

ΜΕΛΕΤΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ 2016-2025



Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ	2
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΕΘΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΔΕΣΦΑ ΕΩΣ ΣΗΜΕΡΑ	3
ΤΟ ΕΘΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	3
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2015-2024.....	7
3.1. ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	7
3.2. ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	10
3.3. ΕΞΕΛΙΞΗ ΚΑΙ ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2016 – 2025	11
3.4. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΑΝΑ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ.....	12
3.4.1. Εκτίμηση ζήτησης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή.....	12
3.4.2 Εκτίμηση κατανάλωσης φυσικού αερίου για Λοιπούς Πελάτες.....	17
3.5. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2016-2025	24
3.5.1. Εκτίμηση μέγιστης ημερήσιας ζήτησης φυσικού αερίου για τους Η/Π.....	24
3.5.2. Εκτίμηση μέγιστης ημερήσιας ζήτησης φυσικού αερίου για τους Λοιπούς Πελάτες.....	24
3.6. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΩΡΙΑΙΑΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2016-2025	27
3.7. ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΕΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ Φ.Α.	28
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ.....	29
4.1 ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	29
4.2 ΔΗΜΙΟΥΡΓΙΑ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΝΑΛΛΑΓΩΝ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	30
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΗΣ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2016 – 2025	31
5.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	31
5.2. ΣΕΝΑΡΙΑ / ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΣΤΗΝ ΚΥΡΙΑΡΧΗ ΡΟΗ ΑΕΡΙΟΥ (ΑΠΟ ΤΟ ΒΟΡΡΑ ΠΡΟΣ ΤΟ ΝΟΤΟ).....	32
5.2.1. Σενάρια Υδραυλικής Προσομοίωσης	32
5.2.2 Συμπεράσματα	35
5.3 ΣΕΝΑΡΙΑ / ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΣΕ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗ ΡΟΗ (ΑΠΟ ΤΟ ΝΟΤΟ ΠΡΟΣ ΤΟ ΒΟΡΡΑ)	35
5.3.1. Σενάρια Υδραυλικής Προσομοίωσης.....	35
5.3.2 Συμπεράσματα	36

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Έχοντας υπόψη τις διατάξεις του ν. 3428/2005 «Απελευθέρωση Αγοράς Φυσικού Αερίου» (ΦΕΚ Α' 313/27.12.2005) με τον οποίο ενσωματώθηκε η Κοινοτική Οδηγία 2003/55/ΕΚ στο εθνικό δίκαιο, συστάθηκε σύμφωνα με το Προεδρικό Διάταγμα 33 (ΦΕΚ Α' 31/20/02/2007) η εταιρεία «**Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε.**» (**ΔΕΣΦΑ**), 100% θυγατρική της ΔΕΠΑ Α.Ε.

Σκοπός της Εταιρείας είναι η λειτουργία, συντήρηση, διαχείριση, εκμετάλλευση και ανάπτυξη του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) και των διασυνδέσεών του, προκειμένου το ΕΣΦΑ να είναι οικονομικά αποδοτικό, τεχνικά άρτιο και ολοκληρωμένο και να εξυπηρετούνται οι ανάγκες των Χρηστών σε φυσικό αέριο κατά τρόπο ασφαλή, επαρκή, αξιόπιστο και οικονομικά αποδοτικό.

Στο ΔΕΣΦΑ μεταβιβάστηκε από τη ΔΕΠΑ Α.Ε., με απόσπαση, ο κλάδος του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (**ΕΣΦΑ**). Με τη μεταβίβαση στο ΔΕΣΦΑ του κλάδου αυτού, ο ΔΕΣΦΑ απέκτησε πλήρες και αποκλειστικό δικαίωμα στη λειτουργία, διαχείριση, εκμετάλλευση και ανάπτυξη του ΕΣΦΑ (Άρθρο 7 παρ. 1 ν. 3428/2005). Με την υπ' αριθμ. Δ1/Α/6537 Απόφαση (ΦΕΚ Β' 614 18/04/2011) χορηγήθηκε στην εταιρεία ΔΕΣΦΑ, Άδεια Κυριότητας και Διαχείρισης ΕΣΦΑ.

Με το ν. 4001/2011 «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011) και τον ν. 4093/2012 για την «Έγκριση του Μεσοπρόθεσμου Πλαισίου Δημοσιονομικής Στρατηγικής 2013 – 2016 – Επείγοντα Μέτρα Εφαρμογής του 4046/2012 και του Μεσοπρόθεσμου Πλαισίου Δημοσιονομικής Στρατηγικής 2013 – 2016» ενσωματώθηκαν στο εθνικό δίκαιο οι διατάξεις της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13^{ης} Ιουλίου 2009.

Οι αρμοδιότητες του ΔΕΣΦΑ περιγράφονται στο Άρθρο 68 του παραπάνω νόμου. Σύμφωνα με το άρθρο 91 του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ όπως ισχύει, ο Διαχειριστής εκπονεί Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ κάθε Έτους η οποία περιλαμβάνει:

- α) Τις προβλέψεις του Διαχειριστή για την ετήσια ζήτηση Φυσικού Αερίου στο σύνολο της χώρας, ανά διοικητική περιφέρεια και ανά κατηγορία καταναλωτών καθώς και για τη μέγιστη Ημερήσια και ωριαία ζήτηση Φυσικού Αερίου ανά Έτος, για κάθε ένα από τα επόμενα (10) Έτη.
- β) Τις εκτιμήσεις του Διαχειριστή για τις δυνατότητες κάλυψης της ζήτησης κατά οικονομικό και αξιόπιστο τρόπο από υφιστάμενες ή νέες πηγές εφοδιασμού με Φυσικό Αέριο περιλαμβανομένων των πηγών εφοδιασμού με ΥΦΑ, και για την αναγκαία, για το σκοπό αυτό, ενίσχυση και επέκταση του ΕΣΦΑ.
- γ) Τις εκτιμήσεις του Διαχειριστή σχετικά με τα στοιχεία κόστους των αναγκαίων έργων ενίσχυσης και επέκτασης του ΕΣΦΑ».

Λαμβάνοντας υπόψη όλα τα ανωτέρω εκπονήθηκε η παρούσα Μελέτη Ανάπτυξης για την χρονική περίοδο 2016 – 2025 όπου αξιολογούνται οι ρυθμιστικές αλλαγές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και το μεταβατικό στάδιο στο οποίο βρίσκεται η οικονομία της χώρας με τη μετάβαση από την περίοδο παρατεταμένης ύφεσης των τελευταίων ετών στην αναμενόμενη ανάπτυξη.

Παράλληλα εκπονήθηκε μελέτη εκτίμησης της υδραυλικής απόκρισης του ΕΣΜΦΑ για την περίοδο 2016 – 2025, τα συμπεράσματα της οποίας παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 5 της παρούσας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΕΘΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΤΟΥ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ ΔΕΣΦΑ ΕΩΣ ΣΗΜΕΡΑ

ΤΟ ΕΘΝΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Το ΕΣΦΑ περιλαμβάνει:

α) Τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης (ΥΠ) από τα ελληνοβουλγαρικά σύνορα, μέχρι την Αττική, συνολικού μήκους 512 km.



Εικόνα 1: Τοποθέτηση αγωγού ΥΠ

- β) Τους κλάδους μεταφοράς φυσικού αερίου υψηλής πίεσης μήκους 947 km, με σκοπό την τροφοδοσία με φυσικό αέριο των περιοχών της ανατολικής Μακεδονίας, της Θράκης, της Θεσσαλονίκης, του Πλατέος, του Βόλου, των Τρικάλων, των Οινοφύτων, των Αντικύρων, του Αλιβερίου, της Κορίνθου, της Θίβης, της Αττικής και της Μεγαλόπολης.
- γ) Δύο συνοριακούς Μετρητικούς Σταθμούς, έναν στο Σιδηρόκαστρο Σερρών από όπου εισέρχεται φυσικό αέριο μέσω των Βαλκανικών χωρών και έναν στους Κήπους στον Έβρο από όπου εισέρχεται φυσικό αέριο μέσω Τουρκίας. Οι σταθμοί αυτοί αποτελούν και Σημεία Εισόδου του Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ).



Εικόνα 2: Μεθοριακός Σταθμός Σιδηροκάστρου: Μέτρηση και Ρύθμιση ροής αερίου



Εικόνα 3: Μεθοριακός Σταθμός Κήπων: Μέτρηση και Ρύθμιση ροής

δ) Έξι στελεχωμένα κέντρα Λειτουργίας και Συντήρησης (Πάτημα Ελευσίνας, Νέα Μεσημβρία Θεσσαλονίκης, Αμπελιά Λάρισας, Βιστωνίδα Ξάνθης, Σιδηρόκαστρο Σερρών και Πελοποννήσου) από όπου εποπτεύεται και συντηρείται το ΕΣΦΑ.



Εικόνα 4: Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης

ε) Τον τερματικό σταθμό Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) που αποτελεί αναγκαίο συμπλήρωμα των λοιπών υποδομών φυσικού αερίου, καθώς ενισχύει την ασφάλεια τροφοδοσίας και τον ανταγωνισμό. Αυτός είναι εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα, 500 μέτρα περίπου από την Αγία Τριάδα στον κόλπο Πάχης Μεγάρων, 45 km δυτικά της Αθήνας και είναι το τρίτο Σημείο Εισόδου Αερίου στο ΕΣΜΦΑ.

Το ειδικό χαρακτηριστικό της Ρεβυθούσας σε σχέση με τις δύο άλλες πύλες εισόδου φυσικού αερίου (Στρυμνοχώρι Σερρών και Κήποι Έβρου) είναι ότι δεν εξαρτάται από τη λειτουργική επάρκεια των ανάντη του ΕΣΦΑ συστημάτων.



Εικόνα 5: Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου στη νήσο Ρεβυθούσα

Εκεί εκφορτώνονται και παραλαμβάνονται φορτία υγροποιημένου φυσικού αερίου που φθάνουν στη χώρα μας με ειδικά δεξαμενόπλοια. Το υγροποιημένο φυσικό αέριο αποθηκεύεται στους -160°C σε δύο δεξαμενές, συνολικής χωρητικότητας 130.000 m^3 (65.000 m^3 η κάθε μία). Στη συνέχεια, στις ειδικές εγκαταστάσεις της μονάδας, μετατρέπεται σε αέριο μέσω των αεριοποιητών θαλάσσης (Open Rack Vaporizers – ORV) και των αεριοποιητών καύσης (Submerged Combustion Vaporizers – SCV) δυναμικότητας αεριοποίησης $1.000\text{ m}^3/\text{h}$ ΥΦΑ σε συνθήκες συνεχούς λειτουργίας (Sustained Maximum Send out Rate – SMSR) και $1.250\text{ m}^3/\text{h}$ ΥΦΑ όταν χρησιμοποιούνται και οι εφεδρικοί αεριοποιητές. Μέσω των δύο υποθαλάσσιων αγωγών $24''$ το φυσικό αέριο φθάνει στο μετρητικό σταθμό Αγία Τριάδα (το τρίτο Σημείο Εισόδου ΕΣΜΦΑ) και στην συνέχεια διοχετεύεται στο Σύστημα Μεταφοράς.

στ) Τις λοιπές υπέργειες εγκαταστάσεις που είναι απαραίτητες για την απρόσκοπτη λειτουργία του ΕΣΦΑ. Ενδεικτικά παρουσιάζονται παρακάτω τέτοιου είδους εγκαταστάσεις.



Εικόνα 6: Σταθμοί Βαλβιδοστασιών (Β/Σ) για την απομόνωση τμημάτων του αγωγού ΥΠ



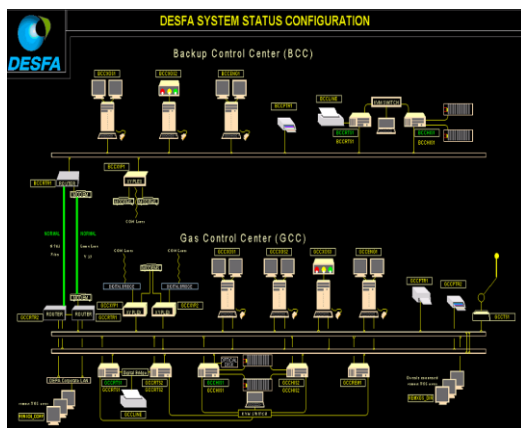
Εικόνα 7: Σταθμοί ξεστροπαγίδων: για την αποστολή και την παραλαβή ξέστρων με σκοπό τον καθαρισμό ή τον εσωτερικό έλεγχο των αγωγών



Εικόνα 8: Σταθμοί Μέτρησης και Ρύθμισης

Οι σταθμοί μέτρησης/ρύθμισης :

- i) Μειώνουν και ελέγχουν την πίεση των κατάντη συστημάτων φυσικού αερίου
- ii) Μετρούν τη ροή όγκου και ενέργειας του φυσικού αερίου και
- iii) Προσδίδουν στο φυσικό αέριο χαρακτηριστική οσμή, πριν τη διοχέτευσή του στα δίκτυα διανομής μέσης και χαμηλής πίεσης.
- ζ) Όλος ο αγωγός προστατεύεται από την ενεργή διάβρωση του εδάφους με σύστημα καθοδικής προστασίας.
- η) Επίσης το ΕΣΦΑ διαθέτει σύγχρονο δίκτυο ελέγχου και επικοινωνιών (**Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA**), ώστε όλη η δραστηριότητα του συστήματος να συντονίζεται από το κέντρο Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου του ΔΕΣΦΑ, στο Πάτημα Ελευσίνας.



Εικόνα 9: Αποτύπωση SCADA



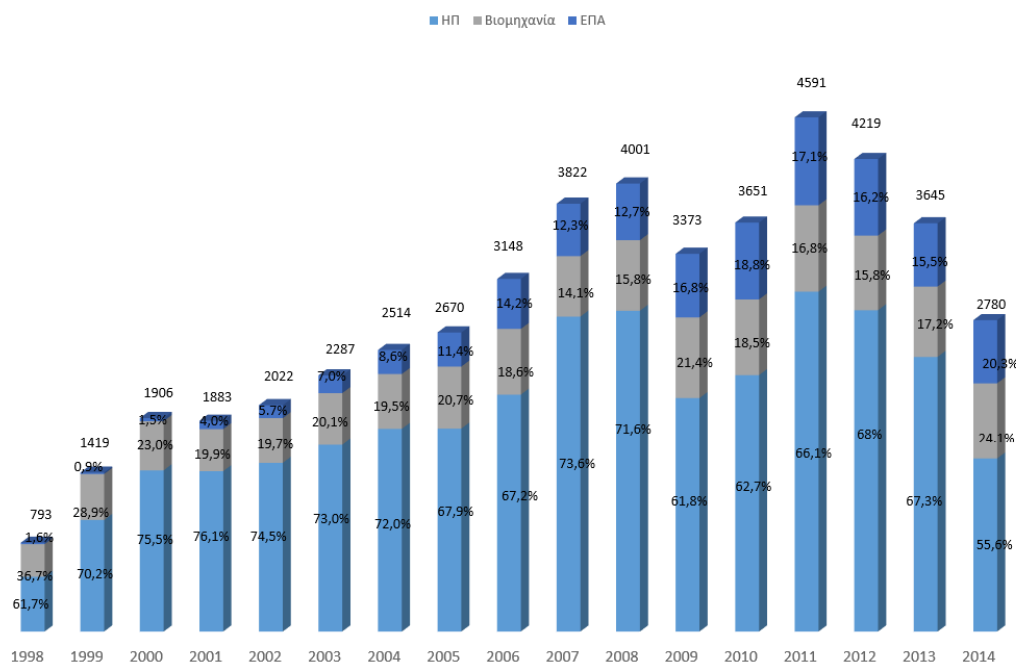
Εικόνα 10: Κέντρο Ελέγχου & Κατανομής Φορτίου

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2015-2024

3.1. ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο Ελληνικό ενεργειακό σύστημα, αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα ενεργειακά έργα της χώρας τις τελευταίες δεκαετίες. Το Νοέμβριο του 1996 οι πρώτες ποσότητες φυσικού αερίου τροφοδότησαν το εργοστάσιο της ελληνικής βιομηχανίας ζάχαρης στη Λάρισα, μέσω του δικτύου μεταφοράς που έως τότε είχε κατασκευαστεί. Έκτοτε, το δίκτυο μεταφοράς επεκτάθηκε σε πολλές περιοχές της χώρας, ενώ το 2000 ολοκληρώθηκε και ο σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) στη νήσο Ρεβυθούσα. Τον Φεβρουάριο του 2000, το πρώτο καράβι από την Αλγερία τροφοδότησε τις κρουογενικές εγκαταστάσεις του νησιού, οπότε και ξεκίνησε η εμπορική λειτουργία του σταθμού.

