τέλος, ως ονομαστικό ρεύμα, I_n, ορίζεται η ένταση του ρεύματος μίας ανεμογεννήτριας όταν λειτουργεί στην ονομαστική της τάση και συχνότητα και καθώς παράγει την ονομαστική της ενεργό ισχύ. Η μονάδα που χρησιμοποιείται για την ένταση του ρεύματος είναι τα Amber (A).

Βέβαια, όλα τα παραπάνω μεγέθη αναφέρονται σε μία μόνο ανεμογεννήτρια. Στις περισσότερες όμως των περιπτώσεων γίνεται αναφορά σε αιολικά πάρκα. Για το λόγο αυτό και όταν κάποιο μέγεθος αφορά σε ένα αιολικό πάρκο θα προστίθεται στο συμβολισμό και ο δείκτης Α. Για παράδειγμα, η ονομαστική ενεργός ισχύς ενός αιολικού πάρκου θα συμβολίζεται ως, $P_{n,A}$ [2.3].

2.3.2.2 Μέγιστη πραγματική ισχύς

Ο μέσος όρος που λαμβάνεται παίρνωντας τιμές της εξερχόμενης ισχύος μίας ανεμογεννήτριας σε ένα χρονικό διάστημα των 10 λεπτών μπορεί να υπερέχει της ονομαστικής ισχύος. Έτσι, είναι απαραίτητη η γνώση της μέγιστης πραγματικής ισχύος, P_{mc}, η οποία μπορεί να παρέχει σαφήνεια ως προς το ποια είναι η μέγιστη τιμή ισχύος που μπορεί να δώσει μία ανεμογεννήτρια [2.2].

Το κατά πόσο, ο μέσος όρος των 10 λεπτών θα υπερέχει της ονομαστικής ισχύος εξαρτάται από τη σχεδίαση της κάθε ανεμογεννήτριας. Όσες ανεμογεννήτριες διαθέτουν ενεργό έλεγχο της εξερχόμενης ισχύος (όπως αυτές με βηματικό έλεγχο των πτερυγίων ή αυτές με μεταβλητή ταχύτητα), συνήθως, παρέχουν $P_{mc} = P_n$. Από την άλλη, ανεμογεννήτριες με παθητικό έλεγχο (όπως για παράδειγμα οι stall-ελέγχου ή οι σταθερής ταχύτητας) παρέχουν μέγιστη πραγματική ισχύ περίπου 20% μεγαλύτερη από την ονομαστική.

Αντίστοιχα ορίζεται και μέγιστη πραγματική ισχύς για ένα αιολικό πάρκο που διαθέτει παραπάνω από μία ανεμογεννήτριες. Ο συμβολισμός εδώ είναι, $P_{mc,A}$.

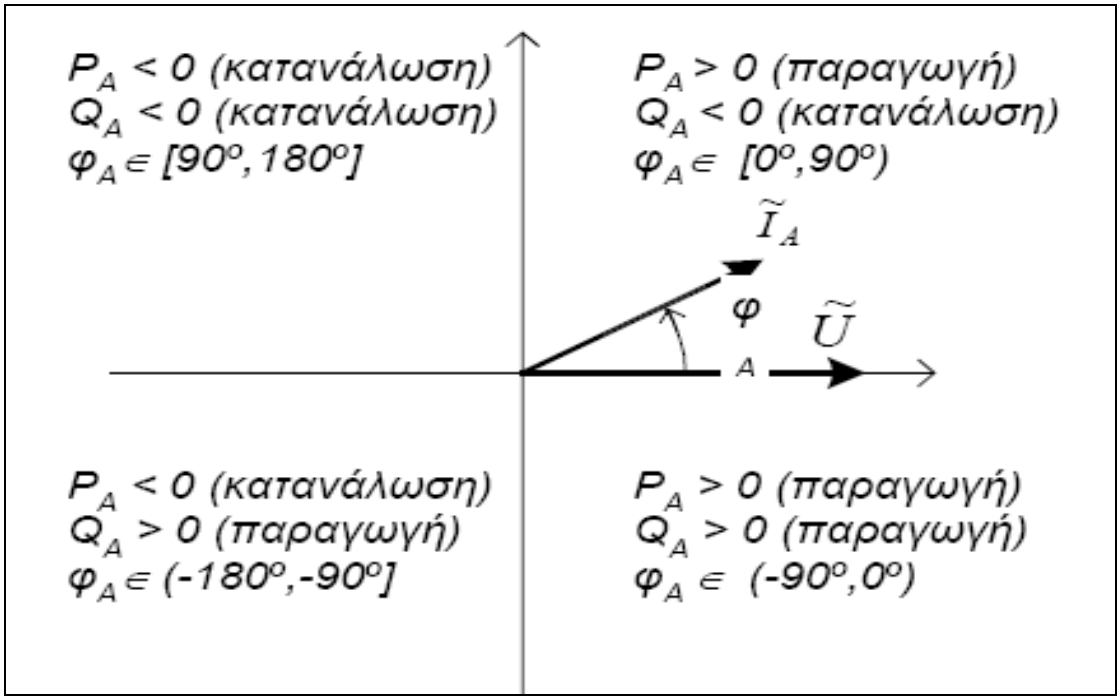
2.3.2.3 Συντελεστής ισχύος μίας ανεμογεννήτριας

Συντελεστής ισχύος ονομάζεται ο λόγος της ενεργού ισχύος ως προς το μέτρο της φαινόμενης ισχύος.

$$\lambda_x = \frac{P_x}{S_x} = \cos\phi \tag{2.1}$$

Όπου ο δείκτης x σημαίνει ότι δεν υπάρχει μόνο μία τιμή του συντελεστή ισχύος. Αν, για παράδειγμα, χρησιμοποιηθεί η ονομαστική ενεργός και φαινόμενη ισχύς τότε προκύπτει ο ονομαστικός συντελεστής ισχύος, λ_n. Με τον ίδιο τρόπο προκύπτει και ο, λ_{mc}, χρησιμοποιώντας τη μέγιστη πραγματική ενεργό και φαινόμενη ισχύ.

Όπως φαίνεται στη Σχέση 2.1 ο συντελεστής ισχύος εξαρτάται από τη γωνία φάσης μεταξύ της τάσης και του ρεύματος στην έξοδο μίας εγκατάστασης παραγωγής. Ανάλογα με την τιμή της γωνίας αυτής μπορεί να κριθεί αν υπάρχει κατανάλωση ή παραγωγή ενεργού και άεργου ισχύος από μία ανεμογεννήτρια ή ένα αιολικό πάρκο. Στο Σχήμα 2.1 παρουσιάζεται η τιμή της γωνίας φάσης για διάφορες περιπτώσεις (κατανάλωσης ή παραγωγής) [2.2].



Σχήμα 2.1: συμβάσεις για τον καθορισμό της γωνίας φάσης στην έξοδο μίας εγκατάστασης παραγωγής.

Οι συμβάσεις που παρουσιάζονται στο Σχήμα 2.1 ισχύουν μόνο για μία εγκατάσταση παραγωγής, όπως ένα αιολικό πάρκο και όχι για την περίπτωση ενός φορτίου καταναλωτών.

2.3.2.4 Μέγιστη μετρηθείσα ισχύς

Η μέγιστη μετρηθείσα ισχύς μπορεί να προκύψει ως ο μέσος όρος των τιμών της εξερχόμενης ισχύος που λαμβάνονται σε ένα διάστημα των 60 δευτερολέπτων, P_{60}, ή των 0.2 δευτερολέπτων, $P_{0.2}$. Τα χαρακτηριστικά αυτά μεγέθη πρέπει να λαμβάνονται υπόψην στον έλεγχο των θερμικών ορίων φόρτισης των στοιχείων του δικτύου και στις ρυθμίσεις των προστασιών υπερεντάσεως, ενώ είναι εξαιρετικής σημασίας για τη λειτουργία ανεμογεννητριών που είναι συνδεδεμένες σε απομονωμένα δίκτυα.

Όπως και στην περίπτωση της, P_{mc}, οι τιμές που παίρνουν τα παραπάνω μεγέθη εξαρτώνται από τον τύπο της ανεμογεννήτριας. Οι ανεμογεννήτριες μεταβλητής ταχύτητας τυπικά παρέχουν $P_{0.2} = P_{60} = P_n$, ενώ οι ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας (stall ή βηματικού ελέγχου) συνήθως δίνουν $P_{0.2}$ μεγαλύτερη από την ονομαστική ισχύ [2.3].

2.3.2.5 Άεργος ισχύς

Η άεργος ισχύς μίας ανεμογεννήτριας προκύπτει συναρτήσει του μέσου όρου 10 λεπτών της εξερχόμενης ισχύος και συνήθως παρέχεται σε ένα πίνακα για διάφορα ποσοστά της ονομαστικής ισχύος (10%, 20%,..,90%, 100%). Επίσης, πρέπει να καθορίζονται και οι αντίστοιχες τιμές για όλες τις προαναφερθείσες ισχείς. Δηλαδή οι Q_{mc}, Q_{60} και $Q_{0.2}$ για την περίπτωση μίας ανεμογεννήτριας ή $Q_{mc,A}$, $Q_{60,A}$ και $Q_{0.2,A}$ για την περίπτωση ενός αιολικού πάρκου.

2.3.2.6 Συντελεστής Flicker κανονικής λειτουργίας

Οι διαταραχές της εξαγόμενης ισχύος μίας ανεμογεννήτριας κατά τη διάρκεια κανονικής λειτουργίας προκαλούν διαταραχές στην τάση του δικτύου. Μία από αυτές τις διαταραχές είναι και το Flicker. Βασικό χαρακτηριστικό της είναι η αλλαγή που προκαλεί στη φωτεινότητα των λαμπτήρων και η οποία γίνεται αντιληπτή από το ανθρώπινο μάτι. Ωστόσο, σε αυτή την παράγραφο δεν θα γίνει περισσότερη ανάλυση για το τι προκαλεί τη συγκεκριμένη διαταραχή (αυτό θα γίνει σε επόμενο κεφάλαιο), αλλά θα δειχθεί ο τρόπος μέτρησης και ποσοτικοποίησής της.

Ο μετρητής Flicker (Flickermeter) είναι μία συσκευή που μπορεί να μετρήσει το εξαγόμενο από μία ανεμογεννήτρια Flicker λαμβάνοντας σαν είσοδο την τάση του δικτύου. Στο Σχήμα 2.2 φαίνεται η κανονικοποιημένη απόκριση ενός τέτοιου μετρητή όπου παρατηρείται ότι ακόμα και μια μικρή διακύμανση της τάσης μπορεί να είναι ενοχλητική, αν συμβαίνει σε συγκεκριμένες συχνότητες.

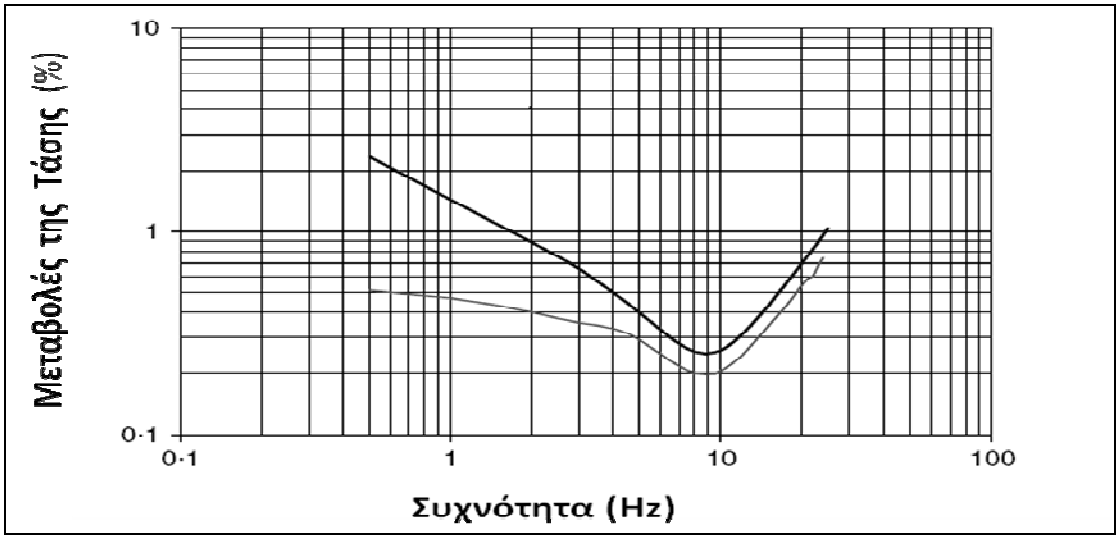
Ο συντελεστής Flicker είναι ένα κανονικοποιημένο μέτρο της μέγιστης εκπομπής διαταραχών Flicker από μία ανεμογεννήτρια κατά τη διάρκεια κανονικής λειτουργίας.

Η σχέση υπολογισμού είναι η παρακάτω:

$$c(\psi_k, \nu_a) = P_{st} \frac{S_k}{S_n} \tag{2.2}$$

Όπου P_{st} είναι ο δείκτης εκπομπών Flicker από την ανεμογεννήτρια και S_k είναι η φαινόμενη ισχύς βραχυκύκλωσης του δικτύου. Αντί του δείκτη P_{st}, ο οποίος είναι βραχυπρόθεσμος και προκύπτει από μετρήσεις που γίνονται σε ένα χρονικό διάστημα των 10 λεπτών, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ο δείκτης P_{lt}. Το χρονικό διάστημα των μετρήσεων για τον τελευταίο είναι οι 2 ώρες και ουσιαστικά προκύπτει από μία ακολουθία τιμών του δείκτη P_{st}. Οι δείκτες P_{st} και P_{lt} είναι εξαιρετικής σημασίας γιατί μπορούν να κρίνουν την εφικτότητα της σύνδεσης ενός αιολικού πάρκου σε ένα δίκτυο. Σε επόμενο κεφάλαιο θα δειχθεί ο τρόπος υπολογισμού τους.

Όπως παρατηρείται στη Σχέση 2.2, ο συντελεστής Flicker κανονικής λειτουργίας εξαρτάται από τη γωνία σύνθετης αντίστασης του δικτύου και από τη μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου. Έτσι, είναι απαραίτητο το πιστοποιητικό δοκιμών της εκάστοτε ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιείται να περιλαμβάνει τιμές του εν λόγω συντελεστή για διάφορες γωνίες και ταχύτητες ανέμου.



Σχήμα 2.2: απόκριση μετρητή Flicker για τις μεταβολές της τάσης.

Λαμβάνοντας τώρα υπόψην τον τύπο μίας ανεμογεννήτριας ισχύει ότι οι ανεμογεννήτριες μεταβλητής ταχύτητας, συνήθως, δίνουν χαμηλές τιμές του συντελεστή Flicker κανονικής λειτουργίας, ενώ οι ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας δίνουν τιμές που κυμαίνονται από μέτριες (stall-ελέγχου) μέχρι και υψηλές (βηματικού ελέγχου) [2.1].

2.3.2.7 Μέγιστος αριθμός χειρισμών της ανεμογεννήτριας

Κατά τη λειτουργία ενός αιολικού πάρκου μπορούν να συμβούν οι εξής χειρισμοί:

- Εκκίνηση μίας ανεμογεννήτριας σε χαμηλές ταχύτητες του ανέμου.
- Εκκίνηση μίας ανεμογεννήτριας στην ονομαστική ταχύτητα του ανέμου.
- Εναλλαγή μεταξύ των γεννητριών μίας ανεμογεννήτριας (για όσες ανεμογεννήτριες διαθέτουν περισσότερες από μία γεννήτριες).

Η συχνότητα των παραπάνω χειρισμών έχουν μεγάλη επίπτωση στην τάση του δικτύου. Έτσι, είναι αναγκαίο να καθορίζεται ο αριθμός των αλλαγών που θα γίνονται σε ένα διάστημα των 10 λεπτών, N_{10} και σε ένα διάστημα των 120 λεπτών, N_{120}. Στις σύγχρονες ανεμογεννήτριες ο έλεγχος των 2 παραπάνω παραμέτρων γίνεται αυτόματα μέσω του συστήματος ελέγχου [2.2].

2.3.2.8 Συντελεστής Flicker χειρισμών

Ο συντελεστής Flicker χειρισμών, k_f, είναι ένα κανονικοποιημένο μέτρο της εκπομπής διαταραχών Flicker, που προκαλούνται από ένα και μόνο χειρισμό της ανεμογεννήτριας. Η σχέση που δίνει τον εν λόγω συντελεστή είναι η παρακάτω:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130}\frac{S_k}{S_n} P_{st} T_p^{0.31} \tag{2.3}$$

Όπου T_p είναι η χρονική διάρκεια κατά την οποία συμβαίνουν οι μεταβολές στην τάση.

Όπως φαίνεται στη Σχέση 2.3 ο συντελεστής k_f εξαρτάται από τη γωνία σύνθετης αντίστασης του δικτύου. Για το λόγο αυτό θα πρέπει να δίνεται στο πιστοποιητικό δοκιμών της κάθε ανεμογεννήτριας, η τιμή του συντελεστή για διάφορες γωνίες αλλά και να καθορίζεται σε ποιο είδος χειρισμού αναφέρεται.

Η διακύμανση των τιμών ανάλογα με τον τύπο της ανεμογεννήτριας είναι σε πλήρη αντιστοιχία με την περίπτωση του συντελεστή Flicker κανονικής λειτουργίας. Δηλαδή, οι ανεμογεννήτριες μεταβλητής ταχύτητας, συνήθως, δίνουν χαμηλές τιμές του συντελεστή Flicker χειρισμών, ενώ οι ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας δίνουν τιμές που κυμαίνονται από μέτριες (stall-ελέγχου) μέχρι και υψηλές (βηματικού ελέγχου) [2.3].

2.3.2.9 Συντελεστής μεταβολών της τάσης

Ο συντελεστής μεταβολών της τάσης, k_u, είναι ένα αδιάστατο μέγεθος και αποτελεί ένα μέτρο των μεταβολών της τάσης που δημιουργούνται λόγω των

χειρισμών σε μία ανεμογεννήτρια. Όπως θα δειχθεί σε επόμενο κεφάλαιο, η χρησιμότητά του είναι στον υπολογισμό των γρήγορων μεταβολών της τάσης (βυθίσεις τάσης). Η σχέση που δίνει το συντελεστή αυτό είναι η παρακάτω:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3}\frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_n}\frac{S_k}{S_n} \tag{2.4}$$

Όπου $U_{\max}$ και $U_{\min}$ είναι η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή που παίρνει η τάση εξαιτίας των χειρισμών της ανεμογεννήτριας, ενώ U_n είναι η ονομαστική τάση που χαρακτηρίζει το δίκτυο.

Ο συντελεστής k_u εξαρτάται από τη γωνία σύνθετης αντίστασης του δικτύου και πρέπει να δίνεται πινακοποιημένος για πολλές τιμές της γωνίας αυτής. Οι συνήθεις τιμές που υπάρχουν στο πιστοποιητικό δοκιμών μίας ανεμογεννήτριας είναι οι 30^o, 40^o, 70^o και 85^o. Για να προκύψουν τιμές του συντελεστή και για άλλες γωνίες μπορεί να χρησιμοποιηθεί η γραμμική παρεμβολή.

Οι ανεμογεννήτριες μεταβλητής ταχύτητας, συνήθως, δίνουν χαμηλές τιμές του συντελεστή μεταβολών της τάσης λόγω χειρισμών, ενώ οι ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας δίνουν τιμές που κυμαίνονται από μέτριες (stall-ελέγχου) μέχρι και υψηλές (βηματικού ελέγχου) [2.3].

2.3.2.10 Μέγιστο αρμονικό ρεύμα

Στην περίπτωση που μία ανεμογεννήτρια διαθέτει ηλεκτρονικό μετατροπέα ισχύος θα πρέπει να καθοριστούν οι εκπομπές αρμονικών ρεύματος, κατά τη διάρκεια κανονικής λειτουργίας. Πιο συγκεκριμένα, θα πρέπει να καθοριστούν οι αρμονικές μέχρι και την πεντηκοστή τάξη ως μέσοι όροι των 10 λεπτών. Στη συνέχεια, από τους μέσους όρους θα προκύψει το μέγιστο αρμονικό ρεύμα για κάθε τάξη και κατά συνέπεια η μέγιστη συνολική αρμονική παραμόρφωση του ρεύματος.

Από την άλλη πλευρά, στο πρότυπο IEC 61400-21 δεν απαιτείται η μέτρηση της εκπομπής αρμονικών για όσες ανεμογεννήτριες διαθέτουν γεννήτριες επαγωγής απευθείας συνδεδεμένες στο δίκτυο. Αυτό συμβαίνει επειδή οι αρμονικές που εκπέμπουν τέτοιου είδους ανεμογεννήτριες δεν είναι επικύνδινες για τον ηλεκτρονικό εξοπλισμό των καταναλωτών ή των παραγωγών που είναι συνδεδεμένοι στο ίδιο δίκτυο [2.3].

Όπως θα δειχθεί σε επόμενο κεφάλαιο, το μέγιστο αρμονικό ρεύμα χρησιμοποιείται κατά τη διαδικασία υπολογισμού των αρμονικών συνιστωσών της τάσης.

2.4 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[2.1] John Olav Giaever Tande, “Applying Power Quality Characteristics of Wind

Turbines for Assessing Impact on Voltage Quality", Wind Energy, 2002; 5:37-52.

[2.2] Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου, «Σύνδεση Εγκαταστάσεων Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σεπτέμβριος 2003.

[2.3] Thomas Ackermann, "Wind Power in Power Systems", Wiley, March 2005.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η σύνδεση ενός αιολικού πάρκου σε ένα δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας επιδρά σημαντικά στην ποιότητα της τάσης. Έτσι, κατά την προσπάθεια να διατηρηθεί αυτή η ποιότητα σε υψηλά επίπεδα, η επίδραση του αιολικού πάρκου θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψην πριν από την εγκατάστασή του. Σκοπός λοιπόν του κεφαλαίου αυτού είναι να παρουσιαστούν ποιες είναι οι παράμετροι της ποιότητας της τάσης που θα πρέπει να μελετώνται και να ποσοτικοποιούνται κατά τη μελέτη ενός αιολικού πάρκου. Συνοπτικά, αυτές είναι οι παρακάτω:

- Αργές μεταβολές της τάσης
- Γρήγορες μεταβολές της τάσης (βυθίσεις τάσης)
- Διαταραχές Flicker
- Εκπομπές αρμονικών της τάσης

Αν έπειτα από τη μελέτη των παραπάνω παραμέτρων δεν παραβιάζονται τα εκάστοτε τιθέμενα όρια, τότε η σύνδεση του υπό εξέταση αιολικού πάρκου είναι εφικτή. Σε αντίθετη περίπτωση, θα πρέπει να γίνουν διορθωτικές ενέργειες.

3.2 ΤΟ ΠΡΟΤΥΠΟ EN 50160

Το ευρωπαϊκό πρότυπο EN 50160 παρέχει βασικές οδηγίες στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, για την επίτευξη υψηλής ποιότητας τάσης. Τα κύρια χαρακτηριστικά, που το κάνουν να διαφέρει από άλλα αντίστοιχα πρότυπα, είναι τα εξής:

- Εστιάζει στην τάση τροφοδότησης, η οποία ορίζεται ως η τιμή της τάσης σε μία δεδομένη χρονική στιγμή και σε ένα συγκεκριμένο σημείο του δικτύου.
- Παρέχει γενικά ποιοτικά όρια, τα οποία είναι τεχνικώς και οικονομικώς εφαρμόσημα από παραγωγούς που είναι συνδεδεμένοι σε δημόσια δίκτυα διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η εφαρμογή και κατ'επέκταση η αδυναμία του να διατηρήσει την τάση εντός των ποιοτικών ορίων, περιορίζεται από πολλούς παράγοντες, κυρίως εξωτερικούς.

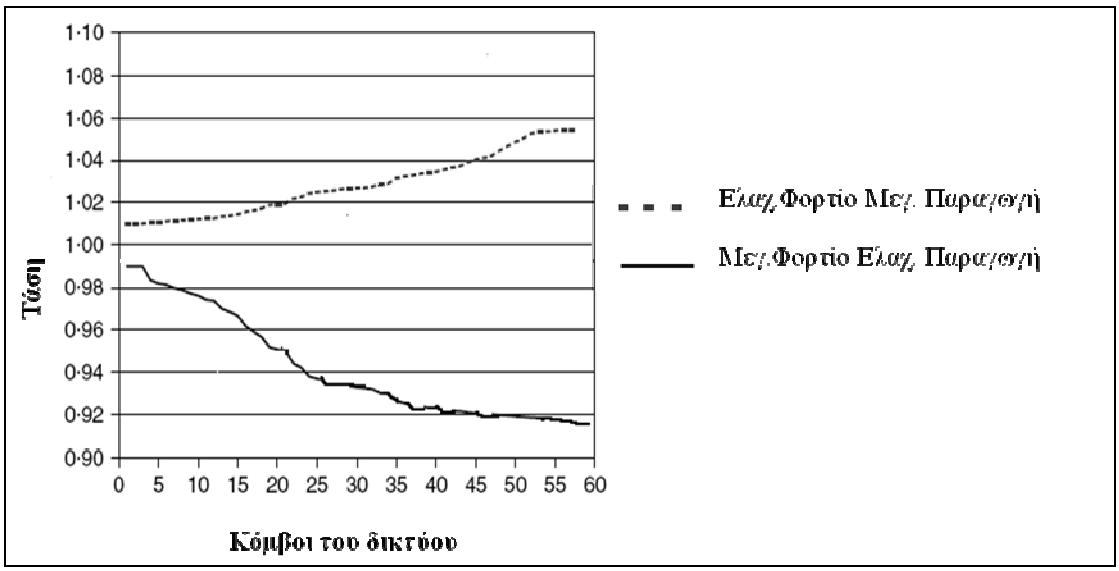
Οι κύριοι εξωτερικοί παράγοντες που μπορούν να περιορίσουν την εφαρμογή του προτύπου EN 50160 είναι οι κακές καιρικές συνθήκες ή άλλες φυσικές καταστροφές, η παρεμβολή κάποιου τρίτου και η παρεμβολή των δημοσίων αρχών. Όμως, τέτοιου είδους παράγοντες είναι μειοψηφικοί σε σχέση με αυτούς που μπορούν να συμβούν στην πράξη. Έτσι, το EN 50160 αποτελεί ένα πολύ αξιόπιστο και εφαρμόσιμο πρότυπο. Στη συνέχεια, θα παρουσιαστούν οι κύριοι παράμετροι ποιότητας της τάσης όπως αυτοί περιγράφονται στο εν λόγω πρότυπο [3.3].

3.3 ΑΡΓΕΣ ΜΕΤΑΒΟΛΕΣ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

Η λειτουργία ενός αιολικού πάρκου προκαλεί μεταβολή των ροών ισχύος στις γραμμές του δικτύου που είναι συνδεδεμένο. Άμεση συνέπεια αυτού είναι και η πρόκληση μεταβολών στην τάση. Όπως ορίζεται στο πρότυπο EN 50160, οι διακυμάνσεις που συμβαίνουν σε ένα χρονικό διάστημα των 10 λεπτών, ονομάζονται αργές μεταβολές της τάσης και δεν θα πρέπει να υπερβαίνουν το 10% της ονομαστικής τάσης για το 95% του χρόνου μέτρησης.

Η κύρια αιτία για τις αργές μεταβολές της τάσης είναι η μεταβλητότητα της ταχύτητας του ανέμου και κατά συνέπεια η μεταβλητότητα της εξερχόμενης ισχύος μίας ανεμογεννήτριας.

