

- **ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ ΕΚΠΑΙΔΕΥΤΙΚΟ ΙΔΡΥΜΑ ΔΥΤΙΚΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ**
- **ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΙΑΣ**
- **ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ Τ.Ε.**

- **ΤΗΛΕΕΛΕΝΧΟΣ ΣΕ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΟ  
ΧΡΟΝΟ ΚΑΙ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗ  
ΠΕΛΑΤΩΝ**

- **REAL-TIME WIRELESS  
MEASUREMENTS OF POWER  
CONSUMPTION**

- **ΟΝΟΜΑΤΕΠΩΝΥΜΟ : ΣΕΡΑΦΕΙΜ ΜΟΥΛΙΑΣ**
- **ΕΠΟΠΤΕΥΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΧΑΡΑΛΑΜΠΑΚΟΣ ΒΑΣΙΛΕΙΟΣ**

- **ΠΑΤΡΑ, 18-06-2014**

## ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Θερμές ευχαριστίες στον κο Χαραλαμπάκο Βασίλειο για το ενδιαφέρον θέμα που μου έδωσε να ασχοληθώ και να ανακαλύψω και με τον οποίο συνεργάστηκα για να έρθει εις πέρας αυτή την Πτυχιακή Εργασία.

Επίσης θα πρέπει να ευχαριστήσω όλο το προσωπικό του ΔΕΔΔΗΕ που με βοήθησε και πιο συγκεκριμένα τους τεχνικούς - επιτηρητές του κέντρου τηλεμέτρησης «ΤΗΛΕΜΑΧΟΣ», τους τεχνικούς του ΔΕΔΔΗΕ / Περιφέρεια Πελοποννήσου Ηλείου για τις πληροφορίες και της τεχνικές της γνώσεις που μου παρείχαν και γενικά για την εν γένει βοήθεια της.

## ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	7
1.1 Νομικό Πλαίσιο.....	8
1.2 Σκοπός.....	9
2. ΜΕΤΡΗΤΕΣ.....	10
2.1 Εισαγωγή.....	10
2.2 ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΙ- ΠΡΟΔΙΑΓΡΑΦΕΣ .....	11
2.3 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ.....	12
2.3.1 Μηχανικές Απαιτήσεις.....	12
2.3.2 Επικοινωνία μέσω της Οπτικής Κεφαλής (IR-Port) .....	13
2.3.3 Φυσικές απαιτήσεις.....	13
2.4 ΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ	
2.4.1 Είδος Σύνδεσης στο Δίκτυο .....	14
2.4.2 Σύστημα Μετρητικό.....	14
2.4.3 Κλάση Ακριβείας .....	14
2.4.4 Περιοχή Τάσεως Λειτουργίας.....	14
2.4.5 Περιοχή Μετρούμενης Εντάσεως .....	14
2.4.6 Συχνότητα Δικτύου .....	14
2.5 ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ.....	15
2.5.1 Μετρούμενα Μεγέθη.....	15
2.5.2. Βαρύτητα παλμών .....	16
2.5.3 Έλεγχος (Testing).....	16
2.5.4 Ρεύμα Εκκινήσεως .....	16
2.5.5 Ακρίβεια.....	16
2.5.6 Τροφοδοσία του Μετρητή.....	16
2.5.7 Εφεδρική Παροχή .....	17

2.6 ΚΑΤΑΧΩΡΗΤΕΣ (REGISTERS)	
2.6.1. Λειτουργίες Διάγνωσης.....	18
2.6.2 Ενδείξεις οθόνης .....	18
2.6.3 Έλεγχος Κατάστασης.....	18
2.6.4 ΧΡΟΝΟΔΙΑΚΟΠΤΗΣ / ΗΜΕΡΟΛΟΓΙΑ.....	18
2.6.5 Εξωτερικός έλεγχος μέσω εισόδου –σήματος .....	19
2.6.6 Ρολόι Πραγματικού Χρόνου (RTC).....	19
2.6.7 Οθόνη .....	19
2.6.8 ΗΜΕΡΟΛΟΓΙΟ ΣΥΜΒΑΝΤΩΝ .....	20
2.6.9 Είσοδοι - Έξοδοι .....	20
2.6.10 Παλμοί – Εισόδου .....	20
2.6.11 Παλμοί – εξόδου .....	20
2.6.12 Είσοδοι – σήματος.....	20
2.6.13 Έξοδοι – σήματος.....	21
2.6.14 Καμπύλες Φορτίου .....	21
2.7 ΜΟΝΑΔΑ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ.....	22
2.8 ΠΡΩΤΟΚΟΛΛΟ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ.....	22
2.9 ΕΠΙΠΕΔΑ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ .....	22
2.10 ΗΛΕΚΤΡΟΜΑΓΝΗΤΙΚΗ ΣΥΜΒΑΤΟΤΗΤΑ (EMC) .....	23
3. ΜΕΣΟ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ MODEM	
3.1 Τεχνική Περιγραφή .....	28
3.2 Επιλογή του Modem.....	29
3.3 Παραμετροποίηση του modem και έλεγχος της κατάστασης λειτουργίας του ...	43
3.3.1 ΕΠΙΛΥΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ.....	50
4. ΓΕΝΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ .....	51
4.1 Αντικείμενο και κύρια χαρακτηριστικά του συστήματος. ....	51
4.2 Γενικές απαιτήσεις.....	51
4.3 Λειτουργία συστήματος (κέντρου) .....	52

4.4	Κανονική λειτουργία .....	52
4.5	Δυνατότητες του συστήματος.....	53
4.5.1	Δυνατότητες ανάγνωσης των δεδομένων του μετρητή. ....	53
4.5.2	Δυνατότητες επεξεργασίας των δεδομένων .....	53
4.5.3	Έξοδος δεδομένων.....	53
4.6	Εφαρμογή απαιτούμενων λειτουργιών .....	54
4.6.1	Υποστήριξη μετρητικού εξοπλισμού.....	54
<b>5. ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ</b>		
– AMR (Automated Meter Reading). ....		
5.1	Γενική Περιγραφή .....	55
5.2	Μέρη του Συστήματος .....	55
5.2.1	Κεντρικός Server .....	555
5.2.2	Modem server.....	56
5.2.2.1	Κανάλια Επικοινωνίας.....	56
5.2.2.2	Πρωτόκολλα επικοινωνίας μετρητών.....	56
5.2.3	Σταθμοί Εργασίας χρηστών.....	57
5.3	Λειτουργία Συστήματος .....	57
5.3.1	Ορισμός Πελατών (σημεία μέτρησης) .....	57
5.3.2	Ορισμός καναλιών δεδομένων .....	57
5.3.3	Λειτουργίες διαχειριστή .....	57
5.3.4	Αρχείο log-file .....	58
5.3.5	Γεγονότα που πρέπει να καταγράφονται στο σύστημα.....	58
5.4	Διαχείριση Χρηστών .....	58
5.5	Λογισμικό για την επιτόπια απομάστευση μετρητικών δεδομένων .....	58
<b>6. ΣΥΣΤΗΜΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - EDM(Energy Data Management). ....</b>		
6.1	Γενική Περιγραφή .....	59

6.2	Επεξεργασία των δεδομένων από το Σύστημα.....	59
6.3	Λειτουργίες.....	60
6.4	Κανόνες.....	60
6.5	Εισαγωγή στοιχείων στο Σύστημα Επεξεργασίας.....	60
6.6	Επεξεργασία των δεδομένων από το Σύστημα.....	60
6.7	Επαλήθευση, επιβεβαίωση και πιστοποίηση των δεδομένων από το Σύστημα.....	60
6.8	Υπολογισμοί.....	60
6.9	Διαχείριση τιμολογιακών ζωνών.....	61
6.10	Έξοδος των δεδομένων.....	61
6.11	Αρχιτεκτονική του συστήματος επεξεργασίας.....	61
6.12	Εξοπλισμός του συστήματος για πρόσβαση στα δεδομένα μέσω του διαδικτύου.....	61
6.13	Περιφερειακές Θέσεις Χρηστών Υποστήριξης του Κεντρικού Συστήματος AMR - EDM.....	62
6.14	Εφεδρικό σύστημα.....	62
7.	ΕΝ ΧΡΗΣΕΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΤΗΛΕ ΕΛΕΓΧΟΥ – ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΩΝ.....	65
7.1	Το πρόγραμμα ZFA.....	65
7.2	Το πρόγραμμα MAP.....	65
7.3	Το πρόγραμμα AIMS.....	65
	Λειτουργία προγράμματος (ZFA).....	67
	Λειτουργία προγράμματος AIMS.....	91
	Λειτουργία προγράμματος MAP 110+120.....	99
	Αναφορές - Πηγές.....	112

## 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Μια από τις κυριότερες δραστηριότητες της Ευρωπαϊκής Ένωσης στην Ενεργειακή Πολιτική είναι η δημιουργία της <<Ενιαίας Αγοράς Ενέργειας>>. Για το λόγο αυτό θεσπίστηκαν κοινοί κανόνες για την λειτουργία της εσωτερικής αγοράς, ώστε να εξασφαλιστεί η ελεύθερη κυκλοφορία της ηλεκτρικής ενέργειας και να βελτιωθεί η ανταγωνιστικότητα της Ευρωπαϊκής Οικονομίας.

Σήμερα οι περισσότεροι καταναλωτές και πολλές επιχειρήσεις έχουν ήδη την δυνατότητα να επιλέξουν τους προμηθευτές τους για τον ηλεκτρισμό.

Από την πλευρά τους οι προμηθευτές θα έχουν την εγγύηση ότι θα μπορούν να έχουν πρόσβαση στο δίκτυο διανομής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, σε όλες τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Ένα από τα βασικότερα εργαλεία που χρησιμοποιείται για την υλοποίηση του ανοίγματος της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι η Μετρητική Διάταξη, μαζί με το συναφή εξοπλισμό καταγραφής και συγκέντρωσης δεδομένων, που αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα του Δικτύου Διανομής.

Αναπόσπαστο τμήμα των Μετρητικών Διατάξεων αποτελεί το τηλεπικοινωνιακό και πληροφοριακό Σύστημα (κέντρο Τηλεμέτρησης – Επεξεργασία Μετρητικών Δεδομένων) που χρησιμοποιείται για την εκμετάλλευση του Μετρητικού Πάρκου σε συνδυασμό με την τοποθέτηση έξυπνων Μετρητών (SMART METERING). Έτσι παρέχεται η δυνατότητα συλλογής – μετάδοσης μεγάλου όγκου πληροφοριών με ασφάλεια, αλλά και επιπλέον οφέλη και για τους καταναλωτές και τους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας, όπως:

Ως προς τις Ηλεκτρικές εταιρείες παρέχεται η δυνατότητα της δημιουργίας έξυπνων δικτύων, με αποτέλεσμα την εξοικονόμηση χρημάτων, μείωση της εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα λόγω εξομάλυνσης της καμπύλης φορτίου, άμεση καταμέτρηση (μείωση κόστους), βελτίωση της ποιότητας του προϊόντος, δυνατότητα και χρήση 'προηγμένων' τιμολογιακών πακέτων (πολυζωνικά τιμολόγια ωριαία, κλπ).

Για του καταναλωτές θα μειωθεί το λειτουργικό κόστος (εξορθολογισμός χρήση), θα υπάρχει η δυνατότητα παρακολούθησης της ροής ενέργειας σε πραγματικό χρόνο ώστε να μην γίνεται υπέρβασης ισχύος (χορήγηση παλμών, επιλογή πακέτου χρέωσης, κλπ.).

Κατόπιν των παραπάνω είναι προφανές ότι η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού ακολουθώντας το παράδειγμα των Σύγχρονων Ηλεκτρικών Εταιρειών της Ευρώπης συμμορφώνεται με τις απαιτήσεις της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Για τον λόγο αυτό έχει ξεκινήσει η τοποθέτηση έξυπνων τηλεμετρούμενων μετρητών.

## 1.1. Νομικό Πλαίσιο

Το νομικό πλαίσιο το οποίο υφίσταται στην χώρα μας και βάσει του οποίου λειτουργεί η Ελληνική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, είναι το ακόλουθο :

\_ Ν.2773 / ΦΕΚ286 / 22.12.1999 (ΑΠΕΛΕΥΘΕΡΩΣΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΡΥΘΜΙΣΗ ΘΕΜΑΤΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ ΚΑΙ ΛΟΙΠΕΣ ΔΙΑΤΑΞΕΙΣ)

\_ Υ.Α.Δ5/Β/Φ1/οικ. 8988 (Τεύχος ΦΕΚ Β' 623/25-5-01): "Έγκριση του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας" (Κεφάλαια Α' - Μετρητές, Ζ' – Μετρούμενες Ποσότητες)

ΤΕΧΝΙΚΟ ΜΕΡΟΣ – ΤΕΥΧΟΣ 1: Τεχνική Περιγραφή του Έργου : «Εγκατάσταση Συστήματος Τηλεμέτρησης Μετρητών Μεγάλων Πελατών Χαμηλής Τάσης».

\_ Υ.Α.Δ5/Β/Φ1/οικ. 8989 (Τεύχος ΦΕΚ Β' 654/30-5-01): "Έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος" (Κεφάλαιο ΣΤ' – Μετρήσεις).

\_ Ν.3175/ΦΕΚ207/29.8.2003(ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΓΕΩΘΕΡΜΙΚΟΥ ΔΥΝΑΜΙΚΟΥ ΤΗΛΕΘΕΡΜΑΝΣΗ ΚΑΙ ΑΛΛΕΣ ΔΙΑΤΑΞΕΙΣ).

\_Υ.Α.Δ5-ΗΛ/Β/Φ5/οικ.8311/9.5.2005(ΦΕΚ 655/Β/15.5.2005): «Έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας».

\_ Εγχειρίδιο Διαχείρισης Μετρήσεων και Περιοδικής Εκκαθάρισης Προμηθευτών Δικτύου (Απόφαση Ρ.Α.Ε. Υπ.Αριθ. 4308/2009).

\_ ΝΟΜΟΣ ΥΠ' ΑΡΙΘ. 3855 - Μέτρα για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά την τελική χρήση, ενεργειακές υπηρεσίες. (Με τις διατάξεις του παρόντος νόμου εναρμονίζεται η ελληνική νομοθεσία με την Οδηγία 2006/32/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Απριλίου 2006 «για την ενεργειακή απόδοση κατά την τελική χρήση και τις ενεργειακές υπηρεσίες και για την κατάργηση της Οδηγίας 93/76/ΕΟΚ του Συμβουλίου»  
Επιβάλλεται:

- Στα κράτη μέλη να εξασφαλίσουν ότι οι χρεώσεις κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας βασίζονται στην πραγματική ενεργειακή κατανάλωση και πραγματοποιούνται αρκετά συχνά, ώστε οι καταναλωτές να μπορούν να ρυθμίζουν την ενεργειακή κατανάλωσή τους (2006/32/ΕΚ).

-Στα κράτη μέλη η εφαρμογή «έξυπνων» συστημάτων καταμέτρησης ενέργειας μέχρι το 2022 (ένα ποσοστό κάλυψης 80% πρέπει να επιτευχθεί μέχρι το 2020).



## 1.2. Σκοπός

Σας στόχο από τη ΔΕΔΔΗΕ είναι η δημιουργία ενός ολοκληρωμένου Κεντρικού Συστήματος Τηλεμέτρησης – Επεξεργασίας Μετρητικών Δεδομένων το οποίο θα της δώσει τη δυνατότητα ως Διαχειριστή του Δικτύου, να εκπληρώσει αποτελεσματικά τους στόχους και τις υποχρεώσεις της στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας.

Το Σύστημα στοχεύει στην επέκταση της υπάρχουσας υποδομής και στη δημιουργία της απαραίτητης νέας υποδομής και οργάνωσης, ώστε να επιτευχθεί :

- Η αποτελεσματική και έγκυρη συγκέντρωση, επεξεργασία, διαχείριση και αποθήκευση μετρητικών δεδομένων των πελατών και εν γένει χρηστών του Δικτύου Διανομής,
- Η παροχή πρόσβασης σε τέτοιου είδους πληροφορίες στους κατά το νόμο δικαιούχους.

Η Επιχείρηση παρακολουθώντας την εξέλιξη της μετρητικής τεχνολογίας, προχώρησε ήδη σε τηλεμέτρηση των μετρητικών διατάξεων των πελατών Μέσης Τάσης (~ 10000 παροχές πελατών), και προχωρεί στους μεγάλους πελάτες Χαμηλής Τάσης με την προμήθεια και εγκατάσταση νέων και εξελιγμένων ηλεκτρονικών μετρητών μεγιστοδεικτών στους τελικούς χρήστες.

- Διαθέτουν σύγχρονο πρωτόκολλο επικοινωνίας DLMS, το οποίο διευκολύνει την επικοινωνία τους με το Πληροφοριακό και Επικοινωνιακό Σύστημα, ανεξαρτήτως κατασκευαστή του μετρητή.
- Έχουν τη δυνατότητα να ενταχθούν σε συστήματα AMR με όλους τους τρόπους επικοινωνίας των μετρητών με κεντρικό σύστημα AMR (RF, PSTN, GSM/GPRS, PLC, κλπ).

## 2. ΜΕΤΡΗΤΕΣ

### 2.1. Εισαγωγή

Το ηλεκτρικό δίκτυο αρχικά δημιουργήθηκε για να εξυπηρετήσει τις ανάγκες ηλεκτροδότησης όλων των καταναλωτών. Ωστόσο, οι συσκευές μέτρησης που χρησιμοποιούνταν είχαν συγκεκριμένες τεχνικές δυνατότητες και δεν μπορούσαν να ικανοποιήσουν τις σύγχρονες ανάγκες τόσο των Διαχειριστών των Δικτύων όσο και των καταναλωτών. Είναι πλέον κοινός τόπος πως δεν μπορούμε να ικανοποιήσουμε τις περιβαλλοντικές και ενεργειακές προκλήσεις του 21ου αιώνα με τεχνολογία μετρητών του 20ου αιώνα.

Αποτελεί πλέον κοινή γνώση το γεγονός ότι οποιαδήποτε προσπάθεια αυτοματοποίησης στο επίπεδο των καταναλώσεων πρέπει να συνδυαστεί με την αντικατάσταση των παραδοσιακών ηλεκτρομηχανικών μετρητών ενέργειας (μετρητών περιστρεφόμενου δίσκου) με ψηφιακούς μετρητές νέας γενιάς («Έξυπνοι Μετρητές» ή «Smart Meters»).

Τα τελευταία χρόνια έχει αναπτυχθεί η τεχνολογία των Έξυπνων Μετρητών, οι οποίοι έχουν δυνατότητες μέτρησης ενέργειας, ισχύος, τάσης, συχνότητας και άλλων μεγεθών, και δυνατότητα αμφίδρομης επικοινωνίας μέσω τηλεπικοινωνιακών μέσων με κέντρα συλλογής, αποθήκευσης, επεξεργασίας και διαχείρισης πληροφοριών. Η εφαρμογή των Έξυπνων Μετρητών στους καταναλωτές δίνει μεγάλες δυνατότητες και πλεονεκτήματα, τόσο στους καταναλωτές και στους Προμηθευτές τους, όσο και σε ολόκληρη την κοινωνία.

Το νέο ενεργειακό πακέτο της ΕΕ έγινε νόμος στις 3 Σεπτεμβρίου 2009. Δύο οδηγίες και τρεις κανονισμοί απαιτούν τώρα τα κράτη μέλη της ΕΕ για «να εξασφαλίσουν την εφαρμογή των ευφών μετρητικών συστημάτων,» και για να εξοπλίσουν 80 τοις εκατό των ενεργειακών καταναλωτών με τους έξυπνους μετρητές μέχρι το 2020. Ο στόχος είναι να ενθαρρυνθούν οι ευρωπαϊκοί ενεργειακοί καταναλωτές και να γίνουν ενεργοί συμμετέχοντες στο πώς χρησιμοποιούν την ενέργεια. Ο εξοπλισμός τους με τους έξυπνους μετρητές θα τους επιτρέψει να συμμετάσχουν ενεργά στην αγορά ενέργειας.

Με αυτούς τους νέους κανονισμούς οι Iskraemeco, Itron, και Landis+Gyr ανήγγειλαν στις 23 Σεπτεμβρίου ότι είχαν βρεί τα λειτουργικά πρότυπα που επιτρέπουν στα συστήματά τους να λειτουργήσουν από κοινού. Οι τρεις επιχειρήσεις πήραν την πρωτοβουλία να αναπτύξουν τη λειτουργικότητα και λειτούργησαν μαζί στα προγράμματα ενώ άλλες περιμένουν τους καθολικούς ορισμούς που παρέχονται από την ένωση dLMS-χρηστών.

## 2.2 ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΙ - ΠΡΟΔΙΑΓΡΑΦΕΣ

Οι ηλεκτρονικοί μετρητές πρέπει να είναι βιομηχανικά προϊόντα κατασκευασμένα σύμφωνα με τους Διεθνείς κανονισμούς IEC και τις Τεχνικές Προδιαγραφές της ΔΕΗ που αναφέρονται παρακάτω:

- IEC 1036 Alternating current static watt-hour meters for active energy.
- IEC 1268 Alternating current static watt-hour meters for reactive energy.
- IEC 529 Degrees of protection provided by enclosures.
- IEC 1334-4-41 Distribution automation using distribution line carrier systems - Part 4: Data communication protocols - Distribution line message specification.
- IEC 62056-53 DLMS/COSEM Application Layer
- IEC 62056-72 DLMS/COSEM Data Link Layer
- IEC 62056-61 DLMS/COSEM Obis Code
- IEC 62056-62 DLMS/COSEM Interface Classes
- IEC 1107 Data exchange for meter reading, tariff and load control.
- IEC 1038 Electricity metering - Tariff control.
- IEC 410 Sampling plans and procedures for inspection by attributes.
- IEC 68-2-6 Basic environmental testing Procedures. Part 2: Tests. Test EA : shock.
- IEC 68-2-30 Basic environmental testing Procedures. Part 2: Tests. Test Db and guidance: Damp, neat cyclic (12 + 12 – hour cycle).
- IEC 695-2-1 Fire hazard testing part 2: test methods. Glow wire test and guidance.
- IEC 695-2-2 Fire hazard testing part 2: Test methods Needle flame test.

## 2.3 ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ

### 2.3.1. Μηχανικές Απαιτήσεις

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να σχεδιασθεί και κατασκευασθεί, σύμφωνα με το βαθμό προστασίας που καθορίζεται στο IEC529 για τοποθέτηση εσωτερικού χώρου - IP51 (αλλά με κλειστά τα καλύμματα του μετρητή).

Συγκεκριμένα:

Δοκιμή Θέρμανσης σε ξηρό περιβάλλον : Κατά IEC 68-2-2

“ σε κρύο περιβάλλον : Κατά IEC 68-2-1

“ Θέρμανσης σε υγρό περιβάλλον : Κατά IEC 68-2-30

“ Κραδασμών : Κατά IEC 68-2-6

“ Δόνησης : Κατά IEC 68-2-27

“ Κρούσης : Κατά IEC 817

Αντίσταση σε θερμότητα/φωτιά : Κατά IEC 695-2-1

Το κάλυμμα του ηλεκτρονικού μετρητή πρέπει να περιλαμβάνει την θύρα επικοινωνίας μέσω της οπτικής κεφαλής, η οποία πρέπει να είναι απολύτως στεγανή.

Χωρίς αποσφράγιση του καλύμματος του μετρητή πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα να εκτελεσθούν οι παρακάτω εργασίες:

- Ανάγνωση μέσω της οθόνης και ενεργοποίηση των λειτουργιών της μέσω μπουτόν (push buttons).
- Ανάγνωση των χαρακτηριστικών του μετρητή (nametable).
- Προγραμματισμός και ανάγνωση του ηλεκτρονικού μετρητή μέσω του φορητού καταχωρητή χρησιμοποιώντας την θύρα οπτικής επικοινωνίας.
- Χειροκίνητος μηδενισμός των μεγίστων μέσω στεγανού μπουτόν (push button) τοποθετημένου επί του εμπρόσθιου καλύμματος που θα σφραγίζεται με σφραγίδα.

- Έλεγχος της ακρίβειας μέτρησης πραγματικής και άεργου ενεργείας μέσω παλμών-σημάτων από δύο LED τοποθετημένων επί της οθόνης.
- Δυνατότητα εύκολης αντικατάστασης της μονάδος επικοινωνίας (βυσματωτή).

### **2.3.2. Επικοινωνία μέσω της Οπτικής Κεφαλής (IR-Port)**

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να διαθέτει θύρα επικοινωνίας μέσω οπτικής κεφαλής. Η θύρα επικοινωνίας θα είναι τύπου υπερύθρων ακτινών (IR).

Το πρωτόκολλο επικοινωνίας της θύρας – IR πρέπει να είναι σύμφωνο με το IEC 61107 για ανάγνωση και με το dlms για αμφίδρομη επικοινωνία. Η ταχύτης θα είναι τουλάχιστον 4800 bauds.

Η οπτική κεφαλή θα εξασφαλίζει σύνδεση με φορητό καταχωρητή ή PC.

### **2.3.3 Φυσικές απαιτήσεις**

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να είναι σύμφωνος με τις απαιτήσεις των κανονισμών DIN 43857 και DIN 43859. Τούτο καθιστά εύκολη την τοποθέτηση του μετρητή σε υπάρχουσα μετρητική διάταξη ή σε κιβώτιο μετρητή (μεγιστογράφου).

## **2.4 ΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ**

### **2.4.1. Είδος Σύνδεσης στο Δίκτυο**

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να είναι σχεδιασμένος για σύνδεση σε δίκτυο εναλλασσόμενου ρεύματος. Δύναται να διαθέτει δύο στοιχεία για σύνδεση Aron μέσω δύο M/E και M/T (δύο στοιχεία-τρεις αγωγοί) ή τρία στοιχεία για σύνδεση μέσω τριών M/E και M/T (τρία στοιχεία τέσσερις αγωγοί).

### **2.4.2 Σύστημα Μετρητικό**

Το μετρητικό σύστημα πρέπει να είναι ψηφιακής τεχνολογίας και να λειτουργεί μέσω M/E.

### **2.4.3 Κλάση Ακριβείας**

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να είναι κλάσης 1 και σύμφωνος με τον κανονισμό IEC 61036 για την μέτρηση πραγματικής ενέργειας καθώς και κλάσης 2 σύμφωνα με το IEC 61268 για μέτρηση άεργου ενέργειας.

### **2.4.4 Περιοχή Τάσεως Λειτουργίας**

Ο ίδιος μετρητής πρέπει να είναι κατάλληλος για μέτρηση στη μέση τάση και στη χαμηλή τάση.

Εάν πρόκειται για μετρητή τριών αγωγών, δύο στοιχείων πρέπει να είναι κατάλληλος για τάση 3x100V και 3x400V, ενώ για μετρητή τεσσάρων αγωγών, τριών στοιχείων πρέπει να είναι κατάλληλος για τάση 3x57/100 και 3x230/400V.

Ο καθορισμός της τάσης μέτρησης πρέπει να καθορίζεται κατά τον προγραμματισμό του μετρητή.

### **2.4.5. Περιοχή Μετρούμενης Εντάσεως**

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να συνδέεται με M/E με ονομαστική ένταση δευτερεύοντος  $I_N=5A$ .

### **2.4.6. Συχνότητα Δικτύου**

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να λειτουργεί με συχνότητα δικτύου 50Hz και με ζώνη διακύμανσης  $\pm 5\%$

## 2.5 ΑΠΑΙΤΗΣΕΙΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ

### 2.5.1 Μετρούμενα Μεγέθη

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να δύναται να μετρήσει τουλάχιστον τα κάτωθι μεγέθη:

1<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου καταναλωτές με επαγωγική συμπεριφορά

2<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου χωρητική λειτουργία παραγωγών

3<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου επαγωγική λειτουργία παραγωγών

4<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου καταναλωτές με χωρητική συμπεριφορά

- Πραγματική Ενέργεια 1<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q1 kWh
- Άεργος Ενέργεια 1<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q1 kvarh
- Φαινόμενη Ενέργεια 1<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q1 kVAh
- Στιγμιαία Ισχύς 1<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q1 kW
- Άεργος Στιγμιαία Ισχύς 1<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q1 kvar
- Πραγματική Ενέργεια 2<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q2 kWh
- Άεργος Ενέργεια 2<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q2 kvarh
- Φαινόμενη Ενέργεια 2ου Τεταρτημορίου Q2 kVAh
- Στιγμιαία Ισχύς 2<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q2 kW
- Άεργος Στιγμιαία Ισχύς 2<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q2 kvar
- Πραγματική Ενέργεια 3<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q3 kWh
- Άεργος Ενέργεια 3<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q3 kvarh
- Φαινόμενη Ενέργεια 3<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q3 kVAh
- Στιγμιαία Ισχύς 3<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q3 kW
- Άεργος Στιγμιαία Ισχύς 3<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q3 kvar
- Πραγματική Ενέργεια 4<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q4 kWh
- Άεργος Ενέργεια 4<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q4 kvarh
- Φαινόμενη Ενέργεια 4<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q4 kVAh
- Στιγμιαία Ισχύς 4<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q4 kW
- Άεργος Στιγμιαία Ισχύς 4<sup>οο</sup> Τεταρτημορίου Q4 kVAr
- Πραγματική Ενέργεια Αθροισμα όλων των Τεταρτημορίων QI+QIV+QII+QIII kWh
- Άεργος Ενέργεια Αθροισμα όλων των Τεταρτημορίων QI+QIV+QII+QIII kvarh
- Φαινόμενη Ενέργεια Αθροισμα όλων των Τεταρτημορίων QI+QIV+QII+QIII kVAh
- Πραγματική Ενέργεια Εισερχόμενη μείον Εξερχόμενη QI+QIV-QII-QI kWh
- Άεργος Ενέργεια Εισερχόμενη μείον Εξερχόμενη QI+QII-QIII-QIV kvarh
- Ενεργός τιμή τάσεως φάσεων ( rms voltage), ανά φάση.
- Ενεργός τιμή εντάσεως φάσεων (rms current), ανά φάση.
- Γωνία διανυσμάτων τάσεων φάσεων
- Γωνία διανυσμάτων εντάσεων φάσεων

- Αλληλουχία φάσεων
- Συχνότητα
- Στιγμιαίος συντελεστής ισχύος ( $\cos \varphi$ )

Εναλλακτικά τα παραπάνω μεγέθη να μπορούν να μετρηθούν ανά κατεύθυνση σαν εισερχόμενα ή εξερχόμενα.

### 2.5.2. Βαρύτητα παλμών

Η βαρύτητα παλμών εξόδου του μετρητή πρέπει να καθορίζεται μέσω προγραμματισμού λαμβάνοντας υπόψη ότι η μέγιστη συχνότητα διακοπής της επαφής εξόδου πρέπει να είναι τουλάχιστον 25 Hz και το μέγιστο ρεύμα τουλάχιστον 100mAΗ επίσης η σχέση παλμών εξόδου ανά kWh να ευρίσκεται εντός της ζώνης 5000.....20.000 Imp/kWh.

### 2.5.3 Έλεγχος (Testing)

Η ρύθμιση του μετρητή εφ' όσον είναι απαραίτητη πρέπει να πραγματοποιείται μέσω της θύρας επικοινωνίας οπτικής κεφαλής. Ο μετρητής πρέπει να διαθέτει δύο μετρολογικά LED για την πραγματική και άεργο ενέργεια. Η επαναρύθμιση του μετρητή εφ' όσον είναι απαραίτητη, πρέπει να προστατεύεται με κατάλληλο κωδικό (Password Protection).

### 2.5.4 Ρεύμα Εκκινήσεως

Ο ηλεκτρονικός μετρητής θα ξεκινά να μετρά την ενέργεια στο 0,1% του ονομαστικού ρεύματος για Μ/Σ εντάσεως κλάσης 0.5S (IEC 687) και σε 0,4 του ονομαστικού ρεύματος για Μ/Σ εντάσεως ανεξαρτήτως μονοφασικού ή τριφασικού φορτίου.

### 2.5.5 Ακρίβεια

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να επιτυγχάνει ακρίβειες στη μέτρηση ισχύος (W), άεργου ισχύος (var), Φαινομένης ισχύος (VA), συντελεστή ισχύος ( $\cos\varphi$ ) σύμφωνα με τα ισχύοντα.

### 2.5.6 Τροφοδοσία του Μετρητή

Ο ίδιος μετρητής πρέπει να είναι κατάλληλος για μέτρηση στη μέση τάση και στη χαμηλή τάση.

Εάν πρόκειται για μετρητή τριών αγωγών, δύο στοιχείων πρέπει να είναι κατάλληλος για τάση 3x100V και 3x400V, ενώ για μετρητή τεσσάρων αγωγών, τριών στοιχείων πρέπει να είναι κατάλληλος για τάση 3x57/100 και 3x230/400V.

Ο καθορισμός της τάσης μέτρησης πρέπει να καθορίζεται κατά τον προγραμματισμό του μετρητή.



Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να εργάζεται σε κάθε μία από τις παρακάτω περιπτώσεις σφάλματος τροφοδοσίας, με την ακρίβεια που χαρακτηρίζει την αντίστοιχη ασυμμετρία τάσεως:

- έλλειψη μίας ή δύο φάσεων (μετρητές τεσσάρων αγωγών τριών στοιχείων)
- έλλειψη μίας φάσεως (μετρητής τριών αγωγών, δύο στοιχείων)
- έλλειψη ουδετέρου με κανονική τροφοδοσία και των τριών φάσεων ή κανονική λειτουργία των δύο φάσεων (μετρητής τριών στοιχείων, τεσσάρων αγωγών)
- αντιστροφή φάσεως και ουδετέρου (μετρητής τριών στοιχείων τεσσάρων αγωγών).

### **2.5.7. Εφεδρική Παροχή**

Η εφεδρική παροχή πρέπει να τροφοδοτεί μόνο το ρολόι πραγματικού χρόνου (R.T.C). Ο μετρητής θα είναι εφοδιασμένος με έναν υπερπυκνωτή και μία μπαταρία Λιθίου.

## **2.6 ΚΑΤΑΧΩΡΗΤΕΣ (REGISTERS)**

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να διαθέτει οκτώ τουλάχιστον ολικούς καταχωρητές ενέργειας. Μέσω των ολικών καταχωρητών θα εκτελείται πρόσθεση ή αφαίρεση εσωτερικών ή εξωτερικών ομοίων μετρουμένων ενεργειακών μεγεθών. Το αποτέλεσμα που προκύπτει θα έχει την ίδια ακριβώς δυνατότητα επεξεργασίας όπως εάν τα μετρούμενα μεγέθη προέρχονταν από τον ίδιο ακριβώς μετρητή.

**Πέραν των παραπάνω λειτουργιών θα πρέπει να διαθέτει τα παρακάτω:**

### **2.6.1. Λειτουργίες Διάγνωσης**

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να εκτελεί διαγνωστικό έλεγχο των κυκλωμάτων του κάθε φορά που τίθεται υπό τάση, μετά κάθε διακοπή τάσεως και σε κανονικά χρονικά διαστήματα.

Όταν ο έλεγχος του αθροίσματος στους ιστορικούς καταχωρητές εμφανίζει σφάλμα, τούτο θα γνωστοποιείται αλλά οι υπολογισμοί στους ενεργούς καταχωρητές θα συνεχίζονται.

