

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας

Ετήσια Έκθεση 2020



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ



Copyright ©2020, Institute of Energy for SE Europe (IENE)

All rights reserved. Κανένα τμήμα της παρούσας μελέτης δεν μπορεί να αναπαραχθεί ή διανεμηθεί σε οποιαδήποτε μορφή ή με οποιοδήποτε τρόπο χωρίς την γραπτή άδεια του Ινστιτούτου Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE). Παρακαλώ σημειώστε ότι αυτή η έκδοση υπόκειται σε συγκεκριμένους περιορισμούς που αφορούν την χρήση και διανομή της.

ISBN: 978-960-99940-4-0

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας

Ετήσια Έκθεση 2020



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (ΙΕΝΕ)
Αλεξάνδρου Σούτσου 3, 106 71 Αθήνα, Ελλάδα
Τ: +30 210 3628457, 3640278 F: +30 210 3646144
www.iene.gr, e-mail: secretariat@iene.gr

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας

Ετήσια Έκθεση 2020

Μελέτη IENE (M56)

Συγγραφείς

Δημήτρης Μεζαρτάσογλου

Επικεφαλής του Τμήματος Μελετών, IENE

Κωστής Σταμπολής

Πρόεδρος και Εκτελεστικός Διευθυντής, IENE

Αλέξανδρος Κουτρομπούσης

Επιστημονικός Συνεργάτης, IENE

Αλέξανδρος Περέλλης

Κύριος Ερευνητής, IENE

Αθήνα, Οκτώβριος 2020

Η παρούσα Έκθεση χρηματοδοτήθηκε από ιδίους πόρους του Ινστιτούτου.

Αποποίηση ευθυνών (Disclaimer)

Η παρούσα μελέτη αποτελεί προϊόν συλλογικής εργασίας των ερευνητών του IENE. Οι απόψεις που εκφράζονται αποτελούν τη συνισταμένη των διαφόρων αντιλήψεων και απόψεων. Επίσης, οι απόψεις που εκφράζονται εδώ δεν ανταποκρίνονται κατ' ανάγκη προς αυτές των οργανισμών που υποστηρίζουν, χρηματοδοτούν ή συνεργάζονται με το Ινστιτούτο.

Περιεχόμενα

	Πρόλογος	13	8	Τι Μπορούμε να Περιμένουμε το 2020/2021	140
	Σύνοψη Έκθεσης	14	9	Μακροπρόθεσμες Προβλέψεις Ενεργειακής Προσφοράς και Ζήτησης	150
1	Εισαγωγή – Σκοπός Έργου	18	10	Ανάγκη για μία Εθνική Ολική Ενεργειακή Στρατηγική	158
2	Παγκόσμια και Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές	22	11	Επενδύοντας στον Ενεργειακό Τομέα	164
	2.1. Η Παγκόσμια Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές	24	11.1.	Εισαγωγή	166
	2.2. Η Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές	27	11.2.	Ενεργειακές Επενδύσεις ανά Κλάδο	168
3	Η Παγκόσμια και Περιφερειακή Ενεργειακή Αγορά	30	11.3.	Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα (2020-2030)	172
4	Η Ενεργειακή Αγορά στην Ελλάδα	38	11.4.	Πηγές Χρηματοδότησης για Ενεργειακές Επενδύσεις	173
	4.1. Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα	40	12	Γενικά Συμπεράσματα	178
	4.2. Φυσικό Αέριο	50	13	Βιβλιογραφία	184
	4.3. Ηλεκτρισμός	74	14	Παραρτήματα	186
	4.4. Στερεά Καύσιμα	92			
	4.5. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)	97			
	4.6. Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Συμπαράγωγή	104			
5	Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής για την Ελλάδα	110			
	5.1. Ευρωπαϊκοί Στόχοι	113			
	5.2. Εθνικοί Στόχοι	114			
	5.3. Κλιματική Αλλαγή	118			
6	Ο Ενεργειακός Ρόλος της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη	122			
7	Πρόσφατες Εξελίξεις σε Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο της Αγοράς Ενέργειας στην Ελλάδα	128			



Διαγράμματα

Διάγραμμα 1	Παγκόσμια Ζήτηση Πρωτογενούς Ενέργειας, 2000 και 2018	32
Διάγραμμα 2	Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση στη ΝΑ Ευρώπη, 2000 και 2018	34
Διάγραμμα 3	Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά Καύσιμο στην Ελλάδα, 1990-2018	38
Διάγραμμα 4	Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά Τομέα στην Ελλάδα, 1990-2018	38
Διάγραμμα 5(α)	Συνολική Παροχή Πρωτογενούς Ενέργειας της Ελλάδας, 2000 και 2018	39
Διάγραμμα 5(β)	Τελική Κατανάλωση Ενέργειας της Ελλάδας, 2000 και 2018	39
Διάγραμμα 6	Εισαγωγές Αργού Πετρελαίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 2010-2018	41
Διάγραμμα 7	Εισαγωγές Αργού Πετρελαίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 2018	41
Διάγραμμα 8	Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαϊκών Προϊόντων στην Ελλάδα, 1990-2019	41
Διάγραμμα 9	Κατανάλωση Πετρελαίου ανά Τομέα, 1990-2018	42
Διάγραμμα 10	Κατανάλωση Πετρελαίου ανά Προϊόν, 1990-2018	42
Διάγραμμα 11	Αμύλυνση Μέση Τιμή Αντλίας Αττικής (22/5/2020)	44
Διάγραμμα 12	Στοιχεία Κατανάλωσης, Εισαγωγών και Εξαγωγών Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2019	50
Διάγραμμα 13	Εξέλιξη Κατανάλωσης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2010-2018	50
Διάγραμμα 14	Ετήσια Παραγωγή (GWh) Θερμικών Σταθμών στην Ελλάδα, 2018-2019	51
Διάγραμμα 15	Εισαγωγές Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 1998-2018	52
Διάγραμμα 16	Μεταβολή Συμμετοχής Πηγών Τροφοδοσίας Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2018-2019	52
Διάγραμμα 17	Εξέλιξη Τιμών Αργού, Φυσικού Αερίου και LNG, Ιανουάριος 2017-Ιούνιος 2019	53
Διάγραμμα 18	Εισαγωγές LNG στην Ελλάδα Ανά Χώρα Προέλευσης, 2019	53
Διάγραμμα 19	Εξέλιξη Αριθμού Χρηστών Μεταφοράς και ΥΦΑ, 2013-2019	53
Διάγραμμα 20	Μερίδια Αγοράς Φυσικού Αερίου για Σημεία Εξόδου που Τροφοδοτούν Άμεσα Τελικούς Πελάτες, Φεβρουάριος 2020	54
Διάγραμμα 21	Εξέλιξη της Μεσοσταθμικής Τιμής Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, στη Χρονική Περίοδο Απρίλιος 2017- Μάρτιος 2020	54
Διάγραμμα 22	Μερίδια Λιανικής Αγοράς Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2018	55
Διάγραμμα 23	Τελικές Τιμές Φυσικού Αερίου για Οικιακή Κατανάλωση στην Ευρώπη, Β' Εξάμηνο 2019	56
Διάγραμμα 24	Πρόσδος Πλήθους Συμβάσεων Σύνδεσης Φυσικού Αερίου, 2018-2024	57
Διάγραμμα 25	Διανεμόμενη Ποσότητα (TWh) Φυσικού Αερίου, 2018-2024	60
Διάγραμμα 26	Μήκος (km) Δικτύου Διανομής Φυσικού Αερίου, 2018-2024	60
Διάγραμμα 27	Χώρες Προέλευσης Εισαγωγών ΥΦΑ στο Τερματικό της Ρεβυθούσας, 2010-2019	60
Διάγραμμα 28	Αριθμός Εκφορτώσεων ΥΦΑ Πριν και Μετά την Λειτουργία της 3ης Δεξαμενής	61
Διάγραμμα 29	Ο Ρόλος του Αναβαθμισμένου Τερματικού Σταθμού ΥΦΑ στο Διασυνοριακό Εμπόριο	62
Διάγραμμα 30	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Μορφή Ενέργειας, 1990-2019	75
Διάγραμμα 31	Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ανά Καύσιμο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2019	76
Διάγραμμα 32	Ισοζύγιο Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) στις Διασυνδέσεις της Ελλάδας, 2018-2019	76
Διάγραμμα 33	Εισαγωγές και Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 1990-2019	76
Διάγραμμα 34	Μεταβολή Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2018-2019	77
Διάγραμμα 35	Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Κλάδο, 1990-2018	77

Διάγραμμα 36	Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ευρώπη, Β' Εξάμηνο 2019	80
Διάγραμμα 37	Όγκος Λιανικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Προμηθευτή σε Μηνιαία Βάση στην Ελλάδα, 2019	80
Διάγραμμα 38	Δημιουργία Τεσσάρων Νέων Αγορών και Καταμερισμός Αρμοδιοτήτων	82
Διάγραμμα 39	Μεσοσταθμικές Ετήσιες Τιμές σε Χονδρεμπορικές Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας της ΝΑ Ευρώπης, 2019	83
Διάγραμμα 40	Μεσοσταθμικές Μηνιαίες Τιμές σε Χονδρεμπορικές Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας της ΝΑ Ευρώπης, 2019	84
Διάγραμμα 41	Νέες Ταξινομήσεις BEV και PHEV Οχημάτων στην Ελλάδα, 2008-2019	89
Διάγραμμα 42	Ποσοστό Πωλήσεων BEV και PHEV Οχημάτων ανά Κατασκευαστή στην Ελλάδα, 2014-2019	90
Διάγραμμα 43	Τελική Κατανάλωση Λιγνίτη ανά Κλάδο στην Ελλάδα, 1990-2018	92
Διάγραμμα 44	Συνολικά και Ειδικά Μέρηδια Συμμετοχής των ΑΠΕ Στο Ενεργειακό Σύστημα της Ελλάδας στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2006-2017	94
Διάγραμμα 45	Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2018-2019	95
Διάγραμμα 46	Ηλεκτροπαραγωγή (GWh) Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και Φωτοβολταϊκών σε Στέγες ≤ 10 kW, 2017-2019	95
Διάγραμμα 47	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας και Φωτοβολταϊκών σε Στέγες ≤ 10 kW, 2017-2019	98
Διάγραμμα 48	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Χερσαίας Αιολικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 1999-2019	99
Διάγραμμα 49	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα, 2007-2019	99
Διάγραμμα 50	Πρωτογενής Κατανάλωση Ενέργειας στην Ελλάδα, 2020-2030	152
Διάγραμμα 51	Τελική Κατανάλωση Ενέργειας στην Ελλάδα, 2020-2030	153
Διάγραμμα 52	Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά Καύσιμο (Εξαιρουμένων Αερομεταφορών και Ναυσιπλοΐας) στην Ελλάδα, 2020-2030	153
Διάγραμμα 53	Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά Καύσιμο (Σύνολο Κατανάλωσης Ενέργειας) στην Ελλάδα, 2020-2030	153
Διάγραμμα 54	Εξέλιξη Ενεργειακής Εξάρτησης της Ελλάδας, 2020-2030	154
Διάγραμμα 55	Εγκατεστημένη Ισχύς των Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, 2020-2030	155

Πίνακες

Πίνακας 1	Παγκόσμιο Οικονομικό Περιβάλλον (Ετήσια % Μεταβολή ΑΕΠ σε Πραγματικές Τιμές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2019-2021	24
Πίνακας 2	Μακροοικονομικές Προβλέψεις για την Ελλάδα (Βασικό Σενάριο, Ετήσιες Ποσοστιαίες Μεταβολές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2019-2022	29
Πίνακας 3	Μακροοικονομικές Προβλέψεις για την Ελλάδα (Εναλλακτικά Σενάρια, Ετήσιες Ποσοστιαίες Μεταβολές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2019-2022	29
Πίνακας 4	Παγκόσμια Ζήτηση Πρωτογενούς Ενέργειας ανά Καύσιμο και Σενάριο (Mtoe), 2000-2040	33
Πίνακας 5	Ενεργά Διυλιστήρια στην Ελλάδα	43
Πίνακας 6	Παραχωρήσεις και Αντισυμβαλλόμενες Εταιρείες στην Ελλάδα, 2019	46
Πίνακας 7	Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2020-2029	51
Πίνακας 8	Καταναλώσεις (TWh) Λιανικής Αγοράς Φυσικού Αερίου, 2017-2019	55
Πίνακας 9	Μερίδιο Αγοράς στην Προμήθεια Φυσικού Αερίου Βάσει Αριθμού Σημείων Παράδοσης, Σεπτέμβριος 2019	56
Πίνακας 10	Βασικά Στοιχεία Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2018	59
Πίνακας 11	Βασικά Στοιχεία Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2019	59
Πίνακας 12	Βασικά Στοιχεία Πενταετούς Προγράμματος Ανάπτυξης Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2020-2024	59
Πίνακας 13	Μεταβολή Ηλεκτροπαραγωγής (GWh) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2018-2019	75
Πίνακας 14	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων Παραγωγής στα ΜΔΝ, 2019	82
Πίνακας 15	Ηλεκτροπαραγωγή (MWh) στα ΜΔΝ, 2019	82
Πίνακας 16	Έργα Αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα	88
Πίνακας 17	Εξέλιξη του Μεριδίου Ηλεκτροκίνητων Επιβατικών Οχημάτων στην Ελλάδα, 2018-2030	90
Πίνακας 18	Εξέλιξη Νέα Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα, 2019	100
Πίνακας 19	Τιμές Εκκίνησης και Μεσοσταθμικές Τιμές Επιλεγέντων Έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα 2016-2019	103
Πίνακας 20	Προσφερόμενη και Επιλεχθείσα Ισχύς για Έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2016-2019	103
Πίνακας 21	Προσδιορισμός Στόχου Εξοικονόμησης Ενέργειας του Άρθρου 7 της Οδηγίας 2018/2002/ΕΕ	103
Πίνακας 22	Μίγμα Μέτρων Πολιτικής για την Επίτευξη του Στόχου του Άρθρου 7 της Οδηγίας 2018/2002/ΕΕ	106
Πίνακας 23	Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΣΗΘ και ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2010-2019	106
Πίνακας 24	Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΣΗΘ και ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2010-2019	108
Πίνακας 25	Χρονοδιάγραμμα Απόσυρσης Λιγνιτικών Μονάδων	115
Πίνακας 26	Σύνοψη Εθνικών Στόχων στο Πλαίσιο του Αναθεωρημένου ΕΣΕΚ, 2030	115
Πίνακας 27	Σύγκριση των Βασικών Αποτελεσμάτων του Ενεργειακού Συστήματος της Ελλάδας για το 2030, Μεταξύ του Αρχικού και του Τελικού ΕΣΕΚ	117
Πίνακας 28	Εξέλιξη της Μείωσης των Εθνικών Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου για το 2030 σε Σχέση με το 2005	119
Πίνακας 29	Αναμενόμενες Ποσότητες Φυσικού Αερίου που Θα Διέρχονται Μέσω Ελλάδας, 2021-2030	126
Πίνακας 30	Βασικά Χαρακτηριστικά Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής Μέχρι το 2030, Σύμφωνα με το Σενάριο Επίτευξης Στόχων του ΕΣΕΚ	154
Πίνακας 31	Αναπτυξιακές Δυνατότητες για τον Ενεργειακό Τομέα στην Ελλάδα	167
Πίνακας 32	Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2020-2030	172
Πίνακας 33	Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 2019	181
Πίνακας 34	Συνολική Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα, 2019	181

Χάρτες

Χάρτης 1	Περιοχές Παραχωρήσεων στην Ελλάδα, Δεκέμβριος 2019	47
Χάρτης 2	Στόχοι Κοιτασμάτων Υδρογονανθράκων σε Ιόνιο και Κρήτη, 2019	48
Χάρτης 3	Χωροθέτηση και Διασυνδέσεις FSRU Αλεξανδρούπολης	82
Χάρτης 4	Με Κόκκινο Χρώμα Σημειώνεται το Υπό Εξάντληση Κοίτασμα Φυσικού Αερίου στη Νότια Καβάλα	64
Χάρτης 5	Όδευση Αγωγού TAP	65
Χάρτης 6	Όδευση Αγωγού IGB	66
Χάρτης 7	Χερσαίο και Υποθαλάσσιο Τμήμα του IGI	67
Χάρτης 8	Όδευση Αγωγού IGNM	67
Χάρτης 9	Όδευση Αγωγού IAP	68
Χάρτης 10	Όδευση Αγωγού Turkish Stream	69
Χάρτης 11	Όδευση Αγωγού East Med	69
Χάρτης 12	Χωροθέτηση FSRU Διώρυγα Gas	71
Χάρτης 13	Δίκτυο Πρατηρίων FISIKON	72
Χάρτης 14	Ηλεκτρική Διασύνδεση των Κυκλάδων	86
Χάρτης 15	Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα της Ελλάδας	87
Χάρτης 16	Εκμεταλλεύσιμα Λιγνιτικά Αποθέματα της Ευρώπης	93
Χάρτης 17	Αιολικό Δυναμικό στην Ελλάδα	96
Χάρτης 18	Ηλιακό Δυναμικό στην Ελλάδα	96
Χάρτης 19	Υφιστάμενα Βεβαιωμένα Και Πιθανά Γεωθερμικά Πεδία της Ελλάδας	97
Χάρτης 20	Ο Διευρυμένος Νότιος Διάδρομος	125

Μονάδες Μέτρησης

bcm	billion cubic meter	kVA	kilovolt-ampere	TWh	terawatt hour
bbl	barrel of crude oil	MW	megawatt	oC	degrees of Celsius
toe	tonne of oil equivalent	GW	gigawatt	m	meter
MJ	megajoule	kWh	kilowatt hour	cm	cubic meter
GJ	gigajoule	MWh	megawatt hour	km	kilometer
kWp	kilowatt peak	GWh	gigawatt hour		

Συντομογραφίες

ΑΔΜΗΕ Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	ΕΛΕΤΑΕΝ Ελληνική Εταιρεία Αιολικής Ενέργειας	ΜΔΝ Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	ΧΧΔ Χρεώσεις Χρήσης Δικτύου
ΑΕΠ Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν	ΕΛΠΕ Ελληνικά Πετρέλαια	ΜΜΚΩΣ Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Σταθμών	ΧΧΣ Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος
ΑΠΕ Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	ΕΠΑ ΑΤΤΙΚΗΣ Εταιρεία Παροχής Αερίου Αττικής (Φυσικό Αέριο - Ελληνική Εταιρεία Ενέργειας)	ΟΤΣ Οριακή Τιμή Συστήματος	EBRD European Bank for Reconstruction and Development
ΑΣΦΑ Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου	ΕΠΑ Θεσσαλονίκης- Θεσσαλίας Εταιρεία Παροχής Αερίου Θεσσαλονίκης- Θεσσαλίας (ΖΕΝΙΘ)	ΠΝΠ Πράξη Νομοθετικού Περιεχομένου	EIB European Investment Bank
ΔΑΠΕΕΠ Διαχειριστής Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και Εγγυήσεων Προέλευσης	ΕΣΕΚ Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα	ΡΑΕ Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας	FID Final Investment Decision
ΔΕΔΑ Δημόσια Επιχείρηση Δικτύων Διανομής Αερίου	ΕΣΦΑ Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου	ΣΕΕΠΕ Σύνδεσμος Εταιρειών Εμπορίας Πετρελαιοειδών Ελλάδος	FiP Feed-in Premium
ΔΕΔΔΗΕ Διαχειριστής Εθνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας	ΕΤΜΕΑΡ Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων	ΣΕΦ Σύνδεσμος Εταιρειών Φωτοβολταϊκών	FiT Feed-in Tariff
ΔΕΗ Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού	ΕΧΕ Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας	ΣΗΘΥΑ Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης	FSRU Floating Storage and Regasification Unit
ΔΕΠΑ Δημόσια Επιχείρηση Αερίου	ΙΕΑ International Energy Agency	ΤΑΙΠΕΔ Ταμείο Αξιοποίησης Ιδιωτικής Περιουσίας του Δημοσίου	IAP Ionian Adriatic Pipeline
ΔΕΣΦΑ Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου	ΙΟΒΕ Ίδρυμα Οικονομικών και Βιομηχανικών Ερευνών	ΥΚΩ Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας	IGB Interconnector Greece-Bulgaria
ΔΝΤ Διεθνές Νομισματικό Ταμείο	ΚΥΑ Κοινή Υπουργική Απόφαση	ΥΦΑ Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο	IGNM Interconnector Greece-North Macedonia
ΕΔΑ ΑΤΤΙΚΗΣ Εταιρεία Διανομής Αερίου Αττικής	ΛΑΓΗΕ Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	ΦΟΣΕ Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης	IGTI Interconnector Greece-Turkey-Italy
ΕΛΑΠΕ Ειδικός Λογαριασμός ΑΠΕ		ΦΟΣΤΕΚ Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου	PCI Projects of Common Interest
			TAP Trans Adriatic Pipeline



Πρόλογος

“ Η έκδοση, για δεύτερη συνεχή χρονιά, της Ετήσιας Έκθεσης του ΙΕΝΕ για τον Ελληνικό Ενεργειακό Τομέα αποτελεί ορόσημο για το Ινστιτούτο μας, ιδιαίτερα αν λάβουμε υπόψη τις δύσκολες συνθήκες εργασίας που επεκράτησαν φέτος λόγω της πανδημίας του κορωνοϊού. Κανονικά η έκδοση θα έπρεπε να είχε κυκλοφορήσει τον περασμένο Ιούνιο, αλλά οι περιορισμοί λόγω της κρίσης του κορωνοϊού και οι δυσκολίες στην οργάνωση μιας τέτοιας σύνθετης εργασίας δεν επέτρεψαν την ολοκλήρωσή της παρά μόνο στα τέλη Ιουνίου. Σε κάθε περίπτωση, η φετινή έκδοση, σαφώς βελτιωμένη σε σχέση με αυτήν του 2019, έρχεται να συμβάλλει στην καλύτερη κατανόηση για την δομή και λειτουργία του ενεργειακού τομέα στην Ελλάδα, ενός τομέα που αναμφισβήτητα αποτελεί την «ραχοκοκκαλιά» της οικονομίας και βασικό αναπτυξιακό πυλώνα.

Η φετινή Έκθεση καλύπτει όλους τους επιμέρους κλάδους, όπως το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, τον ηλεκτρισμό, τα στερεά καύσιμα, τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, καθώς και την Ενεργειακή Αποδοτικότητα και την Συμπαράγωγή. Επίσης, αναφέρεται στην ακολουθούμενη σήμερα ενεργειακή πολιτική και πως αυτή ανταποκρίνεται πλήρως στους ευρωπαϊκούς στόχους, αλλά και στις σημαντικές προκλήσεις που υπάρχουν στην χάραξη μιας συνολικής ενεργειακής στρατηγικής για την χώρα. Ακόμη, εξετάζεται η ενεργειακή θέση της Ελλάδας σε σχέση με τις εξελίξεις και τις προοπτικές στη ΝΑ Ευρώπη, ενώ τέλος διατυπώνονται τεκμηριωμένες εκτιμήσεις για το επενδυτικό δυναμικό στην ενέργεια για την περίοδο 2020-2030.

Η παρούσα Έκθεση, που χρηματοδοτήθηκε αποκλειστικά από ιδίους πόρους του Ινστιτούτου, ετοιμάστηκε από το επιστημονικό προσωπικό του ΙΕΝΕ και βασίστηκε σε στοιχεία και αναλύσεις που αντλήθηκαν τόσο από την βάση δεδομένων του ΙΕΝΕ όσο και από επίσημες πηγές από την Ελλάδα και τον διεθνή χώρο. Τέλος, η σημαντική μελετητική δραστηριότητα που έχει αναπτύξει το Ινστιτούτο τα τελευταία χρόνια και η συνεχής και συστηματική παρακολούθηση της Ελληνικής και περιφερειακής ενεργειακής αγοράς προσέφεραν το απαραίτητο υπόβαθρο στο οποίο στηρίχθηκε το όλο εγχείρημα.

Θέλω να πιστεύω ότι η παρούσα Έκθεση και η ελεύθερη πρόσβαση σε αυτήν θα φανεί χρήσιμη στην πολιτεία αλλά και σε όλους τους επαγγελματίες και τις εταιρείες που δραστηριοποιούνται στον ενεργειακό χώρο. ”

Κωστής Σταμπολής
Πρόεδρος και Εκτελεστικός Διευθυντής,
Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (ΙΕΝΕ)

Σύνοψη Έκθεσης

Το 2019, σημειώθηκε σημαντική πρόοδος σε βασικά έργα υποδομών, στο χώρο των επενδύσεων, αλλά και στο αρκετά σύνθετο εγχείρημα της χάραξης ενεργειακής πολιτικής. Η περσινή χρονιά σηματοδότησε νέα δεδομένα στον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας, με ουσιαστικές θεσμικές παρεμβάσεις που είχαν ως κύριο στόχο την ενίσχυση του ανταγωνισμού σε όλα τα επίπεδα, επιφέροντας περαιτέρω απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Οι εξαιρετικά ενδιαφέρουσες εξελίξεις του 2019 στον ενεργειακό τομέα της Ελλάδας – τόσο σε επίπεδο θεσμικών αλλαγών, όσο και στην υλοποίηση συγκεκριμένων έργων – δημιουργούν αισιόδοξες προοπτικές για το 2021, αλλά και πέραν τούτου. Παρά την κρίση της πανδημίας του κορωνοϊού και τις σοβαρές επιπτώσεις που προκάλεσε στον ενεργειακό τομέα, κυρίως λόγω της μεγάλης κάμψης που σημειώθηκε στην ζήτηση, οι μακροχρόνιες προοπτικές για την ανάπτυξη και αναδιάρθρωση της εγχώριας ενεργειακής αγοράς παραμένουν θετικές. Ακολουθεί περίληψη των βασικών ενεργειακών εξελίξεων στην Ελλάδα το 2019 και επισκόπηση των προοπτικών ανά κλάδο ενέργειας για το 2020 και μετά.

Ηλεκτρισμός

Στον κλάδο της ηλεκτρικής ενέργειας, μία βασική εξέλιξη εντός του 2020 αναμένεται να είναι η κατάργηση του μοντέλου λειτουργίας της προμηθευτικής αγοράς, βάσει της υποχρεωτικής κοινοπραξίας (mandatory pool) που ισχύει σήμερα, με την προσδοκώμενη έναρξη του Χρηματιστηρίου Ενέργειας την 1η Νοεμβρίου του 2020, με σημαντική προεργασία να έχει ήδη γίνει το 2018 και το 2019 από πλευράς ΥΠΕΝ, ΡΑΕ, ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ και Ελληνικό Χρηματιστήριο. Από κάθε άποψη, κρίσιμη για το περαιτέρω άνοιγμα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας θα είναι η υπό εξέλιξη προσπάθεια μετασχηματισμού της ΔΕΗ, με κύριο στόχο την απολιγνιτοποίηση και την παράλληλη αύξηση των επενδύσεων της στις ΑΠΕ.

Σημαντικές είναι, επίσης, οι εξελίξεις στις ηλεκτρικές διασυνδέσεις των νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα της Ελλάδας, αλλά και την ενίσχυση των διεθνών διασυνδέσεων, προκειμένου το εθνικό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας να μπορεί να καλύψει τις ανάγκες των νέων στόχων για τη διείσδυση των ΑΠΕ και την ένταξη συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας το 2030. Ενδεικτικά, ο ΑΔΜΗΕ έχει ήδη ανακοινώσει την ένταξη της ηλεκτρικής διασύνδεσης των νησιών του Βορείου Αιγαίου στο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης για τα έτη 2021-2030, που θα υλοποιηθεί παράλληλα με το έργο διασύνδεσης των Δωδεκανήσων.

Αναφορικά με τις διεθνείς διασυνδέσεις, το δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ προβλέπει την κατασκευή της δεύτερης διασυνδετικής γραμμής μεταξύ των συστημάτων Ελλάδας και Βουλγαρίας, όπως και η αναβάθμιση των υφιστάμενων και η ανάπτυξη νέων διασυνδέσεων με τα γειτονικά συστήματα της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας. Σχετικά με την ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα, η «μικρή» διασύνδεση (δηλ. Κρήτης-Πελοποννήσου) προγραμματίζεται να λειτουργήσει εντός του 2020, ενώ η «μεγάλη» διασύνδεση (δηλ. Κρήτης-Αττικής) αναμένεται να ολοκληρωθεί το 2023. Το 2019 εντάθηκε, επίσης, η συζήτηση για τη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρισμού, η οποία πρόκειται να αναδιοργανωθεί πλήρως με την έναρξη λειτουργίας του Χρηματιστηρίου Ενέργειας εντός του 2020. Έτσι, εντός του τρέχοντος έτους, το mandatory pool θα δώσει τη θέση του σε τέσσερις νέες αγορές: (α) την αγορά της επόμενης ημέρας

(Day Ahead), (β) την ενδοημερήσια αγορά (Intraday), (γ) την αγορά εξισορρόπησης (Balancing) και (δ) την αγορά ενεργειακών χρηματοπιστωτικών μέσων, στο πλαίσιο της οποίας θα γίνονται διαπραγματεύσεις συμβολαίων αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας. Δικαίωμα συμμετοχής θα έχουν ηλεκτροπαραγωγοί, εταιρείες εμπορίας ηλεκτρικού ρεύματος, προμηθευτές, αλλά και ενεργοβόροι καταναλωτές (βιομηχανίες).

Φυσικό Αέριο

Η προοπτική μετατροπής της Ελλάδας σε πύλη εισόδου φυσικού αερίου για τη βαλκανική αγορά ξεκίνησε το 2016, με την έναρξη κατασκευής του αγωγού TAP και αργότερα με έργα που ολοκληρώθηκαν ή αναμένεται να δρομολογηθούν εντός της τριετίας 2020-2022, όπως ο υπό κατασκευή αγωγός IGB. Η αναβάθμιση του τερματικού σταθμού LNG του ΔΕΣΦΑ στη Ρεβυθούσα ολοκληρώθηκε στα τέλη του Νοεμβρίου του 2018, ενώ στο πλαίσιο της αναβάθμισης, προβλέπεται η επέκταση των λιμενικών εγκαταστάσεων, ώστε να μπορούν σε αυτό να ελλιμενισθούν πλοία χωρητικότητας έως 260,000 κυβικών μέτρων, δηλ. τα μεγαλύτερα σκάφη μεταφοράς LNG που υπάρχουν αυτή τη στιγμή. Ωστόσο, το έργο που ξεχωρίζει είναι η προσθήκη μίας τρίτης δεξαμενής στις εγκαταστάσεις, χωρητικότητας 95.000 κυβικών μέτρων, αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο την εγγυημένη χωρητικότητα της Ρεβυθούσας στα 220,000 κυβικά μέτρα. Προς την ίδια κατεύθυνση αναμένεται να συμβάλλει και ο πλωτός τερματικός σταθμός LNG ή FSRU στην Αλεξανδρούπολη, της εταιρείας Gastrade του ομίλου Κοπελούζου, η τελική επενδυτική απόφαση (FID) του οποίου εκτιμάται πως θα ληφθεί εντός του 2020. Το FSRU θα διαθέτει αποθηκευτικούς χώρους 170,000 κυβικών μέτρων και θα συνδέεται με αγωγό με το εθνικό σύστημα φυσικού αερίου, για να αποτελέσει το τέταρτο σημείο εισαγωγής φυσικού αερίου στην Ελλάδα και στη Νοτιοανατολική Ευρώπη. Το έργο αυτό αναμένεται να λειτουργεί συμπληρωματικά με τον διασυνδετήριο αγωγό φυσικού αερίου Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB), η κατασκευή του οποίου ξεκίνησε το 2019 και αναμένεται να ολοκληρωθεί το 2021. Το σημείο εισόδου του αγωγού θα βρίσκεται στην Κομοτηνή και εξόδου στη Stara Zagora στη Βουλγαρία. Επίσης, το έργο κατασκευής του TAP αναμένεται να ολοκληρωθεί στις αρχές του 2020, με απώτερο στόχο οι πρώτες παραδόσεις φυσικού αερίου να ξεκινήσουν εντός του ίδιου έτους.

Ταυτόχρονα, η ενεργή υποστήριξη των κυβερνήσεων της Ελλάδας, της Κύπρου και του Ισραήλ για την υλοποίηση του υποθαλάσσιου αγωγού φυσικού αερίου East Med δημιουργεί μία νέα δυναμική, ιδίως μετά την υπογραφή της τελικής διακρατικής συμφωνίας μεταξύ Ελλάδας, Κυπριακής Δημοκρατίας και Ισραήλ στις 2 Ιανουαρίου του 2020 στην Αθήνα. Επίσης, εντός του 2020/2021, αναμένεται να προχωρήσουν μια σειρά από εντελώς νέα έργα, όπως αυτό του διασυνδετήριου αγωγού με τη Βόρεια Μακεδονία, καθώς και η αντίστροφη ροή του ελληνοτουρκικού αγωγού που ήδη λειτουργεί πάνω από μια δεκαετία. Η προώθηση του συγκεκριμένου έργου - σε συνδυασμό με την κατασκευή από τον ΔΕΣΦΑ παρακαμπτήριου αγωγού κατά μήκος των ελληνοτουρκικών συνόρων στον Έβρο - θεωρείται κλειδί ώστε να μπορέσει να επωφεληθεί η Ελλάδα από μία απευθείας διασύνδεση με τον επί τουρκικού εδάφους κόμβο του Turkish Stream. Επιπλέον, πολύ σημαντικό έργο για τον ΔΕΣΦΑ θα είναι η μετεξέλιξη του βάθρου εξισορρόπησης φορτίου (balancing point) που ήδη υφίσταται, σε εμπορικό κόμβο (gas trading hub), κάτι που αναμένεται εντός του 2020, ενισχύοντας το ρόλο του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας.

Επίσης, στις αρχές του 2018 επήλθε η πλήρης άρση του μονοπωλίου των ΕΠΑ Αττικής και Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας, καθώς πλέον και οι οικιακοί καταναλωτές μπορούν να αλλάξουν προμηθευτή φυσικού αερίου. Στην πράξη, η ολοκλήρωση της απελευθέρωσης της αγοράς φυσικού αερίου επηρεάζει και την αγορά ηλεκτρισμού, καθώς σχεδόν όλοι οι πάροχοι ηλεκτρικής ενέργειας έχουν ήδη εξασφαλίσει από τη ΡΑΕ άδεια προμήθειας του συγκεκριμένου καυσίμου, ενώ από την άλλη πλευρά οι δύο ΕΠΑ επεκτάθηκαν και στην προμήθεια ηλεκτρικού ρεύματος. Αυτό σημαίνει πως άνοιξε πλέον ο δρόμος για την προσφορά συνδυαστικών «πακέτων» ηλεκτρικού ρεύματος και φυσικού αερίου, ως ενός ενιαίου ενεργειακού προϊόντος. Μια ακόμη σημαντική από κάθε άποψη εξέλιξη σε θεσμικό επίπεδο στον τομέα του φυσικού αερίου εντός του 2020 αναμένεται να είναι η ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ σε συνδυασμό με τον διαχωρισμό της σε δυο ξεχωριστές εταιρείες, ώστε να υπάρξει συμμόρφωση με τις ευρωπαϊκές επιταγές για τον διαχωρισμό (unbundling) μεταξύ της εμπορίας και της ιδιοκτησίας και διαχείρισης των υποδομών.

Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα

Τα υγρά καύσιμα και γενικότερα τα πετρελαιοειδή προϊόντα αποτελούν ένα κλάδο της οικονομίας με τεράστια δυναμική που διατρέχει όλο το φάσμα της οικονομικής δραστηριότητας. Σύμφωνα με στοιχεία του Συνδέσμου Εταιριών Εμπορίας Πετρελαιοειδών Ελλάδος (ΣΕΕΠΕ), οι πωλήσεις καυσίμων εσωτερικής αγοράς κινήθηκαν με μικρή άνοδο 0.45%, από τους 6,655,720 τόνους το 2014 στους 6,685,490 τόνους το 2018. Σημειώνεται ότι η μείωση στην κατανάλωση πετρελαιοειδών το 2018, σε σύγκριση με το 2017 (6,899,847 τόνους) προήλθε, κατά κύριο λόγο, από την μείωση στην κατανάλωση του πετρελαίου θέρμανσης και της αμόλυβδης βενζίνης. Κύριο χαρακτηριστικό της εγχώριας αγοράς πετρελαιοειδών αποτελεί η έλλειψη αποτρεπτικών μέτρων ελέγχου των διακινούμενων καυσίμων, αφήνοντας με αυτόν τον τρόπο περιθώρια μεγάλης παραβατικότητας

(βλ. νοθεία και λαθρεμπόριο) και προβλήματα στις συνθήκες διαμόρφωσης των κανόνων υγιούς ανταγωνισμού, με επιπτώσεις στην λειτουργία των υγιών και νομοταγών επιχειρήσεων και σε βάρος των δημοσίων εσόδων.

Έρευνες Υδρογονανθράκων

Σημαντικές αναμένονται να είναι οι εξελίξεις το 2020 και τα αμέσως επόμενα χρόνια στο μέτωπο της έρευνας υδρογονανθράκων στον ελληνικό χώρο, καθώς προγραμματίζονται γεωτρήσεις στο Κατάκολο και στον Πατραϊκό, του Ιονίου και της Δυτικής Ελλάδας που θα ακολουθήσουν και αυτές των μεγάλων θαλασσίων παραχωρήσεων για την περίοδο 2025-2028, οι οποίες εντάσσονται στο στρατηγικό πρόγραμμα ενίσχυσης της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας, καθώς και βελτίωσης των δημόσιων εσόδων. Οι εργασίες έρευνας υδρογονανθράκων θα είναι αποφασιστικής σημασίας τα επόμενα χρόνια, καθώς η χώρα μας οδεύει προς την πλήρη απολιγνιτοποίηση το 2028. Καθώς θα αυξάνεται η χρήση του φυσικού αερίου, με την παράλληλη απόσυρση του εγχώριου λιγνίτη, η ανεύρεση κοιτασμάτων υδρογονανθράκων καθίσταται επιτακτική. Επομένως, η Ελλάδα θα πρέπει μέσα στα επόμενα χρόνια να καταβάλλει κάθε δυνατή προσπάθεια παραγωγής υδρογονανθράκων, ώστε να μπορέσει σταδιακά να καλύψει μερίδιο της συνολικής ενεργειακής της κατανάλωσης.

Είναι αξιοσημείωτο ότι κατά την περίοδο 2014-2019 κυρώθηκαν από τη Βουλή 11 συμβάσεις μίσθωσης για την παραχώρηση του δικαιώματος έρευνας και εκμετάλλευσης. Οι ερευνητικές κοινοπραξίες είναι διεθνείς και απαρτίζονται από γαλλικές, αμερικανικές, ισπανικές και ελληνικές εταιρείες. Οι παραχωρήσεις του βόρειου Ιονίου πελάγους και της χερσαίας δυτικής Ελλάδας έχουν περισσότερες πιθανότητες να αποδώσουν κοιτάσματα αργού με παρουσία φυσικού αερίου νοτιότερα, όπως δείχνουν και τα αποτελέσματα γεωτρήσεων των προηγούμενων δεκαετιών. Οι παραχωρήσεις του νοτίου Ιονίου και ιδιαίτερα δυτικά και νότια της Κρήτης, χαρακτηρίζονται από μεγάλα βάθη νερού και δεν υπάρχουν παλαιότερες γεωτρήσεις, αλλά το γεωλογικό περιβάλλον και οι γεωμετρικές δομές του υπεδάφους παρουσιάζουν σημαντικές ομοιότητες με αυτές της Αιγύπτου και της Κύπρου ή ακόμα και του Ισραήλ, όπου μεγάλα κοιτάσματα φυσικού αερίου έχουν ανακαλυφθεί τα τελευταία χρόνια. Επομένως, οι χερσαίες και θαλάσσιες γεωτρήσεις της επόμενης επταετίας θα επιτρέψουν να αξιολογηθεί το ποσοστό αντικατάστασης των εισαγωγών από την εγχώρια παραγωγή. Ανακαλύψεις κοιτασμάτων τουλάχιστον 500 εκατ. βαρελιών ισοδύναμου πετρελαίου ή 3 τρις κυβικών ποδών φυσικού αερίου κατά στόχο, θα σηματοδοτούσαν δραστικές εμπορικές εξελίξεις για την χώρα. Σε αυτήν την περίπτωση, οι επενδύσεις από τις μεγάλες διεθνείς εταιρείες θα είναι σημαντικές, με θετικές επιπτώσεις για την ανάπτυξη της εγχώριας οικονομίας, υπό την παρουσία ενός ισχυρού νομοθετικού και θεσμικού πλαισίου, το οποίο ενσωματώνει τις ευρωπαϊκές οδηγίες και τις απαραίτητες προδιαγραφές ασφαλείας και περιβαλλοντικής προστασίας.

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Η μετάβαση της Ελλάδας σε καθαρές μορφές ενέργειας αποτυπώνεται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), το οποίο προβλέπει διείσδυση των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά 35% σε μια δεκαετία, από 17% σήμερα. Η εκπόνηση, κατάθεση και ψήφιση στη Βουλή σχετικού νομοσχεδίου με ρυθμίσεις για την απλοποίηση των αδειοδοτικών διαδικασιών για έργα ΑΠΕ, με στόχο τον περιορισμό του χρόνου αδειοδότησεων, κρίθηκε ως ιδιαίτερα σημαντική και αναμένεται να επισπεύσει πληθώρα «πράσινων» επενδύσεων, οι οποίες εκτιμώνται σε €9 δισ. (ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή) έως το 2030, σύμφωνα με εκτιμήσεις του ΕΣΕΚ. Επίσης, τα θέματα χωροθέτησης είναι από τα πλέον σημαντικά στη διαδικασία ωρίμανσης και αδειοδότησης των έργων ΑΠΕ και σε συνδυασμό με το νέο Ειδικό Χωροταξικό Σχέδιο για τις ΑΠΕ, το οποίο βρίσκεται σε φάση εκπόνησης, αναμένεται να παίξουν σημαντικό ρόλο στην ανάπτυξη του τομέα τα επόμενα χρόνια. Η εμπειρία των τελευταίων ετών δείχνει ότι οι ραγδαία εξελισσόμενες τεχνολογίες στις ΑΠΕ επιτυγχάνουν πολύ χαμηλές και ανταγωνιστικές τιμές, με μια έντονη διείσδυση στο δίκτυο. Το ηλεκτρικό δίκτυο οδηγείται στον μετασχηματισμό με καινοτόμες τεχνολογίες για να ενσωματώσει την αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ με υψηλή απόδοση, αξιοπιστία και με νέες υπηρεσίες στους καταναλωτές, ενώ η αγορά μεταρρυθμίζεται και αναζητά νέα εργαλεία για να ανταποκριθεί στις νέες προκλήσεις για την λειτουργία της. Ο ηλεκτρισμός εξελίσσεται ως κύριο μέσο παραγωγής και χρήσης ενέργειας με επέκταση των χρήσεων υποκαθιστώντας σταδιακά τα ορυκτά καύσιμα, καθώς διεισδύει σχεδόν παντού, όπως οι μεταφορές, η θέρμανση/ψύξη κλπ., αποτελώντας και μοχλό ανάπτυξης. Τα ηλεκτρικά αυτοκίνητα και η παραγωγή υδρογόνου για τις κυψέλες καυσίμου σε λεωφορεία και φορτηγά, που εκτιμάται ότι σύντομα θα αρχίσουν να εισέρχονται στην αγορά, θα αποτελέσουν προέκταση του ηλεκτρικού δικτύου. Η Ελλάδα έχει σήμερα την ευκαιρία να αναπτύξει σε μεγάλη κλίμακα τις ΑΠΕ, αρχίζοντας από τα δίκτυα, σε μία προσπάθεια να αλλάξει ριζικά το παραγωγικό της μοντέλο τόσο στον ηλεκτρισμό όσο και στις μεταφορές, αλλά και στην θέρμανση/ψύξη.

Ενεργειακή Αποδοτικότητα

Αναφορικά με τον κλάδο της ενεργειακής αποδοτικότητας, σημαντικό πρόγραμμα υποστήριξης είναι το συγχρηματοδοτούμενο Πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον», που παρέχει κίνητρα στους πολίτες προκειμένου να βελτιώσουν την ενεργειακή αποδοτικότητα των κατοικιών, εξοικονομώντας χρήματα και ενέργεια και αυξάνοντας με αυτόν τον τρόπο την αξία του. Μετά τις δύο επιτυχημένες φάσεις υλοποίησης του προαναφερθέντος προγράμματος, αναμένεται να υπάρξει και τρίτη φάση. Το «Εξοικονομώ κατ' Οίκον» (3ος Κύκλος), για ιδιωτικές κατοικίες, προϋπολογισμού €350-€400 εκατ., θα αποτελέσει πρόγραμμα γέφυρα για «εξοικονομώ-μαμούθ» ενεργειακής αναβάθμισης κτιρίων, συνολικού ύψους €5 δισ., το οποίο θα τεθεί σε εφαρμογή από το 2021, με ετήσια χρηματοδότηση €500 εκατ. για κάθε χρόνο μέχρι το 2030.

Επίσης, προγραμματίζονται το πρόγραμμα «ΗΛΕΚΤΡΑ» για τα δημόσια κτίρια, ώστε η ενεργειακή αποδοτικότητα να επιτυγχάνεται μέσω ESCOs (Εταιρείες Παροχής Ενεργειακών Υπηρεσιών), με αυξημένη συμμετοχή του ιδιωτικού τομέα, όπως και προγράμματα ενεργειακής αποδοτικότητας για τη βιομηχανία, τις μικρομεσαίες επιχειρήσεις και τις Ενεργειακές Κοινότητες. Ως κρίσιμοι παράγοντες αναμένεται να αναδειχθούν, μεταξύ άλλων, τα Καθεστώτα Επιβολής της υποχρέωσης ενεργειακής αποδοτικότητας, τα οποία αποτελούν το πιο διαδεδομένο μηχανισμό της αγοράς, οδηγώντας στη βέλτιστη υλοποίηση μέτρων βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας από πλευράς κόστους και αποτελέσματος. Τα Καθεστώτα Επιβολής υποχρεώνουν πέρα από τους παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, που αποτελεί την συνηθέστερη πρακτική μεταξύ των κρατών μελών, και τους παρόχους πετρελαϊκών προϊόντων να υλοποιήσουν μέτρα ενεργειακής αποδοτικότητας. Επίσης, τα Καθεστώτα Επιβολής θα αναλάβουν κατ' ελάχιστο το 20% του συνολικού σωρευτικού στόχου εξοικονόμησης ενέργειας, ενώ στο σχήμα θα συμμετάσχουν τόσο πάροχοι ενέργειας, όσο και διαχειριστές των δικτύων διανομής.

Ενεργειακή Πολιτική

Μία ιδιαίτερα θετική εξέλιξη στον τομέα της ενεργειακής πολιτικής (policy) ήταν το 2019 η ολοκλήρωση και επικαιροποίηση του ενεργειακού σχεδιασμού της Ελλάδας μέχρι το 2030 από την Εθνική Επιτροπή για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) του ΥΠΕΝ, όπως και ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός μέχρι το 2050, με απώτερο σκοπό την μετάβαση της Ελλάδας στην κλιματική ουδετερότητα, σύμφωνα με τις επιταγές της ΕΕ. Επομένως, η χώρα αποκτά δύο πολύ χρήσιμα εργαλεία για τη χάραξη στρατηγικής στον ενεργειακό τομέα, καθώς το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας, όπως και αυτό πολλών άλλων χωρών, ιδίως στη ΕΕ, εισέρχεται τώρα σε μια μεταβατική περίοδο με απώτερο στόχο την απανθρακοποίηση στην παραγωγή και χρήση ενέργειας και τη μετάβαση σε ένα πλέον καθαρό περιβάλλον, με δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Τα δύο κείμενα στην τελική μορφή τους θα αποτελέσουν την Στρατηγική Agenda για την ενέργεια και το κλίμα και θα πρέπει να ακολουθήσουν τα σχέδια εφαρμογής αναπροσαρμοζόμενα στις εκάστοτε εξελίξεις για την επίτευξη των στόχων για το 2030 και το 2050 αντίστοιχα.

Κλιματική Αλλαγή

Το 2019, η Ελλάδα αναδείχθηκε από ουραγός των εξελίξεων στην κλιματική πολιτική σε πρωταγωνίστρια, με την χώρα να στοχεύει πλέον στο κλείσιμο όλων των λιγνιτικών μονάδων το αργότερο μέχρι το 2028. Η δέσμευση αυτή ενσωματώθηκε και στο νέο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), ενώ το νέο business plan της ΔΕΗ είναι ακόμα πιο εμπροσθοβαρές, αφού περιλαμβάνει την απόσυρση όλων των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων ως το 2023. Έτσι, η Ελλάδα εντάσσεται πλέον στην ομάδα των 15 πιο προοδευτικών χωρών της ΕΕ, που αποφάσισαν ήδη την πλήρη απεξάρτησή τους από τον άνθρακα/λιγνίτη

στον πλανήτη και ταυτόχρονα αποτελεί την πρώτη λιγνιτοπαραγωγό χώρα στην ΕΕ που θέτει ημερομηνία απολιγνιτοποίησης πριν το 2030. Επίσης, η Ελλάδα έγινε η 33η χώρα παγκοσμίως, η οποία εντάσσεται στην διεθνή συμμαχία απεξάρτησης από το κάρβουνο (Powering Past Coal Alliance).

Ενεργειακές Επενδύσεις

Η ανάγκη για μετάβαση σε ένα «πράσινο» ενεργειακό μοντέλο προϋποθέτει άνοιγμα της εγχώριας αγοράς ενέργειας, αλλαγή του ενεργειακού μίγματος με αύξηση του ποσοστού της καθαρής ενέργειας, επενδύσεις στις ΑΠΕ και στην ενεργειακή αποδοτικότητα, εισαγωγή της ψηφιακής τεχνολογίας και προσέλκυση ιδιωτικών κεφαλαίων στα δίκτυα διανομής φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού για την επέκταση και τον εκσυγχρονισμό τους. Το όφελος της προαναφερθείσας μετάβασης δεν θα είναι μόνο περιβαλλοντικό, αλλά και οικονομικό, καθώς η στροφή σε ένα βιώσιμο ενεργειακό μοντέλο θα δώσει κίνητρα για επενδύσεις στην καθαρή ενέργεια και θα δημιουργήσει χώρο για καινοτόμες επιχειρηματικές δράσεις από τις οποίες θα προκύψουν νέες θέσεις εργασίας. Στο επίκεντρο της επενδυτικής δραστηριότητας αναμένεται να βρεθούν και οι τομείς της διαχείρισης των απορριμμάτων, της ενεργειακής αποδοτικότητας και οι δράσεις ανακύκλωσης και κυκλικής οικονομίας. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, προβλέπονται συνολικές ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα της τάξεως των €44 δισ. μέχρι το 2030, χωρίς, όμως, να λαμβάνονται υπόψη επενδύσεις στην έρευνα και εκμετάλλευση υδρογονανθράκων. Αντίστοιχα, οι εκτιμήσεις του IENE, συμπεριλαμβανομένων των ανωτέρω επενδύσεων στην έρευνα και εκμετάλλευση υδρογονανθράκων, ξεπερνούν τα €45 δισ., όπως καταγράφονται στην παρούσα Έκθεση. Οι συγκεκριμένες εκτιμήσεις του IENE λαμβάνουν υπόψη μία σειρά από παραδοχές, συμπεριλαμβανομένης της υπόθεσης ότι η χώρα θα ακολουθεί πορεία ανάπτυξης και όχι ύφεσης (όπως προβλέπεται για το 2020) την επόμενη δεκαετία με μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης της τάξεως του 1.5%. Ωστόσο, υπάρχουν κίνδυνοι και αβεβαιότητες, που εντάσσονται στην οικονομική σφαίρα (δηλ. ύφεση, τραπεζική κρίση, μείωση ζήτησης, κλπ.), στο αδύναμο ρυθμιστικό πλαίσιο (δηλ. ελλιπές νομικό και νομοθετικό πλαίσιο, γραφειοκρατία, κλπ.), στην απουσία εξειδικευμένων μελετών, αλλά και στην ασφάλεια υποδομών, μεταξύ άλλων, που ενδέχεται να επηρεάσουν τις προαναφερθείσες ενεργειακές επενδύσεις. Οι προοπτικές και οι στόχοι για μελλοντικές επενδύσεις που αναφέρονται στην παρούσα Έκθεση θα πρέπει να συνεκτιμηθούν λαμβάνοντας υπόψη τους ανωτέρω ορατούς περιορισμούς. Επειδή, όμως, οι επενδύσεις αποτελούν κλειδί τόσο για τη βραχυπρόθεσμη όσο και για τη μακροπρόθεσμη ανάπτυξη της ελληνικής οικονομίας, η στόχευση για αξιοποίηση του υψηλού επενδυτικού δυναμικού που προσφέρει ο ενεργειακός τομέας θα πρέπει να παραμείνει σταθερή. Έτσι, οι συνολικές μελλοντικές επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα, που έχει υπολογίσει και καταγράψει το IENE, θα πρέπει να θεωρηθούν περισσότερο ως ένα εκτιμώμενο «δυναμικό» επενδύσεων παρά ως ένα απόλυτο νούμερο. Όπως υποστηρίζεται διεθνώς, με

τον ενεργειακό τομέα να βαίνει σε μετασχηματισμό, η έγκαιρη δρομολόγηση και υλοποίηση των αναγκαίων επενδύσεων, ιδιαίτερα σε καινοτόμες τεχνολογίες και ψηφιοποίηση, αποτελεί την κρίσιμη παράμετρο για την επίτευξη ανταγωνιστικού ενεργειακού κόστους.

Επιπτώσεις της Πανδημίας του Κορωνοϊού στην Ελληνική Αγορά Ενέργειας

Καθώς η Έκθεση βρισκόταν σε προχωρημένο στάδιο προετοιμασίας, ξέσπασε η κρίση του κορωνοϊού (COVID-19) στην Ευρώπη, με αποτέλεσμα την λήψη περιοριστικών μέτρων. Η εξάπλωση του κορωνοϊού επηρέασε σε μεγάλο βαθμό και τον ενεργειακό κλάδο σε όλες τις μορφές ενέργειας. Η πλέον εμφανής επίπτωση ήταν η αιφνίδια και μεγάλη μείωση της ζήτησης, η οποία επηρέασε το σύνολο των ενεργειακών αγορών, επιφέροντας σημαντική υποχώρηση των τιμών, ιδίως στον πετρελαϊκό κλάδο, αλλά και στον τομέα του φυσικού αερίου και δευτερευόντως στον ηλεκτρισμό. Μεταξύ άλλων, ο ιός COVID-19 επέδρασε αρνητικά στις έρευνες υδρογονανθράκων, στην κατασκευή και συντήρηση ενεργειακών και βιομηχανικών μονάδων (ηλεκτροπαραγωγή, διύλιση, μεταφορές), στους παρόχους ηλεκτρικής ενέργειας και στις εταιρείες εμπορίας πετρελαιοειδών, στους κατασκευαστές φωτοβολταϊκών πλαισίων και ανεμογεννητριών, αλλά και στους παραγωγούς μπαταριών για ηλεκτροκίνητα οχήματα και κατά συνέπεια στους κατασκευαστές αυτών, τόσο σε επίπεδο προσφοράς και ζήτησης, όσο και τιμών. Επίσης, αρνητικές ήταν οι συνέπειες στις ναυπηγήσεις τάνκερς και πλοίων μεταφοράς LNG και LPG, καθώς και σε ειδικές υπεράκτιες κατασκευές για μονάδες παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου. Ακόμη, ο κορωνοϊός επηρέασε σε μεγάλο βαθμό και τις τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων στην ΕΕ (ETS), μέσω των περιορισμών που ασκεί στην οικονομική δραστηριότητα. Μέσα στο περιβαλλον αυτό, το IENE εκπόνησε Ειδική Έκθεση, στόχος της οποίας ήταν να αναδείξει τις προαναφερθείσες επιπτώσεις της εξάπλωσης του κορωνοϊού σε όλο το εύρος του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας, παρέχοντας έναν μεγάλο αριθμό στοιχείων.

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε βασίστηκε: (α) στην ενδελεχή ανάλυση δεδομένων των βασικών φορέων και εταιρειών της εγχώριας ενεργειακής αγοράς και (β) στην αποστολή και ανάλυση στοχευμένων ερωτηματολογίων σε επιλεγμένες εγχώριες ενεργειακές εταιρείες, με απώτερο σκοπό μία πιο ολοκληρωμένη και εξειδικευμένη απεικόνιση των επιπτώσεων του ιού σε εταιρείες όλων των κλάδων ενέργειας. Βασικό ζητούμενο της Ειδικής Έκθεσης ήταν να διερευνήσει τους τρόπους με τους οποίους το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας ανταποκρίθηκε στην εξάπλωση της πανδημίας και πώς επηρεάστηκε από την λήψη περιοριστικών μέτρων, διατηρώντας την αξιοπιστία του και την εν πολλοίς εύρυθμη λειτουργία του. Ταυτόχρονα, η Ειδική Έκθεση αποτελεί μία καταγραφή όλων όσων συνέβησαν από ενεργειακής πλευράς την περίοδο που ήταν σε έξαρση το φαινόμενο του κορωνοϊού, γεγονός που βοηθά στην διαμόρφωση κατάλληλων πολιτικών για την αντιμετώπιση αντίστοιχων περιπτώσεων κρίσεων στο μέλλον.



Εισαγωγή - Σκοπός Έργου



1. Εισαγωγή – Σκοπός Έργου

Η δεκαετία που πέρασε (2010-2019) υπήρξε καθοριστική ως προς την εδραίωση μίας παγκόσμιας αντίληψης για την ανάγκη της ενεργειακής μετάβασης σε έναν κόσμο με καθαρότερη ενέργεια και με μικρότερο περιβαλλοντικό αποτύπωμα. Η ιστορική Συμφωνία των Παρισίων του 2015 (COP21) για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής μπορεί να χαρακτηριστεί ως το σημείο καμπής που σηματοδότησε την έλευση μίας νέας εποχής και μίας πλέον εστιασμένης περιβαλλοντικής συνεργασίας μεταξύ των διαφόρων κρατών με κοινό στόχο την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και απώτερο σκοπό την συγκράτηση της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη.

Η Συμφωνία των Παρισίων τον Δεκέμβριο του 2015, μία παγκόσμια συμφωνία για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής, αναγκάζει τις χώρες και τις ενεργειακές εταιρείες να τροποποιήσουν τα προγράμματά τους με σκοπό την μείωση των εκπομπών CO₂. Ως εκ τούτου, τα νέα προγράμματα και οι στόχοι σε παγκόσμια κλίμακα καθορίζουν την πορεία και το μέλλον του ενεργειακού τομέα για την μετάβαση σε μια νέα ενεργειακή εποχή για τις αναπτυσσόμενες και αναπτυσσόμενες οικονομίες. Η αποχώρηση των ΗΠΑ από την Συμφωνία των Παρισίων τον Ιούνιο του 2017 δεν φαίνεται να αλλάζει την πορεία, γιατί ο δρόμος έχει πλέον χαραχθεί με γνώμονα κυρίως την οικονομία, την τεχνολογία και το περιβάλλον.

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, η δεκαετία που πέρασε υπήρξε καταλυτική ως προς την διαμόρφωση μιας λεπτομερούς ατζέντας της ΕΕ για βιώσιμη ανάπτυξη, με ιδιαίτερη ενίσχυση των πρωτοβουλιών για μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων, εισαγωγή οδικών χαρτών για την απανθρακοποίηση, μεγαλύτερη χρήση ΑΠΕ, προώθηση σε μεγάλη κλίμακα προγραμμάτων βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας και ολοκλήρωση των νομικών και διοικητικών διεργασιών για την επίτευξη μίας ενιαίας αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου.

Την ίδια περίοδο, παρατηρούνται στην Ελλάδα μεγάλες αλλαγές στον τρόπο οργάνωσης και λειτουργίας της αγοράς (περαιτέρω απελευθέρωση αγορών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου και ανταγωνισμός σε επίπεδο λιανικής), στην προώθηση μεγάλου και μεσαίου μεγέθους έργων υποδομής (βλ. ηλεκτρικές διασυνδέσεις, αγωγοί φυσικού αερίου, μονάδες LNG, νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής), στην προώθηση των ερευνών υδρογονανθράκων, στο νομικό καθεστώς και στο ρυθμιστικό πλαίσιο, καθώς και στις ιδιωτικοποιήσεις.

Μία δε από τις πολλές σημαντικές εξελίξεις θεωρείται η πορεία προς την υιοθέτηση του Target Model για την λειτουργία των αγορών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου και η επιτελεσθείσα πρόοδος για την δημιουργία του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας. Το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας δεν έχει ακόμη προβεί στην εφαρμογή του Target Model και ο χρόνος εκκίνησης έχει πλέον ορισθεί για την 1η Νοεμβρίου του 2020. Όμως, η εισαγωγή των νέων αγορών στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας αναμένεται ότι θα διευκολύνει την εναρμόνιση της λειτουργίας της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με αυτή των αγορών στην υπόλοιπη Ευρώπη, ενισχύοντας την διαφάνεια και τον ανταγωνισμό.

Τα τελευταία ενεργειακά δεδομένα στέλνουν μικτά σήματα σχετικά με τον ρυθμό και την κατεύθυνση της αλλαγής που συντελείται στο παγκόσμιο ενεργειακό στερέωμα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ αντιστοιχεί τώρα (2019) στο 26% της παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής, με τα ηλιακά φωτοβολταϊκά να είναι πιο φθηνά από ποτέ. Η απανθρακοποίηση έχει προβλεφθεί σε μεγάλο βαθμό, ενώ η παγκόσμια κατανάλωση άνθρακα τείνει μειούμενη. Η ενεργειακή αποδοτικότητα είναι αναμφίβολα ένας τρόπος επίτευξης πολλών στόχων ενεργειακής πολιτικής, αλλά η αυστηρότητα των νέων πολιτικών φαίνεται να εξασθενεί. Τα κράτη έχουν δεσμευθεί να αντιμετωπίσουν την Κλιματική Αλλαγή και οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα αναμένεται όχι απλά να μειωθούν το 2020 με έναν ρυθμό χωρίς προηγούμενο, αλλά η πτώση εκτιμάται να είναι σχεδόν διπλάσια σε σύγκριση με όλες αυτές που καταγράφηκαν από το τέλος του Β' Παγκοσμίου Πολέμου ως απόρροια της μειωμένης ενεργειακής ζήτησης εξαιτίας της πανδημίας του κορωνοϊού. Επομένως, οι συγκεκριμένες ενδείξεις χαρακτηρίζουν τη σημερινή ενεργειακή μετάβαση ως σύνθετη, άνιση και πολλαπλών ταχυτήτων σε ένα σύστημα, το οποίο είναι διαρκώς υπό πίεση.

Η παρούσα 2η Έκθεση του IENE για τον Ελληνικό Ενεργειακό Τομέα έχει ως σκοπό την σφαιρική ενημέρωση για τις βασικές εξελίξεις σε όλους τους επιμέρους ενεργειακούς κλάδους για τη χρονιά που πέρασε. Επιπλέον, η Έκθεση αποβλέπει στην ενημέρωση για τα τρέχοντα σημαντικά θέματα που απασχολούν τον ενεργειακό τομέα της χώρας μας, αλλά και σε παγκόσμιο και ευρωπαϊκό επίπεδο, όπως και για το πώς αναμένεται να διαμορφωθεί η ενεργειακή ατζέντα κατά την επόμενη χρονική περίοδο. Ένα θέμα που απασχολεί ιδιαίτερα την φετινή Έκθεση είναι αυτό της ενεργειακής πολιτικής, με δεδομένο την ολοκλήρωση και κατάθεση του επικαιροποιημένου Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή στα τέλη του 2019 (το πρώτο ΕΣΕΚ δημοσιεύτηκε τον Ιανουάριο του 2019).

Στην παρούσα Έκθεση επισημαίνεται η ανάγκη για την διατύπωση και εισαγωγή μίας ολιστικής ενεργειακής πολιτικής που θα λαμβάνει υπόψη όλες τις παραμέτρους του ελληνικού ενεργειακού συστήματος και όχι μόνο την πράσινη ενέργεια.

Η Έκθεση συμπληρώνεται με την επανεξέταση του ρόλου της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη ενόψει των τελευταίων εξελίξεων, ιδιαίτερα στα Δυτικά Βαλκάνια και τις σχέσεις με την Τουρκία, ενώ διατυπώνονται εκτιμήσεις για την πορεία της ενεργειακής ζήτησης και προσφοράς, αλλά και των απαιτούμενων επενδύσεων συνολικά στον ενεργειακό τομέα της χώρας.

Θα πρέπει να αναφερθεί ότι η παρούσα Έκθεση δεν μελετά σε βάθος τις επιπτώσεις της εξάπλωσης της πανδημίας του κορωνοϊού στην εγχώρια αγορά ενέργειας, καθώς αφορά ουσιαστικά την περίοδο Μαρτίου-Μαΐου του 2020 και άρα είναι εκτός των χρονικών ορίων αναφοράς της παρούσας έκδοσης.

Ωστόσο, το Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (IENE) εκπόνησε μία ειδική ενδιάμεση Έκθεση* η οποία εξετάζει τις επιπτώσεις της κρίσης του κορωνοϊού στην αγορά ενέργειας της Ελλάδας. Βασικό συμπέρασμα της Έκθεσης είναι η μεγάλη μείωση της ενεργειακής ζήτησης σε όλο το φάσμα δραστηριοτήτων του τομέα, με το πετρέλαιο να έχει υποστεί τις μεγαλύτερες πιέσεις.

Συνοψίζοντας, θα ήταν χρήσιμο να αναφερθούμε, έστω και συνοπτικά, στα επιμέρους Κεφάλαια της φετινής Έκθεσης. Έτσι, στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται το πλαίσιο μέσα στο οποίο λειτουργεί η παγκόσμια και η ελληνική οικονομία, αλλά και οι προοπτικές τους, το Κεφάλαιο 3 επικεντρώνεται στην τρέχουσα κατάσταση και τις τάσεις της παγκόσμιας και περιφερειακής ενεργειακής αγοράς, ενώ στο Κεφάλαιο 4 αναλύεται διεξοδικά η ενεργειακή αγορά της Ελλάδας ανά κλάδο ενέργειας. Το εν λόγω Κεφάλαιο μπορεί να χαρακτηριστεί ως η ραχοκοκαλιά της Ετήσιας Έκθεσης, αφού περιέχει πληθώρα από επικαιροποιημένα στοιχεία.

Το Κεφάλαιο 5 περιγράφει συνοπτικά τους ευρωπαϊκούς και εθνικούς ενεργειακούς στόχους, όπως και τους στόχους που αφορούν το ιδιαίτερα σημαντικό ζήτημα της Κλιματικής Αλλαγής, ενώ το Κεφάλαιο 6 αναλύει τον ενεργειακό ρόλο της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη. Μετά την δεκαετή οικονομική κρίση που έπληξε τη χώρα μας και είχε ως αποτέλεσμα την αποδυνάμωση του ρόλου της στα Βαλκάνια, το τελευταίο διάστημα η Ελλάδα έχει αρχίσει να ενισχύει την παρουσία της και την επιρροή της στην ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης.

Το Κεφάλαιο 7 καταγράφει τις τελευταίες εξελίξεις σε νομοθετικό και ρυθμιστικό επίπεδο στην εγχώρια αγορά ενέργειας, ενώ το Κεφάλαιο 8 συγκεντρώνει εκτιμήσεις και προοπτικές για τις βασικές ενεργειακές εξελίξεις που αναμένεται να δρομολογηθούν εντός του 2020 και του 2021. Αντιστοίχως, το Κεφάλαιο 9 περιγράφει τις μακροπρόθεσμες προβλέψεις της εγχώριας ενεργειακής προσφοράς και ζήτησης, με το Κεφάλαιο 10 να επαναφέρει την ανάγκη ύπαρξης μίας νέας και πλέον ολιστικής εθνικής ενεργειακής πολιτικής. Τέλος, το Κεφάλαιο 11 συνοψίζει τις απαιτούμενες ενεργειακές επενδύσεις της Ελλάδας την επόμενη δεκαετία στο πλαίσιο της υπο εξέλιξη απολιγνιτοποίησης της χώρας, με τα κύρια συμπεράσματα της Έκθεσης να αναλύονται στο Κεφάλαιο 12.

* IENE (2020), «Επιπτώσεις του Κορωνοϊού στην Ελληνική Αγορά Ενέργειας», <https://www.iene.gr/articlefiles/ekthesi%20covid-19.pdf>

Παγκόσμια και Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές





2. Παγκόσμια και Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές¹

2.1. Η Παγκόσμια Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές

Η πανδημία του κορωνοϊού δοκιμάζει τις κοινωνικές και οικονομικές αντοχές όλου του πλανήτη το 2020 και απαιτεί άλλο επίπεδο διεθνούς επιστημονικής, κοινωνικής και οικονομικής συνεργασίας από αυτό που ίσχυε μέχρι σήμερα. Οι αγορές ομολόγων και κεφαλαίων έχουν ήδη υποστεί μεγάλες απώλειες, με τις πιο αδύναμες οικονομίες να πλήττονται περισσότερο. Ο ρυθμός ανάπτυξης της παγκόσμιας και της ελληνικής οικονομίας εκτιμάται ότι θα επιβραδυνθεί σημαντικά το 2020, δεδομένων των επιπτώσεων της εξάπλωσης του κορωνοϊού. Οι επιπτώσεις αυτές προς το παρόν δεν μπορούν να ποσοτικοποιηθούν με ακρίβεια, δεδομένου ότι δεν υπάρχουν ακόμη διαθέσιμα στοιχεία και η πανδημία είναι σε εξέλιξη.

Η πανδημία του κορωνοϊού επηρεάζει αρνητικά την παγκόσμια οικονομία, η οποία στις αρχές του 2020 βρισκόταν ήδη σε εύθραυστη και υποτονική ανάκαμψη, υπό το βάρος αβεβαιοτήτων που σχετίζονταν κυρίως με το διεθνές εμπόριο. Η προσπάθεια περιορισμού του κόστους σε ανθρώπινες ζωές κατέστησε αναγκαία διεθνώς τη λήψη πρωτοφανών διοικητικών μέτρων κοινωνικής αποστασιοποίησης και προσωρινής αναγκαστικής αναστολής μέρους της οικονομικής δραστηριότητας. Αποτέλεσμα των μέτρων ήταν οι διαταράξεις στη διεθνή εφοδιαστική αλυσίδα, η πτώση του παγκόσμιου εμπορίου, της βιομηχανικής παραγωγής

και των διεθνών τιμών των βασικών εμπορευμάτων, η αναστροφή των διεθνών κεφαλαιακών ροών και τελικά η δραστική υποχώρηση της ζήτησης εργασίας και η απότομη μείωση της απασχόλησης και του εισοδήματος παγκοσμίως. Η παγκόσμια οικονομική δραστηριότητα συρρικνώθηκε δραστικά ήδη το 1ο τρίμηνο του 2020, ιδίως στις υπηρεσίες. Σύμφωνα με τα διαθέσιμα στοιχεία, η ύφεση αναμένεται να ενταθεί το 2ο τρίμηνο του τρέχοντος έτους. Ακόμη και αν υπάρξει ταχεία ανάκαμψη το 2ο εξάμηνο του 2020, αυτή αναμένεται να είναι σε μεγάλο βαθμό ατελής και ασύμμετρη μεταξύ των οικονομιών, ενώ το ΑΕΠ το 2021 θα παραμείνει κάτω του επιπέδου του 2019.

Στον Πίνακα 1 παρατίθενται οι ετήσιες μεταβολές του ΑΕΠ στην παγκόσμια οικονομία και σε επιλεγμένες αναπτυσσόμενες και αναπτυσσόμενες χώρες για το 2019, ενώ οι προβλέψεις για το 2020 και το 2021 βασίζονται στην πιο πρόσφατη βάση δεδομένων του ΔΝΤ, η οποία δημοσιεύτηκε τον Ιούνιο του 2020.

Σύμφωνα με τις τελευταίες εκτιμήσεις του ΔΝΤ, η παγκόσμια οικονομία αναμένεται να συρρικνωθεί κατά 4.9% το 2020, 1.9% πιο χαμηλά από τις εκτιμήσεις του ΔΝΤ τον περασμένο Απρίλιο, με το 2021 να αναμένεται μία ανάκαμψη της τάξεως του 5.4%.

Πίνακας 1: Παγκόσμιο Οικονομικό Περιβάλλον (Ετήσια % Μεταβολή ΑΕΠ σε Πραγματικές Τιμές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2019-2021

Οικονομία	2019	2020		2021	
		Πρόβλεψη	Διαφορά από προηγούμενη πρόβλεψη*	Πρόβλεψη	Διαφορά από προηγούμενη πρόβλεψη*
Παγκόσμια	2.9	-4.9	-1.9	5.4	-0.4
ΗΠΑ	2.3	-8.0	-2.1	4.5	-0.2
Ιαπωνία	0.7	-5.8	-0.6	2.4	-0.6
Καναδάς	1.6	-8.4	-2.2	4.9	0.7
Ηνωμένο Βασίλειο	1.4	-10.2	-3.7	6.3	2.3
Ευρωζώνη	1.3	-10.2	-2.7	6.0	1.3
Γερμανία	0.6	-7.8	-0.8	5.4	0.2
Γαλλία	1.5	-12.5	-5.3	7.3	2.8
Ιταλία	0.3	-12.8	-3.7	6.3	1.5
Ρωσία	1.3	-6.6	-1.1	4.1	0.6
Τουρκία	0.9	-5.0	-0.0	5.0	0.0
Κίνα	6.1	1.0	-0.2	8.2	-1.0
Ινδία	4.2	-4.5	-6.4	6.0	-1.4
Σαουδική Αραβία	0.3	-6.8	-4.5	3.1	0.2
Βραζιλία	1.1	-9.1	-3.8	3.6	0.7

* Διαφορά σε ποσοστιαίες μονάδες σε σχέση με τις εκτιμήσεις του World Economic Outlook, Απρίλιος 2020
Πηγή: ΔΝΤ²

¹ Τα περισσότερα στοιχεία και η σχετική ανάλυση των επιπτώσεων του κορωνοϊού στην παγκόσμια και ελληνική οικονομία προήλθαν από την τελευταία Ετήσια Έκθεση του Διοικητή της Τράπεζας της Ελλάδος για το 2019, <https://www.bankofgreece.gr/Publications/ekthdkth2019.pdf>, όπως και την Έκθεση Νομισματικής Πολιτικής της Τράπεζας της Ελλάδος για την περίοδο 2019-2020, <https://www.bankofgreece.gr/Publications/NomPol20192020.pdf>

Πρόκειται για ύφεση μεγαλύτερης έκτασης από εκείνη που είχε παρατηρηθεί λόγω της παγκόσμιας χρηματοπιστωτικής κρίσης, όταν το παγκόσμιο ΑΕΠ είχε υποχωρήσει κατά μόλις 0.1% το 2009, καθώς πτώση του ΑΕΠ εφέτος εκτιμάται ότι θα έχουν, πέρα από τις ανεπτυγμένες και οι αναπτυσσόμενες οικονομίες.

Η αναστολή της οικονομικής δραστηριότητας, λόγω του κορωνοϊού και των περιοριστικών μέτρων, είχε σημαντικές επιπτώσεις στο διεθνές εμπόριο, ο όγκος του οποίου αναμένεται να μειωθεί κατά 11% το 2020 μετά την ασθενική του αύξηση κατά 0.9% το 2019. Η πτώση αναμένεται να προέλθει τόσο από τις συναλλαγές επί αγαθών, ιδιαίτερα στις περιπτώσεις όπου η παραγωγή βασίζεται σε διεθνείς αλυσίδες αξίας, όπως πχ. στην αυτοκινητοβιομηχανία, όσο και από τις υπηρεσίες, λόγω των περιορισμών στις μετακινήσεις και τις μεταφορές.

Ωστόσο, ο προσωρινός και όχι διαρθρωτικός χαρακτήρας της κρίσης, καθώς και η άμεση, εκτεταμένη και διεθνώς συντονισμένη μακροοικονομική αντίδραση, η οποία παρατηρήθηκε, ενδέχεται να επιτρέψουν μία σχετικά ταχεία οικονομική ανάκαμψη. Σύμφωνα με το ΔΝΤ, η παγκόσμια ανάπτυξη αναμένεται να διαμορφωθεί σε 5.4% το 2021, τροφοδοτούμενη από τις ανεπτυγμένες αλλά και τις αναπτυσσόμενες οικονομίες.

Στην συνέχεια, αναλύονται οι πρόσφατες τάσεις στις οικονομίες των σημαντικότερων κρατών και ενώσεων κρατών. Επίσης, αναφέρονται παρεμβάσεις πολιτικής για την αντιμετώπιση της πανδημίας του κορωνοϊού.

Στις **προηγμένες οικονομίες**, η συρρίκνωση της οικονομίας το 2020 θα είναι μεγάλη και σημαντικότερη από ότι στις αναπτυσσόμενες οικονομίες. Το πραγματικό ΑΕΠ εκτιμάται από το ΔΝΤ ότι θα μειωθεί κατά 8.0%, έναντι αύξησης κατά 1.7% το 2019, ενώ έντονη αλλά μερική ανάκαμψη προβλέπεται για το 2021, κατά 4.8%. Η ύφεση εκτιμάται ότι θα πλήξει συμμετρικά τις προηγμένες οικονομίες, ωστόσο η επίπτωση θα είναι μεγαλύτερη στη ζώνη του ευρώ και το Ηνωμένο Βασίλειο και συγκριτικά μικρότερη στις ΗΠΑ και την Ιαπωνία.

Στην **ευρωζώνη**, τα στοιχεία για την οικονομική δραστηριότητα το 1ο τρίμηνο του 2020 κατέγραψαν μείωση του ΑΕΠ κατά 3.6% έναντι του προηγούμενου τριμήνου, ενώ έρευνες συγκυρίας και άλλα οικονομικά στοιχεία δείχνουν πολύ μεγαλύτερη πτώση της οικονομικής δραστηριότητας το 2ο τρίμηνο, υπό το βάρος των περιοριστικών μέτρων για την αντιμετώπιση της πανδημίας.

Με την υπόθεση ότι η πανδημία θα έχει τεθεί σε μεγάλο βαθμό υπό έλεγχο, αναμένεται να υπάρξει

βαθμιαία ανάκαμψη της οικονομικής δραστηριότητας το 2ο εξάμηνο του 2020, υπό τη θετική επίδραση των έκτακτων και ασυνήθιστου ύψους μέτρων νομισματικής και δημοσιονομικής πολιτικής που λαμβάνονται σε εθνικό επίπεδο, αλλά και από τους ευρωπαϊκούς θεσμούς. Ωστόσο, σύμφωνα με τις μακροοικονομικές προβολές (βασικό σενάριο) των εμπειρογνομόνων του Ευρωσυστήματος (Ιούνιος 2020), η αναμενόμενη ανάκαμψη το 2ο εξάμηνο του 2020 δεν θα είναι αρκετή για να αποτρέψει έναν έντονα αρνητικό ρυθμό ανάπτυξης, -8.7%, για το σύνολο του έτους, ο οποίος θα προέλθει τόσο από την πτώση της εγχώριας και της εξωτερικής ζήτησης όσο και από διαταραχές της προσφοράς ως αποτέλεσμα των περιοριστικών μέτρων. Το 2021, ο ρυθμός ανάπτυξης στην ευρωζώνη προβλέπεται να ανέλθει σε 5.2%, σε σύγκριση με την εκτίμηση του ΔΝΤ, που ανέρχεται σε 6.0%, καθώς τόσο η εγχώρια όσο και η εξωτερική ζήτηση αναμένεται να ανακάμψουν.

Σύμφωνα με τις μακροοικονομικές προβολές (βασικό σενάριο) των εμπειρογνομόνων του Ευρωσυστήματος (Ιούνιος 2020), ο πληθωρισμός αναμένεται να διαμορφωθεί σε 0.3% κατά μέσο όρο το 2020, έναντι 1.2% το 2019, ενώ ο πληθωρισμός χωρίς τις τιμές της ενέργειας και των ειδών διατροφής προβλέπεται να διαμορφωθεί σε 0.8%. Ο πληθωρισμός προβλέπεται να κινηθεί σε χαμηλά επίπεδα τους επόμενους μήνες του 2020, αντανakλώντας τη μείωση των τιμών των καυσίμων και την απότομη κάμψη της οικονομικής δραστηριότητας, η επίδραση των οποίων αναμένεται να υπεραντισταθμίσει ενδεχόμενες αυξητικές τάσεις στις τιμές από διαταραχές στην προσφορά αγαθών και υπηρεσιών λόγω της πανδημίας. Ο πληθωρισμός αναμένεται να ανέλθει σε 0.8% το 2021, υπό την επίδραση της ανάκαμψης της οικονομικής δραστηριότητας και της απασχόλησης και της μικρής επιτάχυνσης του ρυθμού αύξησης των μισθών.

Οι προοπτικές για την παγκόσμια οικονομία και ειδικά για την ευρωζώνη περιβάλλονται από σημαντικούς κινδύνους και αβεβαιότητες. Η πανδημία ενδέχεται να επανέλθει το φθινόπωρο του 2020 και να επιβληθούν νέα περιοριστικά μέτρα, αν μέχρι τότε δεν έχουν εξευρεθεί εμβόλιο και κατάλληλα φάρμακα κατά του κορωνοϊού.

Οι οικονομικές επιπτώσεις σε επίπεδο επιχειρήσεων ενδέχεται να αποβούν μοιραίες για κάποιες από αυτές, οδηγώντας τελικά σε πτωχεύσεις, αύξηση της ανεργίας και επιβάρυνση του χρηματοπιστωτικού τομέα. Σε επίπεδο κρατών, τα μειωμένα έσοδα από εξαγωγές βασικών εμπορευμάτων ή υπηρεσιών ή η υπέρμετρη επιβάρυνση των δημόσιων οικονομικών μπορεί να επιφέρουν διάβρωση της πιστοληπτικής ικανότητας και να προκαλέσουν

² IMF (2020), "World Economic Outlook, June 2020 Update", <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/06/24/WEUpdateJune2020>

νέο κύκλο κρίσης εμπιστοσύνης και χρέους. Στο διεθνές πεδίο, υπάρχει ο κίνδυνος περαιτέρω υποβάθμισης του διεθνούς πολυμερούς πλαισίου επίλυσης διαφορών και της επιβολής νέων δασμών και επιστροφής στον προστατευτισμό από ορισμένα κράτη, εξέλιξη η οποία θα οδηγήσει σε χαμηλότερο επίπεδο ευημερίας για όλους. Κατά συνέπεια, είναι απαραίτητο και επείγον να εξευρεθούν τρόποι ώστε να ενισχυθούν το παγκόσμιο εμπόριο και η διεθνής συνεργασία σε στέρεη και βιώσιμη βάση προς όφελος όλων.

Στην Ευρώπη, υπήρξαν άμεσες και εκτεταμένες πρωτοβουλίες και μέτρα, τόσο για την αντιμετώπιση της πανδημίας και την προστασία του οικονομικού και κοινωνικού ιστού, όσο και για την ενίσχυση της ανάκαμψης της ευρωπαϊκής οικονομίας όταν η υγειονομική κρίση θα έχει τεθεί υπό έλεγχο. Οι πρωτοβουλίες αυτές περιλαμβάνουν την πλήρη χρήση της ευελιξίας του Συμφώνου Σταθερότητας και Ανάπτυξης και του θεσμικού πλαισίου για τις κρατικές ενισχύσεις, καθώς και εκτεταμένα νομισματικά και δημοσιονομικά μέτρα για τη στήριξη των επιχειρήσεων και της απασχόλησης, όπως το πακέτο βοήθειας συνολικού μεγέθους €540 δισ., το οποίο εγκρίθηκε από το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο στις 23 Απριλίου του 2020.

Επιπλέον, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προτείνει τη δημιουργία του νέου μέσου ανάκαμψης “Next Generation EU”, ύψους €750 δισ., το οποίο έρχεται να προστεθεί σε έναν ισχυρό, σύγχρονο και ανανεωμένο μακροπρόθεσμο προϋπολογισμό της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την περίοδο 2021-2027 ύψους €1.1 τρισ., προκειμένου να διασφαλιστεί ότι η ανάκαμψη είναι βιώσιμη, χωρίς αποκλεισμούς και δίκαιη για όλα τα κράτη μέλη. Το μέσο “Next Generation EU” θα συγκεντρώνει χρήματα αυξάνοντας προσωρινά το ανώτατο όριο των ιδίων πόρων στο 2.0% του ακαθάριστου εθνικού εισοδήματος της ΕΕ, επιτρέποντας στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή να χρησιμοποιήσει την ισχυρή πιστοληπτική της ικανότητα για να δανειστεί από τις χρηματοπιστωτικές αγορές μέσω της έκδοσης ομολόγων ύψους €750 δισ.

Αυτή η πρόσθετη χρηματοδότηση θα διοχετευθεί μέσω προγραμμάτων της ΕΕ στα κράτη-μέλη, ενώ τα ομόλογα θα αποπληρωθούν σε μεγάλο χρονικό διάστημα από τα έσοδα των μελλοντικών προϋπολογισμών της ΕΕ (από το 2028 έως το 2058). Η Επιτροπή προτείνει, πέρα από τους ίδιους πόρους, που υπολογίζονται με βάση έναν απλουστευμένο φόρο προστιθέμενης αξίας και την ποσότητα των μη ανακυκλωμένων απορριμμάτων πλαστικών συσκευασιών, να καθιερωθούν και ορισμένοι νέοι ίδιοι πόροι (ένας ίδιος πόρος βασιζόμενος στο σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών, ένας μηχανισμός συνοριακής προσαρμογής άνθρακα, ένας ίδιος πόρος βασιζόμενος στη λειτουργία των μεγάλων επιχειρήσεων και ένας ψηφιακός φόρος).

Το πακέτο θα είναι διαθέσιμο από το 2021 και περιλαμβάνει €500 δισ. υπό τη μορφή επιχορηγήσεων και €250 δισ. υπό τη μορφή δανείων. Θα είναι διαθέσιμο σε όλα τα κράτη-μέλη, αλλά επικεντρώνεται σε αυτά που πλήττονται περισσότερο από τις επιπτώσεις της πανδημίας. Η πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής αποτελείται από τρεις πυλώνες. Ο πρώτος πυλώνας περιλαμβάνει χρηματοδοτική στήριξη για επενδύσεις και μεταρρυθμίσεις που συνδέονται με τις προτεραιότητες της ΕΕ (ενίσχυση της πράσινης και ψηφιακής μετάβασης και της ανθεκτικότητας των εθνικών οικονομιών) στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Εξαμήνου, καθώς και μέτρα αντιμετώπισης των κοινωνικών επιπτώσεων της κρίσης και ενίσχυσης των αγροτικών περιοχών. Ο δεύτερος πυλώνας περιλαμβάνει μέτρα για τη στήριξη της φερεγγυότητας βιώσιμων επιχειρήσεων που επηρεάστηκαν από την κρίση, καθώς και μέτρα για την τόνωση των ιδιωτικών επενδύσεων με έμφαση στις πράσινες και ψηφιακές τεχνολογίες, στην ενίσχυση των δεξιοτήτων και στη βελτίωση των υποδομών και των συστημάτων υγείας. Τέλος, ο τρίτος πυλώνας περιλαμβάνει μέτρα ενίσχυσης των τομέων της υγείας και της πολιτικής προστασίας για να μπορούν να ανταποκριθούν σε μελλοντικές κρίσεις, αύξηση της χρηματοδότησης για έρευνα σε τομείς, όπως η υγεία και η πράσινη και ψηφιακή μετάβαση των κρατών-μελών της ΕΕ, καθώς και παροχή εξωτερικής βοήθειας σε εταίρους της ΕΕ.

Η πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, εφόσον εγκριθεί από το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, εκτιμάται ότι θα επιταχύνει την ανάκαμψη της ευρωπαϊκής οικονομίας. Επιπλέον, με την ισχυρή της έμφαση στην ενίσχυση των επενδύσεων θα καταστήσει την ευρωπαϊκή οικονομία πιο ανθεκτική και θα συμβάλει στην πράσινη και ψηφιακή μετάβασή της. Παράλληλα, είναι μια σαφής ένδειξη της ευρωπαϊκής αλληλεγγύης προς τις χώρες που επηρεάστηκαν περισσότερο από την πανδημία του κορωνοϊού και αποτελεί ένα σημαντικό βήμα προς την ευρωπαϊκή ολοκλήρωση, καθώς είναι η πρώτη φορά που η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δανείζεται, και μάλιστα σε τόσο μεγάλη κλίμακα, με έκδοση κοινού ομολόγου.

Στο **Ηνωμένο Βασίλειο**, ο ρυθμός ανάπτυξης υπήρξε υποτονικός το 2019 εξαιτίας της αβεβαιότητας σχετικά με το ενδεχόμενο άτακτης εξόδου από την ΕΕ, η οποία πραγματοποιήθηκε τελικά στο τέλος Ιανουαρίου του 2020 με την υπογραφή της συμφωνίας αποχώρησης. Ο ετήσιος ρυθμός μεταβολής του ΑΕΠ ήταν -5.8% το Μάρτιο και -20.4% τον Απρίλιο. Αναμένεται υποχώρηση του ΑΕΠ κατά 10.2% το 2020, η οποία θα προέλθει σχεδόν εξ' ολοκλήρου από την πτώση της εγχώριας ζήτησης, και ανάκαμψη κατά 6.3% το επόμενο έτος. Το ποσοστό ανεργίας προβλέπεται ότι θα αυξηθεί στο 6.7% από 3.8% το 2019, ενώ ο πληθωρισμός θα υποχωρήσει στο 1.2%.

Στις **ΗΠΑ**, το πραγματικό ΑΕΠ συρρικνώθηκε έντονα ήδη από το 1ο τρίμηνο του 2020, κατά 5.0% σε ετησιοποιημένη βάση, έναντι αύξησής του κατά 2.1% το 4ο τρίμηνο του 2019. Ο αντίστοιχος ρυθμός πτώσης το 4ο τρίμηνο του 2008, ωστόσο, ήταν ακόμη μεγαλύτερος (-8.4%). Ο αριθμός των νέων αιτήσεων για επιδόματα ανεργίας εκτινάχθηκε από τα μέσα Μαρτίου, και τις 11 εβδομάδες έως τα τέλη Μαΐου είχε φθάσει τα 43 εκατομμύρια, αριθμός που αντιστοιχεί σε περισσότερο από το 1/4 του εργατικού δυναμικού. Όπως αναμενόταν, το ποσοστό ανεργίας αυξήθηκε απότομα και τον Απρίλιο έφθασε στο ιστορικό υψηλό 14.7%, έναντι μόλις 3.5% το Φεβρουάριο. Παρά τα άμεσα και εκτεταμένα μέτρα τόνωσης της οικονομίας που έλαβαν η αμερικανική κυβέρνηση (περί το 14% του ΑΕΠ) και η Ομοσπονδιακή Τράπεζα, το ΑΕΠ εκτιμάται ότι θα συρρικνωθεί κατά 5.9% το 2020 και στη συνέχεια θα ανακάμψει κατά 4.7% το 2021. Η αύξηση της δημόσιας κατανάλωσης θα αντισταθμίσει εν μέρει τη μείωση της ιδιωτικής και τη μεγάλη πτώση των επενδύσεων, ενώ πτώση περίπου 13% αναμένεται στις εισαγωγές και τις εξαγωγές. Ο πληθωρισμός, με βάση το Δείκτη Τιμών Καταναλωτή, προβλέπεται ότι θα υποχωρήσει στο 0.6%.

Στις **αναπτυσσόμενες και αναδυόμενες οικονομίες**, το ΑΕΠ εκτιμάται ότι θα συρρικνωθεί λιγότερο από ότι στις προηγμένες, κατά 3.0% το 2020, έναντι αύξησης κατά 3.7% το προηγούμενο έτος, ενώ προβλέπεται ισχυρή ανάκαμψη κατά 5.9% το 2021. Η μεγάλη πτώση της εξωτερικής ζήτησης και των διεθνών τιμών των βασικών εμπορευμάτων, καθώς και η επιδείνωση των χρηματοπιστωτικών συνθηκών, η διολίσθηση νομισμάτων και η εκτεταμένη αντιστροφή των κεφαλαιακών ροών, επιδρούν αρνητικά το τρέχον έτος, αλλά σε διαφορετικό βαθμό σε καθεμία από αυτές τις οικονομίες. Οι αναδυόμενες οικονομίες της Ασίας εκτιμάται ότι θα καταγράψουν πτώση του ΑΕΠ κατά 0.8% το 2020, ενώ εκείνες της Ευρώπης και της Λατινικής Αμερικής μεγαλύτερη ύφεση περίπου 5.8% και 9.4% το τρέχον έτος αντίστοιχα. Τουλάχιστον 100 αναδυόμενες οικονομίες έχουν ήδη υποβάλλει αίτημα έκτακτης χρηματοδοτικής στήριξης από το ΔΝΤ, ενώ για 80 από αυτές έχει ήδη εγκριθεί.

Στην **Κίνα**, από όπου ξεκίνησε αρχικά η διεθνής οικονομική διαταραχή ως κρίση στην εφοδιαστική αλυσίδα λόγω των εκεί περιορισμών, ο ετήσιος ρυθμός μεταβολής του ΑΕΠ ήταν -6.8% το 1ο τρίμηνο του 2020. Η Κίνα είναι η πρώτη μεγάλη οικονομία, η οποία εξήλθε από τα περιοριστικά μέτρα, και η οικονομική της δραστηριότητα εκτιμάται ότι θα επανέλθει ταχύτερα από ότι άλλων οικονομιών. Το ΔΝΤ προβλέπει απότομη επιβράδυνση, αλλά όχι μείωση, του ΑΕΠ στο 1.0% το 2020 από 6.1% το 2019. Νεότερες προβλέψεις του ΟΟΣΑ, όμως, εκτιμούν ότι η οικονομία θα συρρικνωθεί με ρυθμό από 2.6% έως και 3.7%.

Η νομισματική πολιτική στις περισσότερες προηγμένες οικονομίες είχε αποκτήσει περισσότερο διευκολυντικό χαρακτήρα ήδη από το 2ο εξάμηνο του

2019, καθώς είχε παρατηρηθεί επιβράδυνση των οικονομιών σε περιβάλλον χαμηλού πληθωρισμού και υψηλής αβεβαιότητας. Στις αρχές Μαρτίου του 2020, όταν διαφάνηκε ότι η πανδημία μπορεί να προκαλέσει έλλειψη ρευστότητας και αύξηση του συστημικού κινδύνου, οι περισσότερες κεντρικές τράπεζες προέβησαν στη λήψη έκτακτων μέτρων νομισματικής πολιτικής, είτε μειώνοντας τα βασικά επιτόκια είτε/και υιοθετώντας ένα ευρύ φάσμα μη συμβατικών μέτρων με κυριότερο την εκκίνηση προγραμμάτων εκτεταμένης αγοράς τίτλων για την αύξηση της εμπιστοσύνης και της ρευστότητας για επιχειρήσεις και κυβερνήσεις.

Συγκεκριμένα, η Ομοσπονδιακή Τράπεζα των ΗΠΑ μείωσε δύο φορές εντός του Μαρτίου του 2020, κατά 150 μονάδες βάσης (μ.β.) συνολικά, το βασικό της επιτόκιο, καθορίζοντας στις 15 Μαρτίου το εύρος-στόχο σε 0.00%-0.25%. Επιπλέον, υιοθέτησε προγράμματα χορήγησης δανείων ύψους \$2.3 τρισ. και αγοράς εντόκων γραμματίων και ενυπόθηκων δανείων ύψους \$700 δισ. Η ΕΚΤ εγκαίνιασε το έκτακτο πρόγραμμα αγοράς κρατικών και εταιρικών τίτλων Pandemic Emergency Purchasing Programme (PEPP) συνολικού ύψους €1.35 τρισ., που θα διαρκέσει τουλάχιστον έως το τέλος Ιουνίου του 2021. Επιπλέον, προέβη σε χαλάρωση των εποπτικών και των μακροπροληπτικών μέτρων, προκειμένου να ενισχυθεί η δυνατότητα των τραπεζών να παρέχουν πιστώσεις προς τον ιδιωτικό τομέα. Η Τράπεζα της Αγγλίας, επίσης, μείωσε δύο φορές εντός του Μαρτίου του 2020, κατά 65 μ.β. συνολικά, το βασικό της επιτόκιο σε 0.10%, ενώ παράλληλα αύξησε διαδοχικά το ανώτατο ύψος αγοράς τίτλων του Βρετανικού Δημοσίου και των επιχειρήσεων σε 745 δισ. στερλίνες συνολικά στις 17.6.2020.

2.2. Η Ελληνική Οικονομία: Τάσεις και Προοπτικές

Αν και η ελληνική οικονομία επέδειξε ιδιαίτερη ανθεκτικότητα στην επιβράδυνση της παγκόσμιας οικονομίας στο πρόσφατο παρελθόν, η διαρκής κλιμάκωση της εξάπλωσης του κορωνοϊού και οι γενικευμένες επιπτώσεις της σε παγκόσμιο και τοπικό επίπεδο αναμένεται να την επηρεάσουν μέσα από πολλαπλούς διαύλους μετάδοσης.

Ένας σημαντικός δίαυλος είναι η υποχώρηση της εξωτερικής ζήτησης ελληνικών αγαθών και υπηρεσιών, λόγω της μείωσης του παγκόσμιου εμπορίου και της χειροτέρευσης του οικονομικού κλίματος διεθνώς. Μάλιστα, ιδιαίτερα αρνητικές θα είναι πιθανώς οι επιδράσεις για την ποντοπόρο ναυτιλία, όπου η δυναμική των εσόδων καθορίζεται κυρίως από την εξέλιξη των ναύλων, η οποία αντανakλά σε μεγάλο βαθμό τις διακυμάνσεις στο διεθνές εμπόριο. Πιο σοβαρές, όμως, εκτιμάται ότι θα είναι οι επιπτώσεις για τις ταξιδιωτικές εισπράξεις, δεδομένων των επιβεβλημένων ταξιδιωτικών περιορισμών και του εν γένει ευάλωτου κλίματος στο συγκεκριμένο κλάδο.

Εκτός από την εξωτερική ζήτηση, η εξάπλωση του κορωνοϊού αναμένεται να επηρεάσει και την εγχώρια ζήτηση. Η ιδιωτική κατανάλωση αναμένεται να μειωθεί λόγω της χειροτέρευσης της εμπιστοσύνης των καταναλωτών, των προληπτικών μέτρων για την αποτροπή της διασποράς του κορωνοϊού και της συμπίεσης του διαθέσιμου εισοδήματος των νοικοκυριών ως απόρροια της μείωσης της οικονομικής δραστηριότητας εν γένει. Ειδικότερα, εκτιμάται ότι θα πληγούν περισσότερο οι κλάδοι των μεταφορών, του εμπορίου, της εστίασης, και υπηρεσίες που συνδέονται με τον τουρισμό, τις τέχνες, τη διασκέδαση και την ψυχαγωγία. Επίσης, η άνοδος της αβεβαιότητας και η χειροτέρευση του επενδυτικού περιβάλλοντος αναμένεται να δράσουν ανασταλτικά στην ανάληψη νέων επενδυτικών σχεδίων και επιχειρηματικών κινδύνων.

Ένας επιπλέον δίαυλος μετάδοσης των επιδράσεων της εξάπλωσης του κορωνοϊού στην ελληνική οικονομία είναι η διατάραξη στις παγκόσμιες αλυσίδες αξίας. Αν και η συμμετοχή των ελληνικών επιχειρήσεων στις παγκόσμιες αλυσίδες αξίας εξακολουθεί να είναι περιορισμένη, η μείωση, ή και διακοπή σε ορισμένες περιπτώσεις, της διάθεσης ενδιάμεσων και κεφαλαιακών αγαθών εκτιμάται ότι θα έχει αρνητικές επιδράσεις στη παραγωγική τους ικανότητα. Επίσης, η παραγωγή αγαθών και, ιδιαιτέρως, υπηρεσιών δύναται να επηρεαστεί αρνητικά από εκτεταμένη αποχή των εργαζομένων από τα καθήκοντά τους στο πλαίσιο προληπτικών μέτρων για την αποτροπή της διασποράς του κορωνοϊού.

Τέλος, ένας ακόμη σημαντικός δίαυλος μετάδοσης είναι η χειροτέρευση στις διεθνείς και εγχώριες χρηματοπιστωτικές συνθήκες. Ειδικότερα, η αύξηση της αβεβαιότητας τροφοδοτεί σημαντικές αναταράξεις στις διεθνείς χρηματοπιστωτικές αγορές, με αποτέλεσμα την επιδείνωση των συνθηκών χρηματοδότησης των οικονομιών και την επανεξέταση των επενδυτικών τοποθετήσεων παγκοσμίως, με πιθανές αρνητικές συνέπειες για εν εξελίξει επενδυτικά σχέδια και τη ρευστότητα της ελληνικής οικονομίας εν γένει. Επιπλέον, η αύξηση του κόστους χρηματοδότησης λόγω της επανατιμολόγησης των κινδύνων διεθνώς οδηγεί σε επιδείνωση των όρων και του κόστους άντλησης νέας χρηματοδότησης για τις τράπεζες, τις επιχειρήσεις και τα νοικοκυριά, καθώς και το Ελληνικό Δημόσιο.

Εμπειρική Εκτίμηση των Επιδράσεων στην Ελληνική Οικονομία από την Εξάπλωση του Κορωνοϊού

Το 2019, η ελληνική οικονομία διατήρησε τον αναπτυξιακό της βηματισμό, παρά την επιβράδυνση της παγκόσμιας οικονομίας. Το ΑΕΠ αυξήθηκε με ρυθμό 1.9%, χάρη κυρίως στις εξαγωγές υπηρεσιών (λόγω της σημαντικής ανόδου των τουριστικών εσόδων και των εσόδων από τη ναυτιλία), αλλά και αγαθών. Παράλληλα, θετική συμβολή στην άνοδο του ΑΕΠ είχαν η ιδιωτική και η δημόσια κατανάλωση, καθώς και οι επενδύσεις.

Αντίθετα, αρνητικά συνέβαλαν οι εισαγωγές αγαθών και υπηρεσιών.

Μια πρώτη εκτίμηση των ενδεχόμενων επιπτώσεων του κορωνοϊού στην ανάπτυξη της ελληνικής οικονομίας το 2020 γίνεται με τη χρήση του ετήσιου μακροοικονομικού υποδείγματος της Τράπεζας της Ελλάδος μέσω διαταραχών (shocks) σε εξωγενείς μεταβλητές του υποδείγματος που αντιστοιχούν στους ανωτέρω διαύλους μετάδοσης. Το βασικό σενάριο ενσωματώνει αρνητικές επιδράσεις στην εξωτερική ζήτηση για ελληνικά αγαθά και υπηρεσίες. Επίσης, περιλαμβάνει αρνητικές επιδράσεις στην εγχώρια ζήτηση, λόγω της χειροτέρευσης του οικονομικού κλίματος, των χρηματοοικονομικών συνθηκών και των προληπτικών μέτρων για την αποτροπή της διασποράς του κορωνοϊού και των συνακόλουθων επιπτώσεων στην απασχόληση.

Αναλυτικότερα, ενσωματώνονται οι ακόλουθες διαταραχές: (α) μείωση των εξαγωγών αγαθών (β) μείωση των ταξιδιωτικών εισπράξεων, (γ) μείωση των εισπράξεων από τη ναυτιλία, (δ) μείωση της εμπιστοσύνης των καταναλωτών και των επιχειρήσεων, (ε) μείωση της διεθνούς τιμής του πετρελαίου και (στ) μείωση της παραγωγής και της απασχόλησης εξαιτίας των προληπτικών μέτρων περιορισμού της διασποράς του κορωνοϊού.

Σύμφωνα με το βασικό σενάριο της Τράπεζας της Ελλάδος, η οικονομική δραστηριότητα εκτιμάται ότι θα υποχωρήσει σημαντικά το 2020, με το ρυθμό μεταβολής να διαμορφώνεται σε -5.8%. Το 2021, η οικονομική δραστηριότητα θα ανακάμψει και θα αυξηθεί με ρυθμό 5.6%, ενώ το 2022 θα σημειώσει αύξηση 3.7%.

Παράλληλα, και δεδομένης της μεγάλης αβεβαιότητας που περιβάλλει τις μακροοικονομικές προβλέψεις λόγω της πανδημίας του κορωνοϊού, η οποία είναι σε εξέλιξη, έχουν εκπονηθεί και δύο εναλλακτικά σενάρια, ένα πιο ήπιο και ένα πιο δυσμενές σε σχέση με το βασικό σενάριο αναφοράς, βάσει υποθέσεων για τη συνολική διάρκεια των μέτρων που ελήφθησαν για τον περιορισμό της πανδημίας. Σύμφωνα με το ήπιο σενάριο, το οποίο υποθέτει μια πιο σύντομη μεταβατική περίοδο προς την κανονικότητα, το ΑΕΠ της Ελλάδας εκτιμάται ότι θα μειωθεί κατά 4.4% το 2020 και θα αυξηθεί κατά 5.8% και 3.8% το 2021 και το 2022 αντίστοιχα. Σύμφωνα με το δυσμενές σενάριο, οι συνέπειες αναμένεται να είναι πιο έντονες και με μεγαλύτερη διάρκεια και η ανάκαμψη της οικονομίας θα είναι βραδύτερη: το ΑΕΠ εκτιμάται ότι θα μειωθεί κατά -9.4% το 2020, ενώ θα αυξηθεί κατά 5.7% το 2021 και 4.5% το 2022. Σημειώνεται ότι τα παραπάνω σενάρια ενσωματώνουν όλα τα μέτρα οικονομικής πολιτικής που έχουν ανακοινωθεί από την ελληνική κυβέρνηση μέχρι τα τέλη Μαΐου για την αντιμετώπιση των επιπτώσεων της πανδημίας.

Πίνακας 2: Μακροοικονομικές Προβλέψεις για την Ελλάδα (Βασικό Σενάριο, Ετήσιες Ποσοστιαίες Μεταβολές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2019-2022

	2019	2020	2021	2022
ΑΕΠ (σταθερές τιμές)	1.9	-5.8	5.6	3.7
Ιδιωτική κατανάλωση	0.8	-5.8	5.0	2.2
Δημόσια κατανάλωση	2.1	1.5	0.5	1.7
Επενδύσεις πάγιου κεφαλαίου	4.7	-9.9	12.6	12.6
Εξαγωγές αγαθών και υπηρεσιών	4.8	-26.6	21.4	5.7
Εισαγωγές αγαθών και υπηρεσιών	2.5	-24.7	19.2	4.9
Εναρμονισμένος Δείκτης Τιμών Καταναλωτή (ΕνΔΤΚ)	0.5	-0.6	1.2	1.4
ΕνΔΤΚ χωρίς την ενέργεια	0.6	0.1	0.9	1.1
Απασχόληση	2.2	-4.4	3.7	2.9
Ανεργία (% του εργατικού δυναμικού)	17.3	20.7	17.6	15.2
Ισοζύγιο τρεχουσών συναλλαγών (% του ΑΕΠ)	-1.4	-2.8	0.7	0.6

Πηγές: ΕΛΣΤΑΤ και Τράπεζα της Ελλάδος

Πίνακας 3: Μακροοικονομικές Προβλέψεις για την Ελλάδα (Εναλλακτικά Σενάρια, Ετήσιες Ποσοστιαίες Μεταβολές, Εκτός Αν Αναφέρεται Διαφορετικά), 2019-2022

	2019	2020	2021	2022
Βασικό σενάριο				
ΑΕΠ (σταθερές τιμές)	1.9	-5.8	5.6	3.7
ΕνΔΤΚ	0.5	-0.6	1.2	1.4
Ανεργία (% του εργατικού δυναμικού)	17.3	20.7	17.6	15.2
Εναλλακτικό σενάριο 1: Ήπιο				
ΑΕΠ (σταθερές τιμές)	1.9	-4.4	5.8	3.8
ΕνΔΤΚ	0.5	-0.4	1.4	1.4
Ανεργία (% του εργατικού δυναμικού)	17.3	19.9	16.8	14.2
Εναλλακτικό σενάριο 2: Δυσμενές				
ΑΕΠ (σταθερές τιμές)	1.9	-9.4	5.7	4.5
ΕνΔΤΚ	0.5	-0.8	1.1	1.5
Ανεργία (% του εργατικού δυναμικού)	17.3	24.3	20.3	17.3

Πηγές: ΕΛΣΤΑΤ και Τράπεζα της Ελλάδος

Η Παγκόσμια και Περιφερειακή Ενεργειακή Αγορά





3. Η Παγκόσμια και Περιφερειακή Ενεργειακή Αγορά

Ο παγκόσμιος ενεργειακός κόσμος χαρακτηρίζεται από μια σειρά από βαθιές ανισότητες, όπως το χάσμα μεταξύ της υπόσχεσης για ενέργεια προς όλους και το γεγονός ότι σχεδόν ένα δισεκατομμύριο άνθρωποι εξακολουθούν να μην έχουν πρόσβαση στην ηλεκτρική ενέργεια. Το χάσμα που αναδεικνύουν τα πλέον πρόσφατα επιστημονικά στοιχεία και μελέτες, που υπερτονίζουν την ανάγκη για ακόμα ταχύτερη μείωση των παγκόσμιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, σε συνέχεια του ιστορικού υψηλού αυτών το 2018. Επίσης, το χάσμα μεταξύ των προσδοκιών για άμεση ενεργειακή μετάβαση, με έμφαση στις ΑΠΕ και της σημερινής πραγματικότητας των ενεργειακών συστημάτων, των οποίων η εξάρτησή τους από τα ορυκτά καύσιμα παραμένει ιδιαίτερα υψηλή.

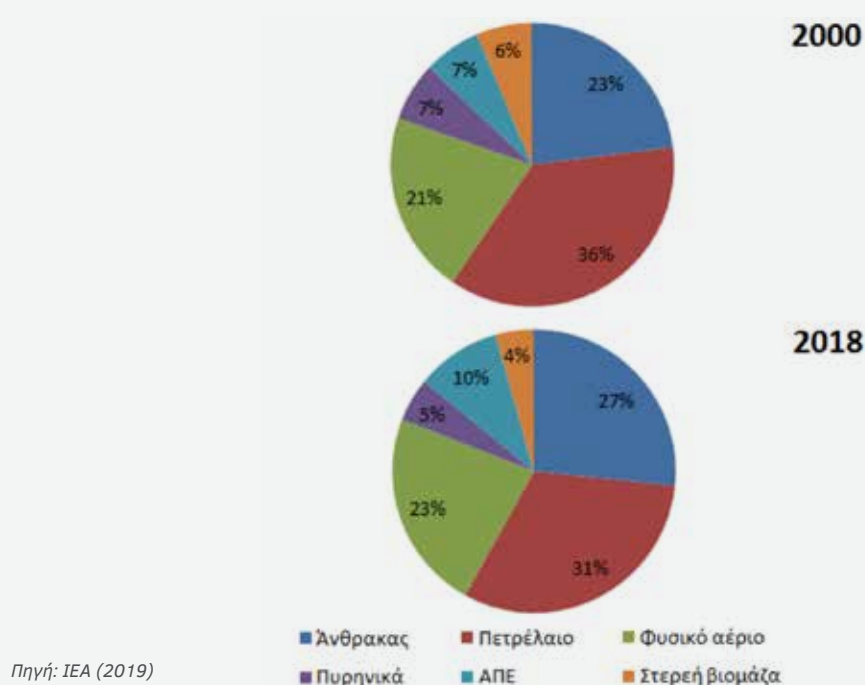
Όπως και το χάσμα ανάμεσα στην ηρεμία που επικρατεί στην καλά ανεπτυγμένη παγκόσμια αγορά πετρελαίου και στην παρατεταμένη ανησυχία περί γεωπολιτικών εντάσεων και αβεβαιοτήτων.

Η συμβολή της νέας μελέτης του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA) με τίτλο: «World Energy Outlook 2019»³ είναι ιδιαίτερα σημαντική και δεν αποσκοπεί στην πρόβλεψη του μέλλοντος, αλλά παρέχει ένα τρόπο διερεύνησης διαφορετικών δυνατών μελλοντικών εξελίξεων, τους παράγοντες που τις καθορίζουν και τις αλληλεπιδράσεις που ανακύπτουν σε ένα πολύπλοκο ενεργειακό σύστημα. Ο IEA εξέτασε τρία πιθανά σενάρια που θα οδηγήσουν σε διαφορετικά αποτελέσματα:

1. **Το σενάριο της τρέχουσας πολιτικής (Current Policies):** Τι συμβαίνει εάν η παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας συνεχίσει όπως είναι.
2. **Καθεστώς δηλωμένων πολιτικών (Stated Policies):** Παράγοντες που σχετίζονται με τις αποφάσεις ενεργειακής πολιτικής, οι οποίες έχουν ανακοινωθεί.
3. **Το σενάριο βιώσιμης ανάπτυξης (Sustainable Development),** το οποίο σχετίζεται με την επίτευξη των στόχων της αειφορίας.

Σύμφωνα με το βασικό σενάριο των πολιτικών που ασκούνται, η ζήτηση για ενέργεια βαίνει αυξανόμενη, με ρυθμούς της τάξης του 1% έως το 2040. Η καθαρή ενέργεια που καθοδηγείται από την ηλιακή, προσφέρει περισσότερο από το ήμισυ αυτού του ρυθμού ανάπτυξης και το φυσικό αέριο καταλαμβάνει το ένα τρίτο της αγοράς. Παράλληλα, η ζήτηση για πετρέλαιο σταθεροποιείται και κορυφώνεται το 2030, ενώ ο άνθρακας υποχωρεί, σύμφωνα με στοιχεία πριν το ξέσπασμα της πανδημίας του κορωνοϊού. Ο ηλεκτρισμός υπόκειται σε μεγάλες μεταρρυθμίσεις. Οι χώρες εκείνες που οδεύουν ταχύτερα προς τα μηδενικά περιβαλλοντικά αποτυπώματα αναδιαμορφώνουν το σύνολο των λειτουργιών της παροχής ενέργειας και της κατανάλωσης. Ο IEA αναφέρει ότι για να επιτευχθούν οι στόχοι πρέπει να επισπευθούν ριζικές και ταχείες αλλαγές σε όλο το ενεργειακό σύστημα, ενώ παράλληλα υπογραμμίζει πως απαιτείται να ληφθούν οι κατάλληλες πολιτικές από τους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων (policy makers).

Διάγραμμα 1: Παγκόσμια Ζήτηση Πρωτογενούς Ενέργειας, 2000 και 2018



³ IEA (2019a), «World Energy Outlook 2019», <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>

Επίσης, η ζήτηση ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί κατά 40% με ορίζοντα το 2040, ενώ ο IEA κάνει ειδική μνεία στο σχιστολιθικό πετρέλαιο (shale oil) των ΗΠΑ, που θα τους εξασφαλίσει κυριαρχική θέση στην διεθνή αγορά κατά τα επόμενα χρόνια. Μια τέτοια εξέλιξη επηρεάζει όχι μόνο την αγορά, αλλά και τη γεωπολιτική της ενέργειας, υπό την έννοια ότι τα μερίδια του OPEC και της Ρωσίας θα υποστούν σημαντική μείωση και αναμένεται να υποχωρήσουν πιθανότατα στο 47% το 2030, σύμφωνα με εκτιμήσεις του IEA. Σύμφωνα, μάλιστα, με το βασικό σενάριο του World Energy Outlook 2019, οι ΗΠΑ, αν συνεχίσουν οι σημερινοί (2019) ρυθμοί ανάπτυξης, θα αντιπροσωπεύουν το 85% της αύξησης της παγκόσμιας παραγωγής έως το 2030 και το 30% της αύξησης παραγωγής φυσικού αερίου, ενώ έως το 2025, το σχιστολιθικό πετρέλαιο των ΗΠΑ θα ξεπεράσει την Ρωσία στη συνολική παραγωγή πετρελαίου και φυσικού αερίου.

Επιπλέον, ο ηλεκτρισμός είχε μικρότερη ανάπτυξη από το πετρέλαιο, αλλά το μέλλον θα είναι διαφορετικό, με χαρακτηριστικό παράδειγμα την Αφρική, όπου υπάρχει μεγάλη αύξηση της ζήτησης, ιδίως για κλιματιστικά. Σύμφωνα με τον IEA⁴, η Αφρική θα ξεπεράσει πληθυσμιακά τόσο την Κίνα όσο και την Ινδία έως το 2040, αφού προβλέπεται ότι θα διαθέτει περισσότερους από 2 δισ. κατοίκους. Έτσι, θα απαιτηθούν μεγάλες επενδύσεις σε υποδομές στα νέα αστικά κέντρα που θα δημιουργηθούν στην ήπειρο. Εκτός από τη μεγάλη διείσδυση του φυσικού αερίου, για μαγείρεμα και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, μεγάλη ανάπτυξη θα έχουν οι ΑΠΕ στην Αφρική.

Παράλληλα, την τελευταία 20ετία, η Ασία αντιπροσωπεύει το 90% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των μονάδων άνθρακα που έχουν κατασκευαστεί παγκοσμίως. Η χρήση άνθρακα θα βαίνει αυξανόμενη έως το 2040, αλλά θα εξισορροπηθεί από τη μείωση στο βόρειο ημισφαίριο.

Η πυρηνική ενέργεια θα διατηρήσει τα μερίδιά της, με αυξομειώσεις ανά ήπειρο, ενώ σε άνοδο θα βρεθούν και τα υδροηλεκτρικά έργα, με επίκεντρο την Αφρική, όπου αναμένεται να σημειωθεί άλμα στην αιολική και φωτοβολταϊκή ενέργεια. Ο IEA επισημαίνει την ανάγκη ύπαρξης στενής συνεργασίας και συνεννόησης με τα κράτη της Αφρικής, καθώς το ενεργειακό μέλλον της Αφρικής επηρεάζει τον υπόλοιπο κόσμο. Τέλος, στο World Energy Outlook 2019, οι τομείς που προκαλούν τη μεγαλύτερη αύξηση της εκπομπής ρύπων είναι κατά σειρά, η βαριά βιομηχανία, τα οχήματα SUV, τα φορτηγά αυτοκίνητα, καθώς και οι αεροπορικές και ναυτιλιακές μεταφορές.

Σύμφωνα με τον IEA, η παγκόσμια ζήτηση πρωτογενούς ενέργειας αυξήθηκε κατά 2.3% το 2018, καταγράφοντας τη μεγαλύτερη ετήσια αύξηση από το 2010. Η Κίνα, οι ΗΠΑ και η Ινδία αντιπροσώπευαν το 70% της αύξησης της συνολικής ενεργειακής ζήτησης. Παρά το γεγονός ότι ο ρυθμός ανάπτυξης των ΑΠΕ έχει ξεπεράσει αυτόν των άλλων μορφών ενέργειας από το 2010, το μερίδιο των ορυκτών καυσίμων στην παγκόσμια ζήτηση πρωτογενούς ενέργειας παραμένει πάνω από 80%, όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.

Πίνακας 4: Παγκόσμια Ζήτηση Πρωτογενούς Ενέργειας ανά Καύσιμο και Σενάριο (Mtoe), 2000-2040

	Δηλωμένες Πολιτικές (Stated Policies)				Βιώσιμη Ανάπτυξη (Sustainable Development)		Τρέχουσες Πολιτικές (Current Policies)	
	2000	2018	2030	2040	2030	2040	2030	2040
Άνθρακας	2,317	3,821	3,848	3,779	2,430	1,470	4,154	4,479
Πετρέλαιο	3,665	4,501	4,872	4,921	3,995	3,041	5,174	5,626
Φυσικό Αέριο	2,083	3,273	3,889	4,445	3,513	3,162	4,070	4,847
Πυρηνικά	675	709	801	906	895	1,149	811	937
ΑΠΕ	659	1,391	2,287	3,127	2,776	4,381	2,138	2,741
Υδροηλεκτρικά	225	361	452	524	489	596	445	509
Βιοενέργεια	374	737	1,058	1,282	1,179	1,554	1,013	1,190
Άλλα	60	293	777	1,320	1,109	2,231	681	1,042
Στερεή Βιομάζα	638	620	613	546	140	75	613	546
ΣΥΝΟΛΟ	10,037	14,314	16,311	17,723	13,750	13,279	16,960	19,177
Μερίδιο Ορυκτών Καυσίμων	80%	81%	77%	74%	72%	58%	79%	78%
Εκπομπές CO₂ (Gt)	23,1	33,2	34,9	35,6	25,2	15,8	37,4	41,3

Πηγή: IEA (2019)

⁴ IEA (2019β), «Africa Energy Outlook 2019», <https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2019>

Η Ενεργειακή Αγορά στη ΝΑ Ευρώπη

Η ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης, όπως ορίζεται από το IENE, περιλαμβάνει τις εξής χώρες: Αλβανία, Βοσνία-Ερζεγοβίνη, Βουλγαρία, Κροατία, Κύπρος, Βόρεια Μακεδονία, Ελλάδα, Κόσοβο, Σερβία, Μαυροβούνιο, Σλοβενία, Ρουμανία και Τουρκία. Η ΝΑ Ευρώπη χαρακτηρίζεται από τελείως διαφορετικές ενεργειακές αγορές σε επίπεδο μεγέθους, δομής και λειτουργίας, με κάθε μία από αυτές να βρίσκεται σε διαφορετικό επίπεδο ανάπτυξης. Το συγκεκριμένο φαινόμενο παρατηρείται κυρίως, καθώς ορισμένες χώρες της περιοχής, συμπεριλαμβανομένων της Αλβανίας, Βοσνίας-Ερζεγοβίνης, Βόρειας Μακεδονίας, Κόσσοβου, Μαυροβουνίου και Σερβίας, οι οποίες αποτελούν συμβαλλόμενα μέλη του Energy Community⁵ και όχι της ΕΕ, δεν συμμορφώνονται κατ' ανάγκη στις Οδηγίες της, με αποτέλεσμα την καθυστέρηση στην σωστή ανάπτυξη των ενεργειακών τους αγορών λόγω πχ. μη δυνατότητας εξασφάλισης των απαιτούμενων ευρωπαϊκών κονδυλίων, ενώ παράλληλα σημειώνεται σημαντική έλλειψη προόδου στην εισχώρησή τους στην ΕΕ. Κατά την περίοδο 2005-2020, η ΝΑ Ευρώπη ανέπτυξε ιδιαίτερα τις ενεργειακές υποδομές της, καταγράφοντας σημαντική αύξηση της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος, με παράλληλη αναβάθμιση των υπαρχόντων ή κατασκευή νέων αγωγών φυσικού αερίου, ηλεκτρικών διασυνδέσεων, επέκταση δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας και έργων ΑΠΕ, μεταξύ άλλων.

