



Τεχνολογικό
Πανεπιστήμιο
Κύπρου

Σχολή Γεωτεχνικών
Επιστημών και
Διαχείρισης
Περιβάλλοντος

Διδακτορική διατριβή

**ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΘΕΡΜΙΚΩΝ
ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΚΥΠΡΟ,
ΕΝΟΨΕΙ ΤΗΣ ΠΡΑΣΙΝΗΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ**

Χριστόδουλος Παφίτης

Λεμεσός, Απρίλιος 2026

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΚΥΠΡΟΥ
ΣΧΟΛΗ ΓΕΩΤΕΧΝΙΚΩΝ ΕΠΙΣΤΗΜΩΝ ΚΑΙ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ
ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ
ΤΜΗΜΑ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

Διδακτορική διατριβή

ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΩΝ ΘΕΡΜΙΚΩΝ
ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΚΥΠΡΟ,
ΕΝΟΨΕΙ ΤΗΣ ΠΡΑΣΙΝΗΣ ΜΕΤΑΒΑΣΗΣ

του

Χριστόδουλου Παφίτη

Επιβλέπων Καθηγητής:

Πάυλος Στεφάνου

Λεμεσός, Απρίλιος 2026

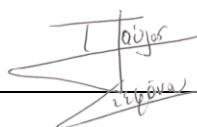
Έντυπο έγκρισης Διδακτορικής Διατριβής

Βελτιστοποίηση Λειτουργίας των Θερμικών Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής στην Κύπρο, ενόψει της πράσινης μετάβασης

Παρουσιάστηκε από τον κ. Χριστόδουλο Παφίτη

Επιβλέπων Καθηγητής: Παύλος Στεφάνου, Αν. Καθηγητής, Τεχνολογικό Πανεπιστήμιο
Κύπρου

Υπογραφή



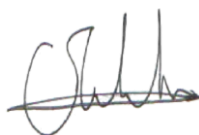
Πρόεδρος Επιτροπής: Αλέξανδρος Χαραλαμπίδης, Καθηγητής, Τεχνολογικό
Πανεπιστήμιο Κύπρου

Υπογραφή



Εξωτερικό Μέλος Επιτροπής: Κωνσταντίνος Ταλιώτης, Επίκ. Καθηγητής, Ινστιτούτο
Κύπρου

Υπογραφή



Τεχνολογικό Πανεπιστήμιο Κύπρου

Λεμεσός, Απρίλιος 2026

Πνευματικά δικαιώματα

Copyright © Χριστόδουλος Παφίτης, 2026

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Η έγκριση της διδακτορικής διατριβής από το Τμήμα Χημικών Μηχανικών του Τεχνολογικού Πανεπιστημίου Κύπρου δεν υποδηλώνει απαραίτητως και αποδοχή των απόψεων του συγγραφέα εκ μέρους του Τμήματος.

Πρόλογος-Ευχαριστίες

Η βέλτιστη και ορθολογική διαχείριση των θερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, σε συνδυασμό με την επιλογή κατάλληλων καυσίμων, αποτελεί στις μέρες μας ζωτικής σημασίας επιλογή, καθώς σχετίζεται άμεσα με τις επιπτώσεις της ενεργειακής δραστηριότητας στο περιβάλλον και την κλιματική ισορροπία. Η ανεξέλεγκτη εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα και άλλων επιβλαβών αερίων καθιστά την αλλαγή του ενεργειακού μοντέλου επιτακτική. Παρά ταύτα, το βραχυπρόθεσμο οικονομικό όφελος εξακολουθεί να διαμορφώνει σε σημαντικό βαθμό τις εθνικές και ατομικές ενεργειακές επιλογές. Ωστόσο, η μακροπρόθεσμη στρατηγική αξιοποίησης μονάδων υψηλής ενεργειακής απόδοσης και χαμηλών εκπομπών ρύπων οδηγεί σε μεγαλύτερα και διατηρήσιμα οφέλη τόσο οικονομικά όσο και περιβαλλοντικά.

Η ανάγκη για συστηματική εκπαίδευση σε θέματα ενέργειας, η επένδυση στην έρευνα και την καινοτομία, καθώς και η ανάπτυξη αποδοτικότερων και πιο ευφύων συστημάτων διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας συνιστούν θεμέλια της πράσινης μετάβασης. Η χρήση περιβαλλοντικά φιλικών καυσίμων, σε συνδυασμό με τη διαμόρφωση κατάλληλων οικονομικών κινήτρων προς επιχειρήσεις και πολίτες, ενισχύει την αποτελεσματικότητα της ενεργειακής πολιτικής. Οι στρατηγικοί στόχοι της Ευρωπαϊκής Ένωσης στον τομέα της ενέργειας και του κλίματος αποτέλεσαν τη βασική αφετηρία για την υλοποίηση της παρούσας διατριβής.

Η έρευνα αυτή επιχειρεί να συμβάλει στην ορθολογική αξιοποίηση του ενεργειακού χαρτοφυλακίου της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου και ευρύτερα, στη χάραξη στρατηγικής από τον Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου, με επίκεντρο τη χρήση φυσικού αερίου και υδρογόνου. Η προσέγγιση αυτή εξυπηρετεί το δημόσιο συμφέρον, προς όφελος των καταναλωτών, της πολιτείας, των κοινωνικών εταίρων και της ευρύτερης κοινωνίας. Στο νέο ανταγωνιστικό περιβάλλον που διαμορφώθηκε από την ένταξη της Κυπριακής Δημοκρατίας στην Ευρωπαϊκή Ένωση, καθίσταται αναγκαία η αναβάθμιση της παραγωγικότητας και της αποδοτικότητας σε όλους τους τομείς.

Θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στα μέλη της Συμβουλευτικής Επιτροπής, στον Καθηγητή Θεόδωρο Ζαχαριάδη, στον Καθηγητή Σωτήρη Καλογήρου καθώς και στο μεταδιδακτορικό ερευνητή Μάριο Καρμέλλο για την ουσιαστική καθοδήγηση και επιστημονική τους στήριξη. Επίσης, οφείλω ιδιαίτερες ευχαριστίες στην οικογένειά μου, για την υπομονή, την κατανόηση και την αμέριστη συμπαράστασή τους καθ' όλη τη διάρκεια αυτής της ερευνητικής διαδρομής.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παγκόσμια μετάβαση προς βιώσιμα ενεργειακά συστήματα αποτελεί μια ιδιαίτερα κρίσιμη πρόκληση, ιδίως για περιοχές όπως η Κύπρος, οι οποίες εξακολουθούν να παρουσιάζουν σημαντική εξάρτηση από συμβατικά καύσιμα. Η παρούσα μελέτη εξετάζει τη μείωση του οικονομικού κόστους και των περιβαλλοντικών επιπτώσεων μέσω της βέλτιστης διαχείρισης των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και της αξιοποίησης φυσικού αερίου (ΦΑ) και υδρογόνου (H₂) στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας παράλληλα υπόψη την ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).

Με βάση πραγματικά δεδομένα παραγωγής για την περίοδο 2014-2023, η ανάλυση εστιάζει σε δύο διακριτές χρονικές περιόδους: 2014-2019 και 2020-2023, με τη δεύτερη να χαρακτηρίζεται από αυξημένο κόστος καυσίμων και εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (ΑτΘ). Αναπτύχθηκαν τρία σενάρια διαθεσιμότητας μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (100%, 65% και 58%) με και χωρίς χρήση ΦΑ, ενώ οι οικονομικές εξοικονομήσεις αξιολογήθηκαν μέσω προσομοιώσεων που εφαρμόζουν αποδοτικές στρατηγικές δέσμευσης μονάδων (Unit Commitment-UC).

Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι οι στρατηγικές UC μπορούν να επιτύχουν ετήσιες μειώσεις κόστους από 3% έως 11,2%, ενώ η αξιοποίηση ΦΑ σε ανταγωνιστική τιμή €450/τόνο αυξάνει περαιτέρω τις εξοικονομήσεις σε 11,6%-40,8%. Αντιθέτως, υψηλότερες τιμές (€640/τόνο) οδηγούν σε σημαντική αύξηση του κόστους, υπογραμμίζοντας την ανάγκη για ρυθμιστικό έλεγχο τιμών. Υιοθετώντας προκαθορισμένη αναλογία μάζας υδρογόνου προς ΦΑ 20:80, η εισαγωγή υδρογόνου μειώνει τις εκπομπές ΑτΘ κατά 61%-62%, ευθυγραμμίζοντας την ηλεκτροπαραγωγή με τους στόχους μηδενικών εκπομπών της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας. Επιπλέον, η μελέτη ποσοτικοποιεί τις εξοικονομήσεις κόστους από τη μείωση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), μέσω της ενσωμάτωσης υδρογόνου και καθορίζει τα όρια τιμών για ΦΑ και υδρογόνο, συμβάλλοντας σε μια οικονομικά αποδοτική και ανθρακικά ουδέτερη μετάβαση, ενώ παράλληλα ενισχύει το υποστηρικτικό ρυθμιστικό και πολιτικό πλαίσιο.

Λέξεις κλειδιά: Δέσμευση Μονάδων, Εκπομπές Αερίων του Θερμοκηπίου, Φυσικό Αέριο, Υδρογόνο, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας.

ABSTRACT

The global transition to sustainable energy systems presents a critical challenge, particularly for regions such as Cyprus, which remain heavily dependent on conventional fuels. This study examines the reduction of economic costs and environmental impacts through the optimal management of power generation units and the utilization of natural gas (NG) and hydrogen in electricity production, while also considering the integration of renewable energy sources (RES).

Based on actual production data from 2014 to 2023, the analysis focuses on two distinct periods: 2014-2019 and 2020-2023, with the latter characterized by rising fuel costs and greenhouse gas (GHG) emissions. Three power generating units availability scenarios (100%, 65%, and 58%) were developed with and without NG, and economic savings were evaluated through simulations implementing efficient unit commitment (UC) strategies. The findings indicate that UC strategies can achieve annual cost reductions ranging from 3% to 11,2%, while the use of NG at a competitive price of €450/ton further increases savings to 11,6%-40,8%. Conversely, higher prices (€640/ton) lead to cost escalations, underscoring the necessity for price regulation. Assuming a predefined hydrogen to natural gas mass ratio of 20:80, the introduction of hydrogen reduces GHG emissions by 61%-62%, aligning electricity production with the European Green Deal's net-zero emissions targets. Furthermore, the study quantifies cost savings from CO₂ emission reductions through hydrogen integration and defines price thresholds for NG and hydrogen, supporting a cost-effective, carbon-neutral transition and strengthening the supporting regulatory and policy framework.

Keywords: Unit Commitment, Greenhouse Gas Emissions, Natural Gas, Hydrogen, Renewable Energy Sources, Electricity Production.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

Πρόλογος-Ευχαριστίες	v
ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	vi
ABSTRACT.....	vii
ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ	viii
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ	xiv
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ	xviii
ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ	xx
1 Εισαγωγή	22
1.1 Ενεργειακό, περιβαλλοντικό και λειτουργικό πλαίσιο	22
1.2 Το ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου	24
1.3 Πρωτοτυπία και συμβολή της προτεινόμενης διατριβής	25
1.4 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση	27
1.5 Διατύπωση Προβλήματος και παραδοχές	28
1.6 Ανασκόπηση βασικών μεθόδων επίλυσης του προβλήματος	29
1.7 Υπόβαθρο της προτεινόμενης μεθοδολογίας.....	39
1.8 Ερευνητικό ερώτημα.....	40
1.9 Ερευνητική μεθοδολογία	41
1.10 Περιορισμοί/Προβλήματα	41
1.11 Κύριοι στόχοι διατριβής	43
1.12 Το ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου και η δέσμευση μονάδων σε πραγματικές συνθήκες λειτουργίας	44
1.13 Εποχιακές διακυμάνσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.....	45
1.14 Γεωγραφική απομόνωση και η σημασία της βέλτιστης δέσμευσης μονάδων	46
2 Αποτύπωση της υφιστάμενης κατάστασης.....	48

2.1	Ανάλυση αγοράς ηλεκτρισμού.....	48
2.2	Συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	50
2.3	Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις κατεχόμενες περιοχές	51
2.4	Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ	52
2.5	Μερίδιο αγοράς και ανταγωνισμός.....	53
2.6	Πράσινη μετάβαση και η Ενεργειακή Πολιτική της Κύπρου [58]	54
2.7	Τερματικό LNG Βασιλικού	54
2.8	Μονάδα ΜΑΣΚ 6 της ΑΗΚ.....	55
2.9	ΑΠΕ και οι περικοπές περίσσειας ενέργειας	55
2.10	Στόχοι ΕΕ-Ανανεώσιμο Υδρογόνο και ΑΑΗ.....	56
2.11	Διασύνδεση και Κυπριακά Κοιτάσματα ΦΑ.....	56
2.12	Ανταγωνιστική Αγορά Ηλεκτρισμού	57
3	Σύστημα Διαχείρισης Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρισμού.....	59
3.1	Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας Ελλάδας	59
3.2	Ανάλυση Κυπριακού Συστήματος Διαχείρισης Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρισμού και Εντοπισμός Αδυναμιών.....	66
4	Μεθοδολογία.....	71
4.1	Διατύπωση του μοντέλου δέσμευσης μονάδων	71
4.1.1	Ορισμός του προβλήματος και περιγραφή του συστήματος	71
4.1.2	Κύρια συνάρτηση και συνιστώσες κόστους.....	72
4.1.2.1	Κόστος εκπομπών CO ₂	75
4.1.2.2	Εξαιρούμενα λειτουργικά κόστη	76
4.2	Περιορισμοί (Constraints).....	76
4.2.1	Περιορισμοί ισορροπίας ισχύος.....	76
4.2.1.1	Περιορισμοί δυναμικότητας μονάδων παραγωγής.....	77
4.2.1.2	Περιορισμός εφεδρείας περιστροφής.....	77

4.2.2	Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου λειτουργίας και ελάχιστου χρόνου παύσης	78
4.2.3	Περιορισμοί ρυθμού ανόδου και καθόδου ισχύος (Ramp-Up / Ramp-Down)	80
4.2.3.1	Περιορισμός ρυθμού ανόδου (Ramp-Up)	80
4.2.3.2	Περιορισμός ρυθμού καθόδου (Ramp-Down)	80
4.2.4	Πρόσθετοι περιορισμοί	80
4.2.4.1	Περιορισμοί εκκίνησης με τρεις θερμικές καταστάσεις εκκίνησης..	80
4.2.4.2	Περιορισμός παύσης λειτουργίας με μοναδικό τρόπο παύσης	82
4.2.4.3	Περιορισμοί κατάστασης/διαθεσιμότητας μονάδων	83
4.3	Προσθήκη φυσικού αερίου και υδρογόνου στο μίγμα καυσίμου	84
4.3.1	Υπολογισμός αναθεωρημένης απόδοσης μονάδας	85
4.3.2	Εκτίμηση μέγιστου κόστους προμήθειας φυσικού αερίου	86
4.3.3	Εκτίμηση μέγιστου κόστους προμήθειας υδρογόνου σε μίγμα με φυσικό αέριο	86
4.3.4	Βασικές παραδοχές και δεδομένα	87
4.4	Πηγές Δεδομένων	87
4.5	Πλεονεκτήματα του προσδιορισμού ρεαλιστικών επιπέδων διαθεσιμότητας μονάδων παραγωγής	89
4.6	Διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής: Σενάρια προσομοίωσης	91
4.6.1	Σενάριο 1: Πλήρης διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής (100%)	92
4.6.2	Σενάριο 2: Μέση διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής (65%)	92
4.6.3	Σενάριο 3: Περιορισμένη διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής (58%)	93
5	Θερμοδυναμική Ανάλυση	94
5.1	Υπολογισμός πραγματικού μέσου θερμικού βαθμού απόδοσης μονάδων και του πραγματικού μέσου κόστους καυσίμου ανά kWh, χωρίς τη χρήση ΦΑ και με τη χρήση ΦΑ στις μονάδες ST2 και CCGT1&CCGT2 που θα εφαρμοστεί, για τις χρονικές περιόδους 2014-2019 και 2020-2023.	94

5.1.1	Ανάλυση μέσου κόστους καυσίμου(σ/kWh) ανά μονάδα/ες για τη χρονική περίοδο 2014-2019	94
5.1.2	Ανάλυση μέσου κόστους καυσίμου(σ/kWh) ανά μονάδα/ες για τη χρονική περίοδο 2020-2023	103
5.2	Μεθοδολογία καταγραφής ΑτΘ στον τομέα της Ενέργειας	112
5.2.1	Ανάλυση μέσου κόστους εκπομπών CO ₂ (σ/kWh) ανά μονάδα/ες για την περίοδο 2014-2019	118
5.2.2	Ανάλυση μέσου κόστους εκπομπών CO ₂ (σ/kWh) ανά μονάδα/ες για την περίοδο 2020-2023	124
5.3	Σύνοψη Θερμοδυναμικής και Περιβαλλοντικής Ανάλυσης	130
5.3.1	Οικονομική κατάταξη μονάδων παραγωγής με βάση το μέσο συνολικό κόστος (σ/kWh) ανά μονάδα/ες για τη χρονική περίοδο 2014-2019.....	130
5.3.2	Οικονομική κατάταξη μονάδων παραγωγής με βάση το μέσο συνολικό κόστος (σ/kWh) ανά μονάδα/ες για τη χρονική περίοδο 2020-2023.....	134
5.4	Συμπεράσματα από τη Θερμοδυναμική Ανάλυση για τις περιόδους 2014-2019 και 2020-2023	137
6	Οικονομική σύγκριση της μεθόδου, με την υφιστάμενη που χρησιμοποιείται	140
6.1	Τελικά Αποτελέσματα, παραδείγματα και συζήτηση	142
6.2	Ανάλυση και αποτελέσματα για την 7 ^η Οκτωβρίου, 2015	143
6.2.1	Σύγκριση σεναρίων 7 ^{ης} Οκτωβρίου, 2015	145
6.2.1.1	Σενάριο 1: Πλήρης διαθεσιμότητα (100%)	145
6.2.1.2	Σενάριο 2: Μέση διαθεσιμότητα (65%)	146
6.2.1.3	Σενάριο 3: Περιορισμένη διαθεσιμότητα (58%)	147
6.2.1.4	Σύνοψη αποτελεσμάτων 7 ^{ης} Οκτωβρίου, 2015	147
6.3	Ανάλυση και αποτελέσματα για την 21 ^η Σεπτεμβρίου, 2023	148
6.3.1	Σύγκριση σεναρίων για 21 ^η Σεπτεμβρίου, 2023	148
6.3.1.1	Σενάριο 1: Πλήρης διαθεσιμότητα (100%)	148
6.3.1.2	Σενάριο 2: Μέση διαθεσιμότητα (65%)	149

6.3.1.3	Σενάριο 3: Περιορισμένη διαθεσιμότητα (58%)	149
6.3.1.4	Σύνοψη αποτελεσμάτων 21 ^{ης} Σεπτεμβρίου, 2023	149
6.4	Επιπτώσεις της χρήσης φυσικού αερίου (450 €/τόνο) στο ενεργειακό κόστος και τις εκπομπές.....	149
6.4.1	Σύγκριση σεναρίων της χρήσης ΦΑ για τη 21 ^η Σεπτεμβρίου, 2023	150
6.4.1.1	Σενάριο 1: Πλήρης διαθεσιμότητα (100%)	150
6.4.1.2	Σενάριο 2: Μέση διαθεσιμότητα (65%)	150
6.4.1.3	Σενάριο 3: Περιορισμένη διαθεσιμότητα (58%)	150
6.4.1.4	Σύνοψη αποτελεσμάτων για την 21 ^η Σεπτεμβρίου, 2023 με τη χρήση ΦΑ	151
6.5	Συγκεντρωτικά αποτελέσματα για την περίοδο 2014-2023.....	151
6.6	Οικονομική ανάλυση και εξοικονόμηση κόστους	157
6.6.1	Εφαρμογή της νέας μεθόδου οικονομικής κατάταξης χωρίς ΦΑ και με τη χρήση ΦΑ.....	157
6.7	Μετατροπή καυσίμων μαζούτ και ντίζελ σε ΦΑ στις μονάδες ST2 και CCGT1&CCGT2	161
6.8	Μείωση εκπομπών CO ₂	162
6.9	Μέγιστα κόστη φυσικού αερίου και υδρογόνου και μείωση εκπομπών CO ₂	166
7	Συμπεράσματα και πολιτικές προεκτάσεις	169
8	Ανάλυση κόστους και ωφελιμάτων νέου συστήματος	173
9	Εισήγηση Μελλοντικής Έρευνας και Ανάπτυξης Λογισμικού	175
9.1	Καθορισμός τελικών βασικών παραμέτρων	175
9.2	Μεθοδολογία ανάπτυξης του λογισμικού	175
9.3	Αλγόριθμος εκτέλεσης του προγράμματος παραγωγής	176
9.4	Ανάπτυξη και ενσωμάτωση του λογισμικού.....	176
9.5	Εντοπισμός και ανάλυση υφιστάμενων αδυναμιών.....	177
9.6	Εντοπισμός νέων βασικών παραμέτρων και ερευνητικών προεκτάσεων	177

10	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ/ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ/ ΕΠΙΛΟΓΟΣ	178
	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	181
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι	187

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1: Θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν στην Κύπρο το 2025 και τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά τους[47], [48].....	45
Πίνακας 2: Μονάδες Ηλεκτρικής Ενέργειας που εξάχθηκαν στο δίκτυο από Συμβατικές Μονάδες 2014-2024 (MWh)	50
Πίνακας 3: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Η/Σ ΑΗΚ και ΑΠΕ μέχρι το τέλος του 2024	51
Πίνακας 4: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ και το ποσοστό διείσδυσης στην αγορά μέχρι το τέλος του 2024[55].	52
Πίνακας 5: Ποσοστό παραγωγής ΑΠΕ συνδεδεμένες με το Δίκτυο Μεταφοράς και Διανομής, έναντι της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, τη χρονική περίοδο 2014-2024, σύμφωνα με τα αρχεία του ΔΣΜΚ [55].....	53
Πίνακας 6: Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων-Τεχνικές Παράμετροι	61
Πίνακας 7: Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων-Παράμετροι Μεταβλητού Κόστους	61
Πίνακας 8: Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων-Παράμετροι Κόστους κατόπιν Εντολής Κατανομής.....	62
Πίνακας 9: Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων-Περιβαλλοντικοί Παράμετροι.....	63
Πίνακας 10: Τεχνοοικονομικά δεδομένα παραγωγής που απαιτούνται από το ΔΣΜΚ, για την κάθε μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού, για συμμετοχή στην ΑΑΗ.....	69
Πίνακας 11: Σύνοψη περιορισμών που εφαρμόζονται στις προσομοιώσεις για κάθε θερμική μονάδα/ες	84
Πίνακας 12: Δεδομένα Παραγωγής 2014-2019 (στο κόστος καυσίμων δεν περιλαμβάνονται διάφορα άλλα έξοδα όπως π.χ. έξοδα εκφόρτωσης καυσίμου, έξοδα αναλύσεων κ.λπ).....	94
Πίνακας 13: Δεδομένα Παραγωγής 2014-2019 και νέες ομοιόμορφες μέσες τιμές, για ορθό υπολογισμό της αποδοτικότητας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	95

Πίνακας 14: Κόστος καυσίμου ανά μονάδα/ες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς το φυσικό αέριο και με τη χρήση φυσικού αερίου στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και η πραγματική εξοικονόμηση ή ζημιά που θα πρόκυπτε για τα έτη 2014-2019.....	102
Πίνακας 15: Δεδομένα Παραγωγής 2020-2023 (στο κόστος καυσίμων δεν περιλαμβάνονται διάφορα άλλα έξοδα όπως π.χ. έξοδα εκφόρτωσης καυσίμου, έξοδα αναλύσεων κ.λπ).	103
Πίνακας 16: Δεδομένα Παραγωγής 2020-2023 και νέες ομοιόμορφες μέσες τιμές, για ορθό υπολογισμό της αποδοτικότητας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	104
Πίνακας 17: Κόστος καυσίμου ανά μονάδα/ες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς το φυσικό αέριο και με τη χρήση φυσικού αερίου στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και η πραγματική εξοικονόμηση ή ζημιά που θα πρόκυπτε για τα έτη 2020-2023.....	111
Πίνακας 18: Αέρια του Θερμοκηπίου και συσχέτιση με το Δυναμικό Θέρμανσης του Πλανήτη [76].	113
Πίνακας 19: Συντελεστές εκπομπής διαφόρων καυσίμων	113
Πίνακας 20: Εκπομπές Διοξειδίου του Άνθρακα ανά τύπο Μονάδας/ες σε kg CO ₂ /λίτρο καυσίμου σύμφωνα με την Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου και οι MWh που εξήχθησαν ανά Μονάδα/ες την περίοδο 2014-2019.	115
Πίνακας 21: Εκπομπές Διοξειδίου του Άνθρακα ανά τύπο Μονάδας/ες σε kg CO ₂ /λίτρο καυσίμου σύμφωνα με την Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου και οι MWh που εξήχθησαν ανά Μονάδα/ες την περίοδο 2020-2023.	115
Πίνακας 22: Κόστος Δικαιωμάτων Εκπομπής ΑτΘ από ΑΗΚ, τη χρονική περίοδο 2014-2019 [57].	117
Πίνακας 23: Κόστος Δικαιωμάτων Εκπομπής ΑτΘ από ΑΗΚ, τη χρονική περίοδο 2020-2023 [57].	117
Πίνακας 24: Κόστος εκπομπής CO ₂ ανά μονάδα/ες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τη χρονική περίοδο 2014-2019, χωρίς το ΦΑ και με τη χρήση ΦΑ στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και η πραγματική εξοικονόμηση που προκύπτει.	123

Πίνακας 25: Κόστος εκπομπής CO ₂ ανά μονάδα/ες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τη χρονική περίοδο 2020-2023, χωρίς το ΦΑ και με τη χρήση ΦΑ στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και η πραγματική εξοικονόμηση που προκύπτει.	129
Πίνακας 26: Κατάταξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2014-2019, βάση του συνολικού κόστους δηλ. του κόστους καυσίμων ανά μονάδα εξαγωγής (σ/kWh) συν του κόστους εκπομπής CO ₂ (σ/kWh), χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου.	130
Πίνακας 27: Κατάταξη μονάδων/ας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2014-2019, βάση του συνολικού μέσου κόστους σε σ/kWh, με τη χρήση φυσικού αερίου (640ευρώ/T) στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί.	133
Πίνακας 28: Κατάταξη μονάδων/ας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2014-2019, βάση του συνολικού μέσου κόστους σε σ/kWh, με τη χρήση φυσικού αερίου (450ευρώ/T) στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί.	134
Πίνακας 29: Κατάταξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2020-2023, βάση του συνολικού κόστους δηλ. του κόστους καυσίμων ανά μονάδα εξαγωγής (σ/kWh) συν του κόστους εκπομπής CO ₂ (σ/kWh), χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου.	135
Πίνακας 30: Κατάταξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2020-2023, βάση του συνολικού μέσου κόστους σε σ/kWh, με τη χρήση φυσικού αερίου (640ευρώ/T) στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW ΜΑΣΚ 4&5 που θα εφαρμοστεί.	135
Πίνακας 31: Κατάταξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2020-2023, βάση του συνολικού μέσου κόστους σε σ/kWh, με τη χρήση φυσικού αερίου (450ευρώ/T) στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW ΜΑΣΚ 4&5 που θα εφαρμοστεί.	136
Πίνακας 32: Συγκεντρωτικός πίνακας νέων μέσων τιμών καυσίμου και εκπομπών CO ₂ ανά μονάδα παραγωγής ενέργειας (€/MWh) και των αντίστοιχων εξοικονομήσεων/απωλειών για την περίοδο 2014-2019, με συνολική παραγόμενη ενέργεια 25.016.252 MWh, κόστος καυσίμου 2,139 δισ. €, κόστος εκπομπών CO ₂ 142 εκατ. €, μέση θερμογόνο δύναμη 42.953 kJ/kg και μέση απόδοση 36,1%.	157
Πίνακας 33: Συγκεντρωτικός πίνακας νέων μέσων τιμών καυσίμου και εκπομπών CO ₂ ανά μονάδα παραγωγής ενέργειας (€/MWh) και των αντίστοιχων εξοικονομήσεων/απωλειών για την περίοδο 2020-2023, με συνολική παραγόμενη	

ενέργεια 16.256.965 MWh, κόστος καυσίμου 1,931 δισ. €, κόστος εκπομπών CO ₂ 753 εκατ. €, μέση θερμογόνο δύναμη 43.122 kJ/kg και μέση απόδοση 36,9%.	158
Πίνακας 34: Συνολικές εξοικονομήσεις ή απώλειες (€) σε καύσιμα και εκπομπές CO, για τις περιόδους 2014-2019 και 2020-2023 από τη μετατροπή καυσίμου στις μονάδες ST2 και CCGT1&2 σε φυσικό αέριο, με τιμές 450 €/τόνο και 640 €/τόνο.	162
Πίνακας 35: Συνολικές εξοικονομήσεις (€) από τη χρήση φυσικού αερίου στις μονάδες ST2 και CCGT1&2 για τις δύο χρονικές περιόδους 2014-2019 και 2020-2023.....	162
Πίνακας 36: Ποσότητες (τόνοι) και κόστος φυσικού αερίου (€/τόνο) και φυσικού αερίου με υδρογόνο για τις περιόδους 2014-2019, 2020-2023 και συγκριτικά για το έτος 2023.	166