### **2.6.2 . Ενδείξεις οθόνης**

Επιπλέον των πληροφοριών μέτρησης, ο μετρητής πρέπει να αποθηκεύει στη μνήμη του και να καθορίζεται μέσω προγραμματισμού, ποιες από τις παρακάτω πληροφορίες θα εμφανίζει στην οθόνη:

- Αριθμός σειράς μετρητή (μέχρι 5 γραμμές).
- Τρέχουσα ημερομηνία και ώρα.
- Τιμολογιακή ζώνη χρήστη / πληροφορίες ημερολογίου.
- Αριθμός μηδενισμών μεγίστου/ημερομηνία και ώρα τελευταίου μηδενισμού.
- Ημέρες μετά τον τελευταίο μηδενισμό.
- Σταθερές του μετρητή.
- Πολλαπλασιαστές των μετασχηματιστών τάσεως και εντάσεως.
- Έκδοση λογισμικού.

### **2.6.3. Έλεγχος Κατάστασης**

Οι κάτωθι καταστάσεις θα ελέγχονται:

- Ø Έλλειψη τάσεως ανά φάση.
- Ø Τριφασική διακοπή (ή τάση κάτω ορίου).
- Ø Αναστροφή φοράς ρεύματος ανά φάση.
- Ø Υπέρβαση συμφωνημένης ισχύος.
- Ø Ανεπιτυχής προσπάθεια προγραμματισμού.

### **2.6.4 ΧΡΟΝΟΔΙΑΚΟΠΤΗΣ / ΗΜΕΡΟΛΟΓΙΑ**

Ο μετρητής πρέπει να είναι εφοδιασμένος με ημερολογιακό χρονοδιακόπτη, ο οποίος δημιουργεί σήματα για να αλλάξει τιμολογιακές ζώνες, για να μηδενίζει αυτόματα το μέγιστο και να καθορίζει το τέλος της περιόδου τιμολόγησης για τους μεγιστοδείκτες και τις καμπύλες φορτίου.

### 2.6.5 Εξωτερικός έλεγχος μέσω εισόδου –σήματος

Ο μετρητής πρέπει να έχει την δυνατότητα να ενεργοποιήσει μέσω ,εισόδου-σήματος απ'ευθείας τιμολογιακό καταχωρητή ή " DAILY PROFILE " ή "ΕΠΟΧΗ".

Εάν χρησιμοποιούνται αρκετές εισοδοί –σήματος, μία λειτουργία θα αντιστοιχεί σε κάθε πιθανό συνδυασμό.

### 2.6.6 Ρολόι Πραγματικού Χρόνου (RTC)

Το ρολόι πρέπει να παρέχει όλους τους αναγκαίους χρονισμούς για τη σωστή λειτουργία του τριφασικού μετρητή. Οι χρονισμοί πρέπει να παράγονται από εσωτερικό Quartz-κρύσταλλο, και να μπορούν να συγχρονισθούν μέσω εισόδου σήματος.

### 2.6.7 Οθόνη

Η οθόνη πρέπει να έχει την δυνατότητα να εμφανίσει τις πληροφορίες των καταχωρητών ενέργειας, ισχύος, μεγίστης ζήτησης καθώς και ένα σετ πληροφοριών των ιστορικών καταχωρητών που έχουν καθορισθεί μέσω του προγραμματισμού.

Τα δεκαδικά, οι μονάδες, οι πολλαπλασιαστές, το περιεχόμενο και η σειρά εμφάνισης θα καθορίζονται μέσω προγραμματισμού. Ομοίως το περιεχόμενο της λίστας και η σειρά εμφάνισης θα καθορίζονται μέσω προγραμματισμού.

Τουλάχιστον οι ακόλουθες ενδείξεις είναι απαραίτητο να συμπεριληφθούν:

- Διεύθυνση ροής ενέργειας
- Τεταρτημόριο ροής ενέργειας
- Έλλειψη φάσεως
- Αλληλουχία φάσεως
- Μονάδες: W, kW, MW, Wh, kWh, MWh, var., kvar, Mvar, varh, Mvarh, VA, kVA, MVA, VAh, kVAh, MVAh , V, A, kV, kA, Hz
- Κωδικός σφάλματος
- Κατάσταση επιλεγμένων Εισόδων /Εξόδων
- Ενεργή τιμολογιακή ζώνη

Ο τύπος εμφάνισης της ημερομηνίας πρέπει να μπορεί να καθορισθεί από τον χρήστη ως εξής :

- dd/mm/yy
- yy/mm/dd

Ο μετρητής να δύναται να υποστηρίξει τους κάτωθι διαφορετικούς τρόπους λειτουργίας της οθόνης.

- Κανονική (αυτόματη κυκλική εναλλαγή πληροφοριών)
- Τεχνικός Έλεγχος
- Ρύθμιση

## **2.6.8 ΗΜΕΡΟΛΟΓΙΟ ΣΥΜΒΑΝΤΩΝ**

Κάθε συμβάν που δύναται να εντοπίσει ο μετρητής και δεν συνιστά , κανονική λειτουργία πρέπει να καταχωρείται σε αρχείο συμβάντων. Κάθε καταχώρηση στο αρχείο συμβάντων πρέπει να δίδει πληροφορίες για το είδος ,την ημερομηνία και ώρα που συνέβη. Το αρχείο συμβάντων πρέπει να έχει την δυνατότητα να καταχωρήσει τουλάχιστον 256 εγγραφές .

## **2.6.9 Είσοδοι - Έξοδοι**

Ο ηλεκτρικός μετρητής πρέπει να διαθέτει τουλάχιστον δύο παλμούς – εξόδου, ένα παλμό – εισόδου καθώς και δύο εξόδους – σήματος και δύο εισόδους – σήματος.

## **2.6.10 Παλμοί – Εισόδου**

Οι παλμοί – εισόδου πρέπει να είναι διαθέσιμοι να λαμβάνουν παλμούς από :

- άλλο ηλεκτρονικό μετρητή (πραγματική, αέργο, φαινόμενη σε κάθε τεταρτημόριο)

Οι παλμοί πρέπει να αποτιμώνται και να αποθηκεύονται σε κάποιο από τους ολικούς καταχωρητές ενεργείας.

## **2.6.11 Παλμοί – εξόδου**

Πρέπει να είναι δυνατόν να προγραμματισθούν παλμοί – εξόδου που θα μεταφέρουν ενεργειακούς παλμούς κάθε είδους εσωτερικώς μετρούμενου μεγέθους.

## **2.6.12 Είσοδοι – σήματος**

Οι παλμοί – σήματος πρέπει να δύναται να ενεργοποιηθούν με τάση από 100V μέχρι 240V AC και να δύναται να επιλέγουν και να προγραμματισθούν για τις παρακάτω λειτουργίες :

- Έλεγχος τιμολογιακών ζωνών ενέργειας και μεγίστης ζήτησης
- Πέρασ της περιόδου ολοκλήρωσης

- Πέρασ της περιόδου τιμολόγησης
- Παλμός συγχρονισμού
- Κατεύθυνση ροής ενεργείας για παλμούς – εισόδου
- Συμβάντα για χειρισμό συναγερμού (Alarms)

### **2.6.13. Έξοδοι – σήματος**

Οι έξοδοι – σήματος πρέπει να προέρχονται από Φώτο – τρανζιστορ (ανοικτά ή κλειστά) με ονομαστική τάση 100V έως 400V AC.

Η λειτουργία τους πρέπει να επιλέγεται και προγραμματίζεται μεταξύ των κάτωθι λειτουργιών :

- Ένδειξη ενεργού τιμολογιακής ζώνης.
- Χρονοδιακόπτης
- Περίοδος ολοκλήρωσης (tm, te)
- Πέρασ περιόδου τιμολόγησης
- Παλμός συγχρονισμού
- Προειδοποίηση υπέρβασης μεγίστου
- Κατεύθυνση ροής ενέργειας
- Έλλειψη μιας φάσεως
- Γενικός συναγερμός

### **2.6.14 Καμπύλες Φορτίου**

Ο ηλεκτρονικός μετρητής πρέπει να έχει τη δυνατότητα δημιουργίας καμπύλης για κάθε μετρούμενο μέγεθος. Η χωρητικότητα της μνήμης πρέπει να είναι επαρκής για τη δημιουργία οκτώ τουλάχιστον καμπυλών με καταγραφή κάθε 15-λέπτο και για 3 μήνες. Η χωρητικότητα της μνήμης θα χρησιμοποιηθεί κατά τέτοιο τρόπο ώστε εάν δημιουργηθούν λιγότερες καμπύλες φορτίου ο χώρος καταγραφής αυτομάτως να αυξάνεται.

Μεταξύ των δυναμένων να επιλεγούν μεγεθών, συμπεριλαμβάνονται όλοι οι ενεργειακοί καταχωρητές (εσωτερικά μεγέθη ή παλμοί) όπως τάση, ένταση, συντελεστής ισχύος. Στη περίπτωση αυτή ο μετρητής καταγράφει την μέση τιμή της περιόδου καταγραφής.

## 2.7 ΜΟΝΑΔΑ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ

Η Μονάδα Επικοινωνίας πρέπει να δύναται να τοποθετηθεί με βύσμα (plug-in) χωρίς να παραβιασθεί καμία μολυβδοσφραγίδα ή να βγει το κάλυμμα του μετρητή.

Εναλλακτικά η μονάδα επικοινωνίας θα δύναται να αντικατασταθεί με αλλαγή της πλακέτας επικοινωνίας που θα βρίσκεται εντός του μετρητή.

Η Μονάδα Επικοινωνίας πρέπει να διαθέτει δύο ανεξάρτητες μεταξύ τους θύρες επικοινωνίας. Οι δύο διαφορετικές θύρες επικοινωνίας πρέπει να είναι συνδυασμοί των κάτωθι :

- RS232 (με ταχύτητα τουλάχιστον 9600 bauds)
- RS485 (με ταχύτητα τουλάχιστον 9600 bauds)
- Modem GSM
- Modem τηλεφωνικό ενσωματωμένο που να ακολουθεί κώδικα Hayes, συμβατικής τηλεφωνίας.

Συνεπώς η μονάδα επικοινωνίας θα προσαρμόζεται στις ανάγκες της κάθε εφαρμογής.

Η μονάδα επικοινωνίας δύναται να φέρει και δύο παλμούς – εισόδου (SO).

Κάθε θύρα επικοινωνίας RS232 ή RS485 θα λειτουργεί ανεξάρτητα της άλλης με δική της ταχύτητα αλλά δύναται να επικοινωνούν συγχρόνως.

## 2.8 ΠΡΩΤΟΚΟΛΛΟ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ

Ο μετρητής πρέπει να είναι συμβατός με το πρωτόκολλο Εφαρμογής DLMS/COSEM ( Application Protocol DLMS ). Το DLMS/COSEM πρέπει να δύναται να χρησιμοποιηθεί για επικοινωνία με το μετρητή μέσω κάθε καναλιού όπως, της θύρας οπτικής κεφαλής, ή τηλεφωνικών γραμμών με ενσωματωμένο Modem, ή Modem κυψελωτής τηλεφωνίας GSM, ή γραμμών διανομής ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύμφωνα με το μοντέλο επιπέδων επικοινωνίας ISO/OSI, το DLMS/COSEM είναι τμήμα του (7) εβδόμου επιπέδου, ενώ το κανάλι επικοινωνίας έχει σχέση κυρίως με τα επίπεδα 1 και 2.

Το DLMS/COSEM προδιαγράφεται στο IEC 62056.

Ο μετρητής πρέπει να είναι συμβατός και με τα τρία επίπεδα επικοινωνίας DLMS.

## 2.9 ΕΠΙΠΕΔΑ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ

Η πρόσβαση στο μετρητή θα καθορίζεται με έξι (6) διαφορετικά επίπεδα ασφαλείας σύμφωνα με το IEC 61107 καθώς και με επιπλέον επίπεδα ασφαλείας καθοριζόμενα από το χρήστη.

Τα επίπεδα πρόσβασης θα είναι τα ακόλουθα :

Επίπεδο 0 : πρόσβαση χωρίς προϋποθέσεις (ανάγνωση δεδομένων)

Επίπεδο 1 –3 : πρόσβαση μόνο μετά το άνοιγμα της σφραγίδας ελέγχου ή και το πάτημα του μπουτόν μηδενισμού.

## **2.10 ΗΛΕΚΤΡΟΜΑΓΝΗΤΙΚΗ ΣΥΜΒΑΤΟΤΗΤΑ (EMC)**

Παρεμβολή ραδιοσυχνοτήτων : μικρότερη από 64 dB  $\mu$  V.

Παροδικές μεταβολές τάσης : μεγαλύτερες από 2 kV.

Ηλεκτρομαγνητικά HF πεδία : μεγαλύτερα 10 V / m

Ηλεκτροστατική εκφόρτιση : μεγαλύτερη από 15 kV.

Στις συνημμένες φωτογραφίες φαίνονται διάφοροι τύποι μετρητών καθώς και πίνακας με τους τύπους μετρητών που χρησιμοποιεί η ΔΕΗ σήμερα.

### ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΟΙ ΜΕΤΡΗΤΕΣ ΔΕΗ

ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΗΣ	ΤΥΠΟΣ ΜΕΤΡΗΤΗ	ΤΥΠΟΣ ΠΑΡΟΧΗΣ	
EDMI	ATLAS Mk10A	ΧΤ ΜΕΣΩ Μ/Σ ΕΝΤΑΣΕΩΣ	<b>3Φ</b>
ACTARIS	ACE6000 V01.57	ΧΤ ΜΕΣΩ Μ/Σ ΕΝΤΑΣΕΩΣ	
ACTARIS	ACE6000 V01.44	ΧΤ ΜΕΣΩ Μ/Σ ΕΝΤΑΣΕΩΣ	
ACTARIS	ACE6000 V01.44	ΧΤ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ	
ELGAMA	GAMA300 G3B.147	ΧΤ ΜΕΣΩ Μ/Σ ΕΝΤΑΣΕΩΣ	
ELGAMA	GAMA300 G3B.144	ΧΤ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ	
Landis&Gyr	ZMG410	ΧΤ ΜΕΣΩ Μ/Σ ΕΝΤΑΣΕΩΣ	
Landis&Gyr	ZMG310	ΧΤ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ	
Landis&Gyr	ZMD410	ΧΤ ΜΕΣΩ Μ/Σ ΕΝΤΑΣΕΩΣ	
Landis&Gyr	ZMD310	ΧΤ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ	
Landis&Gyr	ZCF120ACe M13	ΧΤ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ	
SAGEM	CX 2000	ΧΤ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ	

ACTARIS	SL7000	451002478	MT
Landis&Gyr	ZFD410	451000012	MT

Holley	DDSD285	ΧΤ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ	<b>1Φ</b>
Landis&Gyr	ZCF120ACe M40	ΧΤ ΑΠΕΥΘΕΙΑΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ	





# METPHTHΣ Mk10A EDMΙ



## Μετρητής Actaris AC6000



### 3. ΜΕΣΟ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ MODEM

#### 3.1 Τεχνική Περιγραφή

Τα μόντεμ θα πρέπει να είναι απολύτως συμβατά τόσο με τους μετρητές που χρησιμοποιεί η ΔΕΗ Α.Ε. στα δίκτυά της, όσο και με το κέντρο τηλεμέτρησης.

Το μέσο επικοινωνίας (μόντεμ) που θα χρησιμοποιηθεί για την επικοινωνιακή σύνδεση των μετρητικών σημείων με το Κέντρο Τηλεμέτρησης, θα πρέπει να έχει τα εξής χαρακτηριστικά :

- τύπου GSM , με δυνατότητα ενεργοποίησης και GPRS,
- να είναι κατάλληλο για μεταφορά δεδομένων (όχι φωνητικές λειτουργίες),
- να λειτουργεί σε όλα τα δίκτυα κινητής τηλεφωνίας(900/1800 MHz).
- Να έχει ήδη χρησιμοποιηθεί σε άλλες ανάλογες εφαρμογές για σύνδεση με ηλεκτρονικούς μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας.
- Κατάλληλο για σύνδεσή του με τους μετρητές, μέσω κατάλληλων προσαρμογών (π.χ. RS 232, RS 485).
- Η τροφοδοσία του μόντεμ θα πρέπει να είναι στα 100 V, 50 Hz.

Είναι επιθυμητή η τροφοδότηση του απ' ευθείας από τον ίδιο τον μετρητή, μέσω των καλωδίων μεταφοράς δεδομένων RS 232 και RS 485.

- Η κεραία του μόντεμ θα είναι κατάλληλων διαστάσεων ώστε να μπορεί να τοποθετηθεί στην υφιστάμενη μετρητική διάταξη (σε περιπτώσεις που απαιτείται επέκταση του μήκους του καλωδίου της κεραίας θα πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα αυτή).
- Θα πρέπει να φέρει τις κατάλληλες ενδείξεις λειτουργίας μέσω led τοποθετημένων στο κάλυμμά του.
- Θα πρέπει να παρέχει ταχύτητες μεταφοράς δεδομένων από 4.800 bps ÷ 9600 bps.
- Θα πρέπει να διασφαλίζει συμβατότητα με το πρωτόκολλο επικοινωνίας των μετρητών κατά EN 62056-21 και COSEM / DLMS.
- Θα πρέπει να λειτουργεί απρόσκοπτα σε περιβαλλοντικές συνθήκες :
  - Θερμοκρασία λειτουργίας από – 20 ° C έως και + 50 ° C.
  - Υγρασία έως 95 %.
- Θα πρέπει να παρέχει βαθμό προστασίας IP 51
- Οι διαστάσεις του θα πρέπει να είναι κατάλληλες για τοποθέτησή του στο υφιστάμενο κιβώτιο τοποθέτησης ηλεκτρονικών μετρητών που χρησιμοποιεί η ΔΕΗ Α.Ε. στα δίκτυά της.

Θα πρέπει να είναι σύμφωνο με τους κανονισμούς

- Low-Voltage Directive 73/23/EEC (EN 6095)

- EMC Directive 89/336/EEC (EN55022 & EN61000)

### 3.2 Επιλογή Τύπου Modem.

Αρχικά λόγω της χρήσης ενός τύπου μετρητή (Landns + Gyr), χρησιμοποιήθηκαν CSM Modem του ιδίου κατασκευαστή που τοποθετείτε σε ειδική θέση στο Μετρητή (Plackin) και διαθέτει θύρα RS-485.

Με την επέκταση της τηλεμέτρησης η ΔΕΗ ΑΕ προμηθεύτηκε και άλλους τύπους μετρητών οι οποίοι διαθέτουν δύο θύρες RS-232 ή μία RS-232 και μια RS-485 ή δύο θύρες RS-485.

Αρχικά, η επιλογή του Modem (περιορισμένοι τύποι), κριτήριο επιλογής ήταν η θύρα που διέθετε (RS-232 ή 485).

Με χρήση περισσότερων τύπου Modem και σε συνδυασμό με την μεγάλη γκάμα τύπου μετρητών πλέον όλοι οι τύποι Modem μπορούν να συνδεθούν σε οποιονδήποτε μετρητή (με εξαίρεση το CUP32 Landis), αρκεί να γίνει σχετική προσαρμογή της καλωδίωσης για σύνδεση από RS – 232 RS-485.

Στις περιπτώσεις που συνδέονται περισσότεροι του ενός μετρητή (ενδιάμεσοι) στον επικεφαλή (Master), τοποθετείται GSM Modem οι δε ενδιάμεσοι μετρητές συνδέονται καλωδιακά στις θύρες RS-232 η RS-485. Η κλήση των ενδιάμεσων μετρητών γίνεται με κλήση του Master και ακολουθούν τα τέσσερα τελευταία ψηφία των Μετρητών (κλήση ανά έναν).

Κάθε GSM Modem διαθέτει ενδεικτικές λυχνίες, οι οποίες δείχνουν αν είναι εντός δικτύου (GSM) αν έγινε σύνδεση (Con) αν έχει αρχίσει η ανταλλαγή δεδομένων (TX,RX).

Σε άλλους τύπου Modem υπάρχει μια λυχνία η οποία ανάλογα με την κατάσταση που βρίσκεται ως προς τη σύνδεση το Modem αναβοσβήνει με μεγαλύτερη συχνότητα ή αλλάζει χρωματισμό. Σε ειδική θέση εντός του Modem τοποθετείται η κάρτα Επικοινωνίας SIM (Μεταφορά δεδομένων DATA).

Η τροφοδοσία του Modem (100V) γίνεται από συγκριμένες επαφές του κάθε μετρητή.

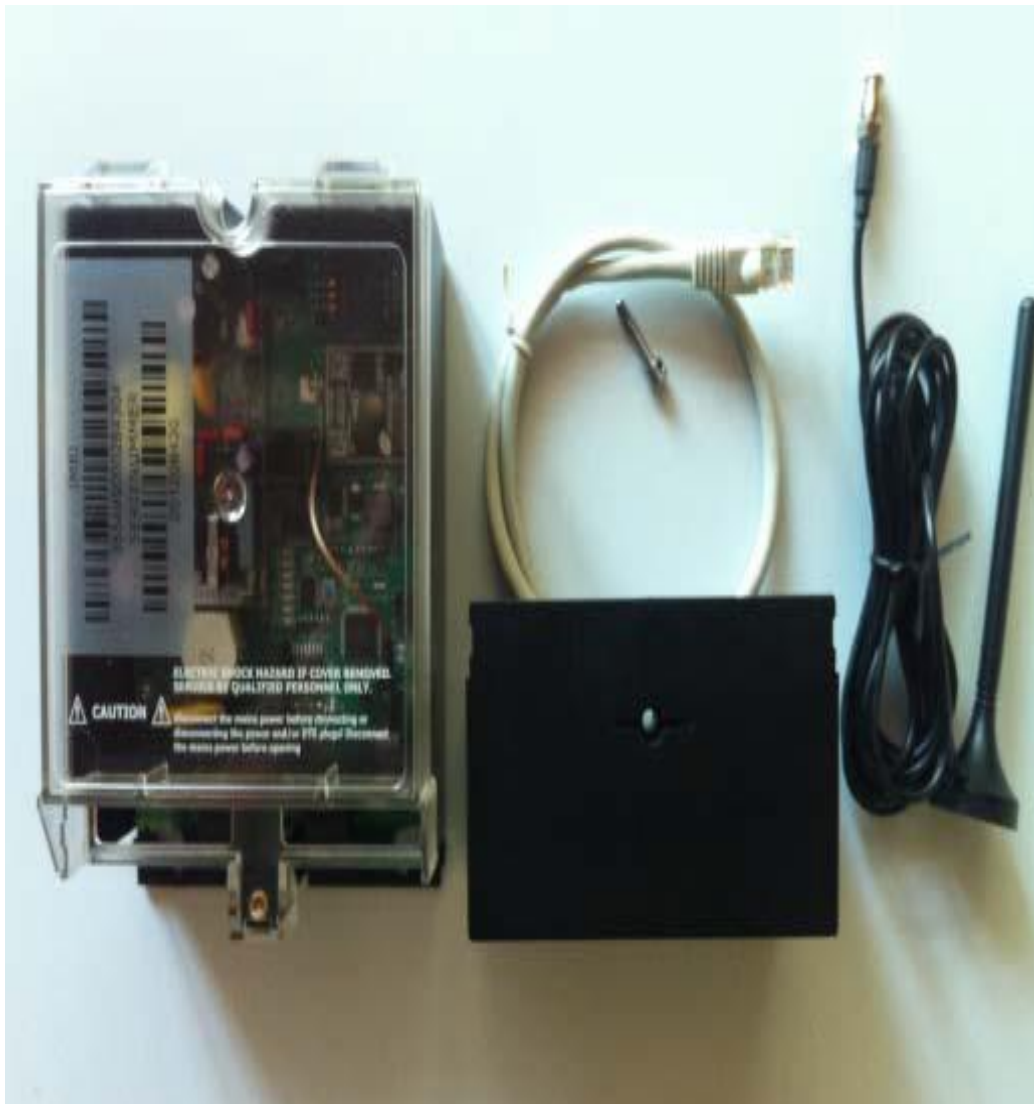
Ο εξοπλισμός μαζί με την κεραία τοποθετείται εντός του κυβωτίου του μετρητή. Σε περιπτώσεις χαμηλής στάθμης σήματος τότε τοποθετείται άλλος τύπος κεραίας (εξωτερική), η ενισχυτής ή κάρτα SIM Multi προκειμένου να συνδεθεί με οποιοδήποτε δίκτυο τηλεφωνίας πέραν της Cosmote (πάροχος).

Στα συνημμένα σχέδια και φωτογραφίες φαίνονται:

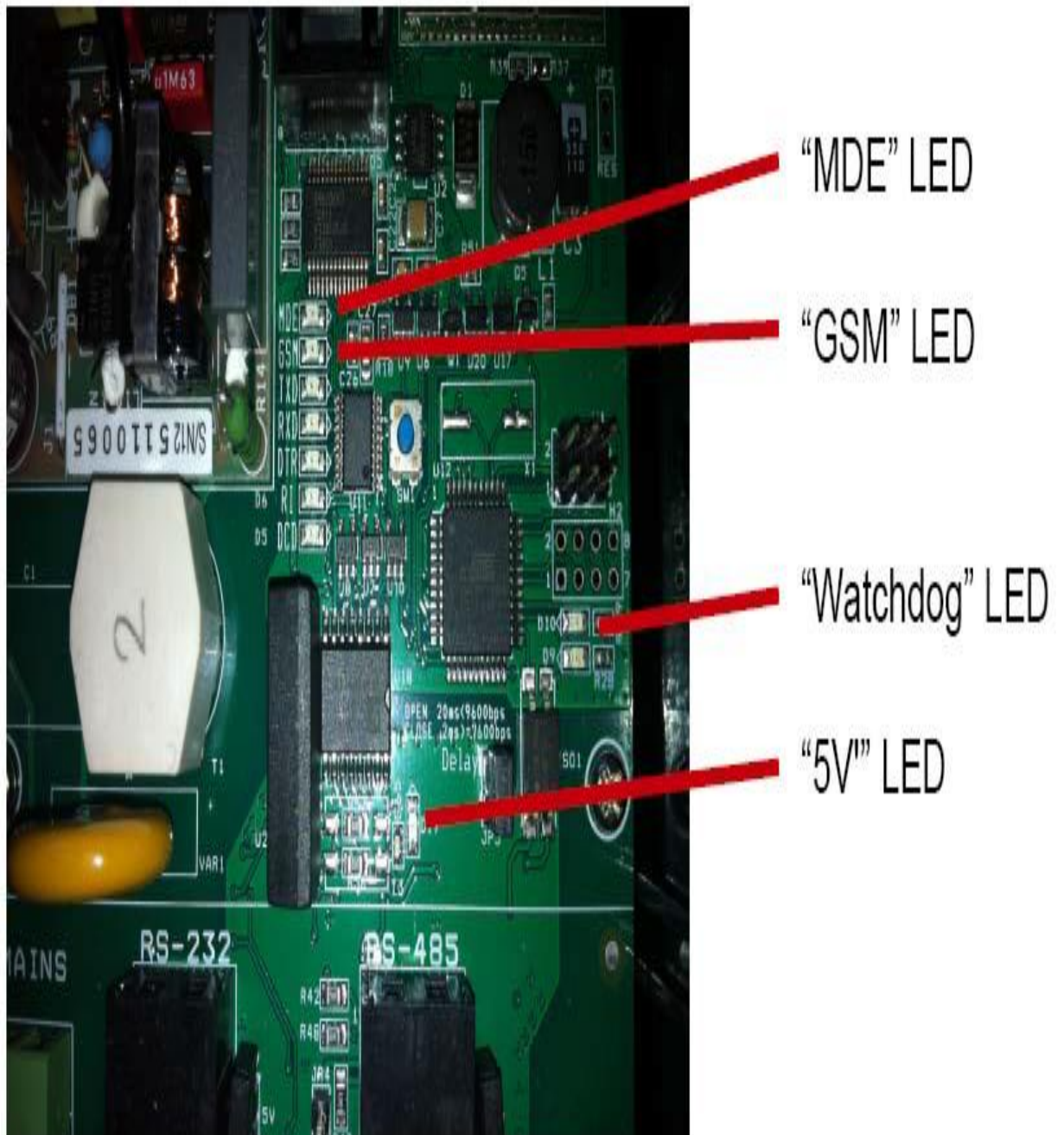
- 1) Διάφοροι εν χρήση τύποι Modem.
- 2) Καλωδιώσεις Modem – Μετρητή.
- 3) Αλλαγή καλωδίωση από RS-232 – 485
- 4) Σύνδεση ενδιάμεσων μετρητών.
- 5) Συνδεσμολογία (Ηλεκτρική) Modem.



## Modem Bausch



Οπτικός έλεγχος των ακόλουθων LED.





Modem για ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗ  
Μετρητών Actaris SL7000  
και Landis ZMB/ZFB 410CT

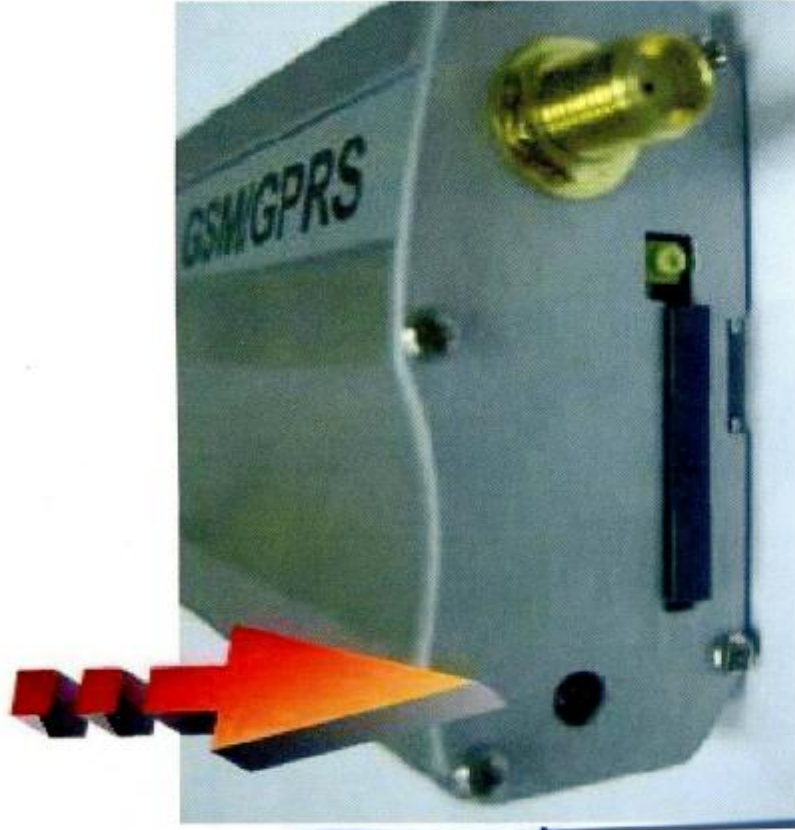


τοποθέτησης  
κάρτα SIM

**Ενδεικτικό "λαμπάκι" LED**

**Για Modems GSM/GPRS**

**ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ**



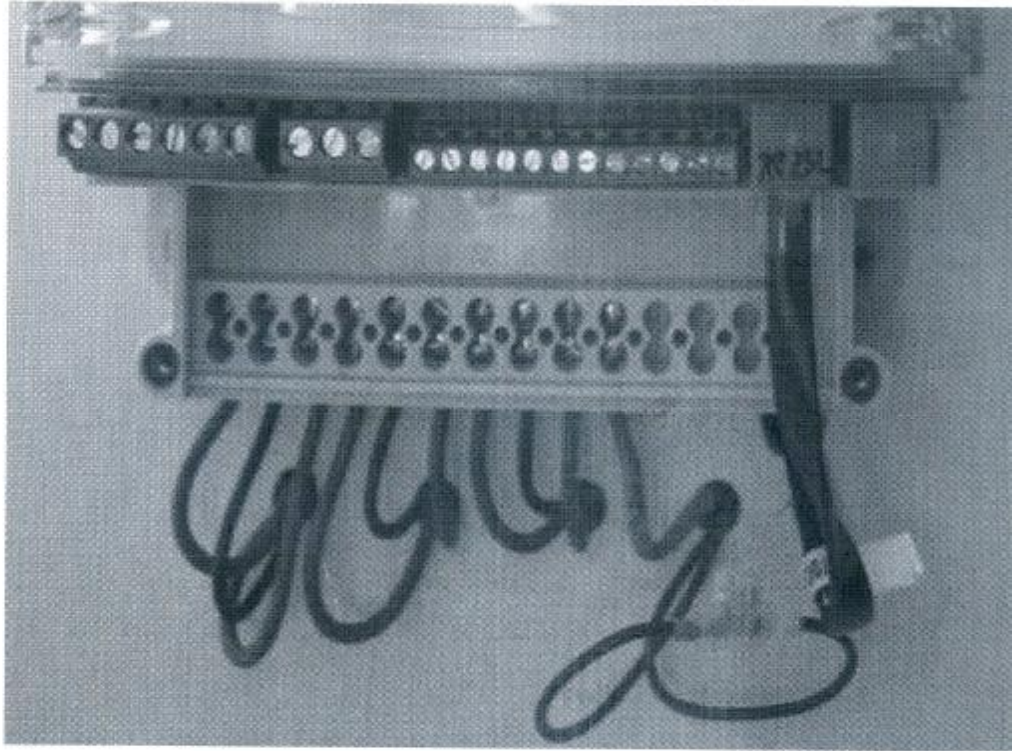
<b>ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ του MODEM</b>	<b>ΕΝΔΕΙΞΗ του LED</b>
<b>Εκτός Τάσεως</b>	Off
<b>Ανιχνεύει Δίκτυο Κινητής Τηλεφωνίας</b>	<b>1 αναλαμπή ανα 1 δευτερόλεπτο</b>
<b>Δεν Εντόπισε Δίκτυο Κινητής Τηλεφωνίας</b>	<b>1 αναλαμπή ανα 1 δευτερόλεπτο</b>
<b>Συνδέθηκε σωστά με το Δίκτυο Κινητής Τηλεφωνίας σε GSM Mode</b>	<b>1 αναλαμπή ανα 3 δευτερόλεπτα</b>
<b>Συνδέθηκε σωστά με το Δίκτυο Κινητής Τηλεφωνίας σε GPRS Mode</b>	<b>2 αναλαμπές ανα 3 δευτερόλεπτα</b>



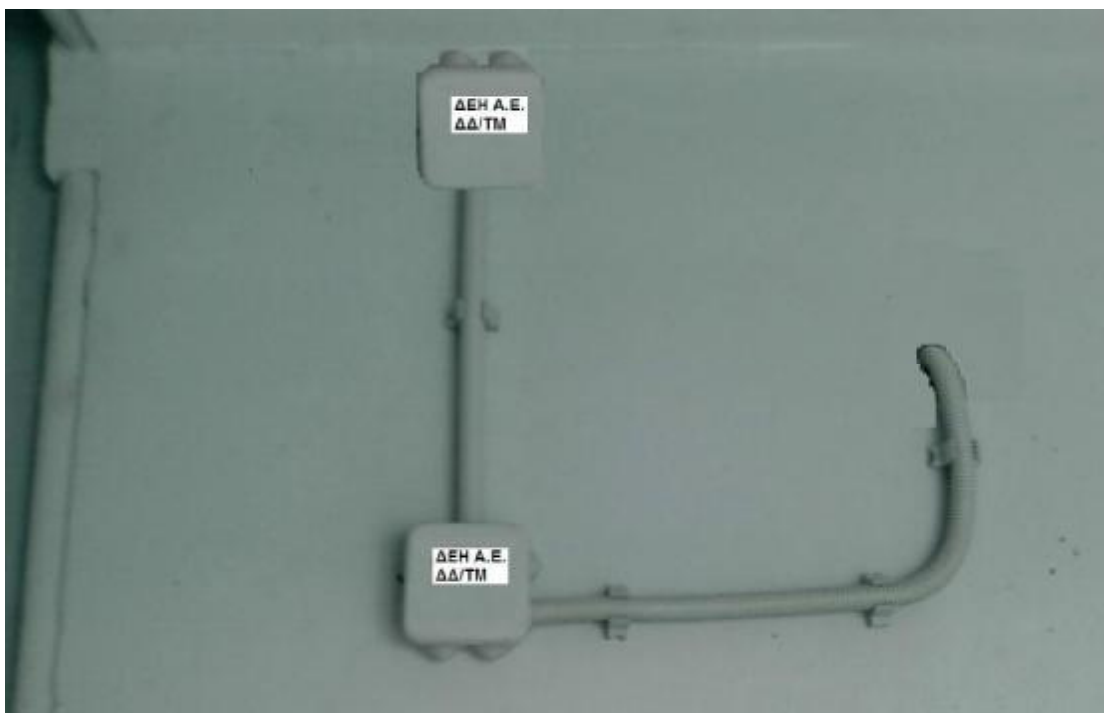
Εικόνα 2: εισαγωγή κάρτας SIM



ΕΙΚΟΝΑ 3: RS485 σε RS232 μετατροπέας (adaptor)



τροφοδοσία modem



**Τοποθέτηση εκτός Υ/Σ Νο1**

Τοποθέτηση εξωτερικού MODEM στις μετρητικές διατάξεις



Μετατροπέας L+G αρσενικό σε EMH ακροδέκτες με βίδες



Επέκταση καλωδίωσης

(Συνδεσμολογία Εξωτερικού Modem)

## ΣΥΝΔΕΣΜΟΛΟΓΙΑ ΜΕΤΡΗΤΩΝ ΜΕ ΚΟΙΝΟ ΜΟΔΕΜ

(Master + 2 Ενδιάμεσοι)



Μετατροπέας  
Μούφα RJ45 σε Ταφ RJ12 6P6C  
L+G αρσενικό σε ACTARIS  
αρσενικό

## ΟΔΗΓΙΕΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΕΝΔΙΑΜΕΣΩΝ ΜΕΤΡΗΤΩΝ ΜΕ GSM MODEM

### 1. ΓΕΝΙΚΕΣ ΟΔΗΓΙΕΣ

Όταν συνδέουμε ενδιάμεσους μετρητές **πάντα** χρησιμοποιούμε modem RS-485.

