



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

## Εκτίμηση Κατάστασης σε Δίκτυα Διανομής με Διασπαρμένη Παραγωγή

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ευθυμία Κ. Χατζηελευθερίου

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

Αθήνα, Μάρτιος 2010





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

## Εκτίμηση Κατάστασης σε Δίκτυα Διανομής με Διασπαρμένη Παραγωγή

### ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Ευθυμία Κ. Χατζηελευθερίου

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

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την .....

.....  
Γ. Κορρές  
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....  
Κ. Βουρνάς  
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

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

Αθήνα, Μάρτιος 2010

.....  
Ευθυμία Κ. Χατζηελευθερίου

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

Copyright © Ευθυμία Κ. Χατζηελευθερίου, 2010.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στις μέρες μας καθίσταται αναγκαίο να μειωθεί η εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα και κατά συνέπεια να αυξηθεί η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Σε αυτόν τον σκοπό συμβάλλουν ιδιαίτερα τα Μικροδίκτυα. Η παρουσία όμως των Μικροδικτύων, παρά τα οφέλη που προσφέρει στο περιβάλλον καθώς και στην συνολική επίδοση του συστήματος, εισάγει σημαντική πολυπλοκότητα όσον αφορά στη λειτουργία και τον έλεγχο του δικτύου Ένας από τους σημαντικότερους τεχνικούς περιορισμούς είναι η παραβίαση των ορίων τάσης, ειδικά στις αγροτικές περιοχές. Η ενίσχυση των υπάρχοντων δικτύων διανομής με σκοπό να δύνανται να υποστηρίξουν περισσότερη διασπαρμένη παραγωγή είναι συχνά δαπανηρή και έτσι η ενεργός διαχείριση του δικτύου καθίσταται ελκυστική.

Απαραίτητη λοιπόν προϋπόθεση για τη βελτίωση της ασφαλούς και οικονομικής λειτουργίας των συστημάτων είναι η συγκέντρωση πληροφοριών σε πραγματικό χρόνο. Η εκτίμηση κατάστασης είναι ένας αλγόριθμος επεξεργασίας πληροφοριών, που υπολογίζει την καλύτερη δυνατή εκτίμηση του διανύσματος κατάστασης (μέτρα και γωνίες τάσεων των ζυγών) του συστήματος χρησιμοποιώντας μετρήσεις σε πραγματικό χρόνο, ψευδομετρήσεις, εικονικές μετρήσεις και το μαθηματικό μοντέλο του συστήματος. Ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης παίζει το ρόλο φίλτρου των ανεπεξέργαστων μετρήσεων, παρέχοντας σαν έξοδο μία αξιόπιστη βάση δεδομένων. Στην παρούσα εργασία αναλύεται η μέθοδος των ελάχιστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας.

Για να δώσει αποτελέσματα η εκτίμηση κατάστασης και να εκτιμηθεί το διάνυσμα κατάστασης, θα πρέπει να υπάρχει ικανοποιητική περίσσεια μετρήσεων, ώστε το δίκτυο να είναι παρατηρήσιμο, δηλ. το πλήθος των μετρήσεων να είναι μεγαλύτερο από τον αριθμό των αγνώστων του προβλήματος. Η ανάλυση παρατηρησιμότητας λοιπόν προσδιορίζει βάσει του τύπου και της θέσης των μετρήσεων καθώς και βάσει της τοπολογίας του δικτύου, αν είναι παρατηρήσιμο το δίκτυο. Αν όχι, προσδιορίζει τις παρατηρήσιμες νήσους, δηλ. τα μέρη του δικτύου που είναι παρατηρήσιμα, και στη συνέχεια καθιστά παρατηρήσιμο το δίκτυο με την προσθήκη επιπλέον ψευδομετρήσεων.

Μία από τις κύριες λειτουργίες ενός εκτιμητή κατάστασης είναι ακόμη να ανιχνεύει σφάλματα μετρήσεων, καθώς επίσης, αν είναι δυνατό, να εντοπίζει ποια μέτρηση αφορούν και να τα εξαλείφει. Το σφάλμα μπορεί να ανιχνευθεί στην περίπτωση που η αφαίρεση της αντίστοιχης μέτρησης δεν καθιστά το σύστημα μη παρατηρήσιμο. Δεδομένου ότι υπάρχει ικανοποιητική περίσσεια μετρήσεων, αναμένεται ότι τα σφάλματα θα φιλτραριστούν από τον εκτιμητή κατάστασης. Στην περίπτωση της μεθόδου των ελάχιστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας, η ανίχνευση και ο εντοπισμός των σφαλμάτων λαμβάνει χώρα μόνο μετά το πέρας της διαδικασίας της εκτίμησης κατάστασης, μέσω της επεξεργασίας των υπολοίπων των μετρήσεων.

Σκοπός λοιπόν αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι να μελετηθεί ο ρόλος που διαδραματίζουν διάφοροι παράγοντες, που αφορούν τις μετρήσεις που δίνονται ως είσοδοι στον εκτιμητή κατάστασης, σε ό,τι αφορά την  $\pm$  % αβεβαιότητα που υπάρχει γύρω από τις εκτιμώμενες-αναμενόμενες τιμές των μεταβλητών κατάστασης και των ροών ισχύος. Η εκτίμηση κατάστασης πραγματοποιείται με τη βοήθεια κατάλληλου προγράμματος σε ένα δίκτυο προσομοίωσης 55 κόμβων που αποτελείται από ένα υποσύστημα διανομής 15 kV Μέσης Τάσης (Μ.Τ.) με τρεις feeders και συνδέεται στο κύριο δίκτυο 150 kV Υψηλής Τάσης (Υ.Τ.).

**Λέξεις κλειδιά :** Μικροδίκτυα, εκτίμηση κατάστασης, παρατηρησιμότητα, σφάλματα, πλήθος, ακρίβεια και θέση μετρήσεων, αβεβαιότητα μεταβλητών κατάστασης & ροών ισχύος

## ABSTRACT

Nowadays due to the enormous environmental pollution it has become crucial to reduce the CO<sub>2</sub> emission to the atmosphere through the use of renewable sources of electricity. Microgrids can really contribute to this goal. Despite the fact that Microgrids contribute to the overall performance of the system as well as that they offer many environmental benefits, they induce major complexity to the system, as far as operation and control are concerned. One of the main technical barriers is the risk of violation of voltage limits, especially in rural areas. Reinforcement of existing distribution networks to make them able to cope with more distributed generation is often expensive and so active management of the network becomes attractive.

An essential requirement for the improvement of safe and efficient operation of the system is to obtain information for the state of the system in real time. The state estimation (SE) is a data processing algorithm which determines the most likely state of the system (voltage magnitudes and angles of all the buses), by using real time measurements, pseudo-measurements, virtual measurements and the network model. State estimation algorithm acts like a filter of raw measurements and provides a reliable real-time data base of the system. This paper handles with the weighted least squares state estimation (WLS).

In order to estimate the state vector of the system, there should be satisfactory redundancy of the measurements of the system. If there are enough measurements available to estimate the state vector, the network is considered as observable, i.e. the number of measurements is greater than the number of the state variables. So, observability analysis determines if the network is observable or not, based on the type and location of the available measurements, as well as based on the topology of the network.

One of the essential functions of a state estimator is to detect measurement gross errors, and to identify and eliminate them if possible. Bad data can be detected if removal of the corresponding measurement does not render the system unobservable. Provided that there is sufficient redundancy among measurements, the measurement errors are expected to be filtered by the state estimator. When using the WLS estimation method, detection and identification of bad data are done only after the estimation process takes place by processing the measurement residuals.

The purpose of this diploma thesis is to study the effect of several characteristics of the measurements, which represent the inputs to the SE algorithm, on the %uncertainty of the state variables and power flows, i.e. the  $\pm$  uncertainty that exists around the mean value of the distribution of the state variables and power flows. The state estimation algorithm is implemented on a test network of 55 nodes, which consists of a 15 kV M.V. distribution sub network with 3 main feeders. This M.V. sub network is connected to the main 150 kV H.V. network.

**Key words:** Microgrids, state estimation, observability, bad data, number, accuracy and placement of measurements, uncertainty of state variables and flow measurements

## **ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ**

Θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές ευχαριστίες μου στον κ. Γεώργιο Κορρέ, αναπληρωτή καθηγητή Ε.Μ.Π., για την πολύτιμη βοήθεια, τις υποδείξεις, τις διορθώσεις, την καθοδήγηση και την άψογη συνεργασία κατά τη διάρκεια εκπόνησης της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Αισθάνομαι επίσης έντονα την ανάγκη να ευχαριστήσω τα μέλη της οικογένειάς μου για την πολύπλευρη υποστήριξή τους όλα αυτά τα χρόνια.





## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

|   |     |
|---|-----|
| Κεφάλαιο 1 <sup>ο</sup> : Μικροδίκτυα.....  | 11  |
| 1.1 Εισαγωγή .....  | 11  |
| 1.2 Το Μικροδίκτυο.....   | 12  |
| 1.3 Τεχνολογίες Παραγωγής και Αποθήκευσης Ενέργειας για τα Μικροδίκτυα<br>14  |     |
| 1.4 Λειτουργία και Πλεονεκτήματα του Μικροδικτύου.....  | 16  |
| 1.5 Δομή και Έλεγχος του Μικροδικτύου .....   | 19  |
| Κεφάλαιο 2 <sup>ο</sup> : Εκτίμηση Κατάστασης.....  | 21  |
| 2.1 Εισαγωγή .....  | 21  |
| 2.2 Εκτίμηση κατάστασης σε Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας .....   | 22  |
| 2.3 Εκτίμηση Κατάστασης με τη Μέθοδο των Ελαχίστων Τετραγώνων με<br>Συντελεστές Βαρύτητας.....  | 24  |
| 2.3.1 Εκτίμηση Μέγιστης Πιθανότητας.....  | 25  |
| 2.3.1.1 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Gauss. ....  | 25  |
| 2.3.1.2 Από κοινού συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (συνάρτηση<br>πιθανότητας) .....  | 26  |
| 2.3.2 Μοντέλο Μετρήσεων και Θεωρήσεις.....  | 28  |
| 2.3.3 Αλγόριθμος Εκτίμησης Κατάστασης WLS .....   | 29  |
| 2.3.3.1 Η Συνάρτηση Μετρήσεων, $h(x^k)$ .....   | 30  |
| 2.3.3.2 Η Ιακωβιανή των Μετρήσεων, $H$ .....  | 32  |
| 2.3.3.3 Ιδιότητες της Μήτρας Κέρδους, $G$ .....   | 34  |
| 2.3.3.4 Παραγοντοποίηση του $G$ κατά Cholesky .....   | 35  |
| 2.3.3.5 Εκτέλεση ευθείας / αντίστροφης αντικατάστασης .....   | 35  |
| Κεφάλαιο 3 <sup>ο</sup> : Ανίχνευση και Εντοπισμός Σφαλμάτων.....   | 37  |
| 3.1 Εισαγωγή .....  | 37  |
| 3.2 Ιδιότητες των Υπολοίπων των Μετρήσεων .....   | 38  |
| 3.3 Ταξινόμηση των μετρήσεων – Ανάλυση Παρατηρησιμότητας Δικτύου.....   | 40  |
| 3.4 Εισαγωγή στην Ανίχνευση και τον Εντοπισμό Σφαλμάτων.....  | 42  |
| 3.5 Ανίχνευση Σφαλμάτων .....   | 42  |
| 3.5.1 Κατανομή $\chi^2$ .....   | 42  |
| 3.5.2 Χρήση της Κατανομής $\chi^2$ για Ανίχνευση Σφαλμάτων.....   | 43  |
| 3.5.3 Δοκιμή $\chi^2$ για Ανίχνευση Σφαλμάτων στην Εκτίμηση Κατάστασης με<br>τη Μέθοδο των Ελάχιστων Τετραγώνων με Συντελεστές Βαρύτητας (WLS) .... | 44  |
| 3.5.4 Χρήση των Κανονικοποιημένων Υπολοίπων για την Ανίχνευση<br>Σφαλμάτων.....   | 45  |
| 3.6 Ιδιότητες των Κανονικοποιημένων Υπολοίπων .....   | 46  |
| 3.7 Εντοπισμός Σφαλμάτων.....   | 46  |
| Κεφάλαιο 4 <sup>ο</sup> : Δίκτυο Προσομοίωσης.....  | 48  |
| Κεφάλαιο 5 <sup>ο</sup> : Αποτελέσματα Προσομοίωσης .....   | 52  |
| 5.1 Βασική Περίπτωση (Base Case) .....  | 52  |
| 5.2 Πλήθος Μετρήσεων Τάσης.....   | 58  |
| 5.3 Ακρίβεια Μετρήσεων Τάσης .....  | 62  |
| 5.4 Θέση μετρήσεων τάσης .....  | 94  |
| 5.5 Πλήθος και θέση μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος σε σχέση με τον κύριο<br>κόμβο μέσης τάσης 71 .....   | 102 |
| 5.6 Πλήθος και θέση μετρήσεων ροής άεργου ισχύος σε σχέση με τον κύριο<br>κόμβο μέσης τάσης 71 .....  | 113 |

|                    |  |     |
|--------------------|--|-----|
| 5.7                | Ακρίβεια μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος από τον κόμβο 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν .....  | 123 |
| 5.8                | Ακρίβεια μετρήσεων ροής άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν .....   | 130 |
| 5.9                | Σύγκριση μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, με την ίδια ακρίβεια εναλλάξ στην ενεργό και άεργο ισχύ..... | 137 |
| 5.10               | Ακρίβεια μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν.....  | 142 |
| 5.11               | Ακρίβεια μετρήσεων έγχυσης ενεργού ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης (load estimation) .....   | 154 |
| 5.12               | Ακρίβεια μετρήσεων έγχυσης άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης (load estimation) .....  | 161 |
| 5.13               | Σύγκριση μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης (load estimation), με την ίδια ακρίβεια εναλλάξ στην ενεργό και άεργο ισχύ.....  | 167 |
| 5.14               | Ακρίβεια μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης (load estimation) .....  | 172 |
| 5.15               | Παρατηρήσεις - Συμπεράσματα .....  | 185 |
| ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ.....     |  | 191 |
| A.                 | Δεδομένα Δικτύου Προσομοίωσης.....   | 192 |
| B.                 | Περιγραφή της ΡΤΙ Διαμόρφωσης των Αρχείων Ροής Φορτίου .....   | 198 |
| Γ.                 | Παραδείγματα Αρχείων της Μορφής .sys και .ses .....  | 203 |
| ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ ..... |  | 215 |

# Κεφάλαιο 1<sup>ο</sup> : Μικροδίκτυα

## 1.1 Εισαγωγή

Τις τελευταίες δεκαετίες η ανάπτυξη των ηλεκτρικών συστημάτων βασίστηκε σε ένα κεντρικό σύστημα παραγωγής. Σύμφωνα με αυτό κατασκευάζονταν μεγάλοι σταθμοί παραγωγής (1.000 –2.000 MW ή και παραπάνω), οι οποίοι συνδέονταν στο δίκτυο μεταφοράς υπερυψηλής τάσης (ΥΥΤ). Η ερευνητική δραστηριότητα αυτή τη στιγμή στον ενεργειακό τομέα, καθώς και σύμφωνα με προβλέψεις επιστημόνων, δείχνουν ότι στο μέλλον θα κινηθούμε προς ένα διαφορετικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, βασισμένο στο μοντέλο της διασπαρμένης παραγωγής.

Η εφαρμογή του μοντέλου της διασπαρμένης παραγωγής στα ηλεκτρικά συστήματα δεν είναι νέο φαινόμενο. Πριν την επικράτηση του εναλλασσόμενου ρεύματος και των μεγάλων ατμοηλεκτρικών σταθμών (ΑΗΣ), κατά τις αρχές του 20ου αιώνα όλες οι ανάγκες για ενέργεια, όπως οι ανάγκες για θέρμανση, ψύξη, φωτισμό και κίνηση, ικανοποιούνταν από μονάδες παραγωγής πολύ κοντά στο σημείο κατανάλωσης. Η τεχνολογική πρόοδος, οι οικονομίες κλίμακας στην παραγωγή και τη διανομή ενέργειας, ο δημόσιος χαρακτήρας της ηλεκτρικής επιχείρησης (η Δ.Ε.Η. όσον αφορά τα ελληνικά δεδομένα) καθώς και ο συνεχώς σημαντικότερος ρόλος που παίζει ο ηλεκτρισμός στη ζωή μας, συνέβαλαν σταδιακά στη διαμόρφωση του ηλεκτρικού δικτύου όπως το γνωρίζουμε σήμερα, δηλ. με μεγάλες μονάδες παραγωγής μακριά από τα αστικά κέντρα και μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των γραμμών υπερυψηλής, υψηλής, μέσης και χαμηλής τάσης σε κάθε επιχείρηση και οικιακό χρήστη της χώρας.

Ενώ το ηλεκτρικό δίκτυο εξελισσόταν, κάποιοι μεγάλοι καταναλωτές – κυρίως βιομηχανίες – θεώρησαν οικονομικά πιο συμφέρον να εγκαταστήσουν και να λειτουργήσουν ιδιόκτητα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Παράλληλα καταναλωτές οι οποίοι απαιτούσαν αδιάλειπτη παροχή ενέργειας όπως τα νοσοκομεία, συχνά εγκαθιστούσαν ιδιόκτητες γεννήτριες παραγωγής για παροχή ενέργειας σε επείγοντα φορτία. Αυτές οι «παραδοσιακές» μορφές διασπαρμένης παραγωγής, αν και δεν ήταν υπό τον έλεγχο κάποιας ηλεκτρικής επιχείρησης, παρείχαν πολλά πλεονεκτήματα στο συνολικό ηλεκτρικό δίκτυο, προσφέροντας υπηρεσίες στους καταναλωτές, τις οποίες δεν ήταν απαραίτητο να παρέχει η ηλεκτρική επιχείρηση. Έτσι, η τελευταία είχε ελεύθερους πόρους τους οποίους μπορούσε να χρησιμοποιήσει για τη χρηματοδότηση έργων με σκοπό την ενίσχυση του δικτύου και τον πλήρη εξηλεκτρισμό της χώρας.

Σήμερα, η πρόοδος που έχει γίνει όσον αφορά τα νέα υλικά και τον σχεδιασμό των φωτοβολταϊκών συστημάτων, των μικροτουρμπίνων, των κυψελών καυσίμου, των κινητήρων, του ψηφιακού ελέγχου και της παρακολούθησης των συστημάτων εξ αποστάσεως, έχει αυξήσει το εύρος των εφαρμογών για τα σύγχρονα συστήματα διασπαρμένης παραγωγής. Αυτή η τεχνολογική πρόοδος, σε συνδυασμό με τις μεταβαλλόμενες ανάγκες των καταναλωτών και την απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας έχουν δημιουργήσει νέες δυνατότητες για τα συστήματα διασπαρμένης παραγωγής τόσο για τους καταναλωτές, οι οποίοι μπορούν να επιλέξουν να καλύψουν μόνοι τους τις δικές τους ανάγκες, όσο και για τις ηλεκτρικές εταιρείες, οι οποίες

μπορούν να εξερευνήσουν τις δυνατότητες της διασπαρμένης παραγωγής για την κάλυψη της ζήτησης.

Το Μικροδίκτυο αποτελεί έναν τρόπο υλοποίησης του μοντέλου της διασπαρμένης παραγωγής, αφού ενσωματώνει όλες τις νέες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας – και ιδιαίτερα τις ανανεώσιμες πηγές – συνδεδεμένο σε δίκτυα χαμηλής τάσης. Αυτό σημαίνει ότι πολλά τέτοια δίκτυα μπορούν να δημιουργηθούν είτε από ηλεκτρικές εταιρείες, είτε ακόμα και από μικρές ομάδες καταναλωτών για να καλύπτουν τοπικά τις ανάγκες για ηλεκτρική ενέργεια. Αναλυτικότερη περιγραφή του μικροδικτύου δίνεται στις επόμενες ενότητες αυτού του κεφαλαίου.

## 1.2 Το Μικροδίκτυο

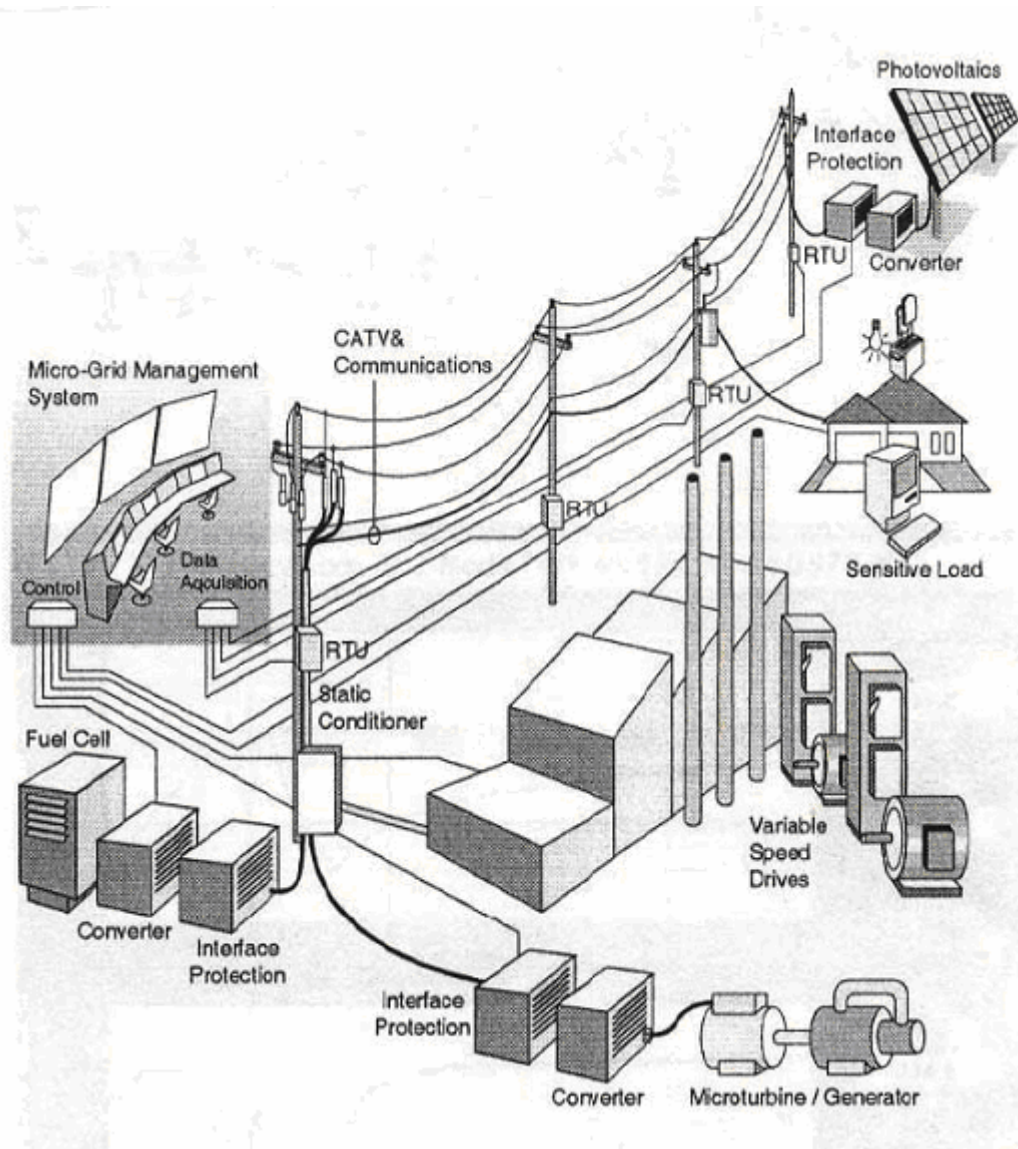
Το Μικροδίκτυο αποτελεί μία νέα προσέγγιση όσον αφορά τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και αναμένεται να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στα μελλοντικά ηλεκτρικά δίκτυα. Ένα Μικροδίκτυο αποτελείται από μικρές μονάδες παραγωγής οι οποίες συνήθως δεν ξεπερνούν τα 500kW, όπως μικροτουρμπίνες, κυψέλες καυσίμου, φωτοβολταϊκά κύτταρα, σε συνδυασμό με συσκευές αποθήκευσης (π.χ. μπαταρίες, σφονδύλους, κ.α.) καθώς και ελεγχόμενα φορτία, τα οποία συνδέονται στο δίκτυο χαμηλής τάσης – ή ακόμη και στη μέση τάση. Αυτού του είδους τα συστήματα μπορούν να λειτουργήσουν είτε διασυνδεδεμένα στο υπάρχον ηλεκτρικό δίκτυο, είτε απομονωμένα σε κατάσταση νησιδοποίησης. Η παρουσία των μικροδικτύων εισάγει σημαντική πολυπλοκότητα όσον αφορά στη λειτουργία του δικτύου, παρόλα αυτά όμως προσφέρει σημαντικά πλεονεκτήματα στη συνολική επίδοση του συστήματος, εφόσον εφαρμόζεται ο κατάλληλος έλεγχος.

Ένα Μικροδίκτυο αποτελεί ουσιαστικά μικρογραφία των μεγάλων ηλεκτρικών δικτύων. Τα πλεονεκτήματα που μπορεί να παρέχει στη συνολικότερη λειτουργία του συστήματος συμπεριλαμβάνουν ένα ευρύ φάσμα περιοχών, όπως:

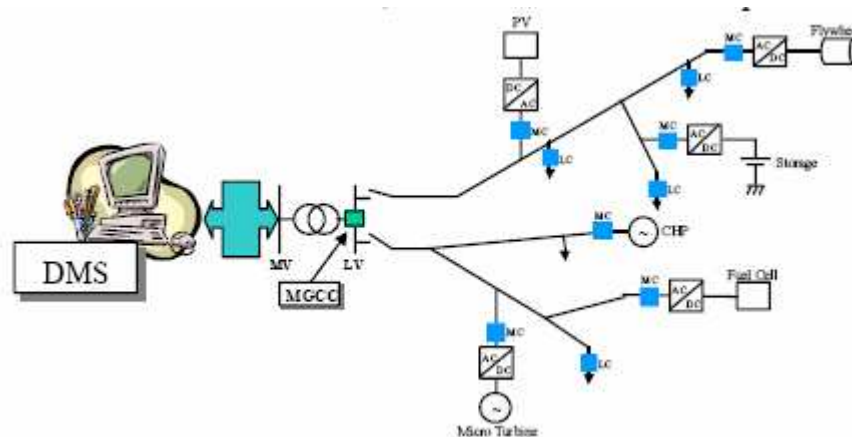
- ο την αποδοτικότερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, την ελαχιστοποίηση των απωλειών και τη βελτίωση της ποιότητας ισχύος, με την ενσωμάτωση μονάδων συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (CHP), καθώς και με την εγκατάσταση αυτών κοντά στους καταναλωτές,
- ο τη μειωμένη περιβαλλοντική επιβάρυνση χρησιμοποιώντας σε μεγάλο βαθμό – εκτός των CHP – ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και γενικότερα νέες τεχνολογίες, φιλικότερες προς το περιβάλλον,
- ο τη βελτίωση της αξιοπιστίας και της προσαρμοστικότητας του συστήματος, αφού τα μικροδίκτυα ακολουθούν την αρχή της διασπαρμένης παραγωγής, με αποτέλεσμα η ηλεκτρική ενέργεια να μην παράγεται αποκλειστικά από λίγες μεγάλες μονάδες
- ο τη μείωση του κόστους κάλυψης των ενεργειακών αναγκών των καταναλωτών, όταν το Μικροδίκτυο συμμετέχει σε πλήρως απελευθερωμένη αγορά ενέργειας
- ο από την πλευρά του χειριστή του Δικτύου Διανομής Μέσης Τάσης ή της Επιχείρησης Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, η δυνατότητα τοπικής κάλυψης του φορτίου από το Μικροδίκτυο προσφέρει πλεονεκτήματα όπως τη δυνατότητα αναβολής επενδύσεων προς ενίσχυση του δικτύου και των

κεντρικών σταθμών παραγωγής καθώς επίσης και μεγαλύτερη ευελιξία στον έλεγχο του δικτύου, ιδιαίτερα κατά τον χειρισμό των συμφορήσεων και την επαναφορά του συστήματος μετά από σβέση.

Δύο τυπικά παραδείγματα Μικροδικτύου παρουσιάζονται στα Σχ. 1.1. και 1.2.



Σχ. 1.1: Παράδειγμα Μικροδικτύου Νο1



**Σχ. 1.2: Παράδειγμα Μικροδικτύου Νο2**

Σημαντική έρευνα συντελείται αυτή τη στιγμή για τη λειτουργία και τον έλεγχο των μικροδικτύων και τον καθορισμό των χαρακτηριστικών τους που θα τα καταστήσουν ανταγωνιστικά σε σύγκριση με τις υπάρχουσες τεχνολογίες. Ερευνητικά προγράμματα σε Ευρώπη και Αμερική έχουν ήδη προχωρήσει προς αυτήν την κατεύθυνση ενώ πιλοτικά μικροδίκτυα έχουν αναπτυχθεί σε πολλά σημεία της Ευρώπης, όπως για παράδειγμα στο Mannheim της Γερμανίας, στη νήσο Bornholm της Δανίας, καθώς και στις ΗΠΑ. Στη Ελλάδα, ένα πιλοτικό μικροδίκτυο έχει υλοποιηθεί στην Κύθνο.

### **1.3 Τεχνολογίες Παραγωγής και Αποθήκευσης Ενέργειας για τα Μικροδίκτυα**

Οι περισσότερες μικροπηγές του Μικροδικτύου συνδέονται στο υπόλοιπο δίκτυο μέσω μετατροπών. Οι αυξημένες δυνατότητες που προσφέρουν οι σύγχρονοι αντιστροφείς καθιστούν δυνατό τον έλεγχο της παραγωγής ενεργού και άεργου ισχύος και κατά συνέπεια της τάσης και της συχνότητας σε απομονωμένη λειτουργία. Οι τεχνολογίες παραγωγής που εμπλέκονται σε ένα μικροδίκτυο είναι σε γενικές γραμμές οι εξής:

- Μικροτουρμπίνες (Micro-turbines)

Οι μικροτουρμπίνες κυμαίνονται σε ισχείς από 20 έως 100 kW. Η τεχνολογία τους προέρχεται από τις βοηθητικές μονάδες ισχύος (auxiliary power unit – APU) και η μηχανολογική τους λειτουργία είναι απλή, με ό,τι αυτό συνεπάγεται σε θέματα διάρκειας ζωής και απαιτήσεων συντήρησης. Το καύσιμό τους είναι κυρίως το φυσικό αέριο, ωστόσο θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί και πετρέλαιο ή προπάνιο.

- Κυψέλες Καυσίμου (fuel cells)

Οι κυψέλες καυσίμου είναι μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία τόσο για τα μικροδίκτυα όσο και για το γενικότερο χώρο της διασπαρμένης παραγωγής. Η κυψέλη καυσίμου είναι μια ηλεκτροχημική διάταξη που μετατρέπει απευθείας τη

χημική ενέργεια των καυσίμων σε ηλεκτρική ενέργεια. Το καύσιμο που τροφοδοτεί τις κυψέλες καυσίμου μπορεί να είναι υδρογόνο ή θεωρητικά οποιοδήποτε άλλο συμβατικό καύσιμο αποτελούμενο από υδρογονάνθρακες. Οι κυψέλες καυσίμου μπορούν να παρέχουν πολύ υψηλή απόδοση λειτουργίας αλλά το βασικό τους πρόβλημα αυτή την στιγμή είναι το υψηλό τους κόστος.

- Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελούν σημαντικό τμήμα ενός μικροδικτύου. Η παραγωγή βασίζεται κυρίως σε φωτοβολταϊκά στοιχεία αλλά και μικρές ανεμογεννήτριες. Επιπλέον θα μπορούσαν να περιληφθούν και συμβατικές μονάδες που λειτουργούν με βιοκαύσιμα.

- Μονάδες συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρικής ενέργειας (Combined Heat & Power, CHP)

Μία βασική τεχνολογία που είναι οικονομικά συμφέρουσα είναι αυτή της συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού. Πιο συγκεκριμένα, από τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού που χρησιμοποιούν καύσιμα αξιοποιείται η θερμότητα της καύσης. Τυπικά, σε μία συμβατική μηχανή σχεδόν τα τρία τέταρτα της ενέργειας του καυσίμου είναι θερμική ενέργεια, η οποία αποβάλλεται στο περιβάλλον. Στις μονάδες συμπαραγωγής χρησιμοποιείται η θερμότητα αυτή προκειμένου να καλύψει τοπικές ανάγκες σε θέρμανση με άμεσο αποτέλεσμα την εξοικονόμηση καυσίμου. Το βασικό πρόβλημα είναι ότι είναι πολύ δύσκολη η μεταφορά θερμότητας. Για το μέγεθος των μονάδων που μελετάμε εδώ η μεταφορά θερμότητας καθίσταται δυνατή εφόσον η μονάδα παραγωγής είναι δίπλα στο φορτίο.

- Αποθήκευση ενέργειας

Το βασικό πρόβλημα της ηλεκτρικής ενέργειας είναι ότι δεν μπορεί να αποθηκευτεί εύκολα σε εκτεταμένη κλίμακα. Σχεδόν όλη η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σήμερα είναι ταυτόχρονη με την παραγωγή της. Ωστόσο για την λειτουργία των μικροδικτύων, εφόσον αυτά περιλαμβάνουν μεγάλη παραγωγή – συγκριτικά με το μέγεθός τους – από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι ιδιαίτερα επιθυμητή η παρουσία μονάδων αποθήκευσης ενέργειας. Οι βασικές μέθοδοι αποθήκευσης είναι:

- η μέθοδος που χρησιμοποιείται περισσότερο είναι αυτή της ηλεκτροχημικής μετατροπής και αποθήκευσης της ενέργειας σε συσκευές που ονομάζονται ηλεκτρικοί συσσωρευτές ή κοινώς *μπαταρίες* και κυρίως μπαταρίες μολύβδου οξέος
- με πεπιεσμένο αέρα (Compressed Air Energy Storage, CAES) όπου ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται για την συμπίεση ποσότητας αέρα η οποία στη συνέχεια κινώντας έναν στρόβιλο αναπαράγει την ηλεκτρική ενέργεια.
- με σφονδύλους (flywheels). Πρόκειται για διατάξεις όπου μέσω ενός κινητήρα – γεννήτριας μπορεί να γίνει αποθήκευση με την μορφή κινητικής ενέργειας σε μια στρεφόμενη μάζα.

- με υπεραγώγιμες διατάξεις. Εφαρμογές με διατάξεις που χρησιμοποιούν υγρό ήλιο είναι ήδη σε εμπορική εκμετάλλευση ενώ διατάξεις υγρού αζώτου αναμένονται στο άμεσο μέλλον.
- με διατάξεις άντλησης. Η ενέργεια που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές χρησιμοποιείται για άντληση νερού σε υψηλότερη υψομετρική στάθμη. Κατόπιν ηλεκτρική ενέργεια παράγεται όταν ζητηθεί με έναν υδροστρόβιλο.

## 1.4 Λειτουργία και Πλεονεκτήματα του Μικροδικτύου

Το Μικροδίκτυο λειτουργεί στην ουσία ως μία οντότητα, η οποία, ως προς το υπόλοιπο δίκτυο, συμπεριφέρεται άλλοτε ως καταναλωτής (όταν η παραγωγή του μικροδικτύου δεν επαρκεί για να καλύψει τις ανάγκες των καταναλωτών του σε ενέργεια) και άλλοτε ως παραγωγός. Είτε με τη μία είτε με την άλλη ιδιότητα, στην περίπτωση μίας πλήρως απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας, το Μικροδίκτυο μπορεί να συμμετέχει καθορίζοντας την τιμή στην οποία θα αγοράσει ή θα πουλήσει ηλεκτρική ενέργεια. Στο μέλλον προβλέπεται ακόμα και η δυνατότητα να επιλέξει από ποιον παραγωγό θα αγοράσει ενέργεια, αναλόγως με την αξιοπιστία αυτού.

Με την εισαγωγή του Μικροδικτύου ως μοντέλο για τα ηλεκτρικά συστήματα του άμεσου μέλλοντος, βασικό θέμα συζήτησης αποτελούν τα πλεονεκτήματα που μπορεί να παρέχει στους καταναλωτές, τις ηλεκτρικές επιχειρήσεις και στη συνολική λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, καθώς επίσης κι αν είναι οικονομικά συμφέρον. Ας αναλύσουμε πρώτα τα πλεονεκτήματα ενός Μικροδικτύου για να προχωρήσουμε στη συνέχεια σε ορισμένα βασικά στοιχεία όσον αφορά στην οικονομική ανάλυση.

Το Μικροδίκτυο εξ ορισμού αποτελείται από ένα σύνολο μικροπηγών, οι οποίες βρίσκονται σε μικρή απόσταση από τους καταναλωτές τους οποίους τροφοδοτούν. Αυτό το βασικό χαρακτηριστικό τους, αποτελεί σημαντικό στοιχείο για τη λειτουργία του δικτύου, αφού επιτυγχάνεται η ελαχιστοποίηση των απωλειών που προκύπτουν από τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας. Στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας όπως το γνωρίζουμε σήμερα, η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από μεγάλες μονάδες παραγωγής και διανύει πολλά χιλιόμετρα μέχρι τον τελικό καταναλωτή, με αποτέλεσμα μέρος αυτής να χάνεται στη διαδρομή υπό τη μορφή θερμότητας. Επιπλέον, η μικρή απόσταση βοηθάει και στην παροχή καλύτερης ποιότητας ισχύος, αφού δεν παρεμβάλλονται ούτε μεγάλα μήκη γραμμών ούτε πολλοί ενδιάμεσοι καταναλωτές, οι οποίοι αλλοιώνουν με τη χωρητική (ή επαγωγική αν πρόκειται για φορτία) συμπεριφορά τους τον συντελεστή ισχύος.

Το Μικροδίκτυο προσφέρει ακόμα πολλά περιβαλλοντικά οφέλη. Ενσωματώνοντας πολλές νέες τεχνολογίες και αποτελούμενο σε μεγάλο βαθμό από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έχει τη δυνατότητα να λειτουργήσει αν όχι με μηδαμινή, τότε με πολύ μικρή περιβαλλοντική επιβάρυνση. Το Μικροδίκτυο αποτελεί ιδιαίτερα πρόσφορο έδαφος για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων, ενώ όπως αναφέρθηκε και στην ενότητα 1.3 μπορεί να συμπεριλαμβάνει και κυψέλες καυσίμου και μικρές ανεμογεννήτριες. Ιδιαίτερη αναφορά πρέπει να γίνει στις μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (Combined Heat & Power – CHP). Το γεγονός



ότι οι καταναλωτές βρίσκονται πολύ κοντά στην παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, τους δίνει τη δυνατότητα να επωφεληθούν από τη θερμότητα των καυσαερίων για τη θέρμανση (ή και την ψύξη ακόμα, για την οποία σημειωτέον απαιτούνται μεγάλα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας) των σπιτιών και των επιχειρήσεών τους. Σε περίπτωση κεντρικής – και όχι διασπαρμένης – παραγωγής κάτι τέτοιο θα απαιτούσε μονάδες παραγωγής ιδιαίτερα μεγάλης ισχύος, ενώ θα υπήρχαν και σημαντικές απώλειες κατά τη μεταφορά της θερμότητας. Με την παράλληλη παραγωγή θερμότητας οι CHP επιτυγχάνουν συντελεστή απόδοσης που κυμαίνεται μεταξύ 60% και 70%. Αν αυτός συγκριθεί με το συντελεστή απόδοσης των μεγάλων μονάδων παραγωγής που λειτουργούν με λιγνίτη ή με πετρέλαιο, ο οποίος δεν ξεπερνά συνήθως το 30%, το ενεργειακό, οικονομικό και περιβαλλοντικό όφελος γίνεται αμέσως εμφανές.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει προσδιορίσει τις ενεργειακές απώλειες, ως βασικό στόχο για τα προγράμματα έρευνας και ανάπτυξης, αναγνωρίζοντας ότι πρόκειται για μια από τις προτεραιότητες για βελτιωμένη ενεργειακή αποδοτικότητα με σκοπό τη συμβολή στο μετριασμό της αλλαγής του κλίματος. Σε ευρωπαϊκή κλίμακα, η γενική αύξηση στην αποδοτικότητα του συνδυασμού παραγωγής θερμικής και ηλεκτρικής ενέργειας, θα μπορούσε να οδηγήσει στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα περισσότερο από 65 εκατομμύρια τόνους CO<sub>2</sub> ανά έτος. Παράλληλα, η μείωση των απωλειών στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής που επιτυγχάνεται με τη λειτουργία των Μικροδικτύων κυμαίνεται από 2 έως 4%, συμβάλλοντας σε ετήσια μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά 20 εκατομμύρια τόνους περίπου.

Όσο αυξάνεται η απαίτηση για πιο αξιόπιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, καταναλωτές για τους οποίους είναι σημαντική η αδιάλειπτη παροχή ενέργειας, όπως τα νοσοκομεία, τα αεροδρόμια, οι τράπεζες και οι βιομηχανίες θα μπορούν να επωφεληθούν από το Μικροδίκτυο. Σε περίπτωση σφάλματος που θα οδηγήσει στην αποκοπή μέρος του κεντρικού δικτύου, το Μικροδίκτυο μπορεί να επιτρέπει την παροχή ενέργειας στα φορτία από τις μικροπηγές του, ακόμα και αποσυνδεδεμένο από το υπόλοιπο δίκτυο. Επιπλέον, εισάγοντας το μοντέλο της διασπαρμένης παραγωγής και των πολλών μικροπηγών σε διάφορα σημεία του δικτύου, επιτυγχάνονται δύο ακόμα σημαντικά πλεονεκτήματα. Αφενός, είναι σχεδόν απίθανο να υπάρξουν ταυτόχρονα σφάλματα σε τόσες μικροπηγές ώστε το σύστημα να οδηγηθεί σε σβέση. Αντίθετα, σφάλμα σε κάποιον κεντρικό σταθμό παραγωγής είναι πιθανό να δημιουργήσει σημαντικά προβλήματα. Αφετέρου, η διασπορά των μονάδων παραγωγής βοηθά ιδιαίτερα στην αξιοπιστία παροχής ενέργειας από τις ανανεώσιμες πηγές. Όσο μεγαλύτερη η διασπορά τους, τόσο λιγότερο πιθανή είναι η ταυτόχρονη αδυναμία τους για παραγωγή ενέργειας λόγω ανέμου ή έλλειψης ηλιοφάνειας. Και αυτό με τη σειρά του ίσως οδηγήσει σε πιο ελαστικά όρια όσον αφορά τη διεύθυνση των ΑΠΕ στο σύστημα, με συνέπεια την αποτελεσματικότερη αξιοποίησή τους.

Επιπλέον με την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και τη συμμετοχή του Μικροδικτύου σε αυτή, αναμένεται ότι το οικονομικό όφελος από την αγορά ή την πώληση ενέργειας σύμφωνα με τους όρους και τις τιμές που συμφέρει το τελευταίο, θα είναι σε ορισμένες περιπτώσεις σημαντικό.

Οφέλη προκύπτουν και για τους διαχειριστές των Δικτύων Διανομής Μέσης Τάσης και τις επιχειρήσεις Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας. Αντίθετα με τα δίκτυα μεταφοράς, όπου υπάρχει δυνατότητα ελέγχου με τον έλεγχο της παραγόμενης ισχύος

και τους ελεγκτές ροής ισχύος, τα δίκτυα διανομής μέχρι σήμερα, σχεδιάζονταν με φιλοσοφία παθητικής λειτουργίας. Με την εισαγωγή όμως των Μικροδικτύων, προσφέρονται μεγαλύτερες δυνατότητες ελέγχου του δικτύου χαμηλής τάσης, με αποτέλεσμα κατά περιπτώσεις να μπορεί να αποφευχθεί η ενίσχυση του δικτύου για την αντιμετώπιση προβλημάτων συμφόρησης. Για παράδειγμα το Μικροδίκτυο γίνεται ιδιαίτερα χρήσιμο για την κάλυψη των αιχμών του συστήματος. Αποφεύγοντας έτσι τη επιβάρυνση του δικτύου μεταφοράς και διανομής με την απαραίτητη ενέργεια για την κάλυψη των αιχμών από τους κεντρικούς σταθμούς παραγωγής, καθίσταται δυνατή η σύνδεση επιπλέον φορτίων στο δίκτυο χωρίς να απαιτείται ενίσχυση της γραμμής. Με την κάλυψη των αναγκών σε ενέργεια από τοπικούς παραγωγούς επιτυγχάνεται ακόμα μεγαλύτερη ευελιξία στο έλεγχο του ηλεκτρικού συστήματος κατά τους χειρισμούς μετά από σβέση (blackout). Το τίμημα όμως είναι βέβαιο η αυξημένη πολυπλοκότητα που εισάγεται από το Μικροδίκτυο, όσον αφορά τον τρόπο με τον οποίο θα γίνεται ο έλεγχος.

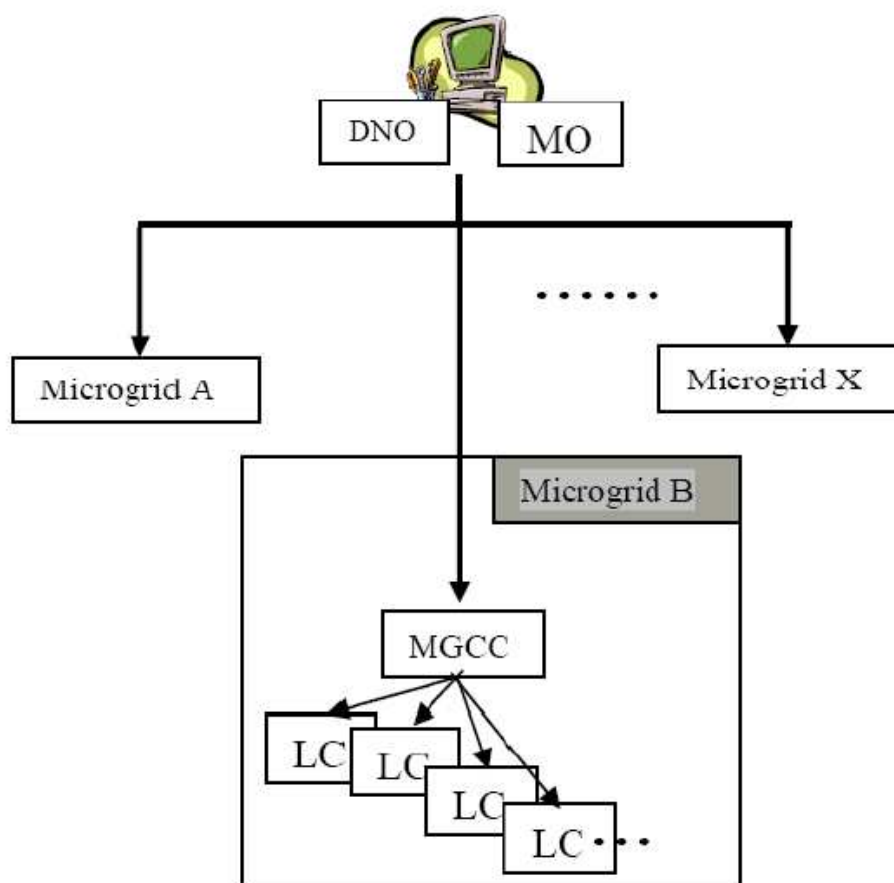
Όπως γίνεται λοιπόν αντιληπτό, το Μικροδίκτυο δεν είναι μια παθητική οντότητα, η οποία απλώς καταναλώνει ενέργεια (ή προσφέρει σε ορισμένες περιπτώσεις). Αντιθέτως, μπορεί να τροφοδοτήσει επείγοντα φορτία σε περίπτωση σβέσης, και μπορεί να προσφέρει βοηθητικές υπηρεσίες (ancillary services) όπως έλεγχο ενεργού-άεργου ισχύος και κατ' επέκταση έλεγχο τάσης και συχνότητας, μεγαλύτερη αξιοπιστία, καλύτερη ποιότητα ισχύος και πολλά περιβαλλοντικά οφέλη. Ένας χαρακτηρισμός που επαναλαμβάνεται ιδιαίτερα στο αμερικανικό σύστημα είναι αυτός του «καλού πολίτη» (good citizen) καθώς το μικροδίκτυο επικουρεί την λειτουργία του κεντρικού δικτύου και η χρήση των πηγών γίνεται με ορθολογικό τρόπο.

Από τα παραπάνω προκύπτει ότι εκτός από τα οικονομικά οφέλη που ίσως επιτυγχάνει το Μικροδίκτυο με κατά περιπτώσεις μικρότερο κόστος παραγωγής ενέργειας, υπάρχουν κι άλλα ιδιαίτερα σημαντικά οφέλη τα οποία πρέπει σίγουρα να ληφθούν υπόψη. Η σύγκριση όσον αφορά το κόστος παραγωγής των μικροπηγών δε θα ήταν δίκαιο να γίνει με τους κεντρικούς σταθμούς παραγωγής, εφόσον δε συνυπολογίζουμε το κόστος μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας στον τελικό καταναλωτή και τις απώλειες σε ενέργεια που αυτή συνεπάγεται. Οικονομικά οφέλη είναι σχεδόν σίγουρο ότι θα προκύψουν από τις μονάδες συμπαραγωγής (CHP) καθώς και μακροπρόθεσμα από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αφού έχουν μηδενικό κόστος «καυσίμου».

Όσον αφορά τη συμμετοχή του Μικροδικτύου στην αγορά ενέργειας, είναι αναγκαίο βέβαιο να σημειώσουμε ότι αυτή θα πρέπει να γίνεται με μία μέθοδο που περικλείει τις ιδιαιτερότητες του συστήματος και ειδικά το μέγεθός του, αφού τα μικροδίκτυα των λίγων δεκάδων kW δεν μπορούν να σταθούν με την ίδια βαρύτητα με μία μονάδα πολλών MW σε μία αγορά ενέργειας και σίγουρα θα πρέπει να ληφθούν υπόψη και οι τοπικές ανάγκες. Αν μαζί με τα παραπάνω οικονομικά οφέλη λάβουμε υπόψη τη δυνατότητα που δίνεται στον καταναλωτή να αποφασίζει για τον εαυτό του το επίπεδο της τιμής αγοράς, της αξιοπιστίας και της ποιότητας της ισχύος που θα του παρασχεθεί, καθώς και τα επιπλέον πλεονεκτήματα που προσφέρει, το Μικροδίκτυο αναμένεται να αποτελέσει ιδιαίτερα ελκυστική εφαρμογή για το μέλλον.

## 1.5 Δομή και Έλεγχος του Μικροδικτύου

Σε αυτή την ενότητα θα παρουσιάσουμε σε γενικές γραμμές τα βασικά μέρη με τα οποία επιτελείται ο έλεγχος του μικροδικτύου. Σε αυτή την εργασία, όπως παρουσιάζεται και στο Σχ. 1.3, υιοθετούμε ένα ιεραρχικό μοντέλο ελέγχου του Μικροδικτύου.



Σχ. 1.3: Βασική δομή ελέγχου ενός Μικροδικτύου

Αυτό το μοντέλο λειτουργίας του συστήματος έχει τρία βασικά επίπεδα λειτουργίας:

- τον διαχειριστή του δικτύου (Distribution Network Operator – DNO) και τον διαχειριστή της αγοράς (Market Operator – MO) από την πλευρά της μέσης τάσης
- τον κεντρικό ελεγκτή του μικροδικτύου (Microgrid System Central Controller – MGCC)
- τους τοπικούς ελεγκτές των μονάδων παραγωγής και των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας (Local Controllers – LC)

Ο διαχειριστής του δικτύου (DNO) είναι υπεύθυνος για την τεχνική λειτουργία του συστήματος στην χαμηλή και μέση τάση. Στο κομμάτι αυτό του δικτύου μπορεί να υπάρχουν πλέον του ενός Μικροδίκτυα. Ο διαχειριστής της αγοράς (MO) είναι υπεύθυνος για την λειτουργία της αγοράς ενέργειας στην συγκεκριμένη περιοχή του

δικτύου διανομής. Είναι προφανές ότι ανάλογα με το μοντέλο της αγοράς ενέργειας μπορεί να υπάρχουν περισσότεροι του ενός ΜΟ. Αυτές οι δύο οντότητες δεν ανήκουν στο Μικροδίκτυο αλλά αποτελούν τους εκπροσώπους του δικτύου με τους οποίους επικοινωνεί το κάθε Μικροδίκτυο. Θα πρέπει να τονιστεί ότι παρά την αυτονομία του τελευταίου, εφόσον είναι συνδεδεμένο με το κυρίως δίκτυο, θα πρέπει να υπάρχει ένα ελάχιστο επίπεδο συντονισμού με τους DNO/MO και αυτό θα γίνει πιο απαραίτητο στο μέλλον θεωρώντας ότι ο αριθμός των Μικροδικτύων θα αυξηθεί κατακόρυφα.

Οι DNO/MO επικοινωνούν με το Μικροδίκτυο μέσω του Κεντρικού ελεγκτή (*Microgrid System Central Controller – MGCC*). Ο τελευταίος σε ένα παραδοσιακό μοντέλο κεντρικού ελέγχου θα είναι υπεύθυνος για την βέλτιστη λειτουργία του Μικροδικτύου τόσο από την οικονομική όσο και από την τεχνική πλευρά στέλλοντας απλές εντολές στους τοπικούς ελεγκτές.

Στο χαμηλότερο επίπεδο ελέγχου ανήκουν οι τοπικοί ελεγκτές. Οι τοπικοί ελεγκτές μπορούν να ελέγχουν μονάδες παραγωγής, μονάδες αποθήκευσης της ενέργειας αλλά και κάποια από τα φορτία. Ανάλογα με το μοντέλο λειτουργίας έχουν και ένα βαθμό ευφυΐας, ωστόσο ένα μεγάλο ποσοστό των αποφάσεων για πρακτικούς λόγους μπορεί να ληφθεί μόνο τοπικά. Για παράδειγμα η παρακολούθηση και συντήρηση των μπαταριών (εφόσον έχουμε τέτοια μονάδα) είναι μία λειτουργία που μπορεί να γίνει τοπικά.

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> : Εκτίμηση Κατάστασης

### 2.1 Εισαγωγή

Απαραίτητα χαρακτηριστικά ενός Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας είναι η ασφάλης και οικονομική λειτουργία του. Γι' αυτό ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στον έλεγχο και ρύθμιση του συστήματος. Την τελευταία δεκαετία έχει γίνει αποδεκτό από πολλές επιχειρήσεις ηλεκτρισμού σαν γεγονός ότι απαραίτητη προϋπόθεση για τη βελτίωση της ασφαλούς και οικονομικής λειτουργίας των συστημάτων είναι η συγκέντρωση πληροφοριών σε πραγματικό χρόνο.

Μερικές επιχειρήσεις συγκεντρώνουν τόσες πληροφορίες όσες είναι απαραίτητες για την εκτέλεση προγραμμάτων ροών φορτίου. Η μεθοδολογία όμως αυτή δε λαμβάνει υπόψη ότι οι μετρήσεις είναι ανακριβείς εξαιτίας υπεισερχόμενου θορύβου, ετεροχρονισμένες εξαιτίας της μη ταυτόχρονης λήψης των μετρήσεων και για να αναγνωρισθούν οι εσφαλμένες μετρήσεις θα πρέπει να εφαρμοσθούν τεχνικές εκτίμησης κατάστασης.

Η εκτίμηση κατάστασης είναι ένας αλγόριθμος επεξεργασίας πληροφοριών, που υπολογίζει την καλύτερη δυνατή εκτίμηση της κατάστασης (μέτρα και γωνίες τάσεων των ζυγών) του συστήματος χρησιμοποιώντας μετρήσεις σε πραγματικό χρόνο, ψευδομετρήσεις και το μαθηματικό μοντέλο του συστήματος. Οι ψευδομετρήσεις των φορτίων είναι μοντέλα φορτίων, τα οποία συνήθως ορίζονται ως Κατανομές Gauss. Η εισαγωγή της εκτίμησης κατάστασης διεύρυνε τις δυνατότητες των υπολογιστικών συστημάτων SCADA οδηγώντας στην καθιέρωση των Συστημάτων Διαχείρισης Ενέργειας (Energy Management Systems, EMS), τα οποία πλέον είναι εξοπλισμένα, μεταξύ άλλων εφαρμογών, και με έναν on-line Εκτιμητή Κατάστασης (State Estimator, SE).

Με τον προσδιορισμό της τρέχουσας κατάστασης λειτουργίας του δικτύου οι εκτιμητές κατάστασης διευκολύνουν την ακριβή και αποτελεσματική επίβλεψη λειτουργικών περιορισμών σε ποσότητες όπως φορτίσεις γραμμών μεταφοράς ή μέτρα τάσεων ζυγών. Παρέχουν σε πραγματικό χρόνο μία αξιόπιστη βάση δεδομένων του συστήματος συμπεριλαμβάνοντας την υπάρχουσα κατάσταση, βάσει της οποίας μπορούν να αναπτυχθούν με αξιοπιστία συναρτήσεις αποτίμησης ασφάλειας, έτσι ώστε να αναλύονται τα ενδεχόμενα και να προσδιορίζονται οι όποιες απαιτούμενες διορθωτικές ενέργειες.

Οι εκτιμητές κατάστασης συμπεριλαμβάνουν συνήθως τις ακόλουθες λειτουργίες:

- Επεξεργαστής τοπολογίας : Συγκεντρώνει δεδομένα που αφορούν την κατάσταση των αυτόματων διακοπών και των αποζευκτών και σχηματίζει το μονογραμμικό διάγραμμα του συστήματος.
- Ανάλυση παρατηρησιμότητας : Προσδιορίζει αν δύναται να εφαρμοσθεί η εκτίμηση κατάστασης για ολόκληρο το σύστημα χρησιμοποιώντας το διαθέσιμο σύνολο μετρήσεων. Επίσης αναγνωρίζει τους μη παρατηρήσιμους κλάδους και τις τυχόν παρατηρήσιμες νήσους του συστήματος.

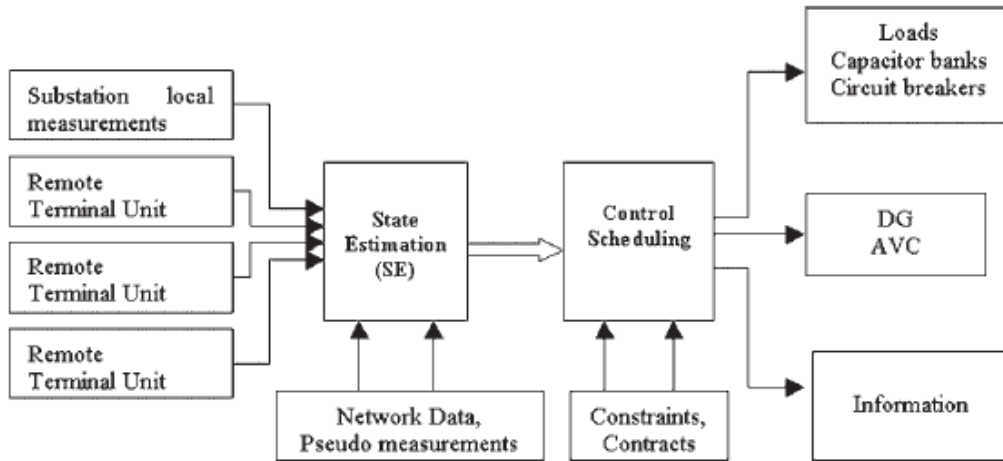
- Εφαρμογή εκτίμησης κατάστασης : Προσδιορίζει τη βέλτιστη εκτίμηση για την κατάσταση του συστήματος, η οποία αποτελείται από τις μιγαδικές τάσεις ζυγών (μέτρα και γωνίες) ολόκληρου του συστήματος, βασιζόμενη στο μοντέλο δικτύου και στις συγκεντρωθείσες μετρήσεις του συστήματος. Επιπλέον παρέχει τις βέλτιστες εκτιμήσεις για τις ροές φορτίου στις γραμμές, για τις λήψεις των μετασχηματιστών και για τις εξόδους των γεννητριών.
- Επεξεργασία κακών δεδομένων : Εντοπίζει την ύπαρξη σημαντικών σφαλμάτων στο σύνολο το μετρήσεων. Αναγνωρίζει και εξαλείφει τις παρεχόμενες κακές μετρήσεις, έτσι ώστε να υπάρχει επαρκής περίσσεια στο σύνολο των μετρήσεων.
- Επεξεργασία παραμέτρων και δομικών σφαλμάτων : Εκτιμά διάφορες παραμέτρους του δικτύου όπως παραμέτρους του μοντέλου των γραμμών μεταφοράς, παραμέτρους της αλλαγής λήψεων μετασχηματιστών, παραμέτρους χωρητικότητας ή επαγωγών. Εντοπίζει δομικά σφάλματα στη διάταξη του δικτύου και αναγνωρίζει την εσφαλμένη παρεχόμενη κατάσταση διακοπών, ώστε να υπάρχει επαρκής περίσσεια μετρήσεων.

Κατά συνέπεια ο εκτιμητής κατάστασης συστημάτων ισχύος αποτελεί τον πυρήνα της on-line διαδικασίας ανάλυσης ασφάλειας. Συμπεριφέρεται σαν ένα φίλτρο μεταξύ των ακατέργαστων μετρήσεων που λαμβάνονται από το σύστημα και των συναρτήσεων που εφαρμόζονται, οι οποίες απαιτούν την πλέον αξιόπιστη βάση δεδομένων για τη τρέχουσα κατάσταση του συστήματος.

## 2.2 Εκτίμηση κατάστασης σε Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στις μέρες μας καθίσταται αναγκαίο να μειωθεί η εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα. Γι' αυτόν το λόγο οι κυβερνήσεις σε διάφορα κράτη προσπαθούν να αυξήσουν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η φύση και ο έλεγχος των ήδη υπαρχόντων δικτύων διανομής περιορίζουν το μέγεθος της διασπαρμένης παραγωγής που μπορεί να συνδεθεί. Η σύνδεση λοιπόν της απαιτούμενης νέας διασπαρμένης παραγωγής είναι μία τεχνική πρόκληση. Ένας από τους σημαντικότερους τεχνικούς περιορισμούς είναι η παραβίαση των ορίων τάσης, ειδικά στις αγροτικές περιοχές. Η ενίσχυση των υπαρχόντων δικτύων διανομής με σκοπό να δύνανται να υποστηρίξουν περισσότερη διασπαρμένη παραγωγή είναι συχνά δαπανηρή και έτσι η ενεργός διαχείριση του δικτύου καθίσταται ελκυστική.

Για να επιτευχθεί η αύξηση της διείσδυσης της διασπαρμένης παραγωγής, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένας ελεγκτής του συστήματος διαχείρισης της διανομής (Distribution Management System, DMSC). Ο DMSC εκτιμά την κατάσταση του δικτύου, την αξιολογεί και εκτελεί τις απαραίτητες ενέργειες ελέγχου. Στο Σχ. 2.1 παρουσιάζεται η αρχιτεκτονική ενός πιθανού DMSC. Το αντικείμενο του DMSC συνίσταται στο να επιτραπεί η μέγιστη παραγωγή χωρίς να παραβιάζονται τα όρια ανοχής της τάσης και χωρίς να υπερβαίνονται οι φορτίσεις των γραμμών. Ο DMSC ενεργεί σε διάφορες συσκευές : διακόπτες ελέγχου των λήψεων των μετασχηματιστών, ελεγκτές γεννητριών, συγκροτήματα πυκνωτών, αυτόματους διακόπτες και φορτία.



Σχ. 2.1. : Αρχιτεκτονική του DMSC

Η σύνδεση μεγάλων ποσών διασπαρμένης ενέργειας θα οδηγήσει τα δίκτυα διανομής στο να γίνουν πιο πολύπλοκα (βροχοειδή) και η χρήση των τεχνικών εκτίμησης κατάστασης, που έχουν σχεδιαστεί ειδικά για ακτινικά δίκτυα, δε θα είναι δυνατή. Οι τεχνικές που έχουν αναπτυχθεί για συστήματα μεταφοράς μπορούν να ταιριάξουν και σε βροχοειδή και σε ακτινικά δίκτυα. Στα δίκτυα διανομής η διαθεσιμότητα όμως μετρήσεων σε πραγματικό χρόνο είναι ιδιαίτερα περιορισμένη και έτσι η εφαρμογή των ήδη υπάρχοντων αλγορίθμων εκτίμησης κατάστασης για συστήματα μεταφοράς αποτελεί μία πρόκληση.

Όσον αφορά τώρα γενικά τη θεωρία εκτίμησης κατάστασης όπως εφαρμόζεται σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, θα αναφερθούμε συνοπτικά στις μεταβλητές από τις οποίες αποτελούνται το διάνυσμα κατάστασης  $x$ , το διάνυσμα μετρήσεων  $z$  και το διάνυσμα θορύβου  $e$ .

Διάνυσμα κατάστασης ενός συστήματος ορίζεται το ελάχιστο πλήθος μεταβλητών που περιγράφουν πλήρως το λειτουργικό σημείο του συστήματος. Στα ηλεκτρικά δίκτυα ως διάνυσμα κατάστασης θεωρείται το διάνυσμα των μέτρων και των γωνιών των τάσεων σε όλους τους ζυγούς του δικτύου. Πράγματι, αν είναι γνωστά τα μέτρα των τάσεων και οι φασικές αποκλίσεις στους ζυγούς του δικτύου, μπορούν να υπολογιστούν οι ροές στις γραμμές, οι παραγωγές των μονάδων, οι καταναλώσεις στα φορτία, τα ρεύματα και γενικά όλα τα μεγέθη του δικτύου. Αν  $n$  είναι το πλήθος των ζυγών του δικτύου, τότε η διάσταση του διανύσματος κατάστασης είναι  $2n-1$ , όπου οι  $n$  τιμές αντιστοιχούν στα μέτρα των τάσεων και οι  $n-1$  τιμές στις φασικές αποκλίσεις από κάποιο ζυγό αναφοράς, στον οποίο η γωνία του λαμβάνεται αυθαίρετα ίση με 0.

Το διάνυσμα μετρήσεων  $z$  μπορεί να αποτελείται από τρεις τύπους μετρήσεων: πραγματικές μετρήσεις, ψευδομετρήσεις και εικονικές (τέλειες) μετρήσεις. Οι πραγματικές μετρήσεις είναι αυτές που μετριοούνται στο σύστημα. Οι μετρήσεις αυτές μπορεί να είναι συνολικές πραγματικές και άεργες ισχύεις ζυγών, πραγματικές και άεργες ροές γραμμών και τάσεις ζυγών. Οι ψευδομετρήσεις φορτίων είναι μοντέλα φορτίων και συνήθως ορίζονται ως Κατανομές Gauss. Μπορεί να είναι ονομαστικοί συντελεστές ισχύος σε ζυγούς φορτίου, ονομαστικές τάσεις σε ζυγούς παραγωγής, φορτία υπολογισμένα από μεθοδολογίες πρόβλεψης. Από την άλλη μεριά οι εικονικές μετρήσεις είναι τεχνητές τιμές που εισάγονται, όταν η τιμή είναι γνωστή, για

παράδειγμα μηδενικές εγχύσεις ισχύος σε ζυγούς που είναι γνωστό ότι δε συνδέεται κανένα φορτίο. Οι εικονικές μετρήσεις συνήθως μοντελοποιούνται με πολύ χαμηλές τυπικές αποκλίσεις, εφόσον τα στοιχεία τους θα έχουν μεγάλο συντελεστή βαρύτητας στο διάνυσμα θορύβου  $\Delta z$  σε σχέση με τους άλλους τύπους μετρήσεων. Ο αριθμός των μετρήσεων συνολικά είναι  $m$ .

Το διάνυσμα θορύβου είναι το αποτέλεσμα ανακριβειών των οργάνων, μετατροπής αναλογικών σημάτων σε ψηφιακά καθώς και σφαλμάτων των συστημάτων επικοινωνίας των μετρητικών οργάνων με την κεντρική μονάδα επεξεργασίας των δεδομένων. Στις περισσότερες περιπτώσεις το διάνυσμα θορύβου θεωρείται να έχει μηδενική μέση τιμή και μήτρα συνδιακυμάνσεων  $R = E\{\underline{e}\underline{e}^T\}$ . Για προφανείς λόγους, εφόσον δηλ. τα σφάλματα των μετρήσεων είναι ανεξάρτητα μεταξύ τους, η μήτρα συνδιακυμάνσεων θεωρείται διαγώνιος με στοιχεία  $R_{ii} = \sigma_i^2$ , όπου  $\sigma_i$  η τυπική απόκλιση της  $i$ -οστής μέτρησης.

Ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης παίζει το ρόλο φίλτρου των ανεπεξέργαστων μετρήσεων, παρέχοντας σαν έξοδο μία αξιόπιστη βάση δεδομένων. Για να επιτευχθεί αυτό το φιλτράρισμα των μετρήσεων θα πρέπει το πλήθος των μετρήσεων να είναι μεγαλύτερο από τον αριθμό των αγνώστων του προβλήματος. Ως περίσσεια (Redundancy) ορίζεται ο λόγος  $r = \frac{m}{N}$ , όπου  $N = 2n - 1$  η διάσταση του διανύσματος κατάστασης. Οι εξισώσεις παρατήρησης είναι μη γραμμικές και μπορεί να τεθούν στη μορφή  $\underline{z} = \underline{h}(\underline{x}) + \underline{e}$ , όπου  $\underline{h}(\underline{x})$  είναι το διάνυσμα διάστασης  $m$  που δίνει τις μετρήσεις εκφρασμένες συναρτήσει των μεταβλητών κατάστασης.

### 2.3 Εκτίμηση Κατάστασης με τη Μέθοδο των Ελαχίστων Τετραγώνων με Συντελεστές Βαρύτητας

Η εκτίμηση κατάστασης αφορά τη διαδικασία ανάκτησης των φασιθέτων των τάσεων όλων των ζυγών του συστήματος σε δεδομένη χρονική στιγμή. Αυτό δύναται να επιτευχθεί με άμεσα μέσα, τα οποία περιλαμβάνουν πολύ ακριβείς μετρήσεις των συγχρονισμένων φασιθετών όλων των τάσεων ζυγών του συστήματος. Ωστόσο, μία τέτοια προσέγγιση θα ήταν ιδιαίτερα ευαίσθητη σε σφάλματα μετρήσεων ή σε αποτυχία αποστολής των μετρήσεων τηλεμετρικά. Αντίθετα, η διαδικασία εκτίμησης κατάστασης χρησιμοποιεί ένα σύνολο μετρήσεων που υπερτερούν σε πλήθος σε σχέση με τις μεταβλητές κατάστασης. Η περίσσεια αυτή των μετρήσεων χρησιμεύει στο να φιλτράρονται σφάλματα όπως τα παραπάνω και να δίνεται μία βέλτιστη εκτίμηση. Οι μετρήσεις ενδέχεται να περιλαμβάνουν όχι μόνο τις συμβατικές μετρήσεις ισχύος και τάσης, αλλά και μετρήσεις πλάτους ρεύματος ή μετρήσεις συγχρονισμένων φασιθετών τάσης. Η ταυτόχρονη μέτρηση ποσοτήτων σε διαφορετικά μέρη του συστήματος είναι πρακτικά αδύνατη. Γι' αυτόν το λόγο καθίσταται κοινώς ανεκτό ένα χρονικό διάστημα που μεσολαβεί ανάμεσα στις μετρήσεις. Αυτή η ανεκτικότητα δικαιολογείται χάρη στις αργά μεταβαλλόμενες συνθήκες λειτουργίας του συστήματος ισχύος σε συνθήκες λειτουργίας μόνιμης κατάστασης.



Ο ορισμός της κατάσταση του συστήματος συνήθως περιλαμβάνει τους φασιθέτες τάσεων των ζυγών στη μόνιμη κατάσταση. Συνεπώς επιβάλλεται να είναι γνωστές η τοπολογία και οι παράμετροι του δικτύου. Ωστόσο, υπάρχουν ενίοτε λάθη στην τοπολογία και στις παραμέτρους του δικτύου, εξαιτίας διάφορων αιτιών, όπως διακοπές ηλεκτρισμού που δεν αναφέρθηκαν, χαλάρωση των γραμμών μεταφοράς τις ζεστές μέρες κτλ.

Στη συνέχεια ακολουθεί ανάλυση της εκτίμησης κατάστασης με τη μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας. Πριν από αυτό όμως θα αναφερθούμε και σε ορισμένα βασικά στοιχεία στατιστικής ανάλυσης.

### 2.3.1 Εκτίμηση Μέγιστης Πιθανότητας

Το αντικείμενο της εκτίμησης κατάστασης είναι να προσδιορίσει την πιο πιθανή κατάσταση του συστήματος βάσει των μετρούμενων ποσοτήτων. Ένας τρόπος για να γίνει αυτό είναι μέσω της εκτίμησης μέγιστης πιθανότητας (maximum likelihood estimation, MLE) , μίας ευρέως χρησιμοποιούμενης μεθόδου στην στατιστική. Τα σφάλματα μετρήσεων θεωρείται ότι έχουν γνωστή κατανομή πιθανότητας με άγνωστες παραμέτρους. Η από κοινού συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για όλες τις μετρήσεις μπορεί να γραφεί συναρτήσει αυτών των άγνωστων παραμέτρων. Αυτή η συνάρτηση αναφέρεται ως συνάρτηση πιθανότητας και θα λάβει τη μέγιστη τιμή της, όταν οι άγνωστες παράμετροι έχουν εκλεγεί έτσι, ώστε να είναι πιο κοντά στις πραγματικές τους τιμές. Συνεπώς μπορεί να καταστρωθεί ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, ώστε να μεγιστοποιείται η συνάρτηση πιθανότητας ως συνάρτηση αυτών των παραμέτρων. Η λύση θα δώσει τις εκτιμήσεις μέγιστης πιθανότητας για τις παραμέτρους που μας ενδιαφέρουν.

Τα σφάλματα μετρήσεων θεωρούνται ότι έχουν Κανονική Κατανομή (Gauss). Οι παράμετροι για αυτήν την κατανομή είναι η μέση τιμή της,  $\mu$  και η διασπορά της,  $\sigma^2$ . Το πρόβλημα της εκτίμησης μέγιστης πιθανότητας λύνεται τότε για αυτές τις δύο παραμέτρους. Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας Gauss (σ.π.π.) και η αντίστοιχη συνάρτηση κατανομής πιθανότητας (σ.κ.π.) θα παρουσιαστούν συνοπτικά παρακάτω, προτού λάβει χώρα η ανάλυση της μεθόδου εκτίμησης μέγιστης πιθανότητας.

#### 2.3.1.1 Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας κατανομής Gauss.

Η Κανονική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας για μία τυχαία μεταβλητή  $z$  ορίζεται ως :

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

όπου  $z$  : η τυχαία μεταβλητή

$\mu$  : η μέση τιμή (ή αναμενόμενη τιμή) της  $z$ , δηλ. η  $E(z)$

$\sigma$  : η τυπική απόκλιση της  $z$

Η συνάρτηση  $f(z)$  αλλάζει μορφή ανάλογα με τις παραμέτρους  $\mu$  και  $\sigma$ . Ωστόσο η μορφή της μπορεί να τυποποιηθεί χρησιμοποιώντας τον ακόλουθο μετασχηματισμό μεταβλητών :

$$u = \frac{z - \mu}{\sigma}$$

από τον οποίο προκύπτει ότι :

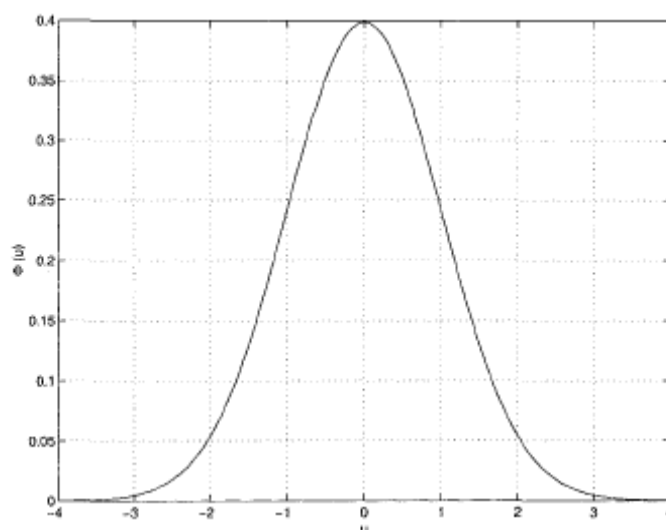
$$E(u) = \frac{1}{\sigma}(E(z) - \mu) = 0$$

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

Συνεπώς η νέα συνάρτηση γίνεται :

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

Στο Σχ. 2.2 δίνεται μία γραφική παράσταση της  $\Phi(u)$ , η οποία αναφέρεται ως Τυποποιημένη Κανονική (Gauss) Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας.



**Σχ. 2.2 : Τυποποιημένη Κανονική (Gauss) Συνάρτηση Πυκνότητας Πιθανότητας,  $\Phi(u)$**

### 2.3.1.2 Από κοινού συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (συνάρτηση πιθανότητας)

Θεωρούμε την από κοινού σ.π.π. η οποία αντιπροσωπεύει την πιθανότητα μέτρησης  $m$  ανεξαρτήτων μετρήσεων, η καθεμία από τις οποίες έχει την ίδια σ.π.π. Gauss. Η από κοινού σ.π.π. μπορεί να εκφρασθεί ως το γινόμενο των μεμονωμένων σ.π.π., αν οι μετρήσεις θεωρηθούν ανεξάρτητες μεταξύ τους :

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

όπου  $z_i$  : η  $i$ -οστή μέτρηση  
 $z^T : [z_1, z_2, \dots, z_m]$

Η συνάρτηση  $f_m(z)$  ονομάζεται συνάρτηση πιθανότητας του  $z$ . Στην ουσία πρόκειται για ένα μέτρο της πιθανότητας παρατήρησης του συγκεκριμένου συνόλου μετρήσεων στο διάνυσμα  $z$ .

Το αντικείμενο της εκτίμησης μέγιστης πιθανότητας είναι να μεγιστοποιήσει αυτήν τη συνάρτηση πιθανότητας, μεταβάλλοντας τις θεωρούμενες παραμέτρους της σ.π.π., δηλ. τη μέση τιμή  $\mu$  και την τυπική απόκλιση  $\sigma$ . Κατά τον προσδιορισμό της βέλτιστης τιμής των παραμέτρων, η συνάρτηση αντικαθίσταται κατά κύριο λόγο από το λογάριθμό της, έτσι ώστε να απλοποιηθεί η διαδικασία βελτιστοποίησης. Η τροποποιημένη συνάρτηση καλείται Λογαριθμική Συνάρτηση Πιθανότητας,  $L$  και δίνεται ως :

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

Η εκτίμηση μέγιστης πιθανοφάνειας μεγιστοποιεί τη συνάρτηση πιθανότητας (ή λογαριθμικής πιθανότητας) για ένα δοσμένο σύνολο παρατηρήσεων  $z_1, z_2, \dots, z_m$ . Αυτό μπορεί να επιτευχθεί λύνοντας το ακόλουθο πρόβλημα :

$$\begin{aligned} & \text{maximize} \quad \log f_m(z) \\ & \quad \quad \quad \text{ή} \\ & \text{minimize} \quad \sum_{i=1}^m \left( \frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 \end{aligned} \quad (2.1)$$

Το πρόβλημα ελαχιστοποίησης μπορεί να ξαναδιατυπωθεί συναρτήσει του σφάλματος  $e_i$  της  $i$ -οστής μέτρησης ως εξής :

$$e_i = z_i - \mu_i = z_i - E(z_i) \quad (2.2)$$

όπου η μέση τιμή  $\mu_i$ , ή η αναμενόμενη τιμή  $E(z_i)$  της μέτρησης  $z_i$  μπορεί να εκφρασθεί ως  $h_i(x)$ , μία μη γραμμική συνάρτηση που συνδέει το διάνυσμα κατάστασης  $x$  του συστήματος με την  $i$ -οστή μέτρηση. Το τετράγωνο κάθε σφάλματος  $e_i^2$  έχει συντελεστή βαρύτητας  $W_{ii} = \sigma_i^{-2}$ , ο οποίος συνδέεται αντίστροφα με τη θεωρούμενη διασπορά για τη συγκεκριμένη μέτρηση. Επομένως το πρόβλημα ελαχιστοποίησης της εξίσωσης (2.1) είναι ισοδύναμο με την ελαχιστοποίηση του αθροίσματος των τετραγώνων των σφαλμάτων με συντελεστές βαρύτητας ή τη λύση του ακόλουθου προβλήματος βελτιστοποίησης για το διάνυσμα κατάστασης  $x$ :

$$\begin{aligned} & \text{minimize} && \sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2 \\ & \text{subject to} && z_i = h_i(x) + r_i, \quad i = 1, \dots, m \end{aligned} \quad (2.3)$$

Η λύση του παραπάνω προβλήματος βελτιστοποίησης ονομάζεται εκτίμηση του διανύσματος  $x$  με τη μέθοδο των ελαχίστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας (weighted least squares, WLS). Προτού συζητηθούν οι αριθμητικές μέθοδοι λύσης, θα δοθεί στη συνέχεια μία ανασκόπηση του μοντέλου των μετρήσεων και των σχετικών με αυτό θεωρήσεων.

### 2.3.2 Μοντέλο Μετρήσεων και Θεωρήσεις

Θεωρούμε ότι το σύνολο των μετρήσεων δίνεται από το διάνυσμα  $z$  :

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (2.4)$$

όπου  $h^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]$

$h_i(x)$  είναι η μη γραμμική συνάρτηση που συνδέει το διάνυσμα κατάστασης  $x$  του συστήματος με την  $i$ -οστή μέτρηση

$x^T = [x_1, x_2, \dots, x_n]$  είναι το διάνυσμα κατάστασης του συστήματος

$e^T = [e_1, e_2, \dots, e_m]$  είναι το διάνυσμα των σφαλμάτων των μετρήσεων

Οι παρακάτω υποθέσεις γίνονται λαμβάνοντας υπόψη τις στατιστικές ιδιότητες των σφαλμάτων των μετρήσεων :

- $E(e_i) = 0, \quad i = 1, \dots, m$
- Τα σφάλματα των μετρήσεων είναι ανεξάρτητα, δηλ.  $E\{e_i e_j\} = 0$ .  
Επομένως  $Cov(e) = E\{e e^T\} = R = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}$ .

Η τυπική απόκλιση  $\sigma_i$  κάθε μέτρησης  $i$  υπολογίζεται, έτσι ώστε να αντανakλά την αναμενόμενη ακρίβεια του αντίστοιχου μετρητή που χρησιμοποιείται.

Ο εκτιμητής WLS ελαχιστοποιεί την ακόλουθη αντικειμενική συνάρτηση :

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (2.5)$$

Θα πρέπει να ικανοποιούνται οι συνθήκες βελτιστοποίησης πρώτης τάξης για το ελάχιστο. Αυτές μπορούν να εκφραστούν σε συμπαγή μορφή ως εξής :

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (2.6)$$

όπου  $H(x) = \left[ \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]$ .

Αναπτύσσοντας τη μη γραμμική συνάρτηση  $g(x)$  σε σειρά Taylor γύρω από το διάνυσμα κατάστασης  $x^k$  προκύπτει :

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

Αγνοώντας τους όρους υψηλής τάξης, οδηγούμαστε σε μία επαναληπτική διατύπωση λύσης, γνωστή και ως Μέθοδος Gauss-Newton :

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

όπου  $k$  ο δείκτης επανάληψης,  
 $x^k$  το διάνυσμα λύση στην επανάληψη  $k$ ,

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

$$g(x^k) = -H^T(x^k)R^{-1}[z - h(x^k)].$$

Ο  $G(x)$  ονομάζεται πίνακας κέρδους. Είναι αραιής μορφής, θετικά ορισμένος και συμμετρικός, εφόσον το σύστημα είναι πλήρως παρατηρήσιμο. Ο πίνακας  $G(x)$  τυπικά δεν αντιστρέφεται ( ο αντίστροφος είναι γενικά πλήρης πίνακας, ενώ ο  $G(x)$  είναι αρκετά αραιός), αλλά αντιθέτως αναλύεται στους τριγωνικούς παράγοντες του και το ακόλουθο αραιό γραμμικό σύνολο εξισώσεων λύνεται χρησιμοποιώντας ευθείες / αντίστροφες αντικαταστάσεις σε κάθε επανάληψη  $k$  :

$$[G(x^k)]\Delta x^{k+1} = H^T(x^k)R^{-1}[z - h(x^k)] \quad (2.7)$$

όπου  $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$ . Το σύστημα των εξισώσεων (2.7) ονομάζεται και Κανονικές Εξισώσεις (Normal Equations, NE).

### 2.3.3 Αλγόριθμος Εκτίμησης Κατάστασης WLS

Η Εκτίμηση Κατάστασης WLS περιλαμβάνει την επαναληπτική λύση των Κανονικών Εξισώσεων (2.7). Πρέπει να γίνει μία αρχική υπόθεση για το διάνυσμα κατάστασης  $x^0$ . Όπως και στην περίπτωση της λύσης ροής φορτίου, αυτή η υπόθεση αντιστοιχεί τυπικά στο προφίλ ομοιόμορφης τάσης, όπου οι τάσεις όλων των ζυγών θεωρούνται ίσες με 1.0 ανά μονάδα και σε φάση μεταξύ τους.

Ο επαναληπτικός αλγόριθμος λύσης για τη WLS εκτίμηση κατάστασης έχει σε γενικές γραμμές ως εξής :

1. Ξεκίνα τις επαναλήψεις, θέσε το δείκτη επανάληψης  $k = 0$ .
2. Αρχικοποίησε το διάνυσμα κατάστασης  $x^k$ , τυπικά ως ομοιόμορφη αρχή.
3. Υπολόγισε τον πίνακα κέρδους,  $G(x^k)$ .
4. Υπολόγισε το δεξιό μέλος  $t^k = H^T(x^k)R^{-1}[z - h(x^k)]$
5. Ανάλυσε σε συνθετικά μέρη τον  $G(x^k)$  και λύσε για  $\Delta x^k$ .
6. Έλεγχος σύγκλισης,  $\max|\Delta x^k| \leq \varepsilon$ ?
7. Αν όχι, ενημέρωσε  $x^{k+1} = x^k + \Delta x^{k+1}$ ,  $k = k + 1$ , και πήγαινε στο βήμα 3. Διαφορετικά σταμάτα.

Ο παραπάνω αλγόριθμος περιλαμβάνει κατά κύριο λόγο τους ακόλουθους υπολογισμούς σε κάθε επανάληψη,  $k$ :

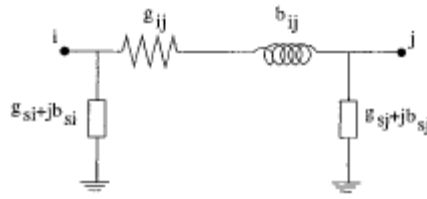
1. Υπολογισμός του δεξιού μέλους της εξίσωσης (2.7).
  - (α) Υπολογίζοντας τη συνάρτηση των μετρήσεων,  $h(x^k)$ .
  - (β) Κατασκευάζοντας την Ιακωβιανή των μετρήσεων,  $H(x^k)$ .
2. Υπολογισμός του  $G(x^k)$  και λύση της εξίσωσης (2.7).
  - (α) Κατασκευάζοντας τον πίνακα κέρδους,  $G(x^k)$ .
  - (β) Αναλύοντας τον  $G(x^k)$  σε παράγοντες Cholesky.
  - (γ) Εκτελώντας ευθεία / αντίστροφη αντικατάσταση για τη λύση ως προς  $\Delta x^{k+1}$ .