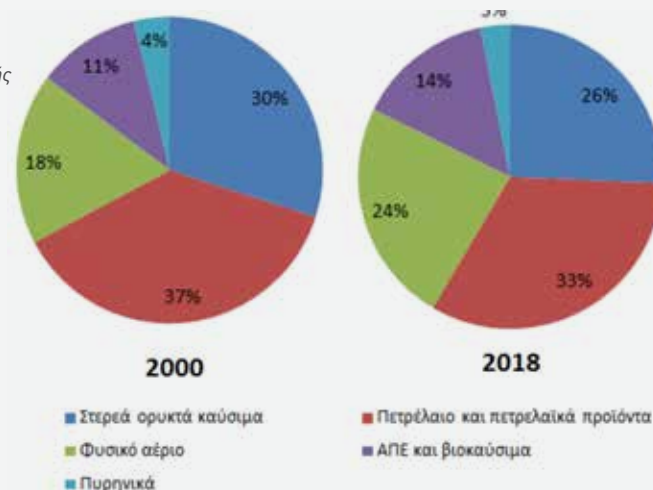
Πέρα από την ανάγκη επέκτασης των ενεργειακών υποδομών στη ΝΑ Ευρώπη, παρατηρούμε σε όρους τεχνολογιών και καταναλωτικών συνηθειών ότι η περιοχή έχει πλέον εισέλθει σε ένα πιο ώριμο στάδιο.

Η λειτουργία και η επέκταση της περιφερειακής ενεργειακής αγοράς αναμένεται να κυριαρχήσουν στην ενεργειακή ατζέντα τα επόμενα χρόνια, εν μέσω της διαδικασίας απελευθέρωσης των ενεργειακών αγορών, κυρίως στις Βαλκανικές χώρες, ενώ θέματα γεωπολιτικής και ενεργειακής ασφάλειας έχουν ήδη αναδειχθεί ως νέες προτεραιότητες. Στο πλαίσιο αυτό, υπάρχουν ήδη τα διασυνδετήρια έργα υποδομών φυσικού αερίου East Med και ηλεκτρικής ενέργειας EuroAsia Interconnector μεταξύ Ελλάδας, Κύπρου και Ισραήλ, που έχουν δημιουργήσει γεωπολιτικές εντάσεις στην ευρύτερη περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου, αλλά και τα δύο έργα οδεύουν προς υλοποίηση.

Αξίζει να αναφερθεί ότι η ΝΑ Ευρώπη διαθέτει σημαντικό και αναξιοποίητο δυναμικό ΑΠΕ, κυρίως αιολικά, φωτοβολταϊκά, γεωθερμία και βιομάζα. Ορισμένες χώρες της περιοχής έχουν ήδη αρχίσει να εκμεταλλεύονται αυτούς τους πόρους, αλλά εκτός από την υδροηλεκτρική ενέργεια, ο τομέας των ΑΠΕ βρίσκεται ακόμη σε πρώιμο στάδιο ανάπτυξης, με ένα μεγάλο μέρος της ηλεκτροπαραγωγής να βασίζεται στον λιγνίτη, δηλ. σε πηγή ενέργειας που δεν είναι συμβατή με την ενεργειακή μετάβαση σε καθαρές μορφές ενέργειας. Μία από τις κύριες προκλήσεις της περαιτέρω ανάπτυξης των ΑΠΕ είναι η έλλειψη ενημέρωσης και ευαισθητοποίησης της κοινής γνώμης σχετικά με τα πιθανά κοινωνικοοικονομικά οφέλη μιας τέτοιας ενεργειακής μετάβασης στην περιοχή. Επομένως, η ΝΑ Ευρώπη, για να αξιοποιήσει το προαναφερθέν δυναμικό και να επιτύχει πλήρως την ενεργειακή μετάβαση, θα πρέπει να θέσει νέους στόχους, να εξασφαλίσει κονδύλια σε τεχνολογίες και έργα ΑΠΕ και να εισάγει ένα ολιστικό πλαίσιο πολιτικής.

Διάγραμμα 2: Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση στη ΝΑ Ευρώπη⁶, 2000 και 2018

Σημειώσεις:
Δεν περιλαμβάνονται εισαγωγές-εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από χώρες της περιοχής και τρίτες χώρες.
Δεν περιλαμβάνεται η Βοσνία-Ερζεγοβίνη.



Πηγή: Ευρωπαϊκή Επιτροπή

⁵ Το Energy Community είναι ένας διεθνής φορέας, ο οποίος επιδιώκει να φέρει κοντά τις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης με τους γείτονές τους, που δεν είναι χώρες μέλη της ΕΕ, προκειμένου να διευκολύνει την δημιουργία μίας ενοποιημένης πανευρωπαϊκής ενεργειακής αγοράς.

⁶ Η ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης, όπως ορίζεται από το IENE, περιλαμβάνει τις εξής χώρες: Αλβανία, Βοσνία-Ερζεγοβίνη, Βουλγαρία, Κροατία, Κύπρος, Βόρεια Μακεδονία, Ελλάδα, Κόσοβο, Σερβία, Μαυροβούνιο, Σλοβενία, Ρουμανία και Τουρκία.

Συνοπτικά, η ΝΑ Ευρώπη χαρακτηρίζεται από τα εξής βασικά ενεργειακά ζητήματα:

- Σημαντική απόκλιση από τις ενεργειακές πολιτικές και στρατηγικές της ΕΕ, καθώς οι περισσότερες χώρες της περιοχής δείχνουν διατεθειμένες να διατηρήσουν ως βασικό καύσιμο τον λιγνίτη, σε αντίθεση με τον ευρωπαϊκό στόχο της απολιγνιτοποίησης, με την μετάβαση να εκτιμάται ως δύσκολη και αβέβαιη.
- Η περιοχή είναι περισσότερο ευπαθής σε θέματα ενεργειακής ασφάλειας, σε σύγκριση με την υπόλοιπη Ευρώπη.
- Η διαφοροποίηση της ενεργειακής τροφοδοσίας της ΝΑ Ευρώπης είναι λιγότερο σημαντική από την ασφάλεια των ενεργειακών μεταφορών (πετρέλαιο, φυσικό αέριο και ηλεκτρισμός).
- Εξακολουθεί να υπάρχει υψηλή εξάρτηση σε πετρέλαιο και φυσικό αέριο.
- Η είσοδος του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή αλλάζει το ενεργειακό ισοζύγιο της περιοχής.
- Υπάρχει έλλειψη επαρκών διασυνδέσεων φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού.
- Ο λιγνίτης είναι και θα παραμείνει βασικό καύσιμο για αρκετά ακόμη χρόνια.
- Η πυρηνική ενέργεια είναι μία βιώσιμη επιλογή για την ηλεκτροπαραγωγή ορισμένων χωρών της περιοχής.

- Η ανάπτυξη των ΑΠΕ έχει εμποδιστεί λόγω εφαρμογής λανθασμένων πολιτικών, ελλειπών νομοθετικού και ρυθμιστικού πλαισίου, ελλειπών χρηματοδοτικής υποστήριξης και περιορισμών στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.
- Τα τελευταία 10 χρόνια, η ενεργειακή φτώχεια έχει αναδειχθεί ως ένα σημαντικό περιφερειακό πρόβλημα, που συνδέεται κυρίως με την επιδείνωση των κοινωνικών συνθηκών.
- Η απόφαση της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων να σταματήσει από τα τέλη του 2021 τη χρηματοδότηση έργων που σχετίζονται με τα ορυκτά καύσιμα, συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου, αναμένεται να έχει σημαντικές αρνητικές επιπτώσεις στην υλοποίηση αρκετών ενεργειακών έργων υποδομής στις χώρες της ΝΑ Ευρώπης.

Η Ενεργειακή Αγορά στην Ελλάδα



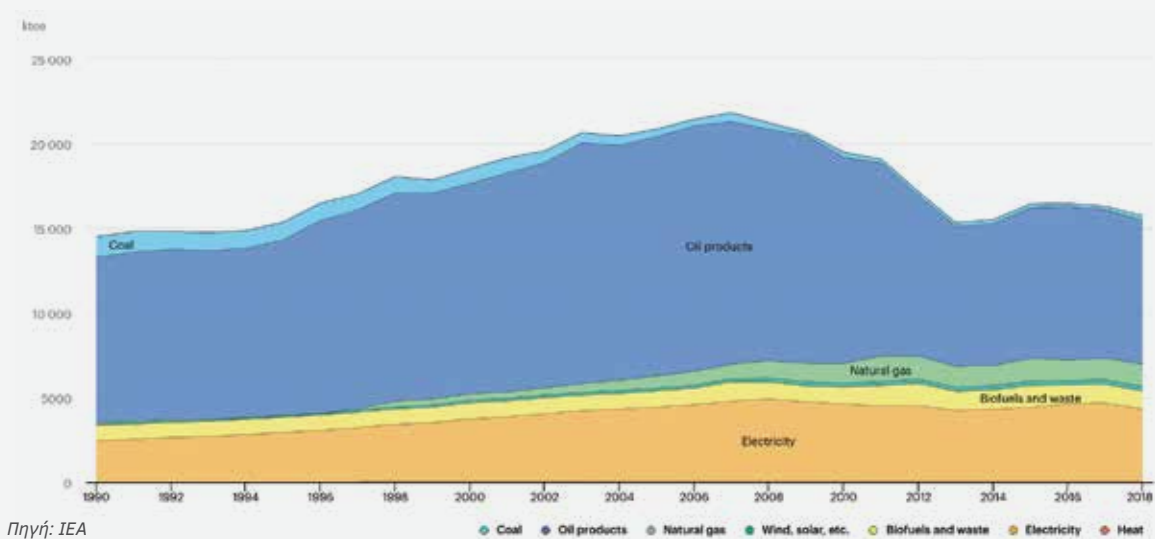


4. Η Ενεργειακή Αγορά στην Ελλάδα

Από τις αρχές της δεκαετίας του 1990 μέχρι και σήμερα, το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας διαμορφώνεται σύμφωνα με τις εκάστοτε απαιτήσεις της εθνικής οικονομίας, την εξέλιξη των επιμέρους οικονομικών δραστηριοτήτων και την ανάπτυξη συγκεκριμένων κλάδων, τις καταναλωτικές συνήθειες που υιοθετήθηκαν, αλλά και τις ευρωπαϊκές πολιτικές για την ενέργεια, το περιβάλλον και την ανάπτυξη. Στο σύνολο του ενεργειακού συστήματος, η εγχώρια τελική κατανάλωση ενέργειας διαμορφώθηκε στους 15,735 χιλιάδες τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (ktoe) το 2018, παρουσιάζοντας μία πτώση της τάξης του 3.5%, σε σύγκριση με το 2017. Στο Διάγραμμα 3 παρουσιάζεται η συνεισφορά των διαφόρων καυσίμων στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά την περίοδο 1990-2018.

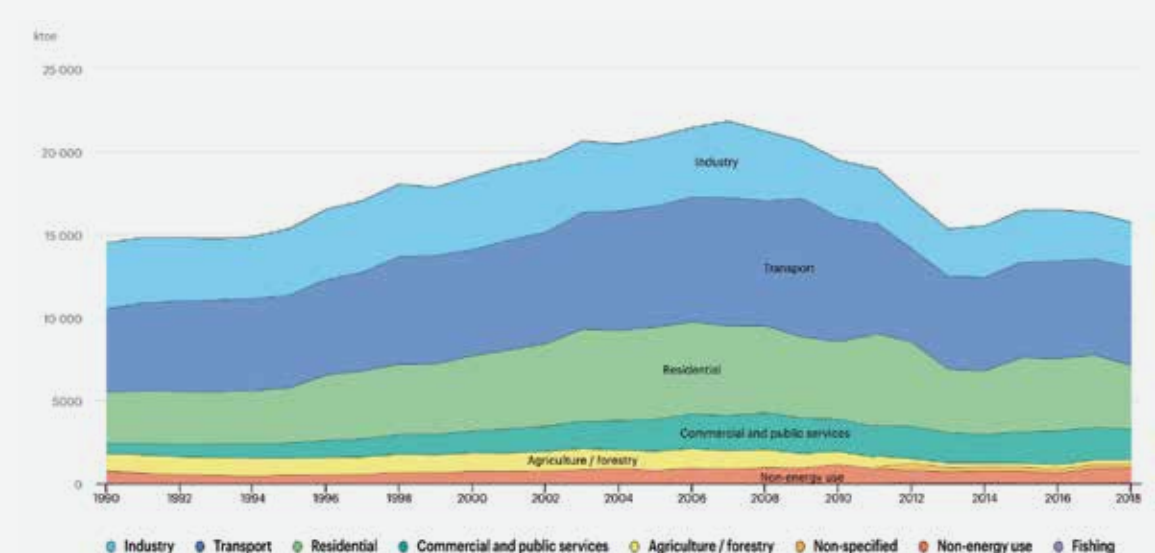
Το μεγαλύτερο μερίδιο στους τομείς τελικής χρήσης αντιστοιχεί στην κατανάλωση πετρελαιοειδών προϊόντων (54.2% για το 2018), ενώ ακολουθούν η ηλεκτρική ενέργεια (27%), η χρήση ΑΠΕ (8.7%), το φυσικό αέριο (8.3%) και ο λιγνίτης (1.8%). Η κατανάλωση ορυκτών καυσίμων, δηλ. πετρελαιοειδών, λιγνίτη και φυσικού αερίου, στους τομείς τελικής χρήσης μειώθηκε σημαντικά το 2018, σε σχέση με τα επίπεδα κατανάλωσης του 2007, σημειώνοντας μία πτώση της τάξης του 36%. Η μείωση αυτή σε μεγάλο βαθμό αντισταθμίστηκε από την κατανάλωση φυσικού αερίου, από την χρήση ΑΠΕ και τον ηλεκτρισμό.

Διάγραμμα 3: Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά Καύσιμο στην Ελλάδα, 1990-2018



Πηγή: IEA

Διάγραμμα 4: Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά Τομέα στην Ελλάδα, 1990-2018



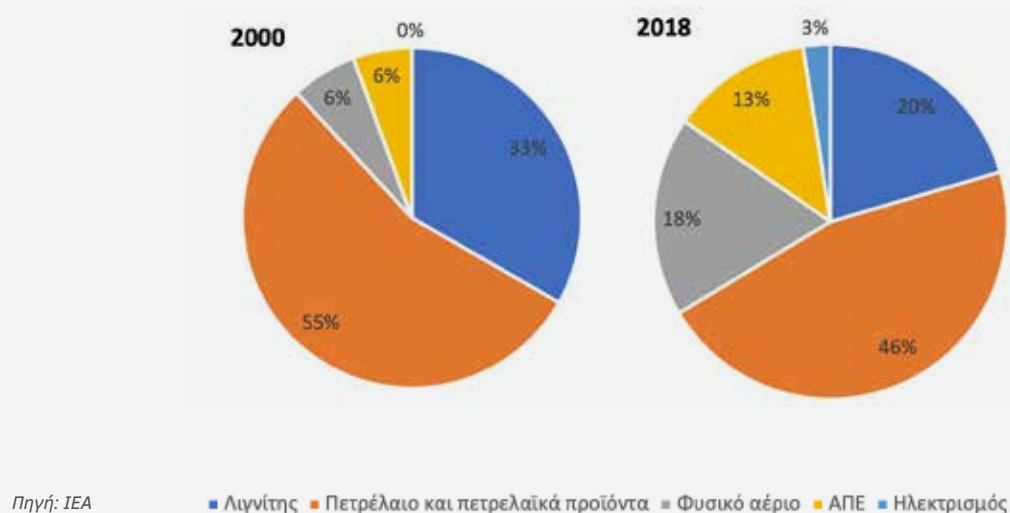
Πηγή: IEA

Ενδεικτικά, η κατανάλωση φυσικού αερίου σημείωσε άνοδο κατά περίπου 54% στα 1,297 κτοε το 2018, σε σύγκριση με το 2007. Την ίδια χρονική περίοδο, τα μερίδια των πετρελαϊκών προϊόντων και του λιγνίτη μειώθηκαν κατά 41% στα 8,493 κτοε και κατά 47% στα 282 κτοε αντίστοιχα κατά την ίδια περίοδο.

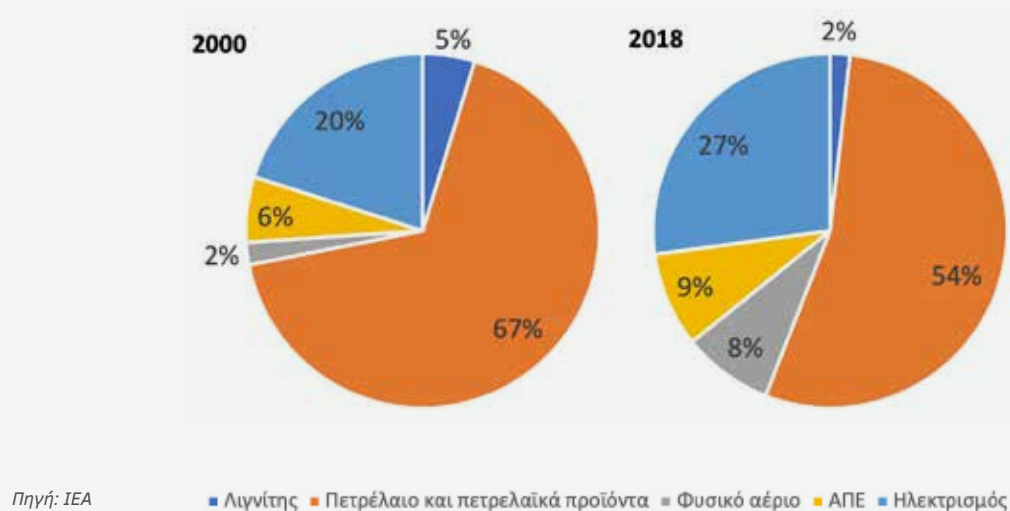
Το 2018, η μεγαλύτερη μείωση εντοπίστηκε στον τομέα της βιομηχανίας, καταγράφοντας πτώση της τάξεως του 40% στα 2,739 κτοε, ενώ ακολούθησαν ο οικιακός τομέας και οι μεταφορές με μείωση 29% στα 3,845 κτοε και κατά 24% στα 5,897 κτοε αντίστοιχα στην τελική κατανάλωση ενέργειας, σε σχέση με το 2007.

Όσον αφορά στη συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα, στοιχεία του ΙΕΑ για το 2018 δείχνουν ότι το πετρέλαιο και τα πετρελαϊκά προϊόντα αντιστοιχούν στο 46% αυτής, με τον λιγνίτη (20%), το φυσικό αέριο (18%) και τις ΑΠΕ (13%) να ακολουθούν, όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 5.

Διάγραμμα 5(α): Συνολική Παροχή Πρωτογενούς Ενέργειας της Ελλάδας, 2000 και 2018



Διάγραμμα 5(β): Τελική Κατανάλωση Ενέργειας της Ελλάδας, 2000 και 2018



4.1. Πετρέλαιο και Πετρελαϊκά Προϊόντα

4.1.1. Παραγωγή, Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαίου

Η παραγωγή αργού πετρελαίου στην Ελλάδα το 2018 ήταν ασήμαντη (0.21 εκατ. τόνους, Mt), σε σύγκριση με την εγχώρια τελική κατανάλωση πετρελαιοειδών της τάξεως των 8.8 Mt το ίδιο έτος. Προήλθε μάλιστα από ένα συγκεκριμένο κοίτασμα (Πρίνος και Βόρειος Πρίνος), η παραγωγή του οποίου, αν και αυξημένη κατά 450% την τελευταία 8ετία, παρέμεινε μικρή στα 3,300 βαρέλια την ημέρα το 2019, την στιγμή που η χώρα μας καταναλώνει περίπου 7.3 εκατ. τόνους ή 142,000 βαρέλια την ημέρα (μέση ημερήσια κατανάλωση αργού στη χώρα). Η εταιρεία Energean είναι ο μοναδικός παραγωγός πετρελαίου της χώρας. Τα δύο ενεργά πεδία, ο Πρίνος και ο Βόρειος Πρίνος, βρίσκονται παράκτια στο Βόρειο Αιγαίο.

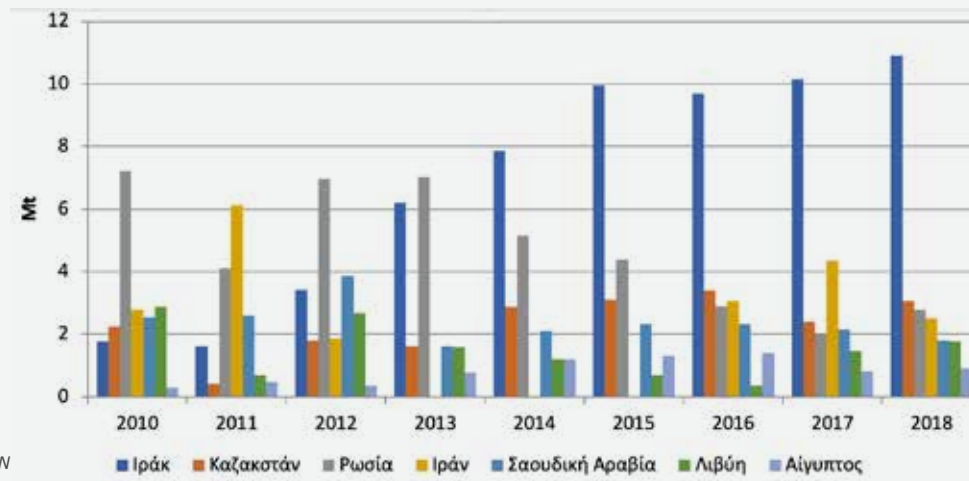
Επομένως, η Ελλάδα εξαρτάται από εισαγωγές μεγάλων ποσοτήτων αργού πετρελαίου για να καλύψει τις ανάγκες της. Το Ιράκ ήταν ο μεγαλύτερος προμηθευτής αργού πετρελαίου της Ελλάδας το 2018, με 10.9 Mt, ακολουθούμενο από το Καζακστάν και τη Ρωσία με 3.1 Mt και 2.8 Mt αντίστοιχα (βλ. Διάγραμμα 6). Μόνο οι εισαγωγές από το Ιράκ αντιστοιχούσαν στο 46% των συνολικών εισαγωγών αργού πετρελαίου της Ελλάδας το 2018, που ανήλθαν σε περίπου 23.7 Mt (βλ. Διάγραμμα 7).

Το εισαγόμενο αργό πετρέλαιο διυλίζεται σε προϊόντα πετρελαίου σε τέσσερα εγχώρια διυλιστήρια. Η Ελλάδα έχει αυξήσει την διυλιστική της ικανότητα τα τελευταία χρόνια, με τις εξαγωγές προϊόντων πετρελαίου να διαμορφώνονται στους 20 εκατ. τόνους το 2018, σύμφωνα με στοιχεία του IEA⁷(βλ. Διάγραμμα 8). Η Ελλάδα εισάγει, επίσης, προϊόντα πετρελαίου, με τις εισαγωγές να ανέρχονται στους 3.8 εκατ. τόνους το 2018.

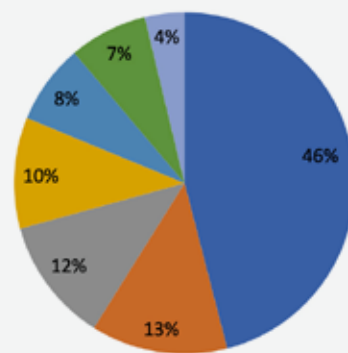


⁷ <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=GREECE&fuel=Oil&indicator=Oil%20products%20imports%20vs.%20exports>

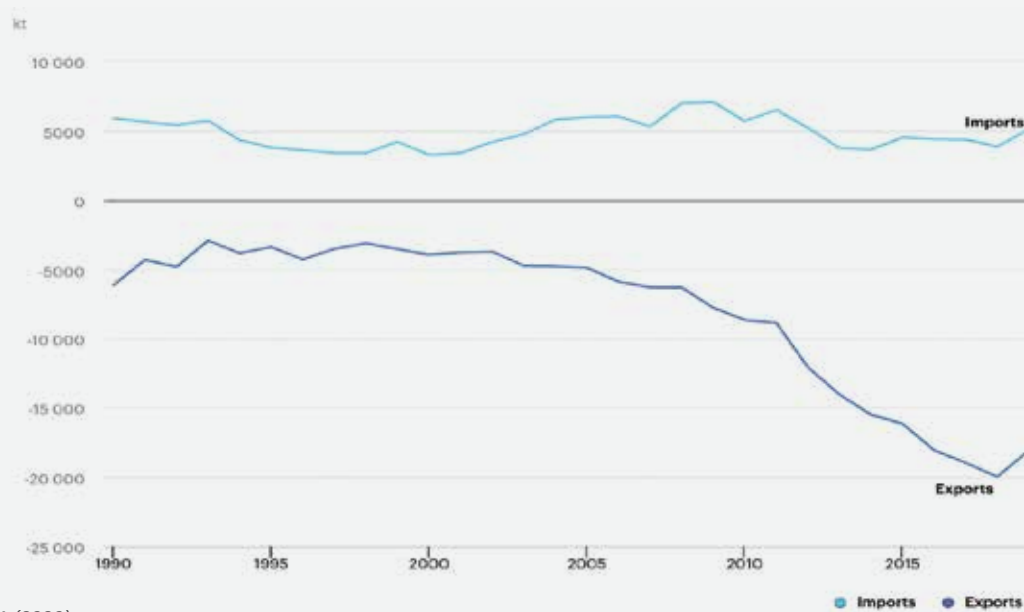
Διάγραμμα 6: Εισαγωγές Αργού Πετρελαίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 2010-2018



Διάγραμμα 7: Εισαγωγές Αργού Πετρελαίου της Ελλάδας ανά Χώρα, 2018



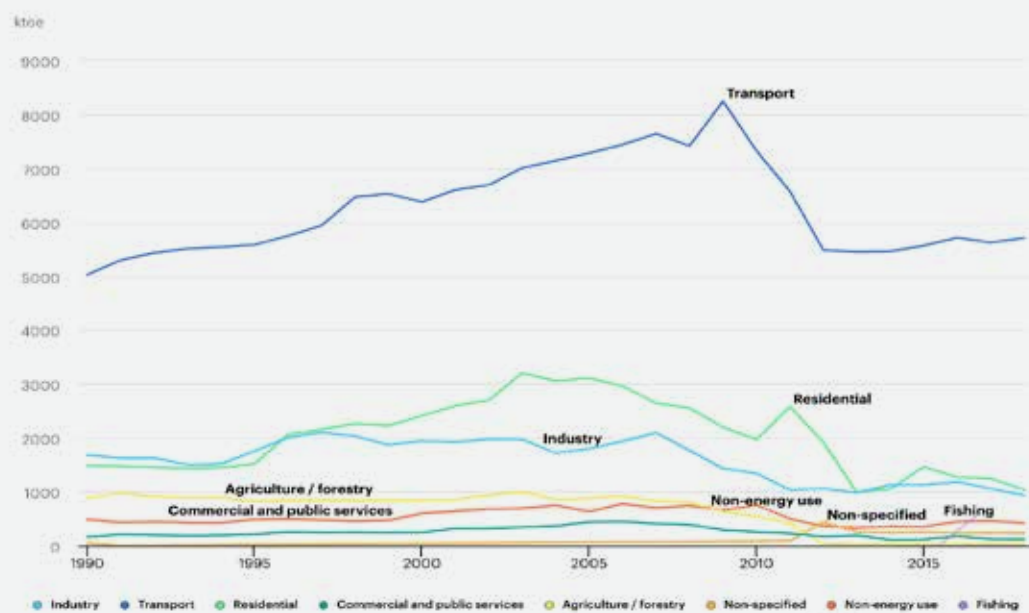
Διάγραμμα 8: Εισαγωγές και Εξαγωγές Πετρελαϊκών Προϊόντων στην Ελλάδα, 1990-2019



4.1.2. Κατανάλωση Πετρελαίου

Η κατανάλωση πετρελαίου στην Ελλάδα μειώθηκε απότομα, κατά ένα τρίτο μεταξύ 2005-2015, λόγω της κρίσης του 2008 (βλ. Διάγραμμα 9) και της ελληνικής οικονομικής κρίσης που ακολούθησε, ιδίως μετά το 2009. Τα τελευταία χρόνια, όμως, η κατανάλωση πετρελαίου ανέκαμψε κατά 9% μεταξύ του 2013 και του 2015, κυρίως στον τομέα των κατοικιών και εν μέρει στις μεταφορές.

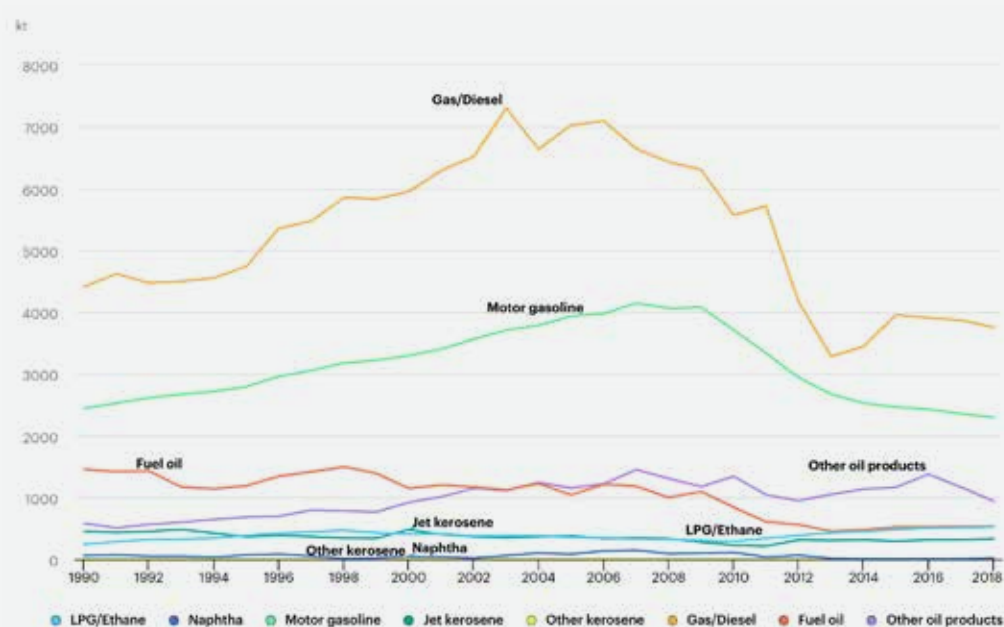
Διάγραμμα 9: Κατανάλωση Πετρελαίου ανά Τομέα, 1990-2018



Πηγή: IEA (2020)

Ο τομέας των μεταφορών κατανάλωσε 5.6 Mtoe πετρελαίου το 2017, αντιπροσωπεύοντας το ήμισυ της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου. Οι οδικές μεταφορές αντιπροσωπεύουν το 87% της κατανάλωσης πετρελαίου στις μεταφορές, ακολουθεί η εγχώρια ναυτιλία με 10% και τα μικρά μερίδια των εγχώριων αεροπορικών και σιδηροδρομικών μεταφορών. Ο τομέας των μεταφορών καταναλώνει κυρίως ντίζελ και βενζίνη, τα οποία μαζί αντιπροσωπεύουν το 62% της συνολικής κατανάλωσης πετρελαίου στην Ελλάδα (βλ. Διάγραμμα 10).

Διάγραμμα 10: Κατανάλωση Πετρελαίου ανά Προϊόν, 1990-2018



Πηγή: IEA (2020)

Περίπου το ένα τρίτο του ντίζελ καταναλώνεται στον οικιακό τομέα για θέρμανση. Το πετρέλαιο θέρμανσης αντιπροσωπεύει το ένα τρίτο της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας στα νοικοκυριά και το μερίδιο του πετρελαίου στην κατανάλωση ενέργειας του οικιακού τομέα είναι το τέταρτο υψηλότερο μεταξύ των χωρών μελών του ΙΕΑ. Η οικιακή κατανάλωση πετρελαίου ήταν σημαντικά υψηλότερη πριν από την οικονομική κρίση. Πιο συγκεκριμένα, αυτή μειώθηκε κατά 62% από το 2011 έως το 2014 λόγω του συνδυασμού των αυξημένων τιμών του πετρελαίου θέρμανσης, του μειωμένου εισοδήματος των νοικοκυριών και της αυξημένης διείσδυσης του φυσικού αερίου λόγω της κυβερνητικής πολιτικής (αλλαγή καυσίμου προς βιομάζα και φυσικό αέριο). Η κατανάλωση αυξήθηκε και πάλι το 2015.

Επιπλέον, η Ελλάδα, σε αντίθεση με άλλες χώρες, έχει μεγάλο μερίδιο πετρελαίου που καταναλώνεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι μονάδες παραγωγής πετρελαίου, που είναι εγκατεστημένες στα νησιά, παρήγαγαν το 11% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2015, η οποία ήταν η υψηλότερη από όλες τις χώρες μέλη του ΙΕΑ. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι πολλά από τα νησιά της Ελλάδας δεν είναι ακόμη συνδεδεμένα με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας της ηπειρωτικής χώρας, αλλά τροφοδοτούνται από αυτόνομους σταθμούς παραγωγής που λειτουργούν με μονάδες πετρελαίου (diesel και μαζούτ).

4.1.3. Ο Τομέας της Διύλισης

Το εισαγόμενο αργό πετρέλαιο διυλίζεται σε προϊόντα πετρελαίου σε τέσσερα εγχώρια διυλιστήρια (βλ. Πίνακα 5). Τα τρία διυλιστήρια, που ανήκουν στα ΕΛΠΕ, βρίσκονται στον Ασπρόπυργο, στην Ελευσίνα και στην Θεσσαλονίκη και αντιπροσωπεύουν περίπου το 65% της συνολικής διυλιστικής ικανότητας της χώρας, ενώ διαθέτουν συνολικά δεξαμενές αποθήκευσης αργού πετρελαίου και πετρελαϊκών προϊόντων χωρητικότητας 6.65 εκατ. κυβικών μέτρων. Το διυλιστήριο Αγίων Θεοδώρων της Motor Oil, κοντά στην Κόρινθο, παράγει το υπόλοιπο.

Το 2019, ο βαθμός απασχόλησης (utilisation rate) των διυλιστηρίων των ΕΛΠΕ επηρεάστηκε αρνητικά από την ολοκλήρωση του τρέχοντος κύκλου λειτουργίας για τα διυλιστήρια Ασπροπύργου και Ελευσίνας και την προσωρινή παύση λειτουργίας για εργασίες συντήρησης στο διυλιστήριο Ελευσίνας, οι οποίες ολοκληρώθηκαν το Δ' τρίμηνο. Κατά συνέπεια, η παραγωγή του κλάδου διύλισης των ΕΛΠΕ σημείωσε μικρή πτώση και ανήλθε στους 14.2 εκατ. τόνους το 2019. Αντίστοιχα, επηρεάστηκαν και οι πωλήσεις των ΕΛΠΕ που ανήλθαν στους 15.2 εκατ. τόνους, με τις εξαγωγές στους 7.9 εκατ. τόνους, αντιπροσωπεύοντας ποσοστό 52% των συνολικών πωλήσεων, ενώ οι πωλήσεις αεροπορικών και ναυτιλιακών καυσίμων σημείωσαν αύξηση 5% στους 2.8 εκατ. τόνους.

Πίνακας 5: Ενεργά Διυλιστήρια στην Ελλάδα				
Ελληνικά Πετρέλαια (ΕΛΠΕ) ΑΕ			ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ	
Ιδιοκτησία	Panneuropean Oil and Industrial Holdings S.A: 42,6% Hellenic Republic Asset Development Fund: 35,5%			Petroventure Holdings Limited: 40,0% Doson Investments Company: 8,1%, Free float: 51,9%
Τοποθεσία	Ασπρόπυργος	Θεσσαλονίκη	Ελευσίνα	Αγ. Θεόδωροι (Κόρινθος)
Τύπος Διύλισης	Highly complex: catalytic, thermal, and hydro-cracking; MTBE* production; vacuum distillation	Hydroskimming; vacuum distillation; isomerisation; reforming	Topping: atmospheric distillation only; no vacuum distillation, reforming or desulphurisation	Complex: catalytic and thermal cracking; isomerisation; MTBE production; vacuum distillation; mild hydrocracking; hydrotreating; reforming; lube production; alkylation; dimerisation
Δείκτης				
Συνθετότητας Nelson	9,7	5,8	12	11,54
Δυναμικότητα (Mt/έτος)	7,5	4,5	5,3	10
Δυναμικότητα (kb/d)	148	90	106	185
Έτος Ίδρυσης	1958	1966	1972	1972
Πηγές: IENE, ΕΛΠΕ και Motor Oi				

Η παραγωγή του διυλιστηρίου της Motor Oil σημείωσε και αυτή μικρή πτώση το 2019, σε σύγκριση με το 2018, και ανήλθε στους 12.1 εκατ. τόνους, ενώ οι πωλήσεις ανήλθαν στους 14.4 εκατ. τόνους, παραμένοντας στα ίδια περίπου επίπεδα με το 2018. Αξίζει να αναφερθεί ότι η χαμηλότερη παραγωγή του διυλιστηρίου και η ποσότητα αργού και πρώτων υλών που επεξεργάστηκε η Motor Oil το 2019 έναντι του 2018 οφείλεται στην προγραμματισμένη περιοδική συντήρηση των μονάδων του διυλιστηρίου. Το διυλιστήριο της Motor Oil έχει, επίσης, αποκτήσει την ευελιξία να επεξεργάζεται ένα ευρύ φάσμα ποικιλιών αργού πετρελαίου, συμβάλλοντας έτσι στη διαφοροποίηση των εισαγωγών. Επιπλέον, το διυλιστήριο μπορεί τώρα να αλλάξει εύκολα μεταξύ της παραγωγής ντίζελ και βενζίνης για να προσαρμοστεί στις εποχιακές τάσεις ζήτησης στην Ελλάδα. Οι εργασίες αναβάθμισης και εκσυγχρονισμού κατέστησαν τα διυλιστήρια μεταξύ των πλέον κερδοφόρων στην Ευρώπη, με σύγχρονες και φιλικές προς το περιβάλλον προδιαγραφές.

Σύμφωνα με στοιχεία του Συνδέσμου Εταιριών Εμπορίας Πετρελαιοειδών Ελλάδος (ΣΕΕΠΕ), οι πωλήσεις καυσίμων εσωτερικής αγοράς κινήθηκαν με άνοδο 0.45%, από τους 6,655,720 τόνους το 2014 στους 6,685,490 τόνους το 2018. Πιο συγκεκριμένα, στην εσωτερική αγορά οι πωλήσεις βενζινών μειώθηκαν κατά 8.98% (2014: 2,516,270 τόνοι - 2018: 2,290,214 τόνοι), οι πωλήσεις πετρελαίου θέρμανσης αυξήθηκαν κατά 17% (2014: 967,746 τόνοι - 2018: 969,391 τόνοι), οι πωλήσεις πετρελαίου κίνησης αυξήθηκαν κατά 10.62% (2014: 2,363,892 τόνοι - 2018: 2,614,881 τόνοι), ενώ οι πωλήσεις μαζούτ μειώθηκαν κατά 13.66% (2014: 208,029 τόνοι - 2018: 179,616 τόνοι). Επίσης, οι πωλήσεις υγραερίου σημείωσαν αύξηση κατά 17.28% (2014: 437,955 τόνοι - 2018: 513,623 τόνοι) λόγω της ανάπτυξης της υγραεριοκίνησης, οι πωλήσεις κηροζίνης σημείωσαν πτώση κατά 16.57% (2014: 3,145 τόνοι - 2018: 2,624 τόνοι), ενώ οι πωλήσεις ασφάλτου κατέγραψαν μείωση κατά 27.44% (2014: 158,683 τόνοι - 2018: 115,141 τόνοι). Η μείωση στην κατανάλωση πετρελαιοειδών το 2018, σε σύγκριση με το 2017 (6,899,847 τόνους) προήλθε, κατά κύριο λόγο, από την μείωση στην κατανάλωση του πετρελαίου θέρμανσης και της αμόλυβδης βενζίνης.

Τιμές Αντλίας

Η πορεία της λιανικής τιμής ενός πετρελαϊκού προϊόντος (δηλ. της τιμής στην αντλία του πρατηρίου) καθορίζεται κατά το μεγαλύτερο μέρος από την πορεία της διεθνούς τιμής του αντίστοιχου προϊόντος, αλλά και από τα περιθώρια διύλισης, που ορίζουν τα διυλιστήρια για τις διάφορες κατηγορίες προϊόντων. Η διεθνής αυτή τιμή καθορίζεται χρηματιστηριακά κάθε μέρα από τις πράξεις αγοράς και πώλησης προϊόντων και συμβολαίων, όπως γίνεται και για τα υπόλοιπα προϊόντα που αποτελούν είδος χρηματιστηριακής συναλλαγής και συνιστά την τιμή αναφοράς και για τις εκτός χρηματιστηρίου αγοραπωλησίες καυσίμων.

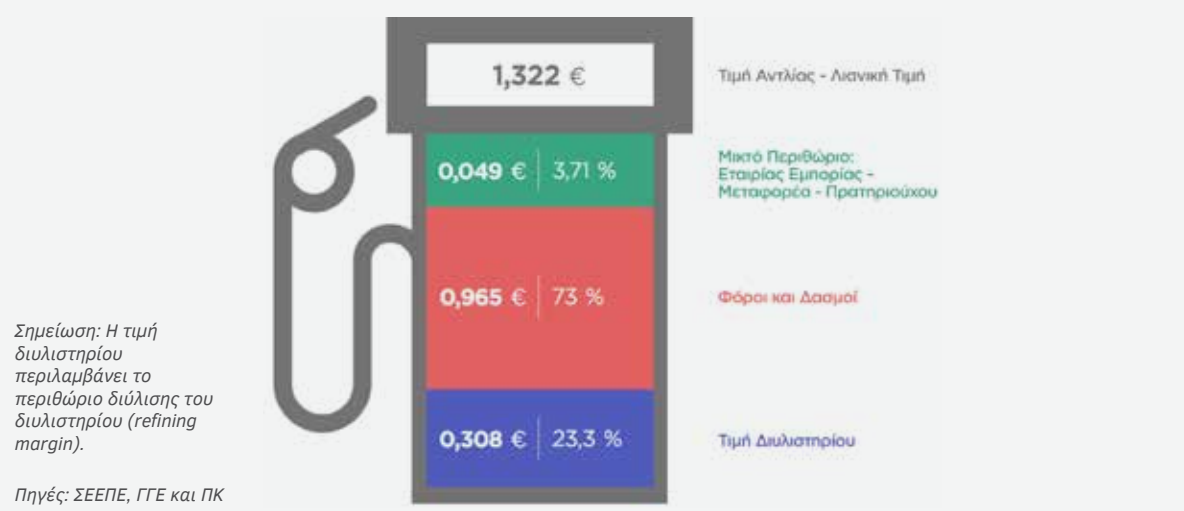
Δηλαδή, ο αγοραστής κλείνει συμφωνία να παραλάβει ποσότητα καυσίμου με τιμή Χ δολάρια τον τόνο πάνω από τη διεθνή τιμή της μελλοντικής ημερομηνίας παράδοσης. Αυτός ο τρόπος καθορισμού της τιμής, με βάση αναφοράς μία τιμή που δεν είναι γνωστή εκ των προτέρων, αποτελεί τον συνήθη τρόπο συναλλαγής στις διεθνείς αγοραπωλησίες καυσίμων.

Οι διεθνείς τιμές αποτελούν σχεδόν πάντοτε το σημείο αναφοράς των συμβολαίων αγοράς καυσίμων μεταξύ διυλιστηρίων και πελατών τους. Δηλαδή, η εκάστοτε τιμή πώλησης των προϊόντων που παράγουν τα διυλιστήρια καθορίζεται με βάση τις διεθνείς τιμές, τις συναλλαγματικές ισοτιμίες και το περιθώριο διύλισης. Πέραν των διεθνών τιμών (δηλ. ουσιαστικά των τιμών από το διυλιστήριο), η εκάστοτε συγκεκριμένη τιμή στην αντλία του πρατηρίου καθορίζεται και από τους εξής παράγοντες:

- τους φόρους και τους δασμούς που επιβάλλει στο καύσιμο το Ελληνικό Δημόσιο
- την απόσβεση των παγίων επενδύσεων του πρατηρίου
- το κόστος μεταφοράς και διανομής
- τα διαχειριστικά έξοδα
- το κέρδος της εταιρίας εμπορίας και
- το κέρδος του πρατηριούχου.

Μία τυπική κατανομή των ανωτέρω μεγεθών φαίνεται στο Διάγραμμα 11. Όπως είναι προφανές, το συντριπτικά μεγαλύτερο ποσοστό της τιμής του καυσίμου στην αντλία, περίπου 73%, αφορά φόρους και δασμούς, οι οποίοι εισπράττονται από το Ελληνικό Δημόσιο. Τα υπόλοιπα στοιχεία έχουν τεθεί κατ' εκτίμηση, διότι διαφέρουν από πρατήριο σε πρατήριο και από εταιρεία σε εταιρεία.

Διάγραμμα 11: Αμόλυβδη Μέση Τιμή Αντλίας Αττικής (22/5/2020)



Παρ' όλα αυτά, η διύλιση αποτελεί έναν επιτυχημένο κλάδο της ελληνικής οικονομίας και η χώρα είναι ένας από τους βασικούς εξαγωγείς πετρελαϊκών προϊόντων στη Νοτιοανατολική Ευρώπη. Ο τομέας διύλισης επηρεάζεται εύκολα από τις διακυμάνσεις των διεθνών τιμών πετρελαίου και λειτουργεί σε ένα ιδιαίτερα ανταγωνιστικό παγκόσμιο περιβάλλον που βασίζεται σε μεγάλο βαθμό σε χώρες με διαφορετικούς περιβαλλοντικούς κανονισμούς. Οποιοσδήποτε νέες υποχρεώσεις που επιβάλλονται στον τομέα διύλισης στο πλαίσιο του νέου προγράμματος υποχρεώσεων ενεργειακής αποδοτικότητας πρέπει να λαμβάνουν υπόψη αυτούς τους περιορισμούς.

4.1.4. Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα

Στην προηγούμενη πρώτη έκδοση του IENE, «Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας – Ετήσια Έκθεση 2019», στο αντίστοιχο κεφάλαιο (βλ. 4.1.4., σελ. 50-55⁸) γίνεται μία εισαγωγή στο θέμα των υδρογονανθράκων και στις προσπάθειες αξιοποίησής τους στην Ελλάδα, ενώ παρουσιάζονται ιστορικά στοιχεία για τις έρευνες υδρογονανθράκων την περίοδο μετά το 1968, οπότε και ξεκίνησαν ουσιαστικά οργανωμένες έρευνες σε διαφορετικές περιοχές της χώρας, κυρίως στη Δυτική Ελλάδα και στο Βόρειο Αιγαίο. Επίσης, μια ιδιαίτερα λεπτομερής εξιστόρηση των μέχρι σήμερα ερευνών, της παραγωγής από το μοναδικό ενεργό κοιτάσμα της χώρας στο Πρίνο στη Νότια Καβάλα, των κοιτασμάτων που έχουν εντοπισθεί και τις ερευνητικές προσπάθειες που επανεκκίνησαν το 2011 μετά την ψήφιση του Ν. 4001/2011 δημοσιεύτηκε στο βιβλίο του Κ. Ν. Σταμπολή, «Πετρέλαιο, η Μοιραία Εξάρτηση» (βλ. Κεφάλαιο 21, «Έχει Πετρέλαιο η Ελλάδα;»)⁹. Σε μία χώρα, η οποία εξαρτάται σχεδόν 100% από εισαγωγές πετρελαίου και φυσικού αερίου, με τεράστια συμμετοχή αυτών στο ενεργειακό ισοζύγιο (περίπου 61%), η ανακάλυψη αξιόλογων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων έχει τεράστια σημασία τόσο για την οικονομία όσο και για την εθνική της ασφάλεια.

Το πετρέλαιο είναι μέχρι σήμερα το κατεξοχήν καύσιμο του ενεργειακού μίγματος της Ελλάδας. Βάσει των στοιχείων του 2018, τα πετρελαϊκά προϊόντα χρησιμοποιήθηκαν κατά 97% στον τομέα των μεταφορών, ενώ το υπόλοιπο 3% στα βιοκαύσιμα και το φυσικό αέριο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι η Ελλάδα είναι καθαρός εξαγωγέας προϊόντων πετρελαιοειδών χάρη στην ισχυρή ικανότητα διύλισης, παρά την ελάχιστη παραγωγή αργού πετρελαίου.

Σε μία εποχή, όπου η βιώσιμη ανάπτυξη αποτελεί θεμελιώδη προϋπόθεση για την οικονομική ανάπτυξη, η έρευνα υδρογονανθράκων αποτελεί σημαντικό στοιχείο του ενεργειακού μίγματος της ελληνικής οικονομίας. Την στιγμή, μάλιστα, που η κυβέρνηση προχωρά τάχιστα σε πλήρη απολιγνιτοποίηση της ηλεκτρικής παραγωγής με ορόσημο το 2030 ή και νωρίτερα, με την συνειδητή στροφή προς το φυσικό αέριο, το οποίο αποδεικνύεται ως το κατ' εξοχήν καύσιμο της ενεργειακής μετάβασης, η Ελλάδα έχει κάθε λόγο να θέλει να αξιοποιήσει τα εγχώρια κοιτάσματα που διαθέτει. Η στροφή στο φυσικό αέριο οδηγεί σε σημαντική αύξηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου τα επόμενα χρόνια.

Σύμφωνα με εκτιμήσεις του IENE, η κατανάλωση φυσικού αερίου θα διαμορφωθεί στο επίπεδο των 10.0 δισ. κυβικών μέτρων (bcm) ετησίως από τα επίπεδα των 5.0 bcm που είναι σήμερα (2019). Ενώ οι μεγαλύτερες ποσότητες φυσικού αερίου θα καταναλωθούν στην ηλεκτροπαραγωγή, αντικαθιστώντας πλήρως τον εγχώριο λιγνίτη, ένα μεγάλο ποσοστό θα οδηγηθεί στα δίκτυα πόλεων για οικιακή κατανάλωση, καθώς και στη βιομηχανία. Σε αυτό το πλαίσιο, θα πρέπει να αναφερθούμε και στα μεγάλα έργα αγωγών και ευρύτερων υποδομών φυσικού αερίου, τα οποία είναι σε φάση μελέτης, κατασκευής ή ολοκλήρωσης και περιλαμβάνουν τον Δια-αδριατικό αγωγό (TAP), τον αγωγό διασύνδεσης Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB) και τον αγωγό East Med, όπως και των δύο έργων FSRU (Διώρυγα Gas στους Αγίους Θεοδώρους και Αλεξανδρούπολης), τα οποία αποτελούν αναμφισβήτητη απόδειξη της σημασίας ιδιαίτερα του φυσικού αερίου για την ευρύτερη περιοχή και για την Ελλάδα.

Σε πρακτικό επίπεδο, η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου περνάει αναγκαστικά από την μείωση παραγωγής ενέργειας από άνθρακα, πράγμα που απαιτεί οικονομική και τεχνική διαχείριση της αντικατάστασης του λιγνίτη από άλλες πηγές ενέργειας. Για τον λόγο αυτό, η κατανάλωση φυσικού αερίου θα αυξηθεί νομοτελειακά και άρα οι έρευνες υδρογονανθράκων πρέπει να πραγματοποιηθούν χωρίς καθυστερήσεις, ώστε το χρονικό παράθυρο για την σταδιακή μείωση της χρήσης του λιγνίτη, έως το 2028, να συμπίπτει με το πέρας της φάσης έρευνας υδρογονανθράκων και την αρχή της παραγωγής τους, δηλ. σε 5 με 7 χρόνια. Κάτι που δεν είναι ανέφικτο, αφού το ελληνικό Δημόσιο έχει συνάψει συμβάσεις παραχωρήσεων με σοβαρές διεθνείς εταιρείες σε περιοχές που παρουσιάζουν μεγάλο ενδιαφέρον.

Όπως παρατηρεί η Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων (ΕΔΕΥ) στην τελευταία Ετήσια Οικονομική Έκθεση για το 2019, «οι χερσαίες και θαλάσσιες γεωτρήσεις της επόμενης πενταετίας-επταετίας θα επιτρέψουν να αξιολογηθεί το ποσοστό αντικατάστασης των εισαγωγών από την εγχώρια παραγωγή. Ανακαλύψεις κοιτασμάτων τουλάχιστον 500 εκατομμυρίων βαρελιών (ισοδύναμων), κατά στόχο, θα δικαιολογούσαν δραστικές εμπορικές εξελίξεις για την χώρα. Σε αυτήν την περίπτωση, οι επενδύσεις από μεγάλες διεθνείς εταιρείες θα είναι σημαντικές για την οικονομική μεγέθυνση της εγχώριας οικονομίας και την εγχώρια προστιθέμενη αξία».

⁸ <https://www.iene.gr/articlefiles/file/meletes/iene-meleti-2019.pdf>

⁹ Κ. Ν. Σταμπολής (2019), «Πετρέλαιο, η Μοιραία Εξάρτηση», Εκδόσεις Αίολος, <https://aiolosbooks.gr/shop/2734/petrelaio-i-moirai-a-exartisi-a-tomos/>

Ειδικά για το φυσικό αέριο, το ενδιαφέρον για την αναζήτηση και την έρευνα έχει αναζωπυρωθεί τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα, ιδιαίτερα μετά τις ανακαλύψεις στην νοτιοανατολική Μεσόγειο. Οι ανακαλύψεις μεγάλων κοιτασμάτων φυσικού αερίου σε Ισραήλ, Αίγυπτο και Κύπρο σε συνδυασμό με την ολοκλήρωση του TAP, ο οποίος θα μεταφέρει φυσικό αέριο από την περιοχή της Κασπίας Θάλασσας στην Ευρώπη, συνιστούν ένα από τα μεγαλύτερα προγράμματα ενεργειακού ανεφοδιασμού της Ευρώπης. Κάτω από το ίδιο πρίσμα, η έρευνα υδρογονανθράκων στη Δυτική και Νότια Ελλάδα, σε συνδυασμό με την κατασκευή του υποθαλάσσιου αγωγού East Med, ενός άλλου μεγάλου προγράμματος ενεργειακού ανεφοδιασμού της Ευρώπης, μπορεί να συνεισφέρει, επίσης, σημαντικά οφέλη, αναβαθμίζοντας κατά πολύ την γεωστратηγική σημασία της Ελλάδας.

Οι ομοιότητες πολλών γεωλογικών σχηματισμών του νοτίου Ιονίου Πελάγους και ιδιαίτερα των θαλάσσιων περιοχών της Νοτιοδυτικής και Δυτικής Κρήτης με το κοίτασμα Zor της Αιγύπτου, τα κοιτάσματα της Καλυψούς και των γεωλογικών δομών του Ονησιφόρου της Κύπρου ή με το κοίτασμα της Αφροδίτης στην Κύπρο ή του Λεβιάθαν στο Ισραήλ καθιστούν την Ελλάδα σημαντικό πόλο έλξης για την έρευνα υδρογονανθράκων. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι έρευνες στα Ελληνικά ύδατα σε μεγάλα βάθη, παρόμοια και μεγαλύτερα από αυτά της νοτιοανατολικής Μεσογείου ή της Μαύρης Θάλασσας, μπορεί να αναδείξουν την Ελλάδα στην αιχμή της τεχνολογίας σε θέματα γεώτρησης, ασφάλειας και παραγωγής.

Αξιοσημείωτο είναι ότι οι επενδύσεις αυτές γίνονται 100% από τον ιδιωτικό τομέα, δηλ. τις κοινοπραξίες εταιρειών, χωρίς καμία κρατική επιχορήγηση, όπως συνηθίζεται για άλλους τομείς ενεργειακών πηγών.

Από γεωπολιτικής πλευράς, η διαπραγματευτική ικανότητα της χώρας περνάει από την πιθανή ύπαρξη μεγάλων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων, προσθέτοντας επιπλέον επιχειρήματα στο τραπέζι της εκάστοτε εθνικής διαπραγμάτευσης με άμεσο θετικό οικονομικό αντίκτυπο. Τα οφέλη από μια μείωση της ενεργειακής εξάρτησης συνολικά είναι πολλαπλά, αφού η όλη διαδικασία προϋποθέτει αύξηση των ιδιωτικών επενδύσεων και δημιουργία πολλών νέων θέσεων απασχόλησης, ενώ νομοτελειακά οδηγεί σε μείωση του ιδιαίτερα υψηλού σήμερα ενεργειακού κόστους.

Σήμερα, η χρονική συγκυρία για την επιτυχή εξερεύνηση των υδρογονανθράκων στην Ελλάδα είναι ιδανική και μπορεί να συμβάλει στην ανάπτυξη της ελληνικής οικονομίας, παρά την σημαντική μείωση των τιμών του πετρελαίου, που αποτελεί ένα καθαρά συγκυριακό φαινόμενο λόγω της εξάπλωσης της πανδημίας του κορωνοϊού. Οι δραστηριότητες έρευνας και εκμετάλλευσης απαιτούν μακροπρόθεσμες επενδύσεις (25 έως 30 έτη) και η Ελλάδα θα χρειαστεί ένα εξειδικευμένο εργατικό δυναμικό επιπέδου των διεθνών εταιρειών για τις εργασίες έρευνας και εκμετάλλευσης πετρελαίου και φυσικού αερίου. Η δε ανάπτυξη του τομέα θα αναδείξει νέες επιχειρηματικές ευκαιρίες για την αναζωογόνηση της ελληνικής βιομηχανίας.

4.1.5. Τελευταίες Εξελίξεις στην Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα, η πλέον σημαντική εξέλιξη την χρονιά που μας πέρασε στον κλάδο των υδρογονανθράκων ήταν η υπογραφή συμβάσεων για τέσσερις μεγάλες παραχωρήσεις ερευνητικών περιοχών σε ισάριθμες κοινοπραξίες ελληνικών και ξένων εταιρειών για την περιοχή νότια και νοτιοδυτικά της Κρήτης και το Ιόνιο στις αρχές του Ιουλίου του 2019. Οι τέσσερις περιοχές παραχώρησης στον ελληνικό χώρο το 2019 συνοψίζονται στον Πίνακα 6, ενώ όλες οι σχετικές συμβάσεις κυρώθηκαν από τη Βουλή στις 10 Οκτωβρίου του 2019.

- 1. Για τη θαλάσσια περιοχή «**Ιόνιο**» στη Δυτική Ελλάδα, η σύμβαση υπεγράφη στις 9 Απριλίου του 2019 μεταξύ του Ελληνικού Δημοσίου και της κοινοπραξίας Repsol-ΕΛΠΕ. Την ίδια ημέρα υπεγράφη και η σύμβαση για την «Περιοχή 10 Ιόνιο Πέλαγος» (στον κόλπο της Κυπαρισσίας), μεταξύ του Ελληνικού Δημοσίου και των ΕΛΠΕ.
- 2. Για τις θαλάσσιες περιοχές «**Νοτιοδυτικά και Δυτικά της Κρήτης**» για την παραχώρηση δικαιώματος έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων, οι σχετικές συμβάσεις υπεγράφησαν στις 27 Ιουνίου του 2019. Νωρίτερα, στις αρχές Ιουλίου του 2018, είχε ανακοινωθεί ότι η κοινοπραξία Total-ExxonMobil-ΕΛΠΕ είχε επίσημα ορισθεί ως επιλεγείς αιτών από το ΥΠΕΝ, κατόπιν διεθνούς διαγωνισμού.

Πίνακας 6: Παραχωρήσεις και Αντισυμβαλλόμενες Εταιρείες στην Ελλάδα, 2019				
Ημερομηνία δημοσίευσης στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (Ημερομηνία έναρξης ισχύος σύμβασης)	Τεμάχιο	Τοποθεσία	Στάδιο	Μισθωτές, εντολοδόχος και ποσοστά συμμετοχής
10/10/2019	Νοτιοδυτικά της Κρήτης	Θαλάσσια	Έρευνα	Total (40%, Εντολοδόχος), ExxonMobil (40%), ΕΛΠΕ (20%)
10/10/2019	Δυτικά Κρήτης	Θαλάσσια	Έρευνα	Total (40%, Εντολοδόχος), ExxonMobil (40%), ΕΛΠΕ (20%)
10/10/2019	Ιόνιο	Θαλάσσια	Έρευνα	ΕΛΠΕ (50%, Εντολοδόχος), Repsol (50%)
10/10/2019	Περιοχή 10	Θαλάσσια	Έρευνα	ΕΛΠΕ (100%)

Πηγή: ΕΔΕΥ

Ωστόσο, οι αναγκαίες σεισμικές έρευνες στα ανωτέρω θαλάσσια τεμάχια στα Νοτιοδυτικά και Δυτικά της Κρήτης αναμένεται να καθυστερήσουν λόγω της εξάπλωσης της πανδημίας του κορωνοϊού και της δραματικής πτώσης των τιμών του πετρελαίου. Η ακριβής ημερομηνία θα καθοριστεί, μεταξύ άλλων, ανάλογα με τη διαθεσιμότητα των ειδικών σειсмоγραφικών πλοίων αλλά και από τις καιρικές συνθήκες. Υπενθυμίζεται ότι οι αρχικές σεισμικές καταγραφές για την περιοχή της Κρήτης εμφανίζονται ενθαρρυντικές, ιδιαίτερα για την περίφημη τομή «Τάλως», η οποία παρουσιάζει ανάλογη γεωλογική δομή με το περίφημο κούτασμα Ζορ στα ανοιχτά της Αιγύπτου.

Επίσης, σημαντική ήταν η ανακοίνωση απόκτησης του μεριδίου ύψους 50% που κατείχε η γαλλική Total στη θαλάσσια Περιοχή 2 στο Ιόνιο πέλαγος από την Energean τον περασμένο Φεβρουάριο. Δεδομένου ότι η Energean είναι σε διαδικασία εξαγοράς και της εταιρείας Edison E&P, που κατέχει το 25% των δικαιωμάτων έρευνας και εκμετάλλευσης της Περιοχής 2, με την ολοκλήρωση και αυτής της εξαγοράς θα κατέχει το 75% της Περιοχής, ενώ το υπόλοιπο 25% ελέγχεται από τα ΕΛΠΕ. Η Energean επισημαίνει ότι από τις έως τώρα έρευνες στην εν λόγω περιοχή προκύπτει ότι το «μπλοκ 2» περιλαμβάνει τμήμα ενός ευρύτερου πιθανού στόχου που εκτείνεται κατά ποσοστό 60% στην ελληνική επικράτεια και 40% στην Ιταλία, σε θαλάσσια περιοχή όπου δραστηριοποιείται η Edison. Συνεπώς, και αυτό το μερίδιο της Edison θα περάσει υπό τον έλεγχο της Energean.

Χάρτης 1: Περιοχές Παραχωρήσεων στην Ελλάδα, Δεκέμβριος 2019

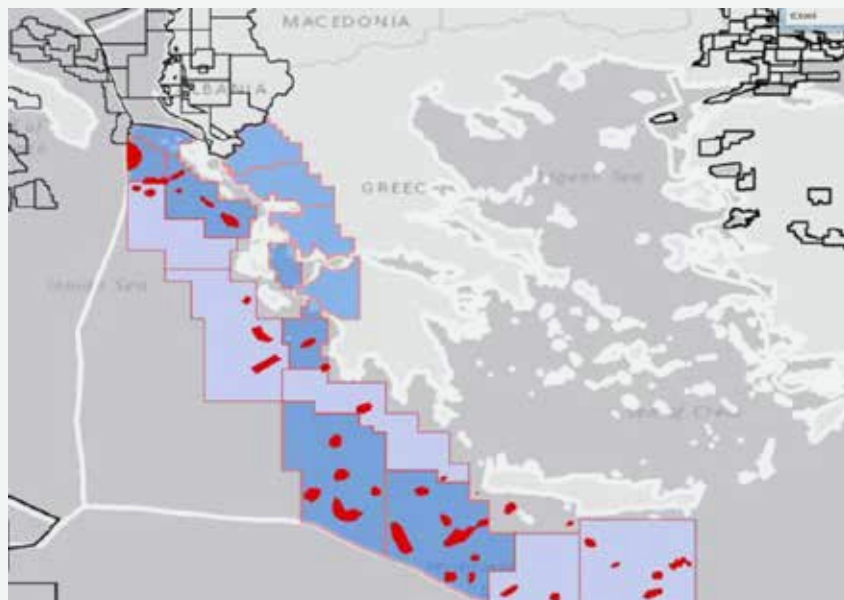


Επίσης, ιδιαίτερα σημαντική κρίνεται η απόφαση που έλαβε στις 23 Δεκεμβρίου του 2019 η ΕΔΕΥ, η οποία συναίνεσε στο αίτημα που υπέβαλαν τα ΕΛΠΕ για 18μηνη παράταση, ήτοι μέχρι τις 2 Οκτωβρίου του 2021 για την ολοκλήρωση των εργασιών της δεύτερης φάσης του βασικού σταδίου ερευνών στην παραχώρηση «Πατραϊκός Κόλπος». Πιο συγκεκριμένα, το κοινοπρακτικό σχήμα ζήτησε περισσότερο χρόνο, έχοντας ήδη λάβει άλλη μία παράταση μέχρι τις 2 Απριλίου του 2018 για την πρώτη φάση της έρευνας, επικαλούμενη την ανάγκη να ολοκληρώσει τις προβλεπόμενες εργασίες της δεύτερης φάσης και ιδίως να πραγματοποιήσει ερευνητική γεώτρηση.

Η ΕΔΕΥ ενέκρινε το αίτημα και σύμφωνα με πληροφορίες, η αναγγελθείσα από τα ΕΛΠΕ πρώτη γεώτρηση για το 2020 αναμένεται να καθυστερήσει περαιτέρω λόγω έλλειψης υποδομών και περιβαλλοντικών αδειοδοτήσεων των γειτονικών λιμανιών, αλλά και λόγω των επιπτώσεων της πανδημίας του κορωνοϊού. Ειδικότερα, η κοινοπραξία αναζητούσε κατάλληλες λιμενικές εγκαταστάσεις προκειμένου να υποδεχτεί το γεωτρύπανο και να αποθηκεύσει τον αναγκαίο εξοπλισμό, χωρίς, όμως, τα γειτονικά της Πάτρας και του Αστακού να διαθέτουν τις αναγκαίες προδιαγραφές.

Σύμφωνα με την ΕΔΕΥ, οι εγχώριες ερευνητικές δραστηριότητες για υδρογονάνθρακες δεν περιορίζονται μόνο στις ανωτέρω περιοχές που έχουν ήδη παραχωρηθεί, αλλά εκτείνονται και στα θαλάσσια τεμάχια που είναι διαθέσιμα προς παραχώρηση. Τα γεωλογικά στοιχεία των τεμαχίων αυτών στο κεντρικό Ιόνιο και νότια της Κρήτης παρουσιάστηκαν για πρώτη φορά στις αρχές του 2019 στο Λονδίνο και αργότερα σε διάφορα διεθνή τεχνικά και οικονομικά συνέδρια, προσελκύοντας το ενδιαφέρον διεθνών πετρελαϊκών εταιρειών.

Χάρτης 2: Στόχοι Κοιτασμάτων Υδρογονανθράκων σε Ιόνιο και Κρήτη, 2019



Πηγή: ΕΔΕΥ

Σε σχέση με την περιοχή δυτικά και νοτιοδυτικά της Κρήτης, από την ΕΔΕΥ τονίζεται ότι οι πιθανοί στόχοι βρίσκονται σε πετρώματα θαμμένα βαθιά κάτω από τον βυθό της θάλασσας, ενώ τα θαλάσσια βάθη ξεπερνούν κατά πολύ τα 1,500 μέτρα. Ο μέσος όρος βάθους νερού σε αυτές τις περιοχές ξεπερνά τα 2,500 μέτρα και σε πολλές περιπτώσεις είναι γύρω στα 3,500 μέτρα. Η τεχνολογία για γεωτρήσεις σε τόσο μεγάλα θαλάσσια βάθη προβλέπεται να είναι διαθέσιμη σε χρονικό ορίζοντα τριετίας, οπότε και θα ληφθούν οι αποφάσεις από τις εταιρείες για την πραγματοποίηση ή μη ερευνητικών γεωτρήσεων.

Αξίζει να διευκρινιστεί ότι οι περιοχές που παρουσιάζουν ενδιαφέρον δεν σημαίνει απαραίτητα ότι «κρύβουν» ποσότητες υδρογονανθράκων, κάτι που μπορεί να διαπιστωθεί μόνο με την πραγματοποίηση γεωτρήσεων. Ενθαρρυντικό είναι, ωστόσο, το γεγονός ότι σε γειτονικές χώρες με παρόμοια γεωμορφολογία έχουν γίνει ανακαλύψεις και υπάρχει παραγωγή υδρογονανθράκων.

Το μέγεθος των κοιτασμάτων υδρογονανθράκων στην Δυτική Ελλάδα και νότια της Κρήτης, βάσει των στόχων που έχουν εντοπισθεί από την ΕΔΕΥ, όπως διακρίνονται στον Χάρτη 2, δεν είναι αμελητέο σε σύγκριση με τις ανακαλύψεις σε άλλες περιοχές της Ανατολικής Μεσογείου. Αν μάλιστα συνυπολογισθούν και τα ήδη εντοπισθέντα από την δεκαετία του 1979 κοιτάσματα ανατολικά της Θάσου (East Thasos, Babouras, Stavros), τότε το υδρογονανθρακικό δυναμικό της χώρας γίνεται συγκρίσιμο με αυτό του Ισραήλ που σήμερα παράγει περί τα 11.0 δισ. κυβ. μέτρα αερίου τον χρόνο,

καλύπτοντας το μεγαλύτερο μέρος των αναγκών του στη βιομηχανία και στον ηλεκτρισμό, ενώ εξάγει και στις γύρω χώρες.

Σύμφωνα με ανακοινώσεις της ΕΔΕΥ (Ιούνιος 2019), οι τρεις περιοχές που παραχωρήθηκαν στο Ιόνιο είναι εξαιρετικού ενδιαφέροντος, με γεωλογία ανάλογη των κοιτασμάτων στην Αδριατική Θάλασσα, όπως η περιοχή δυτικά της Κέρκυρας (Block 2, Total, Edison και ΕΛΠΕ), νότια της Κέρκυρας (Block Ionio, Repsol και ΕΛΠΕ) και Κυπαρισσιακού κόλπου (Block 10, ΕΛΠΕ). Οι εργασίες, από σχετικές ανακοινώσεις, φαίνεται ότι βρίσκονται στο αρχικό στάδιο μελετών και εκτιμάται ότι οι υποχρεωτικές συμβατικές δισδιάστατες σεισμικές διασκοπήσεις θα αρχίσουν με καθυστέρηση μερικών μηνών. Το ίδιο ισχύει και για τις δύο πολύ μεγάλες περιοχές δυτικά και νοτιοδυτικά της Κρήτης (Total 40%, ExxonMobil 40%, ΕΛΠΕ 20%), στις οποίες αν τελικά αποδειχθούν οι υπάρχουσες γεωλογικές θεωρίες, δεν αποκλείεται να αλλάξει εντυπωσιακά το ενεργειακό σκηνικό της ευρύτερης περιοχής.

Εκτιμήσεις ανεξάρτητων γεωλόγων πετρελαίου, βασισμένες σε πολυετείς έρευνες, συγκλίνουν στο συμπέρασμα ότι η Ελλάδα διαθέτει πολύ αξιόλογες σε μέγεθος εκμεταλλεύσιμες ποσότητες υδρογονανθράκων της τάξης των 2.5 με 3.0 τρισ. κυβ. μέτρων αερίου ή 14.5 με 17.6 δισ. βαρέλια πετρελαίου (με το σύνολο σχεδόν να αποτελείται από prospective and contingent resources), που βρίσκονται παγιδευμένες σε υποθαλάσσια κοιτάσματα κυρίως στη Δυτική Ελλάδα και νότια και νοτιοδυτικά της Κρήτης και νότια της Πελοποννήσου.

Οι Διαθέσιμες Περιοχές Νότια της Κρήτης και του Κεντρικού Ιονίου

Η διενέργεια νέων σεισμικών ερευνών είναι σύνθετη διαδικασία και δεν αποδίδει άμεσα αποτελέσματα. Η παλαιότερη εμπειρία διδάσκει ότι η πρόσκτηση σεισμικών δεδομένων του 2012-2013 οδήγησε σε διεθνή διαγωνισμό το 2014, αλλά δεν απέδωσε παρά μόνο από τα μέσα του 2017, δηλ. 5 χρόνια μετά, αφού τότε άρχισαν να υπογράφονται οι πρώτες συμβάσεις.

Στο τέλος του 2019, ολοκληρώθηκε, επίσης, από την τεχνική ομάδα της ΕΔΕΥ η επεξεργασία των σεισμικών δεδομένων για την απεικόνιση ακριβούς βάθους των γεωμετρικών δομών στις θαλάσσιες περιοχές του κεντρικού Ιονίου και νότια της Κρήτης. Με τις συγκεκριμένες μελέτες ολοκληρώνονται οι εργασίες, οι οποίες καλύπτουν πλέον όλη την υπεράκτια επικράτεια της δυτικής Ελλάδας και νότια της Κρήτης. Για το κεντρικό Ιόνιο έχουν συμπεριληφθεί προϋπάρχουσες γεωτρήσεις και σεισμικές γραμμές συνολικού μήκους 2,800 χλμ. Όσον αφορά στην Κρήτη, αξίζει να σημειωθεί ότι για πρώτη φορά γίνεται εμπεριστατωμένη μελέτη στην ανεξερεύνητη περιοχή νοτίως της Κρήτης με τα πιο σύγχρονα γεωφυσικά δεδομένα. Έχουν αναγνωριστεί νέες δομές, οι οποίες ομοιάζουν με τα δύο γνωστά γεωλογικά μοντέλα της Ανατολικής Μεσογείου, δηλ. τύπου Λεβιάθαν και τύπου Zor.

Η εν λόγω μελέτη περιλαμβάνει επικαιροποιημένο χάρτη των λασποηφαιστείων με ερμηνεία, η οποία προσφέρει πληροφορίες για την ηλικία των πετρωμάτων που είναι βαθιά θαμμένα στο υπέδαφος, τη θερμική ωριμότητα και το περιεχόμενο οργανικής ύλης. Στη μελέτη έχουν συμπεριληφθεί σεισμικές γραμμές συνολικού μήκους 2,500 χλμ. Στο πλαίσιο αυτό, εξειδικευμένοι επιστήμονες της ΕΔΕΥ στους τομείς της γεωφυσικής και της γεωλογίας εργάστηκαν σε περιβάλλοντα, τα οποία διαθέτουν κοινά χαρακτηριστικά με εκείνα της Ανατολικής Μεσογείου, όπου τα τελευταία χρόνια έχουν γίνει μεγάλες ανακαλύψεις κοιτασμάτων φυσικού αερίου.

Επιπλέον, οι ολοκληρωθείσες Στρατηγικές Μελέτες Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΣΜΠΕ) του Ιονίου¹⁰ και της Κρήτης¹¹ επιταχύνουν τις μελλοντικές διαδικασίες και παραχωρήσεις.

Με τον τρόπο αυτό, έχουν τεθεί οι απαραίτητες συνθήκες για την περαιτέρω προώθηση των περιοχών ενδιαφέροντος, οι οποίες δεν είχαν ακόμη διατεθεί και καλύπτουν, όπως προαναφέρθηκε, τις περιοχές του Ιονίου και της Κρήτης. Ειδικά για την θαλάσσια περιοχή νότια της Κρήτης, το ΥΠΕΝ εξέδωσε απόφαση τον περασμένο Ιούλιο, με την οποία ενέκρινε περιβαλλοντικά το πρόγραμμα έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στην εν λόγω περιοχή, βάσει της ΣΜΠΕ¹².

Το 2019, υπήρξαν καθυστερήσεις και στις τρεις παλαιότερες παραχωρήσεις για λόγους που σχετίζονται είτε με την αμφισβήτηση κυριότητας δασικών εκτάσεων που απαιτούν αδειοδότηση από τις αρμόδιες αρχές (Κατάκολο) είτε με την δυσκολία επιλογής λιμένων που προσφέρουν τις απαραίτητες υποβοηθητικές εγκαταστάσεις σχετιζόμενες με τις εργασίες γεωτρήσεων (Πατραϊκός) είτε με τις δυσκολίες ολοκλήρωσης γεωφυσικών ερευνών στη Ήπειρο λόγω αντιδράσεων από μη κρατικούς περιβαλλοντικούς οργανισμούς. Οι συμβάσεις περιέχουν σαφή χρονοδιαγράμματα υλοποίησης και προβλέπεται η δυνατότητα αναπροσαρμογής όταν υφίστανται αντικειμενικοί παράγοντες καθυστέρησης. Υπό αυτές τις συνθήκες, η ΕΔΕΥ επέλεξε την παροχή παρατάσεων 18 μηνών για τον θαλάσσιο μπλοκ του Πατραϊκού και 12 μηνών για το χερσαίο μπλοκ των Ιωαννίνων.

¹⁰ https://www.greekhydrocarbons.gr/pdfs/BlockDocuments/%CE%A3%CE%9C%CE%A0%CE%95_%CE%99%CE%9F%CE%9D%CE%99%CE%9F%CE%A5.pdf

¹¹ https://www.greekhydrocarbons.gr/pdfs/SEA/01_SEA_06_2018.pdf

¹² <https://www.newmoney.gr/roh/palmos-oikonomias/business-stories/anigi-to-pedio-gia-nees-erevnes-idrogonanthrakon-notia-tis-kritis/>

4.2. Φυσικό Αέριο

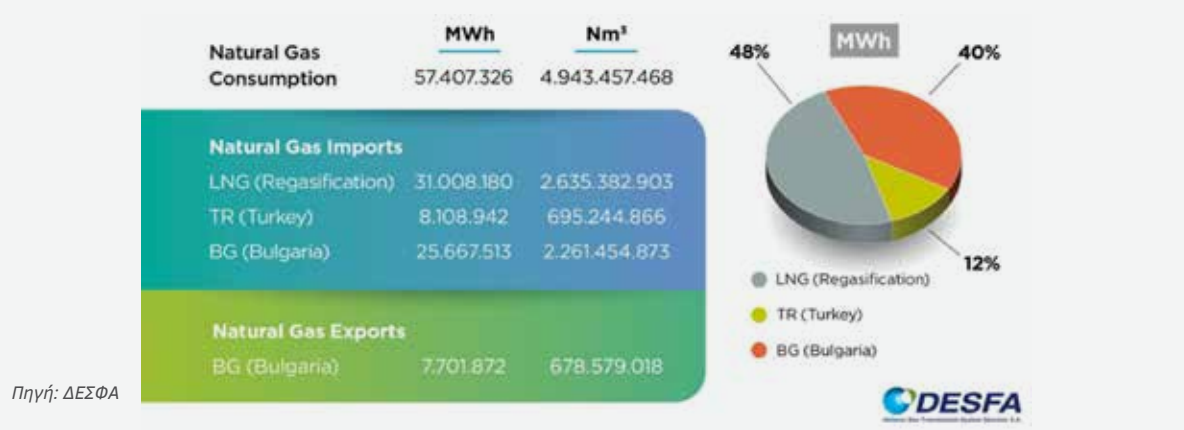
4.2.1. Η Αγορά Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα

Μία σύντομη ιστορική αναδρομή για την Ελληνική αγορά φυσικού αερίου από το 1987 μέχρι σήμερα περιλαμβάνεται στην μελέτη του ΙΕΝΕ «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας».

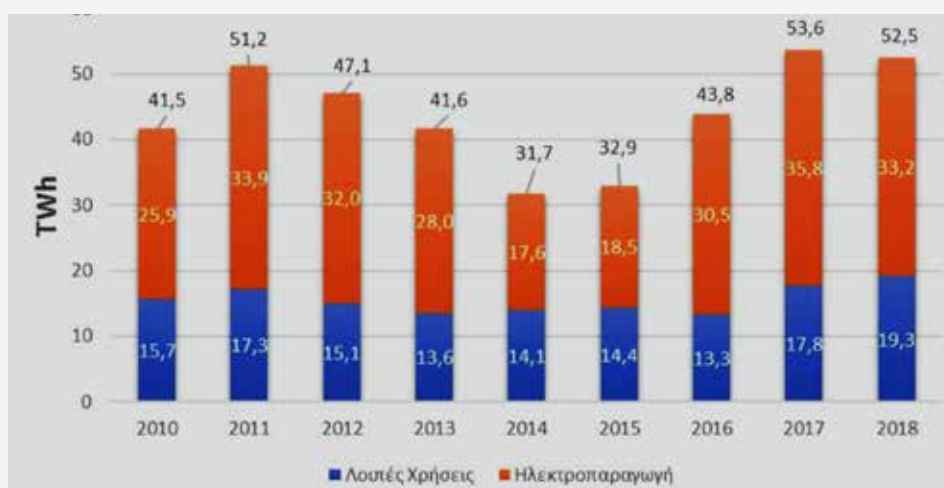
Το 2019, η Ελληνική αγορά φυσικού αερίου φαίνεται να έχει ανακάμψει μετά την παρατεταμένη περίοδο οικονομικής κρίσης. Παράλληλα, συνεχίστηκαν οι δράσεις που προβλέπονται στα πλαίσια του Οδικού Χάρτη Αγοράς Φυσικού Αερίου 2017-2022¹³ και ειδικότερα αυτές που αποσκοπούν στην μετάβαση σε μια πλήρως απελευθερωμένη αγορά (πχ. μεταρρυθμίσεις της λιανικής και χονδρικής αγοράς, καθώς και ο εταιρικός μετασχηματισμός των εταιρειών προμήθειας).

Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΣΦΑ¹⁴, η συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα το 2019 ανήλθε σε 57.4 TWh ή 4.9 δισ. κυβικά μέτρα, παρουσιάζοντας μία αύξηση 10%, σε σύγκριση με την αντίστοιχη κατανάλωση του 2018 και μία άνοδο 79%, σε σχέση με το 2014. Συνεπώς, το 2019 σημειώθηκε η υψηλότερη κατανάλωση φυσικού αερίου από την πρώτη εισαγωγή του καυσίμου στην χώρα. Αξίζει να σημειωθεί ότι το 2019 πραγματοποιήθηκαν εξαγωγές ποσοτήτων φυσικού αερίου προς την Βουλγαρία ύψους 7.7 TWh.

Διάγραμμα 12: Στοιχεία Κατανάλωσης, Εισαγωγών και Εξαγωγών Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2019



Διάγραμμα 13: Εξέλιξη Κατανάλωσης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2010-2018

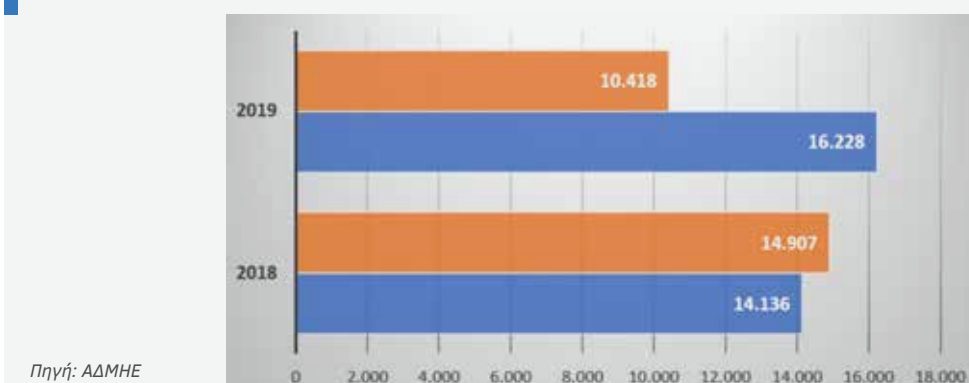


¹³ ΦΕΚ Β' 59/18.01.2018

¹⁴ https://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/DERV/TT/Leit_Stoix_ESFA_2019.pdf

Το μεγαλύτερο ποσοστό φυσικού αερίου το 2019, όπως και όλα τα προηγούμενα έτη, καταναλώθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες της ΔΕΗ και των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών. Μάλιστα, ο ρόλος του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή ενισχύθηκε σημαντικά το 2019, σε σχέση με το 2018. Σύμφωνα με το Διάγραμμα 14, η παραγωγή των μονάδων με καύσιμο φυσικό αέριο αυξήθηκε το 2019 κατά 15%, σε σχέση με το 2018, ενώ αντίθετα η παραγωγή των μονάδων με καύσιμο λιγνίτη μειώθηκε το 2019 κατά 30%, σε σχέση με το 2018.

Διάγραμμα 14: Ετήσια Παραγωγή (GWh) Θερμικών Σταθμών στην Ελλάδα, 2018-2019



Δυστυχώς, η διείσδυση φυσικού αερίου στην Ελλάδα παραμένει το 2018 σε εξαιρετικά χαμηλά επίπεδα (8%), σε σχέση με το μέσο όρο διείσδυσης σε άλλες Ευρωπαϊκές χώρες που φθάνει το 55%¹⁵, με συνέπεια η ηλεκτροπαραγωγή να συνεχίζει να αποτελεί βαρόμετρο για την συνολική ζήτηση φυσικού αερίου στην Ελλάδα.

Σύμφωνα με την Μελέτη Ανάπτυξης 2020-2029¹⁶ που έχει συντάξει ο ΔΕΣΦΑ, η ζήτηση φυσικού αερίου, βάσει του βασικού σεναρίου, αναμένεται να κυμανθεί από 4.965 bcm φυσικού αερίου το 2020 σε 5.821 bcm φυσικού αερίου το 2029. Η ζήτηση για ηλεκτροπαραγωγή το 2020 αναμένεται να υπερβεί, σύμφωνα με το βασικό σενάριο, το 60% της συνολικής ζήτησης, ενώ εκτιμήσεις ανά έτος περιλαμβάνονται στον Πίνακα 7. Αξίζει να σημειωθεί ότι το IENE, βάσει στοιχείων που έχει επεξεργασθεί και δεδομένης της απολιγνιτοποίησης, καθώς και της επέκτασης των δικτύων φυσικού αερίου στα αστικά κέντρα και στην περιφέρεια, εκτιμά ότι μέχρι το 2030 η εγχώρια ζήτηση φυσικού αερίου θα έχει ξεπεράσει τα 8.0 bcm και ενδεχομένως να φτάσει μέχρι τα 10.0 bcm.

Πίνακας 7: Εκτίμηση Ζήτησης Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2020-2029

	Βασικό σενάριο - Εκτίμηση ζήτησης [Nm3]					Σύνολο
	ηλεκτροπαραγωγή	Other Consumers			σημεία εξόδου διασύνδεσης	
		Καταναλωτές συνδεδεμένοι στο δίκτυο υ.π.	Δίκτυα Διανομής	ποσότητες CNG		
2020	3.044	785	985	0	150	4.965
2021	3.272	783	1.018	0	200	5.273
2022	3.102	784	1.058	5	200	5.148
2023	3.266	788	1.095	9	550	5.708
2024	3.153	790	1.126	12	600	5.681
2025	3.002	786	1.148	14	620	5.570
2026	3.066	788	1.172	16	650	5.692
2027	3.062	787	1.194	18	650	5.712
2028	3.055	790	1.220	21	650	5.736
2029	3.124	789	1.235	23	650	5.821

Πηγή: ΔΕΣΦΑ

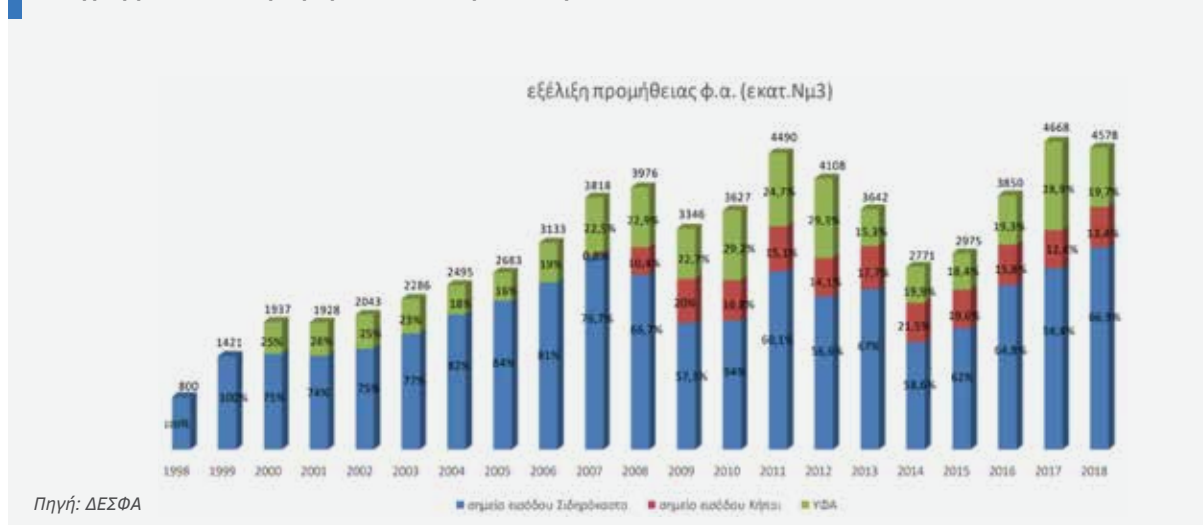
¹⁵ Sedigás informe "año gasista 2016 y Perspectivas 2017"; BP Statistical Review of world energy 2017

¹⁶ <https://www.desfa.gr/national-natural-gas-system/development-of-the-nngs/development-study>

4.2.2. Πηγές Τροφοδοσίας Φυσικού Αερίου το 2019

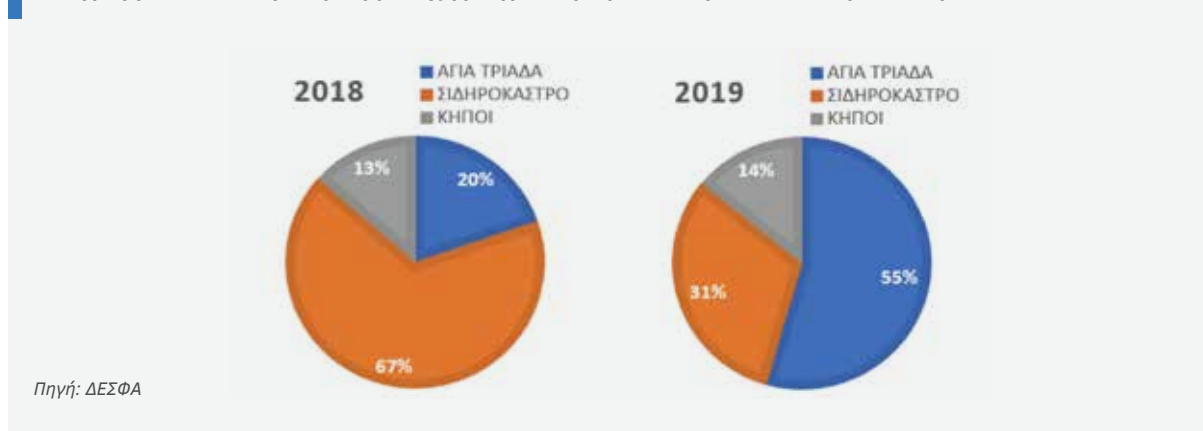
Το 2019 αποτελεί σημείο αναφοράς για τα ποσοστά συμμετοχής αερίου αγωγών και υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) που εισήχθη στο Ελληνικό σύστημα. Στο Διάγραμμα 15 απεικονίζονται τα ποσοστά συμμετοχής αερίου αγωγών και ΥΦΑ όπως διαμορφώθηκαν την περίοδο από 1998 έως και το 2018.

Διάγραμμα 15: Εισαγωγές Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 1998-2018



Τα ποσοστά συμμετοχής μεταβλήθηκαν ριζικά το 2019, σε σύγκριση με το 2018. Συγκεκριμένα, η συμμετοχή του LNG ανήλθε το 2019 σε ποσοστό 55% έναντι 45% της συμμετοχής αερίου αγωγών, όταν η μέγιστη συμμετοχή του LNG είχε φθάσει το 29% το 2010 και το 2012. Η συμμετοχή του LNG το 2018 ανήλθε σε 20%. Είναι η πρώτη φορά που το LNG ξεπερνά σε ποσότητες το αέριο που διακινείται μέσω αγωγών.

Διάγραμμα 16: Μεταβολή Συμμετοχής Πηγών Τροφοδοσίας Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2018-2019

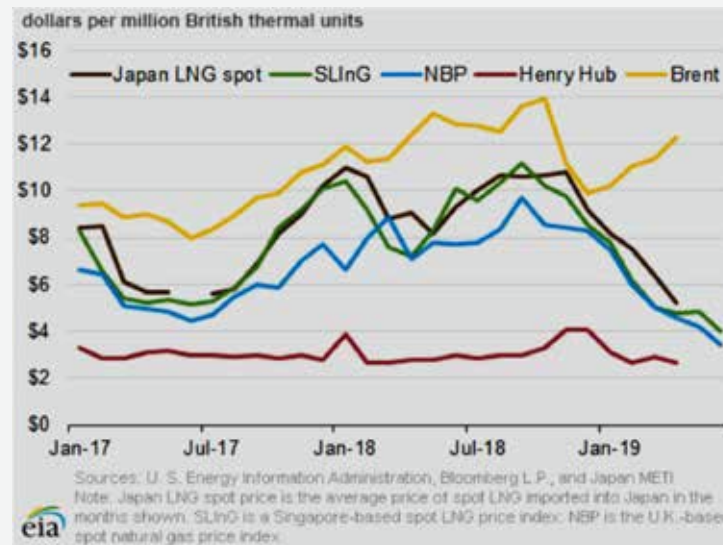


Οι βασικοί λόγοι που οδήγησαν στην κατακόρυφη αύξηση της συμμετοχής LNG στο μίγμα του 2019 είναι οι ακόλουθοι:

- πλήρης εμπορική λειτουργία του τερματικού σταθμού LNG στην Ρεβυθούσα μετά και την 2η φάση αναβάθμισης του Δεκεμβρίου 2018
- σημαντική μείωση διεθνών τιμών στην αγορά spot LNG¹⁷ σε σχέση με το 2018, όπως αποτυπώνεται στο Διάγραμμα 17:

¹⁷ https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2019/06_06/#tabs-prices-1

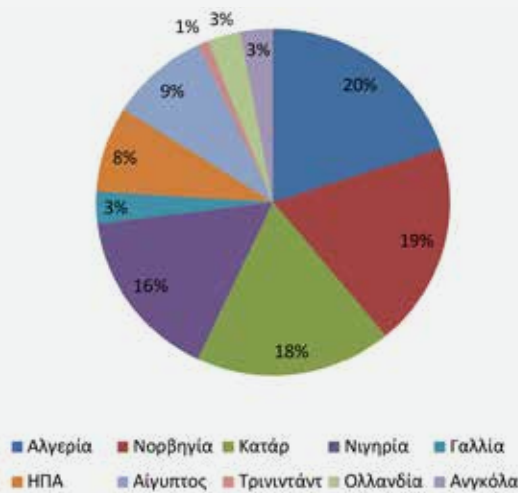
Διάγραμμα 17: Εξέλιξη Τιμών Αργού, Φυσικού Αερίου και LNG, Ιανουάριος 2017-Ιούνιος 2019



Πηγή: EIA

Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΣΦΑ¹⁸, πλέον του παραδοσιακού προμηθευτή LNG της χώρας που είναι η Αλγερία, το 2019 εκφορτώθηκαν φορτία LNG από Νορβηγία, Κατάρ, Νιγηρία, Αίγυπτο, ΗΠΑ, Ολλανδία, Γαλλία, Τρινιντάντ και Ανγκόλα, όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 18.

Διάγραμμα 18: Εισαγωγές LNG στην Ελλάδα Ανά Χώρα Προέλευσης, 2019



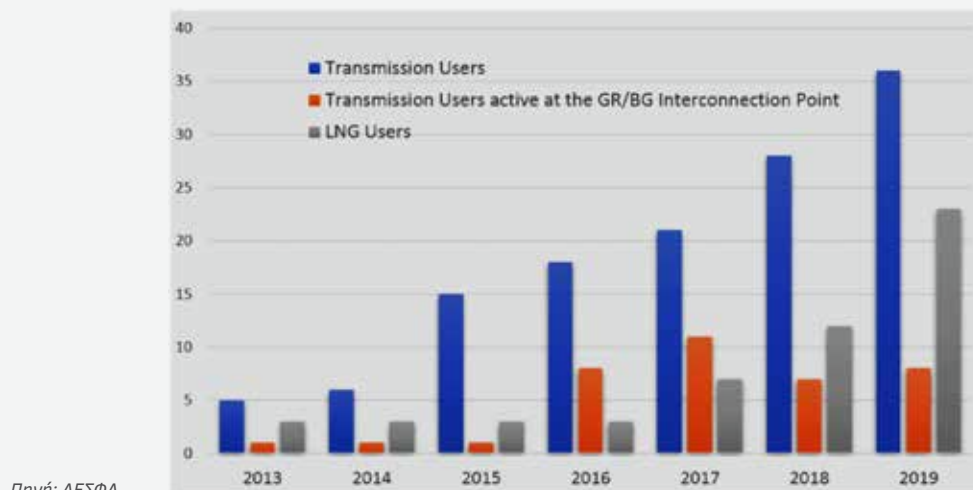
Πηγή: ΔΕΣΦΑ

¹⁸ ΔΕΣΦΑ (2020), "Ετήσια Λειτουργικά Στοιχεία ΕΣΦΑ 2019", https://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/DERY/TT/Leit_Stoix_ESFA_2019.pdf

4.2.3. Χονδρική Αγορά Φυσικού Αερίου

Οι συναλλαγές στην χονδρεμπορική αγορά το 2019 βασίστηκαν σε διμερή συμβόλαια μεταξύ προμηθευτών και επιλεγόντων πελατών είτε στο Εικονικό Σημείο Συναλλαγών είτε σε φυσικό σημείο παράδοσης. Σε συνέχεια των αναθεωρήσεων του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ επετεύχθη σημαντική αύξηση της πρόσβασης τρίτων όχι μόνο στο τερματικό σταθμό LNG Ρεβυθούσας, όπως αναφέρθηκε ανωτέρω, αλλά και στο σημείο διασύνδεσης Kulata/Σιδηρόκαστρο. Στο Διάγραμμα 19 απεικονίζεται η αύξηση των Χρηστών του ΕΣΦΑ και ΥΦΑ από το 2013 έως το 2019, σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΣΦΑ:

Διάγραμμα 19: Εξέλιξη Αριθμού Χρηστών Μεταφοράς και ΥΦΑ, 2013-2019



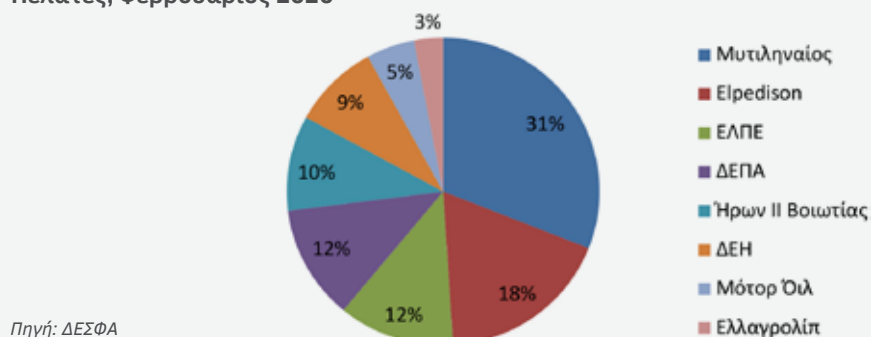
Αντίστοιχες ενέργειες έχουν πραγματοποιηθεί από την πλευρά της ΡΑΕ για την 3η είσοδο του ΕΣΦΑ, δηλ. το Σημείο Διασύνδεσης Κήποι. Έπειτα από την έναρξη δημοπρασιών στο Regional Booking Platform, στο Σημείο Διασύνδεσης δραστηριοποιήθηκαν και άλλοι Χρήστες, πέραν του δεσπόζοντος, εισάγοντας αέριο από την Τουρκία.

Το 2019 πραγματοποιήθηκαν δημοπρασίες διάθεσης ποσοτήτων φυσικού αερίου από την ΔΕΠΑ, σύμφωνα με τις διαδικασίες και τους όρους που προβλέπουν οι αποφάσεις της Επιτροπής Ανταγωνισμού και της ΡΑΕ. Το 2019, διατέθηκε μέσω ηλεκτρονικών δημοπρασιών ποσοστό 18% των πωλήσεων της ΔΕΠΑ του 2018 ή περίπου 7 εκατ. MWh.

Αξίζει τέλος να σημειωθεί ότι σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ¹⁹, το μερίδιο της ΔΕΠΑ επί των εισαγωγών φυσικού αερίου ανήλθε σε 42% το 2019, σε σχέση με 72% το 2018, ενώ το μερίδιο της ΔΕΠΑ επί των πωλήσεων φυσικού αερίου στην Χονδρική ανήλθε σε 33% το 2019, σε σχέση με 58% το 2018.

Λαμβάνοντας υπόψη τα στοιχεία που ανακοίνωσε ο ΔΕΣΦΑ²⁰, τα μερίδια αγοράς για τον Φεβρουάριο του 2020, τα οποία αφορούν Σημεία Εξόδου που τροφοδοτούν άμεσα Τελικούς Πελάτες, διαμορφώνονται σύμφωνα με το Διάγραμμα 20. Η εταιρεία Μυτιληναίος διαθέτει το μεγαλύτερο μερίδιο ύψους 31%, ενώ ακολουθούν η Elpedison με 18%, τα ΕΛΠΕ και η ΔΕΠΑ με 12% έκαστος.

Διάγραμμα 20: Μερίδια Αγοράς Φυσικού Αερίου για Σημεία Εξόδου που Τροφοδοτούν Άμεσα Τελικούς Πελάτες, Φεβρουάριος 2020



¹⁹ Καρακατσάνη, Ν. (2020), "The Greek Energy Market: Developments and Challenges", Συνέδριο Athens Energy Dialogues, 24 Ιανουαρίου 2020

²⁰ <https://www.desfa.gr/regulated-services/transmission/pliforisimetaforas-page/ng-market-data/market-shares-data>

4.2.4. Τιμές Εισαγωγής Φυσικού Αερίου

Σύμφωνα με την από 17/06/2020 ανακοίνωση της ΡΑΕ²¹, στο Διάγραμμα 21 παρουσιάζεται:

- η Μεσοσταθμική Τιμή Εισαγωγής (ΜΤΕ), ανά μήνα, για το διάστημα Απρίλιος 2017 έως Μάρτιος 2020,
- η εξέλιξη της μηνιαίας ΜΤΕ, σε σχέση με την Ημερήσια Τιμή Αερίου Εξισορρόπησης (ΗΤΑΕ) για το χρονικό διάστημα Απρίλιος 2017 – Ιούνιος 2018, την Τιμή Αναφοράς Αερίου Εξισορρόπησης (ΤΑΑΕ), την Οριακή Τιμή Αγοράς Αερίου Εξισορρόπησης (ΟΤΑΑΕ) και την Οριακή Τιμή Πώλησης Αερίου Εξισορρόπησης (ΟΤΠΑΕ) για το χρονικό διάστημα Ιούλιος 2018 έως Μάρτιος 2020.

Διάγραμμα 21: Εξέλιξη της Μεσοσταθμικής Τιμής Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, στη Χρονική Περίοδο Απρίλιος 2017- Μάρτιος 2020



Πηγή: ΡΑΕ

Η βασικότερη παρατήρηση για την εξέλιξη των τιμών εισαγωγής του 2019 είναι η σημαντική μείωση που φθάνει το 18% για την περίοδο Ιανουάριος 2019 – Δεκέμβριος 2019. Συγκεκριμένα, η ΜΤΕ διαμορφώθηκε σε 24.4 €/MWh τον Ιανουάριο του 2019 και σε 20.7 €/MWh τον Δεκέμβριο του 2019. Η μείωση οφείλεται στην αυξημένη συμμετοχή ΥΦΑ και τις σημαντικές μειώσεις τιμών στην αγορά φορτίων spot LNG.

4.2.5. Λιανική Αγορά Φυσικού Αερίου

Η κατανάλωση φυσικού αερίου της Λιανικής Αγοράς (δίκτυα διανομής φυσικού αερίου) το 2019 ανήλθε σε 11.14 TWh, παρουσιάζοντας αύξηση 9%, σε σχέση με το 2018. Στον Πίνακα 8 παρουσιάζεται η εξέλιξη της κατανάλωσης εντός των δικτύων διανομής Αττικής, Θεσσαλονίκης, Θεσσαλίας και λοιπής Ελλάδας για την περίοδο 2017-2018²² και 2019²³.

Πίνακας 8: Καταναλώσεις (TWh) Λιανικής Αγοράς Φυσικού Αερίου, 2017-2019

Δίκτυο Διανομής	2017	2018	2019
Αττικής	3.53	3.49	3.98
Θεσσαλονίκης	2.82	2.73	2.97
Θεσσαλίας	1.60	1.61	1.72
Λοιπής Ελλάδας	2.47	2.42	2.47
ΣΥΝΟΛΑ	10.42	10.25	11.14

Πηγές: ΡΑΕ, ΔΕΣΦΑ

Οι βαθμομέρες²⁴ κάθε έτους αποτελούν τον πιο καθοριστικό παράγοντα για την διαμόρφωση της ετήσιας κατανάλωσης λόγω χρήσης θέρμανσης. Σε κάθε περίπτωση, τόσο στη Αττική όσο και στην Θεσσαλία-Θεσσαλονίκη, υπεγράφησαν το 2019 άνω των 40,000 νέων Συμβάσεων Σύνδεσης, η συντριπτική πλειοψηφία των οποίων αφορά οικιακή κατανάλωση. Το 2019 συμπληρώθηκαν 2 έτη από την πλήρη απελευθέρωση της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου, σύμφωνα με τις προβλέψεις του Ν.4336/2015, όπου και καταργήθηκε το μονοπώλιο των εταιρειών παροχής φυσικού αερίου στην Αττική και στην Θεσσαλονίκη/Θεσσαλία.

Η Ζενίθ και το Φυσικό Αέριο Ελληνική Εταιρεία Ενέργειας παρέμειναν τον Σεπτέμβριο του 2019 οι βασικοί Προμηθευτές στο σύνολο της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου, σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ²⁵, εκπροσωπώντας το 69% και το 26% αντίστοιχα του συνολικού αριθμού συνδέσεων/πελατών. Οι 3 εναλλακτικοί προμηθευτές με τα μεγαλύτερα μερίδια ήταν ο Μυτιληναίος (2%), η Elpedison (1%) και η NRG Trading.

²¹ ΡΑΕ (2020), "Μεσοσταθμικές Τιμές Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα", http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/maj/170220.csp

²² Έκθεση Πεπραγμένων ΡΑΕ 2018

²³ ΔΕΣΦΑ (2019), "Ιστορικά στοιχεία Παραδόσεων/Παραλαβών ΦΑ",

²⁴ Οι βαθμομέρες μίας συγκεκριμένης ημερολογιακής ημέρας του έτους αποτελούν δείκτη επίδρασης του παράγοντα θερμοκρασία. Υπολογίζονται ως η διαφορά της μέσης θερμοκρασίας περιβάλλοντος από τους 16.8oC και λαμβάνονται υπ' όψιν στο άθροισμα των βαθμομερών του έτους μόνο όταν η προαναφερθείσα διαφορά έχει θετικό πρόσημο.

²⁵ Ιακωβίδου, Ε. (2019), "Ο Σημαντικός Ρόλος των Δικτύων στην Απελευθέρωση της Αγοράς Φυσικού Αερίου", Ημερίδα ΡΑΕ (84η ΔΕΘ)

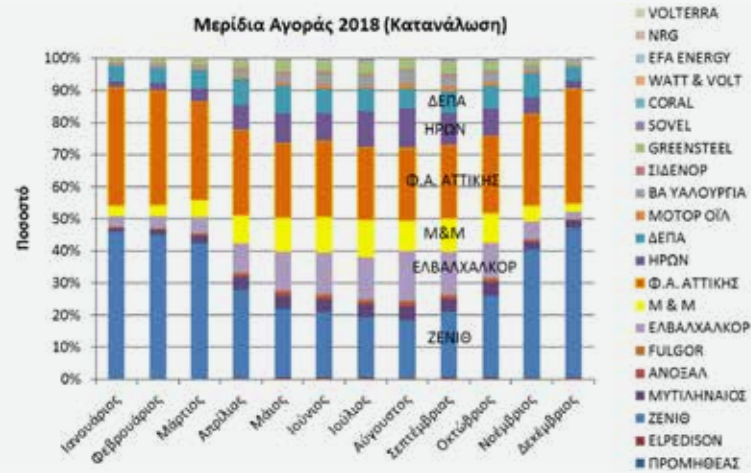
Πίνακας 9: Μερίδιο Αγοράς στην Προμήθεια Φυσικού Αερίου Βάσει Αριθμού Σημείων Παράδοσης, Σεπτέμβριος 2019

SUPPLIER	DELIVERY POINTS	MARKET SHARE
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	118.772	26%
ZENIO	312.398	69%
ΕΛΒΑΛΧΑΛΚΟΡ	10	0%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙ	2.158	0%
ELPEDISON	5.349	1%
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	8.639	2%
WATT AND VOLT	1.845	0%
ΕΦΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	1.712	0%
NRG TRADING	2.971	1%
MOTOPOL	3	0%
VOLTERRA	316	0%
ΕΛΙΝΟΙΛ	50	0%
KEN	75	0%
ΔΕΠΑ	40	0%
PETROGAZ	21	0%
ΒΑ ΥΑΛΟΥΡΓΙΑ	1	0%
ΣΙΔΕΝΟΡ	1	0%
GREENSTEEL	2	0%
SOVEL	1	0%
ΑΝΘΕΑΛ	1	0%
ΠΡΟΜΗΘΕΑΣ	296	0%
ΔΕΗ	4	0%
ΕΛΛΑΓΡΟΛΙΠ	1	0%
DELIVERY POINTS	454.661	100%

Πηγή: ΡΑΕ

Αξίζει να σημειωθεί ότι λόγω της έντονης εποχικότητας που παρουσιάζει η εγχώρια λιανική αγορά φυσικού αερίου για χρήση θέρμανσης, τα μερίδια αγοράς έως και τον Δεκέμβριο 2018, σε όρους κατανάλωσης, παρουσιάζουν την εικόνα του Διαγράμματος 22, σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ²⁶. Περίπου το 17% του όγκου κατανάλωσης της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου εξυπηρετείται από τους εναλλακτικούς προμηθευτές φυσικού αερίου.

Διάγραμμα 22: Μερίδια Λιανικής Αγοράς Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2018



Πηγή: ΡΑΕ

Εκτός από τους βιομηχανικούς πελάτες με ετήσια κατανάλωση άνω των 2.2 GWh που έχουν γίνει επιλεγόντες πολύ νωρίτερα (Αύγουστος 2015²⁷) και εμφανίζουν υψηλό βαθμό ενεργοποίησης για αλλαγή προμηθευτή, σταδιακά αυξάνει ο βαθμός ενεργοποίησης και των οικιακών/μικρών εμπορικών πελατών. Αξίζει να σημειωθεί ότι σύμφωνα με στοιχεία της ΕΔΑ Αττικής²⁸, στα μέσα του 2019 ποσοστό 45% των νέων συνδέσεων επιλέγει εναλλακτικούς προμηθευτές, σε σχέση με το βασικό προμηθευτή στην Αττική. Καθώς αναμένεται σημαντική ανάπτυξη των δικτύων διανομής φυσικού αερίου σε όλες τις περιοχές της Ελλάδας και σημαντικός αριθμός νέων συνδέσεων τα επόμενα έτη, εκτιμάται ότι τα μερίδια αγοράς των εναλλακτικών προμηθευτών θα παρουσιάσουν αύξηση.

²⁶ Έκθεση Πεπραγμένων ΡΑΕ 2018

²⁷ Η σταδιακή απελευθέρωση της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου περιλαμβάνεται στο Ν.4336/2015.

²⁸ Ναυτεμπορική (2019), "Σε εναλλακτικούς παρόχους το 45% των νέων συνδέσεων φυσικού αερίου", <https://www.naftemporiki.gr/finance/story/1480860>

Οι βασικοί λόγοι για την εξέλιξη αυτή είναι οι εξής:

- Οι πελάτες που συνδέονται για πρώτη φορά στο δίκτυο διανομής φυσικού αερίου δεν έχουν χτίσει πολυετείς σχέσεις με τους βασικούς προμηθευτές, καθιστώντας πιο εύκολη την επιλογή τους να συμβληθούν με εναλλακτικό πάροχο (κατά τον CEER, η έλλειψη εμπιστοσύνης του καταναλωτή αποτελεί έναν από τους τέσσερις βασικούς λόγους για την αδράνεια των καταναλωτών για την αλλαγή προμηθευτή²⁹).
- Οι εναλλακτικοί πάροχοι, που σημειώνουν τα μεγαλύτερα μερίδια στη λιανική αγορά φυσικού αερίου, δραστηριοποιούνται πολλά χρόνια στην προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας. Συνεπώς, διαθέτουν πελατολόγιο σε όλες τις περιοχές που τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο, ενώ επιπρόσθετα από το 2018 διατίθενται πλέον δεσμοποιημένα προϊόντα (bundled) ηλεκτρικής ενέργειας – φυσικού αερίου που αποτελούν κίνητρο για τους καταναλωτές.

Σχετικά με την τιμολογιακή πολιτική των προμηθευτών της λιανικής αγοράς φυσικού αερίου, το 2019 καταγράφηκαν τα εξής:

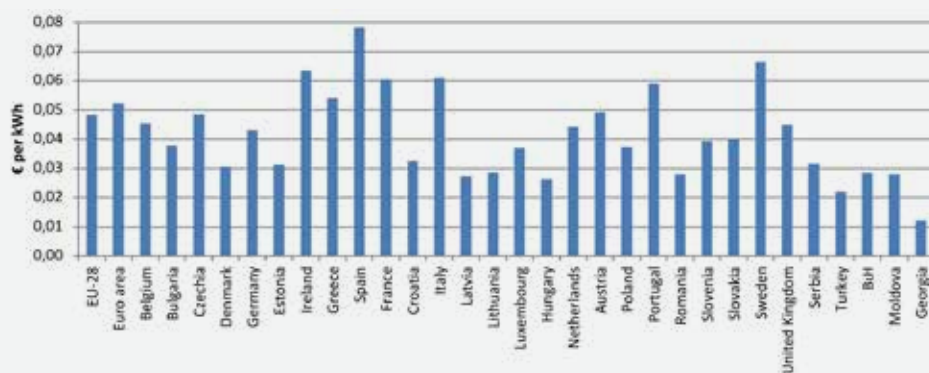
- Εντατικοποίηση ανταγωνισμού, κυρίως σε επίπεδο προσφερόμενων τιμών.
- Συνεχίστηκε (κυρίως από τους εναλλακτικούς παρόχους) ως αναφορά για την διαμόρφωση της ανταγωνιστικής χρέωσης η χρήση της Ετήσιας και Τριμηνιαίας Τιμής Εκκίνησης των Δημοπρασιών ΔΕΠΑ³⁰ (εξασφαλίζεται διαφάνεια, καθώς οι τιμές δημοσιεύονται από την ΔΕΠΑ).

- Οι βασικοί προμηθευτές συνέχισαν να χρησιμοποιούν cost plus τιμολόγια, χρησιμοποιώντας ως βάση το κόστος προμήθειας του χαρτοφυλακίου αερίου (μακροχρόνιες συμβάσεις, αέριο Δημοπρασιών ΔΕΠΑ, κτλ).
- Προσφέρθηκαν προϊόντα με σταθερή τιμή προμήθειας φυσικού αερίου.
- Προσφέρθηκαν συνδυαστικά προϊόντα φυσικού αερίου-ηλεκτρικής ενέργειας με παροχή επιπλέον εκπτώσεων.
- Προσφέρθηκε πλήθος δωρεάν πρόσθετων υπηρεσιών (Value Added Services) με την σύναψη σύμβασης προμήθειας φυσικού αερίου.
- Δόθηκαν σημαντικά κίνητρα απευθείας σε τελικούς πελάτες για σύναψη συμβάσεων προμήθειας φυσικού αερίου (μετρητά, δωροεπιταγές, κτλ), τακτική που δεν ήταν τόσο έντονη κατά το 1ο έτος της πλήρους απελευθερωμένης αγοράς το 2018.

Μία ακόμη σημαντική εξέλιξη στην λιανική αγορά φυσικού αερίου ήταν η έναρξη δραστηριοποίησης της ΔΕΗ τον Οκτώβριο του 2019³¹. Η έναρξη δραστηριοποίησης έρχεται σε συνέχεια της χορήγησης Άδειας Προμήθειας Φυσικού Αερίου από την ΡΑΕ, σύμφωνα με την υπ' αριθμ. 239/2018 Απόφασης.

Σύμφωνα με στατιστικά στοιχεία της Eurostat³², η τελική τιμή φυσικού αερίου για οικιακή κατανάλωση (προ φόρων και εισφορών) στην Ελλάδα διαμορφώθηκε στα €0.0541/kWh το Β' εξάμηνο του 2019, σε σύγκριση με τα €0.0484/kWh του μέσου όρου της ΕΕ-28.

