



ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
ΣΤΗ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ

Διπλωματική Εργασία

ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΩΣ ΚΑΥΣΙΜΟ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ ΣΤΗΝ ΠΡΑΣΙΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

του

ΓΚΑΤΣΟΥ ΝΙΚΟΛΑΟΥ  
ΕΠΙΒΛΕΠΟΝΤΑΣ: ΠΑΝΑΓΙΩΤΙΔΗΣ ΘΕΟΔΩΡΟΣ

Υποβλήθηκε ως απαιτούμενο για την απόκτηση του μεταπτυχιακού  
διπλώματος στη Διοίκηση Επιχειρήσεων

ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ 2022

## Περίληψη

Η σχέση ενέργειας και περιβάλλοντος προκαλεί πληθώρα αλλαγών στην διαχείριση των ενεργειακών συστημάτων, μεταξύ αυτών και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η κλιματική αλλαγή αποτελεί ίσως το πιο σημαντικό πρόβλημα της παγκόσμιας κοινότητας και οικονομίας. Χρειάζονται δραστικές μειώσεις στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από τις ανεπτυγμένες χώρες για την πρόληψη των επιζήμιων επιπτώσεων στο κλίμα. Μεγάλη έμφαση στις μελλοντικές πολιτικές μετριασμού των αερίων του θερμοκηπίου δίνεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, επειδή είναι ο τομέας με τις υψηλότερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Το φυσικό αέριο μπορεί να διαδραματίσει σημαντικό βραχυπρόθεσμο ρόλο βοηθώντας τη μείωση της εξάρτησης της ηλεκτρικής ενέργειας από την καύση άνθρακα και ομαλή μετάβαση σε διακοπτόμενες ανανεώσιμες πηγές όπως η ηλιακή και η αιολική ενέργεια. Από την άλλη, το φυσικό αέριο δεν μπορεί να διαδραματίσει μακροπρόθεσμο μελλοντικό ρόλο στους περιορισμούς των εκπομπών του άνθρακα. Ο ρόλος του φυσικού αερίου είναι κάπως ιδιαίτερος, επειδή αποτελεί τόσο το μέσο μείωσης εκπομπών της καύσης του άνθρακα, όσο και έναν μεσολαβητή λειτουργίας εναλλακτικών λύσεων παραγωγής ενέργειας χαμηλότερων εκπομπών άνθρακα. Αυτό συμβαίνει επειδή οι τρέχουσες στρατηγικές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω φυσικού αερίου χρησιμοποιούν κατά κύριο λόγο την καύση, η οποία παράγει εκπομπές ρύπων και αερίων του θερμοκηπίου και κυρίως μεθάνιο. Η Ελλάδα, στα πλαίσια του σχεδίου της Ευρωπαϊκής Ένωσης για μηδενισμό των καθαρών εκπομπών αερίων θερμοκηπίου μέχρι το 2050, έχει διαμορφώσει μια ιδιαίτερα φιλόδοξη στρατηγική για την ενέργεια και το κλίμα, επιδιώκοντας την ομαλή μετάβαση σε ένα ενεργειακό σύστημα, που δεν θα εξαρτάται από τα ορυκτά καύσιμα και θα έχει περιορισμένες έως και μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.

## **Abstract**

The relationship between energy and the environment causes a multitude of changes in the management of energy systems, including electricity production. Climate change is perhaps the most important problem facing the global community and economy. Drastic reductions in greenhouse gas emissions from developed countries are needed to prevent adverse climate impacts. Much emphasis in future greenhouse gas mitigation policies is placed on electricity generation because it is the sector with the highest greenhouse gas emissions. Natural gas can play an important short-term role in helping reduce electricity's reliance on coal and smooth the transition to intermittent renewables like solar and wind. On the other hand, natural gas cannot play a long-term future role in limiting carbon emissions. The role of natural gas is somewhat special, because it is both a means of reducing emissions from burning coal, as well as an intermediary for the operation of alternative energy production solutions with lower carbon emissions. This is because current natural gas electricity generation strategies primarily use combustion, which produces emissions of pollutants and greenhouse gases, most notably methane. Greece, in the context of the European Union's plan to achieve zero net greenhouse gas emissions by 2050, has formulated a particularly ambitious energy and climate strategy, seeking a smooth transition to an energy system that will not depend on fossil fuels fuel and will have limited to zero greenhouse gas emissions.

## Πίνακας περιεχομένων

1.	Εισαγωγή .....	1
1.1	Εισαγωγή .....	1
1.2	Πηγές Ενέργειας .....	4
1.2.1	Γαϊάνθρακες .....	4
1.2.2	Πετρέλαιο .....	5
1.2.3	Φυσικό Αέριο .....	6
1.2.4	Υγραέριο.....	7
1.2.5	Πυρηνική Ενέργεια.....	7
2.	Ανασκόπηση Βιβλιογραφίας .....	8
2.1	Χαρακτηριστικά της Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	8
2.2	Η Παραγωγή της Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	10
2.3	Δίκτυα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	11
2.4	Εφοδιασμός Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	11
2.5	Η Ίδρυση της ΔΕΗ.....	12
2.6	Μετάβαση στην Απελευθερωμένη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	13
2.6.1	Συμμετέχοντες Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	15
2.7	Νόμοι για την Απελευθερωμένη της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας .....	16
2.7.1	Ο Ν. 2773/1999 Περί Απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας	16
2.7.2	Ο Νόμος 3175/2003 .....	18
2.7.3	Ο Νόμος 3426/2005 .....	19
2.7.4	Ο Νόμος 4001/2011 .....	19
2.7.5	Ο Ν. 4425/2016: Η Χρηματιστηριακή Χονδρική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	21
2.8	Το Φυσικό Αέριο στην Ελλάδα .....	22
2.9	Κατηγοριοποίηση του Φυσικού Αερίου .....	28
2.10	Εμπόριο Φυσικού Αερίου .....	30
2.11	Είδη Μηχανισμών στη Διαμόρφωση της Τιμής του Φυσικού Αερίου .....	32
3.	Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας Μονάδων Φυσικού Αερίου.....	35
3.1	Εισαγωγή .....	35
3.2	Ορισμοί.....	36
3.3	Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.....	38
3.4	Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων .....	40

3.4.1 Κόστος Καυσίμου.....	40
3.4.2 Κατώτερη ή Καθαρή Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου.....	41
3.4.3 Ποσοστιαία σύνθεση μίγματος καυσίμων.....	42
3.4.4 Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων.....	43
3.4.5 Κόστος Εκκίνησης Θερμικών Μονάδων.....	43
3.5 Μεταβλητό Κόστος θερμικών Μονάδων Παραγωγής.....	44
3.5.1 Μεταβλητό Κόστος Θερμικής Μονάδας στο Μετρητή.....	44
3.5.2 Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Θερμικής Μονάδας.....	44
3.5.3 Κόστος Χωρίς Φορτίο.....	45
3.6 Διαφορικό Κόστος θερμικής Μονάδας.....	46
<b>4. Η Απολιγνιτοποίηση της Ελλάδας.....</b>	<b>48</b>
4.1 Εισαγωγή.....	48
4.2 Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα με Ορίζοντα το 2030.....	50
4.3 Ο Μηχανισμός Δίκαιης Μετάβασης της Ευρωπαϊκής Ένωσης.....	52
4.4 Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΣΔΑΜ) στην Ελλάδα.....	54
4.5 Η Πορεία της Απολιγνιτοποίησης στην Ελλάδα.....	57
4.6 Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στη Δανία.....	60
<b>5. Συσχέτιση Κόστους Φυσικού Αερίου και Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....</b>	<b>68</b>
5.1 Εισαγωγή.....	68
5.2 Τομέας Φυσικού Αερίου.....	69
5.2.1 Γενική Περιγραφή της Αγοράς.....	69
5.2.2 Διεθνείς Τάσεις και Προοπτικές.....	71
5.2.3 Τάσεις και Προοπτικές στην Εγχώρια Αγορά.....	73
5.2.4 Χονδρεμπορική Αγορά.....	77
5.3 Η Αγορά της Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	79
5.3.1 Περιγραφή της Αγοράς.....	79
5.3.2 Διεθνείς Τάσεις και Προοπτικές.....	82
5.3.3 Εγχώριες Τάσεις στην Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	84
5.3.4 Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	89
5.4 Τάσεις και Προσδοκίες.....	92
Βιβλιογραφία.....	95

## **Κατάλογος Πινάκων**

Πίνακας 1.1. Συστατικά πετρελαίου .....	5
Πίνακας 2.1. Εκπεμπόμενοι ρύποι κατά την καύση του φυσικού αερίου σε σχέση με άλλα καύσιμα (σε g ρύπου ανά kWh εισαγόμενης θερμότητας καυσίμου) .....	30
Πίνακας 3.1. Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας .....	38
Πίνακας 3.2. Μονάδες κόστους καυσίμου.....	40
Πίνακας 3.3. Μονάδες Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης.....	42
Πίνακας 4.1. Κύρια χαρακτηριστικά του Σχεδίου Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΣΔΑΜ) στην Ελλάδα .....	55
Πίνακας 4.2. Ενδεικτικές πηγές χρηματοδότησης του Σχεδίου Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης.....	57

## Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 2.1. Ετήσια ζήτηση φυσικού αερίου στην Ελλάδα και πρόβλεψη της ζήτησης για τα επόμενα χρόνια .....	31
Διάγραμμα 2.2. Η μεσοσταθμική τιμή εισαγωγής Μάρτιος 2019 – Μάρτιος 2022 .....	33
Διάγραμμα 4.1. Η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ στη Δανία για την περίοδο 1990-2021 .....	61
Διάγραμμα 4.2. Δυναμικότητα αιολικής ενέργειας .....	62
Διάγραμμα 4.3. Πηγές ενέργειας για την τηλεθέρμανση .....	63
Διάγραμμα 5.1. Εξέλιξη εισαγωγών φυσικού αερίου την περίοδο 2010-2019 .....	70
Διάγραμμα 5.2. Εξέλιξη κατανάλωσης φυσικού αερίου την περίοδο 2010-2019 .....	71
Διάγραμμα 5.3. Εξέλιξη παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου, 1980-2018 .....	72
Διάγραμμα 5.4. Πρωτογενής παραγωγή φυσικού αερίου στην Ελλάδα 1990-2018 ..	73
Διάγραμμα 5.5. Εισαγωγές φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης, 1996-2018 .....	74
Διάγραμμα 5.6. Συνολική προσφορά φυσικού αερίου, εκατ. TΠΠ και ποσοστό του συνόλου πηγών ενέργειας, 1990-2018.....	75
Διάγραμμα 5.7. Παραγωγή ηλεκτρισμού από καύσιμα ανά τεχνολογία παραγωγής, 1990-2018 .....	77
Διάγραμμα 5.8. Εξέλιξη των τιμών χονδρικής φυσικού αερίου στην Ελλάδα, Μάρτιος 2008 – Δεκεμβριος 2019 (σε €/MWh).....	78
Διάγραμμα 5.9. Ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας διεθνώς, 1974-2018, χιλ. TWh .....	82
Διάγραμμα 5.10. Παγκόσμιο μείγμα πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή, 1974-2019.....	83
Διάγραμμα 5.11. Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας, 1990-2019.	85
Διάγραμμα 5.12. Εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο πηγής πρωτογενούς ενέργειας, 2011-2019.....	86
Διάγραμμα 5.13. Μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος λιγνιτικών μονάδων, 2011-2019 ..	88
Διάγραμμα 5.14. Μέσο μεταβλητό κόστος μονάδων φυσικού αερίου, 2017-2019.....	89
Διάγραμμα 5.15. Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ), 2012-2020.....	90
Διάγραμμα 5.16. Τιμές της ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση για τα έτη 2006-2021 .....	91

## Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1.1. Η στρωματοποίηση των πετρωμάτων από τη στιγμή της δημιουργίας ορυκτών υδρογονανθράκων (source rock), μέχρι το μετασχηματισμό τους σε πετρέλαιο (oil).....	6
Εικόνα 2.1. Σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου.....	24
Εικόνα 2.2. Σχηματική απεικόνιση δικτύου φυσικού αερίου.....	26
Εικόνα 2.3. Προμηθευτές φυσικού αερίου της ΔΕΠΑ.....	27
Εικόνα 2.4. Δομή των ελληνικών επιχειρήσεων για τη διαχείριση του συστήματος μεταφοράς και διανομής Φυσικού Αερίου.....	28
Εικόνα 2.5. Δεξαμενόπλοιο σχεδιασμού μεμβράνης και δεξαμενόπλοιο σφαιρικού σχεδιασμού.....	29
Εικόνα 2.6. Κατανομή παροχής φυσικού αερίου ανά τομέα κατανάλωσης.....	31
Εικόνα 3.1. Ειδική κατανάλωση θερμότητας μονάδας u.....	39
Εικόνα 3.2. Ωριαίο κόστος λειτουργίας θερμικής μονάδας.....	45
Εικόνα 3.3. Καμπύλη διαφορικού κόστους θερμικής μονάδας.....	46
Εικόνα 4.1. Στόχοι της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ενέργεια και το κλίμα.....	48
Εικόνα 4.2. Στόχοι του εθνικού σχεδίου για την ενέργεια και το κλίμα.....	51
Εικόνα 4.3. Ποσοτικοί στόχοι του Εθνικού Σχεδίου για την ενέργεια και το κλίμα...52	
Εικόνα 4.4. Χρηματοδότηση του Μηχανισμού Δίκαιης Μετάβασης.....	54
Εικόνα 4.5. (Α) Οι τιμές αγοράς επόμενης ημέρας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και στη Δανία για το έτος 2021. Κατανομή πόρων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα (Β) και τη Δανία (Γ).....	64
Εικόνα 4.6. (Α) Οι τιμές αγοράς επόμενης ημέρας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και στη Δανία για το έτος 2020. Κατανομή πόρων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα (Β) και τη Δανία (Γ).....	64
Εικόνα 4.7. (Α) Οι τιμές αγοράς επόμενης ημέρας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και στη Δανία για το έτος 2019. Κατανομή πόρων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα (Β) και τη Δανία (Γ).....	65
Εικόνα 4.8. (Α) Οι τιμές αγοράς επόμενης ημέρας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και στη Δανία για το έτος 2018. Κατανομή πόρων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα (Β) και τη Δανία (Γ).....	65
Εικόνα 5.1. Βαθμοί αποδοτικότητας των διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής	



ηλεκτρικής ενέργειας .....	68
Εικόνα 5.2. Μερίδια κατανάλωσης συνολικής εισροής φυσικού αερίου, 2018 .....	76
Εικόνα 5.3. Εξέλιξη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, 1990-2019. Της συνολικής παραγωγής επάνω, και της παραγωγής ανά τύπο καυσίμου κάτω .....	87

## Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

### 1.1 Εισαγωγή.

Το ισοζύγιο μεταξύ ενέργειας και περιβάλλοντος προκαλεί πληθώρα αλλαγών στην κοινωνική διαχείριση των ενεργειακών συστημάτων, συμπεριλαμβανομένης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η κλιματική αλλαγή από ανθρωπογενείς κυρίως εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (GHG), αποτελεί ίσως τον πιο σημαντικό παράγοντα της περιβαλλοντικά επηρεασμένης αλλαγής της κοινωνίας (Bernstein L et al. 2008). Χρειάζονται δραστικές μειώσεις στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (50 - 80% κάτω από τα επίπεδα του 2005 έως το 2050) από τις ανεπτυγμένες χώρες για την πρόληψη των επιζήμιων επιπτώσεων στο κλίμα (Bernstein L et al. 2008). Ως εκ τούτου, οι αλλαγές τεχνολογίας και καυσίμων μπορούν να συμβάλουν στον μετριασμό των αερίων του θερμοκηπίου αντιπροσωπεύοντας προσιτές λύσεις για ενεργειακά συστήματα (Bell M. L., Davis D. L., et al. 2008, Nemet G. F., Holloway T and Meier P, 2010).

Μεγάλη έμφαση στις μελλοντικές πολιτικές μετριασμού των αερίων του θερμοκηπίου δίνεται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, επειδή, (1) είναι επί του παρόντος ο τομέας με τις υψηλότερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (U.S. EPA, 2012), (2) υπάρχουν πολλές εναλλακτικές στρατηγικές για να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια με ελάχιστες έως καθόλου εκπομπές αερίων (National Research Council. 2009), (3) η ηλεκτροδότηση σε πρόσθετους τομείς τελικής χρήσης (π.χ. μεταφορές, βιομηχανικές απαιτήσεις, κτιριακές απαιτήσεις) επιτυγχάνει μειώσεις εκπομπών εάν η ηλεκτρική ενέργεια απεμπλακεί από ενώσεις του άνθρακα (Williams J. H., et al. 2012) και (4) οι εκπομπές από πολλές πηγές (για παράδειγμα γεννήτριες μεγάλης ισχύος) είναι πιο κατάλληλες για εφαρμογές ελέγχου των εκπομπών, συμπεριλαμβανομένης της δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (Sioshansi F. P., 2009). Είναι σαφές, ότι οποιαδήποτε προσπάθεια μετριασμού των αερίων του θερμοκηπίου, πρέπει να έχει μηχανισμούς για να επιφέρει εκτεταμένες αλλαγές στις υπάρχουσες ηλεκτρικές αλυσίδες εφοδιασμού, για την επιδίωξη μείωσης των εκπομπών, συμπεριλαμβανομένης και της ρύθμισης εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) από υπάρχοντες αλλά και μελλοντικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής (Aarons K., 2014).

## Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

Σε αυτό το πλαίσιο, είναι γενικός κατανοητό, ότι η αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (με τη συμβολή της ηλιακής, αιολικής, γεωθερμίας, ωκεανών, υδροηλεκτρικών και βιοενεργειακών πόρων) είναι απαραίτητη για την ικανοποιητική κάλυψη των απαιτήσεων συμβαδίζοντας με την επίτευξη περιβαλλοντικών στόχων (MacKinnon M. A., Brouwer J., Samuelson S. 2018). Δεδομένης της πρόκλησης της επαρκούς ανεξαρτητοποίησης των ενεργειακών συστημάτων από τον άνθρακα, για την επίτευξη μακροπρόθεσμων στόχων περιορισμού εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου, οι αξιολογήσεις δείχνουν γενικά ότι πρέπει να αντικατασταθεί και το φυσικό αέριο (και όλα τα άλλα ορυκτά καύσιμα) με ανανεώσιμες πηγές για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Williams J. H., et al. 2012, McCollum D., Yang C., Yeh S., Ogden J., 2012). Οι ανανεώσιμες τεχνολογίες προτείνονται συχνά ως υποκατάστατα της παραγωγής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα, συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου, καθώς αποτελούν ίσως την καλύτερη λύση για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Erickson P., Kartha S., Lazarus M., Tempest K. 2015).

Κοιτάζοντας το μέλλον, η αύξηση της χρήσης φυσικού αερίου φαίνεται να συνεχίζεται, αμείωτη. Το φυσικό αέριο μπορεί να διαδραματίσει σημαντικό βραχυπρόθεσμο ρόλο βοηθώντας τη μείωση της εξάρτησης της ηλεκτρικής ενέργειας από την καύση άνθρακα και ομαλή μετάβαση σε διακοπτόμενες ανανεώσιμες πηγές όπως η ηλιακή και η αιολική ενέργεια. Ωστόσο, το φυσικό αέριο δεν μπορεί να διαδραματίσει μακροπρόθεσμο ρόλο στη δημιουργία του επιθυμητού μέλλοντος με περιορισμούς άνθρακα, καθώς τα οφέλη του δεν είναι αρκετά για να υποστηρίξουν τους στόχους για τη μείωση των εκπομπών του άνθρακα.

Ο ρόλος του φυσικού αερίου είναι κάπως ιδιαίτερος, επειδή αποτελεί τόσο το μέσο μείωσης εκπομπών της καύσης τους άνθρακα, όσο και έναν μεσολαβητή λειτουργίας εναλλακτικών λύσεων παραγωγής ενέργειας χαμηλότερων εκπομπών άνθρακα. Παρόλο που είναι γενικά αποδεκτό ότι είναι αναγκαία η ανεξαρτητοποίηση από τον άνθρακα και το πετρέλαιο, ο πιθανός ρόλος του φυσικού αερίου σε έναν μελλοντικό βιώσιμο ενεργειακό εφοδιασμό είναι λιγότερο σαφής. Αυτό συμβαίνει επειδή οι τρέχουσες στρατηγικές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας φυσικού αερίου χρησιμοποιούν κατά κύριο λόγο την καύση, η οποία παράγει εκπομπές ρύπων και αερίων του θερμοκηπίου και κυρίως μεθάνιο. Παράλληλα, υπάρχουν προειδοποιήσεις κατά της χρησιμότητας του φυσικού αερίου ως καυσίμου γεφύρωσης, καθώς

## Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

επιβραδύνει την ανάπτυξη των απαραίτητων προηγμένων τεχνολογιών (Jacoby H. D., O'Sullivan F. M., Paltsev S., 2012).

Από την άλλη πλευρά, το φυσικό αέριο μπορεί μακροπρόθεσμα να αποτελέσει ένα καθαρότερο και πιο αποδοτικό καύσιμο σε σχέση με άλλες επιλογές ορυκτών και η άμεση αντικατάσταση θα μπορούσε να έχει άμεσα οφέλη εκπομπών. Εξαιτίας αυτού, το φυσικό αέριο έχει υποστηριχθεί ως ένα αποτελεσματικό βραχυπρόθεσμο έως μεσοπρόθεσμο καύσιμο «γέφυρας» για την ελάττωση των εκπομπών του άνθρακα στο μέλλον, κυρίως στο πλαίσιο της παροχής μιας οικονομικά αποδοτικής επιλογής για την εκτόπιση σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα (Tour J. M., Kittrell C., Colvin V. L., 2010). Επιπλέον, το φυσικό αέριο είναι μια οικονομικά αποδοτική και καθιερωμένη πηγή ενέργειας με πολλές εφαρμογές σε διάφορους ενεργειακούς τομείς, όπως η παραγωγή ενέργειας, οι μεταφορές και η βιομηχανία. Αντιπροσωπεύει επί του παρόντος ένα σημαντικό συστατικό του ενεργειακού συστήματος. Αυτό ισχύει ιδιαίτερα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο μπορεί να παρέχει σημαντικές ενεργειακές υπηρεσίες, συμπεριλαμβανομένης της ικανότητας παροχής υπηρεσιών εξισορρόπησης δικτύου που μπορούν να συμπληρώσουν την ενσωμάτωση διακοπτόμενων ανανεώσιμων πηγών (συμπεριλαμβανομένης της αιολικής και της ηλιακής ενέργειας) στα περιφερειακά ηλεκτρικά δίκτυα. Η υπάρχουσα υποδομή του συστήματος φυσικού αερίου μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την αποθήκευση, τη μεταφορά και τη διανομή ανανεώσιμων αερίων καυσίμων και θα μπορούσε να προσφέρει μια μακροπρόθεσμη μετάβαση από ένα εξ ολοκλήρου ορυκτό σε πλήρως ανανεώσιμο σύστημα. Έτσι, ο ρόλος του φυσικού αερίου είναι πολύπλοκος και πολύπλευρος, πέρα από τον απλό ποσοτικό προσδιορισμό και σύγκριση των συνολικών εκπομπών.

Τα τελευταία χρόνια, παρατηρείται έξαρση των επενδύσεων σε εγκαταστάσεις φυσικού αερίου (σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, αγωγοί, εξοπλισμός συγκέντρωσης, πηγάδια κ.λπ.). Οι επενδυτές σε αυτές τις εγκαταστάσεις θα θέλουν να μεγιστοποιήσουν την επενδυτική τους απόδοση διατηρώντας τις αγορές φυσικού αερίου όσο το δυνατόν περισσότερο. Το ερώτημα είναι πώς θα επηρεάσει η πίεση να επιτρέψουμε υψηλές αποδόσεις στις επενδύσεις κεφαλαίου την ικανότητά να απομακρυνθεί η παγκόσμια κοινότητα από τη χρήση φυσικού αερίου, όπως πρέπει, για να επιτύχουμε τους μακροπρόθεσμους στόχους μείωσης των αερίων θερμοκηπίου.

Είναι κοινώς κατανοητό ότι για να σταθεροποιηθεί η κλιματική αλλαγή, πρέπει να επιτευχθούν δραματικές μειώσεις στις παγκόσμιες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.

## Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

Για να γίνει αυτό, πρέπει να εξαλειφθεί σχεδόν κάθε χρήση ορυκτών καυσίμων, συμπεριλαμβανομένου του φυσικού αερίου.

### 1.2 Πηγές Ενέργειας.

Οι πηγές οι οποίες δεν αναπληρώνονται ή αναπληρώνονται εξαιρετικά αργά για τα ανθρώπινα μέτρα από φυσικές διαδικασίες χαρακτηρίζονται ως μη ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Σ' αυτές περιλαμβάνονται ο άνθρακας, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, γνωστά και ως ορυκτά καύσιμα. Η φύση μπορεί να ανανεώσει τις παραπάνω πηγές ενέργειας, ωστόσο, οι διεργασίες που απαιτούνται είναι χρονοβόρες. Η φύση απαιτεί χιλετίες αναπλήρωσης των φυσικών της πόρων, σε αντίθεση με τις ανάγκες της ανθρωπότητας σε ενέργεια, οι οποίες είναι συνεχείς. Το ισοζύγιο συνεπώς, που προκύπτει είναι υπέρ της μη αναπλήρωσης των φυσικών πηγών και πόρων ενέργειας (Παπανικολάου Κ., 2018).

#### 1.2.1 Γαϊάνθρακες.

Οι γαϊάνθρακες αποτελούν τα οργανικά ιζήματα φυτικών υπολειμμάτων εμπλουτισμένα σε άνθρακα, τα οποία σχηματίζονται σταδιακά μέσω φυσικών διεργασιών. Η μετατροπή των φυτικών οργανισμών σε τύρφη και κατόπιν σε ανθρακίτη πραγματοποιείται σταδιακά μέσα από το πέρασμα των χρόνων και κάτω από ορισμένες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας. Για τη μετατροπή της φυτικής ύλης σε άνθρακα εκτιμάται ότι θα απαιτηθούν τουλάχιστον 400 εκατομμύρια χρόνια και η παραπάνω διεργασία είναι ένα δυναμικό φαινόμενο που φτάνει έως το σήμερα.

Εκτιμάται, από την επιστημονική κοινότητα ότι για τη δημιουργία 30 εκατοστών άνθρακα απαιτείται φυτική ύλη περίπου 2,5 μέτρων.

Ενώ η παρουσία άνθρακα είναι υπαρκτή σε όλες τις χώρες στο κόσμο, η εξόρυξη του αποτελεί μέσο εμπορικής δραστηριότητας μόνο στις 70 από αυτές. Ενώ τα παγκόσμια αποθέματα λιγνίτη θα μπορούσαν να αποτελέσουν εκμεταλλεύσιμη πηγή ενέργειας για ακόμη 164 χρόνια, τα αποθέματα πετρελαίου και φυσικού αερίου φαίνεται ότι θα μπορούσαν να συμμετάσχουν στο ισοζύγιο ενέργειας μόνο για τα επόμενα 41 και 67 χρόνια αντίστοιχα.

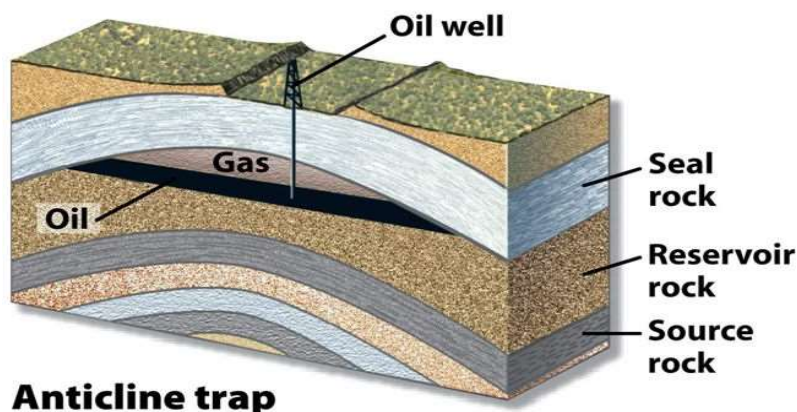
### 1.2.2 Πετρέλαιο.

Το αργό πετρέλαιο αποτελεί ένα παχύρρευστο υγρό ορυκτό, που αποτελείται από ένα μεγάλο αριθμό κορεσμένων υδρογονανθράκων με πολύπλοκη δομή. Οι ενώσεις με περισσότερα από 17 άτομα άνθρακα στο μόριο είναι στερεοί (σε θερμοκρασία περιβάλλοντος), αλλά συνήθως διαλύονται στο υγρό μέρος του ακατέργαστου πετρελαίου. Εκτός από τους υδρογονάνθρακες, το αργό πετρέλαιο περιέχει σχετικά μικρές συγκεντρώσεις θειούχων, οξυγονούχων και αζωτούχων ενώσεων καθώς και πολύ μικρές συγκεντρώσεις διαφόρων ιχνοστοιχείων, όπως Ni, V, Fe, Cu κ.α. (Πίνακας 1).

**Πίνακας 1.1.** Η σύσταση του Πετρελαίου

Στοιχείο	Περιεκτικότητα
C %	82- 87
H %	12 – 15
S %	0.1 - 5.5
O %	0.1 – 4.5
N %	0.1 – 4.5
Άλλα %	< 0.1 (π.χ. Ni, V, Fe, Cu)

Οι ορυκτοί υδρογονάνθρακες προέρχονται από υπολείμματα νεκρών οργανισμών, υδατάνθρακες, πρωτεΐνες, λιπίδια και λιγνίνη. Για να διατηρηθεί το οργανικό υλικό απαιτείται η ύπαρξη δύο προϋποθέσεων, η απόθεσή του οργανικού υλικού να γίνει σε περιβάλλοντα που κυριαρχούν οι αναερόβιες συνθήκες (δηλαδή δεν υπάρχει διαθέσιμο οξυγόνο), για να μην αναπτύσσονται αερόβια βακτήρια, τα οποία καταναλώνουν το οργανικό υλικό και το οργανικό υλικό να θάβεται γρήγορα από λασπώδη ιζήματα (Ζεληλίδης Α. 1995). Συνεπώς, τα συστήματα απόθεσης που ευνοούν τη διατήρηση του οργανικού υλικού είναι λίμνες, δέλτα ποταμών και θαλάσσιες λεκάνες κυρίως και δευτερευόντως έλη γλυκών νερών, μη δελταϊκές ακτογραμμές, ηπειρωτικές καταφύξεις και ηπειρωτικά υβώματα.



**Εικόνα 1.1.** Η στρωματοποίηση των πετρωμάτων από τη στιγμή της δημιουργίας ορυκτών υδρογονανθράκων (source rock), μέχρι το μετασχηματισμό τους σε πετρέλαιο (oil).

Το πετρέλαιο αυτή τη στιγμή είναι το πρωταρχικό ορυκτό για την παγκόσμια οικονομία, καθώς αποτελεί τη κύρια πηγή ενέργειας και τη πρώτη ύλη παραγωγής τεραστίου αριθμού προϊόντων (πλαστικά, φάρμακα, καλλυντικά, κλπ.).

### 1.2.3 Φυσικό Αέριο.

Το φυσικό αέριο είναι μίγμα αερίων υδρογονανθράκων και αποτελούμενων κυρίως από μικρού μεγέθους οργανικές ενώσεις με κύριο μέρος του το μεθάνιο ενώ σε μικρότερες αναλογίες συμμετέχουν το αιθάνιο, προπάνιο, βουτάνιο και πεντάνιο. Η σύσταση του εξαρτάται κυρίως από την προέλευση του φυσικού αερίου και κυρίως εάν η εξόρυξη του γίνεται από αμιγώς κοιτάσμα αερίου ή προκύπτει από εξόρυξη κοιτάσματος πετρελαίων. Η αξιοποίησή εμπορικά χρονολογείται περίπου από το 1810 με τη χρήση του σε λάμπες φωτισμού ενώ η χρήση του μέσω δικτύων μεταφοράς και διανομής ξεκίνησε μετά τη λήξη του 2<sup>ου</sup> Παγκοσμίου πολέμου. Πλεονεκτεί, ως πηγή ενέργειας, εξαιτίας της δυνατότητας οικονομικής μεταφοράς του σε μεγάλες αποστάσεις μέσω σταθερών συστημάτων μεταφοράς και διανομής και βεβαίως συγκριτικά με τα ορυκτά καύσιμα, για τη φιλική προς το περιβάλλον καύση του. Ως συνέπεια όλων των παραπάνω η χρήση του γίνεται όλο και εντονότερη τα τελευταία χρόνια ως πηγή ενέργειας (Παπανικολάου Κ., 2018).

Αν και η μέθοδος μεταφοράς φυσικού αερίου με αγωγούς αναπτύχθηκε αρκετά νωρίς στη δεκαετία του 1920 όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, αποτέλεσε ως ένα από τα κύρια καύσιμα μετά το Β παγκόσμιο πόλεμο με έκρηξη της ζήτησης του η οποία

## Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

συνεχίζεται μέχρι και το σήμερα. Για να γίνει πιο αντιληπτή η μεγάλη εκρηξη στη ζήτηση του φυσικού αερίου, αρκεί να αναφερθεί ότι το 1960 η παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου ήταν 470 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα ενώ το 1979 ήταν 1.459 τρισεκατομμύρια κυβικά μέτρα. Έτσι ενώ το 1950 το φυσικό αέριο αποτελούσε το 12% της παγκοσμίως ενέργειας, το ποσοστό αυτό αυξήθηκε σε 25% το 1980. Σύμφωνα με τις εκτιμήσεις του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (ΔΟΕ) το φυσικό αέριο θα καλύπτει το 1/4 των παγκόσμιων ενεργειακών αναγκών το 2030.

### 1.2.4 Υγραέριο.

Το υγραέριο αν και αέριο συγκαταλέγεται στα ορυκτά καύσιμα αφού προκύπτει από την επεξεργασία του πετρελαίου ή του φυσικού αερίου και στη τελική του μορφή αποτελεί εάν άοσμο αέριο. Ως LPG (Liquified Petroleum Gas) ορίζουμε το υγροποιημένο αέριο πετρελαίου, αποτελείται από ελαφρά κλάσματα αργού πετρελαίου, τα οποία είναι αέρια όταν βρίσκονται υπό κανονικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας. Είναι ένα ιδιαίτερα εύφλεκτο προϊόν και υπάρχει ο κίνδυνος έκρηξης από απότομη εκτόνωση υγροποιημένου αερίου υπό πίεση. Η χρήση του είναι κυρίως ως καύσιμο αφού θεωρείται πιο "καθαρό" από τους υγρούς υδρογονάνθρακες. Αυτό συμβαίνει διότι η αναλογία υδρογόνου-άνθρακα είναι πολύ μεγαλύτερη στο υγραέριο και έτσι έχει και μικρότερες εκπομπές CO<sub>2</sub>. Ενώ τέλος μπορεί να χρησιμοποιηθεί και ως ψυκτικό εργαζόμενο μέσο. (Παπανικολάου Κ., 2018).

Στην Ελλάδα η παραγωγή LPG πραγματοποιείται στα διυλιστήρια των ΕΛΠΕ και τα διυλιστήρια της Motor Oil. Μεγάλο τμήμα του καταναλώνεται επί τόπου για εσωτερικές διεργασίες των διυλιστηρίων και μόνο ότι περισσεύει διατίθεται στην ελληνική αγορά ή εξάγεται.

### 1.2.5 Πυρηνική Ενέργεια.

Ως πυρηνική ενέργεια ορίζουμε την ενέργεια που εκλύεται μέσα από πυρηνικές αντιδράσεις και συγκεκριμένα η ενέργεια που απελευθερώνεται σε μεγάλες ποσότητες κατά την πυρηνική σχάση. Ελεγχόμενες πυρηνικές αντιδράσεις χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ενέργειας η οποία μετατρέπόμενη σε θερμική ενέργεια και με τη χρήση κατάλληλων ατμοστροβίλων, μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια.



## Κεφάλαιο 2. Ανασκόπηση Βιβλιογραφίας

### 2.1 Χαρακτηριστικά της Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Η ηλεκτρική ενέργεια παρουσιάζει ορισμένα φυσικά χαρακτηριστικά, διαφοροποιώντας την από τις υπόλοιπες αγορές αγαθών. Αρχικά, η ηλεκτρική ενέργεια δεν αποθηκεύεται με οικονομικούς τρόπους, οπότε κάθε στιγμή η ποσότητα που καταναλώνεται πρέπει να ισούται με την παραγόμενη ποσότητα. Συνεπώς, η ισορροπία των παραγόμενης και απορροφώμενης ενέργειας, η συχνότητα, η τάση και η διαφορά φάσης πρέπει να ρυθμίζονται και να ελέγχονται. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να διοχετεύεται στο σύστημα μεταφοράς από όπου και θα καταναλωθεί. Ο εφοδιασμός των χρηστών με ηλεκτρική ενέργεια προϋποθέτει την διαρκή ισορροπία του συστήματος μεταφοράς και διανομής. Στη συνέχεια, η έλλειψη υποκατάστατων αγαθών της ηλεκτρικής ενέργειας επιβάλλει την ύπαρξη ισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Ενδεχόμενη ανισορροπία μπορεί να προκαλέσει αποσταθεροποίηση του συστήματος. Η ισορροπία επιτυγχάνεται με τον συντονισμό των προγραμμάτων παραγωγής, φορτίου και ροής της ενέργειας στο δίκτυο από τον κεντρικό διαχειριστή.

Η ηλεκτρική ενέργεια είναι δευτερογενής μορφή ενέργειας. Για τη παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας βασική προϋπόθεση αποτελεί η κατανάλωση πρωτογενών μορφών ενέργειας οι οποίες προέρχονται είτε από ορυκτά καύσιμα όπως οι γαιάνθρακες, ο λιγνίτης, το πετρέλαιο, το φυσικό αέριο είτε από ανανεώσιμες πηγές όπως ο άνεμος, ο ήλιος, οι υδατοπτώσεις και η πυρηνική ενέργεια (Καρκαλάκος Σ., Πολέμης Μ., 2015).

Η ηλεκτρική ενέργεια θα πρέπει να καταναλωθεί απευθείας μετά τη παραγωγή της. Για να είναι εκμεταλλεύσιμη η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τον τελικό καταναλωτή θα πρέπει να μεταφερθεί από τον τόπο παραγωγής στον τόπο της κατανάλωσης. Για τη μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι αναγκαία η ύπαρξη δικτύου αγωγών μεταφοράς και διανομής από την παραγωγή προς τους τελικούς χρήστες.

Ο ηλεκτρισμός αποτελεί ένα ομογενές αγαθό δηλαδή φτάνει στον τελικό καταναλωτή χωρίς διαφοροποιήσεις στα ποιοτικά χαρακτηριστικά, ανεξάρτητα από τον τρόπο παραγωγής και προμήθειας. Ο τελικός χρήστης ενδιαφέρεται να έχει την ισχύ και την ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που είναι αναγκαία προκειμένου να

λειτουργήσουν συσκευές και μηχανήματα σε οποιονδήποτε χρόνο, χωρίς να προκληθούν ζημιές. Η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας δεν καθορίζεται με βάση τα ποιοτικά χαρακτηριστικά αλλά με βάση το κόστος παραγωγής, μεταφοράς και διανομής.

Τέλος, δύο βασικές ιδιότητες της ηλεκτρικής ενέργειας σχετίζονται με τον διαχωρισμό της αφενός ως «οικονομικού αγαθού» αφετέρου ως «εμπορεύσιμου αγαθού».

