



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Μοντελοποίηση Υβριδικών Δικτύων AC-HVDC στα πλαίσια Εκτιμητών Κατάστασης Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ορέστης Α. Δαρμής

Επιβλέποντες: Γεώργιος Κορρές, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Γεώργιος Καρβέλης, Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούνιος 2020



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Μοντελοποίηση Υβριδικών Δικτύων AC-HVDC στα πλαίσια Εκτιμητών Κατάστασης Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ορέστης Α. Δαρμής

Επιβλέποντες: Γεώργιος Κορρές, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Γεώργιος Καρβέλης, Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 24η Ιουνίου 2020

.....

Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Πάυλος Γεωργιάκης
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....

Ιωάννης Γκόνος
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, 24/06/2020

.....

Ορέστης Α. Δαρμής

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

Copyright © Ορέστης Α. Δαρμής, 2020

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

*Ιδιαίτερες ευχαριστίες στον καθηγητή Γ. Κορρέ και στον Υ.Δ. Γ.
Καρβέλη, για την πολύτιμη βοήθειά τους στην εκπόνηση της παρούσας
διπλωματικής εργασίας.*

Περίληψη

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι εμφανώς ένα αναπόσπαστο κομμάτι της σύγχρονης ζωής. Η ορθή και αποτελεσματική λειτουργία των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι επομένως μία επιτακτική ανάγκη για τη διατήρηση της παροχής ηλεκτρικής ισχύος στους καταναλωτές. Οι υπεύθυνοι για την λειτουργία των ανωτέρω συστημάτων στηρίζονται σε μεγάλο βαθμό στην παρούσα κατάσταση του συστήματος, προκειμένου να κρίνουν αν χρειάζεται κάποια επέμβαση επί αυτού, καθώς και για να αποφασίσουν τις ανάλογες ενέργειες. Ο πλέον συνήθης τρόπος λήψης της κατάστασης ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι η εκτίμηση αυτής μέσω μετρήσεων που προέρχονται από διάφορα σημεία του δικτύου. Ο εκτιμητής κατάστασης είναι υπεύθυνος για την όσο το δυνατόν ακριβέστερη εκτίμηση της κατάστασης του συστήματος, δηλαδή την εκτίμηση των τάσεων όλων των ζυγών του με βάση τις διαθέσιμες μετρήσεις.

Μέχρι τώρα, η εκτίμηση κατάστασης που βασίζεται σε μετρήσεις προερχόμενες από συστήματα SCADA είναι η πιο διαδεδομένη μέθοδος εκτίμησης κατάστασης. Η μέθοδος αυτή θεωρεί τις εξισώσεις ροής ισχύος και επομένως οδηγεί σε μη γραμμικό μοντέλο μετρήσεων, το οποίο απαιτεί τη χρήση επαναληπτικών αριθμητικών μεθόδων για τον υπολογισμό της εκτίμησης κατάστασης. Επίσης, οι μετρήσεις του συστήματος SCADA λαμβάνονται με περίοδο αρκετών δευτερολέπτων. Οι μονάδες μέτρησης φασιθετών (PMUs) αποτελούν μια τεχνολογία που σταδιακά αναπτύσσεται και εφαρμόζεται ευρύτατα, καθώς επιλύει τα προβλήματα που προκύπτουν με την παραδοσιακή μέθοδο εκτίμησης κατάστασης. Οι μονάδες PMU μετρούν απευθείας τάσεις και ρεύματα στους ζυγούς στους οποίους τοποθετούνται, οδηγώντας έτσι σε γραμμικά μοντέλα μετρήσεων. Ταυτόχρονα, οι ρυθμοί αναφοράς τους είναι πολύ υψηλότεροι, φτάνοντας μέχρι και τις 60 μετρήσεις ανά δευτερόλεπτο.

Επίσης, οι παραδοσιακές μέθοδοι εκτίμησης κατάστασης έχουν υλοποιηθεί για κλασικά δίκτυα εναλλασσόμενου ρεύματος. Με την διείσδυση των ευέλικτων συστημάτων μεταφοράς, και πιο συγκεκριμένα την ευρύτατη χρήση της μεταφοράς ισχύος με συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης, εμφανίζεται η ανάγκη κατάλληλης μοντελοποίησης υβριδικών δικτύων AC-HVDC με σκοπό την επίλυση της εκτίμησης κατάστασης.

Η παρούσα διπλωματική εργασία αρχικά παρουσιάζει τη θεμελιώδη θεωρία της εκτίμησης κατάστασης συστήματος και στη συνέχεια εκπονείται η ανάπτυξη μοντέλου δικτύου και αποδοτικού αλγορίθμου στατικής εκτίμησης κατάστασης βασισμένης αποκλειστικά σε μετρήσεις από PMUs και κλασικό σύστημα HVDC. Επίσης, αναλύεται το ζήτημα της ανίχνευσης εσφαλμένων μετρήσεων και αναπτύσσεται αντίστοιχος αλγόριθμος, βασισμένος στη μέθοδο Μεγίστου Κανονικοποιημένου Υπολοίπου. Τέλος, παρουσιάζονται και μελετώνται τα αποτελέσματα εκτέλεσης του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης για διάφορα δίκτυα εισόδου.

Λέξεις κλειδιά: εκτίμηση κατάστασης, συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης, MATLAB.

Abstract

Electricity is an essential part of the modern way of life. The continuous and effective operation of Power Systems is a crucial necessity in order to sustain power flow to the consumers. Those responsible for the operation of the aforementioned systems, rely on the system's current state in order to control it effectively, make decisions and take actions. The most common way of obtaining the system's state, is its estimation using measurements derived from different parts of the Power System. The state estimator algorithm formulates an estimation of all system variables, that is an estimation of all bus voltage phasors, as accurately as possible, by taking into consideration all available measurements.

Up to this point, state estimation relied mainly on SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) measurements. This method considers Power Flow equations and therefore leads to a non-linear measurement model, which requires the usage of iterative arithmetic methods in order to compute the solution of the state estimation. Also, measurements obtained through the SCADA system are sampled with a sampling period of several seconds. Phasor Measurement Units (PMUs) comprise an advanced and widely used technology that promises to solve the problems that arise with the traditional state estimation method. PMUs are able to measure voltage and current phasors directly, at the bus they are placed at, which in turn leads to the formulation of linear measurement models. At the same time, PMU sampling rates are much higher than those of the SCADA system, reaching 60 measurements per second.

Furthermore, traditional state estimation methods have been implemented mainly for classic AC Power Systems. However, with the growing use of HVDC links in modern networks, as well as other types of FACTS, arises the need for proper modelling of hybrid AC-HVDC networks, in order to be able to solve state estimation problems in such grids.

This diploma thesis firstly presents the fundamentals of state estimation theory and then attempts to develop an appropriate network model and static state estimation algorithm for hybrid AC-HVDC grids, which depends entirely on PMU measurements. Afterwards, the subject of bad data detection is briefly discussed and an algorithm for bad data detection is developed, according to the Largest Normalized Residual method. Finally, various test cases are studied and the results of the static state estimation algorithm are presented for each case.

Keywords: state estimation, high voltage direct current, MATLAB.

Πίνακας Περιεχομένων

1	Εισαγωγή	1
1.1	Η ανάγκη για εκτίμηση κατάστασης	1
1.2	Χρήση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών	5
1.3	Μεταφορά ισχύος με συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης (HVDC)	6
2	Διαχείριση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας	9
2.1	Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας.....	9
2.2	Σύστημα SCADA και Remote Terminal Units (RTUs)	11
2.2.1	Αρχιτεκτονική του συστήματος SCADA.....	12
2.2.2	Λειτουργίες του συστήματος SCADA	17
2.3	Μονάδες μέτρησης φασιθετών (PMUs)	18
3	Εκτίμηση κατάστασης συστήματος	24
3.1	Δομή ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.....	24
3.2	Συνθήκες λειτουργίας του συστήματος	24
3.3	Ο ρόλος της εκτίμησης κατάστασης.....	25
3.4	Εκτίμηση κατάστασης βασισμένη σε PMU ή SCADA	27
3.5	Εκτίμηση κατάστασης για HVDC και FACTS	28
3.6	Στατική, δυναμική και βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης... 30	
3.6.1	Βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης.....	31
3.6.2	Δυναμική εκτίμηση κατάστασης.....	31
3.7	Εκτίμηση κατάστασης για δίκτυα διανομής	33
3.8	Κεντρική, κατανεμημένη και πολλαπλών περιοχών εκτίμηση κατάστασης.. 34	
4	Σύνθεση κλασικής εκτίμησης κατάστασης	35
4.1	Συμβατικές τεχνικές εκτίμησης κατάστασης.....	35
4.2	Gaussian κατανομή των μετρήσεων	35
4.3	Αντικειμενική συνάρτηση WLS	36
4.4	Αριθμητική επίλυση του προβλήματος.....	37
4.5	Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης WLS.....	38
5	Μοντελοποίηση δικτύων για εκτίμηση κατάστασης	39
5.1	Υποθέσεις λειτουργίας του ΣΗΕ	39
5.1.1	Γραμμές μεταφοράς.....	39
5.1.2	Εγκάρσια στοιχεία	39
5.1.3	Φορτία και γεννήτριες	40

5.1.4	Μετασχηματιστές	41
5.1.5	Γενικευμένος ζυγός ΣΗΕ - Διάνυσμα κατάστασης σε πολικές συντεταγμένες	42
5.1.6	Γενικευμένος ζυγός ΣΗΕ - Διάνυσμα κατάστασης σε καρτεσιανές συντεταγμένες.....	45
5.2	Συνάρτηση μετρήσεων – Ιακωβιανή μήτρα μετρήσεων.....	46
5.2.1	Ιακωβιανή Μήτρα Μετρήσεων H - Διάνυσμα κατάστασης σε πολικές συντεταγμένες.....	46
5.2.2	Ιακωβιανή Μήτρα Μετρήσεων H - Διάνυσμα κατάστασης σε καρτεσιανές συντεταγμένες.....	50
6	Γραμμικό μοντέλο μετρήσεων.....	54
6.1	Μοντέλο μετρήσεων δικτύου AC	55
6.2	Μοντέλο κλασικής διασύνδεσης HVDC	55
6.2.1	Ανορθωτής.....	56
6.2.2	Αντιστροφέας	56
6.3	Σύνθεση εξισώσεων HVDC σε μορφή πινάκων.....	57
6.4	Μοντέλο μετρήσεων για υβριδικά συστήματα AC/DC.....	58
7	Εντοπισμός εσφαλμένων μετρήσεων	60
7.1	Κατηγοριοποίηση των μετρήσεων.....	60
7.2	Χρήση της κατανομής χ^2	61
7.3	Χρήση κανονικοποιημένων υπολοίπων.....	64
8	Υλοποίηση αλγορίθμου στο περιβάλλον MATLAB®	66
8.1	Εισαγωγή της τοπολογίας του δικτύου	66
8.2	Εισαγωγή των μετρήσεων από PMU.....	69
8.3	Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης	70
8.4	Μελέτη αποτελεσμάτων δοκιμών	72
8.4.1	Δίκτυο 3 ζυγών	73
8.4.2	Δίκτυο 9 ζυγών	79
8.4.3	Δίκτυο 14 ζυγών	82
8.4.4	Ανάλυση των αποτελεσμάτων.....	87
9	Συμπεράσματα και παρατηρήσεις	92
	Βιβλιογραφία.....	93

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1: Δίκτυο μεταφοράς της Νέας Υόρκης (2000-2016) [1]	2
Σχήμα 1.2: Χάρτης σταθμών παραγωγής της ΔΕΗ [3].	3
Σχήμα 1.3: Ψηφιακό ΕΚΕΕ του Ελληνικού συστήματος [4].	4
Σχήμα 1.4: Σύγκριση δεδομένων προερχόμενων από PMUs και SCADA [8].	6
Σχήμα 1.5: Διασύνδεση HVDC μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας [13].	7
Σχήμα 1.6: Διασύνδεση HVDC ηλεκτρικών δικτύων Αττικής και Κρήτης [14].	8
Σχήμα 2.1: Απλουστευμένη διάταξη Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας [15].	10
Σχήμα 2.2: Σχηματική απεικόνιση της αρχιτεκτονικής του συστήματος SCADA [19].	12
Σχήμα 2.3: Σχηματικό διάγραμμα των επιμέρους συστημάτων μονάδας RTU [20]. .	14
Σχήμα 2.4: Μονάδα SIMATIC® RTU3030C της Siemens [22].	15
Σχήμα 2.5: Χρήση συστήματος SCADA σε ΣΗΕ 3 ζυγών [15].	16
Σχήμα 2.6: Διασύνδεση των μονάδων RTUs με το σταθμό ελέγχου [15].	16
Σχήμα 2.7: Οι λειτουργίες διαχείρισης του ΣΗΕ στα ΚΕΕ [17].	18
Σχήμα 2.8: Σχηματικό διάγραμμα μονάδας PMU [20].	19
Σχήμα 2.9: Σύστημα συγχρονισμένων μετρήσεων και σταθμός συγκέντρωσης δεδομένων [26].	20
Σχήμα 2.10: Συσκευή SEL-2240 Axion® [27].	21
Σχήμα 3.1: Διάγραμμα καταστάσεων ενός ΣΗΕ.	25
Σχήμα 3.2: Σχηματικό διάγραμμα ανάλυσης ασφαλείας.	27
Σχήμα 3.3: Κλασικό σύστημα CSC-HVDC [41].	29
Σχήμα 3.4: Σύστημα VSC-HVDC με IGBTs [41].	29
Σχήμα 5.1: Μοντέλο γραμμής μεταφοράς ΣΗΕ [32].	39
Σχήμα 5.2: Μοντέλο εγκάρσιου στοιχείου ΣΗΕ [32].	40
Σχήμα 5.3: Μοντέλα φορτίου σταθερής αγωγιμότητας, σταθερής ισχύος και γεννήτριας [32].	40
Σχήμα 5.4: Μοντέλο πραγματικού μετασχηματιστή και ισοδύναμο Π μοντέλο [32].	41
Σχήμα 5.5: Μοντέλο γενικευμένου ζυγού και γραμμής μεταφοράς/μετασχηματιστή [32]	42
Σχήμα 5.6: Διανυσματικό διάγραμμα της τάσης του ζυγού i και του ρεύματος I_{ij}	44
Σχήμα 6.1: Τριφασική ανόρθωση γέφυρας πλήρους κύματος συνδεδεμένη με σύστημα AC μέσω μετασχηματιστή.	56
Σχήμα 6.2: Τριφασικός αντιστροφείας γέφυρας πλήρους κύματος συνδεδεμένος με σύστημα AC μέσω μετασχηματιστή.	57
Σχήμα 7.1: Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (PDF) της κατανομής χ^2 για $N=15$ βαθμούς ελευθερίας [32].	63
Σχήμα 8.1: AC μέρος της αναφοράς του PSAT.	69
Σχήμα 8.2: DC μέρος της αναφοράς του PSAT.	69
Σχήμα 8.3: Δίκτυο AC 3 ζυγών.	74
Σχήμα 8.4: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 3 ζυγών).	74
Σχήμα 8.5: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 3 ζυγών).	75

Σχήμα 8.6: Υπόλοιπα εκτίμησης μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 3 ζυγών).....	75
Σχήμα 8.7: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).	76
Σχήμα 8.8: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).	77
Σχήμα 8.9: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).....	77
Σχήμα 8.10: DC μεταβλητές κατάστασης (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).....	77
Σχήμα 8.11: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης DC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).....	78
Σχήμα 8.12: Δίκτυο 9 ζυγών.	79
Σχήμα 8.13: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 9 ζυγών).....	80
Σχήμα 8.14: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 9 ζυγών).	81
Σχήμα 8.15: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 9 ζυγών).	81
Σχήμα 8.16: DC μεταβλητές κατάστασης (ΣΗΕ 9 ζυγών).....	81
Σχήμα 8.17: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης DC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 9 ζυγών).	82
Σχήμα 8.18: Δίκτυο 14 ζυγών IEEE.....	82
Σχήμα 8.19: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 14 ζυγών).....	83
Σχήμα 8.20: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 14 ζυγών).	84
Σχήμα 8.21: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 14 ζυγών).	84
Σχήμα 8.22: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).	85
Σχήμα 8.23: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).	86
Σχήμα 8.24: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).....	86
Σχήμα 8.25: DC μεταβλητές κατάστασης (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).....	86
Σχήμα 8.26: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης DC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).....	87
Σχήμα 8.27: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης, χωρίς πρόσθεση θορύβου.	87
Σχήμα 8.28: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης DC μεταβλητών κατάστασης, χωρίς πρόσθεση θορύβου.	88
Σχήμα 8.29: Απόλυτη τιμή υπολοίπων AC μεταβλητών κατάστασης (PMUs σε όλους τους ζυγούς).....	89
Σχήμα 8.30: Απόλυτη τιμή υπολοίπων DC μεταβλητών κατάστασης (PMUs σε όλους τους ζυγούς).....	89
Σχήμα 8.31: Έξοδος προγράμματος σε περίπτωση ανίχνευσης bad data.	90

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1.1: Πλήθος ζεύξεων HVDC ανά τον κόσμο.	6
Πίνακας 2.1: Διαφορές ανάμεσα σε συστήματα SCADA και PMU.....	22
Πίνακας 5.1: Πρόσημο της ενεργού και αέργου ισχύος για κάθε τύπο φορτίου και για γεννήτριες.	40
Πίνακας 5.2: Σύνοψη των εξισώσεων μετρήσεων ρευμάτων σε πολική μορφή.	49
Πίνακας 5.3: Συμπαγής μορφή των εξισώσεων μετρήσεων ρευμάτων σε πολική μορφή.	49
Πίνακας 8.1: Μορφή δεδομένων ζυγών (bd) [78].....	67
Πίνακας 8.2: Μορφή δεδομένων γραμμών μεταφοράς AC (1dac) [78].	67
Πίνακας 8.3: Μορφή δεδομένων μετασχηματιστών (1dac) [78].	68
Πίνακας 8.4: Μορφή δεδομένων γραμμών μεταφοράς DC (1ddc) [78].	68
Πίνακας 8.5: Χαρακτηριστικά ζεύξεων HVDC.	73
Πίνακας 8.6: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 3 ζυγών.	74
Πίνακας 8.7: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC.	76
Πίνακας 8.8: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 9 ζυγών.	80
Πίνακας 8.9: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 14 ζυγών IEEE.....	83
Πίνακας 8.10: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 14 ζυγών IEEE με HVDC.	85
Πίνακας 8.11: Αποτελέσματα με 5 και 2 DC μετρήσεις (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).90	

Πίνακας Ακρωνύμων

AC	Alternating Current
AGC	Automatic Generation Control
CIOC	Communication Input/Output Controllers
CPU	Central Processing Unit
CSC	Current Source Converter
CT	Current Transformer
DSSE	Distribution System State Estimation
DySE	Dynamic State Estimation
EMS	Energy Management System
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
FASE	Forecasting-Aided State Estimation
GPS	Global Positioning System
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IED	Intelligent Electronic Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LAN	Local Area Network
LCC	Line Commutated Converters
LNRT	Largest Normalized Residual Test
MLE	Maximum Likelihood Estimator
MTDC	Multi Terminal DC
NASPI	North American SynchroPhasor Initiative
PDC	Phasor Data Concentrator
PDF	Probability Density Function
PMU	Phasor Measurement Unit
PSSE	Power System State Estimation
PT	Potential Transformer
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCDFT	Symmetrical Component Discrete Fourier Transform
SCDR	Symmetrical Component Distance Relay
TSO	Transmission System Operator
TSSE	Transmission System State Estimation
VSC	Voltage Source Converter
WAMPAC	Wide Area Monitoring, Protection and Control
WAN	Wide Area Network
WLS	Weighted Least Squares

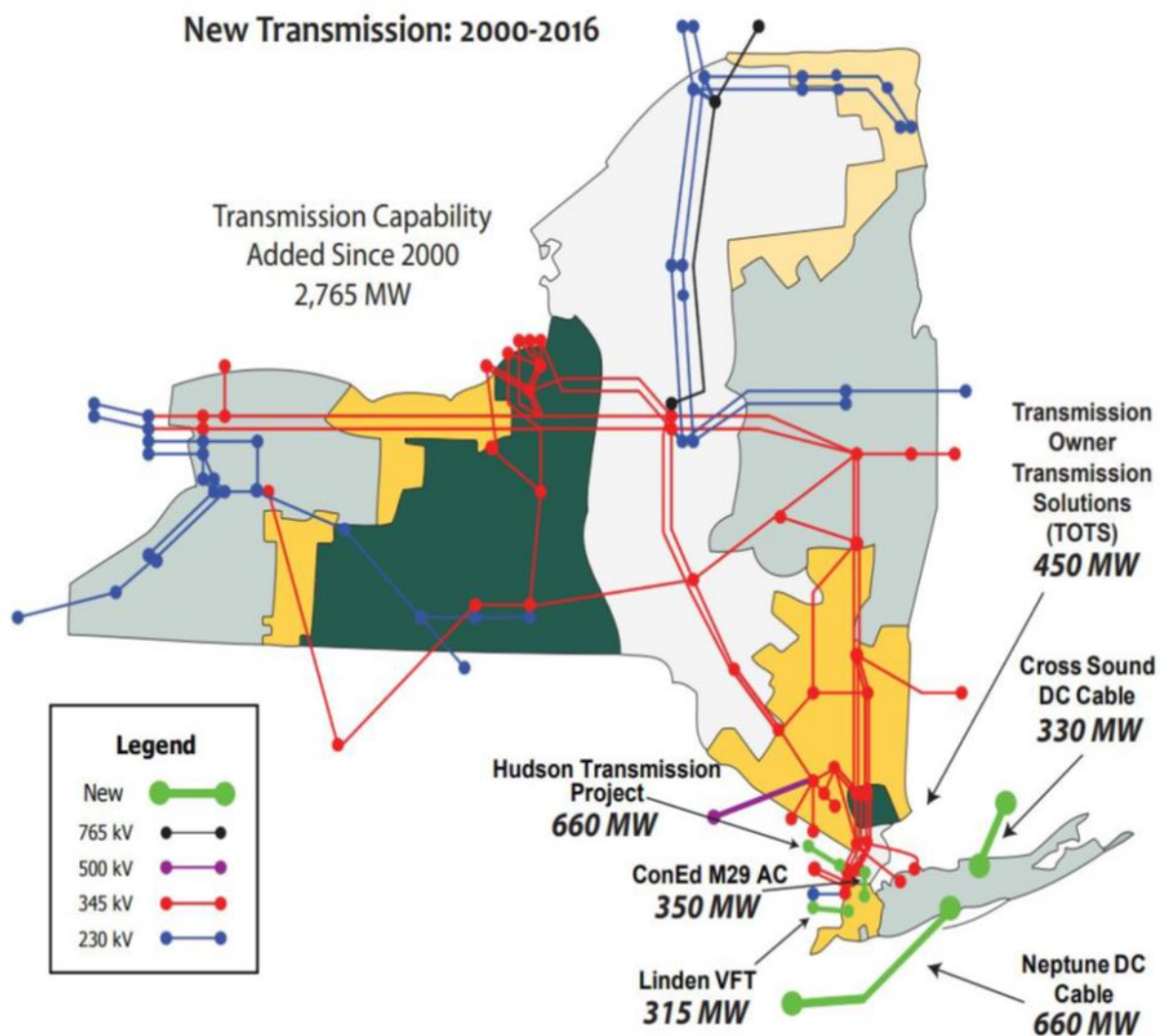
1 Εισαγωγή

Η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί αναπόσπαστο κομμάτι της σημερινής καθημερινότητας. Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) ονομάζουμε το δίκτυο που είναι υπεύθυνο για την τροφοδοσία, μεταφορά, αποθήκευση και κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας. Βλάβη ή διακοπή λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος ισοδυναμεί με τεράστιο κίνδυνο για την περιβαλλοντική και δημόσια ασφάλεια. Επομένως, καθίσταται απαραίτητη μια ακριβής εκτίμηση της κατάστασης λειτουργίας αυτού του συστήματος. Η ανάπτυξη και εγκατάσταση μονάδων μέτρησης φασιθετών (PMUs) συμβάλλουν στην παροχή συγχρονισμένων μετρήσεων υψηλής ακριβείας εντός μεγάλων γεωγραφικών περιοχών. Επιπλέον, η άνευ προηγουμένου ανάπτυξη των ηλεκτρονικών ισχύος οδηγεί σε ευρεία χρήση της τεχνολογίας μεταφοράς ισχύος με συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης (HVDC). Αυτό υποδεικνύει την ανάγκη για υψηλής επίδοσης τεχνικές εκτίμησης κατάστασης που να ενσωματώνουν τις ζεύξεις HVDC στο μοντέλο δικτύου.

1.1 Η ανάγκη για εκτίμηση κατάστασης

Τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας καθίστανται όλο και πιο πολύπλοκα με την αυξανόμενη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και με την εκμετάλλευση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Για παράδειγμα, από το 2000 έως το 2016, περισσότερα από 11.655 MW νέας παραγωγικής ικανότητας έχουν προστεθεί στο ηλεκτρικό σύστημα της πολιτείας της Νέας Υόρκης, ενώ έχουν προστεθεί και περισσότερα από 2.765 MW δυνατότητας μεταφοράς, τα οποία φαίνονται στο Σχήμα 1.1. Το 2016, η συνολική ικανότητα παραγωγής έφτασε τα 38.576 MW και το συνολικό μήκος γραμμών μεταφοράς έφτασε τα 17.902 km. Επιπλέον, το μεγαλύτερο πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης (demand response) της Νέας Υόρκης, το Special Case Resources, προβλέπεται να είναι ικανό να προσφέρει έως και 1.248 MW επιπλέον [1].

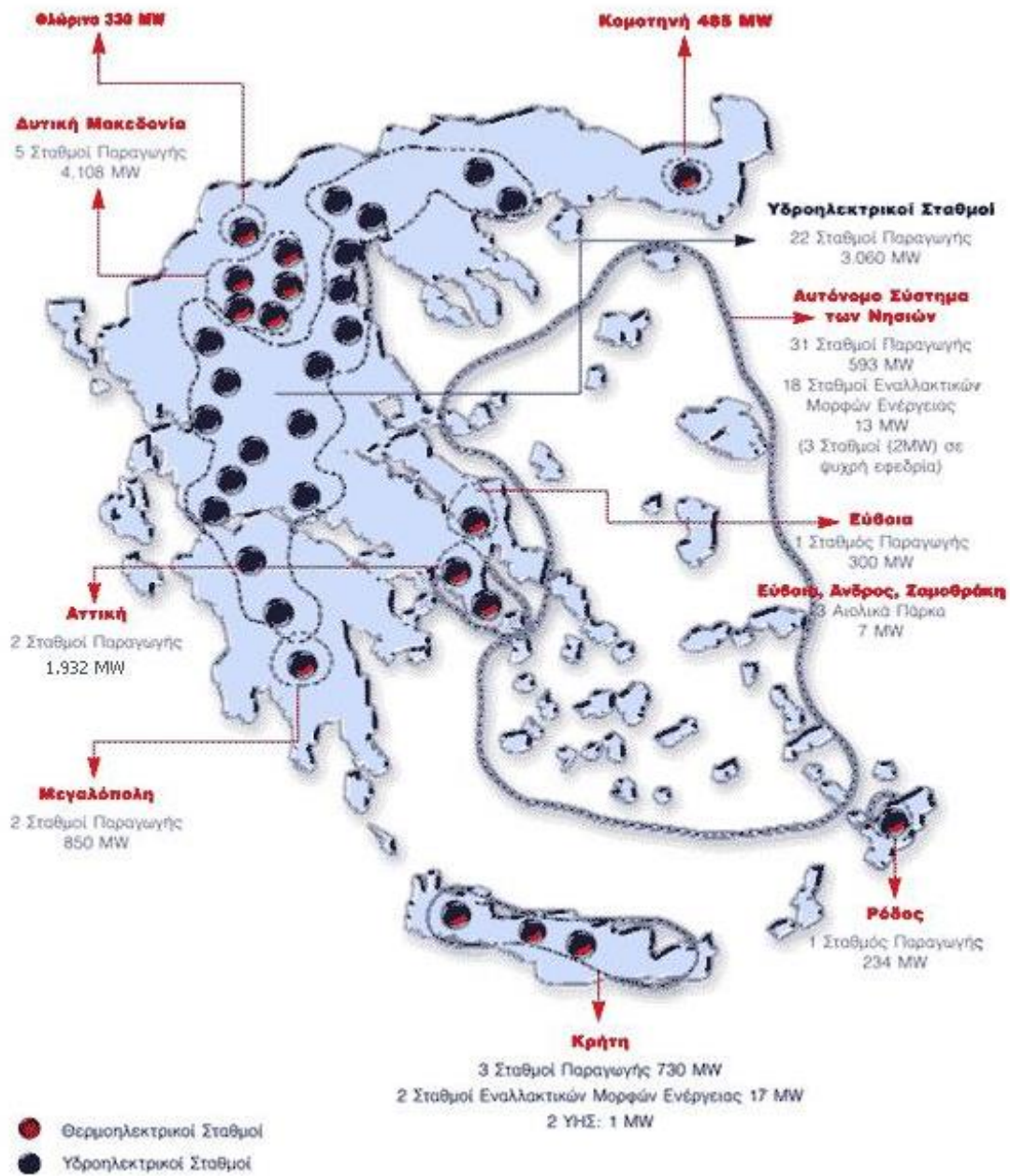
Το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) αποτελείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νησιών στα επίπεδα υψηλής (66 kV και 150 kV) και υπερυψηλής τάσης (400 kV). Τη σπονδυλική στήλη του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς αποτελούν οι τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, που μεταφέρουν ηλεκτρική ισχύ, κυρίως από το ενεργειακό κέντρο παραγωγής της Δυτικής Μακεδονίας. Στην περιοχή αυτή παράγεται περίπου το 70% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής της χώρας που στη συνέχεια μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας, όπου καταναλώνεται περίπου το 65% της ηλεκτρικής ενέργειας. Το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς διαθέτει επιπλέον γραμμές των 400 kV καθώς επίσης εναέριες, υπόγειες γραμμές και υποβρύχια καλώδια των 150 kV που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της Δυτικής Ελλάδας, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, καθώς και μία υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα στα 66 kV [2].



Σχήμα 1.1: Δίκτυο μεταφοράς της Νέας Υόρκης (2000-2016) [1].

Το 2019 το σύνολο παραγωγής και ισοζυγίου εισαγωγών-εξαγωγών που διακινήθηκε ανέρχεται στις 52.174 GWh, από τις οποίες οι 47.129 GWh διακινήθηκαν μέσω του ΕΣΜΗΕ, ενώ οι υπόλοιπες 4.995 GWh αφορούν παραγωγή στο Δίκτυο (Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί, φωτοβολταϊκά, βιοαέριο, Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης). Την ίδια χρονιά το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς αποτελείτο από 11.971 km γραμμών μεταφοράς, με 64 υποσταθμούς συνολικής ισχύος περί τα 16.867 MVA. Αξίζει να σημειωθεί ότι το 2019 αυξήθηκε το μερίδιο της παραγωγής από ΑΠΕ και Δίκτυο (στο 24% αθροιστικά από 21% το 2018) και μειώθηκε το μερίδιο της λιγνιτικής παραγωγής (στο 20% από 29% το 2018) [2]. Στο Σχήμα 1.2 παρουσιάζεται ο αναλυτικός χάρτης σταθμών παραγωγής της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ).

ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΣΤΑΘΜΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ



Σχήμα 1.2: Χάρτης σταθμών παραγωγής της ΔΕΗ [3].

Τα ΣΗΕ γενικά σχεδιάζονται για να καλύπτουν τη μέγιστη ζήτηση και να διαχειρίζονται τη χειρότερη περίπτωση. Η διασφάλιση της αξιοπιστίας ενός ΣΗΕ είναι αρμοδιότητα των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς (TSOs), οι οποίοι έχουν την γενική ευθύνη για τη διατήρηση της βραχυπρόθεσμης ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Για αυτό το σκοπό, ελέγχουν και παρακολουθούν τα δίκτυα σε κέντρα ελέγχου ενέργειας (ΚΕΕ), στα οποία λαμβάνονται σημεία ελέγχου σε πραγματικό χρόνο, που αντιπροσωπεύουν ροές ισχύος στις γραμμές, όρια μεταφοράς γραμμών, φόρτιση μετασχηματιστών, τάσεις και εξόδους γεννητριών.

Το Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας (ΕΚΕΕ) του Ελληνικού συστήματος στεγάζεται στον Άγιο Στέφανο Αττικής, μαζί με το Νότιο Περιφερειακό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας. Το Βόρειο Περιφερειακό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας λειτουργεί στην Πτολεμαΐδα και είναι σε θέση να αναλάβει κρίσιμες λειτουργίες του ΕΚΕΕ σε περίπτωση αστοχίας του τελευταίου. Στο Σχήμα 1.3 φαίνεται μια φωτογραφία από την αίθουσα ελέγχου στο ψηφιακό ΕΚΕΕ.



Σχήμα 1.3: Ψηφιακό ΕΚΕΕ του Ελληνικού συστήματος [4].

Σε όλο τον κόσμο, βασική αρμοδιότητα των TSOs είναι η παρακολούθηση της ηλεκτρικής ενέργειας που ρέει μέσω του εθνικού ή περιφερειακού δικτύου και της ηλεκτρικής ενέργειας που ανταλλάσσεται με γειτονικά δίκτυα. Αυτό το έργο επιτελείται με τη βοήθεια της *εκτίμησης κατάστασης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (PSSE)*, η οποία παρέχει τη βέλτιστη εκτίμηση της κατάστασης του συστήματος (μυγαδικές τάσεις όλων των ζυγών του δικτύου) με βάση τις συλλεγόμενες μετρήσεις και το εκάστοτε μοντέλο δικτύου. Διαδοχικά, αξιοποιώντας τα αποτελέσματα της εκτίμησης, οι διαχειριστές επιτυγχάνουν τον συνεχή συντονισμό της προσφοράς και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να εξασφαλίζεται η ύπαρξη επαρκούς ηλεκτρικής ενέργειας για να διατηρείται το φορτίο χωρίς να συμβεί υπερφόρτωση των γραμμών μεταφοράς. Εάν το σύστημα βγει εκτός κατάστασης ισορροπίας ή η ροή ηλεκτρικής ισχύος διακοπεί, μπορεί να καταστραφεί εξοπλισμός ή να προκληθούν διακοπές παροχής στους καταναλωτές.

Το 2003, η χειρότερη διακοπή ροής ισχύος (blackout) στις Ηνωμένες Πολιτείες ξεκίνησε από μια “χαλαρή” γραμμή μεταφοράς στο Οχάιο, η οποία βραχυκύκλωσε ακουμπώντας ένα κλαδί δέντρου. Μια σειρά ανθρώπινων σφαλμάτων και ένα πρόβλημα σε έναν υπολογιστή του ΚΕΕ βύθισαν περίπου 50 εκατομμύρια ανθρώπους στο σκοτάδι, από τη Νέα Υόρκη μέχρι το Τορόντο, και κόστισαν στην οικονομία των

Ηνωμένων Πολιτειών περίπου 6 δισεκατομμύρια δολάρια [5]. Γρήγορες και ακριβείς τεχνικές εκτίμησης κατάστασης του ΣΗΕ θα επέτρεπαν στους χειριστές να ανιχνεύσουν σφάλματα σαν αυτό ταχύτερα και έτσι να αντιδράσουν έγκαιρα και αποτελεσματικά.

1.2 Χρήση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών

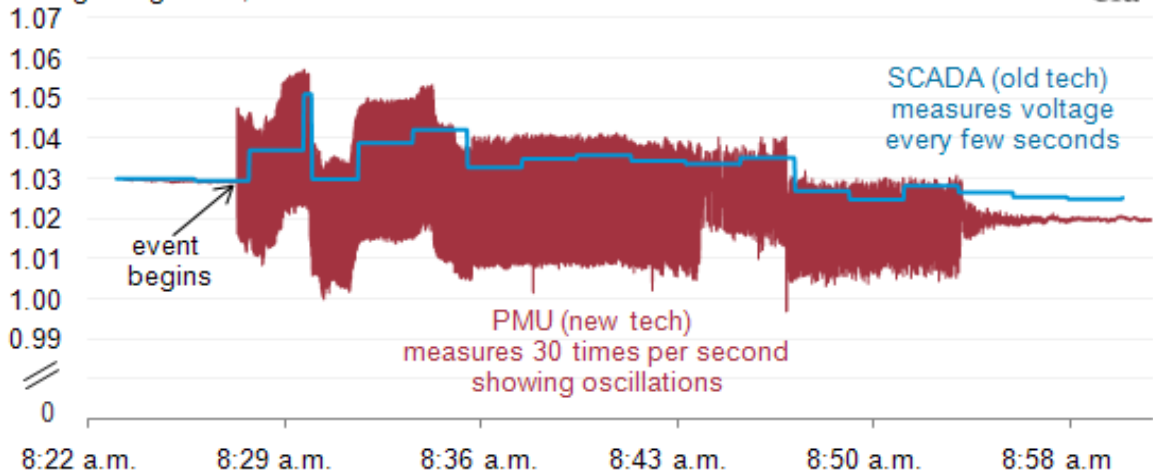
Η απόδοση της εκτίμησης κατάστασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται στις ιδιότητες των συλλεγόμενων μετρήσεων, όπως είναι το πλήθος των μετρήσεων, ο ρυθμός δειγματοληψίας, η ακρίβεια και η διακύμανση, ο συγχρονισμός των μετρήσεων. Επί του παρόντος, οι μονάδες μέτρησης φασιθετών (PMUs) είναι η πιο ακριβής και προηγμένη διαθέσιμη τεχνολογία για λήψη συγχρονισμένων μετρήσεων. Παρέχουν πληροφορίες για τους φασιθέτες τάσης ζυγών και ρεύματος γραμμών, καθώς και μετρήσεις συχνότητας, συγχρονισμένες με υψηλή ακρίβεια ως προς μια κοινή αναφορά χρόνου που παρέχεται από το παγκόσμιο σύστημα εντοπισμού θέσης (GPS). Η εφαρμογή των μονάδων PMUs μπορεί να ενισχύσει την ακρίβεια και την υπολογιστική αποτελεσματικότητα της εκτίμησης κατάστασης του ΣΗΕ.

Την τελευταία δεκαετία, η εγκατάσταση των PMUs έχει αυξηθεί κατακόρυφα. Μέχρι το 2014, η επένδυση μέσω του αμερικανικού νόμου ανάκτησης και επανεπένδυσης (American Recovery and Reinvestment Act) οδήγησε σε περισσότερες από 1.100 εγκατεστημένες μονάδες PMUs προσφέροντας παρατηρησιμότητα του συστήματος μεταφοράς κοντά στο 100%. Βάσει μιας αναφοράς της NASPI, μέχρι το καλοκαίρι του 2017, πάνω από 2.500 δικτυωμένα PMUs έχουν εγκατασταθεί σε ηλεκτρικά δίκτυα των ΗΠΑ και αυτός ο αριθμός συνεχίζει να αυξάνεται [6]. Στην Κίνα, μέχρι το τέλος του 2013, ο αριθμός των PMUs που είχαν εγκατασταθεί σε υποσταθμούς και σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής από την State Grid Corporation of China (SGCC) ήταν 2.027 [7]. Με την ταχεία ανάπτυξη και εγκατάσταση των PMUs, η εκτίμηση κατάστασης του συστήματος με αποκλειστική χρήση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών τάσης και ρεύματος, είναι πλέον εφικτή. Ωστόσο, χρειάζεται να γίνει περισσότερη έρευνα προκειμένου να αξιοποιηθούν τα δεδομένα από PMUs με πιο αποτελεσματικό και αξιόπιστο τρόπο. Το Σχήμα 1.4 δίνει μια διαισθητική σύγκριση μεταξύ των δεδομένων από μία μονάδα PMU και από ένα παραδοσιακό σύστημα SCADA. Η μπλε κυματομορφή αντιπροσωπεύει δεδομένα συλλεγόμενα ανά κάποια δευτερόλεπτα από το σύστημα SCADA. Η κόκκινη κυματομορφή αντιπροσωπεύει δεδομένα μετρούμενα από PMUs με ρυθμό 30 φορές ανά sec. Παρατηρούμε ότι μέσω των δεδομένων που παρέχονται από τα PMUs, φαίνεται με πολύ μεγαλύτερη ακρίβεια η απόκριση του ανωτέρω συστήματος σε μία διακύμανση τάσης.

PMU data reveal dynamic behavior as the system responds to a disturbance

Data comparison example, voltage disturbance on April 5, 2011

voltage magnitude, indexed



Σχήμα 1.4: Σύγκριση δεδομένων προερχόμενων από PMUs και SCADA [8].

1.3 Μεταφορά ισχύος με συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης (HVDC)

Η τεχνολογία του εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) κυριαρχεί στην παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο η μεταφορά ισχύος με HVDC παρουσιάζει πλεονεκτήματα σε σχέση με το HVAC σε ορισμένες περιπτώσεις. Για συστήματα μεταφοράς υψηλής τάσης, σε σύγκριση με το HVAC, οι τεχνικές HVDC επιτρέπουν [9]:

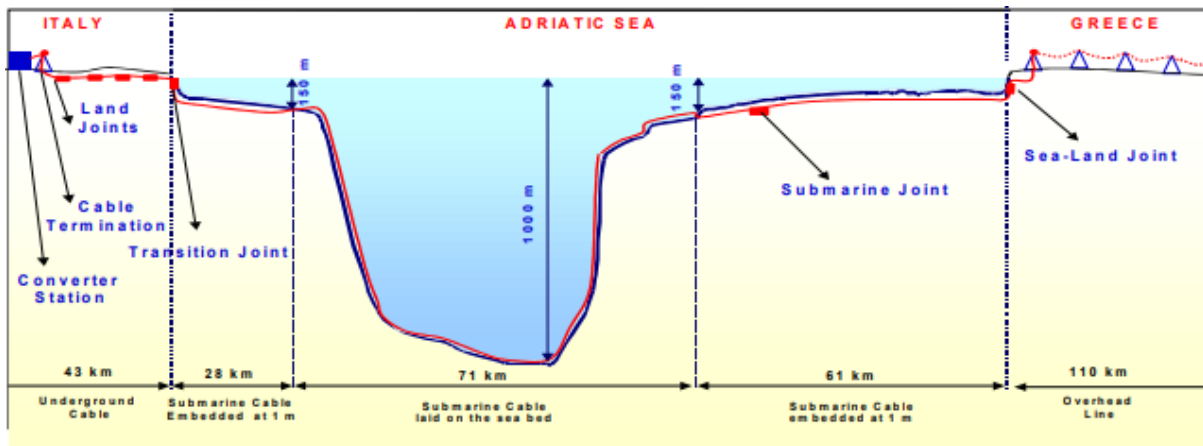
- Διασύνδεση δικτύων σε μεγάλες αποστάσεις με χαμηλές απώλειες, καθώς από μια συγκεκριμένη απόσταση και πέρα, μία γραμμή μεταφοράς HVDC καθίσταται φθηνότερη από μία HVAC. Η απόσταση αυτή είναι περίπου 600 km για τις εναέριες γραμμές και 30 km για τις υποθαλάσσιες γραμμές μεταφοράς.
- Σύνδεση ασύγχρονων μεταξύ τους δικτύων. Η απευθείας διασύνδεση των δικτύων με γραμμή μεταφοράς HVAC είναι ανέφικτη, αφού θα προκαλούσε προβλήματα στην ευστάθεια του συστήματος.
- Ευελιξία για την προσάρτηση των διαφόρων αναδυόμενων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ήδη υπάρχον δίκτυο.

Σύμφωνα με έκθεση του Bloomberg [10], η παγκόσμια χρήση HVDC έχει σημειώσει εκθετική αύξηση από το 2010 έως σήμερα. Στον παρακάτω πίνακα διακρίνεται το πλήθος έργων διασύνδεσης HVDC ανά την υφήλιο, για το 2009 [11] και το 2020 [12].

Πίνακας 1.1: Πλήθος ζεύξεων HVDC ανά τον κόσμο.

