



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

**Εκτίμηση φορτίου και κατάστασης σε δίκτυα διανομής
με χρήση δεδομένων από έξυπνους μετρητές**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Δ. Καρλής

**Επιβλέπων : Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.**

Αθήνα, Απρίλιος 2014



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

**Εκτίμηση φορτίου και κατάστασης σε δίκτυα διανομής
με χρήση δεδομένων από έξυπνους μετρητές**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Γεώργιος Δ. Καρλής

Επιβλέπων : Γεώργιος Κορρές
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την

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

.....
Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Πάυλος Γεωργιλάκης
Λέκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Απρίλιος 2014

.....
Γεώργιος Δ. Καρλής

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

Copyright © Γεώργιος Δ. Καρλής , 2014

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2012-2013 στον τομέα Ηλεκτρικής Ισχύος της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Αποτελεί μια απόπειρα σύνθεσης θεωριών και διαδικασιών πάνω στην εκτίμηση κατάστασης ηλεκτρικού δικτύου διανομής με αξιοποίηση σύγχρονων τεχνολογιών, όπως έξυπνων μετρητών, έχοντας ως στόχο την αποτίμηση μεθόδων ικανών να βελτιώσουν την εποπτεία και διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου διανομής.

Από τη θέση αυτή θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα της διπλωματικής μου εργασίας, Γεώργιο Κορρέ, Καθηγητή στη Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ, για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε με την ανάθεση της εργασίας, καθώς και για την επιστημονική του καθοδήγηση και τη στήριξη του καθόλη τη διάρκεια της μελέτης μου. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον Θεμιστοκλή Ξύγκη, υποψήφιο διδάκτορα της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του ΕΜΠ για τις πολύτιμες συμβουλές του, τη βοήθεια και την ενθάρρυνσή του, που υπήρξαν καθοριστικοί παράγοντες σε όλα τα στάδια της εργασίας.

Περίληψη

Η παρούσα εργασία παρουσιάζει την συνδυασμένη λειτουργία ενός κλασικού εκτιμητή κατάστασης και μιας μεθόδου εκτίμησης φορτίου, αξιοποιώντας τις δυνατότητες προηγμένων συστημάτων αυτοματισμού AMR- AMI. Το έργο της εκτίμησης κατάστασης δυσχεραίνεται στα δίκτυα διανομής εξ αιτίας της έλλειψης πραγματικών μετρήσεων. Γι' αυτό το λόγο, επισημαίνεται ως καθοριστικός ο ρόλος των έξυπνων μετρητών σε καταναλωτές χαμηλής τάσης για την αποτελεσματική εκτίμηση φορτίου ζυγών δικτύου διανομής με απουσία πραγματικών δεδομένων. Μετά από μελέτη της υπάρχουσας βιβλιογραφίας πάνω στο θέμα, αναπτύχθηκε πρόγραμμα σε περιβάλλον Matlab που αφορά την εκτίμηση φορτίου και πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις σε δίκτυο διανομής 55 ζυγών. Τα δεδομένα που προέκυψαν εισήχθησαν στον εκτιμητή κατάστασης μαζί με δεδομένα μετρήσεων πραγματικού χρόνου. Στόχος είναι η εκτίμηση κατάστασης του δικτύου διανομής, ώστε να επιτευχθεί η βέλτιστη, οικονομικά αποδοτική και ασφαλής λειτουργία του. Συνολικά από τη μελέτη, συμπεραίνεται ότι προκύπτει ακριβέστερη εκτίμηση κατάστασης με την αποστολή δεδομένων από τους μετρητές προς τα κέντρα ελέγχου ενέργειας ανά μικρότερα χρονικά διαστήματα.

Λέξεις Κλειδιά

Εκτίμηση Κατάστασης, Εκτίμηση Φορτίου, Έξυπνοι μετρητές, Σύστημα AMR/AMI, Matpower.

Abstract

This paper presents the combined operation of a classical state estimator and a load estimation method, through the potential of advanced automation systems AMR-AMI. State estimation becomes complicated in distribution networks due to the lack of actual measurements. The key role of smart meters at low voltage consumers is noted for effective load estimation at distribution network buses where absence of real data is marked. After studying the existing literature on the subject, a program was developed in Matlab environment on load estimation and simulations were performed in distribution network of 55 buses. The data acquired were introduced into the state estimator along with data of real-time measurements. The aim of the study is to obtain an accurate state estimation algorithm for distribution networks in order to achieve optimal, cost-efficient and safe operation. Overall the study, it is concluded that more precise state estimation is resulted as data transmission from smart meters towards management centers get more frequent.

Keywords

State Estimation, Load Estimation, Smart Meters, AMR/AMI Systems, Matpower.

Περιεχόμενα

1	Εισαγωγή	- 19 -
2	Μετρητικά συστήματα στη διανομή.....	- 21 -
2.1	Εισαγωγή	- 21 -
2.2	Έξυπνοι μετρητές.....	- 22 -
2.3	Πρότυπα ηλεκτρονικών μετρητών	- 27 -
2.4	Δυνατότητες καταγραφής και επικοινωνίας	- 27 -
2.5	Συστήματα Αυτοματισμών AMR/AMI	- 29 -
2.6	Τεχνολογίες Επικοινωνίας.....	- 32 -
3	Εκτίμηση Κατάστασης.....	- 37 -
3.1	Εισαγωγή	- 37 -
3.2	Μοντέλα στοιχείων ηλεκτρικού δικτύου	- 37 -
3.2.1	Παράσταση Γραμμών Μεταφοράς.....	- 38 -
3.2.2	Παράσταση εγκάρσιων πυκνωτών και αυτεπαγωγών.....	- 38 -
3.2.3	Παράσταση Μετασχηματιστών.....	- 39 -
3.2.4	Παράσταση Γεννητριών	- 41 -
3.2.5	Παράσταση φορτίων.....	- 41 -
3.2.6	Παράσταση δικτύου	- 41 -
3.3	Εκτίμηση μεγίστης πιθανοφάνειας	- 42 -
3.3.1	Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Γκαουσιανής (Κανονικής) κατανομής.....	- 43 -
3.3.2	Συνάρτηση Πιθανοφάνειας	- 44 -
3.4	Μοντέλο μετρήσεων και παραδοχές.....	- 47 -

3.5	Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης.....	- 50 -
3.6	Εντοπισμός σφαλμάτων.....	- 51 -
3.7	Εκτιμητής κατάστασης και Παρατηρησιμότητα Συστήματος	- 52 -
4	Εκτίμηση φορτίου.....	- 55 -
4.1	Εισαγωγή	- 55 -
4.2	Ψευδομετρήσεις	- 55 -
4.3	Χαρακτηριστικά εκτίμησης φορτίου	- 57 -
4.4	Μέθοδοι εκτίμησης φορτίου	- 60 -
4.5	Αλγόριθμος εκτίμησης φορτίου.....	- 70 -
5	Αποτελέσματα προσομοιώσεων.....	- 75 -
5.1	Εισαγωγή	- 75 -
5.2	Εκτιμητής Φορτίου	- 76 -
5.3	Εκτιμητής Κατάστασης	- 86 -
5.4	Εκτίμηση κατάστασης δικτύου 55 ζυγών με δεδομένα από εκτίμηση φορτίου..	- 96 -
5.5	Ανάλυση αποτελεσμάτων-Σχολιασμός-Συμπεράσματα	- 101 -
	Βιβλιογραφία	- 107 -
	Παράρτημα Α	- 111 -
	Παράρτημα Β.....	- 117 -
	Παράρτημα Γ	- 120 -

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 2-1 Συμβατικός μετρητής ΔΕΗ.....	- 21 -
Σχήμα 2-2 Έξυπνοι μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας.....	- 23 -
Σχήμα 2-3 Αναλογικός υπολογισμός ενεργού ισχύος.....	- 24 -
Σχήμα 2-4 Δομικά μέρη έξυπνου μετρητή.	- 25 -
Σχήμα 2-5 Διαδικασία δειγματοληψίας-ψηφιοποίησης.....	- 26 -
Σχήμα 2-6 Υπολογισμός Ισχύος με ψηφιακή επεξεργασία.	- 26 -
Σχήμα 2-7 Ηλεκτρονικός Μετρητής GAMA 300 του εργαστηρίου συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.....	- 28 -
Σχήμα 2-8(α) Δομή ενός δικτύου HAN τεχνολογίας ZigBee, (β) Γενική τοπολογία ενός δικτύου επικοινωνιών σε ένα σύστημα AMI.	- 34 -
Σχήμα 3-1 Μοντέλο γραμμής μεταφοράς.....	- 38 -
Σχήμα 3-2 Μοντέλο εγκάρσιου στοιχείου	- 39 -
Σχήμα 3-3 Μοντέλο μετασχηματιστή.....	- 39 -
Σχήμα 3-4 Ισοδύναμο κύκλωμα μετασχηματιστή.....	- 40 -
Σχήμα 3-5 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Κανονικής Κατανομής	- 44 -
Σχήμα 4-1 Διαστήματα Εμπιστοσύνης για διαφόρους τύπους μετρήσεων.	- 56 -
Σχήμα 4-2 Ενδεικτικό διάγραμμα μεταφοράς δεδομένων (data) από επίπεδο διανομής προς επίπεδο μεταφοράς.....	- 56 -
Σχήμα 4-3 Τυπικό σύστημα AMR.	- 60 -
Σχήμα 4-4 Κατάτμηση ενός δικτύου σε δίκτυα-υπόδεντρα. Με κόκκινο χρώμα, τονίζονται τα σημεία των πραγματικών μετρήσεων ισχύος.....	- 66 -
Σχήμα 4-5 Απεικόνιση ενός ολοκληρωμένου συστήματος AMR οικιακών καταναλωτών.....	- 69 -
Σχήμα 5-1 Κύρια επιφάνεια εργασίας Matlab.....	- 75 -

Σχήμα 5-2 Καμπύλες ζήτησης καταναλωτή για 7 ημέρες.	- 77 -
Σχήμα 5-3 Καμπύλες ζήτησης καταναλωτή και βασική καμπύλη ζήτησης.	- 78 -
Σχήμα 5-4 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 30 λεπτά.....	- 79 -
Σχήμα 5-5 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 60 λεπτά.....	- 79 -
Σχήμα 5-6 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 120 λεπτά.....	- 80 -
Σχήμα 5-7 Συγκριτικό διάγραμμα Εκτιμήσεων Φορτίου.	- 80 -
Σχήμα 5-8 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 30 λεπτά.....	- 81 -
Σχήμα 5-9 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 60 λεπτά.....	- 82 -
Σχήμα 5-10 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 120 λεπτά.....	- 82 -
Σχήμα 5-11 Συγκριτικό διάγραμμα Εκτιμήσεων Φορτίου.	- 83 -
Σχήμα 5-12 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 30 λεπτά.....	- 84 -
Σχήμα 5-13 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 60 λεπτά.....	- 84 -
Σχήμα 5-14 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 120 λεπτά.....	- 85 -
Σχήμα 5-15 Συγκριτικό διάγραμμα Εκτιμήσεων Φορτίου.	- 85 -
Σχήμα 5-16 Μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου δοκιμών.....	- 88 -
Σχήμα 5-17 Μήνυμα προς το χρηστή για επιλογή διαδικασίας αποσφαλμάτωσης διανύσματος μετρήσεων.....	- 96 -

Σχήμα 5-18 Ιστογράμματα ποσοστιαίων σφαλμάτων για χρόνους αποστολής δεδομένων ίσους με 30 ,60 και 120 λεπτά αντίστοιχα.....	- 100 -
Σχήμα 5-19 Σφάλματα εκτιμητή κατάστασης για χρόνους αποστολής δεδομένων ίσους με 30 ,60 και 120 λεπτά αντίστοιχα.....	- 101 -
Σχήμα 5-20 Ανάλυση Ιστογράμματος.....	- 101 -

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1 Σφάλματα ΣΦ_ΜΣ για τους 16 ζυγούς φορτιού..... - 99 -

1 Εισαγωγή

Τα δίκτυα διανομής αποτελούν το πιο περίπλοκο μέρος ενός σύγχρονου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η μεγάλη έκταση τους, η δαιδαλώδης διαμόρφωσή τους και η πολυπλοκότητα της δομής τους είναι μερικά από τα κύρια χαρακτηριστικά του συγκεκριμένου τμήματος του ηλεκτρικού δικτύου. Η εποπτεία και διαχείρισή του αποτελεί μείζονος σημασίας ζήτημα αν αναλογιστούμε ότι από εκεί προέρχεται η αιτία των περισσότερων διακοπών ρεύματος. Σύγχρονα μετρητικά συστήματα, όπως είναι οι έξυπνοι μετρητές, τα οποία εγκαθίστανται στην πλευρά του καταναλωτή, μπορούν να διευκολύνουν το έργο της εποπτείας του δικτύου. Με την καταγραφή πλήθους διαφορετικών ηλεκτρικών μεγεθών και τη δυνατότητα αποστολής τους προς το διαχειριστή του συστήματος μπορούν να εκτιμηθούν ή και να προβλεφθούν ανεπιθύμητες δράσεις επί του δικτύου και να πραγματοποιηθεί έγκυρη μέριμνα για την αντιμετώπισή τους. Η αξιοποίηση του σύγχρονου τηλεπικοινωνιακού δικτύου, λαμβάνοντας υπόψη τις δυνατότητες αλλά και τις αδυναμίες των διαφόρων τεχνολογιών επικοινωνίας, μπορεί να οδηγήσει σε ολοκληρωμένα συστήματα καταγραφής, μεταφοράς και διαχείρισης υψηλού όγκου δεδομένων που αφορούν μετρήσεις μεγεθών ηλεκτρικής ενέργειας σε καταναλωτές χαμηλής τάσης.

Η εκτίμηση κατάστασης στα δίκτυα διανομής αποτελεί μια επίπονη διαδικασία λόγω έλλειψης πραγματικών μετρήσεων σε διάσπαρτα σημεία του δικτύου. Η τοποθέτηση εκτιμώμενων αντί μετρούμενων τιμών μεγεθών διευκολύνει την επίλυση τέτοιων ζητημάτων. Ωστόσο ακόμα και η εκτίμηση αυτών των μεγεθών μπορεί να συναντήσει δυσκολίες ή πιο συχνά να οδηγήσει σε μεγάλη ανακρίβεια σε σύγκριση με την πραγματική τιμή τους. Η εύρεση αλγορίθμων ικανών να εκτιμήσουν με μεγάλη ακρίβεια φορτία σε διάφορα σημεία του συστήματος, όπου υπάρχει αδυναμία εγκατάστασης ενός on-line μετρητικού συστήματος, με παράλληλη αξιοποίηση σύγχρονων αυτοματισμών όπως τα AMR ή AMI αποτελεί σημαντικό ζήτημα στα σύγχρονα ηλεκτρικά δίκτυα.

Η παρούσα εργασία έχει οργανωθεί σε κεφάλαια που περιγράφουν το θεωρητικό υπόβαθρο για τις διαδικασίες της εκτίμησης κατάστασης και φορτίου, την παρουσίαση

των σχετικών αποτελεσμάτων των προγραμμάτων που δημιουργήθηκαν και μια ανασκόπηση στα σύγχρονα τεχνολογικά εργαλεία που χρησιμοποιούνται για μέτρηση στη χαμηλή τάση .

Συγκεκριμένα, στο Κεφάλαιο 2 γίνεται αναφορά στους ήδη εγκατεστημένους ηλεκτρομηχανικούς μετρητές. Επιπλέον, αναφέρεται η τεχνολογία και δυνατότητες των νέων ηλεκτρονικών μετρητών, πραγματοποιείται μια εισαγωγή στα συστήματα αυτοματισμών AMR-AMI και στις σύγχρονες τεχνολογίες επικοινωνίας που τα υποβαστούν.

Στο Κεφάλαιο 3 αναφέρεται το θεωρητικό υπόβαθρο γύρω από τον κλασσικό εκτιμητή κατάστασης και διάφορες λειτουργίες γύρω από αυτόν όπως η παρατηρησιμότητα, η ανίχνευση και ο εντοπισμός σφαλμάτων.

Στο Κεφάλαιο 4 αναδεικνύεται η σπουδαιότητα των ψευδομετρήσεων σε δίκτυα με ελλείψεις μετρήσεις, αναφέρονται τα χαρακτηριστικά που οφείλουν να έχουν οι διαδικασίες εκτίμησης φορτίου και παρατίθεται ο αλγόριθμος που χρησιμοποιήσαμε σε προγραμματιστικό περιβάλλον Matlab για την εκτίμηση φορτίου μετασχηματιστή διανομής.

Τέλος, το Κεφάλαιο 5 περιλαμβάνει τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων για τους εκτιμητές κατάστασης και φορτίου με τα σχετικά συμπεράσματα.

2 Μετρητικά συστήματα στη διανομή

2.1 Εισαγωγή

Οι ηλεκτρικές επιχειρήσεις σήμερα έχουν εγκατεστημένους ηλεκτρομηχανικούς μετρητές σε κάθε τελικό καταναλωτή των δικτύων διανομής. Με αυτούς τους μετρητές πραγματοποιείται προς το παρόν η τιμολόγηση του κάθε καταναλωτή, ενώ τα δεδομένα που αποκτώνται από κάθε καταμέτρηση μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε πληθώρα εργασιών που αφορούν την διαχείριση του ηλεκτρικού δικτύου .

Οι εν λόγω μετρητές είναι μονοφασικοί είτε τριφασικοί και διαθέτουν ένα περιστρεφόμενο δίσκο, ο αριθμός των περιστροφών του οποίου αποτελεί την ένδειξη για την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που έχει καταναλωθεί. Στην εμπρόσθια όψη του μετρητή βρίσκεται ψηφιακή οθόνη που λειτουργεί μηχανικά εμφανίζοντας την συνολικά καταναλισκόμενη ενέργεια της εγκατάστασης (καταναλωτή) μετρούμενη σε kWh. Οι ηλεκτρικές επιχειρήσεις είναι υπεύθυνες για την εγκατάσταση και την συντήρηση των μετρητών. Διαθέτουν κατάλληλο προσωπικό το οποίο μεταβαίνει στην τοποθεσία εγκατάστασης του κάθε μετρητή και καταγράφει την αναγραφόμενη ένδειξη του, γνωστοποιώντας με αυτό τον τρόπο στην ηλεκτρική επιχείρηση την μέχρι τότε καταναλισκόμενη ενέργεια της κάθε παροχής. Η διαδικασία αυτή πραγματοποιείται κάθε έναν, δυο ή τέσσερις μήνες, αναλόγως με την χώρα και την πολιτική της ηλεκτρικής επιχείρησης.



Σχήμα 2-1 Συμβατικός μετρητής ΔΕΗ.

Η αρχή λειτουργίας του έγκειται στην αλληλεπίδραση των μαγνητικών ροών δύο σταθερών ηλεκτρομαγνητών τάσης και έντασης, που επενεργούν πάνω σε ένα δίσκο από αλουμίνιο. Η μαγνητική ροή του ηλεκτρομαγνήτη τάσης είναι ανάλογη της τάσης που εφαρμόζεται στον καταναλωτή, ενώ η μαγνητική ροή του ηλεκτρομαγνήτη έντασης ανάλογη προς την ένταση ρεύματος που απορρόφα ο καταναλωτής. Οι δύο ηλεκτρομαγνήτες έχοντας σε φασική απόκλιση τις μαγνητικές ροές τους δημιουργούν συνιστάμενο στρεφόμενο μαγνητικό πεδίο και ο δίσκος στρέφεται. Η ταχύτητα περιστροφής του είναι ανάλογη της ισχύος που καταναλώνεται, ενώ ο αριθμός στροφών είναι ανάλογος της καταναλισκόμενης ενέργειας. Στην πινακίδα του μετρητή βρίσκεται η αναλογία στροφών και καταναλισκόμενων kWh.

Τα δεδομένα που λαμβάνονται από τους εν λόγω μετρητές αποθηκεύονται σε βάσεις δεδομένων (database) των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού και αξιοποιούνται εκτός από διαδικασίες τιμολόγησης και σε διαδικασίες που αφορούν ελέγχους και δράσεις για την ορθή και ασφαλή λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου, καθώς και την ανάπτυξή του.

2.2 Έξυπνοι μετρητές

Οι επαγωγικοί μετρητές αποτέλεσαν μια καλή λύση όλα αυτά τα χρόνια για την παρακολούθηση και την καταγραφή των ηλεκτρικών συνηθειών των καταναλωτών στα δίκτυα διανομής. Πρόκειται για συσκευές με αρκετά χαμηλό κόστος αγοράς και συντήρησης, με μεγάλο προσδόκιμο λειτουργίας και αρκετά αξιόπιστοι για κανονικές συνθήκες ποιότητας ισχύος.

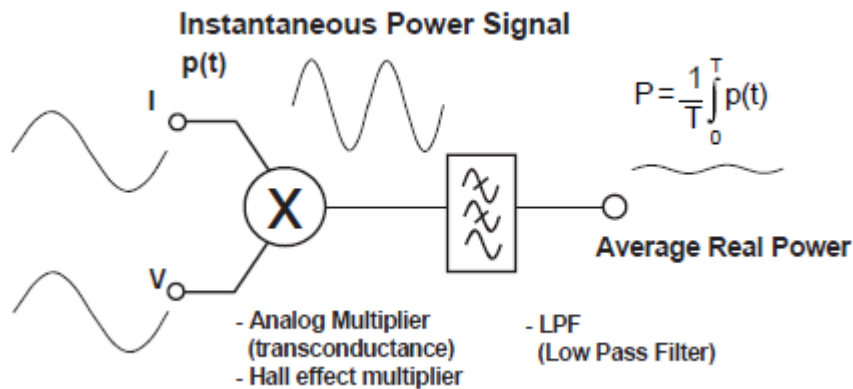
Σήμερα υπάρχει η τάση να αντικατασταθούν καθολικά από μια άλλη τεχνολογία μετρητικών συσκευών, πιο σύνθετη, η οποία θα κάνει χρήση της σύγχρονης τεχνολογίας και θα έχει πλήθος δυνατοτήτων προς αξιοποίηση τόσο από την επιχείρηση ηλεκτρισμού όσο και από τον τελικό χρήστη-καταναλωτή (end user). Αυτή η συσκευή ονομάζεται ηλεκτρονικός μετρητής ή έξυπνος μετρητής ηλεκτρικής ενέργειας (smart meter). Αποτελεί ηλεκτρονική μετρητική συσκευή, η οποία έχει δυνατότητα μέτρησης και καταγραφής πολλών ηλεκτρικών μεγεθών σε αντιδιαστολή με τον επαγωγικό μετρητή που καταγράφει μόνο ενέργεια, καθώς και δυνατότητες

απομακρυσμένης επικοινωνίας με το κέντρο διαχείρισης μέσω μονόδρομων ή αμφιδρόμων διαύλων επικοινωνίας. Επιπλέον, είναι ικανή να αποθηκεύει τα καταγεγραμμένα δεδομένα για μεγάλο χρονικό διάστημα αφού διαθέτει εσωτερική αποθηκευτική μνήμη. Το κόστος απόκτησης των εν λόγω μετρητών ποικίλει. Είναι μετρητικές συσκευές υψηλής ακρίβειας με μικρότερη ευαισθησία στις αρμονικές από τους παραδοσιακούς ηλεκτρομηχανικούς μετρητές.



Σχήμα 2-2 Έξυπνοι μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας

Ο ηλεκτρονικός μετρητής είναι συσκευή τεχνολογίας solid-state με τα κυκλώματα να έχουν διαμορφωθεί πάνω σε ενιαίο, συμπαγές υλικό και με φορείς ηλεκτρικού ρεύματος που κυκλοφορούν αποκλειστικά στα όρια του υλικού. Υπάρχει απουσία περιστρεφόμενων μηχανικών μερών, ενώ οι μετρήσεις ισχύος ανακύπτουν μέσω ηλεκτρονικών κυκλωμάτων. Εν γένει, κάθε solid state ηλεκτρονικός μετρητής ακολουθεί μια εκ των δυο ηλεκτρονικών τεχνολογιών είτε αυτή της αναλογικής επεξεργασίας σήματος είτε της ψηφιακής επεξεργασίας σήματος, με την δεύτερη να υπερισχύει σήμερα. Ο όρος επεξεργασία σήματος αναφέρεται στον πολλαπλασιασμό και το φιλτράρισμα σημάτων για την εξαγωγή της απαιτούμενης πληροφορίας (πχ kWh). Η αναλογική επεξεργασία αφορά την επεξεργασία αναλογικών σημάτων τάσεως και εντάσεως ηλεκτρικού ρεύματος που υπάρχουν κάθε χρονική στιγμή με σκοπό την μέτρηση της ηλεκτρικής ισχύος. Στο σχήμα 2-3 φαίνεται η αναλογική επεξεργασία σήματος.



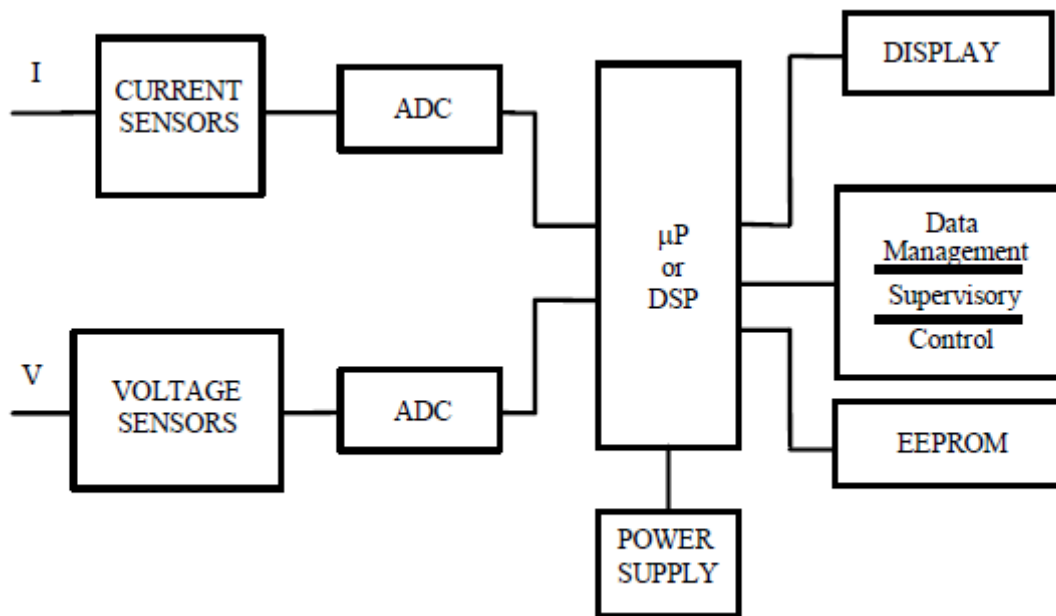
Σχήμα 2-3 Αναλογικός υπολογισμός ενεργού ισχύος

Όπως είναι κατανοητό, για να επιτευχθεί η μέτρηση της ισχύος είναι απαραίτητο το γινόμενο τάσεων επί εντάσεως το οποίο επιτυγχάνεται με ηλεκτρονικούς πολλαπλασιαστές. Για τον πολλαπλασιασμό τάσης–ρεύματος, υπάρχουν οι επιλογές της αναλογικής υλοποίησης σε ολοκληρωμένο κύκλωμα (analogue multiplying IC), της χρήσης του φαινομένου Hall και της μεθόδου πολλαπλασιασμού με διαίρεση χρόνου (time division multiplication-TDM) που αποτελεί ένα είδος διαμόρφωσης εύρους παλμών (pulse-width modulation–PWM). Επίσης, έχουν υλοποιηθεί πολλαπλασιαστές με χρήση της ιδιότητας διαγωγιμότητας (transconductance) ή θερμομετατροπέων όπως ο TTTC (Three-Terminal Thermo-Converter). Γενικά, η αναλογική επεξεργασία σήματος – έστω και σε ορισμένα μόνο στάδια– σε μετρητές solid-state έχει περάσει σε δεύτερη μοίρα, με την αποκλειστική χρήση ψηφιακής επεξεργασίας σήματος να έχει επικρατήσει σε όλα τα στάδια. Σε κάθε περίπτωση, έχουν κατασκευαστεί μετρητές αναλογικής υλοποίησης πολλαπλασιασμού με μεγάλη ακρίβεια και σταθερότητα (φαινόμενο Hall, TDM).

Ωστόσο, η αποθήκευση καθώς και οι υπολογισμοί, όπως η ολοκλήρωση για την εξαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, γίνονται με ψηφιακό τρόπο.

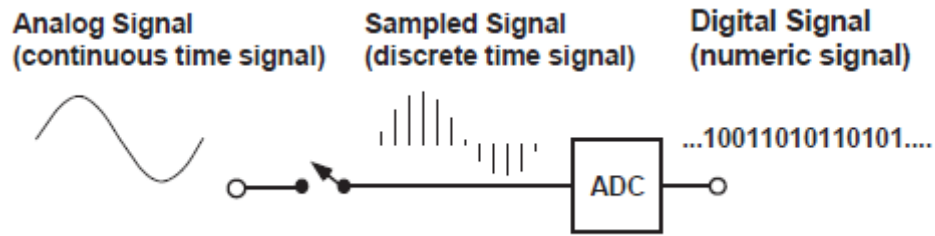
Η αναλογική επεξεργασία σήματος δεν αποτελεί καθόλου ευέλικτη τεχνολογία και οι μετρητές που την υιοθετούν δεν θα μπορούν να προσαρμόζονται σε συγκεκριμένες απαιτήσεις που εν δυνάμει θα προκύπτουν, ενώ η αναβάθμισή τους καθίσταται αδύνατη. Επίσης, δεν προσφέρουν την ίδια σταθερότητα με το πέρασμα

του χρόνου. Ακόμη, λόγω των αναλογικών κυκλωμάτων η τιμή αγοράς ενός μετρητή δεν ακολουθεί την ίδια πτωτική πορεία που μόνο τα ψηφιακά ηλεκτρονικά είθισται να ακολουθούν.



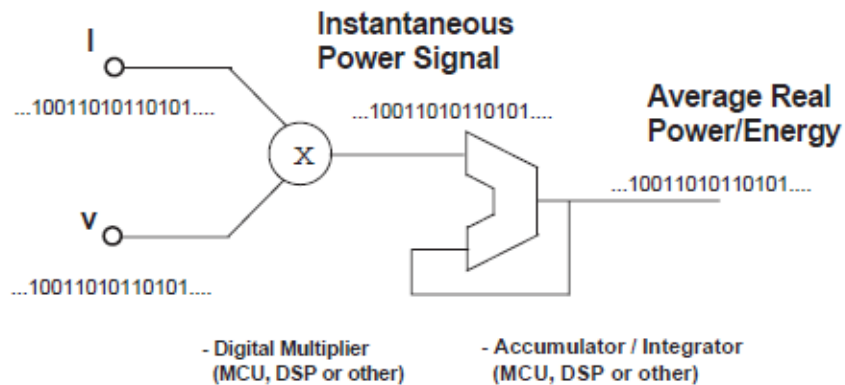
Σχήμα 2-4 Δομικά μέρη έξυπνου μετρητή.

Η περισσότεροι ηλεκτρονικοί μετρητές σήμερα βασίζονται στην ψηφιακή επεξεργασία σήματος. Η λειτουργία αυτών των μετρητών βασίζεται στην αναλογική – ψηφιακή μετατροπή σήματος (Analog-to-Digital Conversion, ADC). Το ρεύμα και η τάση μετρούνται από αισθητήρια όργανα και τα αντίστοιχα αναλογικά σήματα τους δειγματολειτουργούνται και ψηφιοποιούνται. Κατόπιν, επεξεργαστής ψηφιακού σήματος– μικροεπεξεργαστής (μP–digital signal processor) υψηλής ταχύτητας, παραλαμβάνει τα ψηφιακά σήματα και πραγματοποιεί υπολογισμούς των παράγωγων ηλεκτρικών μεγεθών (πχ ενεργός ισχύς) ή/και περαιτέρω επεξεργασία, ενώ τα τελικά δεδομένα (data) μπορούν να προβληθούν σε οθόνη υγρών κρυστάλλων (LCD) επί του μετρητή ή να αποθηκευτούν σε ενσωματωμένες μνήμες ή ακόμα και να αποσταλούν προς απομακρυσμένους χρήστες μέσω τηλεπικοινωνιών.