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

Διάγραμμα 1: Εποχιακή μεταβολή της ζήτησης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο κατά το έτος 2023 [49].....	46
Διάγραμμα 2: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και διαθέσιμη δυναμικότητα του συστήματος για την 7η Οκτωβρίου, 2015 (δεδομένα από τον ΔΣΜΚ).....	144
Διάγραμμα 3: Πραγματική κατανομή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά μονάδα/ες από ΑΗΚ, για την 7η Οκτωβρίου 2015.....	144
Διάγραμμα 4: Κατανομή ηλεκτρικής παραγωγής για το Σενάριο 1 την 7η Οκτωβρίου 2015.	145
Διάγραμμα 5: Κατανομή ηλεκτρικής παραγωγής για το Σενάριο 2 την 7η Οκτωβρίου 2015.	146
Διάγραμμα 6: Κατανομή ηλεκτρικής παραγωγής για το Σενάριο 3 την 7η Οκτωβρίου 2015.	147
Διάγραμμα 7: Γραφική παράσταση οικονομικής σειράς προτεραιότητας (merit order) των μονάδων παραγωγής, βάσει συνολικού κόστους (€/MWh) και αθροιστική παραγωγή (MWh), χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου, για την περίοδο 2014-2019.	152
Διάγραμμα 8: Γραφική παράσταση οικονομικής σειράς προτεραιότητας (merit order) των μονάδων παραγωγής, βάσει συνολικού κόστους (€/MWh) και αθροιστική παραγωγή (MWh), χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου, για την περίοδο 2020-2023.	153
Διάγραμμα 9: Οικονομική σειρά κατάταξης των μονάδων παραγωγής με χρήση φυσικού αερίου (640€/τόνο) για την περίοδο 2014-2019.	154
Διάγραμμα 10: Οικονομική σειρά κατάταξης των μονάδων παραγωγής με χρήση φυσικού αερίου (640€/τόνο) για την περίοδο 2020-2023.	154
Διάγραμμα 11: Οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής με χρήση φυσικού αερίου (450€/τόνο), για την περίοδο 2014-2019.	155
Διάγραμμα 12: Οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής με χρήση φυσικού αερίου (450€/τόνο), για την περίοδο 2020-2023.	156
Διάγραμμα 13: Μέσο κόστος καυσίμου και κόστος ΦΑ (450€/τόνο) ανά έτος 2014-2023	160

Διάγραμμα 14: Συνολικές εξοικονομήσεις ή απώλειες κόστους συστήματος από χρήση φυσικού αερίου (450€/τόνο), ανάλογα με το μέσο κόστος καυσίμου ανά έτος 2014-2023	160
Διάγραμμα 15: Σύγκριση μέσου κόστους συστήματος παραγωγής (€/MWh) με τη χρήση ΦΑ στα (450€/τόνο) και χωρίς χρήση φυσικού αερίου ανά έτος 2014-2023....	161
Διάγραμμα 16: Εκπομπές CO ₂ (τόνοι) ανά έτος.....	163
Διάγραμμα 17: Κόστος εκπομπών CO ₂ (€) ανά έτος	164
Διάγραμμα 18: Μέσο Κόστος Εκπομπών CO ₂ ανά μονάδα/ες παραγωγής ενέργειας χωρίς χρήση φυσικού αερίου.....	165
Διάγραμμα 19: Συνολική ετήσια εξοικονόμηση εκπομπών CO ₂ (τόνους) με χρήση φυσικού αερίου, σε σχέση με την παραχθείσα και εξαχθείσα ενέργεια.	166

ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ

ΑΗΚ:	Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου
ΑΠΕ:	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΕΦΑ:	Δημόσια Επιχείρηση Φυσικού Αερίου
ΔΣΜΚ:	Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου
ΕΕ:	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΞΕ:	Εξοικονόμηση Ενέργειας
ΕΣΣΗΘ:	Ελληνικός Σύνδεσμος Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού Θερμότητας
ΗΕΠ:	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
ΗΣ:	Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός
ΙΕΚ:	Ίδρυμα Ενέργειας Κύπρου
ΡΑΕ:	Ρυθμιστική Αρχή Ελλάδας
ΡΑΕΚ:	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας Κύπρου
ΣΗΘ:	Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας
ΤΕΠΑΚ:	Τεχνολογικό Πανεπιστήμιο Κύπρου
ΥΕ:	Υπουργείο Ενέργειας
ΥΕΚ:	Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου
ΥΜΒ:	Υπεύθυνος Μηχανικός Βάρδιας
ΦΑ:	Φυσικό Αέριο
ΦΣ:	Φωτοβολταϊκό Σύστημα
ΒΔΤ:	Βέλτιστες Δυνατές Τεχνικές
ΔΣΜΚ:	Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου
ΔΣΔΚ:	Διαχειριστής Συστήματος Διανομής Κύπρου
ΑΑΗ:	Ανταγωνιστική Αγορά Ηλεκτρισμού
ΜΤ:	Μετρικός Τόνος
ΑτΘ:	Αερίων του Θερμοκηπίου
H ₂ :	Υδρογόνο
CO ₂ :	Διοξείδιο του άνθρακα

ΑΕΠ:	Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν
ΥΜΛΣ:	Υπεύθυνων Μηχανικών Λειτουργίας Σταθμών
ΔΜ:	Δέσμευση Μονάδας
UC:	Unit Commitment
ΔΣΜ:	Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς
ΒΡΔ:	Βασικές Ρυθμιζόμενες Δραστηριότητες
PL:	Priority List
DP:	Dynamic Programming
LR:	Lagrangian Relaxation
EPL:	Extension Priority List
ACS:	Ant Colony System
UCP:	Unit Commitment Problem
ΡΑ:	Ρυθμιστική Απόφαση
ΜΕΚ:	Μηχανές Εσωτερικής Καύσης
ΜΑΣΚ:	Μονάδες Αεριοστρόβιλων Συνδυασμένου Κύκλου
ΑΟΖ:	Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη
CNG:	Compressed Natural Gas
LNG:	Liquid Natural Gas

1 Εισαγωγή

1.1 Ενεργειακό, περιβαλλοντικό και λειτουργικό πλαίσιο

Η Κύπρος, νησιωτικό κράτος της Ανατολικής Μεσογείου, κατατάσσεται μεταξύ των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ) με τις υψηλότερες κατά κεφαλήν¹ εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (ΑτΘ). Η ένταση εκπομπών ΑτΘ, δηλαδή οι εκπομπές ανά μονάδα Ακαθάριστου Εγχώριου Προϊόντος (ΑΕΠ), υπερβαίνει κατά 73% τον μέσο όρο της ΕΕ[1]. Ενώ στο σύνολο της ΕΕ οι εκπομπές μειώθηκαν κατά 24% την περίοδο 1990-2019, στην Κύπρο σημειώθηκε αύξηση κατά 57%, γεγονός που αποδίδεται κυρίως στην εκρηκτική αύξηση του ΑΕΠ (άνω του 140%) και στην έλλειψη αποτελεσματικών πολιτικών ενεργειακής απόδοσης και αποανθρακοποίησης[1].

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί τη σημαντικότερη πηγή εκπομπών ΑτΘ στη χώρα, καθώς περίπου το 85% της συνολικής ενεργειακής προσφοράς βασίζεται σε ορυκτά καύσιμα, κυρίως σε προϊόντα πετρελαίου[2]. Αν και οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) αντιπροσώπευαν το 12,8% της συνολικής ενεργειακής προσφοράς το 2020, ποσοστό χαμηλότερο από τον μέσο όρο της ΕΕ (18,1%), η Κύπρος υπερέβη τον εθνικό στόχο του 13% που είχε τεθεί από την Οδηγία για τις ΑΠΕ[3]. Το έτος 2024, οι ΑΠΕ συμμετείχαν κατά 24,5% στην ηλεκτροπαραγωγή, εκ των οποίων το 82% προέρχονταν από φωτοβολταϊκά συστήματα (ΦΣ), ενώ το υπόλοιπο καλύφθηκε από αιολική ενέργεια και βιομάζα. Η υπόλοιπη ηλεκτρική ενέργεια παράγεται από θερμικούς σταθμούς που λειτουργούν με μαζούτ και ντίζελ, καθώς η Κύπρος, προς το παρόν, δεν κάνει χρήση φυσικού αερίου (ΦΑ)[4]. Παρόλα αυτά, ένας τερματικός σταθμός εισαγωγής υγροποιημένου ΦΑ (LNG) καθώς και μία Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (FSRU) αναμένεται να τεθούν σε λειτουργία το 2026, καθιστώντας εφικτή την εισαγωγή του ΦΑ ως καυσίμου για σημαντικό μέρος της θερμικής παραγωγής ενέργειας[5].

Υπό το πρίσμα της επιτάχυνσης της αποανθρακοποίησης και της αυξανόμενης ηλεκτροδότησης της οικονομίας, οι αρμόδιες αρχές ηλεκτρισμού καλούνται να εντοπίσουν

¹ Όλα τα στατιστικά που αναφέρονται στην εισαγωγική ενότητα προέρχονται από τους ενεργειακούς ισολογισμούς της στατιστικής υπηρεσίας της ΕΕ, Eurostat. Μπορούν να βρεθούν στα σύνολα δεδομένων για το «απλοποιημένο ενεργειακό ισοζύγιο» (NRG_BAL_S) και για το «μερίδιο ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές» (NRG_IND_REN).

βέλτιστες λύσεις για τη λειτουργία των θερμικών μονάδων, διασφαλίζοντας παράλληλα την ασφάλεια του συστήματος και τη συγκράτηση του λειτουργικού κόστους.

Η παρούσα μελέτη επιχειρεί να ανταποκριθεί σε αυτή την πρόκληση, αναπτύσσοντας μια καινοτόμο μεθοδολογία υποστήριξης τόσο του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΣΜΚ) όσο και των Υπεύθυνων Μηχανικών Λειτουργίας Σταθμών(ΥΜΛΣ), με στόχο την επιλογή της αποδοτικότερης μονάδας ηλεκτροπαραγωγής σε ημερήσια βάση. Η προτεινόμενη μεθοδολογία:

1. Λαμβάνει υπόψη την καμπύλη ζήτησης και την προβλεπόμενη παραγωγή από ΑΠΕ, όπως αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά και βιομάζα.
2. Ενσωματώνει οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια, συμπεριλαμβανομένων του κόστους καυσίμου, των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και της αποδοτικότητας κάθε μονάδας.
3. Προβλέπει τη χρήση ΦΑ ως βασικού καυσίμου στις μονάδες όπου αυτό είναι τεχνικά και οικονομικά εφικτό, βάσει της αναμενόμενης ένταξής του το 2026-2027[6].

Παράλληλα, η μελέτη προτείνει μια ολοκληρωμένη μεθοδολογία για τη βέλτιστη δέσμευση μονάδων (ΔΜ) των υφιστάμενων θερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής της Κύπρου, αξιοποιώντας πραγματικά δεδομένα ζήτησης, προσφοράς και κόστους από πολυετή περίοδο. Η μεθοδολογία λαμβάνει υπόψη τους λειτουργικούς περιορισμούς κάθε μονάδας, ενσωματώνοντας επίσης στοιχεία που βασίζονται σε εμπειρική τεχνογνωσία².

Κύριο στοιχείο καινοτομίας της παρούσας μελέτης αποτελεί η χρήση πραγματικών επιχειρησιακών δεδομένων και λειτουργικών χαρακτηριστικών των κυπριακών μονάδων, όπως η θερμική απόδοση, οι ρυθμοί ανόδου και καθόδου ισχύος και οι πρακτικές εφεδρείας. Σε αντίθεση με πολλές προηγούμενες μελέτες που βασίζονται σε θεωρητικά πρότυπα ή τυποποιημένα κατασκευαστικά δεδομένα, η παρούσα προσέγγιση αξιοποιεί δεδομένα πραγματικής λειτουργίας, παρέχοντας λύσεις που είναι ταυτόχρονα ρεαλιστικές και προσαρμοσμένες στις τοπικές συνθήκες. Επιπλέον, η ανάλυση βασίζεται σε δεδομένα ανά 15 ή 30 λεπτά, ανάλογα με το εκάστοτε πλαίσιο, καλύπτοντας μια περίοδο δέκα ετών

² Ο συγγραφέας εργάζεται ως μηχανικός σε ηλεκτροπαραγωγό σταθμό της χώρας. Επιπλέον μετά τη δημοσίευση του, συμμετείχε κατόπιν πρόσκλησης ως εμπειρογνώμονας σε ερευνητικό έργο «δέσμευσης μονάδων» μετα-επιστήμης που υποστηρίζεται από την Κυβέρνηση του Ηνωμένου Βασιλείου και υλοποιείται από το Metascience Unit και το Πανεπιστήμιο του Sussex.

(2014-2023), η οποία περιλαμβάνει φάσεις οικονομικής ανάπτυξης και ύφεσης, μεταβαλλόμενες τιμές καυσίμων, κόστη δικαιωμάτων εκπομπών και μεταβολές στις κλιματικές συνθήκες. Το γεγονός αυτό ενισχύει την αξιοπιστία της προτεινόμενης μεθόδου για μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο σχεδιασμό από τους αρμόδιους φορείς.

Παρά τη σημαντική πρόοδο στο πεδίο, εξακολουθούν να υπάρχουν ουσιώδη κενά στη διεθνή βιβλιογραφία. Παραδοσιακές μέθοδοι, όπως η «Λίστα Προτεραιότητας» και ο «Δυναμικός Προγραμματισμός», αν και υπολογιστικά αποδοτικές, δυσκολεύονται να ανταποκριθούν στην πολυπλοκότητα που επιφέρει η διείσδυση των ΑΠΕ και η αβεβαιότητα της αγοράς[7],[8]. Αντίστοιχα, εξελικτικοί αλγόριθμοι, όπως οι «Γενετικοί Αλγόριθμοι» και τα «Σμήνη Σωματιδίων», ενώ παρουσιάζουν ευελιξία, είναι υπολογιστικά δαπανηρές και ενδέχεται να μην συγκλίνουν σε βέλτιστες λύσεις σε πραγματικές συνθήκες[9],[10]. Η παρούσα μελέτη επιχειρεί να καλύψει αυτά τα κενά μέσω της αξιοποίησης πραγματικών δεδομένων και της ανάπτυξης μιας υβριδικής προσέγγισης, που συνδυάζει υπολογιστική αποδοτικότητα με πρακτική εφαρμοσιμότητα.

Συνοψίζοντας, η μελέτη αυτή προτείνει μια νέα προσέγγιση στον προγραμματισμό της λειτουργίας των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής της Κύπρου, με βάση δεδομένα πραγματικής λειτουργίας και λειτουργικά χαρακτηριστικά μακράς περιόδου. Στόχος είναι η μείωση του λειτουργικού κόστους, η εκτίμηση του ανώτατου αποδεκτού κόστους προμήθειας ΦΑ, καθώς και μείγματος ΦΑ-υδρογόνου (σε κατά μάζα αναλογία 80:20), καθιστώντας τη μετάβαση από το μαζούτ και ντίζελ προς το ΦΑ&H₂ οικονομικά βιώσιμη.

1.2 Το ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου

Η Κύπρος λειτουργεί σήμερα το ηλεκτρικό της σύστημα σε καθεστώς απομόνωσης από άλλα επίσημα αναγνωρισμένα ηλεκτρικά δίκτυα, καθώς δεν διαθέτει ενεργή διασύνδεση για εισαγωγή ή εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με γειτονικές χώρες. Αν και υπάρχει τεχνική δυνατότητα σύνδεσης με το δίκτυο της τουρκοκυπριακής κοινότητας, η διασύνδεση αυτή δεν είναι πλήρως ενταγμένη στο πλαίσιο αγοράς ή λειτουργίας που ρυθμίζεται από την Κυπριακή Δημοκρατία. Ως εκ τούτου, το σύνολο της ηλεκτρικής ζήτησης πρέπει να καλύπτεται από εγχώριους πόρους ηλεκτροπαραγωγής, καθιστώντας την εφαρμογή βέλτιστης στρατηγικής δέσμευσης μονάδων κρίσιμη για την αξιοπιστία του συστήματος και την οικονομική αποδοτικότητα.

Μελλοντικές διασυνδέσεις, και ειδικότερα η σχεδιαζόμενη υποθαλάσσια αμφίδρομη διασύνδεση ισχύος 1000MW που θα συνδέει την Κύπρο με την Ελλάδα και το Ισραήλ,

μέσω του έργου Great Sea Interconnector, αναμένεται να ενισχύσουν την ενεργειακή ασφάλεια και την ενσωμάτωση της αγοράς μετά το 2030[11].

Στο παρόν στάδιο, η ΑΗΚ ως ο κύριος παραγωγός ηλεκτρικής ενέργειας, λειτουργεί με βάση το ημερήσιο πρόγραμμα παραγωγής που εκδίδει ο ΔΣΜΚ, ο οποίος καθορίζει ποιες μονάδες πρέπει να συγχρονιστούν ή να τεθούν εκτός λειτουργίας για την κάλυψη της προβλεπόμενης ζήτησης.

Ωστόσο, ο ΔΣΜΚ δεν ενσωματώνει συστηματικά πραγματικά οικονομικά δεδομένα, όπως τις τιμές καυσίμων και το κόστος εκπομπών CO₂, ούτε δίνει προτεραιότητα σε μονάδες με χαμηλότερο περιβαλλοντικό αποτύπωμα κατά τη διαδικασία επιλογής των μονάδων παραγωγής. Οι αποφάσεις λαμβάνονται συνήθως με βάση την άμεση διαθεσιμότητα των μονάδων και την επιχειρησιακή εμπειρία του εκάστοτε μηχανικού βάρδιας, χωρίς πρόσβαση σε δυναμικά δεδομένα που να επιτρέπουν τη βέλτιστη εξισορρόπηση μεταξύ κόστους λειτουργίας και εκπομπών. Ως αποτέλεσμα, ενδέχεται να επιλέγονται μονάδες οι οποίες, υπό συγκεκριμένες συνθήκες λειτουργίας, παρουσιάζουν χαμηλότερη αποδοτικότητα ή αυξημένες εκπομπές ρύπων.

Κατά συνέπεια, η τελική απόφαση σχετικά με την επιλογή της καταλληλότερης μονάδας παραγωγής εναπόκειται στον ΥΜΛΣ, κάθε ηλεκτροπαραγωγού σταθμού. Ο ΥΜΛΣ καλείται να επιλέξει ποια μονάδα θα λειτουργήσει από τις διαθέσιμες της ίδιας κατηγορίας, συχνά βασισμένος σε προσωπική εμπειρία ή άλλα υποκειμενικά κριτήρια.

Η απουσία τυποποιημένης δυναμικής διαδικασίας βασισμένης σε επαρκώς τεκμηριωμένα οικονομικά και περιβαλλοντικά δεδομένα ενδέχεται να οδηγήσει σε μη βέλτιστες αποφάσεις, οι οποίες μπορεί να επηρεάσουν αρνητικά το λειτουργικό κόστος και τις εκπομπές ΑτΘ. Επιπλέον, η έλλειψη εναρμονισμένης στρατηγικής ενδέχεται να επηρεάσει την αξιοπιστία του συστήματος, ειδικά υπό συνθήκες υψηλής ζήτησης ή περιορισμένης διαθεσιμότητας μονάδων.

1.3 Πρωτοτυπία και συμβολή της προτεινόμενης διατριβής

Η παρούσα διατριβή στοχεύει να γεφυρώσει το χάσμα που παρατηρείται στις υπάρχουσες προσεγγίσεις για την επίλυση του προβλήματος δέσμευσης μονάδας, οι οποίες συχνά επικεντρώνονται σε θεωρητικά, υποθετικά και μαθηματικά μοντέλα με περιορισμένο χρονικό ορίζοντα συνήθως 24 ή 48 ώρες. Ενώ αυτές οι μελέτες παρέχουν πολύτιμα εργαλεία και μεθοδολογίες, αποτυγχάνουν να ανταποκριθούν πλήρως στις προκλήσεις που προκύπτουν από την εφαρμογή τους σε πραγματικά διασυνδεδεμένα συστήματα

παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία χαρακτηρίζονται από πολυπλοκότητα και δυναμικές συνθήκες λειτουργίας.

Η πρωτοτυπία της διατριβής έγκειται στη χρήση πραγματικών στατιστικών δεδομένων με χρονικό ορίζοντα δέκα ετών 2014-2023, σε αντίθεση με τις υπάρχουσες λύσεις που βασίζονται σε υποθετικές συνθήκες, για πολύ μικρή χρονική περίοδο και περιορισμένα δεδομένα παραγωγής. Συμπληρωματικά μέσω της εισήγησης για χρήση έξυπνων μετρητών και της καταγραφής δεδομένων σε πραγματικό χρόνο, η προτεινόμενη προσέγγιση όχι μόνο θα επαληθεύει τα μοντέλα, αλλά θα επιτρέπει και την μελλοντική ορθότερη ανάλυση των δυνατοτήτων βελτιστοποίησης σε ένα σύστημα διασυνδεδεμένης παραγωγής.

Επιπλέον, η διατριβή συνεισφέρει σημαντικά με το συνδυασμό παραδοσιακών μαθηματικών μοντέλων με σύγχρονες αναλυτικές προσεγγίσεις, όπως η θερμοδυναμική, η περιβαλλοντική ανάλυση και η ανάλυση κόστους οφέλους. Αυτή η πολυδιάστατη προσέγγιση προσφέρει μια πιο ολοκληρωμένη εικόνα της βελτιστοποίησης της χρήσης των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ενσωματώνοντας παραμέτρους όπως το κόστος καυσίμων, οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και η απόδοση του συστήματος σε διάφορες πραγματικές συνθήκες ζήτησης.

Η συμβολή της έρευνας είναι καθοριστική για την εφαρμογή της σε μικρές και μεσαίες αγορές ηλεκτρισμού, όπως της Κύπρου, όπου τα δεδομένα και οι απαιτήσεις είναι συχνά διαφορετικά από αυτά των μεγαλύτερων ευρωπαϊκών αγορών, γιατί η ζήτηση συνεχώς μεταβάλλεται λόγω των ΑΠΕ και του απομονωμένου Ηλεκτρικού Συστήματος. Η χρήση πραγματικών δεδομένων και η δημιουργία ενός δυναμικού συστήματος λήψης αποφάσεων θα ενισχύσει την ανταγωνιστικότητα, την ενεργειακή απόδοση και τη συμμόρφωση με τους Ευρωπαϊκούς Στόχους για τη μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

Σημαντικό μέρος της παρούσας διατριβής έχει ήδη αξιολογηθεί και δημοσιευθεί σε διεθνές επιστημονικό περιοδικό, γεγονός που επιβεβαιώνει την πρωτοτυπία και τη συμβολή της έρευνας. Ειδικότερα, τα ευρήματα που αφορούν τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Κύπρο και την εφαρμογή στρατηγικών δέσμευσης μονάδων (Unit Commitment) δημοσιεύθηκαν στο περιοδικό *Discover Energy* (Springer Nature), με τίτλο:

C. A. Paphites, M. Karmellos, S.A. Kalogirou and T. Zachariadis, "Optimizing the operation of thermal power plants in Cyprus to prepare for the green transition," Discover Energy, 2025, DOI: 10.1007/s43937-025-00100-9[12].

Η δημοσίευση αυτή η οποία επισυνάπτεται αυτούσια στο Παράρτημα (I) τεκμηριώνει τη συνεισφορά της διατριβής στην υπάρχουσα βιβλιογραφία και αναδεικνύει τη σημασία της για τη βελτίωση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος της Κύπρου, ενόψει της πράσινης μετάβασης. Στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής, τα εν λόγω ερευνητικά αποτελέσματα ενσωματώνονται, λεπτομερώς και αναπτυγμένα περαιτέρω, ως μέρος μιας ευρύτερης μεθοδολογικής προσέγγισης, η οποία περιλαμβάνει εκτενέστερη θεωρητική τεκμηρίωση, πρόσθετη ανάλυση και διευρυμένη συζήτηση των τεχνικών, οικονομικών και κανονιστικών παραμέτρων του υπό μελέτη συστήματος.

Επιπλέον, βρίσκεται υπό προετοιμασία δεύτερη επιστημονική εργασία με τίτλο «Impact of Carbon Emission Costs and Fuel Type on the Merit Order of Power Generation Units in the Isolated Electricity System of Cyprus», η οποία αναμένεται να υποβληθεί για δημοσίευση στο αμέσως προσεχές διάστημα. Η εν λόγω εργασία εστιάζει στην ανάλυση της επίδρασης του κόστους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και του τύπου καυσίμου στην οικονομική κατάταξη (merit order) των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, στο απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου. Η μελέτη εξετάζει πώς οι μεταβολές στο κόστος εκπομπών CO₂ και η διαφοροποίηση του καυσίμου (μαζούτ, ντίζελ, φυσικό αέριο και σενάρια χρήσης μείγματος υδρογόνου και φυσικού αερίου) επηρεάζουν τη σειρά προτεραιότητας των μονάδων, αναδεικνύοντας τον ρόλο της περιβαλλοντικής τιμολόγησης στη διαμόρφωση της οικονομικής σειράς κατάταξης και στη λήψη αποφάσεων για τον προγραμματισμό παραγωγής.

1.4 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

Η επίλυση του προβλήματος προτεραιότητας δέσμευσης μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει απασχολήσει τη διεθνή επιστημονική κοινότητα, με πολυάριθμες δημοσιεύσεις και μελέτες που προτείνουν λύσεις σε κυρίως θεωρητικό επίπεδο, μέσω ανάπτυξης μαθηματικών μοντέλων, αλγορίθμων και λογισμικών[13], [14]. Ωστόσο, οι περισσότερες από αυτές τις προσεγγίσεις δεν βασίζονται σε πραγματικά στατιστικά δεδομένα μακροχρόνιας διάρκειας (τουλάχιστον ενός έτους), ούτε ενσωματώνουν μεθοδολογίες επαλήθευσης, γεγονός που περιορίζει την πρακτική εφαρμοσιμότητα των αποτελεσμάτων[15].

Επιπλέον, η πρόσφατη στρατηγική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τη διασύνδεση όλων των ευρωπαϊκών δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και τη λειτουργία τους στο πλαίσιο της ελεύθερης ενιαίας αγοράς ενέργειας[16], καθιστά ακόμη πιο επιτακτική την ανάγκη για

μοντέλα UC, τα οποία θα ενσωματώνουν παραμέτρους αξιοπιστίας, ανταγωνιστικότητας και αποδοτικότητας, τόσο σε οικονομικό όσο και σε περιβαλλοντικό επίπεδο.

Οι θεωρητικές προσεγγίσεις επίλυσης του προβλήματος UC, μπορούν να ταξινομηθούν σε δύο βασικές κατηγορίες:

(α) Κλασικές προσεγγίσεις, όπως:

- Μέθοδος προτεραιότητας (Priority List-PL),
- Δυναμικός προγραμματισμός (Dynamic Programming-DP),
- Μέθοδος χαλάρωσης (Lagrangian Relaxation-LR),
- Μέθοδος διακλάδωσης και δέσμευσης,
- Μικτός γραμμικός προγραμματισμός ακέραιου αριθμού (Mixed Integer Linear Programming-MILP)[17].

(β) Εξελικτικές και μεταεβριστικές προσεγγίσεις, όπως:

- Βελτιστοποίηση σμήνους σωματιδίων (Particle Swarm Optimization-PSO),
- Αποικία μυρμηγκιών (Ant Colony Optimization),
- Τεχνητή αποικία μελισσών (Artificial Bee Colony-ABC),
- Γενετικοί αλγόριθμοι (Genetic Algorithms-GA),
- Μέθοδος αναζήτησης αρμονίας (Harmony Search) και άλλες συναφείς τεχνικές[18].

1.5 Διατύπωση Προβλήματος και παραδοχές

Ο σκοπός της παρούσας διατριβής είναι η οικονομική και περιβαλλοντική ανάλυση του υφιστάμενου τρόπου λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο και της μεθόδου επιλογής των μονάδων παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη και την παραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Οι συμβατικές μονάδες τίθενται σε λειτουργία ή εκτός λειτουργίας ανάλογα με τη διακύμανση της ζήτησης, γεγονός που επηρεάζει το συνολικό κόστος και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Στόχος είναι η βελτιστοποίηση των ενεργειακών και περιβαλλοντικών πολιτικών στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, με τη χρήση Φυσικού Αερίου, ως βασικού καυσίμου στις μονάδες που θα εφαρμοστεί η χρήση του.

Το συνολικό κόστος παραγωγής για κάθε μονάδα αποτελείται από πρωτεύοντα κόστη, τα οποία στην Κύπρο μετακυλίνουνται απευθείας στο κόστος της κιλοβατώρας και περιλαμβάνουν:

- Το κόστος των καυσίμων
- Το κόστος της εκπομπής του διοξειδίου του άνθρακα
- Το κόστος εκκίνησης
- Το κόστος τερματισμού λειτουργίας
- Το κόστος βλαβών ή και άλλων δυσλειτουργιών

Τα τελευταία τρία κόστη περιλαμβάνονται στον υπολογισμό της αποδοτικότητας της κάθε μονάδας, λόγω της μεγάλης χρονικής περιόδου που εξετάζεται 2014-2023. Δευτερεύοντα κόστη, όπως τα λειτουργικά, δεν λαμβάνονται υπόψη καθώς θεωρείται ότι κατανέμονται ομοιόμορφα μεταξύ όλων των μονάδων παραγωγής.

Για την επίτευξη βέλτιστης απόδοσης του συστήματος και ορθολογικής προτεραιότητας στις μονάδες παραγωγής, λαμβάνονται υπόψη και οι εξής λειτουργικοί και τεχνικοί περιορισμοί, οι οποίοι εφαρμόζονται ευρέως στη βιβλιογραφία για την επίλυση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων:

- Ισοζύγιο ισχύος του συστήματος
- Μέγιστη και ελάχιστη ισχύς λειτουργίας μονάδας
- Απαιτήσεις αποθεματικού ισχύος συστήματος
- Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας μονάδας
- Ελάχιστος χρόνος απενεργοποίησης μονάδας
- Όρια ρυθμού ανόδου μονάδας
- Όρια ρυθμού καθόδου μονάδας
- Περιορισμοί κατάστασης μονάδας (π.χ. διαθέσιμη, μη διαθέσιμη, ώρες λειτουργίας, περιορισμένη ισχύς λόγω βλάβης)
- Μονάδες διπλής ή εναλλακτικής χρήσης καυσίμου π.χ. εκκίνηση με ντίζελ και καύση μαζούτ
- Δυναμικότητα του συστήματος σε εγκατεστημένα
- Αρχικές συνθήκες εκκίνησης μονάδας (ψυχρή, ενδιάμεση, θερμή)

Η ενσωμάτωση αυτών των περιορισμών είναι κρίσιμη για την ακριβή μοντελοποίηση και βελτιστοποίηση του προβλήματος δέσμευσης μονάδων[19].