Στο διάγραμμα που ακολουθεί, παρουσιάζονται τα ποσοστά κατανάλωσης φυσικού αερίου στη χώρα από το 2000 έως και το 2014, ανά τομέα κατανάλωσης, συμπεριλαμβανομένου του Αερίου Λειτουργίας.



Εικόνα 11: Ποσοστά Κατανάλωσης Φυσικού Αερίου 1998 – 2014 (εκ. Nm³)

Όπως φαίνεται το μεγαλύτερο ποσοστό φυσικού αερίου που καταναλώθηκε κατά την διάρκεια των προηγούμενων ετών, αξιοποιήθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ, αλλά και ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών.

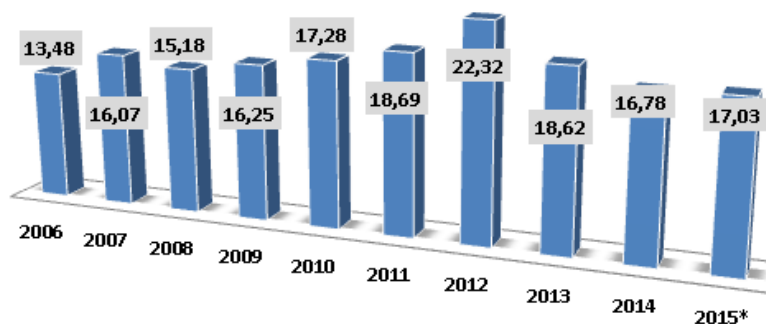
Η ημερήσια, αλλά και η ωριαία αιχμή που παρουσιάζει το ΕΣΦΑ, είναι μία από τις σημαντικότερες παραμέτρους για την σωστή διαστασιολόγηση του συστήματος. Στον πίνακα 1 και στην εικόνα 12 που ακολουθούν, παρουσιάζονται ιστορικά στοιχεία για την μέγιστη αιχμή του συστήματος που παρατηρήθηκε από το 2006 έως και το 2014.

Πίνακας 1: Πραγματοποιηθείσα αιχμή συστήματος 2006 – 2015 (σε Nm³/day)

Έτος	Αιχμή Συστήματος (Nm ³ /day)	Ημερομηνία
2006	13.477.991	17.11.2006
2007	16.074.552	18.12.2007
2008	15.183.989	18.02.2008
2009	16.249.826	14.12.2009
2010	17.279.906	17.12.2010
2011	18.685.249	10.03.2011
2012	22.320.270	09.02.2012
2013	18.621.922	08.01.2013
2014	16.778.873	05.02.2014
2015*	17.029.918	08.01.2015

* Αφορά την περίοδο 1/1-1/6/2015.

Αιχμή Συστήματος (εκ. Nm³/yr)



Εικόνα 12: Πραγματοποιηθείσα αιχμή συστήματος 2006 – 2015 (σε Nm³/day)

* Αφορά την περίοδο 1/1-1/6/2015.

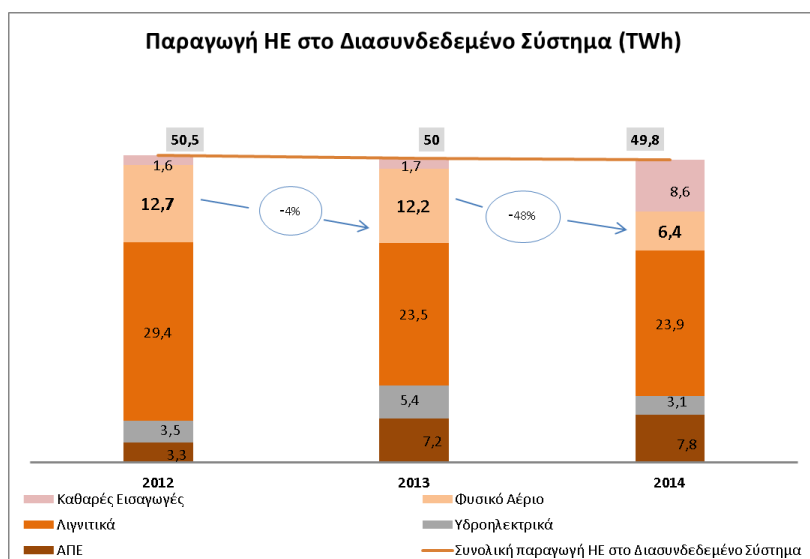
Όπως φαίνεται στον πίνακα 1, η μέγιστη ημερήσια κατανάλωση που έχει παρουσιαστεί στο Σύστημα Μεταφοράς από την έναρξη λειτουργίας του έως και το τέλος του 2014 είναι 22.320.270 Nm³ που πραγματοποιήθηκε στις 9 Φεβρουαρίου του έτους 2012. Σημειώνεται ότι για το έτος 2015 (έως την 01/06/2015) η μέγιστη ημερήσια κατανάλωση ανήλθε στα περίπου 17,03 εκ. Nm³ που πραγματοποιήθηκε στις 08/01/2015. Όπως φαίνεται από το 2013 και εξής, παρατηρείται μείωση της αιχμής που αποδίδεται κυρίως στην αλλαγή του πλαισίου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και στις ήπιες κλιματικές συνθήκες.

Η συμβολή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα της χώρας

Η αγορά φυσικού αερίου στην Ελλάδα έχει υποστεί μία περίοδο μεγάλης μεταβλητότητας, λόγω της σημαντικής ευαισθησίας στις εξελίξεις της αγοράς στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία αν και πολύ σταθερή στο σύνολο της κατανάλωσης αντιμετωπίζει ένα πολύ ευμετάβλητο ενεργειακό μείγμα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το φυσικό αέριο το 2012, για παράδειγμα, αποτελούσε ένα σημαντικό μέρος της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το ποσοστό αυτό μειώθηκε σημαντικά, σχεδόν στο 50%, το 2014.

Η απόφαση της ΡΑΕ για την κατάργηση του μηχανισμού ανάκτησης μεταβλητού κόστους έχει μειώσει το συνολικό όγκο του φυσικού αερίου. Ωστόσο η μεγάλη μεταβλητότητα που παρατηρείται στην αγορά μπορεί να αποδοθεί κυρίως στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τις σημαντικά υψηλότερες από το αναμενόμενο εισαγωγές από διασυνδεδεμένες χώρες. Επίσης η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά ως αποτέλεσμα του επιπέδου των βροχοπτώσεων που παρατηρούνται κάθε χρόνο συμβάλλει στις έντονες μεταβολές του ενεργειακού μείγματος για ΗΠ.

Το ακόλουθο διάγραμμα παρουσιάζει τη συμβολή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα ηλεκτροπαραγωγής της χώρας την τελευταία τριετία .



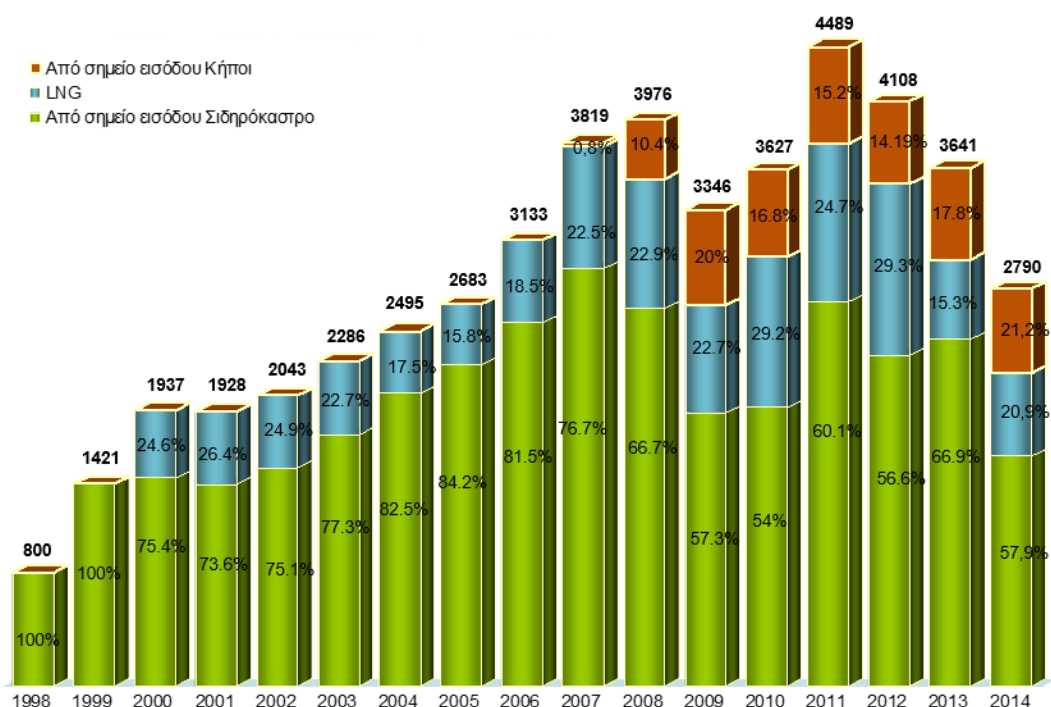
Εικόνα 13 : Διάρθρωση Ενεργειακού Μείγματος

3.2. ΙΣΤΟΡΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Για την περίοδο 1996 – 2009, μοναδικός Χρήστης του ΕΣΦΑ ήταν η εταιρεία ΔΕΠΑ Α.Ε. Η ΔΕΠΑ βάσει των τριών μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας που έχει συνάψει, τροφοδοτεί το ελληνικό σύστημα μεταφοράς από την πρώτη μέρα λειτουργίας του.

Τον Μάιο του 2010, το πρώτο ιδιωτικό φορτίο ΥΦΑ νέου Χρήστη εκφορτώθηκε στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας. Ήδη έχουν ενεργοποιηθεί νέοι Χρήστες στην Ελληνική αγορά που χρησιμοποιούν τις εγκαταστάσεις της Ρεβυθούσας για την αεριοποίηση ποσοτήτων ΥΦΑ για την τροφοδότηση Πελατών τους.

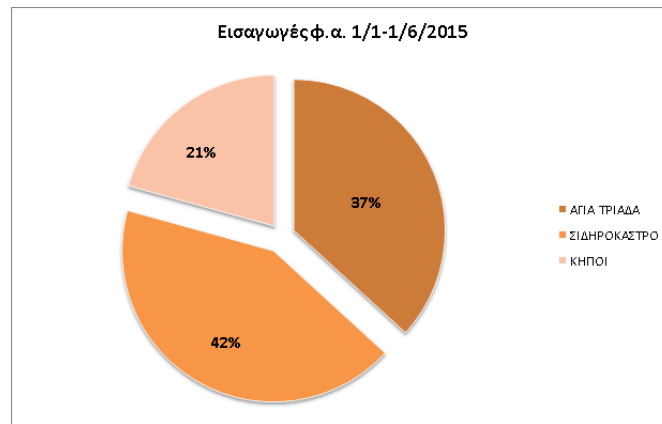
Στην εικόνα 14 παρουσιάζονται τα ποσοστά συμμετοχής της προμήθειας φυσικού αερίου ανά Σημείο Εισόδου για τα έτη 1998 έως και 2014.



Εικόνα 14: Εισαγωγές Φυσικού Αερίου στο ΕΣΦΑ 1998-2014

Για το έτος 2014 τα ποσοστά συμμετοχής της προμήθειας φυσικού αερίου ανά Σημείο Εισόδου διαμορφώθηκαν ως εξής: Σημείο Εισόδου Σιδηρόκαστρο 58%, Σημείο Εισόδου Κήφιοι 22% και ΥΦΑ 21%.

Για το πρώτο εξάμηνο του 2015 τα ποσοστά εισαγωγής φυσικού αερίου από τα Σημεία Εισόδου παρουσιάζονται στο ακόλουθο γράφημα.



Εικόνα 15 : Εισαγωγές Φυσικού Αερίου 1/1/2015-1/6/2015

Είναι σαφές από τα παραπάνω διαγράμματα ότι το αέριο μέσω αγωγών (μέσω Βουλγαρίας και Τουρκίας) αποτελεί την κύρια πηγή τροφοδοσίας της χώρας (επισημαίνεται ότι η ροή αερίου από το Σημείο Εισόδου Κήποι ξεκίνησε τον Νοέμβριο του 2007).

3.3. ΕΞΕΛΙΞΗ ΚΑΙ ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2016 – 2025

Με τον όρο «σενάριο ζήτησης» εννοείται η πρόβλεψη για την εξέλιξη της ετήσιας συνολικής ζήτησης Φ.Α. και της μέγιστης ημερήσιας αιχμής Φ.Α. ανά έτος η οποία βασίζεται σε συγκεκριμένες εκτιμήσεις / παραδοχές. Η πρόβλεψη της ζήτησης φυσικού αερίου είναι μία σημαντική αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου καθώς χρησιμοποιείται για το σχεδιασμό, την ανάπτυξη και τη λειτουργία του ΕΣΦΑ, συνεπώς και για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης του ΕΣΦΑ και την προσομοίωση λειτουργίας του με στόχο την αξιολόγηση νέων επενδύσεων ενίσχυσης και επέκτασης.

Στα πλαίσια της εκπόνησης της Μελέτης Ανάπτυξης 2016-2025 έγινε επικαιροποίηση του σεναρίου ζήτησης, με βάση τα νέα δεδομένα που ισχύουν πλέον για την ελληνική αγορά φυσικού αερίου. Αντικείμενο της μελέτης είναι η εκτίμηση του επιπέδου κατανάλωσης φυσικού αερίου που διατίθεται για τη χρονική περίοδο 2016-2025 για ηλεκτροπαραγωγή και για λοιπές χρήσεις (βιομηχανική και αστική χρήση).

Για την σωστή αποτύπωση και την αξιόπιστη εκτίμηση της ζήτησης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή, ο ΔΕΣΦΑ συνεργάστηκε με το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης (ΑΠΘ) το οποίο εκπόνησε σχετική μελέτη με θέμα «Μελέτη Πρόβλεψης κατανάλωσης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή που διατίθεται στην ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας την επόμενη δεκαετία (2016-2025)».

Για την εκτίμηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου πλην της ηλεκτροπαραγωγής ο ΔΕΣΦΑ εκπόνησε μελέτη για την κατανομή της ζήτησης φυσικού αερίου και τον υπολογισμό της αιχμής λοιπών πελατών «Μελέτη ετήσιας πρόβλεψης ζήτησης και γεωγραφικής - ημερήσιας κατανομής των λοιπών πελατών ΔΕΣΦΑ για την περίοδο 2016-2025».