Σχήμα 2-5 Διαδικασία δειγματοληψίας-ψηφιοποίησης

Η διαδικασία της δειγματοληψίας αποτελεί κύριο παράγοντα διαμόρφωσης της ακρίβειας του μετρητή. Γενικά, η ακρίβεια είναι συνάρτηση της συχνότητας δειγματοληψίας του μετατροπέα ADC. Οι υπολογισμοί γίνονται βάσει ψηφιακών σημάτων τάσης και ρεύματος, ενώ η στιγμιαία ηλεκτρική ενέργεια προκύπτει ως άθροισμα διακριτών συνιστωσών. Στα ψηφιακά κυκλώματα αυτή η διαδικασ γίνεται αριθμητικά με πολλαπλασιασμό της τιμής ισχύος, που ισούται με το γινόμενο συγχρονισμένων δειγμάτων τάσης V_{sp} και ρεύματος I_{sp} με το χρόνο δειγματοληψίας Δt , βάσει του τύπου: $\int p dt = \Delta t \sum V_{sp} I_{sp}$. Εγείρονται διάφορα ζητήματα σχετικά με το ρυθμό δειγματοληψίας, καθώς το ρεύμα δεν είναι καθαρά ημιτονοειδές, με συνέπεια η δειγματοληψία να περιπλέκεται λόγω του παραμορφωμένου φάσματος του σήματος (θεώρημα δειγματοληψίας).



Σχήμα 2-6 Υπολογισμός Ισχύος με ψηφιακή επεξεργασία.

Οι συγκεκριμένοι ηλεκτρικοί μετρητές αποτελούν μετρητικές συσκευές υψηλής αξιοπιστίας που δεν χάνουν σε ακρίβεια (0.5 S, 0.2 S) ακόμα και μετά από

υπερφορτώσεις. Επιπλέον, έχουν τη δυνατότητα σύνδεσης με άλλη μετρητική συσκευή κατανάλωσης διαφορετικού τύπου ενέργειας, όπως νερού ή φυσικού αερίου για την καταγραφή των αντιστοιχών καταναλώσεων και την αποστολή των τιμών τους σε εξυπηρετητές (servers) μέσω τηλεπικοινωνιών.

2.3 Πρότυπα ηλεκτρονικών μετρητών

Η κατασκευή και λειτουργία έξυπνων μετρητών διέπεται από εθνικά και διεθνή πρότυπα και κανονισμούς. Στις Η.Π.Α., η δέσμη προτύπων ANSI C12.xx του Αμερικανικού Εθνικού Ινστιτούτου Προτύπων (American National Standards Institute) περιλαμβάνει πρότυπα για το σχεδιασμό, την απαιτούμενη ακρίβεια και τις επιδόσεις των μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας. Ειδικότερα, το πρότυπο ANSI C12.20 ορίζει τις κλάσεις 0.2 και 0.5 των μετρητών, αποτελώντας μια επικαιροποίηση του προτύπου ANSI C12.1 που αφορούσε τη λειτουργία και τις επιδόσεις ηλεκτρομηχανικών μετρητών. Ο εξοπλισμός ελέγχου των επιδόσεων των μετρητών ελέγχεται με βάση τα πρότυπα του Εθνικού Ινστιτούτου Προτύπων και Τεχνολογιών (National Institute of Standards and Technologies). Στην Ε.Ε., η Ευρωπαϊκή Επιτροπή Ηλεκτροτεχνικής Προτυποποίησης (European Committee for Electrotechnical Standardization - CENELEC), με τις δέσμες προτύπων EN50470, EN62052-5 και EN62058-9, καθορίζει τις απαιτήσεις για το σχεδιασμό, τη λειτουργία, την ακρίβεια και την αξιοπιστία μετρητών, καθώς και του εξοπλισμού ελέγχου τους. Η Διεθνής Ηλεκτροτεχνική Επιτροπή (International Electrotechnical Committee - IEC) ορίζει αντίστοιχες απαιτήσεις στα πρότυπα IEC 62052-11/21, IEC 62053-11/21/22/23/31/52/61, IEC62054-11/21, IEC62055-21/31/41/51/52, IEC62058-11/21/31 και IEC/TR62059-11/21/31/41.

2.4 Δυνατότητες καταγραφής και επικοινωνίας

Ένας ηλεκτρονικός μετρητής έχει ενσωματωμένες λειτουργίες, οι οποίες πραγματοποιούν την καταγραφή πλήθους παραμέτρων ηλεκτρισμού όπως:

- Την ενεργό ισχύ σε kW που εισέρχεται και εξέρχεται από την εγκατάσταση που είναι συνδεδεμένος ο μετρητής. Με αυτό τον τρόπο καταγράφεται εκτός από την κατανάλωση, και η παραγωγή που πιθανώς να υπάρχει από κάποια μικρή ανεμογεννήτρια ή φ/β στοιχείο.
- Την άεργο ισχύ σε kVar που εισέρχεται και εξέρχεται από την εγκατάσταση.
- Την καταναλισκόμενη ενέργεια συνολικά ή ανά ζώνη τιμολόγησης .
- Την μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος (ενεργού ή άεργου).
- Το συντελεστή ισχύος.
- Την ύπαρξη αρμόνικων.
- Καταγραφή διακοπών ρεύματος που συνέβησαν με χρονικό συμβάντος (timestamp).
- Την συχνότητα σε Hz ανά φάση.
- RMS τάσης και ρεύματος.
- Προβολή καταγεγραμμένου προφίλ φορτίου του καταναλωτή σε τιμές δεκαπεντάλεπτου ή λιγότερο για διάστημα μιας ημέρας ή περισσότερο (ανάλογα με την συσκευή).

Κάθε κατασκευαστής μετρητών μπορεί να εισάγει διαφορετικές, περισσότερο ή λιγότερο εξεζητημένες, λειτουργίες-δυνατότητες καταγραφής και ανάγνωσης των πληροφοριών του ανάλογα με τα πρότυπα που έχουν ακολουθηθεί.



Σχήμα 2-7 Ηλεκτρονικός Μετρητής GAMA 300 του εργαστηρίου συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας

Θα ήταν αδόκιμο να καλούνταν αυτές οι συσκευές ‘έξυπνες’ εάν δεν ήταν εφοδιασμένες με κατάλληλο εξοπλισμό, που τους δίνει τη δυνατότητα να επικοινωνούν με άλλες οντότητες (χειρίστες, ελεγκτές, εξυπηρετητές κ.α).

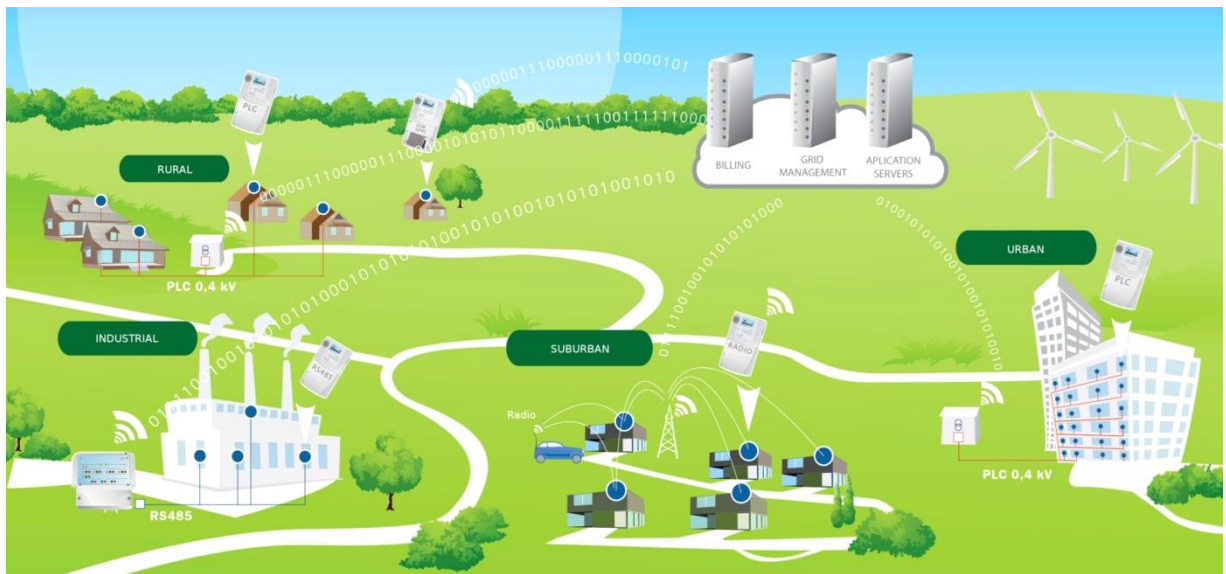
Οι κατασκευαστές ηλεκτρονικών μετρητών έχουν εισάγει στους μετρητές διάφορα είδη διεπαφών επικοινωνίας (interfaces), ώστε να είναι ευέλικτοι στο πλέον σημαντικό ζήτημα της επιλογής της βέλτιστης τεχνολογίας επικοινωνιών που θα στηριχθεί η ραχοκοκκαλιά των συστημάτων αυτόματης ανάγνωσης των ηλεκτρονικών μετρητών. Οι διεπαφές επικοινωνίας που διαθέτουν οι σύγχρονοι έξυπνοι μετρητές είναι:

- Οπτική επαφή επικοινωνίας, για τοπική μεταφορά δεδομένων σε ηλεκτρονικό υπολογιστή κοντά στη μετρητική συσκευή ή σε τερματικό χειρός
- Ηλεκτρική επαφή επικοινωνίας, όπως είναι η 20mA βρόχου ρεύματος, η RS232,RS485
- Ασύρματες διεπαφές επικοινωνίας, Bluetooth , RF, GSM/GPRS
- Διεπαφή PLC

2.5 Συστήματα Αυτοματισμών AMR/AMI

Οι έξυπνοι μετρητές δίνουν την σημαντική δυνατότητα της άμεσης καταγραφής και αποστολής δεδομένων που αφορούν στοιχεία της κατανάλωσης του κάθε πελάτη της ηλεκτρικής επιχείρησης. Η ηλεκτρική επιχείρηση οφείλει να είναι σε θέση να συλλέξει τα απεσταλμένα από τους μετρητές δεδομένα με έναν αξιόπιστο, αποτελεσματικό και προ πάντων αυτοματοποιημένο τρόπο. Έχουν αναπτυχθεί και τεθεί σε πλήρη λειτουργία δύο γενιές αυτοματοποιημένων συστημάτων. Τα συστήματα μετρητών αυτόματης προσπέλασης (automated meter reading–AMR) συλλέγουν δεδομένα κατανάλωσης, διαγνωσης προβλημάτων του δικτύου και κατάστασης των διακοπών από τους ηλεκτρονικούς μετρητές και τα αποστέλουν σε βάσεις δεδομένων του διαχειριστή της ηλεκτρικής εταιρείας για την περαιτέρω ανάλυσή τους. Η επικοινωνία γίνεται μέσω τηλεπικοινωνιακού διαύλου, ενσύρματου ή ασύρματου ή

μέσω της γραμμής μεταφοράς ισχύος με φέροντα κύματα. Τα δεδομένα συλλέγονται από τον διακομιστή του διαχειριστή, είτε ανά προκαθορισμένα τακτά χρονικά διαστήματα, είτε σε έκτακτα, μετά από σχετική αίτηση του διακομιστή. Δεύτερη γενιά αυτοματισμών αποτελούν τα συστήματα προηγμένων μετρητικών υποδομών (advanced metering infrastructure–AMI). Η τεχνολογία AMI είναι πιο προηγμένη από πλευράς δυνατοτήτων και λειτουργιών και αποτελεί την απαραίτητη υλικό/λογισμική υποδομή για την ανάπτυξη των λεγόμενων ευφών δικτύων



Σχήμα 2-8 Μεταφορά δεδομένων καταναλωτών με χρήση διαφόρων τεχνολογιών επικοινωνίας.

Ένα σύστημα AMI αποτελεί μια σύγχρονη δομημένη πλατφόρμα μέτρησης, τηλεπικοινωνιών, λογισμικού επεξεργασίας δεδομένων και αυτοματισμών. Αποτελεί ένα σύνθετο και δυναμικό σύστημα που βασίζεται στην από κοινού λειτουργία υφιστάμενων, βελτιωμένων ή μη, και νέων υποδομών σε υλικό και λογισμικό. Υποστηρίζει όλες τις φάσεις που περνά μια πληροφορία μέτρησης στον κύκλο ζωής της: από την ανάκτηση, αποθήκευση και μετάδοσή της σε κέντρα διαχείρισης, ως την καταγραφή, επεξεργασία και χρήση της για εκτέλεση βασικών λειτουργιών τιμολόγησης, εφαρμογών IT (Information and Technology) και λειτουργιών απομακρυσμένου ελέγχου. Βασικό τους χαρακτηριστικό είναι η χρήση

τηλεπικοινωνιακής τεχνολογίας, που επιτρέπει την αμφίδρομη ροή πληροφοριών από και προς τις τερματικές μονάδες, με προορισμό ή προέλευση τον κεντρικό διαχειριστή.

Ένα σύστημα AMR/AMI εκτός από την δυνατότητα αυτοματοποιημένης διαδικασίας μέτρησης και υπολογισμού της καταναλισκόμενης ενέργειας, παρέχει ένα πλήθος ολοκληρωμένων υπηρεσιών.

Υπάρχει η δυνατότητα απεικόνισης της κατανάλωσης ενέργειας σε πραγματικό χρόνο (real-time) ή κοντά σε πραγματικό χρόνο (near real time) και συνεπώς δυνατότητα κοστολόγησης άμεσα, αφού οι μετρήσεις λαμβάνονται σε τακτά χρονικά διαστήματα. Έτσι, ο διαχειριστής αλλά και ο πελάτης, μπορεί να ξέρει με ακρίβεια την κατανάλωση και την αντίστοιχη τιμολόγησή της στο χρονικό διάστημα που αυτή συμβαίνει. Επίσης, με αυτά τα δεδομένα μπορεί να δημιουργηθεί το ενεργειακό προφίλ του καταναλωτή, το οποίο θα εμφανίζει την ‘καταναλωτική συνήθειά του’, βοηθώντας έτσι στον εντοπισμό φορτίων που τείνουν να αποσταθεροποιήσουν το σύστημα (συνήθως στην αιχμή φορτίου) και πρέπει είτε να κοπούν, είτε να μετατοπιστούν χρονικά σε μια χρονική περίοδο με μικρότερη ζήτηση. Με αυτό τον τρόπο αποφεύγεται μια ενδεχόμενη διακοπή ρεύματος (blackout), με αποτέλεσμα την εξοικονόμηση ενέργειας και χρημάτων. Επιπλέον, σημαντικό σημείο αποτελεί η παροχή μετρήσεων ποιότητας ισχύος στην ηλεκτρική επιχείρηση μέσω των συγκεκριμένων συστημάτων. Πληροφορίες για υπερτάσεις και υποτάσεις, παραμόρφωση από αρμονικές, ανισορροπίες τάσεως και εντάσεως, διακοπές ρεύματος, καθώς και το χρονικό διάστημα που συμβαίνει το κάθε γεγονός αποτελούν απαραίτητες πληροφορίες σε μια επιχείρηση ηλεκτρισμού για τον αποδοτικό σχεδιασμό επέκτασης του δικτύου και για μελέτη παροχής υψηλής ποιότητας υπηρεσιών. Επιπλέον, πρέπει να τονιστεί ότι είναι σημαντική η δυναμική που προσθέτει ένα τέτοιο σύστημα στην διαχείριση φορτίου (load management), αλλά και σε λειτουργίες πρόβλεψης φορτίου με σκοπό την αποδοτικότερη ένταξη των μονάδων παραγωγής.

Οι δυνατότητες και τα οφέλη που ένα σύστημα AMR-AMI μπορεί να προσφέρει δεν περιορίζονται σε αυτά που προαναφέρθηκαν. Συνεχώς δημιουργούνται καινούργιες υπηρεσίες που θα παρέχονται τόσο προς τον καταναλωτή όσο και προς ηλεκτρικές

επιχειρήσεις δίνοντας αυξημένες δυνατότητες εποπτείας και διαχείρισης στο σύνολο του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας.

2.6 Τεχνολογίες Επικοινωνίας

Η αρχιτεκτονική του δικτύου τηλεπικοινωνιών ενός συστήματος AMI καθορίζεται από την ανάγκη διακίνησης πληροφοριών σε δυο κύριες κατευθύνσεις: από οικιακές συσκευές και αισθητήρες προς τους έξυπνους μετρητές και από τους έξυπνους μετρητές προς το κέντρο διαχείρισης δεδομένων. Έτσι, οι τηλεπικοινωνίες βασίζονται στη λειτουργία τόσο δικτύων τοπικής εμβέλειας (Local (Home) Area Networks) όσο και ευρείας ζώνης (Wide Area Networks). Η διασύνδεση των δικτύων LAN (HAN) και WAN γίνεται μέσω ενδιάμεσων ζεύξεων (backhaul system) μεταξύ τοπικών υποδικτύων και τοπικών σταθμών συγκέντρωσης δεδομένων, οι οποίοι αποτελούν τους ακραίους κόμβους της ραχοκοκαλιάς του δικτύου τηλεπικοινωνιών. Σημειώνεται ότι υπάρχουν υλοποιήσεις με χρήση διαδικτύου, όπου δεν χρησιμοποιούνται ενδιάμεσοι τοπικοί σταθμοί. Η συγκέντρωση δεδομένων μπορεί να γίνεται σε επίπεδο οικοδομικών τετραγώνων, γειτονιάς ή και ολόκληρης περιοχής. Συνεπώς, οι ενδιάμεσες ζεύξεις μπορεί να έχουν τοπική ή εκτεταμένη εμβέλεια. Σε κάθε περίπτωση, η αποστολή δεδομένων από τους έξυπνους μετρητές προς τα κεντρικά συστήματα γίνεται με μεγάλη συχνότητα (π.χ. ανά δεκαπέντε λεπτά).

Τα δίκτυα ZigBee αποτελούν μια ασύρματη τεχνολογία ιδανική για οικιακούς αυτοματισμούς και ενεργειακές εφαρμογές με τοπική εμβέλεια. Συνδυάζουν μη ενεργοβόρο λειτουργία και απλή υλοποίηση, χωρίς ακριβό εξοπλισμό και με μικρές απαιτήσεις εύρους ζώνης. Αφορούν τις επικοινωνίες μεταξύ οικιακών συσκευών, διατάξεων εποπτείας, όπως οθόνων και των έξυπνων μετρητών που περιλαμβάνει ένα σύγχρονο σπίτι. Κορυφαίοι κατασκευαστές, όπως η Itron και η Elster, επιλέγουν τα πρωτόκολλα επικοινωνίας ZigBee και ZigBee SEP (Smart Energy Profile), τα οποία βασίζονται στο πρότυπο IEEE 802.15.4. Η τεχνολογία ZigBee επιτρέπει τον απομακρυσμένο έλεγχο σε επίπεδο καταναλωτή και την παροχή πληροφοριών πραγματικού χρόνου, χωρίς τη μεσολάβηση του κεντρικού διαχειριστή. Μειονεκτήματα της τεχνολογίας είναι οι χαμηλοί ρυθμοί μετάδοσης, η κάλυψη

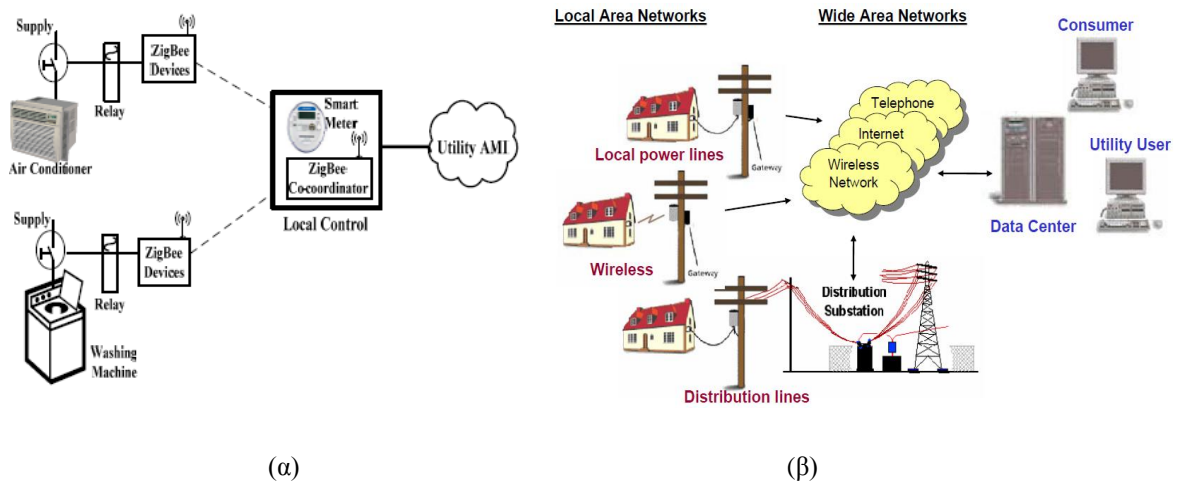
περιορισμένου χώρου και οι έντονες παρεμβολές από άλλα ασύρματα δίκτυα όπως το IEEE 802.11 WLAN, WiFi, Bluetooth κ.α.

Μια ευέλικτη και οικονομική επιλογή για την επικοινωνία μεταξύ μετρητών και σταθμών συγκέντρωσης, είναι τα ασύρματα πλεγματικά δίκτυα (wireless mesh networks). Οι έξυπνοι μετρητές σχηματίζουν ένα δικτυακό νέφος (cloud communication) και επικοινωνούν απευθείας τόσο μεταξύ τους όσο και με το σταθμό-συγκεντρωτή. Κάθε μετρητής λειτουργεί ως δρομολογητής (router) δεδομένων και επαναλήπτης (repeater) σήματος. Το δίκτυο δεν επηρεάζεται από πιθανές βλάβες των μετρητών. Η υλοποίηση πραγματοποιείται με χρήση τεχνολογιών WAN, ενώ στις Η.Π.Α. είναι διαδεδομένη η υλοποίηση με χρήση ραδιοσυχνοτήτων (radio-frequency). Αν και ο δυναμικός τους χαρακτήρας παρέχει δυνατότητες ευρείας κάλυψης περιοχών και αυξημένης χωρητικότητας, παράλληλα, καθιστά υποχρεωτική τη διαρκή επιτήρηση του δικτύου για τυχόν προβλήματα στη δρομολόγηση δεδομένων ή παρεμβολές. Επίσης απαιτείται ένας ελάχιστος αριθμός μετρητών στο δίκτυο κάτω από τον οποίο οι επικοινωνίες καθίστανται αναξιόπιστες.

Η χρήση υφιστάμενων ασύρματων δικτύων κυψελοειδούς δομής (cellular networks), όπως GSM, 3G, GPRS, WiMAX, αποτελεί μια λύση για επικοινωνίες ευρείας ζώνης μεταξύ των μετρητών και της ραχοκοκκαλιάς του δικτύου. Παγκοσμίως, υπάρχει ευρεία συνεργασία μεταξύ κορυφαίων κατασκευαστών μετρητών (Echelon, Itron, GE), παρόχων τηλεπικοινωνιών (Telenor, China Mobile, Vodafone, Alvarion, Verizon) και εταιρειών λογισμικού (Cisco, Intel), προκειμένου να αναπτυχθούν μεγάλα έργα AMI κυψελοειδών τηλεπικοινωνιών για λογαριασμό εταιρειών ηλεκτρισμού. Διατίθεται ευρεία γκάμα υποδομών και λογισμικού, με αποτέλεσμα ο τηλεπικοινωνιακός φόρτος να γίνεται διαχειρίσιμος με χαμηλό κόστος. Σε συνδυασμό με τη σχεδόν πλήρη κάλυψη του γήινου χώρου, την πλήρως διαπιστευμένη λειτουργία και τα χαμηλά κόστη συντήρησης, τα δίκτυα κυψελοειδών επικοινωνιών αποτελούν την καλύτερη επιλογή για υλοποίηση συστημάτων AMI, δικτύων HAN και προηγμένων εφαρμογών ενεργειακής διαχείρισης. Η από κοινού χρήση των δικτύων για συμβατικές ανάγκες επικοινωνίας και ο καιρός, είναι δυνατόν να επηρεάσουν τις

επιδόσεις τους. Έτσι, γίνονται προσπάθειες για ανάπτυξη ιδιωτικών δικτύων με αποκλειστικότητα χρήσης.

Οι επικοινωνίες γραμμών ισχύος (Power Line Communication-PLC) αποτελούν τη βασική επιλογή για την υλοποίηση ενός συστήματος AMI, αφού πρόκειται για υφιστάμενη υποδομή P2P (Point-to-Point) μεταξύ των διασυνδεδεμένων έξυπνων μετρητών, προσφέροντας υψηλούς ρυθμούς μετάδοσης. Οι γραμμές διανομής μεταφέρουν ενσύρματα τα δεδομένα από τους έξυπνους μετρητές-πομπούς προς τους σταθμούς-συγκεντρωτές και από εκεί προς το κέντρο διαχείρισης μέσω GSM ή GPRS. Αποτελούν μια οικονομική λύση, κατάλληλη για αστικές περιοχές και υλοποίηση δικτύων HAN. Παρ'όλα αυτά, πρόκειται για μέσα μετάδοσης που βρίσκονται σε θορυβώδες περιβάλλον (σήματα ισχύος πολλών συχνοτήτων) με περιορισμούς στο εύρος ζώνης, ενώ η απόσταση μεταξύ πομπού-λήπτη επηρεάζει έντονα την ποιότητα των σημάτων (Signal-to-Noise Ratio, SNR).



Σχήμα 2-8 (α) Δομή ενός δικτύου HAN τεχνολογίας ZigBee, (β) Γενική τοπολογία ενός δικτύου επικοινωνιών σε ένα σύστημα AMI.

Μια ακόμη οικονομική επιλογή που προσφέρει υψηλούς ρυθμούς μετάδοσης είναι οι επικοινωνίες μέσω ψηφιακών συνδρομητικών γραμμών (Digital Subscriber Lines) με χρήση της υφιστάμενης υποδομής των συμβατικών τηλεφωνικών καλωδίων και εξοπλισμού. Έχουν σημειωθεί αξιόλογες συνεργασίες μεταξύ εταιρειών ηλεκτρισμού και τηλεπικοινωνιακών παρόχων ανά τον κόσμο, όπως αυτή της Stadtwerke Emden με τη Deutsche Telekom στη Γερμανία, για την ανάπτυξη

επικοινωνιών AMI με χρήση γραμμών DSL. Οι εκτεταμένες υποδομές παρέχουν ευρεία κάλυψη και διαθεσιμότητα πόρων με ταχείες ευρυζωνικές επικοινωνίες. Πάντως, η από κοινού χρήση των μέσων με συμβατικούς χρήστες-ιδιώτες, μπορεί να υποβαθμίσει τις επιδόσεις, ενώ τα αυξημένα κόστη συντήρησης αποτελούν σημείο τριβής.

Συμπερασματικά, οι ενσύρματες τεχνολογίες, δηλαδή τα δίκτυα PLC, DSL συνεστραμμένου ζεύγους ή οπτικών ινών, απαιτούν σημαντική επένδυση ή ύπαρξη υφιστάμενων υποδομών, αλλά παρέχουν αξιοπιστία και ασφάλεια στις επικοινωνίες. Από την άλλη πλευρά, οι ασύρματες τεχνολογίες συνεπάγονται μικρότερο κόστος για την υλοποίηση δικτύων, αλλά θέτουν περιορισμούς στο εύρος ζώνης και την προσφερόμενη ασφάλεια.

3 Εκτίμηση Κατάστασης

3.1 Εισαγωγή

Με τον όρο εκτίμηση κατάστασης αναφέρεται ο προσδιορισμός των τιμών μέτρου και γωνίας της τάσεως του συνόλου των ζυγών που απαρτίζουν ένα δίκτυο για μια δεδομένη χρονική στιγμή. Αυτό επιτυγχάνεται με την χρήση εξειδικευμένων αλγορίθμων οι οποίοι δέχονται ως είσοδο μετρήσεις ροών ισχύος, τάσεων, εντάσεων, καθώς και άλλων ηλεκτρικών μεγεθών. Οι μετρήσεις αυτές λαμβάνονται από ειδικά μετρητικά όργανα που είναι διεσπαρμένα σε σημεία του δικτύου και μεταφέρονται μέσω τηλεπικοινωνιών στο κέντρο ελέγχου, όπου και τρέχει ο εν λόγω αλγόριθμος. Αν ο αλγόριθμος συγκλίνει, μπορεί να θεωρηθεί ότι υπάρχει μια σαφής εικόνα για την κατάσταση επί του συνόλου του ηλεκτρικού δικτύου για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα, ή αλλιώς στιγμιότυπο. Ταυτόχρονες μετρήσεις σε διαφορετικά σημεία του δικτύου είναι σχεδόν αδύνατο να γίνουν, επομένως μικρές διαφορές χρόνου μεταξύ των μετρήσεων είναι φυσιολογικές και ανεκτές.

Δεδομένου ότι η εκτίμηση κατάστασης εκτιμά τους φασιθέτες τάσης στους ζυγούς του δικτύου, θα πρέπει η τοπολογία και όλες οι παράμετροι του δικτύου να είναι γνωστές. Παρόλα αυτά, μπορεί να υπάρξουν σφάλματα και σε αυτά τα στοιχεία για διάφορους λόγους, όπως μικρές βλάβες του συστήματος, προβλήματα στις γραμμές μεταφοράς τις θερμές μέρες κ.α. Σε κάποιες περιπτώσεις τα σφάλματα στο τελικό αποτέλεσμα είναι ανεπαίσθητα ενώ σε κάποιες άλλες μπορούν να οδηγήσουν σε λάθος εκτίμηση για την συνολική κατάσταση του δικτύου ή για μεγάλο μέρος του. Γι' αυτό πρέπει να εκτιμώνται και να προσδιορίζονται τυχόν αλλαγές, ώστε να ενημερώνεται καταλλήλως ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης.

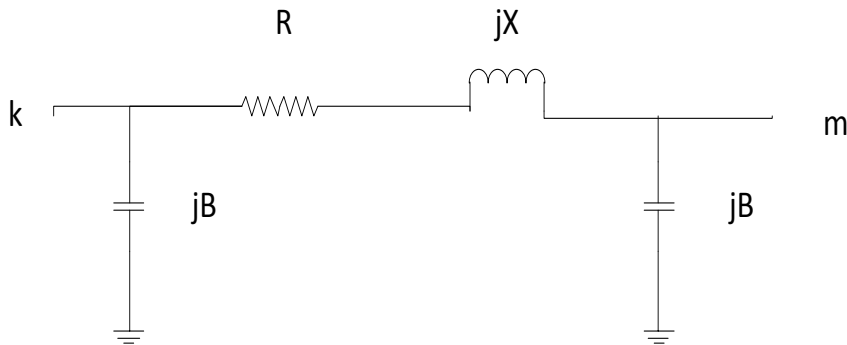
3.2 Μοντέλα στοιχείων ηλεκτρικού δικτύου

Για να είναι σε θέση οποιοσδήποτε αλγόριθμος να αναγνωρίσει την ακριβή τοπολογία ενός δικτύου πρέπει να γίνουν κάποιες συμβάσεις και να δημιουργηθεί ένα μοντέλο του δικτύου, αναπαριστώντας τα πραγματικά στοιχεία που συναντώνται στα

δίκτυα με μαθηματικές εκφράσεις, οι οποίες μπορούν να αποτελέσουν μέρος εξισώσεων που θα καλείται να επιλύσει ένας ηλεκτρονικός υπολογιστής μέσω κάποιου αλγορίθμου. Εν συνεχεία, παρουσιάζονται τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται για να αναπαραστήσουν διάφορα στοιχεία του δικτύου.

3.2.1 Παράσταση Γραμμών Μεταφοράς

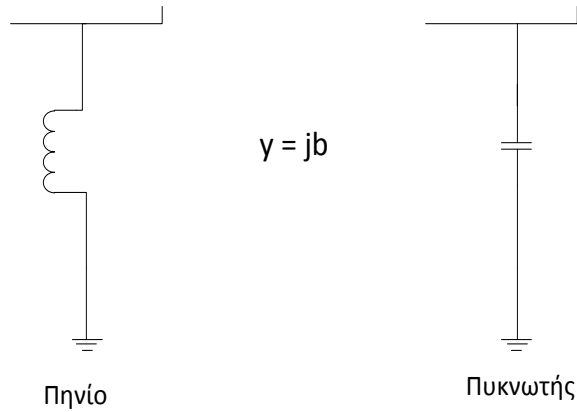
Οι γραμμές μεταφοράς αναπαρίστανται με το ισοδύναμο μοντέλο «Π» του οποίου οι παράμετροι αντιστοιχούν στο ισοδύναμο κύκλωμα θετικής ακολουθίας των γραμμών μεταφοράς. Πιο συγκεκριμένα, μια γραμμή μεταφοράς με σύνθετη αντίσταση θετικής ακολουθίας $R + jx$ και συνολική εγκάρσια αγωγιμότητα ίση με $j2B$ μοντελοποιείται στο εξής κύκλωμα:



Σχήμα 3-1 Μοντέλο γραμμής μεταφοράς

3.2.2 Παράσταση εγκάρσιων πυκνωτών και αυτεπαγωγών

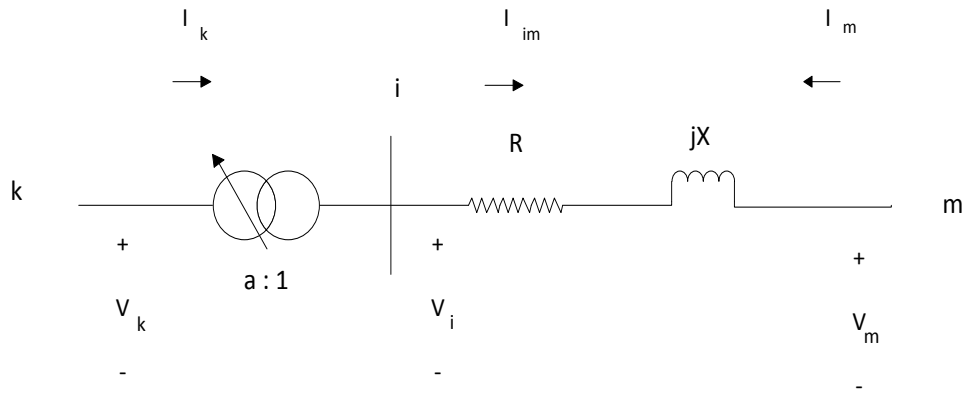
Τα εγκάρσια στοιχεία είναι πυκνωτές ή πηνία που χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο της τάσης ή της αέργου ισχύος, και αναπαρίστανται από την ανά φάση ισοδύναμη φανταστική αγωγιμότητα $y = jb$ στον αντίστοιχο ζυγό. Το πρόσημο της αγωγιμότητας δηλώνει το τύπο του στοιχείου. Δηλαδή, αν είναι θετική, είναι εγκάρσιος πυκνωτής, ενώ αν είναι αρνητική είναι εγκάρσιο πηνίο.



