



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ  
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Ανάπτυξη Εργαστηριακής Διάταξης Εποπτείας Συστήματος  
Ηλεκτρικής Ενέργειας με μονάδες μέτρησης φασιθετών (PMU)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μαρκέτος Γ. Νικόδημος

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

Ορέστης Δαρμής Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2022



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ  
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

**Ανάπτυξη Εργαστηριακής Διάταξης Εποπτείας Συστήματος  
Ηλεκτρικής Ενέργειας με Phasor Measurement Units (PMU) και**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

Μαρκέτος Γ. Νικόδημος

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

Ορέστης Δαρμής Υποψήφιος Διδάκτορας Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 12<sup>η</sup> Ιουλίου 2022

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

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

.....  
Αντώνιος Αντωνόπουλος  
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, 12/07/2022

.....

Μαρκέτος Γ. Νικόδημος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π

Copyright © Νικόδημος Γ. Μαρκέτος, 2022

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

## Περίληψη

Στις σύγχρονες κοινωνίες η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί αναπόσπαστο κομμάτι της καθημερινότητας, χρησιμοποιώντας τη σε τομείς ζωτικής σημασίας όπως στα συστήματα υγείας, τραπεζών, μετακίνησης κ.α. Επομένως η ασφαλής και αποτελεσματική λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) είναι υψίστης σημασίας για την απρόσκοπτη παροχή ηλεκτρικής ισχύος. Για να μπορέσει το σύστημα αυτό να ελεγχθεί, είναι απαραίτητο οι διαχειριστές του να γνωρίζουν ανά πάσα στιγμή την παρούσα κατάσταση του συστήματος. Για το σκοπό αυτό, τοποθετούνται μετρητικές μονάδες σε συγκεκριμένα σημεία στο ηλεκτρικό δίκτυο και με την χρήση των μετρήσεων από τις μονάδες αυτές υπολογίζεται η κατάσταση ολόκληρου του δικτύου. Η διαδικασία αυτή ονομάζεται εκτίμηση κατάστασης και υπολογίζει τις τιμές των τάσεων όλων των ζυγών του δικτύου με βάση τις διαθέσιμες μετρήσεις. Συνεπώς, η πραγματοποίηση της εκτίμησης κατάστασης σε πραγματικό χρόνο είναι εκ των ων ουκ άνευ για την παρατηρησιμότητα ενός ΣΗΕ.

Τα συστήματα εποπτικού ελέγχου αλλά και ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης διαφοροποιούνται ανάλογα με τις μετρητικές συσκευές που είναι εγκατεστημένες στο ηλεκτρικό δίκτυο. Η ευρύτερη ανάπτυξη και χρήση των μονάδων μέτρησης φασιθετών (Phasor Measurement Units – PMUs) θα καταργήσει σταδιακά την αργή εκτίμηση κατάστασης μέσω μετρήσεων SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) και θα οδηγήσει σε αποκλειστική χρήση των συγκεκριμένων μονάδων για την επίλυση του εν λόγω προβλήματος. Οι μονάδες PMU μετρούν απευθείας τάσεις και ρεύματα στους ζυγούς στους οποίους τοποθετούνται, οδηγώντας έτσι σε γραμμικά μοντέλα μετρήσεων. Επιπλέον, οι ρυθμοί δειγματοληψίας τους είναι πολύ υψηλότεροι, πραγματοποιώντας μέχρι και 60 μετρήσεις ανά δευτερόλεπτο. Επομένως, κρίνεται αναγκαίο να υλοποιηθούν συστήματα εποπτείας που θα αξιοποιούν τον υψηλό ρυθμό δειγματοληψίας των συγκεκριμένων μονάδων για την επιτήρηση του ΣΗΕ.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία παρουσιάζεται αρχικά η θεμελιώδης θεωρία των συστημάτων διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η βασική θεωρία της εκτίμησης κατάστασης. Στην συνέχεια υλοποιείται μία εφαρμογή η οποία πραγματοποιεί την εκτίμηση κατάστασης σε πραγματικό χρόνο. Πιο συγκεκριμένα, η εφαρμογή αυτή είναι υπεύθυνη για την λήψη των μετρήσεων από μονάδες PMU, την εκτέλεση του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης και την αναπαράσταση των αποτελεσμάτων σε γραφικό περιβάλλον. Η διαδικασία αυτή γίνεται με τη μικρότερη δυνατή καθυστέρηση με απώτερο σκοπό την επίτευξη του κυριότερου στόχου της εφαρμογής, να είναι πραγματικού χρόνου. Τέλος, παρατίθεται ένα παράδειγμα χρήσης της εφαρμογής πάνω σε προσομοιωμένο δίκτυο στο εργαστήριο ηλεκτρικής ενέργειας της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

**Λέξεις κλειδιά:** εκτίμηση κατάστασης, εφαρμογή πραγματικού χρόνου, κέντρα ελέγχου ενέργειας

## *Abstract*

In modern societies electrical energy is an essential part of everyday life, supporting a range of critical services from healthcare to banking to transportation. Therefore, the secure and efficient operation of the power system is of utmost importance for the uninterrupted supply of electricity. In order for this system to be controlled, it is essential that its administrators are aware of the current state of this system at all times. For this purpose, measurement units are placed at specific points in the power network and using their measurements the state of the system is calculated. This process is called power system state estimation and calculates the voltage values in every bus in the power grid, by using all available measurements. Hence, real-time state estimation is crucial for the observability of the power system.

The energy management system (EMS) as well as the state estimation algorithm differ depending on the measurement devices that are installed in the electrical network. The widespread development and use of Phasor Measurement Units (PMUs) will gradually eliminate the slow state estimation through SCADA measurements and lead to the exclusive use of these units to solve this problem. PMUs are able to measure voltage and current phasors directly, at the bus they are placed at, which in turn leads to the formulation of linear measurement models. In addition, PMU sampling rates are much higher than those of the SCADA system, reaching 60 measurements per second. Therefore, it is necessary to implement energy management systems which use these high sampling rate devices for monitoring the power system.

This diploma thesis first presents the fundamental theory of energy management systems as well as the basic theory of state estimation. Then an application is implemented which performs state estimation in real time. More specifically, this application is responsible for taking measurements from PMUs, executing the state estimation algorithm and representing the results in a graphical interface. These tasks are performed with the least possible delay, in order to achieve the main goal of the application, which is to be real-time. Finally, an example of the use of the application on a simulated network is presented, conducted in the power system laboratory of the National Technical University of Athens.

**Key words:** power system state estimation, real-time application, energy management systems

*Ευχαριστίες*

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

## Περιεχόμενα

<b>1</b>	<b>Εισαγωγή.....</b>	<b>- 14 -</b>
1.1	Ανάγκη εκτίμησης κατάστασης.....	- 14 -
1.2	Χρήση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών .....	- 17 -
<b>2</b>	<b>Διαχείριση Ηλεκτρικής Ενέργειας.....</b>	<b>- 19 -</b>
2.1	Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας.....	- 19 -
2.2	Σύστημα SCADA και Remote Terminal Units (RTUs) .....	- 21 -
2.2.1	Αρχιτεκτονική του συστήματος SCADA.....	- 22 -
2.2.2	Λειτουργίες του συστήματος SCADA .....	- 26 -
2.3	Περιγραφή Μονάδας μέτρησης φασιθετών PMU .....	- 28 -
<b>3</b>	<b>Εκτίμηση κατάστασης συστήματος.....</b>	<b>- 34 -</b>
3.1	Συνθήκες λειτουργίας του συστήματος .....	- 34 -
3.2	Ο ρόλος της εκτίμησης κατάστασης.....	- 35 -
3.3	Εκτίμηση κατάστασης βασισμένη σε PMU ή SCADA .....	- 37 -
3.4	Στατική, δυναμική και βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης- 37	-
3.4.1	Βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης.....	- 38 -
3.4.2	Δυναμική εκτίμηση κατάστασης.....	- 38 -
3.5	Εκτίμηση κατάστασης για δίκτυα διανομής .....	- 39 -
3.6	Κεντρική, κατανεμημένη και πολλαπλών περιοχών εκτίμηση κατάστασης- 40	-
<b>4</b>	<b>Σύνθεση κλασικής εκτίμησης κατάστασης.....</b>	<b>- 41 -</b>
4.1	Συμβατικές τεχνικές εκτίμησης κατάστασης.....	- 41 -
4.2	Gaussian κατανομή των μετρήσεων .....	- 41 -
4.3	Αντικειμενική συνάρτηση WLS .....	- 42 -
4.4	Αριθμητική επίλυση του προβλήματος.....	- 43 -
4.5	Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης WLS.....	- 44 -
<b>5</b>	<b>Περιγραφή Εργαστηριακής Διάταξης .....</b>	<b>- 46 -</b>
5.1	Προσομοιωτής πραγματικού χρόνου (RTDS) .....	- 46 -
5.2	Μονάδες PMUs.....	- 48 -
5.3	Ρολόι GPS .....	- 49 -
5.4	Προσωπικός Υπολογιστής.....	- 50 -
5.5	Συνολική διάταξη.....	- 50 -

<b>6</b>	<b>Περιγραφή των επιμέρους κομματιών της εφαρμογής.....</b>	<b>- 53 -</b>
6.1	Περιγραφή του openPDC.....	- 53 -
6.2	Περιγραφή βάσης Δεδομένων (MongoDB).....	- 56 -
6.3	Περιγραφή Δομής της Βάσης MongoDB .....	- 57 -
6.4	Υπολογισμός εκτίμησης κατάστασης σε περιβάλλον MATLAB.....	- 59 -
6.5	Γραφικό περιβάλλον χρήστη (GUI).....	- 61 -
6.6	Σύνθεση της συνολικής εφαρμογής.....	- 64 -
<b>7</b>	<b>Αποτελέσματα .....</b>	<b>- 69 -</b>
7.1	Δίκτυο προσομοίωσης.....	- 69 -
7.2	Εκτέλεση πειράματος.....	- 72 -
7.3	Αποτελέσματα αλγορίθμου εκτιμησης κατάστασης.....	- 84 -
7.4	Αποτελέσματα απόδοσης της εφαρμογής.....	- 85 -
<b>8</b>	<b>Συμπεράσματα και παρατηρήσεις .....</b>	<b>- 88 -</b>
	<b>Βιβλιογραφία.....</b>	<b>- 89 -</b>



## Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 1.1: Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας παγκόσμιος για το διάστημα 1990-2020 [3] .....	- 15 -
Σχήμα 1.2: Μερίδιο της παγκόσμιας συνολικής κατανάλωσης ενέργειας ανά πηγή στο Σενάριο Βιώσιμης Ανάπτυξης, 2000-2040 [4] .....	- 15 -
Σχήμα 1.3: Χάρτης ηλεκτρικού δικτύου της Ελλάδας το 2022 [6] .....	- 16 -
Σχήμα 1.4: Ψηφιακό ΕΚΕΕ του Ελληνικού συστήματος [7]` .....	- 17 -
Σχήμα 1.5: Σύγκριση δεδομένων προερχόμενων από PMUs και SCADA. [9] .....	- 18 -
Σχήμα 2.1: Απλουστευμένη Διάταξη Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας .....	- 19 -
Σχήμα 2.2: Σχηματική απεικόνιση της αρχιτεκτονικής του συστήματος SCADA [14].....	- 22 -
Σχήμα 2.3: Σχηματικό διάγραμμα των επιμέρους συστημάτων μονάδας RTU [15].....	- 24 -
Σχήμα 2.4: Μονάδα SIMATIC® RTU3041C της Siemens [17].....	- 25 -
Σχήμα 2.5: Ιεραρχία ενός συστήματος SCADA στο ΣΗΕ .....	- 26 -
Σχήμα 2.6: Οι λειτουργίες διαχείρισης του ΣΗΕ στα ΚΕΕ .....	- 28 -
Σχήμα 2.7: Σχηματικό διάγραμμα μονάδας PMU .....	- 29 -
Σχήμα 2.8: Ιεραρχικό σύστημα αρχιτεκτονικής των PMUs και PDCs [19] .....	- 30 -
Σχήμα 2.9: Συσκευή SEL-2240 (Αχίον πίσω όψη) [20] .....	- 31 -
Σχήμα 3.1: Διάγραμμα καταστάσεων ενός ΣΗΕ .....	- 35 -
Σχήμα 3.2: Σχηματικό διάγραμμα ανάλυσης ασφαλείας. ....	- 36 -
Σχήμα 4.1: Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης WLS.....	- 44 -
Σχήμα 5.1: RTDS προσομοιωτής και GTNET κάρτα .....	- 47 -
Σχήμα 5.2: Ηλεκτρικό δίκτυο προσομοιωμένο στο RSCAD.....	- 48 -
Σχήμα 5.3: SEL-2730M μεταγωγέας και SEL-351A PMUs .....	- 49 -
Σχήμα 5.4: Εργαστηριακή διάταξη κέντρου ελέγχου ενέργειας.....	- 51 -
Σχήμα 6.1: Connection Tester της εφαρμογής openPDC.....	- 55 -
Σχήμα 6.2: Διάγραμμα λειτουργίας του openPDC στην εφαρμογή.....	- 56 -
Σχήμα 6.3: Αρχιτεκτονική διάταξη της MongoDB. ....	- 57 -
Σχήμα 6.4: Σχεδιάγραμμα της λειτουργίας «Change Streams» της MongoDB.....	- 58 -
Σχήμα 6.5: Διάγραμμα ροής του κώδικα MATLAB.....	- 61 -
Σχήμα 6.6: Διεπαφή της εφαρμογής για την παρακολούθηση των φασιθετών τάσης .....	- 62 -
Σχήμα 6.7: Διεπαφή της εφαρμογής για την παρακολούθηση των φασιθετών τάσης και της ροής ισχύος. -	63 -
Σχήμα 6.8: Διεπαφή εφαρμογής για την παρακολούθηση της μεταβολής των φασιθετών συναρτήσει του χρόνου. ....	- 64 -
Σχήμα 6.9: Διαφορά μίας single-threaded με μία multi-threaded διεργασία.....	- 66 -
Σχήμα 6.10: Διάγραμμα pipeline της εκτίμησης κατάστασης και της γραφικής αναπαράστασης των αποτελεσμάτων .....	- 66 -
Σχήμα 6.11: Συνολικό σχεδιάγραμμα εφαρμογής .....	- 67 -
Σχήμα 7.1: IEEE δίκτυο 14 ζυγών. ....	- 69 -

<b>Σχήμα 7.2:</b> Υλοποιημένο δικτύου IEEE δεκατεσσάρων ζυγών στο RSCAD.....	- 70 -
<b>Σχήμα 7.3:</b> Πειραματική διάταξη για την αξιολόγηση της εφαρμογής. ....	- 72 -
<b>Σχήμα 7.4:</b> Αποτελέσματα 1ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου στο runtime του RSCAD.....	- 74 -
<b>Σχήμα 7.5:</b> Αποτελέσματα 1ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου στην εφαρμογή.....	- 75 -
<b>Σχήμα 7.6:</b> Μέτρα τάσης 1ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές) .....	- 76 -
<b>Σχήμα 7.7:</b> Γωνίες τάσης 1ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές).....	- 77 -
<b>Σχήμα 7.8:</b> Αποτελέσματα 2ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου στην εφαρμογή.....	- 78 -
<b>Σχήμα 7.9:</b> Μέτρα τάσης 2ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές) .....	- 80 -
<b>Σχήμα 7.10:</b> Γωνίες τάσης 2ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές).....	- 80 -
<b>Σχήμα 7.11:</b> Αποτελέσματα 3ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου στην εφαρμογή.....	- 81 -
<b>Σχήμα 7.12:</b> Μέτρα τάσης 3ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές) .....	- 83 -
<b>Σχήμα 7.13:</b> Γωνίες τάσης 3ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές).....	- 83 -
<b>Σχήμα 7.14:</b> Εξέλιξη του μέτρου της τάσης του ζυγού 1 κατά την διάρκεια του πειράματος.....	- 86 -
<b>Σχήμα 7.15:</b> Κατανομή της χρονικής ολίσθησης (time skew). .....	- 87 -

## Καταλογος Πινάκων

Πίνακας 2.1: Ρυθμός μετρήσεων από τις μονάδες PMUs .....	- 30 -
Πίνακας 2.2: Διαφορές ανάμεσα σε συστήματα SCADA και PMU. ....	- 32 -
Πίνακας 6.1: Αντιστοίχιση ενός αρχείου JSON σε ένα BSON.....	- 57 -
Πίνακας 7.1: Αρχικό φορτίο στους ζυγούς του δικτύου. ....	- 73 -
Πίνακας 7.2: Σύγκρισή αποτελεσμάτων 1ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου μεταξύ του RSCAD και της εφαρμογής .....	- 76 -
Πίνακας 7.3: Σύγκρισή αποτελεσμάτων 2ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου μεταξύ του RSCAD και της εφαρμογής .....	- 79 -
Πίνακας 7.4: Σύγκρισή αποτελεσμάτων 3ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου μεταξύ του RSCAD και της εφαρμογής .....	- 82 -
Πίνακας 7.5: Αποτελέσματα δεικτών των τριών καταστάσεων.....	- 85 -

## Πίνακας Ακρωνύμων

<b>AGC</b>	Automatic Generation Control
<b>API</b>	Application Programming Interface
<b>BSON</b>	Binary Javascript Object Notation
<b>CIOC</b>	Communication Input/Output Controllers
<b>CPU</b>	Central Processing Unit
<b>DSP</b>	Digital signal processor
<b>DySE</b>	Dynamic State Estimation
<b>EMS</b>	Energy Management System
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>FASE</b>	Forecasting-Aided State Estimation
<b>GPS</b>	Global Positioning System
<b>GTAO</b>	GIGA-TRANSCIEVER ANALOGUE OUTPUT
<b>GTNET</b>	Giga-Transceiver Network Communication
<b>GUI</b>	Graphical user interface
<b>HMI</b>	Human Machine Interface
<b>IED</b>	Intelligent Electronic Device
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>ISO</b>	International Organization for Standardization
<b>JSON</b>	Javascript Object Notation
<b>LAN</b>	Local Area Network
<b>MLE</b>	Maximum Likelihood Estimation
<b>PC</b>	Personal Computer
<b>PDC</b>	Phasor Data Concentrator
<b>PDF</b>	Probability Density Function
<b>PMU</b>	Phasor Measurement Unit
<b>PSSE</b>	Power System State Estimation
<b>RAM</b>	random access memory
<b>RDTs</b>	Real time Digital Simulator
<b>RISC</b>	Reduced instruction set computer
<b>RTU</b>	Remote Terminal Unit
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>SCDFT</b>	Symmetrical Component Discrete Fourier Transform
<b>SCDR</b>	Symmetrical Component Distance Relay
<b>SQL</b>	Structured Query Language
<b>TSO</b>	Transmission System Operator
<b>UTC</b>	Coordinated Universal Time
<b>WAMPAC</b>	Wide Area Monitoring, Protection and Control
<b>WAN</b>	Wide Area Network
<b>WLS</b>	Weighted Least Squares

# 1 Εισαγωγή

Σε μια σύγχρονη κοινωνία η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί αναπόσπαστο κομμάτι της καθημερινότητας. Η ενέργεια που παράγεται μπορεί να προέρχεται από ποικίλες πηγές, όπως για παράδειγμα ο άνθρακας, το φυσικό αέριο, το νερό, ο άνεμος, ο ήλιος κ.λπ. Μετά την παραγωγή της, η ηλεκτρική ενέργεια μεταφέρεται μέσω των συστημάτων μεταφοράς στους καταναλωτές. Για να ελαχιστοποιηθούν οι απώλειες ισχύος στην μεταφορά, τα συστήματα λειτουργούν σε υψηλές τάσεις. Το άκρο άφιξης του συστήματος μεταφοράς είναι εξοπλισμένο με υποσταθμούς όπου μετασχηματίζεται η ηλεκτρική ενέργεια σε χαμηλότερη τάση για το σύστημα διανομής. Τέλος, το σύστημα διανομής τροφοδοτεί τους εμπορικούς, βιομηχανικούς και οικιακούς καταναλωτές.

Μια ενδεχόμενη βλάβη του συστήματος αυτού επιφέρει μεγάλους κινδύνους περιβαλλοντικής και δημόσιας ασφάλειας. Γι' αυτό, είναι αναγκαία η ακριβής εκτίμηση κατάστασης του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Σκοπός, είναι η πρόληψη, αλλά και η αντιμετώπιση, με τον βέλτιστο δυνατό τρόπο, τυχόν σφαλμάτων. Η ανάπτυξη και η εγκατάσταση μονάδων μέτρησης φασιθετών (PMUs), έχει συμβάλει στη πραγματοποίηση συγχρονισμένων μετρήσεων με υψηλή ακρίβεια και εντός μεγάλων γεωγραφικών αποστάσεων έτσι ώστε να μπορέσει τελικά να ελεγχθεί ολόκληρο το ΣΗΕ. Για την αξιοποίηση των παραπάνω μετρήσεων και την ευκολότερη εποπτεία ολόκληρου του δικτύου κρίνεται αναγκαία η ανάπτυξη των αντίστοιχων εφαρμογών πραγματικού χρόνου.

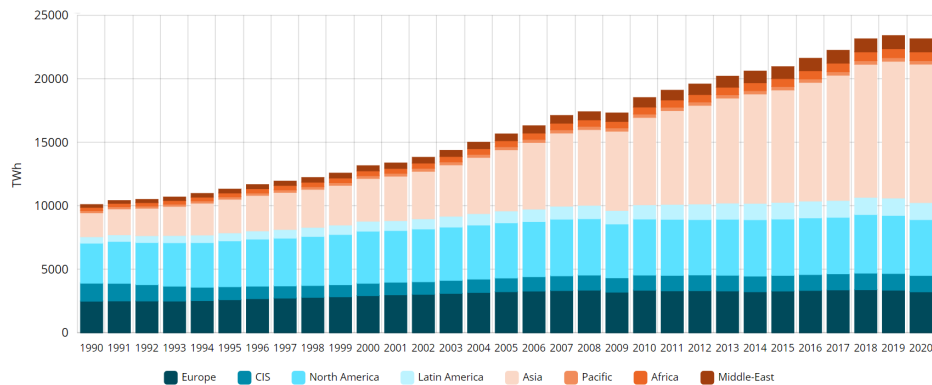
## 1.1 Ανάγκη εκτίμησης κατάστασης

Η ασφάλεια και η αξιοπιστία των υποδομών του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι ζωτικής σημασίας σε εθνικό επίπεδο. Παρόλο που χρησιμοποιούνται υπολογιστικά συστήματα για την ελαχιστοποίηση των σφαλμάτων, αλυσιδωτές διακοπές ρεύματος (cascade blackouts) συνεχίζουν να συμβαίνουν, όπως στο δίκτυο της βορειοανατολικής Αμερικής το 2003. Η ανάπτυξη των τηλεπικοινωνιών, όπως τα συστήματα (SCADA), και εφαρμογών ηλεκτρονικού υπολογιστή συνέβαλαν στη δημιουργία των συστημάτων διαχείρισης ενέργειας (EMS) και των Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας. Απαραίτητη λειτουργία των συστημάτων διαχείρισης ενέργειας είναι η εκτίμηση κατάστασης του συστήματος [1].

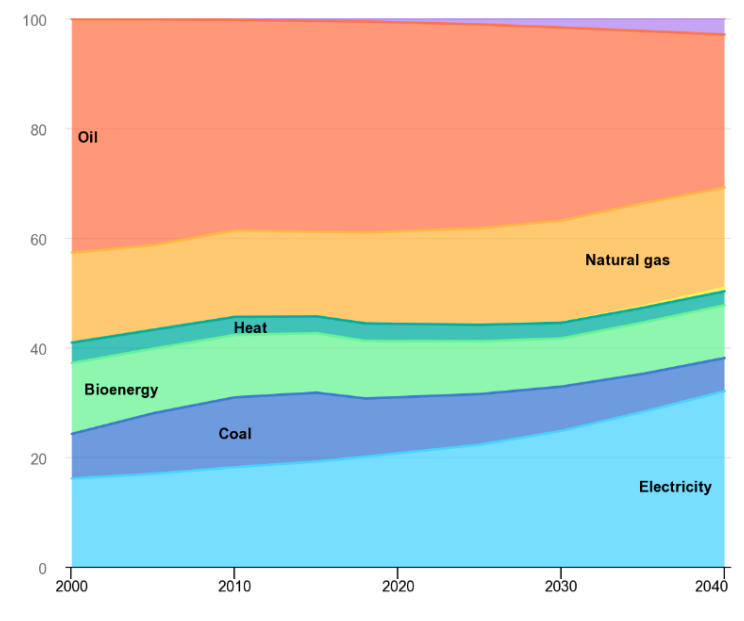
Στην πορεία των τελευταίων ετών παρατηρείται ανοδική τάση των απαιτήσεων σε ηλεκτρική ενέργεια όπως φαίνεται και στο διάγραμμά του Σχήμα 1.1. Δεδομένης της αύξησης του ποσοστού της ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με την παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας οποιουδήποτε είδους, από 15% το 2000 σε 20% το 2020, εκτιμάται ότι το ίδιο θα φτάσει μέχρι και το 24% το 2040 σύμφωνα με το Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας (ΔΟΕ) (Σχήμα 1.2). Εάν οι χώρες στραφούν προς ένα ετερόκλητο, οικονομικά αποδοτικό μείγμα ενεργειακών πηγών σύμφωνα με τη Συμφωνία του Παρισιού, όπως στο Σενάριο Αειφόρου Ανάπτυξης του Διεθνή

Οργανισμού Ενέργειας (ΔΟΕ), ο ρόλος της ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται ακόμη πιο ισχυρός, φτάνοντας το 31% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας έως το 2040 [2].

Trend over 1990 - 2020 - TWh



Σχήμα 1.1: Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας παγκόσμιος για το διάστημα 1990-2020 [3]



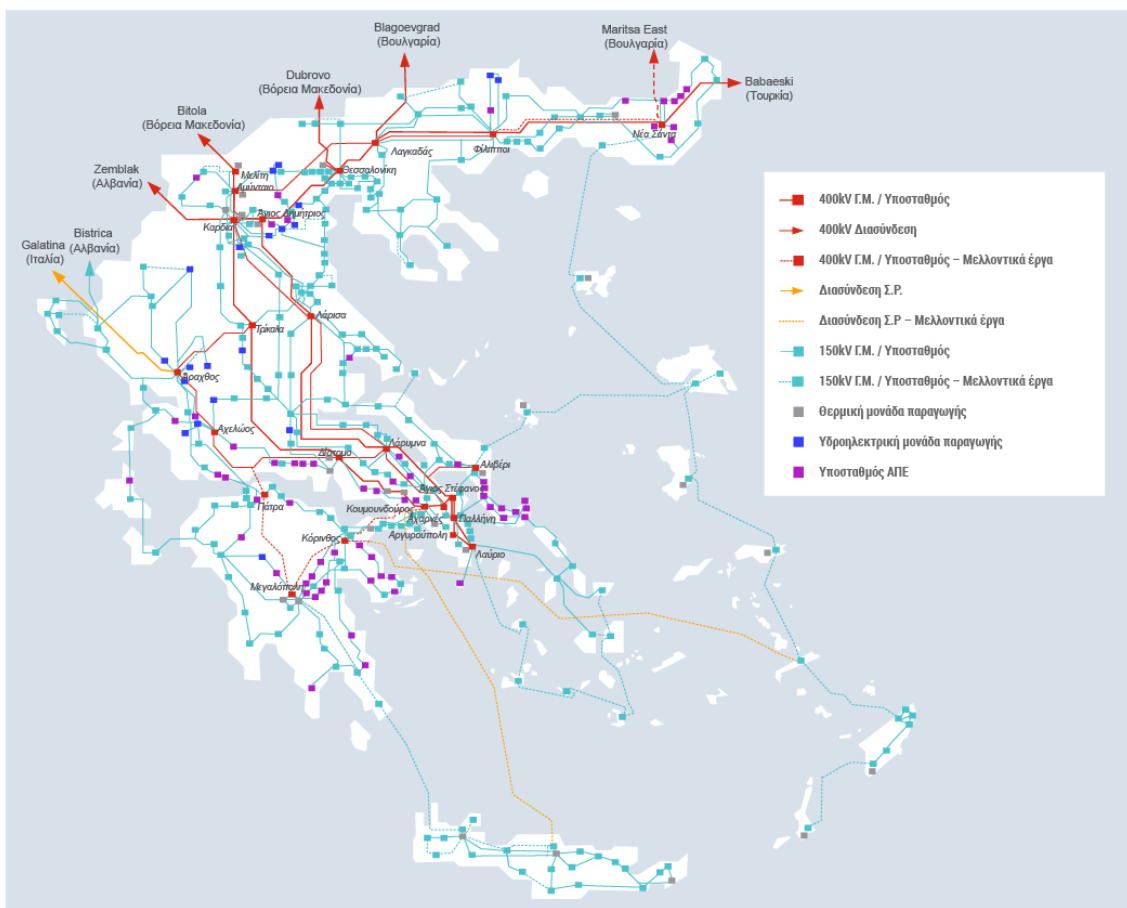
Σχήμα 1.2: Μερίδιο της παγκόσμιας συνολικής κατανάλωσης ενέργειας ανά πηγή στο Σενάριο Βιώσιμης Ανάπτυξης, 2000-2040 [4]

Όσο αυξάνεται η ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια, πληθαίνουν και τα δίκτυα μεταφοράς αυτής. Στην Ελλάδα η βάση του διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς αποτελείται από τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400kV, οι οποίες μεταφέρουν ηλεκτρική ενέργεια κυρίως από το ενεργειακό κέντρο παραγωγής της Δυτικής Μακεδονίας, το σπουδαιότερο για την χώρα μας. Σε αυτό το κέντρο παραγωγής, βρίσκεται περίπου το 70% της ηλεκτροπαραγωγής της χώρας και η παραγόμενη ενέργεια μεταφέρεται ως επί το πλείστον στην Κεντρική και Νότια Ελλάδα. Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς διαθέτει εναέριες γραμμές των 400kV και 150kV καθώς και εναέριες, υπόγειες γραμμές και υποβρύχια καλώδια των 150kV και των 66kV. Επιπλέον υπάρχουν κέντρα υπερυψηλής τάσης (KYT) 400/150kV και

υποσταθμοί 150/20kV. Στο Σχήμα 1.3 φαίνεται ο χάρτης του ελληνικού Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

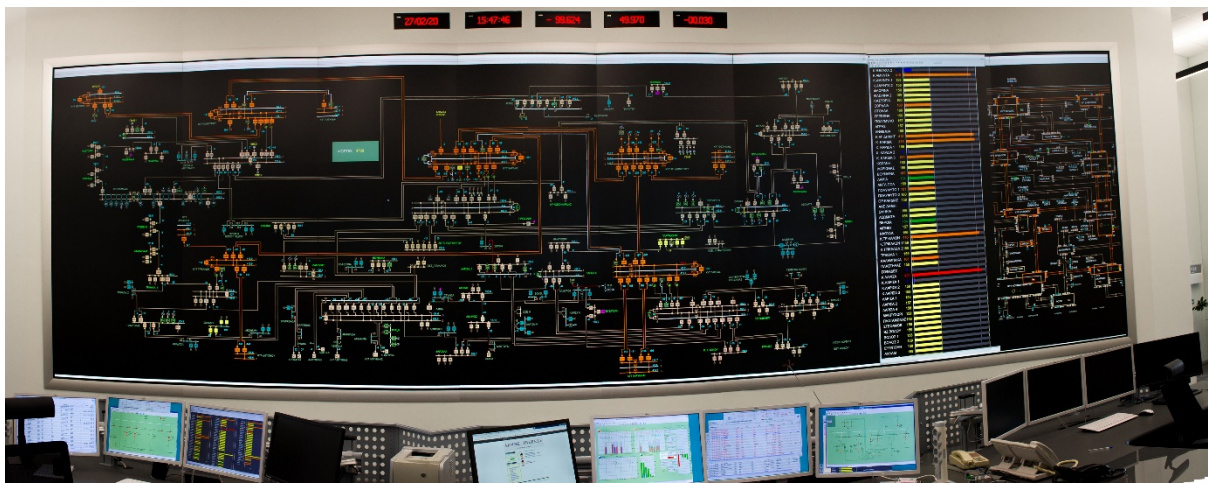
Το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα υπό το γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E. Η παράλληλη λειτουργία του Ευρωπαϊκού Συστήματος με το Ελληνικό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς, κυρίως 400kV, με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας. Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται ασύγχρονα (μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος τάσης 400kV) με την Ιταλία.

Τα τελευταία χρόνια αναπτύσσονται ταχέως οι διασυνδέσεις των νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα (Κυκλάδες, Βόρειο Αιγαίο, Σποράδες), στοιχείο που προσδίδει μεγάλα επίπεδα αξιοπιστίας και ποιότητας τροφοδοσίας. Σε εξέλιξη βρίσκονται και τα έργα διασύνδεσης της Κρήτης. Συγκεκριμένα, η πρώτη διασύνδεση της Κρήτης (Κρήτη - Πελοπόννησος) περιλαμβάνει υποβρύχια διασύνδεση AC διπλού κυκλώματος 150kV και μεταφορικής ικανότητας 2x200 MVA. Η δεύτερη διασύνδεση (Αττική – Κρήτη) αφορά σύνδεση συνεχούς Ρεύματος (DC) 500kV με μεταφορική ικανότητα 2x500 MW [5].



Σχήμα 1.3: Χάρτης ηλεκτρικού δικτύου της Ελλάδας το 2022 [6]

Σε γενικές γραμμές, τα ΣΗΕ σχεδιάζονται έτσι ώστε να μπορέσουν να διαχειριστούν την μέγιστη δυνατή ζήτηση. Για την αξιοπιστία των ΣΗΕ υπεύθυνοι είναι οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς (TSOs). Οι ίδιοι διασφαλίζουν τη βραχυπρόθεσμη ισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Για το σκοπό αυτό πρέπει να ελέγχουν και να παρακολουθούν τα δίκτυα σε πραγματικό χρόνο. Οι λειτουργίες αυτές επιτελούνται στα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας, στα οποία υπάρχει ο κατάλληλος εξοπλισμός και το λογισμικό για την εποπτεία του δικτύου. Στο Σχήμα 1.4 φαίνεται μια φωτογραφία από την αίθουσα ελέγχου στο Εθνικό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας στον Άγιο Στέφανο Αττικής. Εκτός από το κέντρο αυτό στην Ελλάδα υπάρχουν ακόμα το Νότιο και Βόρειο Περιφερειακό Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας στον Άγιο Στέφανο Αττικής και στην Πτολεμαΐδα αντίστοιχα.



Σχήμα 1.4: Ψηφιακό ΕΚΕΕ του Ελληνικού συστήματος [7]

Η ικανότητα παρακολούθησης σε πραγματικό χρόνο των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία ρέει μέσω του εθνικού ή περιφερειακού δικτύου αλλά και ανταλλάσσεται με γειτονικά δίκτυα, είναι υψίστης σημασίας. Προς αυτό το σκοπό χρειάζεται να πραγματοποιείται συνεχώς η εκτίμηση κατάστασης συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας – State Estimation (SE), με την οποία υπολογίζονται μιγαδικές τάσεις των ζυγών σε ολόκληρο το δίκτυο. Η διαδικασία αυτή χρησιμοποιεί της διαθέσιμες-συλλεγόμενες μετρήσεις από επιμέρους σημεία του δικτύου και εκτιμάει τα μεγέθη στο υπόλοιπο. Με αυτό τον τρόπο εξασφαλίζεται ο συντονισμός της προσφοράς και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας έτσι ώστε να διατηρείται το δίκτυο σταθερό και να μην υπάρχουν υπερφορτίσεις στις γραμμές μεταφοράς. Σε διαφορετική περίπτωση, οι επιπτώσεις συμπεριλαμβάνουν περίσσεια ηλεκτρική ενέργεια ή ακόμα χειρότερα διακοπές παροχής στους καταναλωτές.

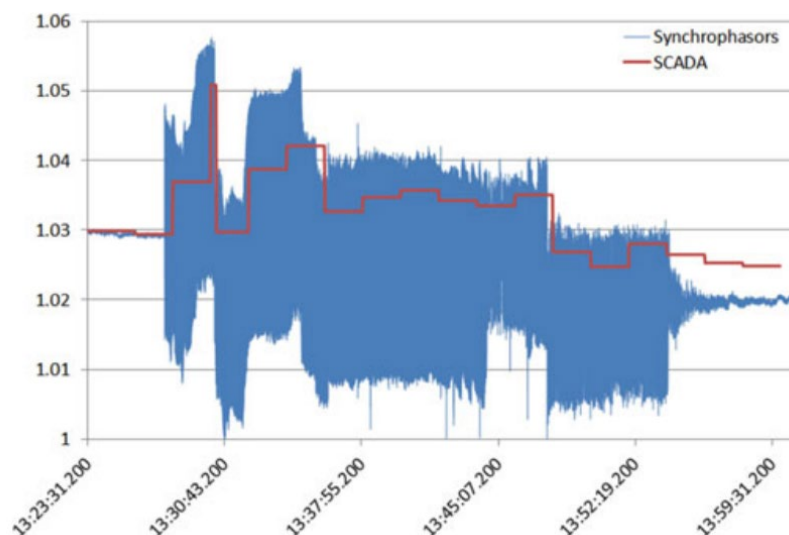
## 1.2 Χρήση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών

Για να μπορέσει να πραγματοποιηθεί η εκτίμηση κατάστασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας χρειάζεται αρχικά να πραγματοποιηθούν κατάλληλες μετρήσεις. Οι μετρήσεις αυτές πρέπει αφενός να επαρκούν, για να μπορέσει να εκτιμηθεί η κατάσταση ολόκληρου του δικτύου, αφετέρου θα πρέπει να διαθέτουν υψηλά επίπεδα



ακρίβειας. Γι' αυτό είναι σημαντικό να ληφθούν υπ' όψη ο ρυθμός δειγματοληψίας, η ακρίβεια, η διακύμανση και ο συγχρονισμός των μετρήσεων. Επί του παρόντος, οι μονάδες μέτρησης φασιθετών (PMUs) είναι η πιο ακριβής και προηγμένη διαθέσιμη τεχνολογία για λήψη συγχρονισμένων μετρήσεων. Παρέχουν πληροφορίες για τους φασιθέτες τάσης ζυγών και ρεύματος γραμμών, καθώς και μετρήσεις συχνότητας. Οι μετρήσεις αυτές είναι συγχρονισμένες με υψηλή ακρίβεια ως προς μια κοινή αναφορά χρόνου που παρέχεται από το παγκόσμιο σύστημα εντοπισμού θέσης (GPS). Η χρήση των μονάδων PMUs ενισχύει την ακρίβεια και την υπολογιστική αποτελεσματικότητα της εκτίμησης κατάστασης του ΣΗΕ.