Διάγραμμα 23: Τελικές Τιμές Φυσικού Αερίου για Οικιακή Κατανάλωση στην Ευρώπη, Β' Εξάμηνο 2019



Σημείωση: Οι ανωτέρω τιμές φυσικού αερίου είναι προ φόρων και εισφορών.
Πηγή: Eurostat

²⁹ CEER (2016), "Commercial Barriers to supplier switching in EU retails energy markets", <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/bd226e4b-5542-f12c-c21e-4d5a078c765d>

³⁰ ΔΕΠΑ (2020), "Ηλεκτρονική Δημοπρασία για την Προμήθεια Φυσικού Αερίου", <https://www.depa.gr/ilektroniki-dimoprasia-gia-tin-promithia-fysikou-aeriou/>

³¹ <https://fysikoarero.dei.gr/>

³² Eurostat (2020), "Gas prices for household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards)", https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_202&lang=en

4.2.6. Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

Μια σύντομη περιγραφή του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) περιλαμβάνεται στην μελέτη του IENE «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας». Σύμφωνα με την υπ' αριθμ. 755/2020 απόφαση της ΡΑΕ³³, εγκρίθηκε το Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2020-2029. Τα βασικότερα σημεία του Προγράμματος Ανάπτυξης προβλέπουν τα ακόλουθα:

- Έργα που υποβλήθηκαν για πρώτη φορά στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης:
 - Σταθμός Συμπίεσης για την τροφοδοσία του αγωγού TAP στη Νέα Μεσημβρία³⁴
 - Νέα Προβλήτα Small Scale LNG στον Τερματικό Σταθμό Ρεβυθούσας
 - Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός στην περιοχή της Πορείας
 - Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός στην περιοχή του Άσπρους
 - Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός στην περιοχή του Περδίκκα Εορδαίας
- Έργα διασύνδεσης ΕΣΜΦΑ με άλλα Συστήματα Φυσικού Αερίου:
 - Διασύνδεση με FSRU Αλεξανδρούπολης
 - Διασύνδεση του IGB στην περιοχή της Κομοτηνής
 - Μετρητικός και Ρυθμιστικός Σταθμός για την διασύνδεση με την Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου Νότιας Καβάλας
- Προγραμματισμένα Έργα:
 - Σταθμός Συμπίεσης στους Κήπους και Ρυθμιστικός Σταθμός στην Κομοτηνή. Το έργο έχει ως στόχο την αύξηση της μεταφορικής ικανότητας του ΕΣΦΑ, προκειμένου να γίνει εφικτή τόσο η δυνατότητα τροφοδοσίας της ελληνικής αγοράς με μεγαλύτερες ποσότητες φυσικού αερίου, όσο και η δυνατότητα διαμετακόμισης ποσοτήτων φυσικού αερίου προς την ευρωπαϊκή αγορά μέσω του ΕΣΦΑ στην περιοχή της Κομοτηνής ή των νέων επενδυτικών σχεδίων που αναπτύσσονται στην ευρύτερη περιοχή και τους αγωγούς IGB και IGI. Η λειτουργία συμπιεστή στους Κήπους δύναται να απαιτηθεί, επίσης, για να εξυπηρετήσει άλλες ανάγκες εκτός του έργου επαυξημένης δυναμικότητας, όπως αιτήματα για εισαγωγή αερίου από την Τουρκία για ποσότητες άνω της σημερινής τεχνικής δυναμικότητας των 4.3 mcm/d ή/και για τη διασφάλιση της αντίστροφης ροής προς την Τουρκία και ροής προς το Σιδηρόκαστρο σε περιπτώσεις αυξημένης ροής ή αυξημένης πίεσης παράδοσης ή για την εισαγωγή αερίου στο ΕΣΦΑ από μελλοντική υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου στην περιοχή της Καβάλας.

- Μετρητικός Σταθμός στη Νέα Μεσημβρία για την σύνδεση με TAP
- Αγωγός Υψηλής Πίεσης Κομοτηνή – Θεσπρωτία. Αφορά τμήμα του IGI
- Πιλοτικός σταθμός φόρτωσης βυτιοφόρων
- Αγωγός Νέα Μεσημβρία/Ευζώνων-Γευγελή και Μετρητικός Σταθμός

Τον Ιούλιο του 2020, τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση το Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΔΕΣΦΑ για την περίοδο 2021-2030. Τα βασικότερα σημεία είναι τα ακόλουθα:

- Αγωγός Υψηλής Πίεσης προς τη Δυτική Μακεδονία και Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός
- Αγωγός Υψηλής Πίεσης προς Πάτρα και Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός
- Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός Κορίνθου
- Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός Άργους/Ναυπλίου
- Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός Τρίπολης
- Μετρητικός/Ρυθμιστικός Σταθμός Μεγαλόπολης
- Σύνδεση Σταθμού Ηλεκτροπαραγωγής της ΤΕΡΝΑ στην Κομοτηνή
- Σύνδεση Σταθμού Ηλεκτροπαραγωγής της ELPEDISON στην Θεσσαλονίκη

Επίσης, σημειώνεται ότι το έργο «Αγωγός Υψηλής Πίεσης Κομοτηνή- Θεσπρωτία» προτείνεται από τον ΔΕΣΦΑ να απενταχθεί από το Πρόγραμμα 2021-2030.

- Δίκτυα Διανομής Φυσικού Αερίου – Διαχειριστές Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου

Ιστορική αναδρομή και λεπτομέρειες για τα δίκτυα διανομής φυσικού αερίου περιλαμβάνονται στην μελέτη του IENE «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας». Οι βασικότερες εξελίξεις του 2019 στον τομέα της διανομής φυσικού αερίου στην Ελλάδα είναι οι ακόλουθες:

- Με την Απόφαση ΡΑΕ 235/2019 (ΦΕΚ Β' 4818/24.12.2019), εγκρίθηκε ο Κανονισμός Μετρήσεων Δικτύου Διανομής. Με τον Κανονισμό ορίζονται οι αρμοδιότητες και οι υποχρεώσεις των Διαχειριστών των δικτύων διανομής φυσικού αερίου και τα δικαιώματα και οι υποχρεώσεις των Χρηστών και των Τελικών Πελατών αναφορικά με τα θέματα μέτρησης ή εκτίμησης της παραδοθείσας ποσότητας και παραμέτρων ποιότητας φυσικού αερίου στο δίκτυο διανομής, η διαδικασία διαχείρισης και ελέγχου των μετρήσεων, η διαδικασία επίλυσης διαφορών και οι κανόνες παροχής στοιχείων και ανταλλαγής δεδομένων σχετικά με τις μετρήσεις. Σημειώνεται ότι με την έγκριση του Κανονισμού Μετρήσεων Δικτύου Διανομής τακτοποιήθηκε μια σημαντική εκκρεμότητα για την απαιτούμενη συμπλήρωση του ρυθμιστικού πλαισίου των δικτύων διανομής φυσικού αερίου.

³³ ΦΕΚ Β' 1746/07.05.2020

³⁴ Στις 2 Απριλίου του 2020, ο ΔΕΣΦΑ προκήρυξε τον διαγωνισμό για το ανωτέρω έργο. Ο ανάδοχος θα υπογράψει με τον ΔΕΣΦΑ σύμβαση έργου (EPC) για τον λεπτομερή σχεδιασμό, προμήθεια και κατασκευή για την αναβάθμιση του Σταθμού Συμπίεσης στη Νέα Μεσημβρία, καθώς και σύμβαση πενταετούς συντήρησης και συμβουλευτικών υπηρεσιών.

- Τον Δεκέμβριο 2019, δημοσιεύτηκαν στην Εφημερίδα της Κυβέρνησης³⁵ τα εγκεκριμένα Πλάνα Ανάπτυξης περιόδου 2019-2023 των Διαχειριστών Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου στην Αττική και στην Θεσσαλονίκη – Θεσσαλία (για τα δίκτυα διανομής λοιπής Ελλάδας και την ΔΕΔΑ το Εγκεκριμένο Πλάνο Ανάπτυξης αφορά την περίοδο 2018-2022 και περιλαμβάνεται στο ΦΕΚ Β' 5905/31.12.2018). Στους ακόλουθους πίνακες, αποτυπώνονται τα βασικά στοιχεία των δικτύων διανομής φυσικού αερίου σε όλη την Ελληνική Επικράτεια το 2018 και το 2019.
- Τον Φεβρουάριο του 2020 τέθηκαν από την ΡΑΕ σε δημόσια διαβούλευση τα Πενταετή Προγράμματα Ανάπτυξης Δικτύου Διανομής 2020-2024³⁶ των 3 Διαχειριστών Δικτύων Διανομής σε Αττική, Θεσσαλονίκη-Θεσσαλία και Λοιπή Ελλάδα.
- Στη συνέχεια, η ΡΑΕ προχώρησε σε έγκριση των ανωτέρω Προγραμμάτων Ανάπτυξης για τα Δίκτυα Διανομής Αττικής, Θεσσαλονίκης – Θεσσαλίας και Λοιπής Ελλάδας, με τα ΦΕΚ Β' 1715/06.05.2020, ΦΕΚ Β' 2981/20.07.2020 και ΦΕΚ Β' 2836/13.07.2020 αντίστοιχα. Στον Πίνακα 12, συνοψίζονται τα βασικότερα στοιχεία των εγκεκριμένων Προγραμμάτων 2020-2024.

Πίνακας 10: Βασικά Στοιχεία Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2018

Δίκτυο Διανομής Φυσικού Αερίου - 2018	Αττική	Θεσσαλονίκη - Θεσσαλία	Λοιπή Ελλάδα
Διανεμόμενη Ποσότητα σε GWh	3.49	4.34	2.42
Αρ. Συμβάσεων Σύνδεσης	125,094	333,000	312
Μήκος Δικτύου ΧΠ σε km	3,148	2,082	175
Μήκος Δικτύου ΜΠ σε km	328	241	328
Κάλυψη Δικτύου	51%	51% - 51%	μη διαθέσιμο
Δείκτης Διείσδυσης	35%	47% - 39%	μη διαθέσιμο

Πηγή: Διαχειριστές Δικτύων Διανομής

Πίνακας 11: Βασικά Στοιχεία Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2019

Δίκτυο Διανομής Φυσικού Αερίου - 2019	Αττική	Θεσσαλονίκη - Θεσσαλία	Λοιπή Ελλάδα
Διανεμόμενη Ποσότητα σε GWh	3.98	4.69	2.47
Αρ. Συμβάσεων Σύνδεσης	142,940	362,200	631
Μήκος Δικτύου ΧΠ σε km	3,270	2,183	175
Μήκος Δικτύου ΜΠ σε km	330	243	328
Κάλυψη Δικτύου	55%	53% - 55%	μη διαθέσιμο
Δείκτης Διείσδυσης	39%	51% - 50%	μη διαθέσιμο

Πηγή: Διαχειριστές Δικτύων Διανομής

Πίνακας 12: Βασικά Στοιχεία Πενταετούς Προγράμματος Ανάπτυξης Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα, 2020-2024

2020 - 2024	Αττική	Θεσσαλονίκη - Θεσσαλία	Λοιπή Ελλάδα	ΣΥΝΟΛΑ
Κάλυψη Δικτύου	66%	60% - 58%	μη διαθέσιμο	
Βαθμός Διείσδυσης	50%	59% - 64%	μη διαθέσιμο	
Αθροιστικός Αρ. Συμβάσεων Σύνδεσης	239.950	419.241	56.775	715.966
Διανεμόμενη Ποσότητα TWh	23,653	26,617	14,781	65,051
Επέκταση Δικτύου ΧΠ km	665	463	1.698	2.826
Επέκταση Δικτύου ΜΠ km	25	46	130	201
Νέος Αρ. Συμβάσεων Σύνδεσης	105.218	90.350	56.144	251.712
Προϋπολογισμός εκατ. €	153,80	144,31	239,37	537,48

Πηγή: Διαχειριστές Δικτύων Διανομής

Στα Διαγράμματα 24, 25 και 26 παρουσιάζονται οι μεταβολές των βασικότερων δεικτών των δικτύων διανομής.

³⁵ ΦΕΚ Β' 4831/24.12.2019 – ΦΕΚ Β' 4642/17.12.2019
³⁶ http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/maj/1202_2.csp
http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/gen/120220_1.csp
http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/gen/120220_2.csp

Διάγραμμα 24: Πρόοδος Πλήθους Συμβάσεων Σύνδεσης Φυσικού Αερίου, 2018-2024



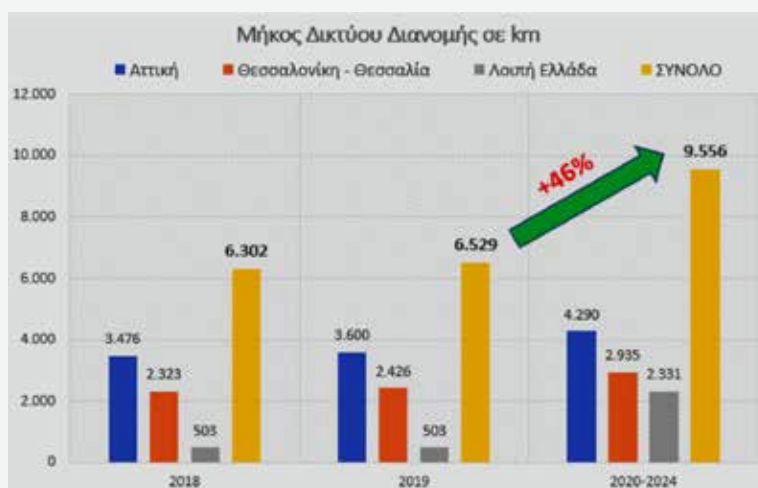
Πηγή: Διαχειριστές Δικτύων Διανομής

Διάγραμμα 25: Διανεμόμενη Ποσότητα (TWh) Φυσικού Αερίου, 2018-2024



Πηγή: Διαχειριστές Δικτύων Διανομής

Διάγραμμα 26: Μήκος (km) Δικτύου Διανομής Φυσικού Αερίου, 2018-2024



Πηγή: Διαχειριστές Δικτύων Διανομής

4.2.7. Έργα Υποδομών Φυσικού Αερίου

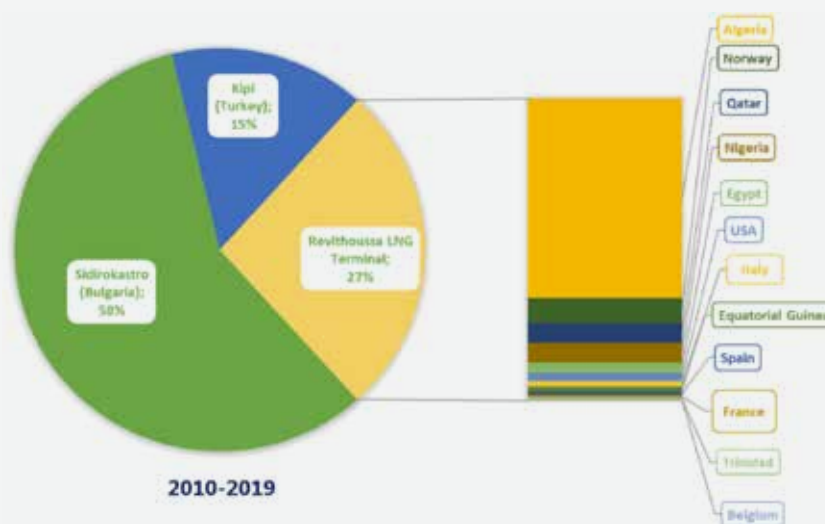
4.2.7.1. Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου Ρεβυθούσας

Σύντομη περιγραφή και ιστορική αναδρομή λειτουργίας του Τερματικού Σταθμού Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας περιλαμβάνεται στην μελέτη του ΙΕΝΕ «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας».

Τον Ιανουάριο του 2019, ξεκίνησε η εμπορική λειτουργία της 3ης δεξαμενής αποθήκευσης. Παράλληλα, στο πλαίσιο της 2ης αναβάθμισης του Τερματικού Σταθμού, αυξήθηκε η δυναμικότητα αεριοποίησης ΥΦΑ και προσφέρεται η δυνατότητα υποδοχής μεγαλύτερων πλοίων ΥΦΑ μέχρι και μεγέθους Q-MAX (πρακτικά σήμερα καλύπτονται τα μεγαλύτερα πλοία μεταφοράς ΥΦΑ της αγοράς).

Από τα στοιχεία λειτουργίας του Τερματικού Σταθμού ΥΦΑ το 2019, προκύπτει ότι επιτεύχθηκε ο στόχος διαχείρισης περισσότερων ποσοτήτων ΥΦΑ, ενισχύοντας την ρευστότητα της αγοράς και την ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας σε φυσικό αέριο. Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΣΦΑ³⁷, αυξήθηκαν τόσο οι πηγές τροφοδοσίας φυσικού αερίου (βλ. Διάγραμμα 27) όσο και ο αριθμός εκφορτώσεων μετά την αναβάθμιση του Σταθμού (βλ. Διάγραμμα 28).

Διάγραμμα 27: Χώρες Προέλευσης Εισαγωγών ΥΦΑ στο Τερματικό της Ρεβυθούσας, 2010-2019



Πηγή: ΔΕΣΦΑ

Διάγραμμα 28: Αριθμός Εκφορτώσεων ΥΦΑ Πριν και Μετά την Λειτουργία της 3ης Δεξαμενής

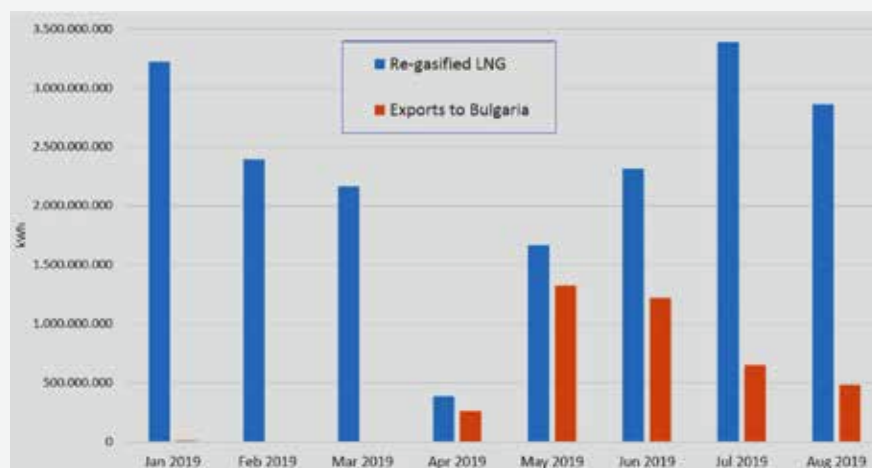


Πηγή: ΔΕΣΦΑ

³⁷ Αυλωνίτης, Γ. (2019), "Wholesale market and infrastructure", Ημερίδα PAE (84η ΔΕΘ), http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/factsheets/2019/gen/16092019?p=file&i=1

Τέλος, η αναβάθμιση του τερματικού σταθμού ΥΦΑ συνέβαλλε (αύξηση από 1 mcm/d σε 5.5 mcm/d μετά την αναβάθμιση³⁸) και στην πραγματοποίηση εξαγωγών φυσικού αερίου προς την Βουλγαρία μέσω του Σημείου Εξόδου Αντίστροφης Ροής Σιδηρόκαστρο, όπως αποτυπώνεται στο Διάγραμμα 29.

Διάγραμμα 29: Ο Ρόλος του Αναβαθμισμένου Τερματικού Σταθμού ΥΦΑ στο Διασυνοριακό Εμπόριο

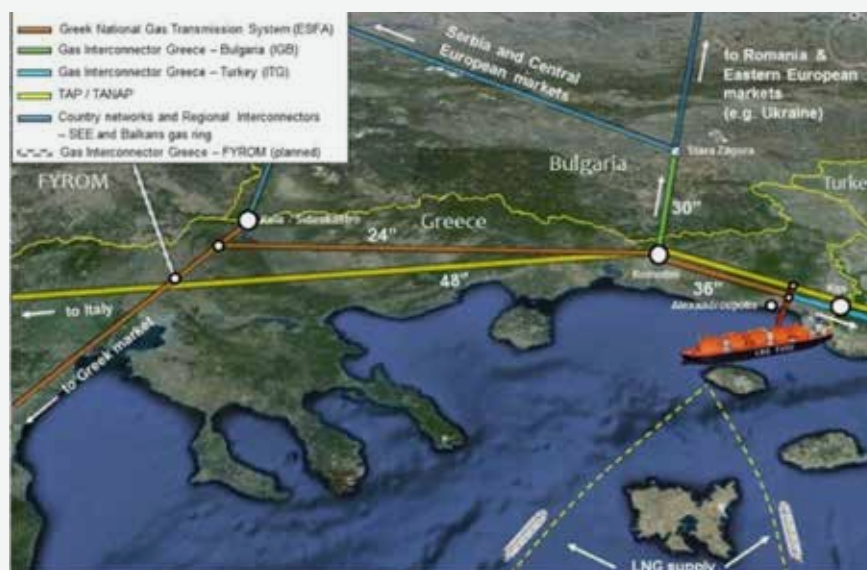


Πηγή: ΔΕΣΦΑ

4.2.7.2. FSRU Αλεξανδρούπολης

Το έργο θα αποτελείται από μια υπεράκτια πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ, η οποία θα είναι μόνιμα αγκυροβολημένη σε σταθερό σημείο και σε απόσταση 17.6 χλμ νοτιοδυτικά από το λιμάνι της Αλεξανδρούπολης και 10 χλμ. από την απέναντι ακτή της Μάκρης. Περισσότερες λεπτομέρειες περιλαμβάνονται στην μελέτη του ΙΕΝΕ «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας».

Χάρτης 3: Χωροθέτηση και Διασυνδέσεις FSRU Αλεξανδρούπολης



Πηγή: Gastrade

³⁸ ΔΕΣΦΑ (2017), "10ετής Πρόβλεψη Τεχνικής Δυναμικότητας των Σημείων Εισόδου του Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου", https://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/anathewrimenes_texn_dynamikotites_07-2017-gr-v2.pdf

Η εταιρεία Gastrade του ομίλου Κοπελούζου αναπτύσσει το έργο στην Αλεξανδρούπολη, προϋπολογισμού €380 εκατ. και ετήσιας δυναμικότητας 5.5 bcm. Το έργο θα αποτελέσει σημαντικό πυλώνα της εθνικής ενεργειακής στρατηγικής, αλλά και έργο με υψηλή ευρωπαϊκή σημασία. Αποτελεί μέρος της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τη σύνδεση της Κεντρικής και Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CESEC) στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Φυσικού Αερίου μέσω της ανάπτυξης Κάθετου Διαδρόμου και έχει ενταχθεί στην επικαιροποιημένη λίστα της 30ης Οκτωβρίου 2019³⁹ των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος.

Την 31η Δεκεμβρίου 2018, ολοκληρώθηκε επιτυχώς η 1η μη δεσμευτική φάση του Market Test, στην οποία εκδήλωσαν ενδιαφέρον 20 εταιρείες συνολικού ύψους 12.2 bcm ανά έτος. Την 23η Δεκεμβρίου 2019, εγκρίθηκε από το Διοικητικό Συμβούλιο της ΔΕΠΑ η συμμετοχή της εταιρείας με ποσοστό 20% στο μετοχικό κεφάλαιο της Gastrade. Επίσης, την 8η Ιανουαρίου 2020 εγκρίθηκε η συμμετοχή της Bulgartransgaz EAD με ποσοστό 20% στο μετοχικό κεφάλαιο της Gastrade και στα τέλη Αυγούστου υπεγράφη σχετική συμφωνία. Συνεπώς, η μετοχική σύνθεση διαμορφώνεται πλέον ως εξής: Όμιλος Κοπελούζου 40%, GasLog 20%, ΔΕΠΑ 20% και Bulgartransgaz 20%.

Την 10η Ιανουαρίου του 2020, ξεκίνησε η 2η φάση του Market Test, στην οποία οι ενδιαφερόμενοι καλούνταν να υποβάλλουν δεσμευτικές προσφορές μέχρι την 24η Μαρτίου του 2020, μετά την τρίτη παράταση που δόθηκε. Την ημέρα λήξης της υποβολής δεσμευτικών προσφορών υπεβλήθησαν συνολικές ποσότητες της τάξεως των 2.6 bcm ανά έτος, για χρονικό ορίζοντα από 5 έως και 15 χρόνια. Δεσμευτικές προσφορές υπέβαλλαν ΔΕΠΑ και ΔΕΗ από ελληνικής πλευράς, η βουλγαρική Bulgartransgaz, δύο ιδιωτικές εταιρείες trading από την Ρουμανία, όπως και από την Σερβία.

Στις αρχές Μαρτίου του 2020, τρείς ενδιαφερόμενοι όμιλοι κατέθεσαν προσφορές για την κατασκευή του αγωγού και των λοιπών έργων που θα συνδέουν την πλωτή μονάδα της Αλεξανδρούπολης με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου. Συγκεκριμένα, δεσμευτικές προσφορές κατέθεσαν η κοινοπραξία της ιταλικής Saipem με την ελληνική κατασκευαστική ΤΕΡΝΑ και οι Ολλανδικές εταιρείες BOSKALIS και VAN OORD. Σύμφωνα με το εκτιμώμενο χρονοδιάγραμμα του έργου, η Τελική Επενδυτική Απόφαση (FID) αναμένεται να ληφθεί το 4ο τρίμηνο

του 2020, η κατασκευή του FSRU θα διαρκέσει 2 χρόνια, ενώ η έναρξη εμπορικής λειτουργίας προγραμματίζεται για τις αρχές του 2023.

4.2.7.3. Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου (ΥΑΦΑ) Νότιας Καβάλας

Το έργο προϋπολογισμού €300-400 εκατ. συνίσταται στην αξιοποίηση του σχεδόν υπό εξάντληση υποθαλάσσιου κοιτάσματος φυσικού αερίου της Νοτίου Καβάλας (σε χρήση από την εταιρεία Energean – εκτιμώμενο απόθεμα αερίου 0.073 bcm) ως Υπόγειας Αποθήκης Φυσικού Αερίου (ΥΑΦΑ-UGS). Βρίσκεται στον κόλπο της Καβάλας, 11 χλμ. νότια του πετρελαϊκού κοιτάσματος του Πρίνου, σε βάθος 1,700 μέτρων.

Η ΥΑΦΑ Νότιας Καβάλας αποτελεί ενεργειακή υποδομή που θα ενισχύσει την ασφάλεια εφοδιασμού της αγοράς φυσικού αερίου σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο, προς όφελος του τελικού καταναλωτή. Προσφέρει δυνατότητα μακροχρόνιας αποθήκευσης φυσικού αερίου σε αντίθεση με τον θερματικό σταθμό LNG Ρεβυθούσας. Πρέπει να σημειωθεί ότι η Ελλάδα είναι η μοναδική χώρα της ΕΕ, η οποία δεν διαθέτει υπόγεια αποθήκη παρόλο που σημαντικό μέρος της ηλεκτροπαραγωγής της χώρας στηρίζεται στο φυσικό αέριο. Επιπρόσθετα, οι ευρωπαϊκές χώρες αποθηκεύουν κατ' ελάχιστο το 20% της ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου σε υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου.

Σύμφωνα με τον προκαταρκτικό σχεδιασμό του έργου, η χωρητικότητα της υπόγειας αποθήκης (UGS) εκτιμάται περίπου στο 1 bcm. Ο ετήσιος ενεργός διακινούμενος όγκος (Annual Volume Throughput) εκτιμάται σε 360 εκατ. Nm³ ή σε 720 εκατ. Nm³, για έναν ή δύο κύκλους ανά έτος, αντίστοιχα.

Σημειώνεται ότι το έργο έχει συμπεριληφθεί στον κατάλογο των Έργων Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (PCI) που υιοθετήθηκε στις 30 Οκτωβρίου 2019 (Cluster increase storage capacity in South-Eastern Europe) από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τα Κράτη Μέλη στην συνάντηση των Περιφερειακών Ομάδων για τα PCI. Σύμφωνα με το Ν.4647/2019, στο τέλος του άρθρου 93 του Ν.4001/2011 (Α' 179), προστίθεται παράγραφος που καθορίζει την μεθοδολογία ανάκτησης του απαιτούμενου εσόδου Βασικής Δραστηριότητας Εγκατάστασης Αποθήκευσης Φυσικού Αερίου, για την οποία απαιτείται και έγκριση της ΠΑΕ.

³⁹ ANNEX to COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) - amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest SWD(2019) 395 final}

Σύμφωνα με το Asset Development Plan του ΤΑΙΠΕΔ της 30ης Σεπτεμβρίου 2019:

- βρίσκεται σε εξέλιξη η προετοιμασία του σχεδίου της ΚΥΑ⁴⁰, σύμφωνα με τη κείμενη νομοθεσία (Ν.4001/2011) αναφορικά με τη διαδικασία και τις προϋποθέσεις παραχώρησης της χρήσης, ανάπτυξης και εκμετάλλευσης του έργου.
- η προκήρυξη του διαγωνισμού για το έργο αναμένεται εντός του 1ου εξαμήνου του 2020.
- το ΤΑΙΠΕΔ εξασφάλισε κεφάλαια €1.6 εκατ. από την ΕΕ στα πλαίσια του προγράμματος Connecting Europe Facility (CEF), για την χρηματοδότηση των τεχνικών μελετών του έργου.

Την 10η Μαρτίου του 2020, εκδόθηκε Κοινή Υπουργική Απόφαση⁴¹, με την οποία ξεκινά η διαδικασία αξιοποίησης του κοιτάσματος. Πιο συγκεκριμένα, το ΤΑΙΠΕΔ θα διενεργήσει διεθνή διαγωνισμό για την παραχώρηση του δικαιώματος κατασκευής, συντήρησης, λειτουργίας και εκμετάλλευσης του κοιτάσματος ως ΥΑΦΑ για χρονικό διάστημα έως 50 έτη.

Την 29η Ιουνίου του 2020, το ΤΑΙΠΕΔ⁴² ανακοίνωσε την έναρξη διεθνούς διαγωνιστικής διαδικασίας για την παραχώρηση της χρήσης, ανάπτυξης και εκμετάλλευσης του υπόγειου φυσικού χώρου, που προκύπτει από το σχεδόν εξαντληθέν κοιτάσμα

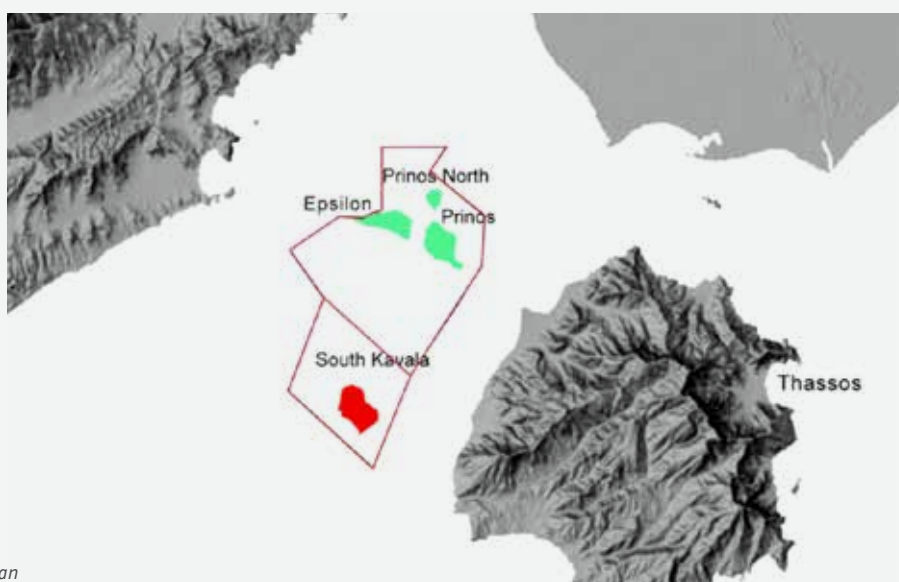
φυσικού αερίου «Νότια Καβάλα», με σκοπό τη μετατροπή του σε χώρο αποθήκευσης φυσικού αερίου.

Στις 11 Αυγούστου του 2020, το ΤΑΙΠΕΔ⁴³ ανακοίνωσε την παράταση της ημερομηνίας υποβολής εκδήλωσης ενδιαφέροντος για την ανάθεση σύμβασης παραχώρησης της χρήσης, ανάπτυξης και εκμετάλλευσης του υπόγειου φυσικού χώρου του κοιτάσματος φυσικού αερίου «Νότια Καβάλα» ως χώρου αποθήκευσης φυσικού αερίου μέχρι τις 30 Σεπτεμβρίου του 2020.

Στις 19 Οκτωβρίου του 2020, το ΤΑΙΠΕΔ ανακοίνωσε ότι τρία ενδιαφερόμενα μέρη (China Machinery Engineering Co. Ltd. (CMEC) – Maison Group, Energean και ΔΕΣΦΑ – ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ) υπέβαλαν Εκδήλωση Ενδιαφέροντος για την ΥΑΦΑ της «Νότιας Καβάλας», με την Energean να έχει συνάψει συνεργασία με την Αιγυπτιακή East Gas.

Επίσης, η ΡΑΕ θα καθορίσει τις βασικές αρχές και κατευθύνσεις για τη μεθοδολογία κατάρτισης των τιμολογίων χρήσης της ΥΑΦΑ, στοιχείο που αποτελεί βασικό προαπαιτούμενο για την διενέργεια του διαγωνισμού από το ΤΑΙΠΕΔ. Η ΥΑΦΑ θα λειτουργεί έως ΑΣΦΑ και υπό καθεστώς ρυθμιζόμενης πρόσβασης Τρίτων (Regulated Third Party Access - rTPA).

Χάρτης 4: Με Κόκκινο Χρώμα Σημειώνεται το Υπό Εξάντληση Κοίτασμα Φυσικού Αερίου στη Νότια Καβάλα



⁴⁰ Η ΚΥΑ υπεγράφη τελικά στις αρχές Μαρτίου του 2020. Για περισσότερες σχετικές πληροφορίες, βλ. Κεφάλαιο 7.

⁴¹ <https://diavgeia.gov.gr/doc/%CE%A9%CE%99%CE%93%CE%A74653%CE%A08-6%CE%95%CE%A5?inline=true>

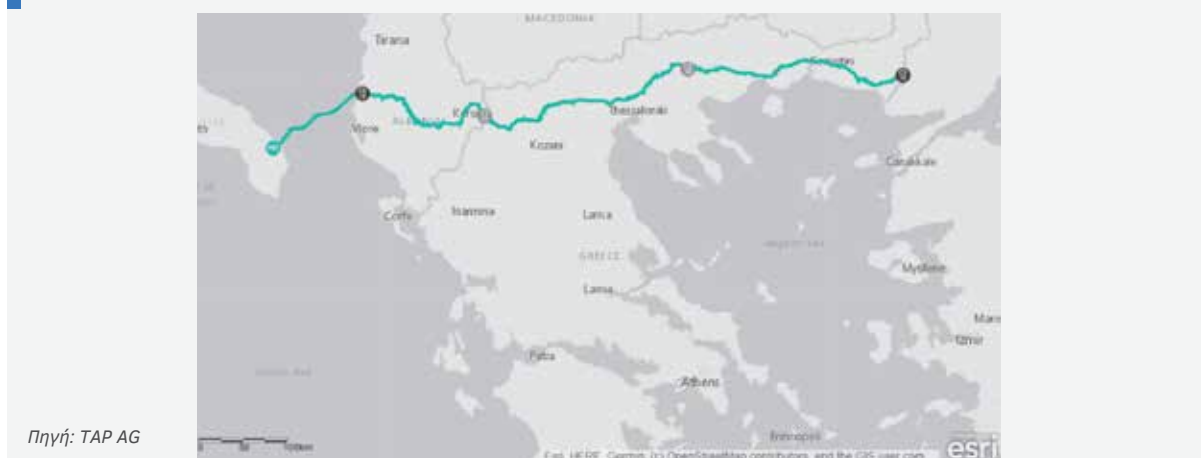
⁴² <https://www.hradf.com/storage/files/uploads/yafa-e-narkshdiagwnismoy-29062020.pdf>

⁴³ <https://www.hradf.com/storage/files/uploads/noti-oy-kaba-las-para-tash-hmeromhni-as-ypobolh-s.pdf>

4.2.7.4. Διαδρατικός Αγωγός (TAP)

Ο Διαδρατικός Αγωγός (Trans Adriatic Pipeline – TAP) είναι ένα έργο κατασκευής αγωγού φυσικού αερίου, ο οποίος μεταφέρει φυσικό αέριο από την περιοχή της Κασπίας στην Ευρώπη. Ο TAP θα διασυνδεθεί με τον αγωγό φυσικού αερίου Ανατολίας (Trans Anatolian Pipeline – TANAP) στα ελληνοτουρκικά σύνορα και θα διέρχεται από τη Βόρεια Ελλάδα, την Αλβανία και την Αδριατική Θάλασσα προτού καταλήξει στις ακτές της Νότιας Ιταλίας, όπου θα συνδεθεί στο ιταλικό δίκτυο φυσικού αερίου. Περισσότερες λεπτομέρειες περιλαμβάνονται στην μελέτη του IENE «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας».

Χάρτης 5: Όδευση Αγωγού TAP



Ο αγωγός TAP θα συνδεθεί με τον ΕΣΦΑ και τον αγωγό IGB. Επίσης, θα παρέχει νέα Σημεία Εξόδου για την τροφοδότηση δικτύων διανομής φυσικού αερίου στην Δυτική Μακεδονία, ενώ θα παρέχει τη δυνατότητα αντίστροφης ροής για την μεταφορά φυσικού αερίου σε ανταγωνιστικές τιμές από ευρωπαϊκές αγορές μέσω του συστήματος της Ιταλίας.

Την 1η Ιουλίου 2019, ο διαχειριστής του έργου προχώρησε σε Market Test, σύμφωνα με τις οδηγίες που έχουν εγκριθεί από τις Ρυθμιστικές Αρχές Ελλάδας, Ιταλίας και Αλβανίας. Το Market Test αποτελείται από 2 φάσεις:

- Μη δεσμευτική φάση που ξεκίνησε την 1η Ιουλίου του 2019,
- Δεσμευτική φάση που αναμένεται να ξεκινήσει το 2ο Τρίμηνο του 2020.

Αναφορικά με την Μη Δεσμευτική φάση, ολοκληρώθηκε την 21η Οκτωβρίου του 2019 με την δημοσίευση του Demand Assessment Phase Report.

Την 30η Μαρτίου 2019, πραγματοποιήθηκε επιτυχώς η εγκατάσταση των πρώτων αγωγών του υποθαλάσσιου τμήματος του έργου μήκους 105 χλμ. που θα συνδέσει τις ακτές Αλβανίας και Ιταλίας. Οι εργασίες για το συγκεκριμένο τμήμα είχαν εκκινήσει τον Οκτώβριο του 2018.

Την 25η Νοεμβρίου 2019, ξεκίνησε η πλήρωση τμήματος αγωγού 2 χλμ. (μεταξύ Έβρου και του Σταθμού Συμπύεσης Κήπων) με φυσικό αέριο⁴⁴.

Αυτό αποτελεί το αρχικό στάδιο της διαδικασίας δοκιμαστικής λειτουργίας (commissioning process) που έχει ως σκοπό να εξασφαλίσει ότι το έργο είναι απόλυτα ασφαλές και έτοιμο προς λειτουργία. Σύμφωνα με στοιχεία⁴⁵ του διαχειριστή του έργου, στα τέλη Απριλίου του 2020, το έργο είχε ολοκληρωθεί σε ποσοστό 95%.

Την 20η Ιανουαρίου του 2020, οι τρεις εμπλεκόμενοι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς φυσικού αερίου (TAP, SRG και ΔΕΣΦΑ) προσκάλεσαν τους ενδιαφερόμενους σε συμμετοχή σε δημόσια διαβούλευση σχετικά με την πρόταση έργου επαυξημένης δυναμικότητας για τον TAP μέχρι την 21η Φεβρουαρίου του 2020. Στις αρχές Ιουνίου του 2020, οι τρεις διαχειριστές ανακοίνωσαν ότι η δεσμευτική φάση του market test για την επαυξημένη δυναμικότητα αναμένεται να πραγματοποιηθεί τον Ιούλιο του 2021, έναντι του Ιανουαρίου του ίδιου έτους που προγραμματιζόταν αρχικά, προκειμένου να δοθεί περισσότερος χρόνος στις ενεργειακές αγορές να ανακάμψουν.

Οι πρώτες παραδόσεις φυσικού αερίου από το κοίτασμα Shah Deniz II στην Ευρώπη αναμένονται να πραγματοποιηθούν το τελευταίο τρίμηνο του 2020.

4.2.7.5. Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB)

Το έργο του ελληνοβουλγαρικού διασυνδετήριου αγωγού αποτελείται από έναν αγωγό μήκους περίπου 182 χλμ. με σημείο εκκίνησης την Κομοτηνή.

⁴⁴ TAP (2019), "TAP Introduces First Natural Gas into the Greek Section of the Pipeline as part of its Testing Phase", <https://www.tap-ag.com/news-and-events/2019/11/26/tap-introduces-first-natural-gas-into-the-greek-section-of-the-pipeline-as-part-of-its-testing-phase>

⁴⁵ TAP (2020), "Project progress", <https://www.tap-ag.com/pipeline-construction/project-progress>

Ο αγωγός θα καταλήγει στη Stara Zagora, συνδέοντας τα δίκτυα φυσικού αερίου Ελλάδας και Βουλγαρίας, ενώ θα υπάρχει δυνατότητα αντίστροφης ροής (reverse flow). Ιστορική αναδρομή εξέλιξης του έργου έως σήμερα περιλαμβάνονται στην μελέτη του IENE «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας». Το έργο έχει ενταχθεί στην τελευταία λίστα Έργων PCI της 30ης Οκτωβρίου 2019. Επίσης, ο ελληνοβουλγαρικός διασυνδετήριος αγωγός περιλαμβάνεται στον κατάλογο των έργων προτεραιότητας της πρωτοβουλίας για την Ενεργειακή Διασύνδεση των χωρών της Κεντρικής και Νοτιοανατολικής Ευρώπης (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity – CESEC). Μέσω του IGB αυξάνεται η διαμετακόμιση αερίου στις αγορές της Βουλγαρίας και της Νοτιοανατολικής Ευρώπης.

Χάρτης 6: Όδευση Αγωγού IGB



Πηγή: ENTSG

Την 3η Απριλίου 2019, η ΕΕ προχώρησε σε έγκριση χρηματοδότησης €39 εκατ. που αφορούν στην κατασκευή του έργου. Την 18η Ιουλίου 2019, η ΡΑΕ χορήγησε στην εταιρεία ICGB AD (50% κρατική βουλγαρική ΒΕΗ – 50% ΥΑΦΑ Ποσειδών Α.Ε.) με την Απόφαση υπ' αριθμ. 671/2019 άδεια για Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ). Το ΑΣΦΑ αφορά το ελληνικό τμήμα του έργου του Διασυνδετήριου αγωγού Ελλάδας Βουλγαρίας (IGB). Σύμφωνα με την ανωτέρω απόφαση, ο IGB θα συνδεθεί με το ΕΣΦΑ, το σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου ΤΑΡ, καθώς και το σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας και θα ενισχύσει τη θέση της Ελλάδας ως ενεργειακού κόμβου, συμβάλλοντας στην ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην αγορά φυσικού αερίου της χώρας μας και δημιουργώντας οφέλη τόσο για τους εγχώριους καταναλωτές όσο και για τους καταναλωτές της Βουλγαρίας.

Στις αρχές Οκτωβρίου 2019, οι Ρυθμιστικές Αρχές Ελλάδας και Βουλγαρίας από κοινού χορήγησαν έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του έργου καθώς και του Κανονισμού Τιμολόγησης του έργου. Την 10η Οκτωβρίου 2019, υπεγράφη Διακρατική Συμφωνία από την Υπουργό Ενέργειας της Δημοκρατίας της Βουλγαρίας κας Τεμενούζκα Πέτκοβα και του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας της Ελληνικής Δημοκρατίας κ. Κωστή Χατζηδάκη, η οποία καθορίζει του όρους κατασκευής και λειτουργίας του αγωγού από την εταιρεία ICGB AD. Επιπλέον, υπεγράφησαν τα ακόλουθα:

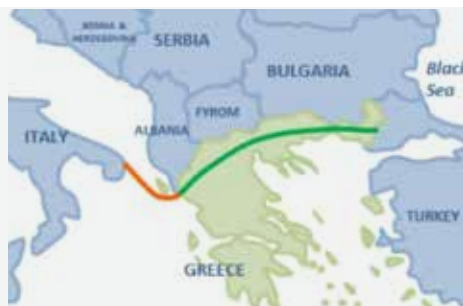
- Η Αναθεωρημένη Συμφωνία Μετόχων της εταιρίας ICGB,
- Η Δανειακή Σύμβαση μεταξύ της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων (ΕΤΕπ) και της ΒΕΗ, καθώς και η συμφωνία διάθεσης του δανείου (On Lending) της ΕΤΕπ μεταξύ της ΒΕΗ και της ICGB, βάσει της οποίας το δάνειο ΕΤΕπ θα μεταβιβαστεί από την ΒΕΗ στην ICGB,
- Οι Συμβάσεις μεταφοράς φυσικού αερίου με τους χρήστες (shippers),
- Η Σύμβαση για την προμήθεια σωλήνων με τη Σωληνουργία Κορίνθου και
- Η Σύμβαση για την Εργολαβία Κατασκευής με την εταιρεία ΑΒΑΞ.

Οι εργασίες κατασκευής του αγωγού ξεκίνησαν την 28η Οκτωβρίου 2019 και θα διαρκέσουν 18 μήνες. Ο αγωγός έχει σχεδιαστεί να λειτουργήσει σε δύο φάσεις. Στην πρώτη φάση, με εκτιμώμενη ημερομηνία έναρξης εμπορικής λειτουργίας την 1η Ιουλίου του 2021, η δυναμικότητα του αγωγού θα είναι 3.0 bcm το έτος, εκ των οποίων τα 2.7 bcm θα προσφέρονται για μακροχρόνια προϊόντα, ενώ τα 0.3 bcm για βραχυχρόνια. Σε 2η φάση και με την προϋπόθεση επιπλέον εμπορικού ενδιαφέροντος, η δυναμικότητα του αγωγού δύναται να επεκταθεί έως τη Συνολική Δυναμικότητα των 5 bcm το έτος με την προσθήκη συμπίεσής, εκ των οποίων τα 4.5 bcm θα προσφέρονται για μακροχρόνια προϊόντα, ενώ τα 0.5 bcm για βραχυχρόνια.

4.2.7.6. Διασυνδετήριος Αγωγός Τουρκίας – Ελλάδας – Ιταλίας (ITGI) – Poseidon

Ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας – Ιταλίας Poseidon αποτελείται από δύο τμήματα: (α) το χερσαίο τμήμα μήκους περίπου 760 χλμ. που ξεκινά από τα ελληνοτουρκικά σύνορα στους Κήπους και διασχίζοντας τις Περιφέρειες Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης, Κεντρικής Μακεδονίας, Δυτικής Μακεδονίας, Θεσσαλίας και Ηπείρου καταλήγει στις ακτές της Θεσπρωτίας και (β) το υποθαλάσσιο τμήμα του έργου, με μήκος περίπου 210 χλμ., το οποίο συνδέει τις Θεσπρωτικές ακτές με το Ότραντο της Ιταλίας. Ιστορική αναδρομή για το εν λόγω έργο περιλαμβάνεται στην μελέτη του IENE «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας». Το υποθαλάσσιο τμήμα του έργου (Ελλάδα – Ιταλία) έχει ενταχθεί στην τελευταία λίστα Έργων PCI της 30ης Οκτωβρίου του 2019. Στην Μελέτη Ανάπτυξης 2020-2029, που έχει συντάξει ο ΔΕΣΦΑ, η τελική επενδυτική απόφαση θα ληφθεί μετά την διεξαγωγή market test. Σύμφωνα με την από 26 Μαρτίου 2020 απόφαση⁴⁶, καθορίζεται η εγκατάσταση και διαδρομή του χερσαίου τμήματος μήκους 8.2 χλμ. του ελληνικού τμήματος του αγωγού από τις εγκαταστάσεις Μέτρησης και Συμπύεσης στην Θεσπρωτία μέχρι το σημείο προσαυγιάλωσης της θαλάσσιας όδευσης στην Ήπειρο. Ο βασικότερος προβληματισμός για το συγκεκριμένο έργο συνίσταται στο εάν και κατά πόσο αποτελεί άμεσο ανταγωνιστικό έργο στον TAP ή αν πρόκειται για πρόσθετη διαδρομή για το ρωσικό φυσικό αέριο.

Χάρτης 7: Χερσαίο και Υποθαλάσσιο Τμήμα του IGI



Πηγή: ΔΕΠΑ

4.2.7.7. Διασυνδετήριος Αγωγός Ελλάδας – Βόρειας Μακεδονίας (IGNM)

Η κατασκευή του αγωγού προϋπολογισμού €47.8 εκατ. και ετήσιας δυναμικότητας 3 bcm αποσκοπεί στη διασύνδεση των συστημάτων φυσικού αερίου Ελλάδας και Βόρειας Μακεδονίας με στόχο την διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας φυσικού αερίου στην Βόρεια Μακεδονία, καθώς μέχρι πρόσφατα η τροφοδοσία εξαρτιόταν αποκλειστικά από τον Διαβαλκανικό αγωγό Trans Balkan Pipeline και από τον Ιανουάριο του 2020 από τον Turkish Stream, μέσω Βουλγαρίας. Η πρόσβαση στο ΕΣΦΑ και ειδικότερα στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας και στο αέριο μέσω TAP θα ενισχύσει τον ανταγωνισμό, οδηγώντας έτσι σε δυναμικά πιο χαμηλές τιμές προμήθειας φυσικού αερίου στη γείτονα χώρα.

Ταυτόχρονα, το έργο αυτό προωθεί την περιφερειακή ανάπτυξη της αγοράς φυσικού αερίου και την δραστηριοποίηση περισσότερων χρηστών συμβάλλοντας στην ανάπτυξη του ελληνικού κόμβου φυσικού αερίου, πράγμα που με τη σειρά του θα έχει ως αποτέλεσμα ευνοϊκότερες τιμές φυσικού αερίου και στην ελληνική αγορά. Επίσης, θα συμβάλλει στην αύξηση του βαθμού χρήσης των ελληνικών υποδομών, όπως της Ρεβυθούσας, με στόχο τη μείωση των τελών χρήσης του Συστήματος μακροπρόθεσμα. Το απαιτούμενο έργο εντός της ελληνικής επικράτειας συνίσταται στην κατασκευή αγωγού μήκους 54.3 χλμ., ο οποίος ξεκινά από την Νέα Μεσημβρία έως το σύνορο με την Βόρεια Μακεδονία. Η τελική επενδυτική απόφαση (FID) αναμένεται να ληφθεί τον Δεκέμβριο του 2020 με την ανάληψη δέσμευσης μεταφοράς φυσικού αερίου από χρήστες.

Χάρτης 8: Όδευση Αγωγού IGNM



Πηγή: ENTSOG

⁴⁶ <https://diavgeia.gov.gr/doc/%CE%A8%CE%9B%CE%A5%CE%A84653%CE%A08-%CE%983%CE%A7?inline=true>

Το έργο θα υλοποιηθεί μετά την υπογραφή συμφωνίας συνεργασίας με την MER (κρατική εταιρεία για την εκμετάλλευση των ενεργειακών πόρων της Βόρειας Μακεδονίας), η οποία θα περιλαμβάνει τα στάδια που πρέπει να ακολουθηθούν και από τις δύο πλευρές για την υλοποίηση της διασύνδεσης και θα αναλύει τις λεπτομέρειες των υποχρεώσεων και ευθυνών κάθε πλευράς. Το έργο βρίσκεται σε φάση ολοκλήρωσης του βασικού σχεδιασμού, ενώ έχουν ήδη εγκριθεί οι περιβαλλοντικοί όροι. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι την κατασκευή του εν λόγω αγωγού διεκδικεί, πέραν του ΔΕΣΦΑ, η εταιρεία Window International S.A., συμφερόντων Leonid Lebedev. Η βασική διαφορά σε σχέση με το αίτημα του ΔΕΣΦΑ έγκειται στο ότι η Window International S.A έχει αιτηθεί χορήγηση άδειας ΑΣΦΑ για το εν λόγω έργο, σύμφωνα με όσα αναφέρονται στην επιστολή που απέστειλε στα πλαίσια δημόσιας διαβούλευσης που πραγματοποίησε η ΡΑΕ τον Οκτώβριο του 2017 για το Πλάνο Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2017-2026⁴⁷.

Την 6η Φεβρουαρίου του 2020, το ΥΠΕΝ προχώρησε στην Έγκριση Περιβαλλοντικών Όρων για την κατασκευή και λειτουργία του έργου «Αγωγός Φυσικού Αερίου Υψηλής Πίεσης Νέα Μεσημβρία – Ειδομένη». Στην ανωτέρω απόφαση, φορέας του έργου για τον προτεινόμενο αγωγό καθορίζεται ο ΔΕΣΦΑ. Σύμφωνα με το εγκεκριμένο Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2017-2026, με την ανωτέρω απόφαση καλύπτεται 1 εκ των 3 όρων που συνδέονται με την έγκριση ένταξης του έργου στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης. Οι άλλοι δυο όροι αφορούν την ανάληψη δέσμευσης μεταφοράς φυσικού αερίου από χρήστες (προϋποθέτει πραγματοποίηση market test από το ΔΕΣΦΑ) και την απόφαση σχετικά με την επιχορήγηση του έργου.

4.2.7.8. Αγωγός Ιονίου – Αδριατικής (IAP)

Ο αγωγός Ionian Adriatic Pipeline (IAP) αποτελεί προτεινόμενο έργο αγωγού φυσικού αερίου για την τροφοδοσία της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Ξεκινά από την Αλβανία, διασχίζει το Μαυροβούνιο, την Βοσνία Ερζεγοβίνη και την Κροατία. Στην Αλβανία θα συνδεθεί με τον αγωγό TAP. Περισσότερες λεπτομέρειες για το έργο περιλαμβάνονται στην μελέτη του IENE «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας».

Το έργο βρίσκεται σήμερα σε φάση αρχικού σχεδιασμού⁴⁸ (Κροατία – Μαυροβούνιο – Αλβανία), ενώ σε εξέλιξη είναι αδειοδοτική διαδικασία κατασκευής σε Κροατία και Αλβανία.



4.2.7.9. Αγωγός Turkish Stream

Ο αγωγός Turkish Stream είναι αγωγός φυσικού αερίου που συνδέει την Ρωσία με την Τουρκία κατά μήκος της Μαύρης Θάλασσας. Ιστορική αναδρομή και λεπτομέρειες του έργου περιλαμβάνονται στην μελέτη του IENE «Ετήσια Έκθεση 2019 – Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας».

Την 18η Ιανουαρίου 2020, πραγματοποιήθηκε τελετή εγκαινίων, η οποία σηματοδότησε και τις πρώτες παραδόσεις φυσικού αερίου μέσω του νέου αγωγού Turkish Stream προς την Τουρκία. Την 27η Ιανουαρίου 2020⁴⁹, παραδόθηκε 1 bcm φυσικού αερίου μέσω του αγωγού. Επιπρόσθετα, σύμφωνα με ανακοίνωση της Bulgartransgaz, οι ρωσικές παραδόσεις φυσικού αερίου τόσο για την Βουλγαρία όσο και για την Ελλάδα και την Βόρεια Μακεδονία μεταφέρονται πλέον μέσω του νέου σημείου εισόδου (σύνορα Βουλγαρίας – Τουρκίας). Πρακτικά αυτό σημαίνει ότι η Gazprom από αρχές Ιανουαρίου 2020 μεταφέροντας αέριο μέσω του Turkish Stream, αντικατέστησε την διαδρομή που περνούσε από Ουκρανία και Ρουμανία μέσω του TransBalkan Pipeline. Παράλληλα με αυτήν την εξέλιξη, δημιουργούνται προϋποθέσεις για πρόσβαση στον Τερματικό Σταθμό ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα και μελλοντικά στο FSRU Αλεξανδρούπολης.

⁴⁷ ΡΑΕ (2019), "Αποτελέσματα Δημόσιας Διαβούλευσης της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας επί του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), 2017-2026", http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/history_new/2017/0812_ltx_1310.csp

⁴⁸ Energy Community (2020), "Ionian Adriatic Pipeline", <https://energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/PLIMA/Gas16.html>

⁴⁹ Gazprom (2020), "First billion cubic meters of gas supplied via TurkStream", <https://www.gazprom.com/press/news/2020/january/article498525/>

Χάρτης 10: Όδευση Αγωγού Turkish Stream



Πηγή: Gazprom

4.2.7.10. Ο αγωγός East Med

Ο East Med περιλαμβάνεται στην τελευταία λίστα έργων κοινού ενδιαφέροντος της 30ης Οκτωβρίου του 2019. Την 2η Ιανουαρίου του 2020, υπεγράφη Διακυβερνητική Συμφωνία Ελλάδας – Κύπρου – Ισραήλ (IGA) για την υλοποίηση του αγωγού φυσικού αερίου East Med. Σημειώνεται ότι ο Ιταλός υπουργός Οικονομικής Ανάπτυξης, κ. Patuanelli, απέστειλε επιστολή στον Έλληνα Υπουργό Περιβάλλοντος και Ενέργειας, σύμφωνα με την οποία η Ιταλία στηρίζει το έργο στο πλαίσιο των Ευρωπαϊκών Σχεδίων Κοινού Ενδιαφέροντος PCI.

Χάρτης 11: Όδευση Αγωγού East Med



Πηγή: IGI Poseidon

Η συμφωνία περιλαμβάνει 3 ακόμη σημαντικά στοιχεία:

- Κοινό ρυθμιστικό, αδειοδοτικό και φορολογικό πλαίσιο και στις τέσσερις χώρες (μαζί με την Ιταλία) για τη διευκόλυνση υλοποίησης του έργου,
- Δυνατότητα ένταξης στο σχέδιο του East Med και άλλων κρατών, όπως της Αιγύπτου και του Λιβάνου στο μέλλον,
- Δυνατότητα δέσμευσης ποσοτήτων φυσικού αερίου και από κράτη που δεν συμμετέχουν στην ανάπτυξη του αγωγού.

Την 2η Ιανουαρίου του 2020, Energean και ΔΕΠΑ υπέγραψαν Δήλωση Προθέσεων (Letter of Intent) για την πώληση και αγορά 2 bcm φυσικού αερίου τον χρόνο (αντιστοιχούν στο 20% της αρχικής δυναμικότητας του αγωγού), από τα κοιτάσματα της Energean (Karish και Tanin, μέσω του FPSO «Energean Power») στην Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη του Ισραήλ. Περισσότερες λεπτομέρειες, μεταξύ των οποίων, οι όροι, τα σημεία διάθεσης, η σύσταση του φυσικού αερίου, ο ναυλωτής, κλπ. θα συμφωνηθούν και θα καταγραφούν στη Συμφωνία για την Πώληση και Αγορά Αερίου⁵⁰ (GSPA).

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα πρόσφατων μελετών που εκπονήθηκαν για λογαριασμό της εταιρείας ΥΑΦΑ Ποσειδών⁵¹ (50% ΔΕΠΑ – 50% Edison):

- Το κόστος μεταφοράς του φυσικού αερίου μέσω του East Med εκτιμάται στα 2.81 \$/MMBtu ή 3.50 \$/MMBtu, ανάλογα με την μεταφορική ικανότητα του αγωγού που θα επιλεγεί (20 ή 10 bcm αερίου το χρόνο). Το κόστος εξαγωγής του φυσικού αερίου σε υγροποιημένη μορφή (δηλ. μεταφορά στην Αίγυπτο και υγροποίηση στα εργοστάσια που βρίσκονται εκεί) κυμαίνεται από 3.65 \$/MMBtu έως 4.50 \$/MMBtu, ενώ το κόστος μεταφοράς μέσω αγωγού προς την Τουρκία είναι 0.97 \$/MMBtu.
- Η επιλογή του East Med ξεχωρίζει ως η μόνη εναλλακτική που δεν εξαρτάται από τρίτα μέρη εκτός ΕΕ. Λόγω της άμεσης πρόσβασης στην Ευρωπαϊκή Ένωση, έχει το πλεονέκτημα της χαμηλής παρεμβολής πολιτικών κινδύνων και μιας μεγάλης διαφοροποιημένης αγοράς με πολλούς πιθανούς αγοραστές στην απελευθερωμένη και συνδεδεμένη αγορά φυσικού αερίου της ΕΕ. Ο αγωγός θα πρέπει να συμμορφώνεται με το νομικό πλαίσιο της ΕΕ και του τρίτου ενεργειακού πακέτου, που συνεπάγεται είτε ρυθμιζόμενους όρους πρόσβασης τρίτων είτε εξαιρέσεις από τους όρους αυτούς.

Την 3η Μαρτίου του 2020, εκδόθηκε Υπουργική Απόφαση σύμφωνα με την οποία εγκρίθηκε η έναρξη του κύκλου αδειοδότησης για τον αγωγό East Med και πιο συγκεκριμένα του ελληνικού χερσαίου τμήματος του αγωγού.

Η ολοκλήρωση της αδειοδοτικής διαδικασίας προβλέπεται στο 4ο τρίμηνο του 2021, ώστε στη συνέχεια να ξεκινήσει η υλοποίηση του East Med που σχεδιάζεται να ολοκληρωθεί το 2024.

Στις 29 Απριλίου του 2020, η ΥΑΦΑ Ποσειδών εξέδωσε πρόσκληση για τις προπαρασκευαστικές δραστηριότητες του αγωγού East Med, συνολικού κόστους €2.4 δισ. άνευ φόρων και €2.97 δισ. μετά φόρων. Ειδικότερα, οι δραστηριότητες αφορούν στο λεπτομερή σχεδιασμό, την προμήθεια, την κατασκευή, τη μεταφορά, την εγκατάσταση και το pre-commissioning (EPCI) των υπεράκτιων τμημάτων του αγωγού. Η συγκεκριμένη προκήρυξη αφορά την Α' φάση του East Med που έχει σχεδιαστεί για τη μεταφορά 10 bcm/έτος συν 1 bcm για την Κύπρο, θα διαρκέσει ως τις 20 Ιουνίου και θα ολοκληρωθεί με την επιλογή δύο αναδόχων. Ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη της Α' φάσης λαμβάνει υπόψη όλες τις δραστηριότητες μελέτης και ανάπτυξης, συμπεριλαμβανομένων και των σχετικών προ-επενδύσεων, με γνώμονα πιθανή αύξηση της δυναμικότητας του αγωγού στα 20 bcm/έτος, σε μεταγενέστερη φάση.

Η κατάθεση στη Βουλή του νομοσχεδίου της Διακυβερνητικής Συμφωνίας για τον αγωγό East Med στις 4 Μαΐου του 2020 ακολουθεί την έναρξη της διαδικασίας αδειοδότησης του έργου στην Ελλάδα και την προκήρυξη βασικών τμημάτων της τελικής μελέτης σκοπιμότητας που έγινε από τον φορέα υλοποίησης του έργου, την ΥΑΦΑ Ποσειδών. Η Διακυβερνητική Συμφωνία για την κατασκευή του αγωγού κυρώθηκε από την ελληνική Βουλή στις 14 Μαΐου του 2020.

Τα επόμενα βήματα είναι η ολοκλήρωση της μελέτης σκοπιμότητας ύψους περίπου €70 εκατ. και η λήψη της τελικής επενδυτικής απόφασης. Λαμβάνοντας υπόψη και τα στοιχεία των μελετών που προαναφέρθηκαν, τα μεγαλύτερα εμπόδια για την υλοποίηση του έργου παραμένουν τα εξής:

- εξασφάλιση επαρκών ποσοτήτων φυσικού αερίου για εξαγωγές,
- επίτευξη ανταγωνιστικών τιμών

Επιπρόσθετα, θα πρέπει να αντιμετωπισθούν οι τεχνικές προκλήσεις του έργου αναφορικά με τα μεγάλα βάθη στα οποία σχεδιάζεται να οδεύσουν τα υποθαλάσσια τμήματα του αγωγού. Με δεδομένη τη σημερινή και μελλοντική ζήτηση φυσικού αερίου της Ευρώπης, η δυνητική συμμετοχή του East Med στην κάλυψη των αναγκών τροφοδοσίας δεν πρόκειται να υπερβεί το 3% στην καλύτερη περίπτωση.

⁵⁰ Energean (2020), "Energean and DEPA agreement paves the way for commercial operation of East Med pipeline", Joint Press Release, <https://www.energean.com/media/3629/20100202-energean-depa-loi.pdf>

⁵¹ C&M Engineering (2020), "Pre-Feasibility Study for the East Med Gas Pipeline Project of DEPA", http://www.cmengineering.gr/Projects%20Html/Energy/8_East%20Med/8_East%20med.html

4.2.7.11. FSRU Διώρυγα Gas

Το συγκεκριμένο έργο (έχει προταθεί και προωθείται από τον όμιλο της Motor Oil Hellas⁵²) αποτελείται από μια υπεράκτια πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ, η οποία θα είναι αγκυροβολημένη σε απόσταση 1.5 χλμ. νοτιοδυτικά από τα διυλιστήρια Κορίνθου της Motor Oil στους Αγίους Θεοδώρους Κορινθίας. Το έργο, που έλαβε άδεια ΑΣΦΑ από την ΡΑΕ στις αρχές Μαρτίου του 2019, θα συνδεθεί με το ΕΣΦΑ μέσω υποθαλάσσιου και χερσαίου αγωγού.

Η αποθηκευτική δυναμικότητα της μονάδας σχεδιάζεται σε 135,000 έως 170,000 m³, με μέγιστη δυναμικότητα αεριοποίησης 470,000 ncm/h ή ετήσια δυναμικότητα 2.6 bcm. Το έργο θα ενισχύσει την ασφάλεια εφοδιασμού σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο, θα αποτελέσει νέο Σημείο Εισόδου του ΕΣΦΑ και με τις απαιτούμενες διασυνδέσεις του ΕΣΦΑ με τα γειτονικά συστήματα φυσικού αερίου, θα εξασφαλίσει πρόσβαση στις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης.



Αντίστοιχα, προκύπτουν οφέλη για τον τελικό καταναλωτή, καθώς θα προσδώσει επιπλέον ρευστότητα στην αγορά ΥΦΑ (μείωση τιμών προμήθειας), ενώ θα συμβάλει στην αποσυμφόρηση του τερματικού σταθμού ΥΦΑ Ρεβυθούσας, πρώτα δείγματα της οποίας εμφανίστηκαν τόσο το τελευταίο τρίμηνο του 2019 όσο και κατά την κατάρτιση Τελικού Ετησίου Προγράμματος Εκφόρτωσης Φορτίων ΥΦΑ για το 2020 από τον ΔΕΣΦΑ⁵³. Τέλος, το έργο δύναται να λειτουργήσει επικουρικά:

- με τον Τερματικό Σταθμό ΥΦΑ Ρεβυθούσας (εγγύτητα – διπλές εκφορτώσεις),
- με το 5ετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης δικτύου διανομής φυσικού αερίου της ΔΕΔΑ 2020-2024, που προβλέπει τροφοδοσία των πόλεων της Πάτρας, Αργινίου και Πύργου με LNG,
- με δραστηριότητες στην αναδυόμενη αγορά Marine LNG & Small-Scale LNG.

4.2.7.12 Απομακρυσμένα Δίκτυα Διανομής Φυσικού Αερίου/Συμπιεσμένο Φυσικό Αέριο (CNG)

Σε συνέχεια θέσπισης του απαιτούμενου ρυθμιστικού πλαισίου για την ανάπτυξη/τροφοδότηση απομακρυσμένων δικτύων διανομής φυσικού αερίου, την λήψη υπηρεσιών εικονικού αγωγού (virtual pipe), τον καθορισμό τεχνικών κανονισμών CNG εγκαταστάσεων το 2018⁵⁴, η ΕΔΑ Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας ολοκλήρωσε έως τα τέλη του 2019 την σύνδεση απομακρυσμένων δικτύων διανομής φυσικού αερίου με CNG στους Δήμους Δέλτα, Τυρνάβου, Ελασσόνας, Χαλκηδόνος, Μετεώρων, Παλαμά, Λαγκαδά, Σοφάδων και Αγιάς.

Σύμφωνα με τα Πενταετή Προγράμματα Ανάπτυξης Δικτύου Διανομής 2020-2024, αφενός η ΕΔΑ Θεσσαλονίκης-Θεσσαλίας προβλέπεται να συνδέσει νέα απομακρυσμένα δίκτυα διανομής και αφετέρου ΕΔΑ Αττικής και ΔΕΔΑ περιλαμβάνουν στα πλάνα τους τροφοδότηση περιοχών με Εικονικό Αγωγό CNG.

Η ΔΕΠΑ στο τέλος του 2019 είχε θέσει σε λειτουργία 14 πρατήρια ανεφοδιασμού οχημάτων με CNG, όπως φαίνεται στον ακόλουθο χάρτη.

⁵² Σάτρας, Ν. (2019), "DIORYGA GAS" FSRU Project - part of European Natural Gas Grid", Ημερίδα ΡΑΕ (84η ΔΕΘ), http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/factsheets/2019/gen/16092019?p=file&i=4

⁵³ Λιάγγου, Χ. (2019), "Οξύνεται ο ανταγωνισμός εγχώριων ομίλων στην αγορά φυσικού αερίου", <https://www.kathimerini.gr/1052415/article/oikonomia/epixeirhseis/o3ynetai-o-antagwnismos-egxwriwn-omilwn-sthn-agora-fysikoy-aerioy>

⁵⁴ ΦΕΚ Β' 3334/10.08.2018, ΦΕΚ Β' 4298/27.09.2018, ΦΕΚ Β' 1809/21.05.2018, ΦΕΚ Β' 5661/17.12.2018

Χάρτης 13: Δίκτυο Πρατηρίων FISIKON



Πηγή: www.fisikon.gr

Το πρατήριο στα Ιωάννινα⁵⁵ τροφοδοτείται μέσω Εικονικού Αγωγού, καθώς δεν υπάρχει δίκτυο διανομής στην περιοχή. Ομοίως, ορισμένα πρατήρια που θα λειτουργήσουν το 2020 (πχ. Ηγουμενίτσα) αλλά και ορισμένα υπό σχεδιασμό θα τροφοδοτηθούν μέσω Εικονικού Αγωγού.

Αξίζει να σημειωθεί ότι αναμένεται εντός του 2020 να ξεκινήσει η λειτουργία πρατηρίων CNG και από άλλες εταιρείες πέραν της ΔΕΠΑ και της EDIL Hellas⁵⁶ που δραστηριοποιείται από το 2018 στην προμήθεια και μεταφορά CNG.

4.2.7.13. Μικρής Κλίμακας εφαρμογές LNG/Ναυτιλία

Η ΔΕΠΑ είναι ο συντονιστής του προγράμματος Poseidon Med II που αποτελεί τον οδικό χάρτη για την ευρεία υιοθέτηση του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου ως εναλλακτικού καυσίμου στη ναυτιλία. Ο ρόλος του ΥΦΑ θα είναι καθοριστικός στην προσπάθεια των ναυτιλιακών επιχειρήσεων για την μείωση εκπομπής ρύπων που επιβάλλεται πλέον από αρχές του 2020 από τους νέους αυστηρότερους διεθνείς κανονισμούς (MARPOL Annex VI). Μεταξύ των συμμετεχόντων στο πρόγραμμα είναι και ο Τερματικός σταθμός ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα. Αυτό έχει ληφθεί υπόψη από το ΔΕΣΦΑ, ο οποίος έχει εντάξει στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ την κατασκευή σταθμού φόρτωσης βυτιοφόρων με ΥΦΑ. Ο σταθμός θα δώσει τη δυνατότητα χρήσης του φυσικού αερίου ως καύσιμο στη ναυτιλία (πλοία με καύσιμο ΥΦΑ). Σύμφωνα με τελευταίες πληροφορίες⁵⁸, ο Πειραιάς θα είναι σε θέση το 2021 να προμηθεύει με LNG πλοία από βυτιοφόρα οχήματα (truck to ship) και το 2022 από πλοία ανεφοδιασμού (ship to ship).

Η ΔΕΠΑ συμμετέχει, επίσης, στο πρόγραμμα BlueHUBS⁵⁹ (αποτελεί την συνέχεια του Poseidon Med II), το οποίο έχει ως στόχο την δημιουργία της απαιτούμενης εφοδιαστικής αλυσίδας για την διανομή φυσικού αερίου τόσο σε χρήστες λιμανιών όσο και σε χρήστες οχημάτων βαρέως τύπου και λεωφορείων. Η δράση του προγράμματος αφορά τα λιμάνια της Λευκωσίας, του Πειραιά και του Ηρακλείου. Στα πλαίσια του προγράμματος την 28η Ιανουαρίου του 2020, η ΔΕΠΑ⁶⁰ και η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων υπέγραψαν συμφωνία για τη χρηματοδότηση με ποσό έως €20 εκατ. της κατασκευής ενός νέου πλοίου τροφοδοσίας LNG για ναυτιλιακή χρήση (LNG Bunkering vessel) στην Ελλάδα, που θα έχει έδρα τον Πειραιά.

Πρόκειται για ένα πλοίο χωρητικότητας 3,000 κυβικών μέτρων υγροποιημένου φυσικού αερίου, το πρώτο αυτού του είδους στην Ελλάδα και στην Ανατολική Μεσόγειο, το οποίο θα τροφοδοτείται από τη Ρεβυθούσα και θα ανεφοδιάζει πλοία τόσο στον Πειραιά αλλά και σε άλλα λιμάνια της Ελλάδας και της ευρύτερης περιοχής, υποστηρίζοντας στην πράξη τη μετάβαση της ναυτιλίας σε πιο φιλικά προς το περιβάλλον καύσιμα, όπως επιτάσσουν οι νέοι αυστηρότεροι διεθνείς κανονισμοί.

⁵⁵ <https://www.depa.gr/depa-xekinise-ti-litourgia-tou-to-pratirio-fysikou-aeriu-kinesis-sta-ioannina/>

⁵⁶ <http://www.promethan.gr/>

⁵⁷ <https://www.poseidonmedii.eu/>

⁵⁸ <https://www.capital.gr/epixeiriseis/3413682/poseidon-med-ii-to-2022-anefodiasmos-ploion-me-lng-ston-peiraia>

⁵⁹ <https://www.depa.gr/developmental-programs/?lang=en>

⁶⁰ <https://www.depa.gr/symfonia-chrimatodotisis-gia-tin-kataskevi-tou-protou-pliou-trofodosias-lng-gia-naftiliaki-chrisi-stin-anatoliki-mesogio/>

4.2.8. Ιδιωτικοποίηση ΔΕΠΑ

Τον Μάρτιο του 2019, με την ψήφιση του Ν.4602/2019, δρομολογήθηκε ο εταιρικός μετασχηματισμός της ΔΕΠΑ. Οι διατάξεις του ανωτέρω νόμου δεν εφαρμόστηκαν λόγω των Εθνικών Εκλογών της 7ης Ιουλίου 2019 και την τροποποίηση του ανωτέρω Νόμου από τον Ν.4643/2019 που ψηφίστηκε την 3η Δεκεμβρίου 2019.

Αναφορικά με τον μετασχηματισμό της ΔΕΠΑ, οι βασικότερες διατάξεις είναι οι ακόλουθες:

- Προβλέπεται η μερική διάσπαση των κλάδων υποδομών, διεθνών έργων και εμπορίας της ΔΕΠΑ με αποτέλεσμα τη σύσταση δύο νέων εταιρειών, τη ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ Α.Ε. και τη ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ Α.Ε., ενώ η παλαιά εταιρεία παραμένει ως ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ Α.Ε. Την 30η Απριλίου του 2020 ολοκληρώθηκε η σύσταση της ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ Α.Ε. με την καταχώριση και δημοσίευση στο Γενικό Εμπορικό Μητρώο της από 27/04/2020 απόφασης της Γενικής Συνέλευσης των μετόχων της ΔΕΠΑ για τη μερική διάσπαση του κλάδου υποδομών της ΔΕΠΑ και τη μεταβίβασή του στη νέα εταιρεία, καθώς και της σχετικής συμβολαιογραφικής πράξης⁶¹.
- Στη ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ περιέρχονται οι συμμετοχές της ΔΕΠΑ στη ΔΕΔΑ, στην ΕΔΑ Αττικής, στην ΕΔΑ Θεσσαλονίκης - Θεσσαλίας, η κυριότητα επί των παγίων των δικτύων διανομής φυσικού αερίου, το δίκτυο οπτικών ινών που ανήκει στη ΔΕΠΑ και τα δικαιώματα και υποχρεώσεις της ΔΕΠΑ αναφορικά με την ανάπτυξη, τον σχεδιασμό και την υλοποίηση έργων υποδομής δικτύων διανομής συμπεριλαμβανομένων σχετικών έργων συμπίεσμένου φυσικού αερίου ή μικρής κλίμακας ΥΦΑ, εξαιρουμένων των δικαιωμάτων και υποχρεώσεων της ΔΕΠΑ σε διεθνή έργα, όπως δεσμεύσεις ποσοτήτων στο διασυνδεδετήριο αγωγό Ελλάδας Βουλγαρίας (IGB) ή στο πλωτό τερματικό αεριοποίησης ΥΦΑ (FSRU) στην Αλεξανδρούπολη.
- Στη ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ εντάσσεται το σύνολο των δραστηριοτήτων διεθνών έργων της ΔΕΠΑ και των θυγατρικών της (διασύνδεση Ελλάδας Ιταλίας IGI, τον αγωγό East Med, το αγωγό IGB).

Σύμφωνα με το Άρθρο 131 του Ν.4685/2020, το ΤΑΙΠΕΔ μετά την παράδοση σε αυτό των μετοχών εκδόσεως της ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ Α.Ε., μεταβιβάζει άνευ ανταλλάγματος προς την Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων Α.Ε. (ΕΔΕΥ Α.Ε.) μετοχές που αντιστοιχούν σε εξήντα πέντε τοις εκατό (65%) του συνόλου των μετοχών εκδόσεως της ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ Α.Ε., ενώ η ΕΔΕΥ Α.Ε. δύναται να προβαίνει σε κάθε απαιτούμενη ενέργεια προς τον σκοπό απόκτησης και των λοιπών μετοχών εκδόσεως της ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ Α.Ε.

• Η ΔΕΠΑ, μετά την ολοκλήρωση της μερικής διάσπασης και της απόσχισης, μετονομάζεται σε ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ Α.Ε. και διατηρεί είτε απευθείας είτε μέσω των θυγατρικών εταιρειών της τον κλάδο εμπορίας (συμμετοχή της ΔΕΠΑ στην ΕΠΑ Αττικής, εισαγωγή φυσικού αερίου στη χώρα, προμήθεια φυσικού αερίου μέσω ή εκτός Συστημάτων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου ή Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου, εισαγωγή, προμήθεια και εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας, ανεφοδιασμός οχημάτων με CNG, προμήθεια τελικών πελατών, προμήθεια απομακρυσμένων Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου, οποιαδήποτε άλλη δραστηριότητα σχετίζεται με την προμήθεια φυσικού αερίου, συμπεριλαμβανομένων των δικαιωμάτων και υποχρεώσεων της ΔΕΠΑ σε διεθνή έργα, όπως δεσμεύσεις ποσοτήτων στο διασυνδεδετήριο αγωγό Ελλάδας Βουλγαρίας (IGB) ή στο πλωτό τερματικό αεριοποίησης ΥΦΑ (FSRU) στην Αλεξανδρούπολη, τα δικαιώματα και οι υποχρεώσεις που απορρέουν από μνημόνια συνεργασίας ή συμφωνίες αναφορικά με τη μελλοντική συμμετοχή της ΔΕΠΑ στην εταιρεία ή στις εταιρείες που έχουν ως σκοπό την κατασκευή, την ανάπτυξη και τη διαχείριση του νέου πλωτού τερματικού αεριοποίησης υδροποιημένου φυσικού αερίου FSRU στην Αλεξανδρούπολη.

• Στη βάση του παραπάνω διαχωρισμού, θα διενεργηθούν διεθνείς διαγωνισμοί από το ΤΑΙΠΕΔ για την πώληση:

- των συμμετοχών του στη ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ (μέχρι 65%),
- των συμμετοχών του στη ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ (μέχρι 65%)

4.2.9. Τελευταίες Εξελίξεις στην Αγορά Φυσικού Αερίου της Ελλάδας

Την 14η Νοεμβρίου του 2019, η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων ανακοίνωσε⁶² ότι θα παύσει να χρηματοδοτεί ενεργειακά έργα που σχετίζονται με ορυκτά καύσιμα από το τέλος του 2021, συμπεριλαμβανομένων έργων που αφορούν το φυσικό αέριο. Στο μέλλον, οι χρηματοδοτήσεις θα προάγουν την καινοτομία στον τομέα της καθαρής ενέργειας, την ενεργειακή απόδοση και τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η ανωτέρω απόφαση επηρεάζει άμεσα τόσο την Ελληνική Αγορά φυσικού αερίου όσο και της υπόλοιπης Νοτιοανατολικής Ευρώπης, καθώς αναστέλλει την χρηματοδότηση έργων υποδομών φυσικού αερίου από το 2021.

Σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν.4643/2019, το ΤΑΙΠΕΔ προχώρησε την 9η Δεκεμβρίου 2019 στην Πρόσκληση για την Εκδήλωση Ενδιαφέροντος για την πώληση του 100% της ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ Α.Ε.⁶³. Βάσει σχετικού Μνημονίου Συνεργασίας μεταξύ του ΤΑΙΠΕΔ και της ΕΛΠΕ, η ΕΛΠΕ δεσμεύεται να διαθέσει

⁶¹ <https://www.depa.gr/oloklirothike-i-meriki-diaspasi-tou-kladou-ypodomon-tis-depa-ke-systathike-i-depa-ypodomon-a-e-athina-30-apriliou-2020/>

⁶² <https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy.htm>

⁶³ <https://www.hradf.com/procurement/view/830/prosklsh-gia-thn-ypobolh-ekdhlwshs-endaferontos-gia-thn-pwlsh-toy-100-ths-depa-ypodomwn-a-e>

προς πώληση το 35% των μετοχών που κατέχει. Η προθεσμία υποβολής Εκδηλώσεων Ενδιαφέροντος παρατάθηκε μέχρι την 21η Φεβρουαρίου 2020, όπου υπήρξε ενδιαφέρον από 9 συνολικά σχήματα (έξι επενδυτικά funds και τρεις ενεργειακές εταιρείες, δύο από την Ευρώπη και μία από την Κίνα).

Στις αρχές Μαΐου του 2020, συγκροτήθηκε σε σώμα το νέο εννεαμελές Διοικητικό Συμβούλιο της ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ. Η σύσταση της ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ολοκληρώθηκε με την καταχώριση και δημοσίευση στο Γενικό Εμπορικό Μητρώο (Γ.Ε.ΜΗ.) της σχετικής απόφασης της Γενικής Συνέλευσης των Μετόχων της ΔΕΠΑ που αφορούσε στη μερική διάσπαση του κλάδου των υποδομών και στη μεταβίβασή του στη νέα εταιρεία, καθώς και της σχετικής συμβολαιογραφικής πράξης.

Στις αρχές Ιουνίου του 2020, το ΤΑΙΠΕΔ, σε συμφωνία με την ΕΛΠΕ, προεπέλεξε έξι επενδυτικά σχήματα, τα οποία πληρούν τα κριτήρια συμμετοχής στη Β' δεσμευτική φάση του διαγωνισμού για την απόκτηση του 100% του μετοχικού κεφαλαίου της ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ.

Αντιστοίχως, το ΤΑΙΠΕΔ προχώρησε την 23η Ιανουαρίου 2020 στην Πρόσκληση για την Εκδήλωση Ενδιαφέροντος για την πώληση του 65% της ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ Α.Ε.⁶⁴ Βάσει σχετικού Μνημονίου Συνεργασίας μεταξύ του ΤΑΙΠΕΔ και της ΕΛΠΕ, ο προτιμητέος επενδυτής θα έχει το δικαίωμα να αποκτήσει και τις μετοχές που κατέχει η ΕΛΠΕ στη ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ Α.Ε., αποκτώντας έτσι το σύνολο των μετοχών της ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ Α.Ε. Μετά από σχετική παράταση της Πρόσκλησης για την Εκδήλωση Ενδιαφέροντος για την απόκτηση του 65% της ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ Α.Ε. μέχρι την 23η Μαρτίου του 2020, το ΤΑΙΠΕΔ κοινοποίησε την ίδια ημέρα το ενδιαφέρον εννέα ομίλων και κοινοπραξιών.

Την 1η Μαΐου του 2020, προστέθηκαν με τροπολογία στο περιβαλλοντικό πολυνομοσχέδιο⁶⁵ οι ρυθμίσεις που αφορούν στη μεταφορά στην Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων (ΕΔΕΥ) των δραστηριοτήτων για την ανάπτυξη και την κατασκευή των διεθνών έργων μεταφοράς φυσικού αερίου της ΔΕΠΑ, όπως του ελληνοβουλγαρικού αγωγού φυσικού αερίου IGB, του αγωγού East Med, κλπ. Έτσι, η ΕΔΕΥ θα κατέχει το 65% των μετοχών της «ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ ΑΕ», με τα ΕΛΠΕ να κατέχουν το υπόλοιπο 35%. Ωστόσο, πρόθεση της ελληνικής κυβέρνησης είναι η εξαγορά του 35% των ΕΛΠΕ στη «ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ ΑΕ». Επίσης, η ΕΔΕΥ θα μπορεί να προβαίνει σε κάθε απαιτούμενη ενέργεια για την απόκτηση του 100% των μετοχών της «ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ ΑΕ».

Αναφορικά με την μετοχική σύνθεση του ΔΕΣΦΑ, την 13η Ιανουαρίου 2020⁶⁶ υπογράφηκε η εξαγορά του 10% του μετοχικού κεφαλαίου της SENFLUGA Energy Holdings SA από την DAMCO ENERGY SA, εταιρεία του Ομίλου Κοπελούζου. Υπενθυμίζεται ότι το Δεκέμβριο του 2018, η SENFLUGA εξαγόρασε, μετά από διεθνή διαγωνισμό, ποσοστό 66% του μετοχικού κεφαλαίου του ΔΕΣΦΑ. Με την ολοκλήρωση της εξαγοράς, η μετοχική δομή της SENFLUGA σήμερα έχει ως εξής: Snam με ποσοστό 54%, Enagás και Fluxys με ποσοστό 18% η καθεμία και DAMCO με ποσοστό 10%.

Επίσης, μία σημαντική εξέλιξη για την εγχώρια χονδρεμπορική αγορά φυσικού αερίου είναι η σύναψη 10ετούς σύμβασης προμήθειας φυσικού αερίου μεταξύ της Μυτιληναίος Α.Ε. και της Gazprom Export LLC, σύμφωνα με ανακοίνωση της εταιρείας⁶⁷. Η περίοδος παράδοσης ποσοτήτων ρωσικού φυσικού αερίου φθάνει μέχρι και το 2030.

4.3. Ηλεκτρισμός

Στην Ελλάδα, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργεί με βάση μια δομή συγκέντρωσης (pool structure), το οποίο σημαίνει ότι το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος δημιουργεί μια «δεξαμενή» από την οποία προμηθεύονται όλοι οι συμμετέχοντες στο σκέλος της διανομής την ηλεκτρική ενέργεια που προμηθεύουν στους πελάτες τους - καταναλωτές. Συνεπώς, ακόμη και οι καθετοποιημένες επιχειρήσεις, όπως η ΔΕΗ, πρέπει να εγχύσουν την παραγόμενη ενέργεια στην κοινή «δεξαμενή» και εν συνεχεία να την αγοράσουν επί ίσοις όροις με τους λοιπούς εναλλακτικούς προμηθευτές, ώστε να την προμηθεύσουν στους πελάτες τους.

Τα τελευταία χρόνια γίνεται μια συνεχής προσπάθεια αξιοποίησης του δυναμικού ΑΠΕ, με σκοπό την ικανοποίηση των δεσμεύσεων της χώρας για την υψηλότερη διείσδυση αυτών στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα, αλλά και την αξιοποίηση εγχώριου δυναμικού για την διασφάλιση ενεργειακού εφοδιασμού. Η έμφαση δίνεται σε τεχνολογίες υψηλής εμπορικής ωριμότητας και εγχώριου δυναμικού (π.χ. αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά, βιομάζα, μικρά υδροηλεκτρικά), οι οποίες έχουν προσελκύσει υψηλό επενδυτικό ενδιαφέρον.

Αξίζει να σημειωθεί ότι οι σταθμοί φυσικού αερίου και ΑΠΕ έχουν αρχίσει να αντικαθιστούν μεγάλο μέρος της λιγνιτικής παραγωγής, με αποτέλεσμα τη σημαντική αύξηση της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή κατά την τελευταία δεκαετία λόγω των ΑΠΕ.

⁶⁴ <https://www.hradf.com/procurement/view/832/prosklshsh-gia-thn-ypobolh-ekdhlwshs-endiaferontos-gia-thn-apokthsh-toy-65-ths-depa-emporias-a-e>

⁶⁵ <https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy.htm>

⁶⁶ Το περιβαλλοντικό πολυνομοσχέδιο ψηφίστηκε από τη Βουλή στις 5 Μαΐου του 2020.

⁶⁷ <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/oloklhw8hke-h-ejagora-toy-10-toy-metoxikoy-kefalaiou-ths-senfluga-energy-infrastructure-holding-s-a-senfluga-apo-thn-damco-energy-s-a>

⁶⁷ https://www.mytilineos.gr/Uploads/nea/2020/MYTILINEOS_Gazprom_Agreement_ENG.pdf

4.3.1. Προσφορά και Ζήτηση

Οι εγχώριοι λιγνίτες διαδραμάτισαν ιστορικά σημαντικό ρόλο στην ελληνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και κάλυψαν σχεδόν το 20% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο - εκτός νησιών - σύστημα το 2019. Ωστόσο, η κυριαρχία τους έχει μειωθεί την τελευταία δεκαετία λόγω της μείωσης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και της αυξανόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, κυρίως αιολική και ηλιακή ενέργεια, και του φυσικού αερίου. Οι ΑΠΕ κάλυψαν σχεδόν το ένα τρίτο της συνολικής εγχώριας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας την τριετία 2017-2019.

Ηλεκτροπαραγωγή

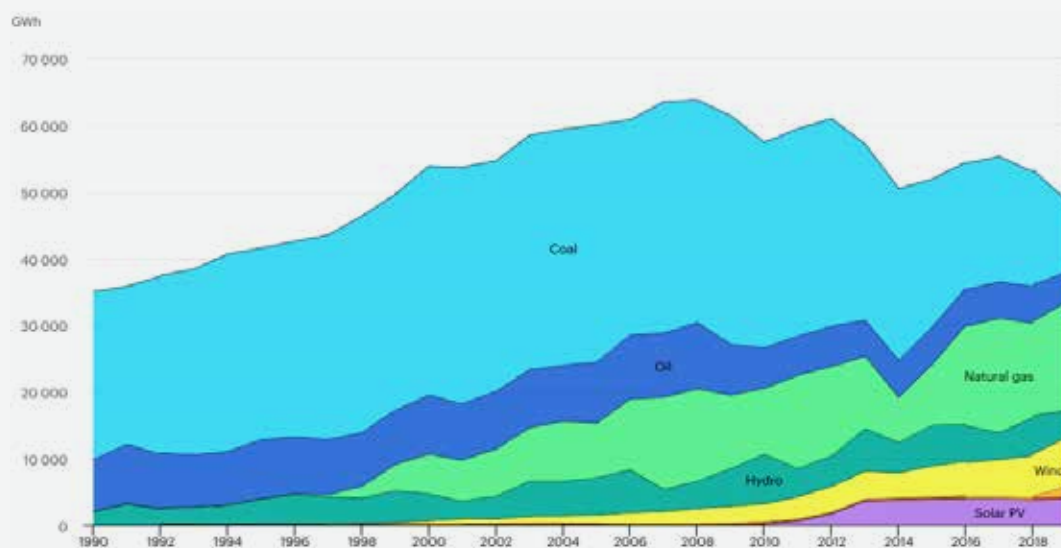
Το 2019, η Ελλάδα παρήγαγε 42.2 TWh ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα, σημειώνοντας μία πτώση της τάξεως του 6.6% από τα επίπεδα του 2018. Το φυσικό αέριο ήταν η μεγαλύτερη πηγή ενέργειας όσον αφορά την εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή, με 16.2 TWh το 2019, ακολουθούμενο από τις ΑΠΕ, οι οποίες αύξησαν το μερίδιό τους από τις 11.1 TWh το 2018 στις 12.2 TWh το 2019. Αξιοσημείωτη είναι η συρρίκνωση της συνεισφοράς του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή την τελευταία διετία, από τις 14.9 TWh το 2018 στα 10.4 TWh το 2019.

Πίνακας 13: Μεταβολή Ηλεκτροπαραγωγής (GWh) στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2018-2019



Πηγή: ΑΔΜΗΕ⁶⁸

Διάγραμμα 30: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Μορφή Ενέργειας, 1990-2019



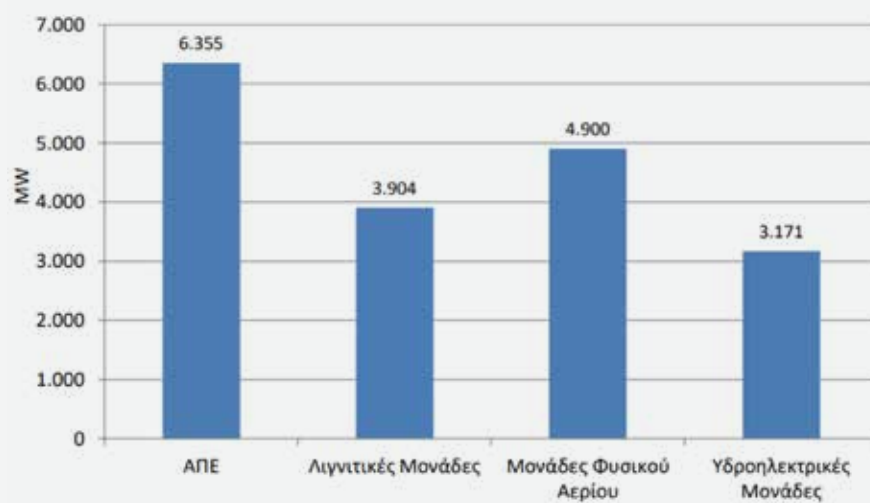
⁶⁸ http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Monthly_Energy_Reports/Energy_Report_201912_v1.pdf

Εγκατεστημένη Ισχύς

Το 2019, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας ανήλθε στα 18.3 GW, σημειώνοντας μία άνοδο της τάξεως του 5.2% από τα επίπεδα του 2018 (17.4 GW). Οι ΑΠΕ ήταν η μόνη πηγή ηλεκτροπαραγωγής που σημείωσε αύξηση στην εγχώρια εγκατεστημένη ισχύ στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2019, σε σύγκριση με το 2018, καταγράφοντας νέα εγκατεστημένη ισχύ της τάξεως των 886 MW και συνολική εγκατεστημένη ισχύ 6.3 GW.

Αξιοσημείωτη ήταν το 2019 η εγχώρια εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών και υδροηλεκτρικών μονάδων, όπως και των μονάδων φυσικού αερίου, η οποία παρέμεινε στα επίπεδα του 2018, όπως απεικονίζεται στο Διάγραμμα 31.

Διάγραμμα 31: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων ανά Καύσιμο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας, 2019

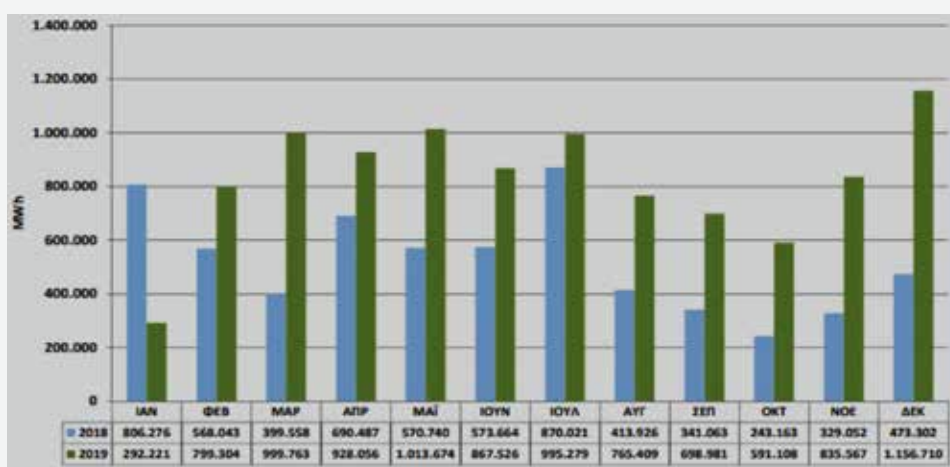


Πηγή: ΕΧΕ

Εισαγωγές και Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας

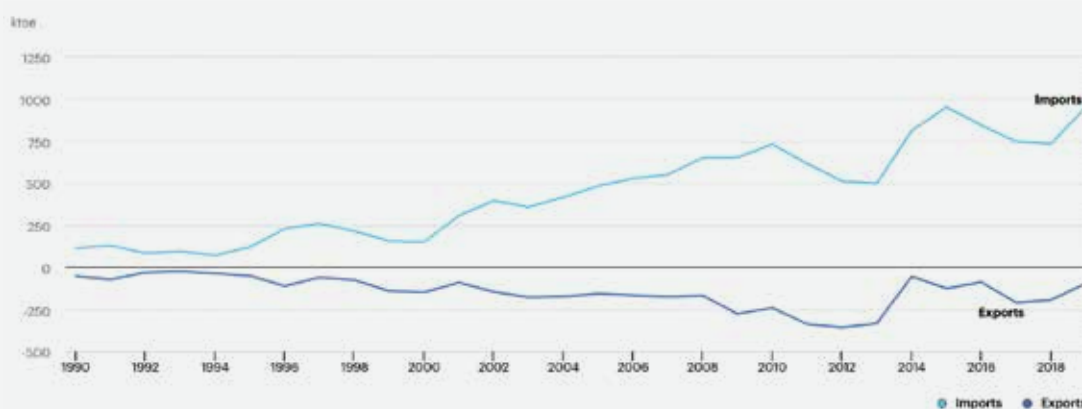
Η Ελλάδα είναι συνδεδεμένη με τις γειτονικές χώρες και, εκτός από την εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, δραστηριοποιείται όλο και περισσότερο στο εμπόριο αυτής. Ωστόσο, ο δείκτης διασυνδεσιμότητας του ηλεκτρικού συστήματος της χώρας βρίσκεται στο 9%, δηλ. σε χαμηλότερα επίπεδα σε σύγκριση με τα άλλα συστήματα της ΝΑ Ευρώπης, με την Βουλγαρία και την Ρουμανία να εμφανίζουν δείκτες διασυνδεσιμότητας 12% και 11% αντιστοίχως. Οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκαν με νέες διασυνδέσεις, αν και αυτές έχουν μεγάλες ετήσιες διακυμάνσεις (βλ. Διαγράμματα 32 και 33). Πιο συγκεκριμένα, οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα ανήλθαν σε 9.6 TWh το 2019, κυρίως από τη Βουλγαρία, την Ιταλία και τη Βόρεια Μακεδονία. Αντίστοιχα, οι εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα το 2019 ανήλθαν σε 2.9 TWh, κυρίως προς την Ιταλία, την Αλβανία και την Βόρεια Μακεδονία. Η Ελλάδα είναι καθαρός εισαγωγέας ηλεκτρικής ενέργειας εδώ και πολλά χρόνια με τις συνολικές καθαρές εισαγωγές να ανέρχονται σε περίπου 6.7 TWh το 2019, καλύπτοντας περίπου το 13% των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ. Αξίζει να αναφερθεί ότι μία δεύτερη διασύνδεση ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας είναι υπό ανάπτυξη, η οποία αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία μέχρι το 2023. Το συγκεκριμένο έργο είναι εξαιρετικής σημασίας για την πραγματική επίτευξη σύζευξης των αγορών των δύο χωρών και αναμένεται να αυξήσει σημαντικά την διασυνδεσιμότητα της Ελλάδας προς τον ελάχιστο κοινό ευρωπαϊκό στόχο του 15% μέχρι το 2030.

Διάγραμμα 32: Ισοζύγιο Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) στις Διασυνδέσεις της Ελλάδας, 2018-2019



Σημείωση: Το ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας στις διασυνδέσεις υπολογίζεται ως η διαφορά («Πραγματικές Ροές Εισαγωγών»-»Πραγματικές Ροές Εξαγωγών») για όλες τις διασυνδέσεις. Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Διάγραμμα 33: Εισαγωγές και Εξαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 1990-2019



Πηγή: IEA (2020)

⁶⁹ Ορίζεται ως ο λόγος της εισαγωγικής ικανότητας των υφιστάμενων διασυνδέσεων προς την εγκατεστημένη ισχύ ηλεκτροπαραγωγής του εκάστοτε συστήματος.

Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε σταθερά μέχρι το ανώτατο επίπεδο των 58.8 TWh το 2008, ακολουθούμενη από πενταετή περίοδο μείωσης από το 2009 έως το 2013, ως συνέπεια της οικονομικής κρίσης. Η κατανάλωση έχει ανακάμψει ελαφρώς τα τελευταία χρόνια και το 2019 η Ελλάδα κατανάλωσε 52.1 TWh ηλεκτρικής ενέργειας (βλ. Διάγραμμα 34) στο διασυνδεδεμένο σύστημα (πλην νήσων με 5.6 TWh). Σύμφωνα με στοιχεία του ΙΕΑ, ο οικιακός τομέας ήταν ο κλάδος που κατανάλωσε την περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια, αντιπροσωπεύοντας το 36% της συνολικής τελικής κατανάλωσης ηλεκτρισμού το 2017 (βλ. Διάγραμμα 35). Ακολούθησε ο εμπορικός τομέας (35.6%) και ο κλάδος της βιομηχανίας (22.7%). Άλλοι τομείς (δηλ. άλλοι ενεργειακοί τομείς, αλλά και οι μεταφορές) αντιπροσώπευαν μόνο ένα μικρό μερίδιο της συνολικής τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

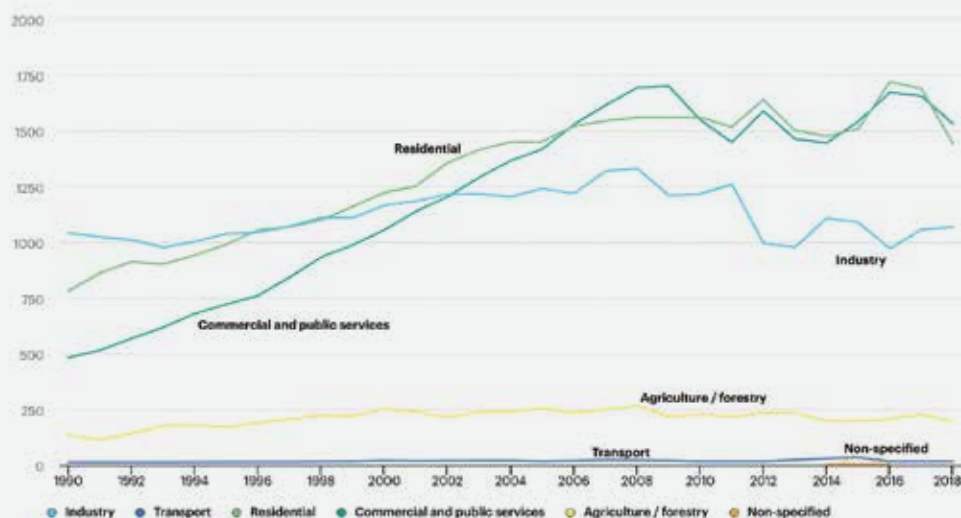
Διάγραμμα 34:
Μεταβολή Ζήτησης
Ηλεκτρικής Ενέργειας
(GWh) στο
Διασυνδεδεμένο
Σύστημα της Ελλάδας,
2018-2019

Πηγή: ΑΔΜΗΕ



Διάγραμμα 35: Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα ανά Κλάδο, 1990-2018

Πηγή: ΙΕΑ (2020)



4.3.2. Η Νέα Δομή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η Ευρωπαϊκή Ένωση με συντονισμένες προσπάθειες προωθεί την δημιουργία μιας ενιαίας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, οι στόχοι για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου οδηγούν στον ριζικό μετασχηματισμό του ηλεκτρικού συστήματος, οπότε τόσο η αγορά όσο και τα ηλεκτρικά δίκτυα βρίσκονται σε μετάβαση. Το μοντέλο-στόχος (Target Model) για την ενιαία ευρωπαϊκή αγορά προσδιορίζει τις ελάχιστες απαιτούμενες προδιαγραφές που θα πρέπει να ακολουθήσουν οι επιμέρους εθνικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας των χωρών-μελών, συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας, ώστε να διαμορφώσουν μια κοινή αρχιτεκτονική λειτουργίας, η οποία θα οδηγήσει ακολούθως στην σύζευξη των αγορών της ΕΕ και στον ανταγωνισμό προς όφελος του τελικού καταναλωτή. Ο βασικός στόχος της αναδιάρθρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι η μείωση του ενεργειακού κόστους στην οικονομία και τους καταναλωτές και η ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού, μέσω της αποτελεσματικής διαμόρφωσης και σταδιακής σύγκλισης της τιμής προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση μηχανισμών, όπως το ενεργειακό χρηματιστήριο και της ενίσχυσης και επέκτασης των διασυνδέσεων μεταξύ των κρατών μελών για την αποτελεσματική λειτουργία της αγοράς.

Η ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε επίπεδο χονδρικής όσο και σε επίπεδο λιανικής, βρίσκεται σε πλήρη μετασχηματισμό, επιδιώκοντας μια τελείως ανταγωνιστική και ενοποιημένη δομή αγοράς. Με την ΔΕΗ, μέχρι πριν λίγα χρόνια, να είχε την αποκλειστικότητα στην παραγωγή, μεταφορά, διανομή και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές, σήμερα ιδιώτες παραγωγοί διαθέτουν δυναμικό άνω των 3,000 MW (χωρίς να υπολογίζονται οι ΑΠΕ), ενώ έχει εγκατασταθεί στρατηγικός επενδυτής στον ΑΔΜΗΕ (μεταφορά), περισσότερες από 20 εταιρείες δραστηριοποιούνται στην προμήθεια (λιανική) και σύντομα αναμένεται να δημιουργηθούν τέσσερις νέες αγορές, μέσω του νεοσύστατου Χρηματιστηρίου Ενέργειας, από τις οποίες θα «περνά» διαδοχικά η ηλεκτρική ενέργεια πριν καταλήξει στους καταναλωτές. Όλα αυτά συμβαίνουν παράλληλα με τον μετασχηματισμό της ΔΕΗ, καθώς και με τα μέτρα ενίσχυσης του ανταγωνισμού, κυρίως μετά την λήξη λειτουργίας των δημοπρασιών λιγνιτικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής της ΔΕΗ, τύπου NOME.

Χονδρική Αγορά

Η καθιερωμένη κρατική εταιρεία ηλεκτρισμού ΔΕΗ κυριαρχεί στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Η εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που διαθέτει η ΔΕΗ ανέρχεται σε 11.3 GW και αντιπροσωπεύει περίπου το 54.3% της εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα (εξαιρουμένων των 930 MW των δύο προς αποεπένδυση θυγατρικών της εταιρειών Λιγνιτική Μελίτης Α.Ε. και Λιγνιτική Μεγαλόπολης Α.Ε.). Το ενεργειακό μίγμα της ΔΕΗ περιλαμβάνει λιγνιτικούς, υδροηλεκτρικούς και πετρελαϊκούς σταθμούς, καθώς και σταθμούς φυσικού αερίου, αλλά και εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Επίσης, είναι κάτοχος του Δικτύου Διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Μέσης & Χαμηλής Τάσης, μήκους περίπου 240,000 χιλιομέτρων και Υψηλής Τάσης μήκους περίπου 1,000 χιλιομέτρων), του οποίου Διαχειριστής είναι η κατά 100% θυγατρική της εταιρεία ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε.

Το 2018, η ΔΕΗ παρήγαγε 27.4 TWh, οι οποίες μαζί με τις 2.4 TWh που εισήγαγε, κάλυψαν το 47.9% της συνολικής ζήτησης. Η παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια προήλθε από λιγνίτη (40.6%), πετρέλαιο (16.8%), φυσικό αέριο (23.2%), υδατικούς πόρους (18.5%) και ΑΠΕ (0.9%). Οι περίπου 6.9 εκατομμύρια πελάτες της ΔΕΗ κατανάλωσαν κατά το 2018 το 81.9% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας που δόθηκε προς τελικούς πελάτες στην Ελλάδα, σύμφωνα με στοιχεία της Ετήσιας Έκθεσης 2018 της ΔΕΗ.

Η ΔΕΗ παρόπλισε 913 MW λιγνιτικής δυναμικότητας μεταξύ 2010-2016 και σχεδιάζει να παροπλίσει άλλα 3,904 MW μέχρι το 2023. Η εταιρεία κατασκευάζει μία λιγνιτική μονάδα στην Πτολεμαΐδα ισχύος 660 MW, την Πτολεμαΐδα 5, η οποία θα τεθεί σε λειτουργία το 2022. Η ΔΕΗ έχει, επίσης, επεκτείνει το σύνολο των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο τα τελευταία πέντε χρόνια, προσθέτοντας 1,700 MW.

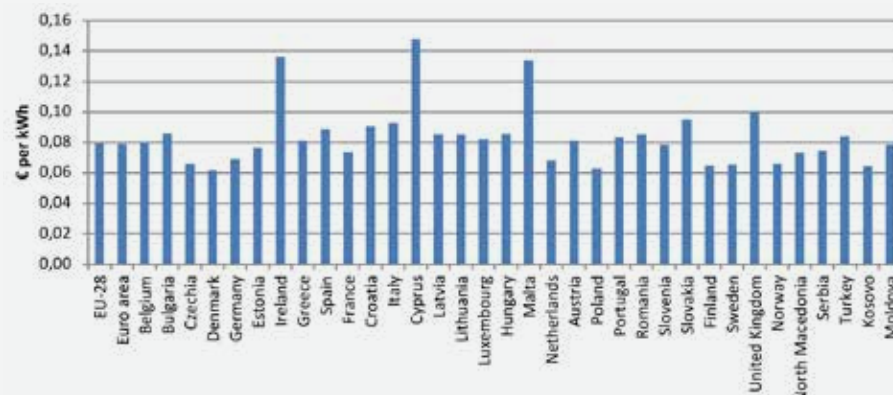
Δεδομένου ότι η ΔΕΗ διαθέτει όλα τα λιγνιτικά και υδροηλεκτρικά περιουσιακά στοιχεία της χώρας (βλ. Παράρτημα 4), οι μεγάλες ιδιωτικές ενεργειακές εταιρείες δραστηριοποιούνται αποκλειστικά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση φυσικού αερίου και ΑΠΕ. Οι ανεξάρτητοι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας κατασκεύασαν εννέα μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση φυσικού αερίου με συνολική ισχύ 2,571 MW. Επίσης, υπάρχουν πολλοί ιδιώτες παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ΑΠΕ με το μερίδιο των ΑΠΕ στον ελληνικό τομέα ηλεκτρισμού να αυξάνεται γρήγορα.

Παρά το γεγονός ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα παραμένει σταθερή τα δύο τελευταία χρόνια λόγω της οικονομικής κρίσης, οι μέσες ετήσιες τιμές στην χονδρεμπορική αγορά έχουν αυξηθεί κατά 49%, από €42.86/MWh το 2016, σε €63.84/MWh το 2019. Σημαντικό ρόλο στην αύξηση των τιμών στη χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας κατά 49% τα τελευταία τρία χρόνια (2016-2019) είχαν: (α) η μείωση της συμμετοχής των λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην ημερήσια αγορά (από τα 1,800 MW στα 1,000 MW), (β) η σταδιακή αύξηση της συμμετοχής των μονάδων ΑΠΕ στην ημερήσια αγορά, (γ) η υποκατάσταση των λιγνιτικών μονάδων από τις (ακριβότερες) μονάδες ηλεκτροπαραγωγής φυσικού αερίου και (δ) η επιβαλλόμενη από την Επιτροπή ανταγωνισμού προθεσμιακή πώληση σημαντικών ποσοτήτων παραγωγής λιγνιτικών μονάδων της ΔΕΗ στους ιδιώτες παραγωγούς. Οι διαδοχικές προθεσμιακές πωλήσεις ήταν σύμφωνες με τη δέσμευση της ΔΕΗ στην Επιτροπή Ανταγωνισμού για τη μείωση των μεριδίων της κάτω του 50% της συνολικής παραγωγής και της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα μέχρι το 2020.

Οι τιμές αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην χονδρεμπορική αγορά μειώθηκαν σημαντικά το Νοέμβριο του 2019. Από τα €68/MWh τον Ιούνιο του 2019, οι τιμές στην χονδρεμπορική αγορά κινήθηκαν τους τελευταίους δύο μήνες του έτους (Νοέμβριος-Δεκέμβριος 2019) στα €55-58/MWh. Η σημαντική μείωση της τιμής οφείλεται στον τερματισμό των δημοπρασιών προθεσμιακών πωλήσεων λιγνιτικής παραγωγής της ΔΕΗ στους ιδιώτες παραγωγούς (NOME) και στην αύξηση των εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας. Όμως, η Ελληνική τιμή συνεχίζει να είναι η υψηλότερη στην Ευρώπη καθώς, η μέση ευρωπαϊκή τιμή πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στις Ευρωπαϊκές χονδρεμπορικές αγορές κυμαίνεται στα €40/MWh.

Στην Ελλάδα, η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας για μη οικιακούς καταναλωτές⁷⁰ ανήλθε σε €0.0815/kWh (προ φόρων και εισφορών) το Β' εξάμηνο του 2019, όπως δείχνει το Διάγραμμα 36, καταγράφοντας σημαντική μείωση από τα επίπεδα του €0.1022/kWh το Β' εξάμηνο του 2015. Οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας απελευθερώθηκαν πλήρως τον Ιούλιο του 2013, αλλά δεν πραγματοποιήθηκε αποτελεσματική είσοδος νέων παικτών στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με την ΔΕΗ να παραμένει ο δεσπόζων προμηθευτής.

Διάγραμμα 36: Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Για Μη Οικιακούς Καταναλωτές στην Ευρώπη, Β' Εξάμηνο 2019



Σημείωση: Οι ανωτέρω τιμές ηλεκτρικής ενέργειας είναι προ φόρων και εισφορών. Πηγή: Eurostat

Λιανική Αγορά

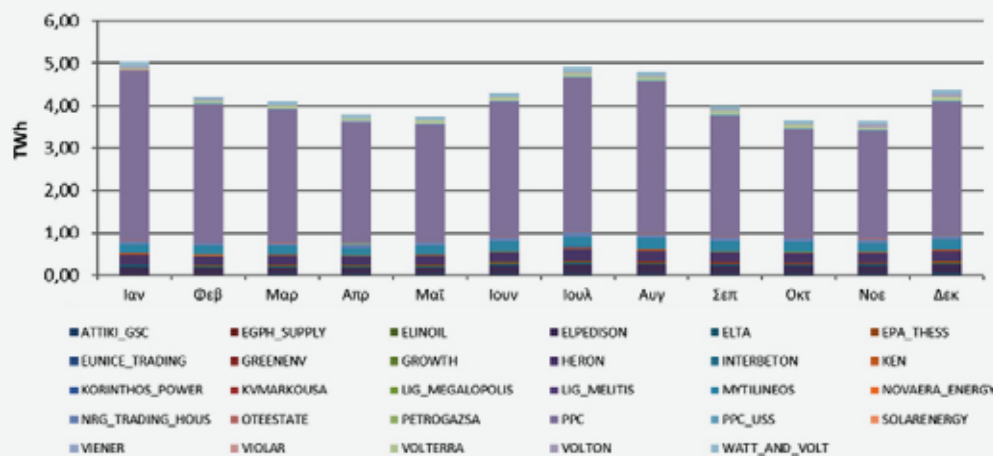
Το ποσοστό της ΔΕΗ στην εγχώρια λιανική αγορά τον Δεκέμβριο του 2019 ανήλθε στο 73.2%, καταγράφοντας δεύτερη συνεχόμενη μηνιαία άνοδο. Ως βασικό χαρακτηριστικό του Δεκεμβρίου 2019 ξεχωρίζουν οι απώλειες των μεγαλύτερων εκ των εναλλακτικών παρόχων ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ, ταυτοχρόνως παρατηρούνται αυξήσεις σε ορισμένους μεσαίους προμηθευτές, γεγονός που έφερε ανακατατάξεις στη σειρά κατάταξης. Το δεύτερο μεγαλύτερο μερίδιο εναλλακτικού παρόχου στη λιανική αγορά τον Δεκέμβριο του 2019 ήταν 5.14% και αντιστοιχεί στην Protergia του Ομίλου Μυτιληναίου, ακολουθούμενο από τον Ήρωνα Θερμοηλεκτρική, με ποσοστό 4.96%, όπως αναλύεται στο Παράρτημα 6.

Η κατάργηση των δημοπρασιών τύπου NOME εκτιμάται ότι επέφερε μια αύξηση στο κόστος των εναλλακτικών προμηθευτών της τάξης των €10-15/MWh, ανάλογα με τις ποσότητες που απέκτησαν στις δημοπρασίες, τη σύνθεση του χαρτοφυλακίου, και το χρονικό διάστημα που εξετάζεται.

Ωστόσο, η επίδραση αυτή αντισταθμίστηκε σε σημαντικό βαθμό από τις ευνοϊκές τιμές LNG. Στα τέλη του 2019, η χονδρεμπορική τιμή φυσικού αερίου υποχώρησε περίπου κατά €10/MWh, συγκριτικά με το προηγούμενο έτος, και αυτό αποτυπώνεται σαφώς στη σύγκριση της ΟΤΣ μεταξύ Δεκεμβρίου του 2019 και του 2018. Μια σημαντική, επίσης, εξέλιξη, που θα διευκολύνει τη διαχείριση των επιπτώσεων για τους καθετοποιημένους προμηθευτές ηλεκτρισμού, είναι η θετική έκβαση της διαιτησίας ΔΕΠΑ-Botas, που ανακοινώθηκε πρόσφατα. Στο παρελθόν, η Botas είχε θέσει θέμα αναδρομικής αναθεώρησης της τιμής προμήθειας αερίου, που στοίχισε στη ΔΕΠΑ €180 εκατ. και επιμερίστηκε στους χρήστες, οι οποίοι κατέφυγαν σε διαιτησία για τον προσδιορισμό του ποσοστού μετακύλισης. Εν προκειμένω, αναμένεται να επιστραφεί στη ΔΕΠΑ το ποσό των €250 εκατ. και να υπάρξει μηχανισμός επιστροφής στους χρήστες, στο πλαίσιο των όρων των συμβάσεων.

Μετά την κατάργηση των NOME, διαφαίνεται μια πιο εκτεταμένη ενεργοποίηση των ρητρών από τους εναλλακτικούς προμηθευτές, ως εργαλείο μετακύλισης του αυξημένου κόστους.

Διάγραμμα 37: Όγκος Λιανικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Προμηθευτή σε Μηνιαία Βάση στην Ελλάδα, 2019



Πηγή: EXE

⁷⁰ Αφορά καταναλώσεις μεταξύ 500 MWh και 2,000 MWh.

Η λελογισμένη εφαρμογή των ρητρών είναι κρίσιμη, καθώς σε κάποιες περιπτώσεις τα όρια της ουδέτερης ζώνης είναι πολύ στενά ή παρωχημένα, προκαλώντας συστηματικά σημαντικές πρόσθετες χρεώσεις. Η ΡΑΕ, στο πλαίσιο του Κανονισμού Προμήθειας, επεξεργάζεται κανόνες για την ενίσχυση της διαφάνειας, τη συγκρισιμότητα και την εύληπτη παρουσίαση των συμβατικών όρων στους καταναλωτές. Επιπλέον, η ΔΕΗ αύξησε τα τιμολόγια της, που αποτελούν το σημείο αναφοράς για τον τομέα της λιανικής, επιτρέποντας, θεωρητικά τουλάχιστον, στους εναλλακτικούς προμηθευτές να διαχειριστούν την αύξηση του κόστους που προκλήθηκε.

Ωστόσο, προέκυψαν κάποια αυξημένα κόστη τους τελευταίους μήνες του 2019, με τις χρεώσεις προσαυξήσεων να υπερβαίνουν συχνά τα €5/MWh. Μια καθοριστική παράμετρος είναι η κλιμάκωση του Μεσοσταθμικού Μεταβλητού Κόστους Θερμικών Σταθμών (ΜΜΚΘΣ) στο διασυνδεδεμένο σύστημα, που εφαρμόζεται για την αποζημίωση των ΑΠΕ. Η αύξηση αντανάκλα την απόκλιση ανάμεσα στην ΟΤΣ και το υψηλό πλέον κόστος παραγωγής των λιγνιτικών μονάδων, στο φάσμα των €80-90/MWh. Οι εκ των υστέρων εκκαθαρίσεις του ΔΕΔΔΗΕ και οι κανονικοποιήσεις, που αντανάκλουν τις ρευματοκλοπές αλλά και την απόκλιση ανάμεσα στην τιμολόγηση πελατών και τις μετρήσεις που λαμβάνονται υπόψη κατά την εκκαθάριση των ΝΟΜΕ, παραμένουν ένα ζήτημα για τη λιανική αγορά.

Επίσης, σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ⁷¹, 576,436 καταναλωτές επί του συνόλου των 6,783,075 άλλαξαν προμηθευτή ρεύματος το 2019, με αποτέλεσμα να σημειωθεί ρεκόρ από τότε που απελευθερώθηκε η εγχώρια αγορά ηλεκτρισμού. Η αύξηση των πελατών αυτών ήταν της τάξης του 89%, αφού το 2018 το ποσοστό της κινητικότητας ήταν στο 4.51%. Επίσης, οι ενεργές εταιρείες προμήθειας ρεύματος ήταν τουλάχιστον 20 και στην αγορά διέθεσαν άνω των 40 προϊόντων επιδιώκοντας με τον τρόπο αυτό να διευρύνουν όσο το δυνατό περισσότερο το πελατολόγιό τους.