Σχήμα 3-2 Μοντέλο εγκάρσιου στοιχείου

3.2.3 Παράσταση Μετασχηματιστών

Οι μετασχηματιστές αναπαρίστανται ως ιδανικοί μετασχηματιστές σε σειρά με την σύνθετη αντίστασή τους, όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα. Οι δυο ζυγοί στους οποίους συνδέεται ένας μετασχηματιστής m και k , είναι γνωστοί ως πλευρά αντίστασης και πλευρά ρύθμισης της τάσης αντίστοιχα.



Σχήμα 3-3 Μοντέλο μετασχηματιστή

Οι εξισώσεις του κυκλώματος του μετασχηματιστή εκφράζονται μέσω των ρευμάτων που διαρρέουν τον κλάδο $i - m$, στον οποίο υπάρχει η σύνθετη αντίσταση. Ισχύει ότι

$Z = R + jx$, και η αγωγιμότητα του κλάδου αντίστασης είναι ίση με $Y = 1 / Z$, επομένως έχουμε:

$$\begin{bmatrix} I_{im} \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y & -Y \\ -Y & Y \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_i \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Αντικαθιστώντας τα I_{im} και V_i με τις εξισώσεις:

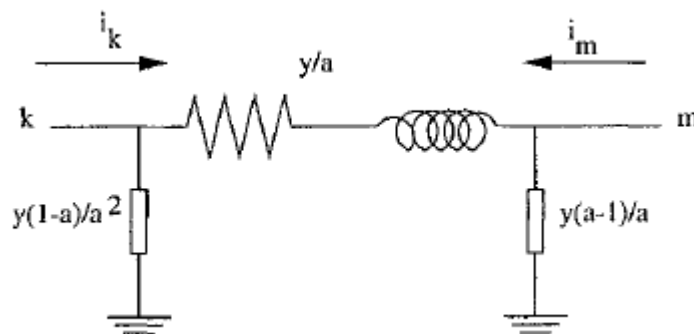
$$I_{im} = a * I_k$$

$$V_i = V_k / a$$

Παίρνουμε τη τελική μορφή της σχέσης (2.1):

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y/\alpha^2 & -Y/\alpha \\ -Y/\alpha & Y \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

όπου α είναι η ρύθμιση τάσης του μετασχηματιστή. Στη συνέχεια φαίνεται το ισοδύναμο κύκλωμα για το παραπάνω σύνολο εξισώσεων:



Σχήμα 3-4 Ισοδύναμο κύκλωμα μετασχηματιστή

3.2.4 Παράσταση Γεννητριών

Οι γεννήτριες αναπαρίστανται με ισοδύναμες μιγαδικές εγχύσεις ισχύος στους αντίστοιχους ζυγούς. Οι ισχύς αυτές έχουν τις παρακάτω εξισώσεις:

$$S = P + jQ \quad (3.3)$$

όπου P η ενεργός ισχύς και Q η άεργος ισχύς της γεννήτριας.

3.2.5 Παράσταση φορτίων

Τα φορτία διακρίνονται σε σταθερής ισχύος και σταθερής αγωγιμότητας. Τα φορτία σταθερής ισχύος αναπαρίστανται ως ισοδύναμες μιγαδικές εγχύσεις ισχύος στους αντίστοιχους ζυγούς και δεν έχουν επίδραση στο μοντέλο του δικτύου σε αντίθεση με τα φορτία σταθερής αγωγιμότητας που έχουν επίδραση στο μοντέλο του δικτύου και αναπαρίστανται ως εγκάρσιες σύνθετες αγωγιμότητες.

3.2.6 Παράσταση δικτύου

Τα παραπάνω μοντέλα που εξετάστηκαν, χρησιμοποιούνται για την αναπαράσταση ολόκληρου του δικτύου. Αυτό επιτυγχάνεται με ένα σύνολο εξισώσεων που προέρχονται από την εφαρμογή του νόμου του Kirchhoff για το ρεύμα, σε κάθε ζυγό. Έστω λοιπόν ότι το σύνολο των εγχεόμενων ρευμάτων κάθε ζυγού συμβολίζεται με I , και το σύνολο των τάσεων όλων των ζυγών με V , οι εξισώσεις παίρνουν την εξής μορφή:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = Y * V \quad (3.4)$$

όπου

I_k : η έγχυση ρεύματος στον ζυγό k .

V_k : η τάση του ζυγού k .

Y_{km} : το (k,m) στοιχείο της μήτρας αγωγιμοτήτων Y .

Η μήτρα Y αποτελεί την μήτρα αγωγιμοτήτων. Είναι εν γένει μιγαδική μήτρα, αραιή και συμμετρική .

3.3 Εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας

Τα δεδομένα εισόδου του αλγορίθμου αποτελούν μετρήσεις μετρητικών οργάνων οι οποίες αποστέλλονται μέσω τηλεπικοινωνιών από απομακρυσμένα σημεία σε ένα κεντρικό προς αξιοποίησή τους. Τόσο κατά τη λήψη μέτρησης (στο όργανο) όσο και κατά τη μεταφορά της (τηλεπικοινωνιακός δίαυλος), υπεισέρχεται σφάλμα στην ακριβή τιμή του ζητούμενου μεγέθους, για το οποίο είναι αδύνατο να προσδιοριστεί η ακριβής τιμή του. Συνεπώς, δεχόμαστε ως δεδομένο ότι οι μετρήσεις που λαμβάνονται περιέχουν σφάλματα άλλοτε σημαντικά και άλλοτε όχι, χωρίς να είναι δυνατή η απομόνωσή τους.

Ο σκοπός της εκτίμησης κατάστασης είναι να προσδιορίσει την πιθανότερη κατάσταση του συστήματος με βάση τα δεδομένα από τις μετρήσεις. Ένας τρόπος να επιτευχθεί ο στόχος, είναι χρησιμοποιώντας την Εκτίμηση Μέγιστης Πιθανοφάνειας (Maximum Likelihood Estimation ή MLE), μια μέθοδο που εφαρμόζεται ευρύτατα στη στατιστική. Τα σφάλματα των μετρήσεων, θεωρείται ότι ακολουθούν μια γνωστή κατανομή πιθανότητας με άγνωστες παραμέτρους. Η κοινή συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας όλων των μετρήσεων μπορεί να γραφεί σαν συνάρτηση παραμέτρων. Αυτή η συνάρτηση ονομάζεται συνάρτηση πιθανοφάνειας και μεγιστοποιείται όταν οι άγνωστοι παράμετροι βρίσκονται όσο πιο κοντά γίνεται στις πραγματικές τους τιμές. Ως εκ τούτου, μπορεί να οριστεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης ώστε να μεγιστοποιηθεί η συνάρτηση πιθανοφάνειας. Η λύση θα δώσει την εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας για τις ζητούμενες παραμέτρους.

Τα σφάλματα των μετρήσεων συνήθως θεωρείται ότι ακολουθούν την Γκαουσιανή (κανονική) κατανομή και οι παράμετροι αυτής της κατανομής είναι η μέση τιμή της μ και η διασπορά της σ^2 . Το πρόβλημα της εκτίμησης μέγιστης πιθανοφάνειας επιλύεται ως προς αυτές τις παραμέτρους.

3.3.1 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Γκαουσιανής (Κανονικής) κατανομής

Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κανονικής κατανομής για μια τυχαία μεταβλητή z ορίζεται ως εξής:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (3.5)$$

όπου

z : η τυχαία μεταβλητή.

μ : η μέση τιμή της z .

σ : η τυπική απόκλιση της z .

Η συνάρτηση $f(z)$ αλλάζει τη μορφή της ανάλογα με τις τιμές των παραμέτρων μ και σ^2 . Παρόλα αυτά, η μορφή της μπορεί να σταθεροποιηθεί χρησιμοποιώντας την παρακάτω αλλαγή μεταβλητών:

$$u = \frac{z - \mu}{\sigma} \quad (3.6)$$

η οποία συνεπάγεται τα εξής:

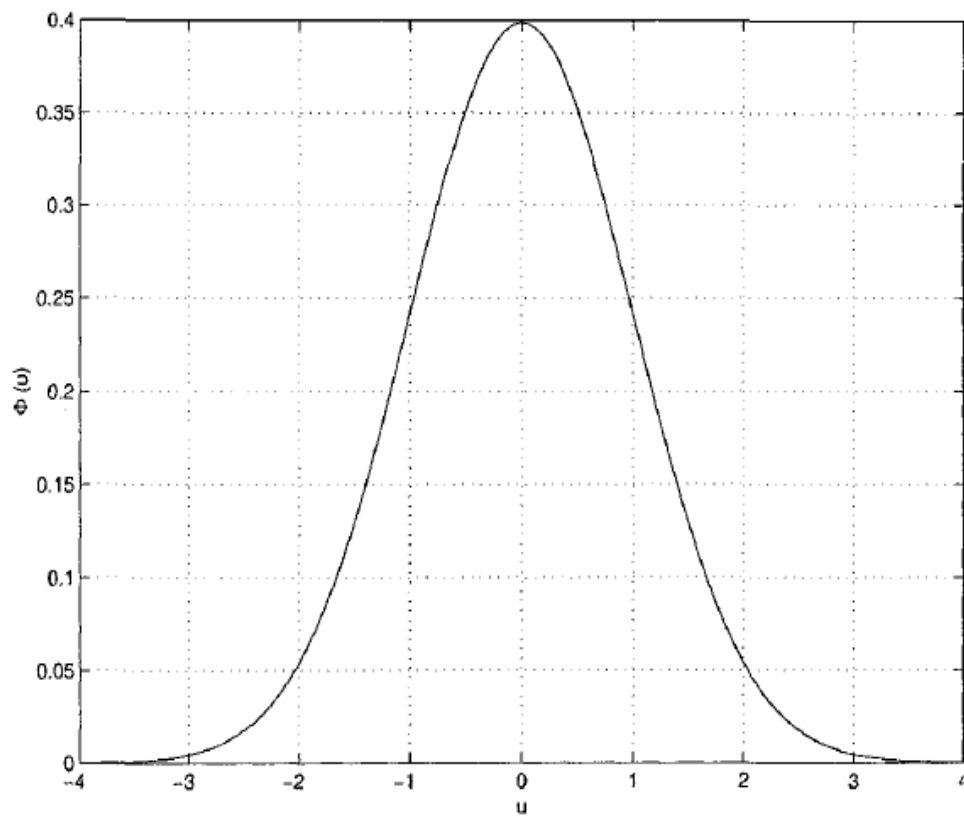
$$E(u) = \frac{1}{\sigma}(E(z) - \mu) = 0 \quad (3.7)$$

$$Var(u) = \frac{1}{\sigma^2} Var(z - \mu) = \frac{\sigma^2}{\sigma^2} = 1 \quad (3.8)$$

Επομένως, η νέα συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας είναι η εξής:

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{u^2}{2}} \quad (3.9)$$

Μια γραφική αναπαράσταση της Κανονικής Κατανομής φαίνεται στο παρακάτω σχήμα:



Σχήμα 3-5 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Κανονικής Κατανομής

3.3.2 Συνάρτηση Πιθανοφάνειας

Έστω μια κοινή συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας που αντιπροσωπεύει την πιθανότητα μέτρησης m ανεξάρτητων μετρήσεων, έχοντας η καθεμία την ίδια

κανονική κατανομή. Αυτή η συνάρτηση εκφράζεται σαν το γινόμενο των m ξεχωριστών συναρτήσεων πυκνότητας πιθανότητας, εφόσον είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους, ως εξής:

$$f_m(z) = f(z_1)f(z_2) \dots \dots \dots f(z_m) \quad (3.10)$$

όπου z_i : η i -οστή μέτρηση.

z^T : το διάνυσμα μετρήσεων $[z_1, z_2, \dots, z_m]$.

Η συνάρτηση $f_m(z)$ ονομάζεται συνάρτηση πιθανοφάνειας της τυχαίας μεταβλητής z . Ουσιαστικά, είναι ένα μέτρο πιθανότητας παρατήρησης του συγκεκριμένου συνόλου μετρήσεων στο διάνυσμα z .

Σκοπός της εκτίμησης μέγιστης πιθανοφάνειας είναι η μεγιστοποίηση της συνάρτησης πιθανοφάνειας μεταβάλλοντας τις παραμέτρους της συνάρτησης πιθανότητας μ και σ^2 . Για τον προσδιορισμό των βέλτιστων τιμών των παραμέτρων, η συνάρτηση συνήθως αντικαθίσταται από τον λογάριθμό της προκειμένου να απλοποιηθεί η διαδικασία βελτιστοποίησης. Η νέα συνάρτηση ονομάζεται συνάρτηση λογαρίθμου- πιθανοφάνειας, συμβολίζεται με L και δίνεται από το τύπο:

$$\begin{aligned} L = \log f_m(z) &= \sum_{i=1}^m \log f(z_i) = \\ &= -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 - \frac{m}{2} \log 2\pi - \sum_{i=1}^m \log \sigma_i \end{aligned} \quad (3.11)$$

Η εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας μεγιστοποιεί τη συνάρτηση λογαρίθμο-πιθανοφάνειας για ένα δεδομένο διάνυσμα z με τον εξής τρόπο:

$$\max\{\log f_m(z)\} \quad (3.12)$$

ή ισοδύναμα:

$$\min\left\{\sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i}\right)^2\right\} \quad (3.13)$$

Το παραπάνω πρόβλημα ελαχιστοποίησης μπορεί να επαναπροσδιοριστεί με την χρήση των υπολοίπων r_i των μετρήσεων, που ορίζονται ως εξής:

$$r_i = z_i - \mu_i = z_i - E(z_i) \quad i = 1, \dots, m \quad (3.14)$$

όπου η μέση τιμή μ_i της μέτρησης z_i μπορεί να εκφραστεί ως $h_i(x)$, δηλαδή ως μια μη γραμμική συνάρτηση που συσχετίζει το διάνυσμα κατάστασης x με την i -ιοστή μέτρηση. Το τετράγωνο κάθε υπολοίπου r_i^2 πολλαπλασιάζεται με το βάρος $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$, το οποίο είναι αντιστρόφως ανάλογο της διασποράς σφάλματος της μέτρησης z_i . Έτσι λοιπόν, το πρόβλημα ελαχιστοποίησης της εξίσωσης (2.13), ανάγεται σε πρόβλημα ελαχιστοποίησης του σταθμισμένου αθροίσματος των τετραγώνων των υπολοίπων:

$$\min\left\{\sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2\right\} \quad (3.15)$$

όπου:

$$r_i = z_i - h_i(x) \quad i = 1, \dots, m \quad (3.16)$$

Η λύση αυτού του προβλήματος βελτιστοποίησης ονομάζεται Εκτίμηση Σταθμισμένων Ελαχίστων Τετραγώνων (Weighted Least Squares ή WLS) για το διάνυσμα κατάστασης x .

3.4 Μοντέλο μετρήσεων και παραδοχές

Θεωρείται το ακόλουθο διάνυσμα z που περιλαμβάνει το σύνολο των διαθέσιμων μετρήσεων προς επεξεργασία. Στη σχέση που ακολουθεί το e παίζει το ρόλο του υπεισερχόμενου σφάλματος στη μέτρηση η πραγματική τιμή του οποίου μας είναι άγνωστη.

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_m) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_m) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (3.17)$$

όπου:

- $h^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]$ η μη γραμμική συνάρτηση που συσχετίζει την i -ιοστή μέτρηση με το διάνυσμα κατάστασης x .
- $x^T = [x_1, x_2, \dots, x_n]$ το διάνυσμα κατάστασης.
- $e^T = [e_1, e_2, \dots, e_m]$ το διάνυσμα σφαλμάτων των μετρήσεων.

Επίσης, όσον αφορά τις στατιστικές ιδιότητες των σφαλμάτων των μετρήσεων, γίνονται οι εξής παραδοχές:

- $E(e_i) = 0, i = 1, 2, \dots, m$
- Τα σφάλματα των μετρήσεων είναι ανεξάρτητα μεταξύ τους ($E[e_i e_j] = 0$). Επομένως, ισχύουν τα εξής:

$$\text{Cov}(e) = E[ee^T] = R = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\} \quad (3.18)$$

Η μήτρα R είναι διαγώνια και ονομάζεται μήτρα συνδιασποράς.

Η τυπική απόκλιση σ_i κάθε μέτρησης z_i εκφράζει την αναμενόμενη ακρίβεια της τιμής της μέτρησης που χρησιμοποιείται.

Ο εκτιμητής WLS ελαχιστοποιεί την ακόλουθη συνάρτηση:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (3.19)$$

Για να πάρει η $J(x)$ την ελάχιστη τιμή της, θα πρέπει να ικανοποιούνται οι συνθήκες πρώτης τάξεως, δηλαδή:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (3.20)$$

Η μήτρα $H(x)$ ονομάζεται Ιακωβιανή μήτρα, περιλαμβάνει τις μερικές παραγώγους της συνάρτησης μέτρησης $h_i(x)$ ως προς το διάνυσμα κατάστασης x , και η αναλυτική της μορφή είναι η εξής:

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1(x)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial h_1(x)}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial h_m(x)}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial h_m(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Αναπτύσσοντας τη μη γραμμική συνάρτηση $g(x)$ σε σειρά Taylor ως προς το διάνυσμα κατάστασης, εξάγεται το εξής αποτέλεσμα:

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0 \quad (3.22)$$

Απαλείφοντας τους όρους υψηλότερης τάξης της σειράς, προκύπτει μια επαναληπτική διαδικασία γνωστή ως μέθοδος Gauss-Newton, με την οποία υπολογίζεται η λύση ως εξής:

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1}g(x^k) \quad (3.23)$$

όπου k είναι η δείκτης επανάληψης και x^k το διάνυσμα κατάστασης στην επανάληψη k .

Ακόμα, ισχύουν οι παρακάτω σχέσεις:

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k)R^{-1}H(x^k) \quad (3.24)$$

$$g(x^k) = -H^T(x^k)R^{-1}(z - h(x^k)) \quad (3.25)$$

Η μήτρα $G(x)$ ονομάζεται μήτρα κέρδους. Η μήτρα αυτή είναι αραιή, θετικά ορισμένη και συμμετρική, με την προϋπόθεση ότι το σύστημα είναι παρατηρήσιμο.

Τελικώς, η λύση της εκτίμησης κατάστασης με τη μέθοδο των σταθμισμένων ελαχίστων τετραγώνων προκύπτει από την εξής επαναληπτική διαδικασία:

$$[G(x^k)]\Delta x^{k+1} = H^T(x^k)R^{-1}(z - h(x^k)) \quad (3.26)$$

Στο Παράρτημα Α εμφανίζονται αναλυτικά οι εξισώσεις που χρησιμοποιούνται για την σύνθεση του διανύσματος h καθώς και της Ιακωβιανής μήτρας H .

3.5 Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης

Η εκτίμηση κατάστασης με τη μέθοδο WLS μας δίνει την λύση των εξισώσεων (3.26) μέσω της επαναληπτικής μεθόδου Gauss – Newton. Κατά την εκκίνηση του αλγορίθμου θεωρείται flat start στο διάνυσμα κατάστασης, δηλαδή θεωρείται μηδενική τιμή γωνιών τάσης και μοναδιαία τιμή μέτρου τάσης. Το όριο σύγκλισης τίθεται από τον χειριστή του αλγορίθμου και η τιμή του επηρεάζει τον συνολικό αριθμό των επαναλήψεων που θα εκτελεστούν.

Ο αλγόριθμος έχει ως εξής :

1. Αρχικά, ο δείκτης επαναλήψεων k τίθεται ίσος με 0, και αρχίζουν οι επαναλήψεις.
2. Αρχικοποιείται το διάνυσμα κατάστασης x^0 συνήθως όπως αναφέρθηκε παραπάνω (flat start).
3. Υπολογίζεται η μήτρα κέρδους $G(x^k)$.
4. Υπολογίζεται το δεξί μέρος της εξίσωσης:

$$t^k = H(x^k)^T R^{-1}(z - h(x^k)) \quad (3.27)$$

5. Παραγοντοποιείται και επιλύεται η $G(x)$ και υπολογίζεται η λύση για Δx^k .
6. Γίνεται έλεγχος για σύγκλιση, μέσω της σχέσης:

$$|\Delta x^k| \leq \varepsilon \quad (3.28)$$

όπου ε είναι το όριο ανοχής και συνήθως τίθεται ίσο με 10^{-3} .

7. Αν δεν έχουμε σύγκλιση, το διάνυσμα κατάστασης και ο δείκτης επαναλήψεων παίρνουν τις παρακάτω τιμές:

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (3.29)$$

$$k = k + 1 \quad (3.30)$$

και στη συνέχεια, η μέθοδος επαναλαμβάνεται από το βήμα 3. Διαφορετικά, αν έχουμε σύγκλιση η μέθοδος τερματίζει.

3.6 Εντοπισμός σφαλμάτων

Η σχέση 3.16 δίνει την εξίσωση με την οποία υπολογίζονται τα υπόλοιπα για κάθε μέτρηση, έχοντας υπολογίσει ένα διάνυσμα κατάστασης x . Με την μέθοδο των κανονικοποιημένων υπολοίπων μπορεί να εξακριβωθεί εάν κάποια μέτρηση παρουσιάζει μεγάλο σφάλμα και είναι συνεπώς επιθυμητή η απομάκρυνση της από το σύνολο των μετρήσεων με στόχο τον προσδιορισμό ενός ακριβέστερου διανύσματος κατάστασης.

Η κανονικοποιημένη τιμή του υπολοίπου για την i -οστή μέτρηση μπορεί να αποκτηθεί διαιρώντας την απόλυτη τιμή του, με το αντίστοιχο διαγώνιο στοιχείο του πίνακα διακύμανσης υπολοίπων :

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} = \frac{|r_i|}{\sqrt{R_{ii} S_{ii}}} \quad (3.31)$$

Συγκρίνοντας τις τιμές των στοιχείων του r_i^N με μια τιμή κατωφλίου μπορεί να αποφασιστεί η ύπαρξη σφάλματος. Έπειτα, η μέτρηση που παρουσιάζει το σφάλμα μπορεί να απομακρυνθεί και να υπολογιστεί εκ νέου το διάνυσμα κατάστασης x .

Ακολουθεί ένας τυπικός αλγόριθμος για τον εντοπισμό και τη διαγραφή των εσφαλμένων-κακών δεδομένων (bad data). Σημειώνεται, ότι η διαδικασία εντοπισμού και διαγραφής εσφαλμένων μετρήσεων με σχετικά μεγάλο σφάλμα λειτουργεί συμπληρωματικά με τον αλγόριθμο εκτίμησης κατάστασης προσδίδοντας στον εκτιμητή αξιοπιστία.

Τα βήματα του αλγορίθμου έχουν ως εξής:

1. Πραγματοποίησε την εκτίμηση κατάστασης με τη μέθοδο των ελάχιστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας και σύλλεξε τα στοιχεία του διανύσματος των υπολοίπων των μετρήσεων :

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

2. Υπολόγισε τα κανονικοποιημένα υπόλοιπα :

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

3. Βρες το k , έτσι ώστε το r_k^N να είναι το μέγιστο μεταξύ όλων των r_i^N ,
 $i = 1, \dots, m$.
4. Αν $r_k^N > c$, τότε η k -οστή μέτρηση θα θεωρηθεί ότι έχει σφάλμα. Διαφορετικά σταμάτησε, θα θεωρηθεί ότι δεν υπάρχει σε καμία μέτρηση σφάλμα. Εδώ το c είναι το κατώφλι για την αναγνώριση, για παράδειγμα 3.0.
5. Εξάλειψε τη k -οστή μέτρηση από το σύνολο των μετρήσεων και πήγαινε στο βήμα 1.

3.7 Εκτιμητής κατάστασης και Παρατηρησιμότητα Συστήματος

Όπως έχει γίνει κατανοητό, το σύνολο των δεδομένων που δίνονται ως είσοδοι στον εκτιμητή κατάστασης αποτελεί ένα σύνολο φαινομενικά ασυσχέτιστων τιμών

μεγεθών. Ο εκτιμητής κατάστασης έχει την δυνατότητα να φιλτράρει τις ανεπεξέργαστες μετρήσεις δίνοντας σαν έξοδο ένα αξιόπιστο σύνολο δεδομένων. Για να πραγματοποιηθεί το φιλτράρισμα αυτό πρέπει το πλήθος των μετρήσεων να είναι μεγαλύτερο από τον αριθμό των αγνώστων που καλούμαστε να προσδιορίσουμε, δηλαδή από τα στοιχεία του διανύσματος κατάστασης. Ο λόγος του πλήθους μετρήσεων προς το πλήθος των αγνώστων ονομάζεται περίσσεια.

Το πόσες και το που βρίσκονται (τοπολογικά) οι μετρήσεις που θα λάβει ο εκτιμητής κατάστασης καθορίζει το εάν θα δώσει αποτέλεσμα επί του συνόλου του δικτύου, δηλαδή, εάν θα είναι σε θέση να εκτιμήσει τα μέτρα και τις γωνίες τάσεως σε όλους τους ζυγούς του συστήματος. Εάν αυτό συμβεί και μπορεί να εκτιμηθεί το διάνυσμα κατάστασης, τότε το δίκτυο θεωρείται παρατηρήσιμο. Σε αντίθετη περίπτωση το σύστημα θεωρείται μη παρατηρήσιμο και εμφανίζονται ολόκληρα τμήματά του ('νησίδες') τα όποια δεν μπορούν να αναλυθούν περαιτέρω. Το πρόβλημα αυτό επιλύεται με την τοποθέτηση συγκεκριμένων τιμών μεγεθών σε συγκεκριμένα σημεία του δικτύου, τα οποία παίζουν το ρόλο μετρήσεων, οι οποίες όμως δεν αποτελούν πραγματικές μετρήσεις, αλλά 'συμβάσεις' που γίνονται ώστε να αρθεί το πρόβλημα της μη παρατηρησιμότητας. Οι μετρήσεις αυτές λέγονται ψευδομετρήσεις (pseudo-measurements).

Η ανάλυση παρατηρησιμότητας του συστήματος πραγματοποιείται προτού οι μετρήσεις δοθούν στον εκτιμητή, ώστε να διασφαλιστεί η επίτευξη της εκτίμησης κατάστασης του συστήματος. Το αποτέλεσμα της ανάλυσης καθορίζει το εάν θα χρειαστεί εισαγωγή ψευδομετρήσεων ή όχι με στόχο την πλήρη παρατηρησιμότητα του συστήματος και την απολαβή των ζητούμενων αποτελεσμάτων του εκτιμητή κατάστασης.

4 Εκτίμηση φορτίου

4.1 Εισαγωγή

Η εκτίμηση κατάστασης (state estimation) στα δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα ιδιαίτερα απαιτητικό πεδίο μελέτης και έρευνας, καθώς ο πλεονασμός πραγματικών μετρήσεων που συνιστά μια αναγκαία προϋπόθεση για την έγκυρη και αξιόπιστη επίλυση του προβλήματος, δεν υφίσταται. Εν αντιθέσει, λοιπόν, με τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, στη διανομή, τα δίκτυα χαρακτηρίζονται από ελλειπείς μετρήσεις, τόσο τάσης (ως προς το μέτρο και τη γωνία) όσο και ισχύος (ενεργού και αέργου).

Η γνώση της πραγματικής κατάστασης του δικτύου είναι αδύνατη εξαιτίας της ανάγκης ύπαρξης ενός απαγορευτικά μεγάλου αριθμού μετρητικών συστημάτων σε όλα τα σημεία ενδιαφέροντος και αντίστοιχων διαύλων επικοινωνίας. Επίσης, είναι αδύνατη λόγω του ασύμφορου κόστους που αυτά συνεπάγονται και κυρίως της αδυναμίας λειτουργίας ενός τόσο μεγάλου online συστήματος παρακολούθησης και ελέγχου σε πραγματικό χρόνο.

Είναι, λοιπόν, αναγκαίο να εισαχθούν εκτιμήσεις τιμών μεγεθών που αφορούν εκείνα τα τμήματα για τα οποία δεν υπάρχει μέτρηση σε πραγματικό χρόνο, προκειμένου να επιτευχθεί η παρατηρησιμότητα του συστήματος και να εκτελεστούν επιτυχώς οι αλγόριθμοι εκτίμησης κατάστασης του δικτύου.

4.2 Ψευδομετρήσεις

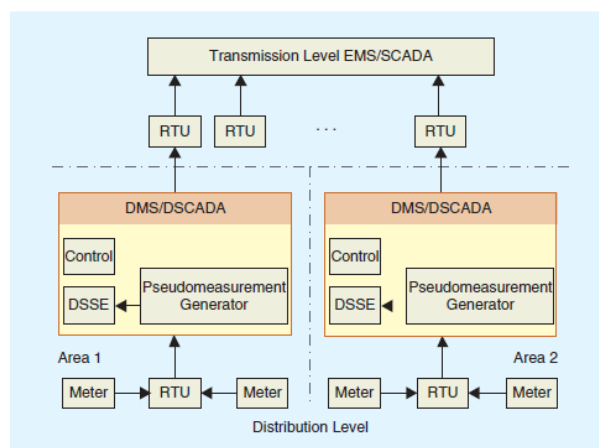
Η λύση στο κενό δεδομένων που παρατηρείται στα δίκτυα διανομής, έρχεται με την εισαγωγή των λεγόμενων ψευδομετρήσεων, που συμβάλλουν στην επίτευξη της παρατηρησιμότητας του συστήματος και της εκτίμησης κατάστασής του συνολικά. Οι ψευδομετρήσεις αποτελούν εκτιμήσεις τιμών μεγεθών, κυρίως ισχύος, που βασίζονται σε πραγματικές πληροφορίες για το σύστημα οι οποίες, όμως, αφορούν το παρελθόν. Μαζί με τις μετρήσεις πραγματικού χρόνου, οι ψευδομετρήσεις αποτελούν τα δεδομένα εισόδου του εκτιμητή κατάστασης. Εμπεριέχουν πολύ μεγαλύτερη

αβεβαιότητα σε σχέση με τις μετρήσεις πραγματικού χρόνου αλλά, εφόσον βασίζονται σε πραγματικές πληροφορίες, αντιμετωπίζονται σαν μετρήσεις μειωμένης ακρίβειας στους αλγόριθμους εκτίμησης κατάστασης.

Measurement Type	Confidence
Load kw kvar (pseudo measurement)	0.10* measured value
Source kw kvar (from SCADA)	0.01*measured value
Feeder kw kvar (from SCADA)	0.01*measured value
Telemetered current	0.02*measured value
Telemetered voltage	0.01*measured value
Zero injection	0.01 kw

Σχήμα 4-1 Διαστήματα Εμπιστοσύνης για διαφόρους τύπους μετρήσεων.

Οι ψευδομετρήσεις προέρχονται από πληροφορίες για την κατάσταση του συστήματος που συλλέγονται περιοδικά με μεγάλη ή μικρή συχνότητα. Έχουν προέλευση από υποδομή που υπάγεται στο σύστημα διαχείρισης διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Distribution Management System) όπως το σύστημα GIS (Geographical Information System) ή το CIS (Customer Information System), από ειδικό εξοπλισμό καταγραφής και ελέγχου παραμέτρων του δικτύου που τοποθετείται σε σημεία ενδιαφέροντος όπως συστήματα SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), από τα συστήματα AMR (Automated Meter Reading) ή ακόμη από πιο προηγμένες λύσεις AMI (Automated Metering Infrastructure), από λογαριασμούς ή καταγραφή μετρητών καταναλωτών του δικτύου κ.α.