Στον τελευταίο ενδιάμεσο **πάντα** τοποθετούμε παράλληλα με το καλώδιο data τερματική αντίσταση 120Ω. Αυτό ισχύει και όταν αντικαταστήσουμε χαλασμένο modem σε υπάρχουσα εγκατάσταση με ενδιάμεσους ή εκτεταμένη εργασία έστω και με 1 μετρητή MT.

Ο μέγιστος αριθμός μετρητών που συνδέονται στο ίδιο modem δεν πρέπει να υπερβαίνει τους 15. Σε τέτοια περίπτωση εάν είναι εφικτό τους μοιράζουμε σε γκρούπ με κοντινό αριθμό, π.χ. 9 με 8 ή μισοί-μισοί με ένα modem ανά γκρούπ.

Καλό είναι εάν είναι εφικτό όλα τα modem να είναι στον Υ/Σ MT. Το καλώδιο FTP από τον χώρο των ενδιαμέσων μπορεί να υποστηρίξει 4 modem αλλά καλό είναι να μην υπερβαίνουμε τα 3 για να έχουμε και ένα ζεύγος εφεδρικό.

Η ελάχιστη επιτρεπτή στάθμη σήματος είναι 12. Όταν μετράμε με κινητό πρέπει να είναι τουλάχιστον 2 γραμμές από 5 στη θέση που είναι η κεραία και όχι γενικά στον χώρο, εννοείτε στο δίκτυο cosmote.

Το καλώδιο της κεραίας δεν πρέπει να είναι μαζεμένο.

Αποφεύγουμε τις άσκοπες συνδέσεις π.χ. ματήσεις τσόντες, για να μην ανέβει η συνολική αντίσταση του καλωδίου λόγω κακών επαφών.

Για μήκος καλωδίου πάνω από 2 μέτρα χρησιμοποιούμε καλώδιο FTP.

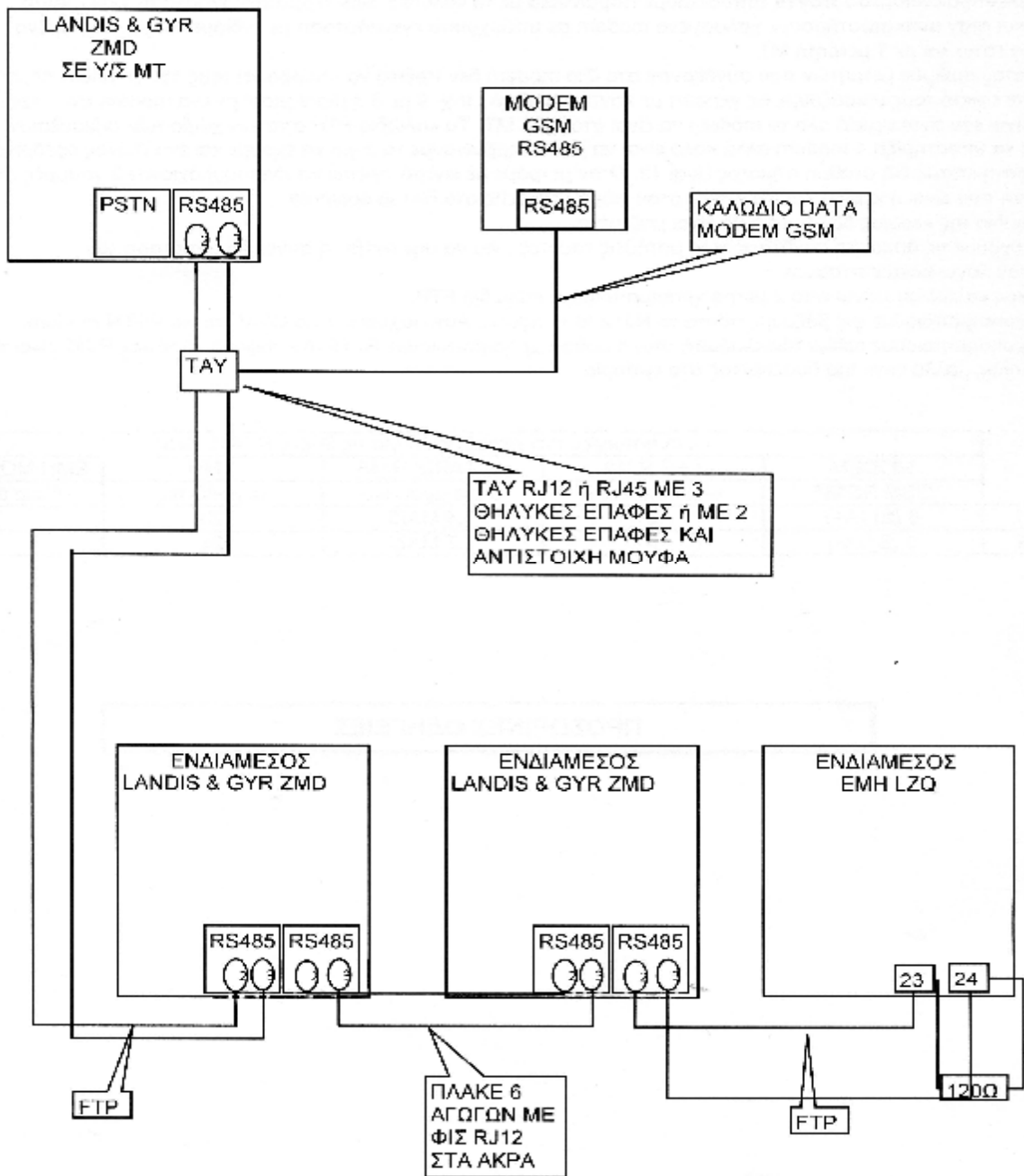
Όπου χρησιμοποιούμε φισ βάζουμε πάντα το RJ12 (6 επαφών). Αυτό ισχύει και για GSM και για PSTN modem.

Όπου χρησιμοποιούμε splitter (διακλαδωτή ταυ) ή μούφα χρησιμοποιούμε RJ45 (8 επαφών). Ο τύπος RJ12 είναι πιο κατάλληλος, αλλά είναι πιο δυσεύρετος στο εμπόριο

Οι αντιστοιχίες των ακροδεκτών για τις θύρες RS485 είναι:					
	MODEM	L+G RJ12	ACTARIS RJ45	EMH	EMH MODEM RJ1
	GSM RS485	6-pin αρσενικό	8-pin αρσενικό	ακροδέκτες	6-pin αρσενικό
Pin1	6 (A),(A+)	2	5,4 MAZI	23	9
Pin2	9 (B),(A-)	3	7,2 MAZI	24	8



ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΚΥΡΙΟ ΜΤ LANDIS & GYR ΕΝΔ. LANDIS & GYR ZMD ΚΑΙ ΕΜΗ



# Καλώδια για σύνδεση Modem ΤΗΛΕΕΠΕΡΗΣΗΣ



Φις RJ-12  
Αρσενικό



αρσενικό RJ12



## Καλώδιο RS-485 (6-pin)



Landis  
Gyr



**ΠΡΟΣΟΧΗ !!**  
Σύνδεση στην  
**ΔΕΞΙΑ θύρα**



Φις RJ-45  
Αρσενικό



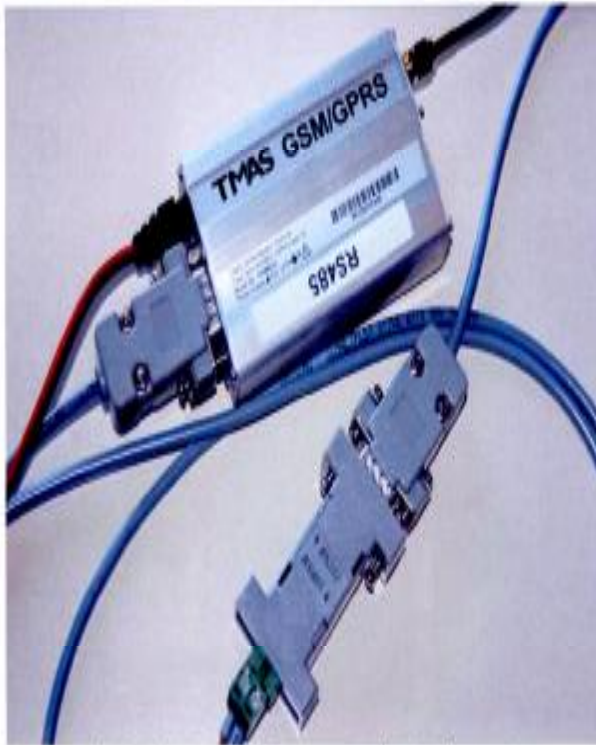
### **3.3 Παραμετροποίηση του modem και έλεγχος της κατάστασης λειτουργίας του.**

Αρχικά τοποθετούμε την SIM κάρτα όπως φαίνεται στην εικόνα 2. Και δίνουμε τροφοδοσία στο modem. Προκειμένου να κάνουμε την παραμετροποίηση του modem θα πρέπει να το συνδέσουμε στον φορητό υπολογιστή χρησιμοποιώντας διασυνδεδετική διάταξη RS232. Συνδέουμε το RS232 modem στον φορητό υπολογιστή χρησιμοποιώντας το αρσενικό DB9 στο modem και το θηλυκό στο φορητό υπολογιστή. Χρησιμοποιούμε RS485 σε RS232 μετατροπέα (adaptor) για RS485 τύπους modem (εικόνα 3).



Εικόνα 2: εισαγωγή κάρτας SIM

Θύρα  
Κάρτα  
SIM  
Modem  
TMAS



Εικόνα 3: RS485 σε RS232 μετατροπέας (adaptor)

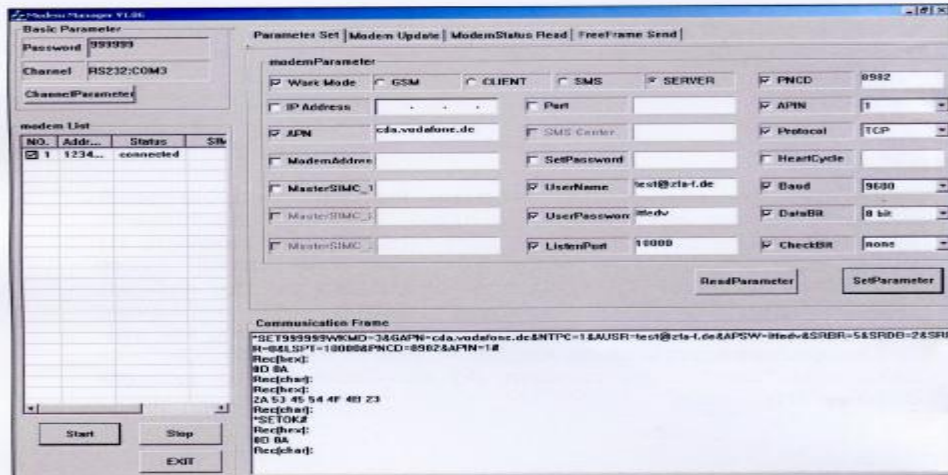
Τρέχουμε το πρόγραμμα Modem Manager στο φορητό υπολογιστή και ανοίγουμε το πεδίο “Channel Parameter”. Στο πεδίο “Channel Type “ επιλέγουμε “RS232” και εισάγουμε τη θύρα του υπολογιστή (COM-Port) με την οποία έχουμε συνδεθεί (π.χ. COM4) αντίστοιχα στο πεδίο με την ένδειξη “Port Address”. Στη συνέχεια θέτουμε τις υπόλοιπες παραμέτρους στα εναπομείναντα πεδία με τις τιμές και τον τρόπο που φαίνονται στην εικόνα 4. Κάνουμε κλικ στο “OK” και μετά στο “Start”. Το modem θα συνδεθεί με το φορητό υπολογιστή.

## Παράμετροι Modem

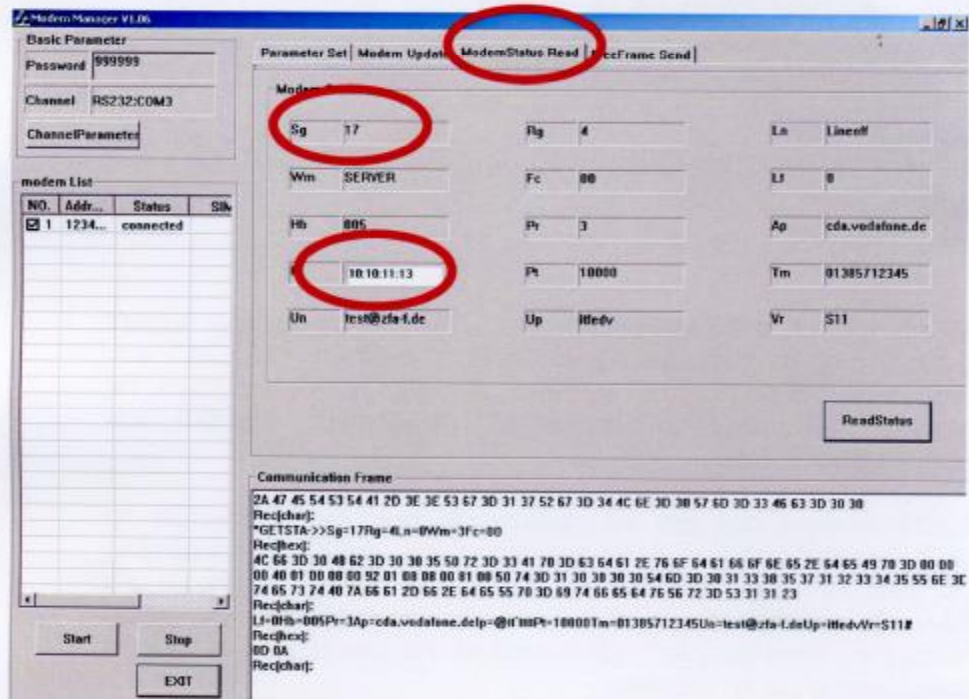


Εικόνα 4: Modem Manager – Παράμετροι modem

## ΡΥΘΜΙΣΕΙΣ ΠΑΡΑΜΕΤΡΩΝ ΜΕ ΤΗΝ ΧΡΗΣΗ ΤΟΥ MODEM MANAGER



Εικόνα 5: Modem Manager – Ρυθμίσεις Modem



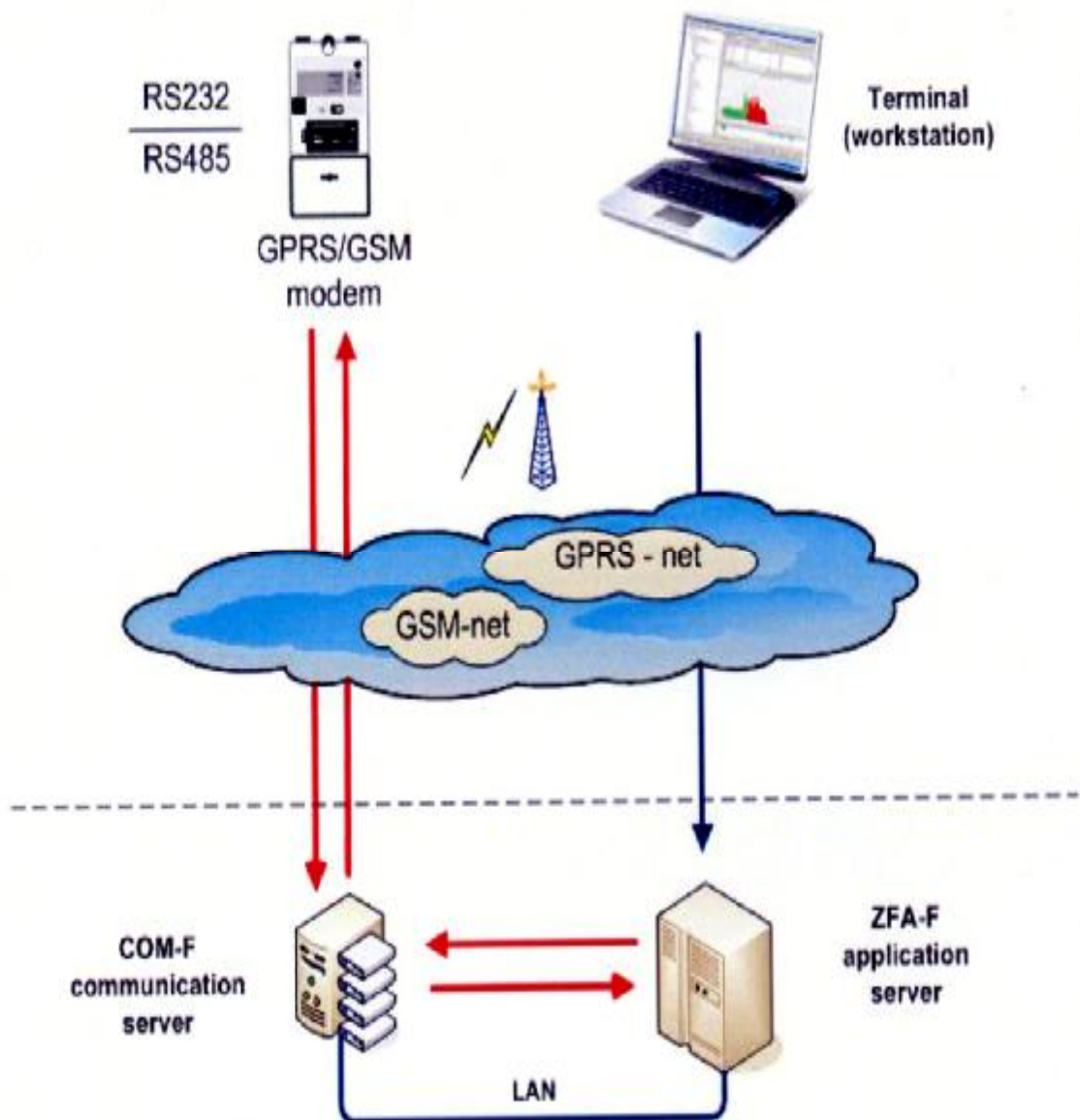
Εικόνα 6: Modem Manager – Διάβασμα των ενδείξεων

Signal Quality Modem (worth)	Quality in dBm	additional information
99	not known or not detectable	
0	-113	or less
1	-111	
2	-109	breakpoint for GSM-reading
3	-107	
4	-105	
5	-103	
6	-101	
7	-99	
8	-97	
9	-95	
10	-93	
11	-91	
12	-89	breakpoint for GPRS
13	-87	
14	-85	
15	-83	
16	-81	
17	-79	
18	-77	
19	-75	
20	-73	
21	-71	
22	-69	
23	-67	
24	-65	
25	-63	
26	-61	
27	-59	
28	-57	
29	-55	
30	-53	
15 to 31	-51 or greater	

Πίνακας 1: Πίνακας ενδείξεων στάθμης ισχύος (Signal Quality)



# Modem Installation - Communication Test



Εικόνα 10: Διάγραμμα εγκατάστασης modem και test επικοινωνίας.

### 3.3.1. ΕΠΙΛΥΣΗ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΩΝ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑΣ

Τα προβλήματα επικοινωνίας είναι τα επόμενα

Πρόβλημα	Πιθανή αιτία	Επίλυση
Αδυναμία σύνδεσης με MODEM	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Καμένος Μ/Σ τάσεως</li> <li>2. Χαλασμένος τροφοδοτικό</li> <li>3. Χαλασμένο MODEM</li> <li>4. Χαλασμένη κάρτα SIM</li> <li>5. Χαμηλό σήμα</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Κοιτάμε αν υπάρχουν οι τάσεις στο μετρητή ή αν τροφοδοτείται από εξωτερικό Δίκτυο 230 Vac αν υπάρχει πρόβλημα παροχής.</li> <li>2. Αντικαθιστούμε το τροφοδοτικό.</li> <li>3. Αντικαθιστούμε το MODEM.</li> <li>4. Αντικαθιστούμε τη κάρτα ή τη βάζουμε σε άλλο MODEM και δοκιμάζουμε.</li> <li>5. Ελέγχουμε αν η στάθμη σήματος είναι ικανοποιητική και αν συνδέεται στο Δίκτυο του Πάροχου κινητής τηλεφωνίας. Είναι δυνατόν η στάθμη σήματος να αλλάξει κατόπιν ρυθμίσεων από τον Πάροχο ή να δημιουργηθεί φυσικό εμπόδιο που δεν υπήρχε πχ νέο κτίριο, στάθμευση αυτοκινήτων κλπ., αρχικά.</li> </ol>
Αδυναμία σύνδεσης με το μετρητή	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Σύνδεση καλωδίου DATA σε λάθος θύρα επικοινωνίας.</li> <li>2. Χαλασμένη η Θύρα επικοινωνίας του MODEM.</li> <li>3. Φθαρμένο καλώδιο επικοινωνίας.</li> <li>4. Μη καλή σύσφιξη ακροδεκτών καλωδίου επικοινωνίας.</li> <li>5. Πρόβλημα με θύρα επικοινωνίας μετρητή.</li> <li>6. Ταχύτητα θύρας μετρητή διαφορετική από τη ταχύτητα θύρας modem.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Επιβεβαιώνουμε ότι αν το RS485 τότε στον μετρητή είναι στη αντίστοιχη θύρα επικοινωνίας (οι L+ G έχουν μόνο RS485 οι ACTARIS είναι στην δεξιά θύρα). Αν το MODEM είναι με θύρα RS232 τότε μπαίνει μόνο σε ACTARIS μετρητές στην αριστερή θύρα.</li> <li>2. Αντικαθιστούμε το MODEM.</li> <li>3. Έλεγχος ή αντικατάσταση καλωδίου.</li> <li>4. Σύσφιξη ή αντικατάσταση καλωδίου.</li> <li>5. Επικοινωνία με χρήση σειριακού καλωδίου με τον Η/Υ και τα προγράμματα AIMSPRO για ACTARIS ή MAP 110 για L+G.</li> <li>6. Αυτή η περίπτωση ελέγχεται από το ΤΜ/ΔΔ.</li> </ol>

## 4. ΓΕΝΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ

### 4.1. Αντικείμενο και κύρια χαρακτηριστικά του συστήματος.

Η τηλεμέτρηση αφορά ένα σύστημα «Αυτόματης Ανάγνωσης Μετρητών» (Automated Meter Reading - AMR) και «Διαχείρισης Μετρητικών Δεδομένων» (Energy Data Management – EDM).

Το σύστημα είναι κατάλληλο για την συλλογή ενεργειακών δεδομένων για τιμολογιακό σκοπό και για την επεξεργασία αυτών.

Το σύστημα αποτελείται από πρότυπα συναρτησιακά στοιχεία (modular) σε κατάλληλη ποσότητα ώστε να διασφαλίζουν την λειτουργικότητά του.

Λειτουργία	Εφαρμογή λογισμικού
Επικοινωνία με τα δεδομένα των μετρητών	modem servers
Κεντρική συλλογή δεδομένων	Server για την συλλογή δεδομένων
Κεντρική διαχείριση των δεδομένων (server)	Server για την διαχείριση των δεδομένων και την μακροχρόνια αποθήκευση τους
Κεντρικός internet server	Internet Server
Θέσεις εργασίας για την λειτουργία του συστήματος	Θέσεις εργασίας (work station clients)
Εξοπλισμός συγχρονισμού της ώρας του συστήματος	GPS

### 4.2. Γενικές απαιτήσεις

Το σύστημα βασίζεται σε τυποποιημένο λογισμικό. Το λειτουργικό σύστημα είναι σύγχρονο και κατάλληλο για εφαρμογές αυτού του μεγέθους, οι βάσεις δεδομένων πρέπει να είναι σύγχρονου τύπου. Οι εφαρμογές των Η/Υ, τα λογισμικά AMR και EDM είναι των πλέον πρόσφατων εκδόσεων που έχει αναπτύξει ο κατασκευαστής, του λογισμικού σε σύγχρονο περιβάλλον και γλώσσα προγραμματισμού.

Το σύστημα επεξεργασίας δεδομένων διασφαλίζει την ανταλλαγή των δεδομένων με άλλα συστήματα χρησιμοποιώντας τύπους αρχείων όπως XML ή ASCII για την εισαγωγή και την εξαγωγή των δεδομένων.

Η φόρμα για την ανταλλαγή των δεδομένων είναι σύμφωνη με αυτήν του συστήματος τιμολόγησης (billing system) που χρησιμοποιεί η ΔΕΗ Α.Ε.

#### **4.3. Λειτουργία συστήματος (κέντρου)**

Το σύστημα εφαρμόζει δύο βασικές λειτουργίες.

Η πρώτη λειτουργία είναι η μηχανή συλλογής δεδομένων, η εφαρμογή AMR. Η κύρια αποστολή της είναι η συλλογή δεδομένων από τα μετρητικά σημεία.

Το σύστημα αυτόματα χωρίς καμία επίβλεψη συλλέγει τα δεδομένα ανάλογα με τα υπό διαμόρφωση χρονοδιαγράμματα.

Η δεύτερη λειτουργία είναι η εφαρμογή EDM η οποία θα επεξεργάζεται τα δεδομένα από το AMR και θα επιτρέπει όλους τους απαραίτητους χειρισμούς σε αυτά, όπως η ανταλλαγή δεδομένων με άλλα συστήματα, εσωτερικές λειτουργίες όπως η συνάθροιση των δεδομένων, ο έλεγχος της αληθοφάνειας των δεδομένων και η δημιουργία αναφορών.

#### **4.4. Κανονική λειτουργία**

Τα συστήματα συλλογής δεδομένων είναι υπεύθυνα για την συλλογή των δεδομένων κάτω από κανονικές συνθήκες. Καθοδηγούμενο από τοπικά χρονοδιαγράμματα το σύστημα θα πρέπει να εκτελεί την συλλογή δεδομένων διαμέσου προκαθορισμένων καναλιών επικοινωνίας (PSTN/ISDN ή GSM/GPRS, καθοριζόμενων ξεχωριστά για κάθε μετρητικό σημείο) από όλους τους μετρητές. Τα δεδομένα από αυτή την λειτουργία θα περνούν στην βάση δεδομένων του κεντρικού συστήματος EDM.

Η εφαρμογή θα πρέπει αυτομάτως να ερευνά την πληρότητα των λαμβανομένων δεδομένων και να δημιουργεί μία λίστα με τις πληροφορίες των μετρητών που δεν συλλέχθηκαν ή χάθηκαν.

Το σύστημα EDM θα ελέγχει, θα επικυρώνει και θα επαληθεύει τα δεδομένα και θα παράγει αυτόματα όλες τις απαραίτητες αναφορές σύμφωνα με την διαμόρφωσή του (configuration). Σε ότι αφορά τα δεδομένα τα οποία δεν συλλέχθηκαν, χάθηκαν ή εμφανίζουν σφάλματα, θα πρέπει να υπάρχει διαδικασία αναπλήρωσης, η οποία θα μπορεί να εισάγει δεδομένα σύμφωνα με συγκεκριμένους αλγορίθμους που θα τεκμηριωθούν αναλυτικά.

Οι χρήστες θα πρέπει να έχουν πρόσβαση στα δεδομένα, αναλόγως των δικαιωμάτων πρόσβασης της θέσεως εργασίας τους. Ο τρόπος αυτός θα τους επιτρέπει να τρέξουν οποιαδήποτε αναφορά ή να εκτελέσουν οποιαδήποτε εργασία σύμφωνα με τα επίπεδα πρόσβασης που έχουν.

Τα δεδομένα θα πρέπει, αφού συλλεχθούν, να υφίστανται επεξεργασία από το σύστημα EDM σύμφωνα με αυτά που έχουν καθοριστεί και τις εργασίες που έχουν διαμορφωθεί από τους χρήστες. Τα αποτελέσματα της επεξεργασίας των δεδομένων θα πρέπει να μπορούν είτε να εκτυπωθούν σε αναφορές είτε να εξαχθούν σε άλλα συστήματα όπως το σύστημα τιμολόγησης (ΕΡΜΗΣ). Η εξαγωγή των δεδομένων θα πρέπει να γίνεται με καθορισμένα αρχεία (όπως π.χ. Ascii, XML, CSV κλπ.). Όπου είναι απαραίτητο, η φόρμα των αρχείων των δεδομένων θα πρέπει να μπορεί να μετατραπεί ώστε αυτά να είναι κατανοητά από κάποιο άλλο σύστημα.

#### **4.5. Δυνατότητες του συστήματος**

##### **4.5.1. Δυνατότητες ανάγνωσης των δεδομένων του μετρητή.**

Το σύστημα ικανό να διαβάζει τα δεδομένα των μετρητών κάθε ημέρα, τα οποία περιλαμβάνουν τα στοιχεία 4 καμπυλών φορτίου και τις ενδείξεις των καταχωρητών (τιμολογιακά στοιχεία, στοιχεία συμβάντων, στοιχεία ποιότητας ενέργειας).

Ο απαιτούμενος χρόνος για την ανάγνωση όλων αυτών των δεδομένων καθορίζεται ανάλογα με τον αριθμό των μετρητών (π.χ για 20.000 τεμ. έξι (6) ώρες).

##### **4.5.2. Δυνατότητες επεξεργασίας των δεδομένων**

Το σύστημα EDM ι να καλύπτει τον απαιτούμενο αριθμό καμπυλών φορτίου και των καταχωρητών με τα οποία έχει προγραμματιστεί κάθε μετρητικό σημείο. Ο hardware εξοπλισμός θα πρέπει να έχει την δυνατότητα εισαγωγής, συνάθροισης, υπολογισμού, ελέγχου, επαλήθευσης, αναπλήρωσης και διανομής δεδομένων χωρίς αλλαγές στην διαμόρφωσή του (configuration). Βεβαίως εάν αυξηθεί ο αριθμός των σημείων δεδομένων (data points) θα πρέπει να αυξηθεί ανάλογα και ο χρόνος εισαγωγής των δεδομένων και της επεξεργασίας τους.

##### **4.5.3. Έξοδος δεδομένων.**

Τα αποθηκευμένα δεδομένα του συστήματος θα πρέπει να μπορούν να εμφανιστούν και να είναι διαθέσιμα για μεταφορά, αναλόγως των δικαιωμάτων πρόσβασης των χρηστών.

#### **4.6. Εφαρμογή απαιτούμενων λειτουργιών**

Η λειτουργικότητα, του συστήματος θα είναι όπως παρακάτω :

##### **4.6.1. Υποστήριξη μετρητικού εξοπλισμού**

Το σύστημα AMR ως εργαλείο λήψης μετρητικών δεδομένων υποστηρίζει ένα μεγάλο αριθμό από διαφορετικούς τύπους μετρητών. Αυτό περιλαμβάνει όλους τους ευρωπαϊκούς διαθέσιμους μετρητές των κυριότερων κατασκευαστών μετρητών και οπωσδήποτε τους παρακάτω κατασκευαστές μετρητών τους οποίους χρησιμοποιεί στα δίκτυά της η ΔΕΗ Α.Ε. :

ACTARIS

LANDIS + GYR

Το σύστημα AMR υποστηρίζει διαφορετικούς τύπους μετρητών των παραπάνω κατασκευαστών και είναι ικανό να υποστηρίζει και μελλοντικούς μετρητές πιστοποιημένους κατά το πρωτόκολλο DLMS αλλά και μελλοντικά πρωτόκολλα μετρητών.

Το σύστημα AMR υποστηρίζει το πρωτόκολλο επικοινωνίας DLMS τουλάχιστον για τους παρακάτω μετρητές και για όλες τις εκδόσεις λογισμικού τους :

ACTARIS : SL7000

ACTARIS : ACE6000 (ACE661)

LANDIS + GYR : ZFD 410

LANDIS + GYR : ZMD 310 και ZMD 410

LANDIS + GYR : ZMG 310 και ZMG 410

EMH : LZGJ-XC S1E6-A0-50B-D4-070000-E50/Q

EMH : LZQJ-XC S1E6-A0-6PB-D4-070000-E50/Q

SAGEM : CX2000-7 – RS485

ELGAMA : GAMA300

LANDIS + GYR : ZCF 120Ace

## **5. ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ – AMR (Automated Meter Reading).**

### **5.1. Γενική Περιγραφή**

Το σύστημα υποστηρίζει ευρεία γκάμα μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας και πρέπει να εξασφαλίσει την υποστήριξη μελλοντικών πρωτοκόλλων μετρήσεων.

Λειτουργεί σε σύγχρονο δίκτυο π.χ. WINDOWS, για τους σταθμούς διαχείρισης των πελατών. Το σύστημα διαχειρίζεται - επιβλέπει την συγκέντρωση δεδομένων από τους μετρητές και στη συνέχεια τα αποθηκεύει στη βάση δεδομένων.