Αρκετοί εναλλακτικοί πάροχοι, όπως οι εταιρείες Watt+Volt και Ήρων, έχουν διαθέσει στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας συνδυαστικά πακέτα ρεύματος και φυσικού αερίου αξιοποιώντας την άδεια προμηθευτή φυσικού αερίου που κατέχουν. Εκτιμάται έτσι ότι ο ανταγωνισμός θα αυξηθεί το επόμενο διάστημα με την είσοδο και νέων εταιρειών φυσικού αερίου στην αγορά ηλεκτρισμού, ενώ ο υπάρχων ανταγωνισμός έχει οδηγήσει ακόμη και σε τιμολόγια κάτω του κόστους, κυρίως στη μέση τάση (μεγάλες βιομηχανίες και αλυσίδες καταστημάτων), όπου τα συμβόλαια κλείνουν ύστερα από διαγωνισμό μεταξύ των ενδιαφερόμενων προμηθευτών. Στη χαμηλή τάση, δηλαδή στα νοικοκυριά και στις μικρές επιχειρήσεις, παρατηρείται το φαινόμενο της μετακίνησης των καταναλωτών μεταξύ των παρόχων. Οι καταναλωτές «σπάνε» τα συμβόλαια

που έχουν υπογράψει για να επωφεληθούν από τις προσφορές που «τρέχουν» κατά διαστήματα στην αγορά.

4.3.3. Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Στην Ελλάδα (κυρίως στο Αιγαίο), τα περισσότερα νησιά σήμερα ηλεκτροδοτούνται από τους αυτόνομους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά κύριο λόγο, οι οποίοι λειτουργούν με καύσιμο πετρέλαιο, diesel και μαζούτ, και τους σταθμούς ΑΠΕ (αιολικούς και φωτοβολταϊκούς). Τα νησιά αυτά δεν έχουν διασυνδεθεί μέχρι σήμερα με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα, λόγω κυρίως τεχνικών και οικονομικών δυσκολιών καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου.

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αποτελείται πλέον από 29 αυτόνομα συστήματα, μιας και η Πάρος και η Σύρος διασυνδέθηκαν το Μάιο του 2018, ενώ η Μύκονος τον Μάιο του 2019. Ορισμένα εξ' αυτών αποτελούνται από περισσότερα νησιά (συμπλέγματα νησιών) και η λειτουργία και διαχείριση της Αγοράς των ΜΔΝ γίνεται από τον ΔΕΔΔΗΕ και πιο συγκεκριμένα από την Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων. Σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ⁷², η αιχμή ζήτησης των 29 αυτόνομων νησιωτικών ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας ποικίλει:

- 19 «μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης έως 10 MW,
- 8 «μεσαίου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW και
- 2 «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW, δηλαδή η Κρήτη και η Ρόδος.

Αντίστοιχα, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ ποικίλει, επίσης, σε μέγεθος, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αγαθονήσι, κ.λπ.), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη).

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, τα ΜΔΝ είναι συνήθως εξοπλισμένα με μονάδες με καύσιμο ντίζελ, οι οποίες είναι δαπανηρές και μη φιλικές προς το περιβάλλον και δεν μπορούν να επωφεληθούν από το πλεονέκτημα της οικονομίας κλίμακας. Ωστόσο, τα ΜΔΝ διαθέτουν άριστες συνθήκες για ηλιακή και αιολική ενέργεια. Η λειτουργία αυτών των μορφών ενέργειας στα νησιωτικά συστήματα είναι πολύπλοκη λόγω της μεταβλητότητάς τους και της ανάγκης για εφεδρεία.

Σύμφωνα με στοιχεία της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νησιών του ΔΕΔΔΗΕ, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής στα ΜΔΝ ανήλθε σε περίπου 2.2 GW το 2019, εκ των οποίων το 79% αφορούσε θερμικούς σταθμούς (βλ. Πίνακα 14), αυξημένη κατά 7.4%, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 2018 (2,070.10 MW).

Πίνακας 14: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων Παραγωγής στα ΜΔΝ, 2019

Κατηγορίες	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Ποσοστό (%)
Θερμικοί Σταθμοί*	1,756.97	79.0%
Αιολικά	306.15	13.8%
Φωτοβολταϊκά**	129.75	5.8%
ΦΒ Ειδικού Προγράμματος και net metering	27.15	1.2%
Βιοαέριο	0.99	0.0%
Υβριδικός	2.95	0.1%
Υδροηλεκτρικά	0.3	0.0%
Σύνολο	2,224.26	100.0%

Σημειώσεις:

* Τελευταία διαθέσιμα στοιχεία 2018

** Δεν λαμβάνεται υπόψη η εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και net metering.

Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ (2020)

Παρομοίως, η συνολική ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΔΝ ανήλθε σε περίπου 5.6 TWh το 2019, εκ των οποίων περίπου το 83% αφορούσε θερμικούς σταθμούς (βλ. Πίνακα 15), καταγράφοντας μία πολύ μικρή πτώση της τάξεως του 0.3%, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 2018 (5,572 GWh).

Πίνακας 15: Ηλεκτροπαραγωγή (MWh) στα ΜΔΝ, 2019

Κατηγορίες	Ηλεκτροπαραγωγή (MWh)	Ποσοστό (%)
Θερμικοί Σταθμοί	4,594,664.4	82.7%
Αιολικά	700,386.2	12.6%
Φωτοβολταϊκά*	218,647.9	3.9%
ΦΒ Ειδικού Προγράμματος και net metering	34,786.4	0.6%
Βιοαέριο	4,382.1	0.1%
Υβριδικός	1,696.6	0.0%
Υδροηλεκτρικά	859.3	0.0%
Σύνολο	5,555,423.0	100.0%

Σημείωση:

*Δεν λαμβάνεται υπόψη η ηλεκτροπαραγωγή των Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και net metering.

Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ (2020)

4.3.4. Τελευταίες Εξελίξεις στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας

(α) Χρηματιστήριο Ενέργειας στην Ελλάδα

Σύμφωνα με το επονομαζόμενο από την Ε.Ε. «Target Model», η Ελλάδα πρέπει να πάρει όλα τα απαραίτητα μέτρα, ώστε να συμμετάσχει στην «ενδοημερήσια αγορά», την «αγορά της επόμενης ημέρας», την «αγορά παραγώγων⁷³» και την «αγορά εξισορρόπησης», πραγματοποιώντας τη σύζευξη με τις γειτονικές της χώρες. Η τελευταία θα είναι ευθύνη του ΑΔΜΗΕ και θα δημιουργηθεί από τον Διαχειριστή (βλ. Διάγραμμα 38).

Διάγραμμα 38: Δημιουργία Τεσσάρων Νέων Αγορών και Καταμερισμός Αρμοδιοτήτων

	SPOT Markets			Derivative Markets	
Functions	Day Ahead	Intraday	Balancing	Physical Delivery	Cash Settlement
Trading	Energy Exchange	Energy Exchange	ADMIE	Energy Exchange	Energy Exchange
Clearing*	Energy Clear	Energy Clear	Energy Clear	ATHEX Clear	ATHEX Clear
Settlement	Energy Clear	Energy Clear	ADMIE	ATHEX Clear	ATHEX Clear
Technical and Operational Support	ATHEX	ATHEX	ADMIE	ATHEX	ATHEX

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

⁷³ Η πρεμιέρα της αγοράς παραγώγων στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας πραγματοποιήθηκε στις 24 Μαρτίου του 2020, ενώ δύο ημέρες αργότερα ολοκληρώθηκε η πρώτη συναλλαγή παραγώγου μεταξύ ΔΕΗ και ΕΙredison για φορτίο βάσης τον Απρίλιο στην τιμή των €40.5/ MWh.

Στο πλαίσιο αυτό, ιδρύθηκε τον Ιούνιο του 2018 ο όμιλος του Χρηματιστηρίου Ενέργειας, ο οποίος περιλαμβάνει δύο εταιρείες: (α) το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EXE ή HEnEx), μία ιδιωτική εταιρεία, που θα έχει υπό την εποπτεία της την λειτουργία των spot και derivatives ενεργειακών αγορών και (β) το EnExClear, μία ιδιωτική εταιρεία, 100% θυγατρική του HEnEx, η οποία θα εκκαθαρίζει τις spot ενεργειακές αγορές. Οι ενεργειακές αγορές των derivatives θα εκκαθαρίζονται από το ATHEXClear, μία θυγατρική εταιρεία του ATHEX Group. Όσον αφορά στη μετοχική σύνθεση του HEnEx, συμμετοχή σε αυτήν έχουν ο δημόσιος και ο ιδιωτικός τομέας. Οι εταιρείες του δημόσιου τομέα περιλαμβάνουν τον ΔΑΠΕΕΠ (πρώην ΛΑΓΗΕ, «Διαχειριστής ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ)»), με ποσοστό 22% και τον ΑΔΜΗΕ, με ποσοστό 20%, ενώ το Χρηματιστήριο Αξιών Αθηνών (21%), η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Ανασυγκρότησης και Ανάπτυξης (EBRD, 20%), το Χρηματιστήριο της Κύπρου (10%) και ο Διαχειριστής του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου της Ελλάδας (ΔΕΣΦΑ, 7%) συμπληρώνουν την συμμετοχή των ιδιωτικών εταιρειών.

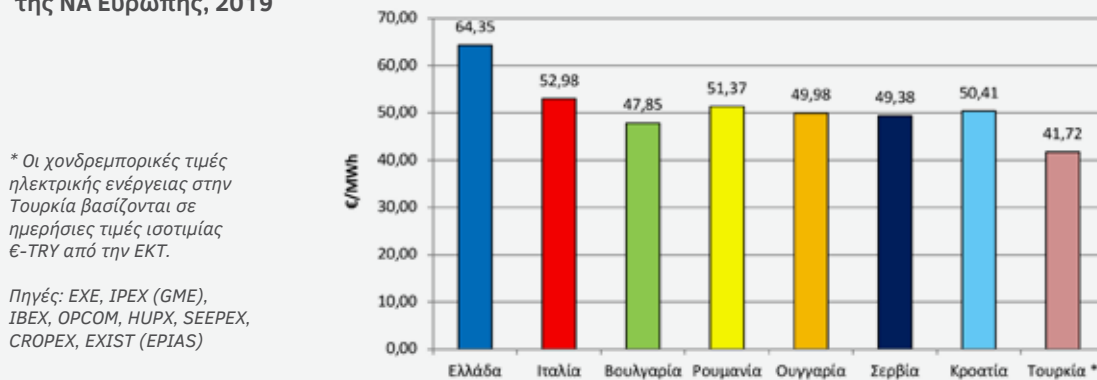
Το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας δεν θα είναι, τουλάχιστον σε πρώτη φάση, μια αγορά ανοιχτή σε επενδυτές, αλλά περισσότερο ένας φορέας που θα αναλάβει την οργάνωση και διαχείριση των αγορών ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Στην πραγματικότητα, το ενεργειακό χρηματιστήριο είναι ο διάδοχος του ΛΑΓΗΕ και θα αναλάβει τη διεκπεραίωση των ενεργειακών συναλλαγών, δηλαδή θα αποτελέσει την αγορά στην οποία παραγωγοί και έμποροι ενέργειας θα συναλλάσσονται. Το ενεργειακό χρηματιστήριο θα έχει την ευθύνη για το trading στην προθεσμιακή, την προημερήσια και την ενδοημερήσια αγορά, ενώ η αγορά εξισορρόπησης θα λειτουργεί από τον ΑΔΜΗΕ, αλλά η εκκαθάρισή της θα γίνεται από το χρηματιστήριο. Μεταξύ άλλων, η EXE θα διενεργεί την εκκαθάριση των ποσοτήτων πώλησης και αγοράς ενέργειας, θα υπολογίζει τη χρηματική αξία, θα αναλαμβάνει και θα διαχειρίζεται τον πιστωτικό κίνδυνο των συναλλαγών και θα ασκεί το διακανονισμό στις αγορές.

Όσον αφορά στο χρονοδιάγραμμα, η αγορά των παραγώγων του EXE ξεκίνησε τη λειτουργία της στα τέλη Μαρτίου του 2020, έξι μήνες πριν την αρχικά προγραμματισμένη έναρξή της. Παράλληλα, προχωρά η ανάπτυξη των spot αγορών, ώστε να ξεκινήσει η λειτουργία τους στην 1η Νοεμβρίου του 2020. Ωστόσο, οι αναβαθμίσεις των ηλεκτρικών διασυνδέσεων με την Ιταλία και τη Βουλγαρία, προκειμένου οι συναλλαγές να έχουν μεγαλύτερη ρευστότητα, αναμένεται να ολοκληρωθούν στο τέλος της τρέχουσας χρονιάς και το 2021, αντίστοιχα.

Στην παρούσα μορφή της, η ελληνική αγορά ηλεκτρισμού βασίζεται στην υποχρεωτική χονδρεμπορική αγορά (Mandatory pool) από την οποία οι προμηθευτές ρεύματος προμηθεύονται ενέργεια για τις ανάγκες του όγκου των καταναλωτών τους μέσω του προ-ημερήσιου προγραμματισμού (HEP). Μέσω αυτού του μηχανισμού, τα περιθώρια ουσιαστικής διαφοροποίησης του ενεργειακού κόστους για τους παίκτες της αγοράς είναι ελάχιστα, αφού όλοι λαμβάνουν την ίδια τιμή, γνωστή ως οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ⁷⁴), η μέση τιμή της οποίας διαμορφώθηκε στα €64.35/MWh το 2019, αυξημένη κατά 6.56% σε σύγκριση με το 2018 (€60.39/MWh).

Ακολούθως ελάχιστα είναι και τα περιθώρια της ουσιαστικής διαφοροποίησης των προσφερόμενων τιμών στους καταναλωτές, με αποτέλεσμα τον σχετικά αναμικτό ανταγωνισμό. Ειδικά οι μη καθετοποιημένοι προμηθευτές, των οποίων το χαρτοφυλάκιο επικεντρώνεται στην εμπορία και προμήθεια και δεν αντισταθμίζεται από μερίδιο και στην παραγωγή ενέργειας, έχουν περιορισμένες δυνατότητες ελιγμών ώστε να υποστηρίξουν ανταγωνιστικά τιμολόγια. Ένα σημαντικό ζήτημα είναι η έλλειψη φορέα εκκαθάρισης, το οποίο έχει ως αποτέλεσμα οι διαχειριστές να αναλαμβάνουν την ευθύνη για την διαχείριση του κινδύνου, την πιστωτική κάλυψη, την εκκαθάριση και τον διακανονισμό. Όπως, όμως, επισημαίνεται από τη ΡΑΕ, οι διαχειριστές δεν έχουν την αναγκαία τεχνική γνώση και εξειδίκευση που απαιτείται για την διαχείριση κινδύνου, αλλά και τα κατάλληλα και εξειδικευμένα μοντέλα διαχείρισης αυτού.

Διάγραμμα 39: Μεσοσταθμικές Ετήσιες Τιμές σε Χονδρεμπορικές Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας της ΝΑ Ευρώπης, 2019



⁷⁴ Η ΟΤΣ είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι εκείνη που εισπράττουν όσοι εγγέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από αυτό για να τη διαθέτουν στη λιανική αγορά, δηλαδή σε οικιακούς καταναλωτές και επιχειρήσεις.

Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ανταγωνισμός

Η μέση ετήσια οριακή τιμή του ελληνικού συστήματος το 2019 αποτελεί την υψηλότερη τιμή ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των χονδρεμπορικών αγορών της ΝΑ Ευρώπης. Οι αυξημένες τιμές στην Ελλάδα οφείλονται στην διευρυμένη λειτουργία των μονάδων φυσικού αερίου λόγω του περιορισμού της λιγνιτικής παραγωγής. Ο περιορισμός αυτός προήλθε από τη μείωση της ανταγωνιστικότητας των λιγνιτικών μονάδων λόγω των υψηλότερων τιμών εκπομπών ρύπων (ETS) και προβλημάτων στην αναθεώρηση των περιβαλλοντικών όρων λειτουργίας τους.

Επιπλέον, τα υψηλότερα κόστη ηλεκτρικής ενέργειας στην ελληνική χονδρεμπορική αγορά, σε σύγκριση με τις άλλες οργανωμένες χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας της ΝΑ Ευρώπης, προκύπτουν εν μέρει από την χαμηλή διασυνδεσιμότητα του ελληνικού συστήματος με τα άλλα ευρωπαϊκά, καθώς και από το υψηλό κόστος παραγωγής της ΔΕΗ. Ως εκ τούτου, χαμηλή διαθεσιμότητα διασυνδεδεμένων πόρων έχει ως αποτέλεσμα οι ανάγκες για ενέργεια εξισορρόπησης από εισαγωγές να καλύπτονται σε υψηλότερες τιμές. Κάτι τέτοιο καθιστά το ελληνικό σύστημα πρακτικά ως ένα σύστημα-νησί (island system) με σημαντική ανάγκη διεύρυνσης της δυνατότητας των ηλεκτρικών του διασυνδέσεων, προκειμένου να διευρυνθούν οι ευκαιρίες για μείωση του κόστους των εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και για εύρεση αγοραστών για την υπερπαραγωγή των εγχώριων ΑΠΕ στο μέλλον.

Διάγραμμα 40: Μεσοσταθμικές Μηνιαίες Τιμές σε Χονδρεμπορικές Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας της ΝΑ Ευρώπης, 2019



Επίσης, η υψηλότερη ανταγωνιστικότητα των παρακείμενων χονδρεμπορικών αγορών της ΝΑ Ευρώπης προκύπτει από χαμηλότερα λειτουργικά κόστη των λιγνιτικών και λιθανθρακικών μονάδων στην Βουλγαρία, Ρουμανία⁷⁵, Σερβία, Τουρκία και στις υπόλοιπες αγορές των Δυτικών Βαλκανίων⁷⁶ εξαιτίας της μη απόδοσης του κόστους των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων αντιστοίχως με αυτό του ελληνικού συστήματος. Ωστόσο, από το 2020, οι τιμές στις χονδρεμπορικές αγορές της Βουλγαρίας και της Ρουμανίας αναμένεται να αυξηθούν, καθώς οι αντίστοιχες αγορές τους αναμένεται να ενταχθούν στο ευρωπαϊκό σύστημα εμπορίας εκπομπών ρύπων.

Ακολουθώντας, ελάχιστα είναι και τα περιθώρια της ουσιαστικής διαφοροποίησης των προσφερόμενων τιμών στους καταναλωτές, με αποτέλεσμα τον σχετικά αναιμικό ανταγωνισμό. Ειδικά οι μη καθετοποιημένοι προμηθευτές, των οποίων το χαρτοφυλάκιο επικεντρώνεται στην εμπορία και προμήθεια και δεν αντισταθμίζεται από μερίδιο και στην παραγωγή ενέργειας, έχουν περιορισμένες δυνατότητες ελιγμών ώστε να υποστηρίξουν ανταγωνιστικά τιμολόγια.

Σε επίπεδο παραγωγών ΑΠΕ, ωστόσο, αναμένεται να προκύψει υψηλότερος ανταγωνισμός με την εισαγωγή ιδιωτών Φορέων Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦΟΣΕ), γνωστοί ως aggregators, για το παραγόμενο φορτίο από ΑΠΕ στην προημερήσια αγορά. Οι εν λόγω νέες οντότητες συμμετέχουν στην χονδρεμπορική αγορά κάνοντας διαχείριση του κινδύνου που δημιουργεί το κόστος των αποκλίσεων της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ που εκπροσωπούν. Οι ΦΟΣΕ αποκομίζουν όφελος από την μεταπώληση της παραγόμενης ενέργειας ΑΠΕ σε προμηθευτές σε ανταγωνιστικές τιμές.

⁷⁵ Η Ρουμανία και η Βουλγαρία, παρότι ανήκουν στην Ευρωπαϊκή Ένωση, έχουν εξασφαλίσει δωρεάν δικαιώματα εκπομπών για την περίοδο 2013-2019 συνολικού ύψους 71.41 και 54.17 εκατ. τόνων CO₂ eq. αντιστοίχως, σύμφωνα με το EU MEMO 6/6/2012: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_12_530

⁷⁶ Βοσνία-Ερζεγοβίνη, Βόρεια Μακεδονία, Μαυροβούνιο, Κόσοβο και Αλβανία.

Ένα σημαντικό ζήτημα είναι η έλλειψη φορέα εκκαθάρισης, το οποίο έχει ως αποτέλεσμα οι διαχειριστές να αναλαμβάνουν την ευθύνη για την διαχείριση του κινδύνου, την πιστωτική κάλυψη, την εκκαθάριση και τον διακανονισμό. Όπως, όμως, επισημαίνεται από τη ΡΑΕ, οι διαχειριστές δεν έχουν την αναγκαία τεχνική γνώση και εξειδίκευση που απαιτείται για την διαχείριση κινδύνου, αλλά και τα κατάλληλα και εξειδικευμένα μοντέλα διαχείρισης αυτού.

Επίσης, οι συμμετέχοντες υποχρεούνται να καταθέτουν εγγυήσεις για την συμμετοχή τους στην αγορά όταν ο κάθε διαχειριστής έχει την δική του μεθοδολογία για τον υπολογισμό των εγγυήσεων. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα αυξημένο κόστος συμμετοχής στην αγορά χωρίς την δυνατότητα συμψηφισμού θέσεων, αλλά και έκθεση των διαχειριστών σε πιστωτικό κίνδυνο. Ένα ακόμη σημαντικό θέμα είναι η χρονοβόρα εκκαθάριση και διακανονισμός των συναλλαγών, που πραγματοποιούνται συνήθως στο M+1, το οποίο κατά συνέπεια οδηγεί σε ετεροχρονισμό συναλλαγών και προβλήματα στο κεφάλαιο κίνησης των συμμετεχόντων. Όσον αφορά στην ρευστότητα αγοράς, αυτή βρίσκεται σε πολύ χαμηλά επίπεδα λόγω κυρίως των ανείσπρακτων οφειλών των πελατών της ΔΕΗ, δημιουργώντας με αυτόν τον τρόπο προβλήματα ρευστότητας σε όλη την αλυσίδα συναλλαγών της αγοράς.

Ο φορέας εκκαθάρισης, όταν δημιουργηθεί και λειτουργήσει ως κεντρικός αντισυμβαλλόμενος για τις αγορές επόμενης ημέρας και ενδοημερησίας, θα αναλάβει το ρόλο αγοραστή έναντι κάθε πωλητή και τον ρόλο του πωλητή έναντι κάθε αγοραστή για τις ανάγκες εκκαθάρισης των οικονομικών συναλλαγών και διακανονισμού του. Ο συγκεκριμένος ρόλος του φορέα εκκαθάρισης θα οδηγήσει σε μείωση του κόστους συμμετοχής στην αγορά, αφού ο ίδιος θα συμψηφίζει τις θέσεις του κάθε συμμετέχοντα σε κάθε αγορά (netting offsetting positions), αλλά και στην ύπαρξη εξειδικευμένου προσωπικού και χρήση εξειδικευμένων μοντέλων για την διαχείριση του κινδύνου. Επιπλέον, θα υπάρχει ενιαία μεθοδολογία διαχείρισης κινδύνου για κάθε συμμετέχοντα για κάθε αγορά και συναφείς πιστωτικές γραμμές, αλλά και εκκαθάριση συναλλαγών εντός λίγων εργάσιμων ημερών με κύριο πλεονέκτημα τον καθημερινό προσδιορισμό «κεντρικής» καθαρής θέσης (ποσότητες και €) και των απαιτούμενων ασφαλειών (εγγυήσεις).

Το ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας στην ωρίμανσή του μπορεί να προσφέρει μια πλατφόρμα ανάληψης και διαχείρισης ρίσκου για τους νέους παίκτες της αγοράς και να τους δώσει τη δυνατότητα να διαφοροποιήσουν τα κόστη τους, την τιμολογιακή τους πολιτική και να υποστηρίξουν καινοτόμες και ανταγωνιστικές προσφορές για τους καταναλωτές. Με αυτό τον τρόπο θα μπορέσουν δυναμικά να διεισδύσουν στην αγορά και να αποσπάσουν σημαντικά μερίδια από τον κυρίαρχο παίκτη, τη ΔΕΗ.

Τέλος, αξίζει να αναφερθεί ότι η Ελλάδα έχει σημειώσει σημαντική πρόοδο στη θέσπιση ενός κανονιστικού πλαισίου όσον αφορά την παραγωγική ικανότητα και το άνοιγμα των αγορών λιανικής στα ΜΔΝ. Τα καλά ποσοστά εναλλαγής των καταναλωτών στην Κρήτη και τη Ρόδο καταδεικνύουν ότι αυτές οι μεταρρυθμίσεις έχουν αποτέλεσμα.

(β) Ηλεκτρική διασύνδεση των νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας

Το 2018 και το 2019 ολοκληρώθηκαν σε μεγάλο βαθμό οι δύο πρώτες φάσεις της ηλεκτρικής διασύνδεσης των Κυκλάδων, δηλ. συνδέθηκαν τα ηλεκτρικά συστήματα της Πάρου (συμπεριλαμβάνει τη Νάξο, την Αντίπαρο, την Ίο, τη Σίκινο, τη Φολέγανδρο, κ.α.), της Σύρου και της Μυκόνου. Το 2020 αναμένεται να ολοκληρωθεί η τρίτη φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων (η ηλεκτρίση του δεύτερου καλωδίου «Λαύριο – Σύρος»), ενώ η τέταρτη φάση του έργου που αφορά τη διασύνδεση των Δυτικών και Νότιων Κυκλάδων θα ολοκληρωθεί το 2023-2024, ώστε να βρίσκεται σε πλήρη λειτουργία το 2025.

Πιο συγκεκριμένα, η Β' φάση της ηλεκτρικής διασύνδεσης των Κυκλάδων, με συνολικό προϋπολογισμό €70 εκατ., αναμένεται να ολοκληρωθεί σύντομα, κλείνοντας τον βρόχο μεταξύ Πάρου, Νάξου και Μυκόνου και θωρακίζοντας την αξιοπιστία και την σταθερότητα ηλεκτροδότησης των τουριστικών αυτών νησιών του Αιγαίου, εφόσον εξασφαλίζεται διπλή τροφοδότηση, περιορίζοντας με αυτόν τον τρόπο δραστικά την εξάρτησή τους από τους αυτόνομους σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι στο εξής θα μεταβούν σε καθεστώς ψυχρής εφεδρείας.

Ειδικότερα, η πόντιση των υποβρύχιων καλωδίων, που ενώνουν την Πάρο με τη Νάξο και τη Νάξο με τη Μύκονο, έχει πλέον ολοκληρωθεί πλήρως αφήνοντας ως μόνη εκκρεμότητα την αποπεράτωση της κατασκευής του υποσταθμού της Νάξου, η οποία θα μπορούσε, υπό προϋποθέσεις (σ.σ. την εξέλιξη της πανδημίας), να ολοκληρωθεί ακόμα και μέσα (ή σε περίπτωση απόκλισης, πολύ κοντά) στο συμφωνημένο χρονοδιάγραμμα, δηλ. έως τον προσεχή Σεπτέμβριο. Αξίζει να αναφερθεί ότι στις αρχές Απριλίου του 2020 ολοκληρώθηκε με επιτυχία η δοκιμαστική ηλεκτρίση των καλωδιακών συνδέσεων που εντάσσονται στην προαναφερθείσα Β' Φάση της ηλεκτρικής διασύνδεσης των Κυκλάδων.

Για τη διασύνδεση των Δωδεκανήσων, ο σχεδιασμός προβλέπει ολοκλήρωση το 2027 προκειμένου να έχει τεθεί σε πλήρη σύνδεση το 2028. Περιλαμβάνει την ηλεκτρική διασύνδεση σε Υψηλή Τάση των νησιών Κω, Ρόδου και Καρπάθου και - μέσω αυτών - με διασυνδέσεις Μέσης Τάσης τα νησιά Κάσος, Χάλκη, Κάλυμνος, Ψέριμος, Τέλενδος, Νίσυρος, Τήλος, Λέρος, Λειψοί, Γυαλί, Πάτμος, Αρκιοί και Μαράθι.

Στα νησιά του Βορείου Αιγαίου, τα έργα αναμένεται να έχουν ολοκληρωθεί το 2028 για να τεθεί η ηλεκτρική διασύνδεση σε πλήρη λειτουργία το 2029. Περιλαμβάνει τη διασύνδεση σε Υψηλή Τάση των νησιών Λήμνος, Λέσβος, Σκύρος, Χίος και Σάμος και μέσω αυτών με διασυνδέσεις Μέσης Τάσης τα νησιά Ικαρία και Αγαθονήσι.

Για τα μικρότερα νησιά, για τα οποία δεν προβλέπονται έργα ηλεκτρικής διασύνδεσης τα επόμενα χρόνια, θα προωθηθεί η υλοποίηση υβριδικών έργων που θα περιλαμβάνουν μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και μονάδες αποθήκευσης ενέργειας. Ήδη στην Ικαρία λειτουργεί το υβριδικό έργο της ΔΕΗ (με αντλησιοταμίευση) και στην Τήλο πιλοτικό έργο (με μπαταρίες), ενώ προωθείται η μετατροπή του Άη Στράτη σε «Πράσινο Νησί» και από τον ΔΕΔΔΗΕ τα πρότζεκτ για τα «Έξυπνα Νησιά» (Καστελόριζο, Αστυπάλαια, Σύμη). Για να προωθηθούν τα υβριδικά έργα απαιτείται υιοθέτηση κατάλληλου θεσμικού πλαισίου για την προώθηση συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, είτε στο πλαίσιο υβριδικών σταθμών, είτε στο πλαίσιο μίας ανεξάρτητης κεντρικής αποθήκης που θα επιτρέψει την εγκατάσταση νέων ΑΠΕ, είτε στο πλαίσιο εγκατάστασης μονάδων αποθήκευσης μικρής χωρητικότητας σε συνδυασμό με κάθε νέο σταθμό ΑΠΕ.

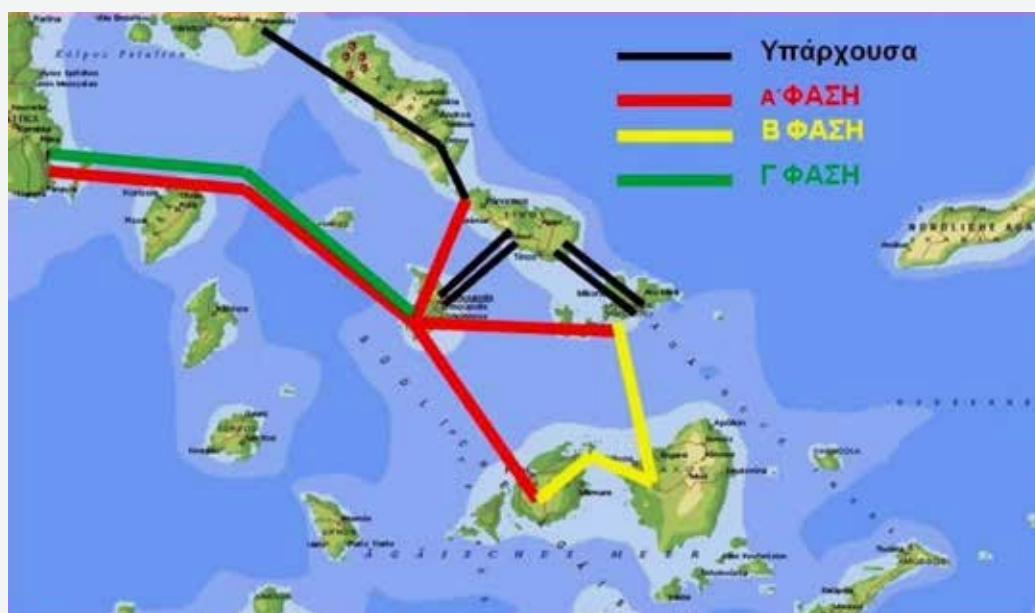
Αξίζει να αναφερθεί ότι το IENE ολοκλήρωσε το 2019 μελέτη με τίτλο «Ενεργειακή Αυτάρκεια του Καστελόριζου», η οποία προβλέπει την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών και αιολικών μονάδων, σε συνδυασμό με σύστημα μπαταριών, ώστε να υπάρξει πλήρης κάλυψη των αναγκών της νήσου σε ηλεκτρική ενέργεια.

Πιο συγκεκριμένα, οι προτεινόμενες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ θα συνίστανται από ανεμογεννήτριες 750 kW (3x Α/Γ 250kW), από φωτοβολταϊκά, 2.300 kW, μια εφεδρική συμβατική μονάδα diesel 1.000 kW (2x500 kW/600KVA) και ένα σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες λιθίου 2 X 2.000 kWh / 2 X 1.000 kW.

Για τα Δωδεκάνησα, η εισήγηση προβλέπει την κατασκευή διασύνδεσης Κορίνθου – Κω, ικανότητας 2x450 MW με τεχνολογία HVDC, και διακλάδωση από την Κω προς Κάλυμνο και Ρόδο. Για τα νησιά του Ανατολικού Αιγαίου, αν και προκρίνεται ως οικονομικότερη η λύση της κατασκευής νέων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο, εξετάζεται η διασύνδεση των νήσων Λήμνου, Αγίου Ευστρατίου, Σκύρου, Λέσβου, Χίου (Ψαρών), Σάμου (Φούρνων-Θύμαινας), Ικαρίας και Αγαθονησίου. Ως βέλτιστη λύση, προκρίνεται η διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα να πραγματοποιηθεί αμφίπλευρα, δηλ. με ένα κύκλωμα στο ΚΥΤ Ν. Σάντας (με Λήμνο, Λέσβο, κλπ.) και με ένα κύκλωμα στο ΚΥΤ Αλιβερίου (με Σκύρο, Λέσβο, κλπ.).

Επομένως, η πλειοψηφία των νησιών του Αιγαίου αναμένεται να έχει διασυνδεθεί ηλεκτρικά με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας μέχρι το 2030, όπως προβλέπεται στο ΕΣΕΚ και στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) του Συστήματος Μεταφοράς 2020-2029 του ΑΔΜΗΕ. Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΠΑ 2020-2029 του ΑΔΜΗΕ, το κόστος ηλεκτρικής διασύνδεσης των Νοτίων και Δυτικών Κυκλάδων (Δ' φάση διασύνδεσης Κυκλάδων), των Δωδεκανήσων και των νησιών Βορείου Αιγαίου εκτιμάται ότι θα ανέλθει σε €388 εκατ., €1.46 δισ. και €887 εκατ. αντίστοιχα.

Χάρτης 14: Ηλεκτρική Διασύνδεση των Κυκλάδων



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

(γ) Διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας

Αναφορικά με την ηλεκτρική διασύνδεση Κρήτης-Πελοποννήσου, το συγκεκριμένο έργο εισέρχεται σε τροχιά ολοκλήρωσης μετά την υπογραφή δύο ακόμη συμβάσεων υλοποίησης των λεγόμενων συνοδών έργων. Πιο συγκεκριμένα και σύμφωνα με τον ΑΔΜΗΕ, υπεγράφησαν στις 25 Οκτωβρίου του 2019 οι συμβάσεις για την κατασκευή Γραμμής Μεταφοράς στο τμήμα «Μολάοι-Τερματικό» (ύψους €4.5 εκατ., με ανάδοχο την εταιρεία INTPAKAT) και για την κατασκευή του σταθμού STATCOM (ύψους €5.5 εκατ., με ανάδοχο την εταιρεία ΕΛΕΚΤΡΟΜΕΚ-NARI). Οι συμβάσεις των κύριων τμημάτων της διασύνδεσης υπεγράφησαν τον Νοέμβριο του 2018 και οι εργασίες κατασκευής του έργου, βρίσκονται σε πλήρη εξέλιξη τόσο στην Κρήτη όσο και στην Πελοπόννησο. Υπενθυμίζεται ότι ο συνολικός προϋπολογισμός του έργου, το οποίο υλοποιείται με τη συγχρηματοδότηση της Ελλάδας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης και τη δανειοδότηση της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων, ανέρχεται σε €365 εκατ.

Η ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης μέσω Πελοποννήσου προγραμματίζεται να λειτουργήσει εντός του 2020 και είναι ευθυγραμμισμένη με τον Εθνικό Ενεργειακό Σχεδιασμό που στόχο έχει την απόσυρση των μη αποδοτικών μονάδων πετρελαίου στην Κρήτη, όπως και όλων των λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής έως το 2028 και τη σημαντική αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας. Επισημαίνεται ότι πρόκειται για τη μεγαλύτερη σε μήκος καλωδιακή διασύνδεση Εναλλασσόμενου Ρεύματος παγκοσμίως, η οποία περιλαμβάνει την πόντιση υποβρύχιου καλωδίου 132 χλμ σε βάθος έως 1,000 μέτρων, ενώ ανάδοχοι του έργου είναι οι εταιρείες Nexans, Prysmian και Ελληνικά Καλώδια – ΝΚΤ.

Η δεύτερη φάση της διασύνδεσης της Κρήτης, μέσω Αττικής, παραμένει επί του παρόντος στο χρονικό ορίζοντα του 2023. Το συγκεκριμένο έργο θα προχωρήσει ως εθνικό, με φορέα υλοποίησης την εταιρεία ειδικού σκοπού «Αριάδνη Interconnection», θυγατρική του ΑΔΜΗΕ, καθώς οι διαπραγματεύσεις για την υλοποίηση του έργου ως τμήμα της διασύνδεσης Κύπρου-Αττικής μέσω Κρήτης δεν τελεσφόρησαν.

Στις αρχές Απριλίου του 2020, εκδόθηκε από το ΥΠΕΝ η Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (ΑΕΠΟ) για την κατασκευή και λειτουργία του διπλού καλωδίου συνολικής ισχύος 1,000 MW της ηλεκτρικής διασύνδεσης Κρήτης-Αττικής, ενώ το Ελεγκτικό Συνέδριο ενέκρινε τις συμβάσεις με τις εταιρείες που κέρδισαν τον διαγωνισμό για τα τέσσερα καλωδιακά τμήματα της ηλεκτρικής διασύνδεσης, δηλ. τις Prysmian, Nexans και Ελληνικά Καλώδια – ΝΚΤ.

Στις 10 Ιουνίου του 2020, υπεγράφησαν οι συμβάσεις ανάμεσα στην «Αριάδνη Interconnection» και τις ανωτέρω εταιρείες-αναδόχους και πλέον η ηλεκτρική διασύνδεση Κρήτης-Αττικής εισέρχεται σε τροχιά υλοποίησης. Το συγκεκριμένο έργο, συνολικού προϋπολογισμού €1 δισ., αναμένεται να οδηγήσει σε μείωση κατά €400 εκατ. ετησίως των χρεώσεων ΥΚΩ, πράγμα που σημαίνει ότι θα αποσβεστεί σε περίοδο 2.5 ετών. Θα επιτρέψει παράλληλα την αξιοποίηση του μεγάλου δυναμικού ΑΠΕ της Κρήτης, με την εγκατάσταση αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών. Την 1η Ιουλίου του 2020, υπεγράφη δανειακή σύμβαση ύψους, έως, €400 εκατ. μεταξύ «Αριάδνης Interconnection» και Eurobank για τη χρηματοδότηση της διασύνδεσης Κρήτης-Αττικής⁷⁷.

Χάρτης 15: Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα της Ελλάδας



⁷⁷ <http://admieholding.gr/wp-content/uploads/2020/07/DT-Ariadne.Eurobank.pdf>

(δ) Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας έχει τη δυνατότητα μετάθεσης μεγάλων ή μικρών ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας (ανάλογα με την τεχνολογία αποθήκευσης) από περιόδους που η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μόνο από ΑΠΕ βρίσκεται σε πλεόνασμα ή σε περιόδους ελλειμματικής παραγωγής και παρουσιάζει αρκετά γρήγορους ρυθμούς απόκρισης.

Στην Ελλάδα, προβλέπεται σημαντική διείσδυση των συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την επόμενη δεκαετία. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, μετά το 2025 εντάσσονται νέα συστήματα αποθήκευσης (επιπλέον των υφιστάμενων ΥΗΣ Σφηκιάς και Θησαυρού που έχουν δυνατότητα άντλησης) εγκατεστημένης ισχύος 0.7 GW. Η ομάδα εργασίας του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας «έτρεξε» διάφορα επιστημονικά μοντέλα στο πλαίσιο εκπόνησης του ΕΣΕΚ. Σύμφωνα με το μοντέλο TIMES, το κόστος των νέων συστημάτων αποθήκευσης που εντάσσονται στο σύστημα μετά το 2025 εκτιμάται σε περίπου €0.5 δισ. Όσο για το ενεργειακό μοντέλο PRIMES, το οποίο εντάσσει και τη δυνατότητα εκμετάλλευσης μικρών αποκεντρωμένων συστημάτων αποθήκευσης (μπαταρίες) είτε αυτόνομα είτε σωρευτικά, το 2030 η ισχύς αποθήκευσης και ενέργειας που αξιοποιείται από μονάδες αποθήκευσης μπορεί να φτάσει τα 2.7 GW και 2.3 TWh αντίστοιχα.

Είναι αξιοσημείωτο ότι το σημερινό επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ (με την σταδιακή εισαγωγή περίπου 5.5 GW αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών στο διασυνδεδεμένο σύστημα τα προηγούμενα χρόνια) έχει επιτευχθεί χωρίς νέες εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Όμως, για να επιτευχθούν υψηλότερα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ, όπως προβλέπει το ΕΣΕΚ, με οικονομικά ορθολογικό τρόπο, προκύπτουν ανάγκες σε αποθήκευση ενέργειας.

Αντλησιοταμίευση

Η πλέον διαδεδομένη μορφή διεθνώς για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλα μεγέθη είναι η αντλησιοταμίευση. Ωστόσο, σήμερα οι εξελίξεις διεθνώς είναι ραγδαίες και για άλλες μορφές αποθήκευσης (π.χ. διαφόρων ειδών συσσωρευτές). Υπάρχει, επίσης, ενδιαφέρον και γίνονται έρευνες για εφαρμογές αποθήκευσης με μετατροπή της

ηλεκτρικής ενέργειας σε αέριο (π.χ. υδρογόνο), στο πλαίσιο των οποίων διερευνάται και η σύζευξη των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και αερίου.

Στόχος είναι η διαμόρφωση ενός κατάλληλου πλαισίου για την ανάπτυξη διάφορων μορφών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, ανάλογα με τα κόστη και την ανάπτυξη των σχετικών τεχνολογιών (αντλησιοταμίευση, μπαταρίες, μετατροπή σε αέριο, κλπ.). Μάλιστα, διερευνώνται προτάσεις και μηχανισμοί που θα δίνουν κίνητρα για την κατασκευή συστημάτων αποθήκευσης έναντι άλλων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής. Αυτό ωστόσο δεν αποκλείει την προώθηση διεσπαρμένων συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μικρής χωρητικότητας, που θα εγκαθίστανται με σταθμούς ΑΠΕ στις παροχές κατανάλωσης των κατοικιών και επιχειρήσεων της χώρας. Απαιτείται, ωστόσο, τροποποίηση του θεσμικού πλαισίου που θα επιτρέπει ή και θα υποχρεώνει την εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, μαζί με κάθε νέο σταθμό ΑΠΕ ή την κατασκευή νέας κατοικίας. Η λειτουργία, ειδικά των μικρών και μεσαίων διεσπαρμένων μονάδων αποθήκευσης, σχεδιάζεται να γίνεται και μέσω εικονικών μονάδων.

Όσον αφορά στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης από το πετρέλαιο είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την αποθήκευση. Απαιτείται, ωστόσο, κατάλληλο θεσμικό πλαίσιο για την προώθηση των συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και της μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ, με καινοτόμες τεχνολογίες διαχείρισης που θα βελτιώσουν την ενεργειακή αυτάρκεια των νησιών με δραστική μείωση της κατανάλωσης πετρελαίου, μεγιστοποιώντας τα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Σημειώνεται ακόμη ότι εκτός από την συνεργασία με τις ΑΠΕ, μεγάλες μονάδες αποθήκευσης (utility-scale) με προηγμένες τεχνολογίες μπαταριών λιθίου και ηλεκτρονικά ισχύος χρησιμοποιούνται για την προσφορά επικουρικών υπηρεσιών στην λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος με άριστα αποτελέσματα.

Στην κατεύθυνση αυτή, προωθείται η εγκατάσταση Υβριδικών Σταθμών ΑΠΕ, μέσω ιδιωτικών έργων, ή πιλοτικών, όπως είναι το έργο του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ) για τη μετατροπή του Άη Στράτη σε «Πράσινο Νησί» και το έργο του ΔΕΔΔΗΕ για τα «Έξυπνα Νησιά» (Καστελόριζο, Αστυπάλαια, Σύμη).

Πίνακας 16: Έργα Αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα				
Έργα	Τοποθεσία	Ιδιοκτησία	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Κατάσταση
Υδροηλεκτρικός σταθμός Θησαυρού	Παρανέστι Δράμας	ΔΕΗ	3x128	Σε λειτουργία
Υδροηλεκτρικός σταθμός Σφηκιάς	Σφηκιά Ημαθίας	ΔΕΗ	315	Σε λειτουργία
Υδροηλεκτρικός σταθμός στο Αμάρι (υβριδικός σταθμός)	Νομός Λασιθίου	Τέρνα Ενεργειακή	93	Ανακοινώθη
Υδροηλεκτρικός σταθμός Αμφιλοχίας	Νομός Αιτωλοακαρνανίας	Τέρνα Ενεργειακή	680	Ανακοινώθηκε
Πηγή: Ιστοσελίδες εταιρειών				

Συνοπτικά, έργα αποθήκευσης στην Ελλάδα έχουν προωθήσει και προωθούν η ΔΕΗ, αλλά και ιδιωτικοί όμιλοι, όπως θυγατρικές ξένων ομίλων λχ. η EDF, η ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή, και πολλές μεσαίες και μικρότερες εταιρείες, όπως οι Eunice Laboratories, Creta Solar System, Ζέφυρος ΕΠΕ, Phoenix Solar, Δυτικός Α.Ε. κ.ά. Ενδεικτικά, αναφέρεται ότι επένδυση σε υβριδικό έργο αποθήκευσης, προϋπολογισμού της τάξεως των €300 εκατ., προωθεί η ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή στο Αμάρι της Κρήτης, ενώ σχεδιάζει και άλλο προϋπολογισμού €500 εκατ. στην Αμφιλοχία. Ο ΔΕΔΔΗΕ, που έχει κατάλογο των υβριδικών σταθμών (συνδυασμός ΑΠΕ και αντλησιοταμίευση), που έχουν ζητήσει ή και λάβει άδεια παραγωγής, καταγράφει σε δημοσιοποιημένα στοιχεία του (Δεκέμβριος του 2019⁷⁸) συνολικά 21 έργα, εκ των οποίων 15 στην Κρήτη, με σύνολο εγγυημένης ισχύος 489 MW, 3 στη Ρόδο (36 MW), 1 στη Λέσβο (15 MW), 1 στην Τήλο και 1 στην Ικαρία, το τελευταίο από τη ΔΕΗ Ανανεώσιμες.

(ε) Ηλεκτροκίνηση στην Ελλάδα

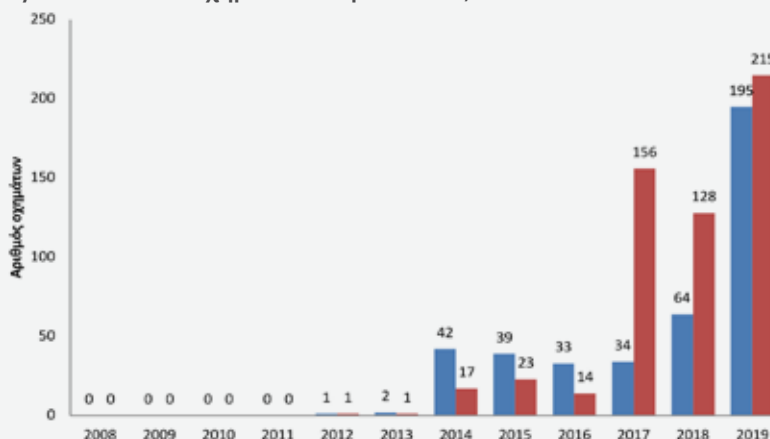
Βασική προτεραιότητα της νέας ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας αποτελεί πλέον η προώθηση της ηλεκτροκίνησης, καθώς θα στηρίζεται σε μεγάλο βαθμό στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, ενώ παράλληλα προσφέρει και σημαντική εξοικονόμηση ενέργειας μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Ωστόσο, υπάρχουν σημαντικά εμπόδια στην εγχώρια ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης. Το υψηλό αρχικό κόστος των ηλεκτρικών οχημάτων συνιστά το σημαντικότερο πρόβλημα για την προώθησή της, γεγονός που έχει παρασύρει και τη βιωσιμότητα των απαιτούμενων υποδομών φόρτισης. Η ολοκλήρωση του θεσμικού πλαισίου για τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτροκίνησης, καθώς και η ανάπτυξη των απαιτούμενων υποδομών αποτελεί σημαντική παράμετρο και πρόκληση για την περαιτέρω προώθηση της ηλεκτροκίνησης ταυτόχρονα με τη μείωση του κόστους κτήσης των ηλεκτροκίνητων οχημάτων που αναμένεται να επιταχυνθεί, σύμφωνα με εκτιμήσεις της διεθνούς αυτοκινητοβιομηχανίας την περίοδο μέχρι το 2025.

Το 2019, τα ηλεκτροκίνητα οχήματα στην Ελλάδα κατέλαβαν μερίδιο μικρότερο του 1% επί των συνολικών πωλήσεων οχημάτων, ενώ σε άλλες χώρες της ΕΕ τα αντίστοιχα ποσοστά κυμαίνονται σε 4-5%, ενώ στην Ολλανδία ξεπέρασαν το 10% και στη Νορβηγία προσέγγισαν το 50%. Σύμφωνα με στοιχεία της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η Αθήνα και το Μιλάνο έχουν την πρωτιά όσον αφορά στο ποσοστό ρύπων που προέρχεται από τις μεταφορές και τα οχήματα (75%), κάτι που συνδέεται με το ότι ο στόλος οχημάτων των χωρών αυτών (Ελλάδας και Ιταλίας) είναι από τους πιο γερασμένους σε επίπεδο ΕΕ.

Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, για να διευκολυνθεί η ομαλή μετάβαση προς την κινητικότητα μηδενικών εκπομπών, θα πρέπει να σχεδιασθεί ένα ολοκληρωμένο πρόγραμμα παροχής κινήτρων, αφενός οικονομικού χαρακτήρα (επιδότηση στην τιμή αγοράς, μείωση κόστους ταξινόμησης και χρήσης μέσω φορολογικών απαλλαγών, ειδική τιμολογιακή πολιτική στα προγράμματα ασφάλισης, μειωμένα διόδια, έκπτωση στην ακτοπλοία για το ηλεκτρικό όχημα, κ.ά.) και αφετέρου, σε αυτά που εμφανίζουν τη μορφή κινήτρων χρήσης (είσοδος και καθημερινή κυκλοφορία εντός των μεγάλων αστικών κέντρων, ελεύθερη στάθμευση στους δήμους που εφαρμόζεται ελεγχόμενη στάθμευση, υποστήριξη δημιουργίας δικτύων παροχής ενέργειας για την επαναφόρτιση των οχημάτων, κ.λπ.). Όπως φαίνεται από τα Διαγράμματα 41 και 42, η διεύθυνση των ηλεκτροκίνητων οχημάτων στην Ελλάδα ξεκίνησε το 2014, καταγράφοντας σημαντική πορεία μέχρι πέρυσι, καθώς τα αμιγώς ηλεκτροκίνητα οχήματα (BEV) και τα plug-in υβριδικά οχήματα (PHEV) αυξήθηκαν σημαντικά σε πωλήσεις. Πιο συγκεκριμένα, από τα 42 BEV και τα 17 PHEV το 2014, αυτά έχουν πλέον ανέλθει στα 195 BEV και 215 PHEV το 2019, δηλ. παρατηρείται μία πιο ραγδαία αύξηση των πωλήσεων σε PHEV τα τελευταία χρόνια στη χώρα μας, που συνδέεται και με την ανάκαμψη της αγοράς αυτοκινήτων γενικά. Αξίζει να αναφερθεί ότι η BMW κατέχει το 55% των συνολικών πωλήσεων BEVs στην Ελλάδα μεταξύ 2014 και 2019 και το 50% των συνολικών πωλήσεων PHEVs.

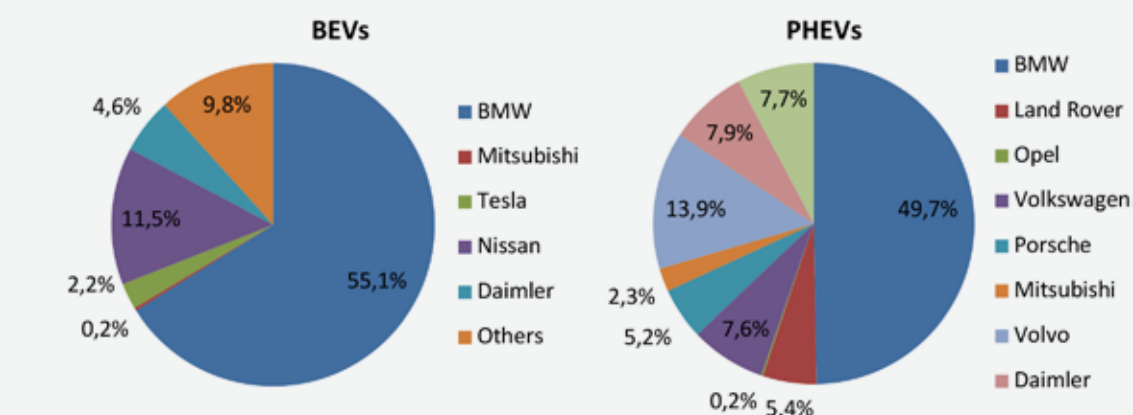
Διάγραμμα 41: Νέες Ταξινομήσεις BEV και PHEV Οχημάτων στην Ελλάδα, 2008-2019



Σημείωση: BEV: Αμιγώς ηλεκτροκίνητα οχήματα, PHEV: Plug-in υβριδικά οχήματα.
Πηγές: EAAO, ΣΕΑΑ και IENE

⁷⁷ <https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/ape-sta-mdn/sundeseis-stathmwn-ananewsimwn-pigwn-energeias/stoixeia-adeidotika-yvridikon-stathmon-dekemvrios-2019/>

Διάγραμμα 42: Ποσοστό Πωλήσεων BEV και PHEV Οχημάτων ανά Κατασκευαστή στην Ελλάδα, 2014-2019



Αξίζει να τονιστεί ότι έχει συσταθεί Διυπουργική Επιτροπή για την προώθηση της ηλεκτροκίνησης στην ελληνική επικράτεια, με σκοπό, μεταξύ άλλων, την εκπόνηση ενός εθνικού επιχειρησιακού σχεδίου. Στο ΕΣΕΚ, τίθεται ως ποσοτικός στόχος το μερίδιο των ηλεκτρικών επιβατικών οχημάτων στις νέες ταξινομήσεις κατά το 2030 να ανέρχεται στο 30%, υπό την προϋπόθεση ότι θα παρασχεθούν στους οδηγούς ισχυρά κίνητρα, όπως επιδότηση στην τιμή αγοράς και φοροαπαλλαγές για μείωση του κόστους ταξινόμησης και χρήσης. Μάλιστα, προβλέπεται ραγδαία επιτάχυνση των πωλήσεων ηλεκτροκίνητων οχημάτων από το 2027 και μετά, με αποκορύφωμα το 2030. Την χρονιά εκείνη, επί του συνόλου των 275,313 νέων ταξινομήσεων στην ελληνική αγορά, τα 82,422 αναμένεται να είναι ηλεκτροκίνητα. Στις 5 Ιουνίου του 2020, παρουσιάστηκε το νομοσχέδιο για την ηλεκτροκίνηση⁷⁹. Στόχος είναι η ανάπτυξη του δικτύου φόρτισης μέσω του μοντέλου ανταγωνιστικής αγοράς, με σκοπό την πλήρη γεωγραφική κάλυψη της ελληνικής επικράτειας για συνεχή και εύκολη πρόσβαση προς όφελος του πολίτη. Παράλληλα, αναμένεται να προχωρήσει το ηλεκτρονικό μητρώο καταγραφής όλων των δημόσια προσβάσιμων σημείων φόρτισης, ώστε ο πολίτης να λαμβάνει ενημέρωση σε πραγματικό χρόνο μέσω του κινητού τηλεφώνου για την διαθεσιμότητα του εγγύτερου σημείου φόρτισης. Επίσης, το IENE, όπως αναφέρθηκε και στην περσινή Ετήσια Έκθεση του Ινστιτούτου για την αγορά ενέργειας της Ελλάδας, εκπόνησε το 2017 μελέτη, τύπου multi-client, με τίτλο «Η Ανάπτυξη της Αγοράς Ηλεκτρικών Οχημάτων στην Ελλάδα και Δυνατότητες Εμπορικής Εκμετάλλευσης (M47)», επισημαίνοντας την επιτακτική ανάγκη να αναπτυχθεί γρήγορα η ηλεκτροκίνηση στην χώρα μας, καθώς παρατηρείται υστέρηση σε σύγκριση με άλλες ευρωπαϊκές χώρες.

Πίνακας 17: Εξέλιξη του Μεριδίου Ηλεκτροκίνητων Επιβατικών Οχημάτων στην Ελλάδα, 2018-2030

Σενάριο	Έτος	Αγορά καινούριων επιβατικών	Μεταβολή συνολικής αγοράς	Αύξηση συνολικής αγοράς	Επιβατικό BEV-PHEV	Ετήσια αύξηση	Ποσοστό BEV-PHEV επί ετήσιας αγοράς
Σενάριο Α (Σενάριο Αναφοράς)	2018	103.431	-	-	315	-	0,3%
	2019	115.000	11.569	11%	461	146	0,4%
	2020	127.400	12.400	11%	1.151	690	0,9%
	2021	137.635	10.235	8%	3.450	2.299	2,5%
	2022	148.646	11.011	8%	6.900	3.450	4,6%
	2023	160.538	11.892	8%	10.349	3.449	6,4%
	2024	173.381	12.843	8%	15.005	4.656	8,7%
	2025	187.251	13.870	8%	20.257	5.252	10,8%
	2026	202.231	14.980	8%	26.333	6.076	13,0%
	2027	218.410	16.179	8%	33.180	6.847	15,2%
	2028	235.883	17.473	8%	41.806	8.626	17,7%
	2029	254.753	18.870	8%	52.676	10.870	20,7%
	2030	275.133	20.380	8%	66.371	13.695	24,1%
Σενάριο Β (Σενάριο Επιταχυνόμενο με οικονομική ανάπτυξη και αυξημένα μέτρα πολιτικής)	2018	103.431	-	-	315	-	0,3%
	2019	115.000	11.569	11%	460	145	0,4%
	2020	127.400	12.400	11%	1.265	805	1,0%
	2021	137.635	10.195	8%	3.795	2.530	2,8%
	2022	148.646	11.011	8%	7.589	3.794	5,1%
	2023	160.538	11.892	8%	11.797	4.208	7,3%
	2024	173.381	12.843	8%	17.436	5.639	10,1%
	2025	187.251	13.870	8%	24.036	6.600	12,8%
	2026	202.231	14.980	8%	31.246	7.210	15,5%
	2027	218.410	16.179	8%	40.093	8.847	18,4%
	2028	235.883	17.473	8%	51.458	11.365	21,8%
	2029	254.753	18.870	8%	66.059	14.601	25,9%
	2030	275.133	20.380	8%	82.422	16.363	30,0%

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

⁷⁹ Στις 21 Ιουλίου του 2020, ψηφίστηκε από τη Βουλή το νομοσχέδιο για την προώθηση της ηλεκτροκίνησης.

(στ) Έξυπνα Δίκτυα στην Ελλάδα

Έξυπνο Δίκτυο (smart grid) είναι το ηλεκτρικό δίκτυο που εξυπηρετεί με υψηλή αξιοπιστία, ποιότητα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας και με οικονομικό τρόπο όλους τους χρήστες, οι οποίοι είναι συνδεδεμένοι σε αυτό, παραγωγούς και καταναλωτές, με στόχο την αποδοτική χρήση της ενέργειας. Τα μοντέλα «έξυπνων και αειφόρων πόλεων», βασισμένων στην αυξημένη ενσωμάτωση τεχνολογιών καθαρής ενέργειας μαζί με τη χρήση προηγμένων τεχνολογιών πληροφοριών και επικοινωνίας, αποτελούν έναν από τους βασικούς άξονες της αναδιάρθρωσης του ενεργειακού τομέα. Μία «έξυπνη» πόλη επενδύει σε ανθρώπινο και κοινωνικό κεφάλαιο, σε παραδοσιακές και σύγχρονες επικοινωνιακές υποδομές, ενισχύοντας μια βιώσιμη οικονομική ανάπτυξη και ένα υψηλό βιοτικό επίπεδο, με συνετή διαχείριση των φυσικών πόρων καθώς και μέσω συμμετοχικής διακυβέρνησης. Με τη χρήση «ευφυών» μέσων σε επίπεδο πόλεων επιτυγχάνεται η βελτίωση των συνθηκών ζωής των ανθρώπων, προσελκύονται επιχειρήσεις και επενδύσεις σε τοπικό επίπεδο και αυξάνεται η αγοραστική αξία των ακινήτων.

Οι έξυπνοι μετρητές και τα έξυπνα δίκτυα θα αποτελέσουν νευραλγικό τμήμα αυτών των σχεδίων, επιτρέποντας την παρακολούθηση και διαχείριση των μεγάλων όγκων πληροφορίας που θα απαιτηθεί για την αρμονική λειτουργία τους, βοηθώντας σημαντικά στην ορθολογική χρήση ενέργειας από τους τελικούς καταναλωτές σε επίπεδο πόλεων. Σε συνδυασμό με το νέο κανονιστικό πλαίσιο του μηχανισμού απόκρισης ζήτησης και των ενεργειακών κοινοτήτων, αναμένεται να προωθηθεί σημαντικά ο ρόλος των πόλεων και των πολιτών στην μετάβαση και τελικά στην αναδιάρθρωση του ενεργειακού τομέα. Επιπλέον, η χρήση «ευφυών» εφαρμογών είναι συνυφασμένη και με τις αστικές αναπλάσεις, με κύριο στόχο τη βελτίωση του βιοτικού επιπέδου των κατοίκων και των συνθηκών λειτουργίας των επιχειρήσεων.

Ιδιαίτερα σημαντικό είναι και το ζήτημα της ενεργειακής διαχείρισης σε έξυπνα σπίτια και δίκτυα ενέργειας τα επόμενα χρόνια. Στο πλαίσιο αυτό, η Ελλάδα συμμετέχει στο ερευνητικό έργο InterConnect (Interoperable Solutions Connecting Smart Homes, Buildings and Grids), μέσω πέντε φορέων: Gridnet, Cosmote, Wings, Ήρων και Οικονομικό Πανεπιστήμιο Αθηνών. Το έργο, διάρκειας τεσσάρων ετών, εμπίπτει στο ευρωπαϊκό πρόγραμμα Horizon 2020 και θέτει τα θεμέλια για την ψηφιοποίηση λύσεων έξυπνης διαχείρισης ενέργειας. Το InterConnect επικεντρώνεται σε οκτώ κύριες τεχνολογίες: ψηφιακές πλατφόρμες, Internet of Things, cloud, ενεργειακά δίκτυα, big data, κυβερνοασφάλεια (cybersecurity), οντολογία και προτυποποίηση.

Συνολικά, πάνω από 50 φορείς από τους τομείς της ενέργειας, των τηλεπικοινωνιών, της βιομηχανίας

και της έρευνας από 11 Ευρωπαϊκές χώρες θα συνεργαστούν για να αναπτύξουν καινοτόμες λύσεις ψηφιοποίησης και διασύνδεσης έξυπνων σπιτιών, κτιρίων και δικτύων ενέργειας, αξιοποιώντας τεχνολογίες αιχμής, όπως Τεχνητή Νοημοσύνη, Blockchain και το πλέον προηγμένο πρωτόκολλο SAREF για άμεση δικτύωση των οικιακών συσκευών και αισθητήρων με τα ενεργειακά δίκτυα.

Η Ελλάδα αποτελεί μία από τις 7 χώρες που οι λύσεις αυτές θα εφαρμοστούν πιλοτικά. Τα ευέλικτα επιχειρηματικά μοντέλα, που θα αναδειχθούν, θα υλοποιηθούν από τους φορείς που εμπλέκονται στη λειτουργία των ενεργειακών δικτύων, προς όφελος των καταναλωτών και του περιβάλλοντος. Παράλληλα, θα υποστηριχθεί η δραστηριοποίηση νεοφυών επιχειρήσεων μέσω 3 ανοικτών προσκλήσεων για την επιλογή και χρηματοδότηση 42 καινοτόμων ιδεών.

(ζ) Ρευματοκλοπές στην Ελλάδα

Σύμφωνα με μελέτη του ΔΕΔΔΗΕ⁸⁰, οι ρευματοκλοπές στην Ελλάδα κινήθηκαν ανοδικά το 2018, σε σύγκριση με το αμέσως προηγούμενο έτος. Πιο συγκεκριμένα, οι ρευματοκλοπές (συνιστούν μέρος των μη τεχνικών απωλειών) ανήλθαν το 2018 σε 4.1% της ενέργειας που εισήχθη στο δίκτυο έναντι 3.9% το 2017. Αξίζει να σημειωθεί ότι η αύξηση που καταγράφηκε το 2018 προδίδει και την αντιστροφή θετικών αποτελεσμάτων που είχαν παρατηρηθεί επί του θέματος, δεδομένου ότι τα αποτελέσματα του 2017 συνιστούσαν αισθητή βελτίωση, σε σύγκριση με το 2016, όταν και το ποσοστό των ρευματοκλοπών είχε φτάσει το 4.2% επί της συνολικής εισερχόμενης ενέργειας. Επίσης, να προστεθεί ότι η «αντίστροφη» πορεία συνέπεσε χρονικά με το νέο ρυθμιστικό πλαίσιο για την αντιμετώπιση των ρευματοκλοπών (Μάρτιος 2018), ενώ λίγους μήνες αργότερα (Ιούνιος 2018) άρχισε η εφαρμογή αποκοπών υπερήμερων υπόχρεων οφειλών έναντι ρευματοκλοπής.

Το ποσοστό των ρευματοκλοπών της τάξεως του 4.1% το 2018 αντιστοιχεί σε ρεύμα αξίας €260 εκατ. που παρήχθη και καταναλώθηκε αλλά δεν πληρώθηκε γιατί εκλάπη από το δίκτυο με διάφορες μεθόδους (παρεμβάσεις στους μετρητές ή ακόμη και απευθείας σύνδεση καλωδίων στο δίκτυο διανομής) που έχουν εντοπιστεί από τους ελέγχους. Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ, τα κρούσματα ρευματοκλοπής που εντοπίζονται από τους ελέγχους αυξήθηκαν από 3,000 έως 4,000 την διετία 2011-2012 σε 10,000-11,000 την διετία 2017-2018. Επίσης, οι επενδύσεις στο δίκτυο μειώθηκαν σημαντικά το 2018 στα €148 εκατ., μέγεθος που είναι κατά 75% μειωμένο, σε σχέση με το 2009 οπότε ξεπέρασαν τα €550 εκατ. Ενδεικτικά, το κονδύλι για ενισχύσεις και βελτιώσεις του δικτύου μειώθηκε στα €54 εκατ., από €174 εκατ. μια δεκαετία πριν. Αξίζει να αναφερθεί ότι το ελάχιστο ύψος των επενδύσεων που απαιτούνται προκειμένου να μην υπάρχει απαξίωση του δικτύου κυμαίνεται στα €200 εκατ. ετησίως.

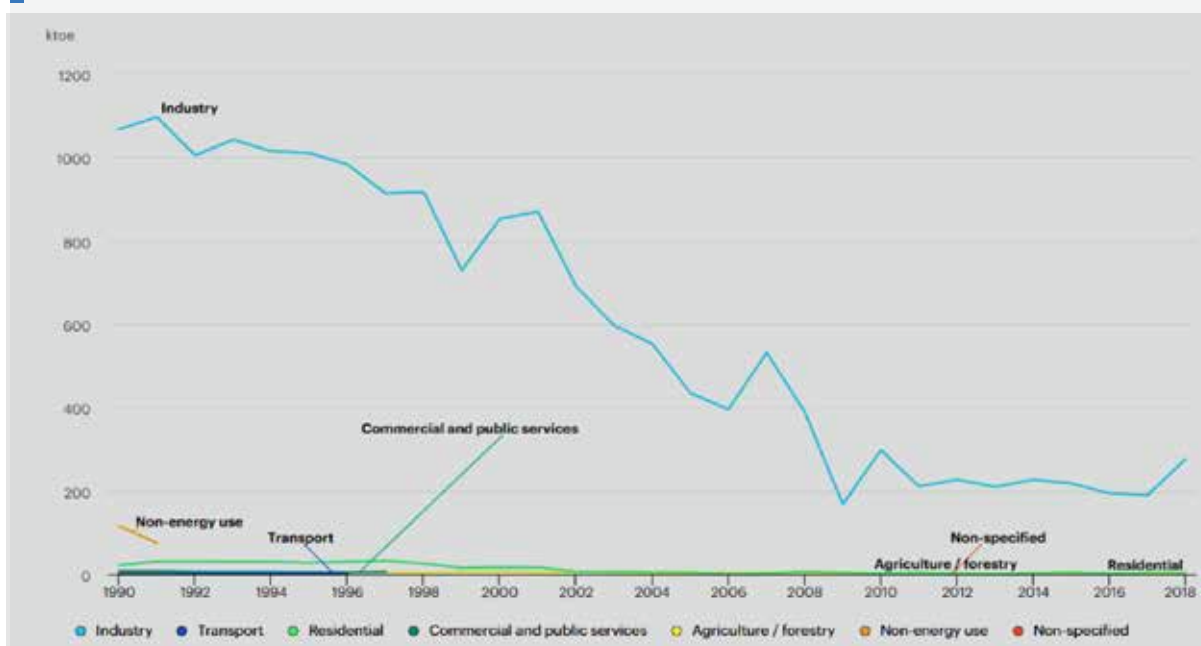
⁸⁰ ΣΔΕΔΔΗΕ (2019), «Εκτίμηση των Συντελεστών Απωλειών του Δικτύου», http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/factsheets/2020/maj/1001_2?p=file&i=0

4.4. Στερεά Καύσιμα

Ο λιγνίτης αντιπροσωπεύει ένα μεγάλο τμήμα της μεταλλευτικής δραστηριότητας της Ελλάδας, όντας βασικό ορυκτό καύσιμο και αποτελεί σημαντική συνιστώσα της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας. Η Ελλάδα είναι ο τέταρτος μεγαλύτερος παραγωγός λιγνίτη στα ευρωπαϊκά κράτη μέλη του ΙΕΑ (μετά τη Γερμανία, την Πολωνία και την Τσεχία). Ο λιγνίτης είναι το δεύτερο καύσιμο, μετά το πετρέλαιο, με τη μεγαλύτερη συνεισφορά στη συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας, αλλά αντιπροσωπεύει μόνο ένα μικρό μερίδιο της συνολικής τελικής κατανάλωσης από την κατανάλωση της βιομηχανίας. Σύμφωνα με δεδομένα του ευρωπαϊκού φορέα για άνθρακα και λιγνίτη (EURACOAL)⁸¹, η παραγωγή λιγνίτη στη χώρα μας ανήλθε σε 36.5 εκατ. τόνους το 2018, ενώ η ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη έφτασε τις 14.9 TWh το ίδιο έτος. Σύμφωνα με στοιχεία του ΑΔΜΗΕ, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τον λιγνίτη μειώθηκε σημαντικά από τις 14.9 TWh το 2018 στις 10.4 TWh το 2019, λόγω της ανάπτυξης των ΑΠΕ, της χαμηλότερης συνολικής ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια και του υψηλού κόστους δικαιωμάτων ρύπων που καθιστά την ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη αντισυμβατική. Η παραγωγή λιγνίτη μειώθηκε κατά 50% μεταξύ 2012 και 2018, σε συνάρτηση με τη μειωμένη ζήτηση για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη. Η ΔΕΗ είναι ο μοναδικός ιδιοκτήτης και διαχειριστής των 5 λιγνιτικών σταθμών της Ελλάδας, με τις συνολικά 14 μονάδες, απασχολώντας 6,223 άτομα (4,363 σε σταθμούς παραγωγής και ορυχεία και 1,860 ως υπεργολάβοι).

Ο εισαγόμενος λιθάνθρακας (περίπου 0.4 εκατ. τόνους), σχεδόν όλος από τη Ρωσία, χρησιμοποιείται στην τσιμεντοβιομηχανία.

Διάγραμμα 43: Τελική Κατανάλωση Λιγνίτη ανά Κλάδο στην Ελλάδα, 1990-2018



Πηγή: ΙΕΑ (2020)

Τα συνολικά βεβαιωμένα γεωλογικά αποθέματα λιγνίτη στην Ελλάδα ανέρχονται σε περίπου 5 δισ. τόνους. Τα κοιτάσματα αυτά παρουσιάζουν αξιοσημείωτη γεωγραφική εξάπλωση στον ελληνικό χώρο. Με τα σημερινά τεχνικοοικονομικά δεδομένα, τα κοιτάσματα που είναι κατάλληλα για ενεργειακή εκμετάλλευση ανέρχονται σε περίπου 3.2 δισ τόνους και ισοδυναμούν με 450 εκ. τόνους πετρελαίου. Τα κυριότερα εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα λιγνίτη βρίσκονται στις περιοχές Πτολεμαΐδας, Αμυνταίου και Φλώρινας με υπολογισμένο απόθεμα 1.8 δισ τόνους, στην περιοχή της Δράμας με απόθεμα 900 εκατ. τόνους και στην περιοχή Ελασσόνας με 169 εκατ. τόνους. Επίσης, υπάρχει λιγνιτικό κοιτάσμα με απόθεμα περίπου 223 εκατ. τόνους στην περιοχή της Μεγαλόπολης.

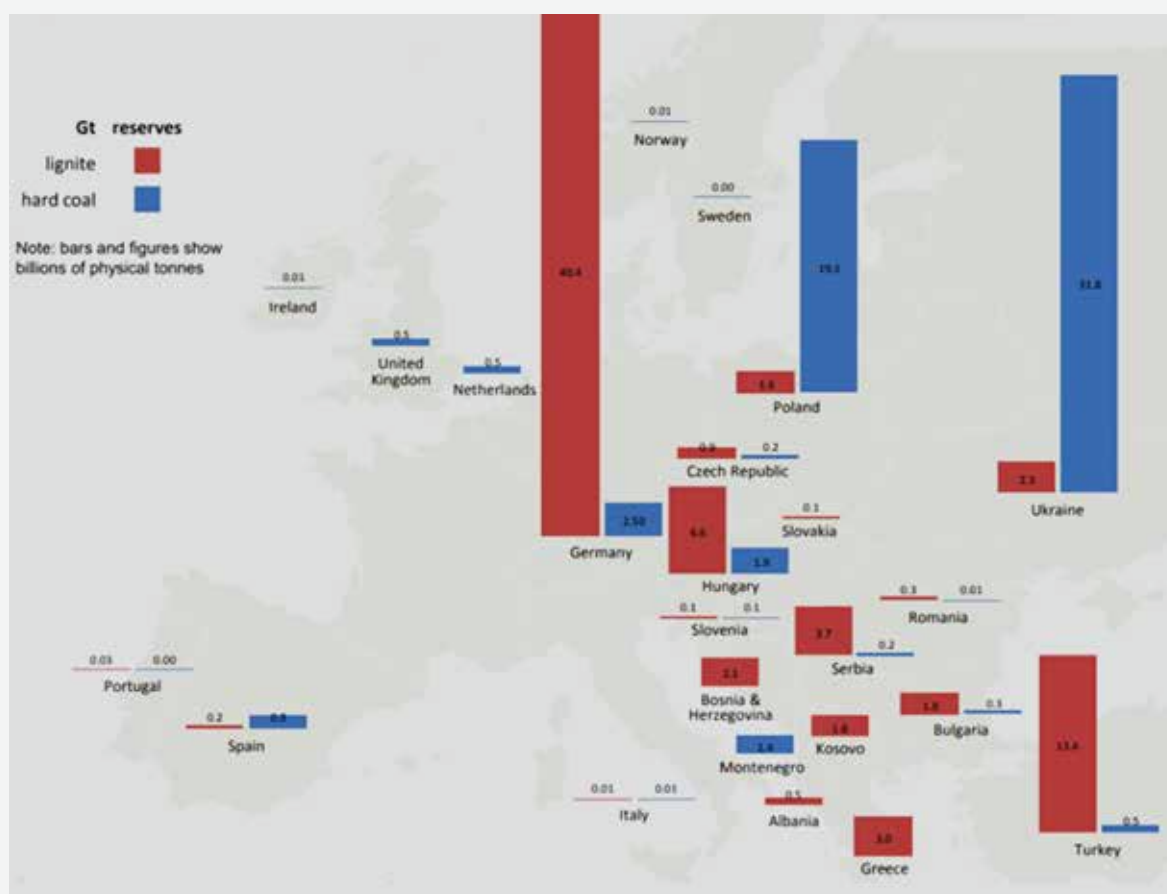
Με βάση τα συνολικά εκμεταλλεύσιμα αποθέματα λιγνίτη της χώρας και τον προγραμματιζόμενο ρυθμό κατανάλωσης στο μέλλον, υπολογίζεται ότι τα αποθέματα αυτά επαρκούν για περισσότερο από 45 χρόνια. Μέχρι σήμερα, οι εξορυχθείσες ποσότητες λιγνίτη φτάνουν περίπου στο 29% των συνολικών αποθεμάτων. Εκτός από λιγνίτη η Ελλάδα διαθέτει και ένα μεγάλο κοιτάσμα Τύρφης στην περιοχή των Φιλιππων (Ανατολική Μακεδονία). Τα εκμεταλλεύσιμα αποθέματα στο κοιτάσμα αυτό εκτιμώνται σε 4 δισ. κυβικά μέτρα και ισοδυναμούν περίπου με 125 εκατ. τόνους πετρελαίου.

⁸¹ EURACOAL (2020), "Coal Industry across Europe", 7th edition, <https://euracoal.eu/library/publications/>

⁸² <https://www.dei.gr/el/oruxeia/apothemata-kai-poiotita>

Γενικά, η ποιότητα των ελληνικών λιγνιτών είναι χαμηλή. Η θερμογόνο δύναμη κυμαίνεται από 975-1,380 kcal/kg στις περιοχές Μεγαλόπολης, Αμυνταίου και Δράμας, από 1,261-1,615 kcal/kg στην περιοχή της Πτολεμαΐδας και 1,927-2,257 στις περιοχές Φλώρινας και Ελασσόνας. Σημαντικό συγκριτικό πλεονέκτημα των λιγνιτών της χώρας μας είναι η χαμηλή περιεκτικότητα σε καύσιμο θείο.

Χάρτης 16: Εκμεταλλεύσιμα Λιγνιτικά Αποθέματα της Ευρώπης



Πηγή: EURACOAL

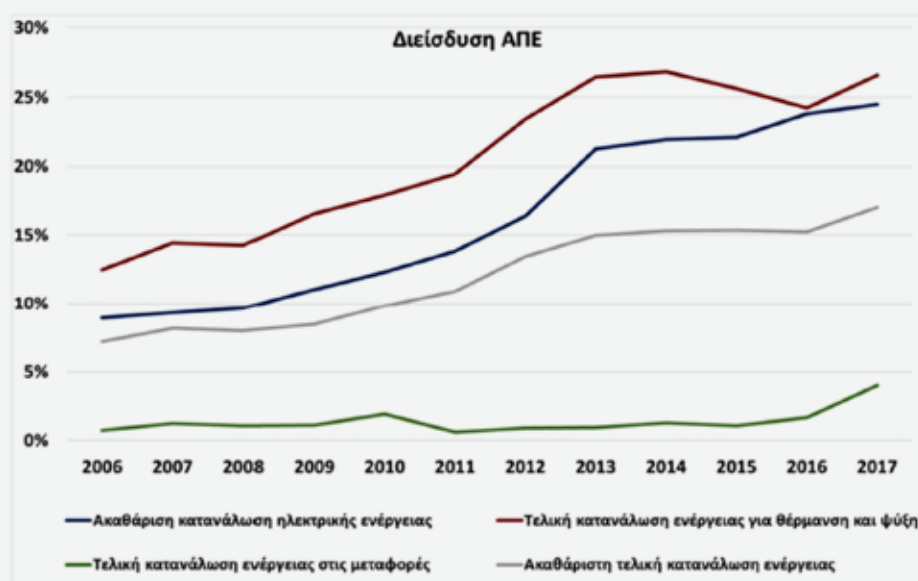
Σύμφωνα με το επικαιροποιημένο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) Δεκεμβρίου 2019, αναμένεται να αποσυρθούν όλες οι λιγνιτικές μονάδες της ΔΕΗ μέχρι το τέλος του 2023 (εκτός της νέας υπό κατασκευή Πτολεμαΐδας 5, που εκτιμάται ότι θα αποσυρθεί το 2028), συνολικής ισχύος περίπου 4 GW, και να κλείσουν όλα τα ορυχεία λιγνίτη στις περιοχές της Δυτικής Μακεδονίας και της Μεγαλόπολης.

Θα πρέπει να αναφερθεί ότι βρίσκεται σε εξέλιξη ένα πλήρες πρόγραμμα απολιγνιτοποίησης με περισσότερες πληροφορίες να δίνονται στην σελ. 142, ενώ το χρονοδιάγραμμα απόσυρσης των εγχώριων λιγνιτικών μονάδων είναι διαθέσιμο στον Πίνακα 25 σελ. 115.

4.5. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας της Ελλάδας παρουσιάζει μια σημαντική αύξηση κατά την περίοδο 2006-2017, καθώς η συνολική συνεισφορά τους το 2017 ως μερίδιο στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας ανήλθε στο 17%, υπερδιπλασιάζοντας το σχετικό μερίδιό τους το 2006 (βλ. Διάγραμμα 44), σύμφωνα με στοιχεία του ΕΣΕΚ.

Διάγραμμα 44: Συνολικά και Ειδικά Μερίδια Συμμετοχής των ΑΠΕ Στο Ενεργειακό Σύστημα της Ελλάδας στη Βάση Μεθοδολογίας της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2006-2017



Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Με την εξαίρεση του τομέα των μεταφορών, που το μερίδιο των ΑΠΕ παρουσίασε οριακές διακυμάνσεις και σταθερή αύξηση μόνο κατά το 2016 και 2017, η συνεισφορά των ΑΠΕ τόσο στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας όσο και στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση κατά την περίοδο 2006-2016 παρουσίασε αξιοσημείωτη αύξηση με μέσο ρυθμό ετήσιας αύξησης κοντά στο 10%.

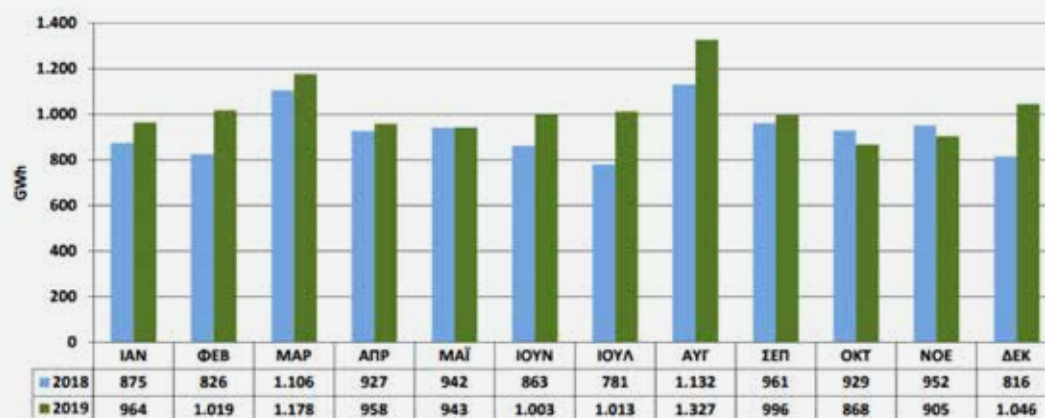
Αξίζει να αναφερθεί ότι οι αυξομειώσεις που παρατηρούνται κατά χρονικά διαστήματα στο μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση οφείλονται αποκλειστικά στη χρήση στερεής βιομάζας, η οποία και παρουσιάζει διακυμάνσεις ως προς τη χρήση της τα τελευταία έτη, έπειτα από τη σημαντική αύξησή της που παρατηρήθηκε στις αρχές της τρέχουσας δεκαετίας και κορυφώθηκε το 2012.

Σύμφωνα με στοιχεία του ΕΣΕΚ, το μερίδιο των ΑΠΕ στην εγχώρια ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2017 διαμορφώθηκε σε 24.5% παρουσιάζοντας εντυπωσιακή άνοδο σε σχέση με το 2006 που το αντίστοιχο μερίδιο κυμαινόταν στο 9%. Ειδικότερα, όσον αφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, με χαρακτηριστικά μη ελεγχόμενης παραγωγής, δηλαδή στην ηλεκτροπαραγωγή από φωτοβολταϊκούς και αιολικούς σταθμούς, το ποσοστό αυτού του μεριδίου ανέρχεται ήδη πάνω από 15% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας.

4.5.1. Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ

Στην Ελλάδα, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα έφθασε τις 12.2 TWh το 2019, αυξημένη από τις 11.1 TWh το 2018, συνέπεια της ταχείας ανάπτυξης της εγκατεστημένης ισχύος αιολικής και ηλιακής ενέργειας και της μείωσης της συνολικής παροχής ηλεκτρικής ενέργειας κατά την τελευταία δεκαετία.

Διάγραμμα 45: Ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2018-2019

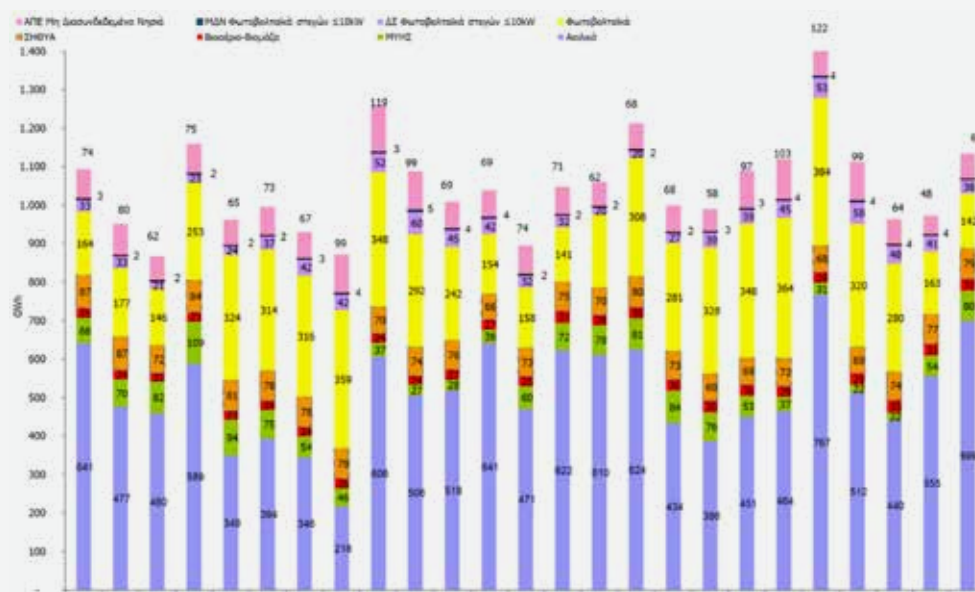


Στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ περιλαμβάνονται:
 - παραγωγή στο σημείο έγχυσης στο Σύστημα από μονάδες ΑΠΕ που συνδέονται απευθείας σε Υ/Σ Συστήματος.
 - παραγωγή από Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ που έχει χαρακτηριστεί ΣΗΘΥΑ.
 - εκτίμηση της παραγωγής στο Δίκτυο (η παραγωγή στο Δίκτυο προκύπτει από πιστοποιημένες μετρήσεις για την Μέση Τάση και εκτιμήσεις για την Χαμηλή Τάση).

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Η συνολική ηλεκτροπαραγωγή της Ελλάδας από διασυνδεδεμένα στο σύστημα αιολικά ανήλθε σε περίπου 6.6 TWh το 2019, ενώ από μικρά υδροηλεκτρικά και βιοαέριο-βιομάζα έφτασε τα 690 GWh και 362 GWh αντίστοιχα. Επίσης, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μονάδων ΣΗΘΥΑ και κατανεμόμενων μονάδων ΣΗΘΥΑ διασυνδεδεμένου συστήματος έφτασε τις 186 GWh και τις 876 GWh αντίστοιχα. Τέλος, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά διασυνδεδεμένου συστήματος προσέγγισαν τις 3.2 GWh το 2019 (βλ. Διάγραμμα 46).

Διάγραμμα 46: Ηλεκτροπαραγωγή (GWh) Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και Φωτοβολταϊκών σε Στέγες ≤10 kW, 2017-2019



Πηγή: ΛΑΓΗΕ

Η Ελλάδα διαθέτει αξιόλογο δυναμικό ΑΠΕ, οι οποίες μπορούν να συμβάλλουν σημαντικά για την περιβαλλοντικά συμβατή αναδιάρθρωση του ενεργειακού συστήματός της. Το δυναμικό αυτό συνίσταται κυρίως από την ηλιακή, την αιολική, την υδροηλεκτρική και τη γεωθερμική ενέργεια, όπως και τη βιομάζα.

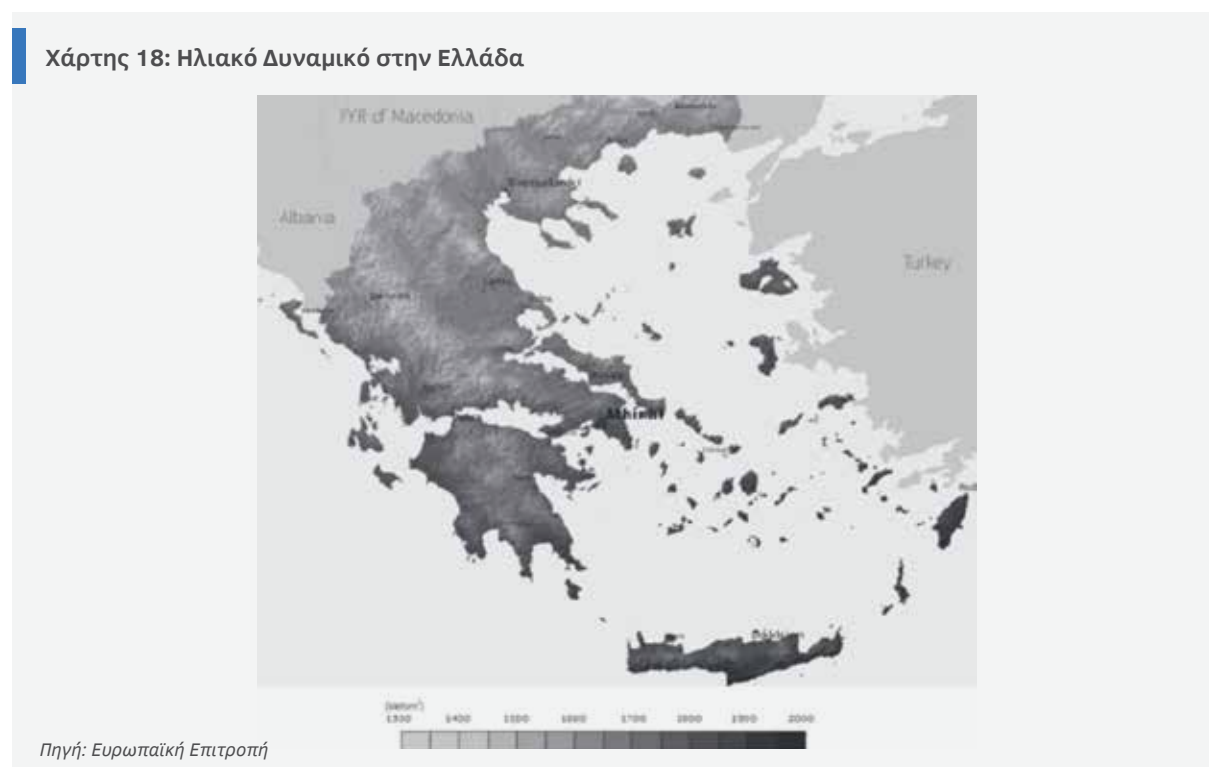
Το πλούσιο αιολικό δυναμικό της χώρας μας συναντάται κυρίως στις νησιωτικές περιοχές της (π.χ. Κρήτη, Αιγαίο, Εύβοια, κ.λπ.), στις οποίες βρίσκονται σήμερα τα περισσότερα αιολικά πάρκα. Η εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού στη χώρα μας, σε συνδυασμό με τη βελτίωση των τεχνολογιών που ενσωματώνονται στις σύγχρονες ανεμογεννήτριες, αναμένεται να συντελέσει σημαντικά προς τη κατεύθυνση της βιώσιμης ανάπτυξης.

Χάρτης 17: Αιολικό Δυναμικό στην Ελλάδα



Αντίστοιχα, η εκμετάλλευση της εγχώριας ηλιακής ενέργειας μπορεί να αποτελέσει μια βιώσιμη επιλογή ηλεκτροπαραγωγής, ιδιαίτερα σε περιοχές με πολύ υψηλό ηλιακό δυναμικό (π.χ. Κρήτη, Πελοπόννησος, νησιά του Αιγαίου). Κατά συνέπεια, τα ηλιακά συστήματα μπορούν να ενταχθούν σε ένα ευρύ πεδίο εφαρμογών.

Χάρτης 18: Ηλιακό Δυναμικό στην Ελλάδα



Το δυναμικό για την ανάπτυξη έργων ηλεκτροπαραγωγής από **γεωθερμία**, μία άλλη μορφή ΑΠΕ, βασίζεται στη διαθεσιμότητα των φυσικών πόρων σε περιοχές της Ελλάδας, δηλαδή γεωθερμικά πεδία με ρευστά υψηλής ενθαλπίας ή ακόμη και μέσης ενθαλπίας για ηλεκτροπαραγωγή, καθώς και στο επίπεδο της έρευνας που έχει ήδη πραγματοποιηθεί ή είναι αναγκαία να χρηματοδοτηθεί στο μέλλον. Τα υπό εκμετάλλευση πεδία περιλαμβάνουν:

- Πεδία στα οποία η μέχρι τώρα έρευνα δείχνει ότι οι επενδύσεις μπορούν να προωθηθούν άμεσα, όπου περιλαμβάνονται τα πεδία της Μήλου και της Νισύρου.
- Πεδία στα οποία η έρευνα μπορεί να ολοκληρωθεί έτσι ώστε οι αναμενόμενες επενδύσεις να προωθηθούν μέσα στην επόμενη δεκαετία όπου περιλαμβάνονται τα περισσότερα υποψήφια πεδία των νήσων του Αιγαίου και της Θράκης
- Πεδία στα οποία υπάρχει ανάγκη αυξημένης έρευνας ή εισαγωγής νέων μεθόδων και τεχνολογιών (enhanced geothermal systems - EGS), τα οποία μπορούν να προγραμματιστούν σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα.

Η Ελλάδα, μαζί με την Ιταλία και την Πορτογαλία στις Αζόρες Νήσους, είναι οι μόνες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης στις οποίες υπάρχουν πεδία υψηλής ενθαλπίας, δηλαδή περιοχές στις οποίες μπορούν να παραχθούν ρευστά με θερμοκρασία μεγαλύτερη των 150°C, τα οποία χρησιμοποιούνται για παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Οι γεωλογικές συνθήκες στην Ελλάδα ευνόησαν γενικά τη δημιουργία ενός πολύ σημαντικού γεωθερμικού δυναμικού χαμηλής ενθαλπίας. Σύμφωνα με το Ινστιτούτο Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών (ΙΓΜΕ), τα γνωστά σήμερα αποθέματα γεωθερμικής ενέργειας, χαμηλής θερμοκρασίας, ανέρχονται σε 200,000 τόνους ισοδύναμου πετρελαίου ανά έτος. Τα γεωθερμικά πεδία υψηλής θερμοκρασίας (>130°C) εντοπίζονται στο ηφαιστειακό τόξο του Νότιου Αιγαίου, που εκτείνεται από τη νήσο Νίσυρο μέχρι το Σουσάκι-

Αγ. Θεοδώρους. Σημαντικότερα απ' αυτά είναι το πεδίο της νήσου Μήλου και της Νισύρου. Τα δύο αυτά πεδία δεν αξιοποιούνται σήμερα στην ηλεκτροπαραγωγή λόγω αντίθεσης των κατοίκων των νησιών στην αξιοποίηση της γεωθερμίας. Σήμερα αξιοποιούνται μόνο τα γεωθερμικά πεδία χαμηλής ενθαλπίας (από 25 μέχρι 80°C περίπου), τα οποία είναι πολύ περισσότερα διαδεδομένα και βρίσκονται σχεδόν σ' όλη τη χώρα. Αν και δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην ηλεκτροπαραγωγή (εκτός από ειδικές περιπτώσεις), αξιοποιούνται, όμως, σε πολλές άλλες χρήσεις συνεισφέροντας στην εξοικονόμηση ενέργειας από συμβατικές πηγές και έμμεση μείωση των εκπομπών CO₂, στην ανάπτυξη νέων παραγωγικών δραστηριοτήτων. Οι αντίστοιχες γεωθερμικές εφαρμογές έχουν συνολική θερμική ισχύ μόλις 70 MWth, και περιλαμβάνουν κυρίως θερμά και ιαματικά λουτρά (~45%), και θέρμανση θερμοκηπίων και εδαφών γεωργικών καλλιεργειών (~55%). Στην Ελλάδα, η εγκατεστημένη γεωθερμική ισχύς για άμεση θέρμανση χώρων ανέρχεται μόλις σε 1.2 MWth, με τη μεγαλύτερη εγκατάσταση να βρίσκεται στα Λουτρά Τραϊανούπολης του Νομού Έβρου. Η Ελλάδα βρίσκεται στη 10η θέση των κρατών της Ευρώπης, με εγκατεστημένη ισχύ 22.2 MWth. Συνολικά, καλλιεργούνται περίπου 229.7 στρέμματα με κηπευτικά και ανθοκομικά προϊόντα μέσα σε θερμοκήπια, τα οποία είναι καλυμμένα είτε με πλαστικό είτε με γυαλί. Τα θερμοκήπια αυτά βρίσκονται κυρίως στη Βορειοανατολική Ελλάδα και τη Λέσβο.

Σε 51 γεωθερμικά πεδία, η θερμοκρασία των ρευστών κυμαίνεται από 25-90°C, δηλαδή είναι πεδία χαμηλής ενθαλπίας, ενώ μόνο σε 6 γεωθερμικά πεδία η θερμοκρασία των ρευστών είναι μεγαλύτερη από 90°C, είναι δηλαδή πεδία μέσης και υψηλής ενθαλπίας. Σε 2 γεωθερμικά πεδία, η θερμοκρασία των ρευστών είναι μεγαλύτερη από 150°C (325°C στη Μήλο και μεγαλύτερη από 350°C στη Νίσυρο), τα οποία μάλιστα είναι τα σημαντικότερα πεδία υψηλής ενθαλπίας στον ελληνικό χώρο.

Χάρτης 19: Υφιστάμενα Βεβαιωμένα Και Πιθανά Γεωθερμικά Πεδία της Ελλάδας

Πηγή: ΥΠΕΝ



Σημαντική είναι και η αβαθής γεωθερμία (με θερμοκρασία μικρότερη από 25°C), η οποία μπορεί να συμβάλλει στη θέρμανση και ψύξη των κτιρίων της Ελλάδας. Η εκμετάλλευση της αβαθούς γεωθερμίας γίνεται με την χρήση αντλιών θερμότητας (heat pumps). Συνήθως χρησιμοποιούνται αντλίες θερμότητας νερού/νερού (water-to-water), οι οποίες παράγουν θερμό ή ψυχρό νερό και μπορούν να συνδυαστούν είτε με τερματικές μονάδες ανεμιστήρα/στοιχείου (fan-coil units) είτε με κεντρικές κλιματιστικές μονάδες (AHU). Χρησιμοποιούνται, επίσης, αντλίες θερμότητας νερού/αέρα (water-to-air), που παράγουν θερμό ή ψυχρό αέρα και συνδέονται απευθείας με δίκτυο αεραγωγών.

Τα συστήματα αβαθούς γεωθερμίας διακρίνονται σε δύο κατηγορίες:

- στα συστήματα ανοικτού κύκλου (open loop) και
- στα συστήματα κλειστού κύκλου (closed loop)

Τα συστήματα ανοικτού κύκλου χρησιμοποιούν το νερό υδρολογικών σχηματισμών της περιοχής εγκατάστασης για την τροφοδοσία του πρωτεύοντος κυκλώματος της αντλίας θερμότητας, το οποίο στη συνέχεια επαναπροωθείται στον υδροφόρο ορίζοντα της περιοχής. Ο υδρολογικός σχηματισμός μπορεί να είναι είτε επιφανειακός (λίμνη, ποτάμι), είτε υπόγειος. Τα συστήματα κλειστού κύκλου αποτελούνται από ένα κλειστό δίκτυο σωληνώσεων, το οποίο βρίσκεται θαμμένο στο έδαφος σε κάθετη ή οριζόντια διάταξη ή είναι ποντισμένο σε κάποια λίμνη. Το δίκτυο σωληνώσεων στην περίπτωση αυτή ονομάζεται γεωεναλλάκτης, μέσα στον οποίο κυκλοφορεί νερό ή διάλυμα νερού/αντιπηκτικού ανάλογα με τις συνθήκες λειτουργίας.

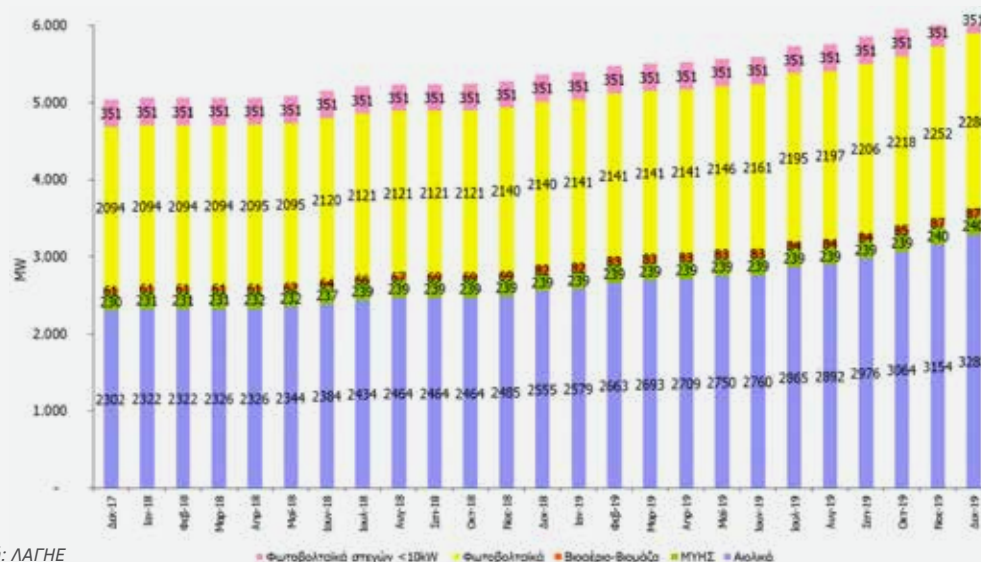
Επίσης, η Ελλάδα έχει αξιοποιήσει περίπου το 1/3 της διαθέσιμης και οικονομικά αξιοποιήσιμης **υδροηλεκτρικής** ενέργειας. Το τελευταίο μεγάλο υδροηλεκτρικό έργο ήταν του Ιλαρίωνα στον Αλιάκμονα ισχύος 159 MW, ενώ η σημερινή εγκατεστημένη ισχύς από μεγάλα υδροηλεκτρικά (>10 MW) ανέρχεται σε 3,320 MW. Το 2021, αναμένεται να προστεθούν στο σύστημα οι ΥΗΣ Μεσοχώρας (160 MW) και Μετσοβίτικο (29 MW), ενώ από το 2025 και μετά, υπάρχει δυνατότητα ένταξης των σταθμών Αυλάκι (83.6 MW), καθώς και των αντλησιοταμιευτικών Αγ. Γεωργίου Αμφιλοχίας (460 MW) και Πύργου (220 MW). Επίσης, τα λειτουργούντα μικρά υδροηλεκτρικά στην Ελλάδα είναι συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 240 MW στο διασυνδεδεμένο σύστημα και 0.3 MW στα ΜΔΝ, σύμφωνα με στοιχεία Δεκεμβρίου 2019 του ΔΑΠΕΕΠ.

4.5.2. Εγκατεστημένη Ισχύς από ΑΠΕ

Με βάση στοιχεία του συνοπτικού πληροφοριακού δελτίου του ΔΑΠΕΕΠ μηνός Δεκεμβρίου 2019⁸³, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ σε λειτουργία στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας και φωτοβολταϊκών σε στέγες μικρότερων των 10 kW ανήλθε σε 6,249 MW το 2019 (βλ. Διάγραμμα 47), με την συντριπτική πλειοψηφία αυτής να βασίζεται στα αιολικά (52.5%) και στα φωτοβολταϊκά (36.6%).

Την περίοδο 2005-2019, η εγκατεστημένη ισχύς των χερσαίων αιολικών πάρκων σχεδόν εξαπλασιάστηκε και πάνω από 2.9 GW νέας ηλεκτρικής ισχύος εγκαταστάθηκαν στην Ελλάδα κατά τη συγκεκριμένη περίοδο (βλ. Διάγραμμα 48).

Διάγραμμα 47: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Μονάδων ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας και Φωτοβολταϊκών σε Στέγες ≤10 kW, 2017-2019

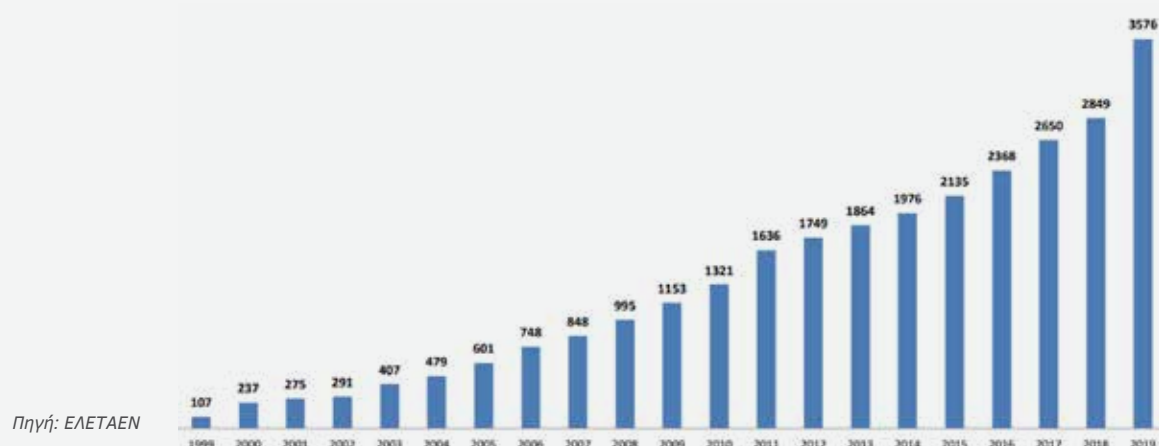


⁸³ http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/RES/20200326_DELTIO_APE_DECEMBER.pdf

Έτος-ρεκόρ το 2019 για την Αιολική Ενέργεια στην Ελλάδα

Το 2019 αποτέλεσε ένα έτος ρεκόρ για την αιολική ενέργεια στην Ελλάδα, καθώς συνδέθηκαν στο δίκτυο 727 MW νέων αιολικών πάρκων, επίδοση που είναι σχεδόν τετραπλάσια από τον ετήσιο μέσο όρο της προηγούμενης δεκαετίας (185 MW). Επίσης, συνδέθηκε το μεγαλύτερο συγκρότημα αιολικών πάρκων ισχύος 154.1 MW στη νότια Εύβοια (Καφηρέας) από την ENEL.

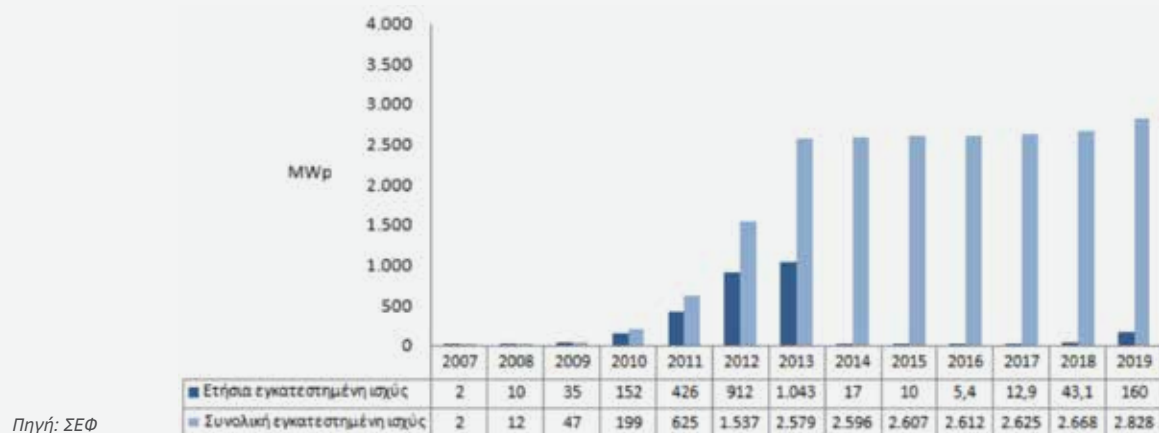
Διάγραμμα 48: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Χερσαίας Αιολικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 1999-2019



Αξίζει να αναφερθεί ότι η μεγάλη άνθιση των Φ/Β έργων στην Ελλάδα, που έλαβε χώρα κατά την περίοδο 2011-2013, οφείλεται στη μεγαλύτερη οικονομική ελκυστικότητα των συγκεκριμένων επενδύσεων. Ωστόσο, αυτή η βραχύβια άνθιση κατέληξε σε μακροπρόθεσμη σημαντική επιβάρυνση των λογαριασμών ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών λόγω του αυξημένου ειδικού τέλους των ΑΠΕ. Οι φορείς διαμόρφωσης πολιτικής στην Ελλάδα, ανησυχώντας για αυτή την εξέλιξη, αντέδρασαν παγώνοντας τα νέα Φ/Β έργα, ακόμα και αν αυτά απαιτούσαν ένα μόνο μικρό ποσοστό αποζημίωσης σε σχέση με τα παρελθόντα έργα.

Το 2019, η εγχώρια αγορά των φωτοβολταϊκών έδειξε τα πρώτα ουσιαστικά σημάδια ανάκαμψης, καθώς η τάση είναι να επανέλθει σύντομα σε μεγέθη της τάξης των εκατοντάδων MW ετησίως. Το προηγούμενο έτος, η αγορά των συστημάτων αυτοπαραγωγής παρουσίασε μια αύξηση της τάξεως του 3.1%, σε σύγκριση με το 2018, παραμένοντας σε επίπεδα σημαντικά χαμηλότερα του δυναμικού της χώρας. Για ακόμη μία χρονιά, τα φωτοβολταϊκά κάλυψαν περίπου το 7% των αναγκών της Ελλάδας σε ηλεκτρική ενέργεια, κατατάσσοντας την χώρα στην 4η θέση διεθνώς (μετά από Ονδούρα, Ιταλία και Γερμανία) σε ό,τι αφορά στη συμβολή των φωτοβολταϊκών στη συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Διάγραμμα 49: Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα, 2007-2019



Πίνακας 18: Εξέλιξη Νέα Εγκατεστημένη Ισχύς (MW) Φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα, 2019

Νέες εγκαταστάσεις που διασυνδέθηκαν εντός του 2019	Αριθμός συστημάτων	Ισχύς (MWp)
Φωτοβολταϊκά πάρκα	246	150,29
Net Metering	362	9,57
Φωτοβολταϊκά Ειδικού Προγράμματος (έληξε 31.12.2019)	17	0,16
ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ	625	160,02

Πηγή: ΣΕΦ

Ο συμψηφισμός παραγόμενης-καταναλισκόμενης ενέργειας (γνωστός με τον όρο net-metering) αποτελεί ένα από τα εργαλεία προώθησης της αυτοπαραγωγής και ιδιοκατανάλωσης με ΑΠΕ. Το net-metering επιτρέπει στον καταναλωτή να καλύψει ένα σημαντικό μέρος των ιδιοκαταναλώσεών του, ενώ παράλληλα του δίνει τη δυνατότητα να χρησιμοποιήσει το δίκτυο για έμμεση αποθήκευση της πράσινης ενέργειας. Ωστόσο, ο αριθμός έργων αυτοπαραγωγής παραμένει μικρός, σε σύγκριση με το δυναμικό της Ελλάδας, καθώς ο αριθμός των εγκαταστάσεων net-metering ανήλθε σε 362 το 2019, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 9.57 MW, ενώ στον οικιακό τομέα έχει εγκατασταθεί μόλις το 10% περίπου των συστημάτων αυτοπαραγωγής με κριτήριο τα εγκατεστημένα MW.

4.5.3. Οι ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, αυτή τη στιγμή υπάρχουν σε λειτουργία 29 αυτόνομα νησιωτικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Σε αυτά τα ΜΔΝ, πρέπει να υπάρξει ειδική εστίαση στη χρήση ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή, όπου και υψηλό δυναμικό υπάρχει για τη χρήση τους, αλλά και οικονομικά συμφέρουσες είναι, καθώς στα περισσότερα εξ' αυτών τόσο το τελικό μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όσο και το αντίστοιχο μεταβλητό με χρέωση πετρελαίου είναι πολύ υψηλό. Μάλιστα, έχει ήδη τεθεί σε ισχύ Ευρωπαϊκή Οδηγία (2015/2193/ΕΕ) για τον περιορισμό των εκπομπών ρύπων από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης που θα οδηγήσει στην οριστική απόσυρση πετρελαϊκών ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων από τα ΜΔΝ. Ωστόσο, η δεισδυσία της παραγωγής από ΑΠΕ υπόκειται σε συγκεκριμένους τεχνικούς περιορισμούς, οι οποίοι καθορίζονται κυρίως από τα τεχνικά ελάχιστα λειτουργίας των εγκατεστημένων θερμικών μονάδων και της μέγιστης επιτρεπόμενης ωριαίας δεισδυσίας των μη ελεγχόμενων ΑΠΕ στη βάση του φορτίου.

Η συνολική δεισδυσία των ΑΠΕ στα ΜΔΝ προσεγγίζει σήμερα το 21% της ηλεκτρικής παραγωγής, χωρίς, όμως, δυνατότητες περαιτέρω σημαντικής δεισδυσίας αν δεν αντιμετωπιστούν οι παραπάνω προαναφερθέντες περιορισμοί, κυρίως με εφαρμογές καινοτόμων τεχνολογιών διαχείρισης, αξιοποιώντας και τις τεχνολογίες των σύγχρονων μονάδων ΑΠΕ με τα ηλεκτρονικά ισχύος ή/και με την εγκατάσταση και λειτουργία συστημάτων αποθήκευσης. Ωστόσο, ως πρώτο βήμα, ο ΔΕΔΔΗΕ βρίσκεται σε διαδικασία αναπροσαρμογής του σχεδιασμού του για την ανάπτυξη των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ, με υψηλότερη δεισδυσία ΑΠΕ, εκσυγχρονισμό και ψηφιοποίηση των υποδομών του στα 29 μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα⁸⁴.

Ειδική περίπτωση αποτελούν και το πλήθος των ακατοίκητων νησιών και βραχονησίδων που υπάρχουν στην ελληνική επικράτεια με ιδιαίτερα υψηλό αιολικό δυναμικό, όπου θα μπορούσαν να εγκατασταθούν αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα.

Η προώθηση της χρήσης υβριδικών σταθμών από ΑΠΕ, δηλαδή ΑΠΕ και αποθήκευση, αποτελεί μια συμπληρωματική λύση στις περιπτώσεις που η διασύνδεση των νησιών δεν είναι οικονομικά βιώσιμη, αλλά, όμως, οι σταθμοί αυτοί θα πρέπει να αξιολογούνται τεχνικο-οικονομικά σε σχέση με την υπάρχουσα κατάσταση και να προωθείται η εγκατάσταση και η στήριξή τους μόνον εφόσον διασφαλίζεται συνολικά μειωμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής στο εκάστοτε αυτόνομο σύστημα, ως και έναντι άλλων ώριμων λύσεων. Η μελέτη της λειτουργίας αυτών των σταθμών σε επίπεδο πιλοτικών εφαρμογών είναι απαραίτητη και ήδη ένας αριθμός τέτοιων έργων βρίσκεται σε προχωρημένο στάδιο ανάπτυξης. Ωστόσο, το πλαίσιο στήριξής τους πρέπει να σχεδιαστεί με τρόπο που δεν θα δημιουργεί εγκλωβισμένες επενδύσεις (stranded assets), οι οποίες θα απαιτούν επιπλέον υποστήριξη και επιδότηση εκτός της αγοράς ηλεκτρισμού, ενώ θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη την πιθανότητα μελλοντικής διασύνδεσης του εκάστοτε νησιού με το ηπειρωτικό σύστημα και των επιπτώσεων που θα υπάρχουν τόσο στη λειτουργία όσο και στη λειτουργική ενίσχυση αυτών των υβριδικών σταθμών.

Η παράμετρος που θα πρέπει να ληφθεί υπόψη στον ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας μας είναι οι εξειδικευμένες μελέτες για την τελική λύση σε κάθε νησιωτικό σύστημα και η επικαιροποίηση του χωροταξικού σχεδιασμού των ΑΠΕ για τα ΜΔΝ, ώστε να μπορεί να δρομολογηθεί απρόσκοπτα η -όποια- επιπλέον δεισδυσία των ΑΠΕ χωρίς επιπρόσθετες αδειοδοτικές καθυστερήσεις.

⁸⁴ <http://dda.gr/pfiles/a58762e2c76300cedc96984520d1bb7512b13507.pdf>

4.5.4. Τελευταίες Εξελίξεις στην Αγορά ΑΠΕ της Ελλάδας

Το ΥΠΕΝ προώθησε και αναμένεται να προωθήσει περαιτέρω μέχρι το τέλος του τρέχοντος έτους μια σειρά από ενέργειες, προκειμένου να κλείσουν εκκρεμότητες και να διευκολυνθεί η απαίτηση του ΕΣΕΚ για σημαντική αύξηση των επενδύσεων σε έργα ΑΠΕ. Οι ενέργειες αυτές περιλαμβάνουν, μεταξύ άλλων:

1. Απλοποίηση της αδειοδοτικής διαδικασίας έργων ΑΠΕ σε όλα τα στάδια, κάτι που προβλέπεται στο περιβαλλοντικό πολυνομοσχέδιο, που ψηφίστηκε από την Βουλή στις 5 Μαΐου του 2020
2. Συνεργασία με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, ώστε να παραταθεί το καθεστώς των διαγωνισμών ΑΠΕ και μετά το 2020, καθώς λήγει το υφιστάμενο πλαίσιο στήριξης, εφόσον βέβαια οι διαγωνισμοί οδηγούν σε ανταγωνιστικές τιμές που θα μειώσουν το κόστος παραγωγής, όπως γίνεται σε άλλες χώρες μέλη της ΕΕ
3. Λήψη απόφασης για αύξηση της ισχύος που θα δημοπρατηθεί στους διαγωνισμούς ΑΠΕ (κοινό, φωτοβολταϊκά, αιολικά) του 2020
4. Κατάρτιση και λήψη απόφασης για το πλαίσιο τιμολόγησης των υβριδικών έργων, ώστε να προωθηθεί η κατασκευή τους στα νησιά και στην ηπειρωτική χώρα
5. Νομοθέτηση της δυνατότητας υλοποίησης μεγάλων έργων ΑΠΕ άνω των 250 MW δίχως να συμμετέχουν στους διαγωνισμούς, με αποζημίωση μέσω της διαδικασίας ατομικής κοινοποίησης στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή.
6. Προώθηση του πλαισίου για τη δημιουργία θαλάσσιων αιολικών πάρκων στην Ελλάδα
7. Επέκταση των δικτύων ΔΕΔΔΗΕ και ΑΔΜΗΕ, ώστε να μπορούν να υποστηρίξουν τη ραγδαία ανάπτυξη των επενδύσεων ΑΠΕ
8. Δημιουργία θεσμικού πλαισίου για την αποθήκευση ενέργειας
9. Λήψη απόφασης για αύξηση εσόδων από τις δημοπρασίες δικαιωμάτων CO₂ που θα κατευθύνονται στον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ (ΕΛΑΠΕ⁸⁵)

Σημαντικό ρόλο στο νέο πλαίσιο συμμετοχής των μονάδων ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται σταδιακά να διαδραματίσουν και οι Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦΟΣΕ ή aggregators), οι οποίοι θα δύνανται να αναλαμβάνουν την εκπροσώπηση των μονάδων αυτών στις επιμέρους ηλεκτρικές αγορές, καθώς και ο Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου, ο οποίος καλείται αρχικά να διαδραματίσει ένα υποστηρικτικό και μεταβατικό ρόλο για ένα μεγάλο αριθμό έργων ΑΠΕ με υποχρεώσεις συμμετοχής στην αγορά

ηλεκτρικής ενέργειας. Ήδη, μέχρι στιγμής, έχουν λάβει άδεια ΦΟΣΕ από την ΡΑΕ οι εξής ενεργειακές εταιρείες: ΕΛΠΕ Ανανεώσιμες, Μότορ Όιλ, Inaccess Networks, Μυτιληναίος, Optimus Energy, Eunice Trading, Solar Energy και Sentrade.