Από τη μία, ως οικονομικό αγαθό η τιμή κυκλοφορίας της ηλεκτρικής ενέργειας προκύπτει από την αλληλεπίδραση μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Το γεγονός ότι ο τόπος παραγωγής της ενέργειας διαφέρει από τον τελικό προορισμό πώλησης της, σημαίνει ότι η ενέργεια διέρχεται από τα στάδια παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και προμήθειας μέσα στα οποία καθορίζονται και οι εκάστοτε τιμές αλλά και οι έννομες σχέσεις μεταξύ των συμβαλλόμενων σε κάθε στάδιο της αγοράς. Η ηλεκτρική ενέργεια κυκλοφορεί και καταναλώνεται έναντι οικονομικού ανταλλάγματος και ως εκ τούτου αποτελεί οικονομικό αγαθό το οποίο κα πρέπει να διακινείται ελεύθερα, κατόπιν όμως ρυθμιστικών παρεμβάσεων. Μάλιστα, παρότι η ηλεκτρική ενέργεια είναι άυλο αγαθό χωρίς ειδικά ποιοτικά χαρακτηριστικά, η ποσότητα της παραγόμενης ή καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι υπολογίσιμη και εκτιμάται σε χρήμα. (Λέκκα Μ. Ε., 2017).

Από την άλλη, ως εμπορεύσιμο αγαθό επηρεάζεται από πλήθος παραγόντων. Ο τόπος παραγωγής είναι διακριτός των τελικών προορισμών πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, όπου μεταφέρεται με το σύστημα αγωγών. Το κόστος παραγωγής και κατά συνέπεια η τιμή πώλησης είναι άμεσα συνυφασμένα με τη μέθοδο παραγωγής της, με αποτέλεσμα μέθοδοι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας φιλικές προς το περιβάλλον να έχουν υψηλό κόστος παραγωγής, ενώ παραγωγικές μονάδες οι οποίες εκμεταλλεύονται οικονομικότερες πηγές, όπως το λιγνίτη, μπορούν να λειτουργήσουν μεταξύ τους ανταγωνιστικά, μειώνοντας το κόστος παραγωγής και προσφέροντας την ηλεκτρική ενέργεια σε χαμηλότερη τιμή. Η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας από τον τόπο παραγωγής στους τόπους κατανάλωσης πραγματοποιείται μέσω συστήματος αγωγών μεταφοράς, το οποίο είναι κατασκευασμένο κατά τέτοιο τρόπο ώστε να υπάρχει συνεχής ισορροπία μεταξύ εγχεόμενης και αντλούμενης ποσότητας και να διασφαλίζεται ο ενεργειακός εφοδιασμός. Επομένως, η επένδυση κεφαλαίων για την κατασκευή μονάδων παραγωγής, των δικτύων μεταφοράς και διανομής και τη

δημιουργία των εγκαταστάσεων ελέγχου της ροής ηλεκτρικής ενέργειας καθιστούν τον ηλεκτρισμό αγαθό με υψηλή εμπορική αξία (Λέκκα Μ. Ε., 2017).

## 2.2 Η Παραγωγή της Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Ο τρόπος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι άμεσα συνδεδεμένος με τη επάρκεια των πρωτογενών μορφών ενέργειας. Οι συμβατικές μέθοδοι για τη παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να γίνει μέσω των ορυκτών καύσιμων, όπως οι γαιάνθρακες, στα υγρά καύσιμα, όπως το ντίζελ και στα αέρια καύσιμα, όπως το φυσικό αέριο. Εναλλακτικά των συμβατικών μεθόδων, η παραγωγή ενέργειας μπορεί να πραγματοποιηθεί και με τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όπως ο άνεμος, ο ήλιος και το νερό τα οποία βρίσκονται ανεξάντλητα στη φύση.

Για την κατασκευή των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας απαιτείται η επένδυση κεφαλαίων είτε πρόκειται για θερμοηλεκτρικά εργοστάσια είτε για υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής. Η δραστηριότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, προϋποθέτει την αδειοδότηση εγκατάσταση και λειτουργίας του ηλεκτροπαραγωγού. Ο κανονισμός αδειών που καθορίζει τους όρους και τις προϋποθέσεις χορήγησης αδειών παραγωγής σε ιδιώτες, είναι η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ). Στην περίπτωση των απομακρυσμένων περιοχών (νήσων), τα οποία δεν εντάσσονται στα απομονωμένα δίκτυα, ακολουθείται η διαδικασία διαγωνισμού με σκοπό την εξασφάλιση ενεργειακού εφοδιασμού. Για μονάδες παραγωγής μικρής δυναμικότητας, εφεδρικούς σταθμούς βιοτεχνιών, βιομηχανιών ή για σταθμούς που λειτουργούν για εκπαιδευτικούς και πειραματικούς σκοπούς, παρέχεται η δυνατότητα λειτουργίας χωρίς την προηγούμενη χορήγηση άδειας παραγωγής (Λέκκα Μ. Ε., 2017).

Στην Ελλάδα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανερχόταν, μέχρι τα τελευταία χρόνια κατά ένα μεγάλο ποσοστό από το λιγνίτη και λιγότερο από το πετρέλαιο. Τα τελευταία χρόνια όμως για λόγους περιορισμού των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και κατ' εξέλιξη και προστασίας του περιβάλλοντος, επιδιώκεται η χρήση του φυσικού αερίου, με εναλλαγή αυτού, μακροπρόθεσμα, στη συμμετοχή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Καρκαλάκος Σ., Πολέμης Μ., 2015).

### **2.3 Δίκτυα Μεταφοράς και Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας.**

Η χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας από τον τελικό καταναλωτή προϋποθέτει τη μεταφορά της από τα σημεία παραγωγής στα σημεία τελικής κατανάλωσης (νοικοκυριά, κτίρια, βιομηχανικές μονάδες). Κατά τη διαδικασία μεταφοράς ενέργειας, η ανάγκη διατήρησης της ισορροπίας του συστήματος μεταφοράς, επιβάλλει τεχνικούς περιορισμούς και ελέγχους. Ειδικότερα, η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια διέρχεται, εκτός από τους αγωγούς μεταφοράς, και από σταθμούς μετασχηματισμού της τάσης και τις εγκαταστάσεις ελέγχου των ποσοτήτων της εγχυόμενης και αντλούμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε χρονική στιγμή. Σημαντικό ζήτημα αφορά η πιθανότητα των μεταβολών της ζήτησης, πλεονάζουσα ή ελλειμματική, η οποία πρέπει να αντιμετωπίζεται με την αύξηση της παρεχόμενης ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας ή την αναστολή λειτουργίας κάποιων μονάδων παραγωγής αντίστοιχα. Συνεπώς, η δημιουργία λειτουργικού συστήματος μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί σημαντικό ζήτημα, που επιβάλλει, εκτός των απαιτούμενων κεφαλαίων, και χωροταξικές αλλαγές, διότι ορισμένα δίκτυα μεταφοράς και διανομής πρέπει να διέλθουν από δημόσιες εκτάσεις και δρόμους (Φαραντούρης Ν., 2014).

### **2.4 Εφοδιασμός Ηλεκτρικής Ενέργειας.**

Από την έναρξη της διαδικασίας του εξηλεκτρισμού, ο Δημόσιος τομέας ανέλαβε την αναζήτηση του αποδοτικότερου τρόπου παραγωγής και μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας σε εθνικό επίπεδο. Οι αρμόδιοι φορείς του Δημοσίου ανέλαβαν την εξασφάλιση των διοικητικών αδειών και τις διαδικασίες κατασκευής και εγκατάστασης του δικτύου μεταφοράς και διανομής.

Οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας κατά κανόνα προβαίνουν σε σύναψη σύμβασης για τον εφοδιασμό οποιουδήποτε τελικού καταναλωτή με ηλεκτρική ενέργεια. Αντίθετα, η μονοπωλιακή μορφή της αγοράς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει ως αποτέλεσμα ο τελικός χρήστης να δύναται να συμβληθεί μόνο με τον μονοπωλιακό προμηθευτή, με προκαθορισμένους τους όρους σύμβασης (Λέκκα Μ. Ε., 2017).

Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η έναρξη της δραστηριότητας εναλλακτικών παραγωγών και παρόχων αποτέλεσαν τη βάση για την εφαρμογή του ιδιωτικού δικαίου και της συμβατικής ελευθερίας, καθώς ο τελικός καταναλωτής έχει τη δυνατότητα να επιλέξει και άλλη πηγή εφοδιασμού με ηλεκτρική

ενέργεια, εκτός αυτής που κατέχει τη δεσπόζουσα θέση στην αγορά (Λέκκα Μ. Ε., 2017).

## 2.5 Η Ύδρευση της ΔΕΗ.

Η δημιουργία ενός εκσυγχρονισμένου εθνικού συστήματος εφοδιασμού με ενέργεια, ακολουθώντας ευρωπαϊκά πρότυπα, προϋπέθετε τεχνογνωσία και σημαντικά κεφάλαια, τα οποία δεν μπορούσαν να καλυφθούν από τις τότε υπάρχουσες μικρές μονάδες παραγωγής.

Για τους λόγους αυτούς και με σκοπό την επίτευξη ανασύστασης της χώρας μετά το Β΄ Παγκόσμιο Πόλεμο, με το Νόμο 1468/1950 ιδρύεται η «Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού» (Δ.Ε.Η.) με κύριο αντικείμενο δραστηριοτήτων την κατασκευή και εκμετάλλευση υδροηλεκτρικών και θερμοηλεκτρικών μονάδων στην ελληνική επικράτεια, την κατασκευή του εθνικού δικτύου για τη μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και τη διάθεση της στους τελικούς καταναλωτές.

Στα άρθρα 1 & 2 του Ν. 1468/1950 αναφέρεται ότι η ΔΕΗ αποτελεί δημόσια επιχείρηση, ανήκει εξ ολοκλήρου στο Ελληνικό Δημόσιο, λειτουργεί χάριν του δημοσίου συμφέροντος, αλλά κατά τους κανόνες της ιδιωτικής οικονομίας, απολαύει διοικητική και οικονομική αυτοτέλεια αλλά τελεί υπό την εποπτεία και τον έλεγχο του Ελληνικού Κράτους (Νόμος 1468/1950 – ΦΕΚ 169/7 – 8 – 1950).

Στις υποχρεώσεις της ΔΕΗ συγκαταλέγονται :

- Παροχή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς τους καταναλωτές στη χαμηλότερη δυνατή τιμή.
- Αποφυγή διακρίσεων κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και κατά τη διαδικασία τιμολόγησης για καταναλωτές ίδιας κατηγορίας.
- Διάθεση των εσόδων για τον εκσυγχρονισμό και ανάπτυξη των εγκαταστάσεών της, τη βελτίωση των συνθηκών εξυπηρέτησης του κοινού και την μείωση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο άρθρο 2 & 1 του Ν. 1468/1950 παρέχεται στη ΔΕΗ το αποκλειστικό προνόμιο της κατασκευής, λειτουργίας και εκμετάλλευσης :

- Υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

- Θερμοηλεκτρικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στα οποία η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να γίνεται κατά κύριο ρόλο από εγχώρια καύσιμα.
- Εθνικού δικτύου μεταφορά του ηλεκτρικού ρεύματος, που συνδέει τις μονάδες παραγωγής με τις ηλεκτροδοτούμενες περιοχές.
- Των γραμμών υψηλής τάσης και των δικτύων διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι τα κέντρα κατανάλωσης.

Τέλος, η ΔΕΗ έχει το μονοπώλιο να διαθέτει και να πωλεί την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, ιδίως μετά τη λήξη των συμβάσεων και αδειών παραγωγής και εκμετάλλευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην ηπειρωτική Ελλάδα και την Εύβοια από ιδιωτικές επιχειρήσεις.

Ο Ν. 1566/1950 καθορίζει τη διαδικασία και τους όρους εξαγοράς των ιδιωτικών επιχειρήσεων από τη ΔΕΗ και επέβαλε ενιαία τιμή πώλησεως της ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη χώρα. Μετά την εξαγορά των ιδιωτικών επιχειρήσεων από τη ΔΕΗ, η δημόσια επιχείρηση ηλεκτρισμού αποτελούσε τον μοναδικό φορέα υπεύθυνο για τη μεταφορά και τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας σε ολόκληρη την επικράτεια και στα νησιά της χώρας.

Σήμερα, η ΔΕΗ διαθέτει 34 θερμοηλεκτρικούς και υδροηλεκτρικούς σταθμούς και 3 αιολικά πάρκα που είναι συνδεδεμένα στο εθνικό Σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και 61 αυτόνομους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά. Το δίκτυο διανομής της χώρας αποτελείται από 11.832 km δικτύων υψηλής τάσης τα οποία τελούν υπό την διαχείριση του ΑΔΜΗΕ και 236.290 km μέσης και χαμηλής τάσης τα οποία βρίσκονται υπό την εποπτεία του ΔΕΔΔΗΕ (Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.) Α.Ε., [www.dei.gr](http://www.dei.gr)).

### **2.6 Η Μετάβαση προς την Απελευθερωμένη Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.**

Η Ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας ακολουθώντας τις ευρωπαϊκές οδηγίες καθώς και τη συνολική διεθνή τάση σε όλες τις αγορές της Ευρώπης, μετέβαλε το μονοπωλιακό καθεστώς της ΔΕΗ προς μια απελευθερωμένη αγορά.

Έτσι με το νόμο 2773/99 μεταβλήθηκε το νομικό πλαίσιο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Ο συγκεκριμένος νόμος βασίστηκε στην Ευρωπαϊκή Οδηγία 96/92/ΕΚ και αποτελεί τη βάση για τη λειτουργία της απελευθερωμένης ελληνικής

αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το νομικό πλαίσιο καθορίζεται από 4 κώδικες, οι οποίοι ορίζουν :

- Τους κανόνες που διέπουν τις συναλλαγές που πραγματοποιούνται στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- Τη διαδικασία προμήθειας των επιλεγέντων πελατών από τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας.
- Τους τεχνικούς κανόνες που ακολουθούνται κατά τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς και διανομής.
- Τα θέματα που σχετίζονται με την ευρύτερη ενεργειακή πολιτική της χώρας με επίκεντρο τα ζητήματα που προκύπτουν από την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Με το Νόμο 2773/99 δημιουργήθηκε ένα νέο περιβάλλον στην ελληνική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, με τους εξής παράγοντες:

- Οι παραγωγοί.
- Οι προμηθευτές.
- Οι επιλεγθέντες πελάτες.
- Ανεξάρτητοι φορείς, μεταξύ των οποίων περιλαμβάνονται τα θεσμικά όργανα που διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι : η ΡΑΕ, ο ΑΔΜΗΕ, ο ΛΑΓΗΕ , ο ΔΕΔΔΗΕ και η ΔΕΗ Α.Ε.

Στη συνέχεια με τη ψήφιση μιας σειράς νόμων και τροποποιήσεων της αρχικής νομοθεσίας που ορίζεται από το νόμο 2773/99 φέρανε αρκετές αλλαγές στην απελευθερωμένη αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας με σκοπό την όσο το δυνατόν πιο ομαλή πορεία από τη μονοπωλιακή κατάσταση στην ανταγωνιστική αγορά.

Με σκοπό τη συμμόρφωση με την ευρωπαϊκή οδηγία 2009/72/ΕΚ πραγματοποιήθηκε η νομοθέτηση του νόμου 4001/2011 με βάση τον οποίο σταμάτησε η λειτουργία του ΔΕΣΜΗΕ και ο ΛΑΓΗΕ αναλαμβάνει πλέον αρμοδιότητες λειτουργού για την ημερήσια αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας ενώ τέλος ο ΑΔΜΗΕ αναλαμβάνει τη διαχείριση του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, νομιμοποιήθηκε η δημιουργία εμπορικών εταιρειών ηλεκτρικής ενέργειας στην ελληνική αγορά οι οποίες θα μπορούν να εμπορεύονται ηλεκτρική ενέργεια μέσω διεθνών συνδέσεων με χώρες που συνορεύουν με την Ελλάδα.

Με το νόμο 3851/2010 και με βάση τις οδηγίες της ευρωπαϊκής ένωσης και πιο συγκεκριμένα της οδηγίας 2009/28/ΕΚ δημιουργήθηκε το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, που αποτελεί το κατεξοχήν εργαλείο ενεργειακού σχεδιασμού μέχρι το έτος 2020 (Μπαρουξή Σ., 2015).

### 2.6.1 Συμμετέχοντες στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.

**Παραγωγοί, Αυτοπαραγωγοί.** Ως παραγωγοί ορίζονται οι κάτοχοι άδειας για μονάδες παραγωγής οι οποίες παράλληλα είναι εγγεγραμμένες στο Μητρώο Μονάδων. Οι Αυτοπαραγωγοί είναι κάτοχοι άδειας παραγωγής οι οποίοι έχουν τη δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αλλά μόνο για δική τους χρήση και έπειτα όση επιπλέον ενέργεια παράγεται ενσωματώνεται στο σύστημα.

**Προμηθευτές.** Οι προμηθευτές είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίοι αγοράζουν την ενέργεια μέσω του ημερήσιου ενεργειακού προγραμματισμού με σκοπό τη πώληση της σε τελικούς καταναλωτές. Ο κάτοχος της άδειας προμήθειας δύναται να εκτελεί και τη δραστηριότητα της εμπορίας ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς απαραίτητα να κατέχει την αντίστοιχη άδεια. (ΦΕΚ Β' 2940/05.11.2012).

**Έμποροι.** Οι έμποροι ως κάτοχοι άδειας εμπορίας μπορούν να διενεργούν συναλλαγές στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μόνο μέσω διεθνών διασυνδέσεων των ηλεκτρικών συστημάτων της χώρας με ηλεκτρικά συστήματα γειτονικών χωρών.

**Εισαγωγείς.** Οι εισαγωγείς είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας ή άδειας εμπορίας, που αγοράζουν ποσότητες ηλεκτρισμού από εξωτερικούς παραγωγούς ή προμηθευτές και διοχετεύουν τις ποσότητες αυτές στον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό μέσω των διασυνδέσεων. Και οι αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες μόνο για δική τους χρήση θα μπορούσαν να πραγματοποιήσουν εισαγωγές.

**Εξαγωγείς.** Οι εξαγωγείς είναι κάτοχοι άδειας προμήθειας ή άδειας παραγωγής ή άδειας εμπορίας, που αγοράζουν ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας από τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό, με σκοπό να εξάγουν σε άλλες χώρες.



**Πελάτες (Επιλέγοντες – Αυτοπρομηθευόμενοι).** Οι επιλέγοντες πελάτες είναι οι καταναλωτές υψηλής και μέσης τάσης και επιλέγουν να προμηθεύονται ηλεκτρική ενέργεια μέσω του συστήματος συναλλαγών ενέργειας προς ιδιωτική και αποκλειστική χρήση. Καταναλωτες με καταναλωση ανω των 100 GWh μπορούν να χαρακτηριστούν ως επιλέγοντες.

## **2.7 Νόμοι για την Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.**

### **2.7.1 Ο Ν. 2773/1999 Περί Απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.**

Πριν την ενεργοποίηση του Νόμου περί Απελευθέρωσης της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, η ΔΕΗ κατείχε σχεδόν αποκλειστικό δικαίωμα παραγωγής, μεταφοράς, προμήθειας και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Εκτός από της ΔΕΗ, μόνο ορισμένες βιομηχανίες είχαν το δικαίωμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, κυρίως με σκοπό της ίδια κατανάλωση. Η τιμολόγηση της προσφερόμενης ηλεκτρικής ενέργειας καθοριζόταν από την Ελληνική Κυβέρνηση, ενώ για να πραγματοποιηθούν αυξήσεις στα τιμολόγια θα έπρεπε να δοθεί η έγκριση του Υπουργού Οικονομίας και Οικονομικών.

Ο Νόμος περί Απελευθέρωσης τέθηκε σε ισχύ στις 22 Δεκεμβρίου 1999 στο πλαίσιο της εναρμόνισης της ελληνικής νομοθεσίας με την Οδηγία 96/92/ΕΚ. Ο Νόμος 2773/1999 αποτέλεσε την αφετηρία για την μετάβαση από το μονοπωλιακό καθεστώς σε καθεστώς ελεύθερου ανταγωνισμού. Οι κύριες ρυθμίσεις του Νόμου είναι:

- Το Υπουργείο Ανάπτυξης είναι υπεύθυνο για την εποπτεία του τομέα της ενέργειας.
- Συστήνεται η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) ως ανεξάρτητη ρυθμιστική αρχή, της οποίας κύριες αρμοδιότητες είναι ο έλεγχος και η επίβλεψη της απελευθερωμένης αγοράς ενέργειας.
- Ο υπουργός Ανάπτυξης και η ΡΑΕ οφείλουν να λειτουργούν με γνώμονα την προστασία του περιβάλλοντος, του καταναλωτή, της δημόσιας υγείας και ασφάλειας, να διασφαλίζουν την αποδοτικότερη χρήση των πόρων των δικτύων και να κινούνται προς το στόχο επίτασης του ανταγωνισμού στην αγορά ενέργειας.
- Οι απαιτούμενες άδειες σχετικά με όλο το εύρος δραστηριοτήτων στην αγορά ενέργειας χορηγούνται σύμφωνα με τις διατάξεις που περιέχει ο Κανονισμός Αδειών

- Παραγωγής και Προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, προϋποθέτουν τη γνωμοδότηση της ΡΑΕ, η οποία προηγείται της τελικής χορήγησης από τον Υπουργό Ανάπτυξης.
- Η λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας διέπεται από τέσσερις κώδικες, τον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος Μεταφοράς, τον Κώδικα Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας, τον Κώδικα Διαχείρισης του Δικτύου Διανομής και τον Κώδικα Προμήθειας σε Πελάτες.

Στη διαδικασία των προ απαιτούμενων αδειοδοτήσεων δεν υπάγονται μικρές ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες (ισχύος μέχρι 20 kW) καθώς και εφεδρικοί σταθμοί παραγωγής που κατασκευάζονται σε βιομηχανίες και βιοτεχνίες, μονάδες που εγκαθίστανται για εκπαιδευτικούς ή ερευνητικούς σκοπούς ή το κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Στα μη διασυνδεδεμένα Νησιά της χώρας η άδεια παραγωγής δίνεται μετά από συμμετοχή σε διαγωνισμό, εκτός αν πρόκειται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ή αν πρόκειται για τη ΔΕΗ, ώστε να μην εμποδίζεται ο ενεργειακός εφοδιασμός. Ο παραγωγός που έχει λάβει άδεια παραγωγής για μη διασυνδεδεμένο νησί, υποχρεούται να πουλά την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια στη ΔΕΗ. Φαραντούρης Ν., Φορτσάκης Θ., (2016).

Αναφορικά με το σύστημα μεταφοράς, η κυριότητα του παραμένει στη ΔΕΗ, ενώ ο ΔΕΣΜΗΕ καθίσταται πλέον δικαιούχος και υπεύθυνος για την διαχείριση και ανάπτυξη του συστήματος. Επιπρόσθετα, η ΔΕΗ διατηρεί στη κυριότητα της το δίκτυο διανομής, καθώς και το δικαίωμα διαχείρισης του, αν και υποχρεούται στην τήρηση ξεχωριστών λογαριασμών για τις δραστηριότητες της παραγωγής, μεταφοράς και διανομής. Τα ζητήματα της τιμολόγησης της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας διέρχονται της διαδικασίας έγκρισης από τον Υπουργό Ανάπτυξης κατόπιν γνωμοδότησης της ΡΑΕ.

Αναφορικά με την αγορά προμήθειας, ορίστηκε ότι έχουν δικαίωμα να συνάπτουν ελεύθερα συμβάσεις προμήθειας με Προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας οι καταναλωτές που καταναλώνουν άνω των 100 GWh ετησίως. Με το Ν. 2773/1999 επιδιώχθηκε μερική απελευθέρωση στον τομέα προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, από την οποία εξαιρούνται όλοι οι οικιακοί και οι λοιποί μικροί καταναλωτές. Ο καθορισμός των τιμολογίων γίνεται κατόπιν έγκρισης τους από τον Υπουργό Ανάπτυξης και σύμφωνης γνώμης από τη ΡΑΕ, με εξαίρεση τα τιμολόγια προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας σε Επιλέγοντες Πελάτες, τα οποία προκύπτουν βάσει συμφωνίας ανάμεσα

στους Προμηθευτές και τους Επιλέγοντες Πελάτες (Νόμος 2773/1999-ΦΕΚ 286/Α/22-12-1999).

### **2.7.2 Ο Νόμος 3175/2003.**

Τον Ιούλιο του 2003 το Ελληνικό Κοινοβούλιο εισήγαγε το Νόμο 3175/2003, με τον οποίο επιχειρούνται σημαντικές τροποποιήσεις στον προηγούμενο Νόμο, στα πλαίσια ενίσχυσης του ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι δύο κύριες τροποποιήσεις που εισάγονται στο Νόμο περί απελευθέρωσης της ηλεκτρικής ενέργειας είναι:

- Δημιουργία υποχρεωτικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία θα λειτουργεί σύμφωνα με την προσφερόμενη ενέργεια προς το ΔΕΣΜΗΕ, με βάση το αντίστοιχο μεταβλητό κόστος παραγωγής της ενέργειας.
- Συγκεκριμενοποίηση των αποκλίσεων μεταξύ των προγραμματισμένων ενισχύσεων και απορροφήσεων ποσοτήτων ενέργειας προς ή από το σύστημα και των αντίστοιχων ποσοτήτων ενέργειας που εγχύθηκαν ή απορροφήθηκαν προς ή από το σύστημα.

Στις αρμοδιότητες του ΔΕΣΜΗΕ είναι ότι μπορεί να υπογραφεί συμβάσεις με παραγωγούς για την εξασφάλιση παροχής επικουρικών υπηρεσιών και εφεδρείας και συμβάσεις ισχύος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με σκοπό τη διασφάλιση και την ασφάλεια εφοδιασμού του συστήματος.

Στον τομέα προμήθειας ηλεκτρισμού και οι εταιρίες εμπορίας εντάσσονται στους Προμηθευτές ενέργειας, παράλληλα με τις εταιρείες προμήθειας και διανομής και καθορίζεται το πλαίσιο χορήγησης των αδειών προμήθειας, επιτρέποντας σε όσους εξασφαλίσουν την απαιτούμενη ισχύ από πηγές στην Ευρώπη να δραστηριοποιούνται στην αγορά προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας (Νόμος 3175/2003).

### **2.7.3 Ο Νόμος 3426/2005.**

Με το Νόμο 3426/2005 τροποποιείται ο Νόμος 2773/1999 και διευκρινίζεται η διάκριση ανάμεσα στο Σύστημα Μεταφοράς και το Δίκτυο Διανομής ηλεκτρικής

ενέργειας. Διευρύνονται οι αρμοδιότητες της ΡΑΕ, προβλέπεται το δικαίωμα καταγγελίας για παραβάσεις του νόμου και εισάγονται ρυθμίσεις περί χρηματοδότησης της ΡΑΕ.

Όσον αφορά το σύστημα Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ο κύριος του συστήματος υποχρεούται στην ανάπτυξή του με βάση τον προγραμματισμό που κάνει ο διαχειριστής, και είναι αρμόδιος για τη συντήρηση και τον έλεγχο της αποτελεσματικότητας του συστήματος.

Καθιερώθηκε ο λειτουργικός διαχωρισμός των δραστηριοτήτων του διαχειριστή του συστήματος και του Δικτύου Διανομής από άλλες δραστηριότητες, ενώ η Διαχείριση του Δικτύου Διανομής στα μη διασυνδεδεμένα νησιά ανατίθεται στη ΔΕΗ. Όλοι οι καταναλωτές (και οι οικιακοί) ορίζονται ως επιλέγοντες πελάτες, ενώ μόνο οι καταναλωτές που είναι συνδεδεμένοι σε απομονωμένα μικροδίκτυα δεν έχουν δυνατότητα ελεύθερης επιλογής προμηθευτή (Νόμος 3426/2005).

### **2.7.4 Ο Νόμος 4001/2011.**

Το 2011 ψηφίζεται ο Νόμος 4001, που εξειδικεύεται με τις ειδικές διατάξεις που περιλαμβάνονται στους Κανονισμούς και Κώδικες της αγοράς ενέργειας. Το βασικό περιεχόμενο του Νόμου, που καταργεί και αντικαθιστά τους προηγούμενους Νόμους, αφορά στα βασικά δεδομένα της ενεργειακής πολιτικής σε ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο και αναδεικνύει τη συνεισφορά του ενεργειακού τομέα στην οικονομική ανάπτυξη.

Το περιεχόμενο του νόμου είναι:

- Αναβάθμιση και διεύρυνση του ρόλου και των αρμοδιοτήτων της ΡΑΕ.
- Ο διαχωρισμός των δραστηριοτήτων παραγωγής/προμήθειας και διαχείρισης δικτύων/μεταφοράς και η ανάλυση των τριών μοντέλων του Ιδιοκτησιακού Διαχωρισμού, του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Συστήματος (ISO) και του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς (ITO).
- Επικαιροποίηση του πλαισίου των διαδικασιών αδειοδότησης.
- Ρυθμιστικές διατάξεις για τα δίκτυα διανομής και μεταφοράς.

Η προστασία του καταναλωτή, η κατοχύρωση της δυνατότητας επιλογής προμηθευτή και ο καθορισμός των υποχρεώσεων του προμηθευτή αποτελούν τη βάση

για τον καθορισμό των εννόμων σχέσεων μεταξύ των εμπλεκόμενων φορέων και μερών. Επιπρόσθετα ρυθμίζονται με σαφήνεια ζητήματα που σχετίζονται με τις διαδικασίες επίλυσης διαφορών από τις συμβάσεις προμήθειας και η τιμολόγηση της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Προτάσσεται η αρχή διαφάνειας των χρεώσεων και των πληροφοριών, ρυθμίζονται θέματα σχετιζόμενα με τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας και γίνεται αναφορά στα «ευφυή» συστήματα μέτρησης.

Η κύρια καινοτομία του νόμου είναι η επίτευξη του πλήρους διαχωρισμού των δραστηριοτήτων του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς και Συστήματος Διανομής από τις δραστηριότητες του Λειτουργού Αγοράς και των υπολοίπων συμμετεχόντων (παραγωγοί, προμηθευτές, έμποροι), διακρίνοντας μεταξύ ιδιοκτησίας και διαχείρισης του συστήματος. Η θυγατρική εταιρεία της ΔΕΗ, «Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) αναλαμβάνει τη διαχείριση του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ).

Η οργάνωση και η λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε καθημερινό επίπεδο αναλαμβάνει η εταιρεία με την επωνυμία «Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΛΑΓΗΕ Α. Ε.). Βασικές αρμοδιότητες του ΛΑΓΗΕ είναι η διενέργεια του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ), δηλαδή η οργάνωση των ημερήσιων εκχύσεων και απορροφήσεων ηλεκτρικής ενέργειας.

Η διαχείριση του Δικτύου Διανομής διενεργείται από την εταιρεία με επωνυμία «Διαχειριστή Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας» (ΔΕΔΔΗΕ Α. Ε.), θυγατρική της ΔΕΗ, αλλά λειτουργεί ως ανεξάρτητη επιχείρηση. Η διαχείριση του δικτύου διανομής γίνεται σύμφωνα με τον κώδικα διαχείρισης της ΕΔΔΗΕ, τον καταρτίζει η ΔΕΔΔΗΕ και εγκρίνεται από τη ΡΑΕ.

Οι δραστηριότητες τέλος, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν δράσεις κοινής ωφελείας και συνεπώς τελούν υπό κρατική εποπτεία και ρύθμιση, καθώς τα δίκτυα διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην εύρυθμη λειτουργία της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Νόμος 4001/2011).

### **2.7.5 Ο Ν. 4425/2016: Η Χρηματιστηριακή Χονδρική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας.**

Αναπόφευκτη εξέλιξη του ανοίγματος της αγοράς ενέργειας είναι η ένταξή της στις χρηματαγορές και τον χρηματοπιστωτικό τομέα. Στην Ελλάδα, ο νόμος εφαρμόζει τη νομοθεσία για την ολοκλήρωση της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ειδικότερα τις διατάξεις του κανονισμού 714/2019 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου,

και επιχειρείται η αναδιοργάνωση της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας λειτουργεί βάσει των συναλλαγών Ημερήσιου Προγραμματισμού (ΗΕΠ) που οργανώνει ο ΛΑΓΗΕ. Σε ευρωπαϊκό επίπεδο η ηλεκτρική ενέργεια αντιμετωπίζεται ως εμπόρευμα και αποτελεί αντικείμενο χρηματοπιστωτικών συναλλαγών, δίνοντας τη δυνατότητα κάλυψης ή αντιστάθμισης του κινδύνου από ενεργειακές τιμές της αγοράς.

Από το νόμο ορίζονται και οι Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας, που λειτουργούν ως χονδρικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας ως εξής (Νόμος 4425/2016):

- Η Χονδρική Αγορά Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΠΠΗΕ), όπου οι συμμετέχοντες συνάπτουν συμβάσεις αγοράς και πώλησης με υποχρέωση φυσικής παράδοσης, υπό την εποπτεία του Διαχειριστή της Χονδρικής Αγοράς Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας και σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα της Χονδρικής αγοράς Προθεσμιακών Προϊόντων Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Η Αγορά Επόμενης Ημέρας, όπου υποβάλλονται εντολές συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση φυσικής παράδοσης της επόμενης ημέρα και δηλώνονται οι ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευθεί μέσω της διενέργειας συναλλαγών επί ΠΠΗΕ. Η λειτουργία αυτής της αγοράς διενεργείται από τον Ορισθέντα Διαχειριστή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΟΔΑΗΕ).
- Η Ενδοημερήσια Αγορά, που λειτουργεί με εντολές συναλλαγών για παράδοση την Ημέρα Εκπλήρωσης Φυσικής Παράδοσης, μετά την παρέλευση ταχθείσης προθεσμίας υποβολής Εντολών Συναλλαγών στην Αγορά Επόμενης Ημέρας συνυπολογίζοντας τις ποσότητες ενέργειας που έχουν δεσμευθεί μέσω διενέργειας συναλλαγών επί ΠΠΗΕ.
- Η Αγορά Εξισορρόπησης, περιλαμβάνει την Αγορά Ισχύος Εξισορρόπησης, της Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης, καθώς και τη διαδικασία εκκαθάρισης αποκλίσεων. Οι συμμετέχοντες υποχρεούνται να υποβάλλουν προσφορές με υποχρέωση φυσικής παράδοσης για το σύνολο της διαθέσιμης ισχύος τους. Τη διαχείριση αναλαμβάνει ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ.

Με βάση το νόμο, η εποπτεία των Αγορών Ηλεκτρικής Ενέργειας διενεργείται από τη ΡΑΕ, ο ΛΑΓΗΕ ορίζεται ως «Διαχειριστής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας» της Χονδρικής Αγοράς Προθεσμιακών Προϊόντων.

Οι αρμόδιες ελληνικές αρχές και σε συνεργασία με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή διαμόρφωσαν από κοινού συγκεκριμένο πλαίσιο μετάβασης στο Target Model.

Σο πρώτο βήμα για την προώθηση του Χρηματιστηρίου Ενέργειας θα είναι η εκπόνηση Επιχειρησιακού Σχεδίου, το οποίο θα τεθεί προς έγκριση από τη ΡΑΕ. Αντικείμενο είναι η σύσταση δύο εταιρειών. Η πρώτη αναλαμβάνει την εκκαθάριση, το διακανονισμό και τη διαχείριση του χρηματοοικονομικού κινδύνου των τριών αγορών (προθεσμιακή, προημερήσια, ενδοημερήσια). Η δεύτερη εταιρεία θα παρέχει υποστήριξη προς τη ΛΑΓΗΕ, με συστήματα πληροφορικής και τεχνογνωσία χρηματοοικονομικών προϊόντων.

Η αναδιοργάνωση της ηλεκτρικής αγοράς θα έχει πολλαπλά οφέλη, καθώς στοχεύει:

- Στη σύζευξη της ελληνικής αγοράς με τις υπόλοιπες ευρωπαϊκές αγορές.
- Στην ενίσχυση του ανταγωνισμού και της διαφάνειας, με άμεσα οφέλη στη μείωση του ενεργειακού κόστους και τη διασφάλιση καλύτερων τιμών για τα νοικοκυριά και τις επιχειρήσεις.
- Την εξασφάλιση της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού, τη διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας στο ενεργειακό μίγμα, καθώς και την περαιτέρω αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ.

### **2.8 Το Φυσικό Αέριο στην Ελλάδα.**

Από τον Ιανουάριο 2018 και η αγορά του φυσικού αερίου της Ελλάδας είναι πλήρως απελευθερωμένη. Τέσσερα διακριτά στάδια αποτελούν προς το παρόν την αλυσίδα τροφοδοσίας του φυσικού αερίου. Στα τρία από αυτά (Εισαγωγή, Διανομή, Προμήθεια) ένας σημαντικός αριθμός εμπλεκόμενων εταιριών λαμβάνουν μέρος ενώ για την μεταφορά δεν ισχύει κάτι αντίστοιχο.

Η ΡΑΕ είναι υπεύθυνη για την εποπτεία της συγκεκριμένης αγοράς, η οποία λειτουργεί ως Ανεξάρτητη διοικητική αρχή για τη ρύθμιση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου στην Ελλάδα, σύμφωνα με τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/75 της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Γκιόκα Κ., 2020).

Η χώρα μας διαθέτει τρία σημεία εισόδου για την εισαγωγή του φυσικού αερίου τα οποία είναι στο Σιδηρόκαστρο του Ν. Σερρών στα ελληνοβουλγαρικά σύνορα, στους Κήπους του Ν. Έβρου στα σύνορα Ελλάδας- Τουρκίας και η Αγία Τριάδα που βρίσκεται απέναντι από το νησί Ρεβυθούσα (Γκιόκα Κ., 2020). Από τη Ρωσία η

εισαγωγή του φυσικού αερίου γίνεται με χερσαίο αγωγό υψηλής πίεσης 70 bar (μέσω της ΔΕΠΑ με συμβόλαιο με τη ρωσική εταιρεία Gazprom). Από την Τουρκία η εισαγωγή του φυσικού αερίου γίνεται με χερσαίο αγωγό υψηλής πίεσης 70 bar (μέσω της ΔΕΠΑ με συμβόλαιο με τη τουρκική εταιρεία BOTAS). Από την Αλγερία η εισαγωγή του φυσικού αερίου γίνεται με δεξαμενόπλοια σε υγροποιημένη μορφή (μέσω της ΔΕΠΑ με συμβόλαιο με την αλγερινή εταιρεία Sonatrach).

Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου του οποίου διαχειριστής είναι ο ΔΕΣΦΑ (Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε.) αποτελείται από (Γκικόκα Κ., 2020):

- Το δίκτυο μεταφοράς του φυσικού αερίου.
- Τον τερματικό σταθμό αποθήκευσης του υγροποιημένου αλγερινού φυσικού αερίου (LNG) στη Ρεβυθούσα. Το υγροποιημένο φυσικό αέριο επαναεριοποιείται και ενσωματώνεται στο δίκτυο μεταφοράς (Εικόνα 2.1).





Εικόνα 2.1. Σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου (www.desfa.gr).

