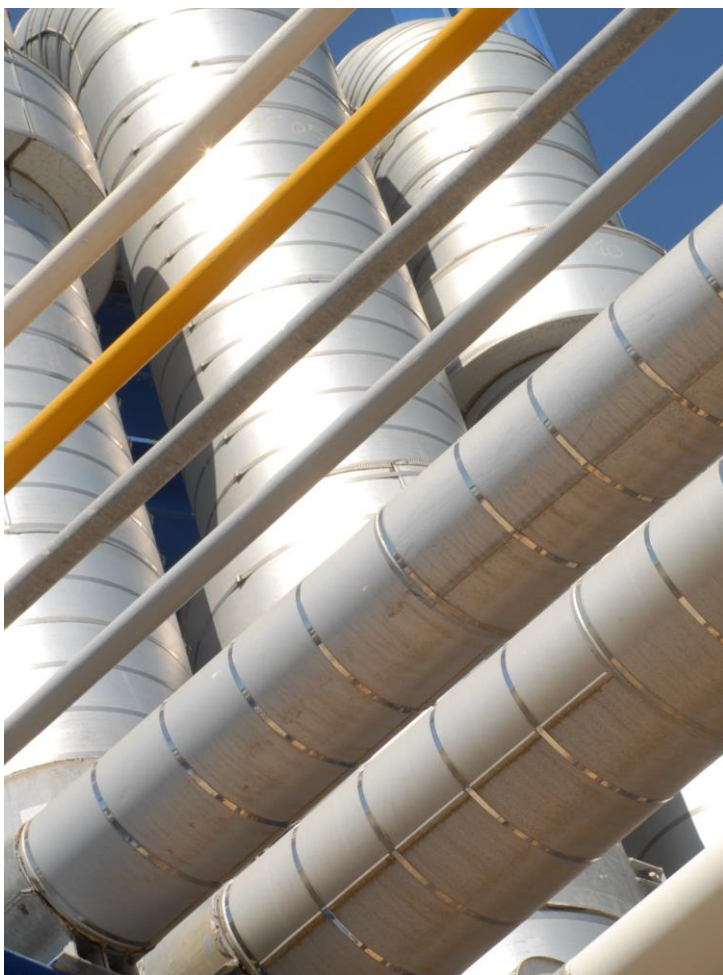




Μελέτη Ανάπτυξης 2018-2027

Τροποποίηση Κεφαλαίου 3

Οκτώβριος 2017

Τους τελευταίους μήνες παρατηρήθηκαν αξιοσημείωτες διακυμάνσεις των δεδομένων/παραδοχών που χρησιμοποιήθηκαν για την εφαρμογή των μοντέλων προσομοίωσης της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας οδηγώντας σε σημαντικές αποκλίσεις από την πραγματοποιηθείσα αγορά.

Για την καλύτερη πρόβλεψη της ζήτησης της δεκαετίας 2018-2027, θεωρήθηκε σκόπιμο να γίνει επικαιροποίηση των προβλέψεων της Μελέτης Ανάπτυξης 2018-2027 για την ζήτηση στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, που είναι και ο πλέον ευμετάβλητος τομέας. Η μελέτη από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης επικαιροποιήθηκε λαμβάνοντας υπόψη τα καινούργια δεδομένα. Οι προσομοιώσεις τη δεδομένη φορά έγιναν στα δύο από τα τέσσερα σενάρια (υψηλό και βασικό), λαμβάνοντας υπόψη τα καινούργια δεδομένα.

Η επικαιροποίηση αυτή οδηγεί στην τροποποίηση του Κεφαλαίου 3 και της επιτελικής σύνοψης ως προς το κεφάλαιο αυτό, οι τροποποιήσεις των οποίων παρατίθενται παρακάτω.

ΤΡΟΠΟΠΟΙΗΣΗ ΕΠΙΤΕΛΙΚΗΣ ΣΥΝΟΨΗΣ

Ο ΔΕΣΦΑ συνεκτιμώντας:

- i. τις τελευταίες εξελίξεις στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής
- ii. τα πιο πρόσφατα ιστορικά στοιχεία ζήτησης φυσικού αερίου
- iii. τις τελευταίες προβλέψεις για την εξέλιξη του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος
- iv. τις τελευταίες προβλέψεις για την εξέλιξη των τιμών του αργού πετρελαίου και των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂
- v. τα δεδομένα και τις εκτιμήσεις από τις Εταιρείες Διανομής Αερίου όπως αυτές συστάθηκαν τον Ιανουάριο του 2017 και όπως αναμένεται να διαμορφωθούν στο μέλλον

συνέταξε Μελέτη Πρόβλεψης Μεγέθους και Κατανομής Ζήτησης για την περίοδο 2018-2027 (αποτελεί το Κεφάλαιο 3.1 της παρούσας Μελέτης Ανάπτυξης 2018-2027) η οποία διαρθρώνεται σε δύο μέρη:

- ✓ Ενότητα Α) «Μελέτη πρόβλεψης κατανάλωσης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή που διατίθεται στην ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας την επόμενη δεκαετία (2018-2027)» που εκπονήθηκε από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης (ΑΠΘ) και
- ✓ Ενότητα Β) «Μελέτη ετήσιας πρόβλεψης ζήτησης και Γεωγραφικής – Ημερήσιας Κατανομής των Λοιπών Καταναλωτών ΔΕΣΦΑ για την περίοδο 2018 – 2027» που εκπονήθηκε από τη Διεύθυνση Δραστηριοτήτων Στρατηγικής & Ανάπτυξης (ΔΡΣ&Α).

Η Μελέτη που εκπονήθηκε από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης οδήγησε σε δύο πιθανά σενάρια (1^ο σενάριο υψηλής εκτίμησης ζήτησης, 2^ο σενάριο μεσαίας εκτίμησης ζήτησης). Ο ΔΕΣΦΑ σε συνεργασία με το μελετητή, λαμβάνοντας υπόψη τα πιο πρόσφατα στοιχεία της αγοράς, θεώρησαν το 2^ο σενάριο (μεσαίο σενάριο) ως το πλέον πιθανό σενάριο να πραγματοποιηθεί, το οποίο, σε συνδυασμό με τα αποτελέσματα της μελέτης των Λοιπών Καταναλωτών, αποτελεί το βασικό σενάριο Μελέτης Ανάπτυξης 2018-2027. Για το σενάριο αυτό αναλύονται παρακάτω οι βασικές παραδοχές.

Βασικές Παραδοχές της Μελέτης

Οι βασικές παραδοχές που χρησιμοποιήθηκαν για την εκπόνηση της μελέτης περιγράφονται συνοπτικά παρακάτω:

- Στη μελέτη του ΑΠΘ έγινε η συσχέτιση του εκτιμώμενου ΑΕΠ με την κατανάλωση και την αιχμή του συστήματος και υπολογίστηκε η αναμενόμενη αύξηση του φορτίου συστήματος για τα επόμενα έτη.

Έτσι, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά την περίοδο αναφοράς εκτιμήθηκε ότι θα κυμανθεί από 51,920 TWh το 2017 έως 58,78 TWh (το 2027).

➤ Σχετικά με την αγορά δικαιωμάτων ρύπων για τα επόμενα έτη η πρόβλεψη που γίνεται από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο της Θεσσαλονίκης είναι ότι οι τιμές θα κυμανθούν από 6,5 €/tn CO₂ το 2018 έως 11 €/tn CO₂ για το έτος 2027.

➤ Σχετικά με την τιμή προμήθειας φυσικού αερίου, που αποτελεί την σημαντικότερη παράμετρο καθορισμού του μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων με αυτό το καύσιμο, η πρόβλεψη που γίνεται από το ΑΠΘ είναι ότι η τιμή θα κυμανθεί στα επίπεδα των 51 \$/βαρέλι για το έτος 2017, στα 55 \$/βαρέλι για το έτος 2018, και στα 60 \$/βαρέλι για τα έτη από το 2019 και μετά.

➤ Η εκτίμηση για τη διείσδυση των ΑΠΕ προκύπτει από την πρόβλεψη του Αριστοτελείου Πανεπιστημίου της Θεσσαλονίκης. Έχει λάβει υπόψη τους στόχους σε Εθνικό επίπεδο καθώς και ιστορικά στοιχεία τόσο από την ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ όσο και από τα Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ.

➤ Λαμβάνονται υπόψη οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί που έχουν τεθεί σε σειρά λιγνιτικών μονάδων (με υποχρέωση περιορισμένης λειτουργίας αυτών για τα επόμενα έτη μέχρι και την πλήρη απόσυρσή τους). Οι μονάδες αυτές θα λειτουργήσουν κατά μέγιστο 17.500 ώρες.

➤ Η νέα λιγνιτική μονάδα ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 5, εκτιμάται ότι θα ενταχθεί σε δοκιμαστική λειτουργία εντός του έτους 2020 και σε εμπορική λειτουργία τον Ιούνιο του 2021. Ακόμα, γίνεται η θεώρηση ότι η μονάδα ΜΕΛΙΤΗ 2 θα ενταχθεί σε εμπορική λειτουργία τον Ιανουάριο 2025.

➤ Εκτιμάται ότι θα τεθούν σε λειτουργία και οι μονάδες παραγωγής ΥΗΣ Μετσοβίτικου (29MW) και ΥΗΣ Μεσοχώρας (160MW).

➤ Τα νησιά των Κυκλάδων εκτιμάται ότι θα διασυνδεθούν πλήρως με το ηπειρωτικό σύστημα (κατά το έτος 2019) ενώ το έτος 2022 αναμένεται να διασυνδεθεί η Κρήτη με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω AC γραμμής μεταφοράς (υποθαλάσσιο καλώδιο) 150 kV με μέγιστη μεταφορική ικανότητα 2x140 = 280 MW. Το έτος 2025 αναμένεται να λειτουργήσει το δεύτερο υποθαλάσσιο (DC) καλώδιο της Κρήτης (2x350 MW), οπότε θα αρθεί πλήρως ο συνωστισμός του συστήματος μεταφοράς της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα.

➤ Η περαιτέρω ανάπτυξη του δικτύου χαμηλής και μέσης πίεσης των ΕΔΑ αναμένεται να συνεισφέρει στην αύξηση της κατανάλωσης του οικιακού τομέα από το 2020 κ.ε..

Βασικά συμπεράσματα της μελέτης

α) Η ετήσια ζήτηση φυσικού αερίου στο σύνολο της χώρας για το έτος 2018 προβλέπεται να ανέλθει στα 4.284 εκατ. Nm³.

Από το 2019 και έπειτα αναμένεται να προκύψουν ποσότητες από τα νέα έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ και από το 2018 και έπειτα συνεκτιμώνται οι ετήσιες ποσότητες που θα προκύψουν για διαμετακόμιση αερίου μέσω αντιστροφής ροής και μέσω του αγωγού σύνδεσης Ελλάδας – ΠΓΔΜ.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται συνολικά η εκτιμώμενη ζήτηση φυσικού αερίου ανά τομέα κατανάλωσης για τα έτη της περιόδου αναφοράς (2018-2027).

Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου

Εκτιμώμενη ζήτηση φυσικού αερίου (εκ. Nm ³ /yr)	Ηλεκτροπαρα γωγή	Λοιποί Καταναλωτές		Διαμετακόμ ιση φ.α.	Μικρής κλίμακας φ.α.	Σύνολο
		Καταναλωτ ές φ.α. συνδεδεμέν οι στο δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής			
2018	2.814	569	891	10	-	4.284
2019	2.710	570	934	50	1	4.264
2020	2.795	572	990	100	2	4.459
2021	2.812	573	1.039	500	18	4.941
2022	2.743	573	1.085	550	29	4.980
2023	2.757	573	1.122	600	53	5.104
2024	2.750	574	1.163	620	82	5.189
2025	2.558	574	1.193	650	93	5.068
2026	2.749	574	1.225	650	122	5.321
2027	2.773	574	1.255	650	151	5.404

β) Η μέγιστη ημερήσια κατανάλωση για το έτος 2018 εκτιμάται στα 20 εκ. Nm³/day. Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει την αναμενόμενη αιχμή του συστήματος για τα έτη της περιόδου αναφοράς. Η μεγάλη απόκλιση της αναμενόμενης αιχμής του συστήματος του έτους 2018 συγκριτικά με την πραγματοποιηθείσα του 2017 που ανήλθε στα 23,6 εκ. Nm³/day , οφείλεται στις αξιοσημείωτες καιρικές συνθήκες και τις πέραν των συνηθισμένων ορίων εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω της ενεργειακής κρίσης που σημειώθηκε στην Ευρώπη τους τελευταίους μήνες του 2016 και τους πρώτους του 2017, με αποτέλεσμα να σημειωθούν καταναλώσεις πολύ μεγαλύτερες από τις αναμενόμενες. Τα γεγονότα αυτά όμως, πόσο μάλλον συνδυαστικά, έχουν πολύ μικρή πιθανότητα επανάληψης

Εκτίμηση Μέγιστης Ημερήσιας Κατανάλωσης

ΣΥΝΟΛΟ ΕΣΦΑ (Nm ³ /day)						
	Ηλεκτροπαραγωγή	Λοιποί Καταναλωτές		Διαμετακόμιση φ.α.	Μικρής κλίμακας φ.α.	Σύνολο
		Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής			
2018	11.786.176	2.504.195	5.737.968	34.247	-	20.062.585
2019	11.988.518	2.506.330	6.059.411	171.233	49.300	20.725.492
2020	12.437.398	2.508.465	6.566.117	342.466	49.300	21.854.445
2021	14.086.506	2.512.735	7.119.238	1.579.148	94.701	25.392.327
2022	13.104.566	2.513.392	7.620.051	1.750.381	166.702	25.155.091
2023	13.755.013	2.514.059	7.990.198	1.921.613	261.403	26.442.286
2024	12.307.814	2.514.783	8.351.849	1.990.107	329.505	25.494.058
2025	13.063.880	2.515.470	8.689.004	2.092.846	374.906	26.736.106
2026	12.915.837	2.516.166	9.003.514	2.092.846	488.409	27.016.772
2027	13.203.673	2.516.166	9.281.039	2.092.846	601.912	27.695.636

γ) Σύμφωνα με τα παραπάνω προκύπτει ο παρακάτω συγκεντρωτικός Πίνακας:

Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου 2018 – 2027

Κατηγορία μονάδων/φορτίου	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Λιγνιτικές μονάδες [MWhe]	15.318.664,04	15.639.746,48	14.453.760,36	13.994.642,12	15.381.411,50	15.463.923,85	15.586.928,90	17.866.765,15	16.799.543,13	16.787.609,99
Μονάδες φ.α. (ΔΕΗ) [MWhe]	6.086.393,66	5.866.875,91	6.000.928,56	7.309.542,74	7.547.352,87	7.443.287,69	7.562.374,49	6.956.561,58	7.468.176,45	7.552.838,20
Μονάδες φ.α. (ΙΡΡs) [MWhe]	8.369.758,12	7.948.642,02	8.322.866,34	7.364.081,87	6.858.099,85	7.020.205,03	6.880.317,33	6.340.012,80	6.928.225,78	6.978.339,87
Μονάδες φ.α. [MWhe]	14.456.151,78	13.815.517,93	14.323.794,90	14.673.624,61	14.405.452,72	14.463.492,72	14.442.691,82	13.966.232,66	15.058.360,77	15.212.698,12
Μονάδα CCGT Κρήτης [MWhe]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	669.658,28	661.958,54	681.520,05
ΥΗΣ [MWhe]	4.346.367,27	4.347.472,52	4.614.622,11	4.607.899,62	4.610.282,47	4.611.735,02	4.615.891,42	4.613.768,00	4.613.304,90	4.613.494,11
Εισαγωγές [MWhe]	11.291.645,71	11.325.959,22	11.401.458,43	11.387.925,44	11.427.770,13	11.415.179,00	11.443.426,39	11.325.423,14	11.428.066,90	11.472.576,22
Εξαγωγές [MWhe]	3.224.708,99	2.925.478,61	2.878.496,83	2.877.038,29	2.838.255,70	2.839.403,07	2.859.186,34	2.891.773,04	2.840.673,79	2.864.484,08
Καθαρές εισαγωγές [MWhe]	8.066.936,71	8.400.480,61	8.522.961,60	8.510.887,16	8.589.514,43	8.575.775,92	8.584.240,05	8.433.650,10	8.587.393,11	8.608.092,15
Αιολικά [MWhe]	5.277.677,01	5.742.060,86	6.149.751,50	6.527.986,19	6.761.501,63	6.873.138,68	7.001.783,89	7.096.413,08	7.208.049,88	7.319.686,54
Φ/Β [MWhe]	3.794.022,82	3.887.689,55	3.940.819,39	3.987.489,37	4.037.038,57	4.086.356,05	4.138.715,44	4.184.291,59	4.232.909,78	4.281.294,83
Βιομάζα/βιοέριο [MWhe]	346.455,70	404.975,98	466.645,86	525.840,71	586.274,01	646.705,68	709.050,92	767.570,58	828.003,12	888.436,30
Μικροί ΥΗΣ [MWhe]	756.672,64	780.220,51	801.967,23	819.290,90	838.826,99	858.362,36	880.326,90	897.433,12	916.969,16	936.504,69
ΣΗΘΥΑ [MWhe]	160.183,51	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18
Σύνολο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [MWhe]	10.335.011,68	10.978.160,08	11.523.052,24	12.023.820,35	12.386.854,38	12.627.775,95	12.893.745,41	13.108.921,55	13.349.145,12	13.589.135,54
Σύνολο παραγωγής [MWhe]	52.523.131,48	53.181.377,62	53.438.191,21	53.810.873,86	55.373.515,50	55.742.703,46	56.123.497,60	57.989.337,46	58.407.747,03	58.811.029,91
Ποσοστό μονάδων φ.α. [%]	27,52%	25,98%	26,80%	27,27%	26,02%	25,95%	25,73%	24,08%	25,78%	25,87%
Άντληση [MWhe]	25.146,33	24.853,95	28.390,44	24.520,43	25.347,57	27.407,64	29.277,40	30.531,41	29.620,21	29.540,66
Φορτίο συστήματος [MWhe]	52.497.985,28	53.156.523,56	53.409.800,66	53.786.353,28	55.348.167,90	55.715.295,81	56.094.220,13	57.958.805,72	58.378.126,90	58.781.489,12
Απώλειες συστήματος μεταφοράς [MWhe]	1.055.825,24	1.095.003,60	1.081.720,60	1.107.433,32	1.179.451,82	1.190.839,86	1.207.791,28	1.309.905,94	1.338.206,85	1.347.609,11
Φορτίο καταναλωτών (με τις απώλειες MT & XT) [MWhe]	51.442.159,97	52.061.519,95	52.328.079,95	52.678.919,91	54.168.716,06	54.524.455,98	54.886.428,80	56.648.899,89	57.039.919,95	57.433.880,00
Κατανάλωση φ.α. ΗΠΙ [kNm3]	2.813.673,10	2.709.708,98	2.795.387,93	2.812.038,56	2.743.136,71	2.756.539,25	2.750.226,34	2.558.091,22	2.749.426,21	2.772.913,83
Κατανάλωση φ.α. Λοιπών Πελατών [kNm3]	1.460.528,08	1.504.130,21	1.561.262,14	1.611.770,05	1.657.821,22	1.695.036,18	1.737.103,75	1.766.500,73	1.799.364,14	1.829.399,86
Διαμετακόμιση φ.α. [kNm3]	10.000,00	50.000,00	100.000,00	500.000,00	550.000,00	600.000,00	620.000,00	650.000,00	650.000,00	650.000,00
Μικρής κλίμακας φ.α. [kNm3]		1.183,20	2.366,40	17.516,00	29.232,00	52.664,00	81.896,00	93.496,00	122.496,00	151.496,00
Συνολική Διέλευση φ.α. [kNm3]	4.284.201,18	4.265.022,39	4.459.016,48	4.941.324,61	4.980.189,94	5.104.239,43	5.189.226,10	5.068.087,95	5.321.286,35	5.403.809,70

συμπεριλαμβάνεται η χρήση φ.α. από την ADG για θερμική χρήση

Στο κεφάλαιο 3.4 της παρούσας μελέτης παρουσιάζονται τα συγκεντρωτικά τα αποτελέσματα και των δύο σεναρίων.

ΤΡΟΠΟΠΟΙΗΣΗ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ 3: ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2018-2027

3.1 ΠΡΟΒΛΕΨΗ ΜΕΓΕΘΟΥΣ ΚΑΙ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ 2018-2027

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. Στα πλαίσια της εκπόνησης της Μελέτης Ανάπτυξης 2018-2027 ελήφθησαν υπ' όψη τα νέα δεδομένα που ισχύουν πλέον στην ελληνική αγορά φυσικού αερίου.

Η πρόβλεψη της ζήτησης αποτελεί μία από τις σημαντικότερες αρμοδιότητες του Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), καθώς αποτελεί τη βάση για τον σχεδιασμό, την ανάπτυξη και τη λειτουργία του. Η εκτιμώμενη ζήτηση αποτελεί τη βάση για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης του ΕΣΦΑ και την προσομοίωση λειτουργίας του με στόχο την αξιολόγηση νέων επενδύσεων ενίσχυσης και επέκτασης.

Η πρόβλεψη της ζήτησης για την περίοδο 2018 – 2027 αποτελείται από δύο διακριτές ενότητες:

Α. την κατανομή της ζήτησης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για την περίοδο 2018 – 2027 , «ΜΕΛΕΤΗ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΓΙΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΠΟΥ ΔΙΑΤΙΘΕΤΑΙ ΣΤΗΝ ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΧΟΝΔΡΕΜΠΟΡΙΚΗ ΑΓΟΡΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΝ ΕΠΟΜΕΝΗ ΔΕΚΑΕΤΙΑ (2018-2027)», η οποία εκπονήθηκε από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης (ΑΠΘ) και

Β. την κατανομή ζήτησης στους Λοιπούς Καταναλωτές για την περίοδο 2018-2027, «ΜΕΛΕΤΗ ΕΤΗΣΙΑΣ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΚΑΙ ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗΣ - ΗΜΕΡΗΣΙΑΣ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΤΩΝ ΛΟΙΠΩΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΔΕΣΦΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2018-2027» η οποία εκπονήθηκε από το ΔΕΣΦΑ.