Σχήμα 4-2 Ενδεικτικό διάγραμμα μεταφοράς δεδομένων (data) από επίπεδο διανομής προς επίπεδο μεταφοράς.

Γενικά, η πλειονότητα των ψευδομετρήσεων αφορά σε μεγέθη ισχύος. Οι λόγοι είναι αρκετοί. Αφενός η χρήση γεωγραφικού μοντέλου και η συλλογή στοιχείων από λογαριασμούς και μετρητές καταναλωτών σαφώς σχετίζονται με μεγέθη ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος. Αφετέρου η ακτινωτή δομή των δικτύων διανομής ευνοεί την επίλυση της ροής φορτίου με αλγορίθμους εμπρός/πίσω σάρωσης (forward/backward sweep) με συνέπεια να αποκτούν αυξημένο ενδιαφέρον οι τιμές της ισχύος και του ηλεκτρικού ρεύματος στα σημεία ενδιαφέροντος. Επιπλέον, τα συστήματα AMR παρουσιάζουν ευελιξία στην καταγραφή καταναλώσεων και ισχύος και παρέχουν εύκολη προσπελασιμότητα.

Συμπερασματικά, η ανάγκη εισαγωγής ψευδομετρήσεων στους αλγόριθμους εκτίμησης κατάστασης καθιστά αναγκαία την εκτίμηση φορτίου (load estimation). Οι δύο όροι δεν πρέπει να συγχέονται, αφού η εκτίμηση φορτίου αποτελεί ένα μόνο βήμα για τη διαδικασία επίλυσης του προβλήματος της εκτίμησης κατάστασης.

4.3 Χαρακτηριστικά εκτίμησης φορτίου

Η εκτίμηση φορτίου αποτελεί μια γενική διαδικασία που παρέχει εκτίμηση της ζήτησης ισχύος σε κάθε κόμβο ενός δικτύου διανομής ενέργειας. Έχει προγνωστικό χαρακτήρα, καθώς βάσει παρελθοντικών δεδομένων και πληροφοριών, ουσιαστικά εκτιμά-προβλέπει φορτία και ζήτηση ισχύος στα σημεία ενδιαφέροντος. Ως μέθοδος πρόβλεψης οφείλει να λαμβάνει υπόψη πολλούς παράγοντες με κυριότερους το είδος του καταναλωτή που εκτιμάται, τον τύπο, την ακρίβεια και την προέλευση των δεδομένων που χρησιμοποιούνται, τον καιρό, τη θερμοκρασία, την εποχή, ακόμη και τη μέρα που αφορά η εκτίμηση κ.α. Είναι σαφές ότι υπάρχουν διαφορές μεταξύ των διαδικασιών εκτίμησης φορτίου ως προς την επιλογή και αξιοποίηση των διαθέσιμων δεδομένων. Ωστόσο πρέπει να δίνεται η σχετική βαρύτητα ανάλογα με την εγκυρότητα των δεδομένων και να αποδίδονται τα σχετικά διαστήματα εμπιστοσύνης των αποτελεσμάτων. Για παράδειγμα, διαφορετική βαρύτητα έχουν δεδομένα που προέρχονται από εξοπλισμό AMR σε σχέση με δεδομένα που καταγράφουν οι υπάλληλοι εταιριών διανομής ενέργειας από αναλογικούς μετρητές

Μια σύγχρονη μέθοδος εκτίμησης φορτίου καλείται να :

- παρέχει αξιόπιστες, βραχυπρόθεσμες προβλέψεις φορτίου σε πραγματικό χρόνο, ώστε να επιλύεται απρόσκοπτα το πρόβλημα της εκτίμησης κατάστασης του συστήματος.
- λαμβάνει υπόψιν τις διακυμάνσεις της ζήτησης κατά τη διάρκεια της μέρας, χωρίς να περιορίζεται στη μελέτη αιχμών φορτίου.
- δίνει ένα μέτρο της αβεβαιότητας των προγνώσεών της, ώστε να βελτιστοποιεί τη διαδικασία της λήψης αποφάσεων και διαχείρισης κινδύνου.

Σημειώνεται ότι η εκτίμηση φορτίου, εκτός από εργαλείο της εκτίμησης κατάστασης, είναι χρήσιμη και για την εξισορρόπηση φορτίου, τη λήψη αποφάσεων για αναβάθμιση ή επέκταση του δικτύου, μελέτη αιχμών ζήτησης κ.α.

Βασικοί άξονες της εκτίμησης φορτίου είναι η μοντελοποίηση (load modeling) και η κατανομή φορτίου (load allocation), δύο έννοιες που έχουν άμεση σχέση αλλά δεν πρέπει να συγχέονται.

Η μοντελοποίηση φορτίου αποτελεί τη γενική μέθοδο αποτύπωσης της συμπεριφοράς ενός καταναλωτή (ή μιας ομάδας καταναλωτών) του δικτύου. Παρέχει πληροφορίες για τη ζήτηση ενέργειας και ισχύος συναρτήσει του χρόνου (εντός εικοσιτετραώρου), της κατηγορίας του καταναλωτή, του καιρού, της εποχής κ.α. Χρησιμοποιεί καμπύλες φορτίου, ιστορικά δεδομένα, στοιχεία από λογαριασμούς καταναλώσεων, πρόγνωση καιρού και άλλα στοιχεία. Όπως δηλώνεται από τον όρο, στόχος είναι η διαμόρφωση και αξιόπιστη λειτουργία ενός μοντέλου που θα μπορεί, βάσει συγκεκριμένων παραμέτρων εισόδου, να παρέχει σωστές εκτιμήσεις ζήτησης σε όλους τους κόμβους του δικτύου για τους οποίους δεν υπάρχουν πραγματικές μετρήσεις ισχύος ή ενέργειας.

Η διαδικασία της μοντελοποίησης αφορά στην επιλογή των παραμέτρων εισόδου, τον τρόπο επεξεργασίας και αξιοποίησης τους, την εξαγωγή τύπων και σχέσεων που διέπουν τη λειτουργία του μοντέλου, τον τρόπο επεξεργασίας και απεικόνισης των αποτελεσμάτων και, τελικά, την παραγωγή αξιόπιστων εκτιμήσεων φορτίου.

Η κατανομή φορτίου δηλώνει το πως επιμερίζεται η ζήτηση ισχύος ανά ζυγό, κόμβο ή/και καταναλωτή σε ένα δίκτυο διανομής.

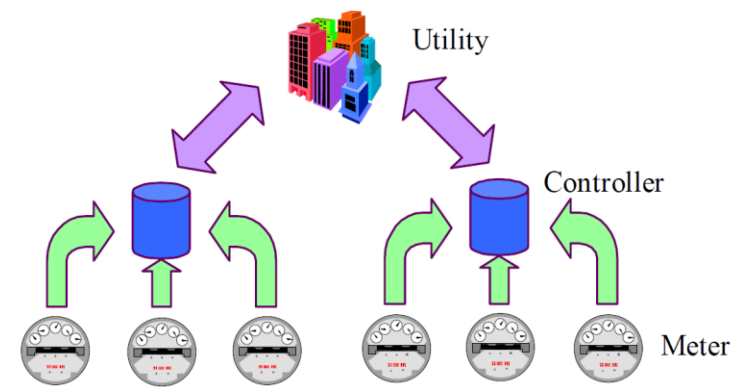
Η κεντρική ιδέα εφαρμογής της είναι είναι ο επιμερισμός μια γνωστής ποσότητας φορτίου ή ρεύματος ενός σημείου ενδιαφέροντος, συνήθως ενός υποσταθμού ή ενός απλού μετασχηματιστή υποβιβασμού, σε όλους τους κόμβους του δικτύου που βρίσκονται 'κάτω' από αυτόν. Ο τρόπος επιμερισμού και η ποσοτικοποίηση καθορίζεται μέσω εμπειρικών τύπων και βασίζεται σε online (π.χ. συστήματα AMR, SCADA) και offline δεδομένα (π.χ. τιμολόγια καταναλωτών, ονομαστικά στοιχεία μετασχηματιστών), γενικές πληροφορίες όπως το είδος του καταναλωτή, γεωγραφικά στοιχεία κ.α.

Η συνηθέστερη περίπτωση είναι η γνώση των ονομαστικών μεγεθών μετασχηματιστών στη ρίζα ενός κλάδου του δικτύου ή κάποια ιστορικά δεδομένα φόρτισης κατά τη διάρκεια μιας μέρας, ενός μήνα ή μεγαλύτερης περιόδου. Με βάση αυτές τις τοπικές πληροφορίες και μετρήσεις, γίνεται ο επιμερισμός του φορτίου ανάλογα με το προφίλ των καταναλώσεων ανά κόμβο, από το μετασχηματιστή και κάτω. Γι'αυτό το λόγο, η εκτίμηση φορτίων γίνεται δυσχερέστερη όσο απομακρυνόμαστε από το μετασχηματιστή διανομής. Η πολυπλοκότητα του ακτινικού δικτύου επέβαλε, σταδιακά, την εισαγωγή όλο και περισσότερων παραμέτρων και τη μελέτη επιπλέον στοιχείων για ακριβέστερο επιμερισμό των φορτίων.

Η εκτίμηση φορτίου μπορεί να έχει σημαντικά πλεονεκτήματα κάνοντας χρήση των σχετικά νέων προηγμένων συστημάτων αυτοματισμού AMR (ή/και AMI). Η γενική ιδέα είναι η χρησιμοποίηση των δεδομένων που καταγράφουν έξυπνοι μετρητές οι οποίοι βρίσκονται διάσπαρτοι σε σημεία ενδιαφέροντος στο δίκτυο. Τα δεδομένα ποικίλουν από καταγραφές καταναλώσεων ισχύος και ενέργειας έως πληροφορίες για τη συνδεσιμότητα των καταναλωτών κ.α . Ως επί το πλείστον δεν αποστέλλονται κατευθείαν στο διαχειριστή αλλά συγκεντρώνονται τοπικά και αποστέλλονται σε προκαθορισμένα διαστήματα σε ομάδες δεδομένων. Πρέπει να τονιστεί ότι η ύπαρξη των εν λόγω προηγμένων συστημάτων δεν δίνει ένα on-line σύστημα παρακολούθησης, καταγραφής και έλεγχου του συστήματος αλλά παρέχει πέρα από τις δυνατότητες τιμολόγησης, μια σαφή εικόνα του 'αμέσου παρελθόντος' των καταγεγραμμένων

σημείων του δικτύου. Από αυτή είναι εφικτό να εξαχθούν μοντέλα φορτίου και εκτιμήσεις μεγεθών και να υποστηριχθούν λειτουργίες του συστήματος DMS όπως είναι η εξισορρόπηση φορτίου, ο σχεδιασμός ανάπτυξης του δικτύου κ.α.

Το σύστημα AMR φροντίζει για την συλλογή των δεδομένων κατανάλωσης από τους μετρητές προς την εταιρία μέσω τηλεπικοινωνιακών διαύλων. Οι μετρητές, όντας εγκατεστημένοι στην πλευρά του καταναλωτή καταγράφουν τα σχετικά με την κατανάλωση δεδομένα και τα αποστέλλουν σε ενδιάμεσους ελεγκτές σε τακτά χρονικά διάστημα ενώ αυτοί με τη σειρά τους τα δρομολογούν προς την ηλεκτρική επιχείρηση .



Σχήμα 4-3 Τυπικό σύστημα AMR.

4.4 Μέθοδοι εκτίμησης φορτίου

Με βάση την προηγούμενη παράγραφο, έχουν επιλεγεί δύο βασικά μοντέλα που εισάγουν αξιόπιστες μεθόδους εκτίμησης φορτίου και έχουν δοκιμαστεί επιτυχώς σε ερευνητικό επίπεδο.

Πρόκειται για :

- την κλασική μέθοδο μοντελοποίησης που βασίζεται στην τεχνική του επιμερισμού φορτίου βάσει τοπικών μετρήσεων που ολοκληρώθηκε από τους A.K.Ghosh, D.L.Lubkeman και R.H.Jones

- την εκτίμηση φορτίου βάσει μετρήσεων και πληροφοριών από συστήματα AMR, με χρήση ανάλυσης σε χρονοσειρές που πρότειναν οι H.Wang και N.Schulz, η οποία υλοποιήθηκε στα πλαίσια της παρούσης εργασίας.

4.4.1 Η μέθοδος Ghosh, Lubkeman και Jones

Η κλασική προσέγγιση του προβλήματος της εκτίμησης φορτίου από τους Ghosh, Lubkeman και Jones αποτελεί την πλέον παγιωμένη τεχνική μοντελοποίησης. Συνιστά μια βελτιστοποιημένη εκδοχή παλαιότερων εργασιών. Δεν χρησιμοποιεί ανώτερα μαθηματικά και τεχνικές και επικεντρώνεται στην εξαγωγή εμπειρικών τύπων και την, όσο δυνατόν, αρτιότερη επεξεργασία και αξιοποίηση μετρήσεων, ιστορικών δεδομένων, στατιστικών, καμπυλών φορτίου, καιρικών και θερμοκρασιακών πληροφοριών.

Κεντρικό ζήτημα αποτέλεσε η εισαγωγή της εξάρτησης της εκτίμησης από τον ακριβή χρόνο (ώρα ή χρονικό διάστημα) στη διάρκεια μια μέρας που αυτή αφορά (time-of-day dependency). Ουσιαστικά, γίνεται μελέτη της διακύμανσης του φορτίου μέσα σε μια μέρα και ξεπερνιέται η επεξεργασία φορτίου σε όρους αιχμών (peak). Επιπλέον, εισάγονται στοιχεία θεωρίας πιθανοτήτων καθώς υπογραμμίζεται η σημασία της αβεβαιότητας των εκτιμήσεων. Γι' αυτό το λόγο, συσχετίζεται η αβεβαιότητα με τη μέση τιμή, την τυπική απόκλιση και άλλα στατιστικά μεγέθη που προκύπτουν από τις μετρήσεις και τα ιστορικά δεδομένα που χρησιμοποιούνται όπως και τις καμπύλες φορτίου. Αυτή η αντιμετώπιση του προβλήματος υπάγεται σε μια γενική, πιθανοτική θεώρηση της εκτίμησης κατάστασης ενός συστήματος.

Εξίσου σημαντική είναι και η μελέτη της κλάσης των καταναλωτών που αφορά η εκτίμηση φορτίου. Αυτή η διαδικασία είναι απαραίτητη καθώς κάθε κατηγορία καταναλωτή εμφανίζει χαρακτηριστικές, σχεδόν μοναδικές καμπύλες φορτίου, εξαρτάται διαφορετικά από τη θερμοκρασία, την εποχή και την ημέρα της εκτίμησης, ενώ είναι δεδομένο το φαινόμενο του ετεροχρονισμού (load diversity) ως προς τη ζήτηση.

Με βάση τις παραπάνω παρατηρήσεις, έγιναν βελτιώσεις πάνω σε τύπους και τεχνικές επιμερισμού φορτίου που είχαν ήδη δημοσιευτεί.

Αρχικά, ο επιμερισμός φορτίου έγινε βάσει των ονομαστικών μεγεθών των μετασχηματιστών στην περιοχή του δικτύου διανομής που αφορούσαν οι διαθέσιμες τοπικές μετρήσεις. Έστω ότι είναι διαθέσιμη μια πραγματική μέτρηση ισχύος στον κόμβο k ενός δικτύου. Ο υπολογισμός της ισχύος σε κάθε κόμβο που αποτελεί φύλλο του δέντρου με ρίζα τον κόμβο k γίνεται με χρήση λόγων της ονομαστικής ισχύος του μετασχηματιστή που υπάρχει στον κόμβο i (που αποτελεί φύλλο του δέντρου) προς το άθροισμα της ονομαστικής ισχύος του μετασχηματιστή κάθε κόμβου που ανήκει στο δέντρο. Η σχέση επιμερισμού (που προσομοιάζει σε έναν καταμεριστή τάσης ηλεκτρικού κυκλώματος) είναι:

$$P_i = P_k \frac{KVA_i}{\sum_{i=1}^N KVA_i} \quad (4.1)$$

όπου KVA_i : η ονομαστική ισχύς μετασχηματιστή μέσω του οποίου τροφοδοτείται ο κόμβος I και P_i : η εκτιμώμενη ισχύς που παρέχεται στον κόμβο i .

Ο επιμερισμός του φορτίου βάσει ονομαστικών μεγεθών αποτελεί μια στατική τεχνική και στερείται μιας βάσης πραγματικών μετρήσεων ζήτησης. Επόμενο βήμα ήταν η χρήση ενός μεγέθους που θα ήταν καλύτερος δείκτης της κατανάλωσης ανά κόμβο ενός δικτύου. Βάσει στοιχείων και πληροφοριών από λογαριασμούς και καταγραφές από μετρητές καταναλωτών, εξήχθη ο δείκτης της μέσης ημερήσιας ζήτησης καταναλωτή (Average Daily Customer Demand, ADC) που υπολογίζεται ως εξής :

$$ADC = \frac{\text{μηνιαίες } KWh}{\text{ημέρες κύκλου κατανάλωσης}}$$

Με την υπόθεση ότι ο παραπάνω δείκτης είναι μια καλύτερη εκτίμηση της ζήτησης ανά κόμβο του δικτύου σε σχέση με τα ονομαστικά μεγέθη των μετασχηματιστών, ο επιμερισμός φορτίου απεικονίστηκε με τη σχέση:

$$P_i = P_k \frac{ADC_i}{\sum_{i=1}^N ADC_i} \quad (4.2)$$

Εφόσον ο δείκτης ADC συσχετίζεται με καταναλωτές – πελάτες, για την εξαγωγή της τιμής ADC_i , που αφορά έναν κόμβο και τον αντίστοιχο μετασχηματιστή του, απαιτείται να είναι πλήρως γνωστή η συνδεσιμότητα των καταναλωτών καθώς και η συνδεσμολογία μεταξύ καταναλωτών και κόμβων ώστε οι συνεισφορές των καταναλωτών να υπολογίζονται μόνο μια φορά και αυστηρά για το μετασχηματιστή που τους τροφοδοτεί.

Η εισαγωγή του παράγοντα του χρόνου της εκτίμησης -με άλλα λόγια της διακύμανσης του φορτίου μέσα σε ένα εικοσιτετράωρο- έδωσε στις σχέσεις μια τελική μορφή. Συνεπώς, η χρήση καμπυλών ζήτησης, ήδη διαθέσιμων ή όχι, κατέστη απαραίτητη. Εφόσον βασίζονται σε ιστορικά και στατιστικά στοιχεία, η μελέτη και χρήση επιπλέον παραμέτρων έγινε βάσει της θεωρίας πιθανοτήτων.

Πιο συγκεκριμένα, εισήχθη ο δείκτης LMF που ορίστηκε ως παράγοντας μοντελοποίησης ζήτησης κλάσης καταναλωτή. Ο παράγοντας αυτός είναι μια κανονικοποιημένη χρονική συνάρτηση με παράμετρο την κλάση (κατηγορία) που ανήκει ο καταναλωτής του οποίου μοντελοποιείται η καμπύλη ζήτησης, την εποχή του έτους, την ημέρα της εκτίμησης, τη θερμοκρασία κ.α. Οι τιμές του LMF προέρχονται από στατιστική επεξεργασία ιστορικών δεδομένων, διαθέσιμων καμπυλών φορτίου, στοιχείων από εξοπλισμό SCADA κ.α. Συνεπώς, χαρακτηρίζεται από μέση τιμή, διασπορά, τυπική απόκλιση κ.τλ.

Ουσιαστικά, ο παράγοντας LMF είναι ένας δείκτης της σχετικής διακύμανσης της ημερήσιας ζήτησης φορτίου ενός καταναλωτή. Συνεπώς, η γραφική παράσταση του LMF ενός καταναλωτή συναρτήσει του χρόνου συνιστά μια κανονικοποιημένη καμπύλη φορτίου του καταναλωτή που προκύπτει βάσει ενός στατιστικού μοντέλου όπου υπολογίζεται ο δείκτης LMF σε μια μέση τιμή με συγκεκριμένη τυπική απόκλιση. Αναφέρεται ως δείκτης σχετικής διακύμανσης γιατί πρόκειται για ένα κανονικοποιημένο μέγεθος (μέγιστης τιμής 1 ή 100%) ώστε οποιαδήποτε τιμή, π.χ. 0,8 ή 80%, να αντιστοιχεί στο ίδιο ποσό ενέργειας ή ισχύος ανεξαρτήτως της καμπύλης ζήτησης που μελετάται.

Συμπερασματικά, ο δείκτης LMF εισάγει στη μελέτη του επιμερισμού φορτίου τον παράγοντα του χρόνου και την κατηγορία του καταναλωτή, πρωτίστως, και την εποχή, τη θερμοκρασία και τον καιρό, δευτερευόντως. Έτσι, οι ήδη υπάρχουσες σχέσεις απέκτησαν χρονική και περαιτέρω ποιοτική εξάρτηση. Εισάγοντας τη μέση τιμή του LMF διαμορφώθηκαν ως εξής:

$$P_{i,j,t} = P_{k,t} \frac{(E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j})}{\sum_{i=1}^N \{ \sum_{j=1}^C (E[LMF_{j,t}])(ADC_{i,j}) \}} \quad (4.3)$$

όπου

ο δείκτης i αντιστοιχεί στον κόμβο που εκτιμάται,

ο δείκτης j στην κατηγορία (κλάση) που ανήκει ο καταναλωτής που μελετάται

ο δείκτης t στη χρονική στιγμή της ημέρας που αφορά η εκτίμηση.

Συνεπώς, το μέγεθος $ADC_{i,j}$ αφορά τη μέση ημερήσια ζήτηση καταναλωτή κλάσης j που τροφοδοτείται από τον κόμβο i, αλλά δεν εισάγει χρονική μεταβολή. Το μέγεθος $E[LMF_{j,t}]$ αποτελεί τη μέση τιμή του δείκτη LMF και συνδέεται με την κλάση του καταναλωτή και τη χρονική στιγμή της ημέρας που αφορά, αλλά δε μεταβάλλεται από κόμβο σε κόμβο. Το γινόμενο των δυο μεγεθών παρέχει τη ζήτηση φορτίου (ενέργειας) για δεδομένη ώρα μέσα στο εικοσιτετράωρο. Έτσι, ο παρανομαστής της σχέσης αθροίζει τις συνολικές συνεισφορές όλων των κλάσεων από όλους τους κόμβους. Η σχέση δίνει την εκτίμηση ισχύος για *μια μόνο* κλάση j του κόμβου i για δεδομένο χρόνο t.

Η εκτίμηση ισχύος για έναν κόμβο i τη στιγμή t μιας ημέρας είναι:

$$P_{i,t} = \sum_{j=1}^C P_{i,j,t} \quad (4.4)$$

Σε αυτό το σημείο, σημειώνεται ότι η κεντρική τελική σχέση είναι πλήρης μόνο αν εισαχθεί ένας όρο απωλειών ισχύος επί των γραμμών διανομής του δικτύου. Επιπλέον, όλα τα μεγέθη που εμπλέκονται είναι αναμενόμενες τιμές που έχουν

συγκεκριμένη αβεβαιότητα. Συνεπώς, η τελική μορφή της σχέσης περιλαμβάνει μέσες τιμές μεγεθών :

$$E[Pi, j, t] = \{E[Pk, t] - E[Ploss, k, t]\} \frac{(E[LMFj, t])(ADCi, j)}{\sum_{i=1}^N \{ \sum_{j=1}^C (E[LMFj, t])(ADCi, j) \}} \quad (4.5)$$

όπου $P_{loss, k, t}$: οι απώλειες ισχύος κατά τη διανομή από τον κόμβο k στον κόμβο i.

Η διασπορά και η τυπική απόκλιση των εκτιμώμενων μεγεθών συνδέεται με τα αντίστοιχες τιμές για τον δείκτη LMF. Η εξαγωγή των σχέσεων δεν έγινε με εφαρμογή κανόνων και ιδιοτήτων από την θεωρία πιθανοτήτων. Γίνεται η παραδοχή ότι η εκτίμηση φορτίου είναι τόσο ακριβής όσο οι καμπύλες φορτίου-ζήτησης οι οποίες έχουν χρησιμοποιηθεί, δηλαδή ο δείκτης LMF. Γενικά, οι σχέσεις σταθμίζουν τα στατιστικά μεγέθη των εκτιμήσεων μέσω αναλογιών και εμπειρικών κανόνων.

Συνεπώς, η τυπική απόκλιση της εκτίμησης ισχύος $P_{i, j, t}$ είναι :

$$\sigma[Pi, j, t] = \left(\frac{\sigma[LMFj, t]}{E[LMFj, t]} \right) E[Pi, j, t] \quad (4.6)$$

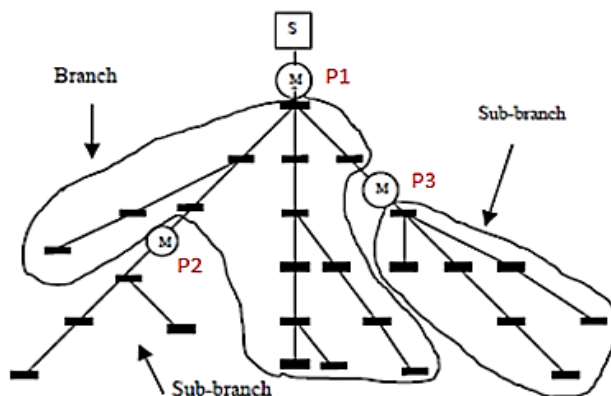
και η διασπορά της εκτίμησης της $P_{i, t}$:

$$\sigma^2[Pi, t] = \sum_{j=1}^C \sigma^2 [Pi, j, t] + \text{όροι συσχέτισης μεταξύ των κλάσεων} \quad (4.7)$$

Παρατηρείται ότι η σχέση (6) αποτελεί μια εξίσωση λόγων τυπικής απόκλισης προς μέση τιμή για το γνωστό μέγεθος LMF και το εκτιμώμενο της ισχύος κλάσης κόμβου. Συνεπώς, χρησιμοποιεί τη βεβαιότητα της γραφικής απεικόνισης του δείκτη LMF (από τις καμπύλες φορτίου) για να εξάγει μια τιμή βεβαιότητας για την εκτίμηση φορτίου. Η σχέση (4.7) εξάγει τη διασπορά της εκτίμησης ισχύος σε ένα κόμβο αθροίζοντας τις συνεισφορές κάθε κλάσης του κόμβου. Επιπλέον, προστίθενται κάποιοι όροι αλληλοσυσχέτισης των κλάσεων. Ουσιαστικά, πρόκειται για μια

συνεισφορά της συνδιακύμανσης των εκτιμήσεων της ισχύος κάθε κλάσης ανά κόμβο η οποία μπορεί να μοντελοποιηθεί και να υπολογιστεί.

Με βάση το τυπολόγιο των σχέσεων (4.1) – (4.7), καθορίζεται ένας αλγόριθμος εκτίμησης φορτίου σε ένα δίκτυο διανομής n κόμβων και m σημείων μέτρησης ισχύος, όπου $m \ll n$. Αρχικά, το προς μελέτη δίκτυο χωρίζεται σε υπόδεντρα όπου η ρίζα τους είναι το σημείο – κόμβος όπου υπάρχει πραγματική μέτρηση φορτίου. Το δίκτυο συνολικά θεωρείται ένα δέντρο με ρίζα τον υποσταθμό διανομής.



Σχήμα 4-4 Κατάτμηση ενός δικτύου σε δίκτυα-υπόδεντρα. Με κόκκινο χρώμα, τονίζονται τα σημεία των πραγματικών μετρήσεων ισχύος.

Η διαδικασία ακολουθείται για κάθε υπόδεντρο. Γι' αυτό το λόγο, οι μετρήσεις ισχύος ισοσκελίζονται ώστε να αποτελούν τη βάση της εκτίμησης για κάθε φύλλο του υποδέντρου. Για παράδειγμα, αν P_1, P_2, P_3 οι πραγματικές μετρήσεις σε τρία σημεία του δικτύου-δέντρου με P_1 τη μέτρηση στον υποσταθμό, ως πραγματικές τιμές για επίλυση του αλγόριθμου θα χρησιμοποιηθούν :

- για τα υπόδεντρα με ρίζα τα σημεία των μετρήσεων P_2, P_3 οι αυτές τιμές
- για το δέντρο που απομένει, αν αφαιρέσουμε τα υπόδεντρα, με ρίζα τον κόμβο του υποσταθμού η τιμή $P_1' = P_1 - P_2 - P_3$.

Με βάση τον ανωτέρω διαχωρισμό του δικτύου ενδιαφέροντος εκτελούνται τα βήματα για την εκτίμηση φορτίου:

1. Με την υπόθεση μιας αρχικής απώλειας ισχύος κατά τη διανομή, αφαιρείται αυτή η τιμή από τη μετρηθείσα ισχύ στη ρίζα του (υπο)δέντρου (π.χ. οι τιμές P_1, P_2, P_3).
2. Για κάθε κόμβο, γίνεται ταυτοποίηση του τύπου φορτίου (κλάση) και αντιστοιχίζεται μια τιμή για το μέγεθος της ADC βάσει πραγματικών στοιχείων.
3. Για κάθε κόμβο, επιλέγεται η κατάλληλη καμπύλη δείκτη LMF που μοντελοποιεί ικανοποιητικά τον τύπο φορτίου. Ακολουθώντας, επιλύονται οι σχέσεις (4.4), (4.5) και εξάγονται οι εκτιμήσεις πραγματικής ισχύος σε κάθε κόμβο. Επίσης, γίνεται εκτίμηση αέργου ισχύος με χρήση ενός προσεγγιστικού συντελεστή ισχύος που εξαρτάται από τις κλάσεις καταναλωτών που τροφοδοτούνται και μπορεί να εμφανίζει χρονική διακύμανση.
4. Εξάγονται τιμές για την τυπική απόκλιση και τη διασπορά για κάθε εκτίμηση με βάση τις σχέσεις (4.6), (4.7).
5. Έπεται η επίλυση της εκτίμησης κατάστασης του συστήματος από όπου προκύπτουν νέες τιμές για τις απώλειες ισχύος διανομής. Αν δεν έχουν συγκλίνει σε επιθυμητές τιμές, γίνεται επανάληψη του αλγόριθμου.

Γενικό συμπέρασμα επί της μεθόδου είναι ότι εξαρτάται έντονα από την χρήση των καμπυλών φορτίου που παρέχουν τη διακύμανση του δείκτη LMF. Η χρήση τους προσδίδει αξιοπιστία την εκτίμηση φορτίου για διάφορες ώρες μέσα στο εικοσιτετράωρο. Επίσης, η ακρίβεια των τιμών LMF επηρεάζουν, όπως φανερώνουν οι σχέσεις, την ακρίβεια της εκτίμησης που δίνει η μέθοδος.

Το κυριότερο πλεονέκτημα της μεθόδου είναι ότι εισάγει την παράμετρο της αβεβαιότητας στην εκτίμηση τιμών. Συνεπώς, παύει να τροφοδοτεί τη μέθοδο εκτίμησης κατάσταση με απόλυτες τιμές αλλά δίνει συγκεκριμένα όρια σφάλματος για τις εκτιμήσεις. Μάλιστα, ταιριάζει ικανοποιητικά με τη φύση ενός δικτύου διανομής που στερείται πραγματικών μετρήσεων και, επομένως, βασίζεται σε προσεγγιστικές τιμές για τα βασικά του μεγέθη.

Επιπλέον, ο στατιστικός χαρακτήρας της μεθόδου συμβάλλει στη λήψη αποφάσεων σε σχέση με τη λειτουργία, τον χειρισμό και την ανάπτυξη του δικτύου αφενός, μεν, επειδή γίνεται μιας διαρκής εκτίμηση και καταγραφή της ζήτησης

φορτίου σε κάθε κόμβο και, αφετέρου γιατί κατανοείται πληρέστερα ο τρόπος που τα σφάλματα των ψευδομετρήσεων επηρεάζουν την εκτίμηση της πραγματικής κατάστασης του δικτύου. Για παράδειγμα, τα αποτελέσματα της μεθόδου θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για ελαχιστοποίηση των απωλειών διανομής (μελετώντας τις μεταβολές της ζήτησης και ανακατανέμοντας τους πόρους του δικτύου).

Πρόκειται για μια μέθοδο μειωμένου υπολογιστικού κόστους που δεν απαιτεί ιδιαίτερο εξοπλισμό τόσο ποιοτικά όσο και ποσοτικά.