Όμως, κατά την εξέταση των αργών μεταβολών της τάσης θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψην και τα φορτία καταναλωτών ή άλλων παραγωγών που είναι συνδεδεμένοι στο ίδιο δίκτυο. Για να γίνει αυτό είναι απαραίτητη μία ανάλυση ροής φορτίου που θα εξετάζει όλες τις πιθανές περιπτώσεις φορτίων (για παράδειγμα μέγιστη παραγωγή/ελάχιστο φορτίο ή μέγιστη παραγωγή/μέγιστο φορτίο). Στο Σχήμα 3.1 παρουσιάζεται μία τέτοια ανάλυση για ένα αιολικό πάρκο που διαθέτει 5 ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 750 kW και λειτουργεί με ένα συντελεστή ισχύος ίσο με 0.98 [3.1].



Σχήμα 3.1: ανάλυση ροής φορτίου.

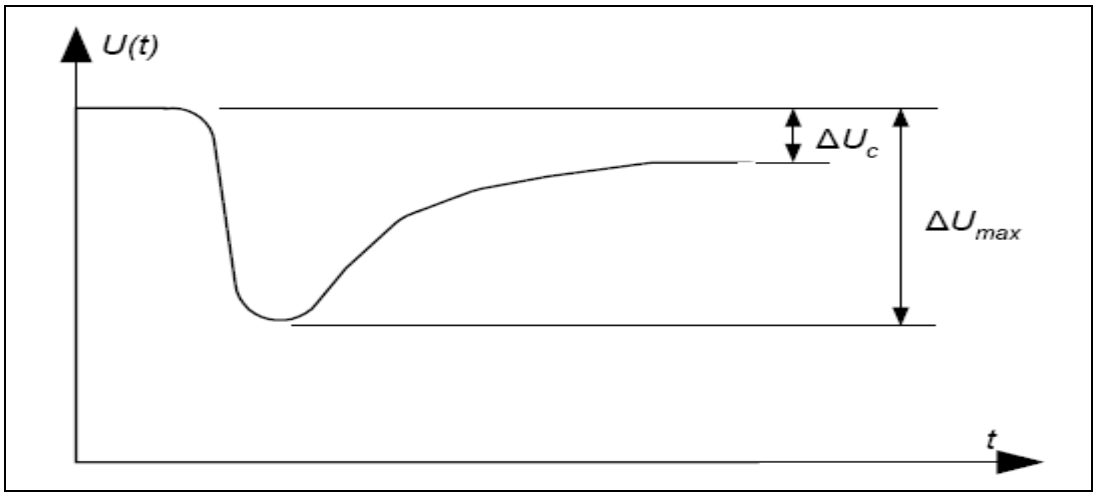
Στον κόμβο 1 του Σχήματος 3.1 είναι ο υποσταθμός υψηλής τάσης/μέσης τάσης, ενώ στους κόμβους 54 έως 58 είναι συνδεδεμένες οι ανεμογεννήτριες. Παρατηρείται ότι δεν υπάρχει παραβίαση των ορίων που τίθενται από το πρότυπο EN 50160.

3.4 ΤΑΧΕΙΕΣ ΜΕΤΑΒΟΛΕΣ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

Σύμφωνα με το πρότυπο EN 50160, οι ταχείες μεταβολές της τάσης (βυθίσεις) ορίζονται ως η ξαφνική μείωση της τάσης σε μία τιμή μεταξύ του 1 και 90 τοις εκατό της ονομαστικής τιμής της τάσης. Η διάρκεια μιας τέτοιας μεταβολής πρέπει να είναι οπωσδήποτε λιγότερη από 10 λεπτά, ενώ μετά από την πτώση επακολουθεί μία περίοδος ανόρθωσης η οποία μπορεί να διαρκέσει από 1 ms έως και 1 λεπτό. Το αναμενόμενο πλήθος τέτοιων πτώσεων μέσα σε ένα χρόνο μπορεί να είναι από μία δεκάδα έως και χίλιες.

Η κύρια αιτία για αυτή τη διαταραχή είναι η εκκίνηση μίας ανεμογεννήτριας ενώ για βυθίσεις με τιμή 10 έως 15 τοις εκατό της ονομαστικής ευθύνονται οι εναλλαγές στα φορτία. Επίσης, τυχόν σφάλματα στο συστήμα ελέγχου μίας ανεμογεννήτριας μπορούν να οδηγήσουν σε μεγάλες βυθίσεις της τάσης.

Στο Σχήμα 3.2 παρουσιάζεται η τυπική μορφή μίας ταχείας μεταβολής της τάσης, όπου U_c, είναι η τάση τροφοδότησης. Η U_c ,υπό κανονικές συνθήκες, λαμβάνεται ίση με την ονομαστική τάση του δικτύου, U_n.



Σχήμα 3.2: τυπική μορφή ταχείας μεταβολής της τάσης.

3.5 ΔΙΑΤΑΡΑΧΕΣ FLICKER

Σύμφωνα με το πρότυπο EN 50160, με τον όρο Flicker ορίζεται η προκαλούμενη οπτική ενόχληση από τις διακυμάνσεις της φωτεινότητας λαμπτήρων πυρακτώσεως, εξαιτίας αντίστοιχων διακυμάνσεων της τάσης τροφοδοσία τους. Έτσι, η λειτουργία των αιολικών πάρκων μπορεί να δημιουργήσει παρενόχληση Flicker σε

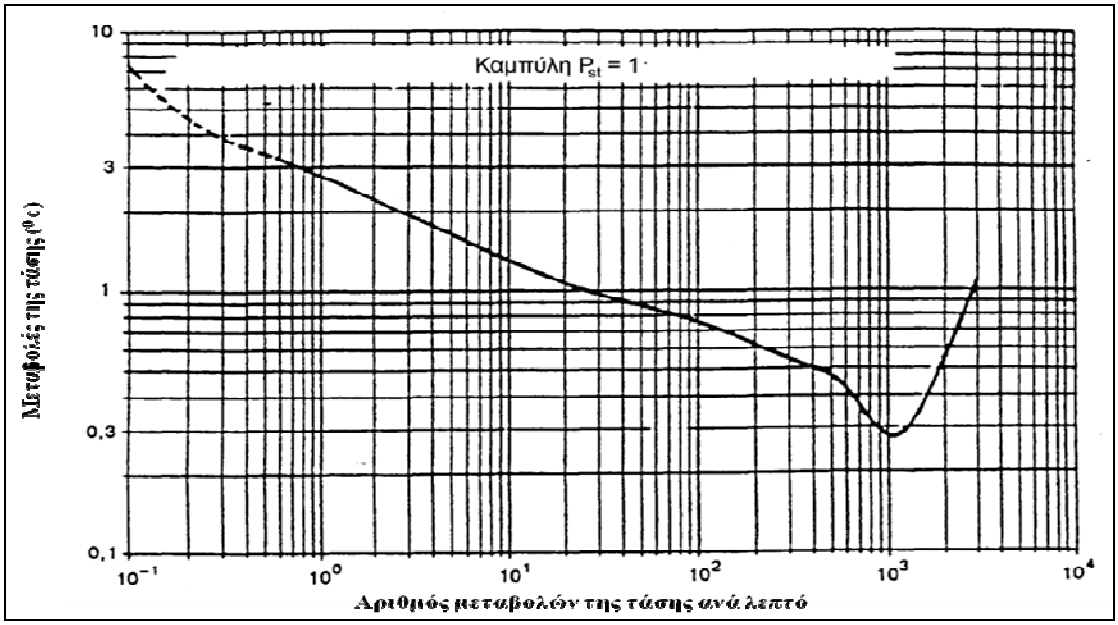
συσκευές άλλων καταναλωτών ή παραγωγών. Το φαινόμενο αυτό χαρακτηρίζεται ως εκπομπή Flicker από τις εγκαταστάσεις παραγωγής.

Είναι προφανές ότι η αιτία της εκπομπής Flicker είναι από τη μία η διακύμανση της εξερχόμενης ισχύος μίας ανεμογεννήτριας και από την άλλη οι διακυμάνσεις που προκαλούνται στην τάση εξαιτίας χειρισμών της ανεμογεννήτριας. Πιο συγκεκριμένα, το προκαλούμενο Flicker εξαρτάται από τα εξής χαρακτηριστικά των μεταβολών της τάσης:

- Μέγεθος των μεταβολών.
- Συχνότητα των μεταβολών.
- Μορφή των μεταβολών.

Η δριμύτητα του Flicker αυξάνεται ευθέως ανάλογα με το μέγεθος των μεταβολών της τάσης, ενώ η συχνότητα των διαταραχών επηρεάζει άμεσα την προκαλούμενη οπτική ενόχληση. Μάλιστα, η μέγιστη ενόχληση προκαλείται για μία συχνότητα περίπου 1000 μεταβολές το λεπτό. Στην περίπτωση τυχαίας μεταβλητότητας της τάσης, η οποία περιέχει ένα ευρύ φάσμα συχνοτήτων, στη διαταραχή Flicker συμβάλει η περιοχή συχνοτήτων μεταξύ 1 και 35 Hz (με μέγιστη τιμή τα 8-9 Hz). Επίσης, η προκαλούμενη ενόχληση επηρεάζεται σημαντικά από τη μορφή των μεταβολών της τάσης. Ειδικότερα, σαν δυσμενέστερες μεταβολές χαρακτηρίζονται οι απότομες και βηματικές μεταβολές.

Όπως έχει ήδη ειπωθεί στο Κεφάλαιο 2, το μέτρο της εκπομπής Flicker είναι ο βραχυπρόθεσμος δείκτης, P_{st} (ή αντίστοιχα ο μακρυπρόθεσμος δείκτης, P_{lt}). Στο Σχήμα 3.3 παρουσιάζεται μία καμπύλη για μία συγκεκριμένη τιμή του δείκτη αυτού και για επαναλαμβανόμενες βηματικές μεταβολές της τάσης [3.2].



Σχήμα 3.3: καμπύλη $P_{st} = 1$, για επαναλαμβανόμενες βηματικές μεταβολές της τάσης, χρονικά ισαπέχουσες μεταξύ τους.

Από εργαστηριακές μελέτες που έγιναν, με τη συμμετοχή μεγάλου αριθμού ατόμων, διαπιστώθηκε ότι οι περιοδικές διαταραχές της τάσης τροφοδότησης ενός λαμπτήρα πυρακτώσεως, με πλάτος και συχνότητα που δίνονται στην καμπύλη του Σχήματος 3.3, προκαλούν οπτική ενόχληση σε μεγάλο ποσοστό των συμμετεχόντων (άνω του 50% του δείγματος). Συμβατικά, σε αυτές τις διαταραχές αποδόθηκε η τιμή Flicker $P_{st} = 1$. Για παράδειγμα, για μία συχνότητα επανάληψης ίση με μία μεταβολή το λεπτό, το επιτρεπόμενο μέγεθος της βηματικής μεταβολής (όριο ενόχλησης) πρέπει να είναι μικρότερο του 3% [3.2].

3.6 ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΡΜΟΝΙΚΩΝ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

Σύμφωνα με το πρότυπο EN 50160, αρμονική ονομάζεται μία ημιτονοειδής τάση που έχει συχνότητα ίση με ένα ακέραιο πολλαπλάσιο της θεμελιώδους συχνότητας της τάσης τροφοδότησης [3.3].

Λόγω της ύπαρξης μη γραμμικών στοιχείων και φορτίων (όπως για παράδειγμα ηλεκτρονικές διατάξεις και φαινόμενα κορεσμού), η τάση του δικτύου που είναι συνδεδεμένο ένα αιολικό πάρκο παρουσιάζει πάντοτε απόκλιση από την ιδεατή καθαρά ημιτονοειδή κυματομορφή. Αυτή η μη ιδεατή κυματομορφή μπορεί να αναλυθεί κατά Fourier σε σειρά ημιτονοειδών συνιστωσών, οι οποίες αποτελούν τις αρμονικές συνιστώσες της τάσης. Από αυτές η βασική αρμονική συνιστώσα συχνότητας 50 Hz ονομάζεται θεμελιώδης συνιστώσα. Όμως, από την ανάλυση Fourier θα προκύψουν και αρμονικές με συχνότητα που δεν είναι ακέραιο πολλαπλάσιο της θεμελιώδους συχνότητας. Αυτές ονομάζονται ενδιάμεσες αρμονικές [3.2].

3.7 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[3.1] John Olav Giaever Tande, "Applying Power Quality Characteristics of Wind Turbines for Assessing Impact on Voltage Quality", Wind Energy, 2002; 5:37-52.

[3.2] Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου, «Σύνδεση Εγκαταστάσεων Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σεπτέμβριος 2003.

[3.3] Standard EN 50160, "Power Quality Application Guide", Copper Development Association.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

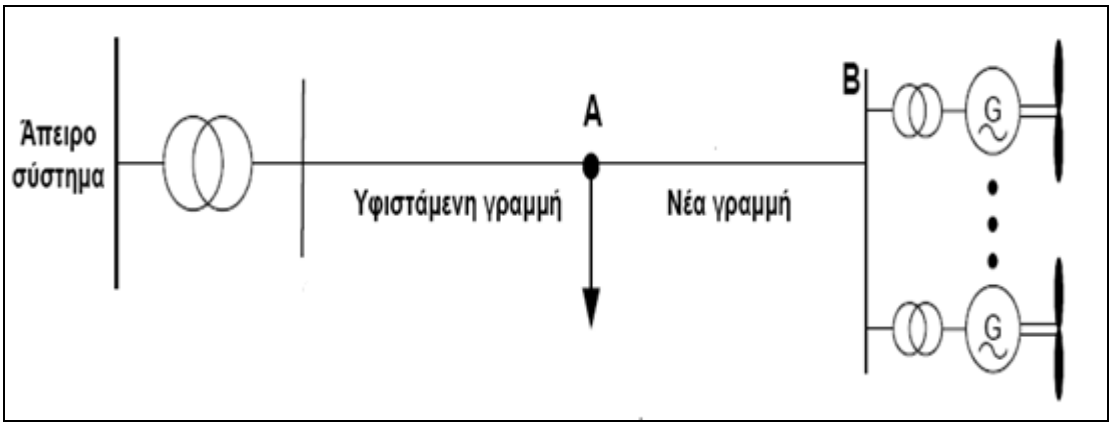
ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σε αυτό το κεφάλαιο θα γίνει η αναλυτική περιγραφή του τρόπου υπολογισμού των τεσσάρων βασικών παραμέτρων που αποτελούν την ποιότητα της τάσης. Οι τιμές που παίρνουν αυτές οι παράμετροι καθορίζουν αν είναι εφικτή η σύνδεση του υπό εξέταση αιολικού πάρκου στο δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Κατά τη διάρκεια των υπολογισμών, θα χρησιμοποιηθούν τα χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών που παρουσιάστηκαν στο δεύτερο κεφάλαιο, καθώς επίσης και το μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος.

4.2 ΜΟΝΟΓΡΑΜΜΙΚΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ

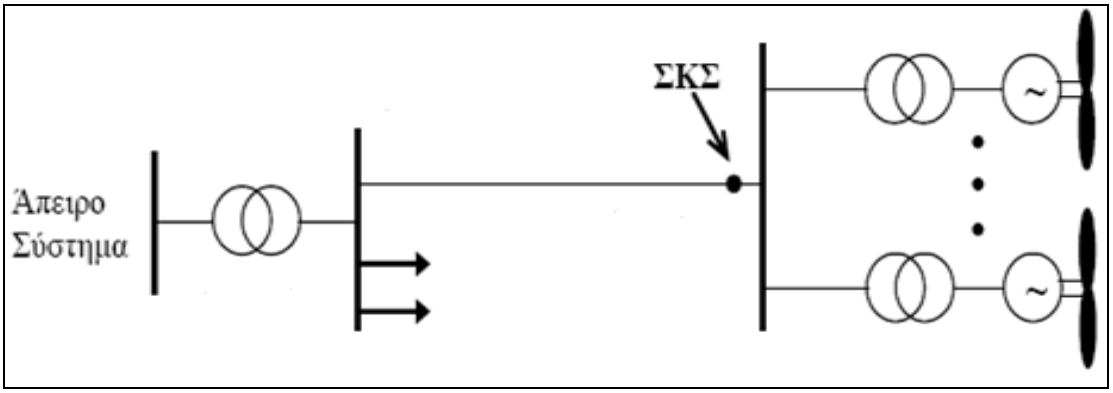
Η παράσταση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει αρκετές δυσκολίες οι περισσότερες των οποίων οφείλονται στην τριφασικότητα των συστημάτων αυτών, στην ύπαρξη αρκετών δεκάδων γεννητριών και γραμμών μεταφοράς καθώς και στην παρουσία πολλών μετασχηματιστών που χωρίζουν το σύστημα σε πολλά τμήματα διαφορετικής τάσης. Έτσι, κρίνεται απαραίτητη η χρήση του μονογραμμικού διαγράμματος, το οποίο μπορεί να δώσει την απαραίτητη πληροφορία διασύνδεσης του συστήματος με τη μέγιστη δυνατή απλούστευση. Για την περίπτωση ενός αιολικού πάρκου, παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.1 το μονογραμμικό διάγραμμα που θα χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό της ποιότητας της τάσης.



Σχήμα 4.1: μονογραμμικό διάγραμμα για μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς.

Το διάγραμμα αυτό αποτελείται από 3 βασικά μέρη. Από το ζυγό υψηλής τάσης – μέσης τάσης (ΥΤ/ΜΤ) και τον αντίστοιχο μετασχηματιστή που συνδέει το αιολικό πάρκο με το άπειρο σύστημα, από τη γραμμή μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας και από το αιολικό πάρκο που περιλαμβάνει 1..n ανεμογεννήτριες (G). Για απλούστευση, έχει γίνει η παραδοχή ότι όλες οι ανεμογεννήτριες είναι ίδιες, με ίση ονομαστική ισχύ. Εκτός όμως από τα παραπάνω υπάρχουν και τα σημεία Α και Β. Το Α ονομάζεται σημείο κοινής σύνδεσης (ΣΚΣ) και αποτελεί το πλησιέστερο προς τις εγκαταστάσεις του παραγωγού σημείο του δικτύου, στο οποίο συνδέεται (ή μπορεί να συνδεθεί μελλοντικά) άλλος καταναλωτής ή παραγωγός. Ο συμβολισμός του καταναλωτή γίνεται με τη χρήση του βέλους που υπάρχει στο σημείο Α. Το Β ονομάζεται σημείο σύνδεσης στο δίκτυο (ΣΣΔ) και είναι το σημείο του δικτύου όπου συνδέονται οι εγκαταστάσεις του παραγωγού (δηλαδή το αιολικό πάρκο). Το σημείο αυτό βρίσκεται πάντα στην έξοδο των εγκαταστάσεων. Τα δύο παραπάνω σημεία είναι εξαιρετικής σημασίας μιας και θα γίνονται σε αυτά όλοι οι υπολογισμοί που αφορούν την ποιότητα της τάσης.

Γενικά, το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο και το σημείο κοινής σύνδεσης μπορεί να είναι διαφορετικά. Για παράδειγμα, όταν ένας παραγωγός συνδέεται μέσω αποκλειστικής γραμμής, το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο μπορεί να ληφθεί στην έξοδο του αιολικού πάρκου, ενώ το σημείο κοινής σύνδεσης στην άλλη άκρη της γραμμής μεταφοράς, δηλαδή πριν το ζυγό ΥΤ/ΜΤ. Έτσι, το ΣΚΣ επιλέγεται να βρίσκεται στην πλευρά χαμηλής τάσης του μετασχηματιστή. Συνήθως όμως, όταν υπάρχει αποκλειστική γραμμή τα σημεία ΣΣΔ και ΣΚΣ επιλέγονται έτσι ώστε να ταυτίζονται. Για την περίπτωση αυτή, το μονογραμμικό διάγραμμα μεταπίπτει σε αυτό του Σχήματος 4.2.



Σχήμα 4.2: μονογραμμικό διάγραμμα για αποκλειστική γραμμή μεταφοράς.

4.3 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΑΡΓΩΝ ΜΕΤΑΒΟΛΩΝ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

Σε αυτή την παράγραφο περιγράφεται η διαδικασία υπολογισμού των αργών μεταβολών της τάσης. Αρχικά, θα ληφθεί υπόψην η περίπτωση όπου το υπό εξέταση αιολικό πάρκο συνδέεται μέσω μη αποκλειστικής γραμμής μεταφοράς, σε κάποιο σημείο της οποίας συνδέεται ένας καταναλωτής (φορτίο) με γνωστή διακύμανση τιμών. Άρα, θα χρησιμοποιηθεί το μονογραμμικό διάγραμμα του Σχήματος 4.1. Στη

συνέχεια, θα εξεταστεί η περίπτωση όπου υπάρχει αποκλειστική γραμμή μεταφοράς, κάνοντας χρήση του διαγράμματος του Σχήματος 4.2.

4.3.1 Υπολογισμός των αργών μεταβολών της τάσης για μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς

Αρχικά, θα υπολογιστεί η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στα σημεία κοινής σύνδεσης και σύνδεσης στο δίκτυο. Γενικά, οι σχέσεις υπολογισμού για τα δύο αυτά σημεία διαφέρουν, μιας και στο ΣΚΣ πρέπει να ληφθεί υπόψη και το φορτίο των καταναλωτών. Σύμφωνα με αυτά, η σχέση που δίνει την ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο ΣΚΣ είναι η παρακάτω:

$$\varepsilon_{\Sigma\Sigma}(\%) = \frac{100}{U_n^2}\left[\left(P_n - P_L\right)\cdot R_{k,\Sigma\Sigma} - \left(Q_n + Q_L\right)\cdot X_{k,\Sigma\Sigma}\right] \tag{4.1}$$

Ενώ, για το ΣΣΔ η αντίστοιχη σχέση είναι η παρακάτω:

$$\varepsilon_{\Sigma\Sigma\Delta}(\%) = \varepsilon_{\Sigma\Sigma} + \frac{100}{U_n^2}\left[\left(P_n \cdot R_{L,AB} - Q_n \cdot X_{L,AB}\right)\right] \tag{4.2}$$

Όπως φαίνεται στις Σχέσεις 4.1 και 4.2, χρησιμοποιούνται κάποια από τα χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος μίας ανεμογεννήτριας. Χάριν επανάληψης, ως U_n συμβολίζεται η ονομαστική τιμή της τάσης στο ζυγό χαμηλής τάσης του μετασχηματιστή και ως, P_n, συμβολίζεται η ονομαστική ενεργός ισχύς που παράγει μία ανεμογεννήτρια. Όμως, για τον υπολογισμό των αργών μεταβολών της τάσης είναι προτιμότερο αντί της P_n να χρησιμοποιείται η μέγιστη πραγματική ισχύς, P_{mc}. Η μονάδα μέτρησης είναι τα Watt. Βέβαια, στην περίπτωση ενός αιολικού πάρκου η συνολική ενεργός ισχύς ισούται με το άθροισμα των επιμέρους ισχύων κάθε ανεμογεννήτριας. Δηλαδή:

$$P_{mc,A} = \sum_{i=1}^{n} P_{mc,i} \tag{4.3}$$

Ως Q_n, συμβολίζεται η ονομαστική άεργος ισχύς μίας ανεμογεννήτριας, η οποία προκύπτει μέσω της P_n συναρτήσει του συντελεστή ισχύος της ανεμογεννήτριας $\lambda_n = \lambda_{mc}$. Εναλλακτικά, η Q_n μπορεί να προκύψει μέσω της ονομαστικής φαινόμενης ισχύος S_n. Έτσι:

$$Q_n = P_n \cdot \tan(\cos^{-1}\lambda_n) \tag{4.4.α}$$

$$Q_n = S_n \cdot \sin(\cos^{-1} \lambda_n) \tag{4.4.β}$$

Η μονάδα μέτρησης της άεργου ισχύος είναι τα VAr. Αν αντί της ονομαστικής ισχύος χρησιμοποιηθεί η μέγιστη πραγματική ισχύς για όλο το αιολικό πάρκο, τότε θα προκύψει η αντίστοιχη άεργος ισχύς, $Q_{mc,A}$.

Εκτός από την ενεργό και την άεργο ισχύ της ανεμογεννήτριας υπάρχουν και οι αντίστοιχες τιμές ισχύος για το φορτίο που συνδέεται στο σημείο κοινής σύνδεσης. Αυτές συμβολίζονται ως P_L (ενεργός) και Q_L (άεργος). Ο υπολογισμός τους γίνεται μέσω των Σχέσεων 4.4.α και 4.4.β όπου βέβαια αντί του συντελεστή ισχύος της ανεμογεννήτριας χρησιμοποιείται ο συντελεστής ισχύος του φορτίου.

Στη συνέχεια, περιγράφεται η διαδικασία υπολογισμού της ισοδύναμης αντίστασης για τα σημεία κοινής σύνδεσης και σύνδεσης στο δίκτυο. Αυτή η διαδικασία είναι απαραίτητη για να προκύψουν οι αντιστάσεις $R_{k,\Sigma K\Sigma}$ και $R_{L,AB}$ καθώς και οι επαγωγικές αντιδράσεις $X_{k,\Sigma K\Sigma}$ και $X_{L,AB}$ που υπάρχουν στις Σχέσεις 4.1 και 4.2. Έτσι, για το ΣΚΣ ισχύει η παρακάτω σχέση:

$$\tilde{Z}_{k,\Sigma K\Sigma} = \tilde{Z}_M + \tilde{Z}_{L,\Sigma K\Sigma} = jX_M + L_{\Sigma K\Sigma} \cdot (R_L + jX_L) = L_{\Sigma K\Sigma} R_L + j \cdot (X_M + L_{\Sigma K\Sigma} X_L) \tag{4.5}$$

Όπου X_M και X_L είναι οι επαγωγικές αντιδράσεις του μετασχηματιστή και της γραμμής μεταφοράς αντίστοιχα ενώ R_L είναι η αντίσταση της γραμμής μεταφοράς. Ως $L_{\Sigma K\Sigma}$ συμβολίζεται το μήκος της γραμμής μεταφοράς από το μετασχηματιστή μέχρι το σημείο κοινής σύνδεσης.

Η ισοδύναμη αντίσταση για το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο θα είναι:

$$\tilde{Z}_{k,\Sigma\Sigma\Delta} = \tilde{Z}_{k,\Sigma K\Sigma} + \tilde{Z}_{L,AB} = \tilde{Z}_{k,\Sigma K\Sigma} + L_{AB} \cdot (R_L + jX_L) = LR_L + j(X_M + LX_L) \tag{4.6}$$

Όπου L είναι το συνολικό μήκος της γραμμής μεταφοράς από το μετασχηματιστή μέχρι και το αιολικό πάρκο. Τώρα, μπορούν να υπολογιστούν οι αντιστάσεις και οι επαγωγικές αντιδράσεις των Σχέσεων 4.1 και 4.2. Θα ισχύει:

$$R_{k,\Sigma K\Sigma} = L_{\Sigma K\Sigma} R_L \tag{4.7.α}$$

$$R_{L,AB} = L_{AB} R_L \tag{4.7.β}$$

$$X_{k,\Sigma K\Sigma} = X_M + L_{\Sigma K\Sigma} X_L \tag{4.7.γ}$$

$$X_{L,AB} = L_{AB} X_L \tag{4.7.δ}$$

Οι μονάδες μέτρησης των αντιστάσεων και των επαγωγικών αντιδράσεων είναι τα Ohm, ενώ για το μήκος της γραμμής μεταφοράς χρησιμοποιούνται τα km.