3.1.1 Εκτίμηση ζήτησης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή

Για την εκτίμηση του επιπέδου κατανάλωσης φυσικού αερίου στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, σε ετήσια και ημερήσια βάση, κατά την περίοδο 2018-2027, έγινε προσομοίωση της Ελληνικής Χονδρεμπορικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΧΑΗΕ) λαμβάνοντας υπόψη τις ιδιαιτερότητες του μηχανισμού επίλυσης και εκκαθάρισης της (υποχρεωτική κοινοπραξία για το έτος 2018 ή απλό χρηματιστήριο ενέργειας για τα έτη 2019-2027), με βάση το πλέον επικαιροποιημένο ρυθμιστικό πλαίσιο.

Σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας (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).

Μέχρι τις αρχές του έτους 2019 η αγορά αναμένεται να μετασχηματιστεί 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.

Η μελέτη του Αριστοτέλειου Πανεπιστημίου Θεσσαλονίκης πραγματοποίησε ανάλυση ευαισθησίας σε ένα βασικό ρεαλιστικό σενάριο από το οποίο με μεταβολή των τιμών ορισμένων κρίσιμων παραμέτρων προέκυψαν τα παρακάτω δύο σενάρια:

- α) 1ο Σενάριο: Λαμβάνεται υψηλό επίπεδο τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (υψηλό σενάριο)
- β) 2ο Σενάριο: Λαμβάνεται χαμηλό επίπεδο τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (μεσαίο σενάριο)

Ο ΔΕΣΦΑ σε συνεργασία με το μελετητή, λαμβάνοντας υπόψη τα πιο πρόσφατα στοιχεία της αγοράς, θεώρησαν το 2^ο σενάριο (μεσαίο σενάριο) ως το πλέον πιθανό σενάριο να πραγματοποιηθεί (βασικό σενάριο Μελέτης Ανάπτυξης 2018-2027). Οι βασικές παραδοχές των σεναρίων παρουσιάζονται παρακάτω:

α) Εκτίμηση συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για την επόμενη δεκαετία

Βάσει της:

i) αναμενόμενης κατανάλωσης και αιχμής φορτίου για το διάστημα 2018-2027, όπως αυτή εκτιμάται σύμφωνα με τα απολογιστικά στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για το έτος 2016

ii) πρόβλεψης αύξησης του ΑΕΠ για τα έτη 2018-2027¹, και

iii) συσχέτιση μεταξύ της κατανάλωσης και της αιχμής φορτίου με το εκτιμώμενο Ακαθάριστο Εθνικό Προϊόν (ΑΕΠ) απομειωμένο για τα έτη 2018-2027 σύμφωνα με τις εκτιμήσεις του ΑΠΘ,

εκτιμάται η αναμενόμενη αύξηση του φορτίου συστήματος (κατανάλωσης) και της αιχμής φορτίου στον τομέα της Η/Π για τα έτη 2018-2027. Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (φορτίο καταναλωτών) κατά την περίοδο αναφοράς στην οποία βασίζεται η μελέτη θα κυμανθεί από 51,92 TWh (το 2017) έως 58,78 TWh (το 2027).

β) Εισαγωγές/εξαγωγές

Για τις εισαγωγές από τις βόρειες διασυνδέσεις της Ελλάδας (Βουλγαρία, FYROM και Αλβανία) πέρα από την καθαρή ικανότητα μεταφοράς των διασυνδέσεων σε συνδυασμό με τα ιστορικά στοιχεία εισαγωγών αλλά και τις περιόδους συντήρησης των διασυνδετικών γραμμών, λαμβάνεται υπόψη η ραγδαία αύξηση των εξαγωγών προς τις Βόρειες χώρες (κυρίως FYROM και Αλβανία), λόγω της πρωτοφανούς και εκτεταμένης ξηρασίας που έπληξε τις Βαλκανικές χώρες το προηγούμενο διάστημα.

¹ σημειώνεται ότι η πρόβλεψη αυτή ενδέχεται να αναθεωρηθεί σε επόμενη Μελέτη Ανάπτυξης αν τα μακροοικονομικά μεγέθη της Ελληνικής οικονομίας μεταβληθούν (διευθέτηση χρέους, κτλ)

Για τις εισαγωγές/εξαγωγές από τις διασυνδέσεις Ιταλίας και Τουρκίας και για τις εξαγωγές προς τις βόρειες διασυνδέσεις, οι οποίες μεταβάλλονται ανάλογα με τις τιμές εκκαθάρισης της ΕΧΑΗΕ, γίνεται στατιστική ανάλυση των υλοποιηθέντων εισαγωγών/εξαγωγών ενέργειας ανά διασύνδεση σε σχέση με την τιμή εκκαθάρισης της ΕΧΑΗΕ βάσει των ιστορικών στοιχείων των ετών 2015 και 2016.

γ) Εγχύσεις ενέργειας από ΑΠΕ

Οι εγχύσεις ενέργειας από ΑΠΕ υπολογίζονται βάσει της πρόβλεψης της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία ΑΠΕ και της εκτίμησης του μελετητή για τις ποσότητες έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο ανά ώρα του έτους και ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος. Για τη διενέργεια των υπολογισμών χρησιμοποιήθηκαν ιστορικά στοιχεία τόσο από την ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ όσο και από τα Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ του ΛΑΓΗΕ. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι εγχύσεις των ΥΗΣ στην Ελλάδα κατά το διάστημα Μαρτίου – Αυγούστου 2017 έχουν μειωθεί, σε σχέση με αντίστοιχα διαστήματα των ετών 2013-2016. Το επίπεδο των εγχύσεων του 2017 είναι το μικρότερο των τελευταίων 5 ετών. Αν συνεχιστεί αυτή η τάση, η συνολική έγχυση του έτους θα είναι κάτω από 3,8 TWh, ενώ στην παλαιότερη εκτίμηση είχε ληφθεί (για το διάστημα από τον Μάρτιο του έτους και μετά) το μέσο υδραυλικό έτος της 25ετίας, και συνολική ετήσια έγχυση για το 2017 ίση με 4,678 TWh.

Ωστόσο, αυτό θεωρείται ότι συνέβη λόγω του σχετικά ξηρού φετινού έτους στην Ελλάδα (και στα Βαλκάνια), και δε θεωρείται ότι θα επαναλαμβάνεται κάθε έτος. Για το λόγο αυτό, δεν έγινε καμία αλλαγή στην παραδοχή που χρησιμοποιείται (μέσο υδραυλικό έτος) για τα έτη 2018-2027 στην επικαιροποίηση της μελέτης

δ) Άντληση

Ως μέγιστη ποσότητα πιθανής άντλησης από τους υδραντλητικούς σταθμούς (σε μηνιαίο επίπεδο), θεωρείται η μετρηθείσα ποσότητα άντλησης ανά μήνα του έτους 2012. Η ποσότητα αυτή άντλησης εισάγεται στον αλγόριθμο ετήσιας προσομοίωσης της αγοράς (1^η φάση επίλυσης λογισμικού LTS²), και προκύπτουν οι ωριαίες μέγιστες ποσότητες άντλησης, οι οποίες εισάγονται στην ημερήσια προσομοίωση της αγοράς. Έτσι υπολογίζεται η ωριαία ποσότητα άντλησης που θα εκτελεστεί

ε) Υποχρεωτικές εγχύσεις των υδροηλεκτρικών μονάδων

Λαμβάνεται υπόψη η μέση υδροηλεκτρική παραγωγή παρελθόντων ετών αποκλείοντας έτη με ιδιαίτερα υψηλή υδραυλικότητα. Για την προβολή στα επόμενα έτη χρησιμοποιήθηκε ο συντελεστής 15,636%. Επισημαίνεται ότι κατά το έτος 2020 αυξάνεται η αναμενόμενη έγχυση των ΥΗΣ, λόγω θέσης σε εμπορική λειτουργία των ΥΗΣ Μεσοβίτικου (29 MW) και Μεσοχώρας (160 MW), αναλογικά με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος.

στ) Προγραμματισμός ένταξης νέων και απόσυρση παλαιών μονάδων

Λαμβάνονται υπόψη τα δημοσιευμένα στοιχεία σχετικά με τα χρονοδιαγράμματα κατασκευής των νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και εκείνα για την απόσυρση παλαιών λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ. Συγκεκριμένα:

1) Οι μονάδες ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 2, ΑΓ. ΓΕΩΡΓΙΟΣ 8 και 9, ΛΑΥΡΙΟ 1, ΛΑΥΡΙΟ 2, ΛΑΥΡΙΟ 3, ΑΛΙΒΕΡΙ 3 και ΑΛΙΒΕΡΙ 4 έχουν ήδη αποσυρθεί από το σύστημα. Επίσης, οι μονάδες ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 3 και

² LTS : Long Term Scheduling

ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 4 έχουν υποστεί μεγάλες ζημιές από την πυρκαγιά του Νοεμβρίου 2014, και έχουν πλέον αποσυρθεί.

2) Οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 1, 2, 3 και 4 θα λειτουργήσουν κατά μέγιστο 17.500 ώρες από την 1^η Ιανουαρίου 2016 έως την 31^η Δεκεμβρίου 2023.

Σύμφωνα με το Μεταβατικό Εθνικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών (ΜΕΣΜΕ), το οποίο συντάχθηκε βάσει του άρθρου 33 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ, οι προτεινόμενες ενέργειες, όσον αφορά τις ανωτέρω λιγνιτικές μονάδες, είναι οι εξής τρεις:

- ο Άμεση (από το 2016) και πλήρης περιβαλλοντική προσαρμογή
- ο Σταδιακή περιβαλλοντική προσαρμογή
- ο Ένταξη σε καθεστώς περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας και απένταξη στη συνέχεια

Το καθεστώς παρέκκλισης περιορισμένης διάρκειας λειτουργίας ισχύει για το χρονικό διάστημα 01/01/2016 – 31/12/2023 και επιτρέπει στις Μονάδες, που εντάσσονται σε αυτό, 17.500 ώρες λειτουργίας/καπνοδόχο (σύμφωνα με πρόσφατη απόφαση του ΥΠΕΚΑ).

Στην κάθε μονάδα (ΚΑΡΔΙΑ 1, 2, 3 και 4), λόγω του γεγονότος ότι έχει ξεχωριστή καμινάδα, υπάρχει χρονική ελευθερία στην κατανομή λειτουργίας της, προφανώς σε περιόδους κατά τις οποίες η παραγωγή τους είναι απαραίτητη για το σύστημα.

Οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 3 και 4 δίνουν τηλεθέρμανση στην περιοχή της Κοζάνης, και πρέπει να λειτουργούν σίγουρα κατά τους χειμερινούς μήνες, προκειμένου να τροφοδοτούν τις ανάγκες της τηλεθέρμανσης. Επομένως, οι μονάδες αυτές αναμένεται να λειτουργήσουν περίπου 5 μήνες/έτος για τα επόμενα 2 έτη (Νοέμβριο-Δεκέμβριο-Φεβρουάριο-Μάρτιο και Ιούλιο), και να αποσυρθούν στα μέσα του έτους 2020 η ΚΑΡΔΙΑ 3 και στα μέσα του έτους 2021 η ΚΑΡΔΙΑ 4, οπότε στη συνέχεια εντάσσεται σε εμπορική λειτουργία η μονάδα ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 5, και η οποία μπορεί να αναλάβει τις υποχρεώσεις της τηλεθέρμανσης της περιοχής της Κοζάνης (διότι κατασκευαστικά θα έχει τέτοια δυνατότητα).

Ωστόσο, οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 1 και 2 δε δίνουν τηλεθέρμανση στην περιοχή της Κοζάνης. Επομένως, δεν είναι απαραίτητο να λειτουργούν τους χειμερινούς μήνες. Δεδομένου ότι οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 3 και 4 αναμένεται να λειτουργούν τους χειμερινούς μήνες (κατά τη χειμερινή αιχμή του συστήματος), οι μονάδες ΚΑΡΔΙΑ 1 και 2 θα ελαχιστοποιούν το συνολικό ετήσιο κόστος του συστήματος αν λειτουργούν κατά τους μήνες της καλοκαιρινής αιχμής του (Ιούνιο έως Αύγουστο για τα έτη 2018-2020) και κατά τον Ιανουάριο για να υποστηρίξουν την κάλυψη της χειμερινής αιχμής του φορτίου συστήματος. Έτσι, συμπληρώνουν ακριβώς τις 17.500 ώρες λειτουργίας τους (που είναι περίπου 24 μήνες λειτουργίας).

Όνομα μονάδας	Ώρες λειτουργίας από 01/01/2016 έως 30/06/2017	Υπόλοιπο ωρών λειτουργίας	Εκτιμώμενες ώρες λειτουργίας από 01/07/2017 έως 31/12/2017	Υπόλοιπο μηνών λειτουργίας (από 2018 και μετά)
ΚΑΡΔΙΑ 1	9.042	8.458	1.848	9,18
ΚΑΡΔΙΑ 2	8.240	9.260	1.848	10,29
ΚΑΡΔΙΑ 3	7.948	9.552	2.208	10,20
ΚΑΡΔΙΑ 4	5.541	11.959	1.464	14,58
ΑΜΥΝΤΑΙΟ 1	8.133	9.367	2.164	10,00
ΑΜΥΝΤΑΙΟ 2	7.825	9.675	2.164	10,43

3) Οι μονάδες ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ 1-4 δε θα έχουν πρόβλημα με το όριο για τις εκπομπές οξειδίων του θείου, και αναμένεται να λειτουργήσουν για όλο το χρονικό διάστημα προγραμματισμού (έως και το έτος 2027).

4) Η μονάδα ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 3 αναμένεται να είναι διαθέσιμη έως και το έτος 2025 (λόγω σταδιακής μείωσης των αποθεμάτων λιγνίτη της περιοχής), ενώ η μονάδα ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 4 αναμένεται να είναι διαθέσιμη για όλο το χρονικό διάστημα προγραμματισμού (έως και το έτος 2027).

5) Οι νεότερες μονάδες ΜΕΛΙΤΗ και ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ 5 δεν έχουν κανένα περιβαλλοντικό πρόβλημα στη λειτουργία τους, οπότε θα είναι σε κανονική λειτουργία σίγουρα έως και το έτος 2027.

6) Η μονάδα ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ 5 έχει ήδη εκκινήσει δοκιμαστική λειτουργία από τον Απρίλιο 2015, και αναμένεται να ενταχθεί σε εμπορική λειτουργία εντός του έτους 2017, αλλά με μειωμένη διαθεσιμότητα (έως περίπου 620 MW). Ο λόγος για τη μειωμένη διαθεσιμότητα είναι η καθυστέρηση ολοκλήρωσης των εργασιών επέκτασης του συστήματος μεταφοράς 400 kV προς τη ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ. Επισημαίνεται ότι το υφιστάμενο δίκτυο υπέρ-υψηλής τάσης 150 kV δεν μπορεί να αντέξει μεγαλύτερη έγχυση ισχύος στον κόμβο της Μεγαλόπολης. Η ολοκλήρωση των εργασιών επέκτασης του συστήματος μεταφοράς 400 kV προς τη ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ αναμένεται να ολοκληρωθεί εντός του 2020. Στο πλαίσιο της παρούσας μελέτης θεωρείται ότι η εμπορική λειτουργία της μονάδας σε πλήρη ισχύ (811 MW) θα επιτευχθεί από τον Ιανουάριο 2021.

7) Οι μονάδες ΑΜΥΝΤΑΙΟ 1 και 2 έχουν το ίδιο πρόβλημα με το όριο για τις εκπομπές οξειδίων του θείου, όπως και οι μονάδες του σταθμού ΚΑΡΔΙΑ. Επισημαίνεται ότι οι μονάδες αυτές έχουν μία καμινάδα, οπότε για τη μεγιστοποίηση της ωφέλειας του κατόχου τους επιβάλλεται η ταυτόχρονη λειτουργία τους, διότι ο περιορισμός των ωρών λειτουργίας επιβάλλεται ανά καμινάδα κι όχι ανά μονάδα παραγωγής. Επίσης, επισημαίνεται ότι οι μονάδες αυτές δίνουν τηλεθέρμανση στην πόλη του ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ, οπότε επιβάλλεται η λειτουργία τους κατ' ελάχιστον κατά τους χειμερινούς μήνες Νοέμβριο-Φεβρουάριο (για τα επόμενα 3 έτη, έως το Φεβρουάριο του έτους 2020) καθώς και τον Ιούλιο ή Αύγουστο (2018-2019) για λόγους κάλυψης του υψηλού φορτίου του καλοκαιριού.

8) Η μονάδα ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ 5 αναμένεται να ενταχθεί σε δοκιμαστική λειτουργία εντός του έτους 2020 και σε εμπορική λειτουργία τον Ιούνιο του 2021.

9) Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης, γίνεται η θεώρηση ότι η μονάδα ΜΕΛΙΤΗ 2 θα ενταχθεί σε εμπορική λειτουργία τον Ιανουάριο 2025.

10) Αναμένεται να ενταχθούν στο σύστημα και δύο ΥΗΣ, και συγκεκριμένα ο ΥΗΣ Μετσοβίτικου (29 MW) και ο ΥΗΣ Μεσοχώρας (160 MW). Οι μονάδες αυτές αναμένεται να αυξήσουν το υδάτινο δυναμικό των ΥΗΣ σε ετήσια βάση.

ζ) Τα βασικά τεχνοοικονομικά στοιχεία των μονάδων

Λαμβάνονται υπόψη όλες οι παράμετροι που επηρεάζουν το μεταβλητό κόστος των μονάδων όπως ενδεικτικά είναι ο βαθμός απόδοσής τους, και το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ των θερμικών μονάδων.

Στο Σενάριο 2 θεωρείται ότι η αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ θα διατηρηθεί σε λογικά επίπεδα. Η πρόβλεψη που γίνεται από το ΑΠΘ είναι ότι οι τιμές θα κυμανθούν από 6,5 €/tn CO₂ (το 2018) – 11 €/tn CO₂ (το 2027). Στο Σενάριο 1 θεωρείται ότι οι τιμές θα κυμανθούν σε υψηλότερα επίπεδα κατά την περίοδο αναφοράς, από 7,5 €/tn CO₂ (το 2018) – 19 €/tn CO₂ (το 2027).

η) Ο ισοδύναμος συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (EFOR) και οι περίοδοι προγραμματισμένης συντήρησης των μονάδων.

θ) Οι προσφορές έγχυσης των μονάδων

Οι προσφορές έγχυσης των μονάδων προσδιορίζονται βάσει του ελάχιστου μεταβλητού κόστους για κάθε μονάδα παραγωγής, το οποίο διαμορφώνεται και από τα κόστη αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, όπως αναλύθηκε στην παραπάνω παράγραφο, και από τα κόστη καυσίμων.

Η τιμή προμήθειας φυσικού αερίου αποτελεί σημαντική παράμετρο καθορισμού του μεταβλητού κόστους των θερμικών μονάδων με αυτό το καύσιμο. Στο πλαίσιο εκπόνησης της παρούσας μελέτης λαμβάνεται ότι οι τιμές του brent είναι στα επίπεδα των 51 \$/βαρέλι για το έτος 2017, στα 55 \$/βαρέλι για το έτος 2018, και στα 60 \$/βαρέλι για τα έτη από το 2019 και μετά.

ι) Διασυνδέσεις νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα

Τα νησιά των Κυκλάδων πρόκειται να διασυνδεθούν πλήρως με το ηπειρωτικό σύστημα (κατά το έτος 2019) ενώ το έτος 2022 αναμένεται να διασυνδεθεί η Κρήτη με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω AC γραμμής μεταφοράς (υποθαλάσσιο καλώδιο) 150 kV με μέγιστη μεταφορική ικανότητα 2x140 = 280 MW. Το έτος 2025 αναμένεται να λειτουργήσει το δεύτερο υποθαλάσσιο (DC) καλώδιο της Κρήτης (2x350 MW), οπότε θα αρθεί πλήρως ο συνωστισμός του συστήματος μεταφοράς της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα.

Τα αποτελέσματα της μελέτης περιλαμβάνουν:

- i. την εκτίμηση της συνολικής ζήτησης ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα για τη δεκαετία 2018-2027, 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 φωτοβολταϊκών, 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.

Στους Πίνακες 1 και 2 συνοψίζονται τα κυριότερα αποτελέσματα της μελέτης και οι βασικές παραδοχές για τα δύο σενάρια³. Αξίζει να επισημανθεί η διαφορά που προκύπτει στην εκτιμώμενη ζήτηση φυσικού αερίου στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής το 2018 σε σχέση με εκείνη του 2017. Η μεγάλη αυτή διακύμανση σημειώνεται εξαιτίας της αυξημένης κατανάλωσης φυσικού αερίου που σημειώθηκε κατά τους πρώτους μήνες του 2017 λόγω έκτακτων αιτιών, όπως αυτές αναφέρθηκαν στο κεφάλαιο 2.1 της παρούσας μελέτης, «Εξέλιξη Ζήτησης Φυσικού Αερίου».

³ στους Πίνακες 1 και 2 δεν περιλαμβάνεται η χρήση φυσικού αερίου της μονάδας AdG για θερμική χρήση

Στο σημείο αυτό, πρέπει να σημειωθεί ότι στις 10 Ιουνίου του 2017 προκλήθηκε αποκόλληση τεράστιων εδαφικών μαζών στο ορυχείο που προμηθεύει τις μονάδες ΑΜΥΝΤΑΙΟ 1 & 2 με καύσιμο. Η κατολίσθηση δεν είχε σημαντική επίπτωση στον ετήσιο προγραμματισμό των μονάδων, διότι έγινε σε μία περίοδο που ούτως ή άλλως θα έκλειναν οι μονάδες εν' όψει της άνοιξης και του καλοκαιριού.