	Αφρική	Αυστραλία	Ασία	Ευρώπη	Βόρεια Αμερική	Νότια Αμερική	Back-to-back
2009	2	4	15	14	10	2	30
2020	4	5	58	64	19	4	50

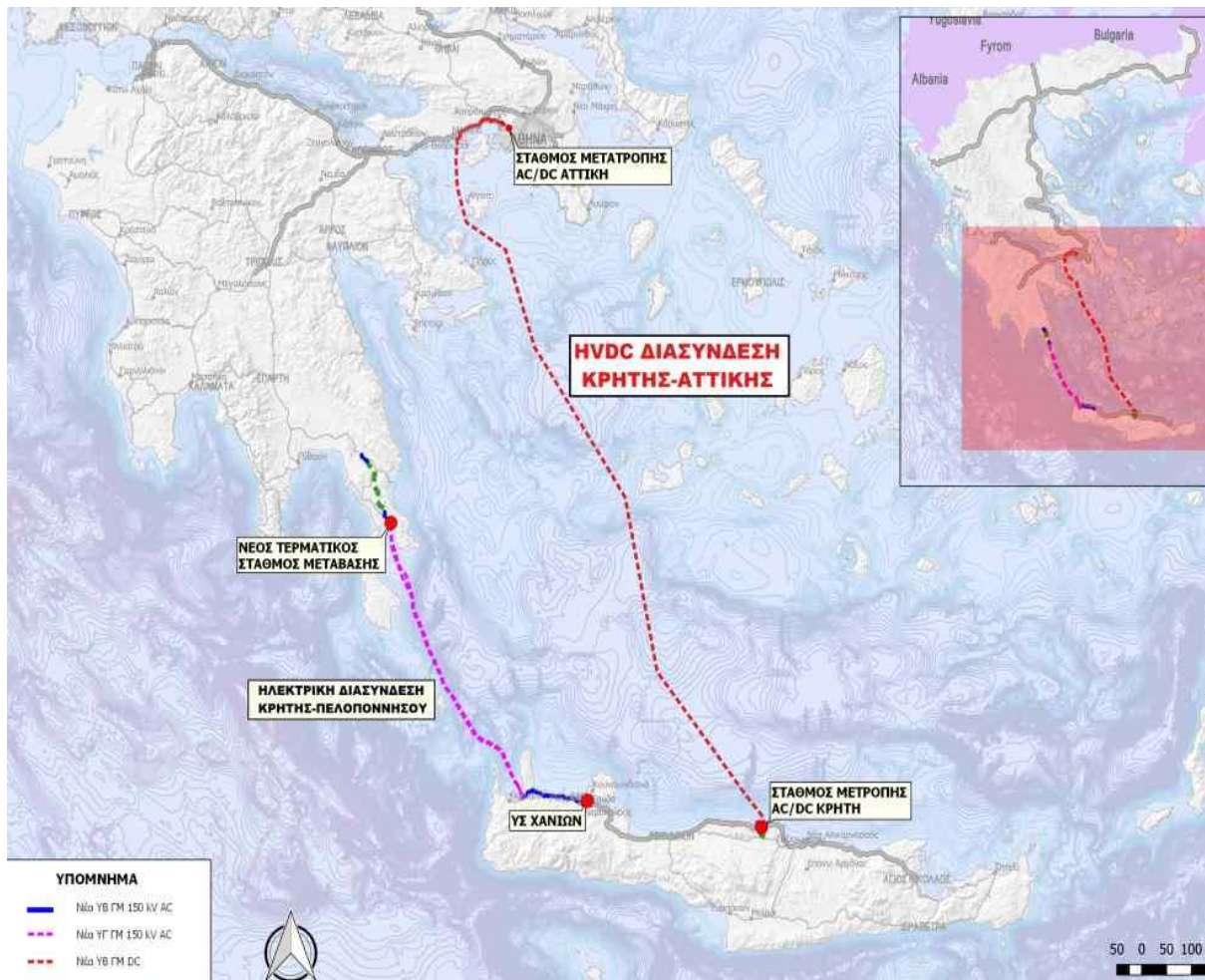
Εντός της Ευρώπης, προκειμένου να γίνει εφικτή η μεταφορά ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, καθώς και η διασυνοριακή μεταφορά ενέργειας, η τεχνολογία HVDC καθίσταται απαραίτητη για ένα ολοκληρωμένο Ευρωπαϊκό ενεργειακό δίκτυο. Στην Ελλάδα συναντάμε τη ζεύξη HVDC Ελλάδας-Ιταλίας, η οποία διασυνδέει τα AC συστήματα 400 kV των δύο χωρών, μέσω υποβρύχιου καλωδίου που ξεκινά από την Galatina της Ιταλίας και καταλήγει στην Άραχθο. Το ανωτέρω σύστημα μεταφοράς HVDC έχει ονομαστική ισχύ 500 MW και ονομαστική τάση 400 kV [13]. Ένα απλουστευμένο διάγραμμα αυτού μαζί με τον τύπο και το μήκος των γραμμών μεταφοράς παρουσιάζεται στο Σχήμα 1.5.



Σχήμα 1.5: Διασύνδεση HVDC μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας [13].

Εντός των ελληνικών συνόρων, το 2022 αναμένεται η ολοκλήρωση του έργου διασύνδεσης με τεχνολογία HVDC μεταξύ Κρήτης και Αττικής, όπως φαίνεται στο Σχήμα 1.6. Η ζεύξη έχει ονομαστική ισχύ 1000 MW, ονομαστική DC τάση 500 kV και αποτελείται από [14]:

- Σταθμός μετατροπής AC/DC στην Αττική με ονομαστική ισχύ 1000 MW (2x500 MW, bipolar) και ονομαστική DC τάση 500 kV.
- Σταθμός μετατροπής AC/DC στην Κρήτη με όμοιες προδιαγραφές.
- Δύο υπόγεια καλώδια HVDC μήκους 32 km, από τον υποσταθμό μετατροπής AC/DC στην Αττική έως τα Μέγαρα.
- Καλώδιο MVDC (Medium Voltage DC), για τη γείωση του υποσταθμού μετατροπής AC/DC της Αττικής.
- Δύο υποβρύχια καλώδια HVDC μήκους 328 km, από τα Μέγαρα έως τον όρμο της Κορακιάς στην Κρήτη.
- Δύο υπόγεια καλώδια HVDC μήκους 250 m, από τον όρμο της Κορακιάς έως τον τερματικό υποσταθμό της περιοχής.



Σχήμα 1.6: Διασύνδεση HVDC ηλεκτρικών δικτύων Αττικής και Κρήτης [14].

Με την εκτεταμένη ενσωμάτωση της τεχνολογίας HVDC, τα συμβατικά δίκτυα AC θα εκσυγχρονιστούν σε υβριδικά AC/DC συστήματα ηλεκτρικής ισχύος. Επομένως, καθίσταται αναγκαία η ανάπτυξη νέων τεχνικών εκτίμησης κατάστασης για την ενσωμάτωση των ζεύξεων HVDC στο δικτυακό μοντέλο του εκτιμητή κατάστασης. Αυτό σημαίνει ότι θα πρέπει να διαμορφωθούν νέοι αλγόριθμοι εκτίμησης κατάστασης ΣΗΕ ή να ενημερωθούν κατάλληλα οι ήδη υπάρχοντες. Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η ανάλυση και υλοποίηση μιας μεθόδου εκτίμησης κατάστασης που να αξιοποιεί τα πλεονεκτήματα των μονάδων PMUs και να συμπεριλαμβάνει τις ζεύξεις HVDC στο μοντέλο δικτύου.

2 Διαχείριση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας

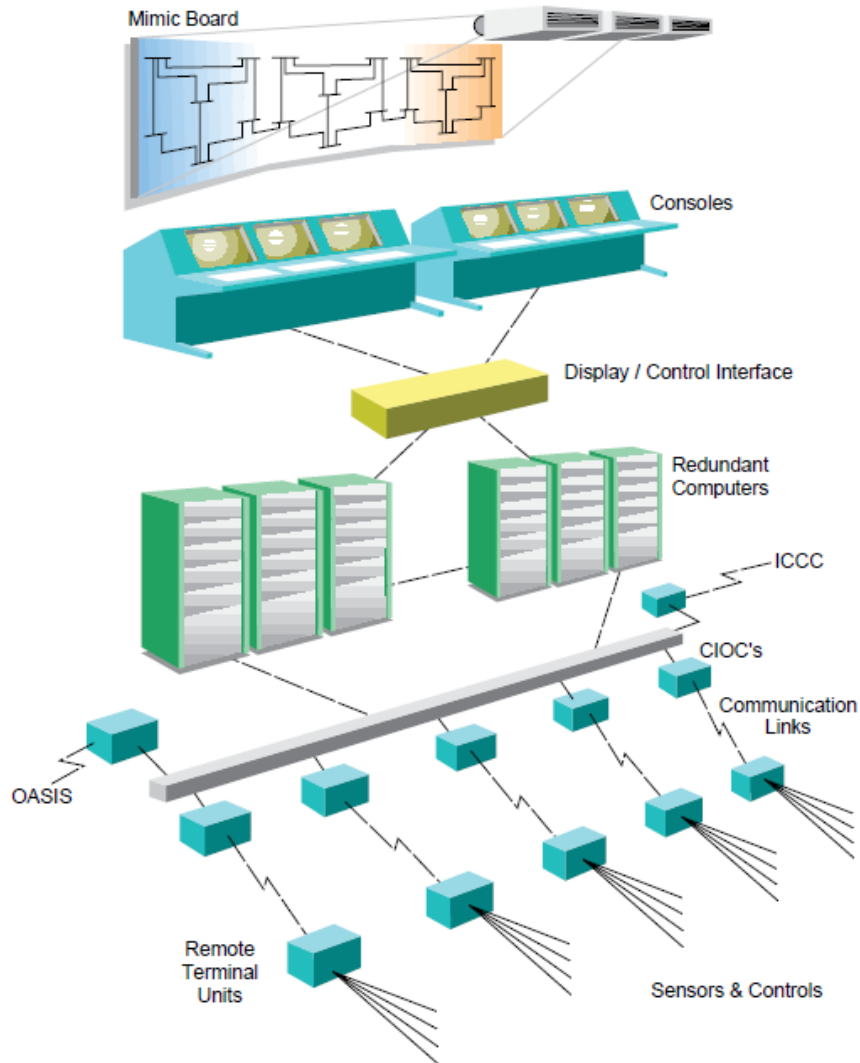
Όπως προαναφέρθηκε, τα Κέντρα Ελέγχου λαμβάνουν μετρήσεις από όλο το ΣΗΕ, οι οποίες στη συνέχεια χρησιμοποιούνται για να εκτιμηθεί η τρέχουσα κατάσταση του συστήματος. Οι μετρήσεις προέρχονται είτε από το παραδοσιακό σύστημα SCADA, είτε από μονάδες PMUs. Σε αρκετές περιπτώσεις μάλιστα, αξιοποιούνται ταυτόχρονα μετρήσεις από SCADA και PMUs. Επομένως, είναι σημαντική η ανάλυση της λειτουργίας των ανωτέρω συστημάτων πριν παρουσιαστεί η βασική θεωρία της εκτίμησης κατάστασης.

2.1 Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας

Σκοπός των ΚΕΕ είναι η ολοκληρωμένη παρακολούθηση και ο έλεγχος του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Τα ΚΕΕ ελέγχουν σε πραγματικό χρόνο όλο το ΣΗΕ εξασφαλίζοντας την τήρηση των ορίων ασφαλείας, την ποιότητα της παρεχόμενης ενέργειας και την οικονομική λειτουργία του. Πρέπει πάντοτε να ελέγχεται η λειτουργία του ΣΗΕ, διότι από αυτήν εξαρτάται η ασφάλεια των εργαζομένων, η δημόσια ασφάλεια, αλλά και η ασφάλεια του ίδιου του συστήματος. Είναι αναγκαίος ο έλεγχος παραβίασης ορίων και περιορισμών λειτουργίας και η ταχεία απόσβεση σφαλμάτων, όταν αυτά εμφανίζονται. Η ποιότητα της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας αξιολογείται συνεχώς προκειμένου να εξασφαλιστεί σταθερή τάση και συχνότητα στο ΣΗΕ καθώς και η συνεχής παροχή στους καταναλωτές. Επιπροσθέτως παρακολουθείται σε πραγματικό χρόνο η απόδοση του συστήματος μεταφοράς, με σκοπό τη βέλτιστη μεταφορά ισχύος και την ελαχιστοποίηση των απωλειών. Μια τυπική απλουστευμένη διάταξη ενός ΚΕΕ και του απαραίτητου εξοπλισμού συλλογής δεδομένων εικονίζεται στο Σχήμα 2.1.

Τα όργανα μέτρησης και ελέγχου είναι τοποθετημένα σε διάφορα σημεία του δικτύου και συλλέγουν πληροφορίες. Οι πληροφορίες αυτές συλλέγονται σε απομακρυσμένες τερματικές μονάδες (RTUs) που είναι συνδεδεμένες στις συσκευές μέτρησης. Στη συνέχεια, ακολουθεί κατάλληλη μετατροπή από αναλογική σε ψηφιακή μορφή και οι πληροφορίες μεταφέρονται μέσω καναλιών επικοινωνίας στους ελεγκτές επικοινωνίας εισόδου/εξόδου (CIOCs) που είναι τοποθετημένοι στο ΚΕΕ και στη συνέχεια στους υπολογιστές του ΚΕΕ. Εφαρμογές Η/Υ επεξεργάζονται τα δεδομένα και παρουσιάζουν τις πληροφορίες στις κονσόλες των χειριστών ή στο video wall του ΚΕΕ. Έτσι παρέχεται μια πλήρης απεικόνιση της τρέχουσας κατάστασης λειτουργίας του ΣΗΕ στους διαχειριστές.

Στα σύγχρονα ΚΕΕ, οι εντολές από το ΚΕΕ προς τις τερματικές μονάδες δίνονται μέσω Η/Υ (αυτόματα ή μετά από επιλογή του χειριστή). Οι εντολές μεταφέρονται μέσω των CIOCs και των ζεύξεων επικοινωνίας, στις μονάδες RTUs οι οποίες ελέγχουν τον αντίστοιχο εξοπλισμό (π.χ. διακοπτικό στοιχείο) [15].



Σχήμα 2.1: Απλουστευμένη διάταξη Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας [15].

Οι εφαρμογές του ΚΕΕ αποτελούν το Σύστημα Διαχείρισης Ενέργειας (EMS) και στηρίζονται πάνω στα συλλεγόμενα δεδομένα. Τέτοιες εφαρμογές είναι οι βάσεις δεδομένων, ο εξομοιωτής εκπαίδευσης χειριστών, η διαδικασία προγραμματισμού και ελέγχου της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και οι διαδικασίες εκτίμησης κατάστασης και ροής φορτίου. Μερικές από τις πλέον σημαντικές λειτουργίες ενός ΚΕΕ αναλύονται ακολούθως [16]:

- *Στιγμιότυπο τηλεμετρίας (Telemetry Snapshot):* Λαμβάνει ένα στιγμιότυπο της μετρούμενης κατάστασης του συστήματος, δηλαδή την κατάσταση των διακοπτικών στοιχείων και τις τιμές των μετρούμενων αναλογικών μεγεθών.
- *Ανάκτηση πληροφοριών (Status and Analog Retrieval):* Γίνεται η ανάκτηση των δεδομένων τηλεμετρίας και χρήση αυτών για την εκτίμηση κατάστασης του ΣΗΕ.
- *Ανίχνευση σφαλμάτων τοπολογίας (Bad Topology Detection):* Ελέγχει τις τρέχουσες θέσεις των διακοπτικών στοιχείων και τις συγκρίνει με τις διαθέσιμες μετρήσεις, ώστε να ανιχνευθούν πιθανά σφάλματα στην τοπολογία. Επίσης, ελέγχεται η εγκυρότητα των λαμβανόμενων μετρήσεων.

- *Διαμόρφωση δικτυακού μοντέλου (Network Model Builder)*: Διαμορφώνει το τρέχον μοντέλο του δικτύου, με βάση τις ανακτώμενες πληροφορίες.
- *Προγραμματισμός λειτουργίας ζυγών (Bus Scheduler)*: Υπολογίζει τα συνδεδεμένα φορτία, κατανείμει τις μονάδες παραγωγής με οικονομικά κριτήρια και καθορίζει τους περιορισμούς λειτουργίας του ΣΗΕ.
- *Εκτιμητής κατάστασης (State Estimator)*: Υπολογίζει την πιθανότερη τρέχουσα κατάσταση του ΣΗΕ.
- *Ανάλυση βραχυκυκλωμάτων (Short Circuit Analysis)*: Εκτιμά τις συνέπειες των διαφόρων τύπων βραχυκυκλωμάτων που μπορούν να συμβούν σε κάθε τμήμα του συστήματος και αποφασίζει για την επάρκεια της διακοπτικής ικανότητας των διακοπών ισχύος.
- *Ροή φορτίου (Dispatcher Power Flow)*: Εκτελεί τον υπολογισμό της ροής φορτίου για περαιτέρω ανάλυση των αποτελεσμάτων από τις υπόλοιπες εφαρμογές (καθορισμός κατάστασης λειτουργίας του ΣΗΕ, ανίχνευση σημείων συμφόρησης, εκπαίδευση χειριστών στο ΚΕΕ, υπολογισμός απωλειών μεταφοράς κ.α.).
- *Βέλτιστη ροή φορτίου (Optimal Power Flow)*: Επιλύει τη ροή φορτίου, βελτιστοποιώντας την λύση ως προς κάποια συνθήκη λειτουργίας. Ταυτόχρονα εγγυάται ότι οι περιορισμοί λειτουργίας δεν παραβιάζονται. Στόχοι είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους και των απωλειών μεταφοράς ισχύος, η βελτίωση της ασφάλειας του ΣΗΕ, ο αποτελεσματικός έλεγχος και η καλύτερη εκμετάλλευση των δυνατοτήτων του.

Εξίσου σημαντικές είναι και οι λειτουργίες πρόβλεψης φορτίου (System Load Forecast), η οικονομική επιλογή καυσίμου στους σταθμούς παραγωγής, η αξιολόγηση συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας με γειτονικά δίκτυα και ο αυτόματος έλεγχος παραγωγής (AGC) [17].

2.2 Σύστημα SCADA και Remote Terminal Units (RTUs)

Ο απαραίτητος εξοπλισμός για την παρακολούθηση ενός ΣΗΕ σε πραγματικό χρόνο ονομάζεται σύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Πληροφοριών, γνωστό ως σύστημα SCADA. Το υποσύστημα του εποπτικού ελέγχου αποτελείται από υλικό και λογισμικό, τα οποία [15]:

- Συλλέγουν δεδομένα κατάστασης (π.χ. κατάσταση διακοπών ισχύος) και αναλογικά δεδομένα (π.χ. μετρήσεις τάσης και ισχύος) και στη συνέχεια τα μεταδίδουν στο ΚΕΕ για περαιτέρω επεξεργασία.
- Επιτρέπουν τον τηλεχειρισμό των στοιχείων του ΣΗΕ, όπως π.χ. των διακοπών ισχύος, καθώς και την αλλαγή της λήψης των μετασχηματιστών ισχύος από απόσταση.

Ο εποπτικός έλεγχος συνήθως αποτελεί χειροκίνητη διαδικασία, δηλαδή ο αρμόδιος ελεγκτής στο ΚΕΕ είναι υπεύθυνος για την εκτέλεση εντολών τηλεχειρισμού. Το υποσύστημα της συλλογής πληροφοριών είναι εξοπλισμένο με απομακρυσμένα

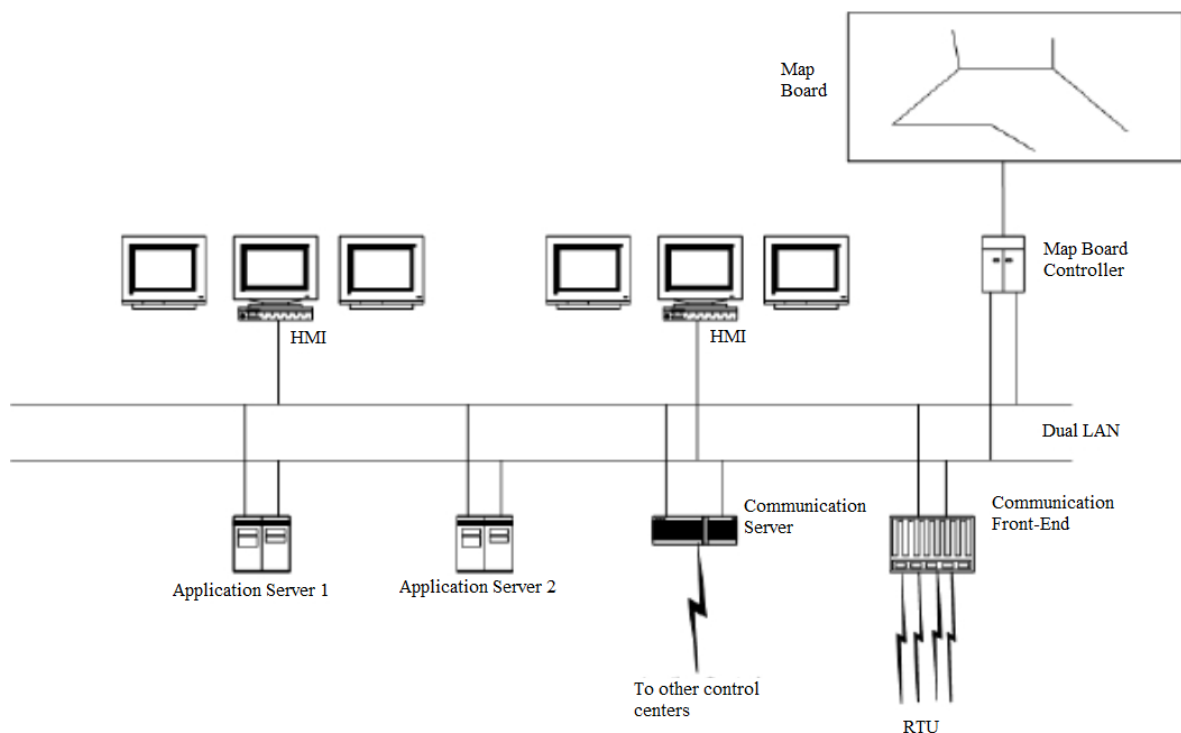
τερματικά, για την διασύνδεση με τους μετρητές και τις συσκευές ελέγχου του ΣΗΕ και διαθέτει τις απαραίτητες διεπαφές για την επικοινωνία με το ΚΕΕ [15].

2.2.1 Αρχιτεκτονική του συστήματος SCADA

Το σύστημα SCADA αποτελείται από τα εξής τμήματα [17]:

- *Κεντρικός σταθμός ελέγχου (Master Station)*: Το κεντρικό σημείο συλλογής και επεξεργασίας πληροφοριών, το οποίο βρίσκεται στο ΚΕΕ. Οι διαχειριστές εκτελούν τις διαδικασίες επιτήρησης και ελέγχου με βάση τις διαθέσιμες πληροφορίες.
- *Συσκευές τηλεμετρίας (Field Devices)*: Εγκαθίστανται όπου είναι απαραίτητη η λήψη μετρήσεων. Οι μετρήσεις συλλέγονται και αποστέλλονται στο ΚΕΕ από υποσταθμούς, γραμμές μεταφοράς και ζυγούς.
- *Σύστημα τηλεπικοινωνιών (Communication System)*: Διασυνδέει τον Κεντρικό Σταθμό με τους μετρητές του ΣΗΕ.

Ακολούθως αναλύεται η αρχιτεκτονική του συστήματος SCADA, σύμφωνα με το πρότυπο IEEE C37.1-2007, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.2 [18]:



Σχήμα 2.2: Σχηματική απεικόνιση της αρχιτεκτονικής του συστήματος SCADA [19].

- *Περιβάλλον επικοινωνίας ανθρώπου – μηχανής (Human – Machine Interface, HMI)*: Το σύστημα που είναι υπεύθυνο για την επικοινωνία μεταξύ του διαχειριστή και του υπολογιστή στο ΚΕΕ. Η είσοδος γίνεται από το διαχειριστή μέσω πληκτρολογίου, ή οθόνης αφής, ενώ η έξοδος πραγματοποιείται μέσω οθόνης, ηχητικού σήματος ή προβολής πληροφοριών σε video wall ή map board. Ο υπερβολικά μεγάλος όγκος πληροφοριών μπορεί να αποτελέσει πρόβλημα για τους διαχειριστές.

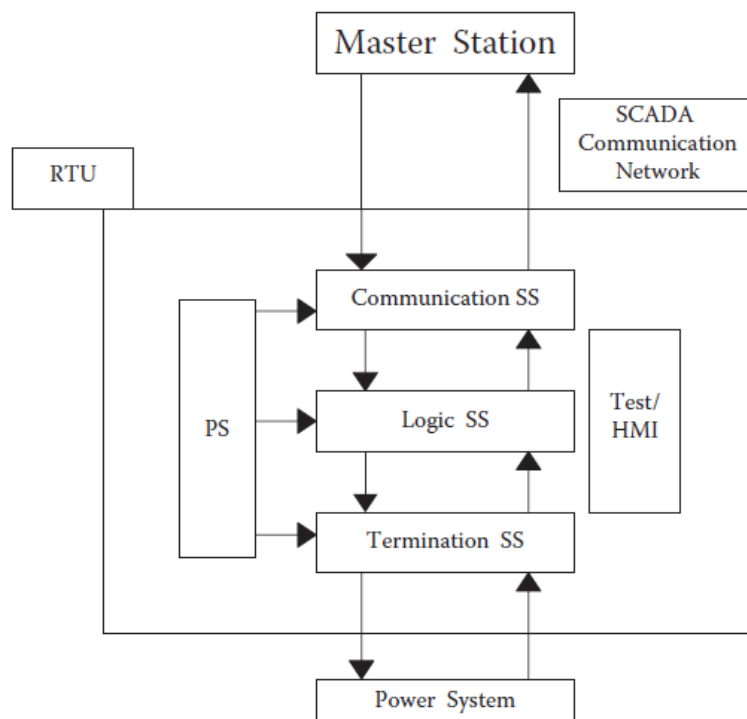
- *Διακομιστές εφαρμογών (Application Servers)*: Παρέχουν την απαραίτητη υπολογιστική ισχύ για την εκτέλεση των εφαρμογών του συστήματος SCADA. Σε αυτούς περιλαμβάνονται οι διακομιστές βάσεων δεδομένων πραγματικού χρόνου, ιστορικών δεδομένων, αλλά και εφαρμογών διαχείρισης (εκτίμηση κατάστασης, ροή ισχύος, ανάλυση ευστάθειας κ.α.).
- *Διακομιστές διαμόρφωσης συστήματος (System Configuration Servers)*: Επιτρέπουν τη ρύθμιση των παραμέτρων λειτουργίας του συστήματος SCADA, δηλαδή την χειροκίνητη εισαγωγή δεδομένων στις παραμέτρους της τοπολογίας του δικτύου (γραμμές μεταφοράς, διακόπτες ισχύος κ.λπ.) καθώς και τη ρύθμιση των μονάδων RTUs και των βάσεων δεδομένων.
- *Διακομιστές επικοινωνιών (Communication Servers)*: Είναι υπεύθυνοι για την επικοινωνία με άλλα ΚΕΕ.
- *Μετωπιαίο άκρο επικοινωνίας (Communication Front – End)*: Επιτρέπει τη διασύνδεση με τις συσκευές τηλεμετρίας. Υποστηρίζουν πλήθος πρωτοκόλλων επικοινωνίας και περιοδική (αυτόματη) ή χειροκίνητη επικοινωνία με τα RTUs.
- *Μονάδα RTU*: Αποτελεί μια ηλεκτρονική συσκευή ελεγχόμενη από μικροεπεξεργαστή, η οποία μετατρέπει τα μετρούμενα αναλογικά φυσικά μεγέθη σε ψηφιακά και τα προωθεί στο σύστημα SCADA ως μετρήσεις. Ταυτόχρονα, δέχεται εντολές από το σύστημα SCADA για τη διαχείριση στοιχείων όπως είναι οι διακόπτες ισχύος. Πολλαπλές μονάδες RTUs μπορεί να είναι συνδεδεμένες στον ίδιο Κεντρικό Σταθμό, είτε μέσω ξεχωριστών καναλιών είτε μέσω ενός κοινού καναλιού επικοινωνίας.

Καθώς το σύστημα SCADA μεταδίδει δεδομένα από όλο το ΣΗΕ προς το ΚΕΕ και αντίστροφα, το μέσο μετάδοσης, τα χρησιμοποιούμενα πρωτόκολλα επικοινωνίας καθώς και η ταχύτητα μετάδοσης είναι μείζονος σημασίας. Στο παρελθόν ο εποπτικός έλεγχος συνήθως διέθετε ξεχωριστά κανάλια επικοινωνίας από την συλλογή πληροφοριών. Σήμερα όμως, οι δύο λειτουργίες αποτελούν ένα ενιαίο σύστημα, το οποίο διαθέτει ένα κοινό αμφίδρομο κανάλι επικοινωνίας με το ΚΕΕ. Οι λειτουργίες συλλογής δεδομένων, διαδικασιών ελέγχου και επικοινωνίας με τον κεντρικό σταθμό είναι ενσωματωμένες στα RTUs. Τα αναλογικά δεδομένα λαμβάνονται με περίοδο μερικών δευτερολέπτων. Κάθε σάρωση μετρήσεων ξεκινά μετά από αίτημα του ΚΕΕ προς όλες τις μονάδες RTUs και τα αιτήματα στέλνονται αυτόματα ανά καθορισμένα χρονικά διαστήματα. Επίσης, υπάρχει η δυνατότητα τα RTUs να αποστέλλουν πληροφορίες μόνο στην περίπτωση που μία ή περισσότερες μετρήσεις πάρουν διαφορετική τιμή (Report By Excerption) [15].

Οι μονάδες RTUs χρησιμοποιούνται ευρύτατα σε διάφορους τομείς, όπως είναι τα δίκτυα παροχής πετρελαίου, φυσικού αερίου, αλλά και ηλεκτρικής ενέργειας. Στην περίπτωση των ΣΗΕ, αποτελούνται από τα ακόλουθα τμήματα (Σχήμα 2.3) [20]:

- *Υποσύστημα τηλεπικοινωνιών (Communication Subsystem)*: Αποτελεί τη διεπαφή μεταξύ του δικτύου επικοινωνιών του συστήματος SCADA και του μικροεπεξεργαστή της μονάδας.

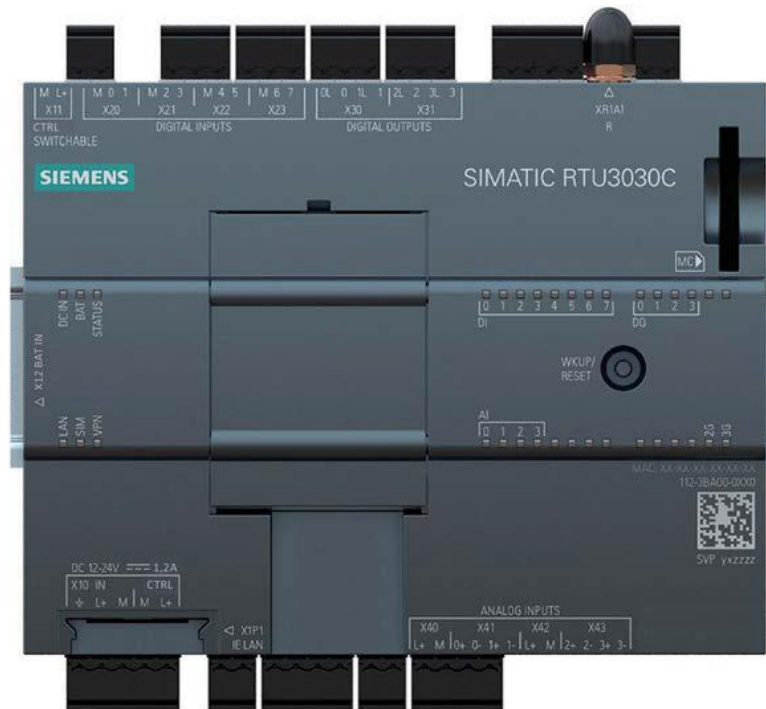
- *Υποσύστημα λογικής (Logic Subsystem)*: Αποτελείται από τον μικροεπεξεργαστή και την βάση δεδομένων της μονάδας RTU και είναι υπεύθυνο για την επεξεργασία των εντολών από το ΚΕΕ, καθώς και για την μετατροπή A/D των λαμβανόμενων μετρήσεων.
- *Υποσύστημα τερματισμού (Termination Subsystem)*: Αποτελεί τη ζεύξη μεταξύ του RTU και του εξοπλισμού του ΣΗΕ. Είναι απαραίτητο για την προστασία της μονάδας από τις δυσμενείς συνθήκες που επικρατούν στον υποσταθμό.
- *Υποσύστημα τροφοδοσίας (Power Supply Subsystem)*: Τροφοδοτεί τα επιμέρους υποσυστήματα του RTU με ισχύ προερχόμενη συνήθως από την μπαταρία του υποσταθμού.
- *Υποσύστημα διεπαφής ανθρώπου-μηχανής (Test/HMI Subsystem)*: Αποτελείται από οπτικές ενδείξεις και οθόνες που χρησιμεύουν για τον έλεγχο και τη συντήρηση της μονάδας RTU.



Σχήμα 2.3: Σχηματικό διάγραμμα των επιμέρους συστημάτων μονάδας RTU [20].

Όπως προαναφέρθηκε, τα RTUs διαθέτουν μονάδες εισόδου/εξόδου (I/O modules) καθώς και μονάδα τηλεπικοινωνιών. Οι μονάδες εισόδου μπορεί να είναι αναλογικές ή ψηφιακές, ανάλογα με το μετρούμενο μέγεθος, ενώ οι μονάδες εξόδου είναι ψηφιακές. Τα δεδομένα των μετρήσεων μεταφέρονται μέσω του συστήματος τηλεπικοινωνιών στα περιφερειακά ΚΕΕ (αν υπάρχουν) και στη συνέχεια στο Εθνικό ΚΕΕ. Συνήθη πρωτόκολλα επικοινωνίας είναι το Ethernet ISO 8802.3 για επικοινωνία σε τοπικό δίκτυο (LAN), το TCP/IP για επικοινωνία σε LAN και σε δίκτυο ευρείας ζώνης (WAN) και το ICCP (Inter Control Center Protocol) για επικοινωνία εντός του ΚΕΕ. Το μέσο μετάδοσης μπορεί να είναι μικροκύματα, οπτικές ίνες ή το δίκτυο τηλεφωνίας [21].

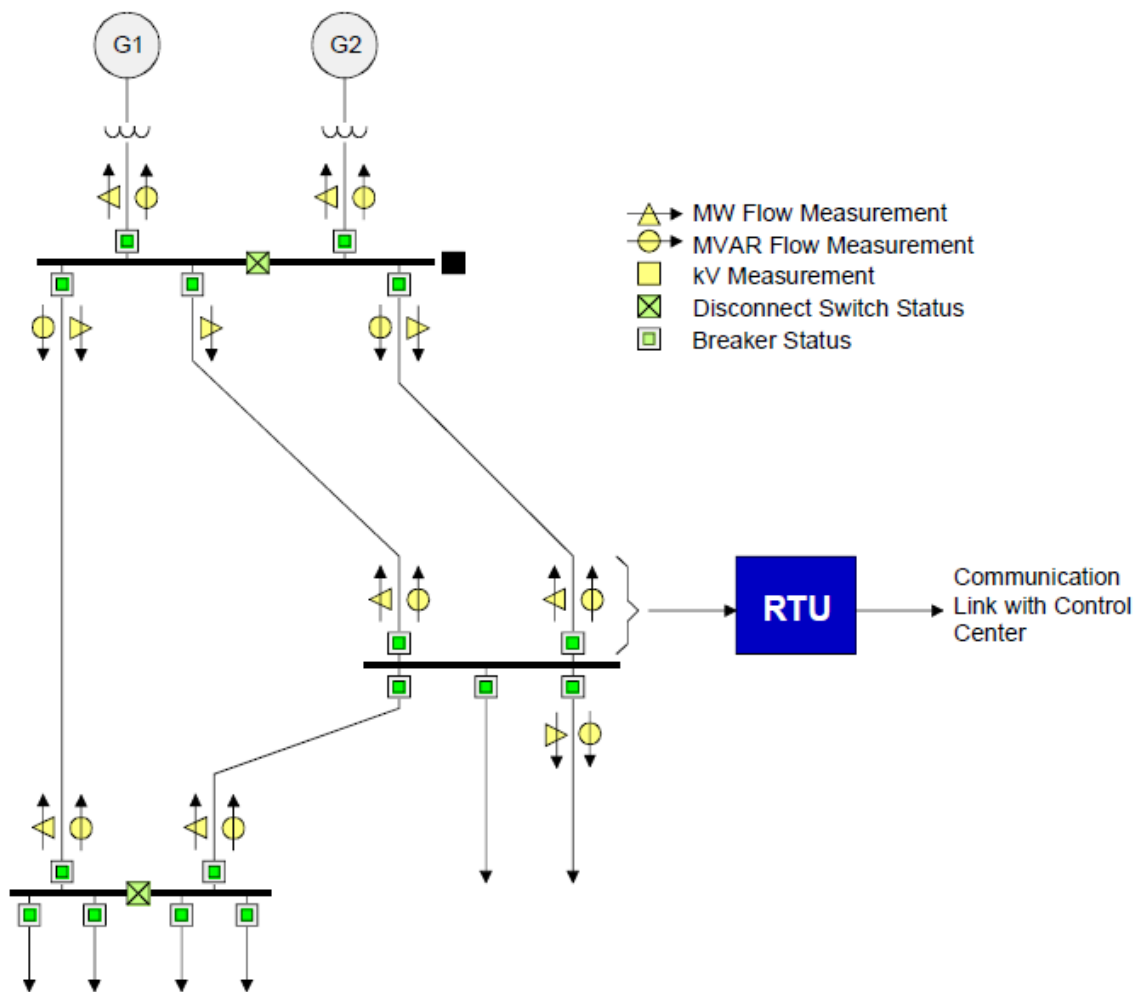
Στο Σχήμα 2.4 παρουσιάζεται ένα πραγματικό RTU της εταιρίας Siemens. Η συσκευή είναι εξοπλισμένη με 8 ψηφιακές εισόδους (digital inputs), 4 ψηφιακές εξόδους (digital outputs) και 4 αναλογικές εισόδους (analog inputs). Η επικοινωνία με το ΚΕΕ γίνεται μέσω ασύρματου τηλεφωνικού δικτύου (πρωτόκολλα TeleControl Basic, DNP3 και IEC 60870-5-104) και υπάρχει η δυνατότητα καταγραφής (logging) δεδομένων σε τοπικό αποθηκευτικό χώρο, σε περίπτωση που είναι αδύνατη η επικοινωνία με τον κεντρικό σταθμό ελέγχου. Επίσης, υπάρχει η δυνατότητα εναλλακτικής τροφοδοσίας της μονάδας RTU από μπαταρίες (battery module) ή μέσω ηλιακής ενέργειας (solar module) [22].



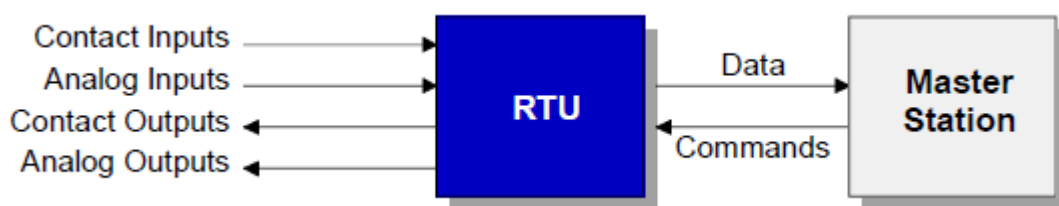
Σχήμα 2.4: Μονάδα SIMATIC® RTU3030C της Siemens [22].

Το πλήθος δεδομένων που συλλέγονται και μεταφέρονται από τις μονάδες RTUs στο ΚΕΕ, είναι πολύ μεγάλο ακόμα και για σχετικά μικρά σε μέγεθος ΣΗΕ. Προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί ο φόρτος του συστήματος τηλεπικοινωνιών, χρησιμοποιούνται τεχνικές συμπίεσης των δεδομένων. Για παράδειγμα, όσον αφορά τα δεδομένα κατάστασης διακοπών, αυτά αποστέλλονται μόνο στην περίπτωση που η κατάσταση ενός στοιχείου αλλάξει. Αυτή η προσέγγιση ελαχιστοποιεί όχι μόνο την μετάδοση δεδομένων, αλλά και το φόρτο επεξεργασίας στο σταθμό ελέγχου [15].

Στο Σχήμα 2.5 διακρίνεται μια απλοποιημένη άποψη ενός συστήματος SCADA και η διασύνδεση με το ΚΕΕ, καθώς και τα μετρούμενα από RTU μεγέθη. Στο Σχήμα 2.6 παρουσιάζεται σε σχηματικό διάγραμμα η διασύνδεση του κεντρικού σταθμού ελέγχου με τα RTUs.



Σχήμα 2.5: Χρήση συστήματος SCADA σε ΣΗΕ 3 ζυγών [15].



Σχήμα 2.6: Διασύνδεση των μονάδων RTUs με το σταθμό ελέγχου [15].

Οι πλέον κρίσιμες λειτουργίες του συστήματος SCADA (π.χ. οι λειτουργίες ελέγχου ασφαλείας) πρέπει να είναι διαθέσιμες περί το 100% του χρόνου. Επομένως, πρέπει να υπάρχει περίσσεια εξοπλισμού και λογισμικού, ώστε ενδεχόμενη απώλεια αυτών να μην οδηγήσει σε ολική διακοπή μιας κρίσιμης λειτουργίας. Το ίδιο ισχύει και σε περίπτωση συντήρησης ή αναβάθμισης του συστήματος SCADA. Λύση σε αυτό το πρόβλημα δίνει η κατανομημένη οργάνωση, σύμφωνα με την οποία είναι δυνατή η κατανομή των εφαρμογών SCADA σε πολλούς διακομιστές (servers), οι οποίοι λειτουργούν παράλληλα [21].

2.2.2 Λειτουργίες του συστήματος SCADA

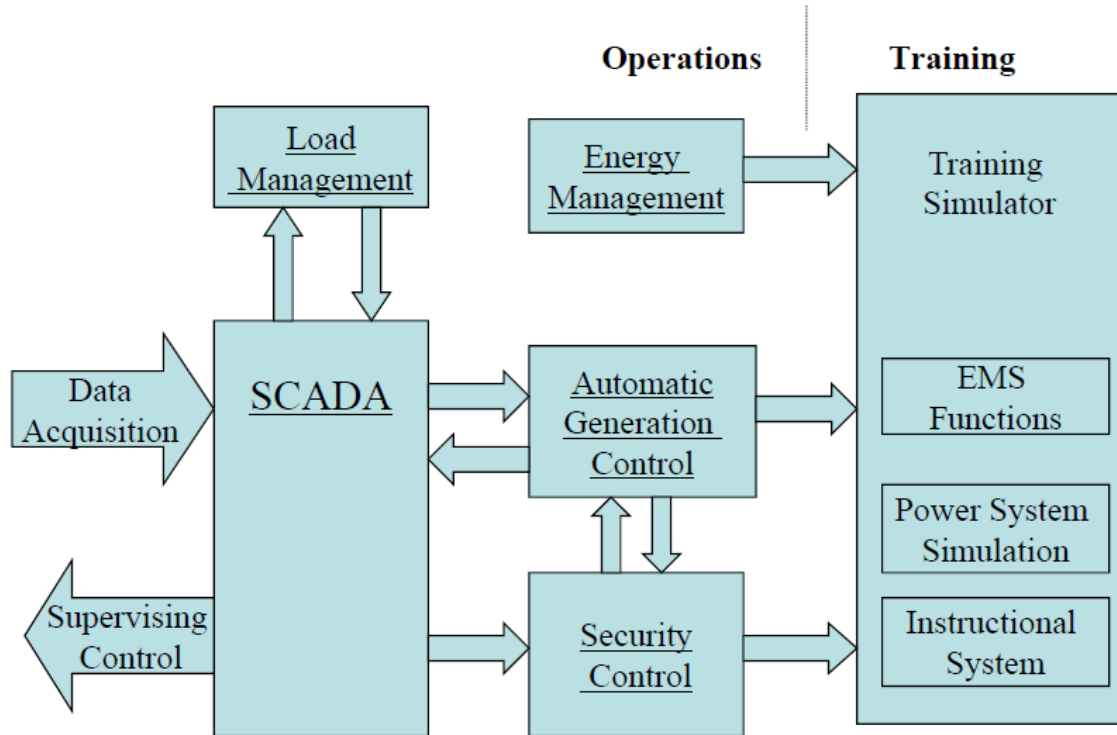
Ανεξάρτητα από τη διαμόρφωση του ΣΗΕ, τον κατασκευαστή του συστήματος SCADA και το υλικό και λογισμικό που χρησιμοποιείται, το τελικό αποτέλεσμα θα είναι η συλλογή ενός συνόλου πληροφοριών από το σύστημα. Ταυτόχρονα, δίνεται στους διαχειριστές η δυνατότητα ελέγχου ορισμένων στοιχείων του ΣΗΕ. Πιο αναλυτικά, οι λειτουργίες του συστήματος SCADA είναι [18]:

- Ανάκτηση πληροφοριών από το ΣΗΕ με τη μορφή μετρήσεων. Πρόκειται για μετρούμενες αναλογικές ή διακριτές τιμές μεγεθών του ΣΗΕ και ψευδομετρήσεις (μετρήσεις που υπολογίζονται άμεσα με βάση άλλες διαθέσιμες μετρήσεις). Η περίοδος λήψης μετρήσεων από τα RTUs είναι περίπου 2 sec. Οι μετρήσεις και οι καταστάσεις των διακοπτικών στοιχείων που συλλέγονται, αποθηκεύονται σε βάση δεδομένων πραγματικού χρόνου, όπου και τους επισυνάπτεται χρονική ετικέτα. Με την λήψη νέων μετρήσεων οι παλιές αντικαθίστανται ή αρχειοθετούνται για μελλοντική χρήση.
- Επεξεργασία συμβάντων και συναγερμών. Ένα συμβάν μπορεί να είναι η αλλαγή της κατάστασης ενός διακοπτικού στοιχείου, η παραβίαση της οριακής τιμής μιας μεταβλητής, η σύνδεση εγκάρσιου πυκνωτή ή πηνίου ή χρήση του συστήματος ανύψωσης τάσης υπό φορτίο (ΣΑΤΥΦ). Η σημασία ενός γεγονότος, δηλαδή το αν αυτό σηματοδοτεί μια έκτακτη κατάσταση ή όχι, ερμηνεύεται με βάση τις ανάγκες του εκάστοτε ΚΕΕ.
- Έλεγχος στοιχείων: αλλαγή λήψης μετασχηματιστών, σύνδεση εγκάρσιων πυκνωτών ή αυτεπαγωγών, χειρισμός διακοπτικών στοιχείων, αυτόματος έλεγχος παραγωγής (AGC).
- Αποθήκευση, αρχειοθέτηση και ανάλυση δεδομένων. Τα συλλεγόμενα δεδομένα συνήθως αρχειοθετούνται, για τιμολόγηση, πρόβλεψη φορτίου, έλεγχο απόδοσης τους συστήματος ή για επανεξέταση μετά από ενδεχόμενο σφάλμα.