1.6 Ανασκόπηση βασικών μεθόδων επίλυσης του προβλήματος

Οι κύριες μέθοδοι επίλυσης του προβλήματος της δέσμευσης μονάδας (UC) αναλύονται πιο κάτω με παραδείγματα, ενώ οι ερευνητές τις χρησιμοποιούν συνήθως ως αναφορά για

την δική τους εκδοχή επίλυσης, η οποία προσέγγιση συνήθως είναι υποθετική/θεωρητική, μαθηματική και για μικρό χρονικό ορίζοντα συνήθως 24 ή 48 ώρες:

Μέθοδοι Προτεραιότητας-Priority List (PL) methods

Οι μέθοδοι Προτεραιότητας (Priority List-PL), όπως προτάθηκαν από τους Kazarlis et al.[20], προσομοιώνουν τις πρακτικές που εφαρμόζουν οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) κατά τη διαδικασία προγραμματισμού. Σύμφωνα με αυτή την προσέγγιση, οι μονάδες βάσης ενεργοποιούνται πρώτες, ενώ οι μονάδες αιχμής δεσμεύονται τελευταίες, με στόχο την κάλυψη της εκάστοτε ζήτησης φορτίου. Αν και οι μέθοδοι PL, χαρακτηρίζονται από υψηλή υπολογιστική ταχύτητα, παράγουν χρονοδιαγράμματα με συγκριτικά αυξημένο κόστος παραγωγής.

Μέθοδοι Δυναμικού Προγραμματισμού-Dynamic Programming (DP) methods

Οι μέθοδοι Δυναμικού Προγραμματισμού (Dynamic Programming-DP) προσεγγίζουν το πρόβλημα δέσμευσης μονάδων μέσω μιας βήμα-προς-βήμα μαθηματικής διαδικασίας. Η επίλυση ξεκινά με την επιλογή δύο οποιωνδήποτε μονάδων και τον υπολογισμό του οικονομικότερου συνδυασμού παραγωγής για όλα τα διακριτά επίπεδα φορτίου. Σε κάθε επίπεδο ζήτησης, η βέλτιστη λύση μπορεί να προκύπτει είτε από μία μονάδα, είτε από τον συνδυασμό και των δύο, με κατανομή ισχύος μεταξύ τους[21].

Η συνδυασμένη καμπύλη κόστους που προκύπτει αντιμετωπίζεται ως καμπύλη κόστους μιας ενιαίας ισοδύναμης μονάδας. Η διαδικασία συνεχίζεται με την προσθήκη της τρίτης μονάδας, επαναλαμβάνοντας τη βελτιστοποίηση, ώστε να προσδιοριστεί η βέλτιστη καμπύλη κόστους για το νέο σύνολο. Αξιοσημείωτο είναι ότι κατά τη διαδικασία αυτή δεν απαιτείται η ανεξάρτητη εξέταση όλων των δυνατών συνδυασμών (π.χ. πρώτης-τρίτης ή δεύτερης-τρίτης), γεγονός που οδηγεί σε σημαντική μείωση της υπολογιστικής προσπάθειας.

Η διαδικασία επαναλαμβάνεται προοδευτικά, μέχρι να συμπεριληφθούν όλες οι διαθέσιμες μονάδες στο σύστημα. Η μέθοδος DP, παρά τη μαθηματική της πληρότητα, παρουσιάζει περιορισμούς ως προς την κλιμάκωση σε μεγάλα συστήματα, λόγω της εκθετικής αύξησης του υπολογιστικού φόρτου με την προσθήκη μονάδων[21].

Μέθοδοι Χαλάρωσης-Lagrangian Relaxation (LR) methods

Στον τομέα της μαθηματικής βελτιστοποίησης, η LR είναι μια μέθοδος χαλάρωσης που προσεγγίζει ένα δύσκολο πρόβλημα περιορισμένης βελτιστοποίησης με ένα απλούστερο

πρόβλημα. Μια λύση στο χαλαρό πρόβλημα είναι μια κατά προσέγγιση λύση στο αρχικό πρόβλημα και παρέχει χρήσιμες πληροφορίες.

Η μέθοδος τιμωρεί τις παραβιάσεις των περιορισμών ανισότητας χρησιμοποιώντας έναν πολλαπλασιαστή Lagrange, ο οποίος επιβάλλει κόστος στις παραβιάσεις. Αυτά τα πρόσθετα κόστη χρησιμοποιούνται αντί των αυστηρών περιορισμών ανισότητας στη βελτιστοποίηση. Στην πράξη, αυτό το χαλαρό πρόβλημα μπορεί συχνά να λυθεί πιο εύκολα από το αρχικό πρόβλημα[22].

Μέθοδοι Διακλάδωσης και δέσμευσης-Branch and Bound

Branch & Bound Bishaljit et al[23], βασίζεται στην αρχή ότι η λύση που είναι εφικτή μπορεί να χωριστεί σε μικρότερα υποσύνολα λύσεων. Αυτά τα υποσύνολα λύσεων υπολογίζονται συστηματικά μέχρι να βρεθεί η καταλληλότερη λύση. Όταν εφαρμόζεται σε ένα πρόβλημα προγραμματισμού ακεραίων, χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με την κανονική προσέγγιση μη ακέραιων λύσεων. Η χαλάρωση γραμμικού προγραμματισμού χρησιμοποιείται για την εκτίμηση της βέλτιστης λύσης ενός ακέραιου προγραμματισμού. Για αυτό το μοντέλο το λαμβάνουμε αφαιρώντας την απαίτηση ότι όλες οι μεταβλητές πρέπει να είναι ακέραιος.

Μέθοδοι Καμπυλώσεων Αποσύνθεσης-Benders Decomposition

Η πιο μελετημένη τεχνική είναι η αποσύνθεση Benders[24], η οποία επιτρέπει την αποσύνδεση ενός προβλήματος μεγάλης κλίμακας, σε ένα κύριο πρόβλημα και σε ένα ή περισσότερα ανεξάρτητα δευτερεύοντα προβλήματα μικρής κλίμακας που είναι πιο εύκολο να λυθούν. Το κύριο πρόβλημα λειτουργεί μόνο με ένα υποσύνολο των μεταβλητών και των περιορισμών.

Μέθοδοι με τη χρήση Γενετικών Αλγόριθμων-Genetic Algorithms(GE) methods

Ο γενετικός αλγόριθμος (GA) είναι μια τεχνική βελτιστοποίησης που βασίζεται στην αναζήτηση και βασίζεται στις αρχές της Γενετικής και της Φυσικής Επιλογής. Χρησιμοποιείται συχνά για την εύρεση βέλτιστων ή σχεδόν βέλτιστων λύσεων σε δύσκολα προβλήματα που διαφορετικά θα χρειαζόταν μια ζωή για να λυθούν[25].

Με βάση τις πιο πάνω κύριες μεθόδους επίλυσης του προβλήματος UC, πολλοί μελετητές/ερευνητές ανέπτυξαν δικές τους θεωρίες και παραλλαγές για καλύτερη διατύπωση και βέλτιστη επίλυση του. Η αδυναμία όλων όμως έγκειται στο γεγονός ότι οι λύσεις είναι θεωρητικές, υποθετικές και με μικρό χρονικό ορίζοντα.

Για παράδειγμα ο Turgeon[26] διατυπώνει το ζήτημα ως ένα μη γραμμικό πρόβλημα βελτιστοποίησης μικτού προγραμματισμού, παρουσιάζοντας καταληκτικά τα αριθμητικά του αποτελέσματα για ένα υποθετικό δίκτυο δέκα μονάδων παραγωγής, χωρίς να λαμβάνει υπόψη τις πραγματικές καμπύλες ζήτησης φορτίου και άλλους περιορισμούς όπως το κόστος εκκίνησης, την κατάσταση μιας μονάδας, τον τύπο καυσίμου κ.λπ.

Οι Dirayan et al.[27], θέτοντας περιορισμούς όσο αφορά τα φορτία των μονάδων και τις εκπομπές ρύπων, προχώρησαν σε ανάπτυξη του μαθηματικού μοντέλου με τη χρήση έξι υποθετικών μονάδων παραγωγής, χωρίς να λαμβάνουν υπόψη την πιθανή παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, οι οποίες με τα σημερινά δεδομένα έχουν προτεραιότητα στο δίκτυο, αλλά και άλλους περιορισμούς. Παρόμοια είναι και η προσέγγιση των Goudarzi et al.[28], όπου έδωσαν θεωρητική λύση στο πρόβλημα με προσομοίωση υποθετικών μονάδων σε περιβάλλον MATLAB.

Οι Kumar et al.[15] αντιμετώπισαν το ζήτημα UC, με πανομοιότυπο τρόπο με τη διαφορά ότι το επιλύουν σε περιβάλλον GAMS και συγκρίνουν τα αποτελέσματα με τη λύση σε περιβάλλον MATLAB, χρησιμοποιώντας 3 και 4 υποθετικές θερμικές μονάδες παραγωγής και για χρονικό ορίζοντα 24ωρών.

Οι Wood et al.[7] παρέχουν στους μηχανικούς και τους ακαδημαϊκούς μια πλήρη εικόνα των τεχνικών που χρησιμοποιούνται στη σύγχρονη λειτουργία του συστήματος ισχύος. Με έμφαση τόσο στη μηχανική όσο και στην οικονομική πτυχή της διαχείρισης ενέργειας, οι μελετητές βρίσκουν μια σειρά αλγορίθμων και μεθόδων για την εκτέλεση ολοκληρωμένων οικονομικών, δικτύων και παραγωγής συστημάτων ανάλυσης, καθώς και σύγχρονες μεθόδους για ανάλυση, λειτουργία και έλεγχο συστημάτων ισχύος. Η αδυναμία εντοπίζεται στο γεγονός ότι η πραγματική κατάσταση στους Ηλεκτροπαραγωγούς Σταθμούς είναι εντελώς διαφορετική, όπως και ο τρόπος λειτουργίας τους λόγω των πολλών δυναμικών περιορισμών και αλληλένδετων παραμέτρων στη ρύθμιση των φορτίων, αλλά και στον υπολογισμό του τελικού κόστους ανά κιλοβατώρα.

Οι Senjyu et al.[29] εισάγουν ένα νέο τρόπο στην επίλυση του προβλήματος, χρησιμοποιώντας τη μέθοδο εκτεταμένης λίστας προτεραιότητας (EPL). Η μέθοδος EPL αποτελείται από δύο βήματα, στο πρώτο βήμα παίρνουμε γρήγορα ορισμένα αρχικά χρονοδιαγράμματα για τη δέσμευση μονάδων με τη μέθοδο PL. Σε αυτό το βήμα αγνοούνται οι λειτουργικοί περιορισμοί. Στο δεύτερο βήμα, ο προγραμματισμός τροποποιείται χρησιμοποιώντας συγκεκριμένες μεθόδους για την εκπλήρωση

λειτουργικών περιορισμών. Τα αριθμητικά παραδείγματα είναι σε θεωρητικό επίπεδο και δεν γίνεται χρήση και ανάλυση πραγματικών δεδομένων.

Οι Ouyang et al.[21] παρουσιάζουν μια ευρετική μέθοδο δυναμικού προγραμματισμού για την επίλυση του προβλήματος UC. Τα πειραματικά αποτελέσματα έδειξαν σημαντική εξοικονόμηση χρόνου υπολογισμού, χωρίς να θυσιάζεται η ποιότητα της λύσης.

Οι Feng et al.[30] αναγνωρίζουν ότι τα προβλήματα δέσμευσης μονάδας μεγάλης κλίμακας είναι συνδυαστικού χαρακτήρα και συνήθως είναι πολύ δύσκολο να επιλυθούν. Μεταξύ διαφόρων αλγορίθμων, υποδεικνύουν ότι η μέθοδος Lagrangian (LR) είναι μια από τις πιο ελπιδοφόρες προσεγγίσεις. Η μέθοδος LR περιλαμβάνει συνήθως δύο στάδια: τη διπλή βελτιστοποίηση και την εφικτή κατασκευή λύσεων. Η διπλή βελτιστοποίηση διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στον καθορισμό της συνολικής υπολογιστικής αποτελεσματικότητας και της ποιότητας λύσης του αλγορίθμου. Περιπτωσιακές μελέτες απόδειξαν την αποτελεσματικότητα της συγκεκριμένης μεθόδου.

Οι Chen et al.[23] παρουσιάζουν μια μέθοδο διακλάδωσης και δέσμευσης μονάδας για τον προγραμματισμό θερμικών μονάδων παραγωγής. Οι μεταβλητές απόφασης είναι οι χρόνοι έναρξης και διακοπής και τα επίπεδα παραγωγής των μονάδων. Ένας απλός κανόνας ορίζεται για τον υπολογισμό του κατώτερου ορίου κάθε προγράμματος για ενδιάμεση χρήση υπολογισμού και η διαδικασία διακλάδωσης λαμβάνει χώρα στο υποπρόγραμμα με το χαμηλότερο κόστος. Εφαρμόζονται δύο παραδείγματα, για μια μονάδα 10&24ώρες και για μια μονάδα με χρονικό ορίζοντα 20&36ώρες, στα οποία φαίνεται η αποτελεσματικότητα του προτεινόμενου αλγορίθμου.

Οι Li et al.[31] αναπτύσσουν μια μεθοδολογία για τη βελτιστοποίηση της δέσμευσης υδροηλεκτρικών μονάδων(HUC) για έργο τριών φαραγγιών στην Κίνα(TGP). Το συγκεκριμένο έργο είναι το μεγαλύτερο και το πιο περίπλοκο σύστημα υδροηλεκτρικής ενέργειας που λειτουργεί στον κόσμο. Ο στόχος ήταν να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό λειτουργικό κόστος. Οι μεταβλητές αποφάσεων είναι η εκκίνηση ή ο τερματισμός λειτουργίας καθεμιάς από τις διαθέσιμες μονάδες στο σύστημα και η απελευθέρωση ισχύος από τις ηλεκτρικές μονάδες. Η μαθηματική διατύπωση αλλάζει από ώρα σε ώρα και επηρεάζει την παραγωγή ισχύος. Επιπλέον, η διατύπωση λαμβάνει υπόψη τη λειτουργία 32 ετερογενών μονάδων παραγωγής και τη μη γραμμική λειτουργία παραγωγής ισχύος της κάθε μονάδας. Χρησιμοποιείται μια τρισδιάστατη τεχνική παρεμβολής για την ακριβή αναπαράσταση της μη γραμμικής λειτουργίας παραγωγής ενέργειας κάθε μεμονωμένης

μονάδας, λαμβάνοντας υπόψη τη χρονικά μεταβαλλόμενη ζήτηση, καθώς και τους μη ομαλούς περιορισμούς για την παραγωγή ισχύος και την απελευθέρωση ισχύος. Το ανεπτυγμένο μοντέλο HUC για το TGP συμμορφώνεται με μια τυπική σύνθεση μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού (MILP) και δείχνει την απόδοση και τη χρησιμότητα του μοντέλου αναλύοντας τα αποτελέσματα από διάφορα σενάρια για το TGP.

Οι Viana et al.[32] παρουσιάζουν μια πλήρη διαμόρφωση προγραμματισμού της τυπικής θερμικής μονάδας στον σχεδιασμό παραγωγής ενέργειας μαζί με ένα νέο επαναληπτικό αλγόριθμο βελτιστοποίησης. Από εκτεταμένες υπολογιστικές δοκιμές σε ένα ευρύ φάσμα περιπτώσεων αναφοράς αυτού του προβλήματος η διαδικασία βρέθηκε να είναι ευέλικτη και ικανή να ενσωματώνει εύκολα διαφορετικούς περιορισμούς στην επίλυση του προβλήματος.

Οι Juste et al.[33] αναφέρουν ότι πραγματοποίησαν την εργασία με σκοπό την εξεύρεση μιας γενικής μεθόδου για την επίλυση του προβλήματος της δέσμευσης μονάδας (UC). Ο προτεινόμενος αλγόριθμος χρησιμοποιεί την εξελικτική τεχνική προγραμματισμού (EP) στην οποία οι πληθυσμοί των επίμαχων λύσεων εξελίσσονται μέσω τυχαίων αλλαγών, ανταγωνισμού και επιλογής. Η πρακτική εφαρμογή αυτής της διαδικασίας απέδωσε ικανοποιητικά αποτελέσματα όταν ο αλγόριθμος που βασίστηκε στην EP δοκιμάστηκε σε ένα αναφερόμενο πρόβλημα UC, που είχε προηγουμένως αντιμετωπιστεί από ορισμένες υπάρχουσες τεχνικές όπως της χαλάρωσης Lagrange (LR), του δυναμικού προγραμματισμού (DP) και των γενετικών αλγόριθμων (GAs).

Οι Othman et al.[34] παρουσιάζουν μια νέα προσέγγιση για την επίλυση του προβλήματος δέσμευσης της μονάδας χρησιμοποιώντας έναν πρόσφατα ανεπτυγμένο προγραμματισμό πολλαπλών παραγόντων που ενσωματώνει την τεχνική βελτιστοποίησης λίστας προτεραιότητας (MAEP-PL). Ο στόχος αυτής της μελέτης ήταν να αναζητήσει τον κατάλληλο προγραμματισμό παραγωγής έτσι ώστε το συνολικό κόστος λειτουργίας να μπορεί να ελαχιστοποιηθεί όταν υπόκειται σε ποικίλους περιορισμούς, ενώ ταυτόχρονα μειώνει τον υπολογιστικό του χρόνο. Από τα ληφθέντα αποτελέσματα και τις συγκριτικές μελέτες, διαπιστώθηκε ότι η προτεινόμενη τεχνική βελτιστοποίησης MAEP-PL είναι ικανή να λύσει το πρόβλημα δέσμευσης μονάδας, όπου το συνολικό κόστος ημερήσιας παραγωγής ελαχιστοποιείται αποτελεσματικά και ο χρόνος υπολογισμού μειώνεται σε σύγκριση με άλλες τεχνικές.

Ο Khorasani[35] προτείνει μια νέα μέθοδο για την επίλυση του προβλήματος UC με τη βελτιστοποίηση σωματιδίων. Αυτή η μέθοδος περιορίζει το χρόνο αναζήτησης λαμβάνοντας υπόψη τις πληροφορίες ζήτησης και τις προδιαγραφές των μονάδων παραγωγής για την επίλυση του προβλήματος UC, σε ωριαία βάση. Χρησιμοποιείται ένα εξειδικευμένο σύστημα για τη δημιουργία συνδυασμών επιλογής των μονάδων παραγωγής και ένας αλγόριθμος βελτιστοποίησης σμηνών σωματιδίων για τη βελτιστοποίηση των επιπέδων παραγωγής, σύμφωνα με τον κάθε συνδυασμό. Τα αποτελέσματα είναι πιο ακριβή και επιτυγχάνουν χαμηλότερο κόστος λειτουργίας σε σύγκριση με άλλες παραδοσιακές μεθόδους.

Οι Simon et al.[36] υποστηρίζουν ότι το μοντέλο Ant Colony System (ACS) είναι καταλληλότερο για την επίλυση του προβλήματος συνδυαστικής βελτιστοποίησης, επομένως το ACS έχει εφαρμοστεί στο πρόβλημα δέσμευσης μονάδας (UCP). Η μεθοδολογία βασίζεται στα μυρμήγκια που βρίσκουν τη συντομότερη διαδρομή από την πηγή (φωλιά) προς τον προορισμό τους (φαγητό) και την επίλυση του UCP με τον εντοπισμό της διαδρομής ελάχιστου κόστους (MCP), για τον προγραμματισμό θερμικών μονάδων για την προβλεπόμενη ζήτηση. Πριν αρχίσουν να βρίσκουν τα τεχνητά μυρμήγκια τη MCP, επιλέγονται όλοι οι δυνατοί συνδυασμοί καταστάσεων που ικανοποιούν τη ζήτηση φορτίου για πλήρη περίοδο προγραμματισμού που ονομάζεται χώρος αναζήτησης μυρμηγκιών (ASS). Στη συνέχεια επιτρέπεται στα τεχνητά μυρμήγκια να εξερευνήσουν το MCP σε αυτόν τον χώρο αναζήτησης. Το προτεινόμενο μοντέλο έχει αποδειχθεί ανώτερο σε σχέση με άλλες μεθόδους, σε ένα πρακτικό σύστημα δέκα μονάδων και έχει πραγματοποιηθεί μια σύντομη μελέτη σχετικά με το κόστος παραγωγής, το χρόνο λύσης και τις ρυθμίσεις παραμέτρων σε ένα αριθμητικό παράδειγμα με σύστημα τεσσάρων μονάδων.

Οι Singhal et al.[37] αναπτύσσουν μια υβριδική προσέγγιση που βασίζεται σε έναν νέο αλγόριθμο δυαδικής αποικίας τεχνητής μέλισσας (NBABC) και τοπικής αναζήτησης (LS) για την επίλυση του προβλήματος δέσμευσης μονάδας (UCP). Η προτεινόμενη μέθοδος NBABC-LS διαφέρει από τις αντίστοιχες σε τρεις βασικές πτυχές: (i) χρησιμοποιεί μια νέα στρατηγική που μετρά την ομοιότητα μεταξύ δύο δυαδικών συμβολοσειρών για τη δημιουργία των νέων δυαδικών συμβολοσειρών για το UCP. (ii) χρησιμοποιεί μια έξυπνη φάση μελισσών προσκόπων. (iii) μια μονάδα LS υβριδοποιείται με τον αλγόριθμο NBABC. Αυτές οι τροποποιήσεις έχουν ως αποτέλεσμα τρία μεγάλα πλεονεκτήματα: (i) αποφεύγει το πρόβλημα της αργής και πρόωρης σύγκλισης και ως εκ τούτου δεν εμπίπτει

στις τοπικές βέλτιστες λύσεις. (ii) μπορεί να βρει γρήγορα την βέλτιστη λύση για UCP. (iii) επιτυγχάνεται η ακρίβεια και η ευρωστία της λύσης. Η προτεινόμενη προσέγγιση εφαρμόστηκε με επιτυχία σε συστήματα δοκιμής έως και 100 θερμικών μονάδων με χρονικό ορίζοντα προγραμματισμού 24 ωρών και σε πραγματικό τουρκικό διασυνδεδεμένο σύστημα ισχύος που αποτελείτο από οκτώ θερμικές μονάδες με χρονικό ορίζοντα προγραμματισμού 8ωρών. Τα εξαγόμενα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν την ποιοτική λύση ως προς το συνολικό κόστος παραγωγής, σε σύγκριση με τις άλλες μεθόδους που αναφέρονται στη βιβλιογραφία.

Οι Singhal et al.[37] επίσης προτείνουν μια νέα προσέγγιση που βασίζεται στον αλγόριθμο τροποποιημένης δυαδικής τεχνητής μέλισσας (MBABC) σε συνδυασμό με γενετικό αλγόριθμο (GC) και τη μέθοδο δυναμικής οικονομικής κατεύθυνσης (DED) για το πρόβλημα δέσμευσης μονάδας (UCP). Ο προτεινόμενος αλγόριθμος MBABC-GE χρησιμοποιεί ένα νέο μηχανισμό που βασίζεται στο μέτρο της ομοιότητας μεταξύ δυαδικών λύσεων για το UCP. Η απόδοση του προτεινόμενου αλγόριθμου MBABC-GC έχει εξεταστεί με τη χρήση έως 300 θερμικών μονάδων για χρονικό διάστημα 24 ωρών. Η σύγκριση των επιτευχθέντων αποτελεσμάτων με άλλες μεθόδους στη βιβλιογραφία επιβεβαίωσαν την ανωτερότητα του αλγόριθμου MBABC-GC, όσο αφορά το κόστος παραγωγής και την ευρωστία.

Οι Karaboga et al.[38] υποστηρίζουν με τα θεωρητικά αποτελέσματα που έδειξαν, ότι ο αλγόριθμος ABC που βασίζεται στην έξυπνη συμπεριφορά του σμήνους των μελισσών γύρω από τη κυψέλη τους, ότι ξεπερνά τους σχετικούς αλγόριθμους στην επίλυση του προβλήματος της δέσμευσης μονάδας.

Οι Kazarlis et al.[20] παρουσιάζουν ένα γενετικό αλγόριθμο (GA) ως λύση στο πρόβλημα δέσμευσης μονάδας. Οι GAs είναι τεχνικές βελτιστοποίησης γενικού σκοπού βασισμένες σε αρχές εμπνευσμένες από τη βιολογική εξέλιξη χρησιμοποιώντας μεταφορές μηχανισμών όπως η φυσική επιλογή, ο γενετικός ανασυνδυασμός και η επιβίωση του πιο κατάλληλου. Μια απλή εφαρμογή αλγορίθμου GA χρησιμοποιώντας τους τυπικούς τελεστές διασταύρωσης και μετάλλαξης θα μπορούσε να εντοπίσει σχεδόν βέλτιστες λύσεις, αλλά στις περισσότερες περιπτώσεις απέτυχε να συγκλίνει στη βέλτιστη λύση. Ωστόσο, χρησιμοποιώντας την τεχνική διαφορετικής ποιότητας λειτουργίας και προσθέτοντας συγκεκριμένους τελεστές, επιτεύχθηκαν ικανοποιητικές λύσεις στο UCP. Αναφέρονται αποτελέσματα δοκιμών για συστήματα ισχύος έως 100 μονάδων και

συγκρίσεις με αποτελέσματα που λαμβάνονται με χαλάρωση (Lagrangian) και δυναμικό προγραμματισμό (DP).

Οι Najafi et al.[39] υποστηρίζουν ότι η δέσμευση μονάδας είναι ένα από τα πιο σημαντικά προβλήματα στη λειτουργία του συστήματος ισχύος. Επίσης λόγω του μεγάλου αριθμού παραμέτρων και περιορισμών, περιέχει ένα υψηλό επίπεδο πολυπλοκότητας. Σε αυτό το άρθρο έχει προταθεί μια νέα μέθοδος που βασίζεται σε συντελεστές επιτάχυνσης χρονικής παραλλαγής με αλγόριθμο βελτιστοποίησης σωματιδίων. Η προτεινόμενη μέθοδος χρησιμοποιήθηκε ως ακέραια κωδικοποίηση (για την ικανοποίηση ελάχιστων περιορισμών πάνω/κάτω) και δυαδικής κωδικοποίησης (για ικανοποίηση περιορισμού περιστρεφόμενου αποθεματικού). Έγιναν προσομοιώσεις στις διάφορες περιπτώσεις με διαφορετικά μεγέθη και τα αριθμητικά αποτελέσματα έδειξαν την ανωτερότητα και την καλύτερη σύγκλιση της προτεινόμενης μεθόδου σε σύγκριση με άλλες μεθόδους UC.

Οι Pourjamal et al.[40] υποστηρίζουν ότι η δέσμευση μονάδας (UC) είναι ένα περίπλοκο πρόβλημα το οποίο χρειάζεται ισχυρές μεθόδους για την επίλυση του. Αυτό το άρθρο παρουσιάζει τη χρήση του αλγορίθμου αναζήτησης αρμονίας (HSA), ενός πρόσφατα αναπτυγμένου μετα-ευρετικού αλγορίθμου, προκειμένου να επιτευχθεί η βέλτιστη λύση για το πρόβλημα UC. Ο προτεινόμενος αλγόριθμος έχει απλή εφαρμογή και παρέχει βέλτιστες λύσεις σε εύλογο χρονικό διάστημα. Η μέθοδος δοκιμάζεται χρησιμοποιώντας μικρές και μεγάλης κλίμακας περιπτώσεις δοκιμών στη βιβλιογραφία. Τα αριθμητικά αποτελέσματα δείχνουν ότι ο προτεινόμενος αλγόριθμος μπορεί να βρει καλύτερες λύσεις σε σύγκριση με τις συμβατικές μεθόδους και είναι ένας αποτελεσματικός τρόπος για την επίλυση προβλημάτων UC ειδικά σε συστήματα ισχύος μεγάλης κλίμακας.

Οι Rahman et al.[41] παρουσιάζουν δύο νέες προσεγγίσεις λύσεων ικανές να βρουν βέλτιστες λύσεις για το πρόβλημα δέσμευσης θερμικής μονάδας στον σχεδιασμό παραγωγής ενέργειας. Οι προσεγγίσεις αυτές διερευνούν την έννοια των «mathheuristics», όρος που χρησιμοποιείται για να περιγράψει αλγορίθμους βελτιστοποίησης οι οποίοι υβριδοποιούν μεταευρετικές τεχνικές με αλγορίθμους επίλυσης μικτού ακέραιου προγραμματισμού, με στόχο την επιτάχυνση της σύγκλισης στη βέλτιστη λύση σε προβλήματα μεγάλης κλίμακας. Προτείνονται δύο αλγόριθμοι ένας τοπικής διακλάδωσης και ένας υβριδισμός βελτιστοποίησης σωματιδίων με μικτό προγραμματισμό. Από εκτεταμένες υπολογιστικές δοκιμές σε ένα ευρύ φάσμα σημείων αναφοράς, οι αλγόριθμοι βρέθηκαν να είναι σε θέση να λύσουν μεγάλα συστήματα με πολλές θερμικές μονάδες. Βέλτιστες λύσεις ελήφθησαν για αρκετές γνωστές καταστάσεις με δραματικές

μειώσεις του χρόνου της δέσμευσης μονάδας για μεγάλα συστήματα, σε σύγκριση με προηγούμενες προτεινόμενες μεθόδους.