Άλλη σημαντική εξέλιξη ήταν η αποπληρωμή των παραγωγών ΑΠΕ για το μήνα Δεκέμβριο του 2019, η πλειονότητα των οποίων πληρώθηκε χωρίς καθυστερήσεις, κάτι που έχει να συμβεί από το Σεπτέμβριο του 2011. Σύμφωνα με τον ΔΑΠΕΕΠ, η μείωση του χρόνου εξόφλησης των παραγωγών προέκυψε μετά από συντονισμένες προσπάθειές του και συγκεκριμένα μετά την αυτοματοποίηση των διαδικασιών για την λήψη, καταχώριση και πληρωμή των τιμολογίων.

Αξίζει να σημειωθεί ότι σήμερα το 41% των παραγωγών ΑΠΕ έχει αποδεχθεί την διαδικασία της αυτοτιμολόγησης (δηλ. της αυτοματοποιημένης έκδοσης τιμολογίων από το ΔΑΠΕΕΠ). Παράλληλα, στόχος του ΔΑΠΕΕΠ είναι, μέσω της πλήρους ψηφιοποίησης και αυτοματοποίησης συστημάτων και διαδικασιών, η αυτοτιμολόγηση να φτάσει το 100% και η λήψη της φορολογικής ενημερότητας (απαραίτητη προϋπόθεση για την πληρωμή) να λαμβάνεται με διαλειτουργικότητα με την ΑΑΔΕ. Ως γνωστόν, το πρόβλημα των καθυστερήσεων στις πληρωμές είναι ένα από τα σημαντικότερα που αντιμετωπίζουν οι επενδυτές ΑΠΕ, καθώς στο παρελθόν οι καθυστερήσεις είχαν φτάσει έως και τους 9 μήνες.

Επίσης, βασική στρέβλωση της εγχώριας αγοράς ΑΠΕ αποτελεί αναμφίβολα το Ειδικό Χωροταξικό. Σύμφωνα με τελευταίες εκτιμήσεις, θα απαιτηθούν περίπου 2.5 χρόνια για να ολοκληρωθεί το νέο Σχέδιο. Ωστόσο, αναμένεται να προωθηθούν το συντομότερο ρυθμίσεις που θα ξεκαθαρίζουν ασάφειες στα κριτήρια και στις αποστάσεις που αφορούν στη χωροθέτηση έργων ΑΠΕ.

Παράλληλα, ιδιαίτερα σημαντικό είναι το ζήτημα των ενεργειακών κοινοτήτων, οι οποίες αποτελούν σημαντικό εργαλείο για την επίτευξη της δίκαιης ενεργειακής μετάβασης στην χώρα μας, αφού οι ΑΠΕ και η εξοικονόμηση ενέργειας προσφέρουν και προαπαιτούν, για την ορθή εκμετάλλευσή τους, τη γεωγραφική διασπορά των επενδύσεων και την συμμετοχή των πολλών σε αυτές.

Βέβαια, οι ενεργειακές κοινότητες βρίσκονται αντιμέτωπες με πολλαπλές προκλήσεις. Από τη μια, ως πολυπρόσωπα συνεταιριστικά σχήματα που εμπίπτουν στην Κοινωνική και Αλληλέγγυα Οικονομία, καλούνται να ξεπεράσουν μια σειρά από δυσκολίες, με κυριότερες την πολυπλοκότητα του θεσμικού πλαισίου για την σύζευξη Κοινωνικής και Αλληλέγγυας Οικονομίας (ΚΑΛΟ), την έλλειψη κατάλληλης τεχνογνωσίας και ενημέρωσης γύρω από ασφαλιστικά, λογιστικά και φορολογικά ζητήματα, τόσο ανάμεσα σε φορείς της αγοράς,

⁸⁵ Το πλεόνασμα του ΕΛΑΠΕ διαμορφώθηκε στα €84 εκατ. το 2019.

όσο και σε επίπεδο κρατικών υπηρεσιών, όπως και την αρνητική παρακαταθήκη που άφησε το συνεταιριστικό κίνημα στην Ελλάδα. Από την άλλη, οι ενεργειακές κοινότητες καλούνται να δραστηριοποιηθούν και να καταστούν βιώσιμες μέσα σε ένα άκρως ανταγωνιστικό περιβάλλον, την αγορά της ενέργειας, το οποίο βρίσκεται ούτως ή άλλως σε φάση μετασχηματισμού.

Εντούτοις, τόσο σε επίπεδο Ευρωπαϊκών πολιτικών, όσο και εθνικών, οι βάσεις έχουν τεθεί και ο ρόλος των πολιτών στο μέλλον της ενέργειας είναι αδιαμφισβήτητος κομβικός. Συνεπώς, οι ενεργειακές κοινότητες, ως συνεταιρισμοί, επιφορτίζονται, βάσει των αρχών τους, με το έργο της εκπαίδευσης των μελών τους ώστε να είναι σε θέση να αναλάβουν πολλαπλούς ρόλους, όπως του παραγωγού-καταναλωτή (prosumer), του προμηθευτή, του συνιδιοκτήτη.

Ωστόσο, ο θεσμός των Ενεργειακών Κοινοτήτων στην Ελλάδα φαίνεται να μην έχει αξιοποιηθεί επαρκώς μέχρι στιγμής, με μικρό αριθμό δραστηρίων ενεργειακών κοινοτήτων και ελάχιστα αποτελέσματα ως προς την παραγωγή ενέργειας.

Η μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ στην Ελλάδα επηρεάζεται άμεσα από την προτεραιότητα που απολαμβάνουν οι ενεργειακές κοινότητες στη λήψη όρων σύνδεσης από τον ΔΕΔΔΗΕ. Εξαιτίας του υψηλού αριθμού των αιτήσεων, μεγάλα στρατηγικά έργα, όπως ενδεικτικά έργα που σχετίζονται με την διαχείριση απορριμμάτων και έργα μεγάλων αυτοπαραγωγών, καθυστερούν σημαντικά, ενώ οι ενεργειακές κοινότητες καταλαμβάνουν κατά προτεραιότητα μεγάλο «χώρο» στον πεπερασμένο ηλεκτρικό χώρο των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας σε βάρος προσδοκώμενων ανταγωνιστικών ιδιωτικών επενδύσεων ΑΠΕ.

Ο εγχώριος τομέας των ΑΠΕ εμφανίζει ιδιαίτερη ανάπτυξη μέχρι στιγμής εντός του τρέχοντος έτους, καθώς στα μέσα Φεβρουαρίου του 2020 ανακοινώθηκε η εξαγορά από πλευράς των ΕΛΠΕ ισχυρού χαρτοφυλακίου ΦΒ έργων της γερμανικής εταιρείας Juwi στη περιοχή της Κοζάνης, συνολικής ισχύος 204 MW. Πρόκειται για το μεγαλύτερο έργο ΑΠΕ στην Ελλάδα, 20 φορές πιο μεγάλο από τα ήδη υπάρχοντα, ενώ συγκαταλέγεται ανάμεσα στα 4 μεγαλύτερα φωτοβολταϊκά πάρκα της Ευρώπης, υπολογίζοντας ότι θα παράγει ενέργεια 300 GWh ετησίως. Η συνολική επένδυση θα ανέλθει σε €130 εκατ., ενώ η περίοδος εργασιών αναμένεται να διαρκέσει 16 μήνες και το έργο να τεθεί σε πλήρη λειτουργία στο 4ο τρίμηνο του 2021.

Επίσης, μεγάλης σπουδαιότητας είναι ο διαγωνισμός της ΔΕΗ Ανανεώσιμες για το πρώτο mega-φωτοβολταϊκό που θα κατασκευαστεί στην Πτολεμαΐδα και που όταν ολοκληρωθεί θα συγκαταλέγεται ανάμεσα στα μεγαλύτερα της Ευρώπης. Σύμφωνα με τελευταίες πληροφορίες, το έργο, ισχύος 230 MW, αναμένεται να απασχολήσει κατά την διάρκεια κατασκευής του τουλάχιστον 300 εργαζόμενους, ενώ όταν ολοκληρωθεί θα παράγει

390,000 MWh, ικανές να καλύψουν τις ανάγκες σε ηλεκτρισμό περίπου 290,000 κατοίκων.

Στην ουσία, το πρώτο αυτό mega-project θα αφορά τρία διαφορετικά «πακέτα», δύο μικρά, συνολικής ισχύος 30 MW, που έχουν ήδη προκηρυχθεί και ένα μεγάλο, των 200 MW, για το οποίο η εκκίνηση του διαγωνισμού από την ΔΕΗ Ανανεώσιμες πραγματοποιήθηκε στα μέσα Απριλίου του 2020 με την δημοσίευση της σχετικής προκήρυξης. Σύμφωνα με τελευταίες πληροφορίες, το πρώτο πάρκο, δυναμικότητας 15 MW, με δικό του υποσταθμό και ηλιακούς ιχνηλάτες (trackers), ανατέθηκε στη ΜΕΤΚΑ της Μυτιληναίος, με συνολικό κόστος περί τα €11.5 εκατ. Το δεύτερο πάρκο, δυναμικότητας επίσης 15 MW και με δικό του υποσταθμό, αλλά με σταθερές βάσεις στήριξης, θα κατακυρωθεί στην ΤΕΡΝΑ με συνολικό κόστος λίγο κάτω από τα €10 εκατ. Τα πρώτα 30 MW πρόκειται να συνδεθούν στο δίκτυο το 3^ο τρίμηνο του 2021, ενώ συνολικά το έργο αναμένεται να ολοκληρωθεί το 3^ο τρίμηνο του 2022.

Παράλληλα, η ΔΕΗ Ανανεώσιμες προκήρυξε στις 10 Αυγούστου διαγωνισμό για την ανάθεση κατασκευής μιας συστοιχίας δύο φωτοβολταϊκών πάρκων στη Μεγαλόπολη, συνολικής ισχύος 50 MW, το ένα ισχύος 11 MW και το δεύτερο 39 MW. Το έργο αυτό δεν θα διεκδικήσει σταθερές ταρίφες συμμετέχοντας σε διαγωνισμούς της ΡΑΕ, αλλά θα λειτουργήσει με τους κανόνες του target model, μέσω διμερών συμβολαίων προμήθειας ρεύματος (PPAs).

Την περίοδο αυτή μελετώνται οι παράμετροι ενός τέτοιου συμβολαίου με τη μητρική ΔΕΗ (που είναι και ο μεγαλύτερος προμηθευτής ρεύματος) και ταυτόχρονα γίνονται συζητήσεις με τράπεζες για τη χρηματοδότηση του έργου, δεδομένου ότι κάτι τέτοιο γίνεται για πρώτη φορά στη χώρα μας. Οι πληροφορίες αναφέρουν ότι το ενδιαφέρον των τραπεζών είναι μεγάλο.

Γενικά, η εταιρεία διαθέτει συνολικά άδειες για έργα σε όλο το εύρος τεχνολογιών ΑΠΕ (δηλ. αιολικά, μικρά υδροηλεκτρικά, φωτοβολταϊκά, ενώ δρομολογεί και την αδειοδότηση για αξιοποίηση γεωθερμικών πεδίων) συνολικής ισχύος 6 GW, εκ των οποίων τα 2 GW στα ορυχεία της Κοζάνης, για την ανάπτυξη των οποίων έχει υπογράψει μνημόνιο συνεργασίας (MoU) με τη γερμανική RWE. Η πορεία αυτών των έργων συναρτάται άμεσα με την εξέλιξη του προγράμματος απολιγνιτοποίησης της ΔΕΗ που εφαρμόζεται από τον Ιούλιο του 2020.

Επιπλέον, το περιβαλλοντικό πολυνομοσχέδιο, το οποίο ψηφίστηκε από την Βουλή στις 5 Μαΐου του 2020, προβλέπει, μεταξύ άλλων, απλοποίηση των περιβαλλοντικών αδειοδοτήσεων, μείωση του χρόνου για την αδειοδότηση έργων ΑΠΕ και υιοθέτηση νέου ευρωπαϊκού μοντέλου διαχείρισης προστατευόμενων περιοχών. Παράλληλα, υπάρχουν διατάξεις για την αντιμετώπιση των προβλημάτων των δασικών χαρτών και των οικιστικών πυκνώσεων, επέκταση του τέλους της πλαστικής σακούλας και σε άλλα πλαστικά και μείωση του χρόνου αδειοδότησης για έργα διαχείρισης των αποβλήτων.

Διαγωνισμοί ΡΑΕ

Καθοριστική για την επίτευξη των στόχων της Ελλάδας θεωρεί η ΡΑΕ τη δημοπράτηση όσο το δυνατόν μεγαλύτερης ισχύος ΑΠΕ τα επόμενα χρόνια. Είναι χαρακτηριστικό ότι με απόφαση του ΥΠΕΝ τον περασμένο Φεβρουάριο αυξήθηκε κατά 100 MW η συνολική δημοπρατούμενη ισχύς στον κοινό διαγωνισμό (αιολικά και φωτοβολταϊκά) στις 2 Απριλίου⁸⁶ του 2020, από τα 500 MW στα 600 MW. Επίσης, όσον αφορά τους ειδικούς ανά τεχνολογία διαγωνισμούς, η δημοπρατούμενη ισχύς στα αιολικά ορίστηκε στα 480 MW από 300 MW.

Πίνακας 19: Τιμές Εκκίνησης και Μεσοσταθμικές Τιμές Επιλεγέντων Έργων ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2016-2019

Διαγωνιστικές διαδικασίες υπό το τρέχον καθεστώς feed-in premium	Τιμές εκκίνησης			Μεσοσταθμικές τιμές επιλεγέντων έργων		
	Κατηγορίες ηλιακών ΦΒ έργων		Κατηγορίες αιολικών έργων	Κατηγορίες ηλιακών ΦΒ έργων		Κατηγορίες αιολικών έργων
	A: < 1MW	B: >1MW	3 MW – 50 MW	A: < 1MW	B: >1MW	3 MW – 50 MW
Δεκέμβριος 2016 (πιλοτικός διαγωνισμός)	104 €/ MWh	94€/ MWh	-	98.78 €/ MWh	83.3 €/ MWh	-
	A: < 1MW	B: 1 MW< Ppv< 20 MW		A: < 1MW	B: 1 MW< Ppv< 20 MW	3 MW – 50 MW
Ιούλιος 2018	85 €/ MWh	80€/ MWh	90 €/ MWh	78.42 €/ MWh	63.81 €/ MWh	69.53 €/ MWh
Δεκέμβριος 2018	81.71 €/ MWh	71.91€/ MWh	79.77 €/ MWh	66.66 €/ MWh	71.91 €/ MWh*	58.58 €/ MWh
	0.5 MW< Ppv< 20 MW			0.5 MW< Ppv< 20 MW		
Ιούλιος 2019	69.26 €/ MWh		69.18 €/ MWh	62.78 €/ MWh		67.32 €/ MWh
Δεκέμβριος 2019	66.02 €/ MWh		68.25 €/ MWh	59.98 €/ MWh		57.74 €/ MWh

* Ακυρώθηκε μετά από απόφαση της ΡΑΕ.
Πηγές: ΡΑΕ, IENE

Πίνακας 20: Προσφερόμενη και Επιλεχθείσα Ισχύς για Έργα ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2016-2019

Διαγωνιστικές διαδικασίες υπό το τρέχον καθεστώς feed-in premium	Προσφερόμενη ισχύς			Επιλεχθείσα ισχύς		
	Κατηγορίες ηλιακών ΦΒ έργων		Κατηγορίες αιολικών έργων	Κατηγορίες ηλιακών ΦΒ έργων		Κατηγορίες αιολικών έργων
	A: < 1MW	B: >1MW	3 MW – 50 MW	A: < 1MW	B: >1MW	3 MW – 50 MW
Δεκέμβριος 2016 (πιλοτικός διαγωνισμός)	40 MW		-	40 MW		-
	A: < 1MW	B: 1 MW< Ppv< 20 MW		A: < 1MW	B: 1 MW< Ppv< 20 MW	3 MW – 50 MW
Ιούλιος 2018	70 MW	230 MW	300 MW	53.48 MW	52.92 MW	170.93 MW
Δεκέμβριος 2018	94 MW	100 MW	229 MW	61.94 MW	86 MW*	159.65 MW
	0.5 MW< Ppv< 20 MW			0.5 MW< Ppv< 20 MW		
Ιούλιος 2019	143.04 MW		186.96 MW	142.88 MW		179.55 MW
Δεκέμβριος 2019	105.46 MW		225.45 MW	105.09 MW		224 MW

* Ακυρώθηκε μετά από απόφαση της ΡΑΕ.
Πηγές: ΡΑΕ, IENE

⁸⁶ Στον κοινό διαγωνισμό ΑΠΕ της ΡΑΕ στις 2 Απριλίου του 2020, «πέρασαν» πέντε έργα (ένα αιολικό και τέσσερα φωτοβολταϊκά), ενώ τέσσερα έμειναν εκτός (δύο αιολικά και δύο φωτοβολταϊκά).

4.6. Ενεργειακή Αποδοτικότητα και Συμπαράγωγη

4.6.1. Ενεργειακή Αποδοτικότητα

Η Ελλάδα έχει εφαρμόσει μια σειρά από πολιτικές ενεργειακής αποδοτικότητας τα τελευταία χρόνια, η πλειονότητα των οποίων βασίζεται στη προσαρμογή των απαιτήσεων από την Οδηγία της Ευρωπαϊκής Επιτροπής περί Ενεργειακής Αποδοτικότητας στην ελληνική νομοθεσία. Τα μέτρα πολιτικής που εφαρμόστηκαν στο παρελθόν δεν επέτρεψαν την εξοικονόμηση ενέργειας, σύμφωνα με τις αρχικές προσδοκίες, λόγω της χρηματοπιστωτικής και οικονομικής κρίσης, της χαμηλής ευαισθητοποίησης του κοινού, των ανεπαρκών στοιχείων και της έλλειψης χρηματοδότησης.

Η Ελλάδα έχει κάνει σημαντικά βήματα τα τελευταία χρόνια για την προώθηση της ενεργειακής αποδοτικότητας στα κτίρια, συνοψίζοντάς τα ως εξής:

- Τον Κανονισμό Ενεργειακής Απόδοσης Κτιρίων (KENAK), ο οποίος καθορίζει τις ελάχιστες απαιτήσεις ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων
- Τον καθορισμό των κτιρίων σχεδόν μηδενικής κατανάλωσης ενέργειας
- Το σύστημα Ενεργειακών Επιθεωρήσεων και έκδοσης Ενεργειακών Πιστοποιητικών
- Την εκπόνηση της μακροχρόνιας στρατηγικής για την ανακαίνιση του κτιριακού αποθέματος
- Το Πρόγραμμα «Εξοικονόμηση Κατ' Οίκον»
- Την ενεργειακή αναβάθμιση δημοσίων κτιρίων μέσω συγκεκριμένων δράσεων, όπως το πρώτο Εξοικονομώ για τους Οργανισμούς Τοπικής Αυτοδιοίκησης (ΟΤΑ), κ.α.

Στόχος της Ελλάδας αποτελεί πλέον η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας σε όλους τους τομείς κατανάλωσης, όντας παράλληλα η μεγαλύτερη πρόκληση για τις δημόσιες πολιτικές που θα υλοποιηθούν κατά την επόμενη δεκαετία, σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, και ως εκ τούτου αποτελεί απόλυτη και οριζόντια προτεραιότητα σε όλο το εύρος και μίγμα των πολιτικών και μέτρων που θα υιοθετηθούν. Η επίτευξη εξοικονόμησης ενέργειας, μέσω βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας, έχει άμεσες επιπτώσεις στον τρόπο που καταναλώνεται η ενέργεια, στις τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται, στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των καταναλωτών, ενώ έχει κομβική συνεισφορά στη βελτίωση της ανταγωνιστικότητας κάθε κλάδου οικονομικής δραστηριότητας.

Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, τίθεται ποσοτικός στόχος βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά ποσοστό τουλάχιστον στο 38%, σε σύγκριση με την πρόβλεψη εξέλιξης της τελικής κατανάλωσης ενέργειας μέχρι το 2030, όπως είχε εκτιμηθεί το 2007 στο πλαίσιο των Ευρωπαϊκών ενεργειακών πολιτικών, με αποτέλεσμα η τελική κατανάλωση ενέργειας να μην ξεπεράσει τα 16.5 Mtoe το 2030.

Ταυτόχρονα, επιτυγχάνεται ικανοποιητική επίδοση στους σχετικούς δείκτες αξιολόγησης αναφορικά με το ποσοστό μείωσης τόσο σε σχέση με την τελική κατανάλωση ενέργειας για το 2017 (16.8 Mtoe), όσο και με τον στόχο εξοικονόμησης ενέργειας για το 2020 (18.4 Mtoe), λαμβάνοντας υπόψη την αύξηση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, ώστε να αντιστραφούν οι επιπτώσεις από την οικονομική ύφεση των προηγούμενων ετών.

Αυτό το ποσοστό μείωσης είναι ακόμη μεγαλύτερο αν αναχθεί σε επίπεδο πρωτογενούς κατανάλωσης ενέργειας οπότε και ανέρχεται σε ποσοστό άνω του 43%, καταδεικνύοντας ότι ο συνολικός στόχος είναι να επιτευχθεί βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας σε όλο το ενεργειακό σύστημα, επιτυγχάνοντας ιδιαίτερα υψηλή βελτίωση στον τρόπο διάθεσης της ενέργειας προς κατανάλωση και πάντα με τον πιο οικονομικά αποδοτικό τρόπο. Επιπλέον στόχος τίθεται αναφορικά με το σωρευτικό ποσό εξοικονόμησης ενέργειας που θα επιτευχθεί κατά την περίοδο 2021-2030, σύμφωνα με το άρθρο 7 της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ για τις υποχρεώσεις εξοικονόμησης ενέργειας. Σύμφωνα με τα διαθέσιμα απολογιστικά στοιχεία της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, θα πρέπει να επιτευχθούν τουλάχιστον 7.3 Mtoe σωρευτικής εξοικονόμησης ενέργειας κατά την περίοδο 2021-2030, ωστόσο ο στόχος θα επαναυπολογιστεί βάσει των απολογιστικών στοιχείων τελικής κατανάλωσης ενέργειας των ετών 2016-2018. Επιπλέον, τίθεται στόχος ετήσιας ενεργειακής ανακαίνισης του συνολικού εμβαδού της θερμικής ζώνης των κτιρίων της κεντρικής δημόσιας διοίκησης ίσος με 5,400 τ.μ., που αποτελεί το 3% του συνολικού εμβαδού.

Η αναγκαιότητα ανακαίνισης του υπάρχοντος κτιριακού αποθέματος είναι αναμφισβήτητη, καθώς έτσι θα επιτευχθούν σημαντικά ποσοστά εξοικονόμησης ενέργειας και κόστους για τους πολίτες, ενώ θα βελτιωθούν και οι συνθήκες άνεσης, ασφάλειας και υγείας κατά τη χρήση των κτιρίων αυτών. Για το σκοπό αυτό, απαιτείται ο καθορισμός ενός κεντρικού ποσοτικού στόχου ανακαίνισης και αντικατάστασης κτιρίων κατοικίας με νέα σχεδόν μηδενικής ενεργειακής κατανάλωσης, ποσοστό το οποίο συνδυαστικά δύναται να ανέλθει στο 12%-15% του συνόλου των κατοικιών μέχρι το 2030.

Σε ετήσιο χρονικό ορίζοντα, στόχος είναι να αναβαθμίζονται ενεργειακά ή και να αντικαθίστανται από νέα ενεργειακά αποδοτικότερα κατά μέσο όρο 60,000 κτίρια ή κτιριακές μονάδες. Ο συγκεκριμένος στόχος θα συμβάλλει σημαντικά στη ριζική αναβάθμιση του γηρασμένου κτιριακού αποθέματος, δίνοντας παράλληλα σημαντική ώθηση στον κατασκευαστικό τομέα μέσω τεχνολογιών υψηλής προστιθέμενης αξίας και βασικά θα προσφέρει υψηλά οικονομικά και λειτουργικά οφέλη προς τα ελληνικά νοικοκυριά με ταυτόχρονη κάλυψη των ενεργειακών τους αναγκών.

Παράλληλα, για αυτή τη διάσταση καθώς και άλλες διαστάσεις του ΕΣΕΚ, στόχο αποτελεί και η διεύρυνση της χρήσης φυσικού αερίου στην τελική κατανάλωση. Συγκεκριμένα, το φυσικό αέριο αναμένεται να αποτελέσει το ενδιάμεσο καύσιμο για τη μετάβαση σε ένα μοντέλο χαμηλών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε όλους τους τομείς τελικής κατανάλωσης, ενώ ταυτόχρονα δύναται να οδηγήσει τόσο στη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, όσο και σε χαμηλότερο ενεργειακό κόστος, συγκριτικά με τις άλλες συμβατικές τεχνολογίες.

Βασική επιδίωξη είναι η επίτευξη μεγαλύτερης συμμετοχής του φυσικού αερίου σε όλους τους τομείς τελικής κατανάλωσης και, ουσιαστικά, η διευρυμένη χρήση του να αντικαταστήσει μέρος της παρούσας κατανάλωσης πετρελαϊκών προϊόντων στους εν λόγω τομείς. Η ανάπτυξη των αναγκαίων υποδομών μεταφοράς και διανομής, ώστε να δοθεί η δυνατότητα πρόσβασης στη χρήση φυσικού αερίου σε μεγαλύτερα ποσοστά τελικών καταναλωτών στον κτιριακό τομέα, καθώς και η περαιτέρω αύξηση της χρήσης του στη βιομηχανία και στις μεταφορές αποτελούν προτεραιότητες για την επόμενη περίοδο. Ως ποσοτικός στόχος για αυτήν την προτεραιότητα τίθεται η αύξηση της άμεσης χρήσης φυσικού αερίου στους τελικούς τομείς κατανάλωσης τουλάχιστον κατά 50%, σε σχέση με το 2017.

Τέλος, η υλοποίηση όλων των απαιτούμενων επενδύσεων στους τομείς τελικής κατανάλωσης ενέργειας για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης προϋποθέτει το σχεδιασμό αποτελεσματικότερων χρηματοδοτικών μηχανισμών ώστε να αυξηθούν και να μεγιστοποιηθούν τα υφιστάμενα επίπεδα μόχλευσης ιδιωτικών κεφαλαίων. Κρίσιμες παράμετροι για την επίτευξη του συγκεκριμένου στόχου είναι τόσο η ενεργή συμμετοχή του χρηματοπιστωτικού τομέα, όσο και η προώθηση καινοτόμων μηχανισμών χρηματοδότησης και μηχανισμών της αγοράς συμπεριλαμβανομένων των Συμβάσεων Ενεργειακής Απόδοσης.

4.6.1.1. Ενεργειακή Αποδοτικότητα στα Κτίρια

Δεδομένου ότι τα κτίρια ευθύνονται σήμερα για το 40% περίπου της κατανάλωσης ενέργειας, είναι επιτακτική ανάγκη να προωθηθεί, με κάθε δυνατό τρόπο, η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας μέσω ανακαίνισης και εκσυγχρονισμού, καθώς και να προβλεφθούν αντίστοιχα μέτρα ανανέωσης του κτιριακού αποθέματος, που έχει ολοκληρώσει τον κύκλο ζωής του, με παράλληλη αξιοποίηση των παραγόμενων απόβλητων εκσκαφών κατασκευών και κατεδαφίσεων (ΑΕΕΚ), σύμφωνα με τις αρχές της κυκλικής οικονομίας. Η μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης των κτιρίων απαιτεί την αυξημένη χρήση ενεργειακά αποδοτικών και χαμηλών εκπομπών συστημάτων θέρμανσης, αλλά και την ανακαίνιση ή κατασκευή πιο έξυπνων κτιρίων, με βελτιωμένα υλικά για τη μόνωση μεταξύ άλλων.

Η οδηγία για την ενεργειακή αποδοτικότητα των κτιρίων συμβάλλει στη βελτίωση της ποιότητας ζωής, ενώ ταυτόχρονα συνεισφέρει σημαντικά στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050.

Παράλληλα, μια ιδιαίτερα σημαντική πολιτική αποτελεί και η βέλτιστη χρήση τεχνολογιών ΑΠΕ για την κάλυψη των αναγκών θέρμανσης και ψύξης, καθώς και συστημάτων αυτοπαραγωγής από ΑΠΕ για την κάλυψη των κτιριακών αναγκών για ηλεκτρική ενέργεια, μέσω και της ενίσχυσης του ρόλου των καταναλωτών. Οι δράσεις αυτές θα οδηγήσουν σε χαμηλότερο κόστος διαβίωσης. Πρέπει, ωστόσο, να παρασχεθούν οι τρόποι και τα μέσα, ώστε να βοηθηθούν οι πολίτες να πραγματοποιήσουν τη μετάβαση αυτή.

4.6.1.2. Ενεργειακή Αποδοτικότητα στις Μεταφορές

Στον τομέα των μεταφορών, η διείσδυση μέσω μεταφοράς που χρησιμοποιούν εναλλακτικά καύσιμα και ηλεκτρική ενέργεια, η ραγδαία μείωση της μοναδιαίας κατανάλωσης ενέργειας ανά τύπο οχήματος, η διείσδυση των βιοκαυσίμων δεύτερης γενιάς, ο πλήρης εξηλεκτρισμός των σιδηροδρομικών υποδομών, καθώς και η αύξηση της συμμετοχής των μέσων μεταφοράς σταθερής τροχιάς στο μεταφορικό έργο, θα μεταβάλουν πλήρως, έως το τέλος της επόμενης δεκαετίας, την τεχνολογική διάρθρωση και το μίγμα καυσίμων στον τομέα των μεταφορών, με επιπτώσεις στο σύνολο της εθνικής οικονομίας. Τέλος, στη ναυτιλία, όπου η Ελλάδα κυριαρχεί, σημαντική θα είναι η προώθηση τεχνολογιών μείωσης εκπομπών σε εναρμόνιση με την απόφαση του Διεθνούς Οργανισμού Ναυτιλίας (ΙΜΟ) τον Απρίλιο του 2018 για μείωση των εκπομπών κατά 50% ως το 2050 με έτος αναφοράς το 2008 και οριστική εξάλειψή τους ως το 2100.

4.6.1.3. Μέτρα Βελτίωσης Ενεργειακής Αποδοτικότητας

Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, ο στόχος εξοικονόμησης ενέργειας στο πλαίσιο της Οδηγίας 2018/2002/ΕΕ για την ενεργειακή αποδοτικότητα την περίοδο 2021-2030 ανέρχεται σε 7,299 ktοe σωρευτικής εξοικονόμησης ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη την υποχρέωση επίτευξης εξοικονόμησης ενέργειας σε ετήσια βάση ίση με το 0.8% της μέσης τελικής κατανάλωσης ενέργειας της περιόδου 2016-2018, όπως φαίνεται στον Πίνακα 21. Αξίζει να αναφερθεί ότι ο υπολογισμός του στόχου εξοικονόμησης ενέργειας βασίστηκε στην προσωρινή εκτίμηση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας για το 2018 (16,317 ktοe) σε αντίθεση με τα έτη 2016 και 2017, όπου χρησιμοποιήθηκαν τα επίσημα δημοσιευμένα δεδομένα στην Eurostat (16,694 ktοe και 16,752 ktοe αντίστοιχα).

Πίνακας 21: Προσδιορισμός Στόχου Εξοικονόμησης Ενέργειας του Άρθρου 7 της Οδηγίας 2018/2002/ΕΕ

Έτος	Εξοικονομήσεις ενέργειας σε ετήσια βάση (ktoe)										Σωρευτική εξοικονόμηση
2021	132,7										133
2022	132,7	132,7									265
2023	132,7	132,7	132,7								398
2024	132,7	132,7	132,7	132,7							531
2025	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7						664
2026	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7					796
2027	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7				929
2028	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7			1.062
2029	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7		1.194
2030	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	132,7	1.327
Σύνολο											7.299

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Ο συγκεκριμένος στόχος εξοικονόμησης ενέργειας θα επιτευχθεί μόνο μέσω του συνδυασμού των Καθεστώτων Επιβολής Υποχρέωσης Ενεργειακής Απόδοσης με μίγμα εναλλακτικών μέτρων πολιτικής (βλ. Πίνακα 22). Πιο συγκεκριμένα, τα Καθεστώτα Επιβολής Υποχρέωσης Ενεργειακής Απόδοσης θα αναλάβουν το 20% του συνολικού σωρευτικού στόχου την περίοδο 2021–2030, ενώ συνολικά εννέα εναλλακτικά μέτρα πολιτικής θα εφαρμοστούν με σκοπό την κάλυψη του υπόλοιπου στόχου αντικατοπτρίζοντας τις βασικές προτεραιότητες πολιτικής και τα σημαντικότερα μέτρα βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Πίνακας 22: Μίγμα Μέτρων Πολιτικής για την Επίτευξη του Στόχου του Άρθρου 7 της Οδηγίας 2018/2002/ΕΕ

A/A	Μέτρο πολιτικής	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Σύνολο νέων ΕΕ (ktoe)	Σύνολο σωρευτικών ΕΕ (ktoe)
1	Ενεργειακή αναβάθμιση κατοικιών	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	523	2.878
2	Ενεργειακή αναβάθμιση δημοσίων κτιρίων	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	38	208
3	Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων τριτογενή τομέα και βιομηχανικών μονάδων	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	78	427
4	Βελτίωση ενεργειακής απόδοσης μέσω ΕΕΥ	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	36	196
5	Ενεργειακοί υπεύθυνοι σε δημόσια κτίρια	39	39	39	0	0	0	0	0	0	0	116	1.042
6	Ενεργειακή αναβάθμιση αντλιοστασίων	12	12	12	0	0	0	0	0	0	0	35	315
7	Ενεργειακή αναβάθμιση οδο φωτισμού	7	7	7	0	0	0	0	0	0	0	20	180
8	Ανάπτυξη υποδομών στον τομέα των μεταφορών	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	48	264
9	Προώθηση εναλλακτικών καυσίμων στις οδικές μεταφορές	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	60	329
10	Καθεστώτα Επιβολής Υποχρέωσης Ενεργειακής Απόδοσης	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	661	1.460
Σύνολο νέων ΕΕ (ktoe)		201	201	201	144	144	144	144	144	144	144	1.614	7.299
Σύνολο σωρευτικών ΕΕ σε ετήσια βάση (ktoe)		201	383	528	617	706	795	884	973	1061	1150		

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

4.6.2. Τελευταίες Εξελίξεις στην Αγορά Ενεργειακής Αποδοτικότητας της Ελλάδας

Από τις αρχές του 2020, για κάθε οικοδομική άδεια που θα εκδίδεται, πρέπει να συνυποβάλλεται και Μελέτη Ενεργειακής Απόδοσης, η οποία να τεκμηριώνει ότι το κτίριο πληροί όλες τις προδιαγραφές και απαιτήσεις, ώστε να μπορεί να χαρακτηριστεί ως σχεδόν μηδενικής κατανάλωσης ενέργειας. Μάλιστα, το υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας έχει αποστείλει από τα τέλη του 2019 στις αρμόδιες Υπηρεσίες Δόμησης (ΥΔΟΜ) σχετικές οδηγίες.

Η συγκεκριμένη υποχρέωση υποβολής Μελέτης Ενεργειακής Απόδοσης είχε περιληφθεί στον νόμο 4602/2019. Σύμφωνα με την ευρωπαϊκή νομοθεσία, όλα τα νέα κτίρια, που στεγάζουν υπηρεσίες του Δημόσιου και ευρύτερου δημόσιου τομέα, έπρεπε από την 1η Ιανουαρίου του 2019 να είναι σχεδόν μηδενικής κατανάλωσης ενέργειας και από την 1η Ιανουαρίου του 2021 η συγκεκριμένη απαίτηση επεκτείνεται σε όλα τα κτίρια. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, τίθεται στόχος βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας στην τελική κατανάλωση ενέργειας κατά ποσοστό τουλάχιστον στο 38%, σε σύγκριση με την πρόβλεψη εξέλιξης της τελικής κατανάλωσης ενέργειας έως το 2030, όπως είχε αυτή εκτιμηθεί το 2007 (στο πλαίσιο των ευρωπαϊκών ενεργειακών πολιτικών), με αποτέλεσμα η τελική κατανάλωση ενέργειας να μην ξεπεράσει τα 16.5 Mtoe το 2030. Επιπλέον, τίθεται στόχος ετήσιας ενεργειακής ανακαίνισης του συνολικού εμβαδού της θερμικής ζώνης των κτιρίων της κεντρικής δημόσιας διοίκησης ίσος με 5,400 τ.μ., που αποτελεί το 3% του συνολικού εμβαδού.

Όσον αφορά στον καθορισμό ενός κεντρικού ποσοτικού στόχου ανακαίνισης και αντικατάστασης κτιρίων κατοικίας με νέα σχεδόν μηδενικής ενεργειακής κατανάλωσης, το συγκεκριμένο ποσοστό συνδυαστικά δύναται να ανέλθει στο 12%-15% του συνόλου των κατοικιών έως το 2030. Σε ετήσιο χρονικό ορίζοντα στόχος είναι να αναβαθμίζονται ενεργειακά ή και να αντικαθίστανται από νέα ενεργειακά αποδοτικότερα κατά μέσο όρο 60,000 κτήρια ή κτιριακές μονάδες.

Προκειμένου να δημιουργηθούν κίνητρα για τη μεγιστοποίηση του αριθμού των κτιρίων που θα υπερβαίνουν τις ελάχιστες απαιτήσεις ενεργειακής απόδοσης θα ληφθούν νέα κανονιστικά μέτρα. Ειδικότερα, μεταξύ άλλων, θα προωθηθούν τα εξής:

- Μετά τις 31 Δεκεμβρίου του 2023, όλα τα κτίρια που στεγάζουν δημόσιες αρχές θα πρέπει να κατατάσσονται στην ενεργειακή κατηγορία Β και άνω, σύμφωνα με το Πιστοποιητικό Ενεργειακής Απόδοσης (ΠΕΑ).
- Κάθε νέα μίσθωση ή αγορά κτιρίου ή κτιριακής μονάδας από φορείς της κεντρικής κυβέρνησης, από 01/01/2021, θα πρέπει να είναι σχεδόν μηδενικής κατανάλωσης ενέργειας (ενεργειακή κατηγορία Α και άνω).
- Για κάθε κτίριο ή κτιριακή μονάδα που διατίθεται προς πώληση ή προς εκμίσθωση από 01/01/2021, θα δηλώνεται ο δείκτης ενεργειακής απόδοσης του πιστοποιητικού ενεργειακής απόδοσης σε όλες τις εμπορικές διαφημίσεις.

Επιτυχημένα και αποδοτικά μέτρα πολιτικής, όπως π.χ. είναι η υποχρεωτική εγκατάσταση ηλιοθερμικών συστημάτων σε νέα και ριζικά ανακαινιζόμενα κτίρια, θα συνεχιστούν και θα βελτιωθούν όπου απαιτείται. Τέλος, το νέο κανονιστικό πλαίσιο, σε συνδυασμό με φορολογικά, χρηματοδοτικά και πολεοδομικά κίνητρα, αναμένεται να αυξήσει το ρυθμό ενεργειακής αναβάθμισης των ιδιωτικών κτιρίων. Συνολικά, η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας του κτιριακού αποθέματος αναμένεται να οδηγήσει σε €8 δισ. αύξηση της εγχώριας προστιθέμενης αξίας και στη δημιουργία και διατήρηση άνω των 22,000 νέων θέσεων εργασίας πλήρους απασχόλησης. Επίσης, κομβικός αναμένεται να χαρακτηριστεί ο ρόλος της μακροχρόνιας στρατηγικής για την ανακαίνιση του κτιριακού αποθέματος της Ελλάδας, με βασικά στοιχεία αυτής να έχουν ήδη ενσωματωθεί στο ΕΣΕΚ.

Η συγκεκριμένη στρατηγική αποτυπώνει όλα τα μέτρα και τις απαιτούμενες ενέργειες για την ανακαίνιση του εγχώριου κτιριακού αποθέματος, περιλαμβανομένης της χρηματοδότησης, και αναμένεται να αποτελέσει το σημείο αναφοράς στο οποίο θα βασίζονται όλοι οι εμπλεκόμενοι φορείς, ώστε οι κανόνες της αγοράς να είναι διαφανείς. Επιπροσθέτως, η έκθεση στρατηγικής θα αποτελέσει και κριτήριο αιρεσιμότητας, όντας προϋπόθεση για να αποδεσμευτούν κονδύλια για την επόμενη προγραμματική περίοδο (2021-2027) για εξοικονόμηση ενέργειας στα κτίρια.

Στις αρχές Μαΐου του 2020, το ΥΠΕΝ προχώρησε στη σύσταση και συγκρότηση Επιτροπής για τη σύνταξη εισήγησης για τη διαμόρφωση του θεσμικού πλαισίου ανταγωνιστικών διαδικασιών στην ενεργειακή αποδοτικότητα. Στόχος του Υπουργείου είναι ο σχεδιασμός αποδοτικών από πλευράς κόστους και αποτελέσματος μέτρων για τη χρηματοδότηση έργων και δράσεων που αποσκοπούν στη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας μέσω ανταγωνιστικών διαδικασιών στην τελική κατανάλωση και η παρακολούθηση της υλοποίησης αυτών.

Τα μέτρα αυτά αναμένεται να συμβάλλουν στη μόχλευση κεφαλαίων από τα εμπλεκόμενα στην αγορά ενέργειας μέρη, στην ενίσχυση της επιχειρηματικής τους δραστηριότητας και στην ελάττωση του κόστους επίτευξης μονάδων εξοικονόμησης. Πιο συγκεκριμένα, η Επιτροπή έχει ως αντικείμενο τα εξής:

- καταγραφή των ελλείψεων και περιορισμών για την ανάπτυξη του κανονιστικού πλαισίου των ανταγωνιστικών διαδικασιών
- καθορισμός του τύπου και των χαρακτηριστικών των ανταγωνιστικών διαδικασιών
- καθορισμός των επιλέξιμων συμμετεχόντων
- προσδιορισμός των στοχευόμενων τομέων, τεχνολογιών και ενεργειακών προϊόντων, των χαρακτηριστικών των δράσεων, αλλά και των επιλέξιμων δράσεων,
- ανάπτυξη του μηχανισμού και των διαδικασιών μέτρησης και επαλήθευσης της επιτευχθείσας εξοικονόμησης ενέργειας από την υλοποίηση των ανταγωνιστικών διαδικασιών
- σύνταξη εισήγησης για τον καθορισμό του θεσμικού πλαισίου ανταγωνιστικών διαδικασιών στην ενεργειακή αποδοτικότητα και
- παρακολούθηση της αρχικής εφαρμογής του θεσμικού πλαισίου των ανταγωνιστικών διαδικασιών.

4.6.3. Συμπαράγωγή

Ως συμπαράγωγή χαρακτηρίζεται η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας (ή/και ψύξης) από την ίδια αρχική πηγή ενέργειας. Γενικά, τα συστήματα συμπαράγωγής δύναται να καλύψουν όλες τις τελικές ενεργειακές χρήσεις (ηλεκτρισμό, θέρμανση, παραγωγή ατμού, ψύξη) και, ως εκ τούτου, απαντώνται σε σημαντικό εύρος εφαρμογών (π.χ. θερμκήπια, οικιστικά συγκροτήματα, βιοτεχνίες, κ.λπ.).

Επιπλέον, τα συστήματα αυτά δίνουν τη δυνατότητα διασποράς των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων, με τρόπο που να ανταποκρίνονται στις ανάγκες των τοπικών καταναλώσεων, παρέχοντας υψηλή απόδοση, αποφεύγοντας τις απώλειες μεταφοράς και αυξάνοντας την ευελιξία του ηλεκτρικού συστήματος μιας περιοχής.

Ως καύσιμο στα συστήματα συμπαράγωγής χρησιμοποιείται κυρίως το φυσικό αέριο, το οποίο, συγκριτικά με τα υπόλοιπα ορυκτά καύσιμα, έχει μικρότερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Σε ειδικές εφαρμογές, όπως σε αγροτικές επιχειρήσεις, δύναται να χρησιμοποιηθεί και η βιομάζα.

Η Ελλάδα έχει ένα από τα χαμηλότερα ποσοστά συμπαράγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των 28 κρατών μελών της ΕΕ, αν και έχει παράδοση 40 χρόνων στη συμπαράγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας (ΣΗΘ), αρχικά στο βιομηχανικό τομέα.

Το 2019, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΣΗΘΥΑ και κατανεμόμενων μονάδων ΣΗΘΥΑ στο σύνολο της επικράτειας ανήλθε στα 233.4 MW, σύμφωνα με στοιχεία του ΔΑΠΕΕΠ, που καλύπτει κυρίως βιομηχανίες, τον πρωτογενή και τριτογενή τομέα, αλλά και την τηλεθέρμανση πόλεων. Το κατάλληλο νομικό πλαίσιο είναι σε θέση να προωθήσει τη συμπαράγωγή, σε συνδυασμό με την υποστήριξη μηχανισμών για τους ιδιοπαραγωγούς, αλλά η Ελλάδα υπολείπεται της μακροπρόθεσμης σταθερότητας. Επίσης, η σχετική νομοθεσία χαρακτηρίζεται από πολυπλοκότητα (πχ. συχνές αλλαγές των ενεργειακών νόμων, τροποποιήσεις, κ.λπ.), ενώ η γραφειοκρατία στις διαδικασίες αδειοδότησης εμποδίζει κάθε επενδυτή για την ανάληψη δράσης στον τομέα αυτό.

Σύμφωνα με μελέτες που πραγματοποιήθηκαν πριν από την οικονομική κρίση, υπάρχουν σημαντικές προοπτικές για τη συμπαράγωγή σε διάφορους τομείς της ελληνικής οικονομίας, π.χ. στη βιομηχανία, στην τηλεθέρμανση από συμπαράγωγικούς σταθμούς παραγωγής, στον πρωτογενή και τριτογενή τομέα (νοσοκομεία, ξενοδοχεία, κα.) που μπορούν να χρηματοδοτηθούν από κονδύλια της ΕΕ (πχ. μέσω ΕΣΠΑ) αλλά και στην πολύ μικρή ΣΗΘ για κτίρια.

Σύμφωνα με το Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, το δυναμικό της Ελλάδας υπολογίζεται σε 11.1 TWh/έτος εξοικονόμησης πρωτογενούς ενέργειας, σύμφωνα με τη μεθοδολογία της Οδηγίας για την Εξοικονόμηση Ενέργειας (27/2012/ΕΚ). Θεωρώντας πιθανή την πορεία υλοποίησης των παραπάνω δράσεων, ο ανωτέρω φορέας υπολογίζει το δυναμικό στις 24 TWh/έτος σε εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας και σε 14 εκατομμύρια τόνους τη μείωση των εκπομπών CO₂.

Πίνακας 23: Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΣΗΘ και ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2010-2019

	Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Μονάδες ΣΗΘΥΑ	Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Κατανεμόμενη Μονάδα ΣΗΘΥΑ	Σύνολο Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ	% ΣΗΘ επί του Συνόλου
Έτος	GWh	GWh	GWh	%
2010	115	0	3,256.5	3.53
2011	142	0	3,959.5	3.59
2012	149	0	5,406.5	2.76
2013	119	943	9,156.0	1.30
2014	159	1,116	9,091.0	1.75
2015	188	1,121	10,051.0	1.87
2016	185	1,112	10,469.0	1.77
2017	195	984	11,552.0	1.69
2018	183.5	918	12,211.5	1.50
2019	186.5	876	13,357.5	1.40

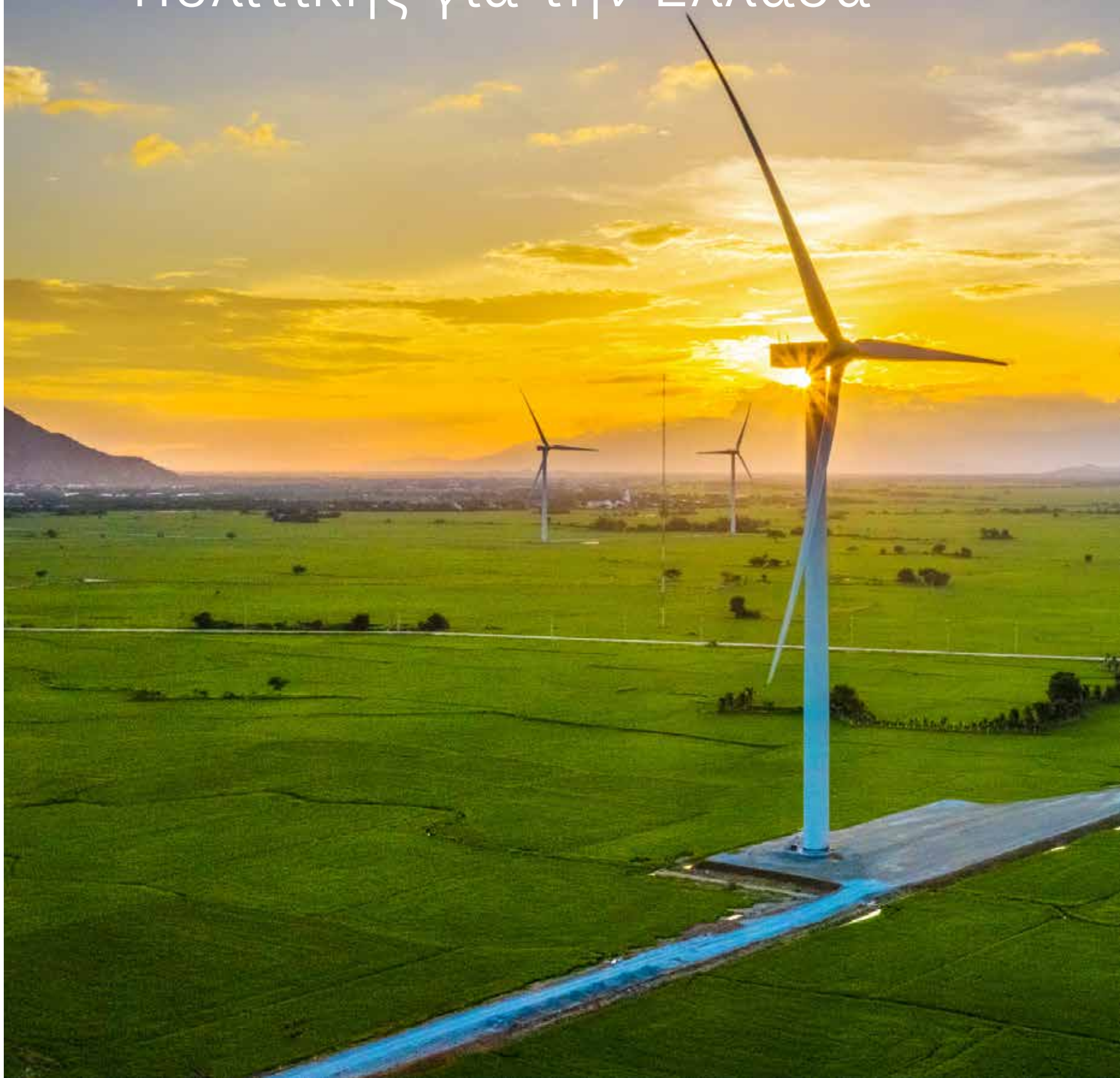
Πηγή: ΕΣΣΗΘ

Πίνακας 24: Κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΣΗΘ και ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2010-2019

Έτος	Κόστος για Συμπαράγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια από Μονάδες ΣΗΘΥΑ και Κατανεμόμενη Μονάδα ΣΗΘΥΑ, εκατ. €	Σύνολο Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, εκατ. €	% ΣΗΘ επί του Συνολικού Κόστους
2013	67.1	1,747.5	3.84
2014	56.6	1,638.4	3.45
2015	56.2	1,476.4	3.81
2016	41.1	1,329.0	3.09
2017	38.5	1,691.4	2.28
2018	37.3	1,719.5	2.17
2019	42.6	1,848.8	2.30

Πηγή: ΕΣΣΗΘ

Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής για την Ελλάδα







5. Στόχοι Ενεργειακής Πολιτικής για την Ελλάδα

5.1. Ευρωπαϊκοί Στόχοι

Σήμερα, η Ευρώπη αντιμετωπίζει μια σειρά από προκλήσεις: (α) αυξανόμενη ζήτηση για ενέργεια, (β) αστάθεια των ενεργειακών τιμών, (γ) διαταραχές στον ενεργειακό εφοδιασμό και (δ) ανάγκη για δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Επομένως, πρέπει να υπάρξει μείωση του αντίκτυπου του τομέα της ενέργειας στο περιβάλλον και στην κλιματική αλλαγή.

Αναμφίβολα, ο στόχος που έχει θέσει η ΕΕ, προκειμένου να γίνει η Ευρώπη η πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρος μέχρι το 2050, αποτελεί μία πολύ μεγάλη πρόκληση. Ουδέτερο ενεργειακό αποτύπωμα σημαίνει ότι από το 2050 δεν θα πρέπει να εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα από χώρες της Ευρώπης αέριοι ρύποι που ενοχοποιούνται για την Κλιματική Αλλαγή, καθώς εκτιμάται ότι με αυτόν τον τρόπο θα σταθεροποιηθεί η άνοδος της θερμοκρασίας του πλανήτη στον 1.5°C. Για τον σκοπό αυτό, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε τον περασμένο Δεκέμβριο την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (Green Deal⁸⁷), την πιο φιλόδοξη, μέχρι στιγμής, δέσμη μέτρων, που έχει ως απώτερο σκοπό να βοηθήσει τους πολίτες και τις επιχειρήσεις της Ευρώπης να αποκομίσουν οφέλη από τη βιώσιμη μετάβαση στην «πράσινη» ανάπτυξη. Τα μέτρα, που συνοδεύονται από έναν αρχικό οδικό χάρτη (roadmap) σχετικά με τις βασικές πολιτικές, κυμαίνονται από τη φιλόδοξη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου έως τις επενδύσεις στην έρευνα και την καινοτομία, με στόχο τη διατήρηση του φυσικού περιβάλλοντος της Ευρώπης.

Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία καλύπτει ιδίως τις μεταφορές, την ενέργεια, τη γεωργία, τα κτήρια και τις βιομηχανίες, όπως τη βιομηχανία χάλυβα, σκυροδέματος, την κλωστοϋφαντουργία και τη χημική βιομηχανία. Όλοι οι παραπάνω κλάδοι θα συνεισφέρουν στην επίτευξη του στόχου, ενώ θα υπάρξει μια περίοδος μετάβασης με κοινοτική και δημόσια στήριξη για ορισμένες περιοχές της Ευρωπαϊκής Ένωσης, αλλά και κλάδους.

Για την επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας θα απαιτηθούν μέχρι το 2030 ετήσιες επενδύσεις ύψους €260 δισ., οι οποίες αντιστοιχούν περίπου στο 1.5% του ΑΕΠ του 2018, ενώ θα χρειαστεί η συνδρομή του δημόσιου και του ιδιωτικού τομέα. Η Επιτροπή παρουσίασε στις αρχές του 2020 ένα επενδυτικό σχέδιο για μια βιώσιμη Ευρώπη, το οποίο θα συμβάλλει στην κάλυψη των επενδυτικών αναγκών. Τουλάχιστον το 25% του μακροπρόθεσμου προϋπολογισμού της ΕΕ, δηλαδή περίπου €250 δισ., θα πρέπει να αφιερωθεί στη δράση για το κλίμα, ενώ περαιτέρω στήριξη θα παρέχουν η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων και η Ευρωπαϊκή Τράπεζα για το Κλίμα.

Η πρώτη νομική πρόταση της Κομισιόν, που περιλαμβάνει τον βασικό στόχο της κλιματικής ουδετερότητας μέχρι το 2050, υπεβλήθη τον Μάρτιο του 2019, ενώ ταυτόχρονα δρομολογείται ένα «Σύμφωνο για το Κλίμα», προκειμένου να δοθεί στους πολίτες η δυνατότητα να εκφράσουν τη γνώμη τους και να συμμετάσχουν στον σχεδιασμό νέων δράσεων.

Για να φτάσει η Ευρώπη στην κλιματική ουδετερότητα το 2050, θα πρέπει να αναθεωρηθεί ο ενδιάμεσος στόχος, από το 40% μείωσης των εκπομπών που είναι σήμερα μέχρι το 2030 και σε σχέση με το 1990 να αυξηθεί στο 50%-55%. Στη συνέχεια, θα ακολουθήσουν προτάσεις ανά κλάδο, οι οποίες θα περιλαμβάνουν τους ποσοτικούς στόχους μείωσης των εκπομπών.

Στις 8 Ιουλίου του 2020, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε την στρατηγική της για την ολοκλήρωση του ευρωπαϊκού ενεργειακού συστήματος⁸⁸ και για το υδρογόνο⁸⁹, υπογραμμίζοντας τους βασικούς άξονες και τις στοχεύσεις σε συγκεκριμένους τομείς, στην πορεία προς την επίτευξη των στόχων του 2030 και του στόχου κλιματικής ουδετερότητας το 2050.

⁸⁷ Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2019), «Μια Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία», https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_el

⁸⁸ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf

⁸⁹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει ήδη θέσει συγκεκριμένους ενεργειακούς και κλιματικούς **στόχους για το 2020**, το 2030 και το 2050. Όσον αφορά τους στόχους για το 2020, αυτοί περιλαμβάνουν:

- μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 20% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990,
- αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας και
- βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατά τουλάχιστον 20%.

Όσον αφορά τους **στόχους για το 2030**, αυτοί περιλαμβάνουν:

- μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 40%, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990,
- μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 37.5% για τα νέα επιβατικά, 31% για τα ημιφορτηγά και 30% για τα φορτηγά, με βάση τα επίπεδα του 2021,
- αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 32% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας,
- βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατά τουλάχιστον 32.5%,
- προώθηση ηλεκτρικών διασυνδέσεων σε ποσοστό 15% (δηλ. το 15% της ενέργειας που παράγεται πρέπει να μπορεί να μεταφέρεται και προς άλλες χώρες της ΕΕ).

Όσον αφορά τους **στόχους για το 2050**, αυτοί περιλαμβάνουν:

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 80%-95% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990.

Οι επιδόσεις της ΕΕ μέχρι σήμερα δείχνουν ότι βρίσκεται σε καλό δρόμο για την επίτευξη των στόχων του 2020, καθώς:

- οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μειώθηκαν κατά 23% την περίοδο 1990-2018, ενώ η οικονομία αναπτύχθηκε κατά 61%
- το ποσοστό της ενέργειας που καταναλώθηκε και προέρχεται από ΑΠΕ έφθασε στο 17.5% το 2017, δηλ. σημείωσε άνοδο σε σχέση με το 11.3% που ήταν το 2008, ενώ
- η ενεργειακή αποδοτικότητα αναμένεται να βελτιωθεί κατά 18-19% έως το 2020. Η ΕΕ είναι πολύ κοντά στον στόχο του 20% που έχει τεθεί και η επίτευξή του είναι εφικτή, εάν και εφόσον τα κράτη μέλη εφαρμόσουν όλες τις απαραίτητες νομοθετικές πράξεις.

5.2. Εθνικοί Στόχοι

Στο πλαίσιο χάραξης μιας ενιαίας Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής έχουν τεθεί συγκεκριμένοι στόχοι για κάθε κράτος μέλος της ΕΕ. Οι στόχοι αυτοί τίθενται σε συνεργασία με τις κυβερνήσεις των κρατών-μελών, με τα περισσότερα κράτη να αποδέχονται τους βασικούς κατευθυντήριους στόχους. Υπο αυτήν την έννοια, ο κεντρικός άξονας της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας καθορίζεται εν πολλοίς από τις Βρυξέλλες, αν και υπάρχουν περιθώρια διαφοροποίησης αν μια χώρα επιθυμεί και δύναται να αναπτύξει ενεργειακούς πόρους, που εκτιμά ότι διαθέτει συγκριτικά πλεονεκτήματα έναντι άλλων χωρών (λ.χ. ΑΠΕ, ενεργειακή αποδοτικότητα, παραγωγή υδρογονανθράκων, κτλ.).

Μία γνωστή επίπτωση για την Ελλάδα σε ό,τι αφορά την υιοθέτηση της σημερινής Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής αποτελεί το ζήτημα της κλιματικής αλλαγής, η οποία μέχρι πρόσφατα, δεν αποτελούσε προτεραιότητα της χώρας μας, καθώς η χρήση του λιγνίτη υπήρξε στρατηγική επιλογή, παρά τις αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις, μιας και είναι το μόνο εγχώριο ορυκτό καύσιμο. Σήμερα, η Ελλάδα έχει αποδεχθεί την υιοθετηθείσα πολιτική της ΕΕ για την σταδιακή μείωση της χρήσης λιγνίτη εις βάρος της παραγωγής και κερδοφορίας της ΔΕΗ και προς όφελος των εισαγωγών φυσικού αερίου και της ανάπτυξης των ΑΠΕ.

Χαρακτηριστικά, ο πρωθυπουργός της Ελλάδας κ. Κυριάκος Μητσοτάκης ανακοίνωσε κατά την ομιλία του στην ειδική Σύνοδο των Ηνωμένων Εθνών για το κλίμα τον Σεπτέμβριο του 2019 τον εθνικό στόχο απόσυρσης όλων των λιγνιτικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι το 2028. Ακολούθως, η διοίκηση της ΔΕΗ ανακοίνωσε το λεπτομερές χρονοδιάγραμμα για τον τερματισμό της χρήσης λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή.

Στον Πίνακα 25 παρουσιάζεται αναλυτικά το χρονοδιάγραμμα απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία σήμερα, το οποίο ολοκληρώνεται μέχρι το τέλος του 2023 (εκτός της νέας υπό κατασκευή Πτολεμαΐδας 5, που εκτιμάται ότι θα αποσυρθεί το 2028). Στο πρόγραμμα απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων έχει ληφθεί υπόψη η απρόσκοπτη λειτουργία των συστημάτων τηλεθέρμανσης για την κάλυψη των θερμικών αναγκών στις ενεργειακές περιοχές.

Πίνακας 25: Χρονοδιάγραμμα Απόσυρσης Λιγνιτικών Μονάδων

Λιγνιτική μονάδα ηλεκτροπαραγωγής	Ονομαστική ισχύς	Έτος απόσυρσης
Καρδιά 1	275	2019
Καρδιά 2	275	2019
Καρδιά 3	280	2021
Καρδιά 4	280	2021
Αγ. Δημήτριος 1	274	2022
Αγ. Δημήτριος 2	274	2022
Αγ. Δημήτριος 3	283	2022
Αγ. Δημήτριος 4	283	2022
Αγ. Δημήτριος 5	342	2023
Αμύνταιο 1	273	2020
Αμύνταιο 2	273	2020
Φλώρινα/Μελίτη	289	2023
Μεγαλόπολη 3	255	2022
Μεγαλόπολη 4	256	2023

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Σήμερα, οι στόχοι της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας, που είναι συμβατοί με αυτούς της ΕΕ, συνοψίζονται ως εξής στον Πίνακα 26:

Πίνακας 26: Σύνοψη Εθνικών Στόχων στο Πλαίσιο του Αναθεωρημένου ΕΣΕΚ, 2030

Εντός στόχου: 2030	Τελικό ΕΣΕΚ	Αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ	Νέοι στόχοι ΕΣΕΚ σε σχέση με στόχους Ευρωπαϊκής Ένωσης
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≥35%	31%	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32% ΕΕ
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	≈61% - 64%	56%	
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≈16,1-16,5 Mtoe (≥38% σε σχέση με προβλέψεις 2007)	18,1 Mtoe	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32,5% και επίτευξη στόχου βάσει νέου δείκτη ΕΕ για μείωση κατανάλωσης σε σχέση με το έτος 2017
Μερίδιο Λιγνίτη στην Ηλεκτροπαραγωγή	0%	16,5%	
Μείωση ΑτΘ	≥ 42% vs σε σχέση με 1990, ≥ 55% σε σχέση με 2005	32% σε σχέση με 1990, 48% σε σχέση με 2005	Σε ταύτιση με κεντρικούς Ευρωπαϊκούς στόχους και υπεραπόδοση σε σχέση με εθνικές δεσμεύσεις στους τομείς εκτός ΣΕΔΕ

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Στο πλαίσιο αυτό, οι κύριοι στόχοι του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού έχουν ως εξής:

- Την υιοθέτηση ενός ολοκληρωμένου μοντέλου βιώσιμης ανάπτυξης σε όλους τους οικονομικούς κλάδους και την βελτίωση της ανταγωνιστικότητας,
- Την επίτευξη του συνδυασμού της ανάπτυξης του ενεργειακού τομέα με την περιβαλλοντική προστασία με αποφασιστικά μέτρα για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής,
- Την επιλογή ενεργειακών πολιτικών με τη βέλτιστη σχέση κόστους-οφέλους για την ενεργειακή μετάβαση,
- Την διαχείριση και αξιοποίηση απορριμμάτων με τις σύγχρονες τεχνολογίες κυκλικής οικονομίας,
- Την ανάδειξη της Ελλάδας σε ενεργειακό κόμβο με ισχυρή συμβολή στην ενεργειακή ασφάλεια και

ασφάλεια εφοδιασμού της ΕΕ,

- Την στρατηγική διαφοροποίησης των εισαγωγών ενέργειας, παράλληλα με τον εκσυγχρονισμό και την ανάπτυξη ενεργειακών υποδομών και την άρση της ενεργειακής απομόνωσης των νησιών,
- Την δημιουργία ενός ελκυστικού επενδυτικού περιβάλλοντος για την υποστήριξη στην ενεργειακή μετάβαση, με έμφαση στην καινοτομία και τις νέες τεχνολογίες,
- Την μέγιστη αξιοποίηση κοινοτικών πόρων και μηχανισμών και
- Την προώθηση της εξωστρέφειας και καινοτομίας, ώστε να επιτευχθεί τεχνολογική ανάπτυξη και να δημιουργηθούν νέες υψηλών προδιαγραφών θέσεις εργασίας.

Στο πλαίσιο των ανωτέρω, ο κύριος στόχος του ΕΣΕΚ είναι ο σχεδιασμός, ο προγραμματισμός και η υλοποίηση των κοινωνικά, περιβαλλοντικά και οικονομικά αποδοτικότερων μέτρων πολιτικής, που θα συντελέσουν στην επίτευξη των μεσοπρόθεσμων και μακροπρόθεσμων εθνικών ενεργειακών και κλιματικών στόχων, θα συνεισφέρουν στην οικονομική ανάπτυξη της χώρας, ενώ ταυτόχρονα θα ανταποκριθούν στην πρόκληση της μείωσης του κόστους ενέργειας και εν γένει της προστασίας των τελικών καταναλωτών από υψηλές τιμές των ενεργειακών προϊόντων και υπηρεσιών.

Οι εθνικοί ενεργειακοί και κλιματικοί στόχοι για το 2030 διαμορφώνονται λαμβάνοντας υπόψη συγκεκριμένες ποσοτικές υποχρεώσεις που έχει αναλάβει η Ελλάδα ως κράτος-μέλος της ΕΕ (δηλ. οι στόχοι για τους τομείς εκτός του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών και μείωσης των εθνικών εκπομπών ορισμένων ατμοσφαιρικών ρύπων, σε σύγκριση με το 2005), τα χαρακτηριστικά και τις ιδιαιτερότητες του εθνικού ενεργειακού μας συστήματος, το εγχώριο δυναμικό για την ανάπτυξη τεχνολογιών και εφαρμογών, τις δυνατότητες προσαρμογής, καθώς και τα κοινωνικοοικονομικά χαρακτηριστικά της χώρας. Μέσω αυτής της διαδικασίας προκύπτει η προσαρμογή των εθνικών στόχων στη βάση αντίστοιχων κεντρικών ευρωπαϊκών (δηλ. των στόχων για τους τομείς που εντάσσονται στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών, για τις ΑΠΕ, για την ενεργειακή αποδοτικότητα) και που προτείνονται τελικά στο πλαίσιο του εθνικού σχεδίου.

Επιπρόσθετα, στο πλαίσιο του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού, οι βασικοί ποσοτικοί στόχοι πολιτικής που τίθενται για την περίοδο έως το 2030 αποτελούν παράλληλα «ενδιάμεσους» στόχους για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050, όπου ο στόχος της Ελλάδας είναι να συμμετάσχει στη δέσμευση για μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία σε επίπεδο ΕΕ.

Στον Πίνακα 27 παρουσιάζεται η σύγκριση μεταξύ των αποτελεσμάτων του αρχικού ΕΣΕΚ, όπως δημοσιεύτηκε τον Ιανουάριο του 2019, και του τελικού ΕΣΕΚ, που ενσωματώνει τις τελευταίες πολιτικές δεσμεύσεις. Οι νέοι διαφοροποιημένοι στόχοι οδηγούν σε νέα πρόβλεψη εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος, με διαφορετικά αποτελέσματα ως προς τη διάρθρωση και τη συμμετοχή καυσίμων και τεχνολογιών. Τα αποτελέσματα, βάσει των αναθεωρημένων στόχων του τελικού ΕΣΕΚ για το 2030, χαρακτηρίζονται από υψηλότερα μερίδια διείσδυσης ΑΠΕ στην ακαθάριστη και τελική

κατανάλωση ενέργειας, μεγαλύτερη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, που μεταφράζεται σε χαμηλότερες προβλέψεις ως προς την τελική κατανάλωση ενέργειας, και παύση της συμμετοχής των λιγνιτικών μονάδων στην ηλεκτροπαραγωγή.

Αναφορικά με τη συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα, το αναθεωρημένο ΕΣΕΚ προβλέπει αρκετά υψηλότερο μερίδιο ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα τόσο συνολικά όσο και σε επιμέρους τομείς. Η σημαντικά αυτή υψηλότερη συμμετοχή ΑΠΕ είναι αποτέλεσμα των νέων μέτρων πολιτικής και της δέσμευσης για σταδιακή μείωση των λιγνιτικών μονάδων για ηλεκτροπαραγωγή μέχρι την οριστική τους απόσυρση έως το 2028. Η απόφαση αυτή δημιουργεί χώρο για επιπλέον εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ, ενώ ενισχύει τον ρόλο των μονάδων φυσικού αερίου που θα παρέχουν και την απαιτούμενη ευελιξία στο σύστημα.

Η επιπρόσθετη παραγωγή από μονάδες φυσικού αερίου και ΑΠΕ έναντι των λιγνιτικών μονάδων έχει αντίκτυπο και στις συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, για τις οποίες παρουσιάζεται σημαντική μείωση της τάξεως του 17%. Επιπλέον, παρουσιάζονται μειωμένες ιδιοκαταναλώσεις στην ηλεκτροπαραγωγή, δεδομένου ότι οι μονάδες ΑΠΕ, που κατά βάση αντικαθιστούν τις λιγνιτικές μονάδες, έχουν σημαντικά χαμηλότερες ιδιοκαταναλώσεις.

Στο αναθεωρημένο ΕΣΕΚ παρουσιάζεται επίτευξη περαιτέρω βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας και τελικά μείωσης της τελικής κατανάλωσης ενέργειας κατά περίπου 3.6%-4.7% σε σχέση με τον στόχο που είχε τεθεί κατά την κατάρτιση του αρχικού ΕΣΕΚ, ανάλογα και με τη μεθοδολογική προσέγγιση που χρησιμοποιείται. Επισημαίνεται ότι η πρόβλεψη εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος από το δεύτερο ενεργειακό μοντέλο, που χρησιμοποιήθηκε συμπληρωματικά του πρώτου στο αρχικό ΕΣΕΚ, εκτιμά ακόμη μεγαλύτερη συνεισφορά των σχεδιαζόμενων μέτρων πολιτικής για βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας και ποσοστό μείωσης της τελικής κατανάλωσης που ανέρχεται σε πάνω από 6.5%. Στην κατεύθυνση αυτή, θα δοθεί ιδιαίτερη έμφαση σε μέτρα για την ενεργειακή αναβάθμιση και ανακαίνιση του κτιριακού αποθέματος στο σενάριο επίτευξης στόχων. Συγκεκριμένα, ο συνολικός αριθμός ανακαίνισης κτιρίων ή κτιριακών μονάδων έως το 2030 αναμένεται να φτάσει τις 600,000 αντί των 400,000 που είχαν θεωρηθεί στο αρχικό ΕΣΕΚ.

Πίνακας 27: Σύγκριση των Βασικών Αποτελεσμάτων του Ενεργειακού Συστήματος της Ελλάδας για το 2030, Μεταξύ του Αρχικού και του Τελικού ΕΣΕΚ

	Αρχικό ΕΣΕΚ	Τελικό ΕΣΕΚ
Βασικοί Δείκτες		
Συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (MtCO ₂ eq)	71	60.6
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας [%]	31%	35%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Θέρμανση και Ψύξη [%]	32%	43%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Κατανάλωση Ηλεκτρισμού [%]	56%	61%
Μερίδιο ΑΠΕ στην Τελική Κατανάλωση για Μεταφορές [%]	20%	19%
Παραγωγικότητα Ενέργειας [εκατ. € '10/ktoe]	9.98	11.03
Κατανάλωση Ενέργειας		
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση [Mtoe]	23.02	22.19
Πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας [Mtoe]	22.26	20.55
Τελική κατανάλωση ενέργειας [Mtoe]	18.04	17.38
Τελική κατανάλωση ενέργειας (χωρίς θερμότητα περιβάλλοντος) [Mtoe]	17.32	16.51
Τομέας ηλεκτροπαραγωγής		
Εγκατεστημένη Ισχύς [GW]		
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	2.70	0.00
Φ. Αέριο	5.40	6.91
Αιολικά	6.60	7.05
Φ/Β	6.80	7.66
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή	17.70	19.03
Ακαθάριστη Ηλεκτροπαραγωγή [TWh]	57.37	57.93
Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή [TWh]	55.56	57.22
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	9.03	0.00
Πετρελαϊκά προϊόντα	1.54	0.83
Φ. Αέριο	10.26	18.30
Βιοενέργεια	1.74	1.58
Υ/Η	6.27	6.60
Αιολικά	15.51	17.21
Φ/Β	10.34	11.82
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0.26	0.26
Γεωθερμία	0.63	0.63
Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή από Ορυκτά καύσιμα [TWh]	20.80	19.13
Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού [TWh]	4.16	4.58
Συνολική διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας [TWh]	59.72	61.80
Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρισμού [TWh]	54.32	56.4
Κτιριακός τομέας		
Συνολικός αριθμός ανακαίνισης κατοικιών έως το έτος 2030	400,000	600,000

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Ενεργειακή Φτώχεια στην Ελλάδα

Σε παγκόσμιο επίπεδο, δεν υπάρχει ακριβής ορισμός της ενεργειακής φτώχειας, ο οποίος να είναι καθολικά αποδεκτός. Γενικά, ως ενεργειακή φτώχεια ορίζεται μία κατάσταση στην οποία ένα νοικοκυριό ή ένα άτομο δεν έχει την οικονομική δυνατότητα πρόσβασης σε βασικές ενεργειακές υπηρεσίες (πχ. θέρμανση, ψύξη, φωτισμός, μετακίνηση και ηλεκτροδότηση), ώστε να εξασφαλίσει ένα αξιοπρεπές επίπεδο διαβίωσης, λόγω ενός συνδυασμού χαμηλού εισοδήματος, υψηλών ενεργειακών δαπανών και χαμηλής ενεργειακής απόδοσης του σπιτιού του.

Η καταπολέμηση της ενεργειακής φτώχειας στην Ελλάδα αποτελεί σημαντική πρόκληση έως το 2030, ώστε να αντιστραφούν οι επιπτώσεις του συγκεκριμένου φαινομένου, οι οποίες εντάθηκαν κυρίως λόγω της οικονομικής κρίσης. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι περίπου το 23% του συνολικού πληθυσμού της χώρας μας εμφανίζεται μη ικανό να θερμάνει ικανοποιητικά την κατοικία του, ενώ για την περίπτωση του οικονομικά ευάλωτου πληθυσμού το αντίστοιχο ποσοστό ανέρχεται στα επίπεδα του 41% το 2017. Ποσοτικός στόχος είναι να υπάρξει μείωση κατά τουλάχιστον 50% των σχετικών δεικτών αποτύπωσης της ενεργειακής φτώχειας μέχρι το 2025 και μέχρι το 2030 αυτό το ποσοστό να έχει μειωθεί κατά 75%, σε σύγκριση με το 2016 και να είναι αρκετά χαμηλότερο από το μέσο όρο στην Ευρωπαϊκή Ένωση.

Για την επίτευξη των συγκεκριμένων στόχων απαιτείται ο σχεδιασμός και η εφαρμογή μιας συνεκτικής και αποτελεσματικής στρατηγικής, η οποία θα στοχεύσει στη μόνιμη και ριζική καταπολέμηση του φαινομένου και όχι στο παροδικό μετριασμό του μέσω προσωρινών και βραχυπρόθεσμων μέτρων.

Η συγκεκριμένη στρατηγική θα εξειδικευτεί και θα αποτυπωθεί στο Σχέδιο Δράσης για την καταπολέμηση της ενεργειακής φτώχειας, το οποίο αναμένεται να ολοκληρωθεί μέσα στο πρώτο εξάμηνο του τρέχοντος έτους. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, το Σχέδιο Δράσης θα περιλαμβάνει τόσο τον ορισμό των νοικοκυριών, τα οποία θα χαρακτηρίζονται από ενεργειακή φτώχεια μέσω συγκεκριμένων ποσοτικών κριτηρίων, όσο και μια ειδική διαδικασία παρακολούθησης και αξιολόγησης της εξέλιξης της έντασης του φαινομένου. Επίσης, συγκεκριμένα μέτρα πολιτικής θα εξειδικευτούν, σύμφωνα με τις επιταγές τόσο της Οδηγίας 944/2019, όσο και της Οδηγίας 2002/2018, ενώ θα αναπτυχθεί και ειδική διαδικασία παρακολούθησης και μέτρησης των επιπτώσεων του κάθε μέτρου ξεχωριστά με σκοπό είτε τον ανασχεδιασμό τους είτε την υιοθέτηση νέων μέτρων πολιτικής.

Παράλληλα, θα εξεταστεί η δυνατότητα εισαγωγής της «ενεργειακής κάρτας» ως μέτρου ενίσχυσης των ευάλωτων καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας, που θα αντικαταστήσει τα υπόλοιπα μέτρα ενίσχυσης για κατανάλωση ενεργειακών αγαθών και θα δώσει στους καταναλωτές να επιλέξουν αυτοί τον τρόπο που θα καλύψουν τις ενεργειακές τους ανάγκες.

Στοχευμένα χρηματοδοτικά προγράμματα θα σχεδιαστούν με σκοπό τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κτιρίων κατοικίας ενεργειακά ευάλωτων νοικοκυριών. Επιπρόσθετα, θα διερευνηθεί η παροχή κινήτρων τόσο στους παρόχους ενέργειας στο πλαίσιο του Καθεστώτος Επιβολής Υποχρέωσης Ενεργειακής Απόδοσης, όσο και στις Ενεργειακές Κοινότητες ώστε να συμβάλλουν ενεργότερα στην ενεργειακή αναβάθμιση των συγκεκριμένων κτιρίων.

Ειδική μνεία πρέπει να γίνει στο Παρατηρητήριο Ενεργειακής Φτώχειας, το οποίο αναπτύχθηκε και λειτουργεί από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ) και έχει σκοπό την ενημέρωση του κοινού και των φορέων άσκησης πολιτικής σχετικά με τα επίπεδα της ενεργειακής φτώχειας στην Ελλάδα.

5.3. Κλιματική Αλλαγή

Η κλιματική αλλαγή που καταγράφεται ήδη σε παγκόσμια κλίμακα δεν αποτελεί απλώς ένα περιβαλλοντικό πρόβλημα, λόγω π.χ. της αύξησης της θερμοκρασίας του αέρα ή της συχνότερης εμφάνισης ακραίων καιρικών φαινομένων, όπως συχνά και εσφαλμένα προσεγγίζεται. Εκτός από τις προφανείς περιβαλλοντικές επιπτώσεις, σχετίζεται άμεσα με το αναπτυξιακό μοντέλο μιας χώρας ή περιοχής σε παγκόσμιο επίπεδο, καθώς παραγωγικοί κλάδοι και τομείς επηρεάζονται άμεσα ή έμμεσα από την κλιματική αλλαγή και άρα οφείλουν να εντείνουν τα μέτρα για την αντιμετώπισή της και να προσαρμοσθούν σε αυτή για να διατηρήσουν τη δυναμική τους.

Η συσχέτιση της κλιματικής αλλαγής με το αναπτυξιακό μοντέλο έχει αποκτήσει σημαντικό ρόλο στα σχέδια προσαρμογής των αναπτυσσόμενων χωρών στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Η αξιόπιστη εκτίμηση των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής αποτελεί καθοριστική παράμετρο για το σχέδιο προσαρμογής σε αυτή σε βραχυπρόθεσμο, μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο ορίζοντα. Ως εκ τούτου, οι νέες κλιματικές συνθήκες θα πρέπει να προσδιορίζονται με σεβασμό στην επιστημονική μεθοδολογία, με αναφορά στις αποκλίσεις που μπορεί να σημειωθούν ως προς τις επιπτώσεις και με προσήλωση στη διακρίβωση και στα μέτρα αντιμετώπισης. Η διασφάλιση των παραπάνω στοιχείων αποτελεί βασική υποχρέωση και της επιστημονικής κοινότητας, ώστε η επιστημονική γνώση να υποστηρίζει με το κύρος της, τον σχεδιασμό πολιτικών για την κοινωνία (και την οικονομία) αλλά και να ενημερώνει ορθά τους πολίτες που συχνά γίνονται δέκτες πρόχειρων εκτιμήσεων για την κλιματική αλλαγή και τις επιπτώσεις της.

Οι υψηλές και ολοένα αυξανόμενες εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου αποτελούν την κύρια αιτία της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη. Ο ενεργειακός τομέας συμμετέχει με υψηλό ποσοστό στις εκπομπές, οπότε κρίνεται αναγκαία η μετάβαση σε ένα άλλο ενεργειακό μοντέλο. Έτσι, μία προσέγγιση που δεν θα πρέπει να υποτιμάται είναι ότι η κλιματική

αλλαγή δεν πρέπει να αντιμετωπίζεται μόνο ως κίνδυνος αλλά και ως ευκαιρία. Η έγκαιρη ανάλυση των χαρακτηριστικών της κλιματικής αλλαγής και η συνάρτησή τους με το αναπτυξιακό μοντέλο μιας χώρας επιτρέπει την προστασία παραγωγικών κλάδων και κατά συνέπεια και της αγοράς εργασίας, διευκολύνει τον εντοπισμό και την ανάπτυξη νέων κλάδων, αναδεικνύει τη σημασία του εθνικού χωροταξικού σχεδιασμού, υποστηρίζει το κράτος στο μακροπρόθεσμο σχεδιασμό, προστατεύει το κοινωνικό κεφάλαιο και το ΑΕΠ, αλλά και αναδεικνύει συγκριτικά πλεονεκτήματα που διαμορφώνονται ανά παραγωγικό κλάδο.

Βασικός στόχος του ΕΣΕΚ είναι να αποτελέσει έναν οδικό χάρτη για την επίτευξη μιας σημαντικής μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με συγκεκριμένα έτη αναφοράς, αποδεικνύοντας τη δέσμευση της χώρας για σύμπλευση με τους κεντρικούς Ευρωπαϊκούς στόχους για την προστασία του περιβάλλοντος και την αντιμετώπιση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής προς όφελος των πολιτών και της κοινωνίας γενικότερα. Στο πλαίσιο αυτό, το ΕΣΕΚ ενσωματώνει για την Ελλάδα γενικούς και ειδικούς στόχους ιδιαίτερα φιλόδοξους και σημαντικά πιο υψηλούς από τους αντίστοιχους δεσμευτικούς στο πλαίσιο Ευρωπαϊκών υποχρεώσεων.

Ειδικότερα, τίθεται ως κεντρικός στόχος μέχρι το 2030, η συνολική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στη χώρα μας να είναι πάνω από 40%, σε σχέση με το 1990, ενώ σε σχέση με το 2005, που είναι πιο συγκρίσιμο, βάσει επιπέδου Ελληνικής οικονομίας και των σχετικών εκπομπών σε ευρωπαϊκό επίπεδο, ο στόχος μείωσης ξεπερνάει το 50%.

Επίσης, για τους τομείς εκτός του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (non-ETS), η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου υπερβαίνει το 32%, σε σχέση με τα αντίστοιχα επίπεδα εκπομπών του 2005, επιτυγχάνοντας ουσιαστικά διπλάσιο μέγεθος μείωσης σε σχέση με την εθνική δέσμευση που αναφέρεται σε μείωση κατά τουλάχιστον 16%.

Αντίστοιχα, για τους τομείς και τις χρήσεις που εντάσσονται στο σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (ETS), η εκτιμώμενη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για το 2030 στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ ανέρχεται σε ποσοστό άνω του 70%, σε σχέση με το 2005, ενώ συγκρινόμενη με το συνολικό ευρωπαϊκό στόχο μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (43%, σε σχέση με τα αντίστοιχα επίπεδα εκπομπών του 2005) κρίνεται ως σημαντικά υψηλότερη, όπως φαίνεται στον Πίνακα 28.

Επιπρόσθετα, το ΕΣΕΚ ενσωματώνει και υιοθετεί τους ποσοτικούς στόχους που τίθενται στο πλαίσιο εφαρμογής της Οδηγίας 2016/2284/ΕΚ, σχετικά με τη μείωση των εθνικών εκπομπών ορισμένων ατμοσφαιρικών ρύπων για την περίοδο 2020-2029 και για το 2030 σε σχέση με το 2005, η οποία και καθιστά υποχρεωτική την κατάρτιση, τη θέσπιση και την εφαρμογή Εθνικών Προγραμμάτων Ελέγχου της Ατμοσφαιρικής Ρύπανσης, καθώς και την παρακολούθηση και την αναφορά των εκπομπών των σχετικών ρύπων (διοξειδίου του θείου (SO₂), οξειδίων του αζώτου (NO_x), πτητικών οργανικών ενώσεων εκτός του μεθανίου (NMVOC), αμμωνίας (NH₃) και λεπτών αιωρούμενων σωματιδίων (ΑΣ_{2,5}) και άλλων ρύπων (CO, βαρέα μέταλλα, POPs, BC).

Όσον αφορά στον τομέα της προσαρμογής στην κλιματική αλλαγή, η Ελλάδα έχει ήδη αναπτύξει και εγκρίνει με το ν. 4414/2016 την Εθνική Στρατηγική για την Προσαρμογή στην Κλιματική Αλλαγή (ΕΣΠΚΑ), που θέτει τους γενικούς στόχους, τις κατευθυντήριες αρχές και τα μέσα υλοποίησης μιας σύγχρονης, αποτελεσματικής και αναπτυξιακής στρατηγικής προσαρμογής στην κλιματική αλλαγή στο πλαίσιο που ορίζεται από τη σύμβαση των Ηνωμένων Εθνών για την Κλιματική Αλλαγή, τις Ευρωπαϊκές Οδηγίες και τη διεθνή εμπειρία.

Επίσης, ιδιαίτερη μνεία πρέπει να γίνει στην προώθηση της κυκλικής οικονομίας, όπως αναφέρεται και στο ΕΣΕΚ. Η κυκλική οικονομία θα αποτελέσει καταλύτη για την παραγωγική ανασυγκρότηση της Ελλάδας, με σαφή περιφερειακή διάσταση.

Πίνακας 28: Εξέλιξη της Μείωσης των Εθνικών Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου για το 2030 σε Σχέση με το 2005

Εξέλιξη μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (% μείωσης)	2020	2022	2025	2027	2030
Μείωση εκπομπών για τους τομείς και χρήσεις που εντάσσονται στο σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (ETS) σε σχέση με το 2005	53%	63%	67%	69%	76%
Μείωση εκπομπών για τους τομείς εκτός του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (non-ETS) σε σχέση με το 2005	26%	27%	29%	30%	33%
Συνολική μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το 2005	41%	47%	50%	51%	56%
Συνολική μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με το 1990	22%	30%	33%	35%	42%

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Η συνεισφορά της κυκλικής οικονομίας στην επίτευξη των στόχων μετριασμού της κλιματικής αλλαγής θεωρείται ιδιαίτερα σημαντική, αφού έχει εκτιμηθεί ότι η μετάβαση σε ένα κυκλικό πρότυπο μπορεί να οδηγήσει σε μεγάλη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέσω της ανακύκλωσης και επαναχρησιμοποίησης υλικών, της βελτίωσης της απόδοσης στη χρήση των πόρων, και τον οικολογικό σχεδιασμό των προϊόντων, καθώς και σε εισαγωγή νέων «κυκλικών» επιχειρηματικών μοντέλων, ειδικά στους τομείς της βιομηχανίας, των μεταφορών και του δομημένου περιβάλλοντος. Το «κυκλικό» παραγωγικό μοντέλο θεωρείται εύκολα προσαρμόσιμο στην ελληνική οικονομία λόγω της πληθώρας ευκαιριών και δυνατοτήτων αξιοποίησης πόρων, αλλά και των αλλαγών που συντρέχουν ευρύτερα στην οικονομία, αλλά και ειδικότερα στον τομέα της διαχείρισης αποβλήτων.

Η Εθνική Στρατηγική για την Κυκλική Οικονομία, η οποία εγκρίθηκε από το Κεντρικό Συμβούλιο Οικονομικής Πολιτικής στις 17/4/2018, στοχεύει ακριβώς στην επιτάχυνση των δράσεων κυκλικής οικονομίας και στην απελευθέρωση αναπτυξιακού δυναμικού, περιλαμβάνοντας μια σειρά δράσεων για την ανάπτυξη χρηματοδοτικών εργαλείων, το σχεδιασμό και τη θέσπιση ρυθμιστικού πλαισίου και κανονισμών σε συνδυασμό με την άρση γραφειοκρατικών εμποδίων, τη σύνδεση της μικρομεσαίας επιχειρηματικότητας και της κοινωνικής οικονομίας με την τεχνολογική καινοτομία, την παροχή τεχνογνωσίας και τη βελτίωση της διακυβέρνησης και της δικτύωσης και την επιτάχυνση εφαρμογών.

Βέβαια, η σημαντικότερη πρόκληση για την πλειονότητα των μέτρων πολιτικής για την κλιματική αλλαγή αφορά στην αποτελεσματική αντιμετώπιση της πολυπλοκότητας διαφόρων συνιστωσών (τεχνικές, διαχειριστικές, διοικητικές, θεσμικές, κοινωνικές, κλπ.), οι οποίες πρέπει να διευθετηθούν με σκοπό την ομαλή υλοποίηση των συγκεκριμένων μέτρων πολιτικής.

Η έλλειψη των απαραίτητων υποδομών αποτελεί σημαντική πρόκληση για την εφαρμογή δράσεων σε πολλά επίπεδα, όπως για παράδειγμα η έλλειψη των απαραίτητων υποδομών για την προώθηση του φυσικού αερίου στον τομέα των μεταφορών. Επιπρόσθετα, σε ορισμένες περιπτώσεις, εντοπίζεται έλλειψη κανονιστικού και ρυθμιστικού πλαισίου, που θα διευκολύνει την υλοποίηση των μέτρων πολιτικής.

⁹⁰ http://www.opengov.gr/minenv/wp-content/uploads/2018/05/kykliki_oikonomia.pdf





Ο Ενεργειακός Ρόλος της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη





6. Ο Ενεργειακός Ρόλος της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη

Η οικονομική κρίση που έπληξε την Ελλάδα την περίοδο 2009-2019, όπου είχε ως αποτέλεσμα να απωλέσει η χώρα το 27% του ΑΕΠ της και τον διασυρμό της σε διεθνές επίπεδο από συγκεκριμένα κέντρα αποφάσεων, οδήγησαν στην αποδυνάμωση της θέσης της στα Βαλκάνια και στην υπόλοιπη ΝΑ Ευρώπη. Το οικονομικό και διπλωματικό της αποτύπωμα στα Βαλκάνια και γενικότερα στη ΝΑ Ευρώπη δέχθηκε βαρύ πλήγμα, με κορυφαίο παράδειγμα την μεγάλη συρρίκνωση, σχεδόν εξαφάνιση, του άλλοτε ισχυρού τραπεζικού δικτύου που είχε αναπτύξει σταθερά από την δεκαετία του 1990 σε όλες τις χώρες της περιοχής, πράγμα που αποδυνάμωσε τις όποιες νέες επενδυτικές πρωτοβουλίες Ελλήνων επιχειρηματιών.

Η μειονεκτική αυτή θέση της Ελλάδας στην περιοχή έγινε ιδιαίτερα εμφανής στον ενεργειακό τομέα, όπου η χώρα εσκεμμένα αποκλείστηκε από συγκεκριμένα περιφερειακά έργα υποδομών (πχ. Κάθετος Διάδρομος, αγωγός ITGI), ενώ σημειώθηκε μεγάλη καθυστέρηση στον εκσυγχρονισμό της λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της υλοποίησης του Target Model και της σύζευξης των αγορών (market coupling).

Όμως, κατά το ίδιο διάστημα, λόγω της έγκαιρης υλοποίησης επενδύσεων πριν το 2012, η Ελλάδα είχε καταφέρει να εκσυγχρονίσει τις υποδομές της στον κλάδο της διύλισης και της μεταλλουργίας. Έτσι, το διάστημα των τελευταίων 5-6 ετών, εν μέσω της κρίσης, η Ελλάδα αναδείχθηκε σε βασικό εξαγωγέα διυλισμένων προϊόντων προς όλες τις χώρες της ΝΑ Ευρώπης, αλλά και ευρύτερα, όπως και εξαγωγέας υψηλών προδιαγραφών σωλήνων και ηλεκτρικών καλωδίων. Μπορεί από πολιτικής και οικονομικής πλευράς το αποτύπωμα της Ελλάδας στη ΝΑ Ευρώπη να έφθινε κατά την διάρκεια της κρίσης, όμως, χάρη στην ανταγωνιστικότητα συγκεκριμένων ενεργειακών προϊόντων παρατηρήθηκε βελτίωση του ισοζυγίου πληρωμών με αρκετές χώρες της ΝΑ Ευρώπης.

Παρά την αποδυνάμωση της οικονομικής και διπλωματικής επιρροής στην περιοχή, ένας τομέας, ο οποίος υπέστη σχετικά μικρές απώλειες, ήταν αυτός της ενεργειακής ασφάλειας. Αυτό οφείλεται στην συντελεσθείσα πρόοδο τα τελευταία χρόνια στη χάραξη και κατασκευή νέων αγωγών φυσικού αερίου, αλλά και ενεργειακών έργων υποδομής γενικότερα, όπως αυτά έχουν ήδη αναλυθεί στην παρούσα Έκθεση, τα οποία βελτιώνουν την γεωπολιτική θέση της χώρας και ενισχύουν την πρόσβασή της στις διεθνείς αγορές.

Πιο συγκεκριμένα, τα έργα αυτά περιλαμβάνουν την ολοκλήρωση του αγωγού TAP (που μεταφέρει φυσικό αέριο από τα σύνορα Ελλάδας-Τουρκίας στη Νότια Ιταλία, μέσω Αλβανίας), την αναβάθμιση του τερματικού σταθμού LNG στη Ρεβυθούσα (ολοκληρώθηκε στα τέλη του Νοεμβρίου του 2018), που εξυπηρετεί ήδη ανάγκες εφοδιασμού της Βουλγαρίας, τον υπό κατασκευή διασυνδετήριο αγωγό Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB), τις δύο υπό μελέτη

μονάδες πλωτών τερματικών LNG, δηλ. τα FSRUs στην Αλεξανδρούπολη και στους Αγίους Θεοδώρους, την δεύτερη γραμμή μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας Ελλάδας-Βουλγαρίας, την ηλεκτρική διασύνδεση της ηπειρωτικής Ελλάδας με την Κρήτη και την ηλεκτρική διασύνδεση των νησιών στο Αιγαίο, τον υπό μελέτη αγωγό East Med (που θα συνδέει το Ισραήλ με την Ιταλία, μέσω Κύπρου και Ελλάδας), την υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου στο εξαντλημένο κοιτάσμα της Νότιας Καβάλας, πληθώρα από μεγάλα φωτοβολταϊκά και αιολικά πάρκα, ιδιαίτερα στη Βόρεια Ελλάδα, καθώς και την κατασκευή σειράς μεγάλων ηλεκτροπαραγωγικών σταθμών με καύσιμο φυσικό αέριο.

Όλα τα ανωτέρω έργα αναμφίβολα συμβάλλουν στον εκσυγχρονισμό και στην επέκταση του ελληνικού ενεργειακού δυναμικού και προετοιμάζουν την Ελλάδα στην πορεία της προς ένα περιβάλλον χαμηλών ή μηδενικών εκπομπών στον δρόμο προς την ενεργειακή μετάβαση. Όμως, τα έργα αυτά δεν αναδεικνύουν την χώρα ως μεγάλο ενεργειακό κόμβο της περιοχής, όπως εσφαλμένα υποστηρίζουν κατά συρροή διάφοροι αναλυτές, αλλά και πολιτικοί παράγοντες.

Μέσα από μια απλή ανάγνωση του χάρτη, είναι εμφανές ότι η Ελλάδα βρίσκεται στη νοτιότερη απόληξη της χερσονήσου του Αίμου, αποκομμένη από τα μεγάλα ενεργειακά δίκτυα της Κεντρικής και ΝΑ Ευρώπης. Μπορεί στην τεχνολογικά προηγμένη και ηλεκτρονικά προχωρημένη εποχή μας η σημασία της γεωγραφίας να τείνει να υποβαθμίζεται, όμως, στον τομέα της ενέργειας οι αποστάσεις, η μορφολογία, η τοποθεσία και ο γεωπολιτικός προσδιορισμός εξακολουθούν να έχουν ειδικό βάρος.

Οι γεωγραφικές, και όχι μόνο, συντεταγμένες καθορίζουν συνήθως τις τεχνικές παραμέτρους, τη σχεδίαση και το ύψος μιας επένδυσης και επηρεάζουν άμεσα τις προοπτικές υλοποίησής της. Υπό αυτή την έννοια, τα δίκτυα αγωγών φυσικού αερίου και ηλεκτρικών διασυνδέσεων που δημιουργούνται τώρα έρχονται να ενισχύσουν κυρίως την αμφίδρομη μεταφορά ενέργειας στον πολύ άμεσο γεωγραφικό περίγυρο - δηλ. ανταλλαγές ενέργειας με Τουρκία, Βουλγαρία, Βόρεια Μακεδονία, Αλβανία, ελληνικός νησιωτικός χώρος - και ως εκ τούτου αποτελούν μια μάλλον αυστηρά τοπική υπόθεση που καθόλου δεν επηρεάζει τις ενεργειακές ροές σε επίπεδο των κυρίως ευρωπαϊκών αγορών.

Θα πρέπει να επισημανθεί ότι οι ποσότητες φυσικού αερίου που σε λίγα χρόνια θα διέρχονται μέσω Ελλάδας προς Ευρωπαϊκούς προορισμούς είναι απόλυτα καθορισμένες και αρκετά μικρές, σε σχέση με την κατανάλωση της Ευρώπης. Πιο συγκεκριμένα, αξίζει να αναφερθεί ότι οι ποσότητες φυσικού αερίου που θα μεταφέρει ο TAP στην πρώτη και δεύτερη φάση λειτουργίας του θα αντιστοιχούν μόνο στο 4% των αναγκών της, προσφέροντας μια κάποια, έστω

πολύ μικρή, διαφοροποίηση του σημερινού μίγματος προμήθειας, που σε μεγάλο βαθμό εξαρτάται από εισαγωγές ρωσικού φυσικού αερίου. Λόγω αδυναμίας επαρκούς παραγωγής του Αζερμπαϊτζάν το Β' μισό της τρέχουσας δεκαετίας και βάσει επαφών που έχουν ήδη γίνει με την Gazprom, εκτιμάται ότι ο TAP, κατά τη Β' φάση λειτουργίας του, θα είναι εξαιρετικά πιθανό να μεταφέρει και ρωσικό φυσικό αέριο⁹¹, διαλύοντας δια παντός τον μύθο περί συμβολής του συστήματος TANAP-TAP στη διαφοροποίηση του ενεργειακού μίγματος της Ευρώπης.

Ο Νότιος Διάδρομος

Σε κάθε περίπτωση, ο ρόλος της Ελλάδας στην τροφοδοσία με φυσικό αέριο της ευρωπαϊκής αγοράς είναι σημαντικός, ιδιαίτερα αν λάβουμε υπόψη τους σταθμούς LNG και FSRU που αναπτύσσονται, οι οποίοι θα εξυπηρετούν άμεσα τις ανάγκες της ΝΑ Ευρώπης, αλλά απέχουν σημαντικά από το να αναδείξουν την χώρα σε πρωτεύοντα περιφερειακό ενεργειακό κόμβο.

Το άνοιγμα ενός νέου νότιου διαδρόμου για την τροφοδοσία φυσικού αερίου από νέες πηγές εφοδιασμού (πλην της ρωσικής) για την κάλυψη της αυξανόμενης ευρωπαϊκής ζήτησης φυσικού αερίου κατέστη προτεραιότητα της ενεργειακής στρατηγικής της Ευρωπαϊκής Επιτροπής στις αρχές της δεκαετίας του 2000. Ο βασικός στόχος, όπως και τώρα, είναι η διαφοροποίηση των πηγών και διαδρομών εφοδιασμού με φυσικό αέριο.

Ο Νότιος Διάδρομος, στην τρέχουσα κατάσταση του, ικανοποιεί την απαίτηση διαφοροποίησης της διαδρομής εφοδιασμού με φυσικό αέριο, αλλά όχι κατ' ανάγκη την διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού.

Όπως έχει κατ' επανάληψη υποστηρίξει το IENE, μέσα από εμπειριστατωμένες μελέτες και αναλύσεις, υπάρχει μια νέα αρχιτεκτονική που πρέπει να εξεταστεί για το πώς διαμορφώνεται ο Νότιος Διάδρομος, με πολλαπλούς αγωγούς και τερματικούς σταθμούς LNG, με πολλά σημεία εισόδου και με έναν αριθμό προμηθευτών (π.χ. Αζερμπαϊτζάν, Τουρκία, Ρωσία, LNG). Λόγω της αποτυχίας διασφάλισης σημαντικών ποσοτήτων φυσικού αερίου εκτός Ρωσίας και της μεταβαλλόμενης αρχιτεκτονικής του Νότιου Διαδρόμου, υπάρχει ανάγκη για ευρύτερη συζήτηση προκειμένου να επαναπροσδιοριστούν και να επανεξεταστούν οι προτεραιότητες και οι προσδοκίες (βλ. Χάρτη 20).

Μπορεί η Ελλάδα να μην αποτελεί τον μείζονα ενεργειακό κόμβο της περιοχής, όμως, έχει έναν σημαντικό ρόλο να παίξει στα ενεργειακά δρώμενα της Ευρώπης. Υπό αυτό το πρίσμα, θα πρέπει να λάβουμε σοβαρά υπόψη τη θέση της Τουρκίας, η οποία, σε σύγκριση με την Ελλάδα, υπερέχει κατά πολύ τόσο σε μέγεθος και έκταση υποδομών, όσο και ως χώρα-κλειδί στην διέλευση βασικών ενεργειακών διαδρόμων.

Χάρτης 20: Ο Διευρυμένος Νότιος Διάδρομος



Σημείωση: Οι αγωγοί TANAP, TAP και Turkish Stream έχουν ολοκληρωθεί, ενώ οι αγωγοί BRUA και IGB είναι υπό κατασκευή. Οι αγωγοί IAP, IGI Poseidon, East Med και IGMM βρίσκονται ακόμη στο στάδιο της μελέτης. Οι Blue Stream και Trans Balkan είναι υφιστάμενοι αγωγοί.
Πηγή: IENE

⁹¹ Βάσει του κανονισμού λειτουργίας του ΑΣΦΑ, θα υπάρχει δυνατότητα συμμετοχής στο Open Session του TAP και τρίτων προμηθευτών, με την Gazprom να έχει εκφράσει ήδη ενδιαφέρον.

Με 3.0 εκατ. βαρέλια πετρελαίου να διέρχονται καθημερινά μέσω του Βόσπορου και του λιμένος Τσεϊχάν και με διασυνδέσεις αγωγών φυσικού αερίου και πετρελαίου με Ρωσία (δηλ. Blue Stream, Turkish Stream, Trans Balkan), Αζερμπαϊτζάν, Ιράν και Ιράκ και τέσσερις τερματικούς σταθμούς LNG, που εξασφαλίζουν περίπου 50 bcm φυσικού αερίου το χρόνο (έναντι 5 bcm της Ελλάδας) για τις ανάγκες της εσωτερικής αγοράς, η Τουρκία αποτελεί σήμερα τον βασικό ενεργειακό κόμβο της ευρύτερης περιοχής. Αξίζει να σημειωθεί ότι ο TAP αποτελεί απλή προέκταση του τεράστιου αγωγού TANAP - SCP (μήκους 1,800 χλμ. και χωρητικότητας 36 bcm), που διασχίζει οριζόντια την Τουρκία, μεταφέροντας φυσικό αέριο από την Κασπία προς την εσωτερική αγορά, αλλά και προς τον TAP.

Πίνακας 29: Αναμενόμενες Ποσότητες Φυσικού Αερίου που Θα διέρχονται Μέσω Ελλάδας, 2021-2030	
Έργα Φυσικού Αερίου	Ποσότητες
Μέσω TAP	10,0 bcm το 2021 (1,0 bcm στην Ελλάδα, 1,0 bcm στην Βουλγαρία και 8,0 bcm στην Ιταλία) με προοπτική (2030) 20,0 bcm (2,5 bcm στην Ελλάδα, 1,5 bcm στην Βουλγαρία και 16,0 bcm στην Ιταλία)
Μέσω IGB	1,0 bcm (2021) με προοπτική 4,0 bcm (2030)
Μέσω IGSM	0,5 bcm (2023) με προοπτική 1,5 bcm (2030)
Μέσω Ρεβυθούσας	1,5 bcm (2021) με προοπτική 3,0 bcm (2030)
Μέσω FSRU Αλεξανδρούπολης	1,5 bcm (2022) με προοπτική 4,0 bcm (2030)
Μέσω East Med	0,0 bcm (2021) με προοπτική 10,0 bcm (2030)
Πηγή: IENE	

Ενεργειακές Αγορές

Επίσης, σε συνάρτηση με τη ΝΑ Ευρώπη, θα πρέπει να τονισθούν οι αλλαγές που συντελούνται σήμερα στον τρόπο λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Με τη θεσμοθέτηση του Χρηματιστηρίου Ενέργειας, υλοποιείται το Μοντέλο Στόχος (Target Model) που έχει υιοθετήσει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή για την ενιαία αγορά (ηλεκτρικής) ενέργειας και οδηγεί στην ενοποίηση (integration) των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας της ΝΑ Ευρώπης. Παράλληλα, επιταχύνονται οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις τόσο με τις γειτονικές χώρες της βαλκανικής, όσο και στο εσωτερικό με τις διασυνδέσεις των νησιών. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί ο EuroAsia Interconnector, το ευρωπαϊκό έργο κοινού ενδιαφέροντος (PCI) που θα συνδέει τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας της Κύπρου και του Ισραήλ με την Ελλάδα μέσω Κρήτης που θα διασυνδεθεί με Αττική και με το Ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο σύστημα, ενώ υπάρχει έντονο ενδιαφέρον για την διασύνδεση της Αιγύπτου με την

Κύπρο για την πρόσβαση στις αγορές της Ευρώπης. Αυτό θα παρέχει σημαντικά κοινωνικά και οικονομικά οφέλη στους πολίτες και στην οικονομία των εμπλεκόμενων χωρών, τερματίζοντας την ενεργειακή απομόνωση της Κύπρου (το τελευταίο ενεργειακά απομονωμένο κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης) και της Κρήτης⁹²(μέσω του έργου της εταιρείας ειδικού σκοπού «Αριάδνη Interconnection», 100% θυγατρικής του ΑΔΜΗΕ⁹³), διασφαλίζοντας την ασφάλεια του εφοδιασμού και δημιουργώντας έναν εναλλακτικό διάδρομο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από την Ανατολική Μεσόγειο προς την Ευρώπη.

Επιπλέον, ιδιαίτερη σημασία πρέπει να δοθεί στο ενδιαφέρον που έχει εκδηλωθεί από διεθνείς ενεργειακές εταιρείες στον τομέα της έρευνας και της εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων της Ελλάδας, διαμορφώνοντας μία θετική προοπτική για την παραγωγή υδρογονανθράκων στην χώρα, με εφάμιλλους όρους με αυτούς που έχουν αποτυπωθεί στο Ισραήλ, την Αίγυπτο και την Κύπρο.

⁹² Η ηλεκτρική διασύνδεση Κύπρου-Ελλάδας, μέσω Κρήτης, αναμένεται να ολοκληρωθεί τον Δεκέμβριο του 2023.
⁹³ Ο ΑΔΜΗΕ ανέθεσε και προέβη στην άμεση σύσταση της εταιρείας ειδικού σκοπού «Αριάδνη Interconnection» ως επίσημου φορέα υλοποίησης του έργου της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης με την Αττική.

Με τις υπό ανάπτυξη, αλλά περιορισμένες σε μέγεθος ενεργειακές υποδομές της, η Ελλάδα μόνο ένα δευτερεύοντα ρόλο μπορεί να διαδραματίσει σε περιφερειακό επίπεδο ως προς τον ενεργειακό εφοδιασμό της Ευρώπης, αδυνατώντας να εξελιχθεί σε ένα βασικό κόμβο διέλευσης φυσικών ενεργειακών φορτίων. Μπορεί, όμως, εάν αναδείξει τα συγκριτικά πλεονεκτήματα που αναμφίβολα διαθέτει, και αξιοποιώντας πρωτίστως την υψηλού επιπέδου χρηματοοικονομική υποδομή που έχει αναπτύξει, να εξελιχθεί σε έναν πρώτης τάξης περιφερειακό εμπορικό ενεργειακό κόμβο. Το πρώτο βήμα προς αυτή την κατεύθυνση αναμένεται να γίνει με την επικείμενη λειτουργία των νέων αγορών του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας την 1η Νοεμβρίου του 2020, όπως και με την αναμενόμενη ενεργοποίηση του κόμβου εμπορίας φυσικού αερίου (gas trading hub) εντός του 2021/2022, με την μετεξέλιξη της πλατφόρμας εξισορρόπησης φορτίων που αναπτύσσει σήμερα ο ΔΕΣΦΑ⁹⁴ (βλ. Hellenic Trading Point).

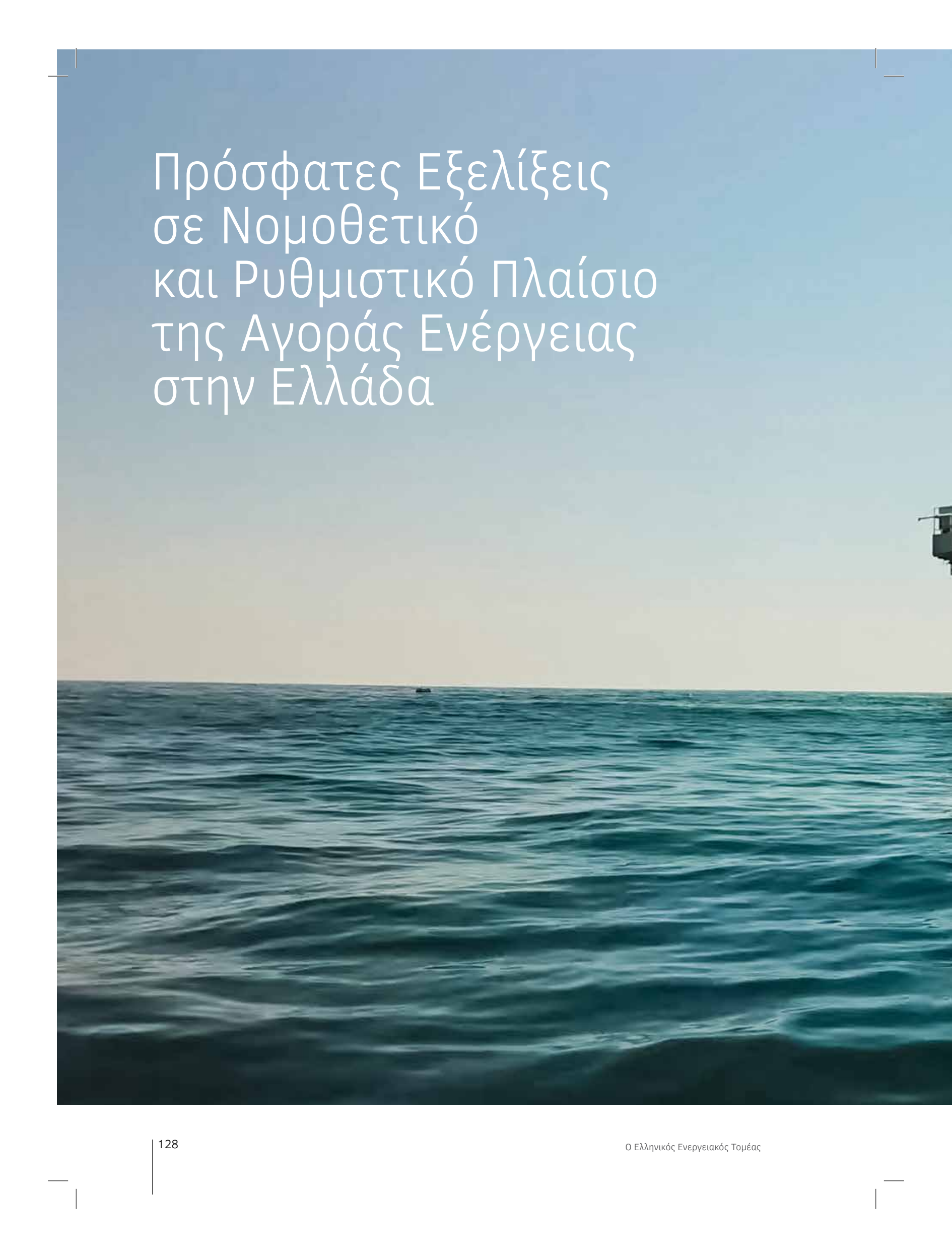
Αξίζει να αναφερθεί ότι το IENE εκπόνησε το 2019 μία εξειδικευμένη μελέτη, σε βάση multi-client, η οποία ανέδειξε τις προοπτικές δημιουργίας κόμβων εμπορίας φυσικού αερίου στη Νοτιοανατολική Ευρώπη. Η συγκεκριμένη μελέτη, με τίτλο “Prospects for the Establishment of Gas Trading Hubs in SE Europe⁹⁵”, ανέδειξε την σπουδαιότητα δημιουργίας ενός κόμβου εμπορίας φυσικού αερίου στην Ελλάδα, μεταξύ άλλων, κάτι το οποίο είναι απόλυτα εφικτό μετά το 2020 υπό ορισμένες προϋποθέσεις.

Η πλέον βασική από αυτές τις προϋποθέσεις είναι η ύπαρξη ικανών ποσοτήτων φυσικού αερίου, οι οποίες θα μπορούν να διασφαλισθούν από διάφορα σημεία εισαγωγής. Δεδομένου ότι ο μεγαλύτερος όγκος φυσικού αερίου θα διέρχεται τότε μέσω Βορείου Ελλάδος και θα αφορά συμβολαιοποιημένες ποσότητες, η εμπορική δραστηριότητα του κόμβου θα αφορά οριακές ποσότητες (marginal gas volumes).

Ακόμη, η λειτουργία του τερματικού σταθμού LNG της Ρεβυθούσας πρόκειται να παίξει σημαντικό ρόλο, αφού το LNG ήδη καλύπτει πάνω από το 50% της προμήθειας φυσικού αερίου της χώρας. Οι μεγάλες ποσότητες LNG που εμπορεύονται στην ελληνική αγορά φυσικού αερίου δρουν θετικά και ενισχύουν την λειτουργία ενός Gas Trading Hub. Μία βασική προϋπόθεση για τη λειτουργία του προτεινόμενου κόμβου είναι η λειτουργία του Χρηματιστηρίου Ενέργειας, στο οποίο θα διαπραγματεύονται συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης, προσφέροντας παράλληλα τον απαραίτητο μηχανισμό και διαφανείς όρους λειτουργίας για την διενέργεια και άλλων συναλλαγών (π.χ. OTCs).

⁹⁴ Επαγωγικά του βάθρου εξισορρόπησης (balancing point) και της μετεξέλιξής του σε gas trading hub.

⁹⁵ IENE (2019), “Prospects for the Establishment of Gas Trading Hubs in SE Europe”, An IENE Study Project (M49)



Πρόσφατες Εξελίξεις σε Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο της Αγοράς Ενέργειας στην Ελλάδα



7. Πρόσφατες Εξελίξεις σε Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο της Αγοράς Ενέργειας στην Ελλάδα

Βάσει του ΕΣΕΚ και του Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού, η Ελλάδα οδεύει προς ένα εντελώς διαφορετικό ενεργειακό προφίλ τόσο για το 2030 όσο και για το 2050, σε σύγκριση με το μίγμα ενέργειας που διέθετε τις τελευταίες δεκαετίες για την κάλυψη των εγχώριων ενεργειακών της αναγκών. Η πορεία προς μία πλήρη απολιγνιτοποίηση της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2028, αλλά και ο στόχος για αύξηση του ποσοστού των ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ενέργειας στο 35% έως το 2030 ουσιαστικά σημαίνουν πως η Ελλάδα υιοθετεί μία αισθητά πιο επιθετική στρατηγική στην αλλαγή του ενεργειακού της προφίλ, για τον περιορισμό των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου. Μία στρατηγική που αναμένεται να συνοδεύεται από σημαντικές αλλαγές στο ρυθμιστικό και κανονιστικό πλαίσιο της εγχώριας ενεργειακής αγοράς, ώστε να δοθούν έτσι τα κατάλληλα «σήματα» για την υλοποίηση των απαιτούμενων ενεργειακών επενδύσεων και την τόνωση της ελληνικής οικονομίας.

Στο παρόν κεφάλαιο, υπάρχει μία συνοπτική καταγραφή των τελευταίων εξελίξεων όσον αφορά το νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο της αγοράς ενέργειας στην Ελλάδα. Πιο συγκεκριμένα, αναρτήθηκε τον Ιούνιο του 2019 στη Διαύγεια η υπ' αριθμ. 542/2019 απόφαση της ΡΑΕ σχετικά με τη διαδικασία απόδοσης του πλεονάσματος του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ Διασυνδεδεμένου Συστήματος και Δικτύου (ΕΛΑΠΕ-ΔΣΔ) στους Εκπροσώπους Φορτίου, σύμφωνα με την υποπερίπτωση (ββ) της περίπτωσης α, της παρ. 3, του άρθρου 143 του Ν. 4001/2011, όπως η σχετική πρόβλεψη είχε αντικατασταθεί με το άρθρο 4 παρ. 2 στοιχ. α' του **Ν. 4585/2018 (ΦΕΚ Α 216/24.12.2018)**.

Ειδικότερα, δυνάμει της ανωτέρω απόφασης της ΡΑΕ, προστίθεται άρθρο 57B στον Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, το οποίο προβλέπει ότι το τυχόν ετήσιο σωρευτικό απολογιστικό λογιστικό πλεόνασμα του ΕΛΑΠΕ-ΔΣΔ, μετά τη διενέργεια όλων των αναγκαίων εκκαθαρίσεων μέχρι και το τέλος του 2018 και την αφαίρεση του ποσού του ειδικού αποθεματικού ασφαλείας εκτάκτων δαπανών, αποδίδεται στους Εκπροσώπους Φορτίου από τον Διαχειριστή ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ) και καθορίζει τη σχετική μεθοδολογία.