Για την εν λόγω μελέτη χρησιμοποιήθηκαν τα δεδομένα από τις παρακάτω πηγές:

- i) τις προβλέψεις της ετήσιας αγοράς φυσικού αερίου, όπως αυτές γνωστοποιούνται από τους Χρήστες του ΕΣΦΑ σύμφωνα με το άρθρο 90 του Κεφαλαίου 12 του Κώδικα Διαχείρισης,
- ii) τα ιστορικά δεδομένα για την ημερήσια κατανάλωση σε κάθε μετρητικό σταθμό του ΕΣΦΑ,
- iii) τα ιστορικά δεδομένα και τις εκτιμήσεις των Εταιρειών Παροχής Αερίου σχετικά με τις υφιστάμενες συνδέσεις καταναλωτών στα δίκτυα διανομής αλλά και τις μελλοντικές προβλέψεις ανά τομέα κατανάλωσης,
- iv) τα πληθυσμιακά δεδομένα πόλεων με αστικές καταναλώσεις φυσικού αερίου όπου αυτό απαιτείται,
- v) θερμοκρασιακά στοιχεία προηγούμενων ετών από το Αστεροσκοπείο Αθηνών,
- vi) στοιχεία για την εξέλιξη του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος όπως αυτά εκτιμήθηκαν από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης.

3.4. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΑΝΑ ΚΑΤΗΓΟΡΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ

3.4.1. Εκτίμηση ζήτησης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή

Το μεγαλύτερο ποσοστό της κατανάλωσης φυσικού αερίου στην Ελλάδα σήμερα, αφορά στην παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από τις θερμοηλεκτρικές μονάδες με καύσιμο φυσικό αέριο. Στον Πίνακα 2 παρουσιάζονται αναλυτικά οι μονάδες που είναι ήδη συνδεδεμένες στο ΕΣΦΑ. Για τη ΔΕΗ Μεγαλόπολης θεωρείται ότι θα ξεκινήσει με τη λειτουργία των 400 MW και όταν ολοκληρωθεί η αναβάθμιση του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορεί να λειτουργήσει στη μέγιστη ισχύ της.

Για τα έτη 2016-2025 δεν υπάρχει πρόβλεψη για την κατασκευή και ένταξη στο σύστημα νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το φυσικό αέριο.

Πίνακας 2: Μονάδες Η/Π με καύσιμο Φ.Α. συνδεδεμένες στο ΕΣΦΑ

Μονάδα	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Παραγωγός
1 Κομοτηνή	495,0	ΔΕΗ
2 Λαύριο IV (μεγάλη ΜΣΚ)	560,0	ΔΕΗ
3 Λαύριο V (νέα ΜΣΚ)	385,3	ΔΕΗ
4 Elpedison Power	390,0	ELPEDISON ENERΓEIAKH A.E
5 AdG	334,0	ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ Α.Ε.
6 Ήρων I(MAK)	147,8	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ
7 Ήρων II	435,0	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ II
8 Elpedison Power (Θίσβη)	421,6	ELPEDISON ENERΓEIAKH A.E
9 Protergia	444,5	PROTERGIA A.E
10 Korinthos Power	436,6	KORINTHOS POWER A.E
11 Αλιβέρι V	380,0	ΔΕΗ
12 Μεγαλόπολη	400 / 811	ΔΕΗ
ΣΥΝΟΛΟ	4.829,8 /5.240,8	

Σύμφωνα με τις διατάξεις του ΚΣΗΕ και το Εγχειρίδιο Λειτουργίας Αγοράς η ΕΧΑΗΕ σήμερα λειτουργεί ως μία «υποχρεωτική κοινοπραξία» (mandatory pool), κατά την οποία επιλύεται το πρόβλημα ένταξης μονάδων παραγωγής (unit commitment) στα πλαίσια του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) με συμβελτιστοποίηση ενέργειας και εφεδρειών (co-

optimization of energy and reserves). Σε τέτοια μοντέλα αγοράς περιλαμβάνονται στον ΗΕΠ και τεχνικοί περιορισμοί λειτουργίας των μονάδων παραγωγής, που καθιστούν το πρόβλημα επίλυσης του ΗΕΠ ένα πρόβλημα Μικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (Mixed Integer Linear Programming, MILP). Επομένως, οι μονάδες παραγωγής, εφόσον ενταχθούν στο πρόγραμμα ΗΕΠ, κατανέμονται από το τεχνικό ελάχιστο έως τη διαθέσιμη ισχύ τους (ή εντός των αντιστοίχων ορίων υπό Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής, κατά το Άρθρο 44 του ΚΣΗΕ).

Παρ' όλα αυτά, η ΕΧΑΗΕ αναμένεται να μετασχηματιστεί μέχρι τις αρχές του έτους 2018 σε μία αποκεντρωμένη αγορά, όπου κυρίαρχο ρόλο θα έχει η λειτουργία (με προαιρετική συμμετοχή των παικτών της αγοράς) ενός απλού Χρηματιστηρίου Ενέργειας (ΧΕ) ("Power Exchange"), προκειμένου να υπάρξει συμμόρφωση με το Ενιαίο Μοντέλο Ευρωπαϊκής Αγοράς (Target model). Επιπρόσθετα, η ελεύθερη σύναψη διμερών συμβολαίων μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών για την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αποτελέσει βασικό χαρακτηριστικό του νέου μοντέλου-στόχου, παράλληλα με τη λειτουργία του ΧΕ.

Για την προσομοίωση της ΕΧΑΗΕ για τη χρονική περίοδο 2016-2025 λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες του κάθε μηχανισμού επίλυσης και εκκαθάρισης της ΕΧΑΗΕ (υποχρεωτική κοινοπραξία για τα έτη 2016-2017, ή απλό χρηματιστήριο ενέργειας για τα έτη 2018-2025).

Στις βασικές παραδοχές της μελέτης περιλαμβάνονται:

- α) Εκτίμηση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη δεκαετία: Λαμβάνεται πρόβλεψη για το έτος 2016 βάσει της πραγματικής κατάστασης κατά τα έτη 2014 και 2015 και η οποία χρησιμοποιείται μαζί με προβλέψεις αύξησης του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος (ΑΕΠ) κατά τα έτη 2016-2025 για την πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της αιχμής φορτίου κατά τα έτη αυτά (σχετικοί πίνακες παρουσιάζονται στη συνέχεια).
- β) Εισαγωγές/εξαγωγές: Λαμβάνονται σταθερές εισαγωγές από τις Βόρειες διασυνδέσεις, και μεταβλητές (τιμολογούμενες) εισαγωγές/εξαγωγές στις διασυνδέσεις της Ιταλίας και της Τουρκίας, βάσει της ιστορικότητας εισαγωγών/εξαγωγών από κάθε διασύνδεση, καθώς και της συσχέτισής τους με τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα κατά τα τελευταίους 15 μήνες.
- γ) Εγχύσεις ενέργειας από ΑΠΕ: Υπολογίζονται βάσει πρόβλεψης της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ΑΠΕ, και εκτίμησης του μελετητή για τις ωριαίες ποσότητες έγχυσης ανά ώρα του έτους ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος.
- δ) Άντληση: Λαμβάνεται ως μέγιστη ποσότητα πιθανής άντλησης που μπορεί να εκτελεστεί από τους υδραντλητικούς σταθμούς (σε μηνιαίο επίπεδο) η μετρηθείσα ποσότητα άντλησης ανά μήνα του έτους 2012.
- ε) Υποχρεωτικές εγχύσεις των υδροηλεκτρικών μονάδων: Λαμβάνεται υπόψη η μέση υδροηλεκτρική παραγωγή του παρελθόντος αποκλείοντας έτη με υψηλή υδραυλικότητα. Ελήφθη επομένως συντελεστής χρησιμοποίησης 15,3% για την προβολή, ενώ ιστορικά ο συντελεστής αυτός κυμαίνεται μεταξύ 10% και 25%.
- στ) Ο προγραμματισμός ένταξης νέων και η απόσυρση παλαιών μονάδων

- ζ) Τα βασικά τεχνοοικονομικά στοιχεία των μονάδων (συμπεριλαμβανομένου του κόστους εκπομπών των θερμικών μονάδων).
- η) Ο ισοδύναμος συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (EFOR) και οι περίοδοι προγραμματισμένης συντήρησης των μονάδων.
- θ) Οι προσφορές έγχυσης των μονάδων (βάσει του ελάχιστου μεταβλητού κόστους για κάθε μονάδα παραγωγής).

Πίνακας 3α: Ιστορικά στοιχεία κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και αιχμής φορτίου του συστήματος

Έτος	Αύξηση ΑΕΠ (από Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία) [%]	Κατανάλωση ΗΕ		Αιχμή φορτίου	
		[MWh]	Ρυθμός αύξησης [%]	[MW]	Ρυθμός αύξησης [%]
2002	6,665%	46.974.000		8.865	
2003	5,900%	49.732.000	5,87%	9.042	2,00%
2004	4,400%	51.225.000	2,46%	9.370	3,63%
2005	2,300%	52.880.000	3,14%	9.491	1,29%
2006	5,500%	53.990.000	1,99%	9.889	4,19%
2007	3,500%	55.690.000	3,09%	10.411	5,28%
2008	-0,200%	56.310.000	0,76%	10.217	-1,86%
2009	-3,100%	53.490.000	-5,82%	9.809	-3,99%
2010	-4,900%	53.545.000	-0,20%	9.872	0,64%
2011	-7,100%	52.915.000	1,18%	10.105	2,36%
2012	-6,400%	52.611.000	-0,37%	10.438	3,30%
2013	-5,850%	50.717.000	-4,50%	9.161	-12,23%
2014	0,300%	50.228.000	-0,96%	9.263	1,11%

Πίνακας 4β: Πρόβλεψη εξέλιξης ΑΕΠ

Έτος	Πρόβλεψη εξέλιξης του ΑΕΠ (από IMF)		Πρόβλεψη εξέλιξης του ΑΕΠ (από ΑΠΘ)	
	Ποσοστιαία αύξηση [%]	σε δις €	Ποσοστιαία αύξηση [%]	σε δις €
2015	2,522	191.245	2,522	191.245
2016	3,685	198.293	0,744	192.668
2017	3,230	204.699	1,633	195.815
2018	3,192	211.233	1,607	198.961
2019	3,041	217.656	1,314	201.574
2020	2,620	223.359	1,296	204.188
2021	-	-	1,305	206.852
2022	-	-	1,305	209.552
2023	-	-	1,305	212.286
2024	-	-	1,305	215.057
2025	-	-	1,305	217.863

Τα αποτελέσματα της μελέτης περιλαμβάνουν:

- i. την εκτίμηση της συνολικής ζήτησης ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα για τη δεκαετία 2016-2025, λαμβάνοντας υπόψη τις εκτιμήσεις Διεθνών Οργανισμών για την εξέλιξη του ρυθμού ανάπτυξης, αλλά και τα ιστορικά στοιχεία ζήτησης προηγούμενων ετών,
- ii. την εκτίμηση του ποσοστού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από θερμικές μονάδες με καύσιμο Φυσικό Αέριο (σε MWh) λαμβάνοντας υπόψη όλες εκείνες τις σημαντικές παραμέτρους που μπορεί να επηρεάσουν το εν λόγω ποσοστό (διείσδυση Φ/Β, Αιολικών, ένταξη/απένταξη συμβατικών μονάδων), και
- iii. την εκτίμηση της κατανάλωσης Φυσικού Αερίου από τις θερμικές μονάδες φ.α., βάσει της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας καθεμιάς από αυτές.

Στον Πίνακα στη συνέχεια κατωτέρω συνοψίζονται τα κυριότερα αποτελέσματα της μελέτης.

Πίνακας 4 : Ενεργειακό Ισοζύγιο ΗΕ και συνολική ζήτηση φυσικού αερίου

Κατηγορία μονάδων/φορτίου	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Εκτίμηση ΑΕΠ (ΑΠΘ)	0,74%	1,63%	1,61%	1,31%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Διγνιτικές μονάδες [ΜWhe]	16.191.128,93	15.585.394,85	15.421.861,91	15.474.986,36	14.576.448,36	16.110.750,96	16.832.249,92	16.637.580,11	16.110.147,06	16.763.336,25
Μονάδες φ.α. (ΔΕΗ) [ΜWhe]	4.433.057,58	4.799.958,88	5.196.851,81	5.090.089,92	4.991.017,84	4.944.469,97	4.653.097,61	4.764.765,07	4.707.946,00	5.329.516,65
Μονάδες φ.α. (ΙΡΡs) [ΜWhe]	6.110.818,10	6.118.142,47	6.265.739,77	6.103.669,02	6.115.587,34	4.784.330,00	4.318.856,71	4.222.784,80	4.395.698,63	5.458.489,87
Μονάδες φ.α. [ΜWhe]	10.543.875,68	10.918.101,35	11.462.591,58	11.193.758,94	11.106.605,18	9.728.799,97	8.971.954,32	8.987.549,87	9.103.644,63	10.788.006,52
ΥΗΣ [ΜWhe]	4.672.848,10	4.639.229,83	4.464.244,04	4.447.130,83	4.900.492,88	4.679.237,14	4.727.531,08	4.867.981,74	5.142.300,17	5.265.814,15
Εισαγωγές [ΜWhe]	12.759.479,40	12.754.439,05	12.740.535,18	12.706.955,81	12.724.475,22	12.690.941,97	12.700.893,97	12.715.564,28	12.721.107,10	12.729.607,95
Εξαγωγές [ΜWhe]	931.891,08	928.110,65	931.750,57	970.681,45	964.489,20	964.405,37	948.291,66	909.519,61	790.197,03	598.957,55
Καθαρές εισαγωγές [ΜWhe]	11.827.588,33	11.826.328,40	11.808.784,61	11.736.274,36	11.759.986,02	11.726.536,61	11.752.602,31	11.806.044,66	11.930.910,06	12.130.650,40
Αιολικά [ΜWhe]	4.288.308,52	4.687.196,06	5.065.519,79	5.626.459,77	6.333.546,86	6.775.340,75	7.052.190,37	7.329.039,62	7.624.298,61	7.882.738,73
Φ/Β [ΜWhe]	3.700.982,04	3.749.559,12	3.800.812,25	3.885.224,85	3.999.925,87	4.087.586,76	4.160.960,24	4.233.999,53	4.310.075,01	4.379.077,42
Βιομάζα/βιοέριο [ΜWhe]	248.692,14	259.762,60	271.513,43	283.714,08	297.117,18	307.546,87	317.619,21	327.691,44	338.695,86	347.836,09
Μικροί ΥΗΣ [ΜWhe]	723.059,97	731.915,00	742.768,39	756.000,62	774.418,48	798.554,53	837.625,97	876.696,85	918.290,23	954.839,07
ΣΗΘΥΑ [ΜWhe]	185.402,11	190.029,25	195.429,49	200.361,51	205.720,34	210.768,62	217.969,12	225.169,27	233.343,82	239.571,12
Σύνολο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [ΜWhe]	9.146.444,78	9.618.462,03	10.076.043,35	10.751.760,83	11.610.728,73	12.179.797,53	12.586.364,91	12.992.596,71	13.424.703,53	13.804.062,43
Σύνολο παραγωγής [ΜWhe]	52.381.885,82	52.587.516,46	53.233.525,49	53.603.911,32	53.954.261,17	54.425.122,21	54.870.702,54	55.291.753,09	55.711.705,45	58.751.869,75
Ποσοστό μονάδων φ.α. [%]	20,13%	20,76%	21,53%	20,88%	20,59%	17,88%	16,35%	16,25%	16,34%	18,36%
Αντλίαση [ΜWhe]	264.763,90	221.365,34	230.491,05	236.257,02	223.938,35	254.383,92	258.115,10	251.510,30	238.267,27	223.974,11
Φορτίο συστήματος [ΜWhe]	52.117.121,95	52.366.151,01	53.003.034,38	53.367.654,24	53.730.322,88	54.170.737,93	54.612.587,17	55.040.242,82	55.473.437,78	58.527.895,47
Απώλειες συστήματος μεταφοράς [ΜWhe]	1.014.665,97	1.015.282,91	1.038.960,33	1.058.346,28	1.073.824,95	1.109.347,81	1.143.371,02	1.160.266,79	1.179.767,67	1.275.775,55
Φορτίο καταναλωτών (με τις απώλειες ΜΤ & ΧΤ) [ΜWhe]	51.102.455,98	51.350.868,10	51.964.074,05	52.309.307,96	52.656.497,93	53.061.390,12	53.469.216,15	53.879.976,03	54.293.670,11	57.252.119,92
Κατανάλωση φ.α. για ΗΠ [kNm3]	2.138.827,29	2.189.348,01	2.272.886,70	2.226.733,22	2.212.131,18	1.930.088,01	1.786.002,47	1.780.959,36	1.809.435,58	2.113.406,79
Κατανάλωση φ.α. για Λοιποί Πελάτες [kNm3]	1.403.396,00	1.427.307,55	1.463.031,68	1.489.297,87	1.554.240,00	1.573.077,82	1.604.177,94	1.629.200,91	1.657.185,00	1.669.174,92
Συνολική Κατανάλωση φ.α. [kNm3/day]	3.542.223,29	3.616.655,56	3.735.918,38	3.716.031,09	3.766.371,18	3.503.165,83	3.390.180,41	3.410.160,28	3.466.620,58	3.782.581,71