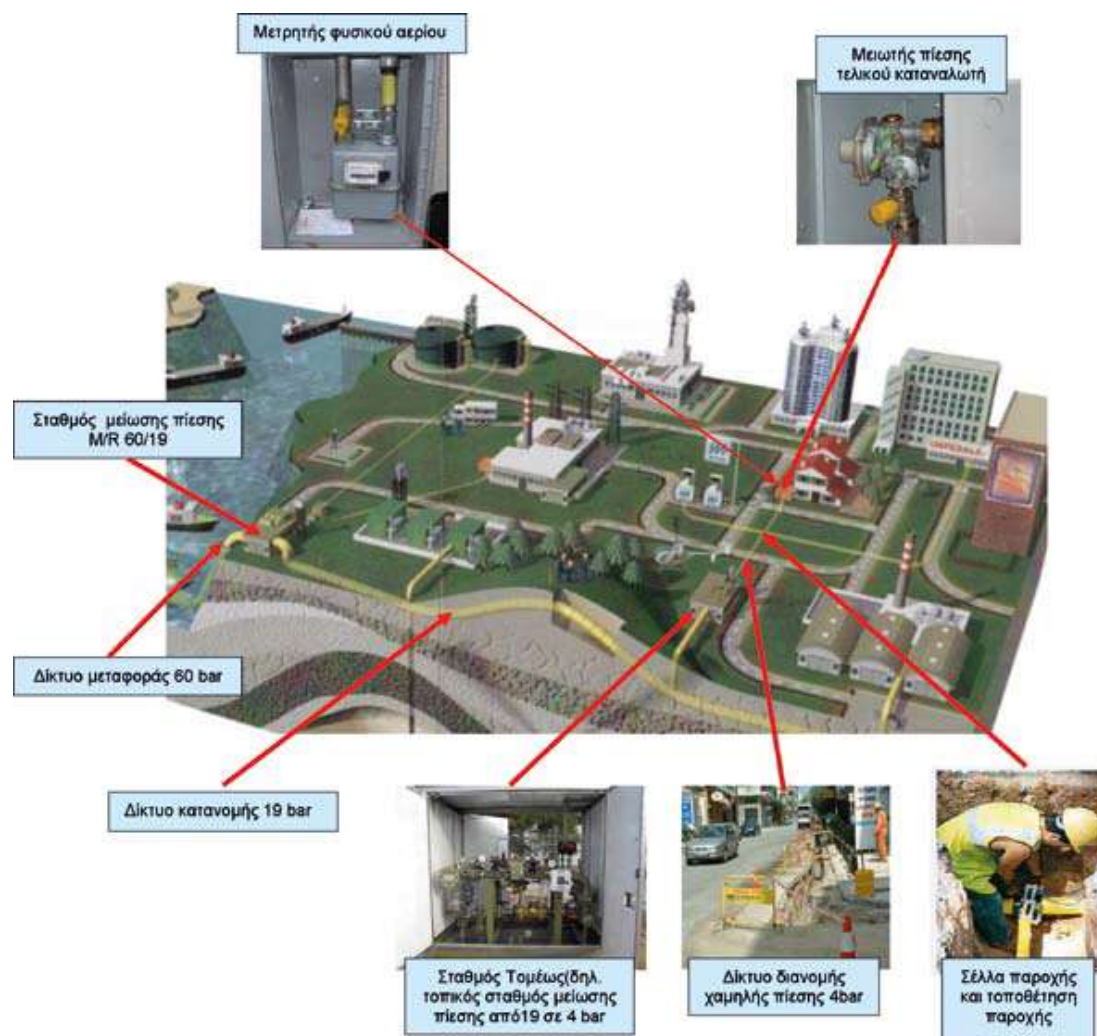
Σύμφωνα με τον Ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179/22.08.2011) το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου περιλαμβάνει (Γκιόκα Κ., 2020):

- Τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου πίεσης 70bar ο οποίος ξεκινά ελληνοβουλγαρικά σύνορα (Προμαχώνας) έως και την Αττική με συνολική έκταση 512km.
- Κλάδους μεταφοράς φυσικού αερίου μήκους 953.2 km, υψηλής πίεσης σχεδιασμού 70 bar οι οποίοι τροφοδοτούν με φυσικό αέριο περιοχές της Ανατολικής Μακεδονίας, της Θράκης, της Θεσσαλονίκης, του Πλατέος, του Βόλου, των

- Τρικάλων, των Οινοφύτων, των Αντικύρων, του Αλιβερίου, της Κορίνθου, της Μεγαλόπολης, της Θίσβης και της Αττικής.
- Τους Μετρητικούς Σταθμούς Συνόρων Σιδηροκάστρου Σερρών και Κήπων Έβρου.
  - Τον Σταθμό Συμπίεσης στη Νέα Μεσημβρία Θεσσαλονίκης.
  - Τους Μετρητικούς και Ρυθμιστικούς Σταθμούς φυσικού αερίου.
  - Τα Κέντρα Ελέγχου και Κατανομής φορτίου.
  - Τα Κέντρα Λειτουργίας και Συντήρησης του Μετρητικού Σταθμού Συνόρων.
  - Σιδηροκάστρου, Ανατολικής Ελλάδος, Βορείου Ελλάδος, Κεντρικής Ελλάδος και Νοτίου Ελλάδος.
  - Το σύστημα Τηλεελέγχου και Τηλεπικοινωνιών.
  - Εγκατάσταση υγροποιημένου φυσικού αερίου στη νήσο Ρεβυθούσα.

Ως «Διανομή του φυσικού αερίου, σύμφωνα με τον Ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179/22.08.2011) ορίζεται η διοχέτευση και παροχέτευση του αερίου μέσω αγωγών πίεσης σχεδιασμού μέχρι και 19 bar». Σύμφωνα πάλι με τον Ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179/22.08.2011) το «Δίκτυο Διανομής αποτελείται από τους αγωγούς, τις εγκαταστάσεις αποσυμπίεσης και μετρήσεων καθώς και τον εξοπλισμό ελέγχου και συντήρησης που προορίζονται για διανομή ή που απαιτούνται για τη διοχέτευση του φυσικού αερίου από το Σύστημα Μεταφοράς προς τις εγκαταστάσεις των καταναλωτών» (Γκιάκα Κ., 2020).

Τα Δίκτυα Διανομής μπορούν να χωριστούν σε δυο κατηγορίες ανάλογα με το μέγεθος της πίεσης. Τα δίκτυα *μέσης πίεσης* τα οποία έχουν πίεση έως και 19 bar τα οποία αποτελούνται από το σύνολο των δικτύων που ξεκινούν από τους Σταθμούς Εισόδου στις πόλεις όπου η πίεση υποβιβάζεται από τα 70 bar στα 19 bar, που αποτελεί τη μέγιστη πίεση με την οποία το αέριο μπορεί να εισέλθει μέσα σε κατοικημένες ή βιομηχανικές περιοχές. Επειτα το φυσικό αέριο για να μπορέσει να διανεμηθεί σε πυκνοκατοικημένες περιοχές και στενούς δρόμους, υποβιβάζεται από την πίεση των 19bar στα 4 bar στους Σταθμούς Μείωσης Πίεσης -19/4-. Τα δίκτυα *χαμηλής πίεσης 4 bar* ξεκινούν από τους Σταθμούς Μείωσης Πίεσης και διέρχονται από όλους τους δρόμους της περιοχής (Εικόνα 2.2).

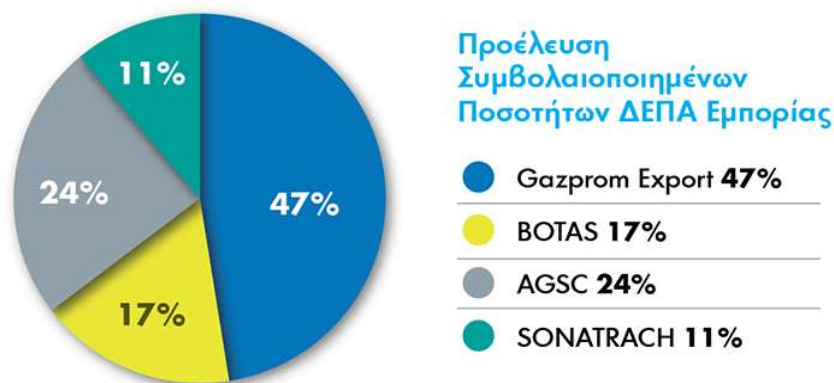


**Εικόνα 2.2.** Σχηματική απεικόνιση δικτύου φυσικού αερίου ([www.desfa.gr](http://www.desfa.gr)).

Η Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (ΔΕΠΑ) αποτελεί τον φορέα που είναι υπεύθυνος για την προμήθεια και τη διανομή του φυσικού αερίου. Ιδρύθηκε τον Σεπτέμβριο του 1988 με σκοπό την εισαγωγή του φυσικού αερίου στην ελληνική επικράτεια. Η ΔΕΠΑ έχει την αποκλειστικότητα στο δικαίωμα για αγορά, εισαγωγή, εξαγωγή, μεταφορά, αποθήκευση, επεξεργασία και προσθήκη οσμηρών ουσιών, πώληση, διανομή και γενικά εμπορίας του φυσικού αερίου. Η ΔΕΠΑ μπορεί να προμηθεύσει με φυσικό αέριο μονάδες ηλεκτροπαραγωγής καθώς και μεγάλους καταναλωτές από το χώρο της βιομηχανίας, στις υφιστάμενες Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ), στα πρατήρια της αεροκίνησης καθώς και σε περιοχές στις οποίες δεν έχουν συσταθεί Εταιρείες Παροχής Αερίου. θυγατρικές εταιρείες της είναι η Εταιρεία Διανομής Αερίου Αττικής Α.Ε., η Εταιρεία Διανομής Αερίου Θεσσαλονίκης, η Δημόσια Επιχείρηση Δικτύων Διανομής Αερίου (ΔΕΔΑ Α.Ε.), καθώς και η Ανώνυμη Εταιρεία Φυσικό Αέριο Ελληνική Εταιρεία Ενέργειας. Το μετοχικό κεφάλαιο της ΔΕΠΑ αποτελείται κατά 65%

από το ΤΑΙΠΕΔ και κατά 35% στα ΕΛΠΕ (Ελληνικά Πετρέλαια Α.Ε.) (Γκικόκα Κ., 2020).

Η ΔΕΠΑ προμηθεύεται το φυσικό αέριο από τη ρωσική Gazprom, τη τουρκική Botas και την Αλγερινή Sonatrach ενώ πλέον έχει προχωρήσει σε συμφωνία προμήθειας φυσικού αερίου και με την αζέρικη AGSC (Εικόνα 2.3).

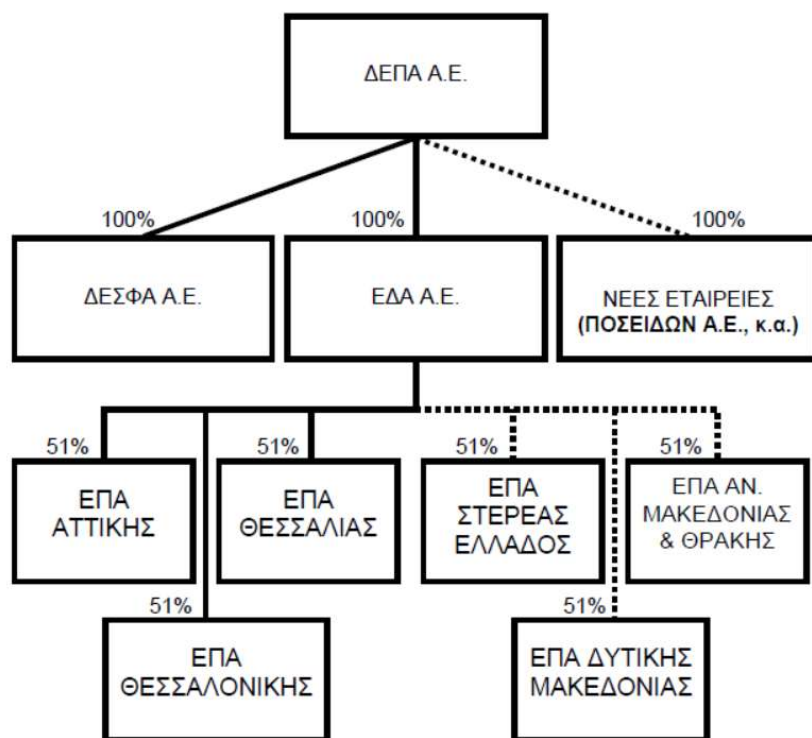


**Εικόνα 2.3.** Προμηθευτές φυσικού αερίου της ΔΕΠΑ. ([www.depa.gr](http://www.depa.gr)).

Στις 30/04/2020, συστάθηκε η ΔΕΠΑ ΥΠΟΔΟΜΩΝ Α.Ε., με την καταχώρηση και δημοσίευση στο Γενικό Εμπορικό Μητρώο (Γ.Ε.ΜΗ.) και τη μερική διάσπαση του κλάδου υποδομών της ΔΕΠΑ στις εταιρείες «Εταιρεία Διανομής Αερίου Αττικής Α.Ε.», «Εταιρεία Διανομής Αερίου Θεσσαλονίκης Θεσσαλίας Α.Ε.» και «Δημόσια Επιχείρηση Δικτύων Διανομής Αερίου Α.Ε.».

*Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ).* Ο ΔΕΣΦΑ δημιουργήθηκε το 2007 με κύριο μέτοχο του κατά 100% τη ΔΕΠΑ βάσει του Ν. 3428/2005 για την απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου. Στη ΔΕΣΦΑ έγινε μεταβίβαση από τη ΔΕΠΑ ο κλάδος του ΕΣΦΑ ο οποίος πλέον βρίσκεται υπό τη διοίκηση και τον έλεγχο του ΔΕΣΦΑ. Στο ΕΣΦΑ περιέχονται το Σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου το οποίο αποτελείται από τους αγωγούς με πίεση σχεδιασμού άνω των 19 bar και ο Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου στη Ρεβυθούσα. Με τη μεταβίβαση του ΕΣΦΑ στον ΔΕΣΦΑ από τη ΔΕΠΑ, ο ΔΕΣΦΑ έχει πλέον το αποκλειστικό δικαίωμα λειτουργίας, διαχείρισης, εκμετάλλευσης και ανάπτυξης του ΕΣΦΑ στο οποίο είναι ο κύριος μέτοχος (Γκικόκα Κ., 2020).

*Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ)*. Με τον νόμο 3428/2005 δημιουργήθηκε ο ΑΣΦΑ το οποίο δεν εντάσσεται στον ΕΣΦΑ και άρα δεν τελεί υπό την διοίκηση της ΔΕΠΑ. Σύμφωνα με το Ν. 3428/2005 «Δικαίωμα κατασκευής και κυριότητας ή σε περίπτωση Υπόγειας Εγκατάστασης Αποθήκευσης, δικαίωμα χρήσης των ΑΣΦΑ έχουν οι κάτοχοι Άδειας ΑΣΦΑ». Αρμόδια αρχή για τη χορήγηση άδειας ΑΣΦΑ είναι η ΡΑΕ και χορηγείται μόνο σε νομικά πρόσωπα. Όταν όμως αφορά συστήματα μεταφοράς τότε δίνεται μόνο σε επιχειρήσεις που εμπίπτουν στο άρθρο 1 της Οδηγίας 2009/101/ΕΚ (Γκιόκα Κ., 2020).



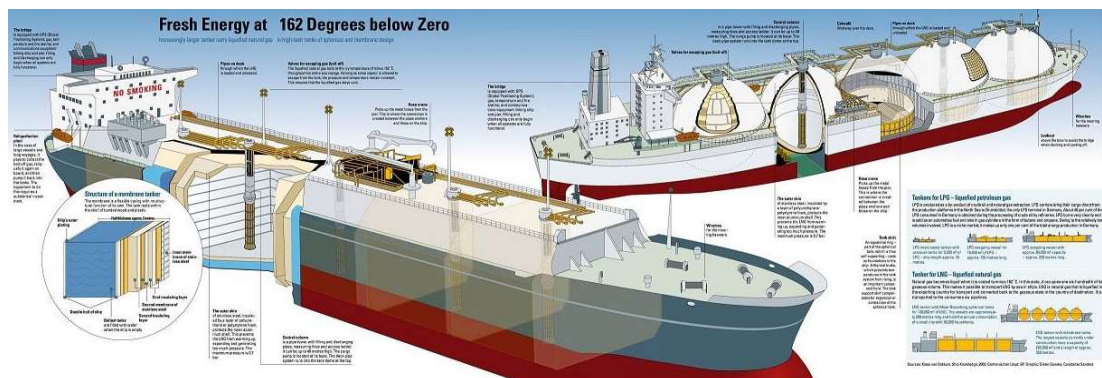
**Εικόνα 2.4.** Δομή των ελληνικών επιχειρήσεων για τη διαχείριση του συστήματος μεταφοράς και διανομής Φυσικού Αερίου.

## 2.9 Κατηγοριοποίηση του Φυσικού Αερίου.

Το φυσικό αέριο μπορεί να διανεμηθεί και εμπορευτεί σε τρεις μορφές:

*Ξηρό Φυσικό Αέριο*, ποιότητας αγωγού εξαιτίας των περιορισμών που επιβάλλονται σχετικά με τη σύνθεση του φυσικού αερίου, που μπορεί να διανεμηθεί μέσω των αγωγών, όπως υγρασία  $\leq 60\%$  , ελεύθερο υδρατμών και λοιπών προσμίξεων.

*Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (Liquefied Natural Gas – LNG).* Αέριο το οποίο για λόγους εύκολης και ασφαλούς αποθήκευσης καθώς και μεταφοράς του σε μεγάλες αποστάσεις, έχει μετατραπεί σε υγρή μορφή με θερμοκρασία  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$  και πίεσης 1 atm . Το LNG είναι μη τοξικό, άοσμο, άχρωμο, και μη διαβρωτικό. Σε αυτή τη κατάσταση το φυσικό αέριο καταλαμβάνει όγκο 600 φορές μικρότερο από το αέριο σε θερμοκρασία περιβάλλοντος. Η σύσταση του LNG δεν είναι όμοια με αυτή του φυσικού αερίου αγωγού καθώς πριν την υγροποίηση επεξεργάζεται ώστε να του αφαιρεθούν προσμίξεις όπως το νερό, η σκόνη, το άζωτο, το διοξείδιο του άνθρακα και διάφορες θειούχες ενώσεις για να μην υπάρχει η πιθανότητα δημιουργίας ανεπιθύμητων στερεών κατά την διαδικασία της ψύξης. Το LNG, μετά την υγροποίηση του, τοποθετείται σε ειδικές κρυογενικές δεξαμενές και έπειτα η μεταφορά του γίνεται με ειδικά σχεδιασμένα δεξαμενόπλοια μεταφοράς στον τερματικό σταθμό όπου εκφορτώνεται στις εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Τέλος, η επαναεριοποίηση του LNG πραγματοποιείται σε ειδικές εγκαταστάσεις πριν την εισαγωγή του στο δίκτυο. Η πυκνότητα του LNG είναι περίπου 0.4-0.5 kg/L. (Kumar S., et al., 2011).



**Εικόνα 2.5.** Δεξαμενόπλοιο σχεδιασμού μεμβράνης και δεξαμενόπλοιο σφαιρικού σχεδιασμού ([www.protoil.com](http://www.protoil.com)).

*Συμπιεσμένο Φυσικό Αέριο (Compressed Natural Gas – CNG).* Το συμπιεσμένο αέριο βρίσκεται υπό πίεση 124 bar όταν αποτελείτε σημαντικές προσμίξεις άλλων αερίων υδρογονανθράκων και έως 248 bar όταν περιλαμβάνει μόνο καθαρό μεθάνιο. Σε αυτή τη κατάσταση το φυσικό αέριο καταλαμβάνει όγκο 100 φορές μικρότερο από το αέριο σε θερμοκρασία περιβάλλοντος και πίεση 1 atm και έτσι είναι ευκολότερη η αποθήκευση κα μεταφορά του με δοχεία. Το CNG αποτελεί έναν αποτελεσματικό τρόπο μεταφοράς του φυσικού αερίου σε μικρές αποστάσεις και παρέχει ευκολία

ανάπτυξης με υποδομές και εγκαταστάσεις χαμηλότερων απαιτήσεων από το LNG. Χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο στην αυτοκίνηση, ως μία πιο οικονομική και φιλική προς το περιβάλλον επιλογή, σε σχέση με τη βενζίνη και το πετρέλαιο (Πίνακας 2.1). Για τη χρήση του φυσικού αερίου στην αεριοκίνηση χρησιμοποιείται φυσικό αέριο όμοιο με αυτό του οικιακού τομέα που χρησιμοποιείται για μαγείρεμα και θέρμανση. Το CNG αποτελείται κυρίως από μεθάνιο το οποίο συμπιέζεται (Imrankhan M., Yasmin T, Shakoor A., 2015).

**Πίνακας 2.1.** Εκπεμπόμενοι ρύποι κατά την καύση του φυσικού αερίου σε σχέση με άλλα καύσιμα, σε g ρύπου ανά kWh εισαγόμενης θερμότητας καυσίμου (ΔΕΠΑ, 2012).

Τύπος Καυσίμου	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	CO	NO	Υδρογονάνθρακες	Αιωρούμενα Σωματίδια (PM)
Μαζούτ χαμηλού θείου	260	1.147	0.046	0.044	0.015	0.150
Πετρέλαιο θέρμανσης	249	0.056	0.045	0.189	0.015	0.023
Πετρέλαιο κίνησης	244	0.054	0.044	0.185	0.015	0.022
Υγραέριο	227	0.000	0.025	0.157	0.006	0.007
Φυσικό αέριο	177	0.000	0.022	0.137	0.005	0.007

### 2.10 Εμπόριο Φυσικού Αερίου.

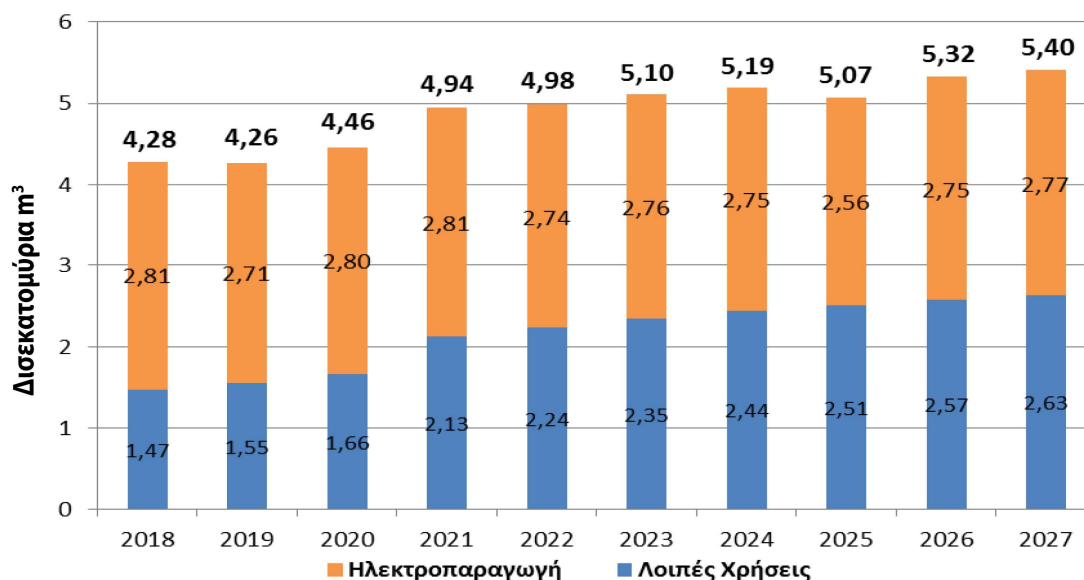
Οι ανάγκες της χώρας σε φυσικό αέριο είναι μεγάλες και καλύπτουν σημαντικό μερίδιο της αγοράς. Υπάρχουν πολλοί τομείς, κυρίως της ενέργειας όπου το φυσικό αέριο αποτελεί την κινητήρια δύναμη (Εικόνα 2.6). Το φυσικό αέριο τροφοδοτεί :

- Ηλεκτροπαραγωγούς
- Μεγάλους καταναλωτές, βιομηχανίες κυρίως, με ετήσια κατανάλωση άνω των 10 εκατ. κυβικών μέτρων.
- Υφιστάμενες Εταιρείες Παροχής Αερίου (ΕΠΑ).
- Τελικούς καταναλωτές σε περιοχές όπου δεν υπάρχουν εταιρείες παροχής αερίου.
- Τον τομέα της αεριοκίνησης, με τη τροφοδότηση στόλου λεωφορείων, απορριμματοφόρων των δήμων και οχημάτων ιδιωτικής χρήσης.



**Εικόνα 2.6.** Κατανομή παροχής φυσικού αερίου ανά τομέα κατανάλωσης (www.depa.gr).

Η εγχωρια καταναλωση φυσικου αεριου αναμενεται να εχει διαρκης αυξηση , σύμφωνα με στοιχεία των εταιρειών του κλάδου ενέργειας, και να κινηθεί σε επίπεδα σταθερά άνω των 5,1 δις. κυβικών μέτρων σε ετήσια βάση, Διάγραμμα 2.1 (Τόσιος Α. 2019).



**Διάγραμμα 2.1.** Ετήσια ζήτηση φυσικού αερίου στην Ελλάδα και πρόβλεψη της ζήτησης για τα επόμενα χρόνια (Πηγή: ΔΕΣΦΑ).

Ειδικότερα, αναμένεται η συνεχής αύξηση της χρήσης του φυσικού αερίου στα δίκτυα διανομής εξαιτίας (Τόσιος Α. 2019):



- Της πλήρους απελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας στη χώρα και του διαρκώς αυξανόμενου ανταγωνισμού των εταιρειών προμήθειας ενέργειας.
- Της κατασκευής νέων δικτύων και της πραγματοποίησης νέων συνδέσεων στις αστικές περιοχές.
- Της εξοικείωση των καταναλωτών με τη χρήση του φυσικού αερίου.
- Των πλεονεκτημάτων και της ευκολίας χρήσης του καυσίμου.

### 2.11 Είδη Μηχανισμών στη Διαμόρφωση της Τιμής του Φυσικού Αερίου.

Ο διεθνής οργανισμός IGU (International Gas Union), ο οποίος στοχεύει στην προώθηση του κλάδου του φυσικού αερίου, είναι αυτός που διαμορφώνει τους μηχανισμούς για τη τιμή του φυσικού αερίου. Οι μηχανισμοί που χρησιμοποιούνται για τη διαμόρφωση της τιμής του φυσικού αερίου είναι διεθνώς αποδεκτοί και παρουσιάζονται σε ετήσια βάση στην έκθεση του IGU, τόσο όσον αφορά την παγκόσμια οικονομία όσο και σε περιφερειακό επίπεδο (Παπανικολάου Κ., 2018).

**Oil Price Escalation (OPE).** Προκύπτει από τη συνδεση της τιμής του φυσικού αερίου με αυτής του πετρελαίου.

**Gas-on-Gas Competition (GOG).** Είναι ο μηχανισμός με το μεγαλύτερο μερίδιο στην αγορά και σχετίζεται με την αλληλεπίδραση μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Η τιμή καθορίζεται από την αλληλεπίδραση της προσφοράς και της ζήτησης σε διαφορετικές περιόδους (ημερήσια, μηνιαία, ετήσια, κτλ). Η διαπραγμάτευση λαμβάνει χώρα σε κόμβους (Hubs) είτε φυσικούς (π.χ. Henry Hub) είτε εικονικούς (π.χ. NBP στο Ηνωμένο Βασίλειο). Οι μακροπρόθεσμες συμβάσεις πέραν του έτους χρησιμοποιούν δείκτες τιμών αερίου για τον προσδιορισμό της μηνιαίας τιμής αντί των ανταγωνιστικών δεικτών καυσίμων. Σε αυτή την κατηγορία περιλαμβάνεται το spot LNG, το οποίο εισάγεται σταδιακά σε αγορές spot και hubs, καθώς και διμερείς συμφωνίες σε OTC αγορές στις οποίες υπάρχουν πολλοί αγοραστές και πωλητές.

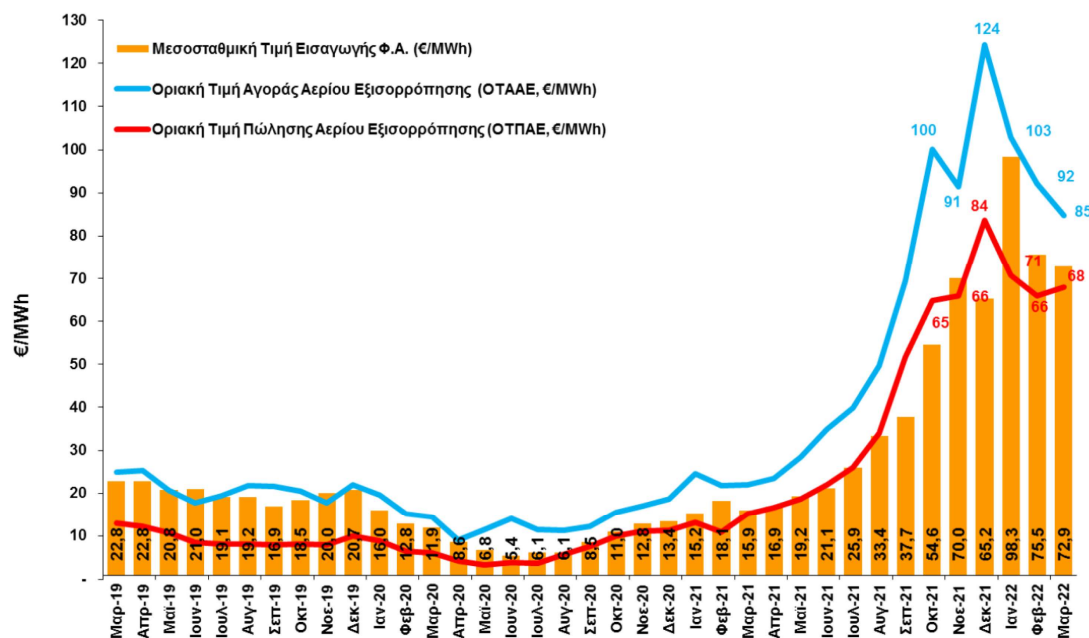
**Bilateral Monopoly (BIM).** Η τιμή καθορίζεται από διμερείς συζητήσεις και συμφωνίες μεταξύ ενός μεγάλου πωλητή και ενός μεγάλου αγοραστή, με την τιμή να ισχύει για μια χρονική περίοδο, συνήθως ένα έτος.

**Netback from Final Product (NET).** Η τιμή που λαμβάνει ο προμηθευτής φυσικού αερίου είναι συνάρτηση της τιμής που λαμβάνει ο αγοραστής για το φτηνό προϊόν που παράγει ο αγοραστής.

**Regulation: Cost of Service (RCS).** Η τιμή καθορίζεται ή εγκρίνεται τυπικά από μια ρυθμιστική αρχή ή ενδεχομένως από ένα Υπουργείο, αλλά το επίπεδο καθορίζεται για να καλύπτει το «κόστος της υπηρεσίας», συμπεριλαμβανομένης της ανάκτησης της επένδυσης και ενός ποσοστού απόδοσης.

**Regulation: Below Cost (RBC).** Η τιμή καθορίζεται εν γνώσει της κυβέρνησης κάτω από το μέσο κόστος παραγωγής και μεταφοράς του φυσικού αερίου, συχνά ως μορφή κοινωνικής πολιτικής για τον πληθυσμό.

**No Price (NP).** Το παραγόμενο αέριο είτε παρέχεται δωρεάν στον πληθυσμό και στη βιομηχανία, ενδεχομένως ως πρώτη ύλη για τις εγκαταστάσεις χημικών και λιπασμάτων, είτε χρησιμοποιείται στη διαδικασία δύλισης και επεξεργασίας πετρελαίου.



**Διάγραμμα 2.2.** Η μεσοσταθμική τιμή εισαγωγής Μάρτιος 2019 – Μάρτιος 2022 (www.rae.gr).

Στο παραπάνω διάγραμμα (Διάγραμμα 2.2) παρουσιάζεται η μεσοσταθμική τιμή εισαγωγής, ανά μήνα, για το διάστημα Μάρτιος 2019 – Μάρτιος 2022 καθώς και η εξέλιξη της μηνιαίας μεσοσταθμικής τιμής εισαγωγής σε σχέση με την οριακή τιμή αγοράς αερίου εξισορρόπησης (ΟΤΑΑΕ) και την οριακή τιμή πώλησης αερίου Εξισορρόπησης (ΟΤΠΑΕ) για το ίδιο χρονικό διάστημα (Αρχειό τιμών φυσικού αερίου, www.rae.gr).

## Κεφάλαιο 3. Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας Μονάδων Φυσικού Αερίου

### 3.1 Εισαγωγή.

Ο κύριος στόχος του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι η κάλυψη της ζήτησης των καταναλωτών δίνοντας σημασία στη ποιότητα των παρεχόμενων υπηρεσιών αλλά και στην ασφάλεια των εργαζομένων στο δίκτυο και του εξοπλισμού. Στόχος του κεφαλαίου είναι να δώσει τα κύρια κόστη λειτουργίας των μονάδων παραγωγής με κυριοκαύσιμο το φυσικό αέριο, τα στοιχεία που παίρνονται υπόψη για τον υπολογισμό αυτών, καθώς και τη μέθοδο υπολογισμού τους (ΑΔΜΗΕ 2020). Τα κόστη αυτά είναι:

- Το Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου (Fuel Variable Cost).
- Το Μεταβλητό Κόστος Μονάδας στο μετρητή (Unit Variable Cost at meter point).
- Το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος Μονάδας (Unit Minimum Variable Cost).
- Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Μονάδας (Unit Hourly Cost).
- Το Κόστος Χωρίς Φορτίο (Unit No-Load Cost).
- Το Κόστος Ελαχίστου Φορτίου (Unit Minimum Load Cost).
- Το Διαφορικό Κόστος Μονάδας (Unit Incremental Cost).

Με τον όρο «παραγωγή» θεωρούμε τη καθαρή παραγωγή (net production), μετά την αφαίρεση των εσωτερικών καταναλώσεων και τα βοηθητικά φορτία της Μονάδας Παραγωγής (σε MWh), κατ' αντιστοιχία της Συνεχούς Παραγόμενης Ισχύος (καθαρής). Για να μπορέσει να γίνει ο υπολογισμός των παραπάνω κοστών λαμβάνονται υπόψη τα στοιχεία που βρίσκονται στη Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης (ΚΑΕ), όπως και τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά των Μονάδων Παραγωγής.

### 3.2 Ορισμοί.

- **Ανώτερα Θερμογόνος Δύναμη:** Η Θερμογόνος Δύναμη η οποία υπολογίζεται φερνοντας τα προϊόντα της καύσης στην αρχική τους, προ-καύσης, θερμοκρασία και επιπλεον συμπυκνώνοντας τους υδρατμούς που παράγονται κατά την καύση.]
- **Διαφορικό Κόστος Μονάδας ( $IC_u(P_u)$ ):** Σε δεδομένο επίπεδο καθαρής παραγωγής ( $P_u$ ) μίας Μονάδας Παραγωγής  $u$ , είναι η πρώτη παράγωγος του Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας στο συγκεκριμένο επίπεδο παραγωγής της Μονάδας Παραγωγής  $u$ .
- **Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας ( $E_H$ ):** Η απαιτούμενη ποσότητα θερμικής ενέργειας (GJ), ώστε να παραχθεί μία ηλεκτρική MWh (σε GJ/MWh), για κάθε επίπεδο παραγωγής της Μονάδας Παραγωγής.
- **Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος Μονάδας (Minimum Variable Cost, MVC) ( $G_u^{min}$ ):** Η μικρότερη από τις τιμές του Μεταβλητού Κόστους Μονάδας στο μετρητή που προκύπτουν από την καμπύλη Μεταβλητού Κόστους.
- **Θερμογόνος Δύναμη:** Η θερμότητα που παράγεται κατά την πλήρη καύση ενός kgr του καυσίμου (KJ/kgr ή Kcal/kgr).
- **Καθαρή Ισχύς ( $P_u$ ):** Η αποδιδόμενη ισχύς σε συνθήκες ISO, αφού έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία και τα βοηθητικά φορτία.
- **Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη:** Η Θερμογόνος Δύναμη η οποία προσδιορίζεται αφαιρώντας, από την Ανώτερη Θερμογόνο Δύναμη την ενέργεια της ατμοποίησης του νερού που παράγεται στην καύση.
- **Κόστος Ελαχίστου Φορτίου ( $MLC_u$ ):** Το Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας στην Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή μιας Μονάδας Παραγωγής  $u$  και εκφράζεται σε €/h.
- **Κόστος Χωρίς Φορτίο ( $NLC_u$ ):** Το υποθετικό Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας σε μηδενική ισχύ εξόδου μιας Μονάδας Παραγωγής  $u$  και εκφράζεται σε €/h.
- **Μέγιστη Καθαρή Ισχύς ( $P_u^{max}$ ):** Η μέγιστη ισχύς την οποία η Μονάδα Παραγωγής μπορεί να διατηρήσει για οποιοδήποτε χρονικό διάστημα, εφόσον λειτουργεί υπό συνθήκες ISO, δεν υπάρχουν περιορισμοί εξοπλισμού ή τεχνικοί περιορισμοί ή περιορισμοί που προέρχονται από το θεσμικό ή οικονομικό πλαίσιο που διέπει τη λειτουργία της Μονάδας Παραγωγής και έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία και οποιοδήποτε βοηθητικό φορτίο.

- **Μέσα Ειδικά Κόστη θερμικών Μονάδων Παραγωγής:** Το Μέσο Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου, το Μέσο Ειδικό Κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας εκτός δαπανών συντήρησης πάγιου χαρακτήρα και το Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.
- **Μέσο Ειδικό Κόστος Εκπομπών Διοξειδίου του Ανθρακα ( $G_{CO_2}$ ):** Το μέσο κόστος κάλυψης του ελλείμματος δικαιωμάτων εκπομπών κάθε Μονάδας Παραγωγής και εκφράζεται σε €/MWh.
- **Μέσο Ειδικό Κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας εκτός δαπανών συντήρησης πάγιου χαρακτήρα ( $G_{Mn}$ ):** Ο μέσος όρος του κόστους πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας για τα δέκα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, η οποία δηλώνεται από τον Παραγωγό και εκφράζεται σε €/MWh.
- **Μέσο Ειδικό Κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου ( $G_{Ru}$ ):** Ο μέσος όρος του κόστους των πρώτων υλών εκτός καυσίμου για τα δέκα επίπεδα καθαρής παραγωγής της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Θερμότητας, η οποία δηλώνεται από τον Παραγωγό και εκφράζεται σε €/MWh.
- **Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου ( $G_{Fu}$ ):** Το κόστος που προκύπτει από την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας πολλαπλασιασμένη με έναν σταθερό συντελεστή μετατροπής θερμότητας σε κόστος και εκφράζεται σε €/MWh.
- **Μεταβλητό Κόστος Μονάδας στο μετρητή ( $G_u(P_u)$ ):** Το κόστος στο μετρητή της Μονάδας Παραγωγής, το οποίο υπολογίζεται στα δέκα επίπεδα καθαρής παραγωγής στα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας και εκφράζεται σε €/MWh.
- **Μονάδα Παραγωγής / Μονάδα:** Συμβατική Κατανεμημένη Μονάδα Παραγωγής με εγκατεστημένη ισχύ άνω των 5 MW, η οποία προσφέρει Υπηρεσίες Εξισορρόπησης στον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ. Η κατηγορία αυτή περιλαμβάνει επίσης τις Κατανεμόμενες Μονάδες Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) άνω των 35 MWe. Μία Μονάδα Παραγωγής εκπροσωπείται από έναν Παραγωγό.
- **Παραγωγός:** Ο κάτοχος Άδειας Παραγωγής ή σχετικής εξαίρεσης από την υποχρέωση λήψης Άδειας Παραγωγής.
- **Τεχνικά Ελάχιστη Παραγωγή ( $P_u^{min}$ ):** Η ελάχιστη ισχύς την οποία η Μονάδα Παραγωγής  $u$  μπορεί να διατηρήσει για οποιοδήποτε χρονικό διάστημα, εφόσον

λειτουργεί υπό συνθήκες ISO, δεν υπάρχουν περιορισμοί εξοπλισμού ή τεχνικοί περιορισμοί ή περιορισμοί που προέρχονται από το θεσμικό ή οικονομικό πλαίσιο που διέπει τη λειτουργία της Μονάδας Παραγωγής και έχουν ληφθεί υπόψη η εσωτερική υπηρεσία και οποιοδήποτε βοηθητικό φορτίο.

- **Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Μονάδας ( $HC_u(P_u)$ ):** Το κόστος, το οποίο υπολογίζεται στα δέκα επίπεδα καθαρής παραγωγής για τα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας και εκφράζεται σε €/h.

