



Πανεπιστήμιο Πειραιώς  
Τμήμα Ψηφιακών Συστημάτων

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ:  
«ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΚΡΙΣΗ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΚΗΣ &  
ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ»

## «ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΚΑΙ ΟΙ ΠΡΟΟΠΤΙΚΕΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΤΟΥ ΣΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ»

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΜΑΝΩΛΗ ΑΦΡΟΔΙΤΗ, ΜΚΚ2011

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΜΑΝΙΑΤΗΣ ΙΩΑΝΝΗΣ



| ΠΕΙΡΑΙΑΣ, 2023 |

Δηλώνω ρητά ότι, σύμφωνα με το άρθρο 8 του Ν. 1599/1986 και τα άρθρα 2,4,6 παρ. 3 του Ν. 1256/1982, η παρούσα Διπλωματική Εργασία με τίτλο “**Το φυσικό αέριο και οι προοπτικές συμμετοχής του στο ενεργειακό ισοζύγιο**” καθώς και τα ηλεκτρονικά αρχεία και οι πηγαίοι κώδικες που αναπτύχθηκαν ή τροποποιήθηκαν στα πλαίσια αυτής της εργασίας και αναφέρονται ρητώς μέσα στο κείμενο που συνοδεύουν και η οποία έχει εκπονηθεί στο Τμήμα Ψηφιακών Συστημάτων του Πανεπιστημίου Πειραιώς αποτελεί αποκλειστικά προϊόν προσωπικής εργασίας και δεν προσβάλλει κάθε μορφής πνευματικά δικαιώματα τρίτων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον. Τα σημεία όπου έχω χρησιμοποιήσει ιδέες, κείμενο, αρχεία ή / και πηγές άλλων συγγραφέων, αναφέρονται ευδιάκριτα στο κείμενο με την κατάλληλη παραπομπή και η σχετική αναφορά περιλαμβάνεται στο τμήμα των βιβλιογραφικών αναφορών με πλήρη περιγραφή. Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και μόνο.

Copyright (C) Ονοματεπώνυμο Φοιτητή, Έτος, Πόλη

Copyright (C) Μανώλη Αφροδίτη, 2023, Πειραιάς

Υπογραφή Φοιτητή:



## Περίληψη

Η κλιματική αλλαγή αποτελεί υπαρκτή απειλή για την ανθρωπότητα. Βασική ανθρωπογενή αιτία της κλιματικής κρίσης θεωρείται η αλόγιστη εξαγωγή, διανομή και καύση ορυκτών καυσίμων, τα οποία παράγουν αέρια του θερμοκηπίου, που οδηγούν στην υπερθέρμανση του πλανήτη. Στο πλαίσιο των διεθνών συμβάσεων και συμφωνιών, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει αναδειχθεί σε ηγέτιδα της δράσης για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής με στόχο τη μείωση των εκπομπών κατά 55% ως το 2030 και τις μηδενικές εκπομπές άνθρακα έως το 2050. Στο πλαίσιο αυτό, υποστηρίζεται η άποψη ότι η αντικατάσταση της καύσης άνθρακα από την καύση φυσικού αερίου θα προσέφερε σημαντική μείωση στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Η σταδιακή αντικατάσταση της χρήση όλων των ορυκτών καυσίμων, συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου, από ανανεώσιμες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας, καθώς επίσης και από καύσιμα χαμηλού αποτυπώματος άνθρακα είναι απαραίτητη, όμως, η μετάβαση αυτή πρέπει να επιτευχθεί χωρίς τη διακινδύνευση της επάρκειας και ασφάλειας του εφοδιασμού της ευρωπαϊκής οικονομίας και κοινωνίας σε ενεργειακές πηγές.

Στην Ελλάδα, η αύξηση της χρήσης αερίου συνδέεται άρρηκτα με τη μείωση της χρήσης του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή. Η Ελλάδα τα τελευταία χρόνια αναδείχθηκε σε ενεργειακό κόμβο μεταφοράς φυσικού αερίου. Επιπλέον, η ανάπτυξη των εθνικών κοιτασμάτων, πέρα από εθνικά συμφέρουσα επιλογή, αποτελεί και εθνική συμβολή στην περιφερειακή ενεργειακή ασφάλεια, ως εκ τούτου πρέπει να προτεραιοποιηθεί και να υποστηριχθεί με κάθε μέσο.

Η παρούσα εργασία εξετάζει τα παραπάνω στην προσπάθεια να οριοθετήσει το ρόλο που θα κληθεί να παίξει το φυσικό αέριο στο ενεργειακό σύστημα Ελλάδας και Ευρώπης τις επόμενες δεκαετίες.

*Λέξεις – κλειδιά: Φυσικό αέριο, ενεργειακό ισοζύγιο, ενεργειακό σύστημα Ελλάδας, ενεργειακό σύστημα Ευρώπης, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, παραγωγή φυσικού αερίου, ενεργειακή μετάβαση*

## **Abstract**

Climate change is an existential threat to humanity. The main anthropogenic cause of the climate crisis is considered to be the reckless export, distribution and burning of fossil fuels, which produce greenhouse gases that lead to global warming. In the context of international conventions and agreements, the European Union has emerged as a leader in action to tackle climate change with the goal of reducing emissions by 55% by 2030 and zero carbon emissions by 2050. In this context, it is argued that the replacement of coal combustion by natural gas combustion would offer a significant reduction in greenhouse gas emissions. The gradual replacement of the use of all fossil fuels, including natural gas, by renewable sources of electricity and heat, as well as low carbon footprint fuels is necessary, however, this transition must be achieved without jeopardizing the adequacy and security of supplying the European economy and society with energy sources.

In Greece, the increase in the use of gas is inextricably linked to the decrease in the use of lignite in electricity generation. In recent years, Greece has emerged as an energy hub for natural gas transport. In addition, the development of national deposits, beyond a nationally beneficial option, is also a national contribution to regional energy security, therefore it must be prioritized and supported by every means.

This paper examines the above in an attempt to delineate the role that natural gas will be called upon to play in the energy system of Greece and Europe in the coming decades.

***Key words:*** *Natural gas, energy balance, energy system of Greece, energy system of Europe, electricity production, natural gas production, energy transition*

## Περιεχόμενα

Εισαγωγή.....	6
Α΄ ΜΕΡΟΣ: Το φυσικό αέριο κι ο ενεργειακός σχεδιασμός της Ευρωπαϊκής Ένωσης .....	10
Εισαγωγή: Το φυσικό αέριο στο ευρωπαϊκό ενεργειακό μείγμα.....	10
Κεφάλαιο 1: Εναλλακτικές, ανταγωνιστικές και συμπληρωματικές ενεργειακές τεχνολογίες.....	20
1.1. Επιτάχυνση της ανάπτυξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας .....	21
1.2. Η ενεργειακή απόδοση πρέπει να έχει «προτεραιότητα» .....	24
1.3. Η παραγωγή και χρήση βιομάζας .....	26
1.4. Η παραγωγή και χρήση Υδρογόνου .....	28
1.5 Η διαδικασία δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα.....	31
Κεφάλαιο 2: Επαναπροσδιορισμός τομεακών πολιτικών και προτεραιοτήτων για το φυσικό αέριο μετά την Πρωτοβουλία REPower EU .....	34
2.1 Ο κτιριακός τομέας.....	34
2.2 Ο τομέας ηλεκτροπαραγωγής.....	43
2.3 Ο βιομηχανικός τομέας .....	46
Κεφάλαιο 3 : Διασφάλιση επάρκειας και ασφάλειας εφοδιασμού.....	47
3.1 Ενεργειακή ασφάλεια- Διαφοροποίηση πηγών εφοδιασμού .....	47
3.2. Υφιστάμενες Υποδομές και μελλοντικές επενδύσεις .....	52
Β΄ ΜΕΡΟΣ: Ο ρόλος του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας .....	55
Εισαγωγή : Το φυσικό αέριο στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο.....	55
Κεφάλαιο 1 : Ο ρόλος του φυσικού αερίου στο πλαίσιο της μακροπρόθεσμης εθνικής ενεργειακής στρατηγικής.....	58
Κεφάλαιο 2: Η συμβολή της Ελλάδας στην περιφερειακή επάρκεια και ασφάλεια εφοδιασμού φυσικού αερίου .....	66
Κεφάλαιο 3: Η πρόοδος στο θέμα των εθνικών κοιτασμάτων φυσικού αερίου .....	77
Επίλογος .....	87
Βιβλιογραφία .....	89

## Εισαγωγή

Έχει καταστεί πλέον κοινός τόπος ότι η κλιματική αλλαγή αποτελεί υπαρξιακή απειλή για την ανθρωπότητα. Ήδη από τη Σύμβαση– Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την κλιματική αλλαγή, που υπογράφηκε το 1992 στο Ρίο ντε Τζανέιρο της Βραζιλίας, κατά τη διάρκεια της Συνόδου Κορυφής για το Περιβάλλον και την Ανάπτυξη, διαπιστώθηκε ότι η κλιματική αλλαγή πρέπει να αντιμετωπιστεί συλλογικά από τους λαούς του πλανήτη, ώστε να υπάρχουν ελπίδες ανάσχεσης καταρχήν, και αντιστροφής στη συνέχεια, του δυσοίωνου μέλλοντος που προδιαγράφεται από την αλόγιστη ανθρωπογενή επιβάρυνση του φυσικού περιβάλλοντος. Με το Πρωτόκολλο δε στη Σύμβαση του Ρίο, που υπογράφηκε 5 χρόνια αργότερα, το 1997 στο Κυότο της Ιαπωνίας, τέθηκαν οι πρώτες βάσεις για ανάληψη συγκεκριμένης και μετρήσιμης δράσης κατά της κλιματικής αλλαγής. Η δε Συμφωνία του Παρισιού του 2015 κλιμάκωσε αυτή τη δράση, προσθέτοντας τόσο σε δεσμευτικότητα όσο και σε φιλοδοξία στην εθνική συνεισφορά των κρατών προς την επίτευξη του κοινού στόχου.

Τα επιστημονικά δεδομένα όμως είναι σαφή: δεν κάνουμε αρκετά και δεν τα κάνουμε αρκετά γρήγορα. Το International Panel for Climate Change (IPCC) του Ο.Η.Ε. παρακολουθεί την εξέλιξη της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη και τεκμηριώνει επιστημονικά τον κίνδυνο που υφίσταται ο πλανήτης. Στην 6<sup>η</sup> Συνθετική Έκθεσή του<sup>1</sup> επιβεβαιώνει ότι η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας πάνω από 1,5 βαθμό Κελσίου σε σχέση με την προβιομηχανική εποχή μπορεί να επιφέρει μη αναστρέψιμες αλλαγές σε οικοσυστήματα, ενώ αύξηση 2 βαθμών Κελσίου θα αλλάξει τη ζωή στον πλανήτη, όπως τη γνωρίζουμε. Ενδεικτικό της σοβαρότητας της κατάστασης είναι ότι πλέον η συζήτηση δεν γίνεται με όρους «κλιματικής αλλαγής» αλλά «κλιματικής κρίσης».

Η βασική ανθρωπογενής αιτία της κλιματικής κρίσης εδράζεται στην αλόγιστη εξαγωγή, διανομή και καύση ορυκτών καυσίμων όπως το φυσικό αέριο, ο άνθρακας και το πετρέλαιο, τα οποία παράγουν αέρια του θερμοκηπίου κυρίως διοξείδιο του άνθρακα και μεθάνιο, που οδηγούν στην υπερθέρμανση του πλανήτη. Αυτό αυξάνει τη συχνότητα των ακραίων καιρικών φαινομένων που έχουν καταστροφικές επιπτώσεις, τόσο κοινωνικές όσο και οικονομικές. Παράλληλα, απειλούν σοβαρά τη

---

<sup>1</sup> The Intergovernmental Panel on Climate Change, “Synthesis Report of the Sixth Assessment Report A Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change” (Μάρτιος 2023).

βιοποικιλότητα, αλλοιώνοντας ή και καταστρέφοντας θαλάσσια και χερσαία οικοσυστήματα.

Η ανάγκη μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα είναι πια ευρέως αποδεκτή. Στο πλαίσιο των διεθνών συμβάσεων και συμφωνιών, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει αναδειχθεί σε ηγέτιδα της δράσης για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας, το 2015 η ΕΕ αποφάσισε να μειώσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά 40% σε σχέση με τις εκπομπές του 1990, απόφαση που ακολούθως κατατέθηκε ως κοινή δέσμευση και συνεισφορά των κρατών-μελών που την απαρτίζουν στην παγκόσμια μάχη για την κλιματική αλλαγή, εντός του πλαισίου της Συμφωνίας του Παρισιού. Διαπιστώνοντας όμως ότι την ανάγκη για επιτάχυνση, η ΕΕ το 2021 υιοθέτησε το Ευρωπαϊκό Νομοθέτημα για το Κλίμα, με το οποίο καθορίζεται με νομική δεσμευτικότητα ο στόχος για μείωση των εκπομπών κατά 55% ως το 2030 και για μηδενικές εκπομπές άνθρακα έως το 2050.

Στο πλαίσιο αυτό, το φυσικό αέριο θεωρείται ως το καθαρότερο μέλος της οικογένειας των ορυκτών καυσίμων, και υποστηρίζεται η άποψη ότι η αντικατάσταση της καύσης άνθρακα από την καύση φυσικού αερίου θα προσέφερε σημαντική μείωση στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Οι εκπομπές άνθρακα από το φυσικό αέριο είναι όμως κι αυτές σημαντικές, ενώ οι εκπομπές μεθανίου από τη χρήση του αποτελούν μια παράμετρο που δεν παρακολουθείται επαρκώς.

Στην Ε.Ε., το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται σε τρεις τομείς: τα κτίρια (για θέρμανση), την ηλεκτρική ενέργεια (για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας) και τη βιομηχανία (για θέρμανση διεργασιών και ως πρώτη ύλη για χημικές διεργασίες). Για να εκπληρώσει η Ε.Ε. τη δέσμευσή της για μηδενικές καθαρές εκπομπές έως το 2050, πρέπει να υλοποιήσει μια ενεργειακή μετάβαση σε καθαρές μορφές ενέργειας, χωρίς εκπομπές αερίων θερμοκηπίου. Είναι δηλαδή απαραίτητη η σταδιακή αντικατάσταση της χρήση όλων των ορυκτών καυσίμων, συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου, από ανανεώσιμες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας, καθώς επίσης και από καύσιμα χαμηλού αποτυπώματος άνθρακα. Ταυτόχρονα όμως, η μετάβαση αυτή πρέπει να επιτευχθεί χωρίς διακινδύνευση της επάρκειας και ασφάλειας του εφοδιασμού της ευρωπαϊκής οικονομίας και κοινωνίας σε ενεργειακές πηγές.

Για την Ελλάδα, η σχετική προβληματική αποτελεί βασική εθνική προτεραιότητα αλλά λαμβάνει και κάποιες ιδιαίτερες διαστάσεις. Η χρήση φυσικού αερίου συνδέεται

κυρίως στη χώρα μας με την ηλεκτροπαραγωγή και αποτελεί βασική παράμετρο στην αντικατάσταση του λιγνίτη, του εθνικά εξορυσσόμενου μαλακού άνθρακα που «τροφοδοτήσε» με πρώτη ύλη τον εξηλεκτρισμό της χώρας. Η αύξηση της χρήσης αερίου συνδέεται άρρηκτα με μείωση της χρήσης του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή, καταλήγοντας τα τελευταία χρόνια σε ένα μείγμα που είναι μεν «καθαρότερο» αλλά όχι «καθαρό». Παράλληλα όμως, η δεδηλωμένη δέσμευση της Ελλάδας για ταχεία ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας απαιτεί και τη διατήρηση των μονάδων αερίου στο Σύστημα καθώς αυτές συμβάλλουν στην ευστάθεια και ευελιξία του, ισορροπώντας την μεταβλητότητα της παραγωγής των Α.Π.Ε. Ταυτόχρονα, ρόλο έχει το φυσικό αέριο και στα κτίρια, με σχετικά πρόσφατες επενδύσεις στη διανομή αλλά και στον εξοπλισμό θέρμανσης (καυστήρες αερίου) από ιδιώτες και επιχειρήσεις που αντικατέστησαν το πετρέλαιο με αέριο την τελευταία κυρίως δεκαετία. Τέλος, το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται και στη βιομηχανία, τόσο για καύση (σε δραστηριότητες που απαιτούν υψηλές θερμοκρασίες) όσο και ως πρώτη ύλη βιομηχανικών διεργασιών.

Πέραν όμως από την εγχώρια ζήτηση, η Ελλάδα τα τελευταία χρόνια αναδείχτηκε και σε ενεργειακό κόμβο μεταφοράς φυσικού αερίου. Μια σειρά από εμπνευσμένα έργα υποδομών αναβάθμισαν το ρόλο της χώρας ως προς την κάλυψη της περιφερειακής ζήτησης για το «καύσιμο – γέφυρα» ενώ ο πόλεμος της Ρωσίας στην Ουκρανία ανέδειξαν το ρόλο αυτό ακόμα περισσότερο όταν διακόπηκε η προμήθεια αερίου από τη βασική πηγή τροφοδοσίας της Ένωσης, τη Ρωσία. Μια επίσης ιδιαίτερη παράμετρος στην εξέταση του ζητήματος είναι τα εγχώρια κοιτάσματα υδρογονανθράκων, για τα οποία γίνεται πολύς λόγος για δεκαετίες. Η ανάπτυξη αυτών των κοιτασμάτων πέρα από εθνικά συμφέρουσα επιλογή αποτελεί και εθνική συμβολή στην περιφερειακή ενεργειακή ασφάλεια, ως εκ τούτου πρέπει να προτεραιοποιηθεί και να υποστηριχθεί με κάθε μέσο.

Η παρούσα εργασία εξετάζει τα παραπάνω στην προσπάθεια να οριοθετήσει το ρόλο που θα κληθεί να παίξει το φυσικό αέριο στο ενεργειακό σύστημα Ελλάδας και Ευρώπης τις επόμενες δεκαετίες. Σε ένα τόσο ρευστό διεθνές περιβάλλον, μια τέτοια άσκηση είναι φυσικά επισφαλής, θεωρούμε όμως ότι υπάρχουν επαρκή στοιχεία για την εξαγωγή ασφαλών συμπερασμάτων τόσο για τη βραχυπρόθεσμη εξέλιξη (ως το 2030) όσο και για την μεσο- και μακροπρόθεσμη (τις δεκαετίες 2030 – 2040 και 2040 – 2050). Ενώ δε η Ελλάδα, ως κράτος – μέλος της Ε.Ε., συντάσσεται με τις πανευρωπαϊκές δεσμεύσεις και απαρέγκλιτα εφαρμόζει το ενωσιακό κεκτημένο,



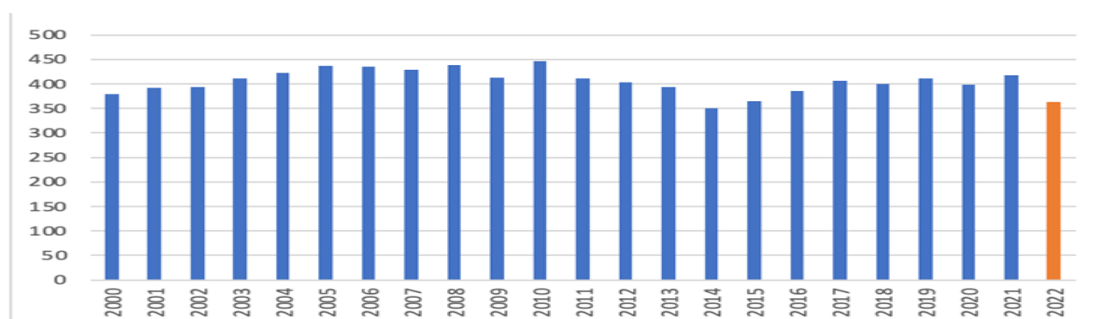
υπάρχουν παράμετροι που χρήζουν ιδιαίτερης ανάλυσης. Για το λόγο αυτό επιλέχτηκε το να δομηθεί η παρούσα εργασία σε δύο μέρη. Στο Πρώτο Μέρος να δοθεί έμφαση στο ρόλο του φυσικού αερίου στο πλαίσιο της Ε.Ε. και να αναλυθεί ο ρόλος του τα επόμενα χρόνια για το σύνολο της Ένωσης. Στο Δεύτερο Μέρος, η εργασία επικεντρώνεται στα ελληνικά δεδομένα, τα οποία δεν διαφοροποιούνται από τις ευρωπαϊκές επιταγές φυσικά αλλά τις επηρεάζουν και, σε έναν βαθμό, δύνανται και να τις δρομολογήσουν.

Αυτή η αντίστιξη, αφενός των ευρωπαϊκών πολιτικών και μέτρων για το ρόλο του φυσικού αερίου στο ευρωπαϊκό ενεργειακό ισοζύγιο και αφετέρου της εθνικής στρατηγικής σε σχέση με την εγχώρια ζήτηση αλλά και προσφορά σε περιφερειακό επίπεδο, προσδίδει, θεωρούμε, πρωτοτυπία και επιστημονικό ενδιαφέρον στην παρούσα εργασία.

## Α' ΜΕΡΟΣ: Το φυσικό αέριο κι ο ενεργειακός σχεδιασμός της Ευρωπαϊκής Ένωσης

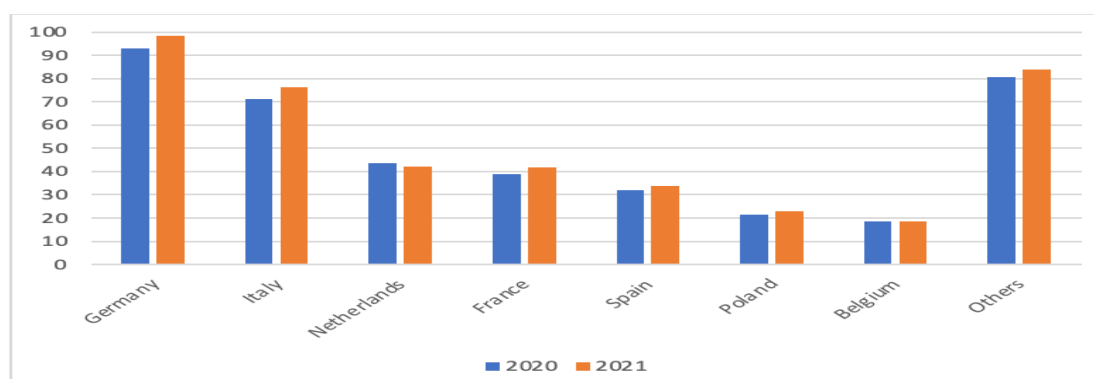
### Εισαγωγή: Το φυσικό αέριο στο ευρωπαϊκό ενεργειακό μείγμα

Το φυσικό αέριο αποτελεί διαχρονικά δομικό συστατικό του ενεργειακού εφοδιασμού της Ευρωπαϊκής Ένωσης, καθώς υπολογίζεται ότι συνεισφέρει περίπου 22% στην τελική κατανάλωση ενέργειας της Ε.Ε<sup>2</sup>. Η κατανάλωση του φυσικού αερίου των 27 κρατών μελών της ΕΕ κορυφώθηκε το 2010, μειώθηκε το 2014, αλλά ανέκαμψε σε περίπου 418 bcm το 2021, όπως φαίνεται στην Εικόνα 1.



**Εικόνα 1. Κατανάλωση φυσικού αερίου στα 27 κράτη μέλη της ΕΕ (bcm ανά έτος) Πηγή: Eurostat**

Το 2020 και το 2021 περίπου το 80% της κατανάλωσης φυσικού αερίου της ΕΕ πραγματοποιήθηκε σε επτά κράτη μέλη της ΕΕ (Γερμανία, Ιταλία, Ολλανδία, Γαλλία, Πολωνία και Βέλγιο), όπως φαίνεται στην Εικόνα 2.



**Εικόνα 2. Κατανάλωση φυσικού αερίου (bcm ανά έτος) σε κράτη μέλη της ΕΕ το 2020 και το 2021 Πηγή: Eurostat**

<sup>2</sup> Supply, transformation and consumption of gas.

[https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_CB\\_GAS\\_\\_custom\\_5537444/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GAS__custom_5537444/default/table?lang=en).

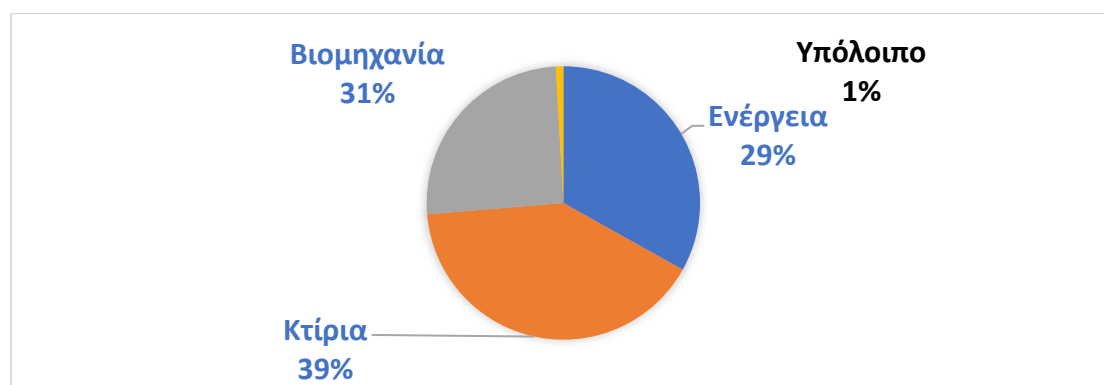
Το φυσικό αέριο εντός της Ε.Ε. χρησιμοποιείται σε τρεις βασικούς τομείς<sup>3</sup>.

Ο κτιριακός τομέας απορροφά περίπου το 39% του συνολικά καταναλισκόμενου αερίου. Το φυσικό αέριο θερμαίνει τα σπίτια της Ευρώπης, είτε με ατομική θέρμανση είτε με τηλεθέρμανση. Είναι ενδεικτικό ότι σχεδόν το 40% των κατοικιών στην Ε.Ε. θερμαίνονται με λέβητες φυσικού αερίου ενώ σημαντική είναι επίσης η συνεισφορά του σε χρήσεις τηλεθέρμανσης.

Στον ενεργειακό τομέα, το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται στην παραγωγή ηλεκτρισμού, όπου απορροφάται το 29% της συνολικής ευρωπαϊκής κατανάλωσης. Στην ηλεκτροπαραγωγή το αέριο χρησιμοποιείται κυρίως για την ευελιξία του Συστήματος ώστε να αντισταθμιστεί η στοχαστική παραγωγή των Α.Π.Ε. αλλά και για την αντιμετώπιση αιχμών ζήτησης, λόγω της ταχείας απόκρισης των σχετικών ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων.

Παράλληλα, από τον τομέα της βιομηχανίας απορροφάται το 31% του φυσικού αερίου πανευρωπαϊκά. Το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται ως καύσιμο για παραγωγή θερμότητας σε ενεργοβόρες βιομηχανίες αλλά και ως πρώτη ύλη σε μια σειρά από χημικές διεργασίες. Η αντικατάσταση της χρήσης του φυσικού αερίου σε αυτές τις βιομηχανίες θα αποτελέσει μια από τις μεγαλύτερες προκλήσεις για τη βιομηχανία και για τους φορείς χάραξης πολιτικής της ΕΕ, και η πρόκληση θα είναι μεγαλύτερη σε ορισμένα κράτη μέλη της ΕΕ από ότι σε άλλα.

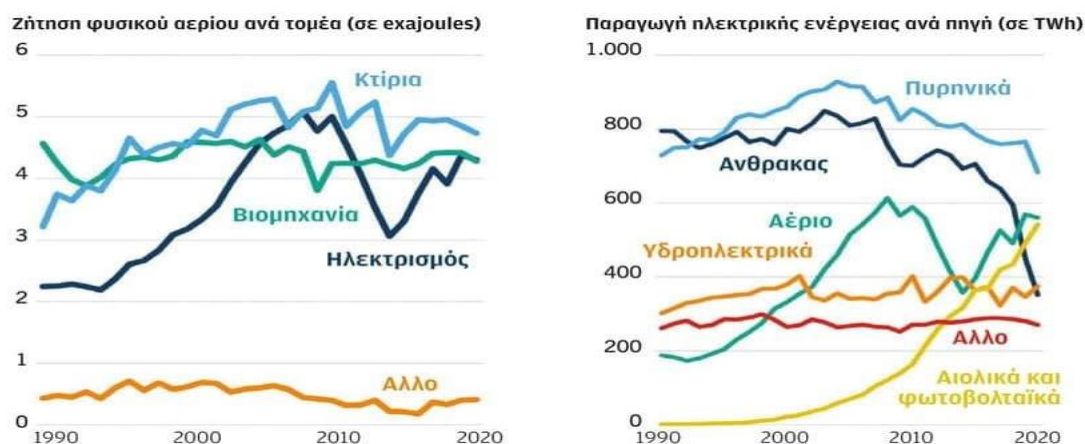
Μικρή συμμετοχή που δεν υπερβαίνει συνολικά το 1%, έχει το φυσικό αέριο σε όλους τους άλλους τομείς, με σημαντικότερο αυτό των μεταφορών.



**Εικόνα 3. Κατανάλωση φυσικού αερίου στην ΕΕ το 2020 ανά τομέα χρήσης Πηγή: US EIA 2022**

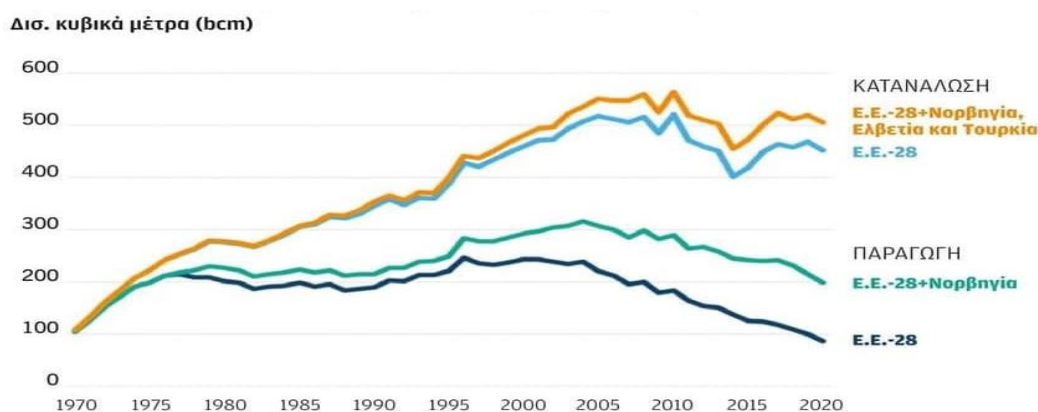
<sup>3</sup> US EIA (2022) Today in energy. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51258>

Ο μεγαλύτερος καταναλωτής αερίου στην ΕΕ-27 είναι τα κτίρια, με τους τομείς της βιομηχανίας και ηλεκτρισμού να καταναλώνουν μεγάλες ποσότητες. Είναι σαφές μετά το 2015 η διαρκής αύξηση κατανάλωσης φυσικού αερίου από τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, ως αποτέλεσμα των προγραμμάτων απολιγνιτοποίησης, κλεισίματος πυρηνικών σταθμών και αύξησης της κατανάλωσης ηλεκτρισμού. Έτσι, τα τελευταία 15 χρόνια, εμφανίζεται εκτόξευση της παραγωγής από αιολικά και φωτοβολταϊκά και ραγδαία πτώση παραγωγής από εργοστάσια άνθρακα και πυρηνικά. Τα υδροηλεκτρικά παραμένουν σταθερά.



**Εικόνα 4. Ζήτηση φυσικού αερίου και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ Πηγή: Καθημερινή**

Η ΕΕ καταναλώνει ετησίως 450-500 δις. Κυβ. μέτρα (bcm) φυσικού αερίου, από τα οποία περίπου 200 bcm προέρχονται από παραγωγή κρατών μελών και τα υπόλοιπα εισάγονται από τρίτες χώρες. Τα τελευταία 10-15 χρόνια η κατανάλωση είναι σταθερή, ενώ υπάρχει μείωση της τάξης του 50% στην παραγωγή των ευρωπαϊκών κοιτασμάτων. Κρίνεται λοιπόν αναγκαία η τροφοδότηση της ΕΕ από νέα κοιτάσματα κρατών μελών<sup>4</sup>.



**Εικόνα 5. Παραγωγή και κατανάλωση φυσικού αερίου στην ΕΕ έως το 2020 Πηγή: BP**

<sup>4</sup> BP (2021) Statistical Review of World Energy [https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html#tab\\_sr-2021](https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html#tab_sr-2021)

Τα τελευταία χρόνια η ΕΕ προμηθεύεται φυσικό αέριο από 4 κύριες πηγές, μέσω αγωγών ή με μεταφορά LNG με πλοία<sup>5</sup>. Η τελική συμμετοχή των διάφορων πηγών προέλευσης αερίου το 2021 διαμορφώθηκε ως κάτωθι:

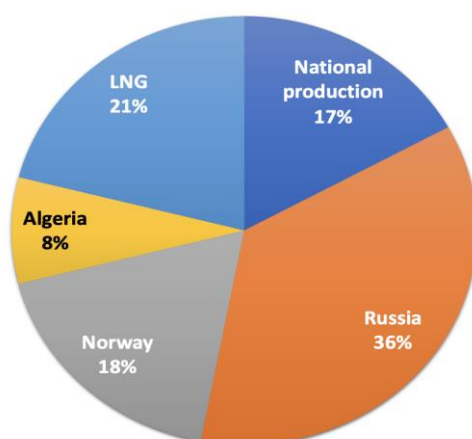
(α) από παραγωγούς σε κράτη-μέλη της Ε.Ε., που παράγουν περίπου το 17% της συνολικής προμήθειας αερίου

(β) από τη Ρωσία, που τροφοδοτεί μέσω αγωγών το 36% της προμήθειας

(γ) από τη Νορβηγία, που συμμετέχει με 18% στην τροφοδοσία της Ε.Ε.,

(δ) από υγροποιημένο φυσικό αέριο διαφόρων προελεύσεων, κυρίως από τις Η.Π.Α., σε ποσοστό 21%

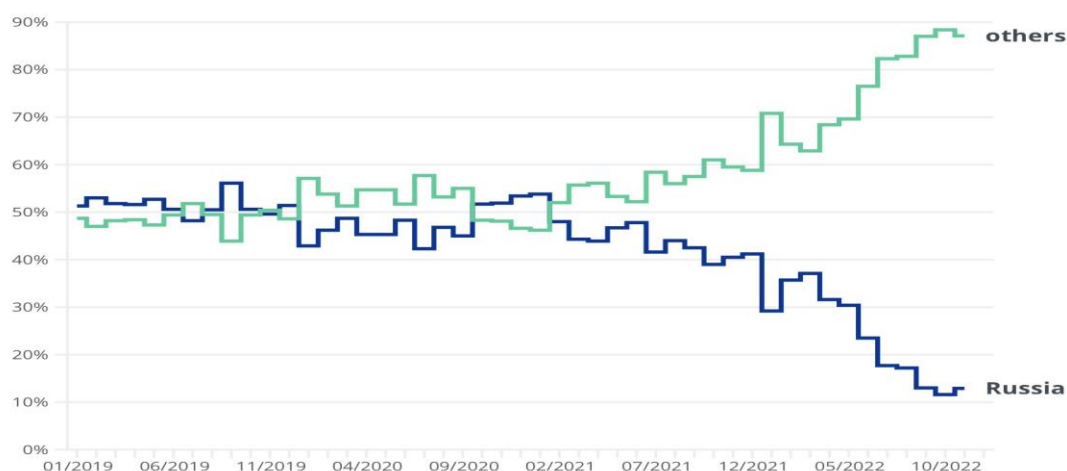
(ε) από την Αλγερία μέσω αγωγών, σε ποσοστό 8%.



**Εικόνα 6. Προμηθευτές φυσικού αερίου στην ΕΕ το 2021 Πηγή: European Council**

Ο βασικός προμηθευτής της Ε.Ε. ήταν, ως το 2021, η Ρωσία, η οποία προμήθευε περίπου το μισό φυσικό αέριο της Ευρώπης, μέσω αγωγών κυρίως αλλά και σε υγροποιημένη μορφή (liquefied natural gas – LNG) με μεταφορά δια θαλάσσης. Ήδη όμως από τις αρχές του 2022 και την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, η εξάρτηση από το ρωσικό αέριο άρχισε να φθίνει. Έτσι, τους πρώτους μήνες του 2022 το ρωσικό αέριο συμμετείχε με περίπου 40% στη συνολική προμήθεια της Ένωσης ενώ ως το τέλος του έτους το ποσοστό είχε μειωθεί σε 10%.

<sup>5</sup> European Council (2022). Where does the EU's gas come from? <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.