* Η κατανάλωση φυσικού αερίου από Λοιπούς Πελάτες εκτιμάται σύμφωνα με το κεφ. 3.4.2

Σημ.: Για το 2014 η συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου ανήλθε στα 2.768 εκ. Nm³ (εκ των οποίων 1.273 εκ. Nm³ αντιστοιχούν στη ζήτηση φυσικού αερίου Λοιπών Πελατών και 1.495 εκ. Nm³ στη ζήτηση φυσικού αερίου για ΗΠ).

Για το 2015, λαμβάνοντας υπ' όψιν τα απολογιστικά στοιχεία του πρώτου εξαμήνου, η συνολική ζήτηση εκτιμάται κατά προσέγγιση στα 2,5 δισ. Nm³ (πρόβλεψη).

3.4.2 Εκτίμηση κατανάλωσης φυσικού αερίου για Λοιπούς Πελάτες

Για την εκτίμηση της ζήτησης φυσικού αερίου για Λοιπούς Πελάτες¹ εκπονήθηκε σχετική μελέτη από το ΔΕΣΦΑ για τα έτη 2016 – 2025 η οποία βασίστηκε στην επεξεργασία των προβλέψεων της ετήσιας αγοράς φυσικού αερίου που γνωστοποιούνται από τους Χρήστες του ΕΣΦΑ στο Διαχειριστή, σύμφωνα με το άρθρο 90 του Κεφαλαίου 12 του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ όπως ισχύει καθώς και στα δεδομένα που αναφέρθηκαν στο κεφ. 3.3. Ο ΔΕΣΦΑ εξετάζοντας εκτενώς τα ανωτέρω στοιχεία προσαρμοσε την εκτίμηση των Χρηστών με στόχο να προσεγγίσει κατά το δυνατόν τις τελευταίες εξελίξεις της αγοράς.

Αρχικά στην προαναφερθείσα μελέτη οι καταναλωτές του ΕΣΜΦΑ χωρίστηκαν σε τρεις βασικές κατηγορίες, α) τις υφιστάμενες ΕΠΑ, β) τις περιοχές εκτός υφιστάμενων ΕΠΑ όπου λειτουργούν δίκτυα διανομής και γ) τους Μεμονωμένους Καταναλωτές² ενώ στη συνέχεια οι καταναλώσεις κάθε μίας από τις κατηγορίες αυτές, όπως εκτιμήθηκαν, κατανεμήθηκαν γεωγραφικά στα επιμέρους σημεία καταναλώσεων, υφιστάμενα ή νέα, που τις συναποτελούν.

Τα υφιστάμενα σημεία κατανάλωσης παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα ανά Εταιρεία Παροχής Αερίου (ΕΠΑ) και ανά περιοχή με υφιστάμενο δίκτυο διανομής εκτός ΕΠΑ. Στην συνέχεια παρουσιάζονται τα σημεία κατανάλωσης που αντιστοιχούν σε μεμονωμένους πελάτες.

Πίνακας 5: Σημεία Εξόδου ΕΣΜΦΑ

ΕΠΑ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ <ul style="list-style-type: none">• Λάρισα• ΒΙΠΕ Λάρισσας• Βόλος• Τρίκαλα• Καρδίτσα• Κοκκίνα	ΕΠΑ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ <ul style="list-style-type: none">• Θεσσαλονίκη	ΕΠΑ ΑΤΤΙΚΗΣ <ul style="list-style-type: none">• Αθήνα• Θριάσιο• Μαρκόπουλο
ΑΝΑΤ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ & ΘΡΑΚΗ <ul style="list-style-type: none">• Αλεξανδρούπολη• Κομοτηνή• Ξάνθη• Καβάλα• Δράμα	ΚΕΝΤΡ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ <ul style="list-style-type: none">• Σέρρες• Κιλκίς• Κατερίνη• Πλατύ Ημαθίας	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ & ΕΥΒΟΙΑ <ul style="list-style-type: none">• Χαλκίδα• Θήβα• Λαμία• Λειβαδιά• Οινόφυτα

¹ Σημεία κατανάλωσης του ΕΣΜΦΑ εξαιρουμένων εκείνων που τροφοδοτούν σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής

² Ως Μεμονωμένοι Πελάτες θεωρούνται τα σημεία κατανάλωσης που είτε δεν ανήκουν σε ΕΠΑ και σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είτε σε σημεία που ενώ ανήκουν σε ΕΠΑ αντιστοιχούν σε μεμονωμένο σημείο κατανάλωσης για την τροφοδότηση συγκεκριμένης εγκατάστασης / γεωγραφικής περιοχής και άρα το καθένα τους έχει χαρακτηριστικό ημερήσιο προφίλ που προκύπτει από τα ιστορικά στοιχεία καταναλώσεων που διαθέτει ο Διαχειριστής. Σε αυτούς περιλαμβάνονται και οι ΒΙ.ΠΕ

Πίνακας 6: Μεμονωμένοι πελάτες

Μεμονωμένοι Πελάτες & ΒΙ.ΠΕ.
• ΕΚΟ/ΕΛΠΕ
• ΕΛΠΕ Πετρόλα
• ΕΛΠΕ Ασπρόπυργος
• Μαρκόπουλο
• AdG III
• Motor Oil
• ΒΙΠΕ Λάρισσας
• Κοκκίνα
• Θριάσιο
• ΣΑΛΦΑ Άνω Λιοσίων
• ΣΑΛΦΑ Ανθούσας
• Πλατύ Ημαθίας
• ΒΦΛ
• Οινόφυτα
• Άγιοι Θεόδωροι

Επισημαίνεται ότι όπου αναφερόμαστε σε περιοχές εκτός υφιστάμενων ΕΠΑ όπου λειτουργούν δίκτυα διανομής εννοούνται οι περιοχές της Ανατολικής Μακεδονίας & Θράκης, Κεντρικής Μακεδονίας και Ανατολικής Στερεάς Ελλάδας και Εύβοιας όπου προβλέπεται σύμφωνα με τις ανακοινώσεις της Δημόσιας Επιχείρησης Αερίου (ΔΕΠΑ) η περαιτέρω ανάπτυξη δικτύων Μέσης και Χαμηλής Πίεσης.

Μάλιστα σύμφωνα με τις διατάξεις του Ενεργειακού Οδικού Χάρτη για την αναμόρφωση της Ελληνικής αγοράς αερίου που επικαιροποίησε το ΥΠΕΠΑ, το καθεστώς λειτουργίας των Εταιρειών Παροχής Αερίου (υφιστάμενων αλλά και νέων) πρέπει να μεταβεί σε ένα νέο ρυθμιζόμενο μοντέλο όπου η προμήθεια και η διανομή θα διαχωριστούν. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η σύσταση των νέων ΕΠΑ, όπως τουλάχιστον είχε σχεδιαστεί ως σήμερα (εξαίρεση από την υποχρέωση διαχωρισμού προμήθειας και διανομής με ταυτόχρονη συμμετοχή ιδιώτη επενδυτή στο μετοχικό σχήμα της εταιρείας) να απαιτεί αναθεώρηση.

Λαμβάνοντας υπόψη τα ανωτέρω, στην παρούσα μελέτη γίνεται η θεώρηση ότι η όποια ανάπτυξη δικτύων Μέσης και Χαμηλής Πίεσης στις περιοχές αυτές (είτε υπό τη μορφή νέων ΕΠΑ είτε με επέκταση των ορίων ευθύνης των υφιστάμενων ΕΠΑ) θα υλοποιηθεί από το έτος 2020 κ.ε.. Αξίζει να αναφερθεί ότι τα μελλοντικά σημεία κατανάλωσης που παρουσιάζονται ανωτέρω αντιστοιχούν σε σημεία που έχουν προσδιοριστεί και στα στοιχεία ζήτησης που απέστειλε ο Χρήστης ΔΕΠΑ. Επισημαίνεται ότι τα σημεία κατανάλωσης είναι υπερσύνολο των υφιστάμενων Σημείων Εξόδου του ΕΣΜΦΑ αφού δεν έχει προγραμματιστεί ακόμα από τον ΔΕΣΦΑ η κατασκευή των σχετικών μετρητικών/ρυθμιστικών σταθμών για κάποια από αυτά (π.χ. Λειβαδιά).

Στη συνέχεια εφαρμόστηκαν κατάλληλα ημερήσια προφίλ κάθε σημείου κατανάλωσης προκειμένου να προσεγγιστεί η αιχμή του συστήματος αλλά και κάθε σημείου κατανάλωσης χωριστά. Απαραίτητες προϋποθέσεις για την εύρεση της ημερήσιας αιχμής του έτους για το ΕΣΦΑ αποτελούν:

- A) ο καταμερισμός των συνολικών προβλέψεων για κάθε ΕΠΑ στα επιμέρους σημεία κατανάλωσης που την συναποτελούν
- B) ο καταμερισμός των συνολικών προβλέψεων κάθε σημείου σε δύο βασικές κατηγορίες κατανάλωσης i) Αστική Χρήση (οικιακός και εμπορικός τομέας) και ii) Βιομηχανική χρήση

α) ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΕΚΤΟΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΕΠΑ ΟΠΟΥ ΛΕΙΤΟΥΡΓΟΥΝ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

1. Καθορισμός ποσοτήτων ανά Σημείο Εξόδου για Αστική Χρήση

Για τη συνολική εκτίμηση της οικιακής και εμπορικής κατανάλωσης χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία που κοινοποιήθηκαν στο ΔΕΣΦΑ σύμφωνα με το άρθρο 90 του Κώδικα. Στη συνέχεια οι συνολικές ποσότητες καταμερίζονται στους επιμέρους μετρητικούς σταθμούς της κάθε ΕΠΑ ανά έτος με βάση τα χιλιόμετρα των αγωγών ΜΠ και ΧΠ που αναμένεται να κατασκευαστούν.

2. Καθορισμός ποσοτήτων ανά Σημείο Εξόδου για Βιομηχανική Χρήση

Για την κατανάλωση φυσικού αερίου για βιομηχανική χρήση τα έτη 2016 – 2025, η οποία αντιστοιχεί και στο σύνολο της κατανάλωσης των ετών αυτών γίνεται η παραδοχή ότι η ποσότητα αυξάνεται αναλογικά με το εκτιμώμενο ποσοστό αύξησης του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος (ΑΕΠ) της χώρας. Η εκτίμηση για τη μεταβολή του ΑΕΠ έχει γίνει από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης.

Συγκεκριμένα θεωρείται ότι το εκτιμώμενο ποσοστό αύξησης του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος (ΑΕΠ) της χώρας είναι 0,74% 1,63% και 1,61% τα τρία πρώτα χρόνια (2016,2017 και 2018 αντίστοιχα) και μετέπειτα θεωρείται σταδιακή αλλά σταθερή αύξηση της τάξεως του 1,3% μέχρι το τέλος της περιόδου αναφοράς, δηλαδή το 2025. Τα ποσοστά αυτά δίνονται στον ακόλουθο Πίνακα.

Πίνακας 7: Εκτίμηση μεταβολής ρυθμού αύξησης ενεργειακής κατανάλωσης

	Πρόβλεψη ΑΕΠ*	Ρυθμός αύξησης του ΑΕΠ**
2015	191.245	
2016	192.668	0,74%
2017	195.815	1,63%
2018	198.961	1,61%
2019	201.574	1,31%
2020	204.188	1,30%
2021	206.852	1,30%
2022	209.552	1,30%
2023	212.286	1,30%
2024	215.057	1,30%
2025	217.863	1,30%

* εκτίμηση ΑΕΠ από μελέτη του ΑΠΘ

**ο εν λόγω ρυθμός αύξησης υπολογίστηκε από το ΑΠΘ και ταυτίζεται κατά τον Διαχειριστή με τον ρυθμό αύξησης κατανάλωσης φ.α.

β) ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΕΠΑ

1. Καθορισμός κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά τομέα κατανάλωσης

Για τις τρεις υφιστάμενες ΕΠΑ (Αττικής, Θεσσαλίας, Θεσσαλονίκης) για την εκτίμηση της ζήτησης ανά έτος και ανά τομέα κατανάλωσης αερίου χρησιμοποιήθηκαν ιστορικά στοιχεία α) καταναλώσεων φυσικού αερίου, β) αριθμού συνδέσεων και καταναλώσεων ανά τιμολόγιο χρήσης και γ) προβλέψεις συνδέσεων / καταναλώσεων για τα επόμενα χρόνια (Πηγή: ΕΠΑ).

Συγκεκριμένα, έγινε η εκτίμηση ότι η κατανάλωση για i) οικιακή χρήση χωρίς θέρμανση, ii) εμπορική χρήση και iii) βιομηχανική χρήση θα ακολουθήσει αυξητική τάση ανάλογη της αύξησης ενεργειακής κατανάλωσης .

Ειδικά για την οικιακή και μικρή εμπορική χρήση εκτιμάται ότι θα υπάρξει περαιτέρω αύξηση της κατανάλωσης ανάλογη εκείνης του αριθμού των συνδέσεων που αναμένεται να πραγματοποιηθούν την περίοδο 2016-2025.

Όσον αφορά στην επίδραση της θερμοκρασίας, υπολογίστηκε η μέση κατανάλωση ανά μετρητή για οικιακή και μικρή εμπορική χρήση από τα ιστορικά στοιχεία καταναλώσεων για το 2014, η οποία εξομαλύνθηκε ως προς τον παράγοντα της θερμοκρασίας, λαμβάνοντας υπόψη τις βαθμομέρες των αντιπροσωπευτικότερων τελευταίων ετών, θερμών και ψυχρών.