Το επόμενο βήμα είναι ο υπολογισμός ροής φορτίου, ο οποίος αποσκοπεί στην ακριβέστερη εκτίμηση των επιπέδων τάσης στα σημεία κοινής σύνδεσης και σύνδεσης στο δίκτυο, σε όλες τις πιθανές ακραίες λειτουργικές καταστάσεις, συνεκτιμώντας την επίδραση των φορτίων αλλά και των παραγωγών. Ως ακραίες λειτουργικές καταστάσεις θεωρούνται οι τέσσερις παρακάτω:

- Μέγιστο Φορτίο – Ελάχιστη Παραγωγή.
- Μέγιστο Φορτίο – Μέγιστη Παραγωγή.
- Ελάχιστο Φορτίο – Ελάχιστη Παραγωγή.
- Ελάχιστο Φορτίο – Μέγιστη Παραγωγή.

Οι καταστάσεις ελάχιστης και μέγιστης παραγωγής αφορούν στο σύνολο των εγκαταστάσεων παραγωγής που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο, ενώ για την κατάσταση ελάχιστης παραγωγής μπορεί να θεωρηθεί ότι οι εγκαταστάσεις παραγωγής είναι εκτός λειτουργίας.

Στις καταστάσεις μέγιστου και ελάχιστου φορτίου χρησιμοποιούνται οι μέγιστες και ελάχιστες τιμές του υπό εξέταση δικτύου κατά τη διάρκεια ενός έτους. Για παράδειγμα, το ετήσιο ελάχιστο φορτίο μπορεί να αντιστοιχεί στο ημερήσιο ελάχιστο φορτίο κατά τη διάρκεια ενός 24ώρου το Χειμώνα, ενώ το ετήσιο μέγιστο φορτίο στο μέγιστο φορτίο κατά τη διάρκεια ενός θερινού 24ώρου. Αφού λοιπόν υπολογιστεί η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης για τα σημεία κοινής σύνδεσης (Σχέση 4.1) και σύνδεσης στο δίκτυο (Σχέση 4.2) για κάθε μία από τις τέσσερις καταστάσεις, θα επιλεχθούν μονάχα η μέγιστη και ελάχιστη τιμή. Έπειτα, χρησιμοποιώντας αυτές, θα υπολογιστούν η μέση τάση αλλά και η διακύμανση της τάσης.

$$\bar{U} = \frac{U_{\min} + U_{\max}}{2} \tag{4.8}$$

$$\Delta U = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{2} \tag{4.9}$$

Οι τιμές που προκύπτουν από τις Σχέσεις 4.8 και 4.9 συγκρίνονται με τα κατάλληλα όρια και εκτιμούν αν είναι εφικτή ή όχι η σύνδεση του υπό εξέταση αιολικού πάρκου στο δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας.

4.3.2 Υπολογισμός των αργών μεταβολών της τάσης για αποκλειστική γραμμή μεταφοράς

Στην περίπτωση αυτή δεν απαιτείται υπολογισμός ροής φορτίου, αφού η γραμμή είναι αποκλειστική. Αρκεί μόνο ο υπολογισμός της ποσοστιαίας μεταβολής της τάσης για τα σημεία σύνδεσης στο δίκτυο και κοινής σύνδεσης που όπως έχει ήδη ειπωθεί ταυτίζονται (Σχήμα 4.2). Η σχέση που δίνει τη ζητούμενη μεταβολή είναι η παρακάτω:

$$\varepsilon(\%) = \frac{100}{U_n^2}\left[\left(P_n \cdot R_{k,\Sigma\Kappa\Sigma} - Q_n \cdot X_{k,\Sigma\Kappa\Sigma}\right)\right] \tag{4.10}$$

Η σύγκριση της ποσοστιαίας μεταβολής της τάσης που δίνει η Σχέση 4.10 με τα προκαθορισμένα όρια κρίνει την εφικτότητα της σύνδεσης του αιολικού πάρκου στο δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας.

4.4 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΤΑΧΕΩΝ ΜΕΤΑΒΟΛΩΝ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ (ΒΥΘΙΣΕΙΣ ΤΑΣΗΣ)

Σε αυτήν την παράγραφο θα περιγραφεί ο τρόπος υπολογισμού των βυθίσεων της τάσης. Εδώ, δεν χρειάζεται να γίνει διαχωρισμός με βάση το αν η γραμμή μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας είναι αποκλειστική ή όχι. Οι βυθίσεις της τάσης εξαρτώνται μόνο από τη φαινόμενη ισχύ μίας ανεμογεννήτριας και από το συντελεστή μεταβολών της τάσης λόγω χειρισμών. Η βασική σχέση υπολογισμού είναι η παρακάτω:

$$d(\%) = 100 \cdot k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \tag{4.11}$$

Όπου $k_u(\psi_k)$ είναι ο συντελεστής μεταβολών της τάσης λόγω χειρισμών και S_k είναι η φαινόμενη ισχύς στο σημείο του δικτύου που γίνεται η μέτρηση. Προφανώς, το σημείο αυτό θα είναι ή το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο ή το σημείο κοινής σύνδεσης. Η φαινόμενη ισχύς για ένα σημείο x του δικτύου προκύπτει από την παρακάτω σχέση:

$$S_{k,x} = \frac{U_n^2}{Z_{k,x}} \tag{4.12}$$

Η φαινόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας προκύπτει μέσω της ενεργού ισχύος και του συντελεστή ισχύος:

$$S_n = \frac{P_n}{\lambda_n} \tag{4.13}$$

Ως μονάδα μέτρησης της φαινόμενης ισχύος χρησιμοποιούνται τα VA. Έτσι, χρησιμοποιώντας τη Σχέση 4.11, μπορούν να υπολογιστούν οι ταχείες μεταβολές της τάσης και να συγκριθούν με τα προκαθορισμένα όρια. Αν προκύψουν τιμές εντός των ορίων, τότε η σύνδεση του αιολικού πάρκου στο δίκτυο διανομής κρίνεται εφικτή.

4.5 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ FLICKER

Στη συνέχεια ακολουθεί η περιγραφή του τρόπου υπολογισμού των δεικτών του Flicker που προκαλείται από ένα αιολικό πάρκο. Όπως έχει ήδη ειπωθεί υπάρχουν 2 είδη διαταραχής Flicker, αυτή που δημιουργείται κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας του αιολικού πάρκου και αυτή που δημιουργείται εξαιτίας χειρισμών, όπως για παράδειγμα η έναρξη της λειτουργίας μίας ανεμογεννήτριας. Βέβαια, κάθε είδος διαταραχής Flicker χωρίζεται περαιτέρω σε βραχείας διάρκειας ή μακράς διάρκειας, ενώ ο τρόπος υπολογισμού διαφέρει ανάλογα με το είδος και τη χρονική διάρκεια.

Εκτός όμως από τα παραπάνω, εδώ θα πρέπει να υπολογιστούν και τα αντίστοιχα όρια εκπομπής Flicker. Όπως θα δειχθεί στη συνέχεια, αυτά εξαρτώνται από πολλές παραμέτρους που αφορούν το εκάστοτε, υπό εξέταση, αιολικό πάρκο. Η σύγκριση των εκπομπών του Flicker με τα υπολογιζόμενα όρια ορίζουν κατά μία πλευρά την ποιότητα της τάσης και άρα την εφικτότητα της διασύνδεσης ενός αιολικού πάρκου στο δίκτυο διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας.

4.5.1 Δείκτες Flicker κανονικής λειτουργίας

Σε αυτήν την περίπτωση δεν χρειάζεται να γίνει διαχωρισμός με βάση τη χρονική διάρκεια μιας και το βραχείας διάρκειας Flicker κανονικής λειτουργίας μπορεί να θεωρηθεί ίσο με το μακρυπρόθεσμο. Έτσι, για τον δείκτη Flicker θα ισχύει η παρακάτω σχέση:

$$P_{st} \approx P_{lt} = \sqrt{n} \cdot c(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \tag{4.14}$$

Όπου c είναι ο συντελεστής του Flicker κανονικής λειτουργίας και παρέχεται από το πιστοποιητικό δοκιμών της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιείται. Οι δείκτες st και lt που υπάρχουν στην παραπάνω σχέση προέρχονται από τις αγγλικές λέξεις short term (βραχυπρόθεσμος) και long term (μακρυπρόθεσμος) αντίστοιχα.

4.5.2 Δείκτες Flicker χειρισμών

Αρχικά, παρατίθεται η σχέση υπολογισμού του δείκτη Flicker χειρισμών βραχείας διάρκειας. Αυτή είναι η εξής:

$$P_{st} = \sqrt[3]{n} \cdot 18 \cdot N_{10}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \tag{4.15}$$

Όπου N_{10} είναι η συχνότητα των χειρισμών που μπορεί να συμβούν μέσα σε ένα διάστημα 10 λεπτών. Αυτή η μεταβλητή είναι που διαφοροποιεί το βραχυπρόθεσμο Flicker χειρισμών από το μακρυπρόθεσμο. Επίσης, στην παραπάνω σχέση υπάρχει και ο συντελεστής του Flicker χειρισμών, $k_f(\psi_k)$. Παρακάτω, παρουσιάζεται η σχέση υπολογισμού του δείκτη Flicker χειρισμών μακράς διάρκειας:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{n} \cdot 8 \cdot N_{120}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \tag{4.16}$$

Όπου εδώ, ως N_{120} συμβολίζεται η συχνότητα των χειρισμών που μπορούν να συμβούν μέσα σε ένα διάστημα 120 λεπτών. Αφού λοιπόν, με βάση τις παραπάνω σχέσεις, υπολογιστούν οι εκπομπές Flicker ενός αιολικού πάρκου, θα πρέπει να υπολογιστούν και τα αντίστοιχα όρια εκπομπών. Ο τρόπος που γίνεται αυτό περιγράφεται στην παράγραφο που ακολουθεί.

4.5.3 Όρια εκπομπών Flicker

Τα όρια εκπομπών και για τις 2 περίπτωσεις χρονικής διάρκειας είναι τα παρακάτω:

$$G_{Pst} = 0.79 \tag{4.17}$$

$$G_{Plt} = 0.63 \tag{4.18}$$

Συχνά όμως, στο δίκτυο όπου πρόκειται να εγκατασταθεί το υπό εξέταση αιολικό πάρκο, έχουν ήδη συνδεθεί (ή αναμένεται να συνδεθούν) και άλλες εγκαταστάσεις παραγωγών ή καταναλωτών οι οποίες προκαλούν διαταραχή Flicker. Στην περίπτωση αυτή τα συνολικά διαθέσιμα όρια, G_{Pst} και G_{Plt}, πρέπει να κατανεμηθούν μεταξύ των επιμέρους εγκαταστάσεων, ανάλογα με την ονομαστική τους ισχύ. Αυτό γίνεται χρησιμοποιώντας τις σχέσεις:

$$E_{Pst} = G_{Pst} \cdot \sqrt[3]{\frac{P_{n,A}}{P_t}} \tag{4.19}$$

$$E_{Plt} = G_{Plt} \cdot \sqrt[3]{\frac{P_{n,A}}{P_t}} \tag{4.20}$$

Όπου ως, P_t, συμβολίζεται το άθροισμα των ονομαστικών ισχύων των εγκαταστάσεων που έχουν συνδεθεί (ή αναμένεται να συνδεθούν) στο δίκτυο, συμπεριλαμβανομένου και του υπό εξέταση αιολικού πάρκου.

4.6 ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΡΜΟΝΙΚΩΝ

Σε αυτήν την παράγραφο θα περιγραφεί ο τρόπος υπολογισμού των αρμονικών που εκπέμπονται από τις εγκαταστάσεις παραγωγής του αιολικού πάρκου. Όπως έχει ήδη ειπωθεί, οι εκπομπές αυτές μπορούν να προκαλέσουν παραμόρφωση της τάσης και άρα παρενόχληση της λειτουργίας άλλων συσκευών (φορτίων ή στοιχείων) του δικτύου. Όπως και στην περίπτωση της διαταραχής Flicker, πρώτα πρέπει να υπολογιστεί το μέτρο των αρμονικών και στη συνέχεια τα αντίστοιχα όρια. Πριν την περιγραφή όμως των υπολογισμών, θα γίνει λόγος για το φαινόμενο του συντονισμού, καθώς πολλά από τα μεγέθη που πρέπει να υπολογιστούν αναφέρονται σε αυτό. Η εμφάνιση, λοιπόν, συντονισμού συχνότητας, f_r, οφείλεται στην ύπαρξη χωρητικότητας (όπως για παράδειγμα πυκνωτών) στο ζυγό μέσης τάσης του μετασχηματιστή. Αποτέλεσμα αυτού είναι ότι όταν οι αρμονικές έχουν συχνότητα κοντά στη συχνότητα f_r, τότε οι τιμές της λεγόμενης αρμονικής σύνθετης αντίστασης, Z_h, του δικτύου είναι σημαντικά αυξημένες. Το παραπάνω αποτέλεσμα είναι πολύ σημαντικό, γιατί όπως θα δειχθεί στη συνέχεια, η τιμή της Z_h εξαρτάται από τη συχνότητα του συντονισμού.

4.6.1 Υπολογισμός της εκπομπής αρμονικών τάξης *h*

Αρχικά υπολογίζεται η τάξη των αρμονικών συχνότητας συντονισμού, f_r:

$$h_r = \sqrt{\frac{S_{kB}}{Q_c}} \tag{4.21}$$

Όπου, S_{kB}, είναι η ισχύς βραχυκυκλώσεως στο ζυγό μέσης τάσης του μετασχηματιστή και υπολογίζεται μέσω της Σχέσης 4.12 χρησιμοποιώντας την επαγωγική αντίδραση του μετασχηματιστή. Ως, Q_c, συμβολίζεται η συνολική χωρητική ισχύς του δικτύου. Η ισχύς δηλαδή των πυκνωτών που χρησιμοποιούνται για την αντιστάθμιση της άεργου ισχύος.

Στη συνέχεια υπολογίζεται η σύνθετη αρμονική αντίσταση του δικτύου:

$$Z_h = \begin{cases} (k_r X_{kB} + X_{L,x}) \cdot h & h < h_r \\ [X_{L,x} - (2k_r - 3) X_{kB}] \cdot h + 3(k_r - 1) h_r X_{kB} & h_r < h \le 1.5 h_r \\ (X_{kB} + X_{L,x}) \cdot h & h \ge 1.5 h_r \end{cases} \tag{4.22}$$

Στην παραπάνω σχέση ως, h, συμβολίζεται η, προς υπολογισμό, τάξη αρμονικής και ως, $X_{L,x}$, συμβολίζεται η επαγωγική αντίδραση της γραμμής μεταφοράς από το ζυγό μέσης τάσης του μετασχηματιστή έως το σημείο που γίνεται η μέτρηση (δηλαδή το ΣΚΣ ή το ΣΣΔ). Εκτός από τα παραπάνω, στη Σχέση 4.22

υπάρχει και ο συντελεστής συντονισμού του δικτύου, k_r. Τυπικές τιμές του συγκεκριμένου συντελεστή κυμαίνονται μεταξύ του διαστήματος 2 έως 5, με την τιμή 5 να θεωρείται ως η δυσμενέστερη περίπτωση.

Τώρα, θα πρέπει να υπολογιστούν το ονομαστικό ρεύμα μίας ανεμογεννήτριας, I_n και το αρμονικό ρεύμα της, προς υπολογισμό, αρμονικής τάξης, I_h. Για το πρώτο θα ισχύει:

$$I_n = \frac{S_{n,A}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \tag{4.23}$$

Ενώ το αρμονικό ρεύμα παρέχεται στο πιστοποιητικό δοκιμών των προς εγκατάσταση ανεμογεννητριών, ως ποσοστό του ονομαστικού ρεύματος. Η μονάδα μέτρησης για το ρεύμα είναι τα Amber. Όμως, τα παραπάνω ισχύουν μόνο για μία ανεμογεννήτρια. Στην περίπτωση ενός αιολικού πάρκου χρησιμοποιείται η παρακάτω σχέση:

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[a]{n} \cdot I_h \tag{4.24}$$

Όπου ο εκθέτης, a, εξαρτάται από την τάξη της αρμονικής που πρόκειται να υπολογιστεί και δίνεται από τον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 1.1: εκθέτης άθροισης των αρμονικών συνιστωσών

Τάξη, h	Εκθέτης, a
$h < 5$	1
$5 \le h < 10$	1.4
$h > 10$	2

Τέλος, θα υπολογιστεί η αρμονική συνιστώσα της τάσης, η οποία στη συνέχεια θα συγκριθεί με το αντίστοιχο όριο. Η σχέση υπολογισμού είναι η παρακάτω:

$$V_h = \frac{Z_h \cdot I_{h,\Sigma}}{(U_n / \sqrt{3})} \tag{4.25}$$

4.6.2 Υπολογισμός των ορίων αρμονικής παραμόρφωσης

Για την περίπτωση που το αιολικό πάρκο συνδέεται μέσω αποκλειστικής γραμμής με τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ, τα όρια εκπομπής αρμονικών, G_h, υπάρχουν πινακοποιημένα και παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 5. Όμως, εδώ θα εξεταστεί και η περίπτωση όπου αναμένεται να συνδεθεί (ή έχει ήδη συνδεθεί) και κάποιος άλλος

παραγωγός ή καταναλωτής. Έτσι, η σχέση υπολογισμού του ορίου θα έχει την εξής μορφή:

$$E_h = G_h \cdot \sqrt{\frac{P_{n,A}}{P_t}} \tag{4.26}$$

Όπου, όπως ειπώθηκε πριν, G_h, είναι το επιτρεπόμενο όριο αρμονικής παραμόρφωσης τάξης, h,εξαιτίας του υπό εξέταση αιολικού πάρκου στο συνολό του.

4.7 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[4.1] Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου, «Σύνδεση Εγκαταστάσεων Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σεπτέμβριος 2003.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΟΡΙΑ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο 4 υπολογίστηκαν όλες οι παράμετροι ποιότητας της τάσης. Το επόμενο βήμα είναι η σύγκριση των τιμών που προκύπτουν από τους υπολογισμούς με τα αντίστοιχα όρια που παρέχονται από τα διεθνή πρότυπα. Σκοπός λοιπόν του κεφαλαίου αυτού είναι η παρουσίαση αυτών των ορίων, όπως δίνονται από τα διάφορα διεθνή πρότυπα (EN 50160 ή IEC 61000).

5.2 ΟΡΙΑ ΤΩΝ ΑΡΓΩΝ ΜΕΤΑΒΟΛΩΝ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

Όπως έχει ήδη ειπωθεί, οι αργές μεταβολές της τάσης δεν πρέπει να ξεπερνούν το ±10% της ονομαστικής τιμής της τάσης κατά το 95% του χρόνου μέτρησης. Όμως, στην περίπτωση που οι υπολογισμοί έχουν γίνει με τη διαδικασία που περιγράφεται στην παράγραφο 4.3 το παραπάνω όριο δεν είναι εφαρμόσιμο. Έτσι, ισχύουν οι παρακάτω κανόνες:

- Η μέση τιμή της τάσης σε κάποιο σημείο του δικτύου (ΣΣΔ ή ΣΚΣ) δεν πρέπει να αποκλίνει άνω του ±5% από την ονομαστική. Η μέση τάση υπολογίζεται από τη Σχέση 4.8.
- Η διακύμανση της τάσης περί τη μέση τιμή δεν πρέπει να υπερβαίνει το ±3% της ονομαστικής τάσης. Η διακύμανση της τάσης υπολογίζεται από τη Σχέση 4.9.

Το όριο ±5% της μέσης τιμής συνδέεται με το γεγονός ότι οι μετασχηματιστές διανομής διαθέτουν ρυθμιζόμενες λήψεις -5% έως +5%, με βήμα 2.5% και συνεπώς μπορούν να αντισταθμίσουν τέτοιες αποκλίσεις της τάσης πρωτεύοντος. Ο περιορισμός του ±3% όσον αφορά τη διακύμανση περί τη μέση τιμή επιβάλλεται έτσι ώστε να διασφαλίζεται η διατήρηση της τάσης εντός των ορίων κατά μήκος του δικτύου που τροφοδοτεί ο μετασχηματιστής διανομής. Λαμβάνοντας υπόψη τη μέση τιμή και τη διακύμανση της τάσης είναι προφανές ότι αποκλίσεις άνω του ±8% δεν είναι αποδεκτές [5.2].

5.3 ΟΡΙΑ ΤΩΝ ΤΑΧΕΩΝ ΜΕΤΑΒΟΛΩΝ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

Στην παράγραφο 4.4 υπολογίστηκαν οι ταχείες μεταβολές της τάσης. Εδώ παρουσιάζονται τα αντίστοιχα όρια που εξαρτώνται από την αναμενόμενη συχνότητα χειρισμών, r.

Πίνακας 5.1: μέγιστη επιτρεπόμενη βύθιση της τάσης.

Συχνότητα χειρισμών, r (h^{-1}: ανά ώρα)	Επιτρεπόμενη μεταβολή, $d(\%)$
$r > 10\ h^{-1}$	$\leq 2\%$
$1\ h^{-1} < r \leq 10\ h^{-1}$	$\leq 3\%$
$r \leq 1\ h^{-1}$	$\leq 4\%$

Η συνηθέστερη περίπτωση είναι αυτή που υποθέτει ότι η αναμενόμενη συχνότητα χειρισμών βρίσκεται στο διάστημα $1\ h^{-1} < r \leq 10\ h^{-1}$. Άρα, το σύνηθες όριο των βυθίσεων της τάσης είναι το 3%.

Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι αργές και οι ταχείες μεταβολές της τάσης δεν συμβαίνουν ανεξάρτητα μεταξύ τους. Η δυσμενέστερη περίπτωση συμβαίνει όταν εξαιτίας των αργών μεταβολών, η τάση έχει λάβει τη χαμηλότερη της τιμή αλλά ταυτόχρονα υπάρχει και μία βύθιση της τάσης, εξαιτίας κάποιου χειρισμού. Όταν συμβαίνει κάτι τέτοιο η αντίστοιχη τιμή των μεταβολών πρέπει να είναι μικρότερη του 8% της ονομαστικής [5.1].

5.4 ΟΡΙΑ ΕΚΠΟΜΠΩΝ FLICKER

Γενικά, η ένταξη ενός αιολικού πάρκου σε ένα δίκτυο γίνεται θεωρώντας κάποια όρια σχεδιασμού. Οι ενδεικτικές τιμές αυτών των ορίων, όπως προτείνονται από το πρότυπο IEC 61000, παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.2.

Πίνακας 5.2: ενδεικτικές τιμές ορίων σχεδιασμού.

$L_{P_{st}}$	0.9
$L_{P_{lt}}$	0.7

Από τα όρια σχεδιασμού και με κατάλληλες διαδικασίες, που ωστόσο δεν θα αναφερθούν εδώ, προκύπτουν τα όρια που παρουσιάστηκαν στην παράγραφο 4.5.3. Αυτά είναι τα εξής:

$$G_{Pst} = 0.79$$
$$G_{Plt} = 0.63$$

Έπειτα, με τη γνωστή από την παράγραφο 4.5.3 διαδικασία προκύπτουν τα επιμερισμένα όρια E_{Pst} και E_{Plt}.

Όμως, στα παραπάνω πρέπει να ληφθούν υπόψην οι χαμηλές τιμές των ορίων που προκύπτουν για εγκαταστάσεις μικρής ισχύος. Στην περίπτωση δηλαδή που η φαινόμενη ισχύς ενός αιολικού πάρκου $S_{n,A}$ είναι πολύ μικρότερη από τη συνολική φαινόμενη ισχύ όλων των παραγωγών που αναμένεται να συνδεθούν ή έχουν ήδη συνδεθεί, S_t. Τότε, χρησιμοποιούνται οι εξής ελάχιστες τιμές [5.1]:

Πίνακας 5.3: ελάχιστες τιμές ορίων Flicker μίας εγκατάστασης.

$E_{P_{st}} \geq$	0.35
$E_{P_{lt}} \geq$	0.25

Τέλος, αν η εκτίμηση του διαθέσιμου ορίου με τις μέχρι τώρα μεθόδους, δεν είναι εφικτή, τότε συνίσταται η εφαρμογή των παρακάτω ορίων:

Πίνακας 5.4: τιμές ορίων Flicker γενικής εφαρμογής.

$E_{P_{st}}$	0.60
$E_{P_{lt}}$	0.45

5.5 ΟΡΙΑ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΡΜΟΝΙΚΩΝ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

Κατά την εξέταση της δυνατότητας σύνδεσης μίας ανεμογεννήτριας σε ένα δίκτυο θα πρέπει να εξασφαλίζεται ότι η προκύπτουσα συνολική αρμονική παραμόρφωση της τάσης, δεν υπερβαίνει τα όρια του Πίνακα 5.5.

Πίνακας 5.5: όρια αρμονικής τάσης μίας ανεμογεννήτριας.

Περιττές αρμονικές $\neq 3k$		Περιττές αρμονικές $= 3k$		Άρτιες αρμονικές	
Τάξη, h	Αρμονική τάση (% της ονομαστικής)	Τάξη, h	Αρμονική τάση (% της ονομαστικής)	Τάξη, h	Αρμονική τάση (% της ονομαστικής)
5	5	3	4	2	2
7	4	9	1.2	4	1
11	3	15	0.3	6	0.5
13	2.5	21	0.2	8	0.4
17	1.6	>21	0.2	10	0.4
19	1.2			12	0.2
23	1.2			>12	0.2
25	1.2				
>25	$0.2+0.5\cdot(25/h)$				

Οι τιμές που δίνονται στον Πίνακα 5.5 προέρχονται από το πρότυπο IEC 61000. Στις περισσότερες όμως των περιπτώσεων σε ένα δίκτυο συνδέεται ένα αιολικό πάρκο και όχι μία ανεμογεννήτρια. Έτσι, θα πρέπει να χρησιμοποιούνται τα αντίστοιχα όρια που περιλαμβάνονται στον Πίνακα 5.6 και που αφορούν σε μία εγκατάσταση παραγωγής στο συνολό της [5.1].

Πίνακας 5.6: συνολικό όριο αρμονικής παραμόρφωσης της τάσης, G_h .

Τάξη, h	Όρια, G_h ,των αρμονικών της τάσης (% της ονομαστικής).	Τάξη, h	Όρια, G_h ,των αρμονικών της τάσης (% της ονομαστικής).
2	0.40	22	0.12
3	2.40	23	1.06
4	0.20	24	0.12
5	4.25	25	1.06
6	0.20	26	0.12
7	3.17	27	0.12
8	0.16	28	0.12
9	0.66	29	0.38
10	0.16	30	0.12
11	2.75	31	0.26
12	0.12	32	0.12
13	2.19	33	0.12
14	0.12	34	0.12
15	0.18	35	0.33
16	0.12	36	0.12
17	1.39	37	0.32
18	0.12	38	0.12
19	0.89	39	0.12
20	0.12	40	0.12
21	0.12		

Τα όρια του Πίνακα 5.6 θα πρέπει να χρησιμοποιούνται κατά την εφαρμογή της Σχέσης 4.26 της παραγράφου 4.2.6. Επίσης, θα πρέπει να σημειωθεί ότι κατά τους υπολογισμούς μπορεί να προκύψουν τιμές των ορίων μικρότερες του 0.1%. Αυτές θεωρούνται υπερβολικά αυστηρές και θα πρέπει να αντικαθιστώνται από την τιμή 0.1% [5.1].