### 2.3.3.1 Η Συνάρτηση Μετρήσεων, $h(x^k)$

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

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

Οι εκφράσεις για κάθε ένα από τα παραπάνω είδη μετρήσεων δίνονται στη συνέχεια, θεωρώντας το γενικό δίθυρο μοντέλο  $\pi$  για τους κλάδους του δικτύου, όπως φαίνεται και στο Σχ. 2.3:



Σχ. 2.3 : Δίθυρο μοντέλο π για τους κλάδους του δικτύου

- Πραγματική και άεργος έγχυση ισχύος στο ζυγό  $i$  :

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

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

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

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

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

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

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

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

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

όπου  $V_i, \theta_i$  το μέτρο τάσης και η φασική γωνία στο ζυγό  $i$

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

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

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

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

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

### 2.3.3.2 Η Ιακωβιανή των Μετρήσεων, $H$

Η δομή της Ιακωβιανής των μετρήσεων  $H$  έχει ως εξής :

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

Οι εκφράσεις για κάθε κομμάτι δίνονται παρακάτω :

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις εγχύσεως πραγματικής ισχύος :

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

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις εγχύσεως άεργου ισχύος :

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



- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις ροής πραγματικής ισχύος :

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} &= V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} &= -V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} &= -V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) + 2(g_{ij} + g_{si})V_i \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} &= -V_i (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})\end{aligned}$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις ροής άεργου ισχύος :

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} &= -V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} &= V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} &= -V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) - 2(b_{ij} + b_{si})V_i \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} &= -V_i (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij})\end{aligned}$$

- Στοιχεία που αντιστοιχούν σε μετρήσεις μέτρου τάσεων :

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

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

$$\begin{aligned}\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_i} &= \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij} \\ \frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_j} &= -\frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij} \\ \frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} &= \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_i - V_j \cos \theta_{ij}) \\ \frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} &= \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_j - V_i \cos \theta_{ij})\end{aligned}$$

### 2.3.3.3 Ιδιότητες της Μήτρας Κέρδους, $G$

Ο πίνακας κέρδους προκύπτει μέσω της Ιακωβιανής των μετρήσεων,  $H$  και τον πίνακα συνδιακυμάνσεων των σφαλμάτων μετρήσεων,  $R$ . Ο πίνακας συνδιακυμάνσεων θεωρείται διαγώνιος, έχοντας τις διασπορές των μετρήσεων για διαγώνια στοιχεία. Εφόσον ο  $G$  προκύπτει ως :

$$G(x^k) = H^T R^{-1} H$$

Έχει τις ακόλουθες ιδιότητες :

1. Είναι δομικά και αριθμητικά συμμετρικός.
2. Είναι αραιός, αλλά λιγότερο αραιός σε σχέση με τον  $H$ .
3. Γενικά είναι ένας μη αρνητικά ορισμένος πίνακας, δηλ. όλες οι ιδιοτιμές του είναι μη αρνητικές. Είναι θετικά ορισμένος για πλήρως παρατηρήσιμα δίκτυα.

Ο  $G$  κατασκευάζεται και αποθηκεύεται ως πίνακας αραιής μορφής για λόγους υπολογιστικής αποδοτικότητας και μνήμης. Δημιουργείται επεξεργάζοντας μία μέτρηση κάθε φορά. Θεωρούμε την Ιακωβιανή των μετρήσεων  $H$  και τον πίνακα συνδιακυμάνσεων  $R$  για ένα σύνολο  $m$  μετρήσεων, όπου η κάθε μία αντιστοιχεί σε μία σειρά, όπως φαίνεται παρακάτω :

$$H = \begin{bmatrix} H_1 \\ H_2 \\ \vdots \\ H_m \end{bmatrix}, R = \begin{bmatrix} R_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & R_{22} & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & R_{mm} \end{bmatrix}$$

Τότε ο πίνακας κέρδους μπορεί να γραφεί ως εξής :

$$G = \sum_{i=1}^m H_i^T R_{ii}^{-1} H_i$$

Εφόσον οι πίνακες  $H_i$  είναι πολύ αραιής μορφής διανύσματα σειρές, το γινόμενο τους θα προκύψει επίσης αραιός πίνακας. Συνεπώς τα μη μηδενικά στοιχεία στον  $G$  μπορούν να υπολογιστούν και να αποθηκευτούν σε αραιή μορφή. Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι διακυμάνσεις των κατανομών των μεταβλητών κατάστασης δίνονται από τα διαγώνια στοιχεία του αντιστρόφου πίνακα του  $G$ , τον  $C = G^{-1}$ , ή αλλιώς

$$C = [H^T R^{-1} H]^{-1}.$$

Τέλος, εφόσον ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης έχει συγκλίνει και κατά συνέπεια έχουν υπολογιστεί οι μεταβλητές κατάστασης, υπολογίζεται και η ροή φορτίου σε όλους τους κλάδους του δικτύου. Κάθε ροή δίνεται επίσης σε μορφή Κανονικής κατανομής. Κατασκευάζεται λοιπόν ο ακόλουθος πίνακας  $C_{flows}$ , του οποίου τα διαγώνια στοιχεία αντιπροσωπεύουν τις διακυμάνσεις των κατανομών των ροών ισχύος στις γραμμές του συστήματος :

$$C_{flows} = K(x) [H^T(x) R^{-1} H(x)]^{-1} K^T(x)$$

όπου

$$K(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial a_1(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial a_1(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial a_1(x)}{\partial x_s} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial a_f(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial a_f(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial a_f(x)}{\partial x_s} \end{bmatrix}_{f \times s}$$

Οι συναρτήσεις  $a(x)$  είναι οι εκφράσεις των ροών ισχύος συναρτήσει των μεταβλητών κατάστασης. Μπορεί να είναι ενεργές, άεργες ή φαινόμενες ισχύεις,  $f$  είναι το σύνολο των υπολογισμένων ροών γραμμής και  $s$  το σύνολο των μεταβλητών κατάστασης.

#### 2.3.3.4 Παραγοντοποίηση του $G$ κατά Cholesky

Ο πίνακας κέρδους  $G$  μπορεί να γραφεί ως το γινόμενο ενός κάτω τριγωνικού αραιού πίνακα με τον ανάστροφό του. Αυτή η διαδικασία ονομάζεται ανάλυση του  $G$  σε συνθετικά μέρη κατά Cholesky. Έτσι ο  $G$  προκύπτει :

$$G = LL^T$$

Σε αυτό το σημείο πρέπει να σημειωθεί ότι αυτή η ανάλυση ίσως να μην υπάρχει για συστήματα τα οποία δεν είναι πλήρως παρατηρήσιμα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να μη δύναται να επιτευχθεί η εφαρμογή της εκτίμησης κατάστασης για τέτοια μη παρατηρήσιμα συστήματα.

Οι τριγωνικοί παράγοντες του  $G$  δεν είναι μοναδικοί και η αραιότητά τους εξαρτάται ιδιαίτερα από τον τρόπο με τον οποίο γίνεται η ανάλυση σε συνθετικά μέρη. Υπάρχουν διάφορες μέθοδοι για βελτιστοποίηση της αραιότητας των παραγόντων  $L$  που προκύπτουν.

#### 2.3.3.5 Εκτέλεση ευθείας / αντίστροφης αντικατάστασης

Υποθέτοντας ότι ο πίνακας κέρδους έχει αναλυθεί σωστά στους Cholesky παράγοντες του  $L$  και  $L^T$ , το επόμενο βήμα είναι να λυθούν οι Κανονικές εξισώσεις για το  $\Delta x^k$  :

$$LL^T \Delta x^k = t^k$$

όπου το  $t^k$  δηλώνει το δεξί μέλος της εξίσωσης (2.7). Αυτή η λύση αποκτάται σε δύο βήματα :

1. Ευθεία αντικατάσταση : Θέσε  $L^T \Delta x^k = u$ , και απέκτησε τα στοιχεία του  $u$  ξεκινώντας από το  $u_1$ , χρησιμοποιώντας αντικαταστάσεις στη μετασχηματισμένη εξίσωση  $Lu = t^k$ . Η πρώτη σειρά θα δώσει ως λύση για το  $u_1$  την  $\frac{t_1}{L_{11}}$ . Αντικαθιστώντας τώρα το  $u_1$  στις υπόλοιπες σειρές θα μειωθεί το σύνολο των εξισώσεων κατά μία εξίσωση. Επαναλαμβάνοντας την ίδια διαδικασία για το  $u_2$  και τα υπόλοιπα διαδοχικά, προκύπτει ολόκληρη η λύση για το  $u$ .
2. Αντίστροφη αντικατάσταση : Τώρα που το  $u$  είναι διαθέσιμο, χρησιμοποίησε  $L^T \Delta x^k = u$ , ώστε να γίνει αντικατάσταση και λύσε για τις εισόδους του  $\Delta x^k$ . Αυτήν τη φορά οι αντικαταστάσεις ξεκινούν από την τελευταία σειρά, όπου το τελευταίο στοιχείο του διανύσματος λύση προκύπτει ως  $\Delta x^k(n) = \frac{u_n}{L_{nn}}$ . Αντικαθιστώντας το στις εναπομείνουσες σειρές, η διαδικασία της αντίστροφης αντικατάστασης μπορεί να συνεχιστεί έως ότου υπολογιστούν όλες οι εισοδοί.

Εδώ θα πρέπει να επισημανθεί ότι τα βήματα τόσο για την ευθεία όσο και για την αντίστροφη αντικατάσταση προχωρούν ιδιαίτερα αποδοτικά χάρη στη αραιή δομή του τριγωνικού παράγοντα  $L$ .

## Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> : Ανίχνευση και Εντοπισμός Σφαλμάτων

### 3.1 Εισαγωγή

Μία από τις κύριες λειτουργίες ενός εκτιμητή κατάστασης είναι να ανιχνεύει μεγάλα σφάλματα μετρήσεων, καθώς επίσης, αν είναι δυνατό, να τα εντοπίζει και να τα εξαλείφει. Οι μετρήσεις μπορεί να περιέχουν σφάλματα εξαιτίας πολλών λόγων. Συνήθως τυχαία σφάλματα υπάρχουν σε μετρήσεις λόγω της πεπερασμένης ακρίβειας των οργάνων μέτρησης και του τηλεπικοινωνιακού μέσου. Δεδομένου ότι υπάρχει ικανοποιητική περίσσεια μετρήσεων, αναμένεται ότι αυτού του είδους τα σφάλματα θα φιλτραριστούν από τον εκτιμητή κατάστασης. Η φύση αυτής της διαδικασίας φιλτραρίσματος θα εξαρτηθεί από τη συγκεκριμένη μέθοδο εκτίμησης κατάστασης που εφαρμόζεται.

Μεγάλα σφάλματα μετρήσεων μπορεί επίσης να προκύψουν, όταν τα μετρητικά όργανα έχουν αποκλίσεις ή λάθος συνδέσεις. Ακόμη αστοχίες του τηλεπικοινωνιακού συστήματος ή θόρυβος, ο οποίος έχει προκληθεί από μη αναμενόμενες παρεμβολές, οδηγούν σε μεγάλες αποκλίσεις στις καταγεγραμμένες μετρήσεις.

Εκτός από όλα αυτά, ένας εκτιμητής κατάστασης μπορεί να παραπλανηθεί από λάθος πληροφόρηση για την τοπολογία του συστήματος, πράγμα το οποίο θα μεταφρασθεί από τον εκτιμητή κατάστασης ως σφάλματα (λάθος δεδομένα).

Ορισμένα σφάλματα είναι προφανή και δύνανται να ανιχνευθούν και να εξαλειφθούν πριν γίνει η εκτίμηση κατάστασης, μέσω απλών ελέγχων αληθοφάνειας. Αρνητικά μέτρα τάσεων, μετρήσεις με πλάτη αρκετών τάξεων μεγαλύτερα ή μικρότερα από τις αναμενόμενες τιμές, ή σημαντικές διαφορές ανάμεσα σε εισερχόμενα και εξερχόμενα ρεύματα σε ένα συνδετικό κόμβο εντός ενός υποσταθμού, αποτελούν ορισμένα παραδείγματα τέτοιων εσφαλμένων δεδομένων. Δυστυχώς δεν είναι όλοι οι τύποι των σφαλμάτων ανιχνεύσιμοι με τόσο εύκολο τρόπο. Συνεπώς οι εκτιμητές κατάστασης οφείλουν να είναι εξοπλισμένοι με πιο εξεζητημένα χαρακτηριστικά, τα οποία θα διευκολύνουν την ανίχνευση και τον εντοπισμό οποιουδήποτε είδους σφαλμάτων.

Η μεταχείριση των σφαλμάτων εξαρτάται από τη μέθοδο εκτίμησης κατάστασης που χρησιμοποιείται στην εφαρμογή. Το κεφάλαιο αυτό επικεντρώνεται στις τεχνικές ανίχνευσης και αναγνώρισης σφαλμάτων που συνδέονται με την ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδο των ελάχιστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας (WLS).

Στην περίπτωση της μεθόδου των ελάχιστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας, η ανίχνευση και ο εντοπισμός των σφαλμάτων λαμβάνει χώρα μόνο μετά το πέρας της διαδικασίας της εκτίμησης κατάστασης, επεξεργάζοντας τα υπόλοιπα των μετρήσεων. Η ανάλυση βασίζεται κυρίως στις ιδιότητες αυτών των υπολοίπων, συμπεριλαμβανομένης της κατανομής πιθανότητας αυτών.

Τα σφάλματα εμφανίζονται σε διάφορες μορφές ανάλογα τον τύπο, τη θέση και το πλήθος των μετρήσεων που βρίσκονται σε σφάλμα. Μία δυνατή κατάταξη αυτών έχει ως εξής :

1. Μοναδικό σφάλμα : Μόνο μία από τις μετρήσεις σε ολόκληρο το σύστημα θα έχει πολύ μεγάλο σφάλμα.
2. Πολλαπλά σφάλματα : Περισσότερες από μία μετρήσεις βρίσκονται σε σφάλμα.

Πολλαπλά σφάλματα μπορεί να εμφανιστούν σε μετρήσεις που είναι είτε ισχυρά είτε ισχνά συσχετισμένες. Οι ισχυρά συσχετισμένες μετρήσεις είναι αυτές, των οποίων τα σφάλματα επηρεάζουν σημαντικά την εκτιμώμενη τιμή της κάθε μίας, έχοντας ως αποτέλεσμα να εμφανίζεται σε σφάλμα και η μη εσφαλμένη μέτρηση, ενώ η άλλη περιέχει μεγάλο σφάλμα. Οι εκτιμήσεις των μετρήσεων με ισχνά συσχετισμένα υπόλοιπα δεν επηρεάζονται σημαντικά η μία από τα σφάλματα της άλλης. Όταν τα υπόλοιπα των μετρήσεων συσχετίζονται έντονα, τα σφάλματά τους ενδέχεται είτε να είναι είτε να μην είναι σε συμφωνία μεταξύ τους.

### 3.2 Ιδιότητες των Υπολοίπων των Μετρήσεων

Θεωρούμε τις γραμμικοποιημένες εξισώσεις μετρήσεων :

$$\Delta z = H\Delta x + e \quad (3.1)$$

όπου,  $E(e) = 0$  και  $cov(e) = R$ , ο οποίος είναι ένας διαγώνιος πίνακας βασισμένος στην παραδοχή ότι τα σφάλματα των μετρήσεων δε συσχετίζονται. Θα πρέπει εδώ να σημειωθεί ότι τα υπόλοιπα των μετρήσεων μπορεί να συσχετίζονται ακόμη κι αν τα σφάλματα θεωρούνται ανεξάρτητα.

Επομένως η εκτίμηση με τη μέθοδο των ελάχιστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας για το γραμμικοποιημένο διάνυσμα κατάστασης θα δίνεται ως εξής :

$$\begin{aligned} \Delta \hat{x} &= (H^T R^{-1} H)^{-1} H^T R^{-1} \Delta z \\ &= G^{-1} H^T R^{-1} \Delta z \end{aligned} \quad (3.2)$$

και η εκτιμώμενη τιμή του  $\Delta z$  :

$$\Delta \hat{z} = H\Delta \hat{x} = K\Delta z \quad (3.3)$$

όπου  $K = HG^{-1}H^T R^{-1}$  και ονομάζεται ενίοτε *πίνακας καπέλο*, διότι προσθέτει ένα καπελάκι στο  $\Delta z$ .

Μία πρόχειρη ιδέα σχετικά με την περίσσεια των τοπικών μετρήσεων γύρω από έναν δοσμένο μετρητή μπορεί να αποκτηθεί ελέγχοντας τις αντίστοιχες εισόδους των γραμμών στον πίνακα  $K$ . Ένα μεγάλο διαγώνιο στοιχείο σε σχέση με τα μη διαγώνια στοιχεία στον  $K$ , συνεπάγεται ότι η εκτιμώμενη τιμή που αντιστοιχεί σε αυτήν τη μέτρηση προσδιορίζεται κυρίως από τη μετρούμενη τιμή της, δηλ. η τοπική περίσσεια

είναι φτωγή. Επιπροσθέτως μπορεί ναδειχθεί ότι ο πίνακας  $K$  έχει τις ακόλουθες ιδιότητες :

$$K \cdot K \cdot K \cdots K = K \quad (3.4)$$

$$K \cdot H = H \quad (3.5)$$

$$(I - K) \cdot H = 0 \quad (3.6)$$

Πλέον τα υπόλοιπα των μετρήσεων μπορούν να εκφραστούν ως εξής :

$$\begin{aligned} r &= \Delta z - \Delta \hat{z} \\ &= (I - K) \Delta z \\ &= (I - K)(H \Delta x + e) \\ &= (I - K)e \\ &= Se \end{aligned} \quad (3.7)$$

Ο πίνακας  $S$ , ο οποίος καλείται *πίνακας ευαισθησίας υπολοίπων*, αντιπροσωπεύει την ευαισθησία των υπολοίπων των μετρήσεων στα σφάλματα των μετρήσεων. Έχει τις ακόλουθες ιδιότητες :

- Δεν είναι συμμετρικός πίνακας, εκτός εάν οι συνδιακυμάνσεις των σφαλμάτων είναι όλες ίσες μεταξύ τους, δηλ.  $R = kI$ , όπου  $k$  οποιοσδήποτε αριθμός.
- $S \cdot S \cdot S \cdots S = S$
- $S \cdot R \cdot S^T = S \cdot R$

Η εκτίμηση με τη μέθοδο των ελάχιστων τετραγώνων με συντελεστές βαρύτητας βασίζεται στην παραδοχή ότι τα σφάλματα των μετρήσεων ακολουθούν Κανονική Κατανομή ως εξής :

$$e_i \sim N(0, R_{ii}), \quad \forall i$$

Χρησιμοποιώντας τη γραμμική σχέση μεταξύ των υπολοίπων και των σφαλμάτων των μετρήσεων που δίνεται από την εξίσωση (3.7), η μέση τιμή και η συνδιακύμανση, και κατά συνέπεια η κατανομή πιθανότητας των υπολοίπων των μετρήσεων μπορεί να αποκτηθεί όπως στη συνέχεια :

$$E(r) = E(S \cdot e) = S \cdot E(e) = 0 \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} Cov(r) &= \Omega = E[rr^T] \\ &= S \cdot E[rr^T] \cdot S^T \\ &= S \cdot R \cdot S^T \\ &= S \cdot R \end{aligned} \quad (3.9)$$

Επομένως :

$$r \sim N(0, \Omega)$$

Τα μη διαγώνια στοιχεία του πίνακα συνδιακυμάνσεων υπολοίπων  $\Omega$  μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να προσδιοριστούν οι ισχυρά αλληλεπιδρούσες μετρήσεις απέναντι στις αδύναμα αλληλεπιδρούσες.

Αν  $\Omega_{ij} \geq \varepsilon$ , τότε οι μετρήσεις  $i$  και  $j$  λέγεται ότι είναι ισχυρά αλληλεπιδρούσες. Διαφορετικά, αυτές οι μετρήσεις θεωρούνται ως αδύναμα αλληλεπιδρούσες ή μη αλληλεπιδρούσες. Το κατώφλι  $\varepsilon$  εξαρτάται από την τοπολογία του δικτύου και των μετρήσεων, καθώς επίσης και από το επιθυμητό επίπεδο επιλεκτικότητας μεταξύ των μετρήσεων.

Ο πίνακας συνδιακυμάνσεων υπολοίπων  $\Omega$  έχει ορισμένες ενδιαφέρουσες ιδιότητες οι οποίες θα φανούν χρήσιμες στον εντοπισμό των σφαλμάτων. Μερικές από αυτές τις ιδιότητες αναφέρονται ακολούθως :

- Ο  $\Omega$  είναι ένας πραγματικός και συμμετρικός πίνακας.
- $\Omega_{ij}^2 \leq \Omega_{ii} \cdot \Omega_{jj}$
- $\Omega_{ij} \leq \frac{(\Omega_{ii} + \Omega_{jj})}{2}$

### 3.3 Ταξινόμηση των μετρήσεων – Ανάλυση Παρατηρησιμότητας Δικτύου

Τα συστήματα ισχύος μπορεί να περιέχουν διάφορους τύπους μετρήσεων διανεμημένες σε όλο το σύστημα χωρίς εμφανές τοπολογικό σχέδιο. Αυτές οι μετρήσεις θα παρουσιάσουν διαφορετικές ιδιότητες και θα επηρεάσουν το αποτέλεσμα της εκτίμησης κατάστασης αντίστοιχα, ανάλογα όχι μόνο με τις τιμές τους, αλλά και ανάλογα με τη θέση τους. Επομένως, μπορεί να ανήκουν σε μία ή σε περισσότερες από τις παρακάτω κατηγορίες :

- **Κρίσιμη μέτρηση** : Κρίσιμη μέτρηση είναι αυτή, της οποίας η εξάλειψη από το σύνολο των μετρήσεων θα έχει ως αποτέλεσμα ένα μη παρατηρήσιμο σύστημα. Η στήλη του πίνακα συσχέτισης υπολοίπων,  $\Omega$ , η οποία αντιστοιχεί σε μία κρίσιμη μέτρηση, θα είναι ταυτοτικά ίση με μηδέν. Επιπλέον το υπόλοιπο μίας κρίσιμης μέτρησης θα είναι πάντα μηδέν.
- **Πλεονάζουσα μέτρηση** : Πλεονάζουσα μέτρηση είναι η μέτρηση, η οποία δεν είναι κρίσιμη. Μόνο οι πλεονάζουσες μετρήσεις μπορεί να έχουν μη μηδενικά υπόλοιπα.
- **Κρίσιμο ζεύγος** : Δύο πλεονάζουσες μετρήσεις, των οποίων η αφαίρεση από το σύνολο των μετρήσεων θα καταστήσει το σύστημα μη παρατηρήσιμο.
- **Κρίσιμη  $k$ -άδα** : Η κρίσιμη  $k$ -άδα περιέχει  $k$  πλεονάζουσες μετρήσεις, όπου η αφαίρεση όλων αυτών θα έχει ως συνέπεια να γίνει το σύστημα μη παρατηρήσιμο. Καμία από αυτές τις  $k$  μετρήσεις δεν ανήκει όμως σε  $k$ -άδα μικρότερης τάξης. Αυτές οι  $k$  στήλες του πίνακα συσχέτισης υπολοίπων  $\Omega$ , που αντιστοιχούν στα μέλη μίας κρίσιμης  $k$ -άδας, θα είναι γραμμικά εξαρτημένες.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί στο προηγούμενο κεφάλαιο, ο εκτιμητής κατάστασης ενός συστήματος ισχύος χρησιμοποιεί το σύνολο των διαθέσιμων μετρήσεων για να εκτιμήσει την κατάσταση του συστήματος. Εάν υπάρχουν αρκετές μετρήσεις, ώστε



να δύναται να εκτιμηθεί το διάνυσμα κατάστασης, τότε το δίκτυο θεωρείται *παρατηρήσιμο*. Αν το δίκτυο δεν είναι παρατηρήσιμο, εξακολουθεί να είναι χρήσιμο να είναι γνωστό ποια μέρη του δικτύου διαθέτουν μετρήσεις για να εκτιμηθεί η κατάσταση τους. Αυτά τα μέρη του δικτύου καλούνται *παρατηρήσιμοι νήσοι*.

Η ανάλυση παρατηρησιμότητας μπορεί να διεξαχθεί off-line κατά την αρχική φάση εγκατάστασης ενός εκτιμητή κατάστασης, ώστε να ελεγχθεί η επάρκεια της υπάρχουσας διαμόρφωσης των μετρήσεων. Αν το σύστημα βρεθεί μη παρατηρήσιμο, τότε ίσως χρειαστεί να προστεθούν επιπλέον μετρητές σε συγκεκριμένες τοποθεσίες. Η ανάλυση παρατηρησιμότητας πραγματοποιείται επίσης on-line, προτού εκτελεστεί ο αλγόριθμός του εκτιμητή κατάστασης. Διασφαλίζεται έτσι ότι μπορεί να επιτευχθεί μία εκτίμηση κατάστασης χρησιμοποιώντας το σύνολο των μετρήσεων που προέκυψαν στην τελευταία σάρωση των μετρήσεων. Τηλεπικοινωνιακά σφάλματα, αλλαγές στην τοπολογία ή αστοχίες μετρητών ίσως οδηγήσουν περιστασιακά σε περιπτώσεις, όπου η κατάσταση ολόκληρου του δικτύου δεν μπορεί να εκτιμηθεί. Τότε το σύστημα θα περιέχει ορισμένες απομονωμένες παρατηρήσιμες νήσους, η κάθε μία από τις οποίες θα διαθέτει τη δική της φασική γωνία αναφοράς, ανεξάρτητη από τις υπόλοιπες. Η ανάλυση παρατηρησιμότητας επιτρέπει τον εντοπισμό αυτών των περιπτώσεων και προσδιορίζει όλες τις υπάρχουσες παρατηρήσιμες νήσους πριν την εκτέλεση της εκτίμησης κατάστασης. Συνοπτικά λοιπόν η ανάλυση παρατηρησιμότητας αποτελείται από τρεις κύριες λειτουργίες :

- Προσδιορίζει αν το δίκτυο είναι παρατηρήσιμο ή όχι.
- Αν το δίκτυο είναι μη παρατηρήσιμο, προσδιορίζει τις παρατηρήσιμες νήσους.
- Καθιστά το δίκτυο παρατηρήσιμο με την προσθήκη επιπλέον ψευδομετρήσεων (από την πρόβλεψη φορτίου ή από εφαρμογές κατανομής φορτίου)

Αξίζει να σημειωθεί, ότι η παρατηρησιμότητα ενός δοθέντος δικτύου προσδιορίζεται από τον τύπο και τη θέση των διαθέσιμων μετρήσεων, καθώς επίσης και από την τοπολογία του δικτύου. Επομένως η ανάλυση παρατηρησιμότητας του δικτύου χρησιμοποιεί τη θεωρία γράφων σε ό,τι αφορά τα δίκτυα, καθώς επίσης τις σχετικές εξισώσεις και τις λύσεις τους.

Τέλος, η παρατηρησιμότητα του αλγόριθμου εκτίμησης κατάστασης πρέπει να επιτευχθεί με ένα σημαντικό αριθμό ψευδομετρήσεων έγχυσης ισχύος (πρόβλεψη φορτίου). Η ισχύς που παρέχεται στους feeders καθώς επίσης οι μετρήσεις τάσης στον υποσταθμό είναι οι μόνες μετρήσεις σε πραγματικό χρόνο που είναι διαθέσιμες στο επίπεδο της διανομής. Ορισμένοι feeders ενδέχεται να διαθέτουν λίγες μετρήσεις ρεύματος κλάδου ή ισχύος. Επιπλέον μετρήσεις σε πραγματικό χρόνο θα προστεθούν σε αυτά τα ελάχιστα δεδομένα, καθώς οι επιχειρήσεις εγκαθιστούν νέα συστήματα SCADA στα συστήματα διανομής τους.

### 3.4 Εισαγωγή στην Ανίχνευση και τον Εντοπισμό Σφαλμάτων

Η ανίχνευση συνίσταται στον προσδιορισμό του εάν υπάρχει ή όχι σφάλμα στο σύνολο των μετρήσεων. Ο εντοπισμός αφορά τη διαδικασία της εύρεσης της συγκεκριμένης μέτρησης που περιέχει όντως σφάλμα. Η ανίχνευση και ο εντοπισμός σφαλμάτων εξαρτάται από τη μορφοποίηση ολόκληρου του συνόλου των μετρήσεων σε ένα δεδομένο σύστημα ισχύος.

Το σφάλμα μπορεί να ανιχνευθεί στην περίπτωση που η αφαίρεση της αντίστοιχης μέτρησης δεν καθιστά το σύστημα μη παρατηρήσιμο. Με άλλα λόγια τα σφάλματα, τα οποία εμφανίζονται σε κρίσιμες μετρήσεις, δεν ανιχνεύονται.

Μία μέτρηση που περιέχει σφάλμα μπορεί να ανιχνευθεί όταν και μόνο όταν :

- δεν είναι κρίσιμη και
- δεν ανήκει σε κάποιο κρίσιμο ζεύγος.

Η λογική επεξεργασίας των σφαλμάτων θα πρέπει να είναι σε θέση να αναγνωρίζει τους παραπάνω ενυπάρχοντες περιορισμούς ανίχνευσης και εντοπισμού μοναδικών σφαλμάτων. Δεδομένου ότι ικανοποιούνται οι παραπάνω συνθήκες, τα μοναδικά σφάλματα μπορούν να ανιχνευθούν και να εντοπισθούν με τις μεθόδους που παρουσιάζονται παρακάτω.

### 3.5 Ανίχνευση Σφαλμάτων

Μία από τις μεθόδους που χρησιμοποιούνται για την ανίχνευση σφαλμάτων είναι η δοκιμή  $\chi^2$ . Μόλις ανιχνευθούν σφάλματα, πρέπει να εντοπισθούν και να εξαλειφθούν ή να διορθωθούν, έτσι ώστε να επιτευχθεί μία αμερόληπτη εκτίμηση κατάστασης. Ο εντοπισμός σφαλμάτων θα συζητηθεί στην ενότητα 3.7.

#### 3.5.1 Κατανομή $\chi^2$

Θεωρούμε ένα σύνολο από  $N$  ανεξάρτητες τυχαίες μεταβλητές  $X_1, X_2, \dots, X_N$ , όπου κάθε  $X_i$ , ακολουθεί την Τυποποιημένη Κανονική Κατανομή :

$$X_i \sim N(0,1)$$

Επομένως, μία νέα τυχαία μεταβλητή  $Y$  ορισμένη ως :

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

Θα ακολουθεί Κατανομή  $\chi^2$  με  $N$  βαθμούς ελευθερίας, δηλ. :

$$Y \sim \chi^2(N)$$

Οι βαθμοί ελευθερίας  $N$  αντιπροσωπεύουν τον αριθμό των ανεξάρτητων μεταβλητών στο άθροισμα των τετραγώνων. Αυτή η τιμή θα μειωθεί, αν κάποιες από τις μεταβλητές  $X_i$  σχηματίζουν ένα γραμμικά εξαρτημένο σύνολο.

Θεωρούμε στη συνέχεια τη συνάρτηση  $f(x)$ , διατυπωμένη συναρτήσει των σφαλμάτων των μετρήσεων :

$$f(x) = \sum_{i=1}^m R_{ii}^{-1} e_i^2 = \sum_{i=1}^m \left( \frac{e_i}{\sqrt{R_{ii}}} \right)^2 = \sum_{i=1}^m (e_i^N)^2 \quad (3.10)$$

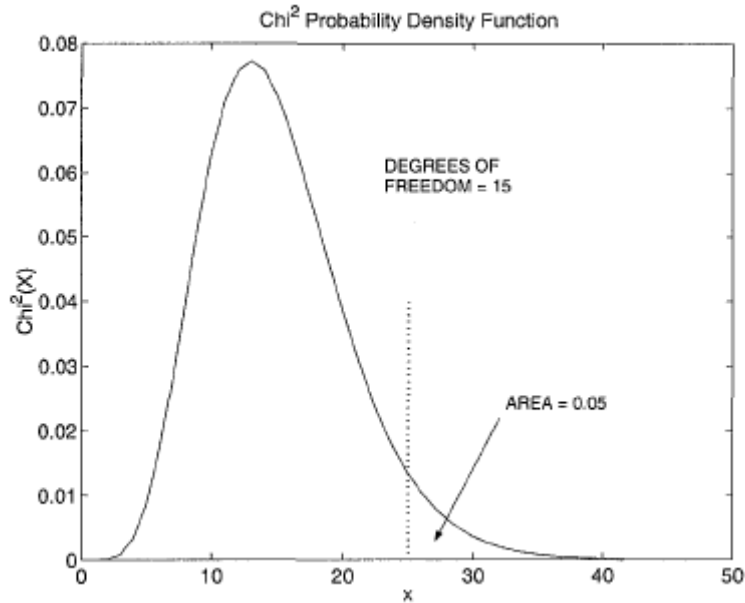
όπου  $e_i$  είναι το σφάλμα της  $i$ -οστής μέτρησης,  $R_{ii}$  τα διαγώνια στοιχεία του πίνακα συνδιακυμάνσεων των σφαλμάτων των μετρήσεων και  $m$  ο συνολικός αριθμός μετρήσεων. Υποθέτοντας ότι τα  $e_i$  είναι τυχαίες μεταβλητές που ακολουθούν Κανονική Κατανομή με μηδενική μέση τιμή και διασπορές  $R_{ii}$ , τα  $e_i^N$  θα ακολουθούν Τυποποιημένη Κανονική Κατανομή, δηλ. :

$$e_i^N \sim N(0,1)$$

Τότε η  $f(x)$  θα ακολουθεί Κατανομή  $\chi^2$  με το πολύ  $(m-n)$  βαθμούς ελευθερίας. Σε ένα σύστημα ισχύος, εφόσον τουλάχιστον  $n$  μετρήσεις θα πρέπει να ικανοποιούν τις εξισώσεις ισοζυγίου ισχύος, το πολύ  $(m-n)$  σφάλματα μετρήσεων θα είναι γραμμικά ανεξάρτητα. Συνεπώς ο μεγαλύτερος βαθμός ελευθερίας μπορεί να είναι  $(m-n)$ , δηλ. η διαφορά του πλήθους των μετρήσεων και των μεταβλητών κατάστασης.

### 3.5.2 Χρήση της Κατανομής $\chi^2$ για Ανίχνευση Σφαλμάτων

Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (σ.π.π.) της Κατανομής  $\chi^2$  δίνεται στο παρακάτω σχήμα :



**Σχ. 3.1 : σ.π.π. της Κατανομής  $\chi^2$**

Η περιοχή κάτω από τη σ.π.π. αντιπροσωπεύει την πιθανότητα να βρίσκεται η  $X$  στην αντίστοιχη περιοχή, για παράδειγμα :

$$\Pr\{X \geq x_t\} = \int_{x_t}^{\infty} X^2(u) \cdot du \quad (3.11)$$

αντιπροσωπεύει την πιθανότητα η  $X$  να είναι μεγαλύτερη από ένα συγκεκριμένο όριο  $x_t$ . Η πιθανότητα αυτή μειώνεται για μεγαλύτερες τιμές του  $x_t$ , λόγω της φθίνουσας ουράς της Κατανομής. Αν επιλέξουμε για πιθανότητα σφάλματος την τιμή 0.05, τότε το όριο  $x_t$  τίθεται ως :

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

Στο Σχ. 5.1 αυτό το κατώφλι αντιστοιχεί στην τιμή  $x_t = 25$ , η οποία επισημαίνεται με την γραμμή με τις κουκίδες. Το κατώφλι αντιπροσωπεύει τη μέγιστη αποδεκτή τιμή για τη  $X$  που δεν επιφέρει καθόλου σφάλματα. Αν η μετρούμενη τιμή της  $X$  υπερβεί αυτό το όριο, τότε με πιθανότητα 0.95, η μετρούμενη μεταβλητή  $X$  δε θα ακολουθεί Κατανομή  $\chi^2$ , δηλ. υποψιαζόμαστε την ύπαρξη σφαλμάτων.

### **3.5.3 Δοκιμή $\chi^2$ για Ανίχνευση Σφαλμάτων στην Εκτίμηση Κατάστασης με τη Μέθοδο των Ελάχιστων Τετραγώνων με Συντελεστές Βαρύτητας (WLS)**

Στην εκτίμηση κατάστασης με τη μέθοδο WLS η αντικειμενική συνάρτηση  $J(x)$  μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να προσεγγίσει την παραπάνω συνάρτηση  $f(x)$ .

Επιπροσθέτως μπορεί να καταστρωθεί βάσει των ιδιοτήτων της Κατανομής  $\chi^2$  μία δοκιμή ανίχνευσης σφαλμάτων, η οποία αναφέρεται ως *δοκιμή  $\chi^2$  για ανίχνευση σφαλμάτων*.

Τα βήματα για την πραγματοποίηση της δοκιμής  $\chi^2$  για ανίχνευση σφαλμάτων έχουν ως εξής :

- Λύσε το πρόβλημα εκτίμησης κατάστασης με τη μέθοδο WLS και υπολόγισε την αντικειμενική συνάρτηση :

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

όπου  $\hat{x}$  : το εκτιμώμενο διάνυσμα κατάστασης διαστάσεως  $n$

$h_i(\hat{x})$  : η εκτιμώμενη  $i$ -οστή μέτρηση

$z_i$  : η μετρούμενη ποσότητα της  $i$ -οστής μέτρησης

$\sigma_i^2 = R_{ii}$  : διασπορά του σφάλματος στην  $i$ -οστή μέτρηση

$m$  : πλήθος των μετρήσεων

- Βρες από τους πίνακες της Κατανομής  $\chi^2$  την τιμή, η οποία αντιστοιχεί σε βεβαιότητα εντοπισμού σφαλμάτων με πιθανότητα  $p$  (π.χ. 95%) και  $(m-n)$  βαθμούς ελευθερίας. Θέσε αυτήν τη τιμή ίση με  $\chi^2_{(m-n),p}$ . Εδώ  $p = Pr(J(\hat{x}) \leq \chi^2_{(m-n),p})$ .
- Έλεγχος αν  $J(\hat{x}) \geq \chi^2_{(m-n),p}$ . Αν ναι, τότε υποψιαζόμαστε την ύπαρξη σφαλμάτων. Διαφορετικά θεωρούμε ότι οι μετρήσεις δεν περιέχουν σφάλματα.

### 3.5.4 Χρήση των Κανονικοποιημένων Υπολοίπων για την Ανίχνευση Σφαλμάτων

Όπως περιγράφηκε παραπάνω, η δοκιμή  $\chi^2$  καθίσταται ανακριβής εξαιτίας της προσέγγισης των σφαλμάτων από τα υπόλοιπα στη εξίσωση (3.10). Επομένως είναι πιθανό να αποτύχει η ανίχνευση σφαλμάτων σε ορισμένες περιπτώσεις. Μία πιο ακριβής δοκιμή για την ανίχνευση σφαλμάτων μπορεί να πραγματοποιηθεί με τη χρήση των κανονικοποιημένων υπολοίπων. Η κανονικοποιημένη τιμή του υπολοίπου για την  $i$ -οστή μέτρηση μπορεί να αποκτηθεί διαιρώντας την απόλυτη τιμή του με το αντίστοιχο διαγώνιο στοιχείο του πίνακα συνδιακύμανσης υπολοίπων :

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} = \frac{|r_i|}{\sqrt{R_{ii}S_{ii}}} \quad (3.12)$$

Έτσι το διάνυσμα κανονικοποιημένων υπολοίπων  $r^N$  θα ακολουθεί Τυποποιημένη Κανονική Κατανομή, δηλ.

$$r_i^N \sim N(0,1)$$

Επομένως το μεγαλύτερο στοιχείο στο διάνυσμα  $r^N$  μπορεί να συγκριθεί με ένα στατιστικό κατώφλι, ώστε να αποφασισθεί η ύπαρξη σφάλματος. Η επιλογή αυτού του κατωφλίου μπορεί να γίνει βάσει του επιθυμητού επιπέδου ευαισθησίας της ανίχνευσης.

### 3.6 Ιδιότητες των Κανονικοποιημένων Υπολοίπων

Αποδεικνύεται ότι αν υπάρχει ένα μοναδικό σφάλμα στο σύνολο των μετρήσεων, το μέγιστο κανονικοποιημένο υπόλοιπο θα αντιστοιχεί στη λανθασμένη μέτρηση (εφόσον βέβαια δεν πρόκειται ούτε για κρίσιμη μέτρηση ούτε για μέλος ενός κρίσιμου ζεύγους). Υπάρχει πιθανότητα αυτή η ιδιότητα να ισχύσει ακόμη και σε ορισμένες περιπτώσεις όπου υφίστανται πολλαπλά σφάλματα και οι μετρήσεις έχουν πολύ μικρή συσχέτιση, δηλ. στην ουσία δεν αλληλεπιδρούν μεταξύ τους.

Θεωρούμε την περίπτωση όπου υπάρχει σφάλμα στην  $k$ -οστή μέτρηση, δηλ.  $e_k \neq 0$  και όλες οι υπόλοιπες μετρήσεις δεν περιέχουν σφάλματα,  $e_j = 0, j \neq k$ . Χρησιμοποιώντας την εξίσωση (3.7), μπορεί ναδειχθεί ότι το κανονικοποιημένο υπόλοιπο της εσφαλμένης μέτρησης  $k$  είναι το μέγιστο ανάμεσα σε όλες τις υπόλοιπες μετρήσεις που δεν έχουν σφάλμα :

$$\begin{aligned}
 r_j &= S_{jk} \cdot e_k \quad j = 1, \dots, m \\
 r_j^N &= \frac{S_{jk} \cdot e_k}{\sqrt{R_{jj}} \sqrt{S_{jj}}} = \frac{\Omega_{jk} \cdot e_k}{\sqrt{\Omega_{jj} R_{kk}}} \\
 &\leq \frac{\sqrt{\Omega_{jj}} \sqrt{\Omega_{kk}} \cdot e_k}{\sqrt{\Omega_{jj} R_{kk}}} \quad (\text{Βάσει της ιδιότητας } \Omega_{jk}^2 \leq \Omega_{jj} \Omega_{kk} ) \\
 &= \frac{\sqrt{\Omega_{kk}} \cdot e_k}{R_{kk}} = \frac{S_{kk} \cdot e_k}{\sqrt{R_{kk}} \sqrt{S_{kk}}} = r_k^N
 \end{aligned}$$

Η παραπάνω ανισότητα μετατρέπεται σε αυστηρή ισότητα, αν οι μετρήσεις  $k$  και  $j$  αποτελούν ένα κρίσιμο ζεύγος, εφόσον οι αντίστοιχες στήλες του πίνακα  $\Omega$  θα είναι γραμμικά εξαρτημένες. Επομένως τα κανονικοποιημένα υπόλοιπα ενός κρίσιμου ζεύγους θα είναι πάντα ίσα, καθιστώντας έτσι αδύνατο τον εντοπισμό σφαλμάτων, παρόλο που αυτά μπορούν να ανιχνευθούν. Τα ίδια ισχύουν για οποιοδήποτε  $(k-1)$  μέλος υποσυνόλου ενός συνόλου μετρήσεων που σχηματίζουν μία κρίσιμη  $k$ -άδα, δηλ. τα σφάλματα που συνδέονται με αυτά δύναται να ανιχνευθούν, αλλά όχι να εντοπισθούν.

### 3.7 Εντοπισμός Σφαλμάτων

Μετά την ανίχνευση σφαλμάτων στο σύνολο των μετρήσεων, ο εντοπισμός τους μπορεί να επιτευχθεί μέσω της περαιτέρω επεξεργασίας των υπολοίπων. Στη συνέχεια

περιγράφεται μία από της μεθόδους εντοπισμού σφαλμάτων, η *Δοκιμή του Μέγιστου Κανονικοποιημένου Υπολοίπου* ( $r_{\max}^N$ ).

Οι ιδιότητες των κανονικοποιημένων υπολοίπων για μοναδικό σφάλμα στο σύνολο των μετρήσεων μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να καταστρωθεί μία δοκιμή για τον εντοπισμό και κατά συνέπεια για την εξάλειψη του σφάλματος. Η δοκιμή αναφέρεται ως *Δοκιμή του Μέγιστου Κανονικοποιημένου Υπολοίπου* ( $r_{\max}^N$ ) και αποτελείται από τα ακόλουθα βήματα :

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

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

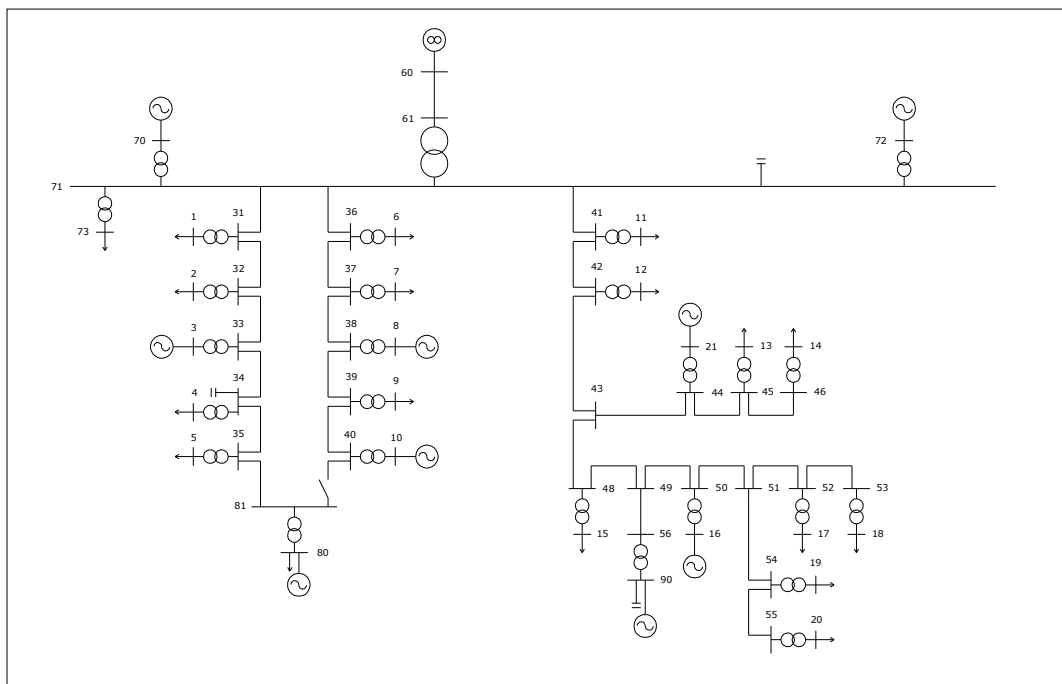
2. Υπολόγισε τα κανονικοποιημένα υπόλοιπα :

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

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

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> : Δίκτυο Προσομοίωσης

Ο προτεινόμενος αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης εφαρμόζεται σε ένα λογισμικό πακέτο (DISPA) το οποίο βασίζεται στη γλώσσα προγραμματισμού Compaq Fortran90 για Windows. Ο αλγόριθμος έχει δοκιμασθεί με διάφορα συστήματα. Το λογισμικό τρέχει σε έναν προσωπικό υπολογιστή Intel Pentium M με επεξεργαστή στα 1.73 GHz και 504 MB μνήμη RAM. Όλοι οι υπολογισμοί κινητής υποδιαστολής πραγματοποιούνται με διπλή ακρίβεια. Για τη σύγκλιση της ροής φορτίου και της εκτίμησης κατάστασης θεωρείται ως όριο ανοχής η τιμή 0.001 ανά μονάδα. Οι διορθώσεις στις εγχύσεις ενεργού και άεργου ισχύος (για τη ροή φορτίου) καθώς επίσης και στα μέτρα και στις γωνίες τάσεων (για την εκτίμηση κατάστασης) ελέγχονται ως προς τη σύγκλιση. Το λογισμικό πακέτο DISPA διαβάζει τα δεδομένα του δικτύου και των μετρήσεων από αρχεία ASCII. Τα δεδομένα για τη ροή φορτίου αποθηκεύονται στο γνωστό πρότυπο PTI Format. Όλα τα δεδομένα εισάγονται σε φύλλα εργασίας του Excel και χρησιμοποιώντας ειδικές φόρμουλες μετατρέπονται σε μορφή PTI και στη συνέχεια εξάγονται σε αρχεία ASCII τα οποία διαβάζονται από το DISPA. Στο Παράρτημα παρατίθεται η περιγραφή σε PTI Format των αρχείων με μορφή .sys και .ses που χρησιμοποιούνται για το τρέξιμο του αλγόριθμου εκτίμησης κατάστασης, καθώς επίσης και τα αρχεία inesc\_00.sys και inesc\_00.ses ως παραδείγματα. Στο Σχ. 4.1 παρουσιάζεται το μονογραμμικό διάγραμμα του δικτύου, ενώ τα δεδομένα του δικτύου παρατίθενται στους Πίνακες 1-4 του Παραρτήματος.



**Σχήμα 4.1 : Μονογραμμικό διάγραμμα δικτύου δοκιμών**

Η απεικόνιση της προτεινόμενης μεθόδου επιτυγχάνεται με την τελευταία εκδοχή του συστήματος δοκιμών INESC Porto / NTUA MicroGrid. Όλα τα δεδομένα της ροής φορτίου αναφέρονται σε βάση ισχύος 10 MVA. Το σύστημα αποτελείται από ένα



υποσύστημα διανομής 15 kV Μέσης Τάσης (Μ.Τ.) με τρεις κλάδους (feeders), το οποίο συνδέεται στο κύριο δίκτυο Υψηλής Τάσης (Υ.Τ.) μέσω του βασικού μετασχηματιστή του υποσταθμού και μίας γραμμής 150 kV. Το κυρίως δίκτυο στο άκρο της γραμμής 150 kV αντιπροσωπεύεται από μία τριφασική πηγή 150 kV (άπειρος ζυγός) με ικανότητα βραχυκύκλωσης 3000 MVA. Το δίκτυο διαθέτει 5 Μικροδίκτυα, τα οποία αποτελούνται από τον ίδιο συνδυασμό Μικροπηγών : μία μικρή επαγωγική μηχανή διπλής τροφοδοσίας (Double Fed Induction Machine, DFIM) συνδεδεμένη σε μία ανεμογεννήτρια, μία κυψέλη καυσίμου, μία μικροτουρμπίνα, μία γεννήτρια φωτοβολταϊκών και ένα στοιχείο αποθήκευσης που συνδέεται στο δίκτυο μέσω ενός αντιστροφέα πηγής τάσης (Voltage Source Inverter, VSI). Αυτά τα Μικροδίκτυα Χαμηλής Τάσης (Χ.Τ.) συνδέονται στο δίκτυο Μ.Τ. μέσω μετασχηματιστών. Το δίκτυο Μ.Τ. έχει επιπλέον γεννήτριες συνδεδεμένες σε αυτό :

- Μεγάλη επαγωγική γεννήτρια διπλής τροφοδοσίας (DFIM) – με απενεργοποιημένη τη δυνατότητα ελέγχου συχνότητας
- Υδροηλεκτρική ασύγχρονη γεννήτρια - χωρίς ρυθμιστικές ικανότητες
- Μονάδα συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (CHP) – να ανταποκρίνεται αναλογικά σε αποκλίσεις συχνότητας
- Μικρή γεννήτρια Diesel – με έλεγχο συχνότητας PI (Proportional – Integral)

Ένας συνδυασμός φορτίων Χ.Τ. παρέχεται μέσω των τριών ακτινικών feeders του υποσυστήματος. Το δίκτυο περιλαμβάνει 55 κόμβους, 10 κόμβους γεννητριών (συμπεριλαμβανομένου του άπειρου ζυγού), 27 γραμμές, 27 μετασχηματιστές, 16 κόμβους φορτίων και 3 συστοιχίες πυκνωτών. Θεωρείται ότι τα φορτία σε κάθε κόμβο σχετίζονται με την ονομαστική ισχύ του μετασχηματιστή που τροφοδοτεί αυτόν τον κόμβο. Από αυτόν τον κανόνα εξαιρούνται οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος (δηλ. οι κόμβοι που δεν έχουν ούτε γεννήτρια ούτε φορτίο) και οι κόμβοι με γεννήτριες, όπως φαίνεται και στον Πίνακα 1 του Παραρτήματος. Ο κόμβος 60 είναι ο κόμβος αναφοράς και η παραγωγή ενεργού και άεργου ισχύος δεν είναι γνωστή πριν το τρέξιμο της Ροής Φορτίου. Τα δεδομένα των συστοιχιών πυκνωτών δίνονται στον πίνακα με τα δεδομένα κόμβων ως εγκάρσια αγωγιμότητα με τα MVAR τους υπολογισμένα σε 1.0 α.μ. τάση.

Όσον αφορά την ενεργό (MW) και άεργο (MVA<sub>r</sub>) ισχύ των φορτίων, αυτές υπολογίζονται βάσει των MVA του μετασχηματιστή, της % φόρτισής του καθώς επίσης και του συντελεστή ισχύος φορτίου, ως εξής :

$$LoadMW = \frac{(Transf.MVA) * (Loading\%) * (LoadPF)}{100}$$

$$LoadMVA_r = \frac{(Transf.MVA) * (Loading\%) * \sqrt{[1 - (LoadPF)^2]}}{100}$$

Σε περιόδους όπου το δίκτυο είναι ελαφρά φορτισμένο, υπάρχει περίπτωση να προκύψουν θετικές εγχύσεις ενεργού και άεργου ισχύος σε κόμβους που είναι φορτία. Μία λύση σε αυτό το πρόβλημα είναι να κατανειμούμε το μετρούμενο φορτίο κάθε

ομάδας φορτίων σε κάθε επιμέρους φορτίο της ομάδας σε αναλογία με την ονομαστική του ισχύ, σύμφωνα με τον τύπο και το προφίλ φορτίου.

Η παραγωγή ενεργού και άεργου ισχύος καθώς και το μέτρο τάσης μετριοούνται σε κάθε θέση γεννητριών Μ.Τ. και διασπαρμένης παραγωγής. Επικοινωνίες GPRS μπορούν να χρησιμοποιηθούν μεταξύ των τοποθεσιών με γεννήτριες και τον κύριο υποσταθμό. Στον Πίνακα 5 του Παραρτήματος παρουσιάζεται το σύστημα των μετρήσεων, το οποίο έχει ως εξής :

- 10 μετρήσεις του μέτρου της τάσης στους κόμβους με γεννήτριες (σε πραγματικό χρόνο), συμπεριλαμβανομένου και του κόμβου αναφοράς
- 7 ζεύγη μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος (σε πραγματικό χρόνο) σε όλες τις γραμμές και τους μετασχηματιστές γύρω από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης, δηλ. τον κόμβο 71.
- 10 ζεύγη μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος (σε πραγματικό χρόνο), συμπεριλαμβανομένου του κόμβου αναφοράς. Ο κόμβος 90 περιλαμβάνει και γεννήτρια και συστοιχία πυκνωτών.
- 16 ζεύγη μετρήσεων ενεργού και άεργου ισχύος στα φορτία Χ.Τ. (ψευδομετρήσεις)
- 29 μετρήσεις μηδενικής έγχυσης ενεργού και 27 μετρήσεις μηδενικής έγχυσης άεργου ισχύος (τέλειες μετρήσεις)
- 2 μετρήσεις έγχυσης άεργου ισχύος (σε πραγματικό χρόνο) στις συστοιχίες πυκνωτών ( κόμβοι 34 και 71).

Με τον παραπάνω επιλεγμένο σχεδιασμό μετρήσεων η περίσσεια των μετρήσεων είναι μικρή :

- 62 μετρήσεις και περίσσεια 1.15 για το υποπρόβλημα ενεργού ισχύος
- 72 μετρήσεις και περίσσεια 1.31 για το υποπρόβλημα άεργου ισχύος
- 134 μετρήσεις και περίσσεια 1.231 για ολόκληρο το πρόβλημα (μη αποζευγμένο)

Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί για ακόμη μια φορά ότι οι μετρήσεις, οι ψευδομετρήσεις και οι μεταβλητές κατάστασης αναπαρίστανται ως Κανονικές Κατανομές. Όσο αφορά τις μετρήσεις και τις ψευδομετρήσεις, οι αποκτηθείσες τιμές από τους μετρητές και την εκτίμηση φορτίου αντιπροσωπεύουν τις μέσες τιμές των κατανομών, ενώ οι τυπικές αποκλίσεις προσδιορίζονται μέσω της ακρίβειας των μετρήσεων, όπως αναφέρεται και στο επόμενο κεφάλαιο. Σε ό,τι αφορά τώρα τις μεταβλητές κατάστασης, οι τελικές τιμές που περιέχονται στο διάνυσμα κατάστασης θα είναι οι μέσες τιμές των κατανομών, ενώ η τυπικές αποκλίσεις θα αντιπροσωπεύουν την αβεβαιότητα της εκτίμησης. Οι εγχύσεις μηδενικής ισχύος μπορούν να αντιμετωπισθούν είτε με μεγάλους συντελεστές βαρύτητας είτε ως περιοριστικές ισότητες. Η συνολική περίσσεια μετρήσεων είναι  $r = \frac{m}{N} = 1.23$ , όπου

$m = 134$  είναι ο συνολικός αριθμός μετρήσεων και  $N = 2n - 1 = 109$  είναι το πλήθος των στοιχείων του διανύσματος κατάστασης (55 μέτρα τάσεων κόμβων και 54 γωνίες τάσεων κόμβων). Αυτή η περίσσεια είναι πολύ χαμηλή και η ικανότητα φιλτραρίσματος σφαλμάτων του εκτιμητή κατάστασης πολύ χαμηλή.

Θα πρέπει σε αυτό το σημείο να επισημανθεί ότι εκτελείται η ανάλυση παρατηρησιμότητας, προτού γίνει η εκτέλεση της εκτίμησης κατάστασης. Με την επιλογή μετρήσεων όμως που έχει πραγματοποιηθεί το σύστημα είναι πάντα παρατηρήσιμο. Επίσης εκτελείται και ποιοτική ανάλυση, προτού εκτελεστεί η εκτίμηση κατάστασης, έτσι ώστε να προσδιορισθούν οι κρίσιμες μετρήσεις και τα ελάχιστα εξαρτώμενα σύνολα (Minimally Dependent Sets, MDS). Στις κρίσιμες μετρήσεις δε δύνανται να ανιχνευθούν μεγάλα σφάλματα, εφόσον τα εκτιμώμενα υπόλοιπά τους είναι μηδενικά. Ένα ελάχιστο εξαρτώμενο σύνολο μετρήσεων έχει την ιδιότητα ότι η απομάκρυνση οποιασδήποτε μέτρησης από αυτό το σύνολο καθιστά τις εναπομείνουσες μετρήσεις κρίσιμες. Όλες οι μετρήσεις ενός ελάχιστου εξαρτώμενου συνόλου έχουν ίσες απόλυτες τιμές όσον αφορά τα κανονικοποιημένα υπόλοιπά τους. Κατά συνέπεια μεγάλα σφάλματα σε μία ή περισσότερες μετρήσεις ενός ελάχιστου εξαρτώμενου συνόλου μπορούν να ανιχνευθούν, αλλά όχι να εντοπισθούν. Στους εκτιμητές κατάστασης σε δίκτυα διανομής η περίσσεια των μετρήσεων είναι χαμηλή και γι' αυτό ίσως προκύψουν μερικές κρίσιμες μετρήσεις και ελάχιστα εξαρτώμενα σύνολα. Το γεγονός αυτό καθιστά το φιλτράρισμα σφαλμάτων ιδιαίτερα δύσκολο. Εξαιτίας αυτού θα πρέπει οι ψευδομετρήσεις φορτίων να είναι όσο το δυνατόν πιο ακριβείς. Οι κρίσιμες μετρήσεις μπορούν να προσδιορισθούν υπολογίζοντας τα διαγώνια στοιχεία του πίνακα συνδιακυμάνσεων υπολοίπων. Τα μηδενικά διαγώνια στοιχεία αντιστοιχούν σε κρίσιμες μετρήσεις. Μία απλή διαδικασία προσδιορισμού των ελάχιστα εξαρτώμενων συνόλων είναι να απομακρύνεται κάθε φορά μία μέτρηση, να υπολογίζονται τα διαγώνια στοιχεία και να αναγνωρίζονται οι πιθανές κρίσιμες μετρήσεις. Η μέτρηση που απομακρύνθηκε μαζί με τις κρίσιμες μετρήσεις που προέκυψαν σχηματίζουν μία ομάδα με σφάλματα. Επαναλαμβάνουμε την ίδια διαδικασία ενεργοποιώντας τη μέτρηση που απομακρύνθηκε προηγουμένως και εξετάζοντας την επόμενη μέτρηση μέχρι να ληφθούν υπόψη όλες οι μετρήσεις. Οι άλλες μετρήσεις που προσδιορίστηκαν προηγουμένως στην ομάδα με σφάλματα δεν εξετάζονται. Το δίκτυο δεν περιέχει καμία κρίσιμη μέτρηση. Τα ελάχιστα εξαρτώμενα σύνολα παρουσιάζονται στον Πίνακα 6 του Παραρτήματος. Τα ελάχιστα εξαρτώμενα σύνολα 1-10 αποτελούνται από μία ψευδομέτρηση φορτίου και μία μέτρηση μηδενικής έγχυσης ισχύος, ενώ τα ελάχιστα εξαρτώμενα σύνολα 11 και 12 περιέχουν 5 και 10 ψευδομετρήσεις φορτίου αντίστοιχα.

## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> : Αποτελέσματα Προσομοίωσης

### 5.1 Βασική Περίπτωση (Base Case)

Στην παρούσα ενότητα περιγράφεται το αρχείο (inesc\_00) που χρησιμοποιήθηκε ως βασική περίπτωση κατά τη προσομοίωση. Οι μετρήσεις που λαμβάνονται για την πραγματοποίηση της εκτίμησης κατάστασης έχουν ως εξής :

- 10 μετρήσεις τάσης σε όλες τις πηγές
- 7 ζεύγη μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης, δηλ. τον κόμβο 71
- 55 ζεύγη μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους του δικτύου

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, οι μετρήσεις, καθώς επίσης και οι μεταβλητές κατάστασης, θεωρούνται ότι ακολουθούν Κανονική Κατανομή. Μέσω του λογισμικού που χρησιμοποιείται, ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να ρυθμίζει την ακρίβεια των μετρήσεων, μέσω της τυπικής απόκλισης που δίνει στις κατανομές τους. Όσον αφορά λοιπόν το επί τοις εκατό σφάλμα που υπεισέρχεται στον τύπο για τον υπολογισμό των τυπικών αποκλίσεων που δίνονται στις μετρήσεις, δηλ. το SCALE που αναφέρεται στο Παράρτημα στην περιγραφή των αρχείων σε μορφή PTI, έχουμε:

| τύπος μέτρησης                 | % σφάλμα                                       |
|--------------------------------|--|
| μέτρηση τάσης                  | 1.00   |
| μέτρηση ροής ενεργού ισχύος    | 3.00   |
| μέτρηση ροής άεργου ισχύος     | 3.00   |
| μέτρηση έγχυσης ενεργού ισχύος | 3.00 για τις γεννήτριες<br>15.00 για τα φορτία |
| μέτρηση έγχυσης άεργου ισχύος  | 3.00 για τις γεννήτριες<br>15.00 για τα φορτία |
|                                | 3.00 για τους πυκνωτές                         |

Ο τύπος που δίνει την τυπική απόκλιση που δίνεται στην εκάστοτε μέτρηση έχει ως εξής :

$$\sigma_m = T.P.\Phi. \frac{\%σφαλμα}{300} \quad (5.1)$$

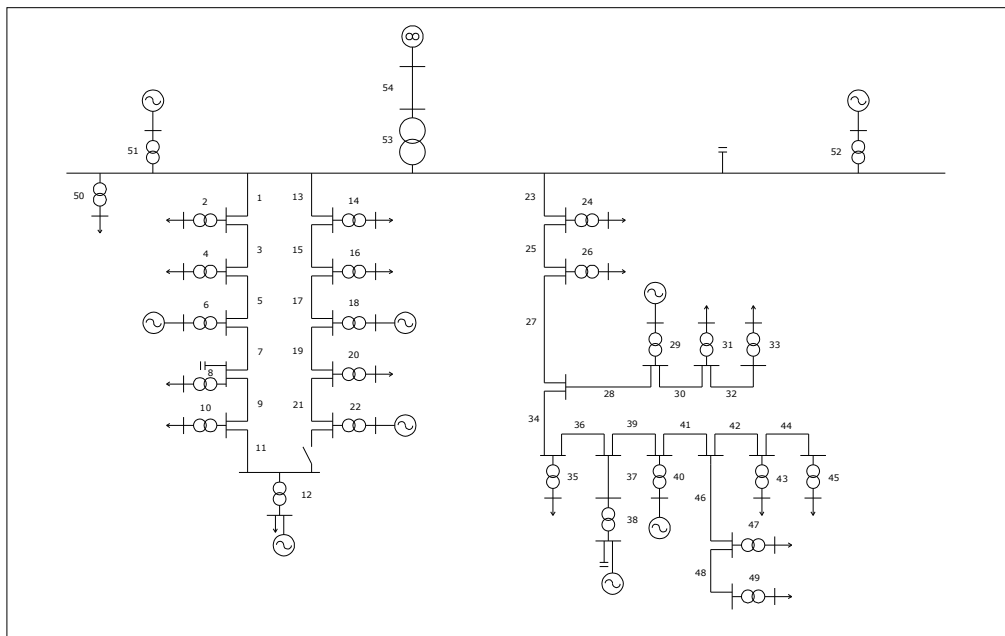
όπου  $T.P.\Phi$  : η τιμή που προκύπτει για την μέτρηση από τη ροή φορτίου. Ακολούθως θα μελετηθεί το πώς επηρεάζεται η αβεβαιότητα που υπάρχει για την αναμενόμενη τιμή που δίνει ο αλγόριθμος εκτίμησης κατάστασης για τις μεταβλητές κατάστασης, δηλ. τα μέτρα και τις γωνίες της τάσης σε όλους τους κόμβους του δικτύου. Θα πρέπει να αναφερθεί εδώ ότι ο τύπος που χρησιμοποιείται δίνει το εύρος, δηλ. το  $\pm \%$  της αβεβαιότητας, δηλ. :

$$\% \text{αβεβαιότητα} = \pm \frac{300\sigma_s}{T.E.K.} \quad (5.2)$$

όπου  $T.E.K.$  : η τιμή της μεταβλητής κατάστασης που προκύπτει μέσω της εκτίμησης κατάστασης και  $\sigma_s$  : η τυπική απόκλιση των μεταβλητών κατάστασης που προκύπτει ως η τετραγωνική ρίζα των διαγώνιων στοιχείων του αντιστρόφου του πίνακα κέρδους  $G$ , τον  $C = G^{-1}$ . Συνεπώς η  $\pm$  %αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης αντιπροσωπεύει το εύρος της περιοχής γύρω από την πιο πιθανή τιμή που μπορούν να λάβουν οι μεταβλητές κατάστασης, δηλ. τη μέση τιμή της κατανομής τους. Πρόκειται λοιπόν για την περιοχή ανάμεσα στις τιμές  $(\mu - 3\sigma)$  και  $(\mu + 3\sigma)$  των κατανομών των μεταβλητών κατάστασης, δηλ. της περιοχής που αντιστοιχεί σε ολόκληρη την περιοχή κάτω από μία Κατανομή Gauss. Μέσω όμως του τύπου (5.2) το εύρος αυτής της περιοχής εκφράζεται ως επί τοις εκατό ποσοστό της εκτιμώμενης τιμής των μεταβλητών κατάστασης. Στα διαγράμματα βέβαια που ακολουθούν απεικονίζεται το μισό του εύρους της αβεβαιότητας για λόγους ευκρίνειας. Στα εδάφια 5.10 και 5.14 μελετάται επίσης και το πως επηρεάζεται η αβεβαιότητα των ροών ενεργού και άεργου ισχύος σε όλους τους κλάδους του δικτύου, οι οποίες ροές υπολογίζονται βάσει των εκτιμώμενων τιμών των μεταβλητών κατάστασης που προκύπτουν μετά το πέρας της εκτίμησης κατάστασης. Εννοείται δε ότι και οι ροές ισχύος που υπολογίζονται βάσει των εκτιμώμενων τιμών των μεταβλητών κατάστασης ακολουθούν Κανονική Κατανομή. Ισχύει και εδώ ο παραπάνω τύπος (5.2) για την %αβεβαιότητα, όπου τώρα  $T.E.K.$  : η τιμή της ροής ισχύος που προκύπτει μέσω της εκτίμησης κατάστασης και  $\sigma_s$  : η τυπική απόκλιση των ροών ισχύος που προκύπτει ως η τετραγωνική ρίζα των διαγώνιων στοιχείων του πίνακα  $C_{flows} = K(x)[H^T(x)R^{-1}H(x)]^{-1}K^T(x)$ , όπως έχει ήδη αναλυθεί στο κεφάλαιο 2 της παρούσας διπλωματικής εργασίας. Σε αυτό το σημείο θα πρέπει ακόμη να παρατεθεί ο ακόλουθος πίνακας που δείχνει σε ποιους κόμβους αντιστοιχεί ο κάθε κλάδος του δικτύου, καθώς επίσης και το αντίστοιχο μονογραμμικό σχέδιο του δικτύου που περιέχει τους αριθμούς των κλάδων :

| Κλάδος | Από κόμβο | Προς κόμβο | Κλάδος | Από κόμβο | Προς κόμβο |
|--------|-----------|------------|--------|-----------|------------|
| 1      | 71        | 31         | 28     | 43        | 44         |
| 2      | 31        | 1          | 29     | 44        | 21         |
| 3      | 31        | 32         | 30     | 44        | 45         |
| 4      | 32        | 2          | 31     | 45        | 13         |
| 5      | 32        | 33         | 32     | 45        | 46         |
| 6      | 33        | 3          | 33     | 46        | 14         |
| 7      | 33        | 34         | 34     | 43        | 48         |
| 8      | 34        | 4          | 35     | 48        | 15         |
| 9      | 34        | 35         | 36     | 48        | 49         |
| 10     | 35        | 5          | 37     | 49        | 56         |
| 11     | 35        | 81         | 38     | 56        | 90         |
| 12     | 81        | 80         | 39     | 49        | 50         |
| 13     | 71        | 36         | 40     | 50        | 16         |
| 14     | 36        | 6          | 41     | 50        | 51         |
| 15     | 36        | 37         | 42     | 51        | 52         |
| 16     | 37        | 7          | 43     | 52        | 17         |
| 17     | 37        | 38         | 44     | 52        | 53         |
| 18     | 38        | 8          | 45     | 53        | 18         |
| 19     | 38        | 39         | 46     | 51        | 54         |
| 20     | 39        | 9          | 47     | 54        | 19         |
| 21     | 39        | 40         | 48     | 54        | 55         |
| 22     | 40        | 10         | 49     | 55        | 20         |
| 23     | 71        | 41         | 50     | 71        | 73         |
| 24     | 41        | 11         | 51     | 71        | 70         |
| 25     | 41        | 42         | 52     | 71        | 72         |
| 26     | 42        | 12         | 53     | 71        | 61         |
| 27     | 42        | 43         | 54     | 61        | 60         |

**Πίνακας 5.1 : Αντιστοιχία κλάδων – κόμβων δικτύου**



**Σχ. 5.1 : Μονογραμμικό σχέδιο δικτύου (κλάδοι)**

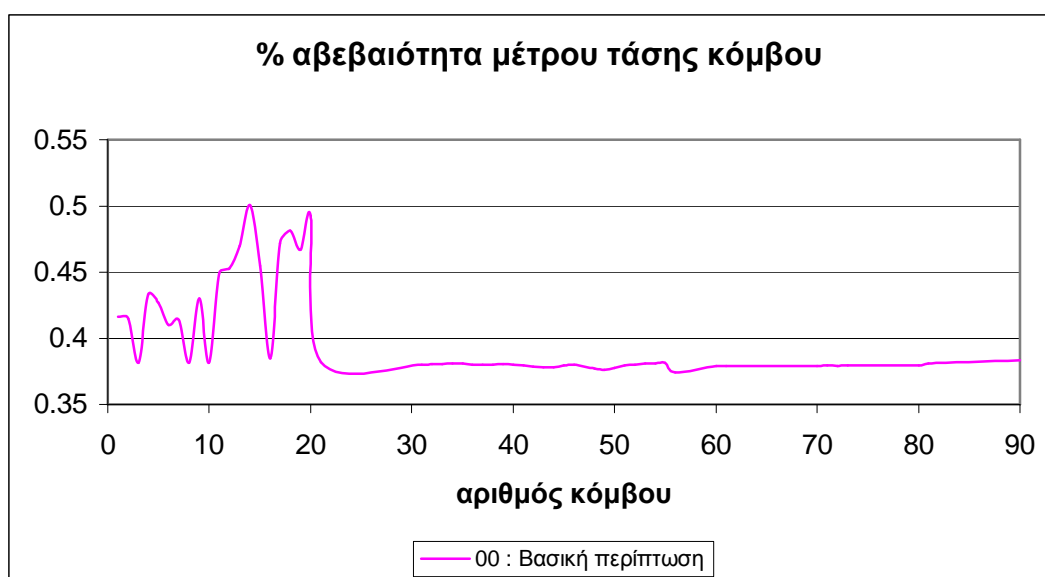
Στη συνέχεια απεικονίζονται οι αβεβαιότητες των μεταβλητών κατάστασης και των ροών ισχύος κάθε κόμβου και κλάδου του δικτύου αντίστοιχα για τη βασική περίπτωση :

### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι στους κόμβους που συνδέονται τα Μικροδίκτυα (3, 8, 10, 16 και 21), στους κόμβους που συνδέονται οι υπόλοιπες γεννήτριες, στην υψηλή τάση, στον κύριο κόμβο μέσης τάσης (71), αλλά και σε όλους τους κόμβους μέσης τάσης καθώς και στους κόμβους όπου έχουμε μηδενική έγχυση ισχύος, δηλ. στους κόμβους 31 έως 90, βρίσκεται το ελάχιστο της αβεβαιότητας του μέτρου της τάσης, το οποίο είναι περίπου 0.38%.

Στους κόμβους όπου έχουμε τα φορτία χαμηλής τάσης (κόμβοι 1-5 για τον 1<sup>ο</sup> feeder, κόμβοι 6,7 και 9 για το 2<sup>ο</sup> feeder και κόμβοι 11-15 και 17-20 για τον 3<sup>ο</sup> feeder), βλέπουμε ότι η αβεβαιότητα αυξάνεται, λαμβάνοντας τη μέγιστη τιμή 0.5008% στον κόμβο 14. Η αβεβαιότητα δηλ. κυμαίνεται συνολικά από 0.38% έως 0.5008%.

Στον 3<sup>ο</sup> feeder βλέπουμε ότι η αβεβαιότητα είναι σαφώς μεγαλύτερη από τους υπόλοιπους δύο feeder, όπως ήταν άλλωστε αναμενόμενο, εφόσον πρόκειται για πιο μεγάλο και πολύπλοκο δίκτυο. Επίσης βλέπουμε ότι οι πιο απομακρυσμένοι κόμβοι (14, 18 και 20) έχουν μεγαλύτερες τιμές αβεβαιότητας.

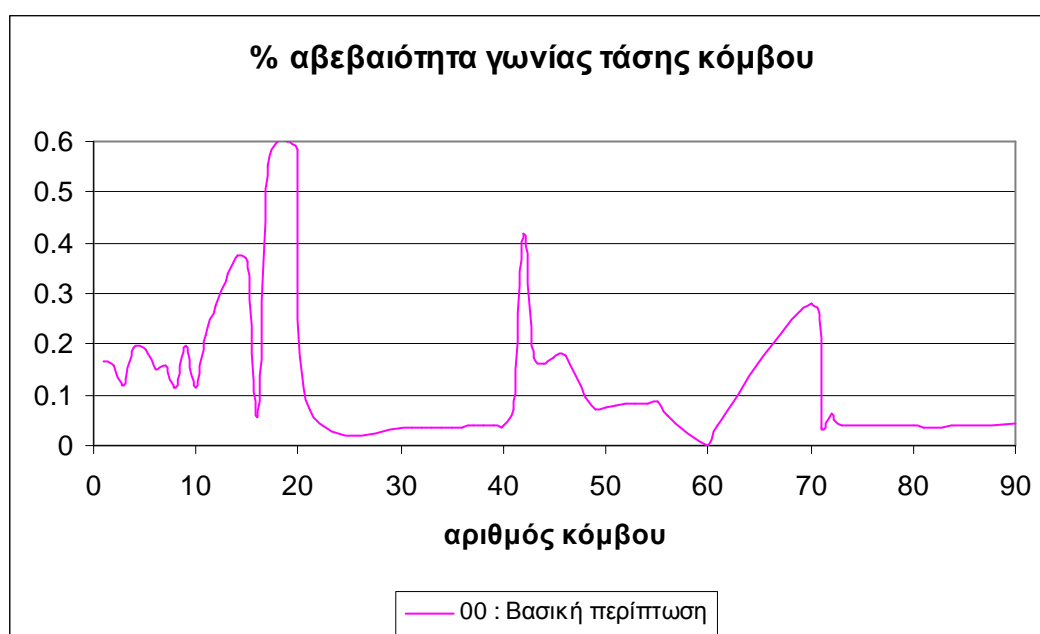


### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Βλέπουμε ότι και στην περίπτωση της αβεβαιότητας της γωνίας της τάσης οι κόμβοι χαμηλής τάσης των feeders είναι και οι πιο προβληματικοί, με τους κόμβους του 3<sup>ου</sup> feeder και δει τους πιο απομακρυσμένους να έχουν τις μεγαλύτερες αβεβαιότητες. Η μέγιστη αβεβαιότητα εδώ είναι 0.5996% στον κόμβο 19. Σημαντική αύξηση στην

αβεβαιότητα παρατηρείται επίσης στους κόμβους 42 και 70, παρόλο που πρόκειται για κόμβο μηδενικής έγχυσης ισχύος και κόμβο με γεννήτρια αντίστοιχα.

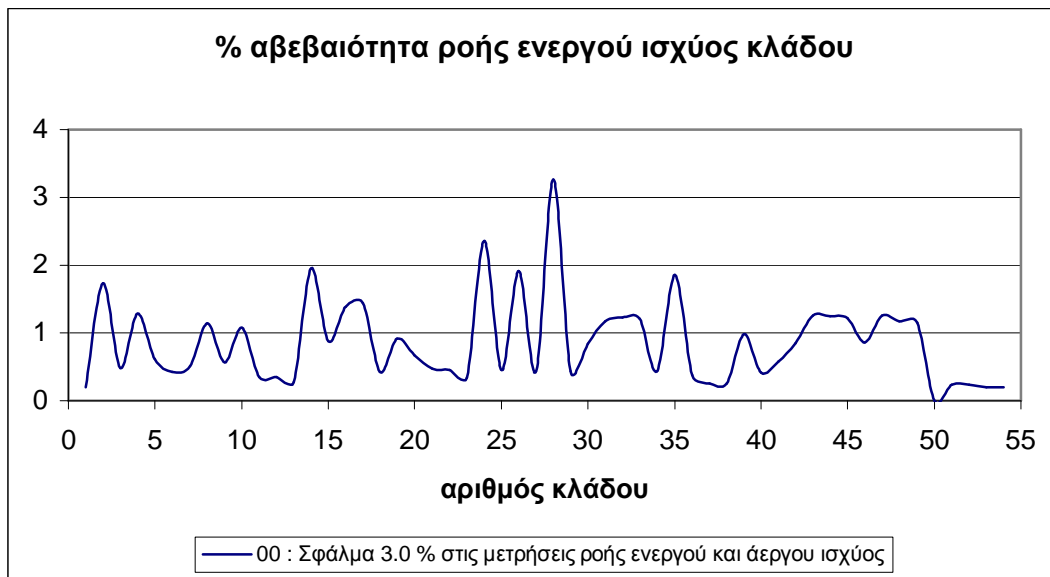
Παρατηρούμε επίσης ότι στους κόμβους που συνδέονται τα Μικροδίκτυα (3, 8, 10, 16 και 21), στους κόμβους που συνδέονται οι υπόλοιπες γεννήτριες, στην υψηλή τάση, στον κύριο κόμβο μέσης τάσης (71), αλλά και σε όλους τους κόμβους μέσης τάσης καθώς και στους κόμβους όπου έχουμε μηδενική έγχυση ισχύος, δηλ. στους κόμβους 31 έως 90 και ειδικά στους 31-40, 60, 61, 71, 72, 80, 81 και 90, η αβεβαιότητα λαμβάνει αισθητά μικρότερες τιμές από τους κόμβους που αναφέρονται στην προηγούμενη παράγραφο.



#### ➤ Αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου

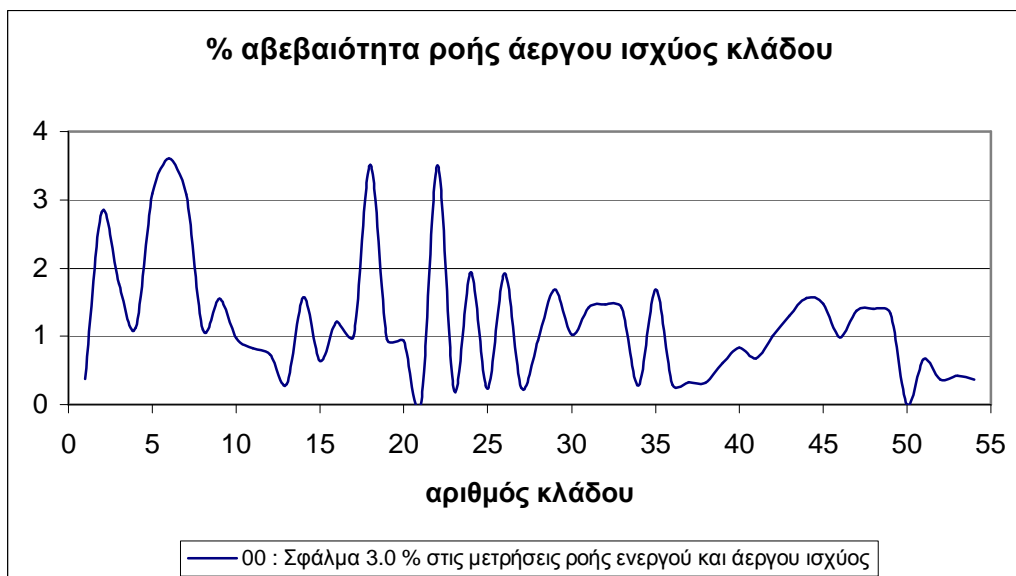
Αρχικά παρατηρούμε ότι η αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου λαμβάνει αισθητά μεγαλύτερες τιμές από την αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, αφού οι τιμές της κυμαίνονται περίπου από 0.5% έως 3.5%. Οι μικρότερες αβεβαιότητες εντοπίζονται στους κλάδους που στο ένα άκρο τους συνδέεται κάποια γεννήτρια. Αμέσως μεγαλύτερες αβεβαιότητες ροής ενεργού ισχύος παρατηρούνται στους κλάδους μηδενικής έγχυσης ισχύος και τέλος οι υψηλότερες αβεβαιότητες αφορούν τους κλάδους με τα φορτία χαμηλής τάσης.





### ➤ Αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου

Αρχικά παρατηρούμε ότι η αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου λαμβάνει αισθητά μεγαλύτερες τιμές από την αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, αφού οι τιμές της κυμαίνονται από 0 έως 4%. Οι μικρότερες αβεβαιότητες εντοπίζονται στους κλάδους γύρω από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης που στο ένα άκρο τους συνδέεται κάποια γεννήτρια (σχεδόν μηδενική αβεβαιότητα). Μεγαλύτερες αβεβαιότητες ροής ενεργού ισχύος παρατηρούνται στους κλάδους που στο ένα άκρο τους συνδέεται κάποιο Μικροδίκτυο (6, 18, 22, 29, 40), καθώς και στους πιο απομακρυσμένους κλάδους τους 3<sup>ου</sup> feeder 28-33 και 42-49. Στον 3<sup>ο</sup> feeder έχουμε επίσης αισθητή αβεβαιότητα στους κλάδους με τα φορτία χαμηλής τάσης.



## 5.2 Πλήθος Μετρήσεων Τάσης

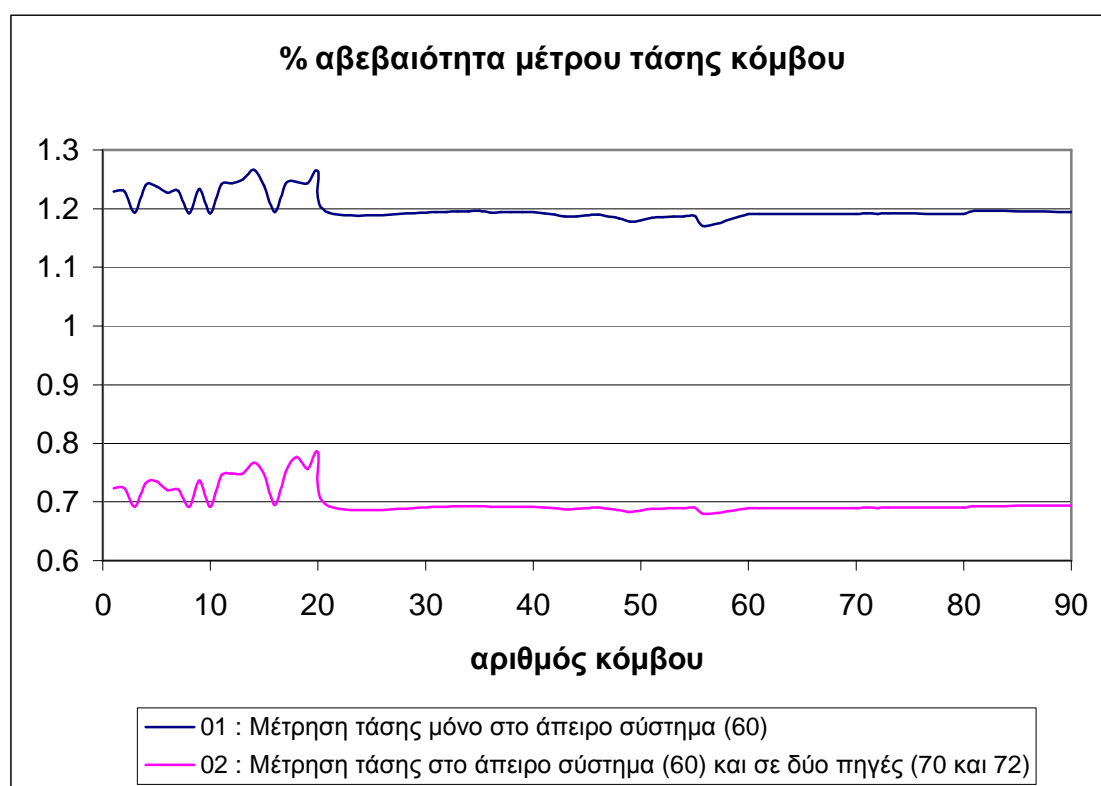
Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει το πλήθος των μετρήσεων τάσης στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |   |
|------|---|
| 01 : | Μέτρηση τάσης μόνο στον κόμβο όπου συνδέεται το άπειρο σύστημα (60)   |
| 02 : | Μετρήσεις τάσης στον κόμβο όπου συνδέεται το άπειρο σύστημα (60) και στους 2 κόμβους με πηγές (70 και 72) που συνδέονται στον κύριο κόμβο μέσης τάσης |
| 03 : | Μετρήσεις τάσης σε όλους τους κόμβους με πηγές (60, 70, 72, 80 και 90), εκτός από αυτούς που συνδέονται τα Μικροδίκτυα                                |
| 00 : | Μετρήσεις τάσης σε όλους τους κόμβους με πηγές (3, 8, 10, 16, 21, 60, 70, 72, 80 και 90)  |

*Σύγκριση 01 και 02: Αύξηση αριθμού των μετρήσεων τάσης από 1 σε 3.*

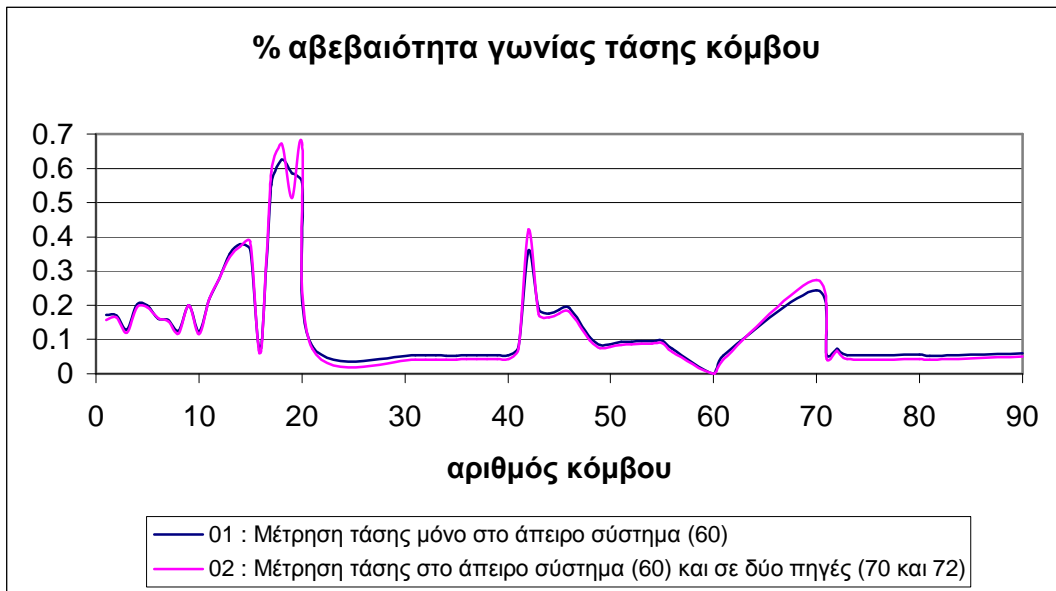
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης μειώνεται παντού κατά 0.5 μονάδες (περίπου από 1.2% σε 0.7% όσον αφορά τους κόμβους με τη μικρότερη αβεβαιότητα). Η μορφή όμως παραμένει ίδια.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

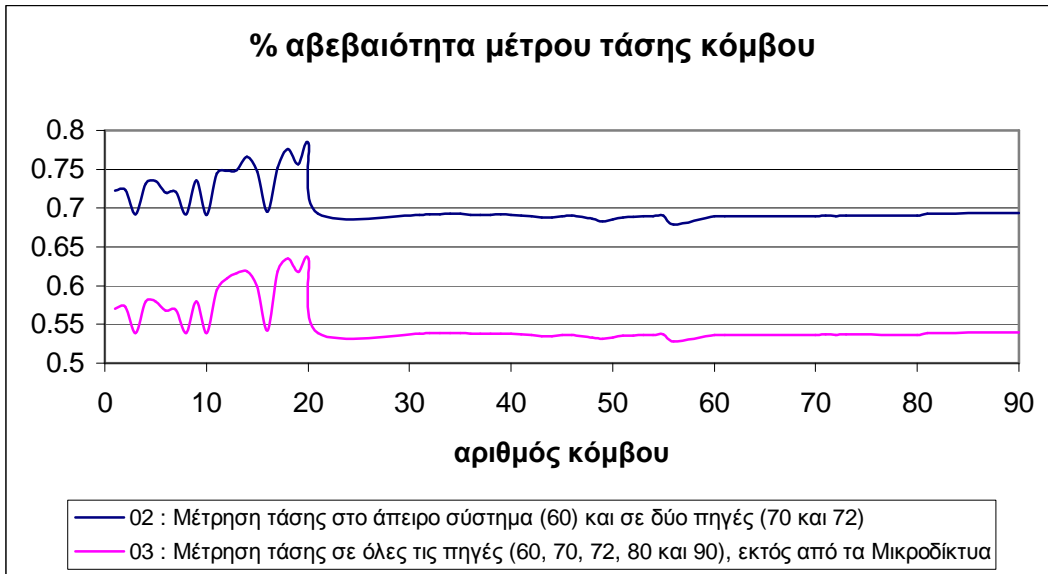
Η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης παραμένει σχεδόν η ίδια, καθώς παρατηρούνται πολύ μικρές διαφορές μόνο στους απομακρυσμένους κόμβους του 3<sup>ου</sup> feeder (17-20) και στους κόμβους 42 και 70.