Πίνακας 1. Ενεργειακό Ισοζύγιο Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ανά έτος προσομοίωσης) – Σενάριο 1

Κατηγορία μονάδων/φορτίου	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Λιγνιτικές μονάδες [MWhe]	14.933.936,74	15.506.422,78	14.123.261,08	13.802.700,42	14.609.676,45	13.065.274,13	11.977.335,05	13.385.448,02	12.986.587,37	12.736.700,62
Μονάδες φ.α. (ΔΕΗ) [MWhe]	6.216.173,53	5.941.069,77	6.105.515,13	7.483.969,09	7.767.458,58	8.376.675,52	8.671.171,21	8.482.805,39	8.781.212,38	9.014.999,69
Μονάδες φ.α. (ΙΡΡs) [MWhe]	8.612.365,78	7.967.090,80	8.493.608,66	7.364.851,15	7.318.206,75	8.207.967,52	8.693.714,32	8.532.794,63	8.776.952,61	8.842.365,75
Μονάδες φ.α. [MWhe]	14.828.539,31	13.908.160,57	14.599.123,79	14.848.820,24	15.085.665,33	16.584.643,04	17.364.885,53	17.685.243,51	18.219.155,18	18.537.965,05
Μονάδα CCGT Κρήτης [MWhe]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	669.643,49	660.990,19	680.599,61
ΥΗΣ [MWhe]	4.346.453,26	4.347.475,62	4.613.938,19	4.608.137,74	4.610.434,19	4.608.806,76	4.611.506,06	4.609.650,56	4.609.692,32	4.608.069,21
Εισαγωγές [MWhe]	11.298.482,63	11.345.566,73	11.423.575,23	11.394.040,09	11.477.257,42	11.601.476,12	11.939.327,92	11.862.175,37	11.881.107,52	11.980.113,00
Εξαγωγές [MWhe]	3.220.921,05	2.907.012,22	2.846.967,49	2.871.213,18	2.803.682,43	2.785.588,02	2.726.599,11	2.742.422,41	2.716.274,58	2.722.060,66
Καθαρές εισαγωγές [MWhe]	8.077.561,57	8.438.554,50	8.576.607,74	8.522.826,91	8.673.574,98	8.815.888,11	9.212.728,81	9.119.752,96	9.164.832,93	9.258.052,34
Αιολικά [MWhe]	5.277.677,01	5.742.060,86	6.149.751,50	6.527.986,19	6.761.501,63	6.873.138,68	7.001.783,89	7.096.413,08	7.208.049,88	7.319.686,54
Φ/Β [MWhe]	3.794.022,82	3.887.689,55	3.940.819,39	3.987.489,37	4.037.038,57	4.086.356,05	4.138.715,44	4.184.291,59	4.232.909,78	4.281.294,83
Βιομάζα/βιοέριο [MWhe]	346.455,70	404.975,98	466.645,86	525.840,71	586.274,01	646.705,68	709.050,92	767.570,58	828.003,12	888.436,30
Μικροί ΥΗΣ [MWhe]	756.672,64	780.220,51	801.967,23	819.290,90	838.826,99	858.362,36	880.326,90	897.433,12	916.969,16	936.504,69
ΣΗΘΥΑ [MWhe]	160.183,51	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18
Σύνολο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [MWhe]	10.335.011,68	10.978.160,08	11.523.052,24	12.023.820,35	12.386.854,38	12.627.775,95	12.893.745,41	13.108.921,55	13.349.145,12	13.589.135,54
Σύνολο εγχύσεων [MWhe]	52.521.502,56	53.178.773,55	53.435.983,04	53.806.305,66	55.366.205,33	55.702.387,99	56.060.200,86	57.909.016,60	58.329.412,92	58.729.922,76
Ποσοστό μονάδων φ.α. [%]	28,23%	26,15%	27,32%	27,60%	27,25%	29,77%	30,98%	30,54%	31,23%	31,56%
Άντληση [MWhe]	25.187,75	24.814,00	27.946,50	24.700,92	25.833,43	25.321,02	27.426,76	29.404,16	26.634,97	24.272,02
Φορτίο συστήματος [MWhe]	52.496.314,67	53.153.959,28	53.408.036,48	53.781.604,53	55.340.372,02	55.677.066,61	56.032.774,13	57.879.612,22	58.302.777,98	58.705.650,62
Απώλειες συστήματος μεταφοράς [MWhe]	1.054.154,70	1.092.439,33	1.079.956,53	1.102.684,62	1.171.655,97	1.152.610,62	1.146.345,33	1.230.712,33	1.262.858,03	1.271.770,61
Φορτίο καταναλωτών (με τις απώλειες ΜΤ & ΧΤ) [MWhe]	51.442.159,97	52.061.519,95	52.328.079,95	52.678.919,91	54.168.716,06	54.524.455,98	54.886.428,80	56.648.899,89	57.039.919,95	57.433.880,00
Κατανάλωση φ.α. [kNm3]	2.742.013,86	2.597.487,49	2.706.905,86	2.709.566,48	2.721.671,04	2.971.004,67	3.101.104,41	3.038.339,23	3.132.204,84	3.187.229,06
Αιχμή φ.α. [kNm3/day]	11.581,60	11.670,08	12.093,90	13.802,96	12.919,51	13.997,44	13.099,95	13.360,66	13.541,64	13.667,93
Τιμή Brent [\$ /bbl]	55,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Τιμή CO2 [€/T]	7,55	8,35	9,18	10,26	12,30	14,78	17,79	18,94	18,99	19,04
Αύξηση ΑΕΠ [%]	1,50%	1,50%	1,50%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Αύξηση κατανάλωσης [%]	0,26%	1,22%	0,51%	0,67%	2,87%	0,66%	0,66%	3,27%	0,69%	0,69%

* είσοδος ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ 5 τον Ιούλιο 2021, ΜΕΛΙΤΗΣ 2 τον Ιανουάριο 2025, απόσυρση ΚΑΡΔΙΑΣ 1-4 και ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ 1-2 το 2020, απόσυρση ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ 3 το 2025

Πίνακας 2. Ενεργειακό Ισοζύγιο Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ανά έτος προσομοίωσης) – Σενάριο 2

Κατηγορία μονάδων/φορτίου	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Λιγνιτικές μονάδες [MWhe]	15.318.664,04	15.639.746,48	14.453.760,36	13.994.642,12	15.381.411,50	15.463.923,85	15.586.928,90	17.866.765,15	16.799.543,13	16.787.609,99
Μονάδες φ.α. (ΔΕΗ) [MWhe]	6.086.393,66	5.866.875,91	6.000.928,56	7.309.542,74	7.547.352,87	7.443.287,69	7.562.374,49	6.956.561,58	7.468.176,45	7.552.838,20
Μονάδες φ.α. (ΙΡΡs) [MWhe]	8.369.758,12	7.948.642,02	8.322.866,34	7.364.081,87	6.858.099,85	7.020.205,03	6.880.317,33	6.340.012,80	6.928.225,78	6.978.339,87
Μονάδες φ.α. [MWhe]	14.456.151,78	13.815.517,93	14.323.794,90	14.673.624,61	14.405.452,72	14.463.492,72	14.442.691,82	13.966.232,66	15.058.360,77	15.212.698,12
Μονάδα CCGT Κρήτης [MWhe]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	669.658,28	661.958,54	681.520,05
ΥΗΣ [MWhe]	4.346.367,27	4.347.472,52	4.614.622,11	4.607.899,62	4.610.282,47	4.611.735,02	4.615.891,42	4.613.768,00	4.613.304,90	4.613.494,11
Εισαγωγές [MWhe]	11.291.645,71	11.325.959,22	11.401.458,43	11.387.925,44	11.427.770,13	11.415.179,00	11.443.426,39	11.325.423,14	11.428.066,90	11.472.576,22
Εξαγωγές [MWhe]	3.224.708,99	2.925.478,61	2.878.496,83	2.877.038,29	2.838.255,70	2.839.403,07	2.859.186,34	2.891.773,04	2.840.673,79	2.864.484,08
Καθαρές εισαγωγές [MWhe]	8.066.936,71	8.400.480,61	8.522.961,60	8.510.887,16	8.589.514,43	8.575.775,92	8.584.240,05	8.433.650,10	8.587.393,11	8.608.092,15
Αιολικά [MWhe]	5.277.677,01	5.742.060,86	6.149.751,50	6.527.986,19	6.761.501,63	6.873.138,68	7.001.783,89	7.096.413,08	7.208.049,88	7.319.686,54
Φ/Β [MWhe]	3.794.022,82	3.887.689,55	3.940.819,39	3.987.489,37	4.037.038,57	4.086.356,05	4.138.715,44	4.184.291,59	4.232.909,78	4.281.294,83
Βιομάζα/βιοέριο [MWhe]	346.455,70	404.975,98	466.645,86	525.840,71	586.274,01	646.705,68	709.050,92	767.570,58	828.003,12	888.436,30
Μικροί ΥΗΣ [MWhe]	756.672,64	780.220,51	801.967,23	819.290,90	838.826,99	858.362,36	880.326,90	897.433,12	916.969,16	936.504,69
ΣΗΘΥΑ [MWhe]	160.183,51	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18	163.868,26	163.213,18	163.213,18	163.213,18
Σύνολο ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ [MWhe]	10.335.011,68	10.978.160,08	11.523.052,24	12.023.820,35	12.386.854,38	12.627.775,95	12.893.745,41	13.108.921,55	13.349.145,12	13.589.135,54
Σύνολο εγχύσεων [MWhe]	52.523.131,48	53.181.377,62	53.438.191,21	53.810.873,86	55.373.515,50	55.742.703,46	56.123.497,60	57.989.337,46	58.407.747,03	58.811.029,91
Ποσοστό μονάδων φ.α. [%]	27,52%	25,98%	26,80%	27,27%	26,02%	25,95%	25,73%	24,08%	25,78%	25,87%
Άντληση [MWhe]	25.146,33	24.853,95	28.390,44	24.520,43	25.347,57	27.407,64	29.277,40	30.531,41	29.620,21	29.540,66
Φορτίο συστήματος [MWhe]	52.497.985,28	53.156.523,56	53.409.800,66	53.786.353,28	55.348.167,90	55.715.295,81	56.094.220,13	57.958.805,72	58.378.126,90	58.781.489,12
Απώλειες συστήματος μεταφοράς [MWhe]	1.055.825,24	1.095.003,60	1.081.720,60	1.107.433,32	1.179.451,82	1.190.839,86	1.207.791,28	1.309.905,94	1.338.206,85	1.347.609,11
Φορτίο καταναλωτών (με τις απώλειες ΜΤ & ΧΤ) [MWhe]	51.442.159,97	52.061.519,95	52.328.079,95	52.678.919,91	54.168.716,06	54.524.455,98	54.886.428,80	56.648.899,89	57.039.919,95	57.433.880,00
Κατανάλωση φ.α. [kNm3]	2.685.460,51	2.581.496,39	2.666.824,07	2.683.825,97	2.614.924,12	2.628.326,66	2.621.662,48	2.429.878,63	2.621.213,62	2.644.701,24
Αιχμή φ.α. [kNm3/day]	11.434,91	11.637,25	12.086,13	13.735,24	12.753,30	13.403,75	11.956,55	12.712,61	12.564,57	12.852,41
Τιμή brent [\$ /bbl]	55,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
Τιμή CO2 [€/Τ]	6,50	7,00	8,00	10,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00
Αύξηση ΑΕΠ [%]	1,50%	1,50%	1,50%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Αύξηση κατανάλωσης [%]	0,26%	1,22%	0,51%	0,67%	2,87%	0,66%	0,66%	3,27%	0,69%	0,69%