5.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[5.1] Σταύρος Αθ. Παπαθανασίου, «Σύνδεση Εγκαταστάσεων Παραγωγής στα Δίκτυα Διανομής», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σεπτέμβριος 2003.

[5.2] Standard EN 50160, "Power Quality Application Guide", Copper Development Association.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

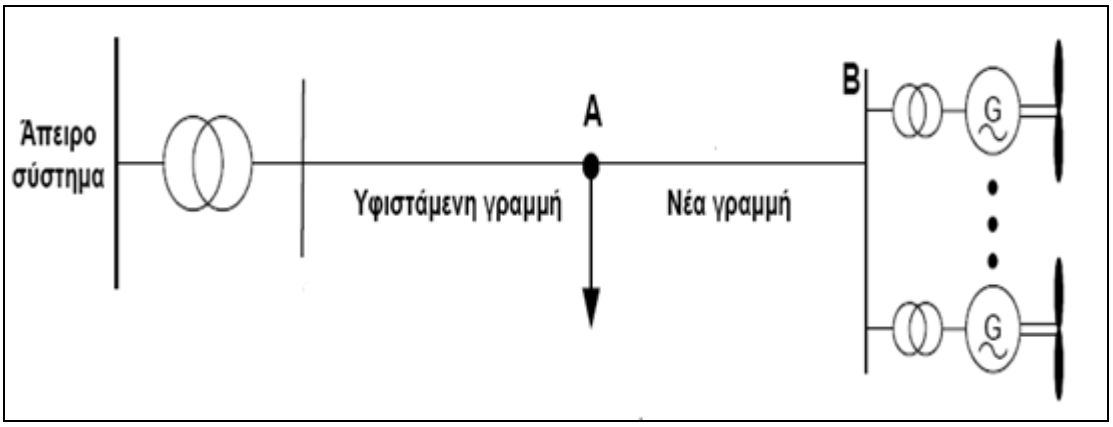
ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ

6.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται το λογισμικό που υπολογίζει τις τέσσερις βασικές παραμέτρους ποιότητας της τάσης, σύμφωνα με όσα περιγράφηκαν στο Κεφάλαιο 4. Βασικό χαρακτηριστικό του εν λόγω λογισμικού είναι ότι μπορεί να κάνει υπολογισμούς για 2 διαφορετικές περιπτώσεις δικτύων διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Η πρώτη είναι αυτή που υπάρχει μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας (μονογραμμικό διάγραμμα του Σχήματος 4.1) και η δεύτερη αυτή που υπάρχει αποκλειστική γραμμή (μονογραμμικό διάγραμμα του Σχήματος 4.2). Επίσης, έχει γίνει η παραδοχή ότι όλες οι ανεμογεννήτριες του υπό εξέταση αιολικού πάρκου είναι όμοιες με ίση ονομαστική ισχύ και συντελεστή ισχύος. Στη συνέχεια, γίνεται η περιγραφή των αρχείων εισόδου και των αποτελεσμάτων του λογισμικού για κάθε μία από τις προαναφερθείσες περιπτώσεις. Η γλώσσα προγραμματισμού που χρησιμοποιήθηκε είναι αυτή της Matlab.

6.2 ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ ΓΙΑ ΜΗ ΑΠΟΚΛΕΙΣΤΙΚΗ ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, το κομμάτι του λογισμικού που αφορά μία μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, χρησιμοποιεί το μονογραμμικό διάγραμμα του Σχήματος 4.1. Για λόγους πληρότητας αυτό παρουσιάζεται ξανά εδώ.



Σχήμα 6.1: μονογραμμικό διάγραμμα για μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς.

Τα δεδομένα εισόδου για τους υπολογισμούς εισάγονται σε 5 διαφορετικά αρχεία εισόδου (M-files). Το πρώτο με όνομα WindTurbine.m περιλαμβάνει τα χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας, όπως αυτά δίνονται από το ανάλογο πιστοποιητικό δοκιμών, καθώς και κάποιες παραμέτρους που αφορούν το αιολικό πάρκο. Όπως έχει ήδη ειπωθεί, εδώ γίνεται η παραδοχή ότι όλες οι ανεμογεννήτριες του πάρκου είναι όμοιες. Σύμφωνα με τα παραπάνω, το αρχείο WindTurbine.m περιλαμβάνει τα εξής:

1. Ονομαστική ενεργός ισχύς της ανεμογεννήτριας, P_n, σε kW.
2. Μέγιστη πραγματική ισχύς, P_{mc}, σε kW.
3. Συντελεστής ισχύος ανεμογεννήτριας, λ_n.
4. Μέγιστος συντελεστής ισχύος ανεμογεννήτριας, λ_{mc}.
5. Συντελεστής μεταβολών της τάσης λόγω χειρισμών, k_u.
6. Συντελεστής Flicker κανονικής λειτουργίας, c.
7. Συντελεστής Flicker λόγω χειρισμών, k_f.
8. Συχνότητα χειρισμών σε διάστημα 10 λεπτών, N_{10}.
9. Συχνότητα χειρισμών σε διάστημα 2 ωρών, N_{120}.
10. Αριθμός ανεμογεννητριών του αιολικού πάρκου, n.
11. Όριο εκπομπής Flicker βραχείας διάρκειας, $G_{P_{st}}$.
12. Όριο εκπομπής Flicker μακράς διάρκειας, $G_{P_{lt}}$.

Το επόμενο αρχείο με όνομα Transformer.m περιλαμβάνει τα χαρακτηριστικά του μετασχηματιστή. Αυτά είναι:

1. Αντίδραση βραχυκύκλωσης σε ποσοστό επί τοις 100.
2. Ισχύς του μετασχηματιστή, S_M, σε MVA.
3. Ονομαστική τάση του μετασχηματιστή, U_n, σε kV (συνήθως U_n=20 kV).

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το αρχείο Load.m που περιλαμβάνει τα χαρακτηριστικά του φορτίου που συνδέεται στο σημείο κοινής σύνδεσης (Α). Αυτά είναι:

1. Ελάχιστη φαινόμενη ισχύς του φορτίου, $S_{L,\min}$, σε MVA.
2. Μέγιστη φαινόμενη ισχύς του φορτίου, $S_{L,\max}$, σε MVA.
3. Επαγωγικός συντελεστής του φορτίου.

Το αρχείο με όνομα Line.m περιλαμβάνει τα χαρακτηριστικά της γραμμής μεταφοράς. Αυτά είναι:

1. Μήκος της γραμμής μέχρι το σημείο κοινής σύνδεσης (Α) σε km.
2. Μήκος της γραμμής από το σημείο κοινής σύνδεσης μέχρι το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο (Β) σε km.

3. Ωμική αντίσταση της γραμμής, R_L, σε Ω/km.
4. Επαγωγική αντίδραση της γραμμής, X_L, σεΩ/km.

Το τελευταίο αρχείο με όνομα Harmonics.m περιλαμβάνει στοιχεία που είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό των αρμονικών της τάσης. Αυτά είναι:

1. Τάξη αρμονικής προς υπολογισμό, h.
2. Αρμονική ρεύματος εξόδου, I_h, (ποσοστό επί του ονομαστικού).
3. Άεργος ισχύς πυκνωτή, Q_c, σε MVAr.
4. Συντελεστής αρμονικού συντονισμού, k_r.
5. Όριο αρμονικής παραμόρφωσης, G_h.

Στη συνέχεια, χρησιμοποιώντας το αρχείο Voltage.m παράγονται τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο.
- Ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο.
- Δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Δείκτης Flicker βραχείας διάρκειας λόγω χειρισμών στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Δείκτης Flicker μακράς διάρκειας λόγω χειρισμών στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Οριακή τιμή βραχείας διάρκειας του flicker.
- Οριακή τιμή μακράς διάρκειας του flicker.
- Αρμονική συνιστώσα της τάσης (της τάξης που επιλέχθηκε).
- Οριακή τιμή αρμονικής παραμόρφωσης της τάσης.

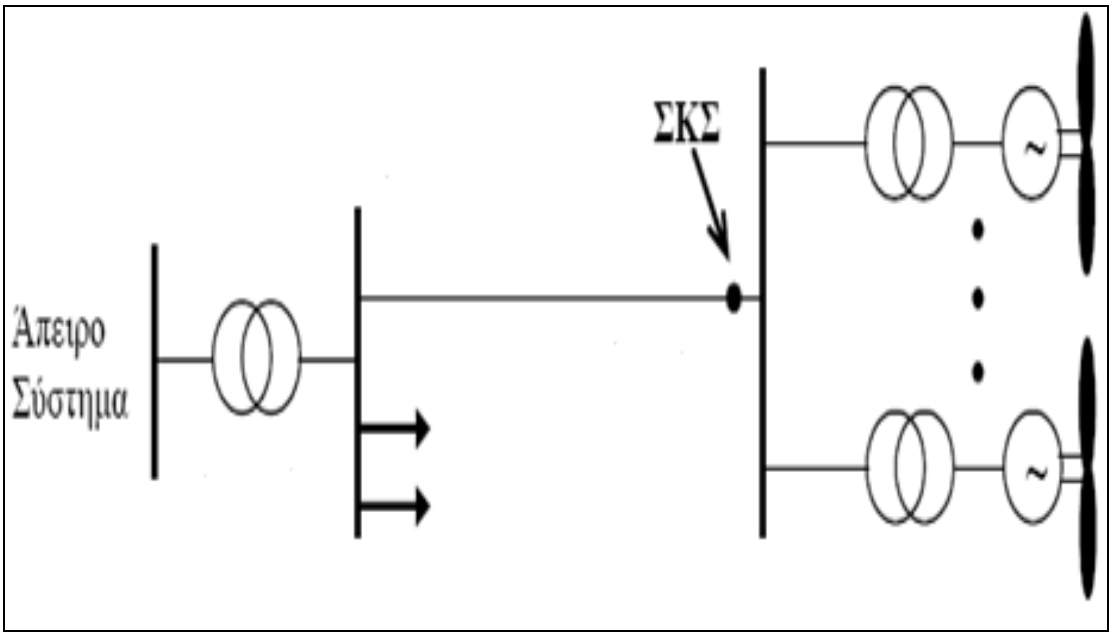
Τα παραπάνω αποτελέσματα συγκρίνονται με τα αντίστοιχα όρια που παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 5, έτσι ώστε να κριθεί η εφικτότητα σύνδεσης ενός, υπό εξέταση, αιολικού πάρκου στο εκάστοτε δίκτυο.

6.3 ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ ΓΙΑ ΑΠΟΚΛΕΙΣΤΙΚΗ ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

Όταν το υπό εξέταση αιολικό πάρκο συνδέεται με αποκλειστική γραμμή μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, τότε χρησιμοποιείται το μονογραμμικό διάγραμμα του Σχήματος 4.2.

Γενικά, τα δεδομένα εισόδου του λογισμικού για αυτήν την περίπτωση είναι όμοια με αυτά της μη αποκλειστικής γραμμής μεταφοράς. Προφανώς όμως, το αρχείο Load.m εδώ δεν χρειάζεται, αφού δεν παρεμβάλλεται κάποιο φορτίο μεταξύ του μετασχηματιστή και του αιολικού πάρκου. Επίσης, επειδή τα σημεία κοινής σύνδεσης

και σύνδεσης στο δίκτυο ταυτίζονται, δεν υφίσταται απόσταση μεταξύ τους. Άρα, στο αρχείο Line.m, πρέπει η εν λόγω απόσταση να τεθεί ίση με το μηδέν.



Σχήμα 6.2: μονογραμμικό διάγραμμα για αποκλειστική γραμμή μεταφοράς.

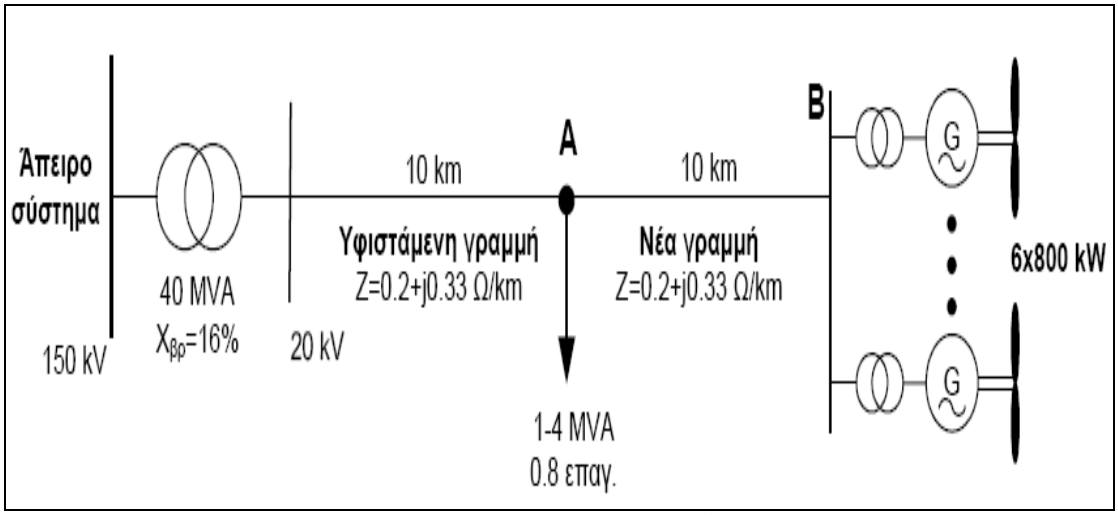
Το αρχείο που περιέχει τον κύριο κώδικα είναι το Voltage1.m. Με χρήση αυτού παράγονται τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Δείκτης Flicker βραχείας διάρκειας λόγω χειρισμών στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Δείκτης Flicker μακράς διάρκειας λόγω χειρισμών στο σημείο κοινής σύνδεσης.
- Οριακή τιμή βραχείας διάρκειας του flicker.
- Οριακή τιμή μακράς διάρκειας του flicker.
- Αρμονική συνιστώσα της τάσης (της τάξης που επιλέχθηκε).
- Οριακή τιμή αρμονικής παραμόρφωσης της τάσης.

6.4 ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑΤΑ ΧΡΗΣΗΣ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ

Παράδειγμα 1^{ο} :

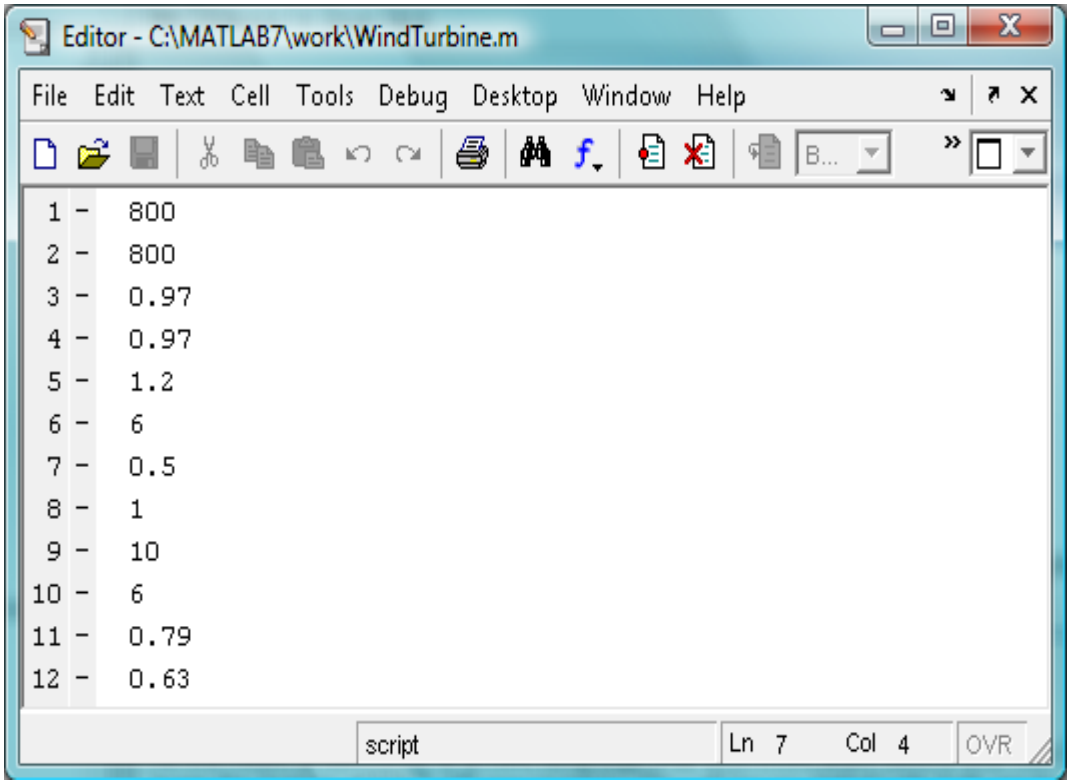
Στο πρώτο παράδειγμα θα εξεταστεί η εφικτότητα σύνδεσης ενός αιολικού πάρκου με συγκεκριμένα χαρακτηριστικά, στο δίκτυο του Σχήματος 6.3.



Σχήμα 6.3: μονογραμμικό διάγραμμα 1ου παραδείγματος.

Αρχικά, πρέπει να συμπληρωθούν τα κατάλληλα δεδομένα στα αρχεία εισόδου. Η σωστή συμπλήρωση προϋποθέτει ότι όλα τα δεδομένα θα εισαχθούν με τη σειρά που εμφανίζονται στην παράγραφο 6.2. Για καλύτερη κατανόηση, θα παρουσιαστούν όλα τα αρχεία όπως ακριβώς φαίνονται στη Matlab.

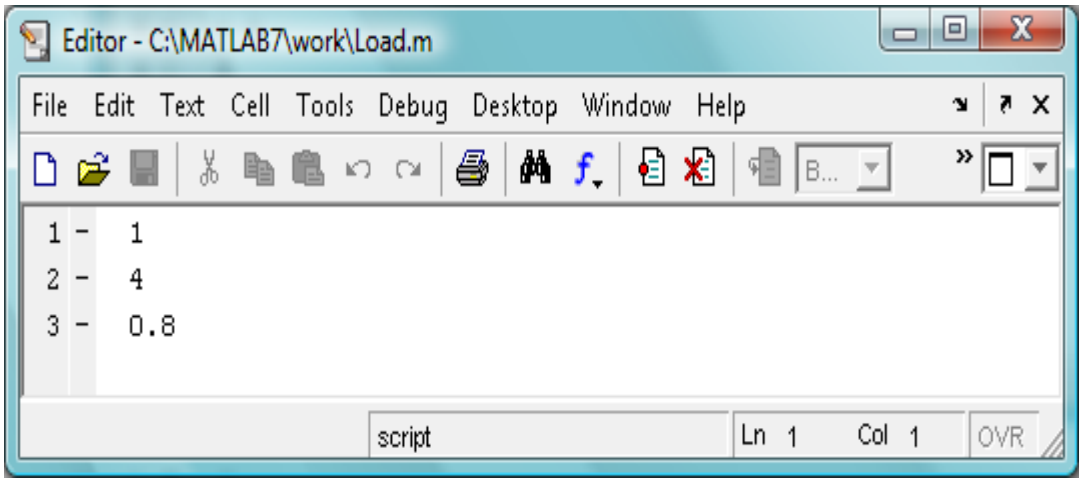
Αρχείο ***WindTurbine.m****:*



Εικόνα 6.1: μορφή αρχείου WindTurbine.m στη Matlab.

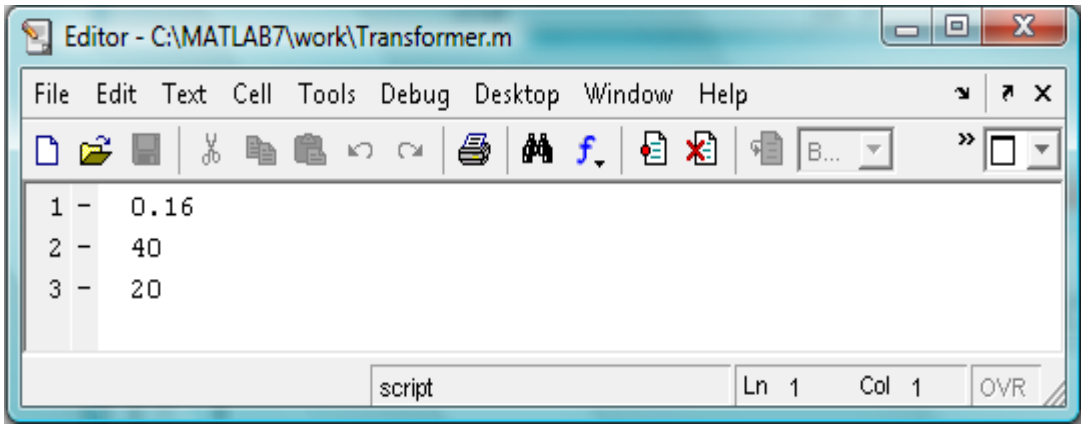
Οι τιμές για τα όρια εκπομπής Flicker μακράς και βραχείας διάρκειας δίνονται από τις Σχέσεις 4.17 και 4.18.

*Αρχείο **Load.m**:*



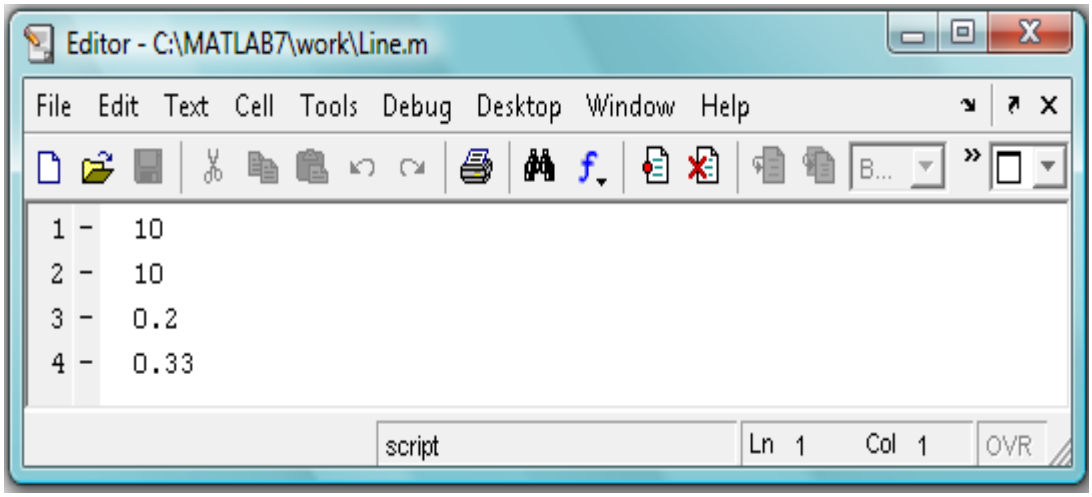
Εικόνα 6.2: μορφή αρχείου Load.m στη Matlab.

*Αρχείο **Transformer.m**:*



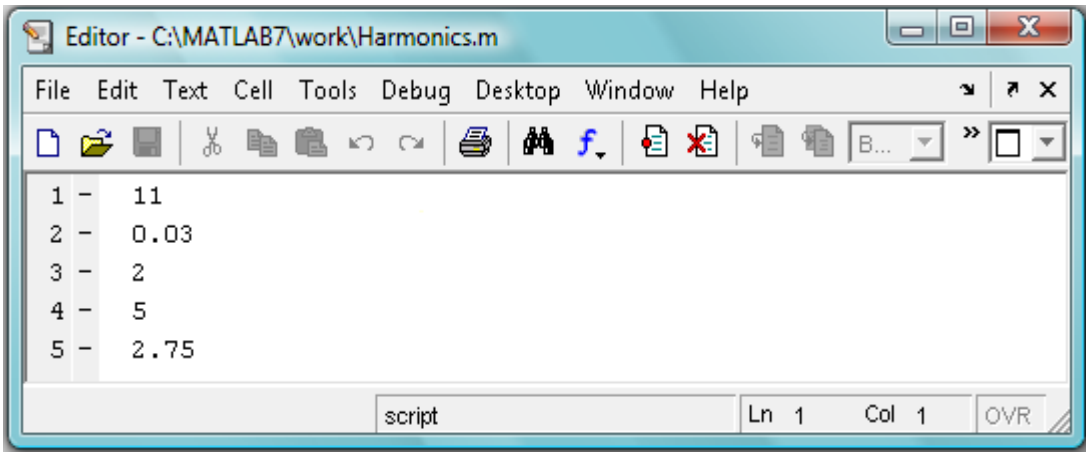
Εικόνα 6.3: μορφή αρχείου Transformer.m στη Matlab.

*Αρχείο **Line.m**:*



Εικόνα 6.4: μορφή αρχείου Line.m στη Matlab.

*Αρχείο **Harmonics.m**:*



Εικόνα 6.5: μορφή αρχείου Harmonics.m στη Matlab.

Όπως φαίνεται από τα δεδομένα του Αρχείου Harmonics.m η τάξη των αρμονικών που υπολογίζεται είναι η 11η. Το αντίστοιχο όριο για αυτήν την τάξη δίνεται στον Πίνακα 5.6 του 5ου Κεφαλαίου, ενώ, όπως έχει ήδη ειπωθεί, ο συντελεστής αρμονικού συντονισμού λαμβάνει τιμές μεταξύ του 2 και του 5. Εδώ έχει επιλεχθεί η τιμή 5.

Αφού έχουν τοποθετηθεί όλα τα δεδομένα στα αρχεία εισόδου, μπορεί πλέον να χρησιμοποιηθεί το αρχείο Voltage.m που περιέχει τον κύριο κώδικα. Τα αποτελέσματα για το δίκτυο του πρώτου παραδείγματος είναι τα ακόλουθα:

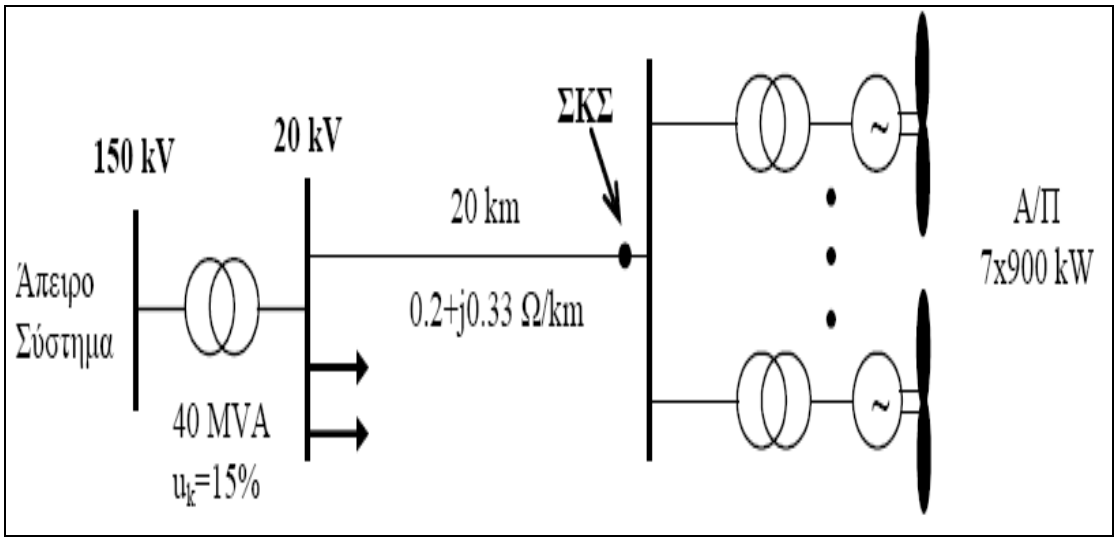
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.17%.
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.87%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.31%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.26%.
- Ο δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 0.16.
- Ο δείκτης Flicker βραχείας διάρκειας λόγω χειρισμών στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 0.18.
- Ο δείκτης Flicker μακράς διάρκειας λόγω χειρισμών στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 0.16.
- Η οριακή τιμή βραχείας διάρκειας του Flicker είναι 0.54.
- Η οριακή τιμή μακράς διάρκειας του Flicker είναι 0.43.
- Η αρμονική παραμόρφωση της τάσης 11ης τάξης είναι 2.4%.
- Το όριο αρμονικής παραμόρφωσης της τάσης είναι 1.56%.