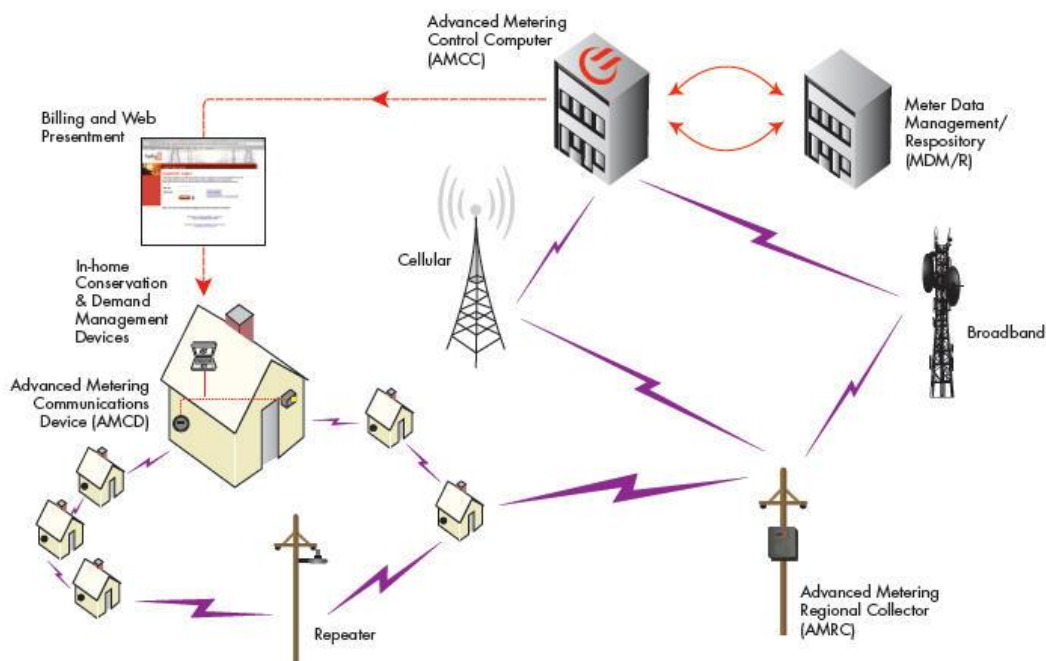
4.4.2 Η μέθοδος Wang και Schulz

Η μέθοδος που προτάθηκε από τους Wang και Schulz βασίστηκε σε πιο προηγμένα συστήματα αυτοματισμών AMR, τα οποία έχουν αρχίσει να εγκαθίστανται σε δίκτυα διανομής. Η βάση της μεθόδου είναι παρόμοια με αυτή που αναφέρθηκε πρώτη στην παρούσα ενότητα.

Η γενική ιδέα είναι η χρήση των στοιχείων που καταγράφουν τα συστήματα AMR που υπάρχουν διάσπαρτα σε σημεία ενδιαφέροντος στο δίκτυο. Τα στοιχεία ποικίλουν από καταγραφές καταναλώσεων ισχύος και ενέργειας και τάσεως έως πληροφορίες για τη συνδεσιμότητα των καταναλωτών. Με βάση αυτά τα δεδομένα, είναι εφικτό να εξαχθούν μοντέλα φορτίου και εκτιμήσεις μεγεθών καθώς και να υποστηριχθούν λειτουργίες του συστήματος DMS, η εξισορρόπηση φορτίου, ο σχεδιασμός ανάπτυξης του δικτύου (π.χ. με αντικατάσταση εξοπλισμού με άλλον μεγαλύτερης ισχύος), η διαχείριση της υπερφόρτισης κατά την επανασύνδεση μιας νησίδας στο υπόλοιπο δίκτυο κ.α.

Η διαφοροποίηση σε σχέση με όσα αναλύθηκαν έως εδώ είναι ότι η μέθοδος Wang – Schulz εισάγει την έννοια της εκτίμησης σε πραγματικό χρόνο (real time load estimation). Είναι αναγκαίο να αποσαφηνιστεί η διαφορά μεταξύ της εκτίμησης σε πραγματικό χρόνο και των δεδομένων πραγματικού χρόνου (real-time data). Στόχος της μεθόδου είναι η εκτίμηση φορτίου σε πραγματικό χρόνο για τον επιθυμητό καταναλωτή. Από την άλλη πλευρά, συνιστάται η χρήση συστημάτων AMR σε επιλεγμένα σημεία ενδιαφέροντος του δικτύου ώστε να είναι δυνατή η παροχή

δεδομένων πραγματικού χρόνου χωρίς να υπάρχει εξάρτηση από εκτιμήσεις ή ψευδομετρήσεις για τα εν λόγω σημεία. Η χρήση των συστημάτων AMR γίνεται με φειδώ και προσεκτικό σχεδιασμό καθώς συνεπάγεται υψηλό κόστος, ενώ παρουσιάζει και ιδιαιτερότητες στο τηλεπικοινωνιακό μέρος της λειτουργίας τους.



Σχήμα 4-5 Απεικόνιση ενός ολοκληρωμένου συστήματος AMR οικιακών καταναλωτών.

Τα συστήματα AMR αποτελούν ουσιαστικά μια εφαρμογή υλικού-λογισμικού, η οποία πραγματοποιεί συλλογή δεδομένων (π.χ. κατανάλωσεις) από απομακρυσμένους μετρητές (π.χ. οικιακούς, σε μετασχηματιστές τοπικών υποσταθμών) μέσω τηλεπικοινωνιακών ζεύξεων, ραδιοσυχνοτήτων, γραμμών ισχύος κ.α. Οι μετρητές εκπέμπουν τα δεδομένα σε ενδιάμεσους κόμβους ανά τακτά, μικρά χρονικά διαστήματα. Οι κόμβοι με την σειρά τους τα δρομολογούν στο κέντρο διαχείρισης του δικτύου.

Συνοπτικά, ο αλγόριθμος της μεθόδου αφορά την εκτίμηση φορτίου σε πραγματικό χρόνο για τα σημεία ενδιαφέροντος. Χρησιμοποιεί πληροφορίες από τα συστήματα AMR σε συνδυασμό με μια μέθοδο από την ανάλυση χρονοσειρών και την αξιοποίηση των κλασικών καμπυλών φορτίου ανά κατηγορία καταναλωτή.

4.5 Αλγόριθμος εκτίμησης φορτίου

Ο αλγόριθμος εκτίμησης φορτίου βασίζεται στη μέθοδο Wang και Schulz και περιλαμβάνει μια σειρά υπολογιστικών βημάτων που συνοψίζονται ως εξής:

1. Εξαγωγή ημερησίων καμπυλών ζήτησης ανά κατηγορία κατανάλωσης.
2. Εκτίμηση φορτίου ανά επιθυμητό καταναλωτή.
3. Εκτίμηση φορτίου μετασχηματιστή διανομής.

Αναλυτικά έχουμε:

Βήμα 1^ο

Το πρώτο βήμα περιλαμβάνει την προσπέλαση περιορισμένου αριθμού μετρητών για την καταγραφή και επεξεργασία δεδομένων. Με την υπόθεση ότι διατηρείται ένα σταθερό χρονικό διάστημα μεταξύ των προσπελάσεων των μετρητών, έστω Δt , είναι δυνατό να προσεγγιστεί η μέση ισχύς για τη χρονική στιγμή t σε πραγματικό χρόνο (δηλαδή περίπου σε χρόνο t) από τον τύπο :

$$Pt \cong \frac{kWh_t - kWh_{t-\Delta t}}{\Delta t} \quad (4.8)$$

όπου kWh_t (kWh_{t-1}) : η καταγεγραμμένη κατανάλωση ενέργειας τη χρονική στιγμή t ($t-1$) και Δt : το σταθερό χρονικό διάστημα μεταξύ των δυο διαδοχικών προσπελάσεων.

Αυτό αποτελεί μια μέση εκτίμηση της στιγμιαίας ζήτησης ισχύος. Όσο μειώνεται η τιμή του Δt , τόσο πιο ακριβής γίνεται η προσέγγιση της στιγμιαίας ισχύος κατά την χρονική στιγμή t . Έχοντας λοιπόν την κατανάλωση της πραγματικής ισχύος του καταναλωτή για διάστημα (π.χ. μιας ημέρας) μπορούμε να εξάγουμε την (ημερήσια) καμπύλη ζήτησης του καταναλωτή.

Εάν αυτή η διαδικασία γίνει για διαδοχικές ημέρες ανά καταναλωτή, εξάγεται μια καμπύλη μέσης ζήτησης, η οποία αποκτά γενικό χαρακτήρα και αφορά τη συμπεριφορά της κλάσης στην οποία ανήκει ο κάθε ένας από τους επιλεγμένους καταναλωτές. Οι κλάσεις που μπορούν να χωριστούν οι καταναλωτές είναι εν γένει οι οικιακοί, οι βιομηχανικοί και οι εμπορικοί, ενώ κάθε μια εξ αυτών μπορεί να χωριστεί

σε υποκλάσεις ανάλογα με την ακρίβεια του μοντέλου που θέλουμε να επιτύχουμε. Για την δημιουργία των καμπύλων πρέπει να λαμβάνεται υπόψιν πέρα από το είδος του καταναλωτή, η εποχή του έτους αλλά και το είδος της ημέρας (καθημερινή ή σαββατοκύριακο) αφού παρατηρούνται σημαντικές διακυμάνσεις της ζήτησης σε κάθε περίπτωση.

Οι καμπύλες που προκύπτουν, κανονικοποιούνται και αποτελούν ένα αντιπροσωπευτικό γράφημα για τη ζήτηση ολόκληρης κλάσης καταναλωτών.

Βημα 2^ο

Το δεύτερο βήμα αφορά αποκλειστικά την εκτίμηση φορτίου για έναν καταναλωτή σε πραγματικό χρόνο. Πρώτο μέλημα είναι να ελεγχθεί η τροφοδοσία του καταναλωτή που εκτιμάται. Πιο συγκεκριμένα, ο αλγόριθμος αξιοποιεί τα στοιχεία που λαμβάνει από τους μετρητές ώστε να καταγράψει σε ποιούς καταναλωτές υπάρχει διακοπή της τροφοδοσίας. Έτσι:

A) Σε περίπτωση που επιβεβαιωθεί διακοπή στην παροχή ενέργειας, τίθεται αυτομάτως:

$$Pt = 0, \text{ όπου } Pt \text{ η εκτιμώμενη ισχύς του καταναλωτή που αφορά για χρόνο } t.$$

B) Αν δε διαπιστωθεί ή δεν επιβεβαιωθεί διακοπή στην τροφοδοσία, ακολουθείται η εξής μεθοδολογία:

Αν υποθεθεί ότι οι μετρητές αποστέλλουν δεδομένα προς την κεντρική διαχείριση n φορές κάθε μέρα (η μέρα χωρίζεται σε n ίσα διαστήματα), η εκτίμηση φορτίου σε χρόνο t εντός διαστήματος i ($1 \leq i \leq n$) σε μονάδες ενέργειας χρησιμοποιώντας ιστορικά δεδομένα είναι:

$$kWh_{i,today} = \frac{kWh_{i-1,today}}{kWh_{i-1,day_before}} kWh_{i,day_before} \quad (4.9)$$

όπου ο όρος `day_before` αναφέρεται ως η προηγούμενη ομοειδής μέρα (καθημερινή, σαββατοκύριακο κ.α.).

Τότε, η εκτιμώμενη κατανάλωση ισχύος προκύπτει :

$$P_t = \frac{kWh_{i,today}}{S_i} P_{t,norm} \quad (4.10)$$

όπου S_i είναι κατανάλωση ενέργειας κατά το διάστημα i και $P_{t,norm}$ η στιγμιαία ισχύς σε χρόνο t , όπως αυτές προκύπτουν από τις κανονικοποιημένες καμπύλες του πρώτου βήματος.

Βήμα 3^ο

Στο τρίτο και τελευταίο βήμα, με γνώση της τοπολογίας του δικτύου και της συνδεσιμότητας των καταναλωτών ανά μετασχηματιστή, γίνεται άθροιση όλων των εκτιμώμενων φορτίων των συνδεδεμένων καταναλωτών ανά μετασχηματιστή και προκύπτει η τελική εκτίμηση φορτίου για κάθε μετασχηματιστή τροφοδοσίας.

Συμπερασματικά, η μέθοδος Wang και Schulz αποτελεί μια συστηματική προσπάθεια αξιοποίησης των συστημάτων AMR που έχουν πρόσφατα εγκατασταθεί στα δίκτυα διανομής. Αποτελούν ένα απλό μοντέλο φορτίου για μεμονωμένους καταναλωτές που φέρουν εξοπλισμό AMR. Συνεπώς, επεκτείνει την χρησιμότητα των αυτοματισμών πέρα από την τήρηση λογαριασμών και σε τομείς όπως η εκτίμηση κατάστασης παρέχοντας ψευδομετρήσεις/εκτιμήσεις φορτίου, η πρόβλεψη φορτίου με σκοπό τη συντήρηση ή/και επέκταση του δικτύου, τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της ποιότητας ισχύος κ.α.

Η προϋπόθεση για συχνή αποστολή των μετρήσεων δημιουργεί εύλογες απαιτήσεις στην τηλεπικοινωνιακή υλοποίηση της μεθόδου. Συνεπώς, το κόστος σε υλικό και λογισμικό αυξάνεται, ενώ ο κεντρικός διαχειριστής καλείται να αντιμετωπίσει υπολογιστικό φόρτο κατά την επεξεργασία των δεδομένων που αποστέλλονται από τους μετρητές. Επιπλέον, είναι έντονη η εξάρτηση από την αξιοπιστία των ασυρμάτων ζεύξεων για την προσπέλαση των δεδομένων, επειδή η ανάλυση σε χρονοσειρές βασίζεται σε δεδομένα πραγματικού χρόνου.

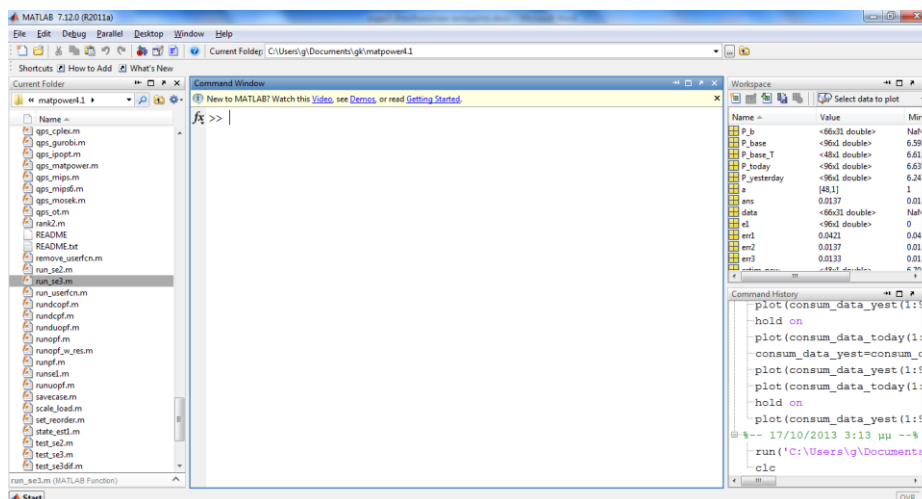
Η πρακτική της μέτρησης και αποστολής δεδομένων στο ίδιο χρονικό διάστημα αποτελεί ένα ιδιαίτερο χαρακτηριστικό της μεθόδου. Γενικά, η λογική της αξιοποίησης των συστημάτων AMR στην εκτίμηση φορτίου είναι να γίνονται μετρήσεις ανά σύντομα χρονικά διαστήματα, να αποθηκεύονται προσωρινά στη μνήμη των απομακρυσμένων μετρητών και να αποστέλλονται μαζικά στο διαχειριστή σε

συγκεκριμένες ώρες κατά τη διάρκεια του εικοσιτετράωρου, είτε την ίδια είτε την επόμενη μέρα είτε σε εβδομαδιαία ή μηνιαία βάση.

5 Αποτελέσματα προσομοιώσεων

5.1 Εισαγωγή

Το λογισμικό που χρησιμοποιήθηκε για την πραγματοποίηση των προσομοιώσεων και την εξαγωγή των αποτελεσμάτων είναι το Matlab (version 2011a). Για την εκτίμηση φορτίου, αναπτύχθηκε κώδικας, ο οποίος υλοποιεί τα όσα περιγράφηκαν στο Κεφάλαιο 4 και δοκιμάστηκε για διάφορα test cases, ώστε να έχουμε μια ολοκληρωμένη εικόνα των αποτελεσμάτων του. Τα αποτελέσματα των test cases παρουσιάζονται αναλυτικά στα επερχόμενα υποκεφάλαια.



Σχήμα 5-1 Κύρια επιφάνεια εργασίας Matlab

Όσον αφορά την εκτίμηση κατάστασης, χρησιμοποιήθηκαν κώδικες που προϋπήρχαν στο πακέτο λογισμικού Matpower (version 4.0 και 4.1), το οποίο “τρέχει” σε περιβάλλον Matlab, αφού πρώτα τροποποιήθηκαν, ώστε να ταιριάζουν με τις απαιτήσεις μας, τόσο σε επίπεδο θεωρίας, σύμφωνα με τα όσο αναφέρθηκαν στο Κεφάλαιο 3, όσο και σε επίπεδο αποδοτικότητας. Τα αποτελέσματα από την εκτίμηση κατάστασης παρουσιάζονται μετά από τα αποτελέσματα της εκτίμησης φορτίου.

Όπως έχει αναφερθεί, η εκτίμηση φορτίου γίνεται για να τροφοδοτηθεί (με ψευδομετρήσεις) ο εκτιμητής κατάστασης που επιλέγεται ως λύση, ακριβώς επειδή είναι αδύνατο να υπάρξουν on-line μετρήσεις σε όλα τα σημεία του δικτύου. Αυτό οδηγεί στην συνένωση των άνω κωδίκων μεταξύ τους, ώστε τα αποτελέσματα του ενός (εκτιμητή φορτίου) να αποτελούν εισόδους για τον άλλο (εκτιμητή κατάστασης). Σημειώνεται ότι εκτός από τις ψευδομετρήσεις, ο εκτιμητής λαμβάνει και πραγματικές μετρήσεις, όπως τις έχουμε θεωρήσει και η ανάλυση τους ακολουθεί παρακάτω.

Είναι σημαντικό, λοιπόν, να εξεταστούν τα αποτελέσματα των δυο προγραμμάτων, τόσο συνενωμένα μεταξύ τους όσο και ξεχωριστά. Γι' αυτό το λόγο, τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων χωρίζονται σε τρία μέρη/υποκεφάλαια. Στο 5.2 παρουσιάζεται ο εκτιμητής φορτίου για διαφορά test cases με τα σχετικά αποτελέσματα. Στο 5.3 παρουσιάζεται ο εκτιμητής κατάστασης και το δίκτυο προς προσομοίωση. Στο 5.4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης, με δεδομένα εισόδου αυτά της εκτίμησης φορτίου. Οι εν λόγω κώδικες βρίσκονται στο παράρτημα Γ.

5.2 Εκτιμητής Φορτίου

Το πρόγραμμα που υλοποιεί τον εκτιμητή φορτίου δέχεται ως εισόδους δεδομένα για την χθεσινή ημερησία ζήτηση, την σημερινή ημερήσια ζήτηση και την μέση τάση (προφίλ) της ημερήσιας ζήτησης που παρουσιάζει η κατηγορία που ανήκει ο καταναλωτής στον οποίο γίνεται η εκτίμηση φορτίου. Η έξοδος του προγράμματος είναι εκτιμώμενες τιμές φορτίου του καταναλωτή. Κομβικό ρόλο διαδραματίζει η σχέση του χρόνου μέτρησης με τον χρόνο μετάδοσης των δεδομένων κατανάλωσης. Θεωρείται ότι οι μετρητές καταγράφουν τιμές ανά 15 λεπτά της ώρας. Ο χρόνος μετάδοσης θεωρείται πολλαπλάσιος του χρόνου μέτρησης. Έτσι, κάθε στιγμή που ο διαχειριστής επιθυμεί να εκτιμήσει φορτία, διαθέτει όλα τα πραγματικά δεδομένα της χθεσινής μέρας και κάποια σημερινά πραγματικά δεδομένα (σχεδόν πραγματικού χρόνου).

Για να ελεγχθεί η ακρίβεια της εκτίμησης και να μπορούν να συγκριθούν οι διάφορες εκδοχές που προσομοιώνονται, θεωρείται ως τύπος σφάλματος αυτός του

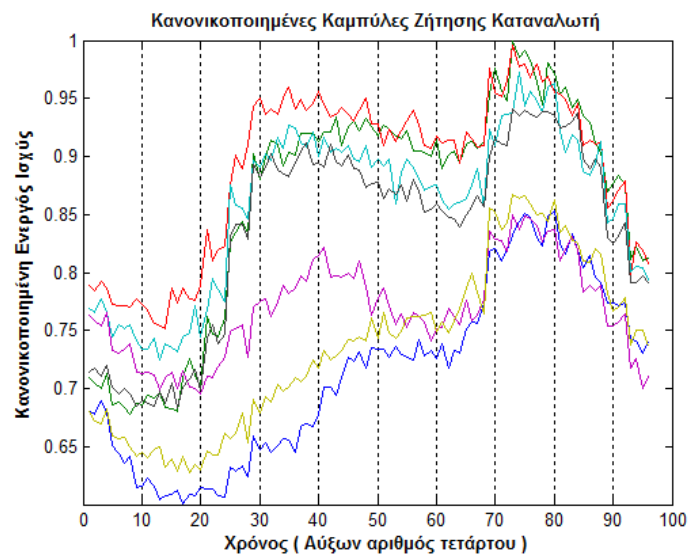
μέσου σχετικού τετραγωνικού σφάλματος (Relative Root Mean Square Error). Η σχέση είναι η εξής :

$$RRMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{96} (P_{i,est} - P_{i,today})^2}{\sum_{i=1}^{96} (P_{i,today})^2}} \quad (5.1)$$

όπου $P_{i,today}$ τα δεδομένα σημερινής κατανάλωσης του i διαστήματος (τετάρτου), $P_{i,est}$ τα εκτιμώμενα δεδομένα κατανάλωσης του i διαστήματος (τετάρτου).

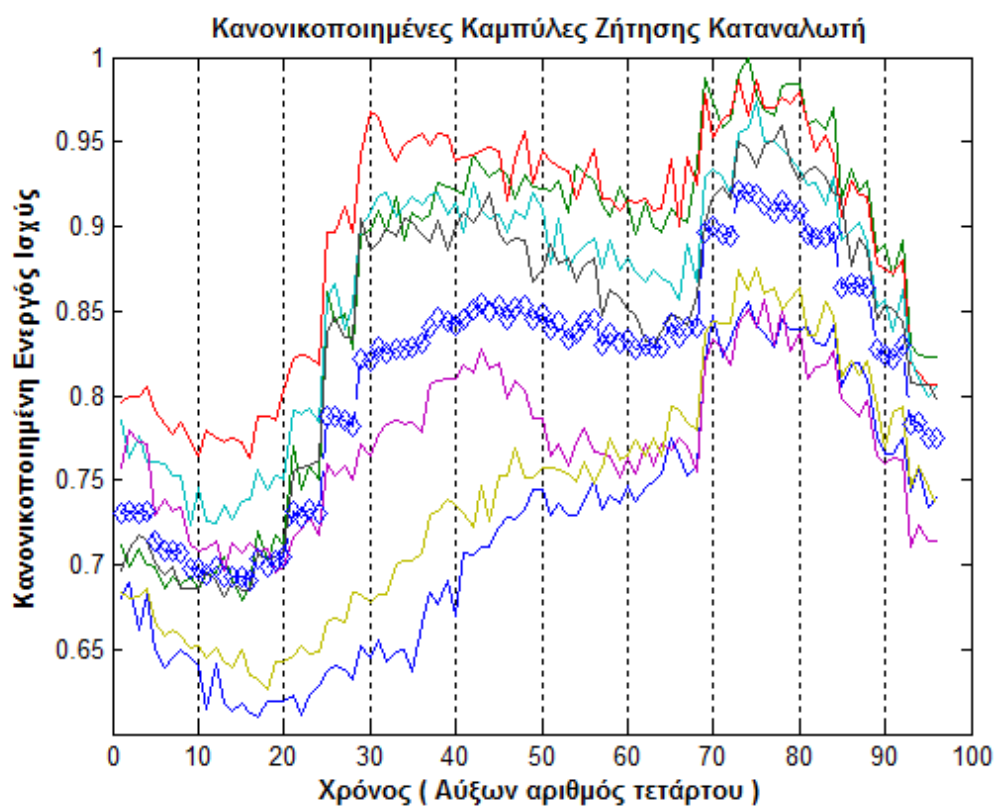
Test case 1

Λόγω έλλειψης πραγματικών δεδομένων αξιοποιήθηκαν δεδομένα καταναλώσεων από διαδικτυακή βάση δεδομένων [17]. Με βάση αυτά τα στοιχεία, έγινε και η εξαγωγή των βασικών καμπυλών και δεδομένων ώστε να λειτουργήσει ο αλγόριθμος εκτίμησης. Χωρίς βλάβη της γενικότητας, ελήφθησαν 7 τυχαίες καθημερινές μέρες στη διάρκεια του μήνα Ιανουαρίου. Από αυτές τις καμπύλες, εξήχθη μια βασική καμπύλη P_{base} σύμφωνα με τη θεώρηση του μοντέλου που παρουσιάστηκε στο Κεφάλαιο 4. Εν συνεχεία, επιλέξαμε 2 εξ αυτών να αποτελούν τα δεδομένα της τρέχουσας (προς εκτίμηση ή P_{today}) και της χθεσινής ($P_{yesterday}$) ημέρας αντίστοιχα.



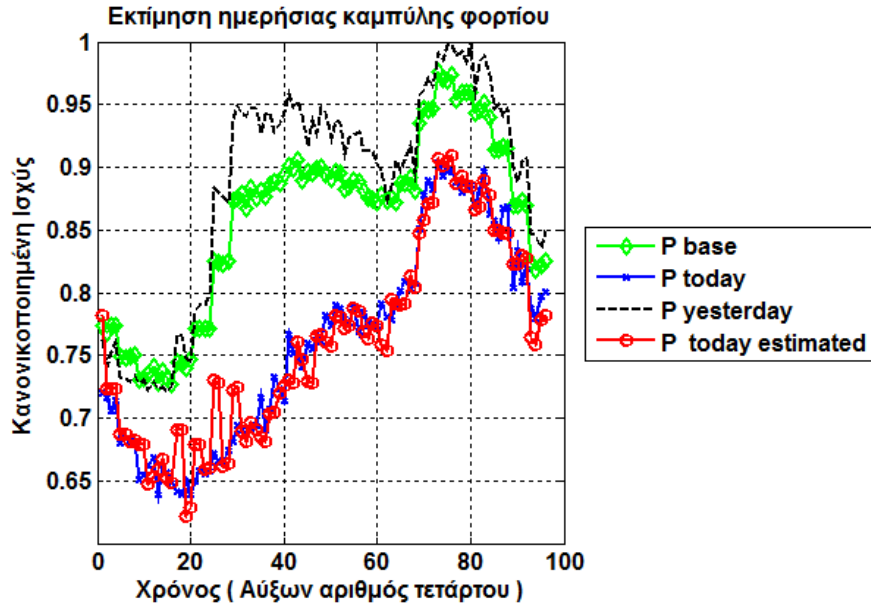
Σχήμα 5-2 Καμπύλες ζήτησης καταναλωτή για 7 ημέρες.

Όπως έχει αναφερθεί η P_{base} (απεικονίζεται στο Σχ.5-3 με ρόμβο), η οποία αποτελεί την γενική μέση συμπεριφορά του καταναλωτή, πρέπει να κατασκευάζεται για κάθε είδος καταναλωτή και να εισάγεται στον αλγόριθμο ανάλογα με τον προς εκτίμηση καταναλωτή. Στο συγκεκριμένο θεωρείτε ότι πρόκειται για οικιακούς καταναλωτές, οπότε χρειάζεται μόνο μια βασική καμπύλη συμπεριφοράς να προσδιοριστεί.



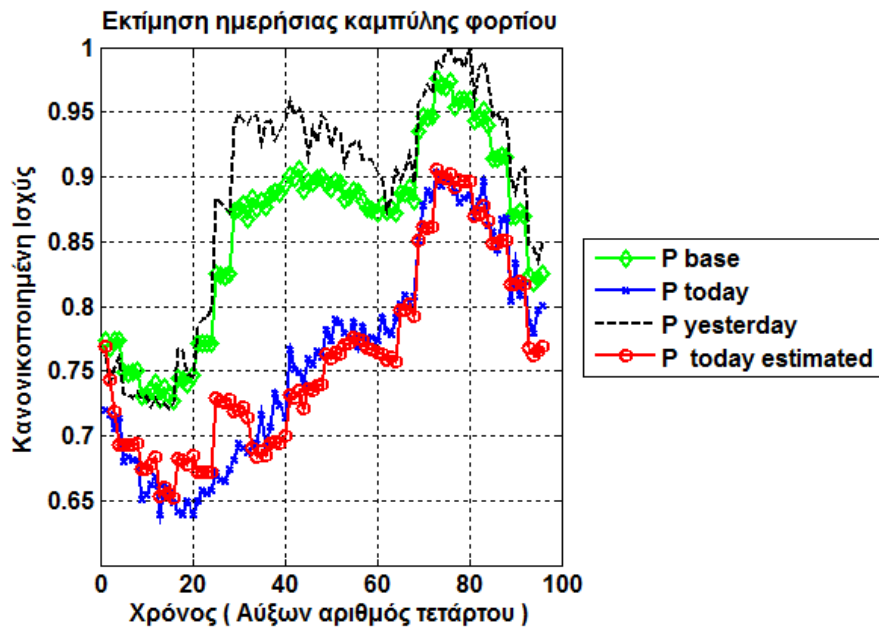
Σχήμα 5-3 Καμπύλες ζήτησης καταναλωτή και βασική καμπύλη ζήτησης.

Οι προσομοιώσεις έγιναν για χρόνους μετάδοσης ίσους με 30 λεπτά οπότε αποστέλλονται δυο μετρήσεις τετάρτου, με 60 λεπτά οπότε αποστέλλονται τέσσερις μετρήσεις τετάρτου και με 120 λεπτά οπότε αποστέλλονται 8 μετρήσεις τετάρτου. Ακολουθούν γραφικές παραστάσεις με τα σχετικά αποτελέσματα.



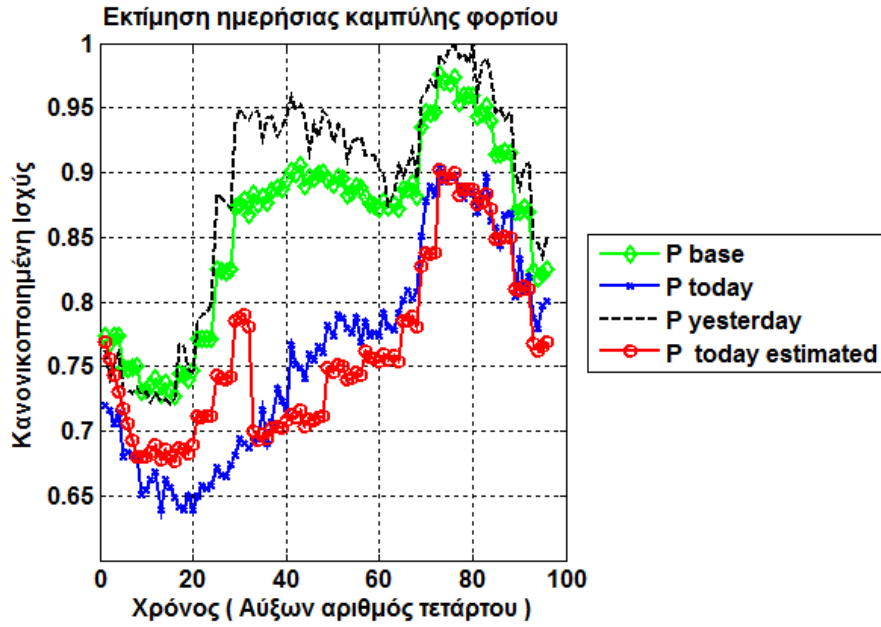
Σχήμα 5-4 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 30 λεπτά.

Για χρόνο μετάδοσης ίσο με 30 λεπτά το σφάλμα διαμορφώθηκε σε $RRMSE_{30min} = 0.0254$.



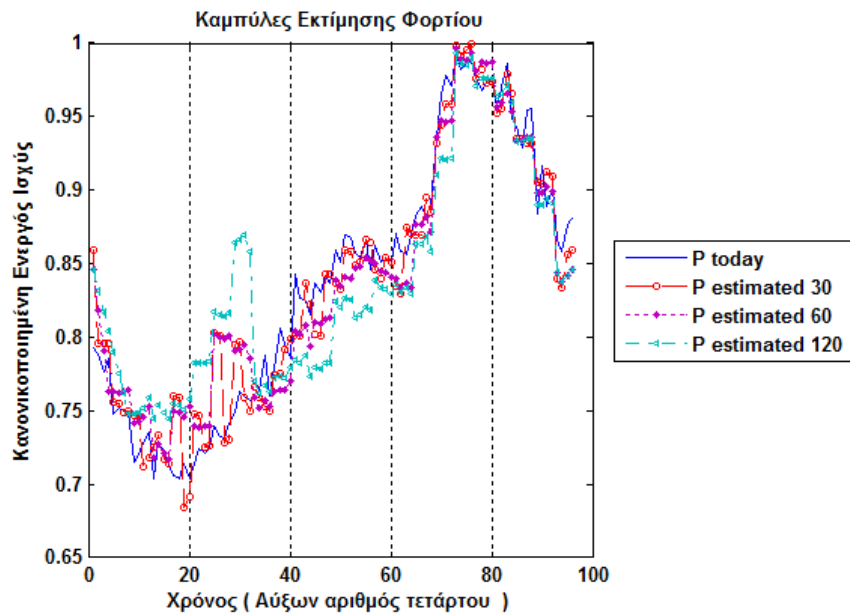
Σχήμα 5-5 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 60 λεπτά.