**Εικόνα 7. Συμμετοχή ρωσικού φυσικού αερίου στην κατανάλωση της ΕΕ**

**Πηγή: European Council**

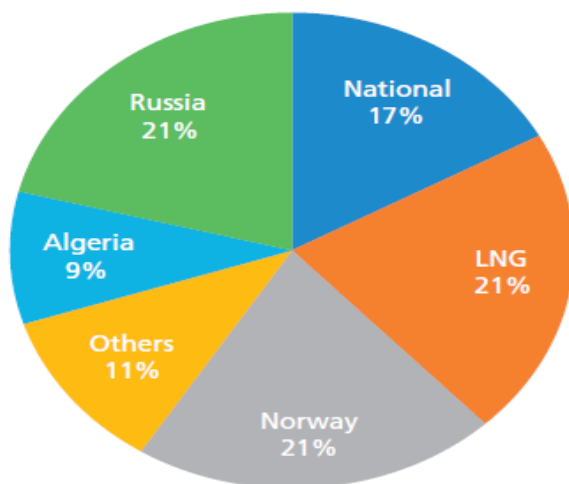
Στο τέλος του 2022 η Ε.Ε. είχε ήδη ολοκληρώσει την πρώτη φάση απεξάρτησης από το ρωσικό αέριο, μέσα από έναν συνδυασμό μείωσης της κατανάλωσης (Μείωση της τάξης περίπου του 13% υπολογίζεται από τον ΟΟΣΑ για το 2022, κυρίως ως αποτέλεσμα των επιπτώσεων της ρωσικής εισβολής στην Ουκρανία και διαφοροποίησης των πηγών προμήθειας<sup>67</sup>).

Η τελική συμμετοχή των διάφορων πηγών προέλευσης αερίου το 2022 διαμορφώθηκε ως κάτωθι:

- (α) από παραγωγούς σε κράτη-μέλη της Ε.Ε., που παράγουν περίπου το 17% της συνολικής προμήθειας αερίου
- (β) από τη Ρωσία, που τροφοδοτεί μέσω αγωγών το 21% της προμήθειας
- (γ) από τη Νορβηγία, που συμμετέχει με 21% στην τροφοδοσία της Ε.Ε.,
- (δ) από υδροποιημένο φυσικό αέριο διαφόρων προελεύσεων, κυρίως από τις Η.Π.Α., σε ποσοστό 21%
- (ε) από την Αλγερία μέσω αγωγών, σε ποσοστό 9% και
- (στ) από άλλες πηγές (Λιβύη, Αζερμπαϊτζάν, κ.α.) σε ποσοστό 11%.

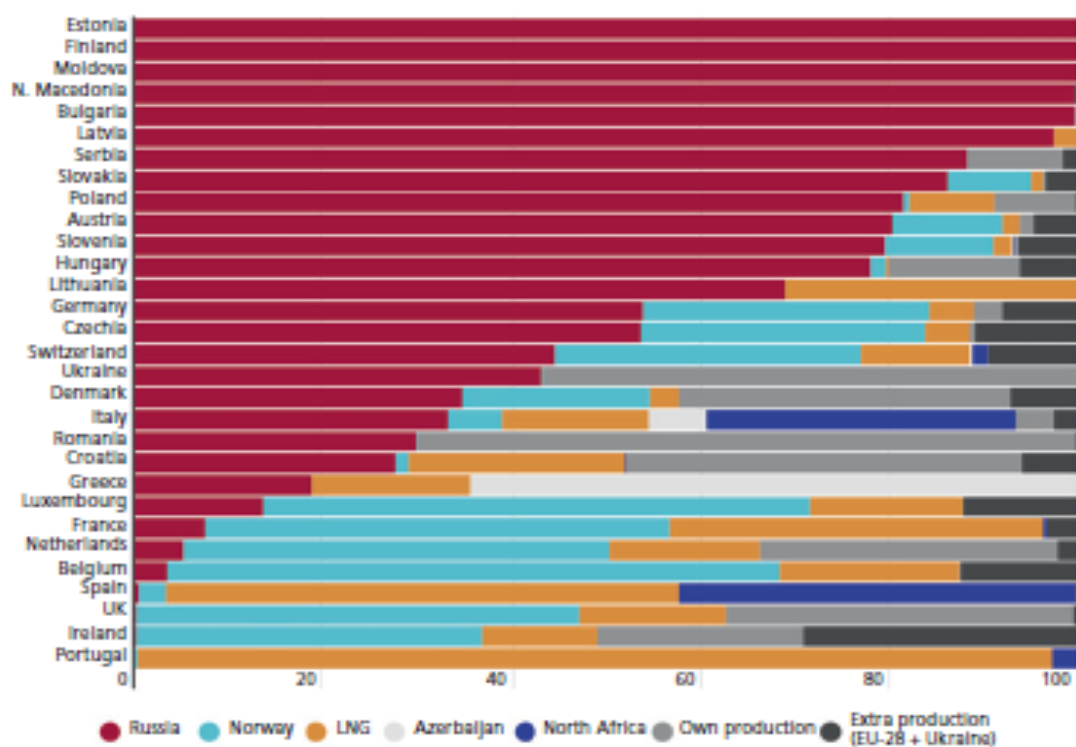
<sup>6</sup> IEA (2023). Natural gas supply-demand balance of the European Union in 2023. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/227fc286-a3a7-41ef-9843-1352a1b0c979/NaturalgassupplydemandbalanceoftheEuropeanUnionin2023.pdf>.

<sup>7</sup> IEA (2023). Gas market report, Q1-2023. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2023>.



**Εικόνα 8. Προμηθευτές φυσικού αερίου στην ΕΕ το 2022 Πηγή: European Council<sup>8</sup>**

Ορισμένες ευρωπαϊκές χώρες εισήγαγαν πολύ μεγαλύτερο ποσοστό του φυσικού αερίου τους από τη Ρωσία από ό,τι άλλες πριν από την εισβολή στην Ουκρανία<sup>9</sup>.



**Εικόνα 9. Εισαγωγή Κρατών Μελών φυσικού αερίου το 2021 Πηγή: Bruegel**

<sup>8</sup> European Council (2022). Where does the EU's gas come from? <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.

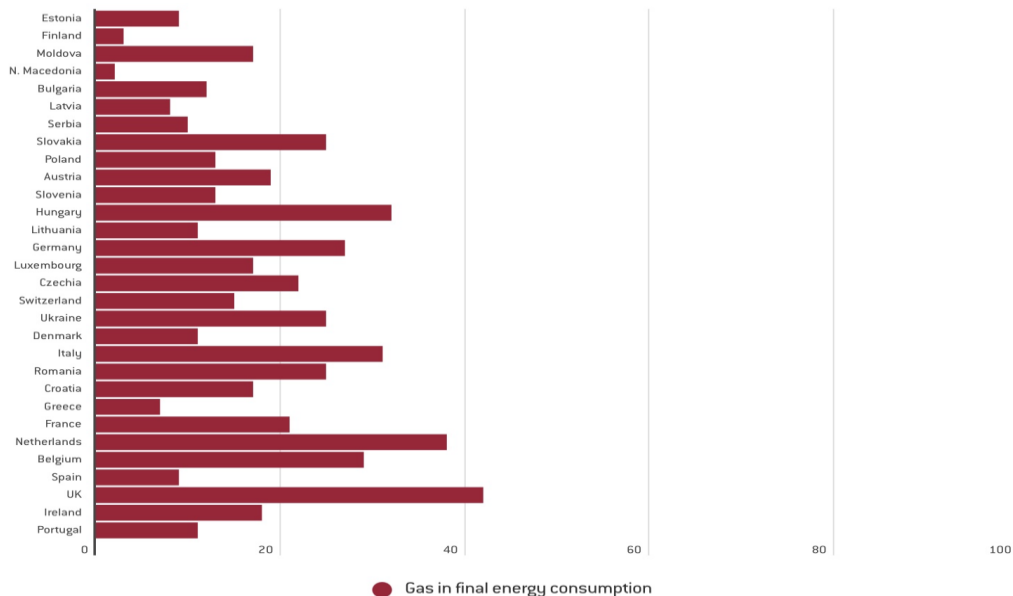
<sup>9</sup> Bruegel (2022). Preparing for the first winter without Russian gas. <https://www.bruegel.org/blog-post/preparing-first-winter-without-russian-gas>.

Αυστρία, Φινλανδία Λιθουανία και Βόρεια Μακεδονία εισήγαγαν το 2021 το 100% του αερίου τους από τη Ρωσία, Βουλγαρία και Σλοβακία το 70-77%, ενώ Ουγγαρία, Πολωνία Γερμανία και Ιταλία παρουσίαζαν εξάρτηση από το ρωσικό φυσικό αέριο κατά 40-65%.



**Εικόνα 10. Εισαγωγή Κρατών Μελών φυσικού αερίου από τη Ρωσία το 2020 και 2021**  
**Πηγή: Καθημερινή**

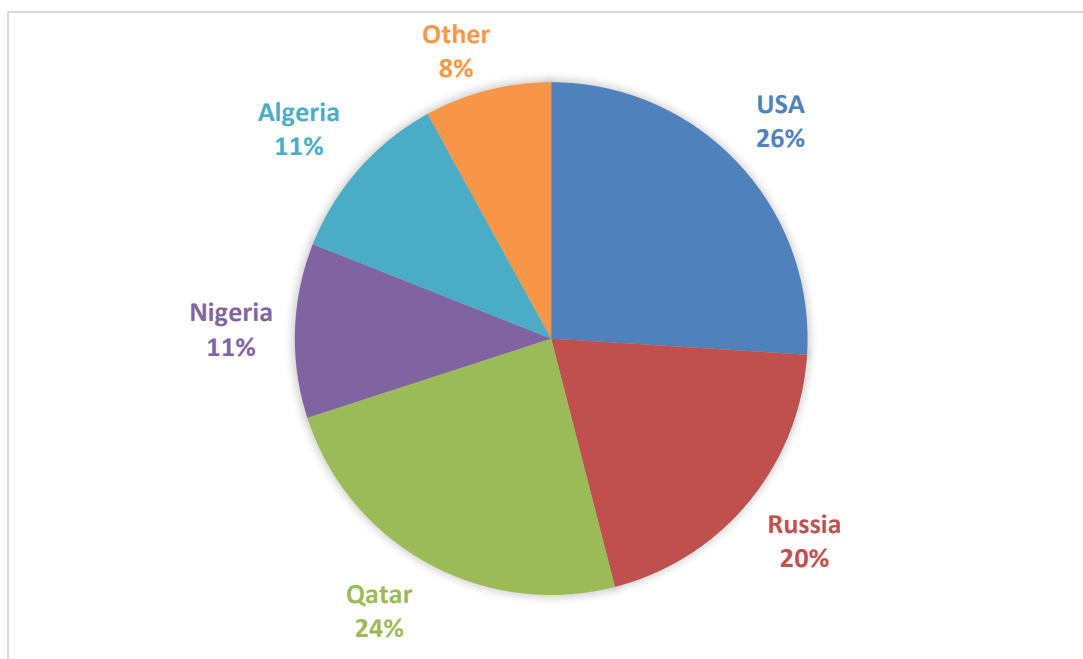
Επίσης, το ποσοστό του φυσικού αερίου στην τελική κατανάλωση ενέργειας (εξάρτηση από το φυσικό αέριο) διέφερε σημαντικά μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ.



**Εικόνα 11. Ποσοστό του φυσικού αερίου στην τελική κατανάλωση ενέργειας ανά Κράτος Μέλος το 2021** Πηγή: Bruegel



Η ΕΕ (εξαιρουμένου του Ηνωμένου Βασιλείου) εισήγαγε περίπου 80 δισ. κυβικά μέτρα LNG ετησίως τα τελευταία χρόνια. Αυτό αυξήθηκε σε 98 δισ. κυβικά μέτρα τους πρώτους 9 μήνες του 2022, εκ των οποίων η Ρωσία προμήθευσε 17 δισ. κυβικά μέτρα<sup>10</sup>. Όπως φαίνεται στην εικόνα 11, οι ΗΠΑ έγιναν η μεγαλύτερη πηγή LNG της ΕΕ το 2021<sup>11</sup>, και το 2022 οι ΗΠΑ υιοθέτησαν κοινή δήλωση με την ΕΕ για την αύξηση του εμπορίου LNG<sup>12</sup>.



**Εικόνα 12. Προμηθευτές LNG στην ΕΕ το 2021 Πηγή US EIA 2022**

Η Ευρώπη (συμπεριλαμβανομένου του Ηνωμένου Βασιλείου και της Τουρκίας) ήταν ο κύριος προορισμός για τις εξαγωγές LNG των ΗΠΑ το 2022, αντιπροσωπεύοντας το 64% των συνολικών εξαγωγών LNG των ΗΠΑ<sup>13</sup>

<sup>10</sup> EC (2022). Liquefied natural gas. [https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en).

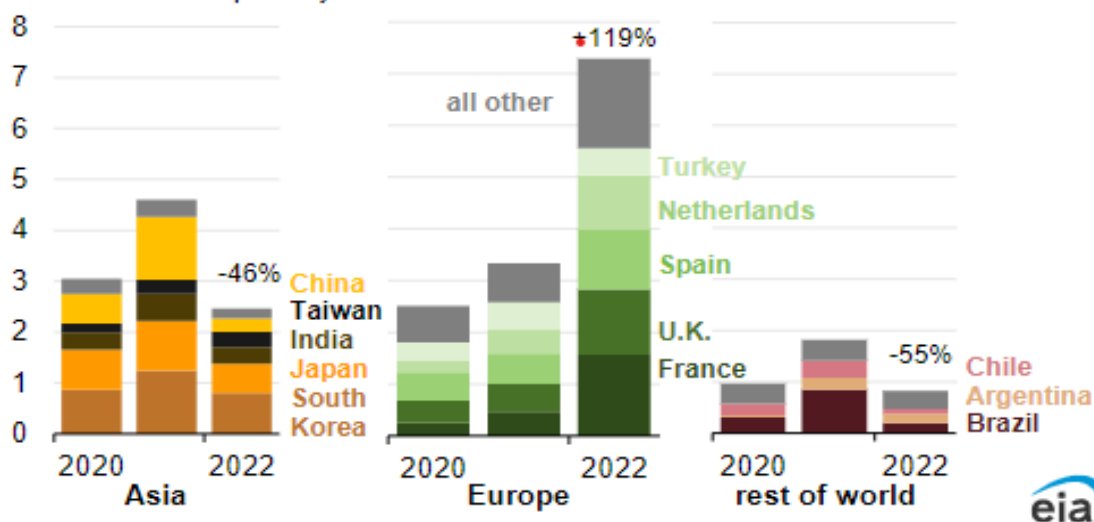
<sup>11</sup> US EIA (2022). LNG supplies to EU. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51358>

<sup>12</sup> The White House (2022). Joint readout of U.S.-EU Task Force meeting on energy security. <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/11/07/joint-readout-of-u-s-eu-taskforce-meeting-on-energy-security/>.

<sup>13</sup> EIA (2023). Today in energy.

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=55920#:~:text=In%202022%2C%20Europe%20increased%20LNG,Europe's%20LNG%20imports%20in%202022.>

### Annual U.S. liquefied natural gas exports by destination (2020–2022) billion cubic feet per day



Εικόνα 13. Εξαγωγές αμερικανικού LNG ανά προορισμό το 2020-2022 Πηγή: EIA 2023

Οι τιμές της ενέργειας από τον Οκτώβριο του 2020 μέχρι τον Ιανουάριο του 2022 παρουσίασαν αυξήσεις που στο μέγιστο της τιμής του ευρωπαϊκού φυσικού αερίου έφτασαν το Δεκέμβριο του 2021 έως και 1200% σε σχέση με τον Οκτώβριο του 2020. Διαχρονικά οι τιμές του ευρωπαϊκού φυσικού αερίου TTF, του spot LNG στην Ασία, του ηλεκτρισμού στη Γερμανία και του εισαγόμενου άνθρακα στην Ευρώπη παρουσιάζουν παράλληλες αυξομειώσεις επηρεαζόμενες η μία από την άλλη.

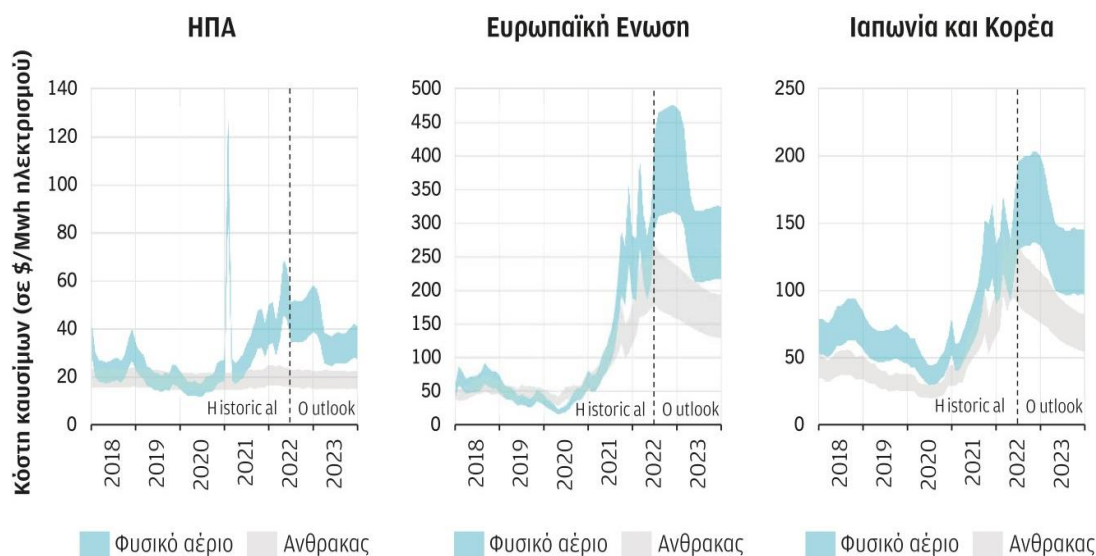
### Εξέλιξη των τιμών ενέργειας

Οκτώβριος 2020 - Ιανουάριος 2022, Ανάλυση IEA



Εικόνα 14. Εξέλιξη των τιμών ενέργειας Πηγή: Καθημερινή

Ο διεθνής Οργανισμός ενέργειας προβλέπει υψηλά κόστη αερίου ηλεκτροπαραγωγής σε ΗΠΑ, Ευρωπαϊκή Ένωση και Ιαπωνία- Κορέα. Στις ΗΠΑ η μέγιστη τιμή για το 2022-2023 είναι 70 δολ/MWh, σε Ιαπωνία- Κορέα 200 δολ/MWh και στην Ευρώπη 470 δολ/MWh.



**Εικόνα 15: Κόστος καυσίμου σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με άνθρακα και φυσικό αέριο συμπεριλαμβανομένου του κόστους εκπομπών, 2018-2023. Πηγή: Καθημερινή**

Αρχικά το φυσικό αέριο είχε στην ενωσιακή ενεργειακή στρατηγική το ρόλο του καυσίμου-γέφυρας για την αντικατάσταση των στερεών ορυκτών καυσίμων και την ένταξη ΑΠΕ και ανθρακοποιημένων αερίων στο ενεργειακό σύστημα, καθώς η πλειονότητα των έργων υποδομής φυσικού αερίου σταδιακά θα μπορεί να μεταφέρει βιομεθάνιο, υδρογόνο και συνθετικά αέρια δημιουργώντας νέες ευκαιρίες για την ενέργεια και τη βιομηχανία.

Μετά το REPower EU όμως, καθίσταται αμφίβολου ο ρόλος του, καθώς προτεραιότητα έχει πια η μείωση της ζήτησης και η διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού.

Στο πολυδιάστατο ενεργειακό περιβάλλον που διαμορφώνεται αφενός από την κλιματική δράση και αφετέρου από την ενεργειακή κρίση που προκάλεσε ο πόλεμος στην Ουκρανία, ο ρόλος του φυσικού αερίου στο ευρωπαϊκό ενεργειακό ισοζύγιο δεν πρέπει να εξετάζεται «στο κενό» αλλά ενταγμένο στην «μεγάλη εικόνα», στο ευρύτερο δηλαδή πλαίσιο των ενεργειακών εξελίξεων, κυρίως σε σχέση με τεχνολογίες που αλληλεπιδρούν και επηρεάζουν την τελική διαμόρφωση του ευρωπαϊκού ενεργειακού μείγματος. Τα ζητήματα αυτά εξετάζονται στο Κεφάλαιο 1 του παρόντος Μέρους.

Στη συνέχεια, ο ρόλος του φυσικού αερίου εμπλέκεται στενά με τις τομεακές πολιτικές που προάγονται για τους τρεις βασικούς τομείς κατανάλωσής του: κτίρια, ηλεκτροπαραγωγή, βιομηχανία. Οι πολιτικές για τη σταδιακή μείωση της χρήσης του αερίου διαφέρουν ανά τομέα και οι διαθέσιμες εναλλακτικές έχουν διαφορετικό ορίζοντα και ρυθμό διεύθυνσης. Πρέπει λοιπόν να εξεταστεί ο κάθε τομέας διακριτά, ώστε να συγκεκριμενοποιηθεί η πρόβλεψη για την κάλυψη των μελλοντικών τομεακών αναγκών από φυσικό αέριο. Η ανάλυση των τομεακών πολιτικών εκτίθεται στο Κεφάλαιο 2 του παρόντος Μέρους.

Ακολούθως, με δεδομένο ότι το φυσικό αέριο θα συνεχίζει να έχει παρουσία στο ενεργειακό μείγμα της Ευρώπης για τις επόμενες τρεις δεκαετίες, πρέπει να εξεταστεί η διάσταση της ασφάλειας και επάρκειας εφοδιασμού, η οποία έχει καταστεί καίρια προτεραιότητα μετά την διατάραξη του εφοδιασμού από τον βασικό προμηθευτή της ηπείρου μας. Στο πλαίσιο αυτό, κρίσιμο είναι το ζήτημα της διαφοροποίησης των πηγών προμήθειας αλλά και της συνεχιζόμενης επένδυσης σε υποδομές, ώστε η ενεργειακή ασφάλεια να μην διακινδυνευθεί. Τα ζητήματα επάρκειας και ασφάλειας εφοδιασμού πραγματεύεται το Κεφάλαιο 3 του παρόντος Μέρους.

## Κεφάλαιο 1: Εναλλακτικές, ανταγωνιστικές και συμπληρωματικές ενεργειακές τεχνολογίες

Η χρήση φυσικού αερίου κατά τη μετάβαση της ΕΕ σε ένα ασφαλές ενεργειακό σύστημα απαλλαγμένο από εκπομπές άνθρακα θα επηρεαστεί από πολλούς παράγοντες, οι οποίοι συζητούνται σε αυτό κεφάλαιο.

Ήδη γίνονται μειώσεις στην κατανάλωση φυσικού αερίου, καθοδηγούμενες σε μεγάλο βαθμό από τις τιμές, οι οποίες ενδέχεται να παραμείνουν ευμετάβλητες για αρκετά χρόνια, καθώς και από τη συμπεριφορά των καταναλωτών που εφαρμόζουν μέτρα ενεργειακής απόδοσης και αλλάζουν είδος καυσίμου και τεχνολογίες σε κτίρια και βιομηχανίες.

Πολιτικές, νομοθεσία, χρηματοδότηση και καθοδήγηση για τους επενδυτές θα έχουν σημαντικές επιπτώσεις στο μέλλον του φυσικού αερίου.

### 1.1. Επιτάχυνση της ανάπτυξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Οι πρόσφατες προτάσεις «Fit for 55» και REPowerEU<sup>14</sup> αύξησαν τον στόχο της ΕΕ για το μερίδιο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας έως 45% έως το 2030. Αυτό θα απαιτήσει σημαντικές προσπάθειες από όλους τους τομείς της κοινωνίας, καθώς και μεγάλες επενδύσεις.

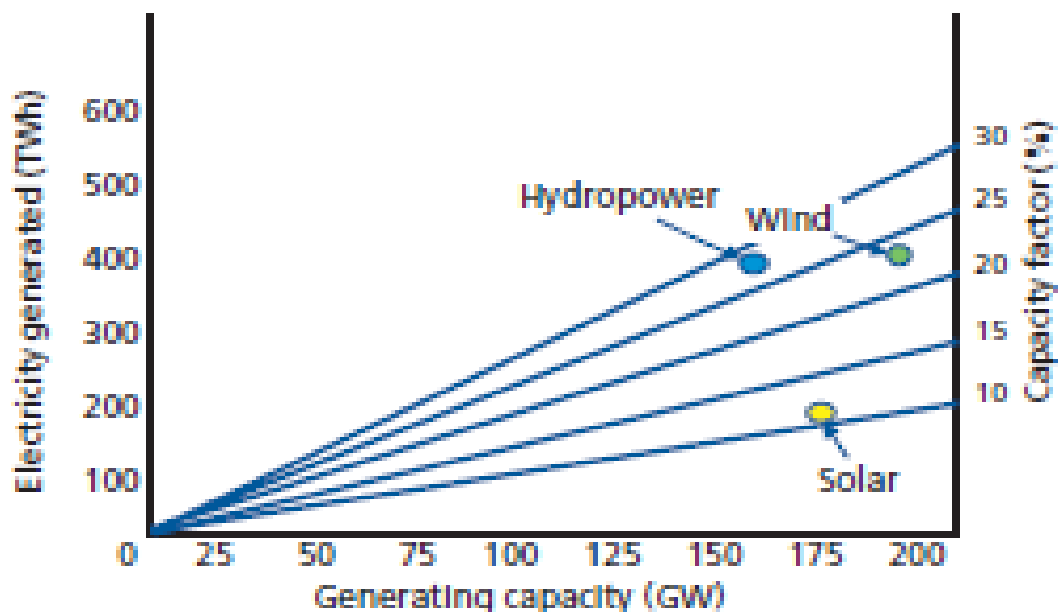
Η ενέργεια που παράγεται από μονάδες παραγωγής ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται από τη θέση των μονάδων παραγωγής και ποικίλλει κατά τη διάρκεια της ημέρας και κατά τη διάρκεια του έτους, καθώς οι διαθεσιμότητες των αιολικών, ηλιακών και υδάτινων πόρων ποικίλλουν. Μέσα στο έτος 2021 παρήχθησαν 913 τεραβατώρες (TWh) από ανανεώσιμες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας, εκ των οποίων 381 TWh παρήχθησαν από τον άνεμο, 161 TWh από τον ήλιο, και 370 TWh από υδροηλεκτρικούς παραγωγούς<sup>15</sup>.

Μία επισκόπηση της σχέσης μεταξύ της εγκατεστημένης δυναμικότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (σε γιγαβάτ) και της ετήσιας συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (σε τεραβατώρες) μπορεί να φανεί με όρους ετήσιου συνολικού συντελεστή παραγωγικής ικανότητας στην εικόνα 10, όπου ο ετήσιος συνολικός συντελεστής δυναμικότητας είναι ο λόγος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στην ονομαστική ισχύ εξόδου (τεραβατώρες/(8.760 × γιγαβάτ))

---

<sup>14</sup> EC (2022). SWD 230 final. REPowerEU Plan. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.

<sup>15</sup> Eurostat (2023). Statistics explained electricity production, consumption and market overview. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_production,\\_consumption\\_and\\_market\\_overview#Electricity\\_generation](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview#Electricity_generation).



Εικόνα 16. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην ΕΕ το 2021 Πηγή: Eurostat 2023

Σύμφωνα με την αιολική βιομηχανία, η οποία πρόσθεσε το 2021 17 GW αιολικής ενέργειας στην εγκατεστημένη ισχύ των 189 GW, ο ρυθμός εγκατάστασης θα πρέπει να αυξηθεί σε 39 GW ετησίως, ώστε να συμβάλει στην επίτευξη του στόχου για ανανεώσιμες πηγές ενέργειας σε ποσοστό 45% έως το 2030. Ωστόσο, αναμένεται η εγκατάσταση μόνο επιπλέον 17,6 GW ετησίως κατά τη διάρκεια της περιόδου 2022–2026, εκτός εάν ο σχεδιασμός και οι αδειοδοτήσεις βελτιωθούν <sup>16</sup>(Windeurope 2022a; 2022b).

Το 2021 οι συντελεστές δυναμικότητας, που εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τις τοπικές καιρικές συνθήκες, του συνόλου του αιολικού στόλου στην ΕΕ και το Ηνωμένο Βασίλειο, ήταν κατά μέσο όρο 24% (μείωση 3% σε σχέση με το 2020). Οι χερσαίες ανεμογεννήτριες είχαν 23% (από 25% το 2020), και οι υπεράκτιες ανεμογεννήτριες είχαν 35% (μείωση από 42% το 2020).

Οι συντελεστές δυναμικότητας του υπεράκτιου στόλου είναι πιο μεταβλητοί από του χερσαίου στόλου, επειδή καταλαμβάνουν μικρότερη γεωγραφική περιοχή και ως εκ τούτου είναι πιο ευαίσθητοι στις τοπικές καιρικές συνθήκες. Σήμερα κατασκευάζονται νέες ανεμογεννήτριες με μεγαλύτερα πτερύγια για να λειτουργούν σε περιοχές με

<sup>16</sup> Windeurope (2022). Wind energy in Europe: 2021. Statistics and the outlook for 2022-2026. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>, How to accelerate permitting for wind energy. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20220517-WindEurope-position-paper-Wind-industry-permitting-recommendations.pdf>

χαμηλότερες ταχύτητες ανέμου και παρέχουν υψηλότερους συντελεστές χωρητικότητας/ αποδοτικότητας/ δυναμικότητας, συνήθως μεταξύ 30% και 35% για τα χερσαία και μεταξύ 42% και 55% για τα υπεράκτια.

Η ηλιακή βιομηχανία πρόσθεσε το έτος 2022 41,1 GW στην εγκατεστημένη ισχύ των 168 GW το 2021. Μία αύξηση ισχύος στα 100 GW ετησίως από το 2025, με στόχο περίπου 1 TW εγκατεστημένης ισχύος έως το 2030 φαίνεται εφικτή<sup>17</sup>. Αυτός ο στόχος της ηλιακής βιομηχανίας είναι πιο φιλόδοξος από τον στόχο των 600 GW εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος έως το 2030 που καθορίζεται στο REPowerEU σχέδιο.

Η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί κατά τη διάρκεια της περιόδου 2023-2030 λόγω του εξηλεκτρισμού των κτιρίων, της βιομηχανίας και των μεταφορών. Προκειμένου να υλοποιηθούν οι στόχοι του REPowerEU, είναι απολύτως επιτακτική η υλοποίηση των φιλόδοξων στόχων ανάπτυξης των βιομηχανιών αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Ωστόσο, η μελλοντική ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ΕΕ ενέχει δυνητικούς κινδύνους που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη από κυβερνήσεις, χρηματοπιστωτικά ιδρύματα, και επενδυτές:

Η ανάπτυξη της αιολικής και ηλιακής ενέργειας προϋποθέτει επί του παρόντος εξάρτηση της ΕΕ από τρίτες χώρες για την εισαγωγή τεχνολογίας, συμπεριλαμβανομένων των φωτοβολταϊκών ηλιακών συλλεκτών, των εξαρτημάτων των ανεμογεννητριών, και σημαντικών πρώτων υλών όπως λίθιο, χαλκός και νικέλιο<sup>18</sup>. Η ανάγκη τέτοιων εισαγωγών μειώνει την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ. Ο μόνος τρόπος αντιμετώπισης του προβλήματος είναι η υιοθέτηση μιας πιο κυκλικής οικονομίας, με την ανακύκλωση εξαρτημάτων και υλικών, σε συνδυασμό με τη χρήση περισσότερων ευρωπαϊκών πόρων με αύξηση της τοπικής παραγωγής.

Οι υποχρεώσεις μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου οδηγούν τις βιομηχανίες στην εναρμόνιση και άρα σε επενδύσεις για τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Παρά το γεγονός ότι οι επενδύσεις αυτές συμβάλουν μακροπρόθεσμα στη μείωση του λειτουργικού τους κόστους, οι βιομηχανίες χρειάζονται ενίσχυση για την εξασφάλιση της ρευστότητας. Επιπλέον το κόστος παραγωγής βραχυπρόθεσμα είναι

---

<sup>17</sup> Solarpower-Europe (2023). Solar powering EU energy independence.

<https://www.solarpowereurope.org/advocacy/position-papers/solar-powering-eu-energy-independence>

<sup>18</sup> EC (2023) Critical raw materials. [https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-rawmaterials\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-rawmaterials_en).

σχετικά υψηλό καθιστώντας τις ευρωπαϊκές βιομηχανίες μη ανταγωνιστικές συγκριτικά με αυτές που παράγουν προϊόντα με υψηλή περιεκτικότητα σε άνθρακα, παρά το γεγονός ότι οι πελάτες τους συχνά αποδέχονται να πληρώσουν ακριβότερα για πιο βιώσιμα (πράσινα) προϊόντα και υπηρεσίες. Ο Μηχανισμός Διασυνοριακής Προσαρμογής Άνθρακα μπορεί να συμβάλει στην επίλυση αυτού του ζητήματος<sup>19</sup>.

Οι φορείς εκμετάλλευσης του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας διαχειρίζονται το δίκτυο εξισορροπώντας τη ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια με εκροές αιολικής και ηλιακής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίες ποικίλλουν κατά τη διάρκεια της ημέρας και κατά τη διάρκεια του έτος. Για αυτό, απαιτούν ένα μείγμα με εφεδρικές μονάδες παραγωγής με αποθήκευση, σύστημα «απόκρισης ζήτησης» και ισχυρές γραμμές διασύνδεσης.

Η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας περιλαμβάνει την κατασκευή ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών συστημάτων, καθώς και ηλεκτρικών καλωδίων και υποδομών. Στους κόλπους της ευρωπαϊκής ένωσης είναι σύνηθες φαινόμενο η εναντίωση των τοπικών κοινωνιών στην εγκατάσταση των μονάδων και σχετίζεται συνήθως με τις χρήσεις γης και την προστασία του περιβάλλοντος.

Δυστυχώς καμία ανάλυση δεν μπορεί να παράσχει καθολική καθοδήγηση σχετικά με αυτούς τους σημαντικούς κινδύνους, και συνεπώς, οι πολιτικές και εμπορικές αποφάσεις σχετικά με τη μελλοντική ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας πρέπει να συνεχίσουν να λαμβάνονται κατά περίπτωση (χρησιμοποιώντας σενάρια και υποδείγματα, όπου είναι δυνατόν, για τον περιορισμό των κινδύνων)<sup>20</sup>.

## 1.2. Η ενεργειακή απόδοση πρέπει να έχει «προτεραιότητα»

Η βασική συνιστώσα όλων των πολιτικών για την υλοποίηση της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG) και τη διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού πρέπει να αποσκοπεί στη μείωση της ζήτησης ορυκτών καυσίμων, συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου, μέσω μέτρων ενεργειακής απόδοσης και αλλαγών στη συμπεριφορά των καταναλωτών<sup>21</sup>.

---

<sup>19</sup> EC (2022). European Green Deal: agreement reached on the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_22\\_7719](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_7719).

<sup>20</sup> GCEE (2022). Annual report 2022/23. [https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202223/JG202223\\_ExecutiveSummary.pdf](https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202223/JG202223_ExecutiveSummary.pdf).

<sup>21</sup> EC (2021). Fit for 55 proposal for Energy Efficiency Directive (recast). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0558>



Η ενεργειακή απόδοση είναι εξαιρετικά σημαντική διότι καθ' όλη τη διάρκεια της ενεργειακής μετάβασης θα υπάρξουν ανταγωνιστικές απαιτήσεις, όχι μόνο για την ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, αλλά και για την προμήθεια πρώτων υλών για την κατασκευή ανανεώσιμων πηγών παραγωγής ενέργειας, τη χωρητικότητα σε δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, και σε ορισμένες περιπτώσεις και για τις χρήσεις γης.

Πολλές ευρωπαϊκές χώρες καθυστέρησαν επί σειρά ετών στην εφαρμογή μέτρων ενεργειακής απόδοσης<sup>22</sup>.

Η ΕΕ, προκειμένου να αντιμετωπίσει το πρόβλημα που προέκυψε από στις περικοπές στην προμήθεια φυσικού αερίου από τη Ρωσία το 2022, ενθάρρυνε τους καταναλωτές να εφαρμόσουν μέτρα ενεργειακής απόδοσης, όπως προσωρινή μείωση στη θερμοκρασία των συστημάτων θέρμανσης και σφράγιση κτιρίων, ώστε να επιτευχθεί μείωση των ρευμάτων αέρα<sup>23</sup>.

Εκτός από την εξοικονόμηση ενέργειας στη συνολική κατανάλωση, είναι σημαντικό να γίνουν μειώσεις της κατανάλωσης σε ώρες αιχμής ζήτησης. Ειδικά για την ηλεκτρική ενέργεια, αυτό καθορίζει σε μεγάλο βαθμό την απαιτούμενη προς παραγωγή ηλεκτρική ενέργεια και, συνακόλουθα, το μέγεθος των επενδύσεων, που απαιτούνται, σε ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκά συστήματα. Η μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να μειωθεί με τη χρήση συσκευών υψηλής ενεργειακής απόδοσης και έξυπνων μετρητών.

Η ανακαίνιση των υφιστάμενων κτιρίων στην ΕΕ θα βελτιώσει την ενεργειακή τους απόδοση μέσω της μόνωσης, του ελεγχόμενου αερισμού, της εγκατάστασης ηλιακού θερμοσίφωνα, και της αντικατάσταση του συστήματος θέρμανσης, που είναι συχνά λέβητας αερίου ή πετρελαίου, με αντλία θερμότητας και/ή τηλεθέρμανση. Αυτό πρέπει να γίνει με τρόπους που υλοποιούν πιθανά οφέλη για την υγεία των χρηστών και

---

<sup>22</sup> Lψschel, A. *et al.* (2018). Statement on the Sixth Monitoring Report of the Federal Government for 2016. [https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/S-T/statement-on-the-sixth-monitoringreport-of-the-federal-government-for-2016-summary.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/S-T/statement-on-the-sixth-monitoringreport-of-the-federal-government-for-2016-summary.pdf?__blob=publicationFile&v=4).