Όπως παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 5, το όριο των αργών και ταχέων μεταβολών της τάσης είναι 3%. Για την περίπτωση του αιολικού πάρκου που εξετάζεται σε αυτό το παράδειγμα, δεν παρατηρείται καμμία παραβίαση. Επίσης, δεν παρατηρείται καμμία παραβίαση των ορίων που αφορούν τις εκπομπές Flicker. Όμως, οι αρμονικές της 11ης τάξης ξεπερνούν κατά πολύ το αντίστοιχο όριο. Άρα, η

σύνδεση του υπό εξέταση αιολικού πάρκου στο δίκτυο του Σχήματος 6.3 κρίνεται ανεφικτή και πρέπει να γίνουν διορθωτικές ενέργειες.

Παράδειγμα 2ο :

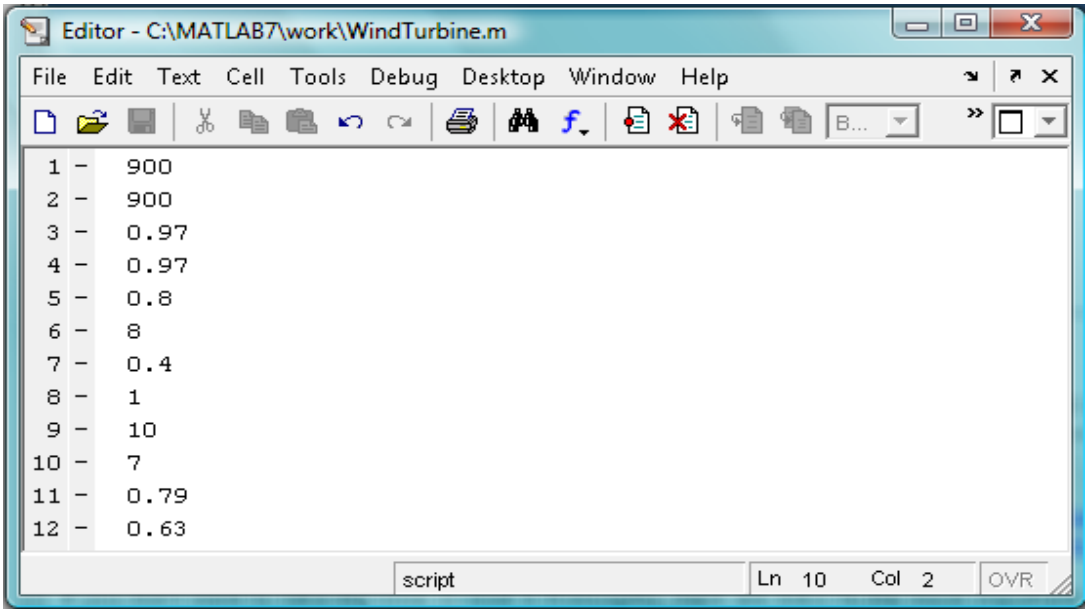
Στο δεύτερο παράδειγμα εξετάζεται η δυνατότητα σύνδεσης ενός αιολικού πάρκου στο δίκτυο του Σχήματος 6.4, όπου υπάρχει αποκλειστική γραμμή μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 6.4: μονογραμμικό διάγραμμα 2ου παραδείγματος.

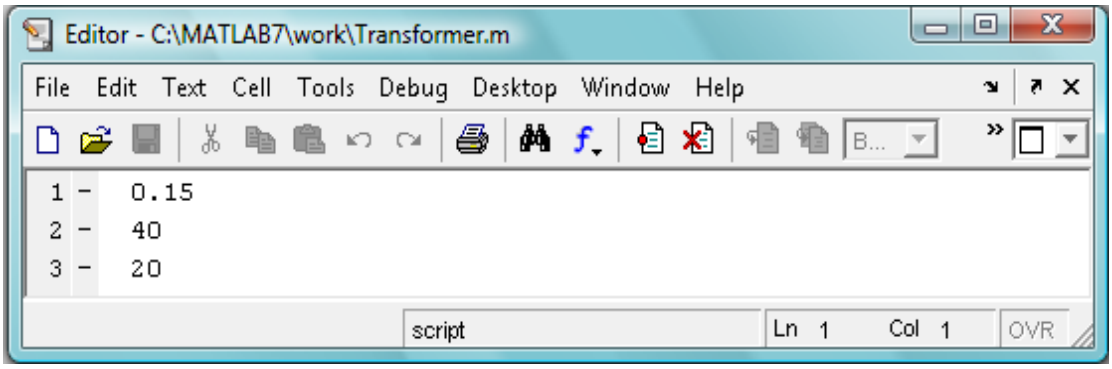
Όπως και στο πρώτο παράδειγμα, στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αρχεία εισόδου όπως ακριβώς φαίνονται στη Matlab.

*Αρχείο **WindTurbine.m**:*



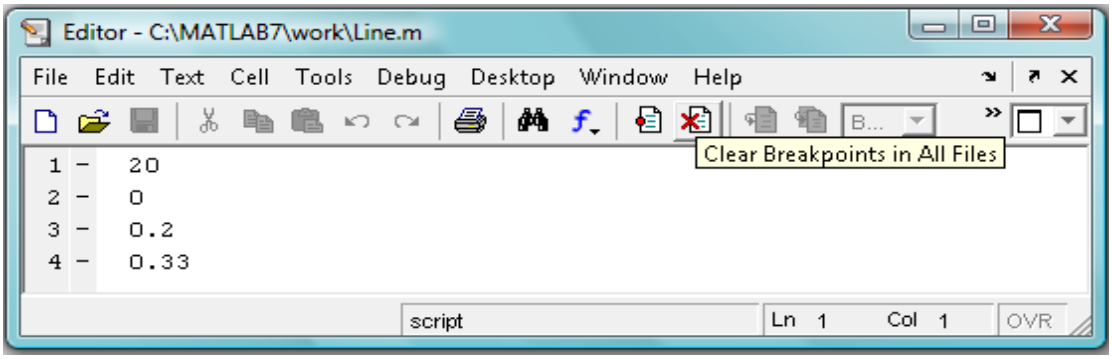
Εικόνα 6.6: μορφή αρχείου WindTurbine.m στη Matlab.

*Αρχείο **Transformer.m**:*



Εικόνα 6.7: μορφή αρχείου Transformer.m στη Matlab.

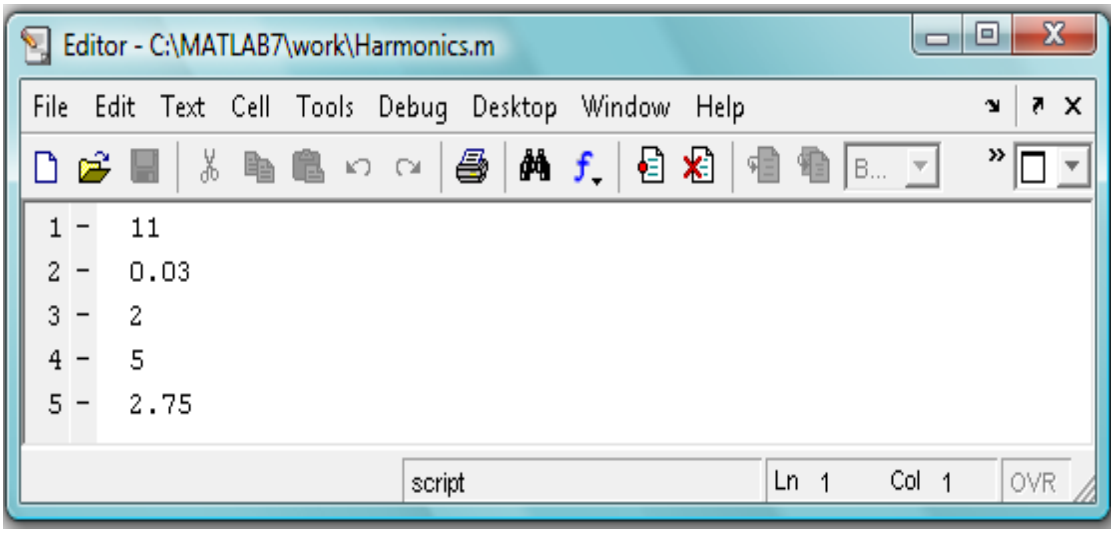
*Αρχείο **Line.m**:*



Εικόνα 6.8: μορφή αρχείου Line.m στη Matlab.

Όπως φαίνεται στη δεύτερη γραμμή του αρχείου Line.m, η απόσταση μεταξύ του σημείου κοινής σύνδεσης και σύνδεσης στο δίκτυο τίθεται ίση με 0.

*Αρχείο **Harmonics.m**:*



Εικόνα 6.9: μορφή αρχείου Harmonics.m στη Matlab.

Στη συνέχεια, χρησιμοποιώντας το αρχείο Voltage1.m παράγονται τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 3.10%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.68%.
- Ο δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 0.44.
- Ο δείκτης Flicker βραχείας διάρκειας λόγω χειρισμών στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 0.29.
- Ο δείκτης Flicker μακράς διάρκειας λόγω χειρισμών στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 0.26.
- Η οριακή τιμή βραχείας διάρκειας του Flicker είναι 0.57.
- Η οριακή τιμή μακράς διάρκειας του Flicker είναι 0.46.
- Η αρμονική παραμόρφωση $11^{ης}$ τάξης της τάσης είναι 2.85%.
- Το όριο αρμονικής παραμόρφωσης είναι 1.71%.

Εδώ, παρατηρείται παραβίαση σε 2 σημεία. Πρώτον, οι αργές μεταβολές της τάσης λαμβάνουν τιμές μεγαλύτερες από το όριο (3.10% > 3%) και δεύτερον η αρμονική παραμόρφωση της τάσης είναι μεγαλύτερη από την επιτρεπτή. Άρα, πριν από τη σύνδεση του εν λόγω αιολικού πάρκου πρέπει να γίνουν διορθωτικές ενέργειες. Βέβαια, πρέπει να σημειωθεί ότι η τιμή που δώθηκε στον αρμονικό συντελεστή συντονισμού είναι αρκετά αυστηρή. Στην πράξη, τιμές μεταξύ του 2 και του 3 είναι πιο ρεαλιστικές.

Παράδειγμα $3^{ο}$:

Στο $3^{ο}$ παράδειγμα θα χρησιμοποιηθούν τα δεδομένα και το δίκτυο του $1^{ου}$ παραδείγματος (Σχήμα 6.3). Όμως, θα γίνονται αλλαγές σε κάποια από τα δεδομένα για να δειχθεί πως επηρεάζονται οι παράμετροι ποιότητας της τάσης.

Αρχικά, θα προστεθεί στο αιολικό πάρκο άλλη μια ανεμογεννήτρια ίδιας ισχύος (δηλαδή σύνολο 7 ανεμογεννήτριες). Με χρήση του λογισμικού προκύπτει ένα ενδιαφέρον αποτέλεσμα:

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.24%.
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 3.05%.

Παρατηρείται η παραβίαση του ορίου των αργών μεταβολών της τάσης για το σημείο σύνδεσης στο δίκτυο.

Το ίδιο αποτέλεσμα προκύπτει αν χρησιμοποιηθούν 6 ανεμογεννήτριες με ονομαστική ισχύ 900 kW:

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.22%.

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 3.01%.

Αν τώρα χρησιμοποιηθούν 4 ανεμογεννήτριες των 1200 kW, έτσι ώστε η συνολική ισχύς να παραμείνει ως έχει ($4 \cdot 1200\,kW = 6 \cdot 800\,kW$), προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.17%.
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.87%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.96%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 3.38%.

Αν και οι αργές μεταβολές της τάσης είναι εντός των ορίων, παρατηρείται παραβίαση για την ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο.

Στη συνέχεια, θα χρησιμοποιηθούν ξανά 7 ανεμογεννήτριες των 800 kW αλλά με συντελεστή ισχύος ίσο με 0.95 (δηλαδή μικρότερη από την αρχική τιμή που είναι ίση με 0.97). Τα αποτελέσματα είναι τα παρακάτω:

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.98%.
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.61%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.38%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.31%.

Σε αυτή την περίπτωση δεν παρατηρείται παραβίαση των ορίων. Το ίδιο συμπέρασμα προκύπτει για την περίπτωση των 6 ανεμογεννητριών με ισχύ 900 kW και συντελεστή ισχύος 0.95:

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.97%.
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.60%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.50%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.60%.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΕΠΙΛΟΓΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΩΝ ΓΙΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ

7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Για την επίτευξη βέλτιστης ποιότητας τάσης πρέπει να γίνεται σωστή επιλογή των ηλεκτρικών χαρακτηριστικών ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών. Όμως, τα χαρακτηριστικά αυτά είναι πολλά και ανεξάρτητα μεταξύ τους και δεν είναι μπορεί να αναπτυχθεί κάποιο μαθηματικό μοντέλο που να τα συνδέει. Ο μόνος τρόπος λοιπόν για τη σωστή επιλογή είναι με δοκιμή και σφάλμα. Έτσι, κατά την εξέταση ενός αιολικού πάρκου, αρχικά επιλέγεται ένας αριθμός ανεμογεννητριών και στη συνέχεια ελέγχεται η ποιότητα της τάσης της κάθε μίας από αυτές. Αν τελικά προκύψουν περισσότερες από μία κατάλληλες ανεμογεννήτριες, τότε επιλέγεται αυτή με το μικρότερο κόστος. Μία τέτοια ανεμογεννήτρια μπορεί να οριστεί ως η βέλτιστη επιλογή, αφού πληρεί δύο σημαντικές προϋποθέσεις. Δίνει αποδεκτή ποιότητα τάσης και έχει μικρότερο κόστος από τις υπόλοιπες.

Στο κεφάλαιο αυτό, παρουσιάζονται αρχικά κάποιες μέθοδοι ελαχιστοποίησης των τιμών των παραμέτρων ποιότητας της τάσης. Η ελαχιστοποίηση γίνεται επιλέγοντας σωστές τιμές των ηλεκτρικών χαρακτηριστικών μίας ανεμογεννήτριας ή κάποιου άλλου στοιχείου του δικτύου. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται δύο αριθμητικά παραδείγματα. Στο πρώτο, υλοποιούνται οι προαναφερθείσες μέθοδοι ελαχιστοποίησης χρησιμοποιώντας το αντίστοιχο λογισμικό, ενώ στο δεύτερο επιλέγεται η κατάλληλη ανεμογεννήτρια για τρεις διαφορετικές περιπτώσεις δικτύων.

7.2 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΑΡΓΩΝ ΜΕΤΑΒΟΛΩΝ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

Αρχικά, εξετάζονται οι μέθοδοι μείωσης των αργών μεταβολών της τάσης, όταν αυτές υπερβαίνουν τα όρια. Συνοπτικά, οι ενέργειες που μπορούν να γίνουν σε μία τέτοια περίπτωση είναι οι παρακάτω:

1. Εγκατάσταση νέων γραμμών μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.
2. Αντιστάθμιση της άεργου ισχύος.
3. Ρύθμιση του συντελεστή ισχύος της ανεμογεννήτριας.
4. Διαχείρηση φορτίων.
5. Έκλυση ή αποθήκευση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας.

Η επιλογή μίας από τις παραπάνω ενέργειες εξαρτάται από πολλούς παράγοντες. Ο βασικότερος όμως από αυτούς είναι ο οικονομικός. Για παράδειγμα, το κόστος εγκατάστασης νέων γραμμών μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας ή αποθηκευτικών μπαταριών είναι αρκετά υψηλό [7.3].

7.2.1 Εγκατάσταση νέων γραμμών μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας

Η εγκατάσταση νέων γραμμών για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ένας άμεσος τρόπος για να μειωθούν οι αργές μεταβολές της τάσης, όπου αυτές υπερβαίνουν τα όρια. Όμως, το κύριο μειονέκτημα που αποτρέπει μια τέτοιου είδους ενέργεια είναι το αυξημένο κόστος, που ορισμένες φορές μπορεί να καταστήσει τη λειτουργία του αιολικού πάρκου οικονομικά ασύμφορη. Έτσι, είναι προτιμότερο να λαμβάνονται υπόψην άλλοι τρόποι, οι οποίοι να διορθώνουν τις αργές μεταβολές της τάσης χωρίς όμως να αυξάνουν πολύ το κόστος της εγκατάστασης [7.3].

7.2.2 Αντιστάθμιση της άεργου ισχύος

Η αντιστάθμιση της άεργου ισχύος είναι μία πολύ καλή λύση για τη μείωση των αργών μεταβολών της τάσης. Η αντιστάθμιση αυτή μπορεί να γίνει με ηλεκτρονικά ισχύος ή χρησιμοποιώντας παθητικά στοιχεία όπως για παράδειγμα πυκνωτές. Η μέθοδος που επιλέγεται εξαρτάται από τον τύπο της ανεμογεννήτριας που έχει επιλεχθεί.

Οι ανεμογεννήτριες που διαθέτουν γεννήτριες επαγωγής και είναι απευθείας συνδεδεμένες στο δίκτυο διανομής καταναλώνουν άεργο ισχύ. Η ισχύς αυτή συνήθως παρέχεται από πυκνωτές, που συνδέονται παράλληλα με τη γεννήτρια. Άρα, με βηματική σύνδεση ή αποσύνδεση των πυκνωτών αυτών μπορεί να ρυθμιστεί κατάλληλα η άεργος ισχύς ούτως ώστε να μειωθούν οι αργές μεταβολές της τάσης. Από την άλλη, στις πιο σύγχρονες γεννήτριες, τη δουλειά των πυκνωτών μπορεί να αναλάβει ένας ηλεκτρονικός μετατροπέας. Σε αυτή την περίπτωση το μέτρο της ρύθμισης εξαρτάται από το μέγεθος του μετατροπέα.

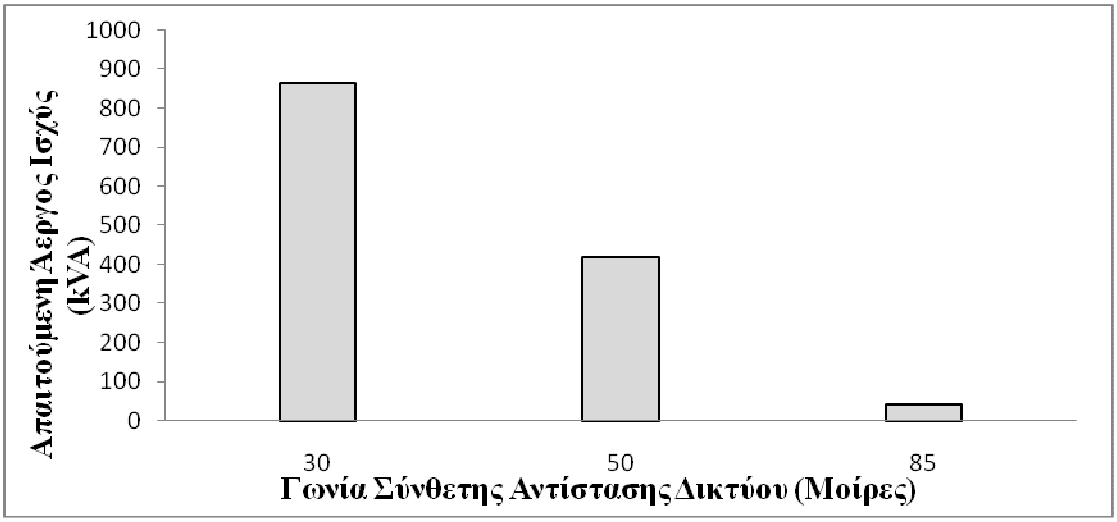
Η ποσότητα της άεργου ισχύος που πρέπει να παραχθεί για να ελαττωθούν οι αργές μεταβολές της τάσης εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, οι σημαντικότεροι από τους οποίους είναι οι εξής:

- Η ισχύς της ανεμογεννήτριας.
- Η ισχύς βραχυκύκλωσης του δικτύου.
- Η φασική γωνία της σύνθετης αντίστασης του δικτύου.

Στο Σχήμα 7.1 φαίνεται η εξάρτηση της απαιτούμενης άεργου ισχύος από τη γωνία της σύνθετης αντίστασης για να υπάρχει μηδενική μεταβολή της τάσης. Η

ανεμογεννήτρια που χρησιμοποιήθηκε για τη δημιουργία του ραβδογράμματος έχει ονομαστική ισχύ 500 kW.

Είναι προφανές ότι όσο αυξάνεται η γωνία τόσο μειώνεται η απαιτούμενη άεργος ισχύς. Αυτό το συμπέρασμα είναι πολύ σημαντικό εφόσον για ένα δίκτυο με γωνία μεταξύ των 30 και 50 μοιρών η απαιτούμενη άεργος ισχύ δεν είναι αποδεκτή. Αυτό συμβαίνει επειδή θα πρέπει να υπάρχουν άλλες μονάδες παραγωγής για να τροφοδοτούν την άεργο ισχύ που θα καταναλώνεται, με αποτέλεσμα να υπάρχουν ανεπιθύμητες απώλειες στο σύστημα παραγωγής και διανομής της αιολικής ενέργειας. Από την άλλη, για ένα δίκτυο με μεγάλες τιμές της γωνίας σύνθετης αντίστασης η απαιτούμενη άεργος ισχύ είναι μικρή σε ποσότητα με μικρή επίδραση στη λειτουργία της εγκατάστασης παραγωγής. Βέβαια, στο παράδειγμα του Σχήματος 7.1 υπολογίζεται η απαιτούμενη άεργος ισχύς για μηδενικές μεταβολές της τάσης. Κάτι τέτοιο όμως δεν είναι ρεαλιστικό, αφού στην πράξη αυτό που απαιτείται είναι η μεταβολή της τάσης να είναι εντός συγκεκριμένων ορίων και όχι μηδενική [7.3].



Σχήμα 7.1: απαιτούμενη άεργος ισχύς για διάφορες γωνίες.

7.2.3 Ρύθμιση του συντελεστή ισχύος της ανεμογεννήτριας

Ο συντελεστής ισχύος μίας ανεμογεννήτριας είναι σε άμεση εξάρτηση με την άεργο ισχύ που καταναλώνει. Ουσιαστικά λοιπόν είτε γίνεται αναφορά για ρύθμιση του συντελεστή ισχύος, είτε για αντιστάθμιση της άεργου ισχύος, θα πρέπει να λαμβάνεται σαν η ίδια ενέργεια.

Πολλές ανεμογεννήτριες κατασκευάζονται με δυνατότητα ρύθμισης του συντελεστή ισχύος. Αυτό, από τη μία πλευρά, είναι θετικό αφού αυτή η ρύθμιση μπορεί να ελαττώσει τις αργές μεταβολές της τάσης. Από την άλλη όμως, οι τιμές που θα πάρει ο συντελεστής (αν μειωθεί πολύ) μπορεί να προκαλέσουν αυξημένες απώλειες ενέργειας στο δίκτυο διανομής. Επίσης, οι δημόσιες υπηρεσίες ηλεκτρισμού χρεώνουν περισσότερο τους παραγωγούς που παράγουν αιολική ενέργεια με μικρότερο συντελεστή ισχύος από τον επιτρεπόμενο. Άρα, οι όποιες ρυθμίσεις

πρέπει να γίνονται με προσοχή και αν είναι δυνατόν να εξετάζονται και άλλα μέτρα ελάττωσης των αργών μεταβολών της τάσης [7.3].

7.2.4 Διαχείρηση φορτίων

Η διαχείρηση φορτίων είναι ένας πολύ καλός τρόπος για να μειωθούν οι αργές μεταβολές της τάσης. Θεωρητικά, αυτό γίνεται ελέγχοντας τα φορτία που προκαλούνται συνήθως από ψυγεία, θερμαντικά σώματα αλλά και μονάδες αφαλάτωσης, έτσι ώστε να συμβαδίζουν με την αιολική ενέργεια. Πρακτικά όμως, αυτό δεν είναι πάντα εφικτό. Οι κυριότεροι λόγοι είναι η τεχνική πολυπλοκότητα που μπορεί να συνεπάγεται μια τέτοια προσπάθεια, η απροθυμία των καταναλωτών που ευθύνονται για τα φορτία αυτά να συνεργαστούν ή και επειδή τέτοιου είδους φορτία δεν βρίσκονται σε κοντινή περιοχή σε σχέση με το αιολικό πάρκο [7.3].

7.2.5 Έκλυση ή αποθήκευση της παραγόμενης αιολικής ενέργειας

Η έκλυση της αιολικής ενέργειας για τη διατήρηση των αργών μεταβολών της τάσης μέσα σε συγκεκριμένα όρια χρησιμοποιείται ήδη σε πολλά αιολικά πάρκα. Όταν υπάρχει κίνδυνος παραβίασης των ορίων, μία μονάδα ελέγχου της τάσης (Voltage Control Unit) στέλνει σήμα στο σύστημα ελέγχου του αιολικού πάρκου έτσι ώστε αυτό να μειώσει την παραγόμενη ενέργεια.

Η αποθήκευση τώρα της αιολικής ενέργειας για την αντιμετώπιση των αργών μεταβολών της τάσης κρίνεται οικονομικά ασύμφορη. Αυτό γίνεται γιατί τα στοιχεία αποθήκευσης που θα χρησιμοποιηθούν πρέπει να έχουν μεγάλη αποθηκευτική ικανότητα και άρα μεγάλο κόστος. Βέβαια, το κόστος χρήσης μπαταριών, που τείνει να πέφτει συνεχώς, είναι συγκρίσιμο σε σχέση με την εγκατάσταση νέων γραμμών. Έτσι, είναι προτιμότερο να χρησιμοποιούνται μπαταρίες [7.3].

7.3 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΤΑΧΕΩΝ ΜΕΤΑΒΟΛΩΝ ΤΗΣ ΤΑΣΗΣ

Πολλές από τις μεθόδους που εφαρμόστηκαν στην προηγούμενη παράγραφο για τις αργές μεταβολές της τάσης μπορούν και τώρα να εφαρμοστούν για την ελαχιστοποίηση των ταχέων μεταβολών. Όμως, σε αυτή την περίπτωση μπορεί να βοηθήσει και η σωστή επιλογή του συντελεστή μεταβολής της τάσης, k_u. Όπως έχει ήδη ειπωθεί, οι ταχείες μεταβολές της τάσης εξαρτώνται από αυτόν τον συντελεστή, ο οποίος με τη σειρά του εξαρτάται πλήρως από τον τύπο της ανεμογεννήτριας που χρησιμοποιείται. Πιο συγκεκριμένα, οι ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας έχουν πολύ υψηλότερες τιμές από ότι οι ανεμογεννήτριες βηματικού ελέγχου ή μεταβλητών

ταχυτήτων. Έτσι, η κατάλληλη επιλογή του συντελεστή k_u και άρα της κατάλληλης ανεμογεννήτριας μπορεί να μειώσει τις πιθανές βυθίσεις της τάσης.