### 3.3 Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.

Η ειδική κατανάλωση θερμότητας,  $E_H$ , εκφράζεται από την σχέση:

$$E_H = \frac{F_c}{E_{net}} \cdot 3.6 \quad (3.1)$$

όπου:

: η ενέργεια καυσίμου, που καταναλώνεται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε GJ

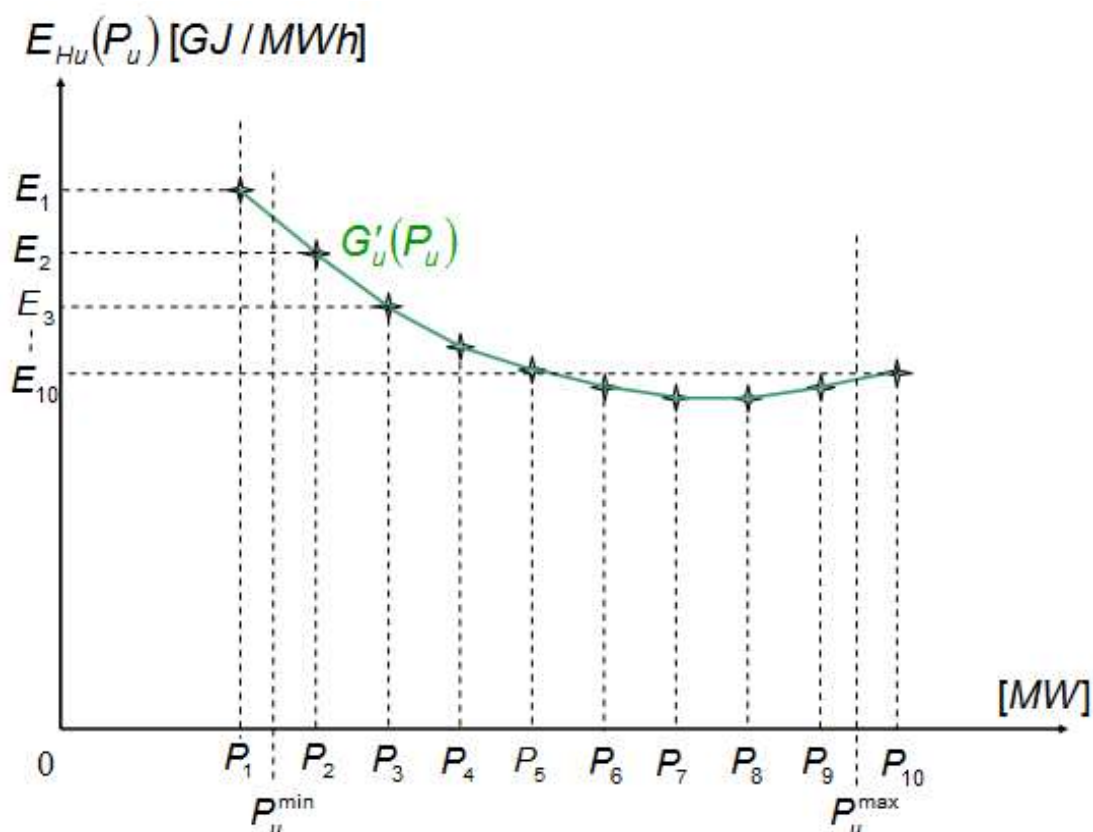
$E_{net}$  : η καθαρή παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, η οποία προκύπτει μετά την αφαίρεση της ενέργειας της εσωτερικής υπηρεσίας και των βοηθητικών φορτίων της μονάδας παραγωγής σε MWh.

Για τον προσδιορισμό της καμπύλης ειδικής κατανάλωσης θερμότητας συμβατικής θερμικής μονάδας παραγωγής ή διάταξης λειτουργίας μονάδας παραγωγής συνδυασμένου κύκλου πολλαπλών αξόνων,  $u$ , υποβάλλεται από τον παραγωγό τεχνική έκθεση σχετικά με τη βηματική συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης θερμότητας,  $E_{Hu}(P_u)$ , σε GJ/MWh.

**Πίνακας 3.1.** Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας.

$E_{Hu}(P_u)$ [GJ/MWh]	$E_1$	$E_2$	$E_3$	$E_4$	$E_5$	$E_6$	$E_7$	$E_8$	$E_9$	$E_{10}$
$P_u$ [MW]	$P_1 \leq P_u^{\min}$	$P_2$	$P_3$	$P_4$	$P_5$	$P_6$	$P_7$	$P_8$	$P_9$	$P_{10} \geq P_u^{\max}$

Η βηματική συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης θερμότητας που παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.1, περιλαμβάνει δέκα διαφορετικά επίπεδα της καθαρής παραγωγής της μονάδας παραγωγής μεταξύ της καθαρής ισχύος που αντιστοιχεί στην τεχνικά ελάχιστη παραγωγή ( $P_1$ ) και της καθαρής ισχύος που αντιστοιχεί στη μέγιστη καθαρή ισχύ ( $P_{10}$ ) της μονάδας παραγωγής, περιλαμβανομένων αυτών, έτσι ώστε να προσεγγίζεται όσο το δυνατόν ακριβέστερα η πραγματική καμπύλη ειδικής κατανάλωσης θερμότητας, όπως φαίνεται στην Εικόνα 3.1. Σε περίπτωση Μονάδας συνδυασμένου κύκλου όπου ο αεριοστρόβιλος έχει διαφορετικό άξονα με τον ατμοστρόβιλο η βηματική συνάρτηση ειδικής κατανάλωσης θερμότητας υπολογίζεται για κάθε διάταξη λειτουργίας και είναι δυνατόν να περιλαμβάνει λιγότερα από δέκα (10), αλλά τουλάχιστον πέντε (5), διαφορετικά επίπεδα της καθαρής παραγωγής (ΑΔΜΗΕ 2020).



Εικόνα 3.1. Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας μονάδας  $u$  (ΑΔΜΗΕ 2020).

Η καμπύλη ειδικής κατανάλωσης θερμότητας προσεγγίζεται από ένα πολυώνυμο της ακόλουθης μορφής (Rational Function):

$$E_{Hu}(P_u) = \frac{a}{P_u} + \beta + \gamma \cdot P_u \quad (3.2)$$

όπου οι συντελεστές  $\alpha$ ,  $\beta$  και  $\gamma$  είναι θετικοί και προέρχονται από μία καμπύλη ελαχίστων τετραγώνων, εφαρμοσμένης στα μετρούμενα σημεία της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας,  $\{E_{Hu}(P_1), E_{Hu}(P_2), \dots, E_{Hu}(P_9), E_{Hu}(P_{10})\}$ . Οι μετρήσεις της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας γίνονται σε σταθερή ισχύ (MW) αλλά αναφέρονται σε καθαρή παραγωγή (MWh).

### 3.4 Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων.

#### 3.4.1 Κόστος καυσίμου.

Κάθε μονάδα παραγωγής, έστω  $u$ , δίνει στον ΑΔΜΗΕ το κόστος κάθε καυσίμου  $f$ ,  $FC_u^f$ , σε € ανά μετρητική μονάδα ποσότητας καυσίμου και το αντίστοιχο ποσοστό συμμετοχής του,  $FuelMix_u^f$ , που χρησιμοποιεί η μονάδα παραγωγής  $u$  μεταξύ της τεχνικά ελάχιστης παραγωγής και της μέγιστης καθαρής ισχύος. Η μονάδα κόστους για κάθε καύσιμο ορίζεται παρακάτω στον Πίνακα 3.2.

**Πίνακας 3.2.** Μονάδες κόστους καυσίμων.

Καύσιμο	Μονάδα Κόστους
Λιγνίτης	Ευρώ ανά τόνο (€/10 <sup>3</sup> kg)
Μαζούτ	Ευρώ ανά τόνο (€/10 <sup>3</sup> kg)
Diesel	Ευρώ ανά χιλιόλιτρο (€/10 <sup>3</sup> lt)
Φυσικό Αέριο	Ευρώ ανά κανονικό κυβικό μέτρο (€/norm m <sup>3</sup> )

Τα κόστη άλλων καυσίμων που χρησιμοποιούνται για την εκκίνηση της Μονάδας και έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό του Κόστους Εκκίνησης. Στο κόστος καυσίμου συμπεριλαμβάνονται οι οποιεσδήποτε δαπάνες που πληρώνει ο κάτοχος άδειας παραγωγής για την «προμήθεια» του καυσίμου. Εφόσον οι συνολικοί προμηθευτές του παραγωγού είναι περισσότεροι από έναν, τότε το κόστος καυσίμου είναι το μέσο κόστος προμήθειας. Στο κόστος καυσίμου μπορεί να συμπεριληφθεί και το κόστος βελτιωτικών καυσίμου, εφόσον οι μετρήσεις για την Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας γίνανε με συμμετοχή των συγκεκριμένων βελτιωτικών εντός του καυσίμου.



Συγκεκριμένα για τις μονάδες φυσικού αερίου όπου το κόστος καυσίμου έχει δύο δαπάνες, δηλαδή, (α) το κόστος προμήθειας φυσικού αερίου και (β) την χρέωση χρήσης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), η οποία εμπεριέχει σκέλος δυναμικότητας, και με σκοπό το κόστος καυσίμου να παρουσιάζεται σε €/μετρική μονάδα ποσότητας καυσίμου, είναι υποχρεωτικό σχετικά με την ετήσια λειτουργία της μονάδας να ακολουθούνται τα παρακάτω (ΑΔΜΗΕ 2020):

- Ο παραγωγός και κάτοχος της άδειας της κάθε μονάδας φυσικού αερίου, παρουσιάζει στον ΔΕΣΜΗΕ το συνολικό κόστος καυσίμου, δηλαδή προσθετικά τις συνιστώσες (α) και (β).
- Για να μπορέσει να υπολογίσει το συνολικό κόστος καυσίμου, ο παραγωγός προσαυξάνει το κόστος προμήθειας του φυσικού αερίου (συνιστώσα (α)) κατά την ελάχιστη ανοιγμένη χρέωση χρήσης του ΕΣΦΑ,  $XM_{\min}$  που αντιστοιχεί σε πλήρη φόρτιση της μονάδας μέσα στο έτος με βάση τον τύπο,

$$XM_{\min} = \left[ \frac{\Sigma\Delta M \cdot 24}{8760 \cdot (1 - EFORd) - PMD \cdot 24} + \Sigma EM \right] \cdot 1.11 \quad (3.3)$$

όπου:

$EFORd$ : Ο συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας της μονάδας.

$PMD$ : Οι ημέρες προγραμματισμένης συντήρησης της μονάδας σύμφωνα με το πρόγραμμα συντήρησης που υποβάλλει κάθε κάτοχος άδειας παραγωγής στον ΔΕΣΜΗΕ.

$\Sigma\Delta M$  και  $\Sigma EM$ : Οι συντελεστές χρεώσεων δυναμικότητας και ποσότητας για χρήση του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ).

### 3.4.2 Κατώτερη ή Καθαρή Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου.

Κάθε παραγωγός  $u$  παρουσιάζει στον ΔΕΣΜΗΕ την κατώτερη θερμογόνο δύναμη (ή καθαρή θερμογόνο δύναμη ή καθαρή θερμιδική Αξία) κάθε καυσίμου  $f$  της μονάδας,  $Q_u^f$ , σε GJ ανά μετρική μονάδα ποσότητας καυσίμου. Η κατώτερη θερμογόνος δύναμη καυσίμου αναφέρεται σε κάθε καύσιμο με ή χωρίς πρόσθετα βελτιωτικά καύσιμα όπως αυτό έχει χρησιμοποιηθεί για την μέτρηση της ειδικής κατανάλωσης θερμότητας. Η θερμογόνος δύναμη καυσίμου ορίζεται ως το ποσό της θερμότητας που

εκλύεται κατά την καύση μίας μονάδας του εν λόγω καυσίμου. Οι μονάδες μέτρησης της κατώτερης θερμογόνου δύναμης ανά καύσιμο παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.3.

**Πίνακας 3.3.** Μονάδες Κατώτερης Θερμογόνου Δύναμης.

<b>Καύσιμο</b>	<b>Μονάδα Κόστους</b>
Λιγνίτης	Gigajoule ανά τόνο (GJ/10 <sup>3</sup> kg)
Μαζούτ	Gigajoule ανά τόνο (GJ/10 <sup>3</sup> kg)
Diesel	Gigajoule ανά χιλιόλιτρο (GJ/10 <sup>3</sup> lt)
Φυσικό Αέριο	Gigajoule ανά κανονικό κυβικό μέτρο (GJ/norm m <sup>3</sup> )

Για να προσδιοριστεί το μέγεθος της ανώτερης θερμογόνου δύναμης ή ολικής θερμιδικής αξίας επαναφέρουμε όλα τα παράγωγα της καύσης στην προ-καύσης θερμοκρασία τους και συγκεκριμένα συμπυκνώνοντας τους υδρατμούς που παράγονται. Για τον υπολογισμό της κατώτερης θερμογόνου δύναμης αφαιρούμε από την ανώτερη θερμογόνο δύναμη την ενέργεια ατμοποίησης του νερού που δημιουργείται κατά τη καύση. Στις διεργασίες όπου αναφλέγεται καύσιμο, παράγονται υδρατμοί, οι οποίοι δεν αξιοποιούνται και επομένως το θερμικό τους περιεχόμενο αποτελεί απώλεια για το σύστημα. Με βάση όλα τα παραπάνω, για τον υπολογισμό του κόστους και για τις δηλώσεις τεχνικοοικονομικών στοιχείων η καταλληλότερη θερμιδική αξία που πρέπει να χρησιμοποιείτε είναι αυτή της κατωτέρου θερμογόνου δύναμης . Αυτό έχει ιδιαίτερη σημασία για το φυσικό αέριο, το οποίο παράγει μεγάλες ποσότητες υδρατμών λόγω της μεγάλης του περιεκτικότητας σε υδρογόνο.

### 3.4.3 Ποσοστιαία σύνθεση μίγματος καυσίμων.

Ορισμένες θερμικές μονάδες είναι δυνατό να χρησιμοποιούν μίγμα καυσίμων για την παραγωγή ενέργειας. Βάση της δήλωσης τεχνικοοικονομικών στοιχείων προβλέπετε η χρήση έως τριών διαφορετικών καυσίμων στο μίγμα. Το μερίδιο συμμετοχής του κάθε καυσίμου  $f$ ,  $FuelMix_i^f$ , στο μίγμα θα πρέπει να ορίζεται για κάθε επίπεδο παραγωγής για το οποίο καθορίζεται η ειδική κατανάλωση θερμότητας. Για καθένα από τα επίπεδα παραγωγής  $P$ , όπως περιεγράφηκαν παραπάνω, το άθροισμα των ποσοστών συμμετοχής των καυσίμων του μίγματος πρέπει να ισούται με 100%:

$$\sum_{f=1}^F FuelMix_u^f(P) = 100\% \quad (3.4)$$

όπου F ο αριθμός των διαφορετικών καυσίμων.

#### 3.4.4 Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου Θερμικών Μονάδων.

Το μεταβλητό κόστος καυσίμου μίας θερμικής μονάδας δίνεται σε €/MWh και υπολογίζεται στα δεκα επίπεδα της καθαρής παραγωγής,  $P_u$ , στα οποία η ειδική κατανάλωση θερμότητας ορίζεται ως εξής:

$$G_{Fu} = \frac{E_{Hu}(P_u) \cdot \sum_{f=1}^F \left[ \frac{FC_u^f}{Q_u^f} FuelMix_u^f(P_u) \right]}{1h} = 100\% \quad (3.5)$$

Επομένως, το μεταβλητό κόστος καυσίμου υπολογίζεται από την ειδική κατανάλωση θερμότητας πολλαπλασιασμένη με τον σταθερό συντελεστή μετατροπής θερμότητας σε κόστος (το άθροισμα της αγκύλης στη σχέση 3.5). Η καμπύλη μεταβλητού κόστους καυσίμου πολλαπλασιάζεται με μία σταθερά, και για αυτό το λόγο έχει την ίδια μορφή όπως η καμπύλη ειδικής κατανάλωσης θερμότητας που απεικονίζεται στην Εικόνα 3.1.

#### 3.4.5 Κόστος Εκκίνησης Θερμικών Μονάδων.

Ένα ακόμη ενδιαφέρον μέγεθος που έχει να κάνει με το λειτουργικό κόστος των θερμικών μονάδων είναι το κόστος εκκίνησης. Το κόστος εκκίνησης ορίζεται ως τη δαπάνη της μονάδας παραγωγής έως τη στιγμή του συγχρονισμού της με το δίκτυο. Το κόστος, η διάρκεια και η διαδικασία εκκίνησης μιας θερμικής μονάδας διαφοροποιείται ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας (παραγωγική δυνατότητα), το καύσιμο (άνθρακας, λιγνίτης, πετρέλαιο, φυσικό αέριο) και το χρόνο κράτησης, δηλαδή το χρόνο παραμονής της μονάδας εκτός λειτουργίας. Ανάλογα με το χρόνο κράτησης της μονάδας, η εκκίνηση μπορεί να χαρακτηριστεί ως:

Ψυχρή εκκίνηση (για μεγάλους χρόνους κράτησης)

Θερμή εκκίνηση (για μικρούς χρόνους κράτησης).

Το κόστος θερμής εκκίνησης είναι μικρότερο από το κόστος ψυχρής εκκίνησης. Γενικότερα το κόστος εκκίνησης μεγαλώνει όσο αυξάνεται ο χρόνος προηγούμενης κράτησης της μονάδας.

### 3.5 Μεταβλητό Κόστος Θερμικών Μονάδων Παραγωγής.

#### 3.5.1 Μεταβλητό Κόστος Θερμικής Μονάδας στο Μετρητή.

Το μεταβλητό κόστος της μονάδας  $u$ ,  $G_u(P_u)$ , υπολογίζεται στα δέκα επίπεδα καθαρής παραγωγής στα οποία καθορίζεται η ειδική κατανάλωση θερμότητας ως το παρακάτω άθροισμα, εκφρασμένο σε €/MWh:

$$G_u(P_u) = G_{Fu}(P_u) + G_{Ru} + G_{Mu} + G_{CO_2u} \quad (3.6)$$

Το μεταβλητό αυτό κόστος αναφέρεται στο σημείο του μετρητή εντός της μονάδας παραγωγής και άρα δε λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες του δικτύου μεταφοράς. Η καμπύλη μεταβλητού κόστους μίας μονάδας έχει την ίδια μορφή με την καμπύλη ειδικής κατανάλωσης θερμότητας (Εικόνα 3.1).

#### 3.5.2 Ωριαίο Κόστος Λειτουργίας Θερμικής Μονάδας.

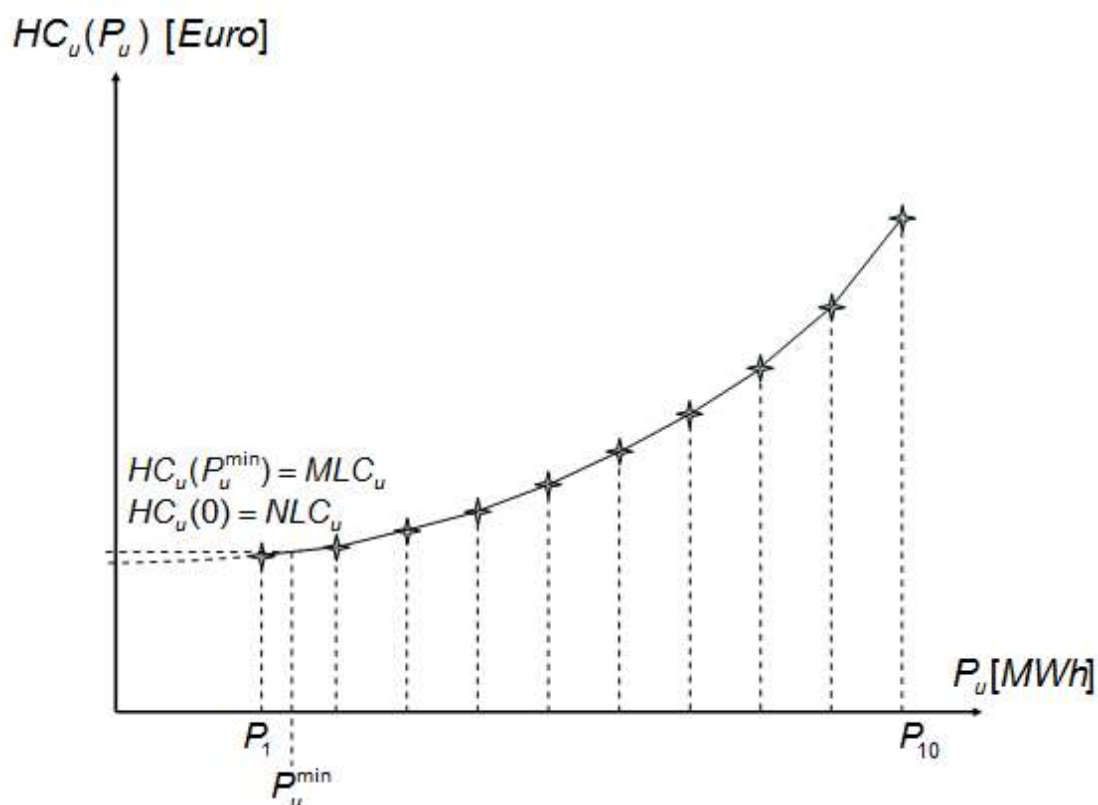
Το ωριαίο κόστος λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας,  $HC_u(P_u)$ , εκφράζεται σε €/h, και υπολογίζεται στα δέκα επίπεδα καθαρής παραγωγής για τα οποία καθορίζεται η Ειδική Κατανάλωση Θερμότητας ως εξής:

$$HC_u(P_u) = G_{Pu}(P_u) \cdot P_u \quad (3.7)$$

Το ωριαίο κόστος λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας,  $HC_u(P_u)$ , προσεγγίζεται από ένα πολυώνυμο δευτέρου βαθμού, της μορφής:

$$HC_u(P_u) = \alpha' + \beta' \cdot P_u + \gamma' \cdot P_u^2 \quad (3.8)$$

Παρακάτω, στην Εικόνα 3.2, παρουσιάζεται μία χαρακτηριστική καμπύλη ωριαίου κόστους λειτουργίας για μία θερμική μονάδα παραγωγής.



Εικόνα 3.2. Ωριαίο κόστος λειτουργίας θερμικής μονάδας (ΑΔΜΗΕ 2020).

### 3.5.3 Κόστος Χωρίς Φορτίο.

Το κόστος χωρίς φορτίο (No Load Cost),  $NLC_u$ , δίνεται σε €/h και δεν μπορεί να μετρηθεί καθώς οι θερμικές μονάδες παραγωγής δεν μπορούν να λειτουργήσουν σε συνθήκες μηδενικής ισχύος εξόδου. Το κόστος χωρίς φορτίο υπολογίζεται κατά προσέγγιση ως το σημείο τομής της προέκτασης της καμπύλης του ωριαίου κόστους λειτουργίας με τον κάθετο άξονα (Εικόνα 3.2). Το κόστος χωρίς φορτίο υπολογίζεται και μαθηματικά, από την παραπάνω σχέση 3.8, ως ο σταθερός συντελεστής  $a'$  του πολυωνύμου δευτέρου βαθμού με το οποίο προσεγγίζεται η καμπύλη ωριαίου κόστους λειτουργίας,  $HC_u(P_u)$ .

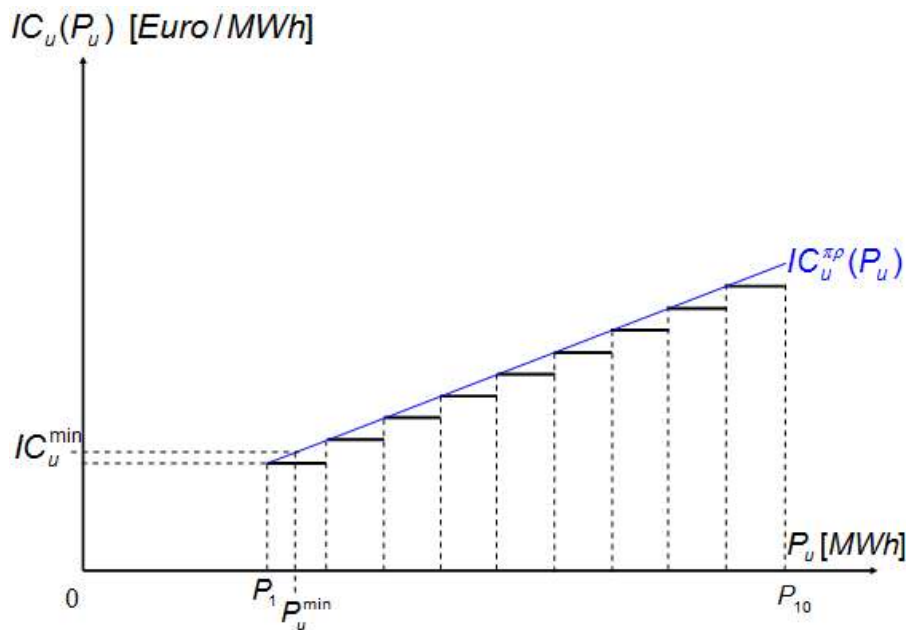
### 3.6 Διαφορικό Κόστος θερμικής Μονάδας.

Για τον υπολογισμό του ωριαίου κόστους λειτουργίας μίας θερμικής μονάδας χρησιμοποιείται ένα πολυώνυμο δευτέρου βαθμού, συνεπώς το διαφορικό κόστος της

θερμικής μονάδας γραφικά απεικονίζεται από μία γραμμική συνάρτηση ως προς το επίπεδο παραγωγής της μονάδας παραγωγής, της μορφής (ΑΔΜΗΕ 2020):

$$IC_u(P_u) = \frac{dHC_u(P_u)}{dP_u} = \frac{d(\alpha' + \beta' \cdot P_u + \gamma' \cdot P_u^2)}{dP_u} = \beta' + 2\gamma' \cdot P_u \quad (3.9)$$

Ωστόσο, επειδή η χρήση βηματικών συναρτήσεων στους αλγορίθμους γραμμικού προγραμματισμού δίνει ουσιαστικά πλεονεκτήματα, πραγματοποιείται προσέγγιση του διαφορικού κόστους από μία βηματική συνάρτηση. Ο ορισμός αυτής της βηματικής συνάρτησης γίνεται με προσέγγιση της καμπύλης του ωριαίου κόστους λειτουργίας,  $HC_u(P_u)$ , με μια κλιμακωτή γραμμική συνάρτηση, εκτελώντας γραμμική παρεμβολή μεταξύ των επιπέδων καθαρής παραγωγής στα οποία ορίζεται η ειδική κατανάλωση θερμότητας. (ΑΔΜΗΕ 2020)



**Εικόνα 3.3.** Καμπύλη διαφορικού κόστους θερμικής μονάδας (ΑΔΜΗΕ 2020).

Υπολογίζοντας την πρώτη παράγωγο της κλιμακωτής γραμμικής προσέγγισης της καμπύλης ωριαίου κόστους λειτουργίας, υπολογίζεται και το αντίστοιχο διαφορικό κόστος σαν μία βηματική συνάρτηση, όπου κάθε βήμα είναι η κλίση της γραμμής στο αντίστοιχο τμήμα της κλιμακωτής γραμμικής προσέγγισης της καμπύλης ωριαίου κόστους λειτουργίας. Η βηματική συνάρτηση που καταλήγουμε να έχουμε μοιάζει να είναι προσέγγιση της πραγματικής γραμμικής συνάρτησης διαφορικού κόστους της μονάδας (ΑΔΜΗΕ 2020) (Εικόνα 3.3).

Το Διαφορικό Κόστος σε κάθε βήμα της καμπύλης Ωριαίου Κόστους Λειτουργίας δίνεται από τη σχέση:

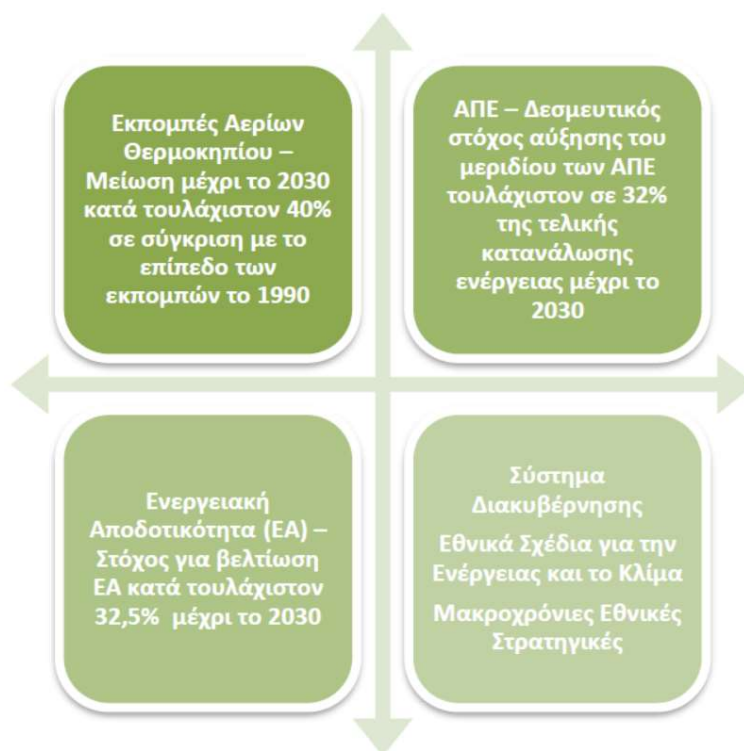
$$IC_u(P_i) = \frac{HC_u(P_{i+1}) - HC_u(P_i)}{P_{i+1} - P_i}, \quad i = 1, 2, \dots, 9 \quad (3.10)$$

## Κεφάλαιο 4. Η Απολιγνιτοποίηση της Ελλάδας

### 4.1 Εισαγωγή.

Στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει διαμορφώσει μια μακροχρόνια ενεργειακή και κλιματική στρατηγική μέχρι το 2050, έχοντας ενδιάμεσους στόχους για το 2030 (Εικόνα 4.1). Σκοπός του σχεδίου είναι η επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας, και ο μηδενισμός των εκπεμπόμενων αερίων θερμοκηπίου μέχρι το έτος αυτό.

Η πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης υποστηρίζει το σχέδιο αυτό, με τη θέσπιση του νομοθετικού πακέτου «Καθαρή Ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους» (European Commission, 2019a) έχοντας ως απώτερο σκοπό να διευκολύνει τη μετάβαση σε ένα ενεργειακό σύστημα, ανεξάρτητο των ορυκτών καυσίμων και με ελάχιστες ή και καθόλου εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.



**Εικόνα 4.1.** Στόχοι της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ενέργεια και το κλίμα (Μανιάτης Γ., Μουστάκας Α., Βέττας Ν., 2020).



Τα σημαντικότερα σημεία του νομοθετικού πακέτου «Καθαρή Ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους» μεταξύ άλλων περιλαμβάνει:

- Συνολικό στόχο μείωσης των εκπομπών κατά τουλάχιστον 40% μέχρι το 2030 (σε σχέση με το επίπεδο του 1990), ενώ στο πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας (European Commission, 2019b), η Ευρωπαϊκή Επιτροπή προωθεί την πρόταση αύξησης του στόχου της Ευρωπαϊκής Ένωσης σε τουλάχιστον 50-55%. Οι τομείς του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων εκπομπών (ΣΕΔΕ), στους οποίους περιλαμβάνεται η ηλεκτροπαραγωγή, θα πρέπει να μειώσουν τις εκπομπές κατά 43% (συγκριτικά με το 2005), ενώ οι τομείς εκτός ΣΕΔΕ θα πρέπει να μειώσουν τις εκπομπές κατά 30% (συγκριτικά με το 2005) με ξεχωριστούς δεσμευτικούς στόχους για κάθε κράτος μέλος.
- Την αναθεωρημένη Οδηγία ΑΠΕ (2018/2001/EU) με την οποία καθορίστηκε νέος δεσμευτικός στόχος για συμμετοχή των ΑΠΕ τουλάχιστον στο 32% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση μέχρι το 2030, με πρόβλεψη για προς τα πάνω αναθεώρηση το 2023.
- Δεσμευτικούς στόχους για τουλάχιστον κατά 32,5% βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας μέχρι το 2030.
- Τον νέο κανονισμό (ΕΕ/2018/1999) για τη διακυβέρνηση της ενεργειακής ένωσης και της δράσης για το κλίμα, ώστε να εξασφαλιστεί η επίτευξη των στόχων, η συνεργασία των κρατών μελών, η μακροχρόνια προβλεψιμότητα της πολιτικής, η μείωση των διοικητικών βαρών κ.ά.
- Την υποχρέωση των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης να καταθέσουν Εθνικά Σχέδια για την ενέργεια και το κλίμα για την περίοδο 2021-2030 περιγράφοντας πώς θα πετύχουν τους στόχους για τις ΑΠΕ και την ενεργειακή αποδοτικότητα. Απαιτείται, επίσης, να αναπτύξουν εθνικές μακροχρόνιες στρατηγικές για την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας μέχρι το 2050.

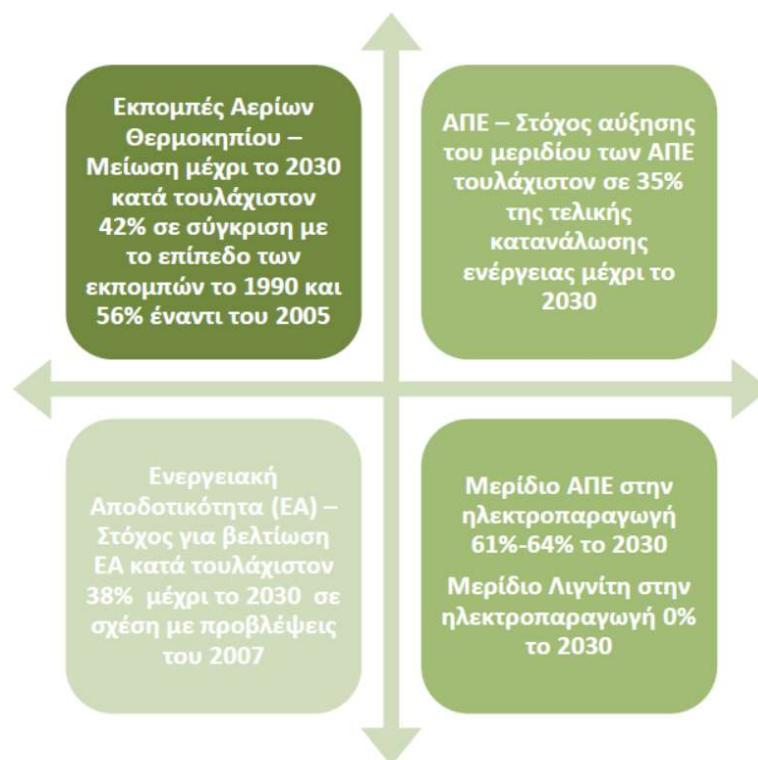
Στην επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής Ένωσης, σημαντικό ρόλο στον περιορισμό των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου έχει το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) της Ευρωπαϊκής Ένωσης, το οποίο την περίοδο 2021-2030 θα διανύσει την τέταρτη φάση του (Οδηγία ΕΕ/2018/410). Σύμφωνα με το σχέδιο δράσης για τη φάση αυτή προβλέπονται: α) η μείωση του ετήσιου ανώτατου ορίου της

ποσότητας δικαιωμάτων με υψηλότερο ρυθμό από ό,τι στο παρελθόν (2,2% από το 2021 έναντι υφιστάμενου ρυθμού 1,74%), β) η συνέχιση της δωρεάν κατανομής δικαιωμάτων ως εγγύηση για τη διεθνή ανταγωνιστικότητα των βιομηχανικών τομέων που διατρέχουν κίνδυνο «διαρροής άνθρακα» και γ) η εισαγωγή μηχανισμών χρηματοδότησης επενδύσεων σε τεχνολογίες με χαμηλές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (Μανιάτης Γ., Μουστάκας Α., Βέττας Ν., 2020).

#### **4.2 Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα με Ορίζοντα το 2030.**

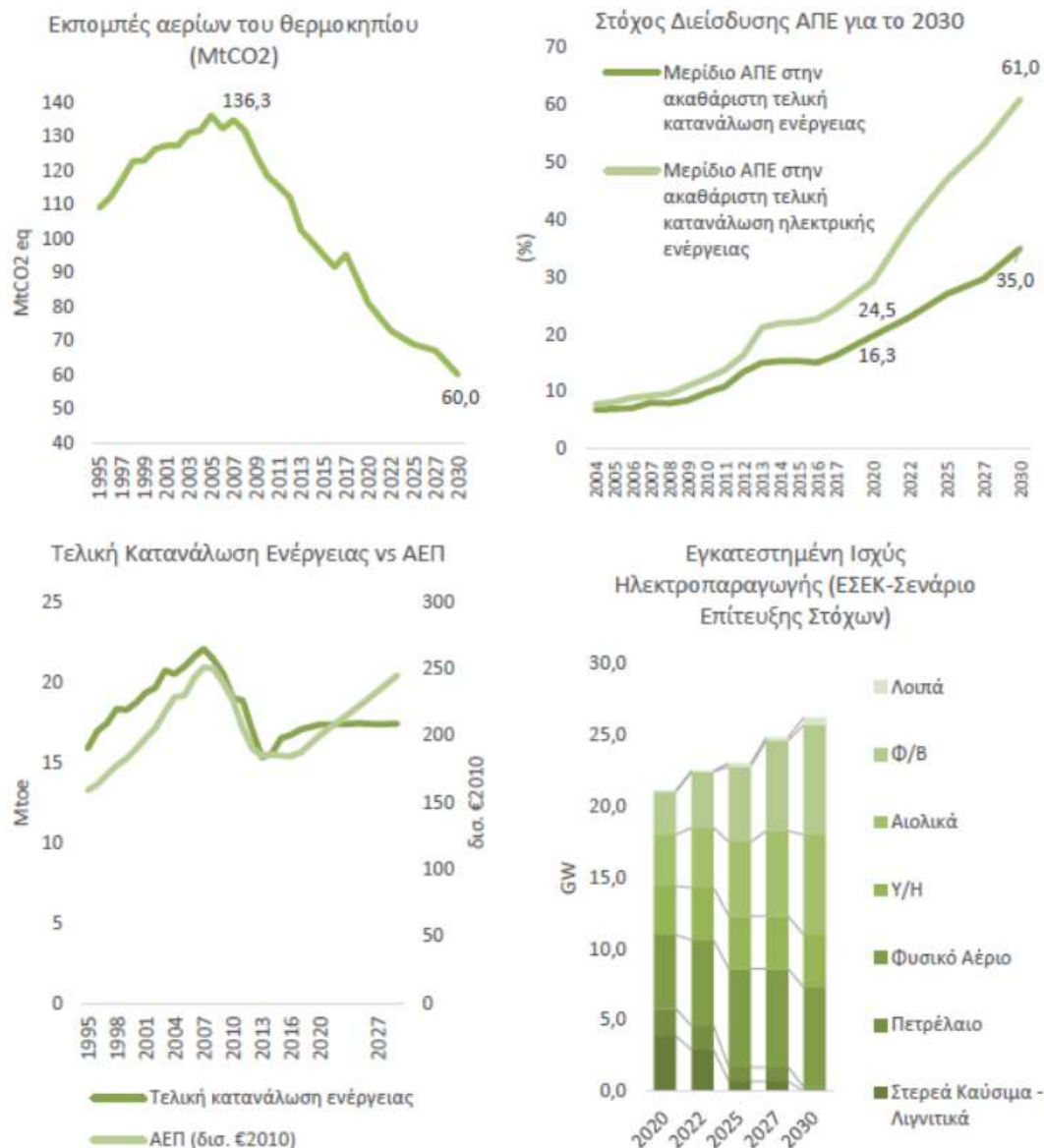
Στην Ελλάδα, οι κυριότερες κατευθύνσεις της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ενέργεια και το κλίμα αποτυπώνονται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ), το οποίο είναι και ο βασικός πυλώνας της ενεργειακής πολιτικής της χώρας στην επίτευξη των στόχων την περίοδο 2021-2030 (Εικόνα 4.2). Το ΕΣΕΚ ακολουθεί ορισμένα μέτρα, τα οποία τα οποία στηρίζονται στο δυναμικό, στις τεχνικές ιδιαιτερότητες και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδας ως προς την παραγωγή, τη διάθεση και την κατανάλωση της ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα περιλαμβάνει:

- Μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου μέχρι το 2030 κατά τουλάχιστον 42% σε σύγκριση με το επίπεδο των εκπομπών το 1990 (και 56% έναντι του 2005).
- Αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ τουλάχιστον σε 35% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας μέχρι το 2030 και μερίδιο των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή 61%-64% έως το 2030.
- Βελτίωση της Ενεργειακής Αποδοτικότητας (ΕΑ) κατά τουλάχιστον 38% μέχρι το 2030 σε σχέση με προβλέψεις του 2007.
- Μηδενικό μερίδιο του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή έως το 2028.