Τα τελευταία χρόνια, η χρήση των PMUs έχει αυξηθεί κατακόρυφα. Σύμφωνα με την αναφορά [8], μέχρι το τέλος του 2013, είχαν εγκατασταθεί περίπου 2040 μονάδες PMUs στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κίνας, ενώ στις ΗΠΑ μέχρι το καλοκαίρι του 2017 είχαν τοποθετηθεί πάνω από 2500 μονάδες [9]. Με την εξάπλωση των PMUs, είναι πλέον εφικτό να πραγματοποιηθεί εκτίμηση κατάστασης αποκλειστικά με την χρήση συγχρονισμένων μετρήσεων φασιθετών τάσης και ρεύματος. Η διαφορά μεταξύ των δεδομένων που λαμβάνονται από ένα παραδοσιακό σύστημα SCADA και μίας μονάδας PMU φαίνεται στο Σχήμα 1.5, όπου η μπλε κυματομορφή αντιπροσωπεύει δεδομένα μετρούμενα από PMUs με ρυθμό 15 φορές ανά sec, ενώ η κόκκινη αντιπροσωπεύει δεδομένα συλλεγόμενα ανά διάστημα μερικών δευτερολέπτων από το σύστημα SCADA. Επομένως, δεδομένης της υπεροχής των PMUs σε συχνότητα και ακρίβεια των μετρήσεων κρίνεται αναγκαίο τα νέα συστήματα εποπτείας ηλεκτρικών δικτύων να είναι ικανά να αξιοποιούν τα δεδομένα που προέρχονται από αυτές τις μονάδες.



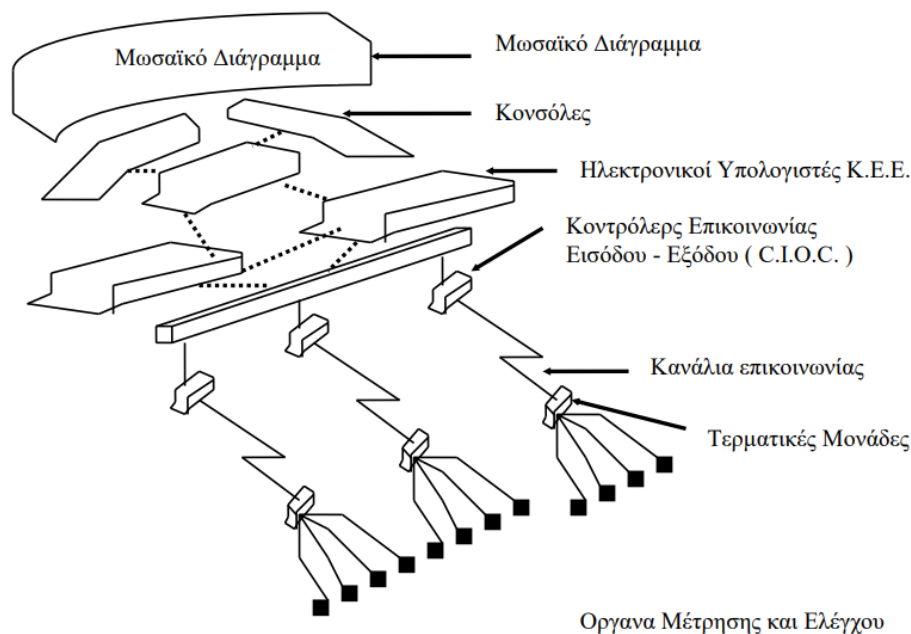
**Σχήμα 1.5:** Σύγκριση δεδομένων προερχόμενων από PMUs και SCADA. [9]

## 2 Διαχείριση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Για την εκτίμηση της τρέχουσας κατάστασης του συστήματος αξιοποιούνται μετρήσεις από ολόκληρο το ΣΗΕ, οι οποίες συλλέγονται από τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας. Οι μετρήσεις αυτές μπορεί να έχουν προέλθει από το σύστημα SCADA, από τις μονάδες PMUs, είτε συχνά από το συνδυασμό των δύο παραπάνω. Πρωταρχικά, λοιπόν, κρίνεται μείζονος σημασίας η παρουσίαση των συστημάτων αυτών.

### 2.1 Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας

Για τη διαχείριση του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας πρωταγωνιστικό ρόλο διαδραματίζουν τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ). Πιο συγκεκριμένα, τα ΚΕΕ ελέγχουν σε πραγματικό χρόνο ολόκληρο το ΣΗΕ εξασφαλίζοντας την τήρηση των ορίων ασφαλείας, την ποιότητα της παρεχόμενης ενέργειας και την οικονομική λειτουργία του. Με τον έλεγχο του συστήματος της ηλεκτρικής ενέργειας εξασφαλίζεται η δημόσια και περιβαλλοντική ασφάλεια. Για αυτό λοιπόν ο έλεγχος παραβίασης ορίων, η τήρηση των περιορισμών και η γρήγορη αντιμετώπιση των προβλημάτων, όταν αυτά προκύπτουν, είναι αναγκαία. Επιπλέον, από τα ΚΕΕ αξιολογείται η ποιότητα της ηλεκτρικής ενέργειας έτσι ώστε να υπάρχει σταθερή τάση και συχνότητα σε ολόκληρο το ΣΗΕ, και συνεπώς συνεχής παροχή στους καταναλωτές του δικτύου. Μία ακόμα λειτουργία των ΚΕΕ είναι η ανάλυση σε πραγματικό χρόνο της απόδοσης του δικτύου με σκοπό την μεταφορά ισχύος με τις ελάχιστες απώλειες. Στο Σχήμα 2.1 φαίνεται μια απλουστευμένη διάταξη ενός ΚΕΕ καθώς και ο απαιτούμενος εξοπλισμός για την συλλογή δεδομένων.



Σχήμα 2.1: Απλουστευμένη Διάταξη Κέντρου Ελέγχου Ενέργειας

Όπως φαίνεται παραπάνω, τα όργανα μέτρησης που συλλέγουν τις πληροφορίες είναι τοποθετημένα σε διάφορα σημεία του δικτύου. Μετά τη συλλογή τους, οι πληροφορίες αυτές στέλνονται σε απομακρυσμένες τερματικές μονάδες – Remote Terminal Units (RTUs). Έπειτα ακολουθεί κατάλληλη μετατροπή από αναλογική σε ψηφιακή μορφή και οι πληροφορίες μεταφέρονται μέσω καναλιών επικοινωνίας στους ελεγκτές επικοινωνίας εισόδου/εξόδου (CIOCs) που είναι τοποθετημένοι στο ΚΕΕ ώσπου τέλος να καταλήξουν στους υπολογιστές του ΚΕΕ. Σε αυτούς γίνεται επεξεργασία των δεδομένων και εξαγωγή χρήσιμων πληροφοριών με τη βοήθεια ειδικών προγραμμάτων. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις κονσόλες των χειριστών ή στο mimic board του ΚΕΕ.

Στα πιο σύγχρονα κέντρα οι εντολές από το ΚΕΕ προς τις τερματικές μονάδες δίνονται μέσω υπολογιστή (αυτόματα ή μετά από επιλογή του διαχειριστή). Οι εντολές μεταφέρονται μέσω των CIOCs και των ζευξέων επικοινωνίας, στις μονάδες RTUs, οι οποίες ελέγχουν τον αντίστοιχο εξοπλισμό. Με αυτό τον τρόπο υπάρχει μία ολοκληρωμένη απεικόνιση της παρούσας κατάστασης του ΣΗΕ σε ένα συγκεκριμένο μέρος [10].

Το σύστημα διαχείρισης ενέργειας (EMS) αποτελείται από τις εφαρμογές του ΚΕΕ, οι οποίες είναι οι βάσεις δεδομένων, ο εξομοιωτής εκπαίδευσης χειριστών, η διαδικασία προγραμματισμού και ελέγχου της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και οι διαδικασίες εκτίμησης κατάστασης και ροής φορτίου. Μερικές από τις βασικότερες λειτουργίες ενός ΚΕΕ είναι οι εξής [11]:

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

- **Στιγμιότυπο τηλεμετρίας (Telemetry Snapshot):** Λαμβάνει ένα στιγμιότυπο της μετρούμενης κατάστασης του συστήματος, δηλαδή την κατάσταση των διακοπτικών στοιχείων και τις τιμές των μετρούμενων αναλογικών μεγεθών.
- **Ανάκτηση πληροφοριών (Status and Analog Retrieval):** Γίνεται η ανάκτηση των δεδομένων τηλεμετρίας και χρήση αυτών για την εκτίμηση κατάστασης του ΣΗΕ.
- **Ανίχνευση σφαλμάτων τοπολογίας (Bad Topology Detection):** Ελέγχει τις τρέχουσες θέσεις των διακοπτικών στοιχείων και τις συγκρίνει με τις διαθέσιμες μετρήσεις, ώστε να ανιχνευθούν πιθανά σφάλματα στην τοπολογία. Επίσης, ελέγχεται η εγκυρότητα των λαμβανόμενων μετρήσεων.
- **Διαμόρφωση δικτυακού μοντέλου (Network Model Builder):** Διαμορφώνει το τρέχον μοντέλο του δικτύου, με βάση τις ανακτώμενες πληροφορίες.
- **Λειτουργία πρόβλεψης φορτίου (System Load Forecast):** Προβλέπει την μελλοντική κατανάλωση με σκοπό την αντίστοιχη ρύθμιση της παραγωγής.

Εκτός από τις λειτουργίες αυτές, εξίσου σημαντικές είναι και οι λειτουργίες οικονομικής επιλογής καυσίμου, αξιολόγησης συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας με γειτονικά δίκτυα και αυτόματου ελέγχου παραγωγής. Με τη βοήθεια όλων των παραπάνω, τα ΚΕΕ έχουν καθολικό και πλήρη έλεγχο του δικτύου παίζοντας πρωταγωνιστικό ρόλο στην διαχείριση του ΣΗΕ.

## 2.2 Σύστημα SCADA και Remote Terminal Units (RTUs)

Ο απαραίτητος εξοπλισμός για να γίνει εφικτή η παρακολούθηση ενός ΣΗΕ σε πραγματικό χρόνο, ονομάζεται Σύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Πληροφοριών, γνωστό και ως σύστημα SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Ένα τέτοιο σύστημα αποτελείται από υλικό και λογισμικό, τα οποία επιτελούν τις ακόλουθες λειτουργίες [10]:

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

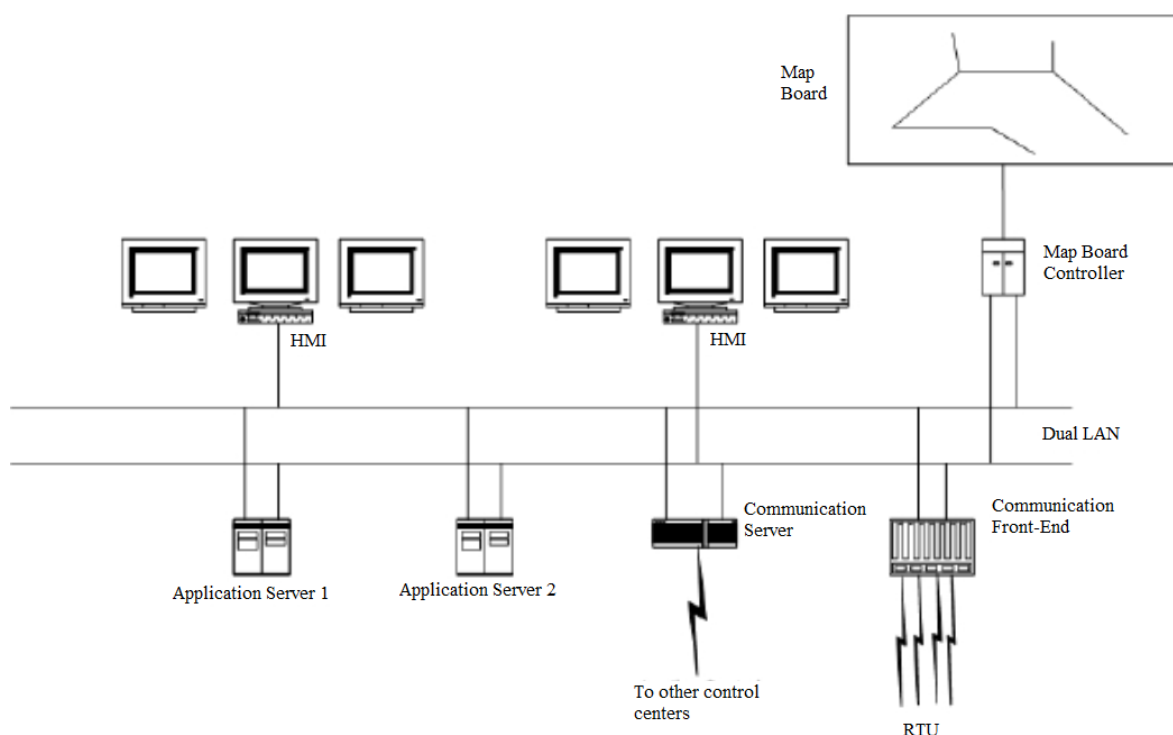
Ο εποπτικός έλεγχος είναι τις περισσότερες φορές χειροκίνητη διαδικασία που επιτελείται με τηλεχειρισμό από τον αρμόδιο ελεγκτή στο ΚΕΕ. Το υποσύστημα της συλλογής πληροφοριών χρησιμοποιεί απομακρυσμένες τερματικές μονάδες για την διασύνδεση με τους μετρητές και τις συσκευές ελέγχου του ΣΗΕ και είναι υπεύθυνο για την επικοινωνία με το ΚΕΕ [10].

## 2.2.1 Αρχιτεκτονική του συστήματος SCADA

Ένα σύστημα SCADA αποτελείται κυρίως από τα εξής τμήματα [12]:

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

Ακολούθως (Σχήμα 2.2) αναλύεται η αρχιτεκτονική του συστήματος SCADA, σύμφωνα με το πρότυπο IEEE C37.1-2007, όπως παρουσιάζεται στο σχήμα [13]:



Σχήμα 2.2: Σχηματική απεικόνιση της αρχιτεκτονικής του συστήματος SCADA [14].

- *Περιβάλλον επικοινωνίας ανθρώπου – μηχανής (Human – Machine Interface, HMI)*: Το HMI είναι υπεύθυνο για την επικοινωνία του διαχειριστή και του υπολογιστή στο ΚΕΕ. Πιο συγκεκριμένα, παρέχεται στο χρήστη τόσο διεπαφή εισόδου (π.χ. οθόνη αφής μέσω της οποίας εισάγονται τα δεδομένα) όσο και εξόδου (π.χ. κάποιο είδος οθόνης, ηχητικά προειδοποιητικά μηνύματα).
- *Διακομιστές εφαρμογών (Application Servers)*: Παρέχουν την απαραίτητη υπολογιστική ισχύ για την εκτέλεση των εφαρμογών του συστήματος SCADA. Σε

αυτούς συμπεριλαμβάνονται οι διακομιστές βάσεων δεδομένων πραγματικού χρόνου, ιστορικών δεδομένων, αλλά και εφαρμογών διαχείρισης (εκτίμηση κατάστασης, ροή ισχύος, ανάλυση ευστάθειας κ.α.).

- *Διακομιστές διαμόρφωσης συστήματος (System Configuration Servers)*: Επιτρέπουν τη ρύθμιση των παραμέτρων λειτουργίας του συστήματος SCADA, δηλαδή από εκεί εισάγονται τα δεδομένα στις παραμέτρους της τοπολογίας του δικτύου (διακόπτες ισχύος, γραμμές μεταφοράς κ.λπ.). Επιπλέον από εκεί ρυθμίζονται οι μονάδες RTUs και οι βάσεις δεμένων.
- *Διακομιστές επικοινωνιών (Communication Servers)*: Είναι υπεύθυνοι για την επικοινωνία με άλλα ΚΕΕ.
- *Μετωπιαίο άκρο επικοινωνίας (Communication Front – End)*: Επιτρέπει τη διασύνδεση με τις συσκευές τηλεμετρίας. Υποστηρίζουν πληθώρα πρωτόκολλα επικοινωνιών και περιοδική (αυτόματη) ή χειροκίνητη επικοινωνία με τα RTUs.
- *Μονάδα RTU*: Είναι μια ηλεκτρονική συσκευή ελεγχόμενη από μικροεπεξεργαστή η οποία μετατρέπει τις αναλογικές-φυσικές μετρήσεις σε ψηφιακές τιμές και τις προωθεί στο σύστημα SCADA. Επιπλέον, δέχεται εντολές από το σύστημα SCADA για τη διαχείριση στοιχείων όπως είναι οι διακόπτες ισχύος. Πολλαπλές μονάδες RTUs μπορεί να είναι συνδεδεμένες στον ίδιο Κεντρικό Σταθμό, είτε μέσω ξεχωριστών καναλιών είτε μέσω ενός κοινού καναλιού επικοινωνίας.

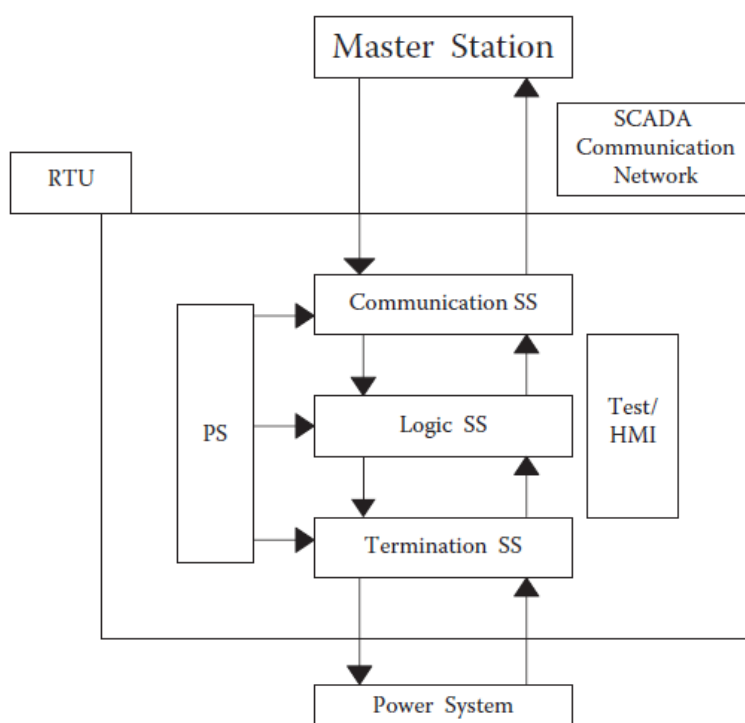
Όσον αφορά τη μετάδοση των δεδομένων από σύστημα SCADA προς το ΚΕΕ και αντίστροφα, είναι υψίστης σημασίας τα πρωτόκολλα που χρησιμοποιούνται καθώς και η ταχύτητα μετάδοσης αυτών. Παλαιότερα για τον εποπτικό έλεγχο συνήθως χρησιμοποιούνταν διαφορετικά κανάλια επικοινωνίας σε σχέση με τη συλλογή πληροφοριών. Σήμερα αντιθέτως, αυτές οι δύο λειτουργίες αποτελούν ένα κοινό σύστημα, το οποίο διαθέτει ένα κοινό αμφίδρομο κανάλι επικοινωνίας με το ΚΕΕ. Οι λειτουργίες συλλογής δεδομένων, επικοινωνίας με τον κεντρικό σταθμό και διαδικασιών ελέγχου είναι ενσωματωμένες στις μονάδες RTUs. Τα δεδομένα από τις συσκευές αυτές λαμβάνονται με περίοδο μερικών δευτερολέπτων, ως επακόλουθο μιας αίτησης από τα ΚΕΕ. Επίσης, οι μονάδες αυτές μπορούν να ρυθμιστούν έτσι ώστε να αποστέλλουν πληροφορίες μόνο σε περιπτώσεις όπου οι μετρήσεις έχουν μεταβληθεί (report by exception) [10].

Τέτοιες μονάδες RTUs χρησιμοποιούνται σε πολλούς και διαφορετικούς τομείς, όπως στα δίκτυα παροχής φυσικού αερίου, πετρελαίου, αλλά και στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας. Στην περίπτωση των ΣΗΕ, αποτελούνται από τα ακόλουθα τμήματα (Σχήμα 2.3) [15] :

- *Υποσύστημα τηλεπικοινωνιών (Communication Subsystem)*: Αποτελεί τη διεπαφή για την επικοινωνία του δικτύου επικοινωνιών του συστήματος SCADA και του μικροεπεξεργαστή της μονάδας.
- *Υποσύστημα λογικής (Logic Subsystem)*: Αποτελείται από τον μικροεπεξεργαστή και την βάση δεδομένων της μονάδας RTU και είναι υπεύθυνο για την επεξεργασία των

εντολών από το ΚΕΕ, καθώς και για την μετατροπή των μετρήσεων από αναλογικές σε ψηφιακές.

- *Υποσύστημα τερματισμού (Termination Subsystem)*: Αποτελεί τη ζεύξη μεταξύ του RTU και του εξοπλισμού του ΣΗΕ. Είναι απαραίτητο για την προστασία της μονάδας από δυσμενείς συνθήκες που επικρατούν στον υποσταθμό.
- *Υποσύστημα τροφοδοσίας (Power Supply Subsystem)*: Τροφοδοτεί τα επιμέρους υποσυστήματα του RTU με ισχύ προερχόμενη συνήθως από την μπαταρία του υποσταθμού.
- *Υποσύστημα διεπαφής ανθρώπου-μηχανής (Test/HMI Subsystem)*: Αποτελείται από οπτικές ενδείξεις και οθόνες που χρησιμεύουν για τον έλεγχο και τη συντήρηση της μονάδας RTU.



**Σχήμα 2.3:** Σχηματικό διάγραμμα των επιμέρους συστημάτων μονάδας RTU [15]

Στις μονάδες RTUs εμπεριέχονται, όπως προαναφέρθηκε, μονάδες εισόδου/εξόδου (I/O module) καθώς και μονάδα τηλεπικοινωνιών. Αναλυτικότερα, η μονάδα εισόδου μπορεί να είναι αναλογική ή ψηφιακή, ανάλογα με το μετρούμενο μέγεθος, ενώ η μονάδα εξόδου είναι πάντα ψηφιακή. Οι μετρήσεις αποστέλλονται μέσω του συστήματος τηλεπικοινωνιών στα περιφερειακά ΚΕΕ (αν υπάρχουν) και στη συνέχεια στο Εθνικό ΚΕΕ. Τα συνήθη πρωτόκολλα επικοινωνίας είναι το Ethernet ISO 8802.3 για επικοινωνία σε τοπικό δίκτυο (LAN), το TCP/IP για επικοινωνία σε LAN και σε δίκτυο ευρείας ζώνης (WAN) και το ICCP (Inter Control Center Protocol) για επικοινωνία εντός του ΚΕΕ. Το μέσο μετάδοσης μπορεί να είναι οπτικές ίνες, μικροκύματα ή το δίκτυο τηλεφωνίας [16].

Στο Σχήμα 2.4 παρουσιάζεται ένα πραγματικό RTU της εταιρείας Siemens. Στην μονάδα αυτή υπάρχουν 8 ψηφιακές είσοδοι (digital inputs) συμπεριλαμβανομένων 2 μετρητών συχνότητας, 8 ψηφιακές έξοδοι (digital outputs) και 4 αναλογικές είσοδοι (analog inputs). Για την επικοινωνία με τα κέντρα ελέγχου η συσκευή αυτή μπορεί να χρησιμοποιήσει τα πρωτόκολλα τηλεχειρισμού TeleControl Basic, DNP3, IEC 60870-5-104 και SINAUT ST7, μέσω ασύρματου τηλεφωνικού δικτύου. Επιπλέον, η συσκευή αυτή μπορεί να λαμβάνει σήματα GPS για τον εντοπισμό της θέσης και της ώρας. Όσον αφορά την τροφοδοσία της συγκεκριμένης μονάδας RTU χρησιμοποιούνται μπαταρίες (battery module) ή εναλλακτικά panel ηλιακής ενέργειας (solar module) [17].



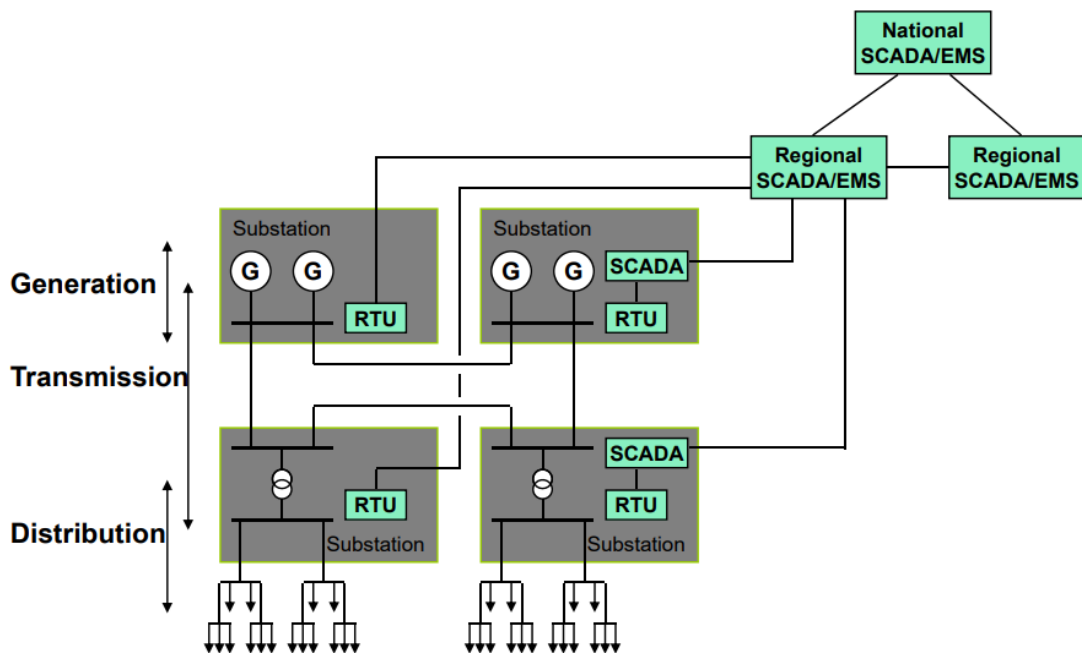
**Σχήμα 2.4:** Μονάδα SIMATIC® RTU3041C της Siemens [17].

Ο όγκος δεδομένων που συλλέγονται και αποστέλλονται από τις μονάδες RTUs προς το ΚΕΕ είναι αρκετά μεγάλος ακόμα και σε περιπτώσεις μικρών σε μέγεθος ΣΗΕ. Προκειμένου να μειωθεί η συμφόρηση του συστήματος τηλεπικοινωνιών, χρησιμοποιούνται τεχνικές συμπίεσης των δεδομένων. Για παράδειγμα, τα δεδομένα των διακοπών αποστέλλονται αποκλειστικά στην περίπτωση που η κατάσταση ενός στοιχείου μεταβληθεί. Με αυτό τον τρόπο δεν ελαχιστοποιείται μόνο ο όγκος των μεταφερόμενων δεδομένων αλλά μικραίνει και το φόρτο επεξεργασίας στο σταθμό ελέγχου [10]

Στο Σχήμα 2.5 διακρίνεται μια απλοποιημένη άποψη της ιεραρχίας ενός συστήματος SCADA και η διασύνδεση με το ΚΕΕ.



# Power System



Σχήμα 2.5: Ιεραρχία ενός συστήματος SCADA στο ΣΗΕ

Οι κρίσιμες λειτουργίες των συστημάτων SCADA, όπως για παράδειγμα ο έλεγχος ασφάλειας, επιβάλλεται να είναι πάντα διαθέσιμες. Επομένως η περίσσεια εξοπλισμού και λογισμικού κρίνεται απαραίτητη, ώστε η ενδεχόμενη απώλεια ορισμένων τμημάτων να μην οδηγεί σε ολική διακοπή μιας κρίσιμης λειτουργίας. Αντίστοιχη λογική επικρατεί σε περιπτώσεις συντήρησης ή αναβάθμισης του συστήματος SCADA. Στην περίπτωση απωλειών χρειάζεται να υπάρχει κατακεκολλημένη οργάνωση σύμφωνα με την οποία να είναι δυνατή η κατανομή των εφαρμογών SCADA σε πολλούς διαφορετικούς εξυπηρετητές (servers), οι οποίοι λειτουργούν παράλληλα [16].

## 2.2.2 Λειτουργίες του συστήματος SCADA

Σκοπός ενός οποιουδήποτε SCADA συστήματος είναι να συλλέγει πληροφορίες από ολόκληρο το δίκτυο και ταυτόχρονα να παρέχει στους διαχειριστές τη δυνατότητα να ελέγχουν ορισμένα στοιχεία του ΣΗΕ. Αναλυτικότερα, οι λειτουργίες ενός τέτοιου συστήματος είναι οι εξής [13]:

- Ανάκτηση πληροφοριών από το ΣΗΕ υπό μορφή μετρήσεων.
- Επεξεργασία συμβάντων και συναγερμών.
- Έλεγχος στοιχείων: αλλαγή λήψης μετασχηματιστών, σύνδεση εγκάρσιων πυκνωτών ή αυτεπαγωγών, χειρισμός διακοπτικών στοιχείων, αυτόματος έλεγχος παραγωγής (AGC).
- Αποθήκευση, αρχειοθέτηση και ανάλυση δεδομένων.

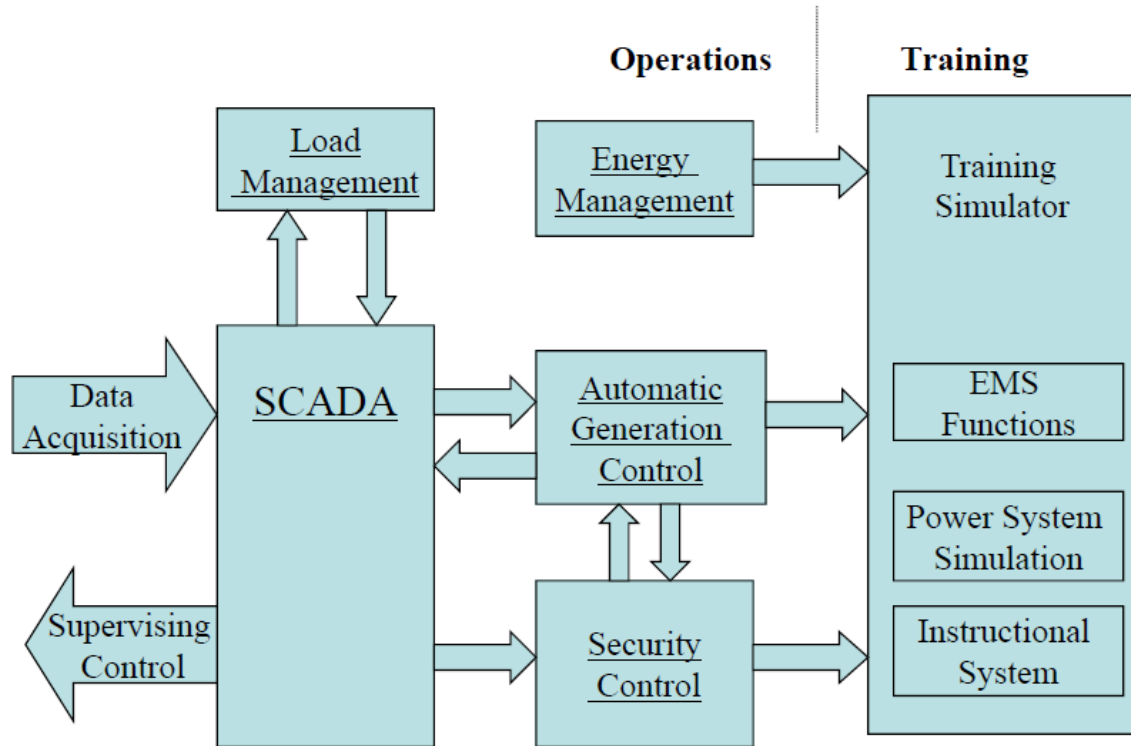
Οι μετρήσεις που λαμβάνονται από το ΣΗΕ πραγματοποιούνται μέσω των RTUs με περίοδο λήψης περίπου 2 sec. Οι μετρήσεις αυτές μπορεί να είναι αναλογικές, ψηφιακές, αλλά και ψευδομετρήσεις (μετρήσεις που υπολογίζονται άμεσα με βάση άλλες διαθέσιμες μετρήσεις). Αφού συλλεχθούν οι μετρήσεις, οι καταστάσεις των διακοπτικών στοιχείων αποθηκεύονται σε μια βάση δεδομένων πραγματικού χρόνου. Σε κάθε τιμή στην βάση δεδομένων έχει επισυναφθεί μια χρονική ετικέτα έτσι ώστε να υπάρχει δυνατότητα ανάκτησης ιστορικών δεδομένων. Τα συλλεγόμενα δεδομένα μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν για τιμολόγηση, πρόβλεψη φορτίου, έλεγχο απόδοσης τους συστήματος και για επανεξέταση μετά από ενδεχόμενο σφάλμα.

Όσον αφορά την επεξεργασία συμβάντων, ένα συμβάν μπορεί να είναι η αλλαγή της κατάστασης ενός διακοπτικού στοιχείου ή η παραβίαση μιας οριακής τιμής μιας μεταβλητής ή η σύνδεση εγκάρσιου πυκνωτή ή πηνίου. Η σημασία ενός γεγονότος, δηλαδή το αν αυτό σηματοδοτεί μια έκτακτη κατάσταση ή όχι, ερμηνεύεται με βάση τις ανάγκες του εκάστοτε ΚΕΕ.

Όλες οι πληροφορίες που λαμβάνονται από ένα σύστημα SCADA καταλήγουν τελικά στο ΚΕΕ, όπου γίνεται επεξεργασία αυτών. Το λογισμικό που διαχειρίζεται τις πληροφορίες αυτές είναι υπεύθυνο για [12]:

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

Επιπλέον στα δεδομένα του συστήματος SCADA στηρίζονται και λειτουργίες όπως AGC, έλεγχος ασφαλείας όπως φαίνονται στο Σχήμα 2.6.



Σχήμα 2.6: Οι λειτουργίες διαχείρισης του ΣΗΕ στα ΚΕΕ.

### 2.3 Περιγραφή Μονάδας μέτρησης φασιθετών PMU

Η μονάδα μέτρησης φασιθετών είναι συσκευή με την οποία μπορούμε να μετράμε την τάση, το ρεύμα (σε μορφή φασιθετών), την συχνότητα καθώς και το ρυθμό μεταβολής της συχνότητας σε ένα σημείο ενός ηλεκτρικού δικτύου. Ο φασιθέτης είναι μια μαθηματική περιγραφή των κυματομορφών εναλλασσόμενου ρεύματος. Η ημιτονοειδής κυματομορφή ενός φασιθέτη περιγράφεται ως:

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

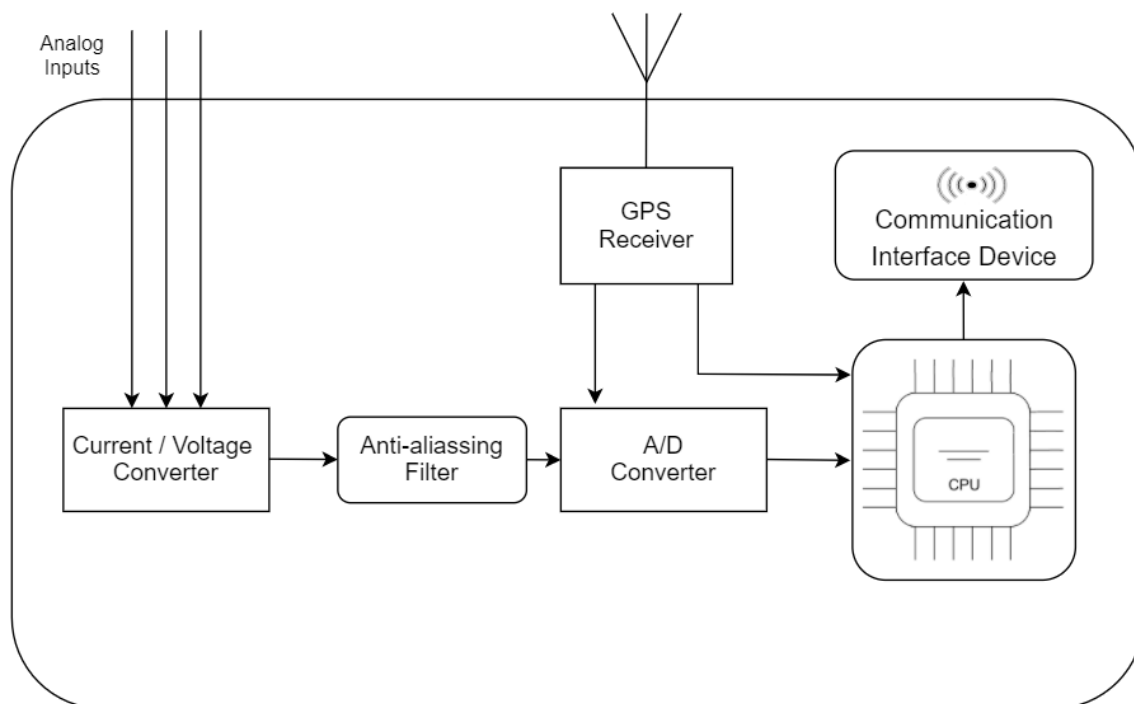
όπου  $\omega$  είναι η γωνιακή συχνότητα του σήματος σε rad/s ( $\omega = 2\pi f$ ),  $\varphi$  είναι η φασική γωνία του σήματος σε rad και  $X_m$  είναι το πλάτος του σήματος. Για τα ηλεκτρικά δίκτυα χρησιμοποιείται η μιγαδική έκφραση:

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

Αν σε κάθε μέτρηση φασιθέτη προστεθεί μια χρονική σφραγίδα ή ετικέτα (time stamp ή time tag), τότε προκύπτει μια συγχρονισμένη μέτρηση φασιθέτη (synchrophasor). Μία τυπική μονάδα PMU μπορεί εξάγει μετρήσεις 30-60 φορές το δευτερόλεπτο. Αυτό βοηθάει τους μηχανικούς να αναλύουν γρηγορότερα τα δεδομένα σε σχέση με ένα σύστημα SCADA, στο οποίο οι μετρήσεις γίνονται ανά μερικά δευτερόλεπτα. Η μονάδα μέτρησης φασιθετών είναι ουσιαστικά μια έξυπνη ηλεκτρονική συσκευή (IED), η οποία προσφέρει πολύ υψηλής ακρίβειας μετρήσεις θετικής ακολουθίας, επισυναπτόμενες με μια χρονική σφραγίδα.