Οι Madraswala et al.[42] χρησιμοποιούν ένα γενετικό αλγόριθμο (GA) για την επίλυση του προβλήματος δέσμευσης μονάδας (UC). Το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδας διατυπώθηκε λαμβάνοντας υπόψη το χρόνο αύξησης και μείωσης, το κόστος εκκίνησης (ψυχρή, ενδιάμεση, θερμή) και το κόστος παραγωγής. Το πρόγραμμα UC, καθώς και η οικονομική αποστολή επιτυγχάνονται για τη λήψη του συνολικού κόστους παραγωγής. Χρησιμοποιούνται ειδικοί τελεστές στον αλγόριθμο για τη βελτίωση της ποιότητας της ληφθείσας λύσης και την αύξηση της ταχύτητας σύγκλισης του προβλήματος. Η απόδοση του GA ελέγχεται σε δύο συστήματα δοκιμών για 5 μονάδες και 7 μονάδες και για περίοδο προγραμματισμού 24 ωρών. Τα αποτελέσματα δίνουν μια εικόνα για την υπεροχή του GA από άλλες μεθόδους για την επίλυση του προβλήματος UC.

Οι Wenting et al.[43] προτείνουν ένα δυναμικά διαδεδωμένο πλαίσιο δεδομένων για δέσμευση μονάδας με βάση τη μέτρηση Wasserstein, λαμβάνοντας υπόψη τα σφάλματα πρόβλεψης παραγωγής από αιολική ενέργεια. Ο στόχος του κατασκευασμένου μοντέλου είναι να ελαχιστοποιήσει το αναμενόμενο λειτουργικό κόστος, συμπεριλαμβανομένου του κόστους παραγωγής, του κόστους εκκίνησης και του τερματισμού λειτουργίας, καθώς και το κόστος αποθεματικού, το οποίο ξεπερνά τις αδυναμίες του συμβατικού μοντέλου, χωρίς βελτιστοποίηση της χωρητικότητας αποθεματικού. Αυτό που είναι πιο σημαντικό και διαφορετικό από τις συμβατικές ισχυρές μεθόδους βελτιστοποίησης είναι τα μεγάλα δεδομένα αιολικής ενέργειας που χρησιμοποιούνται πλήρως σε αυτό το μοντέλο για να κατασκευάσουν το σύνολο ασάφειας, χωρίς κανένα τεκμήριο σχετικά με την κατανομή πιθανότητας. Αυτό πραγματοποιείται από την μέθοδο του Wasserstein με την εμπειρική κατανομή ως κέντρο. Έτσι, το προτεινόμενο μοντέλο βασίζεται στην πραγματικότητα στα δεδομένα και μπορεί να εξισορροπήσει τις λύσεις έναντι της χειρότερης διανομής στο σύνολο ασάφειας. Επιπλέον, η κλίμακα των ιστορικών δεδομένων είναι πολύ κρίσιμη για αυτήν τη μέθοδο, όσο μεγαλύτερη είναι η κλίμακα, τόσο μικρότερη είναι η ομάδα ασάφειας και τόσο λιγότερο συντηρητικό είναι το αποτέλεσμα. Τα αριθμητικά αποτελέσματα και οι προσομοιώσεις του μοντέλου σε ένα πραγματικό σύστημα 75 μονάδων καταδεικνύουν την ανωτερότητα του προτεινόμενου μοντέλου.

Οι Hassan et al.[44] υποστηρίζουν ότι η οικονομική εξαγωγή φορτίων (ELD) και η δέσμευση μονάδας (UC) είναι πολύ σημαντικές εφαρμογές για την πρόβλεψη του βελτιστοποιημένου κόστους φορτίου σε ένα σύστημα ισχύος. Η UC καθορίζει τις

καταστάσεις λειτουργίας για υπάρχουσες μονάδες παραγωγής υπό ορισμένους λειτουργικούς περιορισμούς και στη συνέχεια βελτιστοποιεί το κόστος λειτουργίας για όλες τις τρέχουσες μονάδες με τη ζήτηση φορτίου, χρησιμοποιώντας οικονομική κατανομή. Αυτή η εργασία εισάγει τον Γενετικό Αλγόριθμο (GA) ή τον Δυναμικό Προγραμματισμό (DP) για την επίλυση της τεχνικής UC και στη συνέχεια παρουσιάζει μια εξελικτική προσέγγιση (BAT) για την επίλυση του περιορισμένου προβλήματος ELD των θερμικών εγκαταστάσεων ανάλογα με τα αποτελέσματα που λαμβάνονται από τη λύση UC. Ένα σύστημα 30 μονάδων χρησιμοποιήθηκε για τη δοκιμή της επίδειξης της ποιότητας της λύσης, της αποδοτικότητας υπολογισμού και της σκοπιμότητας της εφαρμογής του αλγορίθμου BAT για το πρόβλημα ELD.

Οι Abarghoee et al.[45] αναφέρουν ότι ένα δύσκολο θέμα που αντιμετωπίζει ο διαχειριστής του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο τρόπος με τον οποίο μπορεί να διαχειριστεί βέλτιστα τις μονάδες παραγωγής ενέργειας σε έναν ορίζοντα προγραμματισμού μιας ημέρας λαμβάνοντας υπόψη όλες τις πρακτικές ιδιότητες, ανισότητες και δυναμικούς περιορισμούς. Από την άποψη αυτή, το προτεινόμενο πλαίσιο παρουσιάζει πρώτα μια πρακτική διατύπωση για τον βραχυπρόθεσμο προγραμματισμό θερμικής παραγωγής (STGS), το οποίο έχει υψηλή διάσταση, υψηλούς περιορισμούς, μη κυρτό, μη ομαλό και μη γραμμικό χαρακτήρα και χρειάζεται έναν αποτελεσματικό αλγόριθμο για επίλυση. Στη συνέχεια, μια νέα προσέγγιση βελτιστοποίησης που είναι γνωστή ως τροποποιημένη βελτιστοποίηση διδασκαλίας-μάθησης με βάση την κλίση σε συνδυασμό με τον αλγόριθμο μαύρων οπών (MTLBO-BH), έχει προταθεί για την αναζήτηση του βέλτιστου λειτουργικού κόστους. Η απόδοση της προτεινόμενης τεχνικής ελέγχεται σε διαφορετικά συστήματα θερμικής ισχύος.

1.7 Υπόβαθρο της προτεινόμενης μεθοδολογίας

Η παρούσα διατριβή έχει βασιστεί στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας Ελλάδας (διασυνδεδεμένο σύστημα και με άλλες χώρες), ο οποίος είναι κοστοστρεφής, δηλαδή η πιο οικονομική τεχνικά αποδεδειγμένα διαθέσιμη μονάδα τίθεται πρώτη σε παραγωγή με την αύξησης της ζήτησης και τίθεται εκτός παραγωγής τελευταία με τη μείωση της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια, με τη διαφορά ότι έχουν εισαχθεί και νέες παράμετροι, οι οποίες θα λαμβάνουν υπόψη και το περιβαλλοντικό κόστος, ενώ στη συνέχεια γίνεται βελτιστοποίηση των αποτελεσμάτων και εισήγηση για την ανάπτυξη λογισμικού.

1.8 Ερευνητικό ερώτημα

Στην Κύπρο το σύστημα δεν είναι κοστοστρεφές και είναι πλέον διασυνδεδεμένο με τους Τουρκοκύπριους δυναμικότητας 400MW. Η ΑΗΚ, που είναι και ο κύριος προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας, γνωρίζει από την προηγούμενη ημέρα το προβλεπόμενο πρόγραμμα παραγωγής από το ΔΣΜΚ και τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που πρέπει να θέσει σε λειτουργία και εκτός λειτουργίας για να καλύψει την προβλεπόμενη ζήτηση. Η αδυναμία του υφιστάμενου συστήματος παρουσιάζεται στο γεγονός ότι, ενώ ο ΔΣΜΚ προτείνει τη σειρά και τη χρονική στιγμή που οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα τεθούν σε λειτουργία και εκτός λειτουργίας ανάλογα με την προβλεπόμενη ζήτηση, δεν καθορίζει οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια στην ΑΗΚ. Το αποτέλεσμα είναι να αφήνεται στην κρίση του Υπεύθυνου Μηχανικού Βάρδιας (ΥΜΒ) σε κάθε Ηλεκτροπαραγωγό Σταθμό η επιλογή της κατάλληλης μονάδας από τις διαθέσιμες του ιδίου τύπου που προτείνει ο ΔΣΜΚ, βάσει δικών του εμπειρικών ή και άλλων κριτηρίων. Για να γίνει πιο κατανοητή η υπάρχουσα διαδικασία, παρατίθεται το ακόλουθο παράδειγμα:

Ο ΥΜΒ γνωρίζει από την προηγούμενη ημέρα ότι στις 18:00 της επόμενης ημέρας, θα πρέπει να έχει συγχρονισμένο (δηλαδή σε παραγωγή) ή εκτός παραγωγής ένα αεριοστρόβιλο από τους πέντε που έχει στη διάθεση του, ισχύος 37,5MW. Το ερώτημα είναι, ποιόν από τους πέντε αεριοστρόβιλους θα πρέπει να θέσει πρώτο σε παραγωγή ή εκτός παραγωγής και επιπλέον θα μπορούσε ο ΔΣΜΚ να προτείνει άλλη οικονομικότερη μονάδα από αυτές που έχει στη διάθεση του;

Αυτό είναι το αντικείμενο της παρούσας διατριβής που στόχο έχει να βοηθήσει το ΔΣΜΚ και τους ΥΜΒ στην επιλογή της κατάλληλης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που θα πρέπει να τεθεί σε παραγωγή ή εκτός παραγωγής ανάλογα με την καμπύλη ζήτησης, λαμβάνοντας υπόψη κάποιες προκαθορισμένες παραμέτρους οικονομικές και περιβαλλοντικές για βελτιστοποίηση του οικονομικού αποτελέσματος, σε συνδυασμό με τη χρήση του φυσικού αερίου ως βασικού καυσίμου στις μονάδες που θα εφαρμοστεί. Η τελική μέθοδος που θα αναπτυχθεί θα μπορεί να λειτουργήσει σε Εθνικό, Ευρωπαϊκό ή και σε ένα Παγκόσμιο Διασυνδεδεμένο Ηλεκτρικό Σύστημα και θα μπορεί να καθορίζει την αποδοτικότερη σειρά που θα τίθενται σε παραγωγή οι διαθέσιμες μονάδες με την αύξηση της ζήτησης και εκτός παραγωγής με τη μείωση της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια, χωρίς να επηρεάζεται η αξιοπιστία του συστήματος, με βάση συγκεκριμένες οικονομικές και περιβαλλοντικές παραμέτρους που θα αναλυθούν και θα καθοριστούν στη μελέτη,

λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψη και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ π.χ. αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά συστήματα, βιομάζα κτλ.

1.9 Ερευνητική μεθοδολογία

Η διατριβή θα βασιστεί στην εξέταση και ανάλυση των επί μέρους παραμέτρων που χρησιμοποιεί ο ΔΣΜΚ και η ΑΗΚ για να θέτει μονάδες σε παραγωγή με την αύξηση της ζήτησης σε ηλεκτρικό φορτίο και εκτός παραγωγής με τη μείωση της ζήτησης, αλλά και στην προσωπική εμπειρία του υποψηφίου, που εργάζεται τα τελευταία είκοσι δύο χρόνια σε Ηλεκτροπαραγωγό Σταθμό της ΑΗΚ και συγκεκριμένα στο Τμήμα Λειτουργίας Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρισμού.

Η ανάλυση θα αποτυπώνει τον πραγματικό τρόπο με τον οποίο εργάζονται οι οργανισμοί, χωρίς απλουστεύσεις που μπορεί να μειώνουν την ακρίβεια της διατριβής. Θα είναι συνοπτική και περιεκτική και θα περιλαμβάνει στοιχεία και πληροφόρηση για κάθε επί μέρους παράμετρο λειτουργίας του συστήματος. Τα στοιχεία για την ανάλυση θα συλλεχθούν από στατιστικά δεδομένα και δημοσιευμένα αρχεία της ΑΗΚ, από προσωπικές συνεντεύξεις Μηχανικών Βάρδιας και Ανώτερων Επιθεωρητών Βάρδιας, από τα εγχειρίδια των μονάδων, τις ετήσιες εκθέσεις, από διάφορες ιστοσελίδες των εμπλεκόμενων Αρμόδιων Αρχών π.χ. του ΔΣΜΚ, ΡΑΕΚ, καθώς και από άλλη πληροφόρηση για τον τρόπο λειτουργίας των σταθμών, χωρίς να παραβιάζονται ζητήματα εμπιστευτικότητας.

Μέσα από τη μελέτη θα διαφαίνεται η ροή εργασιών για τη λειτουργία του συστήματος που η ΑΗΚ και ο ΔΣΜΚ εφαρμόζει για να θέτει διαθέσιμες μονάδες σε παραγωγή και εκτός παραγωγής, ο βαθμός τυποποίησης των διαδικασιών και άλλες παράμετροι λειτουργίας του. Στη συνέχεια θα γίνει εισαγωγή κάποιων νέων παραμέτρων οικονομικών και περιβαλλοντικών για βελτιστοποίηση του συστήματος διαχείρισης του χαρτοφυλακίου των μονάδων παραγωγής και για την εισήγηση της ανάπτυξης του Λογισμικού, σε συνδυασμό με τη χρήση του φυσικού αερίου ως βασικού καυσίμου, στις μονάδες που θα εφαρμοστεί.

1.10 Περιορισμοί/Προβλήματα

Η καθυστέρηση στην έλευση του φυσικού αερίου δημιουργεί επιπλέον προβλήματα στην αγορά ηλεκτρισμού, λόγω της αύξησης του κόστους παραγωγής και της καταβολής προστίμου για τις επιπλέον εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Επίσης πρέπει να λάβουμε υπόψη ότι η ΑΗΚ αγοράζει το μαζούτ και ντίζελ από άλλες χώρες και δεν μπορεί να ελέγξει αποτελεσματικά το κόστος των συγκεκριμένων καυσίμων, το οποίο και επηρεάζει

αναλογικά την τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού. Οι δύο μονάδες συνδυασμένου κύκλου ΜΑΣΚ 4&5 που διαθέτει η ΑΗΚ, ενώ έχουν εγκατασταθεί για να λειτουργήσουν με φυσικό αέριο, λόγω της μεγάλης καθυστέρησης στην έλευση του, συνεχίζουν να καίνε ντίζελ, το οποίο είναι ακριβότερο και πιο ρυπογόνο. Η ανάλυση έχει γίνει με τα στατιστικά δεδομένα παραγωγής του 2014-2023 και δεν αφορά όλες τις μονάδες παραγωγής ξεχωριστά, γιατί παρουσιάστηκαν διάφορα τεχνικά και άλλα προβλήματα στην εξασφάλιση των απαιτούμενων δεδομένων όπως:

1. Η/Σ Μονής

- Ο μετρητής καυσίμου του αεριοστρόβιλου Αρ.4 του Η/Σ Μονής δυσλειτουργεί και του αεριοστρόβιλου Αρ. 3 είναι εκτός λειτουργίας, με αποτέλεσμα να μην έχουμε την κατανάλωση καυσίμου ανά MWh, αλλά ούτε και το κόστος εκκίνησης. Η κατανάλωση καυσίμου ανά MWh, θεωρείται ακριβώς η ίδια και για τους τέσσερις αεριοστρόβιλους (4X37,5MW). Το γεγονός αυτό επηρεάζει την οικονομική/ αποδοτική κατάταξη των μονάδων, γιατί το κόστος και ο βαθμός απόδοσης για το κάθε αεριοστρόβιλο, θεωρείται εσφαλμένα ο ίδιος.
- Επίσης δεν υπάρχει τοποθετημένος μετρητής στα φουγάρα των αεριοστρόβιλων για καταγραφή και μαθηματική επαλήθευση της εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα.

2. Η/Σ Βασιλικού

- Ο βαθμός απόδοσης για τις 3X130MW ατμοηλεκτρικές μονάδες έχει θεωρηθεί ο ίδιος, γιατί δεν καταγράφεται ξεχωριστά η μέτρηση για τις μεγάβατρες που εξήχθησαν από τη κάθε μονάδα. Σημειώνετε ότι ο ατμοστρόβιλος αρ. 3 διέθετε σύστημα αποθείωσης τη χρονική περίοδο 2014-2019, για μείωση των εκπομπών του διοξειδίου του θείου. Το σύστημα αποθείωσης όταν είναι σε παραγωγή, καθιστά τον ατμοστρόβιλο 10% περίπου πιο ενεργοβόρο από τις υπόλοιπες δύο μονάδες, στις οποίες τοποθετήθηκε/λειτουργήσε σύστημα αποθείωσης εντός του 2021[46].
- Ο αεριοστρόβιλος 1X38MW δεν επηρεάζει ουσιαστικά το πρόγραμμα παραγωγής, γιατί χρησιμοποιείται μόνο για επαναφορά του συστήματος σε περίπτωση ολικής απώλειας (black out) ή και βλάβης.
- Οι ΜΑΣΚ αρ. 4&5, 2X220MW έχουν τρεις τρόπους λειτουργίας. Ο πρώτος είναι με την ξεχωριστή λειτουργία μόνο των αεριοστρόβιλων που διαθέτουν δηλαδή σε ανοιχτό κύκλο. Ο δεύτερος με τη χρήση του ενός αεριοστρόβιλου και τη μερική λειτουργία του

ατμοστρόβιλου στο 50% της ισχύος του δηλ. ένα συν ένα. Ο τρίτος τρόπος είναι με τη χρήση και των δύο αεριοστρόβιλων και την πλήρη λειτουργία του ατμοστρόβιλου στο 100% της ισχύος του δηλ. δύο συν ένα. Ενώ αυτές οι δύο μονάδες συνδυασμένου κύκλου έχουν τρεις τρόπους λειτουργίας τα δεδομένα που υπάρχουν αφορούν την ολική απόδοση της κάθε μονάδας και όχι την ξεχωριστή ανάλυση για τον κάθε τρόπο λειτουργίας των.

3. Η/Σ Δεκέλειας

- Οι 6X60MW ατμοηλεκτρικές μονάδες, θεωρήθηκαν ότι είχαν ακριβώς τα ίδια χαρακτηριστικά λειτουργίας και κατ' επέκταση και τον ίδιο βαθμό απόδοσης, γιατί δεν υπήρχαν ξεχωριστές μετρήσεις για τις μεταβατώρες που εξάχθηκαν από την κάθε μονάδα ξεχωριστά.
- Η ίδια λογική ίσχυσε και για τις 3X17MW (MEK1) και 3X17MW (MEK2), μηχανές εσωτερικής καύσης που διαθέτει ο Η/Σ.

Έστω όμως και με τις πιο πάνω αδυναμίες καταγραφής δεδομένων η μέθοδος που εισηγούμαστε, όπως θα διαφανεί στις πιο κάτω αναλύσεις/συγκρίσεις και προσομοιώσεις που έχουμε προβεί για τις χρονικές περιόδους 2014-2019 και 2020-2023, έχει τη δυνατότητα να επιφέρει σημαντικές εξοικονομήσεις αρκετών εκατομμυρίων ευρώ στο κόστος καυσίμου και στην εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα

Στη μελέτη έχουν ληφθεί υπόψη οι πιο πάνω περιορισμοί/προβλήματα και έχουν γίνει οι ανάλογες παραδοχές, αλλά και προβλέψεις. Επίσης στην μελέτη δεν έχουν ληφθεί υπόψη οι ατμοηλεκτρικές μονάδες του Ηλεκτροπαραγωγού Σταθμού της Μονής, οι οποίες έχουν απενεργοποιηθεί οριστικά το 2013.

1.11 Κύριοι στόχοι διατριβής

Οι κύριοι στόχοι της παρούσας διατριβής, όπως προαναφέρθηκε, είναι η ανάλυση του υφιστάμενου συστήματος που χρησιμοποιεί ο ΔΣΜΚ και η ΑΗΚ για να θέτει σε λειτουργία μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με την αύξηση της ζήτησης σε φορτίο και εκτός παραγωγής με την μείωση της ζήτησης. Θα εντοπιστούν και θα αναλυθούν όλες οι παράμετροι που χρησιμοποιούνται και θα εισαχθούν νέες βάσει και των σημερινών ενεργειακών δεδομένων που έχουν δημιουργηθεί με την ένταξη της Κύπρου στην Ευρωπαϊκή Ένωση (π.χ. περιβαλλοντικοί, οικονομικοί).

Στη συνέχεια θα γίνει εισήγηση για ανάπτυξη λογισμικού, το οποίο θα καθορίζει την αποδοτικότερη σειρά με την οποία οι μονάδες θα τίθενται σε παραγωγή και εκτός

παραγωγής ανάλογα με το σενάριο ζήτησης. Τέλος θα γίνει σύγκριση μέσω προσομοιώσεων μεταξύ των δύο συστημάτων δηλ. του υφιστάμενου που χρησιμοποιεί ο ΔΣΜΚ, ΑΗΚ και αυτού που θα αναπτυχθεί στα πλαίσια της διατριβής για δύο χρονικές περιόδους 2014-2019 και 2020-2023 αντιστοίχως. Θα γίνει ανάλυση κόστους οφέλους για εφαρμογή του νέου συστήματος που αναπτύξαμε. Ο απώτερος στόχος είναι να αποδείξουμε ότι με τη χρήση του νέου συστήματος που εισηγούμαστε, σε συνδυασμό με τη χρήση του φυσικού αερίου ως βασικού καυσίμου στις μονάδες που θα εφαρμοστεί, θα εξασφαλίζεται ένα σημαντικό οικονομικό και περιβαλλοντικό όφελος, προς το συμφέρον της ΑΗΚ και κατά συνέπεια και των καταναλωτών.

Επίσης η μεθοδολογία που θα αναπτυχθεί θα μπορεί να ενσωματωθεί στα πρότυπα ποιότητας και περιβάλλοντος που χρησιμοποιεί η ΑΗΚ, ως τυποποιημένη διαδικασία, η οποία θα ακολουθείται στους Ηλεκτροπαραγωγούς Σταθμούς σε ένα μελλοντικά Ευρωπαϊκό ή και Παγκόσμιο διασυνδεδεμένο Ηλεκτρικό Σύστημα Ενέργειας.

1.12 Το ηλεκτρικό σύστημα³ της Κύπρου και η δέσμευση μονάδων σε πραγματικές συνθήκες λειτουργίας

Ο Πίνακας 1 παρουσιάζει τα κύρια χαρακτηριστικά των θερμικών ηλεκτροπαραγωγών σταθμών του κυπριακού ηλεκτρικού συστήματος, όπως αυτά ισχύουν το 2026. Το αναπτυγμένο μοντέλο δέσμευσης μονάδων, προσομοιώνει τη βέλτιστη λειτουργία καθεμίας από τις μονάδες αυτές, λαμβάνοντας υπόψη τις πραγματικές συνθήκες λειτουργίας που παρατηρήθηκαν κατά την περίοδο 2014-2023. Αξίζει να σημειωθεί ότι η διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) έχει αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία έτη, με το ποσοστό της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ να ανέρχεται σε 21,5% το 2023[47].

Η διείσδυση των ΑΠΕ έχει ληφθεί υπόψη στο μοντέλο και αφαιρείται από τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με μεθοδολογία που περιγράφεται αναλυτικά στην Ενότητα 4-Μεθοδολογία.

³ Σε ολόκληρη τη διατριβή, ο όρος «ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου» αναφέρεται στο ρυθμιζόμενο και κεντρικά διαχειριζόμενο ηλεκτρικό δίκτυο, το οποίο λειτουργεί υπό την ευθύνη του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜΚ) στις περιοχές του νησιού που τελούν υπό τον αποτελεσματικό έλεγχο της Κυπριακής Δημοκρατίας, εκτός εάν δηλώνεται ρητώς διαφορετικά.

Πίνακας 1: Θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν στην Κύπρο το 2025 και τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά τους[48], [49].

Τύπος Μονάδας/ων	Σύμβολο	Αριθμός μονάδων	Ισχύς (MW)	Καύσιμο
Ατμοστρόβιλοι-1	ST1	6	60	Βαρύ Μαζούτ (HFO)
Ατμοστρόβιλοι-2	ST2	3	130	HFO-αντικατάσταση με ΦΑ το 2026/27
Μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ. 4	CCGT1	1	220	Ντίζελ-αντικατάσταση με ΦΑ το 2026/27
Μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ. 5	CCGT2	1	220	Ντίζελ-αντικατάσταση με ΦΑ το 2026/27
Αεριοστρόβιλος-1	GT1	1	38	Ντίζελ
Αεριοστρόβιλοι-2	GT2	2	37,5	Ντίζελ
Αεριοστρόβιλοι-3	GT3	2	37,5	Ντίζελ
Μηχανές εσωτερικής καύσης-1	ICE1	3	17	HFO (εκκίνηση με ντίζελ)
Μηχανές εσωτερικής καύσης-2	ICE2	3	17	HFO (εκκίνηση με ντίζελ)
Σύνολο		22	1478	

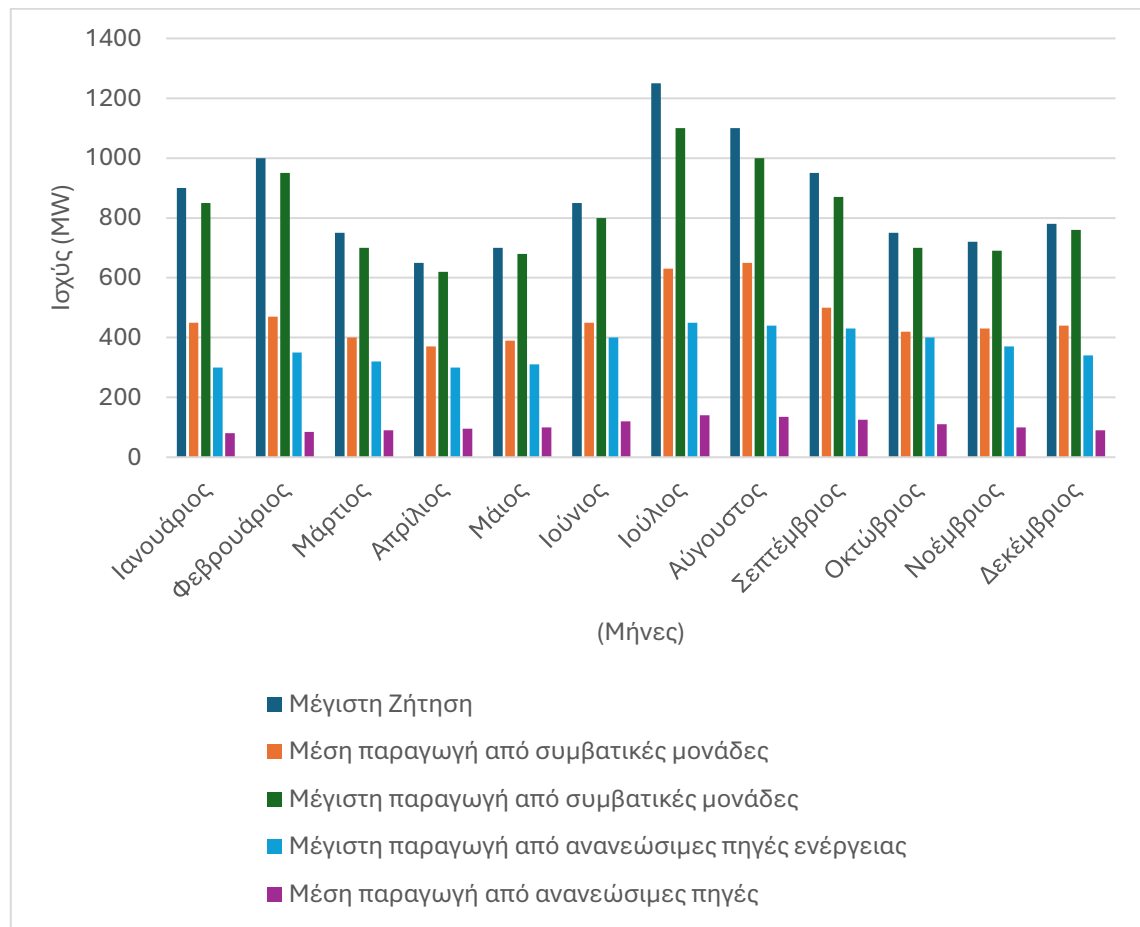
Πηγή: ΑΗΚ, 2026

Τα δεδομένα αυτά απεικονίζουν τους τύπους των διαθέσιμων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου (ΑΗΚ), τη μέγιστη ισχύ τους σε MW και το είδος του καυσίμου που χρησιμοποιούν επί του παρόντος, καθώς και το καύσιμο στο οποίο αναμένεται να μεταβούν με την εισαγωγή του φυσικού αερίου. Τα χαρακτηριστικά αυτά είναι κρίσιμης σημασίας για τη δέσμευση μονάδων, ιδίως κατά τις περιόδους αιχμής της ζήτησης.

1.13 Εποχιακές διακυμάνσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

Το διάγραμμα 1 απεικονίζει την εποχιακή μεταβολή της ζήτησης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο. Κατά τις περιόδους ήπιων καιρικών συνθηκών (άνοιξη και φθινόπωρο), η αιχμή της ζήτησης διαμορφώνεται περί τα 600MW, ενώ κατά τη θερινή περίοδο η ζήτηση δύναται να υπερβεί τα 1200MW, κυρίως λόγω της αυξημένης χρήσης συστημάτων κλιματισμού[47]. Η σημαντική αυτή διαφορά στη ζήτηση καθιστά τον

αποτελεσματικό προγραμματισμό της λειτουργίας των ηλεκτροπαραγωγών σταθμών κρίσιμο παράγοντα για την ομαλή λειτουργία του συστήματος και την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους.



Διάγραμμα 1: Εποχιακή μεταβολή της ζήτησης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο κατά το έτος 2023 [50].

Πηγή: ΔΣΜΚ, 2026

1.14 Γεωγραφική απομόνωση και η σημασία της βέλτιστης δέσμευσης μονάδων

Η Κύπρος αποτελεί ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα, το οποίο φέρει την πλήρη ευθύνη για την εξισορρόπηση προσφοράς και ζήτησης, τη διατήρηση της σταθερότητας και αξιοπιστίας του δικτύου, τον έλεγχο της συχνότητας και τη διασφάλιση της ενεργειακής ασφάλειας. Λόγω της γεωγραφικής της θέσης και της απουσίας ηλεκτρικών διασυνδέσεων με γειτονικά συστήματα, η χώρα οφείλει να βασίζεται αποκλειστικά στην εγχώρια ηλεκτροπαραγωγή για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Ο εν λόγω διαρθρωτικός περιορισμός αυξάνει σημαντικά τη λειτουργική πολυπλοκότητα του

συστήματος και ενισχύει τη σημασία της αποδοτικής εφαρμογής στρατηγικών δέσμευσης μονάδων, καθώς το σύστημα στερείται εξωτερικής ευελιξίας ή εφεδρικής υποστήριξης.