**Εικόνα 4.2.** Στόχοι του εθνικού σχεδίου για την ενέργεια και το κλίμα (Μανιάτης Γ., Μουστάκας Α., Βέττας Ν., 2020).

Σημαντικό βήμα και απαραίτητη προϋπόθεση στην επίτευξη του στόχου για τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου αποτελεί ο υπερδιπλασιασμός της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ (Εικόνα 4.3). Παράλληλα, η τελική κατανάλωση ενέργειας, παράλληλα με την εφαρμογή μέτρων βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας, θα πρέπει να διαχωριστεί από την οικονομική ανάπτυξη. Ο τομέας ηλεκτρισμού γίνεται κατανοητό ότι έχει σημαντικό ρόλο στην υλοποίηση του σχεδίου αυτού, καθώς το αναπτυξιακό έργο των ΑΠΕ θα προέλθει ουσιαστικά από την ηλεκτροπαραγωγή, κατά την ανάπτυξη νέων αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων, που μαζί με τις αντίστοιχες μονάδες φυσικού αερίου θα συμπληρώσουν το έλλειμμα ισχύος που θα δημιουργηθεί από την απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, που είναι στην ιδιοκτησία της ΔΕΗ Α.Ε. Για τη ΔΕΗ, έχει τεθεί χρονοδιάγραμμα ορισμένου χρόνου που προβλέπει την πλήρη απόσυρση των υπάρχουσών παλαιών λιγνιτικών μονάδων συνολικής ισχύος 3,35 GW έως το τέλος του 2023 και συνάμα, την αλλαγή καυσίμου εντός του 2028 της νέας λιγνιτικής μονάδας «Πτολεμαΐδα V», ισχύος 610 MW, η οποία πρόκειται να ενταχθεί στο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα το 2022 (Διάγραμμα 2.4).



**Εικόνα 4.3.** Ποσοτικοί στόχοι του Εθνικού Σχεδίου για την ενέργεια και το κλίμα (Μανιάτης Γ., Μουστάκας Α., Βέττας Ν., 2020, Eurostat, ΕΣΕΚ. Ανάλυση IOBE).

### 4.3 Ο Μηχανισμός Δίκαιης Μετάβασης της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Η πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης και επίτευξη των στόχων της για την ενέργεια και το κλίμα δεν περιλαμβάνει τη συνέχιση της λειτουργίας μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο τον άνθρακα, εξαιτίας των σημαντικών εκπομπών ποσοτήτων διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>). Η παύση λειτουργίας σταθμών ηλεκτροπαραγωγής άνθρακα είναι αναπόφευκτο ότι θα δημιουργήσει κοινωνικοοικονομικές πιέσεις, ιδιαίτερα, στις περιοχές όπου η τοπική αυτοδιοίκηση βασίζει την οικονομία της στην εξόρυξη άνθρακα. Έτσι, η Ευρωπαϊκή Ένωση στο

πλαίσιο της Νέας Πολιτικής Συνοχής Ευρωπαϊκής και σε εφαρμογή της Πράσινης Συμφωνίας και του επενδυτικού σχεδίου «Βιώσιμη Ευρώπη» έχει αποφασίσει μέτρα για την υποστήριξη των περιφερειών καθώς και των τομέων εκείνων που επηρεάζονται περισσότερο από την ενεργειακή μετάβαση, δημιουργώντας έναν Μηχανισμό Δίκαιης Μετάβασης (ΜΔΜ).

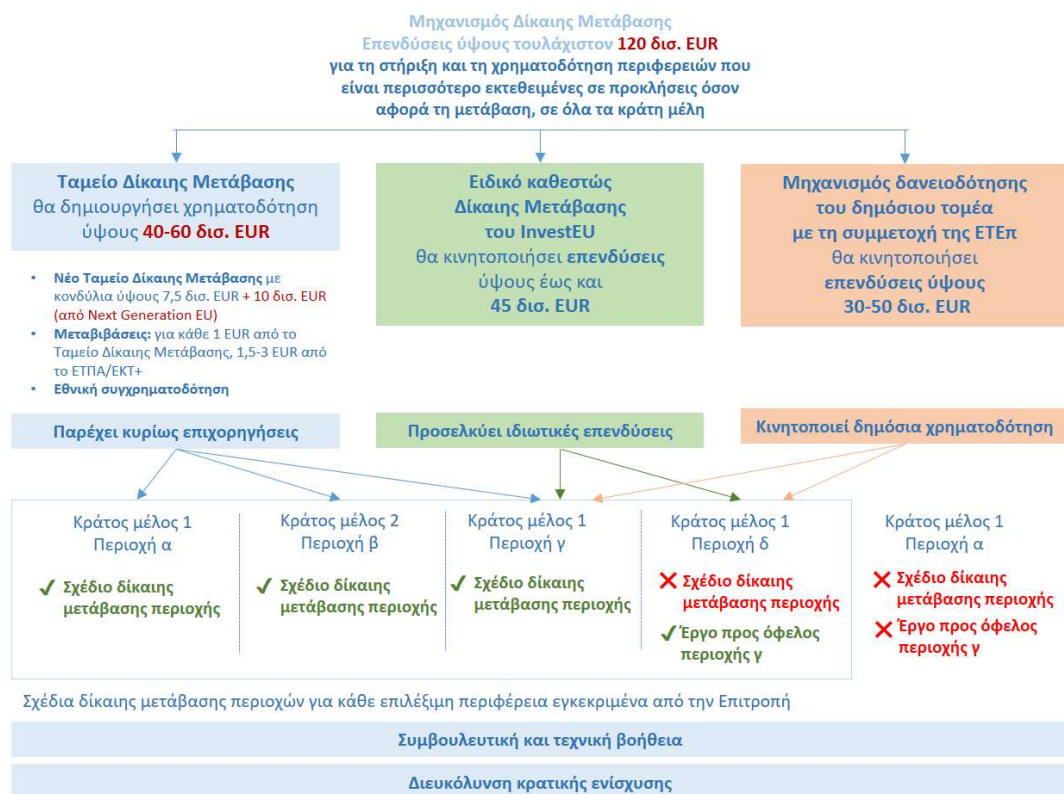
Για περιοχές που θα επηρεαστούν από την ενεργειακή μετάβαση προς φιλικά και ενεργειακά ουδέτερες προς το περιβάλλον πηγές καυσίμων, ο ΜΔΜ προβλέπεται να παρέχει στήριξη με σκοπό την προσέλκυση επενδύσεων, που κυρίως αποτελείται από τρία σημαντικά σημεία: α) Το Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης (ΤΔΜ) που θα είναι αρμόδιο για την παροχή επιδοτήσεων, β) ένα καθεστώς τύπου InvestEU4 για την προσέλκυση επενδύσεων ιδιωτικού τομέα και γ) διευκολύνσεις σε δάνεια του δημόσιου τομέα από τον όμιλο της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων (ΕΤΕπ), στη χρηματοδότηση και στην δημιουργία πρόσθετων επενδύσεων στις άμεσα επηρεασμένες περιφέρειες. Παράλληλα, έχει προβλεφθεί η παροχή τεχνικής βοήθειας από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, προς τα κράτη μέλη, τους επενδυτές και τις κοινότητες που επηρεάζονται, μέσω μιας Πλατφόρμας Δίκαιης Μετάβασης.

Το Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης (ΤΔΜ) θα χρηματοδοτεί επενδύσεις με σκοπό τον μετασχηματισμό και τη διαφοροποίηση τομέων της οικονομίας στις υπό μετάβαση περιοχές. Οι επενδύσεις αυτές θα εγκρίνονται ως μέρος του σχεδίου των Εδαφικών Σχεδίων Δίκαιης Μετάβασης (ΕΣΔΜ) (Territorial Just Transition Plans), τα οποία θα προσδιορίζουν τις Περιφέρειες επιπέδου NUTS 3 ή μέρη αυτών που επηρεάζονται. Η ειδική χρηματοδότηση από το Ταμείο Δίκαιης Μετάβασης, κατά το ειδικό καθεστώς δίκαιης μετάβασης του InvestEU και τον μηχανισμό δανειοδότησης του δημόσιου τομέα από την ΕΤΕπ, προϋποθέτει πρωτίστως έγκριση των ΕΣΔΜ από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή.

Από το ΤΔΜ προβλέπεται να γίνουν ή/και να ενισχυθούν επενδύσεις σε μικρομεσαίες και νέες επιχειρήσεις, η έρευνα, η ανάπτυξη τεχνολογίας και υποδομών στη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, έρευνες βελτίωσης ενεργειακής απόδοσης των ΑΠΕ, η ψηφιοποίηση και ψηφιακή συνδεσιμότητα, η απορρύπανση εκτάσεων και περιοχών, σχέδια αποκατάστασης εδαφών και αναπροσαρμογής ή διαφοροποίηση της χρήσης τους, η αναβάθμιση δεξιοτήτων από τους εργαζομένους, η συνδρομή για την αναζήτηση εργασίας και ενεργητικές πολιτικές απασχόλησης.

Οι επενδύσεις του Μηχανισμού Δίκαιης Μετάβασης (ΜΔΜ), μέσω των τριών πυλώνων του καθώς και της τελικής απόφασης του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου τον

Ιούλιο του 2020, προβλέπεται να είναι περίπου της τάξης των 120 δις. ευρώ, για τη στήριξη και χρηματοδότηση των περιφερειών των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, οι οποίες θα είναι περισσότερο εκτεθειμένες ή θα πληγούν περισσότερο σε κατά τη μετάβαση σε οικονομία χαμηλών εκπομπών άνθρακα (Εικόνα 4.4).



**Εικόνα 4.4.** Χρηματοδότηση του Μηχανισμού Δίκαιης Μετάβασης (Μανιάτης Γ., Μουστάκας Α., Βέττας Ν., 2020, Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2020), Εκτιμήσεις IOBE.).

#### 4.4 Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΣΔΑΜ) στην Ελλάδα.

Η ανάπτυξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργεια με τη χρήση ως καύσιμου το λιγνίτη αποτέλεσε σημαντικό βήμα στον εξηλεκτρισμό της χώρας και στην ανάπτυξη περιοχών με αποθέματα αυτού (Κοζάνη, Φλώρινα και Μεγαλόπολη). Ωστόσο, η μετρίαση και ο περιορισμός των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής οδηγεί στην ανάγκη σταδιακής αντικατάστασης του συγκεκριμένου ορυκτού πόρου, δημιουργώντας σοβαρές οικονομικές και κοινωνικές επιπτώσεις στις περιοχές αυτές.

**Πίνακας 4.1.** Κύρια χαρακτηριστικά του Σχεδίου Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΣΔΑΜ) στην Ελλάδα (Μανιάτης Γ., Μουστάκας Α., Βέττας Ν., 2020).

Σκοπός	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Αναπτυξιακός Οδικός Χάρτης (Master Plan) για την Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας και τον Δήμο Μεγαλόπολης με στόχο να αντιμετωπιστούν οι επιπτώσεις της απολιγνιτοποίησης.</li> <li>• Περιλαμβάνει τα Εδαφικά Σχέδια Δίκαιης Μετάβασης.</li> </ul>
Σχεδιασμός και Διακυβέρνηση	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Κυβερνητική Επιτροπή (ΚΕ) με αρμοδιότητες: α) Έγκριση και παρακολούθηση της υλοποίησης του ΣΔΑΜ, β) Συντονισμός της δημόσιας διαβούλευσης με stakeholders, γ) Συντονισμός της αξιοποίησης των διαθέσιμων πηγών χρηματοδότησης.</li> <li>• Συντονιστική Επιτροπή (ΣΕ) με αρμοδιότητα την κατάρτιση και η υλοποίηση του ΣΔΑΜ καθώς και τον συντονισμό των συνδεδεμένων με αυτό δραστηριοτήτων, υπό την εποπτεία της ΚΕ στην οποία εισηγείται. Συνεπικουρείται από Τεχνική Γραμματεία, Τεχνική Επιτροπή και Συμβούλους.</li> </ul>
Χρονικός ορίζοντας δράσεων	<p>Οι δράσεις του ΣΔΑΜ θα κλιμακώνονται σταδιακά:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Βραχυπρόθεσμες, για την αντιμετώπιση των άμεσων κοινωνικών επιπτώσεων από την απόσυρση των μονάδων.</li> <li>• Μεσοπρόθεσμες, για τον οικονομικό μετασχηματισμό, μέσω προσέλκυσης επενδύσεων.</li> <li>• Μέσο-μακροπρόθεσμες, για την προσέλκυση μεγάλων επενδύσεων με σκοπό την αξιοποίηση του ειδικευμένου ανθρώπινου δυναμικού και τη συνέχιση έργων αποκατάστασης των λιγνιτικών πεδίων.</li> </ul>
Χρηματοδότηση	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΕΠΔΑΜ) θα έχει δυο σκέλη:             <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Το συγχρηματοδοτούμενο στο οποίο θα ενσωματωθούν τα Εδαφικά Σχέδια Δίκαιης Μετάβασης και θα αναφέρονται οι επενδύσεις που αναμένεται να υλοποιηθούν με τη στήριξη του συνόλου των μέσων και εργαλείων του Ευρωπαϊκού ΜΔΜ.</li> <li>▪ Το μη συγχρηματοδοτούμενο θα αφορά σε μη επιλέξιμες για το συγχρηματοδοτούμενο σκέλος δραστηριότητες, οι οποίες θα χρηματοδοτηθούν από άλλες πηγές σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στην απόφαση σύστασης και συγκρότησης της ΚΕ.</li> </ul> </li> <li>• Σε ένα Μεταβατικό Πρόγραμμα θα ενταχθούν έργα προτεραιότητας, καθώς και έργα που θα προκύψουν κατά τη διαβούλευση του Master Plan.</li> </ul>
Τομείς ενίσχυσης	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ενισχύσεις και φορολογικά κίνητρα για επιχειρήσεις στους κλάδους της αγροτικής παραγωγής, της μεταποίησης και των υπηρεσιών, και στους τομείς της ανάπτυξης έρευνας-τεχνολογίας, της εκπαίδευσης, της ενέργειας (ανανεώσιμες πηγές, ενεργειακή αναβάθμιση).</li> <li>• Προώθηση της απασχόλησης, αντιμετώπιση κοινωνικών επιπτώσεων και ενίσχυση κοινωνικής συνοχής, τεχνική στήριξη και ωρίμανση των έργων.</li> </ul>

Στα πλαίσια τη ενεργειακή μετάβασης, έχει δημιουργηθεί ένα ολοκληρωμένο Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΣΔΑΜ) για την ανάπτυξη των περιοχών αυτών, μέσω εναλλακτικών οικονομικών πηγών, προκειμένου να αντισταθμιστούν οι επιπτώσεις εξασφαλίζοντας παράλληλα τις θέσεις εργασίας στις επηρεαζόμενες περιοχές (Πίνακας 4.1). Το ΣΔΑΜ αποτελεί κάποια μορφή αναπτυξιακού Οδικού Χάρτη (Master Plan) για την Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας και τον Δήμο Μεγαλόπολης, για την αντιμετώπιση των επιπτώσεων της απολιγνιτοποίησης. Περιλαμβάνει και τα Εδαφικά Σχέδια Δίκαιης Μετάβασης, όπως αυτό προβλέπει και υποστηρίζει το σχέδιο του Μηχανισμού Δίκαιης Μετάβασης της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Παράλληλα με τα χρηματοδοτικά εργαλεία, το ΣΔΑΜ θα περιλαμβάνει και πρόσθετα επενδυτικά καθώς και φορολογικά κίνητρα. Οι δράσεις του θα είναι κλιμακούμενες με τον χρόνο. Στις βραχυπρόθεσμες δράσεις είναι η αντιμετώπιση των άμεσων κοινωνικών επιπτώσεων που προκαλείται κατά την απόσυρση των μονάδων, ενώ στις μεσοπρόθεσμες και μακροπρόθεσμες δράσεις σχεδιάζεται ο οικονομικός μετασχηματισμός των επηρεαζόμενων περιοχών, μέσω επενδύσεων, της αξιοποίησης του υπάρχοντος ειδικευμένου ανθρώπινου δυναμικού και των διαρκών έργων αποκατάστασης και ανάπλασης των λιγνιτικών περιοχών.

Το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΕΠΔΑΜ) αποτελείται από δυο σκέλη. Κατά το πρώτο σκέλος θα ενσωματωθούν τα Εδαφικά Σχέδια Δίκαιης Μετάβασης με ταυτόχρονη αναφορά στις επικείμενες επενδύσεις με τη στήριξη και τη χρήση του συνόλου των μέσων και εργαλείων του Ευρωπαϊκού ΜΔΜ. Το σκέλος αυτό είναι συγχρηματοδοτούμενο. Κατά το δεύτερο σκέλος, που είναι μη συγχρηματοδοτούμενο, θα αφορά μη επιλέξιμες για το πρώτο σκέλος δραστηριότητες, με χρηματοδότηση άλλων πηγών σύμφωνα με την απόφαση σύστασης και συγκρότησης της Κυβερνητικής Επιτροπής.

Κατά το ΣΔΑΜ προβλέπονται ενισχύσεις για επιχειρήσεις καθώς και φορολογικά κίνητρα σε κλάδους όπως η αγροτική παραγωγή και η μεταποίηση, καθώς και σε τομείς ανάπτυξης έρευνας και τεχνολογίας και στην εκπαίδευση ως προς την ενέργεια (ανανεώσιμες πηγές, ενεργειακή αναβάθμιση). Τέλος, περιλαμβάνει μέτρα ως προς την προώθηση της απασχόλησης, της αντιμετώπισης τυχόν κοινωνικών επιπτώσεων της απολιγνιτοποίησης.

Ενδεικτικά, το εύρος χρηματοδότησης του ΣΔΑΜ (κοινοτικοί και εθνικοί πόροι, δανεισμός και ιδιωτικά κεφάλαια - Πίνακας 4.2), εκτιμάται σε €4,97 έως €6,70 δισεκ.. Μ βάση τα παραπάνω σχέδια, όπως αυτά περιγράφηκαν, απαιτεί σωστή προετοιμασία



και ανάπτυξη ικανοτήτων των ομάδων που πρόκειται να συνεισφέρουν προς την υλοποίηση του σχεδίου, ώστε οι διαθέσιμοι πόροι να απορροφηθούν λειτουργικά και αποτελεσματικά (Μανιάτης Γ., Μουστάκας Α., Βέττας Ν., 2020).

**Πίνακας 4.2.** Ενδεικτικές πηγές χρηματοδότησης του Σχεδίου Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (Μανιάτης Γ., Μουστάκας Α., Βέττας Ν., 2020).

---

### Πηγές Χρηματοδότησης

---

1ος Πυλώνας (ΤΔΜ)

ΕΣΠΑ 2021-2027

Εθνικοί πόροι

2ος Πυλώνας (Ειδικό καθεστώς Δίκαιης Μετάβασης του InvestEU)

3ος Πυλώνας (Μηχανισμός δανειοδότησης του δημόσιου τομέα με συμμετοχή ΕΤΕπ)

Ευρωπαϊκά Ανταγωνιστικά Προγράμματα

Ευρωπαϊκή Τράπεζα Ανασυγκρότησης και Ανάπτυξης

Λιγνιτικός Πόρος

Πράσινο Ταμείο

Πρόγραμμα Δημοσίων Επενδύσεων

Τακτικός Προϋπολογισμός

Δημόσιοι Οργανισμοί

---

#### **4.5 Η Πορεία της Απολιγνιτοποίησης στην Ελλάδα.**

Η απολιγνιτοποίηση ξεκίνησε το έτος 2010 όπου και πραγματοποιήθηκε διακοπή λειτουργίας της μονάδας Πτολεμαΐδα 1. Οι λόγοι της απολιγνιτοποίησης ήταν περιβαλλοντικοί (αδυναμία τήρησης των ορίων εκπομπών αερίων θερμοκηπίου), κλιματικοί (μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα) και οικονομικοί, λόγω της μεγάλης αύξησης της τιμής των δικαιωμάτων του διοξειδίου του άνθρακα.

Το 2011 τέθηκαν εκτός λειτουργίας η Πτολεμαΐδα 2 καθώς και η Μεγαλόπολη 1 και 2. Το 2014 ακολούθησαν οι μονάδες 3 και 4 στην Πτολεμαΐδα. Ακολουθώντας τη συμφωνία με την Ευρωπαϊκή Ένωση (2010), περιορίστηκε η λειτουργία των μονάδων 1-4 του ΑΗΣ Καρδιάς καθώς και μονάδες 1 και 2 του Αμυνταίου. Οι νέες ώρες λειτουργίας τους ήταν 17.500 από τον Ιανουάριο 2016 και μέχρι το τέλος του 2023.

Το 2016, η Ελληνική Κυβέρνηση αναπροσάρμοσε τις ώρες αυτές σε 32.000 μετά από αίτημα της ΔΕΗ και κατάλληλη νομοθετική ρύθμιση. Το αίτημα αυτό δεν έγινε αποδεκτό από την Ευρωπαϊκή Ένωση με πιθανές κυρώσεις εις βάρος της Ελλάδας να εκκρεμούν.

Με βάση αυτή τη νομοθετική ρύθμιση οι μονάδες της Καρδιάς και του Αμυνταίου αποσύρθηκαν ως εξής:

1. Καρδιά 1 και 2 τον Ιούνιο του 2019.
2. Αμύνταιο 1 και 3 το έτος 2020.
3. Καρδιά 3 και 4 το έτος 2021.

Σε λειτουργία παραμένουν οι πέντε μονάδες του Άγιο Δημήτριο στην Κοζάνη, η Μελίτη στη Φλώρινα και η Μεγαλόπολη, μονάδα 4. Σύμφωνα με το πρόγραμμα της απολιγνιτοποίησης, στο τέλος του 2022 θα αποσυρθούν οι μονάδες 1 - 4 του Αγίου Δημητρίου και στο τέλος του 2023 οι υπόλοιπες τρεις (Άγιος Δημήτριος μονάδα 5, η μονάδα της Μελίτης και η μονάδα 4 της Μεγαλόπολης).

Όσον αφορά στη νέα μονάδα ηλεκτροπαραγωγής, μονάδα 5 της Πτολεμαΐδας, η λειτουργία της θα ξεκινήσει με καύσιμο το λιγνίτη το καλοκαίρι του 2022 και με βάση τον Κλιματικό Νόμο και το Εθνικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών, θα παραμείνει λιγνιτική το αργότερο έως το 2028 (ΥΠΠΕΝ, <https://ypen.gov.gr>).

Ο Ιούνιος 2022 αποτελεί μήνα-ορόσημο για την πορεία υλοποίησης του master plan της απολιγνιτοποίησης στις λιγνιτικές περιοχές και των τριών Εδαφικών Σχεδίων που το συνοδεύουν από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή (Αβουκάτος Ν., 2022, <https://greenagenda.gr>).

Πιο συγκεκριμένα, τον Ιούνιο αναμένεται η έγκριση του Προγράμματος Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (ΔΑΜ). Το περιεχόμενο των εδαφικών σχεδίων για τις λιγνιτικές περιοχές (μαζί με το περιεχόμενο του εδαφικού σχεδίου για τις νησιωτικές περιφέρειες Βορείου- Νοτίου Αιγαίου & Κρήτης) αποτελούν τη βάση για το σχεδιασμό του Προγράμματος Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης (Πρόγραμμα ΔΑΜ).

Μέσω του Προγράμματος ΔΑΜ η χώρα έως το 2030 θα απορροφήσει 1,63 δισ. ευρώ από τους πόρους του νέου ΕΣΠΑ 2021-2027 για την υλοποίηση έργων και επενδύσεων στις περιοχές που καλύπτουν τα τρία εδαφικά σχέδια (Δυτική Μακεδονία, ευρύτερη περιοχή δήμου Μεγαλόπολης και όμορων δήμων Οιχαλίας, Τρίπολης & Γορτυνίας, νησιά Βορ. Αιγαίου – Νοτ. Αιγαίου – Κρήτης).

Από την επίσημη έγκριση του Προγράμματος Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης και των τριών Εδαφικών Σχεδίων που το συνοδεύουν, από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, σημαίνει ότι το Πρόγραμμα Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης μέσω της αρμόδιας Διαχειριστικής Αρχής θα μπορεί να ενεργοποιήσει τη διαδικασία έκδοσης προσκλήσεων για τη χρηματοδότηση έργων/επενδύσεων στις περιοχές που προσδιορίζονται ως «επηρεαζόμενες» στα τρία εγκεκριμένα Εδαφικά Σχέδια. Η ΔΕΗ ακολουθώντας τους περιβαλλοντικούς όρους (περιβαλλοντική αδειοδότηση) που σχετίζονται με την εξόρυξη λιγνίτη για τη λειτουργία των μονάδων της θα εκτελέσει τις προβλεπόμενες από την αδειοδότηση εργασίες αποκατάστασης στα λιγνιτικά πεδία που κατέχει.

Στις νέες χρήσεις γης, υπεγράφη τον Απρίλιο του 2022, προγραμματική σύμβαση μεταξύ ΔΕΗ – Υπ. Ανάπτυξης-ΥΠΕΝ με αντικείμενο αφενός την υποβολή αιτήματος προέγκρισης χρήσεων γης στο ΥΠΕΝ (όπου αφορά μελέτες για τον προσδιορισμό κατάλληλων εργασιών αποκατάστασης) και αφετέρου την εκπόνηση Ειδικών Πολεοδομικών Σχεδίων (πακέτα μελετών) για τη θεσμοθέτηση των χρήσεων γης της προέγκρισης (Αβουκάτος Ν., 2022, <https://greenagenda.gr>).

Για τη μεταβίβαση των εδαφών, βρίσκεται σε τελικό στάδιο η προετοιμασία της προγραμματικής σύμβασης μεταξύ ΔΕΗ – Ελληνικού Δημοσίου με αντικείμενο τη διαδικασία μεταβίβασης και τα εδάφη που θα περιέλθουν στην κυριότητα του ελληνικού δημοσίου από τη ΔΕΗ και τα οποία θα αποκατασταθούν με τους πόρους του Εθνικού Ταμείου Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας (RRF) με τρόπο που θα καθιστά εφικτή την ανάπτυξη νέων οικονομικών δραστηριοτήτων που θα επιτρέπουν οι νέες χρήσεις γης (π.χ. αγροτική γη, επιχειρηματικά πάρκα, κ.λπ.).

Όσον αφορά στην προσέλκυση επενδύσεων (μεγάλων και μικρομεσαίων επιχειρήσεων), κομβικό σημείο - ορόσημο είναι η ημερομηνία έγκρισης του Προγράμματος ΔΑΜ, μέσα στο έτος 2022. Με την έγκριση του Προγράμματος ενεργοποιείται, για τις περιοχές που καλύπτονται από τα 3 εδαφικά σχέδια (Δυτική Μακεδονία, ευρύτερη περιοχή Δήμου Μεγαλόπολης & όμορων Δήμων Οιχαλίας, Τρίπολης & Γορτυνίας, νησιά Βορείου Αιγαίου – Νοτίου Αιγαίου – Κρήτης) η

δυνατότητα εφαρμογής της ελληνικής κυβέρνησης του πρόσθετου 10% στα ανώτατα ποσοστά ενίσχυσης που προβλέπει για τις περιοχές αυτές ο νέος Χάρτης Περιφερειακών Ενισχύσεων 2022-2027 που εγκρίθηκε για την Ελλάδα στις αρχές του έτους. Προσδοκία αυτού είναι η προσέλκυση/στροφή μεγαλύτερου ιδιωτικού επενδυτικού προς τις περιοχές που επηρεάζονται από τη διαδικασία της απολιγνιτοποίησης (Αβουκάτος Ν., 2022, <https://greenagenda.gr>).

Οι ανώτατες ποσοστιαίες ενισχύσεις, που προβλέπει ο νέος Χάρτης Περιφερειακών Ενισχύσεων ανά περιφέρεια/περιοχή μετάβασης, είναι:

- Δυτική Μακεδονία, μικρές επιχειρήσεις - 60%, μεσαίες επιχειρήσεις - 50%, μεγάλες επιχειρήσεις - 40%.
- Πελοπόννησος/ευρύτερη περιοχή Μεγαλόπολης, μικρές επιχειρήσεις - 60%, μεσαίες επιχειρήσεις - 50%, μεγάλες επιχειρήσεις - 40%.
- Βόρειο Αιγαίο, μικρές επιχειρήσεις - 70%, μεσαίες επιχειρήσεις - 60%, μεγάλες επιχειρήσεις - 50%.
- Νότιο Αιγαίο, μικρές επιχειρήσεις - 50%, μεσαίες επιχειρήσεις - 40%, μεγάλες επιχειρήσεις - 30%.
- Κρήτη, μικρές επιχειρήσεις - 60%, μεσαίες επιχειρήσεις - 50%, μεγάλες επιχειρήσεις - 40%.

#### **4.6 Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στη Δανία.**

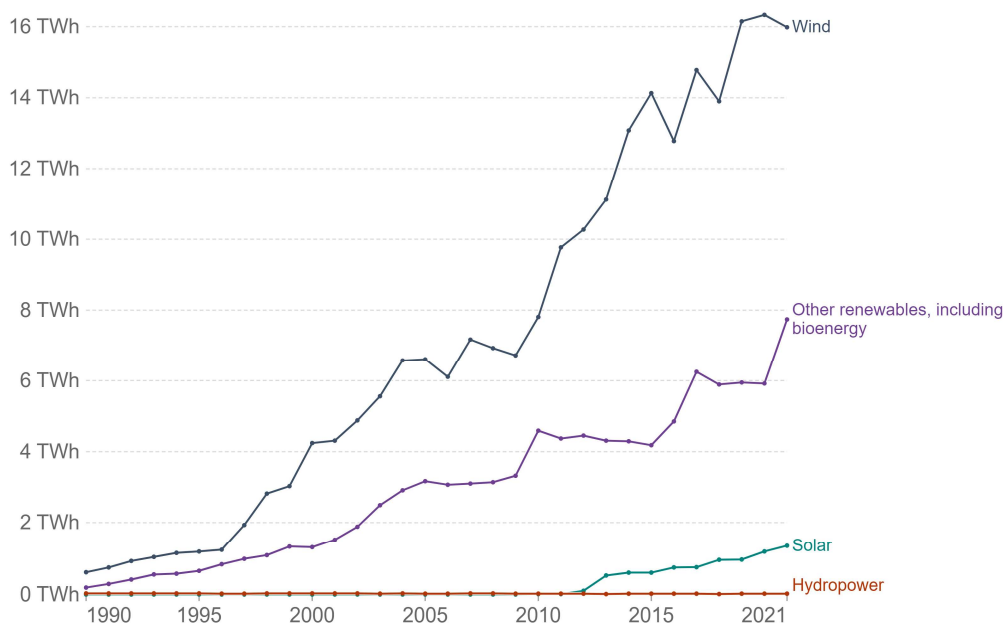
Η παράδοση της Δανίας στην ενεργειακή πολιτική είναι μακρόχρονη. Κατά τις παγκόσμιες πετρελαϊκές κρίσεις του 1973 και 1979, η χώρα αποφάσισε να ξεκινήσει μια διαδικασία μετάβασης από την βαθιά εξάρτησή της από το πετρέλαιο και τα ορυκτά καύσιμα στην πυρηνική ενέργεια και κατόπιν προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ).

Για το σκοπό αυτό εκπονήθηκαν τέσσερα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια (1976, 1981, 1990, 1996) και σχεδιάστηκε παράλληλα ένα πρωτοποριακό σύστημα περιβαλλοντικής φορολόγησης από τις αρχές του 1980. Το σύστημα αυτό παρείχε κίνητρα και πόρους ως προς τη μείωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης και των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, ενθάρρυνση της ενεργειακής απόδοσης κτιρίων και προϊόντων και την προώθηση της ευρύτερης χρήσης των ΑΠΕ, δείχνοντας με τον τρόπο αυτό τα φιλόδοξα σχέδια της χώρας στον τομέα της ενέργειας. Το 1985 και αφού

απορρίφθηκε από τη βουλή της χώρας η χρήση της πυρηνικής ενέργειας, αποφασίστηκε η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας. Παράλληλα, μικρά οικογενειακά αιολικά πάρκα άρχισαν να δημιουργούνται (Τσακαλογιάννη Ι., 2020, Danish Energy Agency, 2015).

Μέσα στα επόμενα χρόνια (1993-2004), η χρήση της αιολικής ενέργειας εξαπλάσιάστηκε, φτάνοντας τα 3000 MW. Το 2011 η κυβέρνηση δημοσίευσε το σχέδιο «Ενεργειακή Στρατηγική 2050», θέτοντας ως εθνικό στόχο την πλήρη απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα, σε όλους τους τομείς της οικονομίας, μέχρι το 2050. Ενδιάμεσος στόχος ορίστηκε το 30% της τελικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και το 50% της κατανάλωσης αυτής να προέρχονται από ΑΠΕ, στα τέλη του 2020 (Τσακαλογιάννη Ι., 2020, Danish Energy Agency, 2015).

Η χώρα αποτελεί κέντρο κατασκευής ανεμογεννητριών παγκοσμίως. Οι μεγαλύτερες εταιρείες του κατασκευαστικού χώρου εδρεύουν εκεί. Η Δανία έχει πλέον δημιουργήσει ένα κεντρικό δίκτυο παροχής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, άκρως ανταγωνιστικό, βασισμένο σε τοπικούς σταθμούς γεννητριών. Παρέχει ενεργειακή ασφάλεια κάθε ξεχωριστής περιφέρειας και η συνολική παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ έφτασε τις 25 TWh στο 2021 (Διάγραμμα 4.1).

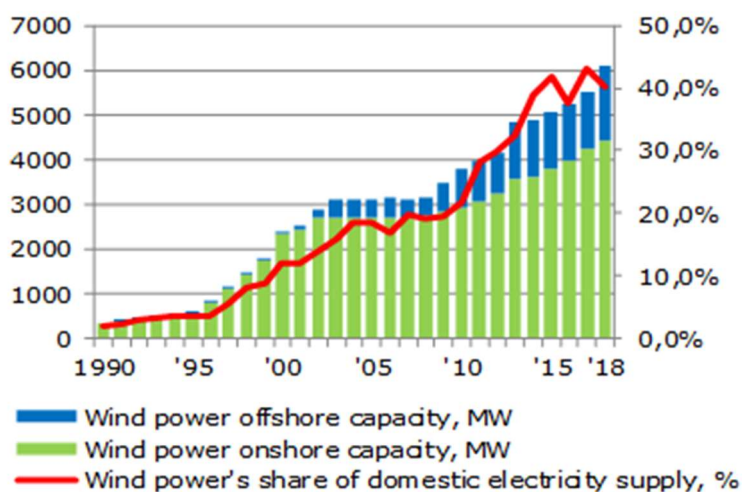


**Διάγραμμα 4.1.** Η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ στη Δανία για την περίοδο 1990-2021 (Πηγή: <https://ourworldindata.org/grapher/>).

Η πρωτογενής παραγωγή ενέργειας της χώρας ήταν το 2018, 587 PJ. Η παραγωγή ενέργειας από αργό πετρέλαιο και φυσικό αέριο ήταν μικρότερη κατά 15.9 και 14.9 %

αντίστοιχα σε σύγκριση με το 2017. Από την άλλη, η παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ αυξήθηκε κατά 1%. Η συνολική παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ αυξήθηκε κατά 280 % από το 1990 (αιολική ενέργεια, ηλιακή, υδροηλεκτρική, ενέργεια από καύση βιομάζας, βιοαερίου, ξύλου και ανανεώσιμων αποβλήτων), φτάνοντας τα 173 PJ το 2018, ενώ η αιολική αποτελεί το 1/3 της παραγωγής (Τσακαλογιάννη Ι., 2020).

Για την αιολική ενέργεια συγκεκριμένα, το ποσοστό παραγωγής της ήταν 1,9 % το 1990. Σήμερα, το αντίστοιχο ποσοστό της χώρας ανέρχεται στα 5 GW, από τα οποία τα 1.3 προέρχονται από υπεράκτιες ανεμογεννήτριες. Τις μέρες με έντονους ανέμους, οι ανεμογεννήτριες παράγουν πλεόνασμα ενέργειας σε σχέση με την καθημερινή κάλυψη των ενεργειακών αναγκών ολόκληρης της χώρας. Η παραγωγή αιολικής ενέργειας αντιπροσώπευε το 40.2% της εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής το 2018, με τη συνολική δυναμικότητα να είναι 6121 MW. Τα 4420 MW προέρχονται από χερσαίες ανεμογεννήτριες και τα 1701 MW από υπεράκτιες (Διάγραμμα 4.2).

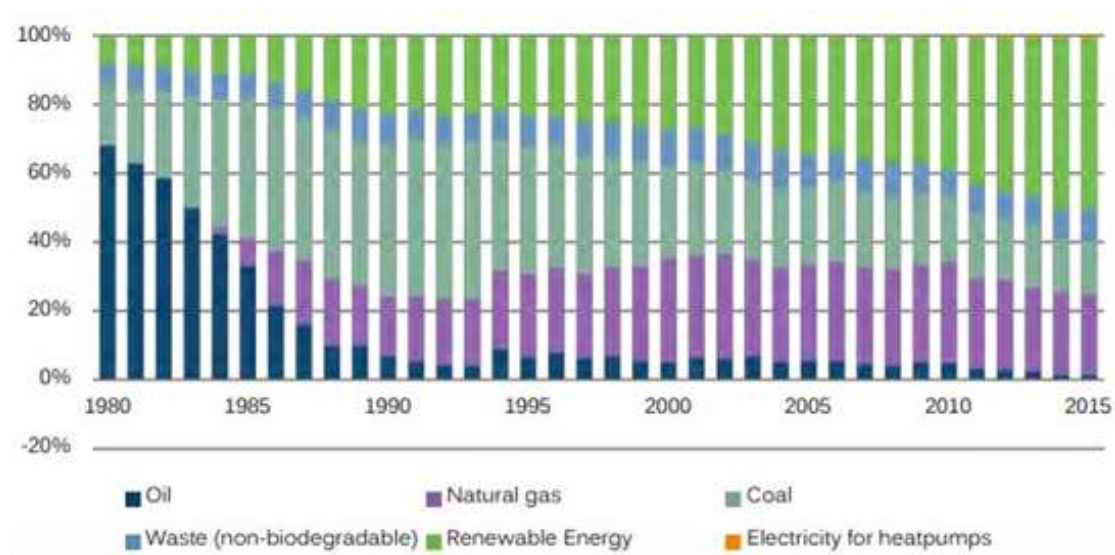


**Διάγραμμα 4.2.** Δυναμικότητα αιολικής ενέργειας (Τσακαλογιάννη Ι., 2020, Energy Statistics, 2018).

Η κατανάλωση ΑΠΕ το 2018, αποτελούσε το 36.7% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας στη Δανία, φτάνοντας τα 246.3 PJ. Η αύξηση χρήσης των ΑΠΕ, καθώς και η ανοδική τους τάση, όσον αφορά την κατανάλωση, αποτελεί τον πιο σημαντικό παράγοντα μείωσης των εκπομπών CO<sub>2</sub>.