Συγκεκριμένα, η μέση κατανάλωση φυσικού αερίου ανά σύνδεση υπολογίστηκε με βάση τα ιστορικά στοιχεία συνδέσεων και καταναλώσεων και επανεκτιμήθηκε χρησιμοποιώντας το μέσο όρο βαθμομερών χαρακτηριστικών ετών, βάσει του παρακάτω τύπου:

$$C_{in} = C_{2014} \frac{\bar{B}}{B}$$

Όπου:

\bar{B} ο μέσος όρος βαθμομερών³

B οι βαθμομέρες του έτους αναφοράς (συγκεκριμένα του 2014)

C_{in} η ανηγμένη στις μέσες βαθμομέρες μέση κατανάλωση ανά σύνδεση το έτος 2014, η οποία θα χρησιμοποιηθεί ως βάση για την εκτίμηση της μέσης κατανάλωσης ανά σύνδεση για τα έτη 2016-2025

C_{2014} η κατανάλωση φυσικού αερίου ανά σύνδεση το έτος 2014 (προκύπτει από τη διαίρεση της συνολικής κατανάλωσης δια τον αριθμό των συνδέσεων)

Με την προσέγγιση αυτή απαλείφεται η επίδραση της θερμοκρασίας στην πρόβλεψη για την εκτίμηση της κατανάλωσης των μελλοντικών ετών. Στη συνέχεια όπως αναφέρθηκε και ανωτέρω η μέση κατανάλωση φυσικού αερίου ανά σύνδεση για οικιακή και μικρή εμπορική χρήση αυξάνεται σύμφωνα με το ρυθμό αύξησης ενεργειακής κατανάλωσης (πίνακας 7).

Στις παραπάνω ποσότητες προστέθηκαν οι προβλεπόμενες καταναλώσεις για την Μεγάλη Βιομηχανία όπως αυτές εκτιμήθηκαν από τα στοιχεία των Χρηστών.

2. Καθορισμός κατανάλωσης φυσικού αερίου στα επιμέρους σημεία εξόδου που τροφοδοτεί κάθε ΕΠΑ

Ειδικότερα, για την ΕΠΑ Αττικής η οποία περιλαμβάνει τα Σημεία Εξόδου Αθήνα, Θριάσιο και Μαρκόπουλο κατανεμήθηκαν οι ανωτέρω ποσότητες λαμβάνοντας υπόψη ότι για όλη την περίοδο αναφοράς οι καταναλώσεις φυσικού αερίου για το Μαρκόπουλο και το Θριάσιο προκύπτουν με βάση τις ιστορικές καταναλώσεις τους και αντιστοιχούν αποκλειστικά σε αστική και βιομηχανική χρήση αντίστοιχα.

Η ΕΠΑ Θεσσαλονίκης περιλαμβάνει ένα μόνο Σημείο Εξόδου οπότε η κατανομή σε βιομηχανική και αστική χρήση έγινε σύμφωνα με τη μεθοδολογία που περιγράφηκε στην παράγραφο 1 ανωτέρω.

Για την κατανομή της συνολικής κατανάλωσης της ΕΠΑ Θεσσαλίας στα επιμέρους σημεία που τροφοδοτεί και συγκεκριμένα τις πόλεις Λάρισα, Βόλος, ΒΙΠΕ Λάρισας, Κοκκίνα Καρδίτσα και Τρίκαλα χρησιμοποιήθηκαν τα ποσοστά κατανομής ανά Σημείο Εξόδου της ΕΠΑ Θεσσαλίας για το 2014. Για τη δεκαετή περίοδο που εξετάζεται, θεωρείται ότι τα σημεία κατανάλωσης ΒΙ.ΠΕ Λάρισας και Κοκκίνα έχουν μόνο βιομηχανική κατανάλωση και ότι η Καρδίτσα και τα Τρίκαλα έχουν μόνο οικιακή κατανάλωση. Επιπλέον, θεωρείται ότι η κατανομή της οικιακής κατανάλωσης των υπολοίπων σημείων κατανάλωσης για τα έτη

³ Οι βαθμομέρες μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας του έτους αποτελούν δείκτη επίδρασης του παράγοντα θερμοκρασία. Υπολογίζονται ως η διαφορά της μέσης θερμοκρασίας περιβάλλοντος από τους 17°C και λαμβάνονται υπ' όψιν στο άθροισμα των βαθμομερών του έτους μόνο όταν η προαναφερθείσα διαφορά έχει θετικό πρόσημο.

2016-2025 ισούται με την κατανομή της συνολικής χρήσης του αντίστοιχου έτους, προσαρμοσμένη με την πληθυσμιακή αναλογία των πόλεων σε επίπεδο Δήμου.

γ) ΜΕΜΟΝΩΜΕΝΟΙ ΠΕΛΑΤΕΣ

Όσον αφορά στις προβλέψεις για τους Μεμονωμένους Πελάτες οι ετήσιες καταναλώσεις αντλήθηκαν τόσο από τα στοιχεία των Χρηστών όσο και τα ιστορικά στοιχεία καταναλώσεων.

Με βάση τα στοιχεία της παραγράφου 3.4, ο Πίνακας 8 παρουσιάζει τη ζήτηση φυσικού αερίου Λοιπών Πελατών ανά κατηγορία χρήσης για την περίοδο 2016-2025:

Πίνακας 8: Εκτιμώμενη κατανάλωση φυσικού αερίου Λοιπών Πελατών ανά κατηγορία χρήσης

Εκτιμώμενες ανάγκες λοιπών πελατών (Εκ.Nm ³)			
	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΧΡΗΣΗ (ΣΗΘ, ΜΕΓΑΛΗ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ,	ΑΣΤΙΚΗ ΧΡΗΣΗ (ΟΙΚΙΑΚΟΙ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΚΟΙ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ
2016	956	448	1.403
2017	961	466	1.427
2018	972	491	1.463
2019	980	509	1.489
2020	991	563	1.554
2021	996	577	1.573
2022	1.005	600	1.604
2023	1.013	616	1.629
2024	1.021	636	1.657
2025	1.024	645	1.669

Ο κάτωθι πίνακας παρουσιάζει συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα της προαναφερθείσας μελέτης ανά τομέα και γεωγραφική περιοχή κατανάλωσης φυσικού αερίου.

Πίνακας 9: Εξέλιξη Ζήτησης Φ.Α. Λουτών Πελατών για την περίοδο 2016-2025 (σε εκατ. Nm³/έτος)

		Εκτιμώμενες ανάγκες πελατών (Εκ. Nm ³)									
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ		2139	2189	2273	2227	2212	1930	1786	1781	1809	2113
ΧΗΜΙΚΗ ΧΡΗΣΗ		429	428	428	428	429	428	428	428	429	428
ΒΦΑ		132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
MOTOR OIL		162	161	161	161	162	161	161	161	162	161
ΕΚΟ HELPE		27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
HELPE PETROLA		81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
HELPE ASPROPYRGOS		27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
ΜΕΓΑΛΗ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ		318	322	330	335	342	346	352	357	362	362
ΑΤΤΙΚΗ		15	15	16	17	17	18	18	19	19	19
ΘΕΣ/ΝΙΚΗ		8	8	9	9	9	10	10	10	10	10
ΘΕΣΣΑΛΙΑ		23	24	24	25	26	27	28	29	29	29
Αν. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ & ΘΡΑΚΗ		26	26	27	27	27	28	28	28	29	29
Κεντρική ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ		87	89	93	95	99	99	102	104	105	106
ΣΤ. ΕΛΛΑΔΑ (χωρίς την AdG III)		87	88	89	90	92	93	94	95	97	98
AdG III		70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Άγιοι Θεόδωροι		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
ΣΑΛΦΑ		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
ΕΠΑ		641	663	691	712	768	784	810	830	852	864
ΕΠΑ		206	218	230	240	251	259	268	276	286	291
ΑΤΤΙΚΗΣ		91	93	94	95	97	98	99	101	102	103
ΣΥΝΟΛΟ		297	311	324	336	348	357	367	377	388	394
ΕΠΑ		68	70	73	75	79	81	84	86	89	90
ΘΕΣΣ/ΛΙΑΣ		42	43	44	44	45	46	46	47	47	48
ΣΥΝΟΛΟ		110	113	117	120	124	127	130	133	136	138
ΕΠΑ		172	176	185	191	198	201	205	210	215	219
ΘΕΣΣΣ/ΚΗΣ		60	61	62	63	63	64	65	66	67	68
ΣΥΝΟΛΟ		231	237	247	253	261	265	270	275	282	286
ΕΠΑ ΣΤ. ΕΛΛΑΔΑΣ *		0	0	0	0	19	20	22	23	24	24
ΣΥΝΟΛΟ		0	0	0	0	19	20	22	23	24	24
ΕΠΑ ΚΕΝΤΡ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ *		0	0	0	0	10	10	12	12	12	13
ΣΥΝΟΛΟ		0	0	0	0	10	10	12	12	12	13
ΕΠΑ ΑΝΑΤ. ΜΑΚΕΔ. & ΘΡΑΚΗΣ *		3	3	3	3	6	6	9	9	9	9
ΣΥΝΟΛΟ		3	3	3	3	6	6	9	9	9	9
ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ ΑΝΑΓΚΩΝ		3.542	3.617	3.736	3.716	3.766	3.503	3.390	3.410	3.467	3.783

* Εκτιμάται ότι οι νέες ΕΠΑ θα δημιουργηθούν μέσα στο διάστημα της περιόδου αναφοράς από το 2020 κ.ε.. Οι καταναλώσεις για βιομηχανική χρήση των νέων ΕΠΑ συμπεριλαμβάνονται στις αντίστοιχες καταναλώσεις Μεγάλης Βιομηχανίας.

3.5. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2016-2025

Για τον υπολογισμό της μέγιστης ημερήσιας ζήτησης φυσικού αερίου εκτιμήθηκαν

- α) το ημερήσιο προφίλ του συνόλου των Η/Π και
- β) το ημερήσιο προφίλ των Λοιπών Πελατών.

Από το ημερήσιο άθροισμα των καταναλώσεων, όπως αυτές προκύπτουν από την εφαρμογή των προαναφερθέντων προφίλ, για τις δύο κατηγορίες Χρηστών προέκυψε η ταυτοχρονισμένη⁴ αιχμή του συστήματος για την περίοδο 2016-2025.

3.5.1. Εκτίμηση μέγιστης ημερήσιας ζήτησης φυσικού αερίου για τους Η/Π

Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης το Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΑΠΘ πραγματοποίησε ανάλυση με τη βοήθεια του εμπορικά διαθέσιμου μοντέλου Long- Term Scheduling (LTS). Από τα αποτελέσματα της ανάλυσης αυτής (Πίνακας 4 ανωτέρω) προέκυψε η κατανομή της ζήτησης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή ανά ημέρα.

3.5.2. Εκτίμηση μέγιστης ημερήσιας ζήτησης φυσικού αερίου για τους Λοιπούς Πελάτες

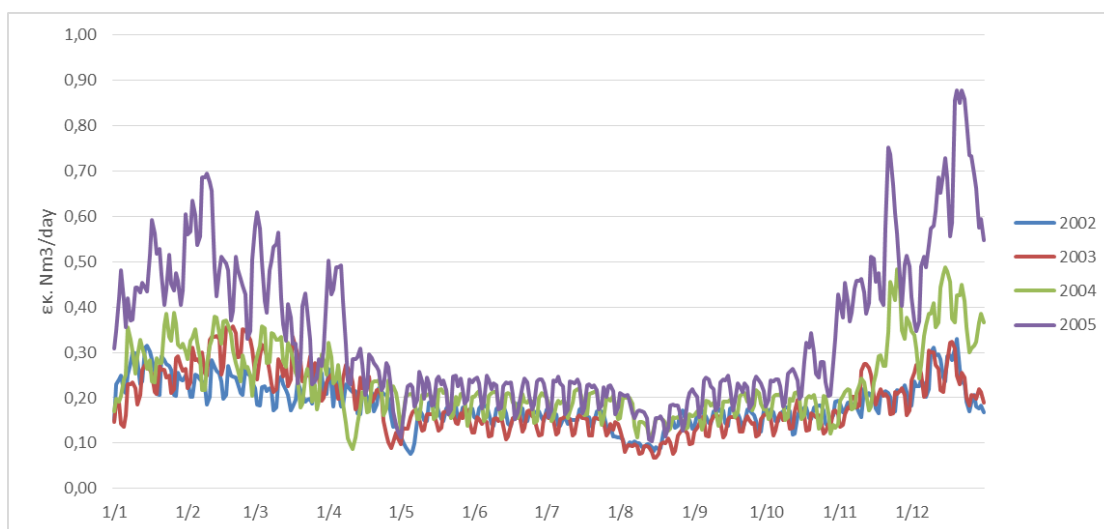
Για τον προσδιορισμό της ημερήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου προσαρμόστηκαν κατάλληλα ημερήσια προφίλ στις καταναλώσεις κάθε σημείου κατανάλωσης για κάθε κατηγορία (αστική και βιομηχανική χρήση) προκειμένου να προσεγγιστεί η αιχμή του συστήματος αλλά και κάθε σημείου ξεχωριστά. Όσον αφορά την ημερήσια κατανομή των καταναλώσεων για βιομηχανική χρήση, έγινε επιλογή του αντιπροσωπευτικότερου προφίλ κατανάλωσης για βιομηχανική χρήση με βάση τα ιστορικά στοιχεία.

Συγκεκριμένα έγινε διαγραμματική απεικόνιση των ημερήσιων καταναλώσεων κάθε σημείου κατανάλωσης από την έναρξη λειτουργίας του και χρησιμοποιήθηκε το προφίλ κατανάλωσης που αντανακλά ορθότερα την κατανάλωση φυσικού αερίου για βιομηχανική χρήση. Η παραδοχή που χρησιμοποιήθηκε για την εύρεση του ανάλογου προφίλ είναι ότι τα πρώτα χρόνια λειτουργίας μίας ΕΠΑ η εστιασμένη ομάδα πελατών είναι κυρίως οι βιομηχανικοί πελάτες που έχουν μεγαλύτερες καταναλώσεις ενώ στη συνέχεια εντάσσονται και καταναλώσεις για αστική χρήση με αποτέλεσμα να παρουσιάζονται αυξημένες καταναλώσεις φυσικού αερίου κατά τους χειμερινούς μήνες. Χαρακτηριστικά είναι τα διαγράμματα παρακάτω για την Αθήνα.