* είσοδος ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ 5 τον Ιούλιο 2021, ΜΕΛΙΤΗΣ 2 τον Ιανουάριο 2025, απόσυρση ΚΑΡΔΙΑΣ 1-4 και ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ 1-2 το 2020, απόσυρση ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ 3 το 2025

3.1.2 Εκτίμηση κατανάλωσης φυσικού αερίου για Λοιπούς Καταναλωτές

Για την εκτίμηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου για Λοιπούς Καταναλωτές υπολογίζεται η ετήσια κατανομή ζήτησης των Χρηστών του ΕΣΜΦΑ που εξυπηρετεί καταναλωτές, εξαιρουμένων εκείνων που τροφοδοτούν σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και των χρηστών υποδομών μικρής κλίμακας ΥΦΑ, ανά μετρητικό σταθμό, προκειμένου να εκτιμηθεί η μέγιστη ημερήσια αιχμή του έτους για το σύστημα μεταφοράς.

Το μοντέλο βασίστηκε στην επεξεργασία δεδομένων από τις παρακάτω πηγές:

- i) τα ιστορικά δεδομένα για την ημερήσια κατανάλωση σε κάθε μετρητικό σταθμό του ΕΣΦΑ,
- ii) 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,
- iii) την εξέλιξη του ρυθμιστικού πλαισίου σχετικά με την αναμόρφωση της Ελληνικής αγοράς αερίου μέσω του νέου ρυθμιστικού πλαισίου το οποίο επέβαλε από αρχές του 2017 την αναδιαμόρφωση της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου. Οι δραστηριότητες διανομής και εμπορίας, όπως αυτές εφαρμόζονταν μέχρι πρόσφατα από τις Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ), διαχωρίστηκαν και δημιουργήθηκαν αυτόνομες διοικητικά και λειτουργικά ανεξάρτητες Εταιρείες Διανομής Αερίου (ΕΔΑ)
- iv) τα δεδομένα και τις εκτιμήσεις των Εταιρειών Διανομής Αερίου σχετικά με τις συνδέσεις καταναλωτών στα δίκτυα διανομής, ανά τομέα κατανάλωσης, όπως αυτές δημοσιεύτηκαν με την έγκριση Τιμολογίων τους για τη χρέωση της Βασικής Δραστηριότητας Διανομής στο εκάστοτε δίκτυο.
- v) τα πληθυσμιακά δεδομένα πόλεων με αστικές καταναλώσεις φυσικού αερίου όπου αυτό απαιτείται,
- vi) τα ιστορικά θερμοκρασιακά δεδομένα προηγούμενων ετών από το Αστεροσκοπείο Αθηνών,
- vii) στοιχεία για την εξέλιξη του Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος, όπως αυτά εκτιμήθηκαν από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης στη μελέτη «για την διενέργεια προσομοιώσεων της Ελληνικής Χονδρεμπορικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΧΑΗΕ) για την διερεύνηση της εξέλιξης της ζήτησης/κατανάλωσης φα για ηλεκτροπαραγωγή για τα έτη 2018 – 2027».

Στο πρώτο στάδιο της μελέτης, οι καταναλωτές του ΕΣΜΦΑ χωρίστηκαν σε δύο βασικές κατηγορίες: α) τους Μεμονωμένους Καταναλωτές και β) τους καταναλωτές οι οποίοι τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο και αποτελούν σημεία εισόδου των δικτύων διανομής αερίου.

Ως Μεμονωμένοι Καταναλωτές θεωρούνται τα σημεία κατανάλωσης που δεν ανήκουν σε μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και είτε τροφοδοτούνται από σημεία απευθείας συνδεδεμένα στον αγωγό υψηλής πίεσης του ΕΣΦΑ είτε από σημεία που ενώ ανήκουν σε ΕΔΑ 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.

Στη συνέχεια οι καταναλώσεις των δικτύων διανομής κατανεμήθηκαν γεωγραφικά στα επιμέρους σημεία καταναλώσεων, υφιστάμενα ή νέα, που ανήκουν σε αυτά.

Η κατανομή στα σημεία κατανάλωσης έγινε για δύο βασικές κατηγορίες χρήσης φυσικού αερίου: α) βιομηχανική χρήση (βιομηχανικός και εμπορικός τομέας) και β) αστική χρήση (οικιακός τομέας).

Οι παραπάνω τομείς ομαδοποιήθηκαν με βάση τις κατηγορίες Τελικού Πελάτη⁴, όπως υιοθετούνται από του διαχειριστές δικτύων.

Επισημαίνεται ότι οι Εταιρείες Διανομής Αερίου, όπως αυτές ιδρύθηκαν είναι οι εξής: ΕΔΑ Αττικής, ΕΔΑ Θεσσαλονίκης, ΕΔΑ Θεσσαλίας και ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδας στην οποία λειτουργούν δίκτυα διανομής στην περιοχή της Στερεάς Ελλάδας, της κεντρικής Μακεδονίας, της Ανατολικής Μακεδονίας & Θράκης και της Κορίνθου.

Ειδικότερα, στην ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδας προβλέπεται η περαιτέρω ανάπτυξη δικτύων μέσης και χαμηλής πίεσης καθώς τα δίκτυα στις προαναφερθείσες περιοχές δεν έχουν φτάσει το ζητούμενο βαθμό ανάπτυξης σε όλες τις κατηγορίες των καταναλωτών. Κατά κύριο λόγο έχει αναπτυχθεί το δίκτυο που αφορά στους βιομηχανικούς καταναλωτές αλλά όχι αυτό των οικιακών. Στην παρούσα μελέτη γίνεται η θεώρηση ότι η αναμενόμενη ανάπτυξη των δικτύων αυτών θα υλοποιηθεί από το έτος 2020 κ.ε..

Η συνολική ζήτηση φυσικού αερίου για την περίοδο 2018-2027 ανά κατηγορία χρήσης εκτιμήθηκε ως ακολούθως:

ΜΕΜΟΝΩΜΕΝΟΙ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΕΣ

Για την εκτίμηση της ζήτησης των Μεμονωμένων Καταναλωτών (περιλαμβάνονται σε αυτούς και οι ΒΙ.ΠΕ.) αξιολογήθηκαν τα ιστορικά στοιχεία των καταναλώσεων έως και τον Μάρτιο του 2017, τα στοιχεία που έστειλαν οι Χρήστες βάσει του Άρθρου 90 του Κώδικα και οι διαχειριστές δικτύων.

ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΜΕ ΔΙΚΤΥΑ ΔΙΑΝΟΜΗΣ

Για την εκτίμηση της εξέλιξης της ζήτησης φυσικού αερίου λήφθηκαν υπόψη τα διαθέσιμα στο Διαχειριστή στοιχεία των Χρηστών αλλά και η ζήτηση ανά κατηγορία τελικού πελάτη

⁴ κατηγορίες Τελικών Πελατών: i) οικιακός (κεντρικές και αυτόνομες θερμάνεις οικιακής χρήσης και μικρού εμπορικού τομέα), ii) εμπορικός και iii) βιομηχανικός

σύμφωνα με τα επιχειρησιακά σχέδια των διαχειριστών δικτύων διανομής, όπως χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό των χρεώσεων χρήσης τους. Στη συνέχεια έγινε επεξεργασία των ανωτέρω στοιχείων και εκτιμήθηκε η εξέλιξη της κατανάλωσης φυσικού αερίου στους τομείς i) οικιακός, ii) εμπορικός και iii) βιομηχανικός για τα τέσσερα δίκτυα διανομής

Όσον αφορά στις καταναλώσεις του βιομηχανικού και του εμπορικού τομέα λήφθηκαν υπόψη οι δημοσιευμένες εκτιμήσεις από τις εγκρίσεις τιμολογίων των ΕΔΑ. Τα δεδομένα αυτά αξιολογήθηκαν συγκριτικά με τα στοιχεία Χρηστών και τα απολογιστικά στοιχεία του ΔΕΣΦΑ. Για τα χρόνια που δεν υπήρχαν διαθέσιμα στοιχεία θεωρήθηκε σταδιακή ετήσια αύξηση ίση με την εκτίμηση ποσοστιαίας αύξησης του ΑΕΠ.

Η εκτίμηση ποσοστιαίας αύξησης του ΑΕΠ φαίνεται στον Πίνακα 3, όπως αυτή εκτιμήθηκε από το Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης και χρησιμοποιήθηκε στην «Μελέτη πρόβλεψης κατανάλωσης φυσικού αερίου για την ηλεκτροπαραγωγή που διατίθεται στην ελληνική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας την επόμενη δεκαετία (2018-2027)».

Πίνακας 3: Εκτίμηση ποσοστιαίας αύξησης ΑΕΠ

Έτος	Πρόβλεψη ποσοστιαίας αύξησης ΑΕΠ (ΑΠΘ) [%]
2017	1,6
2018	1,5
2019	1,5
2020	1,5
2021	1,3
2022-2027	1,3

Οι καταναλώσεις του οικιακού τομέα ανά περιοχή υφιστάμενου δικτύου προσεγγίστηκαν με δύο διαφορετικούς τρόπους, ανάλογα με το κατά πόσο είναι ανεπτυγμένο στην περιοχή το δίκτυο διανομής ή όχι.

Ειδικά για τον οικιακό τομέα κατανάλωσης, στις ΕΔΑ με τα πιο ανεπτυγμένα δίκτυα (ΕΔΑ Αττικής, ΕΔΑ Θεσσαλονίκης και ΕΔΑ Θεσσαλίας) χρησιμοποιήθηκαν για τα πρώτα χρόνια της περιόδου αναφοράς τα δεδομένα εκτίμησης από τους διαχειριστές δικτύων ενώ για τα υπόλοιπα έτη αναπτύχθηκε από τον Διαχειριστή μεθοδολογία εκτίμησης της ζήτησης που βασίζεται σε ιστορικά στοιχεία καταναλώσεων / ενεργών συνδέσεων για την εκάστοτε περιοχή. Συγκεκριμένα, έγινε εκτίμηση της ετήσιας μεταβολής του αριθμού συνδέσεων από το 2022 έως και το 2027 θεωρώντας σταδιακή επιβράδυνση του ρυθμού υλοποίησης νέων συνδέσεων και εκτίμηση της κατανάλωσης ανά σύνδεση σύμφωνα με την ποσοστιαία αύξηση ΑΕΠ.