Στην περίπτωση της θέρμανσης κατοικιών και κτιριακών υποδομών, ο ενεργειακός τομέας στη Δανία δημιούργησε έναν αποδοτικό μηχανισμό που συνδυάζει την

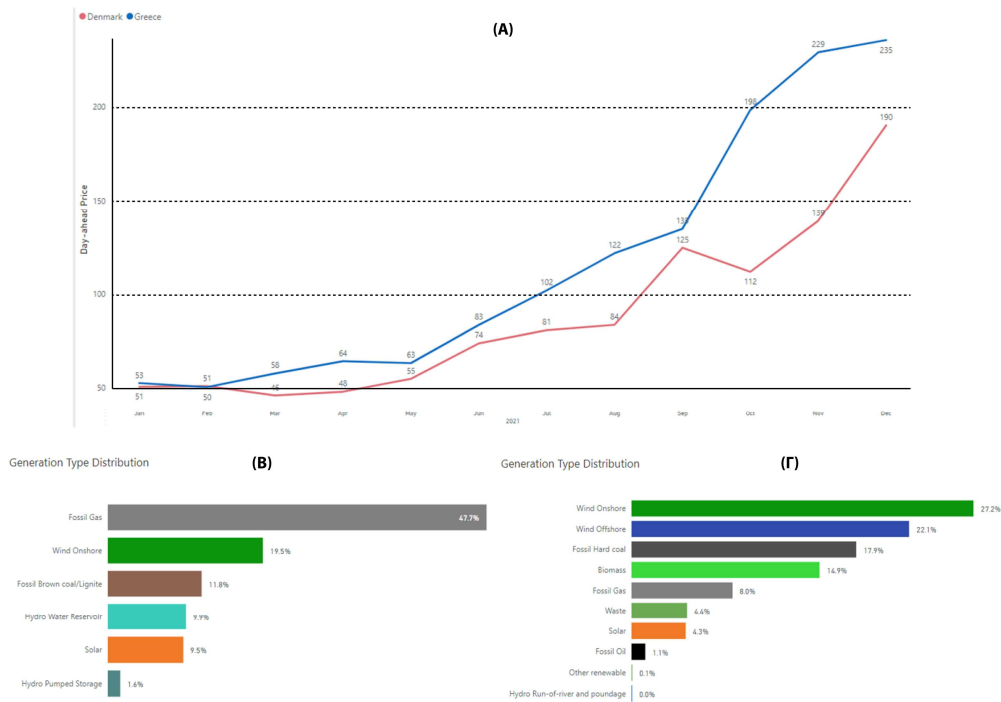
παραγωγή ενέργειας και την παραγωγή θερμότητας (Τσακαλογιάννη Ι., 2020). Το 70% των αναγκών για θέρμανση στη χώρα καλύπτεται από τις «μονάδες συνδυαζόμενης παραγωγής» (CHP). Στις μονάδες αυτές (οι οποίες λειτουργούν με την ενέργεια από καύση βιομάζας), παράγεται θερμική ενέργεια, η οποία στη συνέχεια φτάνει στον κεντρικό και περιφερειακό ιστό με ένα σύστημα διανομής που ονομάζεται «τηλεθέρμανση». Παροχή θερμότητας, είτε με τη μορφή ατμού είτε θερμού ύδατος από μια κεντρική πηγή παραγωγής, με σκοπό την θέρμανση των κατοικημένων περιοχών. Κατά το 2015, το 50% περίπου της συνολικής θερμότητας που παραγόταν στη χώρα προερχόταν από CHP, οι οποίες λειτουργούσαν αποκλειστικά με την ενέργεια από χρήση των ΑΠΕ (Διάγραμμα 4.3).



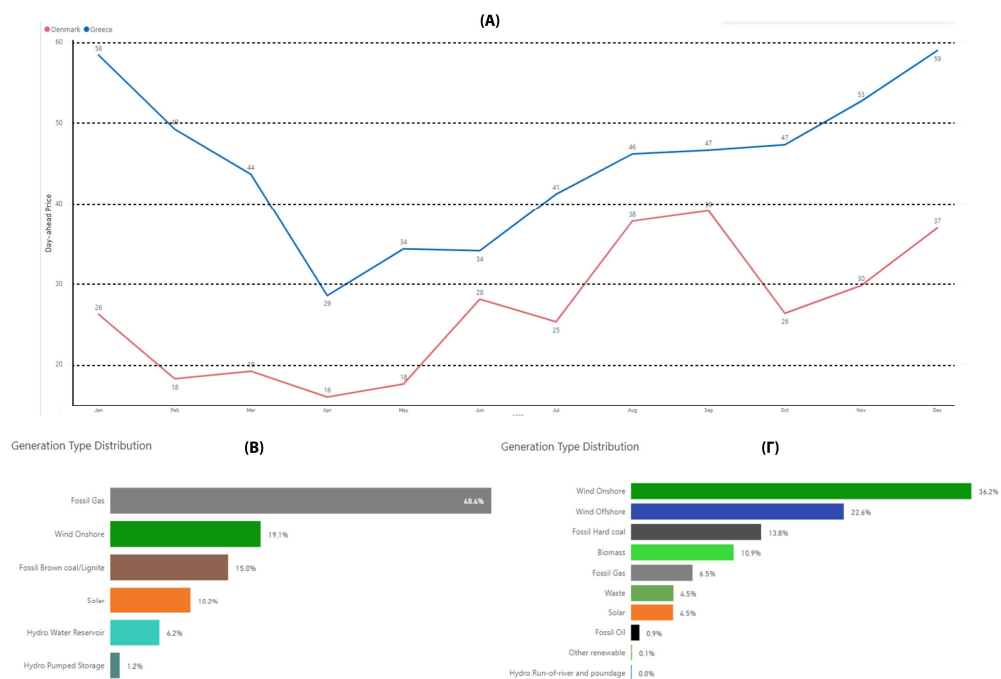
**Διάγραμμα 4.3.** Πηγές ενέργειας για την τηλεθέρμανση (Τσακαλογιάννη Ι., 2020, Energy Statistics, 2018).

Παρακάτω, στις Εικόνες 4.5 – 4.8 παρουσιάζονται συγκριτικά, οι τιμές αγοράς επόμενης ημέρας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και στη Δανία, παράλληλα με το είδος (ποσοστιαία) του καύσιμου υλικού που χρησιμοποιείται για την παραγωγή αυτής (Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Elpedison).

## Κεφάλαιο 4. Η Απολιγνιτοποίηση της Ελλάδας



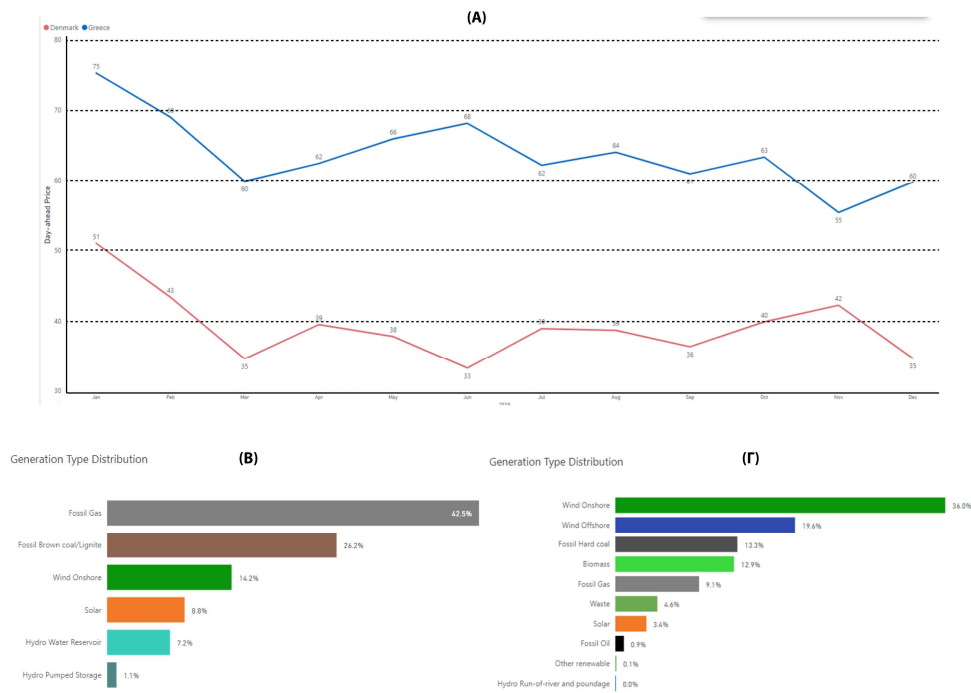
**Εικόνα 4.5.** (Α) Οι τιμές αγοράς επόμενης ημέρας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και στη Δανία για το έτος 2021. Κατανομή πόρων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα (Β) και τη Δανία (Γ) (Πηγή: Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Elpedison).



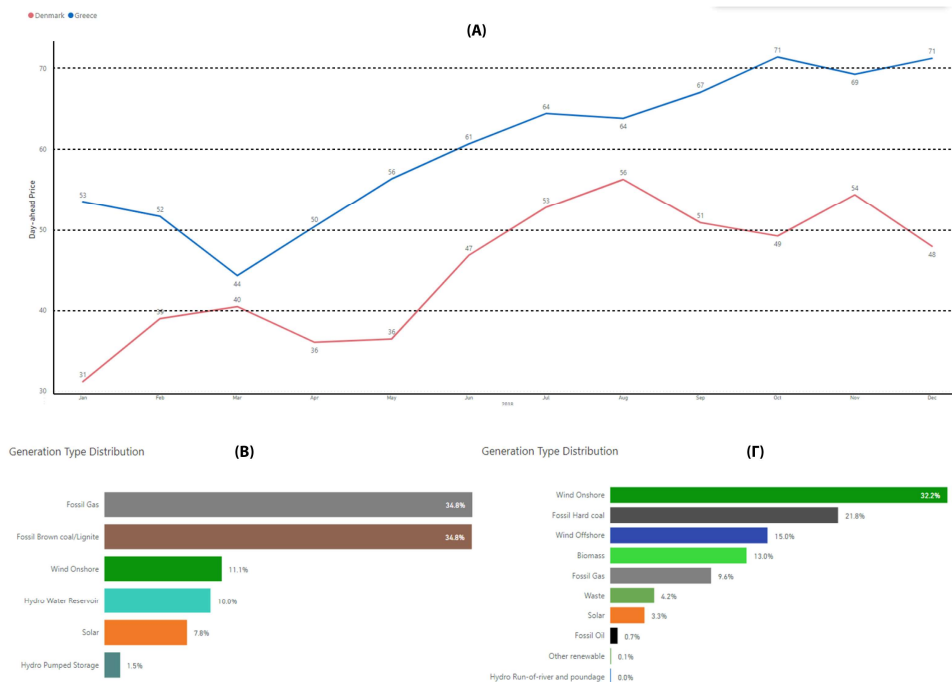
**Εικόνα 4.6.** (Α) Οι τιμές αγοράς επόμενης ημέρας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και στη Δανία για το έτος 2020. Κατανομή πόρων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα (Β) και τη Δανία (Γ) (Πηγή: Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Elpedison).



## Κεφάλαιο 4. Η Απολιγνιτοποίηση της Ελλάδας



**Εικόνα 4.7.** (Α) Οι τιμές αγοράς επόμενης ημέρας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και στη Δανία για το έτος 2019. Κατανομή πόρων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα (Β) και τη Δανία (Γ) (Πηγή: Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Elpedison).



**Εικόνα 4.8.** (Α) Οι τιμές αγοράς επόμενης ημέρας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και στη Δανία για το έτος 2018. Κατανομή πόρων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την Ελλάδα (Β) και τη Δανία (Γ) (Πηγή: Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας Elpedison).

Από τα παραπάνω στοιχεία φαίνεται ότι οι τιμές αγοράς της επόμενης ημέρας είναι σταθερά χαμηλότερες στη Δανία από ότι στην Ελλάδα. Ωστόσο, φαίνεται η διαφορά των τιμών να ελαττώνεται από τα έτη 2018 μέχρι 2021, κυρίως λόγω μεγαλύτερης συμμετοχής ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (30.4, 31.3, 36.8 και 40.5 % η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για τα έτη 2018, 2019, 2020 και 2021 αντίστοιχα). Από τα στοιχεία των παραπάνω εικόνων φαίνεται και η μεγαλύτερη συμμετοχή του φυσικού αερίου στην μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το 2018 στο 2021 (από 34.8 το 2018, σε 47.7 % το 2021). Βέβαια από τα στοιχεία των εικόνων φαίνεται και η ραγδαία αύξηση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά το τελευταίο τρίμηνο του 2021 λόγω της ενεργειακής κρίσης που επήλθε από την αύξηση των τιμών του φυσικού αερίου.

Η Δανία πλέον αποτελεί έναν καθαρό εξαγωγέα ενέργειας, με τον Δανέζικο πράσινο τομέα να διαθέτει 67.000 ανθρώπους στο εργατικό δυναμικό. Στην αιολική ενέργεια εργάζονται περίπου 31.000 άνθρωποι, ενώ εξαγωγή της αιολικής τεχνολογίας και τεχνογνωσίας παρέχει στην εθνική οικονομία έσοδα κοντά στα 6,5 δις ευρώ το 2015. Οι εξαγωγές στον ενεργειακό τομέα αποτελούσαν το 10% των συνολικών εξαγωγών της χώρας. Το 60% του ποσοστού αυτού αποτελούσε αποκλειστικά πράσινη ενέργεια (Τσακαλογιάννη Ι., 2020).

Τα επενδυτικά έργα στη Δανία έχουν πολλαπλασιαστεί από το 2010 και μετά. Το 2013, άρχισε η λειτουργία ενός παράκτιου αιολικού πάρκου μέγιστης ισχύος 400 MW στο νησί Anholt. Αποτελείται από 97 ανεμογεννήτριες, ενώ η επενδυτική συμφωνία ήταν αξίας 1 δις ευρώ (Τσακαλογιάννη Ι., 2020). Ταυτόχρονα, η Δανία σκέφτεται τη δημιουργία δύο «ενεργειακών νησιών» συνολικής δυναμικότητας 4 GW. Αυτό πιθανολογείται ότι θα διπλασιάσει την τωρινή δυναμικότητα παράκτιας αιολικής ενέργειας στη χώρα στοχεύοντας παράλληλα στη μεγαλύτερη μείωση των ετήσιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Το πρώτο πάρκο πρόκειται να δημιουργηθεί σε ένα τεχνητό νησί ανοιχτά της Βόρειας Θάλασσας, που παράλληλα θα συνδέεται με το δίκτυο της Ολλανδίας. Το δεύτερο πάρκο θα κατασκευασθεί στο νησί Bornholm με παράλληλη σύνδεση στο δίκτυο της Πολωνίας. Η δυναμικότητα των νησιών αυτών προβλέπεται ότι θα ξεπεράσει τα 10 GW. Η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια σχεδιάζεται να μετατρέπεται σε πράσινο υδρογόνο, ώστε να γίνει χρήση ως καύσιμο σε πλοία, αεροπλάνα, μεταφορικά μέσα καθώς και για ανάγκες θέρμανσης.

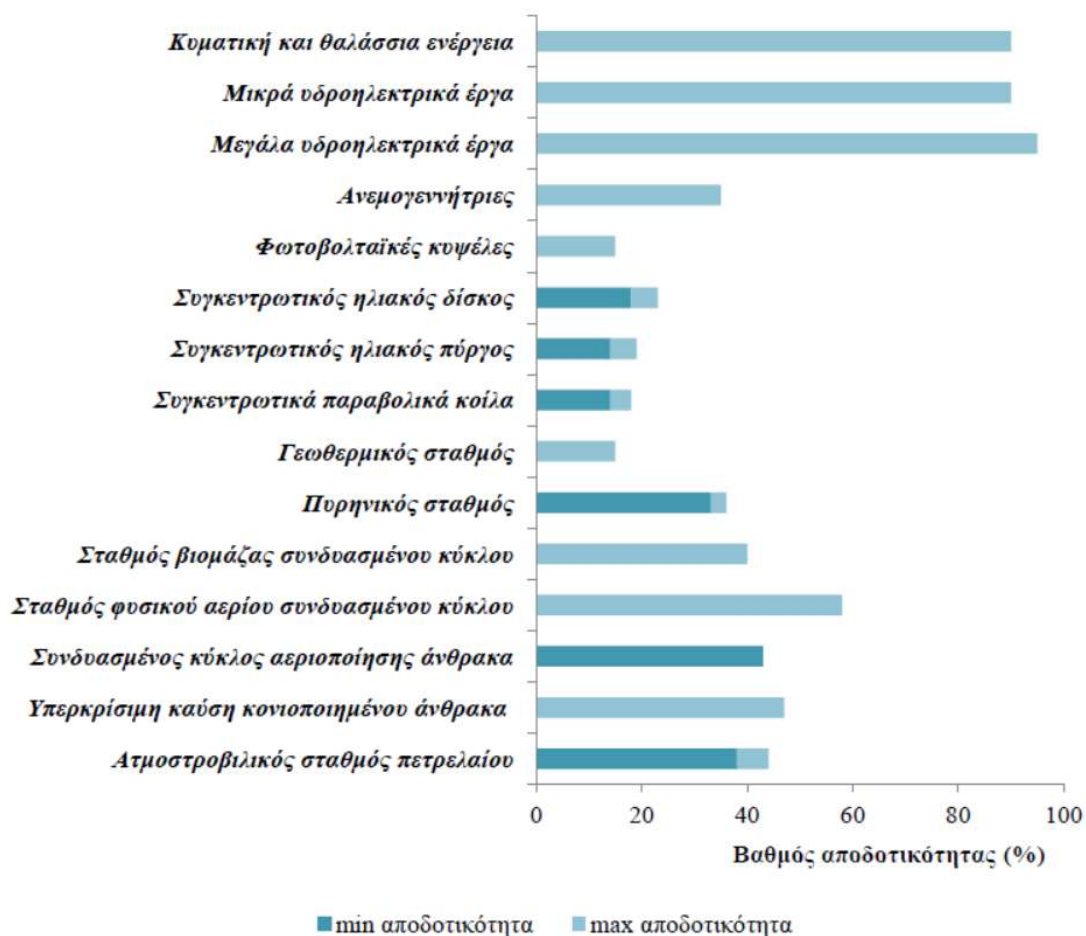
Έχοντας ως σκοπό η Κοπεγχάγη να γίνει η πρώτη πράσινη ευρωπαϊκή πρωτεύουσα, η κυβέρνηση της Δανίας ανακοίνωσε σχέδιο δημιουργίας εννέα τεχνητών νησιών σε απόσταση 10 Km νότια της πόλης (Τσακαλογιάννη Ι., 2020). Το έργο ονομάζεται «Holmene» και θα έχει κόστος περίπου 425 εκατ. Ευρώ, το οποίο θα ξεκινήσει να κατασκευάζεται περίπου στο 2022, και αποτελεί το πιο φιλόδοξο έργο αξιοποίησης εκτάσεων στη Σκανδιναβία. Σε ένα από τα νησιά θα ανεγερθεί εγκατάσταση επεξεργασίας και μετατροπής αποβλήτων σε νερό, ενέργεια και βιοαέριο. Μαζί με τις σχεδιαζόμενες ομάδες ανεμογεννητριών σε κάθε νησί, υπολογίζεται πως θα παράγονται συνολικά πάνω από 300000 MWh ενέργειας από ΑΠΕ. Παράλληλα, 380 νέες εμπορικές επιχειρήσεις, πάρκα, χώροι αναψυχής, ποδηλατοδρόμια, τεχνολογικοί κόμβοι και σημεία περιβαλλοντικής ευαισθητοποίησης θα κατασκευαστούν. Το έργο έχει ορίζοντα τελικής ολοκλήρωσης το 2040.

Από τα παραπάνω φαίνεται ότι η Δανία σημειώνει συνεχώς ποσοστά ρεκόρ στην παραγωγή και κατανάλωση αιολικής ενέργειας. Το 2017, η τελική κατανάλωση πράσινης ενέργειας στη χώρα σημείωσε το ποσοστό του 36.5% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας. Ποσοστό αρκετά υψηλό, αν αναλογιστεί κάποιος πως το ίδιο έτος το αντίστοιχο μέσο ποσοστό κατανάλωσης ήταν παγκοσμίως μόλις 10.9% και στην Ευρώπη μόλις 13,5%.

## Κεφάλαιο 5. Συσχέτιση Κόστους Φυσικού Αερίου και Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

### 5.1 Εισαγωγή.

Η αποδοτικότητα μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής ορίζεται ως ο λόγος μεταξύ της παραγόμενης ωφέλιμης ηλεκτρικής ενέργειας στο σημείο σύνδεσης της μονάδας με το σύστημα, σε μια συγκεκριμένη χρονική μονάδα, προς τη θεωρητικό ενεργειακό περιεχόμενο του καυσίμου που παρέχεται στη μονάδα, το ίδιο χρονικό διάστημα. Η αποδοτικότητα σε εγκαταστάσεις όπου έχουμε συμπαραγωγή ηλεκτρισμού από καύσιμο και θερμότητα (μονάδες ανάκτησης θερμότητας), είναι πολύπλοκα προσδιορίσιμο μέγεθος. Είναι προτιμότερο να υπολογίζεται η αποδοτικότητα σε μια διάταξη, σχετικά με μία πηγή ενέργειας και ένα παραγόμενο ενεργειακό προϊόν κάθε φορά.



Εικόνα 5.1. Βαθμοί αποδοτικότητας των διαφόρων τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Μόσχου Ε. Χ. 2012).

Ο βαθμός απόδοσης είναι ένας πολύ σημαντικός παραγοντας για μια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, είτε αυτή προέρχεται από ορυκτά καύσιμα είτε από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Συγκεκριμένα, ακόμα και μικρή βελτίωση του βαθμού απόδοσης μιας τεχνολογίας μπορεί να έχει σημαντικά αποτελέσματα στην καταναλωση της χρησιμοποιούμενης ποσότητας καυσίμου και κατά συνέπεια και στη μείωση των εκπομπών αερίου (Μόσχου Ε. Χ. 2012, Eurelectric 2003). Στην Εικόνα 5.1 φαίνονται οι βαθμοί απόδοσης των συνηθέστερων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής σε ποσοστά επί τοις εκατό.

Οι μονάδες με τον μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης σύμφωνα με την παραπάνω εικόνα είναι οι μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες οι οποίες έχουν βαθμο αποδοσης μεγαλύτερο του 95% . Οι μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες και οι μονάδες αξιοποίησης της θαλάσσιας και κυματικής ενέργειας παρουσιάζουν αποδοτικότητα έως 90%. Στις μονάδες φυσικού αερίου η αποδοτικότητά τους φτάνει το 58% σε σταθμούς που χρησιμοποιούν τεχνολογία συνδυασμένου κύκλου και αεροτουρμπίνες τεχνολογικής κλάσης F ενώ οι αεροτουρμπίνες νέας γενιάς κλάσης H θα μπορούν να φτάσουν σε αποδόσεις της τάξης του 64%, ενώ σχετικά με τις μονάδες άνθρακα, η ηλεκτροπαραγωγή με καύση σε υπερκρίσιμες συνθήκες φτάνει το 47% και με τεχνολογία συνδυασμένου κύκλου με αεριοποίηση άνθρακα φτάνει το 43.

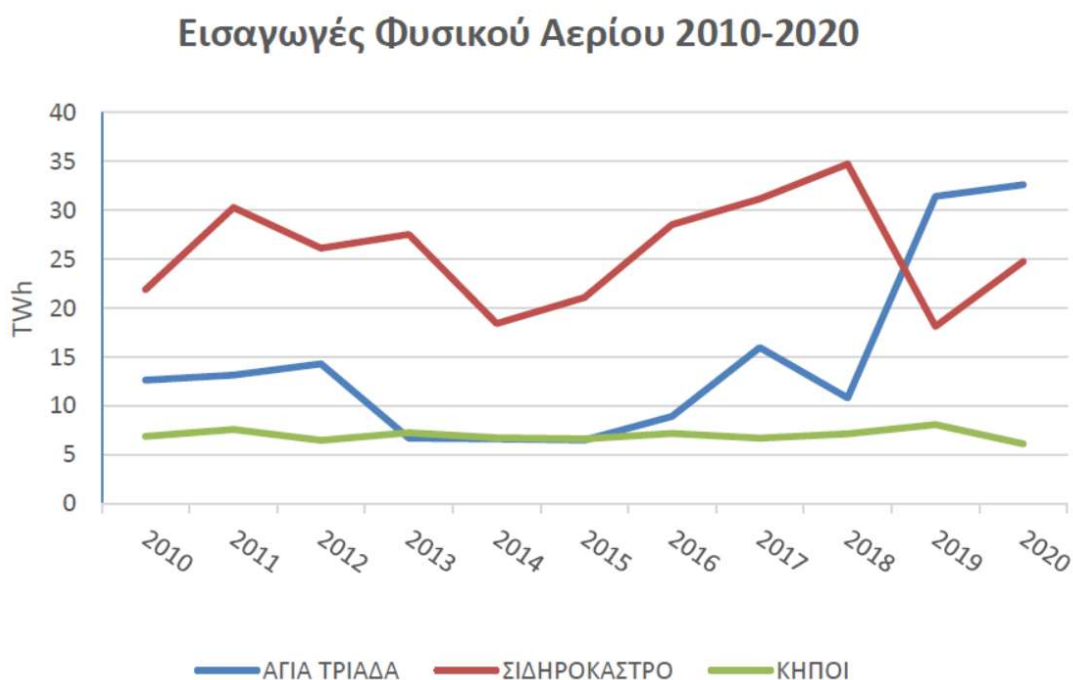
Όσον αφορά τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με πετρέλαιο και αυτές εμφανίζουν σημαντικό βαθμό απόδοσης, το οποίο σε αμμοστροβιλικούς σταθμούς κυμαίνεται από 38% έως 44%, ενώ η τεχνολογία συνδυασμένου κύκλου με καύση βιομάζας έχει απόδοση που φτάνει το 40%. Στους πυρηνικούς σταθμούς ο βαθμός απόδοσης κυμαίνεται από 33% έως 36%, όπως και στις ανεμογεννήτριες, των οποίων η απόδοση φτάνει το 35%. Σε ότι αφορά τις τεχνολογίες παραγωγής από ηλιακή ενέργεια, η αποδοτικότητα κυμαίνεται από 14% έως 23%, ανάλογα με τον τύπο των φωτοβολταϊκών (Μόσχου Ε. Χ. 2012).

## **5.2 Τομέας Φυσικού Αερίου.**

### **5.2.1 Γενική Περιγραφή της Αγοράς.**

Το φυσικό αέριο εισέρχεται στην ελληνική επικράτεια μέσω τριών Σημείων Εισόδου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ). Αυτά

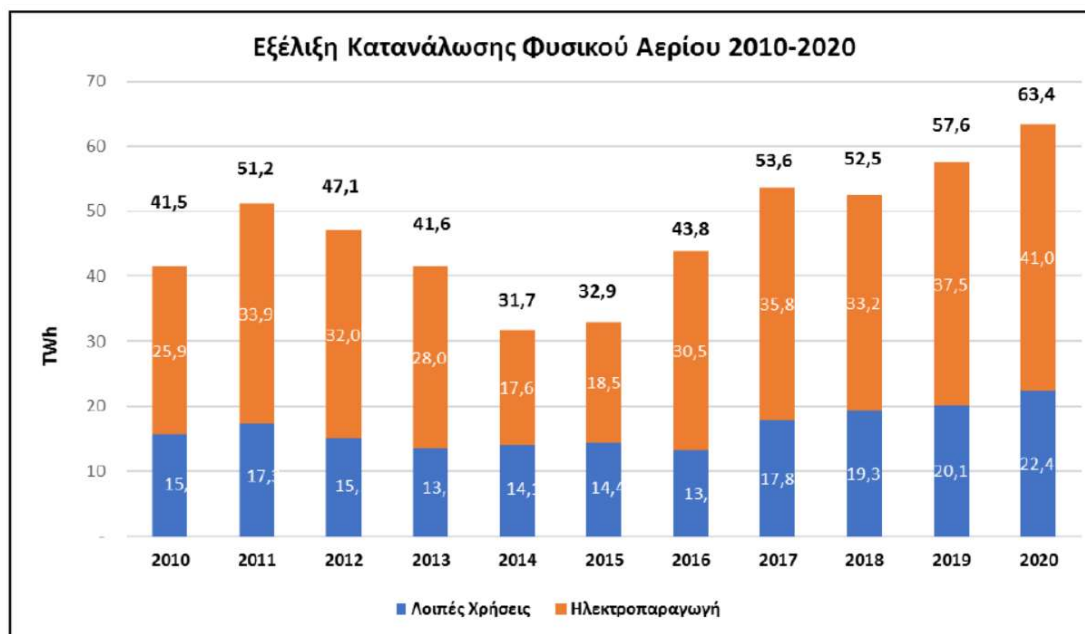
βρίσκονται στο Σιδηρόκαστρο (σύνορα Ελλάδα – Βουλγαρίας), στους Κήπους (σύνορα Ελλάδα – Τουρκίας) και στην Αγία Τριάδα (σημείο εισόδου από τον τερματικό σταθμό Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου της Ρεβυθούσας, στην περιοχή των Μεγάρων Αττικής). Μετέπειτα το φυσικό αέριο παραλαμβάνεται από Χρήστες Μεταφοράς μέσω σαράντα τέσσερα Σημείων Εξόδου του ΕΣΜΦΑ, συμπεριλαμβανομένου του Σημείου Εξόδου Αντίστροφης Ροής «Σιδηρόκαστρο», από το οποίο πλέον είναι δυνατή όχι μόνο η εισαγωγή φυσικού αερίου αλλά και η εξαγωγή του φυσικού αερίου στο διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς της Βουλγαρίας. Οι εισαγωγές φυσικού αερίου το 2019 κυμάνθησαν στα 57.7 TWh, σημειώνοντας αύξηση κατά ποσοστό 9.4% σε σύγκριση με το έτος 2018 (52.7 TWh). Στο Διάγραμμα 5.2 παρουσιάζεται η εξέλιξη των εισαγωγών φυσικού αερίου από κάθε Σημείο Εισόδου του ΕΣΜΦΑ για τη χρονική περίοδο 2010-2020 (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΡΑΕ, 2020).



**Διάγραμμα 5.1.** Εξέλιξη εισαγωγών φυσικού αερίου την περίοδο 2010-2020 (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΡΑΕ, 2020).

Το έτος 2019 η συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου έφτασε τα 57.6 εκ. MWh σημειώνοντας αύξηση της τάξης του 10%, σε σύγκριση με την αντίστοιχη κατανάλωση του έτους 2018, η οποία ανήλθε σε 52.45 εκ. MWh. Η χρήση του φυσικού αερίου το έτος 2019 παρέμεινε σε επίπεδα αρκετά μεγαλύτερα από τη χρήση κατά την επταετία

2010-2016, όπου εξαιτίας της οικονομικής κρίσης σημειώθηκε μείωση της κατανάλωσης φυσικού αερίου, τόσο για ηλεκτροπαραγωγή όσο και για λοιπές χρήσεις. Στο Διάγραμμα 4.2 φαίνονται αναλυτικά η εξέλιξη της κατανάλωσης φυσικού αερίου για το χρονικό διάστημα 2010 – 2019 και ο διαχωρισμός αυτής σε ηλεκτροπαραγωγή και λοιπές χρήσεις (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΠΑΕ, 2019 και 2020).



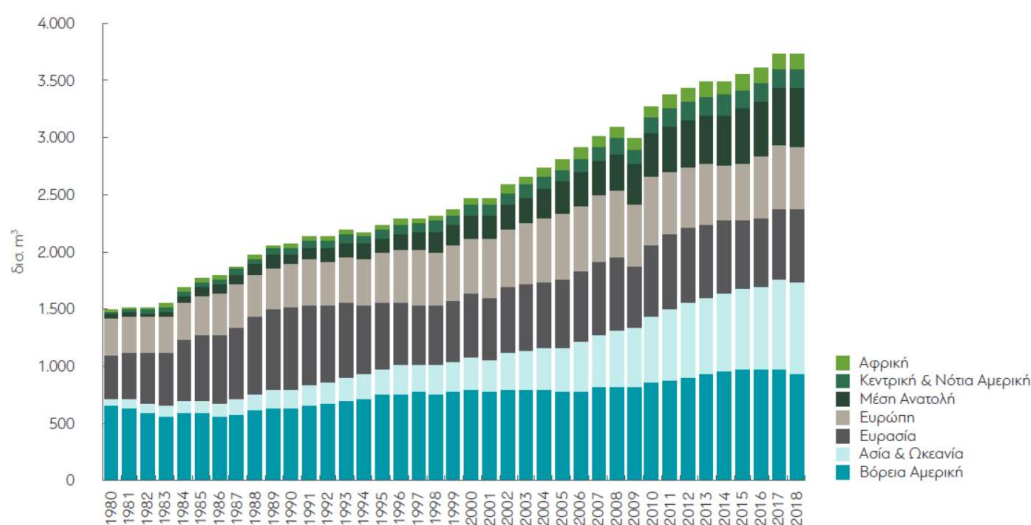
**Διάγραμμα 5.2.** Εξέλιξη της κατανάλωσης φυσικού αερίου την περίοδο 2010 – 2020 (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΠΑΕ, 2020).

Είναι προφανές ότι η χρήση του αερίου για τη παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτει το μεγαλύτερο ποσοστό στη κατανάλωση του φυσικού αερίου στην Ελλάδα. Έτσι η κατανάλωση στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής έφτασε τα 37.5 εκ. MWh κατά το 2019, σημειώνοντας αύξηση κατά ποσοστό 13% σε σχέση με αυτή του 2018 (33.2 εκ. MWh).

### 5.2.2 Διεθνείς Τάσεις και Προοπτικές.

Η ανάπτυξη του φυσικού αερίου είναι ραγδαία σε παγκόσμιο επίπεδο και σύμφωνα με τη US Energy Information Administration (EIA) το 2018 η παγκόσμια κατανάλωση έφτασε τα 3.7 τρισ. m<sup>3</sup> (tcm) από τα 3 tcm που βρισκόταν μια δεκαετία νωρίτερα και από τα 1.5 tcm το 1980. Ιδιαίτερα σε Ασία και Ωκεάνια η αύξηση αυτή είναι ακόμη πιο ισχυρή αφού η κατανάλωση έφτασε το 2018 σε 800 δισ. m<sup>3</sup> (bcm), από μόλις 73 bcm το 1980, αλλά και στη Μέση Ανατολή (525 bcm το 2018, από 37 bcm το 1980). Εν

αντίθεση στην Αφρική συνεχίζει και παραμένει χαμηλή (146 bcm) και στην Κεντρική & Νότια Αμερική (161 bcm) (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).



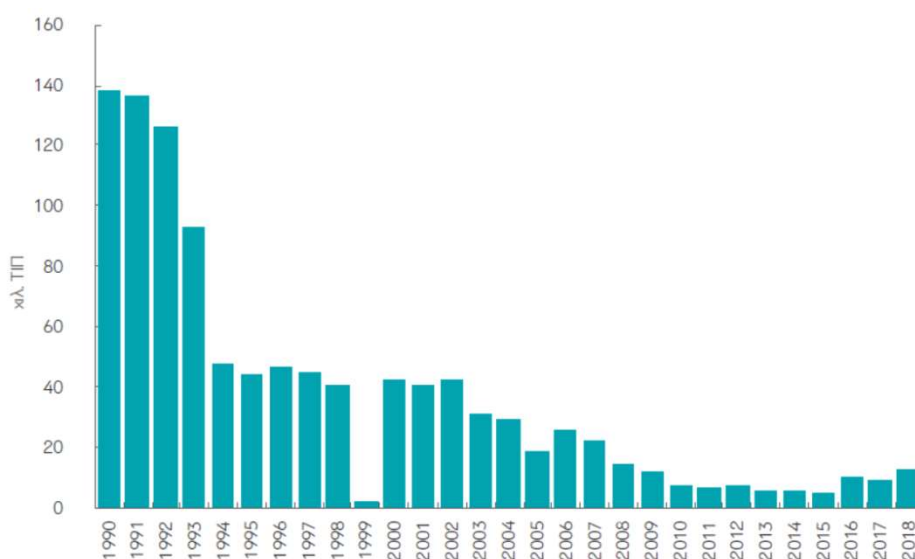
**Διάγραμμα 5.3.** Εξέλιξη της παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου, 1980-2018 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

Και για την επόμενη δεκαετία οι προοπτικές για την παγκόσμια κατανάλωση φυσικού αερίου παραμένουν θετικές, αν βέβαια εξομαλυνθούν γρήγορα οι οικονομικές συνθήκες μετά την πανδημία και επιλυθεί η κρίση στις σχέσεις μεταξύ Ρωσίας και των χωρών του δυτικού κόσμου. Η επίδραση της πανδημίας και των διάφορων περιοριστικών μέτρων σε παγκόσμιο επίπεδο κατά το 2020, αλλά και ως αποτέλεσμα θερμότερου χειμώνα στην Ευρώπη και στις ΗΠΑ, επέφερε μείωση της ζήτησής παγκοσμίως κατά 5%, (International Energy Agency 2020). Ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (IEA) προβλέπει σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, ότι με εξαιτίας των δηλωθέντων πολιτικών για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής (Stated Policies Scenario), η παγκόσμια κατανάλωση του φυσικού αερίου θα ανέλθει στα 4,8 tcm το 2030 και τα 5,4 tcm το 2040. Σε περίπτωση πιο δραστηκών μέτρων για τον περιορισμό των εκπομπών τότε αναμένεται βραδύτερη άνοδος έως το 2030 (4,3 bcm), όταν και η παγκόσμια κατανάλωση φυσικού αερίου ίσως να καταγράψει τα υψηλότερα επίπεδα της, συνεχίζοντας έπειτα μειωμένα και φτάνοντας τελικά σε χαμηλότερα επίπεδα από τα σημερινά το 2040. Πιο συγκεκριμένα για την Ευρώπη, η κατανάλωση πρόκειται να υποχωρήσει ήδη από τη δεκαετία του 2020 και στα δυο σενάρια πρόβλεψης (κατά 3,9% και 15,9% αντίστοιχα έως το 2030 σε σύγκριση με το 2018).



### 5.2.3 Τάσεις και Προοπτικές στην Εγχώρια Αγορά.

Στην Ελλάδα η πρωτογενής παραγωγή φυσικού αερίου έχει μειωθεί σημαντικά κατά τα τελευταία είκοσι χρόνια (Διάγραμμα 5.4). Για παράδειγμα, το 2018, έφτασε τα 12.7 χιλ. ΤΠΠ, από 4.7 χιλ. ΤΠΠ το 2015, όταν το 1990 είχαν παραχθεί από τις εγκαταστάσεις της Νότιας Καβάλας 138 χιλ. ΤΠΠ. Έτσι πλέον μόνο το 0,2% του συνόλου των πηγών ενέργειας παράγεται από φυσικό αέριο προερχόμενο από πρωτογενή κοιτάσματα φυσικού αερίου της χώρας

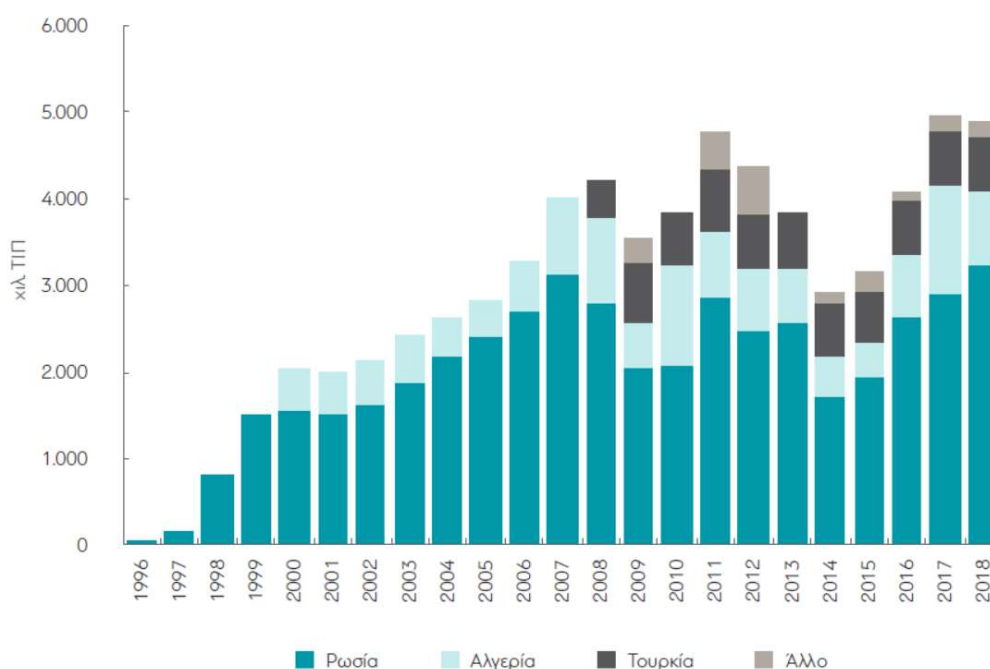


**Διάγραμμα 5.4.** Πρωτογενής παραγωγή φυσικού αερίου στην Ελλάδα από 1990-2018 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021, Eurostat).