Για χρόνο μετάδοσης ίσο με 60 λεπτά το σφάλμα διαμορφώθηκε σε $RRMSE_{60min} = 0.0295$.



Σχήμα 5-6 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 120 λεπτά.

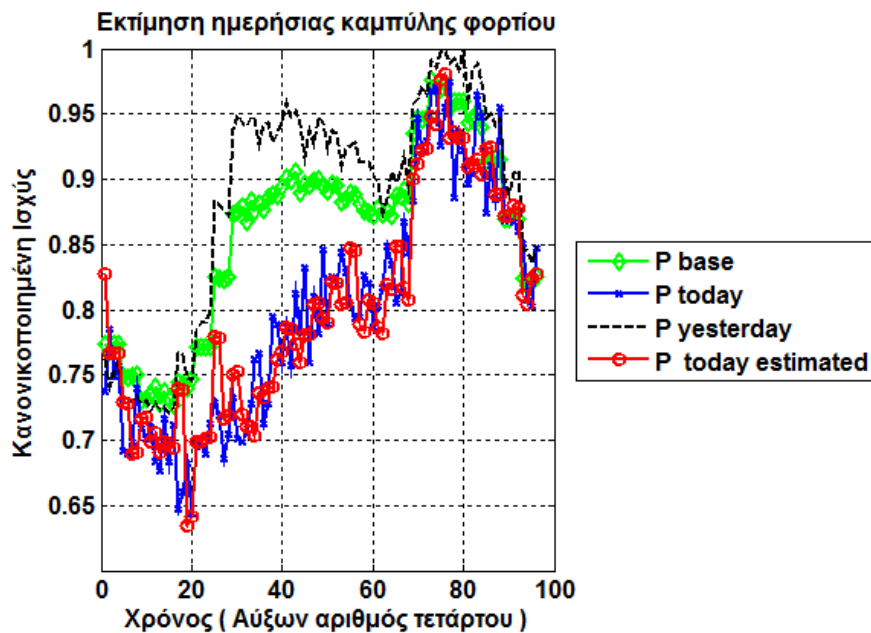
Για χρόνο μετάδοσης ίσο με 120 λεπτά το σφάλμα ανήλθε σε $RRMSE_{120min} = 0.0504$.



Σχήμα 5-7 Συγκριτικό διάγραμμα Εκτιμήσεων Φορτίου.

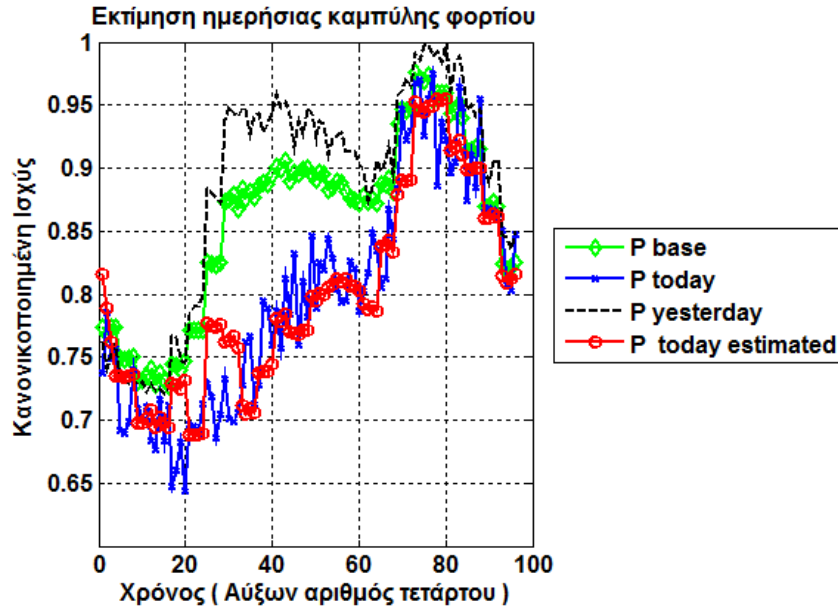
Test case 2

Η ίδια θεώρηση ισχύει και στην test case 2. Στην καμπύλη P_{today} , με χρήση γεννήτριας ψευδοτυχαίων αριθμών, μεταβάλλονται οι τιμές τους, ώστε να έχουν μέση τιμή αυτή της καμπύλης και τυπική απόκλιση ίση με 10 %. Η συνάρτηση που χρησιμοποιείται περιλαμβάνεται στη βιβλιοθήκη της Matlab, ονομάζεται $rand()$ και παράγει τυχαίους αριθμούς που ακολουθούν την μοναδιαία κατανομή. Λόγο της χρήσης γεννήτριας ψευδοτυχαίων αριθμών, το πείραμα επαναλαμβάνεται 100 φορές και λαμβάνεται ο μέσος όρος των σφαλμάτων.



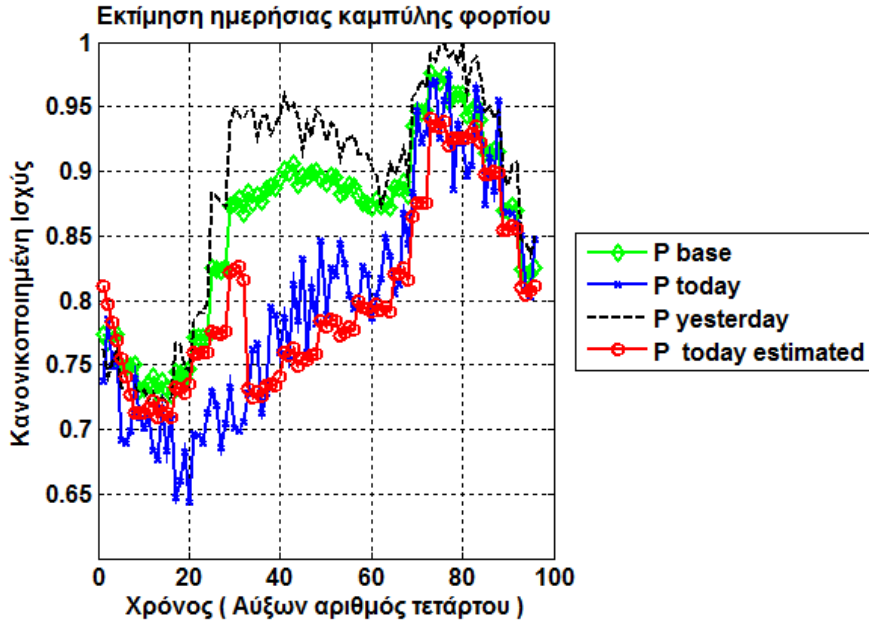
Σχήμα 5-8 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 30 λεπτά.

Για χρόνο μετάδοσης ίσο με 30 λεπτά το σφάλμα (μέσος όρος) διαμορφώθηκε σε $RRMSE_{30min} = 0.0421$



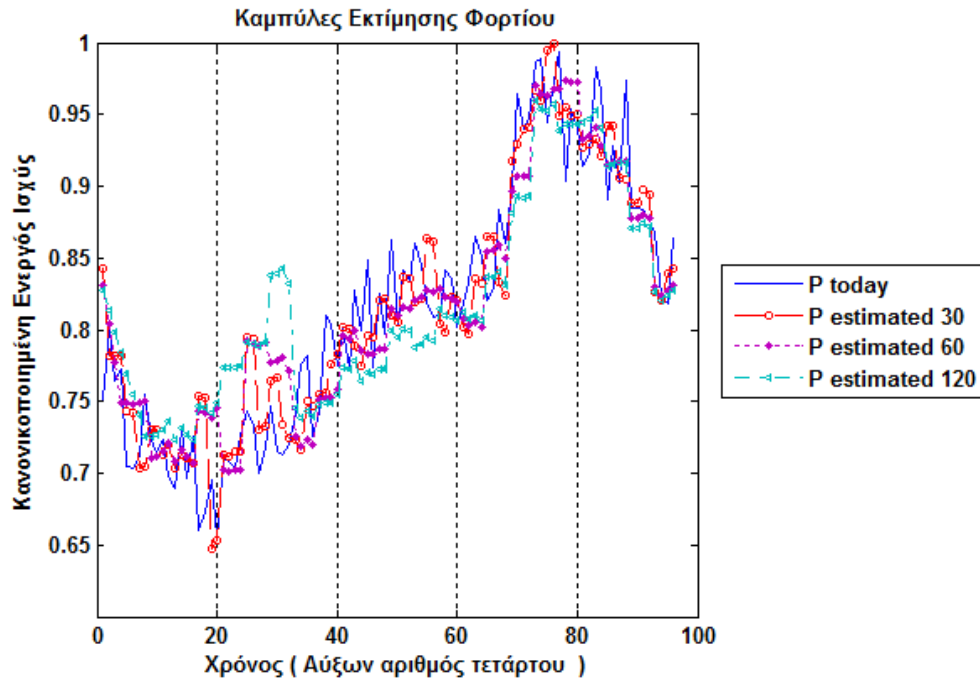
Σχήμα 5-9 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 60 λεπτά.

Για χρόνο μετάδοσης ίσο με 60 λεπτά το σφάλμα (μέσος όρος) διαμορφώθηκε σε $RRMSE_{60min}=0.0427$



Σχήμα 5-10 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 120 λεπτά.

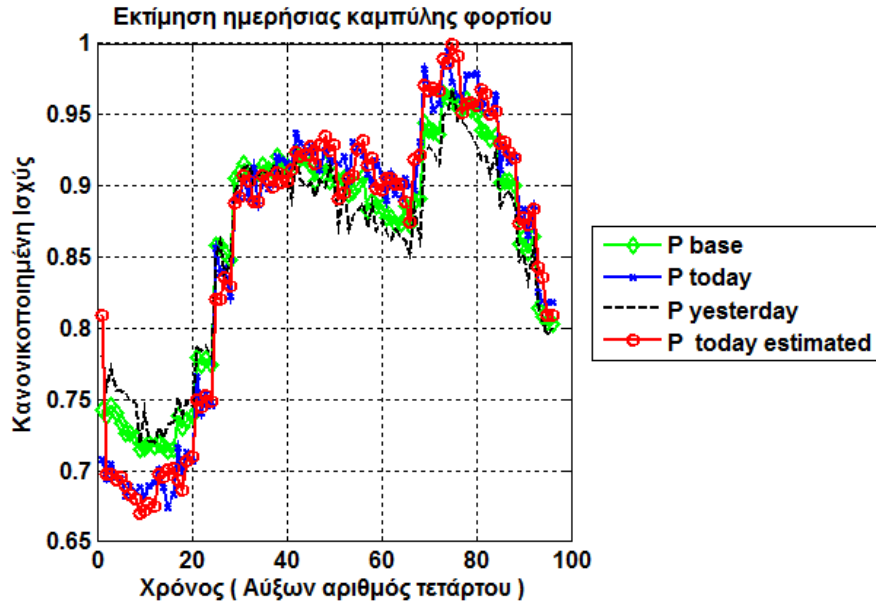
Για χρόνο μετάδοσης ίσο με 120 λεπτά το σφάλμα (μέσος όρος) διαμορφώθηκε σε $RRMSE_{120min}=0.0578$.



Σχήμα 5-11 Συγκριτικό διάγραμμα Εκτιμήσεων Φορτίου.

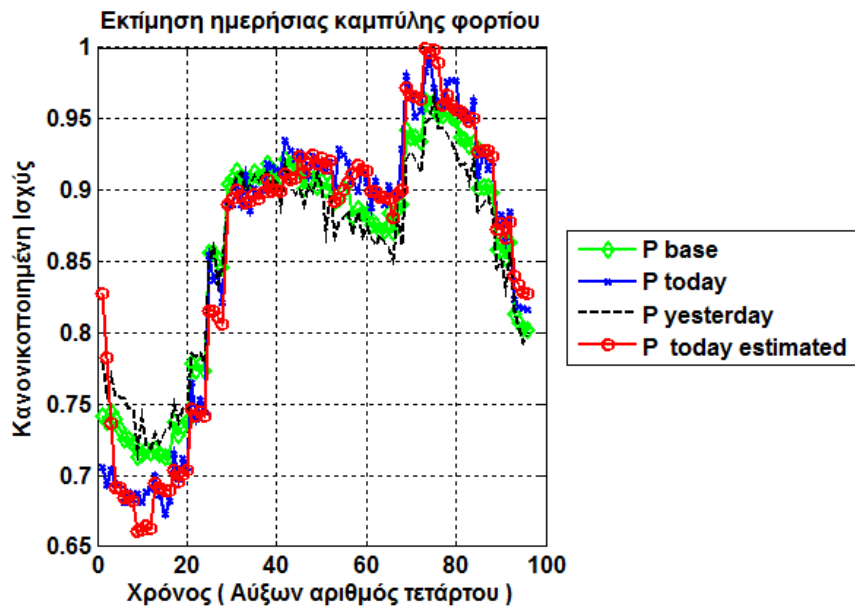
Test case 3

Παρατηρώντας το Σχήμα 5-2 μπορεί να διαπιστώστωθεί η έντονη διαφοροποίηση μεταξύ των επτά καμπυλών. Αν και αναφέρονται σε καθημερινές ημέρες του μηνά Ιανουαρίου, θα μπορούσαν οι τέσσερις εξ αυτών (τέσσερις άνω καμπύλες) να θεωρηθούν αργίες και οι υπόλοιπες εργάσιμες. Επομένως, με την παραδοχή ότι οι δυο εκ των άνω τεσσάρων καμπυλών αποτελούν τα δεδομένα για την σημερινή και χθεσινή ζήτηση (P_{today} , $P_{yesterday}$) αντιστοίχως και θεωρώντας αντίστοιχη καμπύλη βάσης (P_{base}) χρησιμοποιώντας μόνο τις τέσσερις άνω καμπύλες προκύπτουν τα εξής αποτελέσματα:



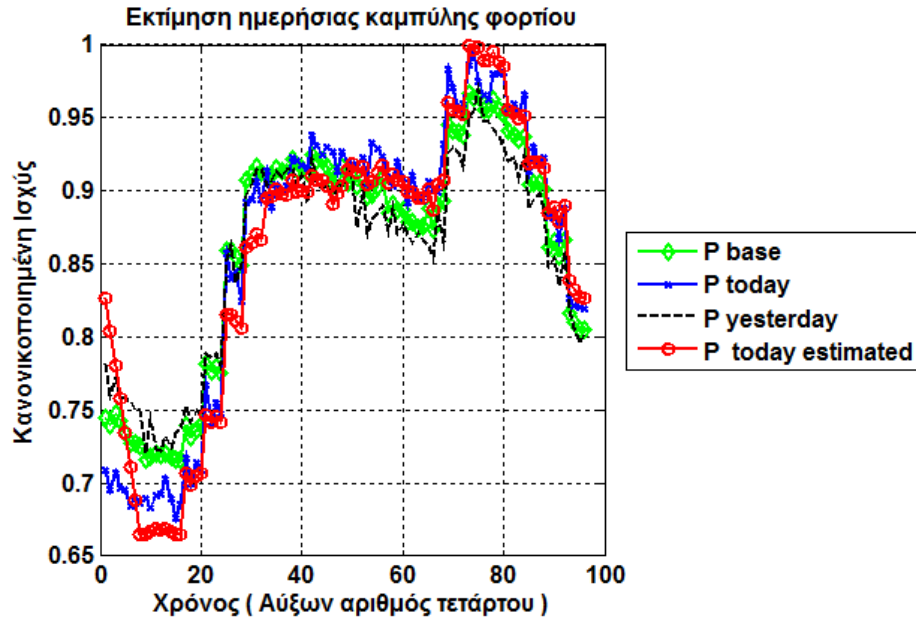
Σχήμα 5-12 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 30 λεπτά.

Για χρόνο μετάδοσης ίσο με 30 λεπτά το σφάλμα διαμορφώθηκε σε $RRMSE_{30min} = 0.0153$.



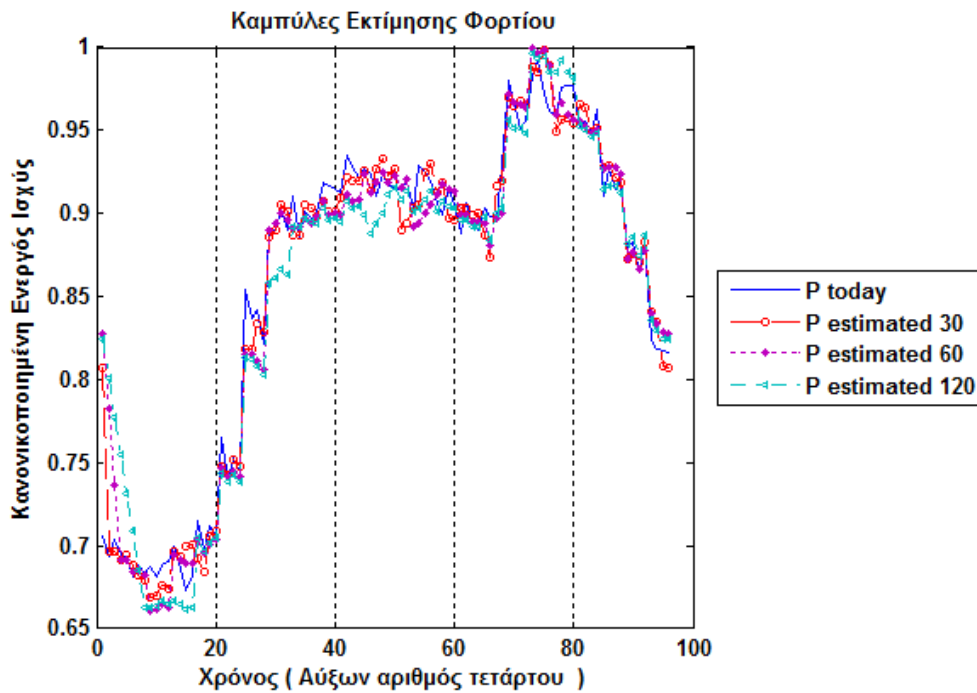
Σχήμα 5-13 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 60 λεπτά.

Για χρόνο μετάδοσης ίσο με 60 λεπτά το σφάλμα διαμορφώθηκε σε $RRMSE_{60min} = 0.0159$.



Σχήμα 5-14 Η καμπύλη εκτίμησης φορτίου (με κόκκινο) για αποστολή δεδομένων ανά 120 λεπτά.

Για χρόνο μετάδοσης ίσο με 120 λεπτά το σφάλμα διαμορφώθηκε σε $RRMSE_{120min} = 0.0192$.



Σχήμα 5-15 Συγκριτικό διάγραμμα Εκτιμήσεων Φορτίου.

5.3 Εκτιμητής Κατάστασης

Ο εκτιμητής κατάστασης που χρησιμοποιήθηκε για τις προσομοιώσεις αποτελεί τροποποίηση των υπαρχόντων εκτιμητών κατάστασης των εκδόσεων 4.1 και 4.0 (matpower). Ο πλήρης κώδικας βρίσκεται στο παράρτημα Γ.

Αξίζει σε αυτό το σημείο να γίνει μια πιο εκτενής αναφορά στο λογισμικό matpower, στις συναρτήσεις και στις δομές δεδομένων που χρησιμοποιούνται.

Το λογισμικό matpower αποτελεί ένα σύνολο προγραμμάτων τα όποια ανήκουν στο περιβάλλον της Matlab και είναι κατάλληλο εργαλείο προσομοίωσης διαδικασιών που αφορούν δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας. Αφορά, κυρίως, υπολογισμούς σε διαδικασίες όπως η ροή φορτίου, η βέλτιστη ροή φορτίου, η εκτίμηση κατάστασης και αποτελείται από τμήματα ανοικτού κώδικα με δυνατότητα τροποποίησής τους από τον προγραμματιστή. Η διαδικασία των προσομοιώσεων χωρίζεται σε τρία μέρη. Πρώτα, επιλέγονται τα δεδομένα εισόδου της διαδικασίας ορίζοντας τα σχετικά με τις παραμέτρους του ηλεκτρικού δικτύου δεδομένα. Έπειτα καλείται η όποια διαδικασία και τέλος εξάγονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης. Τα αποτελέσματα των διαδικασιών, είτε προβάλλονται στην οθόνη στο αντίστοιχο τμήμα (command window) του προγράμματος της Matlab, είτε αποθηκεύονται σε αρχείο κειμένου για μελλοντική επεξεργασία.

Τα δεδομένα εισόδου ορίζονται ως ένα σύνολο δεδομένων από πίνακες, οι οποίοι αποτελούν μια δομή της Matlab, που αναφέρεται ως δομή ‘Matpower case’ ή ως mpc. Τα πεδία της δομής αυτής είναι τα: baseMVA, bus, branch, gen, gencost (προαιρετικό). Το baseMVA αποτελεί βαθμωτό μέγεθος, ενώ τα υπόλοιπα είναι πίνακες. Κάθε γραμμή των πινάκων αφορά σε συγκεκριμένο ζυγό, κλάδο ή γεννήτρια ενώ οι στήλες είναι όμοιες με αυτές των ΡΤΙ διαμορφώσεων.

Τα δεδομένα της mpc δομής αποτελούν τόσο τα στατικά στοιχεία του δικτύου, όπως είναι η τοπολογία του δικτύου που μελετείται, οι τιμές των αντιστάσεων/αντιδράσεων των γραμμών μεταφοράς κοκ, όσο και τα δυναμικά στοιχεία του δικτύου, όπως είναι καταναλώσεις ενεργού και άεργου ισχύος, παράγωγες γεννητριών, τάσεις σε ζυγούς παράγωγης κ.ο.κ.

Συγκεκριμένα κάθε δομή mpc περιλαμβάνει τις εξής κατηγορίες πινάκων-δομών:

- Δεδομένα Ζυγών. Αφορά όλους τους ζυγούς και περιλαμβάνει την αρίθμηση τους, τον προσδιορισμό του τύπου κάθε ζυγού (παράγωγης, κατανάλωσης, αναφοράς), σχετικές καταναλώσεις, μέτρα και γωνίες τάσεων επί των ζυγών, όρια ασφάλειας.
- Δεδομένα Παραγωγής. Αφορά μόνο τους ζυγούς παράγωγης και περιλαμβάνει παραγωγές ενεργού και αέργου ισχύος, μέτρα και γωνίες τάσεων επί των ζυγών παράγωγης, όρια γεννητριών.
- Δεδομένα Κλάδων. Αφορά όλους τους κλάδους του υπό μελέτη δικτύου και περιλαμβάνει τις αντιστάσεις/αντιδράσεις γραμμών, εγκάρσιες αγωγιμότητες.
- Δεδομένα κόστους γεννητριών (για μελέτη προβλημάτων βέλτιστης ροής φορτίου)

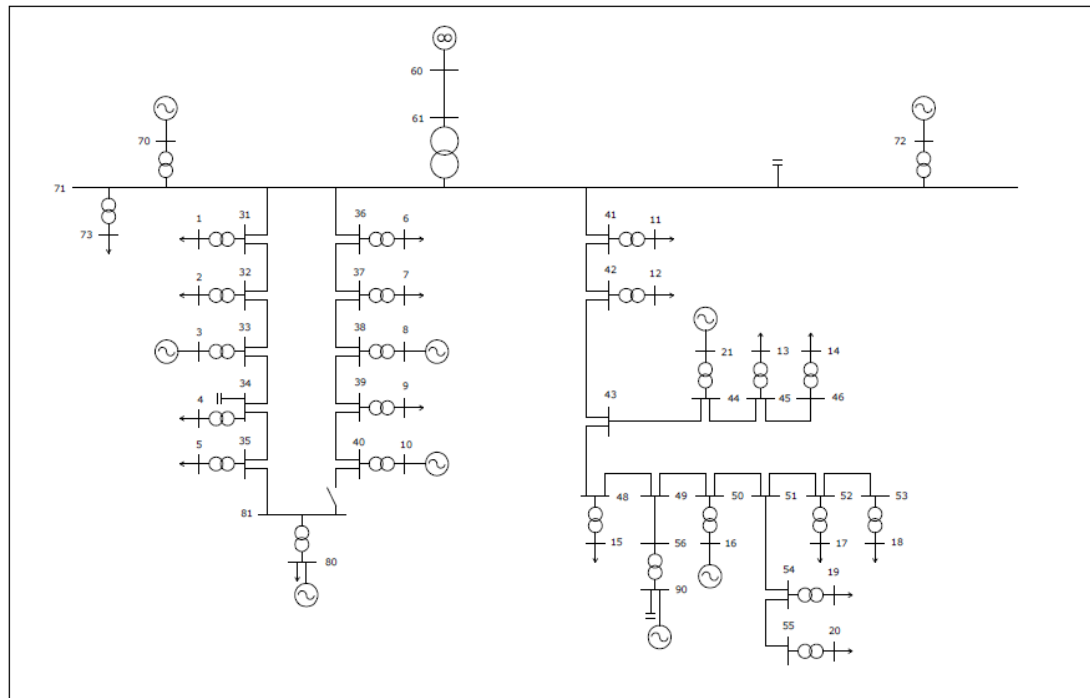
Σε αυτό το σημείο πρέπει να τονιστεί ότι η παραπάνω περιγραφή είναι σχετικά αφαιρετική σε σχέση με το συνολικό πλήθος παραμέτρων που συναντώνται στις άνω δομές.

Στο πακέτο λογισμικού matpower έχουν δημιουργηθεί συναρτήσεις που ενεργούν πάνω σε αυτές τις δομές δίνοντας τα σχετικά αποτελέσματα. Για παράδειγμα η εντολή runpf() με όρισμα την μεταβλητή που αποτελεί τα σχετικά με το δίκτυο που μας ενδιαφέρει δεδομένα (πάντα η μορφή είναι mpc), εκτελεί ροή φορτίου με τα σχετικά αποτελέσματα να εμφανίζονται σε φιλική για το χρήστη μορφή στην οθόνη εργασίας ή να αποθηκεύονται σε αρχείο για μελλοντική χρήση/επεξεργασία.

Δίκτυο προσομοίωσης

Το δίκτυο αποτελείται από ένα υποσύστημα διανομής 15 kV Μέσης Τάσης (Μ.Τ.) με τρεις κλάδους (feeders), το οποίο συνδέεται στο κύριο δίκτυο Υψηλής Τάσης (Υ.Τ.) μέσω του βασικού μετασχηματιστή του υποσταθμού και μίας γραμμής 150 kV. Το κυρίως δίκτυο στο άκρο της γραμμής 150 kV αντιπροσωπεύεται από μία τριφασική πηγή 150 kV (άπειρος ζυγός) με ικανότητα βραχυκύκλωσης 3000 MVA. Το δίκτυο διαθέτει 5 Μικροδίκτυα (Παραγωγούς). Ένας συνδυασμός φορτίων Χ.Τ. παρέχεται μέσω των τριών ακτινικών feeders του υποσυστήματος. Το δίκτυο περιλαμβάνει 55 κόμβους, 10 κόμβους γεννητριών (συμπεριλαμβανομένου του

άπειρου ζυγού), 27 γραμμές, 27 μετασχηματιστές, 16 κόμβους φορτίων και 3 συστοιχίες πυκνωτών.



Σχήμα 5-16 Μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου δοκιμών

Θεωρείται στιγμιότυπο του δικτύου, όπου όλα τα στοιχεία της τοπολογίας του έχουν δομή mpc. Επίσης, υπάρχουν συγκεκριμένες μετρήσεις επί αυτού σε ορισμένα σημεία του. Οι μετρήσεις έχουν παραχθεί από τη ροή φορτίου με προσθήκη τυχαίου σφάλματος. Εισάγοντας στον εκτιμητή τις μετρήσεις και την σχετική τοπολογία λαμβάνουμε τα ακόλουθα αποτελέσματα.

Newton's method is chosen to solve Power Flow.