<sup>23</sup> IEA (2022). 10-Point plan to reduce the European Union's reliance on russian natural gas (3 March 2022). <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1af70a5f-9059-47b4-a2dd-1b479918f3cb/A10-PointPlanToReduceTheEuropeanUnionsRelianceonRussianNaturalGas.pdf>

ελαχιστοποιούν τις ενσωματωμένες εκπομπές άνθρακα στα υλικά, στα εξαρτήματα και στις διεργασίες που χρησιμοποιούνται<sup>24</sup>.

Η ενεργειακή απόδοση των μεταφορών μπορεί να βελτιωθεί και να μειωθούν οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου μέσω της αποφυγής της χρήσης μηχανοκίνητων μεταφορικών μέσων (περισσότερο περπάτημα και ποδηλασία), μετακίνηση επιβατών και εμπορευμάτων με χαμηλού αποτυπώματος άνθρακα τρόπους μεταφοράς (τρένα, λεωφορεία), και μέσω της βελτίωσης των επιδόσεων των οχημάτων όσον αφορά στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (εξηλεκτρισμός, καύσιμα με χαμηλό αποτύπωμα άνθρακα, βελτιωμένος σχεδιασμός οχημάτων)<sup>25</sup>. Αυτά τα μέτρα θα μειώσουν την κατανάλωση βενζίνης και ντίζελ, αλλά θα αυξήσουν τη ζήτηση για ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια. Ως εκ τούτου, έως ότου να είναι επαρκής η παραγωγή ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας, ο εξηλεκτρισμός των μεταφορών θα λειτουργήσει ανταγωνιστικά στη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έναντι στη βιομηχανία, στα κτίρια, και στην παραγωγή ανανεώσιμου υδρογόνου και e – fuels.

### 1.3. Η παραγωγή και χρήση βιομάζας

Η βιοενέργεια μπορεί να παραχθεί με την καύση στερεάς, υγρής ή αέριας βιομάζας. Παρουσιάζει πλεονεκτήματα, καθώς η παραγόμενη ενέργεια μπορεί να αποστέλλονται ακριβώς τη στιγμή που χρειάζεται, και ταυτόχρονα η βιομάζα μπορεί να αποθηκευτεί εύκολα. Ωστόσο, η βιοενέργεια κρίνεται βιώσιμη μόνο εάν οι χρησιμοποιούμενοι πόροι βιομάζας είναι σε θέση να επιτύχουν μειώσεις εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα αρκετά γρήγορα ώστε να συμβάλουν θετικά στον περιορισμό της παγκόσμιας αύξησης της θερμοκρασίας σε λιγότερο από 1,5 °C που τέθηκε ως στόχος στη Συμφωνία του Παρισιού.

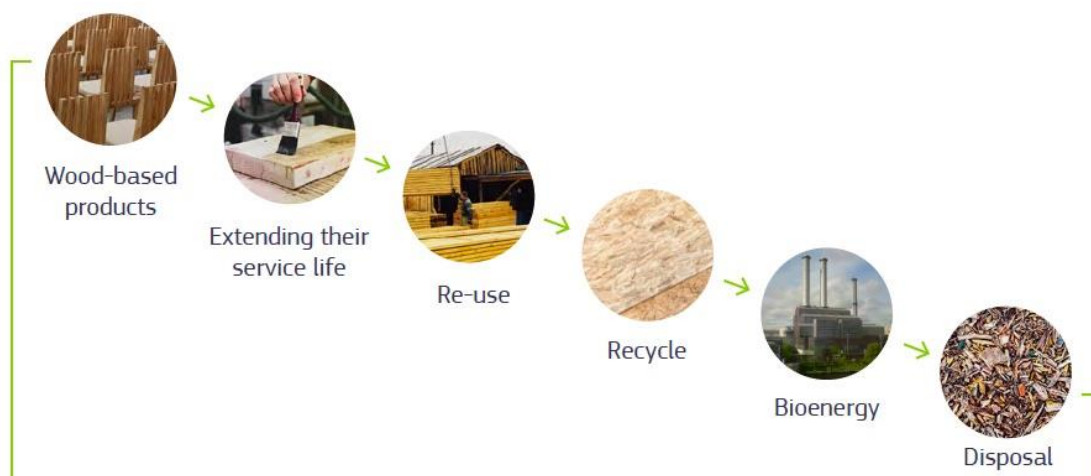
Αυτό συνεπάγεται, όπως εξηγείται στη Δασική Στρατηγική της ΕΕ για το 2030 (ΕΚ 20211), ότι οι στερεοί πόροι βιομάζας, όπως το στρογγυλό ξύλο από δέντρα, με μακρόχρονη απόσβεση άνθρακα (συνήθως αρκετές δεκαετίες), δεν πρέπει να χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, για προηγμένα βιοκαύσιμα

---

<sup>24</sup> EASAC (2021). Decarbonisation of buildings: for climate, health and jobs.  
<https://easac.eu/publications/details/decarbonisationof-buildings-for-climate-health-and-jobs/>.

<sup>25</sup> EASAC (2019). Decarbonisation of transport: options and challenges.  
<https://easac.eu/publications/details/decarbonisation-of-transportoptions-and-challenges/>.

ή για οποιοδήποτε άλλη μορφή βιοενέργειας, παρά να χρησιμοποιηθούν για άλλες πιθανές εφαρμογές με υψηλότερη οικονομική και περιβαλλοντική αξία. Σύμφωνα με την αρχή της αλυσιδωτής σειράς<sup>26</sup>, πρέπει να δοθεί προτεραιότητα στη χρήση ξύλου για μεγαλύτερης διάρκειας ζωής προϊόντα, όπως οικοδομική ξυλεία και σανίδες πριν χρησιμοποιηθούν για βιοενέργεια.



**Εικόνα 17. Ενδεδειγμένη χρήση βιομάζας από ξύλο. Πηγή: EC 2021.**

Αντίθετα, οι βιώσιμοι πόροι βιομάζας με σύντομο χρόνο απόσβεσης άνθρακα μπορούν να αντικαταστήσουν επωφελώς το φυσικό αέριο. Σε αυτά περιλαμβάνονται γεωργικά, βιομηχανικά (π.χ. τρόφιμα, χαρτοπολτός και χαρτί) και αστικά απόβλητα. Σε κάθε περίπτωση, η ανάπτυξη της βιομάζας πρέπει να γίνει προσεκτικά προκειμένου να αποφευχθεί μείωση της βιοποικιλότητας και των άλλων οικοσυστημάτων<sup>27</sup>.

Ως μέτρο έκτακτης ανάγκης έως το έτος 2025, και έως ότου άλλα μέτρα αναπτυχθούν ευρέως (π.χ. αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, απόκριση ζήτησης, ισχυρότερες γραμμές διασύνδεσης), μπορεί να είναι χρήσιμο να διατηρηθούν ενεργές ορισμένες υπάρχουσες μονάδες παραγωγής βιοενέργειας και να χρησιμοποιηθούν για να καύσουν τη μη βιώσιμη βιομάζα κατά τη διάρκεια περιόδων χαμηλής παραγωγής αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Ωστόσο, για να ελαχιστοποιηθούν οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, η καύση της μη βιώσιμης βιομάζας σε τέτοιες εφεδρικές μονάδες πρέπει

<sup>26</sup> EC (2018). Guidance on cascading use of biomass with selected good practice examples on woody biomass. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9b823034-ebad-11e8-b690-01aa75ed71a1>.

<sup>27</sup> EASAC (2021). Decarbonisation of buildings: for climate, health and jobs. <https://easac.eu/publications/details/decarbonisationof-buildings-for-climate-health-and-jobs/>.

να περιορίζεται αυστηρά σε περιόδους ασθενών ανέμων και χαμηλής ηλιοφάνειας, και η κατανάλωση της μη βιώσιμης βιομάζας δεν θα πρέπει να αυξηθεί.

#### 1.4. Η παραγωγή και χρήση Υδρογόνου

Το υδρογόνο ανακαλύφθηκε τη δεκαετία του 1770 και χρησιμοποιήθηκε σε κινητήρες οχημάτων τη δεκαετία του 1920. Μια μελλοντική οικονομία υδρογόνου συζητείται από τη δεκαετία του 1970 και η Ευρώπη χρηματοδοτεί την έρευνα για το υδρογόνο για περισσότερα από 40 χρόνια. Ωστόσο, σε αντίθεση με τον ηλεκτρισμό, ο οποίος ανακαλύφθηκε περίπου την ίδια εποχή, πολύ λιγότερες εφαρμογές του υδρογόνου έχουν γίνει εμπορικά ανταγωνιστικές. Κι αυτό κυρίως διότι το υδρογόνο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη μεταφορά ενέργειας, αλλά πρώτα πρέπει να παραχθεί με τη χρήση μιας πηγής ενέργειας, όπως ορυκτά καύσιμα ή ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η αυξανόμενη ζήτηση για ανανεώσιμο υδρογόνο προβλέφθηκε στη στρατηγική της ΕΕ για το υδρογόνο<sup>28</sup> το 2018. Στη συνέχεια, το 2022, η ΕΕ αύξησε τις φιλοδοξίες της μέσω της πρωτοβουλίας για την επιτάχυνση της παραγωγής υδρογόνου στο σχέδιο REPowerEU. Οι βασικοί παράγοντες που προσδιορίζονται στη στρατηγική της ΕΕ ως παράγοντες που οδηγούν στην ανάπτυξη της αγοράς ήταν η πτώση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, η αύξηση των τιμών του διοξειδίου του άνθρακα, η μείωση του κόστους των ηλεκτρολυτών και η σταδιακή κατάργηση των ορυκτών καυσίμων.

Η Ευρώπη παράγει και καταναλώνει σήμερα περίπου 8-10 εκατ. τόνους υδρογόνου ετησίως, κυρίως με αναμόρφωση με ατμό του φυσικού αερίου ή της νάφθας, και αυτό χρησιμοποιείται κυρίως από τις βιομηχανίες λιπασμάτων και τα διυλιστήρια πετρελαίου<sup>29</sup>.

Το γκρίζο υδρογόνο παράγεται από ορυκτά καύσιμα.

Το ανανεώσιμο ή πράσινο υδρογόνο: παράγεται με ηλεκτρόλυση νερού χρησιμοποιώντας ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια από αιολική, ηλιακή ή υδροηλεκτρική ενέργεια ή ηλεκτρική ενέργεια δικτύου που πληροί τα κριτήρια της ΕΕ για τα ανανεώσιμα καύσιμα μη βιολογικής προέλευσης (RNFBO), δηλαδή ένταση

<sup>28</sup> EC (2020). EC hydrogen strategy (July 2020). [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS\\_20\\_1296](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296).

<sup>29</sup> IEA (2022). IEA global hydrogen review (2022).

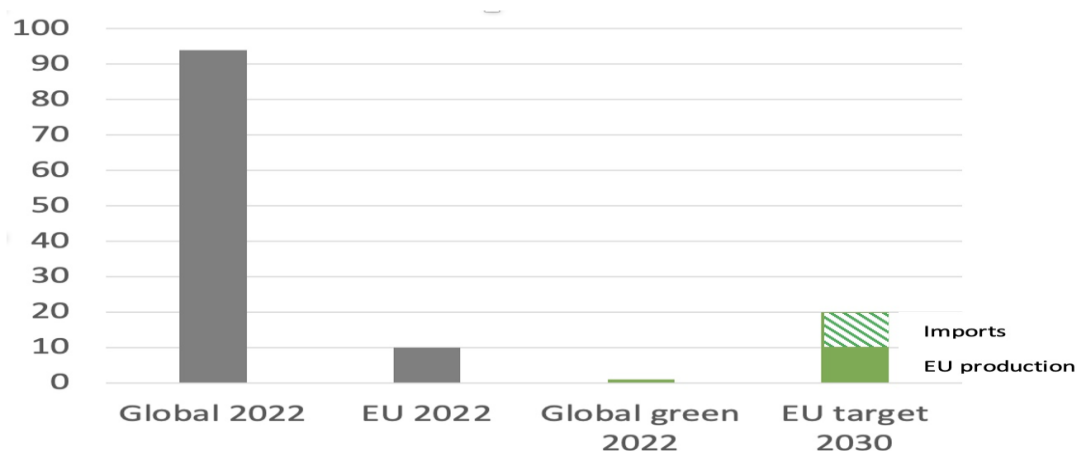
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>.

εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου < 18 gCO<sub>2</sub>eq/MJ (EE 2023). Μπορεί επίσης να παραχθεί με αναερόβια χώνευση ή αεριοποίηση βιομάζας, και να γίνει αρνητικός ως προς τον άνθρακα εάν συνδυαστεί με CCS.

Το μπλε υδρογόνο παράγεται από ορυκτά καύσιμα, σε συνδυασμό με δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα. Το αποτύπωμα άνθρακα είναι σημαντικά υψηλότερο από εκείνο του ανανεώσιμου υδρογόνου.

Το υδρογόνο με χαμηλό ανθρακικό αποτύπωμα είναι ένας γενικός όρος που μπορεί να περιλαμβάνει το ανανεώσιμο και το μπλε υδρογόνο, καθώς και το υδρογόνο που παράγεται με ηλεκτρόλυση νερού με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο και παρέχει μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 70% σε σύγκριση με τα ορυκτά καύσιμα.

Τυρκουάζ υδρογόνο: παράγεται με πυρόλυση του φυσικού αερίου, η οποία παρέχει μια λεπτή σκόνη άνθρακα ως παραπροϊόν. Βρίσκεται ακόμη σε πρώιμο στάδιο ανάπτυξης, αλλά έχει τη δυνατότητα να γίνει μια οικονομικά αποδοτική διαδικασία.



**Εικόνα 18. Παραγωγή υδρογόνου (Mt/έτος) - ο στόχος της ΕΕ για το 2030 είναι διπλάσιος από την παραγωγή της ΕΕ το 2022. Πηγή ΙΕΑ 2022.**

Για να διατηρηθεί η διαλειτουργικότητα του δικτύου φυσικού αερίου της ΕΕ, καθώς το φυσικό αέριο καταργείται σταδιακά, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει προτείνει κανονισμό<sup>30</sup>, ο οποίος θα υποχρέωνε τους διαχειριστές του συστήματος να δέχονται ανάμειξη υδρογόνου αλλά με την επιφύλαξη ανώτατου ορίου υδρογόνου έως 5% στα διασυνοριακά σημεία από την 1η Οκτωβρίου 2025.

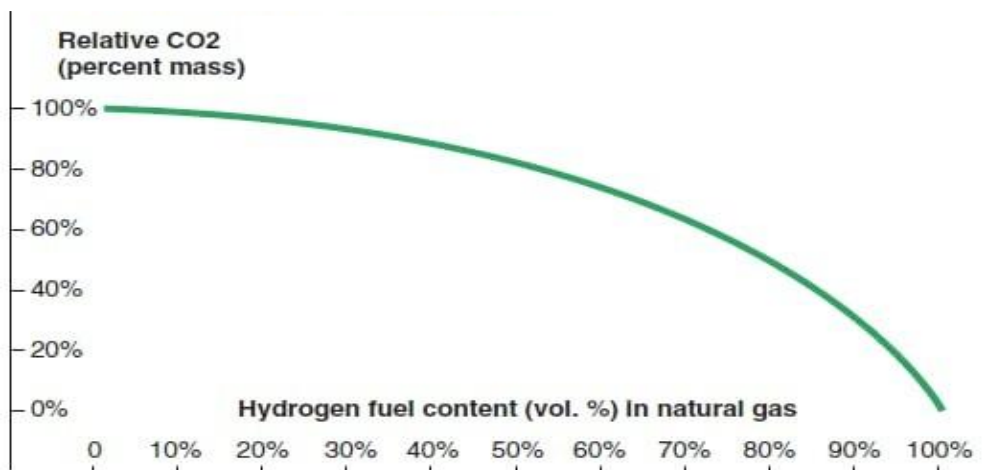
<sup>30</sup> EC (2021). Proposal for a Regulation the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A804%3AFIN&qid=1640001545187>.

Αναφορικά με τη μεταφορά μείγματος φυσικού αερίου και υδρογόνου μέσω των υφιστάμενων υποδομών φυσικού αερίου, παρατηρούνται τα εξής:

- i. Απαιτούνται υπερβολικά υψηλά μείγματα υδρογόνου για να επιτευχθούν σημαντικές μειώσεις στις εκπομπές αερίων θερμοκηπίου από την καύση, για παράδειγμα, ένα μείγμα 10% υδρογόνου (κατ' όγκο) στο φυσικό αέριο θα παράγαγε αμελητέα (περίπου 1%) εξοικονόμηση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, και περισσότερο από 80% υδρογόνο (κατ' όγκο) θα μείωνε τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα μόνο κατά 50%. Ένα έργο επίδειξης σε ιδιωτικό δίκτυο του Ηνωμένου Βασιλείου έδειξε ότι ένα μείγμα με 20% υδρογόνο μπορεί να λειτουργήσει με επιτυχία<sup>31</sup> αλλά τα περισσότερα δίκτυα φυσικού αερίου της ΕΕ περιορίζουν τα επίπεδα υδρογόνου σε λιγότερο από περίπου 10%.
- ii. Είναι δύσκολο να δικαιολογηθούν μεγάλες επενδύσεις για την προσαρμογή των υποδομών φυσικού αερίου και των συστημάτων που λειτουργούν με φυσικό αέριο ώστε να μπορούν να υποδεχθούν μείγματα υδρογόνου με φυσικό αέριο, όταν η αμείωτη χρήση του φυσικού αερίου έχει προγραμματιστεί να καταργηθεί σταδιακά. Επιπλέον, τα δίκτυα φυσικού αερίου της ΕΕ τροφοδοτούν όχι μόνο λέβητες φυσικού αερίου αλλά και άλλα συστήματα, όπως αεριοστρόβιλους, βιομηχανικές διεργασίες και οχήματα φυσικού αερίου, τα οποία θα επέβαλαν διαφορετικούς περιορισμούς στα μείγματα υδρογόνου.
- iii. Είναι δύσκολο να διατηρηθεί ένα ομοιογενές μείγμα μορίων υδρογόνου και μεθανίου, τα οποία έχουν διαφορετικά χαρακτηριστικά, σε ολόκληρο το δίκτυο φυσικού αερίου. Τα μείγματα δημιουργούν προκλήσεις για την αποθήκευση και την έγχυση των δύο αερίων στο δίκτυο, για την παρακολούθηση της ποιότητας του μείγματος σε όλο το δίκτυο και για τη διαχείριση μικρών διαρροών. Οι θύλακες καθαρού υδρογόνου θα πρέπει να αποφεύγονται, διότι τμήματα του δικτύου και των συστημάτων των χρηστών του ενδέχεται να μην δέχονται το καθαρό υδρογόνο.

---

<sup>31</sup> Hydeploy (2021). First UK trial of hydrogen blended gas hailed a success.  
<https://hydeploy.co.uk/about/news/first-uk-trial-ofhydrogen-blended-gas-hailed-a-success/>.



**Εικόνα 19.** Μείγματα με περισσότερο από 80% κατ' όγκο υδρογόνου στο φυσικό αέριο χρειάζονται για να επιτευχθεί μείωση κατά 50% των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από καύση. Πηγή Siemens 2021<sup>32</sup>

Τα υφιστάμενα δίκτυα φυσικού αερίου υψηλής πίεσης θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν για τη μεταφορά καθαρού υδρογόνου με τις κατάλληλες μετατροπές. Τα κύρια πλεονεκτήματα από την επαναχρησιμοποίηση των υποδομών φυσικού αερίου είναι ότι αυτά είναι ήδη διαθέσιμα με εκτεταμένη γεωγραφική κάλυψη, είναι κοινωνικά αποδεκτά και μπορούν να μετατραπούν με χαμηλότερο κόστος για τη μεταφορά υδρογόνου. Επιπλέον, οι τεχνολογίες για τη μετατροπή της υποδομής φυσικού αερίου σε υδρογόνο είναι ήδη διαθέσιμες και δοκιμασμένες<sup>33</sup>. (ACER 2016)

### 1.5 Η διαδικασία δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα

Όταν η διαδικασία δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS) χρησιμοποιείται για τη δέσμευση και αποθήκευση εκπομπών άνθρακα από την καύση φυσικού αερίου, αυτή είναι γνωστή ως «μειωμένο» φυσικό αέριο.

Η δέσμευση και χρήση άνθρακα (CCU) ή η δέσμευση, χρήση και αποθήκευση άνθρακα (CCUS) μπορεί να εφαρμοστεί στην παραγωγή καυσίμων, χημικών ουσιών και υλικών, και έχει αποδειχθεί ότι προσθέτει αξία σε εφαρμογές για την παραγωγή πλαστικών μεγάλης διάρκειας ζωής ή άλλων στοιχείων για τον κατασκευαστικό τομέα (SAPEA 2018). Αντίθετα, το CCU ή CCUS συμβάλλουν ελάχιστα στους στόχους για μηδενικές

<sup>32</sup> Siemens (2021). Large scale PEM electrolysis and gas turbines with green fuel.

[https://bhkcigre.ba/Documents/2022/Okrugli\\_sto\\_24\\_05/8\\_Siemens\\_Energy.pdf](https://bhkcigre.ba/Documents/2022/Okrugli_sto_24_05/8_Siemens_Energy.pdf).

<sup>33</sup> ACER (2021). Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure

[https://acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure\\_Overview%20of%20studies.pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure_Overview%20of%20studies.pdf).

εκπομπές έως το 2050, εάν απλά περιλαμβάνουν τη χρήση του ίδιου άνθρακα δύο φορές σε σύντομο χρονικό διάστημα πριν από την απελευθέρωσή του στην ατμόσφαιρα (όταν χρησιμοποιείται δεσμευμένος άνθρακας για την παραγωγή υγρών καυσίμων κίνησης).

Πολλές επιχειρήσεις συζητούν και προωθούν την ιδέα της χρήσης CCS, αλλά η πρόοδος της CCS στην ΕΕ κατά την τελευταία δεκαετία ήταν αργή, πολλά έργα ακυρώθηκαν και η μείωση του κόστους ήταν δύσκολο να επιτευχθεί. Κατά συνέπεια, παρά τις πολλές δημόσιες συζητήσεις και τις εκστρατείες προώθησης, η CCS δεν έχει ακόμη αναπτυχθεί ευρέως στην ΕΕ.

Επί του παρόντος, λειτουργούν 29 εγκαταστάσεις CCS σε όλο τον κόσμο, μέσω των οποίων δεσμεύονται και αποθηκεύονται 40-45 Mt CO<sub>2</sub> ετησίως, που ισοδυναμούν σε περίπου 0,1% των ετήσιων παγκόσμιων εκπομπών CO<sub>2</sub>. Το 2021, ήταν στο υψηλότερο ανάκαθεν επίπεδο, ήτοι στους 36,3 γιγατόνους (Gt). Η ΕΕ εξέπεμψε 2,7 Gt CO<sub>2</sub> το 2021<sup>34</sup>. Περισσότερες από 140 εγκαταστάσεις CCS είναι υπό ανάπτυξη σε παγκόσμιο επίπεδο<sup>35</sup>. Στην Ευρώπη στο Ηνωμένο Βασίλειο είναι εν εξελίξει 73 έργα σε διάφορα στάδια ανάπτυξης<sup>36</sup>.

Ορισμένες πιθανές εφαρμογές της CCS συζητούνται παρακάτω:

Η τσιμεντοβιομηχανία είναι σημαντικός παραγωγός εκπομπών άνθρακα στην ΕΕ (κυρίως από άνθρακα και φυσικό αέριο), η οποία θα μπορούσε να αναπτύξει επωφελώς την CCS.

Οι παραγωγοί γκρίζου υδρογόνου θα μπορούσαν να χρησιμοποιούν CCS με αναμόρφωση φυσικού αερίου με ατμό για την παραγωγή μπλε υδρογόνου, αλλά αυτό θα εξέπεμπε 30-120 γραμμάρια ισοδύναμου διοξειδίου του άνθρακα ανά κιλοβατώρα (gCO<sub>2</sub>e/kWh), η οποία είναι πολύ μεγαλύτερη από τα 10 gCO<sub>2</sub>e/kWh που εκπέμπονται, όταν παράγεται ανανεώσιμο υδρογόνο με τη χρήση αιολικής ηλεκτρικής

---

<sup>34</sup> IEA (2022). Global- CO<sub>2</sub>-emissions-rebounded-to-their-highest-level-in-history-in-2021.

<https://www.iea.org/news/global-co2-emissions-rebounded-to-their-highest-level-in-history-in-2021>

<sup>35</sup> IEA (2022). Carbon capture, utilisation and storage.

<https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2>.

<sup>36</sup> Global CCS Institute (2022). 2022 status report

<https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/regional-overview/>.



ενέργειας<sup>37</sup>. Ωστόσο, το αποτύπωμα άνθρακα του μπλε υδρογόνου θα μπορούσε να μειωθεί στο μέλλον μέσω της χρήσης προηγμένης αυτόματης θερμικής αναμόρφωσης.

Η χαλυβουργία παράγει σήμερα εκπομπές άνθρακα από ορυκτά καύσιμα (κυρίως άνθρακα). Ο χάλυβας μπορεί να είναι ανταγωνιστικός όταν παράγεται με τη χρήση ανανεώσιμου υδρογόνου. Ωστόσο, εάν αυτό δεν είναι διαθέσιμο ή η τιμή του είναι πολύ υψηλή, τότε το μπλε υδρογόνο θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί, όταν η CCS είναι διαθέσιμη σε ανταγωνιστικές τιμές.

Οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας που καίνε φυσικό αέριο, θα μπορούσαν να χρησιμοποιούν CCS, ώστε να παρέχουν εφεδρική ισχύ όταν οι ταχύτητες του ανέμου είναι χαμηλές και υπάρχει χαμηλή ηλιοφάνεια. Ωστόσο, η κατασκευή CCS για μονάδες παραγωγής, που θα χρησιμοποιηθούν μόνο για λίγες ημέρες ετησίως τα επόμενα χρόνια, θα ήταν δαπανηρή και, ως εκ τούτου, δεν αποτελεί ελκυστική επένδυση, εκτός εάν οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης μοιράζονται με άλλες εγκαταστάσεις. Η χρήση και η δυνητική αξία τέτοιων μονάδων παραγωγής εξαρτώνται από τις τιμές του μελλοντικού συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (ETS)

Οι βιομηχανίες πετρελαίου και φυσικού αερίου θα μπορούσαν να χρησιμοποιήσουν δεσμευμένο CO<sub>2</sub> για ενισχυμένη ανάκτηση πετρελαίου ή φυσικού αερίου βραχυπρόθεσμα, επειδή οι χρονικοί ορίζοντες επένδυσης είναι συνήθως αρκετά σύντομοι για αυτό. Ωστόσο, μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα, τέτοιες αιτήσεις ανάκτησης είναι απίθανες, δεδομένου ότι η αμείωτη χρήση πετρελαίου και φυσικού αερίου πρόκειται σταδιακά να μειωθούν.

Οι χημικές βιομηχανίες μπορούν να δεσμεύσουν άνθρακα από φυσικό αέριο και να το χρησιμοποιούν για την παραγωγή καυσίμων, όπως μεθανόλη, πλαστικά μεγάλης διάρκειας ζωής και άλλα υλικά. Η εν λόγω CCU μπορεί να συμβάλει σημαντικά στη μείωση της υπερθέρμανσης του πλανήτη, εάν παράγει προϊόντα με διάρκεια ζωής μεγαλύτερη από 30-50 χρόνια.

Η βιοενέργεια με CCS, για παράδειγμα καύση ξύλου αντί του άνθρακα σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και σύνδεση σε CCS, έχει προταθεί ως ένας τρόπος για να αφαιρεθεί ο άνθρακας από την ατμόσφαιρα και ταυτόχρονα να παραχθεί ανανεώσιμη

---

<sup>37</sup> EASAC (2020). Hydrogen and synthetic fuels. Commentary.  
[https://easac.eu/fileadmin/PDF\\_s/reports\\_statements/Hydrogen\\_and\\_Synthetic\\_Fuels/EASAC\\_Hydrogen\\_Commentary\\_Web\\_publication.pdf](https://easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/Hydrogen_and_Synthetic_Fuels/EASAC_Hydrogen_Commentary_Web_publication.pdf).

ηλεκτρική ενέργεια. Όμως, αν και η βιοενέργεια με CCS θα μπορούσε αποτελεσματικά να αφαιρέσει τον άνθρακα από την ατμόσφαιρα, εάν η βιομάζα που χρησιμοποιήθηκε περιοριζόταν σε γεωργικά ή δασικά απόβλητα και υπολείμματα με χρόνο απόσβεσης άνθρακα μικρότερο από 10 χρόνια, τέτοιοι πόροι βιομάζας θα ήταν περιορισμένοι. Αντίθετα, η βιοενέργεια με CCS δεν θα μπορούσε να συμβάλει πολύ προς το καθαρό μηδέν μέχρι το 2050 εάν ολόκληρα δέντρα χρησιμοποιούνταν, επειδή η περίοδος απόσβεσης άνθρακα του ξύλου από ολόκληρα δέντρα είναι συνήθως πολλές δεκαετίες<sup>38</sup>.

Το μέλλον της CCS θα εξαρτηθεί σε μεγάλο βαθμό από το κόστος της και τον τρόπο σύγκρισης αυτών με τις μελλοντικές τιμές άνθρακα από το ETS. Δεδομένης της περιορισμένης εμπειρίας με την CCS στην ΕΕ μέχρι στιγμής και των αβεβαιοτήτων σχετικά με τις τιμές του μελλοντικού άνθρακα, είναι πολύ νωρίς για να προβλέψουμε με ασφάλεια τη μελλοντική πορεία της CCS στην ΕΕ.

## Κεφάλαιο 2: Επαναπροσδιορισμός τομεακών πολιτικών και προτεραιοτήτων για το φυσικό αέριο μετά την Πρωτοβουλία REPower EU

### 2.1 Ο κτιριακός τομέας

Μακράν η μεγαλύτερη ζήτηση φυσικού αερίου στην ΕΕ αφορά τη θέρμανση κτιρίων, και σχεδόν το 40% των κατοικιών στην ΕΕ θερμαίνονταν με λέβητες φυσικού αερίου το 2018<sup>39</sup>. Ως εκ τούτου, καθώς η αμειώτη χρήση του φυσικού αερίου καταργείται σταδιακά για τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου στην ΕΕ, θα καταστεί σημαντικό να οικοδομηθεί η εμπιστοσύνη των επενδυτών στα νέα συστήματα θέρμανσης με χαμηλό αποτύπωμα άνθρακα. Για το σκοπό αυτό, οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής της ΕΕ πρέπει να εξηγήσουν και να επιδείξουν ένα σταθερό μακροπρόθεσμο πλαίσιο πολιτικής για τον τομέα της θέρμανσης, αναβαθμίζοντας τη στρατηγική της ΕΕ του 2016 για τη θέρμανση και την ψύξη.

Σε επίπεδο στρατηγικής χάραξης, παρατηρείται ότι ούτε το βιομεθάνιο ούτε το υδρογόνο θα χρησιμοποιηθούν ευρέως για να αντικαταστήσουν το φυσικό αέριο για θέρμανση, επειδή προορίζονται περισσότερο για εφαρμογές στη βιομηχανία ή στις

---

<sup>38</sup> EASAC (2022). Forest bioenergy update: BECCS and its role in integrated assessment models. <https://easac.eu/publications/details/forest-bioenergy-update-beccs-and-its-role-in-integratedassessment-models/>.

<sup>39</sup> EASAC (2021). Decarbonisation of buildings: for climate, health and jobs. <https://easac.eu/publications/details/decarbonisationof-buildings-for-climate-health-and-jobs/>.

μεταφορές, τομείς που είναι "δύσκολο να ηλεκτροδοτηθούν". Επιπλέον, η προμήθεια αυτών των αερίων για θέρμανση θα κινδύνευε να δεσμεύσει τους χρήστες σε μη αποδοτικές λύσεις που θα καταστούν οικονομικά μη ελκυστικές στο μέλλον.

α) Το Βιομεθάνιο έχει το πλεονέκτημα ότι αποδίδει με τον ίδιο τρόπο όπως το φυσικό αέριο στα δίκτυα και στους λέβητες και θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για να καθυστερήσει τις κεφαλαιουχικές δαπάνες για την αντικατάσταση των λεβήτων φυσικού αερίου. Ωστόσο, η διαθεσιμότητά του θα περιοριστεί στο μέλλον λόγω της περιορισμένης διαθεσιμότητας πηγών βιομάζας, οι οποίες δεν θα επαρκούν για να καλύψουν μεγάλο μέρος της ζήτησης για θέρμανση κτιρίων. Περιορισμένες ποσότητες βιομεθανίου μπορούν να χρησιμοποιηθούν για θέρμανση σε μέρη όπου αυτό μπορεί να παραχθεί και να χρησιμοποιηθεί σε κοντινή απόσταση, όπως σε αγροκτήματα ή κοντά σε μονάδες επεξεργασίας τροφίμων, όπου χωνεύονται γεωργικά ή απόβλητα τροφίμων. Μπορεί ενδεχομένως να διανεμηθεί επίσης μέσω τοπικών δικτύων αερίου και να χρησιμοποιηθεί ως μεταβατικό καύσιμο σε ορισμένες περιοχές μέχρις ότου να κατασκευαστούν υποδομές για επαρκή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές (για αντλίες θερμότητας).

β) Το Υδρογόνο θα μπορούσε να μεταφερθεί σε ειδικά τμήματα των υφιστάμενων δικτύων φυσικού αερίου, αλλά δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί στους περισσότερους υφιστάμενους λέβητες. Πρωτότυπα λεβήτων με καύση υδρογόνου βρίσκονται υπό ανάπτυξη και μπορεί να παρασχεθούν σε εξειδικευμένες αγορές σε τιμές χαμηλότερες από εκείνες των αντλιών θερμότητας σε περιοχές όπου παράγεται υδρογόνο για τη βιομηχανία, π.χ. σε κοιλάδες υδρογόνου. Ωστόσο, θα είναι πάντοτε πιο αποδοτικό να χρησιμοποιείται ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια για τη θέρμανση κτιρίων με αντλία θερμότητας παρά να χρησιμοποιείται ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια για την παραγωγή ανανεώσιμου (πράσινου) υδρογόνου για χρήση σε λέβητα. Το μπλε υδρογόνο (που παράγεται από φυσικό αέριο με CCS) μπορεί, ανάλογα με τις επιβολές της αγοράς και την τιμολόγηση του άνθρακα, να είναι φθηνότερο από το πράσινο υδρογόνο σε ορισμένες περιοχές, αλλά όλο το υδρογόνο χαμηλού ανθρακικού αποτυπώματος (που παράγεται ή εισάγεται στην ΕΕ) θα έχει μεγαλύτερη αξία για τις "δύσκολα ηλεκτροδοτούμενες" βιομηχανικές εφαρμογές ή εφαρμογές μεταφορών παρά για θέρμανση. Ως εκ τούτου, η ευρεία χρήση του υδρογόνου για θέρμανση σε χαμηλές θερμοκρασίες δεν θα πρέπει να αποτελέσει προτεραιότητα στην ΕΕ.

Επομένως, βασική στρατηγική στόχευση είναι η αντικατάσταση του φυσικού αερίου με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Βασικός είναι ο ρόλος του φυσικού αερίου στην τηλεθέρμανση.

Τα συστήματα τηλεθέρμανσης προσφέρουν πολλά πλεονεκτήματα για τη θέρμανση κτιρίων, ιδίως σε αστικές περιοχές, αλλά προς το παρόν το μεγαλύτερο ποσοστό θερμότητας εξακολουθεί να προέρχεται από ορυκτά καύσιμα, συμπεριλαμβανομένου και του φυσικού αερίου. Στα συστήματα τηλεθέρμανσης, η μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, ανάλογα με την τοποθεσία και το πλαίσιο, μπορεί να επιτευχθεί με την ενσωμάτωση περισσότερων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως οι αντλίες θερμότητας, η γεωθερμική ή ηλιακή ενέργεια, σε συνδυασμό με την απορριπτόμενη θερμότητα από τη βιομηχανία, τα κέντρα δεδομένων, τα εμπορικά κέντρα και άλλες τοπικές πηγές. Σε ορισμένα μέρη της Ευρώπης με επαρκή τοπικά αποθέματα βιομάζας, μπορεί να χρησιμοποιηθεί και βιοενέργεια.

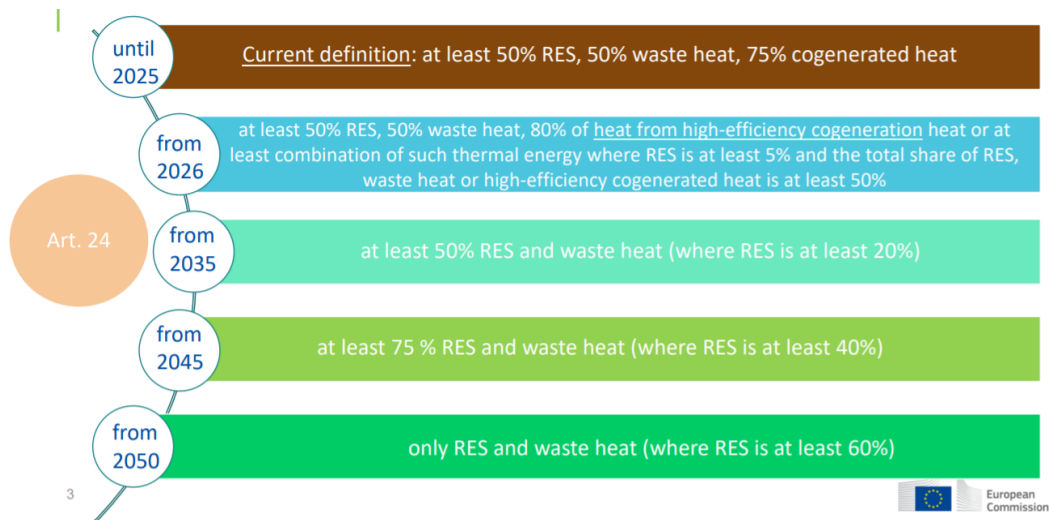
Η Ευρώπη αποτελεί παγκόσμιο ηγέτη στην ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τηλεθέρμανση, με περίπου το 25% της παραγωγής τηλεθέρμανσης να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Υψηλά ποσοστά ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τηλεθέρμανση συναντώνται στην Αυστρία, τη Δανία, την Εσθονία, τη Λετονία, τη Λιθουανία και τη Σουηδία<sup>40</sup>.