Επίσης, τον Ιούνιο του 2019, δημοσιεύθηκε η υπ' αριθμ. **ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/50234/1658/03.06.2019** εγκύκλιος του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας, με την οποία παρέχονται διευκρινίσεις σχετικά με τον καθορισμό των Τιμών Αναφοράς των συμβάσεων λειτουργικής ενίσχυσης για τους Φ/Β σταθμούς των νέων κατηγοριών, όπως προστέθηκαν με την παρ. 3 του άρθρου 72 του ν. 4602/2019,

τη δυνατότητα σύναψης σύμβασης λειτουργικής ενίσχυσης εκτός ανταγωνιστικών διαδικασιών, σύμφωνα με τη νέα παρ. 3α του άρθρου 7 του ν. 4414/2016, καθώς και για την παράταση διάρκειας ισχύος των οριστικών προσφορών σύνδεσης για Φ/Β σταθμούς, που εξαιρούνται από την υποχρέωση λήψης άδειας παραγωγής.

Τον ίδιο μήνα, δημοσιεύθηκε στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (**ΦΕΚ Β' 2040/2019**) η υπ' αριθμ. 42863/438/27.05.2019 Κοινή Υπουργική Απόφαση σχετικά με τον «καθορισμό των όρων, των προϋποθέσεων και των τεχνικών προδιαγραφών για την εγκατάσταση συσκευών φόρτισης συσσωρευτών ηλεκτροκίνητων οχημάτων (σημεία επαναφόρτισης), στις εγκαταστάσεις εξυπηρέτησης οχημάτων, σε δημοσίως προσβάσιμα σημεία επαναφόρτισης κατά μήκος του αστικού, υπεραστικού και εθνικού οδικού δικτύου, καθώς και σε χώρους στάθμευσης δημόσιων και ιδιωτικών κτιρίων».

Επιπλέον, τον Ιούνιο του 2019, δημοσιεύθηκε στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (**ΦΕΚ Β' 2172/2019**) η υπ' αριθμ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/48653/1597/29.05.2019 Υπουργική Απόφαση σχετικά με τον «Επιμερισμό ειδικού τέλους στους οικιακούς καταναλωτές σε περιοχές όπου λειτουργούν σταθμοί ΑΠΕ και Υβριδικοί σταθμοί, σύμφωνα με το άρθρο 25 του ν. 3468/2006». Σύμφωνα με την παρ. Α.1 του άρθρου 25 του Ν. 3468/2006, κάθε παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμό ΑΠΕ επιβαρύνεται με ειδικό τέλος, από το οποίο, ποσό που αντιστοιχεί έως και το 1/3 αυτού, αποδίδεται, κατά τα οριζόμενα στην παρ. Α.3 του ίδιου άρθρου, στους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας με σκοπό να αποδοθεί τελικά στους οικιακούς καταναλωτές μέσω των λογαριασμών κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Ιδιαίτερα σημαντική εξέλιξη ήταν η δημοσίευση στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, επίσης τον Ιούνιο του 2019, του **Ν. 4618/2019 (ΦΕΚ Α' 89/10.06.2019)**, ο οποίος περιλάμβανε σειρά τροποποιήσεων. Πιο συγκεκριμένα, μεταξύ των σχετικών διατάξεων:

- με το έκτο άρθρο του νόμου, προβλέπεται η παράταση της διάρκειας ισχύος των οριστικών προσφορών σύνδεσης των σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ για τους οποίους έχει υποβληθεί πλήρες αίτημα για χορήγηση άδειας εγκατάστασης τουλάχιστον 45 ημέρες πριν τη λήξη της οριστικής προσφοράς σύνδεσης.
- με την παράγραφο 1 του έβδομου άρθρου ορίζεται ότι για τους σταθμούς των παραγράφων 11 και 12 του άρθρου 3 του Ν. 4414/2016 (σταθμοί που είτε έχουν υπογράψει Σύμβαση Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας, σύμφωνα με το άρθρο 12 του Ν. 3468/2006, είτε εξαιρούνται από

⁹⁶ <https://diavgeia.gov.gr/decision/view/%CE%A8%CE%A5%CE%A70%CE%99%CE%94%CE%9E-%CE%92%CE%9E%CE%A0>

την υποχρέωση συμμετοχής σε ανταγωνιστική διαδικασία προκειμένου να δύνανται να υπογράψουν Σύμβαση Λειτουργικής Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης), οι οποίοι συνδέονται στην Υψηλή Τάση, παρατείνονται κατά 3 μήνες οι προθεσμίες θέσης σε λειτουργία, εφόσον εντός των αρχικών προθεσμιών έχει υποβληθεί πλήρες αίτημα σύνδεσης στον αρμόδιο διαχειριστή.

- με την παράγραφο 1 του ιδίου, ως άνω, άρθρου προστίθεται παράγραφος 8Γ στο άρθρο 7 του Ν. 4414/2016, η οποία προβλέπει την παράταση της διάρκειας ισχύος των αδειών εγκατάστασης σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, οι οποίες λήγουν εντός του 2019, μέχρι τη διενέργεια της τελευταίας ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών που αντιστοιχεί στην κατηγορία του σταθμού του 2020, υπό την προϋπόθεση ότι θα έχουν συμμετάσχει σε τουλάχιστον μία ανταγωνιστική διαδικασία εντός της αρχικής διάρκειας της άδειας εγκατάστασης.
- με το όγδοο άρθρο του νόμου, διευκρινίζεται ότι η ιδιότητα του μέλους ενεργειακής κοινότητας δεν συνεπάγεται υποχρεωτική ασφάλιση ΕΦΚΑ.
- με το δέκατο πέμπτο άρθρο εισάγονται σειρά ρυθμίσεων που αφορούν τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και συγκεκριμένα:
 - αποκλείεται η αστική και ποινική ευθύνη των μελών της Ολομέλειας και του προσωπικού της Γραμματείας της Αρχής για τις ενέργειές τους κατά την άσκηση των καθηκόντων τους,
 - προβλέπεται η κάλυψη των νομικών εξόδων τους για συναφείς με τα καθήκοντά τους υποθέσεις,
 - τροποποιείται το καθεστώς προσλήψεων του προσωπικού της ΡΑΕ, οι οποίες στο εξής θα διενεργούνται, σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν. 2190/1994 και του Ειδικού Επιστημονικού Προσωπικού της Αρχής, το οποίο θα προσλαμβάνεται μετά από προκήρυξη της ΡΑΕ και αξιολόγηση της Αρχής και
 - παρατείνεται η ισχύς των συμβάσεων εργασίας ορισμένου χρόνου για το προσωπικό της ΡΑΕ έως τις 30.6.2020.
- παράλληλα, δυνάμει της παρ. 5 του ιδίου άρθρου, αντικαθίσταται το άρθρο 95 του Ν. 4001/2011 περί «Δημιουργίας νέου δυναμικού παραγωγής μέσω διαδικασίας υποβολής προσφορών» με το νέο «Μακροχρόνιο Μηχανισμό Αποζημίωσης Επάρκειας Ισχύος» για τη μακροπρόθεσμη κάλυψη της αξιοπιστίας του ΕΣΜΗΕ, μέσω παροχής υπηρεσιών διαθεσιμότητας ισχύος. Ο νέος μηχανισμός στηρίζεται στη διενέργεια από τον ΑΔΜΗΕ ανταγωνιστικών διαδικασιών δημοπράτησης δικαιωμάτων αξιοπιστίας, τα οποία δύνανται να μεταβιβάζονται σε δευτερογενείς αγορές και προβλέπεται να χρηματοδοτείται επί τη βάση χρεώσεων που επιβάλλει ο Διαχειριστής του Συστήματος στους Προμηθευτές. Οι σχετικές λεπτομέρειες θα ρυθμίζονται με απόφαση του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας ενώ ο

σχετικός Κανονισμός εκδίδεται με απόφαση της ΡΑΕ.

- το δέκατο έκτο άρθρο του νόμου προβλέπει την παράταση της προθεσμίας σύναψης Σύμβασης Σύνδεσης για τα έργα που εμπίπτουν στην υπ' αριθμ. 904/2011 απόφαση της ΡΑΕ (Ν. Μάκρη – Πολυπόταμος) έως και τη 30.09.2019.
- με το δέκατο έβδομο άρθρο, παρέχεται η δυνατότητα συνέχισης της λειτουργίας των υφισταμένων ατμοηλεκτρικών μονάδων της Κρήτης, με βάση τις υφιστάμενες Αποφάσεις Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων και καθ' υπέρβαση των οριακών τιμών εκπομπών που προβλέπονται στις νεώτερες σχετικές κοινοτικές οδηγίες. Η παρέκκλιση χορηγείται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της Κρήτης και μετά το τέλος του τρέχοντος έτους έως και την ολοκλήρωση της διασύνδεσης της νήσου με την Αττική, ενώ προβλέπεται και ο καθορισμός μέτρων περιβαλλοντικού ισοδυνάμου υπέρ του Πρασίνου Ταμείου με απόφαση του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας.

Τον Ιούλιο του 2019, ενεκρίθη από την ΡΑΕ η **4η Αναθεώρηση Κανονισμού Τιμολόγησης Βασικών Δραστηριοτήτων του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου**, σύμφωνα με τις διατάξεις της παραγράφου 1 του άρθρου 88 του ν. 4001/2001 και του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/460 της Επιτροπής, για τη θέσπιση κώδικα δικτύου σχετικά με την εναρμονισμένη διάρθρωση των τιμολογίων μεταφοράς αερίου.

Τον Σεπτέμβριο του 2019, σύμφωνα με το 1ο άρθρο της από 30-9-2019 Πράξης Νομοθετικού Περιεχομένου που δημοσιεύθηκε στο **ΦΕΚ 145/Α/30-9-2019**, αποφασίστηκε η ακύρωση της προγραμματισμένης για τις 16 Οκτωβρίου του 2019 δημοπρασίας προθεσμιακών προϊόντων ηλεκτρικής ενέργειας (NOME) και η κατάργηση της δυνατότητας να προγραμματιστούν νέες με το ίδιο μοντέλο.

Τον Οκτώβριο του 2019, αναρτήθηκε στην ιστοσελίδα του ΔΑΠΕΕΠ, ο οποίος έχει οριστεί ως Φορέας Σωρευτικής Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου (εφεξής ΦΟΣΕΤΕΚ) μέχρι την 31η Δεκεμβρίου 2022, το τελικό κείμενο της Σύμβασης Εκπροσώπησης Τελευταίου Καταφυγίου (εφεξής ΣΕΦΟΣΕΤΕΚ). ΣΕΦΟΣΕΤΕΚ δύνανται να συνάπτουν οι κάτοχοι σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ που υπέχουν υποχρέωση συμμετοχής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (εφεξής Κάτοχοι) από 1ης Νοεμβρίου 2019.

Πιο συγκεκριμένα, οι Κάτοχοι, οι οποίοι συνάπτουν Σύμβαση Λειτουργικής Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης (ΣΕΔΠ), για τη συμμετοχή τους στο Σύστημα Συναλλαγών Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) και στο Σύστημα Συναλλαγών Διαχειριστή Συστήματος, έχουν τη δυνατότητα είτε να υποβάλλουν αίτηση εγγραφής τους στο μητρώο συμμετεχόντων που τηρεί το

Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (ΕΧΕ) είτε να εκπροσωπούνται από Φορέα Σωρευτικής Εκπροσώπησης (εφεξής ΦοΣΕ).

Όσον αφορά στα ζητήματα εκχώρησης, δεν επιτρέπεται στους Κατόχους οποιαδήποτε εκχώρηση και μεταβίβαση δικαιωμάτων, που απορρέουν από τη ΣΕΦΟΣΕΤΕΚ εν όλω ή εν μέρει, χωρίς προηγούμενη έγγραφη συναίνεση του ΦοΣΕΤΕΚ, με εξαίρεση την εκχώρηση χρηματικών απαιτήσεων σε χρηματοπιστωτικά ιδρύματα και συνδεδεμένες επιχειρήσεις, σύμφωνα με τις ειδικότερες προϋποθέσεις του άρθρου 15 της ΣΕΦΟΣΕΤΕΚ.

Τα συμβαλλόμενα μέρη, σε περίπτωση που αδυνατούν να επιλύσουν τις διαφορές που ενδέχεται να ανακύψουν κατά την εκτέλεση της ΣΕΦΟΣΕΤΕΚ μέσω φιλικών διαπραγματεύσεων, δύναται είτε να προσφύγουν στη ΡΑΕ μέσω υποβολής καταγγελίας του άρθρου 34 του ν. 4001/2011, ή μέσω υπαγωγής σε διαιτησία, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 7 του ν. 4001/2011 και τον Κανονισμό Διαιτησίας της ΡΑΕ, είτε να προσφύγουν στη Δικαιοσύνη.

Η ανωτέρω σύμβαση διέπεται αποκλειστικά από το Ελληνικό Δίκαιο, ενώ αρμόδια Δικαστήρια για την επίλυση οποιασδήποτε διαφοράς προκύψει από την ερμηνεία ή την εκτέλεση της ΣΕΦΟΣΕΤΕΚ είναι τα Δικαστήρια του Πειραιά.

Επισημαίνεται ότι οι Κάτοχοι μπορούν να εκπροσωπούνται από το ΦοΣΕΤΕΚ χωρίς χρονικό περιορισμό, ωστόσο προβλέπονται μηνιαίες χρεώσεις για τις υπηρεσίες που παρέχονται, όπως και πρόσθετη μηνιαία χρέωση ως αντικίνητρο για την παρατεταμένη παραμονή των Κατόχων στο ΦοΣΕΤΕΚ. Σύμφωνα με την απόφαση που διέπει το πλαίσιο λειτουργίας του ΦοΣΕΤΕΚ (ΥΑ ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/25512/883 – ΦΕΚ Β' 1020/2019), η ανωτέρω πρόσθετη μηνιαία χρέωση ορίζεται αρχικώς (από 1ης Ιανουαρίου 2020) ως ποσοστό 5% επί της ΕΤΑ, ενώ κλιμακώνεται προϊόντος του χρόνου, σύμφωνα με τις σχετικές ρυθμίσεις της εν λόγω απόφασης.

Η εφαρμογή του ανωτέρω αντικινήτρου από τις αρχές του 2020 θα μπορούσε να οδηγήσει σε ανεπιχειρήσιμες καταστάσεις για τους κατόχους σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ που υπέχουν υποχρέωση συμμετοχής στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, δοθείσης της, έως στιγμής, περιορισμένης διείσδυσης στην αγορά αδειοδοτημένων ΦοΣΕ. Ως εκ τούτου, θα ήταν αναμενόμενο να επανεξεταστεί το καθεστώς αντικινήτρων παραμονής στο ΦοΣΕΤΕΚ και να δοθεί στους Κατόχους επαρκής χρόνος προκειμένου να επιλέξουν τον πλέον αποτελεσματικό τρόπο συμμετοχής τους στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Τον Οκτώβριο του 2019, σύμφωνα με τον Ν.4629/2019 (ΦΕΚ 154Α/10-10-19), κυρώθηκε η Σύμβαση Μίσθωσης μεταξύ της Ελληνικής Δημοκρατίας και των εταιρειών «Repsol Exploration S.A.» και «Ελληνικά Πετρέλαια Ανώνυμη Εταιρεία» για την παραχώρηση του δικαιώματος έρευνας και

εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στη θαλάσσια περιοχή «Ιόνιο» στη Δυτική Ελλάδα. Παρομοίως, σύμφωνα με τον Ν.4630/2019 (ΦΕΚ 155Α/10-10-19), κυρώθηκε η Σύμβαση Μίσθωσης μεταξύ της Ελληνικής Δημοκρατίας και της εταιρείας «Ελληνικά Πετρέλαια Ανώνυμη Εταιρεία» για την παραχώρηση του δικαιώματος έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στη θαλάσσια Περιοχή 10 στο Ιόνιο Πέλαγος, ενώ, σύμφωνα με τον Ν.4631/2019 (ΦΕΚ 156Α/10-10-19), κυρώθηκε η Σύμβαση Μίσθωσης μεταξύ της Ελληνικής Δημοκρατίας και των εταιρειών «Total E&P Greece B.V.», «ExxonMobil Exploration and Production Greece (Crete) B.V.» και «Ελληνικά Πετρέλαια Ανώνυμη Εταιρεία» για την παραχώρηση του δικαιώματος έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στη θαλάσσια Περιοχή «Δυτικά της Κρήτης».

Στο υπ' αριθμ. 4045 Τεύχος Β' της Εφημερίδας της Κυβερνήσεως δημοσιεύθηκε, στις 5 Νοεμβρίου 2019, η υπ' αριθμ. 943/2019 απόφαση της ΡΑΕ, δυνάμει της οποίας, κατόπιν σχετικής διαβούλευσης μεταξύ των εμπλεκόμενων φορέων, τροποποιείται ο Κώδικας του Διαχειριστή ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης. Η τροποποίηση έρχεται ως συνέχεια και προς εναρμόνιση του Κώδικα με τις πρόσφατες μεταβολές του σχετικού νομοθετικού πλαισίου και αφορά κυρίως στην εξειδίκευση αυτού αναφορικά με τη συμμετοχή των σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Συνολικά, οι μεταβολές αφορούν την ευθυγράμμιση των Κωδίκων ΔΕΣΜΗΕ, Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας και ΔΑΠΕΕΠ, καθώς και προβλέψεις για το πλαίσιο λειτουργίας του Μεταβατικού Μηχανισμού Βέλτιστης Ακρίβειας Πρόβλεψης (ΜΜΒΑΠ), για την εφαρμογή της μεθοδολογίας υπολογισμού της Προσαύξησης Ανάπτυξης Ετοιμότητας Συμμετοχής στην Αγορά (ΠΑΕΣΑ), για την εκκαθάριση και το διακανονισμό των Συμβάσεων Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης και των χρεώσεων βάσει του Μεσοσταθμικού Μεταβλητού Κόστους των Θερμικών Συμβατικών Σταθμών (ΜΜΚΘΣΣ)».

Στις 5 Νοεμβρίου του 2019, δημοσιεύθηκε στην ιστοσελίδα του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας το σχέδιο του Κανονισμού Ενεργειακής Χρηματοπιστωτικής Αγοράς (Αγορά Παραγώγων), σύμφωνα με το νόμο 4425/2016, όπως ισχύει. Την εκκαθάριση των σχετικών συναλλαγών (κεντρικός αντισυμβαλλόμενος) θα διενεργεί η Εταιρεία Εκκαθάρισης Συναλλαγών Χρηματιστηρίου Αθηνών Ανώνυμη Εταιρεία (ΕΤ.ΕΚ. – ΑΤΗΕΧClear). Μαζί με το σχέδιο του Κανονισμού, δημοσιεύθηκε, επίσης, σειρά προσχεδίων σχετικών Αποφάσεων που προβλέπονται από αυτόν και αφορούν θέματα σχετικά με τα Μέλη της Ενεργειακής Χρηματοπιστωτικής Αγοράς, τα Συμβόλαια Μελλοντικής Εκπλήρωσης Ηλεκτρικής Ενέργειας και τις διαδικασίες διαπραγμάτευσης στην Αγορά Παραγώγων».

Τον Δεκέμβριο του 2019, δημοσιεύθηκε η υπ' αριθμ. 785/2019 απόφαση της ΡΑΕ σχετικά με τον καθορισμό του οικονομικά αποδοτικότερου τρόπου ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ Νοτίων και Δυτικών Κυκλάδων, Νοτίου και Βορείου Αιγαίου, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 108Α του ν. 4001/2011.

Επίσης, δημοσιεύθηκε τον ίδιο μήνα στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (**ΦΕΚ Α' 193/2019**) ο **Νόμος 4643/2019**, ο οποίος περιλαμβάνει πληθώρα διατάξεων που άπτονται του ρυθμιστικού πλαισίου του ευρύτερου τομέα της ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, στο **Κεφάλαιο Α'**, με τίτλο «Θέματα οργάνωσης και εποπτείας των αγορών ενέργειας»:

- Προβλέπεται η δυνατότητα καθορισμού δεσμευτικού χρονοδιαγράμματος για την έναρξη λειτουργίας των αγορών ενέργειας του ν. 4425/2016 δυνάμει Υπουργικής Απόφασης (άρθρο 1) και
- Εισάγονται τροποποιήσεις της κείμενης εθνικής νομοθεσίας προς το σκοπό εναρμόνισής της με τον Κανονισμό ΕΕ 1227/2011 (REMIT) για την ακεραιότητα και τη διαφάνεια στη χονδρική αγορά ενέργειας (άρθρο 2).

Με το **Κεφάλαιο Β'**, υπό τον τίτλο «Θέματα οργάνωσης και λειτουργίας της ΔΕΗ Α.Ε.», ρυθμίζονται ζητήματα που αφορούν την ΔΕΗ και συγκεκριμένα:

- προσλήψεων προσωπικού αορίστου (άρθρο 3) και ορισμένου (άρθρο 4) χρόνου και προβλέπεται η σύσταση Επιτροπής Αμοιβών και Προσλήψεων (άρθρο 5),
- δυνητικών προγραμμάτων εθελουσίας εξόδου (άρθρο 6), μετακινήσεων προσωπικού εντός του Ομίλου (άρθρο 7) ή μεταφοράς αυτού στο Δημόσιο (άρθρο 8),
- πολιτικής προμηθειών (άρθρο 9) καθώς και
- ειδικών τιμολογίων προσωπικού (άρθρο 11).

Το **Κεφάλαιο Γ'**, το οποίο φέρει τον τίτλο «Θέματα βελτίωσης εισπραξιμότητας οφειλών», προβλέπει:

- Την υπαγωγή των απαιτήσεων των εταιρειών προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας στις διατάξεις που ρυθμίζουν τη διαχείριση και μεταβίβαση των απαιτήσεων από δάνεια και πιστώσεις, τα οποία χορηγούνται από πιστωτικά ή χρηματοδοτικά ιδρύματα (άρθρο 12),
- Την τροποποίηση της διαδικασίας ορισμού των προμηθευτών που παρέχουν Καθολική Υπηρεσία, καθώς και τη διασπορά της σχετικής υποχρέωσης στους πέντε προμηθευτές με τα μεγαλύτερα μερίδια στην αγορά, σε περίπτωση που η σχετική διαδικασία επιλογής δεν τελεσφορήσει (άρθρο 13),
- Την καθιέρωση αλληλέγγυας και εις ολόκληρον ευθύνης των Δήμων για οφειλές από προμήθεια ηλεκτρικού ρεύματος ή φυσικού αερίου των επιχειρήσεων ΟΤΑ στις οποίες συμμετέχουν (άρθρο 14) και

- Μειώσεις των μοναδιαίων χρεώσεων του ανταλλάγματος για την παροχή ΥΚΩ ως προς τις νυχτερινές καταναλώσεις πελατών οικιακής χρήσης (άρθρο 15).

Στο **Κεφάλαιο Δ'**, υπό τον τίτλο «Ρυθμίσεις για την ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ ΑΕ και λοιπές διατάξεις αγοράς φυσικού αερίου», καταργούνται και τροποποιούνται διατάξεις του Ν. 4001/2011 αναφορικά με:

- Την Πιστοποίηση των Διαχωρισμένων Διαχειριστών Δικτύου Διανομής Φυσικού Αερίου, προς το σκοπό της ενίσχυσης της ενεργειακής ασφάλειας,
- Τους περιορισμούς όσον αφορά τις συμμετοχές και τα δικαιώματα ψήφου των μετόχων Διαχειριστών Δικτύου Διανομής Φυσικού Αερίου και εταιρειών που έχουν την κυριότητα ή ελέγχουν Δίκτυα Διανομής Φυσικού Αερίου, καθώς και τη μεταβίβαση αυτών,
- Τον εταιρικό μετασχηματισμό της ΔΕΠΑ ΑΕ. Ειδικότερα, στο πλαίσιο μερικής διάσπασης του κλάδου υποδομών και απόσχισης του κλάδου των διεθνών έργων και αντίστοιχα της σύστασης των εταιρειών ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΑΕ και ΔΕΠΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΕΡΓΩΝ ΑΕ, προβλέπεται η διατήρηση από τη μετονομαζόμενη ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ ΑΕ του συνόλου των δραστηριοτήτων προμήθειας και εμπορίας της υφιστάμενης εταιρείας. Επιπροσθέτως, εξειδικεύονται διαδικαστικοί όροι λογιστικής και φορολογικής φύσης ως προς τον εταιρικό μετασχηματισμό, περιλαμβανομένων των απαλλαγών των επωφελούμενων εταιρειών από τέλη και φόρους και της μη μεταφοράς των ζημιών ενώ προβλέπεται η πώληση, μέσω διαγωνιστικής διαδικασίας του ΤΑΙΠΕΔ, της συμμετοχής του Δημοσίου στις εταιρείες ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΑΕ και ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ ΑΕ (άρθρο 16) και
- Τις εγκαταστάσεις που υπάγονται στο ΕΣΦΑ (άρθρο 18).

Στο **Κεφάλαιο Ε'**, με τίτλο «Ρυθμίσεις για τη στήριξη της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ και την εξοικονόμηση ενέργειας», προβλέπονται τροποποιήσεις στο ισχύον νομοθετικό πλαίσιο και συγκεκριμένα:

- Της αποζημίωσης των σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ με Σύμβαση Λειτουργικής Ενίσχυσης Διαφορικής Προσαύξησης για την ενέργεια που παρήγαγαν έως και την 31.10.2019, ημερομηνία έναρξης συμμετοχής του ΦοΣΕΤεΚ στην αγορά του ΗΕΠ (άρθρο 19),
- Προβλέπεται η δυνατότητα συμμετοχής στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ των οποίων οι κάτοχοι δεν έχουν λάβει επενδυτική ενίσχυση (άρθρο 20),
- Διαμορφώνεται πλαίσιο χορήγησης μεμονωμένης ενίσχυσης για συγκροτήματα σταθμών ΑΠΕ με κοινό σημείο σύνδεσης με το Σύστημα συνολικής ισχύος μεγαλύτερης των 250 MW χωρίς τη συμμετοχή τους στις ανταγωνιστικές διαδικασίες (άρθρο 21),

- Θεσπίζεται πλαίσιο καθορισμού του καθεστώτος στήριξης ωρίμων και μη, Υβριδικών Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (άρθρο 22),
- Αυξάνεται η διάρκεια ισχύος της Οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από σταθμούς ΣΗΘΥΑ, των οποίων η θερμική ενέργεια αξιοποιείται για αγροτική εκμετάλλευση ή τηλεθέρμανση πόλεων, ενώ εισάγεται ειδικό, ευνοϊκό πλαίσιο αδειοδότησης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιοαέριο, οι οποίοι πρόκειται να λειτουργήσουν υπό την ευθύνη των ΦΟΔΣΑ (άρθρο 23),
- Τροποποιείται το πλαίσιο εγκατάστασης σταθμών ΑΠΕ και ειδικότερα φωτοβολταϊκών, σε αγροτική γη υψηλής παραγωγικότητας (άρθρο 24),
- Αναμορφώνεται το πλαίσιο υποβολής της ετήσιας δήλωσης και του τρόπου υπολογισμού της τιμής αποζημίωσης των κατ' επάγγελμα αγροτών παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας (άρθρου 25),
- Επιχειρείται εναρμόνιση της εθνικής με την ενωσιακή νομοθεσία ως προς την ευθύνη εξισορρόπησης σταθμών ΑΠΕ. Ειδικότερα, με την αντικατάσταση του άρθρου 5 του Ν. 4414/2016, προβλέπεται υποχρέωση σύναψης σύμβασης λειτουργικής ενίσχυσης διαφορικής προσαύξησης για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ ισχύος ίσης ή μεγαλύτερης των 400 KW (όριο το οποίο πρόκειται να μειωθεί στα 200 KW από το 2026) και ως εκ τούτου η υποχρέωση συμμετοχής του στην αγορά και η δημιουργία υποχρεώσεων εξισορρόπησης. Περαιτέρω θεσπίζεται η δυνατότητα μετάπτωσης σταθμών που διαθέτουν σύμβαση λειτουργικής ενίσχυσης σταθερής τιμής σε καθεστώς λειτουργικής ενίσχυσης. Ευθύνες εξισορρόπησης αποκτούν, επίσης, και σταθμοί με ενίσχυση σταθερής τιμής, οι οποίοι τέθηκαν σε λειτουργία από τις 04.07.2019. Τέλος, ορίζεται ότι από 01.01.2020 και για σταθμούς που έχουν τεθεί σε λειτουργία μετά από την 4η Ιουλίου του 2019 μόνο, η προτεραιότητα κατανομής φορτίου στο ηπειρωτικό σύστημα και δίκτυο από σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ περιορίζεται σε σταθμούς ισχύος μικρότερης των 400 KW (άρθρο 26),
- Εισάγεται και προβλέπεται η εξειδίκευση του μέσω Υπουργικής Απόφασης πλαισίου για την ηλεκτροκίνηση, τις υποδομές φόρτισης, την εκπροσώπηση του φορτίου ηλεκτρικών οχημάτων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, κ.ο.κ. (άρθρο 27),
- Επανακαθορίζονται οι όροι χρηματοδότησης του προγράμματος «ΗΛΕΚΤΡΑ» για την ενεργειακή αναβάθμιση δημοσίων κτηρίων (άρθρο 28) και
- Προβλέπεται η διαμόρφωση θεσμικού πλαισίου ανταγωνιστικών διαδικασιών στην ενεργειακή απόδοση από ειδική επιτροπή (άρθρο 29)

Τέλος, στο **Κεφάλαιο ΣΤ'**, με τίτλο «Λοιπές διατάξεις Τομέα Ενέργειας και Ορυκτού Πλούτου», εισάγονται ρυθμίσεις αναφορικά με:

- Την τροποποίηση των ισχυουσών διατάξεων ως προς τα αποθέματα έκτακτης ανάγκης αργού πετρελαίου (άρθρο 30),
- Την παράταση της ισχύος της Προσωρινής Ενιαίας Άδειας Λειτουργίας των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής των ΔΕΗ ΑΕ και ΔΕΗ Ανανεώσιμες ΑΕ (άρθρο 32),
- Την τροποποίηση των διατάξεων που αφορούν τον ενεργειακό εφοδιασμό της Κρήτης, με σκοπό τη διασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας της νήσου έως την ολοκλήρωση της διασύνδεσης με την Πελοπόννησο (άρθρο 33),
- Την παράταση της δυνατότητας παροχής υποστηρικτικών υπηρεσιών από τη ΔΕΗ ΑΕ στον ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ έως την 31.12.2020 (άρθρο 34),
- Τη βελτίωση του πλαισίου προέγκρισης και έκδοσης οικοδομικών αδειών για την εγκατάσταση σταθμών ΑΠΕ (άρθρο 35),
- Την παράταση, έως την 31.12.2019, της προθεσμίας για σύναψη Σύμβασης Σύνδεσης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ που συνδέονται στο σύστημα μέσω του έργου Ν. Μάκρη – Πολυπόταμος (άρθρο 39),
- Την εισαγωγή πλαισίου για το συμψηφισμό απαιτήσεων που καταχωρίζονται σε λογιστικούς λογαριασμούς που τηρούνται από τους Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς, των Δικτύων Διανομής και τον ΔΑΠΕΕΠ (άρθρο 41),
- Την απλοποίηση της διαδικασίας καθορισμού των εγγυήσεων των Προμηθευτών Ηλεκτρικής Ενέργειας και των Αυτοπρομηθευόμενων Πελατών προς τη ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ και τη ΔΑΠΕΕΠ ΑΕ προς εξασφάλιση σχετικών εσόδων τους (χρεώσεις ΥΚΩ και έσοδα ΕΛΑΠΕ) (άρθρο 42),
- Τη δυνατότητα των κατόχων σταθμών ΑΠΕ να συνάψουν σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας ή σύμβαση λειτουργικής ενίσχυσης πριν τη σύναψη σύμβασης σύνδεσης, εφόσον έχουν αποδεχτεί την οριστική προσφορά σύνδεσης,
- Την αυτοδίκαια λύση των συμβάσεων λειτουργικής ενίσχυσης, εφόσον λήξει η προσφορά σύνδεσης ή παρέλθει η προθεσμία ενεργοποίησης της σύνδεσης σταθμού που έχει επιλεγεί στο πλαίσιο των διαγωνισμών ΑΠΕ της ΡΑΕ (άρθρο 43),
- Τον καθορισμό, διά υπουργικής απόφασης, του ειδικού πλαισίου προτεραιότητας στη χορήγηση οριστικών Προσφορών Σύνδεσης για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, κατά παρέκκλιση των γενικών ή ειδικών διατάξεων (άρθρο 44),
- Του υπολογισμού του Μεταβατικού Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού για σταθμούς ΑΠΕ (άρθρο 45),

- Τη δυνατότητα μετεγκατάστασης σταθμού ΑΠΕ, σε συγκεκριμένες περιπτώσεις απώλειας της χρήσης του χώρου εγκατάστασης με τελεσίδικη δικαστική απόφαση ή μεταγενέστερη διοικητική πράξη (άρθρο 46),
- Τη δυνατότητα επανέκδοσης Άδειας Εγκατάστασης, η διάρκεια της οποίας έληξε, ενώ εκκρεμούσε ενώπιον των δικαστηρίων ο έλεγχος του κύρους διοικητικής πράξης, η οποία εμπόδιζε την υλοποίηση του έργου, εφόσον η ανωτέρω διοικητική πράξη ακυρώθηκε με αμετάκλητη απόφαση (άρθρο 47),
- Την επέκταση των ευνοϊκών ρυθμίσεων του άρθρου 190 του ν. 4001/2011 και σε υποσταθμούς και κέντρα διανομής που προϋπήρχαν της έναρξης ισχύος του παρόντος νομοθετήματος (άρθρο 50),
- Το πλαίσιο επανέκδοσης αδειών παραγωγής που ανακλήθηκαν λόγω μη καταβολής του τέλους διατήρησης της υποπαραγράφου Ι.2 του Ν. 3468/2006 για έργα που έχουν ενταχθεί στις διαδικασίες του αρ. 9 του Ν. 3775/2009 (Διαδικασία Ταχείας Αδειοδότησης) και του Ν. 3894/2010 (Διαδικασία Στρατηγικών Επενδύσεων) (άρθρο 61),
- Την παροχή λειτουργικής ενίσχυσης, σύμφωνα με την παρ. 16 του άρθρου 3 του Ν. 4414/2016, για ποσοστό έως και 75% της συνολικά παραγόμενης ενέργειας από σταθμούς αυτοπαραγωγής ΑΠΕ που εξυπηρετούν αποκλειστικά αγροτική εκμετάλλευση (άρθρο 62) και
- Την καθιέρωση ειδική αποζημίωσης για τους κατόχους σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, οι οποίοι, ενώ δικαιούνται, αδυνατούσαν να υπογράψουν Σύμβαση Πώλησης του ν. 3468/2006 μέχρι την 31.12.2015, λόγω αναστολής εκτέλεσης των ΑΕΠΟ στο πλαίσιο εκκρεμών διοικητικών ή ακυρωτικών διαδικασιών, εφόσον κατά την ανάκληση της σχετικής αναστολής βρίσκονταν σε ισχύ όλες οι απαιτούμενες άδειες και εγκρίσεις για την κατάρτιση σύμβασης πώλησης και εξεδόθη απόφαση, η οποία ανακαλεί την ως άνω αναστολή.

Η ισχύς του νόμου 4643/2019 άρχισε την 3η Δεκεμβρίου του 2019, ημερομηνία δημοσίευσής του στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Τον Φεβρουάριο του 2020, δημοσιεύτηκαν στη Διαύγεια οι Αποφάσεις της ΡΑΕ υπ' αριθ. **1125/2019 και 1125Α/2019**, με τις οποίες η Ρυθμιστική Αρχή ενέκρινε τη λειτουργία της Εταιρείας Εκκαθάρισης Συναλλαγών Χρηματιστηρίου Ενέργειας (EnExClear) ως φορέα εκκαθάρισης της αγοράς επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς, σύμφωνα με τα άρθρα 12 παρ. 4 του ν. 4425/2016 και 117Γ παρ. 2 του ν. 4001/2011 και τον Κανονισμό Εκκαθάρισης Συναλλαγών της αγοράς επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς, σύμφωνα με το άρθρο 13 παρ. 2 του ν. 4425/2016.

Με τη δημοσίευση των ανωτέρω αποφάσεων της ΡΑΕ, έγινε άλλο ένα σημαντικό βήμα προς τη λειτουργία της αναδιοργανωμένης ελληνικής αγοράς ενέργειας, σύμφωνα με το πλέγμα ρυθμίσεων του «Μοντέλου Στόχου» μετά και την Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/7083/112/23.01.2020, με την οποία καθορίστηκε το ακριβές χρονοδιάγραμμα για την έναρξη λειτουργίας των αγορών Επόμενης Ημέρας, Ενδοημερήσιας και Εξισορρόπησης, έως την 30η Ιουνίου του 2020.

Τον Φεβρουάριο του 2020, δημοσιεύθηκε η ετήσια **Υπουργική Απόφαση ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/11163/409 (ΦΕΚ Β' 368/07.02.2020)** για τον καθορισμό της δημοπρατούμενης, μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών, μέγιστης ισχύος ανά τεχνολογία ή και κατηγορία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ. Σκοπός της ΚΥΑ είναι ο προσδιορισμός του ελάχιστου αριθμού ανταγωνιστικών διαδικασιών για το 2020, η ρύθμιση της ανώτατης επιτρεπόμενης τιμής προσφοράς ανά διαδικασία, καθώς και η καταγραφή του ποσού του τέλους συμμετοχής της ανταγωνιστικής διαδικασίας. Επίσης, τον Φεβρουάριο του 2020, εν' όψει της προωθούμενης μεταβολής του πλαισίου εκδόσεως αδειών παραγωγής και δυνάμει της ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/19576/705 υπουργικής απόφασης, η οποία τροποποίησε τον υφιστάμενο Κανονισμό Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, αποφασίστηκε⁹⁷ ότι «Ειδικά στον κύκλο υποβολής αιτήσεων Μαρτίου 2020 δεν υποβάλλονται νέες αιτήσεις για χορήγηση άδειας παραγωγής, καθώς και αιτήσεις για τροποποίηση άδειας παραγωγής λόγω επέκτασης των ορίων του γηπέδου εγκατάστασης του σταθμού».

Τον Μάρτιο του 2020, κατατέθηκε τροπολογία στο νομοσχέδιο «Στρατηγική αναπτυξιακή προοπτική των ΟΤΑ, ρύθμιση ζητημάτων αρμοδιότητας Υπουργείου Εσωτερικών και άλλες διατάξεις», όπου αποσαφηνίζονται θέματα οργάνωσης και λειτουργίας της εταιρείας «Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας ΑΕ» και των άμεσα θυγατρικών της, όπως η «Εταιρεία Εκκαθάρισης Συναλλαγών Χρηματιστηρίου Ενέργειας ΑΕ». Με την συγκεκριμένη τροπολογία, ξεπεράστηκε το πρόβλημα που είχε δημιουργηθεί από την αρχική πρόθεση της ΕΛΣΤΑΤ να εντάξει την ΕΧΕ στους φορείς της Γενικής Κυβέρνησης.

Τον ίδιο μήνα, τέθηκε σε δημόσια ηλεκτρονική διαβούλευση το νομοσχέδιο και η εισηγητική έκθεση του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας με τίτλο «Εκσυγχρονισμός περιβαλλοντικής νομοθεσίας», με το σχετικό νομοσχέδιο να ψηφίζεται τελικά από τη Βουλή στις 5 Μαΐου του 2020. Με το συγκεκριμένο νομοσχέδιο, το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, προσπαθεί να λύσει χρόνια προβλήματα της περιβαλλοντικής νομοθεσίας, απλοποιώντας τις διαδικασίες αδειοδοτήσεων έργων ΑΠΕ και βάζοντας τέλος στην ταλαιπωρία των πολιτών. Επιπλέον, ανοίγει ο δρόμος για νέες επενδύσεις στο πλαίσιο της πράσινης ανάπτυξης, ενώ παράλληλα

⁹⁷ http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/factsheets/2020/gen/0403_2?p=file&i=0

εφαρμόζονται οι βέλτιστες ευρωπαϊκές πρακτικές για το περιβάλλον.

Τον Μάρτιο του 2020, επίσης, η ΡΑΕ έθεσε σε δημόσια διαβούλευση τις εισηγήσεις της ΕΧΕ Α.Ε. και της EnExClear αναφορικά με τα τέλη και τις χρεώσεις για τη λειτουργία και εκκαθάριση συναλλαγών της αγοράς επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς.

Στις 10 Μαρτίου του 2020, υπογράφηκε **ΚΥΑ για την αξιοποίηση του σχεδόν εξαντληθέντος υποθαλάσσιου κοιτάσματος φυσικού αερίου της Νοτίου Καβάλας ως υπόγειας αποθήκης φυσικού αερίου (ΥΑΦΑ)**. Πρώτο βήμα αναμένεται να αποτελέσει η εκπόνηση της μελέτης κόστους-οφέλους του έργου. Η αξιοποίηση θα γίνει μέσω διεθνούς διαγωνισμού που θα διεξάγει το ΤΑΙΠΕΔ και θα αφορά την μακροχρόνια παραχώρηση του δικαιώματος κατασκευής, συντήρησης, λειτουργίας και εκμετάλλευσης του προαναφερθέντος κοιτάσματος ως ΥΑΦΑ⁹⁸. Η ΚΥΑ προβλέπει ότι:

1. Το ΤΑΙΠΕΔ μπορεί να παραχωρήσει τη χρήση, ανάπτυξη και εκμετάλλευση του υπόγειου κοιτάσματος «Ν. Καβάλας» σε παραχωρησιούχο με αποκλειστικό σκοπό τη μετατροπή του σε εγκατάσταση ΥΑΦΑ υπό την μορφή Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ), για χρονικό διάστημα μέχρι πενήντα (50) έτη από την αδειοδότηση του έργου.
2. Σε τέσσερις (4) μήνες από τη δημοσίευση της ΚΥΑ, η ΡΑΕ, με απόφασή της, θα καθορίσει, τις βασικές αρχές και κατευθύνσεις για τη μεθοδολογία κατάρτισης των τιμολογίων χρήσης της ΥΑΦΑ «Ν. Καβάλας», οι οποίες θα αναφέρονται ενδεικτικά: (α) στη διάρκεια της ρυθμιστικής περιόδου, (β) στο μηχανισμό πιθανής ανάκτησης μέρους του απαιτούμενου εσόδου της ΥΑΦΑ, μέσω διακριτής χρέωσης από την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου, (γ) στη μεθοδολογία υπολογισμού του απαιτούμενου εσόδου και (δ) στη μεθοδολογία υπολογισμού του ποσοστού τυχόν πρόσθετης απόδοσης (Premium WACC).
3. Το έργο θα υλοποιηθεί εντός δεσμευτικής κατασκευαστικής περιόδου και θα λειτουργεί με τις πιο σύγχρονες προδιαγραφές για τη δημόσια ασφάλεια, την προστασία του περιβάλλοντος και την υγεία και τη ασφάλεια του ανθρώπινου δυναμικού. Επιπρόσθετα, η ΚΥΑ ορίζει σαφώς ότι ο παραχωρησιούχος θα αναλάβει δράσεις εταιρικής κοινωνικής ευθύνης.

Στα τέλη Μαρτίου του 2020, **δημοσιεύθηκε σε ΦΕΚ η Υπουργική Απόφαση για τις προτεραιότητες στους Όρους Σύνδεσης των έργων ΑΠΕ**. Με την Υπουργική Απόφαση, οι υποψήφιες επενδύσεις έργων ΑΠΕ κατατάσσονται σε πέντε κατηγορίες προτεραιότητας και ανάλογα με την κατηγορία στην οποία βρίσκονται θα λαμβάνουν όρους σύνδεσης.

Πρώτα, δηλαδή, όλα τα έργα της πρώτης κατηγορίας, μετά τα έργα της δεύτερης κατηγορίας, κ.ο.κ. Όσον αφορά στις επενδύσεις των ενεργειακών κοινοτήτων, οι νέες τέτοιες αιτήσεις θα παίρνουν ένα προβάδισμα ενός μήνα, δηλ. θα μπαίνουν στην επετηρίδα και θα εξετάζονται ως να είχαν κατατεθεί ένα μήνα νωρίτερα. Μεγαλύτερη προτεραιότητα, δηλ. 4 μηνών, θα έχουν οι επενδύσεις ενεργειακών κοινοτήτων στις οποίες συμμετέχουν Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης, οι οποίες δεν διανέμουν πλεόνασμα της χρήσης, και εκείνες στις οποίες συμμετέχουν πάνω από 60 μέλη με 50 τουλάχιστον μέλη - φυσικά πρόσωπα. Ξεχωριστή προτεραιότητα παίρνουν, με βάση την Υπουργική Απόφαση, οι επενδύσεις που αφορούν τη Δυτική Μακεδονία για την οποία θα υπάρχει παράλληλη λίστα.

Όσον αφορά στις αιτήσεις ενεργειακών κοινοτήτων που έχουν κατατεθεί ήδη στον ΔΕΔΔΗΕ και έχουν μπλοκάρει ουσιαστικά όλες τις αιτήσεις των ιδιωτών μεμονωμένων επενδυτών, εκείνο που ορίζει η Υπουργική Απόφαση είναι ότι οι ενεργειακές κοινότητες θα έχουν προβάδισμα ενός μηνός.

Στα τέλη Μαρτίου του 2020, **εκδόθηκε και η Πράξη Νομοθετικού Περιεχομένου (ΠΝΠ), με την οποία μετατίθενται κατά μερικούς μήνες, λόγω της υγειονομικής κρίσης, αφενός μεν κάποιες από τις υποχρεώσεις των επενδυτών ΑΠΕ, αφετέρου η ισχύς αδειών και λοιπών πράξεων της διοίκησης**. Πιο συγκεκριμένα, η ΠΝΠ προβλέπει μέτρα διευκόλυνσης για σταθμούς παραγωγής ρεύματος από ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ, προκειμένου να προλάβουν προθεσμίες για τη λειτουργία των επενδύσεών τους. Έτσι, παρατείνονται κατά έξι μήνες:

- Η διάρκεια ισχύος των αδειών εγκατάστασης και των οριστικών προσφορών σύνδεσης σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ, οι οποίες λήγουν μέχρι την 30η Ιουνίου του 2020.
- Οι προθεσμίες για τη θέση σε δοκιμαστική λειτουργία των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ που έχουν επιλεγεί κατά την έναρξη ισχύος της παρούσας ή επιλέγονται μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας του άρθρου 7 του ν. 4414/2016 (Α' 149), με υποχρέωση θέσης αυτών σε λειτουργία (κανονική ή δοκιμαστική) μέχρι την 30η Ιουνίου του 2020.

Επίσης, παρατείνονται κατά τέσσερις μήνες:

- Η διάρκεια ισχύος των αδειών εγκατάστασης και των οριστικών προσφορών σύνδεσης σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ, οι οποίες λήγουν από την 1η Ιουλίου μέχρι την 31η Δεκεμβρίου του 2020.

⁹⁸ Στις 29 Ιουνίου του 2020, το ΤΑΙΠΕΔ αποφάσισε την έναρξη διεθνούς διαγωνιστικής διαδικασίας για την παραχώρηση της χρήσης, ανάπτυξης και εκμετάλλευσης του υπόγειου φυσικού χώρου που προκύπτει από το σχεδόν εξαντληθέν κοιτάσμα φυσικού αερίου «Νότια Καβάλα», με σκοπό τη μετατροπή του σε χώρο αποθήκευσης φυσικού αερίου.

- Οι προθεσμίες για τη θέση σε δοκιμαστική λειτουργία των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ που έχουν επιλεγεί κατά την έναρξη ισχύος της παρούσας ή επιλέγονται μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας του άρθρου 7 του ν. 4414/2016, με υποχρέωση θέσης αυτών σε λειτουργία, κανονική ή δοκιμαστική, από την 1η Ιουλίου μέχρι την 31η Δεκεμβρίου του 2020.

- Η ημερομηνία εφαρμογής (1.1.2021) των Τιμών Αναφοράς που ορίζονται με την υπ' αρ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/25511/882/20.03.2019 απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας (Β' 1021), καθώς και ειδικά για το παρόν έτος η ημερομηνία εφαρμογής (1.1.2021) των Τιμών Αναφοράς της απόφασης του τελευταίου εδαφίου της παρ. 5 του άρθρου 4 του ν. 4414/2016.

- Η προθεσμία θέσης σε λειτουργία, δοκιμαστικής ή κανονικής, των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ των περ. (α) και (β) της παρ. 12 του άρθρου 3 του ν. 4414/2016, που προβλέπεται στο τελευταίο εδάφιο της ίδιας παραγράφου.

Ακόμη, παρατείνεται κατά δύο μήνες η προθεσμία για την αποδοχή της Οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ των άρθρων 3 και 4 του ν. 3468/2006 (Α' 129), και για την υποβολή στον αρμόδιο Διαχειριστή της σχετικής εγγυητικής επιστολής, σύμφωνα με τα οριζόμενα στην περ. 3 της υποπαρ. 1.1 του ν. 4152/2013 (Α' 107), το πέρας της οποίας εμπίπτει στο χρονικό διάστημα που ορίζεται από την έναρξη ισχύος της παρούσας μέχρι την 30η Ιουνίου του 2020.

Επιπλέον μέτρα για την ενίσχυση της εγχώριας αγοράς ενέργειας:

- Κατά παρέκκλιση των εκτάκτων περιοριστικών μέτρων για την αντιμετώπιση των αρνητικών συνεπειών της διασποράς της πανδημίας «Covid-19», προβλέπεται η δυνατότητα προμήθειας των ενεργειακών επιχειρήσεων με υλικά και ανταλλακτικά, απαραίτητα για την απρόσκοπτη και αδιάκοπη λειτουργία των κρίσιμων εγκαταστάσεων και του εξοπλισμού τους, από επιχειρήσεις ή εμπορικά καταστήματα που εμπίπτουν στις ισχύουσες περιοριστικές διατάξεις περί αναστολής λειτουργίας, κατόπιν προηγούμενης έγγραφης ειδοποίησης εκ μέρους της ενεργειακής επιχείρησης. Θα λειτουργούν αποκλειστικά με σκοπό την παράδοση των αιτουμένων υλικών ή ανταλλακτικών, για χρονικό διάστημα και με προσωπικό που θα είναι απολύτως αναγκαία για την ολοκλήρωση της διαδικασίας παράδοσης, τηρουμένων σύγκαιρα όλων των αναγκαίων μέτρων για την προστασία του υπέρτερου αγαθού της δημόσιας υγείας.

- Προστίθεται στο τέλος της παρ. 1 του άρθρου 48 του ν. 4001/2011, περίπτωση θ', δύναμει της οποίας παρέχεται στους καταναλωτές η δυνατότητα της χρήσης εφαρμογών τηλεπικοινωνιακού δικτύου, του διαδικτύου ή και άλλων κατάλληλων μέσων

προς διευκόλυνση των συναλλαγών τους με τους προμηθευτές ενέργειας. Η ως άνω πρόβλεψη καταλαμβάνει και τις συμβάσεις προμήθειας που τελούν εν ισχύ κατά την έναρξη ισχύος της ΠΝΠ, ήτοι την 30η Μαρτίου του 2020.

Στα μέσα Απριλίου του 2020, **εκδόθηκε η ΠΝΠ, η οποία περιλαμβάνει τη ρύθμιση για την διευκόλυνση των εταιρειών προμήθειας στην πληρωμή των υποχρεώσεών τους προς τους διαχειριστές.** Σύμφωνα με την ΠΝΠ, οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας δύνανται να εξοφλούν προς τους Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς και Δικτύου Διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και τον Διαχειριστή ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης, τα χρηματικά ποσά των χρεώσεων που αντιστοιχούν στους πελάτες τους, αναφορικά με το Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων (ΕΤΜΕΑΡ), τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ), τις Χρεώσεις Χρήσης Συστήματος (ΧΧΣ) και τις Χρεώσεις Χρήσης Δικτύου (ΧΧΔ), δύναμει τιμολογίων των αρμόδιων Διαχειριστών, τα οποία είναι πληρωτέα, κατά τις διατάξεις των αντίστοιχων Κωδίκων των Διαχειριστών, από τη θέση σε ισχύ της παρούσας έως και την 31η Μαΐου του 2020, ως ακολούθως:

1. Ποσοστό εβδομήντα τοις εκατό (70%) της καθαρής αξίας, πλέον του συνόλου του ΦΠΑ εκάστου τιμολογίου, κατά την ημερομηνία εξόφλησης, η οποία προβλέπεται από τους αντίστοιχους Κώδικες των Διαχειριστών και
2. Το υπόλοιπο ποσοστό τριάντα τοις εκατό (30%) της καθαρής αξίας εκάστου τιμολογίου, με διακανονισμό, αζημίως και ατόκως για τον Προμηθευτή, σε τέσσερις ισόποσες μηνιαίες δόσεις, η πρώτη εκ των οποίων εξοφλείται σε ένα ημερολογιακό μήνα μετά την καταβολή της υποπερ. 1. Σε περίπτωση μη εμπρόθεσμης εξόφλησης του αρχικού ποσού, καθώς και μη εμπρόθεσμης εξόφλησης οποιασδήποτε εκ των ανωτέρω δόσεων, δεν εφαρμόζεται ή διακόπτεται ο διακανονισμός αντίστοιχα και καθίσταται άμεσα ληξιπρόθεσμο και απαιτητό το σύνολο της οφειλής.

Επίσης, στην προαναφερθείσα ΠΝΠ υπάρχουν ρυθμίσεις για την Παράταση προθεσμιών για τους Δασικούς Συνεταιρισμούς Εργασίας, την παράταση θητείας του διοικητικού συμβουλίου του ΚΑΠΕ, τη δυνατότητα προμηθευτών για διακανονισμό εξόφλησης τιμολογίων Διαχειριστών και τη σύναψη δανείου ειδικού σκοπού του ΔΑΠΕΕΠ. Πιο συγκεκριμένα, η ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε. υποχρεούται να προβεί άπαξ στη σύναψη βραχυπρόθεσμου δανείου, με αναγνωρισμένο πιστωτικό ίδρυμα ή χρηματοπιστωτικό οργανισμό, με σκοπό την κάλυψη εσόδων του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ Διασυνδεδεμένου Συστήματος και Δικτύου («Ειδικού Λογαριασμού») του άρθρου 143 του ν. 4001/2011 (Α' 179), από το Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αερίων Ρύπων («ΕΤΜΕΑΡ»), που είναι πληρωτέο από τους Προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχειριστή

ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης και της κείμενης νομοθεσίας, κατά το χρονικό διάστημα από έναρξη ισχύος της παρούσας μέχρι και την 30η Ιουνίου του 2020. Το σχετικό αίτημα δανειοδότησης δύναται να υποβληθεί από τη ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε. οποτεδήποτε εντός του τρέχοντος έτους, ύστερα από σχετική απόφαση του διοικητικού συμβουλίου της εταιρείας.

Το ποσό του δανείου:

- ορίζεται κατ' ανώτατο όριο από τη ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε. με βάση την εκτίμησή της για τα προσδοκώμενα έσοδα του Ειδικού Λογαριασμού από το εισφερόμενο σε αυτόν ΕΤΜΕΑΡ, εντός της περιόδου αναφοράς της παρ. 1, ήτοι από την έναρξη ισχύος της παρούσας μέχρι και τις 30 Ιουνίου του 2020.
- χρησιμοποιείται για να καλύψει ισόποσα τα μη ανακτηθέντα έσοδα του Ειδικού Λογαριασμού, με πίστωση αυτού, κατά παρέκκλιση του άρθρου 143 του ν. 4001/2011 (Α' 179) και των σχετικών διατάξεων του Κώδικα Διαχειριστή ΑΠΕ και Εγγυήσεων Προέλευσης.
- εξοφλείται από τη σταδιακή ανάκτηση των ανωτέρω ποσών από τους Προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τους ειδικότερους όρους της δανειακής σύμβασης.

Οι τόκοι και τα έξοδα διαχείρισης του δανείου επιβαρύνουν τον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ Διασυνδεδεμένου Συστήματος.

Στις 7 Μαΐου του 2020, δημοσιεύτηκε σε ΦΕΚ ο περιβαλλοντικός νόμος, ο οποίος με 136 άρθρα συνολικά επιφέρει ριζικές μεταρρυθμίσεις στη περιβαλλοντική νομοθεσία. Απώτερος στόχος των πρώτων κεφαλαίων του νόμου είναι η απλούστευση και σύντμηση του χρονικού πλαισίου τόσο της περιβαλλοντικής αδειοδότησης όσο και της διαδικασίας αδειοδότησης έργων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ, συντείνοντας στην εξυπηρέτηση του γενικότερου εθνικού και δημοσίου συμφέροντος και της εθνικής οικονομίας δια της ευχερέστερης εκμετάλλευσης των εθνικών πόρων.

Τον Ιούνιο του 2020, δημοσιεύτηκε η **υπ' αριθμ. πρωτ. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/52445/2225/02.06.2020 απόφαση του ΥΠΕΝ**, με την οποία καθορίστηκαν οι υπόχρεοι και υπολογίστηκε το τέλος διατήρησης δικαιώματος κατοχής άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ) για τα έτη 2017, 2018 και 2019.

Τον Ιούλιο του 2020, με απόφαση του υφυπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας κ. Γεράσιμου Θωμά (**ΦΕΚ Β 2853/13/7/2020**), επικαιροποιήθηκε το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης των υποχρεώσεων του ΑΔΜΗΕ και του ΕΧΕ για την έναρξη λειτουργίας των αγορών επόμενης ημέρας, ενδοημερήσιας και εξισορρόπησης, κατά το πρότυπο του ευρωπαϊκού μοντέλου στόχου (Target Model), με νέα ημερομηνία έναρξης την 1η Νοεμβρίου του 2020.

Επίσης, τον Ιούλιο του 2020, δημοσιεύτηκε στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως η υπουργική απόφαση για την υπηρεσία διακοπτόμενου φορτίου. Στην εν λόγω απόφαση ορίζεται ο τύπος και το περιεχόμενο των συμβάσεων Διακοπτόμενου Φορτίου, καθώς και ο συντελεστής διαφοροποίησης ανά κατηγορία Μονάδων Παραγωγής. Αξίζει να αναφερθεί ότι με την υπογραφή των συγκεκριμένων υπουργικών αποφάσεων ανοίγει ο δρόμος για την επανεκκίνηση του μηχανισμού διακοψιμότητας και του Μεταβατικού Μηχανισμού Αποζημίωσης Ευελιξίας.



Τι Μπορούμε να Περιμένουμε το 2020/2021





8. Τι Μπορούμε να Περιμένουμε το 2020/2021

Η ελληνική ενεργειακή αγορά καλείται να εναρμονιστεί με τις σύγχρονες διεθνείς τάσεις, αντιλήψεις και επιταγές ως απόρροια των νέων εξελιγμένων ενεργειακών τεχνολογιών, των περιβαλλοντικών στόχων και στο πλαίσιο της ευρωπαϊκής συνεργασίας και άλλων διακρατικών συμφωνιών.

Στο επίκεντρο για το 2020 και το 2021 βρίσκονται οι τομείς της απελευθέρωσης της αγοράς φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας, της αύξησης της ανταγωνιστικότητας, της επέκτασης και ενίσχυσης των εγχώριων και διακρατικών δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, φυσικού αερίου και πετρελαίου, της ανεξαρτητοποίησης και του διαχωρισμού της παραγωγής από την προμήθεια και της ελεύθερης επιλογής προμηθευτή. Παράλληλα, σημαντικό στόχο αποτελεί η αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, της αντίστοιχης μείωσης της παραγόμενης ενέργειας από συμβατικές τεχνολογίες καύσης, της βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας, της εξοικονόμησης ενέργειας και της προστασίας του περιβάλλοντος.

Ιδιαίτερα σημαντικές αναμένονται οι εξελίξεις το επόμενο διάστημα, σε ένα υπό διαμόρφωση πλαίσιο, που θα εξαρτηθεί από την πορεία της ΔΕΗ, τον ρόλο ισχυρών ομίλων με εγκατεστημένη παρουσία στην αγορά και τις κινήσεις εναλλακτικών και άλλων παρόχων σε όλους τους τομείς ενέργειας.

Η Αναδιάρθρωση της ΔΕΗ

Καταλύτης για τα δεδομένα που θα δημιουργηθούν στον ενεργειακό χάρτη της χώρας, δηλ. την πλήρη απολιγνιτοποίηση του εθνικού ενεργειακού συστήματος μέχρι το 2028, αλλά και για το μέλλον της ίδιας της εταιρείας αποτελεί το φιλόδοξο σχέδιο της ΔΕΗ, με την διοίκησή της να ετοιμάζει τις επόμενες δράσεις της βάσει του business plan⁹⁹.

Πρόκειται για μια ιστορικής σημασίας απόφαση, για την οποία υπήρξε προεργασία και προετοιμασία από το ΥΠΕΝ για την κατάργηση της χρήσης του λιγνίτη, πάνω στον οποίο στηρίχθηκε ο εξηλεκτρισμός της χώρας. Οι τοπικές κοινωνίες της Μεγαλόπολης και της Δυτικής Μακεδονίας, η ΔΕΗ και οι κυβερνήσεις καλούνται να βρουν μέχρι το 2028 τη «χρυσή τομή» για την ομαλή μετάβαση στην μεταλιγνιτική εποχή.

Υπό το πρίσμα των εξαγγελιών του ΥΠΕΝ για αποδέσμευση από τον σφικτό εναγκαλισμό με το Δημόσιο, σημαντικές αναμένονται να είναι και οι αλλαγές στον τομέα των διοικητικών αλλαγών της ΔΕΗ. Σε αυτό το πλαίσιο κινείται το σχέδιο της διοίκησης, το οποίο θα έχει ως επίκεντρο τις πιο ευέλικτες προσλήψεις, με άρση του πλαφόν των αμοιβών, τουλάχιστον στα διοικητικά στελέχη. Βασικός στόχος αποτελεί η προσέγγιση ανθρώπων με

εμπειρία στον κλάδο, για εκσυγχρονισμό και αλλαγή κουλτούρας, κάτι που αποτυπώθηκε άλλωστε με την τοποθέτηση νέας διοίκησης στη ΔΕΗ υπό τον κ. Γιώργο Στάση. Συγκεκριμένα, οι προσλήψεις αναμένεται να γίνουν με όρους ΑΣΕΠ, αλλά χωρίς αυτές να γίνονται μέσω του ανώτατου οργάνου. Υπενθυμίζεται πως οι εργαζόμενοι παραμένουν υπό το καθεστώς των συλλογικών συμβάσεων εργασίας. Μεταρρυθμίσεις απαιτούνται και στο επίπεδο της διενέργειας διαγωνισμών για προμήθειες υλικών και παροχής υπηρεσιών. Οι διαδικασίες σήμερα είναι αυτές του Δημοσίου, με αποτέλεσμα να είναι χρονοβόρες αλλά και ανοικτές, την ώρα που οι ανταγωνιστές της ΔΕΗ δεν έχουν τέτοιες υποχρεώσεις.

Σημαντική εξέλιξη ήταν η κατάργηση με πράξη νομοθετικού περιεχομένου των δημοπρασιών τύπου NOME που θεσπίστηκαν το 2016, στο πλαίσιο της συμφωνίας που έκανε τότε η κυβέρνηση για να περιορίσει το μερίδιο της ΔΕΗ στην αγορά από το 90% στο 50%. Η κατάργηση των δημοπρασιών ρεύματος NOME, με τις οποίες οι ανταγωνιστές της ΔΕΗ αγόραζαν ρεύμα σε τιμή χαμηλότερη του κόστους, ήταν ένα από τα βασικά μέτρα για την εξυγίανση της επιχείρησης. Σύμφωνα με εκτιμήσεις διαφόρων αναλυτών, τα τελευταία 3.5 χρόνια η ΔΕΗ είχε απώλειες περί τα €600 εκατ. προς όφελος των ανταγωνιστών της.

Προς Απολιγνιτοποίηση η Ελλάδα

Το καύσιμο που στήριξε τον εξηλεκτρισμό της χώρας σταδιακά αντικαθίσταται. Το 2020 αναμένεται να κλείσουν οι πρώτες λιγνιτικές μονάδες της ΔΕΗ στο Αμύνταιο και στην Καρδιά, δρομολογούνται αποχωρήσεις για το προσωπικό της, ενώ μέχρι το τέλος του τρέχοντος έτους αναμένεται να είναι έτοιμο το Master Plan για την επόμενη ημέρα. Ένα σχέδιο με φορολογικά και αναπτυξιακά κίνητρα, έμφαση στη μεταποίηση, τον τουρισμό και τη πράσινη ενέργεια, προκειμένου να υπάρξει ομαλή μετάβαση στην μεταλιγνιτική εποχή για τις περιοχές της Δυτικής Μακεδονίας και της Μεγαλόπολης.

Τον Φεβρουάριο του 2020, η Διυπουργική Επιτροπή για την απολιγνιτοποίηση επέλεξε τον κ. Κωστή Μουσουρούλη, ανώτερο στέλεχος της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, ως Συντονιστή του Σχεδίου Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΣΔΑΜ) των περιοχών της Δυτικής Μακεδονίας και της Μεγαλόπολης. Ειδικότερα, όπως ορίστηκε από την σχετική Πράξη Υπουργικού Συμβουλίου, ο κ. Μουσουρούλης αναλαμβάνει Πρόεδρος της Συντονιστικής Επιτροπής, δηλ. της Ομάδας Εργασίας που, υπό την εποπτεία της Διυπουργικής Επιτροπής, θα καταρτίσει και θα υλοποιήσει το Σχέδιο Δίκαιης Μετάβασης και θα συντονίζει τις συνδεδεμένες με αυτό δραστηριότητες, αρχής γενομένης εντός του 2020. Αξίζει να αναφερθεί

⁹⁹ <https://www.euro2day.gr/news/enterprises/article/1710961/ti-provlepei-to-business-plan-ths-deh.html>

ότι το IENE εκπόνησε πρόσφατα ειδική μελέτη⁰⁰ για λογαριασμό της Συντονιστικής Επιτροπής του ΣΔΑΜ σχετικά με την υφιστάμενη κατάσταση και τις προοπτικές για τις περιοχές σε ενεργειακή μετάβαση στην Ελλάδα. Για την ορθή μετάβαση των λιγνιτικών περιοχών σε μια εποχή καθαρής ενέργειας, ανάπτυξης και επιχειρησιακής άνθισης, απαιτείται η χρηματοδότηση έργων που αφορούν ποικίλους τομείς. Αναλυτικότερα, επιδιώκεται η χρηματική ενίσχυση έργων σε υποδομές και σε υποστηρικτικές εμβληματικές επενδύσεις, σε ΑΠΕ, έργων βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας και εφαρμογής της ηλεκτροκίνησης, έργων στήριξης και ενίσχυσης του πρωτογενούς τομέα, όπως και η χρηματική ενίσχυση λοιπών έργων που προάγουν την καινοτομία και την ανταγωνιστικότητα.

Για την επίτευξη των ανωτέρω στόχων, επιδιώκεται η πλήρης και αποδοτική αξιοποίηση όλων των διαθέσιμων μέσων και πηγών χρηματοδότησης για την μετάβαση στην μεταλιγνιτική εποχή. Ειδικότερα, οι υπό εξέταση επενδύσεις δίδουν τη δυνατότητα πλήρους αξιοποίησης των πόρων των τριών πυλώνων του Μηχανισμού Δίκαιης Μετάβασης (Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης, Ειδικό καθεστώς InvestEU, Δανειακή Διευκόλυνση Δημοσίου Τομέα), ενώ συγχρόνως προωθείται η χρηματοδότηση επενδύσεων μέσω και των υπόλοιπων πηγών, κινητοποιώντας σημαντικό ύψος ιδιωτικών κεφαλαίων (μόχλευση).

Στο πλαίσιο αυτό, σχεδιάζονται και αναπτύσσονται πρωτοβουλίες για την αξιοποίηση όλων των διαθέσιμων χρηματοδοτικών μέσων και εργαλείων. Στο σημείο αυτό, αξίζει να αναφερθεί ο στόχος της εμπροσθοβαρούς υλοποίησης επενδύσεων με σημαντικό ποσοστό να αξιοποιείται κατά τα έτη 2022 και 2023. Η συνολική χρονική κατανομή του κεφαλαιακού κόστους των επενδύσεων θα εξαρτηθεί από ποικίλες παραμέτρους, όπως η έγκριση των κινήτρων από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η αποκατάσταση των εδαφών, οι δημόσιες επενδύσεις και τα λοιπά υποστηρικτικά προγράμματα και έργα, η απλούστευση των διαδικασιών αδειοδότησης, κ.λπ. Η άμεση οριστικοποίηση των κινήτρων θα επηρεάσει σημαντικά την απρόσκοπτη και έγκαιρη υλοποίηση των επενδυτικών σχεδίων. Παράλληλα, οι εργασίες αποκατάστασης των εδαφών ασκούν άμεση επίδραση στο χρονισμό των επενδύσεων, τόσο λόγω του χρηματοδοτικού κόστους που φέρουν όσο και γιατί αποτελούν προαπαιτούμενο για τον σχεδιασμό και την υλοποίηση ορισμένων επενδύσεων.

Επιπροσθέτως, η υλοποίηση δημοσίων επενδύσεων, ειδικά σε επίπεδο υποδομών, θα αυξήσει σημαντικά την ελκυστικότητα των περιοχών και την δυνατότητα υποδοχής των νέων επενδυτικών σχεδίων, ενώ η μελετητική ωρίμανση των έργων σε συνδυασμό με την ολοκλήρωση των Ειδικών Πολεοδομικών Σχεδίων και την επιτάχυνση των αδειοδοτικών διαδικασιών θα συμβάλλουν καταλυτικά στην εμπροσθοβαρή υλοποίηση του χρηματοδοτικού σχεδίου.

Αξίζει να αναφερθεί ότι, λαμβάνοντας υπόψη το πλάνο των επενδύσεων που έχει μέχρι στιγμής αποτυπωθεί, το οποίο προφανώς θα εμπλουτιστεί στην πορεία με νέες επενδύσεις, το συνολικό κεφαλαιουχικό κόστος των επενδύσεων (που αρχικά εκτιμάται πως ξεπερνά τα €5 δισ.), τις παραμέτρους κάθε πηγής χρηματοδότησης καθώς και την ανάγκη υιοθέτησης του καλύτερου δυνατού χρηματοδοτικού σχήματος, η αρχική αποτύπωση του πλάνου χρηματοδότησης έχει ως ακολούθως:

- 10% επιδοτήσεις, μέσα από την αξιοποίηση του πρώτου πυλώνα του Μηχανισμού (Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης)
- 30% δάνεια με ευνοϊκούς όρους, μέσα από τη χρήση των δύο άλλων πυλώνων (Ειδικό Καθεστώς InvestEU, Δανειακή Διευκόλυνση δημοσίου τομέα) και των λοιπών χρηματοδοτικών εργαλείων
- 40% εμπορικά δάνεια, μέσα από την άντληση χρηματοδότησης από εγχώριους και διεθνείς χρηματοπιστωτικούς οργανισμούς
- 20% ίδια κεφάλαια, μέσα από την κινητοποίηση και προσέλκυση ιδιωτικών κεφαλαίων των υποψήφιων επενδυτών.

Το εν λόγω χρηματοδοτικό σχήμα φανερώνει το γεγονός ότι σημαντικό μέρος των επενδύσεων θα πραγματοποιηθεί μέσα από μόχλευση εμπορικών (τραπεζικών) δανείων και ιδίων κεφαλαίων, καθώς σημαντικές επενδύσεις που είναι ήδη ώριμες δεν χρήζουν κάποιας περαιτέρω στήριξης.

Συγχρόνως η αξιοποίηση του Μηχανισμού Δίκαιης Μετάβασης, με στόχο όχι την άμεση εξάντληση των επιδοτήσεων (Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης) αλλά την πληρέστερη χρήση- αξιοποίηση και των τριών πυλώνων του, δίνει τη δυνατότητα ένταξης και υλοποίησης ενός αυξανόμενου αριθμού επενδύσεων.

Ενδεικτικά, τον Ιούλιο του 2020, το Πράσινο Ταμείο ενέκρινε τις δυο πρώτες προσκλήσεις υποβολής προτάσεων για τη χρηματοδότηση «πράσινων» δράσεων, με δικαιούχους τους λιγνιτικούς δήμους Αμυνταίου, Φλώρινας, Εορδαίας, Κοζάνης και Μεγαλόπολης. Η πρώτη πρόσκληση αφορά στην υποβολή Σχεδίων Δράσης για την Ενέργεια και το Κλίμα και η δεύτερη στην χρηματοδότηση παρεμβάσεων για την προώθηση της κυκλικής οικονομίας, με θετικές κοινωνικές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις, στο πλαίσιο της Εθνικής Στρατηγικής για την Κυκλική Οικονομία.

Τον Αύγουστο του 2020, το Πράσινο Ταμείο ενέκρινε την τρίτη, κατά σειρά, πρόσκληση υποβολής προτάσεων για τη χρηματοδότηση «πράσινων» δράσεων, στο πλαίσιο του πρώτου προγράμματος στην ιστορία του για την απολιγνιτοποίηση. Η πρόσκληση αποσκοπεί στην εκπόνηση των απαιτούμενων μελετών και διαδικασιών σχεδιασμού και αδειοδότησης του ολοκληρωμένου συστήματος

⁰⁰ IENE (2020), «Υφιστάμενη Κατάσταση και Προοπτικές για τις Περιοχές σε Ενεργειακή Μετάβαση στην Ελλάδα», Μελέτη IENE (M58), <https://www.iene.gr/articlefiles/final%20report.pdf>

διαχείρισης πιλοτικού προγράμματος κυκλικής διαχείρισης υγρών αποβλήτων στις περιοχές αυτές. Δικαιούχοι του Προγράμματος είναι η Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας και όλοι οι Ο.Τ.Α. Α΄ Βαθμού των Περιφερειακών Ενοτήτων Κοζάνης και Φλώρινας. Ο συνολικός Προϋπολογισμός που διατίθεται με την παρούσα Πρόσκληση ανέρχεται σε €1 εκατ., με ελάχιστο προϋπολογισμό της κάθε πρότασης στις €100,000. Απώτερος στόχος είναι η προώθηση ενός ολοκληρωμένου μοντέλου κυκλικής διαχείρισης των αστικών λυμάτων πόλεων και οικισμών των Περιφερειακών Ενοτήτων Κοζάνης και Φλώρινας της Περιφέρειας Δυτικής Μακεδονίας. Ειδικότερα, θα υποστηριχθεί η ανάπτυξη ολοκληρωμένων συστημάτων διαχείρισης αστικών αποβλήτων, ώστε η παραγόμενη λυματολάσπη να τυγχάνει επεξεργασίας με σκοπό τη μετατροπή της σε ένα φιλικό προς το περιβάλλον ανανεώσιμο καύσιμο ή/και σε ωφέλιμο και ασφαλές για τον άνθρωπο και το περιβάλλον δευτερογενές υλικό.

Λιανική Αγορά Ηλεκτρισμού

Το 2020, η εγχώρια λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αριθμεί λιγότερους από τους σημερινούς παίκτες, καθώς θα έχει προηγηθεί ένας νέος γύρος εξαγορών και συγχωνεύσεων, με παράλληλη αύξηση του ανταγωνισμού. Τα πρώτα απτά δείγματα θα έχουν ήδη γίνει αντιληπτά στους καταναλωτές μέσα από τα νέα σύνθετα πακέτα που θα έχει προωθήσει η ΔΕΗ, τα οποία θα έχουν ακολουθήσει αντίστοιχα προϊόντα ιδιωτών προμηθευτών, συνδυάζοντας εκπτώσεις με άλλες παροχές, όπως εργασίες συντήρησης για το σπίτι και έλεγχος της κατανάλωσης.

Ηλεκτρικές Διασυνδέσεις Νησιών

Το 2020 αναμένεται να είναι κομβικής σημασίας και για το ζήτημα των ηλεκτρικών διασυνδέσεων των νησιών, προκειμένου να στηριχθεί η αξιοποίηση του υψηλού αιολικού και ηλιακού δυναμικού των νησιών και να ενισχυθεί η ενεργειακή τους ασφάλεια. Εντός του 2020, σχεδιάζεται να ολοκληρωθεί η δεύτερη και τρίτη φάση της ηλεκτρικής διασύνδεσης των Κυκλάδων και να προχωρήσουν οι διαδικασίες για το έργο της μεγάλης διασύνδεσης Κρήτης-Αττικής, ώστε να έχει ολοκληρωθεί το 2023.

Προώθηση Ηλεκτροκίνησης

Εντός του δεύτερου εξαμήνου του 2020 αναμένεται να δοθεί έμφαση στην ηλεκτροκίνηση μέσα από μία σειρά κινήτρων, όπως επιδοτήσεις αγοράς ηλεκτροκίνητων οχημάτων, φοροαπαλλαγές, εκπτώσεις στα διόδια και ελεύθερη στάθμευση σε επιλεγμένα σημεία στο κέντρο των πόλεων. Είναι χαρακτηριστικό ότι η ΔΕΗ έχει δεσμευθεί ότι μέσα στην επόμενη διετία με τριετία θα αναπτύξει πανελλαδικά τους πρώτους 1,000 σταθμούς φόρτισης.

Χρηματιστήριο Ενέργειας

Στα τέλη του 2020, το Χρηματιστήριο Ενέργειας θα διανύει τους πρώτους μήνες λειτουργίας του, αυξάνοντας τον ανταγωνισμό, αίροντας υφιστάμενες

στρεβλώσεις και κυρίως ενισχύοντας την λειτουργία των περιφερειακών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, μέσα από τη σύζευξη της Ελλάδας με τις γειτονικές αγορές. Πρώτο βήμα προς την κατεύθυνση αυτή είναι η ίδρυση του Περιφερειακού Κέντρου Ελέγχου Ηλεκτρικής Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης στη Θεσσαλονίκη, με την ονομασία «SEleNe CC» (Southeast Electricity Network Coordination Center), που θα διασφαλίσει τον συντονισμό των αγορών ηλεκτρισμού της Ελλάδας, της Βουλγαρίας, της Ρουμανίας και της Ιταλίας. Εκτός από την εφαρμογή του Target Model, το 2020 προδιαγράφει και άλλες αλλαγές. Μέσα στο τελευταίο τρίμηνο του 2020, αναμένεται η ολοκλήρωση της σύζευξης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με την Ιταλική, ενώ βρίσκονται ήδη σε εξέλιξη οι διαδικασίες για την σύζευξη και με τη βουλγαρική αγορά στις αρχές του 2021. Επιπλέον, δεδομένων των σχεδιαζόμενων έργων διασύνδεσης της Κρήτης και της αναμενόμενης ένταξής της στο διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, μελετάται η προσθήκη μιας νέας ζώνης προσφορών που θα ανοίξει ακόμη περισσότερο τη δυναμική της αγοράς και το εύρος των συναλλαγών.

Ως αποτέλεσμα, οι συμμετέχοντες θα έχουν πλέον πρόσβαση σε μια διευρυμένη ελληνική αγορά αλλά και σε όλες τις ευρωπαϊκές αγορές με τα ίδια εργαλεία και τους ίδιους όρους με τους αντίστοιχους ευρωπαϊκούς παίκτες, ενισχύοντας το γενικότερο σκοπό της βελτιστοποίησης της Ευρωπαϊκής (και αμεσότερα της Ελληνικής) κοινωνικής ευημερίας. Επίσης, στα τέλη Μαρτίου του 2020, πραγματοποιήθηκε η πρώτη συναλλαγή στη νεοσύστατη αγορά παραγωγών του Χρηματιστηρίου Ενέργειας. Αρχικά, θα προσφέρονται παράγωγα ενέργειας με δυνατότητα μόνο χρηματικού διακανονισμού, ενώ στη συνέχεια, με την έναρξη λειτουργίας των αγορών σύμφωνα με το μοντέλο-στόχο, θα ενεργοποιηθεί και η δυνατότητα προαιρετικού φυσικού διακανονισμού των σχετικών ποσοτήτων ενέργειας. Η ένθερμη υποστήριξη της νέας αγοράς από τα μέλη των υπαρχουσών χρηματοπιστωτικών αγορών και τους υφιστάμενους συμμετέχοντες της προ-ημερήσιας αγοράς (ΗΕΠ), στους οποίους θα δίνεται και η δυνατότητα αντιστάθμισης του κινδύνου διακυμάνσεων των τιμών της αγοράς επόμενης ημέρας (DAM), αποτελεί την επιτομή μιας συνδυαστικής αναβάθμισης όλου του χώρου και προετοιμασίας για το νέο μοντέλο λειτουργίας.

Ο κεντρικός ρόλος του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας αναμένεται να ενισχυθεί ακόμη περισσότερο με την έναρξη της νέας ενεργειακής αγοράς του φυσικού αερίου σε επόμενη φάση. Η στρατηγική, γεωγραφική και γεωπολιτική θέση της Ελλάδας μπορεί να την καταστήσει κεντρικό άξονα ροής φυσικού αερίου για την εξυπηρέτηση των αγορών της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Στη σημερινή κατάσταση απουσιάζει μια οργανωμένη χονδρεμπορική αγορά για το φυσικό αέριο, καθώς οι εμπορικές συναλλαγές βασίζονται κυρίως σε διμερή συμβόλαια με φυσική παράδοση μεταξύ παραγωγών και προμηθευτών. Το Ελληνικό

Χρηματιστήριο Ενέργειας σκοπεύει, σε συνεργασία με τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ) και μέσω της λειτουργίας μιας σύγχρονης πλατφόρμας συναλλαγών, να παρέχει τις προϋποθέσεις δημιουργίας μιας εύρωστης αγοράς, όπου η τιμή φυσικού αερίου θα καθορίζεται από την προσφορά και τη ζήτηση.

Περιφερειακή Συνεργασία Αγορών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Αναφορικά με τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, το σχέδιο της Ελλάδας, εκτός από εθνικό, περιλαμβάνει πολλές δράσεις, σχεδιασμένες για μια ισχυρή περιφερειακή συνεργασία το 2020, αλλά και τα επόμενα χρόνια, καθότι η διασύνδεση των ηλεκτρικών συστημάτων της ευρύτερης περιοχής θα ενισχύσει την ενεργειακή ασφάλεια και θα επιτρέψει τη διείσδυση περισσώτερων ΑΠΕ.

Στο πλαίσιο αυτό, η Θεσσαλονίκη πρόσφατα επιλέχθηκε ως έδρα του Περιφερειακού Κέντρου Ελέγχου Ηλεκτρικής Ενέργειας της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, γνωστό ως SEleNe CC (Southeast Electricity Network Coordination Center), γεγονός που θα διασφαλίσει τον συντονισμό και τη συνεργασία μεταξύ των αγορών και των συστημάτων της Ελλάδας, της Ρουμανίας, της Βουλγαρίας και της Ιταλίας, αλλά και στη νέα ηλεκτρική διασύνδεση μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας. Πιο συγκεκριμένα, η ίδρυση του Περιφερειακού Κέντρου Ελέγχου στη Θεσσαλονίκη ανταποκρίνεται στο πνεύμα του Κανονισμού 1485/2017 της Ευρωπαϊκής Ένωσης, σύμφωνα με τον οποίο, όλοι οι Ευρωπαίοι Διαχειριστές υποχρεούνται από το 2020 να αναθέσουν σε έναν τέτοιο φορέα, με έδρα σε κράτος μέλος της ΕΕ, τις εξής αρμοδιότητες:

- Τον ρόλο του φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας
- Την ανάπτυξη του κοινού μοντέλου για το δίκτυο της περιοχής
- Τον συντονισμό της περιφερειακής επιχειρησιακής ασφάλειας
- Τον συντονισμό των περιφερειακών διακοπών στοιχείων δικτύου και μονάδων λόγω συντηρήσεων
- Την αξιολόγηση της επάρκειας παραγωγής βραχυπρόθεσμα σε περιφερειακό επίπεδο

Ιδιωτικοποίηση ΔΕΔΔΗΕ και Περαιτέρω Πώληση ΑΔΜΗΕ

Η βολιδοσκόπηση της αγοράς και των δυνητικών «μνηστήρων» του ΔΕΔΔΗΕ από το εξωτερικό αναμένεται να ξεκινήσει προς τα τέλη του τρέχοντος έτους, με την προκήρυξη του σχετικού διαγωνισμού να τοποθετείται εντός του Α' τριμήνου του 2021. Ο στόχος για μεταβίβαση μεριδίου 49% συν αυξημένα δικαιώματα στη διοίκηση παραμένει ο επικρατέστερος, ωστόσο υπάρχουν κάποιες δεύτερες σκέψεις, το ποσοστό να είναι χαμηλότερο. Το σενάριο αυτό στηρίζεται στην λογική να πουλήσει η ΔΕΗ μερίδια σε δύο φάσεις, κρατώντας προς ώρας

μεγαλύτερο ποσοστό, ωστόσο η σκέψη συγκεντρώνει ελάχιστες πιθανότητες, με την βασική στρατηγική να παραμένει η διάθεση μέσω ενός διαγωνισμού ολόκληρου του 49%. Επομένως, στην διάρκεια των επόμενων μηνών, αφενός θα πρέπει να εγκριθεί το νέο ρυθμιστικό πλαίσιο της θυγατρικής της ΔΕΗ και αφετέρου να εξειδικευτούν οι λεπτομέρειες της ιδιωτικοποίησης του ΔΕΔΔΗΕ, με την ολοκλήρωση όλων των προκαταρκτικών διαδικασιών να τοποθετείται τον ερχόμενο Σεπτέμβριο. Αναφορικά με τον ΑΔΜΗΕ, η περαιτέρω ιδιωτικοποίησή του αναμένεται να προχωρήσει εντός του 2020, ώστε να προσελκυστούν νέα κεφάλαια για την υλοποίηση σημαντικών επενδύσεων. Η κινεζική State Grid, η οποία ελέγχει το 24% του ΑΔΜΗΕ, έχει δικαίωμα υποβολής πρώτης προσφοράς σε περίπτωση περαιτέρω αποκρατικοποίησης, ενώ παράλληλα το ΥΠΕΝ πρέπει να τηρήσει τις αυστηρές οδηγίες της ΕΕ για την είσοδο εταιρειών τρίτων χωρών σε ευρωπαϊκές επιχειρήσεις και υποδομές.

Ιδιωτικοποίηση ΔΕΠΑ

Εντός του 2021, αναμένεται να προχωρήσει η αποκρατικοποίηση της ΔΕΠΑ, αυτήν τη φορά υπό νέο πλαίσιο, καθώς προκρίνεται το «σπάσιμο» της εταιρείας όχι σε δύο, αλλά σε τρεις βραχίονες. Οι τελευταίες πληροφορίες έκαναν λόγο για δύο εταιρείες, εμπορίας και υποδομών, και τη δημιουργία μιας τρίτης με τις συμμετοχές της επιχείρησης στα διεθνή έργα.

Πιο συγκεκριμένα, θα υπάρχει η ΔΕΠΑ Εμπορίας (χονδρεμπορική, λιανική μέσω της Φυσικό Αέριο Ελληνικής Εταιρείας Ενέργειας, αεριοκίνηση και διεθνείς συμβάσεις προμήθειας), η ΔΕΠΑ Υποδομών (δίκτυα διανομής φυσικού αερίου με 100% στην Αττική και την υπόλοιπη Ελλάδα και 49% στη Θεσσαλονίκη και τη Θεσσαλία) και Συμμετοχές ΔΕΠΑ σε διεθνή έργα. Η ρύθμιση, όμως, θα προβλέπει την πώληση των δύο πρώτων εταιρειών εξ' ολοκλήρου, δηλαδή των ΔΕΠΑ Εμπορίας και Υποδομών. Η ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ Εμπορίας κρίνεται ιδιαίτερα σημαντική, καθώς στο χαρτοφυλάκιό της εντάσσεται η ΕΠΑ Αττικής, με ένα πελατολόγιο πάνω από 430,000 νοικοκυριά (ρεύμα και φυσικό αέριο) και με περισσότερες από 9,000 επιχειρήσεις, αποκτώντας αυτόματα προβάδισμα στη μάχη της εγχώριας αγοράς φυσικού αερίου. Στόχος είναι η επιλογή του αναδόχου για τη ΔΕΠΑ Υποδομών να έχει ολοκληρωθεί μέχρι τα τέλη Φεβρουαρίου του 2021, ενώ η ΔΕΠΑ Εμπορίας θα ακολουθήσει στα τέλη Μαρτίου.

Παράλληλα, αξίζει να αναφερθεί ότι οι εταιρείες που ενδιαφέρονται να εμπλακούν ενεργά στην ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ πήραν θέση και επιχείρησαν να ενισχύσουν την επιρροή και τα μερίδιά τους στην εγχώρια αγορά LNG. Πιο συγκεκριμένα, Μυτιληναίος, ΓΕΚ Τέρνα και Elpedison αναμένεται να κυριαρχήσουν στην ελληνική αγορά LNG το 2020, καθώς και οι τρεις εταιρείες εξασφάλισαν την «μερίδα του λέοντος» στον προγραμματισμό που έκανε ο ΔΕΣΦΑ για την έλευση φορτίων LNG την τρέχουσα χρονιά, στον τερματικό

σταθμό της Ρεβυθούσας. Υπενθυμίζεται ότι ήδη από το 2018, αλλά και το 2019, το LNG αποτέλεσε τον καταλύτη, ώστε νέοι παίκτες να αυξήσουν τα μερίδιά τους και η ελληνική αγορά φυσικού αερίου να αποκτήσει μεγαλύτερη ρευστότητα.

Προώθηση Έργων Υποδομών Φυσικού Αερίου

Σημαντικές εξελίξεις αναμένονται να λάβουν χώρα το 2020 και το 2021 όσον αφορά στα έργα υποδομών φυσικού αερίου της Ελλάδας. Πιο συγκεκριμένα, ακολουθεί λεπτομερής αναφορά στα σημαντικότερα έργα.

(α) Αγωγός Φυσικού Αερίου East Med

Η συμφωνία μεταξύ Ελλάδας, Κύπρου και Ισραήλ για τον αγωγό East Med, που υπογράφηκε στις αρχές του 2020, δείχνει τη σπουδαιότητα της υλοποίησης του συγκεκριμένου έργου. Αν τελικά κατασκευαστεί, αναμένεται να εξασφαλίσει για την Ελλάδα ένα στρατηγικό πλεονέκτημα, καθώς θα αποτελεί μέρος της διαδρομής που θα τροφοδοτεί την Ευρώπη με φυσικό αέριο. Σύμφωνα με τελευταίες πληροφορίες, η ελληνο-γαλλική κοινοπραξία IGI Poseidon, στην οποία συμμετέχουν με 50% η ΔΕΠΑ και η Edison, βρίσκεται σε συζητήσεις με τον ισραηλινό Διαχειριστή Φυσικού Αερίου (Israel Natural Gas Lines), ενώ στις αρχές Δεκεμβρίου του 2019, είχε υπογράψει μνημόνιο συνεργασίας με την επίσης ισραηλινή TMNG, μέλος του ομίλου Tahal. Ενός ομίλου με εξειδίκευση στο σχεδιασμό έργων πετρελαίου και φυσικού αερίου αλλά και στην κατασκευή έργων «με το κλειδί στο χέρι» (EPC). Τον περασμένο Μάιο κυρώθηκε με μεγάλη πλειοψηφία από την Βουλή η Διακυβερνητική Συμφωνία Ελλάδας-Κύπρου-Ισραήλ για τον αγωγό φυσικού αερίου East Med.

Επίσης, ολοκληρώθηκαν οι διαπραγματεύσεις για το καταστατικό του East Med Gas Forum και η τελετή υπογραφής πραγματοποιήθηκε μέσω τηλεδιάσκεψης στις 22 Σεπτεμβρίου. Έτσι, μετατρέπεται σε μόνιμο οργανισμό, που προωθεί την ειρήνη και την περιφερειακή συνεργασία στην περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου.

(β) Αγωγός Φυσικού Αερίου TAP

Στις 25 Νοεμβρίου 2019, ο Διαδριατικός Αγωγός Φυσικού Αερίου TAP εισήγαγε τις πρώτες ποσότητες φυσικού αερίου σε ένα τμήμα 2 χλμ. του αγωγού στην Ελλάδα, μεταξύ του ποταμού Έβρου και του Σταθμού Συμπύεσης στους Κήπους. Οι επόμενοι μήνες θα είναι καθοριστικοί για την πορεία της δοκιμαστικής λειτουργίας του αγωγού, καθώς στόχος είναι το τελευταίο τρίμηνο του 2020, να ξεκινήσουν κανονικά οι πρώτες παραδόσεις αζέρικου φυσικού αερίου μέσω Ελλάδας και Αλβανίας προς την Ιταλία και από εκεί προς την υπόλοιπη Ευρώπη.

(γ) Αγωγός Φυσικού Αερίου IGB και FSRU της Αλεξανδρούπολης

Σε φάση κατασκευής βρίσκεται ο ελληνοβουλγαρικός αγωγός IGB, με προοπτική να είναι ολοκληρωμένος το 2021, ενώ στα τέλη Μαρτίου του 2020 ολοκληρώθηκε με επιτυχία το 2o market test

για τη δέσμευση χωρητικότητας στο FSRU της Αλεξανδρούπολης.

(δ) Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου Νότιας Καβάλας

Σημαντικές εξελίξεις αναμένονται το 2020 και το 2021 στην εγχώρια αγορά φυσικού αερίου και πιο συγκεκριμένα στο έργο της υπόγειας αποθήκης στο εξαντλημένο κοίτασμα της Νότιας Καβάλας, χωρητικότητας τουλάχιστον 360 εκατ. κυβικών μέτρων. Στις 19 Οκτωβρίου του 2020, το ΤΑΙΠΕΔ ανακοίνωσε ότι τρία ενδιαφερόμενα μέρη (China Machinery Engineering Co. Ltd. (CMEC) – Maison Group, Energean και ΔΕΣΦΑ – ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ) υπέβαλαν Εκδήλωση Ενδιαφέροντος για την ΥΑΦΑ της «Νότιας Καβάλας», με την Energean να έχει συνάψει συνεργασία με την Αιγυπτιακή East Gas. Στην προκειμένη περίπτωση, η μετατροπή του εξαντλημένου κοιτάσματος σε υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου εκτιμάται ότι θα απαιτήσει μια επένδυση €300-400 εκατ. Σήμερα, λειτουργούν διεθνώς πάνω από 640 υπόγειες αποθήκες φυσικού αερίου, με ενεργή δυναμικότητα άνω των 330 δισ. κυβικών μέτρων, ποσότητα ίση με περίπου το 11% της παγκόσμιας κατανάλωσης. Μόνο στην Ευρώπη λειτουργούν 126 τέτοιες αποθήκες συνολικής δυναμικότητας περίπου 80 δισ. κυβικών μέτρων αερίου. Η Ελλάδα ανήκει στις ελάχιστες ευρωπαϊκές χώρες που δεν διαθέτει παρόμοια υποδομή.

(ε) Ανάπτυξη Δικτύων Μεταφοράς και Διανομής Υδρογόνου

Στην αναζήτηση έργων για την ανάπτυξη δικτύων με τη δυνατότητα μεταφοράς και διανομής υδρογόνου θα πρέπει να στραφούν και στην Ελλάδα οι διαχειριστές εντός του 2020 ενόψει των σαρωτικών αλλαγών που φέρνει η χρήση του νέου «καθαρού» καυσίμου.

Εταιρείες, όπως ο ΔΕΣΦΑ, η ΔΕΠΑ αλλά και οι ΕΔΑ, θα πρέπει να συμπεριλάβουν στα επόμενα προγράμματα ανάπτυξης των δικτύων τους έργα που θα μπορούν να έχουν πρόσβαση στα προνόμια των χρηματοδοτήσεων της ΕΕ, μιας και ο νέος κανονισμός για τα έργα κοινού ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος (PCI) θα προβλέπει την ενίσχυσή τους.

Είναι χαρακτηριστικό ότι η Επίτροπος Ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης τον Ιανουάριο του 2020 ενημέρωσε την Επιτροπή Βιομηχανίας του Ευρωκοινοβουλίου ότι ο νέος κανονισμός για τα PCI θα δώσει έμφαση σε δίκτυα υδρογόνου, τεχνολογίες δέσμευσης CO₂, σύζευξη τομέων, μπαταρίες αποθήκευσης και έξυπνα δίκτυα. Πρόσφατα, μάλιστα, η Γενική Γραμματέας Έρευνας και Εκπαίδευσης στη Γερμανία ανήγγειλε ότι το υδρογόνο θα αποτελέσει το νέο πετρέλαιο και ότι η χώρα της θα πρωτοστατήσει στην ανάπτυξη της τεχνολογίας και της χρήσης του. Ήδη δηλαδή στην Ευρώπη, οι κυβερνήσεις αλλά και οι μεγάλες ενεργειακές εταιρείες κινούνται στην καθιέρωση του υδρογόνου ως ένα από τα νευραλγικής σημασίας καύσιμα για την επίτευξη των στόχων της απανθρακοποίησης.

Για την Ελλάδα, οι Διαχειριστές Δικτύων είναι εκείνοι που θα πρέπει να αδράξουν την ευκαιρία σχεδιάζοντας έργα υδρογόνου, τα οποία θα είναι σε θέση να διεκδικήσουν την πίτα των κοινοτικών κονδυλίων μέσα από τα PCI. Η πρόκληση για τη χώρα μας είναι μεγάλη λόγω και της απολιγνιτοποίησης, ενώ τις ευκαιρίες για τα «καθαρά» αέρια, όπως το υδρογόνο και το βιομεθάνιο, έχουν υποδείξει και οι εκπρόσωποι της ακαδημαϊκής κοινότητας.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η Ελλάδα συμμετέχει ήδη σε μια πανευρωπαϊκή πρωτοβουλία για ένα κοινό σχέδιο παραγωγής υδρογόνου, κατά το μοντέλο της Συμμαχίας για τις Μπαταρίες (Battery Alliance). Μία πρωτοβουλία, την οποία προωθεί η Γερμανία, η οποία ενδιαφέρεται ιδιαίτερα για το υδρογόνο και για αυτό από τον Ιούλιο του 2020 και μετά, όταν και ανέλαβε από την Κροατία την προεδρία της ΕΕ, σκοπεύει να επιταχύνει τις διαδικασίες ανάπτυξής του. Επομένως, στόχος της Ελλάδας είναι να έχει καταρτίσει και να παρουσιάσει μέχρι το ερχόμενο καλοκαίρι ένα αποτελεσματικό θεσμικό πλαίσιο, προκειμένου η χώρα μας να μπορέσει να εκμεταλλευτεί τις όποιες ευκαιρίες παρουσιαστούν σε ενεργειακό επίπεδο επί γερμανικής προεδρίας.

Εξελίξεις στις Έρευνες Υδρογονανθράκων

Η έρευνα και εκμετάλλευση υδρογονανθράκων αποτελεί ένα ακόμη πεδίο έντονων αντιπαραθέσεων σε επίπεδο αντικρουόμενων επιχειρηματικών συμφερόντων, διπλωματίας και εξωτερικής πολιτικής. Οι θαλάσσιες περιοχές που παραχωρούνται με τις τέσσερις συμβάσεις που κυρώθηκαν από τη Βουλή είναι «Νοτιοδυτικά και Δυτικά της Κρήτης», που παραχωρούνται στην κοινοπραξία Total, ExxonMobil και ΕΛΠΕ, τη θαλάσσια περιοχή «Ιόνιο» που παραχωρείται στην κοινοπραξία Repsol-ΕΛΠΕ και τη θαλάσσια περιοχή «Περιοχή 10 Ιόνιο Πέλαγος» (Κόλπος Κυπαρισσίας), που παραχωρείται στα ΕΛΠΕ.

Οι γεωτρήσεις, που αρχικά προγραμματίζονταν εντός του 2020, στο Κατάκολο και τον Πατραϊκό, έχουν τώρα μετατεθεί για το 2021 λόγω των προβλημάτων και των δυσκολιών που προέκυψαν από την κρίση της πανδημίας του κορωνοϊού. Οι έρευνες και γεωτρήσεις για τις παραχωρήσεις σε Ιόνιο και Κρήτη δεν φαίνεται να έχουν επηρεαστεί, καθώς το μεγαλύτερο μέρος τους εντάσσεται στην περίοδο 2025-2028, όπως προβλέπεται στις συμβάσεις παραχώρησης των εταιρειών.

Βελτίωση των Συνθηκών Αναμένει η Αγορά Πετρελαϊκών Προϊόντων

Στο ευμετάβλητο σκηνικό που δημιουργούν οι διεθνείς τιμές του πετρελαίου και η πανδημία του κορωνοϊού καλείται να κινηθεί εκ νέου η αγορά των πετρελαιοειδών, αντιμετωπίζοντας τα τρέχοντα προβλήματα ρευστότητας και επιβίωσης εν γένει και προσδοκώντας παράλληλα ένα καλύτερο μέλλον. Διαχρονικές, ωστόσο, παραμένουν για τον κλάδο προκλήσεις, όπως η υψηλή φορολογία, τα

φαινόμενα λαθρεμπορίου, η ορθή λειτουργία των συστημάτων εισροών-εκροών, κ.λπ.

Προώθηση Έργων ΑΠΕ

Σύμφωνα με το τελευταίο ΕΣΕΚ (Δεκέμβριος 2019), το 61% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας της Ελλάδας θα πρέπει να προέρχεται από ΑΠΕ το 2030, κυρίως αιολικά και φωτοβολταϊκά. Οι «πράσινες» επενδύσεις απαιτούν αρχικά την απλοποίηση των αδειοδοτικών διαδικασιών, όπου, σύμφωνα με το σχετικό περιβαλλοντικό νομοσχέδιο που εκπόνησε το ΥΠΕΝ και πρόσφατα ψηφίστηκε από την Βουλή, ο χρόνος παροχής των απαραίτητων αδειών θα μειωθεί από τα 7 και πλέον χρόνια σήμερα, στα 2, δηλ. όσο ο ευρωπαϊκός μέσος όρος. Η εγχώρια αγορά ΑΠΕ βασίζεται σε μεγάλο βαθμό στο νέο νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, όπως στην επίστευση των έργων διασύνδεσης των ελληνικών νησιών και στα νέα έργα αποθήκευσης.

Ανάπτυξη Πράσινων Ομολόγων στην Ελλάδα

Τα αποκαλούμενα πράσινα ομόλογα είναι χρεόγραφα σταθερής απόδοσης, τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη χρηματοδότηση ή αναχρηματοδότηση έργων με θετικό αντίκτυπο στο περιβάλλον ή το κλίμα. Τα ομόλογα αυτά εκδίδονται από εταιρείες, οργανισμούς, χρηματοπιστωτικά ιδρύματα και κυβερνήσεις και έχουν συγκεκριμένη διάρκεια, ενώ οι εκδότες διασφαλίζουν ότι τα έσοδα από τα ομόλογα διατίθενται σε πράσινα έργα. Το εύρος που καλύπτουν, είναι τεράστιο. Χρηματοδοτούν έργα σε τομείς, όπως η ενέργεια, οι μεταφορές, η διαχείριση αποβλήτων, οι κατασκευές, το νερό και η χρήση γης. Κάποιοι ορισμοί περιλαμβάνουν, επίσης, δραστηριότητες που εμπίπτουν στις τηλεπικοινωνίες και την πληροφορική.

Η παγκόσμια αγορά των πράσινων ομολόγων είναι μια τεράστια αγορά που προσελκύει εντυπωσιακά κεφάλαια. Σύμφωνα με τον διεθνή οργανισμό πιστοποίησης πράσινων ομολόγων Climate Bonds Initiative¹⁰⁰, τα πράσινα ομόλογα που εκδόθηκαν διεθνώς το 2019 συγκέντρωσαν κεφάλαια ύψους \$257.7 δισ., ενώ το 2018 συγκέντρωσαν \$170.6 δισ.

Η έκδοση πράσινου ομολόγου αξίας €150 εκατ. από την ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή, η πρώτη που έλαβε χώρα στην Ελλάδα, δεν εξυπηρέτησε μόνο τον σχεδιασμό της εταιρείας, αλλά βοήθησε να στρέψει το ενδιαφέρον της επιχειρηματικής κοινότητας και όχι μόνο, στο συγκεκριμένο μέσο χρηματοδότησης. Ο χρόνος μπορεί να κριθεί κάτι παραπάνω από κατάλληλος, καθώς ολοένα και περισσότεροι διεθνείς επενδυτές, χώρες και οργανισμοί, είτε τα χρησιμοποιούν, είτε συμβουλεύουν την περαιτέρω διάδοσή τους.

Προώθηση Έργων Ενεργειακής Αποδοτικότητας

Το 2020 θα είναι η πρώτη χρονιά για το στοίχημα

¹⁰⁰ https://www.climatebonds.net/files/reports/2019_annual_highlights-final.pdf

των ενεργειακών αναβαθμίσεων κτιρίων. Το πλάνο εφαρμογής του νέου ΕΣΕΚ προβλέπει ότι κάθε χρόνο θα πρέπει να αναβαθμίζονται ενεργειακά περί τα 60,000 κτίρια. Στη κατεύθυνση αυτή, αναμένεται να βοηθήσει η έναρξη νέων προγραμμάτων ενεργειακής αναβάθμισης ιδιωτικών κτιρίων, δημόσιων κτιρίων (πρόγραμμα ΗΛΕΚΤΡΑ) αλλά και βιομηχανιών. Πρόκειται για δέσμη μέτρων κρίσιμης σημασίας για την επίτευξη των στόχων του ΕΣΕΚ, του οποίου το κλειδί είναι ακριβώς η ενεργειακή αποδοτικότητα, καθώς η Ελλάδα έχει δεσμευτεί το 2030 η κατανάλωση ενέργειας να είναι μικρότερη από ότι ήταν το 2017. Η ανάλυση όλων των ανωτέρω σηματοδοτεί ότι το 2020 αναμένεται να είναι μια χρονιά κοσμογονικών αλλαγών στην εγχώρια αγορά ενέργειας, καθώς μέσα σε μερικούς μόνο μήνες πρόκειται να δρομολογηθούν όλα όσα δεν συνέβησαν κατά την τελευταία εικοσαετία, με τη σταδιακή εγκατάλειψη του λιγνίτη, τη στροφή στις ΑΠΕ και την ενεργειακή αποδοτικότητα, την ενίσχυση του ρόλου του φυσικού αερίου και τις μεγάλες ιδιωτικοποιήσεις.

Επιπτώσεις του Κορωνοϊού στην Εγχώρια Ενεργειακή Αγορά

Η αντιμετώπιση της εξάπλωσης της πανδημίας του κορωνοϊού στην Ελλάδα είχε ως αποτέλεσμα την επιβολή περιορισμών στις μετακινήσεις και στη βιομηχανική παραγωγή της. Οι εξελίξεις αυτές είναι προφανές ότι επηρέασαν τόσο την οικονομία, όσο και τον ενεργειακό τομέα της χώρας.

Ενδεικτικά, στην αγορά των πετρελαιοειδών της Ελλάδας, λόγω του πολέμου τιμών Σαουδικής Αραβίας-Ρωσίας, που ξέσπασε στις αρχές του περασμένου Μαρτίου και οδήγησε σε πτώση των τιμών του αργού κατά 30%, αλλά και της αύξησης των κρουσμάτων του κορωνοϊού, προκλήθηκε μεγάλη ζημιά στα αποθέματα των εταιρειών του κλάδου, καθώς αυτά αγοράστηκαν σε τιμές υψηλότερες από τα τρέχοντα επίπεδα.

Αντιθέτως, προέκυψαν και ευκαιρίες, καθώς η πτώση των πετρελαϊκών τιμών δίνει τη δυνατότητα για προμήθεια πρώτων υλών με χαμηλό κόστος και χωρίς την απαίτηση υψηλών κεφαλαίων κίνησης. Άρα, με τον τρόπο αυτό μειώνεται σημαντικά το λειτουργικό κόστος.

Ωστόσο, η μεγάλη ανησυχία, τόσο των εγχώριων διυλιστηρίων όσο και των εταιρειών εμπορίας πετρελαιοειδών, είναι η πορεία της ζήτησης και κατανάλωσης καυσίμων εντός του 2020. Είναι χαρακτηριστικό ότι οι εταιρείες εμπορίας πετρελαιοειδών διαπίστωσαν, το πρώτο Σαββατοκύριακο του περασμένου Μαρτίου, μείωση στη ζήτηση βενζίνης και ντίζελ, εξαιτίας των περιορισμών στις μετακινήσεις των πολιτών. Γενικότερα, οι εταιρείες εμπορίας πετρελαιοειδών και τα βενζινάδικα πορεύθηκαν σε συνθήκες οικονομικής ασφυξίας εξαιτίας της μεγάλης πτώσης του όγκου των πωλήσεων έως και 70% τον περασμένο Μάρτιο, της συρρίκνωσης της τάξης του 90% για τον Απρίλιο, αλλά και του μέτρου της μετάθεσης των πληρωμών των επιταγών κατά 75

μέρες.

Από την πλευρά τους, τα εγχώρια διυλιστήρια υποστήριξαν ότι, στο πρώτο δίμηνο του τρέχοντος έτους, η ζήτηση καυσίμων διαμορφώθηκε στα περσινά επίπεδα, ενώ για τον περασμένο Μάρτιο τα πρώτα σημάδια έδειχναν πτώση, καθώς πολλές αεροπορικές εταιρείες άρχισαν να ακυρώνουν πτήσεις. Ο φόβος της ελληνικής πετρελαϊκής αγοράς είναι η επιδείνωση της κατάστασης από τον Μάιο και έπειτα, όταν ξεκινά η τουριστική περίοδος.

Συμπερασματικά και με την ζήτηση τον περασμένο Απρίλιο και Μάιο να παρουσιάζει σημαντική πτώση, οι φορείς της ελληνικής αγοράς υγρών καυσίμων κάνουν λόγο για αβεβαιότητα στις μελλοντικές εκτιμήσεις, τόσο εξαιτίας της πορείας που θα έχει ο κορωνοϊός, όσο και της διαμάχης ανάμεσα στις πετρελαιοπαραγωγικές χώρες, κυρίως της Σαουδικής Αραβίας και της Ρωσίας. Πάντως, ενδεικτική της κατάστασης στην αγορά των πετρελαιοειδών είναι και η τελευταία παρέμβαση του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας, ο οποίος εκτίμησε πως το 2020 η κατανάλωση πετρελαιοειδών προϊόντων θα είναι πτωτική, κάτι που συμβαίνει για πρώτη φορά μετά το 2009.

Η περιρρέουσα ατμόσφαιρα στην παγκόσμια αγορά πετρελαίου το τελευταίο διάστημα προκαλεί εύλογη ανησυχία για τη συνεχιζόμενη παρουσία ελληνικών και διεθνών ενεργειακών εταιρειών στις δραστηριότητες έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων όχι μόνο στην Ελλάδα, αλλά και στην ευρύτερη περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου, καθώς τίθενται θέματα αφενός της ίδιας της επιβίωσης των διαχειριστών των κοιτασμάτων και αφετέρου της ανταγωνιστικότητας του φυσικού αερίου σε μια εποχή ιδιαίτερα χαμηλών τιμών (κυρίως LNG).

Ένας ακόμη τομέας, όπου ο κορωνοϊός είχε σημαντική επίδραση, ήταν αυτός των φωτοβολταϊκών και των αιολικών, καθώς η Κίνα είναι ο μεγαλύτερος κατασκευαστής και εξαγωγέας φωτοβολταϊκών διεθνώς. Λαμβάνοντας υπόψη ότι αρκετά κινεζικά εργοστάσια υπολειτουργούσαν τον περασμένο Μάρτιο, επηρεάστηκαν βραχυπρόθεσμα οι παραδόσεις εξοπλισμού παγκοσμίως, με την Ελλάδα να έχει επηρεαστεί σε πολύ μικρό βαθμό.

Αναμφίβολα, η βασική πρόκληση ήταν και είναι η πιθανή έλλειψη ρευστότητας της ενεργειακής αγοράς, κάτι που αναμένεται να επηρεάσει και τον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ (ΕΛΑΠΕ), που χρηματοδοτεί τις επενδύσεις των παραγωγών ηλεκτρικού ρεύματος από αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς, και κατ' επέκταση τις πληρωμές των παραγωγών. Επίσης, σημαντικοί λόγοι επιδείνωσης της κατάστασης του ΕΛΑΠΕ είναι η πτώση της Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ), δηλ. της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, και της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών, αλλά και ο κίνδυνος για την απομείωση των ταμειακών ροών λόγω της ενδεχόμενης αύξησης των καθυστερήσεων πληρωμών από τους καταναλωτές.

Οι εν εξελίξει επενδύσεις ΑΠΕ αντιμετωπίζουν αρκετές δυσκολίες λόγω της καθυστέρησης ανταπόκρισης από τις αδειοδοτούσες υπηρεσίες, των περιορισμών μετακίνησης και διαμονής των στελεχών τους και του τεχνικού προσωπικού, των καθυστερήσεων στα χρονοδιαγράμματα παράδοσης εξοπλισμών, αλλά και της αποκατάστασης προβλημάτων σε ήδη λειτουργούντα έργα, μεταξύ άλλων.

Επίσης, υπάρχει ιδιαίτερη ανησυχία στις εταιρείες προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς διαθέτουν ισχυρό μέρος του πελατολογίου τους στη Μέση Τάση. Και αυτό διότι έχουν ήδη καταγραφεί οι πρώτες αρνητικές επιπτώσεις σε κλάδους που αναμένεται να πληγούν περισσότερο από τον ιό, όπως είναι οι τουριστικές επιχειρήσεις, τα ξενοδοχεία και η εστίαση. Ακόμη και στο εμπόριο, εκτός των αλυσίδων σούπερ μάρκετ, όπου καταγράφεται κατακόρυφη αύξηση των πωλήσεων, τα μηνύματα τον περασμένο Μάρτιο και Απρίλιο ήταν αρκετά δυσόλινα.

Σύμφωνα με εκτιμήσεις Ελλήνων ενεργειακών αναλυτών, η εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να χρειαστεί κεφάλαια της τάξεως του €1 δισ., προκειμένου να καλύψει με ασφάλεια ένα μεγάλο διάστημα του φετινού καλοκαιριού, περνώντας χωρίς μεγάλους τριγμούς μέσα από το τούνελ της μειωμένης ρευστότητας των αρκετών επόμενων μηνών.

Μείωση Ατμοσφαιρικής Ρύπανσης

Η επιβολή περιοριστικών μέτρων κατά της εξάπλωσης του κορωνοϊού οδήγησε στην μόνη θετική εξέλιξη στην εγχώρια αγορά ενέργειας. Σύμφωνα με μετρήσεις της Ομάδας Ατμοσφαιρικής Φυσικής και Χημείας του Ινστιτούτου Ερευνών Περιβάλλοντος και Βιώσιμης Ανάπτυξης (ΙΕΠΒΑ) του Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών, η ατμοσφαιρική ρύπανση στην Αθήνα εμφανίζει αξιοσημείωτη υποχώρηση.

Ως ορόσημο για τη σύγκριση των επιπέδων ρύπανσης ορίστηκε η 23η Μαρτίου, όταν ξεκίνησε η απαγόρευση της κυκλοφορίας. Οι μετρήσεις αφορούν μέχρι την 12η Απριλίου, ενώ το χρονικό διάστημα από την 1η ως και την 22η Μαρτίου χρησιμοποιήθηκε ως περίοδος αναφοράς των συγκεντρώσεων ρύπων πριν την εφαρμογή των μέτρων.

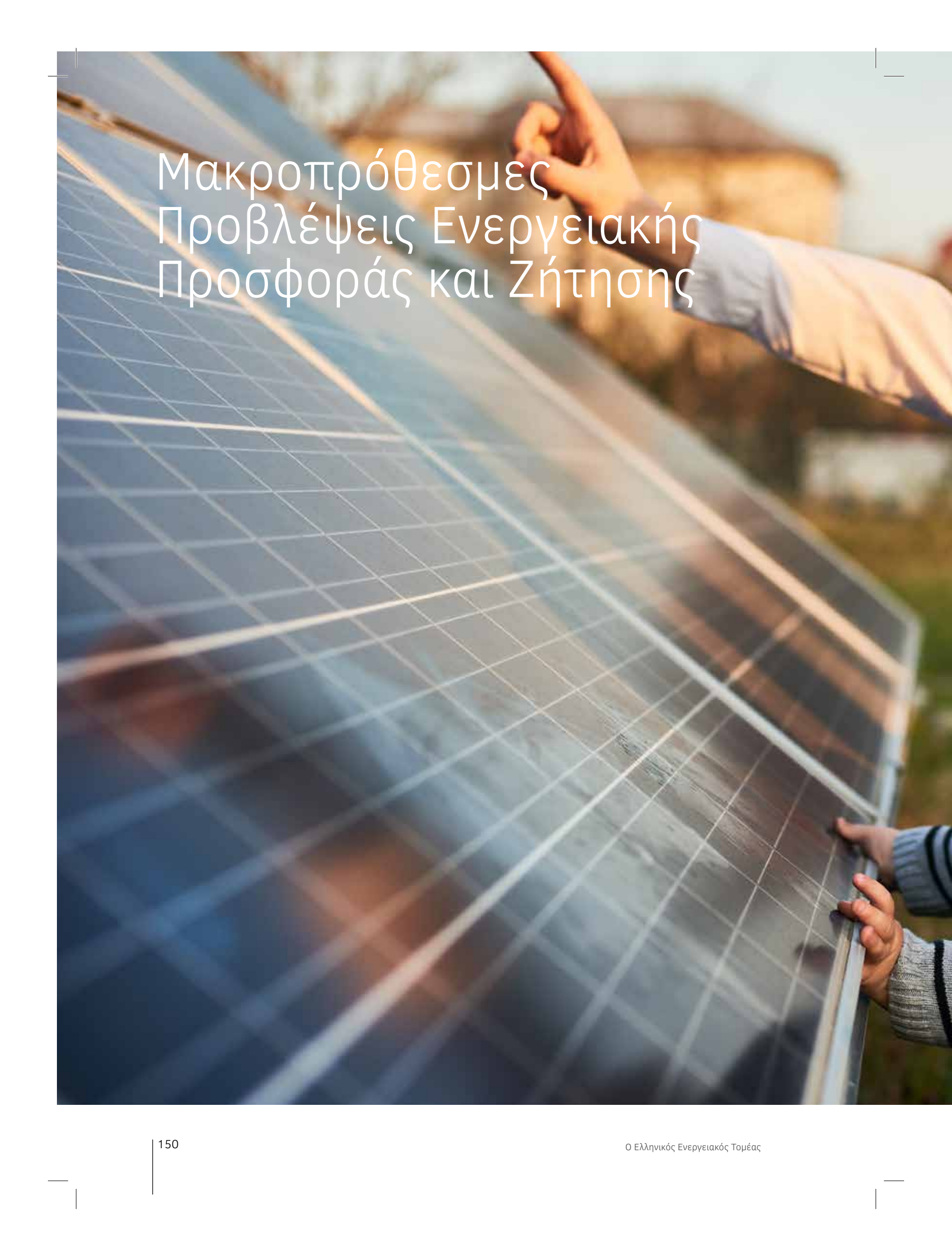
Συμπερασματικά, η περίοδος 23 Μαρτίου-12 Απριλίου του 2020, οπότε και εφαρμόστηκαν τα μέτρα περιορισμού κυκλοφορίας στο πλαίσιο της πρόληψης της εξάπλωσης της πανδημίας, εμφάνισε μείωση στις συγκεντρώσεις των ρύπων που σχετίζονται με την κυκλοφορία οχημάτων της τάξης του 30%-40%, σε σύγκριση με την περίοδο 1-22 Μαρτίου του 2020 και τουλάχιστον 10%-25%, σε σύγκριση με την αντίστοιχη περίοδο του 2019.

Τα άλλα κύρια συμπεράσματα των μετρήσεων συνοψίζονται ως εξής:

- Παρουσιάστηκε μείωση στις συγκεντρώσεις των αέριων ρύπων που σχετίζονται με διεργασίες καύσης. Συγκεκριμένα, τα οξείδια του αζώτου (NO_x), που προέρχονται κυρίως από τις εκπομπές των αυτοκινήτων, μειώθηκαν κατά 45%. Ειδικότερα, τα επίπεδα του διοξειδίου του αζώτου (NO_2), που αποτελεί θεσμοθετημένο ρύπο, μειώθηκαν κατά 35%. Το μονοξείδιο του άνθρακα (CO), που παράγεται από ατελείς καύσεις ορυκτών καυσίμων και βιομάζας, επίσης, παρουσιάζει μείωση της τάξης του 30%.
- Τα επίπεδα του θερμοκηπικού αερίου διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) μειώθηκαν κατά 2%. Ωστόσο, όσον αφορά ειδικά στην αστική συνεισφορά (της Αθήνας), λαμβάνοντας υπόψη το περιοχικό υπόβαθρο, παρατηρήθηκε σημαντική μείωση της τάξης του 35%.
- Οι συγκεντρώσεις των λεπτών σωματιδίων $\text{PM}_{2.5}$ (με διάμετρο έως 2.5 εκατομμυριοστά του μέτρου) παρουσίασαν μείωση της τάξης του 20%. Ειδικότερα, τα σωματίδια που εκπέμπονται τοπικά κυρίως από την κυκλοφορία, όπως ο μαύρος άνθρακας (BC) και χαρακτηριστικά ιχνοστοιχεία, παρουσίασαν μείωση 25%-45%. Αντίθετα, οι συγκεντρώσεις του θείου (S) που αντιπροσωπεύουν τον τομέα παραγωγής ενέργειας καθώς και τη διασυννοριακή ρύπανση δεν παρουσίασαν αξιόλογη μεταβολή.