Το κεντρικό σημείο συλλογής των δεδομένων του συστήματος SCADA είναι το ΚΕΕ, στο οποίο γίνεται και η επεξεργασία αυτών. Τα δεδομένα που λαμβάνονται βρίσκονται υπό τη διαχείριση λογισμικού το οποίο είναι υπεύθυνο για [17]:

- Την έναρξη της λήψης δεδομένων από το σύστημα SCADA και την αποθήκευσή τους στη μνήμη του υπολογιστή.
- Τον έλεγχο για προφανή σφάλματα μετρήσεων.
- Τη μετατροπή μονάδων μέτρησης.
- Τον έλεγχο παραβίασης περιορισμών λειτουργίας.
- Τη δημιουργία μιας βάσης δεδομένων, η οποία λειτουργεί παράλληλα με τις διάφορες εφαρμογές του ΚΕΕ.

Πάνω στα δεδομένα του συστήματος SCADA στηρίζονται και οι υπόλοιπες λειτουργίες που επιτελούνται στα ΚΕΕ (AGC, έλεγχος ασφαλείας κ.λπ.), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.7.



Σχήμα 2.7: Οι λειτουργίες διαχείρισης του ΣΗΕ στα ΚΕΕ [17].

2.3 Μονάδες μέτρησης φασιθετών (PMUs)

Ο όρος *φασιθέτης* (phasor ή phase vector) παρουσιάστηκε για πρώτη φορά από τον Charles Proteus Steinmetz το 1893, όταν παρουσίασε ένα paper σχετικά με την απλοποιημένη μαθηματική περιγραφή των κυματομορφών εναλλασσόμενου ρεύματος [23]. Γενικά, η ημιτονοειδής κυματομορφή ενός φασιθέτη γράφεται ως:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \text{ ή } x(t) = \operatorname{Re}\{X_m e^{j(\omega t + \varphi)}\} = \operatorname{Re}\{X_m e^{j\varphi} e^{j\omega t}\}$$

όπου ω είναι η γωνιακή συχνότητα του σήματος σε rad/s ($\omega = 2\pi f$), φ είναι η φασική γωνία του σήματος σε rad και X_m είναι το πλάτος του σήματος. Για τα ηλεκτρικά δίκτυα χρησιμοποιείται η μιγαδική έκφραση:

$$x(t) \leftrightarrow X = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \angle \varphi$$

Αν σε κάθε μέτρηση φασιθέτη προστεθεί μια χρονική σφραγίδα ή ετικέτα (time stamp ή time tag), τότε προκύπτει μια συγχρονισμένη μέτρηση φασιθέτη (synchrophasor).

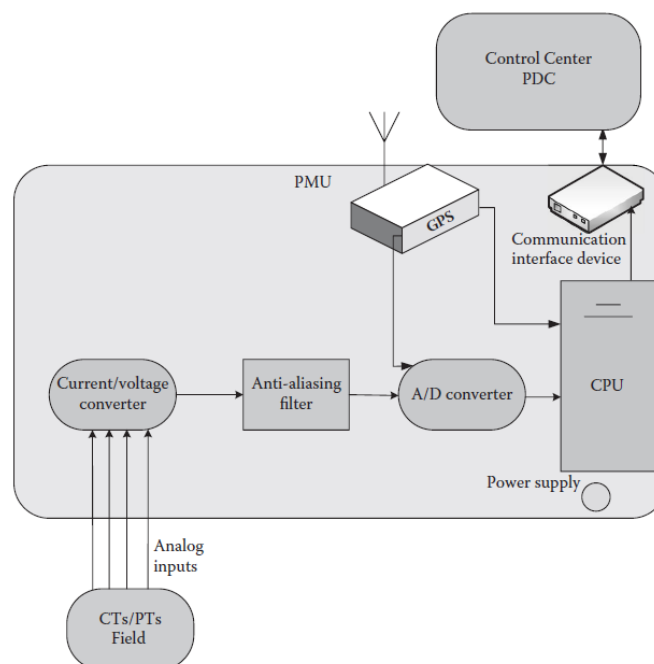
Από την δεκαετία του 1970, εισήχθη ο ηλεκτρονόμος αποστάσεως συμμετρικών συνιστωσών (SCDR), που χρησιμοποιούσε αναδρομικό αλγόριθμο για τον υπολογισμό του διακριτού μετασχηματισμού Fourier συμμετρικών συνιστωσών (SCDFT) για τη μέτρηση τάσεων και ρευμάτων θετικής ακολουθίας με ακρίβεια και με χρόνο απόκρισης ενός κύκλου της βασικής συχνότητας. Για να χρησιμοποιηθεί αυτός ο μετρητής φασιθετών για την ευρύτερη παρακολούθηση όλου του συστήματος, εφαρμόστηκε συγχρονισμένος παλμός ρολογιού για δειγματοληψία σε διαφορετικές

τοποθεσίες. Ο ακριβής συγχρονισμός των δειγματοληπτικών ρολογιών έγινε εφικτός με την εμφάνιση του δορυφορικού συστήματος GPS [24]. Όλες αυτές οι τεχνικές τελικά οδήγησαν στην ανάπτυξη των μονάδων PMUs στις αρχές της δεκαετίας του 1980 από τους Arun G. Phadke και James S. Thorp στο Πανεπιστήμιο VirginiaTech.

Η μονάδα μέτρησης φασιθετών είναι μία “έξυπνη” ηλεκτρονική συσκευή (IED), η οποία παρέχει υψηλής ακρίβειας μετρήσεις θετικής ακολουθίας, οι οποίες διαθέτουν χρονική σφραγίδα. Τα PMUs μετρούν:

- Τον φασιθέτη τάσης στο ζυγό εγκατάστασης.
- Τους φασιθέτες ρεύματος μερικών ή όλων των γραμμών που συνδέονται με τον ζυγό εγκατάστασης.
- Τη συχνότητα, καθώς και το ρυθμό μεταβολής της συχνότητας.

Στο Σχήμα 2.8 φαίνεται μια τυπική μονάδα PMU. Οι αναλογικές εισοδοί είναι ρεύματα και τάσεις που υποβαθμίζονται από μετασχηματιστές έντασης (CTs) και τάσης (PTs) αντίστοιχα. Στη συνέχεια, οι εισοδοί μετατρέπονται σε κατάλληλα επίπεδα τάσης (τυπικά της τάξης των 10 V), ώστε να οδηγηθούν στη συνέχεια στον μετατροπέα αναλογικού σε ψηφιακό (A/D converter). Το βαθυπερατό φίλτρο αντι-αναδίπλωσης (anti-aliasing filter) χρησιμοποιείται για τον διαχωρισμό των σημάτων της συχνότητας του δικτύου, από αυτά που οφείλονται στην ύπαρξη αρμονικών συνιστωσών. Στη μονάδα GPS βρίσκεται ένας κρυσταλλικός ταλαντωτής, ο οποίος πυροδοτεί τους παλμούς για το ρολόι δειγματοληψίας, το οποίο είναι συγχρονισμένο με το ρολόι του GPS. Η κεντρική μονάδα επεξεργασίας (CPU) υπολογίζει τις μετρούμενες τάσεις και ρεύματα θετικής ακολουθίας και επισυνάπτει στις μετρήσεις χρονική ετικέτα, σύμφωνα με τη μονάδα GPS. Από τη μονάδα CPU τα δεδομένα μεταφέρονται μέσω της διεπαφής επικοινωνιών (communication interface) προς το ΚΕΕ [20].



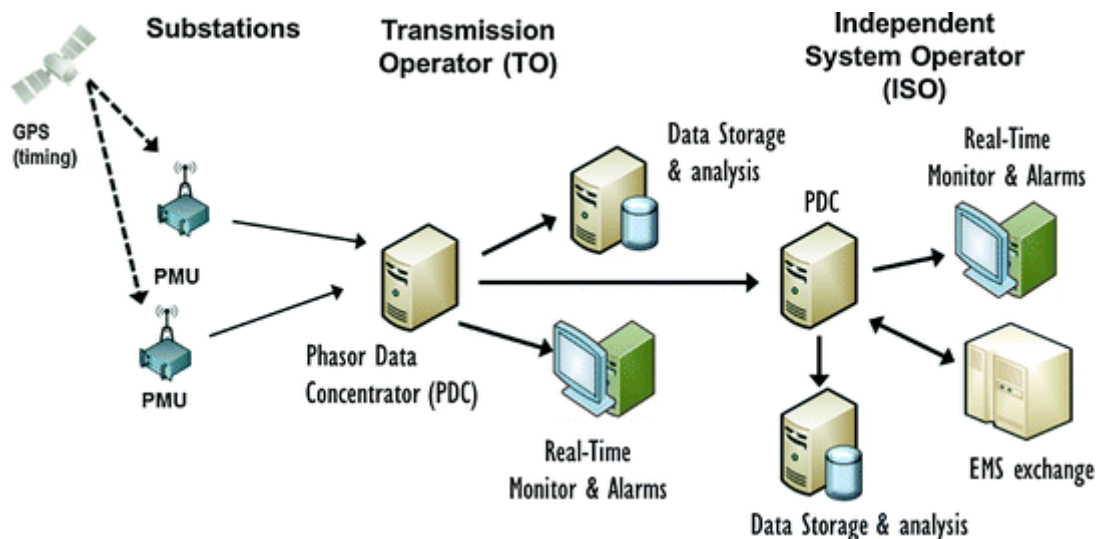
Σχήμα 2.8: Σχηματικό διάγραμμα μονάδας PMU [20].

Η ροή των δεδομένων ξεκινά από τα PMUs προς τον συγκεντρωτή δεδομένων φασιθετών (PDC) μέσω ενός WAN. Ο PDC αποτελεί ενδιάμεσο κόμβο στο σύστημα μετάδοσης των δεδομένων από τα PMUs προς το ΚΕΕ και συλλέγει τα δεδομένα από τα PMUs, τα ταξινομεί με βάση τη χρονική ετικέτα και τα αποστέλλει στο ΚΕΕ ή σε άλλο PDC. Οι PDCs συσχετίζουν τα δεδομένα μετρήσεων φασιθετών με βάση τις χρονικές ετικέτες, με σκοπό τη διαμόρφωση ενός συνόλου μετρήσεων για όλο το ΣΗΕ. Επίσης, επιτελούν λειτουργίες ελέγχου ορθότητας δεδομένων και ανίχνευσης απώλειας δεδομένων. Οι μονάδες PMUs μπορούν να αποστέλλουν μετρήσεις με καθορισμένη συχνότητα που ορίζονται από το πρότυπο IEEE C37.118 [15]:

- 10, 12, 15, 20, 30 και 60 μετρήσεις ανά sec για συχνότητα λειτουργίας 60 Hz.
- 10, 25 και 50 μετρήσεις ανά sec για συχνότητα λειτουργίας 50 Hz.

Η κοινή αναφορά χρόνου που παρέχει το GPS, έχει ακρίβεια μεγαλύτερη από 1 μs οπουδήποτε στη Γη. Η υψηλή ακρίβεια στο συγχρονισμό των μετρήσεων επιτρέπει την μέτρηση της φασικής γωνίας των φασιθετών τάσης και ρεύματος με ακρίβεια 0.02°.

Συνήθη μέσα μετάδοσης του συστήματος συγχρονισμένων μετρήσεων είναι τα μικροκύματα, το τηλεφωνικό δίκτυο, το διαδίκτυο και οι οπτικές ίνες. Τα δεδομένα αποθηκεύονται σε βάσεις δεδομένων και μεταφέρονται στο αρμόδιο ΚΕΕ, όπου οι υπολογιστές του ΚΕΕ τα επεξεργάζονται, ώστε να πραγματοποιηθούν οι συνήθειες λειτουργίες του ΚΕΕ και να ανακτηθεί η δυναμική κατάσταση του ΣΗΕ [25]. Στο Σχήμα 2.9 παρουσιάζεται μια απλουστευμένη απεικόνιση ενός συστήματος συγχρονισμένων μετρήσεων.



Σχήμα 2.9: Σύστημα συγχρονισμένων μετρήσεων και σταθμός συγκέντρωσης δεδομένων [26].

Στο Σχήμα 2.10 παρουσιάζεται ένας προγραμματιζόμενος λογικός ελεγκτής (PLC) της Schweitzer Engineering Laboratories, ο οποίος ενσωματώνει μονάδες RTU και PMU σε μία συσκευή. Στο σχήμα διακρίνονται οι εγκατεστημένες μονάδες (modules) στις θέσεις A έως και G, ενώ στις υπόλοιπες κενές θέσεις μπορούν να συνδεθούν νέες μονάδες όταν κριθεί απαραίτητο (μέγιστος αριθμός 9 modules). Στη θέση A είναι πάντοτε συνδεδεμένη η CPU, ενώ στις υπόλοιπες θέσεις τοποθετούνται

οι μονάδες τροφοδοσίας (power coupler), μονάδες εισόδου/εξόδου (I/O modules), μονάδες προστασίας (protection modules) και μετρητικές μονάδες (metering modules). Η συγκεκριμένη συσκευή παρέχει συγχρονισμένες (μέσω GPS) μετρήσεις φασιθετών, ενώ ταυτόχρονα λειτουργεί και ως RTU στην περίπτωση που χρησιμοποιείται παραδοσιακό σύστημα SCADA. Υποστηρίζει τα πλέον σύγχρονα πρωτόκολλα επικοινωνίας (DNP3, Modbus®, LG 8979, IEC 61850) και παρέχει προστασία από κακόβουλο λογισμικό και κυβερνοεπιθέσεις εφαρμόζοντας αλγορίθμους κρυπτογραφίας [27].



Σχήμα 2.10: Συσκευή SEL-2240 Axion® [27].

Σταδιακά καθίσταται αναγκαίος ο εκσυγχρονισμός των υπαρχόντων συστημάτων διαχείρισης και ελέγχου ΣΗΕ, λόγω μεγάλων αλλαγών στα τμήματα της παραγωγής, της μεταφοράς και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Στην παραγωγή παρατηρείται ευρεία διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της διεσπαρμένης παραγωγής. Στα συστήματα μεταφοράς οι ανάγκες για ενσωμάτωση της διεσπαρμένης παραγωγής στα ήδη υπάρχοντα δίκτυα, καθώς και για δυνατότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ως αποτέλεσμα την αύξηση της πολυπλοκότητας με άμεση επίπτωση στην αξιοπιστία και στην ευστάθεια του ΣΗΕ. Όσον αφορά τα δίκτυα διανομής, η πολυπλοκότητα αυξάνεται με την ανάγκη για αμφίδρομη ροή ισχύος, την ενσωμάτωση “έξυπνων” μετρητών και την ευρεία χρήση ηλεκτρικών οχημάτων [28].

Επομένως, καθίσταται αναγκαία η αύξηση της παρατηρησιμότητας των συστημάτων μεταφοράς και διανομής, ώστε να εξασφαλίζεται η ευστάθεια, η ανθεκτικότητα, η αξιοπιστία, η απόδοση και η ασφάλεια των σύγχρονων ΣΗΕ. Οι ανωτέρω εξελίξεις οδηγούν σε ταχέως μεταβαλλόμενες (δυναμικές) καταστάσεις, τις οποίες τα παραδοσιακά συστήματα SCADA αδυνατούν να παρακολουθήσουν. Έτσι εμφανίζεται η ανάγκη αξιοποίησης των συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών από PMUs σε πραγματικό χρόνο, για την ανάκτηση πληροφοριών που αφορούν τη δυναμική κατάσταση του ΣΗΕ [25].

Η εγκατάσταση των PMUs και η εκτίμηση της κατάστασης του συστήματος με βάση τις μετρήσεις αυτών ωφελεί τη λειτουργία και την διαχείριση του ΣΗΕ σε πολλούς τομείς. Οι συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών επιτρέπουν άμεση αναγνώριση της τρέχουσας κατάστασης λειτουργίας του ΣΗΕ, καθώς και την σύνθεση μιας πιο ανθεκτικής σε σφάλματα και αποτελεσματικής μεθόδου εκτίμησης κατάστασης. Συνοπτικά οι διαφορές ανάμεσα στα παραδοσιακά συστήματα SCADA και στις μονάδες PMUs φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 2.1: Διαφορές ανάμεσα σε συστήματα SCADA και PMU.

SCADA	PMU
Νέες μετρήσεις ανά 2-5 sec	30-60 μετρήσεις/sec
Λανθάνων χρόνος ανάμεσα στις μετρήσεις	Μετρήσεις με χρονική ετικέτα, συγχρονισμένες μέσω GPS
Παρωχημένα πρωτόκολλα επικοινωνίας	Συμβατά με σύγχρονες τεχνολογίες επικοινωνιών
Επιτηρεί την στατική κατάσταση του ΣΗΕ	Επιτηρεί την δυναμική συμπεριφορά του ΣΗΕ
Ανιχνεύονται ανισοροπίες ανάμεσα στην παραγωγή και τη ζήτηση γενικά στο δίκτυο	Απόκλιση στις φασικές γωνίες των τάσεων σημαίνει μεταβολή στη φόρτιση συγκεκριμένου τμήματος του δικτύου

Η ευρεία χρήση των PMUs οδηγεί σταδιακά σε μία νέα πραγματικότητα για τον έλεγχο και την διαχείριση των ΣΗΕ, οδηγώντας στην παρακολούθηση, προστασία και έλεγχο ευρείας περιοχής (WAMPAC) με τα ακόλουθα πλεονεκτήματα [28] [29]:

- Η παρατηρησιμότητα του δικτύου βελτιώνεται σημαντικά σε σχέση με τα παραδοσιακά συστήματα SCADA. Διακυμάνσεις τάσης, αποκλίσεις φασικών γωνιών και υπερφορτίσεις μπορούν να εντοπιστούν έγκαιρα και οι διαχειριστές να δράσουν πιο αποτελεσματικά.
- Ανίχνευση μη αποσβεννόμενων ταλαντώσεων και αποκλινουσών φασικών γωνιών τάσης στο δίκτυο, φαινόμενα που μπορούν να οδηγήσουν σε ολική διακοπή ισχύος (blackout).
- Ο υπολογισμός των παραμέτρων του δικτύου πραγματοποιείται με μεγαλύτερη ακρίβεια και επομένως το θεωρούμενο μοντέλο του δικτύου βρίσκεται πιο κοντά στην πραγματικότητα.
- Ανίχνευση ύπαρξης νησίδων στο δίκτυο.
- Γρήγορη ανάλυση των αιτιών και των επιπτώσεων όλων των συμβάντων στο δίκτυο.
- Επιτήρηση του εξοπλισμού σε πραγματικό χρόνο, προκειμένου να εντοπιστούν σφάλματα εγκαίρως και να απομονωθούν τα αντίστοιχα στοιχεία του δικτύου, προτού σημειωθούν υλικές ζημιές ή διακοπή παροχής ισχύος.

- Ανίχνευση σφαλμάτων στο σύστημα μεταφοράς (π.χ. ελαττωματικοί μετασχηματιστές, «χαλαρές» συνδέσεις, έλεγχος αρμονικών συνιστωσών κ.α.).
- Έλεγχος λειτουργικής κατάστασης των διακοπτικών στοιχείων και των μέσων προστασίας του ΣΗΕ.

Οι μονάδες PMUs αποτελούν μια σχετικά νέα και αναπτυσσόμενη τεχνολογία. Μερικά ανοιχτά ερευνητικά θέματα που αφορούν τα PMUs είναι η χρήση μηχανικής μάθησης σε συνδυασμό με τις συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών ως μέσο υποβοήθησης των διαχειριστών, η εγκατάσταση και χρήση PMUs στα συστήματα διανομής, η διαμόρφωση ασφαλών δικτύων επικοινωνιών υψηλής ταχύτητας και τεχνικών ανάλυσης μεγάλων δεδομένων (big data) για την υλοποίηση νέων βελτιωμένων εργαλείων διαχείρισης [29].

3 Εκτίμηση κατάστασης συστήματος

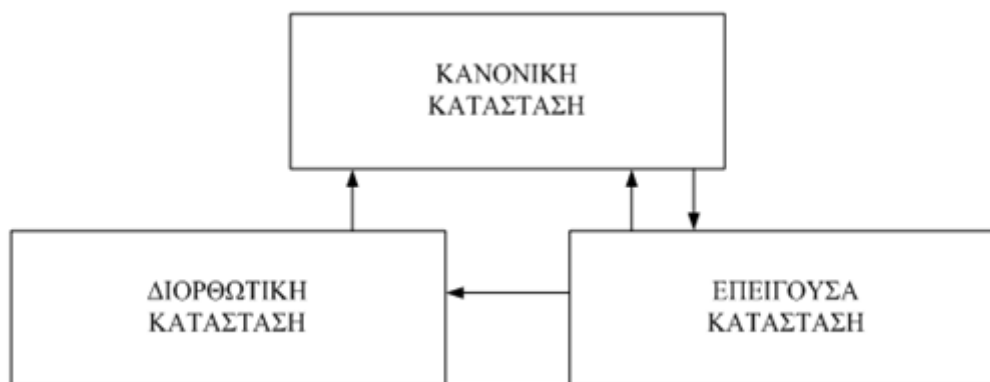
Σε αυτό το κεφάλαιο, περιγράφουμε πρώτα το υπόβαθρο της εκτίμησης κατάστασης του συστήματος, ιδιαίτερα το ρόλο της στη λειτουργία του ΣΗΕ. Με την εγκατάσταση των PMUs και την πρωτοφανή ανάπτυξη των ηλεκτρονικών ισχύος, είναι αναπόφευκτη η χρήση τους για την εκτίμηση της κατάστασης ΣΗΕ. Για την κάλυψη των ποικίλων αναγκών, μπορούν να υλοποιηθούν μετρήσεις σε διαδοχικές χρονικές στιγμές ή ένα μοντέλο συστήματος που θεωρεί την εξέλιξη στο χρόνο, επιπλέον του μοντέλου των στατικών μετρήσεων, οδηγώντας στη λεγόμενη εκτίμηση κατάστασης με τεχνικές πρόβλεψης και στη δυναμική εκτίμηση κατάστασης αντίστοιχα. Επιπρόσθετα, η εκτίμηση κατάστασης δεν αφορά αποκλειστικά τα συστήματα μεταφοράς πλέον, αλλά ισχύει και για τα συστήματα διανομής. Η αρχιτεκτονική των εκτιμητών κατάστασης, δηλαδή τα μοντέλα, η μαθηματική θεώρηση και ο υπολογισμός, δεν περιορίζεται πλέον σε μια κεντρική μεθοδολογία· ένα καταναμημένο ή ιεραρχικό σχήμα μπορεί να είναι καλύτερη επιλογή σε ορισμένες περιπτώσεις. Για καθεμία από τις προαναφερθείσες πτυχές, παρουσιάζεται σχετική έρευνα στη βιβλιογραφία.

3.1 Δομή ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Ένα τυπικό ΣΗΕ αποτελείται από τα συστήματα παραγωγής, μεταφοράς και διανομής. Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται σε διαφορετικούς τύπους σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, ανάλογα με τη χρησιμοποιούμενη πηγή ενέργειας, π.χ. άνθρακας, φυσικό αέριο, νερό, αιολική ενέργεια, ηλιακή ενέργεια κ.λπ. Η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται στα συστήματα διανομής μέσω του συστήματος μεταφοράς, το οποίο συνδέει τους παραγωγούς με τους καταναλωτές. Για να ελαχιστοποιηθούν οι απώλειες ισχύος κατά τη μεταφορά, τα συστήματα μεταφοράς λειτουργούν με υψηλές τάσεις. Το άκρο άφιξης του συστήματος μεταφοράς είναι εξοπλισμένο με υποσταθμούς όπου μετασχηματίζεται η ηλεκτρική ενέργεια σε χαμηλότερη τάση για το σύστημα διανομής. Στη συνέχεια, το σύστημα διανομής τροφοδοτεί τους εμπορικούς, βιομηχανικούς και οικιακούς καταναλωτές [30].

3.2 Συνθήκες λειτουργίας του συστήματος

Σύμφωνα με την αναφορά [31], ένα σύστημα μπορεί να βρίσκεται σε μία από τρεις πιθανές καταστάσεις - κανονική, επείγουσα και διορθωτική (Σχήμα 3.1). Ένα σύστημα λέγεται ότι βρίσκεται σε κανονική λειτουργία αν ικανοποιούνται τόσο τα φορτία, όσο και οι περιορισμοί λειτουργίας. Σε επείγουσα κατάσταση βρίσκεται εφόσον οι περιορισμοί λειτουργίας δεν πληρούνται. Στην διορθωτική κατάσταση, οι περιορισμοί λειτουργίας πληρούνται, αλλά όχι και οι περιορισμοί φορτίου. Ακόμη και υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας, το σύστημα μπορεί να μην είναι ασφαλές, υπό την έννοια ότι μπορεί να παραβιαστούν οι περιορισμοί λειτουργίας και να υποβαθμιστεί στην επείγουσα κατάσταση.



Σχήμα 3.1: Διάγραμμα καταστάσεων ενός ΣΗΕ.

Προκειμένου να αποκτηθεί μια ολοκληρωμένη γνώση της κατάστασης λειτουργίας του ΣΗΕ, είναι απαραίτητο να διεξαχθεί η ανάλυση ασφαλείας, η οποία περιλαμβάνει την παρακολούθηση των συνθηκών του συστήματος, τον προσδιορισμό της κατάστασης λειτουργίας και την απόφαση απαραίτητων προληπτικών ενεργειών σε περίπτωση που η κατάσταση του συστήματος διαπιστωθεί ότι είναι ανασφαλής. Επειδή το σύνολο των φασιθετών τάσης επιτρέπει να καθοριστεί πλήρως το σύστημα, αναφέρεται ως στατική κατάσταση του συστήματος [30].

Το πρώτο βήμα είναι η παρακολούθηση. Τα συστήματα εποπτικού ελέγχου εφαρμόστηκαν αρχικά για την παρακολούθηση και τον έλεγχο της κατάστασης των αυτόματων διακοπών στους υποσταθμούς. Οι έξοδοι γεννητριών και η συχνότητα του συστήματος παρακολουθούνταν επίσης για σκοπούς αυτομάτου ελέγχου. Αργότερα, η αύξηση των δυνατοτήτων συλλογής δεδομένων πραγματικού χρόνου από το σύστημα, οδήγησε στη δημιουργία του πρώτου συστήματος SCADA. Σήμερα, με τον πολλαπλασιασμό των εγκαταστημένων PMUs, είναι διαθέσιμες συγχρονισμένες μετρήσεις με υψηλότερο ρυθμό αναφοράς και μεγαλύτερη ακρίβεια για τους περισσότερους υποσταθμούς και ακόμη και για δίκτυα διανομής [30].

Ωστόσο, οι πληροφορίες που παρέχονται από το βήμα παρακολούθησης ενδέχεται να μην είναι πάντα αξιόπιστες. Αυτό οφείλεται σε σφάλματα στις μετρήσεις, αποτυχίες τηλεμετρίας, θόρυβο στο σύστημα επικοινωνίας, κ.λπ. Επιπλέον, μπορεί να μην είναι οικονομικά εφικτό να αποστέλλονται όλες οι πιθανές μετρήσεις ακόμα κι αν είναι διαθέσιμες στους υποσταθμούς [32].

3.3 Ο ρόλος της εκτίμησης κατάστασης

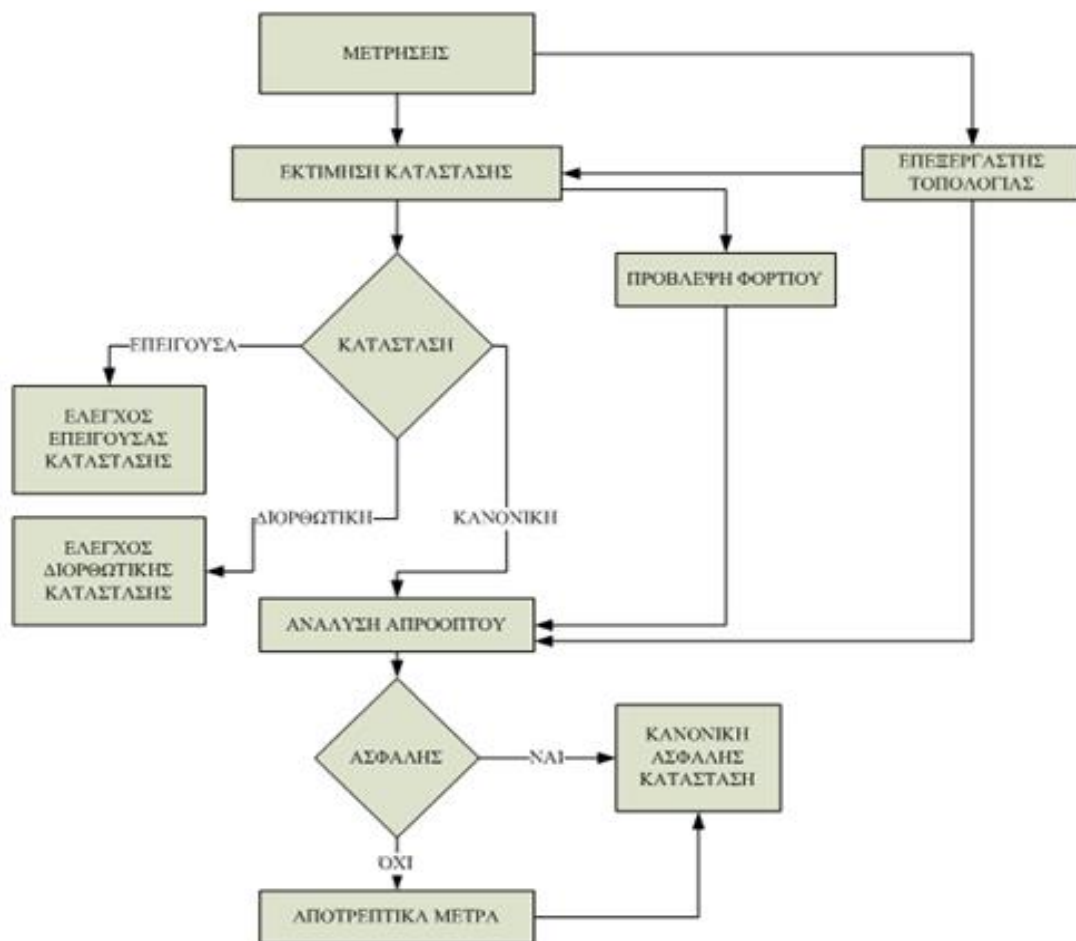
Η εκτίμηση της στατικής κατάστασης ΣΗΕ ξεκίνησε το 1960 από τον Fred Schweppe με στόχο την μετατροπή των διαθέσιμων πληροφοριών (άμεσες αναγνώσεις μετρητών) σε μια εκτίμηση της παρούσας κατάστασης του συστήματος [33]-[35]. Η εκτίμηση κατάστασης αποτελεί ουσιαστικά μια διαδικασία επεξεργασίας δεδομένων, ή γενικότερα ένα φίλτρο, το οποίο επιδιώκει την εύρεση της βέλτιστης λύσης με βάση τις μετρήσεις και το υποτιθέμενο μοντέλο συστήματος. Η εισαγωγή της διαδικασίας εκτίμησης κατάστασης διεύρυνε τις δυνατότητες του συστήματος SCADA, οδηγώντας στην ανάπτυξη των Συστημάτων Διαχείρισης Ενέργειας, των οποίων οι λειτουργίες

(όπως είναι η ανάλυση εκτάκτων κινδύνων, ο αυτόματος έλεγχος παραγωγής, η πρόβλεψη φορτίου και η βέλτιστη ροή ισχύος) βασίζονται σε μεγάλο βαθμό στην λύση της εκτίμησης κατάστασης.

Οι εκτιμητές κατάστασης συνήθως περιλαμβάνουν τις ακόλουθες λειτουργίες: επεξεργαστής τοπολογίας, ανάλυση παρατηρησιμότητας, αλγόριθμος επίλυσης εκτίμησης κατάστασης, επεξεργασία εσφαλμένων δεδομένων και επεξεργασία εσφαλμένων παραμέτρων [32].

- *Επεξεργαστής Τοπολογίας*: Συγκεντρώνει δεδομένα κατάστασης των αποζευκτών και διακοπών και παράγει το τρέχον μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος.
- *Ανάλυση Παρατηρησιμότητας*: Προσδιορίζει αν μπορεί να ληφθεί μία λύση από τον εκτιμητή κατάστασης, χρησιμοποιώντας το διαθέσιμο σύνολο μετρήσεων. Επίσης, αναγνωρίζει μη παρατηρήσιμους κλάδους και παρατηρήσιμες νησίδες του συστήματος, αν υπάρχουν.
- *Εκτίμηση κατάστασης*: Προσδιορίζει τη βέλτιστη εκτίμηση για την κατάσταση του συστήματος. Αυτή αποτελείται από τα μέτρα και τις γωνίες των τάσεων όλων των ζυγών του.
- *Επεξεργασία μη αποδεκτών δεδομένων*: Εντοπίζει την ύπαρξη μεγάλων σφαλμάτων στο σύνολο των μετρήσεων. Επιπλέον, αναγνωρίζει και εξαλείφει μη αποδεκτές μετρήσεις, με την προϋπόθεση να υπάρχει περίσσεια μετρήσεων.
- *Επεξεργασία παραμέτρων και δομικών σφαλμάτων*: Κάνει εκτίμηση διάφορων παραμέτρων του δικτύου. Εντοπίζει δομικά σφάλματα στην τρέχουσα διαμόρφωση του δικτύου και αναγνωρίζει τους διακόπτες ισχύος που αναφέρουν λανθασμένη κατάσταση.

Κάθε λειτουργία είναι ένα ανεξάρτητο πεδίο που προϋποθέτει σημαντική έρευνα. Επιπλέον, άλλα σχετικά ερευνητικά θέματα, όπως η βέλτιστη τοποθέτηση και βαθμονόμηση PMUs και η εκτίμηση παραμέτρων του δικτύου, είναι επίσης ανοικτά ερευνητικά αντικείμενα. Από τα παραπάνω, είναι εμφανές ότι ο εκτιμητής κατάστασης είναι ο «πυρήνας» της ανάλυσης ασφαλείας. Λειτουργεί ως φίλτρο ανάμεσα στις ακατέργαστες μετρήσεις και τις υπόλοιπες εφαρμογές που απαιτούν αξιόπιστα δεδομένα. Το σχηματικό διάγραμμα (block diagram) της ανάλυσης ασφαλείας παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.2.



Σχήμα 3.2: Σχηματικό διάγραμμα ανάλυσης ασφαλείας.

3.4 Εκτίμηση κατάστασης βασισμένη σε PMU ή SCADA

Παραδοσιακά, οι μετρήσεις πραγματικού χρόνου συλλέγονται μέσω των RTUs που είναι στοιχείο του συστήματος SCADA. Αυτές οι μετρήσεις συνήθως δειγματοληπτούνται και συλλέγονται με περίοδο αρκετών δευτερολέπτων και δεν συγχρονίζονται. Αντίθετα, οι μετρήσεις από PMUs είναι συγχρονισμένες μέσω του συστήματος GPS και με υψηλούς ρυθμούς frames/sec, όπως προαναφέρθηκε.

Οι μετρούμενες ποσότητες από τις δύο αυτές πηγές, είναι επίσης διαφορετικές. Οι τυπικές μετρούμενες ποσότητες από το σύστημα SCADA περιλαμβάνουν τις ροές ενεργού και αέργου ισχύος στις γραμμές μεταφοράς, τις εγχύσεις ενεργού και αέργου ισχύος στους ζυγούς και τα μέτρα τάσεων των ζυγών. Σε ορισμένες περιπτώσεις, υπάρχουν μετρήσεις και για μέτρα ρευμάτων γραμμής. Ταυτόχρονα, οι μετρούμενες ποσότητες από τα PMUs είναι κυρίως οι φασιθέτες των τάσεων των ζυγών και των ρευμάτων γραμμών, καθώς και η συχνότητα.

Οι διαφορές στις ποσότητες μέτρησης οδηγούν σε διαφορές στη διαμόρφωση του μοντέλου μετρήσεων. Γενικά, το μοντέλο μετρήσεων για τη συμβατική εκτίμηση κατάστασης διαμορφώνεται στηριζόμενο στο μοντέλο ροής ισχύος, το οποίο έχει

υψηλή μη γραμμικότητα. Αντίθετα, το μοντέλο μετρήσεων για εκτίμηση κατάστασης βασισμένη σε μετρήσεις από PMUs συνδέει τις μετρήσεις των φασιθετών τάσεων και ρευμάτων (σε πολικές ή καρτεσιανές συντεταγμένες) με την κατάσταση, δηλαδή με το μέτρο και τη γωνία των τάσεων των ζυγών. Αυτή η σχέση διέπεται από πολύ λιγότερη μη γραμμικότητα.

Και τα δύο προαναφερθέντα μοντέλα μετρήσεων είναι μη γραμμικά. Παρ' όλα αυτά, όταν χρησιμοποιούνται μόνο συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών, είναι δυνατή η κατασκευή ενός γραμμικού μοντέλου δικτύου και ενός γραμμικού εκτιμητή κατάστασης με την απεικόνιση των φασιθετών τάσης και ρεύματος σε καρτεσιανές συντεταγμένες, αντί για πολικές [26][36]. Αυτή η σχεδίαση βελτιώνει αρκετά την υπολογιστική αποτελεσματικότητα, ωστόσο, χάνεται η δυνατότητα άμεσης εκμετάλλευσης των πληροφοριών φάσης, με αποτέλεσμα τη δυσκολία ανιχνεύσεως σφαλμάτων φάσης και της άμεσης παρακολούθησης της γωνίας φάσης.

Οι πληροφορίες που μεταφέρονται μέσω των φασικών γωνιών επιτρέπουν την έγκαιρη αναγνώριση δυνητικών προβλημάτων, τοπικά και περιφερειακά [37]. Για παράδειγμα, ο έλεγχος της διαφοράς των γωνιών ή του ρυθμού μεταβολής της διαφοράς γωνιών μεταξύ δύο ζυγών ή δύο τμημάτων ενός δικτύου, μπορεί να βοηθήσει στην ταχύτερη αναγνώριση του μεγέθους φόρτισης του συστήματος. Επιπλέον, οι πληροφορίες γωνίας μπορούν να χρησιμοποιηθούν για ακριβέστερη ανίχνευση της ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς (Nominal Transfer Capability) βάσει θερμοκλών ορίων, ορίων τάσης ή σταθερότητας. Μια άλλη κρίσιμη εφαρμογή των φασικών γωνιών είναι κατά τη διάρκεια της διορθωτικής κατάστασης. Όλες οι προαναφερθείσες χρήσεις της γωνίας φάσης απαιτούν ακριβή εκτίμηση των φασικών γωνιών, η οποία μπορεί να επιτευχθεί με εκτιμητές κατάστασης, στους οποίους η γωνία φάσης εισάγεται ως ανεξάρτητη μεταβλητή κατάστασης [38]-[40].

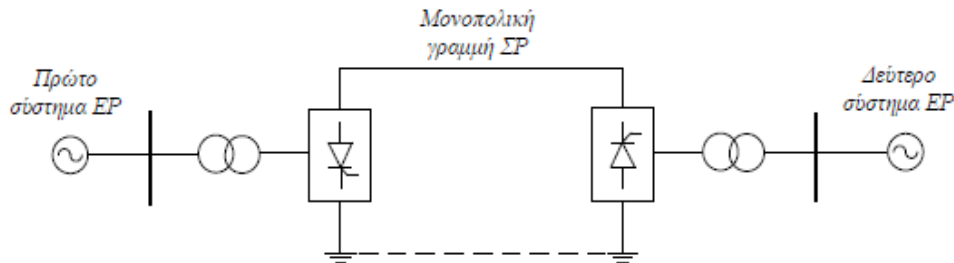
3.5 Εκτίμηση κατάστασης για HVDC και FACTS

Το εναλλασσόμενο (AC) σύστημα αποτέλεσε την προτιμώμενη παγκόσμια πλατφόρμα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τα προηγούμενα 100 χρόνια. Εντούτοις, η μεταφορά με HVAC έχει ορισμένους περιορισμούς όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 1.3. Με την ταχεία ανάπτυξη των ηλεκτρονικών ισχύος και την διευκόλυνση της πρόσβασης στην ηλεκτρική ενέργεια, νέες τεχνολογίες για τη μεταφορά ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις και μεταξύ διαφορετικών δικτύων αναμένεται να ξεπεράσουν ταχέως τα σημερινά επίπεδα ανάπτυξής τους. Οι τεχνικές HVDC πληρούν ακριβώς αυτή την ανάγκη.

Στα σύγχρονα συστήματα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης χρησιμοποιούνται δύο βασικές τεχνολογίες μετατροπών:

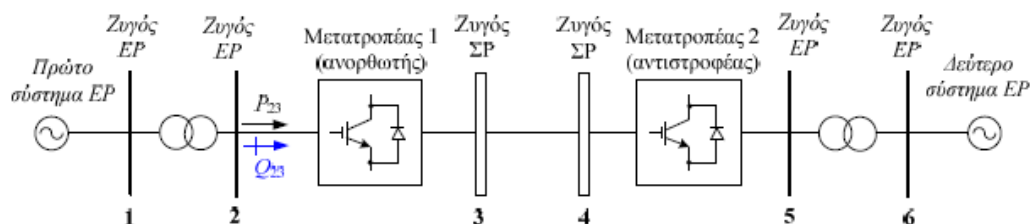
1. Μετατροπέας πηγής ρεύματος (CSC ή LCC) που παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.3. Πρόκειται για την παραδοσιακή τεχνολογία μετατροπέα με χρήση βαλβίδων θυρίστορ, οπότε προκύπτει η τεχνολογία μεταφοράς με συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης που βασίζεται σε μετατροπείς πηγής ρεύματος (CSC-HVDC). Η CSC-HVDC είναι μια ώριμη τεχνολογία με αρκετές εγκαταστάσεις ανά την υφήλιο, ενώ

αποτελεί την πλέον οικονομικά αποδοτική λύση για μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις. Είναι ακόμα αναντικατάστατη για εφαρμογές HVDC υψηλής ισχύος και τάσης, η οποία μπορεί να φτάσει τα 10 GW, με τάσεις μέχρι και 1.100 kV [41].



Σχήμα 3.3: Κλασικό σύστημα CSC-HVDC [41].

2. Μετατροπέας πηγής τάσης (VSC) (Σχήμα 3.4). Πρόκειται για νέα τεχνολογία μετατροπέα που χρησιμοποιεί κυρίως διπολικά τρανζίστορ με μονωμένη πύλη (IGBT), οπότε προκύπτει η τεχνολογία μεταφοράς με συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης που βασίζεται σε μετατροπείς πηγής τάσης (VSC-HVDC) [41].



Σχήμα 3.4: Σύστημα VSC-HVDC με IGBTs [41].

Η τεχνολογία VSC μπορεί να είναι χρήσιμη για [42]:

- Διασύνδεση αδύναμων συστημάτων AC.
- Σύνδεση μεγάλης κλίμακας αιολικής ενέργειας στο δίκτυο.
- Διασυνδέσεις HVDC που είναι πιθανόν να επεκταθούν στο μέλλον ως συστήματα πολλαπλών τερματικών συνεχούς ρεύματος (MTDC).

Σε σύγκριση με την κλασική υλοποίηση HVDC, η τεχνολογία VSC-HVDC προσφέρει το βασικό πλεονέκτημα του ανεξάρτητου ελέγχου ενεργού και αέργου ισχύος μαζί με πρόσθετα οφέλη στην ευελιξία του ελέγχου και την αξιοπιστία [43]. Η τεχνολογία VSC-HVDC χρησιμοποιείται ευρέως και αποτελεσματικά σε διασυνδεδεμένες εγκαταστάσεις απομακρυσμένης παραγωγής, απομακρυσμένα φορτία, μητροπολιτικές περιοχές και υπεράκτιες εγκαταστάσεις [44]. Η αγορά για το VSC-HVDC αναπτύσσεται ταχύτατα στην Ευρώπη, οδηγούμενη εν μέρει από την αύξηση των επενδύσεων σε υπεράκτιες μονάδες εκμετάλλευσης αιολικής ενέργειας.

Ένας άλλος τύπος συσκευών που βασίζονται σε ηλεκτρονικά ισχύος και έχει αποδειχθεί ότι ενισχύουν την ικανότητα ελέγχου και μεταφοράς είναι τα ευέλικτα συστήματα μεταφοράς AC (FACTS) [45] [46]. Η έννοια των FACTS εισήχθη τη δεκαετία του '90 και αναγνωρίστηκαν σύντομα ως ένα απαραίτητο εργαλείο για την

βελτίωση της ποιότητας της μεταφοράς και της απόδοσης των υπαρχόντων δικτύων AC.

Οι τεχνολογίες FACTS και HVDC παρέχουν δυνατότητες ελέγχου του ΣΗΕ τόσο σε κανονική, όσο και σε μεταβατική κατάσταση λειτουργίας. Για έλεγχο κανονικής κατάστασης, οι ανωτέρω τεχνολογίες μπορούν να παράσχουν [47]:

- Ρύθμιση της τάσης.
- Διαχείριση και έλεγχο της ροής ισχύος.
- Διαχείριση συμφόρησης, με σκοπό την εξάλειψη των σημείων συμφόρησης.
- Ενίσχυση της δυνατότητας μεταφοράς ισχύος.

Όσον αφορά τον έλεγχο μεταβατικής κατάστασης, μπορούν να παράσχουν [47]:

- Ταχεία υποστήριξη τάσης.
- Γρήγορο έλεγχο της ροής ισχύος.
- Δυναμική διαχείριση συμφόρησης.
- Ταχεία ελεγχόμενη αντιστάθμιση τάσης και ισχύος.
- Απόσβεση ταλαντώσεων ισχύος.
- Έλεγχο σταθερότητας τάσης.
- Διαχείριση σφαλμάτων.

Η μοντελοποίηση του HVDC για την εκτίμηση της κατάστασης του συστήματος ξεκινάει ήδη από την δεκαετία του 1980, όταν στο άρθρο [48] πρώτα περιλαμβάνεται ένα κλασικό μοντέλο ζεύξης HVDC σε μια εκτίμηση κατάστασης συστήματος AC. Στο άρθρο [49] παρουσιάζεται ένα σχετικά απλουστευμένο μοντέλο μετατροπέα AC/DC και αυτό επεκτείνεται σε ένα μοντέλο MTDC για εκτίμηση κατάστασης. Και τα δύο μοντέλα έχουν αναπτυχθεί για συμβατικούς εκτιμητές κατάστασης, επομένως η χρήση των δεδομένων SCADA τα καθιστά πολύπλοκα και με υψηλή μη γραμμικότητα. Στα άρθρα [50] [51] εισάγεται ένα βασικό μοντέλο VSC και ένα γενικό μοντέλο MTDC βασισμένο στο VSC για εκτίμηση κατάστασης, αντίστοιχα. Στην εργασία [52] συνδυάζονται δεδομένα SCADA με δεδομένα από PMUs για υβριδική εκτίμηση κατάστασης με συνδέσεις VSC-HVDC.