Η τηλεθέρμανση είναι ιδιαίτερα κατάλληλη για χρήση σε πυκνά αστικά περιβάλλοντα, σε συγκροτήματα διαμερισμάτων και σε περιπτώσεις όπου οι μεμονωμένες λύσεις είναι λιγότερο αποδοτικές, για παράδειγμα όταν δεν υπάρχει πρόσβαση στην απορριπτόμενη θερμότητα ή σε συστήματα μακροχρόνιας αποθήκευσης θερμότητας ή επειδή τα διαθέσιμα καύσιμα δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν αποτελεσματικά σε μικρά συστήματα. Η Εικόνα 13 δείχνει τους ολοένα και πιο απαιτητικούς μελλοντικούς ορισμούς της ΕΕ για αποτελεσματική τηλεθέρμανση και τηλεψύξη, οι οποίοι προτάθηκαν στην αναδιατυπωμένη οδηγία για την ενεργειακή απόδοση ως μέρος της δέσμης Fit for 55 (δέσμη προσαρμογής στον στόχο του 55%)<sup>41</sup>.

---

<sup>40</sup> IEA (2021). The importance of focusing on jobs and fairness in clean energy transitions. <https://www.iea.org/commentaries/the-importance-of-focusing-on-jobs-and-fairness-in-clean-energy-transitions>.

<sup>41</sup> EC (2021). Fit for 55 proposal for Energy Efficiency Directive (recast). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0558>



**Εικόνα 20.** Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προτείνει ολοένα και περισσότερο απαιτητικούς ορισμούς για την αποτελεσματική τηλεθέρμανση και τηλεψύξη στην αναδιατυπωμένη οδηγία για την ενεργειακή απόδοση. Πηγή EC 2021

Εξίσου σημαντική παράμετρος της θέρμανσης του κτιριακού τομέα είναι η ατομική θέρμανση με λέβητες φυσικού αερίου.

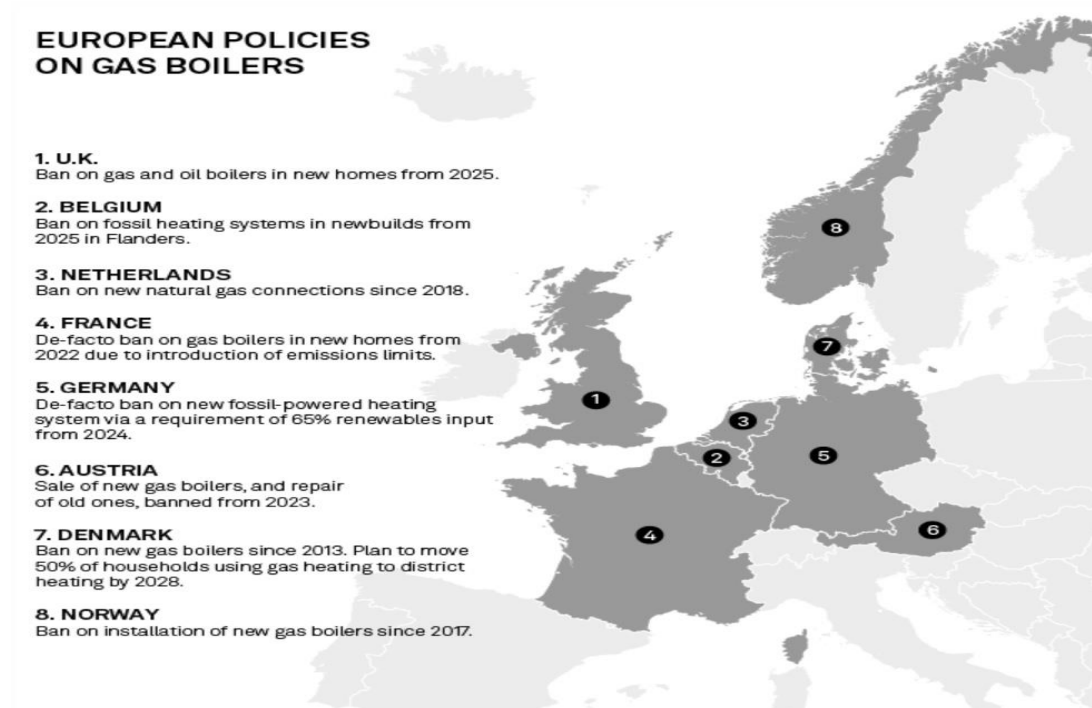
Οι λέβητες φυσικού αερίου χρησιμοποιούνται ευρέως σήμερα για να παρέχουν ζεστό νερό και θέρμανση χώρου σε οικιακά, εμπορικά και βιομηχανικά κτίρια. Οι λέβητες φυσικού αερίου παράγουν το 38% της τελικής ενέργειας για τη θέρμανση χώρων σε οικιστικά κτίρια της ΕΕ<sup>42</sup> και μπορούν να παράγουν ορισμένους αέριους ρύπους, όπως οξείδια του αζώτου σε περιορισμένες ποσότητες, τα οποία μπορούν να συμβάλουν σε προβλήματα ποιότητας του αέρα, ιδίως σε αστικές περιοχές. Για να επιτευχθούν οι στόχοι της ΕΕ για τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, οι λέβητες φυσικού αερίου πρέπει να αντικατασταθούν, κατά προτίμηση πολύ πριν από το 2050, από εναλλακτικές με χαμηλές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, όπως ηλεκτρικές αντλίες θερμότητας που λειτουργούν με ανανεώσιμη ηλεκτρική, ηλιακή ή/και γεωθερμική ενέργεια ή ιδιαίτερα αποδοτικά συστήματα τηλεθέρμανσης<sup>43</sup>

Οι προτάσεις του σχεδίου REPowerEU ενθαρρύνουν τα κράτη μέλη να καταργήσουν σταδιακά τις επιδοτήσεις για λέβητες ορυκτών καυσίμων στα κτίρια, να θέσουν πιο αυστηρές απαιτήσεις σε κρατικό επίπεδο για την αντικατάσταση των λεβήτων φυσικού

<sup>42</sup> EC (2021). EU challenges of reducing fossil fuel use in buildings. Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/85088>.

<sup>43</sup> EC (2022). Renewable space heating under the revised Renewable Energy Directive ENER/C1/2018-494: final report. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/16710ac3-eac0-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en>.

αερίου και προϋποθέτουν ως καταληκτική ημερομηνία το 2029 για την κυκλοφορία νέων λεβήτων ορυκτών καυσίμων στην αγορά<sup>44</sup>. Επίσης ενθαρρύνουν τα κράτη μέλη να θεσπίσουν απαγορεύσεις σε κρατικό επίπεδο για καινούργιους λέβητες που χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα σε υφιστάμενα και νέα κτίρια αλλά δεν υπάρχει ακόμη κάποια ισχύουσα νομοθεσία της ΕΕ που να απαιτεί τέτοιες απαγορεύσεις. Οκτώ ευρωπαϊκές χώρες έχουν ήδη θεσπίσει πολιτικές είτε για τη στοχευμένη απαγόρευση λεβήτων φυσικού αερίου σε κτίρια είτε με προαπαιτούμενο τα υψηλά επίπεδα θέρμανσης από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που ουσιαστικά θα εμποδίσουν τη χρήση των λεβήτων φυσικού αερίου (π.χ. στη Γερμανία)



**Εικόνα 21. Οκτώ ευρωπαϊκές χώρες έχουν ήδη θεσπίσει πολιτικές για την απαγόρευση των λεβήτων φυσικού αερίου**

Η αντικατάσταση όλων των υφιστάμενων οικιακών λεβήτων φυσικού αερίου δεν θα είναι εύκολη ή γρήγορη διαδικασία λόγω του μεγάλου αριθμού των σχετικών συστημάτων. Το Κοινό Κέντρο Ερευνών (JRC) υπολόγισε ότι το 2019 υπήρχαν περίπου 65 εκατομμύρια λέβητες φυσικού αερίου σε οικιστικά κτίρια στην ΕΕ<sup>45</sup>.

<sup>44</sup> EC (2022). SWD 230 final. REPowerEU Plan.  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.

<sup>45</sup> EC (2021). EU challenges of reducing fossil fuel use in buildings. Publications Office.  
<https://data.europa.eu/doi/10.2760/85088>.

Σήμερα, το φυσικό αέριο που χρησιμοποιείται στους οικιακούς λέβητες δεν καλύπτεται από το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ), επειδή οι λέβητες είναι πολύ μικροί. Αυτό συνήθως κάνει τα λειτουργικά κόστη της θέρμανσης με φυσικό αέριο να φαίνονται φθηνότερα από τη θέρμανση με ηλεκτρικό ρεύμα σε πολλές χώρες, παρά τα διαφορετικά επίπεδα ενεργειακών φόρων μεταξύ φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας σε ορισμένες χώρες. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ορυκτά καύσιμα (συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου) σε μεγαλύτερες εγκαταστάσεις υπόκειται πάντοτε στο κόστος του ΣΕΔΕ αντίθετα με το φυσικό αέριο που χρησιμοποιείται σε μικρούς λέβητες για θέρμανση. Για να ενθαρρυνθεί η αντικατάσταση λεβήτων φυσικού αερίου, η ανωμαλία αυτή πρέπει να αρθεί και να δημιουργηθούν ίσοι όροι ανταγωνισμού για τη θέρμανση με φυσικό αέριο και ηλεκτρισμό.

Στο πλαίσιο της δέσμης Fit for 55 τον Ιούλιο του 2021, η Επιτροπή πρότεινε να γίνει αυτό μέσω της επέκτασης της οδηγίας για το ΣΕΔΕ (ΣΕΔΕ 2) ώστε να συμπεριλάβει τα ορυκτά καύσιμα που χρησιμοποιούνται στα κτίρια και να θέσει υποχρεώσεις στους προμηθευτές καυσίμων<sup>46</sup>. Η πρόταση αυτή συμφωνήθηκε προσωρινά (με αναθεωρήσεις) τον Δεκέμβριο του 2022. Η πρόταση για την ένταξη όλων των προμηθευτών καυσίμων κτιρίων στο νέο σύστημα ETS 2 θα προσθέσει επί της ουσίας μια τιμή ανθρακούχων εκπομπών στα ορυκτά καύσιμά τους και κατά συνέπεια θα οδηγήσει σε αύξηση των τιμών που θα πληρώνουν οι καταναλωτές για τα ορυκτά καύσιμα που θα αγοράζουν για θέρμανση. Ωστόσο, το νέο σύστημα ETS 2 θα εφαρμοστεί σταδιακά σε διάστημα αρκετών ετών, οπότε είναι απίθανο να επηρεάσει την εγκατάσταση νέων λεβήτων φυσικού αερίου βραχυπρόθεσμα.

Οι αντλίες θερμότητας που λειτουργούν με ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια προσφέρουν μια φιλική προς το κλίμα επιλογή για τη θέρμανση και την ψύξη των κτιρίων. Μπορούν να αντικαταστήσουν τους λέβητες φυσικού αερίου για τη θέρμανση των κτιρίων, είτε χρησιμοποιώντας μεμονωμένες μονάδες είτε μέσω τηλεθέρμανσης. Βραχυπρόθεσμα και μεσοπρόθεσμα, η αύξηση της χρήσης των αντλιών θερμότητας θα δημιουργήσει την ανάγκη για αυξημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές και υποδομές δικτύου, καθώς και για ταχεία αύξηση της παραγωγής

---

<sup>46</sup> EC (2021). Proposal for revising ETS Directive and Regulation.  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0551>.

αντλιών θερμότητας μαζί με την εκπαίδευση των εγκαταστατών αντλιών θερμότητας<sup>47</sup>. Ωστόσο, εφόσον η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές αυξηθεί επαρκώς, οι αντλίες θερμότητας θα αρχίσουν αμέσως να μειώνουν τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και την εξάρτηση της ΕΕ από το φυσικό αέριο.

Το σχέδιο REPowerEU της Επιτροπής προτείνει τη σταδιακή διάθεση ακόμα 10 εκατομμυρίων οικιακών αντλιών θερμότητας έως το 2027, οι οποίες θα εξυπηρετήσουν τους στόχους της ΕΕ για την ενεργειακή απόδοση. Ωστόσο, οι αντλίες θερμότητας (και ιδίως οι αντλίες θερμότητας εδαφικής πηγής) εξακολουθούν να έχουν κόστος κεφαλαίου που είναι απρόσιτο για μεγάλο μέρος του πληθυσμού χωρίς επιδοτήσεις, παρά το γεγονός ότι οι τιμές των αντλιών θερμότητας μειώνονται λόγω των οικονομικών κλίμακας.

Από μια ενεργειακή οπτική, είναι πολύ πιο αποδοτική η χρήση ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας με αντλίες θερμότητας από ότι η χρήση λεβήτων φυσικού αερίου, διότι οι αντλίες θερμότητας αέρα-αέρα που χρησιμοποιούνται σε οικιστικά κτίρια στην ΕΕ εμφανίζουν συνήθως έναν εποχιακό συντελεστή απόδοσης (SPF) (παραγωγή θερμικής ενέργειας διαιρούμενη με την εισροή ηλεκτρικής ενέργειας) από 2,4 έως 3,4, ενώ οι SPF των αντλιών θερμότητας εδαφικής πηγής που χρησιμοποιούνται σε οικιστικά κτίρια στην ΕΕ κυμαίνονται συνήθως μεταξύ 3 και 4,6<sup>48</sup>.

Μια σημαντική πρόκληση για τη χρήση των αντλιών θερμότητας αέρα-αέρα, η οποία εξακολουθεί να απασχολεί το τμήμα Έρευνας και Ανάπτυξης (R&D), είναι η βελτίωση της απόδοσής τους σε πολύ ψυχρά κλίματα, αρχικά παρέχοντας την απαιτούμενη θέρμανση με λιγότερη ηλεκτρική ισχύ και δευτερευόντως μειώνοντας ή αποφεύγοντας πλήρως την ανάγκη απόψυξης του εξωτερικού εναλλάκτη θερμότητας. Οι δύο αυτές βελτιώσεις μαζί θα μείωναν την μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας της αντλίας θερμότητας το χειμώνα, γεγονός που θα είναι ιδιαίτερα πολύτιμο όταν οι αντλίες θερμότητας τροφοδοτούνται κυρίως με αιολική και ηλιακή ενέργεια<sup>49</sup>.

---

<sup>47</sup> IEA (2022). The future of heat pumps.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/01324438-d634-4d49-95d8-3d08aaab00d5/TheFutureofHeatPumps.pdf>.

<sup>48</sup> Nouvel, R. *et al.* (2015). European mapping of seasonal performances of air source and geothermal heat pumps. Conference paper, CISBAT 2015, Lausanne, Switzerland.

[https://www.researchgate.net/publication/281745223\\_European\\_Mapping\\_of\\_Seasonal\\_Performances\\_of\\_Air-source\\_and\\_Geothermal\\_Heat\\_Pumps\\_for\\_Residential\\_Applications/download](https://www.researchgate.net/publication/281745223_European_Mapping_of_Seasonal_Performances_of_Air-source_and_Geothermal_Heat_Pumps_for_Residential_Applications/download).

<sup>49</sup> IEA (2022). The future of heat pumps.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/01324438-d634-4d49-95d8-3d08aaab00d5/TheFutureofHeatPumps.pdf>.



Πρόσφατα στοιχεία σχετικά με τις αγορές αντλιών θερμότητας στην ΕΕ δείχνουν ότι έχουν αυξηθεί στις ψυχρές σκανδιναβικές χώρες, οι οποίες χρησιμοποιούν παραδοσιακά ηλεκτρικές αντιστάσεις για την θέρμανσή τους. Σε αυτές τις χώρες έχουν θεσπιστεί πολιτικές και προγράμματα στήριξης για την ενθάρρυνση της χρήσης των αντλιών θερμότητας<sup>50</sup>. Ωστόσο, οι χώρες αυτές διαθέτουν συνήθως και μεγάλους υδροηλεκτρικούς πόρους, οι οποίοι επαρκούν για να επιτρέψουν στις αντλίες θερμότητας αέρα-αέρα να χρησιμοποιούν ηλεκτρική απόψυξη των εξωτερικών μετατροπέων θερμότητας τους.

Οι αντλίες θερμότητας εδαφικής πηγής είναι μια πιο ενεργειακά αποδοτική επιλογή για χρήση με ηλιακή ή αιολική ενέργεια σε ψυχρά κλίματα, επειδή αποφεύγουν (ή ελαχιστοποιούν) την ανάγκη για κύκλο απόψυξης και την πρόσθετη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αιχμής που αυτή προκαλεί. Οι σκανδιναβικές χώρες επομένως έχουν θεσπίσει υποστηρικτικά μέτρα που μπορούν να αξιοποιηθούν για να καταστήσουν τις αντλίες θερμότητας εδαφικής πηγής περισσότερο προσιτές. Παρόλα αυτά, μόνο το 6% περίπου των αντλιών θερμότητας της ΕΕ είναι εδαφικής πηγής τα τελευταία χρόνια.

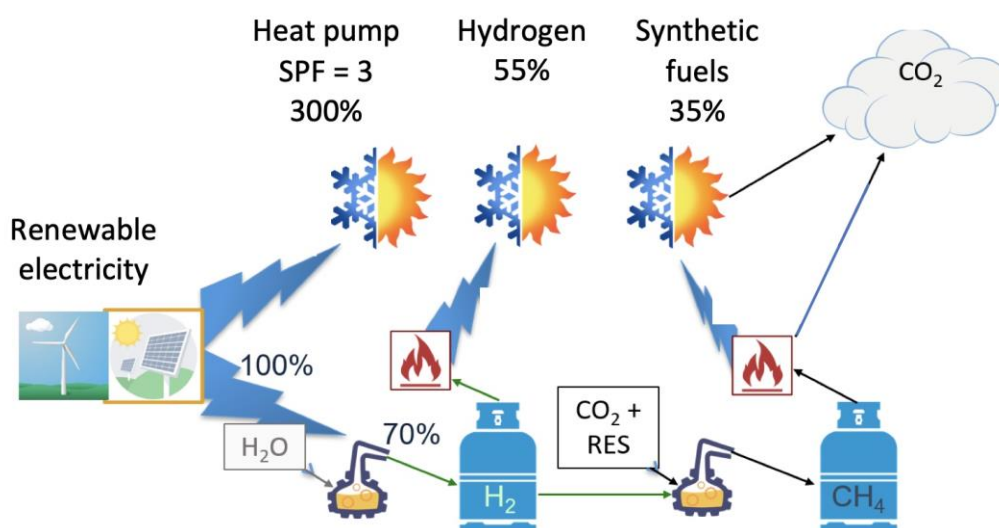
**ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ:** Τα περισσότερα κτίρια στην ΕΕ θερμαίνονται σήμερα με λέβητες φυσικού αερίου, οι οποίοι όμως αναμένεται να καταργηθούν σταδιακά και θα πρέπει να αντικατασταθούν από άλλες βιώσιμες πηγές θέρμανσης. Η αποδοτική τηλεθέρμανση είναι πιθανό να αποτελέσει την προτιμώμενη επιλογή σε αστικές περιοχές. Για τα περισσότερα υφιστάμενα κτίρια, οι ατομικές αντλίες θερμότητας (εδαφικής πηγής όπου δυνατόν για τον περιορισμό της μέγιστης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας) που λειτουργούν με ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια είναι πιθανό να αποτελέσουν την πιο αποδοτική και ανταγωνιστική ως προς το κόστος επιλογή θέρμανσης, μόλις κατασκευαστεί ένα επαρκές σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Ωστόσο, η γεωθερμική θέρμανση μπορεί να είναι η προτιμώμενη επιλογή όπου υπάρχουν προσβάσιμοι τοπικοί πόροι ή η ηλιακή θέρμανση, π.χ. σε ηλιόλουστες ορεινές περιοχές. Λέβητες βιώσιμης βιομάζας (π.χ. πέλετ) μπορεί να προσφέρουν μια εναλλακτική επιλογή όταν υπάρχουν επαρκή αποθέματα γεωργικών ή δασικών αποβλήτων με σύντομες περιόδους αποπληρωμής

---

<sup>50</sup> Rosenow, J. et al. (2022). Heating up the global heat pump market. *Nature Energy* 7, 901–904. <https://www.nature.com/articles/s41560-022-09002-2>

του άνθρακα, δεδομένου ότι οι εκπομπές σωματιδίων θα είναι περιορισμένες για την ελαχιστοποίηση των προβλημάτων υγείας<sup>51</sup>.

Οι τρεις κύριοι τρόποι χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για θέρμανση απεικονίζονται στην Εικόνα 15, η οποία δείχνει ότι η ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια με αντλίες θερμότητας είναι η πιο αποδοτική επιλογή, διότι αυτές μπορούν συνήθως να παρέχουν έως και περίπου τρεις φορές (300%) περισσότερη ενέργεια θέρμανσης από όση παρέχεται με τη μορφή ηλεκτρικής ενέργειας. Αντίθετα, είναι πολύ λιγότερο αποδοτικό (συνήθως 55%) να χρησιμοποιηθεί ανανεώσιμη ηλεκτρική ενέργεια για την παραγωγή ανανεώσιμου υδρογόνου και να γίνει καύση αυτού για θέρμανση, λόγω των απωλειών στην αλυσίδα εφοδιασμού, συμπεριλαμβανομένων των απωλειών στις ηλεκτρολυτικές κυψέλες και στο σύστημα καύσης. Είναι ακόμη λιγότερο αποδοτικό (συνήθως 35%) να παράγονται συνθετικά καύσιμα, όπως συνθετικό μεθάνιο, από ανανεώσιμο υδρογόνο και να καίγονται αυτά για θέρμανση.



**Εικόνα 22. Τρόποι χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές για θέρμανση Πηγή RES (renewable energy sources.)**

Οι αγορές της ΕΕ για θέρμανση και ψύξη έχουν αποτελέσει μία πρόκληση για τους φορείς χάραξης πολιτικής για αρκετά χρόνια, οπότε θα ήταν επίκαιρη η ενημέρωση της

<sup>51</sup> Orru, H. et al. (2022). Health impacts of PM2.5 originating from residential wood combustion in four Nordic cities. *BMC Public Health* **22**, 1286. <https://bmcpublihealth.biomedcentral.com/articles/10.1186/s12889-022-13622-x>.

στρατηγικής της ΕΕ για την θέρμανση και την ψύξη<sup>52</sup> για την καθοδήγηση των κρατών μελών, των πόλεων και των τοπικών αρχών και άλλων ενδιαφερομένων μερών καθώς αντιμετωπίζουν τις προκλήσεις που θα αναδυθούν από τη σταδιακή κατάργηση του φυσικού αερίου.

## 2.2 Ο τομέας ηλεκτροπαραγωγής

Οι διακυμάνσεις στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές πρέπει να εξισορροπούνται με τις απαιτήσεις ηλεκτρικής ενέργειας λεπτό προς λεπτό κατά τη διάρκεια της ημέρας, καθώς και κατά τη διάρκεια ημερών και εβδομάδων, ώστε να ληφθούν υπόψη οι διακυμάνσεις μεταξύ των εποχών. Υπηρεσίες ευελιξίας απαιτούνται για την εξισορρόπηση, αλλά και για την παροχή εφεδρικής παραγωγής για περιόδους αρκετών ημερών (έως και εβδομάδων) όταν η ηλιακή ακτινοβολία και οι ταχύτητες του ανέμου είναι χαμηλές σε μεγάλες γεωγραφικές περιοχές. Υπηρεσίες ευελιξίας απαιτούνται επίσης για την απορρόφηση/αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια περιόδων με υψηλές ταχύτητες ανέμου ή/και υψηλά επίπεδα ηλιακής ακτινοβολίας, ώστε να αποφεύγεται ο περιορισμός της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές.

Οι αεριοστρόβιλοι για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έχουν τα σημαντικά πλεονεκτήματα της ευελιξίας, της εύκολης διανομής και χρησιμοποιούνται ήδη ευρέως για τη διαχείριση της σταθερότητας (συχνότητα) του δικτύου και εξισορρόπησης. Ωστόσο, όταν η αμείωτη χρήση του φυσικού αερίου καταργηθεί σταδιακά, θα υπάρχει μόνο ένας πολύ περιορισμένος μακροπρόθεσμος ρόλος για τις γεννήτριες φυσικού αερίου στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ, εκτός εάν βρίσκονται κοντά σε εγκαταστάσεις δέσμευσης και αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CCS) και μπορούν να συνδεθούν σε αυτές. Αντ' αυτού, οι αεριοστρόβιλοι για εφεδρική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και διαχείριση της σταθερότητας του δικτύου μπορούν να τροφοδοτούνται με αέρια καύσιμα χαμηλού αποτυπώματος άνθρακα, όπως το βιομεθάνιο<sup>53</sup>.

---

<sup>52</sup> EC (2016). EU strategy on heating and cooling.  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1575551754568&uri=CELEX:52016DC0051>.

<sup>53</sup> Φberg, S. et al. (2022). Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy* 47 (1), 624–644.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921039768?via%3Dihub>.

Στο μέλλον, η διαχείριση των υπηρεσιών ευελιξίας θα γίνεται με τη χρήση έξυπνων (ψηφιακών) συστημάτων διαχείρισης με υψηλά επίπεδα κυβερνοασφάλειας για τη βελτιστοποίηση ενός συνδυασμού ευέλικτων κατανεμητέων εφεδρικών παραγωγών (όπως αεριοστρόβιλοι ή υδροηλεκτρική ενέργεια), αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (π.χ. αντλησιοταμίευση ή μπαταρίες), αποθήκευσης θερμότητας, απόκρισης στη ζήτηση (π.χ. ηλεκτρολυτικές κυψέλες για την παραγωγή υδρογόνου—βλ. παράγραφο 5.3.5) και διασυνδέσεων με επαρκή χωρητικότητα για την ελαχιστοποίηση της συμφόρησης και τη δυνατότητα της ΕΕ να επωφεληθεί από τη γεωγραφική ποικιλομορφία των ανανεώσιμων ενεργειακών της πόρων.

Οι τεχνολογίες για τη χρήση φυσικού αερίου ή υδρογόνου ή μείγματος των δύο σε μεγάλους αεριοστρόβιλους βρίσκονται επί του παρόντος υπό ανάπτυξη και ορισμένες μπορούν ήδη να αποδώσουν ηλεκτρική ισχύ που υπερβαίνει τα 500 MW σε έναν κύκλο και υπερβαίνει το 1,5 GW με 2 στρόβιλους σε συνδυασμένο κύκλο. Όταν οι τεχνολογίες αυτές γίνουν εμπορικά διαθέσιμες, οι νέοι και οι εκσυγχρονισμένοι αεριοστρόβιλοι αναμένεται να λειτουργούν με 100% υδρογόνο χωρίς απώλεια απόδοσης αλλά με αλλαγές στον τοπικό εξοπλισμό αποθήκευσης και χειρισμού του αερίου.

Ως εναλλακτική λύση στην αμιγώς ηλεκτρική προσέγγιση, υπάρχουν δυνητικά οφέλη από τη χρήση ενός μείγματος ηλεκτρικής ενέργειας και μορίων (αερίων και υγρών καυσίμων) με επαρκή εφεδρεία και αποθέματα για την εξασφάλιση ικανοποιητικής ασφάλειας των ενεργειακών αποθεμάτων. Αναμένεται να χρησιμοποιηθούν ευρύτερα αποδεδειγμένοι τρόποι κάλυψης αυτών των αναγκών, ιδίως η μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε θερμότητα χαμηλής θερμοκρασίας (π.χ. σε δεξαμενές ζεστού νερού μέσα ή κοντά σε κτίρια), και ενδεχομένως η πρόσθετη παραγωγή υδρογόνου από ανανεώσιμες πηγές (αυξημένη χρήση ηλεκτρολυτικών κυψελών) και η παραγωγή συνθετικών καυσίμων, όπως η συνθετική μεθανόλη ή η συνθετική αμμωνία ανάλογα με το κόστος και τις αγορές<sup>54</sup>.

Σύμφωνα με Διεθνή ομοσπονδία πυρηνικής ενέργειας, σήμερα υπάρχουν 103 πυρηνικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν στα 27 κράτη μέλη της ΕΕ, 2 βρίσκονται υπό κατασκευή, 7 έχουν ήδη προγραμματιστεί και 25 έχουν προταθεί.

---

<sup>54</sup> Ram. M. *et al.* (2022). Accelerating the European renewable energy transition 2022. <https://extranet.greens-efa.eu/public/media/file/1/7861>.

Ο χρόνος που απαιτείται για το κτίσιμο των νέων πυρηνικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής θα περιορίσουν τη συμβολή τους μετά το 2035. Ορισμένα κράτη μέλη σχεδιάζουν να παρατείνουν τη διάρκεια λειτουργίας των υφιστάμενων πυρηνικών τους σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και σε ορισμένες περιπτώσεις να κατασκευάσουν νέους. Η παράταση της διάρκειας ζωής των πυρηνικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής μπορεί να προσφέρει μια βραχυπρόθεσμη λύση, αν και ο γηρασμένος πυρηνικός στόλος της Ευρώπης είναι ευάλωτος στην ολοένα και μεγαλύτερη μείωση της διαθεσιμότητας<sup>55</sup>.

Εξακολουθεί να υπάρχει έντονη διάσταση μεταξύ των κρατών μελών όσον αφορά στο μελλοντικό ρόλο της πυρηνικής ενέργειας, με αποτέλεσμα η ευθύνη για τη λήψη αποφάσεων σχετικά με την κατασκευή περισσότερων πυρηνικών σταθμών να παραμένει σε κάθε κυρίαρχο κράτος μέλος. Η διάσπαση αυτή αντικατοπτρίζεται στις πολιτικές της ΕΕ σχετικά με το μέλλον της πυρηνικής ενέργειας. Η Πράξη για τη βιομηχανία των μηδενικών καθαρών εκπομπών περιλαμβάνει την πυρηνική ενέργεια στον ορισμό των οκτώ τεχνολογιών για καθарές μηδενικές εκπομπές, αλλά η πυρηνική ενέργεια δεν εμφανίζεται στο παράρτημα του κανονισμού, το οποίο ορίζει τις στρατηγικές τεχνολογιών για καθарές μηδενικές εκπομπές που θα λάβουν τόσο οικονομική στήριξη όσο και βοήθεια μέσω μιας ειδικής πλατφόρμας με εξορθολογισμό των διοικητικών διαδικασιών και των διαδικασιών χορήγησης αδειών<sup>56</sup>. Ως εκ τούτου, παραμένει πιθανό το γεγονός ότι ορισμένα κράτη μέλη θα επενδύσουν και ορισμένα δεν θα επενδύσουν σε νέους πυρηνικούς σταθμούς.

Η μεγαλύτερη συνεργασία μεταξύ των κρατών μελών έχει προταθεί ως επείγον και ενδεχομένως και ως βραχυπρόθεσμο μέτρο για τη μείωση της κατανάλωσης φυσικού αερίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ. Για παράδειγμα, εάν οι χώρες με δυνητική πλεονάζουσα παραγωγική ικανότητα πυρηνικής ή ανθρακικής παραγωγής θα μπορούσαν να ενθαρρυνθούν να πωλούν περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια σε εκείνες που υπό κανονικές συνθήκες παράγουν με φυσικό αέριο, τότε αυτό θα μπορούσε να μειώσει την κατανάλωσή τους όσον αφορά το φυσικό αέριο. Ωστόσο, η παραγωγή ενέργειας με φυσικό αέριο αυξήθηκε το 2022 λόγω χαμηλών επιπέδων πυρηνικής και υδροηλεκτρικής παραγωγής.

---

<sup>55</sup> IAEA (2022). Country nuclear profiles. <https://cnpp.iaea.org/pages/index.htm>.

<sup>56</sup> EC (2023). Net-Zero Industry Act. [https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en).

Κάποια συνεργασία πραγματοποιείται με φυσικό τρόπο μέσω της εσωτερικής αγοράς ενέργειας της ΕΕ αλλά αυτή θα μπορούσε να επεκταθεί με την ενίσχυση των διασυνδέσεων και την αντιμετώπιση συγκεκριμένων εμποδίων της αγοράς. Ωστόσο, η αυξανόμενη ζήτηση για ηλεκτροπαραγωγή, σε συνδυασμό με τις επιπτώσεις της ξηρασίας που προκαλείται από την κλιματική αλλαγή στην παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας και στην ψύξη των πυρηνικών ηλεκτροπαραγωγών, θα μπορούσε να περιορίσει την εν λόγω συνεργασία, ακόμη και βραχυπρόθεσμα.

### 2.3 Ο βιομηχανικός τομέας

Στο βιομηχανικό τομέα, το φυσικό αέριο είναι πιθανό να αντικατασταθεί από την ηλεκτροδότηση για θέρμανση όπου αυτό είναι εφικτό. Εναλλακτικά, όπου είναι διαθέσιμα, το βιομεθάνιο ή το βιοαέριο (μετά από κατάλληλο καθαρισμό) μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να αντικαταστήσουν το φυσικό αέριο, γι' αυτό και η ΕΕ σχεδιάζει να αυξήσει την παραγωγή βιομεθανίου.

Το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται από τις βιομηχανίες χημικών ως πρώτη ύλη άνθρακα για χημικές διεργασίες, όπως για την παραγωγή γκρίζου υδρογόνου, αμμωνίας, ουρίας για λιπάσματα και για την παραγωγή μεθανόλης, μονομερών, πλαστικών και πολλών άλλων εφαρμογών. Χρησιμοποιείται επίσης για την παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα, για τη διατήρηση τροφίμων, παραγωγή αφεψημάτων, κατασκευή μετάλλων, ψύξη, κατάσβεση και σε θερμοκήπια για να προκαλέσει ανάπτυξη των φυτών. Ωστόσο, σε σύγκριση με τις ποσότητες που χρησιμοποιούνται για ενέργεια, οι ποσότητες φυσικού αερίου που χρησιμοποιούνται ως βιομηχανικές πρώτες ύλες είναι μικρές, καθώς είναι μικρότερες από το 10% του χρησιμοποιούμενου φυσικού αερίου<sup>57</sup>.

Οι χρήσεις του φυσικού αερίου ως πρώτη ύλη έχουν συνήθως υψηλότερη οικονομική αξία απ' ό,τι η θερμότητα ή η ηλεκτρική ενέργεια, οπότε ορισμένες από αυτές είναι πιθανό να συνεχιστούν στο μέλλον μέχρι να βρεθούν εναλλακτικές εφοδιαστικές αλυσίδες παραγωγής/προμήθειας. Στην περίπτωση των λιπασμάτων με βάση την αμμωνία, τα οποία είναι ζωτικής σημασίας για την παγκόσμια παραγωγή τροφίμων, η παγκόσμια αγορά πέρασε κάποιες αναταράξεις το 2022, αλλά έχει ξεκινήσει η

---

<sup>57</sup> S&P Global (2022). Petrochemical feedstocks.

<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/products/petrochemical-feedstockschemical-economics-handbook.html>.

καθιέρωση ενός νέου συνδυασμού προμηθειών με μειωμένο όγκο λιπασμάτων, τα οποία παράγονται με τη χρήση ρωσικού φυσικού αερίου<sup>58</sup>.

Όταν απαιτούνται νέες πηγές άνθρακα για προϊόντα που σήμερα προέρχονται από φυσικό αέριο και άλλες πετροχημικές πρώτες ύλες, οι μεγάλες βιογενείς σημειακές πηγές είναι πιθανό να είναι οι φθηνότερες. Για παράδειγμα, τα δημοτικά απόβλητα ή τα απόβλητα της βιομηχανίας τροφίμων ή η ξυλώδης βιομάζα από γεωργικά ή δασικά απόβλητα μπορούν να παρέχουν βιώσιμο άνθρακα με τη μορφή συνθετικού αερίου, αν και τα απόβλητα περιέχουν συνήθως άλλα στοιχεία που πρέπει να απομακρυνθούν, αυξάνοντας έτσι το κόστος επεξεργασίας. Οι βιομηχανίες θα πρέπει να χρησιμοποιούν πάντα κυκλικές διεργασίες για την παραγωγή χημικών, με ενσωματωμένη ανακύκλωση για τη μείωση της ανάγκης για πρωτογενή αέρια.

Στο μέλλον, ο βιώσιμος άνθρακας μπορεί επίσης να ληφθεί από την ατμόσφαιρα με τη χρήση άμεσης δέσμευσης του αέρα, αλλά θα χρειαστεί περαιτέρω τεχνολογική ανάπτυξη προτού αυτό είναι έτοιμο για εμπορική ανάπτυξη σε μεγάλη κλίμακα.