*Σύγκριση 02 και 03: Αύξηση αριθμού των μετρήσεων τάσης από 3 σε 5.*

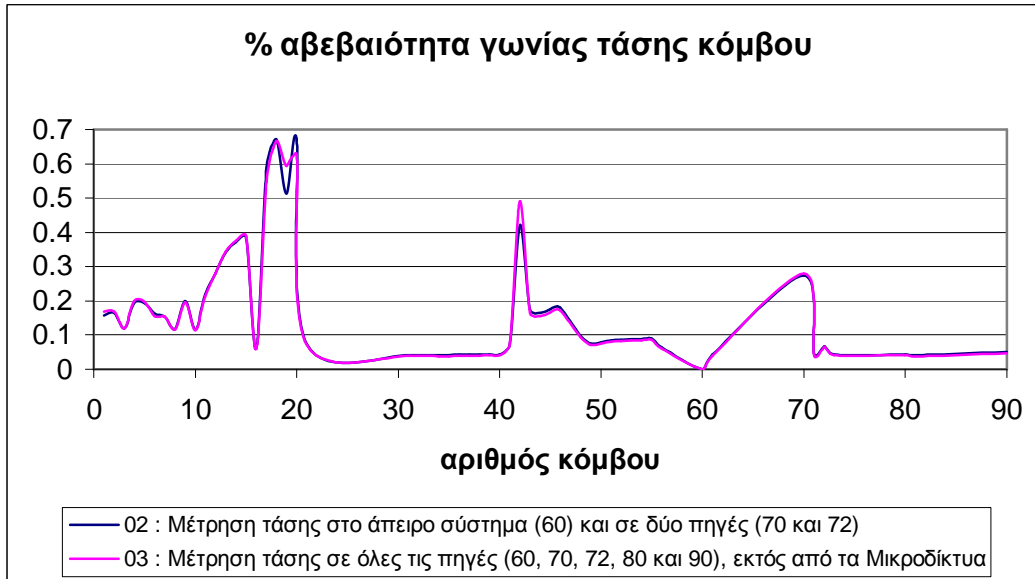
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης μειώνεται παντού κατά 0.15 μονάδες (περίπου από 0.7% σε 0.55% όσον αφορά τους κόμβους με τη μικρότερη αβεβαιότητα). Η μείωση αυτή δεν είναι τόσο σημαντική όπως προηγουμένως. Η μορφή πάρα ταύτα παραμένει ίδια.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης παραμένει σχεδόν η ίδια, καθώς παρατηρούνται πολύ μικρές διαφορές μόνο στους απομακρυσμένους κόμβους του 3<sup>ου</sup> feeder (17-20) και στους κόμβους 42 και 70.

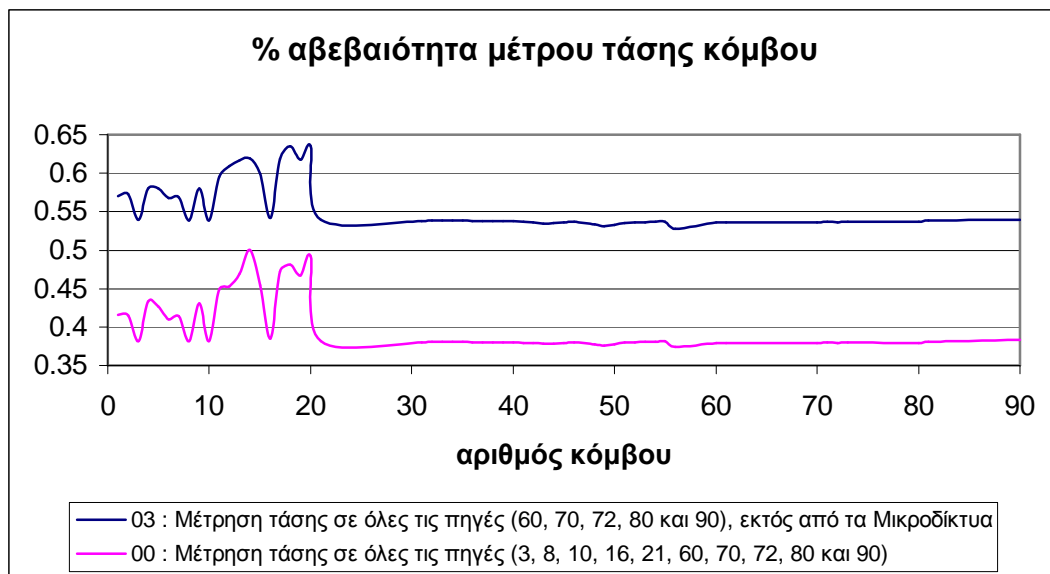


*Σύγκριση 03 και 00: Αύξηση αριθμού των μετρήσεων τάσης από 5 σε 10.*

➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

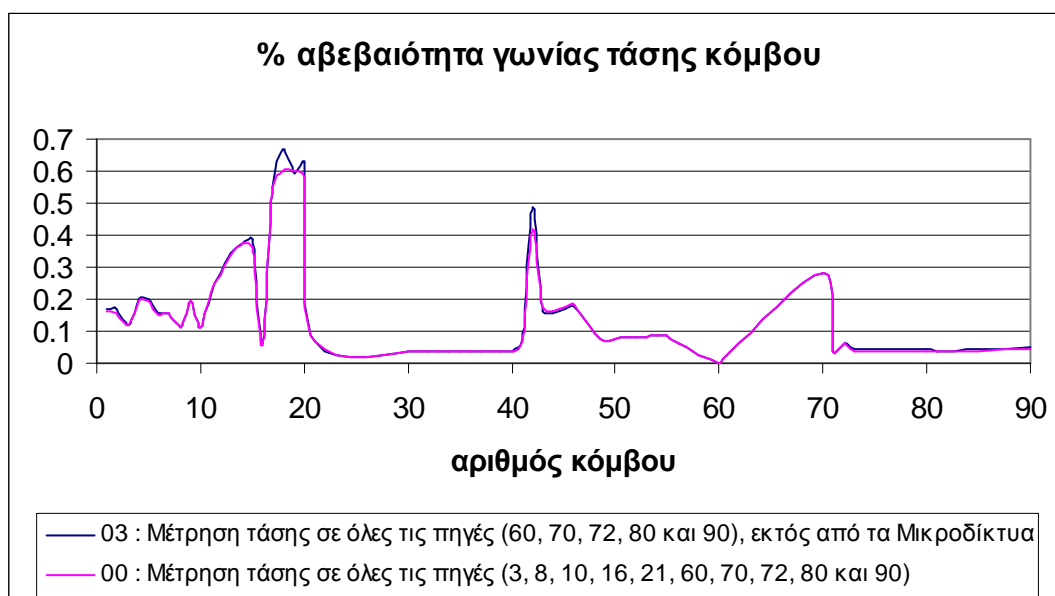
Διαπιστώνεται ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης μειώνεται παντού κατά 0.17 μονάδες (περίπου από 0.55% σε 0.38% όσον αφορά τους κόμβους με τη μικρότερη

αβεβαιότητα). Το μέγεθος ατής της μείωσης κυμαίνεται όπως προηγουμένως. Η μορφή παραμένει ίδια.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Η αβεβαιότητα στις γωνίες παραμένει σχεδόν η ίδια, καθώς παρατηρούνται πολύ μικρές διαφορές μόνο στους απομακρυσμένους κόμβους του 3<sup>ου</sup> feeder (17-20) και στους κόμβους 42 και 70.



Συμπεραίνουμε λοιπόν ότι το πλήθος των μετρήσεων τάσης παίζει σημαντικό ρόλο στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης και ιδιαίτερα στην αβεβαιότητα του

μέτρου της τάσης. Από την περίπτωση να έχουμε μόνο μία μέτρηση τάσης στον άπειρο ζυγό μέχρι τη βασική περίπτωση όπου έχουμε μετρήσεις σε όλες τις πηγές του δικτύου (συνολικά 10 μετρήσεις), βλέπουμε ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης μειώνεται σε όλους τους κόμβους μεταβολή κατά 0.82 μονάδες. Η μεταβολή αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική όσον αφορά τον έλεγχο των ορίων τάσης. Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι η προσθήκη των 2 μετρήσεων τάσης των κόμβων που βρίσκονται πιο κοντά στον κύριο κόμβο μέσης τάσης (71) επηρεάζουν περίπου 1.5 φορές περισσότερο την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης, από ό,τι η προσθήκη των υπόλοιπων 7 μετρήσεων συνολικά. Παρατηρείται δηλαδή ότι οι κόμβοι με γεννήτριες που συνδέονται στον κύριο κόμβο μέσης τάσης, καθώς και το άπειρο δίκτυο, επηρεάζουν σαφώς περισσότερο την αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης από τους υπόλοιπους κόμβους, όπου συνδέονται γεννήτριες. Όσον αφορά τώρα την αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης, βλέπουμε ότι παραμένει σχεδόν η ίδια.

### 5.3 Ακρίβεια Μετρήσεων Τάσης

Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει η ακρίβεια των μετρήσεων τάσης στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, θα εξετάσουμε τόσο το ενδεχόμενο να έχουν όλες οι μετρήσεις την ίδια ακρίβεια, όσο και το ενδεχόμενο να έχει μία μέτρηση κάθε φορά και διαφορετική ακρίβεια.

#### 1<sup>η</sup> περίπτωση : Ίδια ακρίβεια σε όλες τις μετρήσεις τάσης

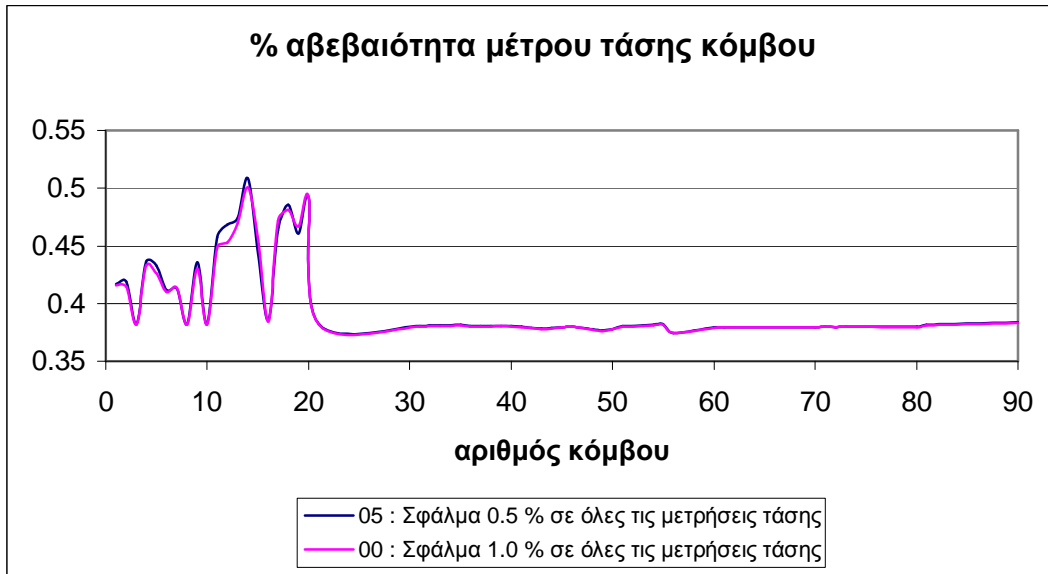
Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 05 : | % σφάλμα = 0.5  |
| 00 : | % σφάλμα = 1.0  |
| 06 : | % σφάλμα = 2.0  |
| 07 : | % σφάλμα = 3.0  |
| 08 : | % σφάλμα = 5.0  |
| 09 : | % σφάλμα = 10.0 |

*Σύγκριση 05 και 00: Αύξηση σφάλματος από 0.5% σε 1%.*

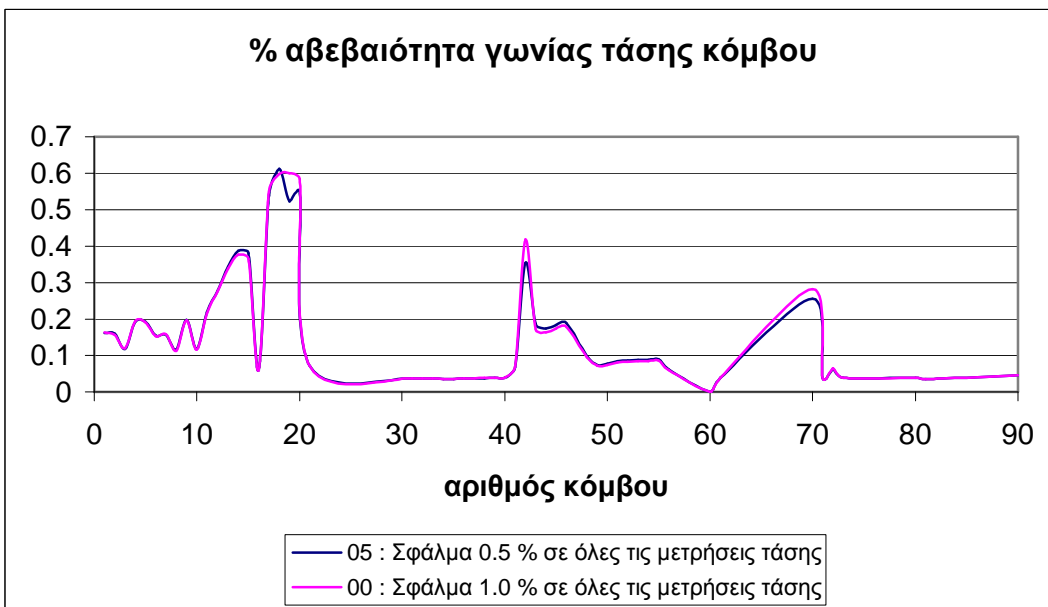
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 0.5% σε 1%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα και η μορφή παραμένει ίδια.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

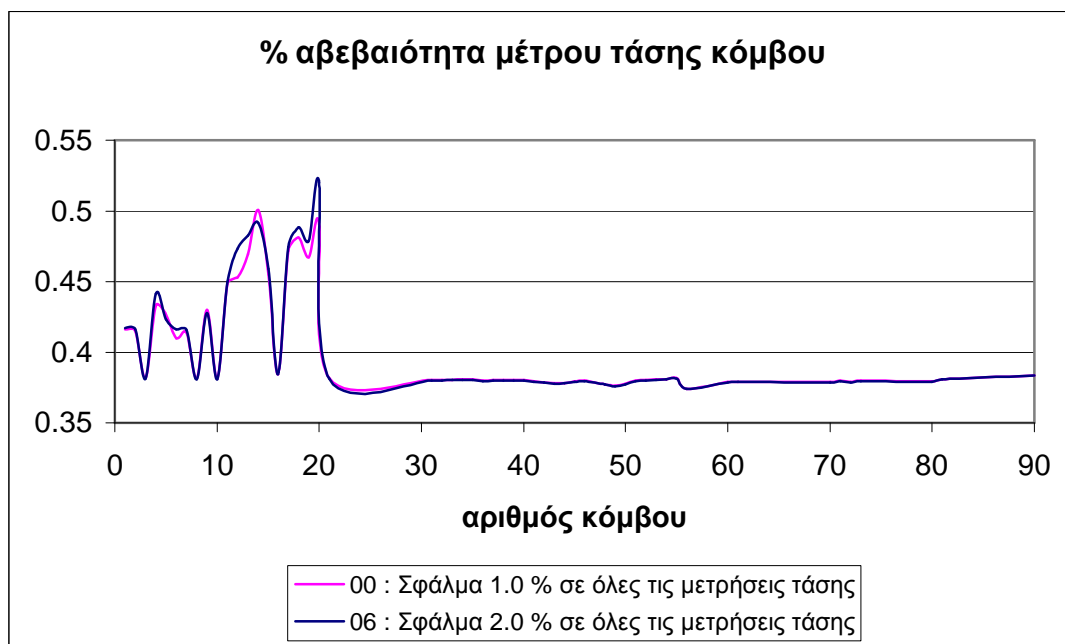
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 0.5% σε 1%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα και η μορφή παραμένει ίδια. Πολύ μικρή αύξηση εμφανίζεται στους προβληματικούς κόμβους 17-20, 42 και 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.07 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, ενώ η μέγιστη αβεβαιότητα 0.5996% αφορά τον κόμβο 19.



### Σύγκριση 00 και 06: Αύξηση σφάλματος από 1% σε 2%.

#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

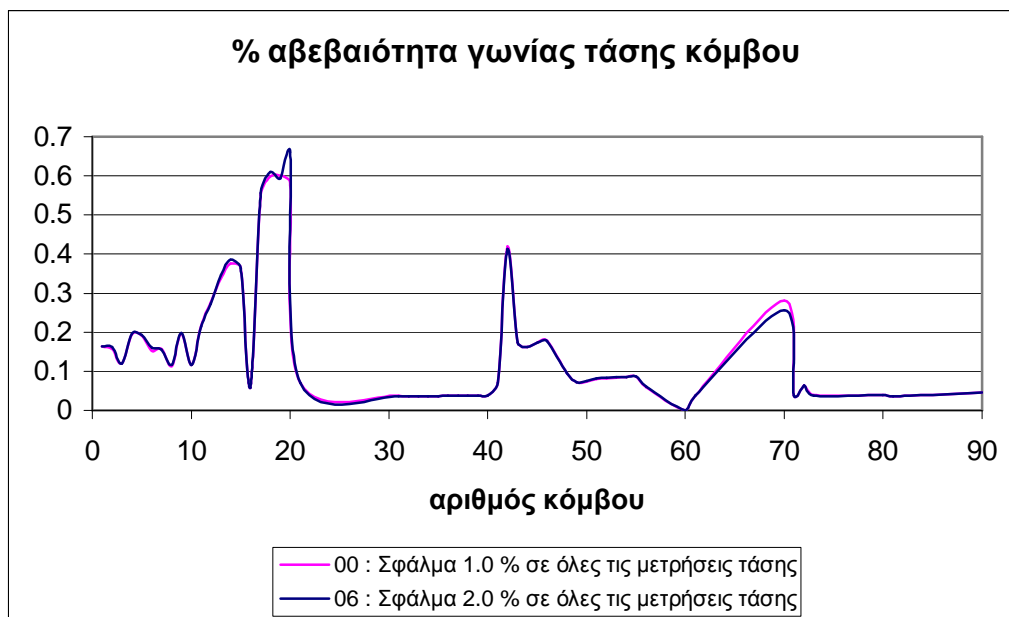
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 2%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα και η μορφή παραμένει ίδια. Πολύ μικρή αύξηση εμφανίζεται στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.027 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.52%.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 2%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης δεν έχει σχεδόν καμία διαφορά και η μορφή παραμένει ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.077 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6608%.

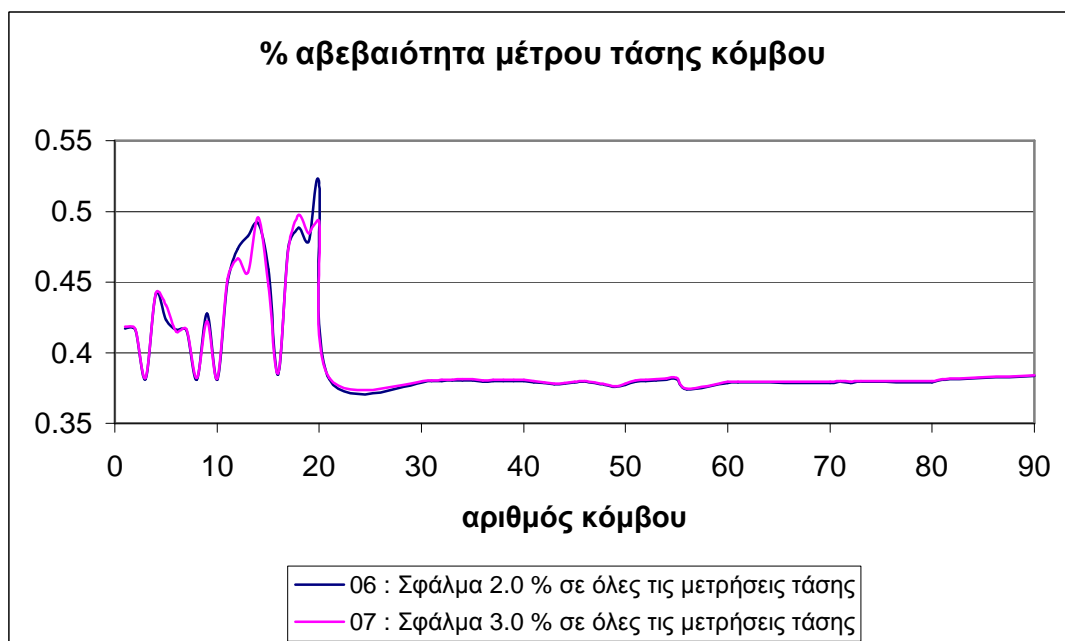




*Σύγκριση 06 και 07: Αύξηση σφάλματος από 2% σε 3%.*

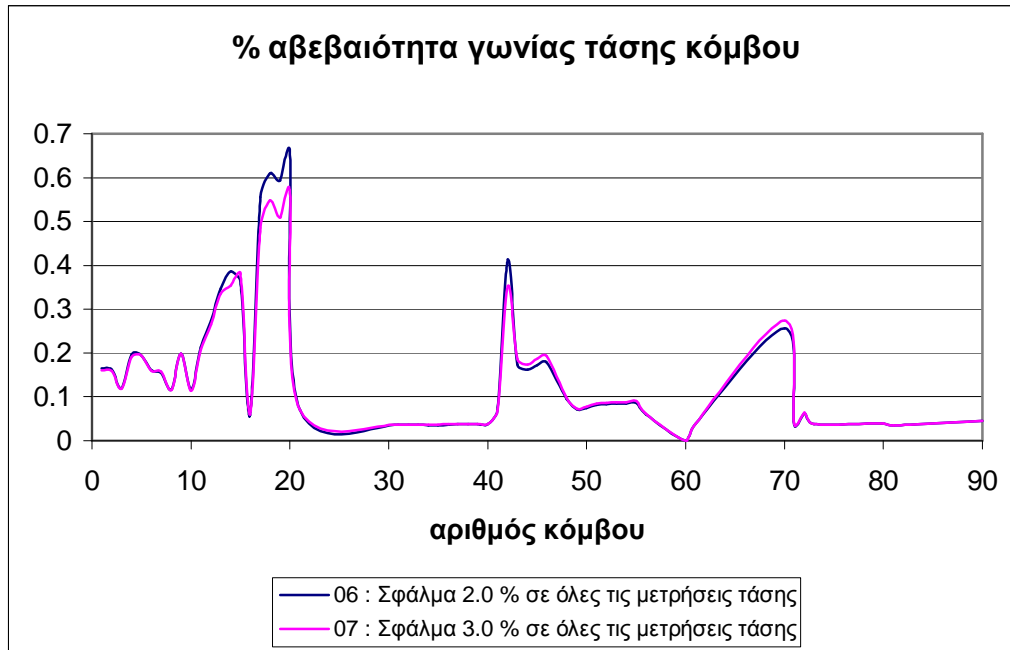
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 2% σε 3%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα και η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως σε ορισμένους από τους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20 μικρή μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.02 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, ενώ τώρα έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.4975% στον κόμβο 18.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

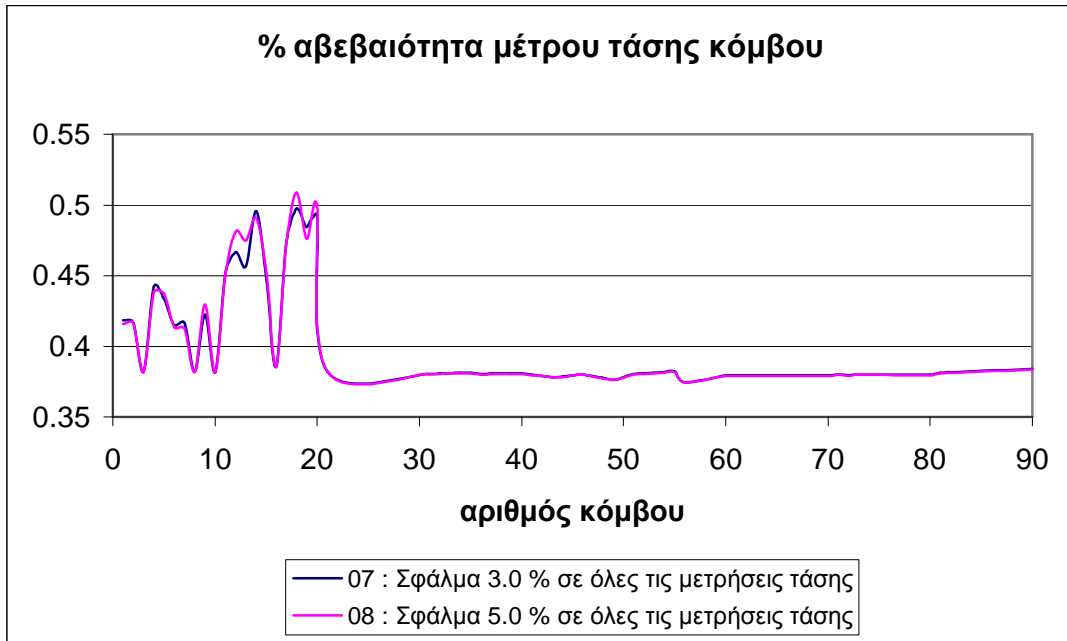
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 2% σε 3%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως στους προβληματικούς κόμβους 17-20 και 42 μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.09 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5712%.



*Σύγκριση 07 και 08: Αύξηση σφάλματος από 3% σε 5%.*

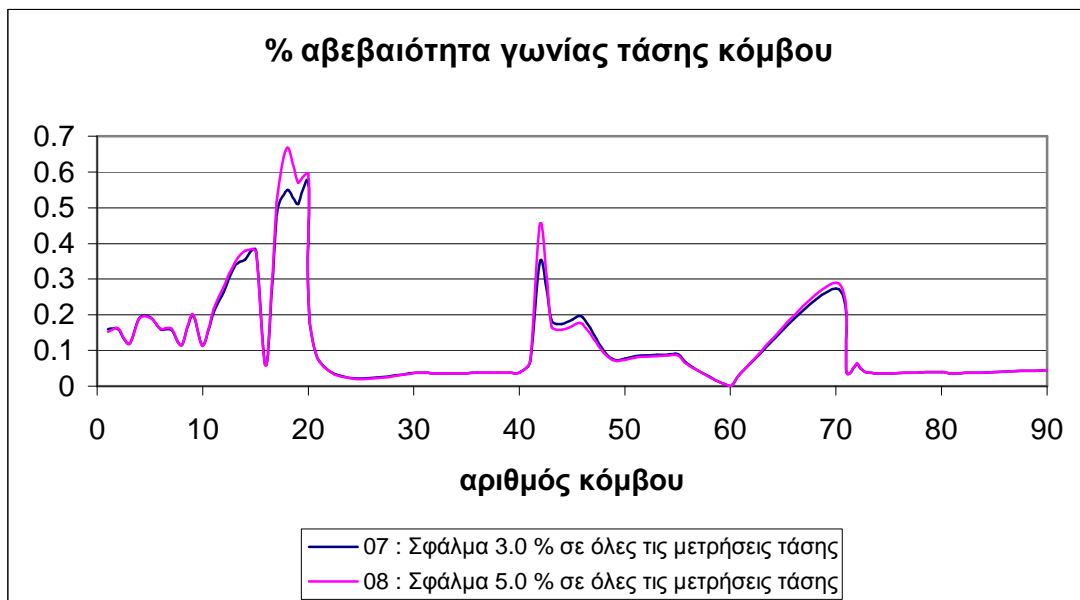
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 5%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα και η μορφή παραμένει ίδια. Πολύ μικρή αύξηση εμφανίζεται στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.018 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 13, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5089%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

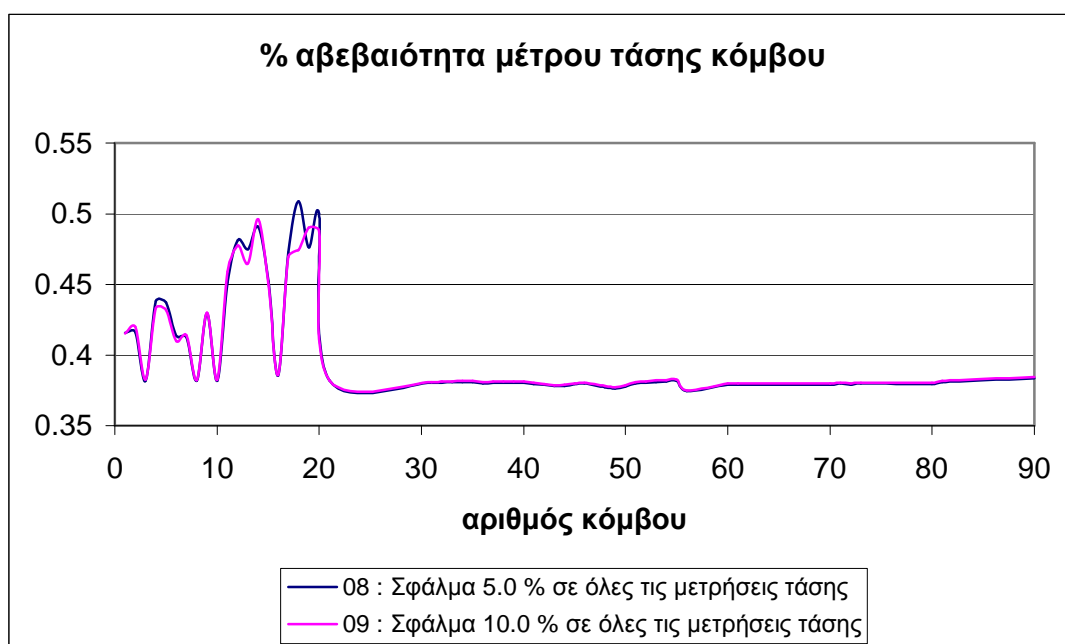
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 5%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους προβληματικούς κόμβους 17-20 και 42. Η μορφή όμως παραμένει ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1181 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.667%.



### Σύγκριση 08 και 09: Αύξηση σφάλματος από 5% σε 10%.

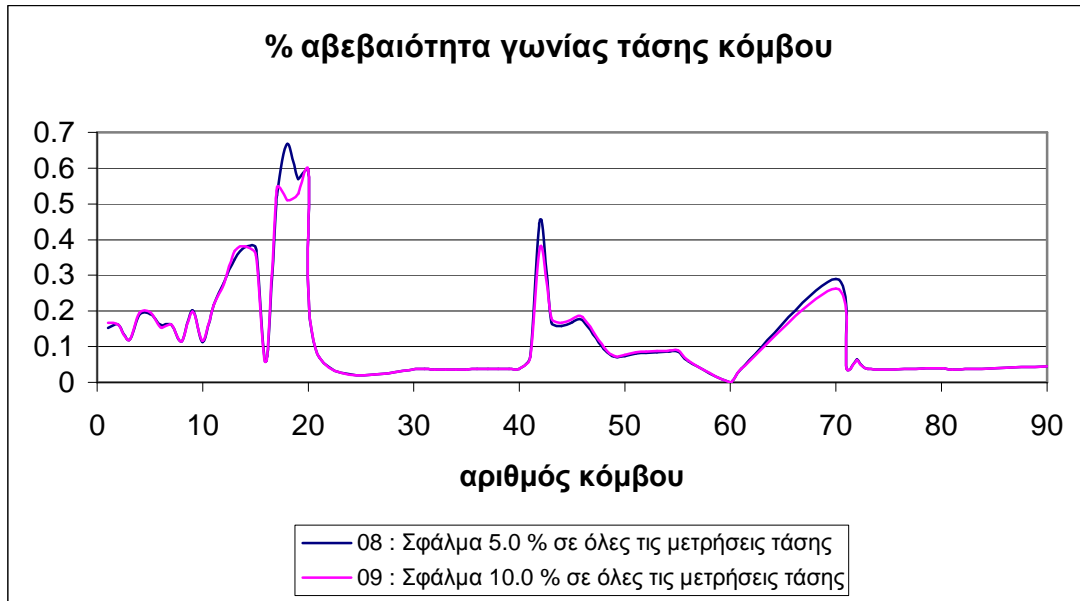
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 5% σε 10%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται λίγο και η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως σε ορισμένους από τους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20 μικρή μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.03 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, ενώ τώρα έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.4962% στον κόμβο 14.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 5% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως στους προβληματικούς κόμβους 17-20, 42 και 70 μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.1559 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5947%.



Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα των όλων των μετρήσεων τάσης από 0.5% σε 10%, η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης παραμένει σχεδόν η ίδια. Μικρές μεταβολές διαπιστώνονται μόνο στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder και ιδιαίτερα στους 17-20 που είναι και οι πιο απομακρυσμένοι. Μάλιστα άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.

**2<sup>η</sup> περίπτωση : Διαφορετική ακρίβεια σε μετρήσεις τάσης σε διάφορους κόμβους όπου συνδέονται γεννήτριες, διατηρώντας όμως το σφάλμα σε όλες τις υπόλοιπες μετρήσεις τάσης ίσο με 1.0%.**

- **Κόμβος όπου συνδέεται το άπειρο σύστημα (60)**

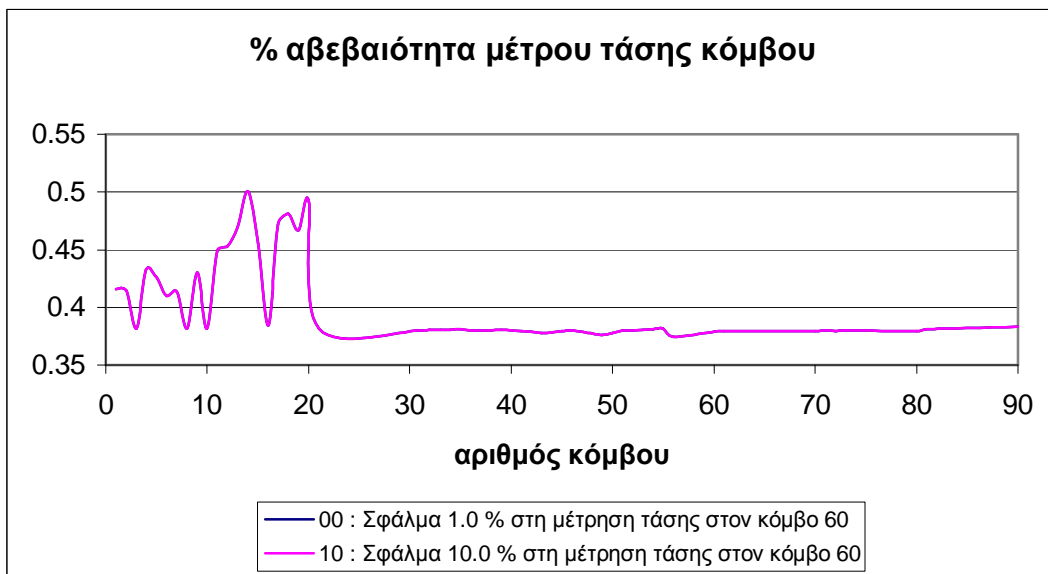
Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 1.0  |
| 10 : | % σφάλμα = 10.0 |
| 11 : | % σφάλμα = 20.0 |
| 12 : | % σφάλμα = 30.0 |

**Σύγκριση 00 και 10: Αύξηση σφάλματος από 1% σε 10%.**

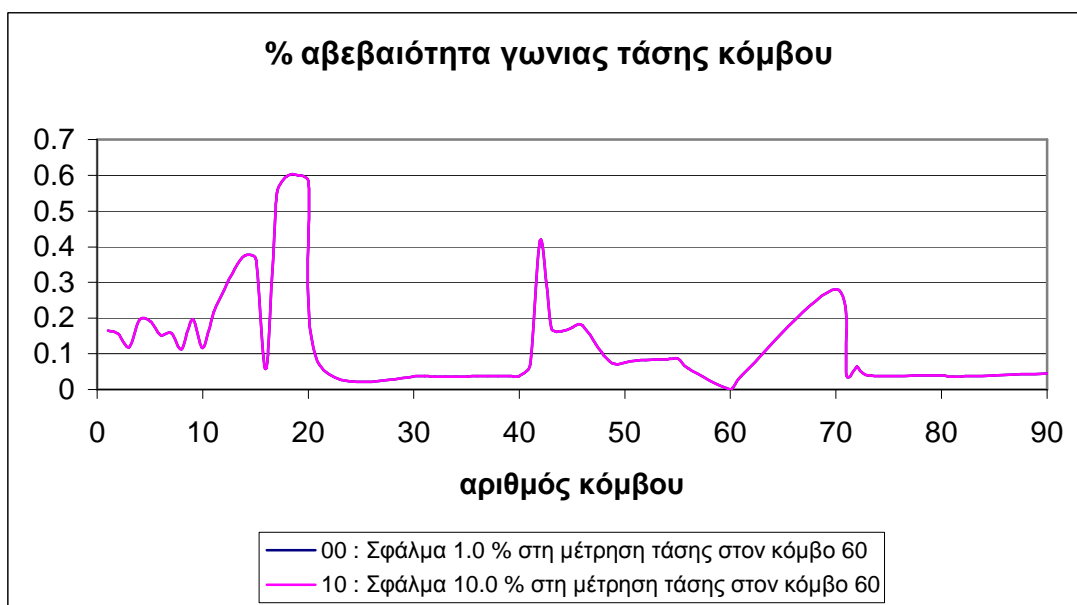
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης δεν επηρεάζεται καθόλου.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης δεν επηρεάζεται καθόλου.

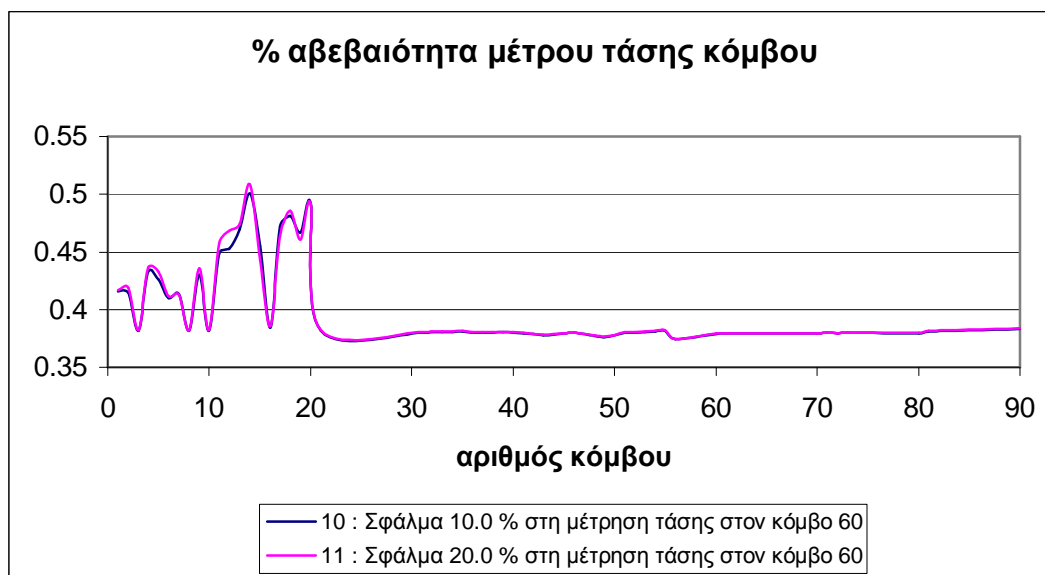


**Σύγκριση 10 και 11: Αύξηση σφάλματος από 10% σε 20%.**

➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

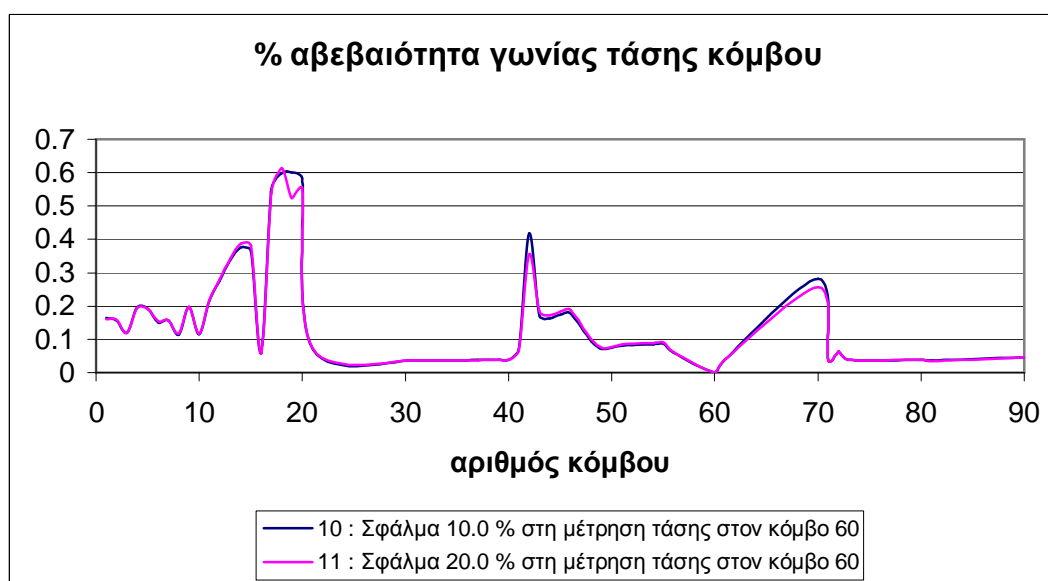
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Πολύ μικρή

αύξηση εμφανίζεται στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0154 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 12, ενώ στον κόμβο 14 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5085%.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

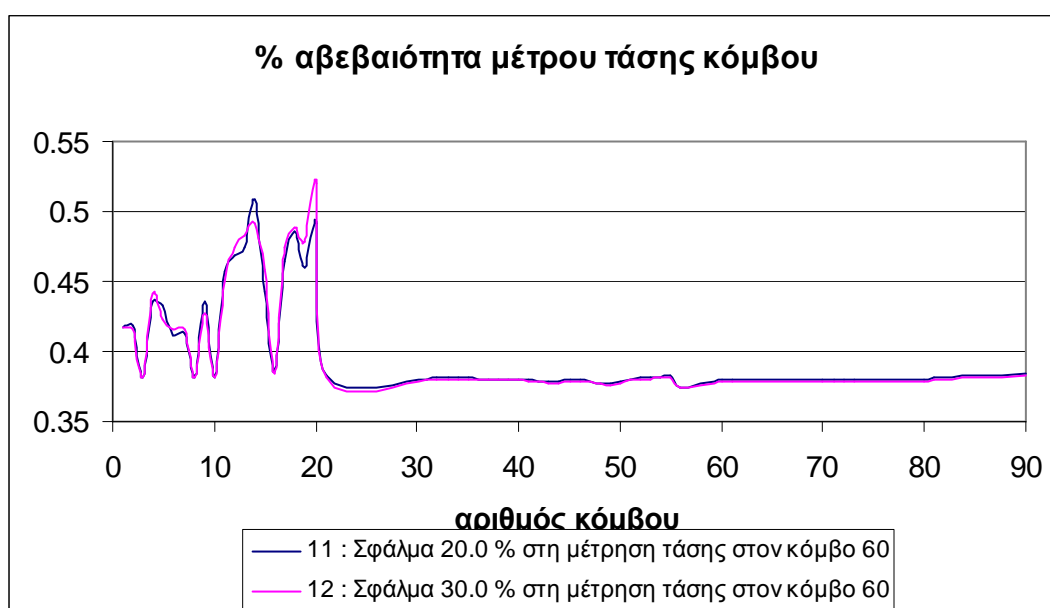
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως στους προβληματικούς κόμβους 17-20, 42 και 70 μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0762 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6128%.



### Σύγκριση 11 και 12: Αύξηση σφάλματος από 20% σε 30%.

#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

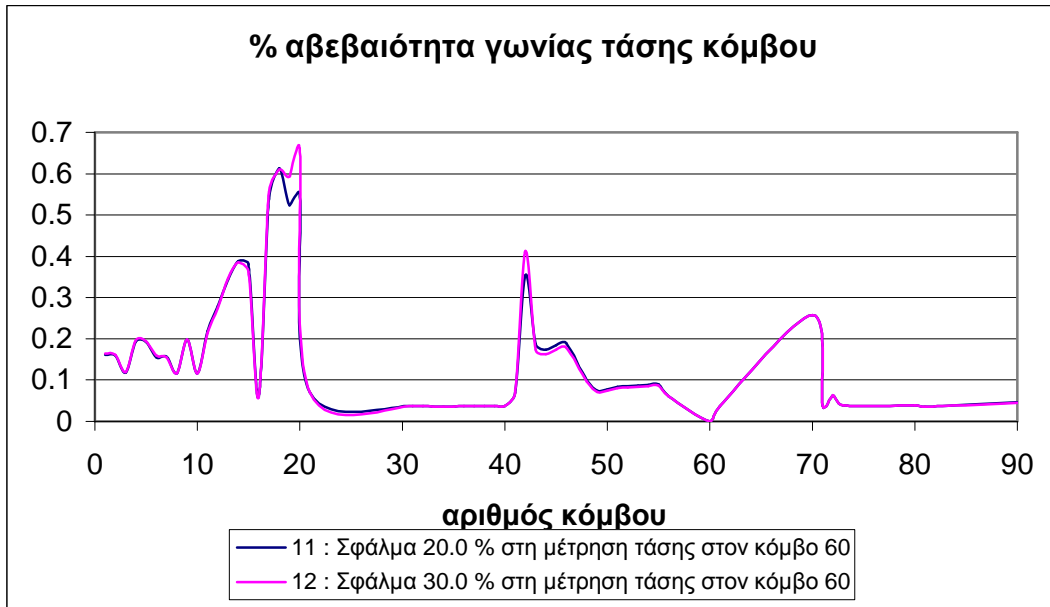
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Μικρή αύξηση εμφανίζεται στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία, με εξαίρεση τον κόμβο 14, όπου η αβεβαιότητα μειώνεται κατά 0.017 μονάδες, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0282 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.52%.



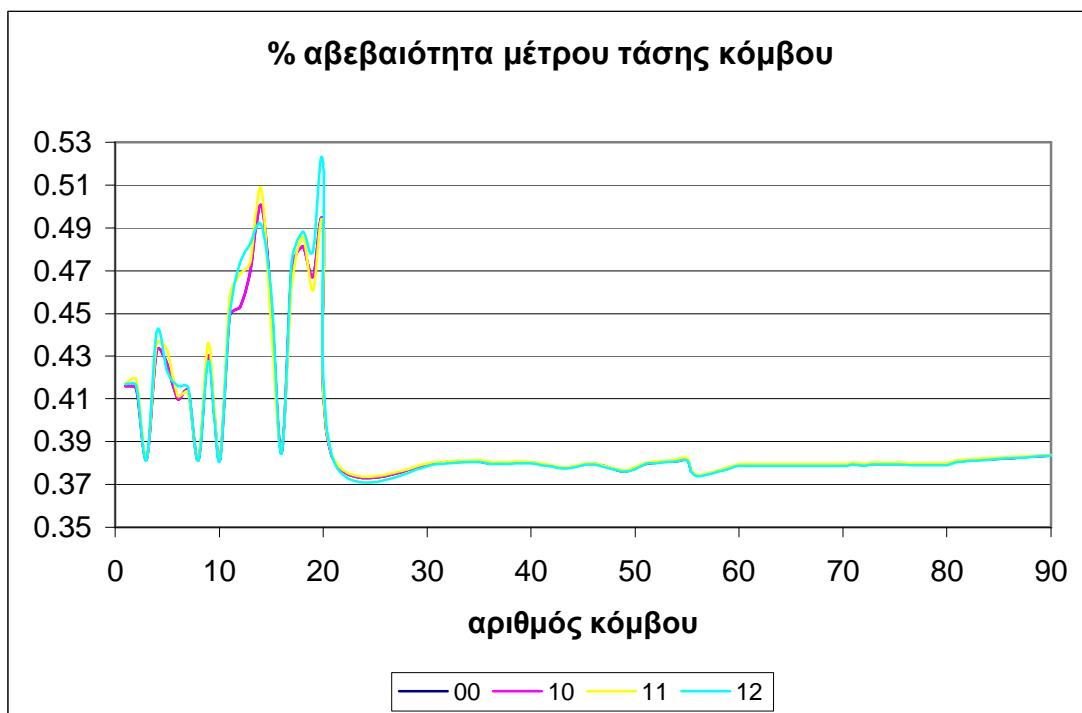
#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

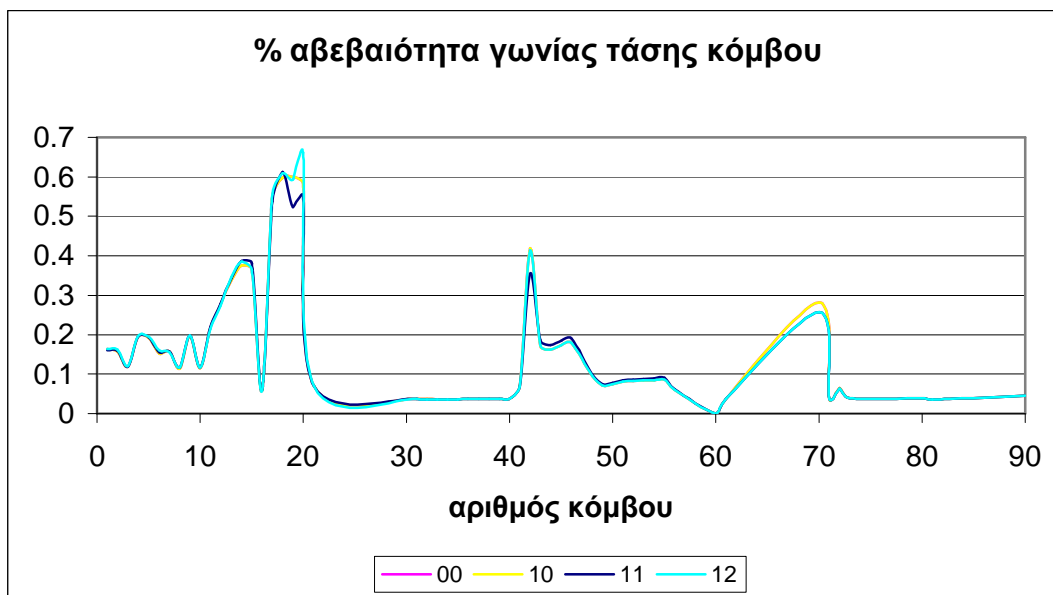
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους προβληματικούς κόμβους 17-20, 42 και 70. Η μορφή όμως παραμένει ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1092 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα ίση με 0.6608%.





Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες του μέτρου και της γωνίας της τάσης, όταν μεταβάλλεται από 1% έως 30% το σφάλμα που υπεισέρχεται στην μέτρηση τάσης στον κόμβο 60 :





Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα της μέτρησης τάσης στον κόμβο 60 όπου συνδέεται το άπειρο σύστημα από 1% σε 30%, η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης παραμένει σχεδόν η ίδια. Μικρές μεταβολές διαπιστώνονται μόνο στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder και ιδιαίτερα στους 17-20 που είναι και οι πιο απομακρυσμένοι. Μάλιστα άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.

- **Κόμβοι με πηγές που συνδέονται στον κύριο κόμβο μέσης τάσης (70 και 72)**

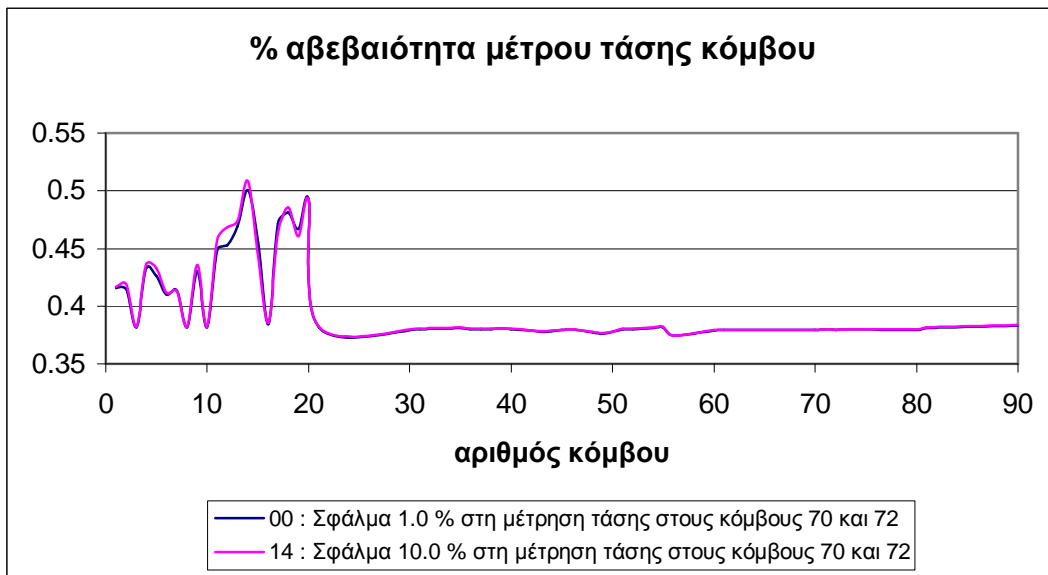
Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 1.0  |
| 14 : | % σφάλμα = 10.0 |
| 15 : | % σφάλμα = 20.0 |
| 16 : | % σφάλμα = 30.0 |

**Σύγκριση 00 και 14: Αύξηση σφάλματος από 1% σε 10%.**

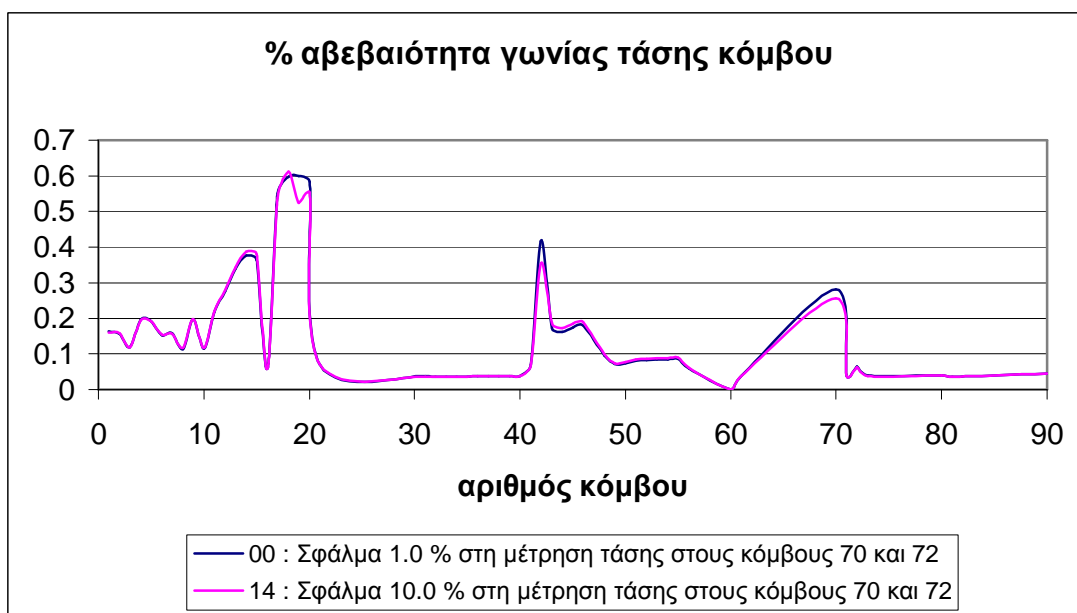
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Μικρή αύξηση εμφανίζεται στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0154 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 12, ενώ στον κόμβο 14 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5085%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

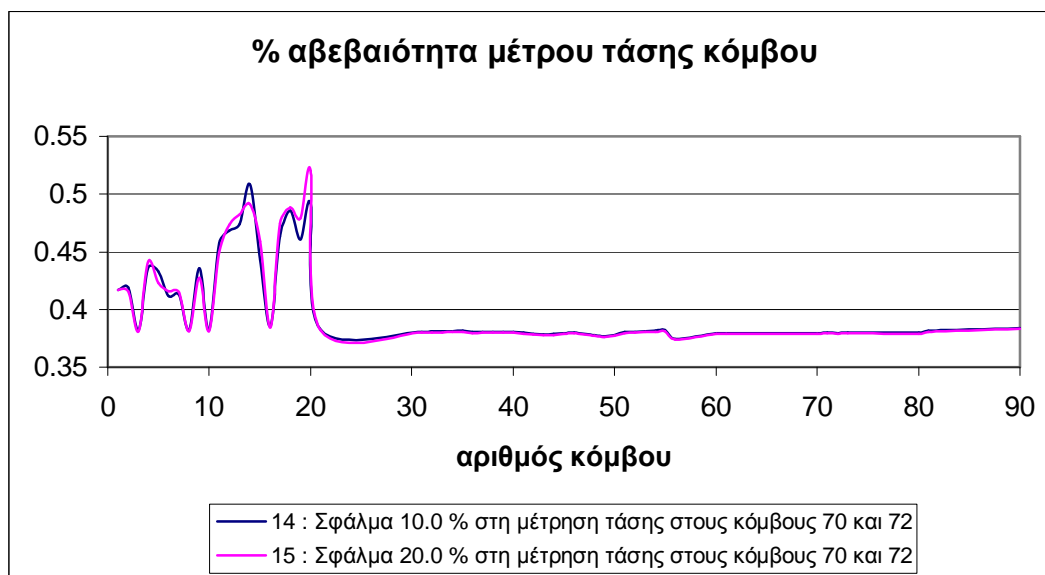
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Μείωση εμφανίζεται στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία, καθώς επίσης στον 42 και στον 70, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0762 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6128%.



### Σύγκριση 14 και 15: Αύξηση σφάλματος από 10% σε 20%.

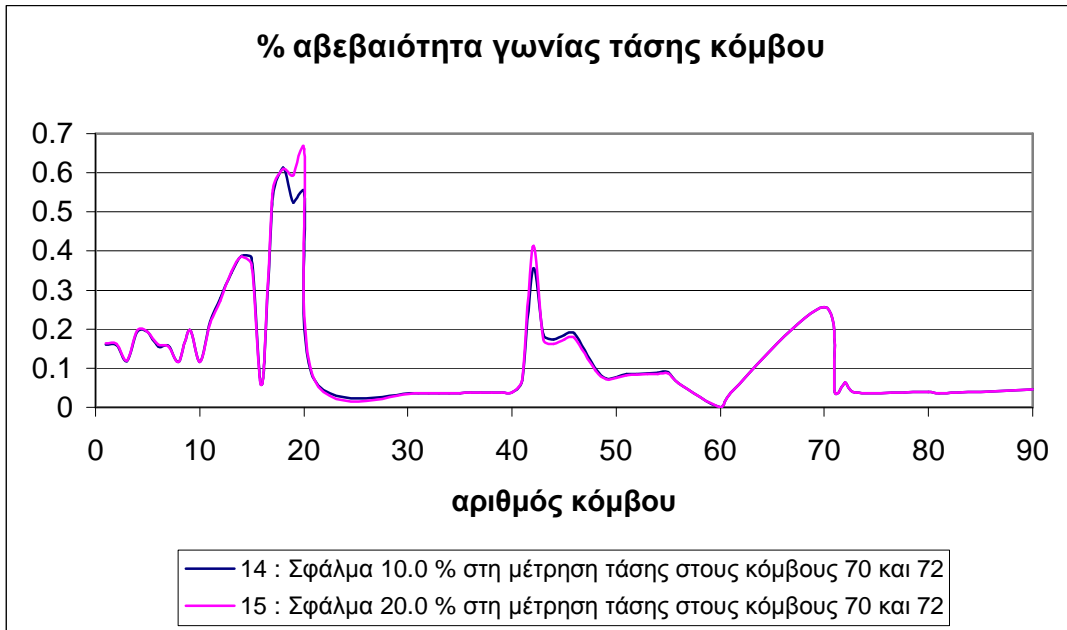
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Μικρή αύξηση εμφανίζεται στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0282 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.52%.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

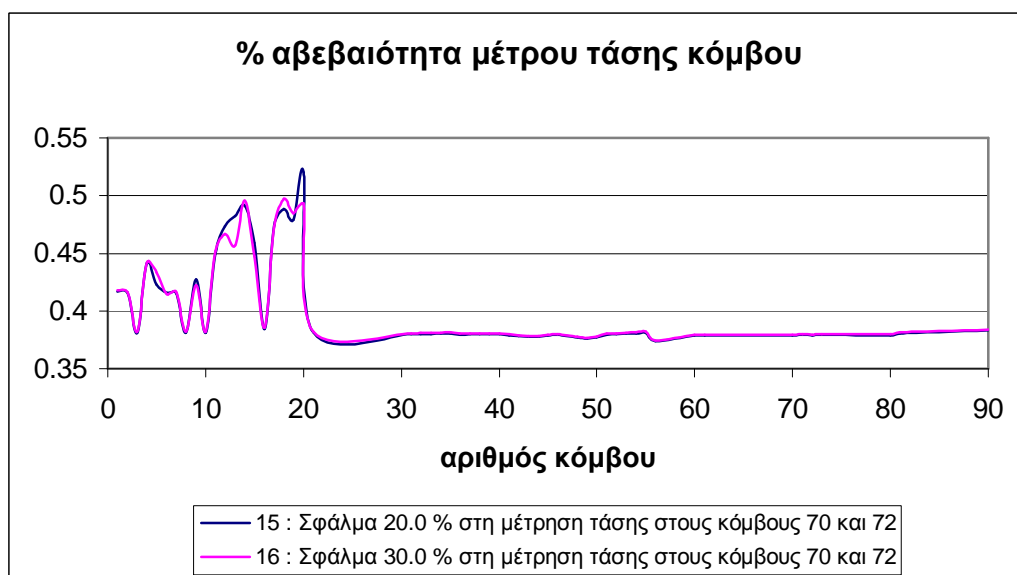
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους προβληματικούς κόμβους 17-20 και 42. Η μορφή όμως παραμένει ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1092 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6608%.



**Σύγκριση 15 και 16: Αύξηση σφάλματος από 20% σε 30%.**

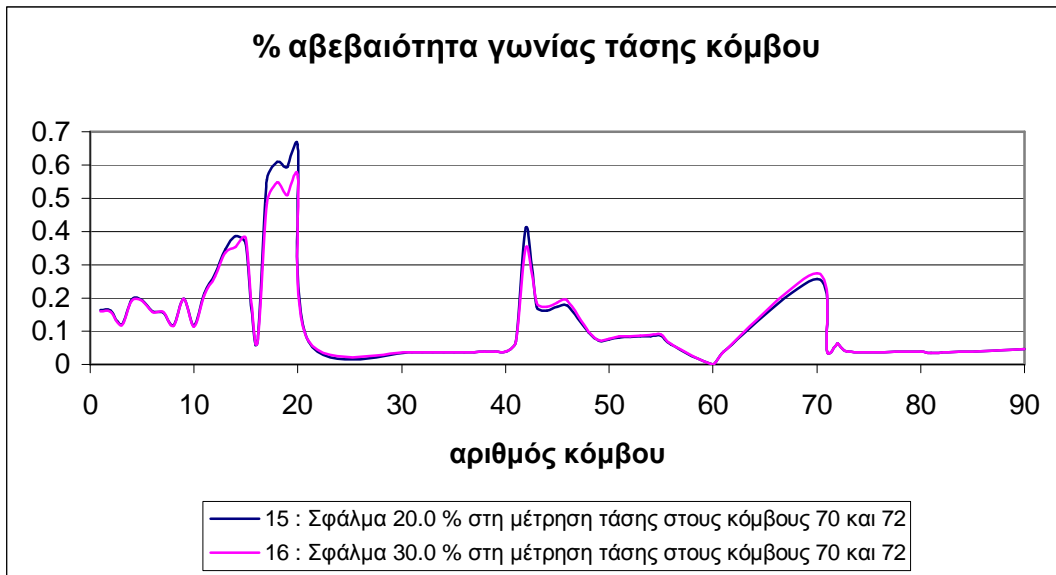
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα και η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως σε ορισμένους από τους προβληματικούς κόμβους και συγκεκριμένα στους 13 και 20 μικρή μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0274 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, ενώ τώρα έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.4975% στον κόμβο 18.

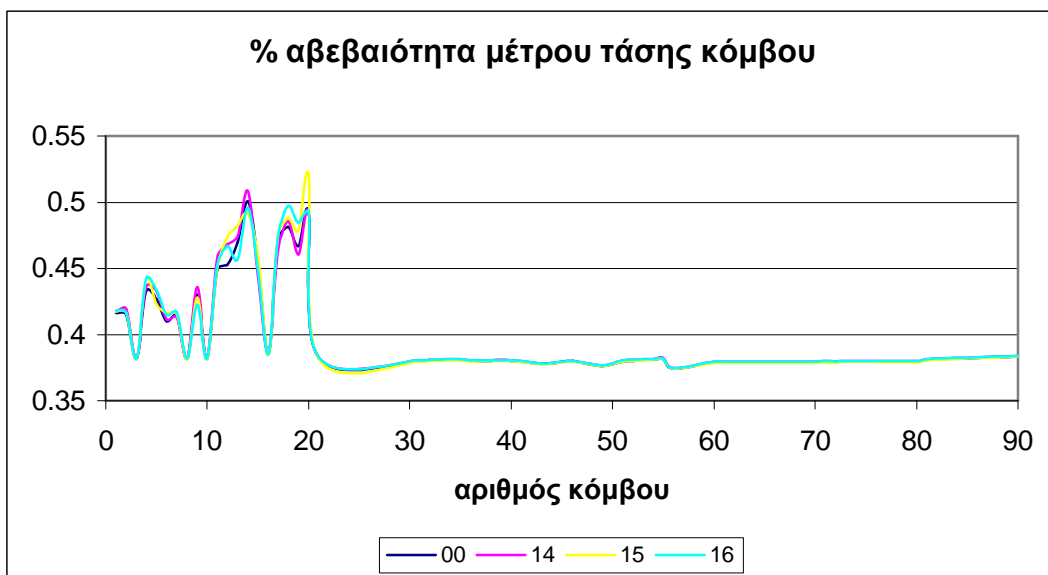


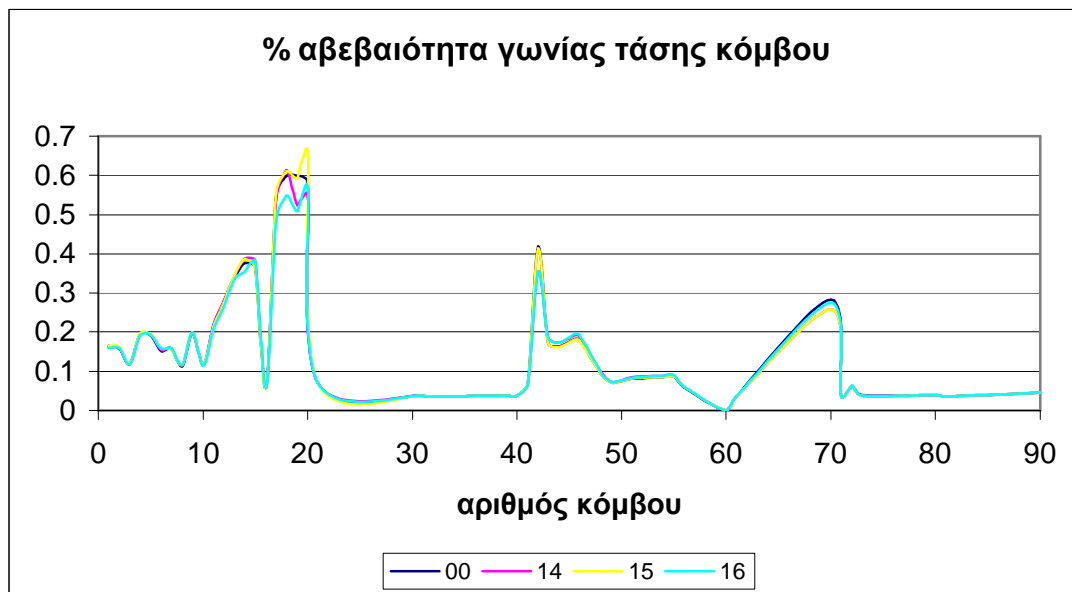
### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως στους προβληματικούς κόμβους 17-20 και 42 μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0896 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5712%.



Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες του μέτρου και της γωνίας της τάσης, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υπεισέρχεται στην μέτρηση τάσης στους κόμβους με πηγές, οι οποίοι συνδέονται στον κύριο κόμβο μέσης τάσης (70 και 72) :





Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας από 1% σε 30% ταυτόχρονα τα σφάλματα των μετρήσεων τάσης στους κόμβους με πηγές 70 και 72 που συνδέονται στον κόμβο 71, η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης παραμένει σχεδόν η ίδια. Μικρές μεταβολές διαπιστώνονται μόνο στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder και ιδιαίτερα στους 17-20 που είναι και οι πιο απομακρυσμένοι. Όσον αφορά μόνο την αβεβαιότητα των γωνιών τάσης έχουμε μικρές μεταβολές και στους κόμβους 42 και 70. Γενικά άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.

- **Κόμβος όπου συνδέεται το Μικροδίκτυο στον 1<sup>ο</sup> feeder (3)**

Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

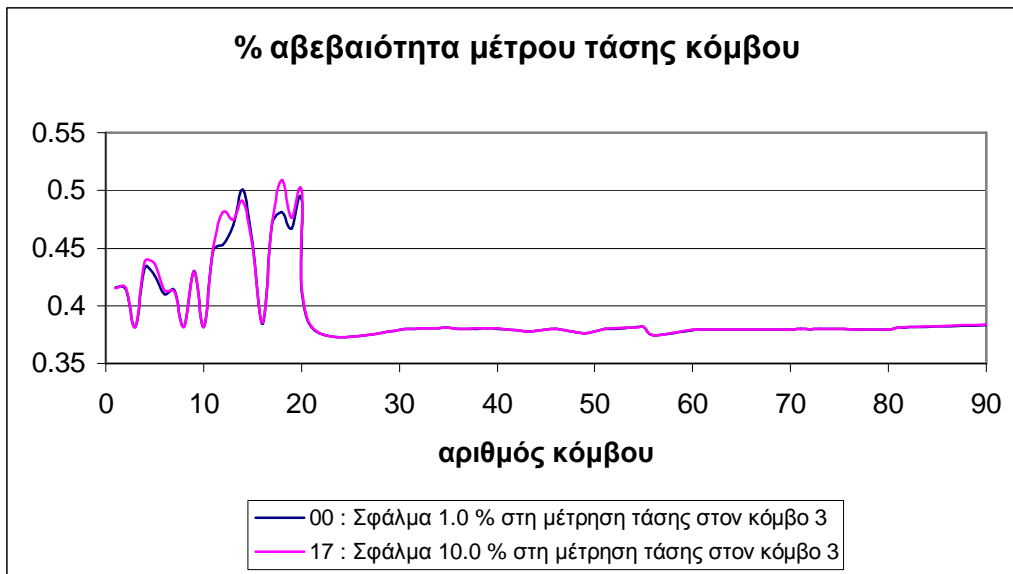
|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 1.0  |
| 17 : | % σφάλμα = 10.0 |
| 18 : | % σφάλμα = 20.0 |
| 19 : | % σφάλμα = 30.0 |

*Σύγκριση 00 και 17: Αύξηση σφάλματος από 1% σε 10%.*

- **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

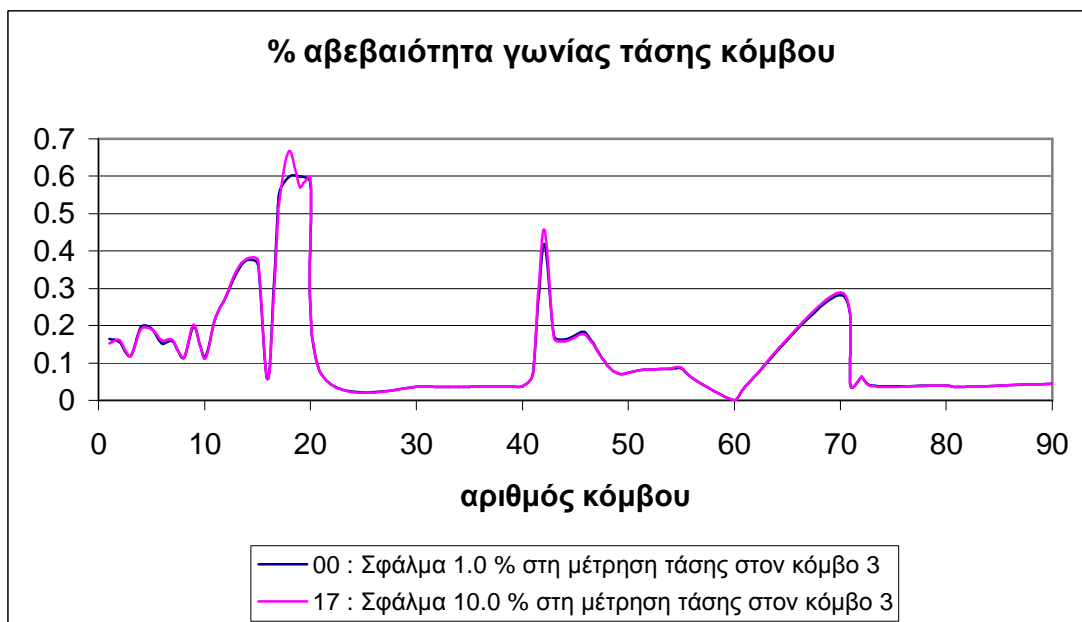
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Μικρή αύξηση εμφανίζεται στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ

αύξηση κατά 0.0277 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5089%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους προβληματικούς κόμβους 17-20 και 42. Η μορφή όμως παραμένει ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0687 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6670%.

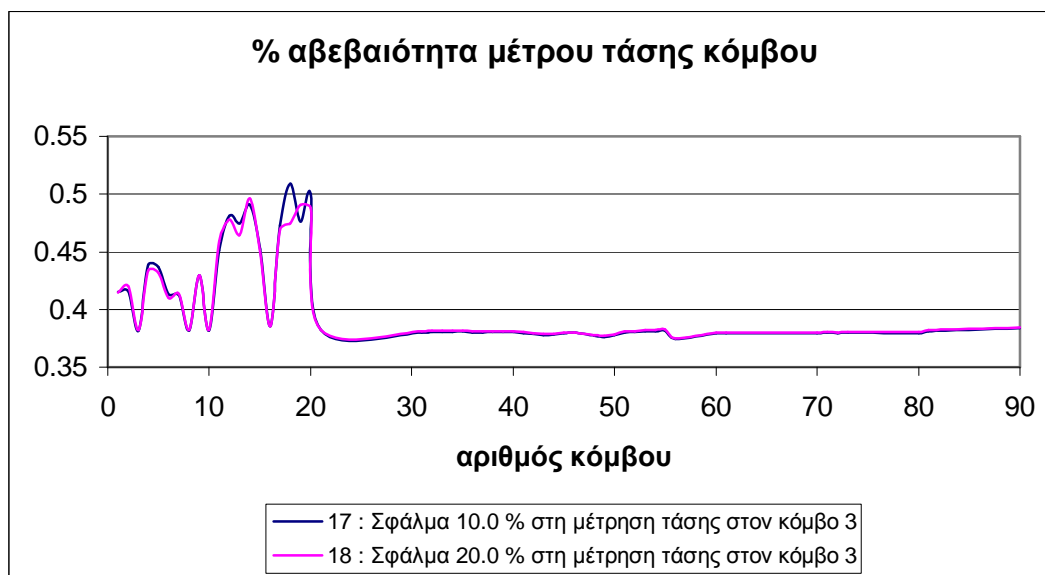




### Σύγκριση 17 και 18: Αύξηση σφάλματος από 10% σε 20%.

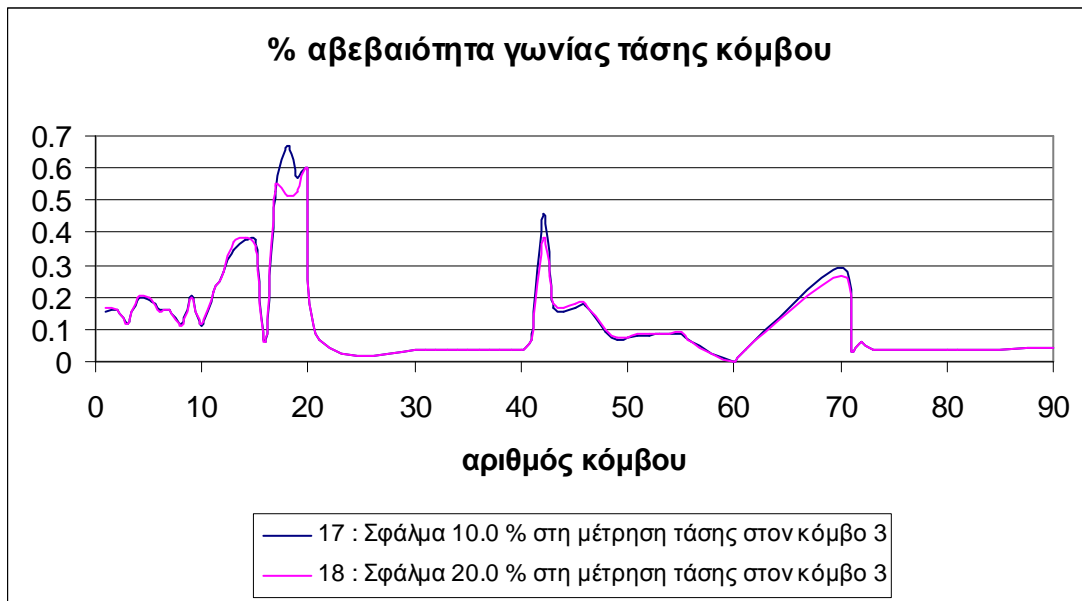
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα και η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως στον κόμβο 18 μικρή μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0344 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, ενώ τώρα έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.4962% στον κόμβο 14.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

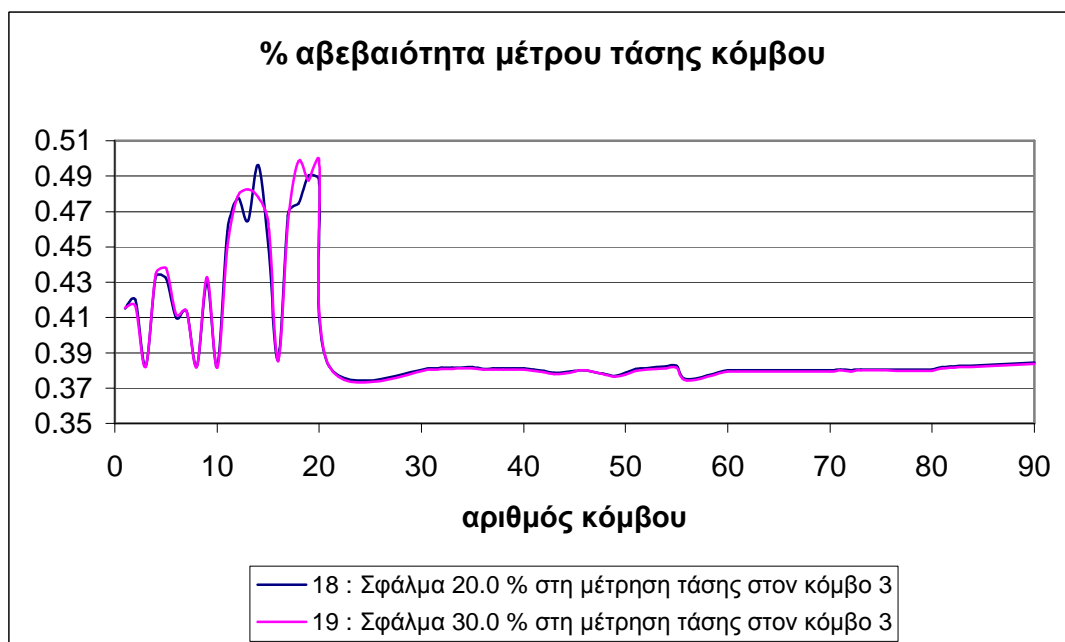
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως στους προβληματικούς κόμβους 17-20, 42 και 70 μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.1558 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5947%.



**Σύγκριση 18 και 19: Αύξηση σφάλματος από 20% σε 30%.**

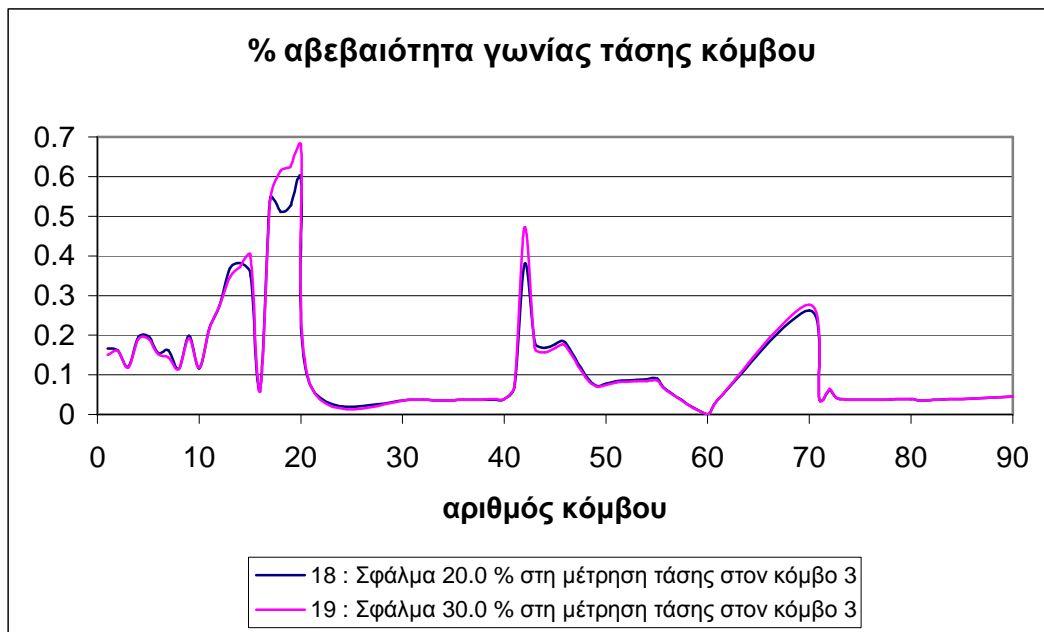
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Μικρή αύξηση εμφανίζεται στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία, με εξαίρεση τον κόμβο 14, όπου η αβεβαιότητα μειώνεται κατά 0.0182 μονάδες, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0238 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.4986%.

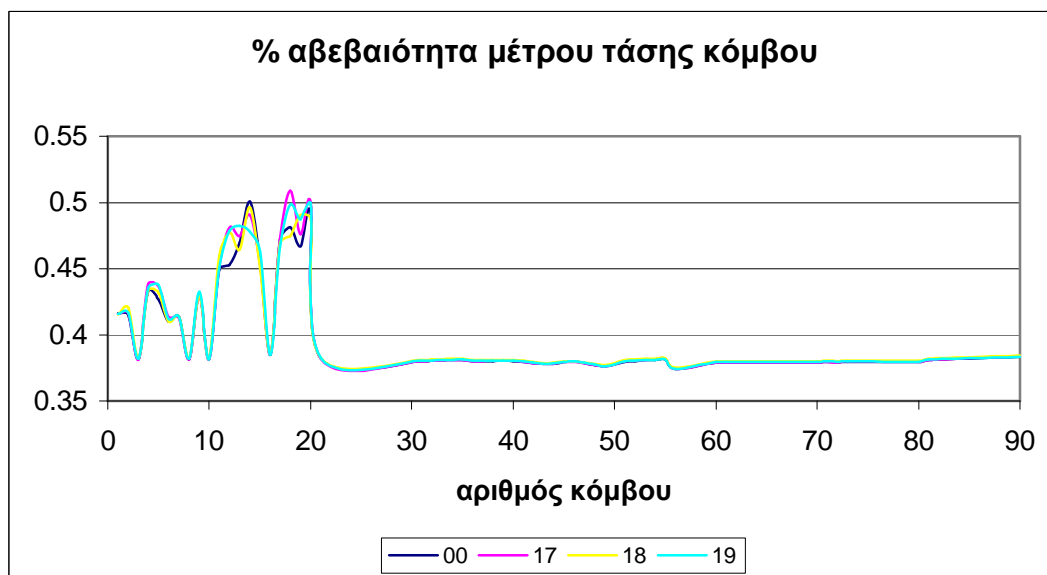


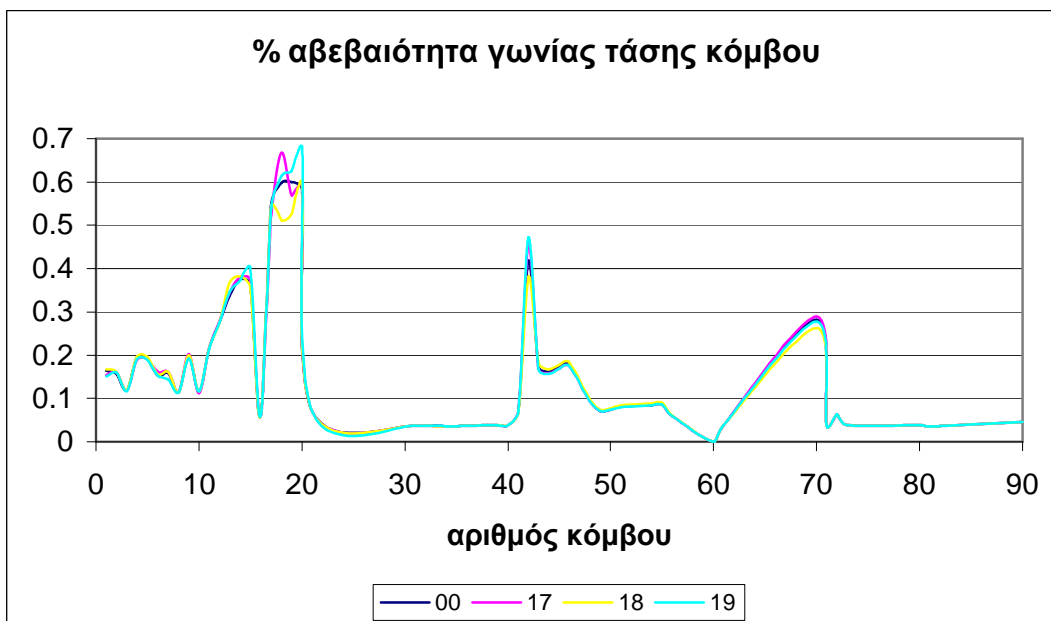
### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους προβληματικούς κόμβους 17-20, 42 και 70. Η μορφή όμως παραμένει ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1035 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6772%.



Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες του μέτρου και της γωνίας της τάσης, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υπεισέρχεται στην μέτρηση τάσης στον κόμβο που συνδέεται το Μικροδίκτυο στον 1<sup>ο</sup> feeder (3) :





Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας από 1% σε 30% το σφάλμα της μέτρησης τάσης στον κόμβο 3 που συνδέεται το Μικροδίκτυο του 1<sup>ου</sup> feeder, η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης παραμένει σχεδόν η ίδια. Μικρές μεταβολές διαπιστώνονται μόνο στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder και ιδιαίτερα στους 17-20 που είναι και οι πιο απομακρυσμένοι. Όσον αφορά μόνο την αβεβαιότητα των γωνιών τάσης έχουμε μικρές μεταβολές και στους κόμβους 42 και 70. Γενικά άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.

- **Κόμβος όπου συνδέεται το ένα από τα δύο Μικροδίκτυα στον 2<sup>ο</sup> feeder (8)**

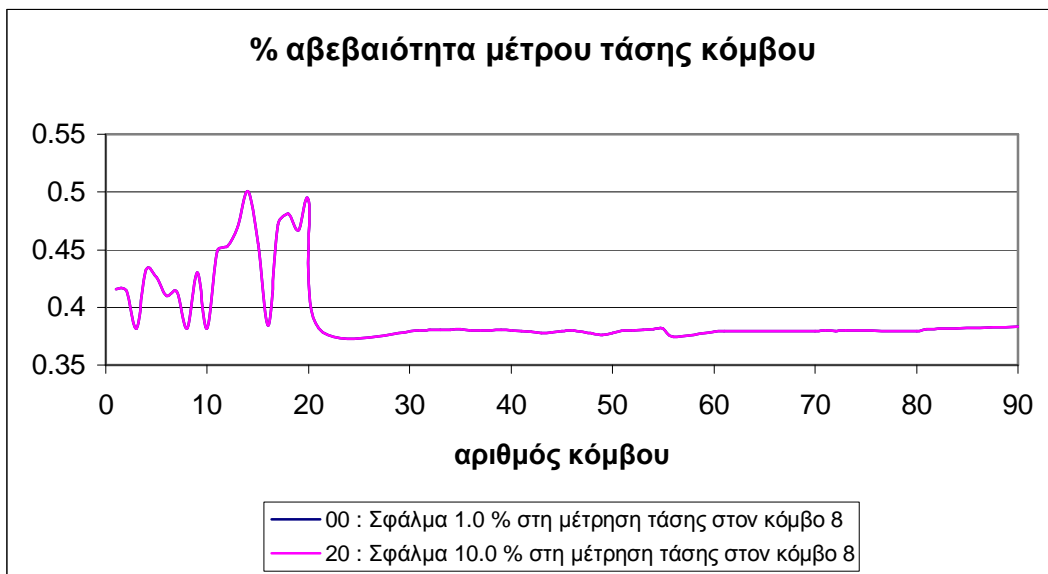
Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 1.0  |
| 20 : | % σφάλμα = 10.0 |
| 21 : | % σφάλμα = 20.0 |
| 22 : | % σφάλμα = 30.0 |

**Σύγκριση 00 και 20: Αύξηση σφάλματος από 1% σε 10%.**

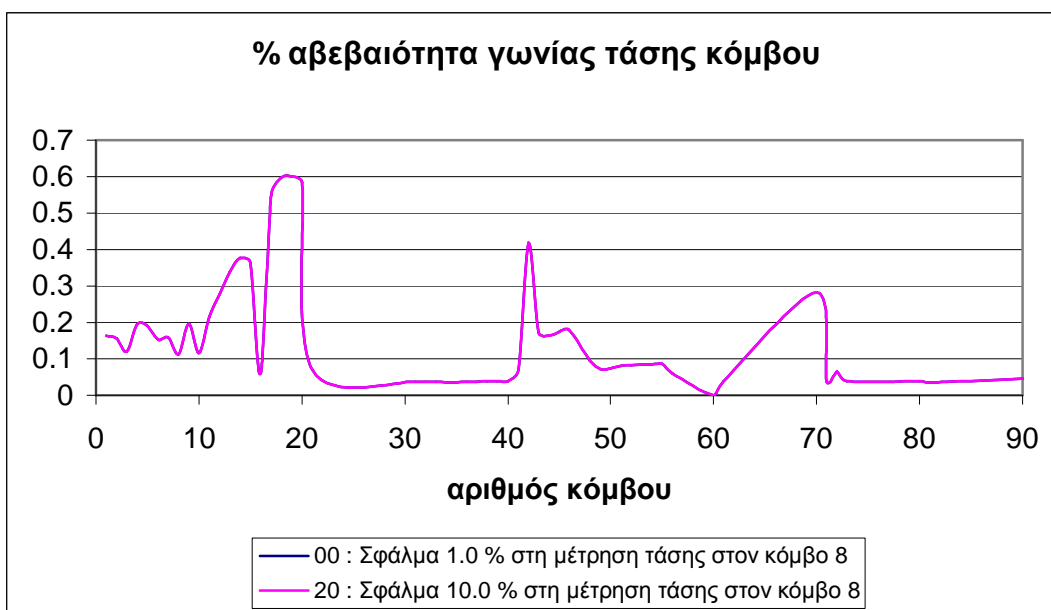
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης δεν επηρεάζεται καθόλου.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης δεν επηρεάζεται καθόλου.

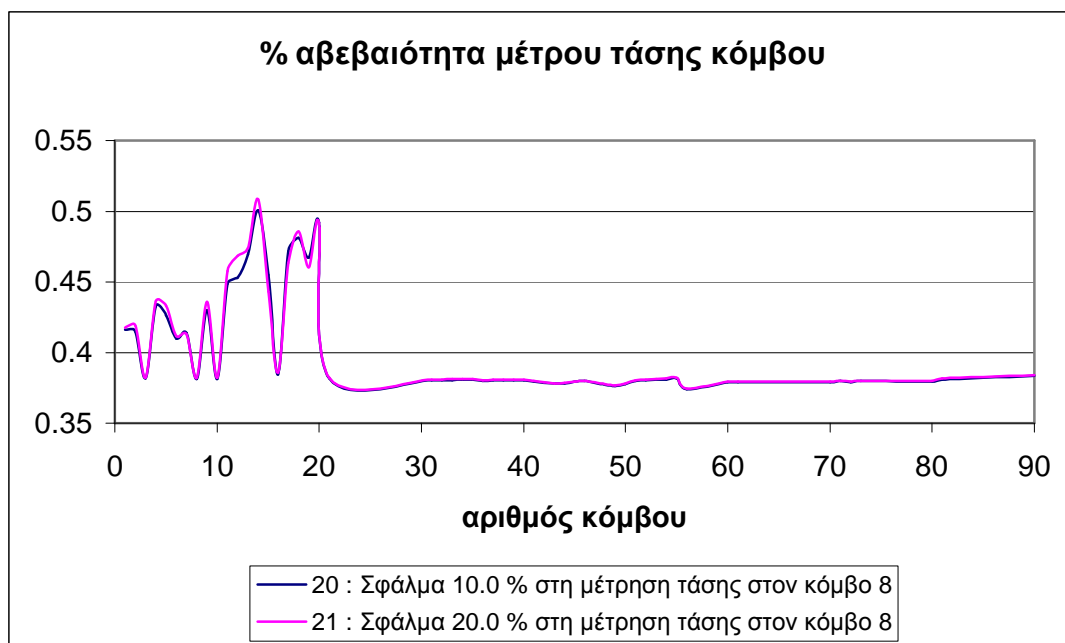


**Σύγκριση 20 και 21: Αύξηση σφάλματος από 10% σε 20%.**

➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

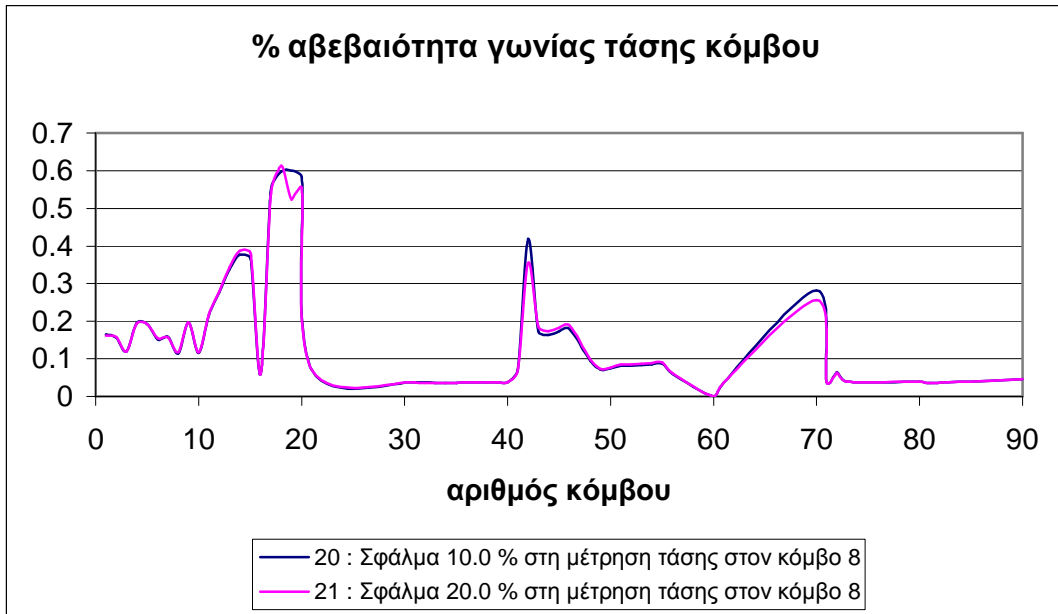
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα και η μορφή παραμένει ίδια. Η μέγιστη

μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0154 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 12, ενώ έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5085% στον κόμβο 14.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

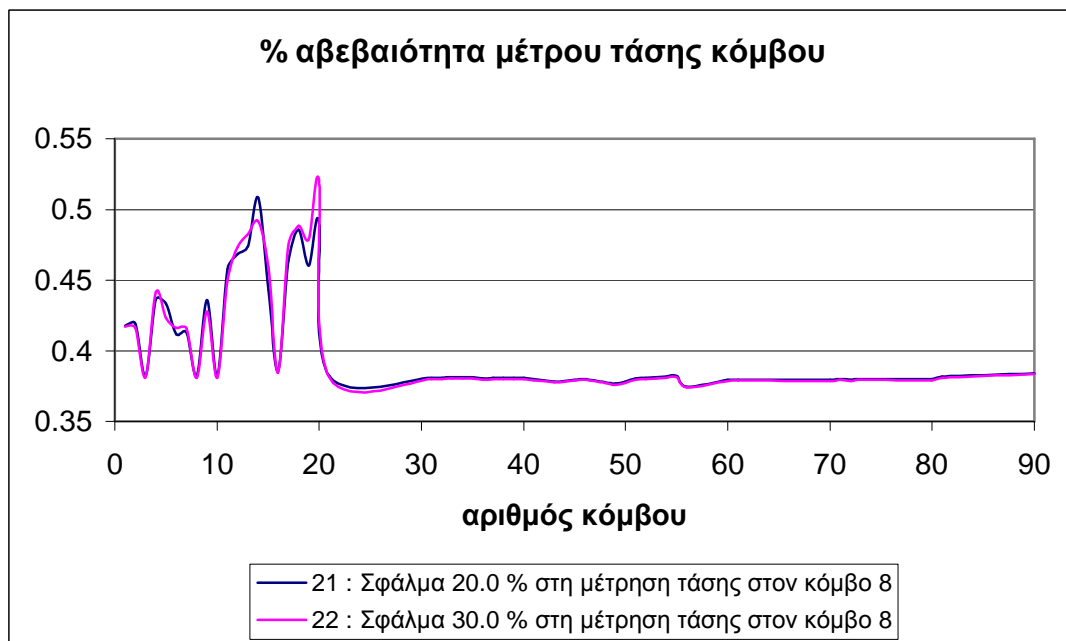
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως στους προβληματικούς κόμβους 17-20, 42 και 70 μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0766 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6128%.



*Σύγκριση 21 και 22: Αύξηση σφάλματος από 20% σε 30%.*

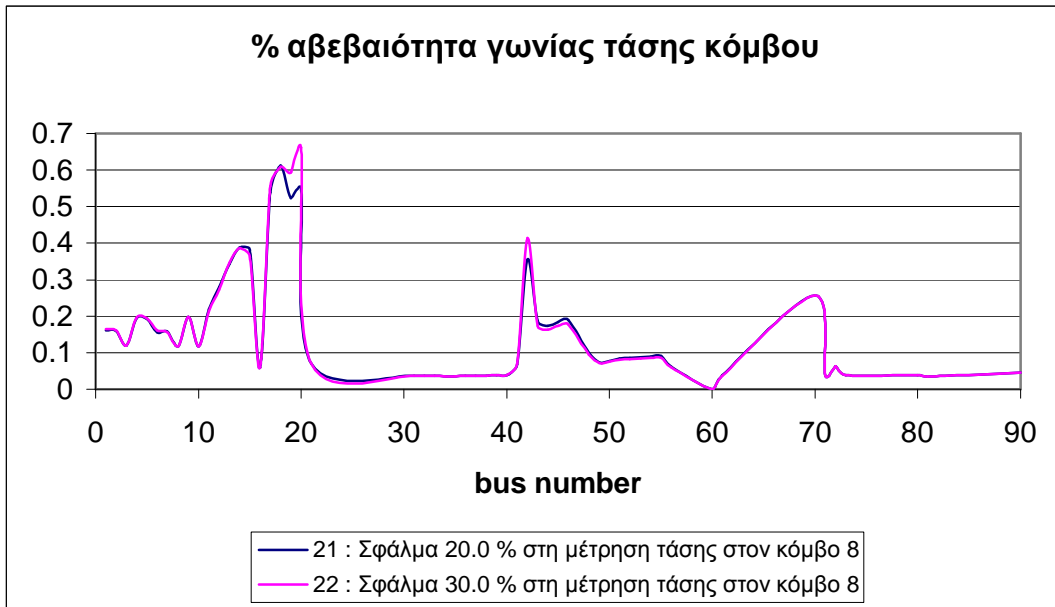
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Μικρή αύξηση εμφανίζεται στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία, με εξαίρεση τον κόμβο 14, όπου η αβεβαιότητα μειώνεται κατά 0.0171 μονάδες, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0282 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.52%.

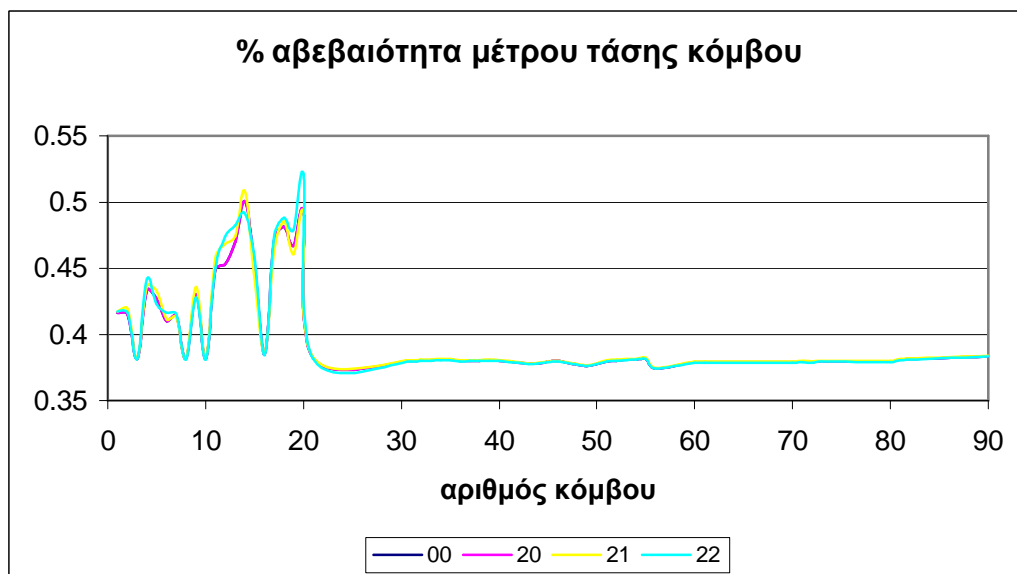


### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

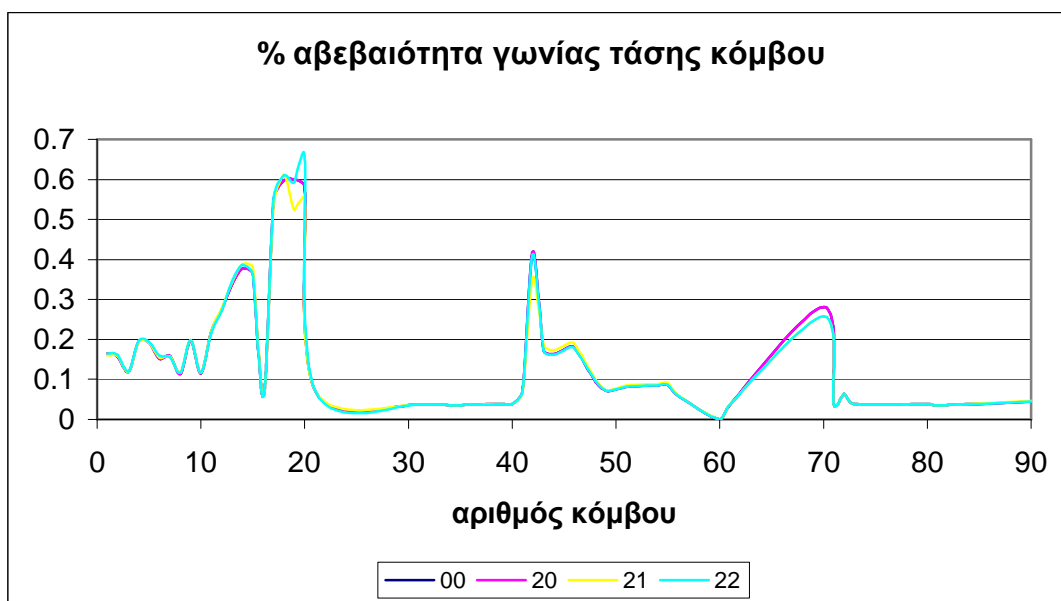
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους προβληματικούς κόμβους 19-20 και 42. Η μορφή όμως παραμένει ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1092 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6608%.



Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες του μέτρου και της γωνίας της τάσης, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υφίσταται στην μέτρηση τάσης στον κόμβο που συνδέεται το ένα από τα δύο Μικροδίκτυα στον 2<sup>ο</sup> feeder (8) :







Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας από 1% σε 30% το σφάλμα της μέτρησης τάσης στον κόμβο 8 που συνδέεται ένα από τα Μικροδίκτυα του 2<sup>ου</sup> feeder, η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης παραμένει σχεδόν η ίδια. Μικρές μεταβολές διαπιστώνονται μόνο στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder και ιδιαίτερα στους 17-20 που είναι και οι πιο απομακρυσμένοι. Όσον αφορά μόνο την αβεβαιότητα των γωνιών τάσης έχουμε μικρές μεταβολές και στους κόμβους 42 και 70. Γενικά άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.

- **Κόμβος όπου συνδέεται το ένα από τα δύο Μικροδίκτυα στον 3<sup>ο</sup> feeder (21)**

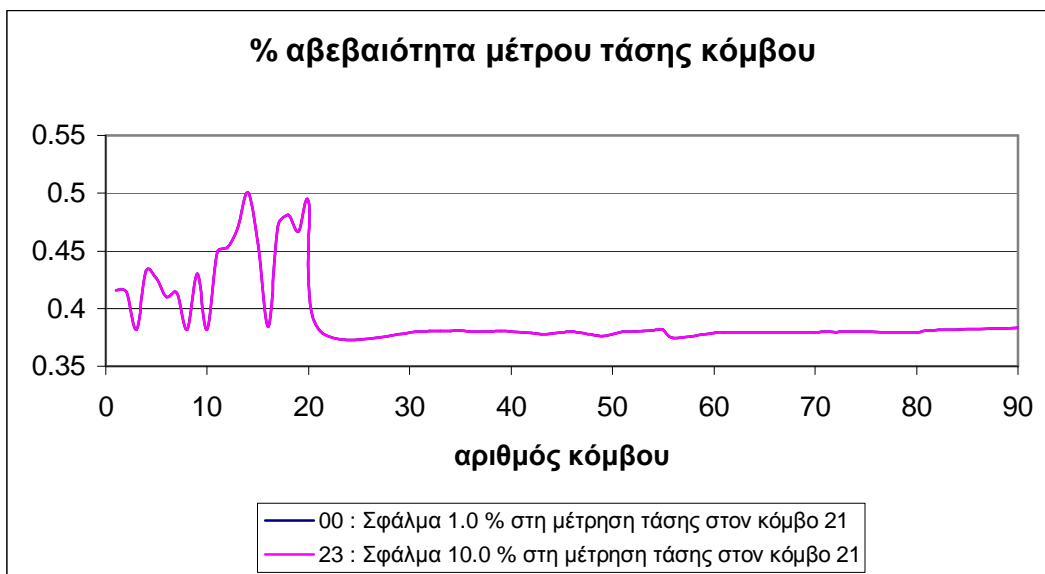
Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 1.0  |
| 23 : | % σφάλμα = 10.0 |
| 24 : | % σφάλμα = 20.0 |
| 25 : | % σφάλμα = 30.0 |

*Σύγκριση 00 και 23: Αύξηση σφάλματος από 1% σε 10%.*

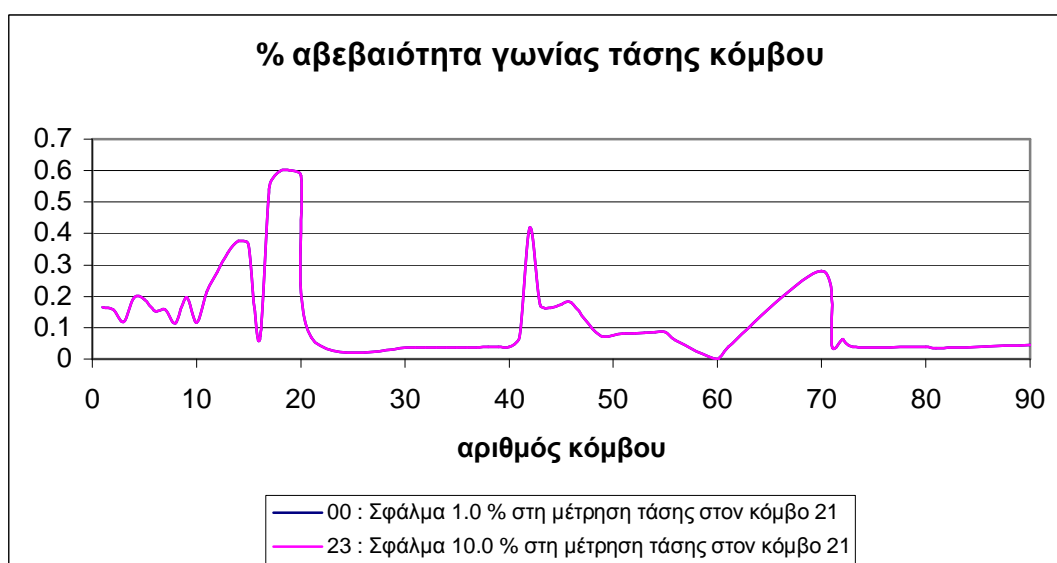
- **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης δεν επηρεάζεται καθόλου.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

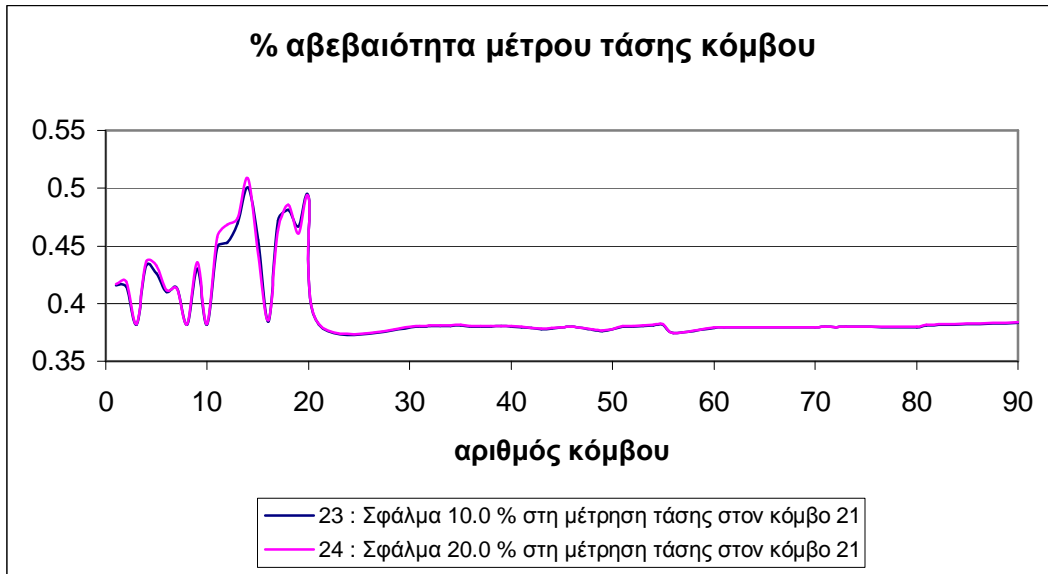
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 1% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης δεν επηρεάζεται καθόλου.



**Σύγκριση 23 και 24: Αύξηση σφάλματος από 10% σε 20%.**

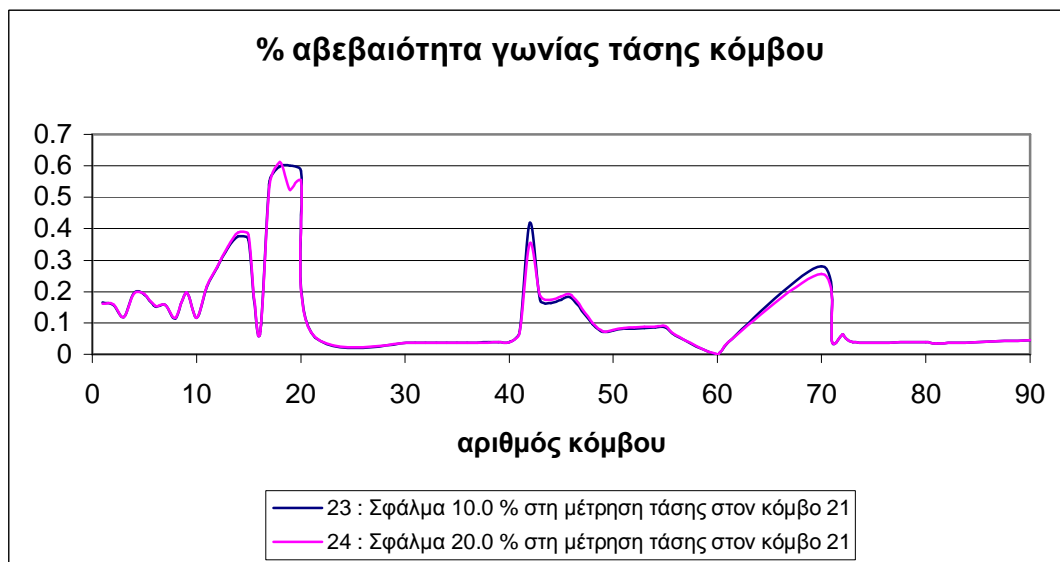
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα και η μορφή παραμένει ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0154 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 12, ενώ στον κόμβο 14 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5085%



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

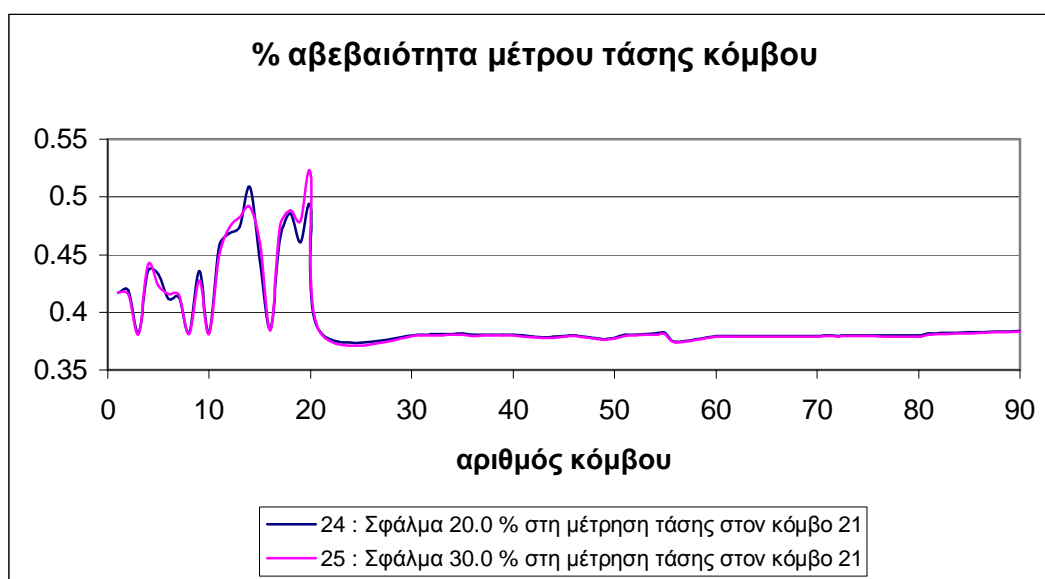
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης επηρεάζεται ελάχιστα, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Εμφανίζεται όμως στους προβληματικούς κόμβους 17-20, 42 και 70 μείωση, παρόλο που αυξήθηκε το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση) (0.0766 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6128%.



### Σύγκριση 24 και 25: Αύξηση σφάλματος από 20% σε 30%.

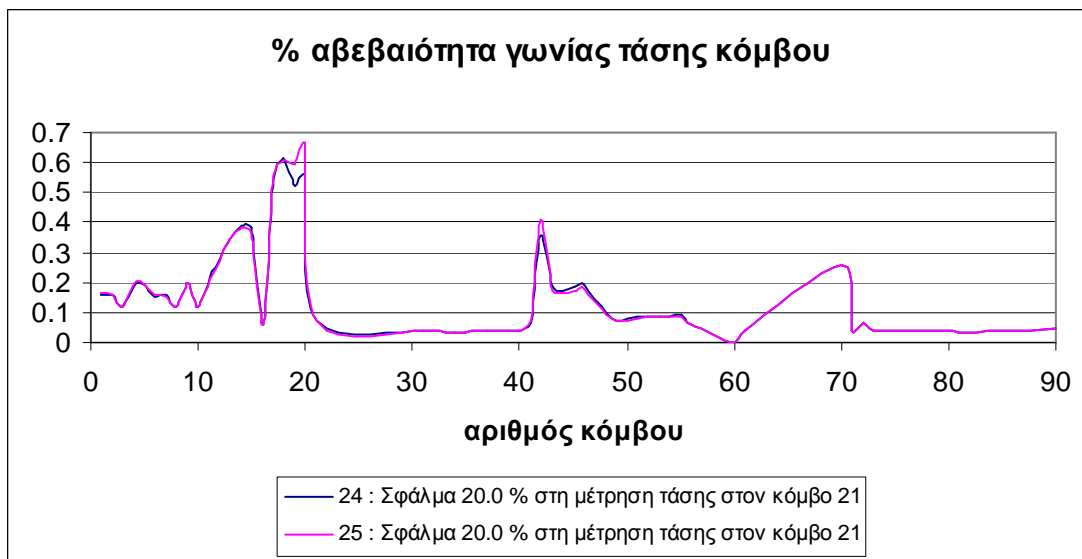
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης επηρεάζεται λίγο, αλλά η μορφή παραμένει ίδια. Μικρή αύξηση εμφανίζεται στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία, με εξαίρεση τον κόμβο 14, όπου η αβεβαιότητα μειώνεται κατά 0.0171 μονάδες, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0282 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.52%.

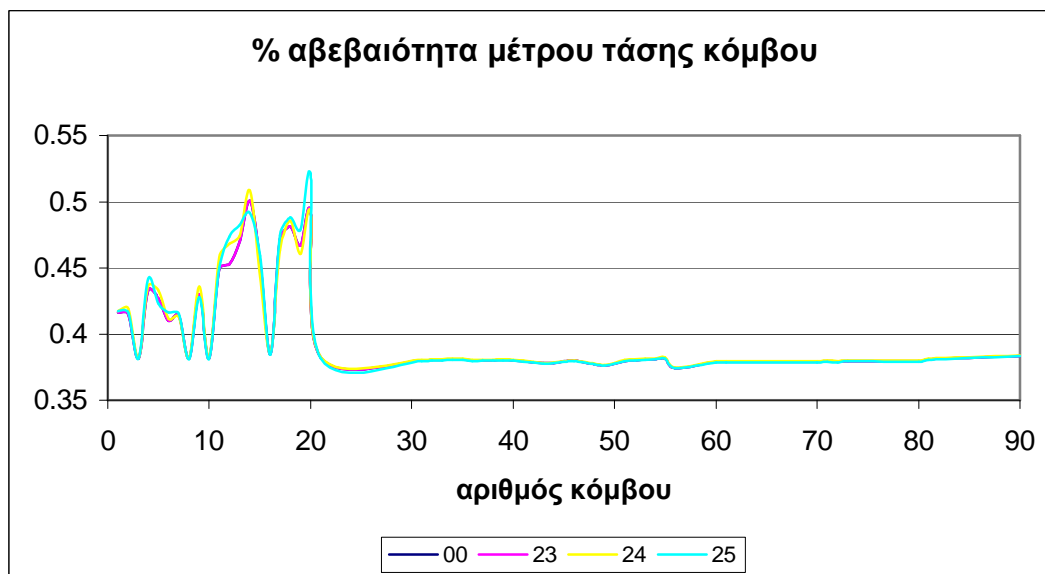


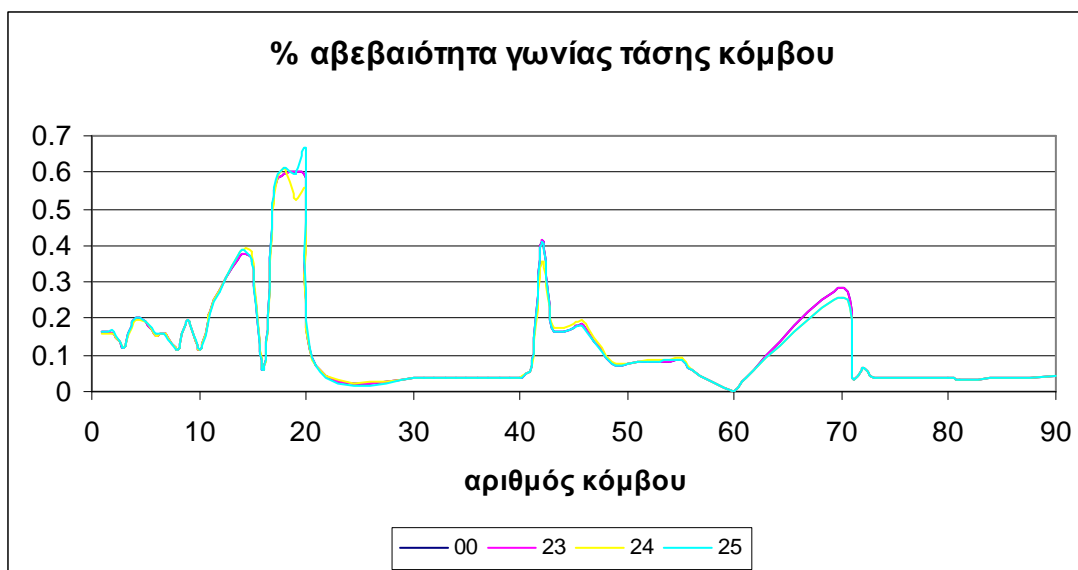
#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους προβληματικούς κόμβους 19-20 και 42. Η μορφή όμως παραμένει ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1092 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6608%.



Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες του μέτρου και της γωνίας της τάσης, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υπεισέρχεται στην μέτρηση τάσης στον κόμβο που συνδέεται το ένα από τα δύο Μικροδίκτυα στον 3<sup>ο</sup> feeder (21) :





Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας από 1% σε 30% το σφάλμα της μέτρησης τάσης στον κόμβο 21 που συνδέεται ένα από τα Μικροδίκτυα του 3<sup>ου</sup> feeder, η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης παραμένει σχεδόν η ίδια. Μικρές μεταβολές διαπιστώνονται μόνο στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder και ιδιαίτερα στους 17-20 που είναι και οι πιο απομακρυσμένοι. Όσον αφορά μόνο την αβεβαιότητα των γωνιών τάσης έχουμε μικρές μεταβολές και στους κόμβους 42 και 70. Γενικά άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.

## 5.4 Θέση μετρήσεων τάσης

Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει η θέση των μετρήσεων τάσης, στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

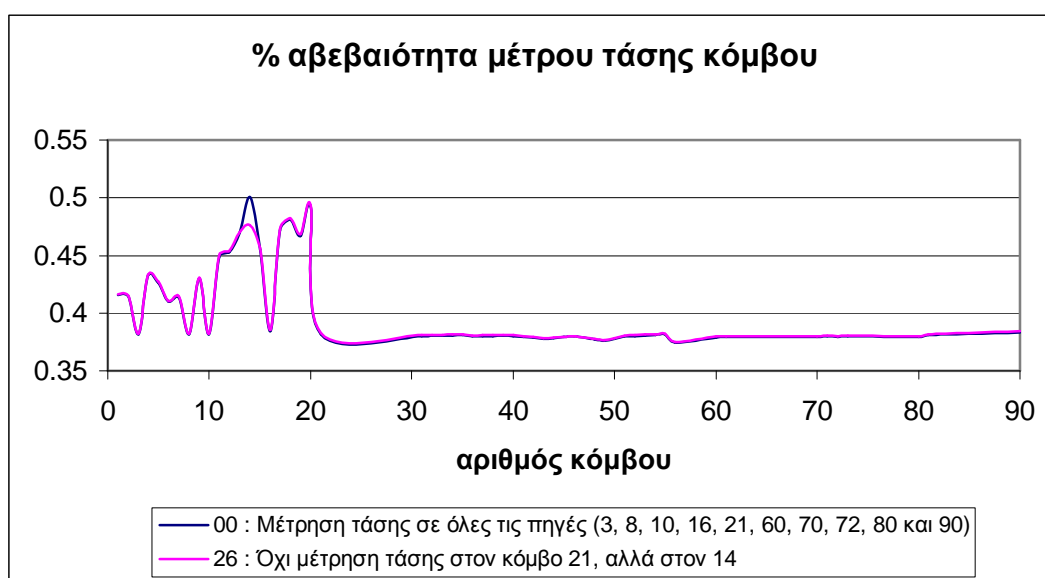
|      |  |
|------|--|
| 00 : | Μέτρηση τάσης σε όλες τις πηγές (3, 8, 10, 16, 21, 60, 70, 72, 80 και 90)                              |
| 26 : | Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 21 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 14 (3 <sup>ος</sup> feeder) |
| 27 : | Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 21 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 20 (3 <sup>ος</sup> feeder) |
| 28 : | Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 21 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 18 (3 <sup>ος</sup> feeder) |
| 29 : | Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 8 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 9 (2 <sup>ος</sup> feeder)   |
| 30 : | Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 3 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 4 (1 <sup>ος</sup> feeder)   |

Σε κάθε περίπτωση αφαιρούμε την μέτρηση τάσης από κόμβο που συνδέεται ένα Μικροδίκτυο και την τοποθετούμε σε έναν προβληματικό κόμβο του ίδιου feeder. Υπενθυμίζουμε σε αυτό το σημείο ότι στους κόμβους που συνδέονται τα Μικροδίκτυα του συστήματος, συναντούνται οι ελάχιστες αβεβαιότητες.

**Σύγκριση 00 και 26: Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 21 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 14 (3<sup>ος</sup> feeder).**

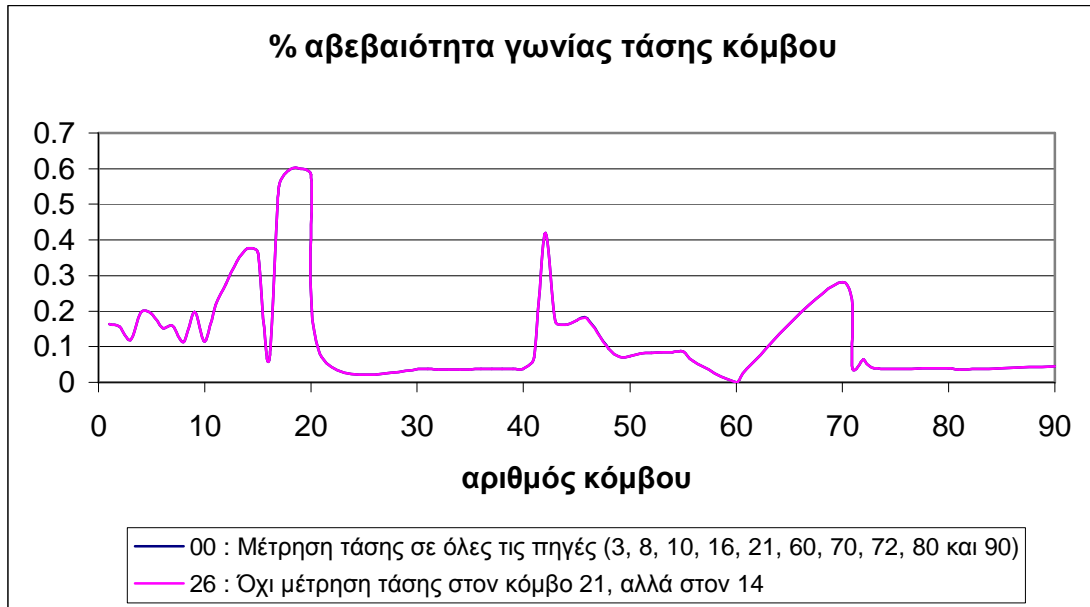
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνουμε ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 21, αυτός εξακολουθεί να έχει την ίδια αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης. Μόνο στον κόμβο 14 που προστέθηκε η μέτρηση εμφανίζεται βελτίωση κατά 0.0238 μονάδες. Κατά τα άλλα η μορφή παραμένει η ίδια. Η μέγιστη αβεβαιότητα τώρα είναι στον κόμβο 20 και ίση με 0.4933.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

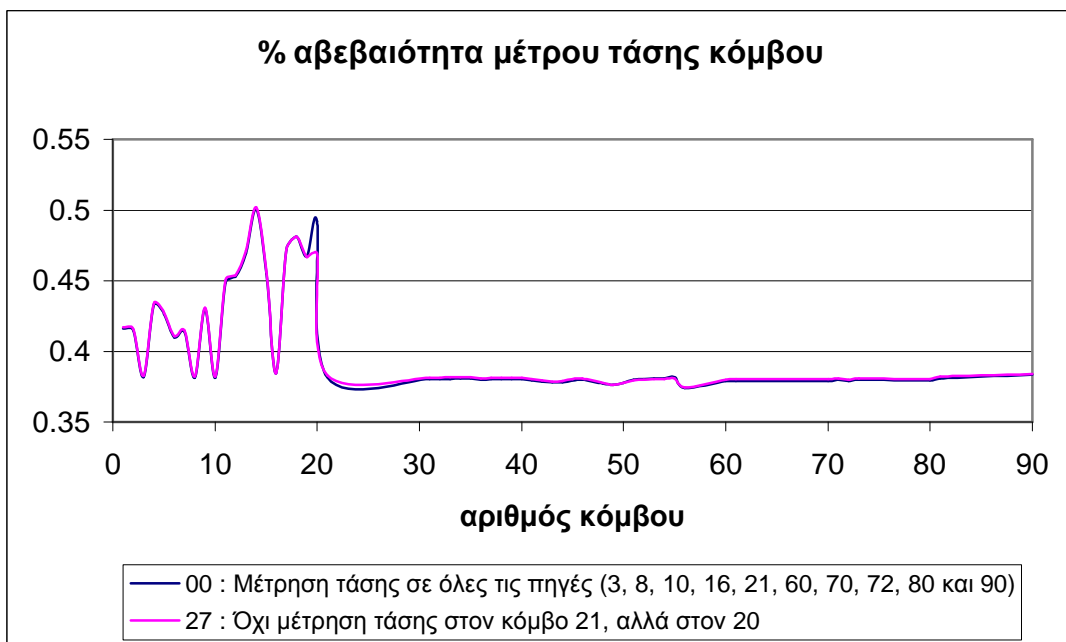
Διαπιστώνεται ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 21 και βάζοντας την στον κόμβο 14, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης δεν επηρεάζεται καθόλου.



*Σύγκριση 00 και 27: Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 21 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 20 (3<sup>ος</sup> feeder).*

➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

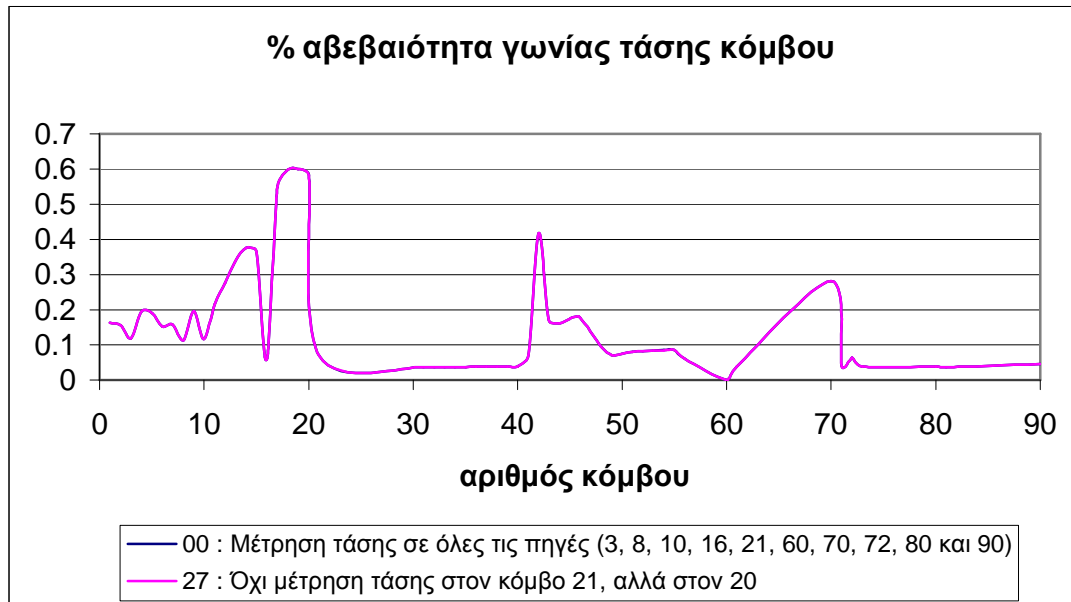
Διαπιστώνουμε ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 21, αυτός εξακολουθεί να έχει την ίδια αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης. Μόνο στον κόμβο 20 που προστέθηκε η μέτρηση εμφανίζεται βελτίωση κατά 0.0229 μονάδες. Κατά τα άλλα η μορφή παραμένει η ίδια. Η μέγιστη αβεβαιότητα συνεχίζει να είναι στον κόμβο 14 και ίση με 0.5021.





### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

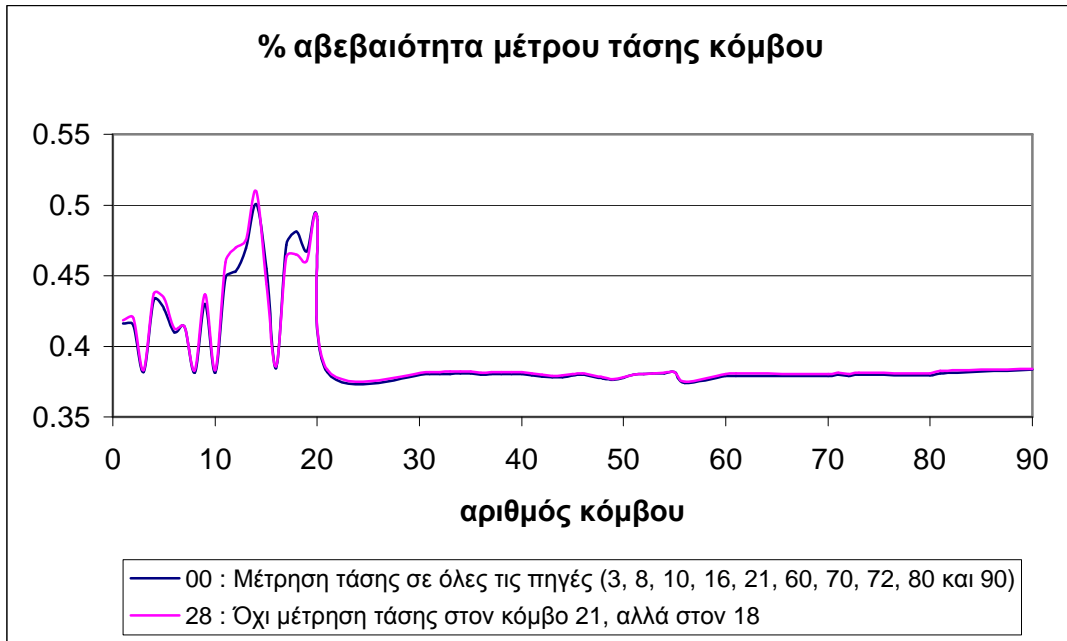
Διαπιστώνεται ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 21 και βάζοντας την στον κόμβο 14, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης δεν επηρεάζεται καθόλου.



**Σύγκριση 00 και 28: Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 21 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 18 (3<sup>ος</sup> feeder).**

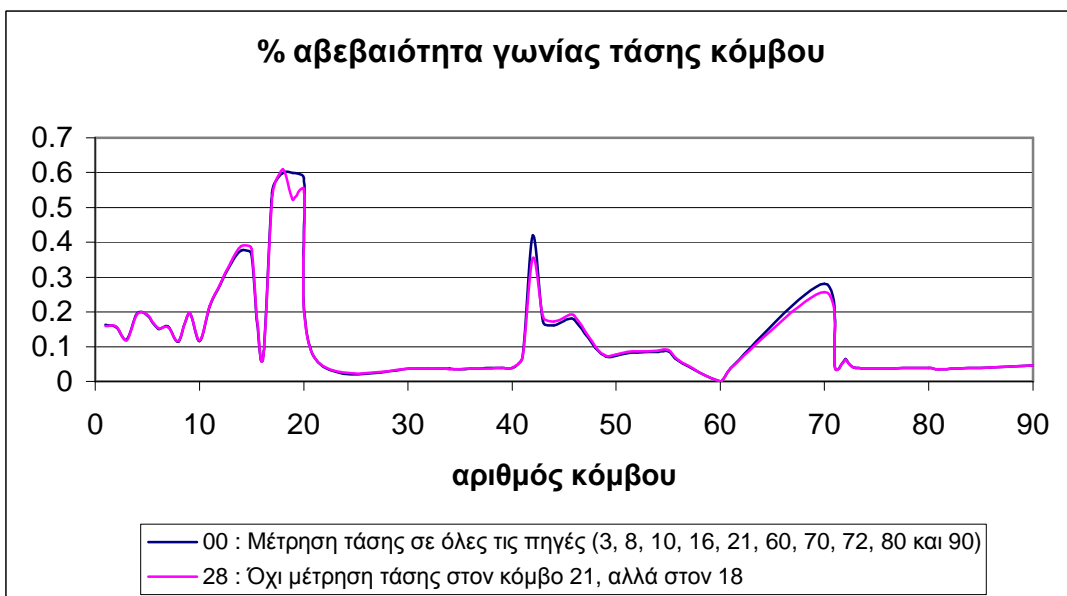
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνουμε ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 21, αυτός εξακολουθεί να έχει την ίδια αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης. Παρατηρούμε ότι στον κόμβο 18, όπου προστέθηκε η μέτρηση η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης πέφτει κατά 0.0163 μονάδες. Η αβεβαιότητα βελτιώνεται επίσης στους κόμβους 15, 17 και 19 που βρίσκονται στην ίδια διακλάδωση του 3<sup>ου</sup> feeder, όπου είναι και ο κόμβος 18. Αντίθετα στους κόμβους 11-14 που βρίσκονται στην άλλη διακλάδωση του 3<sup>ου</sup> feeder έχουμε αύξηση της αβεβαιότητας. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0401 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 12, ενώ στον κόμβο 14 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5098%.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

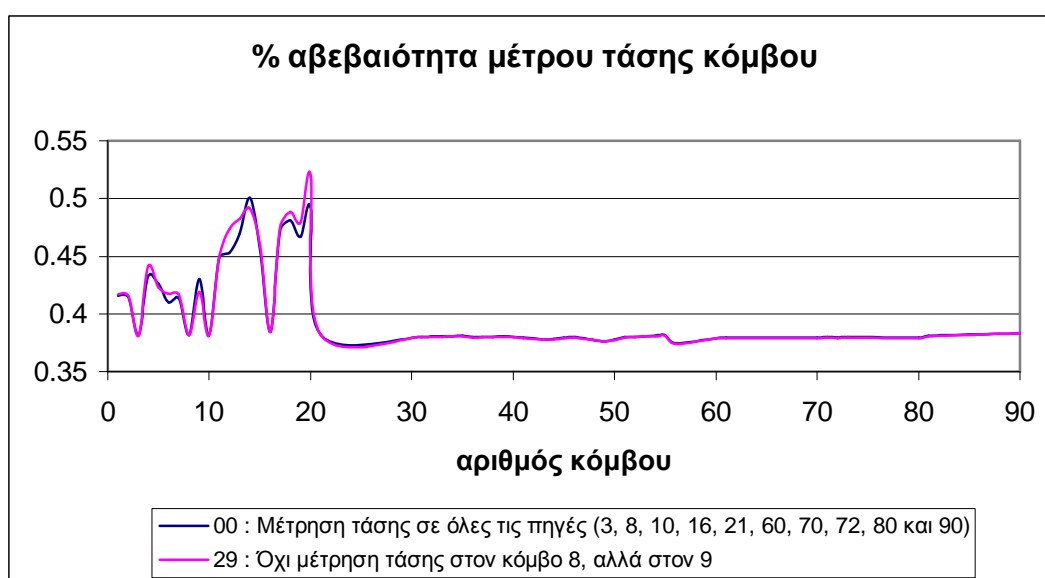
Διαπιστώνουμε ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 21, αυτός εξακολουθεί να έχει την ίδια αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης. Παρατηρούμε ότι στον κόμβο 18, όπου προστέθηκε η μέτρηση η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης πέφτει κατά 0.0112 μονάδες. Η αβεβαιότητα βελτιώνεται επίσης στους κόμβους 17-20, 42 και 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0773 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6095%.



**Σύγκριση 00 και 29: Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 8 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 9 (2<sup>ος</sup> feeder).**

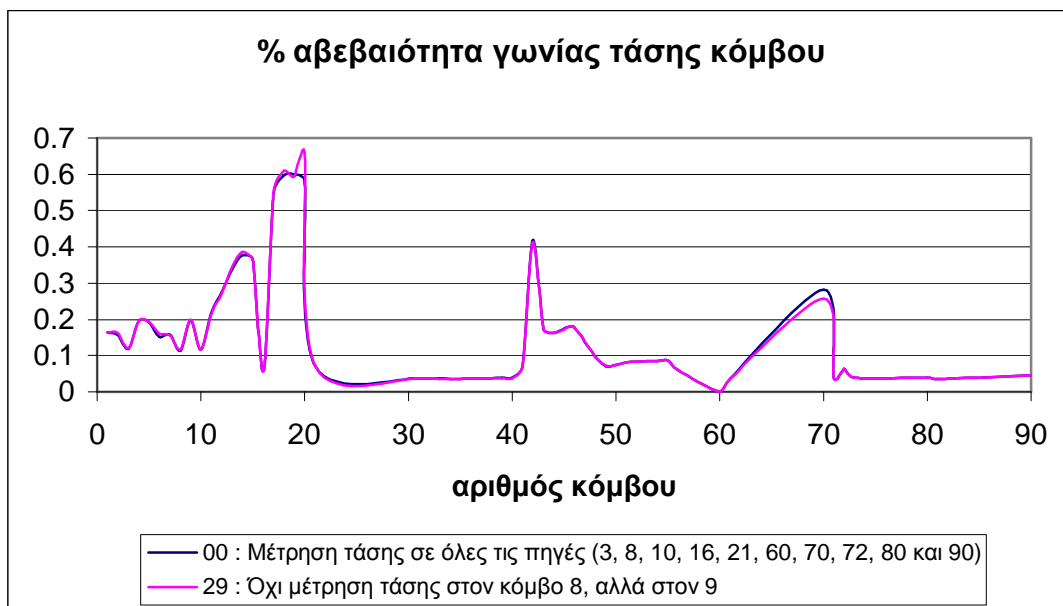
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνουμε ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 8, αυτός εξακολουθεί να έχει την ίδια αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης. Παρατηρούμε ότι στον κόμβο 9, όπου προστέθηκε η μέτρηση η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης πέφτει κατά 0.011 μονάδες. Η αβεβαιότητα όμως αυξάνεται γενικά από λίγο και στους 3 feeders, με τη μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0278 μονάδες) να παρατηρείται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5201%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

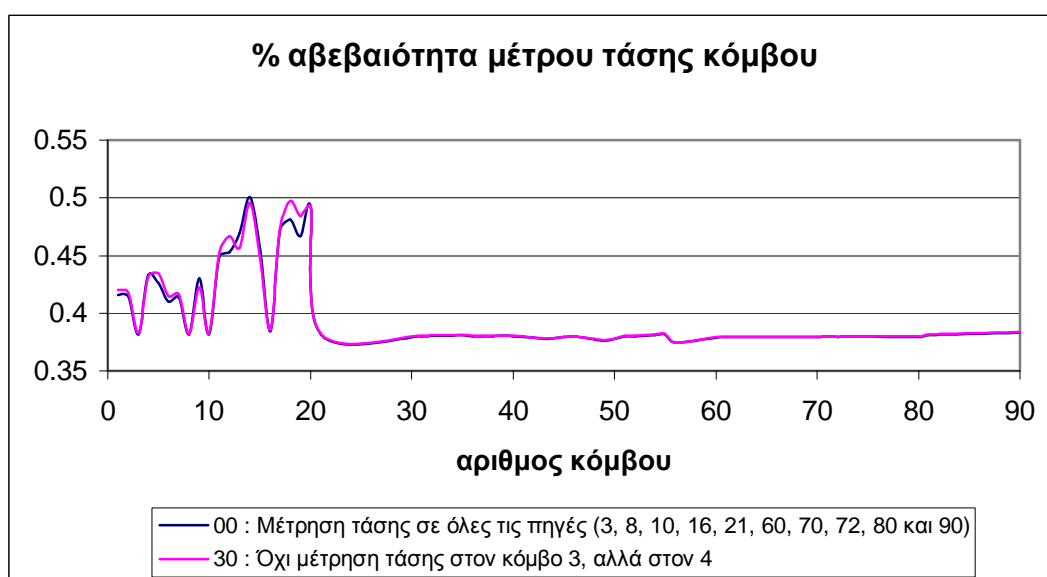
Διαπιστώνουμε ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 8, αυτός εξακολουθεί να έχει την ίδια αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης. Παρατηρούμε επίσης ότι και στον κόμβο 9, όπου προστέθηκε η μέτρηση, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης παραμένει η ίδια. Ακόμη βλέπουμε ότι η αβεβαιότητα αυξάνεται στον 20, που είναι από τους πιο απομακρυσμένους κόμβους του δικτύου, κατά 0.0774 μονάδες, ενώ στον 70 που συνδέεται γεννήτρια βελτιώνεται κατά 0.0245 μονάδες. Η μέγιστη αβεβαιότητα 0.6609%, αφορά τον κόμβο 20.



*Σύγκριση 00 και 30: Αντικατάσταση της μέτρησης τάσης στον κόμβο 3 με μέτρηση τάσης στον κόμβο 4 (1<sup>ος</sup> feeder).*

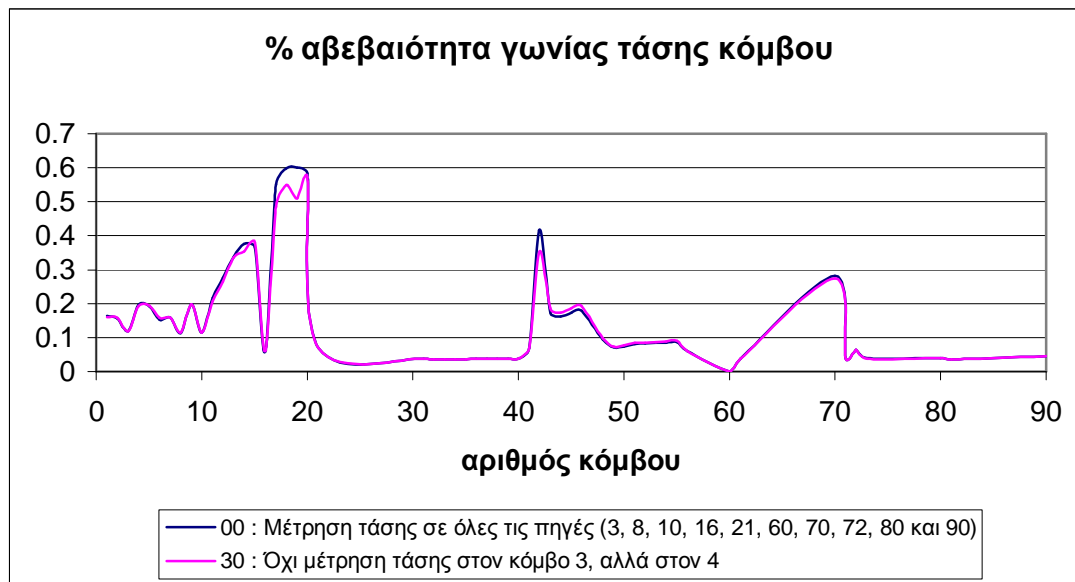
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνουμε ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 3, αυτός εξακολουθεί να έχει την ίδια αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης. Παρατηρούμε ότι και στον κόμβο 4, όπου προστέθηκε η μέτρηση η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης παραμένει σχεδόν η ίδια (πέφτει κατά 0.0017 μονάδες). Γενικά βλέπουμε ότι υπάρχουν τόσο αυξήσεις, όσο και μειώσεις στα φορτία και των τριών feeders. Η μέγιστη αβεβαιότητα 0.4975% παρατηρείται στον κόμβο 18.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνουμε ότι βγάζοντας τη μέτρηση από τον κόμβο 3, αυτός εξακολουθεί να έχει την ίδια αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης. Η αβεβαιότητα βελτιώνεται στους κόμβους 17-20, 42 και 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.09 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5712%.



Σε κάθε περίπτωση που εξετάστηκε όσον αφορά την επίδραση στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης της θέσης των μετρήσεων τάσης, η διαδικασία έχει ως εξής: αφαιρούμε την μέτρηση τάσης από κόμβο που συνδέεται ένα Μικροδίκτυο και την τοποθετούμε σε έναν προβληματικό κόμβο του ίδιου feeder. Υπενθυμίζουμε σε αυτό το σημείο ότι στους κόμβους που συνδέονται τα Μικροδίκτυα του συστήματος, συναντούνται οι ελάχιστες αβεβαιότητες. Όσον αφορά τον 3<sup>ο</sup> feeder, βλέπουμε ότι όταν αφαιρούμε τη μέτρηση τάσης από τον κόμβο 21 και τη μεταθέτουμε είτε στον κόμβο 14 είτε στον 20, η αβεβαιότητα του μέτρου τάσης βελτιώνεται μόνο στους αντίστοιχους κόμβους που προστέθηκε κάθε φορά η μέτρηση, ενώ η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης παραμένει εντελώς ανεπηρέαστη και στις δύο περιπτώσεις. Παρατηρούμε όμως ότι όταν μεταφέρουμε τη μέτρηση τάσης από τον κόμβο 21 στον 18, η αβεβαιότητα του μέτρου τάσης βελτιώνεται εκτός από τον κόμβο 18 και στους κόμβους 15, 17 και 19 που βρίσκονται στην ίδια διακλάδωση του 3<sup>ου</sup> feeder, όπου είναι και ο κόμβος 18. Αντίθετα στους κόμβους 11-14 έχουμε αύξηση της αβεβαιότητας. Παρατηρούμε ακόμη βελτίωση στην αβεβαιότητα της γωνίας τάσης στους κόμβους 17-20, 42 και 70. Όσον αφορά τον 2<sup>ο</sup> feeder, βλέπουμε ότι όταν αφαιρούμε τη μέτρηση τάσης από τον κόμβο 8 και τη μεταθέτουμε στον κόμβο 9, υφίστανται μικρές αυξομειώσεις της αβεβαιότητας των μεταβλητών κατάστασης στους κόμβους με τα φορτία χαμηλής τάσης σε όλο το δίκτυο. Το ίδιο συμβαίνει και στην περίπτωση όσον αφορά τον 2<sup>ο</sup> feeder, όπου αφαιρούμε τη μέτρηση τάσης από τον κόμβο 3 και τη μεταθέτουμε στον κόμβο 4.

## 5.5 Πλήθος και θέση μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος σε σχέση με τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71

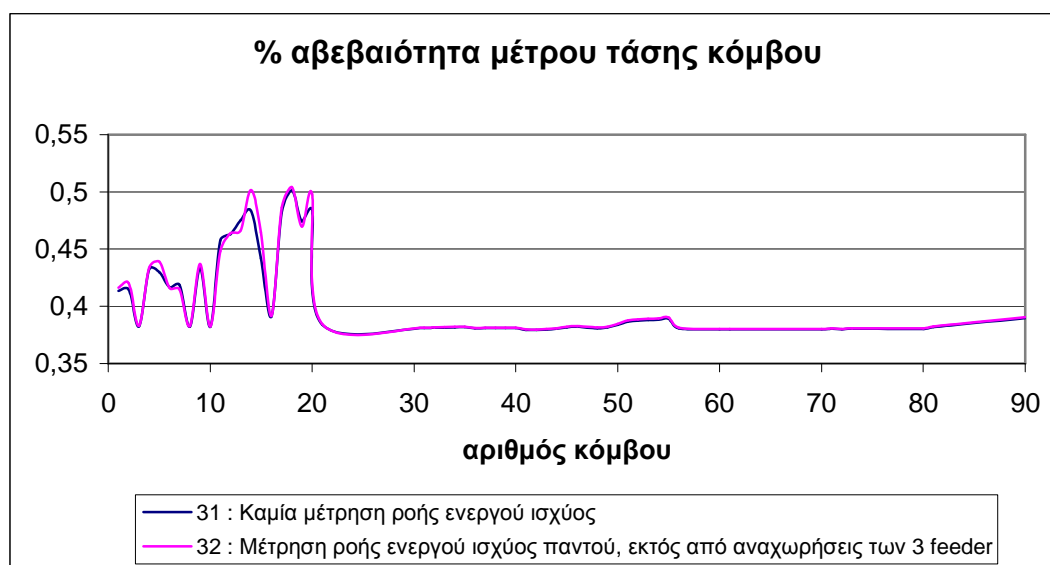
Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει το πλήθος και η θέση των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος σε σχέση με τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71, στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |   |
|------|---|
| 31 : | Καμία μέτρηση ροής ενεργού ισχύος από τον 71  |
| 32 : | Μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders.                               |
| 33 : | Μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από το 2 <sup>ο</sup> και 3 <sup>ο</sup> feeder.  |
| 34 : | Μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τον 1 <sup>ο</sup> και 3 <sup>ο</sup> feeder. |
| 35 : | Μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τον 1 <sup>ο</sup> και 2 <sup>ο</sup> feeder. |
| 00 : | Μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν.   |

**Σύγκριση 31 και 32:** Από καμία μέτρηση ροής ενεργού ισχύος από τον 71 σε μετρήσεις από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders..

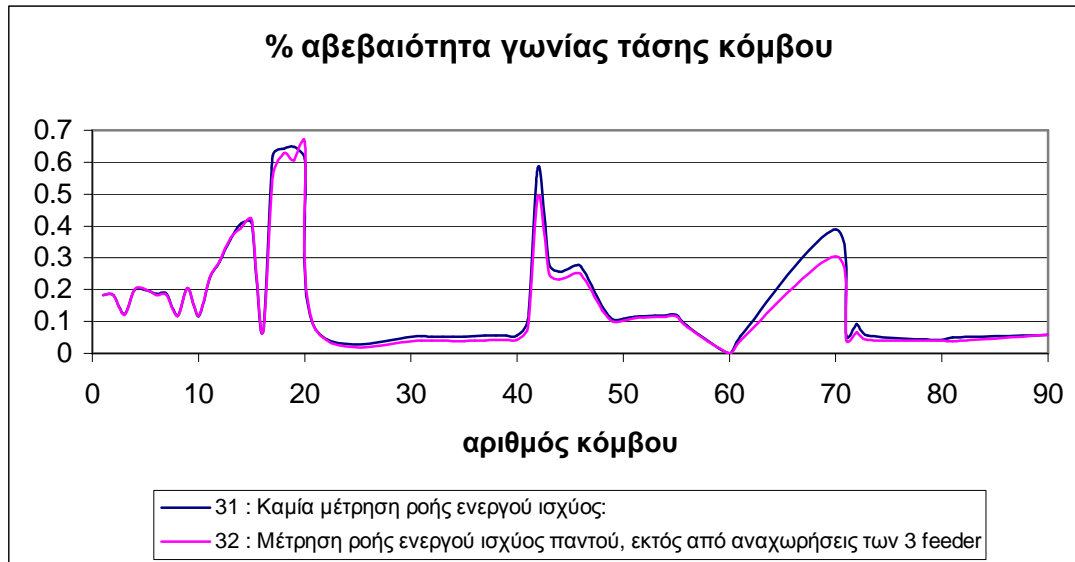
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται παραδόξως και ειδικά στους κόμβους 14, 15 και 20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0224 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 15, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5041%.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

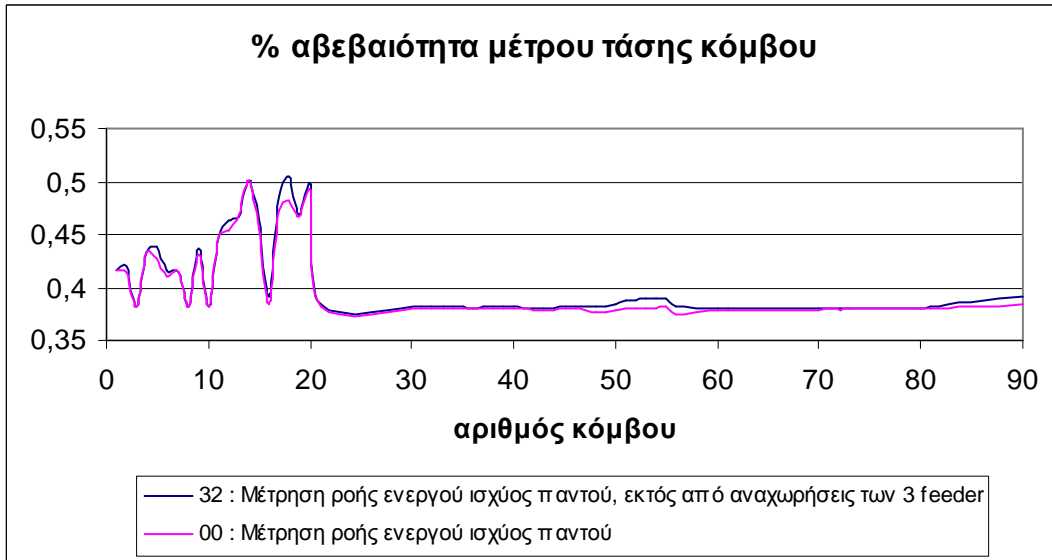
Διαπιστώνουμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης βελτιώνεται στους κόμβους 17-20, 42 και 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0901 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 42, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6642%.



*Σύγκριση 32 και 00: Από μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders, σε μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν.*

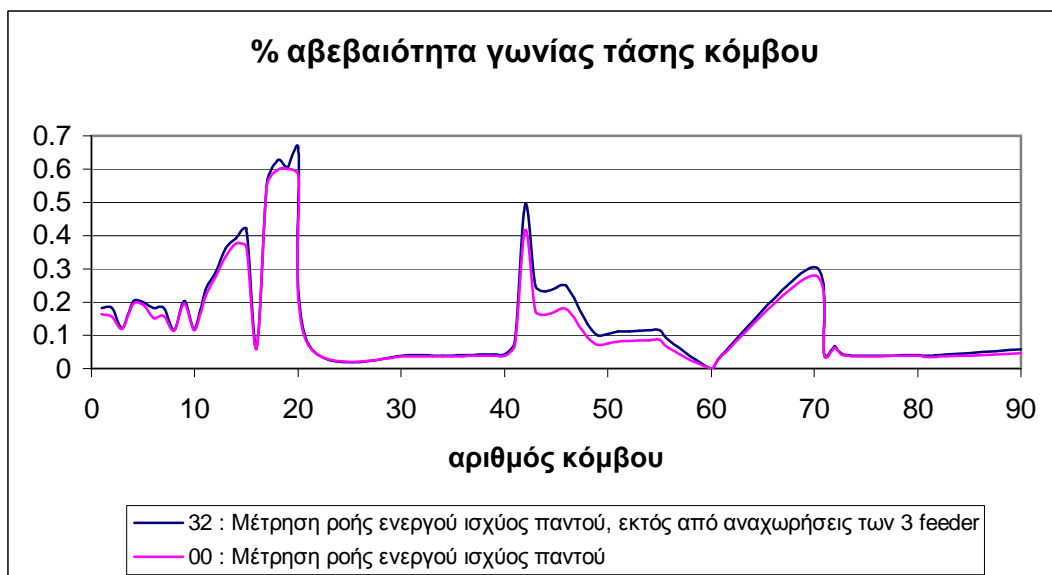
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τους 3 feeders, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης μειώνεται. Παρατηρείται μάλιστα βελτίωση ακόμη και στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0229 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 18, ενώ στον κόμβο 14 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5001%.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνουμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος, συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τους 3 feeders, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης βελτιώνεται σε όλους τους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία και στους 3 feeders. Παρατηρείται μάλιστα βελτίωση ακόμη και στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0807 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 20, ενώ στον κόμβο 19 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5996%. Βλέπουμε λοιπόν ότι επιβεβαιώνεται η εξάρτηση που υπάρχει ανάμεσα στην ενεργό ισχύ και τη γωνία της τάσης.



Βλέπουμε ότι μεταβαίνοντας από την περίπτωση όπου δεν έχουμε καμία μέτρηση ροής ενεργού ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71, στην περίπτωση όπου

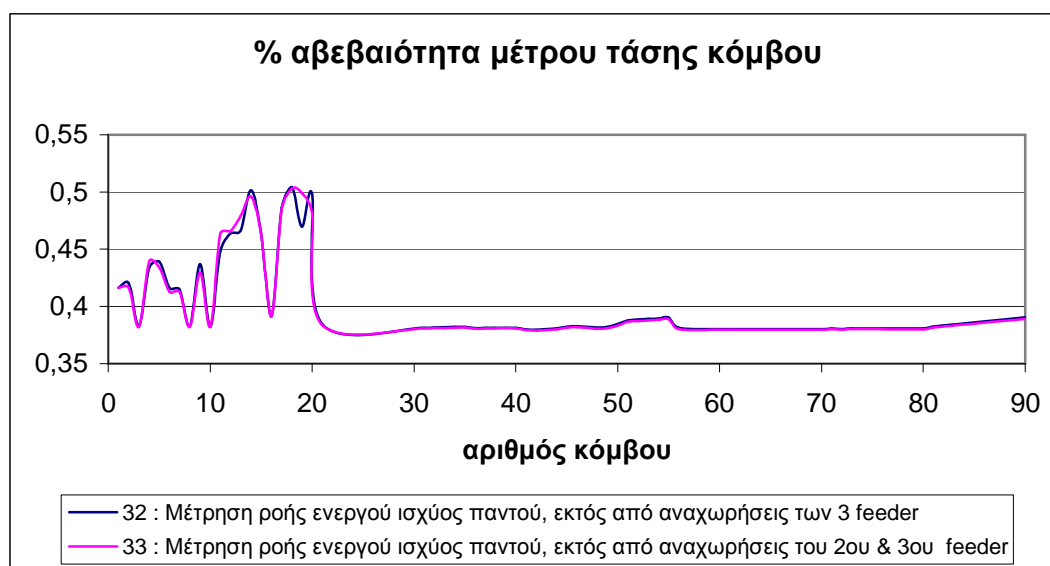


έχουμε μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτό, η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης βελτιώνεται σε όλους τους κόμβους με φορτία Χ.Τ. Παρατηρείται μάλιστα και βελτίωση στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Η μείωση στην αβεβαιότητα μέτρου και γωνίας τάσης είναι τα τάξης των 0.02 και 0.1 μονάδες αντίστοιχα.

**Σύγκριση 32 και 33: Από μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders, σε προσθήκη επιπλέον μέτρησης ροής ενεργού ισχύος από τον 71 προς τον 1<sup>ο</sup> feeder.**

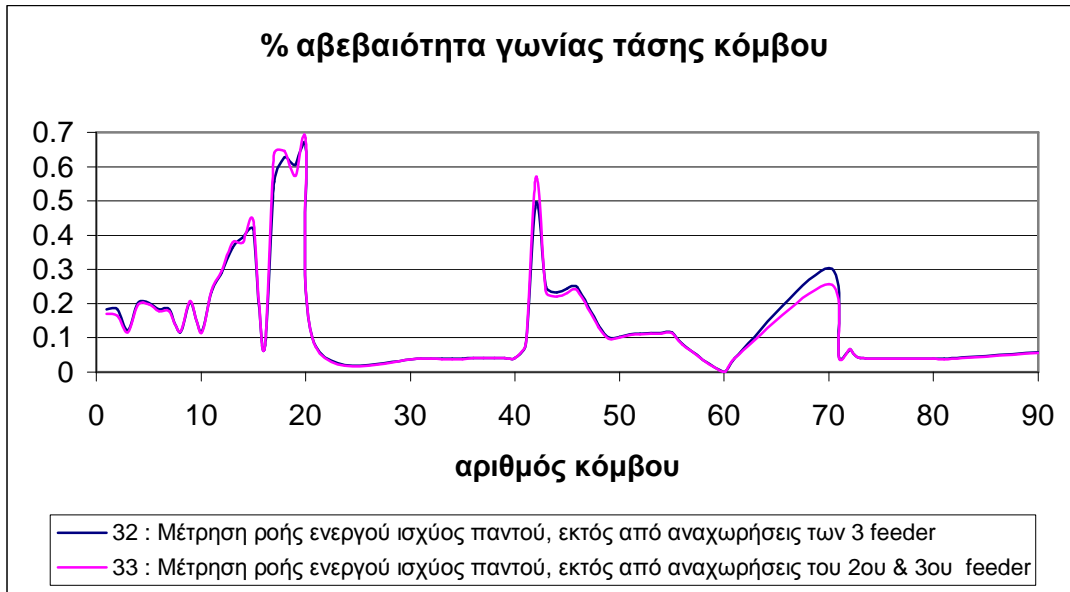
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 1<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται λίγο στους κόμβους 11-13 και 19, ενώ κατά τα άλλα παραμένει σχεδόν η ίδια. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0297 μονάδες) αφορά τον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.503%.

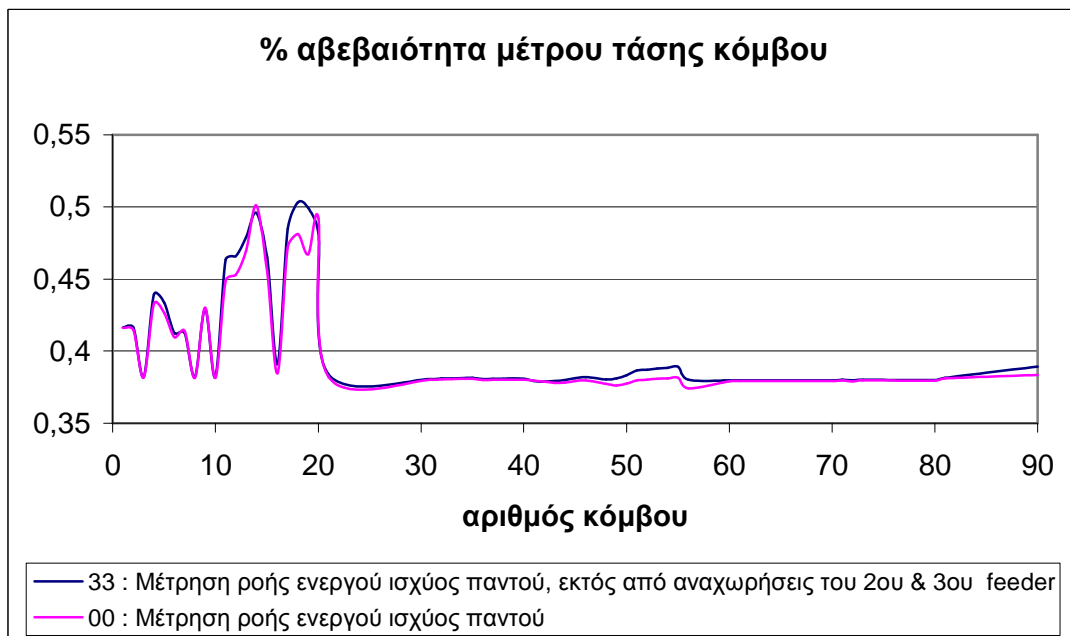


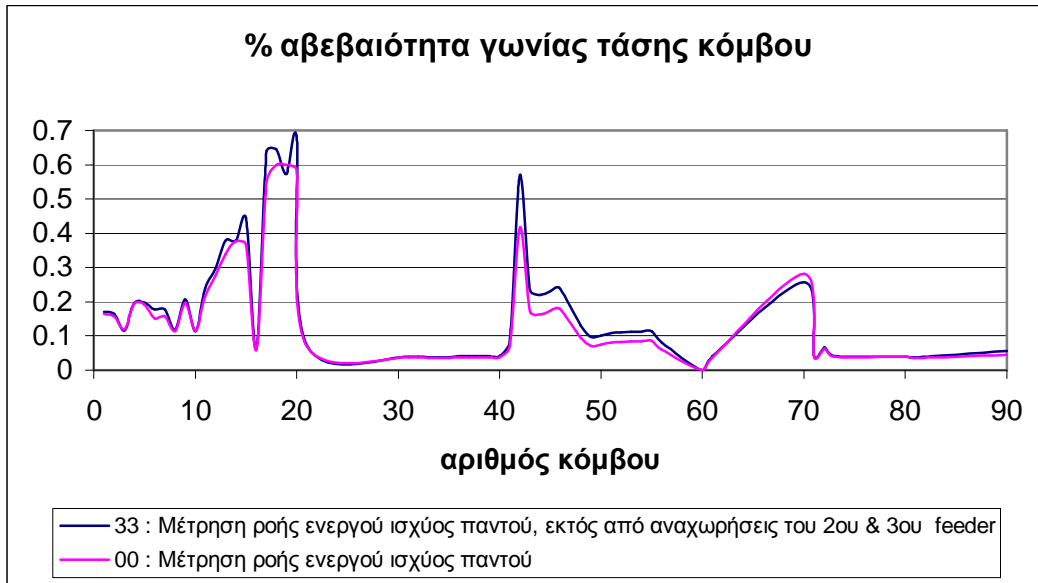
#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 1<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται λίγο στους κόμβους 17, 18, 20 και 42, ενώ γενικά παραμένει σχεδόν η ίδια. Επίσης μειώνεται λίγο στον κόμβο 19 και στον 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0847 μονάδες) εντοπίζεται στον κόμβο 17, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6827%.



Αυτές οι αυξήσεις στις αβεβαιότητες των μεταβλητών κατάστασης είναι μη αναμενόμενες, εφόσον αυξάνεται το πλήθος των μετρήσεων. Στην περίπτωση όμως που προστεθούν και μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος και προς τους άλλους 2 feeder του συστήματος (αρχείο 00), βελτιώνονται οι αβεβαιότητες, όπως δείχνουν τα ακόλουθα διαγράμματα :

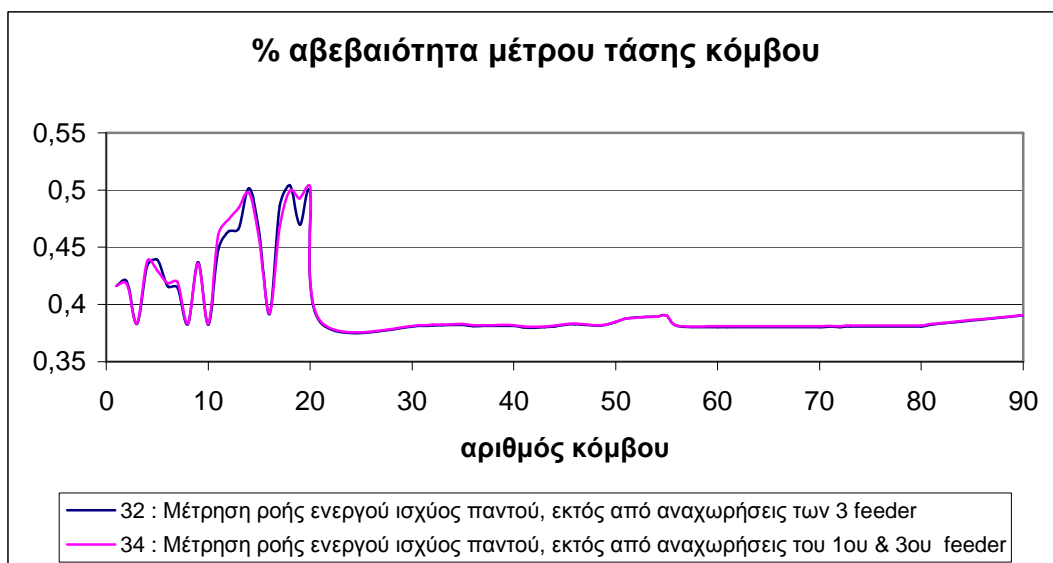




**Σύγκριση 32 και 34:** Από μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον NMV προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders, σε προσθήκη επιπλέον μέτρησης ροής ενεργού ισχύος από τον NMV προς τον 2<sup>ο</sup> feeder.