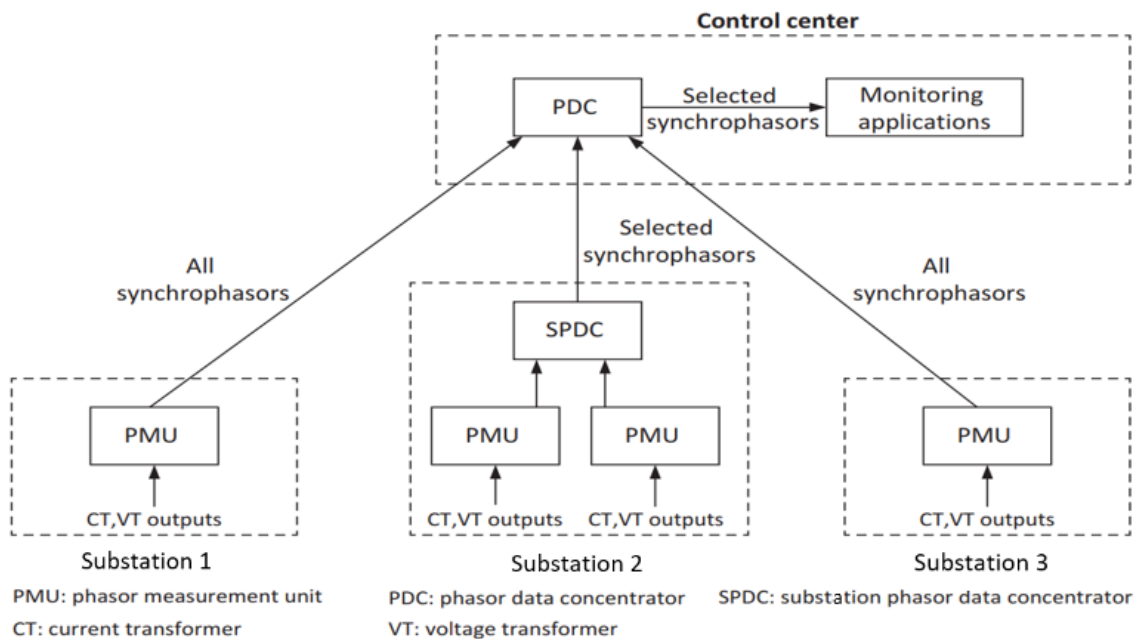
Παλαιότερα, ο ηλεκτρονόμος αποστάσεων συμμετρικών συνιστωσών - Symmetrical Component Distance Relay (SCDR), ο οποίος αξιοποιούσε αναδρομικό αλγόριθμο για τον υπολογισμό του διακριτού μετασχηματισμού Fourier συμμετρικών συνιστωσών - Symmetrical Component Discrete Fourier Transform (SCDFT), χρησιμοποιούνταν για την μέτρηση της τάσης και του ρεύματος θετικής ακολουθίας με χρονική απόκριση ενός κύκλου της βασικής συχνότητας. Για το συγχρονισμό των μετρήσεων σε διαφορετικές τοποθεσίες αρχικά χρησιμοποιούνταν συγχρονισμένος παλμός ρολογιού, ενώ στην συνέχεια η λειτουργία αυτή αντικαταστάθηκε από το σύστημα GPS. Αυτές οι τεχνικές οδήγησαν τελικά στην ανάπτυξη των PMUs [18].

Σε μια μονάδα PMU οι αναλογικές είσοδοι είναι ρεύματα και τάσεις που υποβαθμίζονται από μετασχηματιστές έντασης και τάσης αντίστοιχα. Στη συνέχεια, οι είσοδοι μετατρέπονται σε κατάλληλα επίπεδα τάσης (τυπικά της τάξης των 10 V), ώστε να οδηγηθούν στη συνέχεια στον μετατροπέα αναλογικού σε ψηφιακό (A/D converter). Το βαθυπερατό φίλτρο αντι-αναδίπλωσης (anti-aliasing filter) χρησιμοποιείται για τον διαχωρισμό των σημάτων της συχνότητας του δικτύου, από αυτά που οφείλονται στην ύπαρξη αρμονικών συνιστωσών. Επιπλέον, υπάρχει μία μονάδα GPS μαζί με την οποία βρίσκεται ένας κρυσταλλικός ταλαντωτής, ο οποίος πυροδοτεί τους παλμούς για το ρολόι δειγματοληψίας, το οποίο είναι συγχρονισμένο με το ρολόι του GPS. Επίσης, υπάρχει η κεντρική μονάδα Επεξεργασίας (CPU) στην οποία γίνονται οι υπολογισμοί των τάσεων και των ρευμάτων θετικής ακολουθίας. Σε αυτούς επισυνάπτονται τα δεδομένα που λαμβάνονται από το GPS (ώρα και τοποθεσία). Τέλος, από τη μονάδα CPU τα δεδομένα μεταφέρονται μέσω της διεπαφής επικοινωνιών (communication interface) προς το κέντρο ελέγχου. Στο Σχήμα 2.7 παρουσιάζεται το σχηματικό διάγραμμα μιας τυπικής μονάδας PMU.



Σχήμα 2.7: Σχηματικό διάγραμμα μονάδας PMU

Η κάθε μονάδα PMU στέλνει τα δεδομένα σε ένα συγκεντρωτή δεδομένων φασιθετών (PDC). Ο κάθε συγκεντρωτής PDC από την άλλη, μπορεί να λαμβάνει τα δεδομένα από μία ή περισσότερες μονάδες PMU. Εκτός αυτού, ένας συγκεντρωτής PDC μπορεί να λαμβάνει ταυτόχρονα δεδομένα από προηγούμενη βαθμίδα PDC. Αφού το PDC λάβει τις μετρήσεις, τις συγκεντρώνει, τις ταξινομεί με βάση το χρονικό τους αποτύπωμα που είναι επισυναπτόμενο από τα PMU και τις προωθεί στα ΚΕΕ ή σε ένα άλλο PDC. Ουσιαστικά τα PDC συσχετίζουν τα δεδομένα μετρήσεων φασιθετών με βάση τις χρονικές ετικέτες, με σκοπό τη διαμόρφωση ενός συνόλου μετρήσεων για όλο το ΣΗΕ. Τέλος, επιτελούν λειτουργίες ελέγχου ορθότητας δεδομένων και ανίχνευσης απώλειας δεδομένων [19]. Στο διάγραμμα Σχήμα 2.8 βλέπουμε τον τρόπο με τον οποίο οι μετρήσεις φτάνουν στα κέντρα ελέγχου ενέργειας.



**Σχήμα 2.8:** Ιεραρχικό σύστημα αρχιτεκτονικής των PMUs και PDCs [19]

Οι μονάδες PMU αποστέλλουν τις μετρήσεις με συγκεκριμένο ρυθμό που ορίζεται από το πρότυπο IEEE C37.118 [10]. Οι πιθανές τιμές του ρυθμού των μετρήσεων ανάλογα με την ονομαστική συχνότητα του δικτύου δίνονται στον παρακάτω πίνακα.

**Πίνακας 2.1:** Ρυθμός μετρήσεων από τις μονάδες PMUs

System frequency	Reporting rate (frames per sec)					
	50 Hz		60 Hz		60 Hz	
50 Hz	10	25	50			
60 Hz	10	12	15	20	30	60

Οι μονάδες PMUs χρησιμοποιούν κοινή αναφορά χρόνου (από το GPS) η οποία έχει ακρίβεια τάξης μεγέθους 1 μsec σε οποιοδήποτε μέρος της γης. Με την ακρίβεια

αυτή οι μετρήσεις της φασικής γωνίας των φασιθετών τάσης ή ρεύματος έχουν ακρίβειά 0.02°.

Τα πιο κοινά μέσα μετάδοσης που χρησιμοποιούνται από τις μονάδες PMUs είναι το τηλεφωνικό δίκτυο, τα μικροκύματα, το διαδίκτυο και οι οπτικές ίνες. Οι μετρήσεις τελικά αποθηκεύονται σε βάσεις δεδομένων και μεταφέρονται στο κατάλληλο ΚΕΕ.

Στο Σχήμα 2.9 παρουσιάζεται η πίσω όψη μιας συσκευής της Schweitzer Engineering Laboratories. Η συσκευή αυτή απαρτίζεται από ξεχωριστά κομμάτια (modules) τα οποία μπορεί να διαφέρουν ανάλογα με τη χρήση αυτής. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, χρησιμοποιείται μια RTAC μονάδα η οποία λειτουργεί σαν επεξεργαστής ολόκληρης της συσκευής. Επιπλέον, χρησιμοποιείται μονάδα SEL-2243 (Power Coupler module) που είναι υπεύθυνη για την τροφοδοσία των επιμέρους μονάδων. Ακολουθούν 4 μονάδες SEL-2244 οι οποίες είναι μονάδες εισόδου/εξόδου (I/O modules). Και τέλος υπάρχει η μονάδα SEL-2245-4 (metering module) η οποία λαμβάνει μετρήσεις για τον υπολογισμό φασιθετών. Ουσιαστικά αυτή η συσκευή μπορεί να χρησιμοποιηθεί σαν προγραμματιζόμενος λογικός ελεγκτής (PLC), απομακρυσμένη τερματική μονάδα (RTU) και σαν μονάδα μέτρησης φασιθετών (PMU) [20].



Σχήμα 2.9: Συσκευή SEL-2240 (Axion πίσω όψη) [20]

Όσο εξελίσσονται τα τμήματα της παραγωγής, της μεταφοράς και της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας τόσο περισσότερο είναι αναγκαίος ο εκσυγχρονισμός των συστημάτων που διαχειρίζονται και ελέγχουν το ΣΗΕ. Όσον αφορά την παραγωγή παρατηρείται ευρεία διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της διεσπαρμένης παραγωγής. Παράλληλα, τα συστήματα μεταφοράς χρειάζεται συνεχώς να εξελίσσονται για να μπορέσουν να εντάξουν τους νέους σταθμούς παραγωγής. Σε αυτό το πλαίσιο, τα συστήματα διανομής γίνονται όλο και πιο περίπλοκα δεδομένης της ανάγκης για αμφίδρομη ροή ισχύος, την ενσωμάτωση

“έξυπνων” μετρητών και την ευρεία χρήση ηλεκτρικών οχημάτων [21]. Όλα αυτά έχουν άμεση επίδραση στην αξιοπιστία και στην ευστάθεια του ΣΗΕ.

Επομένως, η εγκατάσταση των PMUs και η εκτίμηση κατάστασης του συστήματος με βάση τις μετρήσεις αυτών είναι αναγκαία για την λειτουργία και την διαχείριση του ΣΗΕ. Με τις συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών η αναγνώριση της παρούσας κατάστασης του ΣΗΕ γίνεται πιο άμεση και με λιγότερα σφάλματα. Οι διαφορές μεταξύ των παραδοσιακών συστημάτων SCADA και των μονάδων PMUs φαίνονται στο Πίνακα 2.2.

**Πίνακας 2.2:** Διαφορές ανάμεσα σε συστήματα SCADA και PMU.

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

Καθώς αυξάνεται σταδιακά η χρήση των PMUs μεταβάλλεται ο τρόπος με τον οποίο γίνεται ο έλεγχος και η παραδοσιακή διαχείριση των ΣΗΕ, καταλήγοντας εν τέλει στα συστήματα παρακολούθησης, προστασίας και ελέγχου ευρείας περιοχής (WAMPAC). Τα συστήματα WAMPAC έχουν τα ακόλουθα πλεονεκτήματα [21] [22]:

- Ανιχνεύουν μη αποσβεννύμενες ταλαντώσεις και αποκλίνουσες φάσεις γωνιών τάσης στο δίκτυο, φαινόμενα τα οποία μπορούν να προκαλέσουν ολική διακοπή ισχύος (blackout).
- Η παρατηρησιμότητα του δικτύου βελτιώνεται αρκετά σε σχέση με τα παραδοσιακά συστήματα SCADA. Διακυμάνσεις τάσης, αποκλίσεις φασικών γωνιών και υπερφορτίσεις μπορούν να εντοπιστούν έγκαιρα και οι διαχειριστές να δράσουν πιο αποτελεσματικά.
- Οι παράμετροι του δικτύου υπολογίζονται με μεγαλύτερη ακρίβεια, επομένως το θεωρητικό μοντέλο του ηλεκτρικού δικτύου είναι πιο κοντά στο πραγματικό.
- Γίνεται ταχύτερη η ανάλυση των αιτιών και των επιπτώσεων όλων των συμβάντων στο δίκτυο.
- Ανιχνεύονται οι νησίδες στο δίκτυο.
- Ανιχνεύονται σφάλματα στο σύστημα μεταφοράς (π.χ. ελαττωματικοί μετασχηματιστές, «χαλαρές» συνδέσεις, έλεγχος αρμονικών συνιστωσών κ.α.).

- Ελέγχεται η λειτουργική κατάσταση των διακοπτικών στοιχείων και των μέσων προστασίας του ΣΗΕ.

Οι μονάδες PMUs είναι επιτεύγματα μιας αναπτυσσόμενης ακόμα τεχνολογίας. Ένα ερευνητικό θέμα των PMUs είναι το πώς μπορεί η μηχανική μάθηση σε συνδυασμό με τις συγχρονισμένες μετρήσεις φασιθετών να ανιχνεύσουν εσφαλμένες μετρήσεις [23]. Επιπλέον με την ανάλυση μεγάλων δεδομένων (big data) μπορούν να υλοποιηθούν νέα βελτιωμένα εργαλεία διαχείρισης των ΣΗΕ [22].



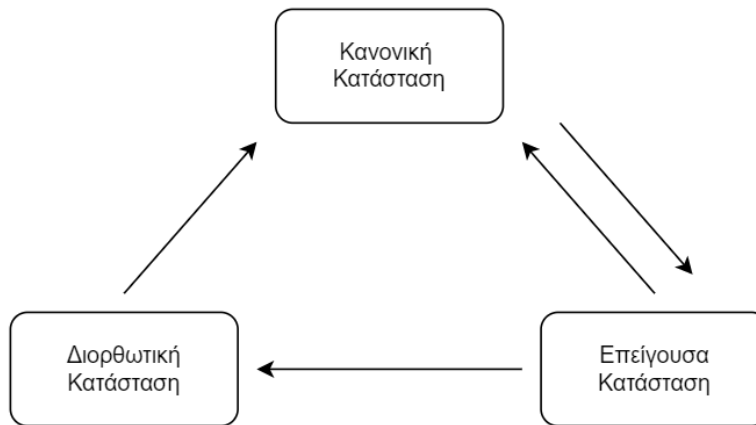
### 3 Εκτίμηση κατάστασης συστήματος

Σε αυτό το κεφάλαιο περιγράφεται το υπόβαθρο της εκτίμησης κατάστασης ενός συστήματος και ο χαρακτηριστικός της ρόλος για την ομαλή λειτουργία του ΣΗΕ. Η ανάπτυξη των ηλεκτρονικών ισχύος και η εγκατάσταση των μονάδων PMUs έχουν διαδραματίσει καθοριστικό ρόλο στην εκτίμηση κατάστασης του ΣΗΕ. Να σημειωθεί ότι η εκτίμηση κατάστασης δεν αφορά αποκλειστικά συστήματα μεταφοράς αλλά χρειάζεται και για τα συστήματα διανομής. Για να μπορέσει να πραγματοποιηθεί η εκτίμηση κατάστασης πρέπει εκτελεστεί ένας από τους αλγόριθμους που υπάρχουν για αυτή την εργασία. Κάθε τέτοιος αλγόριθμος χρησιμοποιεί μια σειρά μετρήσεων και τεχνικών πρόβλεψης για την εκτίμηση κατάστασης, ενώ κάποιιοι από αυτούς αξιοποιούν το ιστορικό παλιότερων μετρήσεων. Με τη βοήθεια αυτών των στοιχείων υπολογίζονται δυναμικά οι φασιθέτες τάσης σε όλο το δίκτυο καθώς μεταβάλλεται. Η επιλογή του κατάλληλου αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης εξαρτάται από την εκάστοτε εφαρμογή.

Για την ανάλυση της ασφάλειας ενός ΣΗΕ είναι απαραίτητη η παρακολούθηση των συνθηκών του, ο προσδιορισμός της κατάστασης και η απόφαση των προληπτικών ενεργειών σε περίπτωση που η κατάσταση του συστήματος είναι μη ασφαλής. Με αυτό τον τρόπο υπάρχει μια ολοκληρωμένη γνώση της κατάστασης λειτουργίας του ΣΗΕ. Το σύστημα παρακολούθησης στα αρχικά εποπτικά συστήματα ήταν υπεύθυνο για τον έλεγχο τους αυτόματων διακοπών στους υποσταθμούς και των εξόδων των γεννητριών μαζί με τις συχνότητές τους με σκοπό την αυτοματοποίηση του συστήματος. Με την αύξηση, στην συνέχεια, των δυνατοτήτων συλλογής δεδομένων πραγματικού χρόνου από το σύστημα, επήλθε η δημιουργία του πρώτου συστήματος SCADA. Στις μέρες μας με τον πολλαπλασιασμό των εγκαταστημένων PMUs υπάρχει η δυνατότητα για συγχρονισμένες μετρήσεις με υψηλότερο ρυθμό αναφοράς και μεγαλύτερη ακρίβεια [24]. Είναι επίσης σημαντικό να ληφθεί υπ' όψη το γεγονός ότι η παρακολούθηση του συστήματος δεν είναι απόλυτα αξιόπιστη. Αυτό μπορεί οφείλεται στα σφάλματα των μετρήσεων, σφάλματα στο σύστημα επικοινωνίας κ.α. [26]. Συνεπώς η παρακολούθηση του συστήματος με όσο το δυνατόν αποδοτικότερο και ακριβέστερο τρόπο είναι εκ των ων ουκ άνευ.

#### 3.1 Συνθήκες λειτουργίας του συστήματος

Ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να βρίσκεται σε μία από τρεις πιθανές καταστάσεις, την κανονική, την επείγουσα και τη διορθωτική [25] (Σχήμα 3.1). Στην κανονική κατάσταση στο σύστημα ικανοποιούνται όλα τα φορτία αλλά και όλοι οι περιορισμοί λειτουργίας. Δεδομένου ότι το σύστημα λειτουργεί υπό κανονικές συνθήκες, αν παραβιαστεί ένας περιορισμός λειτουργίας το σύστημα αυτομάτως μεταβιβάζεται στην επείγουσα κατάσταση. Αντιθέτως, στην τρίτη πιθανή κατάσταση θα βρεθεί το σύστημα όταν πληρούνται οι περιορισμοί λειτουργίας, αλλά όχι οι περιορισμοί φορτίου. Σε αυτή την περίπτωση το σύστημα βρίσκεται στην διορθωτική κατάσταση.



Σχήμα 3.1: Διάγραμμα καταστάσεων ενός ΣΗΕ.

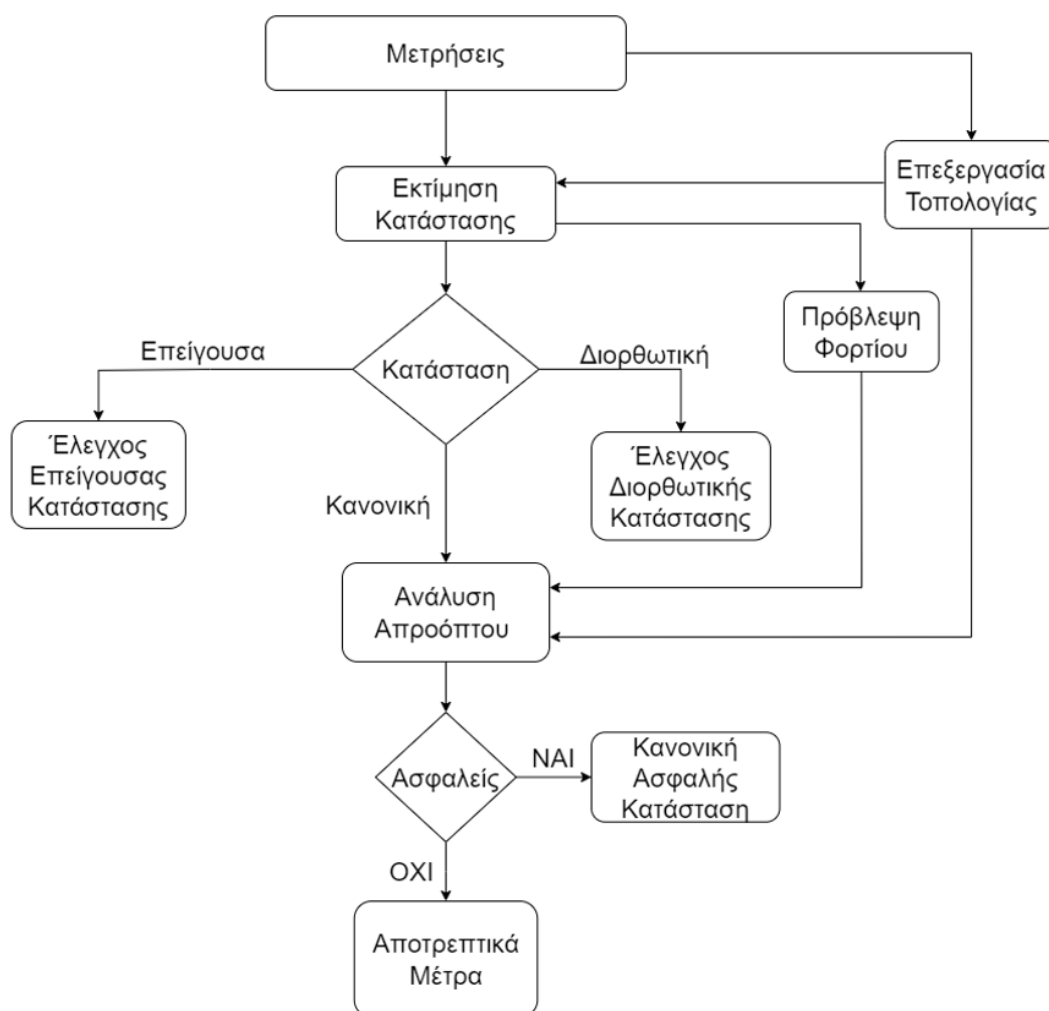
### 3.2 Ο ρόλος της εκτίμησης κατάστασης

Η στατική εκτίμηση κατάστασης του ΣΗΕ, από την δεκαετία του '60, είχε σκοπό την εκτίμηση παρούσας κατάστασης του συστήματος χρησιμοποιώντας τις διαθέσιμες πληροφορίες (άμεσες αναγνώσεις μετρητών) [27] - [29]. Πιο συγκεκριμένα, η εκτίμηση κατάστασης είναι μία διαδικασία η οποία επεξεργάζεται τις μετρήσεις και δεδομένου του μαθηματικού μοντέλου του ηλεκτρικού δικτύου καταλήγει να περιγράψει ολόκληρο το δίκτυο. Η δυνατότητα εκτίμησης κατάστασης έχει διευρύνει σημαντικά τις δυνατότητες των συστημάτων SCADA, με αποτέλεσμα να αναπτυχθούν τα συστήματα διαχείρισης ενέργειας. Μερικές λειτουργίες των συστημάτων αυτών είναι, για παράδειγμα, ο αυτόματος έλεγχος παραγωγής, η πρόβλεψη φορτίου, η ανάλυση εκτάκτων κινδύνων και η εύρεση βέλτιστης ροής ισχύος. Όλα τα παραπάνω βασίζονται σε μεγάλο βαθμό στην εκτίμηση κατάστασης. Οι εκτιμητές κατάστασης συνήθως περιλαμβάνουν τις ακόλουθες λειτουργίες [26]:

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

- **Επεξεργασία παραμέτρων και δομικών σφαλμάτων:** Κάνει εκτίμηση διάφορων παραμέτρων του δικτύου. Εντοπίζει δομικά σφάλματα στην τρέχουσα διαμόρφωση του δικτύου και αναγνωρίζει τους διακόπτες ισχύος που αναφέρουν λανθασμένη κατάσταση.

Όπως φαίνεται, η εκτίμηση κατάστασης είναι από τα σημαντικότερα κομμάτια στο τομέα της ασφάλειας. Η κάθε μία από τις παραπάνω λειτουργίες αποτελεί ένα ανεξάρτητο πεδίο έρευνας. Επιπλέον, σημαντικές εργασίες που αφορούν την εκτίμηση κατάστασης είναι η βέλτιστη τοποθέτηση αλλά και βαθμονόμηση των PMUs και η εκτίμηση των παραμέτρων του δικτύου. Η εκτίμηση κατάστασης θα μπορούσε να χαρακτηριστεί και ως διαμεσολαβητής ανάμεσα στις ακατέργαστες μετρήσεις σε μερικά σημεία του δικτύου και τις υπόλοιπες εφαρμογές που απαιτούν αξιόπιστα δεδομένα από ολόκληρο το δίκτυο. Το σχηματικό διάγραμμα (block diagram) της ανάλυσης ασφάλειας παρουσιάζεται στο Σχήμα 3.2.



Σχήμα 3.2: Σχηματικό διάγραμμα ανάλυσης ασφάλειας.

### 3.3 Εκτίμηση κατάστασης βασισμένη σε PMU ή SCADA

Οι μετρήσεις που αξιοποιεί ο αλγόριθμος της εκτίμησης κατάστασης μπορεί να έχουν αποκτηθεί με δύο διαφορετικούς τρόπους. Παλαιότερα οι μετρήσεις πραγματικού χρόνου συλλέγονταν μέσω των RTUs του συστήματος SCADA. Πλέον υπάρχει η τεχνολογία των PMUs, οι μετρήσεις των οποίων είναι συγχρονισμένες (μέσω του GPS) και σε υψηλότερους ρυθμούς. Δεδομένου ότι με τα συστήματα SCADA οι μετρήσεις γίνονται με περίοδο μερικών δευτερολέπτων και δεν υπάρχει σαφής τρόπος για τον συγχρονισμό μεταξύ τους, η χρήση των μονάδων PMUs καθίσταται καταλληλότερη.

Μία άλλη σημαντική διαφορά μεταξύ αυτών των δύο μεθόδων είναι ότι οι μετρούμενες ποσότητες είναι διαφορετικές. Από την μία μεριά, τα δεδομένα που λαμβάνει το σύστημα SCADA περιλαμβάνουν τις ροές ενεργού και άεργου ισχύος στις γραμμές μεταφοράς, τις εγχύσεις ενεργού και άεργου ισχύος στους ζυγούς και τα μέτρα τάσεων των ζυγών. Ενίοτε υπάρχουν και μετρήσεις για τα μέτρα των ρευμάτων γραμμής. Από την άλλη μεριά, οι μετρούμενες ποσότητες από τα PMUs είναι κυρίως οι φασιθέτες των τάσεων των ζυγών και των ρευμάτων γραμμών, καθώς και η συχνότητα. Όπως είναι αναμενόμενο, οι διαφορές αυτές οδηγούν σε διαφορετικούς αλγόριθμους της εκτίμησης κατάστασης. Τα συστήματα SCADA χρησιμοποιούν εξισώσεις που βασίζονται στη ροή ισχύος για την επίλυση του προβλήματος SE. Αυτός ο αλγόριθμος χαρακτηρίζεται από υψηλή μη γραμμικότητα. Αντίθετα, ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης βασισμένος σε μετρήσεις από PMUs συνδέει τις μετρήσεις των φασιθετών τάσεων και ρευμάτων με την παρούσα κατάσταση, δηλαδή με το μέτρο και τη γωνία της τάσης των ζυγών. Αυτή η σχέση διέπεται από πολύ λιγότερη μη γραμμικότητα. Με αυτό το τρόπο έχουμε μεγαλύτερη αποδοτικότητα στους υπολογισμούς.

Οι πληροφορίες που μεταφέρουν οι γωνίες των φάσεων είναι πολύ σημαντικές. Συγκεκριμένα, ο έλεγχος της διαφοράς των γωνιών ή του ρυθμού μεταβολής της διαφοράς γωνιών μεταξύ δύο ζυγών ή δύο τμημάτων ενός δικτύου, μπορεί να βοηθήσει στην ταχύτερη αναγνώριση του μεγέθους φόρτισης του συστήματος. Η γνώση της γωνίας των φάσεων παρέχει τη δυνατότητα ακριβέστερης ανίχνευσης της ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς (Nominal Transfer Capability) βάσει θερμικών ορίων, ορίων τάσης ή σταθερότητας. Κατά συνέπεια, καθίσταται δυνατή η έγκαιρη αναγνώριση δυνητικών προβλημάτων [32], κάνοντας τη γωνία των φάσεων καθοριστική παράμετρο του αλγορίθμου [33] - [35].

### 3.4 Στατική, δυναμική και βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης

Οι συμβατικοί μέθοδοι εκτίμησης κατάστασης βασίζονται στην παραδοχή ότι το σύστημα λειτουργεί υπό κανονικές συνθήκες, γνωστό και ως σχεδόν στατικό μοντέλο (quasi-static regime). Το σύστημα αυτό μεταβάλλεται ομαλά και αργά. Για την εκτίμηση κατάστασης σε τέτοια δίκτυα είναι επαρκής μία και μοναδική σάρωση των μετρήσεων. Υπό αυτές τις προϋποθέσεις ο αλγόριθμός χαρακτηρίζεται ως στατική

εκτίμηση κατάστασης. Πέραν αυτού, υπάρχουν και αλγόριθμοι που βασίζονται σε μετρήσεις σε διαδοχικές χρονικές στιγμές και λαμβάνουν υπ' όψη για την διεξαγωγή του αλγορίθμου της εκτίμησης της κατάστασης την εξέλιξη στο πέρασ του χρόνου. Αυτοί είναι: η βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης - Forecasting-Aided State Estimation (FASE) και η δυναμική εκτίμηση κατάστασης - Dynamic State Estimation (DySE) [24].

### 3.4.1 Βοηθούμενη από πρόβλεψη εκτίμηση κατάστασης

Μια μέθοδος εκτίμησης κατάστασης είναι η εκτίμηση κατάστασης βοηθούμενη από πρόβλεψη. Η ίδια χρησιμοποιεί τα στατιστικά πολλών διαδοχικών στατικών καταστάσεων που εξελίσσονται στο χρόνο. Βιβλιογραφικά η μέθοδος αυτή έχει χαρακτηριστεί και ως «στατική εκτίμηση κατάστασης με παρακολούθηση» [24]. Πιο συγκεκριμένα, ο αλγόριθμος αυτός διατυπώνεται ως ένα μεταβατικό μοντέλο, στο οποίο η προβλεπόμενη κατάσταση προκύπτει από το άθροισμα της εκτιμώμενης κατάστασης στο προηγούμενο χρονικό βήμα, της τάσης συμπεριφοράς της καμπύλης καταστάσεων, καθώς και της αβεβαιότητας του μοντέλου. Η διαδικασία των μετρήσεων είναι ίδια με την διαδικασία του αλγορίθμου στατικής εκτίμησης κατάστασης. *Η αντικειμενική συνάρτηση θεωρείται στη μορφή των σταθμισμένων ελαχίστων τετραγώνων (WLS) ενώ ενσωματώνει παράλληλα την προβλεπόμενη κατάσταση ως ένα πρόσθετο σύνολο εικονικών μετρήσεων, σταθμισμένο σύμφωνα με τη μήτρα συνδιακόμανσης σφάλματος πρόβλεψης* [24]. Στην τεχνική των μεθόδων FASE είναι σημαντικό να χρησιμοποιηθούν οι παράμετροι που προσαρμόζουν βέλτιστα το μοντέλο μεταβάσεων στα ιστορικά δεδομένα. Οι επιπρόσθετες πληροφορίες που χρησιμοποιεί αυτός ο αλγόριθμος σε σχέση με τον στατικό αλγόριθμο βελτιώνουν την παρατηρησιμότητα του δικτύου. Μειώνεται, επίσης, η επίδραση της απώλειας δεδομένων αλλά και βελτιώνεται ο εντοπισμός και η διόρθωση εσφαλμένων δεδομένων. Τέλος, είναι δυνατή η ανάλυση σφαλμάτων τοπολογίας και παραμέτρων [24].

### 3.4.2 Δυναμική εκτίμηση κατάστασης

Σε αντίθεση με τον αλγόριθμο FASE που αξιοποιεί ιστορικά δεδομένα για την πρόβλεψη της κατάστασης του επόμενου χρονικού βήματος, το δυναμικό μοντέλο εκτίμησης κατάστασης ενός συστήματος χρησιμοποιεί την δυναμική συμπεριφορά του συστήματος για την πρόβλεψη της επόμενης χρονικά κατάστασης. Με άλλα λόγια, περιγράφει τη συμπεριφορά ενός συστήματος σε μεταβατικές περιόδους και μπορεί να αναπαρασταθεί από διαφορικές εξισώσεις για συνεχή συστήματα [24]. Δεδομένου ότι οι μετρήσεις δειγματοληπτούνται σε περιοδικά χρονικά διαστήματα, το συνεχές δυναμικό μοντέλο μπορεί να διακριτοποιηθεί και να αποτελέσει το μοντέλο μετρήσεων.

Η μέθοδος αυτή συναντάται στη βιβλιογραφία από τα τέλη της δεκαετίας του 1970 [36], σε πολύ απλούστερη μορφή. Αναλυτικότερα, το μοντέλο ενημέρωσης του χρόνου ήταν υπεραπλουστευμένο και ταυτόχρονα θεωρούταν ότι το σύστημα έπρεπε να βρίσκεται σε σχεδόν στατική κατάσταση με σκοπό την αποφυγή της μοντελοποίησης

της συμπεριφοράς μεταβατικών καταστάσεων του συστήματος στο χρόνο. Να σημειωθεί επίσης ότι μέχρι και την τελευταία δεκαετία η χρήση του στατικού αλγορίθμου για την εκτίμηση κατάστασης ήταν προτιμητέα [37]. Ένα από τους βασικότερους λόγους που συνέβαινε αυτό είναι ότι η στατική εκτίμηση κατάστασης ήταν επαρκής στις περισσότερες περιπτώσεις όσον αφορά το φιλτράρισμα των μετρήσεων. Επιπλέον, σύμφωνα με την βιβλιογραφία, οι μεταβλητές κατάστασης στην δυναμική εκτίμηση κατάστασης ήταν το μέτρο και η γωνία των τάσεων, κοινές μεταβλητές με τις συμβατικές μεθόδους εκτίμησης κατάστασης. Συνεπώς, δεν υπήρχε κάποιος ιδιαίτερος λόγος να προτιμηθεί ο δυναμικός αλγόριθμος. Επιπλέον το μέτρο και η γωνία των τάσεων σε πολλές περιπτώσεις δεν είναι δυναμικά μεγέθη, με αποτέλεσμα να μην είχε καν νόημα η εφαρμογή του δυναμικού μοντέλου. Ένας άλλος λόγος που ο στατικός αλγόριθμος χρησιμοποιήθηκε περισσότερο είναι επειδή ο δυναμικός αλγόριθμος χρειαζόταν περισσότερο υπολογιστικό χρόνο. Έτσι η δυναμική τεχνική δεν ήταν πάντα διαθέσιμη ή πρακτική. Τα τελευταία χρόνια ο όρος «δυναμική εκτίμηση κατάστασης» αναφέρεται στην εκτίμηση δυναμικών καταστάσεων και παραμέτρων του ΣΗΕ. Για παράδειγμα, υπολογίζει τη γωνία του δρομέα ή και την ταχύτητα των γεννητριών χρησιμοποιώντας έναν αλγόριθμο ενημέρωσης χρόνου.

Μια από τις πιο διαδεδομένες τεχνικές για την επίλυση δυναμικής εκτίμησης κατάστασης είναι με τις εξισώσεις του φίλτρου Kalman. Η διαδικασία αυτή χρησιμοποιεί την αναδρομή σαν μέσο για την εκτίμηση κατάστασης, με τρόπο που να ελαχιστοποιεί το μέσο τετραγωνικό σφάλμα [38]. Ο στόχος της είναι η εκτίμηση μιας διαδικασίας χρησιμοποιώντας μια μορφή ελέγχου μέσω ανατροφοδότησης: το φίλτρο εκτιμά την κατάσταση της διαδικασίας σε μία δεδομένη χρονική στιγμή και στη συνέχεια λαμβάνει ανατροφοδότηση με τη μορφή μετρήσεων (και θορύβου). Οι εξισώσεις του φίλτρου Kalman χωρίζονται σε δύο κατηγορίες. Η μια κατηγορία αφορά εξισώσεις ενημέρωσης χρόνου, οι οποίες χρησιμοποιούνται για την εκτίμηση κατάστασης ΣΗΕ. Με την τεχνική αυτή προωθείται η τρέχουσα εκτίμηση κατάστασης και τα σφαλμάτων για την πρόβλεψη την κατάσταση στο επόμενο χρονικό βήμα. Οι εξισώσεις αυτές χρησιμοποιούνται και στη συμβατική στατική εκτίμηση κατάστασης, με σκοπό τη διόρθωση της πρόβλεψης [24].

Με την μέθοδο της δυναμικής εκτίμησης κατάστασης διευκολύνεται ο έλεγχος του συστήματος σε πραγματικό χρόνο. Επίσης βοηθάει στην προσομοίωση ενός δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας [39]. Με την μέθοδο αυτή, όπως είναι αναμενόμενο και από την συμβατική μέθοδο, εξασφαλίζεται η παρατηρησιμότητα του συστήματος. Συνεπώς, επιτρέπεται η δυναμική αντίληψη του συστήματος στα κέντρα ελέγχου ενέργειας.

### **3.5 Εκτίμηση κατάστασης για δίκτυα διανομής**

Παρόλο που οι περισσότεροι αλγόριθμοι για την εκτίμηση κατάστασης αφορούν συστήματα μεταφοράς ενέργειας, η ανάγκη για την διευκόλυνση ανταπόκρισης στην ζήτηση (demand response) αλλά και για τον υπολογισμό της αμφίδρομης ροής ισχύος έχουν συμβάλει σταδιακά στην δημιουργία πιο συγκεκριμένων μεθόδων εκτίμησης κατάστασης για τα συστήματα διανομής [24]. Τα τελευταία χρόνια, η απελευθέρωση

της αγοράς, η αύξηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και η διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων έχουν επιβαρύνει το δίκτυο και έχουν περιπλέξει την λειτουργία του συστήματος. Ταυτόχρονα το δίκτυο γίνεται πιο ευάλωτο σε ρευματοκλοπές. Τα προβλήματα, λοιπόν, που δημιουργούνται μπορούν να μειωθούν αυτοματοποιώντας το σύστημα διανομής. Κατά συνέπεια, για την διευκόλυνση της παραπάνω διαδικασίας κρίνεται αναγκαία η εκτίμηση κατάστασης στα συστήματα διανομής [24].

Καθοριστικό πρόβλημα στην υποδομή των συστημάτων διανομής είναι η απουσία των κατάλληλων υποδομών για τον υπολογισμό της εκτίμησης κατάστασης. Για παράδειγμα, τα δεδομένα φόρτισης που υπολογίζονται από τις υπάρχουσες συσκευές αυτόματης αναγνώρισης μετρήσεων (Automatic Meter Reading) δεν έχουν μεγάλη ακρίβεια. Επίσης, υπάρχουν ανισοροπίες μεταξύ των φάσεων και οι μικροί λόγοι  $\frac{\text{reactance } X}{\text{resistance } R}$  των γραμμών περιπλέκουν τις λειτουργίες μέτρησης [24]. Σε αντίθεση με τα δίκτυα μεταφοράς που θεωρείται ότι το σύστημα λειτουργεί σε κανονική κατάσταση υπό συνθήκες ισορροπίας, στα δίκτυα διανομής εμφανίζονται συχνά ανισοροπίες στη ροή ισχύος. Επιπλέον, ενώ για στα συστήματα μεταφοράς μπορεί να χρησιμοποιηθεί ισοδύναμο κύκλωμα θετικής ακολουθίας για την υλοποίηση του αλγορίθμου, στα συστήματα διανομής χρειάζονται τριφασικοί εκτιμητές κατάστασης [40] [41] για να λύσουν το πρόβλημα της ροής ισχύος. Για αυτό το λόγο, ενώ από την δεκαετία του 1960 υπήρχε το σενάριο της διεξαγωγής εκτίμησης κατάστασης στα συστήματα διανομής, δεν εφαρμόστηκε μέχρι πολύ αργότερα.