Προηγούμενη έρευνα σχετικά με τη μοντελοποίηση FACTS στα πλαίσια εκτίμησης κατάστασης παρουσιάζεται στις εργασίες [53]-[59]. Στις αναφορές [53]-[56] παρουσιάζονται μοντέλα FACTS για συμβατικούς εκτιμητές κατάστασης χρησιμοποιώντας δεδομένα SCADA. Στις εργασίες [57]-[59] προτείνεται η χρήση δεδομένων από μονάδες PMUs για εκτιμητές κατάστασης σε δίκτυα που περιέχουν FACTS.

3.6 Στατική, δυναμική και βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης

Οι συμβατικές στατικές μέθοδοι εκτίμησης κατάστασης βασίζονται στην παραδοχή ότι το σύστημα λειτουργεί υπό κανονικές συνθήκες, γνωστό ως σχεδόν στατικό μοντέλο (quasi-static regime), όπου το σύστημα μεταβάλλεται ομαλά και αργά. Έτσι, η στατική εκτίμηση κατάστασης κατασκευάζει μοντέλα μετρήσεων βασισμένη σε μία

και μοναδική σάρωση των μετρήσεων. Από την άλλη πλευρά, η βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης (FASE) και η δυναμική εκτίμηση κατάστασης (DySE) λαμβάνουν πληροφορίες επιπλέον του μοντέλου μέτρησης, μέσω μετρήσεων για διαδοχικές χρονικές στιγμές και της χρήσης ενός μοντέλου συστήματος που λαμβάνει υπόψιν την εξέλιξη του χρόνου, αντίστοιχα [30].

3.6.1 Βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης

Η εκτίμηση κατάστασης που υποστηρίζεται από προβλέψεις εξάγει πολύτιμες πληροφορίες από μια ακολουθία διαδοχικών στατικών καταστάσεων που εξελίσσονται με το χρόνο. Για το λόγο αυτό, ονομάζεται και στατική εκτίμηση κατάστασης με παρακολούθηση στην πρώιμη βιβλιογραφία. Οι επιπρόσθετες πληροφορίες μπορούν να βοηθήσουν στη βελτίωση της παρατηρησιμότητας του δικτύου, στη μείωση της επίδρασης της απώλειας δεδομένων, στον εντοπισμό και στη διόρθωση εσφαλμένων δεδομένων και στην επεξεργασία σφαλμάτων τοπολογίας και παραμέτρων του δικτύου [30].

Η διαδικασία πρόβλεψης κατάστασης διατυπώνεται ως ένα μεταβατικό μοντέλο, στο οποίο η προβλεπόμενη κατάσταση αντιπροσωπεύεται από το άθροισμα της εκτιμώμενης κατάστασης στο προηγούμενο χρονικό βήμα, της τάσης συμπεριφοράς της καμπύλης καταστάσεων, καθώς και της αβεβαιότητας του μοντέλου. Το μοντέλο μετρήσεων παραμένει το ίδιο με της στατικής εκτίμησης κατάστασης. Η αντικειμενική συνάρτηση θεωρείται στη μορφή των σταθμισμένων ελάχιστων τετραγώνων (WLS) ενώ ενσωματώνει παράλληλα την προβλεπόμενη κατάσταση ως ένα πρόσθετο σύνολο εικονικών μετρήσεων, σταθμισμένο σύμφωνα με τη μήτρα συνδιακύμανσης σφάλματος πρόβλεψης [30].

Η βασική τεχνική των μεθόδων FASE είναι να βρεθούν οι παράμετροι που προσαρμόζουν βέλτιστα το μοντέλο μεταβάσεων στα ιστορικά δεδομένα. Η ιδέα των μεθόδων FASE προτάθηκε για πρώτη φορά στο άρθρο [60] το 1971. Ωστόσο, το μοντέλο της στατικής εξέλιξης του χρόνου, δηλαδή το μοντέλο μετάβασης, ήταν υπερβολικά απλοποιημένο: η πιο πρόσφατα εκτιμημένη κατάσταση χρησιμοποιείται για την πρόβλεψη του επόμενου βήματος. Η αναφορά [61] ανέπτυξε ένα καταλληλότερο μοντέλο μετάβασης, του οποίου η παρουσίαση ξεφεύγει από τους στόχους της παρούσας εργασίας.

3.6.2 Δυναμική εκτίμηση κατάστασης

Το δυναμικό μοντέλο ενός συστήματος περιγράφει τη συμπεριφορά ενός συστήματος σε μεταβατικές περιόδους και μπορεί να αναπαρασταθεί από διαφορικές εξισώσεις για συνεχή συστήματα. Καθώς οι μετρήσεις δειγματοληπτούνται διακριτά, αυτό το συνεχές δυναμικό μοντέλο μπορεί να διακριτοποιηθεί και να αποτελέσει το μοντέλο μετρήσεων. Αυτό το μοντέλο μετρήσεων χρησιμοποιεί τη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος για την πρόβλεψη της επόμενης χρονικά κατάστασης, σε

αντίθεση με το μοντέλο της μεθόδου FASE, το οποίο αξιοποιεί ιστορικά δεδομένα για την πρόβλεψη της κατάστασης του επόμενου χρονικού βήματος [30].

Ο όρος «δυναμικός εκτιμητής» μπορεί να εντοπιστεί αρχικά στα τέλη της δεκαετίας του 1970 [62]. Ωστόσο, το μοντέλο ενημέρωσης του χρόνου ήταν υπεραπλουστευμένο με την ισχυρή υπόθεση ότι το σύστημα βρίσκεται σε σχεδόν στατική κατάσταση με σκοπό την αποφυγή της μοντελοποίησης της συμπεριφοράς μεταβατικών καταστάσεων του συστήματος στο χρόνο. Σε σύγκριση με τη στατική εκτίμηση κατάστασης, η δυναμική εκτίμηση κατάστασης δεν έλαβε μεγάλη προσοχή μέχρι την τελευταία δεκαετία, το οποίο οφειλόταν κυρίως σε τέσσερις λόγους [63]. Πρώτον, η στατική εκτίμηση κατάστασης ήταν επαρκής για τις περισσότερες περιπτώσεις όσον αφορά το φιλτράρισμα των μετρήσεων. Δεύτερον, ο στόχος της δυναμικής εκτίμησης κατάστασης δεν ήταν πάντα σαφής. Για παράδειγμα, στην παλαιότερη βιβλιογραφία οι μεταβλητές κατάστασης στη δυναμική εκτίμηση κατάστασης ήταν το μέτρο και η γωνία της τάσης, ακριβώς το ίδιο δηλαδή με τις συμβατικές μεθόδους εκτίμησης κατάστασης. Ωστόσο, σε πολλές περιπτώσεις το μέτρο και η γωνία της τάσης δεν αποτελούν δυναμικές καταστάσεις, και οι φασιθέτες της τάσης σε διαφορετικούς ζυγούς δεν είναι ανεξάρτητοι ο ένας από τον άλλο. Τρίτον, η δυναμική μοντελοποίηση δεν ήταν πάντα διαθέσιμη ή πρακτική. Τέλος, η υπολογιστική επιβάρυνση ήταν σημαντικά μεγάλη.

Την τελευταία δεκαετία, ο όρος «δυναμική εκτίμηση κατάστασης» αναφέρεται στην εκτίμηση δυναμικών καταστάσεων και παραμέτρων του ΣΗΕ (π.χ. γωνίες δρομέα γεννητριών και ταχύτητα γεννητριών), χρησιμοποιώντας ένα κατάλληλο μοντέλο ενημέρωσης του χρόνου. Η οικογένεια των φίλτρων Kalman είναι η πιο διαδεδομένη τεχνική για τη σύνθεση και την επίλυση δυναμικής εκτίμησης κατάστασης. Παρέχει ένα αποτελεσματικό υπολογιστικό (αναδρομικό) μέσο για την εκτίμηση της κατάστασης μιας διαδικασίας, με τρόπο που να ελαχιστοποιεί το μέσο τετραγωνικό σφάλμα [64]. Ο στόχος της είναι η εκτίμηση μιας διαδικασίας χρησιμοποιώντας μια μορφή ελέγχου μέσω ανατροφοδότησης: το φίλτρο εκτιμά την κατάσταση της διαδικασίας σε μία δεδομένη χρονική στιγμή και στη συνέχεια λαμβάνει ανατροφοδότηση με τη μορφή μετρήσεων (και θορύβου). Ως εκ τούτου, οι εξισώσεις του φίλτρου Kalman εμπίπτουν σε δύο κατηγορίες: εξισώσεις ενημέρωσης χρόνου και εξισώσεις ενημέρωσης μετρήσεων. Για την εκτίμηση κατάστασης ΣΗΕ οι εξισώσεις ενημέρωσης χρόνου είναι υπεύθυνες για την προώθηση της τρέχουσας εκτίμησης κατάστασης και των σφαλμάτων συνδιακύμανσης για την λήψη της πρόβλεψης του επόμενου χρονικού βήματος. Οι εξισώσεις ενημέρωσης μετρήσεων διαμορφώνονται με τη μορφή του μοντέλου μετρήσεων, το οποίο χρησιμοποιείται και για τη συμβατική στατική εκτίμηση κατάστασης, με στόχο τη διόρθωση της πρόβλεψης [30].

Η δυναμική εκτίμηση κατάστασης επιτρέπει μια δυναμική άποψη του συστήματος στο ΚΕΕ. Η εκτιμώμενη δυναμική κατάσταση από τη μέθοδο DySE μπορεί να διευκολύνει τον έλεγχο του συστήματος σε πραγματικό χρόνο και να παρέχει τις βάσεις για μια δυναμική προσομοίωση αυτού [65]. Επιπλέον, οι δυνατότητες πρόβλεψης της μεθόδου εξασφαλίζουν αυτόματα την παρατηρησιμότητα του συστήματος.

3.7 Εκτίμηση κατάστασης για δίκτυα διανομής

Οι περισσότεροι αλγόριθμοι εκτίμησης κατάστασης έχουν σχεδιαστεί για να βελτιώσουν την επίγνωση της κατάστασης των συστημάτων μεταφοράς καθώς αυτά αποτελούν τη ραχοκοκαλιά των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, αυτή η κατάσταση αλλάζει σταδιακά αφού ακριβείς μέθοδοι εκτίμησης κατάστασης για συστήματα διανομής γίνονται όλο και πιο επιθυμητές για την διευκόλυνση της ανταπόκρισης στην ζήτηση (demand response) και της αμφίδρομης ροής ισχύος [30].

Μέσα στην τελευταία δεκαετία, η ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η απελευθέρωση της αγοράς και η ανταπόκριση στην ζήτηση ενέργειας, καθώς και η διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων, έχουν αυξήσει τη συνολική ενεργειακή απόδοση, ωστόσο ταυτόχρονα επιβαρύνουν το δίκτυο, περιπλέκουν την λειτουργία του συστήματος και εισάγουν περισσότερες δυνατότητες για κυβερνοαπάτες. Η κατάσταση αυτή δύναται να βελτιωθεί μέσω της αυτοματοποίησης της διανομής. Η εκτίμηση κατάστασης για τα συστήματα διανομής καθιστά δυνατή την απαραίτητη επίβλεψη του συστήματος διανομής, ώστε πάνω σε αυτή να βασιστεί η αυτοματοποίηση της διανομής [30].

Σε σύγκριση με τα συστήματα μεταφοράς, τα συστήματα διανομής δεν διαθέτουν κατάλληλη υποδομή για εκτίμηση κατάστασης. Ο αριθμός των εγκαταστημένων συσκευών τηλεμετρίας είναι περιορισμένος. Τα δεδομένα φόρτισης, που προέρχονται από το τοπικό ιστορικό και τις υπάρχουσες συσκευές αυτοματοποιημένης ανάγνωσης μετρητών (Automatic Meter Reading), έχουν περιορισμένη ακρίβεια. Επιπλέον, οι τριφασικές ανισοροπίες και οι μικροί λόγοι $\frac{X}{R}$ των γραμμών περιπλέκουν τις λειτουργίες μέτρησης [30].

Πρωτοπόρες έρευνες για την εκτίμηση κατάστασης συστημάτων διανομής (DSSE), διεξάγονται ήδη από την δεκαετία του 1990 [66]. Ωστόσο, η έρευνα και οι εφαρμογές στον τομέα αυτό δεν καρποφόρησαν πραγματικά, πιθανώς λόγω έλλειψης κατάλληλης υποδομής. Λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών των συστημάτων διανομής, οι μέθοδοι εκτίμησης κατάστασης διαφέρουν από αυτές του συστήματος μεταφοράς (TSSE), τόσο από άποψη μοντέλου δικτύου όσο και αντικειμενικής συνάρτησης. Για παράδειγμα, στις μεθόδους TSSE, η εκτίμηση κατάστασης θεωρεί γενικά ότι το σύστημα λειτουργεί σε κανονική κατάσταση υπό συνθήκες ισορροπίας. Αυτή η υπόθεση επιτρέπει τη χρήση του ισοδύναμου κυκλώματος θετικής ακολουθίας για τη μοντελοποίηση ολόκληρου του συστήματος. Εντούτοις, στην πράξη, ανισοροπίες στη ροή ισχύος εμφανίζονται συχνά στα συστήματα διανομής. Για το σκοπό αυτό, τριφασικοί εκτιμητές κατάστασης [66] [67] είναι πιο κατάλληλοι για την αντιμετώπιση των προβλημάτων ανισοροπίας ροής ισχύος. Επιπλέον, λόγω των μεγάλων διακυμάνσεων των αμφίδρομων ροών ισχύος στη διανομή, για τη DSSE προτείνεται και ένα Bayesian μοντέλο δικτύου [68].

3.8 Κεντρική, κατανεμημένη και πολλαπλών περιοχών εκτίμηση κατάστασης

Η εκτίμηση κατάστασης ΣΗΕ παραδοσιακά συντίθεται και υπολογίζεται κεντρικά στα αρμόδια κέντρα ελέγχου, ενώ πλέον η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας απαιτεί την παρακολούθηση του συστήματος εντός μιας πολύ μεγάλης γεωγραφικής περιοχής. Σε αυτό το πλαίσιο, τα αποκεντρωμένα συστήματα εκτίμησης κατάστασης μπορούν να ενισχύσουν την υπολογιστική επίδοση και την αξιοπιστία των αλγορίθμων εκτίμησης, αλλά ταυτόχρονα απαιτούν πιο αποτελεσματικές και αξιόπιστες τεχνικές επικοινωνίας και πρέπει να επιλύουν το πρόβλημα του μη συγχρονισμένου υπολογισμού που προκύπτει [30].

Τόσο η κατανεμημένη, όσο και η εκτίμηση κατάστασης πολλαπλών περιοχών επικεντρώνονται σε διασυνδεδεμένα συστήματα. Η διαφορά μεταξύ τους βασίζεται κυρίως στη δομή του διανύσματος κατάστασης [69]: στην κατανεμημένη εκτίμηση κατάστασης, ορισμένοι κόμβοι ή περιοχές του δικτύου εκτιμούν ένα κοινό διάνυσμα κατάστασης ή παραμέτρων μέσω τοπικών συνεργασιών, ενώ στην εκτίμηση κατάστασης πολλαπλών περιοχών οι μετρήσεις κάθε περιοχής αφορούν μόνο ένα μικρό μέρος του διανύσματος κατάστασης ή παραμέτρων. Η εκτίμηση κατάστασης πολλαπλών περιοχών μπορεί να διαμορφωθεί είτε ως ιεραρχική διαδικασία [70] είτε ως πλήρως κατανεμημένη [71].

4 Σύνθεση κλασικής εκτίμησης κατάστασης

Στο προηγούμενο Κεφάλαιο έγινε μια γενική επισκόπηση του προβλήματος της εκτίμησης κατάστασης ΣΗΕ. Αυτό το κεφάλαιο επικεντρώνεται στη σύνθεση και μαθηματική διατύπωση μεθόδων εκτίμησης κατάστασης, συγκεκριμένα στη διαμόρφωση και την επίλυση συμβατικών μεθόδων εκτίμησης κατάστασης.

4.1 Συμβατικές τεχνικές εκτίμησης κατάστασης

Η εκτίμηση κατάστασης ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας στοχεύει στην εύρεση της βέλτιστης αντιστοιχίας μεταξύ μετρήσεων πραγματικού χρόνου και της κατάστασης του ΣΗΕ, όπου κατάσταση ονομάζουμε τους φασιθέτες τάσεως των ζυγών του. Επομένως, οι περισσότεροι εκτιμητές κατάστασης διαμορφώνουν αρχικά το μαθηματικό μοντέλο που περιγράφει τη σχέση μεταξύ των μεταβλητών κατάστασης του συστήματος και των μετρήσεων ως:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (4.1)$$

όπου $\mathbf{z} \in \mathbb{R}^m$ είναι το διάνυσμα μετρήσεων, $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ είναι το (άγνωστο) πραγματικό διάνυσμα κατάστασης, m και n είναι το πλήθος των μετρήσεων και καταστάσεων αντίστοιχα, με $m \geq n$. Η $\mathbf{h}: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$ είναι μια συνάρτηση που συσχετίζει τις μετρούμενες ποσότητες με τις μεταβλητές κατάστασης, η οποία αποκαλείται *συνάρτηση μετρήσεων*. Το $\mathbf{e} \in \mathbb{R}^m$ είναι το άγνωστο διάνυσμα θορύβου των μετρήσεων. Επειδή η (4.1) περιέχει το διάνυσμα μετρήσεων, συνήθως ονομάζεται και μοντέλο μετρήσεων ή παρατηρήσεων [32]. Η (4.1) επομένως διαμορφώνεται ως εξής:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e}$$

4.2 Gaussian κατανομή των μετρήσεων

Για την επίλυση του προβλήματος της εκτίμησης κατάστασης απαιτείται κατάλληλη επιλογή του διανύσματος \mathbf{x} , το οποίο κάνει το διάνυσμα μετρήσεων \mathbf{z} πλέον πιθανό να παρατηρηθεί. Με άλλα λόγια, απαιτείται η εύρεση του \mathbf{x} που μεγιστοποιεί την πιθανότητα εμφάνισης των παρατηρούμενων μετρήσεων \mathbf{z} , δηλαδή της εκτιμήτριας μέγιστης πιθανοφάνειας (MLE). Καθώς διαφορετικές πηγές μετρήσεων μπορούν να έχουν διαφορετικές συναρτήσεις πιθανοφάνειας, οι οποίες συνήθως ορίζονται από τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (PDF), πρέπει να ληφθούν υπόψιν οι κατανομές πιθανότητας των μετρήσεων, κατά την επιλογή του κατάλληλου αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης.

Το μεγαλύτερο μέρος της βιβλιογραφίας υποθέτει ότι ο θόρυβος μετρήσεων ακολουθεί κανονική (Gaussian) κατανομή, δηλαδή: $\mathbf{e} = [e_1, e_2, \dots, e_m]$ και $e_i \sim \mathcal{N}(0, \sigma_i^2)$, όπου $\mathcal{N}(0, \sigma_i^2)$ είναι η κανονική κατανομή με μέση τιμή 0 και διακύμανση (διασπορά) σ_i^2 , $\forall i = 1, 2, \dots, m$. Έστω \mathbf{R} η διαγώνια μήτρα

συνδιακύμανσης των θορύβων μέτρησης, οι οποίοι υποτίθενται ανεξάρτητες μεταξύ τους, τυχαίες μεταβλητές. Επομένως, το διάνυσμα μετρήσεων \mathbf{z} ακολουθεί επίσης κανονική κατανομή, με μέση τιμή $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ και την ίδια μήτρα συνδιακύμανσης (συνδιασποράς) \mathbf{R} . Τότε, η πιθανότητα (ή πιθανοφάνεια) της παρατήρησης \mathbf{z} , δοθείσης της κατάστασης \mathbf{x} , μπορεί να υπολογιστεί ως εξής:

$$\prod_{i=1}^m \mathcal{N}(z_i | h(x)_i, \sigma_i^2) = \prod_{i=1}^m \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_i^2}} \cdot e^{-\frac{[z_i - h(x)_i]^2}{2\sigma_i^2}} \quad (4.2)$$

όπου $h(x)_i$ είναι το i -στο στοιχείο του $h(x)$ και σ_i^2 είναι η διακύμανση της αντίστοιχης i -στης μέτρησης z_i . Προκειμένου να ευρεθεί η μέγιστη τιμή της ανωτέρω συνάρτησης πιθανότητας, η (4.2) γράφεται σε λογαριθμική μορφή ως εξής:

$$\mathcal{L} = \ln \left\{ \prod_{i=1}^m \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_i^2}} \cdot e^{-\frac{[z_i - h(x)_i]^2}{2\sigma_i^2}} \right\} = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h(x)_i]^2}{\sigma_i^2} - \frac{m}{2} \ln(2\pi) - \sum_{i=1}^m \ln(\sigma_i) \quad (4.3)$$

Η νέα συνάρτηση ονομάζεται συνάρτηση Λογαριθμο-Πιθανοφάνειας και επομένως η μεγιστοποίησή της ανάγεται στην ελαχιστοποίηση του όρου $\sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h(x)_i]^2}{\sigma_i^2}$, το οποίο αποτελεί ακριβώς πρόβλημα σταθμισμένης εκτιμήτριας ελαχίστων τετραγώνων (WLS). Αυτό αποδεικνύεται ως εξής: το πρόβλημα ελαχιστοποίησης μπορεί να γραφεί συναρτήσει της διαφοράς $r_i = z_i - h(x)_i$. Το τετράγωνο της διαφοράς αυτής r_i^2 πολλαπλασιάζεται με το βάρος $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$. Τελικά, το πρόβλημα ελαχιστοποίησης του όρου $\sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h(x)_i]^2}{\sigma_i^2}$ θα είναι ισοδύναμο με την ελαχιστοποίηση του όρου $\sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2$ [32].

4.3 Αντικειμενική συνάρτηση WLS

Η επίλυση ενός προβλήματος WLS με αντικειμενική συνάρτηση όπως αυτή που προκύπτει από την (4.3) αποτελεί και την πιο συχνή μέθοδο επίλυσης προβλημάτων εκτίμησης κατάστασης. Η συνάρτηση αυτή γράφεται ως ακολούθως:

$$J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h(x)_i]^2}{\sigma_i^2} = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (4.4)$$

Η WLS αποτελεί την πιο συνηθισμένη μέθοδο επίλυσης της εκτίμησης κατάστασης ΣΗΕ λόγω της υπολογιστικής επίδοσης και της αξιοπιστίας της. Εντούτοις, είναι ευαίσθητη σε εσφαλμένες ή ακραίες μετρήσεις (outliers), καθώς ακόμα και μία τιμή με μεγάλη απόκλιση από την πραγματική μπορεί να επιφέρει αλλοίωση των αποτελεσμάτων της εκτίμησης [32].

4.4 Αριθμητική επίλυση του προβλήματος

Η αριθμητική επίλυση που παρουσιάζεται ακολούθως, βασίζεται στην αντικειμενική συνάρτηση (4.4). Η βέλτιστη λύση του προβλήματος WLS ευρίσκεται όταν η πρώτη μερική παράγωγος της αντικειμενικής συνάρτησης είναι μηδέν:

$$\frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{g}(\mathbf{x}) = -\mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] = 0 \quad (4.5)$$

όπου $\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}}$ είναι η Ιακωβιανή μήτρα της διανυσματικής συνάρτησης $\mathbf{h}(\mathbf{x})$. Για να βρεθεί η ρίζα της μη γραμμικής εξίσωσης $\mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0$, χρησιμοποιούνται επαναληπτικές αριθμητικές μέθοδοι, όπως για παράδειγμα, η μέθοδος Gauss-Newton. Για κάθε επανάληψη, η εξίσωση γραμμικής προσέγγισης διαμορφώνεται ως εξής:

$$\frac{\partial \mathbf{g}(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k} (\mathbf{x}_{k+1} - \mathbf{x}_k) = -\mathbf{g}(\mathbf{x}_k) \quad (4.6)$$

όπου το k υποδεικνύει τον αριθμό της επανάληψης, \mathbf{x}_k είναι το διάνυσμα κατάστασης στην επανάληψη k και:

$$\frac{\partial \mathbf{g}(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k} = \mathbf{G}(\mathbf{x}_k) = -\left[\frac{\partial \mathbf{H}(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k} \right]^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_k)] + [\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)]^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)] \quad (4.7)$$

Γενικά η WLS αγνοεί τους όρους δεύτερης παραγώγου, δηλαδή την παράγωγο $\frac{\partial \mathbf{H}(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k}$.

Τελικά, για $\Delta \mathbf{x}_k = \mathbf{x}_{k+1} - \mathbf{x}_k$ και μέσω της (4.5) ο κανόνας της επαναληπτικής διαδικασίας (4.6) διατυπώνεται ως:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}_k) \Delta \mathbf{x}_k = [\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)]^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_k)] \quad (4.8)$$

όπου το $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k) = [\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)]^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)]$ συμβολίζει τη μήτρα κέρδους και η (4.8) ονομάζεται *κανονική εξίσωση*. Ιδανικά, η κανονική εξίσωση μπορεί να επιλυθεί αριθμητικά μέσω της αντιστροφής της μήτρας κέρδους [32]. Καθώς η \mathbf{G} είναι συνήθως συμμετρική, αραιή και θετικά ορισμένη μήτρα (υπό την προϋπόθεση ότι το σύστημα είναι πλήρως παρατηρήσιμο), μπορεί να παραγοντοποιηθεί με χρήση παραγοντοποίησης Cholesky [72]. Η παραγοντοποίηση Cholesky αποτελεί μία ειδική περίπτωση της LU παραγοντοποίησης. Η QR παραγοντοποίηση, είναι αριθμητικά πιο ισχυρή από την παραγοντοποίηση LU [73] [74]. Επιπρόσθετα, η υβριδική μέθοδος [75] συνδυάζει την QR παραγοντοποίηση και την παραγοντοποίηση Cholesky.

4.5 Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης WLS

Η λύση των κανονικών εξισώσεων είναι επαναληπτική και γι' αυτό το λόγο απαιτείται μια αρχική εικασία για το διάνυσμα κατάστασης του συστήματος \mathbf{x}_0 . Στην περίπτωση των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, θεωρούμε μοναδιαία μέτρα τάσεων (ανά-μονάδα) και μηδενικές γωνίες τάσεων (rad). Τα βήματα του αλγορίθμου είναι τα ακόλουθα [32]:

1. Εκκίνηση επαναλήψεων και ορισμός του δείκτη επανάληψης $k = 0$.
2. Αρχικοποίηση του διανύσματος κατάστασης στην τιμή \mathbf{x}_0 .
3. Υπολογισμός του πίνακα κέρδους $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$.
4. Υπολογισμός του δεξιού μέλους της (3.7): $t_k = [\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_k)]$.
5. Παραγοντοποίηση του $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$ και επίλυση για την εύρεση του $\Delta \mathbf{x}_k$.
6. Έλεγχος για σύγκλιση, αν το $\max |\Delta \mathbf{x}_k| \leq \epsilon$, όπου ϵ το μέγιστο σφάλμα.
7. Αν όχι, $\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k + \Delta \mathbf{x}_k$, $k = k + 1$ και επιστροφή στο βήμα 3. Αν ναι, τέλος.

Ο παραπάνω αλγόριθμος περιλαμβάνει τους εξής υπολογισμούς σε κάθε επανάληψη k :

1. Υπολογισμός του δεξιού μέλους: $t_k = [\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_k)]$,
 - a. Υπολογισμός της συνάρτησης μετρήσεων, $\mathbf{h}(\mathbf{x}_k)$.
 - b. Δημιουργία της Ιακωβιανής μετρήσεων, $\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)$.
2. Υπολογισμός της $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$ και επίλυση των Κανονικών εξισώσεων.
 - a. Δημιουργία του πίνακα κέρδους $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$.
 - b. Παραγοντοποίηση του $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$ σε LU.
 - c. Εφαρμογή εμπρός και πίσω-αντικατάστασης για την εύρεση του $\Delta \mathbf{x}_k$: Ο πίνακας κέρδους μπορεί να γραφεί ως γινόμενο δύο τριγωνικών πινάκων, ενός κάτω \mathbf{L} και ενός άνω \mathbf{U} . Δηλαδή είναι:

$$\mathbf{G} = \mathbf{LU}$$

Αφού ο \mathbf{G} είναι πλέον παραγοντοποιημένος, το επόμενο βήμα είναι η επίλυση των κανονικών εξισώσεων:

$$\mathbf{LU} \Delta \mathbf{x}_k = t_k$$

Η λύση υπολογίζεται σε δύο βήματα και δεδομένης της αραιότητας των πινάκων \mathbf{L} και \mathbf{U} υπολογίζεται πολύ αποδοτικά. Τα δύο βήματα υπολογισμού είναι: Εμπρός-αντικατάσταση: $\mathbf{U} \Delta \mathbf{x}_k = u$ και Πίσω-αντικατάσταση: $\mathbf{L} u = t_k$.

5 Μοντελοποίηση δικτύων για εκτίμηση κατάστασης

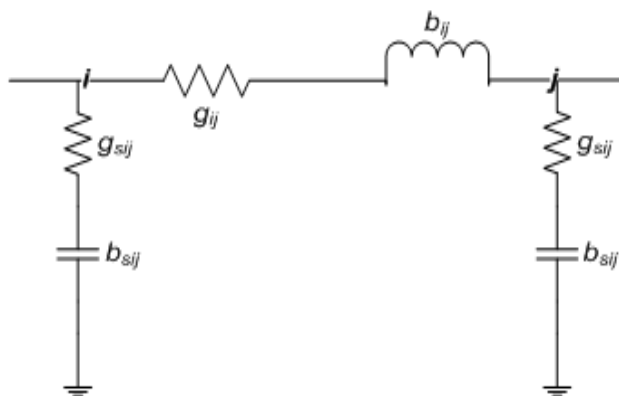
Στο προηγούμενο κεφάλαιο αναλύθηκε ο τρόπος σύνθεσης των εξισώσεων που συνδέουν τις λαμβανόμενες μετρήσεις με το διάνυσμα και τις μεταβλητές κατάστασης. Σε αυτό το κεφάλαιο εξηγείται η διαμόρφωση της συνάρτησης μετρήσεων $\mathbf{h}(\mathbf{x}_k)$ αλλά και της Ιακωβιανής μήτρας αυτής, $\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)$. Οι μήτρες αυτές εξαρτώνται άμεσα από την μοντελοποίηση του δικτύου και λαμβάνουν διαφορετικές μορφές, ανάλογα με την έκφραση του διανύσματος κατάστασης σε καρτεσιανές ή σε πολικές συντεταγμένες.

5.1 Υποθέσεις λειτουργίας του ΣΗΕ

Το ΣΗΕ θεωρείται ότι λειτουργεί στη μόνιμη συμμετρική κατάσταση. Αυτό σημαίνει ότι όλα τα φορτία, οι ροές ισχύος, οι γραμμές μεταφοράς και οι εγκάρσιες αγωγιμότητες του δικτύου θα είναι τριφασικά και συμμετρικά μεγέθη. Οι παραπάνω προϋποθέσεις επιτρέπουν τη χρήση του μονοφασικού ισοδύναμου για την εξαγωγή των μοντέλων των διαφόρων στοιχείων και τελικά του μοντέλου όλου του συστήματος. Επιπλέον, όλα τα μεγέθη εκφράζονται στο ανά-μονάδα σύστημα (per unit system). Τα ακόλουθα μοντέλα στοιχείων θα χρησιμοποιηθούν στην ανάλυση του ΣΗΕ.

5.1.1 Γραμμές μεταφοράς

Οι γραμμές μεταφοράς αναπαρίστανται με το δίθυρο ισοδύναμο “Π”. Το μοντέλο μιας τέτοιας γραμμής μεταφοράς, που συνδέει το ζυγό i με το ζυγό j , αποτελείται από μία εν σειρά σύνθετη αγωγιμότητα $y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$ και δύο εγκάρσιες σύνθετες αγωγιμότητες $y_{sij} = g_{sij} + jb_{sij}$, μία συνδεδεμένη στο ζυγό i και μία στο ζυγό j . Το σχήμα του μοντέλου φαίνεται στο Σχήμα 5.1.

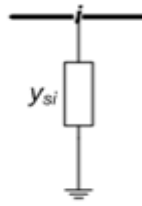


Σχήμα 5.1: Μοντέλο γραμμής μεταφοράς ΣΗΕ [32].

5.1.2 Εγκάρσια στοιχεία

Τα εγκάρσια στοιχεία μπορεί να είναι είτε πυκνωτές είτε αυτεπαγωγές και χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο της τάσης ή της άεργου ισχύος. Αναπαρίστανται με μία εγκάρσια φανταστική αγωγιμότητα $y_{si} = jb_{si}$. Το πρόσημο της τιμής της αγωγιμότητας καθορίζει τον τύπο του εγκάρσιου στοιχείου: αν είναι θετικό ($b_{si} > 0$)

αντιστοιχεί σε αντιστοιχεί σε εγκάρσιο πυκνωτή, ενώ αν είναι αρνητικό ($b_{si} < 0$) αντιστοιχεί σε εγκάρσια αυτεπαγωγή. Το μοντέλο φαίνεται στο Σχήμα 5.2.



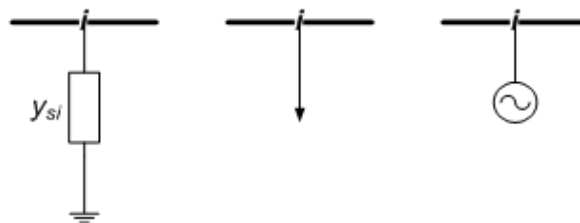
Σχήμα 5.2: Μοντέλο εγκάρσιου στοιχείου ΣΗΕ [32].

5.1.3 Φορτία και γεννήτριες

Τα φορτία σταθερής ισχύος και οι γεννήτριες αναπαρίστανται ως ισοδύναμες μιγαδικές εγχύσεις ισχύος και ως εκ τούτου δεν έχουν καμία επίδραση στο μοντέλο του δικτύου. Η γεννήτρια έχει μιγαδική έγχυση $\tilde{S}_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi}$ με θετική ενεργό ισχύ, ενώ το φορτίο σταθερής ισχύος έχει μιγαδική έγχυση $\tilde{S}_{Di} = P_{Di} + jQ_{Di}$ με αρνητική ενεργό ισχύ. Αντίθετα, τα φορτία σταθερής αγωγιμότητας έχουν επίδραση στο μοντέλο του δικτύου και αναπαρίστανται ως εγκάρσιες σύνθετες αγωγιμότητες $y_{si} = g_{si} + jb_{si}$. Στον ακόλουθο πίνακα φαίνονται συγκεντρωμένα τα χαρακτηριστικά των ανωτέρω στοιχείων. Στο Σχήμα 5.3 φαίνονται τα μοντέλα για φορτίο σταθερής αγωγιμότητας, σταθερής ισχύος και γεννήτριας αντίστοιχα.

Πίνακας 5.1: Πρόσημο της ενεργού και αέργου ισχύος για κάθε τύπο φορτίου και για γεννήτριες.

	Ενεργός Ισχύς P	Άεργος Ισχύς Q
Φορτίο Σταθερής Αγωγιμότητας	$P > 0$ ή $P < 0$	$Q > 0$ ή $Q < 0$
Φορτίο Σταθερής Ισχύος	$P < 0$	$Q > 0$ ή $Q < 0$
Γεννήτρια	$P > 0$	$Q > 0$ ή $Q < 0$



Σχήμα 5.3: Μοντέλα φορτίου σταθερής αγωγιμότητας, σταθερής ισχύος και γεννήτριας [32].

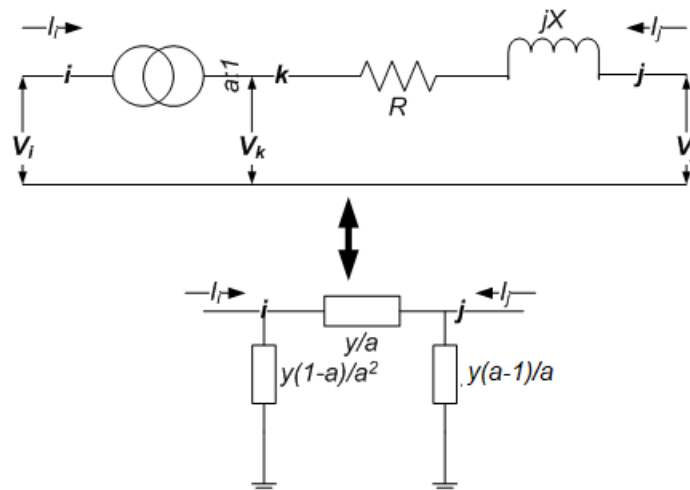
5.1.4 Μετασχηματιστές

Ο πραγματικός μετασχηματιστής μοντελοποιείται ως ένας ιδανικός μετασχηματιστής, με λόγο μετασχηματισμού a εν σειρά με μια ισοδύναμη σύνθετη αντίσταση $Z = R + jX$, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.4. Οι ακροδέκτες του πραγματικού μετασχηματιστή αντιστοιχούν στους ζυγούς i και j . Οι εξισώσεις κόμβων του δίθυρου δικτύου προκύπτουν αν εκφραστούν κατάλληλα τα ρεύματα I_{kj} και I_j στα άκρα του κλάδου της σύνθετης αντίστασης, όπου k νοητός ζυγός, στο δευτερεύον του ιδανικού μετασχηματιστή $a:1$. Αν η σύνθετη αγωγιμότητα του κλάδου $k - j$ είναι $y = \frac{1}{Z}$, τότε τα ρεύματα συναρτήσει των τάσεων v_k και v_j δίνονται από το σύστημα εξισώσεων [32]:

$$\begin{bmatrix} I_{kj} \\ I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y & -y \\ -y & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_k \\ v_j \end{bmatrix}$$

Αν αντικατασταθούν το ρεύμα I_{kj} και η τάση v_k με: $\begin{cases} I_{kj} = a \cdot I_i \\ v_k = \frac{v_i}{a} \end{cases}$, τότε:

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y}{a^2} & -\frac{y}{a} \\ -\frac{y}{a} & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_i \\ v_j \end{bmatrix}$$



Σχήμα 5.4: Μοντέλο πραγματικού μετασχηματιστή και ισοδύναμο Π μοντέλο [32].

5.1.5 Γενικευμένος ζυγός ΣΗΕ - Διάνυσμα κατάστασης σε πολικές συντεταγμένες

Ας θεωρήσουμε το γενικευμένο ζυγό i ενός ΣΗΕ. Σε αυτόν συνδέεται μια γραμμή μεταφοράς, της οποίας το άλλο άκρο συνδέεται στο ζυγό j και παριστάνεται με το ισοδύναμο Π μοντέλο. Στο ζυγό i είναι επίσης συνδεδεμένη μία εγκάρσια σύνθετη αγωγιμότητα y_{si} , που παριστάνει οποιονδήποτε συνδυασμό πυκνωτών, αυτεπαγωγών ή φορτίων σταθερής σύνθετης αγωγιμότητας. Η γεννήτρια που συνδέεται στο ζυγό i εγχέει μιγαδική ισχύ \tilde{S}_{Gi} , ενώ το αντίστοιχο φορτίο σταθερής ισχύος απορροφά μιγαδική ισχύ \tilde{S}_{Di} . Η μιγαδική τάση στο ζυγό i συμβολίζεται με \tilde{V}_i και η μιγαδική τάση στο ζυγό j με \tilde{V}_j . Μετασχηματιστής δεν υπάρχει στο ζυγό i , αλλά αν υπήρχε θα ήταν συνδεδεμένος εν σειρά με τη γραμμή μεταφοράς, οπότε θα μπορούσε να υπολογιστεί ένα ισοδύναμο κύκλωμα που θα αποτερείτο από μία σύνθετη αγωγιμότητα γραμμής y_{ij} και δύο εγκάρσιες αγωγιμότητες y_{sij} , όπως στο Σχήμα 5.5. Τα μιγαδικά μεγέθη των τάσεων μπορούν να εκφραστούν σε τριγωνομετρική μορφή, ενώ οι σταθερές σύνθετες αγωγιμότητες σε καρτεσιανή μορφή [32]:

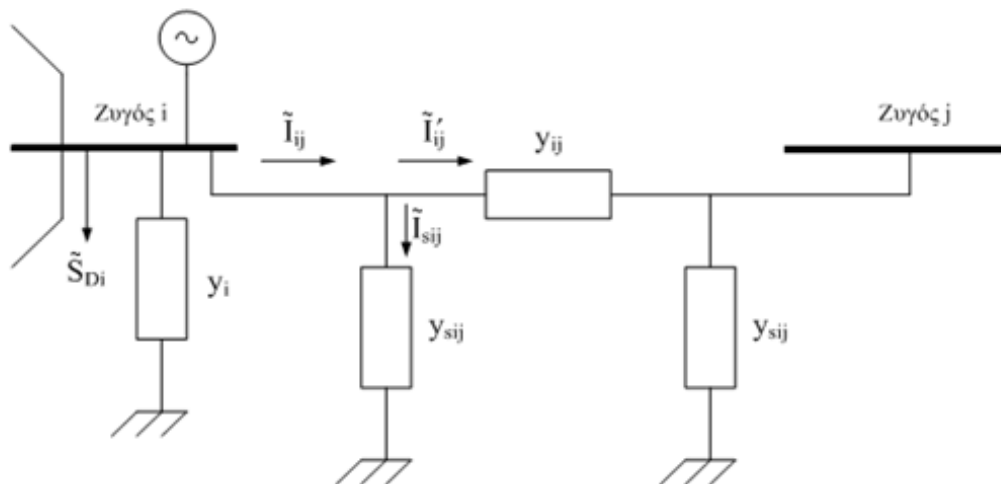
$$\tilde{V}_i = V_i \cos \delta_i + j V_i \sin \delta_i$$

$$\tilde{V}_j = V_j \cos \delta_j + j V_j \sin \delta_j$$

$$y_{ij} = g_{ij} + j b_{ij}$$

$$y_{sij} = g_{sij} + j b_{sij}$$

$$y_i = g_i + j b_i$$



Σχήμα 5.5: Μοντέλο γενικευμένου ζυγού και γραμμής μεταφοράς/μετασχηματιστή [32].

Οι εξισώσεις έγχυσης στους ζυγούς και ροής ισχύος στις γραμμές συναρτήσει των μέτρων τάσεων, γωνιών τάσεων και αγωγιμοτήτων, είναι οι παρακάτω:

$$P_i = V_i^2 \sum_{j \in a(i)} (g_{ij} + g_{sij}) + V_i^2 g_i - V_i \sum_{j \in a(i)} V_j \{g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)\}$$

$$Q_i = -V_i^2 \sum_{j \in a(i)} (b_{ij} + b_{sij}) - V_i^2 b_i - V_i \sum_{j \in a(i)} V_j \{g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)\}$$

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{ij} + g_{sij}) - V_i V_j \{g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)\}$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{ij} + b_{sij}) - V_i V_j \{g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)\}$$

όπου,

P_i, Q_i : η έγχυση ενεργού (αντίστοιχα αέργου) ισχύος στο ζυγό i

P_{ij}, Q_{ij} : η ροή ενεργού (αντίστοιχα αέργου) ισχύος στη γραμμή $i - j$

V_i, δ_i : το μέτρο και το όρισμα της τάσης του ζυγού i

Στις εξισώσεις ισχύος το σύνολο $a(i)$ είναι το σύνολο των ζυγών οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι με το ζυγό i και η διαφορά $\delta_i - \delta_j$ γράφεται για λόγους συντομίας ως $\delta_i - \delta_j = \delta_{ij}$.