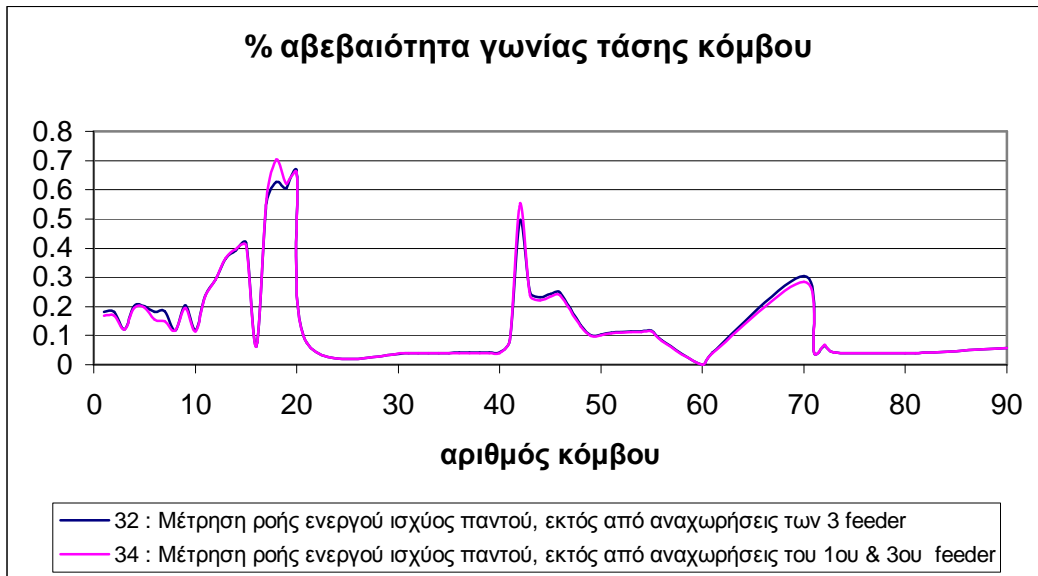
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 2<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται λίγο στον 3<sup>ο</sup> feeder, ενώ κατά τα άλλα παραμένει σχεδόν η ίδια. Βελτίωση εμφανίζεται μόνο στον κόμβο 17. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0229 μονάδες) αφορά τον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5027%.

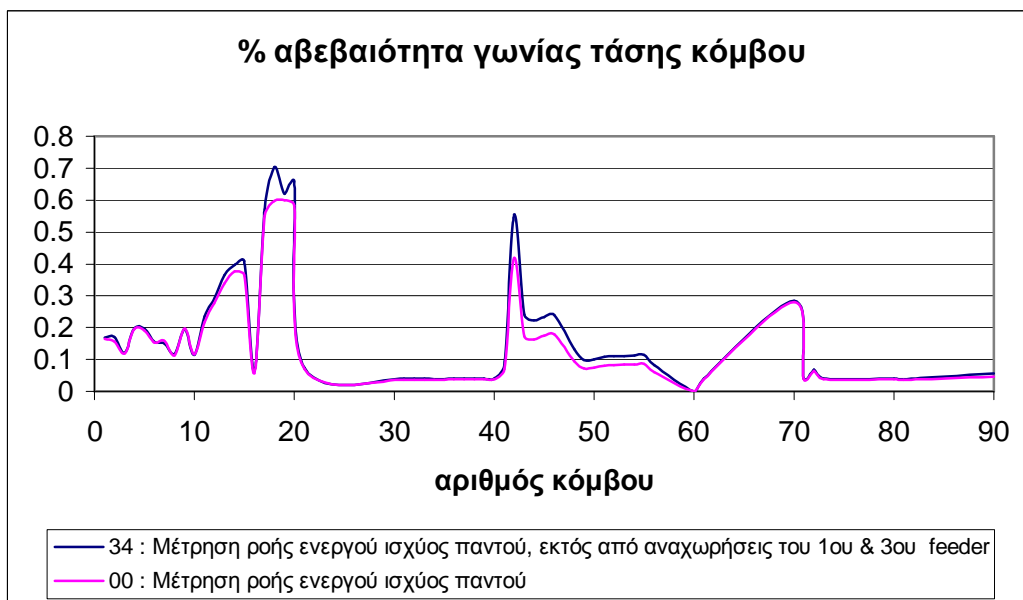
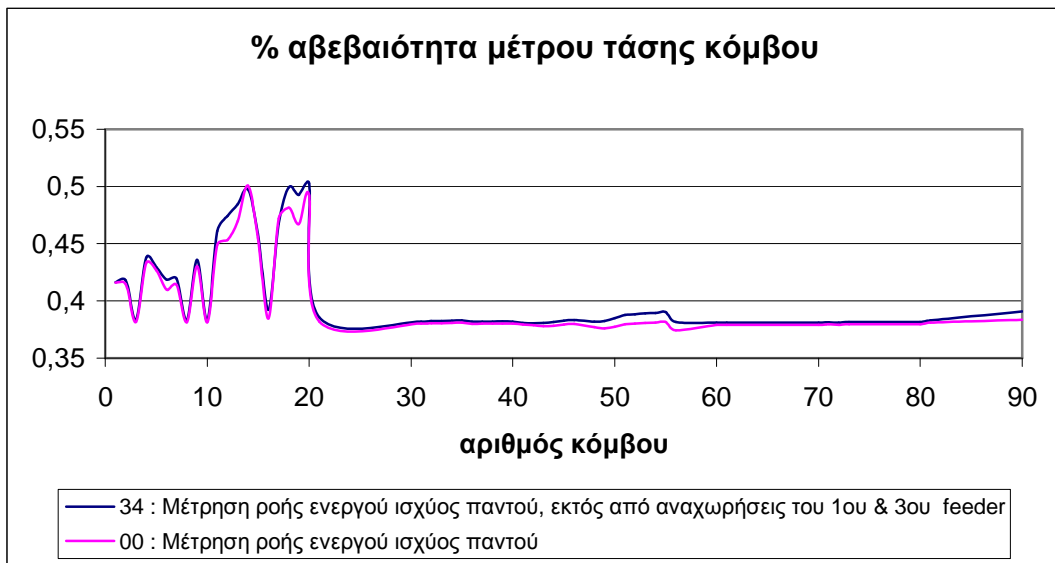


### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 2<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται λίγο στους κόμβους 18, και 42, ενώ γενικά παραμένει σχεδόν η ίδια. Επίσης μειώνεται λίγο στον κόμβο 70 και στο 2<sup>ο</sup> feeder. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0759 μονάδες) εντοπίζεται στον κόμβο 18, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα ίση με 0.7034%.



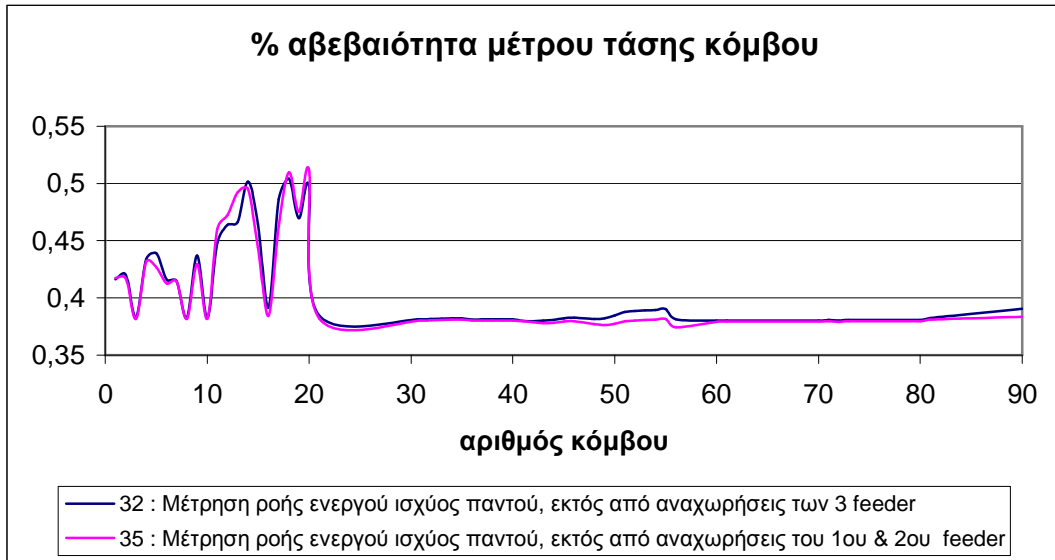
Αυτές οι αυξήσεις στις αβεβαιότητες των μεταβλητών κατάστασης είναι μη αναμενόμενες, εφόσον αυξάνεται το πλήθος των μετρήσεων. Στην περίπτωση όμως που προστεθούν και μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος και προς τους άλλους 2 feeder του συστήματος (αρχείο 00), βελτιώνονται οι αβεβαιότητες, όπως δείχνουν τα ακόλουθα διαγράμματα :



*Σύγκριση 32 και 35: Από μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον NMV προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders, σε προσθήκη επιπλέον μέτρησης ροής ενεργού ισχύος από τον NMV προς τον 3<sup>ο</sup> feeder.*

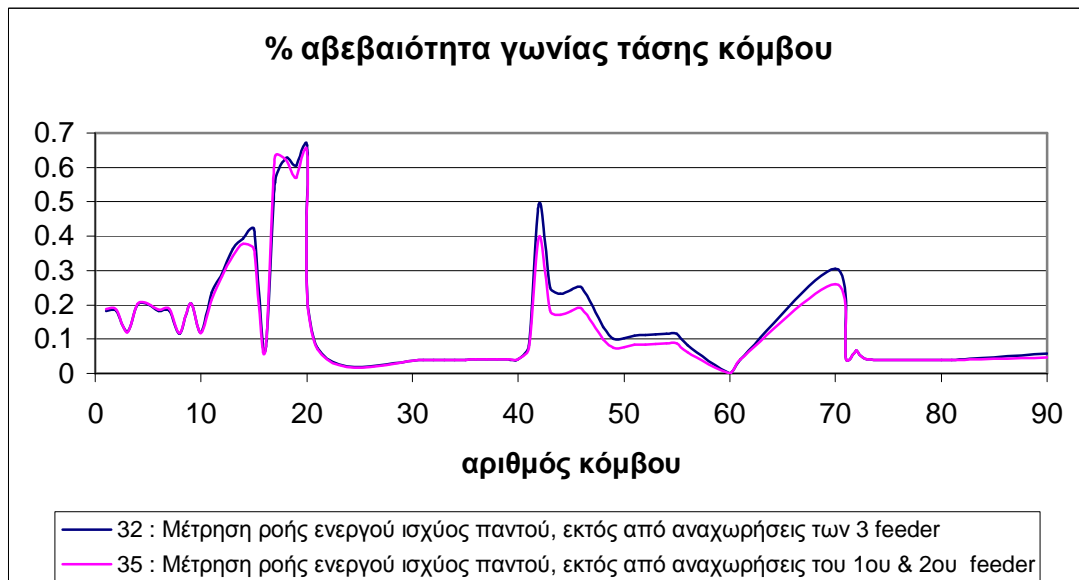
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 3<sup>ο</sup> feeder, εμφανίζονται τόσο αυξήσεις όσο και μειώσεις στην αβεβαιότητας τάσης. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0236 μονάδες) αφορά τον κόμβο 17, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5115%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

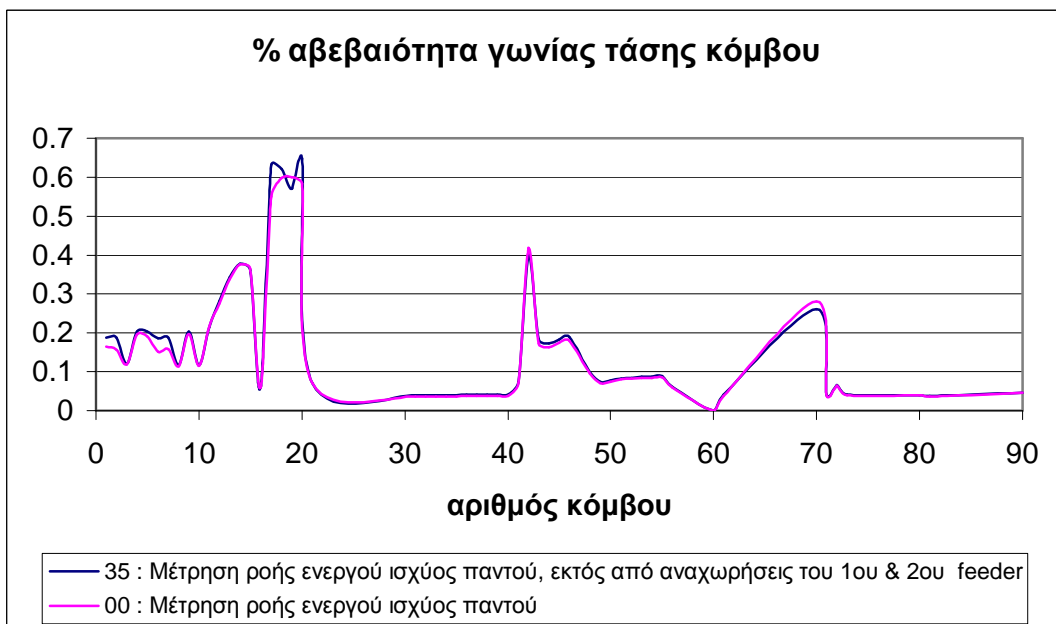
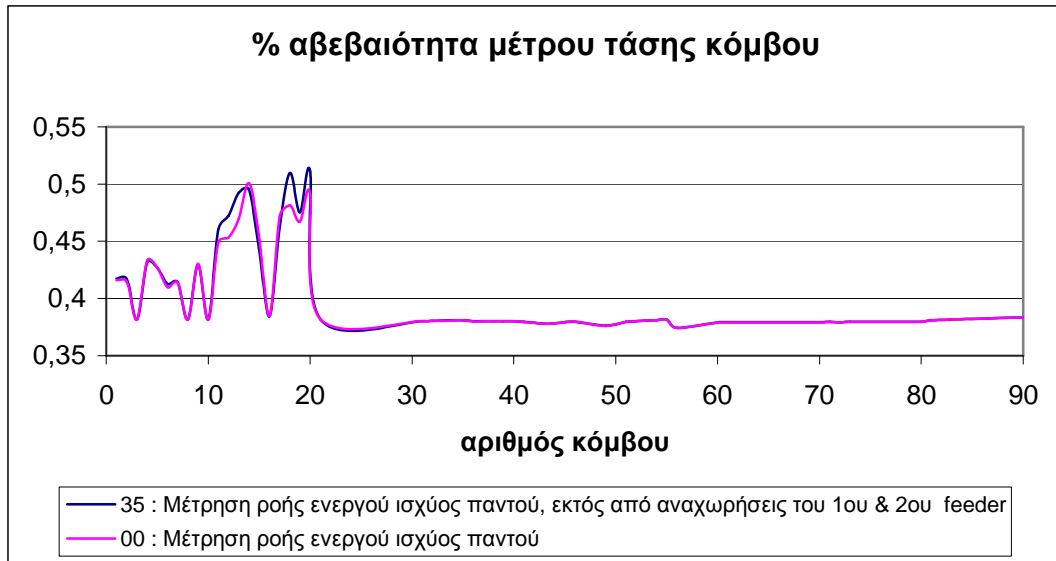
Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 3<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης βελτιώνεται στα φορτία χαμηλής τάσης στον 3<sup>ο</sup> feeder και στους κόμβους 42 και 70. Βελτίωση βλέπουμε επίσης στους κόμβους μέσης τάσης 41-76 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Μόνο στον κόμβο 17 αυξάνει πολύ λίγο η αβεβαιότητα. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0955 μονάδες) αφορά τον κόμβο 42, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.6471%.



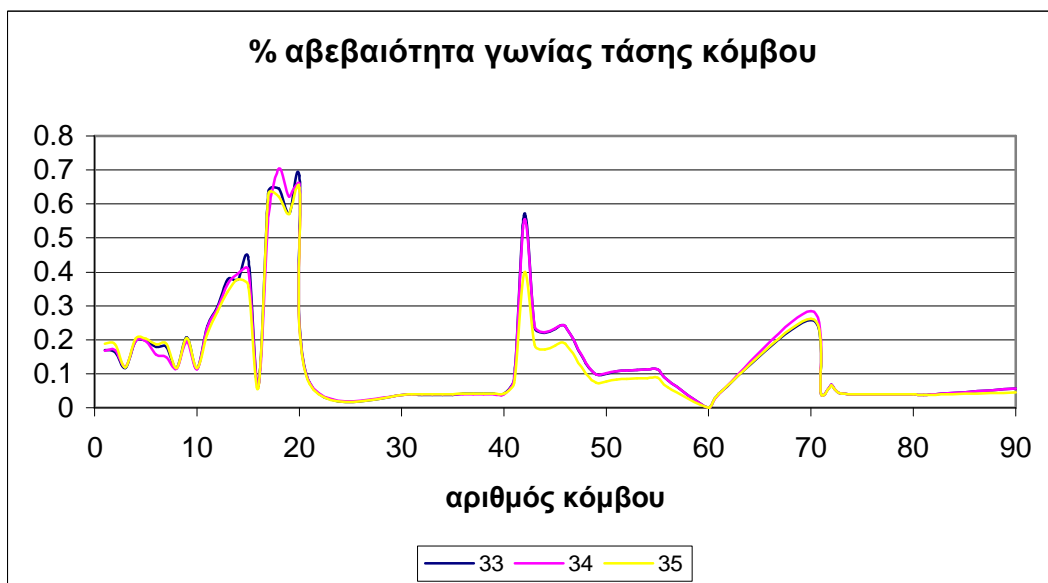
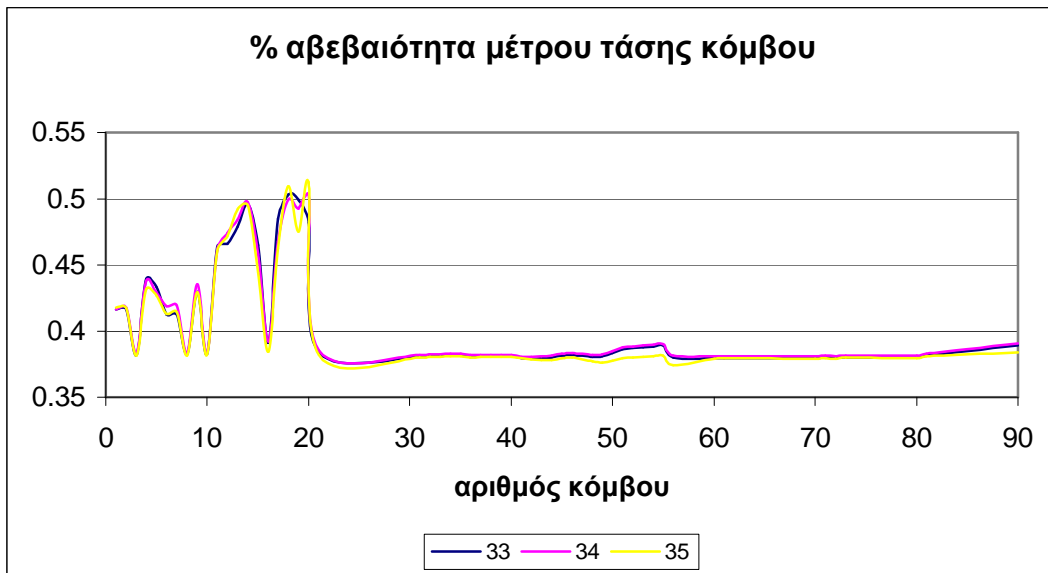
Συμπεραίνουμε λοιπόν πως η προσθήκη της μέτρησης στον 3<sup>ο</sup> feeder, υπερτερεί σε σχέση με την προσθήκη στους άλλους δυο, όπως και ήταν άλλωστε αναμενόμενο, εφόσον στον 3<sup>ο</sup> feeder το δίκτυο είναι μεγαλύτερο και πιο πολύπλοκο και εκεί

βρίσκονται και οι πιο προβληματικοί και απομακρυσμένοι κόμβοι χαμηλής τάσης με φορτία.

Οι αυξήσεις βέβαια στις αβεβαιότητες των μεταβλητών κατάστασης που παρατηρούνται και στην περίπτωση προσθήκης μέτρησης στον 3<sup>ο</sup> feeder είναι μη αναμενόμενες, εφόσον αυξάνεται το πλήθος των μετρήσεων. Στην περίπτωση όμως που προστεθούν και μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος και προς τους άλλους 2 feeder του συστήματος (αρχείο 00), βελτιώνονται οι αβεβαιότητες, όπως δείχνουν τα ακόλουθα διαγράμματα :



Τέλος παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες των μεταβλητών κατάστασης για τις περιπτώσεις, όπου προστίθεται κάθε φορά μέτρηση ροής ενεργού ισχύος από τον κόμβο 71 προς έναν feeder :



Επαληθεύεται λοιπόν το συμπέρασμα ότι η μέτρηση ροής ενεργού ισχύος προς τον 3<sup>ο</sup> feeder είναι πιο σημαντική από τις υπόλοιπες.



## 5.6 Πλήθος και θέση μετρήσεων ροής άεργου ισχύος σε σχέση με τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71

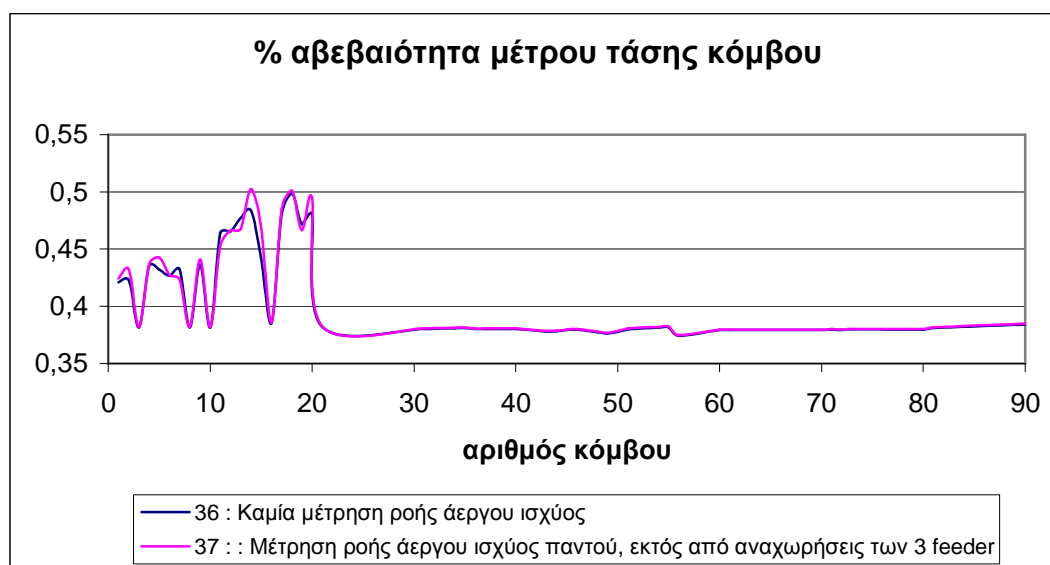
Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει το πλήθος και η θέση των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος σε σχέση με τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71, στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |  |
|------|--|
| 36 : | Καμία μέτρηση ροής άεργου ισχύος από τον 71  |
| 37 : | Μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders.                               |
| 38 : | Μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από το 2 <sup>ο</sup> και 3 <sup>ο</sup> feeder.  |
| 39 : | Μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τον 1 <sup>ο</sup> και 3 <sup>ο</sup> feeder. |
| 40 : | Μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τον 1 <sup>ο</sup> και 2 <sup>ο</sup> feeder. |
| 00 : | Μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν.   |

**Σύγκριση 36 και 37:** Από καμία μέτρηση ροής άεργου ισχύος από τον 71 σε μετρήσεις από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders.

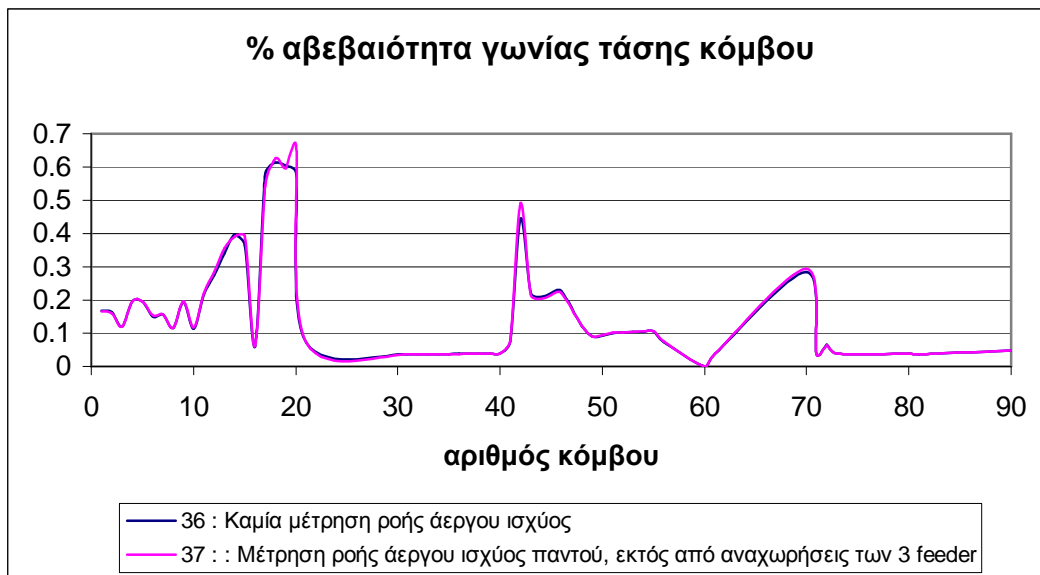
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται παραδόξως και ειδικά στους κόμβους 14, 15 και 20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0273 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 15, ενώ στον κόμβο 14 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5026%.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

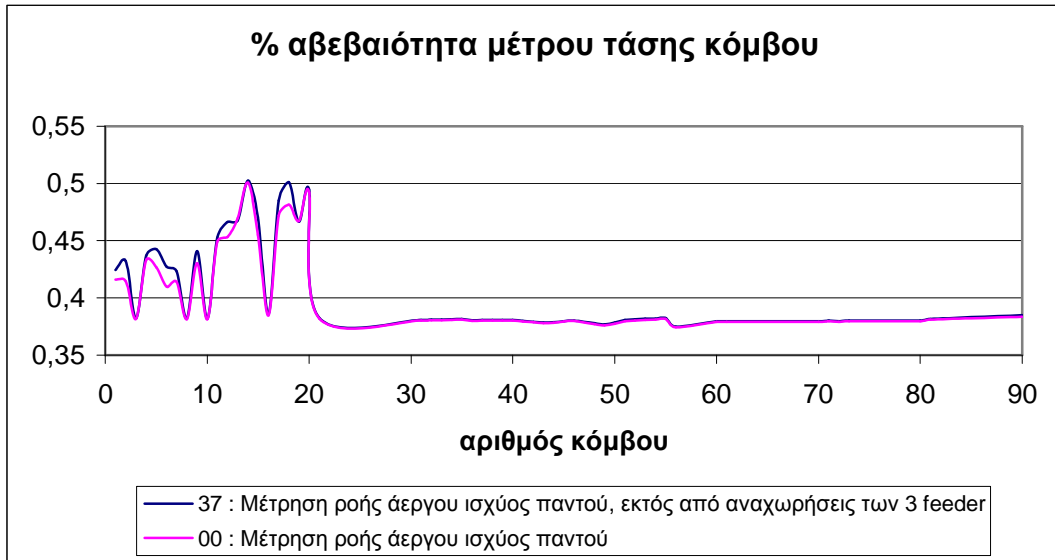
Διαπιστώνουμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης παραμένει γενικά η ίδια, με εξαίρεση τους κόμβους 17, 19, 20 και 42, όπου αυξάνεται λίγο. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.084 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6661%.



**Σύγκριση 37 και 00:** Από μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders, σε μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν.

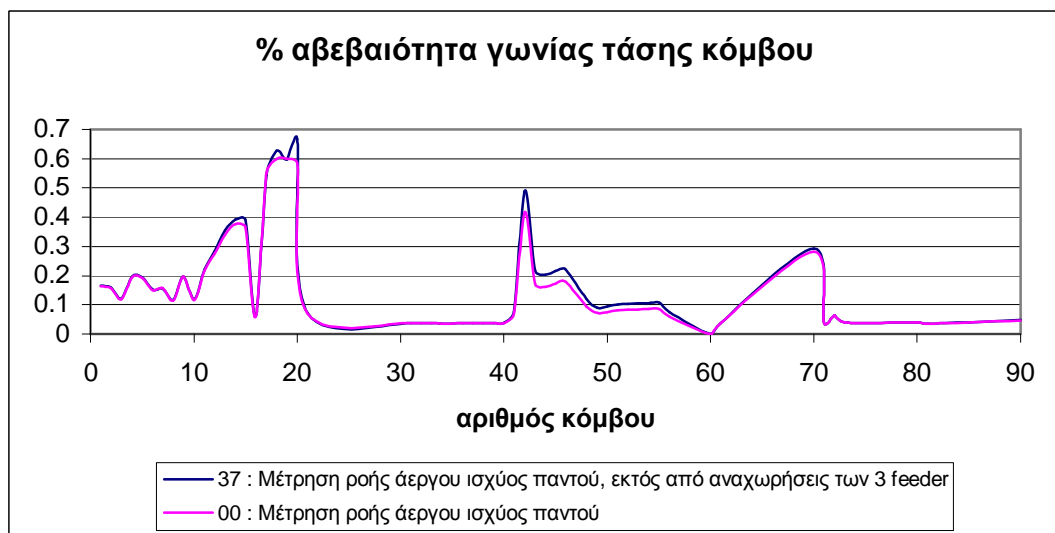
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τους 3 feeders, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης μειώνεται σε όλους τους κόμβους χαμηλής τάσης του δικτύου με φορτία. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0199 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 13, ενώ στον κόμβο 14 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5001%. Βλέπουμε λοιπόν ότι επιβεβαιώνεται η εξάρτηση που υπάρχει ανάμεσα στην άεργο ισχύ και στο μέτρο της τάσης.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνουμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος, συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τους 3 feeders, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης βελτιώνεται σε όλους τους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία 11-20 στον 3<sup>ο</sup> feeder, καθώς επίσης και στους κόμβους 42 και 70. Παρατηρείται μάλιστα βελτίωση ακόμη και στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0826 μονάδες) παρατηρείται στον κόμβο 20, ενώ στον κόμβο 19 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5996%.



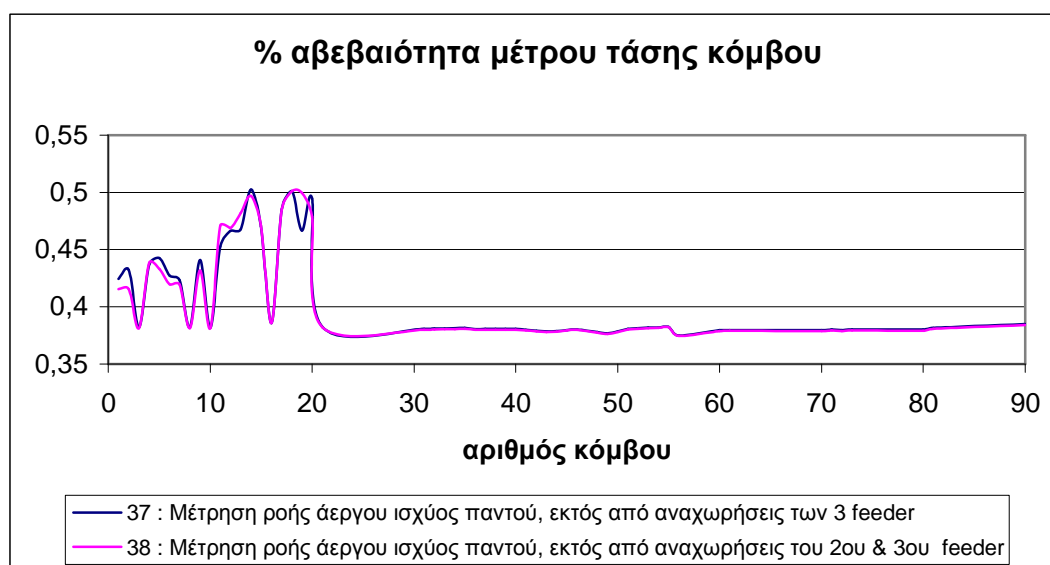
Βλέπουμε ότι μεταβαίνοντας από την περίπτωση όπου δεν έχουμε καμία μέτρηση ροής άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71, στην περίπτωση όπου έχουμε μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που

συνδέονται με αυτόν, η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης βελτιώνεται σε όλους τους κόμβους με φορτία Χ.Τ. Παρατηρείται μάλιστα και βελτίωση ειδικά της αβεβαιότητας γωνίας στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Η μείωση στην αβεβαιότητα μέτρου και γωνίας τάσης είναι τα τάξης των 0.02 και 0.1 μονάδες αντίστοιχα.

**Σύγκριση 37 και 38:** Από μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders, σε προσθήκη επιπλέον μέτρησης ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς τον 1<sup>ο</sup> feeder.

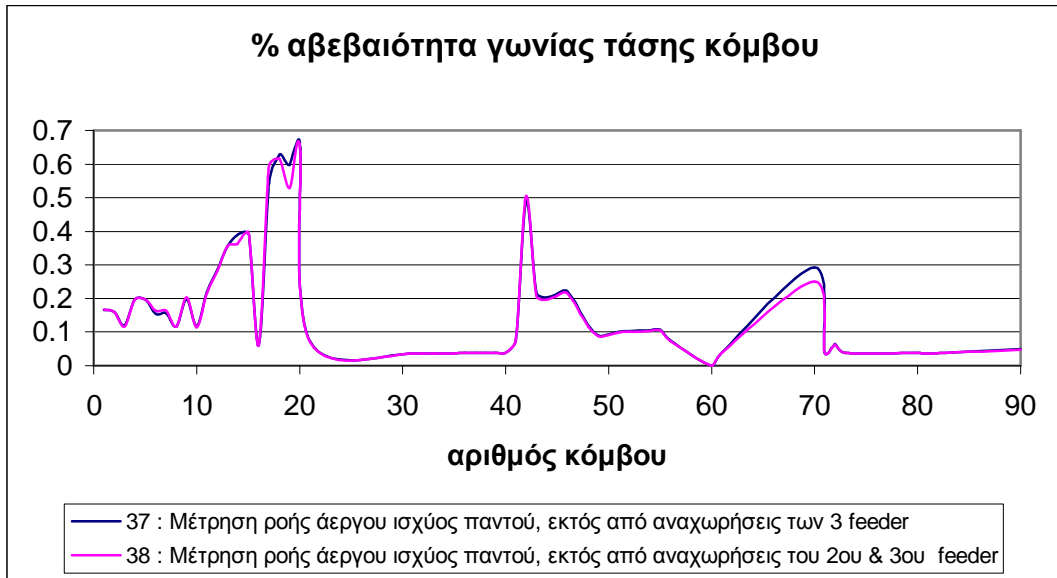
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 1<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται στους κόμβους 11-13 και 19, ενώ κατά τα άλλα μειώνεται. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0334 μονάδες) αφορά τον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.501%.

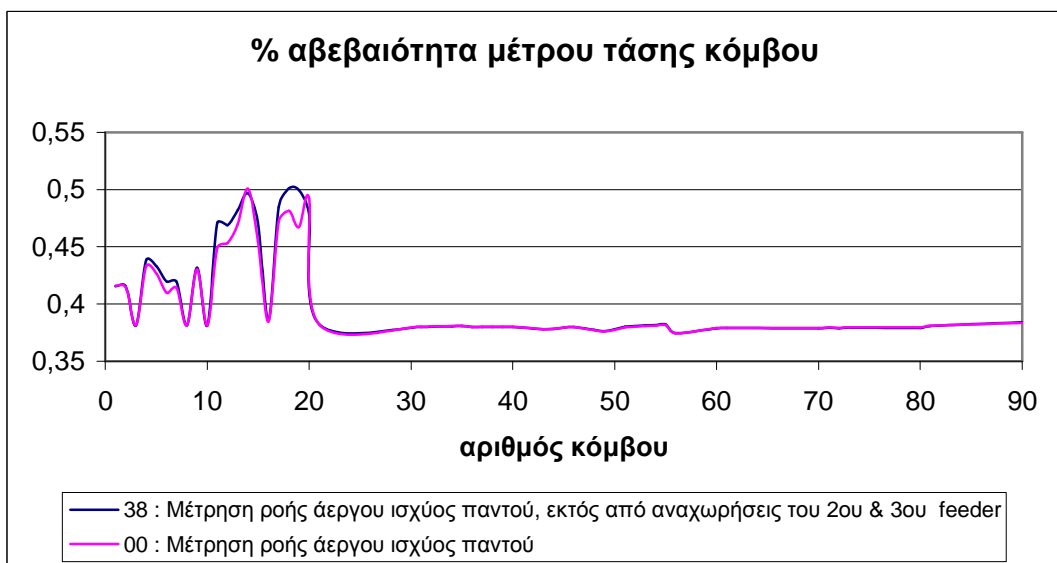


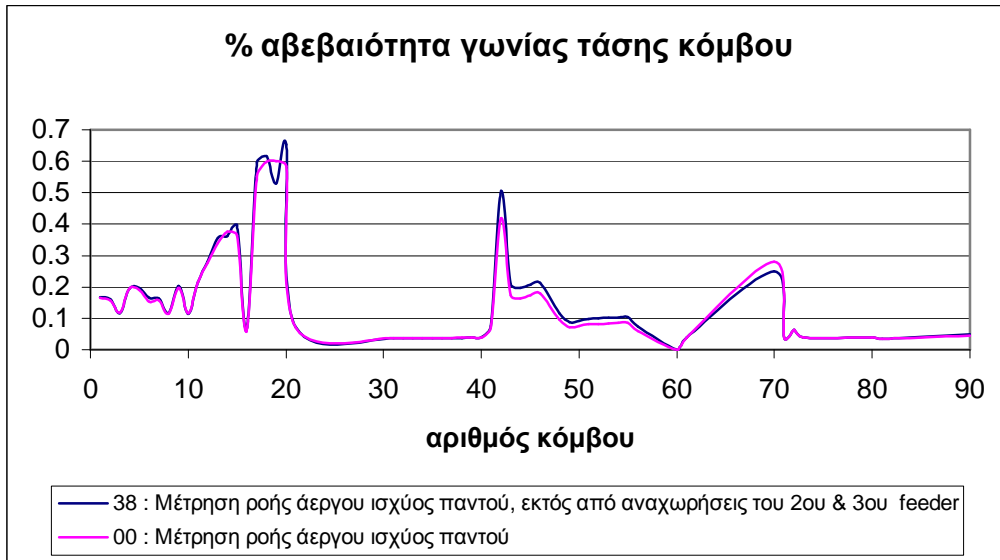
#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 1<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης βελτιώνεται. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0681 μονάδες) εντοπίζεται στον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.654%.



Αυτές οι αυξήσεις στην αβεβαιότητα της τάσης είναι μη αναμενόμενες, εφόσον αυξάνεται το πλήθος των μετρήσεων. Στην περίπτωση όμως που προστεθούν και μετρήσεις ροής άεργου ισχύος και προς τους άλλους 2 feeder του συστήματος (αρχείο 00), βελτιώνονται οι αβεβαιότητες, όπως δείχνουν τα ακόλουθα διαγράμματα :

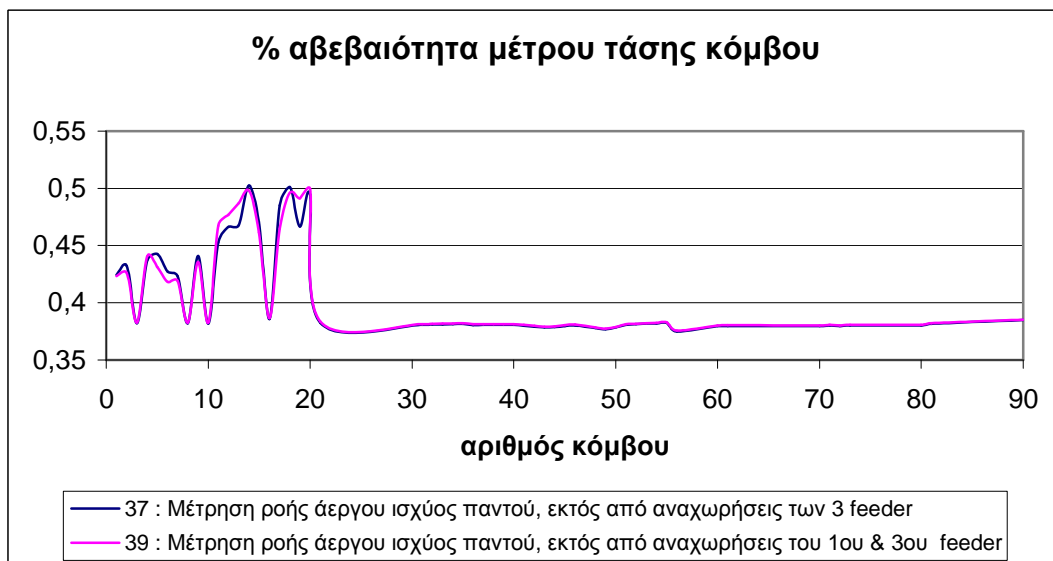




**Σύγκριση 37 και 39:** Από μετρήσεις ροής αεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders, σε προσθήκη επιπλέον μέτρησης ροής αεργου ισχύος από τον 71 προς το 2<sup>ο</sup> feeder.

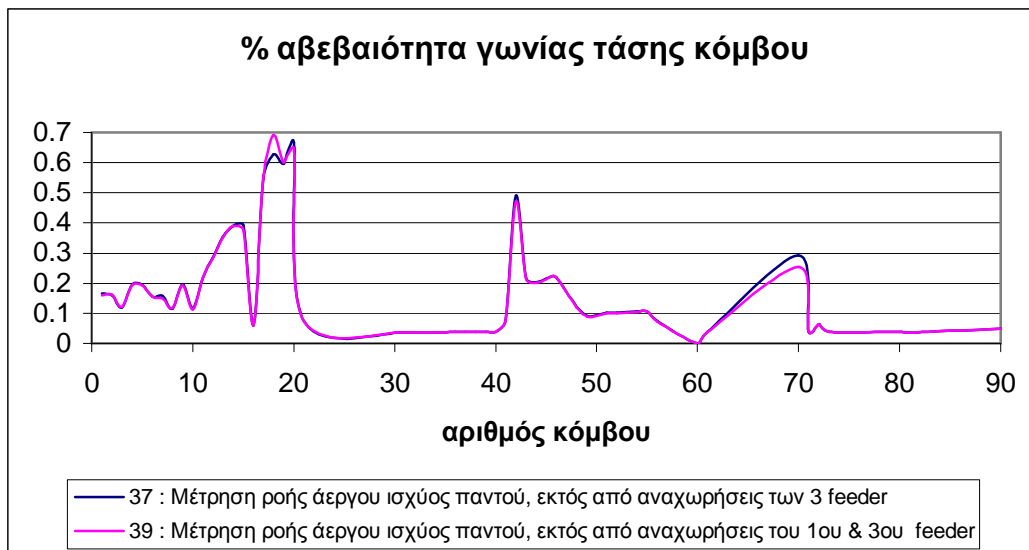
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής αεργου ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 2<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται στους κόμβους 11-13 και 19, ενώ κατά τα άλλα μειώνεται. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0248 μονάδες) αφορά τον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.4994%.

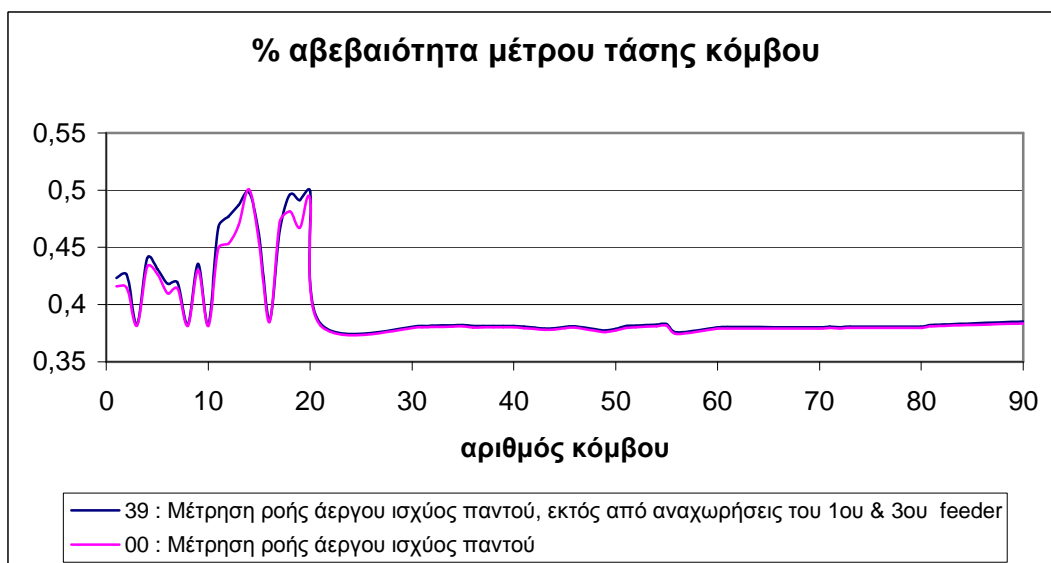


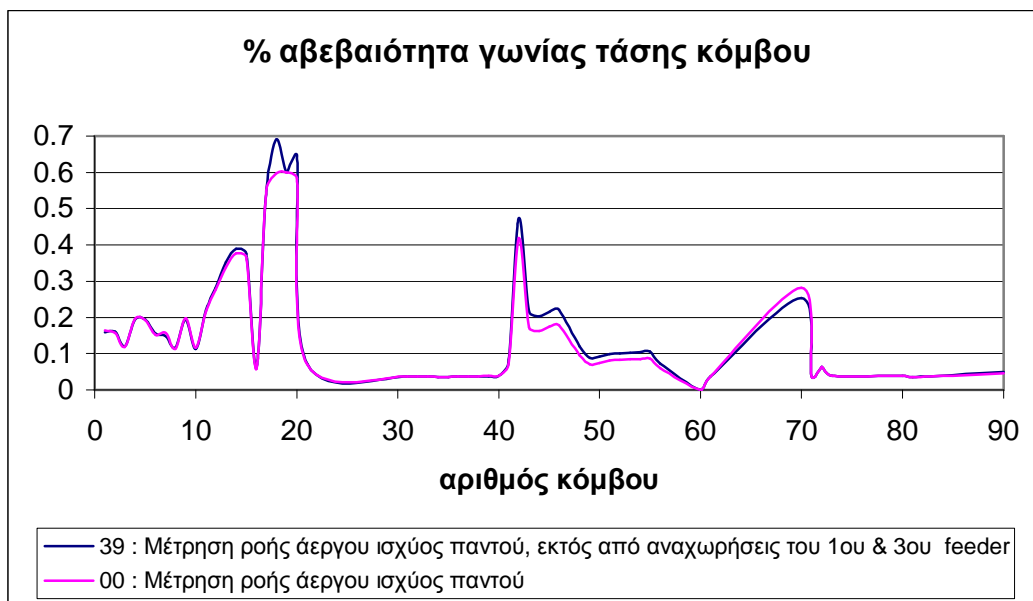
### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής αεργου ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 2<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης βελτιώνεται λίγο στους κόμβους 20, 42 και 70. Στον κόμβο όμως 18 αυξάνεται η αβεβαιότητα κατά 0.0637 μονάδες, η οποία αποτελεί και τη μέγιστη μεταβολή. Ταυτόχρονα στον κόμβο 18 έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6915%.



Αυτές οι αυξήσεις στις αβεβαιότητες των μεταβλητών κατάστασης είναι μη αναμενόμενες, εφόσον αυξάνεται το πλήθος των μετρήσεων. Στην περίπτωση όμως που προστεθούν και μετρήσεις ροής αεργου ισχύος και προς τους άλλους 2 feeder του συστήματος (αρχείο 00), βελτιώνονται οι αβεβαιότητες, όπως δείχνουν τα ακόλουθα διαγράμματα :

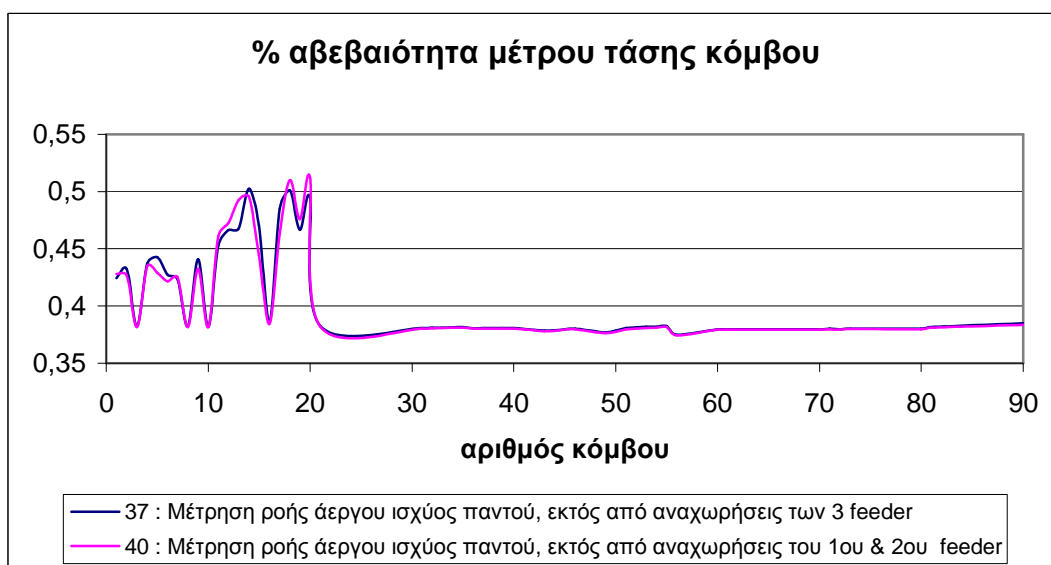




**Σύγκριση 37 και 40:** Από μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, εκτός από τους 3 feeders, σε προσθήκη επιπλέον μέτρησης ροής άεργου ισχύος από τον 71 προς τον 3<sup>ο</sup> feeder.

➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

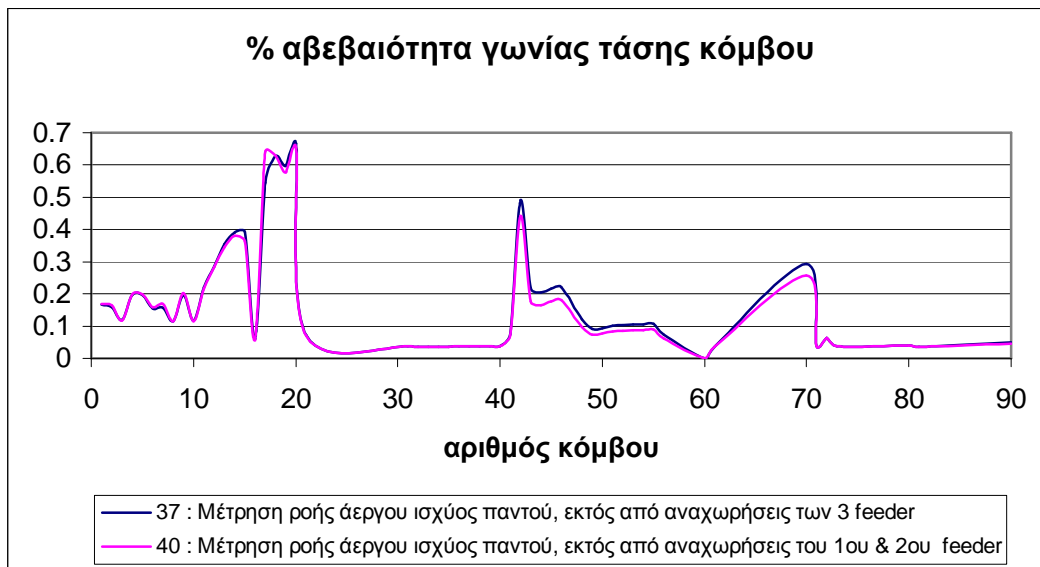
Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 3<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης μειώνεται, εκτός από τους κόμβους 11-13 και 18-20, όπου έχουμε αύξηση. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0251 μονάδες) αφορά τον κόμβο 13, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5119%.





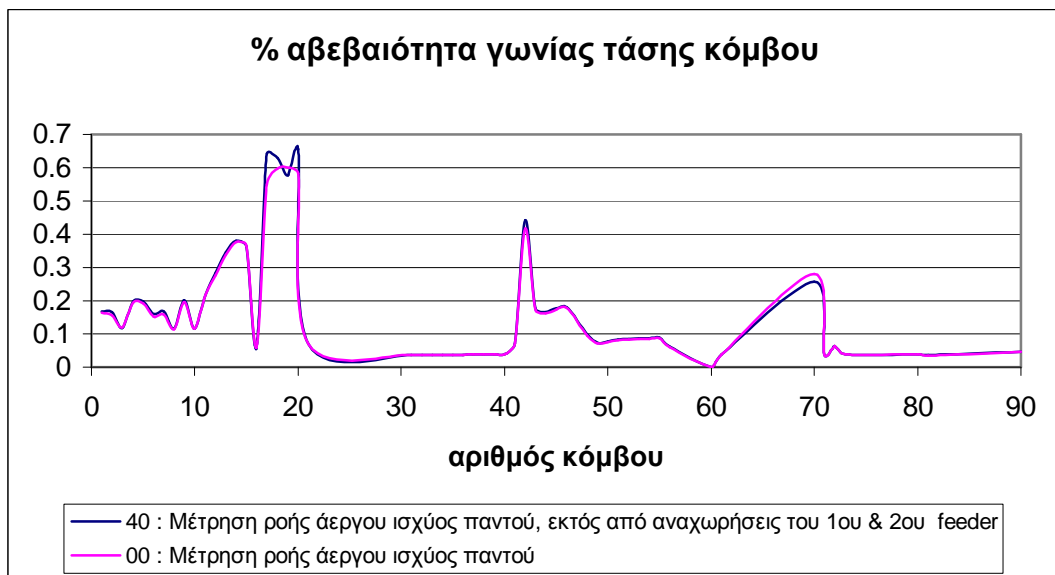
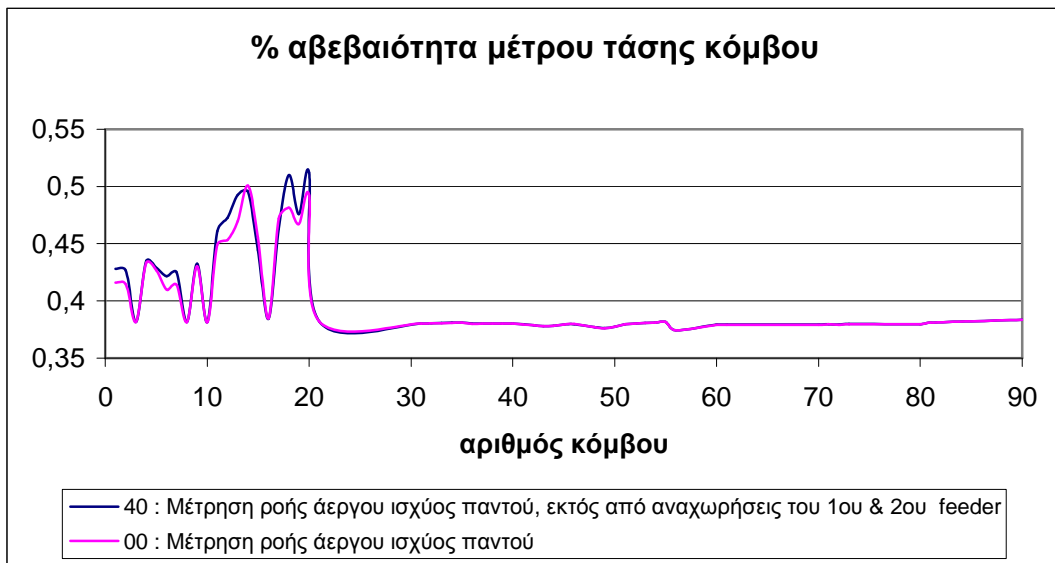
### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το πλήθος των μετρήσεων ροής αεργου ισχύος συμπεριλαμβάνοντας έτσι και τον 3<sup>ο</sup> feeder, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης βελτιώνεται στα φορτία χαμηλής τάσης στον 3<sup>ο</sup> feeder και στους κόμβους 42 και 70. Βελτίωση βλέπουμε επίσης στους κόμβους μέσης τάσης 41-76 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Μόνο στον κόμβο 17 αυξάνει η αβεβαιότητα κατά 0.097 μονάδες, η οποία είναι και η μέγιστη μεταβολή. Στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.6552%.

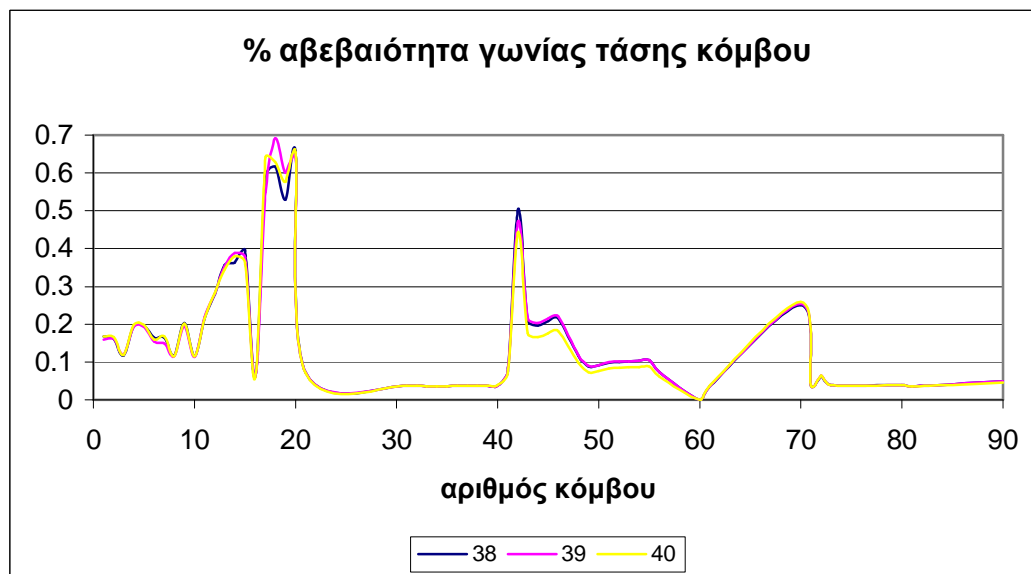
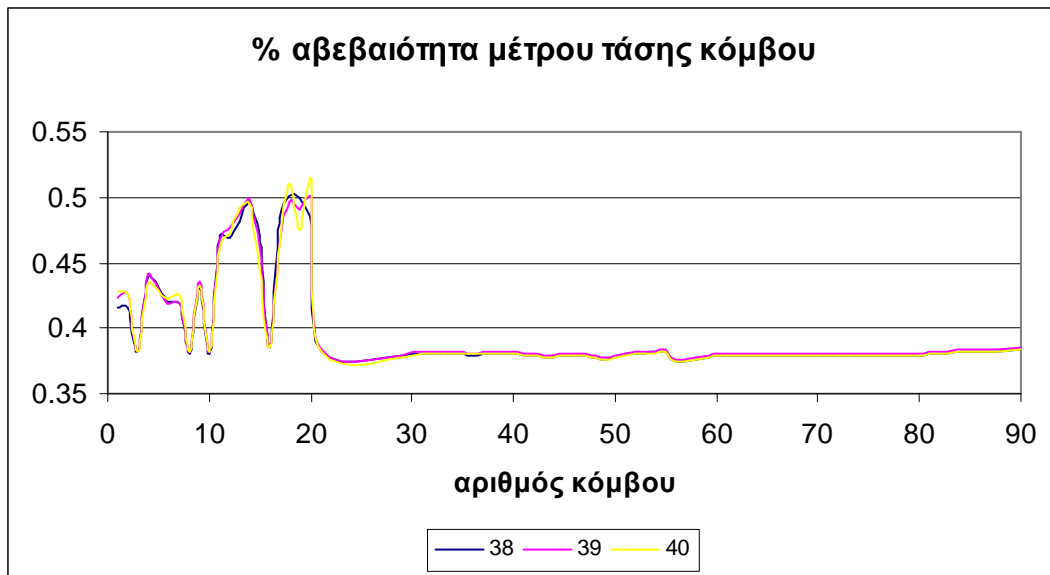


Συμπεραίνουμε λοιπόν πως η προσθήκη της μέτρησης στον 3<sup>ο</sup> feeder, υπερτερεί σε σχέση με την προσθήκη στους άλλους δυο, όπως και ήταν άλλωστε αναμενόμενο, εφόσον στον 3<sup>ο</sup> feeder το δίκτυο είναι μεγαλύτερο και πιο πολύπλοκο και εκεί βρίσκονται και οι πιο προβληματικοί και απομακρυσμένοι κόμβοι χαμηλής τάσης με φορτία.

Οι αυξήσεις βέβαια στις αβεβαιότητες των μεταβλητών κατάστασης που παρατηρούνται και στην περίπτωση προσθήκης μέτρησης στον 3<sup>ο</sup> feeder είναι μη αναμενόμενες, εφόσον αυξάνεται το πλήθος των μετρήσεων. Στην περίπτωση όμως που προστεθούν και μετρήσεις ροής αεργου ισχύος και προς τους άλλους 2 feeder του συστήματος (αρχείο 00), βελτιώνονται οι αβεβαιότητες, όπως δείχνουν τα ακόλουθα διαγράμματα



Τέλος παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες των μεταβλητών κατάστασης για τις περιπτώσεις, όπου προστίθεται κάθε φορά μέτρηση ροής άεργου ισχύος από τον κόμβο 71 προς έναν feeder :



Επαληθεύεται λοιπόν το συμπέρασμα ότι η μέτρηση ροής άεργου ισχύος προς τον 3<sup>ο</sup> feeder είναι πιο σημαντική από τις υπόλοιπες.

### 5.7 Ακρίβεια μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος από τον κόμβο 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν

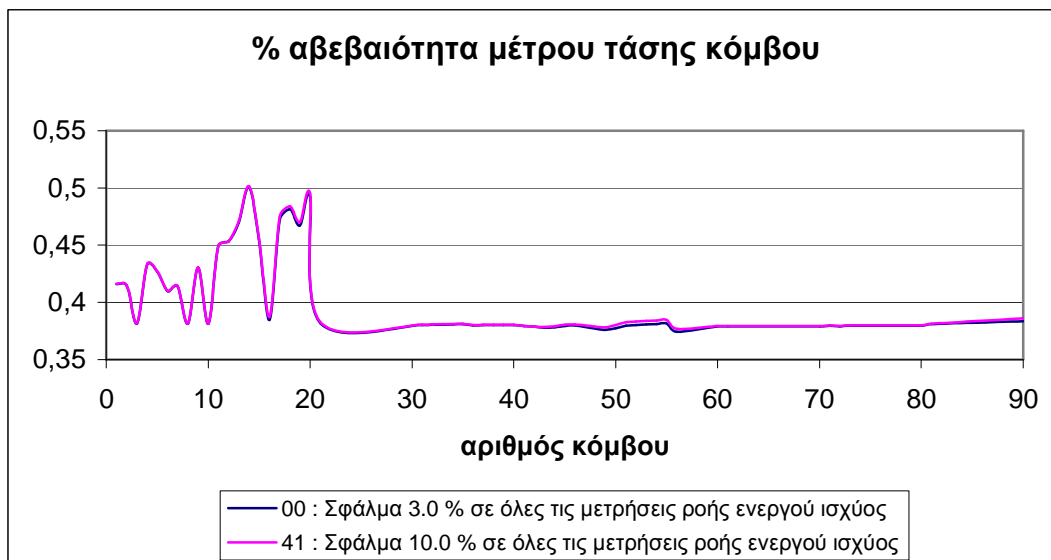
Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει η ακρίβεια των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος από τον κόμβο 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, θα εξετάσουμε το ενδεχόμενο να έχουν όλες οι μετρήσεις την ίδια ακρίβεια. Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 3.0  |
| 41 : | % σφάλμα = 10.0 |
| 42 : | % σφάλμα = 20.0 |
| 43 : | % σφάλμα = 30.0 |
| 44 : | % σφάλμα = 40.0 |

**Σύγκριση 00 και 41: Αύξηση σφάλματος από 3% σε 10%.**

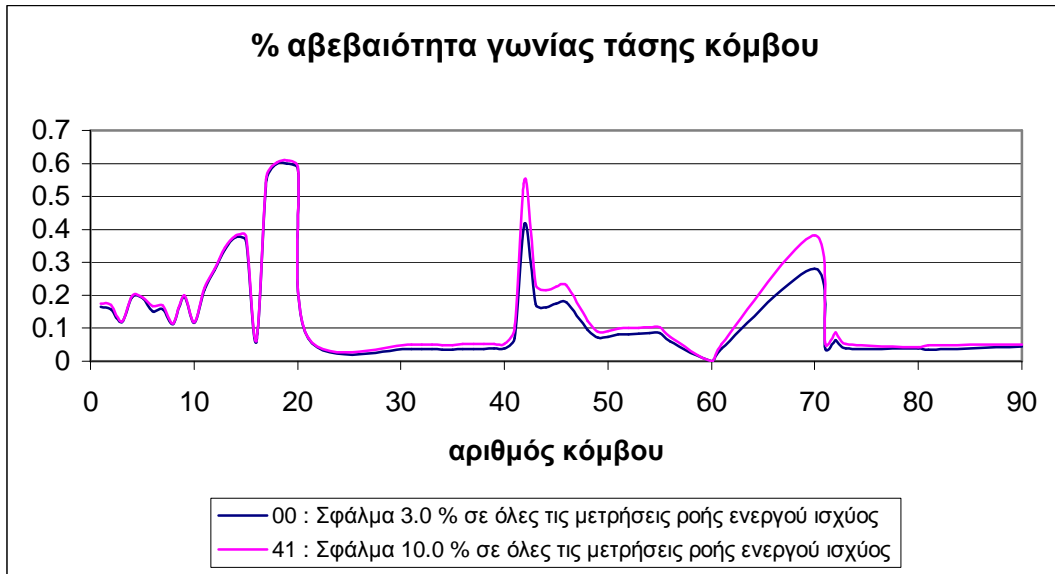
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 10%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους του 3<sup>ου</sup> feeder 11-15 και 17-20 που είναι τα φορτία χαμηλής τάσης του, και στους 41-56 που είναι οι κόμβοι μέσης τάσης με μηδενική έγχυση ισχύος και τέλος στον 70.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

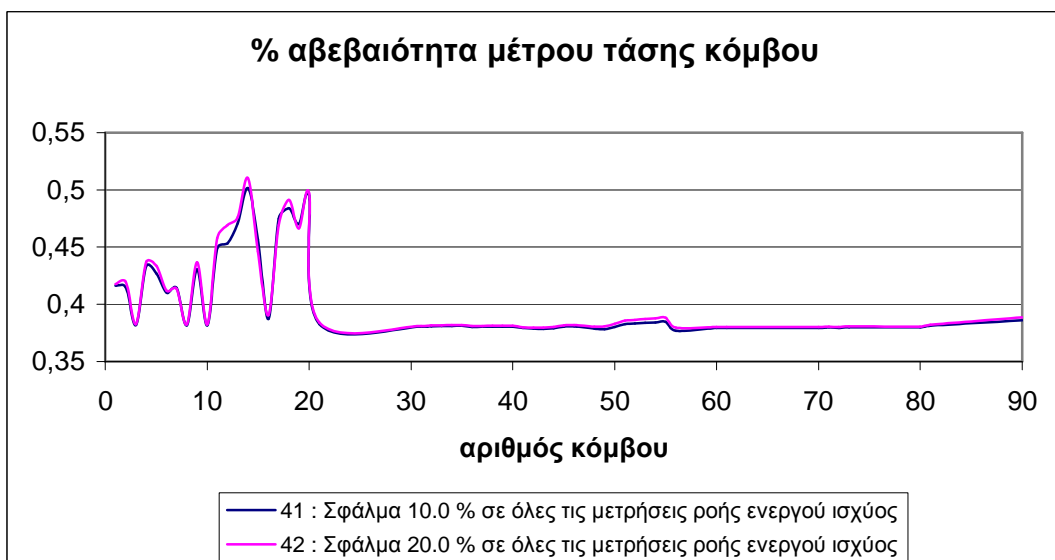
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder, καθώς επίσης και στον κόμβο 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1348 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 42, ενώ στον κόμβο 19 έχουμε τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.6091%.



*Σύγκριση 41 και 42: Αύξηση σφάλματος από 10% σε 20%.*

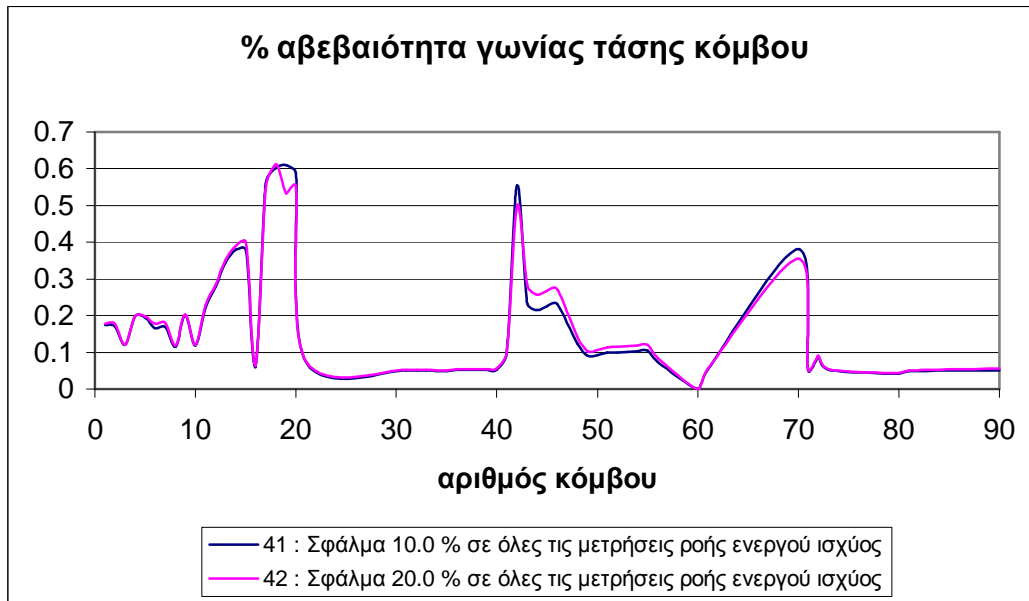
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται γενικά, ακόμα και στους κόμβους 41-56 που είναι οι κόμβοι μέσης τάσης με μηδενική έγχυση ισχύος στον 3<sup>ο</sup> feeder. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0157 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 12, ενώ η μέγιστη αβεβαιότητα βρίσκεται στον κόμβο 14 και είναι ίση με 0.5102%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

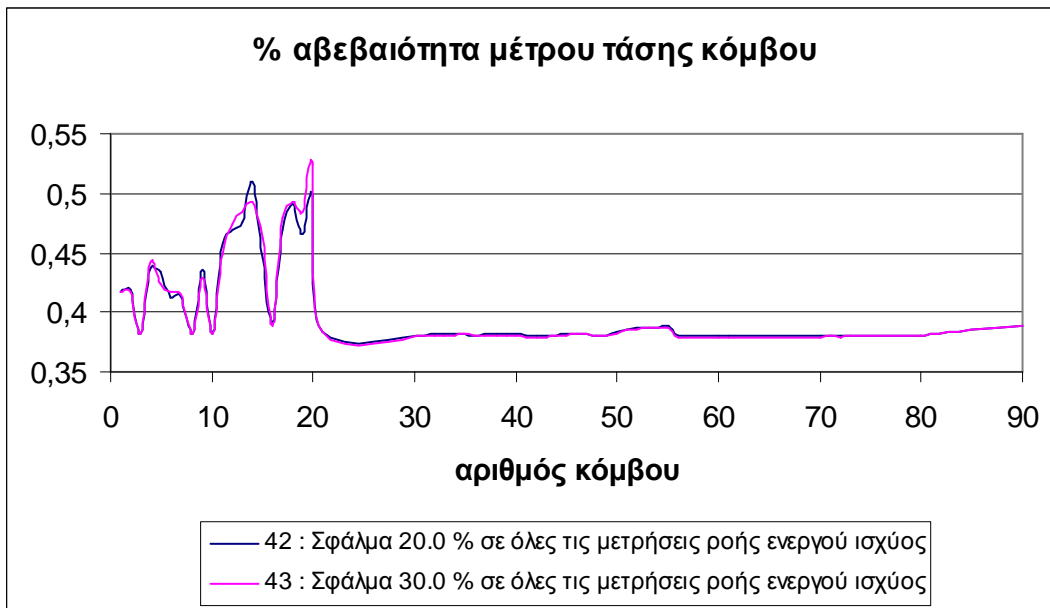
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Παρόλα αυτά όμως παρατηρείται και μείωση στους κόμβους 19, 20, 42 και 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0762 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.6137%.



*Σύγκριση 42 και 43: Αύξηση σφάλματος από 20% σε 30%.*

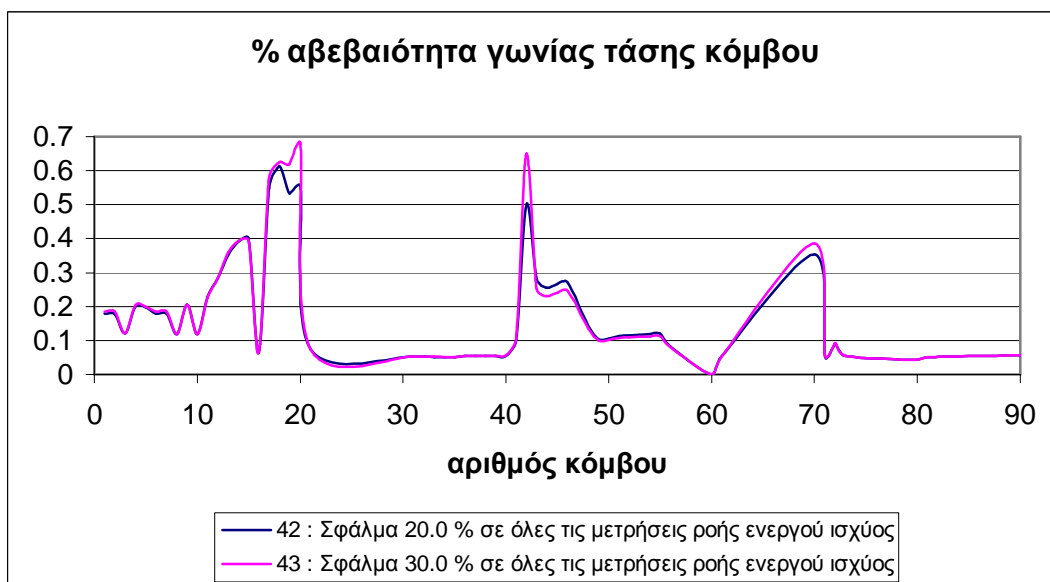
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται γενικά. Μόνο στον κόμβο 14 παρατηρείται μείωση κατά 0.017 μονάδες. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0279 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5252%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

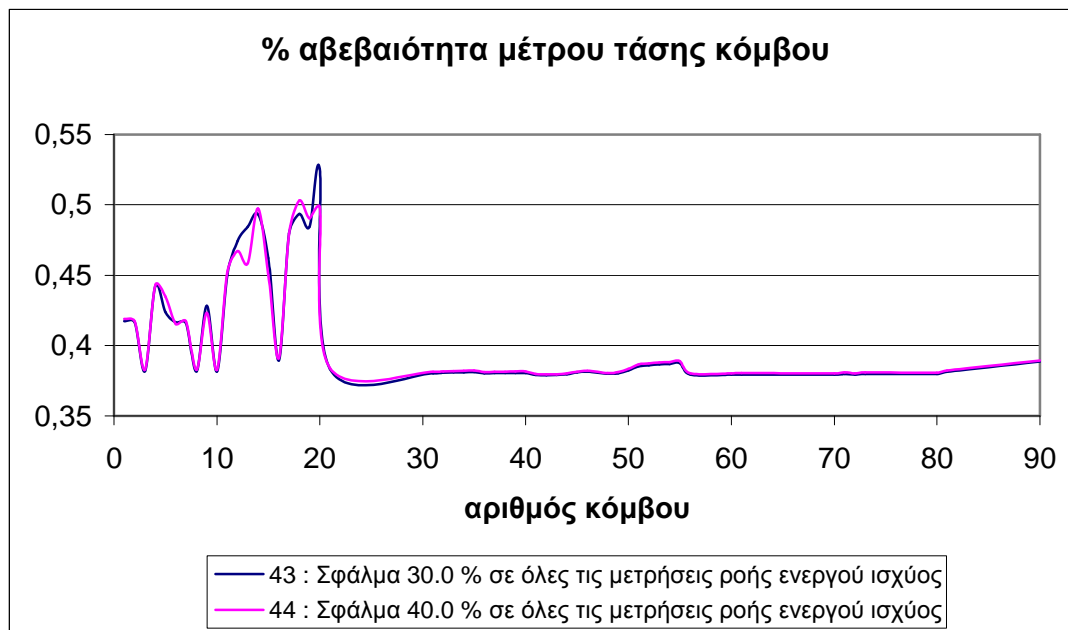
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους κόμβους 17-20, 42 και 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1943 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 42, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.6774%.



### Σύγκριση 43 και 44: Αύξηση σφάλματος από 30% σε 40%.

#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

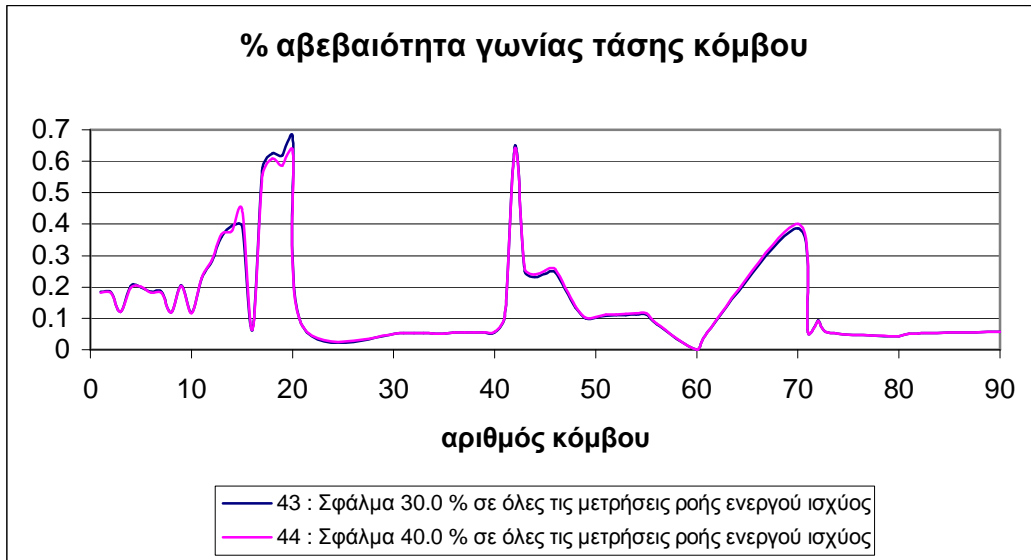
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 40%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται ελάχιστα. Παρατηρείται όμως μείωση στους κόμβους 13, 15 και 20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0269 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, ενώ στον κόμβο 19 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.503%.



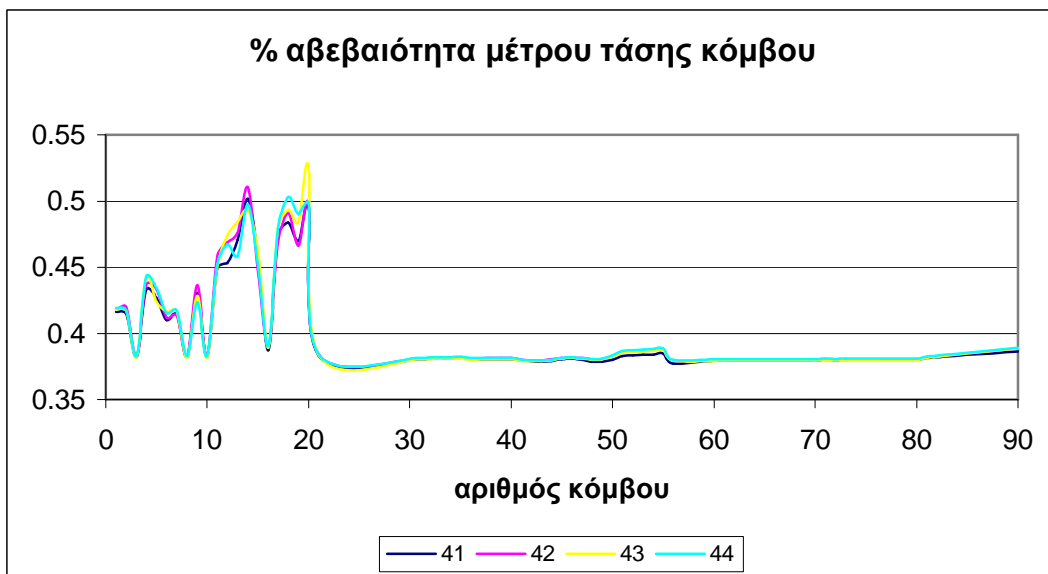
#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

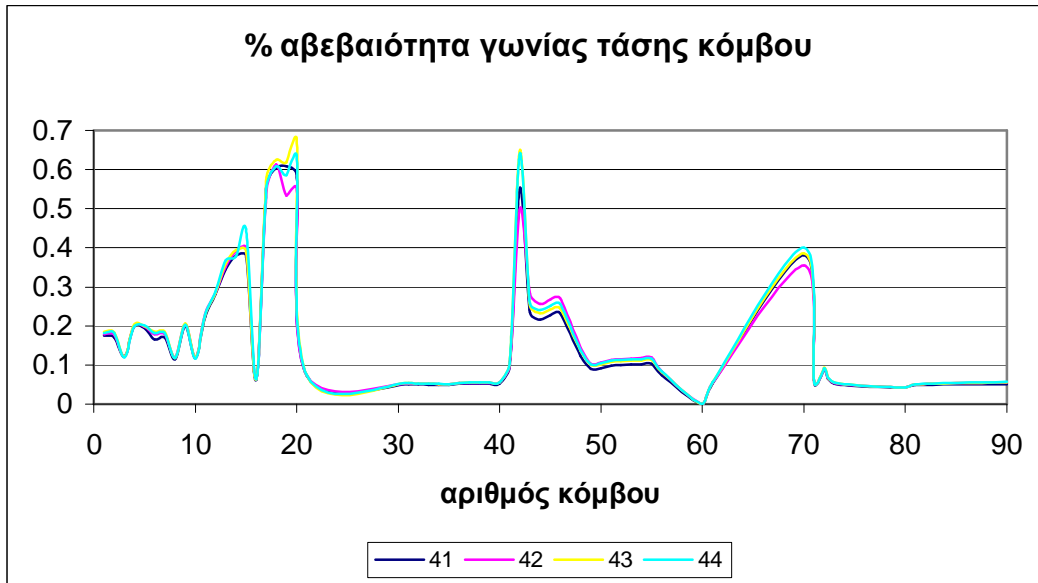
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 40%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους 15 και 70, ενώ μειώνεται ελάχιστα στους κόμβους 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0534 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 15, ενώ στον κόμβο 20 έχουμε τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.6345%.





Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες τάσης και γωνιών, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υπεισέρχεται στις μετρήσεις ροής ενεργού ισχύος από τον κόμβο 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν :





Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα των όλων των μετρήσεων ροής ενεργού ισχύος από 3% σε 40%, έχουμε μικρές μεταβολές στους κόμβους όπου συνδέονται τα φορτία Χ.Τ. και ιδιαίτερα στους κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder. Παρατηρείται μάλιστα και μικρή αύξηση ειδικά της αβεβαιότητας γωνίας στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Μάλιστα άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.

### 5.8 Ακρίβεια μετρήσεων ροής άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν

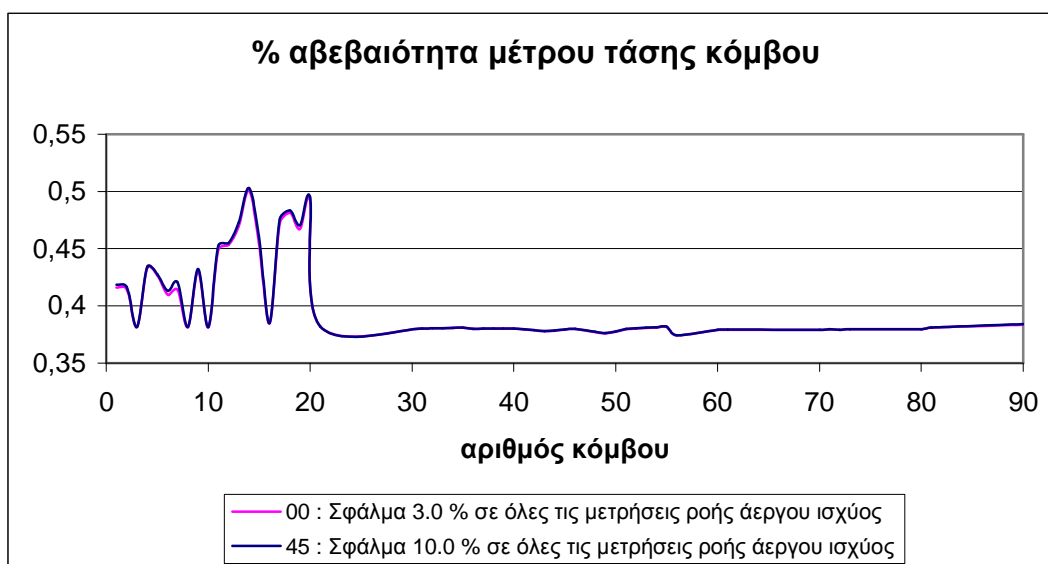
Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει η ακρίβεια των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος από τον κόμβο 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης. Θα εξετάσουμε το ενδεχόμενο να έχουν όλες οι μετρήσεις την ίδια ακρίβεια. Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 3.0  |
| 45 : | % σφάλμα = 10.0 |
| 46 : | % σφάλμα = 20.0 |
| 47 : | % σφάλμα = 30.0 |
| 48 : | % σφάλμα = 40.0 |

### Σύγκριση 00 και 45: Αύξηση σφάλματος από 3% σε 10%.

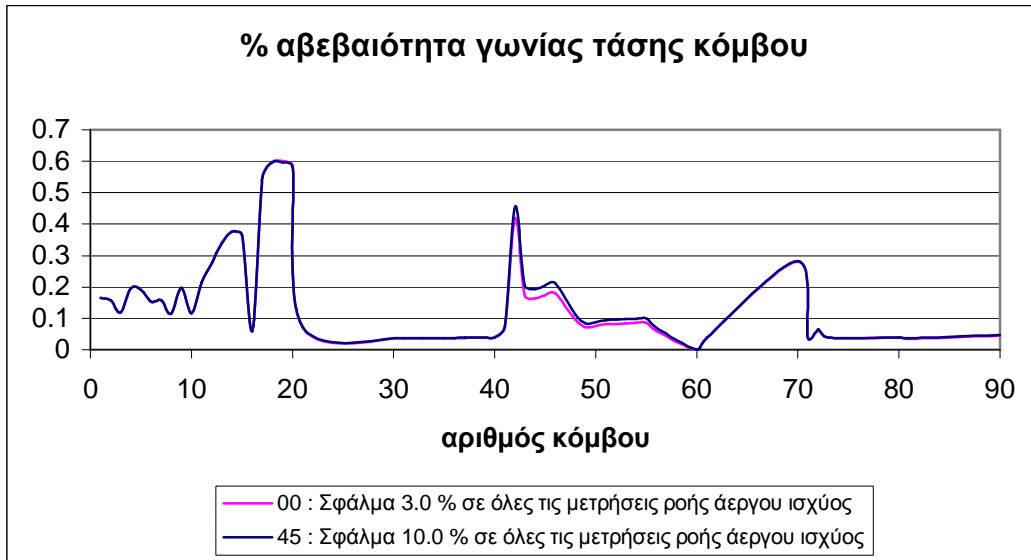
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 10%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία στους 3 feeders. Η μέγιστη αβεβαιότητα 0.534% συναντάται στον κόμβο 14.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

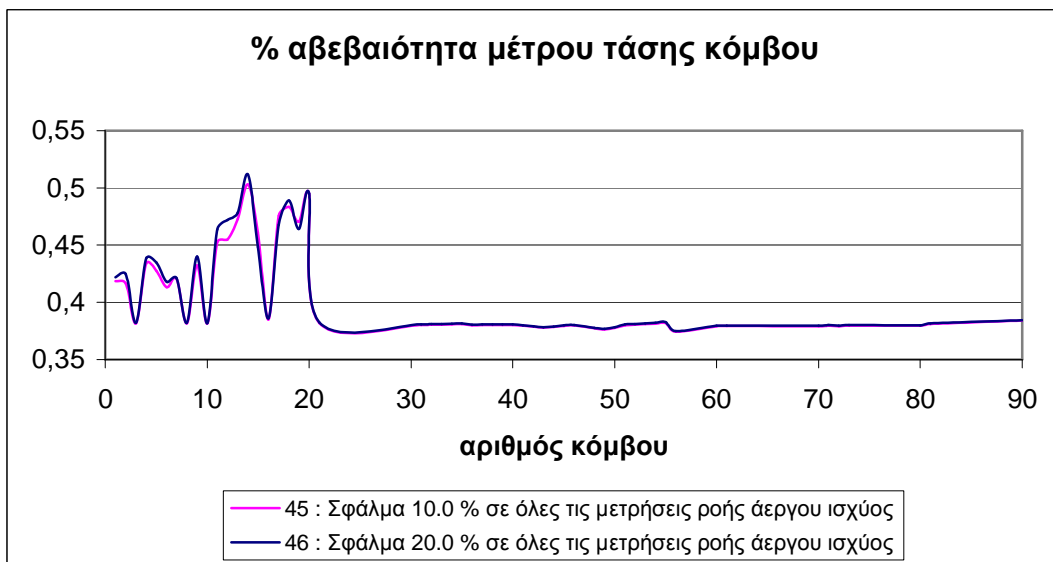
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0388 μονάδες) συναντάται στον κόμβο 42, ενώ στον κόμβο 19 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα ίση με 0.5967%.