## Κεφάλαιο 3 : Διασφάλιση επάρκειας και ασφάλειας εφοδιασμού

### 3.1 Ενεργειακή ασφάλεια- Διαφοροποίηση πηγών εφοδιασμού

Δεν υπάρχει κοινά αποδεκτός ορισμός της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού, ωστόσο αυτή προϋποθέτει συνήθως τη διαθεσιμότητα, την αξιοπιστία, τη βιωσιμότητα και την οικονομική προσιτότητα της ενέργειας<sup>59</sup>. Για ορισμένους αναλυτές η ενεργειακή ασφάλεια, σχετίζεται επίσης με την εξάρτηση από τις εισαγωγές.

Καθώς τα ορυκτά καύσιμα καταργούνται σταδιακά με στόχο το μηδενικό ισοζύγιο άνθρακα μέχρι το 2050, είναι ζωτικής σημασίας να διασφαλιστεί ότι η μετάβαση σε μια ενέργεια χωρίς άνθρακα θα γίνει χωρίς να μειωθεί η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ.

---

<sup>58</sup> IFPRI (2023). The Russia-Ukraine war after a year: impacts on fertilizer production, prices, and trade flows. <https://www.ifpri.org/blog/russia-ukraine-war-after-year-impacts-fertilizer-production-pricesand-trade-flows>.

<sup>59</sup> Steinberger-Wilckens, R. *et al.* (2017). The role of hydrogen and fuel cells in delivering energy security for the UK. H2FC Supergen, London, UK. <https://www.h2fcsupergen.com/wp-content/uploads/2015/08/IMPJ5213-H2FC-Supergen-Energy-Security-032017-WEB.pdf>.

Το 2022, όταν η Ρωσία εισέβαλε στην Ουκρανία, η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού έγινε για τους υπεύθυνους χάραξης πολιτικής της ΕΕ επείγουσα προτεραιότητα. Η Ρωσία διέκοψε τις προμήθειες φυσικού αερίου και αυτό ανέδειξε την ανάγκη για μεγαλύτερη ποικιλομορφία τόσο στους προμηθευτές όσο και στους πόρους.

Επιπλέον, ο πόλεμος στην Ουκρανία ανέδειξε τους γεωπολιτικούς κινδύνους που συνδέονται με την ενεργειακή εξάρτηση της ΕΕ από τρίτες χώρες και τη συντήρηση υποδομών εφοδιασμού με φυσικό αέριο (συμπεριλαμβανομένων των δικτύων σωληνώσεων και των συστημάτων αποθήκευσης) σε τρίτες χώρες και στην ΕΕ, εάν αυτές ανήκουν (εξ ολοκλήρου ή εν μέρει) ή διαχειρίζονται από εταιρείες που εδρεύουν εκτός της ΕΕ.

Βραχυπρόθεσμα, η πολιτική της ΕΕ επικεντρώνεται στην ταχεία σταδιακή διακοπή των προμηθειών φυσικού αερίου από τη Ρωσία και στην εξεύρεση εναλλακτικών προμηθευτών είτε αγωγού φυσικού αερίου είτε LNG, καθώς και στη μείωση της ζήτησης φυσικού αερίου.

Στο πλαίσιο αυτής της πολιτικής, είναι απαραίτητος ο καθολικός συντονισμός της ΕΕ αναφορικά με την αγορά φυσικού αερίου άμεσα, για την τροφοδότηση των συστημάτων αποθήκευσης φυσικού αερίου, και στη συνέχεια βραχυπρόθεσμα για την επίτευξη των καλύτερων τιμών για τις εισαγωγές LNG και φυσικού αερίου μέσω αγωγών. Για το σκοπό αυτό, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημιούργησε το 2022 μια ενεργειακή πλατφόρμα της ΕΕ<sup>60</sup> για να διευκολύνει τον συντονισμό των κοινών αγορών.

Η ΕΕ χρειαζόταν και έλαβε επείγοντα μέτρα για να εξασφαλιστεί ο εφοδιασμός της με φυσικό αέριο για το χειμώνα 2022/23 με την πλήρωση των συστημάτων αποθήκευσης φυσικού αερίου κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, την εγκατάσταση πλωτών μονάδων επαναεριοποίησης και αποθήκευσης για τη διευκόλυνση των αυξημένων εισαγωγών υγροποιημένου φυσικού αερίου, και δρομολόγησε αυξήσεις των εισαγωγών φυσικού αερίου μέσω αγωγών από τρίτους προμηθευτές φυσικού αερίου.

Τα κράτη μέλη της ΕΕ έλαβαν το 2022 μέτρα για την αύξηση των προμηθειών από άλλες πηγές ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της επανεκκίνησης μονάδων

---

<sup>60</sup> EC (2023). Joint gas purchasing: the ad hoc Steering Board of the EU Energy Platform meets for the first time. [https://energy.ec.europa.eu/news/joint-gas-purchasing-ad-hoc-steering-board-eu-energyplatform-meets-first-time-2023-01-16\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/joint-gas-purchasing-ad-hoc-steering-board-eu-energyplatform-meets-first-time-2023-01-16_en).



ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα, και της παράτασης λειτουργίας των πυρηνικών σταθμών παραγωγής ενέργειας. Η καθυστέρηση του κλεισίματος σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα μπορεί να δικαιολογηθεί μόνο ως απάντηση έκτακτης ανάγκης στις περικοπές της προσφοράς του ρωσικού φυσικού αερίου, ενώ παράταση της ζωής των πυρηνικών σταθμών θα πρέπει να γίνεται μόνο με τη δέουσα συνεκτίμηση των ζητημάτων ασφάλειας, που αφορούν στην ευπάθειά τους σε τρομοκρατικές επιθέσεις και τη διάθεση των πυρηνικών αποβλήτων.

Οι κίνδυνοι ασφάλειας εφοδιασμού θα μπορούσαν να αποφευχθούν με την αύξηση των εισαγωγών φυσικού αερίου με αγωγούς από προμηθευτές εκτός της Ρωσίας. Οι προμήθειες μέσω της Ανατολικής Μεσογείου (αγωγός EastMed από το Ισραήλ, Κύπρο και την Ελλάδα) δεν αναμένονται πριν από το 2025, αλλά αναμένεται ότι οι προμήθειες φυσικού αερίου από την Αλγερία στην Ευρώπη θα αυξηθούν το 2023, κυρίως από τον αγωγό Berkine South<sup>61</sup>. Ορισμένες προμήθειες φυσικού αερίου στην ΕΕ μέσω αγωγών αναμένεται να προέλθουν στο μέλλον από τη Νορβηγία, ενώ η ολλανδική κυβέρνηση διατήρησε την απόφασή της του 2018 να σταματήσει σταδιακά την εξόρυξη φυσικού αερίου στο Groningen για να μειώσει τον κίνδυνο σεισμών και να βελτιώσει την ασφάλεια για τους κατοίκους της περιοχής<sup>62</sup>.

Οι μεγάλες νέες αναπτύξεις σχιστολιθικού αερίου (Fracking) στην ΕΕ είναι απίθανες. Το Fracking αναπτύχθηκε αρχικά σε απομακρυσμένες περιοχές των ΗΠΑ, όπου μπορούσε να εφαρμοστεί σε μεγάλη κλίμακα με ελάχιστους κανονισμούς, και παρήγαγε σχιστολιθικό αέριο το οποίο διανεμήθηκε μέσω αγωγών στους Αμερικανούς καταναλωτές σε πολύ ανταγωνιστικές τιμές. Όταν οι τιμές του φυσικού αερίου στην ΕΕ ήταν χαμηλές το 2020, η εισαγωγή σχιστολιθικού αερίου με τη μορφή υγροποιημένου φυσικού αερίου φάνηκε ακριβή. Ωστόσο, τα οικονομικά δεδομένα της προμήθειας φυσικού αερίου στην ΕΕ έχουν αλλάξει μετά την εισβολή στην Ουκρανία και κατά συνέπεια, υπάρχει νέο ενδιαφέρον για την εισαγωγή υγροποιημένου φυσικού αερίου στην ΕΕ, ιδίως από τις ΗΠΑ. Στις ΗΠΑ υπάρχει μεγάλος αριθμός έργων LNG

---

<sup>61</sup> ENI (2022). ENI announces the start of production from two gas fields within the new Berkine South contract in Algeria. <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2022/10/berkine-southstart-production-two-gas-fields.html>.

<sup>62</sup> Government of the Netherlands (2022). Does less Russian gas mean more gas from Groningen? <https://www.government.nl/latest/news/2022/10/20/does-less-russian-gas-mean-more-gas-from-groningen>.

υπό κατασκευή ή σε προχωρημένο στάδιο σχεδιασμού, με τέσσερα έργα να λαμβάνουν τελική επενδυτική απόφαση το 2022/23<sup>63</sup>.

Το σχιστολιθικό αέριο αποτελεί σήμερα σχεδόν το 80% του φυσικού αερίου που παράγεται στις ΗΠΑ<sup>64</sup> και οι ΗΠΑ είναι πιθανό να παραμείνουν μια σημαντική πηγή LNG που θα αντικαταστήσει το ρωσικό αέριο στην ΕΕ τα επόμενα χρόνια. Άλλοι προμηθευτές LNG ενδέχεται να αυξήσουν το μερίδιο αγοράς τους στην ΕΕ μόλις εφαρμοστεί η διεθνής παρακολούθηση και πιστοποίηση των εκπομπών μεθανίου σύμφωνα με την Παγκόσμια Δέσμευση για το μεθάνιο, υπό την προϋπόθεση ότι θα υπάρχει επαρκής εποπτεία.

Οι διαθέσιμοι πόροι σχιστολιθικού αερίου σε ορισμένα μέρη της Ευρώπης έχουν εκτιμηθεί μικρότεροι και πιο δαπανηροί από ό,τι αρχικά αναμενόταν, ενώ η παραγωγή του έχει συνδεθεί ευρέως με την πρόκληση τοπικών σεισμών και με τη ρύπανση των υπόγειων αποθεμάτων νερού, καθώς και με την τοπική επιφανειακή ρύπανση που προκαλείται από τη γεώτρηση και τη μεταφορά χημικών ουσιών. Κατά συνέπεια, αν και η EASAC δημοσίευσε έκθεση για το σχιστολιθικό αέριο το 2014, στην οποία τονίζεται η σημασία της αυστηρής συμμόρφωσης με τους σχετικούς κανονισμούς, οι εξελίξεις στο fracking στην Ευρώπη έχουν σε μεγάλο βαθμό σταματήσει. Η κοινή γνώμη στην ΕΕ έχει αποθαρρύνει το fracking για περιβαλλοντικούς λόγους και η ΕΕ έχει δημοσιεύσει ελάχιστα για το θέμα μετά τα πρώτα έγγραφα καθοδήγησης το 2014.

Όσον αφορά το μέλλον, δεδομένου ότι η ΕΕ έχει δεσμευτεί να καταργήσει σταδιακά τη χρήση ορυκτών καυσίμων, συμπεριλαμβανομένου του αμείωτου φυσικού αερίου, οι επενδυτές είναι απίθανο να υποστηρίξουν σημαντικές νέες αναπτύξεις σχιστολιθικού αερίου στην ΕΕ.

Η αγορά εισαγωγών LNG αναμένεται επίσης να μειωθεί μόλις τα έκτακτα μέτρα που υιοθετήθηκαν ως απάντηση στη ρωσική εισβολή αντικατασταθούν από δράσεις που αποσκοπούν στην επίτευξη του στόχου της ΕΕ για τη μείωση των εκπομπών αερίων

---

<sup>63</sup> INEOS (2022). INEOS signs long-term sales and purchase agreement for 1.4mtpa LNG from Sempra Infrastructure at Port Arthur, USA. <https://www.ineos.com/news/shared-news/ineos-signs-long-term-sales-and-purchase-agreement-for-1.4mtpa-lng-from-semprainfrastructure-at-port-arthur-usa/>.

<sup>64</sup> US EIA (2022). Information on shale gas. <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=907&t=8>.

του θερμοκηπίου για το 2030. Ωστόσο έως τότε η προμήθεια LNG από χώρες εκτός της Ρωσίας φαίνεται να είναι ο άμεσος τρόπος αντικατάστασής του.

Οι προμήθειες LNG απαιτούν συνήθως μεγάλες εγκαταστάσεις που χρειάζονται χρόνια για να κατασκευαστούν για την ψύξη και την υγροποίηση του φυσικού αερίου για την παραγωγή LNG, ειδικά δεξαμενόπλοια για τη μεταφορά του, καθώς και μεγάλους τερματικούς σταθμούς και εγκαταστάσεις για την εισαγωγή και την επαναεριοποίησή του πριν από τη διανομή.

Εκτός από την αύξηση, όπου είναι δυνατόν, των ροών μέσω των υφιστάμενων τερματικών σταθμών LNG, μια επιλογή για τη διευκόλυνση των αυξημένων εισαγωγών LNG στην ΕΕ είναι η ανάπτυξη πλωτών τερματικών σταθμών επαναεριοποίησης LNG σε πλοία (FRSU). Σύμφωνα με τον IEA, οι χώρες της ΕΕ είχαν εξασφαλίσει έως και 12 πλοία FRSU κατά τη διάρκεια του 2022 για τα έργα επαναεριοποίησης, συμπεριλαμβανομένων 5 στη Γερμανία, 2 στις Κάτω Χώρες, 2 στην Ιταλία, 1 στη Φινλανδία, 1 στην Ελλάδα και 1 στην Κύπρο<sup>65</sup>. Δύο νέα FRSU έφτασαν στο Eemshaven και άρχισαν να λειτουργούν τον Σεπτέμβριο του 2022, αυξάνοντας την ικανότητα επαναεριοποίησης των Κάτω Χωρών κατά 8 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως. Τρεις FRSU παραδόθηκαν στη Γερμανία μεταξύ Δεκεμβρίου 2022 και Ιανουαρίου 2023 στις εγκαταστάσεις Wilhemshaven, Lubmin και Brunsbüttel<sup>66</sup>.

Όταν ολοκληρωθεί, το FRSU της Αλεξανδρούπολης στην Ελλάδα θα παρέχει 5,5 bcm φυσικού αερίου ετησίως στις αγορές της Ελλάδας, της Βουλγαρίας, της Σερβίας και της Βόρειας Μακεδονίας. Η νέα αυτή υποδομή συνδέεται με άλλα εν εξελίξει έργα διασύνδεσης, όπως ο διασυνδετήριος αγωγός φυσικού αερίου Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB), ο οποίος τέθηκε σε εμπορική λειτουργία τον Οκτώβριο του 2022, καθώς και με τη σημαντική συνεργασία για τις συνδέσεις φυσικού αερίου "κάθετου διαδρόμου" μεταξύ Ελλάδας, Βουλγαρίας, Ρουμανίας και Ουγγαρίας.

---

<sup>65</sup> IEA (2022). IEA gas market report Q4 (2022).

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/318af78e-37c8-425a-b09e-ff89816ffeca/GasMarketReportQ42022-CCBY4.0.pdf>.

<sup>66</sup> Deutsche Welle (2023). Third floating LNG terminal arrives in northern Germany.

<https://www.dw.com/en/third-floating-lng-terminalarrives-in-northern-germany/a-64462246>.

Η IEA εκτιμά ότι υπάρχουν άλλα 50 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως δυναμικότητας εισαγωγής LNG υπό κατασκευή από τον Ιανουάριο του 2023 και άλλα 60 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως στο στάδιο του σχεδιασμού<sup>67</sup>.

### 3.2. Υφιστάμενες Υποδομές και μελλοντικές επενδύσεις

Οι πολιτικές και οικονομικές αντιδράσεις των διεθνών προμηθευτών ενέργειας και των άλλων διεθνών εταίρων της ΕΕ εταίρων στη σταδιακή κατάργηση του φυσικού αερίου είναι δύσκολο να προβλεφθεί. Ο διάλογος και οι συμφωνίες με τις γειτονικές χώρες της ΕΕ χώρες που προμηθεύουν σήμερα την ΕΕ με φυσικό αέριο, όπως η Νορβηγία, το Αζερμπαϊτζάν και βορειοαφρικανικές χώρες, θα είναι ιδιαίτερα σημαντικοί, ώστε να διασφαλιστεί ότι η σταδιακή διακοπή της χρήσης φυσικού αερίου θα γίνει σε ένα πλαίσιο ευρύτερης συνεργασίας στον ενεργειακό τομέα με αύξηση της χρήσης άλλων ενεργειακών επιλογών.

Η ανθεκτικότητα της Ευρώπης στον ενεργειακό τομέα είναι ζωτικής σημασίας. Η ασφάλεια τόσο η φυσική όσο και αυτή του κυβερνοχώρου των δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού αντικατοπτρίζεται στην Ενωσιακή Στρατηγική για την ασφάλεια και θα πρέπει να επικαιροποιείται συνεχώς με γνώμονα την προστασία του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ.

Μελλοντικές συμβάσεις για προμήθειες φυσικού αερίου και LNG στην Ευρωπαϊκή Ένωση θα πρέπει να εγγυώνται όχι μόνο ασφαλείς προμήθειες σε προσιτές τιμές, αλλά και αποδεκτές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα.

Η Φορολογία Ρύπων, η οποία εφαρμόζεται από τον Ιανουάριο του 2023, περιλαμβάνει δράσεις για δραστηριότητες που σχετίζονται με το φυσικό αέριο<sup>68</sup>, και ορίζει απαιτούμενα σύμφωνα με τα οποία επενδύσεις στη χρήση φυσικού αερίου μπορούν να χαρακτηριστούν ως περιβαλλοντικά βιώσιμες «μεταβατικές δραστηριότητες», στο πλαίσιο των έξι περιβαλλοντικών στόχων του κανονισμού για τη Φορολογία Ρύπων.

Επενδύσεις σε νέες υποδομές φυσικού αερίου και σε επαναχρησιμοποίηση των υφιστάμενων υποδομών θα πρέπει να στοχεύουν στη διατήρηση ενός οικονομικά αποδοτικού ενεργειακού εφοδιασμού. Οι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής της ΕΕ έχουν ήδη προβλέψει την ανάγκη να καταρτιστούν και να δημοσιευθούν σχέδια για

<sup>67</sup> IEA (2023). Gas market report, Q1-2023. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2023>.

<sup>68</sup> EC (2022). EU taxonomy: Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation. <https://finance.ec.europa.eu/>

επενδύσεις στην προσαρμογή και ενίσχυση των υφιστάμενων δικτύων φυσικού αερίου για τη μεταφορά υδρογόνου, όπως προκύπτει από τον κανονισμό της ΕΕ σχετικά με τις κατευθυντήριες γραμμές για διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές.

Σύμφωνα με τις αρχές της χρηστής δημοσιονομικής διαχείρισης, η δημόσια χρηματοδότηση για τη στήριξη της κατασκευής ή την προσαρμογή των δικτύων φυσικού αερίου για τη μεταφορά υδρογόνου θα πρέπει να χορηγείται μόνο σε κοινοπραξίες στις οποίες συμμετέχουν βιομηχανίες που καταναλώνουν υδρογόνο και σε ενδιαφερόμενους φορείς που δεσμεύονται να αναπτύξουν ανταγωνιστικές, βιώσιμες, και στρατηγικές αγορές υδρογόνου. Μια τέτοια προσέγγιση εταιρικής σχέσης θα μειώνει επίσης τον κίνδυνο αποφάσεων από βιομηχανίες να μετακινηθούν από την ΕΕ σε χώρες που προσφέρουν ελκυστικά οικονομικά κίνητρα.

Η σταδιακή επαναχρησιμοποίηση των υφιστάμενων υποδομών μεταφοράς φυσικού αερίου μοιάζει να είναι η φθηνότερη επιλογή για τη μεταφορά υδρογόνου σε μεγάλες αποστάσεις σε όλη την ΕΕ. Επίσης, όταν είναι συμβατά με το υδρογόνο, τα υφιστάμενα τοπικά δίκτυα διανομής αερίου είναι πιθανό να η φθηνότερη επιλογή για τη διανομή υδρογόνου σε βιομηχανίες και σταθμούς ανεφοδιασμού για βαρέα φορτηγά οχήματα.

Οι διαχειριστές δικτύων φυσικού αερίου της ΕΕ έχουν μελετήσει το βαθμό στον οποίο η υφιστάμενη υποδομή φυσικού αερίου στην Ευρώπη θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για τη μεταφορά υδρογόνου. Για παράδειγμα, η Re-stream διαπίστωσε ότι οι περισσότεροι υπεράκτιοι αγωγοί θα μπορούσαν να επαναχρησιμοποιηθούν για τη μεταφορά υδρογόνου, ενώ το 70% των χερσαίων αγωγών θα μπορούσαν να επαναχρησιμοποιηθούν.

Οι φορείς εκμετάλλευσης δικτύων έχουν προτείνει επενδύσεις ύψους 80 έως 143 δισ. ευρώ σε ένα ευρωπαϊκό δίκτυο υδρογόνου με 50.000 χιλιόμετρα αγωγών, εκ των οποίων το 60% θα αποτελείται από επαναχρησιμοποιημένους σωλήνες φυσικού αερίου μέχρι το 2040<sup>69</sup>. Το έργο αυτό συνεχίζεται και αντικατοπτρίζεται σε τακτικά επικαιροποιούμενους χάρτες για μελλοντικές υποδομές αγωγών υδρογόνου.

Σήμερα χρειάζεται επείγοντως χρηματοδότηση για την ενίσχυση των ευρωπαϊκών δικτύων φυσικού αερίου, ιδίως για να διευκολυνθεί η πρόσβαση σε νέους τερματικούς σταθμούς εισαγωγής υγροποιημένου φυσικού αερίου. Σημαντικές πηγές χρηματοδότησης μπορούν να αξιοποιηθούν για να τέτοιες επενδύσεις με δημόσια

---

<sup>69</sup> EHB (2022). European Hydrogen backbone report.  
<https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>.

χρηματοδότηση, από το πρόγραμμα "Συνδέοντας την Ευρώπη", όπως προτείνεται στο REPowerEU.

Με το βλέμμα στο μέλλον, θα πρέπει να ληφθούν μακροπρόθεσμα μέτρα για την περαιτέρω προσαρμογή της αγοράς ενέργειας της ΕΕ και κανόνες περί κρατικών ενισχύσεων ώστε να ταιριάζουν με τη μετάβαση της ΕΕ σε καθαρή μηδενική εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα έως το 2050. Τα νέα μέτρα πρέπει να αφήσουν κίνητρα για την εξοικονόμηση ενέργειας και τη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου εκπομπές, αλλά να παρέχουν στοχευμένη στήριξη για ευάλωτες ομάδες και τα νοικοκυριά, και, όπου είναι απαραίτητο, επίσης να προστατεύουν την ανταγωνιστικότητα των βασικών βιομηχανιών της ΕΕ.

## Β' ΜΕΡΟΣ: Ο ρόλος του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας

### Εισαγωγή : Το φυσικό αέριο στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο

Το φυσικό αέριο διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα, καθώς αποτελεί βασικό καύσιμο για την ηλεκτροπαραγωγή και τη βιομηχανία ενώ τα τελευταία χρόνια αυξήθηκε και η συμμετοχή του στον τομέα θέρμανσης κτιρίων.

Το 2021<sup>70</sup>, η ζήτηση φυσικού αερίου ανήλθε σε 6,4 bcm, σημειώνοντας σημαντική αύξηση από τα 4,7 bcm ζήτησης το έτος 2011. Η αύξηση αυτή συνδέεται πρωτίστως με την αντίστοιχη μείωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη ενώ παράλληλα αυξήθηκε η ζήτηση φυσικού αερίου από τους τομείς βιομηχανίας και κτιρίων.

Συγκεκριμένα, το 2021, το φυσικό αέριο κάλυψε το 41% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με αύξηση από το 2011 από 2,9 bcm σε 4,4 bcm. Παράλληλα, κάλυψε το 22% της ενεργειακής ζήτησης της βιομηχανίας με αύξηση από 1,17 bcm σε 1,24 bcm, και το 11% της ενέργειας των κτιρίων, με αύξηση από 0,4 bcm σε 0,6 bcm. Συνολικά το αέριο το 2021 κάλυψε το 9,7% της συνολικής τελικής κατανάλωσης.

Στη συνέχεια όμως, και λόγω του πολέμου στην Ουκρανία και της ραγδαίας αύξησης των τιμών του φυσικού αερίου, από τον Ιανουάριο έως τον Σεπτέμβριο του 2022 η ζήτηση φυσικού αερίου μειώθηκε κατά σχεδόν 19%, κυρίως λόγω της αλλαγής καυσίμου στον βιομηχανικό τομέα.

Η Ελλάδα διαθέτει περιορισμένη εγχώρια παραγωγή φυσικού αερίου, μόλις 0,004 bcm το 2021, και το μεγαλύτερο μέρος της προμήθειας φυσικού αερίου είναι εισαγόμενο από τρίτες χώρες. Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) διαθέτει τέσσερις πύλες εισόδου:

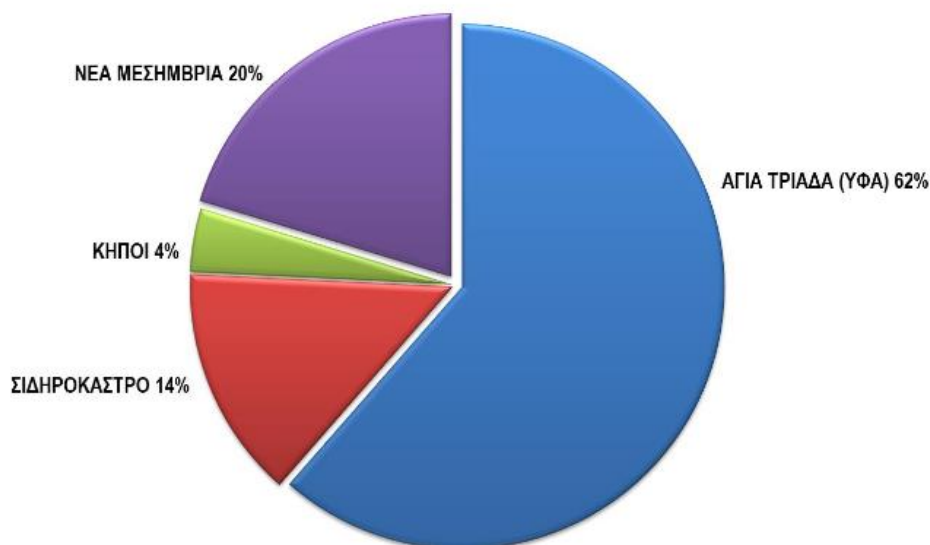
- Τον τερματικό σταθμό υγροποιημένου φυσικού αερίου της Ρεβυθούσας, ο οποίος αναβαθμίστηκε το 2018 και ξανά το 2022 για την αύξηση της ικανότητας εισαγωγής σε περίπου 7 bcm.
- Η διασύνδεση με την Τουρκία στους Κήπους Έβρου.
- Η διασύνδεση με τη Βουλγαρία στο Σιδηρόκαστρο Σερρών, που υποστηρίζει αμφίδρομες ροές μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας.

---

<sup>70</sup> Ιστορικά στοιχεία της παρούσας ενότητας από τη μελέτη του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας "Greece 2023 Energy Policy Review" ( Απρίλιος 2023)

- Η διασύνδεση της Νέας Μεσημβρίας που άρχισε να λειτουργεί το 2020 και συνδέει το ΕΣΜΦΑ με τον ΤΑΡ κοντά στη Θεσσαλονίκη.

Η συμμετοχή κάθε σημείου εισόδου στη συνολικά εισαχθείσα ποσότητα για το έτος 2022 φαίνεται στο παρακάτω Διάγραμμα.



**Εικόνα 23. Μερίδες Φυσικών Παραδόσεων για το έτος 2022**

**Πηγή: ΔΕΣΦΑ**

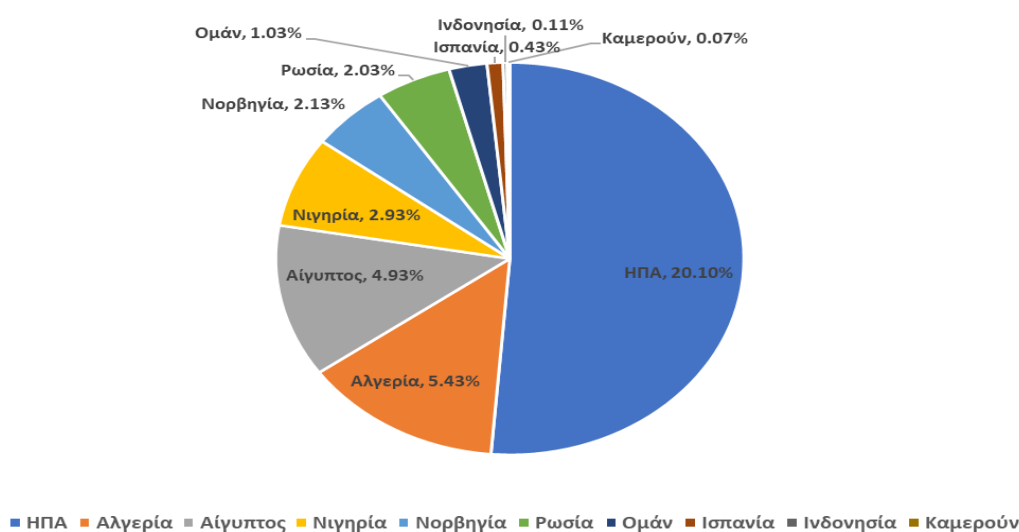
Οι εισαγωγές από τη Ρωσία μέσω αγωγού αντιπροσωπεύουν ιστορικά το μεγαλύτερο μέρος του φυσικού αερίου εισαγωγών, που κυμαίνονταν από 54% έως 85% των εισαγωγών μεταξύ 2005 και 2018. Η χωρητικότητα του Σταθμού LNG της Ρεβυθούσας επεκτάθηκε το 2018, υποστηρίζοντας μια αξιοσημείωτη αύξηση των εισαγωγών υγροποιημένου φυσικού αερίου. Η αύξηση της δυναμικότητας εισαγωγής LNG στήριξε τη διαφοροποίηση των εισαγωγών και οδήγησε σε αξιοσημείωτη μείωση του μεριδίου των εισαγωγών από τη Ρωσία, το οποίο μειώθηκε σε 41% (2,6 bcm) το 2021 και 17% (1 bcm) το 2022. Ως έκτακτο μέτρο για την αντιμετώπιση της διακοπής τροφοδοσίας από τη Ρωσία, τον Αύγουστο του 2022 προστέθηκε μια νέα πλωτή μονάδα αποθήκευσης στη Ρεβυθούσα.

Σύμφωνα με τα απολογιστικά στοιχεία του ΔΕΣΦΑ για το έτος 2022<sup>71</sup>, σημειώθηκε αύξηση κατά 11,11% στη συνολική ζήτηση φυσικού αερίου (συμπεριλαμβανομένων

<sup>71</sup> Δελτίο Τύπου του ΔΕΣΦΑ της 17.1.2023 «Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2022».



των εξαγωγών), με τις εξαγωγές φυσικού αερίου σχεδόν να τετραπλασιάζονται (+288,68%) σε σύγκριση με το 2021. Συγκεκριμένα, η εγχώρια κατανάλωση μειώθηκε από 69,96 TWh σε 56,64 TWh, ενώ οι εξαγωγές αυξήθηκαν από 7,6 TWh σε 29,54 TWh. Ο Σταθμός της Ρεβυθούσας πρωταγωνίστησε στον όγκο εισαγωγών με ποσοστό 44,2% επί των συνολικών εισαγωγών. Για πρώτη φορά στη Ρεβυθούσα κατέπλευσαν 78 φορτία και εφοδίασαν το Σύστημα με **39,19 TWh υγροποιημένου φυσικού αερίου**. Τα φορτία προέρχονταν από 10 χώρες, και συγκεκριμένα:



**Εικόνα 24. Προέλευση φορτίων LNG στη Ρεβυθούσα για το έτος 2022**

**Πηγή: ΔΕΣΦΑ**

Η διαφοροποίηση αυτή των πηγών εφοδιασμού αλλά και η σαφής στροφή προς εξαγωγική δραστηριότητα συντάσσονται απολύτως με την οραματιζόμενη ανάδειξη της Ελλάδας σε ρόλο ενεργειακού κόμβου για την ευρύτερη περιοχή. Στο νέο αυτό πλαίσιο, το φυσικό αέριο συνεχίζει φυσικά να παίζει ρόλο στην εγχώρια κατανάλωση ενέργειας, όπως θα αναλυθεί παρακάτω στο Κεφάλαιο 1 του παρόντος Μέρους. Παράλληλα όμως αποτελεί και ένα σημαντικό ενεργειακό προϊόν (commodity) που εισάγεται και διανέμεται περιφερειακά από τις υποδομές του ελληνικού ενεργειακού συστήματος, τόσο τις υφιστάμενες όσο και τις σχεδιαζόμενες, όπως περιγράφονται στο Κεφάλαιο 2, αναβαθμίζοντας αισθητά τον γεωπολιτικό ρόλο της Ελλάδας στην περιοχή. Τέλος, μετά από πολλά χρόνια (συγκεκριμένα, τη διετία 2013 – 2014)

αναζωπυρώνεται η συζήτηση για την εκμετάλλευση των εθνικών κοιτασμάτων φυσικού αερίου, δίνοντας μια νέα διάσταση τόσο στην κάλυψη ιδίων αναγκών όσο και στην εξαγωγική δραστηριότητα της χώρας στο φυσικό αέριο, από δική της πια παραγωγή, όπως αναλύεται στο Κεφάλαιο 3.

## Κεφάλαιο 1 : Ο ρόλος του φυσικού αερίου στο πλαίσιο της μακροπρόθεσμης εθνικής ενεργειακής στρατηγικής

Η Ελλάδα έχει υιοθετήσει μια ευρύτερη ενεργειακή στρατηγική που θα επιτρέψει τη βιώσιμη ανάπτυξη της ελληνικής οικονομίας και περιλαμβάνει ολοκληρωμένες μεταρρυθμίσεις για τη μετάβαση σε ένα νέο μοντέλο αειφόρου ανάπτυξης. Η ολοκληρωμένη αυτή στρατηγική για την πράσινη μετάβαση επηρεάζει και το ρόλο του φυσικού αερίου τις επόμενες δεκαετίες.

Καταρχάς, το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα του 2019<sup>72</sup> υιοθέτησε πολύ φιλόδοξους στόχους, οι οποίοι περιλαμβάνουν: (α) την μείωση των εκπομπών θερμοκηπίου πάνω από 42% σε σχέση με τις εκπομπές του 1990 και άνω του 55% σε σχέση με τις εκπομπές του 2005, (β) το 35% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2030 να παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (61-64% της τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας να είναι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας) και (γ) να υπάρξει κατά 38% βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.

Ο μακροπρόθεσμος στόχος είναι η επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050 με κύρια μέσα την ενεργειακή απόδοση και τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ταυτόχρονα, η ενεργειακή μετάβαση λαμβάνει υπόψη την ανάγκη για ένα διαφοροποιημένο ενεργειακό μείγμα και υλοποιείται με κοινωνικά και οικονομικά αποδεκτό κόστος.

Οι βασικές προτεραιότητες της εθνικής στρατηγικής για την ενεργειακή μετάβαση περιλαμβάνουν:

- την ταχεία (ως το 2028) απομάκρυνση από τον λιγνίτη, ένα ακριβό και ρυπογόνο ορυκτό καύσιμο,

---

<sup>72</sup> Απόφαση 4/2019 του Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής, «Κύρωση του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)» (ΦΕΚ Β' 4893/31.12.2019).

- την υλοποίηση ενός ολοκληρωμένου σχεδίου δίκαιης μετάβασης για τις Περιφέρειες που επηρεάζονται οικονομικά από την απόφαση ταχείας κατάργησης της χρήσης του λιγνίτη. Το σχέδιο συνεπάγεται επενδύσεις, εφαρμογή νέων τεχνολογιών, εκπαίδευση και νέες δεξιότητες για το τοπικό εργατικό δυναμικό.
- το σχεδιασμό του ενεργειακού συστήματος με τρόπο που να βασίζεται σε καθαρότερες και φθηνότερες πηγές ενέργειας,
- την μετατροπή των ΑΠΕ σε ραχοκοκαλιά του ενεργειακού μείγματος
- την διατήρηση του φυσικού αερίου ως καυσίμου γέφυρας προς την ενεργειακή μετάβαση,
- την σημαντική αύξηση της ενεργειακής απόδοσης,
- την ταχεία ανάπτυξη της ηλεκτροκίνησης στις μεταφορές,
- την εστίαση σε νέες τεχνολογίες, όπως το υδρογόνο,
- την μετατροπή της Ελλάδας σε κύριο ενεργειακό κόμβο της περιοχής, μέσω διαφοροποίησης πηγών και οδεύσεων φυσικού αερίου, βελτιώνοντας έτσι τόσο τη δική μας ενεργειακή ασφάλεια όσο και ολόκληρης της περιοχής
- τον σχεδιασμό και υλοποίηση για τις νησιωτικές περιοχές διαφορετικών πολιτικών με βάση το μέγεθος και τις ιδιαιτερότητες κάθε νησιού.

Σημαντικές προβλέψεις περιέχει και ο εθνικός Κλιματικός Νόμος<sup>73</sup>, που αποσκοπεί, σύμφωνα με το άρθρο 1, στην δημιουργία ενός συνεκτικού πλαισίου για τη βελτίωση της προσαρμοστικής ικανότητας και της κλιματικής ανθεκτικότητας της χώρας και τη διασφάλιση της σταδιακής μετάβασης της χώρας στην κλιματική ουδετερότητα έως το έτος 2050, με τον πλέον περιβαλλοντικά βιώσιμο, κοινωνικά δίκαιο και οικονομικά αποδοτικό τρόπο. Οι θεσπιζόμενες πολιτικές και τα μέτρα για τον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής του Κλιματικού Νόμου έχουν ως στόχο τη μείωση των εκπομπών και την αύξηση των απορροφήσεων, την ενίσχυση της ασφάλειας δικαίου στους επενδυτές και τους πολίτες, και την ομαλή μετάβαση της οικονομίας και της κοινωνίας στην κλιματική ουδετερότητα.