Αν λοιπόν κατά την εξέταση ενός αιολικού πάρκου παρατηρηθεί υπέρβαση των ορίων των ταχέων μεταβολών της τάσης, τότε υπολογίζεται η επιθυμητή τιμή του συντελεστή και έπειτα επιλέγεται η κατάλληλη ανεμογεννήτρια. Οι τιμές των συντελεστών για διάφορες γωνίες της σύνθετης αντίστασης του δικτύου παρέχονται στο πιστοποιητικό δοκιμών της ανεμογεννήτριας από τον κατασκευαστή ή από έναν πιστοποιημένο οργανισμό [7.1].

7.4 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΩΝ ΔΙΑΤΑΡΑΧΩΝ FLICKER

Σε αυτήν την παράγραφο παρουσιάζονται κάποιες μέθοδοι για την περίπτωση που οι δείκτες Flicker λαμβάνουν τιμές μεγαλύτερες των επιτρεπόμενων. Όπως θα δειχθεί στη συνέχεια, πολλές από τις μεθόδους που εφαρμόστηκαν για τις αργές μεταβολές της τάσης χρησιμοποιούνται και εδώ. Το κύριο στοιχείο που τις διαφοροποιεί είναι οι γρήγορες αντιδράσεις (ή ρυθμίσεις) που απαιτούνται για την αντιμετώπιση των διαταραχών Flicker [7.2].

Η πρώτη ενέργεια που μπορεί να γίνει είναι η αντιστάθμιση της άεργου ισχύος. Εδώ όμως, δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν πυκνωτές, όπως γίνεται με τις αργές μεταβολές της τάσης, επειδή η αντιστάθμιση πρέπει να γίνει γρήγορα. Έτσι, ενδύκνειται η χρήση ηλεκτρονικών ισχύος τα οποία μπορούν να αντιδράσουν γρηγορότερα από τους πυκνωτές και να εξασφαλίσουν ότι οι μεταβολές της τάσης δεν θα δημιουργήσουν πρόβλημα στην λειτουργία του αιολικού πάρκου. Για τον ίδιο λόγο που δεν χρησιμοποιούνται πυκνωτές, δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί και η διαχείρηση φορτίου. Δηλαδή, τα υπό εξέταση φορτία δεν μπορούν να ελεγχθούν γρήγορα όπως απαιτείται για τις διαταραχές Flicker. Τέλος, εξετάζεται η χρήση αποθηκευτικών μέσων. Εδώ, οι γρήγορες ρυθμίσεις που απαιτούνται λειτουργούν πλεονεκτικά. Αυτό συμβαίνει επειδή χρειάζεται λιγότερη αποθηκευτική ικανότητα και άρα μικρότερο κόστος. Έτσι, η χρήση μπαταριών αποτελεί μια πολύ καλή λύση.

7.4.1 Επιλογή συντελεστών Flicker και συχνότητας χειρισμών

Η κατάλληλη επιλογή του συντελεστή Flicker συνεχούς λειτουργίας, c και του συντελεστή Flicker χειρισμών, k_f, μπορεί να μειώσει τις διαταραχές Flicker. Η επιλογή αυτή είναι σχετικά εύκολη, αφού οι διάφοροι τύποι ανεμογεννητριών έχουν ποικιλία αυτών των συντελεστών, με τις ανεμογεννήτριες βηματικού ελέγχου ή μεταβλητών ταχυτήτων να λαμβάνουν χαμηλότερες τιμές από αυτές της σταθερής ταχύτητας. Ο μόνος περιορισμός εδώ είναι ότι ο συντελεστής κανονικής λειτουργίας εξαρτάται και από τη μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου. Άρα, η επιλογή περιορίζεται από τις συνθήκες που επικρατούν στην τοποθεσία εγκατάστασης του, υπό εξέταση, αιολικού πάρκου.

Οι διαταραχές Flicker, εκτός από τους προαναφερθέντες συντελεστές, εξαρτώνται και από τη συχνότητα χειρισμών των ανεμογεννητριών, N_{10} και N_{120}. Εξασφαλίζοντας λοιπόν ότι μόνο ένας μειωμένος αριθμός ανεμογεννητριών θα μπορεί να ξεκινά τη λειτουργία του μέσα στο ίδιο χρονικό διάστημα των 10 ή 120 λεπτών είναι δυνατό να μειωθούν οι διαταραχές. Μια τέτοια ενέργεια μπορεί να γίνει αλλάζοντας τις ρυθμίσεις του συστήματος ελέγχου της κάθε ανεμογεννήτριας [7.1].

7.5 ΕΛΑΧΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΕΚΠΟΜΠΗΣ ΑΡΜΟΝΙΚΩΝ

Για την περίπτωση της εκπομπής αρμονικών μπορούν να γίνουν 2 ενέργειες. Η πρώτη είναι η εγκατάσταση ειδικών φίλτρων, όπου απαιτείται μία εκτενής τεχνική μελέτη για τον καθορισμό του τύπου και των χαρακτηριστικών των φίλτρων που θα χρησιμοποιηθούν. Η δεύτερη ενέργεια είναι η επιλογή κάποιου άλλου σημείου σύνδεσης του αιολικού πάρκου. Το μοναδικό κριτήριο σε αυτήν την περίπτωση είναι το νέο σημείο να έχει μεγαλύτερη ισχύς βραχυκυκλώσεως από ότι το παλιό [7.2].

7.6 ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ ΚΑΙ ΑΡΙΘΜΗΤΙΚΑ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑΤΑ

Σε αυτή την παράγραφο θα περιγραφεί το λογισμικό που αναπτύχθηκε για τη διόρθωση της τάσης. Πιο συγκεκριμένα, θα περιγραφούν τα αρχεία εισόδου και τα δεδομένα που εισάγονται σε αυτά καθώς και τα αποτελέσματα που παράγονται. Η γλώσσα προγραμματισμού που χρησιμοποιήθηκε είναι αυτή της Matlab. Στη συνέχεια, θα παρουσιαστούν δύο αριθμητικά παράδειγμα όπου χρησιμοποιείται το εν λόγω λογισμικό.

7.6.1 Λογισμικό για τη διόρθωση της τάσης

Τα δεδομένα εισόδου και τα αντίστοιχα αρχεία (M-files) δεν χρειάζονται ιδιαίτερη περιγραφή, αφού είναι ακριβώς ίδια με αυτά που παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 5, για τον υπολογισμό των παραμέτρων ποιότητας της τάσης. Η διαφορά εδώ βρίσκεται στα αρχεία που περιέχουν τον κύριο κώδικα. Με βάση αυτό, υπάρχει ένα αρχείο για κάθε μία από τις μεθόδους διόρθωσης της ποιότητας της τάσης όπως αυτές παρουσιάστηκαν στο παρόν κεφάλαιο. Επίσης, τα αρχεία με τον κύριο κώδικα διακρίνονται με βάση τη γραμμή μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας (αποκλειστική ή μη αποκλειστική). Με το πνεύμα αυτό ισχύουν τα παρακάτω.

Για την ελαχιστοποίηση των αργών μεταβολών της τάσης χρησιμοποιούνται τα αρχεία:

- SVCor.m (για μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς).
- SVCor1.m (για αποκλειστική γραμμή μεταφοράς).

Η ποσότητα που υπολογίζεται με τη χρήση των 2 αυτών αρχείων είναι η επιθυμητή τιμή του συντελεστή ισχύος των ανεμογεννητριών για να υπάρχει οριακή μεταβολή της τάσης, καθώς επίσης και ποια είναι η ποσότητα της άεργου ισχύος που πρέπει να καταναλώνεται για την επίτευξη αυτής της μεταβολής.

Για την ελαχιστοποίηση των ταχέων μεταβολών της τάσης χρησιμοποιούνται τα αρχεία:

- FVCor.m (για μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς).
- FVCor1.m (για αποκλειστική γραμμή μεταφοράς).

Η ποσότητα που υπολογίζεται εδώ είναι η επιθυμιτή τιμή του συντελεστή μεταβολών της τάσης, k_u, για να υπάρχει οριακή μεταβολή της τάσης.

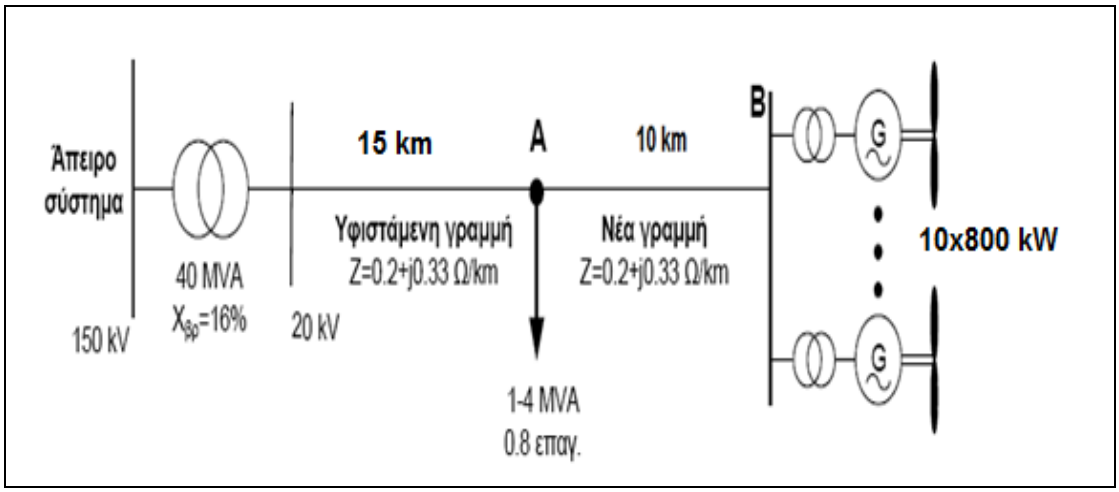
Για τη μείωση των εκπομπών Flicker χρησιμοποιούνται τα αρχεία:

- FliCor.m (για μη αποκλειστική γραμμή μεταφοράς).
- FliCor1.m (για αποκλειστική γραμμή μεταφοράς).

Η ποσότητες που υπολογίζονται εδώ είναι οι επιθυμητές τιμές των συντελεστών Flicker λόγω χειρισμών και Flicker κανονικής λειτουργίας, k_f και c αντίστοιχα, καθώς επίσης και οι επιτρεπόμενες συχνότητες χειρισμών, N_{10} και N_{120}.

7.6.2 1ο Αριθμητικό παραδείγμα

Σε αυτήν την παράγραφο θα εξεταστεί η δυνατότητα διασύνδεσης ενός αιολικού πάρκου συνολικής ισχύος 8 MW. Η απόσταση της τοποθεσίας του αιολικού πάρκου από τον κοντινότερο υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ καθώς και τα χαρακτηριστικά του δικτύου παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.2.



Σχήμα 7.2: μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου.

Το σημείο όπου συνδέεται το αιολικό πάρκο είναι το σημείο Β, ενώ το σημείο κοινής σύνδεσης είναι το σημείο Α. Στο τελευταίο, συνδέεται και ένα φορτίο

καταναλωτών που παίρνει τιμές μεταξύ του ενός και τεσσάρων MVA. Αρχικά, επιλέγονται 10 ανεμογεννήτριες των 800 kW με τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

Πίνακας 7.1: χαρακτηριστικά ανεμογεννητριών.

Χαρακτηριστικό	**Τιμή**
Συντελεστής Ισχύος, λ_n	0.97 επαγωγικός
Συντελεστής Μεταβολής της Τάσης λόγω χειρισμών, k_u	1.5
Συντελεστής Flicker Κανονικής Λειτουργίας, c	8
Συντελεστής Flicker Χειρισμών, k_f	0.9
Συχνότητα Χειρισμών, N_{10}	3
Συχνότητα Χειρισμών, N_{120}	11

Αρχικά, εξετάζεται η επιπτώση του αιολικού πάρκου στις αργές μεταβολές της τάσης. Χρησιμοποιώντας το αρχείο Voltage.m προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 3.73%.
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 4.9%.

Σύμφωνα με τα παραπάνω αποτελέσματα παραβιάζεται το όριο των αργών μεταβολών της τάσης, που είναι 3%. Είναι αναγκαίο λοιπόν να γίνουν διορθωτικές ενέργειες. Πρώτη επιλογή είναι η αλλαγή της γραμμής μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Αν αντί της αρχικής χρησιμοποιηθεί μία γραμμή με τα εξής χαρακτηριστικά, 0.11+j0.16 Ω/km (όπως για παράδειγμα η 2AxCSR-95), τότε εξάγονται τα εξής αποτελέσματα:

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.04%.
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.74%.

Με την επιλογή αυτή τα όρια των αργών μεταβολών της τάσης δεν παραβιάζονται.

Η δεύτερη επιλογή είναι η ρύθμιση του συντελεστή ισχύος. Χρησιμοποιώντας το αρχείο SVCor.m υπολογίζεται η επιθυμητή τιμή του συντελεστή ισχύος για οριακή μεταβολή της τάσης, η οποία είναι 0.91 επαγωγικός. Η τιμή αυτή είναι χαμηλότερη από το σύνηθες συμβατικό όριο που είναι 0.95 αλλά μπορεί να κριθεί ως οικονομικά συμφερότερη από την αλλαγή γραμμών μεταφοράς. Βέβαια, η προαναφερθείσα ρύθμιση του συντελεστή συνεπάγεται και αύξηση της καταναλισκόμενης άεργου ισχύος που τώρα πρέπει να είναι 3.6 MVA. Το τελευταίο αποτέλεσμα προκύπτει από τη χρήση του αρχείου SVcor.m.

Στη συνέχεια, εξετάζεται η επίπτωση της λειτουργίας του αιολικού πάρκου στις ταχείες μεταβολές της τάσης. Χρησιμοποιώντας το αρχείο Voltage.m παράγονται τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.22%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 3.41%.

Αν πάρουμε σαν όριο την τιμή 3%, τότε υπάρχει παραβίαση στο σημείο κοινής σύνδεσης. Έτσι, πρέπει να εξεταστεί ποιες διορθωτικές ενέργειες θα γίνουν. Αρχικά, θα ληφθεί υπόψην η περίπτωση αλλαγής της γραμμής μεταφοράς. Χρησιμοποιώντας την ίδια γραμμή που επιλέχθηκε πριν, για τις αργές μεταβολές της τάσης, προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.34%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.95%.

Άρα, με την επιλογή αυτή οι ταχείες μεταβολές (βυθίσεις) της τάσης μειώνονται.

Εκτός όμως από την αλλαγή της γραμμής μεταφοράς, υπάρχει και η δυνατότητα επιλογής ενός άλλου τύπου ανεμογεννήτριας που να έχει καταλληλότερη τιμή του συντελεστή μεταβολών της τάσης, k_u. Έτσι, χρησιμοποιώντας το αρχείο FVCor.m η επιθυμητή τιμή του εν λόγω συντελεστή για οριακή μεταβολή της τάσης είναι 1.2 (αντί της αρχικής τιμής που είναι 1.5).

Τέλος, θα εξεταστούν οι διαταραχές Flicker. Χρησιμοποιώντας το αρχείο Voltage.m προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Ο δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας είναι 0.38.
- Ο βραχείας διάρκειας δείκτης Flicker λόγω χειρισμών είναι 0.73.
- Ο μακράς διάρκειας δείκτης Flicker λόγω χειρισμών είναι 0.48.

Ενώ, τα αντίστοιχα όρια είναι τα παρακάτω:

- Το βραχείας διάρκειας όριο του Flicker είναι 0.6.
- Το μακράς διάρκειας όριο του Flicker είναι 0.48.

Άρα, υπάρχει παραβίαση του ορίου για την περίπτωση του βραχείας διάρκειας Flicker λόγω χειρισμών. Έτσι, είτε πρέπει να επιλεγεί μία διαφορετική ανεμογεννήτρια με καταλληλότερη τιμή του συντελεστή Flicker χειρισμών, k_f, είτε πρέπει να εξασφαλιστεί ότι μόνο ένας μειωμένος αριθμός ανεμογεννητριών θα μπορεί να ξεκινά τη λειτουργία του μέσα σε ένα χρονικό διάστημα των 10 λεπτών. Χρησιμοποιώντας το αρχείο FliCor.m προκύπτει ότι η επιθυμητή τιμή του συντελεστή k_f είναι 0.6, ενώ η συχνότητα χειρισμών N_{10} πρέπει να πάρει την τιμή 1.

Δηλαδή, πρέπει να εξασφαλιστεί ότι σε ένα χρονικό διάστημα των 10 λεπτών μόνο μία ανεμογεννήτρια θα μπορεί να ξεκινά τη λειτουργία της.

Συνολικά, μετά από την εξέταση που προηγήθηκε, προκύπτουν 2 διαφορετικές λύσεις για τη διόρθωση της ποιότητας της τάσης. Η πρώτη είναι να χρησιμοποιηθεί μια γραμμή μεταφοράς με σύνθετη αντίσταση 0.11+j0.16 Ω/km. Με την επιλογή αυτή και χρησιμοποιώντας το αρχείο Voltage.m εξάγονται τα παρακάτω αποτελέσματα:

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.04%.
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.74%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.34%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 1.95%.
- Ο δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας είναι 0.29.
- Ο βραχείας διάρκειας δείκτης Flicker λόγω χειρισμών είναι 0.43.
- Ο μακράς διάρκειας δείκτης Flicker λόγω χειρισμών είναι 0.29.

Έτσι, όλες οι τιμές είναι εντός των ορίων και το αιολικό πάρκο μπορεί να λειτουργήσει κανονικά. Η δεύτερη λύση απαιτεί τη χρησιμοποίηση μίας ανεμογεννήτριας με τα χαρακτηριστικά του Πίνακα 7.2. Οι τιμές μέσα στις παρενθέσεις, που αφορούν στο συντελεστή Flicker χειρισμών και στη συχνότητα χειρισμών N_{10}, δηλώνουν τις 2 εναλλακτικές επιλογές που μπορούν να γίνουν. Είτε, δηλαδή, θα επιλεχθεί συντελεστής Flicker χειρισμών k_f ίσος με 0.6 και συχνότητα χειρισμών N_{10} ίση με 3, είτε θα επιλεχθεί $k_f = 0.9$ και $N_{10} = 1$.

Πίνακας 7.2: χαρακτηριστικά κατάλληλης ανεμογεννήτριας.

Χαρακτηριστικό	**Τιμή**
Συντελεστής Ισχύος, λ_n	0.91 επαγωγικός
Συντελεστής Μεταβολής της Τάσης λόγω χειρισμών, k_u	1.2
Συντελεστής Flicker Κανονικής λειτουργίας, c	8
Συντελεστής Flicker Χειρισμών, k_f	0.6 (0.9)
Συχνότητα Χειρισμών N_{10}	3 (1)
Συχνότητα Χειρισμών N_{120}	11

Έτσι, χρησιμοποιώντας το αρχείο Voltage.m προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα, όπου βέβαια, δεν παρατηρείται καμία παραβίαση των ορίων.

- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.4%.
- Η ποσοστιαία μεταβολή της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο είναι 2.9%.

- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.9%.
- Η ποσοστιαία βύθιση της τάσης στο σημείο κοινής σύνδεσης είναι 2.91%.
- Ο δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας είναι 0.4.
- Ο βραχείας διάρκειας δείκτης Flicker λόγω χειρισμών είναι 0.51.
- Ο μακράς διάρκειας δείκτης Flicker λόγω χειρισμών είναι 0.34.

7.6.3 2^{o} Αριθμητικό παράδειγμα

Στο παράδειγμα αυτό θα επιλεχθεί η κατάλληλη ανεμογεννήτρια για τρεις διαφορετικές περιπτώσεις δικτύων. Πιο συγκεκριμένα, θα παρουσιαστούν δέκα υποψήφιες ανεμογεννήτριες, με διαφορετικά ηλεκτρικά χαρακτηριστικά και θα υπολογιστεί η ποιότητα της τάσης που δίνει η κάθε μία από αυτές, όταν συνδεθεί στο δίκτυο σχηματίζοντας ένα αιολικό πάρκο με όμοιες ανεμογεννήτριες. Στη συνέχεια, θα επιλεχθούν αυτές που δίνουν αποδεκτή ποιότητα τάσης, ενώ η τελική επιλογή αφορά στην ανεμογεννήτρια με το μικρότερο κόστος. Σύμφωνα με αυτά που ειπώθηκαν στην παράγραφο 2.2, επιλέχθηκαν πέντε ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας και πέντε μεταβλητής ταχύτητας. Τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά για κάθε τύπο παρουσιάζονται στους Πίνακες 7.3 και 7.4.

Πίνακας 7.3: χαρακτηριστικά ανεμογεννητριών σταθερής ταχύτητας.

	A/G 1	**A/G 2**	**A/G 3**	**A/G 4**	**A/G 5**
P_{mc} (kW)	850	1000	800	750	945
k_u	1.5	1	1.2	1.5	1.5
c	7	8	7	10.9	9
λ_{mc}	0.97	0.97	0.97	0.95	0.95
k_f	0.5	0.5	0.5	1.2	0.8
N_{10}	2	2	1	1	1
N_{120}	10	10	10	12	10

Πίνακας 7.4: χαρακτηριστικά ανεμογεννητριών μεταβλητής ταχύτητας.

	A/G 6	**A/G 7**	**A/G 8**	**A/G 9**	**A/G 10**
P_{mc} (kW)	900	1500	2500	3000	2000
k_u	0.8	0.6	0.5	0.4	0.5
c	8	5	4	6	6
λ_{mc}	0.96	0.95	0.97	0.98	0.95
k_f	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6
N_{10}	1	1	2	1	1
N_{120}	10	11	10	12	20
I_{11}	3%	1.5%	4%	6%	2%

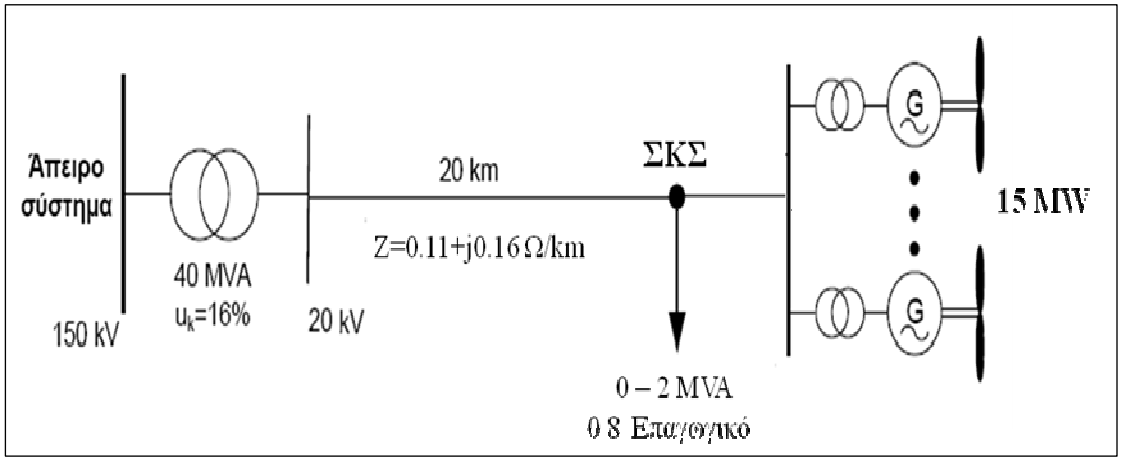
Στις ανεμογεννήτριες σταθερής ταχύτητας δεν δίνεται το αρμονικό ρεύμα $11^{ης}$ τάξης. Οι εκπομπές αρμονικών από τέτοιου είδους ανεμογεννήτριες δεν είναι επικίνδυνες για όσους είναι συνδεδεμένοι στο ίδιο δίκτυο. Στον Πίνακα 7.5 παρουσιάζονται τα όρια της ποιότητας της τάσης που θα χρησιμοποιηθούν. Για την περίπτωση των διαταραχών Flicker και της εκπομπής αρμονικών παρουσιάζονται τα επιμερισμένα όρια, λαμβάνοντας υπόψη την πιθανή μελλοντική σύνδεση κάποιου άλλου παραγωγού στο ίδιο δίκτυο.

Πίνακας 7.5: όρια ποιότητας της τάσης

Παράμετρος Ποιότητας	**Όριο**
Αργές μεταβολές της τάσης	±3%
Ταχείες μεταβολές της τάσης	±3%
Flicker κανονικής λειτουργίας	0.51
Βραχυπρ. Flicker χειρισμών	0.63
Μακρυπρ. Flicker χειρισμών	0.51
Αρμονικές $11^{ης}$ τάξης	2%

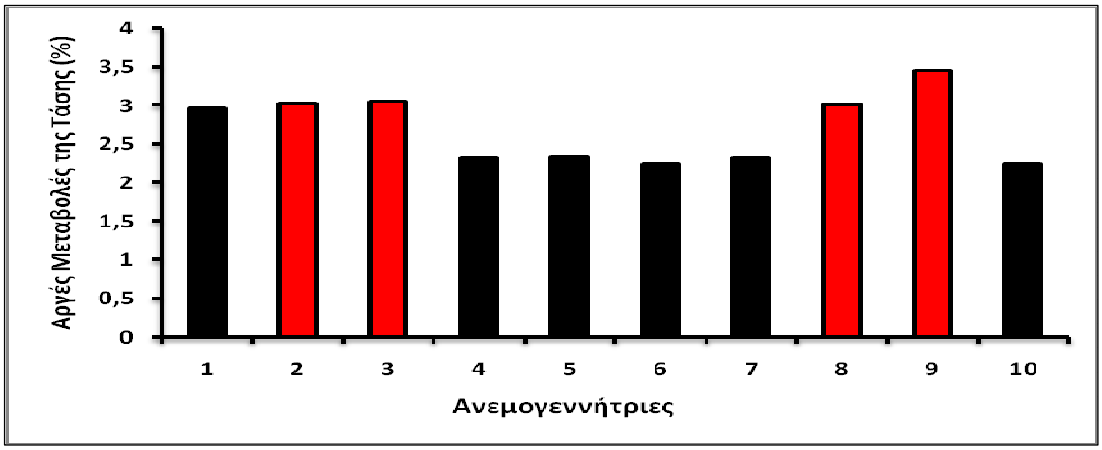
Δίκτυο 1:

Στο Σχήμα 7.3 παρουσιάζεται το πρώτο δίκτυο. Η επιθυμητή παραγόμενη ισχύς είναι 15 MW. Έτσι, θα χρησιμοποιηθούν 17 ανεμογεννήτριες A/G 1, 15 ανεμογεννήτριες A/G 2, 19 ανεμογεννήτριες A/G 3, 20 ανεμογεννήτριες A/G 4, 16 ανεμογεννήτριες A/G 5, 17 ανεμογεννήτριες A/G 6, 10 ανεμογεννήτριες A/G 7, 6 ανεμογεννήτριες A/G 8, 15 ανεμογεννήτριες A/G 9, 7 ανεμογεννήτριες A/G 10.