**Σύγκριση 45 και 46: Αύξηση σφάλματος από 10% σε 20%.**

➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

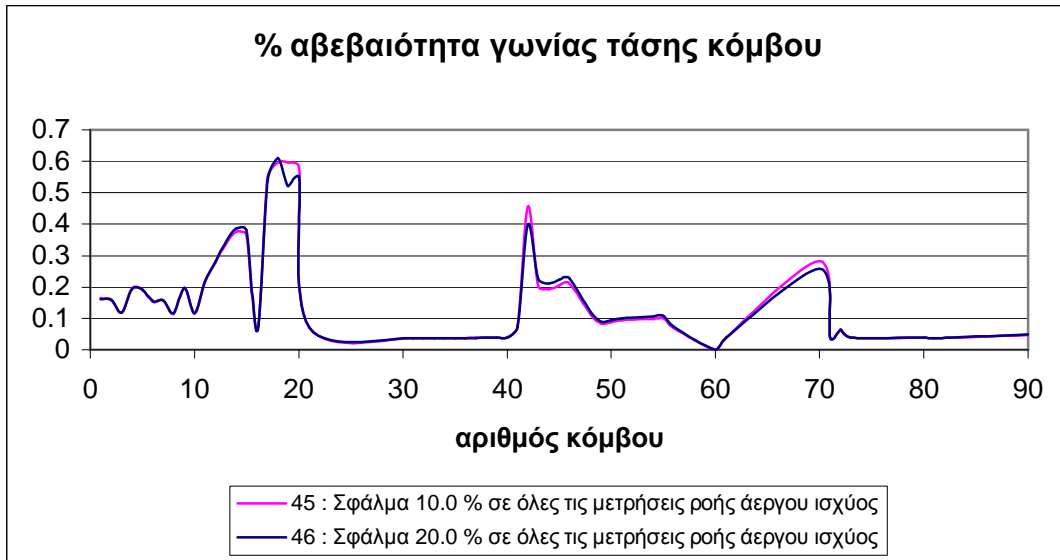
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία στους 3 feeders. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.017 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 12, ενώ η μέγιστη αβεβαιότητα 0.5118% συναντάται στον κόμβο 14.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Ταυτόχρονα όμως παρουσιάζεται και

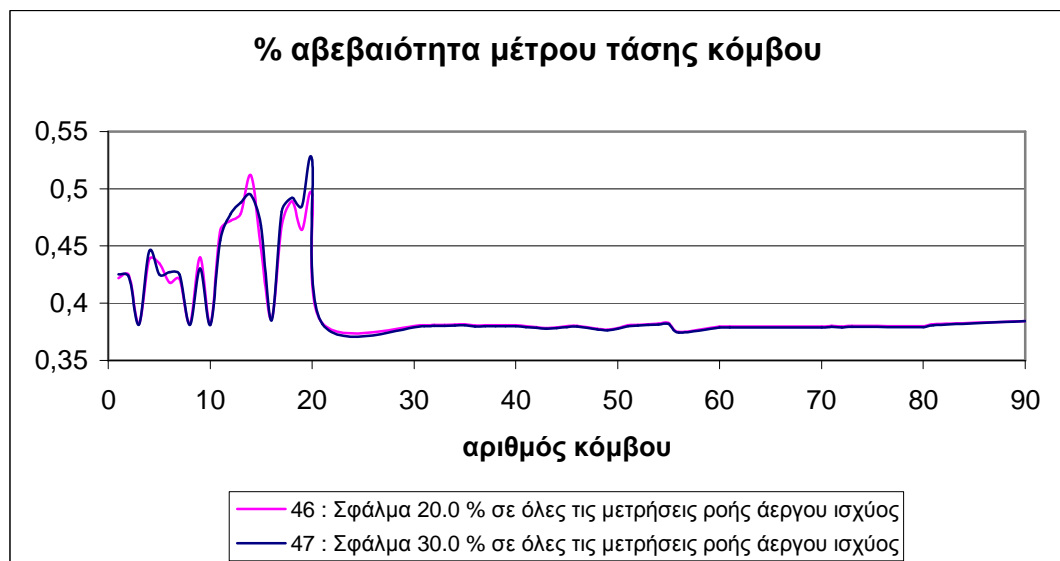
μείωση της αβεβαιότητας στον κόμβο 19 κατά 0.075 μονάδες, η οποία αποτελεί και τη μέγιστη μεταβολή. Στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα ίση με 0.6102%.



**Σύγκριση 46 και 47: Αύξηση σφάλματος από 20% σε 30%.**

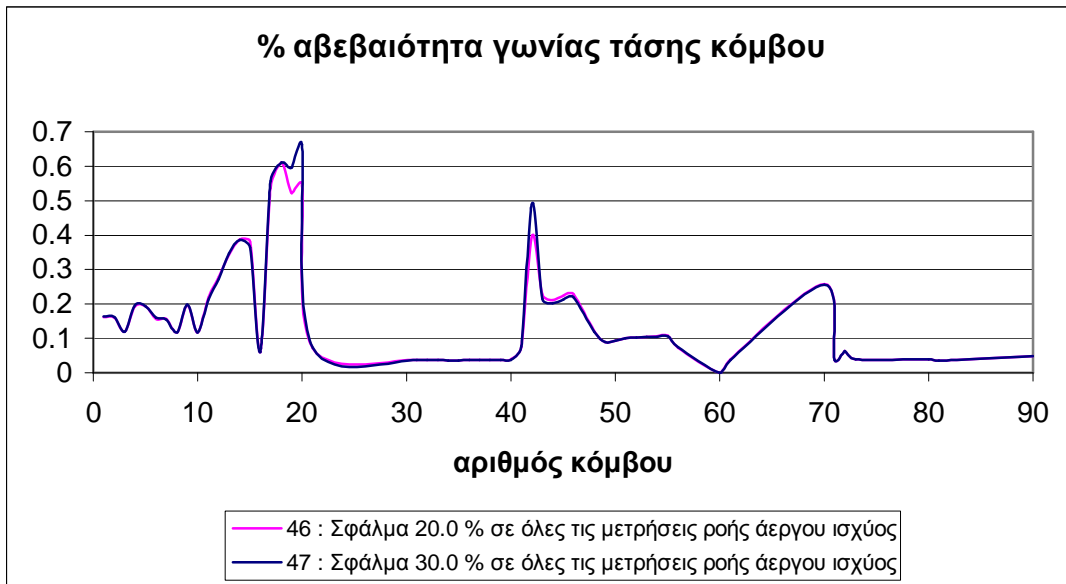
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης γενικά αυξάνεται. Ταυτόχρονα όμως εντοπίζεται μικρή μείωση στους κόμβους 5, 9, 11 και 14. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0301 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.525%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

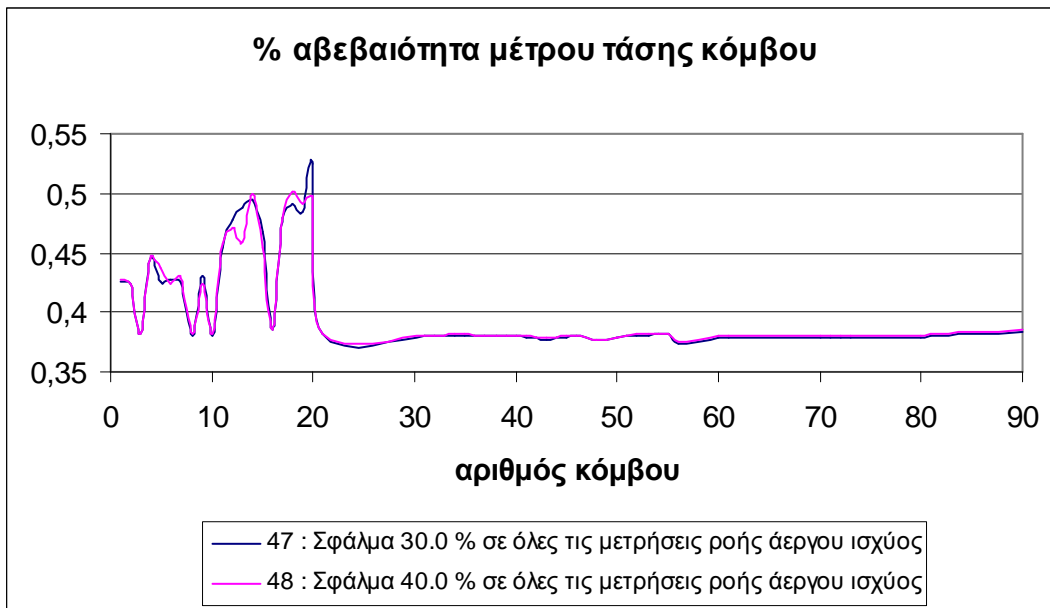
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους κόμβους 17-20 και 42. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1182 μονάδες παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα ίση με 0.6632%.



**Σύγκριση 47 και 48: Αύξηση σφάλματος από 30% σε 40%.**

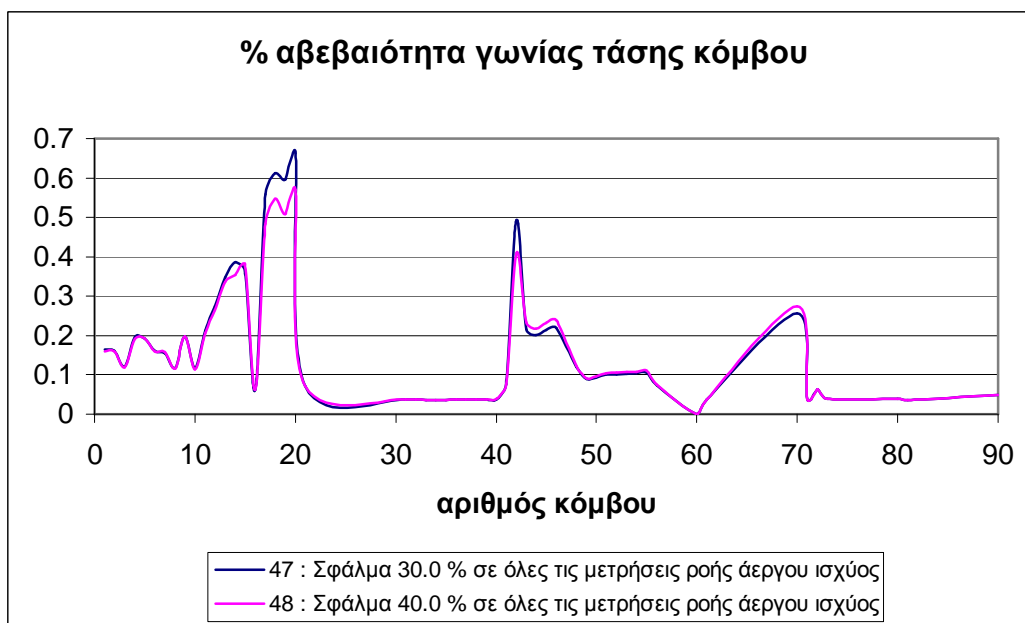
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 40%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης γενικά αυξάνεται λίγο. Ταυτόχρονα όμως εντοπίζεται μείωση στους κόμβους 13, 15 και 20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0287 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5015%.

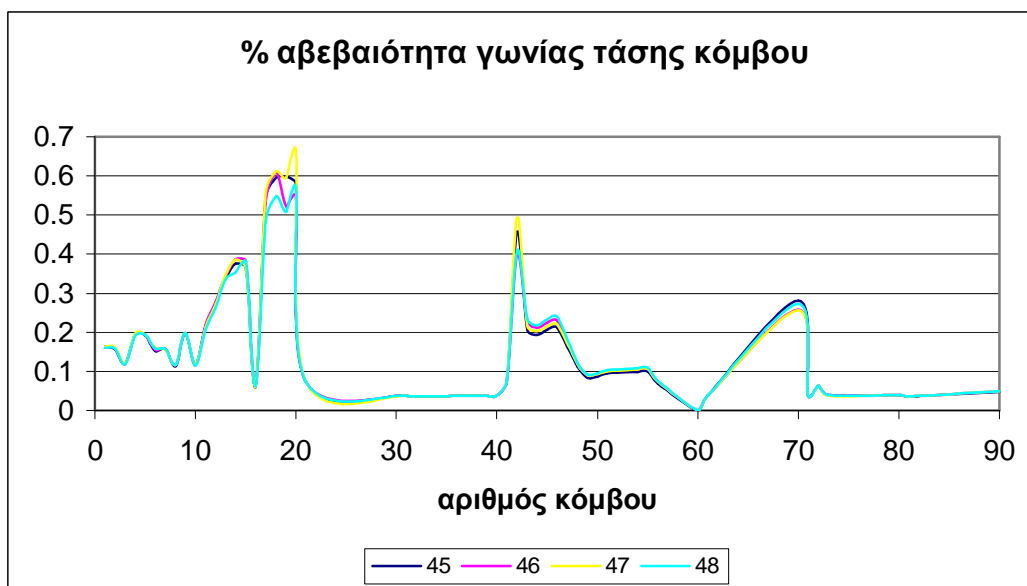
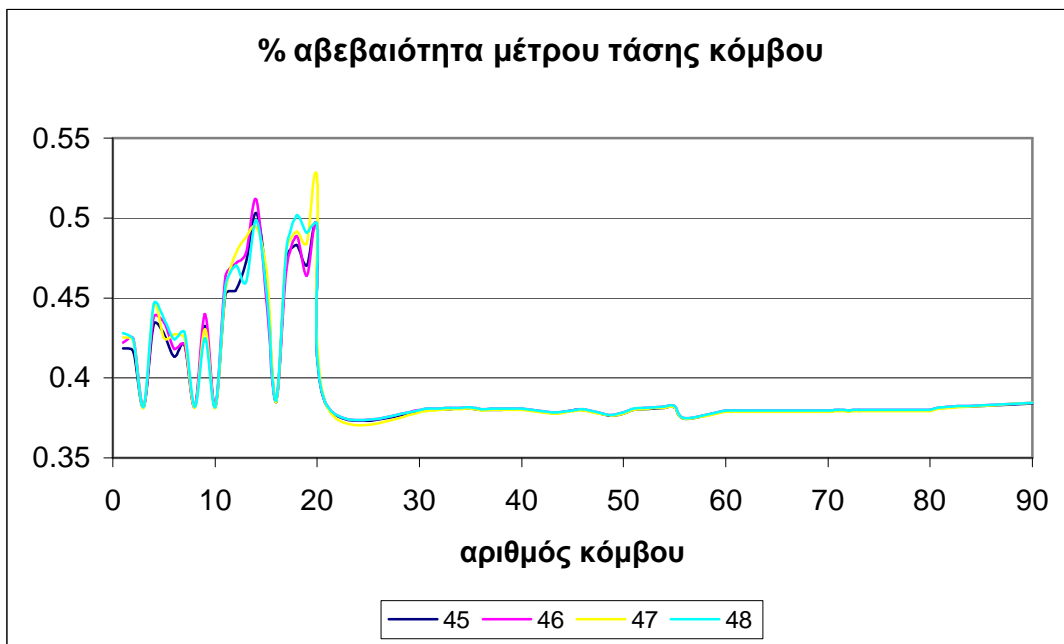


### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 40%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης μειώνεται στους κόμβους 17-20 και 42. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0931 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα ίση με 0.5701%.



Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες τάσης και γωνιών, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υπεισέρχεται στις μετρήσεις ροής άεργου ισχύος από τον κόμβο 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν :



Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα των όλων των μετρήσεων ροής άεργου ισχύος από 3% σε 40%, έχουμε μικρές μεταβολές στους κόμβους όπου συνδέονται τα φορτία Χ.Τ. και ιδιαίτερα στους κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder. Παρατηρείται μάλιστα και μικρή αύξηση ειδικά της αβεβαιότητας γωνίας στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Μάλιστα άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.



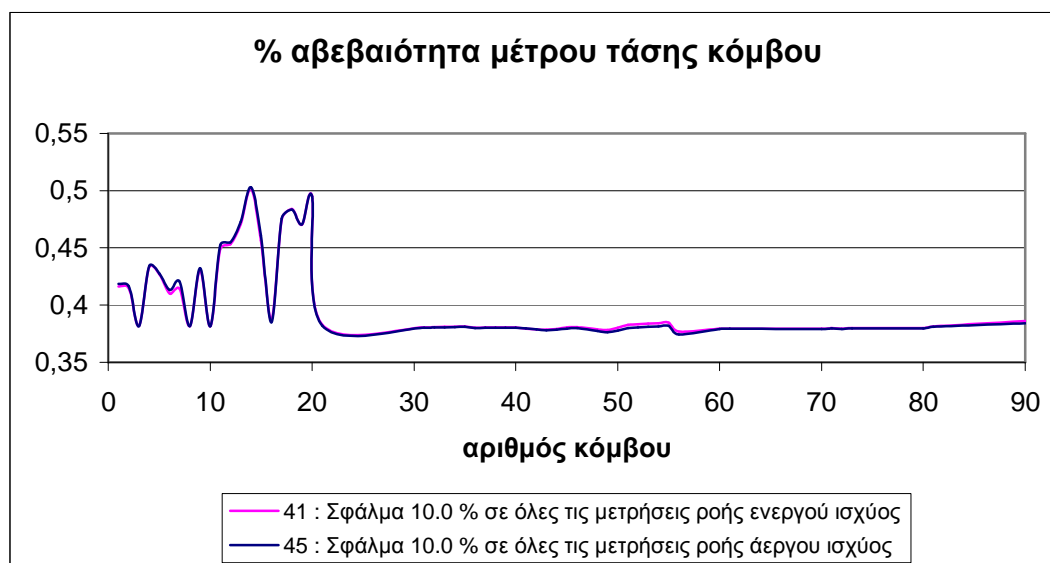
## 5.9 Σύγκριση μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν, με την ίδια ακρίβεια εναλλάξ στην ενεργό και άεργο ισχύ.

Για να συγκρίνουμε τον ρόλο που διαδραματίζει η ακρίβεια των μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος από τον κόμβο 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, λαμβάνουμε υπόψη τα αρχεία 41, 42, 43 και 44, για την ενεργό ισχύ, και 45, 46, 47 και 48, για την άεργο ισχύ. Συγκρίνουμε δηλ. κάθε φορά την περίπτωση να υπεισέρχεται το ίδιο σφάλμα στη μέτρηση ροής ενεργού ή άεργου ισχύος, όχι όμως ταυτόχρονα και στις δύο.

*Σύγκριση 41 και 45: Σφάλμα 10%.*

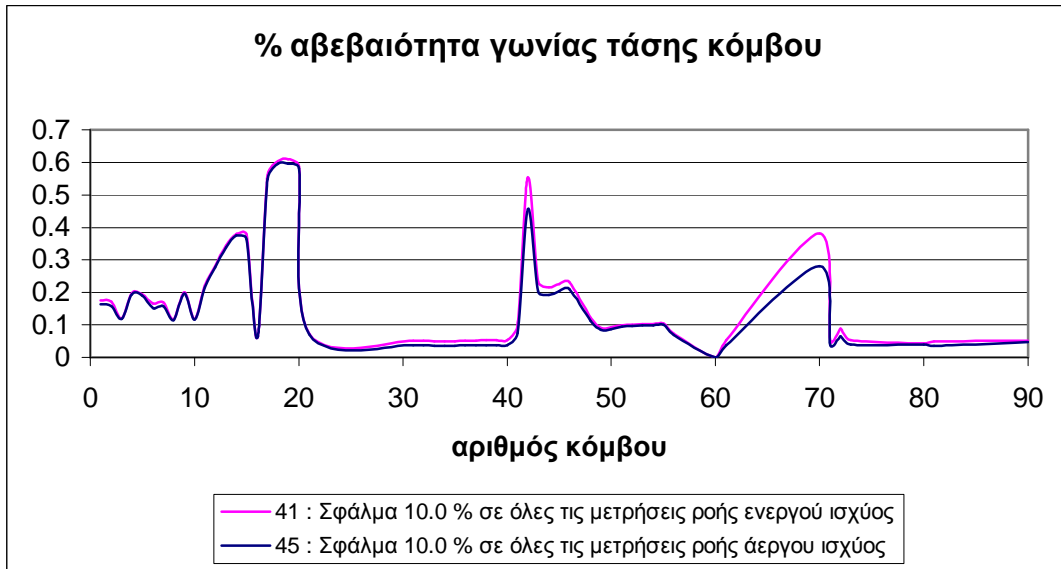
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται για σφάλμα 10% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης δε διαφοροποιείται.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

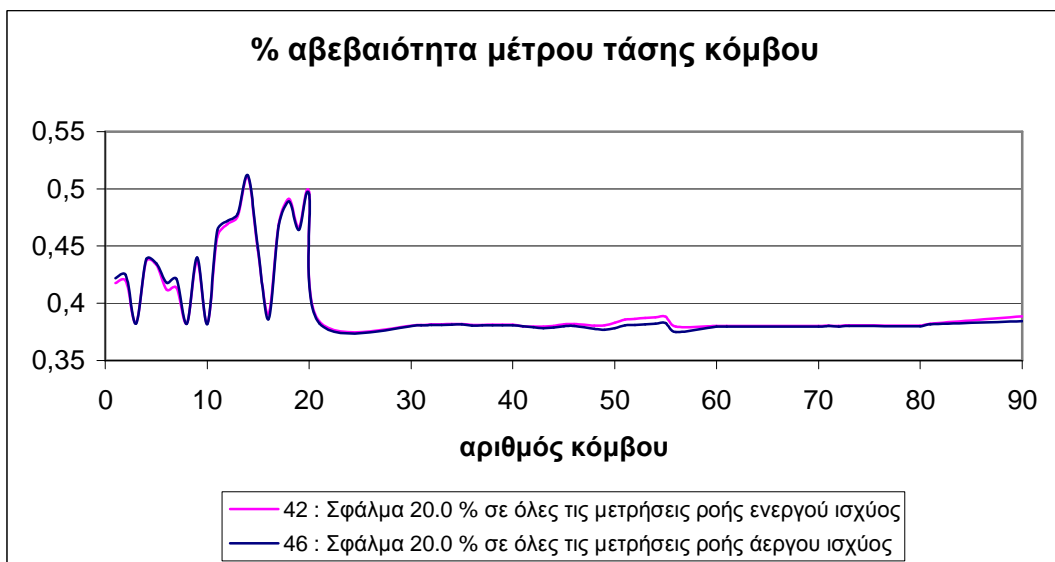
Διαπιστώνεται για σφάλμα 10% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης είναι μεγαλύτερη στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ. Πιο αισθητή διαφορά παρατηρείται στους κόμβους 42 κατά 0,0963 μονάδες και 70 κατά 0,0991 μονάδες. Γενικά η μέγιστη αβεβαιότητα , 0.609% εντοπίζεται για την ενεργό ισχύ στον κόμβο 19.



**Σύγκριση 42 και 46: Σφάλμα 20%.**

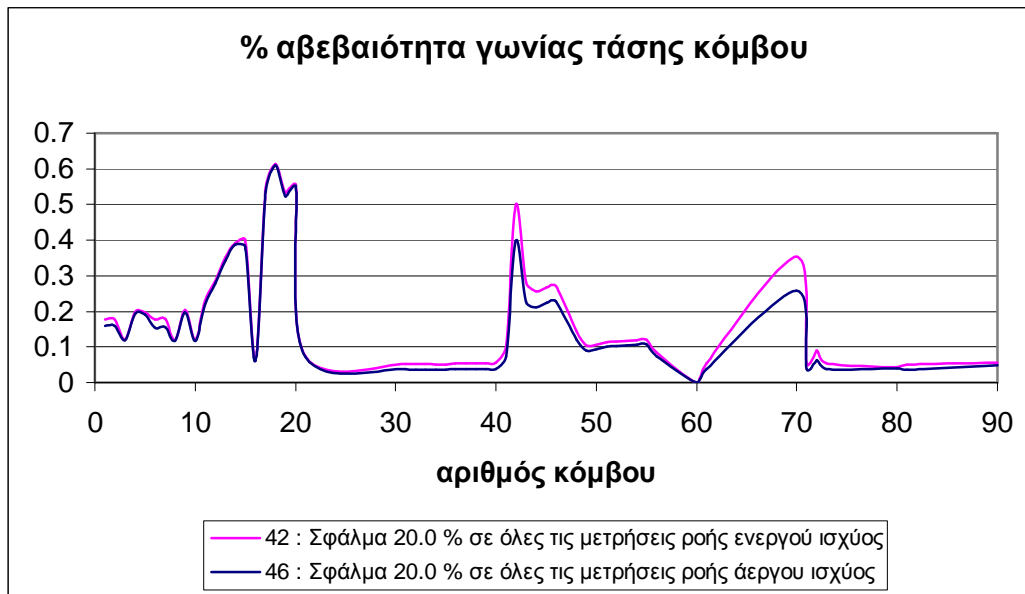
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται για σφάλμα 20% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης σε γενικές γραμμές δε διαφοροποιείται. Ελάχιστα πιο αυξημένη είναι η αβεβαιότητα στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία, όταν το σφάλμα προστίθεται στην άεργο ισχύ, ενώ ελάχιστα πιο αυξημένη είναι η αβεβαιότητα στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 μηδενικής έγχυσης ισχύος στον 3<sup>ο</sup> feeder, όταν το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

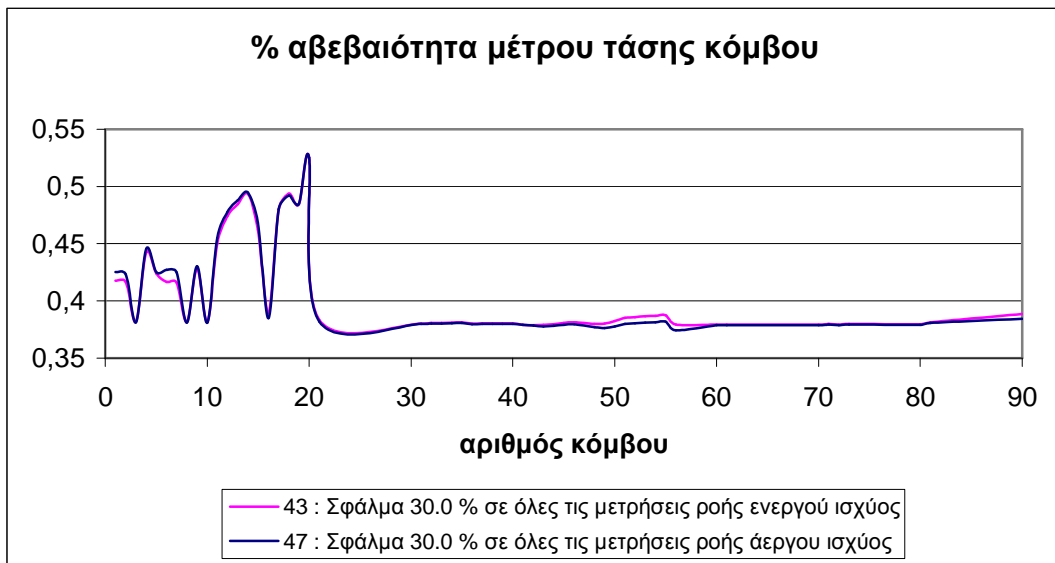
Διαπιστώνεται για σφάλμα 20% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης είναι μεγαλύτερη στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ, ειδικά στους κόμβους 31-90. Πιο αισθητή διαφορά παρατηρείται στους κόμβους 41-46 και 70. Η μέγιστη διαφορά παρατηρείται στον κόμβο 42 και είναι ίση με 0.1009 μονάδες. Γενικά η μέγιστη αβεβαιότητα εντοπίζεται για την ενεργό ισχύ στον κόμβο 18, ίση με 0.6102%.



*Σύγκριση 43 και 47: Σφάλμα 30%.*

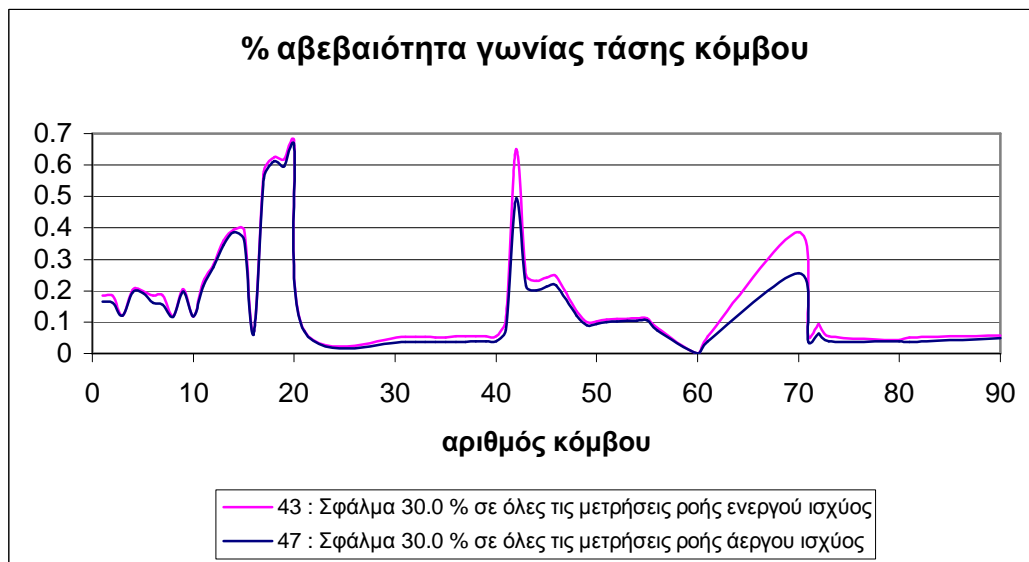
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται για σφάλμα 30% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης σε γενικές γραμμές δε διαφοροποιείται. Ελάχιστα πιο αυξημένη είναι η αβεβαιότητα στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία στους πρώτους 2 feeder, όταν το σφάλμα προστίθεται στην άεργο ισχύ, ενώ ελάχιστα πιο αυξημένη είναι η αβεβαιότητα στους κόμβους μέσης τάσης 48-56 μηδενικής έγχυσης ισχύος στον 3<sup>ο</sup> feeder, όταν το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

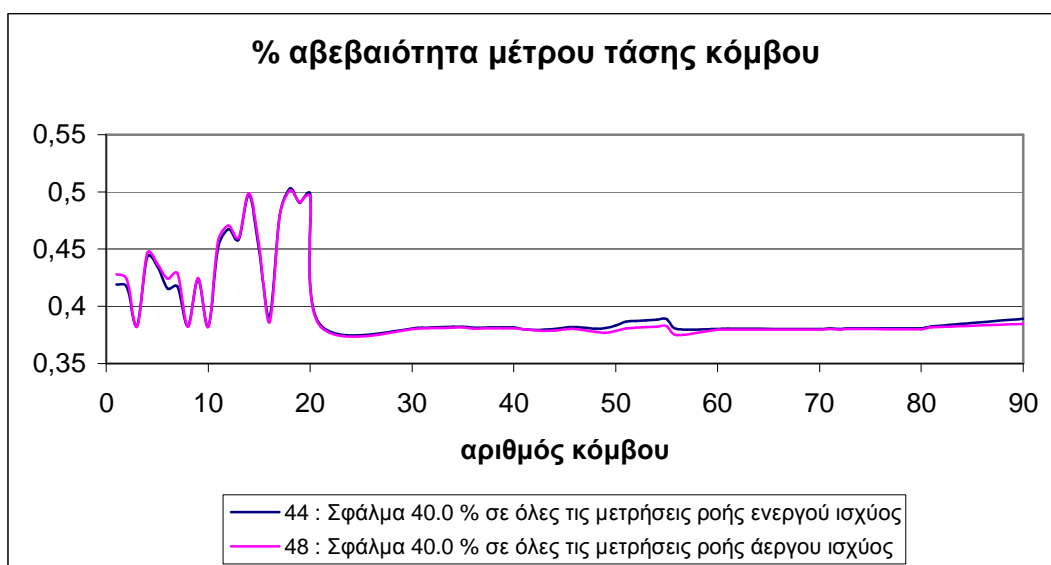
Διαπιστώνεται για σφάλμα 30% στις μετρήσεις ενεργού και άεργου ισχύος, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης είναι λίγο μεγαλύτερη στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ, ειδικά στους κόμβους 42-46. Πιο αισθητή διαφορά παρατηρείται στους κόμβους 42 και 70. Η μέγιστη διαφορά παρατηρείται στον κόμβο 42 και είναι ίση με 0.1562 μονάδες. Γενικά η μέγιστη αβεβαιότητα εντοπίζεται για την ενεργό ισχύ στον κόμβο 20, ίση με 0.6774%.



### Σύγκριση 44 και 48: Σφάλμα 40%.

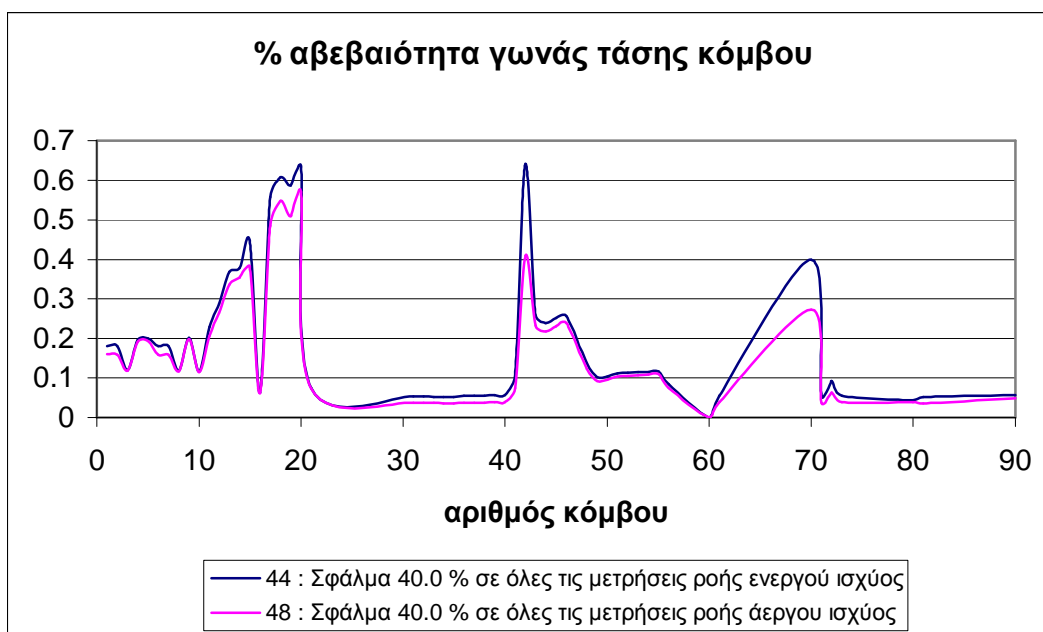
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται για σφάλμα 40% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης σε γενικές γραμμές δε διαφοροποιείται. Ελάχιστα πιο αυξημένη είναι η αβεβαιότητα στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία, όταν το σφάλμα προστίθεται στην άεργο ισχύ, ενώ ελάχιστα πιο αυξημένη είναι η αβεβαιότητα στους κόμβους μέσης τάσης 48-56 μηδενικής έγχυσης ισχύος στον 3<sup>ο</sup> feeder, όταν το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται για σφάλμα 40% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης είναι μεγαλύτερη παντού στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ. Η μέγιστη διαφορά παρατηρείται στον κόμβο 42 και είναι ίση με 0.2317 μονάδες. Γενικά η μέγιστη αβεβαιότητα εντοπίζεται για την ενεργό ισχύ στον κόμβο 42, ίση με 0.6406%.



Βάσει των παραπάνω συγκρίσεων, επαληθεύεται για ακόμη μία φορά η σχέση εξάρτησης που υφίσταται μεταξύ της ενεργού ισχύος και της γωνία, καθώς επίσης και μεταξύ της άεργου ισχύος και της τάσης.

### 5.10 Ακρίβεια μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν

Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει ταυτόχρονα η ακρίβεια των μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάσταση, θα εξετάσουμε το ενδεχόμενο να έχουν όλες οι μετρήσεις ροής ενεργού και άεργου ισχύος την ίδια ακρίβεια. Θα εξετάσουμε επίσης και πως επηρεάζεται η αβεβαιότητα των ροών ενεργού και άεργου ισχύος σε όλο το δίκτυο, που υπολογίζονται μετά το πέρας της εκτίμησης κατάσταση. Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

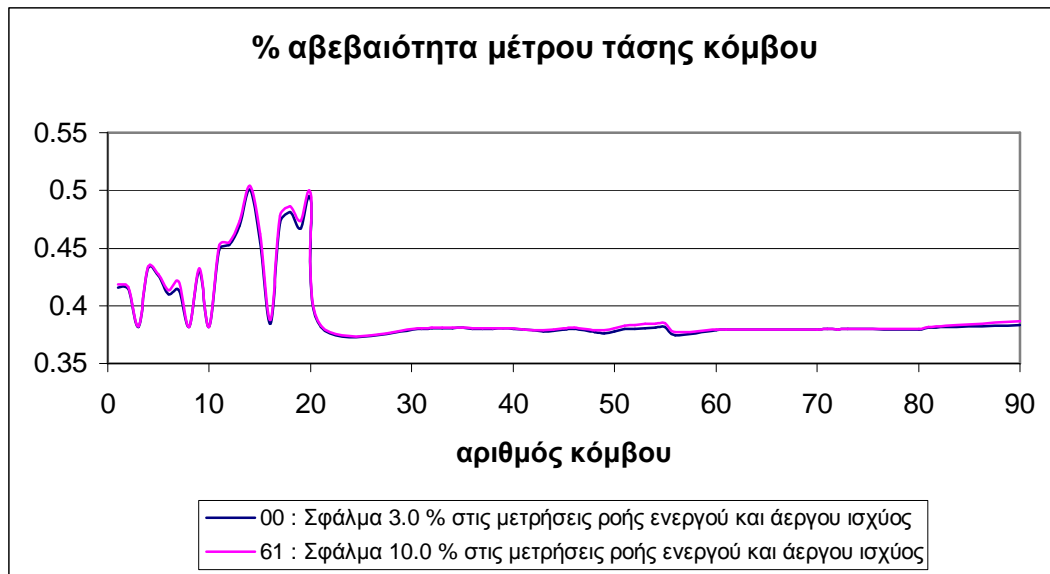
|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 3.0  |
| 61 : | % σφάλμα = 10.0 |
| 62 : | % σφάλμα = 20.0 |
| 63 : | % σφάλμα = 30.0 |
| 64 : | % σφάλμα = 40.0 |

**Σύγκριση 00 και 61: Αύξηση σφάλματος από 3% σε 10%.**

#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

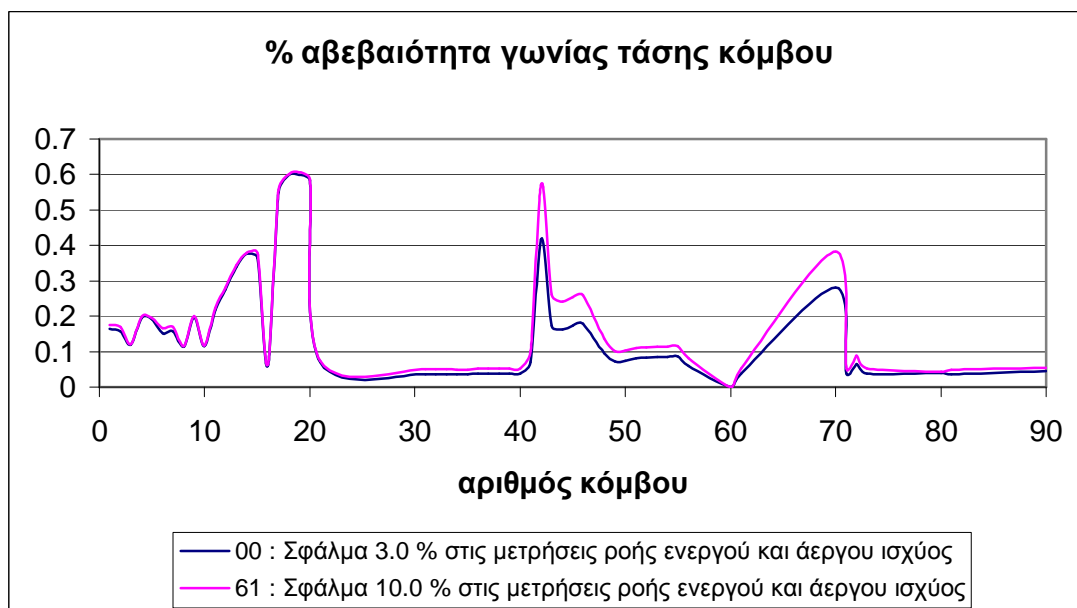
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 10%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους του 3<sup>ου</sup> feeder 11-15 και 17-20

που είναι τα φορτία χαμηλής τάσης του, και στους 41-56 που είναι οι κόμβοι μέσης τάσης με μηδενική έγχυση ισχύος.



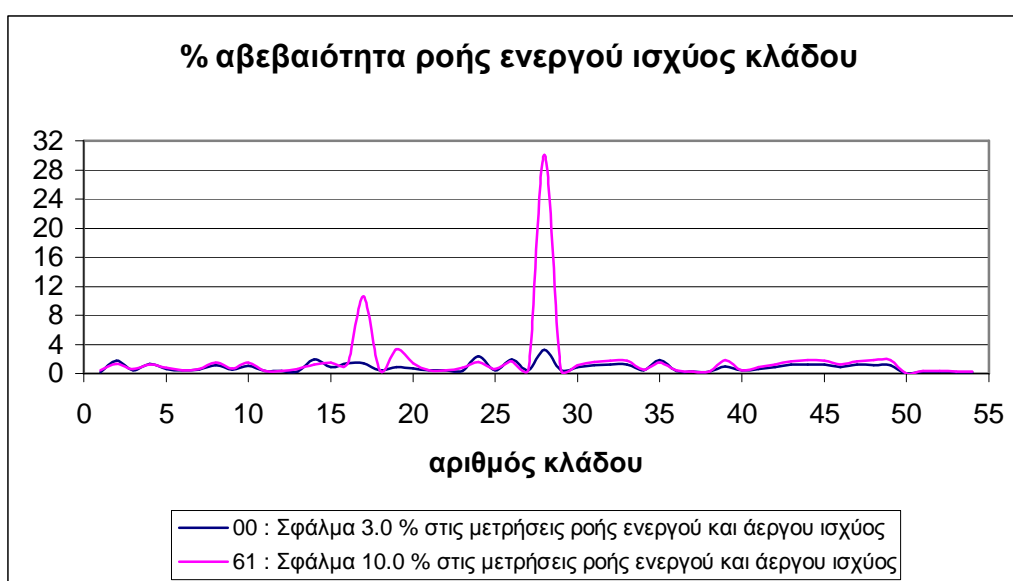
➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 10%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder, καθώς επίσης και στον κόμβο 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1549 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 42, ενώ στον κόμβο 19 έχουμε τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.6061%.



### ➤ Αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου

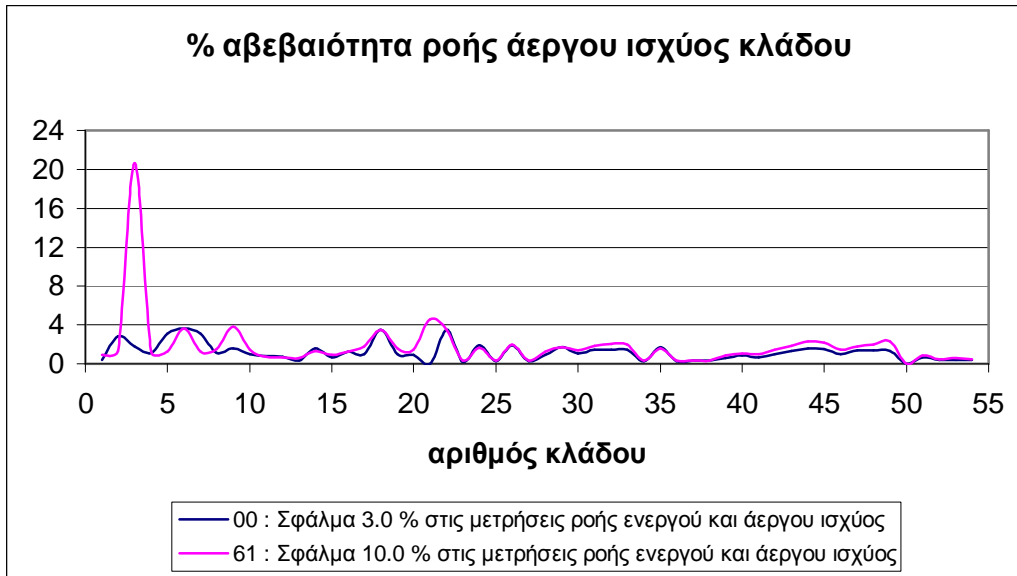
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 10%, η αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος αυξάνεται λίγο στους κλάδους 8 και 10 του 1<sup>ου</sup> feeder, που συνδέονται τα πιο απομακρυσμένα φορτία του. Αύξηση βλέπουμε επίσης στους κλάδους 17 και 19 του 2<sup>ου</sup> feeder με ιδιαίτερα αισθητή αυτή του κλάδου 19. Αυτοί οι κλάδοι είναι οι κλάδοι μηδενικής έγχυσης ισχύος που βρίσκονται εκατέρωθεν του ενός από τα δύο Μικροδίκτυα του feeder. Όσον αφορά τον 3<sup>ο</sup> feeder, εντοπίζεται σημαντική αύξηση στον κλάδο 28 (κατά 26.8324 μονάδες), που είναι ο αρχικός κλάδος του 1<sup>ου</sup> υποκλάδου αυτού του feeder. Ακόμη έχουμε αυξήσεις στους απομακρυσμένους κλάδους των δύο υποκλάδων (28-33 για τον 1<sup>ο</sup> υποκλάδο και 39-49 για τον 2<sup>ο</sup> υποκλάδο)



### ➤ Αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 3% σε 10%, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος αυξάνεται ιδιαίτερα στον κλάδο 3 του 1<sup>ου</sup> feeder. Μικρή αύξηση βλέπουμε στους κλάδους 17 και 19 του 2<sup>ου</sup> feeder και λίγο μεγαλύτερη στον κλάδο 21. Αυτοί οι κλάδοι είναι οι πιο απομακρυσμένοι κλάδοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του feeder. Όσον αφορά τον 3<sup>ο</sup> feeder, εντοπίζονται μικρές αυξήσεις στους απομακρυσμένους κλάδους των δύο υποκλάδων του feeder (28-33 για τον 1<sup>ο</sup> υποκλάδο και 39-49 για τον 2<sup>ο</sup> υποκλάδο).

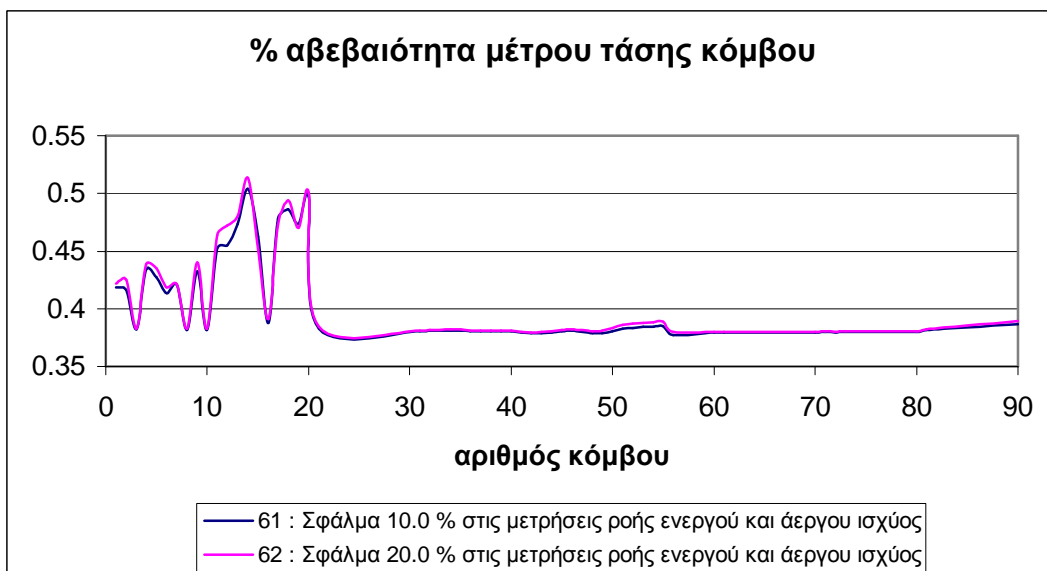




**Σύγκριση 61 και 62: Αύξηση σφάλματος από 10% σε 20%.**

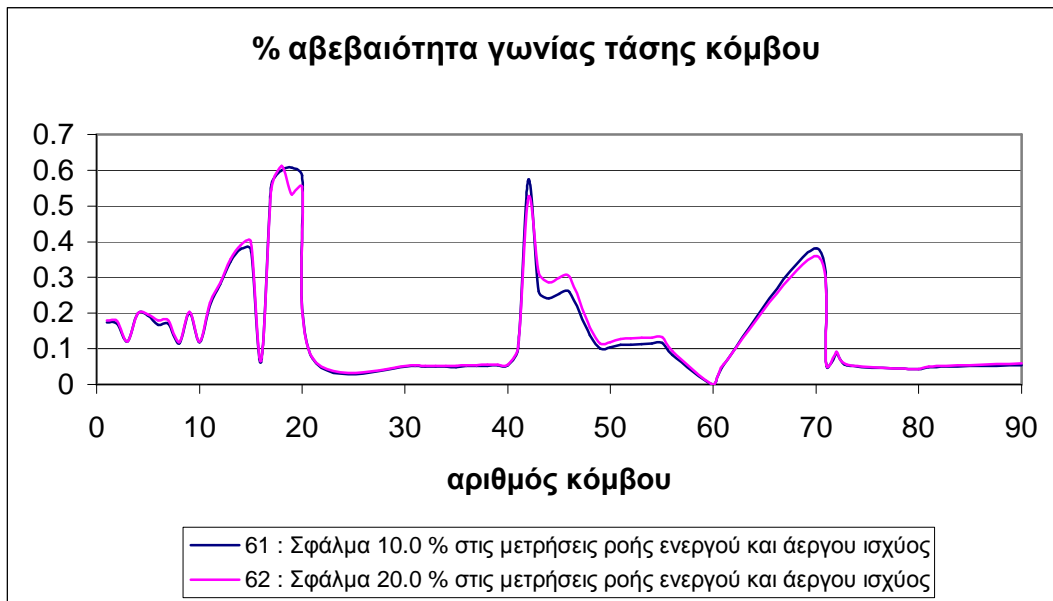
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται γενικά, ακόμα και στους κόμβους 41-56 που είναι οι κόμβοι μέσης τάσης με μηδενική έγχυση ισχύος στον 3<sup>ο</sup> feeder. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0172 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 12, ενώ η μέγιστη αβεβαιότητα βρίσκεται στον κόμβο 14 και είναι ίση με 0.5136%.



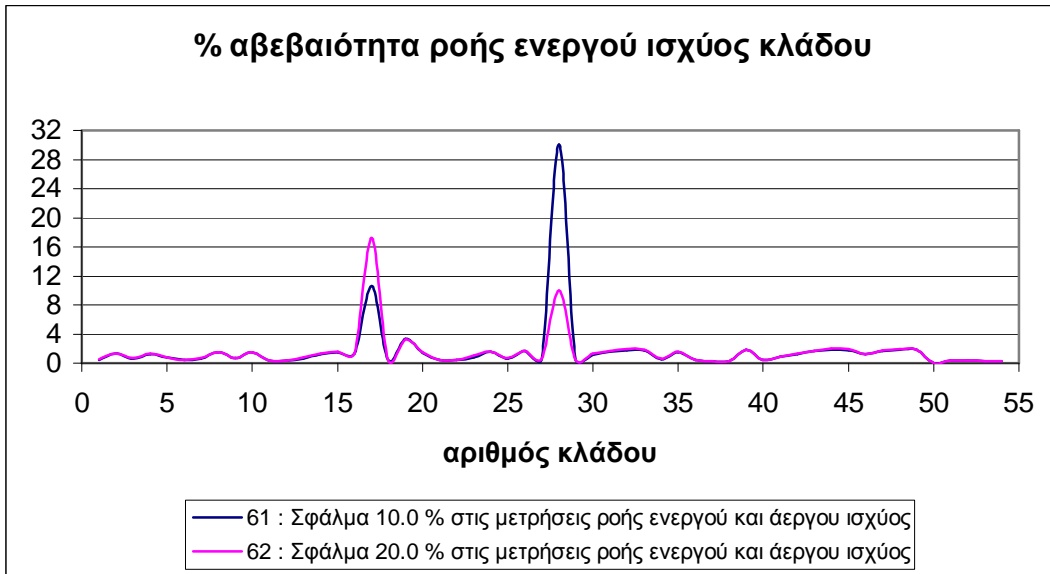
### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Παρόλα αυτά όμως παρατηρείται και μείωση στους κόμβους 19, 20, 42 και 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0745 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 19, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.6117%.



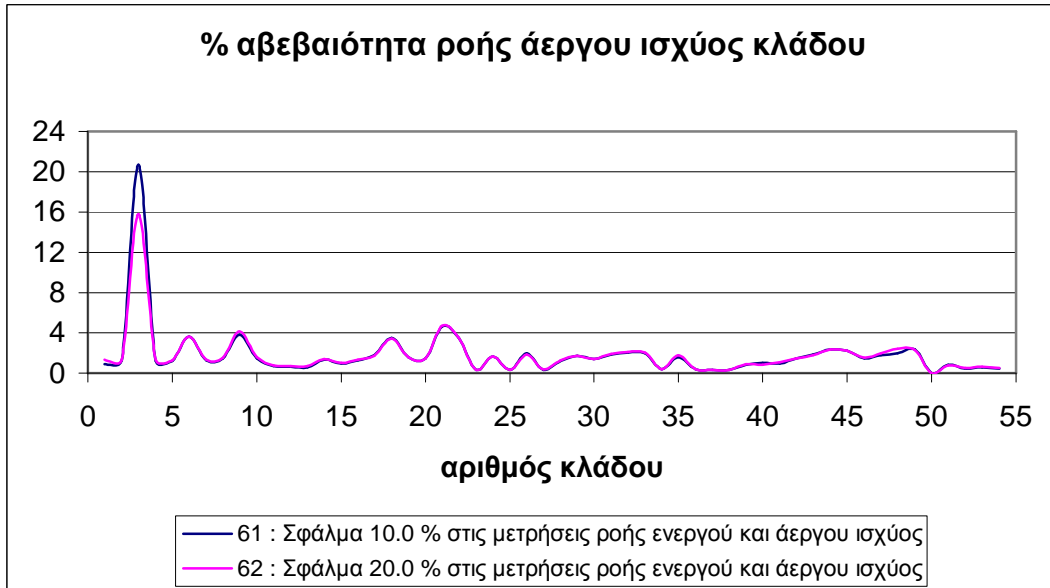
### ➤ Αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος παραμένει σχεδόν η ίδια. Αισθητή αύξηση βλέπουμε στον κλάδο 17 του 2<sup>ου</sup> feeder (κατά 6.6341 μονάδες). Τέλος έχουμε σημαντική μείωση στον κλάδο 28 του 3<sup>ου</sup> feeder (κατά 20.0392 μονάδες), που είναι και ο αρχικός κλάδος του 1<sup>ου</sup> υποκλάδου αυτού του feeder.



➤ **Αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 10% σε 20%, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος αυξάνεται στον κλάδο 3 του 1<sup>ου</sup> feeder (κατά 4.8586 μονάδες), ενώ κατά τα άλλα παραμένει η ίδια.

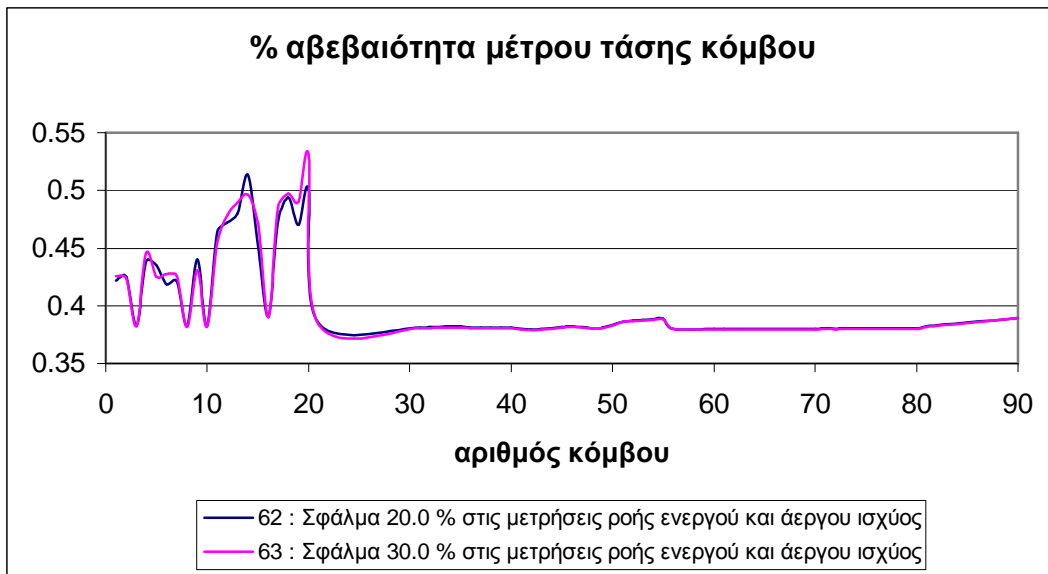


**Σύγκριση 62 και 63: Αύξηση σφάλματος από 20% σε 30%.**

➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

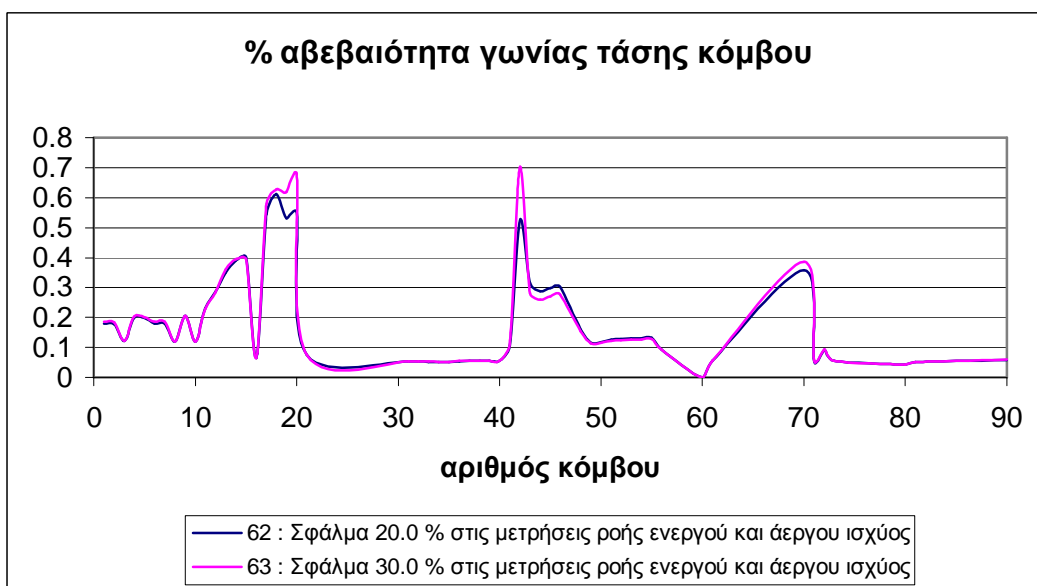
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται γενικά. Μόνο στον κόμβο 14 παρατηρείται μείωση κατά

0.0173 μονάδες. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0299 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5304%.



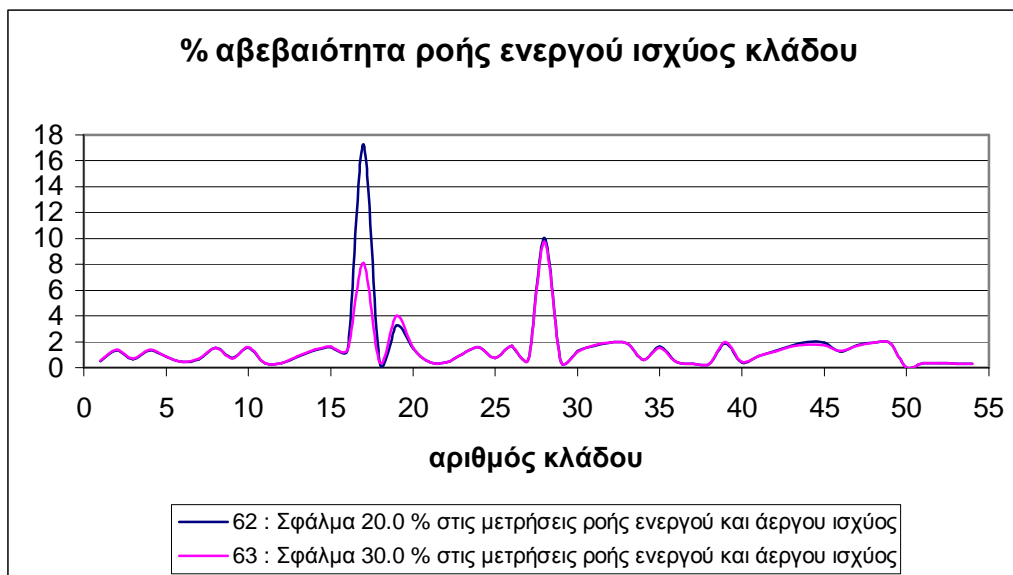
➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται στους κόμβους 17-20, 42 και 70. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.1775 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 42, όπου έχουμε και τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.7029%.



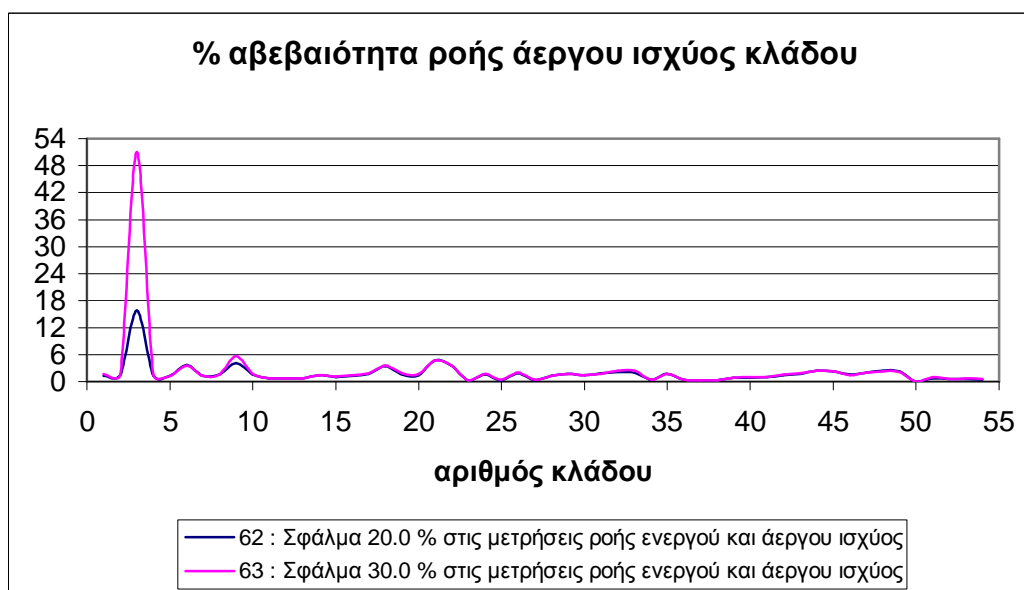
### ➤ Αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος παραμένει σχεδόν η ίδια. Μικρή αύξηση βλέπουμε στον κλάδο 19 του 2<sup>ου</sup> feeder (κατά 0.7534 μονάδες). Τέλος έχουμε όμως πιο αισθητή μεταβολή (εδώ μείωση κατά 9.1533 μονάδες) στον κλάδο 17 του ίδιου feeder.



### ➤ Αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου

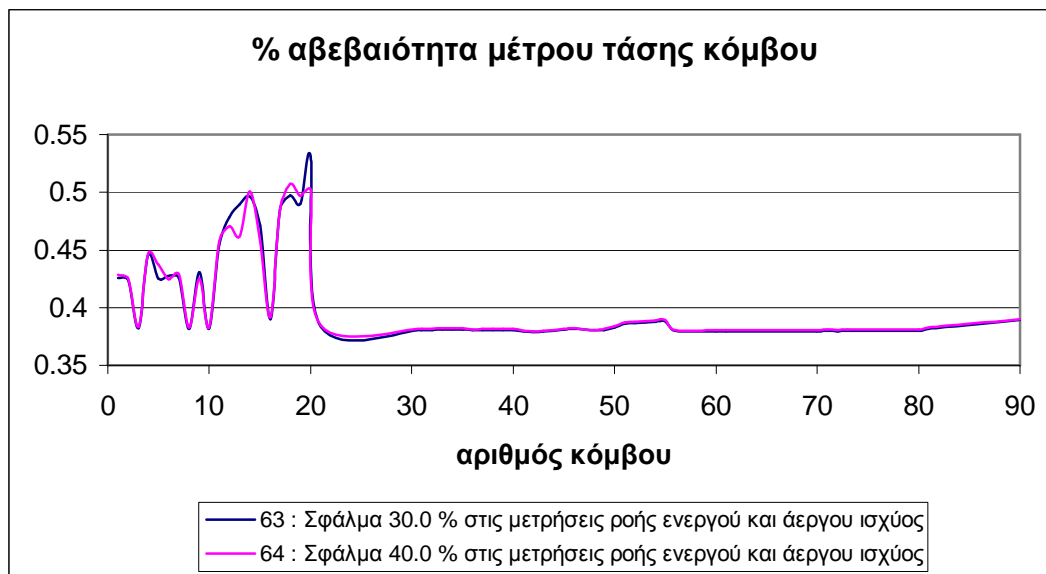
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 20% σε 30%, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος αυξάνεται σημαντικά στον κλάδο 3 του 1<sup>ου</sup> feeder (κατά 35.2134 μονάδες), ενώ κατά τα άλλα παραμένει η ίδια.



### Σύγκριση 63 και 64: Αύξηση σφάλματος από 30% σε 40%.

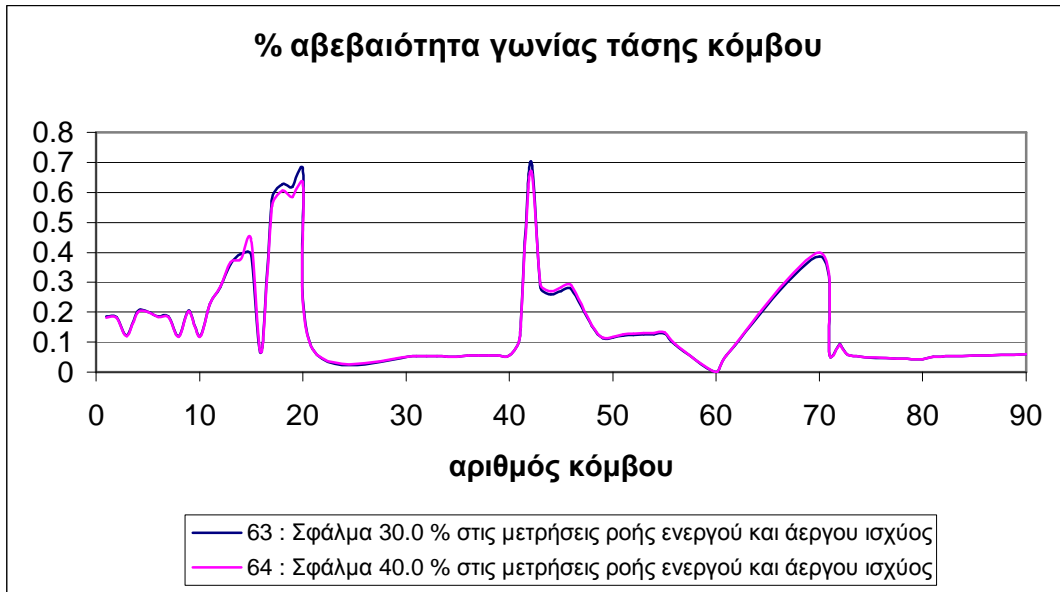
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 40%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται ελάχιστα. Παρατηρείται όμως μείωση στους κόμβους 13, 15 και 20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.0282 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5071%.



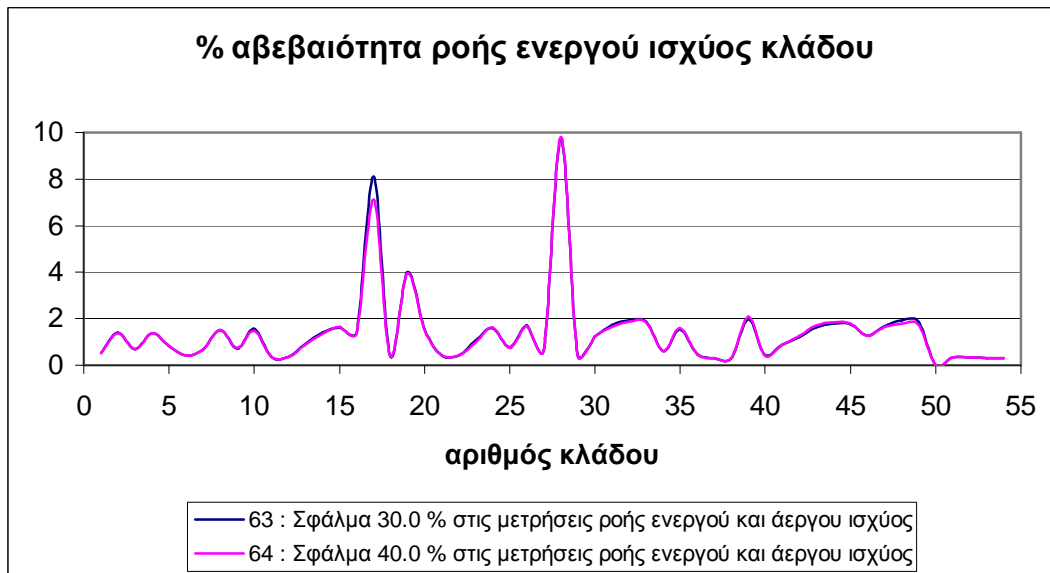
#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 40%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους 15 και 70, ενώ μειώνεται ελάχιστα στους κόμβους 17-20 και 42. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0524 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 15, ενώ στον κόμβο 42 έχουμε τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 0.67%.



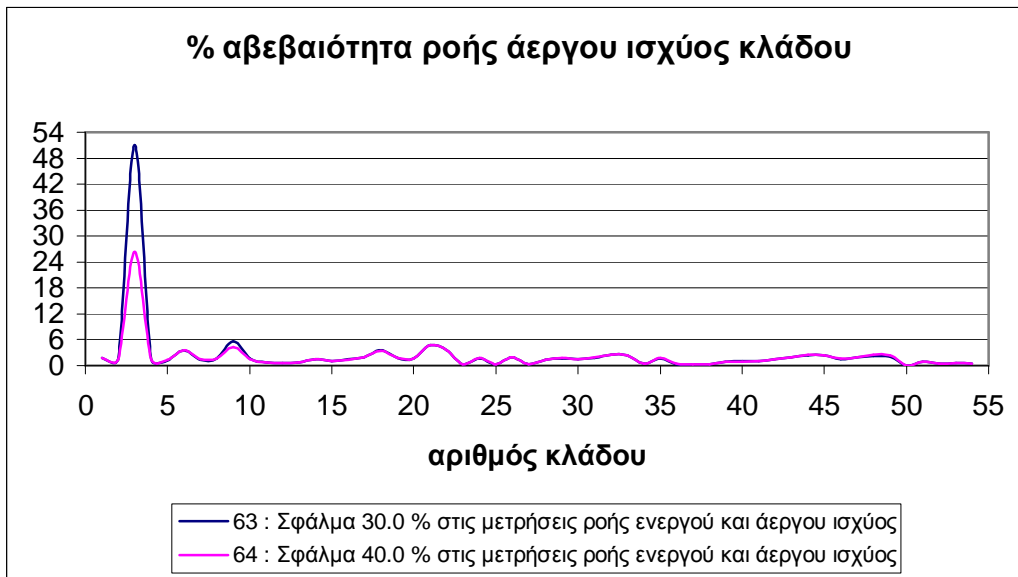
➤ **Αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 40%, η αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος παραμένει σχεδόν η ίδια. Μικρή αύξηση βλέπουμε μόνο στον κλάδο 17 του 2<sup>ου</sup> feeder (κατά 1.0126 μονάδες).

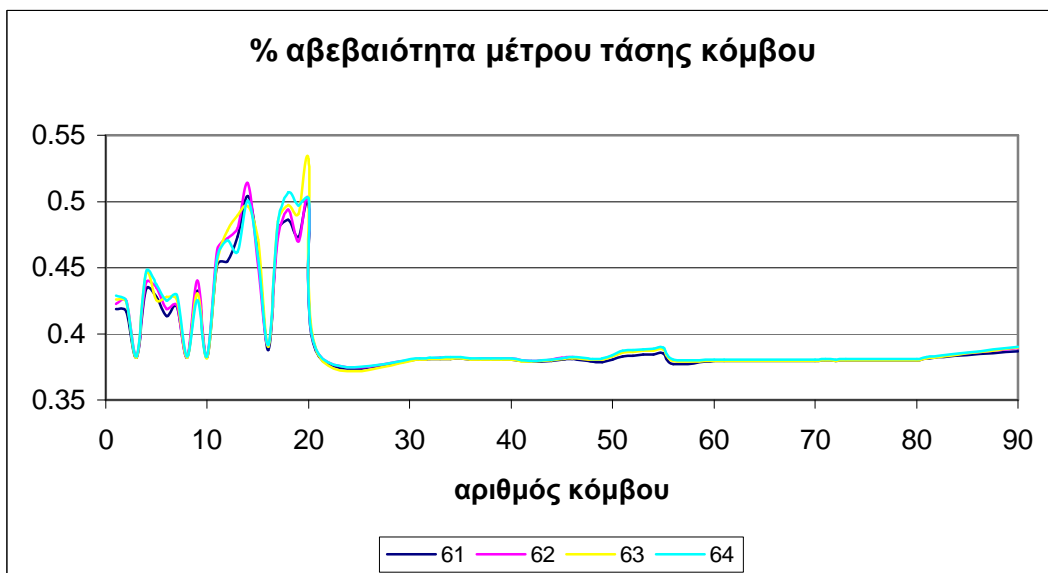


➤ **Αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου**

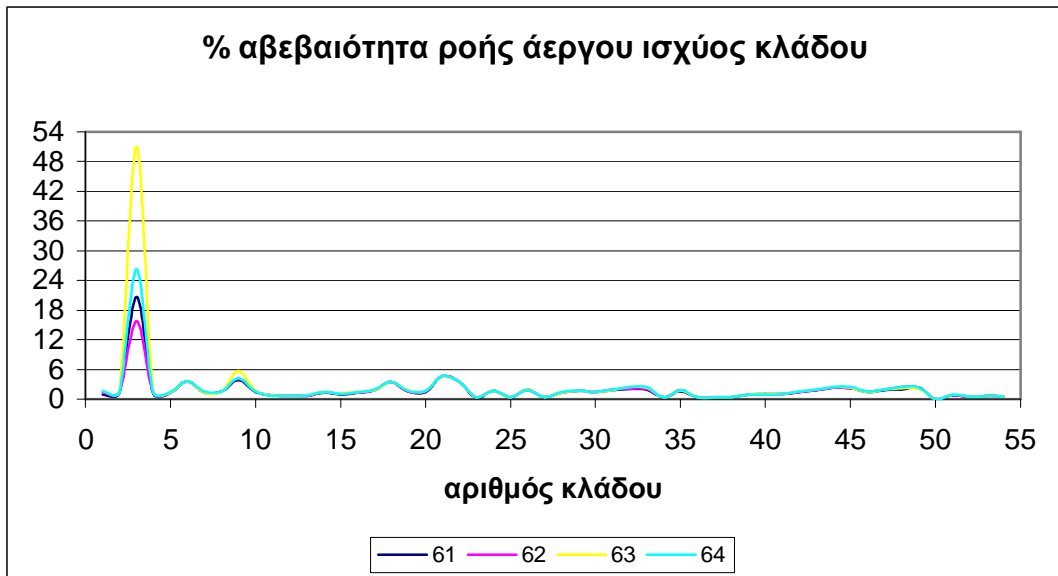
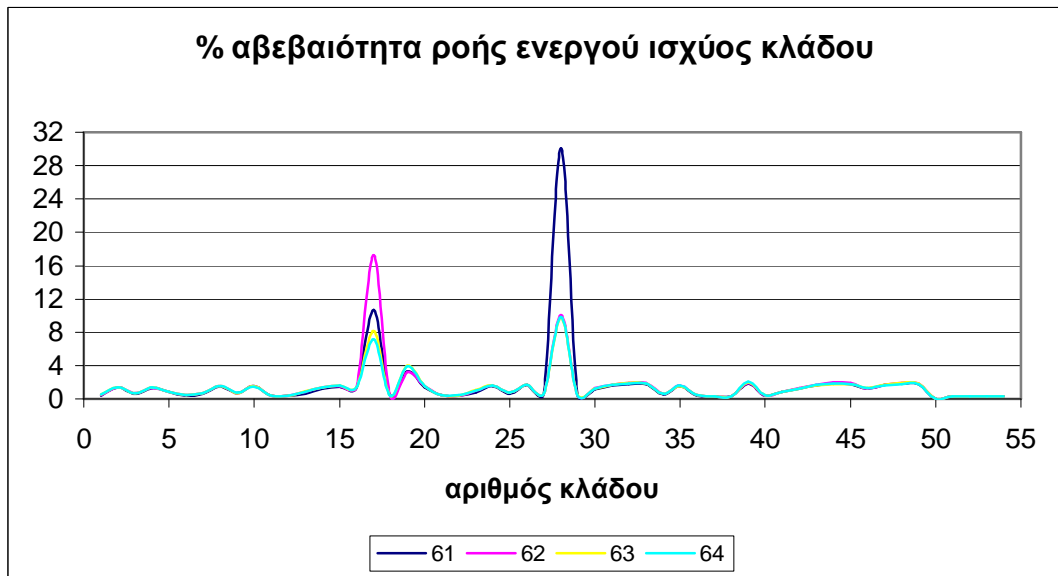
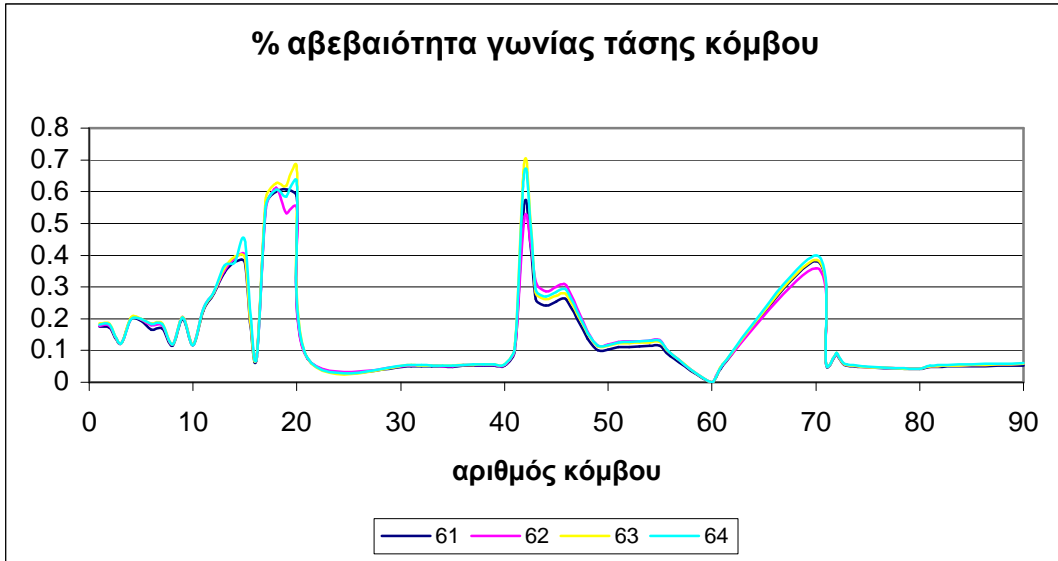
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 40%, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος μειώνεται σημαντικά στον κλάδο 3 του 1<sup>ου</sup> feeder (κατά 24.7449 μονάδες), ενώ κατά τα άλλα παραμένει η ίδια.



Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για την αβεβαιότητα του μέτρου και της γωνίας της τάσης, καθώς και των ροών ενεργού και άεργου ισχύος, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υπεισέρχεται στις μετρήσεις ροής ενεργού και άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν :







Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα των όλων των μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος από 3% σε 40%, έχουμε μικρές μεταβολές στους κόμβους όπου συνδέονται τα φορτία Χ.Τ. και ιδιαίτερα στους κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder. Παρατηρείται μάλιστα και μικρή αύξηση ειδικά της αβεβαιότητας γωνίας στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Μάλιστα άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.

Όσον αφορά την αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος, βλέπουμε ότι παραμένει σε γενικές γραμμές η ίδια με τη βασική περίπτωση, με τη διαφορά ότι παρατηρούνται πολύ σημαντικές μεταβολές στους κλάδους 17 και 28, ακόμη και της τάξης των 20 μονάδων. Από την άλλη μεριά, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος παραμένει επίσης σε γενικές γραμμές η ίδια, με τη διαφορά ότι εδώ παρατηρούνται πολύ σημαντικές μεταβολές στον κλάδο 3.

### **5.11 Ακρίβεια μετρήσεων έγχυσης ενεργού ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης (load estimation)**

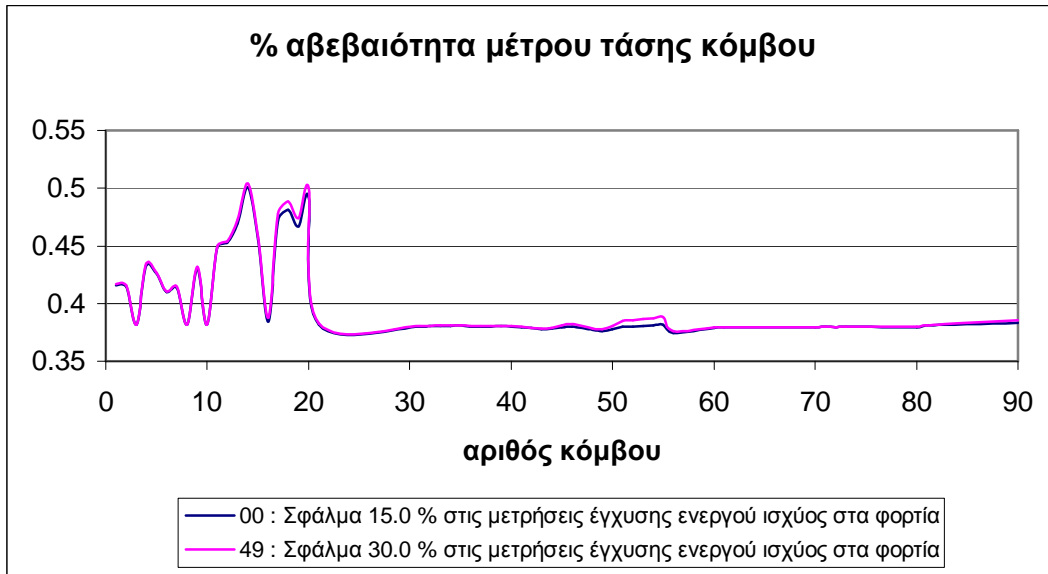
Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει η ακρίβεια των μετρήσεων έγχυσης ενεργού ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, δηλ. στην ουσία την ακρίβεια του load estimation που πραγματοποιείται, στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, θα εξετάσουμε το ενδεχόμενο να έχουν όλες οι μετρήσεις την ίδια ακρίβεια. Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 15.0 |
| 49 : | % σφάλμα = 30.0 |
| 50 : | % σφάλμα = 45.0 |
| 51 : | % σφάλμα = 60.0 |
| 52 : | % σφάλμα = 75.0 |

***Σύγκριση 00 και 49: Αύξηση σφάλματος από 15% σε 30%.***

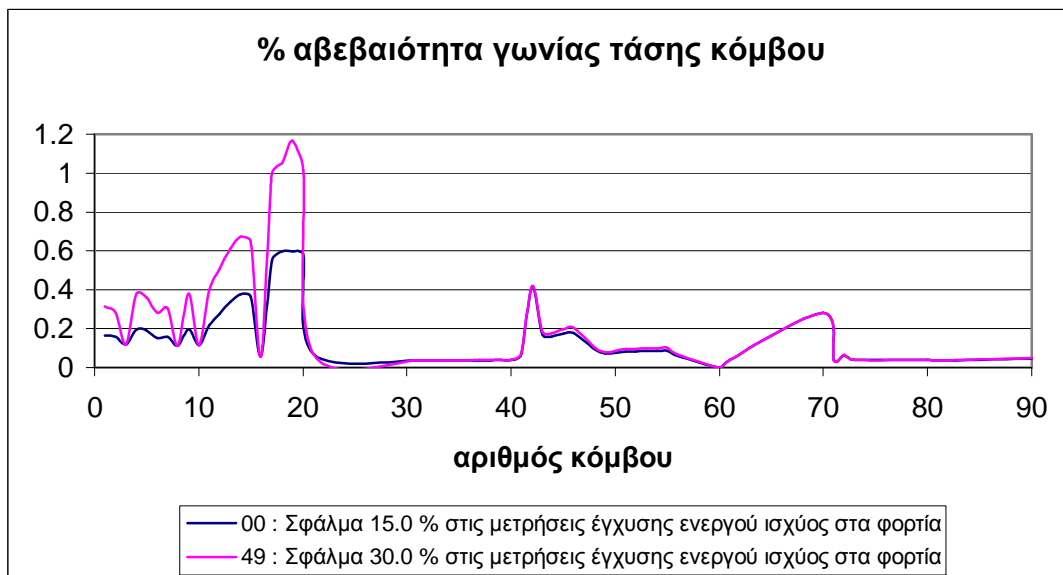
#### **➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 15% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους του 3<sup>ου</sup> feeder 11-15 και 17-20 που είναι τα φορτία χαμηλής τάσης του, και στους 41-56 που είναι οι κόμβοι μέσης τάσης με μηδενικής έγχυσης ισχύος και τέλος στον 70. Η μέγιστη αβεβαιότητα εντοπίζεται στον κόμβο 14 και είναι ίση με 0.504%.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

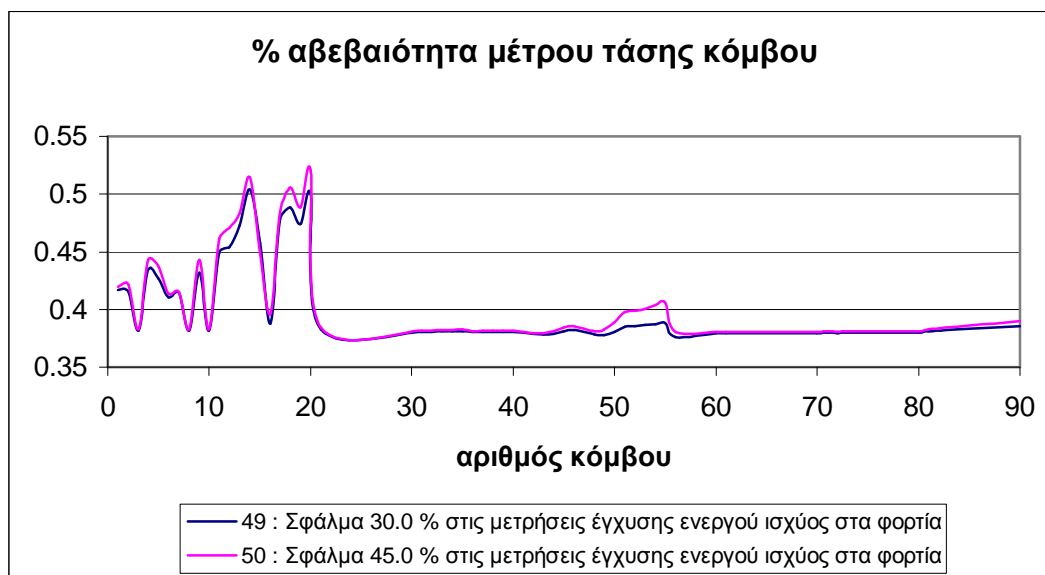
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 15% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται έντονα στους κόμβους χαμηλής τάσης που συνδέονται τα φορτία και ιδιαίτερα στους κόμβους 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.5684 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 19, όπου έχουμε και τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 1.168%.