### **3.6 Κεντρική, κατανεμημένη και πολλαπλών περιοχών εκτίμηση κατάστασης**

Παραδοσιακά η εκτίμηση κατάστασης του συστήματος υπολογίζεται στα αρμόδια κέντρα ελέγχου. Παρόλα αυτά, με την απελευθέρωση της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας είναι πλέον αναγκαίο να παρακολουθείται το δίκτυο σε όλο και μεγαλύτερες γεωγραφικές εκτάσεις. Για αυτό, ο υπολογισμός της εκτίμησης κατάστασης διαμερίζεται σε μικρότερα υποδίκτυα τα οποία υπολογίζουν την κατάσταση μιας υποπεριοχής ξεχωριστά και τέλος σε ένα κεντρικό κέντρο ελέγχου υπολογίζεται η συνολική κατάσταση για το επιθυμητό δίκτυο. Αυτή η τεχνική εισάγει το πρόβλημα της επικοινωνίας δεδομένου ότι οι μετρήσεις και τα αποτελέσματα πρέπει να είναι συγχρονισμένα [24]. Η κατανεμημένη εκτίμηση κατάστασης και η εκτίμηση κατάστασης πολλών περιοχών καταλήγουν σε διασυνδεδεμένα συστήματα. Η βασική διαφορά τους είναι η δομή του διανύσματος κατάστασης [42]. Με την κατανεμημένη εκτίμηση κατάστασης, οι κόμβοι σε όλες τις περιοχές του δικτύου δημιουργούν ένα κοινό διάνυσμα που περιγράφει την κατάσταση. Για την εκτίμηση κατάστασης πολλών περιοχών η διαδικασία μπορεί να είναι ιεραρχική δηλαδή πολλές μικρές περιοχές να αποτελούν μία μεγαλύτερη αλλά μπορεί να είναι και πλήρως κατανεμημένη [43] [44].

## 4 Σύνθεση κλασικής εκτίμησης κατάστασης

Όπως φαίνεται στο προηγούμενο κεφάλαιο υπάρχουν πολλές κατηγορίες μεθόδων εκτίμησης κατάστασης και για κάθε μία από αυτές ο μαθηματικός αλγόριθμος υπολογισμού της διαφοροποιείται. Σε αυτό το κεφάλαιο θα γίνει μία επισκόπηση στην μαθηματική διατύπωση της συμβατικής μεθόδου εκτίμησης κατάστασης.

### 4.1 Συμβατικές τεχνικές εκτίμησης κατάστασης

Ο σκοπός της εκτίμησης κατάστασης σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας είναι να υπολογίσει, όσο το δυνατόν, ακριβέστερα την κατάσταση σε όλο το δίκτυο, δεδομένων των μετρήσεων που λαμβάνει σε πραγματικό χρόνο. Με άλλα λόγια, να υπολογίσει όλους τους φασιθέτες τάσεων των ζυγών χρησιμοποιώντας μετρήσεις από μερικούς μόνο ζυγούς.

Σε όλους τους αλγορίθμους η βασική μαθηματική σχέση που περιγράφει το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης είναι:

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

Πιο αναλυτικά η σχέση (1) διαμορφώνεται ως εξής:

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

Ο όρος  $\mathbf{z} \in \mathbb{R}^m$  αναφέρεται στο διάνυσμα μετρήσεων και ο όρος  $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$  είναι το πραγματικό διάνυσμα κατάστασης. Το  $m$  είναι το πλήθος των μετρήσεων και  $n$  το πλήθος των καταστάσεων αντίστοιχα, με  $m \geq n$ . Η συνάρτηση  $\mathbf{h}: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$  ονομάζεται *συνάρτηση μετρήσεων* και συσχετίζει τις μετρούμενες ποσότητες με τις μεταβλητές κατάστασης. Το  $\mathbf{e} \in \mathbb{R}^m$  περιγράφει το άγνωστο διάνυσμα θορύβου των μετρήσεων. Η σχέση (4.1) περιέχει το διάνυσμα μετρήσεων, και συχνά ονομάζεται μοντέλο μετρήσεων ή παρατηρήσεων [26].

### 4.2 Gaussian κατανομή των μετρήσεων

Για να επιλυθεί το πρόβλημα της εκτίμησης κατάστασης είναι πρέπει να επιλεγθεί κατάλληλο διάνυσμα  $\mathbf{x}$ , τέτοιο ώστε να κάνει το διάνυσμα μετρήσεων  $\mathbf{z}$  πιθανά παρατηρήσιμο. Με άλλα λόγια, χρειάζεται να βρεθεί το  $\mathbf{x}$  που οδηγεί στην μεγιστοποίηση της πιθανότητας εμφάνισης των παρατηρούμενων μετρήσεων  $\mathbf{z}$ , δηλαδή της εκτιμήτριας μέγιστης πιθανοφάνειας - Maximum likelihood estimation (MLE). Επειδή οι διαφορετικές πηγές μετρήσεων συνήθως έχουν διαφορετικές συναρτήσεις πιθανοφάνειας, που ορίζονται συνήθως από την συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας - Probability density function (PDF), είναι αναγκαίο να ληφθούν υπόψιν οι κατανομές πιθανότητας των μετρήσεων, κατά την επιλογή του κατάλληλου αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης.



Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, ο θόρυβος των μετρήσεων ακολουθεί την κανονική κατανομή (Gaussian distribution), όπου για κάθε στοιχείο  $e_i$  του  $\mathbf{e} = [e_1, e_2, \dots, e_m]$  έχουμε  $e_i \sim \mathcal{N}(0, \sigma_i^2)$ , όπου  $\mathcal{N}(0, \sigma_i^2)$  είναι η κανονική κατανομή με μέση τιμή 0 και διακύμανση (διασπορά)  $\sigma_i^2$ ,  $\forall i = 1, 2, \dots, m$ .

Έστω ότι  $\mathbf{R}$  είναι η διαγώνια μήτρα συνδιακύμανσης του θορύβου, του οποίου τα  $e_i$  θεωρούνται στατιστικά ανεξάρτητα μεταξύ τους (τυχαίες μεταβλητές). Συνεπώς, το διάνυσμα μετρήσεων  $\mathbf{z}$  ακολουθεί και αυτό την κανονική κατανομή με μέση τιμή το  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  και μήτρα συνδιακύμανσης  $\mathbf{R}$ . Με αυτό τον τρόπο μπορεί να υπολογιστεί η πιθανότητα παρατήρησης (πιθανοφάνεια) του  $\mathbf{z}$ , με δεδομένη της κατάστασης  $\mathbf{x}$  ως εξής:

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

Με τον όρο  $h(x)_i$  περιγράφεται το  $i$ -στο στοιχείο του  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  και με τον όρο  $\sigma_i^2$  η διακύμανση της αντίστοιχης  $i$ -στης μέτρησης  $z_i$ . Προκειμένου να υπολογιστεί η μέγιστη τιμή της παραπάνω πιθανότητας, η (4.2) μετατρέπεται σε λογαριθμική μορφή ως εξής:

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

Η συνάρτηση που προκύπτει ονομάζεται συνάρτηση Λογαριθμο-Πιθανοφάνειας. Για να βρεθεί το που μεγιστοποιείται η σχέση (4.2) αρκεί να βρεθεί το που μεγιστοποιείται η συνάρτηση  $\mathcal{L}$ . Η συνάρτηση  $\mathcal{L}$ , λοιπόν, μεγιστοποιείται όταν ο όρος  $\sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h(x)_i]^2}{\sigma_i^2}$  ελαχιστοποιείται. Το παραπάνω αποτελεί πρόβλημα σταθμισμένης εκτιμήτριας ελαχίστων τετραγώνων (WLS). Αυτό αποδεικνύεται εύκολα θεωρώντας το  $r_i = z_i - h(x)_i$  και το βάρος  $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$ , οπότε το τελικά το πρόβλημα της ελαχιστοποίησης του όρου  $\sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h(x)_i]^2}{\sigma_i^2}$  είναι ισοδύναμο με την ελαχιστοποίηση του όρου  $\sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2$  [26]. Οπότε με αυτό τον τρόπο μπορεί να υπολογιστεί η μέγιστη πιθανότητα παρατήρησης του διανύσματος μετρήσεων  $\mathbf{z}$ .

### 4.3 Αντικειμενική συνάρτηση WLS

Ένα πρόβλημα επίλυσης σταθμισμένης εκτιμήτριας ελαχίστων τετραγώνων (WLS) με αντικειμενική συνάρτηση σαν αυτή που προκύπτει από την σχέση (4.3) αποτελεί και την πιο συνήθη μέθοδο υπολογισμού της εκτίμησης κατάστασης. Παρόλο όμως που χρησιμοποιείται πολύ συχνά, λόγω της καλής υπολογιστικής επίδοσης και της αξιοπιστίας της, υστερεί στο γεγονός ότι είναι πολύ ευαίσθητη στο ενδεχόμενο εσφαλμένων μετρήσεων ή μεγάλων αποκλίσεων. Δηλαδή ενώ αυτή η μέθοδος είναι αποτελεσματική και γρήγορη, με μία λανθασμένη μέτρηση η λύση του WLS μπορεί να οδηγήσει σε αλλοίωση των αποτελεσμάτων της εκτίμησης [26].

Για την ελαχιστοποίηση του όρου  $\sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h(x)]^2}{\sigma_i^2}$  της εξίσωσης (4.3) χρησιμοποιείται η ακόλουθη περιγραφή :

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

#### 4.4 Αριθμητική επίλυση του προβλήματος

Σε αυτό το μέρος του κεφαλαίου παρουσιάζεται η αριθμητική επίλυση του προβλήματος WLS, η οποία βασίζει την λύση της στην αντικειμενική συνάρτηση (4). Η βέλτιστη λύση του προβλήματος βρίσκεται όταν η πρώτη μερική παράγωγος της αντικειμενικής συνάρτησης ισούται με το μηδέν. Οπότε προκύπτει η σχέση:

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

όπου  $\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}}$  είναι η Ιακωβιανή μήτρα της διανυσματικής συνάρτησης  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ .

Για να λυθεί η μη-γραμμική εξίσωση  $\mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0$ , χρησιμοποιούνται επαναλαμβανόμενες αριθμητικές μέθοδοι. Μία γνωστή μέθοδος είναι η Gauss-Newton. Για κάθε μία επανάληψη, η εξίσωση γραμμικής προσέγγισης διαμορφώνεται ως εξής:

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

Το  $k$  περιγράφει τον κύκλο της επανάληψης και το  $\mathbf{x}_k$  είναι το διάνυσμα κατάστασης στον αριθμό επανάληψης  $k$ . Στην συνέχεια προκύπτει η σχέση:

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

Η μέθοδος WLS αγνοεί τους όρους των παραγώγων δεύτερης τάξης, δηλαδή την παράγωγο  $\frac{\partial \mathbf{H}(\mathbf{x}_k)}{\partial \mathbf{x}_k}$ . Εν τέλει, για  $\Delta \mathbf{x}_k = \mathbf{x}_{k+1} - \mathbf{x}_k$  και μέσω της σχέσης (4.5) και τον κανόνα της επαναληπτικής διαδικασίας από την σχέση (4.6), προκύπτει η παρακάτω εξίσωση:

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

Το  $\mathbf{G}(\mathbf{x}_k)$  είναι η μήτρα κέρδους και ισούται με:

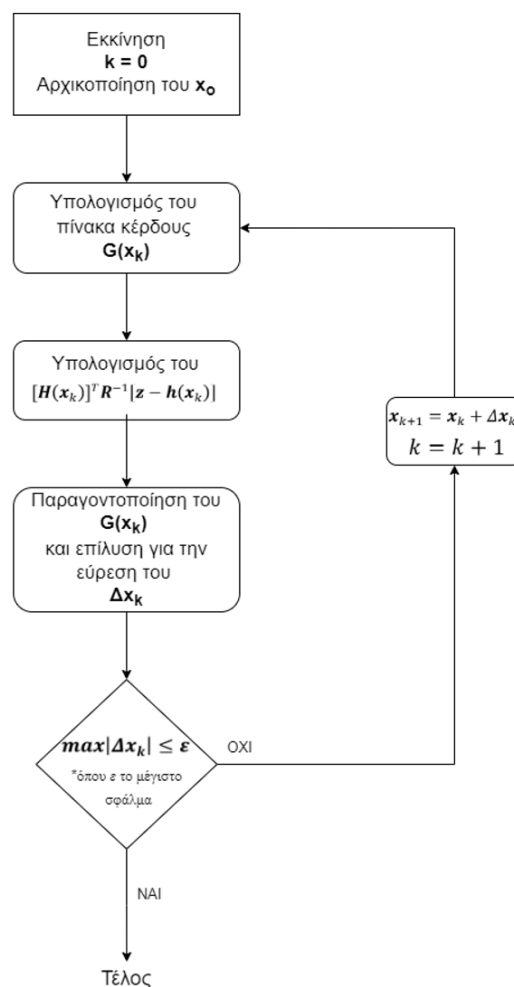
$$\mathbf{G}(\mathbf{x}_k) = [\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)] \quad (4.9)$$

Ιδανικά η εξίσωση (4.8), θα μπορούσε να λυθεί αντιστρέφοντας την μήτρα κέρδους  $\mathbf{G}$  [26], δεδομένου ότι το σύστημα είναι πλήρως παρατηρήσιμο. Η  $\mathbf{G}$  είναι κατά κανόνα

συμμετρική και θετικά ορισμένη, και, συνεπώς, μπορεί να παραγοντοποιηθεί με την μέθοδο Cholesky [45].

#### 4.5 Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης WLS

Για να λυθεί η εξίσωση (4.8), επειδή η διαδικασία είναι επαναληπτική, είναι αναγκαίος ο προσδιορισμός των αρχικών συνθηκών. Στην εν λόγω περίπτωση όπου οι εξισώσεις περιγράφουν το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, τα μέτρα τάσεων θεωρούνται αρχικά μοναδιαία (ανά μονάδα) και οι γωνίες των τάσεων μηδενικές. Η διαδικασία του αλγορίθμου περιγράφεται στο [26].



Σχήμα 4.1: Αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης WLS

Για το υπολογισμό του  $[H(x_k)]^T R^{-1} [z - h(x_k)]$ , προφανώς χρειάζεται να υπολογιστεί η συνάρτηση μετρήσεων  $h(x_k)$  και να δημιουργηθεί η Ιακωβιανή μήτρα μετρήσεων  $H(x_k)$ . Για τον υπολογισμό του  $G(x_k)$  και την επίλυση των κανονικών εξισώσεων (4.8) δημιουργείται αρχικά ο πίνακας κέρδους  $G(x_k)$  και στην συνέχεια παραγοντοποιείται ώστε  $G=LU$ . Το LU είναι το γινόμενο δύο τριγωνικών πινάκων, ενός κάτω ( $L$ ) και ενός άνω ( $U$ ). Οπότε καταλήγουμε στην σχέση:

$$\mathbf{LU}\Delta\mathbf{x}_k = [\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)]^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_k)] \quad (4.10)$$

Τελικά, η λύση προκύπτει με την εφαρμογή εμπρός και πίσω-αντικατάστασης για την εύρεση του  $\Delta\mathbf{x}_k$ . Η πίσω αντικατάσταση είναι  $\mathbf{U}\Delta\mathbf{x}_k = \mathbf{u}$  και η εμπρός αντικατάσταση  $\mathbf{L}\mathbf{u} = [\mathbf{H}(\mathbf{x}_k)]^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_k)]$ . Αυτή η λύση του προβλήματος είναι αρκετά αποδοτική δεδομένου ότι οι πίνακες  $\mathbf{L}$  και  $\mathbf{U}$  είναι αραιοί.

## 5 Περιγραφή Εργαστηριακής Διάταξης

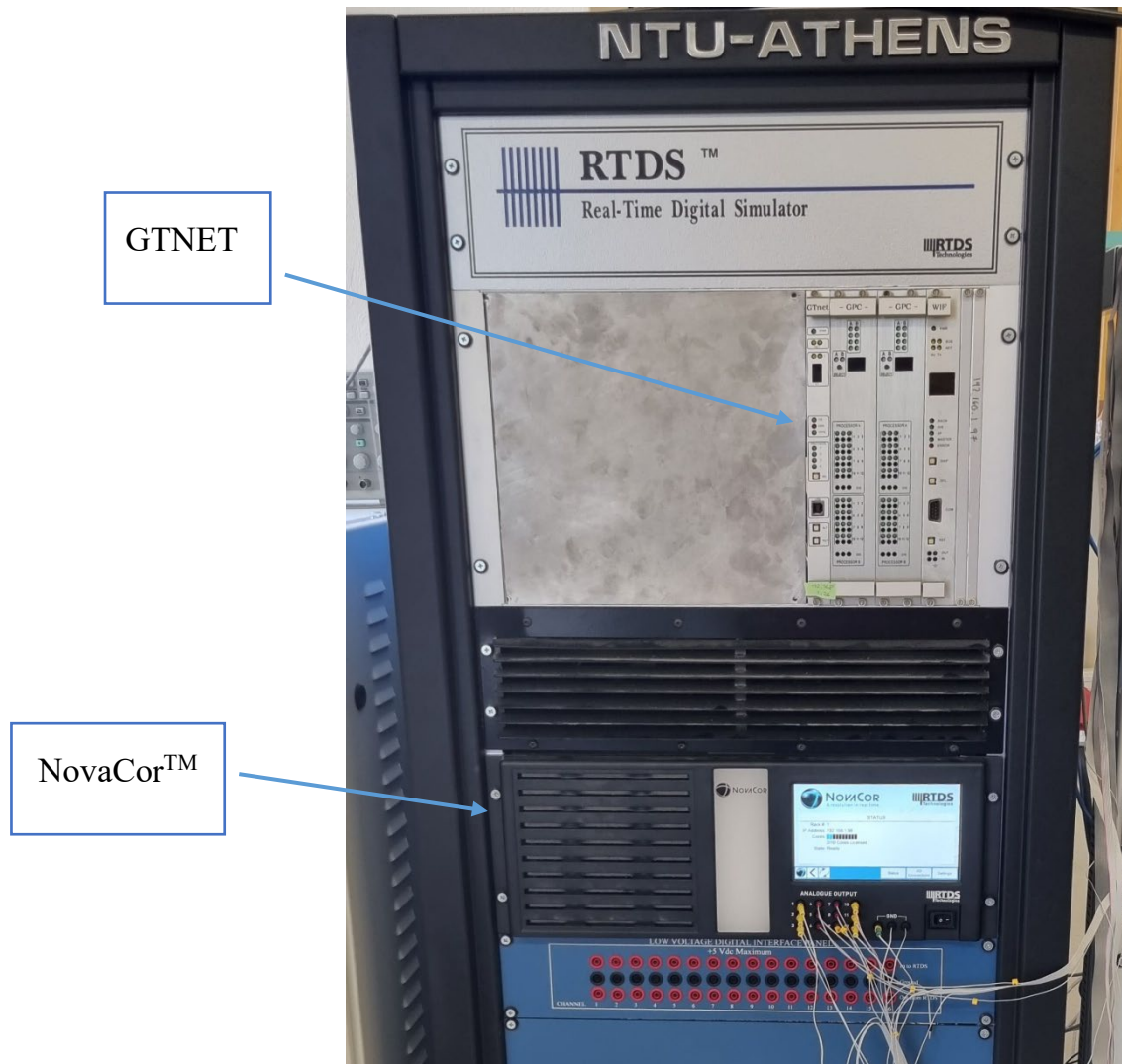
Σε αυτό κεφάλαιο περιγράφεται το υλικό και το λογισμικό που χρειάζεται για την προσομοίωση ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και ο εξοπλισμός που είναι αναγκαίος για να πραγματοποιηθούν οι μετρήσεις που λαμβάνει τελικά η εφαρμογή. Όλα τα ακόλουθα βρίσκονται στο εργαστήριο ηλεκτρικής ενέργειας της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ).

### 5.1 Προσομοιωτής πραγματικού χρόνου (RTDS)

Υψίστης σημασίας είναι αρχικά η προσομοίωση ενός δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο. Αυτή η δυνατότητα έχει αλλάξει τον τρόπο με τον οποίο μελετώνται τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Στο εργαστήριο, για το σκοπό αυτό χρησιμοποιείται το RDTS (real-time digital simulator) της εταιρίας RTDS Inc. Ο προσομοιωτής αυτός αποτελείται από επεξεργαστές διακριτών σημάτων (DSPs) που μπορούν να επεξεργάζονται παράλληλα δεδομένα. Με αυτό τον τρόπο ο προσομοιωτής είναι ικανός να πραγματοποιεί προσομοιώσεις πραγματικού χρόνου χρησιμοποιώντας προγράμματα ανάλυσης ηλεκτρομαγνητικών φαινομένων (electromagnetic transient programs). Αυτό γίνεται υπολογίζοντας εσωτερικά τις καταστάσεις του μοντέλου του ηλεκτρικού δικτύου σε διακριτές χρονικές στιγμές. Οι χρονικές στιγμές χωρίζονται από το λεγόμενο “time-step”, δηλαδή το χρονικό διάστημα μεταξύ δύο διαδοχικών υπολογισμών [46]. Το χρονικό αυτό διάστημα κυμαίνεται περίπου στα 50  $\mu$ s, και είναι επαρκές για να μπορέσει να εκτελεστεί μια προσομοίωση ενός ηλεκτρικού συστήματος το οποίο μπορεί να είναι συνεχούς τάσης ή και εναλλασσόμενης έως 3 kHz [47]. Η ηλεκτρομαγνητική προσομοίωση στο χρόνο που χρησιμοποιεί το RTDS βασίζεται στον αλγόριθμο Dommel (Dommel EMTP algorithm) [46] [47].

Στο εργαστήριο υπάρχει μία μονάδα RTDS, συγκεκριμένα το μοντέλο NovaCor™ [48] για την προσομοίωση ΣΗΕ. Η μονάδα αυτή παρουσιάζεται στην φωτογραφία του Σχήμα 5.1. Το RTDS αυτό λειτουργεί με ένα POWER8™ διπύρνηνο επεξεργαστή, RISC αρχιτεκτονικής που λειτουργεί στα 3.5 GHz της εταιρίας IBM. Το RTDS έχει περιορισμένη επεξεργαστική ισχύ οπότε το μέγεθος και η λεπτομέρεια των στοιχείων του ηλεκτρικού δικτύου που προσομοιώνεται είναι περιορισμένα [47]. Τα ηλεκτρικά δίκτυα που προσομοιώνονται, δημιουργούνται από το χρήστη στο λογισμικό RSCAD που συνοδεύει το RTDS (έκδοση εργαστηρίου 5.014) μέσω GUI, το οποίο παρέχει πληθώρα εργαλείων και ηλεκτρικών στοιχείων. Ο χρήστης μπορεί δηλαδή να επιλέξει εικονίδια από βιβλιοθήκες με αποτέλεσμα να χτίσει τελικά το επιθυμητό δίκτυο. Με το που ολοκληρωθεί, λοιπόν, το δίκτυο είναι αναγκαίο να μετατραπεί σε γλώσσα χαμηλού επιπέδου και να σταλεί μέσω Ethernet στο RTDS, έτσι ώστε να μπορέσει να πραγματοποιηθεί η προσομοίωση. Με το λογισμικό αυτό ουσιαστικά παρέχεται η δυνατότητα στο χρήστη να πραγματοποιεί, να ελέγχει και να αναλύει μια προσομοίωση πραγματικού χρόνου όπως φαίνεται και στην εικόνα του Σχήμα 5.2. Με το RSCAD, ο χρήστης μπορεί επίσης να βλέπει και να ελέγχει συγκεκριμένα σήματα-μεταβλητές την ώρα της προσομοίωσης μέσω ενός Runtime εργαλείου που διαθέτει. Με το εργαλείο

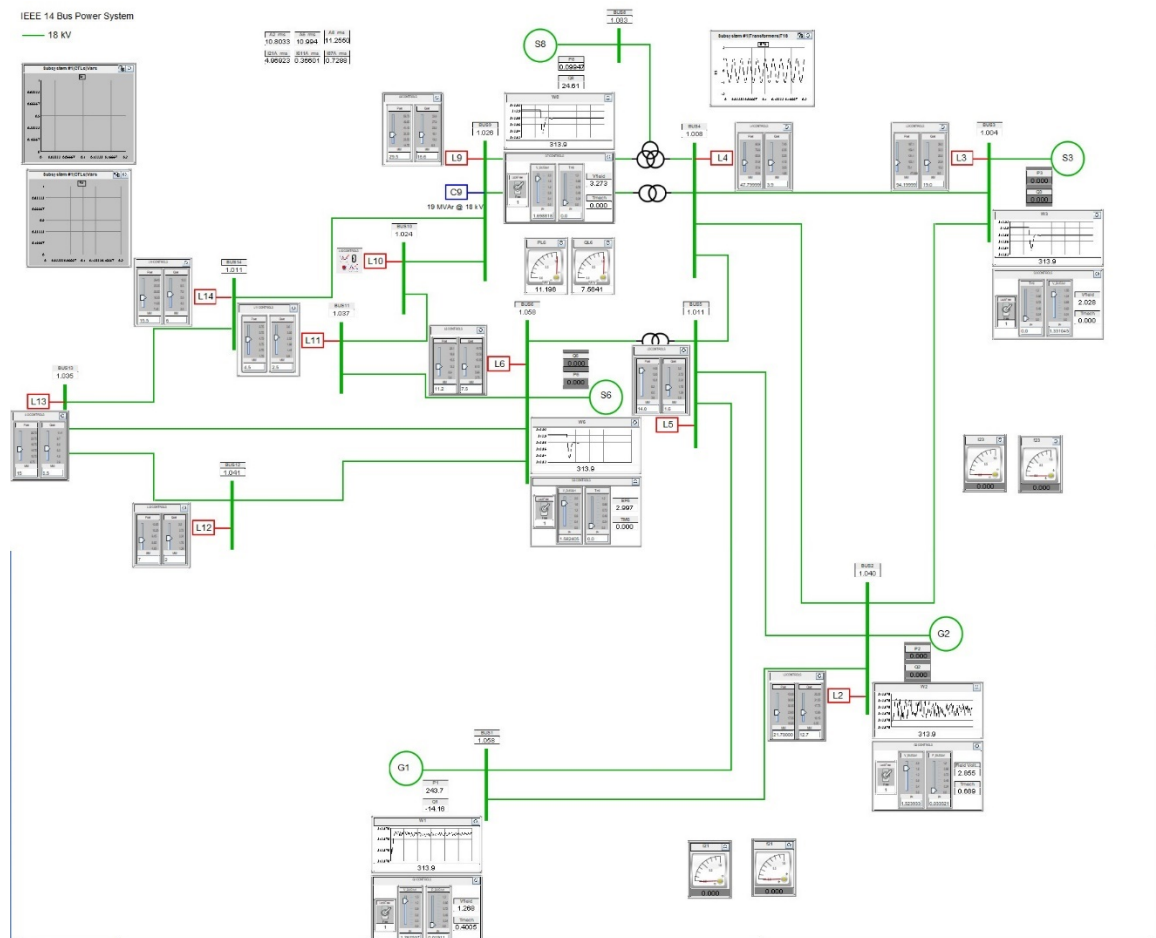
αυτό, δηλαδή, ο χρήστης μπορεί όχι μόνο να παρατηρεί το δίκτυο αλλά μπορεί και να επεμβαίνει σε μεγέθη που προσομοιώνονται, όπως για παράδειγμα να μεταβάλει την ισχύ κατανάλωσης σε ένα ζυγό. Ένα στιγμιότυπο του runtime εργαλείου αυτού φαίνεται στην εικόνα του Σχήμα 5.1. Στο σασί του NovaCor RTDS υπάρχουν και 12 αναλογικά σημεία εξόδου στα οποία μπορούν συνδεθούν πραγματικά μετρητικά εξαρτήματα όπως είναι οι μονάδες PMUs και να λάβουν πραγματικές μετρήσεις από το προσομοιωμένο δίκτυο.



**Σχήμα 5.1:** RTDS προσομοιωτής και GTNET κάρτα

Το RTDS είναι επίσης εξοπλισμένο με μία GTNET κάρτα (Giga-Transceiver Network Communication Card [46]). Αυτή η κάρτα χρησιμοποιείται για την διασύνδεση του RTDS με διάφορα πρωτόκολλα όπως TCP, UDP, IEC 61850 και DNP3. Για παράδειγμα, μπορούν να τοποθετηθούν εικονικά RTUs από το RSCAD και αυτά να χρησιμοποιούν την GTNET κάρτα για να αποστέλλουν τις μετρήσεις μέσω TCP. Επιπλέον μαζί με τις αναλογικές εξόδους του NovaCor, υπάρχει και μία κάρτα GTAO (Giga-Transceiver Analog Output card) [46]. Η κάρτα αυτή χρησιμοποιείται για την

εξαγωγή πιο ακριβών μετρήσεων σε πραγματικά PMUs. Αναλυτικότερα η GTAO κάρτα παρέχει συνολικά 12 οπτικά απομονωμένες αναλογικές εξόδους που παρέχουν σήματα εύρους  $\pm 10\text{ V}$ , τα οποία αντιστοιχούν σε τιμές των σημάτων του δικτύου.

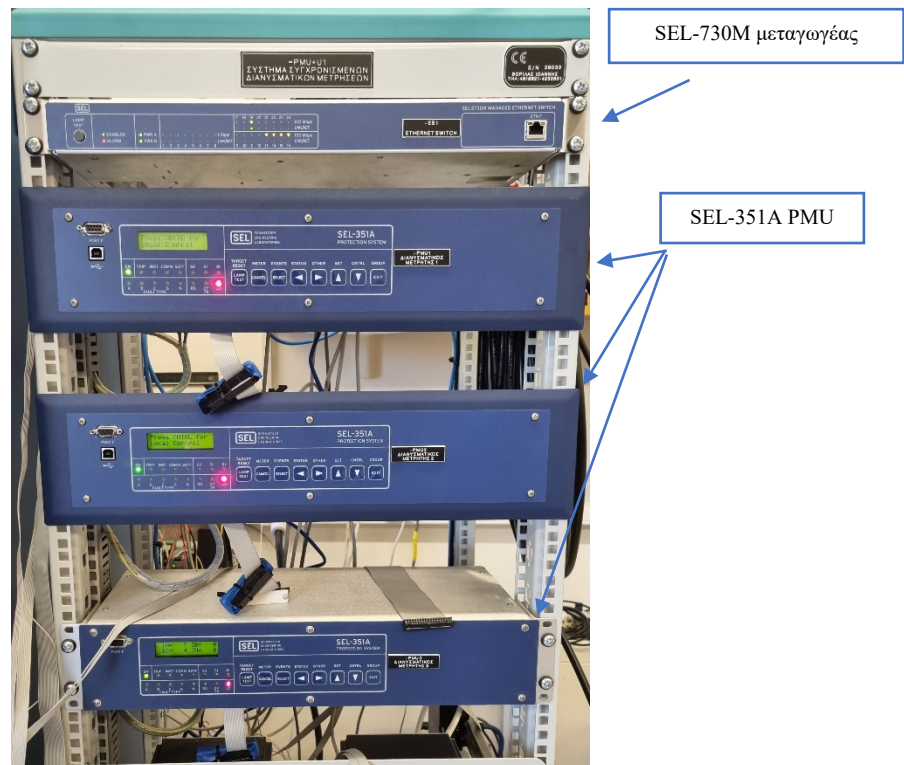


Σχήμα 5.2: Ηλεκτρικό δίκτυο προσομοιωμένο στο RSCAD.

## 5.2 Μονάδες PMUs

Στον εξοπλισμό του εργαστηρίου υπάρχουν τρεις ηλεκτρονόμοι SEL-351A [49], όπως φαίνονται και στο Σχήμα 5.3. Οι ηλεκτρονόμοι αυτοί χρησιμοποιούνται για την προστασία συστημάτων διανομής. Πιο συγκεκριμένα, παρέχουν κατευθυνόμενη και μη κατευθυνόμενη προστασία υπερεντάσεων, καθώς και προστασία σε περιπτώσεις υπέρτασης ή υπότασης ή ακόμα και σε περιπτώσεις που η συχνότητά ξεπερνά κάποια άνω ή κάτω όρια. Μια ακόμα δυνατότητα του εξοπλισμού αυτού είναι να μετράει τους φασιθέτες τάσης και ρεύματος στο σημείο που είναι εγκατεστημένοι. Δηλαδή ο ηλεκτρονόμος αυτός είναι ταυτόχρονα και PMU. Τα SEL-351A PMUs που είναι στο εργαστήριο είναι συνδεδεμένα μέσω ενός 24-port Ethernet δρομολογητή (SEL-2730M) [50] στο τοπικό δίκτυο (LAN) του εργαστηρίου και όλες οι μετρήσεις που πραγματοποιούνται αποστέλλονται, με την χρήση του πρωτοκόλλου IEEE C37.118-2005, σε ένα προσωπικό υπολογιστή (PC) που είναι επίσης συνδεδεμένος στο LAN. Ο ρυθμός μετάδοσης των μηνυμάτων είναι 50 μηνύματα ανά δευτερόλεπτο.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι το RTDS κατά την διάρκεια της προσομοίωσης παράγει αναλογικά σήματα χαμηλών τάσεων ( $10 V_{max}$ ), τα ίδια χρειάζεται να ενισχυθούν για να φτάσουν την ονομαστική τιμή των εισόδων των μονάδων (300V και 5A για κανάλια μέτρησης τάσης και ρεύματος αντίστοιχα). Αντ' αυτού η συσκευή SEL-351A παρέχει μία διεπαφή χαμηλής τάσης για τέτοιους σκοπούς, δηλαδή μπορεί να αναγνωρίζει σήματα χαμηλής τάσης κατευθείαν από το RTDS. Όσον αφορά τις ρυθμίσεις των PMUs, η SEL παρέχει επίσης την εφαρμογή AcSELeator Quickset, με την οποία ρυθμίζονται όλες οι παράμετροι σύνδεσης των PMUs.



Σχήμα 5.3: SEL-2730M μεταγωγέας και SEL-351A PMUs

### 5.3 Ρολόι GPS.

Οι μετρήσεις που γίνονται καταναμημένα στο ηλεκτρικό δίκτυο χρειάζονται να σφραγίζονται με μία κοινή αναφορά ώρας, έτσι ώστε το PDC, που τις λαμβάνει, να μπορεί να παρέχει ένα στιγμιότυπο από μετρήσεις που λήφθηκαν την ίδια χρονική στιγμή. Γι' αυτό, κάθε μονάδα PMU έχει το δικό της ρολόι.

Στην διάταξη του εργαστηρίου όλες μονάδες PMUs είναι συγχρονισμένες σύμφωνα με συντονισμένη παγκόσμια ώρα (UTC). Αυτός ο συγχρονισμός έχει επιτευχθεί μέσω της συσκευής SEL-2401 [51], η οποία λαμβάνει την UTC ώρα μέσω δορυφόρου. Η συσκευή αυτή παράγει σήματα IRIG-B πρωτοκόλλου που τα στέλνει στα αντίστοιχα SEL-351A PMUs. Το SEL-2401 είναι συνδεδεμένο μέσω ενός BNC ομοαξονικού καλωδίου σε μία κεραία GPS η οποία λαμβάνει το UTC σήμα από δορυφόρους. Για να συγχρονιστεί, λοιπόν, το ρολόι SEL-2401 χρειάζεται να ανιχνεύσει



τέσσερεις διαφορετικούς δορυφόρους και τα σήματα που θα λαμβάνει από τον καθένα θα πρέπει να έχουν SNR (signal to noise ratio) τουλάχιστον 30 dB-Hz. Σε διαφορετική περίπτωση δεν αποστέλλεται η κοινή αναφορά χρόνου στα PMUs. Αφού συνδεθεί το ρολόι SEL-2401 και με τους τέσσερεις δορυφόρους, το GPS σήμα που λαμβάνει, μετατρέπεται σε IRIG-B μορφή με ακρίβεια  $\pm 100$  ns και στέλνεται τελικά μέσω ενός BNC καλωδίου στα PMUs. Η κοινή UTC ώρα που λαμβάνουν τα PMUs, τους επιτρέπει να πραγματοποιούν τις μετρήσεις τους συγχρονισμένα και στην συνέχεια, κατά την λήψη αυτών από τα PDC, να γίνεται εύκολα η διαχείρισή τους. Μία τέτοια συσκευή είναι απαραίτητη όταν οι μετρήσεις πραγματοποιούνται σε τεράστιες αποστάσεις και ο συγχρονισμός τους υψίστης σημασίας για να μπορέσει να επιτηρηθεί σωστά ολόκληρο το δίκτυο.

#### **5.4 Προσωπικός Υπολογιστής**

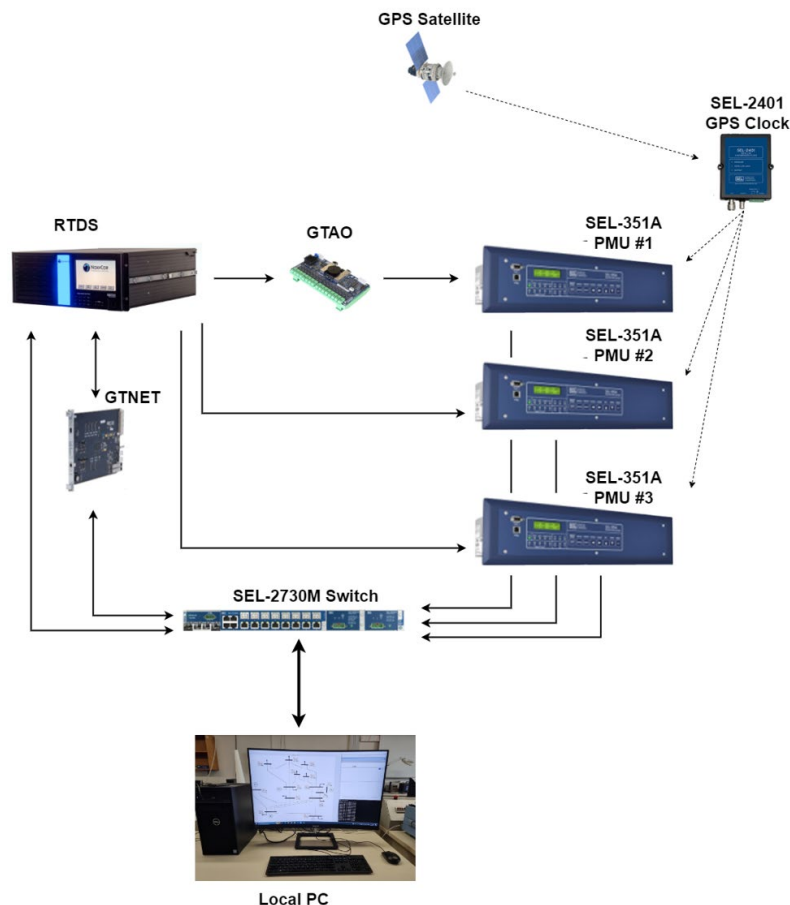
Για να τρέξουν όλες οι εφαρμογές, υπάρχει στο εργαστήριο ένας υπολογιστής γενικού σκοπού (PC). Ο υπολογιστής αυτός χρησιμοποιεί λειτουργικό σύστημα 64-bit Windows 10. Επιπλέον έχει έναν επεξεργαστή Intel Core i7-9700 που λειτουργεί στα 3.6GHz, μνήμη RAM στα 2666MHz και 3TB αποθηκευτικό χώρο. Είναι επίσης συνδεδεμένος στο τοπικό δίκτυο του εργαστηρίου, έτσι ώστε να μπορέσει να επικοινωνήσει με τα SEL-351A PMUs και το RTDS. Ο υπολογιστής αυτός χρησιμοποιείται για τους εξής λόγους:

- Εκτελεί την εφαρμογή RSCAD για την προσομοίωση του ΣΗΕ.
- Χρησιμοποιεί την εφαρμογή AcSELeRator Quickset για την ρύθμιση των PMUs.
- Εκτελεί το πρόγραμμα για την πραγματοποίηση της εκτίμησης κατάστασης σε πραγματικό χρόνο, και την οπτικοποίηση των αποτελεσμάτων.