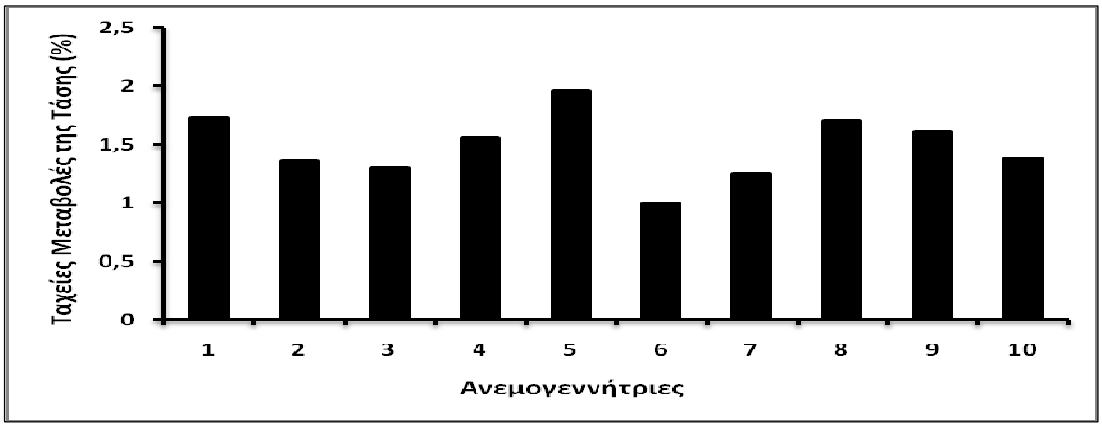
Σχήμα 7.3: μονογραμμικό διάγραμμα πρώτου δικτύου.

Στα Σχήματα 7.4 έως 7.9 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προκύπτουν από τη χρήση του αρχείου Voltage.m (Κεφάλαιο 6). Για ευκολότερη εξαγωγή συμπερασμάτων, τα ραβδογράμματα όσων ανεμογεννητριών παραβιάζουν τα όρια του Πίνακα 7.5 είναι με κόκκινο χρώμα.



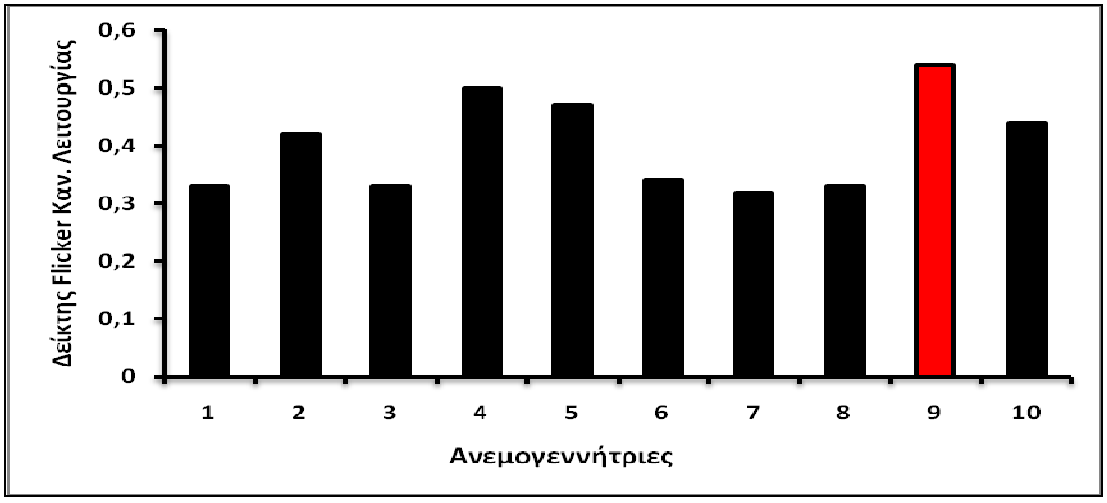
Σχήμα 7.4: αργές μεταβολές της τάσης για το πρώτο δίκτυο.

Οι ανεμογεννήτριες AG 2, AG 3, AG 8, AG 9 παραβιάζουν το όριο του Πίνακα 7.5. Άρα, δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν στο πρώτο δίκτυο.



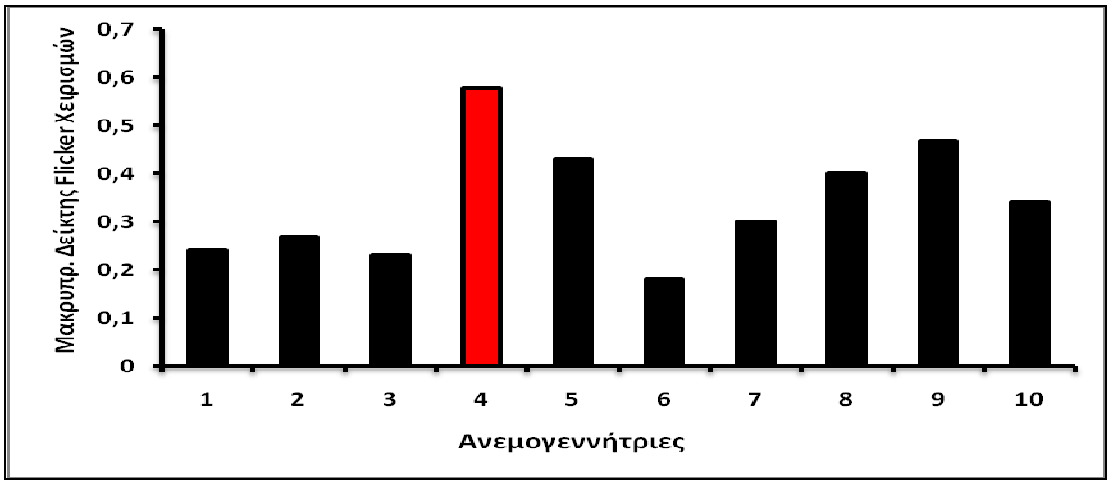
Σχήμα 7.5 : ταχείες μεταβολές της τάσης για το πρώτο δίκτυο.

Οι ταχείες μεταβολές της τάσης δεν αποτελούν πρόβλημα για καμμία από τις ανεμογεννήτριες.

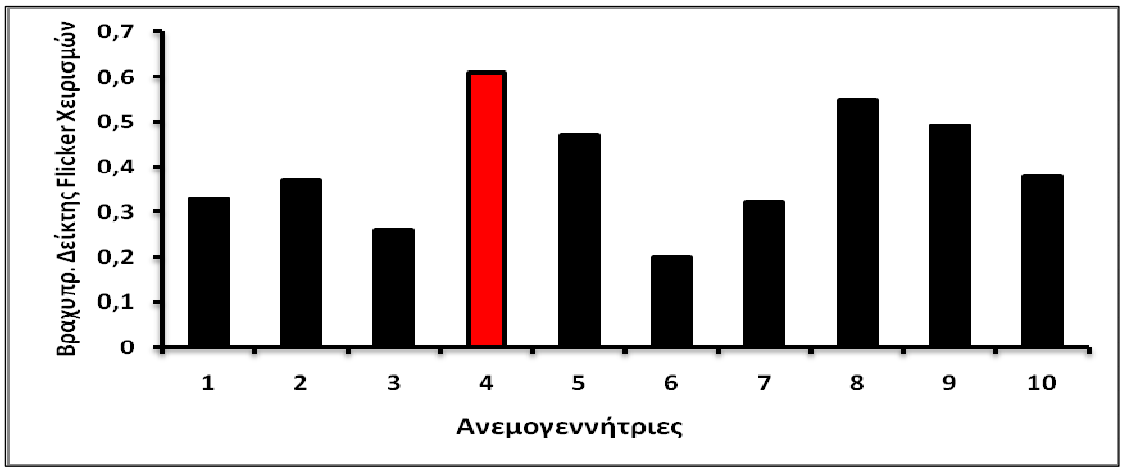


Σχήμα 7.6: δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας για το πρώτο δίκτυο.

Η ανεμογεννήτρια A/G 9 υπερβαίνει την επιτρεπόμενη τιμή και για το δείκτη Flicker κανονικής λειτουργίας.

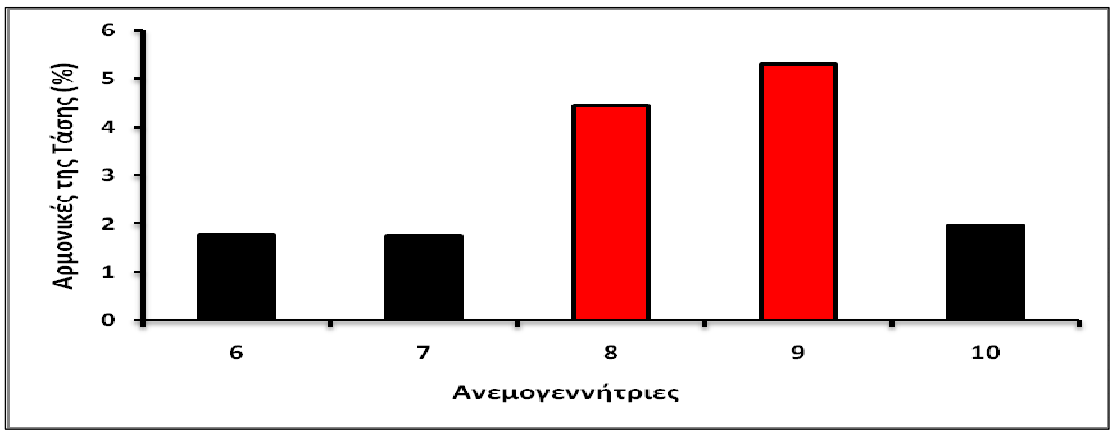


Σχήμα 7.7: μακρυπρόθεσμος δείκτης Flicker χειρισμών για το πρώτο δίκτυο.



Σχήμα 7.8: βραχυπρόθεσμος δείκτης Flicker χειρισμών για το πρώτο δίκτυο.

Η ανεμογεννήτρια A/G 4 υπερβαίνει την επιτρεπόμενη τιμή και για τους 2 δείκτες Flicker χειρισμών.



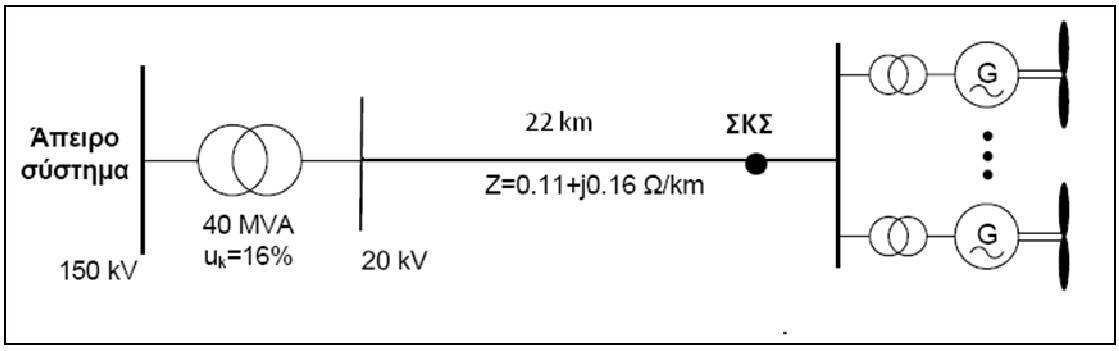
Σχήμα 7.9: αρμονικές 11^{ης} τάξης για το πρώτο δίκτυο.

Οι ανεμογεννήτριες A/G 8 και A/G 9 εκπέμπουν μη επιτρεπτές αρμονικές $11^{ης}$ τάξης.

Συνοψίζοντας, οι κατάλληλες ανεμογεννήτριες για διασύνδεση στο πρώτο δίκτυο είναι οι A/G 1, A/G 5, A/G 6, A/G 7 και A/G 10. Το επόμενο βήμα είναι η αποτίμηση του κόστους που συνεπάγεται η κάθε μία από αυτές και η επιλογή της οικονομικά βέλτιστης. Βέβαια, πρέπει να σημειωθεί ότι ρυθμίζοντας το συντελεστή ισχύος των ανεμογεννητριών που δεν ικανοποιούν το κριτήριο των αργών μεταβολών της τάσης, μπορούν να γίνουν κατάλληλες για διασύνδεση. Βασική προϋπόθεση όμως είναι να έχουν δυνατότητα ρύθμισης του συντελεστή ισχύος.

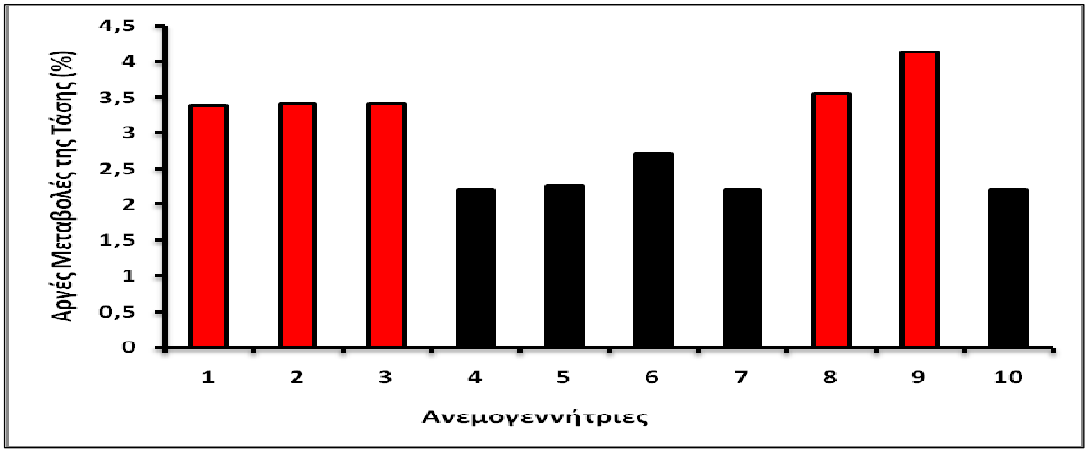
Δίκτυο 2:

Στο Σχήμα 7.10 παρουσιάζεται το δεύτερο δίκτυο. Η επιθυμητή παραγόμενη ισχύς είναι 12 MW. Για την επίτευξη αυτής, τα 10 αιολικά πάρκα θα αποτελούνται από 14 ανεμογεννήτριες A/G 1, 12 ανεμογεννήτριες A/G 2, 15 ανεμογεννήτριες A/G 3, 16 ανεμογεννήτριες A/G 4, 13 ανεμογεννήτριες A/G 5, 14 ανεμογεννήτριες A/G 6, 18 ανεμογεννήτριες A/G 7, 5 ανεμογεννήτριες A/G 8, 4 ανεμογεννήτριες A/G 9 και 6 ανεμογεννήτριες A/G 10.



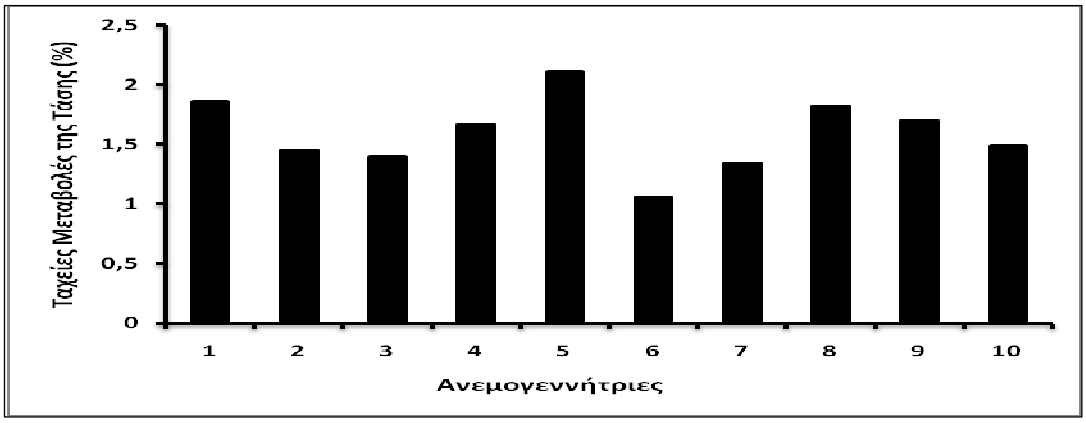
Σχήμα 7.10: μονογραμμικό διάγραμμα του δεύτερου δικτύου.

Όμοια με προηγουμένως, στα Σχήματα 7.11 έως 7.16 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τη χρήση του αρχείου Voltage1.m (Κεφάλαιο 6).



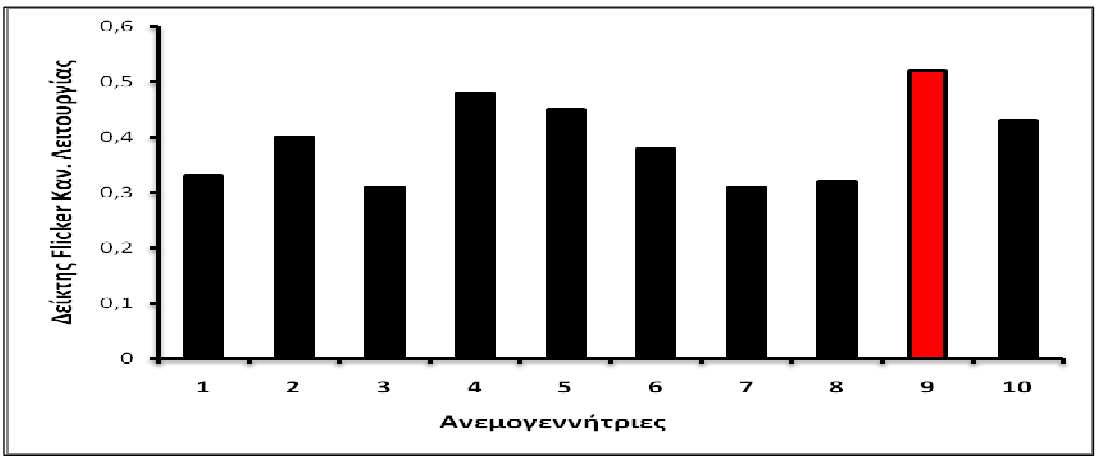
Σχήμα 7.11: αργές μεταβολές της τάσης για το δεύτερο δίκτυο.

Οι ανεμογεννήτριες A/G 1, A/G 2, A/G 3, A/G 8 και A/G 9 παραβιάζουν τα όρια για τις αργές μεταβολές της τάσης.

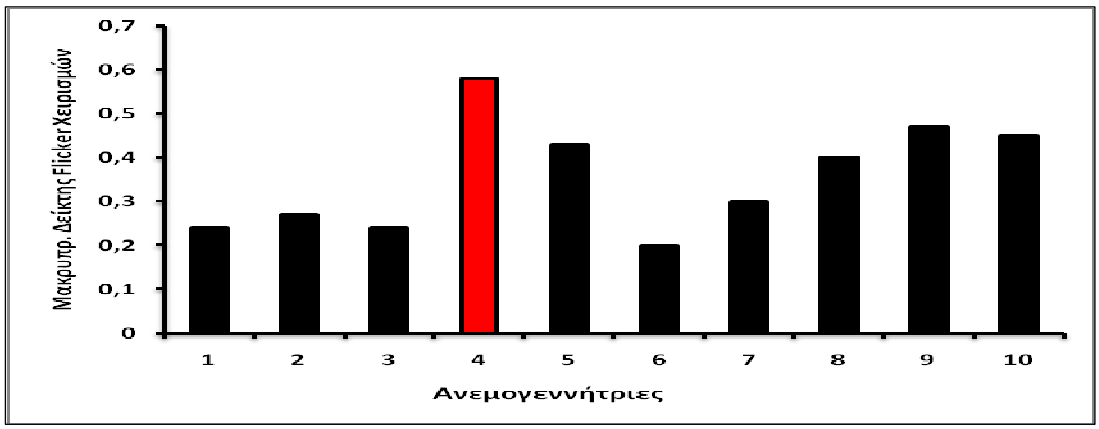


Σχήμα 7.12: ταχείες μεταβολές της τάσης για το δεύτερο δίκτυο.

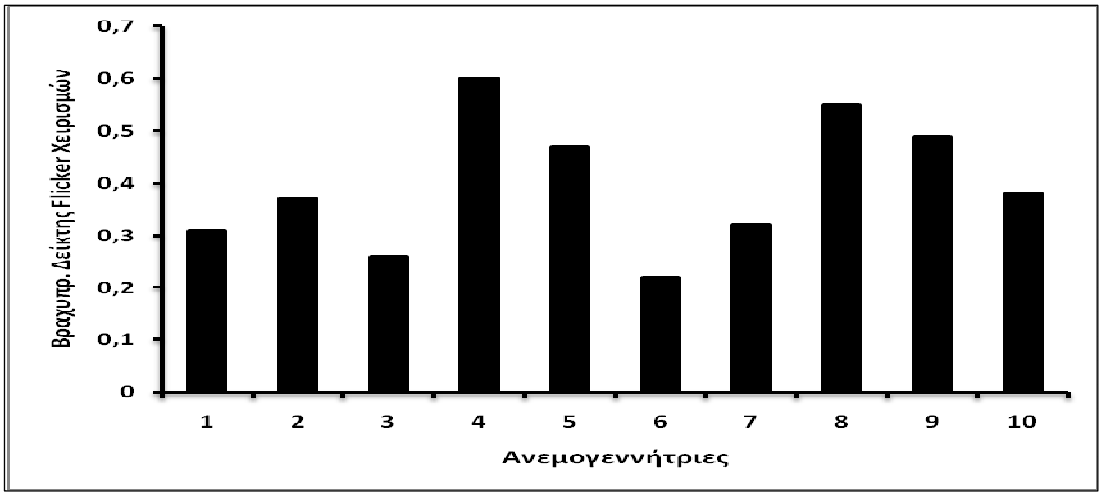
Οι ταχείες μεταβολές της τάσης δεν αποτελούν περιορισμό για καμμία από τις ανεμογεννήτριες.



Σχήμα 7.13: δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας για το δεύτερο δίκτυο.

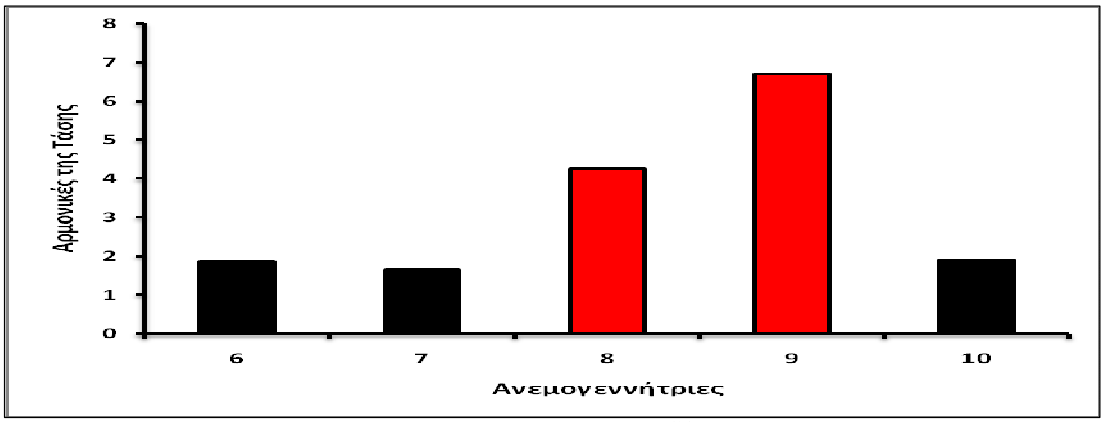


Σχήμα 7.14: μακρυπρ. δείκτης Flicker χειρισμών για το δεύτερο δίκτυο.



Σχήμα 7.15: βραχυπρ. δείκτης Flicker χειρισμών για το δεύτερο δίκτυο.

Οι εκπομπές Flicker κανονικής λειτουργίας της ανεμογεννήτριας A/G 9 και ο μακρυπρόθεσμος δείκτης Flicker χειρισμών της ανεμογεννήτριας A/G 4 είναι εκτός των ορίων.



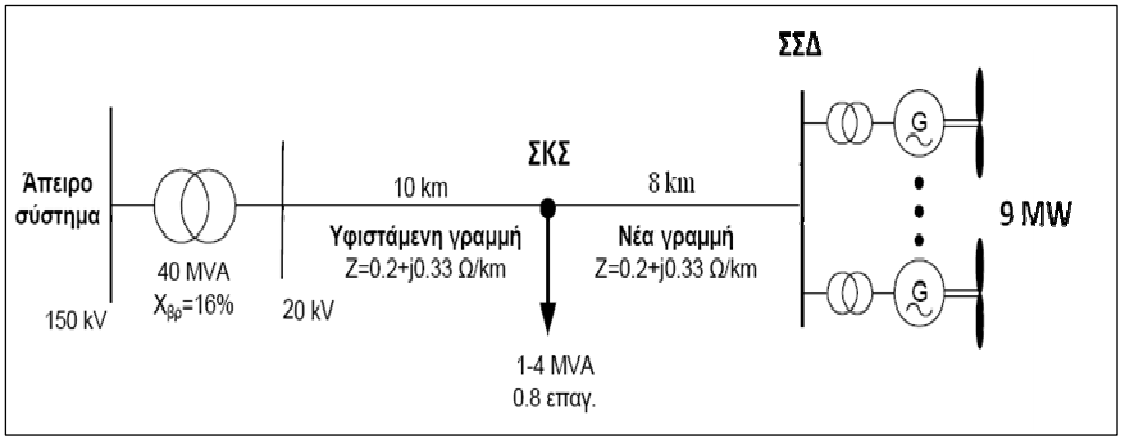
Σχήμα 7.16: αρμονικές $11^{ης}$ τάξης.

Έτσι, στο δεύτερο δίκτυο μπορούν να συνδεθούν, χωρίς να δημιουργούν πρόβλημα στην ποιότητα της τάσης, τέσσερα αιολικά πάρκα. Το πρώτο αποτελείται από 13 ανεμογεννήτριες A/G 5, το δεύτερο από 14 ανεμογεννήτριες A/G 6, το τρίτο από 8 ανεμογεννήτριες A/G 7 και το τελευταίο από 6 ανεμογεννήτριες A/G 10. Όπως και πριν, μένει η οικονομική αποτίμηση της εγκατατάστασης αυτών των αιολικών πάρκων.

Δίκτυο 3:

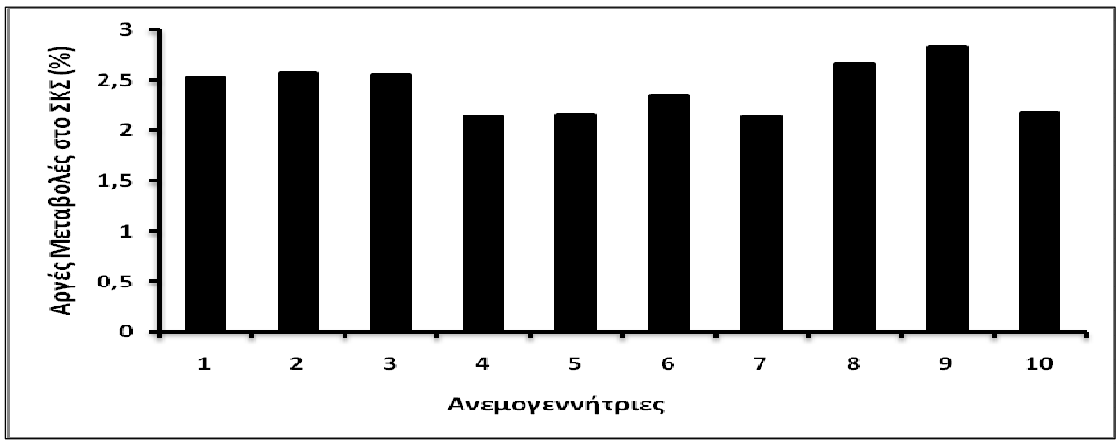
Το τελευταίο δίκτυο που εξετάζεται είναι αυτό του Σχήματος 7.17. εδώ, οι υπολογισμοί για τις αργές και ταχείες μεταβολές της τάσης γίνονται σε δύο σημεία, καθώς τα σημεία σύνδεσης στο δίκτυο (ΣΣΔ) και κοινής σύνδεσης δεν ταυτίζονται. Η συνολική παραγόμενη ισχύς πρέπει να είναι 9 MW. Άρα, τα υποψήφια αιολικά πάρκα

θα αποτελούνται από 10 ανεμογεννήτριες A/G 1, 9 ανεμογεννήτριες A/G 2, 11 ανεμογεννήτριες A/G 3, 12 ανεμογεννήτριες A/G 4, 9 ανεμογεννήτριες A/G 5, 10 ανεμογεννήτριες A/G 6, 6 ανεμογεννήτριες A/G 7, 4 ανεμογεννήτριες A/G 8, 3 ανεμογεννήτριες A/G 9 και 7 ανεμογεννήτριες A/G 10.