Η αρχιτεκτονική του είναι πλήρως κλιμακούμενη, προσφέροντας όσο το δυνατόν περισσότερους χρήστες χρειάζεται να καλύψουν τις καθημερινές εργασίες AMR. Υπάρχει η δυνατότητα σύνδεσης πολλών χρηστών που θα μπορούν να έχουν ταυτόχρονη πρόσβαση στην κοινή βάση δεδομένων που διαχειρίζεται ο server.

Οι χρήστες μπορούν ταυτόχρονα να χρησιμοποιούν την ίδια πληροφορία. Συνεπώς, το σύστημα εξασφαλίζει προτεραιότητες και αποκλεισμούς πρόσβασης να εκτελεί όλους τους απαραίτητους ελέγχους σε όλα τα επίπεδα ασφαλείας. Τόσο στο επίπεδο λειτουργίας του συστήματος όσο και στο επίπεδο εφαρμογής, οι ενέργειες του χρήστη υπόκεινται σε επιβεβαίωση.

Άλλο ένα σημαντικό χαρακτηριστικό είναι ότι αφήνει τον χρήστη να προγραμματίσει την αυτόματη απόκτηση δεδομένων, σε προκαθορισμένους χρόνους και διαστήματα, αλλά και την αυτόματη εξαγωγή δεδομένων.

Οι ενέργειες του διαχειριστή του συστήματος επιτρέπουν την αυτοματοποίηση όλων των διαδικασιών που καθιστούν τα δεδομένα έτοιμα προς εισαγωγή στο σύστημα τιμολόγησης ή για διάθεση των πληροφοριών στον κάθε κατά τον νόμο εμπλεκόμενο φορέα.

### **5.2 Μέρη του Συστήματος**

Το σύστημα AMR θα πρέπει να αποτελείται από πρότυπα συναρτησιακά στοιχεία με τα ακόλουθα εξαρτήματα λογισμικού, που είναι χωρισμένα λειτουργικά

- Κεντρικός server
- Modem servers
- Σταθμοί Εργασίας Χρηστών

#### **5.2.1. Κεντρικός Server**

Ο κεντρικός server συλλογής δεδομένων είναι η κύρια συνιστώσα του συστήματος AMR. Από αυτόν να ελέγχονται οι προσβάσεις στη βάση δεδομένων, οι διαδικασίες επικοινωνίας και η λειτουργία των σταθμών εργασίας.

Ο server συνδέεται με τους σταθμούς χρηστών, τους modem servers και τη βάση δεδομένων.

Ο σχεδιασμός του server επιτρέπει την πρόσβαση από πολλούς χρήστες ταυτόχρονα.

Η ρύθμιση των παραμέτρων θα πρέπει να εκτελούνται από έναν χειριστή που χρησιμοποιεί ένα σταθμό.

Όλες οι προγραμματισμένες λειτουργίες, όπως είναι η ανάγνωση των δεδομένων η δημιουργία αναφορών, θα πρέπει να πραγματοποιούνται αυτόματα σύμφωνα με τα προγραμματισμένα χρονοδιαγράμματα. Επίσης, η μεταφορά των δεδομένων στα επόμενα συστήματα θα ελέγχεται.

Οι ενδείξεις του μητρώου των πελατών μεταφράζονται σε εσωτερικά πεδία της κεντρικής βάσης δεδομένων. Το μέγεθος και η μορφή των πεδίων του μητρώου μπορεί να οριστεί από το διαχειριστή, καθώς επίσης και οι κωδικοί αναγνώρισης των πεδίων. Το προφίλ φορτίου των δεδομένων μεταφράζεται σε μία προκαθορισμένη εσωτερική μορφή, ώστε να επιτρέπει γρήγορη πρόσβαση από τους χρήστες και να αναγνωρίσουν τα δεδομένα χωρίς να χρειάζεται να ξέρουν τον τύπο του συνδεδεμένου μετρητή.

Σε περίπτωση ανώμαλης λειτουργίας εξασφαλίζεται, η αναδρομολόγηση των αιτημάτων σε άλλα modem ή ακόμα και modem servers.

### **5.2.2. Modem server.**

Η σύνδεση μεταξύ του συστήματος και των μετρητών γίνεται μέσω modem server.

Το λογισμικό του modem server να επιτρέπει την απόκτηση των δεδομένων χρησιμοποιώντας διαφορετικά κανάλια επικοινωνίας. Επίσης, εκτελεί όλες τις απαραίτητες διαδικασίες επιβεβαίωσης online για να εξασφαλίσει την απομάστευση των στοιχείων από τους μετρητές. Όλες οι εξωτερικές επικοινωνίες με τους μετρητές δρομολογούνται μέσω του modem server. Ο αριθμός των εγκατεστημένων modem server στο σύστημα καθορίζεται από το επιθυμητό επίπεδο.

#### **5.2.2.1. Κανάλια Επικοινωνίας.**

Το σύστημα έχει διαθέσιμα διαφορετικά δίκτυα μετάδοσης τα ακόλουθα:

- PSTN-ISDN
- ISDN
- GSM 900/GPRS
- GSM 1800/GPRS
- GPRS
- TCP/IP (INTERNET)

#### **5.2.2.2. Πρωτόκολλα επικοινωνίας μετρητών**



Ο modem server εκτελεί τις λειτουργίες ανάγνωσης των μετρητών με τα γνωστότερα σύγχρονα πρωτόκολα επικοινωνίας όπως :

- DLMS
- IEC 1107
- SCTM
- FNP
- LSV1
- IEC 870-5-102

Για την συγκεκριμένη εφαρμογή, επιλογή της ΔΕΗ Α.Ε. είναι το πρωτόκολλο επικοινωνίας των μετρητών που χρησιμοποιεί να είναι το DLMS και το οποίο θα πρέπει να εφαρμόζεται στο σύστημα.

### **5.2.3. Σταθμοί Εργασίας χρηστών**

Ο χρήστης ορίζει όλη την λειτουργία του συστήματος ανάγνωσης, ορίζει σε ποιούς modem servers απευθύνεται, ορίζει τους μετρητές που πρέπει να διαχειρίζεται η εφαρμογή και ελέγχει το αποτέλεσμα της ανάγνωσης, τόσο ως προς την προβολή των δεδομένων όσο και ως προς την κατάσταση λειτουργίας, που σημαίνει ότι θα επιβεβαιώνει αν η ανάγνωση έχει ολοκληρωθεί σωστά ή όχι.

## **5.3. Λειτουργία Συστήματος**

### **5.3.1 Ορισμός Πελατών (σημεία μέτρησης)**

Πρέπει να οριστούν τα σημείων μετρήσεων. Ο ορισμός του σημείου μετρήσεως είναι ένα από τα πιο σημαντικά εργαλεία σύνδεσης μεταξύ συλλογής δεδομένων και συστήματος επεξεργασίας τους.

### **5.3.2 Ορισμός καναλιών δεδομένων**

Πρέπει για όλους τους μετρητές να γίνεται ο ορισμός της μεθόδου σύνδεσης. Ο αριθμός τηλεφώνου, η έκδοση του πρωτοκόλλου (διαφορετικά modem set-ups) και ο κωδικός κλήσης ορίζονται ως παράμετροι.

### **5.3.3 Λειτουργίες διαχειριστή**

Οι ακόλουθες εργασίες μπορούν να προγραμματιστούν στο σύστημα:

- Εντολές στους μετρητές
- Εξαγωγή δεδομένων των μητρώων πελατών
- Εξαγωγή των προφίλ φορτίου (π.χ. σε ASCII, XML ) των πελατών
- Εισαγωγή δεδομένων των προφίλ φορτίου πελατών
- Αποθήκευση στη βάση δεδομένων

Ο διαχειριστής μπορεί να εκτελέσει τις εργασίες μία φορά, περιοδικά και ανάλογα με ημερήσια ή εβδομαδιαία ή μηνιαία προγράμματα.

#### **5.3.4 Αρχείο log-file**

Πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα αναλυτικής καταγραφής συμβάντων, σε μορφή log-file του συστήματος, ώστε να είναι δυνατή η περαιτέρω επεξεργασία τους από τους χρήστες. Τα γεγονότα θα πρέπει να αποθηκεύονται ανά κατηγορία (πληροφορίες, συναγερός, σφάλμα, εξαχθέντα, εισαχθέντα, εγγραφές χρηστών), με σημείωση ώρας και ημερομηνίας, ταξινομημένα ανά μήνα.

#### **5.3.5. Γεγονότα που πρέπει να καταγράφονται στο σύστημα**

- Εκκίνηση και τερματισμός λειτουργίας του server
- Εκκίνηση και τερματισμός λειτουργίας του modem server
- Σύνδεση και αποσύνδεση χρήστη
- Λειτουργίες χρήστη (αλλαγές, διαγραφές, προσθήκες)
- Έναρξη και λήξη των προγραμμάτων
- Γεγονότα επικοινωνίας
- Αποστολή εντολής
- Διακοπή λήψης δεδομένων
- Σφάλματα
- Μηνύματα σφάλματος για τα modems
- Ανεπιτυχής κλήση
- Αναπάντητη κλήση

#### **5.4. Διαχείριση Χρηστών**

Πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα διαμόρφωσης επιπέδων πρόσβασης για κάθε χρήστη του συστήματος.

Ο διαχειριστής του συστήματος μπορεί να δίνει σε κάθε χρήστη τα επιθυμητά όρια πρόσβασης.

#### **5.5. Λογισμικό για την επιτόπια απομάστευση μετρητικών δεδομένων**

Στις περιπτώσεις που δεν καταστεί δυνατή η επικοινωνία του συστήματος με κάποιους από τους μετρητές θα πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα επιτόπιας απομάστευσης των δεδομένων με χρήση φορητού υπολογιστή, μέσω οπτικής κεφαλής ή σειριακής σύνδεσης.

Το λογισμικό που θα απαιτηθεί για τους φορητούς υπολογιστές θα πρέπει να υποστηρίζει τους ίδιους μετρητές με το κέντρο τηλεμέτρησης και θα πρέπει να έχει την δυνατότητα να αποθηκεύει και να αποστέλλει τα δεδομένα αυτά στο κεντρικό σύστημα.

## **6. ΣΥΣΤΗΜΑ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΙΚΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ - EDM (Energy Data Management).**

Η επεξεργασία των δεδομένων που περιγράφεται στη συνέχεια, αναφέρεται στα μετρητικά δεδομένα τα οποία έχουν συλλεχθεί μέσω του Συστήματος AMR.

### **6.1. Γενική Περιγραφή**

Το Σύστημα Διαχείρισης Μετρητικών Δεδομένων (EDM), είναι κατάλληλο για τη συλλογή, διαχείριση και επιβεβαίωση των ενεργειακών δεδομένων.

Το σύστημα συγκεντρώνει τα ενεργειακά δεδομένα από τα άλλα συστήματα (κυρίως τα τηλεμετρούμενα), τα ελέγχει για λάθη, τα συμπληρώνει αν απαιτείται και τέλος, αφού τα επιβεβαιώσει και πιστοποιήσει, τα αποθηκεύει για κάθε περαιτέρω χρήση.

Το σύστημα παρέχει όλες εκείνες τις διαφορετικές λειτουργίες που είναι απαραίτητες για την υποστήριξη της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (παραγωγοί, προμηθευτές, διαχειριστές συστημάτων και δικτύων).

Μερικές από τις λειτουργίες που υποστηρίζει είναι οι ακόλουθες :

- Διαχείριση των μετρητικών σημείων
- Διαχείριση των ενεργειακών δεδομένων
- Έλεγχος και επιβεβαίωση των δεδομένων
- Επιδιόρθωση των δεδομένων
- Επεξεργασία των δεδομένων, υπολογισμοί, εφαρμογή τιμολογιακών ζωνών και συγκέντρωσή τους σύμφωνα με τους ισχύοντες κανονισμούς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
- Διαχείριση των εξαγόμενων δεδομένων, διαχείριση των διαβιβαζόμενων δεδομένων.

### **6.2. Επεξεργασία των δεδομένων από το Σύστημα.**

Το Σύστημα είναι κατασκευασμένο έτσι ώστε να μπορεί να διαχειρίζεται μετρητικά δεδομένα όπως :

- Εξακρίβωση της ταυτότητας των δεδομένων
- Καμπύλες φορτίου
- Καταχωρημένα ενεργειακά δεδομένα
- Δεδομένα ημερολογιακά

### **6.3. Λειτουργίες.**

Η λειτουργικότητα του συστήματος βασίζεται σε αυτοματοποιημένες επεξεργασίες, για κάθε εργασία που πρέπει να πραγματοποιηθεί στα μετρητικά δεδομένα.

### **6.4. Κανόνες.**

Όλα τα μετρητικά δεδομένα επιβεβαιώνονται πριν την επεξεργασία τους από το σύστημα.

### **6.5. Εισαγωγή στοιχείων στο Σύστημα Επεξεργασίας.**

Τα τηλεμετρούμενα δεδομένα του συστήματος AMR μεταδίδονται αυτόματα στο σύστημα επεξεργασίας EDM. Επιπλέον μπορούν να εισάγονται στο σύστημα και δεδομένα από :

- Άλλα διαθέσιμα αρχεία
- Άλλα συστήματα AMR-EDM
- Δεδομένα εισαγόμενα από το χρήστη

### **6.6. Επεξεργασία των δεδομένων από το Σύστημα.**

Όλα τα δεδομένα επεξεργάζονται από το σύστημα αυτόματα και να αποθηκεύονται στη βάση δεδομένων για περαιτέρω επεξεργασία.

### **6.7. Επαλήθευση, επιβεβαίωση και πιστοποίηση των δεδομένων από το Σύστημα.**

Όλα τα δεδομένα πιστοποιούνται από το σύστημα όπως προβλέπεται από τους διεθνείς κανονισμούς.

Για το σκοπό αυτό θα πρέπει να πραγματοποιούνται κατάλληλοι έλεγχοι ώστε :

- Να ελέγχεται η πληρότητα των δεδομένων
- Να συμπληρώνονται τα δεδομένα
- Να ελέγχεται η αληθοφάνεια των δεδομένων

### **6.8. Υπολογισμοί.**

Το σύστημα μπορεί να επεξεργαστεί τα πιστοποιημένα δεδομένα και να εκτελέσει υπολογισμούς που έχουν προκαθοριστεί από τους χρήστες του συστήματος.

#### **6.9. Διαχείριση τιμολογιακών ζωνών.**

Τα δεδομένα των μετρητικών σημείων μπορούν να αναλυθούν σε διαφορετικές τιμολογιακές ζώνες και για το σκοπό αυτό το σύστημα έχει τη δυνατότητα επεξεργασίας των καμπυλών φορτίου.

#### **6.10. Έξοδος των δεδομένων.**

Το σύστημα υποστηρίζει την έξοδο των επεξεργασμένων μετρητικών δεδομένων και έχει κατάλληλες λειτουργίες ως προς τον τρόπο διάθεσης των δεδομένων αυτών.

Έχει δυνατότητα :

- Να ομαδοποιεί τα προς αποστολή δεδομένα, ανάλογα με τους παραλήπτες.
- Να τα διαμορφώνει στην απαιτούμενη φόρμα δεδομένων του παραλήπτη.
- Να μπορεί να επιλεγεί ο τρόπος μετάδοσης των δεδομένων.

#### **6.11. Αρχιτεκτονική του συστήματος επεξεργασίας.**

Το κύριο μέρος του συστήματος ένας server με το κατάλληλο λειτουργικό σύστημα.

Τα δεδομένα να αποθηκεύονται σε κατάλληλη βάση δεδομένων (ενδεικτικό διάγραμμα αρχιτεκτονικής συν/να στο τέλος).

#### **6.12. Εξοπλισμός του συστήματος για πρόσβαση στα δεδομένα μέσω του διαδικτύου.**

Το σύστημα παρέχει πρόσβαση στα δεδομένα από το διαδίκτυο, μέσω κατάλληλου εξοπλισμού.

Για την πρόσβαση εξωτερικών χρηστών μέσω του διαδικτύου έχει προβλεφθεί να προβλεφθεί κατάλληλο σύστημα ασφαλείας.

Πρόσβαση στα δεδομένα θα έχουν :

- Ο κάθε πελάτης για την καμπύλη φορτίου του και τα τιμολογιακά δεδομένα του.

- Συμμετέχοντες φορείς στην αγορά ενέργειας
- Εξουσιοδοτημένο προσωπικό της ΔΕΗ Α.Ε. που δεν ανήκει στους χειριστές του συστήματος.

Ο εξοπλισμός είναι εγκατεστημένος σε διαφορετικό υπολογιστή για λόγους ασφαλείας και παρέχει πρόσβαση στους χρήστες βάσει κωδικών πρόσβασης.

Ανάλογα με τα επίπεδα πρόσβασης που παρέχονται στους χρήστες, αυτοί θα μπορούν να :

- Παρακολουθούν τα καταχωρημένα δεδομένα
- Να απεικονίζουν σε γραφικές παραστάσεις τις καμπύλες φορτίου
- Να λαμβάνουν δεδομένα σε τυποποιημένη μορφή.

### **6.13. Περιφερειακές Θέσεις Χρηστών Υποστήριξης του Κεντρικού Συστήματος AMR - EDM .**

Πέραν του κεντρικού συστήματος τηλεμέτρησης και διαχείρισης μετρητικών δεδομένων υπάρχει η δυνατότητα σύνδεσης του συστήματος με δύο περιφερειακές θέσεις χρηστών που θα χρησιμοποιηθούν για την υποστήριξη του κεντρικού σε θέματα αποκατάστασης βλαβών.

Για τον σκοπό αυτό, οι περιφερειακές θέσεις χρηστών παραλαμβάνουν καθημερινά τα αποτελέσματα του κεντρικού συστήματος τηλεμέτρησης αναφορικά με τα προβληματικά μετρητικά σημεία που τους αναλογούν γεωγραφικά και έχουν τη δυνατότητα συλλογής δεδομένων από τους μετρητές που δεν επικοινωνήσαν με το κεντρικό σύστημα.

### **6.14. Εφεδρικό σύστημα.**

Επειδή το σύστημα θεωρείται κρίσιμο για την λειτουργία της επιχείρησης, πρέπει να υπάρχει εφεδρεία σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης.

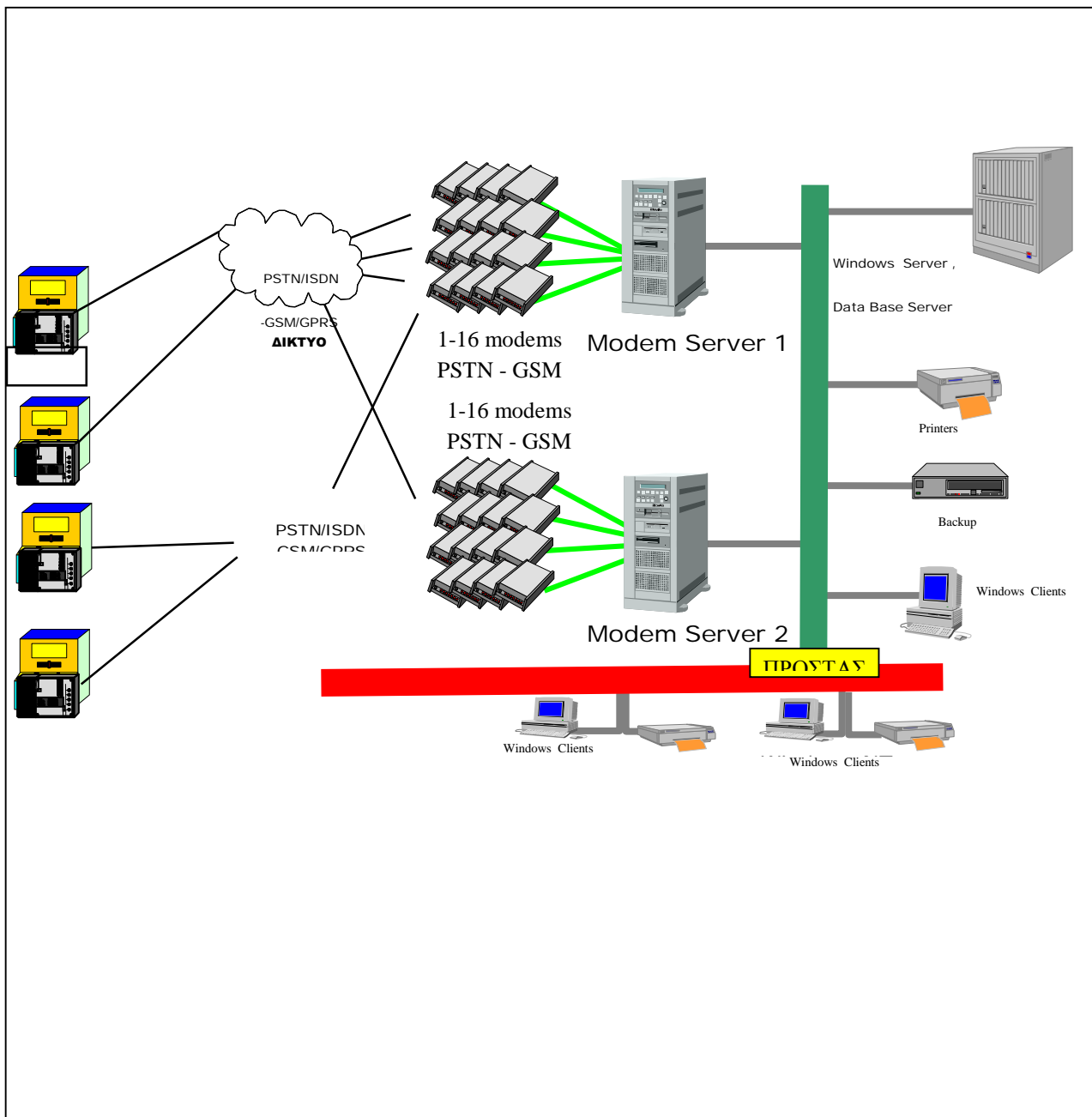
Για τον λόγο αυτό πρέπει να υπάρχει ένα εφεδρικό σύστημα, εγκατεστημένο σε διαφορετικό κτίριο από το κύριο σύστημα και το οποίο θα πρέπει να είναι έτοιμο να λειτουργήσει ως κύριο σύστημα σε περίπτωση που απαιτηθεί.

Για το λόγο αυτό τα δύο συστήματα πρέπει να επικοινωνούν είτε σε πραγματικό χρόνο, είτε σε τακτά χρονικά διαστήματα εντός της ημέρας, ώστε το εφεδρικό σύστημα να είναι ενημερωμένο και να μπορεί να αντικαταστήσει λειτουργικά το κύριο σε περίπτωση ανάγκης.

Πρέπει να υπάρχει αυτοματοποιημένο σενάριο αντικατάστασης που να τίθεται σε εφαρμογή όταν κριθεί απαραίτητο.

Το εφεδρικό σύστημα πρέπει να έχει όλες τις δυνατότητες του κύριου συστήματος και πρέπει να μπορεί να λειτουργήσει ως κύριο εντός 24 ωρών, μετά την απόφαση για μετατροπή του σε κύριο σύστημα.

Μετά τη λήξη του συμβάντος που επέβαλε τη χρήση του εφεδρικού συστήματος ως κύριου, πρέπει να υπάρχει αυτοματοποιημένη διαδικασία για την επαναφορά του κύριου συστήματος σε κανονική λειτουργία, με ενημέρωση από το εφεδρικό σύστημα για όλα τα δεδομένα που έχουν καταχωρηθεί σε αυτό. Το εφεδρικό σύστημα θα επανέλθει στη λειτουργία του ως εφεδρικό. Η μετάβαση στην κανονική λειτουργία και για τα δύο συστήματα, θα πρέπει να γίνει με την ελάχιστη δυνατή διακοπή λειτουργίας τους και σε κάθε περίπτωση μικρότερη από 24 ώρες.



**Ενδεικτικό διάγραμμα αρχιτεκτονικής δομής του Συστήματος**



## **7. ΕΝ ΧΡΗΣΕΙ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΤΗΛΕ ΕΛΕΓΧΟΥ – ΤΗΛΕΜΕΤΡΗΣΗΣ ΜΕΤΡΗΤΩΝ.**

1. Πρόγραμμα ZFA Κέντρου Τηλεμέτρησης
2. Πρόγραμμα MAP 110 + 120 για επιτόπου απομάστευση στοιχείων (αφορά μετρητές Landis + Gyr.
3. Πρόγραμμα AIMS για επιτόπια απομάστευση στοιχείων (αφορά μετρητές Actaris).

**7.1 Το πρόγραμμα ZFA** του Κέντρου Τηλεμέτρησης είναι το βασικό πρόγραμμα μέσω του οποίου ελέγχονται όλοι οι τηλεμετρούμενοι μετρητές ανεξαρτήτως τύπου. Οι δυνατότητες του προγράμματος έχουν αναπτυχθεί στο αντίστοιχο κεφαλαίο. Πέραν της απομάστευσης των στοιχείων και του τηλεέλεγχου (ορθή λειτουργία μετρητών), παρέχει και τη δυνατότητα για παρεμβάσεις (αλλαγή στην παραμετροποίηση του μετρητή), όπως αλλαγή ώρας, αλλαγή ημερομηνίας, αλλαγή ημερομηνίας μηδενισμού κ.λ.π.

Κάθε μετρητής διαθέτει τέσσερα (4) επίπεδα ασφάλειας. Από το πρώτο επίπεδο που αφορά καθαρή ανάγνωση και είναι προσβάσιμο σε όλους τους τεχνικούς που ασχολούνται με τις μετρήσεις μέχρι το τέταρτο που μπορεί κανείς να αλλάξει τα πάντα στον μετρητή είναι προφανές ότι όσο προχωρούμε προς το τέταρτο επίπεδο ο αριθμός των εξουσιοδοτημένων χρηστών περιορίζεται προκειμένου να υπάρξει έλεγχος και να αναζητηθούν τυχόν ευθύνες σε περίπτωση προχωρημένων παρεμβάσεων στους μετρητές από τις οποίες υφίσταται ζημία ή Επιχείρηση.

Στις επόμενες σελίδες φαίνονται διαδοχικά οι οθόνες αναζήτηση πελάτη καθώς και τα στοιχεία που απλουστεύονται .

Επίσης φαίνονται και οι οθόνες για αναζήτηση πελάτη με ελλιπή στοιχεία είτε από την Επωνυμία είτε από το S/N του μετρητή είτε από ελλείπη Αρ. Παροχής.

**7.2 Το πρόγραμμα MAP 110 + 120** αφορά την επιτόπια απομάστευση στοιχείων από μετρητές Landis + Gyr. Δεν δίνει τη δυνατότητα στον χρήστη για παρεμβάση στον μετρητή, έστω και τις πιο απλές αλλαγές (ημερομηνίας , ώρας) Είναι καθαρά πρόγραμμα ανάγνωσης.

Η απομάστευση των στοιχείων γίνεται μέσω φορητού H/Y Leptop στον οποίο έχει φορτωθεί το πρόγραμμα και ο οποίος συνδέεται στην θύρα του μετρητή (RS 485)

Στις επόμενες σελ. φαίνονται διαδοχικά οι οθόνες που εμφανίζονται κατά την διαδικασία απομάστευσης των στοιχείων του πελάτη.

**7.3 Το πρόγραμμα AIMS** έχει ίδια χρήση και δυνατότητες με το προαναφερόμενο MAP 110+120 με τη διαφορά ότι αφορά μετρητές ACTARIS.

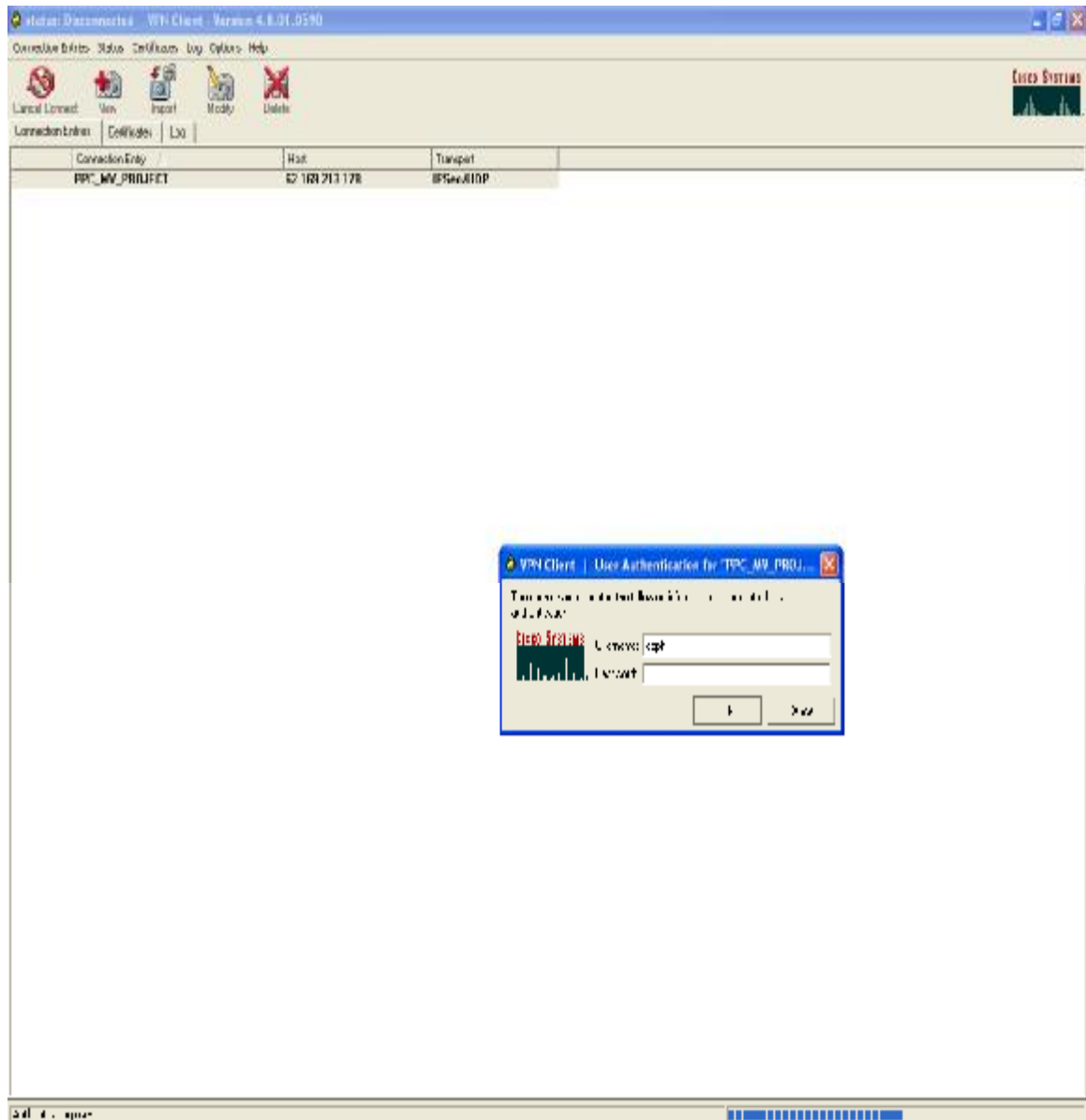
Στις επόμενες σελίδες φαίνονται διαδοχικά οι οθόνες που εμφανίζονται κατά τη διαδικασία απομάστευσης των στοιχείων του πελάτη.

## **ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ (ZFA)**

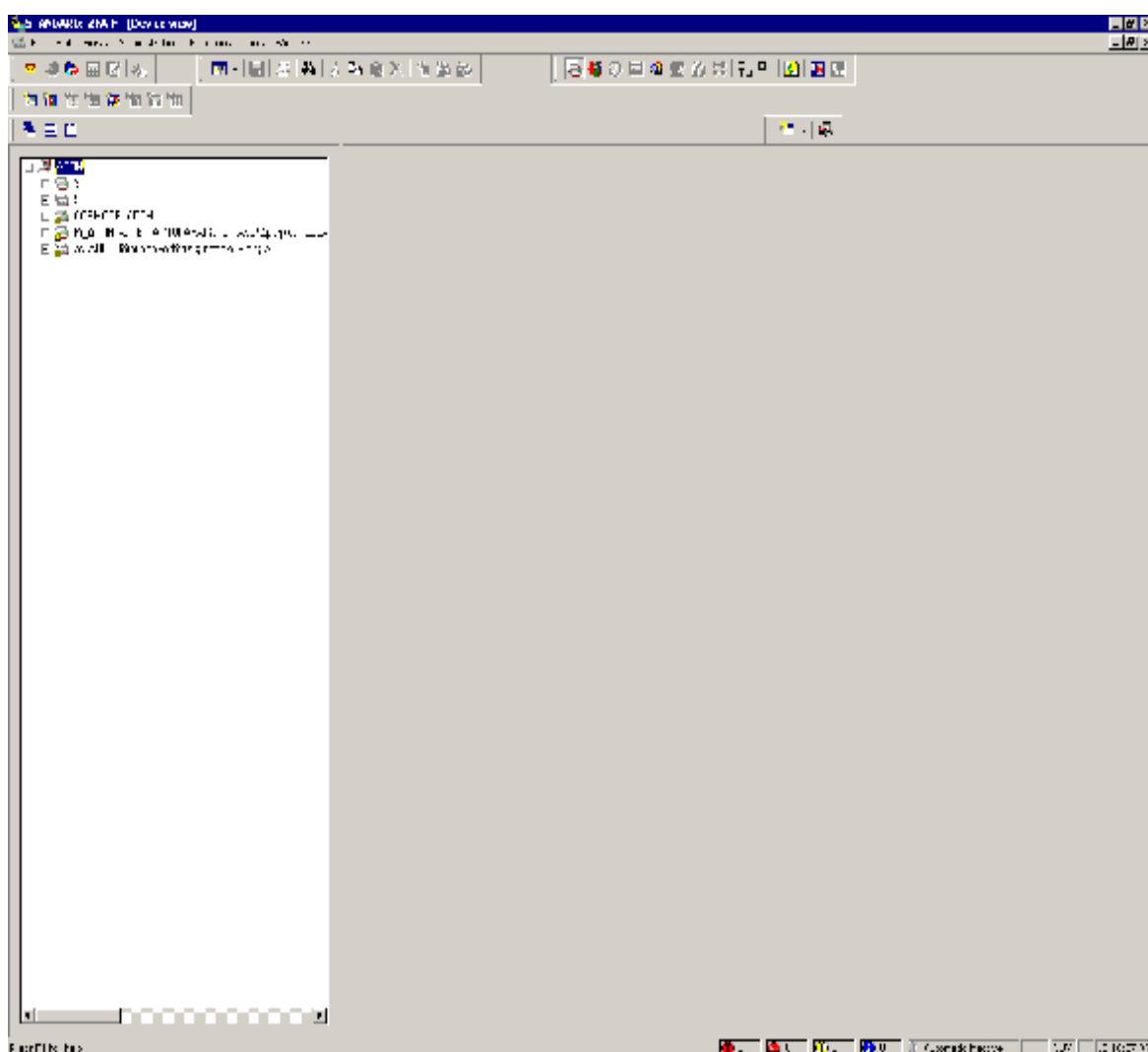
Απομάστευση Στοιχείων Πελατών και Τηλε ελέγχος από Κέντρο Τηλεμέτρησης

Το πρόγραμμα ZFA του Κέντρου Τηλεμέτρησης είναι το βασικό πρόγραμμα μέσω του οποίου ελέγχονται όλοι οι τηλεμετρούμενοι μετρητές ανεξαρτήτως τύπου επίσης παρέχει και τη δυνατότητα για παρεμβάσεις (αλλαγή στην παραμετροποίησης του μετρητή), όπως αλλαγή ώρας, αλλαγή ημερομηνίας, αλλαγή ημερομηνίας μηδενισμού κ.λ.π.