Οι εποχιακές διακυμάνσεις της ζήτησης, και ιδίως οι θερινές αιχμές που υπερβαίνουν τα 1200MW, επιτείνουν περαιτέρω την πρόκληση. Δεδομένου ότι η απόδοση των θερμικών μονάδων επηρεάζεται από παράγοντες όπως η θερμοκρασία περιβάλλοντος, η θερμογόνος δύναμη του καυσίμου και άλλων τεχνικών περιορισμών, η ύπαρξη μιας προσεκτικά βελτιστοποιημένης διαδικασίας προγραμματισμού καθίσταται απαραίτητη για τη διασφάλιση αδιάλειπτης τροφοδοσίας και οικονομικά αποδοτικής λειτουργίας.

Παρότι η βέλτιστη λειτουργία των μονάδων αποτελεί καθολική απαίτηση για όλα τα ηλεκτρικά συστήματα, η γεωγραφική απομόνωση της Κύπρου εντείνει τις συνέπειες των λειτουργικών αναποτελεσματικοτήτων, καθώς όλες οι μονάδες καλούνται να λειτουργούν αξιόπιστα υπό εσωτερικούς περιορισμούς, χωρίς το «δίκτυ ασφαλείας» μιας διασύνδεσης. Ως εκ τούτου, είναι αναγκαίο οι διαθέσιμοι πόροι να αξιοποιούνται με τον πλέον αποδοτικό τρόπο, ώστε να αποφεύγονται ελλείψεις ισχύος και περιττά κόστη. Στο πλαίσιο αυτό, η υιοθέτηση μιας μεθοδολογίας δέσμευσης μονάδων βασισμένης σε δεδομένα πραγματικής λειτουργίας καθίσταται επιτακτική, τόσο για την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής όσο και για τη διασφάλιση της ασφάλειας του συστήματος.

2 Αποτύπωση της υφιστάμενης κατάστασης

2.1 Ανάλυση αγοράς ηλεκτρισμού

Με την ένταξη της Κύπρου στην Ευρωπαϊκή Ένωση την 1η Μαΐου 2004 οι δραστηριότητες της Παραγωγής και Προμήθειας ηλεκτρισμού από μονοπωλιακές εισήλθαν στη σφαίρα του ανταγωνισμού, μέσα από ένα ρυθμιστικό νομοθετικό πλαίσιο που καθορίζεται από το Ευρωπαϊκό Κεκτημένο και το οποίο μεταφέρθηκε σε Εθνική Νομοθεσία. Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού εγκρίθηκε αρχικά για το 35% και με διάταγμα του αρμόδιου Υπουργού Ενέργειας καθορίζονταν με βάση τη συνολική ετήσια κατανάλωση τους οι πελάτες που μπορούσαν να επιλέξουν τον προμηθευτή τους. Σύμφωνα με σχετική παρέκκλιση που παραχωρήθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στην Κυπριακή Δημοκρατία, επήρθε σταδιακό άνοιγμα της αγοράς ηλεκτρισμού ως ακολούθως:

- Από την 1^η Μαΐου 2004 για το 35% των μεγάλων καταναλωτών.
- Από την 1^η Ιανουαρίου 2009 στο 65% για όλους τους μη οικιακούς καταναλωτές.
- Από την 1^η Ιανουαρίου 2014 για όλους τους καταναλωτές.
- Από την 1^η Οκτωβρίου 2025 έχει λειτουργήσει η ανταγωνιστική αγορά, με ταυτόχρονο στόχο την έλευση του φυσικού αερίου, μέσω της ενδιάμεσης λύσης ή και άλλης συμφέρουσας επιλογής.

Επιπλέον:

- Ο Ευρωπαϊκός Στόχος και Πολιτική είναι πλέον η δημιουργία μιας ενιαίας αγοράς ενέργειας με την ελεύθερη ροή ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου μεταξύ των χωρών της ΕΕ, σε ανταγωνιστικές τιμές και με ποιότητα εξυπηρέτησης των καταναλωτών.
- Η υπάρχουσα φιλοδοξία της ΕΕ για το κλίμα και την ενέργεια για το 2030 είναι τουλάχιστον 40% περικοπές στις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από τα επίπεδα του 1990, τουλάχιστον 32% μερίδιο διείσδυσης στο ενεργειακό μίγμα από ΑΠΕ και τουλάχιστον 32,5% βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.
- Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε το Σεπτέμβριο του 2020 να αυξηθεί ο στόχος μείωσης των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου το 2030, συμπεριλαμβανομένων των εκπομπών και των αφαιρέσεων, σε τουλάχιστο 55% σε σύγκριση με το 1990, πράγμα που θα επιτρέψει στην ΕΕ να κινηθεί σε μια οικονομία με καθαρές μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, έως το 2050.

- Οι κύριοι στόχοι της ΕΕ για το ανανεώσιμο υδρογόνο είναι να παράγει 10 εκατομμύρια τόνους/έτος, 10 εκατομμύρια τόνους/έτος να εισάγει για συμπλήρωμα της παραγωγής μέχρι το 2030, ενώ μέχρι το 2050, το υδρογόνο αναμένεται να καλύπτει περίπου 10% των ενεργειακών αναγκών της ΕΕ, βοηθώντας στην απομάκρυνση των ορυκτών καυσίμων από ενεργοβόρες εφαρμογές, όπως τη βιομηχανία και τις μεταφορές.
- Το ηλεκτρικό σύστημα της Κυπριακής Δημοκρατίας έχει πλέον διασυνδεθεί με το αντίστοιχο των Τουρκοκυπρίων εγκατεστημένης ισχύς 400MW και υπάρχει σχεδιασμός νοουμένου ότι θα εγκριθεί να διασυνδεθεί με την ΕΕ και το Ισραήλ με υποθαλάσσιο αμφίδρομο ηλεκτρικό καλώδιο χωρητικότητας 1000MW και μήκους 1208 χλμ., μέχρι το 2030.
- Τα κράτη μέλη της ΕΕ καλούνται να πληρώνουν τις επιπλέον εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα που παράγουν και το κόστος στην Κύπρο προστίθεται στην τιμή της kWh, όσο αφορά την Ηλεκτροπαραγωγή.
- Μέχρι το 2010 είχαμε δεσμευτεί (ΠΑΕΚ, 2015) ότι το 6% των αναγκών μας σε ενέργεια θα προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, 16% το 2020, ενώ το 2030 πρέπει να ανέλθει στο 31%.
- Το ενδιαφέρον για τη σύνδεση νέων ΦΣ έχει αυξηθεί αισθητά, λόγω της μείωσης της αρχικής κεφαλαιουχικής δαπάνης που απαιτείται για εγκατάσταση τέτοιων Συστημάτων (είναι περίπου 0,80-1,0ευρώ/W), καθώς και για τις Μονάδες Παραγωγής ΑΠΕ από Βιομάζα/Βιοαέριο.
- Αρκετές από τις αιτήσεις που λήφθηκαν για εγκατάσταση Αιολικών Πάρκων βρίσκονται στο τελικό στάδιο εξασφάλισης των σχετικών εγκρίσεων. Μέχρι το τέλος του 2006 εγκρίθηκαν αιολικές μονάδες παραγωγικότητας 425MW και μέχρι στιγμής λειτουργούν έξι αιολικά πάρκα εγκατεστημένης ισχύος περίπου γύρω στα 157,5MW.
- Κατά την περίοδο Ιανουαρίου–Δεκεμβρίου 2023, η συνολική ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ανήλθε σε 5.080.710 MWh. Από την ποσότητα αυτή, 3.986.447 MWh παρήχθησαν από συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, ενώ 1.094.263 MWh προήλθαν από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), αντιστοιχώντας σε ποσοστό περίπου 21,5% της συνολικής παραγωγής[51].
- Αντίστοιχα, για την περίοδο Ιανουαρίου–Δεκεμβρίου 2024, η συνολική ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε σε 5.518.687 MWh, εκ των οποίων 4.167.886

MWh καλύφθηκαν από συμβατικές μονάδες και 1.350.801 MWh από ΑΠΕ, ποσοστό που αντιστοιχεί σε περίπου 24,5% της συνολικής παραγωγής[51].

Η συνολική παραγωγή από συμβατικές μονάδες[51] για τα έτη 2014-2024 παρουσιάζεται στο πιο κάτω πίνακα:

Πίνακας 2: Μονάδες Ηλεκτρικής Ενέργειας που εξάχθηκαν στο δίκτυο από Συμβατικές Μονάδες 2014-2024 (MWh)

Έτος	Μονάδες που εξάχθηκαν (MWh)	Αύξηση/(Μείωση) (%)
2014	4.013.404	1,75
2015	4.127.876	2,85
2016	4.455.189	7,93
2017	4.559.098	2,33
2018	4.574.978	0,35
2019	4.619.130	0,97
2020	4.246.106	(-8,08)
2021	4.337.124	2,14
2022	4.170.264	(-3,85)
2023	3.986.447	(-4,41)
2024	4.167.886	4,55
Σύνολο	47.257.502	

Πηγή: ΔΣΜΚ, 2026

2.2 Συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Επί του παρόντος δεν έχει λειτουργήσει ακόμη οποιοσδήποτε νέος Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός από πλευράς του ανταγωνισμού στην Κύπρο, παρόλο που έχουν υποβληθεί και εγκριθεί από την ΡΑΕΚ αρκετές αιτήσεις. Οι τρεις Σταθμοί που λειτουργούν στην ελεύθερη Κύπρο της Μονής, του Βασιλικού και της Δεκέλειας ανήκουν εξ' ολοκλήρου στην ΑΗΚ.

Ως γνωστό η Κύπρος δεν διαθέτει πρωτογενείς πηγές ενέργειας, γι' αυτό η Αρχή Ηλεκτρισμού Κύπρου βασίζεται για την παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας αποκλειστικά σε

εισαγόμενα καύσιμα, κυρίως μαζούτ και ντίζελ. Η σημερινή συνολική εγκαταστημένη ισχύς και των τριών Σταθμών μετά την ολική αποκατάσταση των ζημιών στο Βασιλικό[51], είναι περίπου γύρω στα 1478MW, ενώ από ΑΠΕ μέχρι το τέλος του 2024 ήταν 1004,6MW ή 40,47%, σε σχέση 807,9MW ή 35,34% το 2023, της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς και κατανέμεται όπως φαίνεται στον πιο κάτω πίνακα.

Πίνακας 3: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Η/Σ ΑΗΚ και ΑΠΕ μέχρι το τέλος του 2024

Σταθμός Βασιλικού	3x130 MW Ατμοηλεκτρικές Μονάδες	390 MW
Σταθμός Βασιλικού	1x38 MW Αεριοστρόβιλος	38 MW
Σταθμός Βασιλικού	2x220 MW Μον. Συνδυασμένου κύκλου	440 MW
Σταθμός Δεκέλειας	6x60 MW Ατμοηλεκτρικές Μονάδες	360 MW
Σταθμός Δεκέλειας	6x17 MW Μον. Εσωτερικής Καύσης	100 MW
Σταθμός Μονής	6x30 MW Ατμοηλεκτρικές Μονάδες	---- MW
Σταθμός Μονής	4x37,5 MW Αεριοστρόβιλοι	150 MW
Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Η/Σ ΑΗΚ από το τέλος του 2013 μέχρι 2024 (ποσοστό 59,53% της συνολικής)		1478MW
Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς από ΑΠΕ μέχρι το τέλος του 2024 (ποσοστό διείσδυσης 40,47% της συνολικής)		1004,6MW
Σύνολο Εγκατεστημένη Ισχύς μέχρι το τέλος του 2024		2482,6MW

Πηγή: ΔΣΜΚ, 2026

Οι έξι ατμοηλεκτρικές μονάδες του Η/Σ Μονής ισχύς 180MW έχουν απενεργοποιηθεί οριστικά εντός του 2013. Έχει ακολουθήσει η αποξήλωση του Η/Σ και η προετοιμασία του χώρου για πιθανή εγκατάσταση νέων μονάδων συνδυασμένου κύκλου, αφαλάτωσης ή φωτοβολταϊκών συστημάτων.

2.3 Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις κατεχόμενες περιοχές

Το ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου έχει διασυνδεθεί με το Τουρκοκυπριακό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας στις κατεχόμενες περιοχές, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 400MW. Το ηλεκτρικό σύστημα των Τουρκοκυπρίων αποτελείται από 2x60MW ατμοηλεκτρικές μονάδες και από 16x17,5MW Μηχανές Εσωτερικής Καύσης και είναι αμφίδρομο δηλαδή ανάλογα με τις ανάγκες ή σε περίπτωση βλάβης μπορούμε να

απορροφούμε ή να εξάγουμε ηλεκτρική ενέργεια υπό περιορισμούς ασφάλειας και αξιοπιστίας του συστήματος. Επίσης πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι τον Μάιο του 2010, η Ρωσική Ομοσπονδία και η Τουρκία υπέγραψαν διακρατική συμφωνία για την κατασκευή, ιδιοκτησία και λειτουργία του πρώτου πυρηνικού σταθμού της Τουρκίας στο Ακκούγιου με συμφωνία έναρξης του έργου εντός του 2026, το οποίο περιλαμβάνει τέσσερις πυρηνικές μονάδες τύπου VVER-1200, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 4800MW[52].

Υπό το πρίσμα των ανωτέρω εξελίξεων, ενδεχόμενη μελλοντική ηλεκτρική διασύνδεση των κατεχομένων με το τουρκικό ηλεκτρικό σύστημα ή/και πιθανή συνολική επίλυση του Κυπριακού ζητήματος, θα μπορούσαν να επιφέρουν ουσιώδεις μεταβολές στον περιφερειακό ενεργειακό χάρτη. Η προσθήκη μεγάλων μονάδων βάσης στην Τουρκία, όπως ο Πυρηνικός Σταθμός Ακκούγιου, ενδέχεται να επηρεάσει τη διαμόρφωση τιμών, τη διαθεσιμότητα ισχύος και τις ροές ηλεκτρικής ενέργειας στην ευρύτερη περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου. Ως εκ τούτου, το ενδεχόμενο αυτό θα πρέπει να λαμβάνεται σοβαρά υπόψη σε κάθε στρατηγικό σχεδιασμό που αφορά την παραγωγή, την προμήθεια και την ασφάλεια εφοδιασμού ηλεκτρικής ενέργειας στην Κύπρο[53], [54].

2.4 Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ

Μέχρι το 2010 είχαμε δεσμευτεί[55] ότι το 6% των αναγκών μας σε ενέργεια θα προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, 16% το 2020, ενώ το 2030 πρέπει να ανέρθει στο 31%. Πιο κάτω φαίνονται οι συγκεντρωτικοί πίνακες από συστήματα ΑΠΕ, τα οποία είναι ενωμένα με το δίκτυο της ΑΗΚ. Μέχρι το τέλος του 2024, το ποσοστό της εγκατεστημένης τους ισχύς έναντι της ολικής (2482,6MW), παρουσιάζεται αναλυτικά στον πιο κάτω πίνακα:

Πίνακας 4: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ και το ποσοστό διείσδυσης στην αγορά μέχρι το τέλος του 2024[56].

ΑΠΕ	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Ποσοστό διείσδυσης (%)
Φ/Σ	834,7	33,62
Αιολικά Πάρκα	157,5	6,35
Βιομάζας/Βιοαερίου	12,4	0,50
Σύνολο	1004,6	40,47

Πηγή: ΔΣΜΚ, 2026

Την περίοδο Ιανουαρίου-Δεκεμβρίου του 2024 η συνολική ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ανήλθε στις 5.518.687MWh, από συμβατικές μονάδες παρήχθησαν 4.167.886MWh, ενώ από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας 1.350.801MWh ή στο 24,5% περίπου, της συνολικής παραγωγής[51]. Στον πίνακα 5 φαίνεται αναλυτικά το ποσοστό παραγωγής από ΑΠΕ ανά έτος, τη χρονική περίοδο 2014-2024.

Πίνακας 5: Ποσοστό παραγωγής ΑΠΕ συνδεδεμένες με το Δίκτυο Μεταφοράς και Διανομής, έναντι της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, τη χρονική περίοδο 2014-2024, σύμφωνα με τα αρχεία του ΔΣΜΚ [56].

Έτος	Σύνολο Παραγωγής (MWh)	Ποσοστό (%)
2014	301.968	7,0
2015	384.925	8,5
2016	408.138	8,4
2017	415.295	8,4
2018	452.008	9,0
2019	493.748	9,7
2020	561.004	11,7
2021	758.786	14,9
2022	865.798	17,2
2023	1.094.263	21,5
2024	1.350.801	24,5
Σύνολο	5.735.933	

Πηγή: ΔΣΜΚ, 2026

2.5 Μερίδιο αγοράς και ανταγωνισμός

Η ΑΗΚ έχει προχωρήσει στην υπογραφή της σύμβασης για την ανέγερση της 6^{ης} μονάδας συνδυασμένου κύκλου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στον Ηλεκτροπαραγωγό Σταθμό Βασιλικού συνολικής μέγιστης ισχύος 160MW[57]. Το έργο, συνολικού προϋπολογισμού 150 εκατομμυρίων, αναμένεται να παραδοθεί εντός του 2026. Επίσης η ΑΗΚ έχει προχωρήσει σε αιτήσεις βάσει το μητρώο του ΔΣΜΚ, για τη σύνδεση 11 Φωτοβολταϊκών Πάρκων συνολικής εγκατεστημένης ισχύς 84MW, στην περιοχή Άγιος Ιωάννης Μαλούντας [58].

Από πλευράς ανταγωνισμού έχουν υποβληθεί στον ΔΣΜΚ οι πιο κάτω αιτήσεις και εξετάζονται για την έκδοση προσφοράς και όρων σύνδεσης:

- Η εταιρεία Power Energy Cyprus Ltd (PEC) έχει προχωρήσει στην ανέγερση ηλεκτροπαραγωγού σταθμού στο Βασιλικό με μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου μέγιστης δυναμικότητας 260MW, ο οποίος αναμένεται να λειτουργήσει εντός του 2026-2027 με την έλευση του φυσικού αερίου.

- Η εταιρεία Paramount Energy Co Ltd σχεδιάζει να προχωρήσει στην εγκατάσταση και λειτουργία μηχανών εσωτερικής καύσης συνολικής ισχύος 105MW στην περιοχή Τόχνης.

Με βάση την πιο πάνω ανάλυση καταλήγουμε στα εξής συμπεράσματα:

- Η ΑΗΚ αναμένεται να διατηρήσει το μονοπωλιακό της χαρακτήρα μέχρι και το 2026-2027 τουλάχιστο, όσο αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες, γιατί μόνο ένα έργο για νέο Ηλεκτροπαραγωγό Σταθμό δυναμικότητας 260MW έχει ξεκινήσει μέχρι σήμερα, παρά την έγκριση αρκετών αδειών από τη ΡΑΕΚ. Οι λόγοι είναι ότι η Κύπρος είναι μικρή αγορά και δεν υπάρχει μέχρι στιγμής διασύνδεση με άλλο μεγαλύτερο δίκτυο. Με την έλευση όμως του φυσικού αερίου, αναμένονται ραγδαίες εξελίξεις, γιατί πλέον η Κύπρος θα καταστεί Περιφερειακό Ενεργειακό Κέντρο με διασύνδεση του ηλεκτρικού της δικτύου και με άλλες χώρες. .

2.6 Πράσινη μετάβαση και η Ενεργειακή Πολιτική της Κύπρου [59]

Με βάση την πιο πάνω λεπτομερή ανάλυση η Κύπρος διαθέτει όλα τα εφόδια για να πρωταγωνιστήσει στην πράσινη μετάβαση: ήλιο, αέρα, κοιτάσματα φυσικού αερίου και στρατηγική θέση. Παρά ταύτα, το 2026 βρίσκει τη χώρα να πληρώνει ακόμα από τα ακριβότερα τιμολόγια ρεύματος στην Ευρώπη, ενώ τα μεγάλα έργα σέρνονται με καθυστερήσεις, νομικά εμπόδια και τεχνικές αστοχίες. Σύμφωνα με πρόσφατα διαθέσιμα στοιχεία της Eurostat [60] για το πρώτο εξάμηνο του 2025, η Κύπρος συγκαταλέγεται μεταξύ των χωρών της Ευρωπαϊκής Ένωσης με υψηλές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακούς καταναλωτές, με μέση τελική τιμή της τάξης των 0,28-0,29€/kWh και κατατάσσεται στις ανώτερες θέσεις της σχετικής κατάταξης, περίπου 7^η ακριβότερη μεταξύ των κρατών-μελών.

2.7 Τερματικό LNG Βασιλικού

Το τερματικό υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) στο Βασιλικό, το οποίο εμφανίζει απόκλιση μεταξύ συνολικού κόστους που αναφέρει η Ευρωπαϊκή Εισαγγελία (EPPO)

περίπου €542 εκ. και της συχνά αναφερόμενης «τιμής έργου» με προϋπολογισμό 325 εκ. ευρώ, έχει ήδη απορροφήσει πάνω από 200 εκατ. ευρώ, χωρίς όμως να λειτουργεί. Από αυτά, τα 220 εκ. αφορούν το πλοίο «ΕΤΥΦΑ ΠΡΟΜΗΘΕΑΣ» και περίπου 105 εκ. τις χερσαίες εγκαταστάσεις. Το πλοίο απέπλευσε από την Κίνα στη Σιγκαπούρη και τώρα παραμένει στη Μαλαισία, με μηνιαίο κόστος διαχείρισης/παραμονής περίπου 367 χιλ. ευρώ, ενώ απαιτούνται επιπλέον δύο συστήματα (βάνες & μονάδα αζώτου) κόστους 8-9 εκ. ευρώ για να πιστοποιηθεί ως Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης Φυσικού Αερίου (FSRU). Η αποθηκευτική του ικανότητα είναι 137 χιλ. κ.μ. LNG, σαφώς μικρότερη από τα μεγάλα σύγχρονα δεξαμενόπλοια που φτάνουν τα 210-217 χιλ. κ.μ. Αυτό σημαίνει ότι θα έχει περιορισμούς στην παραλαβή φορτίων και επιπλέον σημαντικό χρηματικό κόστος για την κάθε ημέρα καθυστέρησης στην παραλαβή LNG. Επιπλέον ο Διευθυντής Έργου που πρόσλαβε η ΕΤΥΦΑ έχει πρόσφατα διαμηνύσει ότι το έργο όπως εκτελέστηκε είναι «ακατάλληλο», λόγω κατασκευαστικών και σχεδιαστικών αστοχιών, ισχυρισμός όμως που αμφισβητείται από τον πρώην ανάδοχο. Έτσι δυστυχώς, το 2026 θα μας βρει να ψάχνουμε εκ νέου χρονοδιάγραμμα ολοκλήρωσης ή και αποξήλωσης του τερματικού με όλες τις αρνητικές συνέπειες (μελέτες, νέος διαγωνισμός). Στο μεταξύ, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ζητά επιστροφή 68,6 εκ. ευρώ επιχορηγήσεων και η Ευρωπαϊκή Εισαγγελία ερευνά το έργο για κακοδιαχείριση.

2.8 Μονάδα ΜΑΣΚ 6 της ΑΗΚ

Η νέα μονάδα συνδυασμένου κύκλου ισχύος 160MW, κόστους 152 εκ. ευρώ της ΑΗΚ που χρηματοδοτήθηκε με δάνειο από την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΤΕπ), θα παραμείνει πιθανό ανενεργή. Σχεδιάστηκε για χρήση φυσικού αερίου και περιορισμένη δυνατότητα χρήσης ντίζελ. Χωρίς όμως LNG, η μονάδα που αναμένεται να παραδοθεί εντός του 2026, τίθεται σε κίνδυνο μη πλήρους αποδοτικής αξιοποίησης. Συνεπώς, μια επένδυση 152 εκατ. ευρώ παραδίδεται, αλλά χωρίς φυσικό αέριο μένει εξ' αρχής σε υπολειτουργία ή και πιθανό αδρανής, αποδεικνύοντας την απουσία ολοκληρωμένου σχεδιασμού.

2.9 ΑΠΕ και οι περικοπές περίσσειας ενέργειας

Παρά το πολύ μεγάλο ηλιακό δυναμικό της Κύπρου, το δίκτυο αδυνατεί να απορροφήσει την πράσινη ενέργεια, γιατί οι παραγωγοί ηλεκτρισμού από φωτοβολταϊκά συστήματα δεν υποχρεώθηκαν ρητά από τη ΡΑΕΚ και ΔΣΜΚ, για τοποθέτηση μπαταριών αποθήκευσης ή και παραγωγής πράσινου υδρογόνου. Το 2024 χάθηκε το 29% της παραγόμενης ενέργειας

από ΑΠΕ, ενώ το 2025, μέχρι τον Αύγουστο, οι περικοπές εκτιμάται ότι ξεπέρασαν τις 181GWh, περισσότερο από όλο το προηγούμενο έτος. Κάθε χαμένη μεγαβατώρα δεν είναι μόνο χαμένη καθαρή ενέργεια: είναι και χαμένα έσοδα για τους παραγωγούς και έμμεσο κόστος για τους καταναλωτές, που συνεχίζουν να πληρώνουν πανάκριβο ρεύμα από συμβατικές μονάδες που λειτουργούν ακόμα με ρυπογόνα καύσιμα ντίζελ και μαζούτ. Η μερική λύση έρχεται πολύ αργοπορημένα με έργα μπαταριών 120MW/400MWh, τα οποία εγκρίθηκαν αλλά δεν θα είναι έτοιμα πριν το καλοκαίρι του 2026.

2.10 Στόχοι ΕΕ-Ανανεώσιμο Υδρογόνο και ΑΑΗ

Η πρώτη Εθνική Στρατηγική Υδρογόνου εγκρίθηκε τον Ιούνιο 2025, με ορίζοντα κυρίως τις μεταφορές. Ένα θετικό βήμα, αλλά μικρό σε σχέση με το μέγεθος των προκλήσεων και τους στόχους που έχει θέσει η ΕΕ για το 2030 δηλ. παραγωγής 10 εκ. τόνων ανανεώσιμου υδρογόνου ετησίως και εισαγωγής επιπλέον 10 εκ. τόνων για την κάλυψη της ζήτησης, με απώτερο στόχο την πλήρη απανθρακοποίηση το 2050.

Στις 15 Σεπτεμβρίου 2025 ξεκίνησε η ανταγωνιστική αγορά ηλεκτρισμού, με πρώτη ημέρα συναλλαγών την 1η Οκτωβρίου. Όμως ακόμη και οι αρμόδιοι αναγνωρίζουν ότι δεν θα δούμε άμεσα μείωση τιμών, γιατί πολύ απλά το μοντέλο της αγοράς δεν είναι κοστοστρεφής δηλ. ο πιο αποδεδειγμένα ανταγωνιστικός παραγωγός (περιβαλλοντικά και οικονομικά) να συνδέεται πρώτος με το δίκτυο και να αποσυνδέεται τελευταίος, ανάλογα με την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη την ευστάθεια του συστήματος, όσο αφορά την ασφαλή και ελεγχόμενη διείσδυση ΑΠΕ.

2.11 Διασύνδεση και Κυπριακά Κοιτάσματα ΦΑ

Η «Μεγάλη Θαλάσσια Διασύνδεση» (Great Sea Interconnector) μεταξύ Ελλάδας-Κύπρου-Ισραήλ, με εκτιμώμενο αρχικό κόστος 2-2,4 δισ. ευρώ, προχωρά υπό τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), με την Κύπρο να δηλώνει ότι θα συμμετέχει με 25 εκ. ευρώ/έτος επί πέντε έτη. Ωστόσο, η τελική ολοκλήρωση παραμένει αβέβαιη, λόγω των γνωστών γεωπολιτικών παραγόντων. Το κοιτάσμα «Αφροδίτη» στο οικόπεδο 12 της κοινοπραξίας Chevron–Shell–New Med, έχει αναθεωρημένο σχέδιο ανάπτυξης (Φεβρουάριος 2025), με τελική επενδυτική απόφαση (FID) ορισμένη για το 2027 και πρώτες ροές μετά το 2028, πιο πιθανό κοντά στο 2030. Στο οικόπεδο 6, Κρόνος, η κοινοπραξία Eni–Total στοχεύει σε FID το 2026 και παράδοση φυσικού αερίου μεταξύ 2028-2029. Οι εξαγωγές αναμένεται να διοχετευθούν μέσω αγωγού στην Αίγυπτο μέχρι τα τέλη του 2027. Ωστόσο για αγορά/εξαγωγή ο ρεαλιστικός ορίζοντας είναι το 2028-2029.

Στο οικόπεδο 10, η ExxonMobil και Qatar Energy ανακοίνωσαν τον Ιούλιο, 2025 νέα ανακάλυψη στο Πήγασος-1 σε βάθος 1,9 km. Η αξιολόγηση θα συνεχιστεί τους επόμενους μήνες για προσδιορισμό της εμπορικότητάς της. Στο Κοίτασμα Γλαύκος (Οικόπεδο 10) που ανακαλύφθηκε το 2019 από την ExxonMobil και επιβεβαιώθηκε μέσω Γλαυκος-2 το 2022, εκτιμάται ότι περιέχει ≈ 3.7 τρις κυβικά πόδια (≈ 105 bcm) φυσικού αερίου. Παρόλα αυτά, μέχρι σήμερα δεν έχει ληφθεί FID, ούτε υπάρχει ξεκάθαρη στρατηγική εμπορικής αξιοποίησης. Τέλος, η γεώτρηση Ηλέκτρα-1 στο Οικόπεδο 5, τον Απρίλιο, 2025 απέτυχε να εντοπίσει εμπορικά αποθέματα, αν και βρέθηκε φυσικό αέριο, ο όγκος δεν είναι επαρκής για ανάπτυξη, που σημαίνει με βάση τα πιο πάνω ότι το Κυπριακό Φυσικό Αέριο ίσως να παραμένει όπως όλα δείχνουν, απρόσιτο για την επόμενη πενταετία.