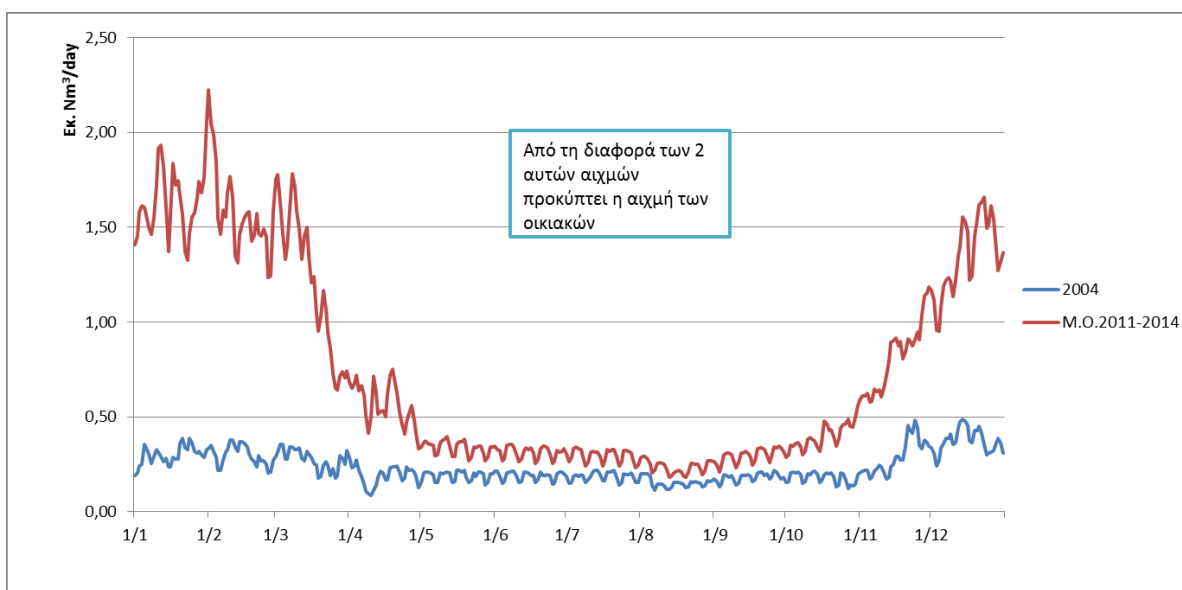
Ειδικά για την Αθήνα μετά από τη διαγραμματική απεικόνιση των ημερήσιων καταναλώσεων των ετών 2002 κ.ε. προέκυψε ότι το έτος 2004 για την Αθήνα είναι το πλέον αντιπροσωπευτικό για το προφίλ βιομηχανικής χρήσης, το προφίλ της οποίας φαίνεται να σταθεροποιείται το έτος

⁴ Ως ταυτοχρονισμένη αιχμή ορίζεται το άθροισμα της μέγιστης ημερήσιας επιτευχθείσας αιχμής του συνόλου των Λοιπών Πελατών στο Έτος και της μέγιστης ημερήσιας επιτευχθείσας αιχμής του συνόλου των ηλεκτροπαραγωγών στη χειμερινή περίοδο του ίδιου έτους.

αυτό. Παρόμοια επεξεργασία δεδομένων έγινε και για άλλες πόλεις με σχετικά ανεπτυγμένα δίκτυα φυσικού αερίου όπως η Λάρισα και ο Βόλος.



Εικόνα 16: Γραφική Απεικόνιση Ημερήσιου Προφίλ ΕΠΑ Αττικής τα έτη 2002-2005 (σε Nm^3 / ημέρα)



Εικόνα 17: Γραφική Απεικόνιση Ημερήσιου Προφίλ ΕΠΑ Αττικής τα έτη 2004 και του μέσου όρου των ετών 2011-2014 (σε Nm^3 /ημέρα)

Για τη Θεσσαλονίκη για την εκτίμηση του ημερήσιου προφίλ βιομηχανικής χρήσης χρησιμοποιήθηκε το προφίλ του σημείου εξόδου Οινόφυτα καθώς θεωρείται ένα από τα πιο αντιπροσωπευτικά προφίλ βιομηχανικής χρήσης. Αυτό συμβαίνει γιατί η συνολική κατανάλωση χαρακτηρίζεται από επιμέρους καταναλώσεις που αφορούν πολλές και διαφόρων κατηγοριών βιομηχανίες οι οποίες δίνουν κατά μέσο όρο ένα προφίλ που εκφράζει όσο πιο αξιόπιστα τα περισσότερα βιομηχανικά προφίλ του συστήματος.

Για τα σημεία κατανάλωσης που εξυπηρετούν μεμονωμένους καταναλωτές και για τα οποία υπήρχαν διαθέσιμα ιστορικά στοιχεία θεωρήθηκε ότι το πιο πρόσφατο έτος καταναλώσεων (2014) αποτελεί και το έτος με το αντιπροσωπευτικότερο προφίλ κατανάλωσης.

Όσον αφορά την κατανάλωση για αστική χρήση και λαμβάνοντας υπόψη ότι σε μεγάλο ποσοστό αφορά την χρήση φυσικού αερίου για κεντρική θέρμανση κρίθηκε απαραίτητο να προσεγγιστεί το προφίλ της συνυπολογίζοντας τον παράγοντα της θερμοκρασίας.

Το προφίλ αστικής χρήσης κατ' επέκταση αποτελείται από:

- α) το προφίλ κατανάλωσης για κεντρική θέρμανση και
- β) το προφίλ κατανάλωσης για λοιπή αστική χρήση.

Για το προσδιορισμό του προφίλ κατανάλωσης για τα α) και β) ανωτέρω ακολουθήθηκαν τα βήματα:

- i. Υπολογίστηκε το **«αρχικό ημερήσιο προφίλ κατανάλωσης για αστική χρήση»** από τη διαφορά του Μ.Ο. καταναλώσεων των ετών 2011 -2013 από το προφίλ βιομηχανικής χρήσης όπως αυτό παρουσιάστηκε ανωτέρω. Για να προκύψει η διαφορά, προσαρμόστηκαν οι ημέρες της εβδομάδας όλων των ετών ώστε να λαμβάνεται υπόψη αν μία ημέρα είναι ή όχι εργάσιμη.
- ii. Η περίοδος 1/5 έως 15/10 του **«αρχικού ημερήσιου προφίλ κατανάλωσης για αστική χρήση»** αντιστοιχίστηκε σε καταναλώσεις φυσικού αερίου μόνο για λοιπή οικιακή χρήση (η περίοδος 16/7-31/8 επεξεργάζεται διακριτά καθώς θεωρείται περίοδος διακοπών). Από το Μ.Ο των καταναλώσεων αυτής της περιόδου προέκυψε το ημερήσιο προφίλ για λοιπή αστική χρήση το οποίο θεωρήθηκε σταθερό για όλο το έτος. Η επιπλέον ημερήσια ποσότητα που προέκυψε από τη διαφορά του προφίλ λοιπής αστικής χρήσης με το **«αρχικό ημερήσιο προφίλ κατανάλωσης για αστική χρήση»** αφορά σε κατανάλωση λόγω κεντρικής θέρμανσης. Αυτή η κατανάλωση ανακατανέμεται βάσει του ημερήσιου προφίλ βαθμομερών

Για τον προσδιορισμό του ημερήσιου προφίλ βαθμομερών έγινε η παραδοχή ότι κάτω από τους 17°C (εξωτερική θερμοκρασία) ξεκινά η χρήση κεντρικής θέρμανσης, ο συντελεστής βαθμομέρας για κάθε Σημείο Εξόδου προκύπτει από την διαφορά της θερμοκρασίας των 17°C από το μέσο όρο των θερμοκρασιών χαρακτηριστικών ετών, ψυχρών και θερμών, για το εν λόγω Σημείο. Τα ιστορικά στοιχεία θερμοκρασιών κάθε πόλης αντλήθηκαν από τα δημοσιευμένα στοιχεία του Αστεροσκοπείου Αθηνών. Χρησιμοποιήθηκαν τα θερμοκρασιακά στοιχεία από τους μετρητικούς σταθμούς που βρίσκονται κοντά στα Σημεία Εξόδου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

Ως ταυτοχρονισμένη αιχμή ορίζεται το άθροισμα της μέγιστης ημερήσιας επιτευχθείσας αιχμής του συνόλου των Λοιπών Πελατών στο Έτος και της μέγιστης ημερήσιας επιτευχθείσας αιχμής του συνόλου των ηλεκτροπαραγωγών κατά τους χειμερινούς μήνες του Έτους (Ιανουάριο, Φεβρουάριο, Μάρτιο και Δεκέμβριο). Με βάση τις προαναφερθείσες παραδοχές της

παραγράφου 3.5. προκύπτουν συνοπτικά τα παρακάτω αποτελέσματα για τη μέγιστη ημερήσια ζήτηση φ.α του ΕΣΜΦΑ για την περίοδο 2016– 2025.

Πίνακας 10 : Άθροισμα μέγιστης ημερήσιας κατανάλωσης φ.α. από ΗΠ (ταυτοχρονισμένη) και μέγιστης ημερήσιας κατανάλωσης φ.α από Λοιπούς Πελάτες (ταυτοχρονισμένη)

	ΣΥΝΟΛΟ ΕΣΦΑ (Nm ³ /day)		
	ΗΠ	Λοιποί Πελάτες	Σύνολο
2016	9.083.852	7.062.323	16.146.175
2017	9.193.791	7.293.810	16.487.601
2018	9.536.658	7.561.779	17.098.437
2019	10.035.495	7.760.825	17.796.320
2020	10.518.490	8.237.232	18.755.721
2021	8.762.406	8.436.455	17.198.862
2022	8.118.364	8.665.583	16.783.947
2023	9.884.783	8.851.091	18.735.874
2024	9.334.799	9.012.780	18.347.579
2025	11.201.288	9.164.821	20.366.109

3.6. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΩΡΙΑΙΑΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2016-2025

Για τον υπολογισμό της μέγιστης ωριαίας ζήτησης φυσικού αερίου χρησιμοποιήθηκαν τα ιστορικά στοιχεία ωριαίων καταναλώσεων όπως αυτά δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΦΑ για τους Λοιπούς Πελάτες. Από τα στοιχεία αυτά δημιουργήθηκαν χαρακτηριστικές ωριαίες κατανομές από τις οποίες και υπολογίστηκε η μέγιστη ωριαία ζήτηση φυσικού αερίου για κάθε Έτος της περιόδου 2016-2025.

Το ωριαίο προφίλ των Λοιπών Πελατών και των ηλεκτροπαραγωγών υπολογίστηκε από το μέσο όρο των ημερήσιων ωριαίων καταναλώσεων των μηνών Ιανουαρίου, Φεβρουαρίου και Μαρτίου των ετών 2012 έως 2015 για κάθε Σ. Εξόδου. Επισημαίνεται ότι για να είναι ακριβέστερα τα αποτελέσματα δεν χρησιμοποιήθηκαν τα ωριαία στοιχεία των Σαββατοκύριακων και των επίσημων αργιών.

Τα προφίλ που προέκυψαν εφαρμόστηκαν στην ταυτοχρονισμένη αιχμή ΗΠ και λοιπών πελατών όπως αυτή υπολογίστηκε σύμφωνα με την παράγραφο 3.5. Με βάση τα ανωτέρω η μέγιστη ωριαία ζήτηση για τα έτη 2016-2025 είναι η ακόλουθη:

Πίνακας 11: Σύνοψη Προβλέψεων μέγιστης Ωριαία Ζήτησης ΕΣΜΦΑ 2016-2025

Nm ³ /hr	ΗΠ	Λοιποί πελάτες	ΣΥΝΟΛΙΚΑ
2016	487.528	420.009	907.537
2017	493.428	436.253	929.681
2018	511.830	454.307	966.137
2019	538.602	467.975	1.006.577
2020	564.524	493.497	1.058.021
2021	470.276	507.694	977.969
2022	435.710	521.052	956.762
2023	530.513	533.553	1.064.067
2024	500.996	544.338	1.045.334
2025	601.170	554.280	1.155.450

3.7. ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΕΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΠΡΟΣΦΟΡΑΣ Φ.Α.

Το θεσμικό πλαίσιο λειτουργίας της αγοράς φυσικού αερίου αφήνει στους Χρήστες την επιλογή προμήθειας φυσικού αερίου από τα Σημεία Εισόδου, με τον Διαχειριστή να παρεμβαίνει σε ορισμένες μόνο περιπτώσεις σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ. Επομένως το σύστημα ΕΣΜΦΑ πρέπει να σχεδιάζεται ώστε να μπορεί να καλύπτει, ει δυνατόν, όλους τους συνδυασμούς εισαγωγών φυσικού αερίου. Στο πλαίσιο αυτό ο ΔΕΣΦΑ εκπόνησε μελέτη υδραυλικής προσομοίωσης με μεγιστοποίηση του αερίου μέσω αγωγών και σε συνδυασμό με τις νέες προβλέψεις ζήτησης φυσικού αερίου.

Λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα της προσομοίωσης και των παραδοχών που χρησιμοποιήθηκαν εκτιμάται ότι, δεδομένης της υφιστάμενης υποδομής, του επενδυτικού προγράμματος του ΔΕΣΦΑ καθώς και της υλοποίησης νέων Συστημάτων Φυσικού Αερίου που με μεγάλη πιθανότητα θα υλοποιηθούν εντός της Ελληνικής Επικράτειας, δεν κρίνεται προς το παρόν αναγκαίος ο προγραμματισμός επενδύσεων που αποσκοπούν στην περαιτέρω ενίσχυση της Μεταφορικής Ικανότητας του ΕΣΦΑ.

Σημειώνεται ότι οι τεχνικές δυναμικότητες των σημείων εισόδου έχουν ως εξής:

- **Σημείο Εισόδου Σιδηρόκαστρο, στα ελληνοβουλγαρικά σύνορα:** Η υφιστάμενη δυναμικότητα σχεδιασμού του σταθμού είναι 662.200 Nm³/h, όπως ορίζεται στον Κανονισμό Μετρήσεων ΕΣΦΑ⁵. Επισημαίνεται ότι η τεχνική δυναμικότητα του Σημείου Εισόδου Σιδηρόκαστρο από την ελληνική πλευρά ισούται με 10,8 εκ. Nm³/d. Ο ανάντη Διαχειριστής (Bulgartransgaz) δεν επιβεβαιώνει τεχνική δυναμικότητα μεγαλύτερη των 9,6 MNm³/d, δηλαδή όση έχει δεσμευθεί σήμερα μέσω μακροχρόνιας σύμβασης.
- **Σημείο Εισόδου Κήποι, κοντά στα ελληνοτουρκικά σύνορα:** Η υφιστάμενη δυναμικότητα σχεδιασμού του σταθμού είναι 856.114 Nm³/h (βλ. “Κανονισμό Μετρήσεων ΕΣΦΑ”) και υπάρχουν οι κατάλληλες αναμονές για την αύξηση της ανωτέρω δυναμικότητας. Επισημαίνεται ότι με βάση τη μελέτη οριοθέτησης του ΕΣΦΑ η τεχνική δυναμικότητα του Σημείου Εισόδου «Κήποι» πριν την εγκατάσταση του σταθμού συμπίεσης ανέρχεται σε 4,3 MNm³/d υπό την

⁵ ΦΕΚ Β' 584/06.05.10

προϋπόθεση τήρησης της ελάχιστης πίεσης παράδοσης στους Κήπους στα 50 barg. Σήμερα έχουν δεσμευθεί μέσω μακροχρόνιας σύμβασης 2,3 MNm³/d, και ο ανάντη Διαχειριστής (BOTAS) δεν επιβεβαιώνει τεχνική δυναμικότητα μεγαλύτερη από το μέγεθος αυτό.