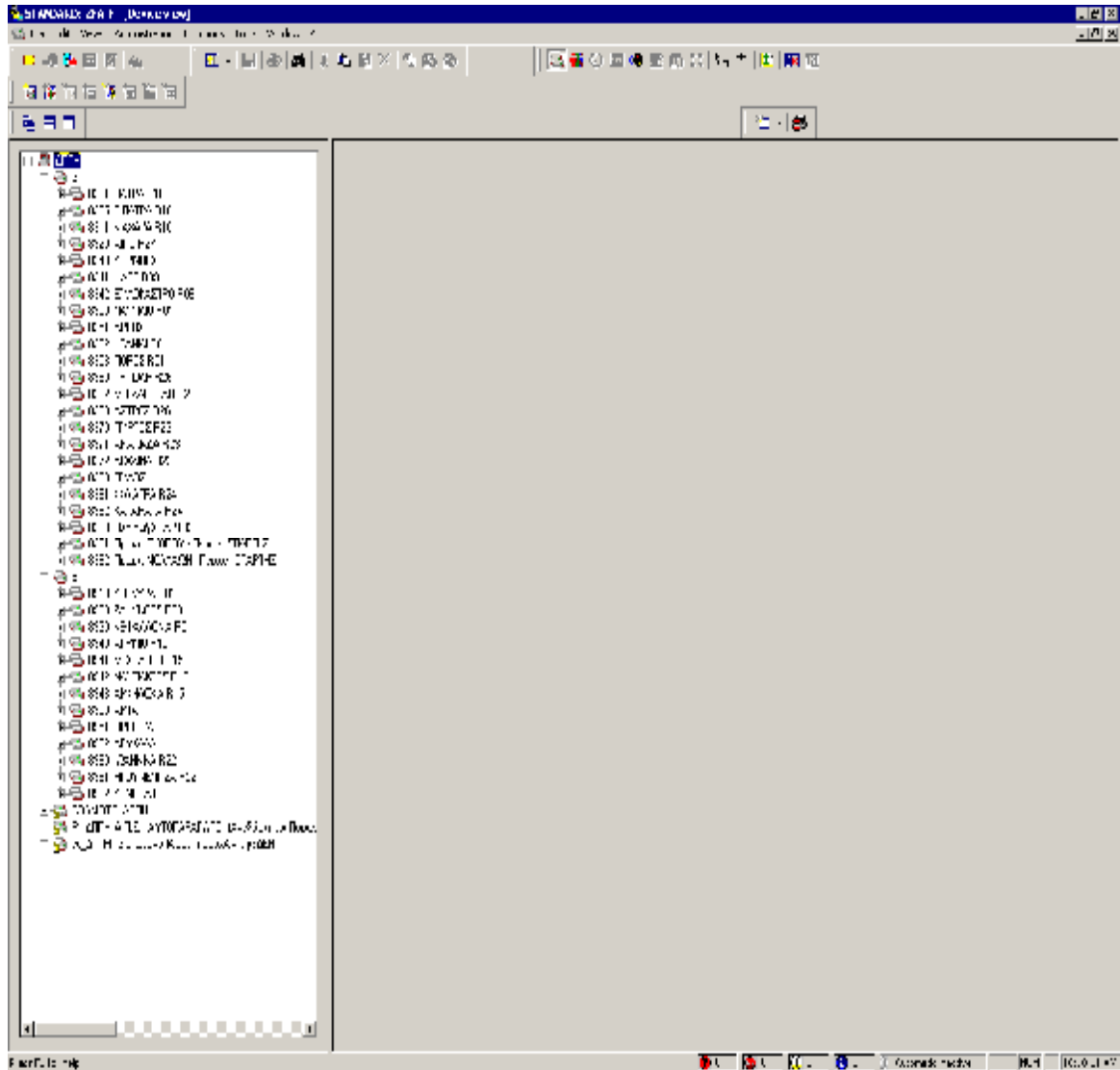
ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΖΦΑ (εισαγωγή password)  
ΑΠΟ ΕΞΟΥΣΙΟΔΟΤΗΜΕΝΟ ΧΡΗΣΤΗ



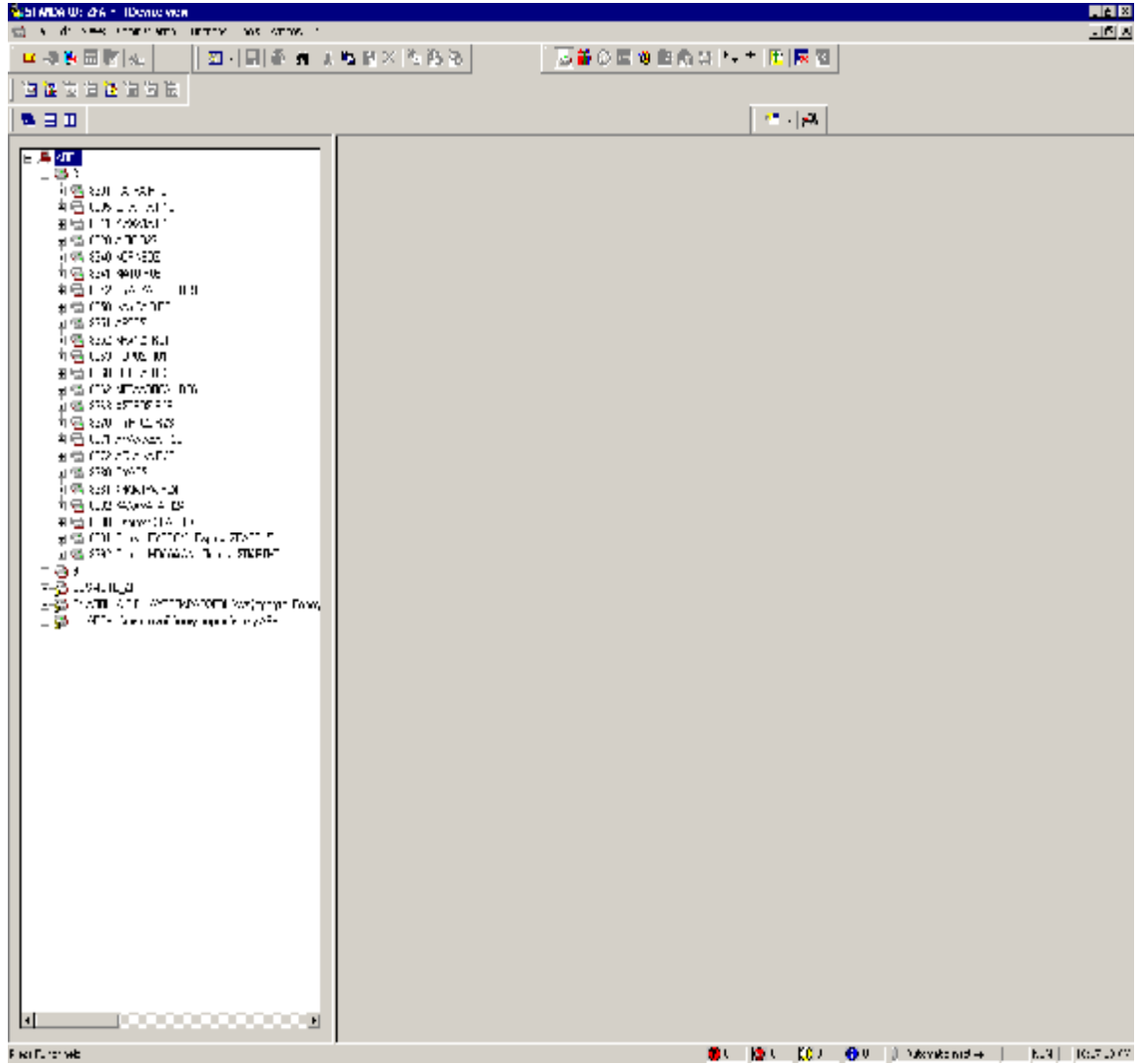
ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΟΥ ΣΥΝΟΛΟΥ ΤΩΝ ΠΑΡΟΧΩΝ  
ΠΕΛΑΤΩΝ – ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ – ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ  
(ΣΥΝΟΠΤΙΚΑ)



ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΟΥ ΣΥΝΟΛΟΥ ΤΩΝ ΠΑΡΟΧΩΝ – ΠΕΛΑΤΩΝ  
ΑΝΑ ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ (Πελοπόννησος, Δυτική Ελλάδα & Ιόνια νησιά)



ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΟΥ ΔΕΝΤΡΟΥ ΤΩΝ ΠΑΡΟΧΩΝ  
ΠΕΛΑΤΩΝ – ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ – ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΣ  
ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ (Πελοπόννησος)



# ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΟΥ ΔΕΝΤΡΟΥ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΩΝ ΜΙΑΣ ΠΕΡΙΟΧΗΣ

(Περ. Κεφαλονιάς)

The screenshot displays a software application window titled 'ΣΥΣΤΗΜΑ ΔΑΡ (Κεφαλονιά)'. The interface is divided into two main sections:

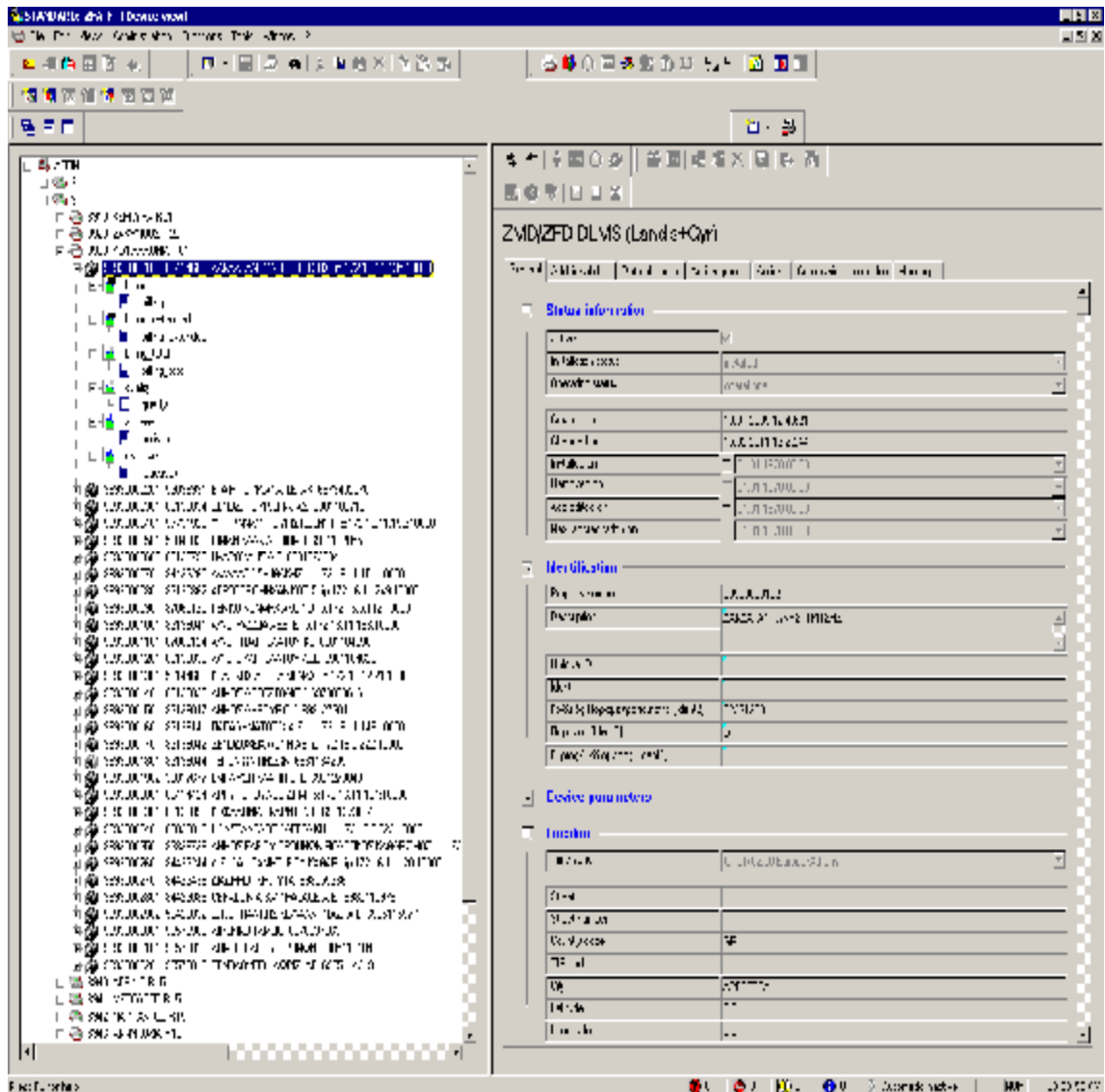
- Left Panel (Tree View):** A hierarchical tree structure showing various data points and categories. The text is in Greek, including terms like 'ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑ', 'ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ', and 'ΕΡΓΑΣΙΑ'. The tree is expanded to show a detailed list of items.
- Right Panel (Detailed View):** A window titled 'ΖΩΝΗ ΖΕΦΟΥ ΜΣ (I andis+Gyr)'. It contains a table with the following columns: 'Παράμετρος', 'Μονάδα', 'Μέτρο', and 'Επίπεδο'. The table lists various parameters and their corresponding values and units.

Παράμετρος	Μονάδα	Μέτρο	Επίπεδο
25.1.1.1.1.1.1.1	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.2	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.3	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.4	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.5	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.6	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.7	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.8	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.9	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.10	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.11	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.12	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.13	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.14	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.15	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.16	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.17	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.18	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.19	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.20	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.21	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.22	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.23	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.24	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.25	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.26	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.27	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.28	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.29	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.30	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.31	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.32	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.33	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.34	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.35	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.36	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.37	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.38	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.39	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.40	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.41	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.42	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.43	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.44	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.45	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.46	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.47	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.48	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.49	...	...	...
25.1.1.1.1.1.1.50	...	...	...

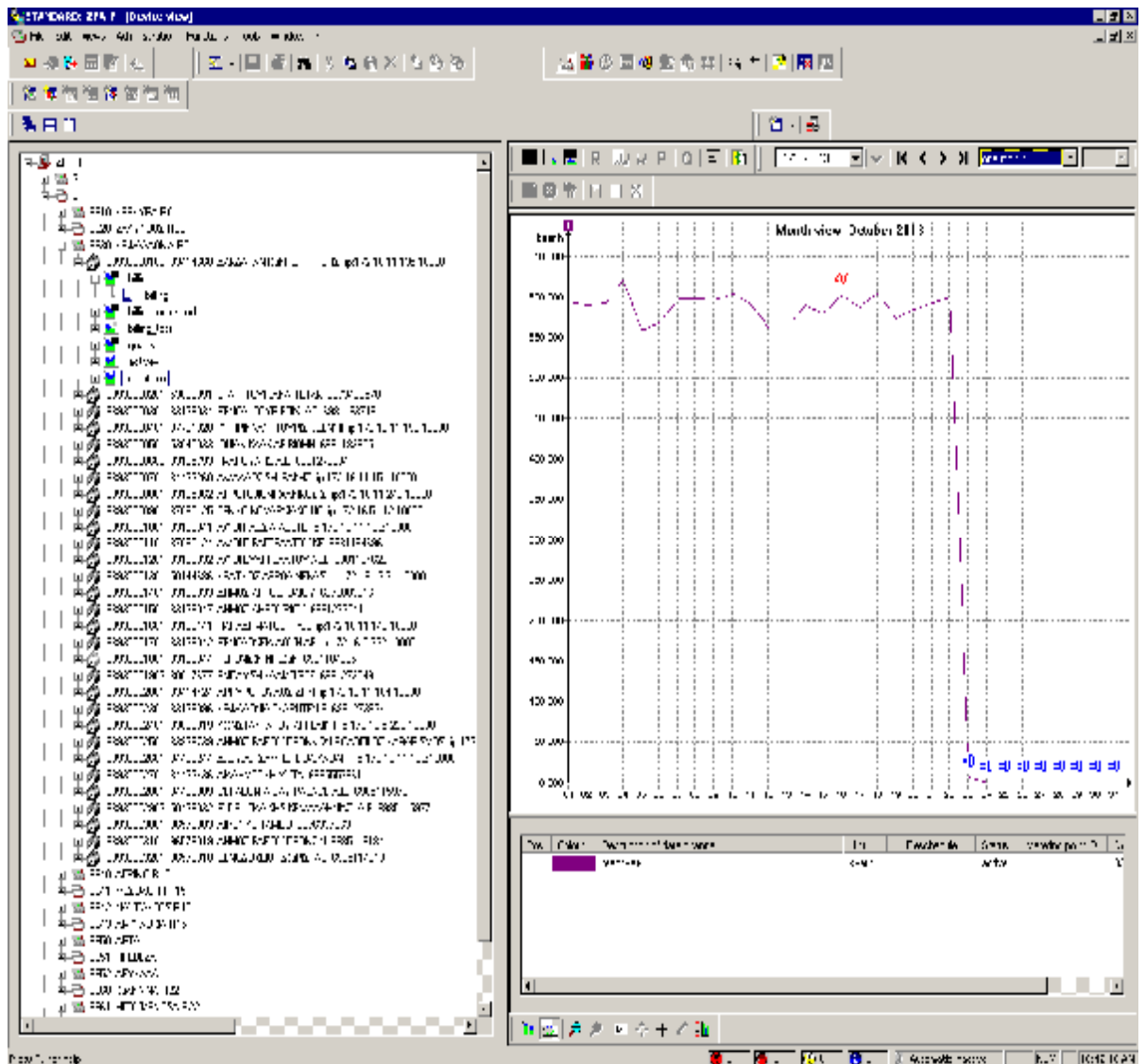


# ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΟΥ ΔΕΝΤΡΟΥ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΩΝ ΕΝΟΣ ΠΕΛΑΤΗ

(Περ. Κεφαλονιάς Πελάτης: ΙΔΡΥΜΑ ΑΝΤΩΝΗΣ ΤΡΙΤΣΗΣ)

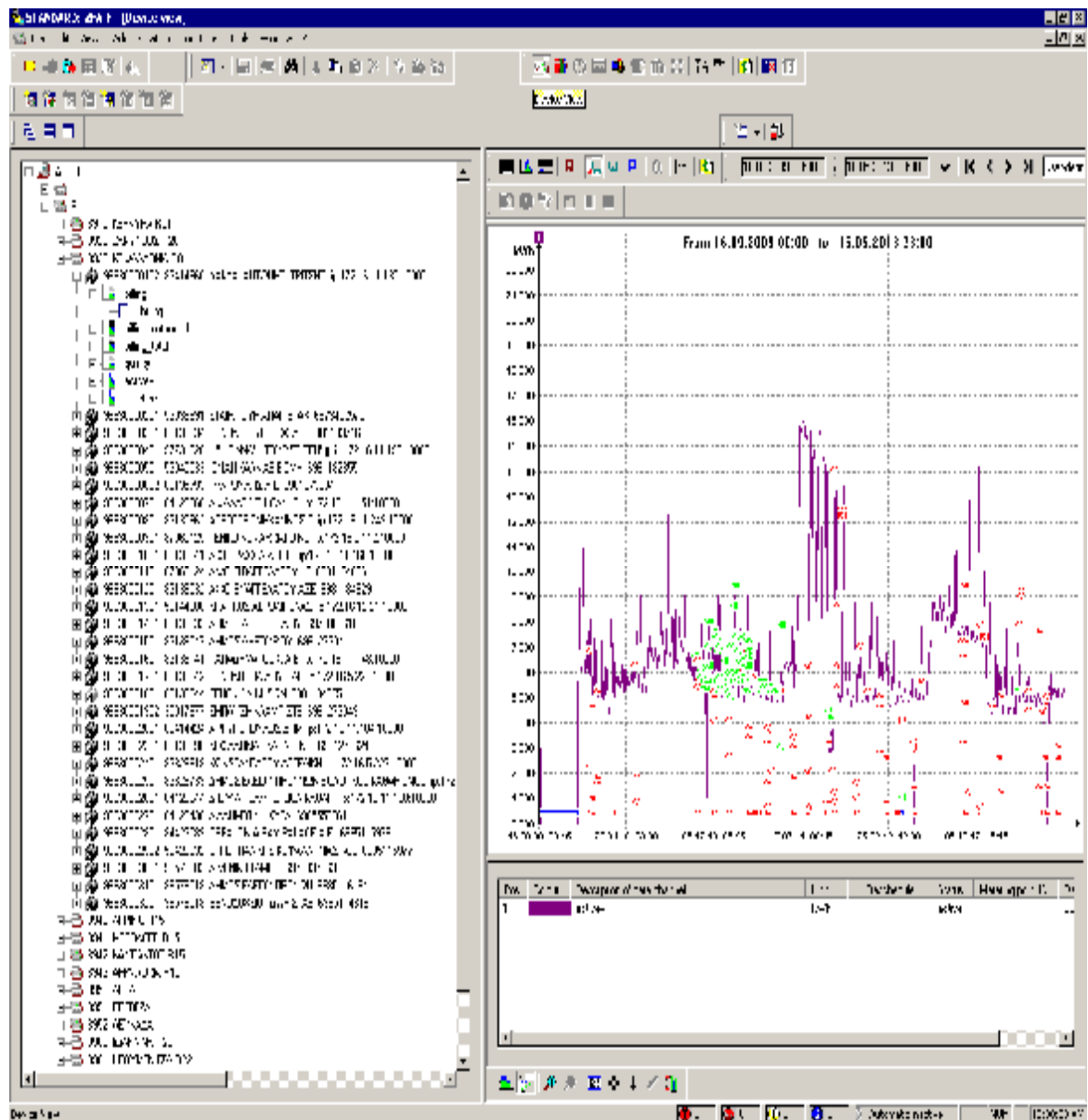


## ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ ΤΥΧΑΙΟΥ ΠΕΛΑΤΗ ΣΕ ΚΥΜΑΤΟΜΟΡΦΗ ΓΙΑ ΤΟ ΧΡΟΝΙΚΟ ΔΙΑΣΤΗΜΑ ΑΠΟ (1/10/2013-23/10/2013)



# ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ ΤΟΥ ΣΥΓΚΕΚΡΙΜΕΝΟΥ ΠΕΛΑΤΗ ΣΕ ΚΥΜΑΤΟΜΟΡΦΗ ΓΙΑ ΔΙΑΣΤΗΜΑ

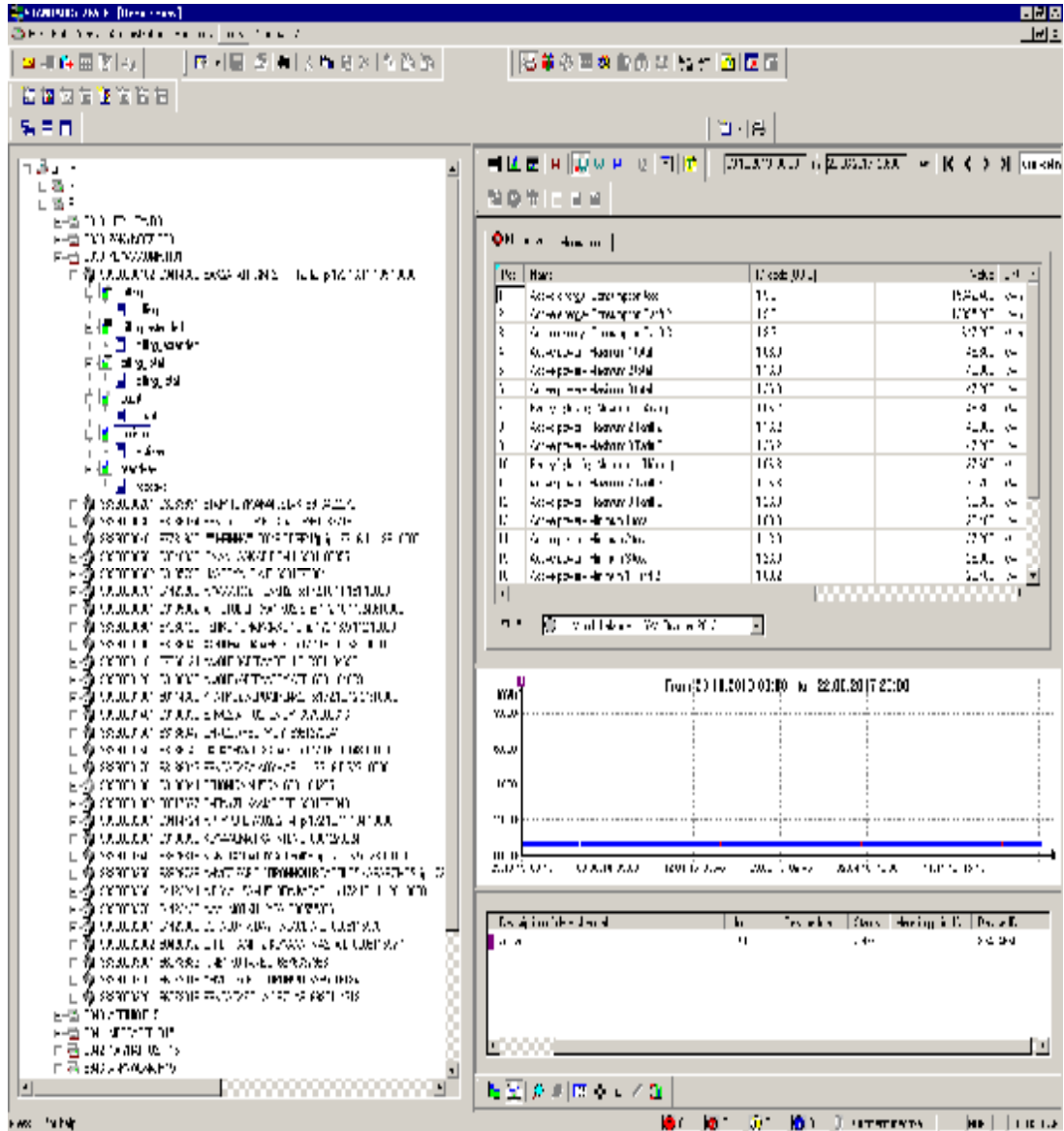
ΤΕΣΣΑΡΩΝ ΕΤΩΝ



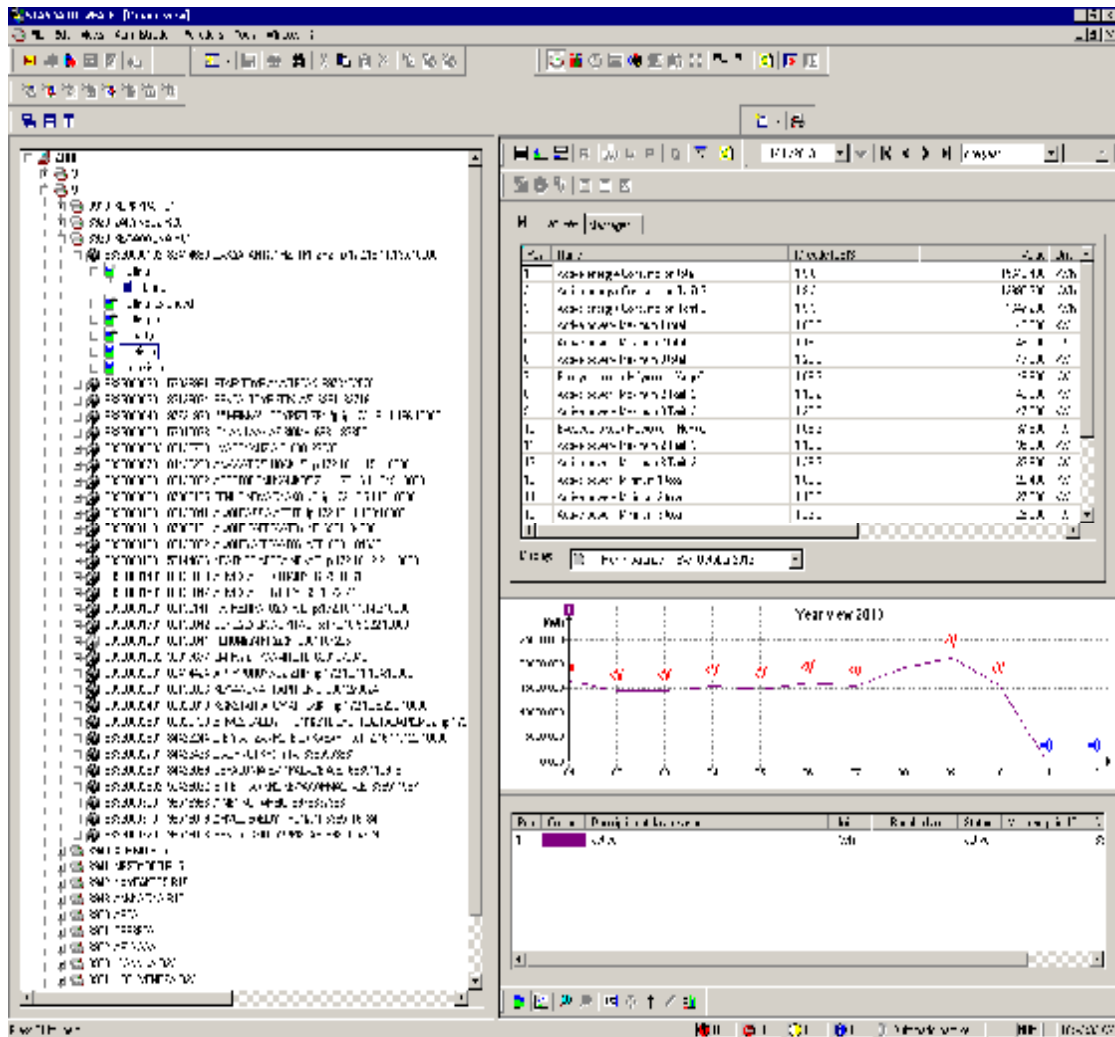
# ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ ΤΟΥ ΣΥΓΚΕΚΡΙΜΕΝΟΥ ΠΕΛΑΤΗ

(instant)

(ΠΙΝΑΚΑΣ ΤΙΜΩΝ)

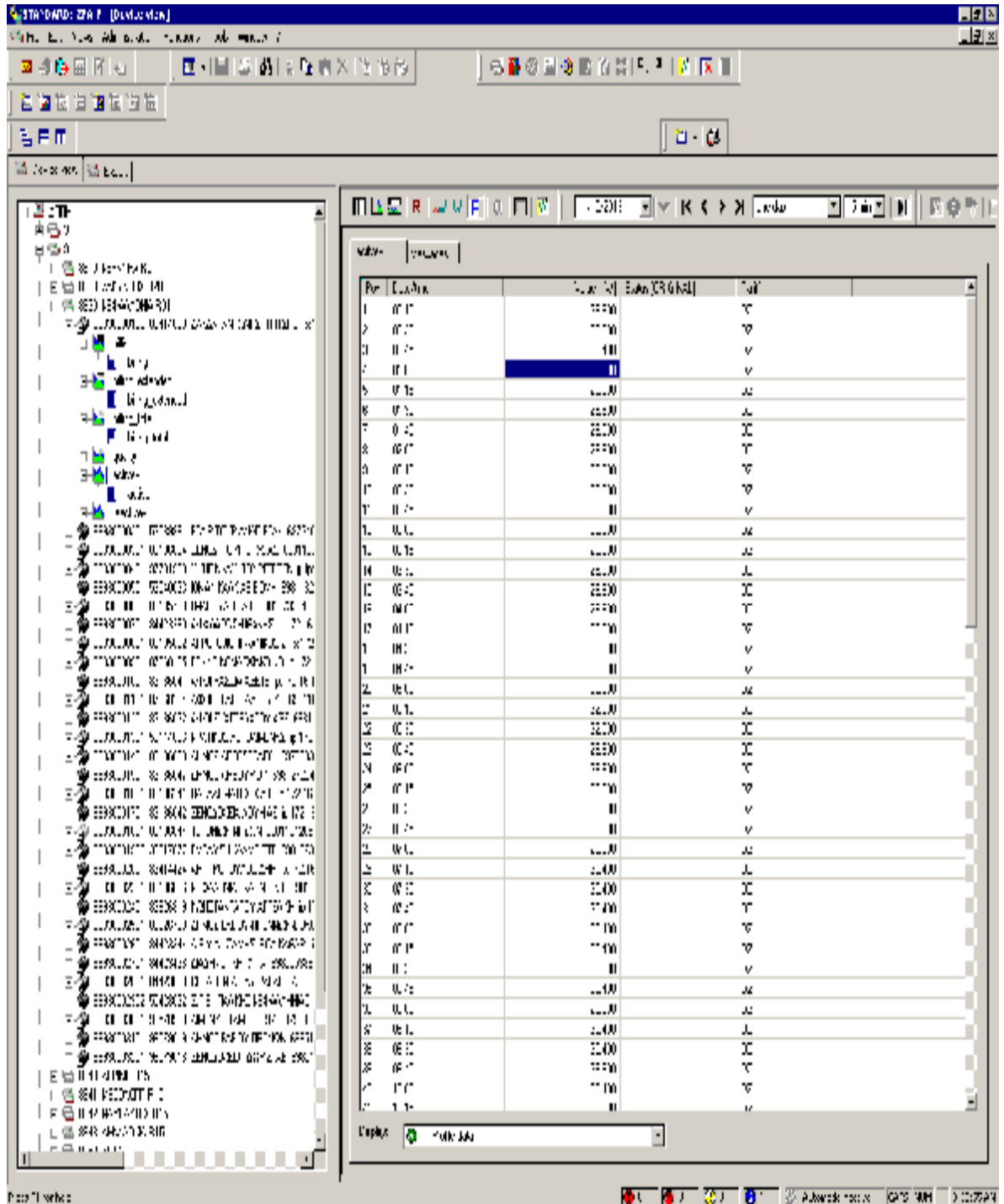


## ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΕΩΝ ΤΟΥ ΠΕΛΑΤΗ ΣΕ ΚΥΜΑΤΟΜΟΡΦΗ ΚΑΙ ΠΙΝΑΚΑΣ ΤΙΜΩΝ ΓΙΑ ΔΙΑΣΤΗΜΑ ΕΝΟΣ ΕΤΟΥΣ ΑΝΑ ΜΗΝΑ (1/1/2013 – 1/11/2013)