2.12 Ανταγωνιστική Αγορά Ηλεκτρισμού

Η Κυπριακή Δημοκρατία ξεκίνησε επίσημα τη λειτουργία της Ανταγωνιστικής Αγοράς Ηλεκτρισμού (AAH) την 1η Οκτωβρίου 2025[61], στο πλαίσιο εναρμόνισης με το ευρωπαϊκό μοντέλο λειτουργίας των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Η AAH βασίζεται σε μοντέλο τύπου Net Pool, το οποίο συνδυάζει κεντρική εκκαθάριση ενέργειας με τη δυνατότητα σύναψης διμερών συμβολαίων, και ρυθμίζει το σύνολο των συναλλαγών αγοράς και πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας σε επίπεδο χονδρικής αγοράς.

Η δομή της AAH περιλαμβάνει την Προθεσμιακή Αγορά, την Προημερήσια Αγορά και την Αγορά Εξισορρόπησης, ενώ με την έναρξη της πλήρους λειτουργίας της προστέθηκε και η Ενδοημερήσια Αγορά. Ο σχεδιασμός της αγοράς υλοποιεί τη Ρυθμιστική Απόφαση 01/2015 της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας Κύπρου (PAEK), στη βάση της οποίας εκδόθηκε η Έκδοση 2.0.0 των Κανόνων Αγοράς Ηλεκτρισμού (KAH).

Δικαίωμα συμμετοχής στην Ανταγωνιστική Αγορά Ηλεκτρισμού έχουν οι παραγωγοί συμβατικής ηλεκτρικής ενέργειας, οι παραγωγοί από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (είτε μεμονωμένα είτε μέσω αθροιστικών σχημάτων), καθώς και οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας. Οι Κανόνες Αγοράς Ηλεκτρισμού καθορίζουν το ρυθμιστικό και λειτουργικό πλαίσιο εντός του οποίου πραγματοποιούνται οι συναλλαγές ενέργειας, οι μηχανισμοί εκκαθάρισης και οι υποχρεώσεις των συμμετεχόντων.

Η λειτουργία και η διαχείριση της αγοράς ηλεκτρισμού αποτελούν, σύμφωνα με τους Περί Ρύθμισης της Αγοράς Ηλεκτρισμού Νόμους, αρμοδιότητα του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς Κύπρου (ΔΣΜΚ), ο οποίος είναι υπεύθυνος για τη διασφάλιση της ασφαλούς, αξιόπιστης και οικονομικά βιώσιμης λειτουργίας του Συστήματος Μεταφοράς. Πέραν των

εμπορικών συναλλαγών, μέσω της ΑΑΗ διασφαλίζονται και όλες οι απαραίτητες επικουρικές υπηρεσίες, ώστε το σύστημα να μπορεί να ανταποκρίνεται σε απρόβλεπτες μεταβολές της ζήτησης και της παραγωγής, διασφαλίζοντας την ποιότητα και τη συνέχεια της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας προς τους καταναλωτές.

Παρότι η εισαγωγή της Ανταγωνιστικής Αγοράς Ηλεκτρισμού αναμένεται να μεταβάλει τον τρόπο υποβολής προσφορών και την εμπορική εκκαθάριση της ηλεκτρικής ενέργειας, δεν συνεπάγεται κατ' ανάγκη άμεση μείωση της μέσης τιμής πώλησης της κιλοβατώρας, ιδίως σε ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα με περιορισμένες επιλογές καυσίμων και υψηλή εξάρτηση από συμβατικές θερμικές μονάδες. Υπό το πρίσμα αυτό, η ανάγκη για τεκμηριωμένη ανάλυση της οικονομικής και περιβαλλοντικής συμπεριφοράς των μονάδων παραγωγής καθίσταται ιδιαίτερα κρίσιμη.

Σημειώνεται ότι η παρούσα διατριβή βασίζεται σε κεντρικά βελτιστοποιημένο προγραμματισμό παραγωγής και δέσμευσης μονάδων (unit commitment), όπως αυτός ίσχυε κατά την περίοδο αναφοράς των δεδομένων (2014-2023), πριν την έναρξη λειτουργίας της Ανταγωνιστικής Αγοράς Ηλεκτρισμού. Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιείται ως σημείο αναφοράς (benchmark) για την αξιολόγηση της οικονομικής και περιβαλλοντικής συμπεριφοράς του ηλεκτρικού συστήματος, καθώς και για την ανάλυση της επίδρασης του κόστους καυσίμων και των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στη σειρά οικονομικής κατάταξης (merit order) των μονάδων παραγωγής. Οι μεταγενέστερες θεσμικές αλλαγές στο πλαίσιο λειτουργίας της αγοράς δεν αναιρούν τη χρησιμότητα της ανάλυσης, αλλά αναδεικνύουν τον ρόλο της ως εργαλείο σύγκρισης και τεκμηρίωσης για μελλοντικές εφαρμογές και προσαρμογές.

3 Σύστημα Διαχείρισης Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρισμού

3.1 Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας Ελλάδας

Ο εν λόγω κώδικας[62] ο οποίος είναι κοστοστρεφής αποτελείται από 340 σελίδες, 64 κεφάλαια με σύνολο 334 άρθρα και παράρτημα με άλλα δύο κεφάλαια και 15 άρθρα, που περιγράφουν λεπτομερώς τον τρόπο λειτουργίας του συστήματος διαχείρισης και συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδος. Πιο κάτω παρατίθενται τα πιο σημαντικά άρθρα, από τα οποία εντοπίστηκαν τα πιο καθοριστικά σημεία να χρησιμοποιηθούν στη διατριβή. Επίσης οι πίνακες τεχνικών και περιβαλλοντικών παραμέτρων που αναφέρονται πιο κάτω, θα αξιοποιηθούν και θα ληφθούν υπόψη.

Άρθρο 11: Σκοπός του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) είναι η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης για την εξυπηρέτηση του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε Ημέρα Κατανομής υπό όρους καλής και ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος και διασφάλισης επαρκών εφεδρειών, μέσω της αντιπαραβολής του συνολικά αιτούμενου φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο προκύπτει από τις Δηλώσεις Φορτίου, με τις οικονομικές Προσφορές Έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Σύστημα, και μέσω του Προγράμματος ΗΕΠ.

Άρθρο 12: Χρόνος διεξαγωγής ΗΕΠ - Προθεσμίες

1. Για την εκπλήρωση του σκοπού του ΗΕΠ, όλες οι διαδικασίες και οι πράξεις που προβλέπονται στις διατάξεις του παρόντος Τμήματος αναφέρονται σε μία Ημέρα Κατανομής, ολοκληρώνονται εντός της ημέρας που προηγείται της Ημέρας Κατανομής και εντός των προβλεπόμενων από τις διατάξεις των παρόντων προθεσμιών. Οι προθεσμίες αυτές αναφέρονται σε ώρα Ελλάδας.

2. Ως Ημέρα Κατανομής ορίζεται το χρονικό διάστημα των 24 ωρών που συμπίπτει με μία ημερολογιακή ημέρα. Ως Περίοδος Κατανομής ορίζεται μία ώρα της Ημέρας Κατανομής. Οι Περίοδοι Κατανομής αρχίζουν από ώρα 00:00 της Ημέρας Κατανομής.

3. Για τον ορισμό της Ημέρας Κατανομής, χρησιμοποιείται η ημερολογιακή ημέρα Ελλάδας. Η ΡΑΕ καθορίζει κατόπιν εισήγησης του Διαχειριστή του Συστήματος την ημερομηνία μετά από την οποία για τον ορισμό της Ημέρας Κατανομής χρησιμοποιείται η ημερολογιακή ημέρα βάσει της ώρας Κεντρικής Ευρώπης (CET).

4. Η Λήξη της Προθεσμίας Υποβολής ορίζεται στις 12:30 της ημέρας που προηγείται της Ημέρας Κατανομής.

5. Ο υπολογισμός των προθεσμιών που αναφέρονται στις διατάξεις του παρόντος Τμήματος αφορά ημερολογιακές ημέρες.

Άρθρο 13: Συμμετοχή στον ΗΕΠ-Ως συμμετοχή στον ΗΕΠ νοείται:

Α) Η υποβολή Δηλώσεων Φορτίου από Εκπροσώπους Φορτίου για Πελάτες, οι οποίοι καταναλώνουν ηλεκτρική ενέργεια εντός της Ελληνικής Επικράτειας, από κατόχους άδειας παραγωγής ή Προμηθευτές για Εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και από κατόχους άδειας παραγωγής για Αντλητικές Μονάδες σε λειτουργία άντλησης και για τα Βοηθητικά και τα Γενικά Βοηθητικά της Μονάδας τους όταν αυτά δεν καλύπτονται από την παραγωγή της Μονάδας. Οι Δηλώσεις Φορτίου των κατόχων άδειας παραγωγής μπορούν να υποβάλλονται και από Προμηθευτές.

Β) Η υποβολή Προσφορών Έγχυσης από κατόχους άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες, από κατόχους άδειας προμήθειας και Αυτοπρομηθευόμενους Πελάτες για Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας και από τον Διαχειριστή του Συστήματος για Μονάδες του άρθρου 35 του Ν.2773/1999.

Γ) Η υποβολή Δηλώσεων Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων από κατόχους άδειας παραγωγής Υδροηλεκτρικών Μονάδων, περιλαμβανομένων των Υδροηλεκτρικών Μονάδων Αντλησης.

Δ) Η υποβολή Προσφορών Εφεδρειών από κατόχους άδειας παραγωγής για Κατανεμόμενες Μονάδες και από το Διαχειριστή του Συστήματος για Συμβεβλημένες Μονάδες Επικουρικών Υπηρεσιών.

Ε) Η υποβολή Δηλώσεων Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας από κατόχους άδειας παραγωγής για Μονάδες.

ΣΤ) Η υποβολή Δηλώσεων Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων από κατόχους άδειας παραγωγής για Μονάδες.

Άρθρο 43: Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων-Υποχρέωση Υποβολής Δήλωσης Κάτοχος άδειας παραγωγής για Μονάδα εγγεγραμμένη στο Μητρώο Μονάδων, οφείλει να υποβάλλει Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων χωριστά για κάθε Μονάδα.

Άρθρο 44: Περιεχόμενο Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων

1. Η Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων περιλαμβάνει τα στοιχεία των πινάκων 6-8 που ακολουθούν και Περιβαλλοντικών Στοιχείων στον πίνακα 9. Λεπτομέρειες καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Λειτουργίας της Αγοράς. Τα τεχνικά στοιχεία της Δήλωσης πρέπει να τελούν σε συμφωνία με τα Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά της Μονάδας και να ανταποκρίνονται στα πραγματικά τεχνικά στοιχεία λειτουργίας της Μονάδας. Τα οικονομικά στοιχεία της Δήλωσης πρέπει να είναι κοστοστρεφές, ήτοι να αντανakλούν τις δαπάνες τις οποίες πράγματι υφίσταται ο κάτοχος της άδειας παραγωγής, όπως αυτές επιμερίζονται κατά περίπτωση και υπολογίζονται σε συμφωνία με τον ορισμό κάθε οικονομικού στοιχείου της Δήλωσης κατά τον παρόντα Κώδικα.

Πίνακας 6: Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων-Τεχνικές Παράμετροι

A. Τεχνικές παράμετροι		
Περιγραφή	Αριθμητική Τιμή	Μονάδα μέτρησης
A1. Τεχνικά στοιχεία λειτουργίας μονάδας		
Ελάχιστος πρόσθετος χρόνος επιπλέον του χρόνου για να συγχρονίσει στην περίπτωση ανάκλησης από κατάσταση ολικής μη διαθεσιμότητας		ώρες
A2. Τεχνικά στοιχεία μονάδας για τις Επικουρικές Υπηρεσίες		
Αυτόματη Ρύθμιση Παραγωγής (ΑΡΙΠ)		
Μέγιστο φορτίο υπό ΑΡΙΠ MW		MW
Ελάχιστο φορτίο υπό ΑΡΙΠ MW		MW
Εύρος Δευτερεύουσας Ρύθμισης MW		MW
Λοιπά τεχνικά στοιχεία σχετικά με επικουρικές υπηρεσίες		
Ικανότητα επανεκκίνησης από γενική διακοπή		ΝΑΙ/ΟΧΙ
Εφεδρεία Πρωτεύουσας Ρύθμισης		MW
Στατή Εφεδρεία		MW

Πηγή: ΡΑΕ,2011

Πίνακας 7: Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων-Παράμετροι Μεταβλητού Κόστους

B. Παράμετροι Μεταβλητού Κόστους για θερμικές Μονάδες παραγωγής			
Κόστος καυσίμου ανά τύπο καυσίμου	Καύσιμο Α		€/μονάδα ποσοτικής μέτρησης
	Καύσιμο Β		

	Καύσιμο Γ			
Κατώτερη θερμογόνος δύναμη καυσίμου ανά τύπο καυσίμου	Καύσιμο Α		GJ/μονάδα ποσοτικής μέτρησης	
	Καύσιμο Β			
	Καύσιμο Γ			
Ποσοστιαία σύνθεση καυσίμων σε κάθε σημείο ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου.	Επίπεδο Καθαρής Παραγωγής(MW)	Καύσιμο Α (%)	Καύσιμο Β (%)	Καύσιμο Γ (%)
Μέσο Ειδικό κόστος πρώτων υλών εκτός καυσίμου (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου).			Κόστος (€/MWh)	
Μέσο Ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εκτός δαπανών συντήρησης παγίου χαρακτήρα (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου).			Κόστος (€/MWh)	
Μέσο Ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών για το ανθρώπινο δυναμικό λόγω λειτουργίας, εκτός δαπανών για το ανθρώπινο δυναμικό που έχουν πάγιο χαρακτήρα (για όλα τα επίπεδα ισχύος της συνάρτησης Ειδικής Κατανάλωσης Καυσίμου).			Κόστος (€/MWh)	

Πηγή: ΡΑΕ, 2011

Πίνακας 8: Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων-Παράμετροι Κόστους κατόπιν Εντολής Κατανομής

Γ. Παράμετροι Κόστους κατόπιν Εντολής Κατανομής			
Περιγραφή	Αριθμητική Τιμή		Μονάδα Μέτρησης
	Από ψυχρή		

Ειδικό Κόστος Εκκίνησης, το οποίο καθορίζεται ως το συνολικό μεταβλητό κόστος εκκίνησης της μονάδας έως την τεχνικά ελάχιστη παραγωγή, διακριτά για έναρξη από μη συγχρονισμένη ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή κατάσταση αναμονής	Από ενδιάμεση		€/εκκίνηση
	Από θερμή		
Κόστος καυσίμου που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας για την παροχή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, όταν αυτή δεν είναι συγχρονισμένη, ανά MW της Μέγιστης Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας.			€/MW-h
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης, εκτός του κόστους καυσίμου, που αφορά στη διατήρηση της ετοιμότητας της Μονάδας για την παροχή Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας, όταν αυτή δεν είναι συγχρονισμένη, ανά MW της Μέγιστης Τριτεύουσας Μη Στρεφόμενης Εφεδρείας.			€/MW-h
Πρόσθετο μεταβλητό κόστος (δαπάνες που αντιστοιχούν σε πρόσθετο κόστος λειτουργίας ή συντήρησης) για την παροχή αέργου ισχύος πέραν της μέγιστης συνεχούς ικανότητας αέργου ισχύος η οποία ορίζεται στο Άρθρο 295			€/Mvar-h
Τιμή για Μέγιστη δυνατότητα παραγωγής (σε περίπτωση υπερφόρτισης για παροχή επικουρικής υπηρεσίας)			€/MWh

Πηγή: ΠΑΕ, 2011

Ο πίνακας 9 δεν ζητείται να συμπληρωθεί από την ΠΑΕ, αλλά προστίθεται εδώ γιατί το κόστος εκπομπής CO₂ στην Κύπρο μετακυλιέται στους λογαριασμούς ρεύματος των καταναλωτών και επηρεάζει άμεσα την τελική τιμή της κιλοβατώρας, επομένως πρέπει να λαμβάνεται υπόψη και να υπολογίζεται.

Πίνακας 9: Δήλωση Τεχνοοικονομικών Στοιχείων-Περιβαλλοντικοί Παράμετροι

Δ. Περιβαλλοντικοί Παράμετροι		
Περιγραφή	Αριθμητική Τιμή	Μονάδα Μέτρησης

Κόστος Εκπομπής CO ₂		€/MWh
---------------------------------	--	-------

1. Το κόστος καυσίμου που αναφέρεται στις Δηλώσεις Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων αντιστοιχεί σε πάσης φύσεως δαπάνες που υφίσταται ο κάτοχος άδειας παραγωγής για την προμήθεια του καυσίμου ανεξάρτητα από το είδος των επιμέρους κοστολογικών στοιχείων. Η προμήθεια ορίζεται ως εάν ο κάτοχος άδειας προμηθευόταν το καύσιμο από ένα ανεξάρτητο πρόσωπο, ο οποίος χρεώνει τιμή καυσίμου ομοιόμορφα για κάθε μονάδα της ποσότητας καυσίμου, την οποία προμηθεύει. Σε περίπτωση έλλειψης τεκμηρίωσης μέσω τιμολογίων αγοράς ή άλλων αντίστοιχων παραστατικών, το κόστος καυσίμου υπολογίζεται ως ο λόγος των συνολικών δαπανών ή του συνολικού κόστους για την προμήθεια του καυσίμου, όπως αυτά καταγράφονται κατά τη διάρκεια ικανού χρονικού διαστήματος, προς τη συνολική ποσότητα καυσίμου την οποία προμηθεύεται ο κάτοχος άδειας παραγωγής για τη Μονάδα κατά το ίδιο χρονικό διάστημα. Οι λεπτομέρειες υπολογισμού του μεταβλητού κόστους καθώς και όλες οι σχετικές λεπτομερείς ρυθμίσεις και μεθοδολογίες υπολογισμών του κόστους λειτουργίας Μονάδων καθορίζονται στο Εγχειρίδιο Υπολογισμού Κόστους Λειτουργίας Μονάδων, το οποίο εκπονείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος και εγκρίνεται από τη ΡΑΕ. Το κόστος καυσίμου είναι δυνατόν να ελέγχεται από τη ΡΑΕ.

2. Προκειμένου να προσδιοριστεί το Μεταβλητό Κόστος των Θερμικών Μονάδων ο Διαχειριστής του Συστήματος επεξεργάζεται τα στοιχεία των Δηλώσεων Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων ως ακολούθως:

A) Η καμπύλη Μεταβλητού Κόστους καθορίζεται από τα στοιχεία του Τμήματος Β της Δήλωσης Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων, όπως αυτή ισχύει, και των αντίστοιχων Καταχωρημένων Χαρακτηριστικών της Μονάδας.

B) Προσδιορίζεται η ελάχιστη αριθμητική τιμή της καμπύλης Μεταβλητού Κόστους, η οποία κατά τεκμήριο αντιστοιχεί στη βέλτιστη λειτουργία της Μονάδας. Η τιμή αυτή προσδιορίζει το Ελάχιστο Μεταβλητό Κόστος της Μονάδας για μία Ημέρα Κατανομής.

3. Ως μεταβλητό κόστος των Υδροηλεκτρικών Μονάδων για την εφαρμογή των διατάξεων του παρόντος Κώδικα λαμβάνεται υπόψη αριθμητική τιμή σε Ευρώ ανά MWh, σταθερή και ενιαία ανά σύνολο Υδροηλεκτρικών Μονάδων που τελούν σε λειτουργική αλληλεξάρτηση. Η τιμή αυτή καθορίζεται ετησίως από τη ΡΑΕ με βάση την αξία χρήσης του νερού, σε κάθε σύνολο Υδροηλεκτρικών Μονάδων με λειτουργική αλληλεξάρτηση, όπως αυτή προσδιορίζεται από την αξία ευκαιρίας του νερού που αντανακλά την εξοικονόμηση μεταβλητού κόστους του θερμικού συστήματος παραγωγής. Η απόφαση της

ΡΑΕ εκδίδεται τουλάχιστον δύο μήνες προ του τέλους ενός ημερολογιακού έτους, ισχύει για το επόμενο ημερολογιακό έτος και δεν τροποποιείται εντός του έτους αυτού.

4. Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων η οποία υποβάλλεται για Μονάδα Αυτοπαραγωγού που δεν εμπίπτει στο πεδίο εφαρμογής της διάταξης του άρθρου 35 του νόμου Ελλάδος Ν.2773/1999, αφορά τουλάχιστον το τμήμα της ισχύος της Μονάδας το οποίο αντιστοιχεί στην Καθαρή Ισχύ της Μονάδας NCAP, όπως αυτή υπολογίζεται κατά το Άρθρο 217, καθώς και το πρόσθετο τμήμα της ικανότητας της Μονάδας για το οποίο υποβάλλεται Προσφορά Έγχυσης.

5. Ως Δηλωμένα Χαρακτηριστικά Μονάδας νοούνται τα χαρακτηριστικά που προσδιορίζονται με ευθύνη του Διαχειριστή του Συστήματος ως συνδυασμός των κάτωθι τεχνικών και λειτουργικών στοιχείων της Μονάδας και αποτελούν τις ισχύουσες τεχνικές δυνατότητες της Μονάδας για συγκεκριμένη Περίοδο και Ημέρα Κατανομής:

Α) Καταχωρημένα Χαρακτηριστικά Μονάδας,

Β) Δήλωση Τεχνικοοικονομικών Στοιχείων,

Γ) Εγκεκριμένες Εξαιρέσεις κατά το Άρθρο 315 και το Άρθρο 47 σχετικά με τεχνικά στοιχεία,

Δ) Δήλωση Μη Διαθεσιμότητας (Ολικής ή Μερικής),

Ε) Πληροφορίες οι οποίες υποβάλλονται στον Διαχειριστή του Συστήματος κατά το Άρθρο 79. Πρόβλεψη Φορτίου:

1. Για την Πρόβλεψη Φορτίου ο Διαχειριστής του Συστήματος λαμβάνει υπόψη τα ακόλουθα στοιχεία που αφορούν την υπόψη Ημέρα Κατανομής:

Α) Ιστορικά στοιχεία Φορτίου και στατιστικά στοιχεία που προκύπτουν από την επεξεργασία αυτών. Ενδεικτικά αναφέρεται η εξέλιξη του Φορτίου ανά κατηγορία χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Β) Προγνώσεις καιρικών συνθηκών, ιστορικά στοιχεία φορτίου υπό ανάλογες καιρικές συνθήκες, καθώς και αντίστοιχα στατιστικά στοιχεία και ιδίως στοιχεία συνδιακύμανσης Φορτίου και παραμέτρων καιρικών συνθηκών.

Γ) Σημαντικά Περιστατικά τα οποία ο Διαχειριστής του Συστήματος γνωρίζει εκ των προτέρων ότι πρόκειται να συμβούν κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 22 του κώδικα.

Δ) Περικοπές Φορτίου ή/και χειρισμούς του Δικτύου που θα επηρεάσουν το μέσο ωριαίο Φορτίο σε ορισμένο Σημείο Σύνδεσης στο Σύστημα, για τα οποία έχει ενημερωθεί ο Διαχειριστής του Συστήματος κατά το Άρθρο 81 του κώδικα.

Ε) Άλλα στοιχεία που συλλέγονται ή/και γνωστοποιούνται στον Διαχειριστή του Συστήματος κατά το ΚΕΦΑΛΑΙΟ 17 του κώδικα.

2. Ως αποτέλεσμα της Πρόβλεψης Φορτίου εκτιμάται η απορρόφηση Ενεργού Ισχύος για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής αναφορικά με:

Α) Το συνολικό Φορτίο του Συστήματος, και

Β) Το Φορτίο σε ορισμένους κόμβους του Συστήματος, οι οποίοι επιλέγονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος.

3. Η Πρόβλεψη Φορτίου είναι ενδεικτική και μόνον για τους Συμμετέχοντες στον ΗΕΠ, και σε καμία περίπτωση δεν τους απαλλάσσει από τις υποχρεώσεις τους στο πλαίσιο του ΗΕΠ αναφορικά με την υποβολή Προσφορών και Δηλώσεων, ούτε από τις υποχρεώσεις τους που προκύπτουν από τη Διαδικασία Κατανομής και από τη Διαδικασία Εκκαθάρισης Αποκλίσεων Παραγωγής-Ζήτησης.

3.2 Ανάλυση Κυπριακού Συστήματος Διαχείρισης Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρισμού και Εντοπισμός Αδυναμιών

Το πρόγραμμα ζήτησης που περιλαμβάνει την προβλεπόμενη διακύμανση παραγωγής ισχύος και την συγχρονισμένη ικανότητα παραγωγής ισχύος, εκδίδεται από την προηγούμενη ημέρα (γύρω στις 16:00 το απόγευμα) από το Εθνικό Κέντρο Ενέργειας του ΔΣΜΚ και κοινοποιείται στους ενδιαφερόμενους. Η δήλωση προγραμματισμού παραγωγής που εκδίδεται από την ΑΗΚ για την επόμενη ημέρα αποτελεί το βασικό πρόγραμμα παραγωγής. Επομένως ενδεχόμενες αποκλίσεις λόγω απρόβλεπτης αυξομείωσης της ζήτησης ή της διαθέσιμης παραγωγής, ρυθμίζονται στη φάση λειτουργίας. Στο εν λόγω πρόγραμμα παραγωγής λαμβάνεται υπόψη και η συνεισφορά της παραγωγής από ΦΣ, Βιομάζα και τα αιολικά πάρκα, η οποία υπολογίζεται από ειδικό λογισμικό με ανάλυση των μετεωρολογικών δεδομένων και προβλέψεων. Επίσης σημειώνεται ότι οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, έχουν προς το παρόν προτεραιότητα στο σύστημα μεταφοράς και διανομής.

Οι ακόλουθοι παράγοντες λαμβάνονται υπόψη από το Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς[63] όταν εκπονεί μία πρόβλεψη Ζήτησης στη Φάση Προγραμματισμού Λειτουργίας και στη Φάση Λειτουργίας:

(α) Ιστορικά δεδομένα Ζήτησης

(β) Προγνώσεις καιρικών συνθηκών και δεδομένα από τις τρέχουσες καιρικές συνθήκες και ιστορικά δεδομένα καιρικών συνθηκών. Οι καιρικές συνθήκες συμπεριλαμβάνουν τη θερμοκρασία αέρα περιβάλλοντος, τη σχετική υγρασία, την ηλιοφάνεια.

(γ) Τα συμβάντα σπουδαίων γεγονότων ή δραστηριοτήτων, οι οποίες είναι γνωστές στο Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς προκαταβολικά.

(δ) Τις απώλειες του Συστήματος Μεταφοράς.

(ε) Τη Διεσπαρμένη Παραγωγή.

(στ) Τη Ρύθμιση Ζήτησης σε Κατάσταση Εκτάκτου Ανάγκης για 5MW ή περισσότερο (ως μέση τιμή για κάθε μισή ώρα ανά Σημείο Τροφοδότησης από το Σύστημα Μεταφοράς), η οποία προτείνεται να εφαρμοστεί από το Διαχειριστή Συστήματος Διανομής και για την οποία έχει ενημερωθεί ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς.

(ζ) Τη Ρύθμιση Ζήτησης Πελάτη για 1MW ή περισσότερο (ως μέση τιμή για κάθε μισή ώρα ανά Σημείο Τροφοδότησης από το Σύστημα Μεταφοράς), η οποία προτείνεται να εφαρμοστεί από τους Προμηθευτές και για την οποία έχει ενημερωθεί ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς. Αυτή περιλαμβάνει τη Ρύθμιση Ζήτησης σε τακτική βάση, π.χ. θέρμανση νερού, θέρμανση με αποθήκευση θερμότητας, οδικός φωτισμός, άντληση νερού 500kW ή περισσότερη.

(η) Άλλες πληροφορίες που παρέχονται από τους Χρήστες.

(θ) Ρυθμός αύξησης φορτίου.

Λαμβάνοντας υπόψη τους παράγοντες που καθορίζονται πιο πάνω, ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς χρησιμοποιεί μεθοδολογίες πρόβλεψης Ζήτησης για να εκπονήσει τις προβλέψεις της Ζήτησης. Ένα γραπτό αρχείο της χρήσης της μεθοδολογίας πρέπει να διατηρείται από το Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς για μία περίοδο τουλάχιστον 12 μηνών.

Η μεθοδολογία βασίζεται στους παραπάνω παράγοντες (α), (β) και (γ) για την εκπόνηση, με στατιστική ανάλυση, αμερόληπτων προβλέψεων της Ζήτησης. Η Ζήτηση υπολογίζεται

από αυτές τις προβλέψεις ενώ λαμβάνονται επίσης υπόψη οι παραπάνω παράγοντες (δ), (ε), (στ), (ζ), (η) και (θ). Άλλοι παράγοντες δεν λαμβάνονται υπόψη από το ΔΣΜΚ που σημαίνει ότι θα στηρίζει τις προβλέψεις της Ζήτησης μόνο σε αυτούς τους παράγοντες.