Εάν θέσουμε:

$$\alpha_{ij} = g_{ij} \cos(\delta_{ij}) + b_{ij} \sin(\delta_{ij})$$

$$\beta_{ij} = g_{ij} \sin(\delta_{ij}) - b_{ij} \cos(\delta_{ij})$$

Τότε οι εκφράσεις ενεργού και αέργου έγχυσης και ροής ισχύος, γίνονται:

$$P_i = V_i^2 \sum_{j \in a(i)} (g_{ij} + g_{sij}) + V_i^2 g_i - V_i \sum_{j \in a(i)} V_j \alpha_{ij}$$

$$Q_i = -V_i^2 \sum_{j \in a(i)} (b_{ij} + b_{sij}) - V_i^2 b_i - V_i \sum_{j \in a(i)} V_j \beta_{ij}$$

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{ij} + g_{sij}) - V_i V_j \alpha_{ij}$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{ij} + b_{sij}) - V_i V_j \beta_{ij}$$

Παράλληλα, η τιμή του ρεύματος που διαρρέει τη γραμμή $i - j$ υπολογίζεται με βάση τον 1^ο κανόνα του Kirchhoff, ως:

$$\tilde{I}_{ij} = \tilde{V}_i y_{sij} + (\tilde{V}_i - \tilde{V}_j) y_{ij} = \tilde{V}_i (y_{sij} + y_{ij}) - \tilde{V}_j y_{ij}$$

ή με αντικατάσταση των μεγεθών σε μιγαδική μορφή:

$$\tilde{I}_{ij} = \{V_i [(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i] - V_j [g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j]\} +$$

$$+ j \{V_i [(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i] - V_j [b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j]\}$$

Θεωρώντας ότι το πραγματικό και φανταστικό μέρος του ρεύματος συμβολίζονται με $I_{ij,r}$ και $I_{ij,i}$, αντίστοιχα, θα έχουμε ότι η καρτεσιανή έκφραση του ρεύματος έχει τη μορφή:

$$I_{ij,r} = V_i[(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i] - V_j[g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j] \quad (5.1)$$

$$I_{ij,i} = V_i[(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i] - V_j[b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j] \quad (5.2)$$

Η πολική μορφή της μιγαδικής έκφρασης του ρεύματος, θα είναι:

$$\tilde{I}_{ij} = I_{ij} \angle \theta_{ij}$$

όπου $I_{ij} = \sqrt{I_{ij,r}^2 + I_{ij,i}^2}$ το μέτρο και $\theta_{ij} = \arctan\left(\frac{I_{ij,i}}{I_{ij,r}}\right)$ το όρισμα του μιγαδικού. Πιο αναλυτικά οι εκφράσεις για το μέτρο και το όρισμα, δίνονται από τις σχέσεις:

$$I_{ij} = \sqrt{A_{ij}V_i^2 + B_{ij}V_j^2 + 2C_{ij}V_iV_j}$$

όπου

$$A_{ij} = [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2]$$

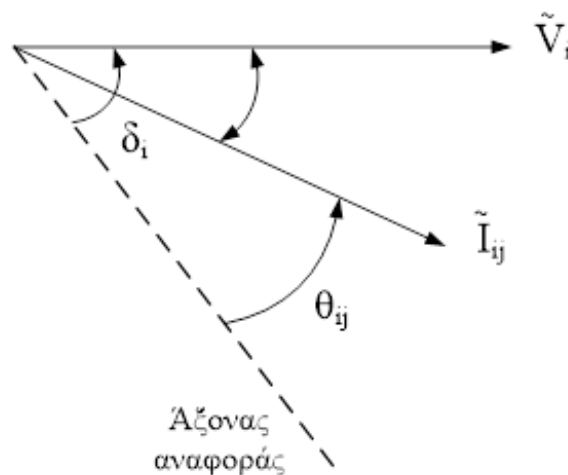
$$B_{ij} = (g_{ij}^2 + b_{ij}^2)$$

$$C_{ij} = [(b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij}]$$

και

$$\theta_{ij} = \arctan\left\{\frac{V_i[(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i] - V_j[b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j]}{V_i[(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i] - V_j[g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j]}\right\}$$

Παραστατικά η γωνία θ_{ij} φαίνεται στο Σχήμα 5.6.



Σχήμα 5.6: Διανυσματικό διάγραμμα της τάσης του ζυγού i και του ρεύματος I_{ij} .

5.1.6 Γενικευμένος ζυγός ΣΗΕ - Διάνυσμα κατάστασης σε καρτεσιανές συντεταγμένες

Ας θεωρήσουμε και πάλι το γενικευμένο ζυγό ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας i , όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.5. Εάν το διάνυσμα κατάστασης είναι εκπεφρασμένο σε καρτεσιανές συντεταγμένες, τότε τα διανύσματα των τάσεων και του ρεύματος μπορούν να γραφούν ως εξής:

$$\tilde{V}_i = E_i + jF_i$$

$$\tilde{V}_j = E_j + jF_j$$

$$\tilde{I}_{ij} = I_{ij,r} + jI_{ij,i}$$

Η αναλυτική έκφραση του ρεύματος, εφαρμόζοντας και πάλι τον 1^ο κανόνα του Kirchhoff, θα δίνεται από τη σχέση:

$$\tilde{I}_{ij} = \{(g_{sij} + g_{ij})E_i - (b_{sij} + b_{ij})F_i - g_{ij}E_j + b_{ij}F_j\} + j\{(g_{sij} + g_{ij})F_i + (b_{sij} + b_{ij})E_i - g_{ij}F_j - b_{ij}E_j\}$$

και επομένως το πραγματικό και φανταστικό μέρος του ρεύματος $I_{ij,r}$ και $I_{ij,i}$ θα δίνονται, αντίστοιχα, από τις σχέσεις:

$$I_{ij,r} = [(g_{sij} + g_{ij})E_i - (b_{sij} + b_{ij})F_i - g_{ij}E_j + b_{ij}F_j] \quad (5.3)$$

$$I_{ij,i} = [(g_{sij} + g_{ij})F_i + (b_{sij} + b_{ij})E_i - g_{ij}F_j - b_{ij}E_j] \quad (5.4)$$

Οι σχέσεις αυτές εκφράζουν τις μετρήσεις ρεύματος σε καρτεσιανή μορφή.

Η μιγαδική ροή ισχύος ορίζεται ως $S_{ij} = V_i I_{ij}^*$. Επομένως:

$$S_{ij} = (E_i + jF_i)(I_{ij,r} - jI_{ij,i}) = E_i I_{ij,r} + F_i I_{ij,i} - jE_i I_{ij,i} + jF_i I_{ij,r} = (E_i I_{ij,r} + F_i I_{ij,i}) + j(F_i I_{ij,r} - E_i I_{ij,i})$$

Η ισχύς αυτή μπορεί να εκφρασθεί ως $S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$, όπου $P_{ij} = E_i I_{ij,r} + F_i I_{ij,i}$ και $Q_{ij} = F_i I_{ij,r} - E_i I_{ij,i}$ οι ροές ενεργού και αέργου ισχύος στη γραμμή $i - j$. Πιο αναλυτικά, τόσο οι εκφράσεις των ροών, όσο και των εγχύσεων, θα δίνονται από τις ακόλουθες σχέσεις:

$$P_{ij} = (g_{sij} + g_{ij})(E_i^2 + F_i^2) + E_i(-g_{ij}E_j + b_{ij}F_j) - F_i(g_{ij}F_j + b_{ij}E_j)$$

$$Q_{ij} = -(b_{sij} + b_{ij})(E_i^2 + F_i^2) + E_i(g_{ij}F_j + b_{ij}E_j) + F_i(-g_{ij}E_j + b_{ij}F_j)$$

$$P_i = (E_i^2 + F_i^2) \sum_{j \in \alpha(i)} (g_{sij} + g_{ij}) + E_i \sum_{j \in \alpha(i)} (-g_{ij}E_j + b_{ij}F_j) - F_i \sum_{j \in \alpha(i)} (g_{ij}F_j + b_{ij}E_j)$$

$$Q_i = -(E_i^2 + F_i^2) \sum_{j \in \alpha(i)} (b_{sij} + b_{ij}) + E_i \sum_{j \in \alpha(i)} (g_{ij}F_j + b_{ij}E_j) + F_i \sum_{j \in \alpha(i)} (-g_{ij}E_j + b_{ij}F_j)$$

όπου και πάλι, $\alpha(i)$ είναι το σύνολο των ζυγών που είναι συνδεδεμένοι με το ζυγό i . Όπως θα δούμε και στη συνέχεια, οι μετρήσεις αποκλειστικά από PMUs μπορούν να εκμεταλλευτούν τη γραμμικότητα που προκύπτει από την έκφραση του διανύσματος κατάστασης σε καρτεσιανές συντεταγμένες.

5.2 Συνάρτηση μετρήσεων – Ιακωβιανή μήτρα μετρήσεων

Οι πιο συνηθισμένοι τύποι μετρήσεων για συμβατικά συστήματα SCADA είναι ροές ισχύος γραμμών, εγχύσεις ισχύος ζυγών και μέτρα τάσεων ζυγών. Αυτές οι μετρήσεις μπορούν να εκφραστούν συναρτήσει των μεταβλητών κατάστασης του διανύσματος κατάστασης \mathbf{x}_k , είτε σε καρτεσιανό είτε σε πολικό σύστημα συντεταγμένων. Αν χρησιμοποιηθεί πολικό σύστημα συντεταγμένων για ένα σύστημα n ζυγών, το διάνυσμα κατάστασης \mathbf{x}_k θα έχει $2n$ στοιχεία, n μέτρα τάσεων ζυγών και n γωνίες τάσεων ζυγών. Δηλαδή, το διάνυσμα \mathbf{x}_k θα είναι:

$$\mathbf{x}^T = [\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n, V_1, V_2, \dots, V_n]$$

Επομένως, η συνάρτηση $\mathbf{h}(\mathbf{x}_k)$ θα έχει σε κάθε γραμμή την αντίστοιχη εξίσωση που συνδέει τη μέτρηση στο αριστερό μέρος της εξίσωσης, με τις μεταβλητές κατάστασης όπως αυτές εκφράζονται σε πολικές συντεταγμένες. Οι εξισώσεις αυτές αντιστοιχούν στις εξισώσεις του Κεφαλαίου 5.1.5.

Αντίστοιχα, το διάνυσμα κατάστασης μπορεί να εκφραστεί και σε καρτεσιανές συντεταγμένες, πάλι με $2n$ το πλήθος στοιχεία, για σύστημα n ζυγών, ως εξής:

$$\mathbf{x}^T = [E_1, E_2, \dots, E_n, F_1, F_2, \dots, F_n]$$

Σε αυτή την περίπτωση, η συνάρτηση $\mathbf{h}(\mathbf{x}_k)$ θα περιέχει τις εξισώσεις του Κεφαλαίου 5.1.6.

5.2.1 Ιακωβιανή Μήτρα Μετρήσεων H - Διάνυσμα κατάστασης σε πολικές συντεταγμένες

Η δομή της Ιακωβιανής μήτρας μετρήσεων έχει την παρακάτω μορφή, όταν το διάνυσμα κατάστασης είναι εκπεφρασμένο σε πολικές συντεταγμένες:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta} & \frac{\partial P_i}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_i}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} \\ 0 & \frac{\partial V_i}{\partial V} \end{bmatrix}$$

Με παραγωγή των εξισώσεων έγχυσης και ροής ισχύος του Κεφαλαίου 5.1.5, προκύπτουν οι ακόλουθες αναλυτικές εκφράσεις των επιμέρους στοιχείων [32]:

- Μετρήσεις έγχυσης ενεργού ισχύος

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = V_i \sum_{j \in a(i)} V_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) = V_i \sum_{j \in a(i)} V_j \beta_{ij}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -V_i V_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) = -V_i V_j \beta_{ij}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} &= 2V_i \sum_{j \in a(i)} (g_{ij} + g_{sij}) + 2V_i g_i - \sum_{j \in a(i)} V_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) = \\ &= 2V_i \sum_{j \in a(i)} (g_{ij} + g_{sij}) + 2V_i g_i - \sum_{j \in a(i)} V_j \alpha_{ij} \end{aligned}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) = -V_i \alpha_{ij}$$

- Μετρήσεις έγχυσης αέργου ισχύος

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = -V_i \sum_{j \in a(i)} V_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) = -V_i \sum_{j \in a(i)} V_j \alpha_{ij}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = V_i V_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) = V_i V_j \alpha_{ij}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} &= -2V_i \sum_{j \in a(i)} (b_{ij} + b_{sij}) - 2V_i b_i - \sum_{j \in a(i)} V_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) = \\ &= -2V_i \sum_{j \in a(i)} (b_{ij} + b_{sij}) - 2V_i b_i - \sum_{j \in a(i)} V_j \beta_{ij} \end{aligned}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) = -V_i \beta_{ij}$$

- Μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = V_i V_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) = V_i V_j \beta_{ij}$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = -V_i V_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) = -V_i V_j \beta_{ij}$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) + 2V_i (g_{ij} + g_{sij}) = -V_j \alpha_{ij} + 2V_i (g_{ij} + g_{sij})$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) = -V_i \alpha_{ij}$$

- Μετρήσεις ροής αέργου ισχύος

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} = -V_i V_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) = -V_i V_j \alpha_{ij}$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} = V_i V_j (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) = V_i V_j \alpha_{ij}$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) - 2V_i (b_{ij} + b_{sij}) = -V_j \beta_{ij} - 2V_i (b_{ij} + b_{sij})$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) = -V_i \beta_{ij}$$

- Μετρήσεις μέτρων τάσεων

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1, \frac{\partial V_i}{\partial V_j} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \delta_i} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \delta_j} = 0$$

Η Ιακωβιανή μήτρα μπορεί να διευρυνθεί ακόμη περισσότερο, ώστε να συμπεριλάβει μετρήσεις γωνιών και ρευμάτων. Τα ρεύματα μπορεί να είναι εκπεφρασμένα είτε σε πολική είτε σε καρτεσιανή μορφή. Έτσι έχουμε:

- Μετρήσεις ορισμάτων τάσεων (γωνιών)

$$\frac{\partial \delta_i}{\partial V_i} = 0, \frac{\partial \delta_i}{\partial V_j} = 0, \frac{\partial \delta_i}{\partial \delta_i} = 1, \frac{\partial \delta_i}{\partial \delta_j} = 0$$

- Μετρήσεις μέτρων ρευμάτων σε πολική μορφή

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{V_i V_j [(g_{ij} + g_{sij})\beta_{ij} + (b_{ij} + b_{sij})\alpha_{ij}]}{\sqrt{V_i^2 [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) - 2V_i V_j [(g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij} - (b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij}]}}$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_j} = -\frac{V_i V_j [(g_{ij} + g_{sij})\beta_{ij} + (b_{ij} + b_{sij})\alpha_{ij}]}{\sqrt{V_i^2 [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) - 2V_i V_j [(g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij} - (b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij}]}}$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} = \frac{V_i [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] - V_j [(g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij} - (b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij}]}{\sqrt{V_i^2 [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) - 2V_i V_j [(g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij} - (b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij}]}}$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} = \frac{V_j (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) - V_i [(g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij} - (b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij}]}{\sqrt{V_i^2 [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) - 2V_i V_j [(g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij} - (b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij}]}}$$

- Μετρήσεις ορισμάτων ρευμάτων σε πολική μορφή

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{V_i^2 [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] + V_i V_j [(b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij}]}{V_i^2 [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) + 2V_i V_j [(b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij}]}$$

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_j} = \frac{V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) + V_i V_j [(b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij}]}{V_i^2 [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) + 2V_i V_j [(b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij}]}$$

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_i} = - \frac{V_j [(g_{ij} + g_{sij})\beta_{ij} + (b_{ij} + b_{sij})\alpha_{ij}]}{V_i^2 [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) + 2V_i V_j [(b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij}]}$$

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_j} = \frac{V_i [(g_{ij} + g_{sij})\beta_{ij} + (b_{ij} + b_{sij})\alpha_{ij}]}{V_i^2 [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2] + V_j^2 (g_{ij}^2 + b_{ij}^2) + 2V_i V_j [(b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij} - (g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij}]}$$

Χάριν απλότητας, οι παραπάνω εξισώσεις μπορούν να πάρουν τη μορφή που φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα:

Πίνακας 5.2: Σύνοψη των εξισώσεων μετρήσεων ρευμάτων σε πολική μορφή.

$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} = \frac{V_i A_{ij} + V_j C_{ij}}{\sqrt{V_i^2 A_{ij} + V_j^2 B_{ij} + 2V_i V_j C_{ij}}}$	$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{V_i V_j D_{ij}}{\sqrt{V_i^2 A_{ij} + V_j^2 B_{ij} + 2V_i V_j C_{ij}}}$
$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} = \frac{V_j B_{ij} + V_i C_{ij}}{\sqrt{V_i^2 A_{ij} + V_j^2 B_{ij} + 2V_i V_j C_{ij}}}$	$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_j} = - \frac{V_i V_j D_{ij}}{\sqrt{V_i^2 A_{ij} + V_j^2 B_{ij} + 2V_i V_j C_{ij}}}$
$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_i} = - \frac{V_j D_{ij}}{V_i^2 A_{ij} + V_j^2 B_{ij} + 2V_i V_j C_{ij}}$	$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{V_i^2 A_{ij} + V_i V_j C_{ij}}{V_i^2 A_{ij} + V_j^2 B_{ij} + 2V_i V_j C_{ij}}$
$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_j} = \frac{V_i D_{ij}}{V_i^2 A_{ij} + V_j^2 B_{ij} + 2V_i V_j C_{ij}}$	$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_j} = \frac{V_j^2 B_{ij} + V_i V_j C_{ij}}{V_i^2 A_{ij} + V_j^2 B_{ij} + 2V_i V_j C_{ij}}$

$A_{ij} = [(g_{ij} + g_{sij})^2 + (b_{ij} + b_{sij})^2]$	$B_{ij} = (g_{ij}^2 + b_{ij}^2)$
$C_{ij} = [-(g_{ij} + g_{sij})\alpha_{ij} + (b_{ij} + b_{sij})\beta_{ij}]$	$D_{ij} = [(g_{ij} + g_{sij})\beta_{ij} + (b_{ij} + b_{sij})\alpha_{ij}]$

Εναλλακτικά, για μεγαλύτερη ευκολία, οι εξισώσεις γράφονται όπως παρακάτω:

Πίνακας 5.3: Συμπαγής μορφή των εξισώσεων μετρήσεων ρευμάτων σε πολική μορφή.

$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} = \frac{V_i A_{ij} + V_j C_{ij}}{\sqrt{E_{ij}}}$	$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{V_i V_j D_{ij}}{\sqrt{E_{ij}}}$
$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} = \frac{V_j B_{ij} + V_i C_{ij}}{\sqrt{E_{ij}}}$	$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \delta_j} = - \frac{V_i V_j D_{ij}}{\sqrt{E_{ij}}}$
$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_i} = - \frac{V_j D_{ij}}{E_{ij}}$	$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{V_i^2 A_{ij} + V_i V_j C_{ij}}{E_{ij}}$
$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial V_j} = \frac{V_i D_{ij}}{E_{ij}}$	$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial \delta_j} = \frac{V_j^2 B_{ij} + V_i V_j C_{ij}}{E_{ij}}$

όπου:

$$E_{ij} = V_i^2 A_{ij} + V_j^2 B_{ij} + 2V_i V_j C_{ij}$$

Παρατηρούμε άμεσα τη δυσκολία στη γραφή και στον υπολογισμό που παρουσιάζεται με την έκφραση των μετρήσεων ρεύματος σε πολικές συντεταγμένες. Εάν οι μετρήσεις ρεύματος βρίσκονται σε καρτεσιανή μορφή, τότε έχουμε τις αντίστοιχες παραγώγους:

- Μετρήσεις πραγματικού μέρους ρευμάτων

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \delta_i} = -V_i [(g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i + (b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i]$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial \delta_j} = V_j [g_{ij} \sin \delta_j + b_{ij} \cos \delta_j]$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial V_i} = [(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i]$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial V_j} = -[g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j]$$

- Μετρήσεις φανταστικού μέρους ρευμάτων

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \delta_i} = V_i [(g_{ij} + g_{sij}) \cos \delta_i - (b_{ij} + b_{sij}) \sin \delta_i]$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial \delta_j} = -V_j [g_{ij} \cos \delta_j - b_{ij} \sin \delta_j]$$

$$\frac{I_{ij,i}}{V_i} = [(b_{ij} + b_{sij}) \cos \delta_i + (g_{ij} + g_{sij}) \sin \delta_i]$$

$$\frac{I_{ij,i}}{V_j} = -[b_{ij} \cos \delta_j + g_{ij} \sin \delta_j]$$

Παρατηρούμε ότι οδηγούμαστε και πάλι σε μη γραμμικές εξισώσεις ανάμεσα στο πραγματικό και φανταστικό μέρος του ρεύματος και στις μεταβλητές κατάστασης. Παρ' όλα αυτά, οι ανωτέρω εξισώσεις είναι σαφώς πιο διαχειρίσιμες από τις αμέσως προηγούμενες.

5.2.2 Ιακωβιανή Μήτρα Μετρήσεων H - Διάνυσμα κατάστασης σε καρτεσιανές συντεταγμένες

Η δομή της Ιακωβιανής μήτρας μετρήσεων έχει την παρακάτω μορφή, όταν το διάνυσμα κατάστασης είναι εκπεφρασμένο σε καρτεσιανές συντεταγμένες:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial E} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial F} \\ \frac{\partial P_i}{\partial E} & \frac{\partial P_i}{\partial F} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial E} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial F} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial E} & \frac{\partial Q_i}{\partial F} \\ \frac{\partial V_i}{\partial E} & \frac{\partial V_i}{\partial F} \end{bmatrix}$$

Με παραγωγή των εξισώσεων έγχυσης και ρής ισχύος του Κεφαλαίου 5.1.6 προκύπτουν οι ακόλουθες αναλυτικές εκφράσεις των επιμέρους στοιχείων:

- Μετρήσεις έγχυσης ενεργού ισχύος

$$\frac{\partial P_i}{\partial E_i} = 2E_i \sum_{j \in a(i)} (g_{sij} + g_{ij}) + \sum_{j \in a(i)} (-g_{ij}E_j + b_{ij}F_j)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial E_j} = -g_{ij}E_i - b_{ij}F_i$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial F_i} = 2F_i \sum_{j \in a(i)} (g_{sij} + g_{ij}) - \sum_{j \in a(i)} (g_{ij}F_j + b_{ij}E_j)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial F_j} = -g_{ij}F_i + b_{ij}E_i$$

- Μετρήσεις έγχυσης άεργου ισχύος

$$\frac{\partial Q_i}{\partial E_i} = -2E_i \sum_{j \in a(i)} (b_{sij} + b_{ij}) + \sum_{j \in a(i)} (g_{ij}F_j + b_{ij}E_j)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial E_j} = -g_{ij}F_i + b_{ij}E_i$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial F_i} = -2F_i \sum_{j \in a(i)} (b_{sij} + b_{ij}) + \sum_{j \in a(i)} (-g_{ij}E_j + b_{ij}F_j)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial F_j} = g_{ij}E_i + b_{ij}F_i$$

- Μετρήσεις ρής ενεργού ισχύος

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial E_i} = 2(g_{sij} + g_{ij})E_i - g_{ij}E_j + b_{ij}F_j$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial E_j} = -g_{ij}E_i - b_{ij}F_i$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial F_i} = 2(g_{sij} + g_{ij})F_i - g_{ij}F_j - b_{ij}E_j$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial F_j} = -g_{ij}F_i + b_{ij}E_i$$

- Μετρήσεις ροής άεργου ισχύος

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial E_i} = -2(b_{sij} + b_{ij})E_i + g_{ij}F_j + b_{ij}E_j$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial E_j} = -g_{ij}F_i + b_{ij}E_i$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial F_i} = -2(b_{sij} + b_{ij})F_i - g_{ij}E_j + b_{ij}F_j$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial F_j} = g_{ij}E_i + b_{ij}F_i$$

- Μετρήσεις μέτρων τάσεων

$$\frac{\partial V_i}{\partial E_i} = \frac{E_i}{\sqrt{E_i^2 + F_i^2}}, \frac{\partial V_i}{\partial E_j} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial F_i} = \frac{F_i}{\sqrt{E_i^2 + F_i^2}}, \frac{\partial V_i}{\partial F_j} = 0$$

Η Ιακωβιανή μήτρα μπορεί να διευρυνθεί ακόμη περισσότερο, ώστε να συμπεριλάβει και μετρήσεις ρευμάτων. Τα ρεύματα έχει νόημα να εκφραστούν σε καρτεσιανές συντεταγμένες, καθώς έτσι μπορούν να γραφούν ως γραμμική συνάρτηση των μεταβλητών κατάστασης. Έτσι έχουμε:

- Μετρήσεις πραγματικού μέρους ρευμάτων

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial E_i} = g_{sij} + g_{ij}$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial E_j} = -g_{ij}$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial F_i} = -(b_{sij} + b_{ij})$$

$$\frac{\partial I_{ij,r}}{\partial F_j} = b_{ij}$$

- Μετρήσεις φανταστικού μέρους ρευμάτων

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial E_i} = b_{sij} + b_{ij}$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial E_j} = -b_{ij}$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial F_i} = g_{sij} + g_{ij}$$

$$\frac{\partial I_{ij,i}}{\partial F_j} = -g_{ij}$$

Επομένως, γίνεται αντιληπτό ότι η θεώρηση του διανύσματος κατάστασης σε καρτεσιανές συντεταγμένες, οδηγεί σε κατά πολύ απλούστερη μορφή εξισώσεων της Ιακωβιανής μήτρας. Συγκεκριμένα μάλιστα για τις μετρήσεις ρευμάτων, τα στοιχεία της Ιακωβιανής μήτρας είναι σταθερά και εξαρτώνται από το μοντέλο δικτύου. Η Ιακωβιανή μήτρα χρησιμοποιείται στη συνέχεια για τον υπολογισμό της μήτρας κέρδους \mathbf{G} και του t_k , όπως είδαμε και στον αλγόριθμο επίλυσης WLS του Κεφαλαίου 4.5.

6 Γραμμικό μοντέλο μετρήσεων

Όπως προαναφέρθηκε, η χρήση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών, επιτρέπει τη διαμόρφωση του προβλήματος εκτίμησης κατάστασης σε μια γραμμικοποιημένη μορφή. Αφού προηγουμένως εξηγήθηκαν αναλυτικά οι υπολογισμοί των εξισώσεων μετρήσεων, σε αυτό το Κεφάλαιο παρουσιάζεται ένα γραμμικό μοντέλο δικτύου και ένα κατάλληλο μοντέλο μετρήσεων, για την επίλυση εκτίμησης κατάστασης σε συμβατικό AC δίκτυο, αλλά και σε υβριδικό δίκτυο με κλασικό HVDC.

Σύμφωνα με τη σχέση (4.1), το μοντέλο μετρήσεων για τη συμβατική εκτίμηση κατάστασης γενικά έχει την κάτωθι μορφή:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e}$$

Οι συμβατικές τεχνικές εκτίμησης κατάστασης SCADA, όπως προαναφέρθηκε, χρησιμοποιούν μετρήσεις των μέτρων τάσεων ζυγών, αλλά και της ροής και εγχύσεως ενεργού και αέργου ισχύος σε γραμμές και ζυγούς αντίστοιχα. Σε αυτή την περίπτωση η συνάρτηση μετρήσεων $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ είναι μια μη γραμμική συνάρτηση, η οποία βασίζεται στο μοντέλο ανάλυσης ροής ισχύος. Αντίθετα, καθώς οι μονάδες PMUs μπορούν να μετρήσουν απευθείας τους φασιθέτες τάσης και ρεύματος, καθίσταται δυνατή η διαμόρφωση ενός γραμμικού μοντέλου δικτύου, με χρήση του Νόμου Ρευμάτων Kirchhoff (NPK). Ταυτόχρονα, οι μεταβλητές κατάστασης, δηλαδή οι φασιθέτες τάσεων ζυγών, εκφράζονται σε καρτεσιανές συντεταγμένες [36].

Το γραμμικό μοντέλο μετρήσεων για εκτίμηση κατάστασης συστήματος βασισμένη σε συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών δίνεται από τη σχέση:

$$\mathbf{z} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{e} \quad (6.1)$$

όπου $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m \times n}$ είναι ένας σταθερός πίνακας, ο οποίος οικοδομείται με βάση το Νόμο Ρευμάτων Kirchhoff.

Με βάση το προτεινόμενο γραμμικό μοντέλο μετρήσεων, η αντικειμενική συνάρτηση WLS (4.4) γράφεται ως εξής:

$$J(\mathbf{x}) = (\mathbf{z} - \mathbf{A}\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1}(\mathbf{z} - \mathbf{A}\mathbf{x}) \quad (6.2)$$

Σε αντίθεση με την επαναληπτική αριθμητική μέθοδο επίλυσης μη γραμμικών προβλημάτων WLS, τα γραμμικά προβλήματα WLS επιδέχονται επίλυση σε μορφή τύπου ως ακολούθως:

$$\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{G}^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z} = (\mathbf{A}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{z} \quad (6.3)$$

όπου $\hat{\mathbf{x}}$ η εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας του διανύσματος κατάστασης. Το παρόν Κεφάλαιο αποσκοπεί στην κατασκευή του πίνακα \mathbf{A} από δικτυακά μοντέλα υβριδικών ΣΗΕ. Στη συνέχεια, διαμορφώνεται το αντίστοιχο γραμμικό μοντέλο μετρήσεων για στατική εκτίμηση κατάστασης, βασισμένη σε μετρήσεις από PMUs.

6.1 Μοντέλο μετρήσεων δικτύου AC

Οι εξισώσεις του Κεφαλαίου 5.1.6 που αφορούν το πραγματικό και φανταστικό μέρος του ρεύματος γραμμής είναι οι (5.3) και (5.4). Σύμφωνα με αυτές, οι μετρήσεις ρεύματος που αφορούν τον κλάδο ανάμεσα στους ζυγούς i και j θα έχουν την ακόλουθη δομή σε μορφή πινάκων:

$$\begin{bmatrix} I_{ij,r} \\ I_{ij,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{sij} + g_{ij} & -g_{ij} & -(b_{sij} + b_{ij}) & b_{ij} \\ b_{sij} + b_{ij} & -b_{ij} & g_{sij} + g_{ij} & -g_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_i \\ E_j \\ F_i \\ F_j \end{bmatrix} + \mathbf{e}_I \quad (6.4)$$

Επομένως γενικά γράφουμε: $\mathbf{z}_I = \mathbf{Y}_{AC}\mathbf{V} + \mathbf{e}_I$, όπου η μήτρα \mathbf{Y}_{AC} αποτελεί ουσιαστικά ένα πίνακα αγωγιμοτήτων που συνδέει τους φασιθέτες ρευμάτων γραμμών με τους φασιθέτες τάσεων ζυγών. Στην περίπτωση που εξετάζουμε, ο \mathbf{Y}_{AC} είναι τμήμα του πίνακα συντελεστών \mathbf{A} . Ο υπόλοιπος πίνακας \mathbf{A} θα προκύψει αν θεωρήσουμε τις εξισώσεις που συνδέουν τις μετρήσεις φασιθετών τάσεων ζυγών με το διάνυσμα κατάστασης:

$$\begin{bmatrix} E_i \\ E_j \\ F_i \\ F_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_i \\ E_j \\ F_i \\ F_j \end{bmatrix} + \mathbf{e}_V \quad (6.5)$$

Αντίστοιχα, γράφουμε γενικά: $\mathbf{z}_V = \mathbf{Y}_1\mathbf{V} + \mathbf{e}_V$. Γενικά $\mathbf{Y}_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$

Αξίζει να σημειωθεί ότι συνήθως μετρήσεις τάσεων δεν είναι διαθέσιμες για όλους τους ζυγούς του ΣΗΕ, επομένως η μήτρα \mathbf{Y}_1 έχει λιγότερες γραμμές από ότι στήλες.

Τελικά, το συνολικό μοντέλο μετρήσεων για την AC εκτίμηση κατάστασης προκύπτει ως ακολούθως:

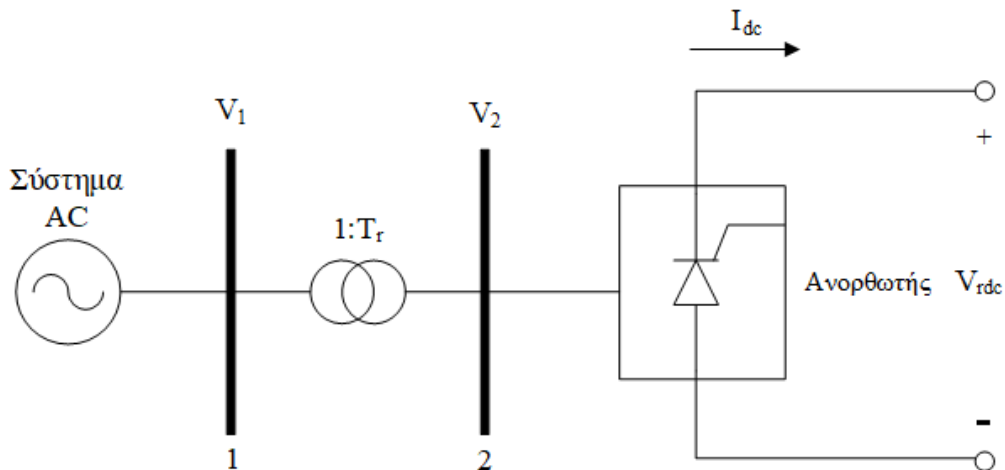
$$\begin{bmatrix} \mathbf{z}_V \\ \mathbf{z}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_1 \\ \mathbf{Y}_{AC} \end{bmatrix} \mathbf{V} + \begin{bmatrix} \mathbf{e}_V \\ \mathbf{e}_I \end{bmatrix} \quad (6.6)$$

6.2 Μοντέλο κλασικής διασύνδεσης HVDC

Θεωρούμε και πάλι το κλασικό σύστημα HVDC (CSC-HVDC) όπως αυτό έχει ήδη αναλυθεί στο Κεφάλαιο 3.5. Το ακόλουθο μοντέλο ενσωματώνει DC τάσεις και ρεύματα μαζί με AC τάσεις στους τερματικούς ζυγούς AC, τα οποία μεγέθη μετρούνται από PMUs. Επίσης, αποφεύγεται η χρήση σχέσεων που εμπλέκουν ενεργό ή άεργο ισχύ, ώστε να διατηρηθεί η γραμμικότητα του συστήματος.

6.2.1 Ανορθωτής

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται οι εξισώσεις που περιγράφουν τη λειτουργία της τριφασικής ανόρθωσης γέφυρας πλήρους κύματος (γέφυρα έξι παλμών ή γέφυρα Graetz). Στο Σχήμα 6.1 φαίνεται το μονογραμμικό διάγραμμα ενός υποσταθμού μετατροπής ισχύος από εναλλασσόμενο σε συνεχές ρεύμα. Το διάγραμμα περιλαμβάνει ένα σύστημα AC, έναν μετασχηματιστή και μία τριφασική ανόρθωση γέφυρας πλήρους κύματος. Ο ανορθωτής (rectifier) μετατρέπει την εναλλασσόμενη τάση V_2 του ζυγού 2 στη συνεχή τάση V_{rdc} [41].



Σχήμα 6.1: Τριφασική ανόρθωση γέφυρας πλήρους κύματος συνδεδεμένη με σύστημα AC μέσω μετασχηματιστή.

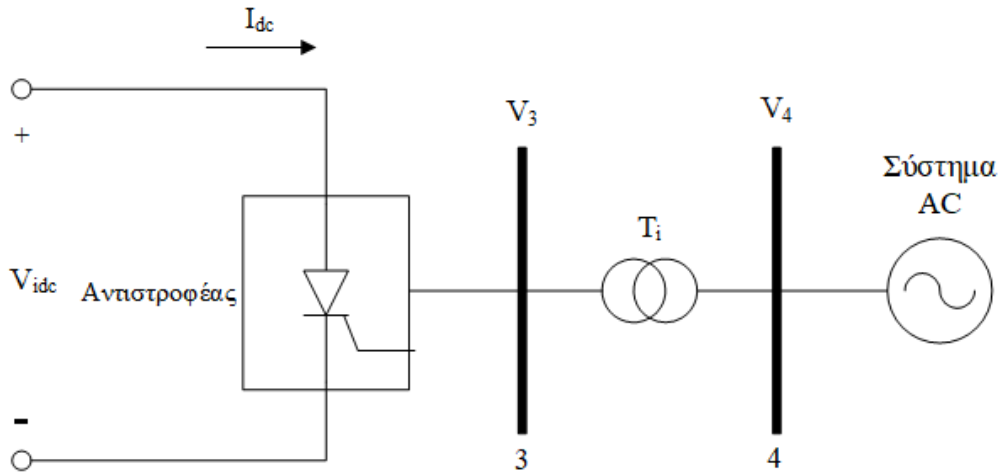
Η DC τάση του ανορθωτή δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση σύμφωνα με το σύγγραμμα [41]:

$$V_{rdc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} B_r T_r V_1 \cos \alpha - \frac{3}{\pi} X_{cr} B_r I_{dc} \quad (6.7)$$

όπου B_r είναι το πλήθος των γεφυρών έξι παλμών που συνδέονται σε σειρά, T_r είναι ο λόγος μετασχηματισμού του τριφασικού μετασχηματιστή, V_1 είναι η πολική τάση του ζυγού 1, α είναι η γωνία έναυσης (ignition delay angle) των παλμών του ανορθωτή, I_{dc} είναι το συνεχές ρεύμα και X_{cr} είναι η επαγωγική αντίδραση μετάβασης ανά γέφυρα και ανά φάση.

6.2.2 Αντιστροφέας

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζονται οι εξισώσεις που περιγράφουν τη λειτουργία του τριφασικού αντιστροφέα γέφυρας πλήρους κύματος (γέφυρα έξι παλμών ή γέφυρα Graetz). Στο Σχήμα 6.2 φαίνεται το αντίστοιχο μονογραμμικό διάγραμμα που περιλαμβάνει ένα σύστημα AC, έναν μετασχηματιστή και έναν τριφασικό αντιστροφέα γέφυρας πλήρους κύματος. Ο αντιστροφέας (inverter) μετατρέπει τη συνεχή τάση V_{idc} στην εναλλασσόμενη τάση V_4 του ζυγού 4 [41].



Σχήμα 6.2: Τριφασικός αντιστροφέας γέφυρας πλήρους κύματος συνδεδεμένος με σύστημα AC μέσω μετασχηματιστή.

Η DC τάση του αντιστροφέα δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση σύμφωνα με το σύγγραμμα [41]:

$$V_{idc} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} B_i T_i V_4 \cos\gamma - \frac{3}{\pi} X_{ci} B_i I_{dc} \quad (6.8)$$

όπου B_i είναι το πλήθος των γεφυρών έξι παλμών που συνδέονται σε σειρά, T_i είναι ο λόγος μετασχηματισμού του τριφασικού μετασχηματιστή, V_4 είναι η πολική τάση του ζυγού 4, γ είναι η γωνία σβέσης (extinction delay angle) των παλμών του αντιστροφέα, I_{dc} είναι το συνεχές ρεύμα και X_{ci} είναι η επαγωγική αντίδραση μετάβασης ανά γέφυρα και ανά φάση.

6.3 Σύνθεση εξισώσεων HVDC σε μορφή πινάκων

Στη γραμμή HVDC προκύπτει η ακόλουθη εξίσωση με εφαρμογή του Νόμου Τάσεων Kirchhoff (NTK):

$$I_{dc} = \frac{V_{rdc} - V_{idc}}{R_{dc}} \quad (6.9)$$

όπου R_{dc} είναι η αντίσταση της γραμμής DC.

Στην εξίσωση (6.7), μπορούμε να θέσουμε $V_1 = V_r$ για να συμβολίσουμε το μέτρο της τάσης του ζυγού AC, στην πλευρά του ανορθωτή. Αντίστοιχα, στην (6.8) θέτουμε $V_4 = V_i$ για να συμβολίσουμε το μέτρο της τάσης του ζυγού AC στην πλευρά του αντιστροφέα.

Επομένως, η (6.9) μαζί με τις (6.7) και (6.8) μπορούν να γραφούν σε μορφή πινάκων ως ακολούθως [76]:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{3\sqrt{2}}{\pi} B_r T_r & 0 & -1 & 0 & -\frac{3}{\pi} X_{cr} B_r \\ 0 & \frac{3\sqrt{2}}{\pi} B_i T_i & 0 & -1 & -\frac{3}{\pi} X_{ci} B_i \\ 0 & 0 & \frac{1}{R_{dc}} & -\frac{1}{R_{dc}} & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \cos \alpha \\ V_i \cos \gamma \\ V_{rdc} \\ V_{idc} \\ I_{dc} \end{bmatrix} \quad (6.10)$$

Για την υβριδική AC/DC γραμμική εκτίμηση κατάστασης, επιπλέον των φασιθετών τάσης στους ζυγούς AC, η DC τάση του ανορθωτή, η DC τάση του αντιστροφέα, το συνεχές ρεύμα της γραμμής, καθώς και τα γινόμενα $V_r \cos \alpha$ και $V_i \cos \gamma$ είναι επίσης μεταβλητές κατάστασης. Η επιλογή των γινομένων $V_r \cos \alpha$ και $V_i \cos \gamma$ ως μεταβλητών κατάστασης γίνεται προκειμένου να διατηρηθεί η γραμμικότητα του μοντέλου (6.10). Εφόσον οι τάσεις V_r και V_i είναι μεταβλητές κατάστασης του δικτύου AC, μπορούν να εκτιμηθούν μέσω της AC εκτίμησης κατάστασης και στη συνέχεια με τη βοήθεια αυτών να προκύψουν τα $\cos \alpha$ και $\cos \gamma$.

Συνεπώς από την (6.10) μπορούμε γενικά να γράψουμε:

$$\mathbf{z}_{DC} = \mathbf{Y}_{DC} \mathbf{V}_{DC} + \mathbf{e}_{DC} \quad (6.11)$$

σε αντιστοιχία με το μοντέλο μετρήσεων που ακολουθείται για την AC εκτίμηση κατάστασης.

6.4 Μοντέλο μετρήσεων για υβριδικά συστήματα AC/DC

Το γενικό μοντέλο μετρήσεων για υβριδικά AC/DC συστήματα συνδυάζει τα μοντέλα που παρουσιάστηκαν και αναλύθηκαν στις Ενότητες 6.1 και 6.3. Πιο συγκεκριμένα, το τελικό μοντέλο προκύπτει από τον συνδυασμό των εξισώσεων (6.6) και (6.11) ως ακολούθως [76]:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{z}_V \\ \mathbf{z}_{V_r \cos \alpha} \\ \mathbf{z}_{V_i \cos \gamma} \\ \mathbf{z}_{V_{rdc}} \\ \mathbf{z}_{V_{idc}} \\ \mathbf{z}_{I_{dc}} \\ \mathbf{z}_I \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_1 & & & & & & & & & \\ & 1 & & & & & & & & \\ & & 1 & & & & & & & \\ & & & 1 & & & & & & \\ & & & & 1 & & & & & \\ & & & & & 1 & & & & \\ & & & & & & \mathbf{Y}_{DC} & & & \\ & & & & & & & & & \\ & & & & & & & & & \\ & & & & & & & & & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V} \\ V_r \cos \alpha \\ V_i \cos \gamma \\ V_{rdc} \\ V_{idc} \\ I_{dc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{e}_V \\ \mathbf{e}_{V_r \cos \alpha} \\ \mathbf{e}_{V_i \cos \gamma} \\ \mathbf{e}_{V_{rdc}} \\ \mathbf{e}_{V_{idc}} \\ \mathbf{e}_{I_{dc}} \\ \mathbf{e}_I \\ \mathbf{e}_{dc1} \\ \mathbf{e}_{dc2} \\ \mathbf{e}_{dc3} \end{bmatrix} \quad (6.12)$$

Σε αυτό το σημείο αξίζει να σημειωθεί η σημασία των εξισώσεων που σχηματίζουν το AC μέρος του ανωτέρω μοντέλου μετρήσεων, δηλαδή των εξισώσεων του Κεφαλαίου 5.1.6. Όσον αφορά το μέρος των εξισώσεων που διέπουν τη ζεύξη DC, η μη γραμμικότητα εξαλείφεται με τη γραμμικοποίηση του ίδιου του δικτυακού μοντέλου. Όμως κάτι τέτοιο δεν είναι εφικτό και για τις εξισώσεις του AC μέρους των

μετρήσεων. Επομένως, οδηγούμαστε στο συμπέρασμα ότι μόνο με την επιλογή της σωστής έκφρασης για το διάνυσμα κατάστασης και τις μετρήσεις ρευμάτων AC μπορούμε να καταλήξουμε σε γραμμικό μοντέλο μετρήσεων. Αυτό φαίνεται αν συγκρίνουμε άμεσα τις εξισώσεις του Κεφαλαίου 5.1.5 με αυτές του Κεφαλαίου 5.1.6.

Για τα ρεύματα γραμμής λαμβάνουμε τις εξισώσεις (5.1) και (5.2) για διάνυσμα κατάστασης εκπεφρασμένο σε πολικές συντεταγμένες. Ταυτόχρονα αν το διάνυσμα κατάστασης είναι εκπεφρασμένο σε καρτεσιανές συντεταγμένες οι ίδιες εξισώσεις λαμβάνουν τη μορφή των (5.3) και (5.4). Παρατηρούμε άμεσα την γραμμικότητα των σχέσεων (5.3) και (5.4) σε σχέση με τις (5.1) και (5.2), καθώς στις τελευταίες η μεταβλητή κατάστασης δ (το όρισμα του φασιθέτη τάσης) βρίσκεται εντός \cos και \sin .

Επίσης, αξίζει να συγκριθεί το μοντέλο μετρήσεων που αναπτύσσεται με βάση τις μετρήσεις από PMUs με το παραδοσιακό μοντέλο που ακολουθεί τις μετρήσεις SCADA, διατηρώντας το διάνυσμα κατάστασης σε καρτεσιανές συντεταγμένες. Στην περίπτωση του μοντέλου SCADA, οι μετρήσεις ροής και εγχύσεως ισχύος, καθώς και μέτρου τάσης ζυγού λαμβάνουν την μορφή που αναλύεται στο Κεφάλαιο 5.1.6. Επομένως, συμπεραίνουμε ότι στην περίπτωση των μετρήσεων από SCADA δεν είναι δυνατό να επιτευχθεί γραμμικότητα στη συνάρτηση μετρήσεων, καθώς ακόμα και με χρήση καρτεσιανών συντεταγμένων υπάρχουν οι όροι E_i^2 και F_i^2 . Σε αντίθεση, οι εξισώσεις μετρήσεων του Κεφαλαίου 6.1 που χρησιμοποιούνται στην εκτίμηση κατάστασης ΣΗΕ με μετρήσεις που προέρχονται αποκλειστικά από μονάδες PMUs, οδηγούν σε γραμμικό μοντέλο μετρήσεων.

7 Εντοπισμός εσφαλμένων μετρήσεων

Μία από τις κυριότερες λειτουργίες ενός εκτιμητή κατάστασης είναι η ανίχνευση εσφαλμένων μετρήσεων (bad data) και η απαλοιφή αυτών, αν είναι εφικτό. Οι μετρήσεις μπορεί να περιέχουν σφάλματα για διάφορους λόγους. Τυχαία σφάλματα προέρχονται από την πεπερασμένη ακρίβεια των μετρητικών οργάνων, καθώς και από το θόρυβο που εισάγεται από το μέσο μετάδοσης κατά την τηλεμέτρηση. Δεδομένου ότι υπάρχει περίσσεια μετρήσεων (measurement redundancy), τέτοιου είδους σφάλματα θεωρούνται ανιχνεύσιμα από τους εκτιμητές κατάστασης. Ο τρόπος ανίχνευσης εξαρτάται από την μέθοδο εκτίμησης κατάστασης που ακολουθείται [32].