Για την εκτίμηση της μέσης κατανάλωσης στον οικιακό τομέα, χρησιμοποιήθηκαν τα στοιχεία κατανάλωσης του 2016 τα οποία εξομαλύνθηκαν ως προς τον παράγοντα της

θερμοκρασίας. Συγκεκριμένα για την επίδραση της θερμοκρασίας, υπολογίστηκε η μέση κατανάλωση ανά σύνδεση για οικιακή χρήση με βάση τα στοιχεία καταναλώσεων για το 2016, η οποία εξομαλύνθηκε ως προς τον παράγοντα της θερμοκρασίας, λαμβάνοντας υπόψη τις βαθμομέρες των τελευταίων αντιπροσωπευτικότερων ετών, θερμών και ψυχρών.

Για την εκτίμηση της κατανάλωσης φ.α. οικιακού τομέα της ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδας, στην οποία εκτιμάται περαιτέρω ανάπτυξη του δικτύου, η πρόβλεψη του Διαχειριστή βασίστηκε στα στοιχεία Χρηστών, στα στοιχεία από την ΕΔΑ Λοιπής Ελλάδας και στη χιλιομετρική ανάπτυξη που αναμένεται στο δίκτυο. Τα ανωτέρω στοιχεία επεξεργάστηκαν στα πλαίσια του υπολογιστικού μοντέλου πρόβλεψης ζήτησης.

Ο Πίνακας 4 παρουσιάζει τη συνολική ζήτηση φυσικού αερίου για την περίοδο 2018-2027 ανά κατηγορία χρήσης.

Πίνακας 4 : Συνολική Ζήτηση φυσικού αερίου για Λοιπούς Καταναλωτές ανά κατηγορία χρήσης

Εκτιμώμενες ανάγκες λοιπών πελατών (Εκ. Nm ³)			
	ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗ ΧΡΗΣΗ	ΑΣΤΙΚΗ ΧΡΗΣΗ	ΣΥΝΟΛΙΚΑ
2018	1.060,88	399,64	1.461
2019	1.082,77	421,36	1.504
2020	1.101,15	460,11	1.561
2021	1.114,83	496,94	1.612
2022	1.122,11	535,71	1.658
2023	1.129,49	565,55	1.695
2024	1.138,94	598,17	1.737
2025	1.144,55	621,95	1.767
2026	1.152,21	647,15	1.799
2027	1.159,68	669,72	1.829

Στη συνολική ζήτηση φυσικού αερίου εφαρμόστηκαν κατάλληλα ημερήσια προφίλ στις καταναλώσεις κάθε εξόδου για κάθε κατηγορία, προκειμένου να προσεγγιστεί η αιχμή του συστήματος αλλά και κάθε σημείου ξεχωριστά.

Όσον αφορά το προφίλ κατανάλωσης που επιλέχθηκε για βιομηχανική χρήση, για κάθε σημείο κατανάλωσης, υιοθετήθηκε το αντιπροσωπευτικότερο προφίλ κατανάλωσης για βιομηχανική χρήση με βάση ιστορικά στοιχεία ημερήσιων καταναλώσεων.

Συγκεκριμένα, για την επιλογή της ημερήσιας βιομηχανικής κατανάλωσης της Αθήνας έγινε γραφική απεικόνιση της ημερήσιας κατανάλωσης των ετών 2002 κ.ε. του σημείου εξόδου Αθήνα, από την οποία προκύπτει ότι το έτος 2004 είναι το πλέον αντιπροσωπευτικό για το προφίλ βιομηχανικής χρήσης. Αυτή η παραδοχή βασίζεται στο γεγονός ότι κατά τα πρώτα χρόνια λειτουργίας της Εταιρείας Παροχής Αερίου Αττικής (η ΕΠΑ Αττικής διαχειριζόταν το δίκτυο έως και το τέλος του 2016), το “target group” πελατών ήταν κυρίως οι βιομηχανικοί πελάτες που έχουν μεγαλύτερες και σταθερότερες καταναλώσεις.

Αξίζει να σημειωθεί ότι σε πολλά σημεία, στα οποία η διείσδυση του φυσικού αερίου έγινε ταυτόχρονα στον βιομηχανικό και στον οικιακό τομέα, κρίθηκε ως ορθότερη η επιλογή του προφίλ του σημείου εξόδου Οινόφυτα ή σε κάποιες περιπτώσεις, κυρίως στη Βόρεια Ελλάδα, το προφίλ του σημείου εξόδου ΒΙΠΕ Λάρισας, καθώς αποτελούν καθαρά βιομηχανικές περιοχές. Τα σημεία αυτά επιλέχθηκαν καθώς η ημερήσια κατανάλωσή τους προσδιορίζεται από επιμέρους καταναλώσεις διαφόρων κατηγοριών βιομηχανιών, οι οποίες δίνουν κατά μέσο όρο ένα πλέον αντιπροσωπευτικό βιομηχανικό προφίλ κατανάλωσης.

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

Η ημερήσια κατανομή αστικής χρήσης κατ' επέκταση αποτελείται από:

- α) την ημερήσια κατανομή κατανάλωσης για θέρμανση και
- β) την ημερήσια κατανομή κατανάλωσης για λοιπή αστική χρήση.

Για τον προσδιορισμό των ανωτέρω ημερήσιων κατανομών ακολουθήθηκαν τα εξής βήματα:

1. Υπολογίστηκε το «αρχικό» ημερήσιο προφίλ κατανάλωσης για αστική χρήση από τη διαφορά του μέσου όρου καταναλώσεων των ετών 2011 -2016 από τις καταναλώσεις βιομηχανικής χρήσης βάσει της κατανομής καταναλώσεων του έτους 2004 για την Αθήνα και για τα υπόλοιπα σημεία εξόδου από τη διαφορά του προφίλ 2016 με το βιομηχανικού προφίλ κατανάλωσης των Οινόφυτων ή ΒΙΠΕ Λάρισας. Για να προκύψει η διαφορά, προσαρμόστηκαν οι ημέρες της εβδομάδας ώστε να λαμβάνεται υπόψη αν μία ημέρα είναι ή όχι εργάσιμη.
2. Η περίοδος 1/5 έως 15/10 αντιστοιχήθηκε σε καταναλώσεις φυσικού αερίου μόνο για λοιπή αστική χρήση (η περίοδος 16/7-31/8 επεξεργάζεται διακριτά λόγω περιόδου διακοπών).
3. Από το μέσο όρο των καταναλώσεων της περιόδου 1/5-15/10 προέκυψε το ημερήσιο προφίλ για λοιπή αστική χρήση το οποίο θεωρήθηκε σταθερό για όλο το έτος (ημερήσια κατανομή κατανάλωσης για λοιπή αστική χρήση, σημείο β ανωτέρω).
4. Η επιπλέον ημερήσια ποσότητα που προέκυψε από τη διαφορά με το «αρχικό» προφίλ για τα προαναφερθέντα διαστήματα, αφορά σε κατανάλωση λόγω θέρμανσης (ημερήσια κατανομή κατανάλωσης για θέρμανση, σημεία α ανωτέρω). Αυτή η κατανάλωση ανακατανέμεται βάσει των βαθμοημερών.

Οι βαθμοημέρες μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας του έτους αποτελούν δείκτη επίδρασης του παράγοντα θερμοκρασία. Υπολογίζονται ως η διαφορά της μέσης θερμοκρασίας περιβάλλοντος από τους 16,8°C και λαμβάνονται υπ' όψιν στο άθροισμα των βαθμοημερών του έτους μόνο όταν η προαναφερθείσα διαφορά έχει θετικό πρόσημο

Το προφίλ κατανάλωσης για θέρμανση, υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη ότι η χρήση φυσικού αερίου για θέρμανση αναμένεται να πραγματοποιηθεί την περίοδο 16/10-30/4 και προκύπτει ως εξής:

- Εκτιμώντας ότι κάτω από τους 16,8°C (εξωτερική θερμοκρασία) ξεκινά η χρήση θέρμανσης, ο συντελεστής βαθμομεράς για κάθε σημείο κατανάλωσης προκύπτει από την διαφορά της θερμοκρασίας των 16,8°C από το μέσο όρο των θερμοκρασιών των τελευταίων αντιπροσωπευτικότερων ετών για το εν λόγω σημείο. Τα ιστορικά στοιχεία θερμοκρασιών κάθε πόλης αντλήθηκαν από τα δημοσιευμένα στοιχεία του Αστεροσκοπείου Αθηνών. Για τις πόλεις που δεν υπήρχαν διαθέσιμα στοιχεία θερμοκρασιών, χρησιμοποιήθηκαν τα θερμοκρασιακά δεδομένα του πιο κοντινού σημείου κατανάλωσης.
- Με βάση το ποσοστό των βαθμομερών που προκύπτει για κάθε ημέρα για την οποία υπάρχει κατανάλωση λόγω θέρμανσης και την ποσότητα που έχει προκύψει για αυτή τη χρήση (σημείο 4 ανωτέρω), επανυπολογίστηκε το ημερήσιο προφίλ για θέρμανση, εισάγοντας το συντελεστή βαθμομερών ανά σημείο κατανάλωσης.

3.2. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΕΡΓΑ ΜΙΚΡΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ ΥΦΑ

Η ανάγκη για ανάπτυξη εφαρμογών Μικρής Κλίμακας ΥΦΑ είναι πλέον εμφανής και στον Ελληνικό χώρο. Με βάση την ολοένα αυξανόμενη ζήτηση για τη δημιουργία του σταθμού πλήρωσης βυτίων ΥΦΑ από βιομηχανίες αλλά και από τον τομέα της ναυτιλίας, ο ΔΕΣΦΑ έχει ξεκινήσει όλες τις απαραίτητες ενέργειες για την ολοκλήρωση των υποδομών που θα οδηγήσουν στην αύξηση χρήσης του ΥΦΑ.

Κατά συνέπεια, η μελέτη για τον πιλοτικό σταθμό φόρτωσης βυτιοφόρων ΥΦΑ έχει ολοκληρωθεί, εκτιμάται ότι θα ανατεθεί η κατασκευή του εντός του 2017 και αναμένεται να λειτουργήσει από τα μέσα του 2019.

Παράλληλα, στο βόρειο ανατολικό τμήμα της Ρεβυθούσας προβλέπεται να κατασκευαστεί η νέα προβλήτα που θα εξυπηρετήσει την λειτουργία της φόρτωσης πλοίων μεταφοράς LNG μικρού μεγέθους, χωρητικότητας 1.000m³ ως 20.000m³. Τα μικρότερα από αυτά θα ανεφοδιάζουν πλοία, είτε της ακτοπλοΐας είτε της ποντοπόρου ναυτιλίας, στο λιμάνι του Πειραιά ενώ τα μεγαλύτερα θα τροφοδοτούν δορυφορικούς σταθμούς αποθήκευσης και διανομής LNG σε άλλα λιμάνια της Ελλάδας ή του εξωτερικού.