Επομένως βάση των πιο πάνω η ΑΗΚ που είναι και ο κύριος προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας, γνωρίζει από την προηγούμενη ημέρα το προβλεπόμενο πρόγραμμα παραγωγής από τον ΔΣΜΚ και τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που πρέπει να θέσει σε λειτουργία και εκτός λειτουργίας για να καλύψει την προβλεπόμενη ζήτηση. Η αδυναμία παρουσιάζεται στο γεγονός ότι ενώ ο ΔΣΜΚ προτείνει την σειρά και την χρονική στιγμή που οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα τεθούν σε λειτουργία και εκτός λειτουργίας ανάλογα με την προβλεπόμενη ζήτηση, δεν καθορίζει οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια στην ΑΗΚ. Το αποτέλεσμα είναι να αφήνεται στην κρίση του ΥΜΒ σε κάθε Ηλεκτροπαραγωγό Σταθμό η επιλογή της κατάλληλης μονάδας από τις διαθέσιμες του ιδίου τύπου που προτείνει ο ΔΣΜΚ, βάση δικών του εμπειρικών ή και άλλων κριτηρίων π.χ. έχουμε το ακόλουθο παράδειγμα για να γίνει πιο κατανοητή η υπάρχουσα διαδικασία:

Ο ΥΜΒ γνωρίζει από την προηγούμενη ημέρα ότι στις 18:00 της επόμενης ημέρας, θα πρέπει να έχει συγχρονισμένο (δηλαδή σε παραγωγή) ή εκτός παραγωγής ένα ατμοστρόβιλο από τους έξι που έχει στην διάθεση του, ισχύος 60MW. Το ερώτημα είναι, ποιόν από τους έξι ατμοστρόβιλους θα πρέπει να θέσει πρώτο σε παραγωγή ή εκτός παραγωγής και επιπλέον θα μπορούσε ο ΔΣΜΚ να προτείνει άλλη οικονομικότερη μονάδα από αυτές που έχει στη διάθεση του; Ακριβώς αυτό είναι και το αντικείμενο της παρούσας μελέτης που έχει στόχο να βοηθήσει το ΔΣΜΚ και τους ΥΜΒ στην επιλογή της κατάλληλης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που θα πρέπει να τεθεί σε παραγωγή ή εκτός παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη κάποιες προκαθορισμένες παραμέτρους οικονομικές και περιβαλλοντικές, για βελτιστοποίηση του οικονομικού αποτελέσματος, σε συνδυασμό πάντοτε με την χρήση του φυσικού αερίου ως βασικού καυσίμου στις μονάδες που θα εφαρμοστεί.

Ο ΔΣΜΚ έχει ετοιμάσει τον Ιανουάριο, 2022 εγχειρίδιο για τους συμμετέχοντες στην Ανταγωνιστική Αγορά Ηλεκτρισμού Κύπρου, ζητώντας τους να συμπληρώσουν ξεχωριστά για την κάθε μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού, είτε από ΑΠΕ, είτε από συμβατικά καύσιμα τα πιο κάτω τεχνοοικονομικά δεδομένα, όπως παρουσιάζονται στο πιο κάτω πίνακα 10. Το γεγονός αυτό αποδεικνύει και έμπρακτα ότι η διατριβή βρίσκεται προς τη σωστή κατεύθυνση και αναμένεται να συμπληρώσει τυχών αδυναμίες ή και παραλείψεις του

συστήματος προτεραιότητας δέσμευσης μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού για την εύρυθμη και αποδοτική λειτουργία της ΑΑΗ.

Πίνακας 10: Τεχνοοικονομικά δεδομένα παραγωγής που απαιτούνται από το ΔΣΜΚ, για την κάθε μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού, για συμμετοχή στην ΑΑΗ

Παράμετροι Μονάδας Παραγωγής	Περιγραφή/Μονάδες
Αναγνωριστικό Μονάδας (εσωτερικό)	Κωδικός αναγνώρισης
Χρονικό Διάστημα (εσωτερικό)	Αντιστοίχιση με το χρονικό διάστημα του μηνύματος
Κόστος Καυσίμου Α	€/μονάδα (μόνο για θερμική μονάδα)
Κόστος Καυσίμου Β	€/μονάδα (μόνο για θερμική μονάδα)
Κόστος Καυσίμου Γ	€/μονάδα (μόνο για θερμική μονάδα)
Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου Α (LHV)	GJ/μονάδα (μόνο για θερμική μονάδα)
Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου Β (LHV)	GJ/μονάδα (μόνο για θερμική μονάδα)
Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη Καυσίμου Γ (LHV)	GJ/μονάδα (μόνο για θερμική μονάδα)
Περιεκτικότητα Άνθρακα Καυσίμου Α	%
Περιεκτικότητα Άνθρακα Καυσίμου Β	%
Περιεκτικότητα Άνθρακα Καυσίμου Γ	%
Κόστος Εκκίνησης Ψυχρή (Cold Start-up)	€ (μόνο για θερμική μονάδα)
Κόστος Εκκίνησης Θερμή (Warm Start-up)	€ (μόνο για θερμική μονάδα)
Κόστος Εκκίνησης Θερμότατη (Hot Start-up)	€ (μόνο για θερμική μονάδα)
Ειδικό Κόστος Εκπομπών CO ₂	€/μετρικό τόνο CO ₂

Μεταβλητό Κόστος	Μονάδες
Εξαγωγή Ισχύος στο Δίκτυο	MW
Ποσοστιαία Συμμετοχή Καυσίμου Α	%
Ποσοστιαία Συμμετοχή Καυσίμου Β	%
Ποσοστιαία Συμμετοχή Καυσίμου Γ	%

Κόστος Πρώτων Υλών	€/MWh
Κόστος Υλικών Συντήρησης	€/MWh
Κόστος Εργασίας για Λειτουργία	€/MWh

Πηγή: ΔΣΜΚ, 2022

Οι παράμετροι κόστους και καυσίμου χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό του οριακού κόστους παραγωγής θερμικών μονάδων στο πλαίσιο του προβλήματος δέσμευσης μονάδων (Unit Commitment), λαμβάνοντας υπόψη τη σύνθεση καυσίμου, το κόστος εκκίνησης και το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

4 Μεθοδολογία

4.1 Διατύπωση του μοντέλου δέσμευσης μονάδων

4.1.1 Ορισμός του προβλήματος και περιγραφή του συστήματος

Η παρούσα μελέτη πραγματεύεται το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων, ως το πρόβλημα της βέλτιστης λειτουργίας των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στην Κύπρο, υπό ρεαλιστικούς περιορισμούς του συστήματος και με βάση πραγματικά ιστορικά δεδομένα λειτουργίας. Το αναπτυγμένο μοντέλο ενσωματώνει θερμικές μονάδες, όπως ατμοστρόβιλους (Steam Turbines-ST), αεριοστρόβιλους (Gas Turbines-GT), μηχανές εσωτερικής καύσης (Internal Combustion Engines-ICE) και μονάδες συνδυασμένου κύκλου (Combined-Cycle Gas Turbines-CCGT), καθεμία εκ των οποίων χαρακτηρίζεται από ειδικά τεχνικά χαρακτηριστικά, όπως ρυθμούς ανόδου και καθόδου ισχύος, ελάχιστους χρόνους λειτουργίας και παύσης, καθώς και θερμική απόδοση.

Οι μεταβλητές απόφασης του προβλήματος ορίζονται ως εξής:

- $X_{i,t}$: δυαδική μεταβλητή δέσμευσης που υποδηλώνει εάν η μονάδα i βρίσκεται σε λειτουργία (1) ή εκτός λειτουργίας (0) στη χρονική στιγμή t ,
- $P_{i,t}$: η πραγματική ισχύς εξόδου της μονάδας i στη χρονική στιγμή t ,
- $Y_{i,t}$: δείκτης εκκίνησης της μονάδας i στη χρονική στιγμή t ,
- $Z_{i,t}$: δείκτης παύσης λειτουργίας της μονάδας i στη χρονική στιγμή t .

Οι συμβιβασμοί που εξετάζονται στο πλαίσιο του προβλήματος περιλαμβάνουν την ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής, την κάλυψη της ζήτησης, τη διασφάλιση επαρκούς εφεδρείας περιστροφής και τη μείωση των εκπομπών μέσω της ενσωμάτωσης φυσικού αερίου και υδρογόνου. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), όπως φωτοβολταϊκά και αιολικά συστήματα, θεωρείται εξωγενής είσοδος και αφαιρείται από τη ζήτηση σε κάθε χρονικό βήμα διάρκειας 15 λεπτών ή 30 λεπτών αναλόγως.

Το σύνολο των μονάδων που περιλαμβάνονται στο μοντέλο βελτιστοποίησης, το οποίο συμβολίζεται ως U , περιλαμβάνει όλες τις συμβατικές θερμικές μονάδες του κυπριακού ηλεκτρικού συστήματος: ατμοστρόβιλους (ST1,ST2), αεριοστρόβιλους (GT), μονάδες συνδυασμένου κύκλου (CCGT) και μηχανές εσωτερικής καύσης (ICE).

Το υποσύνολο των μονάδων που δύνανται να παρέχουν εφεδρεία περιστροφής συμβολίζεται ως $U_{\text{spinning}} \subseteq U$ και περιλαμβάνει τις μεγαλύτερες μονάδες βάσης: ST2(3×130MW), CCGT1 και CCGT2 (2×220MW), καθώς και ST1(6×60MW). Παρότι οι αεριοστρόβιλοι (GT) είναι τεχνικά ικανοί να παρέχουν εφεδρεία περιστροφής, η χρήση τους για τον σκοπό αυτό αποφεύγεται συνήθως, λόγω του υψηλού λειτουργικού κόστους και της χαμηλότερης θερμικής τους απόδοσης.

Η εφεδρεία περιστροφής υλοποιείται ως περιορισμός του συστήματος, απαιτώντας επαρκή διαθέσιμη ισχύ από μονάδες σε λειτουργία για την κάλυψη απρόβλεπτων διακυμάνσεων. Παρότι δεν επηρεάζει άμεσα τη συνάρτηση κόστους, επηρεάζει έμμεσα την επιλογή των μονάδων και τα προγράμματα λειτουργίας, περιορίζοντας την ευελιξία κατανομής φορτίου. Δεν ορίζεται ξεχωριστό υποσύνολο για τις μονάδες CCGT ή ICE πέραν της συμμετοχής τους στο πλήρες σύνολο U .

Σημειώνεται ότι το μοντέλο δέσμευσης μονάδων που αναπτύσσεται στην παρούσα μελέτη βασίζεται σε κεντρικά βελτιστοποιημένο προγραμματισμό παραγωγής, όπως αυτός ίσχυε κατά την περίοδο αναφοράς των ιστορικών δεδομένων. Η προσέγγιση αυτή δεν αποσκοπεί στην ακριβή αναπαράσταση των μηχανισμών εκκαθάρισης και λήψης αποφάσεων που εφαρμόζονται στο πλαίσιο της πλήρους λειτουργίας της Ανταγωνιστικής Αγοράς Ηλεκτρισμού, αλλά χρησιμοποιείται ως σημείο αναφοράς (benchmark) για την ανάλυση της οικονομικής και περιβαλλοντικής συμπεριφοράς του συστήματος. Με τον τρόπο αυτό καθίσταται δυνατή η απομόνωση και η συστηματική αξιολόγηση της επίδρασης τεχνικών παραμέτρων, του τύπου καυσίμου και του κόστους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στη σειρά οικονομικής κατάταξης (merit order) και στις αποφάσεις δέσμευσης μονάδων (unit commitment), ανεξάρτητα από τον εκάστοτε μηχανισμό αγοράς.

4.1.2 Κύρια συνάρτηση και συνιστώσες κόστους

Το πρόβλημα της δέσμευσης μονάδων διατυπώνεται ως πρόβλημα ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους καυσίμου και εκπομπών, υπό την επίδραση περιορισμών τόσο σε επίπεδο συστήματος όσο και σε επίπεδο μονάδας. Οι περιορισμοί αυτοί περιλαμβάνουν την ισορροπία ισχύος του συστήματος, την εφεδρεία περιστροφής, τα όρια ισχύος των γεννητριών, τους ελάχιστους χρόνους λειτουργίας και παύσης, τους περιορισμούς ρυθμών μεταβολής ισχύος, τους περιορισμούς κατάστασης των μονάδων, καθώς και περιορισμούς που σχετίζονται με τη διαθεσιμότητα. Η καμπύλη ζήτησης φορτίου αποτελεί είσοδο του προβλήματος, ενώ τα αποτελέσματα περιλαμβάνουν την κατάσταση λειτουργίας (σε

λειτουργία (1) ή (0) εκτός λειτουργίας) και την κατανομή ισχύος (MW/h) των επιμέρους μονάδων.

Το συνολικό κόστος παραγωγής του συστήματος, το οποίο αποτελείται από θερμικές μονάδες, εκφράζεται κυρίως μέσω του κόστους καυσίμου και του κόστους εκκίνησης και παύσης. Τα κόστη αυτά υπολογίζονται σε επίπεδο μεμονωμένης μονάδας ή ομάδων παρόμοιων μονάδων, λαμβάνοντας υπόψη το εκτεταμένο χρονικό διάστημα της ανάλυσης (2014-2023). Σε αντίθεση με τα περισσότερα μοντέλα UC, τα οποία θεωρούν το κόστος παύσης σταθερό ή ανεξάρτητο του χρόνου για κάθε μονάδα, το αναπτυγμένο μοντέλο λαμβάνει υπόψη πραγματικές διαφοροποιήσεις λειτουργίας, συμπεριλαμβανομένων των μεταβολών στους πραγματικούς ρυθμούς κατανάλωσης καυσίμου και στις ενεργές θερμογόνες τιμές, όπως αυτές παρατηρούνται μεταξύ διαφορετικών μονάδων, οι οποίες επηρεάζουν τη μεταβλητότητα του κόστους [13]. Επιπλέον, ενσωματώνεται το πραγματικό κόστος δικαιωμάτων εκπομπών, βάσει του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (EU ETS) [64].

Μαθηματικά, η κύρια συνάρτηση διατυπώνεται ως εξής:

$$\min \left[\sum_t \sum_i TC_{(i,t)} \right] \quad (\text{Εξ. 1})$$

όπου:

- $TC_{(i,t)}$: το συνολικό κόστος της μονάδας παραγωγής i στη χρονική στιγμή t (σε ευρώ).

Το συνολικό κόστος ορίζεται ως:

$$TC_{(i,t)} = VC_{(i,t)} + AP_{(i,t)} \quad (\text{Εξ. 2})$$

όπου:

- $VC_{(i,t)}$: το μεταβλητό κόστος της μονάδας i στη χρονική στιγμή t , το οποίο περιλαμβάνει κόστος καυσίμου, εκκίνησης και παύσης,
- $AP_{(i,t)}$: η κατανομή του κόστους δικαιωμάτων εκπομπών για τη μονάδα i στη χρονική στιγμή t , βάσει της τιμολόγησης του EU ETS.

Το μεταβλητό κόστος μεταβάλλεται ανάλογα με την παρεχόμενη ισχύ $DP_{(i,t)}$ και, υπό κανονική λειτουργία της μονάδας i στη χρονική στιγμή t , υπολογίζεται ως εξής:

$$VC_{(it)} = VC_i \times DP_{(it)} \times \Delta t, \forall i, \forall t \quad (\text{Εξ. 3})$$

όπου:

- VC_i : ο μέσος συντελεστής μεταβλητού κόστους της μονάδας i (σε €/MWh), ο οποίος περιλαμβάνει κόστος καυσίμου, εκκίνησης και παύσης βάσει ιστορικών δεδομένων,
- $DP_{(it)}$: η ισχύς ζήτησης που καλύπτεται από τη μονάδα i στη χρονική στιγμή t (σε MW),
- Δt : το χρονικό διάστημα μεταξύ δύο διαδοχικών χρονικών βημάτων (σε ώρες).

Η τιμή του VC_i έχει υπολογιστεί βάσει ιστορικών μέσων δεδομένων για την περίοδο 2014-2023, ενσωματώνοντας τα λειτουργικά χαρακτηριστικά των μονάδων. Για κάθε περίοδο προσομοίωσης (2014-2019 και 2020-2023), οι τιμές καυσίμων θεωρούνται σταθερές και βασίζονται στις μέσες καταγεγραμμένες τιμές κάθε χρονικού διαστήματος. Η προσέγγιση αυτή επιτρέπει τη συνεπή σύγκριση μεταξύ σεναρίων και απομονώνει τις επιδράσεις των λειτουργικών στρατηγικών από τις διακυμάνσεις της αγοράς.

Ο συντελεστής VC_i μπορεί να εκφραστεί σε μία από τις ακόλουθες δύο ισοδύναμες μορφές:

$$VC_i = \frac{FuelCons_i \times FuelCost_i}{EP_i} \quad (\text{Εξ. 3a})$$

όπου:

- $FuelCons_i$: η μέση κατανάλωση καυσίμου της μονάδας i (σε kg),
- $FuelCost_i$: το μέσο κόστος καυσίμου της μονάδας i (σε €/kg),
- EP_i : η συνολική ενέργεια που παρήχθει από τη μονάδα i (σε MWh), η οποία χρησιμοποιείται αποκλειστικά για την εκτίμηση του μέσου συντελεστή κόστους.

Σημειώνεται ότι το EP_i δεν αποτελεί μεταβλητή απόφασης του μοντέλου, αλλά ιστορική παράμετρο που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του VC_i . Όλοι οι υπολογισμοί λειτουργικού κόστους στο μοντέλο βασίζονται στη μεταβλητή πραγματικού χρόνου $DP_{(it)}$.

Εναλλακτικά:

$$VC_i = z_i \times \hat{c}_i, \forall i \quad (\text{Εξ. 3b})$$

όπου:

- z_i : η μέση κατανάλωση καυσίμου της μονάδας i για την παραγωγή 1MWh (kg/MWh),
- $\hat{c}_i$: το κόστος του καυσίμου που χρησιμοποιείται στη μονάδα i (σε €/kg).

Τέλος, επισημαίνεται ότι ο συντελεστής VC_i περιλαμβάνει το μέσο κόστος εκκίνησης και παύσης κάθε μονάδας, όπως αυτό παρατηρήθηκε κατά την ιστορική περίοδο λειτουργίας. Τα κόστη αυτά είναι ενσωματωμένα στην εμπειρική ενεργειακή απόδοση της μονάδας, η οποία αντανakλά τις πραγματικές μεταβάσεις μεταξύ διαφορετικών συνθηκών λειτουργίας.

4.1.2.1 Κόστος εκπομπών CO₂

Το κόστος των εκπομπών CO₂ για τη μονάδα i στη χρονική στιγμή t (σε ευρώ) μετακυλίεται άμεσα στους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας και υπολογίζεται ως εξής [65]:

$$AP_{(i,t)} = \left(\frac{f_{CO_2} \times C_{CO_2,t} \times FuelCons_i}{EP_i} \right) \times DP_{(i,t)} \times \Delta t \quad \forall i, \forall t \quad (\text{Εξ. 4})$$

όπου:

- f_{CO_2} : ο συντελεστής εκπομπών CO₂ της μονάδας i , ο οποίος εξαρτάται από το είδος του χρησιμοποιούμενου καυσίμου (kg CO₂ ανά kg καυσίμου),
- $C_{CO_2,t}$: η τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ETS) κατά τη χρονική στιγμή t (σε €/kg CO₂),
- $FuelCons_i$: η συνολική κατανάλωση καυσίμου της μονάδας i (σε kg),
- EP_i : η συνολική ενέργεια που παρήχθει από τη μονάδα i (σε MWh),
- $DP_{(i,t)}$: η ισχύς ζήτησης που καλύπτεται από τη μονάδα i στη χρονική στιγμή t (σε MW).

Σημείωση: Στην Εξίσωση (4), ο όρος $(FuelCons_i/EP_i)$ εκφράζει τη μέση κατανάλωση καυσίμου ανά παραδιδόμενη MWh κατά την ιστορική περίοδο αξιολόγησης. Ο συνδυασμός του με τον όρο $DP_{(i,t)} \times \Delta t$ επιτρέπει την ρεαλιστική αναγωγή του κόστους εκπομπών CO₂ με βάση την ενέργεια που πράγματι παραδίδεται σε κάθε χρονικό βήμα.

4.1.2.2 Εξαιρούμενα λειτουργικά κόστη

Άλλα λειτουργικά κόστη, όπως το κόστος προσωπικού, η απόσβεση, η συντήρηση, το κόστος επικουρικών υπηρεσιών και τα λιπαντικά, δεν περιλαμβάνονται στο συνολικό κόστος TC , καθώς θεωρείται ότι είναι ουσιαστικά παρόμοια για όλες τις θερμικές μονάδες, όπως συμβαίνει και σε άλλα μοντέλα UC της διεθνούς βιβλιογραφίας. Επιπλέον, τα σταθερά κόστη δεν λαμβάνονται υπόψη, δεδομένου ότι παραμένουν ουσιαστικά αμετάβλητα σε ετήσια βάση για τη συνολική λειτουργία του συστήματος.

Η προτεινόμενη μεθοδολογία υπολογισμού του κόστους παρέχει ένα ρεαλιστικό και ολοκληρωμένο πλαίσιο, το οποίο αντανακλά με ακρίβεια τις πραγματικές συνθήκες λειτουργίας και επιτρέπει ακριβέστερη εκτίμηση των λειτουργικών δαπανών, υποστηρίζοντας τη βελτιστοποιημένη απόδοση του συστήματος καθ' όλη τη διάρκεια της εκτεταμένης περιόδου ανάλυσης.

4.2 Περιορισμοί (Constraints)

Οι θερμικές μονάδες υπόκεινται σε ένα σύνολο λειτουργικών περιορισμών, οι οποίοι περιγράφονται στην παρούσα ενότητα. Στη μεθοδολογία που εφαρμόζεται, ενσωματώνονται πραγματικά λειτουργικά δεδομένα για τους περιορισμούς αυτούς, τα οποία προσομοιώνονται εκτενώς για την περίοδο 2014-2023. Η προσέγγιση αυτή επιτρέπει την επικύρωση του μοντέλου μέσω σύγκρισης των αποτελεσμάτων του με πραγματικά προγράμματα παραγωγής. Με την ενσωμάτωση πραγματικών συνθηκών λειτουργίας, το αναπτυγμένο μοντέλο παρέχει μια ιδιαίτερα ακριβή αναπαράσταση της δυναμικής του συστήματος.

4.2.1 Περιορισμοί ισορροπίας ισχύος

Οι περιορισμοί ισορροπίας ισχύος διασφαλίζουν ότι το άθροισμα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από όλες τις μονάδες, συμβατικές και ανανεώσιμες, καλύπτει τη ζήτηση φορτίου, συμπεριλαμβανομένων τυχόν απωλειών (όπως εσωτερικές απώλειες σταθμών, κατανάλωση βοηθητικού εξοπλισμού και απώλειες δικτύου), καθώς και των απαιτούμενων εφεδρειών περιστροφής. Ο περιορισμός αυτός είναι θεμελιώδης για τη διατήρηση της σταθερότητας του συστήματος και την ικανοποίηση ρεαλιστικών σεναρίων λειτουργίας σε μακροχρόνιο ορίζοντα[66].

$$\sum_{i=1}^N \left(P_{(i,t)}^{conv} + P_{(i,t)}^{ren} \right) = P_t^{dem}, \forall t \quad (\text{Εξ. 5})$$

όπου:

- $P_{(i,t)}^{conv}$: η ισχύς που παρέχεται από τη συμβατική μονάδα i στη χρονική στιγμή t (MW),
- $P_{(i,t)}^{ren}$: η ισχύς που παράγεται από ανανεώσιμη μονάδα i στη χρονική στιγμή t (MW),
- P_t^{dem} : η ζήτηση ισχύος στη χρονική στιγμή t (MW).

Σημειώνεται ότι οι απώλειες ισχύος, όπως οι εσωτερικές απώλειες των σταθμών και οι απώλειες του συστήματος μεταφοράς και διανομής, δεν περιλαμβάνονται ρητά στην εξίσωση, καθώς έχουν ήδη ληφθεί υπόψη. Στο πλαίσιο αυτό, η ποσότητα $P_{(i,t)}^{conv}$ αναφέρεται στην τελικά παραδιδόμενη ισχύ και όχι στην ακαθάριστη παραγόμενη ισχύ.

4.2.1.1 Περιορισμοί δυναμικότητας μονάδων παραγωγής

Οι συμβατικές μονάδες υποχρεούνται να λειτουργούν εντός καθορισμένων ορίων ισχύος, ιδίως μεταξύ της ελάχιστης P_i^{min} και της μέγιστης P_i^{max} ισχύος. Το αναπτυγμένο μοντέλο ενσωματώνει τους περιορισμούς αυτούς βάσει της παρατηρούμενης πραγματικής απόδοσης των μονάδων, διασφαλίζοντας την αξιοπιστία μέσω της συμμόρφωσης με τα λειτουργικά όρια κάθε μονάδας[67].

$$P_i^{min} \times X_{(i,t)} \leq P_{(i,t)}^{conv} \leq P_i^{max} \times X_{(i,t)}, \forall i, \forall t \quad (\text{Εξ. 6})$$

όπου:

- $X_{(i,t)}$: δυαδική μεταβλητή που δηλώνει την κατάσταση της μονάδας i στη χρονική στιγμή t ($1 = \text{σε λειτουργία}$, $0 = \text{εκτός λειτουργίας}$),
- P_i^{min} και P_i^{max} : τα ελάχιστα και μέγιστα όρια αξιοπιστης λειτουργίας κάθε θερμικής μονάδας.

4.2.1.2 Περιορισμός εφεδρείας περιστροφής

Ο περιορισμός εφεδρείας περιστροφής απαιτεί τη δέσμευση ενός ποσοστού ισχύος, συνήθως της τάξης του 20-30%, από μονάδες που βρίσκονται σε λειτουργία σε κάθε χρονικό βήμα, για λόγους ασφάλειας και σταθερότητας του συστήματος. Η εφεδρεία αυτή είναι ιδιαίτερα κρίσιμη σε συστήματα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, όπου οι διακυμάνσεις της παραγωγής είναι συχνές[13].

Σημειώνεται ότι η δυαδική μεταβλητή $X_{i,t}$ που χρησιμοποιείται στην Εξίσωση (7) είναι η ίδια με αυτήν της Εξίσωσης (6) και υποδηλώνει την κατάσταση λειτουργίας της μονάδας i στη χρονική στιγμή t ($1 = \text{σε λειτουργία}$, $0 = \text{εκτός λειτουργίας}$). Στο παρόν πλαίσιο, η $X_{i,t}$ εφαρμόζεται σε όλες τις μονάδες που είναι τεχνικά ικανές να συνεισφέρουν σε εφεδρεία περιστροφής, συμπεριλαμβανομένων συμβατικών μονάδων και επιλεγμένων ανανεώσιμων μονάδων με επαρκή δυνατότητα ελέγχου ισχύος.

$$\sum_i \left[(P_i^{max} \times X_{(i,t)}) + (P_{(ren)i} \times X_{(i,t)}) \right] - P_{(i,t)}^{dem} \geq SR_t^D, \forall t \quad (\text{Εξ. 7})$$

όπου:

- SR_t^D : η απαιτούμενη εφεδρεία περιστροφής στη χρονική στιγμή t (MW),
- $X_{(i,t)}$: δυαδική μεταβλητή κατάστασης της μονάδας i .

Η απαίτηση εφεδρείας περιστροφής καθορίζεται ως προκαθορισμένη τιμή σε κάθε χρονικό βήμα και δεν προσαρμόζεται δυναμικά στις μεταβολές της παραγωγής από ΑΠΕ. Ο ανισοτικός αυτός περιορισμός διασφαλίζει ότι η συνολική δεσμευμένη ισχύς υπερβαίνει το άθροισμα της ζήτησης και της καθορισμένης τιμής εφεδρείας.

Η απλουστευμένη αυτή διατύπωση του περιορισμού εφεδρείας επιτρέπει ευκολότερη υλοποίηση και αυξημένη υπολογιστική διαχειρισσιμότητα του μοντέλου, ιδίως ελλείψει προβλέψεων υψηλής χρονικής ανάλυσης για τη μεταβλητότητα της παραγωγής από ΑΠΕ. Παρόμοιες ντετερμινιστικές προσεγγίσεις έχουν χρησιμοποιηθεί εκτενώς σε μελέτες μοντελοποίησης ηλεκτρικών συστημάτων[68].

4.2.2 Περιορισμοί ελάχιστου χρόνου λειτουργίας και ελάχιστου χρόνου παύσης

Για την επίτευξη ακριβούς προσομοίωσης της δυναμικής λειτουργίας, το μοντέλο ενσωματώνει περιορισμούς ελάχιστου χρόνου λειτουργίας (minimum up-time, $\widehat{UT}_i$) και ελάχιστου χρόνου παύσης (minimum down-time, $\widehat{DT}_i$). Οι περιορισμοί αυτοί αντιπροσωπεύουν τις ελάχιστες χρονικές περιόδους που απαιτούνται πριν από τη μετάβαση μιας μονάδας από την κατάσταση λειτουργίας (ON) στην κατάσταση παύσης (OFF) ή αντίστροφα, διασφαλίζοντας αξιοπιστία και συνέχεια στην παραγωγή ενέργειας[65].

Για κάθε μονάδα i και χρονικό βήμα t ισχύουν:

$$X_{(i,t)} = 1, \forall i \in I: X_i^0 = 1, \text{ για } t = 0, \dots, v_i^{on} \quad (\text{Εξ. 8a})$$

$$X_{(i,t)} = 0, \forall i \in I: X_i^0 = 0, \text{ για } t = 0, \dots, v_i^{off} \quad (\text{Εξ. 8b})$$

$$v_i^{on} = \max \left[0, \widehat{UT}_i - t_i^{(UT_0)} \right] \quad (\text{Εξ. 8c})$$

$$v_i^{off} = \max \left[0, \widehat{DT}_i - t_i^{(DT_0)} \right] \quad (\text{Εξ. 8d})$$

όπου:

- X_i^0 : η προηγούμενη κατάσταση της μονάδας i πριν από την πρώτη περίοδο του ορίζοντα προγραμματισμού,
- $t_i^{(UT_0)}$: ο αριθμός των περιόδων κατά τις οποίες η μονάδα i βρισκόταν σε λειτουργία πριν από την πρώτη περίοδο του ορίζοντα προγραμματισμού,
- $t_i^{(DT_0)}$: ο αριθμός των περιόδων κατά τις οποίες η μονάδα i βρισκόταν εκτός λειτουργίας πριν από την πρώτη περίοδο του ορίζοντα προγραμματισμού.