Κατά την αντίστοιχη περίοδο 1-22 Μαρτίου του 2020 δεν υπήρχε σημαντική διαφοροποίηση, τόσο στα επίπεδα των ρύπων όσο και στις επικρατούσες μετεωρολογικές συνθήκες (ταχύτητα ανέμου, βροχόπτωση και θερμοκρασία) σε σχέση με το 2019. Αντίθετα, κατά την περίοδο 23 Μαρτίου-12 Απριλίου του 2020, οι συγκεντρώσεις των ρύπων παρουσίασαν μείωση κατά 10%-25%, σε σύγκριση με το 2019. Λαμβάνοντας υπόψη ότι η ένταση του ανέμου κατά την περίοδο του 2019 ήταν αυξημένη κατά 30%, σε σχέση με το 2020, συντελώντας έτσι στον φυσικό καθαρισμό της ατμόσφαιρας, εκτιμάται ότι η πραγματική μείωση φέτος είναι ακόμη μεγαλύτερη.

Το ΙΕΝΕ, παρακολουθώντας στενά τις επιπτώσεις του κορωνοϊού στον εγχώριο ενεργειακό τομέα, εκπόνησε μια ειδική Έκθεση, με σκοπό την καταγραφή και επεξεργασία των ανωτέρω επιπτώσεων, η οποία δημοσιεύτηκε στις αρχές Σεπτεμβρίου.



Μακροπρόθεσμες Προβλέψεις Ενεργειακής Προσφοράς και Ζήτησης



9. Μακροπρόθεσμες Προβλέψεις Ενεργειακής Προσφοράς και Ζήτησης

Η μελλοντική εικόνα του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας αποτυπώνεται μέσα από την εξέλιξη των βασικών ενεργειακών μεγεθών που ορίζουν την προσφορά και την ζήτηση ενέργειας. Από τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στο νέο ΕΣΕΚ είναι σαφές ότι το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας διαφοροποιείται σημαντικά την επόμενη δεκαετία, ενώ οι σχετικοί ενεργειακοί και περιβαλλοντικοί στόχοι για το 2030 αναμένεται να επιτευχθούν τόσο με αλλαγές στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής όσο και με σημαντικές διαφοροποιήσεις στην κατανάλωση καυσίμων στους τελικούς τομείς κατανάλωσης και στο βαθμό επίτευξης ενεργειακής αποδοτικότητας.

Ο Πίνακας 2 στα Παραρτήματα παρουσιάζει την εξέλιξη των βασικών ενεργειακών μεγεθών στη μορφή ενός συνοπτικού ενεργειακού ισοζυγίου για την περίοδο 2020-2030, με ενδιάμεσα έτη το 2022, 2025 και 2027 για την καλύτερη παρακολούθηση της προσπάθειας που επιτελείται για την επίτευξη των εθνικών στόχων. Επιπλέον, παρουσιάζεται η εξέλιξη συγκεκριμένων ενεργειακών και κλιματικών δεικτών για την ίδια περίοδο, όπως αποτυπώνονται στο ΕΣΕΚ.

Όσον αφορά στη **ζήτηση ενέργειας**, η συνολική πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας παρουσιάζει μια ήπια αλλά σταθερή μείωση έως το 2030, ενώ, ειδικά για το 2020 και το 2030, επιτυγχάνεται μικρότερη κατανάλωση σε σχέση τόσο με τον εθνικό στόχο για το 2020 (24.7 Mtoe), όσο και με τον συνολικό ευρωπαϊκό στόχο για το 2030¹⁰¹ (44% μείωση σε σχέση με τη πρόβλεψη του 2007 για το 2030), όπως παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 50, σύμφωνα με στοιχεία του ΕΣΕΚ. Επιπρόσθετα, βάσει των

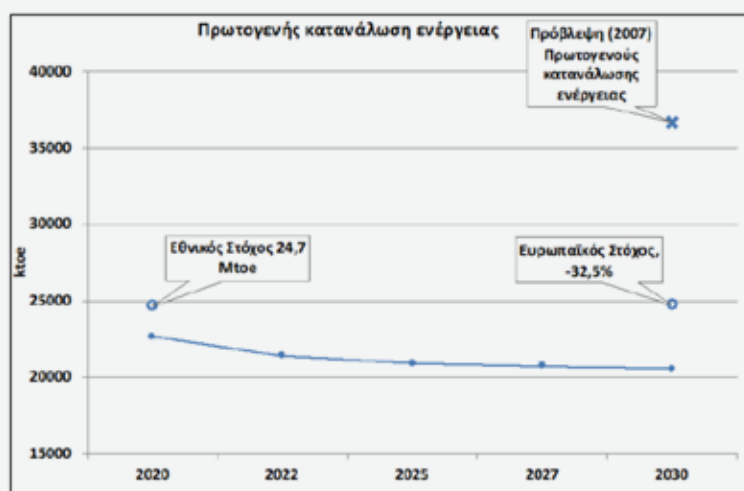
αποτελεσμάτων των ενεργειακών προσομοιώσεων, εκτιμάται ότι το 2030 η πρωτογενής κατανάλωση ενέργειας θα είναι μειωμένη κατά 17%, σε σχέση με τον εθνικό στόχο του 2020 (24.7 Mtoe).

Παράλληλα, παρατηρείται ήπια μείωση της τελικής κατανάλωσης ενέργειας, η οποία το 2030 εκτιμάται ότι δεν θα ξεπερνάει τα 16.5 Mtoe, θα κυμαίνεται δηλαδή σε επίπεδα χαμηλότερα από αυτά του 2017, αναδεικνύοντας την επίτευξη υψηλότερης ενεργειακής αποδοτικότητας μέσω της θέσπισης ισχυρότερων μέτρων και πολιτικών κυρίως στον κτιριακό τομέα αλλά και στον τομέα των μεταφορών. Όπως παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 51, το 2020 εκτιμάται χαμηλότερη τελική κατανάλωση ενέργειας, σε σχέση με τον αντίστοιχο εθνικό στόχο, ενώ το 2030 η μείωση, σε σχέση με την πρόβλεψη του 2007, για την τελική κατανάλωση ενέργειας του 2030 υπερβαίνει το 32.5% και ανέρχεται σε 38%. Επιπρόσθετα, εκτιμάται ότι το 2030 η τελική κατανάλωση ενέργειας θα είναι μειωμένη κατά 10%, σε σχέση με τον εθνικό στόχο του 2020 (18.4 Mtoe).

Επισημαίνεται ότι τα συγκεκριμένα μεγέθη παρουσιάζονται χωρίς τη συνεισφορά της θερμότητας περιβάλλοντος που καταναλώνεται από τη χρήση αντλιών θερμότητας, ώστε να συγκρίνονται με τις αντίστοιχες προβλέψεις του 2007.

Επιπλέον, αξίζει να σημειωθεί ότι η διαφορά μεταξύ πρωτογενούς και τελικής κατανάλωσης ενέργειας παρουσιάζει μείωση την περίοδο 2020-2030, γεγονός που αναδεικνύει τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας του συστήματος μέσα από τη διείσδυση των ΑΠΕ, κυρίως στην ηλεκτροπαραγωγή.

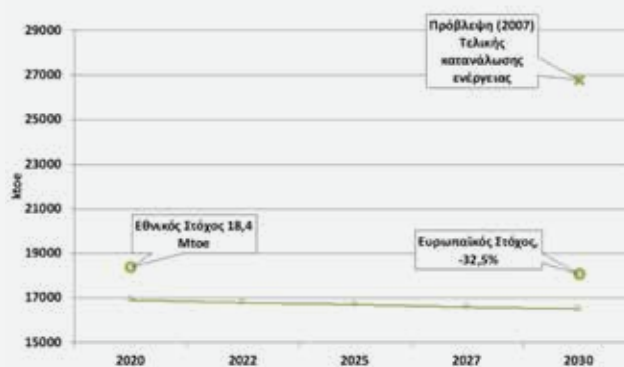
Διάγραμμα 50: Πρωτογενής Κατανάλωση Ενέργειας στην Ελλάδα, 2020-2030



Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

¹⁰¹ Επισημαίνεται ότι ο ευρωπαϊκός στόχος για την ενεργειακή αποδοτικότητα ορίζεται ως μικρότερη πρωτογενής και τελική κατανάλωση κατά 32.5% το 2030, σε σχέση με τις αντίστοιχες προβλέψεις του 2007 για το 2030.

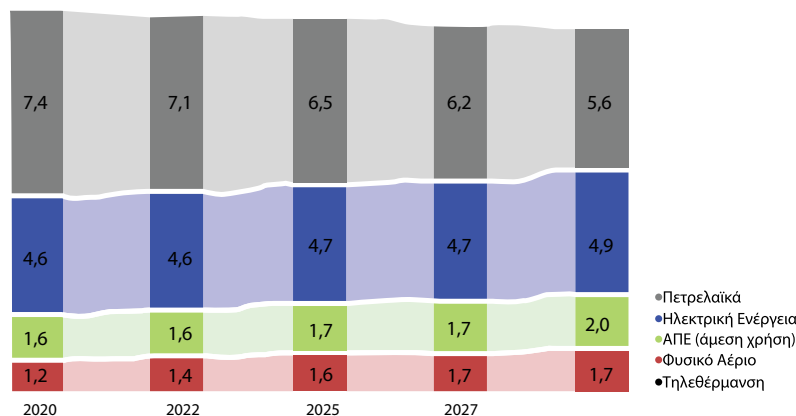
Διάγραμμα 51: Τελική Κατανάλωση Ενέργειας στην Ελλάδα, 2020-2030



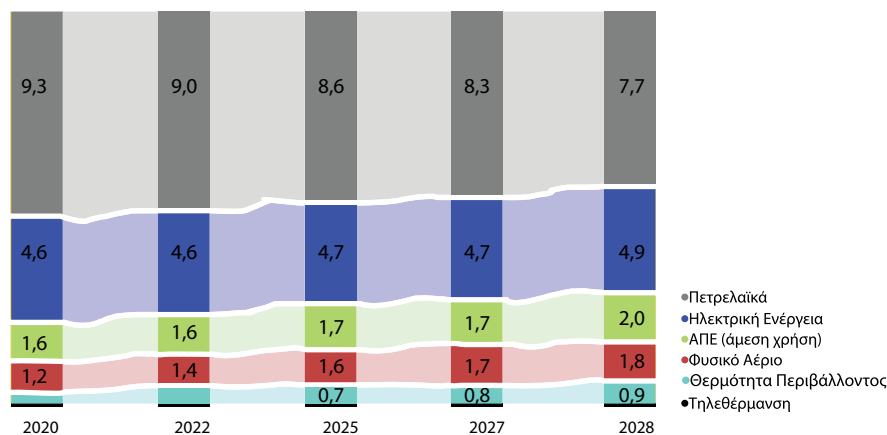
Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Η τελική κατανάλωση ενέργειας παρουσιάζει μείωση κατά 2.5% το 2030, σε σχέση με την εκτίμηση για το 2020 και κατά 1.5%, σε σχέση με το 2017, με τη συνολική κατανάλωση ενέργειας να μειώνεται στα 16.5 Mtoe (μη συμπεριλαμβανομένης της θερμότητας περιβάλλοντος για τη χρήση αντλιών θερμότητας), όπως απεικονίζεται στο Διάγραμμα 52. Όσον αφορά την τελική κατανάλωση ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της θερμότητας περιβάλλοντος για χρήση αντλιών θερμότητας, αυτή παραμένει σε σχεδόν σταθερά επίπεδα, καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου 2020-2030. Παράλληλα, παρατηρείται 42% αύξηση της άμεσης χρήσης των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας (δηλαδή από θερμικά ηλιακά, αντλίες θερμότητας, γεωθερμία, βιοενέργεια) το 2030, σε σχέση με το 2020, με αξιοσημείωτη πτώση της άμεσης χρήσης των πετρελαϊκών προϊόντων και σημαντική άνοδο της άμεσης χρήσης του φυσικού αερίου. Η τηλεθέρμανση παραμένει σταθερή με το μερίδιό της στο σύνολο να είναι πολύ χαμηλό και το 2030 να ανέρχεται σε 0.2% (βλ. Διάγραμμα 53). Το σύνολο της τελικής κατανάλωσης ενέργειας περιλαμβάνει και την κατανάλωση των υποτομέων των μεταφορών που αφορούν αερομεταφορές (εθνικές και διεθνείς) και εγχώρια ναυσιπλοΐα, για τους οποίους για τη συγκεκριμένη περίοδο αναφοράς εκτιμώνται περιορισμένες δυνατότητες για τη βελτίωση της ενεργειακής τους απόδοσης, σύμφωνα με το ΕΣΕΚ.

Διάγραμμα 52: Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά Καύσιμο (Εξαιρουμένων Αερομεταφορών και Ναυσιπλοΐας) στην Ελλάδα, 2020-2030

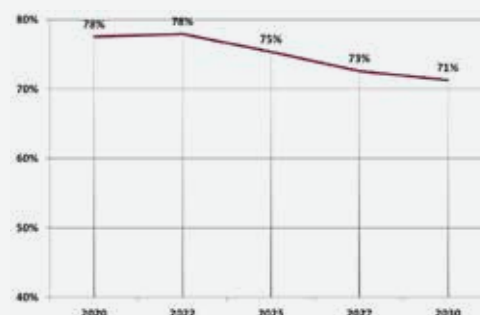


Διάγραμμα 53: Τελική Κατανάλωση Ενέργειας ανά Καύσιμο (Σύνολο Τελικής Κατανάλωσης Ενέργειας) στην Ελλάδα, 2020-2030



Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Διάγραμμα 54: Εξέλιξη Ενεργειακής Εξάρτησης της Ελλάδας, 2020-2030



Η εξέλιξη του **συστήματος ηλεκτροπαραγωγής** μέχρι το 2030 χαρακτηρίζεται από τη μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ και την απόσυρση λιγνιτικών μονάδων μέχρι το 2028, η οποία έχει προγραμματιστεί στο πλαίσιο της νέας εθνικής πολιτικής για την απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού τομέα, καθώς, επίσης, και την μείωση της εγκατεστημένης ισχύος των πετρελαϊκών μονάδων (στον νησιωτικό χώρο), οι οποίες αναμένεται να παύσουν τη λειτουργία τους αφενός λόγω των υψηλών εκπομπών αερίων ρύπων και της παλαιότητας των μονάδων αυτών και αφετέρου λόγω των επικείμενων διασυνδέσεων των νησιών με το διασυνδεδεμένο σύστημα κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου. Τα βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2030, σύμφωνα με το σενάριο επίτευξης στόχων του ΕΣΕΚ, παρουσιάζονται στον Πίνακα 30.

Πίνακας 30: Βασικά Χαρακτηριστικά Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής Μέχρι το 2030, Σύμφωνα με το Σενάριο Επίτευξης Στόχων του ΕΣΕΚ

Ηλεκτροπαραγωγή	2020	2022	2025	2027	2030
Εγκατεστημένη Ισχύς [GW]					
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	3.9	2.9	0.7	0.7	0.0
Πετρελαϊκά προϊόντα (συμπ. διυλιστήρια)	1.9	1.7	1.0	1.0	0.3
Φ. Αέριο	5.2	6.0	6.9	6.9	7.0
Βιοενέργεια	0.1	0.12	0.14	0.16	0.31
Υ/Η	3.4	3.7	3.7	3.7	3.7
Αιολικά	3.6	4.2	5.2	6.0	7.0
Φ/Β	3.0	3.9	5.3	6.3	7.7
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
Γεωθερμία	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Σύνολο	21.1	22.6	23.0	24.7	26.2
Νέα ισχύς συστημάτων αποθήκευσης	0.0	0.0	0.7	0.7	0.7
Ακαθάριστη Ηλεκτροπαραγωγή [GWh]	54386	54424	55681	56109	57927
Ίδιοκατανάλωση	2007	1602	1398	1276	708
Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή [GWh]	52379	52822	54283	54833	57220
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	8114	5199	4536	4538	0
Πετρελαϊκά προϊόντα (συμπ. διυλιστήρια)	3597	2723	2209	1892	828
Φ. Αέριο	22963	21894	19169	16229	18304
Βιοενέργεια	425	539	772	974	1575
Υ/Η	5453	6193	6324	6324	6392
Αιολικά	7204	10034	12509	14348	17112
Φ/Β	4625	6240	8506	10018	12117
Ηλιοθερμικοί σταθμοί	0	0	257	258	260
Γεωθερμία	0	0	0	252	631
Καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού [GWh]	6200	5165	4946	4752	4578
Απώλειες δικτύου [GWh]	3785	2690	3609	3518	3446
Συνολική διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας [GWh]	58579	57986	59228	59586	61797
Κατανάλωση Ενεργειακού τομέα [GWh]	1158	1093	1164	1169	1201
Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρισμού [GWh]	53636	53204	54456	54898	57151
Μερίδιο ΑΠΕ στην ακαθάριστη ηλεκτροπαραγωγή	32.6%	42.3%	50.9%	57.3%	65.7%
Εκπομπές CO₂ από Ηλεκτροπαραγωγή [MtCO₂]	23	15	13	11	7

Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

Η διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα της ακαθάριστης εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής το 2030 αναμένεται να ανέλθει ως μερίδιο συμμετοχής σχεδόν στο 66%, από το 32.6% για το 2020, κάτι που οφείλεται αφενός στην αναμενόμενη περαιτέρω μείωση του κόστους των τεχνολογιών ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή, ιδιαίτερα φωτοβολταϊκών και αιολικών σταθμών, αφετέρου στην απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων, την παραγωγή των οποίων καλούνται να αντικαταστήσουν. Η αναμενόμενη αύξηση του κόστους παραγωγής των υπολοίπων συμβατικών μονάδων, λόγω της αύξησης του κόστους κτήσης δικαιωμάτων εκπομπών¹⁰², καθιστά τις ΑΠΕ ιδιαίτερα ανταγωνιστικές ως προς τις συμβατικές μονάδες για την περίοδο μετά το 2020.

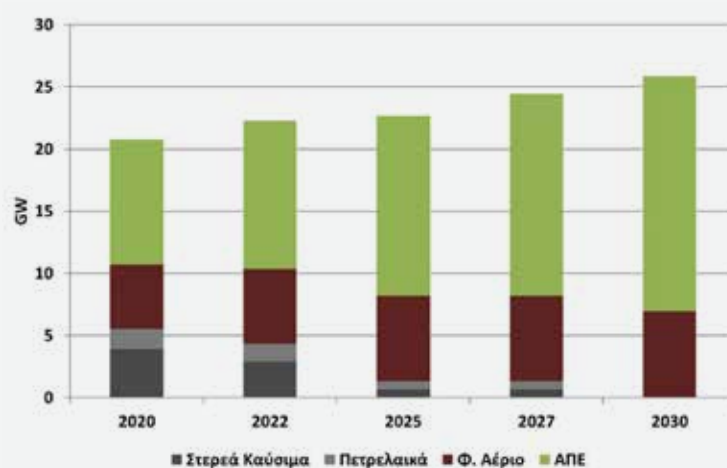
Άλλωστε, ο στόχος διείσδυσης των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας επιτυγχάνεται με τον οικονομικά αποδοτικότερο τρόπο για την εθνική οικονομία μέσω της σημαντικής αύξησης της συνεισφοράς αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό συμβαίνει καθώς πρόκειται για τεχνολογίες που ήδη έχουν ιδιαίτερα χαμηλό σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και σε βραχυπρόθεσμο ορίζοντα άμεσα ανταγωνιστικό σε επίπεδο αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με τις συμβατικές θερμικές μονάδες.

Σημειώνεται ότι μέρος των πετρελαϊκών μονάδων στα νησιά που θα διασυνδεθούν θα συνεχίσει να υφίσταται, κυρίως σε καθεστώς ψυχρής εφεδρείας. Ωστόσο, η λειτουργία τους θα περιοριστεί δραστικά, καθώς αφενός τα φορτία των νησιών θα καλύπτονται κυρίως από το διασυνδεδεμένο σύστημα, αφετέρου η εφαρμογή των Οδηγιών ΙΕΔ¹⁰³ και ΜCΡD¹⁰⁴ θα είναι καθοριστική για τον προσδιορισμό του μέγιστου αριθμού ωρών λειτουργίας τους.

Συγκεκριμένα, το 2030 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς για ηλεκτροπαραγωγή αναμένεται να ανέλθει στα 26 GW, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 38%, σε σχέση με το 2017, κυρίως λόγω της μεγάλης διείσδυσης σταθμών μεταβλητών ΑΠΕ, οι οποίες έχουν χαμηλότερο συντελεστή χρησιμοποίησης, σε σύγκριση με τις συμβατικές θερμικές μονάδες. Για το 2030, δεν λαμβάνεται υπόψη εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών σταθμών προς ηλεκτροπαραγωγή, καθώς το τελευταίο έτος με λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή είναι το 2028, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των πετρελαϊκών μονάδων αναμένεται να παρουσιάσει μείωση κατά 85% το 2030, σε σχέση με το 2017, φτάνοντας τα 0.3 GW.

Συνολικά, η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ αυξάνεται λίγο λιγότερο από 9 GW μέχρι το 2030, σε σχέση με το 2020, με περισσότερο από το 90% αυτής της αύξησης να αφορά αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα (βλ. Διάγραμμα 55). Επισημαίνεται ότι ανάλογα και με την ενεργειακή προσομοίωση από τα δύο ενεργειακά μοντέλα, τεχνολογιών που επιλέγονται και του συντελεστή χρησιμοποίησης αυτών των έργων, η επιπρόσθετη νέα ισχύς ΑΠΕ για την περίοδο 2020-2030 εκτιμάται από 8 GW έως 9 GW. Ειδικά για τα φωτοβολταϊκά, έχει ενσωματωθεί και η διεύρυνση της χρήσης τους σε επίπεδο δικτύου διανομής και συγκεκριμένα σε αστικές και ημιαστικές περιοχές μέσω σχημάτων ενεργειακού συμψηφισμού (net-metering), καθώς και έργων από ενεργειακές κοινότητες. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει ο διπλασιασμός της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων βιοενέργειας, που αναμένεται να φτάσει και να ξεπεράσει τα 0.3 GW εγκατεστημένης ισχύος μέχρι το 2030 με τις προσομοιώσεις και των δύο ενεργειακών μοντέλων.

Διάγραμμα 55: Εγκατεστημένη Ισχύς των Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, 2020-2030



Πηγή: ΕΣΕΚ (2019)

¹⁰² Επισημαίνεται ότι για τη συγκεκριμένη ανάλυση έχει ληφθεί υπόψη μόνο ένα σενάριο εξέλιξης των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών, όπως παρουσιάζεται στην αντίστοιχη ενότητα του Παραρτήματος του ΕΣΕΚ.

¹⁰³ Η Οδηγία Βιομηχανικών Εκπομπών (Industrial Emissions Directive – IED) αφορά την ολοκληρωμένη πρόληψη και τον έλεγχο της βιομηχανικής ρύπανσης.

¹⁰⁴ Η Οδηγία για τις Εκπομπές των Εργοστασίων Μέσου Μεγέθους (Medium Combustion Plants Directive – MCPD) αφορά όρια ορισμένων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για νέα και υπάρχοντα εργοστάσια μεσαίου μεγέθους (μεταξύ 1 και 50 MW).

Μακροχρόνια Ενεργειακή Στρατηγική για το 2050

Η Ελλάδα, στο πλαίσιο της συμμετοχής της στο συλλογικό Ευρωπαϊκό στόχο της επιτυχούς και βιώσιμης μετάβασης σε μια οικονομία κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050, εκπόνησε εντός του 2019 και εκτός του προαναφερθέντος ΕΣΕΚ τη Μακροχρόνια Ενεργειακή Στρατηγική για το 2050, που αποτελεί ουσιαστικά έναν Οδικό Χάρτη για τα θέματα του Κλίματος και της Ενέργειας.

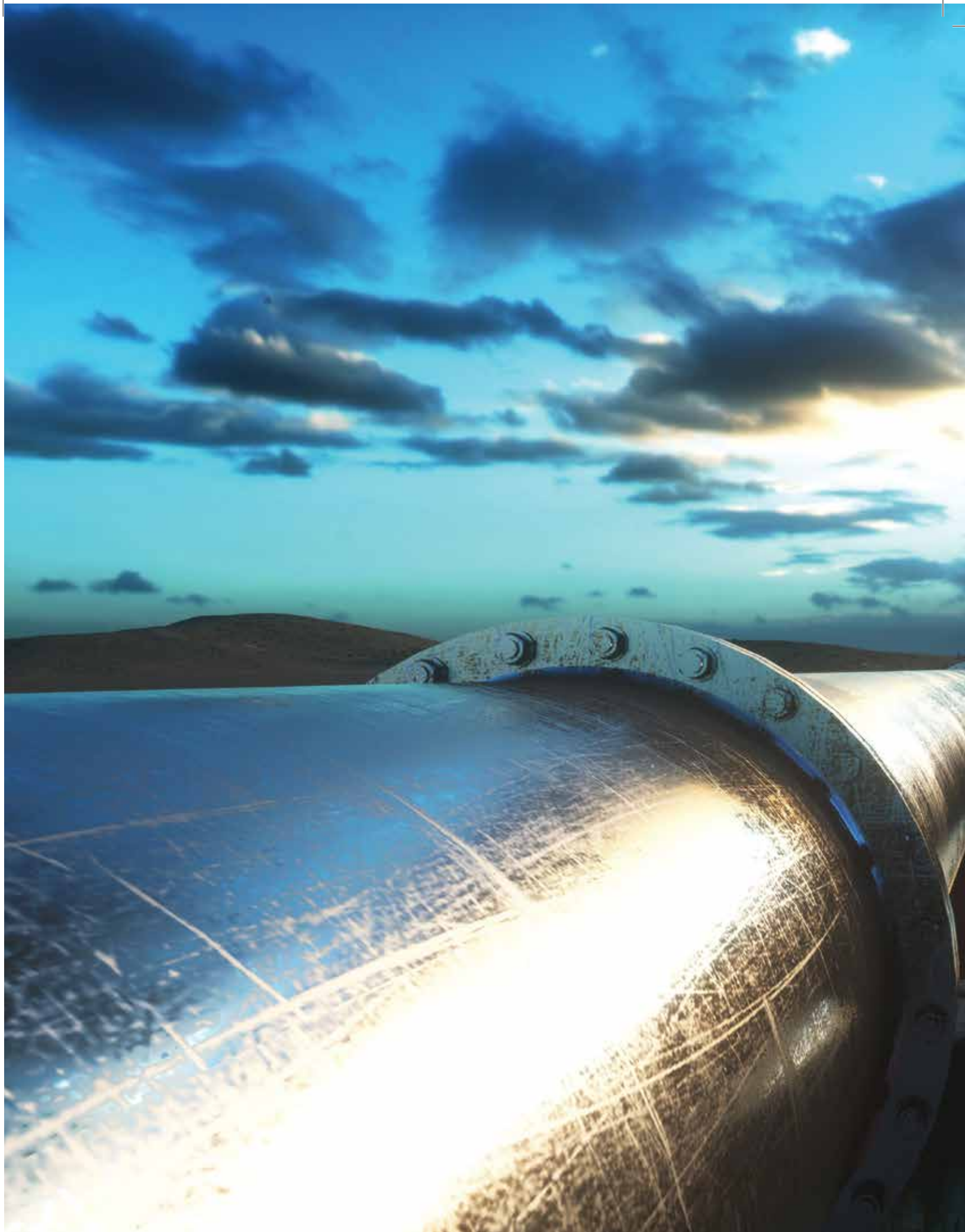
Με την ολοκλήρωση της εκπόνησης και υιοθέτησης του ΕΣΕΚ, όπου αναλύονται οι ενεργειακοί και κλιματικοί στόχοι που θέτει η χώρα καθώς και οι προτεραιότητες πολιτικής και τα μέτρα για την υλοποίησή τους, η Ελλάδα διερευνά, επίσης, το βέλτιστο μίγμα διάρθρωσης και εξέλιξης του ενεργειακού συστήματος μέχρι το 2050 για την επίτευξη συγκεκριμένων κλιματικών στόχων ώστε να καθορίσει και το πλαίσιο για την μακροπρόθεσμη ενεργειακή και κλιματική στρατηγική της για το 2050. Είναι σαφές ότι η Μακροχρόνια Ενεργειακή Στρατηγική εκπονήθηκε συμπληρωματικά με το ΕΣΕΚ, το οποίο και αποτελεί το κεντρικό στρατηγικό σχέδιο βάσει του οποίου υλοποιούνται συγκεκριμένα μέτρα πολιτικής στους τομείς της ενέργειας και του κλίματος.

Η δεκαετία 2030-2040 θα πρέπει να αποτελεί μια δεκαετία επιλογής των ώριμων τότε τεχνολογικών λύσεων για την υιοθέτησή τους, αλλά και συνέχισης των επιτυχημένων πολιτικών και μέτρων που θα συνεισφέρουν στην επίτευξη των στόχων του 2050, με ακόμη μεγαλύτερη ένταση και ρυθμό εφαρμογής.

Στην Μακροχρόνια Ενεργειακή Στρατηγική αναλύονται σενάρια για την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος και το πρότυπο κατανάλωσης στους τελικούς τομείς, με απώτερο στόχο την μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία έως το 2050, χωρίς να παρουσιάζονται συγκεκριμένα εξειδικευμένα μέτρα. Τα εν λόγω σενάρια θα αποτελέσουν αντικείμενο περαιτέρω συζήτησης και επεξεργασίας στο μέλλον, ώστε να επιλεγούν και τα κατάλληλα μέτρα πολιτικής και αντίστοιχες τεχνολογίες που θα αλλάξουν το μοντέλο λειτουργίας του συστήματος κατανάλωσης και παραγωγής.

Στο Παράρτημα 8 επεξηγούνται οι άξονες πολιτικής για την μακροχρόνια στρατηγική και στόχοι 2050.





Ανάγκη για μία Εθνική Ολική Ενεργειακή Στρατηγική





10. Ανάγκη για μία Εθνική Ολική Ενεργειακή Στρατηγική

Με την κατάθεση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή στα τέλη του 2019 του νέου Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) και της Μακροχρόνιας Ενεργειακής Στρατηγικής, η Ελλάδα επικαιροποίησε τον ενεργειακό της σχεδιασμό, όντας πλέον ιδιαίτερα λεπτομερής, με φιλόδοξους στόχους και με ειδική αναφορά στις ΑΠΕ και την ενεργειακή αποδοτικότητα. Πλην, όμως, αυτός ο σχεδιασμός δεν ανταποκρίνεται στις απαιτήσεις μιας συνολικής εθνικής ενεργειακής πολιτικής. Ο λόγος δεν είναι άλλος από το γεγονός ότι η σχεδίαση και συγγραφή του ΕΣΕΚ στηρίχθηκε απόλυτα σε προδιαγραφές, οι οποίες αποφασίστηκαν και προετοιμάστηκαν στις Βρυξέλλες και ισχύουν για όλες τις χώρες ανεξαρτήτως, αγνοώντας τις ιδιαιτερότητες κάθε χώρας.

Στην περίπτωση της Ελλάδας και ενώ είναι αναμφισβήτητο γεγονός ότι οι υδρογονάνθρακες (πετρέλαιο και φυσικό αέριο), οι οποίοι εισάγονται κατά 99%, καλύπτουν σήμερα το 61% της τελικής ενεργειακής κατανάλωσης και θα εξακολουθήσουν να καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος των ενεργειακών αναγκών της χώρας μέχρι το 2030, δεν λαμβάνονται σχεδόν καθόλου υπόψη στο ΕΣΕΚ από την άποψη της διαχείρισής τους κατά τα επόμενα χρόνια, καθώς θα επιχειρείται η μείωση του μεριδίου τους (κυρίως του πετρελαίου) στο ενεργειακό ισοζύγιο. Και αυτό γιατί το ΕΣΕΚ ασχολείται σχεδόν αποκλειστικά με τη μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου (στόχος για μείωση τουλάχιστον 42% μέχρι το 2030, σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990), την αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε τουλάχιστον 35% από το σημερινό 16% και παράλληλα την αντιμετώπιση της ενεργειακής φτώχειας.

Όμως, στα σενάρια για μελλοντική ενεργειακή ζήτηση και προσφορά που αναφέρονται στο ΕΣΕΚ και έχει επεξεργασθεί το ΚΑΠΕ για λογαριασμό του, το 2030 η συμμετοχή των υδρογονανθράκων στην τελική κατανάλωση μειώνεται στο 54.7% και στο 50.7% το 2040. Άρα, παρά τη σημαντική διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο και την εξοικονόμηση ενέργειας, η ενεργειακή οικονομία της χώρας θα εξακολουθήσει να κυριαρχείται από υδρογονάνθρακες. Και αυτό γιατί θα έχει αυξηθεί το μερίδιο του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή και στην οικιακή - εμπορική κατανάλωση, καθώς επιταχύνεται η απολιγνιτοποίηση, ενώ ο μεγάλος όγκος των αυτοκινήτων θα εξακολουθεί να βασίζεται σε μηχανές εσωτερικής καύσεως, αφού η διείσδυση της ηλεκτροκίνησης θα κινείται σε πολύ χαμηλά επίπεδα, όπως προβλέπεται από το ίδιο το ΕΣΕΚ.

Όμως, το ΕΣΕΚ δεν προβλέπει, ούτε καν θέτει στόχους, για το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο που μπορεί να παράγει η Ελλάδα κατά τα επόμενα 20 με 30 χρόνια και τη σημασία που έχει αυτό στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας. Ούτε

ασφαλώς υπάρχει αναφορά στο σημαντικό διυλιστικό πλεονέκτημα που διαθέτει σήμερα η Ελλάδα χάρη στις τεράστιες προσπάθειες, καινοτομίες και επενδύσεις που έχουν πραγματοποιήσει οι δύο διυλιστικοί όμιλοι της χώρας, που εξαγουν σχεδόν το 60% της παραγωγής τους, στηρίζοντας ουσιαστικά το ισοζύγιο εξωτερικών συναλλαγών της Ελλάδας. Το ΕΣΕΚ, ακολουθώντας κατά γράμμα τις προδιαγραφές της Κομισιόν, αποφεύγει να αναφερθεί στον ελέφαντα στο δωμάτιο που είναι οι υδρογονάνθρακες και την προτεινόμενη διαχείρισή τους κατά τα επόμενα κρίσιμα χρόνια της ενεργειακής μετάβασης.

Έμφαση στις ΑΠΕ

Παρά το αναμφισβήτητο γεγονός ότι το ΕΣΕΚ αποτελεί ένα πολύ χρήσιμο σχέδιο για την ανάπτυξη των ΑΠΕ και της ενεργειακής αποδοτικότητας και εξαιρετικό εργαλείο για την ενεργειακή μετάβαση της χώρας στα καθαρά καύσιμα, δεν μπορούμε να αποδεχθούμε ότι συνιστά από μόνο του εθνική ενεργειακή πολιτική, καθώς αυτή απαιτεί μία περισσότερο ολιστική θεώρηση του ενεργειακού τομέα. Ίσως, θα πρέπει να περιμένουμε λίγο ακόμη μέχρις ότου γίνει καταληπτό από το πολιτικό σύστημα της χώρας, η ανάγκη για την επεξεργασία μιας συνεκτικής ενεργειακής πολιτικής, η οποία θα καλύπτει όλες τις μορφές ενέργειας και θα μπορεί να αξιολογήσει σωστά τα συγκριτικά πλεονεκτήματα της Ελλάδας, συμπεριλαμβανομένων και των προτερημάτων του εγχώριου ενεργειακού πλούτου, αλλά και θα αντιλαμβάνεται πως η αξιοποίησή του θα μπορέσει να αναβαθμίσει τη γεωπολιτική θέση της χώρας, μειώνοντας παράλληλα την υπέρμετρη ενεργειακή μας εξάρτηση.

Υψηλή Ενεργειακή Εξάρτηση

Μία χώρα, η οποία εξαρτάται κατά 61% για τις ενεργειακές της ανάγκες από υδρογονάνθρακες, δηλ. πετρέλαιο και φυσικό αέριο, τους οποίους εισάγει σχεδόν 100%, θα έπρεπε κανονικά να την απασχολεί σοβαρά το θέμα της μείωσης, για να μην πούμε απεξάρτησής της, από εισαγόμενα καύσιμα. Δυστυχώς, όμως, κάτι τέτοιο δεν συμβαίνει και σε όποια κείμενα ενεργειακής πολιτικής των τελευταίων ετών αν ανατρέξει κάποιος, ουδμία αναφορά γίνεται στο κρίσιμο αυτό θέμα της μείωσης της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας.

Με το θέμα της αυξημένης ενεργειακής εξάρτησης να έχει άμεσες αρνητικές επιπτώσεις, όχι μόνο στα δημόσια οικονομικά, αφού επηρεάζει άμεσα τόσο το ισοζύγιο εξωτερικών συναλλαγών, όπου μέχρι πρότινος οι εισαγωγές υδρογονανθράκων ήταν υπεύθυνες για το 60% του ελλείμματος, αλλά και τις εξωτερικές σχέσεις της χώρας, αφού για την ενεργειακή της τροφοδοσία η Ελλάδα εξαρτάται άμεσα από διάφορες χώρες, με τις οποίες μπορεί να μην διατηρεί πάντοτε τις καλύτερες σχέσεις και,

άρα, να είναι έκθετη σε απειλές και εκβιασμούς. Σε σύγκριση με άλλες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης και ως αποτέλεσμα των υψηλών σχετικά εισαγωγών ενεργειακών πρώτων υλών, η ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδας παραμένει υψηλή, στο 70.7% το 2018, ενώ ο μέσος όρος της ΕΕ-27 κυμαίνεται στο 58.2% κυρίως σε ότι αφορά τις εισαγωγές πετρελαίου και φυσικού αερίου.

Η παραγωγή αργού πετρελαίου στην Ελλάδα το 2018 ήταν ασήμαντη (0.21 εκατ. τόνους, Mt) σε σύγκριση με την εγχώρια τελική κατανάλωση πετρελαιοειδών της τάξεως των 8.8 Mt το ίδιο έτος. Επομένως, η χώρα μας εξαρτάται από εισαγωγές μεγάλων ποσοτήτων αργού πετρελαίου για να καλύψει τις ανάγκες της. Οι εισαγωγές αυτές προέρχονται από μια ομάδα χωρών, με το Ιράκ να εμφανίζεται ως ο μεγαλύτερος προμηθευτής, ακολουθούμενο από το Καζακστάν και τη Ρωσία. Μόνο οι εισαγωγές από το Ιράκ αντιστοιχούσαν στο 46% των συνολικών εισαγωγών αργού πετρελαίου της Ελλάδας το 2018, που ανήλθαν σε περίπου 23.7 Mt. Το εισαγόμενο αργό πετρέλαιο διυλίζεται σε προϊόντα πετρελαίου στα τέσσερα εγχώρια διυλιστήρια, με την Ελλάδα να έχει αυξήσει εντυπωσιακά την παραγωγή διύλισης τα τελευταία χρόνια με αποτέλεσμα οι καθαρές εξαγωγές προϊόντων πετρελαίου να έχουν πενταπλασιαστεί κατά την πενταετία 2011-2016.

Σήμερα, η μικρή εγχώρια παραγωγή πετρελαίου πραγματοποιείται από την εταιρεία Energean, που είναι ο μοναδικός παραγωγός πετρελαίου της χώρας με τα δύο ενεργά πεδία, του Πρίνου και του Βόρειου Πρίνου, τα οποία βρίσκονται παράκτια, στο Βόρειο Αιγαίο, βορειοδυτικά της νήσου Θάσου. Ο σχεδιασμός της εν λόγω εταιρείας για την παραγωγή από το κοιτάσμα στο Κατάκολο, όπου βάσει σύμβασης έχει παραχωρηθεί στην Energean, έχει αναβληθεί πλέον για το 2021/2022, λόγω των καθυστερήσεων που έχουν καταγραφεί εξαιτίας της πανδημίας του κορωνοϊού και της αναπροσαρμογής του επενδυτικού πλάνου της εταιρείας.

Όπως προκύπτει από τα ανωτέρω, το θέμα του πετρελαίου και του φυσικού αερίου έχει σήμερα κορυφαία σημασία για την χώρα μας τόσο από την άποψη της υψηλής κατανάλωσης, και ακόμα υψηλότερης εξάρτησης από εισαγωγές, αλλά και λόγω της σημαντικής εξαγωγικής δραστηριότητας σε πετρελαϊκά προϊόντα που έχει αναπτυχθεί τα τελευταία χρόνια από τους δύο διυλιστικούς ομίλους, γεγονός που έχει πολύ θετικές επιπτώσεις στην οικονομική ανάπτυξη και στο ισοζύγιο εξωτερικών συναλλαγών του κράτους. Υπό αυτή την έννοια, η συνέχιση και η ενίσχυση με κάθε τρόπο του τομέα των ερευνών σήμερα, και μελλοντικής παραγωγής αύριο, πρέπει να αποτελέσει σταθερή προτεραιότητα σε κάθε εναλλακτικό σενάριο χάραξης ενεργειακής πολιτικής.

Η Ελλάδα σήμερα έχει όλα τα εχέγγυα και κάθε δυνατότητα να αναπτύξει τον τομέα του upstream, όπως με μεγάλη επιτυχία έχει πράξει στον τομέα της διύλισης και εμπορίας πετρελαίου, και άρα να

διεκδικήσει μια θέση στον γρήγορα αναπτυσσόμενο αυτό κλάδο στην Ανατολική Μεσόγειο. Ένας κλάδος με έναν δικό του οικονομικό κύκλο που μπορεί άνετα να δημιουργήσει τεχνογνωσία και νέες και καλά αμειβόμενες θέσεις εργασίας στους κλάδους των εξορύξεων, της ναυπήγησης και των επισκευών, καθώς και στον τομέα των υπηρεσιών. Με άλλα λόγια, η Ελλάδα πέρα από μια αξιόλογη παραγωγή υδρογονανθράκων στην οποία μπορεί και πρέπει να αποβλέπει, έχει όλες τις δυνατότητες να καταστεί μια περιφερειακή βάση υποστήριξης των ερευνών και παραγωγής πετρελαίου στην ευρύτερη περιοχή, προσελκύοντας επενδύσεις και θέσεις εργασίας. Άρα, η ανάπτυξη του τομέα του upstream στην Ελλάδα θα πρέπει να αποτελέσει προτεραιότητα και βασική συνιστώσα μιας αναπτυξιακής οικονομικής πολιτικής, μία θέση την οποία πρέπει να ενστερνισθούν όλες οι πολιτικές δυνάμεις, οι οποίες πιστεύουν στις αναπτυξιακές δυνατότητες της ελληνικής οικονομίας.

Επίσης, τελευταία γίνεται πολύς λόγος στο εξωτερικό, αλλά και στην Ελλάδα, για τα λεγόμενα «παγιδευμένα περιουσιακά στοιχεία» (stranded assets), τα οποία αναφέρονται κυρίως στα κοιτάσματα υδρογονανθράκων και στα ορυκτά καύσιμα γενικότερα. Η κεντρική ιδέα είναι ότι καθώς έχουμε εισέλθει σε μια πορεία ενεργειακής μετάβασης, όπου κατά τα επόμενα 20-30 χρόνια θα επιχειρηθεί μια μεγάλη αλλαγή του παγκόσμιου ενεργειακού μίγματος, με στόχο τη μείωση της συμμετοχής των ορυκτών καυσίμων (δηλ. πετρέλαιο, φυσικό αέριο και άνθρακας), πολλά από τα ανακαλυφθέντα σήμερα ή μελλοντικά κοιτάσματα, εάν όχι όλα, θα μείνουν ανεκμετάλλευτα και οι εταιρείες παραγωγής θα εισέλθουν σε μία πορεία ραγδαίας απαξίωσης.

Οι επενδυτές ορθώς πράττουν και θέτουν το θέμα των stranded assets στον κλάδο των ορυκτών καυσίμων, καθώς αυτό βοηθά τις εταιρείες παραγωγούς να αντιληφθούν τους νέους πολιτικό-οικονομικούς συσχετισμούς και κινδύνους και άρα να επαναχαραξουν την στρατηγική τους, διευρύνοντας εν ανάγκη το επενδυτικό τους χαρτοφυλάκιο. Όμως, η λογική και τα επιχειρήματα των stranded assets δεν μπορούν να χρησιμοποιούνται ως φόβητρο στην περίπτωση χωρών, όπως η Ελλάδα, που αποβλέπει στην ανάπτυξη των κοιτασμάτων της, ιδιαίτερα του φυσικού αερίου, με στόχο την προσέλκυση σοβαρών επενδύσεων και την ενίσχυση της οικονομίας της.

Υπάρχει, όμως, ένας ακόμη λόγος γιατί πρέπει να υποστηριχθούν οι έρευνες σε κυβερνητικό επίπεδο, ασχέτως κομματικής προέλευσης, και αυτό έχει να κάνει με θέματα εθνικής ασφάλειας και διεκδίκησης των κυριαρχικών μας δικαιωμάτων στις ελληνικές θάλασσες. Όπως έχει διαχρονικά υποστηρίξει το ΙΕΝΕ, τόσο η χάραξη ΑΟΖ όσο και η επέκταση των χωρικών μας υδάτων μέχρι τα 12 ν.μ. αποτελούν απαραίτητη προϋπόθεση για τον καθορισμό θαλασσίων ερευνητικών περιοχών (blocks), και άρα η εμπέδωση μιας σταθερής πολιτικής υπέρ των

ερευνών έρχεται να ενισχύσει τις προσπάθειες για καθορισμό της υφαλοκρηπίδας και κατ' επέκταση της ΑΟΖ και κυρίως να δείξει έμπρακτα ότι η Ελλάδα δεν παραιτείται από τα νόμιμα δικαιώματά της, όπως αυτά απορρέουν από το Νέο Διεθνές Θαλάσσιο Δίκαιο (UNCLOS)¹⁰⁵.

Μπορεί οι ένθερμοι υποστηρικτές των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) να υπόσχονται την πλήρη απεξάρτηση από το πετρέλαιο και τον άνθρακα εδώ και τώρα και ένα δρόμο «ανθόσπαρτο», καθώς θα οδεύουμε προς ένα απόλυτα καθαρό και απανθρακοποιημένο περιβάλλον, όμως, η αλήθεια είναι λίγο διαφορετική και πλέον πεζή. Οι περισσότεροι διεθνείς ενεργειακοί οργανισμοί (πχ. ΙΕΑ) εκτιμούν ότι κατά τα επόμενα 30 με 40 χρόνια τουλάχιστον το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο θα εξακολουθήσουν να παίζουν κεντρικό ρόλο στην ενεργειακή οικονομία του πλανήτη και ότι η απεξάρτηση από τους υδρογονάνθρακες δεν πρόκειται να συμβεί ακαριαία - παρά την συνεχή άνοδο της ηλεκτροκίνησης και των ΑΠΕ - αλλά θα απαιτήσει μια μάλλον μακρόχρονη και μακρόσυρτη περίοδο προσαρμογής.

Ασφαλώς οι ΑΠΕ και η ηλεκτροκίνηση θα αποτελέσουν την ενέργεια του αύριο και θα καταλάβουν ένα σημαντικό τμήμα της μελλοντικής ενεργειακής πίτας.

Ωστόσο, η πλήρης απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα, όσο αναγκαία και επιθυμητή και αν είναι, και ιδιαίτερα κρίσιμη στην προσπάθεια μείωσης των εκπομπών του θερμοκηπίου, δεν θα συμβεί από την μια ημέρα στην άλλη ούτε από τον έναν χρόνο στον άλλο. Θα απαιτηθούν αρκετά και ποικίλα στάδια προσαρμογής, όπου οι υδρογονάνθρακες έχουν ένα συγκεκριμένο ρόλο να παίξουν, με το φυσικό αέριο να αναγνωρίζεται ευρέως, από τους καταναλωτές και την βιομηχανία, ως το καύσιμο επιλογής (fuel of choice) στην μεταβατική ενεργειακή περίοδο που έχει ήδη ξεκινήσει.

Και η Ελλάδα, που μόλις πρόσφατα επανήλθε στον χώρο των ερευνών υδρογονανθράκων, μετά την αδικαιολόγητη και επιβλαβή για τα εθνικά συμφέροντα 15ετή αποχή, έχει κάθε λόγο να θέλει να εντείνει τις προσπάθειές της για την ανακάλυψη και εκμετάλλευση εμπορικά εκμεταλλεύσιμων κοιτασμάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου. Ιδιαίτερα σημαντικό είναι το γεγονός ότι το κόστος των ερευνών, της εξόρυξης και παραγωγής το έχουν αναλάβει εξ' ολοκλήρου, βάσει συμβάσεων με το ελληνικό δημόσιο, οι παραχωρησιούχες εταιρείες.

Ο Κομβικός Ρόλος του Φυσικού Αερίου

Με την Ελλάδα να έχει πλέον εισέλθει σε φάση ραγδαίας απολιγνιτοποίησης, όπου μέχρι το 2023 θα έχουν αποσυρθεί θερμικοί λιγνιτικοί σταθμοί ισχύος 4.0 GW, το βάρος της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής για την εξασφάλιση φορτίου βάσης πέφτει αναπόφευκτα στις ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες που καταναλώνουν φυσικό αέριο.

Σήμερα λειτουργούν πέντε μονάδες φυσικού αερίου της ΔΕΗ, συνολικής καθαρής ισχύος 2.6 GW, και άλλες επτά μονάδες από ανεξάρτητες εταιρείες, συνολικής καθαρής ισχύος 2.6 GW, ενώ είναι υπό κατασκευή άλλες δύο μονάδες (Όμιλος Μυτιληναίου και Elpedison), συνολικής ισχύος περίπου 1.6 GW. Επίσης, έχουν ανακοινωθεί σχέδια για δύο ακόμη μονάδες (ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ και Όμιλος Κοπελούζου). Έτσι, μέσω της κατασκευής τουλάχιστον δύο νέων μονάδων συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο, η χώρα θα διαθέτει πολύ σύντομα συνολική εγκατεστημένη ισχύ σχεδόν 7.0 GW.

Παράλληλα, προχωρά η επέκταση της χρήσης φυσικού αερίου στην βιομηχανία, στις εμπορικές επιχειρήσεις και στον οικιακό τομέα. Επιπλέον, αξίζει να αναφερθεί ότι οι επιχειρήσεις διανομής φυσικού αερίου σε Αθήνα, Θεσσαλονίκη, Λάρισα και Βόλο επεκτείνουν με γρήγορους ρυθμούς το δίκτυό τους στις μεγάλες πόλεις, ενώ μέσω της ΔΕΔΑ επιχειρείται τώρα η δημιουργία σημαντικών δικτύων στην περιφέρεια.

Είναι λογικό και επόμενο να αυξηθεί η κατανάλωση φυσικού αερίου, η οποία το 2019 προσέγγισε το ιστορικά υψηλό επίπεδο των 5.0 δισ. κυβικών μέτρων, ενώ το 2020 εκτιμάται ότι θα ξεπεράσει τα 6.0 δισ. κυβικά μέτρα, αφού η συμμετοχή του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή πρόκειται να διαμορφωθεί στο 6%-7%, σε σύγκριση με το 19% το 2019. Μετά δε το 2023, όπου θα λειτουργεί μία μόνο μονάδα λιγνίτη από την ΔΕΗ, η σύγχρονη μονάδα 660 MW της Πτολεμαΐδας 5, η κατανάλωση φυσικού αερίου αναμένεται να αυξηθεί περαιτέρω, με την ηλεκτροπαραγωγή να απορροφά την μερίδα του λέοντος, με παράλληλη αύξηση στον βιομηχανικό, εμπορικό και οικιακό τομέα. Αν και είναι δύσκολο να εξάγουμε ασφαλείς εκτιμήσεις για την εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου τα επόμενα χρόνια, θα πρέπει να αναμένουμε, βάσει των διαθέσιμων στοιχείων, μία ζήτηση της τάξεως των 7-8 δισ. κυβικών μέτρων τον χρόνο μετά το 2023, η οποία ενδέχεται να φτάσει τα 10.0 δισ. κυβικά μέτρα μέχρι το 2030.

Με δεδομένο ότι μέχρι στιγμής το 100% της προμήθειας φυσικού αερίου εισάγεται, με το σύνολο των ροών, μέσω των χερσαίων αγωγών, να ελέγχονται απόλυτα από την Τουρκία (βλέπε διασυνδετήριο αγωγό Ελλάδας-Τουρκίας, Turk Stream, TAP-TANAP), η Ελλάδα έχει κάθε λόγο να θέλει να αναπτύξει τα δικά της κοιτάσματα φυσικού αερίου. Δυστυχώς, η ακολουθούμενη σήμερα ενεργειακή πολιτική δεν ενθαρρύνει μία τέτοια προοπτική.

¹⁰⁵ <https://www.energia.gr/article/147553/ethnikh-strathgikh-kai-petrelaio->



Επενδύοντας στον Ενεργειακό Τομέα



11. Επενδύοντας στον Ενεργειακό Τομέα

11.1. Εισαγωγή

Ο ενεργειακός τομέας στο σύνολό του αντιπροσωπεύει το 6.0% του Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος (ΑΕΠ) της χώρας και αποτελεί έναν από τους πλέον στρατηγικούς τομείς της ελληνικής οικονομίας, επηρεάζοντας πλήθος άλλων κλάδων και μεγάλο μέρος της οικονομικής δραστηριότητας. Τόσο η αδιάλειπτη παροχή άφθονης ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, βασικές προϋποθέσεις για την ομαλή λειτουργία κατοικιών και παραγωγικών υποδομών, όσο και η εξασφάλιση υγρών καυσίμων, απαραίτητων για τις μεταφορές, την οικιακή θέρμανση και την ηλεκτροπαραγωγή κυρίως στο νησιωτικό χώρο, αποτελούν την κινητήρια δύναμη της οικονομίας.

Ο τομέας της ενέργειας είναι έντασης κεφαλαίου και επενδύσεων. Με βάση την γεωγραφική θέση της Ελλάδας, τα συγκριτικά της πλεονεκτήματα και τις σχεδιαζόμενες διαρθρωτικές αλλαγές, ο ενεργειακός τομέας μπορεί και πρέπει (υπό προϋποθέσεις) να αποτελέσει έναν από τους βασικούς μοχλούς ανάπτυξης της ελληνικής οικονομίας. Υπάρχουν σήμερα στην Ελλάδα σημαντικές επενδυτικές ευκαιρίες, τόσο στον πρωτογενή ενεργειακό τομέα (πχ. έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων, ΑΠΕ και ενεργειακή αποδοτικότητα), όσο και οι αναγκαίες επενδύσεις στη μεταφορά, διανομή και υποδομές φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού.

Οι επενδύσεις στον ενεργειακό τομέα αποβλέπουν τόσο στη συντήρηση και αναβάθμιση των υπάρχοντων συστημάτων και μονάδων όσο και στην επέκτασή τους και άρα αποτελούν βασικό στοιχείο του επενδυτικού ορίζοντα. Με τον ενεργειακό τομέα στο σύνολό του να αποτελεί, τρόπον τινά, την ραχοκοκαλιά της οικονομικής ανάπτυξης στη χώρα μας λόγω της ιδιάζουσας θέσης που κατέχει σε συνάρτηση με τον ευρύτερο παραγωγικό ιστό της οικονομίας.

Σήμερα, βρίσκονται σε εξέλιξη στην Ελλάδα πληθώρα μικρών και μεγάλων ενεργειακών έργων που μεταξύ τους καλύπτουν όλους τους επιμέρους κλάδους. Περιληπτικά, τα έργα αυτά περιλαμβάνουν έργα ΑΠΕ και κυρίως την εγκατάσταση νέων αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων, ηλιοθερμικών σταθμών, μικρών υδροηλεκτρικών έργων, μονάδων βιοαερίου και την ανάπτυξη γεωθερμικών πεδίων. Καθώς θα προχωρούν οι επενδύσεις σε έργα ΑΠΕ, κρίνεται επιτακτική η ανάγκη για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, που σημαίνει ότι από το 2022 και μετά θα υπάρξουν αξιόλογες επενδύσεις σε συστήματα αποθήκευσης (αντλησιοταμίευση

και ηλεκτρικές μπαταρίες). Ένα σημαντικό μέρος των ενεργειακών επενδύσεων, από εδώ και στο εξής, θα συμπεριλαμβάνουν τις χιλιάδες μικρές ή μεγαλύτερες επεμβάσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων, αλλά και των επιχειρήσεων και της βιομηχανίας.

Επίσης, μεγάλη είναι η δραστηριότητα στο φυσικό αέριο, το μερίδιο του οποίου αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά στο ενεργειακό μίγμα, καθώς θα προχωρά η απολιγνιτοποίηση. Έτσι, προβλέπονται πολλά έργα επέκτασης των δικτύων φυσικού αερίου στις πόλεις και στην περιφέρεια, η κατασκευή νέων διακλαδώσεων και διασυννοριακών αγωγών, η δημιουργία δύο πλωτών τερματικών σταθμών LNG σε Αλεξανδρούπολη και Αγίους Θεοδώρους και η ανάπτυξη small-scale LNG, κυρίως στο νησιωτικό χώρο.

Κομβικής σημασίας αποτελεί η ολοκλήρωση των νησιωτικών ηλεκτρικών διασυνδέσεων των Κυκλάδων και η «μικρή» και «μεγάλη» ηλεκτρική διασύνδεση της ηπειρωτικής Ελλάδας με την Κρήτη, ενώ ενδιαφέρον παρουσιάζουν η κατασκευή της νέας υπερσύγχρονης λιγνιτικής μονάδας της ΔΕΗ στην Πτολεμαΐδα και οι επενδύσεις από ιδιωτικές εταιρείες για την περαιτέρω ανάπτυξη της λιανικής αγοράς ηλεκτρισμού και γενικά στην ψηφιοποίηση της αγοράς ηλεκτρισμού.

Ακόμη, στις προβλεπόμενες ενεργειακές επενδύσεις συγκαταλέγονται ο διαρκής εκσυγχρονισμός των διυλιστηρίων των ΕΛΠΕ και Motor Oil μέσω έργων συντήρησης και αναβάθμισης, καθώς και οι έρευνες υδρογονανθράκων σε βορειοδυτική Πελοπόννησο, Αιτωλοακαρνανία, Ιωάννινα, Ιόνιο, Κυπαρισσιακό Κόλπο και νότια και νοτιοδυτικά της Κρήτης.

Με συνολικές εκτιμώμενες επενδύσεις που ξεπερνούν τα €45 δισ. σε βάθος δεκαετίας (2020-2030), ο ελληνικός ενεργειακός τομέας έχει σοβαρά περιθώρια ποιοτικής βελτίωσης και περαιτέρω ανάπτυξης και δύναται πράγματι να προσφέρει την απαιτούμενη ώθηση στην αναπτυξιακή διαδικασία τα επόμενα χρόνια. Σε αυτό θα μπορούσαν να συμβάλλουν ο αναγκαίος εκσυγχρονισμός στα συστήματα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, επεμβάσεις στην τελική κατανάλωση ενέργειας και αποφάσεις στρατηγικού χαρακτήρα για την αξιοποίηση των φυσικών πόρων και την ανάδειξη της γεωγραφικής θέσης της Ελλάδας. Στον Πίνακα 31 συνοψίζονται οι βασικές αναπτυξιακές δυνατότητες του ενεργειακού τομέα στην Ελλάδα.

³⁹ Η ΠΧΕΦΕΛ, που νομοθετήθηκε με τον Ν. 4414/2016 και ενσωματώθηκε εν συνεχεία στον Κώδικα Συναλλαγών με Απόφαση της ΡΑΕ τον Οκτώβριο του ίδιου έτους σε συνέχεια εκτενούς δημόσιας διαβούλευσης, αντικατοπτρίζει και επιστρέφει στον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ (ΕΛΑ-ΠΕ) το όφελος της Προμήθειας από την συμμετοχή των ΑΠΕ στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ) με μηδενικές λογιστικά τιμές, απομειώνοντας έτσι οι ΑΠΕ σημαντικά και συστηματικά την Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ), δηλαδή το χονδρεμπορικό κόστος του ρεύματος που αγοράζουν οι Προμηθευτές από το pool για να τροφοδοτήσουν εν συνεχεία τους πελάτες τους στην λιανική.

Πίνακας 31: Αναπτυξιακές Δυνατότητες για τον Ενεργειακό Τομέα στην Ελλάδα

Παράγοντας	Δυνατότητες
Ηλεκτροπαραγωγή	• Περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ για την επίτευξη των στόχων «20-20-20» • Απόσυρση και αντικατάσταση μονάδων λιγνίτη και μαζούτ (στα νησιά). Μεγαλύτερη χρήση μονάδων φυσικού αερίου • Ανάπτυξη τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας • Ανάγκη για ευέλικτες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής για την εξισορρόπηση της στοχαστικής παραγωγής ΑΠΕ και του φορτίου
Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	• Αναβάθμιση δικτύων στην ηπειρωτική χώρα • Ολοκλήρωση διασυνδέσεων ΜΔΝ • Διεύρυνση διεθνών ηλεκτρικών διασυνδέσεων με γειτονικά συστήματα μεταφοράς
Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας	• Αναβάθμιση και επέκταση δικτύων • Τεχνολογίες έξυπνων δικτύων – εξέταση συμπληρωματικών χρήσεων
Φυσικό Αέριο	• Επέκταση δικτύων χαμηλής πίεσης σε αστικά κέντρα και περιφέρειες • Αναβάθμιση τερματικών σταθμών και δημιουργία σημείων εξόδου/αντίστροφης ροής αερίου • Κατασκευή FSRUs σε Αλεξανδρούπολη και Αγίους Θεοδώρους • Διασυνδετήριοι αγωγοί με γειτονικές χώρες • Δημιουργία υπόγειας αποθήκης στη Νότια Καβάλα • Ανάδειξη Hellenic Trading Point σε περιφερειακό κόμβο
Βιομηχανία	• Ανάπτυξη βιομηχανίας υλικών για τις απαιτούμενες βελτιώσεις στην ενεργειακή αποδοτικότητα και συμπαραγωγή
Τελική Κατανάλωση	• Υδρογονάνθρακες (upstream και διύλιση) • Εξοικονόμηση ενέργειας • Διαχείριση ζήτησης ενέργειας • Αύξηση διείσδυσης φυσικού αερίου • Εναλλακτικά καύσιμα μεταφορών (βιοκαύσιμα και υδρογόνο – ηλεκτρισμός)
Στρατηγική Τοποθέτηση	• Έρευνες υδρογονανθράκων • Συστηματική προσπάθεια προσέλκυσης άμεσων ξένων επενδύσεων • Αξιοποίηση κοινοτικών εργαλείων χρηματοδότησης • Ολοκλήρωση της αγοράς ενέργειας στη ΝΑ Ευρώπη και ανάπτυξη περιφερειακής αγοράς συναλλαγών ενεργειακών προϊόντων και προϊόντων διαχείρισης κινδύνου – Δυνατότητα μετεξέλιξης σε ενεργειακό κόμβο • Στρατηγικό σχέδιο δράσης για την ανάπτυξη της έρευνας και της καινοτομίας και τη σύνδεση αυτών με την επιχειρηματικότητα

Πηγές: IOBE, IENE

Παράλληλα με την εξέταση των αναπτυξιακών δυνατοτήτων του ελληνικού ενεργειακού τομέα, θα πρέπει να λάβουμε σοβαρά υπόψη τον σημαντικό εξαγωγικό χαρακτήρα του, με τις εξαγωγές διυλισμένων πετρελαϊκών προϊόντων, αξίας περίπου €9.0 δισ. το 2019, να συνεισφέρουν κατά 28% στο σύνολο των ελληνικών εξαγωγών. Αξιοσημείωτη εξαγωγική πορεία καταγράφουν την τελευταία τριετία οι αγωγοί πετρελαίου και φυσικού αερίου, τα ηλεκτρικά καλώδια, τα ηλιακά θερμικά συστήματα και τα μονωτικά υλικά, με τις εξαγωγές τους να φθάνουν συνολικά τα €2.0 δισ. Έτσι, οι εξαγωγές των ελληνικών ενεργειακών προϊόντων το 2019 ανήλθαν στα €11.0 δισ., που αντιστοιχούν περίπου στο 33% του συνόλου των εγχώριων εξαγωγών, σύμφωνα με εκτιμήσεις του IENE.

Πιο συγκεκριμένα, η Ελλάδα διατηρεί εξαγωγικές δραστηριότητες στους εξής ενεργειακούς τομείς:

- **Πετρελαϊκά προϊόντα:** Οι όμιλοι ΕΛΠΕ και Motor Oil εξάγουν σημαντικές ποσότητες πετρελαϊκών προϊόντων στην περιοχή της Μεσογείου και των Βαλκανίων
- **Εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας** προς Ιταλία, Βόρεια Μακεδονία, Αλβανία, Τουρκία και Βουλγαρία
- **Δομικά υλικά** για μόνωση (πχ. αλουμίνια, κουφώματα)
- **Ηλιακά θερμικά συστήματα** (πχ. ηλιακοί θερμοσίφωνες, επίπεδοι ηλιακοί συλλέκτες)

- **Αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας** (πχ. μπαταρίες για συστήματα ΑΠΕ, με ιδιαίτερα σημαντική την παρουσία της Συστήματα Sunlight, η οποία ειδικεύεται στην ανάπτυξη, την παραγωγή και τη διάθεση μπαταριών και συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας για βιομηχανικές, καταναλωτικές εφαρμογές και εφαρμογές προηγμένης τεχνολογίας)

- **Καλώδια:** Χρήση αυτών σε δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, ΑΠΕ, διασυνδέσεις νησιών με ηπειρωτικά συστήματα, αλλά και υπεράκτιων αιολικών πάρκων (πχ. Όμιλος Cablel Ελληνικά Καλώδια εξαγει υποβρύχια και υπέργεια καλώδια υψηλής και υπερυψηλής τάσης)

- **Ηλεκτρονικοί μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας** για βιομηχανικές και εμπορικές εφαρμογές (πχ. η Landis+Gyr A.E., με έδρα την Κόρινθο, εξαγει μετρητές στην Γαλλία και σε άλλες γαλλόφωνες αγορές ανά τον κόσμο)

- **Αγωγοί πετρελαίου και φυσικού αερίου** (πχ. η Σωληνοργεία Κορίνθου διαθέτει μία από τις μεγαλύτερες ποικιλίες χαλυβδοσωλήνων παγκοσμίως που χρησιμοποιούνται σε χερσαίους αγωγούς μεταφοράς φυσικού αερίου και πετρελαίου, σε αγωγούς επανέγχυσης CO₂ και σε αγωγούς μεταφοράς πετροχημικών και καυσίμων)

Οι ανωτέρω εξαγωγικές δραστηριότητες αποτελούν μία πολύ καλή βάση για την περαιτέρω επέκτασή τους τόσο γεωγραφικά όσο και ποσοτικά. Η περαιτέρω ανάπτυξη των εξαγωγών ενεργειακών προϊόντων θα οδηγήσει αναπόφευκτα σε μεγαλύτερες επενδύσεις, ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού των εταιρειών και αύξηση της απασχόλησης. Για αυτό, η πολιτεία θα πρέπει να υποστηρίξει με κάθε δυνατό τρόπο τις εταιρείες που δραστηριοποιούνται στην παραγωγή και εξαγωγή ενεργειακών προϊόντων.

11.2. Ενεργειακές Επενδύσεις ανά Κλάδο*

Ηλεκτρισμός

Μέσα στην επόμενη πενταετία, προβλέπεται η κατασκευή τουλάχιστον τεσσάρων νέων μονάδων συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 3.0 GW, συμπεριλαμβανομένης και αυτής που ήδη κατασκευάζεται στον Άγιο Νικόλαο Βοιωτίας από τον Όμιλο Μυτιληναίου, ισχύος 826 MW, αλλά και της ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ, ισχύος 626 MW στην Κομοτηνή, της Elpedison, ισχύος 826 MW, στη Θεσσαλονίκη και του Ομίλου Κοπελούζου, ισχύος 660 MW, στην Αλεξανδρούπολη. Παράλληλα, βρίσκεται σε εξέλιξη η κατασκευή της λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδα 5 της ΔΕΗ, ισχύος 660 MW, η οποία πρόκειται να ενταχθεί στο σύστημα το 2022, αντικαθιστώντας αντίστοιχη θερμική ισχύ της ΔΕΗ, χαμηλής απόδοσης και με υψηλά επίπεδα ρύπων.

Όσον αφορά στα δίκτυα ηλεκτρισμού, βρίσκεται υπό κατασκευή από τον ΑΔΜΗΕ η «μικρή» διασύνδεση Πελοποννήσου-Κρήτης, με προβλεπόμενη ηλεκτρική

ως το τέλος του 2020, ενώ εντός του τρέχοντος έτους αναμένεται να ξεκινήσουν οι εργασίες κατασκευής της «μεγάλης» διασύνδεσης Αττικής-Κρήτης, με εκτιμώμενη ολοκλήρωση αυτής το 2023. Ταυτόχρονα, προχωρά η πλήρης διασύνδεση των Κυκλάδων, ενώ προς το τέλος της δεκαετίας προβλέπεται να έχουν ολοκληρωθεί οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις των Δωδεκανήσων και των νησιών του Βορείου Αιγαίου.

Φυσικό Αέριο

Καθώς αυξάνεται η ζήτηση για φυσικό αέριο στην Ελλάδα, προβλέπεται ενίσχυση και περαιτέρω επέκταση του δικτύου διανομής, καθώς και η κατασκευή νέων διακλαδώσεων και διασυννοριακών αγωγών. Ήδη, βρίσκεται υπό κατασκευή ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας-Βουλγαρίας ή IGB, με προβλεπόμενη ολοκλήρωση μέχρι το τέλος του 2021, ενώ σε προχωρημένο στάδιο σχεδίασης βρίσκεται ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας-Βόρειας Μακεδονίας. Με την ολοκλήρωση του αγωγού TAP, που διέρχεται κατά μήκος της Θράκης και της Ανατολικής και Δυτικής Μακεδονίας, δημιουργούνται προοπτικές για την κατασκευή νέων διακλαδώσεων, με στόχο την προμήθεια φυσικού αερίου σε αστικά και περιφερειακά κέντρα (πχ. Αμύνταιο, Κοζάνη, Φλώρινα, Γρεβενά, Καστοριά, Γιάννενα).

Παράλληλα, βρίσκονται σε προχωρημένο στάδιο ανάπτυξης δύο έργα FSRU, ένα στα ανοικτά της Αλεξανδρούπολης και ένα στους Αγίους Θεοδώρους, πλησίον της Κορίνθου, γνωστό ως Διώρυγα Gas. Η ολοκλήρωσή τους την περίοδο 2022/2023 πρόκειται να συμβάλει στην ενίσχυση της γεωπολιτικής θέσης της Ελλάδας, αφού θα τονώσει τον διαμετακομιστικό της ρόλο στην ενέργεια.

Επίσης, προβλέπεται η κατασκευή θερματικού σταθμού LNG στην Κρήτη για την υποδοχή δεξαμενόπλοιων υγροποιημένου φυσικού αερίου, παραλαβή, αποθήκευση, αεριοποίηση και τροφοδοσία με φυσικό αέριο του δικτύου της νήσου. Ακόμη, προβλέπεται η κατασκευή μονάδων αεριοποίησης LNG για την προμήθεια περιοχών/καταναλωτών εκτός δικτύου, που μέχρι σήμερα κατανάλωναν κατά κανόνα πετρέλαιο (ενδεικτικά, τα νησιά). Η μελέτη ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2020-2029 αναφέρει ότι «μετά από τη μελέτη προσομοίωσης που πραγματοποιήθηκε για τις ροές που προβλέπονταν για το υψηλό σενάριο του έτους 2029, δεν προκύπτουν έργα για την ενίσχυση του συστήματος επιπλέον από εκείνες που προβλέπονται ήδη στο Σχέδιο Ανάπτυξης 2017-2026».

Ωστόσο, προσθέτει, «προκειμένου να εκπληρωθεί και η απαίτηση για αντίστροφη ροή στο νέο σημείο διασύνδεσης (Νέα Μεσημβρία/σύνδεση με TAP), απαιτείται ένας νέος σταθμός συμπίεσης στη Νέα Μεσημβρία. Αυτός ο σταθμός συμπίεσης θα επιτρέψει, επίσης, τη μεταφορά αερίου από την Ελλάδα προς τον αγωγό IGB μέσω του αγωγού TAP

* Στην συγγραφή του παρόντος υποκεφαλαίου συμμετείχε ο κ. Στέφανος Αυγερόπουλος, Επιστημονικός Συνεργάτης ΙΕΝΕ.

σε πίεση παράδοσης που έχει ζητηθεί από τον TAP (πάνω από 50 barg). Σε περίπτωση αυξημένης ροής από το σημείο εισόδου Κήποι (άνω των 4.3 εκατ. Nm³/d) ή αύξησης της ικανότητας ανάστροφης ροής στο Σιδηρόκαστρο (άνω των 4.1 εκατ. Nm³) απαιτείται επιπλέον ένας συμπίεστής στους Κήπους».

Μετά την ολοκλήρωση του μεγάλου έργου επέκτασης του τερματικού σταθμού LNG στη Ρεβυθούσα τον Νοέμβριο του 2018, με την προσθήκη της 3ης δεξαμενής, πλέον βρίσκεται σε στάδιο ολοκλήρωσης η κατασκευή των λιμενικών εγκαταστάσεων στη Ρεβυθούσα, προκειμένου να υποδέχονται πλοία χωρητικότητας έως 260,000 κυβικών, από 155,000 κυβικών προηγουμένως. Αυτό επιτρέπει την παραλαβή από πρόσθετους προμηθευτές που έχουν μόνο μεγαλύτερα πλοία. Επιπλέον, βρίσκεται σε εξέλιξη η κατασκευή της νέας προβλήτας small-scale LNG για τη φόρτωση πλοίων μεταφοράς LNG μικρού μεγέθους χωρητικότητας 1,000 έως 20,000 κ. μ. Τα μικρότερα εξ' αυτών θα ανεφοδιάζουν πλοία, ενδεικτικά στον Πειραιά, ενώ τα μεγαλύτερα θα τροφοδοτούν δορυφορικούς σταθμούς αποθήκευσης και διανομής LNG σε άλλα λιμάνια της Ελλάδας ή του εξωτερικού. Η επένδυση έχει προϋπολογισμό €30 εκατ., όπως και η κατασκευή του πρώτου σταθμού φόρτωσης βυτιοφόρων LNG.

Πετρέλαιο

Οι προβλεπόμενες επενδύσεις στον πετρελαϊκό κλάδο την τρέχουσα δεκαετία (2020-2030) πρόκειται να κινηθούν σε δύο βασικούς άξονες. Ο πρώτος άξονας αφορά τις επενδύσεις που πραγματοποιούν σε συνεχή βάση οι δύο πετρελαϊκοί όμιλοι της χώρας, δηλ. ΕΛΠΕ και Motor Oil, οι οποίοι έχουν ως στόχο την συντήρηση και τον περαιτέρω εκσυγχρονισμό και αναβάθμιση των τεσσάρων διυλιστηρίων, που ήδη λειτουργούν στην Ελλάδα, με απώτερο σκοπό:

- Την αύξηση της διυλιστικής ικανότητας, για την αύξηση των εξαγωγών στα Βαλκάνια και αλλού.
- Τη διεύρυνση των παραγόμενων πετρελαϊκών προϊόντων με έμφαση σε προϊόντα προστιθέμενης αξίας και χαμηλού άνθρακα.
- Την αξιοποίηση των ευκαιριών που προκύπτουν από τη νέα μορφή των πρατηρίων καυσίμων, που θα πωλούν αυξημένο εύρος προϊόντων, όπως βενζίνη, CNG, ντίζελ, ηλεκτρική ενέργεια και κατά περίπτωση υδρογόνο, LNG, κ.ά.
- Τη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος των ίδιων των διυλιστηρίων.

Ο δεύτερος άξονας των πετρελαϊκών επενδύσεων αφορά τις έρευνες υδρογονανθράκων στις 12 ενεργές παραχωρήσεις (Πρίνος, Ιόνιο, Δυτική Ελλάδα, Κυπαρισσιακός Κόλπος, Νότια και Νοτιοδυτική Κρήτη). Ανάλογα με τα ευρήματα από πλευράς εμπορικά εκμεταλλεύσιμων κοιτασμάτων θα κινηθούν και οι επενδύσεις. Με στόχο 7 με 12 γεωτρήσεις τα επόμενα 10 χρόνια, οι προβλεπόμενες

επενδύσεις αναμένεται να κυμανθούν μεταξύ των €2.5 δισ. και €5 δισ. μέχρι το 2030.

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

(α) Ηλεκτροπαραγωγή με ΑΠΕ

Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, αναμένεται ενίσχυση του μεριδίου συμμετοχής των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε τουλάχιστον 35% μέχρι το 2030 (61% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρισμού στο ίδιο διάστημα), από σχεδόν 17% το 2017, κυρίως σε βάρος της χρήσης ορυκτών καυσίμων. Προκειμένου να επιτευχθούν οι ανωτέρω στόχοι, απαιτούνται τα ακόλουθα:

- Κατασκευή μικρών και μεγάλων (utility-scale) σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με την πλειοψηφία αυτών να αφορά κυρίως φωτοβολταϊκά και αιολικά (περιλαμβανομένων των θαλασσίων αιολικών πάρκων), όπως και κατασκευή συγκεντρωτικών θερμικών ηλιακών συστημάτων (concentrating solar power).
- Εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων σε στέγες, με διασύνδεση στο δίκτυο ηλεκτροδότησης. Εντός της δεκαετίας προβλέπεται η διαθεσιμότητα δομικών στοιχείων με ενσωματωμένα φωτοβολταϊκά και συναφή ενεργειακά στοιχεία.
- Κατασκευή νέων μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών.
- Κατασκευή γεωθερμικών μονάδων. Οι μονάδες αυτές μπορούν να κατασκευαστούν μόνον όπου υπάρχουν γεωθερμικά πεδία (υψηλής ενθαλπίας στη Μήλο και στη Νίσυρο, μέσης ενθαλπίας σε Λέσβο, κλπ.
- Κατασκευή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα. Σημειώνεται ότι η χρήση βιομάζας στην Ελλάδα είναι περιορισμένη σε σχέση με τη διαθεσιμότητα της υπολειμματικής βιομάζας.
- Μονάδες αυτοπαραγωγής ΑΠΕ για βιομηχανικές εγκαταστάσεις, θέρμανση-ψύξη χώρων, ξενοδοχειακού και άλλου εξοπλισμού (πλυντήρια, στεγνωτήρια, σιδερωτήρια κ.ά.), καθώς και έργα αφαλάτωσης, άρδευση κ.ά. σε μη ή ανεπαρκώς ηλεκτροδοτούμενες περιοχές.

(β) Παραγωγή λοιπών μορφών ενέργειας με ΑΠΕ

Αξιοποίηση της Ηλιακής Ενέργειας για Παραγωγή Θερμότητας

- Ηλιακά θερμικά συστήματα θέρμανσης νερού
- Θέρμανση χώρων
- Θερμότητα για βιομηχανικές διεργασίες

Παραγωγή Υγρών-Αέριων Βιοκαυσίμων

- Κατασκευή μονάδων παραγωγής βιοκαυσίμων. Ενδεικτικά, παραγωγή βιομεθανίου (από φυτά) για έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου και βιοαιθανόλης (από φυτά)/βιοντίζελ (από λίπη) για πρόσμιξη στα καύσιμα μεταφορών (αυτοκινήτων και φορτηγών).
- Ενίσχυση των αγορών βιοκαυσίμων.

Παραγωγή Στερεής Βιομάζας

- Κατασκευή μονάδων βιομάζας/βιοαερίου, ενδεικτικά, με τη συμμετοχή τοπικών κτηνοτροφικών συνεταιρισμών.

Σημειώνεται ότι κατά την αξιοποίηση της βιομάζας παράγονται λιγότερα αέρια του θερμοκηπίου και ειδικά διοξείδιο του θείου σε σχέση με τη χρήση στερεών ορυκτών καυσίμων. Επίσης, η ενεργειακή αξιοποίηση βλάστησης, που φυτρώνει μόνη της, παράγει λιγότερο μεθάνιο και διοξείδιο του άνθρακα απ' όσο θα παραγόταν κατά τη φυσική αποσύνθεσή της.

Νέα Δίκτυα Τηλεθέρμανσης

- Κατασκευή μονάδων και δικτύων τηλεθέρμανσης και τηλεψύξης στον οικιακό, τριτογενή και αγροτικό τομέα, με αξιοποίηση συγκεκριμένων γεωθερμικών πεδίων χαμηλής ενθαλπίας, υπολειμματικής στερεής βιομάζας.

Ευκαιρίες παρουσιάζονται, μεταξύ άλλων, αναφορικά με την:

- Αξιοποίηση τοπικού δυναμικού ΑΠΕ (κυρίως βιομάζα) για τηλεθέρμανση σε περιοχές της Βόρειας Ελλάδας και ημιορεινές/ορεινές περιοχές, καθώς και σε συγκεκριμένα νησιά του Βόρειου Αιγαίου.
- Αξιοποίηση υφιστάμενων υποδομών τηλεθέρμανσης, σε περιοχές απολιγνιτοποίησης όπου υπάρχει διαθέσιμη βιομάζα ή άλλο καύσιμο.

Το ΕΣΕΚ θέτει ως στόχο την ανάπτυξη/απολιγνιτοποίηση δικτύων τηλεθέρμανσης με τη χρήση στερεής βιομάζας και γεωθερμικής ενέργειας της τάξεως των 3 GWh.

Πρωτογενής Τομέας

- Έργα ενίσχυσης του πρωτογενούς τομέα, μέσω της προώθησης ενεργειακών καλλιεργειών ξυλώδους βιομάζας ή πρεμνοφυών φυτειών.
- Έργα αειφόρου διαχείρισης δασών.

Βελτίωση Ενεργειακής Αποδοτικότητας

Η βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας κατοικιών και εξοπλισμού θεωρείται από τους οικονομικά αποδοτικότερους τρόπους για την επίτευξη των στόχων για την ενέργεια, το κλίμα και τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, καθώς επίσης και την ενεργειακή ένδεια και ασφάλεια.

(α) Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων (ιδιωτικά και δημόσια εμπορικά κτίρια)

Τα κτίρια ευθύνονται σήμερα για το 40% περίπου της τελικής κατανάλωσης ενέργειας. Για τη μείωση των θερμικών μεγεθών και του ενεργειακού και ανθρακικού αποτυπώματος κτιρίων και πόλεων, τη διαχείριση της κατανάλωσης ενέργειας, τον περιορισμό των κλιματικών επιπτώσεων και την αναστροφή κατά το δυνατόν της αστικής κλιματικής μεταβολής, όπως και τη βελτίωση της ενεργειακής

αποδοτικότητας του κτιριακού αποθέματος, προβλέπεται στο πλαίσιο των Οδηγιών 2010/31/ΕΕ και 2018/844/ΕΕ η πραγματοποίηση εργασιών αναβάθμισης ενεργειακής αποδοτικότητας στο 15% των δημοσίων και ιδιωτικών κτιρίων της χώρας στο διάστημα 2020-2030, δηλ. σε 60,000 περίπου κτίρια κατ' έτος, ήτοι 600,000 κτίρια.

Αναλυτικότερα, απαιτούνται:

- Προγράμματα ενεργειακής αναβάθμισης δημόσιων κτιρίων, μετακίνηση σε νέα κτίρια και κατασκευή νέων κτιρίων ως ακολούθως:
 - Από την 01.01.2021, κάθε νέα μίσθωση ή αγορά κτιρίου ή κτιριακής μονάδας από φορείς της κεντρικής κυβέρνησης θα πρέπει να είναι σχεδόν μηδενικής κατανάλωσης ενέργειας (ενεργειακής κατηγορίας A και άνω).
 - Από την 01.01.2024, όλα τα κτίρια που στεγάζουν δημόσιες αρχές θα πρέπει να κατατάσσονται στην ενεργειακή κατηγορία B και άνω.

Το πρόγραμμα ΗΛΕΚΤΡΑ, συνολικού προϋπολογισμού €500 εκατ. με προοπτική αύξησης, αποσκοπεί στη δημιουργία ελκυστικών και βιώσιμων επενδύσεων ενεργειακής αναβάθμισης στο κτιριακό απόθεμα των φορέων της Γενικής Κυβέρνησης.

- Από την 01.01.2021, για κάθε κτίριο ή κτιριακή μονάδα που διατίθεται προς πώληση ή προς εκμίσθωση, θα δηλώνεται σχετικώς ο δείκτης ενεργειακής αποδοτικότητας σε όλες τις εμπορικές διαφημίσεις.

Στην έννοια της ενεργειακής αναβάθμισης περιλαμβάνονται και συστήματα αυτοπαραγωγής από ΑΠΕ για την κάλυψη των κτιριακών αναγκών για ηλεκτρική ενέργεια.

- Προγράμματα ενεργειακής αναβάθμισης κατοικιών. Μετά τις δύο επιτυχημένες φάσεις υλοποίησης του προγράμματος «Εξοικονομώ κατ' Οίκον», αναμένεται να υπάρξει και τρίτη φάση, ενώ θα δοθεί ξεχωριστή έμφαση στην αντιμετώπιση της ενεργειακής ένδειας.
- Προγράμματα ενεργειακής αναβάθμισης λοιπών ιδιωτικών κτιρίων, βιομηχανικών κτιρίων, κτιρίων του τριτογενή τομέα, κλπ.

(β) Αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας πλην κτιρίων

Για την αναβάθμιση της ενεργειακής αποδοτικότητας των ενεργειακών υποδομών και για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας στη μεταφορά, διανομή, διαχείριση φορτίου και τη διαλειτουργικότητα των δικτύων, απαιτούνται:

- Αντικατάσταση μετασχηματιστών, αγωγών μεταφοράς και συναφούς εξοπλισμού ηλεκτροδότησης με ενεργειακά αποδοτικότερο.
- Αντικατάσταση συμπιεστών και συναφούς εξοπλισμού δικτύων φυσικού αερίου με ενεργειακά αποδοτικότερο.

Επίσης, θα προωθηθεί με προγράμματα ενημέρωσης αν όχι και χρηματοδότηση/κινήτρων:

- Αναβάθμιση ενεργειακής αποδοτικότητας/ αντικατάσταση βιομηχανικού εξοπλισμού με αποδοτικότερο.
- Αναβάθμιση ενεργειακής αποδοτικότητας συστημάτων θέρμανσης-ψύξης βιομηχανικών χώρων.
- Αναβάθμιση ενεργειακής αποδοτικότητας στον αγροτικό τομέα (αντλιοστάσια, γεωργικά μηχανήματα, κ.ά.).
- Εγκατάσταση αυτοματισμών, αρχιτεκτονικές παρεμβάσεις, κλπ για τη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας σε θερμοκήπια και κτηνοτροφικές μονάδες.
- Αντικατάσταση λαμπτήρων/φωτιστικών δημοτικών και εν γένει δημοσίων χώρων με νέας τεχνολογίας.
- Αντικατάσταση συστημάτων αυτόματης σηματοδότησης κυκλοφορίας με νέας τεχνολογίας, χαμηλής κατανάλωσης και τάσης (48V LED).

Αποθήκευση Ενέργειας

Το κλείσιμο μονάδων ορυκτών καυσίμων (σταθερής παραγωγής) και η αντικατάστασή τους από μονάδες ΑΠΕ (κατά κανόνα μεταβαλλόμενης παραγωγής) δημιουργεί για το σύστημα ηλεκτροδότησης νέες προκλήσεις. Αυτές μπορούν να αντιμετωπιστούν με μηχανισμούς όπως:

- Διαρκής προσαρμογή και της κατανάλωσης, με κίνητρο κυρίως τα δυναμικά τιμολόγια. Απαιτείται ενδυνάμωση/εκσυγχρονισμός των υφιστάμενων δικτύων και αντικατάσταση των μετρητών.
- Αποθήκευση της παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας.
- Μετατροπή της ενέργειας σε άλλη (πιο εύκολα αποθηκεύσιμη) μορφή, για μετατροπή της σε ηλεκτρική σε μεταγενέστερο χρόνο.
- Μετατροπή της ενέργειας σε άλλη (πιο εύκολα αποθηκεύσιμη) μορφή, για χρήση της στην τελευταία [σύζευξη (διασύνδεσης) της ηλεκτροπαραγωγής (από ΑΠΕ) με άλλους ενεργειακούς τομείς].

Στο πλαίσιο ενίσχυσης της αποθηκευτικής δυνατότητας του δικτύου, προβλέπεται μία σειρά επενδύσεων, όπως:

- Κατασκευή μονάδων αντλησιοταμίευσης (πχ. στην περιοχή της Αμφιλοχίας και στο Αμάρι Κρήτης).
- Κατασκευή μονάδων αποθήκευσης με μπαταρίες, κλίμακας δικτύου ή καταναλωτή.
- Κατασκευή σταθμών ΑΠΕ για την φόρτιση των μπαταριών αυτοκινήτων, κατά το δυνατόν αυτόνομα από το δίκτυο.

- Κατασκευή σταθμών ΑΠΕ για την παραγωγή υδρογόνου (power-to-gas) για έγχυση στο δίκτυο φυσικού αερίου, χρήση του ως καύσιμο για τη θέρμανση κτιρίων ή στις μεταφορές για τροφοδότηση κυψελών καυσίμου.

- Έργα αξιοποίησης ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ για θέρμανση-ψύξη (power-to-heat), όπως πχ. μέσω αντλιών θερμότητας ή θερμοσυσσωρευτών.

Υδρογόνο

Σήμερα, το 97% της παγκόσμιας παραγωγής υδρογόνου επιτυγχάνεται μέσω της διάσπασης του φυσικού αερίου σε υδρογόνο και διοξείδιο του άνθρακα. Για να θεωρηθεί πιο οικολογική η παραγωγή του υδρογόνου από φυσικό αέριο, είναι απαραίτητη η απομόνωση και αποθήκευση του διοξειδίου του άνθρακα.

Αντιθέτως, η εναλλακτική μέθοδος παραγωγής υδρογόνου με ηλεκτρόλυση νερού, από την οποία παράγεται υδρογόνο και οξυγόνο, δεν είναι διαδεδομένη, κυρίως λόγω κόστους. Ωστόσο, η διαδικασία αυτή επιδέχεται πολύ μεγαλύτερη μείωση κόστους και δεν αποκλείεται να γίνει εξίσου ή και περισσότερο διαδεδομένη εντός της επόμενης δεκαετίας.

Στην Ελλάδα, υπάρχουν σχέδια για την παραγωγή υδρογόνου μέσω των μεγάλων φωτοβολταϊκών έργων που αναμένεται να αναπτυχθούν στα λιγνιτικά πεδία της Δυτικής Μακεδονίας. Μάλιστα, ο Περιφερειάρχης Δυτικής Μακεδονίας κ. Κασαπίδης πρόσφατα ανέφερε ότι τον περσινό Οκτώβριο παρουσιάστηκε στην Κομισιόν ειδική πρόταση για την κατασκευή ενός μεγάλου φωτοβολταϊκού πάρκου (άνω του 1 GW) στην Δυτική Μακεδονία, συνολικού προϋπολογισμού άνω του €1 δισ., το ρεύμα από το οποίο θα αξιοποιείται για την παραγωγή υδρογόνου. Το παραγόμενο υδρογόνο μπορεί να αξιοποιηθεί (α) ως καύσιμο τηλεθέρμανσης, (β) ως εξαγόμενο καύσιμο μέσω του TAP προς τα Δυτικά αλλά και προς τα Ανατολικά και (γ) ως καύσιμο για μεταφορές, ειδικά για μεγάλα οχήματα, φορτηγά, απορριμματοφόρα, λεωφορεία, κλπ.

Επίσης, ο κ. Κασαπίδης τόνισε ότι είναι εφικτή η παραγωγή υδρογόνου και με ρεύμα παραγόμενο από βιομάζα, έχοντας έρθει ήδη σε επαφή με αρκετές ευρωπαϊκές εταιρείες που επιθυμούν να επενδύσουν στην εν λόγω τεχνολογία. Σύμφωνα με τον ίδιο, εντός του ερχόμενου καλοκαιριού αναμένεται να έχουν ολοκληρωθεί οι πρώτες συζητήσεις, ενώ πραγματοποιούνται παράλληλα επαφές για μια συμφωνία αξιοποίησης της συγκεκριμένης τεχνολογίας στα μέσα μεταφοράς Αθήνας και Θεσσαλονίκης.

11.3. Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα (2020-2030)

Ο Πίνακας 32 συνοψίζει τις εκτιμώμενες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα σε βάθος δεκαετίας, για την περίοδο 2020-2030. Οι συγκεκριμένες εκτιμήσεις λαμβάνουν υπόψη μία σειρά από παραδοχές (βλ. σχετικό Παράρτημα), συμπεριλαμβανομένης της υπόθεσης ότι η χώρα, από το 2021 και μετά, θα ακολουθεί πορεία ανάπτυξης και όχι ύφεσης την επόμενη δεκαετία με μέσο ετήσιο ρυθμό ανάπτυξης της τάξεως του 1.5%.

Πίνακας 32: Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2020-2030			
Κλάδος	Περιγραφή	Εκτιμώμενες	Επενδύσεις σε εκατ. €
ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	Έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων (Upstream)	• Έρευνες πεδίων, νέες γεωτρήσεις πετρελαίου και φυσικού αερίου, κατασκευή υποδομώ σε ξηρά και θάλασσα*	4,500
	Διύλιση και εμπορία (Downstream)	• Αναβάθμιση και εκσυγχρονισμός εγκαταστάσεων διύλισης	3,200
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	Αγωγοί, δίκτυα φυσικού αερίου και λοιπές εγκαταστάσεις	• Ανάπτυξη αστικών και περιφερειακών δικτύων (city grids)	1,200
		• Διασυννοριακοί αγωγοί**	300
ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΣ	Ηλεκτροπαραγωγή (νέες μονάδες)	• Υπόγεια αποθήκη στη Νότια Καβάλα	400
		• Τερματικοί σταθμοί LNG (συμπεριλαμβανομένων του FSRU της Αλεξανδρούπολης και των Αγίων Θεοδώρων και συμπληρωματικά έργα στο σταθμό της Ρεβυθούσας)	900
	Δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας	• Λιγνιτική μονάδα ΔΕΗ (συμπεριλαμβανομένων CHP)	500
		• Μονάδες φυσικού αερίου (CCGT)	1,100
		• Αποθήκευση ενέργειας (συμπεριλαμβανομένων ηλεκτρικών συσσωρευτών και έργων αντλησιοταμίευσης)	2,500
	ΑΠΕ	• Μονάδες καύσης πετρελαίου στα νησιά (συμπεριλαμβανομένων της Κρήτης και της Ρόδου)	150
		• Αναβάθμιση και επέκταση του υπάρχοντος δικτύου και διασύνδεση νήσων (συμπεριλαμβανομένων νέων γραμμών μεταφοράς Υ/Τ)	7,500
• Μικρά υδροηλεκτρικά		100	
• Αιολικά		4,500	
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟ-ΤΗΤΑ	• Φωτοβολταϊκά***	3,200	
	• Συγκεντρωτικά θερμικά ηλιακά συστήματα Concentrating Solar Power)	500	
	• Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένων υγρών βιοκαυσίμων)	650	
	• Γεωθερμία (υψηλής και χαμηλής ενθαλπίας)	500	
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΠΟΔΟΤΙΚΟ-ΤΗΤΑ	Ενεργειακή αποδοτικότητα	• Ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων (ιδιωτικά και δημόσια εμπορικά κτίρια)	11,000
ΟΙΚΙΑΚΕΣ ΚΑΙ ΕΜΠΟΡΙΚΕΣ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΕΣ ΕΦΑΡΜΟΓΕΣ	Οικιακές και εμπορικές ηλιοθερμικές εφαρμογές	• Ηλιοθερμικά συστήματα σε ξενοδοχεία, βιομηχανία, κατοικίες, συντήρηση, αντικατάσταση, κλπ.	1,500
ΕΡΕΥΝΑ ΚΑΙ ΚΑΙΝΟΤΟΜΙΑ	Έρευνα και καινοτομία	• Έρευνα και καινοτομικές εφαρμογές ενέργειας	1,000
Συνολικές Εκτιμώμενες Επενδύσεις μέχρι το 2030****			45,200

Σημείωση:
* Το συνολικό επενδυτικό κόστος αποτελεί εκτίμηση του IENE και βασίζεται σε προγραμματισμένες 8-10 ερευνητικές και παραγωγικές γεωτρήσεις
** Περιλαμβάνονται οι αγωγοί TAP, IGB και ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας και Βόρειας Μακεδονίας. Δεν περιλαμβάνεται ο αγωγός East Med
*** Περιλαμβάνονται κεντρικές μονάδες αυτοπαραγωγών, εγκαταστάσεις Φ/Β στις στέγες και συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας,
**** Δεν περιλαμβάνονται επενδύσεις για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, διαχείρισης πλημμυρών, δάση, κυκλική οικονομία και ανακύκλωση.
Πηγή: IENE

Οι ενεργειακές επενδύσεις που παρουσιάζονται στον Πίνακα 32 προκύπτουν από:

- Τους στόχους που θέτει το αναθεωρημένο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), συνολικού προϋπολογισμού €43.8 δισ. Επισημαίνεται ότι το ΕΣΕΚ προβλέπει τον ριζικό μετασχηματισμό του εγχώριου ενεργειακού τομέα, που θα οδηγήσει σε μια οικονομία κλιματικής ουδετερότητας προς όφελος της κοινωνίας και του περιβάλλοντος και προσδιορίζει επτά πολιτικές προτεραιότητες/θεματικές ενότητες. Οι πολιτικές προτεραιότητες είναι οι ακόλουθες:

1. Κλιματική Αλλαγή, Εκπομπές και απορροφήσεις Αερίων του Θερμοκηπίου
2. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)
3. Βελτίωση ενεργειακής αποδοτικότητας
4. Ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού
5. Αγορά ενέργειας
6. Έρευνα, καινοτομία και ανταγωνιστικότητα

7. Αγροτικός τομέας, Ναυτιλία, Τουρισμός

- Την καταγραφή ενεργειακών επιχειρηματικών και επενδυτικών προτάσεων και τις αναλύσεις που πραγματοποιεί το ΙΕΝΕ σε συνεχή βάση.

- Το Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) 2017-2026, συνολικού προϋπολογισμού €1,502,687,000, που έχει δημοσιευθεί από το Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ). Επίσης, τη Μελέτη Ανάπτυξης 2020-2029 του ιδίου, από την οποία προκύπτουν πολύ περιορισμένες διαφοροποιήσεις.

- Το Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2020-2029, που έχει δημοσιευθεί από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ). Επίσης, τη Μελέτη Επάρκειας Ισχύος 2020-2030 του ιδίου.

- Τη Μακροχρόνια Ενεργειακή Στρατηγική για το 2050, που συντάχθηκε από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, η οποία αποτελεί έναν οδικό χάρτη για τα θέματα του κλίματος και της ενέργειας.

- Τα επενδυτικά προγράμματα ενεργειακών επιχειρήσεων.

Στον ανωτέρω Πίνακα, δεν περιλαμβάνεται το μελετητικό, νομοθετικό, ρυθμιστικό, διοικητικό και χρηματοδοτικό έργο, καθώς και το έργο δημιουργίας επενδυτικών κινήτρων, που είναι αναγκαίο για την προώθηση και ολοκλήρωση πολλών εκ των επενδύσεων που παρουσιάζονται.

11.4. Πηγές Χρηματοδότησης για Ενεργειακές Επενδύσεις*

Σήμερα, υπάρχει ένας μεγάλος αριθμός χρηματοδοτικών πηγών και εργαλείων, ώστε ο ενδιαφερόμενος επενδυτής, ιδιωτική εταιρεία ή κρατική οντότητα, να μπορεί να διερευνήσει και να επιλέξει προσεκτικά την πλέον κατάλληλη μορφή χρηματοδότησης. Ακολουθεί μία σύντομη περιγραφή των προσφερόμενων κοινοτικών, εθνικών και διεθνών πηγών χρηματοδότησης, όπου μπορούν να αντληθούν κεφάλαια, αλλά και τεχνογνωσία, προκειμένου να φανούν χρήσιμες και να υποστηρίξουν μικρές και μεγάλες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα.

11.4.1. Ευρωπαϊκές Πηγές Χρηματοδότησης

Καθοριστικό ρόλο στην χρηματοδότηση ενεργειακών έργων έχουν διαδραματίσει τα ακόλουθα πέντε Ευρωπαϊκά διαρθρωτικά ταμεία κατά την περίοδο 2014-2020, ενώ αναμένεται να συμβάλλουν σημαντικά και κατά τη νέα προγραμματική περίοδο 2021-2027:

- Το **Ευρωπαϊκό Ταμείο Περιφερειακής Ανάπτυξης (ΕΤΠΑ)**, το οποίο προωθεί την ισόρροπη ανάπτυξη των διαφόρων περιφερειών της ΕΕ.

- Το **Ευρωπαϊκό Κοινωνικό Ταμείο (ΕΚΤ)**, το οποίο στηρίζει έργα σχετικά με την απασχόληση σε ολόκληρη την Ευρώπη και επενδύει στο ανθρώπινο δυναμικό της Ευρώπης - τους εργαζομένους, τους νέους και όλους όσους αναζητούν εργασία.

- Το **Ταμείο Συνοχής (ΤΣ)**, το οποίο χρηματοδοτεί έργα στους τομείς των μεταφορών και του περιβάλλοντος σε χώρες στις οποίες το ακαθάριστο εθνικό εισόδημα (ΑΕΕ) ανά κάτοικο είναι χαμηλότερο από το 90% του μέσου όρου της ΕΕ.

- Το **Ευρωπαϊκό Γεωργικό Ταμείο Αγροτικής Ανάπτυξης (ΕΓΤΑΑ)**, το οποίο εστιάζει στην επίλυση των ιδιαίτερων προκλήσεων που αντιμετωπίζουν οι αγροτικές περιοχές της ΕΕ.

- Το **Ευρωπαϊκό Ταμείο Θάλασσας και Αλιείας (ΕΤΘΑ)**, το οποίο βοηθά τους αλιείς να υιοθετήσουν πρακτικές βιώσιμης αλιείας και τις παράκτιες κοινότητες να διαφοροποιήσουν τις οικονομίες τους ώστε να βελτιωθεί η ποιότητα ζωής κατά μήκος των ευρωπαϊκών ακτών.

Σημειώνεται ότι σε σύγκριση με την τρέχουσα, κατά τη νέα Προγραμματική Περίοδο 2021-2027:

- Αυξάνεται η χρήση των χρηματοδοτικών εργαλείων.
- Αυξάνεται η σημασία των επιστρεπτέων ενισχύσεων (που δίνονται μέσω χρηματοδοτικών εργαλείων).
- Μειώνονται εν γένει οι επιχορηγήσεις.
- Δίνεται η δυνατότητα για συνδυασμό πόρων των Ταμείων με πόρους από άλλες πηγές.
- Ενισχύεται η επιδίωξη για αυξημένη μόχλευση και ανακύκλωση των πόρων.

* Στην συγγραφή του παρόντος υποκεφαλαίου συμμετείχε ο κ. Στέφανος Αυγερόπουλος, Επιστημονικός Συνεργάτης ΙΕΝΕ.

Τα ευρύτερου αντικειμένου Ευρωπαϊκά προγράμματα:

- Το πρόγραμμα **Horizon** κατά τη νέα προγραμματική περίοδο 2021-2027 (Horizon Europe), αλλά και την περίοδο 2014-2020 (Horizon 2020). Το πρόγραμμα αποτελεί το μεγαλύτερο Ευρωπαϊκό πρόγραμμα Έρευνας και Καινοτομίας.
- Το πρόγραμμα **Connecting Europe Facility (CEF)**, το οποίο χρηματοδοτεί την ανάπτυξη, απασχόληση και ανταγωνιστικότητα μέσω επενδύσεων σε Ευρωπαϊκές υποδομές (Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος και έργα διασυνοριακής συνεργασίας) στους κλάδους της Ενέργειας, των Μεταφορών και των Τηλεπικοινωνιών.
- Το πρόγραμμα **InvestEU** κατά τη νέα προγραμματική περίοδο 2021-2027, το οποίο θα εστιάζει στις βιώσιμες υποδομές, στην έρευνα, καινοτομία και ψηφιοποίηση, στις μικρές και μεσαίες επιχειρήσεις και στις κοινωνικές επενδύσεις και δεξιότητες, αλλά και το «σχέδιο Γιούνκερ» 2014-2020 μέσω του κεντρικού πυλώνα του, το Ευρωπαϊκό Ταμείο Στρατηγικών Επενδύσεων (ΕΤΣΕ, EFSI) και τον συνεργαζόμενο στρατηγικό της εταιρο, τον Όμιλο της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων (ΕΤΕπ).

Τα ειδικά ως προς την Κλιματική Αλλαγή και την ενέργεια ευρωπαϊκά ταμεία:

- Το **Ευρωπαϊκό Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης** (Just Transition Fund, JTF), το οποίο θα χρηματοδοτηθεί με νέα ενωσιακά κονδύλια ύψους €7.5 δισ., επιπλέον της πρότασης της Επιτροπής για τον επόμενο μακροπρόθεσμο προϋπολογισμό της ΕΕ.
- Το **Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Ρύπων** (EU Emissions Trading Scheme, EU ETS), το οποίο είναι ο κεντρικός Ευρωπαϊκός Μηχανισμός για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Μέρος των πόρων από το EU ETS χρησιμοποιείται για την προώθηση μέτρων και πολιτικών ενεργειακής αποδοτικότητας.

Τα ειδικά ως προς την Κλιματική Αλλαγή και την ενέργεια ευρωπαϊκά προγράμματα:

- Το πρόγραμμα **LIFE**, το οποίο αποτελεί το χρηματοδοτικό μέσο της ΕΕ για το περιβάλλον και την Κλιματική Αλλαγή.

Ευρωπαϊκές επενδυτικές τράπεζες:

- Η **Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΤΕπ, EIB)**, που φιλοδοξεί να μετατραπεί σε μια «Κλιματική Τράπεζα». Ωστόσο, η Τράπεζα θα σταματήσει να χρηματοδοτεί από τα τέλη του 2021 έργα που σχετίζονται με τα ορυκτά καύσιμα, περιλαμβανομένου του φυσικού αερίου, κάτι που θα πλήξει σε μεγάλο βαθμό τις χώρες της ΝΑ Ευρώπης, καθώς πολλά έργα φυσικού αερίου είναι σε φάση ωριμότητας.
- Η **Ευρωπαϊκή Τράπεζα Ανασυγκρότησης και Ανάπτυξης (ΕΤΑΑ, EBRD)**, η οποία τα τελευταία χρόνια εστιάζει στη χρηματοδότηση έργων του

τομέα των μεταφορών, της ενέργειας και των υποδομών ύδρευσης και αποχέτευσης.

Μάλιστα, ο πρόεδρος της ΕΤΑΑ εξέφρασε προσφάτως την πρόθεση να αυξήσει περαιτέρω τις επενδύσεις της τράπεζας στην Ελλάδα, σε εταιρείες όπως η ΔΕΗ, τα ΕΛΠΕ κ.α.

- Άλλες ευρωπαϊκές και διεθνείς επενδυτικές τράπεζες.

Διακρατικές συμφωνίες και μνημόνια συνεργασίας/κατανόησης.

Πέραν των ανωτέρω, σημαντικό ρόλο θα έχουν τα κεφάλαια από το Ευρωπαϊκό Ταμείο Ανάκαμψης λόγω της πρωτοφανούς οικονομικής ύφεσης και των συνεπειών της πανδημίας. Για την Ελλάδα, αναλογούν κονδύλια ύψους €32 δισ. (2021-2023) σε συνδυασμό με τα περίπου €20 δισ. από το ΕΣΠΑ (2021-2027). Έτσι, δίνεται η ευκαιρία για την αλλαγή του αναπτυξιακού μοντέλου της χώρας και την χρηματοδότηση της ενεργειακής μετάβασης.

11.4.2. Εθνικές Πηγές Χρηματοδότησης

Τις βασικές πηγές χρηματοδότησης κρατικών επενδύσεων εν γένει:

- Τον **Τακτικό Προϋπολογισμό**.
 - Το ετήσιο **Πρόγραμμα Δημοσίων Επενδύσεων (ΠΔΕ)** (τόσο το εθνικό ΠΔΕ, που περιλαμβάνει έργα τα οποία χρηματοδοτούνται αμιγώς από εθνικούς πόρους όσο και το συγχρηματοδοτούμενο ΠΔΕ, που περιλαμβάνει έργα στο χρηματοδοτικό σχήμα των οποίων συμμετέχουν με πόρους τα ευρωπαϊκά ταμεία, ευρωπαϊκά προγράμματα ή/και άλλοι Διεθνείς Χρηματοδοτικοί Οργανισμοί, κλπ. Σημειώνεται ότι ο προγραμματισμός είναι τριετής, π.χ. ΠΔΕ 2021-2023).
 - Το **Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΕΠΑ)** του Ν. 4635/2019, αντικείμενο του οποίου αποτελεί ο μεσοπρόθεσμος αναπτυξιακός προγραμματισμός αξιοποίησης των εθνικών πόρων του ΠΔΕ.
 - Το **Ταμείο Υποδομών**, το οποίο αποσκοπεί στην χρηματοδότηση του ιδιωτικού και δημοσίου τομέα για την υλοποίηση μικρών και μεσάιων έργων, με έμφαση στους τομείς της ενέργειας, του περιβάλλοντος και της αστικής ανάπτυξης, καθώς και στη συμμετοχή του σε σχετικές Συμπράξεις Δημόσιου και Ιδιωτικού Τομέα (ΣΔΙΤ).
- Τα ειδικά ως προς την Κλιματική Αλλαγή και την ενέργεια εθνικά ταμεία:
- Τα εθνικά έσοδα από το **Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Ρύπων** (έσοδα από πλειστηριασμούς δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου), μέσω του Πράσινου Ταμείου.
 - Το **Πράσινο Ταμείο**, το οποίο έχει σκοπό την υποστήριξη προγραμμάτων, μέτρων, παρεμβάσεων και ενεργειών που αποβλέπουν στην ανάδειξη και αποκατάσταση του περιβάλλοντος, τη στήριξη

της περιβαλλοντικής πολιτικής της χώρας και την εξυπηρέτηση του δημόσιου και κοινωνικού συμφέροντος. Πρόσφατα ανακοινώθηκαν προγράμματα €73 εκατ. προς τους Δήμους της χώρας για Έργα Περιβαλλοντικής Αναβάθμισης.

- Το **Εθνικό Ταμείο Ενεργειακής Απόδοσης (ΕΤΕΑΠ)**, το οποίο αναμένεται να αποτελέσει βάση για την ανάπτυξη νέων χρηματοδοτικών εργαλείων που θα συνδυάζουν επιδοτήσεις, εγγυοδοσία και δανεισμό, για τη χρηματοδότηση προγραμμάτων και άλλων μέτρων για τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας καθώς και την ανάπτυξη της αγοράς ενεργειακών υπηρεσιών.

Τα ειδικά ως προς την Κλιματική Αλλαγή και την ενέργεια εθνικά (συγχρηματοδοτούμενα) προγράμματα:

- Το εθνικό σκέλος του προγράμματος **LIFE** και δη το πρόγραμμα **LIFE-IP AdaptInGR**, για τον 1ο (2016-2025) και 2ο (από το 2026) κύκλο προσαρμογής.
- Τα προγράμματα **Εξοικονομώ κατ' οίκον** και **Ηλέκτρα** για τα ιδιωτικά και δημόσια κτίρια, αντίστοιχα.

Ο Ελληνικός χρηματοπιστωτικός τομέας:

- Ελληνικές επενδυτικές και άλλες τράπεζες, περιλαμβανομένης της Επενδυτικής Τράπεζας της Ελλάδας (IBG).
- Επενδυτικές επιχειρήσεις.
- Ασφαλιστικά ιδρύματα.

Απλά και σύνθετα χρηματοδοτικά εργαλεία:

- Πράσινα ομόλογα (green bonds) και πράσινη χρηματοδότηση (green financing) εν γένει.
- Συμβάσεις Ενεργειακής Απόδοσης (ΣΕΑ).
- Επενδυτικά δάνεια, που θα αποπληρώνονται (και) από κάποιο πρόγραμμα.
- Σχήματα αυτοπαραγωγής και ενεργειακού συμψηφισμού, κυρίως για τη χρηματοδότηση ενεργειακής αναβάθμισης κτιρίων κατοικίας ενεργειακά ευάλωτων νοικοκυριών.
- Ενεργειακές κοινότητες, με τη συμμετοχή φυσικών προσώπων ή/και Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης (ΟΤΑ) ή/και Νομικών Προσώπων Δημοσίου (ΝΠΔΔ) και Ιδιωτικού Δικαίου (ΝΠΙΔ).

Αξιοποίηση των μηχανισμών της αγοράς:

- Δημιουργία οργανωμένης ελληνικής ενεργειακής αγοράς χρηματοπιστωτικών προϊόντων, ώστε να επιτευχθεί η ομαλή μετάβαση στο νέο πλαίσιο αγορών.
- Λειτουργία στο Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (ΕΧΕ) και μιας πλατφόρμας χρηματιστηριακών συναλλαγών στο πλαίσιο της αγοράς φυσικού αερίου, διευρύνοντας τις δυνατότητες ανάπτυξης της χώρας ως ενεργειακού κόμβου.

- Λειτουργικές ενισχύσεις, ιδίως για τις ΑΠΕ (μέσω Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ, ΕΛΑΠΕ), για το χρονικό διάστημα που αυτές είναι θεμιτές.

- Διαγωνιστικές διαδικασίες για την Εξοικονόμηση Ενέργειας, με την προσφορά χρηματοδοτικής ενίσχυσης σε τεχνικές παρεμβάσεις εξοικονόμησης ενέργειας σε τομείς με υψηλό δυναμικό, όπως ο βιομηχανικός και ο τριτογενής τομέας.

Κίνητρα:

- Χρηματοδοτικά κίνητρα.
- Επενδυτικά κίνητρα.
- Φορολογικά κίνητρα. Ενδεικτικά, η αύξηση των συντελεστών απόσβεσης παγίων των επενδύσεων εξοικονόμησης ενέργειας για νομικά πρόσωπα και η φοροαπαλλαγή δαπανών για την ενεργειακή αναβάθμιση των κτιρίων και εγκατάσταση συστημάτων ΑΠΕ για φυσικά και νομικά πρόσωπα.
- Πολεοδομικά κίνητρα. Ενδεικτικά, κίνητρα μετεγκατάστασης βιομηχανικών μονάδων σε Βιομηχανικές και Επιχειρηματικές Περιοχές (ΒΕΠΕ).
- Επενδυτικοί νόμοι.
- Καθεστώτα επιβολής υποχρέωσης ενεργειακής απόδοσης, με τα οποία εξασφαλίζεται ότι οι διανομείς ενέργειας ή/και οι εταιρείες λιανικής πώλησης ενέργειας που ορίζονται ως υπόχρεα μέρη, επιτυγχάνουν έναν σωρευτικό στόχο εξοικονόμησης ενέργειας στην τελική χρήση.

Σημειώνεται ότι τα κίνητρα μπορεί να αφορούν στην πραγματοποίηση επενδύσεων ή στην επίτευξη στόχων εν γένει. Ενδεικτικά, μπορούν να αφορούν στην παραγωγή και διάθεση καυσίμων νέων τεχνολογιών/χαμηλού άνθρακα.

Λοιπές διευκολύνσεις:

- Διασφάλιση της δυνατότητας χρηματοδότησης μέρους του έργου από τραπεζικά ιδρύματα.
- Παροχή εγγυήσεων.
- Ανάλυση μέρους του επιχειρηματικού κίνδυνου που δεν αναλαμβάνουν τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα.
- Διευκόλυνση της πρόσβασης σε χρηματοδότηση των Επιχειρήσεων Ενεργειακών Υπηρεσιών (ΕΕΥ).
- Υιοθέτηση χαμηλού επιτοκίου προεξόφλησης για τον προσδιορισμό των ελάχιστων απαιτήσεων ενεργειακής αποδοτικότητας των κτιρίων.

Επενδυτικοί προϋπολογισμοί ενεργειακών επιχειρήσεων (ΕΣΦΑ, ΑΔΜΗΕ, κλπ) για το τμήμα του κόστους της επένδυσης που δεν χρηματοδοτείται από τρίτες πηγές, όπως οι εδώ αναφερόμενες.

Κινητοποίηση ιδιωτικών κεφαλαίων:

- Καινοτόμα προγράμματα μικτής/υβριδικής χρηματοδότησης (blended/hybrid finance), σε συνεργασία με τον εγχώριο χρηματοπιστωτικό τομέα

- Μικτή χρηματοδότηση μέσω δανεισμού με ευνοϊκούς όρους (blended concessional loans)
- Χρηματοδότηση μέσω χρονομίσθωσης (lease-financing)
- Μέσα επιμερισμού του κινδύνου, όπως εργαλεία μικτής ασφάλισης και εγγύησης (blended insurance and guarantee instruments)
- Μηχανισμοί που επικεντρώνονται στη συνάθροιση επενδύσεων (aggregating).

Λοιπές παροτρύνσεις:

- Παρακίνηση των μεγάλων οντοτήτων δημοσίου ενδιαφέροντος στο πλαίσιο του Ν. 4403/2016, της Εταιρικής Κοινωνικής Ευθύνης και ευρύτερα, να δημοσιεύουν και κατ' επέκταση να πραγματοποιούν δράσεις και επενδύσεις με περιβαλλοντική και κοινωνική σκοπιμότητα.
- Η πρωτοβουλία United Nations Environment Programme Finance Initiative (UNEP FI), που καθοδηγεί το χρηματοπιστωτικό τομέα να υπηρετήσει τους ανθρώπους και τον πλανήτη, σήμερα και για τις επόμενες γενιές. Περιλαμβάνει τις Αρχές Υπεύθυνης Τραπεζικής (Principles for Responsible Banking, PRB), τις Αρχές Βιώσιμης Ασφάλισης (Principles for Sustainable Insurance, PSI) και τις Αρχές Υπεύθυνων Επενδύσεων (Principles for Responsible Investment, PRI).

11.4.3. Κρίσιμοι Παράγοντες Επιτυχίας

Η επιτυχία υλοποίησης των παραπάνω ενεργειακών επενδύσεων για την εξυπηρέτηση των προαναφερθέντων στόχων κρίνεται ότι θα περάσει κατά κύριο λόγο μέσα από τα ακόλουθα:

- Έγκαιρη ολοκλήρωση του σχετικού μελετητικού, νομοθετικού, ρυθμιστικού, διοικητικού και χρηματοδοτικού έργου, καθώς και του έργου δημιουργίας επενδυτικών και άλλων κινήτρων.
- Έγκαιρη περιβαλλοντική αδειοδότηση, κάτι που ενδέχεται να απαιτήσει και βελτιστοποίηση διαδικασιών.
- Στοχευμένα κίνητρα προς τον ερευνητικό κλάδο για να επεκταθεί πέρα από τα ενωσιακά επιχορηγούμενα προγράμματα σε μία πιο εξωστρεφή πολιτική που θα προσκαλεί και θα καλωσορίζει διεθνείς συνεργασίες με θεσμούς και άλλα κράτη.
- Περαιτέρω ενοποίηση της αγοράς ενέργειας της ΕΕ-ΝΑ Ευρώπης, με ρυθμιστική και πολιτική σταθερότητα.
- Επενδυτική και οικονομική σταθερότητα και επενδυτικά κίνητρα εν γένει, αναγκαία για τη μόχλευση των σημαντικών ιδιωτικών κεφαλαίων.

Επισημαίνεται ότι στο βαθμό που πολλές από τις παραπάνω ενεργειακές επενδύσεις απαιτούν συστήματα και εξαρτήματα που παράγονται στην Κίνα ή άλλες χώρες, η οικονομία των οποίων έχει πληγεί για μία παρατεταμένη χρονική περίοδο, η ολοκλήρωση των επενδύσεων ενδέχεται να καθυστερήσει. Αυτό καθιστά αναγκαίες σχετικές προβλέψεις στο χρηματοδοτικό σχήμα των επενδύσεων.