---

<sup>73</sup> Ν. 4936/2022, «Εθνικός Κλιματικός Νόμος - Μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα και προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή, επείγουσες διατάξεις για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης και την προστασία του περιβάλλοντος» (ΦΕΚ Α' 105/27.05.2022).

Με τον Κλιματικό Νόμο θεσπίζονται νομοθετικά και αποκτούν νομική δεσμευτικότητα οι στόχοι της Ελλάδας για την μείωση εκπομπών αερίων θερμοκηπίου, με κατοχύρωση του απόλυτου στόχου κλιματικής ουδετερότητας (net zero) το 2050 και δύο ενδιάμεσους ποσοστιαίους στόχους μείωσης ως εξής:

- Μείωση κατά 55% ως το 2030, σε συμφωνία με την ενωσιακή στρατηγική «Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία»<sup>74</sup>, τη δέσμη πολιτικών «Προσαρμογή στον στόχο του 55 % - Fit for 55»<sup>75</sup> και τον Ευρωπαϊκό Νόμο για το Κλίμα<sup>76</sup>
- Μείωση κατά 80% ως το 2040, πηγαίνοντας ένα γενναίο βήμα πέρα από τις ενωσιακές προβλέψεις που δεν εισήγαγαν δεσμευτικό στόχο για το 2040 με τον Ευρωπαϊκό Νόμο για το Κλίμα αλλά παρέπεμψαν αυτόν σε δευτερογενή ενωσιακή νομοθεσία.

Εντός του 2023, η Ελλάδα προωθεί την αναθεώρηση του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα σύμφωνα με τη σχετική ενωσιακή νομοθεσία<sup>77</sup>. Το αναθεωρημένο ΕΣΕΚ θα αντικατοπτρίζει τους νέους ποσοτικούς στόχους προσαρμοσμένους στον νέο στόχο μείωσης των εκπομπών, αλλά θα περιλαμβάνει επίσης και ποιοτικές αναθεωρήσεις, όπως νέες πολιτικές και μέτρα, καθώς και μια πιο εμπειριστατωμένη οικονομική ανάλυση σχετικά με το κόστος και τις ευκαιρίες της πράσινης μετάβασης.

Στις 17 Ιανουαρίου 2023 παρουσιάστηκαν από τον Υπουργό Περιβάλλοντος και Ενέργειας<sup>78</sup> οι βασικές αρχές του ενεργειακού μοντέλου για το νέο ΕΣΕΚ. Παρότι στην

---

<sup>74</sup> Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία

[https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_el](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_el)

<sup>75</sup> Fit for 55

: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

<sup>76</sup> Κανονισμός (ΕΕ) 2021/1119 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 30ής Ιουνίου 2021 για τη θέσπιση πλαισίου με στόχο την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας και για την τροποποίηση των κανονισμών (ΕΚ) αριθ. 401/2009 και (ΕΕ) 2018/1999 («ευρωπαϊκό νομοθέτημα για το κλίμα») (ΕΕ L 243/9.7.2021).

<sup>77</sup> Κανονισμός 2018/1999 της 11ης Δεκεμβρίου 2018 για τη διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα και συγκεκριμένα του άρθρου 14 παρ. 1 που προβλέπει «Έως την 30ή Ιουνίου 2023 και στη συνέχεια έως την 1η Ιανουαρίου 2033 και εφεξής ανά 10 έτη, κάθε κράτος μέλος υποβάλλει στην Επιτροπή σχέδιο επικαιροποίησης του τελευταίου κοινοποιηθέντος ενοποιημένου εθνικού σχεδίου για την ενέργεια και το κλίμα...».

<sup>78</sup> Ιστότοπος Energygress, Μ. Μαστοράκης, «Φωτοβολταϊκά, offshore αιολικά και αποθήκευση οι πυλώνες των πράσινων στόχων του νέου ΕΣΕΚ - Αύξηση μονάδων αερίου αλλά μείωση της κατανάλωσης - Δείτε την αναλυτική παρουσίαση» (18.1.2023) με παραπομπή στο πλήρες κείμενο της

παρουσίαση τονίστηκε ότι δεν πρόκειται για το τελικό μοντέλο, τα στοιχεία που παρουσιάστηκαν παρέχουν μια ασφαλή εικόνα για τις βασικές κατευθύνσεις που θα λάβει η χώρα για την εξέλιξη της δράσης της κατά της κλιματικής αλλαγής.

Το αναθεωρημένο ΕΣΕΚ θα περιλαμβάνει 7 βασικές παρεμβάσεις:

1. Ακόμα πιο ραγδαία ανάπτυξη των ΑΠΕ. Σημειώνεται ότι το 2022 συνδέθηκαν στο δίκτυο περίπου 1600 MW ΑΠΕ, ενώ την τετραετία 2014-2018 μόλις 1000 MW συνολικά.
2. Αύξηση των συστημάτων αποθήκευσης.
3. Βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας.
4. Εξηλεκτρισμός των ελαφρών μεταφορών.
5. Δημιουργία οικονομίας πράσινου υδρογόνου.
6. Ανάπτυξη συνθετικών, πράσινων καυσίμων (Renewable Fuels of Non Biological Origin - RFNBO)
7. Καινοτομία και συστημικές λύσεις στη δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα

Οι βασικοί στόχοι του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ για το 2030 (βάσει των στοιχείων που έχουν κοινοποιηθεί έως σήμερα) προσδιορίζονται ως εξής:

- Συμμετοχή των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας στο 45%
- Συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στο 80% του μίγματος
- Μερίδιο ΑΠΕ στη Θέρμανση: 47%
- Μερίδιο ΑΠΕ στις Μεταφορές: 32%
- Ποσοστό RFNBO στα καύσιμα μεταφορών: 3.4% .
- Ποσοστό Προηγμένων βιοκαυσίμων στα καύσιμα μεταφορών) 2.8%
- Ποσοστό Συμβατικών βιοκαυσίμων: 1.7%.

Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος μορφών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με ορίζοντα το 2030, διαμορφώνεται ως εξής ανά τεχνολογία παραγωγής:

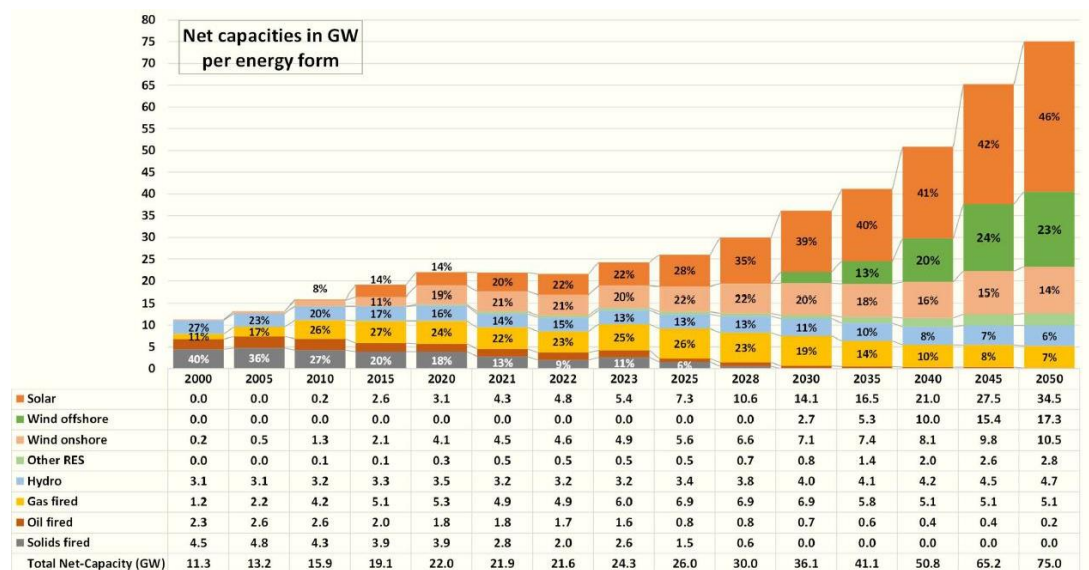
- Φωτοβολταϊκά: Ο στόχος για το 2030 προσδιορίζεται στα 14,1 GW και για το 2050 στα 34 GW. Η συνολική ισχύς φωτοβολταϊκών σήμερα ανέρχεται σε 5 GW .
- Offshore αιολικά: 2,7 GW μέχρι το 2030 και 17 GW μέχρι το 2050
- Χερσαία αιολικά: Το σχέδιο προβλέπει αύξηση εγκατεστημένης ισχύος από τα 5 GW σήμερα, στα 7 GW.
- Υδροηλεκτρικά: Αυξημένος στόχος στα 4 GW για το 2030, λόγω του υδροηλεκτρικού της Μεσοχώρας και άλλων εξεταζόμενων επενδυτικών σχεδίων.
- Μονάδες αερίου: Η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων καύσιμου αερίου θα φτάσει από τα 4.9 GW σήμερα στα 6.9 GW το 2030, υποχωρώντας στη συνέχεια στα 5.1 GW έως το 2050.
- Οι στόχοι του αναθεωρημένου ΕΣΕΚ στον τομέα της αποθήκευσης διαμορφώνονται, στα 8,1 GW και ειδικότερα 2,5 GW σε μονάδες αντλησιοταμίευσης και 5,6 GW σε μπαταρίες αποθήκευσης ενέργειας
- 0,2 εκατομμύρια τόνους υδρογόνου (ο στόχος εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτρολυτών μέχρι το 2030 προσδιορίζεται στα 1,2 GW).
- 0,2 εκατομμύρια τόνους σε συνθετικά καύσιμα.

Ως προς τον στόχο της κλιματικής ουδετερότητας το 2050, σημειώνεται ότι το σχέδιο περιλαμβάνει προβλέψεις (χρονικά ορόσημα) ανά 5 χρόνια για το ύψος της συμβολής όλων των τεχνολογιών στο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Μετά το 2030 οι κύριες τεχνολογίες στο ενεργειακό μείγμα, κατά σειρά συμβολής, θα είναι η ηλιακή ενέργεια, η υπεράκτια αιολική και η αιολική ενέργεια, ενώ η σημασία των ορυκτών καυσίμων θα βαίνει μειούμενη, χωρίς όμως την πλήρη απεξάρτηση από το καύσιμο αέριο. Ειδικά για τις μονάδες αερίου, από το 23% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος το 2022 προβλέπεται να αποτελούν το 7% της ισχύος το 2050 (Διάγραμμα 1).

Ως προς το στόχο του 2030, η αύξηση της ισχύος κατά 2 GW αντιστοιχεί στην υλοποίηση τριών νέων μονάδων φυσικού αερίου που έχουν ανακοινωθεί και ωριμάζουν αδειοδοτικά, μια εκ των οποίων μάλιστα υλοποιείται ήδη και θα προστεθεί εντός του 2023 στο Σύστημα).

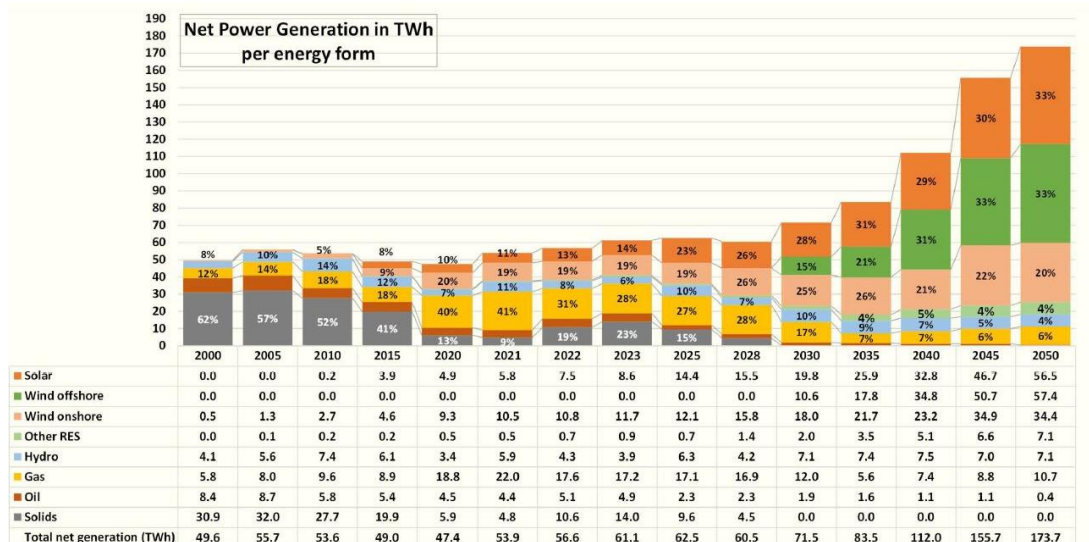
Παρατηρείται ότι στην περιγραφόμενη ισχύ περιλαμβάνονται τόσο οι μονάδες φυσικού αερίου όσο και ανανεώσιμων αερίων (υδρογόνου, βιομεθανίου). Σχεδιάζεται,

επομένως, η σταδιακή αντικατάσταση του ορυκτού αερίου από ανανεώσιμα αέρια (πράσινο υδρογόνο, βιομεθάνιο) και στην ηλεκτροπαραγωγή, με στόχο την μηδενική εκπομπή αερίων θερμοκηπίου στη δεκαετία 2040 – 2050. Στο τέλος δηλαδή της τριακονταετίας, σε συμφωνία με το στόχο για κλιματική ουδετερότητα, η εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων με αέρια καύσιμα δεν θα χρησιμοποιεί πια ορυκτό αέριο για παραγωγή ηλεκτρισμού.



**Εικόνα 25. Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτροπαραγωγικών Μονάδων- ΕΣΕΚ Α/Β Πηγή: Παρουσίαση Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας της 17.1.2023 «Σχεδιασμός του νέου ΕΣΕΚ - Προβλές σεναρίων με το μοντέλο PRIMES»**

Αντίστοιχες είναι και οι προβλέψεις για την παραγόμενη ενέργεια (Διάγραμμα 2). Από τις 22 TWh παραχθείσας ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες αερίου το 2022 (περίπου το 40% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρισμού), το μοντέλο προβλέπει περίπου τη μισή παραγωγή το 2030 (12 TWh). Συμπεραίνουμε έτσι ότι το φυσικό αέριο διατηρεί τα επόμενα χρόνια τη σημασία του αλλά η συμμετοχή του περιορίζεται αισθητά.



Εικόνα 26. Ηλεκτροπαραγωγή κατά μορφή ενέργειας- ΕΣΕΚ Α/Β Πηγή: Παρουσίαση Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας της 17.1.2023 «Σχεδιασμός του νέου ΕΣΕΚ - Προβολές σεναρίων με το μοντέλο PRIMES»

Το μέλλον της ζήτησης φυσικού αερίου ως το 2030 φαίνεται και από την ειδική πρόβλεψη για τις καταναλισκόμενες ποσότητες ανά τομέα (Διάγραμμα 3). Εκεί εμφανίζεται η σημαντική συρρίκνωση φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή (20 περίπου TWh από τις πάνω από 45 TWh του 2021) αλλά και στους άλλους τομείς (με σημαντικότερο τον κτιριακό τομέα), όπου η συμμετοχή του αερίου υποδιπλασιάζεται από 8 σε 4 TWh περίπου.

	2021 (εκτίμηση)	ΕΣΕΚ 2019		Εξίσου σημαντική έμφαση στις ΑΠΕ και την ενεργειακή αποδοτικότητα ΕΣΕΚ Α/Β		Μεγάλη έμφαση στις ΑΠΕ και λιγότερο στην ενεργειακή αποδοτικότητα ΕΣΕΚ Α		Μεγάλη έμφαση στην ενεργειακή αποδοτικότητα και λιγότερο στις ΑΠΕ ΕΣΕΚ Β	
		2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
<b>Τομέας Ηλεκτρικής Ενέργειας</b>									
Ισχύς ΑΠΕ εκτός υδροηλεκτρικών (GW)	9.1	11.0	15.2	16.7	24.1	15.0	24.8	14.7	23.6
Πρόσθετο δυναμικό υδροηλεκτρικών (MW)	0.0	0	0	160	588	160	653	160	523
Ισχύς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (GW)	0.7	0.8	3.5	3.8	8.1	2.8	8.2	3.5	7.6
- μπαταρίες (GW)	0.0	0.8	2.8	3.1	5.6	2.1	5.6	2.8	5.3
- αντλησιοταμίευση	0.7	0.7	0.7	0.7	2.5	0.7	2.6	0.7	2.3
<b>Συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου</b>									
Κατανάλωση ΦΑ στην ηλεκτροπαραγωγή (TWh)	48.2	40.8	33.7	23.6	20.7	24.0	15.4	23.9	22.0
Κατανάλωση ΦΑ στην βιομηχανία (TWh)	13.1	10.9	9.8	11.0	10.6	10.9	10.7	11.0	10.4
Κατανάλωση ΦΑ σε άλλους τομείς (TWh)	8.6	14.2	15.4	7.2	4.7	7.2	4.4	7.1	4.8
Συνολική κατανάλωση ΦΑ (TWh)	69.9	66.0	57.2	41.8	36.0	42.1	30.5	42.0	37.3

Εικόνα 27. Ηλεκτροπαραγωγή και Φυσικό Αέριο το 2025 και 2030 Πηγή: Παρουσίαση Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας της 17.1.2023 «Σχεδιασμός του νέου ΕΣΕΚ - Προβολές σεναρίων με το μοντέλο PRIMES»



Μικρότερη μείωση σημειώνεται στην βιομηχανία, τόσο λόγω της ύπαρξης των λεγόμενων hard to abate βιομηχανικών διεργασιών όσο και λόγω της προβλεπόμενης εισαγωγής, εντός της δεκαετίας που διανύουμε, της τεχνολογίας δέσμευσης, χρήσης και αποθήκευσης άνθρακα (Carbon Capture, Utilization and Storage – CCUS), η οποία μπορεί να συντελέσει μερικώς στη δέσμευση διοξειδίου από την καύση φυσικού αερίου.

Συγκεκριμένα, έχει ήδη εγκριθεί και ωριμάζει αδειοδοτικά η πρώτη μονάδα αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) στο ενεργό, πλην ώριμο, κοίτασμα πετρελαίου στον Πρίνο της Καβάλας. Η μονάδα θα διαθέτει δυναμικότητα απορρόφησης, στην πλήρη λειτουργία της, 2,5 εκ. τόνους CO<sub>2</sub> κατ'έτος. Έχει εγκριθεί χρηματοδότηση 100 εκ. ευρώ από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας. Η πρώτη φάση του έργου (για δυναμικότητα περίπου 1 εκ. τόνους ετησίως) θα έχει ολοκληρωθεί ως το τέλος 2025 και η δεύτερη φάση ως το τέλος 2027.

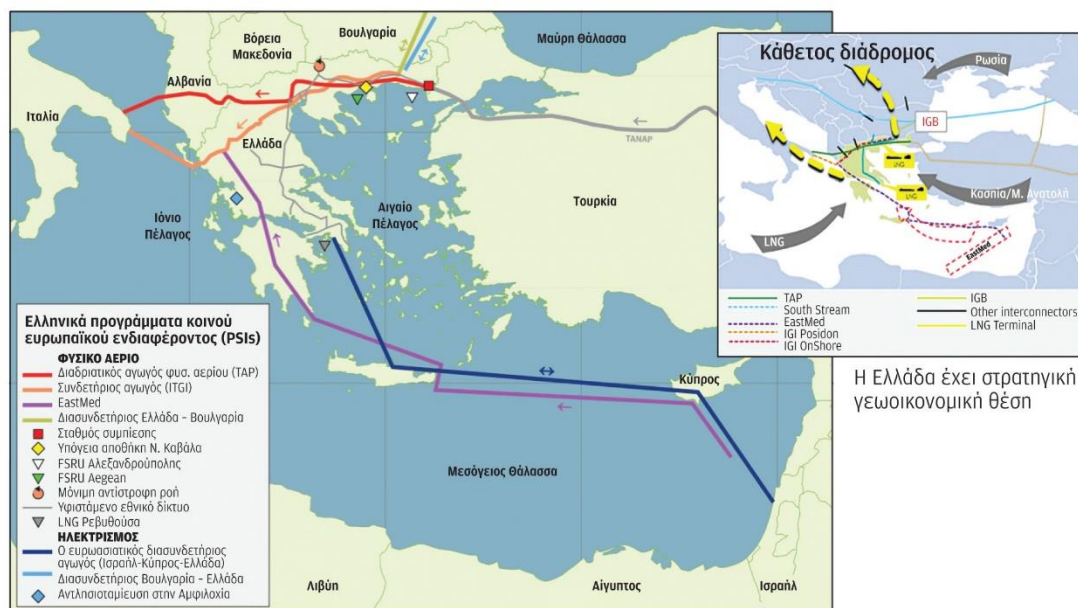
Παράλληλα, προωθείται η ενίσχυση της αλυσίδας αξίας του CCUS, κυρίως αναφορικά με την ενθάρρυνση και διευκόλυνση επενδύσεων για δέσμευση CO<sub>2</sub> από βιομηχανικές εγκαταστάσεις, κυρίως διυλιστήρια και τσιμεντοβιομηχανίες. Έχουν ήδη υποβληθεί για χρηματοδότηση στο Ταμείο Καινοτομίας της Ε.Ε. (Innovation Fund) επενδυτικές προτάσεις για δέσμευση CO<sub>2</sub> από ελληνικές βιομηχανίες με υψηλές εκπομπές.

Συμπερασματικά, ως το 2030 το φυσικό αέριο θα συμμετέχει στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής με αισθητό αποτύπωμα, στην δεκαετία 2030 – 2040 θα αντικαθίσταται σταδιακά από ανανεώσιμα αέρια ενώ πλησιάζοντας το 2050 θα εκμηδενιστεί η συμμετοχή του στην παραγωγή ηλεκτρισμού. Αντίστοιχα και στον κτιριακό τομέα, όπου το phasing out του φυσικού αερίου – που ούτως ή άλλως δεν διατηρεί μεγάλο μερίδιο, ιδίως σε σύγκριση με χώρες του ευρωπαϊκού βορρά- θα λάβει χώρα εντός της δεκαετίας 2030 – 2040. Η διατήρηση της χρήσης του δε στον τομέα της βιομηχανίας θα φθίνει και οι εκπομπές που θα διατηρηθούν θα εξισορροπούνται μέσω της τεχνολογίας CCUS.

## Κεφάλαιο 2: Η συμβολή της Ελλάδας στην περιφερειακή επάρκεια και ασφάλεια εφοδιασμού φυσικού αερίου

Πέρα από τις προβλέψεις για εγχώρια ζήτηση φυσικού αερίου, στο πλαίσιο της μακροπρόθεσμης ενεργειακής στρατηγικής της, η Ελλάδα σκοπεύει να καταστεί περιφερειακός κόμβος διαμετακόμισης και εμπορίας φυσικού αερίου για την ευρύτερη περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Η απόφαση αυτή με διάφορες στρατηγικές κινήσεις είχε αρχίσει να υλοποιείται ήδη πριν από μια δεκαετία, όταν εμβληματικά έργα όπως ο αγωγός Trans Adriatic Pipeline (TAP) και ο Gas Interconnector Greece-Bulgaria (IGB) εγκρίθηκαν και έλαβαν χρηματοδότηση. Ειδικά όμως μετά από την ρωσική εισβολή στην Ουκρανία και τη διακοπή της τροφοδοσίας από ρωσικό αέριο, η στρατηγική αυτή επισπεύδεται και αναβαθμίζεται, με σαφή στόχο να προσπορίσει στην Ελλάδα τόσο ενεργειακά όσο και γεωπολιτικά οφέλη.

Το 2013 η Ελλάδα, με πρωτοβουλία του Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής Γιάννη Μανιάτη, ενέταξε στα Προγράμματα Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος 14 έργα εθνικής σημασίας, από τους τομείς του φυσικού αερίου και του ηλεκτρισμού, που αναβαθμίζουν γεωπολιτικά τη χώρα. Στη συνέχεια, το 2014, με εισήγηση του ίδιου αρμόδιου υπουργού, εντάχθηκαν στις Εθνικές Στρατηγικές Επενδύσεις. Ανάμεσά τους οι αγωγοί φυσικού αερίου TAP, EastMed και IGB, το FSRU Αλεξανδρούπολης, η Υπόγεια Αποθήκη Φ.Α. στη Νότια Καβάλα, το έργο αναβάθμισης της μονάδας υγροποιημένου φυσικού αερίου στη Ρεβυθούσα, ενώ στον αντίστοιχο κατάλογο για τα έργα ηλεκτρισμού, εντάχθηκαν ο EuroAsia Interconnector και η Αντλησιοταμίευση της Αμφιλοχίας.



**Εικόνα 28. Τα 14 ελληνικά προγράμματα κοινού ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος. Πηγή: Καθημερινή**

Στο πλαίσιο της στρατηγικής αυτής, ενισχύονται και αναβαθμίζονται υφιστάμενα έργα υποδομών και εξελίσσονται νέα, στο πλαίσιο ενός ολιστικού μοντέλου ανάδειξης της Χώρας ως μιας εκ των βασικών πυλών εισόδου μη ρωσικού φυσικού αερίου στην Ευρώπη. Τα κυριότερα από τα έργα αυτά είναι:

1. Πλωτός Σταθμός Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης Αλεξανδρούπολης

Ο πλέον ώριμος πλωτός σταθμός αποθήκευσης και επαναεριοποίησης φυσικού αερίου (Floating Storage and Regasification Unit - FSRU) υλοποιείται στην Αλεξανδρούπολη με φορέας υλοποίησης την εταιρεία Gastrade. Το έργο αποτελείται, αφενός, από μια υπεράκτια πλωτή μονάδα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης υγροποιημένου φυσικού αερίου, που θα προσδεθεί μόνιμα σε θέση 17 χλμ. έξω από τον λιμένα Αλεξανδρούπολης και, αφετέρου, από ένα σύστημα αγωγών, που θα συνδέει την πλωτή μονάδα με το Σύστημα Μεταφοράς. Το FSRU θα έχει χωρητικότητα αποθήκευσης έως 170.000 m<sup>3</sup> υγροποιημένου φυσικού αερίου και μέγιστη ικανότητα αποστολής αερίου 22,7 mcm/ημέρα.

Η Τελική Επενδυτική Απόφαση (FID) ελήφθη τον Ιανουάριο 2022. Το έργο έχει ενταχθεί στο επιχειρησιακό πρόγραμμα για την Ανταγωνιστικότητα, Επιχειρηματικότητα και Καινοτομία (ΕΠΑνεΚ) του ΕΣΠΑ 2014-2020 ύστερα και από την έγκριση χορήγησης κρατικής ενίσχυσης ύψους 166,7 εκ. ευρώ που χορήγησε η Γενική Διεύθυνση Ανταγωνισμού (DG COMP) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής το

καλοκαίρι 2021. Η δανειακή χρηματοδότηση του έργου (financial close) έχει ολοκληρωθεί και το έργο, που είναι χαρακτηρισμένο από τη ΡΑΕ ως «Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης», εντάχθηκε στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2022 του ENTSO – G.

Το έργο βρίσκεται σε φάση κατασκευής, με την πλωτή μονάδα να αναμένεται να παραδοθεί από το ναυπηγείο και να καταπλεύσει στο χώρο του μόνιμου αγκυροβολίου του τον Νοέμβριο 2023. Η σύνδεσή της με τους αγωγούς υλοποιείται και αναμένεται να ολοκληρωθεί ως τις 31 Δεκεμβρίου 2023, οπότε και θα εκκινήσει η εμπορική λειτουργία του.

## 2. Πλωτός Σταθμός Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης Αγίων Θεοδώρων

Σε προχωρημένο στάδιο ωρίμανσης βρίσκεται και ένα δεύτερο FSRU που θα εγκατασταθεί στην περιοχή των Αγ. Θεοδώρων, στην Κόρινθο, και υλοποιείται από την Diogyga Gas. Ο πλωτός αυτός τερματικός σταθμός είναι τοποθετημένος κοντά στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης φυσικού αερίου (Αττική και Βοιωτία). Θα προσθέσει αποθηκευτική ικανότητα LNG της τάξης των 200.000 m<sup>3</sup> και δυναμικότητα αεριοποίησης 4,0 bcm/έτος. Τον Ιανουάριο 2023, αποφασίστηκε η υπαγωγή του έργου στον κατάλογο των Στρατηγικών επενδύσεων με σκοπό την επιτάχυνση των διαδικασιών αδειοδότησης του έργου. Το έργο ευρίσκεται υπό ωρίμανση και ολοκλήρωση του χρηματοδοτικού σχήματος και αναμένεται να κατασκευασθεί μέχρι το τέλος 2025.

## 3. Πλωτός Σταθμός Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης Θράκης

Η Gastrade αναπτύσσει στη θαλάσσια περιοχή της Θράκης και σε απόσταση 8 χλμ από το FSRU Αλεξανδρούπολης έναν ακόμα ακόμη πλωτό τερματικό σταθμό. Το FSRU Θράκης σχεδιάζεται ώστε να έχει χωρητικότητα αποθήκευσης 170.000 – 185.000 m<sup>3</sup> LNG και μέγιστο ρυθμό επαναεριοποίησης περίπου 6 bcm/έτος.

Το έργο έχει λάβει άδεια Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου από τη ΡΑΕ και προβλέπεται να προσφέρει μια νέα εναλλακτική οδό εφοδιασμού για την Ελλάδα, τα Βαλκάνια και τη νοτιοανατολική Ευρώπη ενώ μέσω των υφιστάμενων και νέων

υποδομών μεταφοράς φυσικού αερίου το αέριο θα μπορεί να μεταφέρεται μέχρι τις αγορές της Ουκρανίας και της Ουγγαρίας.

Το εκτιμώμενο κόστος της επένδυσης είναι 510 εκ. ευρώ ενώ σχεδιάζεται ώστε να είναι συμβατό και με τις τεχνολογίες για τη μεταφορά υδρογόνου. Η εμπορική λειτουργία του εκτιμάται να πραγματοποιηθεί εντός του 2025.

#### 4. Αύξηση δυναμικότητας Trans Adriatic Pipeline (TAP)

Ο TAP αποτελεί τμήμα του Νοτίου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου (Southern Gas Corridor), συνέχεια του αγωγού TANAP (Trans-Anatolian Pipeline) και μεταφέρει φυσικό αέριο από το Αζερμπαϊτζάν στην Ευρώπη. Είναι αγωγός μεταφοράς φυσικού αερίου μεταξύ Ελλάδας – Αλβανίας - Ιταλίας συνολικού μήκους 871 χλμ (766 χλμ χερσαίο τμήμα και 105 υπεράκτιο, στην Ελλάδα εκτείνεται σε έκταση 550 χλμ) με αρχική ετήσια μεταφορική ικανότητα 10 bcm/έτος. Εντός της Ελλάδας ο αγωγός μεταφοράς (Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου) έχει όδευση που ξεκινάει από τα Ελληνοτουρκικά σύνορα στους Κήπους του Ν. Έβρου, και καταλήγει στα Ελληνοαλβανικά σύνορα του Ν. Καστοριάς. Φορέας Υλοποίησης του έργου είναι η εταιρεία Trans-Adriatic Pipeline A.G. (TAP AG). Η εμπορική δραστηριότητα του αγωγού ξεκίνησε στις 15 Νοεμβρίου 2020.

Η επέκταση του TAP αναφέρεται στην αύξηση της δυναμικότητάς του σε έως 20 bcm/έτος, εκ των οποίων η Ελλάδα θα μπορούσε να απορροφήσει επιπλέον 1 bcm/έτος για δική της χρήση. Η επέκταση του δεν συνεπάγεται την κατασκευή νέων αγωγών καθώς έχει σχεδιαστεί ώστε να μπορεί να επεκτείνει τη δυναμικότητά του λίγο πάνω από τα 20 bcm/έτος, με την προσθήκη έξι μονάδων συμπίεστη στην Ελλάδα (τρεις στον υφιστάμενο σταθμό συμπίεσης Κήπων και τρεις σε νέο σταθμό συμπίεσης στις Σέρρες) και έξι νέων μονάδων συμπίεσης στην Αλβανία.

Η αναμενόμενη ημερομηνία θέσης σε λειτουργία του πλήρως αναβαθμισμένου TAP, εφόσον επιβεβαιωθεί το αγοραστικό ενδιαφέρον μέσα από το διενεργούμενο market test, είναι το 2027.

## 5. Αύξηση δυναμικότητας Gas Interconnector Greece-Bulgaria (IGB)

Ο αγωγός IGB είναι μια κομβική υποδομή, που συνδέει το ελληνικό και το βουλγαρικό δίκτυο φυσικού αερίου, ενισχύοντας την ασφάλεια του εφοδιασμού της Νοτιοανατολικής Ευρώπης και επιτρέποντας εισαγωγές από διάφορες πηγές.

Ανήκει στα έργα που το 2013 εντάχθηκαν στον κατάλογο των έργων Ευρωπαϊκής Προτεραιότητας PCIs, ενώ το 2014 εντάχθηκε στις ελληνικές Εθνικές Στρατηγικές Επενδύσεις.

Ο IGB είναι ο πρώτος κρίκος μιας αλυσίδας αγωγών, ο οποίος θα μπορούσε να φτάσει στην Ουκρανία και σε άλλες χώρες της Κεντρικής και Ανατολικής Ευρώπης, συνδέοντας τα εθνικά δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου, δημιουργώντας έτσι τον Κάθετο Διάδρομο.

Τον Οκτώβριο 2014 υπεγράφη στις Βρυξέλλες, στο πλαίσιο αντίστοιχου Συμβουλίου Υπουργών Ενέργειας, η πρώτη επίσημη Συμφωνία – MoU- μεταξύ των Υπουργών Ενέργειας Ελλάδας, Βουλγαρίας, Ρουμανίας, για την υλοποίηση του Κάθετου Διαδρόμου.

Η Διακυβερνητική Συμφωνία για τον αγωγό υπεγράφη στις 10 Οκτωβρίου 2019 στη Σόφια και η έναρξη της εμπορικής του λειτουργίας πραγματοποιήθηκε τον Οκτώβριο του 2022. Ο αγωγός, πέραν από την υποστήριξη της Βουλγαρίας μετά τη διακοπή της τροφοδοσίας της με ρωσικό αέριο, προβλέπεται να εξυπηρετεί στο μέλλον και άλλα κράτη της περιοχής. Για παράδειγμα, τελεί υπό κατασκευή ο διασυνδετήριος αγωγός Βουλγαρίας-Σερβίας για να προμηθεύεται η τελευταία 1,4 bcm/έτος αζέρικο αέριο, μέσω TAP και IGB,.

Μέχρι το 2025 η χωρητικότητα του αγωγού IGB αναμένεται να αυξηθεί από τα 3 bcm/έτος που είναι σήμερα στα 5 bcm/έτος, με την προσθήκη νέου συμπιεστή στην Κομοτηνή από το ΔΕΣΦΑ .

## 6. Διασύνδεση με Βόρεια Μακεδονία

Για να αυξήσει τη χρήση φυσικού αερίου η Βόρεια Μακεδονία προωθεί διασυνδέσεις με γειτονικές χώρες, οι οποίες θα επιτρέψουν τη χώρα να διαφοροποιήσει τις πηγές φυσικού αερίου. Ειδικότερα η διασύνδεση με την Ελλάδα θα δώσει πρόσβαση στη Βόρεια Μακεδονία σε πηγές όπως το φυσικό αέριο της Κασπίας μέσω του αγωγού TAP.

Ο σχεδιαζόμενος αγωγός, μήκους 57 χλμ, θα έχει ετήσια δυναμικότητα μεταφοράς αερίου αρχικά 1,5 bcm/έτος ενώ θα δύναται να επεκταθεί στα 3 bcm. Παράλληλα, θα διαθέτει κατάλληλες προδιαγραφές ώστε να μεταφέρει και υδρογόνο

Το αντίστοιχο τμήμα του αγωγού στη γειτονική χώρα θα συνεχίζει έως το Νεγκότινο με συνολικό μήκος περί τα 80 χιλιόμετρα. Η ολοκλήρωση και θέση του σε λειτουργία αναμένεται το 2024.

#### 7. Υποθαλάσσιος Αγωγός Eastern Mediterranean Pipeline (EastMed)

Ο αγωγός EastMed αποτελεί εμβληματικό έργο της διακρατικής συνεργασίας για την ασφάλεια εφοδιασμού και τη διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας της Ε.Ε. Υλοποιείται στη βάση Διακυβερνητικής Συμφωνίας μεταξύ της Κυπριακής Δημοκρατίας, του Κράτους του Ισραήλ, της Ελληνικής Δημοκρατίας και της Ιταλικής Δημοκρατίας που υπογράφηκε στις 2 Ιανουαρίου 2020 και κυρώθηκε από τη Βουλή των Ελλήνων στις 14.5.2020<sup>79</sup>.

Ο αγωγός EastMed έχει μήκος 2.000 km, με τα 1.400 km υποθαλάσσια. Όταν θα λειτουργήσουν και οι 2 γραμμές του (βόρεια και νότια γραμμή), θα μεταφέρει συνολικά 21 bcm/έτος. Η διάρκεια ζωής του είναι 50 έτη. Η κατασκευή του αναμένεται να ολοκληρωθεί εντός 36 μηνών. Θα επιτρέπει τη μεταφορά υδρογόνου και τη συνέργεια με ΑΠΕ, διαθέσιμες κατά μήκος της διαδρομής του. Η επένδυση είναι 5,2 δισ. ευρώ (επικαιροποίηση 2020).