- **Σημείο Εισόδου Αγ. Τριάδα, κοντά στα Μέγαρα Αττικής:** Η μέγιστη πίεση στην έξοδο του Μετρητικού Σταθμού είναι 66,4 barg, ίδια με την Μέγιστη Πίεση Λειτουργίας του ΕΣΦΑ με το οποίο συνδέεται. Η τεχνική δυναμικότητα αεριοποίησης ΥΦΑ σε συνθήκες κανονικής λειτουργίας (Sustained Maximum Send Out Rate - SMSR), λαμβανομένης υπόψη και της δυναμικότητας του σταθμού Μέτρησης Αγ. Τριάδας, είναι ίση με 12,47 MNm³/d ή 519.514 Nm³/hr

Με την έναρξη λειτουργίας του έργου της 2^{ης} αναβάθμισης του σταθμού ΥΦΑ Ρεβυθούσας (υπό κατασκευή) η ανωτέρω τεχνική δυναμικότητα θα αυξηθεί σε 19,15 MNm³/d.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΑ ΣΧΕΔΙΑ

4.1 ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Τα τελευταία χρόνια παρατηρείται κινητικότητα σε παγκόσμιο επίπεδο γύρω από τους νέους τρόπους χρήσης του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ). Οι βασικές εφαρμογές χρήσης ΥΦΑ μικρής κλίμακας είναι τέσσερις:

- Χρήση του ΥΦΑ ως καύσιμο ναυτιλίας
- Χρήση του ΥΦΑ ως καύσιμο οδικών μεταφορών
- Μεταφορά του ΥΦΑ δια θαλάσσης για την τροφοδοσία μονάδων ηλεκτροπαραγωγής σε νησιά, σε αντικατάσταση πετρελαίου ή για την τροφοδότηση δικτύων διανομής παράκτιων περιοχών
- Οδική μεταφορά του ΥΦΑ για την τροφοδότηση με φυσικό αέριο καταναλωτών που βρίσκονται μακριά από το ΕΣΦΑ

Η εφαρμογή των ανωτέρω τρόπων χρήσης του ΥΦΑ αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά τα επόμενα έτη. Αυτό υποστηρίζεται κυρίως από βασικές πολιτικές που έχουν υιοθετηθεί σε Ευρωπαϊκό επίπεδο και αναμένεται να τεθούν σε εφαρμογή το 2025. Για τον λόγο αυτόν, η κατάλληλη αναβάθμιση του τερματικού σταθμού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας είναι υπό εξέταση.

4.1.1 Βασικός Σχεδιασμός για τη δημιουργία σταθμού ανεφοδιασμού βυτιοφόρων ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα

Από τον Μάιο του 2015 εκπονείται ο Βασικός Σχεδιασμός για τη δημιουργία του πρώτου σταθμού ανεφοδιασμού βυτιοφόρων ΥΦΑ στις εγκαταστάσεις της Ρεβυθούσας.

Με δεδομένο ότι το ΕΣΜΦΑ έχει αναπτυχθεί κυρίως στην ανατολική πλευρά της χώρας και άρα δεν υπάρχει η δυνατότητα χρήσης φυσικού αερίου στη Δυτική Ελλάδα, η εφαρμογή για τη φόρτωση βυτιοφόρων (Truck Loading) και η μεταφορά του σε εγκαταστάσεις καταναλωτών που θα το αεριοποιούν στις δικές τους εγκαταστάσεις και θα το χρησιμοποιούν εκτιμάται ότι θα αυξήσει την κατανάλωση του φυσικού αερίου στη χώρα. Αυτός είναι και ο λόγος που η εν λόγω

δραστηριότητα έχει προκαλέσει το ενδιαφέρον βιομηχανικών καταναλωτών που το έχουν εκφράσει στον ΔΕΣΦΑ και στη ΡΑΕ κατά τη φάση της δημόσιας διαβούλευσης του δεκαετούς Σχεδίου Προγράμματος Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου.

Εκτιμάται ότι ο σταθμός θα ολοκληρωθεί μέχρι το τέλος του 2016.

Ο σταθμός φόρτωσης θα είναι μιας θέσης και παροχής 100 κ.μ./ώρα. Το έργο περιλαμβάνει επίσης:

- το σύστημα μέτρησης της ποσότητας, με χρήση γεφυροπλάστιγγας επί της οποίας θα φορτώνονται τα βυτιοφόρα,
- τη σύνδεση του σταθμού φόρτωσης με την Αίθουσα Ελέγχου του σταθμού ΥΦΑ και με το δίκτυο Πληροφορικής του ΔΕΣΦΑ, για την έκδοση τιμολογίων και φορτωτικών εγγράφων,
- κυκλοφοριακές ρυθμίσεις, τόσο εντός της ιδιοκτησίας ΔΕΣΦΑ όσο και επί της διαδρομής πρόσβασης στη Ρεβυθούσα και τέλος,
- την επιλογή του πορθμείου στην απέναντι ακτή και τυχόν απαιτούμενα λιμενικά έργα.

Όταν θα ολοκληρωθεί ο βασικός σχεδιασμός του έργου θα εξετασθεί η ένταξή του σε Πρόγραμμα Ανάπτυξης.

4.1.2 Μελέτη σκοπιμότητας (feasibility Study) για την ανάπτυξη εφαρμογών χρήσης ΥΦΑ Μικρής Κλίμακας (Small Scale LNG)

Παράλληλα με τον προαναφερθέντα Βασικό Σχεδιασμό ο ΔΕΣΦΑ έχει ήδη αναθέσει την εκπόνηση μελέτης με αντικείμενο τον προκαταρκτικό τεχνικό προσδιορισμό και την εκτίμηση κόστους για την ανάπτυξη εγκαταστάσεων ανεφοδιασμού μικρών πλοίων ΥΦΑ από τη Ρεβυθούσα που στη συνέχεια θα τροφοδοτούν πλοία της ακτοπλοΐας (Bunkering) στο λιμάνι του Πειραιά και για την ανάπτυξη δορυφορικών παράκτιων εγκαταστάσεων αποθήκευσης ΥΦΑ για την χρήση του σε βιομηχανικές εγκαταστάσεις ή μικρά δίκτυα διανομής. Για το έργο αυτό έχει υποβληθεί αίτηση χρηματοδότησης των μελετών από τα κονδύλια του προγράμματος TEN – Transporation.

Είναι ακόμα πρώιμο να καθορισθούν τυχόν έργα που θα προκύψουν από τη μελέτη αυτή.

4.2 ΔΗΜΙΟΥΡΓΙΑ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΝΑΛΛΑΓΩΝ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Η ελληνική κυβέρνηση έχει καταρτίσει οδικό χάρτη για την αναδιάρθρωση της ελληνικής αγοράς φυσικού αερίου. Μεταξύ αυτών προβλέπεται η δημιουργία χονδρεμπορικής αγοράς φυσικού αερίου στην Ελλάδα που απαιτεί την υλοποίηση σειράς νομοθετικών, ρυθμιστικών και επιχειρησιακών δράσεων το προσεχές χρονικό διάστημα.

Στο πλαίσιο της ανωτέρω δράσης ο ΔΕΣΦΑ μελετά ήδη το μοντέλο λειτουργίας μίας χονδρεμπορικής αγοράς φυσικού αερίου στην Ελλάδα.

Σε κάθε περίπτωση, για την υλοποίηση του προαναφερθέντος σχεδίου θεωρείται αναγκαία η εγκατάσταση ηλεκτρονικού συστήματος Συναλλαγών Φ.Α. που θα επιτρέπει στους

συμμετέχοντες να εμπορεύονται φυσικό αέριο σε Εικονικό Κόμβο Εμπορίας αερίου (Virtual Trading Point).

Μέσω αυτού θα μπορούν να δραστηριοποιηθούν στην αγορά φυσικού αερίου και φορείς χωρίς ωστόσο να είναι προαπαιτούμενο να είναι Χρήστες του ΕΣΦΑ και να έχουν συνάψει Σύμβαση Μεταφοράς με το Διαχειριστή.

Ο ΔΕΣΦΑ με αυτόν τον τρόπο στοχεύει στη δημιουργία ενός “Gas Hub” με τη μετάβαση σε ένα νέο μοντέλο αγοράς ευρωπαϊκών προδιαγραφών.

Ανάλογα με τις θεσμικές εξελίξεις και τις σχετικές αποφάσεις της ΡΑΕ θα εξετασθεί η υπαγωγή του έργου του ηλεκτρονικού Συστήματος Συναλλαγών σε Πρόγραμμα Ανάπτυξης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΗΣ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΑΠΟΚΡΙΣΗΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2016 – 2025

5.1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Με βάση την πρόβλεψη μεγέθους και κατανομής ζήτησης για την περίοδο 2016 – 2025, όπως παρουσιάστηκε στα προηγούμενα κεφάλαια, εκπονήθηκε μελέτη προσομοίωσης λειτουργίας του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) με σκοπό να εκτιμηθεί υδραυλικά η απόκριση του Συστήματος Μεταφοράς και να προσδιορισθούν τυχόν αναγκαίες ενισχύσεις για την διατήρηση της τεχνικής επάρκειας του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) για την επόμενη 10ετία (2016-2025).

Για την εξέταση της υδραυλικής συμπεριφοράς του ΕΣΦΑ προσομοιώθηκε η μέγιστη ημέρα εκτιμώμενης κατανάλωσης φυσικού αερίου για εκείνα τα έτη που διαφοροποιούνται σημαντικά τόσο τα ποσοτικά δεδομένα της εκτιμώμενης κατανάλωσης όσο και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του συστήματος μεταφοράς που συνδέονται με την έναρξη εμπορικής λειτουργίας νέων υποδομών (του ΕΣΦΑ ή άλλων Συστημάτων Φυσικού Αερίου). Τα έτη που εξετάζονται στην παρούσα μελέτη είναι:

✓ Το 2016 που αποτελεί το πρώτο έτος της παρούσας μελέτης και έτος κατά το οποίο έχει ξεκινήσει η εμπορική λειτουργία της νέας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής στη Μεγαλόπολη Αρκαδίας, με ισχύ 400 MW (50% της πλήρους διαθεσιμότητας της μονάδας).

✓ το 2017 που αποτελεί το εκτιμώμενο έτος έναρξης εμπορικής λειτουργίας της 2ης αναβάθμισης της Ρεβυθούσας και της εμπορικής λειτουργίας της Μονάδας της ΔΕΗ στη Μεγαλόπολη στη μέγιστη ισχύ των 811 MW (ολοκλήρωση των εργασιών επέκτασης του συστήματος μεταφοράς 400 kV προς την περιοχή).

- ✓ το 2020 οπότε -με βάση τις έως σήμερα ανακοινώσεις- εκτιμάται ότι θα τεθεί σε εμπορική λειτουργία ο αγωγός TAP. Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης θεωρείται ότι σημείο διασύνδεσης των δύο συστημάτων θα είναι η Νέα Μεσημβρία, κατάντη του υφιστάμενου σταθμού συμπίεσης του ΕΣΦΑ και η Κομοτηνή.
- ✓ το 2025 που είναι το τελευταίο έτος αναφοράς της Μελέτης Κατανομής Ζήτησης (2016 – 2025) και για το οποίο προβλέπεται η μεγαλύτερη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου.

Σημειώνεται ότι οι ημερήσιες αιχμές ζήτησης, επί των οποίων έγιναν οι προσομοιώσεις, υπερβαίνουν τις εκτιμώμενες από τη Μελέτη Πρόβλεψης Μεγέθους και Κατανομής Ζήτησης Φ.Α. Αυτό έγινε σκόπιμα, προκειμένου να διερευνηθούν τα όρια του Συστήματος ως προς τα σημεία εισόδου, δεδομένου ότι οι Χρήστες είναι ελεύθεροι να επιλέγουν τις εισόδους του αερίου τους σύμφωνα με τη σύνθεση των προμηθειών τους. Με τη μελέτη αυτή επομένως προσδιορίζονται τα όρια του Συστήματος Μεταφοράς ως προς τις δυναμικότητες των σημείων εισόδου. Αυτό αποτελεί και το πιο χρήσιμο αποτέλεσμα για τους σχεδιασμούς τόσο του ΔΕΣΦΑ όσο και των Χρηστών.

Με τη μελέτη αυτή αξιολογείται και η ανάγκη για την υλοποίηση και η προκαταρκτική κοστολόγηση, τυχόν νέων επενδύσεων για την περαιτέρω ανάπτυξη του ΕΣΦΑ.

5.2. ΣΕΝΑΡΙΑ / ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΣΤΗΝ ΚΥΡΙΑΡΧΗ ΡΟΗ ΑΕΡΙΟΥ (ΑΠΟ ΤΟ ΒΟΡΡΑ ΠΡΟΣ ΤΟ ΝΟΤΟ)

5.2.1. Σενάρια Υδραυλικής Προσομοίωσης

Τα σενάρια προσομοίωσης που αναλύονται παρακάτω αφορούν σε δύο εναλλακτικές προσεγγίσεις οριοθέτησης: α) του υφιστάμενου ΕΣΜΦΑ χωρίς την υλοποίηση νέων επενδύσεων (χωρίς DE – BOTTLENECKING) και β) του ΕΣΜΦΑ με την πιθανή υλοποίηση νέων επενδύσεων προκειμένου να ικανοποιηθούν τυχόν συγκεκριμένα αιτήματα δέσμευσης δυναμικότητας (με DE- BOTTLENECKING).

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται τα σενάρια και τα βασικά συμπεράσματα σχετικά με τις τεχνικές δυναμικότητες των Σημείων Εισόδου του ΕΣΜΦΑ.

Επιπλέον παρουσιάζονται τα προκαταρκτικά κόστη και χρονοδιαγράμματα υλοποίησης ενδεχόμενων επενδύσεων (για τα σενάρια με DE- BOTTLENECKING).

Πίνακας 13: Τεχνικές δυναμικότητες ΕΣΜΦΑ χωρίς την υλοποίηση νέων επενδύσεων (χωρίς DE – BOTTLENECKING)

Σενάριο	Κρίσιμα Μεγέθη
A.1. Υφιστάμενο ΕΣΦΑ	Η δυναμικότητα εισόδου από τους Κήπους δεν μπορεί να υπερβεί τα 4,3 εκατ. Nm ³ /d (λόγω bottleneck στον αγωγό)

	Κομοτηνή-Καρπερή 24") και το άθροισμα των δυναμικότητων (Σιδηρόκαστρο+Κήποι) δεν μπορεί να υπερβεί τα 15,1 εκατ. Nm ³ / d (λόγω bottleneck στον συμπιεστή Ν.Μεσημβρίας). Εφόσον τηρούνται τα ανωτέρω, είναι δυνατή η ανακατανομή δυναμικότητων μεταξύ Σιδηρόκαστρου και Κήπων.
A.2. Έτος 2017 - Λειτουργία της 2ης αναβάθμισης της Ρεβυθούσας	Η δυναμικότητα εισόδου από τους Κήπους δεν μπορεί να υπερβεί τα 4,46 εκατ. Nm ³ /d (λόγω bottleneck στον αγωγό Κομοτηνή-Καρπερή 24") και το άθροισμα των δυναμικότητων (Σιδηρόκαστρο+Κήποι) δεν μπορεί να υπερβεί τα 15,26 εκατ. Nm ³ /d (λόγω bottleneck στον συμπιεστή Ν. Μεσημβρίας). Εφόσον τηρούνται τα ανωτέρω, είναι δυνατή η ανακατανομή δυναμικότητων μεταξύ Σιδηρόκαστρου και Κήπων.
A.3. Έτος 2020 – Δημιουργία νέου(ων) σημείου(ων) εισόδου ΤΑΡ – ΕΣΜΦΑ με Σημεία Διασύνδεσης στη Νέα Μεσημβρία, κατάντη του υφιστάμενου σταθμού συμπίεσης, και στην Κομοτηνή	Το άθροισμα των δυναμικότητων (Κήποι+Κομοτηνή) δεν μπορεί να υπερβεί τα 4,68 εκατ. Nm ³ /d (λόγω bottleneck στον αγωγό Κομοτηνή-Καρπερή 24"), το άθροισμα των δυναμικότητων (Σιδηρόκαστρο+Κήποι+Κομοτηνή) δεν μπορεί να υπερβεί τα 15,48 εκατ. Nm ³ /d (λόγω bottleneck στον συμπιεστή Ν.Μεσημβρίας) και το άθροισμα των δυναμικότητων (Σιδηρόκαστρο+ Κήποι+ Κομοτηνή+ Ν.Μεσημβρία) δεν μπορεί να υπερβεί τα 15,72 εκατ. Nm ³ /d (λόγω bottleneck στον αγωγό Ν.Μεσημβρία-Πάτημα 30"). Εφόσον τηρούνται τα ανωτέρω, είναι δυνατή η ανακατανομή δυναμικότητων μεταξύ των ανωτέρω σημείων εισόδου.
A.4. Έτος 2025 - Όμοιο με Σενάριο A.3 αλλά με εκτίμηση κατανάλωσης για το έτος 2025	Το άθροισμα των δυναμικότητων (Κήποι+Κομοτηνή) δεν μπορεί να υπερβεί τα 4,8 εκατ. Nm ³ /d (λόγω bottleneck στον αγωγό Κομοτηνή-Καρπερή 24"), το άθροισμα των δυναμικότητων (Σιδηρόκαστρο+ Κήποι+ Κομοτηνή) δεν μπορεί να υπερβεί τα 15,6 εκατ. Nm ³ /d (λόγω bottleneck στον συμπιεστή Ν.Μεσημβρίας) και το άθροισμα των δυναμικότητων (Σιδηρόκαστρο+ Κήποι+ Κομοτηνή+ Ν.Μεσημβρία) δεν μπορεί να υπερβεί τα 15,84 εκατ. Nm ³ /d (λόγω bottleneck στον αγωγό Ν.Μεσημβρία-Πάτημα 30"). Εφόσον τηρούνται τα ανωτέρω, είναι δυνατή η ανακατανομή δυναμικότητων μεταξύ των ανωτέρω σημείων εισόδου.