Η χρήση, δηλαδή, αυτού του υπολογιστή είναι απαραίτητη, αφενός για την προσομοίωση του συστήματος, αφετέρου για την εκτέλεση τελικά της συνολικής εφαρμογής όπου ο υπολογιστής είναι το φυσικό μέσο που λαμβάνει τις μετρήσεις και πραγματοποιεί την εκτίμηση κατάστασης σε πραγματικό χρόνο.

#### **5.5 Συνολική διάταξη**

Για να μπορέσει τελικά να εκτελεστεί η εφαρμογή χρειάζεται να συντεθεί η ακόλουθη συνολική διάταξη, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.4. Αρχικά, χρειάζεται να δημιουργηθεί ένα ηλεκτρικό δίκτυο από το RSCAD και να αποσταλεί για προσομοίωση στο RTDS. Στη συνέχεια, χρειάζεται να ρυθμιστούν κατάλληλα όλα τα PMU από την εφαρμογή της SEL έτσι ώστε να επιτρέπεται στον τοπικό υπολογιστή να δέχεται τις μετρήσεις. Γενικότερα, για την οποιαδήποτε επικοινωνία του εξοπλισμού με τον υπολογιστή ή άλλη δραστηριότητα που χρειάζεται να εμπλακεί το τοπικό δίκτυο, οι συσκευές είναι συνδεδεμένες με ένα SEL 2730M μεταγωγέα (Switch). Ακολουθεί στην συνέχεια η σύνδεση των PMUs με το RTDS.



**Σχήμα 5.4:** Εργαστηριακή διάταξη κέντρου ελέγχου ενέργειας

Δεδομένου ότι το SEL-2401 ρολόι έχει συγχρονιστεί με τους δορυφόρους, και είναι συνδεδεμένο με τα SEL-351A PMUs, οι συσκευές είναι έτοιμες να πραγματοποιούν συγχρονισμένα τις μετρήσεις. Οι μετρήσεις αυτές γίνονται μέσω της GTA0 κάρτας. Το κάθε PMU που είναι συνδεδεμένο στο δίκτυο χρειάζεται να επιτηρεί 6 ηλεκτρικά σήματα. Τα 3 από αυτά είναι τάσης και τα άλλα 3 ρεύματος, δεδομένου ότι το σύστημα είναι τριφασικό. Αν, λοιπόν, η GTA0 κάρτα δεν επαρκεί (δεδομένου ότι έχει μόνο 12 εξόδους), τότε τα PMU μπορούν να λαμβάνουν μετρήσεις από τις μπροστινές εξόδους του RTDS. Δηλαδή τα PMUs λαμβάνουν ταυτόχρονα σήματα και από το RTDS και από τη GTA0 κάρτα. Να σημειωθεί επίσης ότι τα PMUs στέλνουν τις μετρήσεις σύμφωνα με το πρωτόκολλο C37.118-2005 στο PDC, με ρυθμό αποστολής στα 50 fps.

Παρόλο που η χρήση των PMUs προσφέρει μεγαλύτερη ακρίβεια στις μετρήσεις των τάσεων και των ρευμάτων, στις περισσότερες περιπτώσεις ο αριθμός των εγκατεστημένων PMU δεν είναι επαρκής έτσι ώστε να εξασφαλισθεί η παρατηρησιμότητα του ηλεκτρικού δικτύου. Για να μπορέσει τελικά να επιτευχθεί η παρατηρησιμότητα του δικτύου για εκτίμηση κατάστασης, χρησιμοποιούνται ταυτόχρονα μετρήσεις και από PMUs αλλά και από τα συστήματα SCADA.

Για να ληφθούν οι μετρήσεις από ένα σύστημα SCADA χρειάζονται τα RTU. Για να πραγματοποιηθούν οι μετρήσεις των εικονικών RTUs χρησιμοποιούνται οι έξοδοι

της προσομοίωσης του RTDS. Από τις εξόδους αυτές μπορούν να ληφθούν το μέτρο της τάσης και η ισχύς. Όλες οι μετρήσεις από τα εικονικά RTUs αποστέλλονται μέσω της GTNET κάρτας στο τοπικό δίκτυο (LAN) με ρυθμό ανανέωσης 100Hz. Στην συγκεκριμένη εφαρμογή, έχει δημιουργηθεί μια TCP σύνδεση μεταξύ του τοπικού υπολογιστή και της GTNET κάρτας, με αποτέλεσμα να μπορεί ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης ή οποιαδήποτε άλλη εφαρμογή να λαμβάνει απευθείας τις μετρήσεις από το RTDS. Για να μπορέσει, θεωρητικά, η εκτέλεση του αλγορίθμου της εκτίμησης κατάστασης σε πραγματικό χρόνο να είναι ρεαλιστική χρειάζεται να σταματάει ανά μερικά δευτερόλεπτα δεδομένου ότι τα συμβατικά RTUs εξάγουν μετρήσεις με καθυστέρηση δευτερολέπτων. Επίσης, είναι σημαντικό το γεγονός ότι οι ληφθείσες μετρήσεις από τα RTUs δεν είναι απόλυτα συγχρονισμένες με τις μετρήσεις από τα PMUs. Παρόλα αυτά, στα πλαίσια αυτής της διπλωματικής εργασίας, οι μετρήσεις αυτές θα θεωρηθούν συγχρονισμένες.

Πάνω σε αυτή την εργαστηριακή διάταξη είναι δυνατόν να προσομοιωθεί οποιοδήποτε ηλεκτρικό σύστημα. Επιπλέον, ένας χρήστης μπορεί μέσω ενός απλού υπολογιστή να παρατηρεί το δίκτυο ως έχει ή να αντλεί μετρήσεις πάνω σε αυτό. Όλα τα παραπάνω υποδηλώνουν την ευρεία εφαρμογή που μπορεί να έχει η συγκεκριμένη διάταξη.

## 6 Περιγραφή των επιμέρους κομματιών της εφαρμογής

Σκοπός αυτού του κεφαλαίου είναι η αναλυτική περιγραφή της εφαρμογής, η οποία εκτελεί τον αλγόριθμο εκτίμησης κατάστασης ενός δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο, και στην συνέχεια προβάλλει στο χρήστη τα αποτελέσματα μέσω ενός γραφικού περιβάλλοντος ανθρώπου-μηχανής (HMI). Για να επιτευχθεί αυτό θα διαχωρίσουμε το συνολικό πρόγραμμα στις επιμέρους διαδικασίες και εφαρμογές που υλοποιήθηκαν ή αξιοποιήθηκαν αντίστοιχα, και κάθε μία θα επεξηγηθεί ξεχωριστά.

Η γενική ιδέα είναι η ανάπτυξη μιας εφαρμογής, η οποία θα χρησιμοποιεί μετρήσεις από PMUs και RTUs, θα εκτελεί τον αλγόριθμο εκτίμησης κατάστασης βασισμένο στη μέθοδο WLS, και ακολούθως να προσφέρει στο χρήστη την δυνατότητα εποπτείας της τρέχουσας κατάστασης του δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Πιο συγκεκριμένα, ο χρήστης θα μπορεί να έχει άμεση πληροφόρηση για το μέτρο και τη γωνία της τάσης σε κάθε ζυγό του συστήματος, αλλά και για την ροή ισχύος στις γραμμές μεταφοράς. Επιπλέον, παρέχεται η δυνατότητα γραφικής αναπαράστασης των φασιθετών τάσης για όλους τους ζυγούς σε πραγματικό χρόνο .

Γενικότερα η εφαρμογή χρησιμοποιεί και τρίτα προγράμματα για να επιτύχει το σκοπό της. Τα προγράμματα αυτά είναι τα εξής:

- Το openPDC για την συγκέντρωση των μετρήσεων από τα PMUs
- Η βάση δεδομένων MongoDB για αποθήκευση και μεταφορά δεδομένων
- Κώδικας σε περιβάλλον MATLAB για τον υπολογισμό της εκτίμησης κατάστασης.

Πέρα από τα προγράμματα αυτά, στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας το ζητούμενο γραφικό περιβάλλον HMI και τα κατάλληλα APIs έχουν υλοποιηθεί σε γλώσσα Python.

### 6.1 Περιγραφή του openPDC

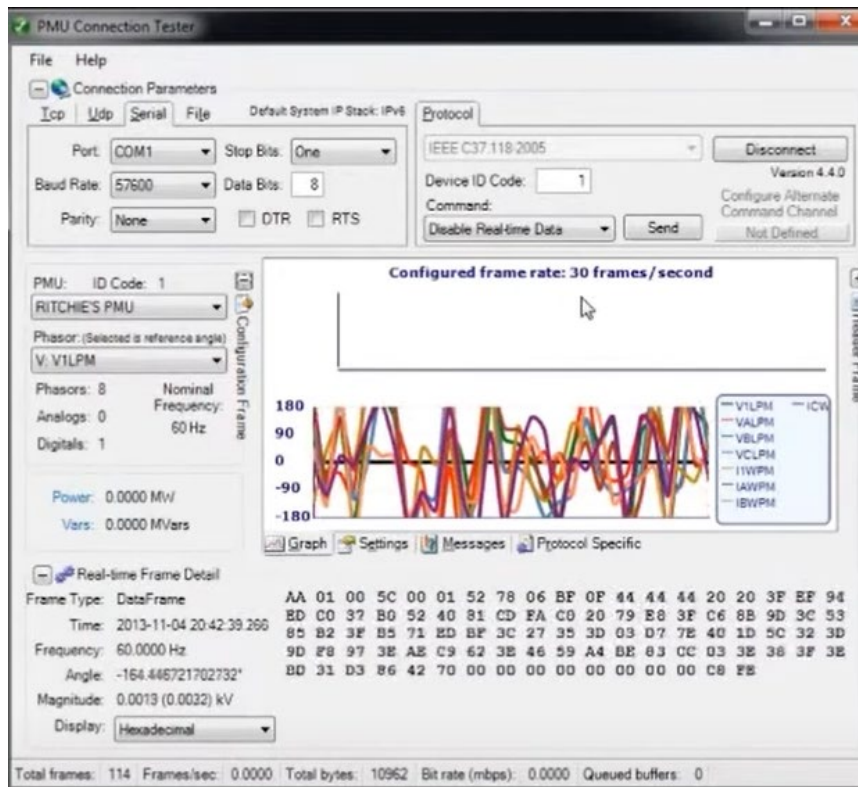
Ένα ιδιαίτερα σημαντικό κομμάτι της εφαρμογής είναι η επικοινωνία του υπολογιστή του χρήστη με τα PMU, καθώς και η συλλογή των μετρήσεων από τις συσκευές. Για αυτήν την λειτουργία είναι αναγκαίος ένας συγκεντρωτής δεδομένων φασιθετών (PDC). Όπως περιγράφεται και στην ενότητα 2.3, το σύστημα PDC λαμβάνει τις μετρήσεις από τα διαθέσιμα PMU, στην συνέχεια τις ταξινομεί με βάση τη χρονική σφραγίδα που επισυνάπτεται από τα PMU και τις προωθεί σε άλλες εφαρμογές που αξιοποιούν δεδομένα φασιθετών. Να σημειωθεί ότι ως PDC μπορεί να επιλεγθεί οποιαδήποτε εφαρμογή είναι ικανή να επικοινωνεί με όλα τα PMU που είναι τοποθετημένα στο δίκτυο ανεξαρτήτως κατασκευαστή, μέσω του προτύπου C37.118, και ταυτόχρονα να επιτελεί τις ανωτέρω λειτουργίες. Στο Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας της σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου είναι εγκατεστημένες τρεις μονάδες PMU, οι οποίες επικοινωνούν με τον κεντρικό υπολογιστή (PC) μέσω του τοπικού δικτύου (LAN) και υποστηρίζουν το πρωτόκολλο C37.118-2005.

Στο πλαίσιο της αναπτυχθείσας εφαρμογής, το PDC που χρησιμοποιείται είναι ένα λογισμικό ανοιχτού κώδικα της εταιρείας Grid Protection Alliance, και ονομάζεται openPDC. Αποτελεί μια εφαρμογή PDC σχεδιασμένη να λαμβάνει και να αποθηκεύει σε βάση δεδομένων μετρήσεις από μονάδες PMUs σε πραγματικό χρόνο.

Το openPDC είναι ένα πρόγραμμα το οποίο έχει πολλές δυνατότητες. Η βασική του λειτουργία βέβαια είναι να μπορεί να συγκεντρώνει τα δεδομένα από τα PMUs. Πιο συγκεκριμένα, μπορεί αντλήσει μετρήσεις με τα ακόλουθα πρωτόκολλα:

- IEEE C37.118-2005
- IEEE C37.118.2-2011
- IEEE 1344-1995
- BPA PDC streams
- IEC 61850-90-5
- UTK FNET
- SEL Fast Message
- Macrodyne
- Streaming Telemetry Transport Protocol
- Gateway Exchange Protocol (GEP)
- Modbus Poller
- DNP3

Να σημειωθεί ότι για κάθε ενεργή σύνδεση με οποιαδήποτε συσκευή PMU το openPDC έχει την δυνατότητα να ελέγξει την κατάσταση και την ποιότητα της σύνδεσης μεταξύ openPDC και PMU με την βοήθεια του υποπρογράμματος Connection Tester (Σχήμα 6.1). Το υποπρόγραμμα αυτό αναλύει σε πραγματικό χρόνο τα bits που λαμβάνει από το αντίστοιχο PMU, και επιτρέπει την ανίχνευση σφαλμάτων επικοινωνίας. Επομένως, το openPDC προσφέρει στο χρήστη πληθώρα επιλογών επικοινωνίας με τα διάφορα PMUs που υπάρχουν στην αγορά αλλά και εύκολη επιτήρηση της σύνδεσης με τις συσκευές.

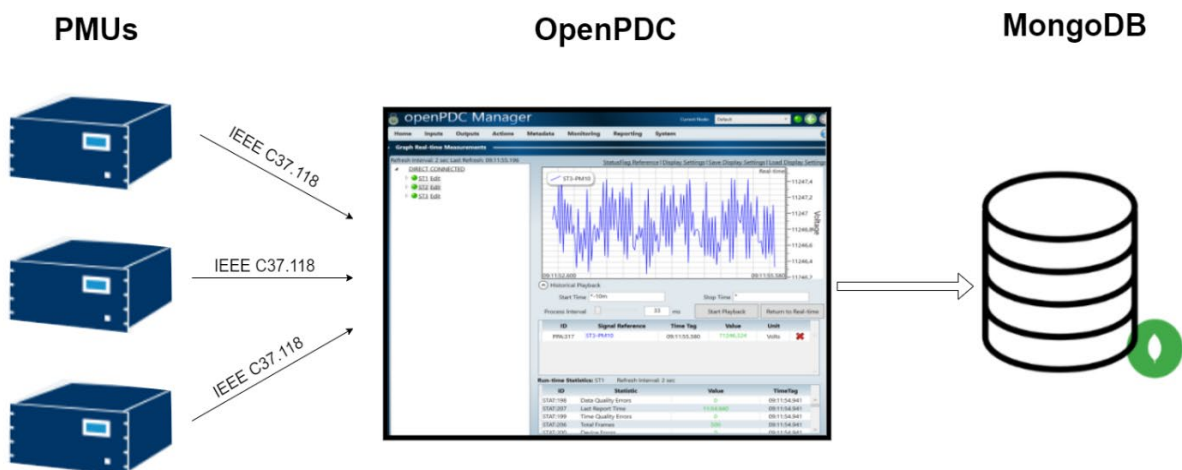


Σχήμα 6.1: Connection Tester της εφαρμογής openPDC

Μετά την επιτυχή σύνδεση του openPDC με τα διαθέσιμα PMUs, το πρόγραμμα παρέχει την δυνατότητα στο χρήστη να παρακολουθεί αυτούσια τα δεδομένα τους σε πραγματικό χρόνο, μέσω γραφικής παράστασης. Για την ανάπτυξη της δικής μας εφαρμογής, η σημαντικότερη λειτουργία του openPDC είναι η αρχειοθέτηση των μετρήσεων σε βάση δεδομένων. Δηλαδή, το openPDC συγχρονίζει τις μετρήσεις από όλα τα PMUs, τις ενθυλακώνει σε «πακέτα» και τις αποστέλλει στην επόμενη βαθμίδα που έχει επιλεγεί να είναι μία βάση δεδομένων. Τέλος, το openPDC δύναται, εκτός από το να εξάγει συγχρονισμένες μετρήσεις, ταυτόχρονα να υπολογίζει διάφορα στατιστικά χαρακτηριστικά των λαμβανόμενων μετρήσεων. Πιο αναλυτικά, το openPDC μπορεί να εξάγει τις μετρήσεις από τα PMU με τους ακόλουθους τρόπους:

- **ADO:** Αποθηκεύει τις μετρήσεις σε μία ADO πηγή δεδομένων.
- **Archivist:** Αποθηκεύει τις μετρήσεις σε ένα archivist/openArchiveMediator στιγμιότυπο
- **CSV Export:** Αποθηκεύει τις μετρήσεις σε ένα ανακυκλώσιμο CSV αρχείο.
- **CSV:** Αποθηκεύει απλά τις μετρήσεις σε ένα CSV αρχείο.
- **eDNA:** Αποθηκεύει τις μετρήσεις σε ένα eDNA server.
- **FileBlockWriter:** Λαμβάνει ένα προσωρινό μπλοκ μετρήσεων και τις γράφει σε ένα αρχείο.
- **InfluxDB:** Στέλνει τις μετρήσεις σε ένα influxDB εξυπηρετητή.
- **Kafka Producer:** Στέλνει τις μετρήσεις ως kafka παραγωγός.
- **MongoDB:** Αποθηκεύει τις μετρήσεις σε μια Mongo βάση δεδομένων.
- **MySQL:** Αποθηκεύει τις μετρήσεις MySQL βάση δεδομένων.

Στην περίπτωση μας, συνδέουμε το openPDC με τις συσκευές PMUs και στην συνέχεια το ρυθμίζουμε να αποθηκεύει τις μετρήσεις στην MongoDB. Όπως θα δούμε και στην συνέχεια η mongoDB είναι μια μη σχεσιακή βάση δεδομένων, κάτι που την καθιστά αρκετά γρήγορη για τις ανάγκες της εφαρμογής μας. Η mongoDB, επίσης παρέχει και την υπηρεσία «Change Streams» η οποία αναλύεται στην συνέχεια. Στο Σχήμα 6.2 φαίνεται το σχηματικό διάγραμμά που περιγράφει πως χρησιμοποιείται το openPDC μέσα στην εφαρμογή.



Σχήμα 6.2: Διάγραμμα λειτουργίας του openPDC στην εφαρμογή

## 6.2 Περιγραφή βάσης Δεδομένων (MongoDB)

Για την υλοποίηση της παρούσας εφαρμογής χρειάζεται να υπάρχει ένα μέρος αποθήκευσης των αποτελεσμάτων. Γενικότερά η αποθήκευση των αποτελεσμάτων σε μια βάση δεδομένων προσφέρει την δυνατότητα στο χρήστη να έχει πρόσβαση σε ιστορικά δεδομένα, ενώ ταυτόχρονα μπορεί να πραγματοποιεί ανάλυση του δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Την λειτουργία αυτή την αναλαμβάνει η mongoDB [51].

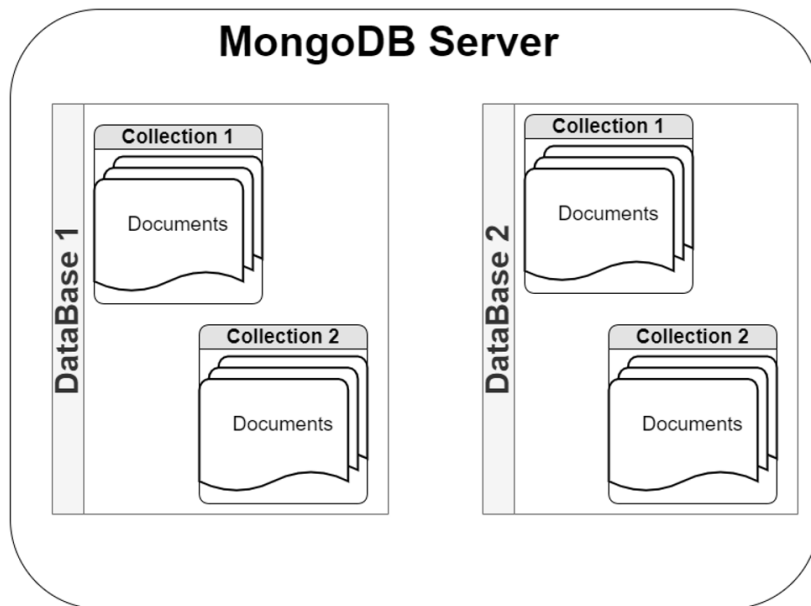
Η mongoDB είναι μία από τις δημοφιλέστερες NoSQL βάσεις δεδομένων. Είναι μια ανοιχτού κώδικα βάση που αποθηκεύει την πληροφορία ως αρχείο. Με τον όρο NoSQL περιγράφεται μία βάση μη σχεσιακή, δηλαδή η MongoDB είναι μια βάση που δεν έχει σχεσιακό διάγραμμα, αλλά παρέχει άλλο μηχανισμό για αποθήκευση και ανάκτηση δεδομένων. Η διαμόρφωση των δεδομένων που αποθηκεύονται είναι BSON αρχεία. Ένα BSON (Binary Javascript Object Notation) αρχείο είναι ένα δυαδικά κωδικοποιημένο Javascript Object Notation (JSON). Το JSON είναι ένα κειμενικό αντικείμενο ευρέως διαδομένο για μεταφορά και αποθήκευση δεδομένων. Τα JSON αρχεία είναι πιο ευανάγνωστα από τον άνθρωπο, αλλά σε σχέση με τα BSON υποστηρίζουν λιγότερες δομές δεδομένων. Τα BSON κωδικοποιούν τον τύπο και το μέγεθος της πληροφορίας με αποτέλεσμα να διευκολύνουν την διατήρησή τους από τον υπολογιστή. Στον παρακάτω Πίνακα φαίνονται ένα JSON αρχείο και η αντίστοιχη πληροφορία σε BSON αρχείο [52].

**Πίνακας 6.1:** Αντιστοίχιση ενός αρχείου JSON σε ένα BSON

JSON	BSON
<code>{"hello": "world"}</code>	<code>\x16\x00\x00\x00</code> // total document size <code>\x02</code> // 0x02 = type String <code>hello\x00</code> // field name <code>\x06\x00\x00\x00world\x00</code> // field value <code>\x00</code> // 0x00 = type EOO ('end of object')

### 6.3 Περιγραφή Δομής της Βάσης MongoDB

Η δομή της MongoDB περιγράφεται σύμφωνα με το Σχήμα 6.3 ως εξής : Αρχικά υπάρχει ο εξυπηρετητής της MongoDB. Κάθε εξυπηρετητής είναι ικανός να περιέχει διαφορετικές βάσεις. Η κάθε βάση αποτελείται από τουλάχιστον ένα Collection (Συλλογή), ενώ κάθε collection εμπεριέχει τα αρχεία που αποθηκεύονται με τον τρόπο που περιεγράφηκε προηγουμένως. Να σημειωθεί επιπλέον ότι τα αρχεία σε κάθε collection δεν είναι υποχρεωτικό να έχουν την ίδια δομή. Θα είναι προφανώς το καθένα ένα BSON αρχείο, αλλά μπορούν να περιγράφουν τελείως διαφορετικά πράγματα. Με αυτόν τον τρόπο η MongoDB παρέχει πολύ μεγάλη ευελιξία [52].



**Σχήμα 6.3:** Αρχιτεκτονική διάταξη της MongoDB.

Οι σχεσιακές βάσεις δεδομένων περιγράφονται από λογικά διαγράμματα που δείχνουν τα δεδομένα σε πίνακες και τις σχέσεις μεταξύ αυτών, ενώ η MongoDB αποθηκεύει τις πληροφορίες σε μορφή αρχείων όπως περιγράφεται παραπάνω χωρίς να χρειάζεται να έχει λογικό διάγραμμα. Το πρόβλημα δημιουργείται όταν έχουμε να κάνουμε με περίπλοκες δοσοληψίες με την βάση δεδομένων, διότι η MongoDB δεν μας δίνει αυτή την επιλογή. Παρόλα αυτά η MongoDB παρέχει μεγαλύτερη ευελιξία



στην εισχώρηση διαφορετικών ειδών τιμών-αρχείων, και μπορεί επιπλέον να κλιμακωθεί οριζόντια.

Όσο εξελίσσεται η τεχνολογία, οι εφαρμογές αποθηκεύουν και αναζητούν δεδομένα όλο και περισσότερο και επιθυμούν να ενημερώνονται όλο και πιο γρήγορα. Το αποτέλεσμα αυτής της εξέλιξης είναι ότι οι αναζητήσεις πληροφοριών σε βάσεις δεδομένων αυξάνονται αντιστρόφως ανάλογα με τον όγκο δεδομένων που αυτές καλούνται να διαχειριστούν. Υπάρχουν διάφοροι τρόποι για να μπορέσει κανείς να διορθώσει αυτό το κόστος της καθυστέρησης κατά την αναζήτηση, όπως για παράδειγμα η δεικτοδότηση.

Μια ακόμη λειτουργία που επιτελεί η MongoDB είναι η παρακολούθηση της ροής των δεδομένων που εισέρχονται ή εξέρχονται από τη βάση. Τη λειτουργία αυτή την ονομάζει «Change Streams». Το «Change Streams» επιτρέπει στις εφαρμογές που χρησιμοποιούν τη MongoDB να έχουν πρόσβαση στα δεδομένα σε πραγματικό χρόνο (Σχήμα 6.4). Πιο συγκεκριμένα, μπορεί μία εφαρμογή να αναγνωρίζει τις αλλαγές στη βάση την ώρα που συμβαίνουν. Με λίγα λόγια, η βάση δεδομένων είναι ικανή να ενημερώνει διάφορες εφαρμογές για τις αλλαγές που γίνονται χωρίς οι εφαρμογές αυτές να πρέπει να κάνουν κάποιο συγκεκριμένο είδος αναζήτησης. Έτσι, η αξιοποίηση του «Change Streams» οδηγεί σε κέρδος πολύτιμου χρόνου που αλλιώς θα αναλωνόταν σε αναζητήσεις. Επίσης, να σημειωθεί ότι η λειτουργία αυτή χρησιμεύει και σε real-time εφαρμογές που θέλουν να έχουν πρόσβαση στα δεδομένα με την ελάχιστη δυνατή καθυστέρηση [52].



Σχήμα 6.4: Σχεδιάγραμμα της λειτουργίας «Change Streams» της MongoDB

#### Χαρακτηριστικά της MongoDB

- **Document Oriented:** Αποθηκεύει την πληροφορία με τον απλούστερο δυνατό τρόπο, χωρίς να χρειάζεται να την χωρίσει σε υποκατηγορίες.
- **Δεικτοδότηση:** Χωρίς την δεικτοδότηση μία βάση θα έπρεπε να ελέγξει κάθε αρχείο για να βρει την πληροφορία που χρειάζεται.
- **Κλιμάκωση:** η MongoDB κλιμακώνεται οριζόντια χρησιμοποιώντας διαφορετικά δεδομένα σε διαφορετικούς εξυπηρετητές.
- **Αντίγραφα και μεγάλη διαθεσιμότητα:** η MongoDB αυξάνει την διαθεσιμότητα των δεδομένων σε διαφορετικούς εξυπηρετητές και, καθώς έχει αντίγραφα, μπορεί εύκολα να ανακάμψει από απώλεια του υλικού που είναι αποθηκευμένο.

- **Aggregation:** Η βάση μπορεί να υλοποιήσει κάποιους υπολογισμούς στα δεδομένα της, όπως για παράδειγμα να βρει ένα μέσο όρο μεταξύ κάποιων τιμών της.
- **Παρακολούθηση ροής δεδομένων σε πραγματικό χρόνο:** Με την λειτουργία αυτή μπορεί μια εφαρμογή να εξοικονομήσει χρόνο αποφεύγοντας να αναζητά πληροφορίες, εφόσον μπορεί να ενημερώνεται αυτόματα.

Η MongoDB προτιμάται έναντι των σχεσιακών βάσεων δεδομένων στα ακόλουθα σενάρια:

- **Μεγάλος Όγκος Δεδομένων:** Για πολύ μεγάλο όγκο δεδομένων η MongoDB μπορεί να διαμοιράσει τα δεδομένα.
- **Ασταθή λογικό διάγραμμα:** Η αλλαγή του σχεσιακού διαγράμματος σε μια σχεσιακή βάση είναι αργή και επίπονη διαδικασία ενώ στην MongoDB δεν χρειάζεται να είναι προκαθορισμένο το τι εισέρχεται στην βάση.
- **Κατανεμημένα δεδομένα:** Από την στιγμή που πολλά αντίγραφα δεδομένων είναι αποθηκευμένα σε διαφορετικούς εξυπηρετητές, η ανάκαμψη δεδομένων είναι σίγουρη.
- **Real-Time εφαρμογές:** Μειωμένη καθυστέρηση λόγω αναζήτησης στη βάση.

Επομένως, η mongoDB αποδεικνύεται ιδανική επιλογή για την εφαρμογή μας, αφενός γιατί είναι ακριβώς η λύση που χρειάζεται μια εφαρμογή πραγματικού χρόνου με μεγάλο όγκο δεδομένων και αφετέρου διότι είναι συμβατή με το openPDC. Επιπλέον, με την υπηρεσία «Change Streams», χρησιμοποιείται και σαν εργαλείο μεταφοράς δεδομένων μεταξύ του openPDC και του MATLAB, για την εκτέλεση του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης.

#### 6.4 Υπολογισμός εκτίμησης κατάστασης σε περιβάλλον MATLAB

Μέχρι τώρα έχει αναλυθεί η επίτευξη της επικοινωνίας του υπολογιστή με τις μονάδες PMUs, δηλαδή η συλλογή των μετρήσεων από το PDC και η τροφοδοσία αυτών στη βάση δεδομένων με ρυθμό 50 σετ μετρήσεων ανά sec. Το επόμενο στάδιο της εφαρμογής περιλαμβάνει την ανάγνωση των μετρήσεων από τον εκτιμητή κατάστασης και την εκτέλεση του αντίστοιχου αλγορίθμου. Απαιτείται, δηλαδή, μία λειτουργία η οποία θα μπορεί να αναγνωρίζει την ενημέρωση της MongoDB με νέο σετ μετρήσεων, και να επιλύει την εκτίμηση κατάστασης για το δίκτυο με ελάχιστη χρονική καθυστέρηση. Το ρόλο αυτό διαδραματίζει ένα πρόγραμμα ανεπτυγμένο σε περιβάλλον MATLAB.

Για να εκτελεστεί, επομένως, ο αλγόριθμος της εκτίμησης κατάστασης, αρχικά χρειάζεται να γίνει μοντελοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου υπό εξέταση. Τα χαρακτηριστικά και η τοπολογία του επιθυμητού συστήματος περιέχονται σε ένα αρχείο .m, με μορφή αναγνωρίσιμη από το Matpower Toolbox (mpc) του MATLAB®. Πιο συγκεκριμένα οι τιμές που πρέπει να οριστούν για να μπορεί να εκτελεστεί ο αλγόριθμος της εκτίμησης κατάστασης είναι οι εξής:

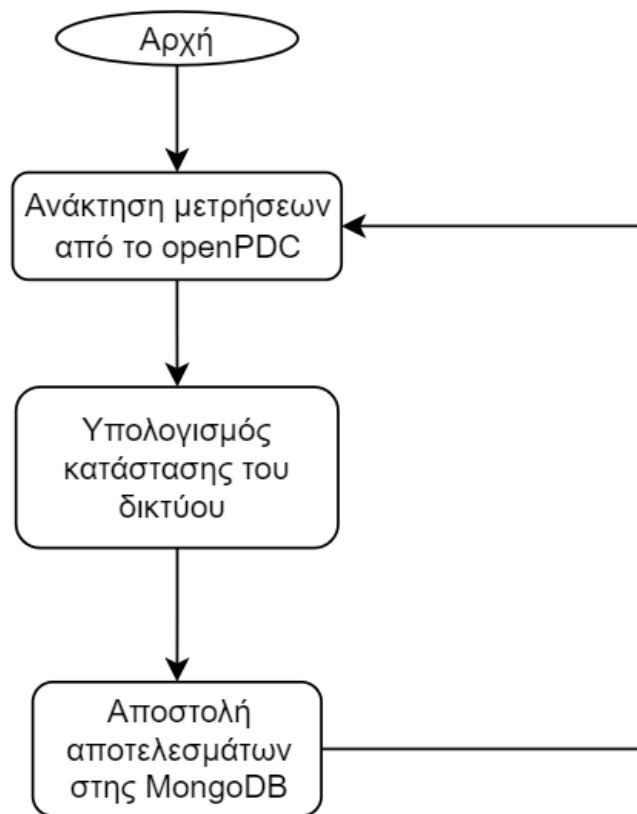
- Ο αριθμός των AC ζυγών του ηλεκτρικού δικτύου.

- Η βάση της ισχύος του ΣΗΕ .
- Τα δεδομένα των ζυγών - αρίθμηση και βασική τάση.
- Τα δεδομένα των γραμμών μεταφοράς AC. Αναλυτικότερα, χρειάζεται να οριστούν για κάθε γραμμή μεταφοράς: ζυγός αναχώρησης, ζυγός άφιξης, η ονομαστική τιμή ισχύος και τάσης της γραμμής, η συχνότητα, το μήκος της γραμμής καθώς και η ωμική αντίσταση, η επαγωγική αντίδραση και η εγκάρσια αγωγιμότητα αυτής. (Στα δεδομένα των γραμμών μεταφοράς AC περιέχονται και τα δεδομένα των μετασχηματιστών).

Όπως είναι αυτονόητο κάθε ηλεκτρικό δίκτυο έχει το δικό του μαθηματικό μοντέλο που το περιγράφει, και επομένως η διαδικασία της μοντελοποίησης του ΣΗΕ είναι απαραίτητη μόνο όταν αλλάζουμε το υπό εξέταση δίκτυο.

Για να τρέξει, λοιπόν, ο κώδικας MATLAB χρειάζεται να τροφοδοτηθεί με τις μετρήσεις που έχει λάβει το openPDC. Το openPDC στέλνει τις συγχρονισμένες μετρήσεις στη βάση δεδομένων MongoDB. Για να λάβει στην συνέχεια το πρόγραμμα που υλοποιεί την εκτίμηση κατάστασης τις μετρήσεις, χρησιμοποιεί την λειτουργία «Change Streams» της mongoDB. Δηλαδή με το κατάλληλο API λαμβάνει αυτόματα το πιο πρόσφατο σετ μετρήσεων, και κατόπιν εκτελεί τον αλγόριθμο εκτίμησης. Αυτό γίνεται με τον server που εξυπηρετεί την βάση. Επομένως, κάθε φορά που λαμβάνει μια τιμή από το openPDC πριν την καταχωρήσει στην βάση την προωθεί στο πρόγραμμα MATLAB όπου και αξιοποιείται από τον εκτιμητή. Με αυτό τον τρόπο αποφεύγεται η κλασική χρονοβόρα διαδικασία ανάκτησης πληροφοριών από μία βάση δεδομένων, στην οποία για να μπορέσει μία εφαρμογή να αντλήσει πληροφορίες χρειάζεται να εκτελέσει ένα ερώτημα (query) με συγκεκριμένες προδιαγραφές για εύρεση των κατάλληλων δεδομένων.

Αφού διαβιβαστούν οι μετρούμενες τιμές στον εκτιμητή, στην συνέχεια εκτελείται ο αλγόριθμος επίλυσης της εκτίμησης κατάστασης σύμφωνα με το κεφάλαιο 4. Στην συνέχεια, έχοντας υπολογίσει τις εκτιμώμενες μεταβλητές κατάστασης (μιγαδικές τάσεις) σε όλους τους ζυγούς αλλά και την ροή ενεργού και άεργου ισχύος στις γραμμές μεταφοράς, αποστέλλονται τα αποτελέσματα πίσω στην βάση δεδομένων. Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται έως ότου η εφαρμογή τερματιστεί από το χρήστη. Δηλαδή το πρόγραμμα MATLAB λαμβάνει τιμές από το openPDC μέσω του εξυπηρετητή της mongoDB, εκτελεί τον αλγόριθμο της εκτίμησης κατάστασης και εισάγει τα αποτελέσματα πίσω στη βάση δεδομένων. Ένα διάγραμμα ροής των παραπάνω διαδικασιών φαίνεται στο Σχήμα 6.5.



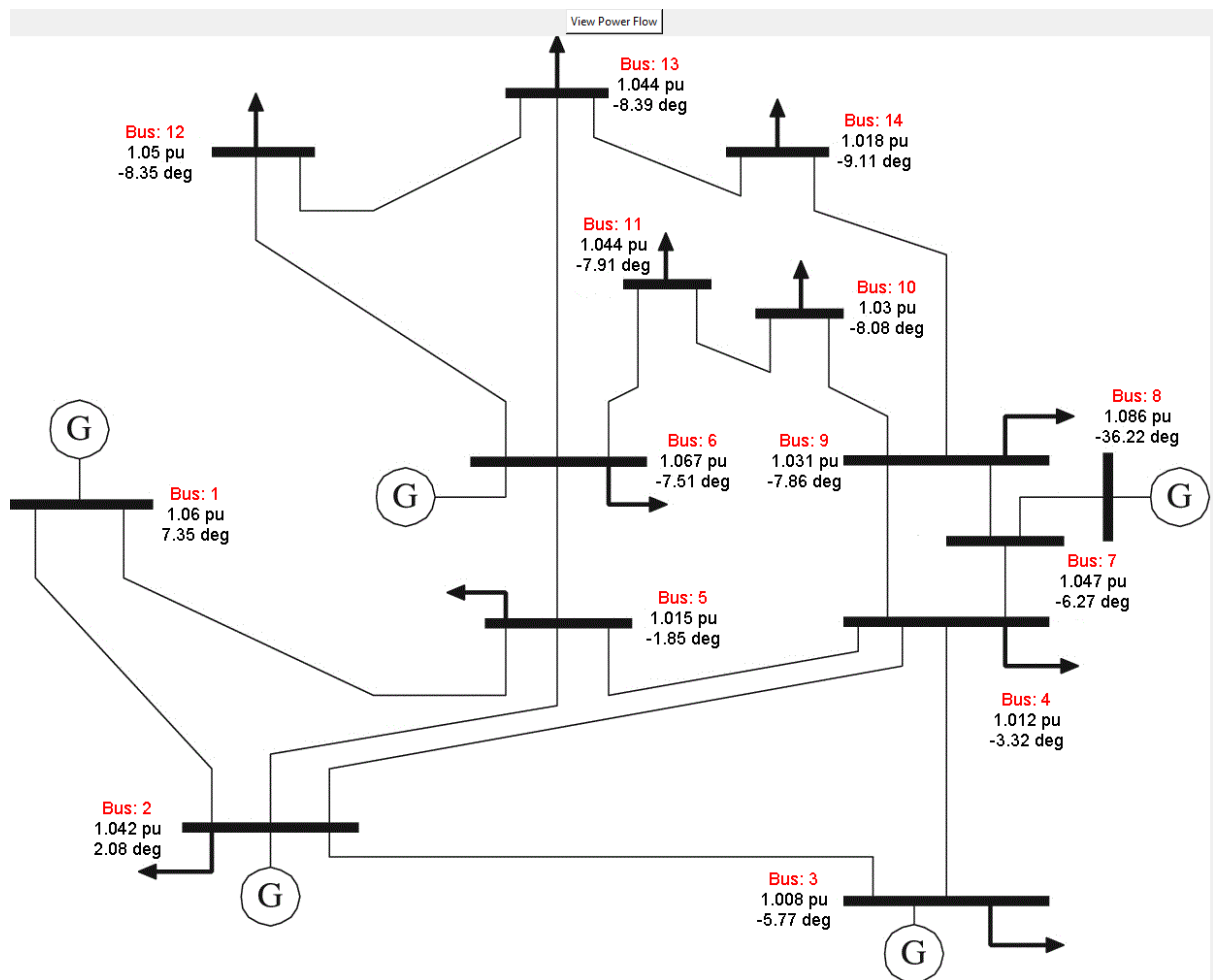
Σχήμα 6.5: Διάγραμμα ροής του κώδικα MATLAB

## 6.5 Γραφικό περιβάλλον χρήστη (GUI).

Ο σχεδιασμός ενός γραφικού περιβάλλοντος είναι πολύ σημαντικός στην ανάπτυξη μίας εφαρμογής. Χρειάζεται για να διευκολύνει την αλληλεπίδραση ανθρώπου και υπολογιστή. Τα κλασικά συστήματα SCADA παρέχουν το αντίστοιχο HMI (Human Machine Interface). Στην εφαρμογή που περιγράφεται ένα γραφικό περιβάλλον είναι απαραίτητο για την οπτικοποίηση των αποτελεσμάτων της εκτίμησης κατάστασης. Θα προσφέρει δηλαδή στο χρήστη την δυνατότητα να παρακολουθεί τις αλλαγές του δικτύου σε πραγματικό χρόνο. Για την ανάπτυξη ενός τέτοιου γραφικού περιβάλλοντος θα χρησιμοποιηθεί η εργαλειοθήκη Tkinter της γλώσσας προγραμματισμού Python.