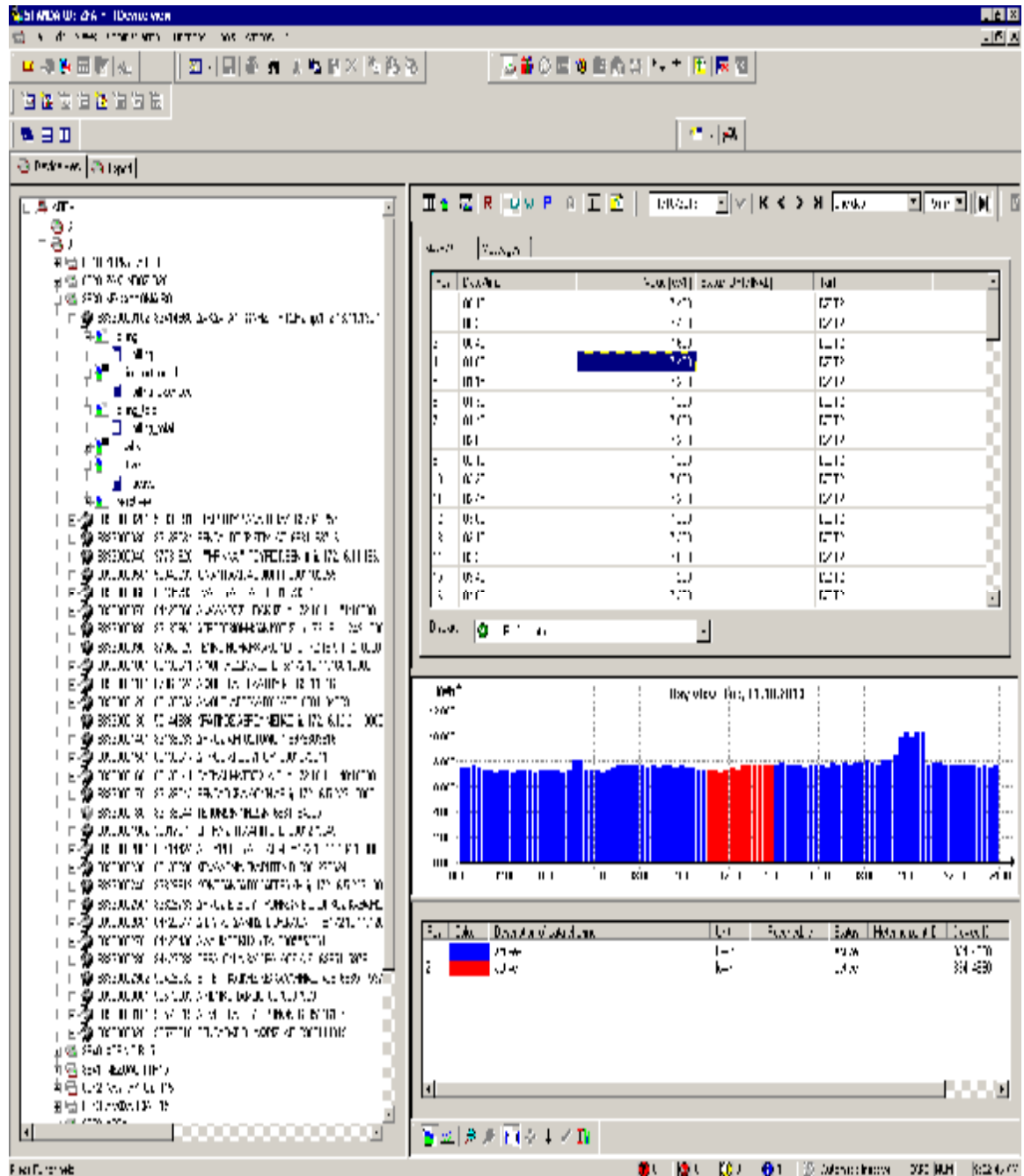




## ΚΑΜΠΥΛΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (Ολοκλήρωση 15')

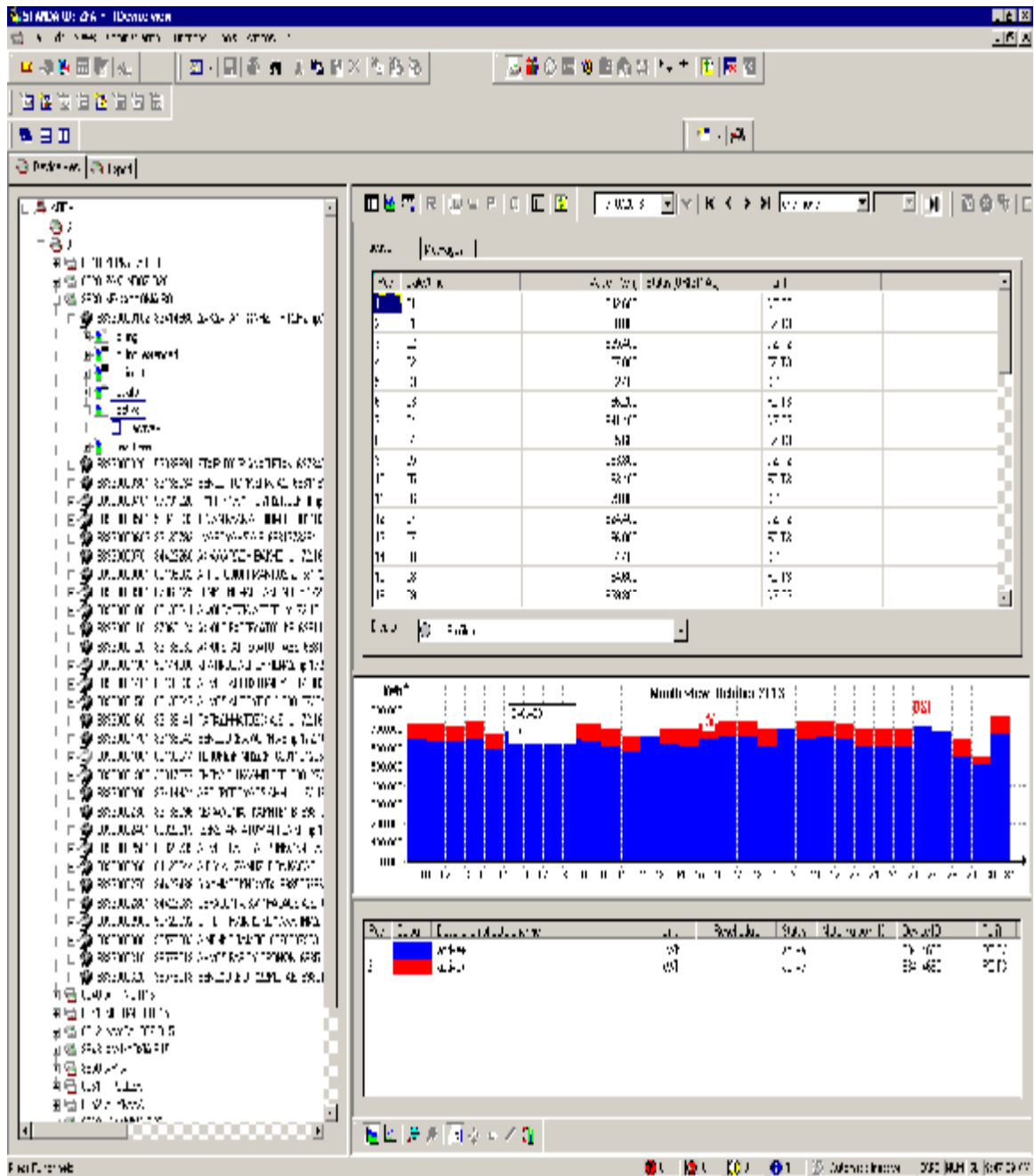


## ΚΑΤΑΓΡΑΦΗ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (Ολοκλήρωση 15')

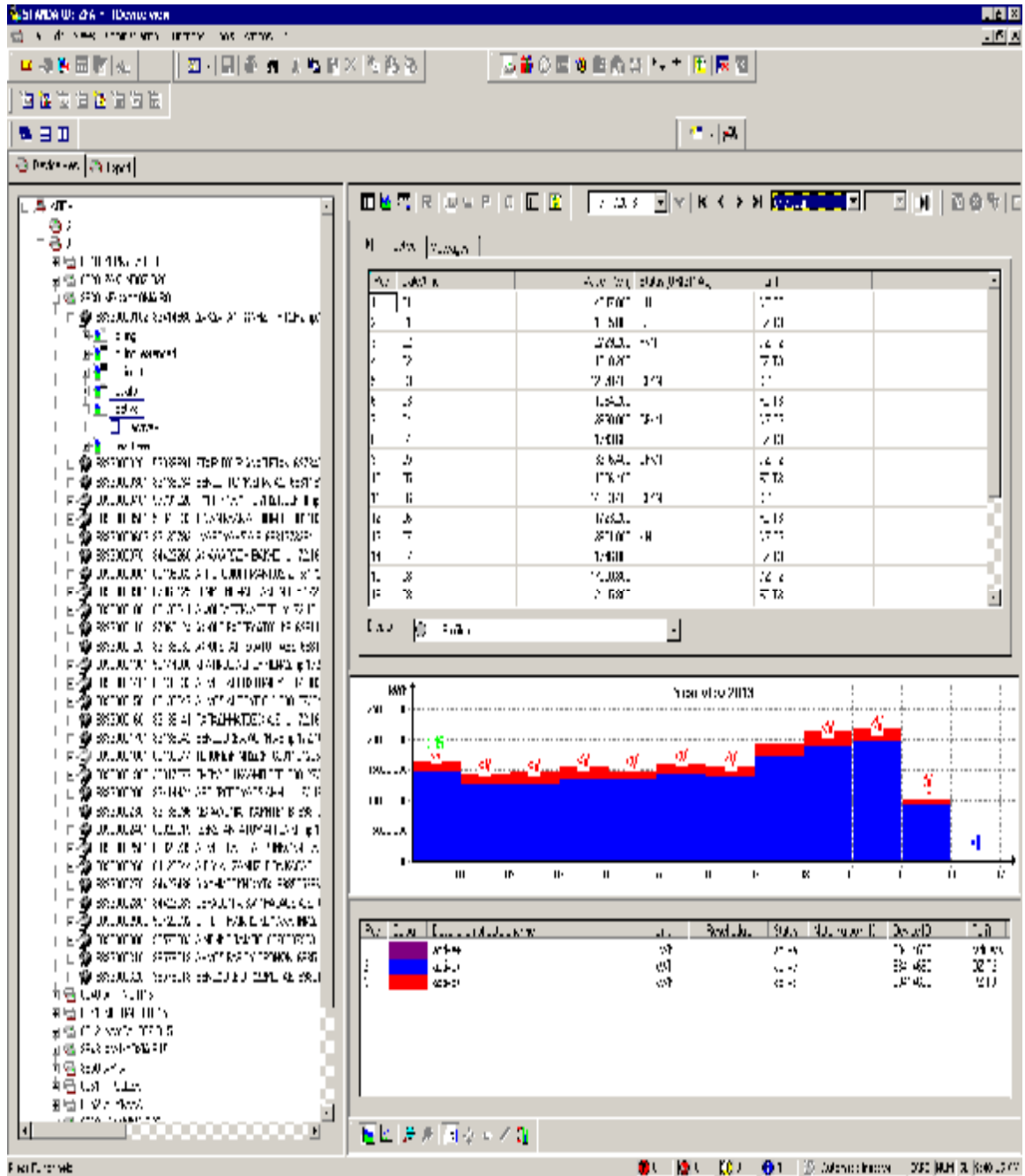




## ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

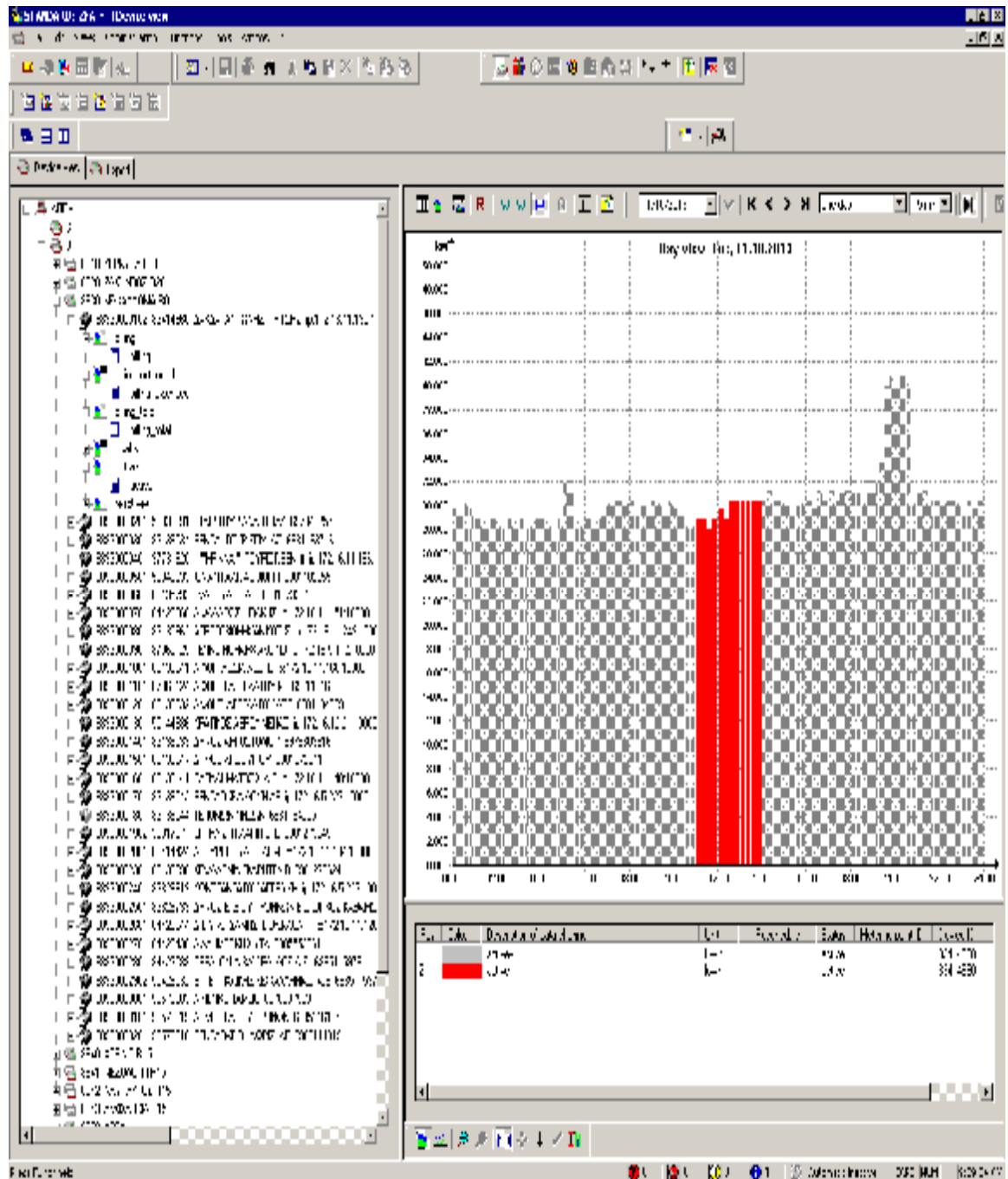


## ΜΗΝΙΑΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

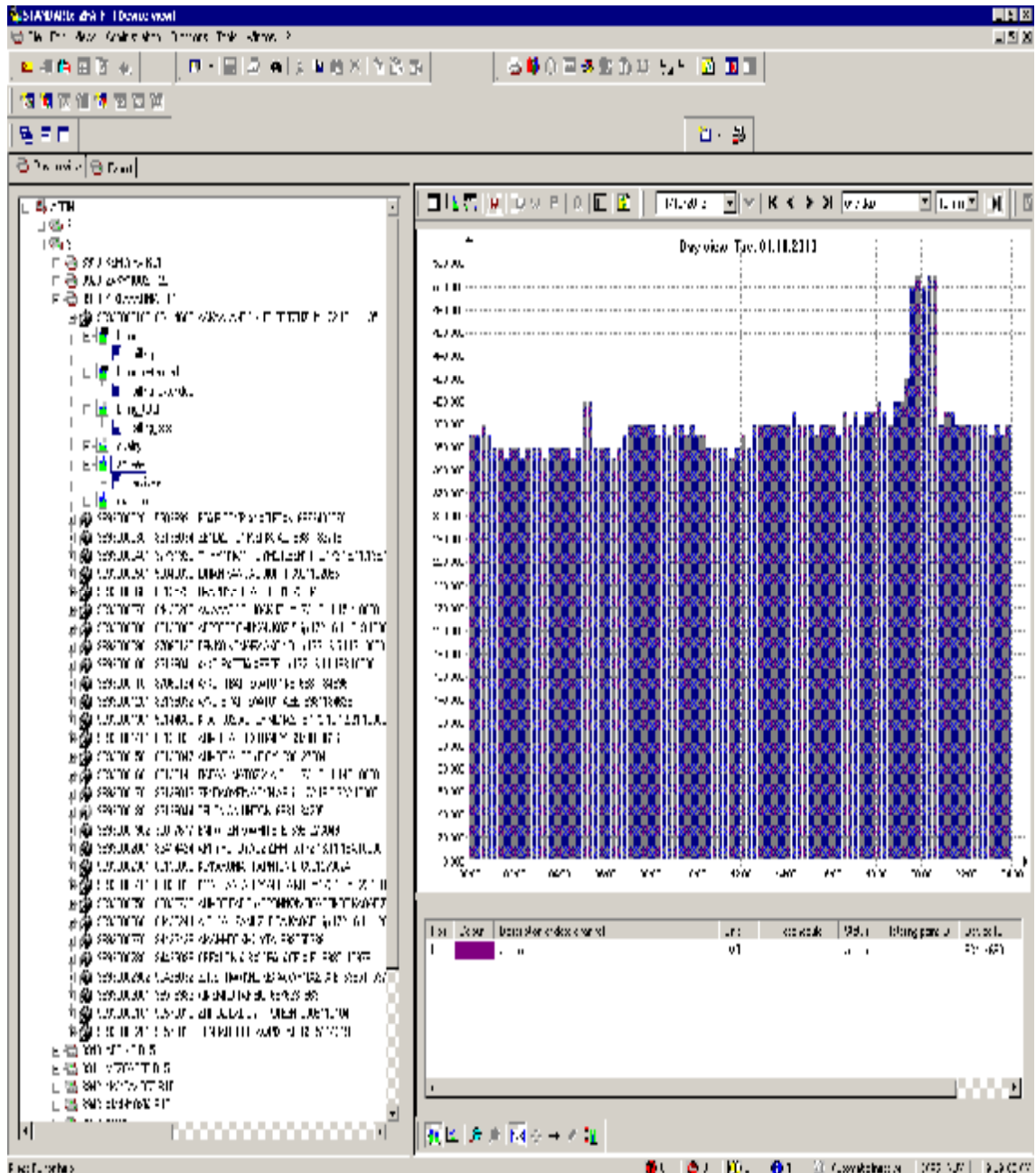


# ΚΑΤΑΓΡΑΦΗ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ (Ολοκλήρωσης 15')

## (ΚΑΤΑΓΡΑΦΗ ΜΕΓΙΣΤΟΥ)

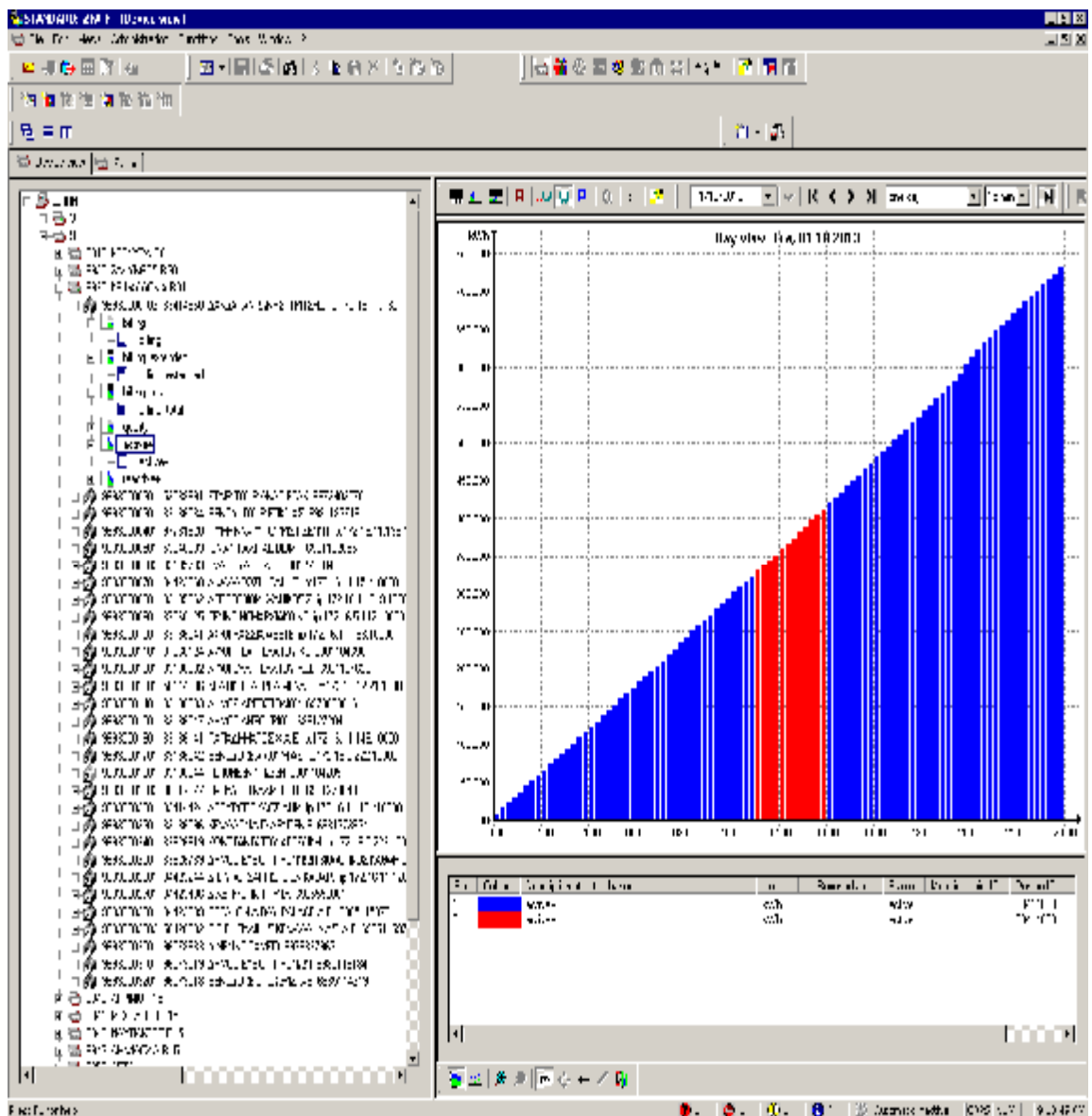


## ΚΑΤΑΓΡΑΦΗ ΑΕΡΓΟΥ ΙΣΧΥΟΣ (Ολοκλήρωση 15')



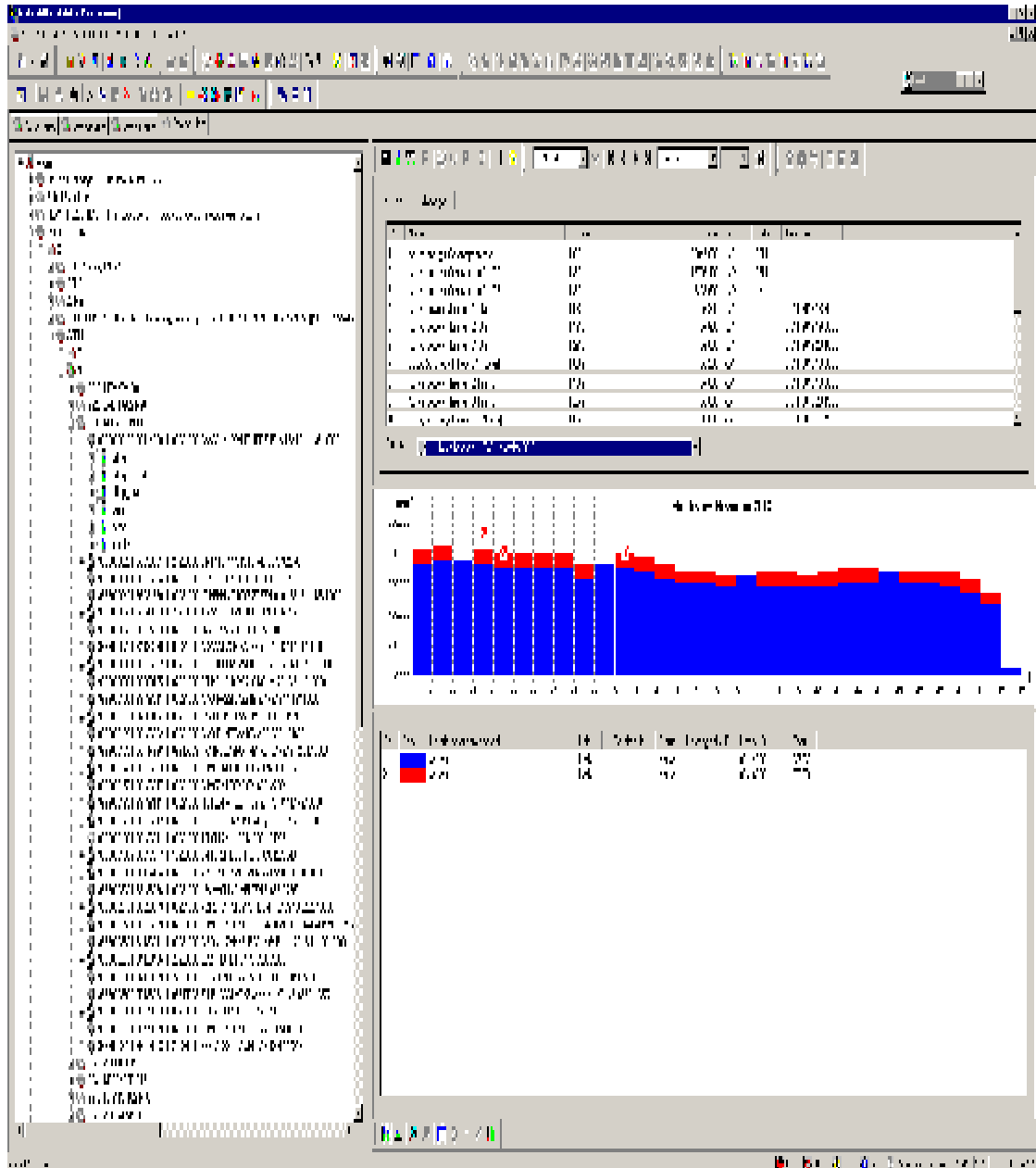
## ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΕ ΜΟΡΦΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗΣ

$$(y=\alpha\chi)$$

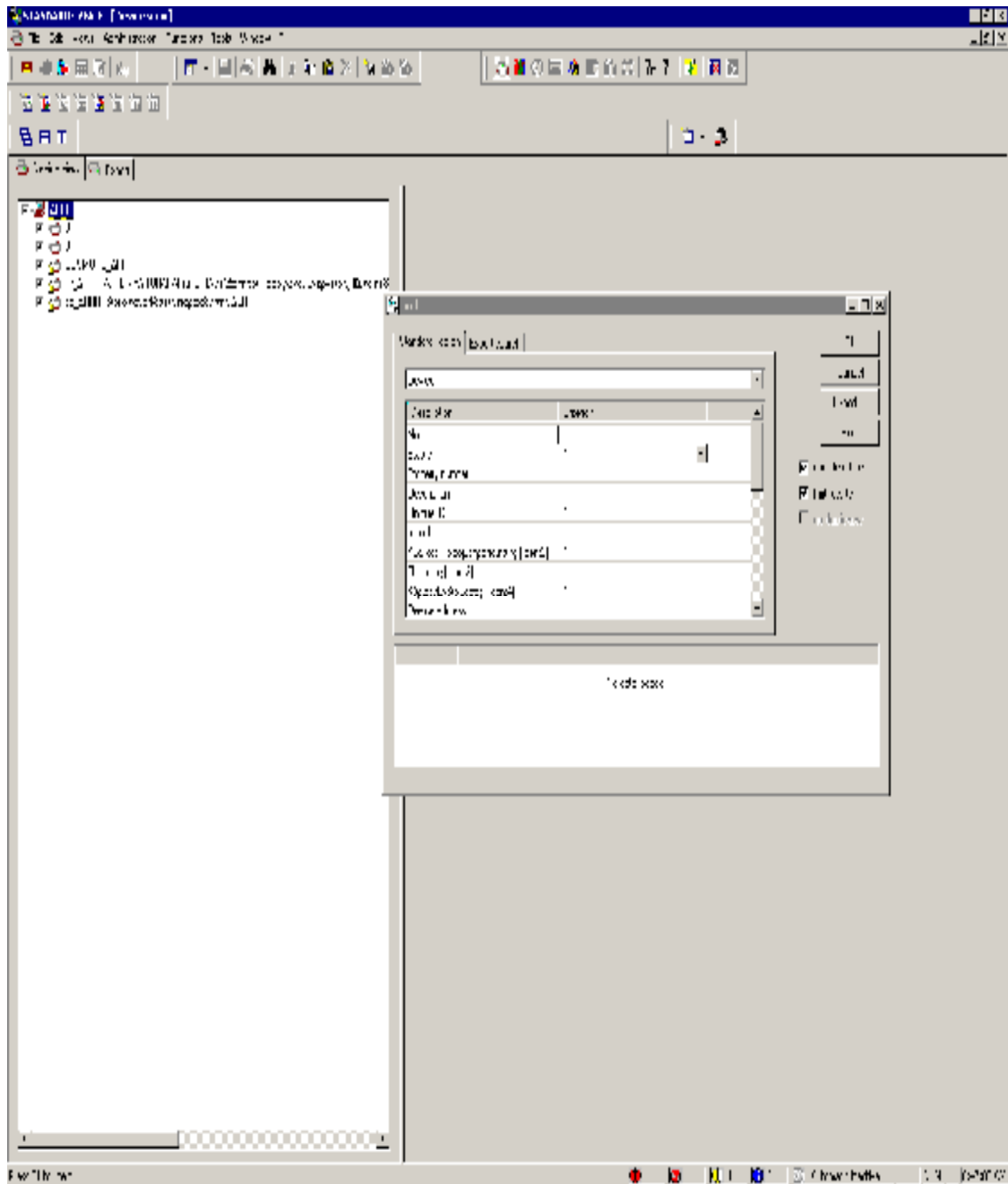


# ΠΕΡ. ΚΕΦΑΛΟΝΙΑΣ ΤΥΧΑΙΟΥ ΠΕΛΑΤΗ

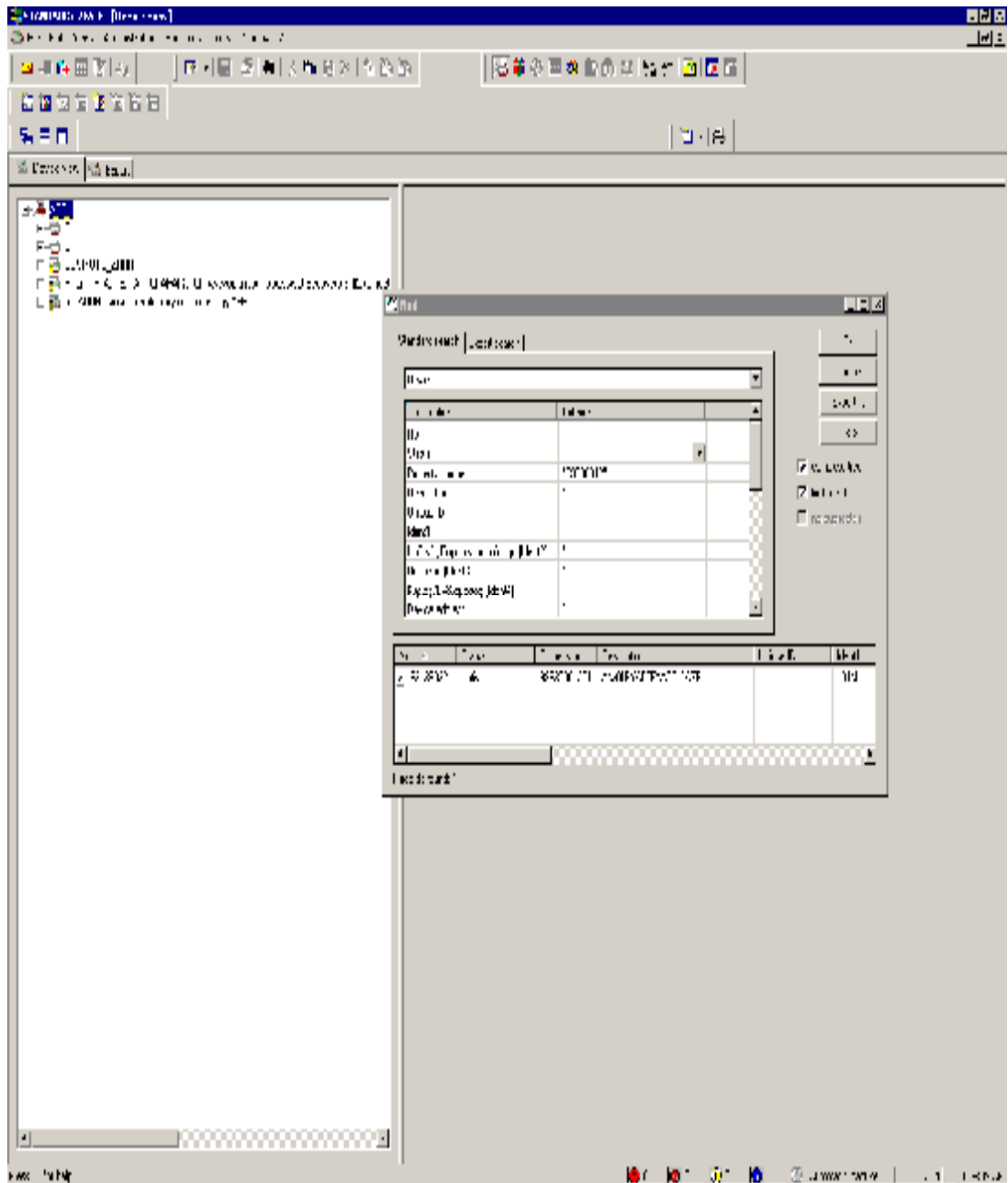
(Στοιχεία μήνα για έκδοση λογαρισμού)