---

<sup>79</sup> Ν. 4687/2020 (ΦΕΚ Α' 98/15.05.2020).

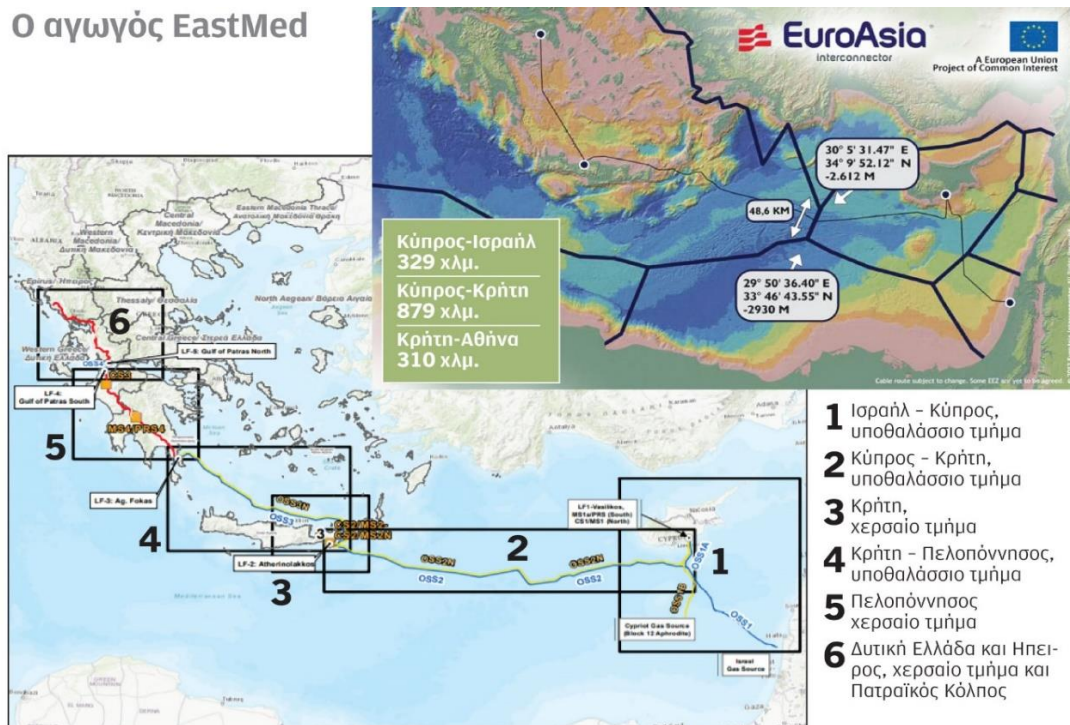


**Εικόνα 29. Ο αγωγός EastMed και οι πιθανές συνδέσεις. Πηγή: Καθημερινή**

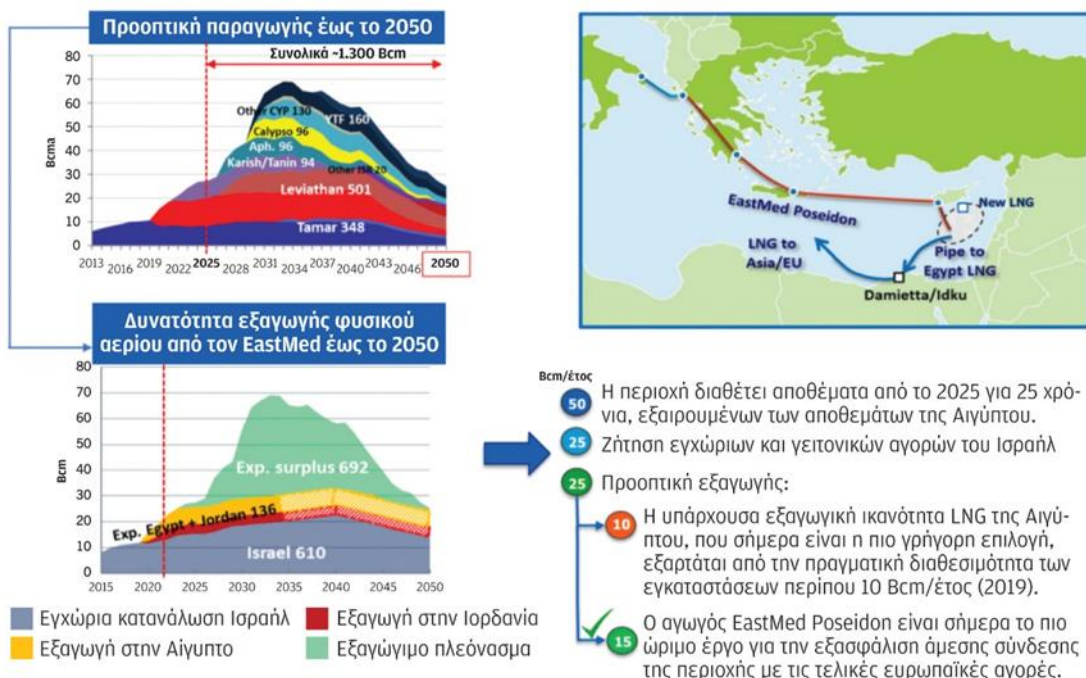
Ο EastMed αποτελεί σπουδαίο έργο αναβάθμισης της ευρωπαϊκής ενεργειακής ασφάλειας, αφού αποτελεί τον μοναδικό νέο αγωγό που θα τροφοδοτήσει την Ε.Ε. από μια νέα πηγή (κοιτάσματα Ισραήλ, Κύπρου, πιθανόν Ελλάδας), με μια νέα όδευση από κράτη-μέλη της Ε.Ε. Με επιστολή τους στην Ε.Ε., οκτώ χώρες της περιοχής τονίζουν τη σημασία του αγωγού για την περιφερειακή ενεργειακή ασφάλεια και τη σταθερότητα της ενεργειακής μετάβασης. Με παρεμφερή όδευση σχεδιάστηκε και αρχίζει να υλοποιείται το ηλεκτρικό καλώδιο Ισραήλ – Κύπρος – Ελλάδα, το πρώτο καλώδιο που συνδέει την Ασία με την Ευρώπη, ο EuroAsia Interconnector.



## Ο αγωγός EastMed



Εικόνα 30. Ο αγωγός EastMed. Πηγή: Καθημερινή



Εικόνα 31. Ο αγωγός EastMed παράλληλα με τις υπάρχουσες εγκαταστάσεις LNG της Αιγύπτου. Πηγή: Καθημερινή

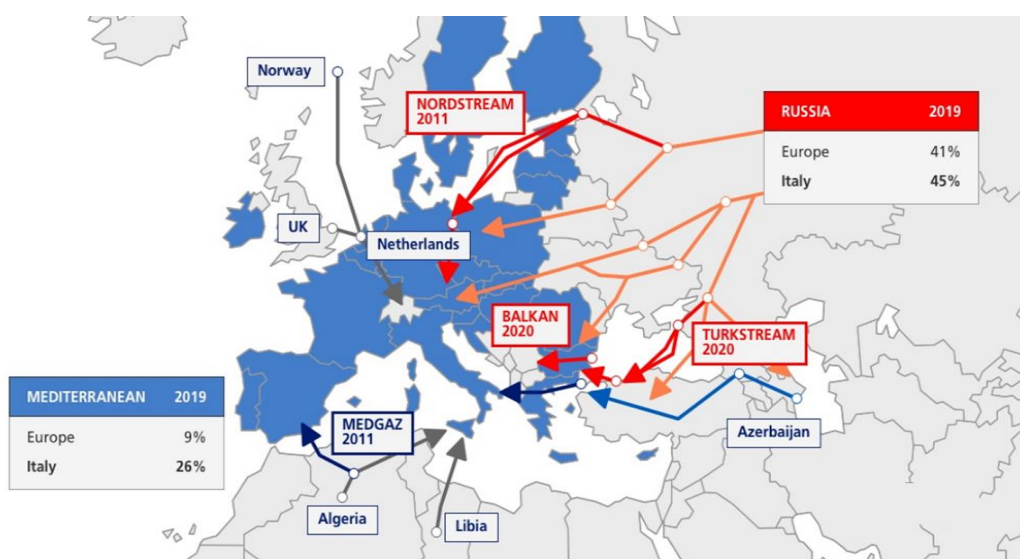
Οι όγκοι φυσικού αερίου του Ισραήλ (και της Κύπρου), επαρκούν για να υποστηρίξουν τη δημιουργία μιας νέας διασύνδεσης με τον αγωγό EastMed, συμπληρωματικά με τις εξαγωγές LNG μέσω Αιγύπτου. Η Ανατολική Μεσόγειος, η Μέση Ανατολή και η

Βορειοδυτική Αφρική, είναι οι κύριες λεκάνες για παραγωγή ενέργειας χαμηλών εκπομπών άνθρακα.

Η άμεση σύνδεση πεδίων σε Ισραήλ και Κύπρο, θα ευνοήσουν τον σχηματισμό νέων τιμών, για εξισορρόπηση της έκθεσης στην ευέλικτη αγορά LNG, που όμως εγγυάται όγκους μόνο στην οριακή τιμή μιας παγκόσμιας αγοράς.

Σύμφωνα με πρόσφατη μελέτη, την οποία παρουσίασε ο διευθύνων σύμβουλος του αγωγού EastMed, Pierre Vergerio, κατά τη διάρκεια του τελευταίου συνεδρίου του «The Economist – 25th Round Table with the Government of Greece» (το οποίο πραγματοποιήθηκε τον Ιούλιο του 2021), το διαθέσιμο περιθώριο κέρδους των 3 έως 5 δολαρίων/MMBtu, το οποίο μπορεί να προσφέρει ο νέος αγωγός φυσικού αερίου EastMed, αποτελεί απόλυτα ανταγωνιστική επιλογή εξαγωγών για το φυσικό αέριο της περιοχής, συγκρινόμενο με όλες τις άλλες εναλλακτικές λύσεις (όπως η μονάδα LNG Damietta και FLNG).

Ο EastMed δεν ανταγωνίζεται τις υποδομές της Αιγύπτου. Σύμφωνα με την εταιρεία μελετών IHS, η παραγωγή των κοιτασμάτων Ισραήλ και Κύπρου, έως το 2050, θα φτάσει τα 1.300 bcm, ενώ το πλεόνασμα προς εξαγωγή θα είναι 692 bcm. Τα διαθέσιμα κοιτάσματα της περιοχής για το διάστημα 2025-2050 (χωρίς την Αίγυπτο) είναι 50 bcm/έτος. Τα 25 bcm/έτος για εσωτερική κατανάλωση του Ισραήλ και γειτονικών αγορών. Τα 25 bcm/έτος μπορούν να κατανεμηθούν στα 10 bcm/έτος για τις υποδομές LNG της Αιγύπτου και 15 bcm/έτος για τον EastMed.

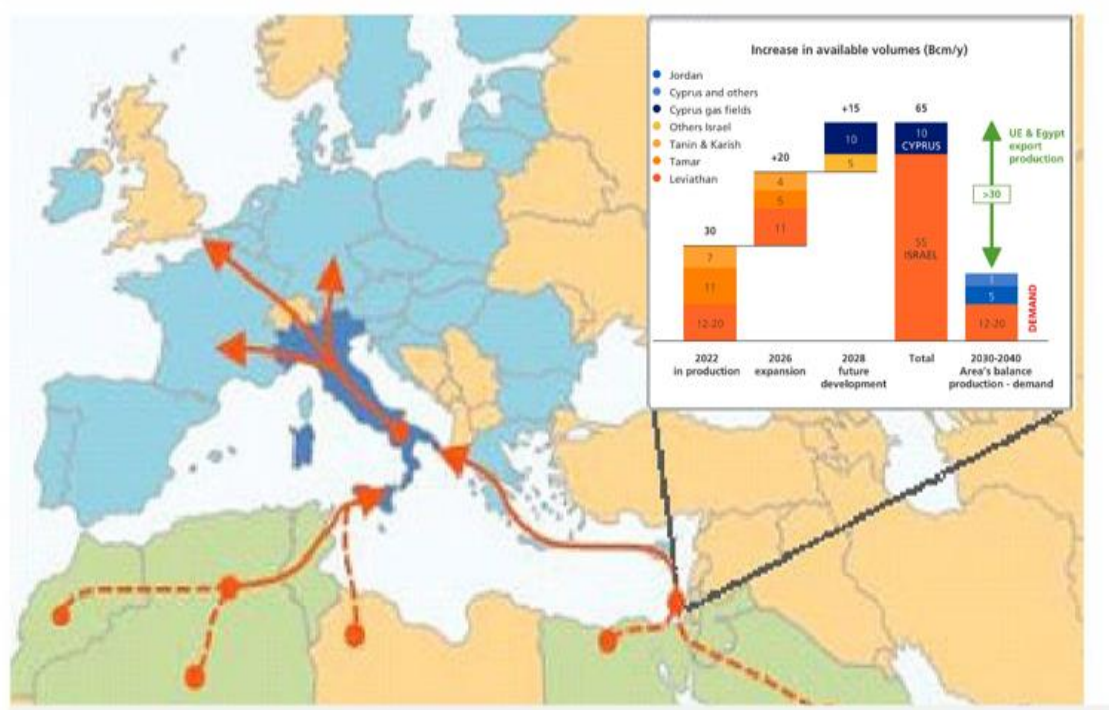


Εικόνα 32. Τροφοδοσία Ευρωπαϊκής ένωσης με φ.α. κατά το έτος 2019. Πηγή: Καθημερινή

Στην ιταλική Βουλή συζητήθηκε πρόσφατα ο σημαντικός γεωπολιτικός ρόλος του αγωγού EastMed, για τα συμφέροντα (και) της Ιταλίας.

Για την Ιταλία, η Ανατολική Μεσόγειος αντιπροσωπεύει βασική περιοχή για ενεργειακή διαφοροποίηση και σταθερότητα, εγγυάται την πρόσβασή της σε μια από τις μεγαλύτερες δεξαμενές φυσικού αερίου στον κόσμο, ανανεώσιμων πηγών και νέων πηγών υδρογόνου.

Το ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος έργο EastMed - Poseidon, αποτελεί μια ευκαιρία της Ιταλίας για νέες συμφωνίες και αξιοποίηση του εθνικού της Εθνικού Σχεδίου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας στο πλαίσιο του REPowerEU.



**Εικόνα 33. Τροφοδοσία Ευρωπαϊκής ένωσης με φ.α. Πηγή: Καθημερινή**

Το έργο βρίσκεται σε προχωρημένο στάδιο και η τρέχουσα φάση εκπόνησης του Front End Engineering Design (FEED) αναμένεται να ολοκληρωθεί εντός του 2023. Ο αναλυτικός σχεδιασμός και οι μελέτες για τα χερσαία τμήματα του Αγωγού καθώς και για τις εγκαταστάσεις έχουν ολοκληρωθεί ενώ έχουν υποβληθεί και οι Μελέτες Περιβαλλοντικών και Κοινωνικών Επιπτώσεων για το ελληνικό και το κυπριακό τμήμα. Παράλληλα, έχει ολοκληρωθεί και η κατάρτιση του επιχειρηματικού σχεδίου. Το μέλλον πάντως του αγωγού αυτού εξαρτάται και από την πολιτική βούληση ολοκλήρωσής του.

## 8. Υπόγεια Αποθήκη Φυσικού Αερίου Καβάλας

Η Ελλάδα δε διαθέτει εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου μεγάλης κλίμακας, μπορεί όμως να δημιουργήσει μια τέτοια κρίσιμη υποδομή στο εξαντλημένο κοίτασμα φυσικού αερίου στην περιοχή της Νότιας Καβάλας.

Τον Ιούνιο του 2020, το Ταμείο Αξιοποίησης Ιδιωτικής Περιουσίας του Δημοσίου (ΤΑΙΠΕΔ) ξεκίνησε μια διεθνή διαγωνιστική διαδικασία για την ανάπτυξη της Υπόγεια Αποθήκης Φυσικού Αερίου (ΥΑΦΑ) Ν. Καβάλας, όπου εκτιμάται πως θα μπορούσαν να αποθηκευτούν 530 mcm φυσικού αερίου με μέγιστη απόληψη 9 mcm/ημέρα. Η διαδικασία κράτησε τρία περίπου χρόνια και τελικά απέβη άκαρπη καθώς οι υποψήφιοι επενδυτές δεν υπέβαλαν προσφορές. Σημαντικό ρόλο σ' αυτό έπαιξε το ρυθμιστικό καθεστώς γύρω από τον τρόπο τιμολόγησης και λειτουργίας της ΥΑΦΑ. Παράλληλα, υπάρχει μια συζήτηση σχετικά με το όφελος του έργου αυτού λόγω του υψηλού κόστους και της καταρχήν ασυμβατότητας του πεδίου με μακροπρόθεσμη αποθήκευση υδρογόνου. Ενδεικτικά, το έργο δεν κατάφερε να ενταχθεί (ως πιθανή μονάδα αποθήκευσης υδρογόνου) στην 6<sup>η</sup> λίστα PCI καθώς απορρίφθηκε κατά την πρώτη φάση τεχνικής αξιολόγησης των υποψηφίων έργων. Η ανάγκη όμως για αποθηκευτικούς χώρους παραμένει έντονη, ιδίως μετά τις ανησυχίες ως προς την επάρκεια φυσικού αερίου που προκάλεσε η διατάραξη των σχέσεων με τη Ρωσία και, κυρίως, η δολιοφθορά στους αγωγούς Nord Stream 1 και (μερικώς) 2 εντός του 2022.

Από τα ανωτέρω προκύπτει ότι η σχεδιαζόμενη ανάπτυξη νέων υποδομών φυσικού αερίου και η ενίσχυση των υφιστάμενων γίνεται στη βάση, αφενός, της εξασφάλισης της πρόσβασης της χώρας σε διαφοροποιημένες πηγές και πύλες εισόδου, ώστε να διαθέτει την απαιτούμενη επάρκεια αλλά και, αφετέρου, στο πλαίσιο μιας πολυδιάστατης στρατηγικής για την ανάδειξη της Ελλάδας σε βασική δίοδο ανεφοδιασμού της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Σημαντικό είναι επίσης ότι στα περισσότερα έργα που προωθούνται (και όπου αυτό είναι τεχνικά εφικτό και οικονομικά λογικό, εξαιρουμένων δηλαδή των FSRU) ήδη ο σχεδιασμός περιλαμβάνει την μελλοντική χρήση τους για μεταφορά υδρογόνου, ώστε να αποφευχθεί το σενάριο των stranded assets, των επενδύσεων δηλαδή που δεν θα αποσβεστούν.

### Κεφάλαιο 3: Η πρόοδος στο θέμα των εθνικών κοιτασμάτων φυσικού αερίου

Πέρα όμως από την εξέλιξη της ζήτησης και την ενίσχυση των υποδομών, αναδείχτηκε (ή, ορθότερα, αναδείχτηκε εκ νέου) τα τελευταία χρόνια η προοπτική εκμετάλλευσης των πολυσυζητημένων εγχώριων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων, βασικά φυσικού αερίου.

Ιστορικά, στην Ελλάδα υπάρχει μόνο ένα παραγωγικό πεδίο υδρογονανθράκων, που βρίσκεται στον Πρίνο<sup>80</sup>. Η θαλάσσια λεκάνη «Πρίνος-Καβάλα, βρίσκεται στο βόρειο Αιγαίο, 6 χλμ. βορειοδυτικά της Θάσου, με θαλάσσια βάθη μεταξύ 30-50 μ. Η παραγωγή προέρχεται από τρία κοιτάσματα: «Πρίνος», «Βόρειος Πρίνος» και «Έψιλον». Η εξερεύνηση στη λεκάνη του Πρίνου ξεκίνησε τη δεκαετία του 1970 και η πρώτη ανακάλυψη έγινε το 1974 στο πεδίο του Πρίνου. Η παραγωγή αργού πετρελαίου ξεκίνησε το 1981. Το κοιτάσμα «Βόρειος Πρίνος» αναπτύχθηκε ως δορυφορικό κοιτάσμα του «Πρίνου» το 1996, με την παραγωγή του να αρχίζει το επόμενο έτος και με παραγόμενες ποσότητες 3.000 βαρελιών την ημέρα. Το 2009 διενεργήθηκε μια νέα κεκλιμένη γεώτρηση εκτεταμένης οριζόντιας μετατόπισης, φθάνοντας σε συνολικό βάθος 4.370 μ. Παράλληλα, το κοιτάσμα Έψιλον ανακαλύφθηκε τη δεκαετία του 1990, όταν επιβεβαιώθηκαν αποθέματα ξινού αργού πετρελαίου. Το Έψιλον βρίσκεται στη Φάση 1 μέρος της οποία αποτελεί η κατασκευή της πλατφόρμας Λάμδα που θα εγκατασταθεί περίπου 3,5 χλμ. ΒΔ των υφιστάμενων εγκαταστάσεων του Πρίνου, με την επένδυση να εκτιμάται στα 50 εκ. ευρώ. Η παραγωγή αναμένεται να ξεκινήσει μέσα στο 2024.

Το 2015 αναθεωρήθηκαν τα αποθέματα σε 40 περίπου εκ. βαρέλια πετρελαίου, ενώ η περιοχή αρχικά πιστοποιήθηκε με 15 εκατομμύρια βαρέλια. Το κοιτάσμα ως σήμερα έχει παράγει σχεδόν 110 εκατομμύρια βαρέλια από το 1981.

Σε σχέση με την ανάπτυξη άλλων κοιτασμάτων, τη δεκαετία του 1990 έγιναν μια σειρά από άστοχες ενέργειες που κατέληξαν στην απορρόφηση της τότε κρατικής διαχειριστικής αρχής ΔΕΠ-ΕΚΥ ΑΕ από την εταιρεία ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ ΑΕ, η οποία στη συνέχεια ιδιωτικοποιήθηκε μερικώς με την είσοδό της στο Χρηματιστήριο. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα να μην υπάρχει πια κρατική αρχή στην Ελλάδα που να

---

<sup>80</sup> Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων ΑΕ (ΕΔΕΥΕΠ ΑΕ).  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/PrinosConcession\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/PrinosConcession_gr.html)

διαχειρίζεται τα δικαιώματα, όπως προβλεπόταν από το ενωσιακό δίκαιο<sup>81</sup> με αποτέλεσμα οι ενεργές τότε παραχωρήσεις να ακυρωθούν και να επιστρέψουν στο Δημόσιο.

Η μακρά περίοδος αδράνειας στο θέμα ολοκληρώθηκε με τον εμβληματικό νόμο 4001/2011<sup>82</sup> με τον οποίο ιδρύθηκε η Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων ΑΕ (ΕΔΕΥ ΑΕ, ήδη μετονομασθείσα σε Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων ΑΕ ΕΔΕΥΕΠ ΑΕ) και απέκτησε εκ νέου το Ελληνικό Δημόσιο φορέα για τη διαχείριση των δικαιωμάτων του στα εθνικά αποθέματα υδρογονανθράκων. Παράλληλα, με τον Ν. 4001/2011 αναμορφώθηκε και εκσυγχρονίστηκε το θεσμικό πλαίσιο έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων (Ν. 2289/1995<sup>83</sup>) και άνοιξε ο δρόμος για να υπάρξουν νέες παραχωρήσεις πεδίων για έρευνα.

Μέχρι το 2011 και την ψήφιση του νόμου 4001/2011, η Ελλάδα ήταν η μοναδική χώρα σε ολόκληρη τη Μεσόγειο, η οποία δεν είχε ερευνήσει ακόμη τα κοιτάσματα υδρογονανθράκων της, σε αντίθεση με όλες τις υπόλοιπες χώρες της περιοχής.

Χαρακτηριστική είναι η περίπτωση της Ιταλίας, η οποία στην ιδιαίτερα τουριστικά ανεπτυγμένη Αδριατική Θάλασσα έχει υλοποιήσει –αλλά και συνεχίζει να λειτουργεί– δεκάδες εξέδρες γεωτρήσεων, όπως εξάλλου φαίνεται και από τις μαύρες κουκκίδες στον σχετικό χάρτη. Αντίστοιχα, τη χρονιά του 2015 καταγράφεται και χαρτογραφικά –πλέον– η υφιστάμενη κατάσταση καθώς και οι μελλοντικές έρευνες στη Μεσόγειο Θάλασσα, όπου για πρώτη φορά κάνει την εμφάνισή της και η Ελλάδα.

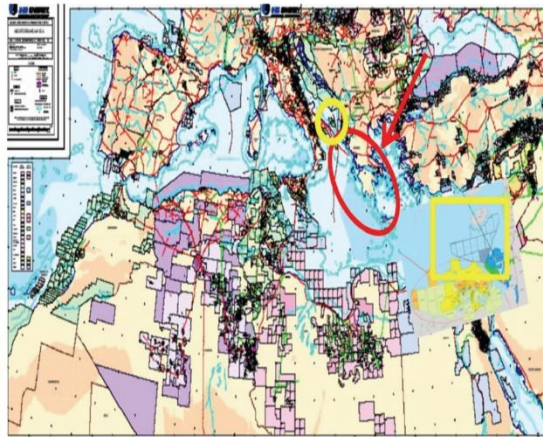
---

<sup>81</sup> Οδηγία 94/22/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 30ής Μαΐου 1994 για τους όρους χορήγησης και χρήσης των αδειών αναζήτησης, εξερεύνησης και παραγωγής υδρογονανθράκων (ΕΕ L L 164, 30.6.1994).

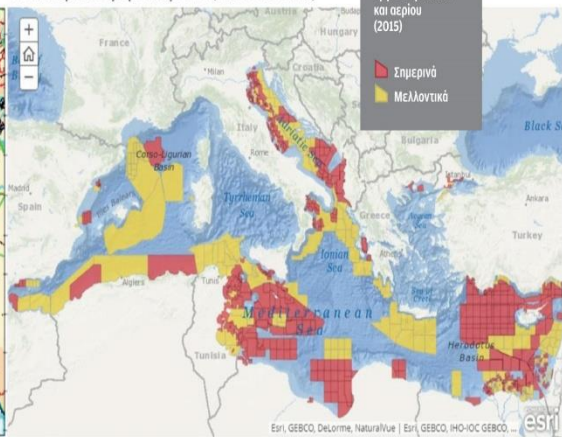
<sup>82</sup> Ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α 179/22.08.2011).

<sup>83</sup> ΦΕΚ Α 27/08.02.1995.

Το μεγάλο κενό ερευνών στην Ελλάδα μέχρι το 2011



Όλες οι υπόλοιπες μεσογειακές χώρες αξιοποιούσαν τα κοιτάσματα υδρογονανθράκων (κατάσταση 2015)



**Εικόνα 34. Χάρτης ερευνών εξεδρών γεωτρήσεων Πηγή: Καθημερινή**

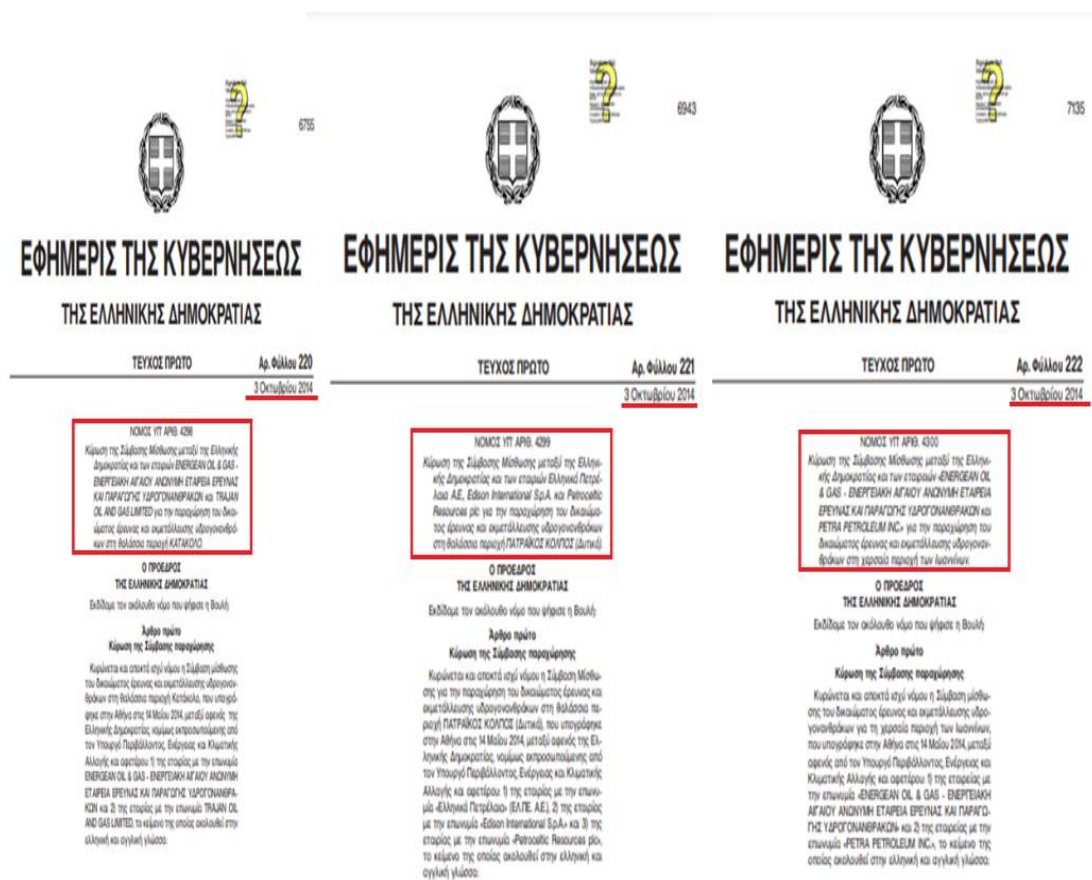
Με το άρθρο 156 του Ν. 4001/2011 θεσμοθετήθηκε για πρώτη φορά στην ελληνική έννομη τάξη η βασική αρχή του δικαίου της θάλασσας (UNCLOS), της μέσης γραμμής ίσων αποστάσεων, σύμφωνα με την οποία τα νησιά έχουν τα ίδια δικαιώματα σε ΑΟΖ και υφαλοκρηπίδα, όπως και τα ηπειρωτικά εδάφη. Μετά την ψήφιση του νόμου, η Ελλάδα προχώρησε σε διεθνή διαγωνισμό γεωφυσικών-σεισμικών ερευνών στο Ιόνιο και νότια της Κρήτης, με βάση τα εξωτερικά όρια της ελληνικής ΑΟΖ. Η προκήρυξη δημοσιεύθηκε τόσο στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ) όσο και στην Εφημερίδα των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων (2011).

**Εικόνα 35. Ν. 4001/2011 Πηγή: Καθημερινή**

Το αποτέλεσμα του διαγωνισμού κατακυρώθηκε στη νορβηγική PGS, τη μεγαλύτερη εταιρεία του κλάδου στον κόσμο, η οποία στη συνέχεια με τη συνεργασία του γαλλικού

κρατικού Ινστιτούτου Πετρελαίου (Beicip) και στελεχών του υπουργείου Ενέργειας, προχώρησαν στην ερμηνεία των αντίστοιχων δεδομένων.

Η Ελλάδα αποφάσισε το 2014 να είναι μια από τις ελάχιστες χώρες, που δημοσιεύει τα κείμενα των συμβάσεων με εταιρείες αναδόχους αξιοποίησης κοιτασμάτων υδρογονανθράκων. Τον Οκτώβριο 2014 κατατέθηκαν και ψηφίστηκαν στη Βουλή οι πρώτες τρεις συμβάσεις της Ελληνικής Δημοκρατίας – στις περιοχές Κατάκολο, Πατραϊκός κόλπος (δυτικά), χερσαία περιοχή Ιωαννίνων. Έτσι, η ελληνική κοινωνία και κάθε Έλληνας πολίτης γνωρίζει τις διαδικασίες αξιοποίησης του εθνικού ορυκτού πλούτου.

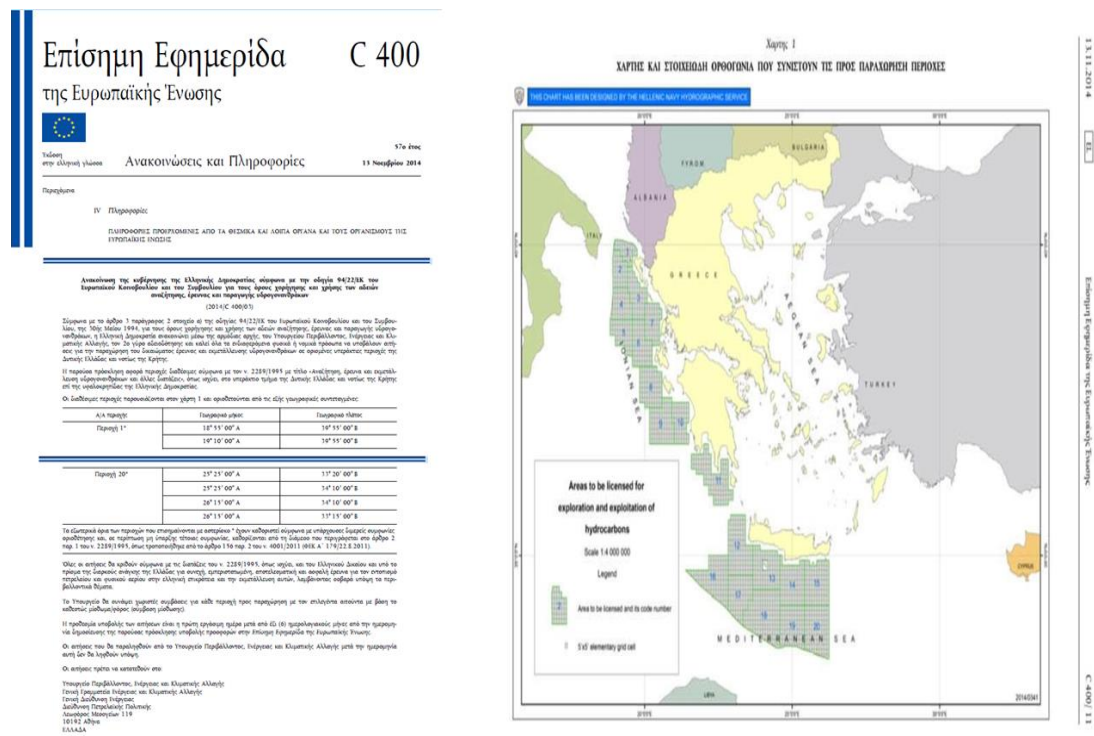


**Εικόνα 36. ΦΕΚ κύρωσης Συμβάσεων μίσθωσης για την έρευνα και εκμετάλλευση υδρογονανθράκων. Πηγή: Καθημερινή**

Το Νοέμβριο 2014 δημοσιεύθηκαν στην επίσημη εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης οι συντεταγμένες των 20 θαλάσσιων τεμαχίων του διεθνούς διαγωνισμού ερευνών υδρογονανθράκων της Ελλάδας, για τον οποίο εκδηλώθηκε ενδιαφέρον συμμετοχής



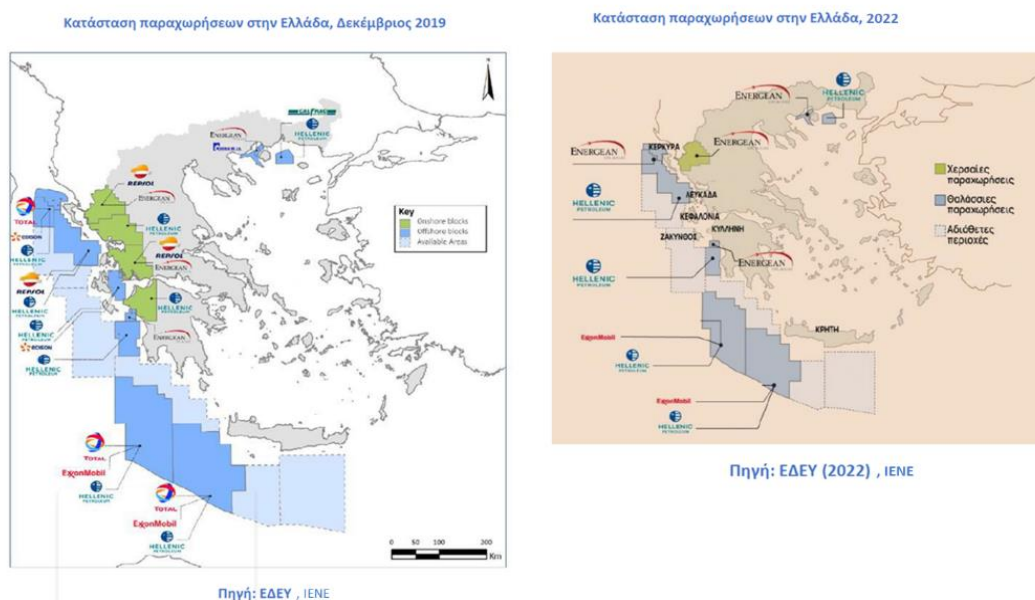
από σημαντικό αριθμό εταιρειών διεθνούς επιπέδου. Ήδη, από τις 8 Μαΐου 2012 και στη συνέχεια στις 20 Φεβρουαρίου 2013, με Ρηματική Διακοίνωση (Verbal Note) προς το Γενικό Γραμματέα του ΟΗΕ, η Ελλάδα έχει γνωστοποιήσει τη θεσμοθέτηση, με το ν. 4001/2011, της οριοθέτησης της Ελληνικής ΑΟΖ/Υφαλοκρηπίδας με βάση το Διεθνές Δίκαιο της Θάλασσας (UNCLOS).