Μεγάλα σφάλματα εμφανίζονται στις μετρήσεις λόγω συστηματικών σφαλμάτων, αποκλίσεων ή σφαλμάτων σύνδεσης των μετρητών. Αποτυχία του συστήματος τηλεπικοινωνιών ή θόρυβος που οφείλεται σε απρόσμενες παρεμβολές σημάτων, μπορούν επίσης να προκαλέσουν μεγάλες αποκλίσεις στις λαμβανόμενες μετρήσεις [32].

Ορισμένες εσφαλμένες μετρήσεις είναι δυνατόν να ανιχνευθούν πριν την εκτέλεση της εκτίμησης κατάστασης μέσω απλών ελέγχων και επομένως να εξαλειφθούν. Τέτοιου είδους μετρήσεις είναι για παράδειγμα αρνητικά μέτρα τάσεων ζυγών, μετρήσεις με διαφορά πολλών τάξεων μεγέθους από τις αναμενόμενες τιμές, ή ακόμα και μεγάλες διαφορές μεταξύ ρευμάτων εισόδου και εξόδου σε ζυγούς. Παρ' όλα αυτά, δεν είναι δυνατή η ανίχνευση όλων των εσφαλμένων μετρήσεων με τον ανωτέρω τρόπο και επομένως είναι αναγκαίο οι εκτιμητές κατάστασης να είναι εφοδιασμένοι με πιο προηγμένα εργαλεία για την ανίχνευση και εξακρίβωση όλων των εσφαλμένων μετρήσεων [32].

Η συμπεριφορά του εκτιμητή κατάστασης όσον αφορά τις εσφαλμένες μετρήσεις εξαρτάται από την εκάστοτε μέθοδο εκτίμησης κατάστασης. Επομένως, θα επικεντρωθούμε στην ανίχνευση εσφαλμένων μετρήσεων με τεχνικές που αφορούν την μέθοδο εκτίμησης σταθμισμένων ελαχίστων τετραγώνων (WLS), όπως αυτή έχει ήδη αναλυθεί στο Κεφάλαιο 4. Σε αυτήν την περίπτωση, η ανίχνευση εσφαλμένων μετρήσεων γίνεται μετά το πέρας της εκτίμησης κατάστασης, μέσω της επεξεργασίας των υπολοίπων των μετρήσεων (measurement residuals). Η ακόλουθη ανάλυση βασίζεται στις ιδιότητες αυτών των υπολοίπων και πιο συγκεκριμένα στην αναμενόμενη κατανομή πιθανότητας αυτών [32].

7.1 Κατηγοριοποίηση των μετρήσεων

Οι διαθέσιμες μετρήσεις μπορούν να προέρχονται από οποιοδήποτε σημείο της τοπολογίας του συστήματος. Επομένως, μετρήσεις από διαφορετικά σημεία του δικτύου διέπονται από διαφορετικές ιδιότητες και επηρεάζουν το αποτέλεσμα της εκτίμησης κατάστασης αντίστοιχα, ανάλογα με την τιμή και την τοποθεσία λήψης της κάθε μέτρησης. Για αυτό το λόγο διακρίνουμε 4 κατηγορίες μετρήσεων [32]:

- *Κρίσιμες μετρήσεις*: Μία μέτρηση ονομάζεται κρίσιμη (critical) όταν η αφαίρεσή της από το σύνολο των μετρήσεων καθιστά το σύστημα μη παρατηρήσιμο. Η στήλη

στον πίνακα συνδιασποράς υπολοίπων Ω που αντιστοιχεί σε μια κρίσιμη μέτρηση, θα είναι μηδενική. Επιπλέον, το υπόλοιπο μιας κρίσιμης μέτρησης είναι πάντοτε μηδέν.

- *Πλεονάζουσες μετρήσεις*: Μία μέτρηση ονομάζεται πλεονάζουσα (redundant) όταν δεν είναι κρίσιμη. Μόνο οι πλεονάζουσες μετρήσεις δύναται να έχουν μη μηδενικά υπόλοιπα.
- *Κρίσιμο ζεύγος*: Δύο πλεονάζουσες μετρήσεις των οποίων η ταυτόχρονη αφαίρεση από το σύνολο μετρήσεων οδηγεί σε μη παρατηρήσιμο σύστημα.
- *Κρίσιμη ν-άδα*: Περιλαμβάνει ν πλεονάζουσες μετρήσεις, των οποίων η ταυτόχρονη αφαίρεση από το σύνολο μετρήσεων οδηγεί σε μη παρατηρήσιμο σύστημα. Καμία από τις ν μετρήσεις δεν μπορεί να ανήκει σε κρίσιμη πλειάδα μικρότερης τάξης. Οι ν στήλες του πίνακα Ω που αντιστοιχούν σε μετρήσεις κρίσιμης ν-άδας, θα είναι γραμμικά εξαρτημένες.

Η ανίχνευση εσφαλμένων μετρήσεων αναφέρεται στην λήψη απόφασης για την ύπαρξη ή μη εσφαλμένων μετρήσεων στο σύνολο των μετρήσεων. Ο εντοπισμός (ή ταυτοποίηση) εσφαλμένης μέτρησης ανάγεται στην διαδικασία εύρεσης των συγκεκριμένων μετρήσεων που περιέχουν σφάλματα. Η ικανότητα του εκτιμητή κατάστασης να εκτελέσει ορθά τις ανωτέρω λειτουργίες εξαρτάται από το σύνολο μετρήσεων που είναι διαθέσιμο στο εκάστοτε ΣΗΕ.

Μια εσφαλμένη μέτρηση μπορεί να ανιχνευθεί από τον εκτιμητή κατάστασης μόνο αν η αφαίρεσή της από το σύνολο μετρήσεων διατηρεί το σύστημα παρατηρήσιμο. Δηλαδή, μια κρίσιμη μέτρηση δεν μπορεί να ανιχνευθεί ως εσφαλμένη ή μη. Γενικά μία και μοναδική εσφαλμένη μέτρηση στο σύνολο μετρήσεων μπορεί να ανιχνευθεί και να εντοπιστεί αν και μόνο αν δεν είναι κρίσιμη μέτρηση και δεν ανήκει σε κρίσιμο ζεύγος [32].

Ακολούθως, παρατίθενται δύο μέθοδοι ανίχνευσης και εντοπισμού εσφαλμένων μετρήσεων για την μέθοδο εκτίμησης κατάστασης WLS. Η πρώτη μέθοδος βασίζεται στην κατανομή χ^2 (chi-squared distribution), ενώ η δεύτερη στη χρήση των κανονικοποιημένων υπολοίπων (normalized residuals).

7.2 Χρήση της κατανομής χ^2

Μία από της μεθόδους ανίχνευσης εσφαλμένων μετρήσεων είναι ο έλεγχος χ^2 (chi-squares test). Μετά τον εντοπισμό των εσφαλμένων μετρήσεων, θα πρέπει αυτά να απαλειφθούν ή να διορθωθούν, ώστε να προκύψει τελικά μια αμερόληπτη (unbiased) εκτίμηση κατάστασης του ΣΗΕ. Αρχικά, θεωρούμε ένα σύνολο από N ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές X_1, X_2, \dots, X_N , όπου κάθε ένα εκ των X_i ακολουθεί τυποποιημένη κανονική κατανομή (standard normal distribution): $X_i \sim \mathcal{N}(0,1)$. Τότε, μία νέα τυχαία μεταβλητή Y που ορίζεται ως:

$$Y = \sum_{i=1}^N X_i^2$$

ακολουθεί κατανομή χ^2 με N βαθμούς ελευθερίας, δηλαδή: $Y \sim \chi_N^2$. Οι βαθμοί ελευθερίας N αντιπροσωπεύουν το πλήθος ανεξάρτητων τυχαίων μεταβλητών στο ανωτέρω άθροισμα.

Θεωρούμε την ακόλουθη συνάρτηση $f(x)$:

$$f(x) = \sum_{i=1}^m R_{ii}^{-1} e_i^2 = \sum_{i=1}^m \left(\frac{e_i}{\sqrt{R_{ii}}} \right)^2 = \sum_{i=1}^m (e_i^N)^2$$

όπου e_i είναι το i -στο σφάλμα μέτρησης, R_{ii} είναι το αντίστοιχο στοιχείο της διαγωνίου της μήτρας συνδιασποράς σφαλμάτων και m το πλήθος των διαθέσιμων μετρήσεων. Εφόσον για τα e_i ισχύει ότι $e_i \sim \mathcal{N}(0, R_{ii})$, $\forall i = 1, 2, \dots, m$, τότε για τα $e_i^N = \frac{e_i}{\sqrt{R_{ii}}}$ θα ισχύει $e_i^N \sim \mathcal{N}(0, 1)$, $\forall i = 1, 2, \dots, m$, δηλαδή ακολουθούν τυποποιημένη κανονική κατανομή. Επομένως, η $f(x)$ θα έχει κατανομή χ^2 με το πολύ $m-n$ βαθμούς ελευθερίας (διαφορά ανάμεσα στο συνολικό αριθμό μετρήσεων και το πλήθος των μεταβλητών κατάστασης).

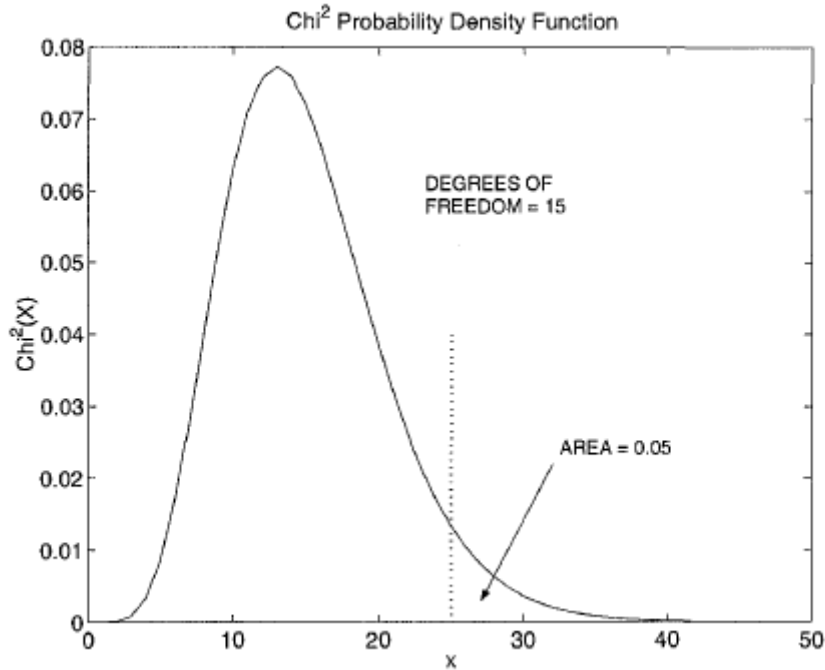
Στο Σχήμα 7.1 απεικονίζεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (PDF) της κατανομής χ^2 για 15 βαθμούς ελευθερίας. Το εμβαδό υπό την PDF αντιπροσωπεύει την πιθανότητα εύρεσης του X στην αντίστοιχη περιοχή, για παράδειγμα:

$$\Pr\{X \geq x_t\} = \int_{x_t}^{\infty} \chi^2(u) du$$

όπου η $\Pr\{X \geq x_t\}$ αντιπροσωπεύει την πιθανότητα το X να είναι μεγαλύτερο από ένα κατώφλι x_t . Λόγω της φθίνουσας ουράς της κατανομής, η αντίστοιχη πιθανότητα μειώνεται με την αύξηση της τιμής του κατώφλιου x_t . Με την επιλογή μιας πιθανότητας σφάλματος, όπως για παράδειγμα 0.05, το κατώφλι x_t μπορεί να υπολογιστεί υπό τη συνθήκη:

$$\Pr\{X \geq x_t\} = 0.05$$

Στο Σχήμα 7.1 αυτό το κατώφλι αντιστοιχεί στο $x_t = 25$ και διακρίνεται από την διακεκομμένη κάθετη γραμμή. Αυτή η τιμή αντιπροσωπεύει τη μέγιστη αποδεκτή τιμή του X η οποία δεν υποδεικνύει την ύπαρξη εσφαλμένων μετρήσεων. Αν η μετρούμενη τιμή του X ξεπεράσει το κατώφλι x_t , τότε με πιθανότητα (βαθμό εμπιστοσύνης) 0.95, το μετρούμενο X δεν ακολουθεί κατανομή χ^2 και άρα ανιχνεύονται εσφαλμένες μετρήσεις.



Σχήμα 7.1: Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (PDF) της κατανομής χ^2 για $N=15$ βαθμούς ελευθερίας [32].

Όσον αφορά την εκτίμηση κατάστασης ΣΗΕ, στην περίπτωση της μεθόδου WLS, η αντικειμενική συνάρτηση $J(x)$ μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως προσέγγιση της ανωτέρω συνάρτησης $f(x)$ και επομένως συντίθεται η διαδικασία ανίχνευσης εσφαλμένων μετρήσεων γνωστή ως Chi-squares test, με βάση τις ιδιότητες της κατανομής χ^2 . Η διαδικασία περιλαμβάνει τα ακόλουθα βήματα [32]:

1. Επίλυση της WLS εκτίμησης κατάστασης και υπολογισμός της αντικειμενικής συνάρτησης:

$$J(\hat{x}) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(\hat{x}))^2}{\sigma_i^2}$$

όπου:

\hat{x} είναι το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης, διάστασης n ,

$h_i(\hat{x})$ είναι η εκτιμώμενη μέτρηση i ,

z_i είναι η μετρούμενη τιμή της μέτρησης i ,

$\sigma_i^2 = R_{ii}$ είναι η διασπορά (διακύμανση) του σφάλματος της μέτρησης i ,

m είναι ο αριθμός των διαθέσιμων μετρήσεων.

2. Εύρεση της τιμής της κατανομής χ^2 από διαθέσιμους πίνακες που αντιστοιχεί σε βαθμό εμπιστοσύνης p (π.χ. 95%) και $m-n$ βαθμούς ελευθερίας. Έστω $\chi_{(m-n),p}^2$ η ευρεθείσα τιμή. Ισχύει ότι $p = \Pr \{J(\hat{x}) \leq \chi_{(m-n),p}^2\}$.
3. Έλεγχος: $J(\hat{x}) \geq \chi_{(m-n),p}^2$. Αν η ανισότητα ισχύει, τότε ανιχνεύονται εσφαλμένες μετρήσεις, αλλιώς θεωρείται ότι δεν υπάρχουν εσφαλμένες μετρήσεις.

7.3 Χρήση κανονικοποιημένων υπολοίπων

Θεωρούμε και πάλι το γραμμικό μοντέλο μετρήσεων στη μορφή (6.1):

$$\mathbf{z} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{e}$$

όπου $E(\mathbf{e}) = \mathbf{0}$ και $\text{cov}(\mathbf{e}) = \mathbf{R}$, όπως έχουμε ήδη υποθέσει σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4.

Ο πίνακας \mathbf{R} είναι διαγώνιος με την προϋπόθεση ότι τα σφάλματα μετρήσεων είναι ασυσχέτιστα μεταξύ τους. Να σημειωθεί ότι τα υπόλοιπα των μετρήσεων είναι δυνατόν να είναι συσχετισμένα ακόμα και αν τα σφάλματα μετρήσεων θεωρούνται ασυσχέτιστα.

Τότε, η εκτίμηση του διανύσματος μετρήσεων $\hat{\mathbf{z}}$ δίνεται από τη σχέση:

$$\hat{\mathbf{z}} = \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}}$$

η οποία μέσω της (6.3) γίνεται:

$$\hat{\mathbf{z}} = \mathbf{A}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{A}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{z} = \mathbf{K}\mathbf{z} \quad (7.1)$$

όπου $\mathbf{K} = \mathbf{A}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{A}^T\mathbf{R}^{-1}$ (στη βιβλιογραφία αποκαλείται hat matrix). Αποδεικνύεται ότι ο πίνακας \mathbf{K} έχει τις ακόλουθες ιδιότητες:

$$\mathbf{K} \cdot \mathbf{K} \cdot \mathbf{K} \cdots \mathbf{K} = \mathbf{K} \quad (7.2)$$

$$\mathbf{K} \cdot \mathbf{A} = \mathbf{A} \quad (7.3)$$

$$(\mathbf{I} - \mathbf{K}) \cdot \mathbf{A} = \mathbf{0} \quad (7.4)$$

Τα υπόλοιπα των μετρήσεων διαμορφώνονται ως εξής:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}} = (\mathbf{I} - \mathbf{K})\mathbf{z} = (\mathbf{I} - \mathbf{K})(\mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{e}) = (\mathbf{I} - \mathbf{K})\mathbf{e} = \mathbf{S}\mathbf{e} \quad (7.5)$$

Ο πίνακας \mathbf{S} ονομάζεται πίνακας ευαισθησίας υπολοίπων (residual sensitivity matrix) και αναπαριστά την ευαισθησία των υπολοίπων \mathbf{r} σε σχέση με τα σφάλματα μετρήσεων \mathbf{e} . Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 4, η μέθοδος WLS βασίζεται στην υπόθεση ότι τα σφάλματα μετρήσεων ακολουθούν κανονική κατανομή, δηλαδή $e_i \sim \mathcal{N}(0, R_{ii})$, $\forall i = 1, 2, \dots, m$. Επομένως, σύμφωνα με την (7.5) η μέση τιμή και η συνδιακύμανση των υπολοίπων προκύπτουν ως εξής:

$$E(\mathbf{r}) = E(\mathbf{S}\mathbf{e}) = \mathbf{S} \cdot E(\mathbf{e}) = \mathbf{0} \quad (7.6)$$

$$\text{Cov}(\mathbf{r}) = \mathbf{\Omega} = \mathbf{S}\mathbf{R}\mathbf{S}^T = \mathbf{S}\mathbf{R} \quad (7.7)$$

όπου στην (7.7) γίνεται χρήση της ιδιότητας $\mathbf{S}\mathbf{R}\mathbf{S}^T = \mathbf{S}\mathbf{R}$ του πίνακα \mathbf{S} . Συνεπώς, συμπεραίνουμε ότι η κατανομή που ακολουθούν τα υπόλοιπα των μετρήσεων είναι:

$$\mathbf{r} \sim \mathcal{N}(\mathbf{0}, \mathbf{\Omega})$$

Μία πιο ακριβής μέθοδος ανίχνευσης εσφαλμένων μετρήσεων από το Chi-squares test είναι δυνατό να κατασκευαστεί με χρήση των κανονικοποιημένων υπολοίπων. Η κανονικοποιημένη τιμή r_i^N του υπολοίπου της μέτρησης i υπολογίζεται διαιρώντας την

τιμή του υπολοίπου r_i με το αντίστοιχο στοιχείο της διαγωνίου του πίνακα συνδιασποράς υπολοίπων Ω_{ii} :

$$r_i^N = \frac{r_i}{\sqrt{\Omega_{ii}}} = \frac{r_i}{\sqrt{R_{ii}S_{ii}}} \quad (7.8)$$

Το διάνυσμα κανονικοποιημένων υπολοίπων r^N θα ακολουθεί επομένως τυποποιημένη κανονική κατανομή:

$$r_i^N \sim \mathcal{N}(0,1)$$

Συνεπώς, το μεγαλύτερο στοιχείο του διανύσματος r^N μπορεί να συγκριθεί με ένα στατιστικό κατώφλι (statistical threshold), ώστε να γίνει αντιληπτό αν υπάρχουν εσφαλμένες μετρήσεις. Το όριο (ή κατώφλι) αυτό επιλέγεται με βάση την επιθυμητή ευαισθησία ανίχνευσης εσφαλμένων μετρήσεων. Αποδεικνύεται ότι αν υπάρχει μία και μοναδική εσφαλμένη μέτρηση στο σύνολο των μετρήσεων, τότε το μέγιστο κανονικοποιημένο υπόλοιπο θα αντιστοιχεί σε αυτή τη μέτρηση. Αυτή η ιδιότητα δύναται να ισχύει ακόμα και σε περιπτώσεις στις οποίες πολλαπλές εσφαλμένες μετρήσεις έχουν πολύ ασθενή συσχέτιση μεταξύ τους.

Με την ανίχνευση ύπαρξης εσφαλμένων μετρήσεων, το επόμενο βήμα είναι ο εντοπισμός της εσφαλμένης μέτρησης μέσω της περαιτέρω επεξεργασίας των υπολοίπων. Για αυτό το σκοπό αναλύεται η μέθοδος μεγίστου κανονικοποιημένου υπολοίπου (LNRT) ή αλλιώς r_{max}^N -test.

Οι ιδιότητες που διέπουν τα κανονικοποιημένα υπόλοιπα μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την ανίχνευση, εντοπισμό και απαλοιφή της εσφαλμένης μέτρησης, όταν υπάρχει μία και μοναδική εσφαλμένη μέτρηση στο σύνολο των μετρήσεων. Η μέθοδος μεγίστου κανονικοποιημένου υπολοίπου περιλαμβάνει τα εξής βήματα [32]:

1. Επίλυση της WLS εκτίμησης κατάστασης και υπολογισμός των στοιχείων του διανύσματος υπολοίπων:

$$r_i = z_i - h_i(\hat{x}), \quad i = 1, 2, \dots, m$$

2. Υπολογισμός των κανονικοποιημένων υπολοίπων από την (7.8):

$$r_i^N = \frac{r_i}{\sqrt{\Omega_{ii}}}, \quad i = 1, 2, \dots, m$$

3. Εύρεση του k για το οποίο ισχύει ότι το $|r_k^N|$ είναι το μέγιστο από όλα τα $|r_i^N|$
4. Αν $|r_k^N| > c$, τότε η k μέτρηση θεωρείται εσφαλμένη. Αλλιώς, η μέθοδος σταματά χωρίς ανίχνευση κάποιας εσφαλμένης μέτρησης. Εδώ η σταθερά c είναι ένα επιλεγόμενο κατώφλι ανίχνευσης και συνήθως λαμβάνει την τιμή 3.
5. Απαλοιφή της εσφαλμένης μέτρησης (αν έχει ανιχνευθεί) από το σύνολο μετρήσεων και επιστροφή στο 1^ο βήμα.

8 Υλοποίηση αλγορίθμου στο περιβάλλον MATLAB®

Στο παρόν Κεφάλαιο παρουσιάζεται η υλοποίηση του μοντέλου μετρήσεων, όπως αυτό διαμορφώθηκε στο Κεφάλαιο 6, για εκτίμηση κατάστασης σε υβριδικά AC/DC ηλεκτρικά δίκτυα μεταφοράς ισχύος βασισμένη σε μετρήσεις από PMUs, σε προγραμματιστικό περιβάλλον MATLAB®. Επίσης, υλοποιείται η μέθοδος ανίχνευσης εσφαλμένων μετρήσεων για την συγκεκριμένη εκτίμηση κατάστασης με χρήση κανονικοποιημένων υπολοίπων, όπως αυτή αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 7. Τέλος, παρουσιάζεται η χρήση του ανωτέρω προγράμματος για ορισμένα υβριδικά δίκτυα και ελέγχεται η ορθότητα των αποτελεσμάτων.

Η ανάπτυξη του αλγορίθμου που παρουσιάζεται, έγινε με βάση την εργαλειοθήκη Power System Analysis Toolbox (PSAT) [77] του MATLAB®. Καθώς δεν είναι δυνατή η χρήση πραγματικών μονάδων PMUs για την λήψη μετρήσεων από τα αντίστοιχα ΣΗΕ, το PSAT επιτρέπει την επίλυση της ροής φορτίου (για υβριδικά ή μη δίκτυα) και στη συνέχεια, τα αποτελέσματα τάσεων ζυγών και ρευμάτων γραμμών μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως μετρήσεις για την εκτίμηση κατάστασης με την πρόσθεση θορύβου.

8.1 Εισαγωγή της τοπολογίας του δικτύου

Αρχικά, γίνεται μοντελοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου στο οποίο πραγματοποιείται η εκτίμηση κατάστασης. Τα χαρακτηριστικά του ΣΗΕ εισάγονται σε ένα αρχείο με κατάληξη `.m`. Η μορφή που ακολουθείται είναι αντίστοιχη με αυτή του PSAT. Ο χρήστης μπορεί να δημιουργήσει την επιθυμητή τοπολογία μέσω του Simulink® και στη συνέχεια να μετατρέψει το `mdl` αρχείο που προκύπτει σε `m` αρχείο, μέσω του PSAT. Εναλλακτικά, η εισαγωγή των δεδομένων του δικτύου μπορεί να πραγματοποιηθεί απευθείας σε μορφή πινάκων. Τα δεδομένα που είναι απαραίτητα για την εκτέλεση της εκτίμησης κατάστασης είναι:

- Ο αριθμός των AC ζυγών του δικτύου n .
- Η βάση ισχύος του ΣΗΕ S_b (συνήθως θεωρείται 100 MVA).
- Δεδομένα ζυγών (στη μορφή που ορίζει το PSAT) `bd` (Bus Data). Τα πεδία του πίνακα `bd` που χρησιμοποιούνται από το πρόγραμμα είναι αυτά της 1^{ης} και 2^{ης} στήλης, δηλαδή η αρίθμηση και η βασική τάση των ζυγών.
- Δεδομένα γραμμών AC (στη μορφή που ορίζει το PSAT) `ldac` (Line Data AC). Από τα διαθέσιμα πεδία, αυτά που χρησιμοποιούνται αφορούν τους ζυγούς αναχώρησης και άφιξης, την ονομαστική ισχύ της γραμμής, την ονομαστική τάση, την συχνότητα, το μήκος της γραμμής, καθώς και την ωμική αντίσταση, την επαγωγική αντίδραση και την εγκάρσια αγωγιμότητα αυτής. Στον ίδιο πίνακα εισάγονται και οι μετασχηματιστές, όπως ορίζει το PSAT.
- Δεδομένα γραμμών DC (στη μορφή που ορίζει το PSAT) `lddc` (Line Data DC). Από τα πεδία που ορίζει το PSAT χρησιμοποιούνται αυτά που αφορούν το ζυγό του ανορθωτή, το ζυγό του αντιστροφέα, την ονομαστική τάση στους ζυγούς αυτούς, την ονομαστική ισχύ, την ονομαστική DC τάση, το ονομαστικό DC ρεύμα, καθώς και την ωμική αντίσταση της γραμμής DC. Επίσης, εισάγονται και τα πεδία που

αφορούν τις επαγωγικές αντιδράσεις των μετασχηματιστών στα άκρα της γραμμής και οι λόγοι μετασχηματισμού αυτών.

Στη συνέχεια παρατίθενται τα ανωτέρω δεδομένα στη μορφή που ορίζει το PSAT, μαζί με τις μονάδες μέτρησης που θεωρούνται, σύμφωνα με το εγχειρίδιο χρήσης του (τα πεδία με το σύμβολο † είναι προαιρετικά):

Πίνακας 8.1: Μορφή δεδομένων ζυγών (bd) [78].

Column	Variable	Description	Unit
1	-	Bus number	int
2	V_b	Voltage base	kV
† 3	V_0	Voltage amplitude initial guess	p.u.
† 4	θ_0	Voltage phase initial guess	rad
† 5	A_i	Area number (<i>not used yet...</i>)	int
† 6	R_i	Region number (<i>not used yet...</i>)	int

Πίνακας 8.2: Μορφή δεδομένων γραμμών μεταφοράς AC (ldac) [78].

Column	Variable	Description	Unit
1	k	From Bus	int
2	m	To Bus	int
3	S_n	Power rating	MVA
4	V_n	Voltage rating	kV
5	f_n	Frequency rating	Hz
6	ℓ	Line length	km
7	-	<i>not used</i>	-
8	r	Resistance	p.u. (Ω/km)
9	x	Reactance	p.u. (H/km)
10	b	Susceptance	p.u. (F/km)
† 11	-	<i>not used</i>	-
† 12	-	<i>not used</i>	-
† 13	I_{\max}	Current limit	p.u.
† 14	P_{\max}	Active power limit	p.u.
† 15	S_{\max}	Apparent power limit	p.u.
† 16	u	Connection status	{0, 1}

Πίνακας 8.3: Μορφή δεδομένων μετασχηματιστών (1dac) [78].

Column	Variable	Description	Unit
1	k	From Bus	int
2	m	To Bus	int
3	S_n	Power rating	MVA
4	V_n	Voltage rating	kV
5	f_n	Frequency rating	Hz
6	-	<i>not used</i>	-
7	k_T	Primary and secondary voltage ratio	kV/kV
8	r	Resistance	p.u.
9	x	Reactance	p.u.
10	-	<i>not used</i>	-
† 11	a	Fixed tap ratio	p.u./p.u.
† 12	ϕ	Fixed phase shift	deg
† 13	I_{\max}	Current limit	p.u.
† 14	P_{\max}	Active power limit	p.u.
† 15	S_{\max}	Apparent power limit	p.u.
† 16	u	Connection status	{0, 1}

Πίνακας 8.4: Μορφή δεδομένων γραμμών μεταφοράς DC (1ddc) [78].

Column	Variable	Description	Unit
1	R	Bus number (rectifier)	int
2	I	Bus number (inverter)	int
3	S_n	Power rate	MVA
4	V_R^n	ac voltage rate at rectifier side	kV
5	V_I^n	ac voltage rate at inverter side	kV
6	f_n	Frequency rate	Hz
7	V_{dc}^n	dc voltage rate	kV
8	I_{dc}^n	dc current rate	kA
9	X_{tR}	Transformer reactance (rectifier)	p.u.
10	X_{tI}	Transformer reactance (inverter)	p.u.
11	m_R	Tap ratio (rectifier)	p.u.
12	m_I	Tap ratio (inverter)	p.u.
13	K_I	Integral gain	1/s
14	K_P	Proportional gain	p.u./p.u.
15	R_{dc}	Resistance of the dc connection	Ω
16	L_{dc}	Inductance of the dc connection	H
17	$\alpha_{R\max}$	Maximum firing angle α	deg
18	$\alpha_{R\min}$	Minimum firing angle α	deg
19	$\gamma_{I\max}$	Maximum extinction angle γ	deg
20	$\gamma_{I\min}$	Minimum extinction angle γ	deg
21	$y_{R\max}$	Maximum reference current or voltage (rectifier)	p.u.
22	$y_{R\min}$	Minimum reference current or voltage (rectifier)	p.u.
23	$y_{I\max}$	Maximum reference current or voltage (inverter)	p.u.
24	$y_{I\min}$	Minimum reference current or voltage (inverter)	p.u.
25	-	Control type (1: current, 2: power)	int.
26	I_{ord}	dc current order	p.u.
27	P_{ord}	dc active power order	p.u.
28	V_{ord}	dc voltage order	p.u.
29	u	Connection status	{0, 1}

8.2 Εισαγωγή των μετρήσεων από PMU

Με την επίλυση της ροής φορτίου από το πρόγραμμα προσομοίωσης PSAT, γίνονται διαθέσιμοι οι φασιθέτες τάσης για όλους τους ζυγούς του ΣΗΕ. Ο χρήστης μπορεί να θεωρήσει μέτρηση από PMU σε όποιους ζυγούς του ΣΗΕ επιθυμεί ως εξής: ο πίνακας αποτελεσμάτων της ροής φορτίου λαμβάνεται απευθείας από την αναφορά του προγράμματος PSAT και σε αυτόν προστίθεται μία αρχική στήλη στην οποία τοποθετείται 1 σε κάθε γραμμή (ζυγό) στην οποία θεωρούνται μετρήσεις από PMU, αλλιώς τοποθετείται 0. Μέσω του PSAT ο χρήστης μπορεί επίσης να τρέξει έναν αλγόριθμο για την βέλτιστη τοποθέτηση των μονάδων PMUs, ώστε να επιτυγχάνεται η παρατηρησιμότητα του δικτύου, πριν επιλέξει σε ποιους ζυγούς θα θεωρηθούν οι μετρήσεις. Ο ανωτέρω πίνακας φασιθετών τάσεων ζυγών εισάγεται σε ένα αρχείο μετρήσεων με κατάληξη .m και ορίζεται ως pfr (power flow results). Στον πίνακα αυτόν περιλαμβάνονται και τα αποτελέσματα ροών φορτίου, όμως δεν χρησιμοποιούνται από το πρόγραμμα κατά την εκτίμηση κατάστασης. Το AC μέρος της αναφοράς του PSAT έχει για παράδειγμα την ακόλουθη μορφή:

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus 01	1.06	0	3.5302	0.39865	0	0
Bus 02	1.045	-0.1333	0.4	1.2202	0.3038	0.1778
Bus 03	1.01	-0.33059	0	0.70838	1.3188	0.266

Σχήμα 8.1: AC μέρος της αναφοράς του PSAT.

Στο ίδιο αρχείο μετρήσεων περιλαμβάνονται και οι DC μετρήσεις για όλες τις γραμμές HVDC του ΣΗΕ. Αυτές λαμβάνονται και πάλι από την αναφορά του PSAT από τα αποτελέσματα της κατηγορίας Other Algebraic Variables. Οι διαθέσιμες μετρήσεις από τα PMUs σύμφωνα με το ακολουθούμενο μοντέλο είναι οι $\cos\alpha$, $\cos\gamma$, V_{rdc} , V_{idc} και I_{dc} , δηλαδή οι γωνίες έναυσης και σβέσης, οι DC τάσεις σε ανορθωτή και αντιστροφέα, καθώς και το συνεχές ρεύμα της γραμμής. Οι ανωτέρω μετρήσεις εκφράζονται από τις μεταβλητές $\cos\alpha$, $\cos\gamma$, V_{rdc} , V_{idc} και I_{dc} αντίστοιχα. Οι μεταβλητές αυτές συμπληρώνονται από τον χρήστη με τους ζυγούς ανορθωτή και αντιστροφέα. Για παράδειγμα, στην περίπτωση της γραμμής HVDC ανάμεσα στους ζυγούς 1 και 5, η αντίστοιχη μέτρηση για το συνημίτονο της γωνίας σβέσης $\cos\gamma$ θα δίνεται από τη μεταβλητή $\cos\gamma(1,5)$. Ακολούθως φαίνεται η δομή του αρχείου αναφοράς του PSAT μέσω ενός τυχαίου παραδείγματος για το DC μέρος:

OTHER ALGEBRAIC VARIABLES

cosa_Hvdc_1	0.92393
cosg_Hvdc_1	0.95106
phir_Hvdc_1	0.5891
phii_Hvdc_1	0.54161
Vrdc_Hvdc_1	1.1547
Vidc_Hvdc_1	1.0922
yr_Hvdc_1	1
yi_Hvdc_1	1

Σχήμα 8.2: DC μέρος της αναφοράς του PSAT.

Όσον αφορά τις ζεύξεις HVDC, το PSAT θεωρεί ότι βρίσκονται υπό κανονική λειτουργία (normal operation mode), κατά την εκτέλεση της ροής φορτίου. Η γωνία έναυσης a του ανορθωτή και σβέσης γ του αντιστροφέα ελέγχονται από PI ρυθμιστές (PI regulators), οι οποίοι ρυθμίζουν το ρεύμα ή τη ροή ισχύος στη γραμμή (ανάλογα με την επιλογή του χρήστη). Σε κανονική λειτουργία διατηρούν το $I_{dc} \geq 0$, με φορά από τον ανορθωτή προς τον αντιστροφέα. Επίσης, θεωρείται ότι $a_{min} \leq a \leq a_{max}$ και $\gamma = \gamma_{min}$, δηλαδή ο ρυθμιστής στην πλευρά του αντιστροφέα είναι ανενεργός. Μέσω του PSAT μπορούν να επιλεχθούν κατάλληλα όλα τα χαρακτηριστικά των PI ρυθμιστών. Κατά την εκτέλεση του προγράμματος επιλέχθηκε η κανονική κατάσταση λειτουργίας με ρύθμιση του ρεύματος $I_{dc} = 1 pu$ για όλες τις γραμμές HVDC. Επίσης, για τη γωνία a ισχύει ότι $5^\circ \leq a \leq 120^\circ$, με περιοχή κανονικής λειτουργίας περί τις 15° με 20° . Για τη γωνία γ τίθεται $\gamma = \gamma_{min} = 15^\circ$ για συχνότητα λειτουργίας 50 Hz και $\gamma = \gamma_{min} = 18^\circ$ για τα 60 Hz. Καθώς οι DC μετρήσεις λαμβάνονται από την ροή φορτίου με την πρόσθεση θορύβου, ο εκτιμητής κατάστασης λειτουργεί ανεξαρτήτως των ρυθμίσεων που επιλέγονται για τις γραμμές HVDC. Ενδιαφέρον παρουσιάζει η εκτενής μελέτη της εκτίμησης κατάστασης βασισμένης σε μετρήσεις PMU που λαμβάνει υπόψιν τις διαφορετικές καταστάσεις ελέγχου (control modes) των ρυθμιστών σε ζεύξεις HVDC. Η εργασία [79] εφαρμόζει μη γραμμικό μοντέλο μετρήσεων, ωστόσο η προσθήκη των καταστάσεων ελέγχου στην εκτίμηση μπορεί να προσφέρει περισσότερες πληροφορίες για το μοντέλο δικτύου στον εκτιμητή κατάστασης.

Τέλος, στο αρχείο μετρήσεων εισάγονται οι επιθυμητές παράμετροι θορύβου των μετρήσεων, δηλαδή η διακύμανση (διασπορά) και η τυπική απόκλιση. Ο χρήστης μπορεί να εισάγει την τιμή της τυπικής απόκλισης στις μεταβλητές `sigmaV_ac`, `sigmaI_ac` και `sigma_dc`. Οι δύο πρώτες αντιστοιχούν στην τυπική απόκλιση του θορύβου των AC μετρήσεων (τάσεων και ρευμάτων), ενώ η τελευταία μεταβλητή αφορά το θόρυβο των DC μετρήσεων. Στη συνέχεια, υπολογίζεται η αντίστοιχη διασπορά (`varV_ac`, `varI_ac`, `var_dc`).

8.3 Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης

Ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης ουσιαστικά επιτελεί τη δημιουργία των πινάκων που χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση κατάστασης που αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4, λαμβάνοντας υπόψιν τις εξισώσεις μετρήσεων του Κεφαλαίου 6.

Αρχικά, γίνεται επεξεργασία των δεδομένων του δικτύου, όπως αυτά διαμορφώνονται στο αρχείο της τοπολογίας δικτύου. Υπολογίζονται οι βασικές τιμές των τάσεων, αντιστάσεων και ρευμάτων του δικτύου και στη συνέχεια υπολογίζονται οι σύνθετες αγωγιμότητες σειράς $y_{ij} = g_{ij} + j b_{ij}$ καθώς και οι εγκάρσιες χωρητικές αγωγιμότητες b_{sij} . Οι εγκάρσιες ωμικές αγωγιμότητες αγνοούνται σύμφωνα με το δικτυακό μοντέλο που ακολουθείται από το PSAT. Στην περίπτωση που τα δεδομένα των γραμμών AC του δικτύου έχουν δοθεί στο ανά μονάδα σύστημα, ο υπολογισμός γίνεται κατευθείαν, ενώ στην περίπτωση που έχουν δοθεί σε φυσικές μονάδες ανά μονάδα μήκους (Ω/km , H/km , F/km) μετατρέπονται πρώτα κατάλληλα στο ανά μονάδα σύστημα. Τα απαραίτητα δεδομένα που αφορούν τις γραμμές DC του δικτύου, φορτώνονται απευθείας από τα κατάλληλα πεδία του πίνακα `1ddc`.

Στη συνέχεια, γίνεται φόρτωση των διαθέσιμων μετρήσεων από το αντίστοιχο αρχείο μετρήσεων. Για όλους τους ζυγούς στους οποίους έχουν τοποθετηθεί μονάδες PMUs, λαμβάνεται το μέτρο και το όρισμα της τάσης ως μέτρηση. Ο φασιθέτης τάσης μετατρέπεται και αποθηκεύεται σε καρτεσιανή μορφή. Καθώς το PSAT δεν παρέχει στην αναφορά της επίλυσης ροής φορτίου τις τιμές των ρευμάτων γραμμών, αυτές προκύπτουν από τις εξισώσεις (5.1) και (5.2) (εφόσον οι τάσεις είναι γνωστές σε όλους τους ζυγούς).

Από τα διαθέσιμα ρεύματα γραμμών λαμβάνονται ως μετρήσεις μόνο αυτά που αφορούν γραμμές στις οποίες είτε ο ζυγός αναχώρησης είτε ο ζυγός άφιξης έχει εγκατεστημένο PMU. Στην περίπτωση που έχουν και οι δύο ζυγοί εγκατεστημένο PMU, λαμβάνονται και οι δύο ροές ρεύματος ως μετρήσεις. Ακολούθως διαμορφώνονται οι μετρήσεις $V_r \cos \alpha$ και $V_i \cos \gamma$ για όσες γραμμές DC είναι διαθέσιμες οι μετρήσεις των γωνιών έναυσης και σβέσης. Οι εξισώσεις που διέπουν τις γραμμές DC, οδηγούν σε τρεις βοηθητικές μετρήσεις (pseudo-measurements) ανά γραμμή, οι οποίες είναι ίσες με μηδέν. Τελικά, το διάνυσμα μετρήσεων διαμορφώνεται σύμφωνα με το μοντέλο (6.12) και σε αυτό προστίθεται Gaussian θόρυβος με διασπορά που επιλέγεται από το χρήστη στο αρχείο μετρήσεων. Αυτό γίνεται για να προσομοιωθεί η τηλεμέτρηση μέσω των μονάδων PMUs, καθώς θεωρούμε ότι ο θόρυβος του μοντέλου μετρήσεων ακολουθεί κανονική κατανομή.

Ακολούθως διαμορφώνεται ο πίνακας συνδιασποράς των σφαλμάτων. Εφόσον τα σφάλματα των μετρήσεων υποτίθενται μη συσχετισμένα, ο πίνακας συνδιασποράς cov (covariance) θα είναι διαγώνιος σύμφωνα με το Κεφάλαιο 4, με στοιχεία διαγωνίου τις διασπορές των διαθέσιμων μετρήσεων.

Για τη σύνθεση του πίνακα \mathbf{A} , δηλαδή του πίνακα συντελεστών του διανύσματος κατάστασης στην εξίσωση (6.1), χρησιμοποιούνται οι εξισώσεις που συνδέουν τις μετρήσεις με τις μεταβλητές κατάστασης (Κεφάλαιο 6). Ο πίνακας \mathbf{A} διαθέτει πάντοτε m γραμμές και n στήλες, όπου m το πλήθος των διαθέσιμων μετρήσεων και n το πλήθος των μεταβλητών κατάστασης. Με τη δημιουργία του πίνακα \mathbf{A} , ο πίνακας κέρδους \mathbf{G} υπολογίζεται ως:

$$\mathbf{G} = \mathbf{A}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{A}$$

όπου \mathbf{R} ο πίνακας συνδιασποράς των σφαλμάτων (cov).

Στη συνέχεια, υπολογίζεται το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης $\hat{\mathbf{x}}$ από τη σχέση (6.3), αφού πρώτα γίνει έλεγχος ότι ο αριθμός των μετρήσεων είναι επαρκής ώστε να εκτελεστεί σωστά η εκτίμηση κατάστασης. Αυτό θα συμβαίνει όταν η μικρότερη διάσταση του πίνακα \mathbf{A} (m ή n) είναι ίση με το βαθμό (rank) του πίνακα. Σε διαφορετική περίπτωση ο αριθμός των μετρήσεων δεν επαρκεί και η εκτίμηση κατάστασης σταματά.

Η ανίχνευση εσφαλμένων μετρήσεων υλοποιείται με την μέθοδο των κανονικοποιημένων υπολοίπων και συγκεκριμένα με τον έλεγχο LNR, όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 7.3. Υπό την προϋπόθεση ότι η εκτίμηση κατάστασης εκτελέστηκε επιτυχώς, το διάνυσμα των υπολοίπων δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{A}\hat{\mathbf{x}}$$

Σύμφωνα με τη σχέση (7.7), ο πίνακας συνδιασποράς των υπολοίπων (με αντικατάσταση των S και K) προκύπτει ως εξής:

$$\Omega = SR = (I - K)R = R - AG^{-1}A^T$$

Τελικά τα κανονικοποιημένα υπόλοιπα προκύπτουν από τη σχέση (7.8) και ευρίσκεται το μέγιστο εξ αυτών κατ' απόλυτη τιμή. Αν η τιμή αυτή ξεπερνά το κατώφλι (που εδώ τίθεται ίσο με 3) τότε το πρόγραμμα ειδοποιεί για την παρουσία εσφαλμένων μετρήσεων και τυπώνει την εσφαλμένη μέτρηση, καθώς και τη θέση της στο διάνυσμα μετρήσεων.

Τέλος τυπώνονται τα αποτελέσματα της στατικής εκτίμησης κατάστασης σε δύο κατηγορίες, μία που αφορά την AC εκτίμηση κατάστασης στην οποία αναγράφονται οι τάσεις όλων των ζυγών του ΣΗΕ, καθώς και μία που αφορά την DC εκτίμηση κατάστασης, με όλες τις μεταβλητές κατάστασης που αφορούν τις γραμμές HVDC του ΣΗΕ (σύμφωνα με το Κεφάλαιο 6). Επίσης, παρουσιάζονται οι εκτιμώμενες μαζί με τις πραγματικές τιμές των μεταβλητών κατάστασης σε διάγραμμα, καθώς και διαγράμματα υπολοίπων εκτίμησης όλων των μεταβλητών κατάστασης, για την εύκολη σύγκριση των αποτελεσμάτων.

8.4 Μελέτη αποτελεσμάτων δοκιμών

Στη συνέχεια παρουσιάζονται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα μερικών δοκιμαστικών εκτελέσεων του προγράμματος, με είσοδο 3 διαφορετικά δίκτυα, με και χωρίς την παρουσία γραμμών μεταφοράς HVDC. Πρόκειται για δίκτυα 3, 9 και 14 ζυγών, τα οποία έχουν ληφθεί από τα αρχεία δοκιμών του PSAT (υποφάκελος tests) και έχουν τροποποιηθεί με την πρόσθεση γραμμής HVDC, όπου κρίθηκε απαραίτητο ώστε να τεκμηριωθεί η λειτουργία του αλγορίθμου. Τα αποτελέσματα των ροών φορτίου έχουν ληφθεί με τη βοήθεια του εργαλείου PSAT (έκδοση 2.1.11) και η εκτέλεση όλων των προγραμμάτων έχει γίνει σε περιβάλλον MATLAB® (έκδοση R2018b).