Γενικά Συμπεράσματα





12. Γενικά Συμπεράσματα

Η επίδραση της οικονομικής ύφεσης κατά την τελευταία δεκαετία στον εγχώριο ενεργειακό τομέα ήταν τόσο σημαντική που οδήγησε στη μείωση της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας. Χαρακτηριστικό του ελληνικού ενεργειακού τομέα είναι η διαχρονικά υψηλή εξάρτηση της χώρας από το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, εισαγόμενα κατά 99% κατά μέσο όρο, αλλά και η μεγάλη χρήση λιγνίτη στην εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή, με αξιοσημείωτη αύξηση της συνεισφοράς των ΑΠΕ μόλις τα τελευταία χρόνια. Ιδιαιτερότητα του εθνικού ενεργειακού συστήματος αποτελεί η περιορισμένη έκταση των δικτύων τηλεθέρμανσης σε ένα ηλεκτρικό σύστημα που αποτελείται από το διασυνδεδεμένο σύστημα και τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των νησιών (Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά – ΜΔΝ).

Η Ελλάδα οδεύει τα τελευταία χρόνια προς την ενεργειακή μετάβαση σε καθαρά καύσιμα, ακολουθώντας την τάση για μία απανθρακοποιημένη ευρωπαϊκή οικονομία, μέσω Οδηγιών και ρυθμίσεων ενός ολοκληρωμένου ενεργειακού πακέτου, που έχει ως κύριο στόχο την παραγωγή καθαρής ενέργειας, την καθιέρωση ενεργού συμμετοχής των καταναλωτών ως παραγωγών ενέργειας (prosumers) και τη μείωση του ενεργειακού κόστους μέχρι το 2030 τουλάχιστον.

Η αποτελεσματική και ασφαλής λειτουργία της ενιαίας διασυνδεδεμένης ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας και οι ελεύθερες και έντονα ανταγωνιστικές ενεργειακές ροές, μέσω ενεργειακών χρηματιστηρίων και δικτύων μεταφοράς και διανομής ανά την Ευρώπη, αποτελούν αναμφίβολα τους βασικούς στόχους της ενεργειακής πολιτικής της Ευρώπης και της Ελλάδας. Αυτά υλοποιούνται με συγκροτημένη ρύθμιση και εποπτεία, με εκπόνηση κωδικοποιημένων και θεσμικών λειτουργιών και παρεμβάσεων, για την εύρυθμη λειτουργία και ασφαλή ροή της ενέργειας στα ευρωπαϊκά δίκτυα μεταφοράς και διανομής, με τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, την ασφάλεια εφοδιασμού και τη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της ΕΕ από μία μόνο πηγή.

Η ένταξη και η ταχύρρυθμη προώθηση των ΑΠΕ στην κορυφή του ενεργειακού μίγματος της Ελλάδας, με οικονομικότερους όρους, μέσα από ρυθμίσεις και όρους αγοράς και όχι με δαπανηρές επιδοτήσεις, καθώς και με την απορρόφηση και ένταξη της αναδυόμενης διεσπαρμένης και οριζόντια αναπτυγμένης παραγωγής ενέργειας, μικροπαραγωγών στα εθνικά σύστημα εμπεριέχονται στο νέο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ).

Επίσης, καθοριστικό ρόλο αναμένεται να παίξουν οι τεχνολογίες αποθήκευσης και εξοικονόμησης ενέργειας, η ανάπτυξη σύγχρονων υποδομών (π.χ. διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου, επεκτάσεις έξυπνων δικτύων και σημείων φόρτισης ανά την Ελλάδα για ηλεκτρικά αυτοκίνητα), η μεγαλύτερη διείσδυση των ηλεκτρικών οχημάτων στις μεταφορές, η αντιμετώπιση των διασυνωριακών προβλημάτων και της ασφάλειας των διασυνδεδεμένων εθνικών δικτύων, όπως και η αντιμετώπιση της ενεργειακής φτώχειας.

Παράλληλα, η ανάπτυξη των έξυπνων δικτύων και μετρητών της διανομής του ηλεκτρικού ρεύματος, οι ενεργειακές κοινότητες, η αυτορρύθμιση της κατανάλωσης από τον καταναλωτή/παραγωγό, η ανάπτυξη μικρής ιδιωτικής παραγωγής και ο συμψηφισμός της, με τις αντίστοιχες καταναλώσεις τους από το εθνικό δίκτυο, μεταξύ άλλων, θα μειώσουν τις ενεργειακές ανάγκες και αναμένεται να αναπτυχθεί η απαραίτητη ενεργειακή αποδοτικότητα που αποτελεί μαζί με τις ΑΠΕ και την αποθήκευση ενέργειας τους πυλώνες για το μηδενισμό του ανθρακικού αποτυπώματος στην ηλεκτρική ενέργεια μέχρι το 2050.

Επίσης, οι προοπτικές για την επανεκκίνηση της έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων στην Ελλάδα χαρακτηρίζονται ως πολλά υποσχόμενες, καθώς τέτοιες προοπτικές μπορούν να μεταβάλλουν δραστικά, ανάλογα και με τα ποσοτικά και ποιοτικά χαρακτηριστικά των κοιτασμάτων, το ενεργειακό τοπίο της Ελλάδας και να βοηθήσουν στην επίτευξη των αναπτυξιακών της στόχων. Αλλά ακόμα και στην περίπτωση μιας μικρής παραγωγής τόσο σε πετρέλαιο όσο και σε φυσικό αέριο, με στόχο την κάλυψη τμήματος των εγχώριων ενεργειακών αναγκών, η προσπάθεια αυτή θα έχει οικονομικά και γεωπολιτικά οφέλη και άρα οφείλει να στηριχθεί από όλες τις κυβερνήσεις, ανεξαρτήτως πολιτικών πεποιθήσεων, καθώς έχει άμεσο αντίκτυπο στην δημιουργία εγχώριας τεχνογνωσίας και θέσεων εργασίας, με απόλυτα θετική συμβολή στην οικονομική ανάπτυξη. Θα πρέπει, επίσης, να αναφερθεί ο κομβικός ρόλος μιας αυξημένης εγχώριας παραγωγής υδρογονανθράκων για την μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας.

Προκειμένου να έχουμε μια πιο πλήρη εικόνα της παρούσας κατάστασης του ενεργειακού τομέα της Ελλάδας, κρίνεται απαραίτητη η απαρίθμηση βασικών ενεργειακών μεγεθών.

Συνοπτικά,

Για τον **ηλεκτρισμό**:

- Το 2019, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας ήταν 18.5 GW, ενώ η αντίστοιχη στα ΜΔΝ ανήλθε στα 2.3 GW. Το γενικό σύνολο έφτασε τα 20.8 GW, με την κατανομή αυτού να αναλύεται στον Πίνακα 33.
- Το 2019, η συνολική ηλεκτροπαραγωγή στο **διασυνδεδεμένο σύστημα** της Ελλάδας ανήλθε σε 42.2 TWh, ενώ η αντίστοιχη στα ΜΔΝ ανήλθε σε 5.6 TWh. Το γενικό σύνολο έφτασε τις 47.8 TWh, με την κατανομή αυτού να αναλύεται στον Πίνακα 34.
- Η ΔΕΗ παραμένει η μεγαλύτερη εταιρεία παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Με εγκατεστημένη ισχύ 11.3 GW το 2018 αντιπροσωπεύει περίπου το 54.3% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα (εξαιρουμένων των 930 MW των δύο προς αποεπένδυση θυγατρικών της εταιρειών Λιγνιτική Μελίτης Α.Ε. και Λιγνιτική Μεγαλόπολης Α.Ε.), συμπεριλαμβάνοντας στο ενεργειακό της μίγμα λιγνιτικούς, υδροηλεκτρικούς και πετρελαϊκούς σταθμούς, καθώς και σταθμούς φυσικού αερίου, αλλά και εγκαταστάσεις ΑΠΕ. Το 2018, η ΔΕΗ παρήγαγε 27.4 TWh, οι οποίες σε συνδυασμό με τις 2.4 TWh που εισήγαγε, κάλυψαν το 47.9% της συνολικής ζήτησης. Η παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια προήλθε από λιγνίτη (40.6%), πετρέλαιο (16.8%), φυσικό αέριο (23.2%), υδροηλεκτρικά (18.5%) και ΑΠΕ (0.9%). Οι περίπου 6.9 εκατομμύρια πελάτες της ΔΕΗ κατανάλωσαν κατά το 2018 το 81.9% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας που δόθηκε προς τελικούς πελάτες στην Ελλάδα.

Πίνακας 33: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα, 2019

Μίγμα Καυσίμου	Εγκατεστημένη Ισχύς (GW)
1. Διασυνδεδεμένο σύστημα	
Λιγνιτικές μονάδες	3.9
Μονάδες φυσικού αερίου	4.9
Υδροηλεκτρικές μονάδες	3.2
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	6.3
Σύνολο μονάδων ΣΗΘΥΑ και κατανεμόμενων ΣΗΘΥΑ	0.2
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ	6.5
Σύνολο θερμικών μονάδων	8.8
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και υδροηλεκτρικών μονάδων	9.7
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Α)	18.5
2. Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	
Σύνολο θερμικών μονάδων	1.8
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	0.5
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος στα ΜΔΝ (Β)	2.3
Γενικό σύνολο (Α+Β)	20.8

Πηγές: ΙΕΝΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ, ΔΕΔΔΗΕ

Πίνακας 34: Συνολική Ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα, 2019

Μίγμα Καυσίμου	Καθαρή Παραγωγή (TWh)
1. Διασυνδεδεμένο σύστημα	
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ* και ΣΗΘΥΑ	12.2
Υδροηλεκτρικές μονάδες	3.4
Μονάδες φυσικού αερίου	16.2
Λιγνιτικές μονάδες	10.4
Σύνολο ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Α)	42.2
2. Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)	
Σύνολο θερμικών μονάδων	4.6
Σύνολο μονάδων ΑΠΕ	1.0
Σύνολο ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ (Β)	5.6
Γενικό σύνολο (Α+Β)	47.8

Σημείωση:

* Δεν περιλαμβάνει τα Φ/Β σε στέγες ή την ενέργεια των λοιπών μονάδων ΑΠΕ στη χαμηλή τάση.

Πηγές: ΙΕΝΕ, ΑΔΜΗΕ, ΔΑΠΕΕΠ, ΔΕΔΔΗΕ

Για το πετρέλαιο:

- Η κατανάλωση πετρελαϊκών προϊόντων στην Ελλάδα ανήλθε σε 6,685,490 τόνους το 2018, μειωμένη κατά 3.11% από τα επίπεδα του 2017, και ισοδυναμεί με 47.8 εκατ. βαρέλια πετρελαίου.
- Η παραγωγή αργού πετρελαίου στην Ελλάδα το 2018 ήταν ασήμαντη, πλησιάζοντας τους 0.21 εκατ. τόνους, και ισοδυναμεί με 1.5 εκατ. βαρέλια πετρελαίου.
- Η συνολική παραγωγή διυλισμένων πετρελαϊκών προϊόντων ανήλθε σε 26.3 εκατ. τόνους το 2019.
- Οι καθαρές εισαγωγές καυσίμων (αφορούν εσωτερικές καταναλώσεις) στην Ελλάδα ανήλθαν σε €5.18 δισ. το 2018, με τις εξαγωγές καυσίμων να φτάνουν τα €10.02 δισ και τις εισαγωγές καυσίμων (περιλαμβάνουν συνολικές παραδόσεις στα διυλιστήρια) να προσεγγίζουν τα €15.2 δισ. Επομένως, διακρίνεται το διυλιστικό πλεονέκτημα της Ελλάδας.

Για το φυσικό αέριο:

- Σύμφωνα με στοιχεία του 2019, η κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα ανήλθε σε 55.6 εκατ. MWh ή 5.56 bcm, παρουσιάζοντας αύξηση 6%, σε σύγκριση με την αντίστοιχη κατανάλωση του 2018, η οποία ανήλθε σε 52.5 εκατ. MWh. Συνεπώς, το 2019 σημειώθηκε η υψηλότερη κατανάλωση φυσικού αερίου από την πρώτη εισαγωγή του καυσίμου στην χώρα.
- Η παραγωγή φυσικού αερίου στην Ελλάδα ήταν περίπου 0.012 bcm το 2019, προερχόμενη από το εξαντληθέν κοιτάσμα φυσικού αερίου της Νότιας Καβάλας και χρησιμοποιήθηκε για τη λειτουργία της πετρελαιοπαραγωγής στον Πρίνο.
- Οι εισαγωγές φυσικού αερίου στην Ελλάδα ανήλθαν σε περίπου 5.2 bcm το 2019, ενώ οι εξαγωγές φυσικού αερίου έφτασαν μόλις τα 0.015 bcm.

Για τον λιγνίτη:

- Τα συνολικά βεβαιωμένα γεωλογικά αποθέματα λιγνίτη στην Ελλάδα ανέρχονται σε περίπου 5 δισ. τόνους.
- Η παραγωγή λιγνίτη στη χώρα μας ανήλθε σε 36.5 εκατ. τόνους το 2018, ενώ η κατανάλωση λιγνίτη για ηλεκτροπαραγωγή έφτασε τους 36.4 εκατ. τόνους το ίδιο έτος.

Για την ενεργειακή αποδοτικότητα:

- Τα περισσότερα κτίρια της Ελλάδας είναι ενεργοβόρα, θερμικά απροστάτευτα, δεν έχουν χρησιμοποιηθεί ενεργειακά αποδοτικά υλικά για την κατασκευή τους και συνολικά δεν πληρούν υψηλές προδιαγραφές υγιεινής και άνεσης. Και αυτό διότι πάνω από το 50% των κτιρίων με χρήση κατοικίας στην Ελλάδα έχει κατασκευαστεί πριν το 1980, όταν δεν είχε τεθεί σε εφαρμογή σχετική νομοθεσία και αυστηρότεροι κανονισμοί ενεργειακής αποδοτικότητας, δεν υπήρχαν κοινοτικές οδηγίες για τη μείωση των εκπομπών ρύπων και δεν εφαρμόζονταν συστήματα ενεργειακής διαχείρισης και επιθεώρησης.
- Αντίθετα, τα κτίρια, που κατασκευάστηκαν μετά το 2010, όταν και άρχισε να εφαρμόζεται ο Κανονισμός για την Ενεργειακή Απόδοση των Κτιρίων (KENAK) και να ενσωματώνονται οι ελάχιστες απαιτήσεις του σε όλα τα νεόδμητα κτίρια, αποτελούν μόλις το 1.5% του συνολικού αποθέματος κατοικιών.
- Η συσχέτιση της περιόδου κατασκευής ενός κτιρίου με την ενεργειακή αποδοτικότητά του, ως αποτέλεσμα της εξέλιξης του νομοθετικού πλαισίου και της τεχνολογίας, επιβεβαιώνεται και από τα στατιστικά στοιχεία των Πιστοποιητικών Ενεργειακής Απόδοσης (ΠΕΑ). Ενδεικτικό χαρακτηριστικό της ενεργειακής αποδοτικότητας στην Ελλάδα είναι το γεγονός ότι μόνο το 3.5% όλων των κτιρίων διαθέτει χαρακτηριστικά υψηλής ενεργειακής απόδοσης, ενώ το 60% περίπου αυτών ανήκει σε τάξεις χαμηλής ενεργειακής απόδοσης.
- Βασικό εργαλείο προώθησης της ενεργειακής αποδοτικότητας στην Ελλάδα αποτελεί το πρόγραμμα «Εξοικονομώ κατ' Οίκον». Μέχρι στιγμής, μέσω των δύο κύκλων του συγκεκριμένου προγράμματος, έχουν αναβαθμιστεί ή αναμένεται να αναβαθμιστούν πάνω από 140,000 κατοικίες. Επίσης, σημαντικό ρόλο αναμένεται να παίξει το πρόγραμμα ΗΛΕΚΤΡΑ για την ενεργειακή αναβάθμιση των δημοσίων κτιρίων, συνολικού προϋπολογισμού €500 εκατ.

Για την ενεργειακή φτώχεια:

- Η ενεργειακή φτώχεια αποτελεί ένα ιδιαίτερα κρίσιμο κοινωνικό θέμα που συνδέεται άμεσα με τον τομέα της ενέργειας. Τελευταία, το φαινόμενο της ενεργειακής φτώχειας γίνεται ολοένα και πιο έντονο, ειδικότερα στα νοικοκυριά χαμηλού και μεσαίου εισοδήματος. Λαμβάνοντας υπόψη ότι δεν υφίσταται κοινός ορισμός της ενεργειακής φτώχειας σε ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο, στο συγκεκριμένο συμπέρασμα μπορεί να οδηγηθεί κάποιος από το δείκτη της αδυναμίας επίτευξης ικανοποιητικών επιπέδων θερμικής άνεσης από τα νοικοκυριά, ο οποίος προσδιορίζεται από την ΕΛΣΤΑΤ.
- Σύμφωνα με μελέτη του Ιδρύματος Χαϊνριχ Μπελ¹⁰⁶, σχεδόν το 30% των συνολικών νοικοκυριών στην Ελλάδα εμφανίζει αδυναμία να θερμάνει ικανοποιητικά την κατοικία του, ενώ για την περίπτωση των οικονομικά ευάλωτων νοικοκυριών (νοικοκυριά με εισόδημα μικρότερο ή ίσο του κατωφλίου της φτώχειας), το ποσοστό αυτό ανέρχεται σε 50%.

- Το Παρατηρητήριο Ενεργειακής Φτώχειας στην Ελλάδα, το οποίο αναπτύχθηκε και λειτουργεί από το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ), εκπονεί ήδη σχέδιο δράσης για την ενεργειακή φτώχεια στο οποίο θα περιλαμβάνονται δείκτες, ορισμοί, μηχανισμοί ποσοτικοποίησης, ενώ θα λαμβάνονται υπόψη οι επιπτώσεις του φαινομένου σε εθνικό και περιφερειακό επίπεδο.

¹⁰⁶ Χαϊνριχ Μπελ (2019), «Χτίζοντας Ενεργειακές Κοινότητες - Η Ενέργεια στα Χέρια των Πολιτών», https://gr.boell.org/sites/default/files/2019-09/Building%20energy%20communities_full%20text.pdf

Βιβλιογραφία

1. ΑΔΜΗΕ (2020), “Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας – Δεκέμβριος 2019”, http://www.admie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/Monthly_Energy_Reports/Energy_Report_201912_v1.pdf
2. ΔΑΠΕΕΠ (2020α), “ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ – Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο (Δεκέμβριος 2019)”, http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDRETH/RES/20200326_DELTIO_APE_DECEMBER.pdf
3. ΔΑΠΕΕΠ (2020β), “Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ (Νοέμβριος-Δεκέμβριος 2019)”, http://www.lagie.gr/fileadmin/groups/EDSHE/MiniaiaDeltiaEL/201912_07_NOV__DEC_2019_DELTIO_ELAPPE_v1.0_27.03.2020.pdf
4. ΔΕΔΔΗΕ (2020), “Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (Δεκέμβριος 2019)”, <https://www.deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundemenwn-nisiwn/agora-mdn/stoixeia-ekkathariseon-kai-minaion-deltion-mdn/miniaia-deltia-ape-thermikus-paragogis/minaia-pliroforiaka-deltia-paragogis-2019/>
5. ΔΕΣΦΑ (2019), “Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2020-2029”, <https://www.desfa.gr/national-natural-gas-system/development-of-the-nngs/development-study>
6. ΕΔΕΥ (2020α), “Υδρογονάνθρακες στην Ελλάδα: Ο Ρόλος της ΕΔΕΥ”, https://www.greekhydrocarbons.gr/news_files/HHRM_book.pdf
7. ΕΔΕΥ (2020β), “Ετήσια Οικονομική Έκθεση 2019”, https://www.greekhydrocarbons.gr/pdfs/financialStatements/AnnualReport_2019.pdf
8. ΕΔΕΥ (2020γ), “Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων για την Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων Νοτιοδυτικά και Δυτικά της Κρήτης”, https://www.greekhydrocarbons.gr/pdfs/SEA/01_SEA_06_2018.pdf
9. ΕΔΕΥ (2016), “Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων για την Έρευνα και Εκμετάλλευση Υδρογονανθράκων στο Ιόνιο”, https://www.greekhydrocarbons.gr/pdfs/BlockDocuments/%CE%A3%CE%9C%CE%A0%CE%95_%CE%99%CE%9F%CE%9D%CE%99%CE%9F%CE%A5.pdf
10. ΕΛΕΤΑΕΝ (2020), “HWEA Wind Energy Statistics – 2019”, <https://eletaen.gr/wp-content/uploads/2020/01/2020-1-30-hwea-statistics-greece.pdf>
11. Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (2020), “Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ – Δεκέμβριος 2019”, http://www.enexgroup.gr/fileadmin/groups/EDRETH/DAS_Monthly_Reports/201912_DAS_Monthly_Report.pdf
12. Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (2019), “Ετήσιο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ 2018”, http://www.enexgroup.gr/fileadmin/groups/EDRETH/DAS_Yearly_Reports/2018_DAS_Yearly_Report.pdf
13. ΕΛΣΤΑΤ (2019), “Τριμηνιαίοι Εθνικοί Λογαριασμοί – 3ο Τρίμηνο 2019”
14. Ίδρυμα Χάϊνριχ Μπελ (2019), “Χτίζοντας Ενεργειακές Κοινότητες – Η Ενέργεια στα Χέρια των Πολιτών”, https://gr.boell.org/sites/default/files/2019-09/Building%20energy%20communities_full%20text.pdf
15. ΙΕΝΕ (2020α), “Επιπτώσεις του Κορωνοϊού στην Ελληνική Αγορά Ενέργειας”, <https://www.iene.gr/articlefiles/ekthesi%20covid-19.pdf>
15. ΙΕΝΕ (2020β), “Υφιστάμενη Κατάσταση και Προοπτικές για τις Περιοχές σε Ενεργειακή Μετάβαση στην Ελλάδα”, Μία Μελέτη του ΙΕΝΕ (M58), <https://www.iene.gr/articlefiles/final%20report.pdf>
16. ΙΕΝΕ (2019α), “Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας – Ετήσια Έκθεση 2019”, Μία Μελέτη του ΙΕΝΕ (M03), <https://www.iene.gr/articlefiles/file/meletes/iene-meleti-2019.pdf>
17. ΙΕΝΕ (2019β), “Ενεργειακή Αυτάρκεια του Καστελόριζου”, Μία Μελέτη του ΙΕΝΕ (M45)
18. ΙΕΝΕ (2019γ), “Ενέργεια και Ανάπτυξη 2019”, 24ο Εθνικό Συνέδριο ΙΕΝΕ, <https://www.iene.eu/el/congress/19/energy-and-development-2019?p=98>
19. ΙΕΝΕ (2019δ), “Prospects for the Establishment of Gas Trading Hubs in SE Europe”, Μία Μελέτη του ΙΕΝΕ (M49)
20. ΙΕΝΕ (2018), “Η Ενεργειακή Ασφάλεια της Ελλάδας και Προτάσεις για την Βελτίωσή της”, Μια Ειδική Έκθεση του ΙΕΝΕ στο Πλαίσιο της Εθνικής Επιτροπής για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), https://www.iene.gr/articlefiles/energgeiki-asfaleia_elladas.pdf

21. IENE (2017α), “Η Ανάπτυξη της Αγοράς Ηλεκτρικών Οχημάτων στην Ελλάδα και Δυνατότητες Εμπορικής Εκμετάλλευσης”, Μία Μελέτη του IENE (M47)
22. IENE (2017β), “SE Europe Energy Outlook 2016/2017”, Μία Μελέτη του IENE (M23), http://www.iene.gr/articlefiles/seeeo%202016-2017_ia%20paris.pdf
23. IOBE (2020), “Η Ελληνική Οικονομία – Τριμηνιαία Έκθεση”, Τεύχος 1/20, http://iobe.gr/docs/economy/ECO_Q1_2020_REP_GR.pdf
24. IOBE (2019), “Συγκεντρωτικά Στοιχεία και Αριθμοδείκτες του Κλάδου Εμπορίας Πετρελαιοειδών για το έτος 2018”, http://iobe.gr/research_dtl.asp?RID=193
25. ΚΑΠΕ (2020), “Παρατηρητήριο Ενεργειακής Φτώχειας”, <http://www.cres.gr/energy-efficiency/poverty.html>
26. Κ. Ν. Σταμπολής (2019), «Πετρέλαιο, η Μοιραία Εξάρτηση», Εκδόσεις Αίολος, <https://aiolosbooks.gr/shop/2734/petrelaio-i-moiraia-exartisi-a-tomos/>
27. Κοροβέση, Α., Μεταξά, Κ., Τουλουπάκη, Ε. et al. (2019), “Ενεργειακή Φτώχεια στην Ελλάδα”, Heinrich Boll Stiftung, Θεσσαλονίκη 2019, <https://gr.boell.org/el/2020/01/14/energeiaki-ftoheia-stin-ellada-20>
28. ΡΑΕ (2019), “Έκθεση Πεπραγμένων 2018”, <http://www.rae.gr/site/file/system/docs/ActionReports/2018>
29. Σύνδεσμος Εταιριών Εμπορίας Πετρελαιοειδών Ελλάδος (ΣΕΕΠΕ) (2020), “Στοιχεία του κλάδου”, http://www.seepe.gr/index.php?option=com_content&view=article&id=188&Itemid=260&lang=el
30. Τράπεζα της Ελλάδας (2020α), “Έκθεση του Διοικητή για το Έτος 2019”, <https://www.bankofgreece.gr/Publications/ekthdkth2019.pdf>
31. Τράπεζα της Ελλάδας (2020β), “Έκθεση Νομισματικής Πολιτικής 2019-2020”, <https://www.bankofgreece.gr/Publications/NomPol20192020.pdf>
32. ΥΠΕΝ (2019α), “Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα”
33. ΥΠΕΝ (2019β), “Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050”
34. EURACOAL (2020), “Market Report 2019 No. 1”, <https://euracoal.eu/library/coal-market-reports/>
35. European Commission (2020a), “Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration”, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf
36. European Commission (2020b), “A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe”, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
37. IEA (2019), “World Energy Outlook 2019”, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
38. IEA (2020), “Key Energy Statistics 2018 – Greece”, <https://www.iea.org/data-and-statistics>
39. IMF (2020), “World Economic Outlook, June 2020 Update”, <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/06/24/WEUpdateJune2020>
40. IRENA (2018), “Assessment of the Renewable Energy Components in Nationally Determined Contributions: The Methodology”, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/IRENA_NDC_methodology_2018.pdf?la=en&hash=4E6E9173BB306CDD4295F1E7F5FB1CF477CEAAF5

Παράρτημα

1. Συνοπτικό Ενεργειακό Ισοζύγιο της Ελλάδας, 2018

	ktoe	Z	Total	Solid fossil fuels	Bituminous coal	Lignite	Oil and petroleum products	Crude oil	Refinery feedstocks	Additives and oxygenates (excluding biofuel portion)	Refinery gas	Liquefied petroleum gases	Motor gasoline (excluding biofuel portion)	Aviation gasoline
+	Primary production		7 534,7	4 274,8	0,0	4 274,8	201,2	201,2	Z	0,0	Z	Z	Z	Z
+	Recovered & recycled products		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Imports		38 952,7	234,4	234,4	0,0	33 696,3	24 139,1	5 692,3	200,5	Z	34,9	370,4	2,6
-	Exports		20 572,8	0,0	0,0	0,0	20 359,3	201,5	0,0	13,1	Z	371,9	4 728,4	0,0
+	Change in stock		94,8	54,8	33,7	21,1	80,2	-7,3	-12,1	0,5	0,0	-0,7	143,3	-0,4
=	Gross available energy		26 009,4	4 564,1	268,2	4 295,9	13 618,3	24 131,5	5 680,2	188,0	0,0	-337,7	-4 214,7	2,2
-	International maritime bunkers		2 185,1	0,0	0,0	0,0	2 185,1	Z	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
=	Gross inland consumption		23 824,3	4 564,1	268,2	4 295,9	11 433,2	24 131,5	5 680,2	188,0	0,0	-337,7	-4 214,7	2,2
-	International aviation		1 089,4	Z	Z	Z	1 089,4	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,2
=	Total energy supply		22 735,0	4 564,1	268,2	4 295,9	10 343,8	24 131,5	5 680,2	188,0	0,0	-337,7	-4 214,7	2,1
	Gross inland consumption (Europe 2020-2030)		23 500,6	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
	Primary energy consumption (Europe 2020-2030)		22 594,4	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
	Final energy consumption (Europe 2020-2030)		15 634,8	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
	Transformation input		45 668,9	4 290,7	0,0	4 290,7	37 021,9	23 954,9	8 160,3	187,1	189,7	1,5	110,5	0,0
+	Electricity & heat generation		9 765,5	4 290,7	0,0	4 290,7	1 293,9	0,0	0,0	0,0	189,7	0,0	0,0	0,0
+	Main activity producer electricity only		7 483,0	2 526,5	0,0	2 526,5	1 091,6	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Main activity producer CHP		1 855,0	1 794,1	0,0	1 794,1	32,7	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Autoproducer electricity only		10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Autoproducer CHP		414,8	0,0	0,0	0,0	189,7	0,0	Z	Z	189,7	0,0	0,0	0,0
+	Electricity for pumped storage		2,0	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Blast furnaces		0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	Z	Z	0,0	0,1	0,0	0,0
+	Gas works		0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	Z	Z	0,0	0,3	0,0	0,0
+	Refineries & petrochemical industry		35 727,3	Z	Z	Z	35 727,3	23 954,9	8 160,3	187,1	0,0	1,2	110,5	0,0
+	Refinery intake		32 302,3	Z	Z	Z	32 302,3	23 954,9	8 160,3	187,1	Z	Z	Z	Z
+	Products transferred		2 294,4	Z	Z	Z	2 294,4	Z	Z	Z	0,0	1,2	110,5	0,0
+	Interproduct transfers		1 130,6	Z	Z	Z	1 130,6	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Liquid biofuels blended		172,7	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Charcoal production plants		2,7	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Not elsewhere specified		0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
	Transformation output		41 367,7	0,0	Z	Z	36 562,0	0,0	2 312,0	0,0	991,4	957,4	6 728,0	0,0
+	Electricity & heat generation		4 631,5	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Main activity producer electricity only		3 795,1	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Main activity producer CHP		644,6	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Autoproducer electricity only		2,7	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Autoproducer CHP		187,7	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Pumped hydro		1,4	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Refineries & petrochemical industry		36 562,0	Z	Z	Z	36 562,0	0,0	2 312,0	0,0	991,4	957,4	6 728,0	0,0
+	Refinery output		33 132,4	Z	Z	Z	33 132,4	Z	Z	Z	991,4	957,4	5 623,6	0,0
+	Products transferred		2 312,0	Z	Z	Z	2 312,0	Z	2 312,0	Z	Z	Z	Z	Z
+	Interproduct transfers		1 117,6	Z	Z	Z	1 117,6	0,0	Z	Z	0,0	0,0	1 104,4	0,0
+	Liquid biofuels blended		172,7	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
+	Charcoal production plants		1,5	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
	Energy sector		1 995,9	0,0	0,0	0,0	1 494,5	0,0	0,0	0,0	821,7	25,0	0,0	0,0
+	Own use in electricity & heat generation		276,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Coal mines		58,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Oil & natural gas extraction plants		19,5	Z	Z	Z	0,0	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Blast furnaces		0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Petroleum refineries (oil refineries)		1 642,7	0,0	0,0	0,0	1 493,8	Z	Z	Z	821,7	24,9	0,0	0,0
+	Not elsewhere specified (energy)		2,5	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
	Distribution losses		461,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
	Available for final consumption		15 976,9	273,4	268,2	5,2	8 389,4	176,5	-168,0	0,8	0,0	593,1	2 402,8	2,1
	Final non-energy consumption		906,2	0,0	0,0	0,0	421,1	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Non-energy use industry/transformation/energy		888,3	0,0	0,0	0,0	403,2	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Non-energy use in energy sector		33,0	Z	Z	Z	33,0	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Non-energy use in industry sector		855,3	Z	Z	Z	370,2	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Non-energy use in transport sector		13,7	0,0	0,0	0,0	13,7	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Non-energy use in other sectors		4,1	0,0	0,0	0,0	4,1	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
	Final energy consumption		15 168,8	281,6	275,8	5,8	8 088,2	0,0	Z	Z	0,0	594,5	2 414,0	2,0
+	Industry sector		2 743,3	277,4	275,8	1,7	935,0	0,0	Z	Z	0,0	183,3	5,9	0,0
+	Iron & steel		129,6	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0	Z	Z	0,0	8,5	0,0	0,0
+	Chemical & petrochemical		130,2	0,0	0,0	0,0	22,1	0,0	Z	Z	0,0	9,1	5,6	0,0
+	Non-ferrous metals		708,4	152,9	151,3	1,7	6,6	0,0	Z	Z	0,0	6,5	0,0	0,0
+	Non-metallic minerals		649,6	114,9	114,9	0,0	413,0	0,0	Z	Z	0,0	3,0	0,0	0,0
+	Transport equipment		22,2	0,0	0,0	0,0	15,5	0,0	Z	Z	0,0	0,6	0,0	0,0
+	Machinery		64,8	0,0	0,0	0,0	14,3	0,0	Z	Z	0,0	2,4	0,0	0,0
+	Mining & quarrying		115,3	0,0	0,0	0,0	96,7	0,0	Z	Z	0,0	7,2	0,0	0,0
+	Food, beverages & tobacco		459,7	0,0	0,0	0,0	164,3	0,0	Z	Z	0,0	79,7	0,2	0,0
+	Paper, pulp & printing		54,2	0,0	0,0	0,0	15,5	0,0	Z	Z	0,0	4,6	0,0	0,0
+	Wood & wood products		41,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	Z	Z	0,0	1,5	0,0	0,0
+	Construction		152,7	0,0	0,0	0,0	94,4	0,0	Z	Z	0,0	12,5	0,0	0,0
+	Textile & leather		98,7	0,0	0,0	0,0	7,8	0,0	Z	Z	0,0	5,1	0,0	0,0
+	Not elsewhere specified (industry)		116,3	9,6	9,6	0,0	70,0	0,0	Z	Z	0,0	22,5	0,0	0,0
+	Transport sector		5 903,9	0,0	0,0	0,0	5 712,5	0,0	Z	Z	0,0	242,2	2 402,9	2,0
+	Rail		54,6	0,0	0,0	0,0	37,6	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Road		5 009,0	Z	Z	Z	4 835,1	0,0	Z	Z	0,0	242,2	2 402,8	0,0
+	Domestic aviation		222,2	Z	Z	Z	222,2	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	2,0
+	Domestic navigation		615,7	0,0	0,0	0,0	615,4	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Not elsewhere specified (transport)		2,4	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0	0,0
+	Other sectors		8 521,6	4,2	0,0	4,2	1 440,7	0,0	Z	Z	0,0	188,9	5,2	0,0
+	Commercial & public services		2 095,3	0,0	0,0	0,0	122,2	0,0	Z	Z	0,0	68,9	0,3	0,0
+	Households		3 916,7	3,6	0,0	3,6	1 038,9	0,0	Z	Z	0,0	84,0	0,0	0,0
+	Agriculture & forestry		264,4	0,6	0,0	0,6	36,7	0,0	Z	Z	0,0	30,6	0,0	0,0
+	Fishing		14,9	0,0	0,0	0,0	13,2	0,0	Z	Z	0,0	2,3	0,0	0,0
+	Not elsewhere specified (other)		230,5	0,0	0,0	0,0	229,7	0,0	Z	Z	0,0	3,1	4,9	0,0
	Statistical differences		-98,2	-8,2	-7,6	-0,6	-119,9	176,5	-168,0	0,8	0,0	-1,4	-11,2	0,0

Kerosene-type jet fuel (excluding biofuel portion)	Other kerosene	Naphtha	Gas oil and diesel oil (excluding biofuel portion)	Fuel oil	White spirit and special boiling point industrial spirits	Lubricants	Bitumen	Petroleum coke	Other oil products	Natural gas	Renewables and biofuels	Hydro	Wind	Solar photovoltaic	Solar thermal	Geothermal
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	12,7	3.017,1	493,8	541,7	325,9	277,2	8,9
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
50,0	0,8	0,0	1.016,2	1.648,0	1,3	22,4	2,0	513,8	2,0	4.144,6	142,3	Z	Z	Z	Z	0,0
1.739,7	0,0	384,8	7.696,5	3.680,5	0,2	204,9	885,6	146,2	306,0	0,0	18,1	Z	Z	Z	Z	0,0
-87,7	-0,3	-5,2	-25,5	143,3	-0,2	-12,1	-6,3	-43,2	-6,0	-40,0	-0,2	Z	Z	Z	Z	Z
-1.777,5	0,5	-390,0	-6.705,8	-1.889,2	0,9	-194,6	-889,9	324,4	-310,1	4.117,2	3.141,1	493,8	541,7	325,9	277,2	8,9
0,0	0,0	0,0	328,6	1.649,2	0,0	7,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
-1.777,5	0,5	-390,0	-7.034,4	-3.738,4	0,9	-201,8	-889,9	324,4	-310,1	4.117,2	3.141,0	493,8	541,7	325,9	277,2	8,9
1.089,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
-2.666,6	0,5	-390,0	-7.034,5	-3.738,4	0,9	-201,8	-889,9	324,4	-310,1	4.117,2	3.141,0	493,8	541,7	325,9	277,2	8,9
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
10,6	0,0	1.493,1	433,1	1.763,6	0,0	28,4	60,3	0,2	648,5	2.692,9	1.632,3	493,8	541,7	325,9	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	300,3	824,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.692,9	1.456,9	493,8	541,7	325,9	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	267,6	824,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.492,5	1.372,3	493,8	541,7	325,9	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	32,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,2	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	200,4	15,8	Z	Z	Z	0,0	0,0
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
10,6	0,0	1.493,1	132,8	939,5	0,0	28,4	60,3	0,0	648,5	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
10,6	0,0	375,1	121,3	939,5	0,0	28,4	60,3	0,0	647,4	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	1.118,0	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	172,7	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	2,7	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
3.223,7	2,0	1.907,9	11.167,1	6.267,2	0,0	281,5	1.063,6	445,5	1.214,6	0,0	174,2	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
3.223,7	2,0	1.907,9	11.167,1	6.267,2	0,0	281,5	1.063,6	445,5	1.214,6	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
3.221,2	0,0	1.907,9	11.167,1	6.258,6	0,0	281,5	1.063,6	445,5	1.214,6	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
2,5	2,0	0,0	0,0	8,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	172,7	Z	Z	Z	Z	Z
Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	1,5	Z	Z	Z	Z	Z
0,2	0,0	0,0	0,4	238,8	0,0	0,2	0,0	378,4	29,7	85,5	2,8	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,8	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,2	238,8	0,0	0,2	0,0	378,4	29,5	70,8	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
346,3	2,6	24,8	3.699,1	526,4	0,9	51,1	113,3	391,3	226,3	1.328,5	1.680,2	0,0	0,0	0,0	277,2	8,9
0,0	0,0	24,8	0,0	0,0	1,1	56,8	113,2	0,0	225,2	485,1	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	24,8	0,0	0,0	1,1	39,5	112,6	0,0	225,2	485,1	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	33,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	24,8	0,0	0,0	1,1	6,5	112,6	0,0	225,2	485,1	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
344,3	2,7	0,0	3.816,9	511,2	0,4	0,0	0,0	398,7	3,4	811,6	1.682,0	Z	Z	Z	277,2	8,9
0,0	0,0	0,0	199,6	165,5	0,4	0,0	0,0	397,8	2,5	320,5	143,0	Z	Z	Z	1,5	0,1
0,0	0,0	0,0	1,9	0,4	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	26,1	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	2,4	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,5	0,2	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	130,3	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	6,5	4,4	0,0	0,0	0,0	396,6	2,5	17,7	4,1	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	14,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	10,3	1,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	48,5	41,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	14,5	69,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,1	114,3	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,7	10,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,3	2,9	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	15,3	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	63,7	18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,7	2,4	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	0,4	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,1	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	34,4	13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,8	2,0	Z	Z	Z	1,5	0,1
220,1	0,0	0,0	2.503,6	340,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	15,2	158,8	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	37,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	1,7	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	2.189,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,2	158,7	Z	Z	Z	0,0	0,0
220,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	Z
0,0	0,0	0,0	274,6	340,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,3	Z	Z	Z	0,0	0,0
0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,1	Z	Z	Z	0,0	0,0
124,2	2,6	0,0	1.113,7	4,8	0,0	0,0	0,0	1,0	0,2	475,8	1.380,3	Z	Z	Z	275,7	8,7
0,0	0,0	0,0	51,5	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	144,0	297,9	Z	Z	Z	10,2	5,9
0,0	2,6	0,0	962,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	331,3	1.049,8	Z	Z	Z	265,5	0,0
0,0	0,0	0,0	2,9	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	31,8	Z	Z	Z	0,0	2,9
0,0	0,0	0,0	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0
124,2	0,0	0,0	96,1	0,3	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,8	Z	Z	Z	0,0	0,0
2,0	-0,1	0,0	-117,8	15,2	-0,6	-5,7	0,2	-7,5	-2,3	31,8	-1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

	ktoe	Z	Primary solid biofuels	Charcoal	Biogas	Pure biodiesels	Blended biodiesels	Ambient heat (heat pumps)	Non-renewable waste	Industrial waste (non-renewable)	Electricity	Fossil energy	Bioenergy
+ Primary production			782,1	Z	112,8	150,8	Z	323,8	29,0	29,0	Z	4.517,6	1.045,7
+ Recovered & recycled products			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	0,0	0,0
+ Imports			61,7	55,5	0,0	25,1	0,0	Z	0,0	0,0	735,2	38.587,4	146,6
- Exports			9,6	0,0	0,0	2,6	5,9	Z	0,0	0,0	195,4	20.495,4	19,2
+ Change in stock			0,0	0,0	0,0	-0,6	0,4	Z	0,0	0,0	Z	95,0	-0,2
= Gross available energy			834,2	55,5	112,8	172,7	-5,5	323,8	29,0	29,0	539,8	22.704,5	1.172,9
- International maritime bunkers			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	2.185,1	0,0
= Gross inland consumption			834,2	55,5	112,8	172,7	-5,5	323,8	29,0	29,0	539,8	20.519,4	1.172,9
- International aviation			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	1.089,4	0,0
= Total energy supply			834,2	55,5	112,8	172,7	-5,5	323,8	29,0	29,0	539,8	19.430,1	1.172,9
Gross inland consumption (Europe 2020-2030)			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Primary energy consumption (Europe 2020-2030)			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Final energy consumption (Europe 2020-2030)			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z
Transformation input			7,5	0,0	90,5	172,7	0,0	0,0	29,0	29,0	2,0	44.035,9	270,8
+ Electricity & heat generation			4,9	0,0	90,5	0,0	0,0	0,0	29,0	29,0	2,0	8.307,9	95,4
+ Main activity producer electricity only			4,9	Z	5,9	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	Z	6.110,7	10,8
+ Main activity producer CHP			0,0	Z	58,2	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	Z	1.796,8	58,2
+ Autoproducer electricity only			0,0	Z	10,7	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	Z	0,0	10,7
+ Autoproducer CHP			0,0	Z	15,8	0,0	0,0	Z	29,0	29,0	Z	399,0	15,8
+ Electricity for pumped storage			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	2,0	1,4	0,0
+ Blast furnaces			Z	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	Z	0,2	0,0
+ Gas works			Z	Z	0,0	0,0	0,0	Z	Z	Z	Z	0,3	0,0
+ Refineries & petrochemical industry			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	35.727,3	0,0
+ Refinery intake			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	32.302,3	0,0
+ Products transferred			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	2.294,4	0,0
+ Interproduct transfers			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	1.130,6	0,0
+ Liquid biofuels blended			Z	Z	Z	172,7	Z	Z	Z	Z	Z	0,0	172,7
+ Charcoal production plants			2,7	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	Z	0,0	2,7
+ Not elsewhere specified			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,3	0,0
Transformation output			Z	1,5	0,0	Z	172,7	Z	Z	Z	Z	4.579,8	39.803,5
+ Electricity & heat generation			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	4.579,8	3.241,6
+ Main activity producer electricity only			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	3.795,1	2.643,3
+ Main activity producer CHP			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	582,9	464,7
+ Autoproducer electricity only			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	2,7	1,9
+ Autoproducer CHP			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	187,7	130,8
+ Pumped hydro			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	1,4	1,0
+ Refineries & petrochemical industry			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	36.562,0	0,0
+ Refinery output			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	33.132,4	0,0
+ Products transferred			Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	2.312,0	0,0
+ Interproduct transfers			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	1.117,6	0,0
+ Liquid biofuels blended			Z	Z	Z	Z	172,7	Z	Z	Z	Z	0,0	172,7
+ Charcoal production plants			Z	1,5	Z	Z	Z	Z	Z	Z	Z	0,0	1,5
Energy sector			0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	413,2	1.867,8	5,2
+ Own use in electricity & heat generation			0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	273,4	190,4	4,4
+ Coal mines			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	54,8	38,3	0,3
+ Oil & natural gas extraction plants			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	4,7	18,1
+ Blast furnaces			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
+ Petroleum refineries (oil refineries)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	78,1	1.619,0	0,5
+ Not elsewhere specified (energy)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	2,2	1,8	0,0
Distribution losses			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	450,7	324,2	2,7
Available for final consumption			826,6	57,0	19,6	0,0	167,2	323,8	0,0	0,0	4.253,7	13.005,7	1.095,4
Final non-energy consumption			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	906,2	0,0
+ Non-energy use industry/transformation/energy			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	888,3	0,0
+ Non-energy use in energy sector			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	33,0	0,0
+ Non-energy use in industry sector			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	855,3	0,0
+ Non-energy use in transport sector			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	13,7	0,0
+ Non-energy use in other sectors			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	4,1	0,0
Final energy consumption			826,6	57,0	21,4	0,0	167,2	323,8	0,0	0,0	4.253,7	12.195,9	1.097,3
+ Industry sector			126,6	0,0	8,9	0,0	5,8	0,0	0,0	0,0	1.067,4	2.276,4	147,6
+ Iron & steel			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	91,4	101,9	0,6
+ Chemical & petrochemical			0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	Z	0,0	0,0	80,5	105,6	0,6
+ Non-ferrous metals			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	418,5	581,4	2,5
+ Non-metallic minerals			3,7	0,0	0,0	0,0	0,3	Z	0,0	0,0	100,0	615,2	4,6
+ Transport equipment			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	6,4	20,2	0,0
+ Machinery			0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	Z	0,0	0,0	47,7	49,6	1,0
+ Mining & quarrying			0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	Z	0,0	0,0	17,6	109,0	1,1
+ Food, beverages & tobacco			104,8	0,0	8,9	0,0	0,6	Z	0,0	0,0	131,0	305,6	115,1
+ Paper, pulp & printing			2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	17,5	46,0	3,0
+ Wood & wood products			15,2	0,0	0,0	0,0	0,1	Z	0,0	0,0	22,9	19,3	15,4
+ Construction			0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	Z	0,0	0,0	40,3	138,1	2,6
+ Textile & leather			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	74,8	76,0	0,5
+ Not elsewhere specified (industry)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	Z	0,0	0,0	18,8	108,5	0,5
+ Transport sector			0,0	0,0	0,0	0,0	158,8	Z	0,0	0,0	17,4	5.738,8	158,9
+ Rail			0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	Z	0,0	0,0	15,4	48,3	1,7
+ Road			0,0	0,0	0,0	0,0	156,7	Z	0,0	0,0	2,0	4.851,7	156,7
+ Domestic aviation			Z	Z	Z	Z	0,0	Z	Z	Z	Z	222,2	0,0
+ Domestic navigation			0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	Z	0,0	0,0	Z	615,4	0,3
+ Not elsewhere specified (transport)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	Z	0,0	0,0	0,0	2,3	0,1
+ Other sectors			700,0	57,0	12,5	0,0	2,6	323,8	0,0	0,0	3.168,9	4.179,6	790,8
+ Commercial & public services			13,2	0,0	12,5	0,0	1,7	254,4	0,0	0,0	1.531,2	1.332,7	36,4
+ Households			658,0	57,0	0,0	0,0	0,0	68,3	0,0	0,0	1.441,3	2.429,4	723,5
+ Agriculture & forestry			28,7	0,0	0,0	0,0	0,2	Z	0,0	0,0	194,7	173,5	30,1
+ Fishing			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0	1,7	14,4	0,0
+ Not elsewhere specified (other)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	229,7	0,8
Statistical differences			0,0	0,0	-1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z

ktoe	Total	Solid fossil fuels	Other bituminous coal	Lignite	Oil and petroleum products	Crude oil	Refinery feedstocks	Additives and oxygenates (excluding biofuel portion)	Refinery gas	Liquefied petroleum gases	Motor gasoline (excluding biofuel portion)
+ Gross electricity production	4.579,8	1.477,7	0,0	1.477,7	476,9	0,0	Z	Z	54,5	0,5	Z
+ Main activity producer electricity only	3.796,5	902,7	0,0	902,7	412,1	0,0	Z	Z	0,0	0,0	Z
+ Main activity producer CHP	592,9	575,0	0,0	575,0	4,3	0,0	Z	Z	0,0	0,0	Z
+ Autoproducer electricity only	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	0,0	0,0	Z
+ Autoproducer CHP	187,7	0,0	0,0	0,0	60,5	0,0	Z	Z	54,5	0,5	Z
+ Gross heat production	51,8	51,5	0,0	51,5	0,3	0,0	Z	Z	0,0	0,0	Z
+ Main activity producer CHP	51,8	51,5	0,0	51,5	0,3	0,0	Z	Z	0,0	0,0	Z

ktoe	Aviation gasoline	Kerosene-type jet fuel (excluding biofuel portion)	Other kerosene	Naphtha	Gas oil and diesel oil (excluding biofuel portion)	Fuel oil	White spirit and special boiling point industrial spirits	Lubricants	Bitumen	Petroleum coke	Other oil products
+ Gross electricity production	Z	0,0	0,0	0,0	95,8	326,1	Z	Z	0,0	0,0	0,0
+ Main activity producer electricity only	Z	0,0	0,0	0,0	91,6	320,6	Z	Z	0,0	0,0	0,0
+ Main activity producer CHP	Z	0,0	0,0	0,0	4,3	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0
+ Autoproducer electricity only	Z	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0
+ Autoproducer CHP	Z	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	Z	Z	0,0	0,0	0,0
+ Gross heat production	Z	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0
+ Main activity producer CHP	Z	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	Z	Z	0,0	0,0	0,0

ktoe	Natural gas	Renewables and biofuels	Hydro	Wind	Solar photovoltaic	Solar thermal	Geothermal	Primary solid biofuels	Charcoal	Biogases	Pure biodiesels
+ Gross electricity production	1.210,7	1.389,9	495,3	541,7	325,9	0,0	0,0	1,0	Z	26,0	0,0
+ Main activity producer electricity only	1.115,8	1.365,8	495,3	541,7	325,9	0,0	0,0	1,0	Z	1,9	0,0
+ Main activity producer CHP	0,0	13,6	Z	Z	Z	0,0	0,0	0,0	Z	13,6	0,0
+ Autoproducer electricity only	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Z	2,7	0,0
+ Autoproducer CHP	94,8	7,8	Z	Z	Z	0,0	0,0	0,0	Z	7,8	0,0
+ Gross heat production	0,0	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0
+ Main activity producer CHP	0,0	0,0	Z	Z	Z	0,0	0,0	0,0	Z	0,0	0,0

ktoe	Blended biodiesels	Ambient heat (heat pumps)	Non-renewable waste	Industrial waste (non-renewable)	Electricity	Fossil energy	Bioenergy
+ Gross electricity production	Z	Z	24,6	24,6	Z	3.189,8	27,0
+ Main activity producer electricity only	Z	Z	0,0	0,0	Z	2.430,6	2,9
+ Main activity producer CHP	Z	Z	0,0	0,0	Z	579,3	13,6
+ Autoproducer electricity only	Z	Z	0,0	0,0	Z	0,0	2,7
+ Autoproducer CHP	Z	Z	24,6	24,6	Z	180,0	7,8
+ Gross heat production	Z	0,0	0,0	0,0	0,0	51,8	0,0
+ Main activity producer CHP	Z	0,0	0,0	0,0	0,0	51,8	0,0

2. Συνοπτικό Ενεργειακό Ισοζύγιο της Ελλάδας, 2020-2030

ktoe	2020	2022	2025	2027	2030
Πρωτογενής Παραγωγή Ενέργειας	5799	5468	6031	6696	7021
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	2180	1140	960	940	1
Πετρελαϊκά Προϊόντα	281	332	408	459	536
Φ. Αέριο	21	28	48	48	64
ΑΠΕ	3317	3969	4615	5249	6420
Καθαρές Εισαγωγές	19985	19272	18440	17740	17406
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	158	161	137	140	152
Πετρελαϊκά Προϊόντα	13774	13292	12742	12403	11612
Φ. Αέριο	5230	5074	4784	4426	4800
Ηλεκτρισμός	533	444	425	409	394
Βιοενέργεια	290	301	351	362	448
Ποντοπόρος Ναυτιλία	1931	2003	2111	2162	2237
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση	23853	22737	22360	22274	22190
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	2339	1301	1097	1080	153
Πετρελαϊκά Προϊόντα	12124	11620	11039	10701	9912
Φ. Αέριο	5250	5101	4832	4474	4864
Ηλεκτρισμός	533	444	425	409	394
ΑΠΕ	3608	4270	4966	5611	6868
Κατανάλωση Καυσίμων στην Ηλεκτροπαραγωγή	6605	5066	4331	4055	3671
Στερεά Καύσιμα - Λιγνιτικά	2178	1139	959	938	0
Πετρελαϊκά Προϊόντα (συμπ. Διυλιστήρια)	746	534	431	360	140
Φ. Αέριο	3608	3309	2816	2375	2666
Βιοενέργεια	72	85	125	164	322
Θερμότητα Γεωθερμίας	0	0	0	217	542
Καθαρή Κατανάλωση Διυλιστηρίων	236	235	232	229	226
Κατανάλωση Διυλιστηρίων	31696	31540	31072	30760	30291
Παραγωγή Διυλιστηρίων	31460	31305	30840	30530	30065
Κατανάλωση Ενεργειακού Κλάδου	1602	1593	1583	1578	1574
Πετρελαϊκά Προϊόντα	1443	1435	1414	1400	1379
Ηλεκτρισμός	100	94	100	101	103
Βιοενέργεια	59	63	69	78	92
Καθαρή Ηλεκτροπαραγωγή από Θερμικούς Σταθμούς	3018	2610	2295	2054	1835
Λιγνίτης	698	447	390	390	0
Πετρελαϊκά Προϊόντα (συμπ. Διυλιστήρια)	309	234	190	163	71
Φ. Αέριο	1974	1883	1648	1395	1574
Βιομάζα – Βιοαέριο	37	46	66	84	135
Γεωθερμία	0	0	0	22	54
Απώλειες Δικτύου και Ιδιοκατανάλωση Ηλεκτρισμού	498	458	433	420	419
Μη Ενεργειακές Χρήσεις	765	765	765	765	765
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	17336	17357	17406	17357	17384
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας Χωρίς Θερμότητα Περιβάλλοντος	16926	16789	16714	16590	16508
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας Χωρίς Διεθνείς Αερομεταφορές	16291	16286	16297	16230	16232
ανά τομέα					
Βιομηχανία	3011	2984	2943	2928	2879
Οικιακός	4691	4556	4480	4430	4465
Τριτογενής	2177	2239	2331	2376	2451
Μεταφορές	6997	7108	7163	7121	7066
Αγροτικός	459	471	487	502	523
ανά τομέα (Χωρίς Θερμότητα Περιβάλλοντος)					
Βιομηχανία	3011	2984	2943	2928	2879
Οικιακός	4572	4321	4211	4133	4130
Τριτογενής	1887	1907	1909	1907	1910
Μεταφορές	6997	7108	7163	7121	7066
Αγροτικός	459	471	487	502	523
ανά καύσιμο					
Στερεά Καύσιμα	160	162	139	141	153
Πετρελαϊκά Καύσιμα	9287	9004	8551	8299	7750
Φ. Αέριο	1244	1386	1597	1672	1759
Ηλεκτρισμός	4612	4571	4680	4712	4852
Τηλεθέρμανση	43	43	41	40	39
ΑΠΕ (Άμεση Χρήση)	1580	1622	1705	1725	1955
Θερμότητα Περιβάλλοντος	410	568	692	766	876

3. Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) της Ελλάδας, 2018-2019

		Υ/Σ ΟΡΙΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ- ΔΙΚΤΥΟΥ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΠΕΛΑΤΕΣ ΥΦΗΛΙΗΣ ΤΑΣΗΣ	ΟΡΥΧΕΙΑ	ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩ ΣΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΑΝΤΛΗΣΗ	ΑΠΩΛΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΦΟΡΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ
2 0 1 8	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	3.597.969	317.693	622.926	59.423	20.283	12.515	103.399	4.734.209	4.416.515
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	3.125.753	293.925	577.795	52.632	21.245	2.332	95.836	4.169.519	3.875.594
	ΜΑΡΤΙΟΣ	2.934.502	441.383	648.531	57.063	32.859	0	89.095	4.203.434	3.762.050
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	2.426.248	492.282	584.152	47.619	33.897	2.775	72.757	3.659.731	3.167.449
	ΜΑΙΟΣ	2.650.758	467.764	621.983	53.298	21.100	2.610	78.822	3.896.335	3.428.571
	ΙΟΥΝΙΟΣ	3.006.557	445.335	633.478	50.208	17.840	359	103.622	4.257.400	3.812.065
	ΙΟΥΛΙΟΣ	3.609.491	486.674	655.583	49.476	18.443	226	131.417	4.951.310	4.464.636
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	3.436.098	476.130	583.784	52.766	18.470	89	122.509	4.689.846	4.213.716
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	2.963.763	400.556	616.932	49.060	24.345	0	109.829	4.164.486	3.763.930
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	2.721.210	352.202	616.481	52.438	25.911	146	105.848	3.874.236	3.522.034
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	3.027.459	273.312	614.418	54.170	24.950	1.293	105.057	4.100.660	3.827.348
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	3.729.585	287.018	574.950	58.837	18.619	1.159	115.082	4.785.251	4.498.233
	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	4.032.748	284.071	579.200	53.333	17.113	17.482	122.445	5.106.392	4.822.321
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	3.291.560	356.589	530.745	50.139	25.319	1	92.129	4.346.483	3.989.894
	ΜΑΡΤΙΟΣ	2.929.280	491.043	637.984	54.952	33.161	8.865	95.463	4.250.748	3.759.705
2 0 1 9	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	2.700.845	455.341	598.224	46.361	28.146	6.364	82.403	3.917.606	3.462.344
	ΜΑΙΟΣ	2.585.781	494.624	620.393	46.716	27.105	6.913	87.519	3.869.051	3.374.427
	ΙΟΥΝΙΟΣ	3.165.365	494.683	616.848	40.243	28.303	3.710	91.557	4.440.709	3.946.026
	ΙΟΥΛΙΟΣ	3.743.968	493.455	575.203	41.396	23.733	1.539	102.152	4.981.446	4.487.992
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	3.778.934	524.600	544.661	36.392	20.000	1.694	99.986	5.006.267	4.481.667
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	2.950.181	435.545	598.650	36.172	23.651	789	84.734	4.129.722	3.694.176
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	2.686.803	382.445	580.651	38.597	27.589	1.609	88.856	3.806.550	3.424.105
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	2.785.855	289.763	562.628	39.429	22.952	9.800	91.172	3.801.598	3.511.835
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	3.472.721	293.159	557.044	40.516	30.389	14.515	108.964	4.517.307	4.224.148

Η κατανάλωση της παραγωγής στο δίκτυο είναι εκτίμηση.

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

4. Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας (MWh) της Ελλάδας, 2018-2019

		ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ	ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΆΛΛΑ	ΑΠΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ
2 0 1 8	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	1.551.716	1.270.538	230.600	61	557.324	317.693	3.927.933	3.610.239
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	1.313.079	1.091.598	370.929	83	531.861	293.925	3.601.477	3.307.551
	ΜΑΡΤΙΟΣ	896.079	718.822	1.082.505	29	665.057	441.383	3.803.875	3.362.492
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	626.393	787.853	627.431	71	435.214	492.282	2.969.244	2.476.962
	ΜΑΙΟΣ	1.096.316	948.086	338.953	36	474.440	467.764	3.325.596	2.857.831
	ΙΟΥΝΙΟΣ	1.365.338	1.078.787	376.737	16	417.522	445.335	3.683.736	3.238.401
	ΙΟΥΛΙΟΣ	1.562.196	1.280.905	457.160	8	294.346	486.674	4.081.288	3.594.614
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	1.471.095	1.237.391	434.970	3	656.332	476.130	4.275.921	3.799.791
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	1.167.141	1.344.436	350.328	31	560.932	400.556	3.823.423	3.422.867
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	992.006	1.462.820	247.009	17	577.019	352.202	3.631.073	3.278.871
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	1.271.641	1.286.719	260.869	62	679.005	273.312	3.771.608	3.498.296
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	1.594.033	1.628.118	273.957	45	528.777	287.018	4.311.948	4.024.930
	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	1.381.780	2.061.522	406.759	40	680.000	284.071	4.814.171	4.530.101
	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	884.712	1.338.440	305.444	78	661.915	356.589	3.547.179	3.190.590
	ΜΑΡΤΙΟΣ	995.416	889.997	187.720	90	686.717	491.043	3.250.985	2.759.942
	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	905.865	948.885	176.171	345	503.022	455.341	2.989.629	2.534.288
2 0 1 9	ΜΑΙΟΣ	733.476	945.934	232.411	97	448.836	494.624	2.855.378	2.360.754
	ΙΟΥΝΙΟΣ	841.791	1.395.618	332.760	379	507.952	494.683	3.573.184	3.078.501
	ΙΟΥΛΙΟΣ	795.494	1.806.245	371.232	21	519.720	493.455	3.986.167	3.492.712
	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	819.955	1.689.170	404.831	12	802.290	524.600	4.240.858	3.716.257
	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	610.059	1.557.257	267.257	44	560.578	435.545	3.430.740	2.995.195
	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	680.233	1.471.070	195.842	58	485.793	382.445	3.215.441	2.832.996
	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	762.824	1.109.752	188.852	74	614.766	289.763	2.966.031	2.676.268
	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ	1.006.395	1.013.860	293.931	107	753.145	293.159	3.360.597	3.067.438

Η παραγωγή στο Δίκτυο είναι εκτίμηση.

Η ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας των Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ η οποία έχει χαρακτηριστεί ΣΗΘΥΑ περιλαμβάνεται στην κατηγορία 'ΑΠΕ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ'.

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

5. Παραγωγή Κατανεμόμενων Μονάδων στο Σύστημα της Ελλάδας, 2019

ΜΟΝΑΔΑ	ΚΑΥΣΙΜΟ/ΤΕΧΝΟΛ.	ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MWh)	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΧΡΗΣΙΜΟΠΟΙΗΣΗΣ (%)
ΥΗΣ ΑΓΡΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	50	2.850	4%
ΥΗΣ ΑΣΩΜΑΤΩΝ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	108	3.153	2%
ΥΗΣ ΕΔΕΣΣΑΙΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	19	2.340	8%
ΥΗΣ ΘΗΣΑΥΡΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	384	15.167	3%
ΥΗΣ ΙΛΑΡΙΩΝΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	153	39.493	18%
ΥΗΣ ΚΑΣΤΡΑΚΙΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	320	38.826	8%
ΥΗΣ ΚΡΕΜΑΣΤΩΝ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	437	40.587	6%
ΥΗΣ ΛΑΔΩΝΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	70	19.042	19%
ΥΗΣ Ν. ΠΛΑΣΤΗΡΑ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	130	2.652	1%
ΥΗΣ ΠΗΓΩΝ ΑΔΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	210	16.608	5%
ΥΗΣ ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗΣ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	116	7.152	4%
ΥΗΣ ΠΟΛΥΦΥΤΟΥ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	375		
ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ Ι	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	300	69.435	16%
ΥΗΣ ΠΟΥΡΝΑΡΙΟΥ ΙΙ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	34	8.968	18%
ΥΗΣ ΣΦΗΚΙΑΣ	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	315	6.534	1%
ΥΗΣ ΣΤΡΑΤΟΥ Ι	ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟ	ΔΕΗ Α.Ε.	150	21.126	10%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	274		
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	274	21.286	5%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	283	60.917	15%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	283	113.660	27%
ΑΗΣ ΑΓ. ΔΗΜΗΤΡΙΟΥ V	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	342	156.526	31%
ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	273	110.122	28%
ΑΗΣ ΑΜΥΝΤΑΙΟΥ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	273	38.032	10%
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	271		
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	271		
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	280	111.112	27%
ΑΗΣ ΚΑΡΔΙΑΣ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	280	92.529	23%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΙΙΙ	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ Α.Ε.	255	106.079	28%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΙV	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ Α.Ε.	256	94.991	25%
ΑΗΣ ΜΕΛΙΤΗΣ Ι	ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΕΛΙΤΗΣ Α.Ε.	289	101.140	24%
ΑΗΣ ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ Ι	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	476	16.782	2%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ ΙV	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	550	15.442	2%
ΑΗΣ ΛΑΥΡΙΟΥ V	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	378	65.282	12%
ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΕΛΠΕΔΙΣΟΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	400	133.915	23%
ΑΗΣ ΑΛΙΒΕΡΙΟΥ 5	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	417	26.335	4%
ΑΗΣ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ V	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΔΕΗ Α.Ε.	500	98.701	13%
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΜΥΤΙΑΗΝΑΙΟΣ ΑΝΩΝΥΜΟΣ ΕΤΑΙ	334	98.123	20%
ΕΛΠΕΔΙΣΟΝ ΘΙΣΒΗ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΕΛΠΕΔΙΣΟΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε.	410	127.244	21%
ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΙΙ ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε.	422	135.288	22%
KORINTHOS POWER	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	KORINTHOS POWER Α.Ε.	433	182.204	29%
PROTERGIA CC	Φ.Α. ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ	ΜΥΤΙΑΗΝΑΙΟΣ ΑΝΩΝΥΜΟΣ ΕΤΑΙ	433	193.404	31%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Ι	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	49	8	0%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙ	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	49	4	0%
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΙΙ	Φ.Α. ΑΕΡΙΟΣΤΡΟΒΙΛΟΣ	ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	49	10	0%
ΣΥΝΟΛΟ			11.976	2.393.069	14%

Η παραγωγή αναφέρεται στο σημείο έγχυσης στο Σύστημα.

Η παραγωγή για τις Κατανεμόμενες μονάδες ΣΗΘΥΑ είναι η συνολική παραγωγή (συμβατική και ΣΗΘΥΑ).

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

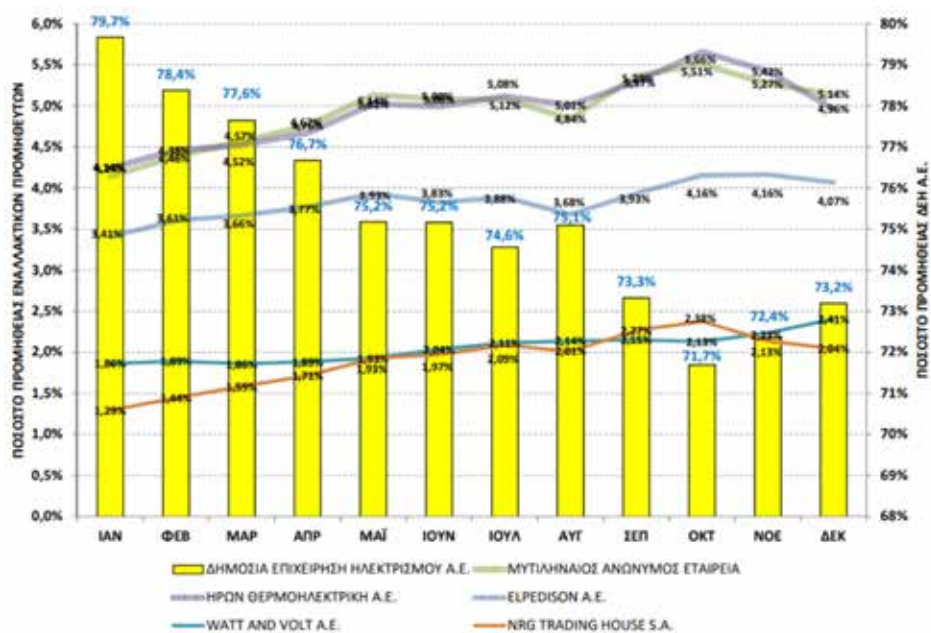
6. Ανάλυση Προμήθειας Καταναλωτών Ανα Συμμετέχοντα στο Σύστημα της Ελλάδας, 2019

ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΩΝ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (GWh)	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΪ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ
ΔΗΜΟΣΙΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ Α.Ε.	3.970,8	3.334,6	3.226,3	2.940,7	2.842,9	3.268,9	3.637,9	3.684,2	2.965,9	2.665,4	2.684,9	3.226,7
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ ΑΝΩΝΥΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ	206,6	186,4	189,9	182,4	194,2	221,0	247,9	237,6	217,0	204,8	195,4	226,6
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε.	211,4	189,9	187,8	179,2	190,0	217,3	249,6	245,8	214,1	210,3	201,2	218,8
ELPEDISON A.E.	169,7	153,4	152,3	144,6	148,7	166,4	189,6	180,4	159,1	154,5	154,5	179,4
WATT AND VOLT A.E.	92,9	80,5	77,3	72,3	72,9	88,6	103,2	104,9	87,0	79,2	82,9	106,0
NRG TRADING HOUSE S.A.	64,5	61,4	65,9	65,8	72,9	85,8	101,9	98,7	91,7	88,4	79,2	90,1
VOLTERRA A.E.	63,7	58,6	61,1	58,3	62,1	74,2	83,8	82,4	71,8	77,8	73,1	75,5
ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΑΤΤΙΚΗΣ Α.Ε.	16,8	20,0	24,9	25,6	31,0	38,1	43,6	41,5	41,3	40,9	42,7	47,5
ΠΡΟΜΗΘΕΥΤΗΣ ΚΑΘΟΛΙΚΗΣ	21,4	17,5	15,3	13,4	11,7	13,2	23,8	30,6	26,0	30,8	33,5	45,7
ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΤΑΧΥΔΡΟΜΕΙΑ ΑΕ	46,4	43,6	43,3	41,3	42,4	45,6	49,4	46,7	40,3	37,3	36,2	38,7
VOLTON ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	19,2	17,9	18,4	17,9	18,3	22,3	27,6	30,7	24,8	23,5	27,1	38,4
ΑΕΡΙΟ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ-ΘΕΣΣ	14,7	14,4	16,9	17,8	19,5	23,1	28,1	30,2	26,4	25,7	28,2	36,8
KEN AE	42,8	37,2	34,3	31,1	30,2	35,5	40,0	39,8	30,5	26,3	26,8	33,4
OTE estate	14,1	11,8	13,5	17,7	17,0	19,2	21,3	22,2	17,3	15,5	14,8	16,2
BIENER A.E.	3,7	3,4	8,4	8,2	9,1	9,7	10,0	7,5	8,7	7,8	7,2	6,7
GREEK ENVIRONMENTAL & E	16,4	12,5	10,1	8,4	7,1	8,0	7,8	7,4	5,4	4,5	4,3	5,2
PETROGAZSA				1,1	1,3	1,3	1,7	2,3	2,8	4,1	4,5	4,2
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ Α	1,5	2,4	1,5	0,8	2,0	0,3	0,2	0,2	3,7	5,1	1,5	2,5
ΛΙΓΝΙΤΙΚΗ ΜΕΛΙΤΗΣ Α.Ε.		2,5	1,1	1,8	0,9	2,8	2,7	1,0	1,1	2,2	2,3	1,7
INTERPIPETON - ΔΟΜΙΚΑ ΥΛ	1,9	1,9	2,2	2,2	2,3	2,0	2,3	1,8	2,1	2,2	2,0	1,6
ECONOMIC GROWTH A.E.	1,7	1,5	1,6	1,6	1,7	2,1	2,6	2,7	2,2	1,8	1,5	1,6
ELINOIL				0,0	0,0	0,2	0,8	3,8	2,1	1,1	1,0	1,3
EUNICE TRADING A.E.	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0,9	0,8	0,7	0,7	0,9
SOLAR ENERGY	0,1	0,1	0,1	0,2	0,5	0,6	0,7	0,8	0,6	0,6	0,6	0,7
ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ Β. ΜΑΡΚΟΥ	0,8	0,4	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,6	4,0	2,3	0,6
ΗΡΩΝ Π ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε.	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,2	0,5
KORINΘΟΣ POWER A.E.	0,4	0,3	0,4	0,5	0,1	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4
BIOΛAP A.E.	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,4	2,0	1,3	0,4
ENEL GREEN POWER HELLAS	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
NOVAERA ENERGY A.E.	1,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,9	0,7	0,3	0,1	0,0	0,0
ΣΥΝΟΛΟ	4.984	4.254	4.155	3.835	3.781	4.348	4.878	4.906	4.045	3.718	3.710	4.408

- Συμπεριλαμβάνονται οι Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες και οι Παραγωγοί που εκπροσωπούν τα βοηθητικά φορτία των μονάδων τους.
- Οι καταναλώσεις των πελατών Χαμηλής Τάσης είναι προκαταρκτική εκτίμηση από τον Διαχειριστή του Δικτύου.
- Τα μεγέθη σε GWh αφορούν σε ενέργεια ανηγμένη στα όρια Συστήματος-Δικτύου.

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

7. Ποσοστό Προμήθειας Καταναλωτών Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας, 2019 (Έξι Προμηθευτές με την Μεγαλύτερη Διείσδυση)



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

8. Άξονες Πολιτικής για την Μακροχρόνια Στρατηγική και Στόχοι 2050

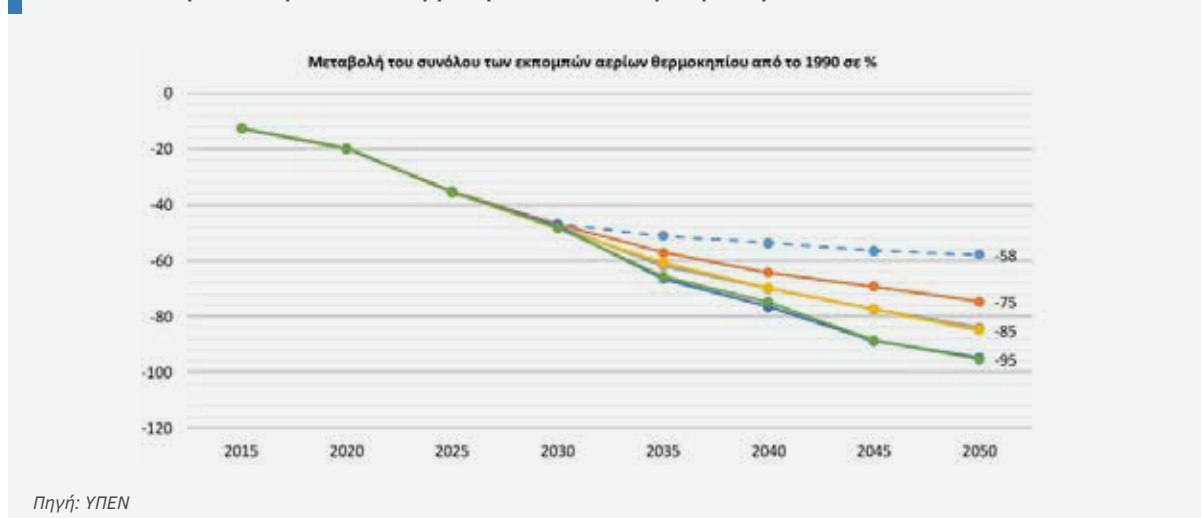
Η προσέγγιση προς την κλιματικά ουδέτερη οικονομία χρειάζεται να εξαλείψει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε όλους τους τομείς. Ο στόχος στα σχετικά σενάρια¹ τίθεται στη μείωση των εκπομπών κατά 95% το 2050, συγκριτικά με τα επίπεδα εκπομπών του 1990. Οι στόχοι αυτοί συμβάλλουν στη διατήρηση της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη κάτω από τον 1.5 βαθμό Κελσίου στο δεύτερο ήμισυ του αιώνα. Στην περίπτωση που υιοθετηθεί στόχος για θερμοκρασία κάτω από τους 2 βαθμούς Κελσίου, οι στόχοι για τη μείωση των εκπομπών το 2050 μπορούν να περιορισθούν στο 85% κάτω από τα επίπεδα του 1990.

Για τους σκοπούς της ανάλυσης, μελετήθηκε σενάριο συνέχισης των πολιτικών ΕΣΕΚ στην περίοδο 2030-2050 με πιο μεγάλη ένταση και έκταση (σενάριο ΕΣΕΚ-2050) χωρίς να προστεθούν νέες πολιτικές καινοτόμου χαρακτήρα. Καταδείχθηκε από την ανάλυση ότι οι βασικές αυτές πολιτικές είναι αδιαμφισβήτητης αξίας, με κριτήρια κόστους-οφέλους για όλους τους καταναλωτές και το σύστημα της ενέργειας. Κατά συνέπεια, οι βασικές πολιτικές αυτές θεωρούνται ότι εφαρμόζονται σε όλα τα σενάρια και είναι στην ουσία το εφαλτήριο για την ανάπτυξη επιπλέον παρεμβάσεων. Αυτές είναι αναγκαίες, γιατί η ανάλυση έδειξε ότι παρά την εντατική και εκτεταμένη εφαρμογή τους, οι βασικές πολιτικές δεν επαρκούν για να επιτευχθούν οι κλιματικοί στόχοι μείωσης των εκπομπών για τα σενάρια των 2 βαθμών Κελσίου και ακόμα περισσότερο για τα σενάρια του 1.5 βαθμού.

Χρειάζονται καινοτόμες παρεμβάσεις, καινοτόμες τεχνολογίες που δεν είναι πλήρως ώριμες σήμερα σε βιομηχανικό επίπεδο, αλλά και πρακτικές καθώς και συμπεριφορές που είναι διαφορετικές από τις συμβατικές προσεγγίσεις. Τα σενάρια σχεδιάστηκαν με τρόπο ώστε να εξερευνήσουν τις δυνατότητες, τα οφέλη και το κόστος των επιπλέον παρεμβάσεων διακρίνοντας δύο διαφορετικές προτεραιότητες, η μία δίδοντας βάρος στην εφαρμογή τεχνολογιών και πρακτικών βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης σε ακραίο βαθμό σε όλους τους τομείς και η άλλη που μετριάξει την ακραία εφαρμογή αποδοτικότητας και εξηλεκτρισμού αλλά αναπτύσσει κλιματικά ουδέτερα καύσιμα για την υποκατάσταση των μικρών ποσοτήτων ορυκτών καυσίμων που αλλιώς θα παρέμεναν σε χρήση μακροχρόνια. Τα διαφορετικά αυτά σενάρια μελετήθηκαν και για τις δύο περιπτώσεις κλιματικών στόχων, δηλαδή τη μείωση των εκπομπών κατά 85% και τη μείωση κατά 95% το 2050 από τα επίπεδα του 1990.

Τα σενάρια του 95% είναι πολύ απαιτητικά σχετικά με τη μείωση των εκπομπών σε όλους τους τομείς. Ιδιαίτερα ανελαστικές είναι οι εκπομπές αερίων θερμοκηπίου εκτός διοξειδίου άνθρακα, δηλαδή σε γεωργικές και κτηνοτροφικές δραστηριότητες κυρίως, καθώς και οι εκπομπές διοξειδίου άνθρακα από βιομηχανικές διεργασίες εκτός καύσης ορυκτών καυσίμων. Για τον σχεδόν μηδενισμό του ισοζυγίου εκπομπών θα είναι απαραίτητη η επίτευξη αρνητικών εκπομπών διοξειδίου άνθρακα, ώστε να αντισταθμίζονται οι θετικές εκπομπές που δεν είναι δυνατόν να εξαλειφθούν.

Σύνολο Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου στα Σενάρια για την Ελλάδα



¹ Τα σενάρια της μακροχρόνιας στρατηγικής ορίζονται ως εξής: (α) Σενάριο EE2 (Εξηλεκτρισμός και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης για τους 2°C – Energy Efficiency and Electrification for 2°C), (β) Σενάριο NC2 (Νέοι ενεργειακοί φορείς για τους 2°C – New energy carriers for 2°C), (γ) Σενάριο EE1.5 (Εξηλεκτρισμός και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης για τον 1.5°C – Energy Efficiency and Electrification for 1.5°C) και (δ) Σενάριο NC1.5 (Νέοι ενεργειακοί φορείς για τον 1.5°C – New energy carriers for 1.5°C).

Για το σκοπό αυτό, γίνεται δεκτή η υπόθεση ότι εφαρμόζεται η τεχνική της δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου άνθρακα σε περιορισμένη έκταση όμως. Με την τεχνική αυτή επιτυγχάνονται αρνητικές εκπομπές μέσω δέσμευσης εκπομπών από καύση βιομάζας στη ηλεκτροπαραγωγή, δεσμεύονται εκπομπές βιομηχανικών διεργασιών αλλά και από τον αέρα και το βιομεθάνιο, ώστε να επαναχρησιμοποιηθεί το διοξείδιο άνθρακα στη σύνθεση κλιματικά ουδέτερων υδρογονανθράκων για αέριο, καύσιμα και πρώτες ύλες της χημικής βιομηχανίας. Οι τεχνικές αυτές εφαρμόζονται στα σενάρια που στοχεύουν στη μείωση των εκπομπών κατά 95% το 2050.

Η μακροχρόνια στρατηγική προς την κλιματική ουδετερότητα το 2050 περιλαμβάνει βασικές πολιτικές που ταξινομούνται στους εξής άξονες:

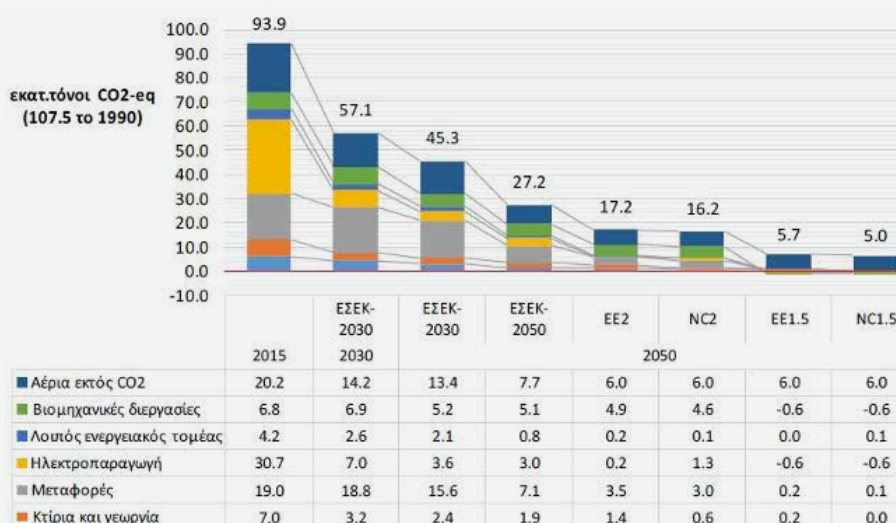
1. Βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης
2. Εξηλεκτρισμός μεταφορών και θερμότητας
3. Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
4. Καθαρή κινητικότητα στον τομέα των μεταφορών
5. Βιομηχανική ανταγωνιστικότητα και κλιματική ουδετερότητα
6. Υποδομές σε δίκτυα και πολιτικές ολοκλήρωσης αγορών
7. Βιο-οικονομία

Οι καινοτόμες πολιτικές και τεχνικές περιλαμβάνουν εναλλακτικές λύσεις οι οποίες διαφοροποιούνται στα σενάρια και αναφέρονται σε:

1. Ακραίες παρεμβάσεις για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.
2. Κυκλική οικονομία σε μεγάλη κλίμακα.
3. Εξηλεκτρισμός σε όλους τους τομείς και σε χρήσεις ή μεταφορικά μέσα όπου οι σχετικές τεχνολογίες είναι σήμερα ανώριμες.
4. Συμπεριφορές και οργανωτικές παρεμβάσεις που μειώνουν τη δραστηριότητα αυτοκινήτων και φορτηγών.
5. Ανάπτυξη χημικής αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω υδρογόνου.
6. Σύζευξη των τομέων μέσω της παραγωγής και διάθεσης κλιματικά ουδέτερων υδρογονανθράκων και της απευθείας χρήσης του υδρογόνου σε ορισμένες εφαρμογές στη βιομηχανία, στις μεταφορές και στη διανομή αερίου.
7. Εφαρμογή δέσμευσης, χρήσης και αποθήκευσης διοξειδίου άνθρακα, σε υπόγειους σχηματισμούς και χημικά υλικά.

Ο ηλεκτρικός τομέας έχει να διαδραματίσει κομβικό ρόλο στο πλαίσιο της μετάβασης γιατί είναι τεχνικά και οικονομικά εφικτό και σκόπιμο να μειώσει δραστικά το ανθρακικό του αποτύπωμα, προκειμένου να συμβάλει στη μείωση των εκπομπών σε άλλους τομείς, κυρίως στις μεταφορές και στη θερμότητα. Ο εξηλεκτρισμός δεν μπορεί τεχνικά να είναι ολοκληρωτικός στους τομείς αυτούς, όμως η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να καλύψει πολλαπλάσιο μερίδιο στους τομείς αυτούς συγκριτικά με τα σημερινά επίπεδα με οικονομική αποτελεσματικότητα και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.

Διάρθρωση ανά Τομέα των Εκπομπών Αερίων του Θερμοκηπίου στα Σενάρια για την Ελλάδα



Πηγή: ΥΠΕΝ

Η εξοικονόμηση ενέργειας σε όλους τους τομείς της τελικής κατανάλωσης ενέργειας έχει θεμελιώδη σημασία για τη μετάβαση και την οικονομική αποτελεσματικότητα. Το δυναμικό εξοικονόμησης ενέργειας μέσω ενεργειακής αναβάθμισης του κελύφους των κτιρίων είναι πολύ μεγάλο και δεν έχει γίνει επαρκής εκμετάλλευσή του παρά την οικονομική αποτελεσματικότητα των σχετικών επενδύσεων. Εμπόδια θεσμικά, χρηματοδοτικά και τεχνικά, αβεβαιότητες και έλλειψη συντονισμού εμποδίζουν τις επενδύσεις στα κτίρια. Η άρση των εμποδίων αυτών, πέραν των οικονομικών κινήτρων, είναι σε θέση να προσδώσει μεγάλη ώθηση σε επενδύσεις στα κτίρια. Ποσοτικά, η ενεργειακή αναβάθμιση των παλαιών κτιρίων έχει τη μεγαλύτερη σημασία για την εξοικονόμηση ενέργειας λόγω και του σχετικά αργού ρυθμού ανανέωσης του κτιριακού αποθέματος. Τα σενάρια προς την κλιματική ουδετερότητα προβλέπουν σχεδόν πλήρη αναβάθμιση του κτιριακού αποθέματος μέχρι το 2050 και εφαρμογή αυστηρών ενεργειακών προδιαγραφών για τα νέα κτίρια.

Η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης εντός κτιρίων εξαρτάται, επίσης, από την επιλογή συσκευών και εξοπλισμών προηγμένης ενεργειακά τεχνολογίας. Τα σενάρια υποθέτουν ότι οι κανονισμοί eco-design εφαρμόζουν προοδευτικά αυστηρότερες προδιαγραφές, ενώ η βιομηχανία, όπως και στο πρόσφατο παρελθόν, είναι σε θέση να παράγει τη προηγμένη τεχνολογία σε σχετικά μειούμενο κόστος με την πάροδο του χρόνου. Ενώ η ωφέλιμη ενέργεια σε όλες τις χρήσεις αυξάνεται στα κτίρια μέσω της μεγέθυνσης των πραγματικών εισοδημάτων, η τελική ενεργειακή κατανάλωση μειώνεται σημαντικά προς το 2050 χάρις στην βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης. Σε αυτό συμβάλλει και ο εξηλεκτρισμός της θέρμανσης μέσω αντλιών θερμότητας, οι οποίες είναι ιδιαίτερα αποδοτικές, ακολουθούν τροχιά μειούμενου κόστους και συνδυάζονται αποτελεσματικά με εκ βαθέων ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων.

Δυναμικό εκμετάλλευσης ενεργειακής αποδοτικότητας υπάρχει και για τη βιομηχανία αν και σε μικρότερο βαθμό από ότι στα κτίρια, δεδομένου ότι η επιδίωξη οικονομικής ανταγωνιστικότητας των βιομηχανικών επιχειρήσεων τις οδηγεί να επιλέγουν τις τεχνολογίες με τη μεγαλύτερη δυνατή σχέση ενεργειακής αποδοτικότητας και κόστους σε κάθε επενδυτικό κύκλο για την παραγωγική διαδικασία. Τα σενάρια προς την κλιματική ουδετερότητα δίδουν ιδιαίτερη έμφαση στην μέγιστη δυνατή εκμετάλλευση δυνατοτήτων ανάκτησης θερμότητας, στην εφαρμογή συστημάτων ελέγχου και στον εξηλεκτρισμό ιδίως των θερμικών χρήσεων μέσης και χαμηλής ενθαλπίας με συμβατικές αντλίες θερμότητας καθώς και με τις εξελισσόμενες αντλίες θερμότητας υψηλών θερμοκρασιών, οι οποίες αναμένεται να έχουν μεγάλη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης στο μέλλον. Και στη βιομηχανία, πάντως, ο εξηλεκτρισμός δεν μπορεί να καλύψει τεχνικά το σύνολο των ενεργειακών

αναγκών, όμως έχει σημαντικό περιθώριο διείσδυσης με οικονομική αποτελεσματικότητα.

Τα σενάρια για την κλιματική ουδετερότητα, επίσης, επιδιώκουν την ανάπτυξη μετασχηματισμών της βιομηχανικής οργάνωσης και της εφοδιαστικής αλυσίδας που έχουν χαρακτηριστικά κυκλικής οικονομίας. Τα σενάρια προβλέπουν σημαντική αύξηση της ανακύκλωσης μετάλλων, γυαλιού, χαρτιού και συσκευασιών, καθώς και μείωση της απόρριψης συσκευών και εξαρτημάτων με παράλληλη αύξηση της συντήρησης και επισκευής τους. Τα σενάρια, επίσης, προβλέπουν τη σταδιακή πρόσμιξη νέων υλικών που θα επιτρέψουν τη μείωση του clinker στα οικοδομικά υλικά. Αποτέλεσμα των μετασχηματισμών προς την κυκλική οικονομία είναι η μείωση του όγκου παραγωγής βιομηχανικών πρώτων υλών που είναι μεγάλης εντάσεως ενέργειας.

Στον τομέα των μεταφορών, επιτυγχάνεται, επίσης, μεγάλη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης δεδομένου ότι τα ηλεκτρικά οχήματα είναι περίπου τρεις φορές πιο αποδοτικά ενεργειακά από τα συμβατικά οχήματα με μηχανές εσωτερικής καύσης, ενώ παράλληλα και οι συμβατικές τεχνολογίες προοδεύουν ως προς την αποδοτικότητα χάρη σε αυστηρότερες προδιαγραφές. Προβλέπονται, επίσης, μεταβολές στις συμπεριφορές, οι οποίες ενισχύουν την προτίμηση χρήσης δημοσίων μέσων μεταφοράς στις πόλεις, τη διαμοίραση της χρήσης αυτοκινήτων (car sharing), τη μετακίνηση χωρίς ή με ελάχιστη ενεργειακή κατανάλωση και τη χρήση πολύ μικρών αυτοκινήτων εξειδικευμένων για μετακίνηση στις πόλεις. Περιλαμβάνονται επίσης υποθέσεις βελτίωσης της οργάνωσης και αυτοματισμών στην εφοδιαστική αλυσίδα, οι οποίες θα επιτρέπουν την αύξηση του ποσοστού πληρότητας των φορτηγών και την αυξημένη χρήση μέσων σταθερής τροχιάς και πλωτών μέσων για τις εμπορευματικές μεταφορές.

Η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης είναι μεγάλης σημασίας για την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας όχι μόνο γιατί είναι ένας από τους φθηνότερους τρόπους μείωσης των εκπομπών αλλά και γιατί χωρίς την αποδοτικότητα θα ήταν μη βιώσιμη η εξάλειψη όλων των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Η εξάλειψη αυτή θα απαιτήσει την ανάπτυξη κλιματικά ουδέτερων καυσίμων, όπως υδρογόνο, συνθετικό μεθάνιο και συνθετικούς υδρογονάνθρακες. Τα κλιματικά ουδέτερα καύσιμα παράγονται κυρίως μέσω ηλεκτρικής ενέργειας με σχετικά μικρούς βαθμούς απόδοσης, και κατά συνέπεια η τυχόν παραγωγή τους σε κλίμακα ανάλογη των σημερινών ποσοτήτων κατανάλωσης ορυκτών καυσίμων θα οδηγούσε σε τόσο μεγάλη αύξηση του μεγέθους του ηλεκτρικού συστήματος που θα έκανε μη βιώσιμη την απανθρακοποίησή του. Είναι, επομένως, θεμελιώδες να περιορισθούν όσο γίνεται οι συνολικές ποσότητες κλιματικά ουδέτερων καυσίμων που θα χρειασθούν για να επιτευχθεί η κλιματική ουδετερότητα, πράγμα που

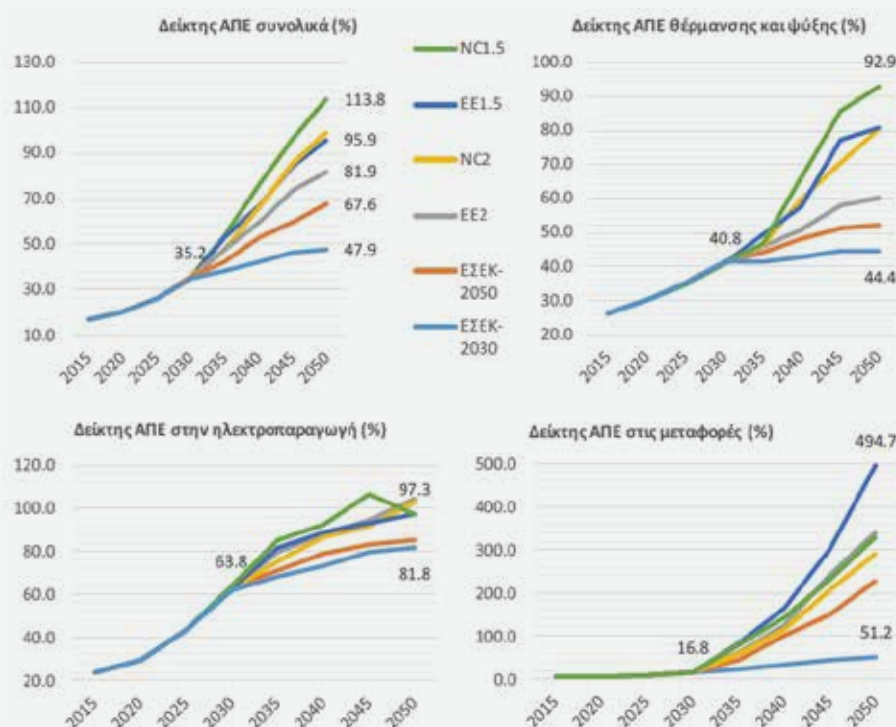
επιτυγχάνεται αφενός μέσω της μεγάλης βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας σε όλους τους τομείς και του εξηλεκτρισμού των τελικών καταναλώσεων, εκεί όπου ο εξηλεκτρισμός είναι τεχνικά και οικονομικά αποτελεσματικός.

Η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης είναι μέρος των βασικών πολιτικών, οι οποίες προσομοιώνονται σε ένα από τα σενάρια, και περιλαμβάνουν τις πολιτικές του ΕΣΕΚ για τις οποίες γίνεται υπόθεση εφαρμογής τους και στην περίοδο 2030-2050 αλλά με μεγαλύτερη ένταση και έκταση. Στα σενάρια της μακροχρόνιας στρατηγικής, ιδίως στα σενάρια με μεγάλη έμφαση στην αποδοτικότητα και στον εξηλεκτρισμό, οι πολιτικές πρέπει να επεκταθούν ακόμα περισσότερο και σε εφαρμογές, οι οποίες με τα σημερινά δεδομένα αφορούν σε ανώριμες ακόμα τεχνολογικές λύσεις.

Τμήμα των βασικών πολιτικών είναι και οι ΑΠΕ, οι οποίες αναπτύσσονται θεαματικά σε όλα τα σενάρια της μακροχρόνιας στρατηγικής. Οι ΑΠΕ αναπτύσσονται στην ηλεκτροπαραγωγή στην οποία κυριαρχούν, παράγοντας μεταξύ 85-90% του συνόλου το 2050 με αξιόπιστο τεχνικά τρόπο παρά τη μεταβλητότητά τους, χάρη στην ανάπτυξη αποθηκευτικών μέσων σε μεγάλη κλίμακα αλλά και στην ανάπτυξη της χημικής αποθήκευσης με υδρογόνο. Η παραγωγή κλιματικά ουδέτερων καυσίμων για διανομή στην τελική κατανάλωση αυξάνει τον όγκο της ηλεκτροπαραγωγής άρα και τον όγκο των ΑΠΕ, μέχρι σημείου διπλασιασμού του όγκου τους το 2050 συγκριτικά με σενάρια χωρίς κλιματικά ουδέτερα καύσιμα.

Όμως, η παραγωγή αυτών των καυσίμων προσδίδει αξιοπιστία και ευελιξία στο ηλεκτρικό σύστημα, παρά τον τεράστιο όγκο των ΑΠΕ, γιατί επιτρέπει τη λεγόμενη έμμεση χημική αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας, δίδοντας δυνατότητα να παράγονται τα καύσιμα αυτά ενώ μεγιστοποιείται η χρήση ΑΠΕ κατά τις χρονικές στιγμές που υπάρχει αφθονία ΑΠΕ και να χρησιμοποιούνται όταν δεν υπάρχουν ΑΠΕ. Αποτέλεσμα της συνέργειας είναι η εξομάλυνση της διακύμανσης της ηλεκτροπαραγωγής και του φορτίου. Οι συνέργειες αυτές και η κλίμακα ανάπτυξής τους είναι ιδιαίτερα επωφελείς για το κόστος της ηλεκτροπαραγωγής και τις τιμές καταναλωτή, οι οποίες μειώνονται συγκριτικά με σενάρια χωρίς τα κλιματικά ουδέτερα καύσιμα παρά την υπέρμετρη μεγέθυνση του όγκου του ηλεκτρικού συστήματος και των ΑΠΕ.

Δείκτες ΑΠΕ στα Σενάρια για την Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050



Πηγή: ΥΠΕΝ

Το μεγαλύτερο μέρος της ανάπτυξης των ΑΠΕ καλύπτουν ώριμες σήμερα τεχνολογίες όπως τα φωτοβολταϊκά και τα χερσαία αιολικά, για τα οποία όμως γίνεται δεκτή η υπόθεση ότι βελτιώνονται οι αποδόσεις τους ενώ συνεχίζεται, με κάποια επιβράδυνση πάντως, η πτωτική πορεία του μοναδιαίου τους κόστους. Οι τεχνολογίες αυτές αναπτύσσονται μακροχρόνια και σε διαφορετικές κλίμακες και εφαρμογές, όπως τα μικρά μεγέθη εγκαταστάσεων ΦΒ και αιολικών σε στέγες, η ανάπτυξη ΦΒ σε βιομηχανικές και εμπορικές στέγες, η αξιοποίηση αιολικών μεγάλου μεγέθους σε περιοχές με πολύ υψηλό αιολικό δυναμικό, η εφαρμογή ευέλικτων ΦΒ σε κτίρια κλπ. Τα σενάρια περιλαμβάνουν επίσης ανάπτυξη ΑΠΕ που δεν έχουν σήμερα εξαντλήσει τις δυνατότητες εκμάρτησης, όπως τα θερμικά ηλιακά ηλεκτροπαραγωγής, τα θαλάσσια αιολικά, τα οποία αναπτύσσονται μακροχρόνια με βάση την τεχνολογία των πλωτών αιολικών, η γεωθερμία μέσης και υψηλής ενθαλπίας και η κυματική ενέργεια.

Η ανάπτυξη των μέσων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας εξελίσσεται πρώτα με εκμετάλλευση των δυνατοτήτων για αντλησιοταμιευτήρες μεγάλου μεγέθους, στη συνέχεια με την ανάπτυξη συστημάτων μπαταριών και μακροχρόνια με την εφαρμογή χημικής αποθήκευσης με βάση το υδρογόνο. Διακρίνονται τρεις κατηγορίες μπαταριών, οι μικρές μπαταρίες που εγκαθίστανται σε συνδυασμό με μονάδα παραγωγής από ΑΠΕ, οι μπαταρίες μεσαίου και μεγάλου μεγέθους που συνδυάζονται με το δίκτυο διανομής και οι μπαταρίες ηλεκτρικών αυτοκινήτων. Κάθε κατηγορία διαφοροποιείται ως προς το κόστος, τις δυνατότητες εφαρμογής και τις οικονομικές προϋποθέσεις για επενδύσεις. Γίνεται η υπόθεση ότι κατάλληλα ψηφιακά συστήματα και αυτοματισμοί επιτρέπουν την εκμετάλλευση των μπαταριών και για υπηρεσίες συστήματος, διαχειρίζονται αποτελεσματικά τις μικρές συστοιχίες ΑΠΕ και μπαταριών και μπορούν να προσφέρουν υπηρεσίες αποθήκευσης και μέσω των μπαταριών αυτοκινήτων σε συνδυασμό με τη χρήση τους στις μεταφορές.

Παρά την ανάπτυξη των μπαταριών και των υποστηρικτικών συστημάτων, είναι δύσκολη η διαχείριση του ηλεκτρικού συστήματος με αξιόπιστο τρόπο χωρίς τη χημική αποθήκευση με υδρογόνο, η οποία έχει μεγάλη ευελιξία αναφορικά με το μήκος του κύκλου αποθήκευσης και επιτρέπει τη διατήρηση κλιματικά ουδέτερης στρεφόμενης εφεδρείας στο σύστημα. Τα σενάρια με χημική αποθήκευση και με συνδυασμό έμμεσης αποθήκευσης από την κατάλληλη διαχείριση της παραγωγής κλιματικά ουδέτερων καυσίμων περιγράφουν ένα ιδιαίτερα αξιόπιστο και οικονομικά αποτελεσματικό ηλεκτρικό σύστημα παρά τη μεγάλο του μέγεθος και την πλήρη κυριαρχία των μεταβλητών ΑΠΕ.

Η ανάπτυξη των ΑΠΕ προϋποθέτει επιχειρηματικά σχήματα, οργάνωσεις και πρακτικές μεγάλης

κλίμακας ώστε να επιτύχουν τις οικονομίες και αποδόσεις των μεγάλων επιχειρήσεων ορυκτών καυσίμων του ενεργειακού τομέα του παρελθόντος. Δεν απαιτείται, όμως, πια υπερσυνκέντρωση της παραγωγής των ΑΠΕ, δεδομένου μάλιστα ότι σημαντικό τους τμήμα θα έχει αποκεντρωμένο χαρακτήρα. Οι οικονομίες κλίμακας αφορούν κυρίως στην οργάνωση της πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας σε πελάτες με βάση χαρτοφυλάκια ενέργειας με ΑΠΕ και τη διασφάλιση της απρόσκοπτης παροχής μέσω αξιόπιστης και φθηνής εξισορρόπησης καθώς και παροχής εφεδρικών υπηρεσιών. Απαιτούνται, όμως, και μεγάλα έργα ΑΠΕ ώστε να αξιοποιηθεί αποτελεσματικά το μεγάλο δυναμικό της χώρας. Η ανάπτυξη των διασυνδέσεων στο εσωτερικό και το εξωτερικό αλλά και η διάθεση της δυναμικότητάς τους απευθείας στις αγορές και την εξισορρόπηση θα διαδραματίσει σημαντικό ρόλο για την επίτευξη οικονομικών κλίμακας και μέγιστης αξιοπιστίας σχετικά με την εξισορρόπηση και τις εφεδρείες.

Θα αναπτυχθούν καινοτόμες ιδέες για την οργάνωση των αγορών και του ανταγωνισμού που θα αφορά στην πώληση χαρτοφυλακίων ΑΠΕ και εξισορρόπησης σε συνδυασμό με την εκμετάλλευση των δικτύων. Ιδέες που θα εφαρμοσθούν και θα αναπτυχθούν περαιτέρω είναι, για παράδειγμα, η μεγάλη ανάπτυξη επιχειρήσεων σωρευτικής διαχείρισης των ΑΠΕ (aggregators), η χρέωση του επιπέδου αξιοπιστίας στους καταναλωτές ανάλογα με τη θέληση για πληρωμή αναφορικά με τη διακοψιμότητα, η διαμόρφωση αγορών, άμεσων και προθεσμιακών, για προϊόντα σχετικά με την αξιοπιστία, την εξισορρόπηση και τις διασυνδέσεις, η εφαρμογή προηγμένων ψηφιακών συστημάτων διαχείρισης των αποκεντρωμένων συναλλαγών (όπως οι βάσεις δεδομένων blockchain) και πιθανόν η χρέωση των υπηρεσιών δικτύων σε συνδρομητική βάση ανάλογα με τη ζήτηση και θέληση για πληρωμή των διαφόρων κατηγοριών καταναλωτών. Τα νέα αυτά συστήματα οργάνωσης της επιχειρηματικότητας στηρίζονται σε εκτεταμένη ψηφιοποίηση των συστημάτων και των μετρητών. Μεγάλης και ανάλογης σημασίας είναι η ανάπτυξη του δικτύου φόρτισης των μπαταριών αυτοκινήτων, η αυτόματη και ευέλικτη διαχείρισή του και η διαλειτουργικότητα σε συνδυασμό με το συμβατικό δίκτυο διανομής.

Οι ΑΠΕ και τα συστήματα για την αγορά και τα δίκτυα είναι μεταξύ των βασικών πολιτικών με τη μεγαλύτερη σημασία και για το λόγο αυτό περιλαμβάνονται σε όλα τα σενάρια.

Η βιο-οικονομία, επίσης, αποτελεί προτεραιότητα στο πλαίσιο των βασικών πολιτικών. Η ανάπτυξή της μπορεί να έχει πολλαπλασιαστικά οφέλη για την οικονομία και την απασχόληση αφού βασίζεται σε εγχώρια προστιθέμενη αξία τόσο στην παραγωγή όσο και στην βιομηχανική μετατροπή της βιομάζας σε ενεργειακά προϊόντα. Η προοπτική είναι η βιομηχανική οργάνωση με μεγάλες αποδόσεις κλίμακας, τόσο στην παραγωγή, όσο και στην

εφοδιαστική αλυσίδα και τα εργοστάσια χημικής μετατροπής. Στο πλαίσιο της μακροχρόνιας στρατηγικής, προτεραιότητα έχουν το βιοαέριο και τα προηγμένα βιοκαύσιμα.

Το βιοαέριο παραγόμενο σε μεγάλη κλίμακα και αναμορφωμένο σε βιομεθάνιο αποτελεί φθηνή, πρακτική και άμεσης εφαρμογής λύση για τη μείωση του ανθρακικού αποτυπώματος του διανεμόμενου αερίου. Αποτελεί επίσης τον πρόδρομο για την ανάμειξη στο μέλλον κλιματικά ουδέτερου υδρογόνου και μεθανίου στα δίκτυα αερίου.

Τα βιοκαύσιμα προηγμένης γενιάς, πλήρως υποκαταστάσιμα των ορυκτών καυσίμων στον τομέα των μεταφορών, είναι τεχνολογικά και οικονομικά εφικτά σε ορατό μέλλον. Η πρώτη ύλη βιομάζας θα βασίζεται σε ενεργειακές καλλιέργειες δένδρων και φυτών ξυλώδους υφής και η μετατροπή τους σε βιοκαύσιμα θα γίνεται σε βιο-διυλιστήρια με τεχνολογίες παρόμοιες των διυλιστηρίων πετρελαίου.

Η προοπτική της βιο-οικονομίας είναι θεμελιώδους σημασίας αλλά περιορίζεται από τη διαθέσιμη πρώτη ύλη βιομάζας. Κατάλληλες πολιτικές θα πρέπει να αναπτύξουν το εγχώριο αυτό δυναμικό και να επιτύχουν οργάνωση της γεωργικής παραγωγής σε βιομηχανική κλίμακα.

Η μετάβαση και ο ριζικός μετασχηματισμός του συστήματος ώστε να προσεγγίσει την κλιματικά ουδέτερη οικονομία το 2050 είναι μεγάλης εντάσεως κεφαλαίου αλλά συνοδεύονται με μείωση του συνολικού κόστους των ενεργειακών υπηρεσιών για τους τελικούς καταναλωτές ως ποσοστό του εισοδήματός τους και της προστιθέμενης αξίας στη βιομηχανία και στις υπηρεσίες.

Οι συνολικές επενδυτικές δαπάνες είναι μεγάλες αλλά οδηγούν σε μείωση του λειτουργικού κόστους και του κόστους για ενεργειακά προϊόντα με αποτέλεσμα το αυξημένο κόστος εξυπηρέτησης κεφαλαίων να αντισταθμίζεται από την πτώση του μεταβλητού κόστους. Η συνέργεια ΑΠΕ, αποθήκευσης και υδρογόνου είναι επωφελής για το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με τη βιομηχανική ωρίμανση των σχετικών τεχνολογιών στο μέλλον. Η παραγωγή μπαταριών σε μεγάλη κλίμακα και με προηγμένες τεχνολογίες αναμένεται να συνεχίσει και να επιτείνει την πτωτική πορεία του κόστους τους, με αποτέλεσμα το ηλεκτρικό αυτοκίνητο να γίνει η οικονομικότερη επιλογή περί το 2030 και πολύ περισσότερο μετά το 2030, παράλληλα με την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Το μεγάλο οικονομικό όφελος για τους καταναλωτές προκύπτει από τις επενδύσεις σε εξοικονόμηση ενέργειας και την αγορά προηγμένων ενεργειακών συσκευών.

Στο πλαίσιο αυτό, η βιομηχανία θα δει μείωση του κόστους της ενέργειας, τόσο για την ηλεκτρική ενέργεια όσο και συνολικά, χάρη, επίσης, και στην εξοικονόμηση και στον εξηλεκτρισμό, ενώ ταυτόχρονα θα μειώνεται το ανθρακικό της αποτύπωμα, άμεσα και έμμεσα.

Οι μεγάλες επενδύσεις σε ΑΠΕ, βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης, βιο-οικονομία, δίκτυα, συσκευές και οχήματα μπορούν να αποτελέσουν ευκαιρία ανάπτυξης της εγχώριας παραγωγής τόσο από παραδοσιακές βιομηχανίες που υπάρχουν στην Ελλάδα όσο και μέσω ανάπτυξης νέων επιχειρήσεων και μεταποίησης για καινοτόμα προϊόντα και υπηρεσίες. Η βιομηχανική ανάπτυξη ευνοείται από τις προοπτικές μεγέθυνσης της εγχώριας ζήτησης για την πραγματοποίηση των ενεργειακών επενδύσεων που προβλέπει η στρατηγική, ενώ ταυτόχρονα δεν επιβαρύνεται η ανταγωνιστικότητα αφού μειώνεται το συνολικό ενεργειακό κόστος.

9. Παραδοχές Εκτιμήσεων για Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα, 2020-2030

A. Ηλεκτροπαραγωγή

Θερμικές

- | | |
|-------|---|
| (i) | Λιγνιτικά με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 400 MW |
| | €2.0 εκατ./MW |
| (ii) | Φυσικού αερίου (CCP's) |
| | €470,000/MW |
| (iii) | Πετρελαίου |
| | €850-€1,700/kW |

Μεγάλα Υδροηλεκτρικά

Για μεγάλα υδροηλεκτρικά με εγκατεστημένη ισχύ μεγαλύτερη από 50 MW €2.0 εκατ./MW

Σημειώσεις:

- Περιλαμβάνει όλες τις μηχανικές και ηλεκτρολογικές εργασίες, αλλά και τα λιμάνια
- Περιλαμβάνει όλες τις εργασίες πολιτικού μηχανικού (δηλ. δρόμους, φράγματα, γέφυρες)

Συμπαγωγή (CHP)

- | | |
|-------|--|
| (i) | Συνδυασμένου κύκλου (CCGT) CHP: €770,000 - €1,260,000/MWe, με τυπικό κόστος €900,000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €35,000/MWe. |
| (ii) | CHP με μηχανή φυσικού αερίου: €600,000 - €1,400,000/MWe, με τυπικό κόστος €735,000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €175,000/MWe. |
| (iii) | Καύση σε ρευστοποιημένη κλίνη (Fluidised Bed Combustion) CHP με χρήση λιγνίτη: €2,100,000 - €4,200,000/MWe, με τυπικό κόστος €2,280,000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €70,000/MWe. |
| (iv) | CHP βιομάζας: €2,100,000 - €4,200,000/MWe. Τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M) είναι περίπου €70,000/MWe. |

B. Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας¹⁰⁷

(i) Εναέριες γραμμές

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής κυκλώματος (χλμ.), βάσει συνολικού κόστους περιουσιακών στοιχείων, εξαιρουμένων των εξόδων χρηματοδότησης:

- 380-400 kV, κύκλωμα 2: €500,000
- 380-400 kV, κύκλωμα 1: €360,000
- 150 kV, κύκλωμα 2: €175,000
- 150 kV, κύκλωμα 1: €125,000

(ii) Υπόγεια καλώδια

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής (χλμ.)

- 380-400 kV, κύκλωμα 2: €3,750,000
- 150 kV, κύκλωμα 2: €1,200,000
- 150 kV, κύκλωμα 1: €600,000

Όλα τα καλώδια αφορούν γραμμές εναλλακτικού ρεύματος (AC).

Τα δεδομένα είναι ανεπαρκή για την αξιολόγηση των καλωδίων συνεχούς ρεύματος (DC).

(iii) Υποθαλάσσια καλώδια

Συνολικό κόστος ανά μήκος διαδρομής (χλμ.):

- AC καλώδια (150-220 kV): €1,000,000
- DC καλώδια (250-500 kV): €750,000

¹⁰⁷ Βασίζεται σε εκτιμήσεις από υλοποίηση πρόσφατων αντίστοιχων έργων στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Επισημαίνεται ότι ανά έργο τα μοναδιαία κόστη διαφοροποιούνται σε συνάρτηση των ειδικών χαρακτηριστικών των έργων (όδευση, μορφολογία εδάφους, συνολική απόσταση, βάθος για υποβρύχιες διασυνδέσεις, κλπ.). Επίσης, τα μοναδιαία κόστη δύναται να διαφοροποιηθούν σε συνάρτηση με τις τρέχουσες τιμές μετάλλων διεθνούς αγοράς (χαλκός, αλουμίνιο) και ειδικά για τις υποβρύχιες διασυνδέσεις με τις τρέχουσες συνθήκες που επικρατούν στην αγορά κατασκευής και πόντισης υποβρύχιων καλωδίων.

Γ. ΑΠΕ¹⁰⁸

(i)	Αιολικά €1.15-1.25 εκατ./εγκατεστημένο MW
(ii)	Ηλιακή θερμική ενέργεια Ηλιακός πύργος: €3.5 εκατ./εγκατεστημένο MW Συγκεντρωτικοί ηλιακοί συλλέκτες (CSP): €1.3 εκατ./MW
(iii)	Φωτοβολταϊκά - πάρκο: €0.5-0.75 εκατ./εγκατεστημένο MW - στέγες: €0.6-0.92 εκατ./εγκατεστημένο MW
(iv)	Βιομάζα €2.7 – 3.5 εκατ./εγκατεστημένο MW
(v)	Μικρά υδροηλεκτρικά, για μονάδες μέχρι 15 MW €1.0 εκατ./εγκατεστημένο MW Σημειώσεις: • Περιλαμβάνει μόνο ηλεκτρικές/μηχανικές εγκαταστάσεις • Δεν περιλαμβάνονται εκτεταμένες εργασίες πολιτικού μηχανικού
(vi)	Γεωθερμία (υψηλής ενθαλπίας) €3.4 – 4.4 εκατ./MW

Δ. Φυσικό αέριο

Κόστος για την τοποθέτηση αγωγών φυσικού αερίου:

κόστος για την τοποθέτηση αγωγών φυσικού αερίου.

(i)	Κύριοι αγωγοί €1.0 – 1.2 εκατ./χλμ. για αγωγούς διαμέτρου 36”-48” €1.4 – 1.6 εκατ./χλμ. για αγωγούς διαμέτρου 58”												
(ii)	Διακλαδώσεις €0.70-0.75 εκατ./χλμ. για αγωγούς διαμέτρου 26”												
(iii)	Αστικά δίκτυα Σύμφωνα με τα Πλάνα Ανάπτυξης Δικτύων Διανομής για την περίοδο 2020-2024 από τους αρμόδιους Διαχειριστές Δικτύων Διανομής Φυσικού Αερίου (ΕΔΑ Αττικής, ΕΔΑ ΘΕΣΣ και ΔΕΔΑ), παρακάτω περιλαμβάνονται τα μεσοσταθμισμένα μοναδιαία κόστη τοποθέτησης αγωγών Χαμηλής Πίεσης (μέγιστη πίεση λειτουργίας έως 4 barg) και τα μεσοσταθμισμένα μοναδιαία κόστη τοποθέτησης αγωγών Μέσης Πίεσης (μέγιστη πίεση λειτουργίας έως 19 barg). <table> <tr> <th>Δίκτυο Διανομής</th> <th>ΕΔΑ Αττικής (*)</th> <th>ΕΔΑ ΘΕΣ (+)</th> <th>ΔΕΔΑ</th> </tr> <tr> <td>Χαμηλή Πίεση</td> <td>82,00 €/m</td> <td>117,00 €/m</td> <td>65,00 €/m</td> </tr> <tr> <td>Μέση Πίεση</td> <td>Μη διαθέσιμο</td> <td>331,00 €/m</td> <td>240,00 €/m</td> </tr> </table>	Δίκτυο Διανομής	ΕΔΑ Αττικής (*)	ΕΔΑ ΘΕΣ (+)	ΔΕΔΑ	Χαμηλή Πίεση	82,00 €/m	117,00 €/m	65,00 €/m	Μέση Πίεση	Μη διαθέσιμο	331,00 €/m	240,00 €/m
Δίκτυο Διανομής	ΕΔΑ Αττικής (*)	ΕΔΑ ΘΕΣ (+)	ΔΕΔΑ										
Χαμηλή Πίεση	82,00 €/m	117,00 €/m	65,00 €/m										
Μέση Πίεση	Μη διαθέσιμο	331,00 €/m	240,00 €/m										

Σημειώσεις:

- (*) Οι τιμές περιλαμβάνουν:
- το κόστος της Κατασκευής – Αναδόχου – (72%)
 - το κόστος της επίβλεψης (8%)
 - το κόστος των υλικών (15%)
 - το κόστος της εξωτερικής επιθεώρησης (1%)
 - το κεφαλαιοποιημένο λειτουργικό κόστος (4%)
- (+) Οι τιμές περιλαμβάνουν:
- το κόστος της Κατασκευής – Αναδόχου
 - το κόστος των υλικών
 - το κόστος του προσωπικού

Ε. Εκτιμώμενο CAPEX για έρευνες υδρογονανθράκων

(i)	Χερσαίες βαθιές γεωτρήσεις (Onshore deep drilling) \$40 - \$60 εκατ. ανά γεώτρηση για βάθη μεταξύ 3,000 μ. και 6,000 μ.
(ii)	Παράκτιες γεωτρήσεις (Offshore drilling) (ρηχά νερά) \$15 - \$20 εκατ. ανά γεώτρηση
(iii)	Παράκτιες γεωτρήσεις (Offshore drilling) (βαθιά νερά) \$50 - \$100 εκατ. ανά γεώτρηση, για βάθη μέχρι 2,000 μ. \$120 - \$200 εκατ. ανά γεώτρηση για εξαιρετικά βαθιά νερά (πάνω από 2,000 μ.)
(iv)	Οριζόντια διάτρηση (Horizontal drilling) Από την ξηρά στη θάλασσα \$15,000 - \$18,000 ανά γεώτρηση για μία επιχείρηση διάρκειας 60-70 ημερών.

¹⁰⁸ Οι παραδοχές βασίζονται στην υπόθεση ότι οι επενδύσεις των ΑΠΕ υλοποιούνται γραμμικά μέσα στο χρόνο, ικανοποιώντας τους επιμέρους μεσοπρόθεσμους στόχους του ΕΣΕΚ.



ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (ΙΕΝΕ)
Αλεξάνδρου Σούτσου 3, 106 71 Αθήνα, Ελλάδα
T: +30 210 3628457, 3640278 Email: secretariat@iene.gr

www.iene.gr • www.iene.eu





ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

www.iene.gr • www.iene.eu