Η ετήσια ζήτηση που θα προκύψει από έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ αναμένεται να ξεκινήσει από το 2019 και παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 5: Συνολική ποσότητα για έργα μικρής κλίμακας LNG 2018-2027

Εκτίμηση ζήτησης σε Nm ³	LNG	Φυσικό Αέριο
2017	0	0
2018	0	0
2019	2.040	1.183.200
2020	4.080	2.366.400
2021	30.200	17.516.000
2022	50.400	29.232.000
2023	90.800	52.664.000
2024	141.200	81.896.000
2025	161.200	93.496.000
2026	211.200	122.496.000
2027	261.200	151.496.000

* 1Nm³ LNG=580Nm³ φ.α.

3.3. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΖΗΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΔΙΑΜΕΤΑΚΟΜΙΣΗ ΑΕΡΙΟΥ 2018-2027

Η διασύνδεση Ελλάδας-ΠΓΔΜ έχει στόχο την προμήθεια φυσικού αερίου στη γειτονική χώρα κυρίως για την τροφοδότηση με φ.α. δύο νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην ΠΓΔΜ (400 MW ο καθένας), οι οποίοι αναμένεται να τεθούν σε λειτουργία από το 2021 και μετά. Λαμβάνοντας υπόψη ότι δεν έχει ληφθεί τελική απόφαση για τις ποσότητες διαμετακόμισης, αναμένεται ότι η ετήσια ποσότητα που θα διαμετακομιστεί μέσω του αγωγού Ελλάδας-ΠΓΔΜ θα είναι ίση με 350 εκατ. Nm³/χρόνο, με την (συντηρητική) υπόθεση ότι μόνο ο ένας από τους δύο σταθμούς θα τροφοδοτείται με φυσικό αέριο δια μέσου Ελλάδος (σημ. η πΓΔΜ λαμβάνει Φ.Α. και μέσω Βουλγαρίας).

Επιπλέον, το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου μπορεί να μεταφέρει αέριο σε αδιάλειπτη βάση με αντίστροφη ροή στη Βουλγαρία, μέσω του Σιδηροκάστρου. Συγκεκριμένα, ήδη από το 2017 μπορεί να μεταφερθεί σε ημερήσια βάση το ποσό του 1 εκατ. Nm³ /ημέρα, ενώ από το 2018 και μετά, όταν θα τεθεί σε λειτουργία η 2^η αναβάθμιση της Ρεβυθούσας, η τεχνική δυναμικότητα αναμένεται να αυξηθεί στα 4,1 εκατ. Nm³ /ημέρα. Περαιτέρω αύξηση μέχρι τη δυναμικότητα ροής στην κυρίαρχη κατεύθυνση (10,8 εκατ. Nm³/ημέρα) δύναται να επιτευχθεί με τη λειτουργία του σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά σε αντίστροφη ροή (από Νότο προς Βορρά) και συμπίεσή στους Κήπους. Για τους σκοπούς της εκτίμησης των ποσοτήτων αντίστροφης ροής χρησιμοποιείται ένα συντηρητικό σενάριο κλιμάκωσής τους, δεδομένου ότι επί του παρόντος δεν υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα ή συμβάσεις σχετικές με αυτές τις ποσότητες. Συνεπώς, το 2018 η ζήτηση που υποτίθεται ότι θα διαμετακομιστεί στη Βουλγαρία με αντίστροφη ροή θεωρείται ότι θα είναι ίση με 10 εκατ. Nm³/χρόνο, και σταδιακά έως το 2027 θα αυξηθεί στα 300 εκατ. Nm³/χρόνο.

Η ετήσια ζήτηση διαμετακόμισης φυσικού αερίου για το ΕΣΜΦΑ για την περίοδο αναφοράς παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 6: Συνολική ποσότητα διαμετακόμισης φυσικού αερίου 2018-2027

	Διαμετακόμιση αερίου μέσω Α) αντίστροφης ροής και Β) του αγωγού διασύνδεσης Ελλάδας - ΠΓΔΜ [Nm ³]
2018	10.000.000
2019	50.000.000
2020	100.000.000
2021	500.000.000
2022	550.000.000
2023	600.000.000
2024	620.000.000
2025	650.000.000
2026	650.000.000
2027	650.000.000

3.4. ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΣΕΝΑΡΙΩΝ

Τα αποτελέσματα των κεφαλαίων 3.1.1., 3.1.2. 3.2. και 3.3. οδηγούν συνδυαστικά σε **δύο** σενάρια. Συγκεκριμένα η συνολική κατανάλωση φ.α. όπως προκύπτει από την πρόβλεψη κατανάλωσης από Λοιπούς Καταναλωτές, την πρόβλεψη κατανάλωσης για διαμετακόμιση φ.α. και από έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ σε συνδυασμό με κάθε ένα από τα δύο σενάρια κατανάλωσης φ.α. για ηλεκτροπαραγωγή παρουσιάζεται στον Πίνακα 7.

Από το σενάριο 2, το οποίο υιοθετεί και ο Διαχειριστής ως βασικό, προκύπτουν και τα αποτελέσματα για την αιχμή του συστήματος για τα έτη της περιόδου αναφοράς τα οποία παρουσιάζονται στον Πίνακα 8 ανά κατηγορία καταναλωτών.

Η πρόβλεψη για την αιχμή του συστήματος υπολογίζεται από το άθροισμα της μέγιστης ημερήσιας επιτευχθείσας αιχμής του συνόλου των κατηγοριών Λοιποί Καταναλωτές, Διαμετακόμιση φ.α. και έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ στο έτος και της μέγιστης ημερήσιας επιτευχθείσας αιχμής του συνόλου των ηλεκτροπαραγωγών στη χειμερινή περίοδο του ίδιου έτους.

Πίνακας 7: Συνολική ζήτηση φυσικού αερίου – συνδυαστική απεικόνιση σεναρίων

Σενάριο 1_Υψηλό	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Κατανάλωση φ.α. από ΗΠ [εκατ. Nm ³]	2.870	2.726	2.835	2.838	2.850	3.099	3.230	3.167	3.260	3.315
Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π. [εκατ. Nm ³]	569	570	572	573	573	573	574	574	574	574
Δίκτυα Διανομής [εκατ. Nm ³]	891	934	990	1.039	1.085	1.122	1.163	1.193	1.225	1.255
Διαμετακόμιση φ.α. [εκατ. Nm ³]	10	50	100	500	550	600	620	650	650	650
Μικρής κλίμακας φ.α. [εκατ. Nm ³]		1	2	18	29	53	82	93	122	151
Συνολική Διέλευση φ.α. [εκατ. Nm ³]	4.341	4.281	4.499	4.967	5.087	5.447	5.669	5.677	5.832	5.946
Σενάριο 2_Βασικό										
Κατανάλωση φ.α. από ΗΠ [εκατ. Nm ³]	2.814	2.710	2.795	2.812	2.743	2.757	2.750	2.558	2.749	2.773
Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π. [εκατ. Nm ³]	569	570	572	573	573	573	574	574	574	574
Δίκτυα Διανομής [εκατ. Nm ³]	891	934	990	1.039	1.085	1.122	1.163	1.193	1.225	1.255
Διαμετακόμιση φ.α. [εκατ. Nm ³]	10	50	100	500	550	600	620	650	650	650
Μικρής κλίμακας φ.α. [εκατ. Nm ³]		1	2	18	29	53	82	93	122	151
Συνολική Διέλευση φ.α. [εκατ. Nm ³]	4.284	4.265	4.459	4.941	4.980	5.104	5.189	5.068	5.321	5.404

Πίνακας 8: Αιχμή συστήματος για την περίοδο 2018-2027

ΣΥΝΟΛΟ ΕΣΦΑ (Nm3/day)						
Ηλεκτροπαραγωγή	Λοιποί Καταναλωτές		Διαμετακόμιση φ.α.	Μικρής κλίμακας φ.α.	Σύνολο	
	Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής				
2018	11.786.176	2.504.195	5.737.968	34.247	-	20.062.585
2019	11.988.518	2.506.330	6.059.411	171.233	49.300	20.725.492
2020	12.437.398	2.508.465	6.566.117	342.466	49.300	21.854.445
2021	14.086.506	2.512.735	7.119.238	1.579.148	94.701	25.392.327
2022	13.104.566	2.513.392	7.620.051	1.750.381	166.702	25.155.091
2023	13.755.013	2.514.059	7.990.198	1.921.613	261.403	26.442.286
2024	12.307.814	2.514.783	8.351.849	1.990.107	329.505	25.494.058
2025	13.063.880	2.515.470	8.689.004	2.092.846	374.906	26.736.106
2026	12.915.837	2.516.166	9.003.514	2.092.846	488.409	27.016.772
2027	13.203.673	2.516.166	9.281.039	2.092.846	601.912	27.695.636

3.5. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΩΡΙΑΙΑΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2018-2027

Για τον προσδιορισμό της μέγιστης ωριαίας ζήτησης χρησιμοποιήθηκαν τα ιστορικά στοιχεία ωριαίων καταναλώσεων όπως αυτά δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΦΑ για τους Λοιπούς Καταναλωτές ενώ για τους ηλεκτροπαραγωγούς χρησιμοποιήθηκαν τα ωριαία αποτελέσματα της προαναφερθείσας μελέτης του ΑΠΘ. Από τα στοιχεία αυτά υπολογίστηκε η μέγιστη ωριαία ζήτηση φυσικού αερίου για κάθε Έτος της περιόδου 2018-2027.

Το ωριαίο προφίλ των Λοιπών Καταναλωτών υπολογίστηκε από το μέσο όρο των ημερήσιων ωριαίων καταναλώσεων των μηνών Ιανουαρίου, Φεβρουαρίου και Μαρτίου των ετών 2012 έως 2017 για κάθε Σ. Εξόδου. Επισημαίνεται ότι για να είναι ακριβέστερα τα αποτελέσματα δεν χρησιμοποιήθηκαν τα ωριαία στοιχεία των Σαββατοκύριακων και των επίσημων αργιών.

Με βάση τα ανωτέρω η μέγιστη ωριαία ζήτηση για τα έτη 2018-2027 είναι η ακόλουθη:

Πίνακας 9: Σύνοψη Προβλέψεων μέγιστης Ωριαία Ζήτησης ΕΣΜΦΑ 2018-2027

	Ηλεκτροπαραγωγή	Καταναλωτές φ.α. συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής	Σύνολο
2018	606.612	106.306	391.338	1.104.256
2019	591.614	106.707	407.723	1.106.043
2020	607.632	106.472	452.212	1.166.316
2021	657.301	107.046	486.393	1.250.740
2022	658.752	106.663	530.118	1.295.533
2023	675.859	106.689	554.081	1.336.630
2024	658.760	106.718	577.720	1.343.197
2025	644.252	106.744	598.979	1.349.975
2026	565.090	106.771	619.148	1.291.009
2027	632.170	106.771	636.154	1.375.095

* δεν περιλαμβάνονται οι εκτιμήσεις της ωριαίας ζήτησης για τη ζήτηση από διαμετακόμιση αερίου και για τη ζήτηση από έργα μικρής κλίμακας ΥΦΑ