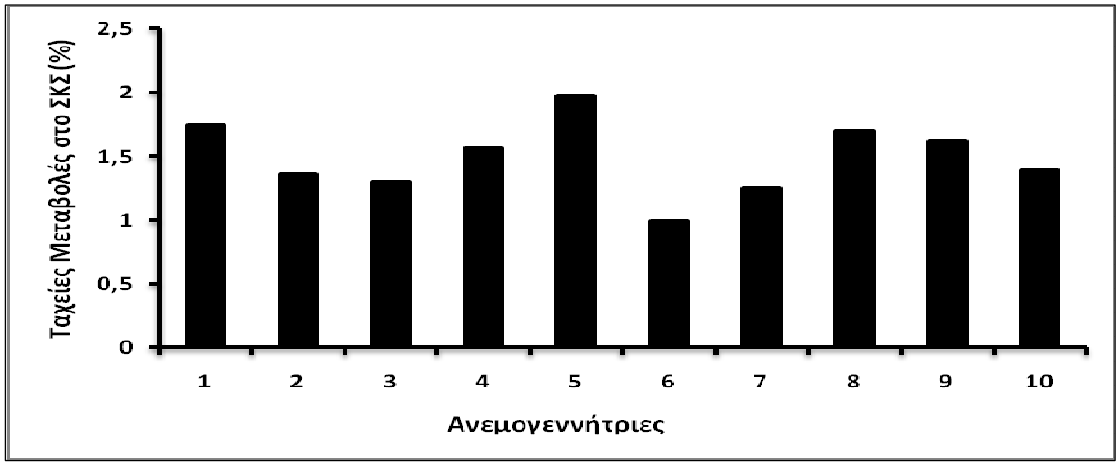


Σχήμα 7.17: μονογραμμικό διάγραμμα του τρίτου δικτύου.

Στα Σχήματα 7.17 έως 7.25 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τη χρήση του αρχείου Voltage.m (Κεφάλαιο 6).

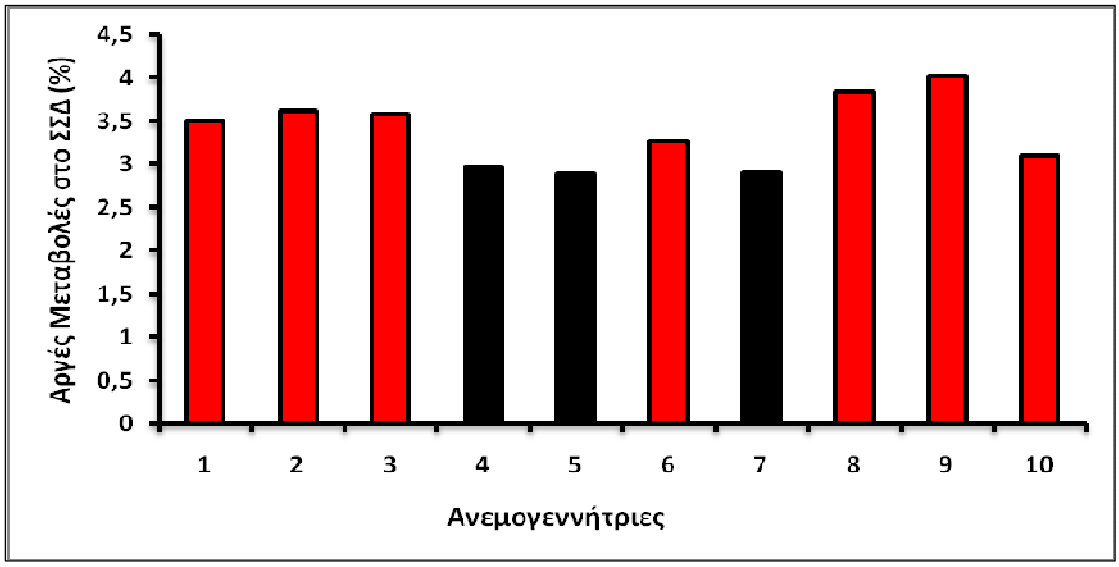


Σχήμα 7.18: αργές μεταβολές της τάσης στο ΣΚΣ (δίκτυο 3).

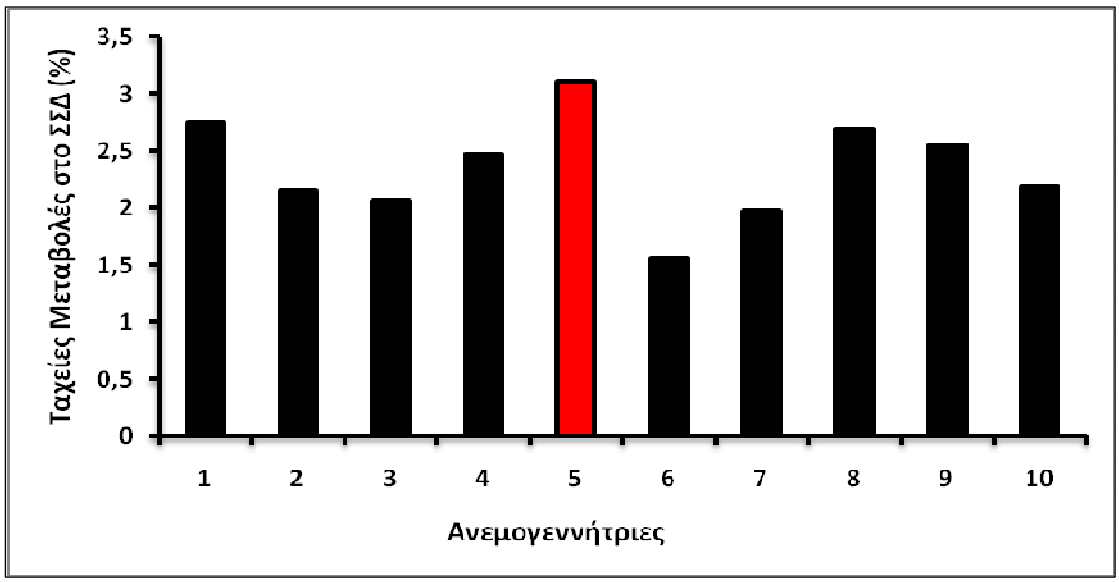


Σχήμα 7.19: ταχείες μεταβολές της τάσης στο ΣΚΣ (δίκτυο 3).

Όπως φαίνεται στα Σχήματα 7.18 και 7.19 στο σημείο κοινής σύνδεσης δεν παραβιάζεται κανένα όριο. Όμως, όπως ανεφέρεται στο πρότυπο EN 50160 αυτό θα πρέπει να ισχύει σε κάθε σημείο του δικτύου.

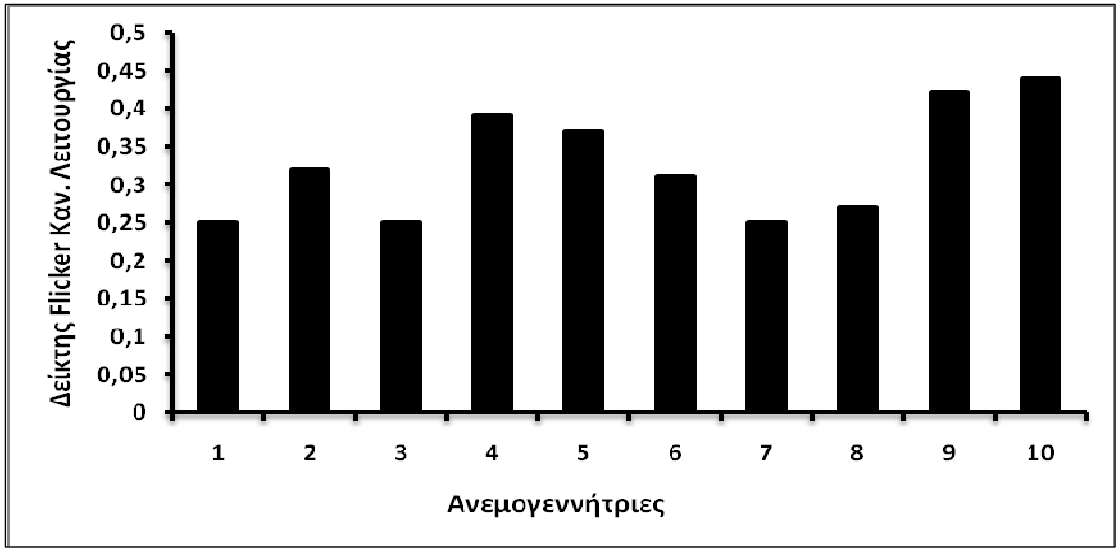


Σχήμα 7.20: αργές μεταβολές της τάσης στο ΣΣΔ (δίκτυο 3).

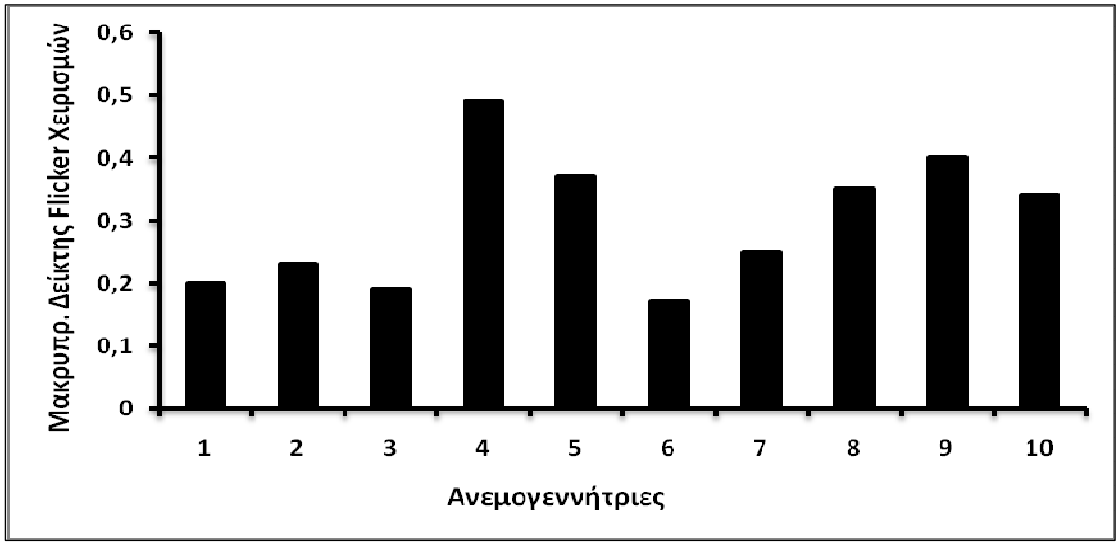


Σχήμα 7.21: ταχείες μεταβολές της τάσης στο ΣΣΔ (δίκτυο 3).

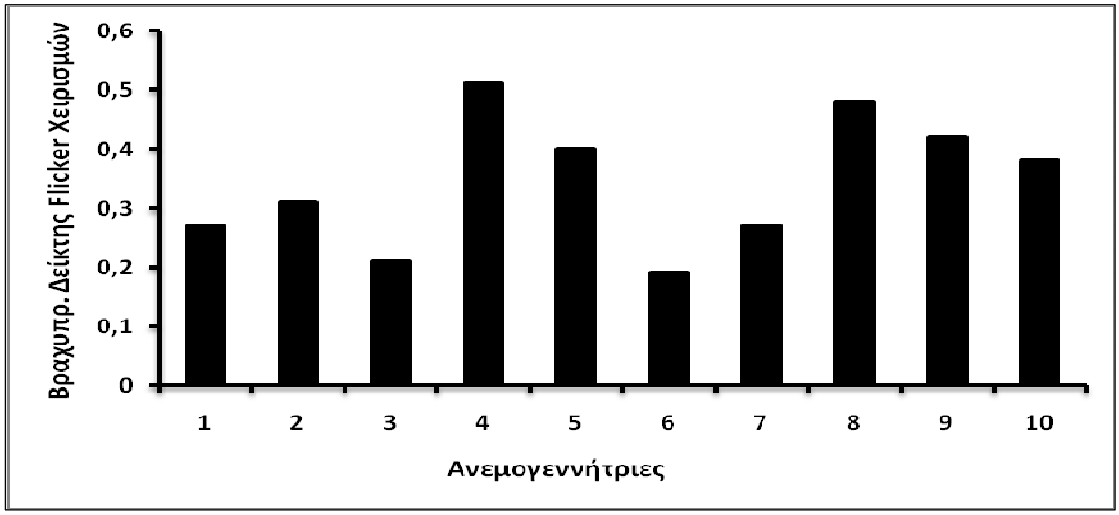
Οι ανεμογεννήτριες A/G 1, A/G 2, A/G 3, A/G 5, A/G 6, A/G 8, A/G 9, A/G 10 παραβιάζουν τα όρια και άρα απορρίπτονται. Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι τα όρια των αργών και ταχέων μεταβολών της τάσης στο σημείο σύνδεσης στο δίκτυο, μπορούν να τεθούν μεγαλύτερα από το 3%. Αυτό γίνεται για την ελάττωση του κόστους διασύνδεσης. Όμως, για να εξασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία των εγκαταστάσεων του αιολικού πάρκου είναι σκόπιμο να διατηρείται το όριο στο 3%. Εξάλλου, αυτό απαιτείται και από το πρότυπο EN 50160.



Σχήμα 7.22: δείκτης Flicker κανονικής λειτουργίας για το τρίτο δίκτυο.

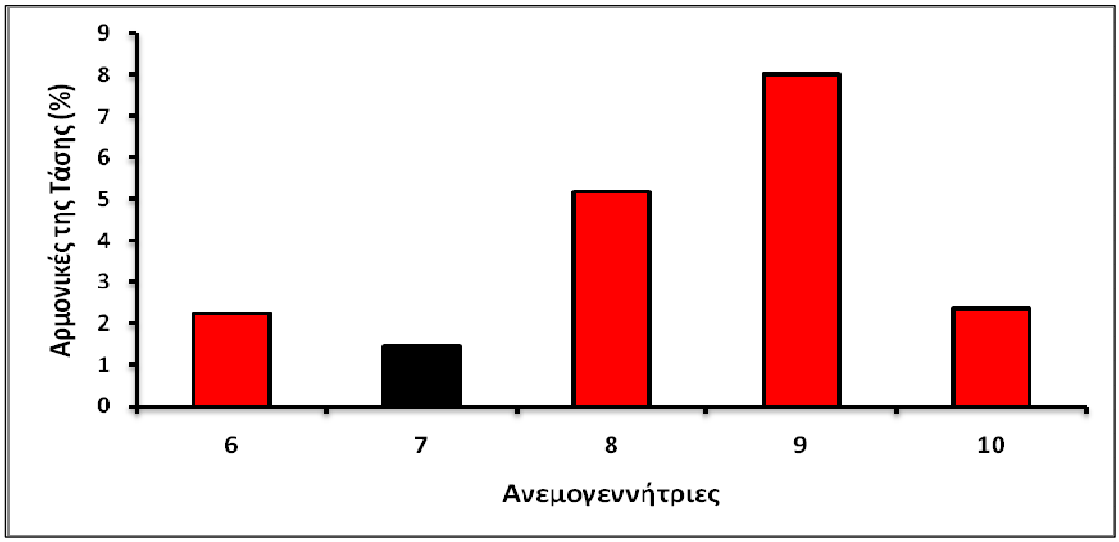


Σχήμα 7.23: μακρυπ. δείκτης Flicker χειρισμών για το τρίτο δίκτυο.



Σχήμα 7.24: βραχυπ. δείκτης Flicker χειρισμών για το τρίτο δίκτυο.

Όπως φαίνεται στα Σχήματα 7.22 έως 7.24, καμμία ανεμογεννήτρια δεν παραβιάζει τα όρια των διαταραχών Flicker.



Σχήμα 7.25: αρμονικές της τάσης για το τρίτο δίκτυο.

Η μοναδική ανεμογεννήτρια που δεν παραβιάζει τα όρια της εκπομπής αρμονικών $11^{ης}$ τάξης είναι η A/G 7.

Συνολικά, στο τρίτο δίκτυο είναι εφικτή η σύνδεση δύο αιολικών πάρκων. Το πρώτο αποτελείται από 12 ανεμογεννήτριες A/G 4 και το δεύτερο από 6 ανεμογεννήτριες A/G 7. Το επόμενο βήμα είναι η μελέτη του κόστους εγκατάστασης των δύο αυτών αιολικών πάρκων, από όπου και θα προκύψει ποιο είναι το καλύτερο από οικονομικής άποψης.

Τα γενικό συμπέρασμα που προκύπτει από τα αποτελέσματα του παραπάνω παραδείγματος είναι ότι τα χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος επηρεάζουν σε μεγάλο, αλλά σε ορισμένες περιπτώσεις μη καθορισμένο βαθμό, την ποιότητα της εξερχόμενης τάσης.

Οι αργές μεταβολές της τάσης επηρεάζονται κατά πολύ από το συντελεστή ισχύος, λ_{mc}. Μάλιστα, οι ανεμογεννήτριες που παραβιάζουν τα όρια των αργών μεταβολών της τάσης είναι αυτές με υψηλές τιμές του εν λόγω συντελεστή.

Οι ταχείες μεταβολές εξαρτώνται από το συντελεστή μεταβολών της τάσης, k_u. Όμως, αυτό δεν σημαίνει κατ'ανάγκη ότι οι ανεμογεννήτριες με τις μικρότερες τιμές αυτού του συντελεστή θα έχουν και μικρότερες βυθίσεις τάσης. Ενεργό ρόλο διαδραματίζει και η φαινόμενη ισχύς του κάθε αιολικού πάρκου. Γενικά, μικρότερες τιμές ταχέων μεταβολών της τάσης εμφανίζει η ανεμογεννήτρια A/G 6, η οποία έχει $k_u = 0.8$. Ας σημειωθεί ότι η τιμή αυτή δεν είναι η μικρότερη που εμφανίζεται.

Στις διαταραχές Flicker επιδρούν σημαντικά οι συντελεστές c και k_f, αλλά και το πλήθος των ανεμογεννητριών ενός αιολικού πάρκου. Για παράδειγμα, 2 αιολικά πάρκα που χαρακτηρίζονται από την ίδια φαινόμενη ισχύ, αλλά έχουν διαφορετικό αριθμό ανεμογεννητριών διαφέρουν κατά πολύ ως προς τις προκαλούμενες εκπομπές Flicker κανονικής λειτουργίας. Όπως παρατηρείται σε όλα

τα σχήματα που παρουσιάστηκαν δεν είναι εμφανές ποια ανεμογεννήτρια εμφανίζει τις μικρότερες εκπομπές Flicker.

Στις αρμονικές συνιστώσες της τάσης επιδρά κυρίως το αρμονικό ρεύμα, I_h. Περισσότερες εκπομπές αρμονικών έχουν οι ανεμογεννήτριες με τις υψηλότερες τιμές αρμονικού ρεύματος. Επίσης, ιδιαίτερη σημασία πρέπει να δίνεται στη φαινόμενη ισχύ βραχυκύκλωσης στο σημείο κοινής σύνδεσης . Όσο μικρότερη είναι αυτή τόσο λιγότερες είναι οι εκπομπές αρμονικών.

Για την καλύτερη κατανόηση και ερμηνεία των αποτελεσμάτων του παραδείγματος αυτού συνίσταται η καλή γνώση του τρόπου υπολογισμού των παραμέτρων ποιότητας της τάσης (Κεφάλαιο 4).

7.7 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[7.1] John Olav Giaever Tande, "Applying Power Quality Characteristics of Wind Turbines for Assessing Impact on Voltage Quality", Wind Energy, 2002; 5:37-52.

[7.2] Thomas Ackermann, "Wind Power in Power Systems", Wiley, March 2005.

[7.3] John Olav Giaever Tande, 'Exploitation of Wind Energy Resources in Proximity to Weak Electrical Grids', Applied Energy, 65 (2000) 395-401.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

8.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στην εργασία αυτή παρουσιάστηκαν κάποια γενικά στοιχεία για την ποιότητα ισχύος των ανεμογεννητριών και εν γένει ενός αιολικού πάρκου. Πιο συγκεκριμένα παρουσιάστηκαν τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος μίας ανεμογεννήτριας, έτσι όπως αυτά ορίζονται στο πρότυπο IEC 61400-21. Αυτά τα χαρακτηριστικά είναι τα κύρια δεδομένα για τον υπολογισμό των παραμέτρων ποιότητας της τάσης, που εμπεριέχονται στο πρότυπο EN 50160. Για τον υπολογισμό των παραμέτρων χρησιμοποιείται η ανάλυση ροής φορτίου, λαμβάνοντας τέσσερις ακραίες καταστάσεις φόρτισης. Επίσης, για τις περιπτώσεις που οι τιμές των παραμέτρων ποιότητας υπερβαίνουν τα τιθέμενα όρια, παρατίθεται μία μεθοδολογία διόρθωσης της τάσης. Το βασικό στοιχείο αυτής της μεθοδολογίας είναι ότι στηρίζεται στην επιλογή της κατάλληλης ανεμογεννήτριας για κάθε συγκεκριμένη περίπτωση. Στις επόμενες ενότητες ακολουθούν κάποια συμπεράσματα.

8.2 ΧΡΗΣΙΜΟΤΗΤΑ ΤΩΝ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΩΝ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΜΙΑΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ

Η σπουδαιότητα των ηλεκτρικών χαρακτηριστικών μίας ανεμογεννήτριας έγκειται στις 2 παρακάτω προτάσεις:

- Αποτελούν τα κύρια δεδομένα για τον υπολογισμό των παραμέτρων ποιότητας της τάσης.
- Με κατάλληλη επιλογή αυτών των χαρακτηριστικών είναι δυνατή η επίτευξη βέλτιστης εξερχόμενης τάσης από ένα αιολικό πάρκο.

Πλέον, οι περισσότεροι κατασκευαστές παρέχουν μαζί με τις ανεμογεννήτριες και τα αντίστοιχα πιστοποιητικά δοκιμών. Μέσα σε αυτά περιέχονται και τα εν λόγω χαρακτηριστικά. Η μέτρηση τους μπορεί να γίνει είτε από τον ίδιο τον κατασκευαστή, είτε από έναν ανεξάρτητο πιστοποιημένο οργανισμό που κάνει τέτοιου είδους μετρήσεις. Οι διαδικασίες μέτρησης αλλά και ο ορισμός των χαρακτηριστικών γίνεται πάντα σύμφωνα με κάποιο διεθνές πρότυπο.

Τα βασικά πλεονέκτημα από τη χρήση των χαρακτηριστικών ποιότητας είναι τα παρακάτω:

- Μπορούν να εκτιμήσουν την ποιότητα ισχύος ενός αιολικού πάρκου πριν την εγκατάστασή του.
- Ποικίλουν ανάλογα με τον τρόπο κατασκευής και τον τύπο μίας ανεμογεννήτριας.

Έτσι, ένας μηχανικός έχει στα χέρια του ένα πολύ καλό εργαλείο που μπορεί να τον βοηθήσει σε δύο πολύ σημαντικά πράγματα. Πρώτον, να εκτιμήσει την ποιότητα της τάσης ενός υποψήφιου αιολικού πάρκου πριν ακόμα την εγκατάστασή του και δεύτερον, αν οι τιμές των παραμέτρων ποιότητας είναι απαγορευτικές, να κάνει τις απαιτούμενες διορθώσεις επιλέγοντας μία άλλη ανεμογεννήτρια με καταλληλότερα χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος.

8.3 ΠΟΛΥΠΛΟΚΟΤΗΤΑ ΤΟΥ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟΥ

Το λογισμικό που αναπτύχθηκε για τις ανάγκες της εργασίας είναι αρκετά εύχρηστο. Απαιτεί ένα λογικό όγκο δεδομένων που συμπεριλαμβάνει τα χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος του, υπό εξέταση, αιολικού πάρκου καθώς και κάποια στοιχεία του δικτύου στο οποίο θα γίνει η διασύνδεση. Επίσης, πρέπει να σημειωθεί ότι τα μονογραμμικά διαγράμματα που χρησιμοποιεί το λογισμικό για τους υπολογισμούς, αγγίζουν ένα μεγάλο ποσοστό των διαγραμμάτων που χρησιμοποιούνται στην πράξη.

Τα αποτελέσματα που παράγονται είναι εύκολα στην ερμηνεία τους. Πρώτα, εκτιμάται η ποιότητα της εξερχόμενης τάσης, υπολογίζοντας τέσσερις βασικές παραμέτρους και στη συνέχεια δίνειται η δυνατότητα στο χρήστη να επιλέξει μία διαφορετική από την αρχική ανεμογεννήτρια, εξασφαλίζοντας έτσι τη σωστή, από πλευράς ποιότητας της τάσης, λειτουργία του αιολικού πάρκου.

Επίσης, κατά την ανάπτυξη του λογισμικού έγινε η παραδοχή ότι οι ανεμογεννήτριες του εκάστοτε αιολικού πάρκου έχουν όμοια χαρακτηριστικά ποιότητας ισχύος. Αυτή η παραδοχή δεν μπορεί να κριθεί ως περιοριστική. Συνήθως, τα αιολικά πάρκα μεγάλης ισχύος που συναντώνται στην πράξη αποτελούνται από ανεμογεννήτριες ίσης ισχύος και λοιπών χαρακτηριστικών.

8.4 ΤΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΤΗΣ ΠΟΙΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ

Το πρόβλημα της ποιότητας ισχύος είναι υπαρκτό από τη στιγμή που ο άνθρωπος άρχισε να παράγει ενέργεια σε μεγάλες ποσότητες. Ειδικά, για την περίπτωση της αιολικής ενέργειας το πρόβλημα είναι περισσότερο προφανές, αφού η κινητήρια δύναμη, που είναι ο άνεμος, εμπεριέχει μεγάλη μεταβλητότητα. Αυτή η

μεταβλητότητα είναι που οδηγεί στη διακύμανση της εξερχόμενης ισχύος μίας ανεμογεννήτριας και άρα στη διακύμανση της τάσης που τροφοδοτείται σε ένα δίκτυο. Δυστυχώς, αν και έχουν γίνει και συνεχίζουν να γίνονται πολλές προσπάθειες και η βιβλιογραφία του συγκεκριμένου θέματος είναι αρκετά εκτενής, δεν υπάρχει ένας καθολικός και ολοκληρωμένος τρόπος αντιμετώπισης του προβλήματος. Μέσα όμως από αυτές τις προσπάθειες προέκυψαν τα πρότυπα IEC 61400-21 και EN 50160 που είναι ίσως ο πιο ολοκληρωμένος οδηγός για την εκτίμηση και τη διόρθωση της ποιότητας ισχύος των ανεμογεννητριών.