)

Πίνακας 14: Τεχνικές δυναμικότητες ΕΣΜΦΑ με την υλοποίηση νέων επενδύσεων (με DE – BOTTLENECKING)

Σενάριο	Κρίσιμα Μεγέθη
---------	----------------

<p>B1. Σενάριο A.3. με την προσθήκη σταθμού συμπίεσης στους Κήπους και εγκατάσταση νέου στροβιλοσυμπιεστή στον υφιστάμενο σταθμό συμπίεσης της Νέας Μεσημβρίας με στόχο τη μεγιστοποίηση της ημερήσιας ποσότητας από τα Σημεία Εισόδου «Κήποι» και «Κομοτηνή»</p>	<p>Με την προσθήκη συμπιεστή στους Κήπους και αναβάθμιση του συμπιεστή της Νέας Μεσημβρίας, το άθροισμα των δυναμικότητων (Κήποι+Κομοτηνή) δεν μπορεί να υπερβεί τα 7,92 εκατ. Nm³/d και το άθροισμα των δυναμικότητων (Σιδηρόκαστρο+Κήποι+Κομοτηνή+N. Μεσημβρία) δεν μπορεί να υπερβεί τα 18,72 εκατ. Nm³/d. Εφόσον τηρούνται τα ανωτέρω, είναι δυνατή η ανακατανομή δυναμικότητων μεταξύ των ανωτέρω Σημείων Εισόδου.</p>
<p>B2. Σενάριο A.3. με την προσθήκη νέου σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά, μεγιστοποίηση εισροής αερίου από το Σημείο Εισόδου «Νέα Μεσημβρία» και αντίστοιχη μείωση της ημερήσιας έγχυσης αερίου από το Σημείο Εισόδου Αγία Τριάδα</p>	<p>Με την προσθήκη σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά, το άθροισμα των δυναμικότητων (Κήποι+Κομοτηνή+Νέα Μεσημβρία+Σιδηρόκαστρο) δεν μπορεί να υπερβεί τα 20,42 εκατ. Nm³/d. Κατά τα λοιπά, ισχύουν τα αναφερόμενα στο σενάριο A3</p>
<p>B3. Σενάριο B.1. με την μεγιστοποίηση εισροής αερίου από το Σημείο Εισόδου «Νέα Μεσημβρία» και αντίστοιχη μείωση της ημερήσιας έγχυσης αερίου από το Σημείο Εισόδου Αγία Τριάδα, προκειμένου να διαστασιολογηθεί ο νέος σταθμός συμπίεσης στην Αμπελιά</p>	<p>Με την προσθήκη συμπιεστή στους Κήπους, αναβάθμιση του συμπιεστή της Νέας Μεσημβρίας και εγκατάσταση συμπιεστή στην Αμπελιά το άθροισμα των δυναμικότητων (Κήποι+Κομοτηνή) δεν μπορεί να υπερβεί τα 7,92 εκατ. Nm³/d (όπως και στο σενάριο B1) και το άθροισμα των δυναμικότητων (Σιδηρόκαστρο+Κήποι+Κομοτηνή) δεν μπορεί να υπερβεί τα 18,72 εκατ. Nm³/d (όπως και στο σενάριο B1), ενώ το άθροισμα των δυναμικότητων (Σιδηρόκαστρο+Κήποι+Κομοτηνή+Νέα μεσημβρία) δεν μπορεί να υπερβεί τα 20,42 εκατ. Nm³/d. Εφόσον τηρούνται τα ανωτέρω, είναι δυνατή η ανακατανομή δυναμικότητων μεταξύ των ανωτέρω Σημείων Εισόδου.</p>

Πίνακας 15: Προκαταρκτικό κόστος επενδύσεων για τα σενάρια χωρίς υλοποίηση νέων επενδύσεων ενίσχυσης του ΕΣΜΦΑ (χωρίς DE – BOTTLENECKING)

	Προκαταρκτική εκτίμηση κόστους (Μ€)	Προκαταρκτική εκτίμηση χρόνου υλοποίησης (έτη) ⁶
Σταθμός Μ/Ρ στην Κομοτηνή	8	2,5
Σταθμός Μ/Ρ στην Νέα Μεσημβρία	8	2,5

⁶ Στον χρόνο υλοποίησης των έργων περιλαμβάνεται το διάστημα για τον βασικό σχεδιασμό, τον λεπτομερή σχεδιασμό, την αδειοδότηση και τις διαδικασίες ανάθεσης συμβάσεων, υπό την προϋπόθεση ότι δεν θα προκύψει ασυνήθης καθυστέρηση των διαδικασιών ανάθεσης λόγω του υφιστάμενου θεσμικού πλαισίου

Πίνακας 16: Προκαταρκτικό κόστος επενδύσεων για τα σενάρια με υλοποίηση νέων επενδύσεων ενίσχυσης του ΕΣΜΦΑ (με DE – BOTTLENECKING)

	Μέγεθος (αριθμός μονάδωνxMW ISO)	Προκαταρκτική εκτίμηση κόστους (Μ€)	Προκαταρκτική εκτίμηση χρόνου υλοποίησης (έτη) ⁶
Συμπιεστής στους Κήπους	2 x 4 MW (1 + 1)	25	3,5
Αναβάθμιση συμπιεστή Ν. Μεσημβρίας	1 x 7,7 MW (όμοιος στροβιλοσυμπιεστής με τους υφιστάμενους)	14	3,0
Συμπιεστής στην Αμπελιά	3 x 10 MW (2 + 1)	60	4,5

5.2.2 Συμπεράσματα

1. Το Σύστημα Μεταφοράς μπορεί να εξυπηρετήσει την προβλεπόμενη ζήτηση φ.α. για την περίοδο 2016-2025, αρκεί οι Χρήστες να κατανέμουν τις ποσότητες που εισάγουν στο Σύστημα σε όλα τα σημεία εισόδου σύμφωνα με τις τεχνικές δυναμικότητες αυτών, όπως υπολογίσθηκαν στην παρούσα μελέτη. Στο πλαίσιο αυτό, είναι δυνατή, εάν απαιτηθεί, η ανακατανομή των τεχνικών δυναμικοτήτων σύμφωνα με τους περιορισμούς που παρουσιάζονται στον πίνακα 13 (Σενάρια Α.1. – Α.4.). Κατά το ισχύον θεσμικό πλαίσιο (Κώδικας Διαχείρισης ΕΣΦΑ, Κανονισμός 715/2009), ο ΔΕΣΦΑ προσδιορίζει και δύναται να μεταβάλει τις τεχνικές δυναμικότητες σύμφωνα με τις τεχνικές (υδραυλικές) μελέτες του με σκοπό την αποτύπωση της πραγματικότητας και τη μεγαλύτερη δυνατή εξυπηρέτηση των Χρηστών, ενώ οι διαθέσιμες δυναμικότητες διατίθενται με τον κανόνα «First Come First served». Οι μόνες επενδύσεις που θα χρειασθούν στην περίπτωση αυτή, είναι για τη σύνδεση του TAP με το ΕΣΜΦΑ (όταν ζητηθεί η σύνδεση αυτή) και παρουσιάζονται στον Πίνακα 15.

2. Σε περίπτωση που ζητηθεί η εξυπηρέτηση της ζήτησης ΦΑ με εισαγωγή αερίου από συγκεκριμένα σημεία εισόδου καθ' υπέρβαση των υφιστάμενων τεχνικών δυναμικοτήτων ή αυτών που μπορούν να επιτευχθούν ακόμα και με ανακατανομή, απαιτείται η εκτέλεση επενδύσεων ενίσχυσης του ΕΣΜΦΑ, οι οποίες παρουσιάζονται στον πίνακα 16. Τα όρια κατανομής δυναμικοτήτων σε αυτή την περίπτωση παρουσιάζονται στον πίνακα 14 (Σενάρια Β.1. – Β.3.).

5.3 ΣΕΝΑΡΙΑ / ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΥΔΡΑΥΛΙΚΗΣ ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗΣ ΣΕ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗ ΡΟΗ (ΑΠΟ ΤΟ ΝΟΤΟ ΠΡΟΣ ΤΟΝ ΒΟΡΡΑ)

5.3.1. Σενάρια Υδραυλικής Προσομοίωσης

Η Αντίστροφη Ροή από την Ελλάδα στη Βουλγαρία μέσω του Σημείου Διασύνδεσης «Κούλατα/ Σιδηρόκαστρο» και η σχετική τεχνική δυναμικότητα υπολογίζεται σε κανονικές συνθήκες, δηλαδή χωρίς διακοπή/περιορισμό της ροής αερίου για λόγους που δεν εξαρτώνται από τους Χρήστες ή τον ΔΕΣΦΑ (περίπτωση Κρίσης). Οι τελευταίες περιπτώσεις ακολουθούν τα οριζόμενα στον ευρωπαϊκό Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 994/2010 και δεν αποτελούν αντικείμενο της υφιστάμενης μελέτης.

Το αίτημα δέσμευσης δυναμικότητας σε Αντίστροφη Ροή από την Ελλάδα στη Βουλγαρία μπορεί να ικανοποιηθεί σε αδιάλειπτη βάση με συνδυασμό Εικονικής Ανάστροφης Ροής αντισταθμίζοντας ποσότητα αερίου κατά την κυρίαρχη ροή από τη Βουλγαρία στην Ελλάδα και φυσικής Αντίστροφής Ροής στις περιπτώσεις όπου α) δεν υπάρχει δέσμευση δυναμικότητας κατά την κυρίαρχη ροή και β) η Ημερήσια Δήλωση Παράδοσης αερίου από τη Βουλγαρία προς την Ελλάδα είναι μικρότερη από την Ημερήσια Δήλωση Παραλαβής αερίου σε Αντίστροφη Ροή στο Σιδηρόκαστρο. Μετά το Μάιο 2014 έγινε τεχνικά εφικτή η διαμετακόμιση ποσοτήτων φυσικά μέσω του ΕΣΜΦΑ από την Ελλάδα στη Βουλγαρία.

Στην περίπτωση όπου οι Χρήστες οι οποίοι έχουν δεσμεύσει δυναμικότητα στην κυρίαρχη ροή αερίου (δηλ. από τη Βουλγαρία στην Ελλάδα) δεν κάνουν δήλωση παραλαβής αερίου για την επόμενη μέρα, η μέγιστη ποσότητα που μπορεί να εξυπηρετηθεί με βάση το ισοζύγιο μάζας θα είναι ίση με το άθροισμα της τεχνικής δυναμικότητας της Εγκατάστασης ΥΦΑ της Ρεβυθούσας και της υφιστάμενης δεσμευμένης δυναμικότητας στο Σημείο Εισόδου «Κήποι», συγκεκριμένα:

$$12,5 \text{ εκ. Nm}^3/\text{d} + 2,3 \text{ εκ. Nm}^3/\text{d} = 14,8 \text{ εκ. Nm}^3/\text{d}$$

Από την προαναφερθείσα ημερήσια ζήτηση αερίου ένα μέρος το οποίο θα καθοριστεί σύμφωνα με τις τεχνικές προδιαγραφές θα μπορεί να διαμετακομιστεί στην αγορά αερίου της Βουλγαρίας μέσω του Σημείου Διασύνδεσης «Κούλατα/ Σιδηρόκαστρο» σε συνεχή ροή για το σύνολο του 24 ώρου της Ημέρας Αερίου και σε προκαθορισμένη Ελάχιστη Πίεση Παράδοσης τα 40 barg.

Υπάρχουν ωστόσο και Ημέρες με χαμηλή κατανάλωση φυσικού αερίου κατά τις οποίες η ζήτηση φ.α. στην Ελληνική Αγορά μπορεί να καλυφθεί μόνο μέσω της τεχνικής δυναμικότητας της Εγκατάστασης ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα. Τότε η μέγιστη ζήτηση φ.α που μπορεί να εξυπηρετηθεί μέσω ισοζυγίου μάζας ισούται με :

$$12.470.000 \text{ Nm}^3/\text{d}$$

Και σε αυτή την περίπτωση θα πρέπει να διασφαλιστεί η συνεχής ροή αερίου μέσω του Σημείου Διασύνδεσης «Κούλατα/ Σιδηρόκαστρο» κατά τη διάρκεια των 24 ωρών της Ημέρας Αερίου σε προκαθορισμένη Ελάχιστη Πίεση Παράδοσης τα 40 barg

5.3.2 Συμπεράσματα

Το έτος αναφοράς για την υδραυλική προσομοίωση σε αντίστροφη ροή είναι το 2016 (υφιστάμενη κατάσταση) και το 2017 (έτος κατά το οποίο αναμένεται η εμπορική λειτουργία της 2^{ης} αναβάθμισης της Εγκατάστασης ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα με την οποία θα αυξηθεί ο ρυθμός αεριοποίησης –SMSR- της Εγκατάστασης από 519.514 Nm³/h σε 800.000 Nm³/h

Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την τεχνική δυναμικότητα σε Αντίστροφη Ροή στις προαναφερθείσες περιπτώσεις:

Πίνακας 17: Σενάριο Ζήτησης για κάθε έτος αναφοράς και τεχνική δυναμικότητα σε αντίστροφη ροή (από την Ελλάδα στη Βουλγαρία) στο Σημείο Εξόδου « Σιδηρόκαστρο» σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας

Έτος	Δυναμικότητα στο Σημείο Εξόδου «Σιδηρόκαστρο» (Nm ³ /d)	Δυναμικότητα στο Σημείο Εξόδου «Σιδηρόκαστρο» (MWh/d)
2016	1.000.000	11.260,0 ⁷
2017	1.000.000	11.260,0

Η δυναμικότητα σε Αντίστροφη Ροή του Σημείου Διασύνδεσης «Κούλατα/ Σιδηρόκαστρο» θα επανεκτιμηθεί το 2017 μετά την εμπορική λειτουργία της 2^{ης} αναβάθμισης της Εγκατάστασης ΥΦΑ.

⁷ Ο συντελεστής μετατροπής που χρησιμοποιήθηκε είναι ο δημοσιευμένος συντελεστής στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΦΑ για το Έτος 2014 και ισούται με: 11,26 KWh = 1 Nm³ (0°C; 1,01325 bar(a))