## ΕΥΡΕΣΗ ΠΕΛΑΤΗ ΜΕ ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ

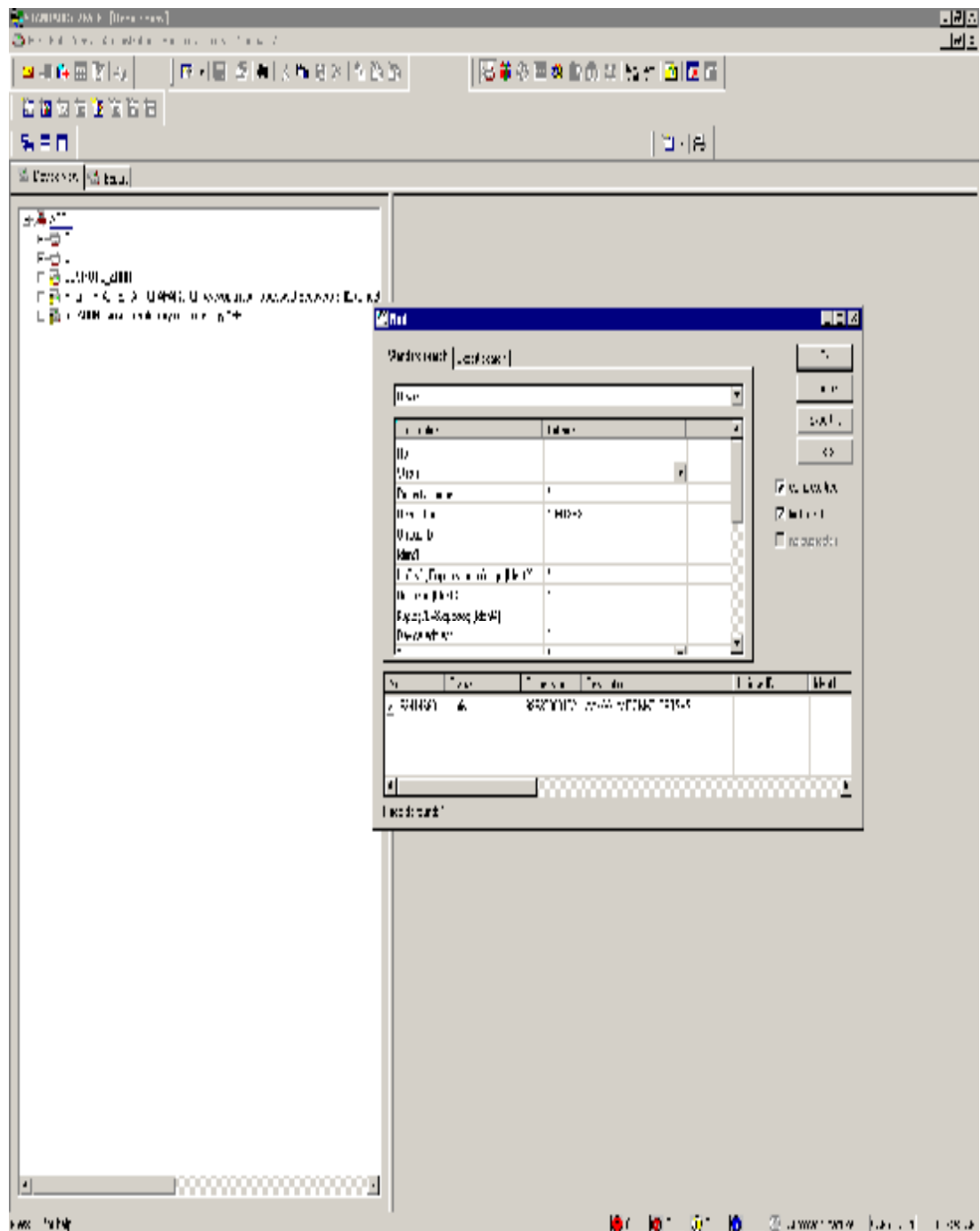


## ΕΥΡΕΣΗ ΠΕΛΑΤΗ ΜΕ ΑΡΙΘΜΟ ΠΑΡΟΧΗΣ

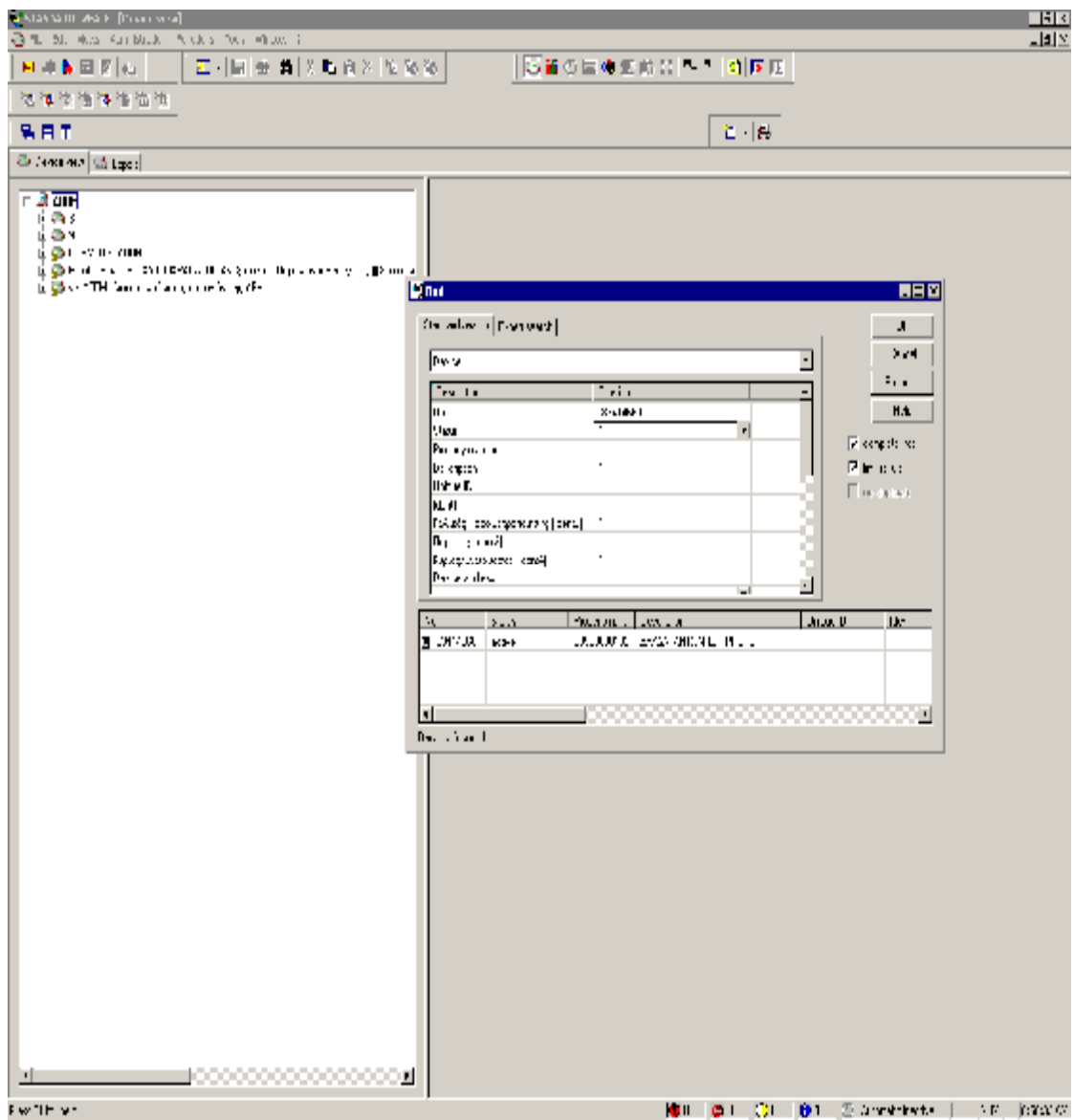




## ΕΥΡΕΣΗ ΠΕΛΑΤΗ ΜΕ ΤΗΝ ΕΠΩΝΥΜΙΑ Ή ΜΕΡΟΣ ΤΗΣ ΕΠΩΝΥΜΙΑΣ



## ΕΥΡΕΣΗ ΠΕΛΑΤΩΝ ΜΕ ΑΡΙΘΜΟ ΜΕΤΡΗΤΗ

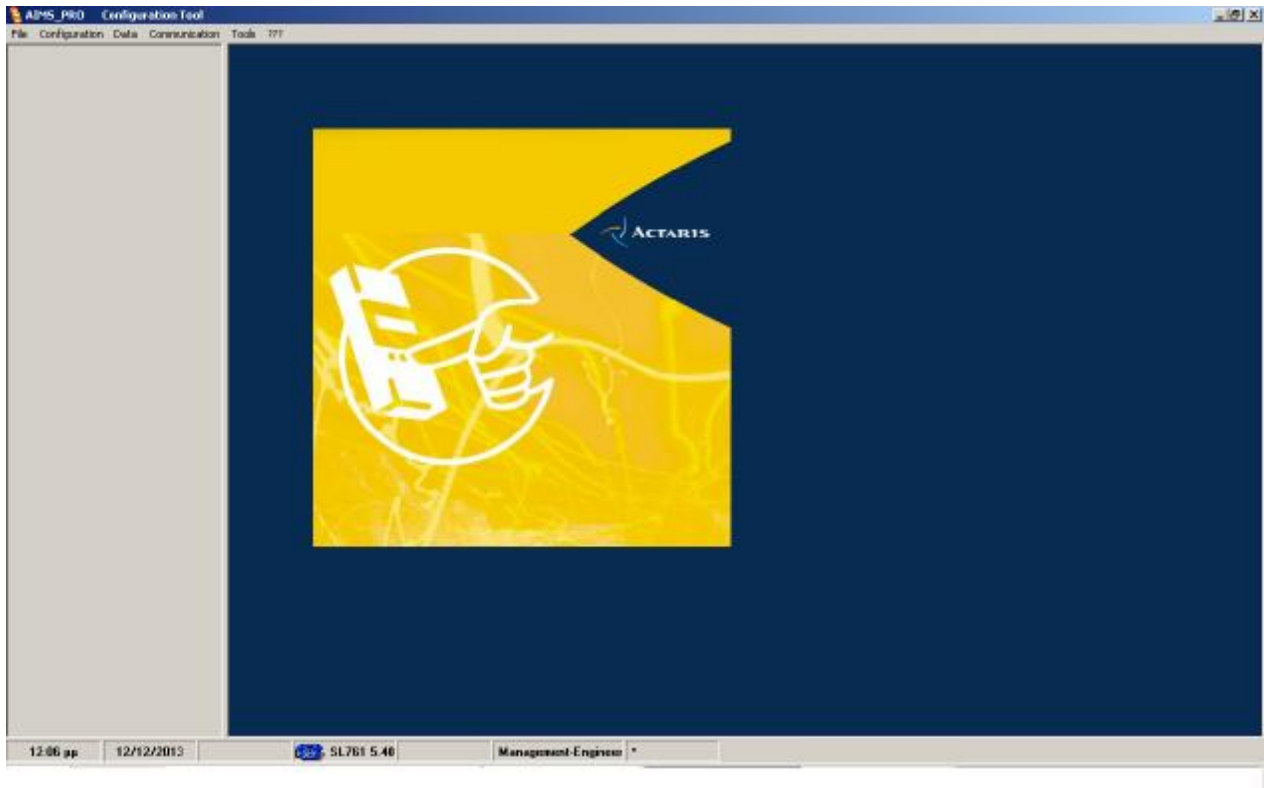


## **ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΑΙΜΣ**

(Ανάγνωση στοιχείων μετρητών Actaris)

Το πρόγραμμα AIMS έχει ίδια χρήση και δυνατότητες με το προαναφερόμενο MAP 110+120 με τη διαφορά ότι αφορά μετρητές ACTARIS

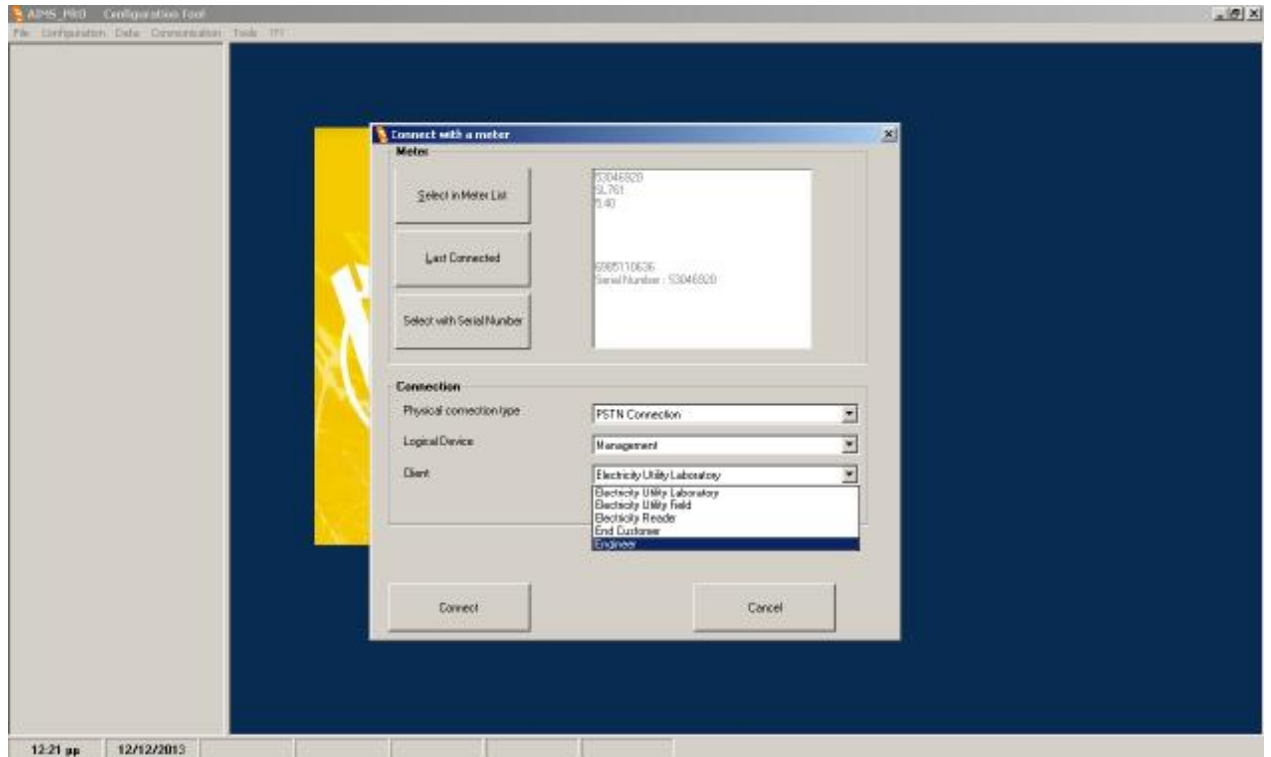
## ΕΚΚΙΝΗΣΗ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ



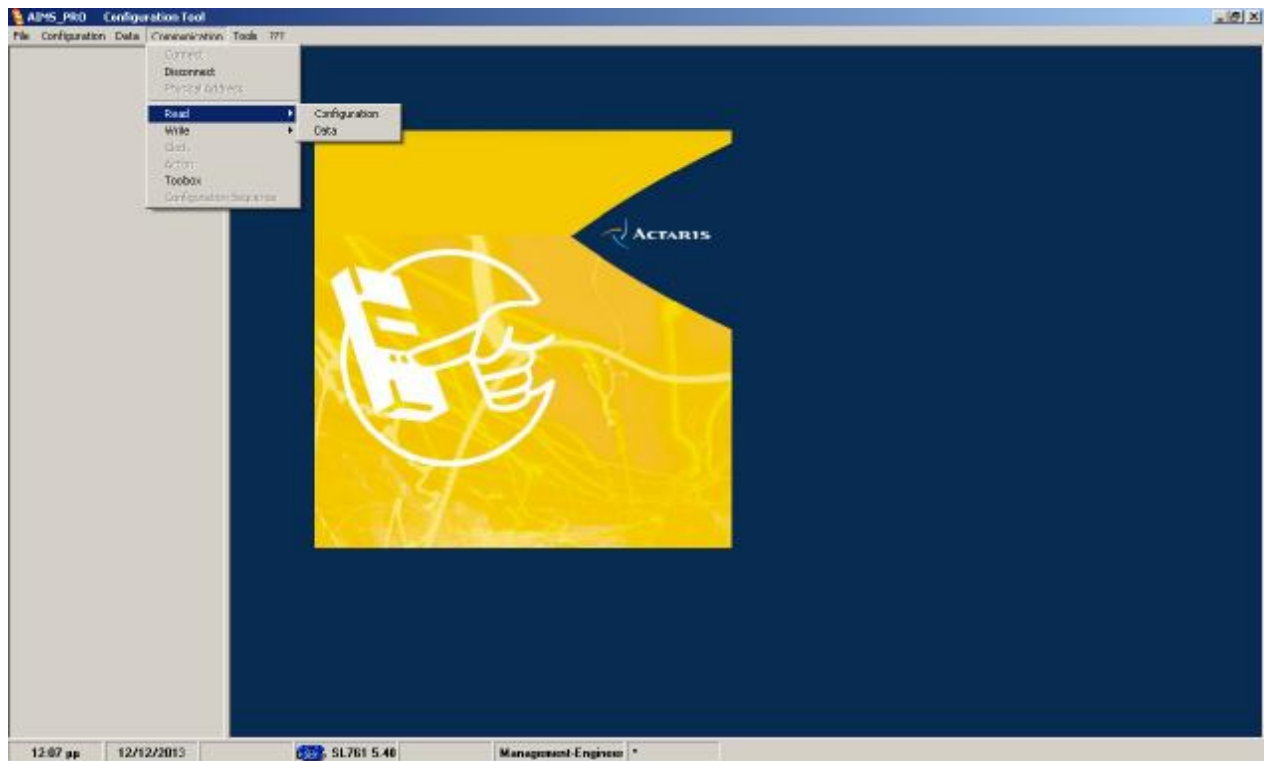
## ΕΠΙΛΟΓΗ ΣΥΝΔΕΣΗ (Connect)

(Εισαγωγή τηλεμετρικών στοιχείων πελάτη

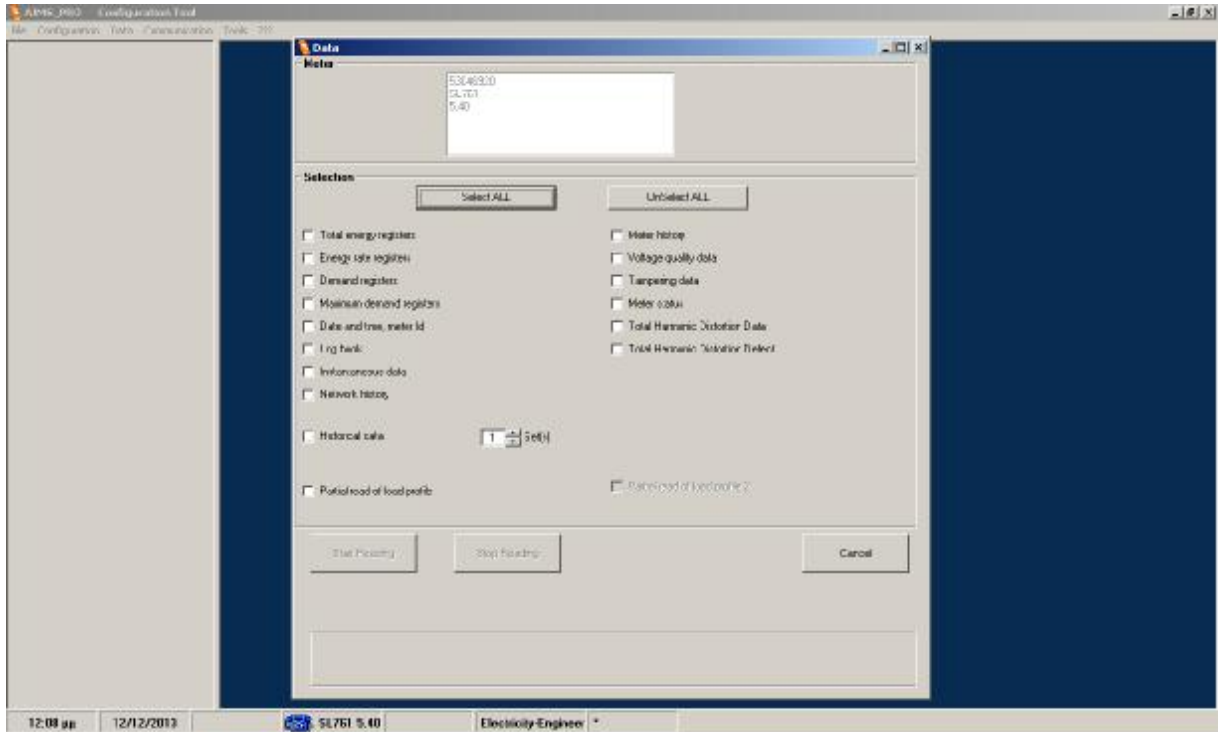
Κινητό – Αρ. Μετρητή ή Πελάτη)



## ΕΠΙΛΟΓΗ ΑΝΑΓΝΩΣΗΣ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ (Read)

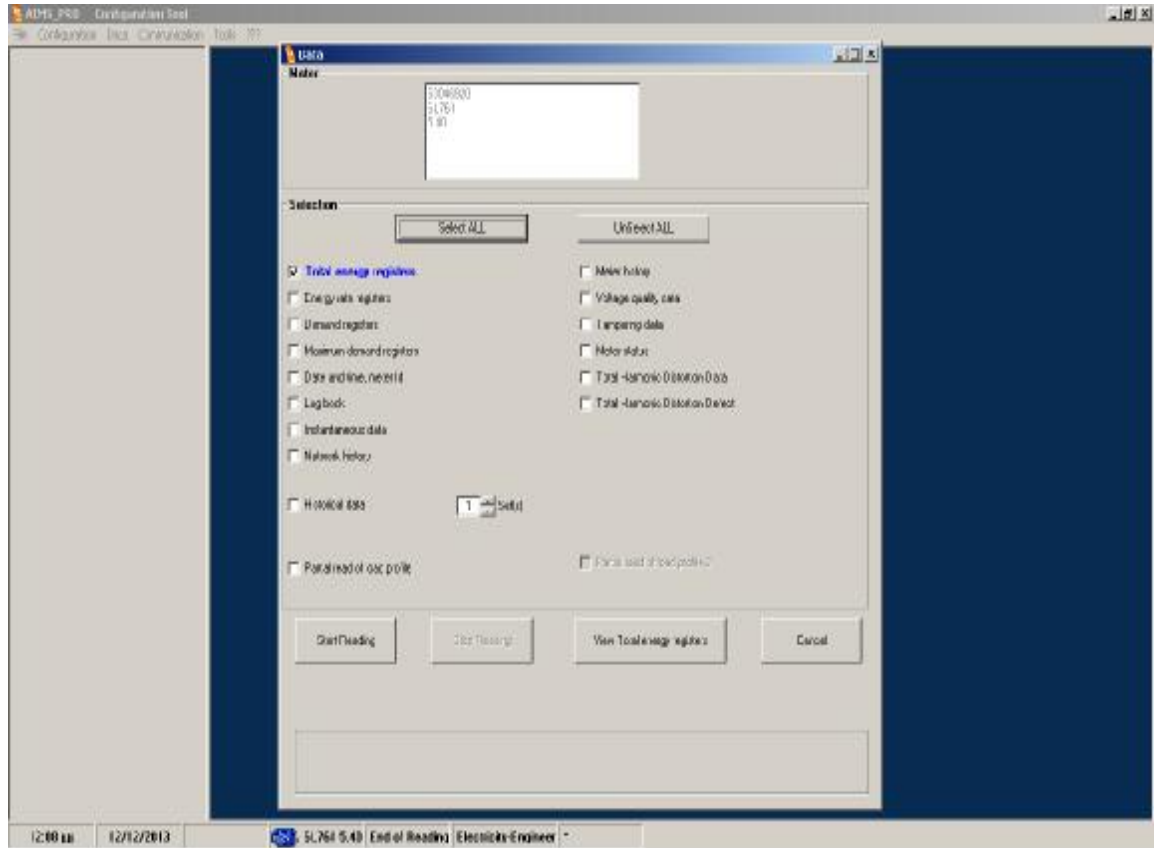


## ΠΙΝΑΚΑΣ ΕΠΙΛΟΓΗΣ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΓΙΑ ΑΝΑΓΝΩΣΗ



## ΟΡΙΣΤΙΚΟΠΟΙΗΣΗ ΕΠΙΛΟΓΗΣ

(π.χ Total energy registers)





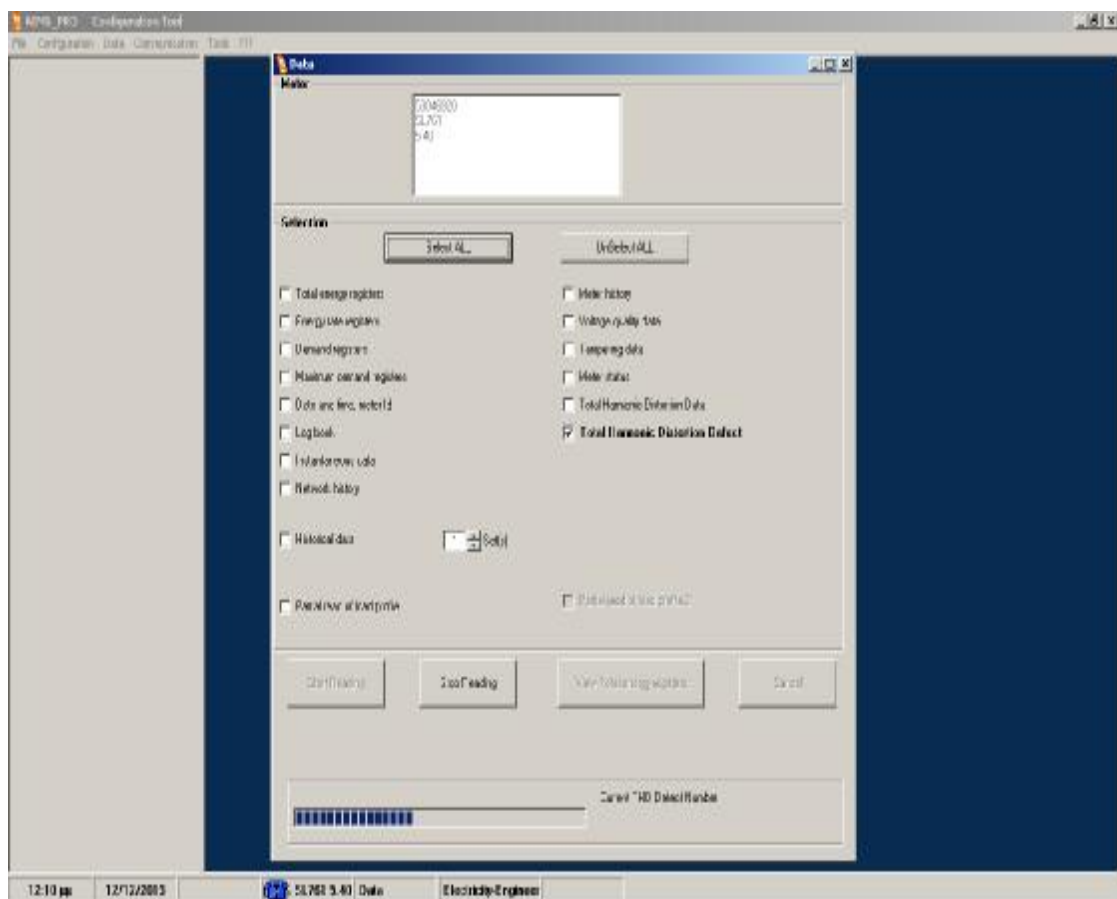
## ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΤΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΠΡΟΗΓΟΥΜΕΝΗΣ ΕΠΙΛΟΓΗΣ

The screenshot shows the 'Total Energy Register' window in the 'AI-PSI Configuration Tool'. The window title is 'Total Energy Register'. It contains a table with the following data:

Description	Value	Units
1 Electricity Internal L1 Active Energy	1.1.21.80.255	27795 kWh
2 Electricity Internal L2 Active Energy	1.1.41.80.255	28292 kWh
3 Electricity Internal L3 Active Energy	1.1.61.80.255	22917 kWh
4 Electricity Internal Active Energy	1.1.1.80.255	82905 kWh
5 Electricity Internal L1 Active Energy	1.1.22.0.255	0 kWh
6 Electricity Internal L2 Active Energy	1.1.42.0.255	0 kWh
7 Electricity Internal L3 Active Energy	1.1.62.0.255	0 kWh
8 Electricity Internal Auxil Energy	1.1.2.80.255	0 kWh
9 Electricity Internal L1 Positive Energy	1.1.23.80.255	10632 kWh
10 Electricity Internal L2 Positive Energy	1.1.43.80.255	10842 kWh
11 Electricity Internal L3 Positive Energy	1.1.63.80.255	1443 kWh
12 Electricity Internal Reactive Energy	1.1.3.0.255	32952 kWh
13 Electricity Internal L1 Reactive Energy	1.1.24.0.255	62404 kWh
14 Electricity Internal L2 Reactive Energy	1.1.44.0.255	70932 kWh
15 Electricity Internal L3 Reactive Energy	1.1.64.0.255	69117 kWh
16 Electricity Internal Reactive Energy	1.1.4.0.255	209120 kWh
17 Electricity Internal L1 Positive Q Energy	1.1.25.80.255	10632 kWh
18 Electricity Internal L2 Positive Q Energy	1.1.45.80.255	10842 kWh
19 Electricity Internal L3 Positive Q Energy	1.1.65.80.255	12432 kWh
20 Electricity Internal Reactive Q Energy	1.1.5.0.255	32952 kWh

The window also shows a 'Make Name' field with the value 'AI-PSI', a 'Date of Posting' field with the value '16/07/12 20:56:00 2013 12:09:04', and buttons for 'Close', 'Print', and 'Speedtest'. The taskbar at the bottom shows the time '12:09', the date '12/12/2013', the system tray icon 'SL761 5.40', and the user name 'Electricity-Engineer'.

# ΝΕΑ ΕΠΙΛΟΓΗ (Total Harmonic Distortion)

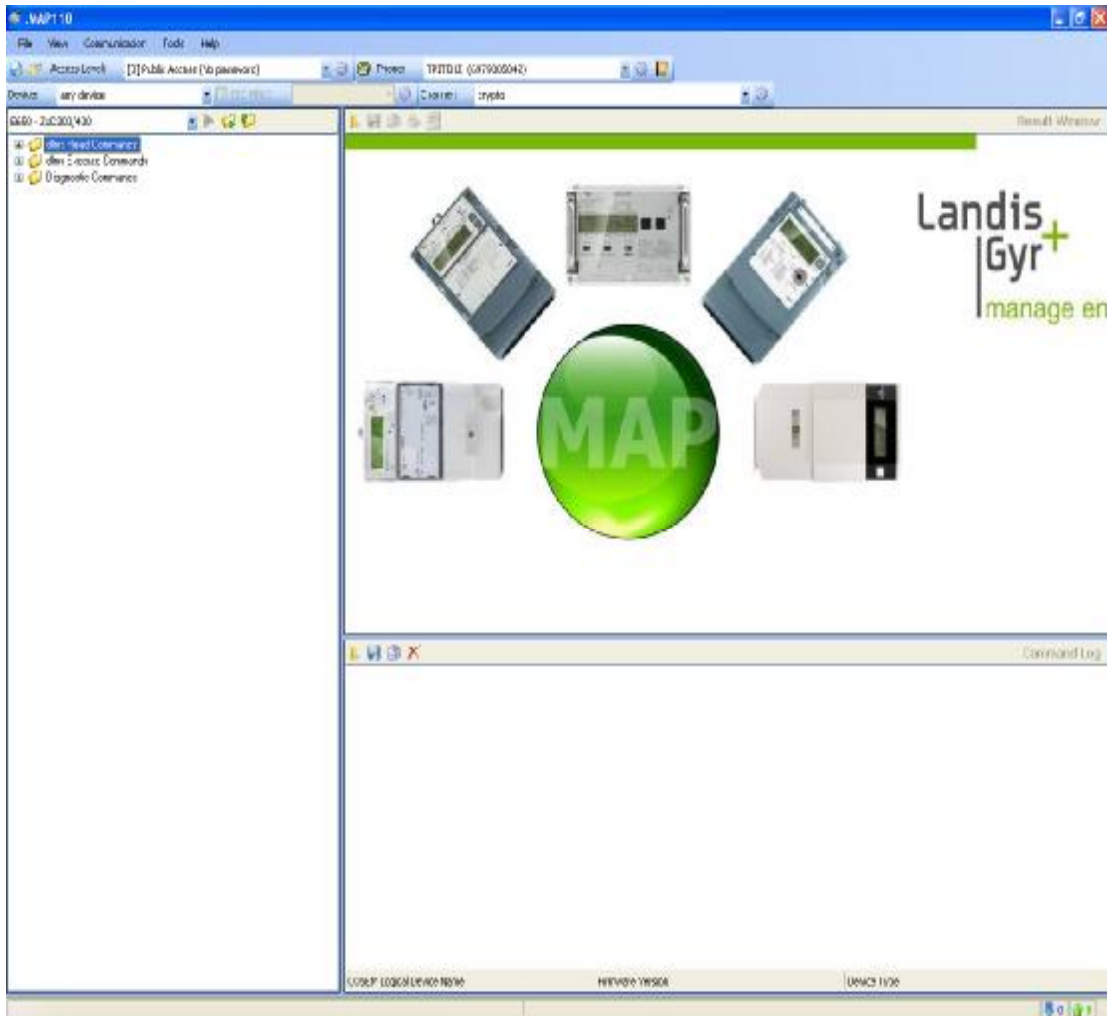


## **ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ MAP 110 + 120**

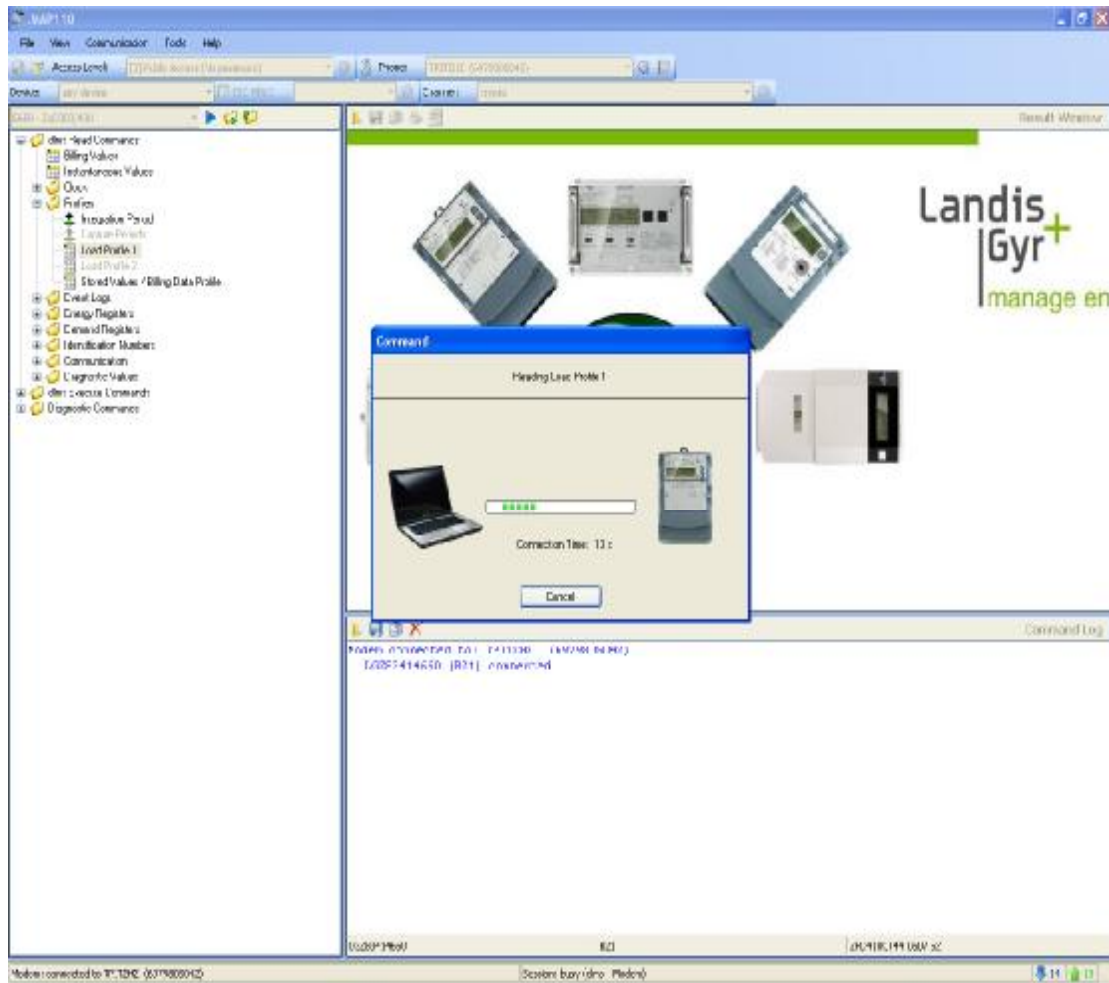
(Ανάγνωση στοιχείων μετρητών LANDIS)

Το πρόγραμμα MAP 110 + 120 αφορά την επιτόπια απομάστευση στοιχείων από μετρητές Landis + Gyr. Δεν δίνει τη δυνατότητα στον χρήστη για παρεμβάση στον μετρητή, έστω και τις πιο απλές αλλαγές (ημερομηνίας , ώρας) Είναι καθαρά πρόγραμμα ανάγνωσης.