Το γραφικό περιβάλλον της εφαρμογής επικεντρώνεται σε 2 κύριες λειτουργίες. Η μία από αυτές είναι η ανάπτυξη μιας δυναμικής εικόνας στην οποία θα μπορεί ο χρήστης να παρατηρεί τις τιμές του μέτρου και της γωνίας των τάσεων των ζυγών αλλά και την ροή ενεργού και άεργου ισχύος των γραμμών μεταφοράς, για το εκάστοτε δίκτυο, σε πραγματικό χρόνο (όσο συχνά εξάγονται αποτελέσματα από τον εκτιμητή). Η άλλη λειτουργία είναι να μπορεί ο χρήστης να βλέπει την εξέλιξη στο χρόνο των μεταβλητών κατάστασης. Η λειτουργία αυτή ουσιαστικά θα πραγματοποιεί μια real-time γραφική παράσταση των μιγαδικών τάσεων συναρτήσεως του χρόνου. Οι παραπάνω λειτουργίες είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους και παρέχεται η δυνατότητα στο χρήστη να επιβλέπει το δίκτυο σε πραγματικό χρόνο από τη μία ή και τις δύο εφαρμογές ταυτόχρονα.

Με την δημιουργία αυτής της δυναμικής εικόνας του ΣΗΕ είναι εφικτός ο εποπτικός έλεγχος σε σχεδόν πραγματικό χρόνο. Σε κάθε διαφορετικό ηλεκτρικό δίκτυο που θέλει ο χρήστης να εκτελέσει την εφαρμογή, όπως και στο πρόγραμμα της εκτίμησης κατάστασης, χρειάζεται να έχει μία εικόνα του διαγράμματος του δικτύου καθώς και τις θέσεις (σε συντεταγμένες  $x, y$ ) των ζυγών αλλά και των γραμμών μεταφοράς στους οποίους θα προβάλλονται δυναμικά τα δεδομένα. Κατά τη χρήση της εφαρμογής, για την δημιουργία της δυναμικής εικόνας από το GUI, αυτή χρειάζεται να αντλήσει τα αποτελέσματα της εκτίμησης, τα οποία έχουν παραχθεί (όπως περιγράφεται στην ενότητα 6.4) από στο κώδικα MATLAB. Δεδομένου ότι τα αποτελέσματα αυτά τοποθετούνται στην βάση δεδομένων, για τη δημιουργία ενός νέου στιγμιότυπου το πρόγραμμα αναζητά στη βάση δεδομένων τα πιο πρόσφατα αποτελέσματα. Υπάρχει, δηλαδή, το ενδεχόμενο το πρόγραμμα που φτιάχνει την εικόνα, να απορρίψει μια σειρά αποτελεσμάτων που δεν έχουν προβληθεί στο χρήστη, για να προβάλει τα πιο πρόσφατα δεδομένα. Στο Σχήμα 6.6 φαίνεται ένα στιγμιότυπο τις εφαρμογής.



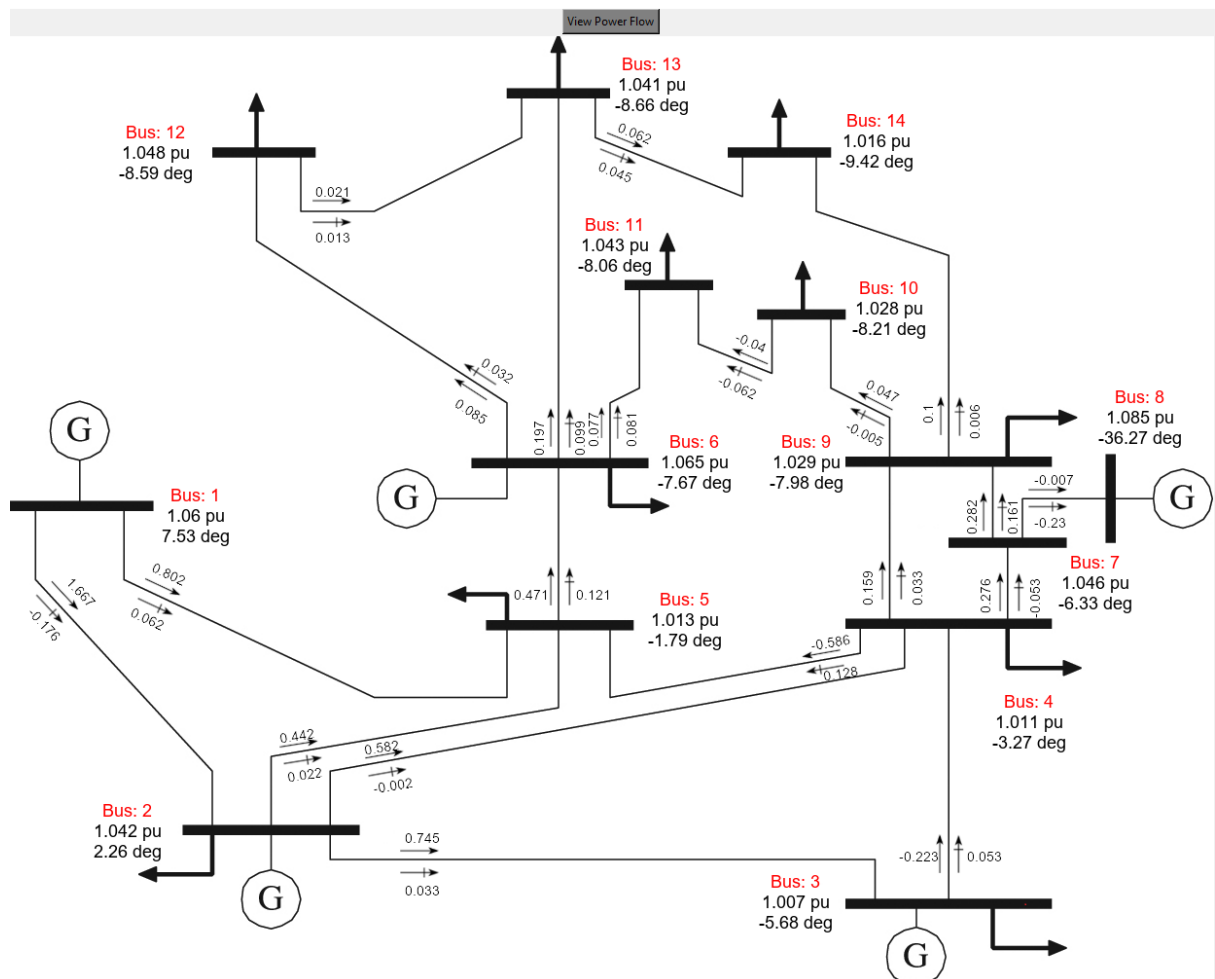
Σχήμα 6.6: Διεπαφή της εφαρμογής για την παρακολούθηση των φασιθετών τάσης

Εκτός από τους φασιθέτες των τάσεων, ο χρήστης έχει την δυνατότητα να επιλέξει να βλέπει ταυτόχρονα και τη ροή ισχύος στις γραμμές μεταφοράς. Για την δημιουργία της προβαλλόμενης εικόνας η διαδικασία είναι η εξής:

1. Αρχικά εκτελείται ένα ερώτημα (query) στην βάση δεδομένων στο collection στο οποίο αποθηκεύει ο κώδικας MATLAB το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης, αναζητώντας την πιο πρόσφατη καταχώρηση.
2. Στην συνέχεια, με την κατάλληλη βιβλιοθήκη της rython τροποποιείται η στατική εικόνα του ΣΗΕ, και δημιουργείται μία νέα που περιέχει τα αποτελέσματα του εκτιμητή.
3. Τελικά, ανανεώνεται η εικόνα που υπάρχει στο ανοιχτό παράθυρο παρέχοντας στο χρήστη την οπτικοποίηση του ΣΗΕ.

Τα βήματα αυτά επαναλαμβάνονται όσο το παράθυρο της εφαρμογής είναι ανοιχτό.

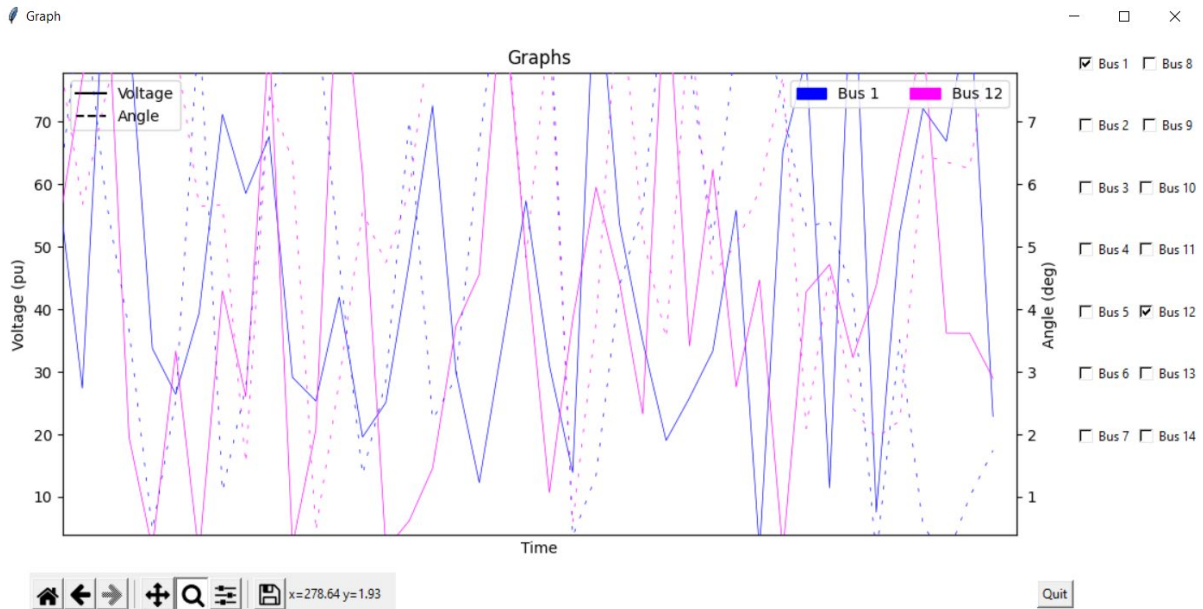
Στο Σχήμα 6.7 φαίνεται ένα στιγμιότυπο της οθόνης, στο οποίο ο χρήστης μπορεί να δει ταυτόχρονα την τάση και τη γωνία στους ζυγούς αλλά και τη ροή της ισχύος στις γραμμές μεταφοράς.



**Σχήμα 6.7:** Διεπαφή της εφαρμογής για την παρακολούθηση των φασιθετών τάσης και της ροής ισχύος.

Μία επιπλέον δυνατότητα του παραθύρου αυτού είναι ότι όταν κάποιο από τα αναπαριστώμενα μεγέθη ξεπεράσει κάποια όρια, που είναι ορισμένα στον κώδικα, αλλάζουν τα χρώματα των χαρακτήρων επιτρέποντας στο παρατηρητή να διακρίνει εύκολα τυχόν διαταραχές στο δίκτυο.

Η δεύτερη λειτουργία που παρέχει το γραφικό περιβάλλον στο χρήστη είναι η δημιουργία μιας γραφικής παράστασης που δείχνει την μεταβολή του μέτρου και της γωνίας της τάσης των ζυγών σε πραγματικό χρόνο. Με τη λειτουργία αυτή ο χρήστης έχει την δυνατότητα να επιλέγει ένα ή περισσότερους ζυγούς, των οποίων οι τιμές θα προβάλλονται σε μία γραφική παράσταση. Στην ακόλουθη εικόνα (Σχήμα 6.8) φαίνεται ένα χαρακτηριστικό στιγμιότυπο της λειτουργίας αυτής.



**Σχήμα 6.8:** Διεπαφή εφαρμογής για την παρακολούθηση της μεταβολής των φασιθετών συναρτήσεων του χρόνου.

Εκτός από ένα παράθυρο με μία ή περισσότερες γραφικές, υπάρχει και δυνατότητα να δημιουργηθούν περισσότερα παράθυρα, τα οποία θα λειτουργούν ανεξάρτητα. Έτσι, αν είναι επιθυμητό, μπορούν να δημιουργηθούν πολλές γραφικές παραστάσεις ανεξάρτητες μεταξύ τους.

Για να δημιουργηθεί, λοιπόν, η γραφική παράσταση, καθοριστικό ρόλο διαδραματίζει η mongoDB, αφού εκεί βρίσκονται όλα τα αποτελέσματα που εξάγονται από τον εκτιμητή. Για την οπτικοποίηση των αποτελεσμάτων, ο κώδικας που ευθύνεται για τις γραφικές παραστάσεις, αντλεί συνεχώς δεδομένα από το collection που αποθηκεύονται τα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης και τα προβάλλει συναρτήσε του χρόνου. Καθώς αυτό γίνεται επαναληπτικά η γραφική παράσταση φαίνεται να εξελίσσεται στο χρόνο.

Με αυτές τις δύο βασικές λειτουργίες, από το γραφικό περιβάλλον χρήστη (GUI), είναι εφικτή η οπτικοποίηση του συστήματος σε πραγματικό χρόνο.

## 6.6 Σύνθεση της συνολικής εφαρμογής.

Μέχρι στιγμής έχουν αναλυθεί όλα τα επιμέρους κομμάτια (components) της εφαρμογής χωρίς να είναι άρρηκτα συνδεδεμένα. Έχει επεξηγηθεί ο τρόπος

επικοινωνίας ανάμεσα σε κάθε αυτόνομο κομμάτι, αλλά παρόλα αυτά δεν υπάρχει ένας κεντρικός αλγόριθμος που να τα συντονίζει όλα μαζί. Το ρόλο αυτό θα λάβει ένας επιπλέον κώδικας ο οποίος θα είναι υπεύθυνος για την εκτέλεση της εφαρμογής.

Όσον αφορά το openPDC, είναι μία εφαρμογή η οποία λειτουργεί ανεξάρτητα από τις υπόλοιπες διαδικασίες, οπότε στη χρήση της εφαρμογής αρκεί να τρέχει παράλληλα με αυτές. Αφενός ο χρήστης χρειάζεται να έχει ρυθμίσει εκ των προτέρων την εφαρμογή για να μπορεί να λαμβάνει μετρήσεις από τις μονάδες PMUs και ταυτόχρονα να μπορεί να τις αποστέλλει στο κατάλληλο collection της βάσης δεδομένων. Αντίστοιχα, για την βάση δεδομένων, αρκεί απλά να είναι εγκατεστημένη στον τοπικό υπολογιστή και ο εξυπηρετητής της να είναι ενεργός. Συνεπώς το openPDC και η βάση δεδομένων είναι κομμάτια της εφαρμογής αλλά δεν χρειάζονται κάποια επιπλέον ρύθμιση για να μπορέσει τελικά να εκτελεστεί η εφαρμογή.

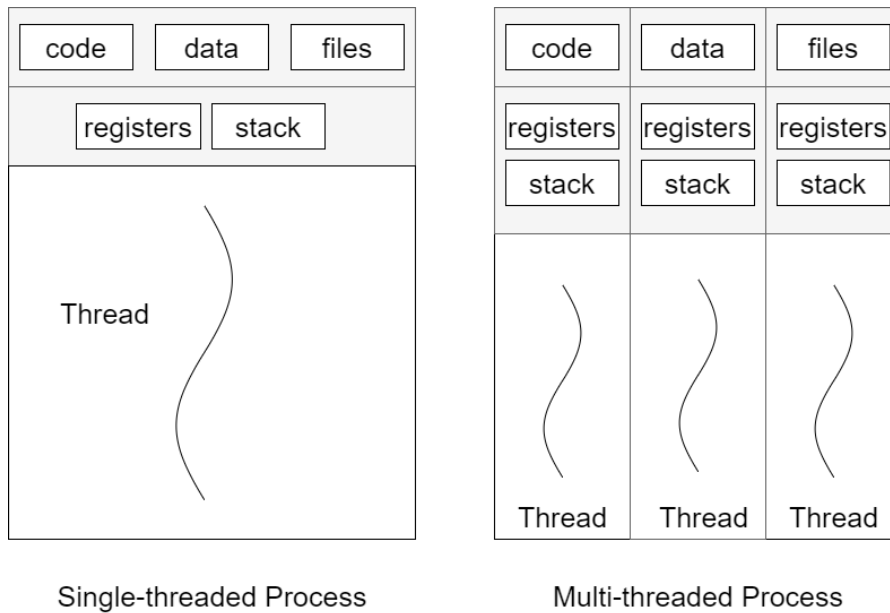
Αυτό που χρειάζεται, είναι η διαχείριση του αλγορίθμου της εκτίμησης κατάστασης που είναι υλοποιημένος σε περιβάλλον MATLAB και του γραφικού περιβάλλοντος που είναι υλοποιημένο σε python. Την λειτουργία αυτή την έχει αναλάβει ένα πρόγραμμα Python. Το πρόγραμμα αυτό ευθύνεται για τις παρακάτω λειτουργίες:

- Εκκίνηση του MATLAB μέσω του MATLAB engine API, το οποίο παρέχει την δυνατότητα εκτέλεσης προγραμμάτων MATLAB από διαφορετικό περιβάλλον (πχ Python).
- Σύνδεση στην βάση δεδομένων MongoDB (στην κατάλληλη διεύθυνση IP και port).
- Διαχείριση της βάσης δεδομένων (διαγράφει τις ανεπιθύμητες τιμές).
- Εκτέλεση του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης στο περιβάλλον MATLAB.
- Εκτέλεση του προγράμματος για το γραφικό περιβάλλον (GUI).
- Ομαλό τερματισμό της συνολικής εφαρμογής.

Οι δύο πρώτες λειτουργίες πραγματοποιούνται μόνο μία φορά κατά την εκκίνηση της εφαρμογής. Οι επόμενες τρεις λειτουργίες είναι ανεξάρτητες μεταξύ τους, οπότε το πρόγραμμα τις εκτελεί σε διαφορετικά νήματα (threads), ενώ όταν ο χρήστης τερματίζει την εφαρμογή από το γραφικό περιβάλλον, το πρόγραμμα τερματίζει και τις υπόλοιπες.

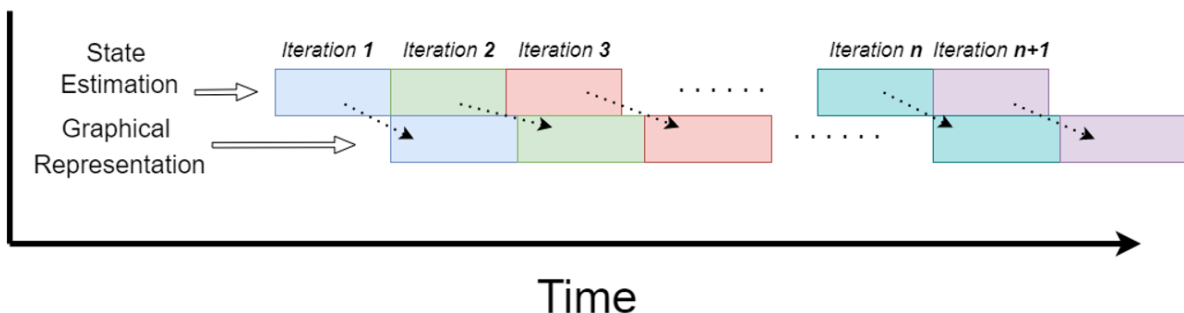
Τεχνικά ένα νήμα (thread) είναι μία σειρά από ανεξάρτητες εντολές προγραμματιστή οι οποίες δρομολογούνται να εκτελεστούν σε συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Ένα thread είναι μια διαδικασία που έχει την δικιά της στοίβα. Σε αντίθεση με ένα process, ένα thread μοιράζεται την μνήμη του με τα άλλα threads που έχουν δημιουργηθεί από την ίδια διαδικασία. Είναι επίσης σημαντικό ότι όλα τα threads «τρέχουν» παράλληλα για τον επεξεργαστή. Ένα σχεδιαστικό παράδειγμα ενός thread φαίνεται στο Σχήμα 6.9.





**Σχήμα 6.9:** Διαφορά μίας single-threaded με μία multi-threaded διεργασία.

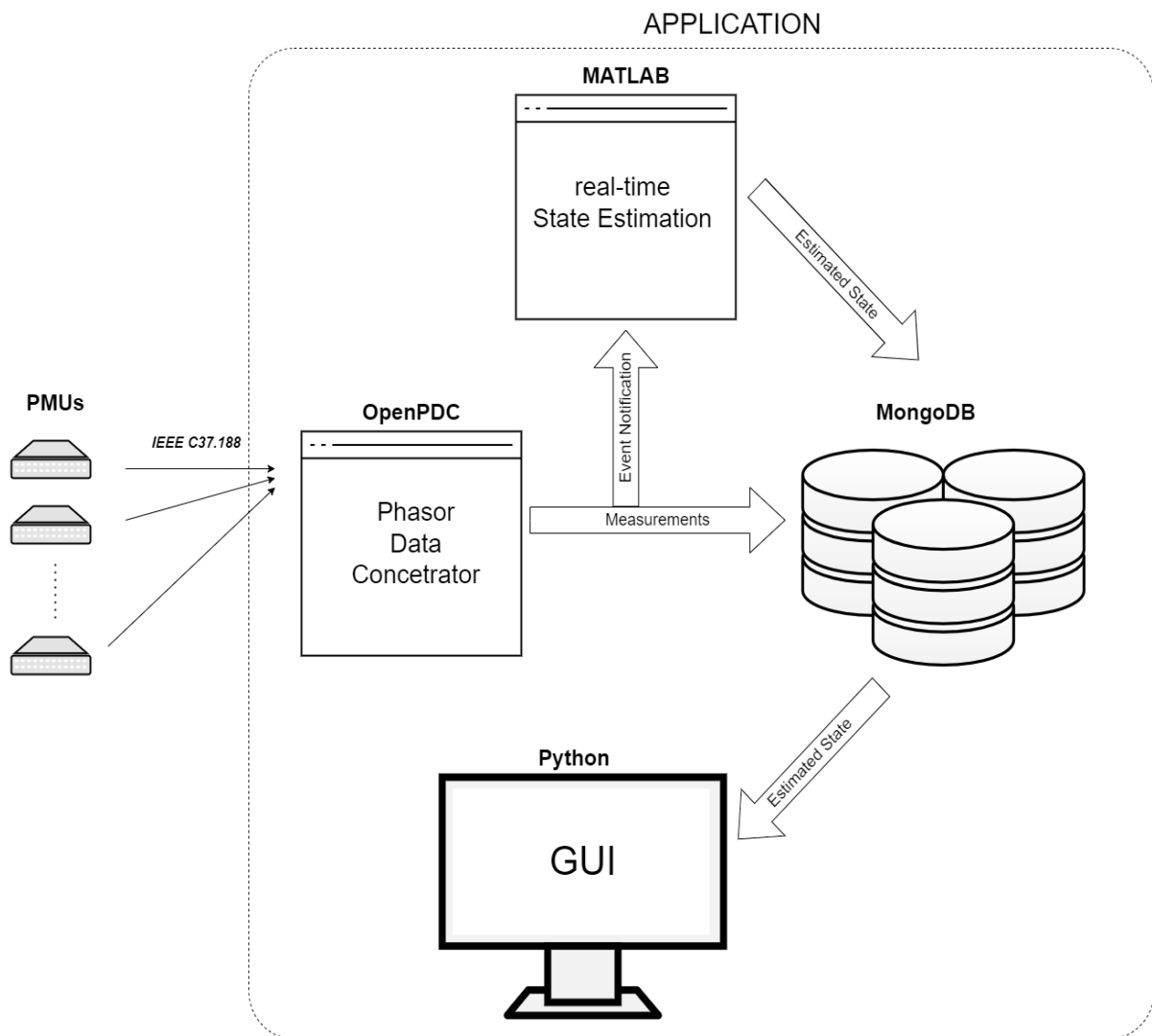
Με την πολύ-νηματική λειτουργία της εφαρμογής εξασφαλίζεται ότι ο κώδικας που υπολογίζει την εκτίμηση κατάστασης τρέχει παράλληλα με τον κώδικα που είναι υπεύθυνος για τις λειτουργίες του γραφικού περιβάλλοντος. Καθώς στο GUI απαιτείται η επεξεργασία εικόνας, μια διαδικασία που χρειάζεται υπολογιστικούς πόρους, η παράλληλη εκτέλεση έχει σαν αποτέλεσμα η εφαρμογή να εμφανίζει αποτελέσματα πολύ πιο γρήγορα σε σχέση με το αν ήταν υλοποιημένη σε ένα μόνο γραμμικό πρόγραμμα. Σε αυτό το σημείο είναι σημαντικό να διατυπωθεί ότι παρόλο που η διαδικασία της εκτίμησης κατάστασης και η δημιουργία εικόνων στην αναπαράσταση του συστήματος είναι δύο λειτουργίες προγραμματιστικά ανεξάρτητες, το ένα γεγονός είναι επαγόμενο του προηγούμενου. Δηλαδή, χρειάζεται πρώτα να γίνει η εκτίμηση κατάστασης του συστήματος και στην συνέχεια μπορούν να αναπαρασταθούν τα αποτελέσματα. Δηλαδή, μέχρι να αναπαρασταθούν οι νέες τιμές στο GUI, ο χρήστης από το γραφικό περιβάλλον θα βλέπει την προηγούμενη εκτιμώμενη κατάσταση του συστήματος.



**Σχήμα 6.10:** Διάγραμμα pipeline της εκτίμησης κατάστασης και της γραφικής αναπαράστασης των αποτελεσμάτων

Αυτό που φαίνεται και στο Σχήμα 6.10 είναι ότι τελικά παρόλο που προγραμματιστικά οι κώδικες τρέχουν παράλληλα (δηλαδή ανεξάρτητα), ο χρόνος που

χρειάζεται για να παραχθεί ένα αποτέλεσμα, από την στιγμή που έγινε η μέτρηση μέχρι και την εικονική απεικόνιση του συστήματος, είναι τουλάχιστον ίσος με το άθροισμα των χρόνων των δυο ξεχωριστών λειτουργιών (σαν να τρέχει το πρόγραμμα σειριακά). Ο λόγος όμως που προτιμάται αυτή η μέθοδος υλοποίησης της εφαρμογής, δηλαδή η χρήση πολλαπλών threads, είναι ότι με αυτό τον τρόπο είναι δυνατή η αναπαράσταση περισσότερων αποτελεσμάτων. Αυτό είναι επιθυμητό διότι η εφαρμογή απευθύνεται στα μάτια του χρήστη και όχι για κάποιο αυτοματοποιημένο σύστημα το οποίο χρειάζεται να ανταποκρίνεται όσο το δυνατόν ταχύτερα. Με αυτό τον τρόπο η εφαρμογή προσφέρει περισσότερα αποτελέσματα «πληρώνοντας» μια επιπλέον μικρή χρονική ολίσθηση (skew) σε αυτά.



**Σχήμα 6.11:** Συνολικό σχεδιάγραμμα εφαρμογής

Στο Σχήμα 6.11 φαίνεται πως συνδέονται τα επιμέρους κομμάτια της εφαρμογής που την αποτελούν.

Εν κατακλείδι, το openPDC είναι η διεπαφή της εφαρμογής για την επικοινωνία της με το υλικό (PMUs), ο κώδικας στο περιβάλλον MATLAB αποτελεί μια εφαρμογή πραγματικού χρόνου (εκτίμηση κατάστασης πραγματικού χρόνου), η MongoDB

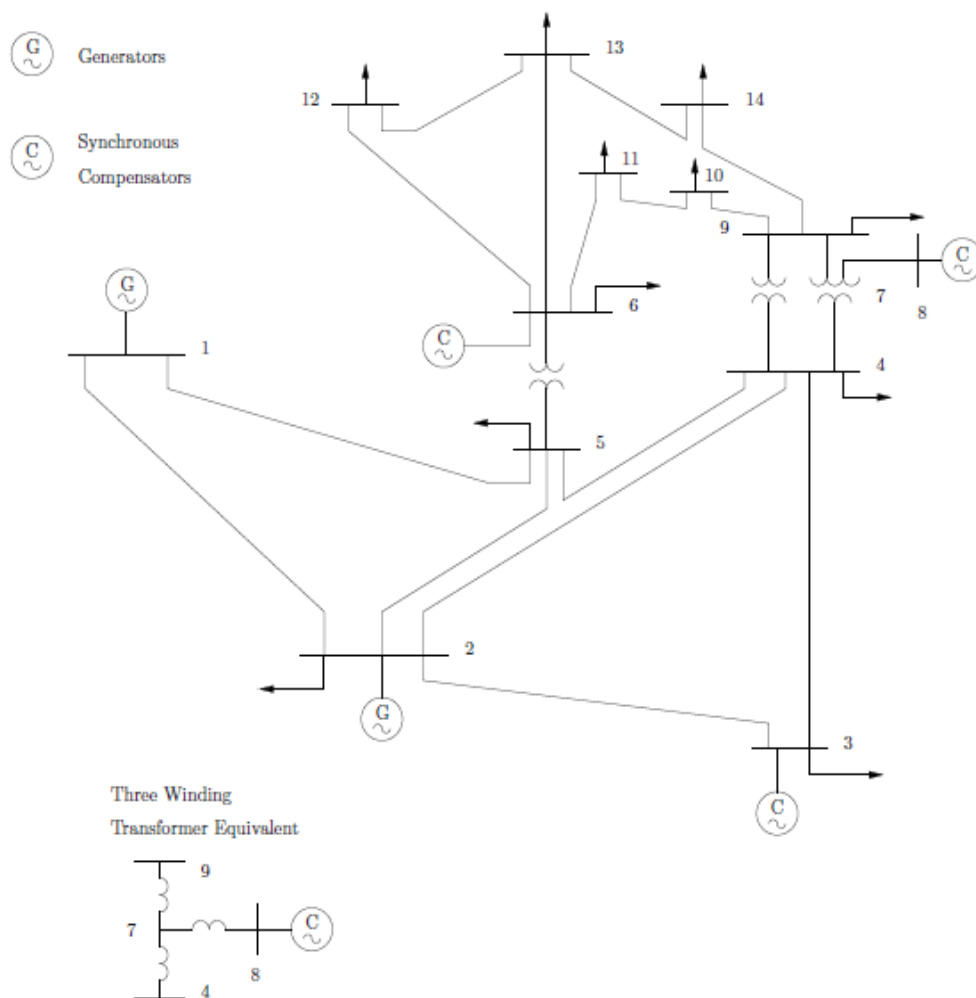
χρησιμοποιείται ως βάση δεδομένων αλλά και σαν δίαυλος μεταφοράς δεδομένων και τέλος στο γραφικό περιβάλλον χρήστη (GUI), εξάγονται τα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης για την παρατήρηση του δικτύου από το χρήστη.

## 7 Αποτελέσματα

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα τις εφαρμογής που δημιουργήθηκε στα πλαίσια της διπλωματικής εργασίας. Η εφαρμογή θα δοκιμαστεί στο εργαστήριο ενέργειας της Σχολής Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο χρησιμοποιώντας τις διατάξεις του 5ου κεφαλαίου.

### 7.1 Δίκτυο προσομοίωσης

Προαπαιτούμενο για να εκτελεστεί η εφαρμογή είναι ένα ηλεκτρικό δίκτυο. Για τη δοκιμή της εφαρμογής, επιλέχθηκε το δίκτυο δεκατεσσάρων ζυγών από το Ινστιτούτο Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (IEEE), που περιλαμβάνει 11 φορτία και 5 γεννήτριες, οι οποίες είναι τοποθετημένες στους ζυγούς 1, 2, 3, 6 και 8. Το δίκτυο αυτό φαίνεται στο Σχήμα 7.1, όπου διακρίνεται επίσης και το ισοδύναμο κύκλωμα του μετασχηματιστή τριών τυλιγμάτων ανάμεσα στους ζυγούς 4, 8 και 9.

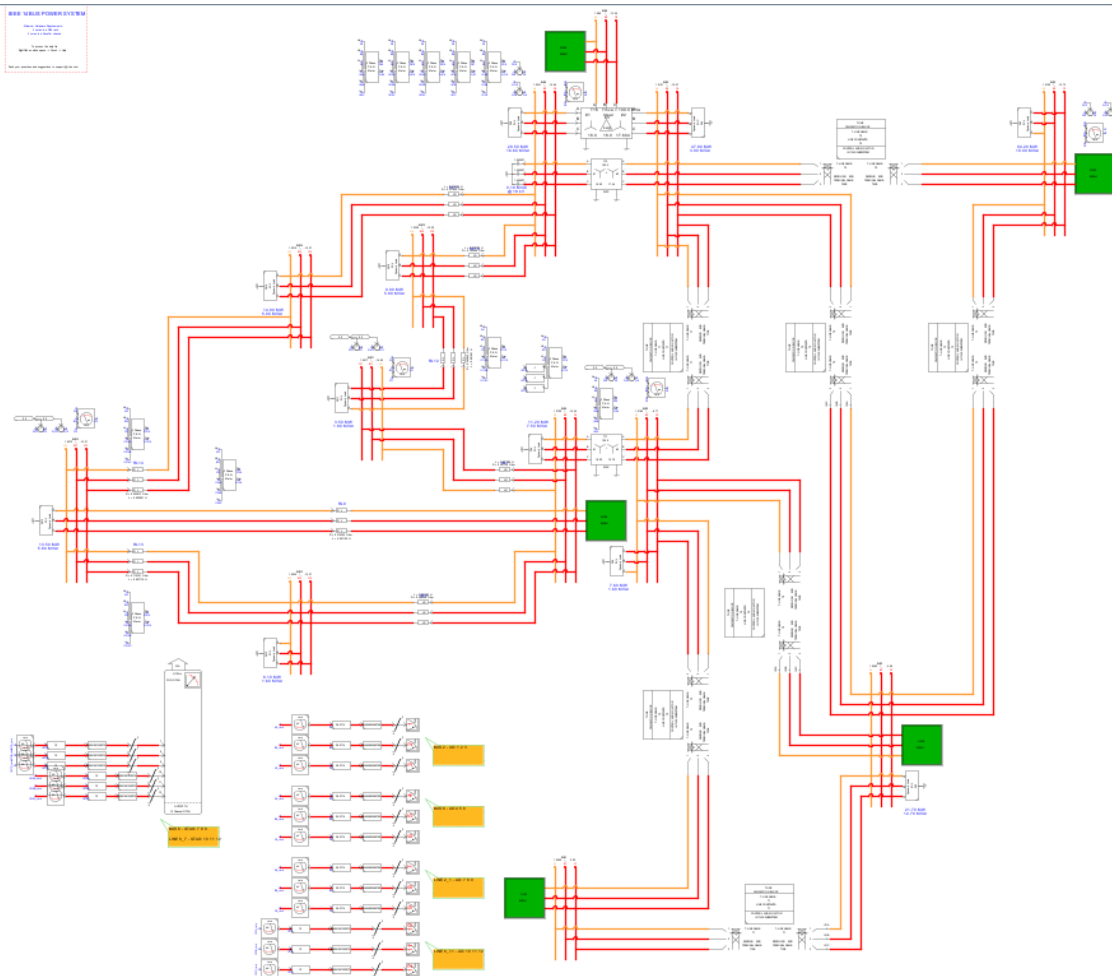


Σχήμα 7.1: IEEE δίκτυο 14 ζυγών.

Για να εκτελεστεί η εφαρμογή σε αυτό το δίκτυο χρειάζεται αρχικά να πραγματοποιηθούν οι παρακάτω διαδικασίες:

- Να δημιουργηθεί αρχικά το ηλεκτρικό δίκτυο των δεκατεσσάρων ζυγών στο RSCAD, και να αποσταλεί για προσομοίωση στο RTDS.
- Να τοποθετηθούν τα PMUs στους κατάλληλους ζυγούς του RTDS.
- Να συνδεθούν οι κατάλληλες έξοδοι του RTDS με τη GTNET κάρτα για την λήψη μετρήσεων από τα εικονικά RTUs
- Να ρυθμιστεί το openPDC, έτσι ώστε να λαμβάνει τις μετρήσεις από τα PMUs και να τις καταχωρεί στην βάση δεδομένων MongoDB.
- Να μοντελοποιηθεί το ηλεκτρικό δίκτυο σε περιβάλλον MATLAB.
- Να προσαρμοστεί το γραφικό περιβάλλον (GUI) έτσι ώστε να εξάγει τα αποτελέσματα πάνω στο συγκεκριμένο δίκτυο.

Αρχικά, λοιπόν δημιουργείται το δίκτυο του σχήματος Σχήμα 7.1 στο RSCAD και αφού γίνει επιτυχώς η μεταγλώττιση (compilation) αποστέλλεται στον προσομοιωτή RTDS. Ένα στιγμιότυπο του παραγόμενου κυκλώματος στην εφαρμογή φαίνεται στο Σχήμα 7.2.