Αφού η εγχωρία παραγωγή είναι σχεδόν μηδαμινή, όλο σχεδόν το σύνολο του φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται στην Ελλάδα είναι εισαγόμενο. Η ΔΕΠΑ καλύπτει το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης μέσω μακροχρονίων συμβάσεων προμήθειας που έχει υπογράψει τα τελευταία χρόνια. Πιο συγκεκριμένα, η ΔΕΠΑ έχει υπογράψει συμβάσεις προμήθειας α) με τη ρωσική εταιρεία Gazprom για την προμήθεια φυσικού αερίου μέσω Αγωγού με σημείο εισόδου τη Βουλγαρία, β) με τη Sonatrach Αλγερίας για την προμήθεια υγροποιημένου φυσικού αερίου μέσω της Ρεβυθούσας (από το 2000) και γ) με την τουρκική BOTAS για την εισαγωγή φυσικού αερίου με σημείο εισόδου στα σύνορα με την Τουρκία (από το 2008). Πλέον των παραπάνω συμβάσεων ποσότητες φυσικού αερίου εισέρχονται στο σύστημα μέσω της

ΔΕΠΑ ή και άλλων ανεξάρτητων προμηθευτών μέσω της αγοράς άμεσης παράδοσης (spot market).

Οι πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου στην Ελλάδα έχουν τροποποιηθεί σταδιακά. Μέχρι το 1999, η εισαγωγή φυσικού αερίου γινόταν μόνο από τη Ρωσία μέσω του Αγωγού με σημείο εισόδου τη Βουλγαρία. Οι πρώτες ποσότητες υγροποιημένου φυσικού αερίου εισήχθησαν από την Αλγερία το 2000. Έπειτα με τη συμφωνία που υπεγράφη το 2008 με την τουρκική BOTAS άρχισε η πραγματοποίηση εισαγωγών φυσικού αερίου και από τη Τουρκία, ενώ από το 2009 και μετά ξεκίνησαν οι εισαγωγές υγροποιημένου φυσικού αερίου από άλλους προμηθευτές ανά τον κόσμο (Διάγραμμα 5.5). Με αυτό τον τρόπο, η Ελλάδα βρίσκεται πλέον σε πλεονεκτική θέση όσον αφορά την ασφάλεια εφοδιασμού σε σύγκριση με άλλες χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, κάτι που άλλωστε απεδείχθη και κατά τη κρίση εφοδιασμού λόγω των διενέξεων μεταξύ της Ρωσίας και της Ουκρανίας για την προμήθεια φυσικού αερίου προς την Ευρώπη την περίοδο 2005-2009 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

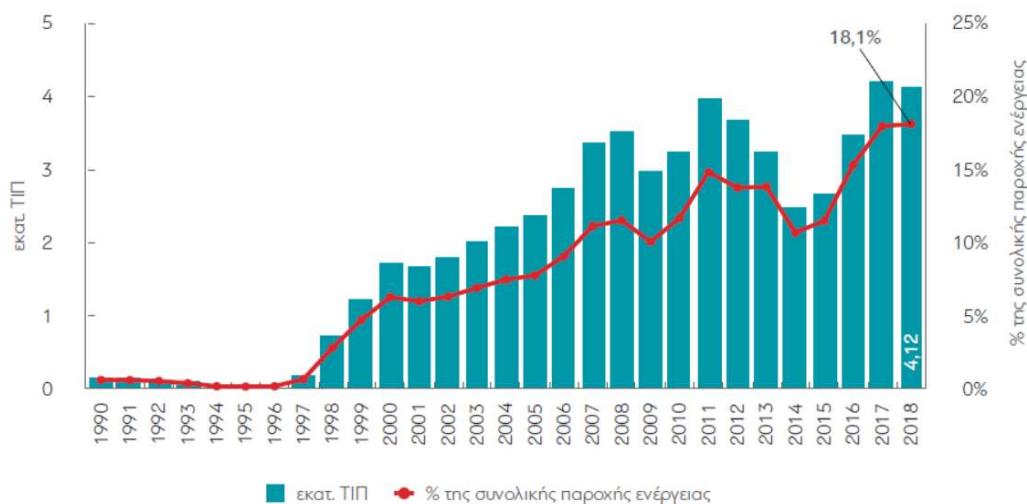


**Διάγραμμα 5.5.** Εισαγωγές φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης, 1996-2018 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021, Eurostat).

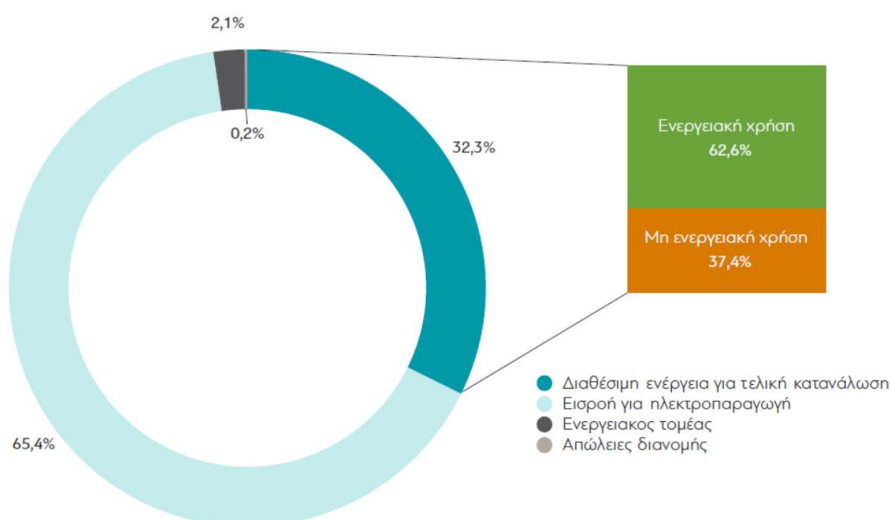
Η συνολική συνεισφορά του φυσικού αερίου, από τα 171 χιλ. ΤΠΠ το 1997, αυξήθηκε κατά μεγάλο βαθμό τα επόμενα έτη και το 2011 ανήλθε σε 3.97 εκατ. ΤΠΠ. Έπειτα σημειώθηκε μικρή μείωση τα επόμενα τρία χρόνια η οποία οφείλεται κυρίως στην οικονομική κρίση ενώ από το 2014 και έπειτα συνεχίστηκε η αύξηση φθάνοντας

## Κεφάλαιο 5. Συσχέτιση Κόστους Φυσικού Αερίου και Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

έτσι σε ιστορικό υψηλό το 2017 με 4.20 εκατ. ΤΠΠ και παραπλήσια τιμή για το 2018 (4.12 εκατ. ΤΠΠ). Παράλληλα, η συνολική προσφορά του φυσικού αερίου στη συνολική ενέργεια στην Ελλάδα αυξήθηκε από 0.71% το 1997 σε 18.1% το 2018 (Διάγραμμα 5.6) (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).



**Διάγραμμα 5.6.** Συνολική προσφορά φυσικού αερίου, εκατ. ΤΠΠ και ποσοστό του συνόλου πηγών ενέργειας, 1990-2018 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021, Eurostat).

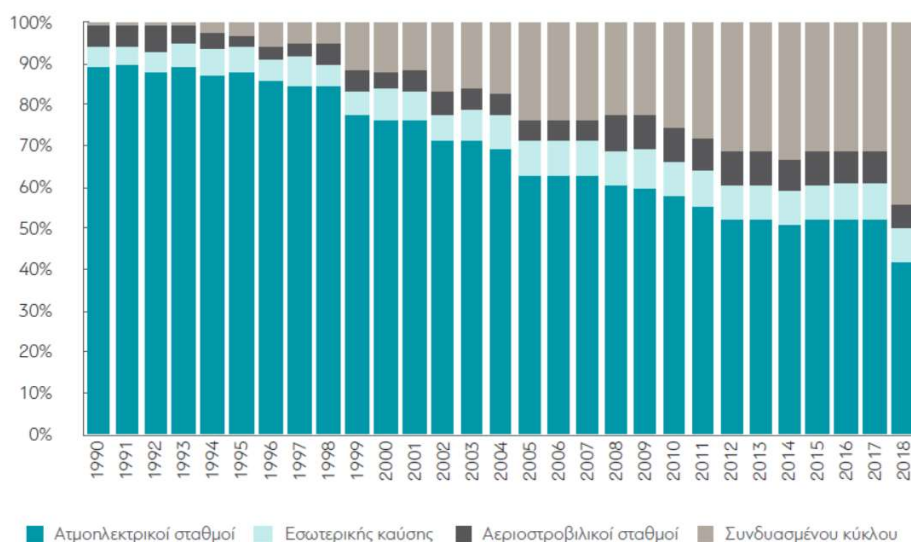


**Εικόνα 5.2.** Μερίδια κατανάλωσης συνολικής εισροής φυσικού αερίου, 2018 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021, Eurostat).

## Κεφάλαιο 5. Σύγκριση Κόστους Φυσικού Αερίου και Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το 2018, η αγορά της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατανάλωσε το μεγαλύτερο μέρος της κατανάλωσης φυσικού αερίου στην Ελλάδα (65.4%), ενώ ένα αρκετά μικρότερο μέρος (2.1%) χρησιμοποιήθηκε για άλλες ενεργειακές χρήσεις του ενεργειακού κλάδου (Εικόνα 5.2). Το υπόλοιπο (32.3%) αντικατοπτρίζει το ποσοστό που αφορά τη διαθέσιμη ενέργεια για τελική κατανάλωση, με το 62.6% αυτής να προορίζεται για ενεργειακή χρήση και το υπόλοιπο για τη χρήση ως πρώτη ύλη στη βιομηχανία (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

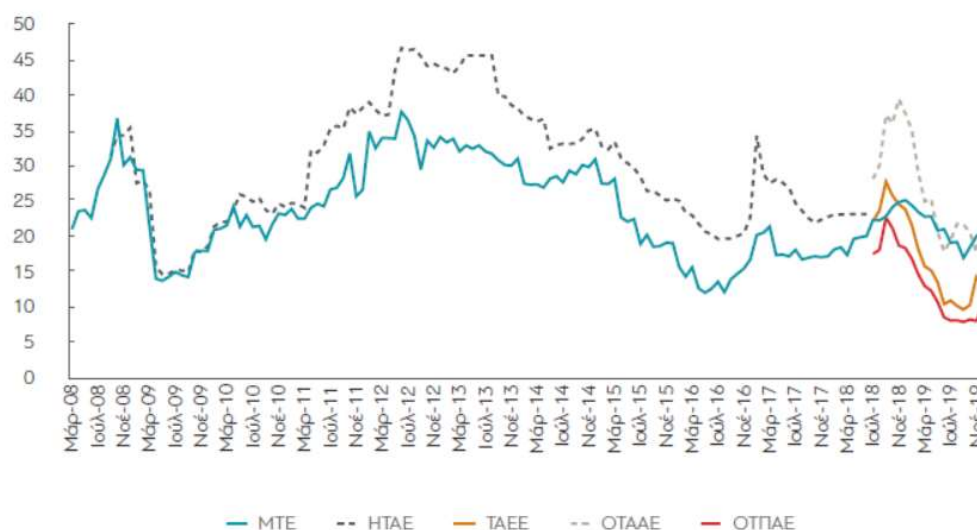
Το υψηλό μερίδιο του φυσικού αερίου κατά την ηλεκτροπαραγωγή δείχνει με σαφήνεια τη χρησιμότητά του ως καυσίμου μετάβασης κάτι που φαίνεται επίσης και από την εξέλιξη στα μερίδια των τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής (Διάγραμμα 5.7). Η σταδιακή διεύδυση του φυσικού αερίου στην αγορά της ηλεκτροπαραγωγής μέσω των μονάδων συνδυασμένου κύκλου έχει ως αποτέλεσμα τη σημαντική αύξηση (Pedraza, J. M., 2015) του βαθμού απόδοσης της παραγωγής ηλεκτρισμού σε 52-55% έναντι 35-40% των συμβατικών λιγνιτών σταθμών παραγωγής, ενώ παράλληλα περιορίζεται και η ατμοσφαιρική ρύπανση μέσω της μείωσης των ρύπων του θερμοκηπίου (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).



**Διάγραμμα 5.7.** Παραγωγή ηλεκτρισμού από καύσιμα ανά τεχνολογία παραγωγής, 1990-2018 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021, Eurostat).

### 5.2.4 Χονδρεμπορική Αγορά.

Για μπορέσουμε να εξετάσουμε την εξέλιξη των τιμών θα πρέπει να εξετάσουμε την τιμή εισαγωγής του φυσικού αερίου στην Ελλάδα καθώς και τις τιμές στην χονδρεμπορική αγορά στις οποίες όμως δεν περιλαμβάνονται το κέρδος της χονδρικής πώλησης (χρέωση προμήθειας) καθώς και οι ρυθμιζόμενες χρεώσεις και τέλη . Για την Ελλάδα, υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία για τις τιμές εισαγωγής φυσικού αερίου από τους αγωγούς από τη Ρωσία (EBP2) και του LNG, ο σταθμισμένος μέσος όρος αυτών των δυο τιμών (Μεσοσταθμική Τιμή Εισαγωγής -MTE), καθώς και οι τιμές που προέρχονται από την αγορά χονδρικής, όπως η Ημερήσια Τιμή Αερίου Εξισορρόπησης (HTAE), η Τιμή Αναφοράς Αερίου Εξισορρόπησης (TAAE), η Οριακή Τιμή Αγοράς Αερίου Εξισορρόπησης (ΟΤΑΑΕ) και η Οριακή Τιμή Πώλησης Αερίου Εξισορρόπησης (ΟΤΠΑΕ).



**Διάγραμμα 5.8.** Εξέλιξη των τιμών χονδρικής ΦΑ στην Ελλάδα, Μάρτιος 2008-Δεκεμβριος 2019 (σε €/MWh) (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021, ΠΑΕ, [www.rae.gr](http://www.rae.gr)).

Οι τιμές χονδρικής εμφανίζουν έντονες μεταβολές τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα (Διάγραμμα 5.8, περιλαμβάνει τις τιμές μέχρι το τέλος του 2019. Οι τιμές από το Μάρτιο 2019 μέχρι το Μάρτιο 2022 περιλαμβάνονται στο Διάγραμμα 2.2, για την περίοδο της ενεργειακής κρίσης). Η Μεσοσταθμική Τιμή Εισαγωγής -MTE εμφάνισε την υψηλότερη μέση μηνιαία τιμή της τον Ιούνιο του 2012 (37.63 €/MWh) και έπειτα έχει μειωθεί σημαντικά (με αρκετές διακυμάνσεις), φτάνοντας 11.89 €/MWh τον

Μάρτιο του 2020. Ενδιαφέρον εμφανίζει το γεγονός ότι ενώ την περίοδο 2010-2018, η τιμή αναφοράς της χονδρικής αγοράς (Ημερήσια Τιμή Αερίου Εξισορρόπησης, ΗΤΑΕ, έως τον Ιούνιο του 2018 και Τιμή Αναφοράς Αερίου Εξισορρόπησης, ΤΑΕΕ, έκτοτε) κυμαινόταν σε υψηλότερα επίπεδα σε σύγκριση με την ΜΤΕ, από τον Δεκέμβριο του 2018 η ΤΑΕΕ βρίσκεται χαμηλότερα σε σύγκριση με την ΜΤΕ (8.62 €/MWh). Αυτό το αποτέλεσμα αποδεικνύει ότι σε συνθήκες ωριμότερης αγοράς χονδρικής, οι τιμές χονδρικής προσαρμόζονται γρηγορότερα σε διακυμάνσεις των διεθνών τιμών ενέργειας σε σύγκριση με τις τιμές εισαγωγής από μακροχρόνιες συμβάσεις, οι οποίες προσαρμόζονται με βάση την διακύμανση των τιμών των πετρελαιοειδών, με χρονική καθυστέρηση που καθορίζεται από τις διμερή συμβόλαια.

Η κατάταξη των τιμών χονδρικής στην Ευρωπαϊκή Ένωση αποδεικνύει πως η διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας φυσικού αερίου και η ανάπτυξη των αγορών χονδρικής βοηθούν σημαντικά στη διαμόρφωση των τιμών. Πιο συγκεκριμένα, οι τιμές χονδρικής εμφανίζουν χαμηλότερες τιμές σε χώρες που έχουν πρόσβαση σε αέριο από πολλές διάφορες πηγές (όπως αέριο από τη Νορβηγία - EBP1, από την Ολλανδία - EBP4 και από τη Δανία - EBP5 στο Βέλγιο, στη Σουηδία και στο Ηνωμένο Βασίλειο), καθώς και σε χώρες της Κεντρικής και Δυτικής Ευρώπης που έχουν ανεπτυγμένο κόμβο εμπορίας (hub), όπως το Βέλγιο, η Γαλλία και η Ολλανδία. Αντίθετα οι τιμές εμφανίζονται αρκετά υψηλότερες σε χώρες που βασίζονται κατά κύριο λόγο σε εισαγωγή αερίου από τη Ρωσία (EBP2) και την Αλγερία (EBP3), καθώς και στο υγροποιημένο φυσικό αέριο. Οι διαφορές ήταν αρκετά σημαντικές κυρίως το 4ο τρίμηνο του 2019 όπου η υψηλότερη τιμή μεταξύ των χωρών στην ΕΕ-28 ήταν 220% μεγαλύτερη από τη χαμηλότερη τιμή. Οι τιμές εισαγωγής φυσικού αερίου στην Ελλάδα, από τη Ρωσία (EBP2 – 18.29 €/MWh) και σε υγροποιημένη μορφή (LNG – 24.13 €/MWh), βρίσκονται μεταξύ των υψηλότερων στην Ευρώπη (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

### **5.3 Η Αγορά της Ηλεκτρικής Ενέργειας.**

#### **5.3.1 Περιγραφή της Αγοράς.**

Ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ) καθιστά το μοντέλο για την οργάνωση και λειτουργία της Ελληνικής χονδρεμπορικής αγοράς. Μέσω της ΗΕΠ

πραγματοποιούνται οι συναλλαγές για σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που θα παραχθεί, θα καταναλωθεί και θα διακινηθεί την επόμενη μέρα στη χώρα (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΡΑΕ, 2019).

Βάση αυτού του μοντέλου, ο υπολογισμός της τιμής γίνεται μέσω μιας αλγοριθμικής εφαρμογής η οποία επιδιώκει να ελαχιστοποιήσει το κόστος κατανομής ανάμεσα στις μονάδες παραγωγής με βάση τα τεχνικά στοιχεία που διέπουν τη λειτουργία τους και του Συστήματος. Ο αλγόριθμος για την ορθή λειτουργία του, απαιτεί την εισαγωγή των προβλέψεων για την επόμενη μέρα τιμών, θεμελιωδών μεγεθών σε ωριαία βάση (όπως η ζήτηση, οι διαθεσιμότητες των συμβατικών μονάδων, η παραγωγή ΑΠΕ, οι διασυνοριακές ροές, κ.α.). Στην επίλυση τέλος εισέρχονται και αρκετές παράμετροι, οι οποίες είτε τίθενται ρυθμιστικά, είτε τελούν αντικείμενο ελέγχου από τη ΡΑΕ.

Το μοντέλο του ΗΕΠ υποχρεώνει τους προμηθευτές να υποβάλουν προσφορές για το σύνολο της παραγωγής τους και έπειτα την αντίστοιχη δήλωση προσφορών για τη ζήτηση από τους προμηθευτές χωρίς να επιτρέπονται διμερή συμβόλαια μεταξύ προμηθευτών και παράγωγων. Συνεπακόλουθα όλες οι συναλλαγές της ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιούνται μονάχα μέσω του ΗΕΠ (μοντέλο mandatory pool).

Στον ΗΕΠ ενσωματώνονται οι παρακάτω επιμέρους αγορές, οι οποίες με τη ταυτόχρονη βελτιστοποίηση τους μπορούν να μεγιστοποιήσουν το συνολικό κοινωνικό όφελος (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΡΑΕ, 2019):

- Ημερήσια Χονδρεμπορική Αγορά Ενέργειας, όπου συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται και καταναλώνεται στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, και στην οποία προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια και αμείβονται γι' αυτήν οι εγχώριοι παραγωγοί και οι εισαγωγείς, και αντίστοιχα, απορροφούν και χρεώνονται οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου και οι εξαγωγείς.
- Ημερήσια Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, όπου εξασφαλίζονται οι αναγκαίες για το ηλεκτρικό σύστημα της χώρας επικουρικές υπηρεσίες και εφεδρείες. Η αγορά επικουρικών υπηρεσιών διασφαλίζει την ποιότητα και αξιοπιστία της τροφοδοσίας της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια.

Συμπληρωματικά στον ΗΕΠ, προβλέπεται η λειτουργία και των ακόλουθων μηχανισμών αγοράς:

- Μηχανισμός Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, μέσω του οποίου εκκαθαρίζονται οι έκτακτες συναλλαγές που πραγματοποιήθηκαν για την εξασφάλιση της φυσικής ισορροπίας του Συστήματος κατά την Ημέρα Κατανομής, λόγω στοχαστικών διακυμάνσεων της ζήτησης ή της παραγωγής.
- Μεταβατικός Μηχανισμός Αποζημίωσης Ευελιξίας, όπου οι παραγωγοί αμείβονται για τη διαθεσιμότητά τους για παροχή υπηρεσιών ευελιξίας, δηλαδή τη δυνατότητα μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής να ακολουθεί τις Εντολές Κατανομής του Διαχειριστή και να αυξάνει ή να μειώνει την κατανεμημένη ισχύ της για συγκεκριμένη χρονική περίοδο πραγματοποιώντας ταχεία αύξηση της ισχύος τους, ώστε να καλύπτει τις απότομες αυξομειώσεις του φορτίου.
- Μηχανισμός Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους, βάση του οποίου οι παραγωγοί πληρώνονται σε περίπτωση λειτουργίας της μονάδας τους σε τιμή χαμηλότερη από το μεταβλητό κόστος.

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ) είναι η τιμή βάση της οποίας γίνεται η εκκαθάριση στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή η τιμή που θα εισπράξουν όλοι οι παραγωγοί ενέργειας στο σύστημα και με βάση την οποία θα πληρώσουν όλοι όσοι αγοράζουν ενέργεια από το σύστημα. Συγκεκριμένα, η Οριακή Τιμή του Συστήματος αλλάζει κάθε μέρα και προσαρμόζεται βάση των τιμών των παραγωγών ενέργειας που είναι διαθέσιμοι κάθε μέρα μέσω των μονάδων παραγωγής τους και των ωριαίων ποσοτήτων που ζητούνται από το σύστημα και διαμορφώνεται καθημερινά από τους καταναλωτές

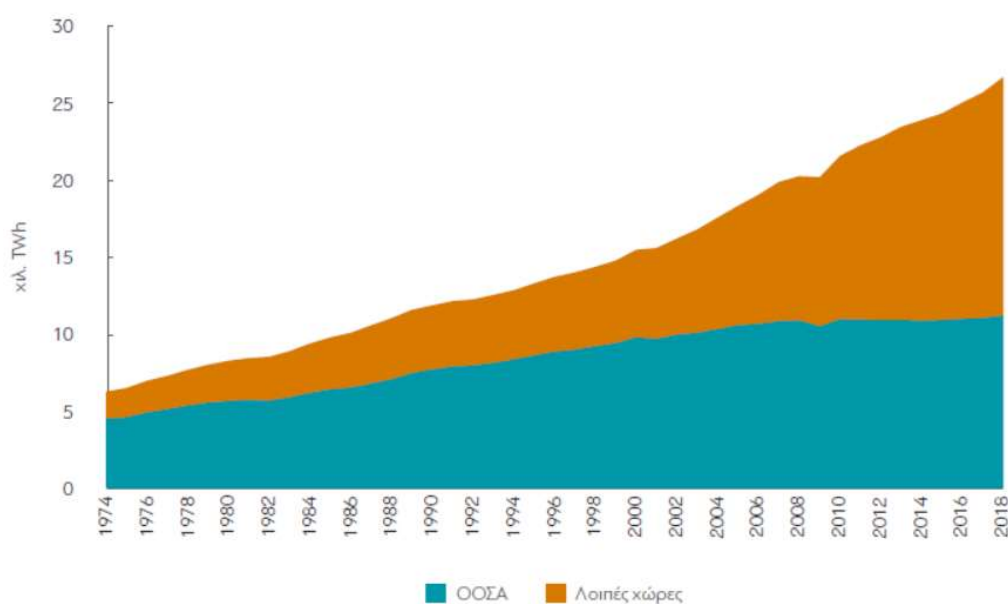
Για να δοθεί μια απλουστευμένη περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της Οριακής Τιμής του Συστήματος, με βάση τις βασικές αρχές της μικροοικονομικής θεωρίας, μπορούμε να θεωρήσουμε ότι οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής κατατάσσονται ανάλογα με τις προσφορές τους, σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από τη χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για συγκεκριμένη ποσότητα ενέργειας, και καταλήγοντας στην μεγαλύτερη προσφερόμενη τιμή. Στο σημείο όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Γενικά, η ΟΤΣ συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας (της πιο «ακριβής») μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση. Τελικά, στο σύστημα εισέρχονται οι μονάδες εκείνες που υπέβαλαν τις χαμηλότερες ή ίσες προσφορές με την ΟΤΣ και πληρώνονται όλες στην ΟΤΣ (και όχι στην τιμή που προσέφερε η κάθε μία).



Για να διατηρηθεί ο υγιής ανταγωνισμός μεταξύ των εταιρειών αλλά και για τη προστασία των καταναλωτών, τίθεται διοικητικά ανώτατο όριο ως προς την προσφερόμενη από τις διαθέσιμες μονάδες τιμή, το οποίο είναι σήμερα 300€/MWh, καθώς και κατώτατο επίπεδο προσφοράς, το οποίο είναι ίσο με το μεταβλητό κόστος κάθε μονάδας, ώστε οι παραγωγοί να μη πληρώνονται κάτω από το κόστος του καυσίμου τους και να αποτρέπονται αθέμιτες συμπεριφορές εκ μέρους της κυρίαρχης εταιρείας.

### 5.3.2 Διεθνείς Τάσεις και Προοπτικές.

Η ανάπτυξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι ραγδαία παγκοσμίως. Η συνολική παραγωγή παρουσιάζει ετήσια αύξηση σε κάθε έτος από το 1974 και μετά, με μοναδική εξαίρεση το 2009. Με 26.7 χιλ. TWh το 2018, η ακαθάριστη παραγωγή έχει διπλασιάσει τα νούμερα της σε σύγκριση με τα μέσα της δεκαετίας του 1990 (13.3 χιλ. TWh το 1995) και τετραπλασιάσει σε σύγκριση με τα μέσα της δεκαετίας του 1970 (6.3 χιλ. TWh το 1974).

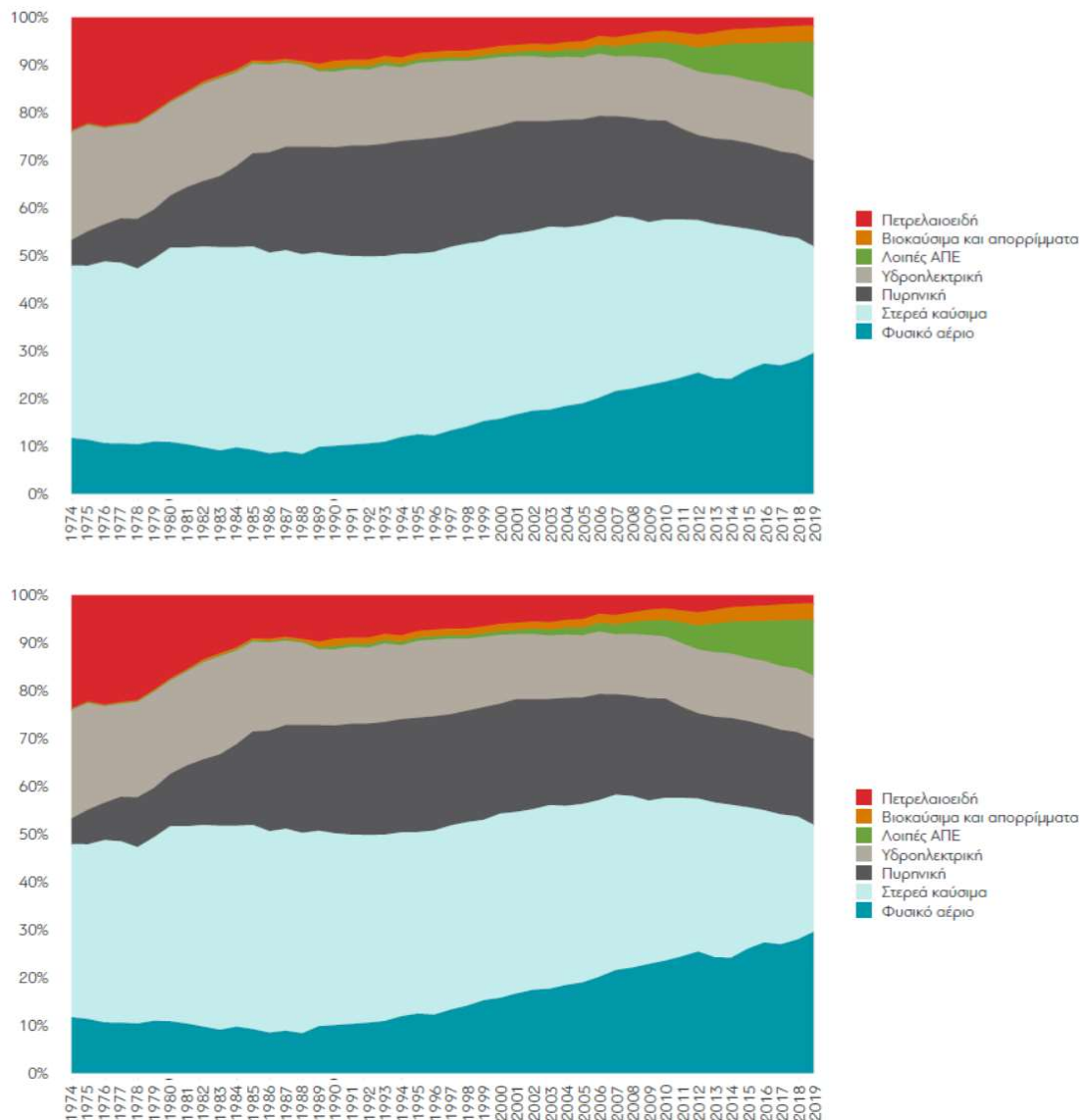


**Διάγραμμα 5.9.** Ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας διεθνώς, 1974-2018, χιλ. TWh (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

Η ανάπτυξη είναι ιδιαίτερος γρήγορη στις αναπτυσσόμενες και αναδυόμενες οικονομίες (χώρες μη μέλη του Οργανισμού Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης - ΟΟΣΑ), όπου η παραγωγή την τελευταία δεκαετία έχει αυξηθεί κατά 60% (από 9.7

## Κεφάλαιο 5. Συσχέτιση Κόστους Φυσικού Αερίου και Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

χιλ. TWh το 2009 σε 15.5 χιλ. TWh το 2018) εν αντιθέσει με τις αναπτυγμένες οικονομίες (χώρες-μέλη του ΟΟΣΑ) όπου η παραγωγή κυμαίνεται την τελευταία δεκαετία σε επίπεδα κοντά στις 11 χιλ. TWh (Διάγραμμα 5.9), εξαιτίας μείωσης των ρυθμών οικονομικής ανάπτυξης, όσο και ως αποτέλεσμα των πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας στον τομέα της τελικής κατανάλωσης.



**Διάγραμμα 5.10.** Παγκόσμιο μείγμα πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή, 1974-2019 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

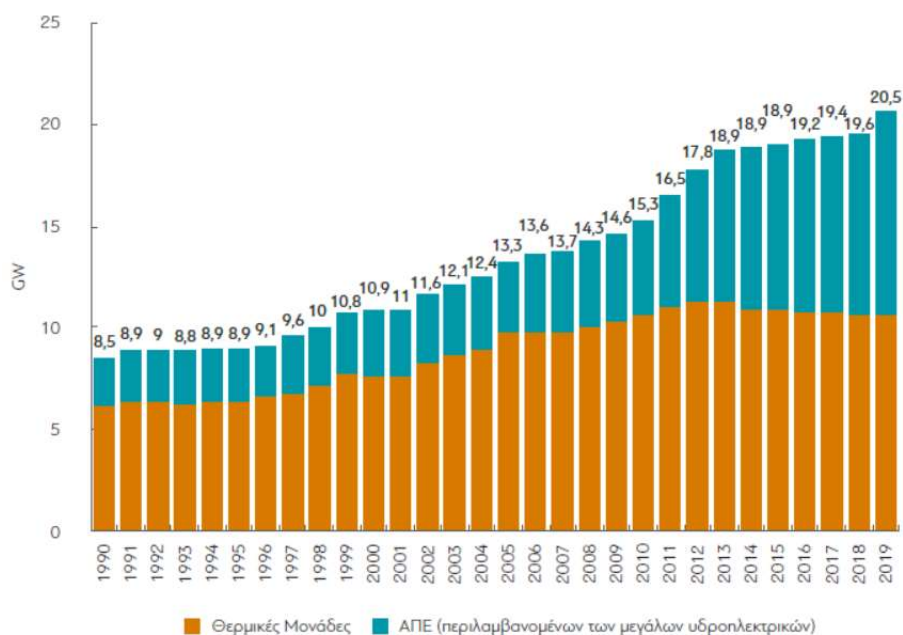
Ιδιαίτερες μεταβολές σημειώνονται με τη πάροδο των χρόνων και στο μείγμα πηγών που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τα στερεά καύσιμα αποτελούσαν, έως το 2017, την επικρατέστερη πηγή πρωτογενούς ενέργειας στις

χώρες-μέλη του ΟΟΣΑ, όμως το ποσοστό τους έχει υποχωρήσει σε 22.4% το 2019, από 34% το 2010 και άνω του 42% στα μέσα της δεκαετίας του 1980. Από την άλλη, παρατηρείται σημαντική αύξηση στο ποσοστό χρήσης του φυσικού αερίου, το οποίο βρέθηκε πρώτο με 29,6% το 2019, από 23.5% το 2010 και λιγότερα από 10% τη δεκαετία του 1980. Εντυπωσιακή είναι η ελαχιστοποίηση της χρήσης του πετρελαίου ως καύσιμο ηλεκτροπαραγωγής, από 23.8% το 1974 σε μόλις 1.8% το 2019. Η πυρηνική ενέργεια ενώ αναπτύχθηκε ταχύτατα έως τα μέσα της δεκαετίας του 1990 (23.9% το 1995, έναντι 5.3% το 1974), έκτοτε βρίσκεται υπό μείωση (18% το 2019). Όσον αφορά τις ΑΠΕ, η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας έχει υποχωρήσει τις τελευταίες δεκαετίες, από 22.6% το 1974 σε 13.2% το 2019. Ωστόσο, σημαντική ανάπτυξη παρατηρείται στις υπόλοιπες ΑΠΕ, με τα ποσοστά της αιολικής, ηλιακής και γεωθερμικής ενέργειας να αυξάνεται από περίπου 3.4% το 2010 σε 11.7% το 2019 και των βιοκαυσίμων από 2.4% σε 3.4%.

Στη πλευρά της κατανάλωσης, τα μερίδια των τελικών καταναλωτών εμφανίζουν χαρακτηριστική σταθερότητα τις τελευταίες δύο με τρεις δεκαετίες. Ο χώρος της βιομηχανίας παραμένει ο μεγαλύτερος καταναλωτής με ποσοστά που διακυμαίνονται στο εύρος 40% - 43% από τα μέσα της δεκαετίας του 1990, έχοντας μειωθεί κατά περίπου 10% τις προηγούμενες δύο δεκαετίες. Παρόμοια, το μερίδιο των οικιακών χρηστών στην τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας βρίσκεται στο εύρος 27% - 28.5% από τις αρχές τις δεκαετίας του 1990.

### 5.3.3 Εγχώριες Τάσεις στην Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Το εγχώριο σύστημα παρουσιάζει συνολική εγκατεστημένη ισχύς που ανήλθε στα 20564 MW το 2019, σημειώνοντας άνοδο κατά 1056 MW (5.4%) σε σύγκριση με το 2018 (Διάγραμμα 5.11). Η μεγαλύτερη αύξηση καταγράφηκε την περίοδο 2008-2013 λόγω της ένταξης στο σύστημα νέων μονάδων ΑΠΕ ισχύος 3416 MW, ενώ την ίδια περίοδο εντάχθηκαν στο σύστημα και 1186 MW νέων θερμικών μονάδων. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα ανήλθε σε 18350 MW, ενώ στα μη διασυνδεδεμένα νησιά διαμορφώθηκε στα 2215 MW.

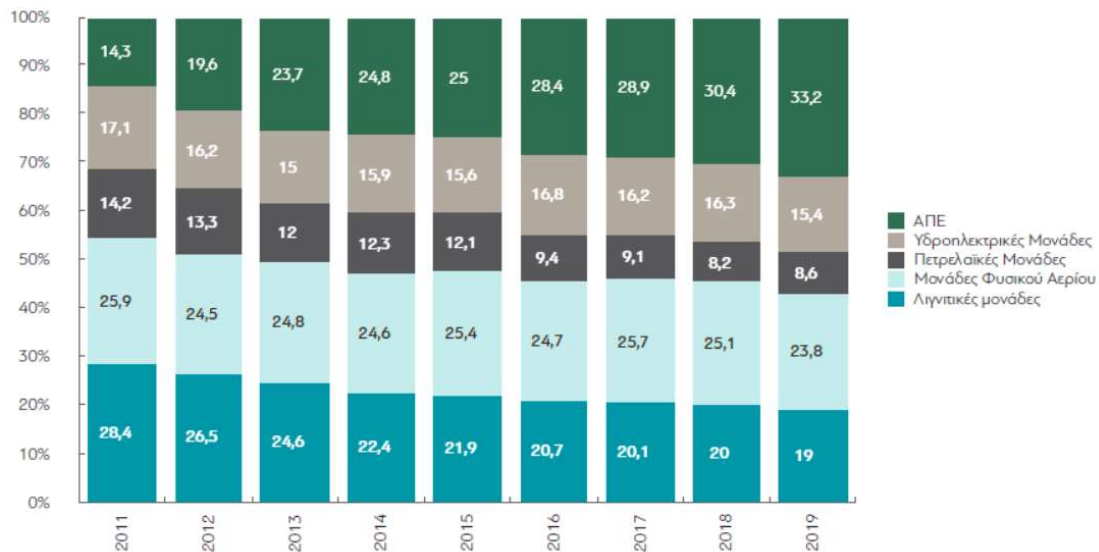


**Διάγραμμα 5.11.** Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτρικής ενέργειας, 1990-2019 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

Οι θερμοηλεκτρικές μονάδες κατείχαν το 51.4% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος το 2019, όταν το 2011 το αντίστοιχο μερίδιο ήταν 68.5%, γεγονός που αναδεικνύει τη διεξόδου των ΑΠΕ και στην απόσυρση λιγνιτικών και πετρελαϊκών μονάδων (Διάγραμμα 5.12). Από το 2013 και μετά οι λιγνιτικοί σταθμοί παραγωγής σταμάτησαν να έχουν το μεγαλύτερο ποσοστό στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ, έχοντας μειωθεί στο 19% το 2019 (μείωση κατά 9.4 ποσοστιαίες μονάδες σε σχέση με το 2011), ενώ κατά 5.6 ποσοστιαίες μονάδες μειώθηκε το ποσοστό των πετρελαϊκών σταθμών (8.6% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος το 2019).

Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων με καύσιμο φυσικό αέριο και των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών παρουσιάζει σχετική σταθερότητα, ωστόσο τα ποσοστά τους υποχώρησαν σε 23.8% και 15.4% το 2019 (από 25,9% και 17.1% αντίστοιχα το 2011). Από τη άλλη, αξιοσημείωτη αύξηση παρουσίασε η εγκατεστημένη ισχύς των λοιπών μονάδων ΑΠΕ και Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ), η οποία έφτασε τα 6.7 GW το 2019 από 2.4 GW το 2011 (επιπλέον 4.3 GW) αντιπροσωπεύοντας το 32.7% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος του συστήματος το 2019, από 14.3% το 2011 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

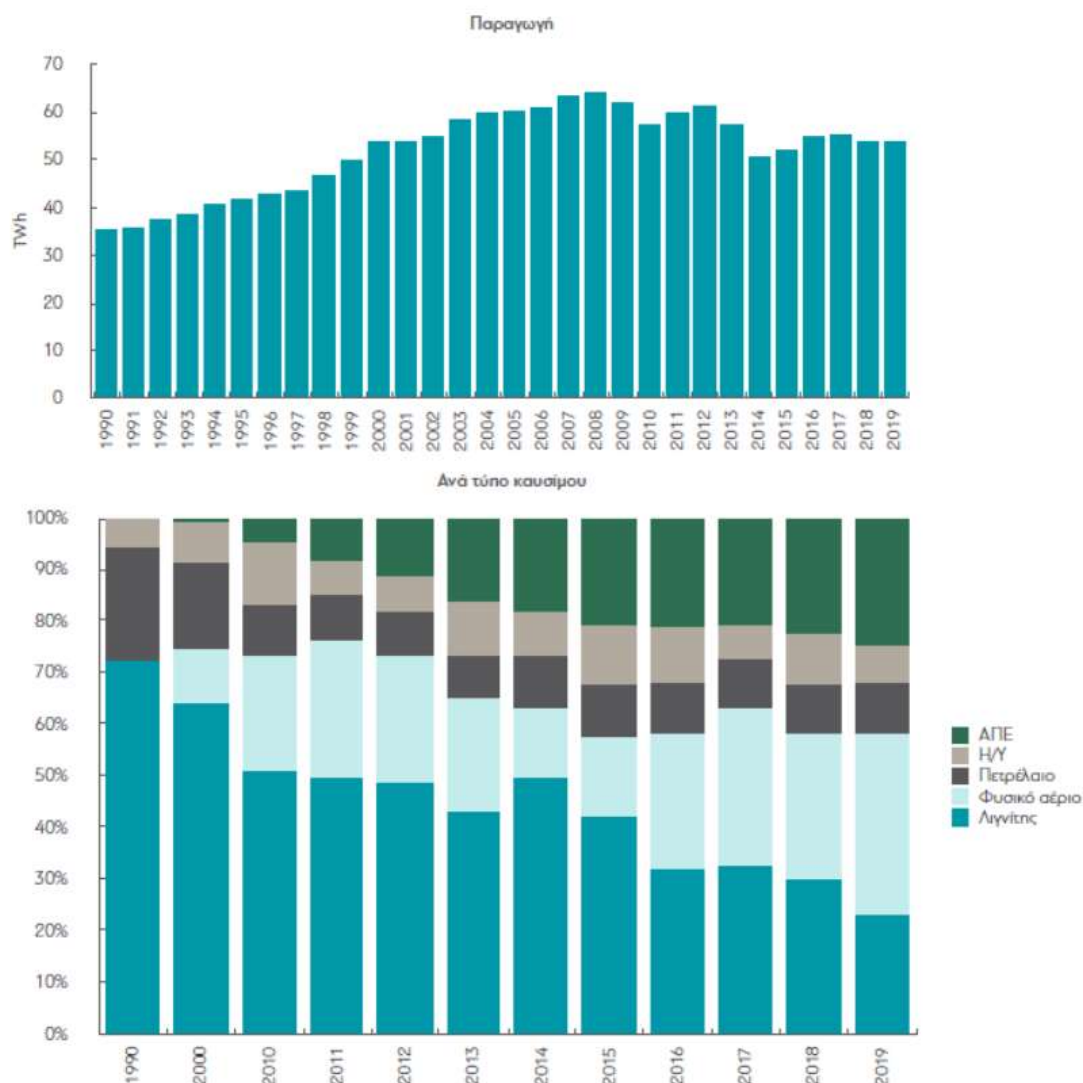
## Κεφάλαιο 5. Συσχέτιση Κόστους Φυσικού Αερίου και Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας



**Διάγραμμα 5.12.** Εγκατεστημένη ισχύς ανά τύπο πηγής πρωτογενούς ενέργειας, 2011-2019 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έφτασε το 2019 στις 53.3 TWh βρισκόμενη σε αντίστοιχα επίπεδα με το 2018. Η χρήση του λιγνίτη στη παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος έπαιξε πρωταρχικό ρόλο στον εξηλεκτρισμό της ελληνικής οικονομίας, από το δεύτερο μισό της δεκαετίας του 1950, έχει υποβαθμιστεί δραματικά τη τελευταία δεκαετία. Η συνολική παραγωγή ενέργειας από λιγνιτικές μονάδες, το 2019, διαμορφώθηκε στις 10.4 TWh, καλύπτοντας το 23% της συνολικής παραγωγής από 50% το 2010 και 72% το 1990.

## Κεφάλαιο 5. Συσχέτιση Κόστους Φυσικού Αερίου και Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας



**Εικόνα 5.3.** Εξέλιξη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, 1990-2019. Της συνολικής παραγωγής επάνω, και της παραγωγής ανά τύπο καυσίμου κάτω. (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021, Eurostat).

Αντίθετα, μεγάλη αύξηση παρατηρήθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση του φυσικού αερίου ως καύσιμο. Έτσι το 2019 οι μονάδες φυσικού αερίου βρέθηκαν με το μεγαλύτερο ποσοστό στο εγχώριο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής, καθώς η συνολική παραγωγή ενέργειας ανήλθε σε 16.2 TWh από 14.1 TWh το 2018 (+15%), καλύπτοντας το 35% της συνολικής παραγωγής (το αντίστοιχο ποσοστό ήταν 11% το 2000 και 22% το 2010). Σταθερά αυξητική είναι και η πορεία της παραγόμενης ενέργειας από ανανεώσιμα, η οποία ανήλθε στις 11.3 TWh το 2019. Η προσφορά των μεγάλων υδροηλεκτρικών μονάδων στην παρέχουσα ενέργεια μπορεί να επηρεαστεί

άμεσα από τις υδρολογικές συνθήκες της δεδομένης χρονικής στιγμής. Το ποσοστό τους διαμορφώθηκε σε 7% το 2019 (Εικόνα 5.3).

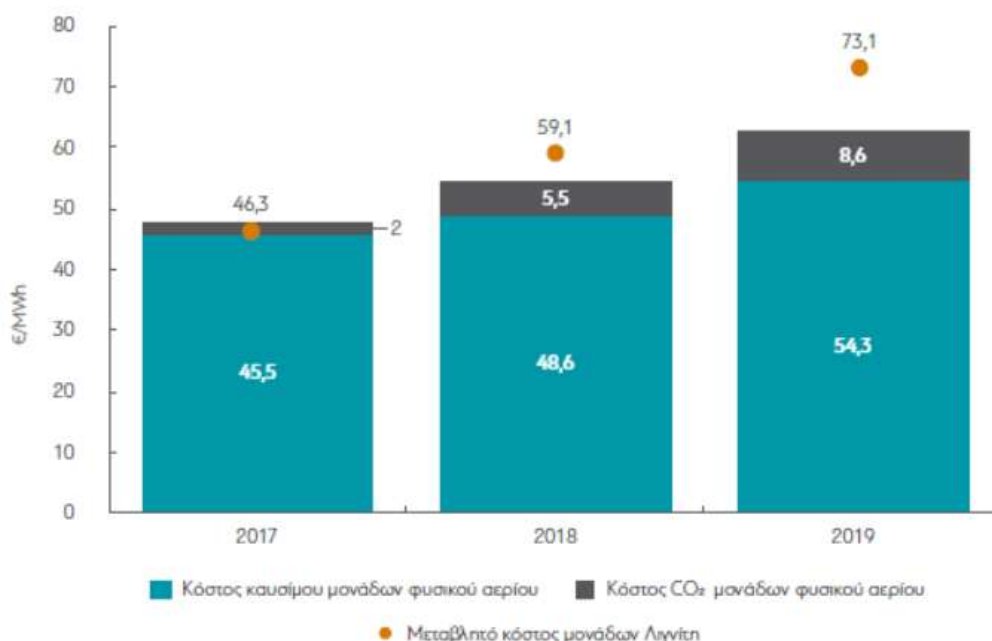


**Διάγραμμα 5.13.** Μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος λιγνιτικών μονάδων, 2011-2019 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

Η παραγόμενη ενέργεια στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας διαμορφώθηκε σε 40.5 TWh το 2019, το χαμηλότερο επίπεδο της τελευταίας δεκαετίας. Το μεγαλύτερο ποσοστό παραχθεί από τους σταθμούς παραγωγής φυσικού αερίου (40% ή 16,2 TWh), ενώ το ποσοστό της παραγωγής από λιγνιτικές μονάδες ήταν όμοιο με το ποσοστό των μονάδων ΑΠΕ (26%). Η μεγάλη μείωση της ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη οφείλεται στη μεγάλη επιδείνωση της ανταγωνιστικότητας του συγκεκριμένου καυσίμου, έναντι των μονάδων φυσικού αερίου τα τελευταία χρόνια. Το μεταβλητό κόστος των λιγνιτικών μονάδων υπερδιπλασιάστηκε τα τελευταία χρόνια, από 32.9 €/MWh κατά μέσο όρο το 2011 σε 73.1 €/MWh το 2019 (Διάγραμμα 5.13). Η μεγάλη άνοδος του κόστους του CO<sub>2</sub> προκάλεσε την αύξηση του κόστους των λιγνιτικών μονάδων, αφού η μέση τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών αυξήθηκε στα 24.8 €/t CO<sub>2</sub> το 2019, από 4.4 €/t CO<sub>2</sub> το 2013, ενώ έως το 2012 η διάθεση των δικαιωμάτων ήταν δωρεάν για το μεγαλύτερο μέρος των εκπομπών.

Αντίθετα, η αύξηση του κόστους από τα δικαιώματα εκπομπών είναι πολύ μικρότερη στην ηλεκτροπαραγωγή με φυσικό αέριο, λόγω σημαντικά υψηλότερου

βαθμού απόδοσης και άρα και χαμηλότερου συντελεστή εκπομπών ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας (0.35 t CO<sub>2</sub>/MWh έναντι 1.54 t CO<sub>2</sub>/MWh κατά μέσο όρο για τη λιγνιτική παραγωγή). Ως αποτέλεσμα, το 2018 και το 2019, το μέσο μεταβλητό κόστος των μονάδων φυσικού αερίου (54.1 €/MWh και 62.9 €/MWh αντίστοιχα) βρέθηκε σε χαμηλότερο επίπεδο σε σύγκριση με το αντίστοιχο κόστος των λιγνιτικών μονάδων (Διάγραμμα 5.14).



**Διάγραμμα 5.14.** Μέσο μεταβλητό κόστος μονάδων φυσικού αερίου, 2017-2019 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021).

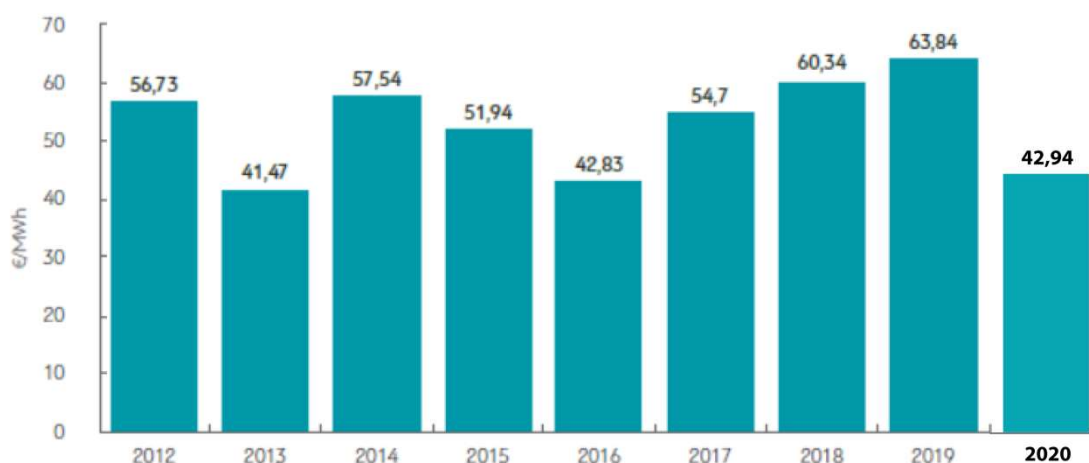
### 5.3.4 Τιμές ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Οριακή Τιμή Συστήματος, όπως σημειώθηκε και εκ των προτέρων, είναι η τιμή ηλεκτρικής ενέργειας που διαμορφώνεται μέσα από τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (ΗΕΠ), πριν από τη μετεξέλιξη της εγχώριας χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρισμού σε χρηματιστήριο ενέργειας. Η Οριακή Τιμή Συστήματος βρίσκεται από την επίλυση του αλγόριθμου που φέρνει σε ισορροπία τις προσφορές τιμών και ποσοτήτων που πρόσφεραν για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας από τη μια πλευρά οι προμηθευτές και ιδιοκτήτες των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και από



την άλλη οι εκπρόσωποι φορτίου που διανέμουν την ηλεκτρική ενέργεια στους τελικούς καταναλωτές.

Η μέση Οριακή Τιμή Συστήματος το έτος 2020 βρέθηκε στα 42,94 €/MWh, καταγράφοντας ελάττωση 34.04% σε σχέση με την μέση καταγεγραμμένη Οριακή Τιμή Συστήματος κατά το αντίστοιχο χρόνο του προηγούμενου έτους. Παρακάτω στο Διάγραμμα 5.15 παρουσιάζεται η μέση Οριακή Τιμή Συστήματος για τα έτη 2012 – 2020.



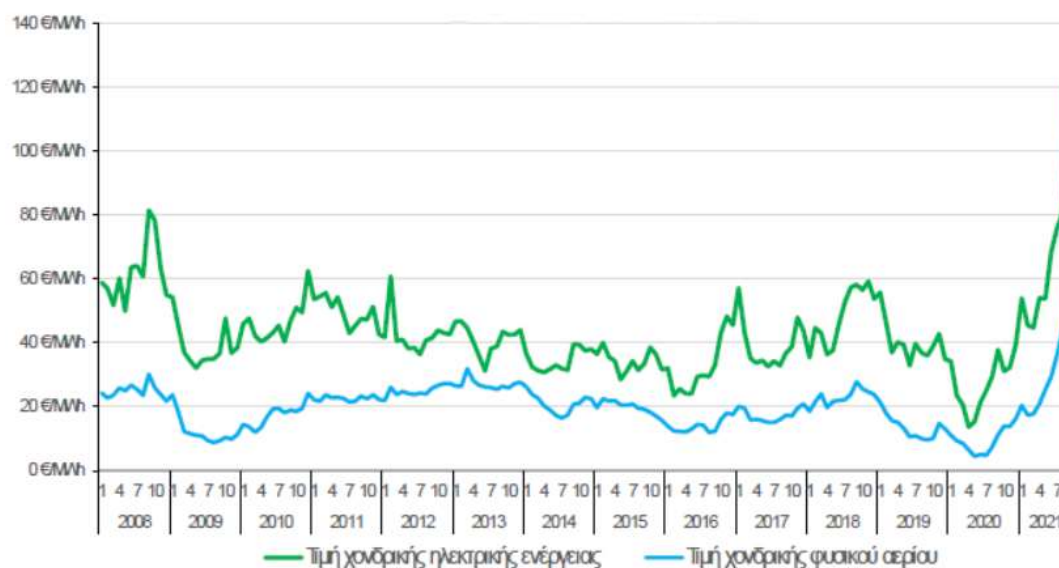
**Διάγραμμα 5.15.** Μέση Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ), 2012-2020 (Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., 2021, ΡΑΕ 2020).

Εξαιτίας των φθηνότερων καυσίμων, της μειωμένης ζήτησης και της γρήγορης ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, οι τιμές χονδρικής της ενέργειας σημείωσαν απότομη μείωση κατά το 2019 και οι αρνητικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας συνεχίστηκαν το 2020. Αυτή η πτωτική τάση σταμάτησε και αντιστράφηκε απότομα κατά τη διάρκεια του 2021. Οι τιμές χονδρικής της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασαν αύξηση κατά 200% σε ετήσια βάση (VaasaETT, <https://www.vaasaett.com/>). Αυτό οδήγησε εν συνεχεία σε αύξηση των τιμών λιανικής, αλλά σε σχετικά μικρότερο βαθμό.

Η παρούσα αύξηση της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται κατά κύριο λόγο στην παγκόσμια ζήτηση φυσικού αερίου, η οποία αυξήθηκε απότομα με την επιτάχυνση της οικονομικής ανάκαμψης. Η προσφορά του φυσικού αερίου δεν ακολούθησε την απότομη αύξηση της ζήτησης με αποτέλεσμα τη ραγδαία αύξηση των τιμών στην Ευρωπαϊκή Ένωση αλλά και σε πολλές άλλες περιοχές της υφηλίου.

## Κεφάλαιο 5. Συσχέτιση Κόστους Φυσικού Αερίου και Κόστους Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Επιπροσθέτως, οι ποσότητες φυσικού αερίου που προέρχονται από τη Ρωσία είναι μειωμένες από τις αναμενόμενες, γεγονός που συρρικνώνει την αγορά. Αν και έχει εκπληρώσει τις μακροπρόθεσμες συμβάσεις της με τους Ευρωπαίους ομολόγους της, η Gazprom δεν προσέφερε επιπλέον δυναμικότητα για την μείωση της πίεσης στην αγορά φυσικού αερίου της Ευρωπαϊκής Ένωσης κάτι που φυσικά εντάθηκε με τις πολεμικές συγκρούσεις στην Ουκρανία. Η κακή και ετεροχρονισμένη συντήρηση των εγκαταστάσεων κατά τη διάρκεια της πανδημίας έχει περιορίσει επίσης τον εφοδιασμό με φυσικό αέριο (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2021).



**Διάγραμμα 5.16.** Τιμές της ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τα έτη 2006-2021 (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2021).

Η παρούσα αύξηση των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας καθορίζεται σε μεγάλο από τις τιμές του φυσικού αερίου οι οποίες αποτελούν καθοριστικό παράγοντα και για τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας στις περισσότερες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Διάγραμμα 5.16). Η ευρωπαϊκή τιμή των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα αυξήθηκε επίσης κατακόρυφα κατά το 2021, αν και σχετικά λιγότερα από την τιμή του φυσικού αερίου. Η αύξηση της τιμής του φυσικού αερίου καθορίζει την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας εννέα φορές περισσότερο από ό,τι η αύξηση της τιμής των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Η τιμή των δικαιωμάτων διοξειδίου του άνθρακα παρουσίασαν αύξηση λόγω της υψηλότερης ζήτησης δικαιωμάτων εκπομπής που παρουσιάστηκε εξαιτίας της υψηλότερης οικονομικής δραστηριότητας μετά την πανδημία και στις προσδοκίες για τη μετάβαση στη πράσινη ενέργεια μετά το 2030.

Επιπροσθέτως ακόμη και οι ίδιες υψηλές τιμές του φυσικού αερίου συμμετέχουν στην αύξηση της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών, δεδομένου ότι οδηγούν σε αυξημένη χρήση λιγνίτη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και, κατά συνέπεια, σε υψηλότερη ζήτηση δικαιωμάτων εκπομπής (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2021).

Το φυσικό αέριο συνεχίζει να παίζει καθαρυστικό ρόλο στο ενεργειακό μείγμα της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Αντιπροσωπεύει περίπου το ένα τέταρτο της συνολικής παραγόμενης ενέργειας. Σήμερα, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται περίπου το 26 % του φυσικού αερίου (συμπεριλαμβανομένων των σταθμών συνδυασμένης παραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού) και περίπου το 23 % στη βιομηχανία. Αν και τα τελευταία χρόνια παρουσιάστηκε μετάβαση σε άλλα είδη καυσίμων όπως το φυσικό αέριο και τις ΑΠΕ και ενώ το μερίδιο της πυρηνικής ενέργειας παρέμεινε περίπου στο 25% του μείγματος, η αύξηση των τιμών του φυσικού αερίου έχει αντιστρέψει, τουλάχιστον προσωρινά, αυτή τη δυναμική σε ορισμένα κράτη μέλη με επιστροφή προς τον λιγνίτη, παρά το γεγονός ότι επιφέρει υψηλότερες εκπομπές CO<sub>2</sub> ανά MWh.

Το ποσοστό ενεργειακής εξάρτησης της Ευρωπαϊκής Ένωσης από τις εισαγωγές, το 2019 ήταν 61% (έναντι 56% το 2000). Η μεγάλη εξάρτηση από τις εισαγωγές θέτει την οικονομία και τους βασικούς τομείς της Ευρωπαϊκής Ένωσης σε μεγάλες διακυμάνσεις συνυφασμένες με τις τιμές των ορυκτών καυσίμων, τα οποία αποτελούν αντικείμενο συναλλαγών στις παγκόσμιες αγορές. Οι τιμές του φυσικού αερίου αυξάνονται παγκοσμίως. Μέχρι στιγμής το 2021, οι τιμές τριπλασιάστηκαν στην Ευρωπαϊκή Ένωση και υπερδιπλασιάστηκαν στην Ασία, ενώ στις ΗΠΑ διπλασιάστηκαν.

### 5.4 Τάσεις και Προσδοκίες.

Οι προσδοκίες της αγοράς, αναμένουν ότι οι παρούσες αυξήσεις των τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας να είναι προσωρινές. Οι τιμές του αερίου και της ηλεκτρικής ενέργειας ανήλθαν σε επίπεδα ρεκόρ το 2022 και παρουσίασαν πρωτοφανή υψηλές τιμές μετά τη ρωσική εισβολή στην Ουκρανία. Μόνο το τελευταίο έτος, οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη αυξήθηκαν κατακόρυφα σε επίπεδο αρκετά υψηλότερο απ' ό,τι τις τελευταίες δεκαετίες. Η δυναμική αυτή μπορεί να συνδέεται κυρίως με την υψηλή τιμή του αερίου, η οποία συνεπακόλουθος προκαλεί αύξηση και στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με χρήση αερίου, οι οποίοι συχνά είναι απαραίτητοι για την ικανοποίηση της ζήτησης.

Οι τιμές άρχισαν να σημειώνουν αύξηση με μεγάλους ρυθμούς κατά το προηγούμενο καλοκαίρι, όταν η παγκόσμια οικονομία σημείωσε ανάκαμψη μετά την χαλάρωση των περιοριστικών μέτρων που είχαν επιβληθεί λόγω της COVID-19. Στη συνέχεια, η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία απλά έφερε την κατάσταση αυτή στα άκρα. Μολονότι το σημερινό επίπεδο αποθήκευσης φυσικού αερίου στην Ευρώπη είναι περιορισμένο, δείχνει να είναι επαρκές για να καλύψει τις ανάγκες εφοδιασμού για έναν χειμώνα με παρόμοιες κλιματικές συνθήκες με τον περσινό. Ωστόσο, βασική μεταβλητή προς παρακολούθηση αποτελεί η εξέλιξη των καιρικών συνθηκών κατά τη χειμερινή περίοδο.

Ο κανονισμός της Ευρωπαϊκής Ένωσης που διέπει την ασφάλεια του εφοδιασμού με φυσικό αέριο (Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1938 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, 2017) καθορίζει το πλαίσιο ετοιμότητας της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την αντιμετώπιση καταστάσεων έκτακτης ανάγκης και ανθεκτικότητας σε περίπτωση διαταραχής του εφοδιασμού με φυσικό αέριο. Ο κανονισμός διαθέτει μηχανισμό αλληλεγγύης που αν χρειαστεί μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε ακραίες καταστάσεις κρίσης στον τομέα του φυσικού αερίου.

Στο πλαίσιο όλων των παραπάνω το συμβούλιο της ευρωπαϊκής ένωσης αποφάσισε τον Σεπτέμβριο του 2022 να προτείνει την ‘Παρέμβαση έκτακτης ανάγκης για την αντιμετώπιση των υψηλών τιμών ενέργειας’. Η Επιτροπή προτείνει την άμεση εφαρμογή μιας ολοκληρωμένης δέσμης αλληλεξαρτώμενων μέτρων. Τα μέτρα αυτά έχουν σαν σκοπό , μεταξύ άλλων, την μείωση των επιπτώσεων από τις μεγάλες τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και την προστασία των καταναλωτών, προστατεύοντας παράλληλα τα οφέλη της εσωτερικής αγοράς και τους ισότιμους όρους ανταγωνισμού. (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2022)

Η πρόταση της ευρωπαϊκής επιτροπής περιλαμβάνει τις παρακάτω τρεις προτάσεις:

### **1) Μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας**

Τίθενται δυο στόχοι μείωσης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Ο πρώτος προϋποθέτει ότι τα κράτη μέλη θα νομοθετήσουν μέτρα μείωσης της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από όλους τους καταναλωτές, έχοντας συμπεριλάβει και όσους δεν είναι ακόμη εξοπλισμένοι με έξυπνα συστήματα ή έξυπνες συσκευές μέτρησης που να τους επιτρέπουν να προσαρμόζουν την κατανάλωσή τους κατά τη διάρκεια της ημέρας. Ο δεύτερος καθορίζει έναν υποχρεωτικό στόχο μείωσης της ακαθάριστης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τουλάχιστον 5 % κατά τη διάρκεια επιλεγμένων ωρών αιχμής του συστήματος, που θα καλύπτουν τουλάχιστον

το 10 % των ωρών κάθε μήνα κατά τις οποίες οι τιμές αναμένεται να είναι οι υψηλότερες. (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2022)

## **2) Ανώτατο όριο στα έσοδα της αγοράς για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υποοριακές τεχνολογίες.**

Στον προτεινόμενο κανονισμό δίνεται μια οδηγία για την ανάκτηση των υπερεσόδων που εισπράττουν οι παραγωγοί με χαμηλότερο οριακό κόστος, όπως οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η πυρηνική ενέργεια και ο λιγνίτης (υποοριακές τεχνολογίες), με τον καθορισμό ενός ανώτατου ορίου στα έσοδα ανά MWh παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Η Επιτροπή προτείνει με βάση τον κανονισμό το ανώτατο όριο εσόδων να ορισθεί στα 180 EUR/MWh, ποσό το οποίο αναμένεται να καλύψει το αναγκαίο περιθώριο ασφαλείας. (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2022)

## **3) Συνεισφορά αλληλεγγύης**

Τέλος, εκτός από τις εταιρείες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, φαίνεται ότι και ο τομέας ορυκτών καυσίμων επωφελείται από τις μεγάλες αυξήσεις των τιμών λόγω της παρούσας κατάστασης της αγοράς, με αποτέλεσμα να παρουσιάζονται κέρδη που ξεπερνούν εκείνα που εμφανίζονται κατά τη συνήθη επιχειρηματική δραστηριότητα. Με τον προτεινόμενο κανονισμό προτείνεται η εισαγωγή μιας συνεισφοράς αλληλεγγύης για τη βιομηχανία πετρελαιοειδών η οποία θα ισχύει για όλα τα κράτη μέλη. Η συγκεκριμένη συνεισφορά αλληλεγγύης θα αποτελεί έκτακτο και προσωρινό μέτρο, εφαρμόσιμο μόνο στην τρέχουσα κατάσταση, το οποίο θα υιοθετήσουν τα κράτη μέλη με πνεύμα αλληλεγγύης, ώστε να μετριαστούν οι άμεσες οικονομικές επιπτώσεις των αυξανόμενων τιμών της ενέργειας για τους προϋπολογισμούς των κρατών μελών, τους καταναλωτές και τις επιχειρήσεις σε ολόκληρη την Ένωση. (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2022)

Μεσοπρόθεσμα, οι διακυμάνσεις των τιμών αναμένεται να συνεχιστούν, ενώ μελλοντικά αιφνίδιες μεταβολές δεν μπορούν να αποκλειστούν, καθώς η παγκόσμια προσφορά και ζήτηση ενδέχεται να μην προσαρμόζονται πάντα ομαλά λόγω γεωπολιτικών, τεχνολογικών και οικονομικών παραγόντων.

Η παγκόσμια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί κατά περίπου 4% το 2022, λόγω της παγκόσμιας οικονομικής ανάκαμψης. Στην Ευρώπη, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί το 2022 κατά σχεδόν 2% (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2021).

## Βιβλιογραφία

Aarons K., (2014), “Carbon pollution Standards for Existing Powerplants: Issues and Options” Center for Climate and Energy Solutions.

Bell M. L., Davis D. L., Cifuentes L. A., Krupnick A. J., Morgenstern R. D., Thurston G. D. (2008), “Ancillary Human Health Benefits of Improved Air Quality Resulting From Climate Change Mitigation” *Environ. Health*, Vol 7, 41.

Bernstein L, Bosch P, Canziani O, Chen Z, Christ Renate, Davidson O, et al. (2008), *Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change 2007: Synthesis report*, Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press.

Energy Statistics, 2018, “Data, tables, statistics and maps”, Danish Energy Agency, [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energy\\_statistics\\_2018.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energy_statistics_2018.pdf).

Erickson P., Kartha S., Lazarus M., Tempest K. (2015), “Assessing Carbon Lock-in” *Environ. Res. Lett.*, Vol. 10, 084023.

Eurelectric, (2003), *Efficiency in Electricity Generation*, <http://www.eurelectric.org>.

European Commission, (2019a), *Clean Energy for all Europeans*, March.

European Commission, (2019b), Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία είναι μια νέα αναπτυξιακή στρατηγική που αποσκοπεί στον μετασχηματισμό της Ευρωπαϊκής Ένωσης σε μια δίκαιη και ευημερούσα κοινωνία που διαθέτει μια οικονομία σύγχρονη, ανταγωνιστική και αποδοτική ως προς τη χρήση των πόρων, στην οποία ως το 2050 θα έχουν μηδενιστεί οι καθαρές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου.

European Commission (2022), Πρόταση- ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟΥ σχετικά με παρέμβαση έκτακτης ανάγκης για την αντιμετώπιση των υψηλών τιμών ενέργειας

Imrankhan M., Yasmin T, Shakoor A., (2015), “Technical overview of compressed natural gas (CNG) as a transportation fuel”, *Renew. Sust. Energ. Rev.*, vol. 51, 785 – 797.

International Energy Agency (2020), *Global Energy Review 2020*.

Jacoby H. D., O'Sullivan F. M., Paltsev S., (2012), “The Influence of Shale Gas on US Energy and Environmental Policy”, *Econ. Energy Environ. Policy*, Vol. 1, No. 1, 37 – 52.

Kumar S., Kwon H., Choi K., Lim W., Cho J., Tak K. & Moon I., (2011), “LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development”, *Applied Energy*, vol. 88, 4264 – 4273.

MacKinnon M. A., Brouwer J., Samuelsen S. (2018), “The Role of Natural Gas and its Infrastructure in Mitigating Greenhouse Gas Emissions, Improving Regional Air Quality and Renewable Resource Integration” *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol.64, 62 – 92.

McCollum D., Yang C., Yeh S., Ogden J., (2012), “Deep Greenhouse Gas Reduction Scenarios for California – Strategic Implications From the CA-TIMES Energy-Economic Systems Model” *Energy Strategy Reviews*, Vol. 1, No. 1, 19 – 32.

National Research Council. (2009), *America's Energy Future: Technology and Transformation*, Washington D. C.: Committee On America's Energy Future.

Nemet G. F., Holloway T and Meier P, (2010), “Implications of Incorporating Air-Quality co-Benefits into Climate Change Policymaking” *Environ. Res. Lett.*, Vol. 5, 014007.

Pedraza, J.M., (2015), *Electrical Energy Generation in Europe. The Current Situation and Perspectives in the Use of Renewable Energy Sources and Nuclear Power for Regional Electricity Generation*, Springer

Sioshansi F. P., (2009), “Carbon Constrained: The Future of Electricity Generation” *Electric. J.*, Vol. 22, 64–74.

Danish Energy Agency, (2015), “The Danish Energy Model”, available at: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/the\\_danish\\_energy\\_model.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/the_danish_energy_model.pdf).

Tour J. M., Kittrell C., Colvin V. L., (2010), “Green Carbon as a Bridge to Renewable Energy”, *Nat. Mater*, Vol. 9, 871–874.

U.S. EPA. (2012), *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2010*, Washington, D. C.: U.S. Environmental Protection Agency; Available at:

<http://www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads12/US-GHG-Invent-ory-2012-ES.pdf>.

VaasaETT, available at: <https://www.vaasaett.com/>.

Williams J. H., DeBenedictis A., Ghanadan R., Mahone A., Moore J., Morrow W. R., Price S., Torn M. S. (2012), “The Technology Path to Deep Greenhouse Gas Emissions Cuts by 2050: The Pivotal Role of Electricity” *Science*, Vol 335, No. 6064, 53 – 59.

Αβουκάτος Νίκος, (2022), *Απολιγνιτοποίηση: Εντός Ιουνίου η Έγκριση του Προγράμματος Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης*. Περιβάλλον, Προγράμματα-Νομοθεσίες, <https://greenagenda.gr>.

ΑΔΜΗΕ (2020), “Υπολογισμός Μεταβλητού Κόστους Θερμικών Μονάδων Παραγωγής – Μεθοδολογία” Έκδοση 1.

Βέττας Ν., Danchev S., Μανιάτης Γ., Παρατσιώκας Ν., Βαλάσκας Κ., (2021), *Ο Τομέας Ενέργειας στην Ελλάδα: Τάσεις, Προοπτικές και Προκλήσεις*, Διανέοσις, Οργανισμός Έρευνας και Ανάλυσης, IOBE.

Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (Δ.Ε.Η.) Α.Ε., [www.dei.gr](http://www.dei.gr).

Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2020), *Επενδυτικό Σχέδιο «Βιώσιμη Ευρώπη» COM(2020) 21 Final και European Council*. Special meeting of the European Council (17, 18, 19, 20 and 21 July 2020) – Conclusions.

Ευρωπαϊκή Επιτροπή (2021), *Αντιμετώπιση της Αύξησης των Τιμών της Ενέργειας: μια Εργαλειοθήκη για Δράση και Στήριξη*, Ανακοίνωση της Επιτροπής Προς το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο, το Συμβούλιο, την Ευρωπαϊκή και Κοινωνική Επιτροπή και την Επιτροπή των Περιφερειών, COM(2021) 660 final, Βρυξέλες.

Γκικόκα Κ., (2020), *Μεταφορά και Διανομή Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα. Η Περίπτωση του Αγωγού ΠΟΣΕΙΔΩΝ*, Διπλωματική Εργασία, Σχολή Τεχνολογικών Εφαρμογών, Διαχείριση Τεχνικών Έργων, Ελληνικό Ανοικτό Πανεπιστήμιο, Πάτρα.

ΔΕΠΑ, (2012), *Απολογισμός Εταιρικής Κοινωνικής Υπευθυνότητας*.

Ζεληλίδης Α. (1995), *Γεωλογία Πετρελαίων*, Σημειώσεις από τις παραδόσεις του μαθήματος Γεωλογίας Πετρελαίων στο Τμήμα Γεωλογίας του Πανεπιστημίου Πατρών.



Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1938 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 25ης Οκτωβρίου 2017, σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010.

Καρκαλάκος Σ., Πολέμης Μ., (2015), *Αειφόρος Ανάπτυξη, Περιβάλλον και Ενέργεια*, Αθήνα.

Λέκκα Μ. Ε., (2017), *Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα. Θεσμικές και Οικονομικές Προεκτάσεις.*, Διπλωματική Εργασία, Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών, Σχολή Οικονομικών Επιχειρηματικών και Διεθνών Σπουδών, Πανεπιστήμιο Πειραιώς.

Μανιάτης Γ., Μουστάκας Α., Βέττας Ν., (2020), *Απολιγνιτοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής: Κοινωνικοοικονομικές επιπτώσεις και αντισταθμιστικές δράσεις*, Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης, IOBE.

Μόσχου Ε. Χ. (2012), *Σύγκριση των Εναλλακτικών Πηγών για την Παραγωγή Ενέργειας*, Διπλωματική Εργασία, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Πολιτικών Μηχανικών, Τομέας Υδάτινων Πόρων και Περιβάλλοντος, Αθήνα.

Μπαρουξή Σ., (2015), *Αποτίμηση οφέλους για καταναλωτές και Σύστημα από την εφαρμογή δυναμικών τιμολογίων βασισμένων σε μεθόδους διαχείρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας DSM*, Διπλωματική Εργασία, Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών “Συστήματα Διαχείρισης της Ενέργειας και Προστασίας Περιβάλλοντος”, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Σχολή Χημικών Μηχανικών, Πανεπιστήμιο Πειραιά, Τμήμα Βιομηχανικής Διοίκησης και Τεχνολογίας, Αττική.

Νόμος 1468/1950-ΦΕΚ 169/7-8-1950, *Περί Ιδρύσεως Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού*.

Νόμος 2773/1999-ΦΕΚ 286/Α/22-12-1999, *Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Ρύθμιση Θεμάτων Ενεργειακής Πολιτικής και Λοιπές Διατάξεις*.

Νόμος 3175/2003, *Αξιοποίηση του Γεωθερμικού Δυναμικού, Τηλεθέρμανση και Άλλες Διατάξεις*.

Νόμος 3426/2005, *Επιτάχυνση της Διαδικασίας για την Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας*.

Νόμος 4001/2011, *Για τη Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και Δίκτυα Μεταφοράς Υδρογονανθρακών και Άλλες Ρυθμίσεις.*

Νόμος 2940/05.11.2012 ΦΕΚ Β', *Άδεια Προμήθειας και Εμπορίας Ηλεκτρικής Ενέργειας.*

Νόμος 4425/2016, *Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων.*

Παπανικολάου Κ., (2018), *Αγορά Ενέργειας: Το Φυσικό Αέριο και η Σύνδεση της Τιμής του με την Τιμή του Πετρελαίου*, Διπλωματική Εργασία, Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών, Πληροφορική και Διοίκηση, Τμήματα Πληροφορική και Οικονομικών Επιστημών, Α.Π.Θ., Θεσσαλονίκη.

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΡΑΕ, (2019), *Έκθεση Πεπραγμένων.*

Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, ΡΑΕ, (2020), *Έκθεση Πεπραγμένων.*

Τόσιος Α. (2019), *Ο κρίσιμος ρόλος του φυσικού αερίου στον μετασχηματισμό της ελληνικής ενεργειακής αγοράς*, Κείμενο Εργασίας – Working Paper No 25, Αθήνα.

Τσακαλογιάννη Ι., (2020) Association of International & European Affairs, ΟΔΕΘ, *Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στη Δανία*, <https://odeth.eu>.

Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, ΥΠΕΝ, (2022), *Σύντομο ιστορικό της απολιγνιτοποίησης*, Ανακοινώσεις τύπου, <https://ypen.gov.gr>.

Φαραντούρης Ν., (2014), *ΕΝΕΡΓΕΙΑ – Δίκτυα και Υποδομές*, Εκδόσεις: Νομική Βιβλιοθήκη, Αθήνα.

Φαραντούρης Ν., Φορτσάκης Θ., (2016), *Δίκαιο της Ενέργειας*, Εκδόσεις: Νομική Βιβλιοθήκη, Αθήνα.