**Εικόνα 37. Όρια των περιοχών παραχώρησης για την έρευνα και εκμετάλλευση υδρογονανθράκων. Πηγή: Καθημερινή**

Η Ελλάδα με Ρηματική Διακοίνωση του Έλληνα πρέσβη στα Ηνωμένα Έθνη γνωστοποίησε από τις 8 Μαΐου 2012 και στη συνέχεια στις 20 Φεβρουαρίου 2013, τη νέα ελληνική νομοθεσία για τα εξωτερικά όρια της ΑΟΖ, δηλαδή σε χρόνο πολύ πρωθύστερο της δημοσιοποίησης της παράλογης και παράνομης «Γαλάζιας Πατρίδας» της Τουρκίας. Ταυτόχρονα, τον Ιούνιο του 2013 νομοθετήσαμε, με βάση το νορβηγικό πρότυπο, τη δημιουργία του **Εθνικού Λογαριασμού Κοινωνικής Αλληλεγγύης Γενεών** (Ν. 4162/2013), σύμφωνα με τον οποίο το σύνολο των εσόδων από υδρογονάνθρακες δεν μπορεί να διατεθεί σε καταναλωτικές δαπάνες, αλλά το 75% προορίζεται για στήριξη του εθνικού ασφαλιστικού συστήματος, των ερευνητικών προγραμμάτων από ελληνικά ερευνητικά ιδρύματα ή ΑΕΙ, ενώ το υπόλοιπο 25%, για

στήριξη δράσεων πράσινης ανάπτυξης στις περιφέρειες, όπου εντοπίζονται κοιτάσματα. Για τη λειτουργία του Λογαριασμού συστήνεται Γνωμοδοτικό Συμβούλιο Ηθικής για τη ρύθμιση όλων των θεμάτων που σχετίζονται με τη διαχείριση της περιουσίας του.

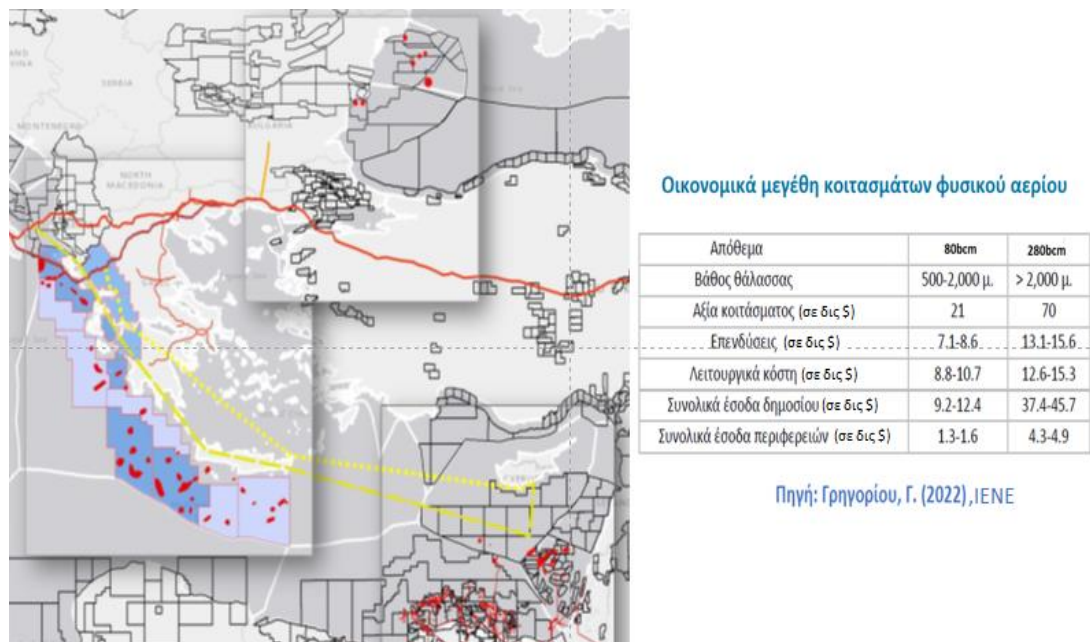


**Εικόνα 38. Κατάσταση παραχωρήσεων στην Ελλάδα, Δεκέμβριος 2019 και το 2022 Πηγή: ΕΔΕΥ, ΙΕΝΕ**

Από τις 12 περιοχές (θαλάσσιες και χερσαίες) στις οποίες ήταν εγκατεστημένοι ανάδοχοι το 2019, σήμερα οι περιοχές αυτές έχουν μειωθεί στις 8, μετά την επιστροφή στο ελληνικό δημόσιο 4 περιοχών στις οποίες για διάφορους λόγους (γραφειοκρατικές καθυστερήσεις, αλλαγή στρατηγικής εταιρειών, κ.α.) έπαψε πια να υπάρχει επενδυτικό ενδιαφέρον.

Στη θαλάσσια περιοχή που έχει ερευνηθεί (Ιόνιο, νότια Κρήτη) εντοπίζονται πάνω από 30 υποψήφιοι ‘στόχοι’, που σύμφωνα με την ΕΔΕΥ ‘θα μπορούσαν να φιλοξενούν αποθέματα της τάξης των 70-90 tcf (2000-2500 bcm), αξίας 250 δις ευρώ’. Ανάλογα με το βάθος της θάλασσας προσδιορίζεται η αξία κάθε κοιτάσματος, καθώς και τα έσοδα του δημοσίου και της αντίστοιχης Περιφέρειας. Τα συνολικά έσοδα του δημοσίου για τα μικρού βάθους και όγκου κοιτάσματα μπορούν να φθάσουν τα 3 δις δολάρια, ενώ για τα πάνω από 2000 μέτρα βάθος και άνω των 280 bcm, μπορούν να εκτοξευθούν στα 40 δις δολάρια. Με γνώμονα ότι η Ελλάδα καταναλώνει κάθε έτος 5-

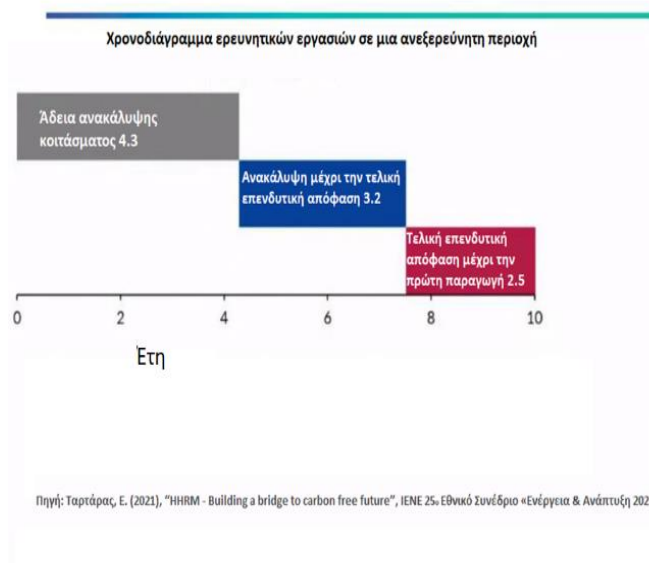
6 δις. κυβ. μέτρα, τα ελληνικά δυνητικά κοιτάσματα, όχι μόνο αρκούν για την αυτάρκεια της χώρα για πολλές δεκαετίες, αλλά επιπλέον μπορούν να τροφοδοτήσουν με σημαντικά ποσοστά την υπόλοιπη Ευρώπη.



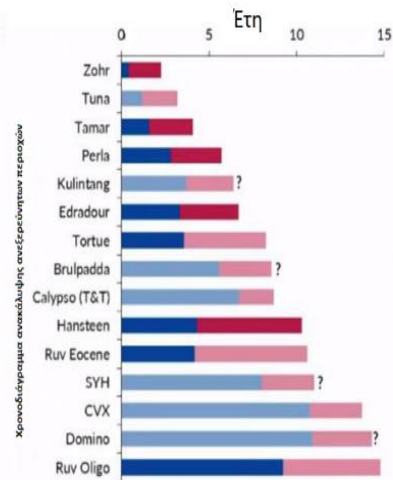
**Εικόνα 39. Οικονομικά μεγέθη κοιτασμάτων φυσικού αερίου. Πηγή: ΕΔΕΥ, IENE 2022**

Σε ανεξερεύνητες περιοχές, συνήθως μεσολαβεί μια 10ετία μέχρι την πρώτη παραγωγή. Όμως, σε περιπτώσεις δομών μεγάλου μεγέθους όπως τα Αιγυπτιακά κοιτάσματα Zohr και Tuna, μπορούν όλες οι εργασίες να επισπευσθούν και να ξεκινήσει η πρώτη παραγωγή ακόμη και μέσα στα πρώτα 2.5 - 3 χρόνια. Τέτοιου είδους διαδικασίες πρέπει να δρομολογήσει και η Ελλάδα.

## Υπάρχει χρόνος;;



## Η Ανατολική Μεσόγειος πιο γρήγορη απο τον υπόλοιπο κόσμο



**Εικόνα 40. Χρονοδιάγραμμα ερευνητικών εργασιών σε μια ανεξερεύνητη περιοχή. Πηγή: Ταρτάρας Ε. (2021), IENE 2021**

Η δυναμική που αναπτύχθηκε την τριετία 2011 – 2014 δεν συνεχίστηκε τα επόμενα χρόνια, με μόνη θετική εξέλιξη την υπογραφή των συμβάσεων παραχώρησης για τέσσερα πεδία στην Κρήτη και το Ιόνιο, χωρίς όμως να αναπτυχθούν νέες πρωτοβουλίες. Στη συνέχεια, οι συνέπειες στην οικονομία και ειδικά στον τομέα των υδρογονανθράκων την περίοδο της πανδημίας (όπου το πετρέλαιο άγγιξε και αρνητικές τιμές) ανάγκασαν μια σειρά από εταιρείες να επανεξετάσουν την στρατηγική τους διεθνώς. Ως αποτέλεσμα αυτού, δύο μεγάλες παραχωρησιούχοι εταιρείες, η TotalEnergies και η Repsol, ανακοίνωσαν την αποχώρησή τους από τις έρευνες σε ελληνικά πεδία υδρογονανθράκων.

Το κλίμα όμως αντιστράφηκε μετά τον πόλεμο στην Ουκρανία και τη βαθιά ενεργειακή κρίση που, πέρα από απλή κρίση τιμών, ήταν πρωτίστως κρίση επάρκειας και ασφάλειας εφοδιασμού. Στο νέο αυτό πλαίσιο η εκμετάλλευση εγχώριων κοιτασμάτων αποκτά, πέρα από ενεργειακή, και γεωπολιτική διάσταση. Από τη στιγμή που ο ασφαλής εφοδιασμός με φυσικό αέριο εργαλειοποιήθηκε σε τόσο μεγάλο βαθμό, ανάγεται και σε εθνική προτεραιότητα η εξασφάλιση εγχώριων πηγών εφοδιασμού.

Στο πνεύμα αυτό τον Απρίλιο 2022<sup>84</sup> ο Πρωθυπουργός ανακοίνωσε, μετά από ευρεία σύσκεψη στα γραφεία της ΕΔΕΥ, ότι η Ελλάδα είναι αποφασισμένη να επιταχύνει το πρόγραμμα των ερευνητικών δραστηριοτήτων και ότι αυτές θα αποτελούν εφεξής έργα εθνικής σημασίας. Αυτή ήταν μια πολύ σημαντική στιγμή για την οικοδόμηση της εμπιστοσύνης των επενδυτών στις προοπτικές της έρευνας υδρογονανθράκων στην Ελλάδα.

Η ανανεωμένη αυτή στήριξη στο πρόγραμμα ερευνών για υδρογονάνθρακες προσέελκυσε και νέους διεθνείς επενδυτές: η ExxonMobil, η μεγαλύτερη πετρελαϊκή εταιρεία στον κόσμο, έλαβε τα μερίδια της αποχωρήσασας Total Energies στα πεδία της Κρήτης και αποφάσισε να διενεργήσει εκείνη τις έρευνες.

Σήμερα το ενδιαφέρον εστιάζεται σε 6 περιοχές (blocks) προς εξερεύνηση:

- (α) 3 υπεράκτιες στο Ιόνιο: Block 2<sup>85</sup>, Block 10<sup>86</sup>, Ionian Block,<sup>87</sup>
- (β) 2 υπεράκτιες περιοχές στην Κρήτη: Δυτικά της Κρήτης<sup>88</sup> και Νοτιοδυτικά της Κρήτης<sup>89</sup>, και
- (γ) 1 χερσαία περιοχή στα Ιωάννινα<sup>90</sup>, που είναι και η πλέον ώριμη.

Η συλλογή των σεισμικών δεδομένων 3D για τις περιοχές του Ιονίου (Block 2, Block 10, Ionian block) καθώς και των σεισμικών δεδομένων 2D στις υπεράκτιες περιοχές δυτικά και νοτιοδυτικά της Κρήτης, ολοκληρώθηκαν από τους παραχωρησιούχους στο πρώτο τρίμηνο 2023 και ευρίσκονται υπό ανάλυση και αξιολόγηση. Στην περίπτωση θετικών αποτελεσμάτων, οι ερευνητικές γεωτρήσεις μπορεί να λάβουν χώρα το 2024-

---

<sup>84</sup> Ανακοίνωση Τύπου Γραφείου Πρωθυπουργού, «Ενημερωτικό σημείωμα για τη συνάντηση εργασίας στην Ελληνική Διαχειριστική Εταιρία Υδρογονανθράκων υπό τον Πρωθυπουργό Κυριάκο Μητσοτάκη με αντικείμενο την έναρξη ερευνών για την αξιοποίηση κοιτασμάτων φυσικού αερίου» (12.4.2022). <https://www.primeminister.gr/2022/04/12/29121>

<sup>85</sup> Στοιχεία για την Περιοχή 2 στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Block02\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Block02_gr.html)

<sup>86</sup> Στοιχεία για την Περιοχή 10 στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Block10\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Block10_gr.html)

<sup>87</sup> Στοιχεία για την Περιοχή Ιονίου στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Ionian\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Ionian_gr.html)

<sup>88</sup> Στοιχεία για την Περιοχή Δυτικά Κρήτης στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/WestOfCrete\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/WestOfCrete_gr.html)

<sup>89</sup> Στοιχεία για την Περιοχή Νοτιοδυτικά Κρήτης στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/SouthwestOfCrete\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/SouthwestOfCrete_gr.html)

<sup>90</sup> Στοιχεία για την Περιοχή Ιωαννίνων στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/IoanninaLease\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/IoanninaLease_gr.html)

2025 και η παραγωγή φυσικού αερίου να ξεκινήσει το 2028-2029. Στην περιοχή των Ιωαννίνων ο παραχωρησιούχος αποφάσισε να προχωρήσει στη δεύτερη ερευνητική φάση και τη διενέργεια ερευνητικής γεώτρησης, η οποία έχει σχεδιασθεί να ξεκινήσει προς το τέλος 2023, μετά την έγκριση της Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων.

Ενδεικτικό της δυναμικής που αναπτύσσεται εκ νέου είναι το γεγονός ότι μόνο εντός του 2022 πραγματοποιήθηκαν 7 έρευνες όταν ολόκληρη την περίοδο 2013 - 2021 υλοποιήθηκαν μόλις 2 ερευνητικές γεωφυσικές έρευνες, μια θαλάσσια στο Δυτικό Πατραϊκό κόλπο και μια χερσαία στα Ιωάννινα.

Με βάση τα παραπάνω, δικαιολογείται κλίμα αισιοδοξίας, μετά από πολλά χρόνια, για τον ελληνικό τομέα υδρογονανθράκων. Η διενέργεια ερευνητικής γεώτρησης στα Ιωάννινα εντός του 2024 και, μετά από την ανάλυση και ερμηνεία των στοιχείων των γεωφυσικών μελετών από τους παραχωρησιούχους, η έγκριση για αντίστοιχες γεωτρήσεις στο Ιόνιο και την Κρήτη το 2025 – 2026 επιτρέπει ορίζοντα παραγωγής εγχώριου φυσικού αερίου εντός της διετίας 2026 – 2027. Ποτέ δεν βρέθηκε τόσο κοντά η Ελλάδα στην εκμετάλλευση εγχώριων κοιτασμάτων τις τελευταίες δεκαετίες.

Πέρα από την αυταπόδεικτη αξία της προόδου στο θέμα των εθνικών υδρογονανθράκων για την οικονομία και την ενεργειακή αυτάρκεια της χώρας, κρίνεται εξαιρετικά κρίσιμη και η χρονική στιγμή που αυτή η πρόοδος λαμβάνει χώρα από άποψη γεωπολιτική. Πράγματι, η εκμετάλλευση εθνικών κοιτασμάτων πολλαπλασιάζει την αξία της εθνικής στρατηγικής για ανάδειξη της Ελλάδας ως περιφερειακού ενεργειακού κόμβου. Είναι ήδη σημαντική επιτυχία να καταστεί η χώρα κέντρο διαμετακόμισης φυσικού αερίου που προέρχεται από τρίτες, πλην Ρωσίας χώρας, και η συμβολή της στην περιφερειακή ενεργειακή ασφάλεια ήδη καταγράφεται και εκτιμάται από τους φίλους και συμμάχους μας στο διεθνές ενεργειακό «γίγνεσθαι». Η συμπλήρωση όμως του ρόλου της χώρας – διαμετακομιστή με το ρόλο της χώρας – παραγωγού θα καταστήσει την Ελλάδα αναμφισβήτητη πρωταγωνίστρια στα ενεργειακά, οικονομικά, πολιτικά και γεωστρατηγικά δρώμενα της ευρύτερης περιοχής της Νοτιοανατολικής Ευρώπης και της Ανατολικής Μεσογείου. Εφόσον το όραμα αυτό το υπηρετήσουν τα επόμενα χρόνια όλοι οι εμπλεκόμενοι, μπορούμε με ασφάλεια να μιλάμε για μια διαφορετική Ελλάδα στο τέλος της δεκαετίας.

## Επίλογος

Το φυσικό αέριο διαδραμάτισε και διαδραματίζει κομβικό ρόλο στον ενεργειακό σχεδιασμό της Ελλάδας. Αυτός ο ρόλος μπορεί να μεταλλαχθεί, αλλά θα παραμείνει κρίσιμος και για το ορατό και προβλέψιμο μέλλον.

Όσον αφορά την εσωτερική ζήτηση, αυτή βραχυπρόθεσμα (ως το 2030) θα παραμείνει υπαρκτή αν και σταδιακά μειούμενη. Το φυσικό αέριο θα συμμετέχει λιγότερο στην ηλεκτροπαραγωγή αλλά ο ρόλος του θα είναι αδιαμφισβήτητος καθώς θα παρέχει στο ενεργειακό μας Σύστημα, που ολοένα και περισσότερο θα εξαρτάται από μη κατανεμόμενες μονάδες στοχαστικής παραγωγής, την απαιτούμενη ευστάθεια και ευελιξία. Αντίστοιχα και σε χρήσης θέρμανσης, θα παραμείνει μια βασική εναλλακτική (ιδίως ενόψει των προβλέψεων του Κλιματικού Νόμου για απαγόρευση των καυστήρων πετρελαίου) αλλά όχι η προτιμητέα – αυτό τον ρόλο θα τον παίξουν κυρίως οι αντλίες θερμότητας στο πλαίσιο του εξηλεκτρισμού (electrification).

Μεσοπρόθεσμα (την περίοδο 2030 – 2040) θα δρομολογηθεί η μεγάλη αντικατάσταση του ορυκτού αερίου από ανανεώσιμα αέρια: βιομεθάνιο και υδρογόνο. Η συμμετοχή του φυσικού αερίου στο μείγμα θα μειώνεται σε συμμόρφωση των ενωσιακών, αλλά και εθνικών, δεσμεύσεων για δραστική μείωση των εκπομπών το 2040 (80% σε σύγκριση με το 1990) και κλιματική ουδετερότητα το 2050. Με βάση το στρατηγικό σχεδιασμό, μακροπρόθεσμα (την περίοδο 2040 – 2050) θα δούμε το φυσικό αέριο να βγαίνει από τις περισσότερες γνωστές σήμερα χρήσεις του και να παραμένει μετρήσιμη ποσότητα μόνο σε συγκεκριμένες βιομηχανικές διεργασίες.

Ενώ όμως η καμπύλη εγχώριας ζήτησης αερίου μειώνεται, αυξάνεται η συμμετοχή της χώρας στην κάλυψη της περιφερειακής ζήτησης. Μέσα από τις υλοποιούμενες υποδομές η Ελλάδα αναδεικνύεται σε βασική πύλη εισόδου φυσικού αερίου από διαφοροποιημένες πηγές και εξασφαλίζει την τροφοδοσία καταρχήν των εγγύς γειτόνων της στη Νοτιοανατολική Ευρώπη και, στη συνέχεια, ίσως και των απώτερων στην Ανατολική και Κεντρική Ευρώπη. Σημαντικός παράγοντας είναι δε το γεγονός ότι πολλά από τα κράτη της περιοχής, ιδίως των Βαλκανίων, υστερούν, σε σχέση με την Ε.Ε. και την Ελλάδα, σε κλιματική φιλοδοξία και χρονικό ορίζοντα επίτευξης του net zero. Παράλληλα, η ανάπτυξη των εγχώριων κοιτασμάτων φυσικού αερίου θα πολλαπλασιάσει τα οφέλη της ευρύτερης αυτής στρατηγικής, καλύπτοντας με

ασφάλεια και οικονομικότητα την εγχώρια ζήτηση και παρέχοντας μια ακόμα ασφαλή και σταθερή πηγή προέλευσης αερίου για τους γείτονές μας, μάλιστα δε με ανταγωνιστικούς οικονομικούς όρους λόγω της φυσικής εγγύτητας με τα κέντρα κατανάλωσής τους.

Συμπεραίνουμε επομένως με ασφάλεια ότι το φυσικό αέριο θα συνεχίσει να διαδραματίζει κομβικό ρόλο, αν και αυτός θα μετατοπιστεί από την έμφαση στην κάλυψη της εγχώριας ζήτησης στον προσανατολισμό προς την κάλυψη της περιφερειακής ανάγκης για ασφαλή τροφοδοσία. Στο νέο αυτό περιβάλλον, η Ελλάδα έχει την ευκαιρία να μετατραπεί από εισαγωγέα σε εξαγωγέα, με πλείστα οικονομικά και γεωπολιτικά οφέλη.



## Βιβλιογραφία

The Intergovernmental Panel on Climate Change, “Synthesis Report of the Sixth Assessment Report  
A Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change” (Μάρτιος 2023).

Supply, transformation and consumption of gas.  
[https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_CB\\_GAS\\_custom\\_5537444/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_GAS_custom_5537444/default/table?lang=en).

US EIA (2022) Today in energy.  
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51258>

BP (2021) Statistical Review of World Energy  
[https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html#tab\\_sr-2021](https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html#tab_sr-2021)

European Council (2022). Where does the EU’s gas come from?  
<https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.

IEA (2023). Natural gas supply-demand balance of the European Union in 2023.  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/227fc286-a3a7-41ef-9843-1352a1b0c979/NaturalgasupplydemandbalanceoftheEuropeanUnionin2023.pdf>.

IEA (2023). Gas market report, Q1-2023. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2023>.

European Council (2022). Where does the EU’s gas come from?  
<https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.

Bruegel (2022). Preparing for the first winter without Russian gas.  
<https://www.bruegel.org/blog-post/preparing-first-winterwithout-russian-gas>

EC (2022). Liquefied natural gas. [https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en).

US EIA (2022). LNG supplies to EU.  
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51358>

The White House (2022). Joint readout of U.S.-EU Task Force meeting on energy security.  
<https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/11/07/joint-readout-of-u-s-eu-taskforce-meeting-on-energy-security/>.

EIA (2023). Today in energy.

<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=55920#:~:text=In%202022%2C%20Europe%20increased%20LNG,Europe's%20LNG%20imports%20in%202022.>

EC (2022). SWD 230 final. REPowerEU Plan. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483.](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483)

Eurostat (2023). Statistics explained electricity production, consumption and market overview. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_production,\\_consumption\\_and\\_market\\_overview#Electricity\\_generation.](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview#Electricity_generation)

Windeurope (2022). Wind energy in Europe: 2021. Statistics and the outlook for 2022-2026. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>,

How to accelerate permitting for wind energy. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20220517-WindEurope-position-paper-Wind-industry-permitting-recommendations.pdf>

Solarpower-Europe (2023). Solar powering EU energy independence. <https://www.solarpowereurope.org/advocacy/position-papers/solar-powering-eu-energy-independence>

EC (2023) Critical raw materials. [https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-rawmaterials\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-rawmaterials_en).

EC (2022). European Green Deal: agreement reached on the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_22\\_7719](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_7719).

GCEE (2022). Annual report 2022/23. [https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202223/JG202223\\_ExecutiveSummary.pdf](https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg202223/JG202223_ExecutiveSummary.pdf).

EC (2021). Fit for 55 proposal for Energy Efficiency Directive (recast). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0558>

Löschel, A. *et al.* (2018). Statement on the Sixth Monitoring Report of the Federal Government for 2016. [https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/S-T/statement-on-the-sixth-monitoringreport-of-the-federal-government-for-2016-summary.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/S-T/statement-on-the-sixth-monitoringreport-of-the-federal-government-for-2016-summary.pdf?__blob=publicationFile&v=4).

IEA (2022). 10-Point plan to reduce the European Union's reliance on russian natural gas (3 March 2022). <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1af70a5f-9059-47b4-a2dd-1b479918f3cb/A10-PointPlanToReduceTheEuropeanUnionsRelianceonRussianNaturalGas.pdf>

EASAC (2021). Decarbonisation of buildings: for climate, health and jobs.  
<https://easac.eu/publications/details/decarbonisationof-buildings-for-climate-health-and-jobs/>.

EASAC (2019). Decarbonisation of transport: options and challenges.  
<https://easac.eu/publications/details/decarbonisation-of-transportoptions-and-challenges/>.

EC (2018). Guidance on cascading use of biomass with selected good practice examples on woody biomass.  
<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9b823034-ebad-11e8-b690-01aa75ed71a1>.

EASAC (2021). Decarbonisation of buildings: for climate, health and jobs.  
<https://easac.eu/publications/details/decarbonisationof-buildings-for-climate-health-and-jobs/>.

EC (2020). EC hydrogen strategy (July 2020).  
[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS\\_20\\_1296](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296).

IEA (2022). IEA global hydrogen review (2022).  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>.

EC (2021). Proposal for a Regulation the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen (recast).  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A804%3AFIN&qid=1640001545187>.

Hydeploy (2021). First UK trial of hydrogen blended gas hailed a success.  
<https://hydeploy.co.uk/about/news/first-uk-trial-ofhydrogen-blended-gas-hailed-a-success/>.

Siemens (2021). Large scale PEM electrolysis and gas turbines with green fuel.  
[https://bhkciagre.ba/Documents/2022/Okrugli\\_sto\\_24\\_05/8\\_Siemens\\_Energy.pdf](https://bhkciagre.ba/Documents/2022/Okrugli_sto_24_05/8_Siemens_Energy.pdf).

ACER (2021). Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure  
[https://acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure\\_Overview%20of%20studies.pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure_Overview%20of%20studies.pdf).

IEA (2022). Global- CO2 -emissions-rebounded-to-their-highest-level-in-history-in-2021.  
<https://www.iea.org/news/global-co2-emissions-rebounded-to-their-highest-level-in-history-in-2021>

IEA (2022). Carbon capture, utilisation and storage.  
<https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2>.

Global CCS Institute (2022). 2022 status report  
<https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/regional-overview/>.

EASAC (2020). Hydrogen and synthetic fuels. Commentary.  
[https://easac.eu/fileadmin/PDF\\_s/reports\\_statements/Hydrogen\\_and\\_Synthetic\\_Fuels/EASAC\\_Hydrogen\\_Commentary\\_Web\\_publication.pdf](https://easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/Hydrogen_and_Synthetic_Fuels/EASAC_Hydrogen_Commentary_Web_publication.pdf).

EASAC (2022). Forest bioenergy update: BECCS and its role in integrated assessment models.  
<https://easac.eu/publications/details/forest-bioenergy-update-beccs-and-its-role-in-integratedassessment-models/>.

EASAC (2021). Decarbonisation of buildings: for climate, health and jobs.  
<https://easac.eu/publications/details/decarbonisationof-buildings-for-climate-health-and-jobs/>.

IEA (2021). The importance of focusing on jobs and fairness in clean energy transitions.  
<https://www.iea.org/commentaries/theimportance-of-focusing-on-jobs-and-fairness-in-clean-energytransitions>.

EC (2021). Fit for 55 proposal for Energy Efficiency Directive (recast).  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0558>

EC (2021). EU challenges of reducing fossil fuel use in buildings. Publications Office.  
<https://data.europa.eu/doi/10.2760/85088>.

EC (2022). Renewable space heating under the revised Renewable Energy Directive ENER/C1/2018-494: final report.  
<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/16710ac3-eac0-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en>.

EC (2022). SWD 230 final. REPowerEU Plan.  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.

EC (2021). EU challenges of reducing fossil fuel use in buildings. Publications Office.  
<https://data.europa.eu/doi/10.2760/85088>.

EC (2021). Proposal for revising ETS Directive and Regulation.  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0551>.

IEA (2022). The future of heat pumps.  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/01324438-d634-4d49-95d8-3d08aaab00d5/TheFutureofHeatPumps.pdf>.

Nouvel, R. *et al.* (2015). European mapping of seasonal performances of air source and geothermal heat pumps. Conference paper, CISBAT 2015, Lausanne, Switzerland.

[https://www.researchgate.net/publication/281745223\\_European\\_Mapping\\_of\\_Seasonal\\_Performances\\_of\\_Air-source\\_and\\_Geothermal\\_Heat\\_Pumps\\_for\\_Residential\\_Applications/download](https://www.researchgate.net/publication/281745223_European_Mapping_of_Seasonal_Performances_of_Air-source_and_Geothermal_Heat_Pumps_for_Residential_Applications/download).

IEA (2022). The future of heat pumps.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/01324438-d634-4d49-95d8-3d08aaab00d5/TheFutureofHeatPumps.pdf>.

Rosenow, J. *et al.* (2022). Heating up the global heat pump market. *Nature Energy* **7**, 901–904.

<https://www.nature.com/articles/s41560%2E0%90022%2E0%9001104%2E0%80%908>.

Orru, H. *et al.* (2022). Health impacts of PM2.5 originating from residential wood combustion in four Nordic cities. *BMC Public Health* **22**, 1286.

<https://bmcpublihealth.biomedcentral.com/articles/10.1186/s12889-022-13622-x>.

EC (2016). EU strategy on heating and cooling.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1575551754568&uri=CELEX:52016DC0051>.

Øberg, S. *et al.* (2022). Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems. *International Journal of Hydrogen Energy* **47** (1), 624–644.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921039768?via%3Dihub>

Ram, M. *et al.* (2022). Accelerating the European renewable energy transition 2022.

<https://extranet.greens-efa.eu/public/media/file/1/7861>).

IAEA (2022). Country nuclear profiles. <https://cnpp.iaea.org/pages/index.htm>.

EC (2023). Net-Zero Industry Act.

[https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act\\_en](https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en).

S&P Global (2022). Petrochemical feedstocks.

<https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/products/petrochemical-feedstockschemical-economics-handbook.html>

IFPRI (2023). The Russia-Ukraine war after a year: impacts on fertilizer production, prices, and trade flows.

<https://www.ifpri.org/blog/russia-ukraine-war-after-year-impacts-fertilizer-production-pricesand-trade-flows>.

Steinberger-Wilckens, R. *et al.* (2017). The role of hydrogen and fuel cells in delivering energy security for the UK. H2FC Supergen, London, UK.

<https://www.h2fcsupergen.com/wp-content/uploads/2015/08/IMPJ5213-H2FC-Supergen-Energy-Security-032017-WEB.pdf>.

EC (2023). Joint gas purchasing: the ad hoc Steering Board of the EU Energy Platform meets for the first time.

[https://energy.ec.europa.eu/news/joint-gas-purchasing-ad-hoc-steering-board-eu-energyplatform-meets-first-time-2023-01-16\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/joint-gas-purchasing-ad-hoc-steering-board-eu-energyplatform-meets-first-time-2023-01-16_en).

ENI (2022). ENI announces the start of production from two gas fields within the new Berkine South contract in Algeria.

<https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2022/10/berkine-southstart-production-two-gas-fields.html>.

Government of the Netherlands (2022). Does less Russian gas mean more gas from Groningen?

<https://www.government.nl/latest/news/2022/10/20/does-less-russian-gas-mean-more-gas-from-groningen>.

INEOS (2022). INEOS signs long-term sales and purchase agreement for 1.4mtpa LNG from Sempra Infrastructure at Port Arthur, USA.

<https://www.ineos.com/news/shared-news/ineos-signs-long-term-sales-and-purchase-agreement-for-1.4mtpa-lng-from-sempra-infrastructure-at-port-arthur-usa/>.

US EIA (2022). Information on shale gas.

<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=907&t=8>.

IEA (2022). IEA gas market report Q4 (2022).

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/318af78e-37c8-425a-b09e-ff89816ffeca/GasMarketReportQ42022-CCBY4.0.pdf>.

Deutsche Welle (2023). Third floating LNG terminal arrives in northern Germany.

<https://www.dw.com/en/third-floating-lng-terminalarrives-in-northern-germany/a-64462246>.

EHB (2022). European Hydrogen backbone report.

<https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>.

Ιστορικά στοιχεία της παρούσας ενότητας από τη μελέτη του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας “Greece 2023 Energy Policy Review” ( Απρίλιος 2023)

Δελτίο Τύπου του ΔΕΣΦΑ της 17.1.2023 «Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2022».

<https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2022>

Απόφαση 4/2019 του Κυβερνητικού Συμβουλίου Οικονομικής Πολιτικής, «Κύρωση του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)» (ΦΕΚ Β΄ 4893/31.12.2019).

<sup>1</sup> Ν. 4936/2022, «Εθνικός Κλιματικός Νόμος - Μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα και προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή, επείγουσες διατάξεις για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης και την προστασία του περιβάλλοντος» (ΦΕΚ Α΄ 105/27.05.2022).

Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία

[https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_el](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_el)

Fit for 55: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

Κανονισμός (ΕΕ) 2021/1119 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 30ής Ιουνίου 2021 για τη θέσπιση πλαισίου με στόχο την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας και για την τροποποίηση των κανονισμών (ΕΚ) αριθ. 401/2009 και (ΕΕ) 2018/1999 («ευρωπαϊκό νομοθέτημα για το κλίμα») (ΕΕ L 243/9.7.2021).

Κανονισμός 2018/1999 της 11ης Δεκεμβρίου 2018 για τη διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα και συγκεκριμένα του άρθρου 14 παρ. 1 που προβλέπει «Έως την 30ή Ιουνίου 2023 και στη συνέχεια έως την 1η Ιανουαρίου 2033 και εφεξής ανά 10 έτη, κάθε κράτος μέλος υποβάλλει στην Επιτροπή σχέδιο επικαιροποίησης του τελευταίου κοινοποιηθέντος ενοποιημένου εθνικού σχεδίου για την ενέργεια και το κλίμα....».

Ιστότοπος Energypress, Μ. Μαστοράκης, «Φωτοβολταϊκά, offshore αιολικά και αποθήκευση οι πυλώνες των πράσινων στόχων του νέου ΕΣΕΚ - Αύξηση μονάδων αερίου αλλά μείωση της κατανάλωσης - Δείτε την αναλυτική παρουσίαση» (18.1.2023) με παραπομπή στο πλήρες κείμενο της παρουσίασης του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας με τίτλο «Σχεδιασμός του νέου ΕΣΕΚ - Προβολές σεναρίων με το μοντέλο PRIMES».

N. 4687/2020 (ΦΕΚ Α' 98/15.05.2020).

Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων ΑΕ (ΕΔΕΥΕΠ ΑΕ).

[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/PrinosConcession\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/PrinosConcession_gr.html)

Οδηγία 94/22/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 30ής Μαΐου 1994 για τους όρους χορήγησης και χρήσης των αδειών αναζήτησης, εξερεύνησης και παραγωγής υδρογονανθράκων (ΕΕ L L 164, 30.6.1994).

N. 4001/2011 (ΦΕΚ Α 179/22.08.2011).

ΦΕΚ Α 27/08.02.1995.

Ανακοίνωση Τύπου Γραφείου Πρωθυπουργού, «Ενημερωτικό σημείωμα για τη συνάντηση εργασίας στην Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων υπό τον Πρωθυπουργό Κυριάκο Μητσοτάκη με αντικείμενο την έναρξη ερευνών για την αξιοποίηση κοιτασμάτων φυσικού αερίου» (12.4.2022).

<https://www.primeminister.gr/2022/04/12/29121>

Στοιχεία για την Περιοχή 2 στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:

[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Block02\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Block02_gr.html)

Στοιχεία για την Περιοχή 10 στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:

[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Block10\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Block10_gr.html)

Στοιχεία για την Περιοχή Ιονίου στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Ionian\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/Ionian_gr.html)

Στοιχεία για την Περιοχή Δυτικά Κρήτης στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/WestOfCrete\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/WestOfCrete_gr.html)

Στοιχεία για την Περιοχή Νοτιοδυτικά Κρήτης στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/SouthwestOfCrete\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/SouthwestOfCrete_gr.html)

Στοιχεία για την Περιοχή Ιωαννίνων στον ιστότοπο της ΕΔΕΥΕΠ:  
[https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/IoanninaLease\\_gr.html](https://www.greekhydrocarbons.gr/gr/IoanninaLease_gr.html)