Η γραμμή μεταφοράς HVDC που προστίθεται στα δίκτυα διαθέτει μία γέφυρα έξι παλμών στον ανορθωτή και στον αντιστροφέα, δηλαδή: $B_r = B_i = 1$. Τα υπόλοιπα χαρακτηριστικά των ζεύξεων HVDC που αξιοποιούνται από τον εκτιμητή κατάστασης, για κάθε δίκτυο που πρόκειται να μελετηθεί, παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.5. Να σημειωθεί ότι οι αναγραφόμενες μεταβλητές και μονάδες μέτρησης βρίσκονται σε πλήρη αντιστοιχία με τη μορφή δεδομένων του PSAT για τις γραμμές μεταφοράς HVDC (Πίνακας 8.4).

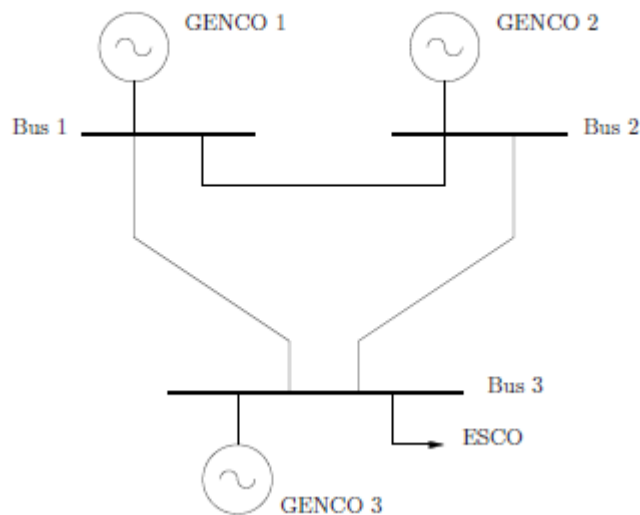
Πίνακας 8.5: Χαρακτηριστικά ζεύξεων HVDC.

Χαρακτηριστικό	Δίκτυο 3 ζυγών	Δίκτυο 9 ζυγών	Δίκτυο 14 ζυγών
R	1	7	1
I	2	8	5
S_n (MVA)	100	100	100
V_R^n (kV)	138	230	69
V_I^n (kV)	138	230	69
V_{dc}^n (kV)	300	300	300
I_{dc}^n (kA)	0.3	0.3	0.3
X_{tR} (pu)	0.1345	0.1345	0.1345
X_{tI} (pu)	0.1257	0.1257	0.1257
m_R (pu)	0.975	0.975	0.975
m_I (pu)	0.975	0.975	0.975
R_{dc} (pu)	0.0625	0.0625	0.0625
α_{Rmax} (deg)	120	120	120
α_{Rmin} (deg)	5	5	5
γ_{Imax} (deg)	40	40	40
γ_{Imin} (deg)	18	18	18

8.4.1 Δίκτυο 3 ζυγών

Αρχικά λαμβάνεται ως δίκτυο εισόδου ένα απλό δίκτυο 3 ζυγών χωρίς ζεύξεις HVDC. Το μονογραμμικό διάγραμμα φαίνεται στο Σχήμα 8.3. Ως GENCOs αναγράφονται οι εταιρίες παραγωγής (Generation Companies) και ως ESCO αναγράφεται η εταιρία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας (Energy Supply Company).

Για την εκτέλεση του προγράμματος εκτίμησης κατάστασης θεωρούμε την τοποθέτηση PMU στο ζυγό 1, όπως υποδεικνύει και το PSAT μετά την εκτέλεση του εργαλείου PMU Placement. Τα αποτελέσματα της ροής φορτίου και της εκτίμησης κατάστασης φαίνονται στον Πίνακα 8.6:

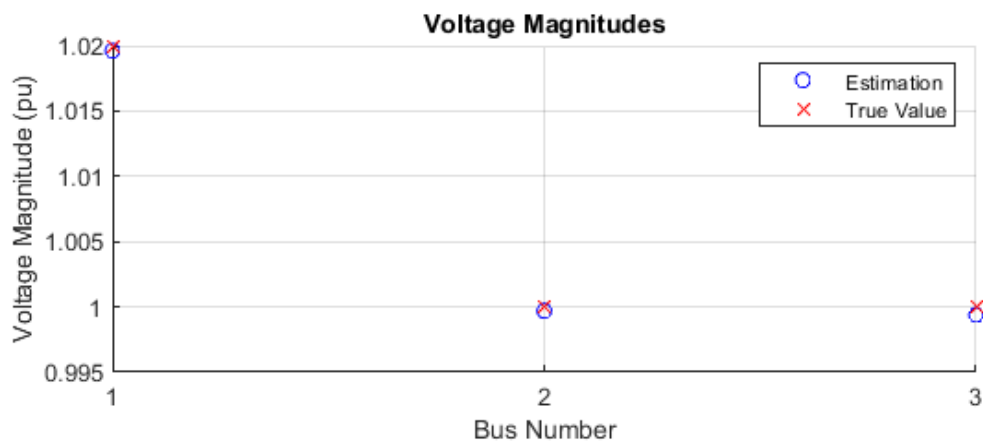


Σχήμα 8.3: Δίκτυο AC 3 ζυγών.

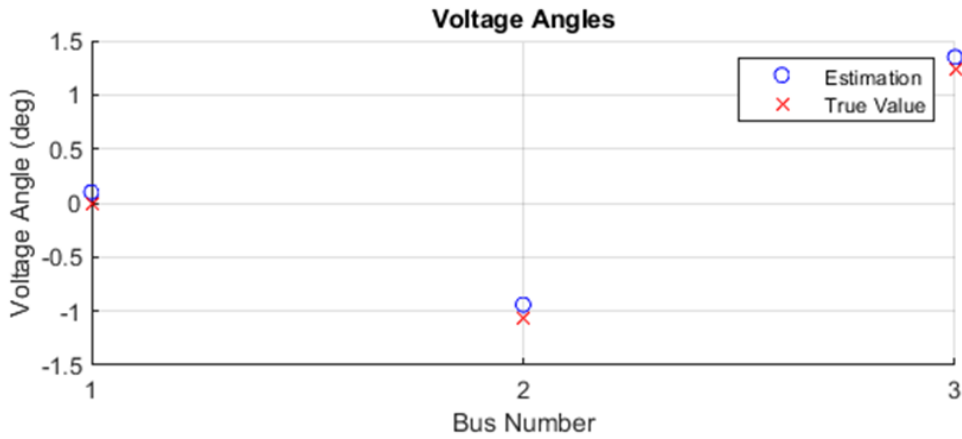
Πίνακας 8.6: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 3 ζυγών.

Μεταβλητή Κατάστασης	Ροή Φορτίου (pu)	Εκτίμηση Κατάστασης (pu)
$V_1 \angle \theta_1$	$1.02 \angle 0^\circ$	$1.0196 \angle 0.0999^\circ$
$V_2 \angle \theta_2$	$1 \angle -1.0577^\circ$	$0.9997 \angle -0.94^\circ$
$V_3 \angle \theta_3$	$1 \angle 1.235^\circ$	$0.9994 \angle 1.348^\circ$

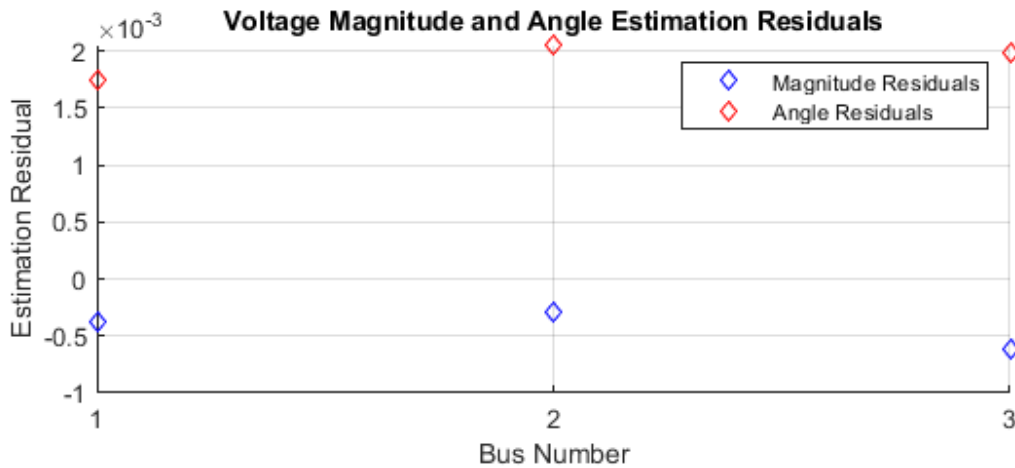
Στα επόμενα γραφήματα (Σχήμα 8.4 έως Σχήμα 8.6) φαίνονται σε κοινούς άξονες τα αποτελέσματα της ροής φορτίου και της εκτίμησης κατάστασης για το ΣΗΕ 3 ζυγών:



Σχήμα 8.4: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 3 ζυγών).



Σχήμα 8.5: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 3 ζυγών).



Σχήμα 8.6: Υπόλοιπα εκτίμησης μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 3 ζυγών).

Παρατηρούμε ότι τα αποτελέσματα της εκτίμησης των τάσεων των ζυγών του ΣΗΕ είναι πολύ κοντά σε αυτά της ροής φορτίου, με τις όποιες αποκλίσεις να οφείλονται στο θόρυβο των μετρήσεων. Τα υπόλοιπα εκτίμησης για την εκτίμηση του μέτρου τάσης ζυγών είναι μικρότερα από 10^{-4} , ενώ για την εκτίμηση της φασικής γωνίας είναι τάξης μεγέθους 10^{-3} . Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι ο θόρυβος των μετρήσεων έχει τυπική απόκλιση της τάξης του 10^{-3} . Όπως προαναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 3, η εκτίμηση της φασικής γωνίας της τάσης δεν γίνεται άμεσα, αλλά μέσω της εκτίμησης του πραγματικού και φανταστικού μέρους της μιγαδικής τάσης του κάθε ζυγού. Το γραμμικό μοντέλο μετρήσεων για την ανωτέρω εκτίμηση είναι:

$$\mathbf{z} = \mathbf{Ax} + \mathbf{e} \Rightarrow$$

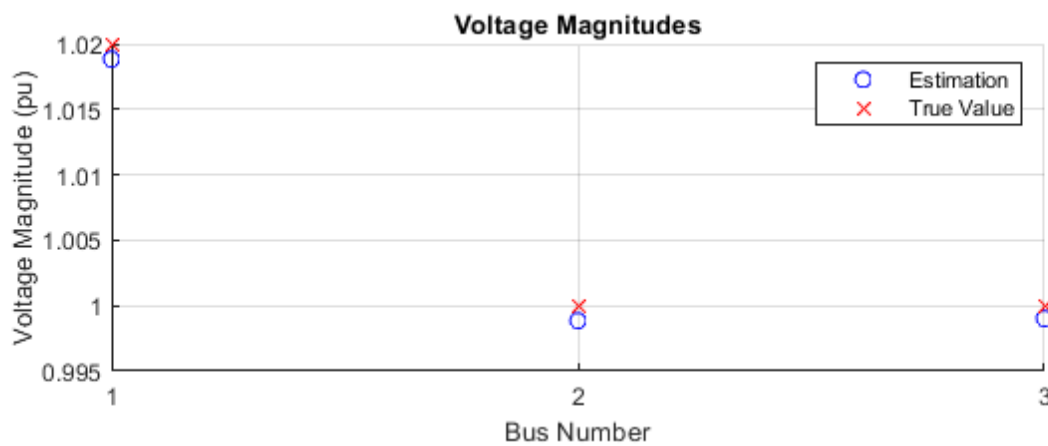
$$\Rightarrow \begin{bmatrix} E_1 \\ F_1 \\ I_{1-2,r} \\ I_{1-3,r} \\ I_{1-2,i} \\ I_{1-3,i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ g_{s12} + g_{12} & -g_{12} & 0 & -(b_{s12} + b_{12}) & b_{12} & 0 \\ g_{s13} + g_{13} & 0 & -g_{13} & -(b_{s13} + b_{13}) & 0 & b_{13} \\ b_{s12} + b_{12} & -b_{12} & 0 & g_{s12} + g_{12} & -g_{12} & 0 \\ b_{s13} + b_{13} & 0 & -b_{13} & g_{s13} + g_{13} & 0 & -g_{13} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ F_1 \\ F_2 \\ F_3 \end{bmatrix} + \mathbf{e}$$

Στη συνέχεια αντικαθιστούμε τη γραμμή μεταφοράς ανάμεσα στους ζυγούς 1 και 2 με μία γραμμή HVDC ονομαστικής τάσης 300 kV και ισχύος 90 MW (Πίνακας 8.5), τροποποιώντας κατάλληλα το αρχείο με τα δεδομένα του δικτύου. Τα αποτελέσματα της ροής φορτίου και της εκτίμησης κατάστασης για το τροποποιημένο δίκτυο 3 ζυγών (με PMUs στους ζυγούς 1 και 2) είναι:

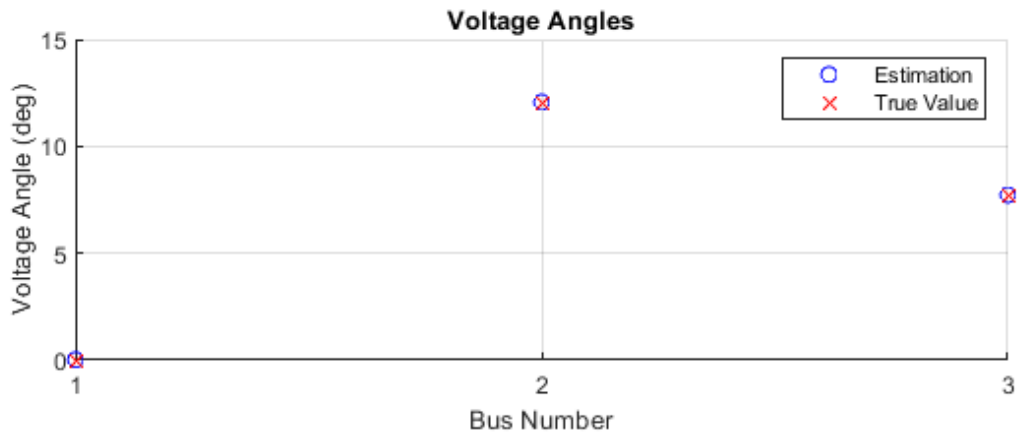
Πίνακας 8.7: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC.

Μεταβλητή Κατάστασης	Ροή Φορτίου (pu)	Εκτίμηση Κατάστασης (pu)
$V_1 \angle \theta_1$	$1.02 \angle 0^\circ$	$1.0188 \angle 0.018^\circ$
$V_2 \angle \theta_2$	$1 \angle 12.014^\circ$	$0.999 \angle 12.058^\circ$
$V_3 \angle \theta_3$	$1 \angle 7.69^\circ$	$0.999 \angle 7.727^\circ$
$\cos \alpha$	0.98547	0.98357
$\cos \gamma$	0.95106	0.94968
V_{rdc}	1.1885	1.19
V_{idc}	1.126	1.128
I_{dc}	1	1.002

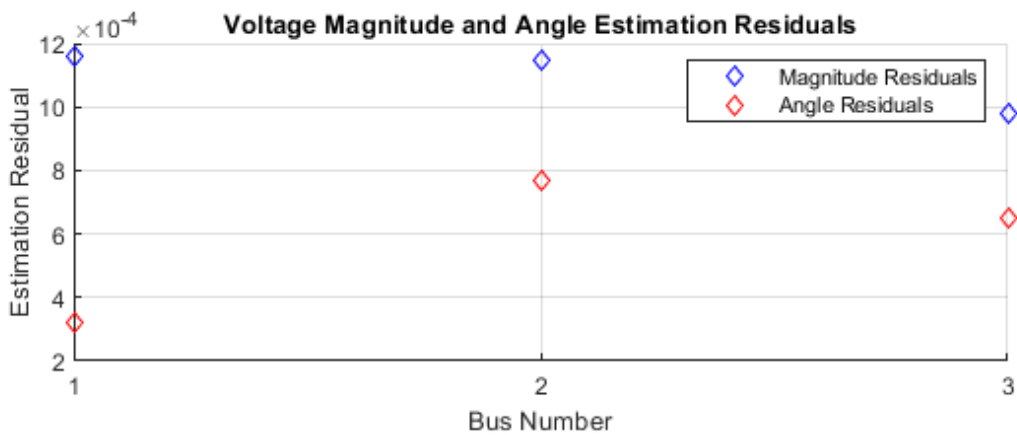
Σε σύγκριση με τη ροή φορτίου, τα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης για το τροποποιημένο δίκτυο 3 ζυγών φαίνονται στα γραφήματα που ακολουθούν (Σχήμα 8.7 έως Σχήμα 8.11):



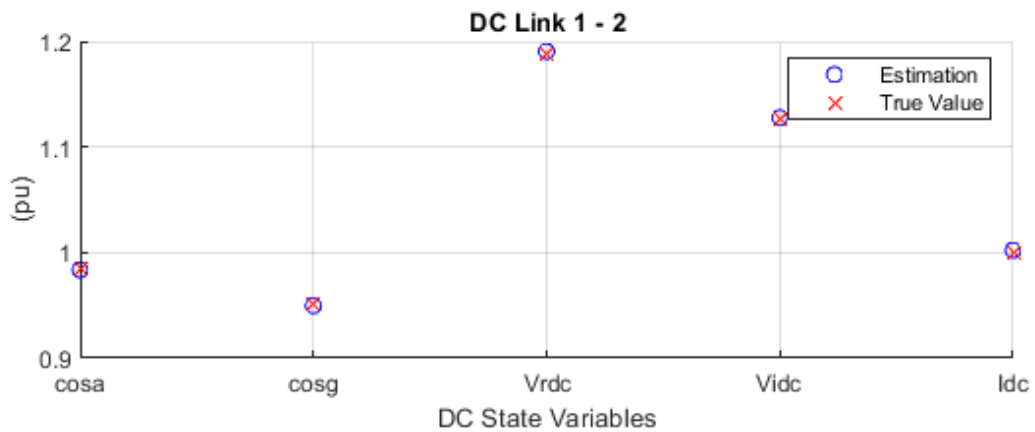
Σχήμα 8.7: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).



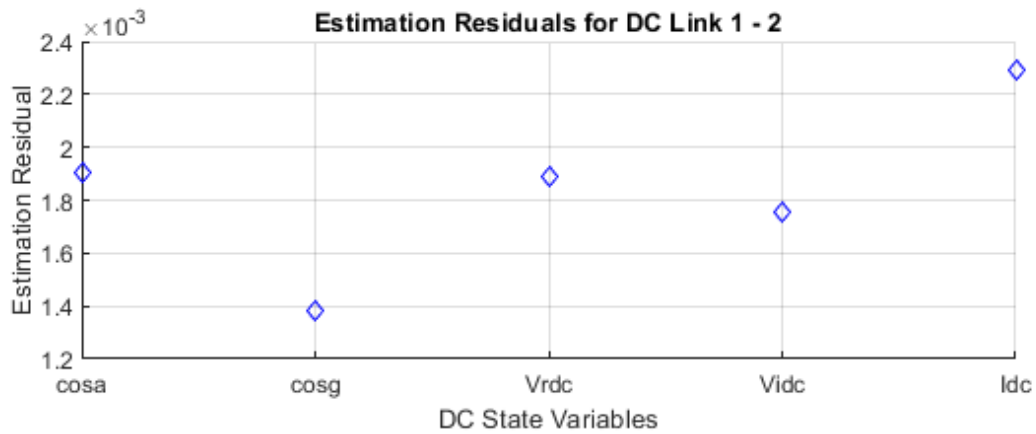
Σχήμα 8.8: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).



Σχήμα 8.9: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).



Σχήμα 8.10: DC μεταβλητές κατάστασης (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).



Σχήμα 8.11: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης DC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 3 ζυγών με HVDC).

Παρατηρούμε ότι γίνεται σωστά η εκτίμηση των νέων μεταβλητών κατάστασης της γραμμής HVDC που εισάγονται στην εκτίμηση, με τις όποιες αποκλίσεις από τη ροή φορτίου να είναι και πάλι αποτέλεσμα του θορύβου των μετρήσεων. Το γραμμικό μοντέλο μετρήσεων διαμορφώνεται ως εξής:

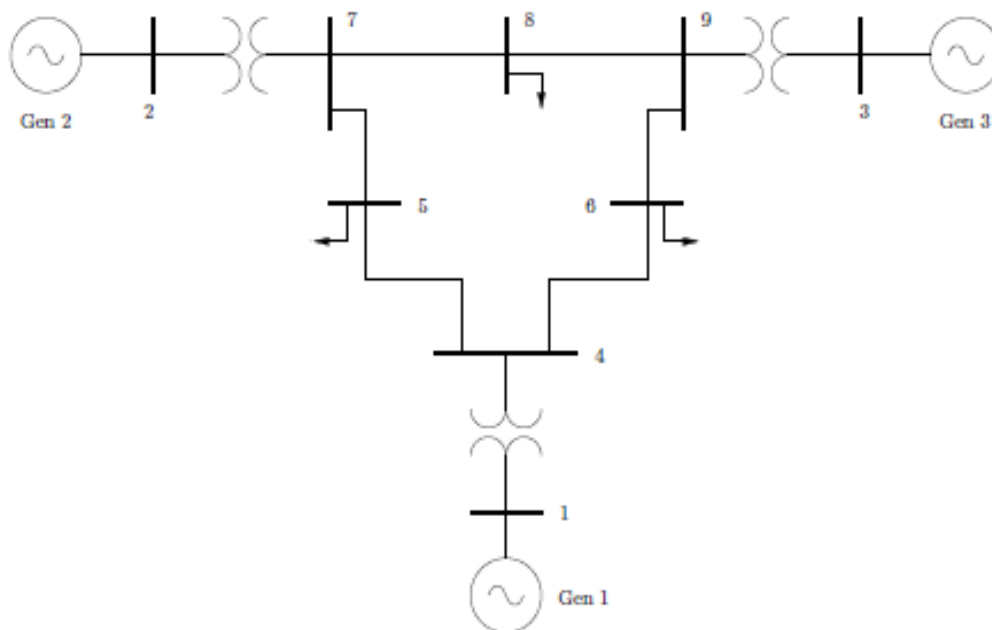
$$\mathbf{z} = \mathbf{Ax} + \mathbf{e} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ F_1 \\ F_2 \\ V_{r1,2} \cos \alpha \\ V_{i1,2} \cos \gamma \\ V_{rdc1,2} \\ V_{idc1,2} \\ I_{dc1,2} \\ I_{1-3,r} \\ I_{2-3,r} \\ I_{1-3,i} \\ I_{2-3,i} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \mathbf{A} \cdot \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ F_1 \\ F_2 \\ F_3 \\ V_{r1,2} \cos \alpha \\ V_{i1,2} \cos \gamma \\ V_{rdc1,2} \\ V_{idc1,2} \\ I_{dc1,2} \end{bmatrix} + \mathbf{e}, \text{ όπου ο πίνακας } \mathbf{A} \text{ είναι:}$$

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix}
 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\
 g_{s13} + g_{13} & 0 & -g_{13} & -(b_{s13} + b_{13}) & 0 & b_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & g_{s23} + g_{23} & -g_{23} & 0 & -(b_{s23} + b_{23}) & b_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 b_{s13} + b_{13} & 0 & -b_{13} & g_{s13} + g_{13} & 0 & -g_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & b_{s23} + b_{23} & -b_{23} & 0 & g_{s23} + g_{23} & -g_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{3\sqrt{2}}{\pi} m_{r,1-2} & 0 & -1 & 0 & -\frac{3}{\pi} X_{r,1-2} & \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{3\sqrt{2}}{\pi} m_{i,1-2} & 0 & -1 & -\frac{3}{\pi} X_{i,1-2} & \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{R_{dc,1-2}} & -\frac{1}{R_{dc,1-2}} & -1 &
 \end{bmatrix}$$

8.4.2 Δίκτυο 9 ζυγών

Ακολούθως γίνεται εκτίμηση κατάστασης για το δίκτυο 9 ζυγών με HVDC γραμμή μεταφοράς που είναι ήδη διαθέσιμο στον υποφάκελο tests του PSAT. Στο ακόλουθο δίκτυο του Σχήματος 8.12 η γραμμή μεταφοράς ανάμεσα στους ζυγούς 7 και 8 είναι HVDC. Τα χαρακτηριστικά της είναι αυτά που αναγράφονται στον Πίνακα 8.5.



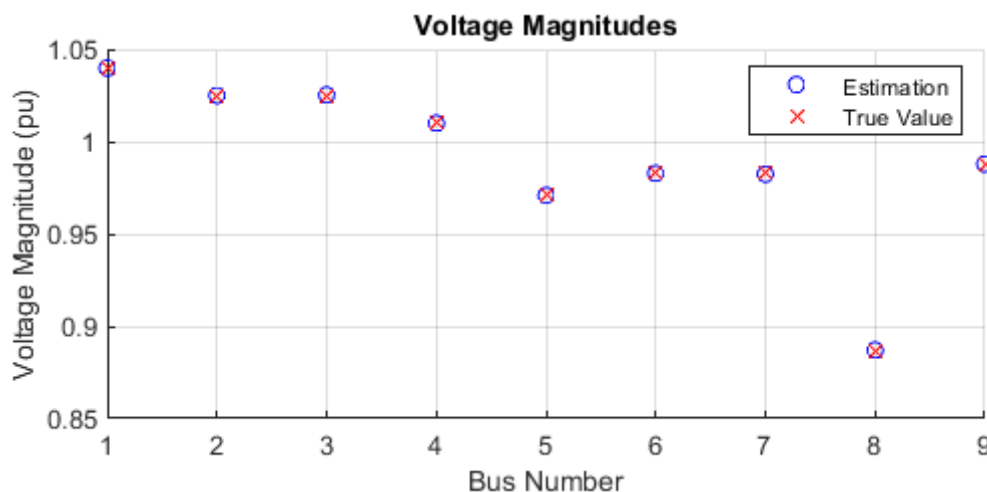
Σχήμα 8.12: Δίκτυο 9 ζυγών.

Παρατίθενται τα αποτελέσματα της ροής φορτίου και εκτίμησης κατάστασης για το δίκτυο 9 ζυγών:

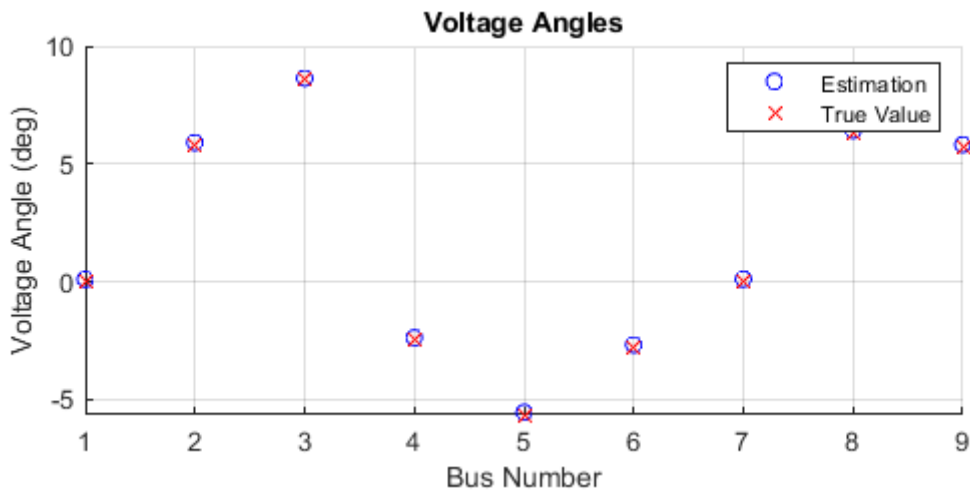
Πίνακας 8.8: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 9 ζυγών.

Μεταβλητή Κατάστασης	Ροή Φορτίου (pu)	Εκτίμηση Κατάστασης (pu)
$V_1 \angle \theta_1$	1.04 \angle 0°	1.0398 \angle 0.093°
$V_2 \angle \theta_2$	1.025 \angle 5.824°	1.0249 \angle 5.9°
$V_3 \angle \theta_3$	1.025 \angle 8.565°	1.0253 \angle 8.639°
$V_4 \angle \theta_4$	1.0102 \angle - 2.485°	1.01 \angle - 2.385°
$V_5 \angle \theta_5$	0.97128 \angle - 5.653°	0.9709 \angle - 5.55°
$V_6 \angle \theta_6$	0.98309 \angle - 2.773°	0.9828 \angle - 2.685°
$V_7 \angle \theta_7$	0.98265 \angle 0.018°	0.982 \angle 0.1°
$V_8 \angle \theta_8$	0.88693 \angle 6.335°	0.887 \angle 6.418°
$V_9 \angle \theta_9$	0.98766 \angle 5.745°	0.9878 \angle 5.818°
$\cos\alpha$	0.91349	0.9106
$\cos\gamma$	0.95106	0.9468
V_{rdc}	1.0476	1.0478
V_{idc}	0.9851	0.9852
I_{dc}	1	1.001

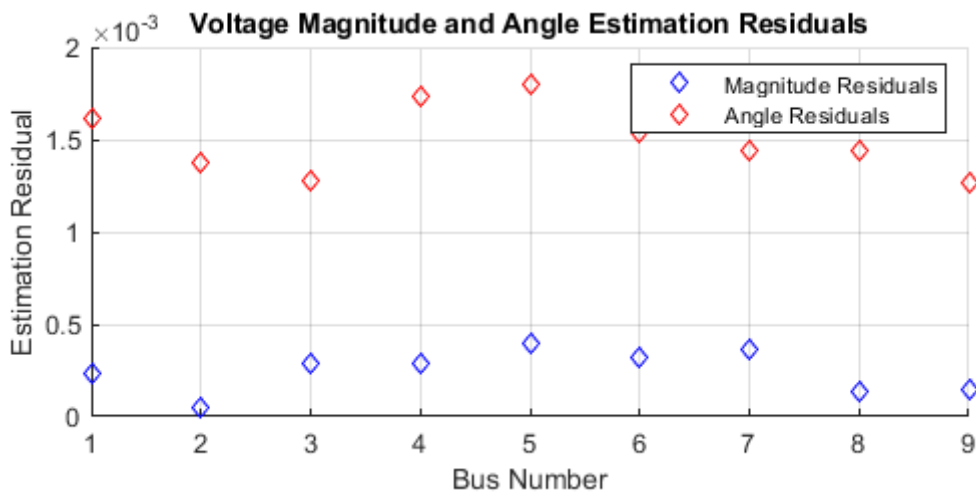
Σε σύγκριση με τη ροή φορτίου, τα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης για το ΣΗΕ 9 ζυγών φαίνονται στα γραφήματα που ακολουθούν (Σχήμα 8.13 έως Σχήμα 8.17):



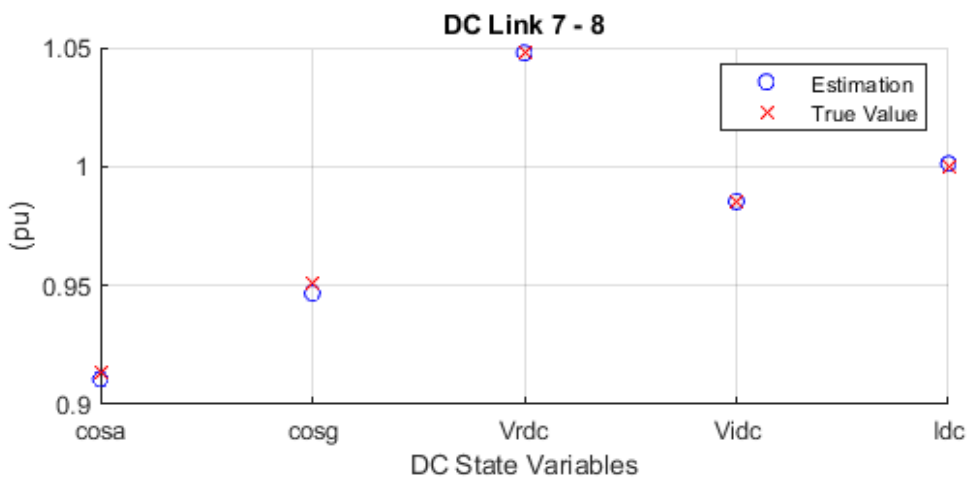
Σχήμα 8.13: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 9 ζυγών).



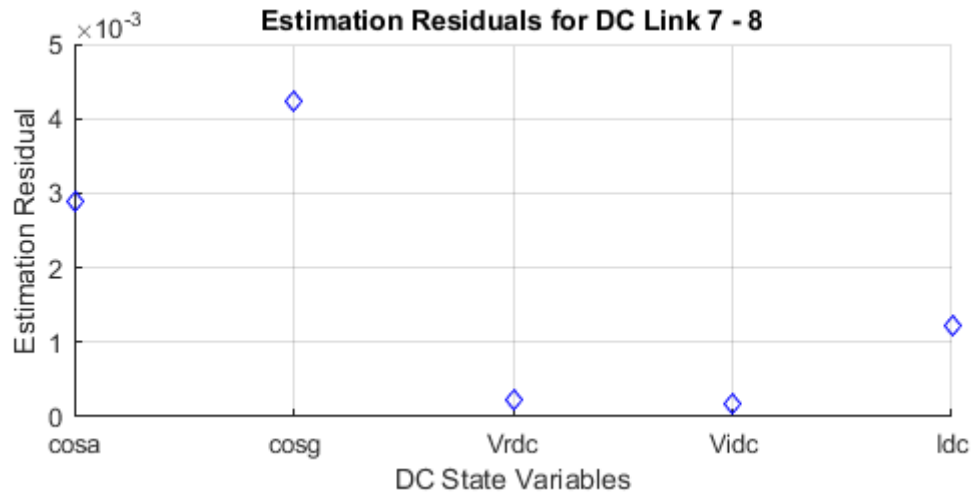
Σχήμα 8.14: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 9 ζυγών).



Σχήμα 8.15: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 9 ζυγών).



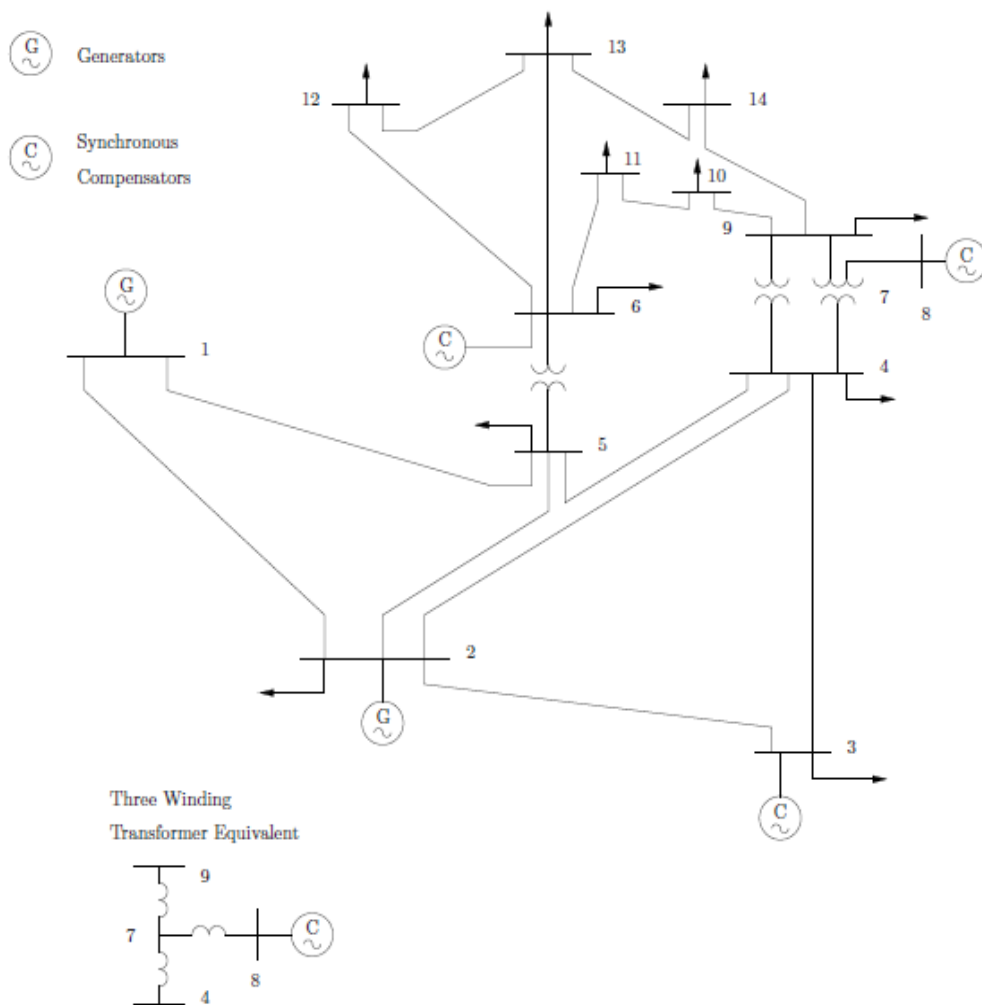
Σχήμα 8.16: DC μεταβλητές κατάστασης (ΣΗΕ 9 ζυγών).



Σχήμα 8.17: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης DC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 9 ζυγών).

8.4.3 Δίκτυο 14 ζυγών

Στο Σχήμα 8.18 παρουσιάζεται το μονογραμμικό διάγραμμα του δικτύου 14 ζυγών από το Ινστιτούτο Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (IEEE) στο οποίο θα γίνει εκτίμηση κατάστασης.



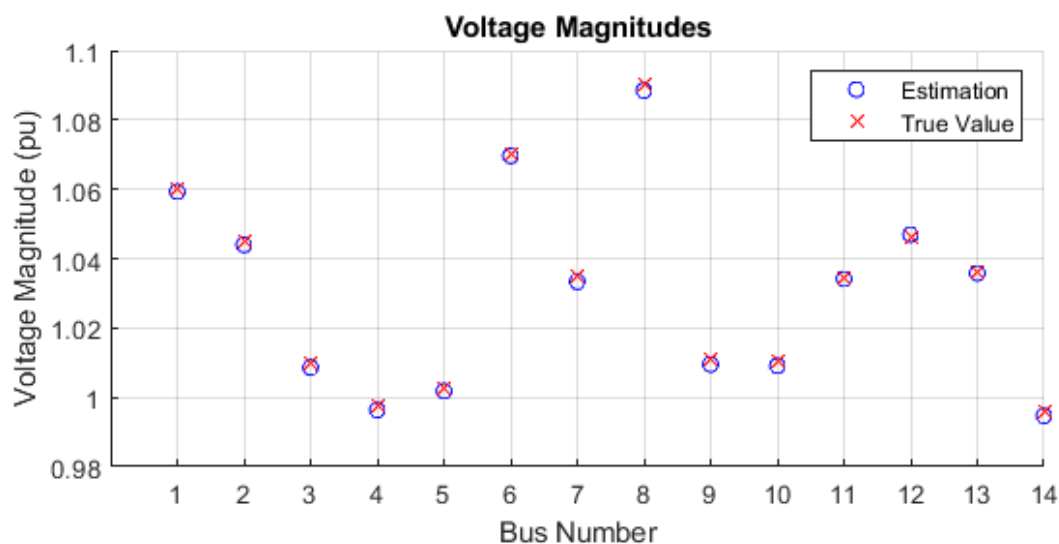
Σχήμα 8.18: Δίκτυο 14 ζυγών IEEE.

Στο Σχήμα 8.18 διακρίνεται επίσης και το ισοδύναμο κύκλωμα του μετασχηματιστή τριών τυλιγμάτων ανάμεσα στους ζυγούς 4, 8 και 9.

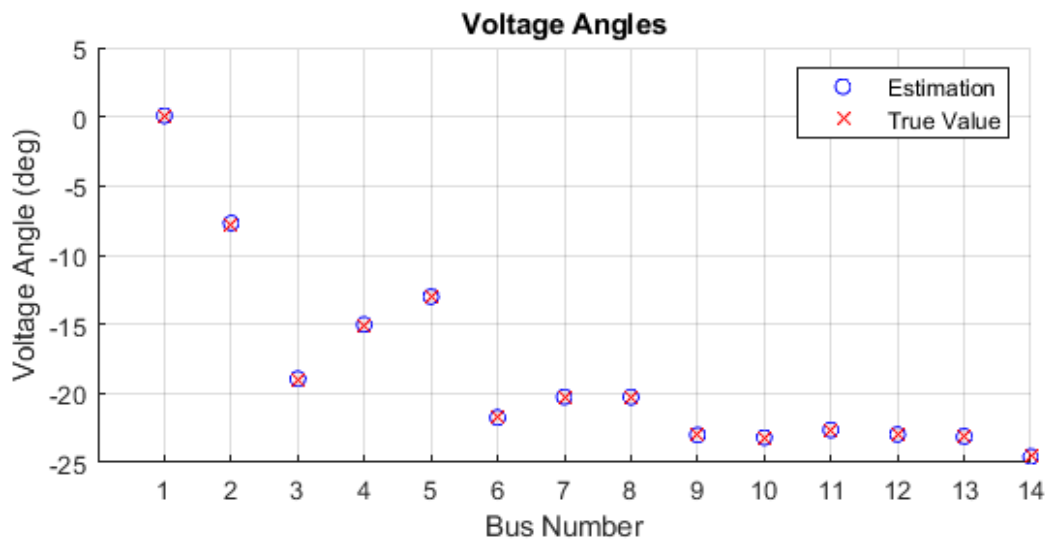
Η τοποθέτηση των PMUs γίνεται στους ζυγούς 2, 6, 7 και 9. Η επίλυση της εκτίμησης κατάστασης παρέχει τα ακόλουθα αποτελέσματα (Πίνακας 8.9) και γραφήματα των μεταβλητών κατάστασης σε σύγκριση με τη ροή φορτίου (Σχήμα 8.19 έως Σχήμα 8.21):

Πίνακας 8.9: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 14 ζυγών IEEE.

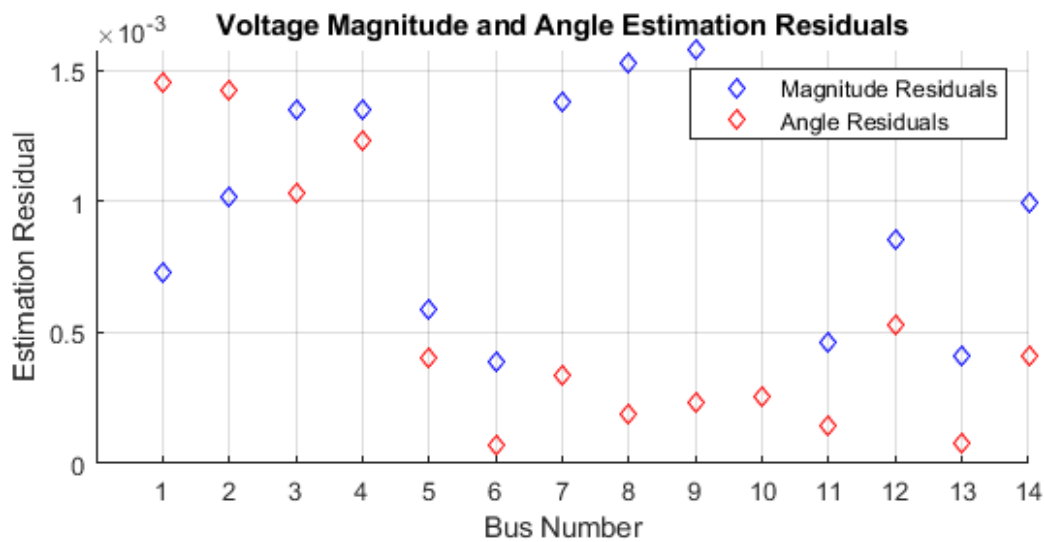
Μεταβλητή Κατάστασης	Ροή Φορτίου (pu)	Εκτίμηση Κατάστασης (pu)
$V_1 \angle \theta_1$	$1.06 \angle 0^\circ$	$1.0593 \angle 0.083^\circ$
$V_2 \angle \theta_2$	$1.045 \angle -7.766^\circ$	$1.044 \angle -7.685^\circ$
$V_3 \angle \theta_3$	$1.01 \angle -19^\circ$	$1.0087 \angle -18.94^\circ$
$V_4 \angle \theta_4$	$0.9977 \angle -15.095^\circ$	$0.9964 \angle -15.025^\circ$
$V_5 \angle \theta_5$	$1.0024 \angle -13.034^\circ$	$1.0018 \angle -13.01^\circ$
$V_6 \angle \theta_6$	$1.07 \angle -21.746^\circ$	$1.0696 \angle -21.742^\circ$
$V_7 \angle \theta_7$	$1.0347 \angle -20.277^\circ$	$1.0333 \angle -20.258^\circ$
$V_8 \angle \theta_8$	$1.09 \angle -20.277^\circ$	$1.0885 \angle -20.266^\circ$
$V_9 \angle \theta_9$	$1.0111 \angle -23.025^\circ$	$1.0095 \angle -23.011^\circ$
$V_{10} \angle \theta_{10}$	$1.0105 \angle -23.2^\circ$	$1.009 \angle -23.186^\circ$
$V_{11} \angle \theta_{11}$	$1.0346 \angle -22.634^\circ$	$1.0341 \angle -22.642^\circ$
$V_{12} \angle \theta_{12}$	$1.0461 \angle -23^\circ$	$1.047 \angle -22.97^\circ$
$V_{13} \angle \theta_{13}$	$1.0362 \angle -23.101^\circ$	$1.0358 \angle -23.105^\circ$
$V_{14} \angle \theta_{14}$	$0.99568 \angle -24.552^\circ$	$0.9947 \angle -24.576^\circ$



Σχήμα 8.19: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 14 ζυγών).