Σχήμα 7.2: Υλοποιημένο δικτύου IEEE δεκατεσσάρων ζυγών στο RSCAD

Αφού ελεγχθεί αντίστοιχα από το RSCAD ότι η προσομοίωση δουλεύει επιθυμητά, ακολουθεί η τοποθέτηση των PMUs. Τα SEL-351A PMUs λοιπόν τοποθετούνται, μέσω της GTAO κάρτας, στους ζυγούς 2, 6 και 8. Επειδή όμως η GTAO κάρτα έχει 12 εξόδους δεν επαρκεί για να καλύψει όλα τα PMUs τα οποία χρειάζονται 18 συνολικά σήματα ( $3 \text{ PMUs} \times [3 \text{ φάσεις τάσης} + 3 \text{ φάσεις ρεύματος}] = 18$ ). Γι' αυτό το λόγο τα PMUs λαμβάνουν σήματα απευθείας από το RTDS, καθώς και από τη GTAO κάρτα. Στους ζυγούς που είναι τοποθετημένα τα PMUs, εκτός από τους φασιθέτες των τάσεων υπολογίζονται ταυτόχρονα οι φασιθέτες των ρευμάτων στις γραμμές μεταφοράς 2-1, 6-11, και 8-7. Ουσιαστικά, οι πληροφορίες που λαμβάνονται από τα PMUs είναι οι εξής:

- Οι φασιθέτες τάσεων θετικής ακολουθίας για τους ζυγούς 2, 6 και 8.
- Οι φασιθέτες ρευμάτων θετικής ακολουθίας για τις γραμμές μεταφοράς 2-1, 6-11 και 8-7.
- Οι συχνότητες των ζυγών 2, 6 και 8.

Για να ανακτηθούν οι πληροφορίες αυτές, πρέπει αρχικά να ρυθμιστούν τα PMUs έτσι ώστε ο τοπικός υπολογιστής να μπορεί να συνδεθεί με αυτά. Και στην συνέχεια πρέπει να ρυθμιστεί κατάλληλα το openPDC (που βρίσκεται στον τοπικό υπολογιστή) έτσι ώστε αφού συνδεθεί με αυτά, να αποστέλλει τις μετρήσεις στην βάση δεδομένων.

Επιπλέον, όσον αφορά την διάταξη των δεκατεσσάρων ζυγών, ο αλγόριθμος της εκτίμησης που είναι υλοποιημένος στην εφαρμογή, χρειάζεται να λαμβάνει παραπάνω μετρήσεις πέρα των τριών PMU που έχουν ήδη τοποθετηθεί. Για το λόγο αυτό τοποθετούνται τρία ακόμα εικονικά RTUs στο ηλεκτρικό δίκτυο τα οποία στέλνουν μετρήσεις στην GTNET κάρτα. Με αυτό τον τρόπο ο κώδικας στο MATLAB (της εκτίμησης κατάστασης) θα μπορεί απευθείας να λαμβάνει τις μετρήσεις από τα εικονικά RTUs. Τα σημεία, λοιπόν, που είναι τοποθετημένα τα RTUs, είναι στους ζυγούς 3, 5 και 9. Ουσιαστικά από αυτούς τους ζυγούς οι πληροφορίες που θα αποστέλλονται είναι οι εξής:

- Τα μέτρα των τάσεων στους ζυγούς 3, 5 και 9
- Η έγχυση ενεργού και αέργου ισχύος στους ζυγούς 3, 5 και 9.
- Η ροή ενεργού και αέργου ισχύος σε όλους τους προσκείμενους κλάδους στους ζυγούς 3, 5 και 9.

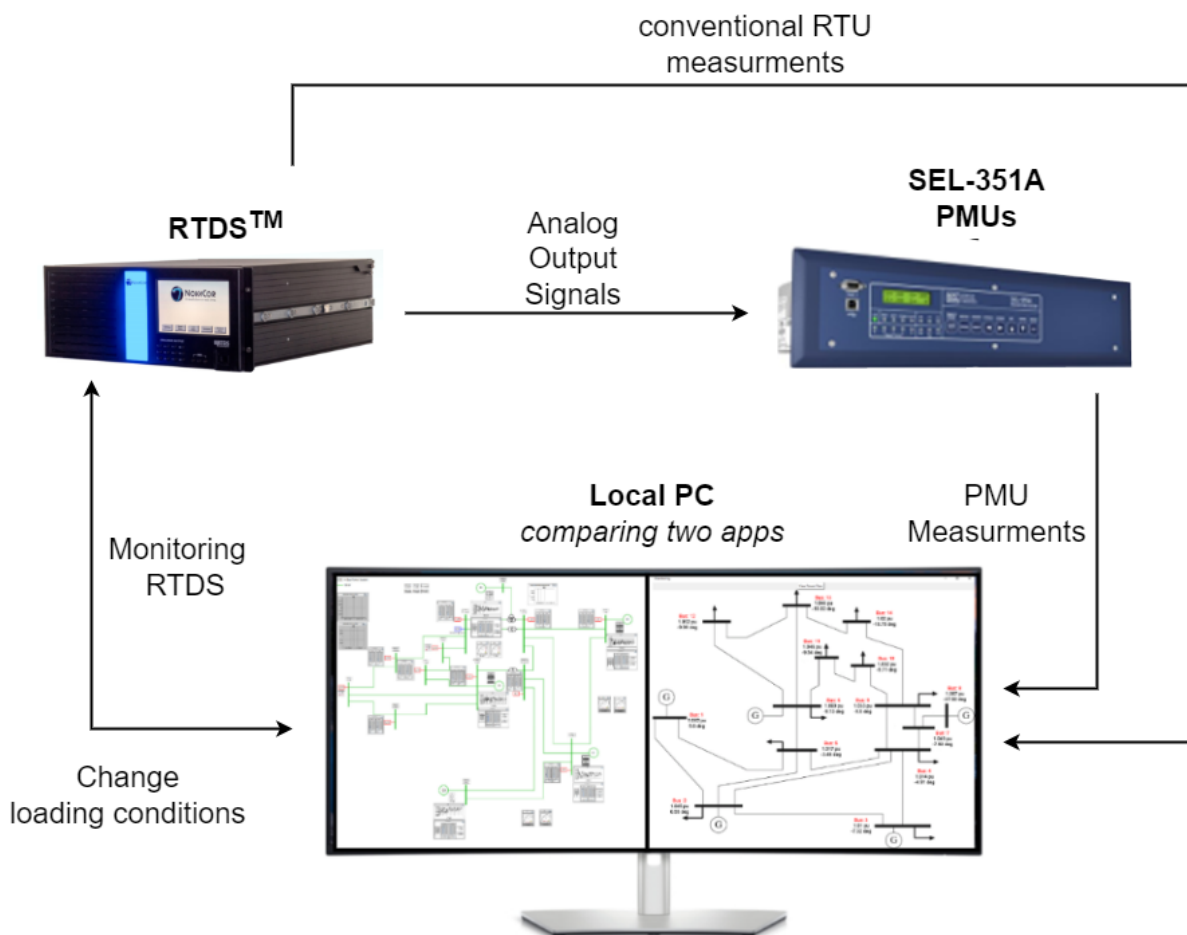
Συνεπώς, ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης, εκτελείται συνδυάζοντας ταυτόχρονα τις πληροφορίες και των PMUs και των RTUs και εξάγεται τελικά η εκτιμώμενη κατάσταση του ΣΗΕ.

Οι τελευταίες κινήσεις για να μπορέσει τελικά να εκτελεστεί η εφαρμογή, είναι να προσαρμοστεί ο κώδικας της ίδιας της εφαρμογής, έτσι ώστε να αναγνωρίζει το δίκτυο των δεκατεσσάρων ζυγών. Κι αυτό, αφενός για να μπορέσει να εκτελεστεί ο αλγόριθμος της εκτίμησης κατάστασης στο επιθυμητό δίκτυο και αφετέρου η αναπαράστασή των αποτελεσμάτων να γίνεται πάνω στην εικόνα του αντίστοιχου δικτύου. Εν ολίγοις, χρειάζεται να μοντελοποιηθεί το δίκτυο δεκατεσσάρων ζυγών στο MATLAB, όπως περιγράφεται στην ενότητα 6.4, και στην συνέχεια να προσδιοριστεί η εικόνα στην οποία ο χρήστης θέλει να βλέπει τα αποτελέσματα.

## 7.2 Εκτέλεση πειράματος

Σε αυτό το σημείο το δίκτυο δεκατεσσάρων ζυγών προσομοιώνεται στο RTDS, τα PMUs και τα RTUs πραγματοποιούν μετρήσεις και τα προγράμματα είναι ρυθμισμένα. Επομένως, η εφαρμογή είναι έτοιμη να χρησιμοποιηθεί.

Για να μπορέσει να αξιολογηθεί η εφαρμογή, πραγματοποιείται το ακόλουθο πείραμα. Σε πρώτη φάση ξεκινάει η προσομοίωση του ηλεκτρικού δικτύου. Στην συνέχεια, εκτελείται η εφαρμογή που έχουμε υλοποιήσει. Σε αυτό το σημείο στον προσωπικό υπολογιστή του εργαστηρίου, τρέχουν παράλληλα η runtime εφαρμογή του RSCAD και η εφαρμογή εκτίμησης κατάστασης σε πραγματικό χρόνο. Συνεπώς, αλλάζοντας τις παραμέτρους του δικτύου από το runtime του RSCAD φαίνονται οι αλλαγές και στην εφαρμογή. Στην συνέχεια, αποθηκεύονται τα αποτελέσματα των δύο αυτών εφαρμογών για περαιτέρω ανάλυση. Στο συγκεκριμένο πείραμα θα μελετηθούν τρία διαφορετικά σενάρια φόρτισης του δικτύου. Η διάταξη του συγκεκριμένου πειράματος φαίνεται στο Σχήμα 7.3.



Σχήμα 7.3: Πειραματική διάταξη για την αξιολόγηση της εφαρμογής.

### Σενάριο Φόρτισης 1:

Αρχικά, ρυθμίζεται το 1<sup>ο</sup> σενάριο φόρτισης του δικτύου από το runtime σύμφωνα με τον Πίνακα 7.1, θεωρώντας το ζυγό 1 ζυγό αναφοράς.

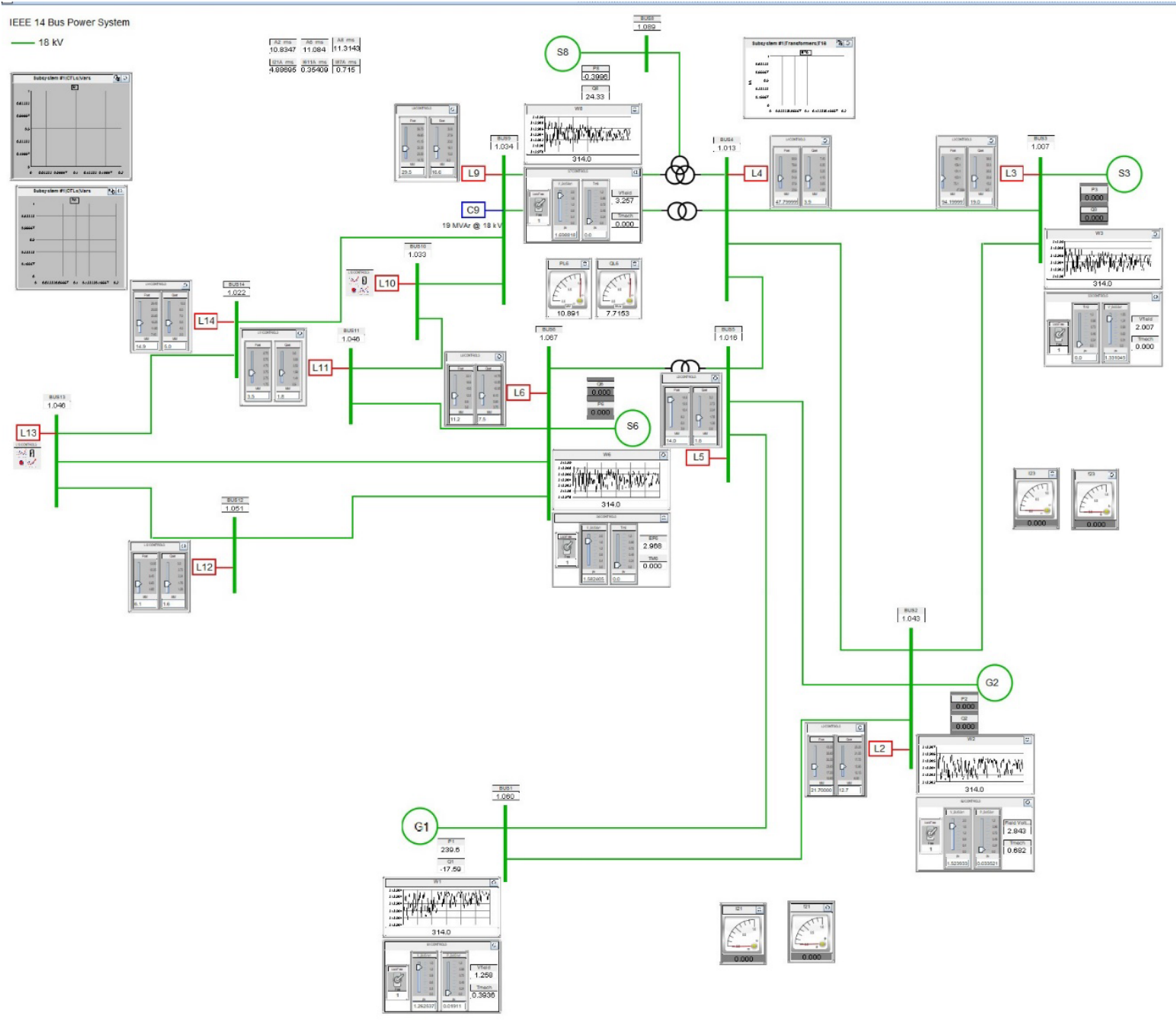
**Πίνακας 7.1:** Αρχικό φορτίο στους ζυγούς του δικτύου.

BUS	Type	Load	
		P (MW)	Q (MVA <sub>r</sub> )
1	SLACK	-	-
2	P-V	21.7	12.7
3	P-V	94.2	19.0
4	P-Q	47.8	-3.9
5	P-Q	7.6	1.6
6	P-V	11.2	7.5
7	P-Q	-	-
8	P-V	-	-
9	P-Q	29.5	16.6
10	P-Q	9.0	5.8
11	P-Q	3.5	1.8
12	P-Q	6.1	1.6
13	P-Q	13.5	5.8
14	P-Q	14.9	5.0

Με αυτά τα φορτία τα δύο προγράμματα εξάγουν αποτελέσματα ανεξάρτητα το ένα από το άλλο. Η έξοδος από το runtime του RSCAD φαίνεται στην εικόνα του Σχήμα 7.4, ενώ η έξοδος της δικιάς μας εφαρμογής φαίνεται στην εικόνα του Σχήμα 7.5.

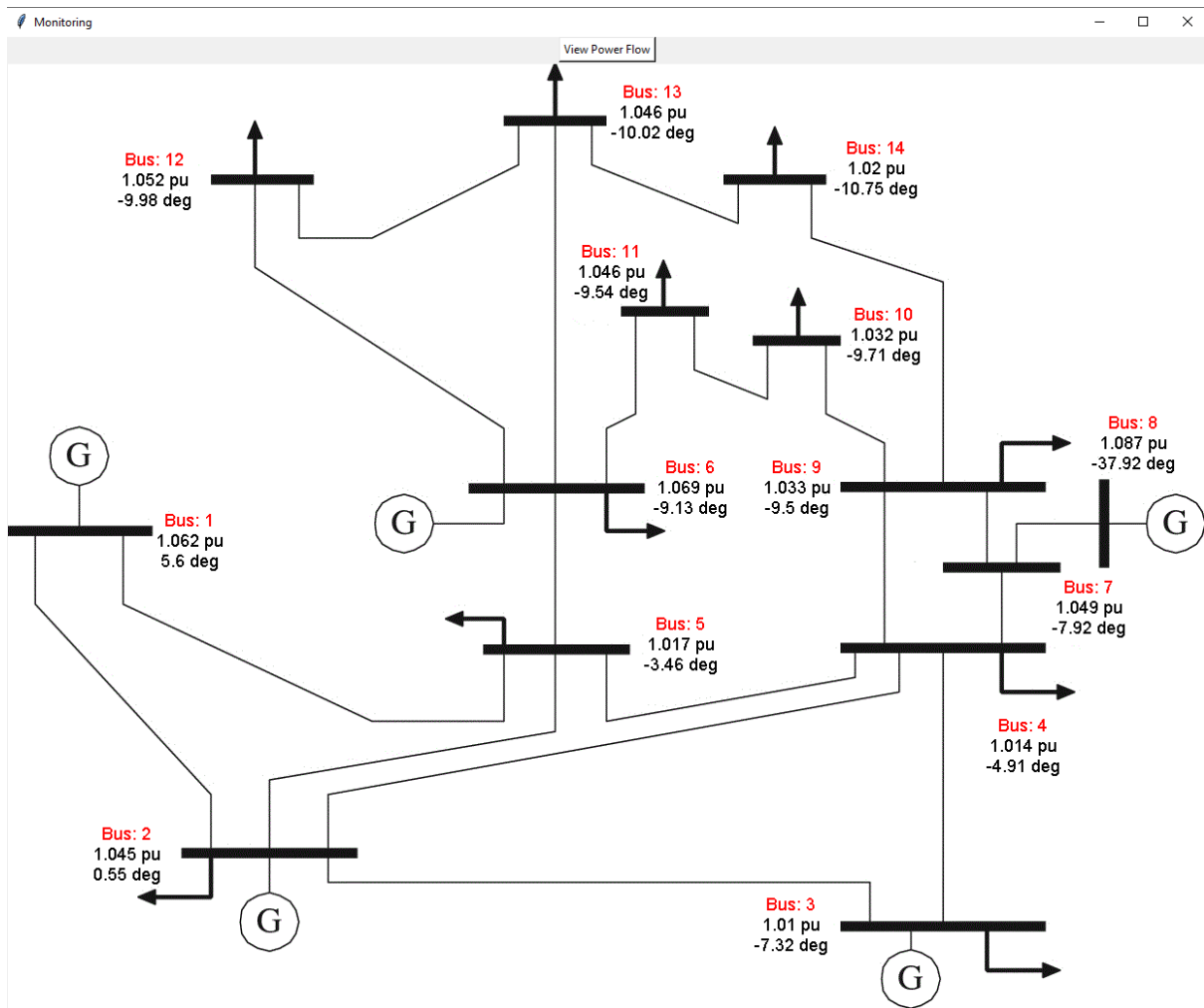
Όπως φαίνεται στην παρακάτω εικόνα, από το runtime του RSCAD υπάρχει η δυνατότητα όχι μόνο, να παρατηρούνται τα αποτελέσματα τις προσομοίωσης, αλλά ταυτόχρονα μπορεί ο χρήστης να αλλάζει τα φορτία στους ζυγούς.





**Σχήμα 7.4:** Αποτελέσματα 1ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου στο runtime του RSCAD

Από αυτήν την διεπαφή θα αλλάζουν τα φορτία στους ζυγούς και στην συνέχεια θα λαμβάνονται τα πραγματικά αποτελέσματα της προσομοίωσης. Στο 1<sup>ο</sup> σεναρίου φόρτισης του δικτύου τα αποτελέσματα της δικιάς μας εφαρμογής φαίνονται στο Σχήμα 7.5.



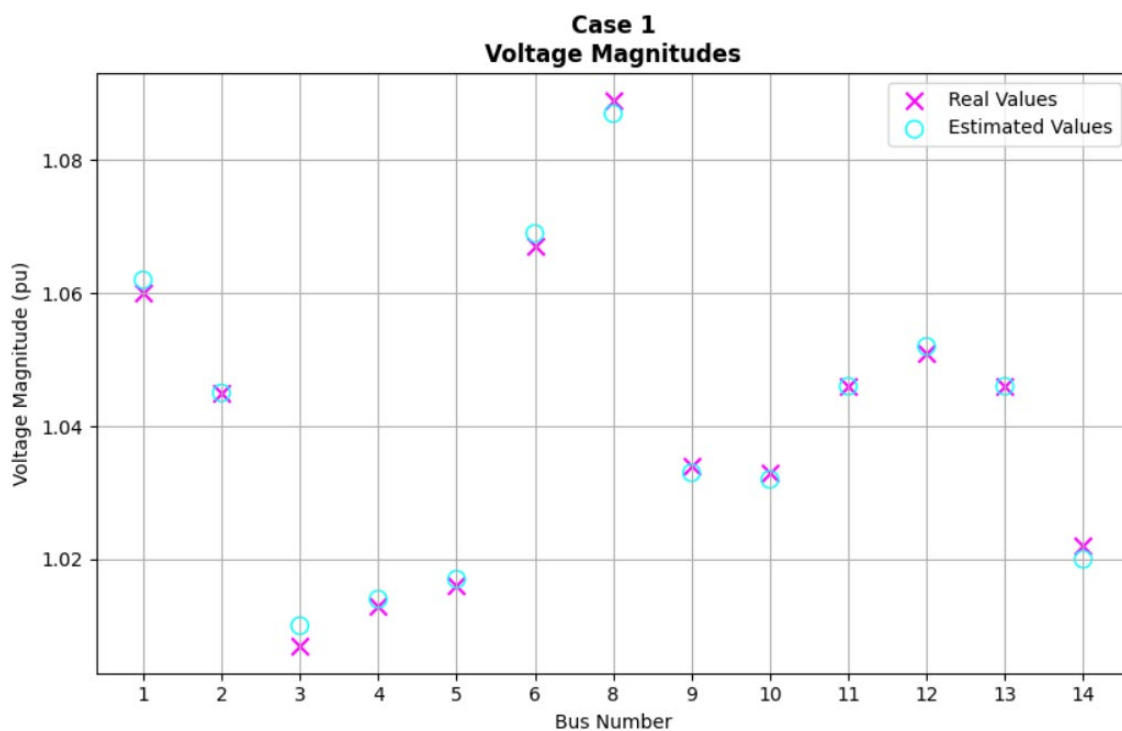
**Σχήμα 7.5:** Αποτελέσματα 1ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου στην εφαρμογή

Τα αποτελέσματα των δύο αυτών εφαρμογών τοποθετούνται σε κοινό πίνακα (Πίνακας 7.2). Να σημειωθεί ότι επειδή η εκτίμηση κατάστασης χρησιμοποιεί μετρήσεις από τα PMUs, χρειάζεται οι πραγματικές και οι εκτιμώμενες τιμές να έχουν τον ίδιο ζυγό αναφοράς για την γωνία των τάσεων. Για να μπορέσουν, λοιπόν, να συγκριθούν τα αποτελέσματα των γωνιών χρειάζεται να μετατραπεί ο ζυγός 1 σε ζυγό αναφοράς, αφαιρώντας από όλες τις γωνίες τη γωνία του ζυγού 1 (στην συγκεκριμένη περίπτωση 5.6 μοίρες).

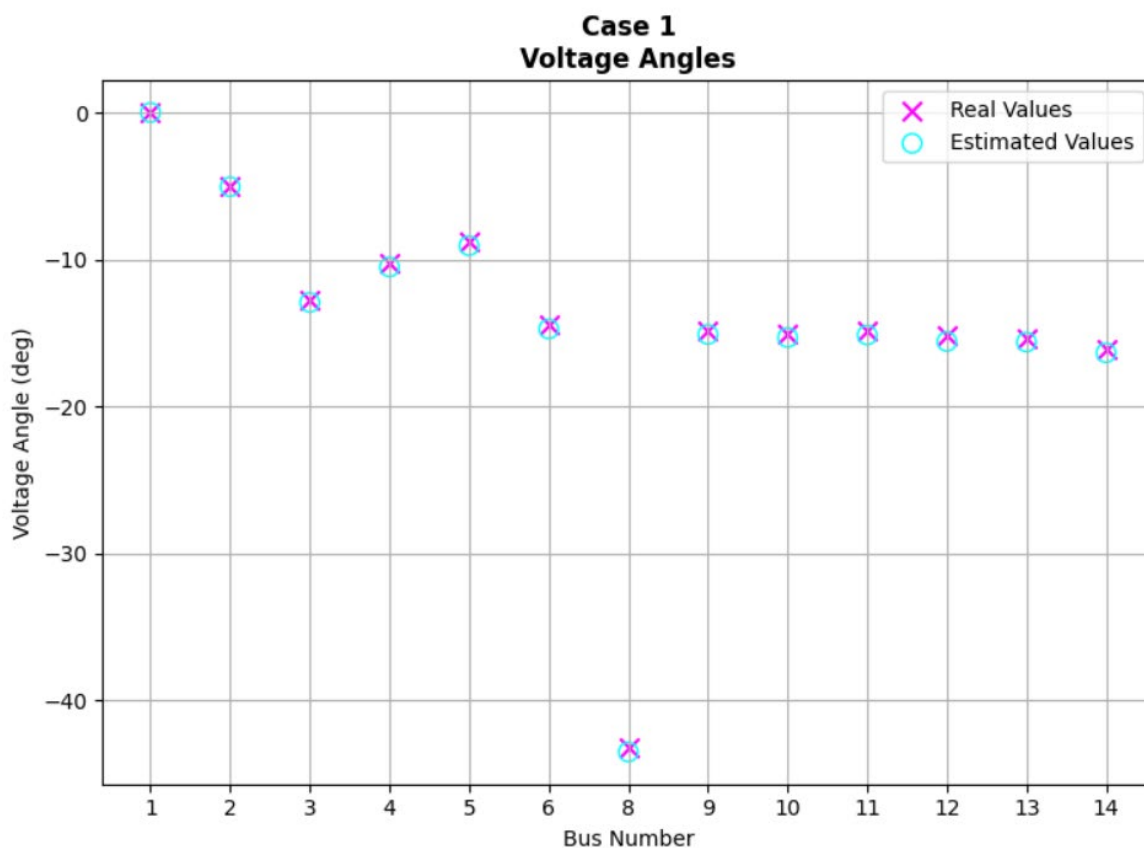
**Πίνακας 7.2:** Σύγκριση αποτελεσμάτων 1ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου μεταξύ του RSCAD και της εφαρμογής

CASE 1				
BUS	V  (pu)		$\angle V$ (deg)	
	RTDS	State Estimation	RTDS	State Estimation (- arg Bus 1 = -5.6)
1	1.060	1.062	0.00	0.00
2	1.045	1.045	-4.99	-5.05
3	1.007	1.010	-12.72	-12.92
4	1.013	1.014	-10.26	10.51
5	1.016	1.017	-8.77	-9.06
6	1.067	1.069	-14.41	-14.73
7	-	1.049	-	-13.52
8	1.089	1.087	-43.26	-43.52
9	1.034	1.033	-14.85	-15.10
10	1.033	1.032	-15.05	-15.31
11	1.046	1.046	14.85	-15.14
12	1.051	1.052	-15.15	-15.58
13	1.046	1.046	-15.35	-15.62
14	1.022	1.020	-16.09	-16.35

Στην συνέχεια τοποθετούνται οι τιμές αυτές σε κοινό διάγραμμα έτσι ώστε να αξιολογηθεί ποιοτικά η αποτελεσματικότητα του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης.



**Σχήμα 7.6:** Μέτρα τάσης 1ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές)



**Σχήμα 7.7:** Γωνίες τάσης 1ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές)

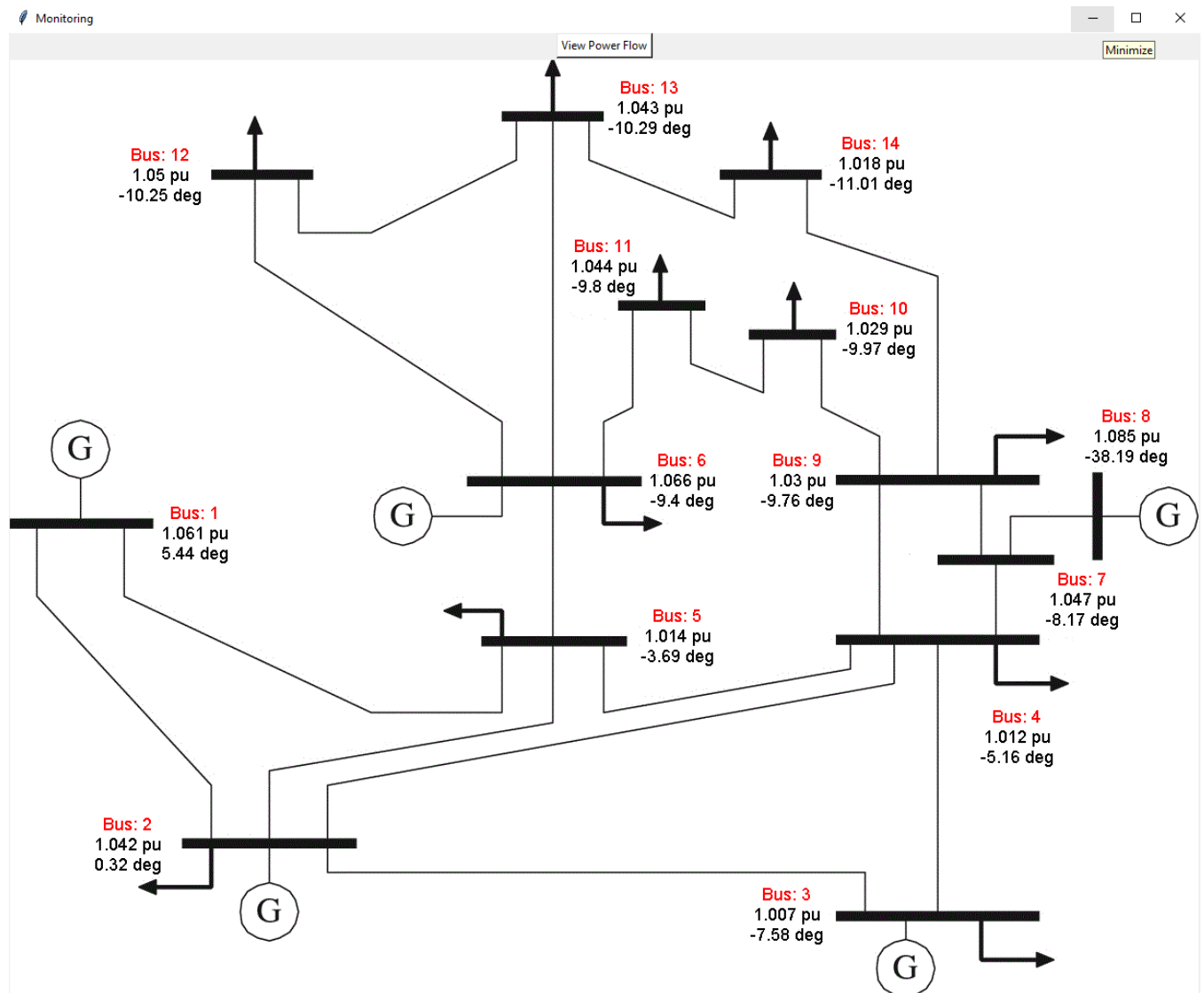
Σύμφωνα με τα δύο γραφήματα φαίνεται ότι ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης λειτουργεί σωστά, καθώς οι εκτιμώμενες τιμές βρίσκονται πολύ κοντά στις αναμενόμενες. Η ακρίβεια του εκτιμητή επιβεβαιώνεται και μέσω των γραφημάτων των Σχημάτων 7.6 και 7.7 στα οποία παρατηρούνται πολύ μικρές διαφορές των εκτιμώμενων μεταβλητών κατάστασης από τις πραγματικές τιμές, χωρίς να υπάρχει συγκεκριμένο μοτίβο στις αποκλίσεις, το οποίο αναδεικνύει ότι ο εκτιμητής είναι αμερόληπτος. Όσον αφορά τις γωνίες των τάσεων η απόκλιση των εκτιμώμενων τιμών από τις πραγματικές είναι σχεδόν μηδαμινή.

### Σενάριο Φόρτισης 2:

Στην συνέχεια αλλάζοντας μερικά φορτία από το runtime του RSCAD, θα πραγματοποιηθεί η ίδια διαδικασία. Αναλυτικότερα, οι αλλαγές που έγιναν είναι οι εξής:

- Στο ζυγό **11** η κατανάλωση της ενεργού ισχύος (P) μετατράπηκε από 3.5 MW σε 4.5 MW και της άεργου ισχύος (Q) από 1.8 MVar σε 2.5 MVar.
- Στο ζυγό **12** η κατανάλωση της ενεργού ισχύος (P) μετατράπηκε από 6.1 MW σε 7.0 MW και της άεργου ισχύος (Q) από 1.6 MVar σε 2.0 MVar.
- Στο ζυγό **13** η κατανάλωση της ενεργού ισχύος (P) μετατράπηκε από 13.5 MW σε 15.0 MW και της άεργου ισχύος (Q) από 5.8 MVar σε 6.5 MVar.
- Στο ζυγό **14** η κατανάλωση της ενεργού ισχύος (P) μετατράπηκε από 14.9 MW σε 15.5 MW και της άεργου ισχύος (Q) από 5.0 MVar σε 6.0 MVar.

Αντίστοιχα και σε αυτή την περίπτωση αποθηκεύουμε ένα στιγμιότυπο και από τις δύο εφαρμογές, έτσι ώστε να πραγματοποιηθεί η ίδια διαδικασία.

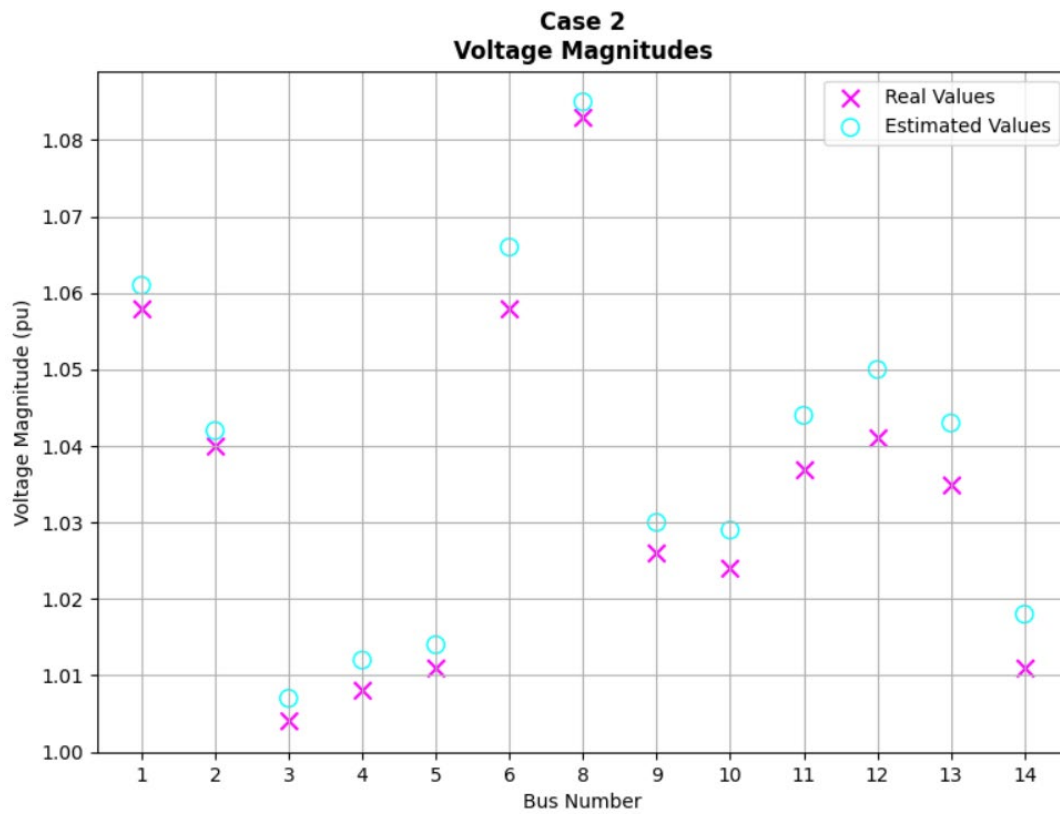


Σχήμα 7.8: Αποτελέσματα 2ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου στην εφαρμογή

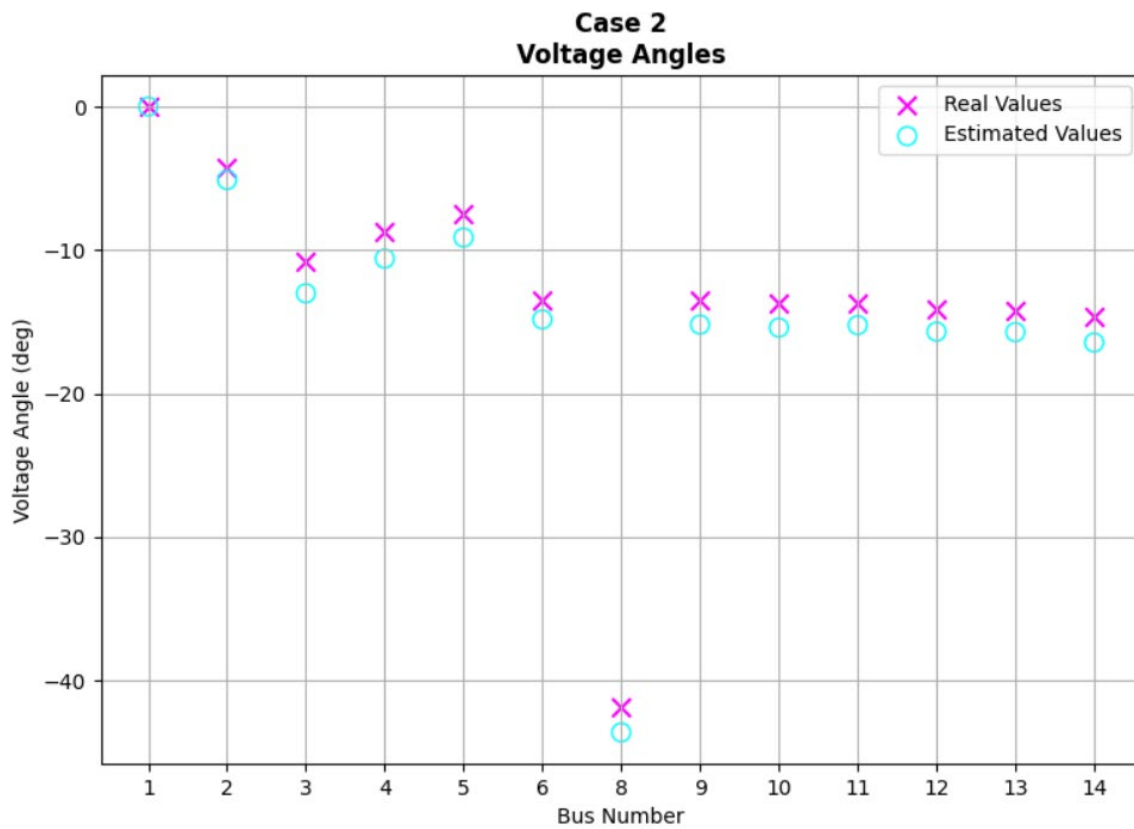
Στο Σχήμα 7.8 φαίνεται το στιγμιότυπο της δικιάς μας εφαρμογής, και τα αποτελέσματα αμφοτέρων των εφαρμογών τοποθετούνται σε ένα κοινό πίνακα (Πίνακας 7.3). Όπως και προηγούμενος μετατρέπουμε το ζυγό 1 της εφαρμογής μας σε ζυγό αναφοράς αφαιρώντας από όλες τις γωνίες την γωνία του ζυγού 1 (5.44 μοίρες).