Converged in 0.06 seconds

[iteration number]: 2

=====

| Generator Data |

Gen #	Bus #	Status	Pg (MW)	Qg (MVar)
1	60	1	2.13	0.14
2	72	1	0.80	0.14
3	70	1	0.70	0.06
4	3	1	0.25	0.02
5	8	1	0.25	0.02
6	10	1	0.25	0.02
7	16	1	0.25	-0.04
8	21	1	0.25	-0.01
9	80	1	0.40	0.53
10	90	1	1.50	-0.97
Total:			6.78	-0.09

| Bus Data |

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
60	1.001	0.000	2.13	0.14	-	-
72	1.001	-0.389	0.80	0.14	-	-
70	1.001	-0.115	0.70	0.06	-	-
61	1.001	-0.007	-	-	-	-
1	0.988	-2.563	-	-	0.84	0.28
2	0.987	-2.592	-	-	0.84	0.28
3	1.001	1.130	0.25	0.02	-	-
4	0.987	-2.619	-	-	0.42	0.14
5	0.987	-2.609	-	-	0.42	0.14
6	0.988	-2.555	-	-	0.84	0.28
7	0.988	-2.551	-	-	0.84	0.28
8	1.001	1.186	0.25	0.02	-	-
9	0.987	-2.551	-	-	0.42	0.14
10	1.001	1.154	0.25	0.02	-	-
11	0.987	-1.900	-	-	0.22	0.11
12	0.988	-1.644	-	-	0.14	0.07
13	0.988	-1.352	-	-	0.14	0.07
14	0.987	-1.336	-	-	0.09	0.04
15	0.991	-1.114	-	-	0.22	0.11

16	1.001	2.492	0.25	-0.04	-	-
17	0.991	-0.837	-	-	0.14	0.07
18	0.990	-0.837	-	-	0.09	0.04
19	0.990	-0.824	-	-	0.14	0.07
20	0.990	-0.847	-	-	0.09	0.04
21	1.001	1.986	0.25	-0.01	-	-
71	1.000	-0.617	-	-	0.00	-2.00
80	1.000	-1.405	0.40	0.53	0.90	0.44
90	1.001	2.619	1.50	-0.97	0.00	-0.50
31	0.999	-0.637	-	-	-	-
32	0.999	-0.654	-	-	-	-
33	0.999	-0.666	-	-	-	-
34	0.998	-0.681	-	-	0.00	-0.50
35	0.998	-0.689	-	-	-	-
36	0.999	-0.622	-	-	-	-
37	0.999	-0.624	-	-	-	-
38	0.999	-0.621	-	-	-	-
39	0.999	-0.621	-	-	-	-
40	0.999	-0.619	-	-	-	-
41	1.000	-0.345	-	-	-	-
42	1.001	-0.073	-	-	-	-
43	1.003	0.200	-	-	-	-
44	1.002	0.224	-	-	-	-
45	1.002	0.224	-	-	-	-
46	1.001	0.223	-	-	-	-
48	1.004	0.447	-	-	-	-
49	1.007	0.694	-	-	-	-
50	1.006	0.722	-	-	-	-
51	1.004	0.719	-	-	-	-
52	1.004	0.718	-	-	-	-
53	1.004	0.717	-	-	-	-
54	1.003	0.719	-	-	-	-
55	1.003	0.718	-	-	-	-
56	1.010	0.913	-	-	-	-
81	0.998	-0.694	-	-	-	-
73	1.000	-0.614	-	-	-	-

Total:	6.78	-0.09	6.74	-0.45
--------	------	-------	------	-------

=====
| Branch Data |
=====

Brnch	From	To	From Bus Injection	To Bus Injection	Loss (I ² * Z)
-------	------	----	--------------------	------------------	---------------------------

#	Bus	Bus	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	31	71	-2.76	-0.32	2.76	0.32	0.002	0.00
2	32	31	-1.92	-0.02	1.92	0.02	0.001	0.00
3	33	32	-1.08	0.29	1.08	-0.29	0.000	0.00
4	34	33	-1.33	0.28	1.34	-0.28	0.000	0.00
5	35	34	-0.91	-0.06	0.92	0.06	0.000	0.00
6	35	81	0.50	-0.09	-0.50	0.09	0.000	-0.00
7	36	37	0.76	0.45	-0.76	-0.45	0.000	0.00
8	36	71	-1.60	-0.75	1.60	0.75	0.001	0.00
9	37	38	-0.08	0.14	0.08	-0.14	0.000	-0.00
10	38	39	0.17	0.15	-0.17	-0.15	0.000	-0.00
11	39	40	-0.25	-0.01	0.25	0.01	0.000	-0.00
12	41	42	-0.95	1.12	0.95	-1.11	0.006	0.00
13	41	71	0.73	-1.23	-0.73	1.23	0.006	0.00
14	42	43	-1.09	1.05	1.10	-1.04	0.007	0.00
15	43	44	-0.02	0.13	0.02	-0.13	0.000	0.00
16	43	48	-1.07	0.91	1.08	-0.91	0.006	0.00
17	44	45	0.22	0.12	-0.22	-0.12	0.000	0.00
18	45	46	0.09	0.05	-0.09	-0.05	0.000	0.00
19	48	49	-1.29	0.79	1.30	-0.79	0.007	0.00
20	49	50	0.20	0.27	-0.20	-0.27	0.000	0.00
21	49	56	-1.50	0.52	1.50	-0.52	0.007	0.00
22	50	51	0.44	0.23	-0.44	-0.23	0.001	0.00
23	51	52	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
24	51	54	0.22	0.12	-0.22	-0.12	0.000	0.00
25	52	53	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
26	54	55	0.09	0.05	-0.09	-0.05	0.000	0.00
27	60	61	2.13	0.14	-2.13	-0.14	0.000	-0.00
28	3	33	0.25	0.02	-0.25	-0.01	0.000	0.01
29	19	54	-0.13	-0.06	0.13	0.07	0.000	0.00
30	20	55	-0.09	-0.04	0.09	0.04	0.000	0.00
31	31	1	0.84	0.31	-0.84	-0.28	0.000	0.03
32	32	2	0.84	0.31	-0.84	-0.27	0.000	0.03
33	34	4	0.42	0.15	-0.42	-0.14	0.000	0.02
34	35	5	0.42	0.15	-0.42	-0.14	-0.000	0.02
35	36	6	0.84	0.30	-0.84	-0.27	0.000	0.03
36	37	7	0.84	0.31	-0.84	-0.28	0.000	0.03
37	38	8	-0.25	-0.01	0.25	0.02	0.000	0.01
38	39	9	0.42	0.15	-0.42	-0.14	0.000	0.02
39	40	10	-0.25	-0.01	0.25	0.02	0.000	0.01
40	41	11	0.21	0.11	-0.21	-0.10	0.000	0.01
41	42	12	0.14	0.07	-0.14	-0.06	0.000	0.00

42	44	21	-0.25	0.02	0.25	-0.01	-0.000	0.01
43	45	13	0.14	0.07	-0.14	-0.06	0.000	0.00
44	46	14	0.09	0.05	-0.09	-0.04	0.000	0.00
45	48	15	0.22	0.11	-0.22	-0.11	0.000	0.01
46	50	16	-0.25	0.04	0.25	-0.04	0.000	0.01
47	51	17	0.14	0.07	-0.14	-0.06	0.000	0.00
48	53	18	0.09	0.04	-0.09	-0.04	0.000	0.00
49	61	71	2.13	0.14	-2.13	-0.12	0.000	0.02
50	70	71	0.70	0.06	-0.70	-0.05	0.000	0.01
51	71	72	-0.80	-0.14	0.80	0.14	0.000	0.00
52	71	73	-0.00	0.00	0.00	-0.00	-0.000	0.00
53	81	80	0.50	-0.09	-0.50	0.10	-0.000	0.01
54	90	56	1.50	-0.47	-1.50	0.52	0.000	0.05
							-----	-----
Total:							0.044	0.37

=====
| Comparison of measurements and their estimations |
| NOTE: In the order of PF, PT, P, Va, QF, QT, Q, Vm (if applicable) |
=====

Type	Index (#)	Measurement (pu)	Estimation (pu)

PF	51	-0.0802	-0.0796
PF	52	-0.0002	-0.0002
PT	1	0.2740	0.2759
PT	8	0.1593	0.1600
PT	13	-0.0727	-0.0728
PT	49	-0.2115	-0.2130
PT	50	-0.0701	-0.0702
P	1	-0.0835	-0.0836
P	2	-0.0840	-0.0841
P	3	0.0251	0.0251
P	4	-0.0420	-0.0420
P	5	-0.0416	-0.0416
P	6	-0.0839	-0.0839
P	7	-0.0836	-0.0836
P	8	0.0252	0.0252
P	9	-0.0419	-0.0419
P	10	0.0248	0.0247
P	11	-0.0214	-0.0214
P	12	-0.0136	-0.0136
P	13	-0.0136	-0.0136

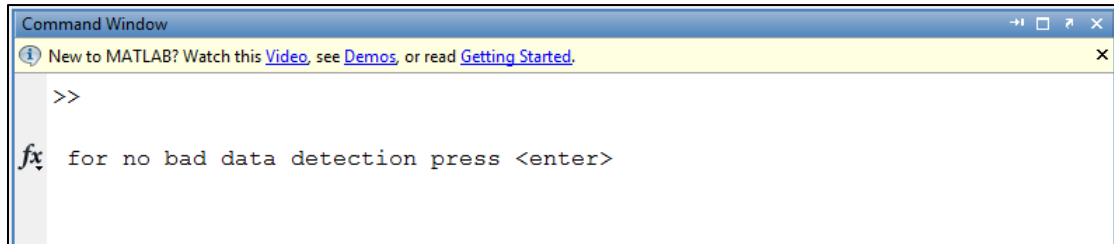
P	14	-0.0086	-0.0086
P	15	-0.0217	-0.0217
P	16	0.0249	0.0249
P	17	-0.0135	-0.0135
P	18	-0.0086	-0.0086
P	19	-0.0134	-0.0134
P	20	-0.0087	-0.0087
P	21	0.0247	0.0247
P	31	0.0001	0.0001
P	32	0.0002	0.0002
P	33	0.0001	0.0001
P	34	-0.0000	-0.0000
P	35	-0.0001	-0.0001
P	36	0.0001	0.0001
P	37	-0.0002	-0.0002
P	38	-0.0002	-0.0002
P	39	-0.0001	-0.0001
P	40	-0.0001	-0.0001
P	41	0.0001	0.0001
P	42	0.0000	-0.0000
P	43	0.0001	0.0001
P	44	0.0000	-0.0000
P	45	-0.0000	-0.0000
P	46	-0.0001	-0.0001
P	48	0.0000	0.0000
P	49	0.0000	0.0000
P	50	0.0000	0.0000
P	51	0.0000	0.0000
P	52	0.0001	0.0001
P	53	-0.0002	-0.0002
P	54	-0.0000	-0.0000
P	55	-0.0001	-0.0001
P	56	-0.0001	-0.0001
P	60	0.2140	0.2131
P	61	-0.0000	-0.0000
P	70	0.0703	0.0702
P	71	0.0001	0.0001
P	72	0.0797	0.0796
P	73	0.0002	0.0002
P	80	-0.0495	-0.0496
P	81	-0.0002	-0.0002
P	90	0.1510	0.1505
QF	51	-0.0139	-0.0139

QF	52	0.0001	0.0000
QT	1	0.0320	0.0324
QT	8	0.0748	0.0750
QT	13	0.1250	0.1231
QT	49	-0.0123	-0.0121
QT	50	-0.0053	-0.0055
Q	1	-0.0276	-0.0276
Q	2	-0.0274	-0.0274
Q	3	0.0019	0.0019
Q	4	-0.0138	-0.0138
Q	5	-0.0136	-0.0136
Q	6	-0.0272	-0.0272
Q	7	-0.0276	-0.0276
Q	8	0.0015	0.0015
Q	9	-0.0138	-0.0138
Q	10	0.0016	0.0016
Q	11	-0.0104	-0.0104
Q	12	-0.0063	-0.0063
Q	13	-0.0065	-0.0065
Q	14	-0.0043	-0.0043
Q	15	-0.0105	-0.0105
Q	16	-0.0037	-0.0037
Q	17	-0.0065	-0.0065
Q	18	-0.0040	-0.0040
Q	19	-0.0064	-0.0064
Q	20	-0.0041	-0.0041
Q	21	-0.0010	-0.0010
Q	31	0.0001	0.0001
Q	32	0.0000	0.0000
Q	33	-0.0001	-0.0001
Q	34	0.0496	0.0497
Q	35	-0.0001	-0.0001
Q	36	-0.0002	-0.0002
Q	37	0.0001	0.0001
Q	38	-0.0000	-0.0000
Q	39	-0.0001	-0.0001
Q	40	0.0000	0.0000
Q	41	0.0001	0.0001
Q	42	-0.0001	-0.0001
Q	43	0.0000	0.0000
Q	44	0.0001	0.0001
Q	45	-0.0002	-0.0002
Q	46	-0.0000	-0.0000

Q	48	0.0002	0.0002
Q	49	-0.0000	-0.0000
Q	50	0.0000	0.0000
Q	51	0.0001	0.0001
Q	52	0.0001	0.0001
Q	53	0.0001	0.0001
Q	54	-0.0002	-0.0002
Q	55	-0.0001	-0.0001
Q	56	0.0002	0.0002
Q	60	0.0142	0.0142
Q	61	0.0000	0.0000
Q	70	0.0061	0.0061
Q	71	0.1987	0.1991
Q	72	0.0142	0.0142
Q	73	-0.0000	-0.0000
Q	80	0.0096	0.0096
Q	81	0.0000	0.0000
Q	90	-0.0469	-0.0468
Vm	3	1.0100	1.0005
Vm	8	1.0020	1.0006
Vm	10	1.0002	1.0006
Vm	16	0.9977	1.0008
Vm	21	0.9998	1.0007
Vm	60	0.9949	1.0006
Vm	70	1.0010	1.0006
Vm	72	0.9974	1.0005
Vm	80	1.0013	1.0005
Vm	90	1.0020	1.0006

[Weighted sum of squared errors]: 24.365875

Όπως γίνεται φανερό παράγονται ως αποτέλεσμα τα ζητούμενα στοιχεία για τις τάσεις των ζυγών (μέτρα και γωνίες), αλλά και αναλυτική σύγκριση των μετρουμένων μεγεθών και των εκτιμήσεών τους, καθώς και ένας δείκτης ορισμού της ακρίβειας της εκτίμησης.



Σχήμα 5-17 Μήνυμα προς το χρήστη για επιλογή διαδικασίας αποσφαλμάτωσης διανύσματος μετρήσεων.

5.4 Εκτίμηση κατάστασης δικτύου 55 ζυγών με δεδομένα από εκτίμηση φορτίου

Σε αυτό το σημείο πραγματοποιείται συνδυασμένη λειτουργία των προγραμμάτων του εκτιμητή φορτίου και του εκτιμητή κατάστασης και αξιολογείται η επίδραση του χρόνου μετάδοσης των δεδομένων από τους μετρητές προς το κέντρο ελέγχου και διαχείρισης του δικτύου, στην επίδοση του εκτιμητή κατάστασης. Οι προσομοιώσεις αφορούν το δίκτυο διανομής 55 ζυγών που αναλύσαμε προηγουμένως.

Θεωρούνται οι ημερήσιες καμπύλες φορτίου (συνολικά 96 τιμές τετάρτου) για κάθε ένα μετασχηματιστή που απεικονίζεται να φέρει φορτίο, όπως και οι ημερήσιες καμπύλες παραγωγής (επίσης 96 τιμές τετάρτου) για κάθε ένα παραγωγό, πλην του ζυγού αναφοράς.

Για κάθε ένα μετασχηματιστή:

1. Επιμερίζεται το φορτίο του σε δεδομένο αριθμό καταναλωτών που συνδέονται με αυτόν, όχι ισόποσα αλλά με μια τυπική απόκλιση για λόγους ρεαλισμού. Συνεπώς, κάθε καταναλωτής αποκτά διαφορετική ημερήσια καμπύλη φορτίου.
2. Γενικά, για κάθε τύπο/κατηγορία καταναλωτή (οικιακός, εμπορικός, βιομηχανικός) λαμβάνεται μια βασική ημερήσια καμπύλη φορτίου που δείχνει την γενική τάση ζήτησης που έχει η εν λόγω κατηγορία. Εδώ θεωρούνται μόνο οικιακοί καταναλωτές λαμβάνοντας μια βασική καμπύλη ημερήσιας ζήτησης, χωρίς βλάβη της γενικότητας. Στην πράξη για κάθε κατηγορία καταναλωτή εισάγεται στον αλγόριθμο η αντίστοιχη βασική καμπύλη ζήτησης.

3. Η απολαβή τιμών ως χθεσινά δεδομένα (χθεσινή καμπύλη ζήτησης ανά καταναλωτή) γίνεται με υπέρθεση τυχαιότητας επί της σημερινής καμπύλης ζήτησης. Δημιουργούνται διαφορετικές καμπύλες ανά καταναλωτή.
4. Για κάθε ένα καταναλωτή εισάγονται στον αλγόριθμο εκτίμησης φορτίου: η Βασική Καμπύλη Ζήτησης, η Σημερινή Καμπύλη Ζήτησης¹ και η Χθεσινή Καμπύλη Ζήτησης. Στόχος είναι η Εκτιμώμενη Καμπύλη Ζήτησης να συμπέσει με την Σημερινή Καμπύλη Ζήτησης. Ως δείκτη σφάλματος λαμβάνεται το σχετικό μέσο τετραγωνικό σφάλμα ανάμεσα στις πραγματικές και τις εκτιμούμενες τιμές όπως περιγράφεται στη σχέση 5.1 .
5. Αθροίζοντας τις εκτιμήσεις των φορτίων των καταναλωτών που συνδέονται σε συγκεκριμένο μετασχηματιστή αποκτούμε την εκτίμηση φορτίου του μετασχηματιστή.

Τα βήματα 1 έως 5 επαναλαμβάνονται για όλους τους ζυγούς που φέρουν φορτίο. Ως αποτέλεσμα του αλγορίθμου λαμβανονται οι εκτιμώμενες καμπύλες ενεργού και αέργου ισχύος των ζυγών φορτίου (96 τιμές τετάρτου) .

Η βασική μεταβλητή που εισάγεται στον αλγόριθμο είναι η μεταβλητή t_i με την οποία καθορίζεται το χρονικό διάστημα που θα αποστέλλονται τα δεδομένα από διεσπαρμένες περιοχές του δικτύου στον κεντρικό διαχειριστή, ώστε να διαπιστωθεί ότι/εάν η λήψη δεδομένων κοντά σε real-time οδηγεί σε καλύτερες εκτιμήσεις φορτίου. Ολόκληρος ο κώδικας βρίσκεται στο παράρτημα Γ.

Αναφορικά με τον εκτιμητή κατάστασης, επιλέχθηκε η χρήση του κλασικού εκτιμητή WLS, όπως παρουσιάστηκε στο προηγούμενο μέρος. Ως είσοδοι του εκτιμητή κατάστασης παρέχονται τα δεδομένα από την εκτίμηση φορτίου (pseudo-measurements) καθώς και πραγματικές μετρήσεις που θεωρούμε σε συγκεκριμένα σημεία του δικτύου. Οι τελευταίες προκύπτουν από τρέξιμο ροής ισχύος χωρίς την προσθήκη (πιθανού) θορύβου επί των τιμών που προκύπτουν.

¹ (*) για τις προσομοιώσεις, αρχικά, η τιμή της σημερινής καμπύλης ζήτησης στο χρονικό διάστημα που εκτιμάται θεωρείται άγνωστη, πραγματοποιείται η εκτίμηση και, εν συνεχεία, χρησιμοποιείται για την απολαβή του σφάλματος. Πρακτικά, η Σημερινή Καμπύλη Ζήτησης αποτελείται μόνο από τα δεδομένα που έχουν ληφθεί και συμπληρώνεται κατά τη διάρκεια των λήψεων.

Για κάθε τέταρτο πραγματοποιείται μια εκτίμηση κατάστασης του δικτύου με τα άνω δεδομένα. Το σφάλμα για τα μέτρα των τάσεων των ζυγών που εκτιμούνται λαμβάνεται ως σχετικό ποσοστιαίο σφάλμα επί τοις εκατό (Relative Percent Error–*RPE*):

$$RPE_{V,i} = \frac{V_{i,est} - V_{i,real}}{V_{i,real}} * 100\% \quad (5.2)$$

όπου V_{est} οι εκτιμώμενες τάσεις (μέτρα) ζυγών και V_{real} οι πραγματικές τάσεις (μέτρα) ζυγών .

Όπως αναφέρθηκε, τα σφάλματα κατά την εκτίμηση φορτίου προκύπτουν από την σχέση 5.1 και αφορούν το σφάλμα εκτίμησης ανά καταναλωτή. Για να έχουμε μια γενικότερη εικόνα των σφαλμάτων εκτίμησης φορτίου ανά μετασχηματιστή και όχι μόνο ανά καταναλωτή, αθροίσουμε τα προκύπτοντα τετράγωνα των σφαλμάτων ανά καταναλωτή προσέχοντας που αυτός είναι συνδεδεμένος. Έτσι, προκύπτει ένα αθροιστικό σφάλμα ανά μετασχηματιστή E_{total} . Η σχέση που χρησιμοποιείται είναι η εξής:

$$E_{total} = \sqrt{\sum_{i=1}^n RRMSE_i^2} \quad (5.3)$$

όπου $RRMSE_i$ το σφάλμα του i καταναλωτή όπως προκύπτει από την σχέση 5.1, n ο αριθμός των καταναλωτών που συνδέονται στον ίδιο μετασχηματιστή. Ένα επιπλέον είδος σφάλματος που υπολογίζεται είναι το σχετικό σφάλμα επί τοις εκατό όπως ορίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$RPE_P = \frac{P_{est} - P_{real}}{P_{real}} * 100 \quad (5.4)$$

όπου P_{est} η εκτίμηση φορτιού ζυγού , P_{real} η πραγματική ζήτηση φορτιού ζυγού.

Το σφάλμα αυτό λαμβάνεται για κάθε τέταρτο προσομοίωσης και για κάθε μετασχηματιστή και αποτυπώνει μια σαφέστερη εικόνα για την ακρίβεια της

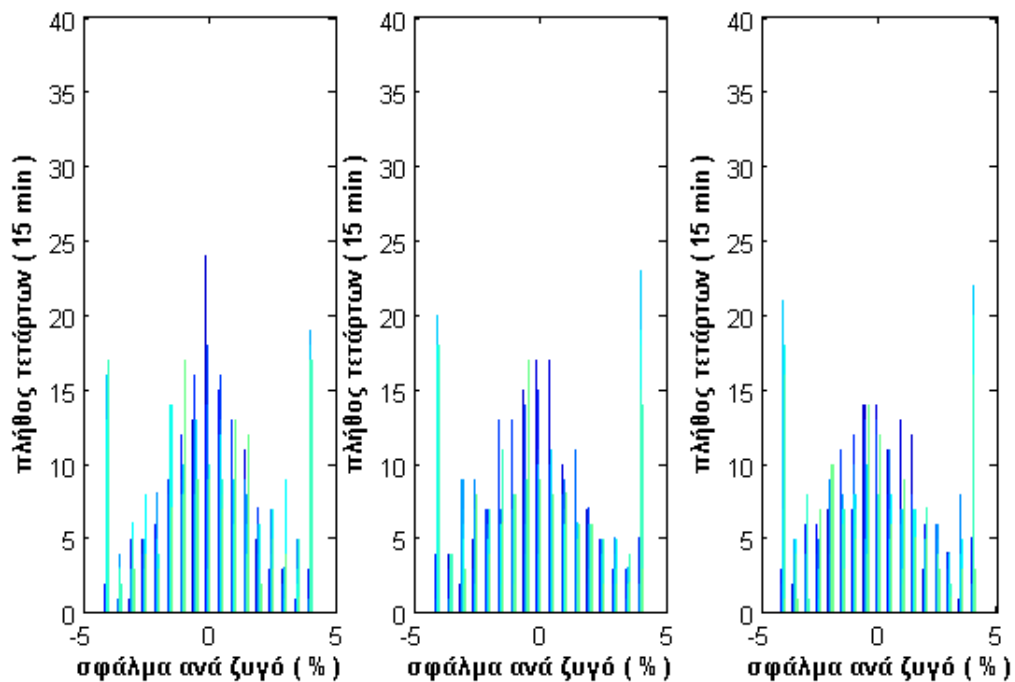
ημερήσιας εκτίμησης φορτίου όλων των ζυγών του συστήματος, όπως θα διαπιστωθεί παρακάτω.

Στον ακόλουθο πίνακα αναγράφονται τα αποτελέσματα προσομοιώσεων για διάφορους χρόνους αποστολής δεδομένων από τους μετρητές. Σημειώνεται ότι οι συναρτήσεις της Matlab που δημιουργούν τυχαιότητα (rand,randn) επανεκκινούνται για κάθε μια εκ των εκτελέσεων, για διαφορετικό ti, ώστε να επαναλαμβάνονται τα ίδια 'τυχαία' δεδομένα και να έχει νόημα η όποια σύγκριση αποτελεσμάτων.

ti\bus id	1	2	4	5	6	7	9	11
2	3,659	3,656	2,593	2,586	3,646	3,673	2,610	1,882
4	4,439	4,462	3,158	3,156	4,441	4,463	3,155	2,259
8	4,782	4,817	3,402	3,391	4,802	4,810	3,395	2,451
ti\bus id	12	13	14	15	17	18	19	20
2	1,444	1,483	1,184	1,854	1,497	1,181	1,439	1,143
4	1,786	1,809	1,417	2,261	1,825	1,426	1,766	1,419
8	1,913	1,956	1,527	2,445	1,955	1,543	1,913	1,551

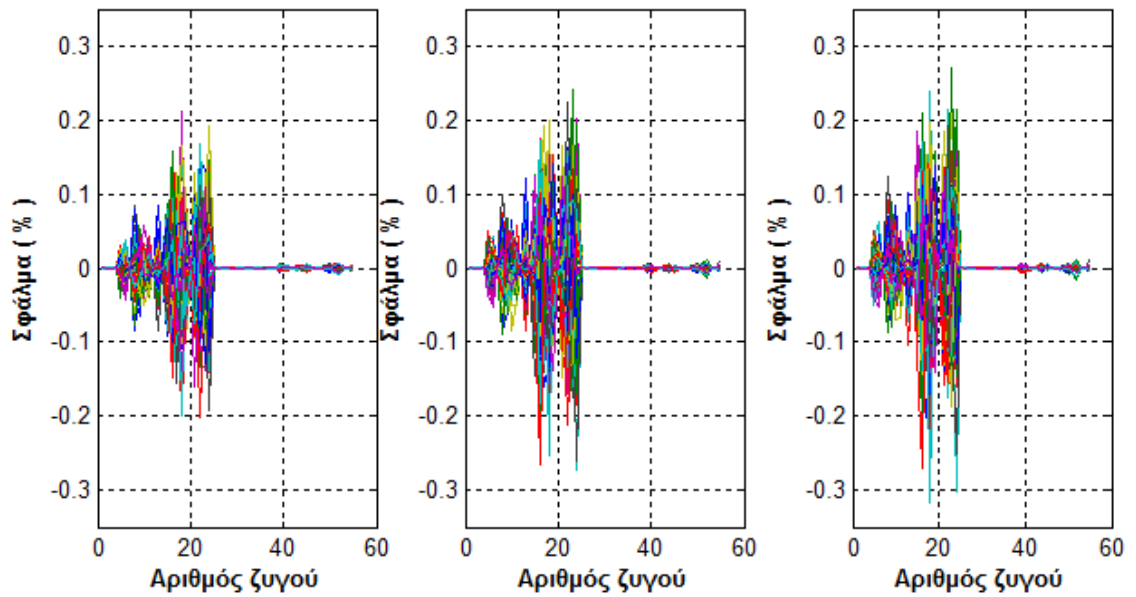
Πίνακας 1 Σφάλματα E_{total} για τους 16 ζυγούς φορτίου.

Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρατηρούμε τα αποτελέσματα που εξάγονται για τα σφάλματα RPE_p του εκτιμητή φορτίου. Σε κάθε τέταρτο, υπολογίζονται τόσες εκτιμήσεις φορτίου όσοι είναι οι ζυγοί φορτίου και έπειτα λαμβάνονται τα σφάλματα από την σχέση (5.4). Για το σύνολο των τετάρτων μιας ημέρας, δηλαδή για 96 τέταρτα, διαμορφώνεται από τα αντίστοιχα δεδομένα σφαλμάτων το ακόλουθο ιστόγραμμα σφαλμάτων. Κάθε ξεχωριστό διάγραμμα αφορά σε διαφορετική συχνότητα αποστολής δεδομένων.



Σχήμα 5-18 Ιστογράμματα ποσοστιαίων σφαλμάτων για χρόνους αποστολής δεδομένων ίσους με 30 ,60 και 120 λεπτά αντίστοιχα

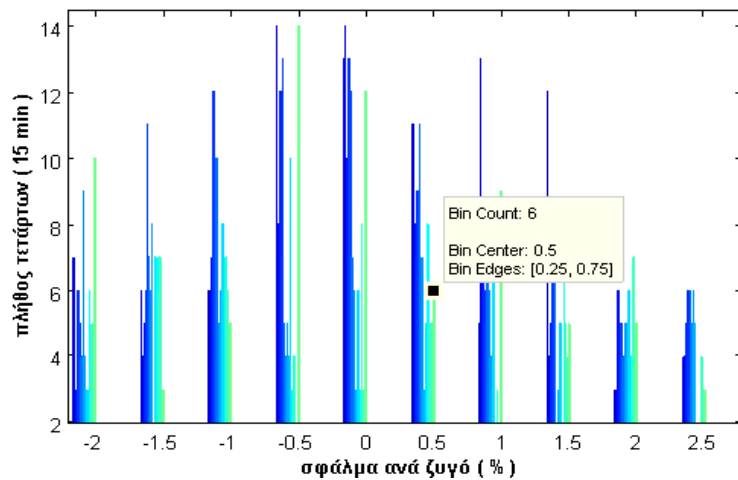
Καθώς τα δεδομένα της εκτίμησης φορτίου εισέρχονται στον εκτιμητή κατάστασης, τα σφάλματα που δημιουργούνται κατά την διαδικασία της εκτίμησης φορτίου υπεισέρχονται και στην εκτίμηση κατάστασης. Το σφάλμα της εκτίμησης κατάστασης εξάγεται σύμφωνα με την σχέση 5.2. Για το σύνολο των τετάρτων μιας ημέρας , δηλαδή για 96 τέταρτα, διαμορφώνονται από τα αντίστοιχα δεδομένα σφαλμάτων τα ακόλουθα διαγράμματα σφαλμάτων. Κάθε ξεχωριστό διάγραμμα αφορά διαφορετικούς χρόνους μετάδοσης, δηλαδή διαφορετική συχνότητα με την οποία αποστέλλονται δεδομένα.



Σχήμα 5-19 Σφάλματα εκτιμητή κατάστασης για χρόνους αποστολής δεδομένων ίσους με 30 ,60 και 120 λεπτά αντίστοιχα.

5.5 Ανάλυση αποτελεσμάτων-Σχολιασμός-Συμπεράσματα

Εξετάζοντας την πρώτη τριάδα διαγραμμάτων εντοπίζεται ότι αποτελείται από ‘ομάδες’ ιστών με κάθε μια να περιέχει ιστούς από σκούρο μπλε έως ανοικτό πράσινο. Εξαιτίας της ανάγκης για καλύτερη ευκρίνεια, στο σχήμα 5-20 παρατίθεται μια μεγεθυμένη εικόνα του ιστογράμματος.



Σχήμα 5-20 Ανάλυση Ιστογράμματος

Το κάθε χρώμα αφορά συγκεκριμένο ζυγό φορτίου. Το ύψος του κάθε ιστού δηλώνει το σύνολο των τετάρτων που το σφάλμα της εκτίμησης φορτίου κείται εντός του σχετικού διαστήματος. Για παράδειγμα, στο σχήμα 5-23 εμφανίζεται ότι στο διάστημα σφαλμάτων [0.25%,0.75%], ο ‘πράσινος’ ζυγός παρουσιάζει από το σύνολο των 96 σφαλμάτων εκτίμησης φορτίου που αντιστοιχούν στα 96 τέταρτα της ημέρας, μόνο τα 6 βρίσκονται στο άνω διάστημα .

Έτσι εξάγεται ένα συγκεντρωτικό διάγραμμα που δείχνει χονδρικά πως συμπεριφέρονται τα σφάλματα εκτίμησης φορτίου για όλους τους ζυγούς για το σύνολο της ημέρας.

Σύμφωνα με το σχήμα 5.18, η αύξηση του χρόνου αποστολής δεδομένων συνεπάγεται την μείωση συγκέντρωσης αποτελεσμάτων σφαλμάτων στο διάστημα [-1%,1%] και την μετατόπιση των αντιστοιχών σφαλμάτων σε μεγαλύτερες, κατά απόλυτο τιμή, περιοχές τιμών του οριζοντίου άξονα (άξονας ποσοστιαίων σφαλμάτων). Συγκεκριμένα, στο διάγραμμα 5-18-(α), το 61,58% των δεδομένων βρίσκεται εκτός του [-1%,1%], ενώ στα επόμενα δυο διαγράμματα 5-18-(β), 5-18-(γ) το ποσοστό γίνεται 66,62% και 69,05% αντιστοίχως.

Εξάγεται λοιπόν το συμπέρασμα ότι επιλογή μικρότερων διαστημάτων μεταξύ αποστολών των δεδομένων από τους μετρητές προς το διαχειριστή μπορεί να δώσει δυνατότητα καλύτερων εκτιμήσεων φορτίου για το σύνολο της ημέρας. Βεβαία, αυτό προϋποθέτει ένα επαρκές μοντέλο φορτίου που θα προσαρμόζεται στην δυναμική συμπεριφορά του καταναλωτή, καθώς και ένα σύστημα τηλεπικοινωνίας που να μεταφέρει την όποια απαιτούμενη πληροφορία με άνεση, αξιοπιστία και χαμηλό κόστος.

Η δεύτερη τριάδα διαγραμμάτων αφορά στα σφάλματα εκτίμησης κατάστασης όπως αυτά ορίζονται στην σχέση 5.2. Για κάθε ζυγό (οριζόντιος άξονας) καταγράφεται το σύνολο των ημερήσιων σφαλμάτων των μέτρων τάσης του (κάθετος άξονας). Κάθε σφάλμα αντιστοιχεί στο αντίστοιχο τέταρτο που ‘τρέχει’ ο εκτιμητής κατάστασης, συνεπώς, για το σύνολο των τετάρτων της ημέρας (96) και για το σύνολο των ζυγών (55) του δελτίου που μελετώνται, λαμβάνονται τα εν λόγω διαγράμματα. Σημειώνεται,

ότι η αρίθμηση των ζυγών που καθιερώθηκε στα διαγράμματα έχει ένα προς ένα αντιστοιχία με την αρίθμηση που εμφανίζεται στην πρώτη στήλη της δομής mpc.bus και έγινε για την απλούστερη προβολή των αποτελεσμάτων.

Τα σφάλματα και στα τρία διαγράμματα έχουν κατ' απόλυτο τιμή μικρότερη του 0.4%. Το μικρό αυτό σφάλμα οφείλεται στη θεώρηση που κάνουμε ότι λαμβανονται σε πραγματικό χρόνο δεδομένα από τους παραγωγούς που βρίσκονται διασκορπισμένοι στο εν λόγω δίκτυο, τα όποια αφορούν μέτρα τάσεων, ροές ενεργού και αέργου ισχύος και εγχύσεις σε ζυγούς παραγωγής. Στα δεδομένα αυτά δεν έχει συμβεί τοποθέτηση τυχαίων σφαλμάτων επί των τιμών τους, με κριτήριο την ελαχιστοποίηση παραμέτρων που μπορούν να επηρεάσουν το τελικό αποτέλεσμα της εκτίμησης κατάστασης του δικτύου. Είναι σαφές ότι η τοποθέτηση σφαλμάτων στις μετρήσεις πραγματικού χρόνου ή η κατ' επιλογή μη απολαβή ορισμένων εκ των επιλεγμένων τύπων δεδομένων οδηγεί σε μεγαλύτερες αποκλίσεις στα μέτρα των ζητούμενων τάσεων.

Με αποστολή δεδομένων από τους μετρητές προς το διαχειριστή του δικτύου σε χρονικά διαστήματα των 30 λεπτών, τα ημερήσια σφάλματα έχουν μέγιστη κατ' απόλυτο τιμή 0.21%. Η τιμή αυτή αυξάνεται στο 0.27% για αποστολή δεδομένων ανά 60 λεπτά, ενώ ξεπερνά την τιμή του 0.30% αν διπλασιάσουμε τον χρόνο αποστολής δεδομένων. Συγκρίνοντας τα δύο πρώτα εκ των τριών διαγραμμάτων, φαίνεται ότι στο πρώτο μόλις σε τρεις ζυγούς και συνολικά μόνο για τρία τέταρτα της ώρας τα σφάλματα αγγίζουν ή ξεπερνούν οριακά το 0.2 % (κατ' απόλυτο). Στο δεύτερο, σε πέντε ζυγούς και συνολικά για δέκα τέταρτα της ώρας, τα σφάλματα κυμαίνονται από 0.2% έως 0.27% (κατ' απόλυτο). Λαμβάνοντας υπ' όψιν και το τρίτο διάγραμμα γίνεται άμεσα εμφανές ότι τα σφάλματα αυξάνονται για μεγαλύτερους χρόνους αποστολής δεδομένων.