Σχήμα 8.20: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 14 ζυγών).

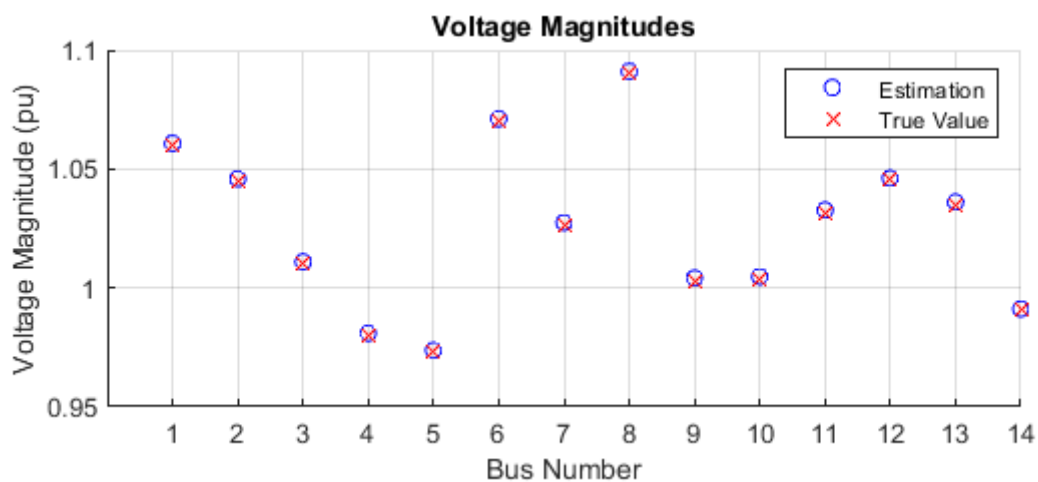


Σχήμα 8.21: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 14 ζυγών).

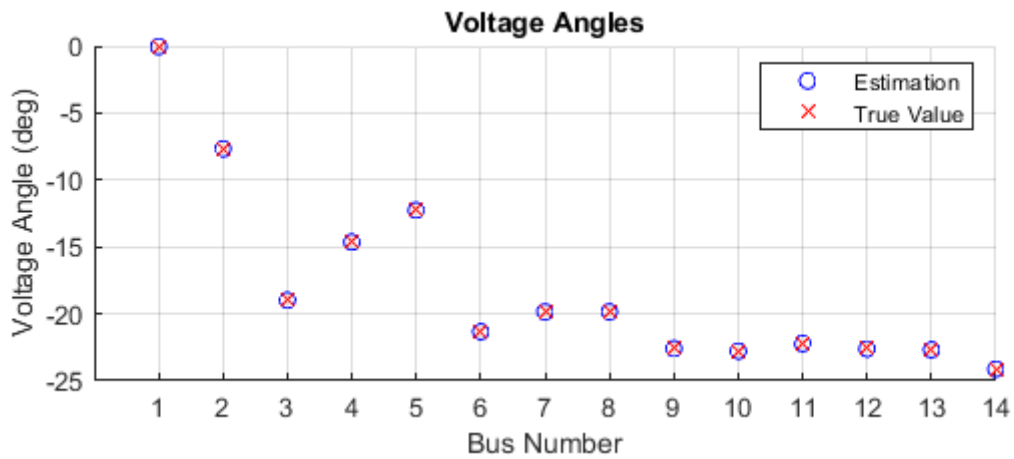
Στη συνέχεια τροποποιούμε το δίκτυο IEEE 14 ζυγών αντικαθιστώντας τη γραμμή ανάμεσα στους ζυγούς 1 και 5 με μια γραμμή HVDC, με χαρακτηριστικά που δίνονται στον Πίνακα 8.5. Για την εκτίμηση κατάστασης οι μονάδες PMUs τοποθετούνται στους ζυγούς 1, 2, 6, 7 και 9. Τα αποτελέσματα της ροής φορτίου και της εκτίμησης κατάστασης, καθώς και η γραφική αναπαράσταση αυτών σε κοινούς άξονες παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.10 και στα ακόλουθα γραφήματα (Σχήμα 8.22 έως Σχήμα 8.26):

Πίνακας 8.10: Αποτελέσματα για το ΣΗΕ 14 ζυγών IEEE με HVDC.

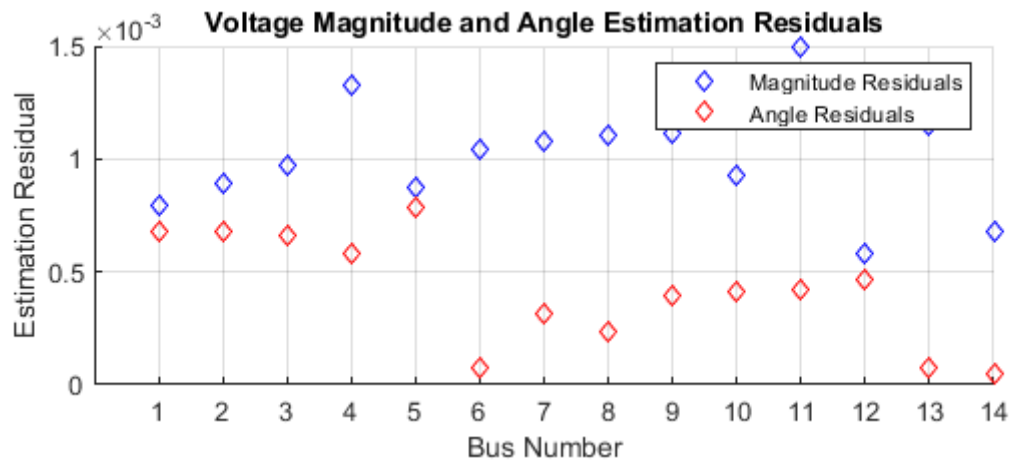
Μεταβλητή Κατάστασης	Ροή Φορτίου (pu)	Εκτίμηση Κατάστασης (pu)
$V_1 \angle \theta_1$	$1.06 \angle 0^\circ$	$1.06 \angle - 0.039^\circ$
$V_2 \angle \theta_2$	$1.045 \angle - 7.638^\circ$	$1.0459 \angle - 7.677^\circ$
$V_3 \angle \theta_3$	$1.01 \angle - 18.941^\circ$	$1.011 \angle - 18.98^\circ$
$V_4 \angle \theta_4$	$0.9796 \angle - 14.6^\circ$	$0.9809 \angle - 14.64^\circ$
$V_5 \angle \theta_5$	$0.9729 \angle - 12.214^\circ$	$0.9737 \angle - 12.259^\circ$
$V_6 \angle \theta_6$	$1.07 \angle - 21.328^\circ$	$1.071 \angle - 21.33^\circ$
$V_7 \angle \theta_7$	$1.0264 \angle - 19.835^\circ$	$1.0275 \angle - 19.853^\circ$
$V_8 \angle \theta_8$	$1.09 \angle - 19.835^\circ$	$1.091 \angle - 19.848^\circ$
$V_9 \angle \theta_9$	$1.003 \angle - 22.58^\circ$	$1.004 \angle - 22.6^\circ$
$V_{10} \angle \theta_{10}$	$1.0038 \angle - 22.76^\circ$	$1.0047 \angle - 22.784^\circ$
$V_{11} \angle \theta_{11}$	$1.0312 \angle - 22.2^\circ$	$1.0327 \angle - 22.224^\circ$
$V_{12} \angle \theta_{12}$	$1.0455 \angle - 22.587^\circ$	$1.046 \angle - 22.614^\circ$
$V_{13} \angle \theta_{13}$	$1.0349 \angle - 22.679^\circ$	$1.036 \angle - 22.683^\circ$
$V_{14} \angle \theta_{14}$	$0.9905 \angle - 24.131^\circ$	$0.991 \angle - 24.134^\circ$
$\cos \alpha$	0.92393	0.92006
$\cos \gamma$	0.95106	0.9468
V_{rdc}	1.1547	1.1558
V_{idc}	1.0922	1.093
I_{dc}	1	1.004



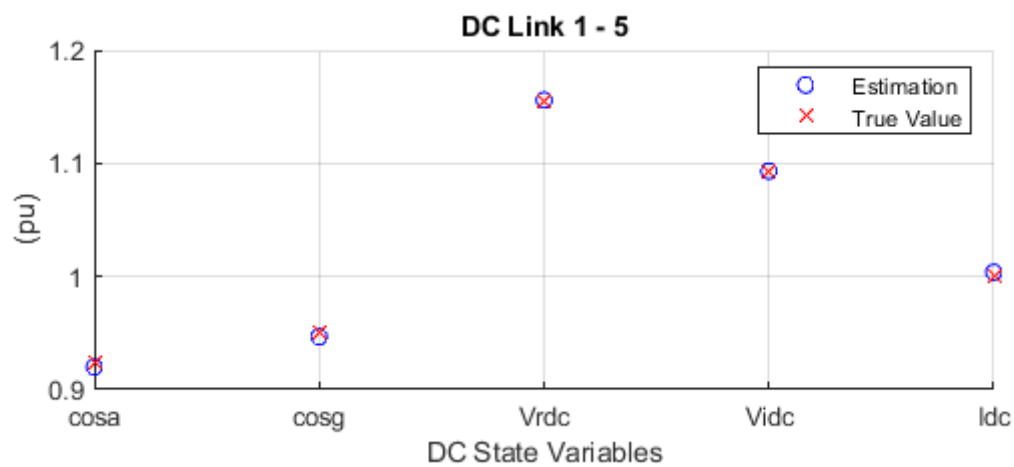
Σχήμα 8.22: Μέτρα τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).



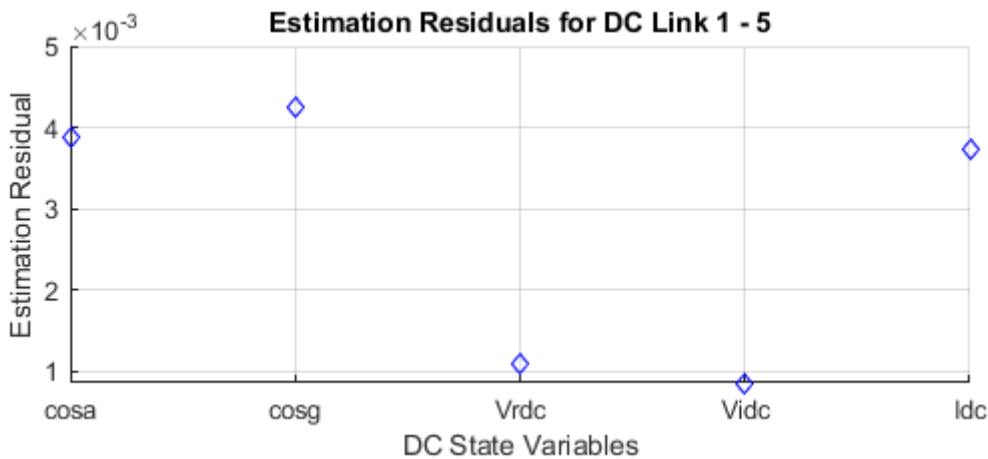
Σχήμα 8.23: Φασικές γωνίες τάσεων ζυγών (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).



Σχήμα 8.24: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).



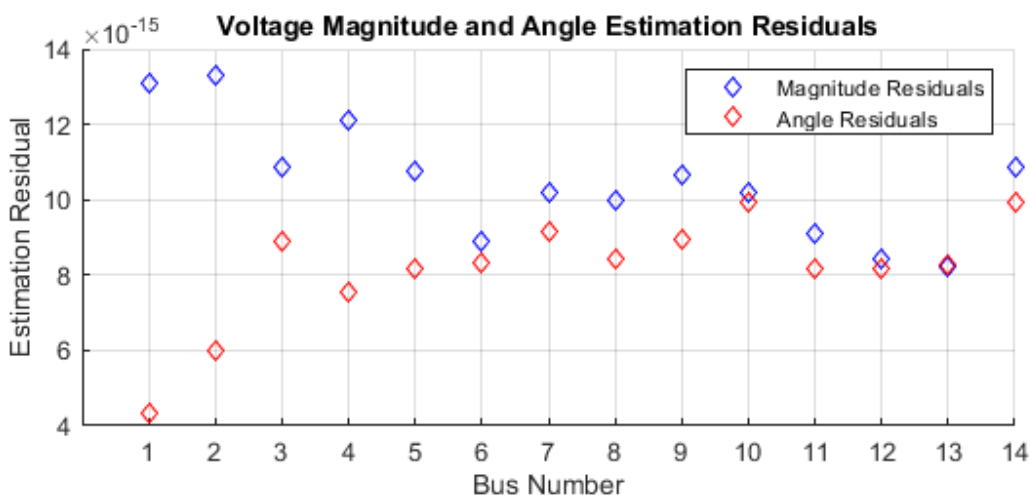
Σχήμα 8.25: DC μεταβλητές κατάστασης (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).



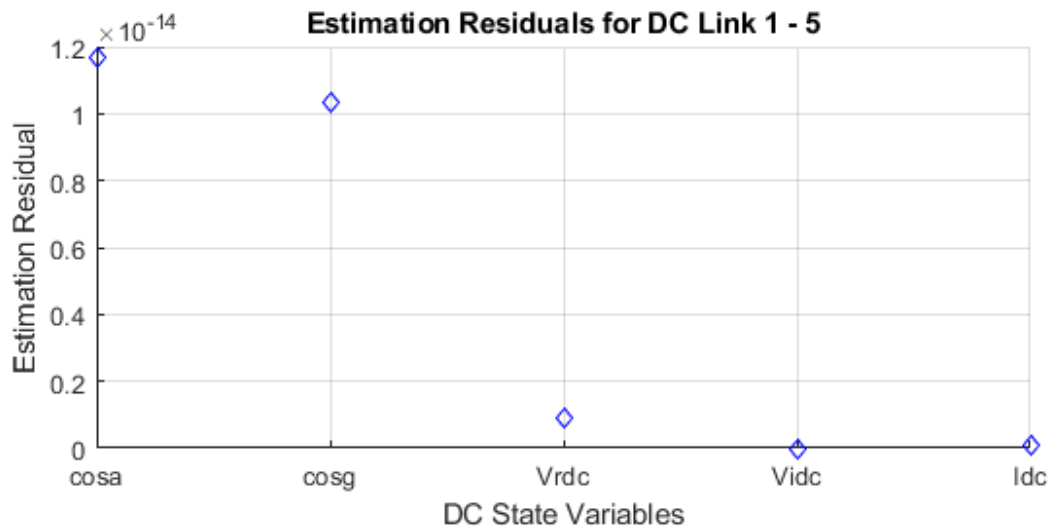
Σχήμα 8.26: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης DC μεταβλητών κατάστασης (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).

8.4.4 Ανάλυση των αποτελεσμάτων

Αρχικά, αξίζει να σημειωθεί ότι σε όλες τις μετρήσεις που λήφθηκαν από την επίλυση της ροής φορτίου προστίθεται Gaussian θόρυβος. Συγκεκριμένα, θεωρείται θόρυβος με τυπική απόκλιση ίση με 0.002 pu για τις μετρήσεις που αφορούν τάσεις ζυγών, 0.0017 pu για τις μετρήσεις που αφορούν ρεύματα γραμμών και 0.0014 pu για τις μετρήσεις που αφορούν τις γραμμές HVDC σύμφωνα και με την εργασία [79]. Επομένως είναι αναμενόμενες οι αποκλίσεις της τάξης του 10^{-3} που παρουσιάζονται στα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης σε σχέση με τη ροή φορτίου. Για να τεκμηριωθεί η ορθή λειτουργία του γραμμικού μοντέλου μετρήσεων, παρατίθενται στα ακόλουθα γραφήματα (Σχήμα 8.27 και Σχήμα 8.28) τα υπόλοιπα εκτίμησης των μεταβλητών κατάστασης (κατ' απόλυτη τιμή) για το δίκτυο 14 ζυγών IEEE, χωρίς να προστίθεται θόρυβος στις μετρήσεις.



Σχήμα 8.27: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης AC μεταβλητών κατάστασης, χωρίς πρόσθεση θορύβου.



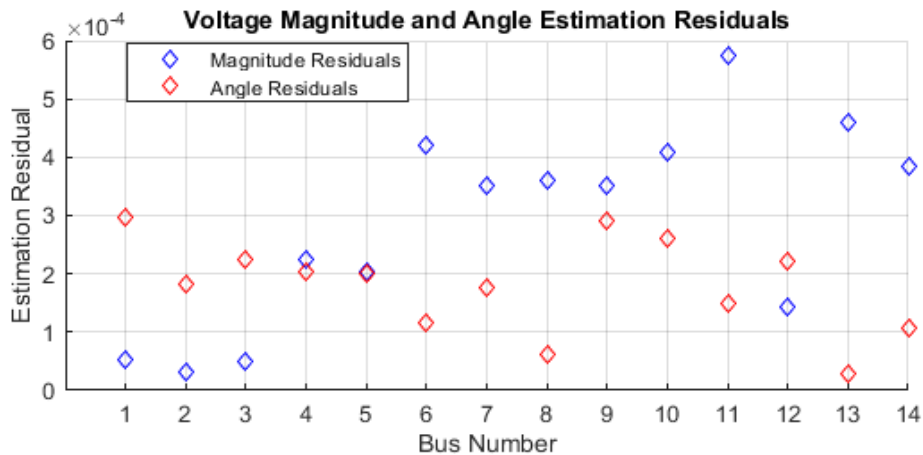
Σχήμα 8.28: Απόλυτη τιμή υπολοίπων εκτίμησης DC μεταβλητών κατάστασης, χωρίς πρόσθεση θορύβου.

Καθώς το θεωρούμενο δικτυακό μοντέλο από τον αλγόριθμο εκτίμησης κατάστασης είναι όμοιο με αυτό του PSAT, τα υπόλοιπα εκτίμησης για το ανωτέρω στιγμιότυπο είναι πολύ μικρά (μικρότερα από 10^{-13}). Επίσης, το γεγονός ότι και για τις τρεις τοπολογίες που εξετάστηκαν τα υπόλοιπα μετρήσεων κυμαίνονται στην ίδια τάξη μεγέθους αποδεικνύει ότι η ακρίβεια της εκτίμησης δεν επηρεάζεται από το μέγεθος του δικτύου.

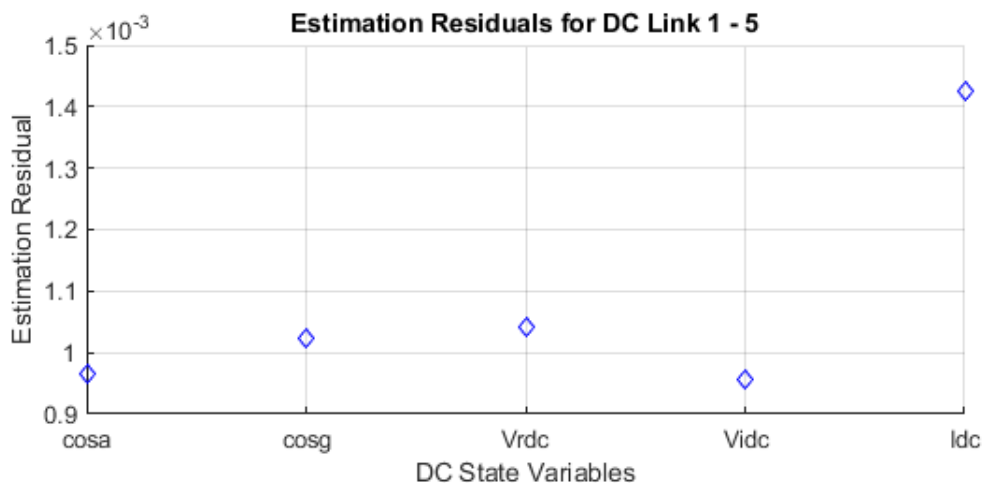
Οι φασιθέτες τάσεων και ρευμάτων χρησιμοποιούνται σε καρτεσιανή μορφή από τον εκτιμητή κατάστασης. Ωστόσο, οι μετρήσεις από PMUs λαμβάνονται σε πολική μορφή, με αποτέλεσμα να είναι απαραίτητη η μετατροπή της έκφρασης των φασιθετών από τον αλγόριθμο. Επίσης, έχει γίνει η υπόθεση ότι οι μετρήσεις είναι τέλεια συγχρονισμένες μεταξύ τους μέσω GPS. Στην πράξη, όταν λαμβάνονται πραγματικές μετρήσεις από μονάδες PMUs, είναι σύνηθες να υπάρχουν σφάλματα στο συγχρονισμό των μετρήσεων ή εσφαλμένη τοποθέτηση χρονικών ετικετών από τις μονάδες, οπότε οι πληροφορίες που παρέχονται για τις φασικές γωνίες των μετρούμενων φασιθετών ενδέχεται να αποκλίνουν (angle bias). Σε αντίθεση με τα σφάλματα μετρήσεων, η απόκλιση των φασικών γωνιών δεν ακολουθεί κανονική κατανομή. Η άμεση πληροφόρηση για την φασική γωνία που παρέχεται μέσω της έκφρασης των φασιθετών σε πολικές συντεταγμένες επιτρέπει την ανίχνευση και διόρθωση τέτοιων σφαλμάτων, καθώς τα μέτρα και οι φασικές γωνίες αποτελούν ξεχωριστές μεταβλητές κατάστασης. Η έκφραση σε καρτεσιανή μορφή που επιλέγεται σε αυτή την εργασία δεν παρέχει αντίστοιχη δυνατότητα, ωστόσο είναι υπολογιστικά αποδοτικότερη λόγω του γραμμικού μοντέλου μετρήσεων.

Επιπροσθέτως, αξίζει να σημειωθεί ότι σε μία ιδανική εκτίμηση κατάστασης θα υπήρχαν μονάδες PMUs εγκατεστημένες σε όλους τους ζυγούς του ΣΗΕ. Έτσι θα ήταν βέβαιη η παρατηρησιμότητα του δικτύου και η εκτίμηση θα διέθετε υψηλή περίσσεια μετρήσεων. Στις ανωτέρω μελετώμενες τοπολογίες επιλέχθηκε ο ελάχιστος αριθμός μονάδων PMUs που καθιστά το δίκτυο παρατηρήσιμο, ώστε να επιδειχθεί η λειτουργία

του εκτιμητή σε μια κατάσταση που ανταποκρίνεται κατά το δυνατόν στην πραγματικότητα. Μπορούμε να εξετάσουμε την επίδραση της περίσσειας μετρήσεων στην εκτίμηση, αν θεωρήσουμε και πάλι το δίκτυο 14 ζυγών IEEE με εγκατεστημένα PMUs σε όλους τους ζυγούς, όπως στα παρακάτω γραφήματα (Σχήμα 8.29 και Σχήμα 8.30).



Σχήμα 8.29: Απόλυτη τιμή υπολοίπων AC μεταβλητών κατάστασης (PMUs σε όλους τους ζυγούς).



Σχήμα 8.30: Απόλυτη τιμή υπολοίπων DC μεταβλητών κατάστασης (PMUs σε όλους τους ζυγούς).

Παρατηρούμε ότι τα υπόλοιπα εκτίμησης δεν παρουσιάζουν αξιοσημείωτη μείωση από αυτά των σχημάτων 8.24 και 8.26, επομένως η ακρίβεια της εκτίμησης δεν εμφανίζει αισθητή βελτίωση με την τοποθέτηση PMUs σε όλους τους ζυγούς.

Περισσότερο ενδιαφέρον όμως παρουσιάζει η ανάλυση που αφορά την απώλεια DC μετρήσεων. Στα προηγούμενα παραδείγματα θεωρούνται διαθέσιμες όλες οι μετρήσεις που αφορούν τη ζεύξη HVDC ($cosa$, $cosg$, V_{rdc} , V_{idc} και I_{dc}). Μέσω του μοντέλου (6.12) αποδεικνύεται ότι αν είναι διαθέσιμες 2 από τις 5 DC μετρήσεις μαζί με τις μετρήσεις που αφορούν τις τάσεις των ζυγών AC στα άκρα της ζεύξης HVDC ($|V_r|$ και $|V_i|$), οι υπόλοιπες 3 DC μεταβλητές κατάστασης μπορούν να εκτιμηθούν. Μπορούμε να επιβεβαιώσουμε το παραπάνω με την εκτέλεση του αλγορίθμου για το δίκτυο IEEE 14 ζυγών. Θεωρούμε μετρούμενα μόνο τα $cosg$ και I_{dc} , καθώς στη

συγκεκριμένη κατάσταση λειτουργίας της ζεύξης HVDC θεωρούνται σταθερά, ωστόσο να σημειωθεί ότι θα μπορούσαν να θεωρηθούν μετρούμενες οποιεσδήποτε 2 ποσότητες ανεξάρτητα από την κατάσταση λειτουργίας. Λαμβάνουμε τα ακόλουθα αποτελέσματα:

Πίνακας 8.11: Αποτελέσματα με 5 και 2 DC μετρήσεις (ΣΗΕ 14 ζυγών με HVDC).

DC Μεταβλητή Κατάστασης	Αποτελέσματα Ροής Φορτίου (pu)	Αποτελέσματα Εκτίμησης 5 μετρήσεις (pu)		Αποτελέσματα Εκτίμησης 2 μετρήσεις (pu)	
		Αποτελέσματα	Υπόλοιπα εκτίμησης	Αποτελέσματα	Υπόλοιπα εκτίμησης
$\cos\alpha$	0.92393	0.92006	$3.9 \cdot 10^{-3}$	0.92364	$2.9 \cdot 10^{-4}$
$\cos\gamma$	0.95106	0.9468	$4.2 \cdot 10^{-3}$	0.9512	$1.4 \cdot 10^{-4}$
V_{rdc}	1.1547	1.1558	$1.1 \cdot 10^{-3}$	1.1538	$9 \cdot 10^{-4}$
V_{idc}	1.0922	1.093	$8 \cdot 10^{-4}$	1.0914	$8 \cdot 10^{-4}$
I_{dc}	1	1.004	$4 \cdot 10^{-3}$	0.9988	$1.2 \cdot 10^{-3}$

Στον Πίνακα 8.11 παρατηρούμε ότι οι DC μεταβλητές κατάστασης για τις οποίες δεν υπήρχε διαθέσιμη μέτρηση, δηλαδή οι $\cos\alpha$, V_{rdc} και V_{idc} εκτιμώνται από τον αλγόριθμο. Τα αποτελέσματα του εκτιμητή με 2 διαθέσιμες DC μετρήσεις για όλες τις μεταβλητές βρίσκονται στα ίδια επίπεδα ακριβείας με τα αποτελέσματα του εκτιμητή για 5 διαθέσιμες μετρήσεις, χωρίς τα υπόλοιπα εκτίμησης να παρουσιάζουν σημαντική διαφορά.

Τέλος, αξιοσημείωτη είναι η περίπτωση ανίχνευσης εσφαλμένων μετρήσεων. Για να διαπιστώσουμε την ορθότητα της μεθόδου LNR, μπορούμε να τροποποιήσουμε μία μέτρηση που λαμβάνεται για το δίκτυο IEEE 14 ζυγών. Αλλάζουμε μία μη κρίσιμη μέτρηση, όπως π.χ. την 5^η μέτρηση, η οποία αντιστοιχεί στο πραγματικό μέρος του φασιθέτη τάσης του ζυγού 9. Θέτουμε τυχαία την τιμή 1.05 pu, η οποία απέχει αρκετά από την τιμή 1.003 pu της ροής φορτίου. Στην επόμενη εκτέλεση το πρόγραμμα τυπώνει:

```
Bad data at measurement z(5), which is 1.050000
|-----Estimation Results-----|
The estimation contains bad measurements, please address this
then rerun the state estimation with correct measurements.
```

Σχήμα 8.31: Έξοδος προγράμματος σε περίπτωση ανίχνευσης bad data.

Επομένως η μοναδική εσφαλμένη μέτρηση που εισάγεται στο σύνολο των μετρήσεων ανιχνεύεται και εντοπίζεται ορθά από τον έλεγχο LNR.

Στην περίπτωση όμως που μια κρίσιμη μέτρηση παρουσιάσει σημαντικό σφάλμα, η μέθοδος των κανονικοποιημένων υπολοίπων δεν είναι σε θέση να την εντοπίσει. Πράγματι, αλλάζοντας μία κρίσιμη μέτρηση, όπως για παράδειγμα την 18^η μέτρηση που αντιστοιχεί στο πραγματικό μέρος του ρεύματος που ρέει στη γραμμή ανάμεσα στους ζυγούς 2 και 3, η μέθοδος αδυνατεί να εντοπίσει το σφάλμα. Αυτό έχει ως

αποτέλεσμα την εκτίμηση του μέτρου τάσης του ζυγού 3 στο 1.051 pu, με υπόλοιπο εκτίμησης $4.1 \cdot 10^{-2}$, ενώ χωρίς εσφαλμένη μέτρηση το υπόλοιπο εκτίμησης ήταν περίπου $1.1 \cdot 10^{-3}$. Επομένως, επιβεβαιώνεται ότι στην περίπτωση ύπαρξης εσφαλμένων κρίσιμων μετρήσεων, τα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης είναι αναξιόπιστα.

9 Συμπεράσματα και παρατηρήσεις

Η παρούσα διπλωματική εργασία είχε ως στόχο την ανάδειξη της χρησιμότητας της εκτίμησης κατάστασης ΣΗΕ για τον έλεγχο αυτών σε ευρεία κλίμακα, και παράλληλα την υλοποίηση ενός αποδοτικού αλγορίθμου για την εκτέλεση εκτίμησης κατάστασης σε υβριδικά AC/DC ηλεκτρικά δίκτυα μεταφοράς ενέργειας. Ταυτόχρονα, αναδεικνύεται μέσω της παρούσας εργασίας η σημαντικότητα χρήσης των PMUs. Η ευρύτατη ανάπτυξη και χρήση των PMUs, σταδιακά θα καταργήσει τη μη γραμμική και πιο αργή εκτίμηση κατάστασης μέσω μετρήσεων SCADA και θα οδηγήσει στην αποκλειστική χρήση τους για την επίλυση της εκτίμησης κατάστασης ΣΗΕ. Οι υψηλοί ρυθμοί δειγματοληψίας και η γραμμικότητα του μοντέλου μετρήσεων που παρέχουν, αποτελούν πλεονεκτήματα μείζονος σημασίας σε σύγκριση με το παραδοσιακό σύστημα SCADA και οδηγούν τελικά στην εφαρμογή ενός εκτιμητή κατάστασης που βασίζεται σε γραμμικές εξισώσεις.

Επίσης, η ταχεία εξάπλωση των συστημάτων FACTS και HVDC, επιβάλλει την ανάπτυξη νέων ή την τροποποίηση των ήδη υπαρχόντων αλγορίθμων εκτίμησης κατάστασης, ώστε να λαμβάνονται υπόψιν οι ανωτέρω τεχνολογίες. Στην παρούσα εργασία υλοποιήθηκε πρόγραμμα σε περιβάλλον MATLAB® στο οποίο εισάγονται η τοπολογία ενός ΣΗΕ και οι διαθέσιμες μετρήσεις από PMUs και υπολογίζεται η εκτίμηση όλων των μεταβλητών κατάστασης, εφόσον το δίκτυο είναι παρατηρήσιμο. Το πρόγραμμα εκτελεί εκτίμηση κατάστασης τόσο σε παραδοσιακά AC όσο και σε υβριδικά δίκτυα που διαθέτουν γραμμές μεταφοράς HVDC. Μάλιστα όπως έγινε φανερό και από τα παραδείγματα εκτελέσεων του Κεφαλαίου 8, η κατάσταση του συστήματος εκτιμάται με μεγάλη ακρίβεια και με μικρές αποκλίσεις από τα αποτελέσματα της ροής φορτίου.

Στο τελευταίο κομμάτι του προγράμματος εκτίμησης κατάστασης γίνεται και ο έλεγχος ανίχνευσης και εντοπισμού εσφαλμένων μετρήσεων που βασίζεται στο μέγιστο κανονικοποιημένο υπόλοιπο (Largest Normalized Residual). Έτσι αναδεικνύεται και μία από τις πολλές τεχνικές που προσπαθούν να βελτιώσουν ακόμη περισσότερο την ακρίβεια και την αξιοπιστία της μεθόδου σταθμισμένων ελαχίστων τετραγώνων (WLS), εξαλείφοντας οποιεσδήποτε εσφαλμένες μετρήσεις, ώστε τα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης να βρίσκονται όσο το δυνατόν πιο κοντά στην πραγματική κατάσταση του συστήματος. Η λήψη ενός αξιόπιστου στιγμιότυπου της κατάστασης του ΣΗΕ είναι μείζονος σημασίας για τον έλεγχο και τη λήψη των αποφάσεων στα ΚΕΕ.

Τέλος, μέσω της παρούσας διπλωματικής εργασίας γίνεται φανερό ότι ο τεχνολογικός τομέας που αφορά την εκτίμηση κατάστασης ΣΗΕ προσφέρει πολλά ανοιχτά ερευνητικά θέματα. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν η μοντελοποίηση των διαφόρων τεχνολογιών FACTS για εκτίμηση κατάστασης με μετρήσεις από PMUs, η διαμόρφωση ενός εκτιμητή κατάστασης που να αντιλαμβάνεται μεταβολές στην τοπολογία, καθώς και η ανάπτυξη πιο αποτελεσματικών μεθόδων ανίχνευσης πολλαπλών εσφαλμένων μετρήσεων.

Βιβλιογραφία

- [1] New York Independent System Operator, *Power trends 2016—the changing energy landscape*, Technical report, 2016.
- [2] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε., "Εκθεση για την απόδοση του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας," 2019.
- [3] ΔΕΗ, "Αναλυτικός Χάρτης Σταθμών Παραγωγής," [Online]. Available: <https://www.dei.gr/el/i-dei/i-etairia/tomeis-drastiriotitas/paragwgi/analutikos-xartis-stathmwn>.
- [4] Τ. Μάχη, "Ψηφιακό το Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας στο Κρυονέρι," ΤΟ ΒΗΜΑ, 21 12 2019. [Online]. Available: <https://www.tovima.gr/2019/12/21/society/psifiako-to-kentro-elegxou-energeias-sto-kryoneri/>. [Accessed 2020].
- [5] E. S. Rueb, "How New York City gets its electricity," 2017. [Online]. Available: <https://www.nytimes.com/interactive/2017/02/10/nyregion/how-new-york-city-gets-its-electricity-power-grid.html>.
- [6] A. Silverstein, "Synchrophasors & the grid," in *NARUC Summer Meeting*, 2017.
- [7] C. Lu, B. Shi, X. Wu and H. Sun, "Advancing China's smart grid: Phasor measurement units in a wide-area management system," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 5, pp. 60-71, Sept. 2015.
- [8] U.S. Energy Information Administration, "New technology can improve electric power system efficiency and reliability," 2012. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=5630>.
- [9] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Toronto: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [10] Bloomberg New Energy Finance, "Global HVDC interconnector database," Technical report, 2016.
- [11] CIGRE SCB4 (HVDC and Power Electronics) committee, "Compendium of all HVDC projects 2009," 2009. [Online]. Available: <https://b4.cigre.org/GB/publications/hvdc-compendium>.
- [12] Wikipedia, "List of HVDC Projects," 2020.
- [13] A. Giorigi, R. Rendina, G. Georgantzis, C. Marchiori, G. Paziienza, S. Corsi, C. Pincella, M. Pozzi, K. G. Danielsson, H. Jonasson, A. Orini and R. Grampa, "The Italy-Greece HVDC Link," in *CIGRE Session 2002*, 2002.

- [14] ARIADNE S.P.L.C., "Ariadne Interconnection - Brief Project Description," 2020. [Online]. Available: <http://www.ariadne-interconnection.gr/en/brief-project-description/>.
- [15] M. Kezunovic, S. Meliopoulos, V. Venkatasubramanian and V. Vittal, *Application of Time-Synchronized Measurements in Power System Transmission Networks*, Springer, 2014.
- [16] ABB Power Technologies, *Energy Management*, 2003.
- [17] M. Murty, *Energy Management Systems*.
- [18] KTH Royal Institute of Technology, *SCADA and Central Applications - An Introduction*.
- [19] PE/PSRCC - Power System Relaying and Control, *C37.1-2007 - IEEE Standard for SCADA and Automation Systems*, 2008.
- [20] M. S. Thomas και J. D. McDonald, *Power System SCADA and Smart Grids*, Boca Raton: CRC Press, 2015.
- [21] M. Zima, *Operation, Monitoring and Control Technology of Power Systems*, Zurich: ETH - Swiss Federal Institute of Technology.
- [22] Siemens, *SIMATIC RTU3030C Operating Instructions*, 2016.
- [23] C. P. Steinmetz, "Complex quantities and their use in electrical engineering," in *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, 1893.
- [24] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements—a historical overview," in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2002.
- [25] L. Vanfretti, "Synchrophasor Applications," in *Future Electric Power Systems and the Energy Transition*, Champery, 2017.
- [26] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, Springer, 2008.
- [27] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., *SEL-2240 Axion Data Sheet*, 2019.
- [28] J. Giri, *Evolution of Energy Control Centers*, ALSTOM, 2010.
- [29] S. Alison, "Synchrophasors & the Grid," in *DOE EAC - Electricity Advisory Committee*, 2017.
- [30] W. Li, *PMU-based State Estimation for Hybrid AC and DC Grids*, Stockholm: KTH Royal Institute of Technology, 2018.
- [31] T. E. Dy Liacco, "Real-time computer control of power systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, no. 7, pp. 884-891, July 1974.

- [32] A. Abur and A. Exposito, *Power System State Estimation Theory and Implementation*, New York: Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [33] F. C. Schweppe and J. Wildes, "Power system static-state estimation, Part I: Exact model," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 1, pp. 120-125, Jan. 1970.
- [34] F. C. Schweppe and D. B. Rom, "Power system static-state estimation, Part II: Approximate model," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 1, pp. 125-130, Jan. 1970.
- [35] F. C. Schweppe, "Power system static-state estimation, Part III: Implementation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 1, pp. 130-135, Jan. 1970.
- [36] A. G. Phadke, J. S. Thorp and K. J. Karimi, "State estimation with phasor measurements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 233-238, Feb. 1986.
- [37] V. Terzija, G. Valverde, D. Cai, P. Regulski, V. Madani, J. Fitch, S. Skok, M. M. Begovic and A. Phadke, "Wide-area monitoring, protection and control of future electric power networks," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 80-93, Jan. 2011.
- [38] L. Vanfretti, J. H. Chow, S. Sarawgi and B. Fardanesh, "A phasor-data-based state estimator incorporating phase bias correction," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 111-119, Feb. 2011.
- [39] S. G. Ghiocel, J. H. Chow, G. Stefopoulos, B. Fardanesh, D. Maragal, B. Blanchard, M. Razanousky and D. B. Bertagnolli, "Phasor-measurement-based state estimation for synchrophasor data quality improvement and power transfer interface monitoring," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, pp. 881-888, Mar. 2014.
- [40] E. R. Fernandes, S. G. Ghiocel, J. H. Chow, D. E. Ilse, D. D. Tran, Q. Zhang, D. B. Bertagnolli, X. Luo, G. Stefopoulos, B. Fardanesh and R. Robertson, "Application of a phasor-only state estimator to a large power system using real PMU data," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 411-420, Jan. 2017.
- [41] Π. Γεωργιάκης, *Σύγχρονα Συστήματα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Αθήνα: Σύνδεσμος Ελληνικών Ακαδημαϊκών Βιβλιοθηκών (ΣΕΑΒ), 2015.
- [42] G. Reed, R. Pape και M. Takeda, «Advantages of voltage sourced converter (VSC) based design concepts for FACTS and HVDC-link applications,» σε *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Toronto, 2003.

- [43] J. Arrillaga, Y. H. Liu and N. R. Watson, *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*, John Wiley & Sons, Inc., 2007.
- [44] V. G. Agelidis, N. Flourentzou and G. D. Demetriades, "VSC-based HVDC power transmission systems: An overview," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3, pp. 592-602, Mar. 2009.
- [45] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Understanding FACTS—Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, IEEE Press, 2000.
- [46] A.-A. Edris, "Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS)," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. 4, p. 1848–1853, Oct. 1997.
- [47] X. P. Zhang, L. Yao, B. Chong, C. Sasse and K. R. Godfrey, "FACTS and HVDC technologies for the development of future power systems," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, 2005.
- [48] H. R. Sirisena and E. P. M. Brown, "Inclusion of HVDC links in AC power system state estimation," *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 128, no. 3, pp. 147-154, May 1981.
- [49] Q. Ding, B. Zhang and T. S. Chung, "State estimation for power systems embedded with FACTS devices and MTDC systems by a sequential solution approach," *Electric Power Systems Research*, vol. 55, no. 3, pp. 147-156, Sept. 2000.
- [50] J. Cao, W. Du and H. F. Wang, "The incorporation of generalized VSC MTDC model in AC/DC power system state estimation," in *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012)*, 2012.
- [51] A. de la Villa Jaen, E. Acha and A. G. Expósito, "Voltage source converter modeling for power system state estimation: STATCOM and VSC-HVDC," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1552-1559, Nov. 2008.
- [52] E. Zamora-Cárdenas, C. Fuerte-Esquivel, A. Pizano-Martínez and H. Estrada-García, "Hybrid state estimator considering SCADA and synchronized phasor measurements in VSC-HVDC transmission links," *Electric Power Systems Research*, vol. 133, no. C, pp. 42-50, Apr. 2016.
- [53] A. Abur and B. Xu, "State estimation of systems with embedded FACTS devices," in *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, 2003.
- [54] A. Abur and B. Xu, "State estimation of systems with UPFCs using the interior point method," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1635-1641, Aug. 2004.

- [55] C. Rakpenthai, S. Premrudeepreechacharn and S. Uatrungjit, "Power system with multi-type FACTS devices states estimation based on predictor–corrector interior point algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 160-166, May 2009.
- [56] A. Zamora-Cárdenas and C. R. Fuerte-Esquivel, "State estimation of power systems containing FACTS controllers," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 4, pp. 995-1002, Apr. 2011.
- [57] P. I. Bartolomey, S. A. Eroshenko, E. M. Lebedev and A. A. Suvorov, "New information technologies for state estimation of power systems with FACTS," in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2012.
- [58] V. I. Presada, C. V. Cristea, M. Eremia and L. Toma, "State estimation in power systems with FACTS devices and PMU measurements," in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2014.
- [59] E. Zamora-Cárdenas, B. Alcaide-Moreno and C. Fuerte-Esquivel, "State estimation of flexible AC transmission systems considering synchronized phasor measurements," *Electric Power Systems Research*, vol. 106, no. C, pp. 120-133, Jan. 2014.
- [60] F. C. Schweppe and R. D. Masiello, "A tracking static state estimator," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 90, no. 3, pp. 1025-1033, May 1971.
- [61] A. M. Leite da Silva, M. B. Do Coutto Filho and J. F. de Queiroz, "State forecasting in electric power systems," *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 130, no. 5, pp. 237-244, Sept. 1983.
- [62] A. S. Debs and R. E. Larson, "A dynamic estimator for tracking the state of a power system," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 7, pp. 1670-1678, Sept. 1970.
- [63] P. Rousseaux, T. Van Cutsem and T. E. Dy Liacco, "Whither dynamic state estimation?," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 104-116, Apr. 1990.
- [64] G. Welch and G. Bishop, "An introduction to the Kalman filter," University of North Carolina at Chapel Hill, 2006.
- [65] Z. Huang, K. Schneider and J. Nieplocha, "Feasibility studies of applying Kalman filter techniques to power system dynamic state estimation," in *2007 International Power Engineering Conference (IPEC 2007)*, 2007.

- [66] M. E. Baran and A. W. Kelley, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 1601-1609, Aug. 1994.
- [67] C. W. Hansen and A. S. Debs, "Power system state estimation using three-phase models," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 818-824, May 1995.
- [68] Y. Hu, A. Kuh, T. Yang and A. Kavcic, "A belief propagation based power distribution system state estimator," *IEEE Computational Intelligence Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 36-46, Aug. 2011.
- [69] Y. F. Huang, S. Werner, J. Huang, N. Kashyap and V. Gupta, "State estimation in electric power grids: Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid," *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 29, no. 5, pp. 33-43, Sept. 2012.
- [70] A. Gómez-Expósito, A. de la Villa Jaén, C. Gómez-Quiles, P. Rousseaux and T. Van Cutsem, "A taxonomy of multi-area state estimation methods," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 4, pp. 1060-1069, Apr. 2011.
- [71] G. N. Korres, "A distributed multiarea state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 73-84, Feb. 2011.
- [72] IFAC, "An overview of sparse matrix techniques for on-line network applications," in *IFAC Proceedings Volumes*, 1987.
- [73] A. Simoes-Costa and V. H. Quintana, "A robust numerical technique for power system state estimation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 2, pp. 691-698, Feb. 1981.
- [74] A. Simoes-Costa and V. H. Quintana, "An orthogonal row processing algorithm for power system sequential state estimation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 8, pp. 3791-3800, Aug. 1981.
- [75] J. W. Gu, K. A. Clements, G. R. Krumpholz and P. W. Davis, "The solution of ill-conditioned power system state estimation problems via the method of Peters and Wilkinson," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 102, no. 10, pp. 3473-3480, Oct. 1983.
- [76] W. Li and L. Vanfretti, "Inclusion of Classic HVDC links in a PMU-Based State Estimator," in *PESGM*, 2014.
- [77] F. Milano, "Power System Analysis Toolbox," 2019. [Online]. Available: <http://faraday1.ucd.ie/psat.html>.

- [78] F. Milano, "Power System Analysis Toolbox Documentation," 2008. [Online]. Available:
https://www.academia.edu/14929445/PSAT_Power_System_Analysis_Toolbox.
- [79] W. Li and L. Vanfretti, "A PMU-based state estimator considering classic HVDC links under different control modes," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 17, no. 2, pp. 69-82, Apr. 2015.