ΕΚΚΙΝΗΣΗ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ  
ΚΑΙ  
ΕΠΙΛΟΓΗ ΠΕΛΑΤΗ

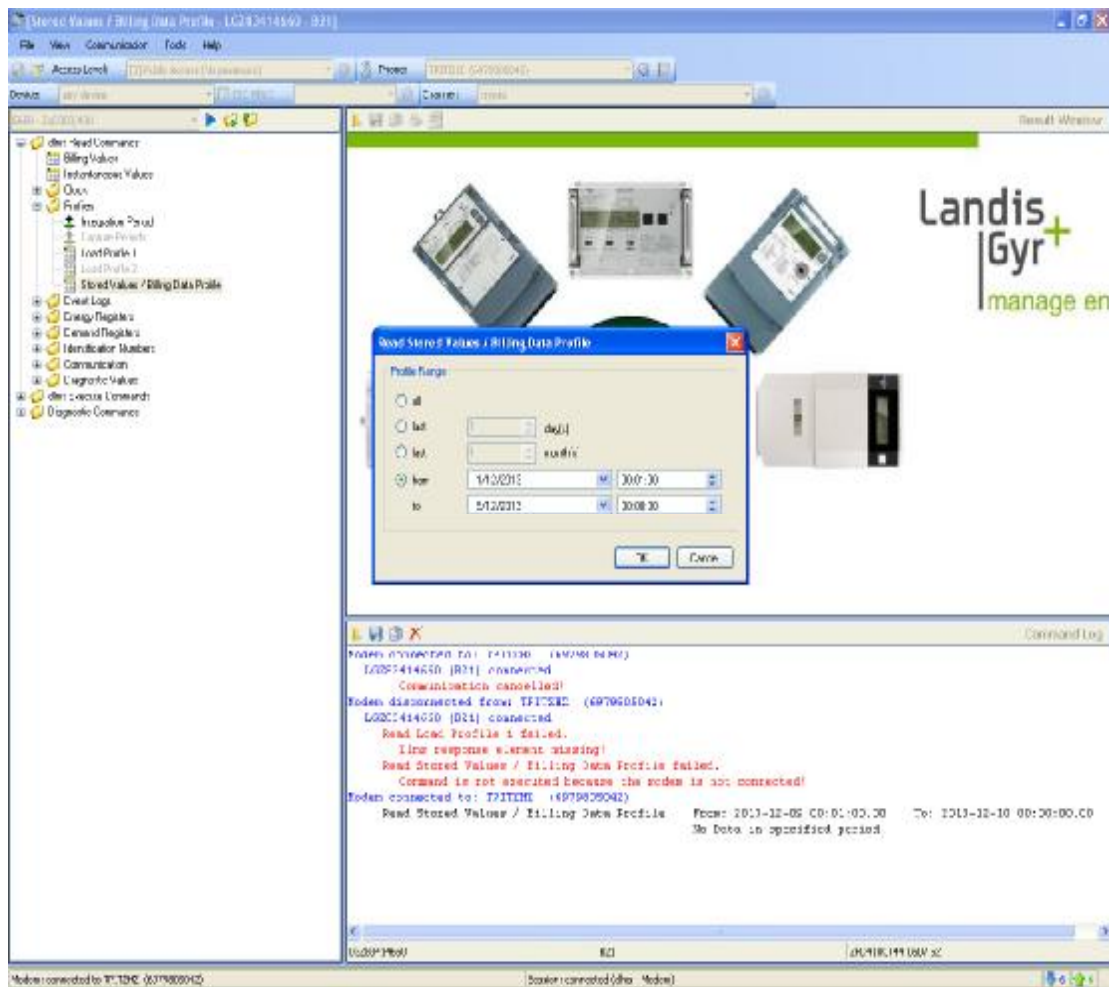


## ΟΛΟΚΛΗΡΩΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ

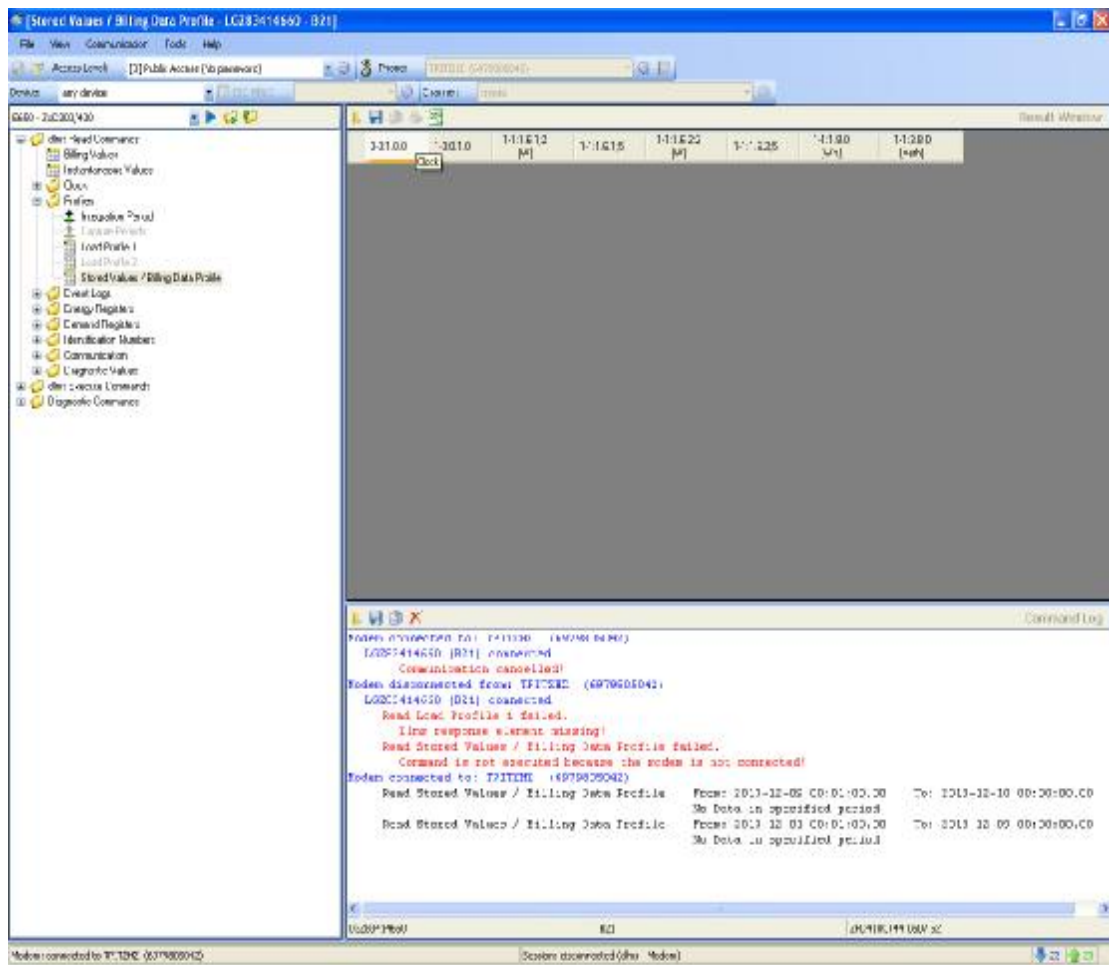


## ΕΠΙΛΟΓΗ ΑΝΑΓΝΩΣΗΣ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ

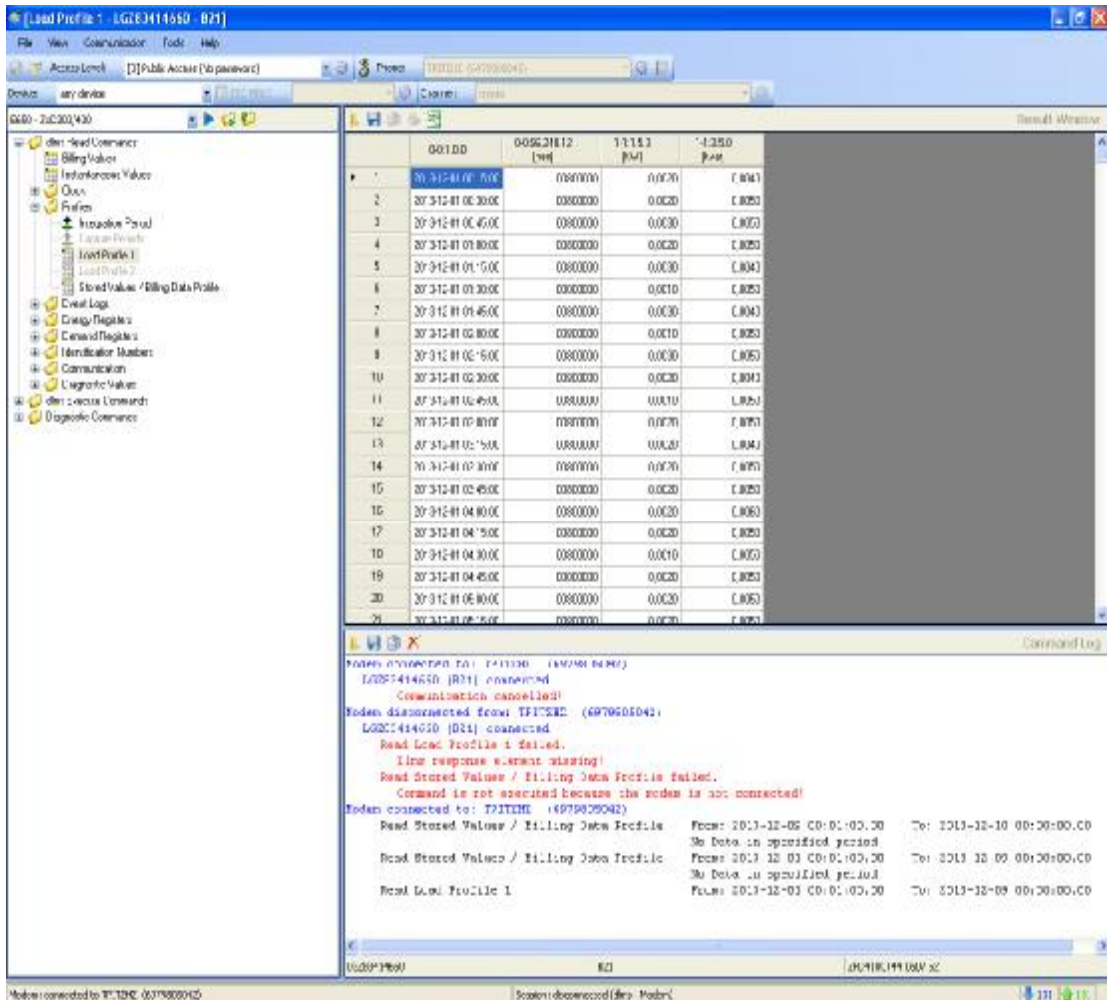
(Ορισμός χρονικού περιορισμού τιμές δεδομένων DATA)



## ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ



## ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ (π.χ Καμπύλη Φορτίου)





ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ  
(π.χ Αθροιστικά Καταχωρητή)

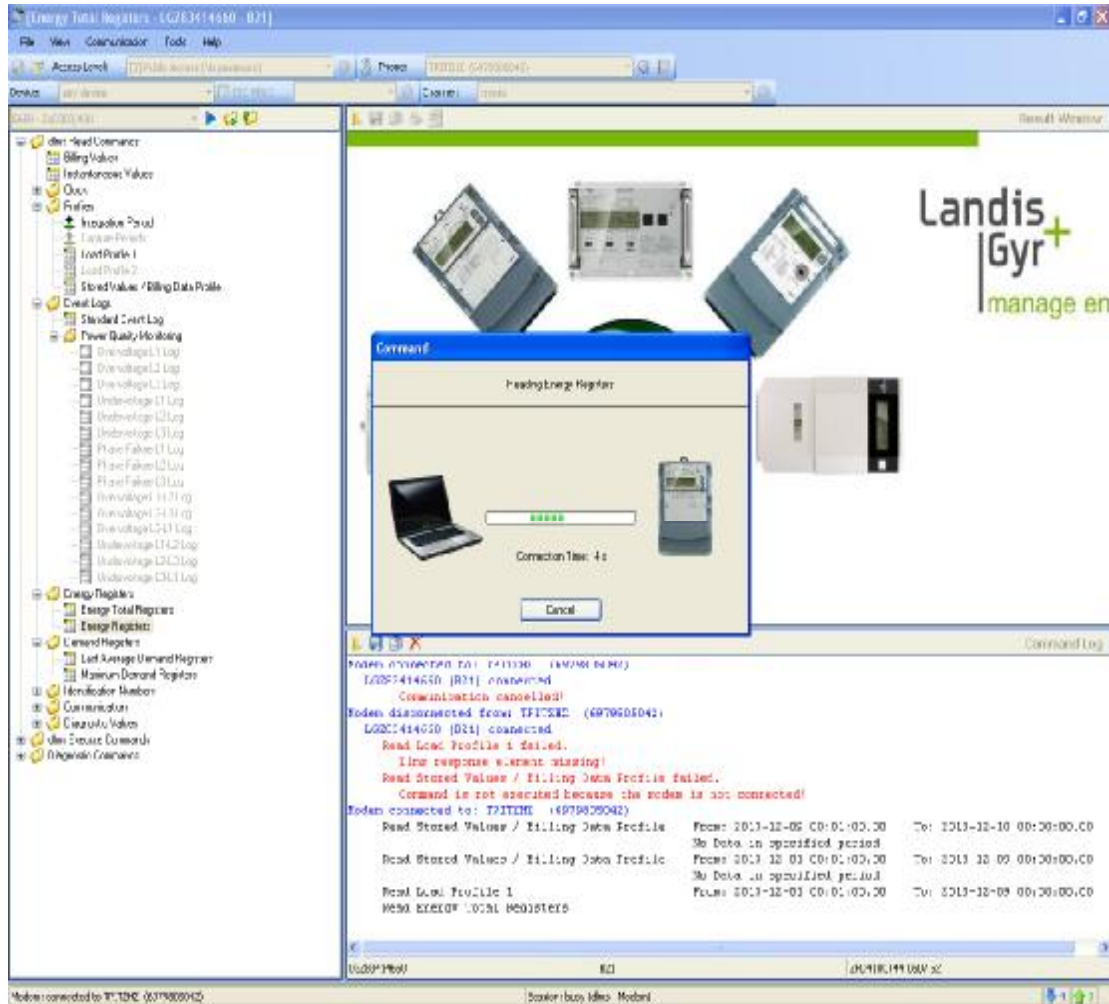
The screenshot displays the 'Energy Total Registers' software interface. The left sidebar shows a tree view with categories like 'Billing Values', 'Profiles', 'Stored Values / Billing Data Profile', and 'Energy Registers'. The main window shows a table of data with columns: 'DBS', 'Value', 'Unit', 'Designation', and 'Group'. The 'Command Log' at the bottom shows the following text:

```

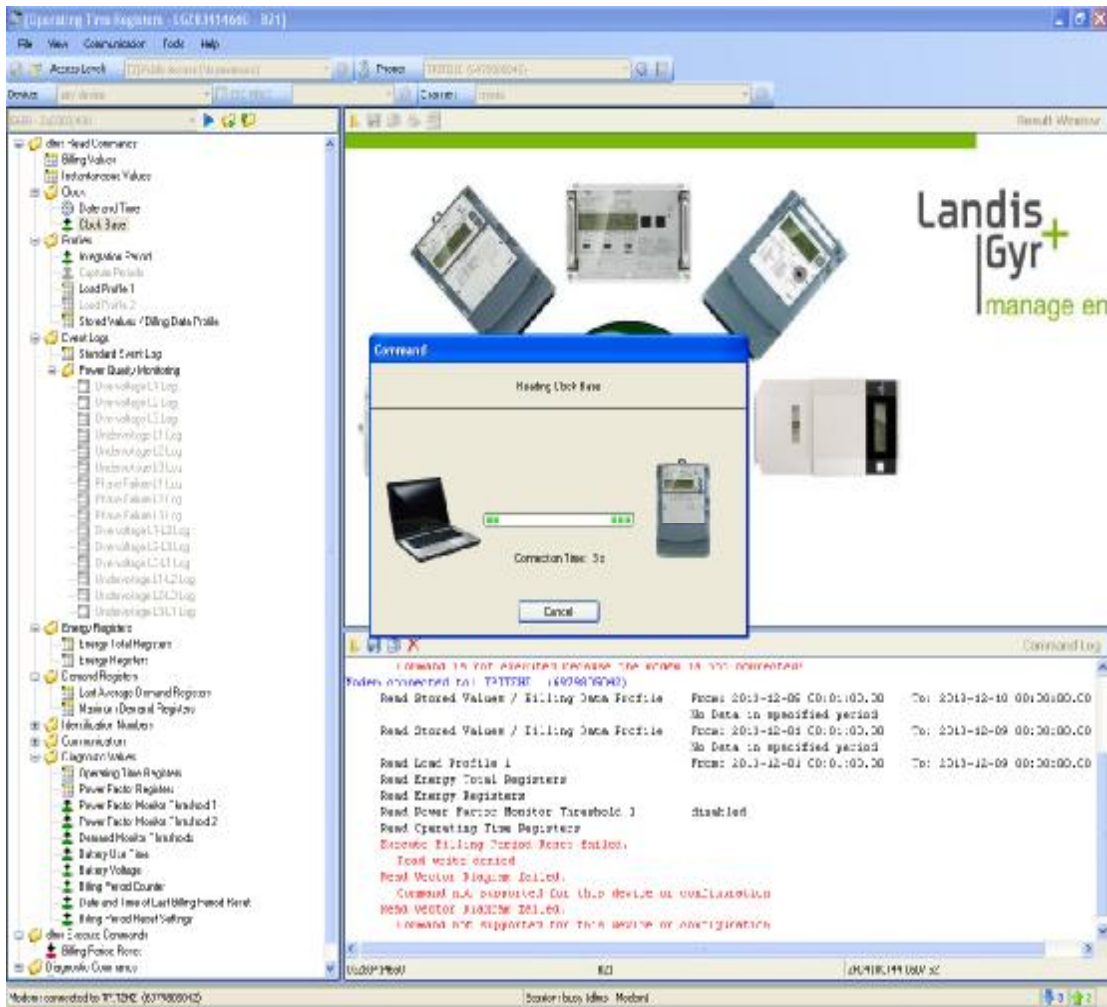
Modem connected to: T112HE (4979829042)
LOGS:414650 (R31) connected
Communication cancelled!
Modem disconnected from: TFI75RE (4979829042)
LOGS:414650 (R31) connected
Read Load Profile 1 failed.
Line response is empty missing!
Read Stored Values / Billing Data Profile failed.
Command is not executed because the modem is not connected!
Modem connected to: TFI75RE (4979829042)
Read Stored Values / Billing Data Profile From: 2013-12-05 00:00:00.00 To: 2013-12-10 00:00:00.00
No Data is specified passed
Read Stored Values / Billing Data Profile From: 2013-12-01 00:00:00.00 To: 2013-12-09 00:00:00.00
No Data is specified passed
Read Load Profile 1 From: 2013-12-01 00:00:00.00 To: 2013-12-09 00:00:00.00
MSG ERROR LOCAL REGISTERS
  
```

## ΕΜΦΑΝΙΣΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ

π.χ. Καταχωρητών Ενέργειας

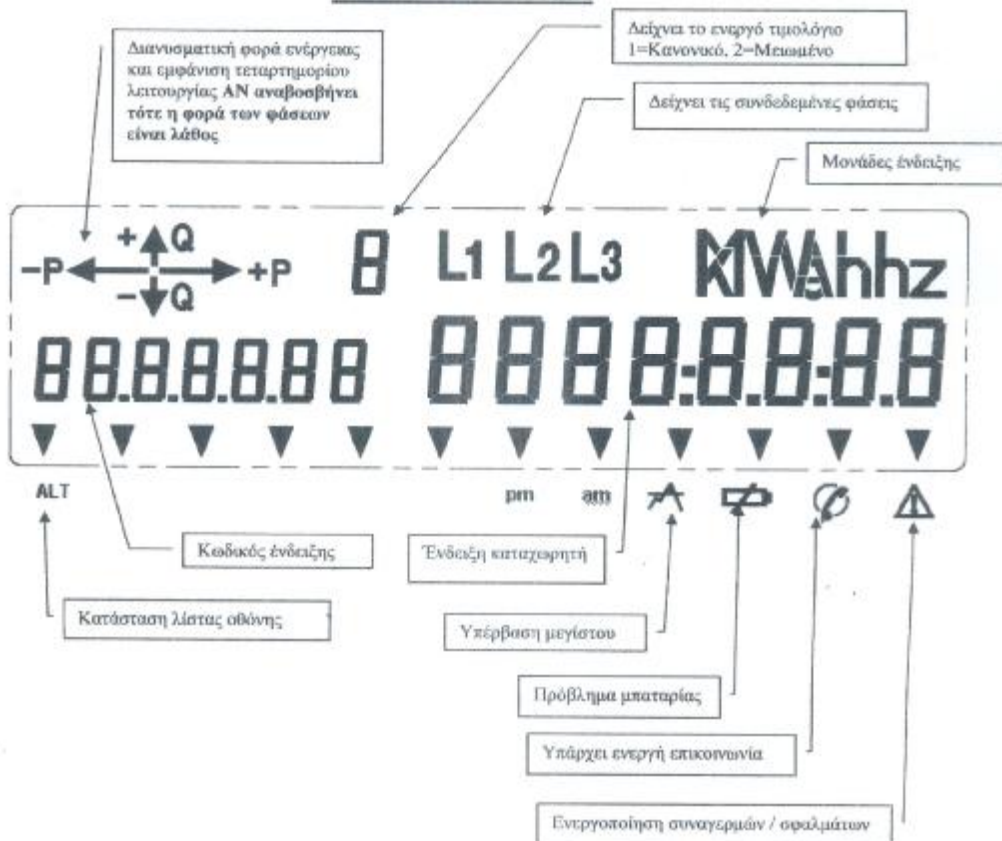


## ΑΝΑΓΝΩΣΗ ΗΜΕΡΟΜΗΝΙΑΣ – ΩΡΑΣ



- Αν ο πελάτης δεν έχει μειωμένο τιμολόγιο χρεώνουμε την ένδειξη στο Β.

### ΘΣΟΝΗ ΜΕΤΡΗΤΩΝ



Η ένδειξη της ημερομηνίας παρουσιάζεται με την μορφή **11 4 11:01:07** όπου:  
 11= κωδικός ένδειξης  
 4= ημέρα εβδομάδας μπαίνει αυτόματα (1=Δευτέρα, 2=Τρίτη κλπ)  
 11= ημέρα  
 01= μήνας  
 07= έτος

και η ώρα παρουσιάζεται με την μορφή **12 22:07:37** όπου:  
 12= κωδικός ένδειξης  
 22= ώρα  
 07= λεπτά της ώρας  
 37= δεύτερα λεπτά της ώρας

**ΛΙΣΤΑ ΕΜΦΑΝΙΣΕΩΝ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΜΕΤΡΗΤΩΝ  
ACE6000 {ACE661} XT (5-10 A) και (20-100 A) VER 1.44**

Επεξήγηση κωδικών	Ένδειξη οθόνης (κωδικός)	Ιστορικά	Normal	AltLong	AltShort	Setable
Δοκιμή Οθόνης				x		
Σημαντικά Σφάλματα	F F 1		x	x		
Μη σημαντικά σφάλματα	F F 2		x	x		
Εργαστήριο Προγραμματισμού	0 0 0		x	x		
Ωρες Μειωμένου Τιμολογίου	0 0 1		x	x		
Σειριακός Αριθμός Μετρητή	C 70 1		x	x		
Κωδικός προγράμματος	0			x		
Ημερομηνία τρέχουσα	11		x	x		x
Τρέχουσα Ωρα	12		x	x		
Αριθμός μηδενισμών	1	1		x		
Ημέρα Ωρα μηδενισμών	40	18	x	x		
Αθροιστικό Εισερχ μέγιστο	2	18	x	x		
Τρέχον Εισερχ μέγιστο	4		x	x		
Μέγιστο Εισερχ	6	18	x	x		
Εισερχόμενη Ενέργος ενέργεια (kWh) Συνολικό	8	18	x	x		
Εισερχόμενη Ενέργος ενέργεια (kWh) Κανονικό	8.1	18	x	x		
Εισερχόμενη Ενέργος ενέργεια (kWh) Μειωμένο	8.2	18	x	x		
Άεργος ενέργεια (kVarh)	10	18	x	x		
Εισερχόμενη Ενέργος Ισχύς (kW) Συνολική	P1					x
Εισερχόμενη Ενέργος Ισχύς (kW) φάσης 1	P1					x
Εισερχόμενη Ενέργος Ισχύς (kW) φάσης 2	P2					x
Εισερχόμενη Ενέργος Ισχύς (kW) φάσης 3	P3					x
Συντελεστής Ισχύος	PF					x
Τάση φάσης 1	L1					x
Τάση φάσης 2	L2					x
Τάση φάσης 3	L3					x
Ένταση φάσης 1	C1					x
Ένταση φάσης 2	C2					x
Ένταση φάσης 3	C3					x
Συχνότητα	CF					x
Θερμοκρασία	TH 0					x
Έκδοση μετρητή	F d		x	x		x
Εσωτ. Έκδοση μετρητή	F d 1		x	x		x

• Οι κωδικαί ένδειξης έχουν την μορφή **PP.CC.nn** όπου:

**PP** = κωδικός ένδειξης, **CC** = ένδειξη τιμολογίου και **nn** = ιστορικό στοιχείο

- Το άθροισμα των ενδείξεων 8.1 και 8.2 είναι πάντα ίσο με την ένδειξη στο 8
- Οι ενδείξεις που έχουν ιστορικά στοιχεία είναι αυτές που έχουν το μέγιστο πλήθος προηγούμενων μηδενισμών στην στήλη «Ιστορικά».
- Τα ιστορικά στοιχεία έχουν την ένδειξη του μηδενισμού μετά τον αντίστοιχο κωδικό ένδειξης π.χ. οι τιμολογιακές ενδείξεις ενεργών πμών στον 7<sup>ο</sup> μηδενισμό είναι : η Συνολική στο 8.7, η Κανονική στο 8.1.7 και η Μειωμένη στο 8.2.7
- Αν ο πελάτης έχει μειωμένο τιμολόγιο χρεώνουμε τις ενδείξεις στα 8.1 και 8.2 για κανονικό και μειωμένο τιμολόγιο αντίστοιχα.

## Ενδείξεις Μετρητών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Κωδ. Υλικού	Τύπος	ΔΙΚΤΥΟ	ΕΝΕΡΓΕΙΑ		Πλήθος Ακεραίων ψηφίων Ενέργειας	Πλήθος Δεκαδίων ψηφίων Ενέργειας	Πλήθος Ακεραίων ψηφίων Διψήφιοι Μέτρητοι	Πλήθος Δεκαδίων ψηφίων Διψήφιοι Μέτρητοι	Πλήθος Ακεραίων ψηφίων Ισχύος	Πλήθος Δεκαδίων ψηφίων Ισχύος	Μέγιστη μετρούμενη Ισχύ KW
			Ένεργό	Άεργο							
451002510	ZMD 1/8 A	XT	*	*	6	1	3	3	1	3	3,45
451002521	ZMD120 10/60 A	XT	*	*	5	1	4	2	2	2	41,4
451002533	ZMD 20/100 A	XT	*	*	5	1	5	1	3	1	69
451002557	SM1 ACTARIS(OTE), 1φ	XT	*	*	6	1					
451000010	ACE5000 5/10 A	XT	*	*	6	1			5	2	3,45
451000011	ACE5000 20/120 A	XT	*	*	6	1			5	2	82,8
451002478	SL7000	MT	*	*	6	1			1	3	0,866
451000012	ZFD410CT44.0807	MT	*	*	5	1			1	3	0,866
451000100	ZCE1203 10-80A, 1φ	XT	*	*	5	1					
451000214	Μονοφασικοί Ηλεκτρομηχανικοί ACTARIS S16X	XT	*	*	6	1					
ΟΛΟΙ	Τριφασικοί Ηλεκτρομηχανικοί	XT	*	*	6	1					
451000017	ACE6000 5/10 A	XT	*	*	5	2	5	3	5	3	3,45
451000018	ACE6000 20/100 A	XT	*	*	5	2	5	3	5	3	69
451000027	ZMG310CR4	XT	*	*	6	1	5	2	3	2	
451000028	ZMG410CR4	XT	*	*	6	1	5	2	3	2	3,45
451000002	GAMMA300G3B144(100A)	XT	*	*	6	2			2	3	
451000003	GAMMA300G3B147(SA)	XT	*	*	6	2			3	4	
451000038	EDMI ATLAS Mk10ACTGEAIXT	XT	*	*	6	2			5	3	

## Σφάλματα μετρητών ACE6000



Οθόνη Σφαλμάτων

Μη Σημαντικά σφάλματα: F F 2			Ψηφ/ο
Δεν Χρησιμοποιείται	Διαγνωστικός & παρέμβαση	bit 0 1, 3, 5, 7, 9, b, d, f	1
Δεν Χρησιμοποιείται	Διαγνωστικός & παρέμβαση	bit 1 2, 3, 6, 7, a, b, e, f	
Δεν Χρησιμοποιείται	Διαγνωστικός & παρέμβαση	bit 2 4, 5, 6, 7, c, d, e, f	
Άνογμα καλύμματος	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 3 8, 9, A, B, C, D, E, F	
Δεν Χρησιμοποιείται	Είσοδος Ελέγχου	bit 0 1, 3, 5, 7, 9, b, d, f	2
Ασυμμετρία προγραμματισμού	Οποιαδήποτε συνάρτηση	bit 1 2, 3, 6, 7, a, b, e, f	
Μνήμη Non Volatile	Διαχείριση Μνήμης	bit 2 4, 5, 6, 7, c, d, e, f	
Υπέρβαση καπιφλίου Μεγίστου	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 3 8, 9, A, B, C, D, E, F	
Καμία εσωτερική κατανάλωση	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 0 1, 3, 5, 7, 9, B, D, F	3
Καμία εξωτερική κατανάλωση	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 1 2, 3, 6, 7, A, B, E, F	
Διαλυματικό άθροισμα τάσεων =0	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 2 4, 5, 6, 7, C, D, E, F	
Διαλυματικό άθροισμα εντάσεων =0	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 3 8, 9, A, B, C, D, E, F	
Διακοπή τάσεως (φάση 3)	Μέτρησης ποιότητας	Bit 0 1, 3, 5, 7, 9, B, D, F	4
Βύθιση τάσεως (φάση 3)	Μέτρησης ποιότητας	Bit 1 2, 3, 6, 7, A, B, E, F	
Υπέρταση τάσεως (φάση 3)	Μέτρησης ποιότητας	Bit 2 4, 5, 6, 7, C, D, E, F	
Αντιστροφή ρεύματος (φάσης 3)	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 3 8, 9, A, B, C, D, E, F	
Διακοπή τάσεως (φάση 2)	Μέτρησης ποιότητας	Bit 0 1, 3, 5, 7, 9, B, D, F	5
Βύθιση τάσεως (φάση 2)	Μέτρησης ποιότητας	Bit 1 2, 3, 6, 7, A, B, E, F	
Υπέρταση τάσεως (φάση 2)	Μέτρησης ποιότητας	Bit 2 4, 5, 6, 7, C, D, E, F	
Αντιστροφή ρεύματος (φάσης 2)	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 3 8, 9, A, B, C, D, E, F	
Διακοπή τάσεως (φάση 1)	Μέτρησης ποιότητας	Bit 0 1, 3, 5, 7, 9, B, D, F	6
Βύθιση τάσεως (φάση 1)	Μέτρησης ποιότητας	Bit 1 2, 3, 6, 7, A, B, E, F	
Υπέρταση τάσεως (φάση 1)	Μέτρησης ποιότητας	Bit 2 4, 5, 6, 7, C, D, E, F	
Αντιστροφή ρεύματος (φάσης 1)	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 3 8, 9, A, B, C, D, E, F	
Σφάλματος επικοινωνιών	Επικοινωνίας	Bit 0 1, 3, 5, 7, 9, B, D, F	7
Ασυμμετρία προγραμματισμού	Επικοινωνίας	Bit 1 2, 3, 6, 7, A, B, E, F	
Απώλεια ρολογιών	Σφάλμα συμβάντας	Bit 2 4, 5, 6, 7, C, D, E, F	
Εξωτερική ασυμμετρία ρολογιών	RTC	Bit 3 8, 9, A, B, C, D, E, F	
Δραστηριότητα φιλάκων	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 0 1, 3, 5, 7, 9, B, D, F	8
Πρόβλημα μπαταρίας	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 1 2, 3, 6, 7, A, B, E, F	
Απώλεια ουδετέρου	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 2 4, 5, 6, 7, C, D, E, F	
Θερμοκρασίας	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 3 8, 9, A, B, C, D, E, F	
<b>Σημαντικά Σφάλματα: F F 1</b>			
Σφάλμα μνήμης RAM	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 0 1, 3, 5, 7, 9, B, D, F	1
Σφάλματος μνήμης προγράμματος	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 1 2, 3, 6, 7, A, B, E, F	
checksum σφάλμα στη περιοχή μνήμης	Διαγνωστικός & παρέμβαση	Bit 2 4, 5, 6, 7, C, D, E, F	
Εξωτερικό σφάλμα μνήμης	RTC	Bit 3 8, 9, A, B, C, D, E, F	

## ΑΝΑΦΟΡΕΣ - ΠΗΓΕΣ

1. κo Αναστασόπουλος (Μηχ/κος ΔΕΗ) εγχειρίδιο τεχνικού.
2. Κώδικας Διαχείρισης Σύστημα Μετρητών και Συναλλαγών Ηλ. Ενέργειας.
3. Τεχνικό Εγχειρίδιο Μετρητών Landis.
4. Τεχνικό Εγχειρίδιο Μετρητών Actaris.
5. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε / Διεύθυνση Δικτύου. Έργο Τηλεμέτρησης Πελατών Μέσης Τάσης.
6. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε / Διεύθυνση Δικτύου Έργο Τηλεμέτρησης Μεγάλων Πελατών Χαμηλής Τάσης.
7. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. / Τομέας Προδιαγραφών.
8. Landis & Gyr Προδιαγραφές Modem.
9. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. Προδιαγραφές – Δυνατότητες Κέντρου Τηλεμέτρησης
10. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. / Διεύθυνση Δικτύου Τομέας Μετρητών και Οργάνων. Τεχνικά Εγχειρίδια.
11. Προγράμματα απομάστευσης στοιχείων ZFA, AIMS και MAP – 110 + 120.