Με βάση τα αποτελέσματα, εξάγεται το συμπέρασμα πως η ακρίβεια της εκτίμησης κατάστασης αυξάνει, όσο ακριβέστερα είναι τα εισαγόμενα δεδομένα από την εκτίμηση φορτιού, το οποίο συμβαίνει για μικρότερους χρόνους αποστολής δεδομένων από τους έξυπνους μετρητές προς το διαχειριστή του δικτύου. Το εν λόγω συμπέρασμα επιβεβαιώνεται από στα σχήματα 5-18 και 5-19, όπου απεικονίζονται τα σφάλματα εκτίμησης φορτιού και εκτίμησης της τάσεως (μέτρο) των ζυγών του

δικτύου για το διάστημα μιας ημέρας. Επιβεβαιώνεται, ότι τα σφάλματα της εκτίμησης είναι μεγαλύτερα στην περίπτωση που τα δεδομένα αποστέλλονται κάθε 120 αντί για 30 λεπτά.

Η ακριβής ή με μικρό σφάλμα εκτίμηση φορτίου είναι αποτέλεσμα ενός καλώς οργανωμένου μοντέλου φορτίου, το οποίο ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα. Βεβαία, η δημιουργία αυτού του μοντέλου προϋποθέτει την χρήση συγκεκριμένων πληροφοριών και την συσχέτισή τους με βάση τα κριτήρια που ορίζονται από τον κάθε δημιουργό. Στην παρούσα μελέτη, για παράδειγμα, απουσιάζει η χρήση της όποιας πληροφορίας σχετικά με δεδομένα καιρού, ενώ σε άλλα μοντέλα αυτό θεωρείται δεδομένο. Επιπλέον, όπως έχει ήδη αναφερθεί, είναι απαραίτητη η ύπαρξη ενός ολοκληρωμένου και καλά οργανωμένου συστήματος τηλεπικοινωνιών ικανό να μεταφέρει την οποιαδήποτε πληροφορία ζητηθεί από το διαχειριστή του δικτύου, ώστε να πραγματοποιηθεί η εκτίμηση φορτίου με μεγάλη ακρίβεια.

Η απουσία πραγματικών δεδομένων μετρήσεων για την εκτίμηση της επίδοσης των αλγορίθμων οδήγησε σε λύσεις όπως η απόκτηση δεδομένων από διαδικτυακή βάση ή η εξαγωγή τιμών μεγεθών με χρήση ψευδο-γεννητριών. Η ενσωμάτωση τους σε test cases, από την μια δίνει μια οπτική για την αποτελεσματικότητα και τις δυνατότητες των αλγορίθμων, από την άλλη δίνει το έναυσμα για την χρήση τους υπό πραγματικές συνθήκες για την περαιτέρω αξιολόγησή τους. Επιπρόσθετα, δίνεται η δυνατότητα στον ερευνητή να εξετάσει τη συνδυασμένη λειτουργία των εκτιμητών φορτίου και κατάστασης, ενώ ο ίδιος μπορεί να θεωρήσει νέα μοντέλα εκτίμησης φορτίου και παραδοχές και να διαπιστώσει πώς αυτά θα επηρεάσουν τελικώς την εκτίμηση κατάστασης του δικτύου.

Η ακριβής εκτίμηση γεγονότων στα σύγχρονα δίκτυα διανομής, τα οποία χαρακτηρίζονται από υψηλή πολυπλοκότητα, μπορεί να έχει μόνο θετικό αντίκτυπο για τις ηλεκτρικές επιχειρήσεις και την κοινωνία. Με την ορθή αξιοποίηση των σύγχρονων συστημάτων τηλεπικοινωνιών και μέσω των διαδικασιών πρόβλεψης, που ο διαχειριστής του κάθε ηλεκτρικού δικτύου οφείλει να πραγματοποιεί, επιτυγχάνεται σημαντική αξιοποίηση των χρηματικών πόρων, αφού η ενεργειακή σπάταλη σε επίπεδο παράγωγης και μεταφοράς ελαχιστοποιείται, ενώ παράλληλα

πραγματοποιείται μείωση των ρυπογόνων παραγόντων που δημιουργούνται στην παραγωγική διαδικασία, γεγονός που έχει τεράστιο οικολογικό αντίκτυπο.

Βιβλιογραφία

- [1] A. Montecelli, “State estimation in electric power systems: A generalized approach”, Springer, 1999.
- [2] A. Abur, A. G. Exposito, “Power system state estimation: Theory and Implementation”, Power Engineering (Willis), CRC Press, 2004.
- [3] W. H. Kersting, “Distribution system modeling and analysis”, CRC Press, 2002.
- [4] H. Farhangi, “The Path of the Smart Grid”, IEEE Power & Energy Magazine, January/February 2010.
- [5] Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective, An Edison Electric Institute-Association of Edison Illuminating Companies-Utilities Telecom Council White Paper, A Joint Project of the EEI and AEIC Meter Committees, Edison Electric Institute, March 2011.
- [6] V. C. Güngör, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergüt, C. Buccella, C. Cecati and G. P. Hancke, “Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards”, IEEE Transactions on industrial informatics, Vol. 7, No. 4, p.529-539, November 2011.
- [7] K. D. Craemer, G. Deconinck, “Analysis of State-of-the-art Smart Metering Communication Standards”, Leuven, March 2010.
- [8] T. Ananthapadmanabha, A. D. Kulkarni, Madhvaraja, and A. P. Suma, “Automatic meter reading (AMR) based distribution security monitoring and distribution-supervisory control and data acquisition control (D-SCADA)”, Journal of Electrical and Electronics Engineering Research Vol. 3(6), pp. 108-120, August 2011.
- [9] Huibin S. and Wei-Jen L., “An AMI based measurement and control system in smart distribution grid”, Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), 2011 IEEE, Baltimore MD, May 2011.
- [10] Expert from Companion Specification for Energy Metering, “COSEM Identification system and interface classes”, DLMS User Association, 2010.

- [11] N. Lof, M. Pikkarainen, S. Repo, P. Jarventausta, “Utilizing Smart Meters in LV Network Management”, CIRED 21st International Conference on Electricity Distribution Frankfurt, 6-9 Paper 1050, June 2011.
- [12] J. Taylor and C. Hammond, “Basics of Load Allocation”, 2009 Milsoft Users Conference.
- [13] Y.-F. Huang, S. Werner, J. Huang, N. Kashyap, and V. Gupta, “State estimation in Electric Power Grids”, IEEE Signal Processing Magazine, pp. 33-42, September 2012.
- [14] A.K. Ghosh, D.L. Lubkeman, R.H. Jones, “Load modeling for distribution circuit state estimation”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 2, April 1997.
- [15] J. Wan and K. Miu, “Load Estimation in Radial Electric Power Distribution Networks Using Limited Measurements”, ISCAS 2000 - IEEE International Symposium on Circuits and Systems, May 28-31, 2000, Geneva, Switzerland.
- [16] H. Wang and N. N. Schulz, “A Load Modeling Algorithm for Distribution System State Estimation”, in: Proceedings of the 2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp. 102–106, October 2001.
- [17] Derived Load Profiles 2013-Guidance Section-Retail Market Design Service (Online). Available: http://www.rmdservice.com/guidance/standard_load_profiles.htm.
- [18] E. K. Χατζηελευθερίου, “Εκτίμηση κατάστασης σε δίκτυα διανομής με διεσπαρμένη παραγωγή, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, 2010.
- [19] K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake, N. Jenkins, “Use of delayed smart meter measurements for distribution state estimation”, in: Proceedings of the IEEE PES General Meeting, 2011, pp. 1–6.
- [20] N. Gil, “Advanced Architecture and Control Concepts for More Microgrids”, Work Package D: Description of a test network to be used for simulation platform development”, July 2006.

- [21] Technical datasheet, “Static electricity meter: GAMA 300, User manual 2.2”, Elgama-Elektronika, Lithuania 2010.

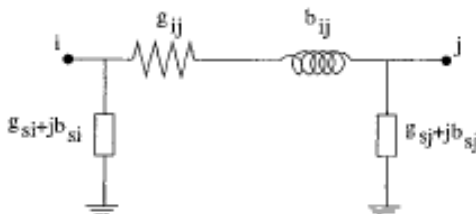
Παράρτημα Α

Η Συνάρτηση Μετρήσεων, $h(x^k)$

Οι μετρήσεις μπορεί να είναι διαφόρων ειδών. Οι μετρήσεις που χρησιμοποιούνται βασικά είναι οι ροές ισχύος γραμμών, οι εγχύσεις ισχύος στους ζυγούς, το μέτρο των τάσεων των ζυγών και το μέτρο της ροής ρεύματος στις γραμμές. Αυτές οι μετρήσεις μπορούν να εκφραστούν συναρτήσει των μεταβλητών κατάστασης, χρησιμοποιώντας καρτεσιανές ή πολικές συντεταγμένες. Όταν χρησιμοποιούνται οι πολικές συντεταγμένες για ένα σύστημα που περιέχει n ζυγούς, το διάνυσμα κατάστασης θα έχει $(2n-1)$ στοιχεία, n μέτρα τάσεων των ζυγών και $n-1$ φασικές γωνίες, όπου η φασική γωνία ενός ζυγού αναφοράς τίθεται αυθαίρετα ίση με μία τιμή, π.χ. 0. Το διάνυσμα κατάστασης έχει την ακόλουθη μορφή, αν θεωρήσουμε ως ζυγό αναφοράς το ζυγό νούμερο 1 :

$$x^T = [\theta_2 \quad \theta_3 \quad \dots \quad \theta_n \quad V_1 \quad V_2 \quad \dots \quad V_n]$$

Οι εκφράσεις για κάθε ένα από τα παραπάνω είδη μετρήσεων δίνονται στη συνέχεια, θεωρώντας το γενικό δίθυρο μοντέλο π για τους κλάδους του δικτύου, όπως φαίνεται και στο επόμενο σχήμα



Σχ. Β-1 : Δίθυρο μοντέλο π για τους κλάδους του δικτύου

- Πραγματική και άεργος έγχυση ισχύος στο ζυγό i :

$$P_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$Q_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

- Πραγματική και άεργος ροή ισχύος από το ζυγό i στο ζυγό j :

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{si} + g_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{si} + b_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij})$$

- Μέτρο ροής ρεύματος γραμμής από το ζυγό i στο ζυγό j :

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{V_i}$$

ή αγνοώντας την εγκάρσια σύνθετη αγωγιμότητα ($g_{si} + jb_{si}$) :

$$I_{ij} = \sqrt{(g_{ij}^2 + b_{ij}^2)(V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij})}$$

όπου V_i, θ_i το μέτρο τάσης και η φασική γωνία στο ζυγό i

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

$G_{ij} + jB_{ij}$ είναι το ij -οστό στοιχείο της μήτρας σύνθετων αντιστάσεων

ζυγών

$g_{ij} + jb_{ij}$ η σύνθετη αγωγιμότητα του κλάδου εν σειρά που συνδέει τους ζυγούς i και j

$g_{si} + jb_{si}$ η σύνθετη αγωγιμότητα του παράλληλου κλάδου που συνδέεται στο ζυγό i

N_i το σύνολο των ζυγών που συνδέονται άμεσα με το ζυγό i .

Η Ιακωβιανή των Μετρήσεων, H

Η δομή της Ιακωβιανής των μετρήσεων H έχει ως εξής :

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial I_{mag}}{\partial \theta} & \frac{\partial I_{mag}}{\partial V} \\ 0 & \frac{\partial V_{mag}}{\partial V} \end{bmatrix}$$

Οι εκφράσεις για κάθε στοιχείο δίνονται παρακάτω :

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις εγχύσεως πραγματικής ισχύος :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^{N_i} V_i V_j (-G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i^2 B_{ii}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^{N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i G_{ii}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις εγχύσεως άεργου ισχύος :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^{N_i} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - V_i^2 G_{ii}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (-G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^{N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i B_{ii}$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις ροής πραγματικής ισχύος :

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} = -V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij})$$

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

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

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις ροής άεργου ισχύος :

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} = -V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})$$

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

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

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις μέτρου τάσεων :

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1, \frac{\partial V_i}{\partial V_j} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \theta_i} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \theta_j} = 0$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις ροής ρεύματος (αγνοώντας την παράλληλη σύνθετη αγωγιμότητα του κλάδου) :

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_i} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij}$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_j} = -\frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij}$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_i - V_j \cos \theta_{ij})$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_j - V_i \cos \theta_{ij})$$

Παράρτημα Β

Η δομή mpc για το δίκτυο των 55 ζυγών που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις.

```
function mpc = testcase
%CASE9      Power flow data for 9 bus, 3 generator case.
%   Please see CASEFORMAT for details on the case file format.
%
%   Based on data from Joe H. Chow's book, p. 70.

%   MATPOWER
%   $Id: case9.m,v 1.11 2010/03/10 18:08:14 ray Exp $

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 10;

%% bus data
%   bus_i   type   Pd   Qd   Gs   Bs   area   Vm   Va   baseKV   zone   Vmax
Vmin
mpc.bus = [
60 3 0 0 0 0 1 1.00 0.00 150 1 1.1 0.9;
72 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
70 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
61 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 150 1 1.1 0.9;
1 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
2 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
3 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
4 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
5 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
6 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
7 1 0.838 0.275 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
8 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
9 1 0.419 0.138 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
10 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
11 1 0.216 0.105 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
12 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
13 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
14 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
15 1 0.216 0.105 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
16 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
17 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
18 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
19 1 0.135 0.065 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
20 1 0.086 0.042 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
21 2 0 0 0 0 1 1.00 0.00 0.4 1 1.1 0.9;
71 1 0 -2.0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
80 2 0.900 0.436 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
90 2 0 -0.5 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
31 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
32 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
33 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
```

```

34 1 0 -0.5 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
35 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
36 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
37 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
38 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
39 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
40 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
41 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
42 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
43 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
44 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
45 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
46 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
48 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
49 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
50 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
51 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
52 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
53 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
54 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
55 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
56 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
81 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
73 1 0 0 0 0 1 1.00 0.00 15 1 1.1 0.9;
%9 1 125 50 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
];

```

```
%% generator data
```

```

% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2
Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
60 0.000 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
72 0.800 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
70 0.700 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
3 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
8 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
10 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
16 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
21 0.250 0.000 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
80 0.400 0.500 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
90 1.500 -0.893 50.000 -50.000 1.000 10 1 40 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0;
%3 85 0 300 -300 1 100 1 270 10 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 ;
];

```

```
%% branch data
```

```

% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
angmin angmax
mpc.branch = [
31 71 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
32 31 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
33 32 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;
34 33 0.00204 0.00151 0.0000055 200 200 200 0 0 1 -360 360;

```

35	34	0.00204	0.00151	0.0000055	200	200	200	0	0	1	-360	360;
35	81	0.00204	0.00151	0.0000055	200	200	200	0	0	1	-360	360;
36	37	0.00204	0.00151	0.0000055	200	200	200	0	0	1	-360	360;
36	71	0.00204	0.00151	0.0000055	200	200	200	0	0	1	-360	360;
37	38	0.00204	0.00151	0.0000055	200	200	200	0	0	1	-360	360;
38	39	0.00204	0.00151	0.0000055	200	200	200	0	0	1	-360	360;
39	40	0.00204	0.00151	0.0000055	200	200	200	0	0	1	-360	360;
41	42	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
41	71	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
42	43	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
43	44	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
43	48	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
44	45	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
45	46	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
48	49	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
49	50	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
49	56	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
50	51	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
51	52	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
51	54	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
52	53	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
54	55	0.02924	0.01576	0.0000006	200	200	200	0	0	1	-360	360;
60	61	0.00017	0.00058	0.0001900	200	200	200	0	0	1	-360	360;
3	33	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
19	54	0.00	2.000000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
20	55	0.00	3.120000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
31	1	0.00	0.396825	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
32	2	0.00	0.396825	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
34	4	0.00	0.793651	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
35	5	0.00	0.793651	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
36	6	0.00	0.396825	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
37	7	0.00	0.396825	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
38	8	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
39	9	0.00	0.793651	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
40	10	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
41	11	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
42	12	0.00	2.000000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
44	21	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
45	13	0.00	2.000000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
46	14	0.00	3.120000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
48	15	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
50	16	0.00	1.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
51	17	0.00	2.000000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
53	18	0.00	3.120000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
61	71	0.00	0.050000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
70	71	0.00	0.125	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
71	72	0.00	0.05	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
71	73	0.00	0.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
81	80	0.00	0.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
90	56	0.00	0.200000	0.00	200	200	200	1	0	1	-360	360;
%	9	4	0.01	0.085	0.176	200	200	200	0	0	1	-360 360;
];												

Παράρτημα Γ

- Κώδικας Εκτίμησης Φορτίου (good2.m)

```
%function good2
% clear all
% close all
format long
% εάν θέλω να τυπώνει αποτελέσματα prnt=1
prnt=0;
% εάν θέλω να τυπώνει διαγράμματα plt=1
plt=1;

% Με την Generator δημιουργούμε τα P_base , P_today , P_yesterday
Generator;
% Generator2;

% ti : χρόνος μεταξύ αποστολών data

ti=6;

%υπολογίζονται μέσες τιμές ανά ti μετρήσεις ,αυτές θα
χρησιμοποιηθούν πιο
%κατω για την αρχική εκτιμηση

m_value_Tyest=mean(vec2mat(P_yesterday,ti)')';

m_value_Ttod=mean(vec2mat(P_today,ti)')';

if ti==1
m_value_Tyest=P_yesterday;
m_value_Ttod=P_today;
end

estim_old=m_value_Tyest;
```



```

estim_new=m_value_Ttod;

%%% πρώτη εκτίμηση (πριν interpolation)
a=[size(estim_new)];
estim_new1=(zeros(a(1),a(2)));

for i=2:a(1)

    estim_new1(i)=estim_old(i)*(estim_new(i-1)/estim_old(i-1));
end
% η go1 παίρνει ένα διάνισμα και κάνει αντιγραφα των στοιχείων του
ti φορές
% πχ για ti=2 , το 2 3 5 γίνεται 2 2 3 3 5 5
e1=go1(estim_new1,ti)';
%e1=reshape(estim_new1',a(1)*a(2),1);

%%% Η P_base_T είναι η μεση τιμή των ti διαστημάτων
P_base_T=sum(vec2mat(P_base,ti)')'/ti;
if ti==1
    P_base_T=P_base;
end

z1=go1(P_base_T,ti)';

if (length(z1)~=length(P_base))
z1=go2(z1,P_base)';
end

% συντελεστής διορθωσης z: αυτός θα πολλαπλασιασει την αρχική
εκτίμηση
% για να παρουμε το τελικό P_est (interpolated)
z=(P_base./z1);
% Υπολογισμός P_est ( interpolated)

```

```

q=go1(estim_new1,ti)';
if (length(q)~=length(P_base))
q=go2(q,P_base)';
end
p_est=z.*q;

h1=p_est(length(P_base));
h2=p_est(ti+1);
h3 = linspace(h1, h2,ti)';
p_est=[h3 ;p_est(ti+1:end)];

%%% υπολογισμός σφαλμάτων
format short
u=1+ti:length(P_today);
% σφαλιμα εάν θεωρουσα χθεσινά data

err1=sqrt(sum((P_today(u)-P_yesterday(u)).^2)/sum((P_today(u)).^2));

% σφαλιμα εάν θεωρουσα data αρχικής εκτίμησης non-interpolated

err2=sqrt(sum((P_today(u)-q(u)).^2)/sum((P_today(u)).^2));

% σφαλιμα εάν θεωρουσα data τελικής εκτίμησης interpolated

err3=sqrt(sum((P_today(u)-p_est(u)).^2)/sum((P_today(u)).^2));

if prnt==1
disp('error yesterday');
disp(err1);
disp('error with interp');
disp(err3);
disp('-----');

```

```

err2;
end
if plt==1
max2=max([max(P_base) ,max(P_today), max(P_yesterday), max(p_est)]);

ymat=[P_base ,P_today, P_yesterday, p_est]./max2;
figure_load_est(ymat);
end

% xer2=xer2+err2;
% xer3=xer3+err3;

```

-----τελος-good2.m-----

- Κωδικες Εκτιμητή Κατάστασης

doSE3.m (Εκτιμητής Κατάστασης)

```

function [V, converged, i, z, z_est, error_sqrsum] = doSE3(baseMVA,
bus, gen, branch, Ybus, Yf, Yt, V0, ref, pv, pq, measure, idx, sigma)

% define named indices into bus, gen, branch matrices
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM,
...
VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] =
idx_bus;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, ...
RATE_C, TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST] =
idx_brch;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, ...
GEN_STATUS, PMAX, PMIN, MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN] =
idx_gen;

%% options
tol      = 10e-4; % mpopt(2);
max_it   = 100;  % mpopt(3);
verbose  = 0;    % mpopt(31);

```

```

%% initialize
format long
converged = 0;
i = 0;
nb = length(V0);
nbr = size(Yf, 1);
nonref = [pv;pq];           %% indices of all non-reference buses
f = branch(:, F_BUS);      %% list of "from" buses
t = branch(:, T_BUS);      %% list of "to" buses
V=V0;
Vm=abs(V);
Va=angle(V);

%% form measurement index vectors
idx_zPF = idx.idx_zPF;
idx_zPT = idx.idx_zPT;
idx_zP  = idx.idx_zP;
idx_zVa = idx.idx_zVa;
idx_zQF = idx.idx_zQF;
idx_zQT = idx.idx_zQT;
idx_zQ  = idx.idx_zQ;
idx_zVm = idx.idx_zVm;

%% form measurement vector 'z'. NOTE: all are p.u. values
z=[
    measure.PF

    measure.PT
    measure.P
    measure.Va
    measure.QF
    measure.QT
    measure.Q
    measure.Vm];

ssigma = [

```

```

sigma.sigma_PF
sigma.sigma_PT
sigma.sigma_P
sigma.sigma_Va
sigma.sigma_QF
sigma.sigma_QT
sigma.sigma_Q
sigma.sigma_Vm
];

if
~((length(sigma.sigma_PF)>1) | (length(sigma.sigma_PT)>1) | (length(sigma
.sigma_P)>1) | (length(sigma.sigma_Va)>1) | (length(sigma.sigma_QF)>1) | (l
ength(sigma.sigma_QT)>1) | (length(sigma.sigma_Q)>1) | (length(sigma.sigm
a_Vm)>1))

ssigma = [
sigma.sigma_PF*ones(length(measure.PF),1)
sigma.sigma_PT*ones(length(measure.PT),1)
sigma.sigma_P*ones(length(measure.P),1)
sigma.sigma_Va*ones(length(measure.Va),1)
sigma.sigma_QF*ones(length(measure.QF),1)
sigma.sigma_QT*ones(length(measure.QT),1)
sigma.sigma_Q*ones(length(measure.Q),1)
sigma.sigma_Vm*ones(length(measure.Vm),1)
];
end

V = ones(length(V0),1);
%% create inverse of covariance matrix with all measurements
ns = length(ssigma);
R = sparse(1:ns, 1:ns , ssigma .^ 2, ns, ns );
R_inv = sparse(1:ns, 1:ns , 1 ./ ssigma .^ 2, ns, ns );
vv=(1:length(z))';
%% bad data loop
one_at_a_time = 1; max_it_bad_data = 50;
% one_at_a_time = 0; max_it_bad_data = 5;

```

```

ibd = 1;

Sfe = V(f) .* conj(Yf * V);
Ste = V(t) .* conj(Yt * V);
Sbuse = V .* conj(Ybus * V);
z_est = [ % NOTE: all are p.u. values
         real(Sfe(idx_zPF));
         real(Ste(idx_zPT));
         real(Sbuse(idx_zP));
         angle(V(idx_zVa));
         imag(Sfe(idx_zQF));
         imag(Ste(idx_zQT));
         imag(Sbuse(idx_zQ));
         abs(V(idx_zVm));
        ];
%% --- get H matrix ---
% [dSbus_dVm, dSbus_dVa] = dSbus_dV(Ybus, V);
% [dSf_dVa, dSf_dVm, dSt_dVa, dSt_dVm, Sf, St] = dSbr_dV(branch, Yf,
Yt, V);
% d_d=speye(nb);
% d_v=sparse(nb,nb);
% v_d=sparse(nb,nb);
% v_v=speye(nb);
% H = [
%     real(dSf_dVa(idx_zPF, nonref))   real(dSf_dVm(idx_zPF,
(1:nb)'))
%     real(dSt_dVa(idx_zPT, nonref))   real(dSt_dVm(idx_zPT,
(1:nb)'))
%     real(dSbus_dVa(idx_zP, nonref))  real(dSbus_dVm(idx_zP,
(1:nb)'))
%     d_d(idx_zVa, nonref)             d_v(idx_zVa, (1:nb)')
%     imag(dSf_dVa(idx_zQF, nonref))   imag(dSf_dVm(idx_zQF,
(1:nb)'))
%     imag(dSt_dVa(idx_zQT, nonref))   imag(dSt_dVm(idx_zQT,
(1:nb)'))
%     imag(dSbus_dVa(idx_zQ, nonref))  imag(dSbus_dVm(idx_zQ,
(1:nb)'))
%
%     v_d(idx_zVm,nonref)              v_v(idx_zVm, (1:nb)')

```

```

% ];

while (~converged && ibd <= max_it_bad_data)
    % nm = length(vv);
    baddata = 0;

V = ones(length(V0),1);
    max_it = 100;
    i = 0;
    while (~converged && i < max_it)
        %% update iteration counter
        i = i + 1;

%% --- get H matrix ---
        [dSbus_dVm, dSbus_dVa] = dSbus_dV(Ybus, V);
        [dSf_dVa, dSf_dVm, dSt_dVa, dSt_dVm, Sf, St] = dSbr_dV(branch, Yf,
        Yt, V);
        d_d=speye(nb);
        d_v=sparse(nb,nb);
        v_d=sparse(nb,nb);
        v_v=speye(nb);
        H = [
            real(dSf_dVa(idx_zPF, nonref))    real(dSf_dVm(idx_zPF, (1:nb)'));
            real(dSt_dVa(idx_zPT, nonref))    real(dSt_dVm(idx_zPT, (1:nb)'));
            real(dSbus_dVa(idx_zP, nonref))    real(dSbus_dVm(idx_zP, (1:nb)'));
            d_d(idx_zVa, nonref)                d_v(idx_zVa, (1:nb)');
            imag(dSf_dVa(idx_zQF, nonref))    imag(dSf_dVm(idx_zQF, (1:nb)'));
            imag(dSt_dVa(idx_zQT, nonref))    imag(dSt_dVm(idx_zQT, (1:nb)'));
            imag(dSbus_dVa(idx_zQ, nonref))    imag(dSbus_dVm(idx_zQ, (1:nb)'));

            v_d(idx_zVm,nonref)                v_v(idx_zVm, (1:nb)');

```

```

];

%% compute update step
J = H(vv,:)'*R_inv(vv,vv)*H(vv,:);
F = H(vv,:)'*R_inv(vv,vv)*(z(vv)-z_est(vv)); % evaluate F(x)
%   H=full(H);
%
%   if ~isobservable(H, pv, pq)
%       error('doSE: system is not observable');
%   end
%   H=sparse(H)
dx = (J \ F);

%% update voltage
Va(nonref) = Va(nonref) + dx(1:nb-1);
% VVm(nref) = VVm(nref) + dx(nb:end);
Vm = Vm + dx(nb:end);
V = Vm .* exp(1j * Va);
Vl=abs(V);
Al=angle(V)*180/pi;

%% compute estimated measurement
Sfe = V(f) .* conj(Yf * V);
Ste = V(t) .* conj(Yt * V);
Sbuse = V .* conj(Ybus * V);
z_est = [ % NOTE: all are p.u. values
real(Sfe(idx_zPF));
real(Ste(idx_zPT));
real(Sbuse(idx_zP));
angle(V(idx_zVa));
imag(Sfe(idx_zQF));
imag(Ste(idx_zQT));
imag(Sbuse(idx_zQ));
abs(V(idx_zVm));
];

%% measurement residual

```



```

delz = z(vv) - z_est(vv);

normF = delz' * R_inv(vv,vv) * delz;

%% check for convergence
%   step = dx' * dx;
step=max(abs(dx));

if verbose > 1
    fprintf('\n%3d    %10.3e    %10.3e', i, normF, step);
end
if (step < tol)
    converged = 1;
    if verbose
        fprintf('\nState estimator converged in %d
iterations.\n', i);
    end
end
end
if verbose
    if ~converged
        fprintf('\nState estimator did not converge in %d
iterations.\n', i);
    end
end

%% get weighted sum of squared errors
error_sqrsum = sum((z(vv) - z_est(vv)).^2./ssigma(vv).^2);

%%----- Chi squared test for bad data and bad data rejection  --
---

%   result = input(prompt) ;
%%
prompt=' for no bad data detection press <enter> ';
%str = input(prompt,'s');
str='';

```

```

%%
    if ~isempty(str)
        B = zeros(length(z(vv)),1);
        bad_threshold = 3;          %% the threshold for bad data = sigma
squared
        HH=H(vv,:);
        RR_inv=R_inv(vv,vv);
        RR=R(vv,vv);

        sx=inv(HH' *RR_inv* HH);

        SRR = (eye(length(HH),length(HH)) - HH*sx*HH'*RR_inv)*RR;
        rr = diag(SRR);

        B=delz./sqrt(rr);
        [maxB,i_maxB] = max(B);
        if one_at_a_time
            if maxB >= bad_threshold
                rejected = i_maxB;
            else
                rejected = [];
            end
        else
            rejected = find( B >= bad_threshold );
        end
        if length(rejected)
            baddata = 1;
            converged = 0;
            if verbose
                fprintf('\nRejecting %d measurement(s) as bad data:\n',
length(rejected));
                fprintf('\tindex\t      B\n');
                fprintf('\t----\t-----\n');
                fprintf('\t%4d\t%10.2f\n', [ vv(rejected), B(rejected) ]'
);
            end

            %% update measurement index vector

```

```

        k = find( B < bad_threshold );
        vv=k;
        nm = length(vv);

    end

    if (baddata == 0)
        converged = 1;
        if verbose
            fprintf('\nNo remaining bad data, after discarding data
%d time(s).\n', ibd-1);
            fprintf('Largest value of B = %.2f\n', maxB);
        end
    end
else
    converged = 1;
end
% converged = 1;
    ibd = ibd + 1;

end

```

-----τελος-----doSE3.m-----

run_se3.m (διαδικασία προεργασιών για τον Εκτιμητή Κατάσταση)

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, success, et, z, z_est,
error_sqrsum] = run_se3(casename, measure, idx, sigma,
type_initialguess, fname)

```

```

%% read data & convert to internal bus numbering
[baseMVA, bus, gen, branch] = loadcase(casename);
[i2e, bus, gen, branch] = ext2int(bus, gen, branch);
nn=length(i2e);
idxchan=[1:nn]';

```

```

dd=[i2e idxchan];

idx.idx_zP=change_idx_int(idx.idx_zP ,dd);
idx.idx_zVa=change_idx_int(idx.idx_zVa ,dd);

idx.idx_zQ=change_idx_int(idx.idx_zQ ,dd);
idx.idx_zVm=change_idx_int(idx.idx_zVm ,dd);

%% get bus index lists of each type of bus
[ref, pv, pq] = bustypes(bus, gen);

%% build admittance matrices
[Ybus, Yf, Yt] = makeYbus(baseMVA, bus, branch);
% Ybus = full(Ybus);
% Yf = full(Yf);
% Yt = full(Yt);

%% prepare initial guess
% if nargin < 6
    V0 = getV0(bus, gen, type_initialguess);
% else
%     V0 = getV0(bus, gen, type_initialguess, V0);
% end

%% run state estimation
t0 = clock;
[V, success, iterNum, z, z_est, error_sqrsum] = doSE3(baseMVA, bus,
gen, branch, Ybus, Yf, Yt, V0, ref, pv, pq, measure, idx, sigma);
%% update data matrices with solution, ie, V
% [bus, gen, branch] = updatepfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, Ybus,
V, ref, pv, pq);
[bus, gen, branch] = pfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, Ybus, Yf, Yt,
V, ref, pv, pq);
et = etime(clock, t0);

%%----- output results -----

```

```

%% convert back to original bus numbering & print results
[bus, gen, branch] = int2ext(i2e, bus, gen, branch);
%% output power flow solution
outputpfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, success, et, 1, iterNum,1);
%% output state estimation solution

idx.idx_zP=change_idx_ext(idx.idx_zP ,dd);
idx.idx_zVa=change_idx_ext(idx.idx_zVa ,dd);

idx.idx_zQ=change_idx_ext(idx.idx_zQ ,dd);
idx.idx_zVm=change_idx_ext(idx.idx_zVm ,dd);
outputsoln(idx, sigma, z, z_est, error_sqrsum,1);

if fname
    [fd, msg] = fopen(fname, 'at');
    if fd == -1
        error(msg);
    else
        outputpfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, success, et, 1,
iterNum,fd);
        outputsoln(idx, sigma, z, z_est, error_sqrsum,fd);
        fclose(fd);
    end
end
end

```

-----τελος-----run_se3.m-----