### Σύγκριση 49 και 50: Αύξηση σφάλματος από 30% σε 45%.

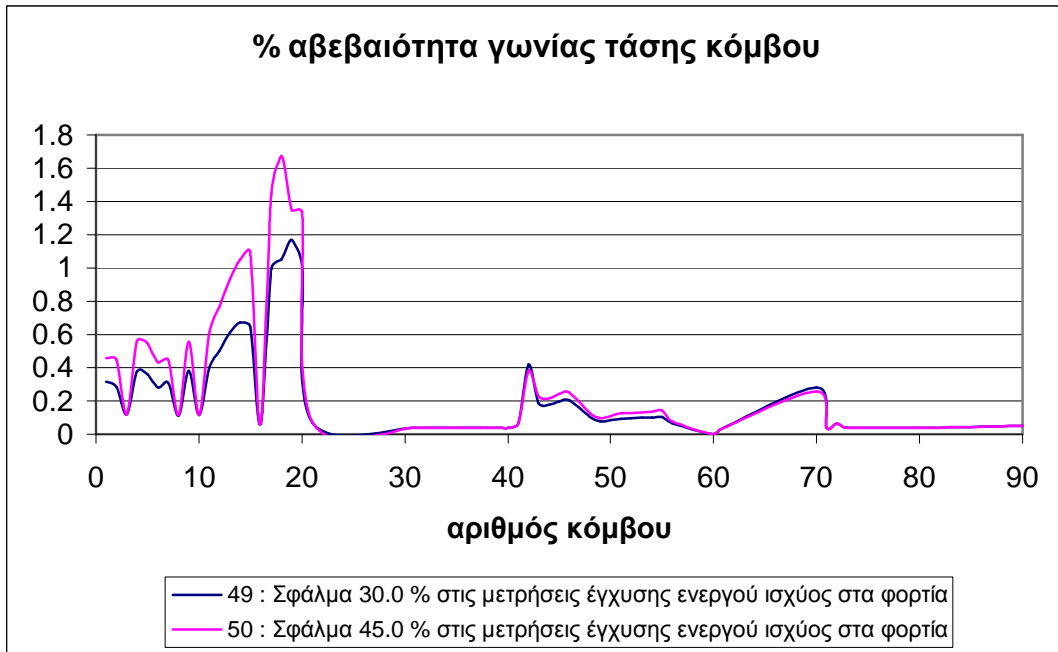
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 45%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται γενικά, ακόμα και στους κόμβους 41-56 που είναι οι κόμβοι μέσης τάσης με μηδενική έγχυση ισχύος στον 3<sup>ο</sup> feeder. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0207 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5207%.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

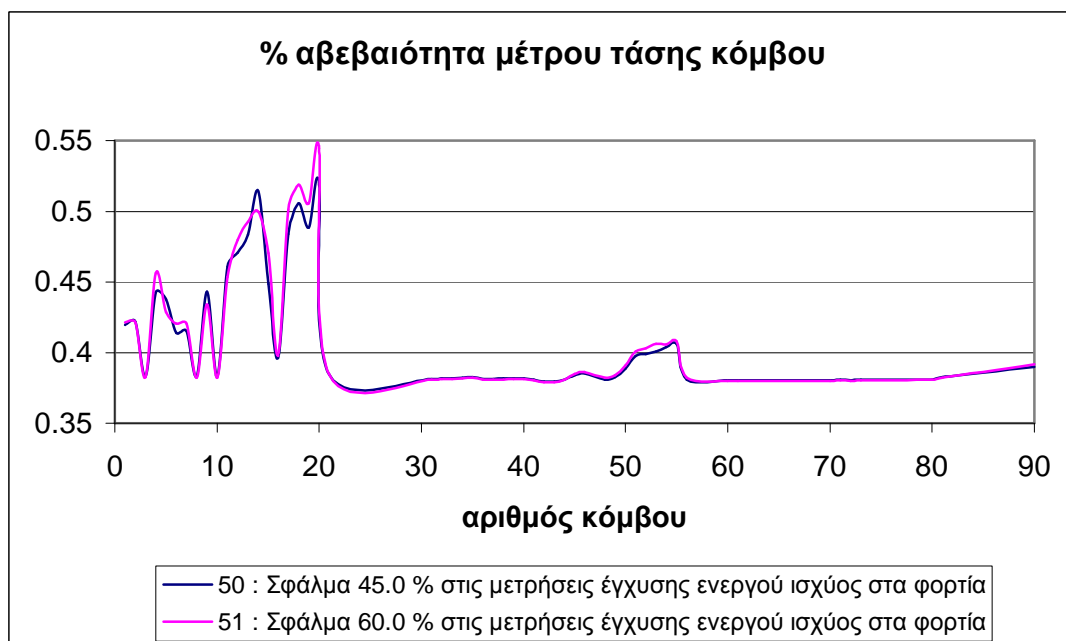
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 45%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται έντονα στους κόμβους χαμηλής τάσης που συνδέονται τα φορτία και ιδιαίτερα στους κόμβους 11-15 και 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.6202 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, όπου έχουμε και τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 1.673%.



*Σύγκριση 50 και 51: Αύξηση σφάλματος από 45% σε 60%.*

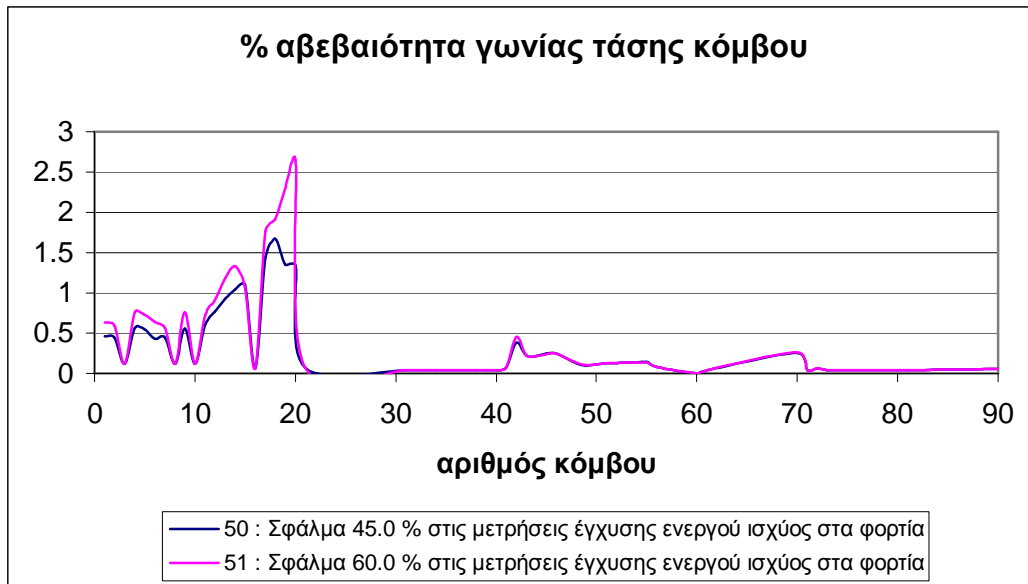
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 45% σε 60%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται γενικά. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.024 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5447%.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

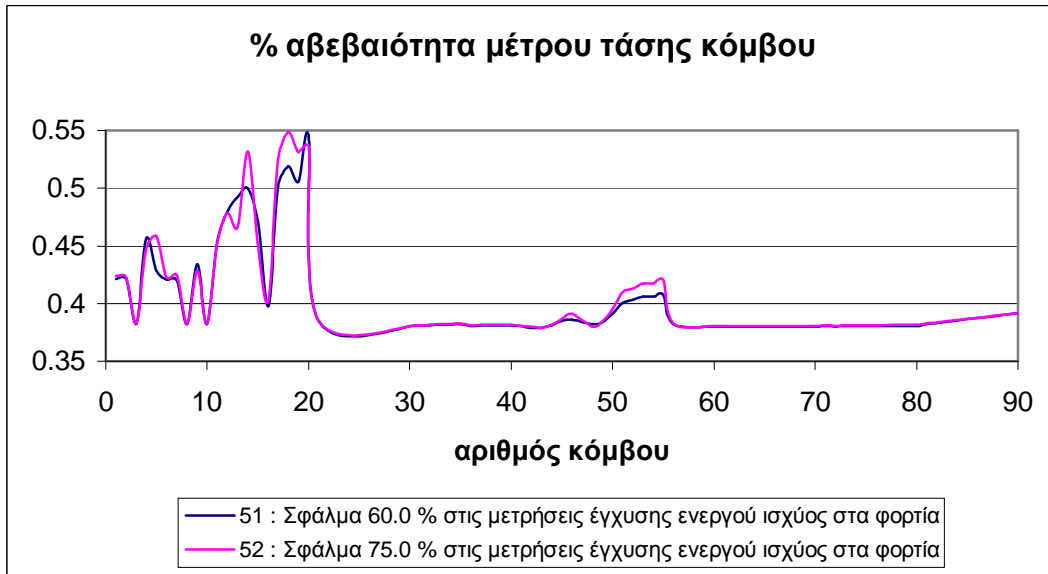
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 45% σε 60%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται πολύ έντονα στους κόμβους χαμηλής τάσης που συνδέονται τα φορτία και ιδιαίτερα στους κόμβους 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 1.3087 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 2.6477%.



**Σύγκριση 51 και 52: Αύξηση σφάλματος από 60% σε 75%.**

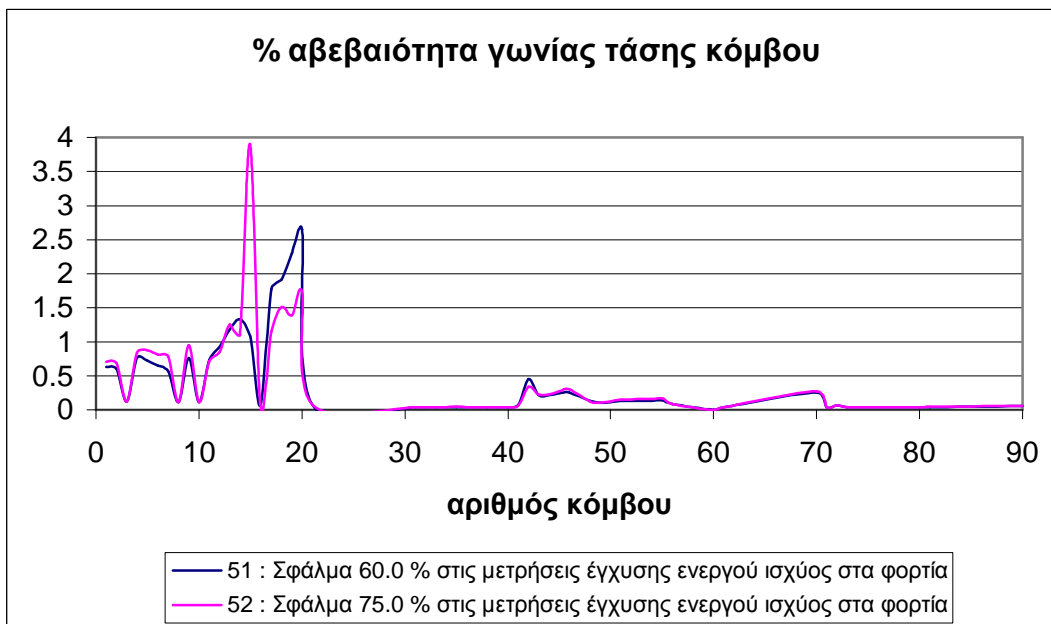
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 60% σε 75%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται παντού. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.0319 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 14, ενώ στον κόμβο 18 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.5492%.

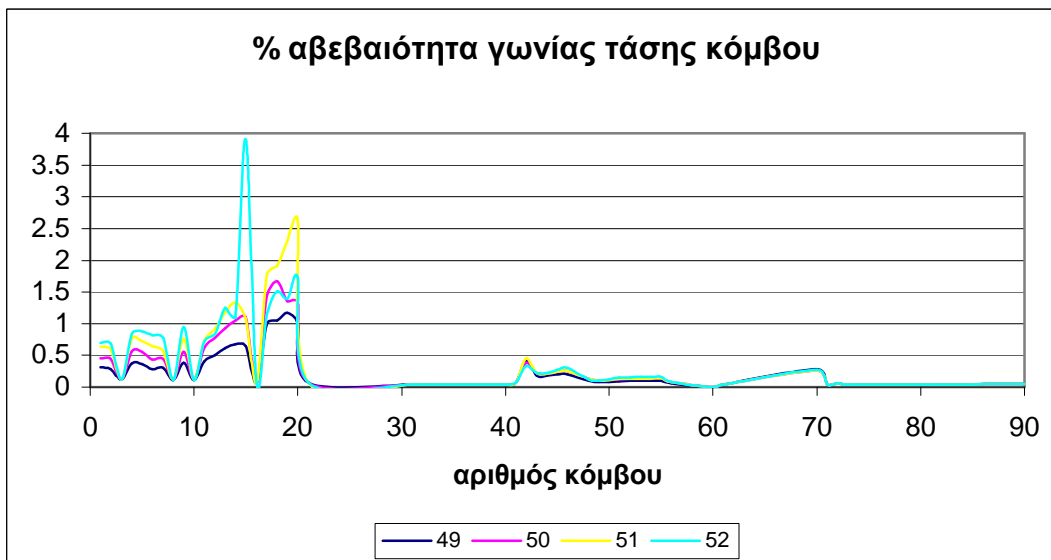
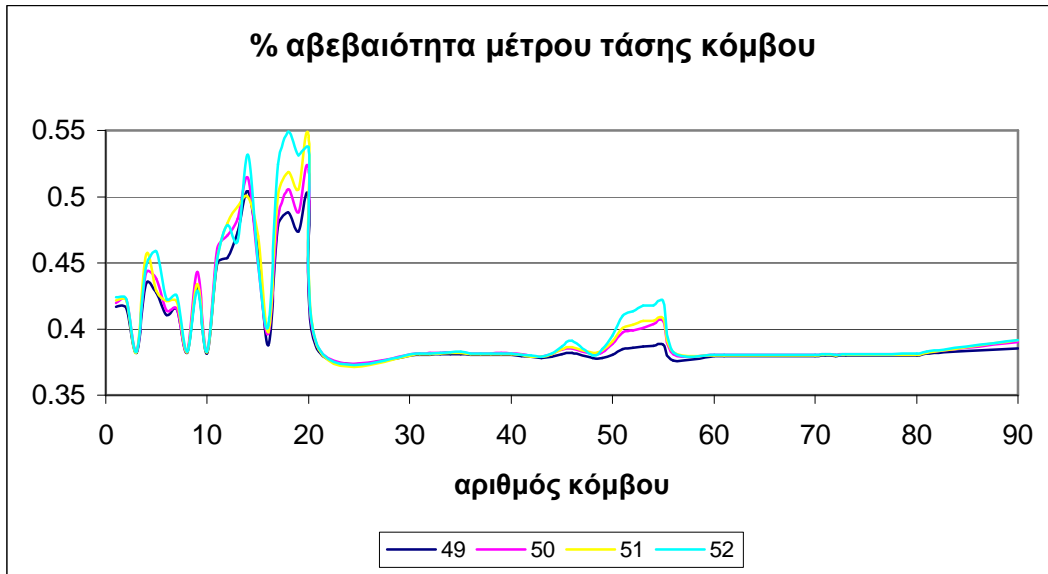


### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 60% σε 75%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται πολύ έντονα στον κόμβο 15, ενώ μειώνεται παραδόξως στους κόμβους 17-20. Κατά τα άλλα παραμένει σχεδόν η ίδια.. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 2.8231 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 15, όπου έχουμε και τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 3.898%.



Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες του μέτρου και της γωνίας της τάσης, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υπεισέρχεται στις μετρήσεις έγχυσης ενεργού ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης :



Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα των μετρήσεων έγχυσης ενεργού ισχύος από 15% σε 75%, η αβεβαιότητα του μέτρου τάσης αυξάνεται στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία Χ.Τ. συνολικά κατά 0.05 μονάδες περίπου. Ακόμη βλέπουμε μικρή αύξηση και στους κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder. Αισθητά μεγαλύτερες αυξήσεις παρατηρούνται στην αβεβαιότητα της γωνίας τάσης, ιδιαίτερα κόμβους που συνδέονται τα φορτία Χ.Τ.. Η αύξηση αυτή είναι συνολικά περίπου 2 μονάδες, ενώ στον κόμβο 15, 3.5 μονάδες. Επαληθεύεται λοιπόν και πάλι η έντονη σχέση εξάρτησης που υφίσταται ανάμεσα στη γωνία της τάσης και την ενεργό ισχύ. Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να σημειωθεί, ότι οι τιμές των σφαλμάτων για τις εγχύσεις ενεργού ισχύος είναι σημαντικά μεγαλύτερες από αυτές για τις μετρήσεις τάσεων και ροών ισχύος, διότι προέρχονται από την εκτίμηση φορτίου και όχι από πραγματικές μετρήσεις.



## 5.12 Ακρίβεια μετρήσεων έγχυσης άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης (load estimation)

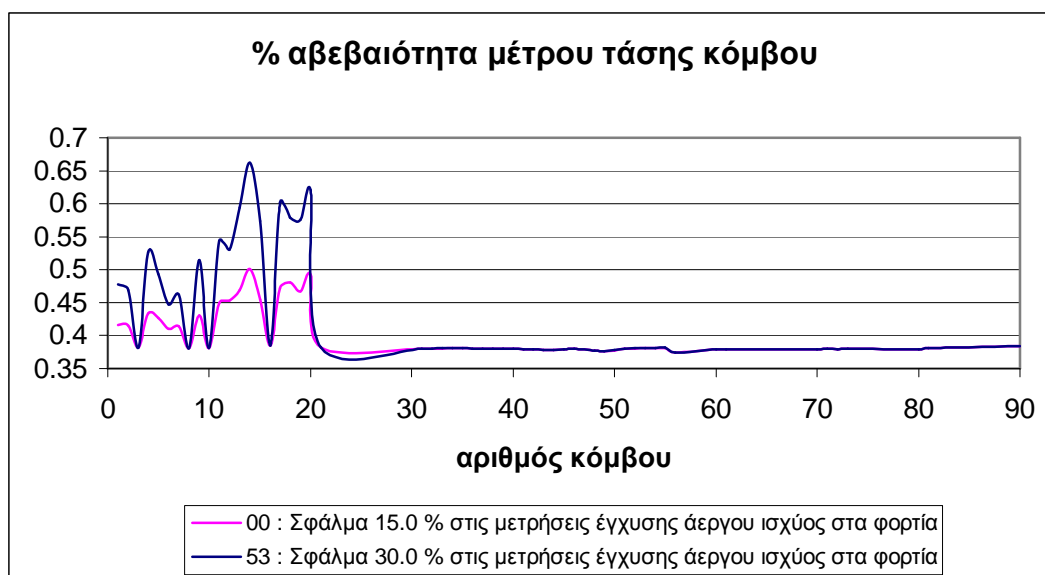
Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει η ακρίβεια των μετρήσεων έγχυσης άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, δηλ. στην ουσία την ακρίβεια του load estimation που πραγματοποιείται στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, θα εξετάσουμε το ενδεχόμενο να έχουν όλες οι μετρήσεις την ίδια ακρίβεια. Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 15.0 |
| 53 : | % σφάλμα = 30.0 |
| 54 : | % σφάλμα = 45.0 |
| 55 : | % σφάλμα = 60.0 |
| 56 : | % σφάλμα = 75.0 |

**Σύγκριση 00 και 53: Αύξηση σφάλματος από 15% σε 30%.**

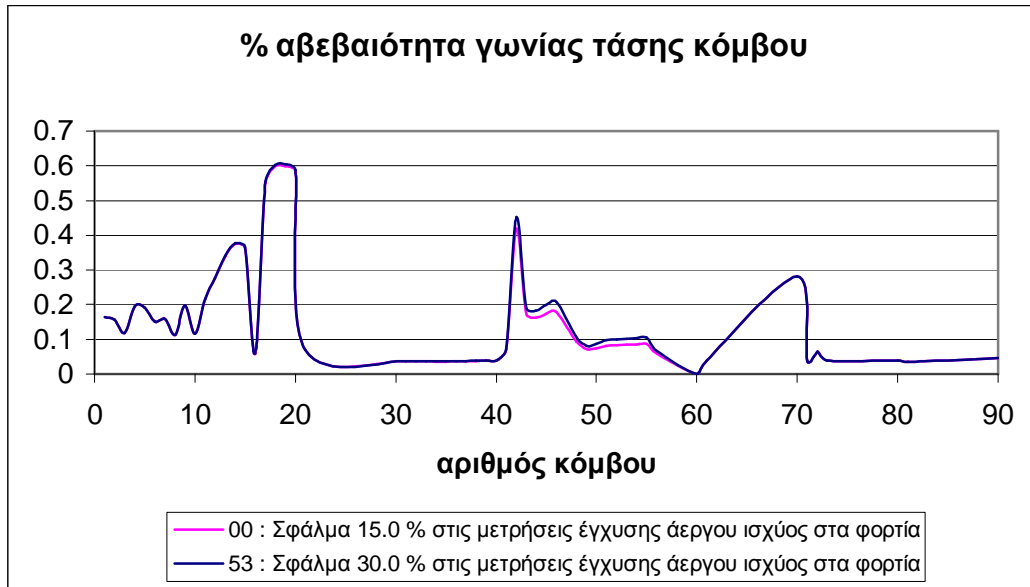
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 15% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται έντονα στους κόμβους που είναι τα φορτία χαμηλής τάσης. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0,1622 μονάδες εντοπίζεται στον κόμβο 14, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6623%.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

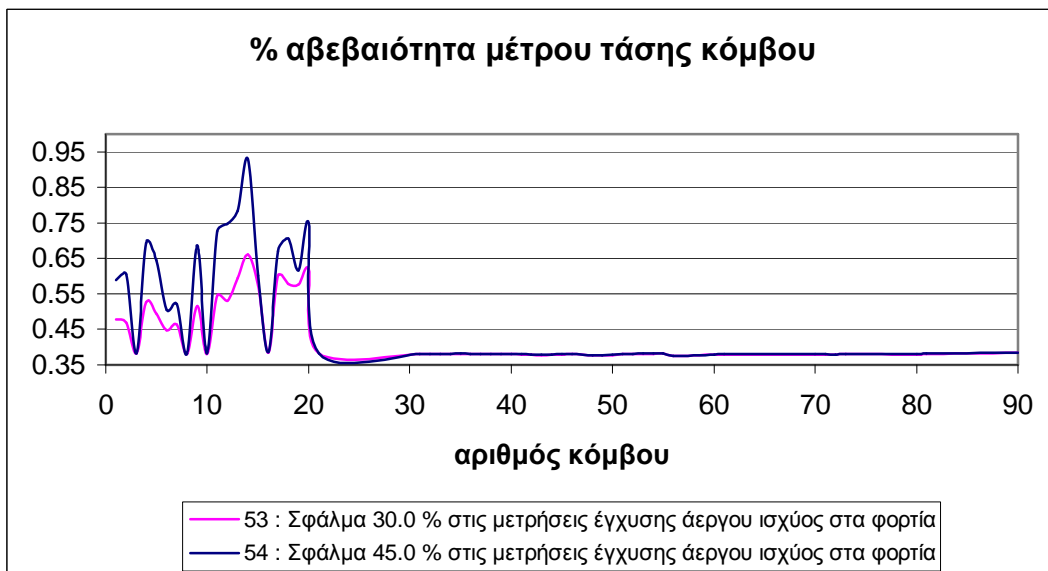
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 15% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder, ενώ κατά τα άλλα παραμένει η ίδια..



*Σύγκριση 53 και 54: Αύξηση σφάλματος από 30% σε 45%.*

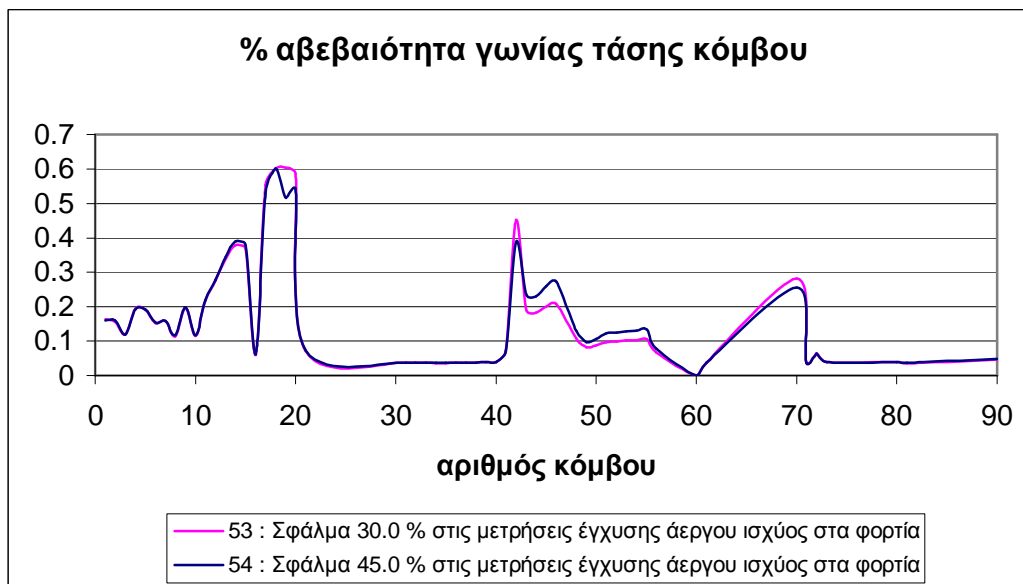
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 45%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται έντονα στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία στους 3 feeders. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.2674 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 14, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.9297%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

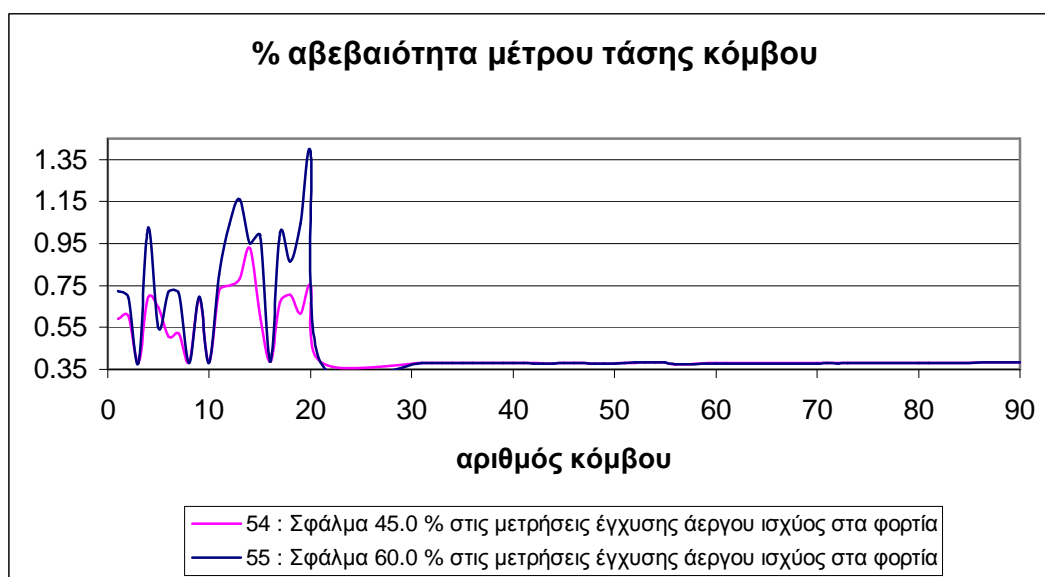
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 45%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Κατά τα άλλα παραμένει ίδια.



**Σύγκριση 54 και 55: Αύξηση σφάλματος από 45% σε 60%.**

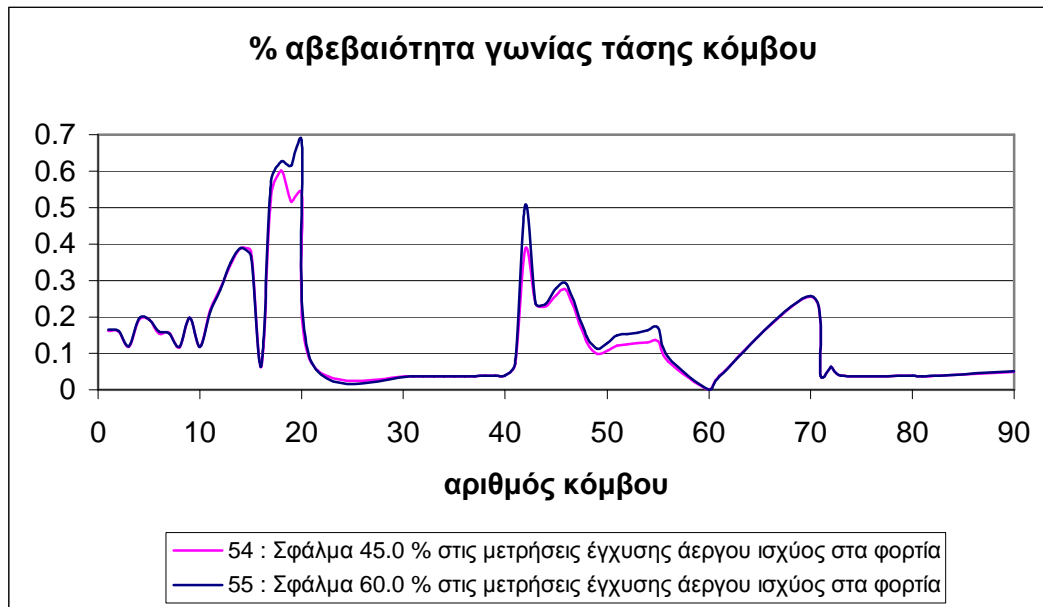
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 45% σε 60%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται πολύ έντονα στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία στους 3 feeders. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.6293 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 1.3784%.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

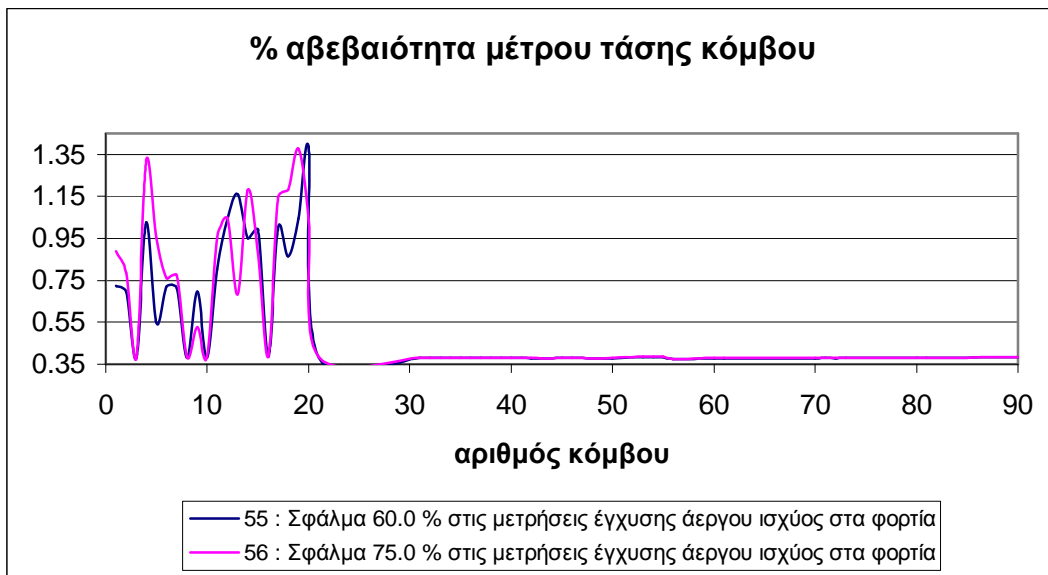
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 45%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Κατά τα άλλα παραμένει ίδια.



**Σύγκριση 55 και 56: Αύξηση σφάλματος από 60% σε 75%.**

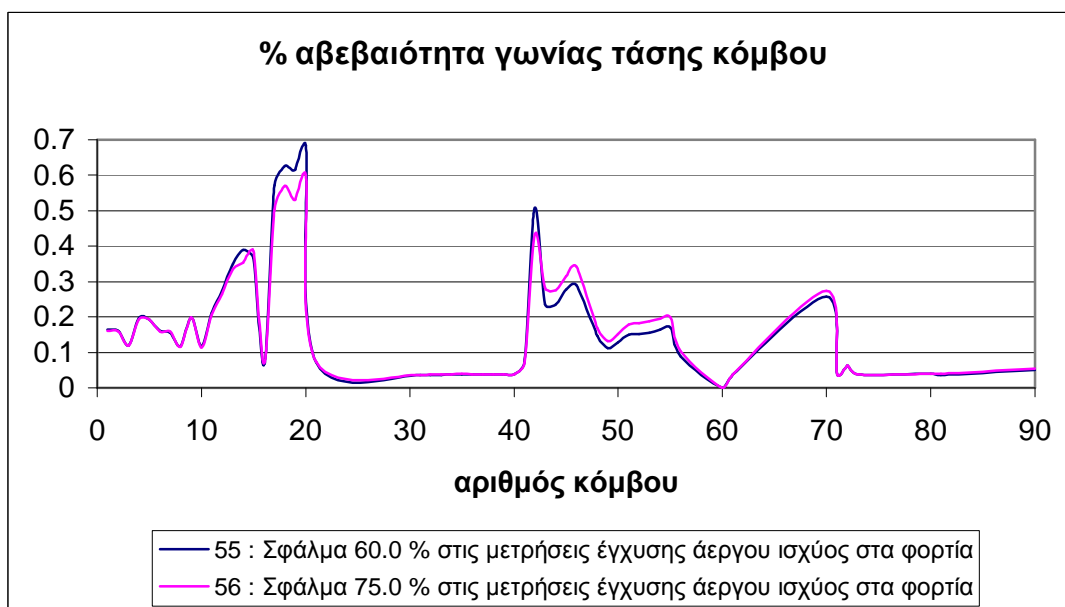
### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 60% σε 75%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται πολύ έντονα στους κόμβους χαμηλής τάσης με φορτία στους 3 feeders και αλλάζει ελαφρώς η μορφή, διότι παρατηρούνται και μειώσεις σε ορισμένους κόμβους. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ μείωση κατά 0.3386 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, ενώ στον κόμβο 19 έχουμε τη μέγιστη αβεβαιότητα 1.3757%.

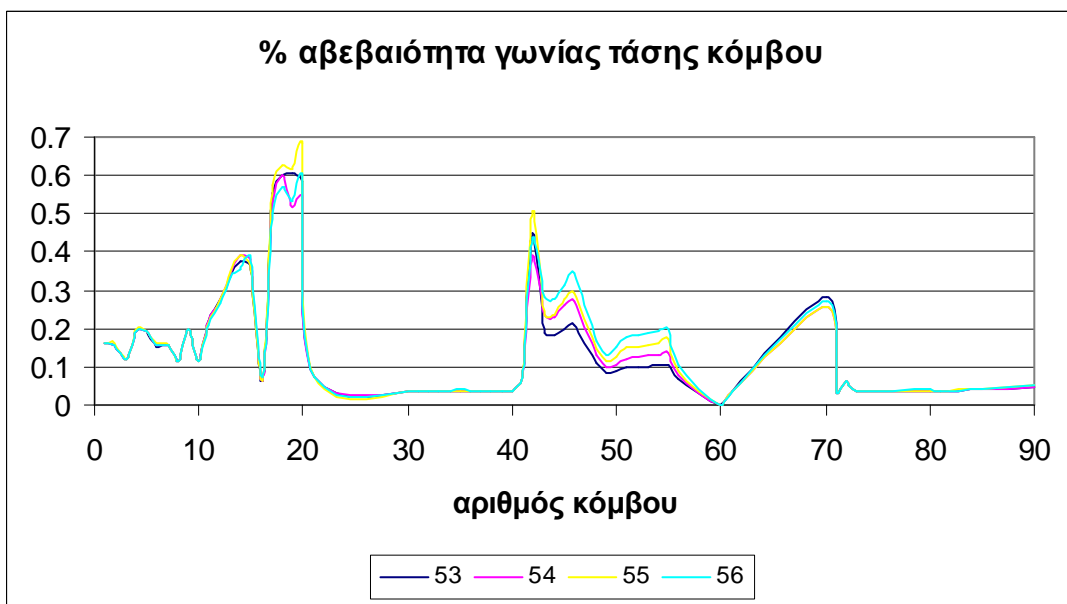
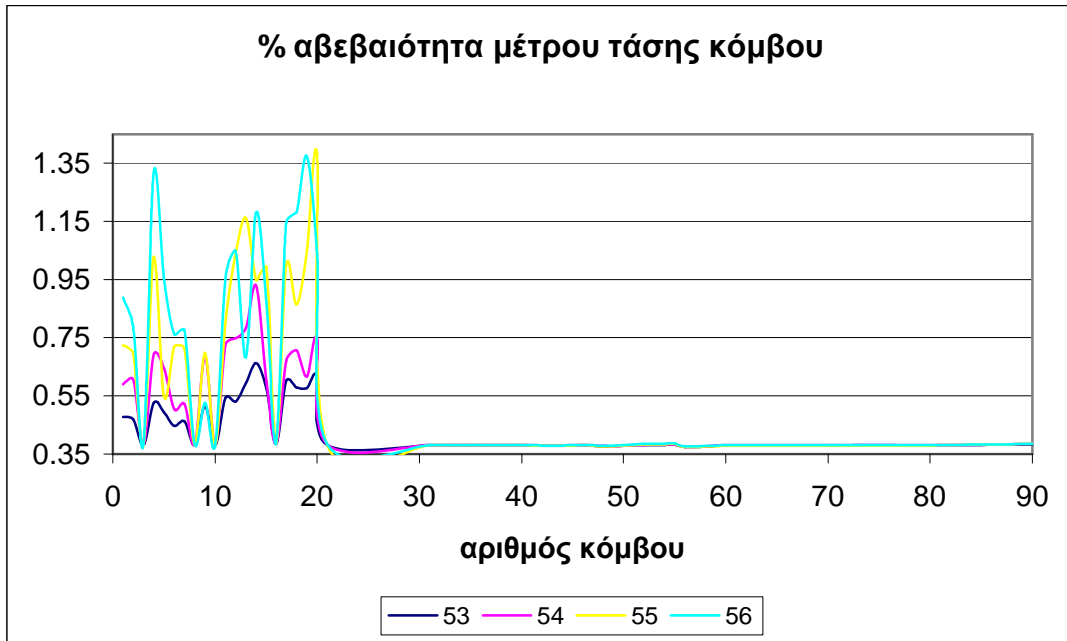


➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 60% σε 75%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται ελάχιστα στους κόμβους μέσης τάσης 41-56 που είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Παρατηρείται όμως και μείωση στους κόμβους 17-20 και 42. Η μέγιστη αβεβαιότητα συναντάται στον κόμβο 20 και είναι ίση με 0.5999%.



Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για τις αβεβαιότητες του μέτρου και της γωνίας της τάσης, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υπεισέρχεται στις μετρήσεις έγχυσης άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης :



Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα των μετρήσεων έγχυσης άεργου ισχύος από 15% σε 75%, υπάρχει έντονη μεταβολή της αβεβαιότητας του μέτρου τάσης στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία Χ.Τ. συνολικά κατά 0.87 μονάδες περίπου. Η αβεβαιότητα της γωνίας τάσης παραμένει σχεδόν ίδια, με τη διαφορά ότι αυξάνεται κατά 0.1 μονάδα περίπου στους κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder, καθώς και στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Επιβεβαιώνεται λοιπόν και πάλι η έντονη σχέση εξάρτησης που υφίσταται ανάμεσα στο μέτρο της τάσης και την άεργο ισχύ. Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να σημειωθεί, ότι οι τιμές των σφαλμάτων για τις εγχύσεις άεργου ισχύος είναι σημαντικά μεγαλύτερες από αυτές

για τις μετρήσεις τάσεων και ροών ισχύος, διότι προέρχονται από την εκτίμηση φορτίου και όχι από πραγματικές μετρήσεις.

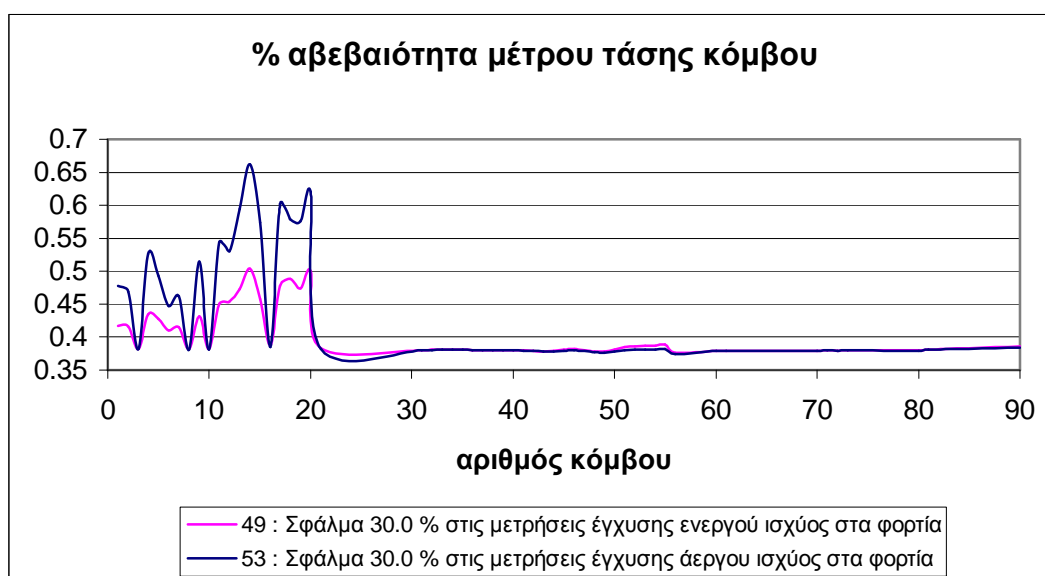
### 5.13 Σύγκριση μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης (load estimation), με την ίδια ακρίβεια εναλλάξ στην ενεργό και άεργο ισχύ.

Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει η ακρίβεια των μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης (load estimation) στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, λαμβάνουμε υπόψη τα αρχεία 49, 50, 51 και 52, για την ενεργό ισχύ, και 53, 54, 55 και 56, για την άεργο ισχύ. Συγκρίνουμε δηλ. κάθε φορά την περίπτωση να υπεισέρχεται το ίδιο σφάλμα στις μετρήσεις έγχυσης ενεργού ή άεργου ισχύος, όχι όμως ταυτόχρονα και στις δύο.

*Σύγκριση 49 και 53: Σφάλμα 30%.*

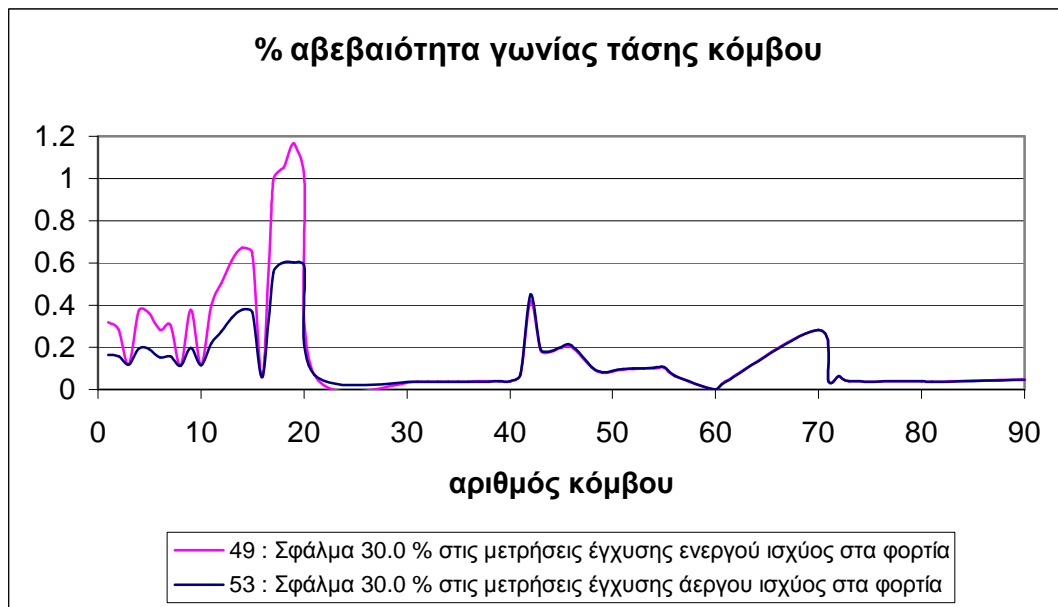
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται για σφάλμα 30% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης είναι σαφώς πιο αυξημένη στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην άεργο ισχύ. Η πιο αισθητή διαφορά κατά 0.1583 μονάδες εντοπίζεται στον κόμβο 14.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται για σφάλμα 30% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης είναι σαφώς πιο αυξημένη στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ. Η πιο αισθητή διαφορά κατά 0.564 μονάδες εντοπίζεται στον κόμβο 19.

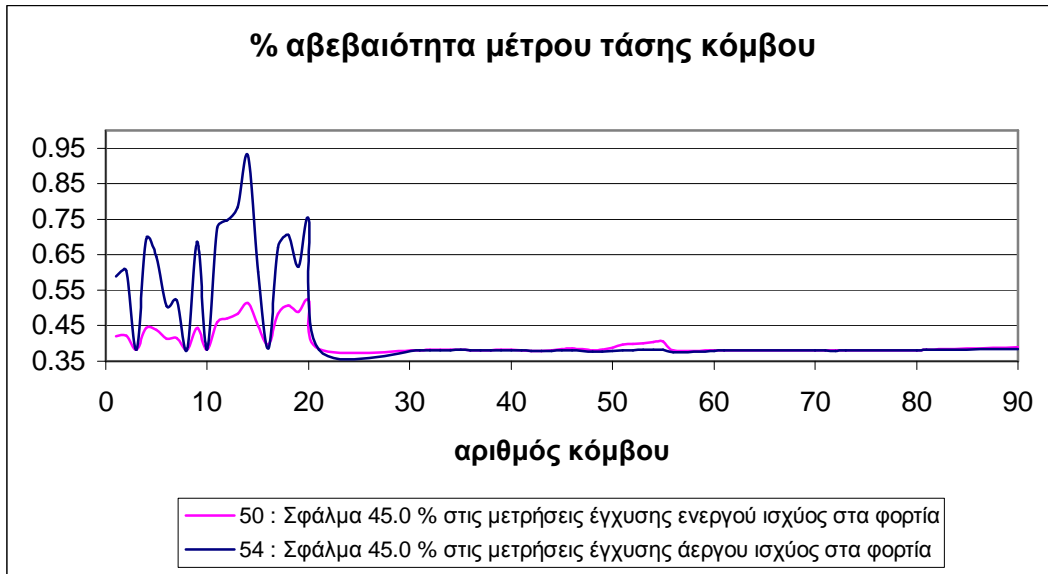


**Σύγκριση 50 και 54: Σφάλμα 45%.**

➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

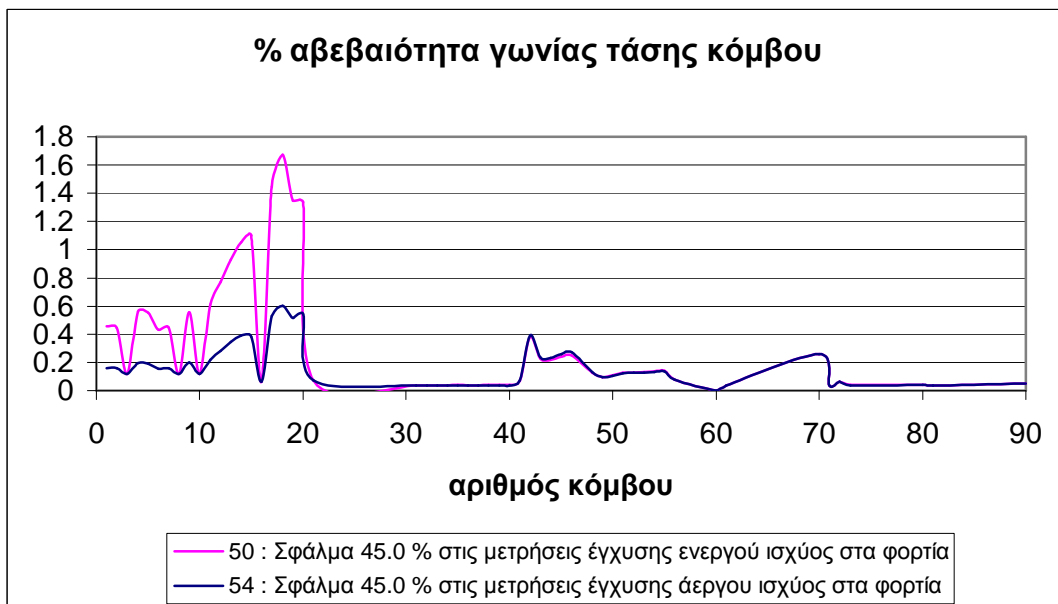
Διαπιστώνεται για σφάλμα 45% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης είναι σαφώς πιο αυξημένη στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην άεργο ισχύ. Η πιο αισθητή διαφορά κατά 0.4152 μονάδες εντοπίζεται στον κόμβο 14.





#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

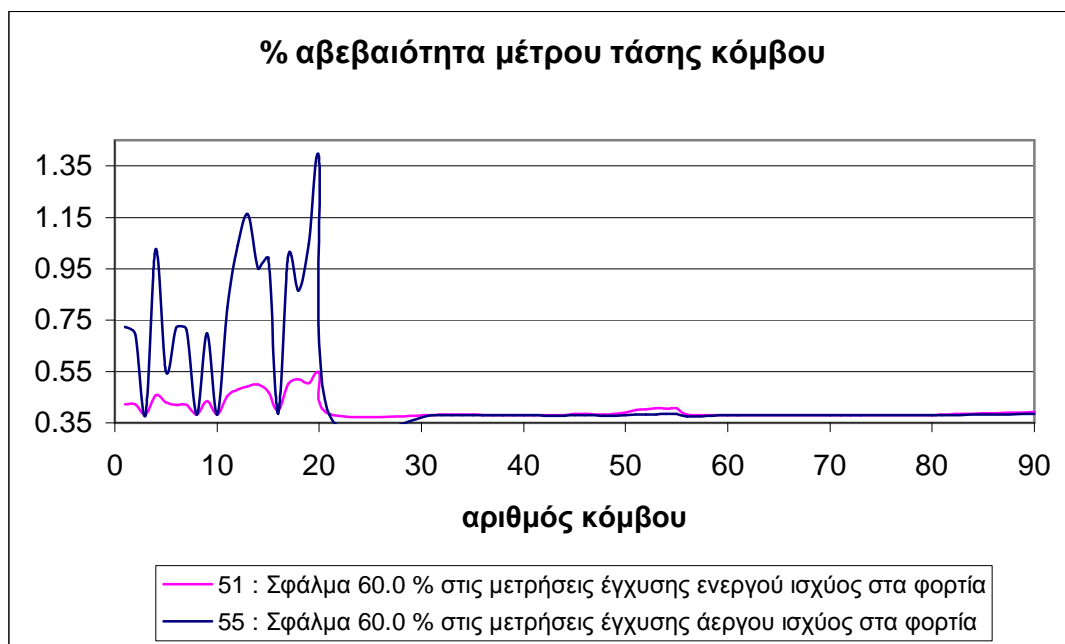
Διαπιστώνεται για σφάλμα 45% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης είναι σαφώς πιο αυξημένη στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ. Η πιο αισθητή διαφορά κατά 1.0729 μονάδες εντοπίζεται στον κόμβο 18.



### Σύγκριση 51 και 55: Σφάλμα 60%.

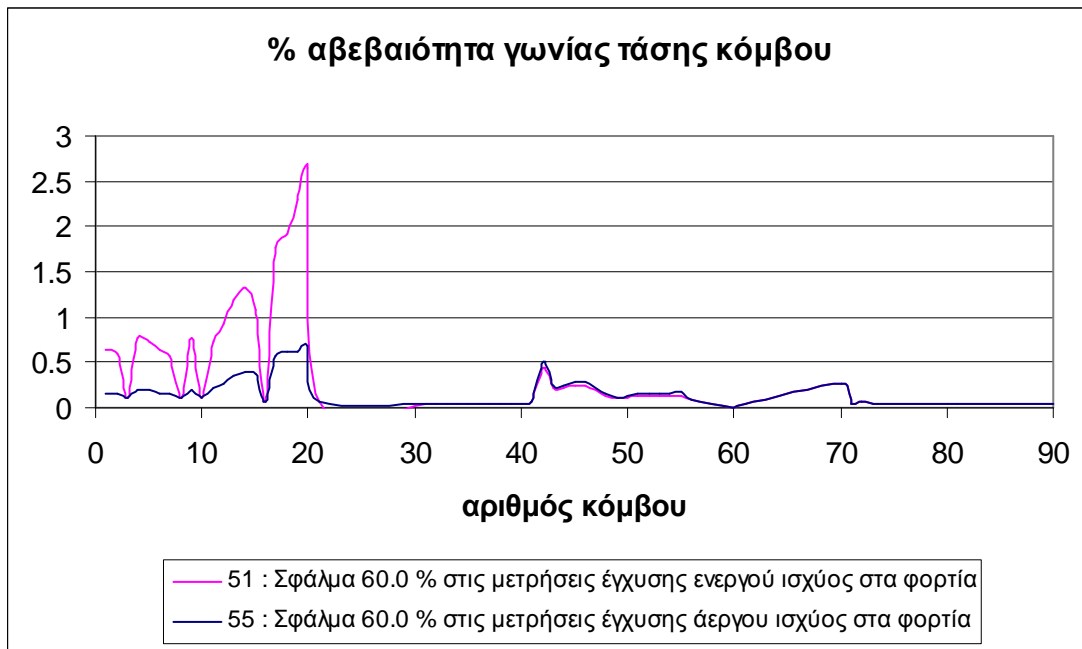
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται για σφάλμα 60% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης είναι σαφώς πιο αυξημένη στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην άεργο ισχύ. Η πιο αισθητή διαφορά κατά 0.8337 μονάδες εντοπίζεται στον κόμβο 20.



#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

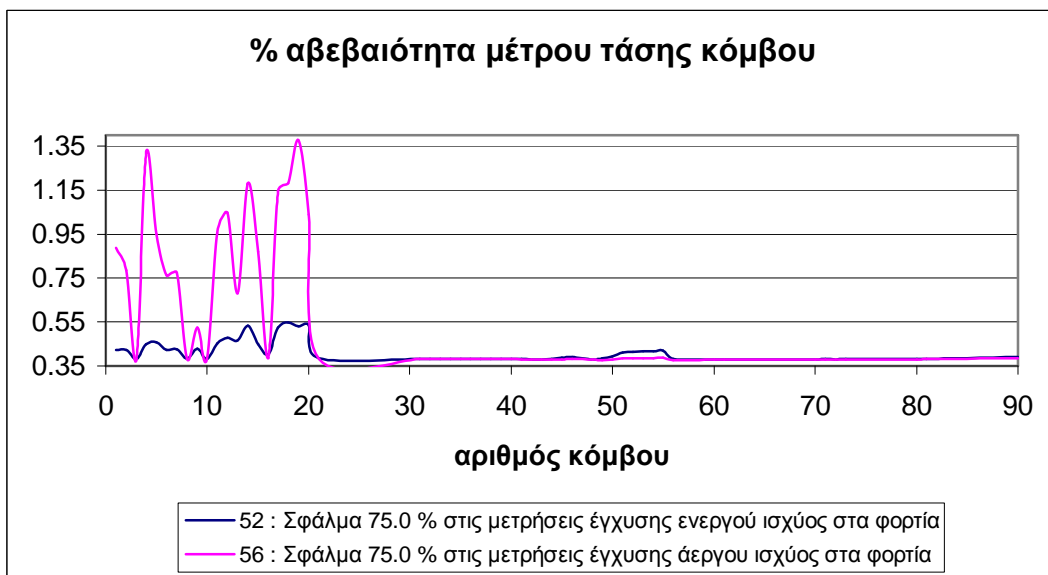
Διαπιστώνεται για σφάλμα 60% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης είναι σαφώς πιο αυξημένη στους κόμβους, όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ. Η πιο αισθητή διαφορά (εδώ αύξηση κατά 1.9641 μονάδες) εντοπίζεται στον κόμβο 20.



**Σύγκριση 52 και 56: Σφάλμα 75%.**

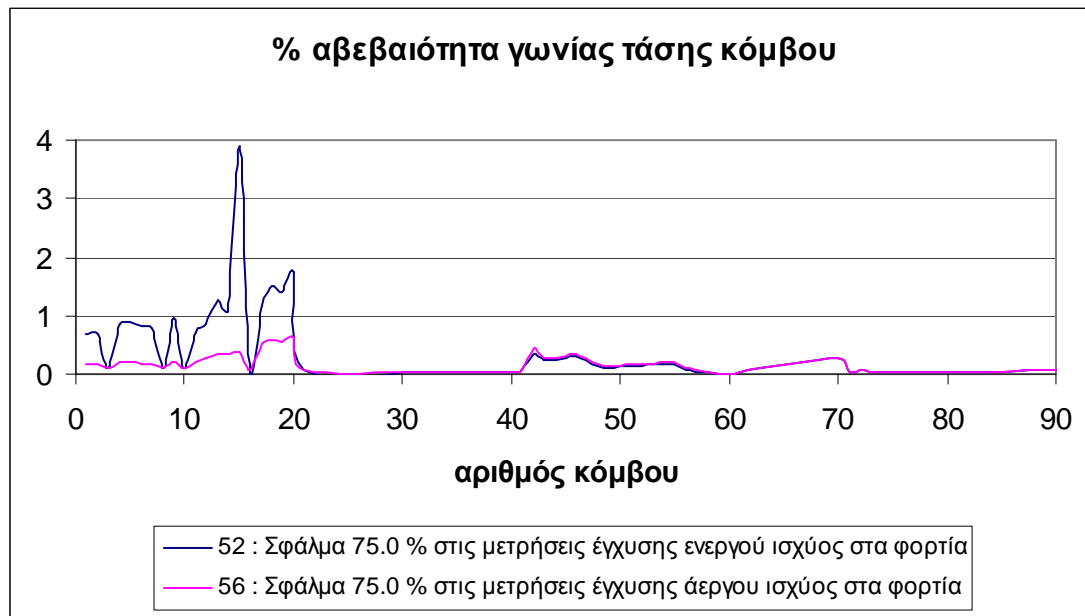
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται για σφάλμα 75% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης είναι σαφώς πιο αυξημένη στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην άεργο ισχύ. Πιο αισθητή διαφορά κατά 0.8713 μονάδες εντοπίζεται στον κόμβο 4 και κατά 0.8445 στον κόμβο 19.



### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται για σφάλμα 75% στις μετρήσεις είτε ενεργού είτε άεργου ισχύος, ότι η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης είναι σαφώς πιο αυξημένη στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, στην περίπτωση που το σφάλμα προστίθεται στην ενεργό ισχύ. Η πιο αισθητή διαφορά κατά 3.5129 μονάδες εντοπίζεται στον κόμβο 15.



Βάσει των παραπάνω συγκρίσεων, επαληθεύεται για ακόμη μία φορά η έντονη σχέση εξάρτησης που υφίσταται μεταξύ της ενεργού ισχύος και της γωνίας της τάσης, καθώς επίσης και μεταξύ της άεργου ισχύος και του μέτρου της τάσης.

### 5.14 Ακρίβεια μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης (load estimation)

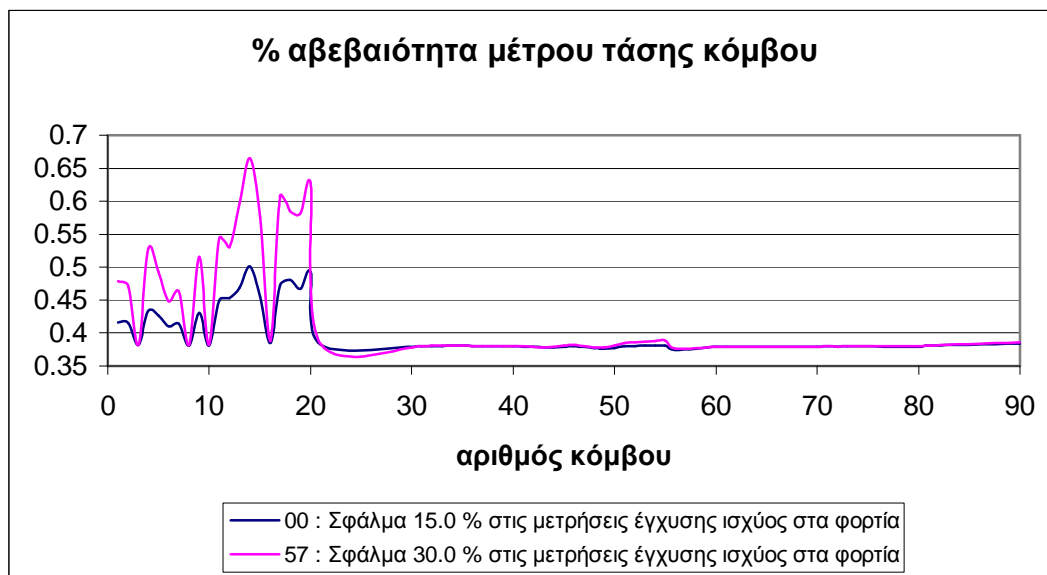
Για να εξετάσουμε τον ρόλο που διαδραματίζει ταυτόχρονα η ακρίβεια των μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης, δηλ. στην ουσία την ακρίβεια του load estimation που πραγματοποιείται στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, θα εξετάσουμε το ενδεχόμενο να έχουν όλες οι μετρήσεις έγχυσης και ενεργού και άεργου ισχύος την ίδια ακρίβεια. Θα εξετάσουμε επίσης και πως επηρεάζεται η αβεβαιότητα των ροών ενεργού και άεργου ισχύος, που υπολογίζονται μετά το πέρας της εκτίμησης κατάστασης. Λαμβάνουμε υπόψη τα ακόλουθα αρχεία :

|      |                 |
|------|-----------------|
| 00 : | % σφάλμα = 15.0 |
| 57 : | % σφάλμα = 30.0 |
| 58 : | % σφάλμα = 45.0 |
| 59 : | % σφάλμα = 60.0 |
| 60 : | % σφάλμα = 75.0 |

**Σύγκριση 00 και 57: Αύξηση σφάλματος από 15% σε 30%.**

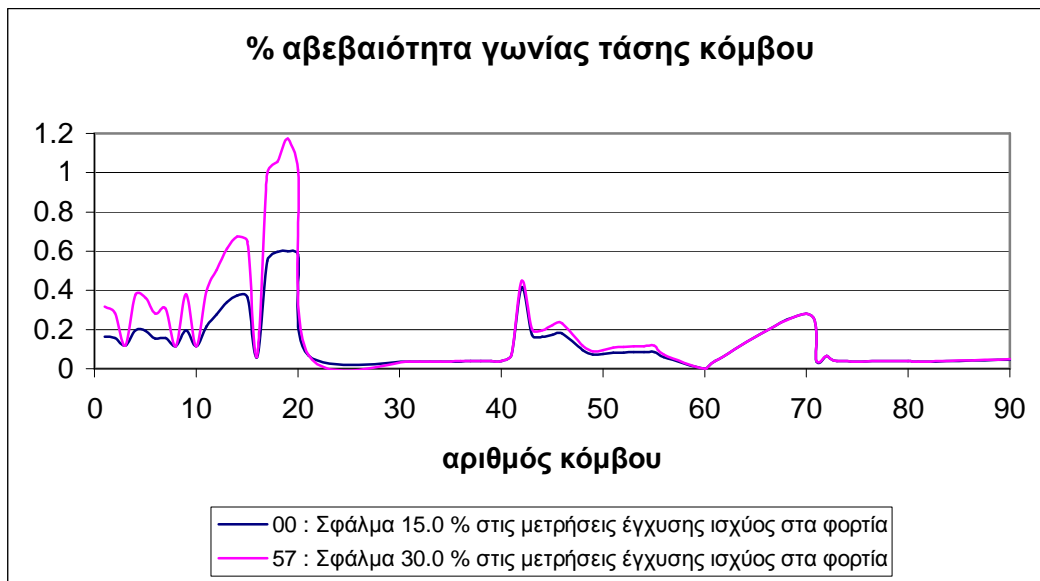
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 15% σε 30%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται σημαντικά στους κόμβους, όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης στους τρεις feeders του δικτύου. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.164 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 14, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.6648%.



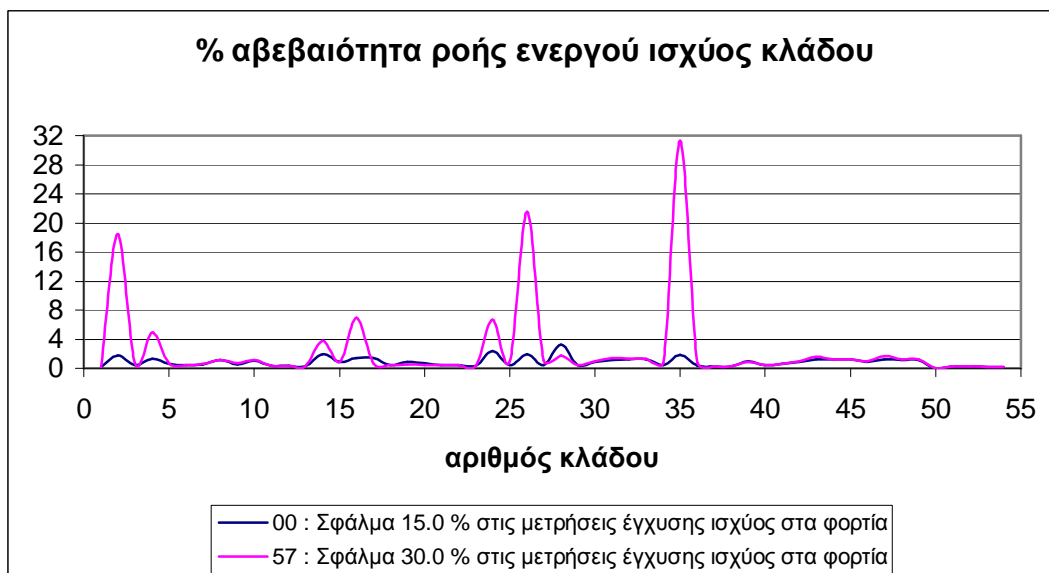
➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 15% σε 30%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται έντονα στους κόμβους χαμηλής τάσης που συνδέονται τα φορτία και ιδιαίτερα στους κόμβους 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.5738 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 19, όπου έχουμε και τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 1.1734%.



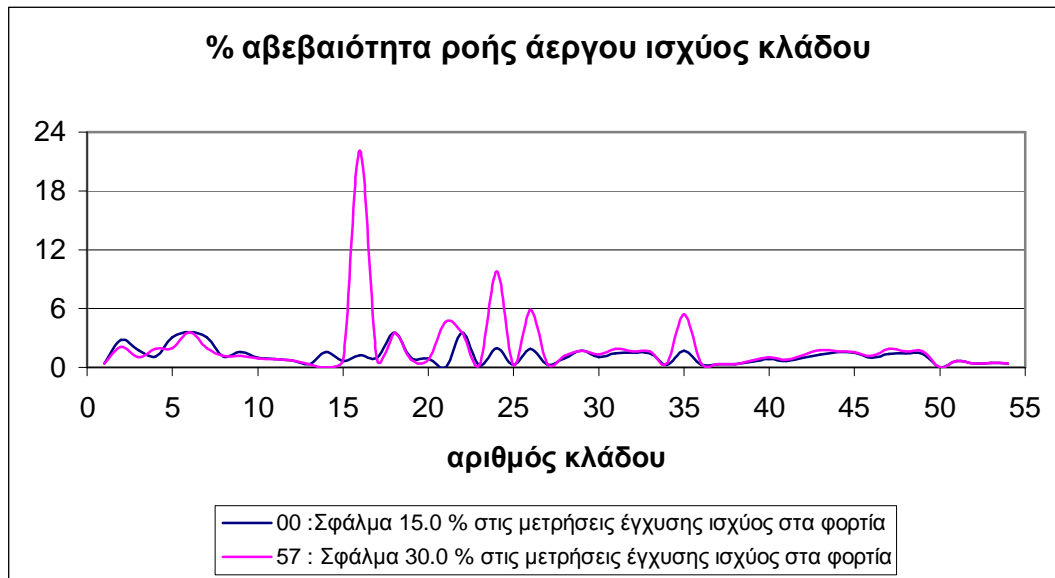
➤ **Αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 15% σε 30%, η αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος αυξάνεται στους κλάδους 2 και 4 του 1<sup>ου</sup> feeder, 14 και 16 του 2<sup>ου</sup> feeder καθώς επίσης και στους κλάδους 24, 26 και 35 του 3<sup>ου</sup> feeder. Σε όλους τους παραπάνω κλάδους συνδέονται φορτία χαμηλής τάσης και μάλιστα αυτοί οι κλάδοι είναι και οι πιο κοντινοί στον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71. Σημαντικές είναι οι αυξήσεις στους κλάδους 2, 26 και 35 κατά 16.6993, 19.6691 και 29.4264 μονάδες αντίστοιχα, ενώ πιο μικρές μεταβολές έχουμε στους κλάδους 4, 14, 16 και 24.



➤ **Αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου**

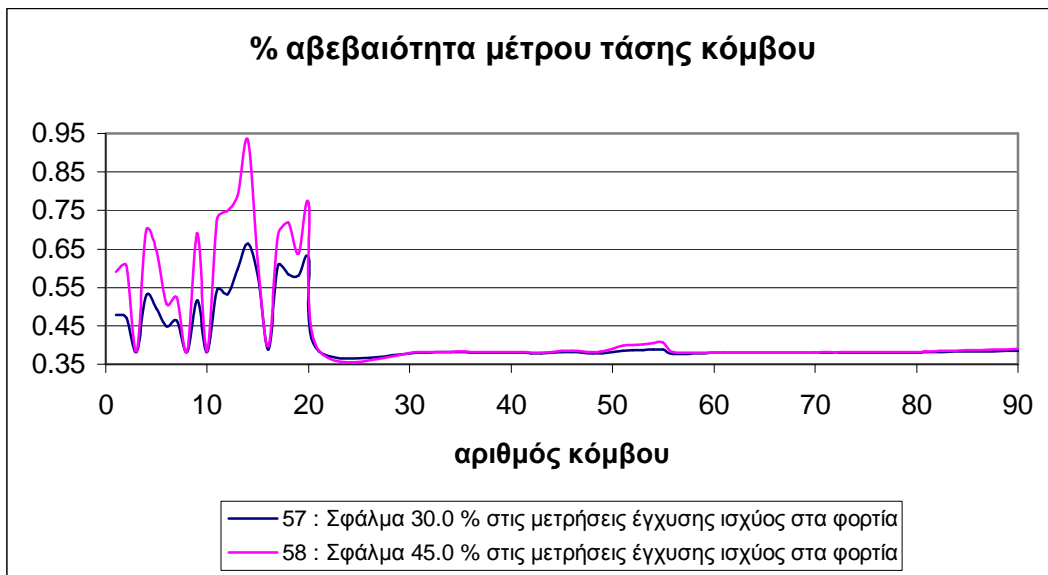
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 15% σε 30%, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος αυξάνεται στους κλάδους 21, 24, 26 και 35 με μέγιστη μεταβολή στον κλάδο 24 κατά 7.8215 μονάδες. Κατά τα άλλα παραμένει σχεδόν η ίδια.



**Σύγκριση 57 και 58: Αύξηση σφάλματος από 30% σε 45%.**

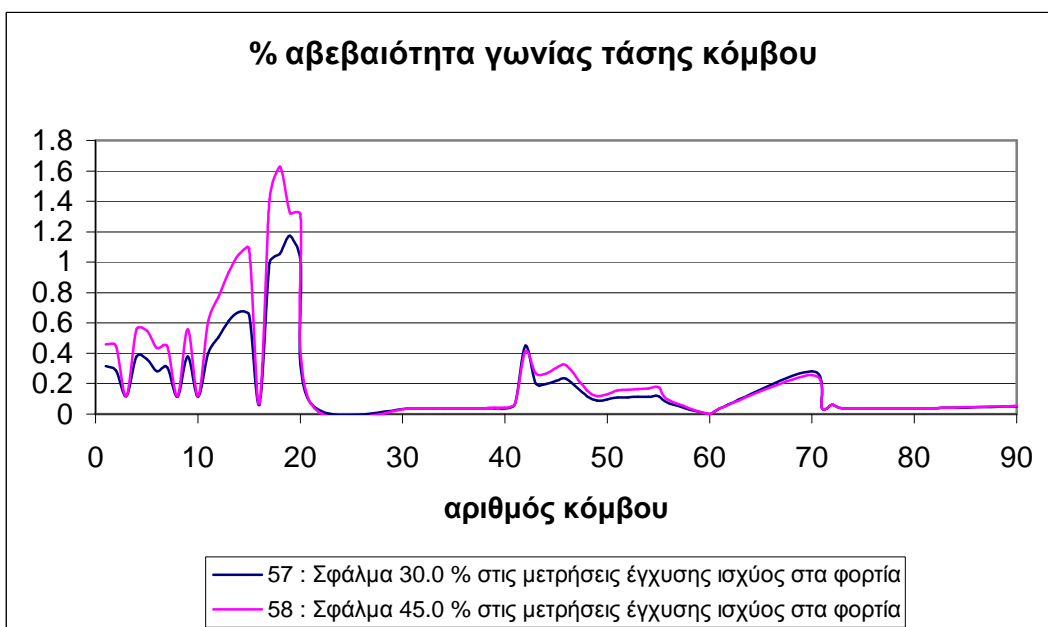
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 45%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται σημαντικά στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης στους τρεις feeders του δικτύου. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.268 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 14, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 0.9328%.



➤ **Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου**

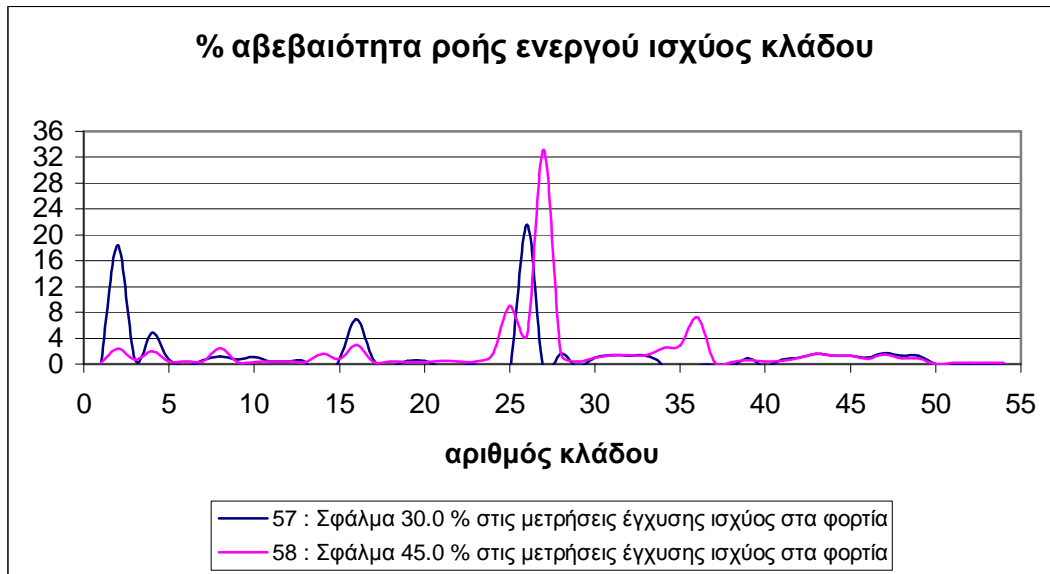
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 45%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται έντονα στους κόμβους χαμηλής τάσης που συνδέονται τα φορτία και ιδιαίτερα στους κόμβους 11-15 και 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.5695 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 18, όπου έχουμε και τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 1.6259%.





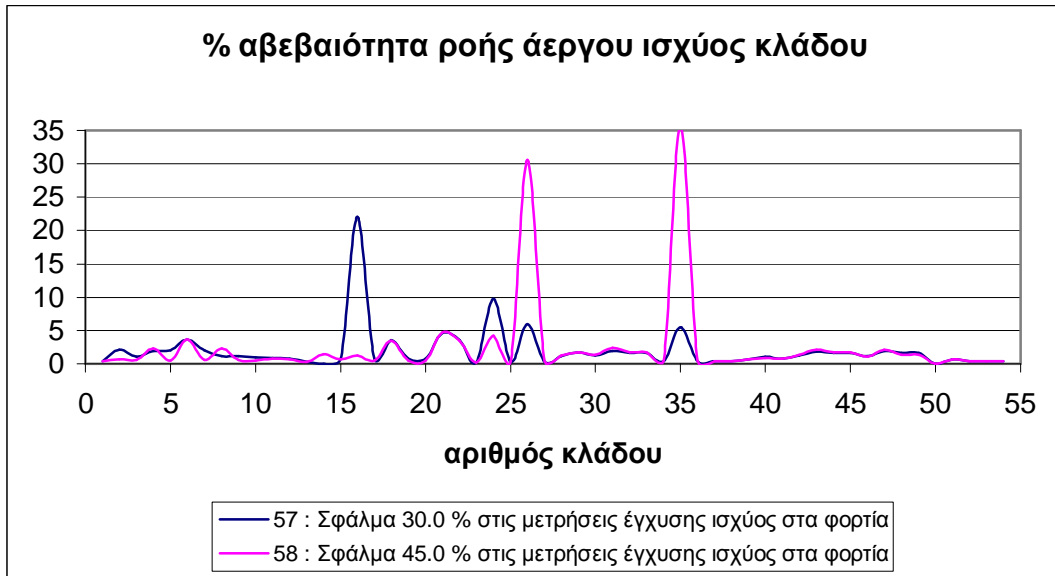
### ➤ Αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 45%, η αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος μειώνεται στους κλάδους 2 και 4 του 1<sup>ου</sup> feeder, 14 και 16 του 2<sup>ου</sup> feeder καθώς επίσης και στους κλάδους 24, 26 και 35 του 3<sup>ου</sup> feeder. Σε όλους τους παραπάνω κλάδους συνδέονται φορτία χαμηλής τάσης και μάλιστα αυτοί οι κλάδοι είναι και οι πιο κοντινοί στον κύριο κόμβο μέσης τάσης NMV (71). Τέλος αυξάνεται σημαντικά στον κλάδο 27 κατά 32.0919 μονάδες.



### ➤ Αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου

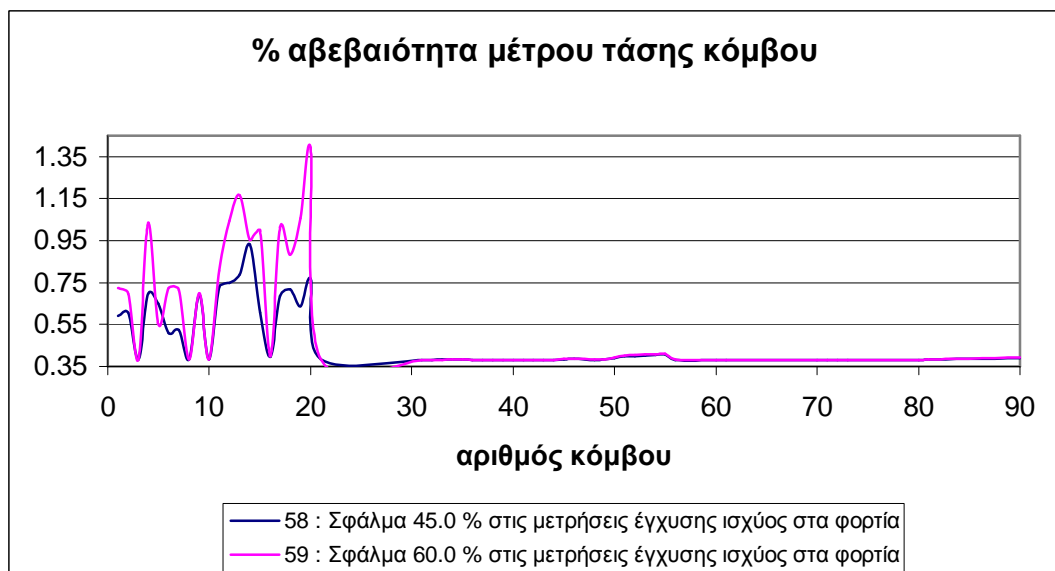
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 30% σε 45%, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος αυξάνεται σημαντικά στους κλάδους 26 και 35 κατά 24.71 και 30.4295 μονάδες αντίστοιχα. Επίσης έχουμε αισθητές μειώσεις στους κλάδους 16 και 24, με μέγιστη αυτήν στον 16 κατά 20.8194 μονάδες. Κατά τα άλλα παραμένει σχεδόν η ίδια.



**Σύγκριση 58 και 59: Αύξηση σφάλματος από 45% σε 60%.**

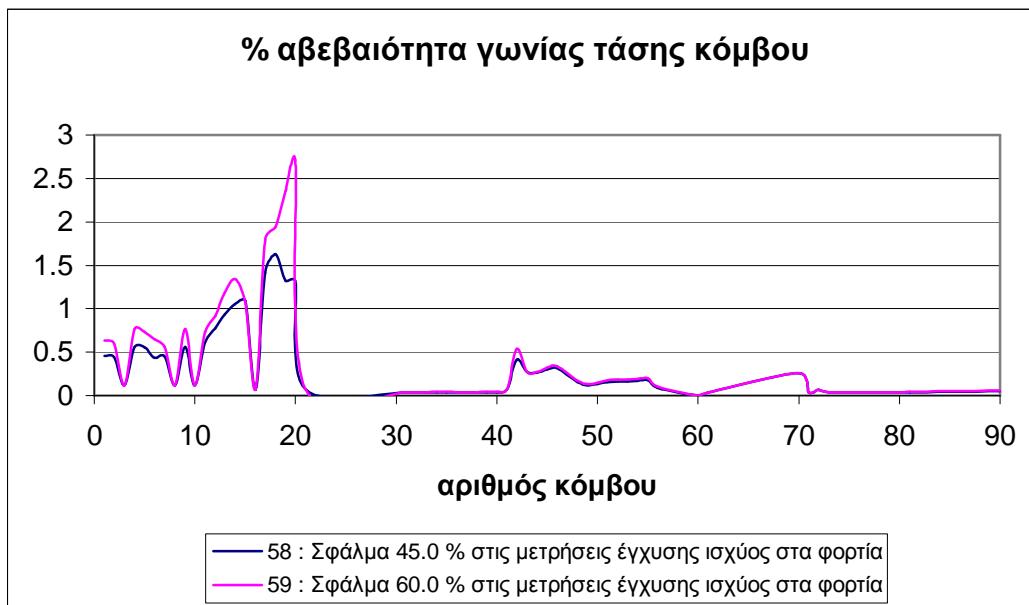
➤ **Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 45% σε 60%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται σημαντικά στους κόμβους, όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης στους τρεις feeders του δικτύου. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.6183 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 1.3869%.



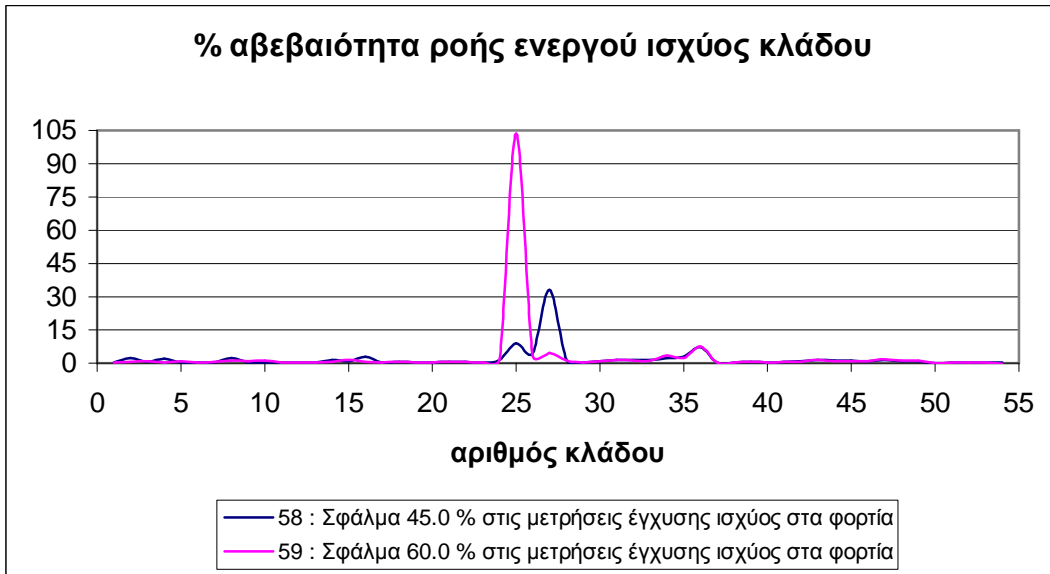
### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 45% σε 60%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται πολύ έντονα στους κόμβους χαμηλής τάσης που συνδέονται τα φορτία και ιδιαίτερα στους κόμβους 17-20. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 1.4001 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 20, όπου έχουμε και τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 2.716%.