**Πίνακας 7.3:** Σύγκρισή αποτελεσμάτων 2ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου μεταξύ του RSCAD και της εφαρμογής

CASE 2				
BUS	V  (pu)		∠V (deg)	
	RTDS	State Estimation	RTDS	State Estimation (- arg Bus 1 = -5.44)
1	1.058	1.061	0.00	0.00
2	1.040	1.042	-4.31	-5.12
3	1.004	1.007	-10.83	-13.02
4	1.008	1.012	-8.77	-10.6
5	1.011	1.014	-7.50	-9.13
6	1.058	1.066	-13.46	-14.84
7	-	1.047	-	-13.61
8	1.083	1.085	-41.89	-43.63
9	1.026	1.030	-13.53	-15.20
10	1.024	1.029	-13.74	-15.41
11	1.037	1.044	-13.71	-15.24
12	1.041	1.050	-14.10	-15.69
13	1.035	1.043	-14.22	-15.73
14	1.011	1.018	-14.65	-16.45



Σχήμα 7.9: Μέτρα τάσης 2ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές)



Σχήμα 7.10: Γωνίες τάσης 2ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές)

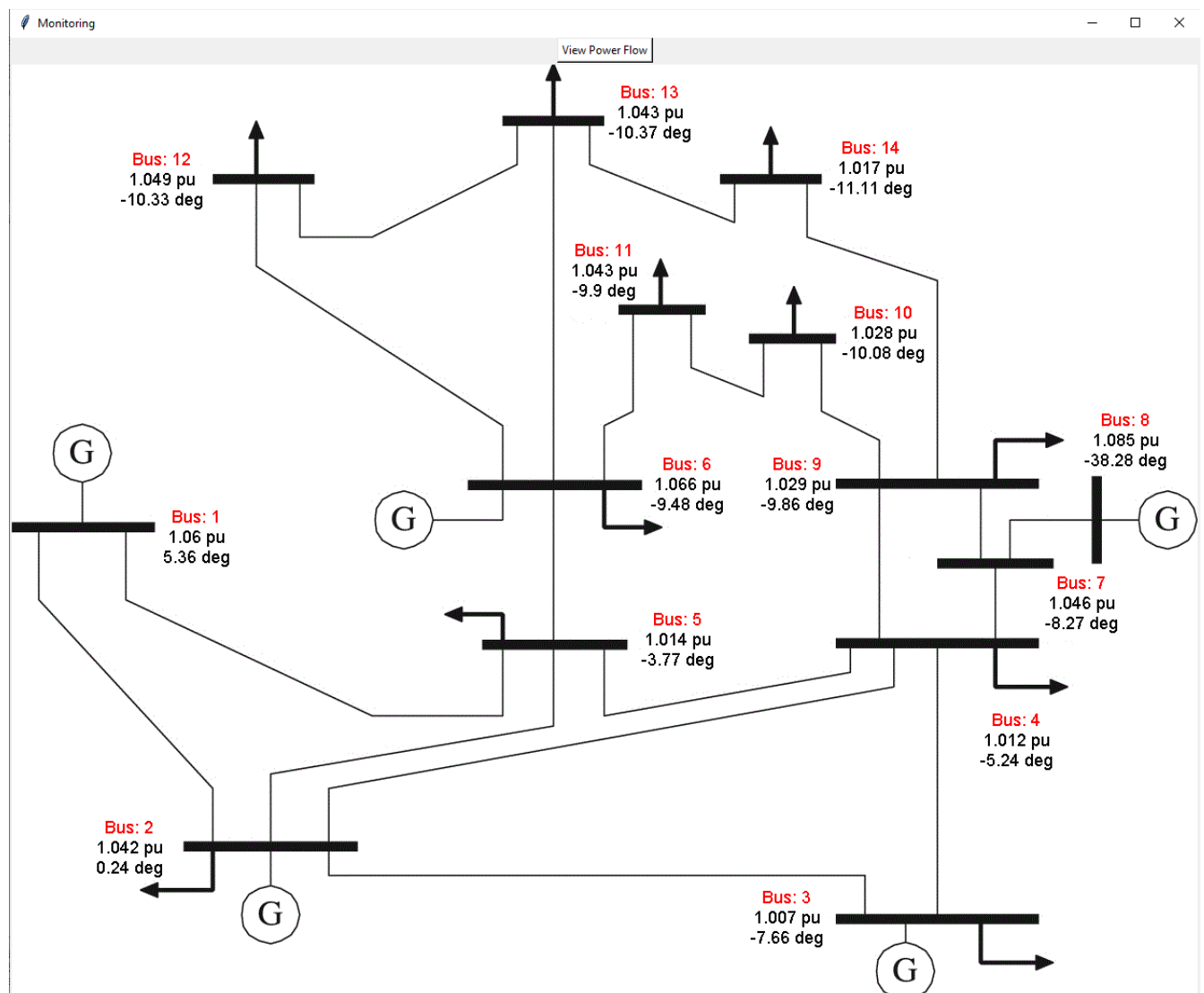
### Σενάριο Φόρτισης 3:

Αλλάζοντας ξανά μερικά φορτία καταλήγουμε στο 3<sup>ο</sup> σεναρίου φόρτισης του δικτύου, έτσι ώστε να πραγματοποιηθεί ακόμα μία φορά η ίδια διαδικασία.

Οι αλλαγές που έγιναν αυτή την φορά είναι οι εξής:

- Στο ζυγό 2 η κατανάλωση της ενεργού ισχύος (P) μετατράπηκε από 21.7 MW σε 20.0 MW και της άεργου ισχύος (Q) από 12.7 MVar σε 12.0 MVar.
- Στο ζυγό 6 η κατανάλωση της ενεργού ισχύος (P) μετατράπηκε από 11.2 MW σε 11.0 MW και της άεργου ισχύος (Q) από 7.5MVar σε 7.0 MVar.
- Στο ζυγό 10 η κατανάλωση της ενεργού ισχύος (P) μετατράπηκε από 9.0 MW σε 11.0 MW και της άεργου ισχύος (Q) από 5.8 MVar σε 6.5 MVar.

Στο Σχήμα 7.11 φαίνονται τα αποτελέσματα του 3ου σεναρίου φόρτισης τους δικτύου μέσω της εφαρμογής μας.



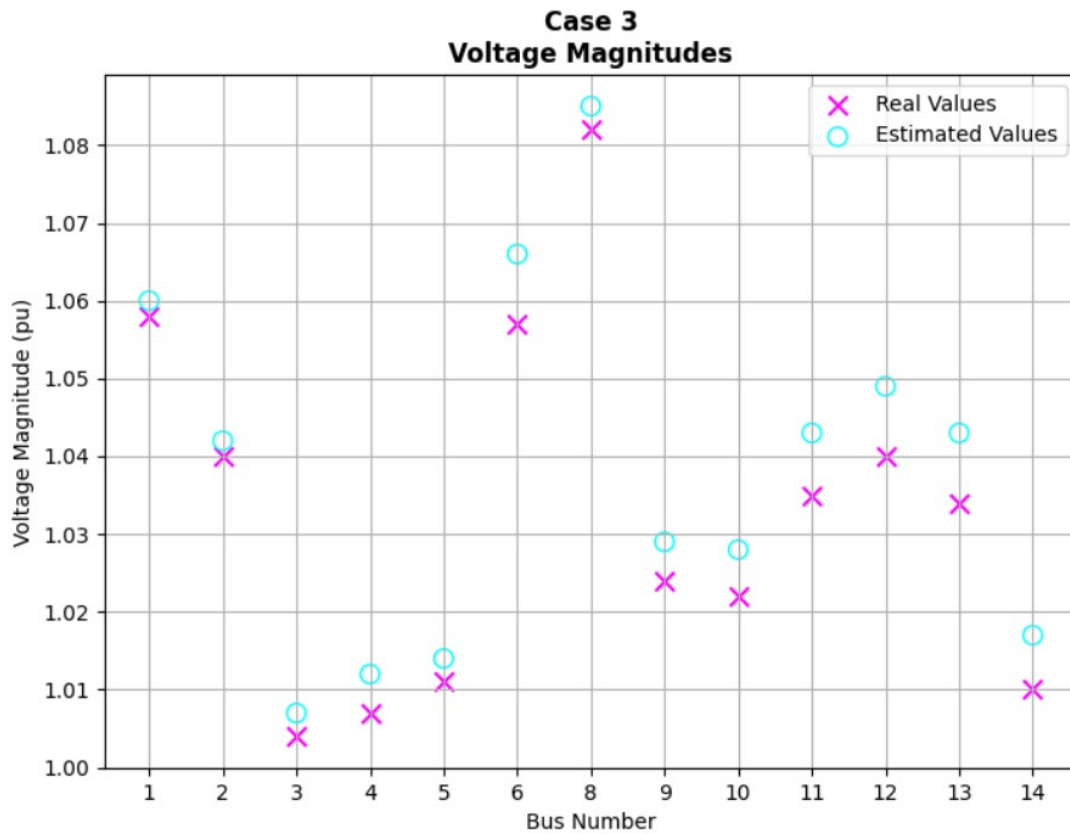
Σχήμα 7.11: Αποτελέσματα 3ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου στην εφαρμογή



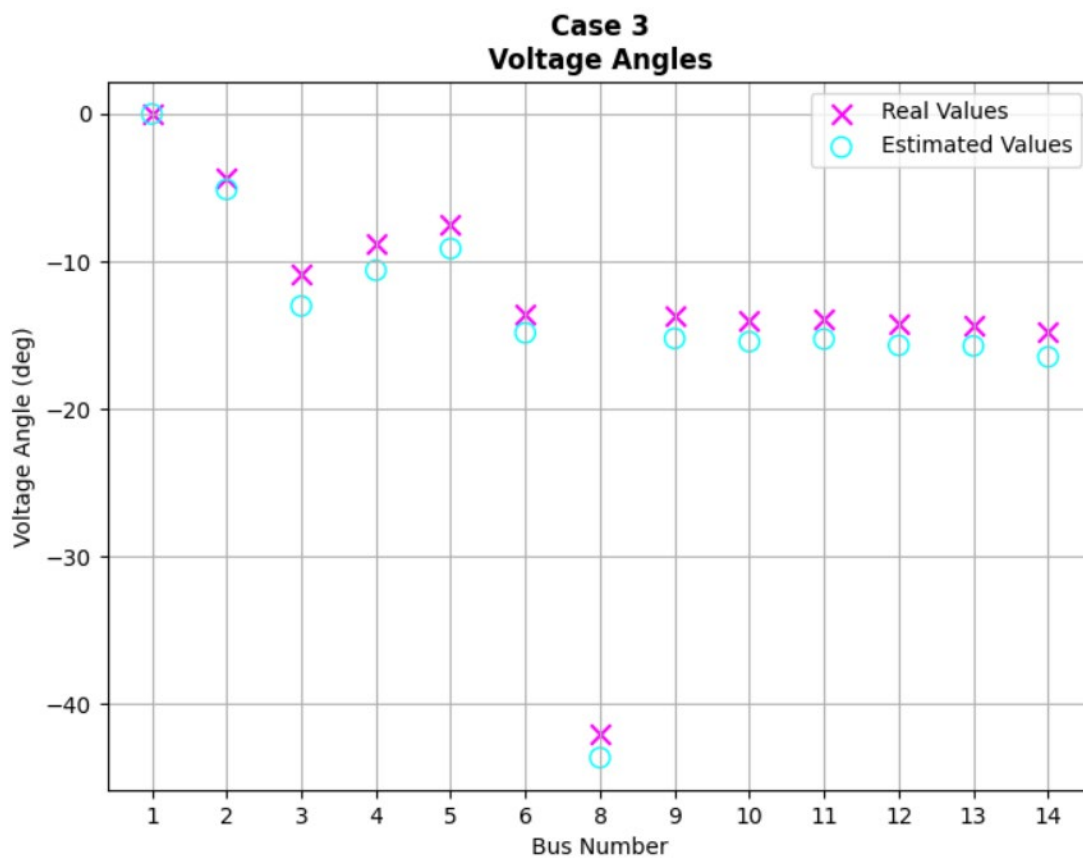
Λαμβάνοντας ταυτόχρονα και τις μετρήσεις από το runtime του RSCAD, δημιουργείται ο Πίνακας 7.4. Όπως και στις προηγούμενες περιπτώσεις μετατρέπουμε το ζυγό 1 του εκτιμώμενου δικτύου σε ζυγό αναφοράς, αφαιρώντας από όλες τις γωνίες 5.36 μοίρες την γωνία δηλαδή του ζυγού 1.

**Πίνακας 7.4:** Σύγκρισή αποτελεσμάτων 3ου σεναρίου φόρτισης του δικτύου μεταξύ του RSCAD και της εφαρμογής

CASE 3				
BUS	V  (pu)		∠V (deg)	
	RTDS	State Estimation	RTDS	State Estimation (- arg Bus 1 = -5.36)
1	1.058	1.060	0.00	0.00
2	1.040	1.042	-4.30	-5.12
3	1.004	1.007	-10.86	-13.02
4	1.007	1.012	-8.82	-10.60
5	1.011	1.014	-7.54	-9.13
6	1.057	1.066	-13.59	-14.84
7	-	1.046	-	-13.63
8	1.082	1.085	-42.02	-43.64
9	1.024	1.029	-13.70	-15.22
10	1.022	1.028	-13.96	-15.44
11	1.035	1.043	-13.88	-15.26
12	1.040	1.049	-14.23	-15.69
13	1.034	1.043	-14.35	-15.73
14	1.010	1.017	-14.81	-16.47



Σχήμα 7.12: Μέτρα τάσης 3ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές)



Σχήμα 7.13: Γωνίες τάσης 3ου σεναρίου φόρτισης (πραγματικές και εκτιμώμενες τιμές)

### 7.3 Αποτελέσματα αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης.

Σε αυτό το μέρος τους κεφαλαίου, λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές των πινάκων 7.2, 7.3, 7.4 θα αξιολογηθούν η ακρίβεια και η αποδοτικότητα του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης στο δίκτυο δεκατεσσάρων ζυγών. Για την ακρίβεια των αποτελεσμάτων είναι επιθυμητό οι εκτιμώμενες τιμές να είναι όσο το δυνατόν πιο κοντά στις πραγματικές, αυτές που λαμβάνονται από την προσομοίωση. Με άλλα λόγια, η συνολική εκτιμώμενη κατάσταση του ΣΗΕ πρέπει να είναι όσο το δυνατόν πιο ακριβής.

Επειδή οι δύο εφαρμογές δεν είναι απόλυτα συγχρονισμένες, είναι δύσκολο να αξιολογηθεί η αποτελεσματικότητα του αλγορίθμου σε πραγματικό χρόνο. Επομένως, δεν είναι γνωστή η κατάσταση του δικτύου στην οποία πάρθηκαν οι μετρήσεις και τελικά πραγματοποιήθηκε η εκτίμηση κατάστασης. Για αυτό λοιπόν, ανάμεσα σε κάθε περίπτωση που εξετάστηκε, υπήρχε ένα εύλογο διάστημα αναμονής με σκοπό τη σταθεροποίηση του δικτύου. Τελικά, κατά την συλλογή των αποτελεσμάτων το δίκτυο δεν μεταβαλλόταν, οπότε μπορούμε να υποθέσουμε ότι τα αποτελέσματα του αλγορίθμου εκτίμησης κατάστασης είναι σύγχρονα με του προσομοιωτή.

Ένας δείκτης για το πόσο ακριβή αποτελέσματα εξάγει ο αλγόριθμος της εκτίμησης κατάστασης είναι ο δείκτης μέσου σφάλματος ή Mean Absolute Error (MAE). Με άλλα λόγια, μπορεί να θεωρηθεί ότι το σφάλμα είναι η απόλυτη τιμή της διαφοράς της πραγματικής τιμής με την εκτιμώμενη. Σημειώνεται πως ο υπολογισμός γίνεται για όλους τους ζυγούς του δικτύου και κανονικοποιείται (μέσο σφάλμα). Δεδομένου ότι στον αλγόριθμο εκτιμώνται τα μέτρα και οι γωνίες των τάσεων οι τύποι που προκύπτουν τελικά είναι οι (7.1 α) και (7.1 β), το μέσο σφάλμα τάσης και γωνίας αντίστοιχα. Οι δύο αυτοί τύποι μπορούν να συνδυαστούν σε ένα μόνο δείκτη, χρησιμοποιώντας την σχέση (7.2).

$$MAE_V = \frac{\sum_{k=1}^N |V_k^{true} - \hat{V}_k|}{N} \quad (7.1 \alpha)$$

$$MAE_A = \frac{\sum_{k=1}^N |\delta_k^{true} - \hat{\delta}_k|}{N} \quad (7.1 \beta)$$

$$Macc_V = \left( \sum_{k=1}^N |\tilde{V}_k^{true} - \tilde{V}_k^{est}|^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (7.2)$$

Στις σχέσεις (7.1), τα  $V_k^{true}$  ( $\delta_k^{true}$ ) και  $\hat{V}_k$  ( $\hat{\delta}_k$ ) είναι οι πραγματικές και οι εκτιμώμενες τιμές τάσης (γωνίας) στο k-οστό ζυγό και  $N$  είναι το πλήθος των ζυγών στο δίκτυο. Στην (7.2) τα  $\tilde{V}_k^{true}$  και  $\tilde{V}_k^{est}$  είναι οι πραγματικές και οι εκτιμώμενες τιμές της μιγαδικής (ανά μονάδα) τάσης στον k-οστό ζυγό και  $N$  το σύνολο των ζυγών στο δίκτυο αντίστοιχα.

Οι δείκτες (7.1) και (7.2) επιλέχθηκαν για να ελέγξουν την ακρίβεια του αλγορίθμου της εκτίμησης κατάστασης. Ισχύει ότι οι αλγόριθμοι με χαμηλότερες τιμές στους δείκτες τείνουν να εκτιμάνε καλύτερα το ηλεκτρικό δίκτυο. Η διαφορά των δύο αυτών σχέσεων είναι ότι με τις σχέσεις (7.1) υπάρχει μεγαλύτερη διαύγεια στην αποδοτικότητα του αλγορίθμου όσον αφορά τα εκτιμώμενα μεγέθη, ενώ με την σχέση

(7.2) , είναι ευκολότερο να προσδιοριστούν αναποτελεσματικοί αλγόριθμοι και να απορριφθούν σε περίπτωση που χρειαστεί.

Τέλος, μπορούμε να αξιοποιήσουμε τον ποσοστιαίο δείκτη της τάσης MAPE (Mean Absolute Percentage Error) ο οποίος είναι ό εξής:

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \left| \frac{V_k^{true} - \hat{V}_k}{V_k^{true}} \right| 100\% \quad (7.3)$$

**Πίνακας 7.5:** Αποτελέσματα δεικτών των τριών καταστάσεων.

<b>Norm</b>	<b>Case 1</b>	<b>Case 2</b>	<b>Case 2</b>
<b>MAE<sub>V</sub></b>	0.0012	0.005	0.005
<b>MAE<sub>Δ</sub></b>	0.2415	1.488	1.392
<b>MACC<sub>V</sub></b>	0.0181	0.104	0.098
<b>MAPE<sub>V</sub></b>	0.1183 %	0.722 %	0.529 %

Ο Πίνακας 7.5 αποτελείται από τα αποτελέσματα των δεικτών των τριών καταστάσεων. Παρατηρούμε ότι στην 1<sup>η</sup> περίπτωση οι δείκτες είναι ελαφρώς μικρότεροι από τις άλλες δύο περιπτώσεις. Όσον αφορά το σφάλμα στις γωνίες των ζυγών στα σενάρια φόρτισης 2 και 3 μπορούμε να δούμε από τις γραφικές ότι ένα μικρό λάθος στην γωνία του ζυγού αναφοράς προκαλεί αλυσιδωτή αντίδραση στις διαφορές των γωνιών των υπολοίπων ζυγών. Όσον αφορά τις διαφορές στις τιμές των τάσεων παρατηρούμε ότι στο 2<sup>ο</sup> και 3<sup>ο</sup> σενάριο όλες οι εκτιμώμενες τιμές είναι ελαφρώς μεγαλύτερες σε σχέση με τις πραγματικές, ενώ στην 1<sup>η</sup> περίπτωση που έχουμε καλύτερους δείκτες, παρατηρούμε μια τυχαιότητα στις διαφορές. Επομένως, φαίνεται ότι ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης δεν ευθύνεται αποκλειστικά για μικρές αποκλίσεις. Ένα πιθανό σενάριο που εξηγεί γιατί στα σενάρια 2 και 3 εμφανίζεται μεγαλύτερο σφάλμα είναι ότι σε καταστάσεις υψηλής φόρτισης τα σφάλματα τείνουν να είναι μεγαλύτερα. Τέλος, πιθανή εξήγηση σε αυτές τις σταθερές μικρές αποκλίσεις της τάσης θα μπορούσε να είναι η φθορά των καλωδιώσεων (δεδομένου ότι τα σήματα των μετρητικών συσκευών είναι χαμηλών τάσεων).

#### **7.4 Αποτελέσματα απόδοσης της εφαρμογής.**

Ενώ είναι επιθυμητό ο αλγόριθμος της εκτίμησης κατάστασης να εξάγει ακριβή αποτελέσματα, χρειάζεται να τα εξάγει σε εύλογο χρονικό διάστημα. Με άλλα λόγια, υπάρχει περιορισμός χρόνου στην εξαγωγή αποτελεσμάτων και όσο πιο γρήγορη είναι συνολικά η εφαρμογή τόσο πιο ρεαλιστική είναι τελικά η εικόνα του δικτύου.

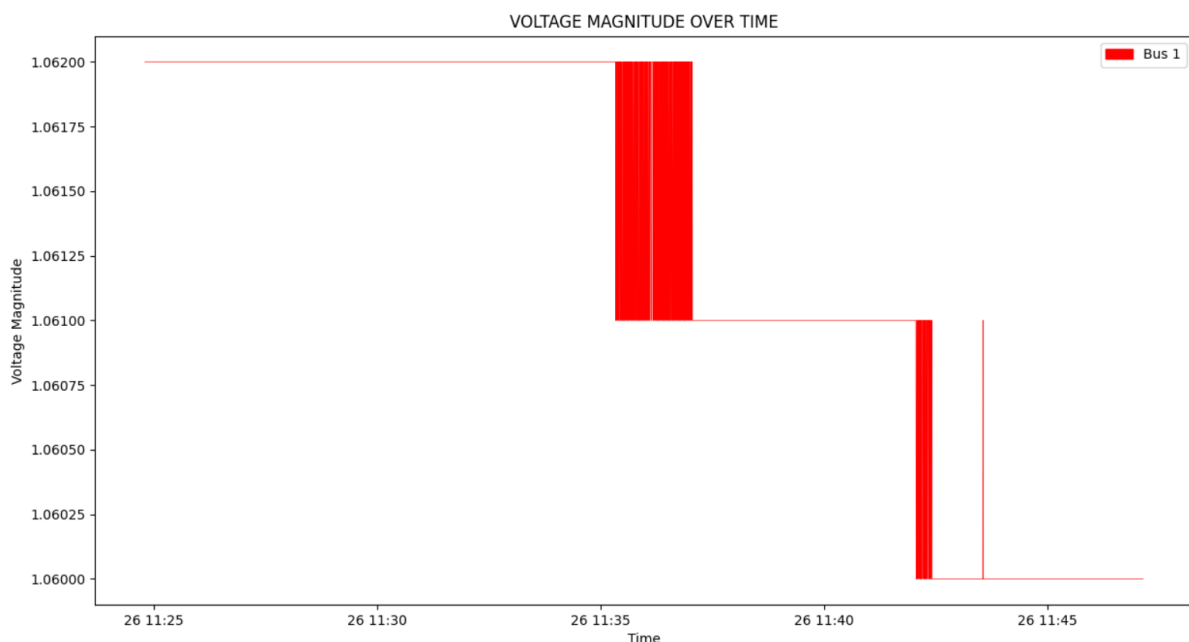
Κατά τη διάρκεια του παραπάνω πειράματος αυτού, έχει ρυθμιστεί επιπλέον η εφαρμογή έτσι ώστε να αποθηκεύει τα ιστορικά γεγονότα αυτής. Συγκεκριμένα, αποθηκεύει σε ένα καινούριο collection της mongoDB τα αποτελέσματα τις εκτίμησης

κατάστασης σφραγίζοντας τα με ένα χρονικό αποτύπωμα στο τέλος κάθε επανάληψης. Συνεπώς, κάθε εισαγωγή στην βάση περιέχει:

- Τα εκτιμώμενα δεδομένα των ζυγών.
- Την χρονική στιγμή της ώρας λήψης από τα PMUs.
- Την χρονική στιγμή μετά την αναπαράσταση των δεδομένων αυτών στο χρήστη.

Αυτή η τροποποίηση στην εφαρμογή αποσκοπεί αποκλειστικά στην εκτίμηση αποδοτικότητας της συνολικής εφαρμογής.

Ενδεικτικά, στο Σχήμα 7.14 φαίνεται η γραφική παράσταση της τάσης στο ζυγό 1 συναρτήσει του χρόνου. Το πείραμα διήρκεσε περί τα 30 λεπτά. Σε αυτό το διάστημα παρατηρείται ότι η τάση άλλαξε τρεις φορές, όσες και οι τελικές καταστάσεις του δικτύου που δοκιμάσαμε.



**Σχήμα 7.14:** Εξέλιξη του μέτρου της τάσης του ζυγού 1 κατά την διάρκεια του πειράματος.

Είναι εμφανές ότι σε μερικά σημεία υπάρχει μια ταλάντωση στην τιμή της τάσης. Αυτό εξηγείται από τρεις πιθανούς λόγους. Καταρχάς, κάθε φορά που αλλάζει το φορτίο σε ένα ζυγό ενημερώνεται αυτόματα το προσομοιωμένο δίκτυο. Επομένως, μέχρι να ολοκληρωθούν όλες οι αλλαγές το δίκτυο είναι σε ανισορροπία. Επιπλέον, για την εκτέλεση του αλγορίθμου χρησιμοποιούνται εικονικά RTUs τα οποία δεν πραγματοποιούν συγχρονισμένα τις μετρήσεις σε σχέση με τα PMUs. Τέλος, η εφαρμογή εμφανίζει τις τιμές των τάσεων με ακρίβεια 3<sup>ο</sup> δεκαδικού ψηφίου, με αποτέλεσμα όταν η τιμή δεν συγκλίνει στο 3<sup>ο</sup> δεκαδικό ψηφίο, φαίνεται στην γραφική να μεταβάλλεται μεταξύ δύο τιμών. Ο συνδυασμός αυτών των αιτιών είναι πιθανό να προκαλεί αυτή την εικονική ταλάντωση.

Μια πολύ σημαντική πληροφορία από το νέο collection που δημιουργήθηκε κατά την διάρκεια του πειράματος είναι η χρονική καθυστέρηση της εφαρμογής. Η καθυστέρηση, δηλαδή, από την στιγμή που θα πραγματοποιηθούν οι μετρήσεις μέχρι

να εμφανιστούν τα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης στην οθόνη του υπολογιστή. Για να ληφθεί αυτή η πληροφορία χρειάζεται να καταγραφεί η χρονική στιγμή που έγιναν οι μετρήσεις και η χρονική στιγμή που εμφανίζονται τα αποτελέσματα στην οθόνη. Η διαφορά αυτών των δύο τιμών είναι η χρονική καθυστέρηση, η οποία αποτελεί τη χρονική ολίσθηση των αποτελεσμάτων (skew) από το πραγματικό χρόνο. Στο γράφημα του Σχήματος 7.15 φαίνεται η κατανομή των χρονικών αποκλίσεων του πειράματος.



**Σχήμα 7.15:** Κατανομή της χρονικής ολίσθησης (time skew).

Κατά την διάρκεια του πειράματος πραγματοποιήθηκαν 19281 κύκλοι αναπαραγωγής αποτελεσμάτων με:

- Μέση τιμή χρονικής ολίσθησης **average = 120 msec.**
- Ελάχιστη τιμή χρονικής ολίσθησης **min = 22 msec**
- Μέγιστη τιμή χρονικής ολίσθησης **max = 500 msec.**

Να αναφερθεί επίσης ότι ο υπολογιστής που τρέχει την εφαρμογή εκτελεί ταυτόχρονα και άλλες διεργασίες, ενώ το ρολόι του υπολογιστή μπορεί να μην είναι απολυτά συγχρονισμένο με το GPS ρολόι της SEL. Ενδεχομένως, λοιπόν, οι τιμές αυτές να διαφέρουν σε κάποιο άλλο υπολογιστή. Συνεπώς το διάγραμμα αυτό δεν είναι πλήρως αντιπροσωπευτικό της απόδοσης της εφαρμογής, προσφέρει απλά μια ποιοτική εικόνα αυτής.

## 8 Συμπεράσματα και παρατηρήσεις

Η παρούσα διπλωματική εργασία είχε σκοπό την ανάπτυξη μιας εφαρμογής ανοιχτού λογισμικού, με την οποία ένας χρήστης θα μπορεί να αξιοποιεί πραγματικές μετρήσεις από PMUs για την πραγματοποίηση εκτίμησης κατάστασης σε πραγματικό χρόνο. Παράλληλα με την χρήση της εφαρμογής θα μπορεί να παρατηρεί τα αποτελέσματα της εκτίμησης κατάστασης σε ένα γραφικό περιβάλλον.

Είναι μείζονος σημασίας οι νέες εφαρμογές εποπτείας των ΣΗΕ, όπως αυτή της διπλωματικής εργασίας, να αξιοποιούν μετρήσεις από τις συγχρονισμένες μονάδες PMUs. Κι αυτό γιατί ο υψηλός ρυθμός δειγματοληψίας σε συνδυασμό με τον συγχρονισμό των μετρήσεων θα καταργήσουν σταδιακά την λήψη μετρήσεων μέσω παραδοσιακών συστημάτων SCADA. Για να έχει νόημα η εκτίμηση κατάστασης πραγματικού χρόνου είναι σημαντικό να λαμβάνονται οι μετρήσεις και να παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του αλγορίθμου όσο τον δυνατόν ταχύτερα. Σύμφωνα με το πείραμα που εκτελέστηκε, όπως παρουσιάζεται στο 7<sup>ο</sup> κεφάλαιο, η εφαρμογή εξάγει αποτελέσματα με χρονική καθυστέρηση τάξης μεγέθους 100 msec.

Τέλος, η παρούσα διπλωματική εργασία μπορεί να χρησιμοποιηθεί σαν εργαλείο άλλων ανοιχτών ερευνητικών θεμάτων. Μπορεί, για παράδειγμα, να αποτελέσει το μέσο δοκιμής διαφόρων αλγορίθμων εκτίμησης κατάστασης σε πραγματικές συνθήκες. Μπορεί ακόμα να επεκταθεί έτσι ώστε χρησιμοποιώντας τα αποτελέσματα που αποθηκεύονται στην βάση δεδομένων να υλοποιηθούν λειτουργίες που να αξιοποιούν περαιτέρω τα ιστορικά δεδομένα. Ένα συγκεκριμένο παράδειγμα είναι η ανάλυση των μετρήσεων μιας χρονικής περιόδου, για την διερεύνηση της αιτίας ενός σφάλματος. Με λίγα λόγια, η εφαρμογή αυτή αποτελεί τον «κορμό» της εκτίμησης κατάστασης σε πραγματικό χρόνο (από την επικοινωνία με τις μονάδες PMU μέχρι και την αναπαράσταση των αποτελεσμάτων του αλγορίθμου). Και κάθε φορά που εντάσσεται στην εφαρμογή αυτή μία επιπλέον λειτουργία, αναπτύσσεται όλο ένα και περισσότερο το σύστημα της εποπτείας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

## Βιβλιογραφία

- [1] S. P. Mohammad M. Banat, *Smart Technologies for Smart Cities*, Springer Cham, 2020.
- [2] International Energy Agency, [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.iea.org/reports/power-systems-in-transition/electricity-security-matters-more-than-ever>.
- [3] «yearbook enerdata,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>.
- [4] «IEA charts,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-global-final-energy-consumption-by-fuel-in-the-sustainable-development-scenario-2000-2040>.
- [5] αδμηε. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/systema/perigrifi/basika-stoixeia>.
- [6] Α. Δ. Μ. Η. Ενέργειας. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/i-etaireia/me-mia-matia>.
- [7] Α. Δ. Μ. Η. Ενέργειας. [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.admie.gr/press-kit/pinakes-elegxou-kruoneri>.
- [8] C. Lu, Shi, W. Bonian, Xiaochen και H. Sun, «Advancing China?s Smart Grid: Phasor Measurement Units in a Wide-Area Management System,» 2015.
- [9] A. Silverstein, «Synchrophasors & the grid,» σε *NARUC Summer Meeting*, 2017.
- [10] Gjerde, L. Vanfretti, M. Baudette, José-Luiz, Domínguez-García, M. S. Almas, A. White και J. Ove, «A Phasor Measurement Unit Based Fast Real-time Oscillation Detection Application for Monitoring Wind-farm-to-grid Sub-synchronous Dynamics,» *Electric Power Components and Systems*, τόμ. 2, pp. 123-134, 2016.
- [11] M. Kezunovic, S. Meliopoulos, V. Venkatasubramanian and V. Vittal, *Application of Time-Synchronized Measurements in Power System Transmission Networks*, Springer, 2014.
- [12] ABB, *Technologies Power and Energy Managment*, 2003.
- [13] M. Murty, *Energy Management Systems*.



- [14] KTH Royal Institute of Technology, *SCADA and Central Applications - An Introduction*.
- [15] *C37.1-2007 IEEE Standard for SCADA and Automation Systems*.
- [16] M. S. Thomas και J. D. McDonald, *Power System SCADA and Smart Grids*, Dec. 19, 2017.
- [17] M. Zima, *Operation, Monitoring and Control Technology of Power Systems*, Zurich: ETH - Swiss Federal Institute of Technology.
- [18] siemens, «Brochure-Telecontrol,» [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://cache.industry.siemens.com/dl/files/270/109766270/att\\_1090157/v1/Brochure-Telecontrol-EN.pdf](https://cache.industry.siemens.com/dl/files/270/109766270/att_1090157/v1/Brochure-Telecontrol-EN.pdf).
- [19] C. P. Steinmetz, «Complex quantities and their use in electrical engineering,» σε *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, 1983.
- [20] A. Monti, A. Roscoe και A. Sadu, «Chapter 6 - International Standards for PMU and Tests for Compliance,» σε *Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems*, A. M. a. C. M. a. F. Ponci, Επιμ., 2016, pp. 87-121.
- [21] selinc, «SEL-2240 AXION PLATFORM—,» [Ηλεκτρονικό]. Available: [https://cms-cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/Axion%20PMU%20Solutions\\_PF00334.pdf?v=20160919-124533](https://cms-cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/Axion%20PMU%20Solutions_PF00334.pdf?v=20160919-124533).
- [22] J. Giri, *Evolution of Energy Control Centers*, ALSTOM, 2010.
- [23] S. Alison, «Synchrophasors & the Grid,» σε *DOE EAC - Electricity Advisory Committee*, 2017.
- [24] J. Wu, Y. He και N. Jenkins, «A Robust State Estimator for Medium Voltage Distribution Networks,» 2013.
- [25] W. Li, *PMU-based State Estimation for Hybrid AC and DC Grids'*, Stockholm: KTH Royal Institute of Technology, 2018.
- [26] A. Abur and A. Exposito, *Power System State Estimation Theory and Implementation*, New York: Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [27] T. E. Dy Liacco, "Real-time computer control of power systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, no. 7, pp. 884-891, July 1974.
- [28] F. C. Schweppe and D. B. Rom, "Power system static-state estimation, Part II: Approximate model," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 1, pp. 125-130, Jan. 1970.

- [29] F. C. Schweppe and J. Wildes, "Power system static-state estimation, Part I: Exact model," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 1, pp. 120-125, Jan. 1970.
- [30] F. C. Schweppe, "Power system static-state estimation, Part III: Implementation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 1, pp. 130-135, Jan. 1970.
- [31] V. Terzija, G. Valverde, D. Cai, P. Regulski, V. Madani, J. Fitch, S. Skok, M. M. Begovic and A. Phadke, "Wide-area monitoring, protection and control of future electric power networks," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 80-93, Jan. 2011.
- [32] L. Vanfretti, J. H. Chow, S. Sarawgi and B. Fardanesh, "A phasor-data-based state estimator incorporating phase bias correction," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 111-119, Feb. 2011.
- [33] S. G. Ghiocel, J. H. Chow, G. Stefopoulos, B. Fardanesh, D. Maragal, B. Blanchard, M. Razanousky and D. B. Bertagnolli, "Phasor-measurement-based state estimation for synchrophasor data quality improvement and power transfer interface monitoring," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, pp. 881-888, Mar. 2014.
- [34] E. R. Fernandes, S. G. Ghiocel, J. H. Chow, D. E. Ilse, D. D. Tran, Q. Zhang, D. B. Bertagnolli, X. Luo, G. Stefopoulos, B. Fardanesh and R. Robertson, "Application of a phasor-only state estimator to a large power system using real PMU data," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 411-420, Jan. 2017.
- [35] A. S. Debs and R. E. Larson, "A dynamic estimator for tracking the state of a power system," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 89, no. 7, pp. 1670-1678, Sept. 1970.
- [36] P. Rousseaux, T. Van Cutsem and T. E. Dy Liacco, "Whither dynamic state estimation?," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 12, no. 2, pp. 104-116, Apr. 1990.
- [37] G. Welch and G. Bishop, "An introduction to the Kalman filter," University of North Carolina at Chapel Hill, 2006.
- [38] Z. Huang, K. Schneider and J. Nieplocha, "Feasibility studies of applying Kalman filter techniques to power system dynamic state estimation," in *2007 International Power Engineering Conference (IPEC 2007)*, 2007.
- [39] M. E. Baran and A. W. Kelley, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 1601-1609, Aug. 1994.

- [40] C. W. Hansen and A. S. Debs, "Power system state estimation using three-phase models," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 818-824, May 1995.
- [41] Y. F. Huang, S. Werner, J. Huang, N. Kashyap and V. Gupta, "State estimation in electric power grids: Meeting new challenges presented by the requirements of the future grid," *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 29, no. 5, pp. 33-43, Sept. 2012.
- [42] A. Gómez-Expósito, A. de la Villa Jaén, C. Gómez-Quiles, P. Rousseaux and T. Van Cutsem, "A taxonomy of multi-area state estimation methods," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 4, pp. 1060-1069, Apr. 2011.
- [43] G. N. Korres, "A distributed multiarea state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 73-84, Feb. 2011.
- [44] IFAC, "An overview of sparse matrix techniques for on-line network applications," in *IFAC Proceedings Volumes*, 1987.
- [45] R. a. R. t. information. [Ηλεκτρονικό]. Available: <http://www.rtds.com>.
- [46] Kotsampopoulos, L. F, G. F. Lauss, B. Bletterie, Hatziargyriou και D. N., «A benchmark system for hardware-in-the-loop testing of distributed energy resources,» *IEEE Power Energy Technol*, p. 94–103, 2018.
- [47] «NovaCor™ Simulation Hardware,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://knowledge.rtds.com/hc/en-us/articles/360034290474-NovaCor->.
- [48] *SEL-351A Protection System Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2020.
- [49] *SEL-2730M Managed Ethernet Switch Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2021.
- [50] *SEL-2401 Satellite-Synchronized Clock Instruction Manual*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2021.
- [51] E. Mehmood και T. Anees, «Performance Analysis of Not Only SQL Semi-Stream Join Using MongoDB for Real-Time Data Warehousing,» *IEEE Access*, 2019.
- [52] «Mongodb,» [Ηλεκτρονικό]. Available: <https://www.mongodb.com/basics/bson>.
- [53] M. S. Thomas και J. D. McDonald, *Power System SCADA and Smart Grids*, Boca Raton: CRC Press, 2015.

- [54] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, Springer, 2008.
- [55] A. G. Phadke, J. S. Thorp and K. J. Karimi, "State estimation with phasor measurements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 233-238, Feb. 1986.