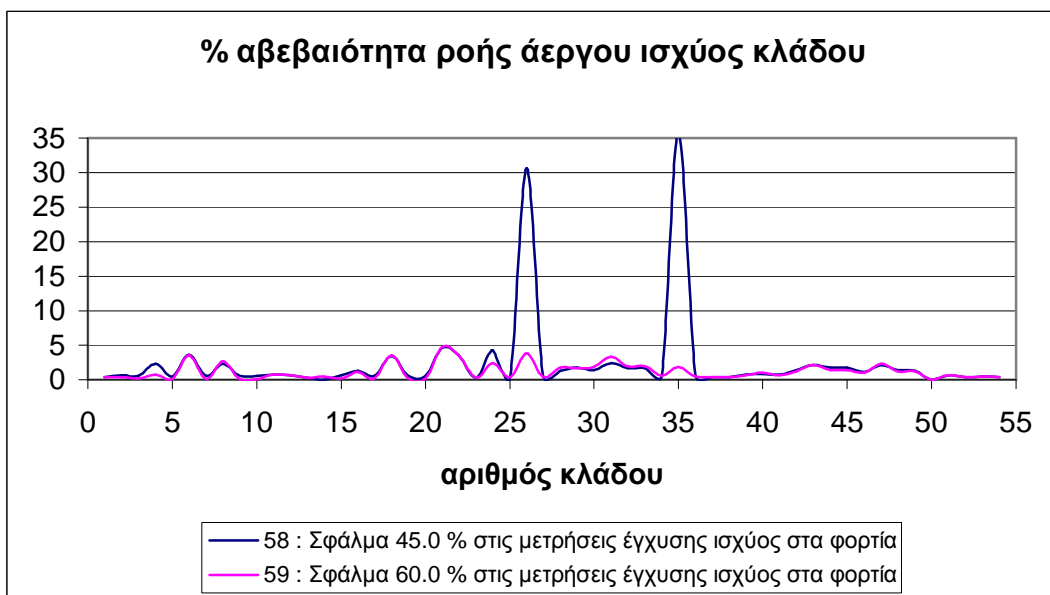
### ➤ Αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 45% σε 60%, η αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος παραμένει σχεδόν η ίδια. Εξαιρετικά σημαντική αύξηση βλέπουμε στον κλάδο 25 του 3<sup>ου</sup> feeder (κατά 94.598 μονάδες). Τέλος έχουμε και σημαντική μείωση στον κλάδο 27 του ίδιου feeder (κατά 28.515 μονάδες), που είναι και ο κλάδος που βρίσκεται ακριβώς πριν το σημείο που χωρίζεται ο 3<sup>ος</sup> feeder σε δύο υποκλάδους.



#### ➤ Αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου

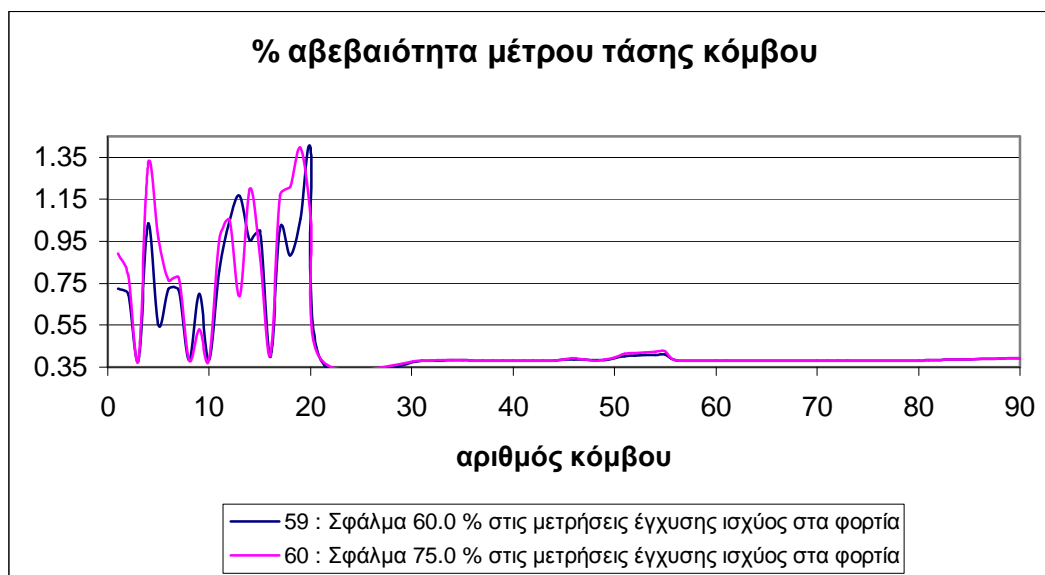
Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 45% σε 60%, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος μειώνεται σημαντικά στους κλάδους 26 και 35 του 3<sup>ου</sup> feeder κατά 26.8738 και 34.082 μονάδες αντίστοιχα. Στους κλάδους αυτούς συνδέονται φορτία χαμηλής τάσης. Κατά τα άλλα η αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου παραμένει η ίδια.



### Σύγκριση 59 και 60: Αύξηση σφάλματος από 60% σε 75%.

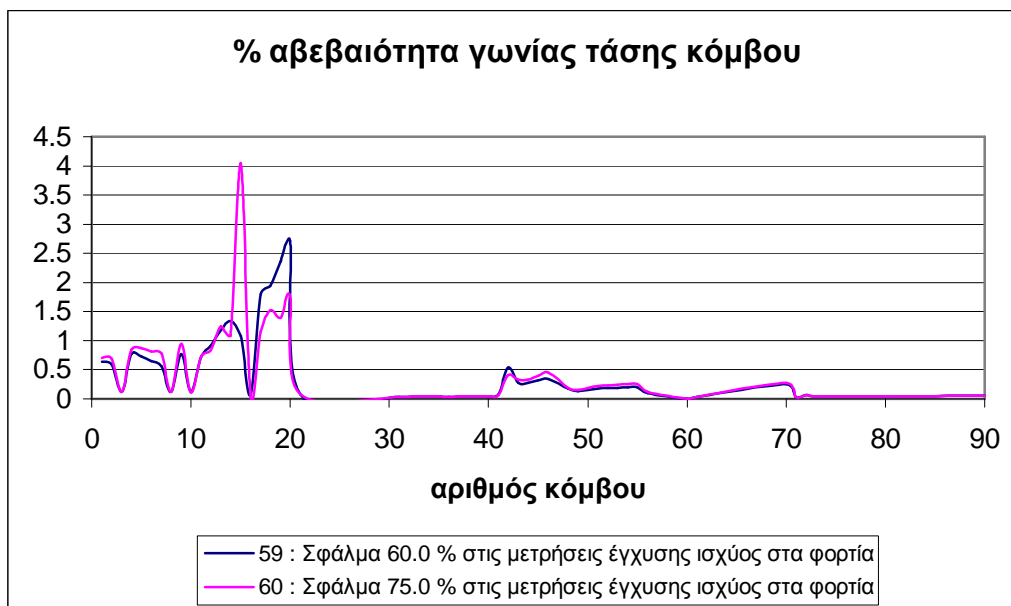
#### ➤ Αβεβαιότητα μέτρου τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 60% σε 75%, η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης αυξάνεται στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης στους τρεις feeders του δικτύου. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 0.3379 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 19, όπου έχουμε και τη μέγιστη αβεβαιότητα 1.3956%.



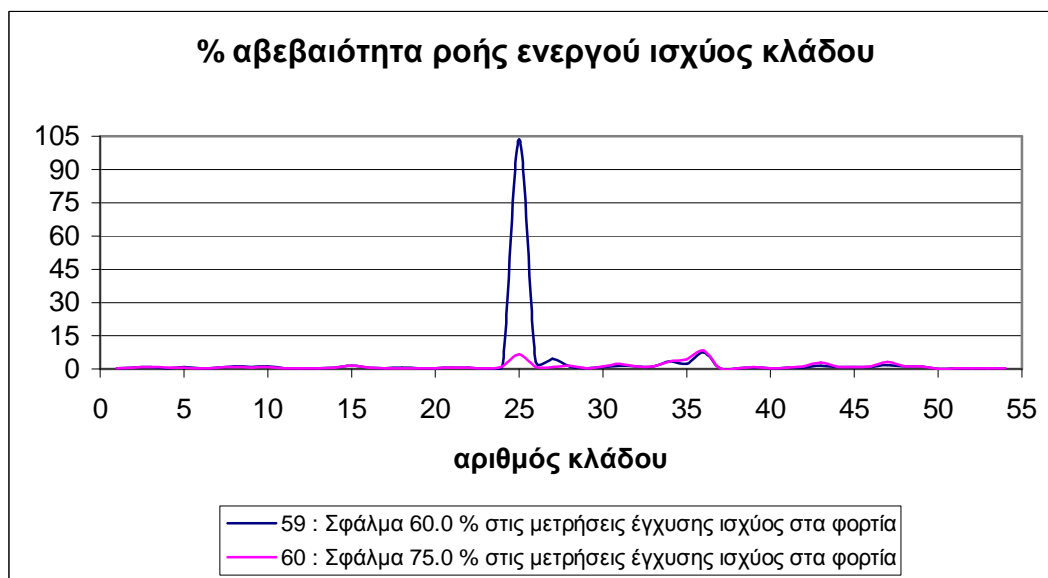
#### ➤ Αβεβαιότητα γωνίας τάσης κόμβου

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 60% σε 75%, η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης αυξάνεται πολύ έντονα στον κόμβο 15, ενώ μειώνεται παραδόξως στους κόμβους 17-20. Κατά τα άλλα παραμένει σχεδόν η ίδια.. Η μέγιστη μεταβολή (εδώ αύξηση κατά 2.966 μονάδες) παρουσιάζεται στον κόμβο 15, όπου έχουμε και τη μέγιστη τιμή της αβεβαιότητας 4.0439%.



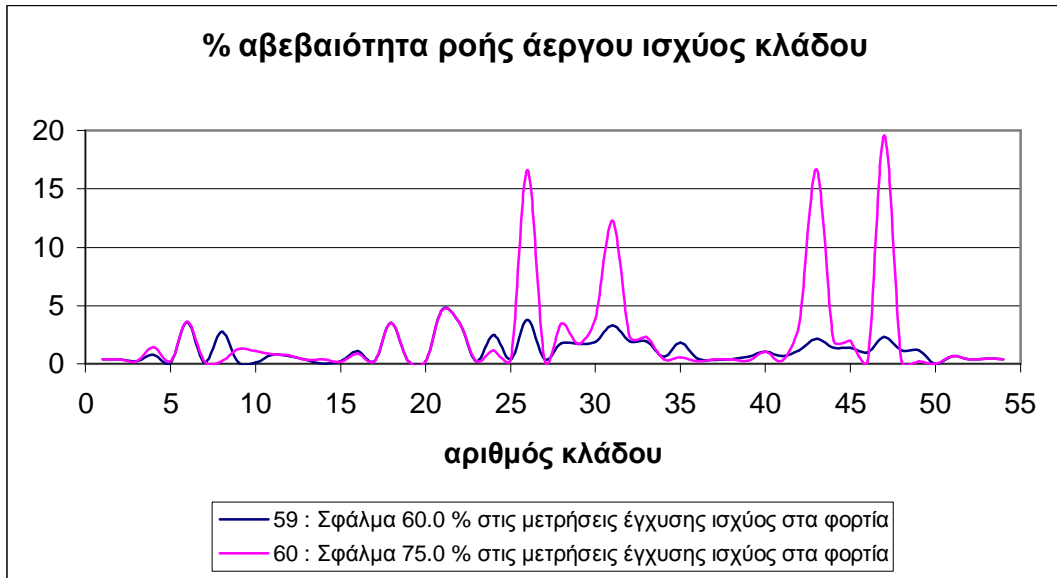
➤ **Αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 60% σε 75%, η αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος παραμένει σχεδόν η ίδια. Παρατηρείται όμως πολύ σημαντική μείωση στον κλάδο 25 του 3<sup>ου</sup> feeder (κατά 96.91 μονάδες).

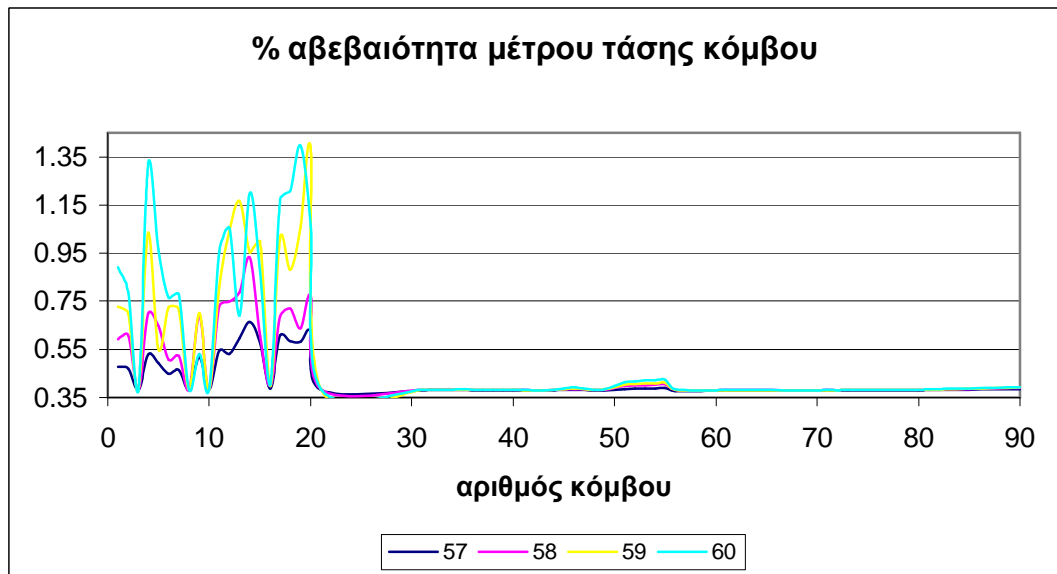


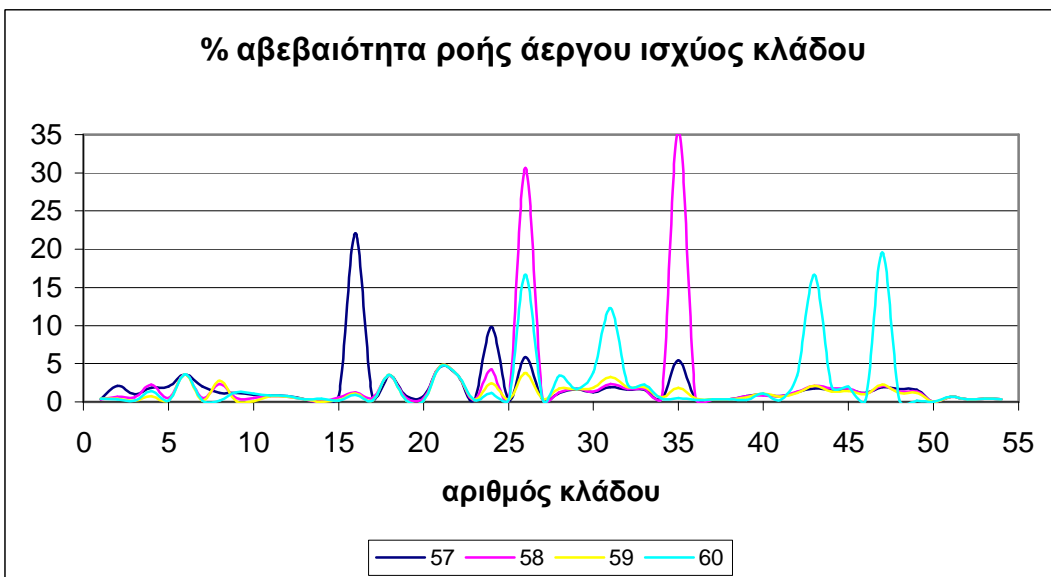
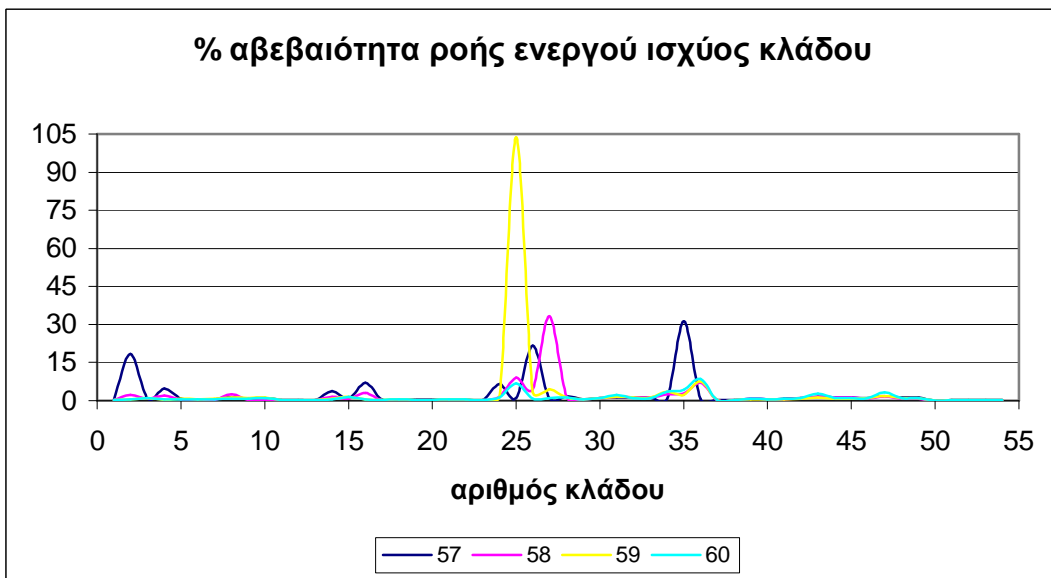
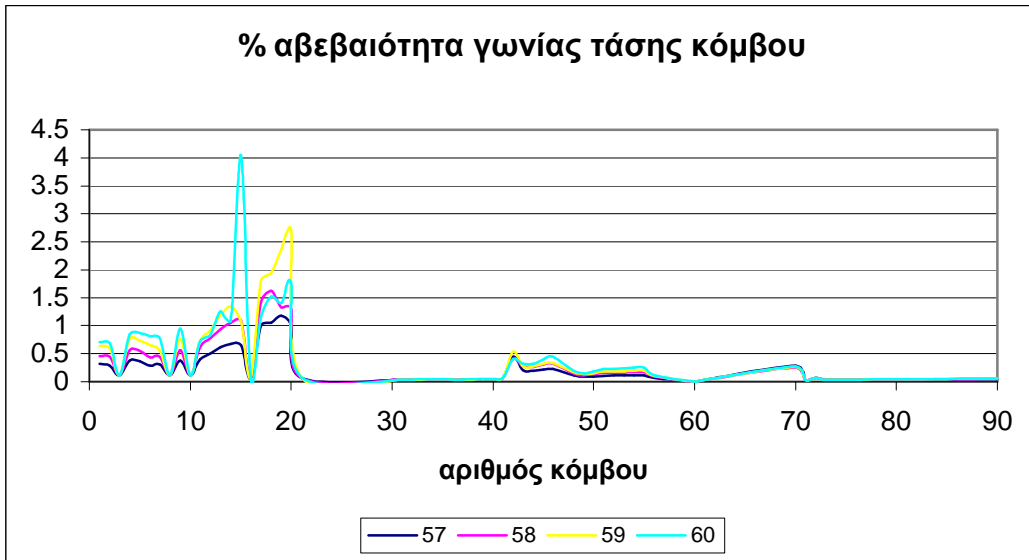
➤ **Αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου**

Διαπιστώνεται ότι αυξάνοντας το σφάλμα από 60% σε 75%, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος αυξάνεται στους κλάδους 26, 28, 30, 31, 42, 43 και 47 του 3<sup>ου</sup> feeder με μέγιστη την αύξηση κατά 17.2968 μονάδες στον κλάδο 47.



Τέλος, παρατίθενται συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα για την αβεβαιότητα του μέτρου και της γωνίας της τάσης, καθώς και των ροών ενεργού και άεργου ισχύος, όταν μεταβάλλεται το σφάλμα που υπεισέρχεται στις μετρήσεις έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος σε όλους τους κόμβους που συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης :







Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα των μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος από 15% σε 75%, υπάρχει έντονη μεταβολή της αβεβαιότητας του μέτρου τάσης στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία Χ.Τ. συνολικά κατά 0.87 μονάδες περίπου. Αισθητά μεγαλύτερες αυξήσεις παρατηρούνται στην αβεβαιότητα της γωνίας τάσης, ιδιαίτερα κόμβους που συνδέονται τα φορτία Χ.Τ.. Η αύξηση αυτή είναι συνολικά περίπου 2 μονάδες, ενώ στον κόμβο 15, 3.5 μονάδες. Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να σημειωθεί, ότι οι τιμές των σφαλμάτων για τις εγχύσεις ενεργού και άεργου ισχύος είναι σημαντικά μεγαλύτερες από αυτές για τις μετρήσεις τάσεων και ροών ισχύος, διότι προέρχονται από την εκτίμηση φορτίου και όχι από πραγματικές μετρήσεις.

Όσον αφορά την αβεβαιότητα της ροής ενεργού και άεργου ισχύος, βλέπουμε ότι υπεισέρχονται πολλές και σημαντικές μεταβολές σε διάφορους κλάδους του δικτύου. Οι πιο αξιοσημείωτες είναι αυτή της αβεβαιότητας ροής ενεργού ισχύος στον κλάδο 25 κατά 100 μονάδες περίπου και στον κλάδο 35 κατά 30 μονάδες περίπου, όσον αφορά την αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος.

## 5.15 Παρατηρήσεις - Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία μελετήθηκε το πως επηρεάζεται η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης σε σχέση με ορισμένους παράγοντες που αφορούν τις μετρήσεις που δίνονται ως είσοδοι στον εκτιμητή κατάστασης. Γίνεται επίσης και σύντομη αναφορά στην αβεβαιότητα των ροών ισχύος στους κλάδους του δικτύου, οι οποίες ροές υπολογίζονται μετά το πέρας της εκτίμησης κατάστασης.

Αρχικά θα παραθέσουμε για ακόμη μια φορά την περιγραφή των αποτελεσμάτων για το αρχείο που θεωρούμε ως βασική περίπτωση :

Παρατηρούμε ότι στους κόμβους που συνδέονται τα Μικροδίκτυα (3, 8, 10, 16 και 21), στους κόμβους που συνδέονται οι υπόλοιπες γεννήτριες, στην υψηλή τάση, στον κύριο κόμβο μέσης τάσης (71), αλλά και σε όλους τους κόμβους μέσης τάσης καθώς και στους κόμβους όπου έχουμε μηδενική έγχυση ισχύος, δηλ. στους κόμβους 31 έως 90, βρίσκεται το ελάχιστο της αβεβαιότητας του μέτρου της τάσης, το οποίο είναι περίπου 0.38%.

Στους κόμβους όπου έχουμε τα φορτία χαμηλής τάσης (κόμβοι 1-5 για τον 1<sup>ο</sup> feeder, κόμβοι 6,7 και 9 για το 2<sup>ο</sup> feeder και κόμβοι 11-15 και 17-20 για τον 3<sup>ο</sup> feeder), βλέπουμε ότι η αβεβαιότητα αυξάνεται, λαμβάνοντας τη μέγιστη τιμή 0.5008% στον κόμβο 14. Η αβεβαιότητα δηλ. κυμαίνεται συνολικά από 0.38% έως 0.5008%.

Στον 3<sup>ο</sup> feeder βλέπουμε ότι η αβεβαιότητα είναι σαφώς μεγαλύτερη από τους υπόλοιπους δύο feeder, όπως ήταν άλλωστε αναμενόμενο, εφόσον πρόκειται για πιο μεγάλο και πολύπλοκο δίκτυο. Επίσης βλέπουμε ότι οι πιο απομακρυσμένοι κόμβοι (14, 18 και 20) έχουν μεγαλύτερες τιμές αβεβαιότητας.

Επίσης βλέπουμε ότι και στην περίπτωση της αβεβαιότητας της γωνίας της τάσης οι κόμβοι χαμηλής τάσης των feeders είναι και οι πιο προβληματικοί, με τους κόμβους του 3<sup>ου</sup> feeder και δει τους πιο απομακρυσμένους να έχουν τις μεγαλύτερες

αβεβαιότητες. Η μέγιστη αβεβαιότητα εδώ είναι 0.5996% στον κόμβο 19. Σημαντική αύξηση στην αβεβαιότητα παρατηρείται επίσης στους κόμβους 42 και 70, παρόλο που πρόκειται για κόμβο με μηδενική έγχυση ισχύος και με γεννήτρια αντίστοιχα.

Παρατηρούμε επίσης ότι στους κόμβους που συνδέονται τα Μικροδίκτυα (3, 8, 10, 16 και 21), στους κόμβους που συνδέονται οι υπόλοιπες γεννήτριες, στην υψηλή τάση, στον κύριο κόμβο μέσης τάσης (NMV), αλλά και σε όλους τους κόμβους μέσης τάσης καθώς και στους κόμβους όπου έχουμε μηδενική έγχυση ισχύος, δηλ. στους κόμβους 31 έως 90 και ειδικά στους 31-40, 60, 61, 71, 72, 80, 81 και 90, η αβεβαιότητα λαμβάνει αισθητά μικρότερες τιμές από τους κόμβους που αναφέρονται στην προηγούμενη παράγραφο.

Όσον αφορά την αβεβαιότητα ροής ενεργού ισχύος κλάδου, παρατηρούμε ότι λαμβάνει αισθητά μεγαλύτερες τιμές από την αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, αφού οι τιμές των οποίων κυμαίνονται περίπου από 0.5% έως 3.5%. Οι μικρότερες αβεβαιότητες εντοπίζονται στους κλάδους που στο ένα άκρο τους συνδέεται κάποια γεννήτρια. Αμέσως μεγαλύτερες αβεβαιότητες ροής ενεργού ισχύος παρατηρούνται στους κλάδους μηδενικής έγχυσης ισχύος και τέλος οι υψηλότερες αβεβαιότητες αφορούν τους κλάδους με τα φορτία χαμηλής τάσης.

Βλέπουμε επίσης ότι και η αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος κλάδου λαμβάνει αισθητά μεγαλύτερες τιμές από την αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, αφού οι τιμές της κυμαίνονται από 0 έως 4%. Οι μικρότερες αβεβαιότητες εντοπίζονται στους κλάδους γύρω από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης που στο ένα άκρο τους συνδέεται κάποια γεννήτρια (σχεδόν μηδενική αβεβαιότητα). Μεγαλύτερες αβεβαιότητες ροής ενεργού ισχύος παρατηρούνται στους κλάδους που στο ένα άκρο τους συνδέεται κάποιο Μικροδίκτυο (6, 18, 22, 29, 40), καθώς και στους πιο απομακρυσμένους κλάδους τους 3<sup>ου</sup> feeder 28-33 και 42-49. Στον 3<sup>ο</sup> feeder έχουμε επίσης αισθητή αβεβαιότητα στους κλάδους με τα φορτία χαμηλής τάσης.

Παρακάτω παρουσιάζονται τα κυριότερα αποτελέσματα - συμπεράσματα για την αβεβαιότητα σε σχέση με διάφορους παράγοντες των μετρήσεων που μελετήθηκαν :

- **Πλήθος μετρήσεων τάσης**

Το πλήθος των μετρήσεων τάσης παίζει σημαντικό ρόλο στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης και ιδιαίτερα στην αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης. Από την περίπτωση να έχουμε μόνο μία μέτρηση τάσης στον άπειρο ζυγό μέχρι τη βασική περίπτωση όπου έχουμε μετρήσεις σε όλες τις πηγές του δικτύου (συνολικά 10 μετρήσεις), βλέπουμε ότι η αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης μειώνεται σε όλους τους κόμβους μεταβολή κατά 0.82 μονάδες. Η μεταβολή αυτή είναι ιδιαίτερα σημαντική όσον αφορά τον έλεγχο των ορίων τάσης. Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι η προσθήκη των 2 μετρήσεων τάσης των κόμβων που βρίσκονται πιο κοντά στον κύριο κόμβο μέσης τάσης (71) επηρεάζουν περίπου 1.5 φορές περισσότερο την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης, από ό,τι η προσθήκη των υπόλοιπων 7 μετρήσεων συνολικά. Παρατηρείται δηλαδή ότι οι κόμβοι με γεννήτριες που συνδέονται στον κύριο κόμβο μέσης τάσης, καθώς και το άπειρο δίκτυο, επηρεάζουν σαφώς περισσότερο την αβεβαιότητα του μέτρου της τάσης από τους υπόλοιπους κόμβους, όπου συνδέονται γεννήτριες. Όσον αφορά τώρα την αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης, βλέπουμε ότι παραμένει σχεδόν η ίδια.

- **Ακρίβεια μετρήσεων τάσης**

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα ταυτόχρονα όλων των μετρήσεων τάσης από 0.5% σε 10%, η αβεβαιότητα των μεταβλητών παραμένει σχεδόν η ίδια. Μικρές μεταβολές διαπιστώνονται μόνο στους προβληματικούς κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder και ιδιαίτερα στους 17-20 που είναι και οι πιο απομακρυσμένοι. Μάλιστα άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων. Επίσης και όταν αυξάνουμε το σφάλμα από 1% σε 30% διαφορετικών μετρήσεων κάθε φορά, τα αποτελέσματα είναι παρόμοια.

- **Θέση μετρήσεων τάσης**

Σε κάθε περίπτωση που εξετάστηκε όσον αφορά την επίδραση στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης της θέσης των μετρήσεων τάσης, η διαδικασία έχει ως εξής: αφαιρούμε την μέτρηση τάσης από κόμβο που συνδέεται ένα Μικροδίκτυο και την τοποθετούμε σε έναν προβληματικό κόμβο του ίδιου feeder. Υπενθυμίζουμε σε αυτό το σημείο ότι στους κόμβους που συνδέονται τα Μικροδίκτυα του συστήματος, συναντούνται οι ελάχιστες αβεβαιότητες. Όσον αφορά τον 3<sup>ο</sup> feeder, βλέπουμε ότι όταν αφαιρούμε τη μέτρηση τάσης από τον κόμβο 21 και τη μεταθέτουμε είτε στον κόμβο 14 είτε στον 20, η αβεβαιότητα του μέτρου τάσης βελτιώνεται μόνο στους αντίστοιχους κόμβους που προστέθηκε κάθε φορά η μέτρηση, ενώ η αβεβαιότητα της γωνίας της τάσης παραμένει εντελώς ανεπηρέαστη και στις δύο περιπτώσεις. Παρατηρούμε όμως ότι όταν μεταφέρουμε τη μέτρηση τάσης από τον κόμβο 21 στον 18, η αβεβαιότητα του μέτρου τάσης βελτιώνεται εκτός από τον κόμβο 18 και στους κόμβους 15, 17 και 19 που βρίσκονται στην ίδια διακλάδωση του 3<sup>ου</sup> feeder, όπου είναι και ο κόμβος 18. Αντίθετα στους κόμβους 11-14 έχουμε αύξηση της αβεβαιότητας. Παρατηρούμε ακόμη βελτίωση στην αβεβαιότητα της γωνίας τάσης στους κόμβους 17-20, 42 και 70. Όσον αφορά τον 2<sup>ο</sup> feeder, βλέπουμε ότι όταν αφαιρούμε τη μέτρηση τάσης από τον κόμβο 8 και τη μεταθέτουμε στον κόμβο 9, υφίστανται μικρές αυξομειώσεις της αβεβαιότητας των μεταβλητών κατάστασης στους κόμβους με τα φορτία χαμηλής τάσης σε όλο το δίκτυο. Το ίδιο συμβαίνει και στην περίπτωση όσον αφορά τον 2<sup>ο</sup> feeder, όπου αφαιρούμε τη μέτρηση τάσης από τον κόμβο 3 και τη μεταθέτουμε στον κόμβο 4.

- **Πλήθος και θέση μετρήσεων ροών ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν**

Βλέπουμε ότι μεταβαίνοντας από την περίπτωση όπου δεν έχουμε καμία μέτρηση ροής ενεργού κα άεργου ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71, στην περίπτωση όπου έχουμε μετρήσεις ροών ισχύος από τον 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτό, η αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης βελτιώνεται σε όλους τους κόμβους με φορτία Χ.Τ. Παρατηρείται μάλιστα και βελτίωση στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Η μείωση στην αβεβαιότητα μέτρου και γωνίας τάσης είναι τα τάξης των 0.02 και 0.1 μονάδες αντίστοιχα. Επίσης διαπιστώνουμε ότι αν είχαμε τη δυνατότητα να έχουμε μόνο μία μέτρηση ροής ενεργού ισχύος προς κάποιον από τους 3 feeders, τότε θα επιλέγαμε αυτή να αφορά τον 3<sup>ο</sup> feeder που είναι και ο πιο σύνθετος.

- **Ακρίβεια μετρήσεων ροών ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν**

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα όλων των μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος από 3% σε 40%, έχουμε μικρές μεταβολές στους κόμβους όπου συνδέονται τα φορτία Χ.Τ. και ιδιαίτερα στους κόμβους 11-15 και 17-20 όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης του 3<sup>ου</sup> feeder. Παρατηρείται μάλιστα και μικρή αύξηση ειδικά της αβεβαιότητας γωνίας στους κόμβους 41-56 μέσης τάσης, οι οποίοι είναι οι κόμβοι μηδενικής έγχυσης ισχύος του 3<sup>ου</sup> feeder. Μάλιστα άλλοτε παρατηρείται αύξηση, άλλοτε μείωση της αβεβαιότητας, παρόλο που αυξάνεται το σφάλμα. Σε κάθε περίπτωση όμως η μεταβολή για την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης είναι της τάξης των 0.02 μονάδων, ενώ για την αβεβαιότητα της γωνίας τάσης είναι της τάξης των 0.1 μονάδων.

Όσον αφορά ακόμη την αβεβαιότητα της ροής ενεργού ισχύος, βλέπουμε ότι παραμένει σε γενικές γραμμές η ίδια με τη βασική περίπτωση, με τη διαφορά ότι παρατηρούνται πολύ σημαντικές μεταβολές στους κλάδους 17 και 28, ακόμη και της τάξης των 20 μονάδων. Από την άλλη μεριά, η αβεβαιότητα της ροής άεργου ισχύος παραμένει επίσης σε γενικές γραμμές η ίδια, με τη διαφορά ότι εδώ παρατηρούνται πολύ σημαντικές μεταβολές στον κλάδο 3.

- **Ακρίβεια μετρήσεων ροών ισχύος από τον κύριο κόμβο μέσης τάσης 71 προς όλους τους κόμβους που συνδέονται με αυτόν**

Παρατηρούμε ότι αυξάνοντας το σφάλμα των μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος από 15% σε 75%, υπάρχει έντονη μεταβολή της αβεβαιότητας του μέτρου τάσης στους κόμβους που συνδέονται τα φορτία Χ.Τ. συνολικά κατά 0.87 μονάδες περίπου. Αισθητά μεγαλύτερες αυξήσεις παρατηρούνται στην αβεβαιότητα της γωνίας τάσης, ιδιαίτερα σε κόμβους που συνδέονται τα φορτία Χ.Τ.. Η αύξηση αυτή είναι συνολικά περίπου 2 μονάδες, ενώ στον κόμβο 15, 3.5 μονάδες. Εξετάζοντας ακόμη τις περιπτώσεις τα παραπάνω σφάλματα να υπεισέρχονται είτε μόνο στις μετρήσεις έγχυσης ενεργού ισχύος είτε μόνο στις μετρήσεις έγχυσης άεργου ισχύος, βλέπουμε ότι υφίστανται έντονες μεταβολές στην αβεβαιότητα της γωνίας και του μέτρου τάσης αντίστοιχα. Επαληθεύεται λοιπόν και πάλι η έντονη σχέση εξάρτησης που υφίσταται ανάμεσα στο μέτρο της τάσης και την άεργο ισχύ.

Όσον αφορά την αβεβαιότητα της ροής ενεργού και άεργου ισχύος, βλέπουμε ότι υπεισέρχονται πολλές και σημαντικές μεταβολές σε διάφορους κλάδους του δικτύου. Οι πιο αξιοσημείωτες είναι αυτή της αβεβαιότητας ροής ενεργού ισχύος στον κλάδο 25 κατά 100 μονάδες περίπου και στον κλάδο 35 κατά 30 μονάδες περίπου, όσον αφορά την αβεβαιότητα ροής άεργου ισχύος.

Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να σημειωθεί, ότι οι τιμές των σφαλμάτων για τις εγχύσεις άεργου ισχύος είναι σημαντικά μεγαλύτερες από αυτές για τις μετρήσεις τάσεων και ροών ισχύος, διότι προέρχονται από την εκτίμηση φορτίου και όχι από πραγματικές μετρήσεις.

Συγκεφαλαιώνοντας λοιπόν στην παρούσα διπλωματική εργασία οι παράγοντες των μετρήσεων που εξετάστηκαν σε ό,τι αφορά την επίδρασή τους στην αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης, είναι το πλήθος, η θέση και η ακρίβεια των μετρήσεων τάσης, το πλήθος και η ακρίβεια των μετρήσεων ροής ενεργού και άεργου ισχύος και τέλος η ακρίβεια των μετρήσεων έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος στους κόμβους με φορτία Χ.Τ.. Θα πρέπει βέβαια να σημειωθεί ότι η ακρίβεια που επιλέχθηκε για τον κάθε παράγοντα έχει να κάνει αναλογικά με το πόσο ακριβείς θεωρούμε τις αντίστοιχες μετρήσεις στην πραγματικότητα. Γι' αυτόν το λόγο στις πραγματικές μετρήσεις (τάση και ροές ισχύος) θεωρήσαμε αισθητά μικρότερα σφάλματα απ' ό,τι στις μετρήσεις έγχυσης ισχύος στα φορτία, που δεν προέρχονται από πραγματικές μετρήσεις, αλλά από εκτίμηση φορτίου (ψευδομετρήσεις). Από τα αποτελέσματα που εξήχθησαν γίνεται αντιληπτό ότι οι κόμβοι όπου συνδέονται τα φορτία χαμηλής τάσης και δει οι πιο απομακρυσμένοι κόμβοι που ανήκουν στον 3<sup>ο</sup> feeder, ο οποίος είναι και ο πιο πολύπλοκος, αποτελούν τα προβληματικά σημεία όσον αφορά την αβεβαιότητα των μεταβλητών κατάστασης. Αυτό άλλωστε ήταν αναμενόμενο, αφού σε αυτούς τους κόμβους δεν έχουμε πραγματικές μετρήσεις και επίσης βρίσκονται μακριά από την κύρια πηγή του συστήματος. Το γενικό συμπέρασμα που εξάγεται λοιπόν είναι ότι όλοι οι παραπάνω παράγοντες των μετρήσεων επηρεάζουν την αβεβαιότητα και κατά συνέπεια την ακρίβεια της εκτίμησης κατάστασης με εξέχοντες παράγοντα το πλήθος των μετρήσεων τάσης και την ακρίβεια της εκτίμησης φορτίου. Μάλιστα βλέπουμε ότι οι μετρήσεις στις πηγές που συνδέονται κοντά στον κύριο κόμβο μέσης τάσης του δικτύου είναι και οι πιο σημαντικές. Καταλήγουμε λοιπόν πως η τοποθέτηση μετρήσεων τάσης σε κρίσιμα σημεία μειώνει αισθητά την αβεβαιότητα του μέτρου τάσης και παίζει πολύ σημαντικό ρόλο στην εύρυθμη λειτουργία του συστήματος, καθώς ο κύριος στόχος σε ένα σύστημα ισχύος είναι να διατηρείται η τάση και οι φορτίσεις των γραμμών εντός συγκεκριμένων ορίων. Γι' αυτό άλλωστε στις μέρες μας όπου τα δίκτυα διανομής γίνονται όλο και πιο πολύπλοκα, με την εποπτεία τους και την ενεργό διαχείρισή τους σε πραγματικό χρόνο να είναι απαραίτητες, η ακρίβεια της εκτίμησης κατάστασης σε δίκτυα διανομής με διασπαρμένη παραγωγή διαδραματίζει πολύ σημαντικό ρόλο, αφού ως γνωστόν στη διανομή διαθέτουμε πολύ λιγότερες μετρήσεις απ' ό,τι στα συστήματα μεταφοράς.



## **ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ**

## Α. Δεδομένα Δικτύου Προσομοίωσης

| Όνομα κόμβου | Αριθμός κόμβου | Τύπος κόμβου | MVA M/Σ | Φόρτιση % | Σ.Ι. Φορτίου | MW Φορτίου | MVA <sub>r</sub> Φορτίου | MVA <sub>r</sub> Πυκνωτών | Ονομαστικά kV |
|--------------|----------------|--------------|---------|-----------|--------------|------------|--------------------------|---------------------------|---------------|
| NBASE        | 60             | Slack        | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 150           |
| NDFIM        | 72             | Gen          | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NDIESEL      | 70             | Gen          | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NHV          | 61             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 150           |
| NLV1         | 1              | Load         | 1.26    | 70        | 0.95         | 0.838      | 0.275                    | 0                         | 0.4           |
| NLV2         | 2              | Load         | 1.26    | 70        | 0.95         | 0.838      | 0.275                    | 0                         | 0.4           |
| NLV3         | 3              | Gen          | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 0.4           |
| NLV4         | 4              | Load         | 0.63    | 70        | 0.95         | 0.419      | 0.138                    | 0                         | 0.4           |
| NLV5         | 5              | Load         | 0.63    | 70        | 0.95         | 0.419      | 0.138                    | 0                         | 0.4           |
| NLV6         | 6              | Load         | 1.26    | 70        | 0.95         | 0.838      | 0.275                    | 0                         | 0.4           |
| NLV7         | 7              | Load         | 1.26    | 70        | 0.95         | 0.838      | 0.275                    | 0                         | 0.4           |
| NLV8         | 8              | Gen          | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 0.4           |
| NLV9         | 9              | Load         | 0.63    | 70        | 0.95         | 0.419      | 0.138                    | 0                         | 0.4           |
| NLV10        | 10             | Gen          | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 0.4           |
| NLVR1        | 11             | Load         | 0.4     | 60        | 0.9          | 0.216      | 0.105                    | 0                         | 0.4           |
| NLVR2        | 12             | Load         | 0.25    | 60        | 0.9          | 0.135      | 0.065                    | 0                         | 0.4           |
| NLVR3        | 13             | Load         | 0.25    | 60        | 0.9          | 0.135      | 0.065                    | 0                         | 0.4           |
| NLVR4        | 14             | Load         | 0.16    | 60        | 0.9          | 0.086      | 0.042                    | 0                         | 0.4           |
| NLVR5        | 15             | Load         | 0.4     | 60        | 0.9          | 0.216      | 0.105                    | 0                         | 0.4           |
| NLVR6        | 16             | Gen          | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 0.4           |
| NLVR7        | 17             | Load         | 0.25    | 60        | 0.9          | 0.135      | 0.065                    | 0                         | 0.4           |
| NLVR8        | 18             | Load         | 0.16    | 60        | 0.9          | 0.086      | 0.042                    | 0                         | 0.4           |
| NLVR9        | 19             | Load         | 0.25    | 60        | 0.9          | 0.135      | 0.065                    | 0                         | 0.4           |
| NLVR10       | 20             | Load         | 0.16    | 60        | 0.9          | 0.086      | 0.042                    | 0                         | 0.4           |
| NLVR11       | 21             | Gen          | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 0.4           |
| NMV          | 71             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 2                         | 15            |
| NMVCHP       | 80             | Gen          | 2.00    | 50        | 0.9          | 0.900      | 0.436                    | 0                         | 15            |
| NMVHYD       | 90             | Gen          | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0.5                       | 15            |
| NMVL1        | 31             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVL2        | 32             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVL3        | 33             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVL4        | 34             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0.5                       | 15            |
| NMVL5        | 35             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVL6        | 36             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVL7        | 37             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVL8        | 38             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVL9        | 39             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVL10       | 40             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR1        | 41             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR2        | 42             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR3        | 43             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR4        | 44             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR5        | 45             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR6        | 46             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR8        | 48             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR9        | 49             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR10       | 50             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |



| Όνομα κόμβου | Αριθμός κόμβου | Τύπος κόμβου | MVA M/Σ | Φόρτιση % | Σ.Ι. Φορτίου | MW Φορτίου | MVA <sub>g</sub> Φορτίου | MVA <sub>g</sub> Πυκνωτών | Ονομαστικά kV |
|--------------|----------------|--------------|---------|-----------|--------------|------------|--------------------------|---------------------------|---------------|
| NMVR11       | 51             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR12       | 52             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR13       | 53             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR14       | 54             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR15       | 55             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NMVR16       | 56             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NVMTCHP      | 81             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |
| NVSI         | 73             | Load         | N/A     | N/A       | N/A          | 0          | 0                        | 0                         | 15            |

**Πίνακας 1 : Δεδομένα κόμβων**

| Όνομα κόμβου | Αριθμός κόμβου | Παραγόμενα MW | Παραγόμενα MVA <sub>g</sub> | Τάση α.μ. |
|--------------|----------------|---------------|-----------------------------|-----------|
| NBASE        | 60             | N/A           | N/A                         | 1         |
| NDFIM        | 72             | 0.800         | 0.000                       | 1         |
| NDIESEL      | 70             | 0.700         | 0.000                       | 1         |
| NLV3         | 3              | 0.250         | 0.000                       | 1         |
| NLV8         | 8              | 0.250         | 0.000                       | 1         |
| NLV10        | 10             | 0.250         | 0.000                       | 1         |
| NLVR6        | 16             | 0.250         | 0.000                       | 1         |
| NLVR11       | 21             | 0.250         | 0.000                       | 1         |
| NMVCHP       | 80             | 0.400         | 0.500                       | 1         |
| NMVHYD       | 90             | 1,500         | -0.893                      | 1         |

**Πίνακας 2 : Δεδομένα γεννητριών**

| Από<br>(όνομα) | Προς<br>(όνομα) | Από<br>(αριθμός) | Προς<br>(αριθμός) | R (α.μ.) | X (α.μ.) | B/2 (α.μ.) | Κατάσταση |
|----------------|-----------------|------------------|-------------------|----------|----------|------------|-----------|
| NMVL1          | NMV             | 31               | 71                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL2          | NMVL1           | 32               | 31                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL3          | NMVL2           | 33               | 32                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL4          | NMVL3           | 34               | 33                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL5          | NMVL4           | 35               | 34                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL5          | NVMTCHP         | 35               | 81                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000277  | ON        |
| NMVL6          | NMVL7           | 36               | 37                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL6          | NMV             | 36               | 71                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL7          | NMVL8           | 37               | 38                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL8          | NMVL9           | 38               | 39                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL9          | NMVL10          | 39               | 40                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | ON        |
| NMVL10         | NVMTCHP         | 40               | 81                | 0.02040  | 0.01508  | 0.0000276  | OFF       |
| NMVR1          | NMVR2           | 41               | 42                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR1          | NMV             | 41               | 71                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR2          | NMVR3           | 42               | 43                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR3          | NMVR4           | 43               | 44                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR3          | NMVR8           | 43               | 48                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR4          | NMVR5           | 44               | 45                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR5          | NMVR6           | 45               | 46                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR8          | NMVR9           | 48               | 49                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR9          | NMVR10          | 49               | 50                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR9          | NMVR16          | 49               | 56                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR10         | NMVR11          | 50               | 51                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR11         | NMVR12          | 51               | 52                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR11         | NMVR14          | 51               | 54                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR12         | NMVR13          | 52               | 53                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NMVR14         | NMVR15          | 54               | 55                | 0.29236  | 0.15760  | 0.0000029  | ON        |
| NBASE          | NHV             | 60               | 61                | 0.00170  | 0.00580  | 0.00095    | ON        |

**Πίνακας 3 : Δεδομένα γραμμών (σε βάση 100 MVA)**

| Από<br>(όνομα) | Προς<br>(όνομα) | Από<br>(αριθμός) | Προς<br>(αριθμός) | Sn<br>(MVA) | X (%) | X (α.μ.) | Ratio<br>(α.μ.) |
|----------------|-----------------|------------------|-------------------|-------------|-------|----------|-----------------|
| NLV3           | NMVL3           | 3                | 33                | 0.4         | 5     | 12.5     | 1               |
| NLVR9          | NMVR14          | 19               | 54                | 0.25        | 5     | 20       | 1               |
| NLVR10         | NMVR15          | 20               | 55                | 0.16        | 5     | 31.25    | 1               |
| NMVL1          | NLV1            | 31               | 1                 | 1.26        | 5     | 3.968254 | 1               |
| NMVL2          | NLV2            | 32               | 2                 | 1.26        | 5     | 3.968254 | 1               |
| NMVL4          | NLV4            | 34               | 4                 | 0.63        | 5     | 7.936508 | 1               |
| NMVL5          | NLV5            | 35               | 5                 | 0.63        | 5     | 7.936508 | 1               |
| NMVL6          | NLV6            | 36               | 6                 | 1.26        | 5     | 3.968254 | 1               |
| NMVL7          | NLV7            | 37               | 7                 | 1.26        | 5     | 3.968254 | 1               |
| NMVL8          | NLV8            | 38               | 8                 | 0.4         | 5     | 12.5     | 1               |
| NMVL9          | NLV9            | 39               | 9                 | 0.63        | 5     | 7.936508 | 1               |
| NMVL10         | NLV10           | 40               | 10                | 0.4         | 5     | 12.5     | 1               |
| NMVR1          | NLVR1           | 41               | 11                | 0.4         | 5     | 12.5     | 1               |
| NMVR2          | NLVR2           | 42               | 12                | 0.25        | 5     | 20       | 1               |
| NMVR4          | NLVR11          | 44               | 21                | 0.4         | 5     | 12.5     | 1               |
| NMVR5          | NLVR3           | 45               | 13                | 0.25        | 5     | 20       | 1               |
| NMVR6          | NLVR4           | 46               | 14                | 0.16        | 5     | 31.25    | 1               |
| NMVR8          | NLVR5           | 48               | 15                | 0.4         | 5     | 12.5     | 1               |
| NMVR10         | NLVR6           | 50               | 16                | 0.4         | 5     | 12.5     | 1               |
| NMVR12         | NLVR7           | 51               | 17                | 0.25        | 5     | 20       | 1               |
| NMVR13         | NLVR8           | 53               | 18                | 0.16        | 5     | 31.25    | 1               |
| NHV            | NMV             | 61               | 71                | 20          | 10    | 0.5      | 1               |
| NDIESEL        | NMV             | 70               | 71                | 4           | 5     | 1.25     | 1               |
| NMV            | NDFIM           | 71               | 72                | 10          | 5     | 0.5      | 1               |
| NMV            | NVSI            | 71               | 73                | 2           | 5     | 2.5      | 1               |
| NVMTCHP        | NMVCHP          | 81               | 80                | 2           | 5     | 2.5      | 1               |
| NMVHYD         | NMVR16          | 90               | 56                | 2.5         | 5     | 2        | 1               |

**Πίνακας 4 : Δεδομένα μετασχηματιστών (σε βάση 100 MVA)**

| Από<br>(όνομα) | Από<br>(αριθμός) | Προς<br>(όνομα) | Προς<br>(αριθμός) |
|----------------|------------------|-----------------|-------------------|
| NMV            | 71               | NDIESEL         | 70                |
| NMV            | 71               | NHV             | 61                |
| NMV            | 71               | NMVL1           | 31                |
| NMV            | 71               | NMVL6           | 36                |
| NMV            | 71               | NMVR1           | 41                |
| NMV            | 71               | NVSI            | 73                |

**Πίνακας 5.1 : Μετρήσεις ροής ενεργού και άεργου ισχύος**

| Κόμβος<br>(όνομα) | Κόμβος<br>(αριθμός) | Κόμβος<br>(όνομα) | Κόμβος<br>(αριθμός) | Κόμβος<br>(όνομα) | Κόμβος<br>(αριθμός) | Κόμβος<br>(όνομα) | Κόμβος<br>(αριθμός) |
|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| NBASE             | 60                  | NLVR1             | 11                  | NMVL1             | 31                  | NMVR5             | 45                  |
| NDFIM             | 72                  | NLVR2             | 12                  | NMVL2             | 32                  | NMVR6             | 46                  |
| NDIESEL           | 70                  | NLVR3             | 13                  | NMVL3             | 33                  | NMVR8             | 48                  |
| NHV               | 61                  | NLVR4             | 14                  | NMVL4             | 34                  | NMVR9             | 49                  |
| NLV1              | 1                   | NLVR5             | 15                  | NMVL5             | 35                  | NMVR10            | 50                  |
| NLV2              | 2                   | NLVR6             | 16                  | NMVL6             | 36                  | NMVR11            | 51                  |
| NLV3              | 3                   | NLVR7             | 17                  | NMVL7             | 37                  | NMVR12            | 52                  |
| NLV4              | 4                   | NLVR8             | 18                  | NMVL8             | 38                  | NMVR13            | 53                  |
| NLV5              | 5                   | NLVR9             | 19                  | NMVL9             | 39                  | NMVR14            | 54                  |
| NLV6              | 6                   | NLVR10            | 20                  | NMVL10            | 40                  | NMVR15            | 55                  |
| NLV7              | 7                   | NLVR11            | 21                  | NMVR1             | 41                  | NMVR16            | 56                  |
| NLV8              | 8                   | NMV               | 71                  | NMVR2             | 42                  | NVMTCHP           | 81                  |
| NLV9              | 9                   | NMVCHP            | 80                  | NMVR3             | 43                  | NVSI              | 73                  |
| NLV10             | 10                  | NMVHYD            | 90                  | NMVR4             | 44                  |                   |                     |

**Πίνακας 5.2 : Μετρήσεις έγχυσης ενεργού και άεργου ισχύος**

| Κόμβος<br>(όνομα) | Κόμβος<br>(αριθμός) |
|-------------------|---------------------|
| NBASE             | 60                  |
| NDFIM             | 72                  |
| NDIESEL           | 70                  |
| NLV10             | 10                  |
| NLV3              | 3                   |
| NLV8              | 8                   |
| NLVR11            | 21                  |
| NLVR6             | 16                  |
| NMVCHP            | 80                  |
| NMVHYD            | 90                  |

**Πίνακας 5.3 : Μετρήσεις μέτρου τάσης**

| ΕΕΣ | Τύπος     | Κόμβος<br>(όνομα) | Κόμβος<br>(αριθμός) | ΕΕΣ | Τύπος     | Κόμβος<br>(όνομα) | Κόμβος<br>(αριθμός) |
|-----|-----------|-------------------|---------------------|-----|-----------|-------------------|---------------------|
| 1   | Injection | NLV6              | 6                   | 10  | Injection | NLVR5             | 15                  |
|     | Injection | NMVL6             | 36                  |     | Injection | NMVR8             | 48                  |
| 2   | Injection | NLV1              | 1                   | 11  | Injection | NLVR3             | 13                  |
|     | Injection | NMVL1             | 31                  |     | Injection | NLVR4             | 14                  |
| 3   | Injection | NLVR1             | 11                  |     | Injection | NMVR4             | 44                  |
|     | Injection | NMVR1             | 41                  |     | Injection | NMVR5             | 45                  |
| 4   | Injection | NLV9              | 9                   | 12  | Injection | NMVR6             | 46                  |
|     | Injection | NMVL9             | 39                  |     | Injection | NLVR7             | 17                  |
| 5   | Injection | NLV7              | 7                   |     | Injection | NLVR8             | 18                  |
|     | Injection | NMVL7             | 37                  |     | Injection | NLVR9             | 19                  |
| 6   | Injection | NLV5              | 5                   |     | Injection | NLVR10            | 20                  |
|     | Injection | NMVL5             | 35                  |     | Injection | NMVR10            | 50                  |
| 7   | Injection | NLV2              | 2                   |     | Injection | NMVR11            | 51                  |
|     | Injection | NMVL2             | 32                  |     | Injection | NMVR12            | 52                  |
| 8   | Injection | NLV4              | 4                   |     | Injection | NMVR13            | 53                  |
|     | Injection | NMVL4             | 34                  |     | Injection | NMVR14            | 54                  |
| 9   | Injection | NLVR2             | 12                  |     | Injection | NMVR15            | 55                  |
|     | Injection | NMVR2             | 42                  |     |           |                   |                     |

**Πίνακας 6 : Ελάχιστα εξαρτώμενα σύνολα**

## B. Περιγραφή της PTI Διαμόρφωσης των Αρχείων Ροής Φορτίου

### Description of the PTI Load Flow Data Format (Data file SYS)

#### Case Identification Data

First record: IC, SBASE

IC - 0 for base case, 1 for change data to be added  
SBASE - System MVA base

Records 2 and 3 - two lines of heading, up to 60 characters per line

#### Bus Data

Bus data records, terminated by a record with a bus number of zero.

I, IDE, PL, QL, GL, BL, IA, VM, VA, 'NAME', BASKL, ZONE

I - Bus number (1 to 29997)  
IDE - Bus type  
    1 - Load bus (no generation)  
    2 - Generator or plant bus  
    3 - Swing bus  
    4 - Isolated bus  
PL - Load MW  
QL - Load MVAR  
GL - Shunt conductance, MW at 1.0 per unit voltage  
BL - Shunt susceptance, MVAR at 1.0 per unit voltage.  
    (- = reactor)  
IA - Area number, 1-100  
VM - Voltage magnitude, per unit  
VA - Voltage angle, degrees  
NAME - Bus name, 8 characters, must be enclosed in quotes  
BASKV - Base voltage, kV  
ZONE - Loss zone, 1-999

#### Generator Data

Generator data records, terminated by a generator with an index of zero.

I, ID, PG, QG, QT, QB, VS, IREG, MBASE, ZR, ZX, RT,XT, GTAP, STAT, RMPCT, PT, PB

|       |   |
|-------|---|
| I     | - Bus number  |
| ID    | - Machine identifier (0-9, A-Z)   |
| PG    | - MW output   |
| QG    | - MVAR output   |
| QT    | - Max MVAR  |
| QB    | - Min MVAR  |
| VS    | - Voltage setpoint  |
| IREG  | - Remote controlled bus index (must be type 1), zero to control own voltage, and must be zero for gen at swingbus                   |
| MBASE | - Total MVA base of this machine (or machines), defaults to system MVA base.  |
| ZR,ZX | - Machine impedance, p.u. on MBASE  |
| RT,XT | - Step up transformer impedance, p.u. on MBASE  |
| GTAP  | - Step up transformer off nominal turns ratio   |
| STAT  | - Machine status<br>1 in service<br>0 out of service  |
| RMPCT | - Percent of total VARS required to hold voltage at bus IREG to come from bus I - for remote buses controlled by several generators |
| PT    | - Max MW  |
| PB    | - Min MW  |

#### Branch Data

=====

Branch records, ending with a record with from bus of zero.

I,J, CKT, R, X, B, RATEA, RATEB, RATEC, RATIO, ANGLE, GI, BI, GJ, BJ, ST

|        |   |
|--------|---|
| I      | - From bus number   |
| J      | - To bus number   |
| CKT    | - Circuit identifier (integer)                                      |
| R      | - Resistance, per unit  |
| X      | - Reactance, per unit   |
| B      | - Total line charging, per unit                                     |
| RATEA  | - MVA rating A  |
| RATEB, |   |
| RATEC  | - Higher MVA ratings  |
| RATIO  | - Transformer off nominal turns ratio                               |
| ANGLE  | - Transformer phase shift angle                                     |
| GI, BI | - Line shunt complex admittance for shunt at from end (I) bus, p.u. |
| GJ, BJ | - Line shunt complex admittance for shunt at to end (J) bus, p.u.   |
| ST     | - Initial branch status<br>1 - in service<br>0 - out of service     |

## Description of the PTI Load Flow Data Format (Data file SES)

---

### Case Identification Data

---

Record 1 - one line of heading, up to 60 characters

### Voltage Measurement Data

---

Voltage measurement data records, terminated by a record with a bus number of zero.

I, SNM, FS, ST, RTU

I - Bus number (1 to 29997)  
SNM - Error multiplier  
FS - The full scale of the meter  
ST - Measurement status  
    1 - in service  
    0 - out of service  
RTU - Index of the RTU where this measurement is assigned

### Active Flow Measurement Data

---

Active flow measurement data records, terminated by a record with from bus of zero.

I, J, CKT, SNM, FS, ST, RTU

I - From bus number  
J - To bus number  
CKT - Circuit identifier (integer)  
SNM - Error multiplier  
FS - The full scale of the meter  
ST - Measurement status  
    1 - in service  
    0 - out of service  
RTU - Index of the RTU where this measurement is assigned

### Reactive Flow Measurement Data

---

Similar data structure as that of the active flow measurement data.

### Active Injection Measurement Data

---

Active injection measurement data records, terminated by a record with a bus number of zero.



I, SNM, FS, ST, RTU

- I - Bus number (1 to 29997)
- SNM - Error multiplier
- FS - The full scale of the meter
- ST - Measurement status
  - 1 - in service
  - 0 - out of service
- RTU - Index of the RTU where this measurement is assigned

Similar data records are assumed for reactive flow and injection measurements.

#### Reactive Injection Measurement Data

=====

Similar data structure as that of the active injection measurement data.

## Description of the Switching Device Data Format (Data file REC)

---

### Switching Device Data

---

Switching device records, ending with a record with from bus of zero.

I, J, ST

|    |                                   |
|----|-----------------------------------|
| I  | - From bus number                 |
| J  | - To bus number                   |
| ST | - Initial Switching device status |
|    | 1 - in service                    |
|    | 0 - out of service                |

The error multiplier variable may have one of the following values:

- $SNM = 0$  : Load flow (exact) value is used (no error is added)
- $SNM < 1$  : Predefined measurement value ( =  $SNM * 100$ ) is used
- $SNM = 1$  : Gaussian random error is added at load flow value
- $SNM > 1$  : Gross error ( =  $SNM * \sigma$  ) is added at load flow value, where  $\sigma$  is the measurement standard deviation.

All measurement values or errors are in per unit. Multiplier SNM is always positive for voltage measurements.

## Γ. Παραδείγματα Αρχείων της Μορφής .sys και .ses

- Αρχείο inesc\_00.sys

```
--- LOAD FLOW DATA FILE ---
--- CASE IDENTIFICATION DATA ---
0 10.0
' RP2 FORMAT          0'
55-node INESC/NTUA test network (Grid-Connected Mode)
--- BUS DATA ---
60  3  0  0  0  0  1  1.00 0.00 ' NBASE' 150  0
72  2  0  0  0  0  1  1.00 0.00 ' NDFIM'  15  0
70  2  0  0  0  0  1  1.00 0.00 ' NDIESEL' 15  0
61  1  0  0  0  0  1  1.00 0.00 '  NHV'  150  0
1   1  0.838 0.275 0  0  1  1.00 0.00 '  NLV1'  0.4  0
2   1  0.838 0.275 0  0  1  1.00 0.00 '  NLV2'  0.4  0
3   2  0  0  0  0  1  1.00 0.00 '  NLV3'  0.4  0
4   1  0.419 0.138 0  0  1  1.00 0.00 '  NLV4'  0.4  0
5   1  0.419 0.138 0  0  1  1.00 0.00 '  NLV5'  0.4  0
6   1  0.838 0.275 0  0  1  1.00 0.00 '  NLV6'  0.4  0
7   1  0.838 0.275 0  0  1  1.00 0.00 '  NLV7'  0.4  0
8   2  0  0  0  0  1  1.00 0.00 '  NLV8'  0.4  0
9   1  0.419 0.138 0  0  1  1.00 0.00 '  NLV9'  0.4  0
10  2  0  0  0  0  1  1.00 0.00 '  NLV10' 0.4  0
11  1  0.216 0.105 0  0  1  1.00 0.00 '  NLVR1' 0.4  0
12  1  0.135 0.065 0  0  1  1.00 0.00 '  NLVR2' 0.4  0
13  1  0.135 0.065 0  0  1  1.00 0.00 '  NLVR3' 0.4  0
14  1  0.086 0.042 0  0  1  1.00 0.00 '  NLVR4' 0.4  0
```

|    |   |       |       |   |   |   |      |      |           |     |   |
|----|---|-------|-------|---|---|---|------|------|-----------|-----|---|
| 15 | 1 | 0.216 | 0.105 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NLVR5'  | 0.4 | 0 |
| 16 | 2 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NLVR6'  | 0.4 | 0 |
| 17 | 1 | 0.135 | 0.065 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NLVR7'  | 0.4 | 0 |
| 18 | 1 | 0.086 | 0.042 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NLVR8'  | 0.4 | 0 |
| 19 | 1 | 0.135 | 0.065 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NLVR9'  | 0.4 | 0 |
| 20 | 1 | 0.086 | 0.042 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NLVR10' | 0.4 | 0 |
| 21 | 2 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NLVR11' | 0.4 | 0 |
| 71 | 1 | 0     | -2.0  | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMV'    | 15  | 0 |
| 80 | 2 | 0.900 | 0.436 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVCHP' | 15  | 0 |
| 90 | 2 | 0     | -0.5  | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVHYD' | 15  | 0 |
| 31 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL1'  | 15  | 0 |
| 32 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL2'  | 15  | 0 |
| 33 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL3'  | 15  | 0 |
| 34 | 1 | 0     | -0.5  | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL4'  | 15  | 0 |
| 35 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL5'  | 15  | 0 |
| 36 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL6'  | 15  | 0 |
| 37 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL7'  | 15  | 0 |
| 38 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL8'  | 15  | 0 |
| 39 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL9'  | 15  | 0 |
| 40 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVL10' | 15  | 0 |
| 41 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR1'  | 15  | 0 |
| 42 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR2'  | 15  | 0 |
| 43 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR3'  | 15  | 0 |
| 44 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR4'  | 15  | 0 |
| 45 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR5'  | 15  | 0 |
| 46 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR6'  | 15  | 0 |
| 48 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR8'  | 15  | 0 |
| 49 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR9'  | 15  | 0 |
| 50 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR10' | 15  | 0 |
| 51 | 1 | 0     | 0     | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR11' | 15  | 0 |

|    |   |   |   |   |   |   |      |      |            |    |   |
|----|---|---|---|---|---|---|------|------|------------|----|---|
| 52 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR12'  | 15 | 0 |
| 53 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR13'  | 15 | 0 |
| 54 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR14'  | 15 | 0 |
| 55 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR15'  | 15 | 0 |
| 56 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NMVR16'  | 15 | 0 |
| 81 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NVMTCHP' | 15 | 0 |
| 73 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1.00 | 0.00 | ' NVSI'    | 15 | 0 |

0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0

--- GENERATOR DATA ---

|    |       |        |        |         |       |
|----|-------|--------|--------|---------|-------|
| 60 | 0.000 | 0.000  | 50.000 | -50.000 | 1.000 |
| 72 | 0.800 | 0.000  | 50.000 | -50.000 | 1.000 |
| 70 | 0.700 | 0.000  | 50.000 | -50.000 | 1.000 |
| 3  | 0.250 | 0.000  | 50.000 | -50.000 | 1.000 |
| 8  | 0.250 | 0.000  | 50.000 | -50.000 | 1.000 |
| 10 | 0.250 | 0.000  | 50.000 | -50.000 | 1.000 |
| 16 | 0.250 | 0.000  | 50.000 | -50.000 | 1.000 |
| 21 | 0.250 | 0.000  | 50.000 | -50.000 | 1.000 |
| 80 | 0.400 | 0.500  | 50.000 | -50.000 | 1.000 |
| 90 | 1.500 | -0.893 | 50.000 | -50.000 | 1.000 |

0,0,0,0,0,0

--- CIRCUIT DATA ---

|    |    |   |         |         |           |        |      |      |      |        |        |         |
|----|----|---|---------|---------|-----------|--------|------|------|------|--------|--------|---------|
| 31 | 71 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 | ! Lines |
| 32 | 31 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |         |
| 33 | 32 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |         |
| 34 | 33 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |         |
| 35 | 34 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |         |
| 35 | 81 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |         |
| 36 | 37 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |         |
| 36 | 71 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |         |
| 37 | 38 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |         |

|    |    |   |         |         |           |        |      |      |      |        |        |
|----|----|---|---------|---------|-----------|--------|------|------|------|--------|--------|
| 38 | 39 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 39 | 40 | 1 | 0.00204 | 0.00151 | 0.0000055 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 41 | 42 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 41 | 71 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 42 | 43 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 43 | 44 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 43 | 48 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 44 | 45 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 45 | 46 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 48 | 49 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 49 | 50 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 49 | 56 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 50 | 51 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 51 | 52 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 51 | 54 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 52 | 53 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 54 | 55 | 1 | 0.02924 | 0.01576 | 0.0000006 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |
| 60 | 61 | 1 | 0.00017 | 0.00058 | 0.0001900 | 200.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 200.00 | 200.00 |

|    |    |   |      |          |      |      |      |     |     |      |      |                |
|----|----|---|------|----------|------|------|------|-----|-----|------|------|----------------|
| 3  | 33 | 1 | 0.00 | 1.250000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. | ! Transformers |
| 19 | 54 | 1 | 0.00 | 2.000000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |
| 20 | 55 | 1 | 0.00 | 3.125000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |
| 31 | 1  | 1 | 0.00 | 0.396825 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |
| 32 | 2  | 1 | 0.00 | 0.396825 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |
| 34 | 4  | 1 | 0.00 | 0.793651 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |
| 35 | 5  | 1 | 0.00 | 0.793651 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |
| 36 | 6  | 1 | 0.00 | 0.396825 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |
| 37 | 7  | 1 | 0.00 | 0.396825 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |
| 38 | 8  | 1 | 0.00 | 1.250000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |
| 39 | 9  | 1 | 0.00 | 0.793651 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |                |

|    |    |   |      |          |      |      |      |     |     |      |      |
|----|----|---|------|----------|------|------|------|-----|-----|------|------|
| 40 | 10 | 1 | 0.00 | 1.250000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 41 | 11 | 1 | 0.00 | 1.250000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 42 | 12 | 1 | 0.00 | 2.000000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 44 | 21 | 1 | 0.00 | 1.250000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 45 | 13 | 1 | 0.00 | 2.000000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 46 | 14 | 1 | 0.00 | 3.125000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 48 | 15 | 1 | 0.00 | 1.250000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 50 | 16 | 1 | 0.00 | 1.250000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 51 | 17 | 1 | 0.00 | 2.000000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 53 | 18 | 1 | 0.00 | 3.125000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 61 | 71 | 1 | 0.00 | 0.050000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 70 | 71 | 1 | 0.00 | 0.125    | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 71 | 72 | 1 | 0.00 | 0.05     | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 71 | 73 | 1 | 0.00 | 0.250000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 81 | 80 | 1 | 0.00 | 0.250000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |
| 90 | 56 | 1 | 0.00 | 0.200000 | 0.00 | 200. | 1.00 | 0.0 | 0.0 | 200. | 200. |

0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0

--- TRANSFORMER ADJUSTMENT DATA ---

0,0,0,0,0,0,0,0,0

--- AREA INTERCHANGE DATA ---

0,0,0,0,0

--- DC TRANSMISSION LINE DATA ---

0

--- SHUNT TERMS DATA ---

0,0,0,0,0,0

'SS','AC',100

0,0,0

0,'0',0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0

- Αρχείο inesc\_00.ses

55-BUS SYSTEM: full version

--- SET OF ACTUAL MEASUREMENTS ---

--- SET OF VOLTAGE MEASUREMENTS --- Node SNM SCALE STAT RTU

|    |      |      |   |    |
|----|------|------|---|----|
| 3  | 1.00 | 1.00 | 1 | 4  |
| 8  | 1.00 | 1.00 | 1 | 5  |
| 10 | 1.00 | 1.00 | 1 | 6  |
| 16 | 1.00 | 1.00 | 1 | 7  |
| 21 | 1.00 | 1.00 | 1 | 8  |
| 60 | 1.00 | 1.00 | 1 | 1  |
| 70 | 1.00 | 1.00 | 1 | 3  |
| 72 | 1.00 | 1.00 | 1 | 2  |
| 80 | 1.00 | 1.00 | 1 | 9  |
| 90 | 1.00 | 1.00 | 1 | 10 |

00000

--- SET OF ACTIVE FLOW MEASUREMENTS --- From To CKT SNM SCALE STAT RTU (All flows at main feeder NMV measured)

|    |    |   |      |      |   |   |
|----|----|---|------|------|---|---|
| 71 | 31 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 36 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 41 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 61 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 70 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 72 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 73 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |

0000000



--- SET OF REACTIVE FLOW MEASUREMENTS --- From To CKT SNM SCALE STAT RTU (All flows at main feeder NMV measured)

|    |    |   |      |      |   |   |
|----|----|---|------|------|---|---|
| 71 | 31 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 36 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 41 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 61 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 70 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 72 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |
| 71 | 73 | 1 | 1.00 | 3.00 | 1 | 1 |

0000000

--- SET OF ACTIVE INJECTION MEASUREMENTS --- Node SNM SCALE STAT RTU

|    |      |      |   |    |      |
|----|------|------|---|----|------|
| 3  | 1.00 | 3.00 | 1 | 48 | gen. |
| 8  | 1.00 | 3.00 | 1 | 49 | gen. |
| 10 | 1.00 | 3.00 | 1 | 50 | gen. |
| 16 | 1.00 | 3.00 | 1 | 51 | gen. |
| 21 | 1.00 | 3.00 | 1 | 52 | gen. |
| 60 | 1.00 | 3.00 | 1 | 55 | gen. |
| 70 | 1.00 | 3.00 | 1 | 47 | gen. |
| 72 | 1.00 | 3.00 | 1 | 46 | gen. |
| 80 | 1.00 | 3.00 | 1 | 54 | gen. |
| 90 | 1.00 | 3.00 | 1 | 53 | gen. |

|    |      |      |   |    |      |
|----|------|------|---|----|------|
| 1  | 1.00 | 15.0 | 1 | 42 | load |
| 2  | 1.00 | 15.0 | 1 | 43 | load |
| 4  | 1.00 | 15.0 | 1 | 39 | load |
| 5  | 1.00 | 15.0 | 1 | 40 | load |
| 6  | 1.00 | 15.0 | 1 | 44 | load |
| 7  | 1.00 | 15.0 | 1 | 45 | load |
| 9  | 1.00 | 15.0 | 1 | 41 | load |
| 11 | 1.00 | 15.0 | 1 | 37 | load |

|    |      |      |   |    |      |
|----|------|------|---|----|------|
| 12 | 1.00 | 15.0 | 1 | 33 | load |
| 13 | 1.00 | 15.0 | 1 | 34 | load |
| 14 | 1.00 | 15.0 | 1 | 30 | load |
| 15 | 1.00 | 15.0 | 1 | 38 | load |
| 17 | 1.00 | 15.0 | 1 | 35 | load |
| 18 | 1.00 | 15.0 | 1 | 31 | load |
| 19 | 1.00 | 15.0 | 1 | 36 | load |
| 20 | 1.00 | 15.0 | 1 | 32 | load |

|    |      |      |   |    |           |
|----|------|------|---|----|-----------|
| 31 | 1.00 | 10.0 | 1 | 3  | zero inj. |
| 32 | 1.00 | 10.0 | 1 | 4  | zero inj. |
| 33 | 1.00 | 10.0 | 1 | 5  | zero inj. |
| 34 | 1.00 | 10.0 | 1 | 6  | zero inj. |
| 35 | 1.00 | 10.0 | 1 | 7  | zero inj. |
| 36 | 1.00 | 10.0 | 1 | 8  | zero inj. |
| 37 | 1.00 | 10.0 | 1 | 9  | zero inj. |
| 38 | 1.00 | 10.0 | 1 | 10 | zero inj. |
| 39 | 1.00 | 10.0 | 1 | 11 | zero inj. |
| 40 | 1.00 | 10.0 | 1 | 12 | zero inj. |
| 41 | 1.00 | 10.0 | 1 | 13 | zero inj. |
| 42 | 1.00 | 10.0 | 1 | 14 | zero inj. |
| 43 | 1.00 | 10.0 | 1 | 15 | zero inj. |
| 44 | 1.00 | 10.0 | 1 | 16 | zero inj. |
| 45 | 1.00 | 10.0 | 1 | 17 | zero inj. |
| 46 | 1.00 | 10.0 | 1 | 18 | zero inj. |
| 48 | 1.00 | 10.0 | 1 | 19 | zero inj. |
| 49 | 1.00 | 10.0 | 1 | 20 | zero inj. |
| 50 | 1.00 | 10.0 | 1 | 21 | zero inj. |
| 51 | 1.00 | 10.0 | 1 | 22 | zero inj. |
| 52 | 1.00 | 10.0 | 1 | 23 | zero inj. |

|    |      |      |   |    |           |
|----|------|------|---|----|-----------|
| 53 | 1.00 | 10.0 | 1 | 24 | zero inj. |
| 54 | 1.00 | 10.0 | 1 | 25 | zero inj. |
| 55 | 1.00 | 10.0 | 1 | 26 | zero inj. |
| 56 | 1.00 | 10.0 | 1 | 27 | zero inj. |
| 61 | 1.00 | 10.0 | 1 | 1  | zero inj. |
| 71 | 1.00 | 10.0 | 1 | 2  | zero inj. |
| 73 | 1.00 | 10.0 | 1 | 29 | zero inj. |
| 81 | 1.00 | 10.0 | 1 | 28 | zero inj. |

00000

--- SET OF REACTIVE INJECTION MEASUREMENTS --- Node SNM SCALE STAT RTU

|    |      |      |   |    |      |
|----|------|------|---|----|------|
| 3  | 1.00 | 3.00 | 1 | 48 | gen. |
| 8  | 1.00 | 3.00 | 1 | 49 | gen. |
| 10 | 1.00 | 3.00 | 1 | 50 | gen. |
| 16 | 1.00 | 3.00 | 1 | 51 | gen. |
| 21 | 1.00 | 3.00 | 1 | 52 | gen. |
| 60 | 1.00 | 3.00 | 1 | 55 | gen. |
| 70 | 1.00 | 3.00 | 1 | 47 | gen. |
| 72 | 1.00 | 3.00 | 1 | 46 | gen. |
| 80 | 1.00 | 3.00 | 1 | 54 | gen. |
| 90 | 1.00 | 3.00 | 1 | 53 | gen. |

|    |      |      |   |    |      |
|----|------|------|---|----|------|
| 1  | 1.00 | 15.0 | 1 | 42 | load |
| 2  | 1.00 | 15.0 | 1 | 43 | load |
| 4  | 1.00 | 15.0 | 1 | 39 | load |
| 5  | 1.00 | 15.0 | 1 | 40 | load |
| 6  | 1.00 | 15.0 | 1 | 44 | load |
| 7  | 1.00 | 15.0 | 1 | 45 | load |
| 9  | 1.00 | 15.0 | 1 | 41 | load |
| 11 | 1.00 | 15.0 | 1 | 37 | load |
| 12 | 1.00 | 15.0 | 1 | 33 | load |

|    |      |      |   |    |           |
|----|------|------|---|----|-----------|
| 13 | 1.00 | 15.0 | 1 | 34 | load      |
| 14 | 1.00 | 15.0 | 1 | 30 | load      |
| 15 | 1.00 | 15.0 | 1 | 38 | load      |
| 17 | 1.00 | 15.0 | 1 | 35 | load      |
| 18 | 1.00 | 15.0 | 1 | 31 | load      |
| 19 | 1.00 | 15.0 | 1 | 36 | load      |
| 20 | 1.00 | 15.0 | 1 | 32 | load      |
|    |      |      |   |    |           |
| 31 | 1.00 | 10.0 | 1 | 3  | zero inj. |
| 32 | 1.00 | 10.0 | 1 | 4  | zero inj. |
| 33 | 1.00 | 10.0 | 1 | 5  | zero inj. |
| 34 | 1.00 | 3.0  | 1 | 6  | cap. bank |
| 35 | 1.00 | 10.0 | 1 | 7  | zero inj. |
| 36 | 1.00 | 10.0 | 1 | 8  | zero inj. |
| 37 | 1.00 | 10.0 | 1 | 9  | zero inj. |
| 38 | 1.00 | 10.0 | 1 | 10 | zero inj. |
| 39 | 1.00 | 10.0 | 1 | 11 | zero inj. |
| 40 | 1.00 | 10.0 | 1 | 12 | zero inj. |
| 41 | 1.00 | 10.0 | 1 | 13 | zero inj. |
| 42 | 1.00 | 10.0 | 1 | 14 | zero inj. |
| 43 | 1.00 | 10.0 | 1 | 15 | zero inj. |
| 44 | 1.00 | 10.0 | 1 | 16 | zero inj. |
| 45 | 1.00 | 10.0 | 1 | 17 | zero inj. |
| 46 | 1.00 | 10.0 | 1 | 18 | zero inj. |
| 48 | 1.00 | 10.0 | 1 | 19 | zero inj. |
| 49 | 1.00 | 10.0 | 1 | 20 | zero inj. |
| 50 | 1.00 | 10.0 | 1 | 21 | zero inj. |
| 51 | 1.00 | 10.0 | 1 | 22 | zero inj. |
| 52 | 1.00 | 10.0 | 1 | 23 | zero inj. |
| 53 | 1.00 | 10.0 | 1 | 24 | zero inj. |

|    |      |      |   |    |           |
|----|------|------|---|----|-----------|
| 54 | 1.00 | 10.0 | 1 | 25 | zero inj. |
| 55 | 1.00 | 10.0 | 1 | 26 | zero inj. |
| 56 | 1.00 | 10.0 | 1 | 27 | zero inj. |
| 61 | 1.00 | 10.0 | 1 | 1  | zero inj. |
| 71 | 1.00 | 3.0  | 1 | 2  | cap. bank |
| 73 | 1.00 | 10.0 | 1 | 29 | zero inj. |
| 81 | 1.00 | 10.0 | 1 | 28 | zero inj. |

00000

--- SET OF PSEUDO MEASUREMENTS ---

--- SET OF VOLTAGE MEASUREMENTS --- Node SNM SCALE STAT RTU  
00000

--- SET OF ACTIVE FLOW MEASUREMENTS --- From To CKT SNM SCALE STAT RTU  
0000000

--- SET OF REACTIVE FLOW MEASUREMENTS --- From To CKT SNM SCALE STAT RTU  
0000000

--- SET OF ACTIVE INJECTION MEASUREMENTS --- Node SNM SCALE STAT RTU  
00000

--- SET OF REACTIVE INJECTION MEASUREMENTS --- Node SNM SCALE STAT RTU  
00000



## ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. A. Abur and A. G. Exposito, “*Power system state estimation – Theory and Implementation*”, New York, Dekker, 2004.
2. I. Cobelo, A. Shafiu, N. Jenkins and G. Strbac, “*State estimation of networks with distributed generation*”, IEEE Transactions on Electrical Power 2007; **17**: 21-26.
3. V. Thornley, N. Jenkins and S. White, “*State estimation applied to active distribution networks with minimal measurements*”, 5-th PSCC Conference, Liege, August 2005.
4. Γ. Κονταξής και Ν. Χατζηαργυρίου, “*Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας*”, Αθήνα, 2004.
5. K. Li, “*State estimation for power distribution system and measurement impacts*”, Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, pp. 911-916, May 1996.
6. Σ. Χατζηβασιλειάδης, “*Ανάπτυξη συστήματος ελέγχου απομονωμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με τεχνολογία ευφρών πρακτόρων*”, Διπλωματική εργασία, ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ, Αθήνα, Οκτώβριος 2007.
7. G. Korres, “*Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids, WORK PACKAGE D : Technical and Commercial Integration of Multi-Microgrids*”, **TD3.1** : “*Local State Estimation*”, November 2007.
8. Α. Τσικαλάκης, Α. Καμαρινόπουλος, “*Renewables for isolated systems – Energy supply and waste water treatment (RISE)*”, **D5.1** : “*Survey of State of the art tools for operation and control of RES supplied isolated regions*”, Ιούλιος 2005.
9. A. Shafiu, N. Jenkins and G. Strbac, “*Measurement location for state estimation of distribution networks with generation*”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol 152, No. 2, pp. 240-246, March 2005
10. C. M. Hird, H. Leite, N. Jenkins and H. Li, “*Network voltage controller for distributed generation*”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol 151, No. 2, pp. 150-156, March 2004
11. A. K. Ghosh, D. L. Lubkeman and R. H. Jones, “*Load Modeling for distribution circuit state estimation*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 1997; **12**(2): 999-1005.
12. R. Singh, B. C. Pal and R. A. Jabr, “*Choice of estimator for distribution system state estimation*”, IET Generation, Transmission and Distribution, 2009; **3**, (7), pp.666-678.
13. M. Lehtonen, M. Jalonen and A. Matsinen, “*A novel state estimation model for distribution systems*”, 14<sup>th</sup> PSCC, Sevilla, June 2002, Session 1, Paper 1.
14. F. Bignucolo and R. Caldon, “*State estimation of radial distribution networks: A novel procedure for measurement siting*”, 16<sup>th</sup> PSCC, Glasgow, July 2008.
15. E. Lourenco, L. Batista de Souza and A. Costa, “*A unified approach for bad data and topology error identification in generalized state estimation*”, 16<sup>th</sup> PSCC, Glasgow, July 2008.
16. R. Hoffman, “*Practical state estimation for electric distribution networks*”, PSCE 2006.

17. M. Hurtgen and J. Maun, “Advantages of power system state estimation using Phasor Measurement Units”, 16<sup>th</sup> PSCC, Glasgow, July 2008.
18. T. MacDermott, “Load modeling and state estimation for power distribution systems”, Renewable and distributed systems intergration peer review, October 2008.
19. M. Hurtgen, P. Zajac, P. Praks and J. Maun, “Comparison of measurement placement algorithms for state estimation based on theoretic and eigen vector centrality procedures”, 16<sup>th</sup> PSCC, Glasgow, July 2008.
20. H. Crisciu, F. Promel and J. Van Hecke, “Assesment and enhancement of power system state estimation quality”, 15<sup>th</sup> PSCC, Liege, August 2005.
21. Γ. Κοκολάκης και Ι. Σπηλιώτης, “Εισαγωγή στη θεωρία πιθανοτήτων και στατιστική”, Εκδόσεις Συμμεών, Έκδοση 3<sup>η</sup>, Αθήνα 1999.
22. Ν. Γ. Μαράτος, “Τεχνικές βελτιστοποίησης (Σημειώσεις)”, Αθήνα 1990.
23. Β. Κ. Παπαδιάς, “Ανάλυση συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, Τόμος Ι : Μόνιμη κατάσταση λειτουργίας”, Αθήνα 1985.
24. Μ. Π. Παπαδόπουλος, “Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές”, Αθήνα 1997.
25. Μ. Π. Παπαδόπουλος, “Δίκτυα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, Τόμος Γ”, Αθήνα 1994.
26. Ι. Α. Τεγόπουλος, “Ηλεκτρικές μηχανές, Μέρος Β”, Αθήνα 1991.
27. Β. Κ. Παπαδιάς και Κ. Βουρνάς, “Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και έλεγχος συχνότητας και τάσεως”, Εκδόσεις Συμμετρία, Αθήνα 1991.
28. Θ. Αλεξόπουλος, “Μελέτη μοντελοποίησης και προσομοίωση εγκατεστημένου Μικροδικτύου”, Διπλωματική εργασία, ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ, Αθήνα, Δεκέμβριος 2008.
29. Γ. Κτενίδης, “Μελέτη συνδεδεμένου φωτοβολταϊκού σταθμού παραγωγής των 100 kW”, Διπλωματική εργασία, ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ, Αθήνα, Μάρτιος 2008.
30. Γ. Ιατρόπουλος και Ι. Κοντογιάννης, “Μοντελοποίηση συστήματος διανεμημένης παραγωγής με κυψέλες καυσίμου και προσομοίωση μεταβατικών φαινομένων”, Διπλωματική εργασία, ΤΗΜΜΥ ΑΠΘ, Θεσσαλονίκη, Σεπτέμβριος 2008.
31. Α. Δημέας, “Συμβολή στον κατανεμημένο έλεγχο συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας με μονάδες διεσπαρμένης παραγωγής στη χαμηλή τάση”, Διδακτορική διατριβή, ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ, Αθήνα, 2006.
32. Κ. Κωνσταντόπουλος, “Ανάλυση και έλεγχος επαγωγικής γεννήτριας διπλής τροφοδοσίας για σύστημα ανεμογεννήτριας”, Διπλωματική εργασία, ΤΗΜΜΥ Πανεπιστήμιο Πατρών, Πάτρα, Οκτώβριος 2009
33. Κ. Καραλής, “Λειτουργία και έλεγχος συστήματος ανεμογεννήτριας με μηχανή επαγωγής σε διάταξη διπλής τροφοδότησης”, Διπλωματική εργασία, ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ, Αθήνα, Ιούνιος 2008.
34. Φ. Παπακυριαζής, “Έλεγχος και συγχρονισμός σε δίκτυο διασπαρμένων συστημάτων παραγωγής ισχύος”, Διπλωματική εργασία, ΤΗΜΜΥ Πανεπιστήμιο Πατρών, Πάτρα, Ιανουάριος 2009.
35. Α. Κοροντζή, “Μετρήσεις ποιότητας ισχύος στο υβριδικό σύστημα του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας”, Διπλωματική εργασία, ΣΗΜΜΥ ΕΜΠ, Αθήνα, Οκτώβριος 2006.