Για τις υπόλοιπες χρονικές περιόδους εφαρμόζονται οι ακόλουθες εξισώσεις:

$$\sum_{\tau_{(i,t)}^{on}}^t y_{(i,\tau_{(i,t)}^{on})}^{on} \leq X_{(i,t)}, \forall i, \forall t \quad (\text{Εξ. 8e})$$

$$\sum_{\tau_{(i,t)}^{off}}^t y_{(i,\tau_{(i,t)}^{off})}^{off} \leq 1 - X_{(i,t)}, \forall i, \forall t \quad (\text{Εξ. 8f})$$

όπου:

$$\tau_{(i,t)}^{on} = \max \left[t - \widehat{UT}_i + 1, 1 \right] \quad (\text{Εξ. 8g})$$

$$\tau_{(i,t)}^{off} = \max \left[t - \widehat{DT}_i + 1, 1 \right] \quad (\text{Εξ. 8h})$$

Η προσέγγιση που ακολουθείται αντανακλά ρεαλιστικές συνθήκες λειτουργίας, εφαρμόζοντας πραγματικούς ελάχιστους χρόνους λειτουργίας και παύσης, οι οποίοι είναι καθοριστικοί για τη βελτιστοποίηση των προγραμμάτων παραγωγής και τη μείωση της καταπόνησης/φθοράς του εξοπλισμού.

4.2.3 Περιορισμοί ρυθμού ανόδου και καθόδου ισχύος (Ramp-Up / Ramp-Down)

4.2.3.1 Περιορισμός ρυθμού ανόδου (Ramp-Up)

Η μέγιστη επιτρεπτή αύξηση της παραγωγής μιας μονάδας από τη χρονική στιγμή $t - 1$ στη χρονική στιγμή t καθορίζεται από το όριο ρυθμού ανόδου R_i^U και το όριο ρυθμού ανόδου κατά την εκκίνηση R_i^{SU} :

$$P_{(i,t)} - P_{(i,t-1)} \leq R_i^U \times X_{(i,t-1)} + R_i^{SU} \times Y_{(i,t)}, \forall i, \forall t \quad (\text{Εξ. 9a})$$

όπου:

- R_i^U : όριο ρυθμού ανόδου ισχύος της μονάδας i (MW/h),
- R_i^{SU} : όριο ρυθμού ανόδου κατά την εκκίνηση της μονάδας i (MW/h),
- $Y_{(i,t)}$: δυαδική μεταβλητή που υποδηλώνει εάν η μονάδα i εκκινεί στην αρχή της περιόδου t .

4.2.3.2 Περιορισμός ρυθμού καθόδου (Ramp-Down)

Αντίστοιχα, ο περιορισμός ρυθμού καθόδου ορίζει τη μέγιστη επιτρεπτή μείωση της παραγωγής από τη χρονική στιγμή $t - 1$ στη χρονική στιγμή t :

$$P_{(i,t-1)} - P_{(i,t)} \leq R_i^D \times X_{(i,t-1)} + R_i^{SD} \times Z_{(i,t)}, \forall i, \forall t \quad (\text{Εξ. 9b})$$

όπου:

- R_i^D : όριο ρυθμού καθόδου ισχύος της μονάδας i (MW/h),
- R_i^{SD} : όριο ρυθμού καθόδου κατά την παύση (MW/h),
- $Z_{(i,t)}$: δυαδική μεταβλητή που υποδηλώνει εάν η μονάδα i τίθεται εκτός λειτουργίας στην αρχή της περιόδου t .

4.2.4 Πρόσθετοι περιορισμοί

4.2.4.1 Περιορισμοί εκκίνησης με τρεις θερμικές καταστάσεις εκκίνησης

Για την ακριβή αναπαράσταση των διαφορετικών τύπων εκκίνησης (ψυχρή, θερμή-ενδιάμεση και θερμή), εισάγονται πρόσθετοι περιορισμοί, ώστε να προσδιορίζεται ο κατάλληλος τρόπος εκκίνησης με βάση τον χρόνο που η μονάδα παραμένει εκτός λειτουργίας[66]. Με τον τρόπο αυτό διασφαλίζεται ότι κάθε μονάδα εκκινεί σε καθεστώς που αντανακλά με ρεαλισμό την πραγματική λειτουργική της κατάσταση[7], [29].

$$CS_{(i,t)}^{cold} + CS_{(i,t)}^{warm} + CS_{(i,t)}^{hot} \leq Y_{(i,t)}, \forall i, \forall t \quad (\text{Εξ. 10})$$

όπου:

- $CS_{(i,t)}^{cold}$: δυαδική μεταβλητή που δηλώνει ψυχρή εκκίνηση της μονάδας i στη χρονική στιγμή t ,
- $CS_{(i,t)}^{warm}$: δυαδική μεταβλητή που δηλώνει ενδιάμεση/χλιαρή εκκίνηση στη χρονική στιγμή t ,
- $CS_{(i,t)}^{hot}$: δυαδική μεταβλητή που δηλώνει θερμή εκκίνηση στη χρονική στιγμή t ,
- $Y_{(i,t)}$: δυαδική μεταβλητή που δηλώνει εκκίνηση της μονάδας i στη χρονική στιγμή t .

Η επιλογή του τύπου εκκίνησης μπορεί να προσδιοριστεί από τον χρόνο εκτός λειτουργίας πριν από την εκκίνηση[21], [69]:

- *Ψυχρή εκκίνηση (Cold Start)*: Εάν η μονάδα είναι εκτός λειτουργίας για διάστημα μεγαλύτερο του T_i^{cold} , τότε $CS_{(i,t)}^{cold} = 1$.
- *Ενδιάμεση/χλιαρή εκκίνηση (Warm Start)*: Εάν η μονάδα είναι εκτός λειτουργίας για διάστημα μεγαλύτερο του T_i^{warm} , τότε $CS_{(i,t)}^{warm} = 1$.
- *Θερμή εκκίνηση (Hot Start)*: Εάν η μονάδα είναι εκτός λειτουργίας για διάστημα μεγαλύτερο του T_i^{hot} , τότε $CS_{(i,t)}^{hot} = 1$.

όπου:

- $T_i^{(\cdot)}$: αριθμός χρονικών περιόδων κατά τις οποίες η μονάδα i βρίσκεται εκτός λειτουργίας, ώστε να εκτελεστεί ψυχρή/ενδιάμεση/θερμή εκκίνηση.

Σημείωση: Η διάρκεια της διαδικασίας εκκίνησης (π.χ. 5 ώρες για ψυχρή εκκίνηση) είναι ανεξάρτητη από τη χρονική ανάλυση του μοντέλου (π.χ. βήματα 15 ή 30 λεπτών). Κατά το χρονικό αυτό διάστημα εκκίνησης, η μονάδα παραμένει στην κατάσταση OFF ($X_{i,t} = 0$) και αποδίδει 0MW. Μόνο μετά την ολοκλήρωση του απαιτούμενου χρόνου εκκίνησης η μονάδα τίθεται σε λειτουργία ($X_{i,t} = 1$) και αρχίζει να αποδίδει ισχύ υπό τους περιορισμούς ρυθμών μεταβολής και δυναμικότητας.

4.2.4.2 Περιορισμός παύσης λειτουργίας με μοναδικό τρόπο παύσης

Για την ακριβή προσομοίωση της διαδικασίας παύσης λειτουργίας, εισάγεται πρόσθετος περιορισμός που καθορίζει τον χρόνο παύσης για κάθε μονάδα. Σε αντίθεση με τις εκκινήσεις, οι οποίες διαφοροποιούνται σε ψυχρές/ενδιάμεσες/θερμές, η διαδικασία παύσης λειτουργίας υλοποιείται συνήθως με έναν μοναδικό τρόπο, όπου ο ελάχιστος απαιτούμενος χρόνος για την αποσύνδεση της μονάδας είναι σταθερός, ανεξαρτήτως της λειτουργικής της κατάστασης πριν από την παύση[23],[33].

Περιορισμός παύσης:

$$Z_{(i,t)}^{shut} \leq X_{(i,t-1)}, \forall i, \forall t \quad (\text{Εξ. 11a})$$

όπου:

- $Z_{(i,t)}^{shut}$: δυαδική μεταβλητή που δηλώνει εάν η μονάδα i αρχίζει τη διαδικασία παύσης στη χρονική στιγμή t ,
- $X_{(i,t-1)}$: δυαδική μεταβλητή που δηλώνει ότι η μονάδα i ήταν σε λειτουργία στη χρονική στιγμή $t - 1$.

Η διαδικασία παύσης απαιτεί συγκεκριμένη διάρκεια, η οποία συμβολίζεται ως T_i^{shut} , κατά την οποία η μονάδα μεταβαίνει από ON σε OFF[32]:

$$T_{(i,t)}^{(shut-down)} = T_i^{shut}, \text{ εάν } Z_{(i,t)}^{shut} = 1 \quad (\text{Εξ. 11b})$$

όπου:

- T_i^{shut} : ο συνολικός ελάχιστος χρόνος που απαιτείται ώστε η μονάδα i να τεθεί πλήρως εκτός λειτουργίας (π.χ. 30 λεπτά).

Πρόσθετες συνθήκες για τον τρόπο παύσης:

Από τη στιγμή που $Z_{(i,t)}^{shut} = 1$, η μονάδα δεν μπορεί να επανεκκινήσει άμεσα και οφείλει να ολοκληρώσει ολόκληρη τη διάρκεια T_i^{shut} πριν καταστεί εκ νέου επιλέξιμη για νέα εκκίνηση.

Οι περιορισμοί παύσης διασφαλίζουν ότι το μοντέλο αναπαριστά με ακρίβεια τον πραγματικό χρόνο που απαιτείται για την ασφαλή αποσύνδεση μιας μονάδας, αποτρέποντας μη ρεαλιστικές ταχείες εναλλαγές μεταξύ ON και OFF.

4.2.4.3 Περιορισμοί κατάστασης/διαθεσιμότητας μονάδων

Ορισμένες μονάδες ενδέχεται να μην είναι διαθέσιμες λόγω προγραμματισμένης συντήρησης ή απρογραμμάτιστων βλαβών (must-out), για λειτουργικούς ή οικονομικούς λόγους. Το μοντέλο ενσωματώνει αυτές τις συνθήκες μέσω τριών σεναρίων διαθεσιμότητας: 100%, 65% και 58% της συνολικής ισχύος του συστήματος. Τα τρία αυτά επίπεδα (100%, 65% και 58%) επιλέχθηκαν βάσει ιστορικών συνθηκών λειτουργίας που καταγράφηκαν στο κυπριακό ηλεκτρικό σύστημα κατά την περίοδο 2014-2023. Το επίπεδο 100% αντιπροσωπεύει μέγιστη επιχειρησιακή διαθεσιμότητα κατά τις θερινές αιχμές ζήτησης, το 65% αντανakλά τη συνήθη κατάσταση του συστήματος εκτός αιχμών με προγραμματισμένες συντηρήσεις, ενώ το 58% αντιστοιχεί σε περιόδους χαμηλού φορτίου (π.χ. άνοιξη ή φθινόπωρο), όπου πολλαπλές μονάδες βρίσκονται εκτός λειτουργίας λόγω συντήρησης ή κανονιστικών περιορισμών. Πλήρης τεκμηρίωση κάθε σεναρίου παρέχεται στην Ενότητα 4.6[20],[43].

Για να διασφαλιστεί ότι η συνολική διαθεσιμότητα του συστήματος ευθυγραμμίζεται με τον στόχο ισχύος κάθε σεναρίου (π.χ. 65%), εφαρμόζεται περιορισμός που θέτει ανώτατο όριο στη συνολική διαθέσιμη/ενεργή ισχύ όλων των μονάδων $P_{(i,t)}$, σύμφωνα με ένα προκαθορισμένο όριο που εξαρτάται από τη συνολική ονομαστική ισχύ και τον λόγο διαθεσιμότητας του σεναρίου:

$$\sum_{i=1}^N P_{(i,t)}^{conv} \leq \text{Total Capacity} \times \text{Scenario Availability} \quad (\text{Εξ. 12})$$

όπου:

- $\sum_{i=1}^N P_{(i,t)}^{conv}$: η συνολική ισχύς που παράγεται από όλες τις μονάδες i στη χρονική στιγμή t ,
- *Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς*: η ονομαστική συνολική ισχύς του συστήματος (π.χ. 1478MW),
- *Σενάρια Διαθεσιμότητας*: ο λόγος διαθεσιμότητας του αντίστοιχου σεναρίου, όπως 1,00 για 100%, 0,65 για 65% και 0,58 για 58%.

Ο περιορισμός αυτός διασφαλίζει ότι η συνολική ισχύς που παρέχεται από τις ενεργές μονάδες δεν υπερβαίνει τη διαθέσιμη ισχύ που ορίζεται από κάθε σενάριο,

ευθυγραμμίζοντας την παραγωγή με τις ρεαλιστικές επιχειρησιακές ανάγκες του συστήματος και τους στόχους διαθεσιμότητας που καθορίζονται ανά σενάριο.

Το μοντέλο, με την ενσωμάτωση των ανωτέρω ειδικών περιορισμών, συνιστά μια καινοτόμο προσέγγιση στη διαχείριση θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Παρέχει μια αξιόπιστη και ακριβή βάση για ανάλυση και βελτιστοποίηση της απόδοσης, λαμβάνοντας υπόψη πραγματικές συνθήκες λειτουργίας και επιχειρησιακά δεδομένα, όπως αυτά παρουσιάζονται στον πιο κάτω πίνακα. Η ενσωμάτωση και ο συνδυασμός των περιορισμών αυτών διαμορφώνουν ένα ολοκληρωμένο και επαρκώς τεκμηριωμένο πλαίσιο για ανάλυση και διαχείριση ενεργειακών συστημάτων.

Ο Πίνακας 11 συνοψίζει τους περιορισμούς που εφαρμόζονται σε κάθε θερμική μονάδα/ες του κυπριακού ηλεκτρικού συστήματος, διασφαλίζοντας ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία υπό πραγματικές συνθήκες.

Πίνακας 11: Σύνοψη περιορισμών που εφαρμόζονται στις προσομοιώσεις για κάθε θερμική μονάδα/ες

Περιορισμοί										
Μονάδες/α	Χρόνοι Εκκίνησης (min)			Χρόνοι Παύσης (min)	Ρυθμός Ανόδου (MW/min)	Ρυθμός Καθόδου (MW/min)	Ελάχιστος χρόνος συνεχούς λειτουργίας (min)	Ελάχιστος χρόνος εκτός λειτουργίας (min)	Pmin (MW)	Pmax (MW)
	Κρύα	Μέση	Θερμή							
ICE1(3x17MW)	3	3	3	30	0,5	0,5	60	60	0	17
ICE2(3x17MW)	1	1	1	10	2	2	60	60	0	17
ST1(6x60MW)	420	240	120	30	2	2	480	480	30	60
ST2(3x130MW)	240	180	60	60	2	2	480	480	65	130
OCGT1,2(4x72,5MW)	21	21	21	20	4	4	60	60	10	72,5
CCGT1,2(2x110MW)	240	180	120	30	4	4	120	120	10	110
CCGT1,2(2x220MW)	300	240	180	60	4	4	240	240	10	220
GT1(1x38MW)	12	12	12	10	4	4	60	60	10	38
GT2(2x37,5MW)	12	12	12	10	4	4	60	60	10	37,5
GT3(2x37,5MW)	14	14	14	10	4	4	60	60	10	37,5

4.3 Προσθήκη φυσικού αερίου και υδρογόνου στο μίγμα καυσίμου

Η μετάβαση προς το φυσικό αέριο (ΦΑ) και το υδρογόνο στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί κρίσιμο βήμα για την ενίσχυση της ενεργειακής βιωσιμότητας. Η μεταβολή αυτή

αποσκοπεί στην αύξηση της αποδοτικότητας, στη μείωση του λειτουργικού κόστους και στον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Η παρούσα ενότητα παρουσιάζει τη μεθοδολογία υπολογισμού της απόδοσης των μονάδων που μετατρέπονται για χρήση φυσικού αερίου και προσδιορίζει το μέγιστο κόστος προμήθειας φυσικού αερίου και υδρογόνου, βάσει πραγματικών επιχειρησιακών δεδομένων για την περίοδο 2014-2023 [7],[43].

4.3.1 Υπολογισμός αναθεωρημένης απόδοσης μονάδας

Για μονάδες που λειτουργούσαν προηγουμένως με βαρύ μαζούτ (HFO) ή ντίζελ, η απόδοση κατά τη χρήση φυσικού αερίου ή υδρογόνου προσδιορίζεται μέσω της ακόλουθης εξίσωσης [20]:

$$\eta_{New} = \eta_{Base} \times \frac{HHV_{New}}{HHV_{Base}} \quad (\text{Εξ. 13})$$

όπου:

- η_{New} : η απόδοση της μονάδας με το νέο καύσιμο (ΦΑ ή υδρογόνο),
- η_{Base} : η απόδοση της μονάδας με το αρχικό καύσιμο (HFO ή ντίζελ), όπως προκύπτει από πραγματικά δεδομένα λειτουργίας για τις περιόδους 2014-2019 και 2020-2023,
- HHV_{New} : η ανώτερη θερμογόνος δύναμη (Higher Heating Value, HHV) του νέου καυσίμου (48.000 kJ/kg για ΦΑ, 119.960 kJ/kg για υδρογόνο),
- HHV_{Base} : η ανώτερη θερμογόνος δύναμη (HHV) του αρχικού καυσίμου (από πραγματικά δεδομένα παραλαβής καυσίμων).

Η εξίσωση αυτή, παρότι απλουστευμένη, χρησιμοποιείται ευρέως στην τεχνική πράξη ως προσέγγιση πρώτης τάξης για την εκτίμηση της απόδοσης μιας μονάδας μετά από αλλαγή καυσίμου, ιδίως όταν δεν είναι διαθέσιμα λεπτομερή δεδομένα απόδοσης. Βασίζεται στον λόγο των ανώτερων θερμογόνων δυνάμεων (HHV) των αντίστοιχων καυσίμων, μέθοδος η οποία υποστηρίζεται από έγκυρες πηγές όπως η Υπηρεσία Προστασίας Περιβάλλοντος των ΗΠΑ (U.S. Environmental Protection Agency)[70] και το Massachusetts Institute of Technology[71]. Οι πηγές αυτές αναδεικνύουν τη σημασία υπολογισμών βάσει HHV στην αποτίμηση αποδοτικότητας αεριοστρόβιλων καύσης και ατμοηλεκτρικών μονάδων. Η μέθοδος είναι εφαρμόσιμη τόσο για το ΦΑ όσο και για το υδρογόνο, επιτρέποντας

ακριβέστερους υπολογισμούς απόδοσης με βάση τα ειδικά χαρακτηριστικά κάθε καυσίμου [72].

4.3.2 Εκτίμηση μέγιστου κόστους προμήθειας φυσικού αερίου

Για τον προσδιορισμό του μέγιστου κόστους φυσικού αερίου που καθιστά οικονομικά βιώσιμη τη μετάβαση από ντίζελ ή HFO, χρησιμοποιούνται οι ακόλουθες εξισώσεις:

Χωρίς κόστος εκπομπών άνθρακα:

$$MaxCost_{NG} = Cost_{Diesel} \times \frac{HHV_{NG}}{HHV_{Diesel}} \times \frac{\eta_{Diesel}}{\eta_{NG}} \quad (\text{Εξ. 14})$$

Με κόστος εκπομπών άνθρακα:

$$MaxCost_{NG} = Cost_{Diesel} \times \frac{HHV_{NG}}{HHV_{Diesel}} \times \frac{\eta_{Diesel}}{\eta_{NG}} + Cost_{(Diesel.CO_2)} \times \left(1 - \frac{Emissions_{NG}}{Emissions_{Diesel}}\right) \quad (\text{Εξ. 15})$$

όπου:

- $MaxCost_{NG}$: το μέγιστο κόστος φυσικού αερίου ανά τόνο,
- $Cost_{Diesel}$: το κόστος ντίζελ ή HFO ανά τόνο,
- HHV_{NG} , HHV_{Diesel} : η ανώτερη θερμογόνος δύναμη του φυσικού αερίου και του ντίζελ/HFO αντίστοιχα,
- η_{Diesel} , η_{NG} : η απόδοση της μονάδας με ντίζελ και με φυσικό αέριο αντίστοιχα,
- $Cost_{(Diesel.CO_2)}$: το κόστος εκπομπών CO₂ ανά τόνο ντίζελ,
- $Emissions_{NG}$, $Emissions_{Diesel}$: οι εκπομπές CO₂ ανά kg φυσικού αερίου και ντίζελ αντίστοιχα[44].

4.3.3 Εκτίμηση μέγιστου κόστους προμήθειας υδρογόνου σε μίγμα με φυσικό αέριο

Κατά την εισαγωγή υδρογόνου στο μίγμα καυσίμου (20% H₂ και 80% φυσικό αέριο (ΦΑ) κατά μάζα), υιοθετείται η ακόλουθη προσέγγιση για τον προσδιορισμό του μέγιστου κόστους προμήθειας υδρογόνου[73].

Ισοζύγιο ενέργειας

$$E_{mix} = (M_{NG} \times HHV_{NG} \times \eta_{NG}) + (M_{H_2} \times HHV_{H_2} \times \eta_{H_2}) \quad (\text{Εξ. 16})$$

Αναλογίες μάζας

$$M_{NG} = 0.8 \times M_{mix}, \quad M_{H_2} = 0.2 \times M_{mix} \quad (\text{Εξ. 17})$$

Εξίσωση κόστους

$$Cost_{mix} = M_{NG} \times Cost_{NG} + M_{H_2} \times Cost_{H_2} \quad (\text{Εξ. 18})$$

όπου:

- E_{mix} : η συνολική απαιτούμενη ενέργεια για την επιδιωκόμενη ισχύ εξόδου,
- M_{mix} : η συνολική μάζα του μίγματος καυσίμου,
- M_{NG}, M_{H_2} : η μάζα του φυσικού αερίου και του υδρογόνου στο μίγμα,
- $Cost_{NG}, Cost_{H_2}$: το κόστος φυσικού αερίου και υδρογόνου ανά τόνο.

4.3.4 Βασικές παραδοχές και δεδομένα

Οι ανώτερες θερμογόνες δυνάμεις (Higher Heating Values – HHV) που χρησιμοποιούνται στους υπολογισμούς είναι:

- Φυσικό αέριο (ΦΑ): 48.000 kJ/kg
- Υδρογόνο: 119.960 kJ/kg

Συντελεστές εκπομπών CO₂:

- Φυσικό αέριο: ~2,69 kg CO₂/kg καυσίμου
- Ντίζελ: ~2,68 kg CO₂/λίτρο καυσίμου
- Βαρύ μαζούτ (HFO): ~2,80 kg CO₂/λίτρο καυσίμου
- Υδρογόνο: μηδενικές εκπομπές

Οι τιμές αποδοτικότητας (η) και θερμογόνου αξίας για μαζούτ και ντίζελ, προκύπτουν από πραγματικά επιχειρησιακά δεδομένα για κάθε μονάδα (ή ομάδα μονάδων), ανάλογα με την περίπτωση τα οποία αναλύονται πιο κάτω.

4.4 Πηγές Δεδομένων

Για την επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης με περιορισμούς, όπως περιγράφεται στις προηγούμενες ενότητες, αξιοποιήθηκε ένα σύνολο δημόσια διαθέσιμων πηγών δεδομένων, καθώς και πληροφορίες που προέκυψαν από προσωπικές συνεντεύξεις και επαγγελματική εμπειρία, οι οποίες περιλαμβάνουν:

1. *Δεδομένα ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου:* Δεδομένα συνολικής ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου σε εθνικό επίπεδο (MW) ανά 15λεπτο ή 30λεπτο, όπως παρέχονται από τον ΔΣΜΚ, για την περίοδο 2014-2023. Σε κάθε χρονικό βήμα, η παραγωγή από ΑΠΕ αφαιρείται από το συνολικό φορτίο. Η εκτεταμένη αυτή χρονική περίοδος δεδομένων επιτρέπει την παρακολούθηση τάσεων και μεταβολών στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σε διαφορετικές περιόδους, ενισχύοντας την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων του μοντέλου υπό διαφορετικά σενάρια ζήτησης, συμπεριλαμβανομένης της συμβατικής ζήτησης και της καταγραφής ΑΠΕ μέσω συστήματος SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)[47].
2. *Δεδομένα εισαγωγών καυσίμων:* Ετήσια δεδομένα εισαγωγών καυσίμων της ΑΗΚ για τις θερμικές μονάδες, που καλύπτουν μαζούτ και ντίζελ. Το σύνολο δεδομένων περιλαμβάνει το κόστος αγοράς ανά τόνο καυσίμου και τη θερμογόνο δύναμη κάθε παρτίδας, λαμβάνοντας υπόψη τις διακυμάνσεις στα χαρακτηριστικά του καυσίμου μεταξύ διαφορετικών φορτώσεων/παραλαβών. Για σκοπούς προσομοίωσης χρησιμοποιήθηκαν μέσες τιμές, ώστε να ελαχιστοποιείται η επίδραση ακραίων παρτίδων και μετρήσεων, βελτιώνοντας έτσι την αντιπροσωπευτικότητα των παραμέτρων εισόδου. Η προσέγγιση αυτή εξισορροπεί τις βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις, διατηρώντας ωστόσο τις μακροπρόθεσμες τάσεις κόστους και ενεργειακού περιεχομένου του καυσίμου, οι οποίες είναι περισσότερο συναφείς για μοντέλα μεσοπρόθεσμου και μακροπρόθεσμου σχεδιασμού, αναδεικνύοντας την αναγκαιότητα ενσωμάτωσης πραγματικών δεδομένων για αυξημένη αξιοπιστία [31], [32].
3. *Κατανάλωση καυσίμου και ηλεκτροπαραγωγή ανά μονάδα:* Ετήσια δεδομένα κατανάλωσης καυσίμου και παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για κάθε μονάδα του Πίνακα 1, για την περίοδο 2014-2023. Τα δεδομένα αυτά επιτρέπουν την ακριβή αποτίμηση της ετήσιας μέσης θερμικής απόδοσης κάθε μονάδας, η οποία αντανακλά την πραγματική επίδοση υπό πραγματικές συνθήκες λειτουργίας, και όχι την ονομαστική απόδοση που παρέχεται από τον κατασκευαστή. Έτσι, οι υπολογισμοί αποδοτικότητας εδράζονται σε επιχειρησιακές συνθήκες, υποστηρίζοντας την ακρίβεια του μοντέλου[7].
4. *Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών ΑτΘ:* Ετήσιες δαπάνες της ΑΗΚ για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών ΑτΘ στο πλαίσιο της συμμετοχής της στο EU ETS για την περίοδο 2014-2023. Τα κόστη αυτά μετακυλίνουν άμεσα στην τιμή ανά κιλοβατώρα, και η παρακολούθησή τους από έτος σε έτος είναι κρίσιμη για την

ανάλυση κόστους και την πρόβλεψη μελλοντικών τάσεων, στο πλαίσιο ενός ολοένα αυστηρότερου περιβαλλοντικού κανονιστικού πλαισίου[64].

5. *Ετήσιες εκθέσεις*: Ολοκληρωμένες εκθέσεις της Αρχής Ηλεκτρισμού Κύπρου, του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς και της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας Κύπρου για την περίοδο 2014–2023. Οι εκθέσεις αυτές παρέχουν στρατηγικές και επιχειρησιακές πληροφορίες που ενισχύουν την κατανόηση του ενεργειακού τοπίου, καθώς και των μεταβολών σε πολιτικές και κανονισμούς, προσδίδοντας βάθος στην ανάλυση[47],[74],[75].
6. *Προσωπικές συνεντεύξεις*: Πληροφορίες που συλλέχθηκαν μέσω συνεντεύξεων με έμπειρους Μηχανικούς Βάρδιας και Τεχνικούς Επιθεωρητές στο Κέντρο Ελέγχου του Ηλεκτροπαραγωγού Σταθμού Βασιλικού, παρέχοντας εξειδικευμένες γνώσεις και λεπτομερή εικόνα των τοπικών συνθηκών λειτουργίας. Οι πληροφορίες αυτές συνέβαλαν στην προσαρμογή των περιορισμών του μοντέλου σε πραγματικές επιχειρησιακές συνθήκες, διασφαλίζοντας ότι η προσέγγιση είναι ρεαλιστική και εφαρμόσιμη[67].
7. *Προσωπική παρατήρηση και εμπειρία*: Εργάζομαι ως Μηχανολόγος Μηχανικός επί 22 έτη στους Ηλεκτροπαραγωγούς Σταθμούς της ΑΗΚ, κυρίως σε Κέντρα Ελέγχου. Η πρακτική αυτή εμπειρία προσέδωσε σημαντική προστιθέμενη αξία στο μοντέλο, παρέχοντας κρίσιμες γνώσεις και εις βάθος κατανόηση των πραγματικών διαδικασιών και περιορισμών, συμβάλλοντας καθοριστικά στην ορθή και ρεαλιστική μοντελοποίηση των αποτελεσμάτων[7].

4.5 Πλεονεκτήματα του προσδιορισμού ρεαλιστικών επιπέδων διαθεσιμότητας μονάδων παραγωγής

Τα προαναφερθέντα σενάρια διαθεσιμότητας επιτρέπουν μια εις βάθος ανάλυση των λειτουργικών δυνατοτήτων του ηλεκτρικού συστήματος της Κύπρου υπό ρεαλιστικές συνθήκες. Η αξιοποίηση πραγματικών δεδομένων παραγωγής και περιορισμών διαθεσιμότητας, όπως αυτά προκύπτουν από την παρατηρούμενη συμπεριφορά του συστήματος κατά τα τελευταία έτη, παρέχει ένα αξιόπιστο υπόβαθρο για τεκμηριωμένη λήψη αποφάσεων. Η ενσωμάτωση λειτουργικών και περιβαλλοντικών περιορισμών σε διαφοροποιημένα επίπεδα διαθεσιμότητας ενισχύει το αναλυτικό βάθος της αξιολόγησης. Η παρούσα μεθοδολογική δομή προσφέρει τρία βασικά πλεονεκτήματα.

- Πρώτον, καθιστά εφικτή τη ρεαλιστική προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος, καθώς τα επίπεδα διαθεσιμότητας αντανakλούν παρατηρούμενα πρότυπα απόδοσης των μονάδων υπό πραγματικές συνθήκες λειτουργίας.
- Δεύτερον, διευκολύνει την αποτελεσματικότερη κατανομή πόρων και τον προγραμματισμό λειτουργίας, ευθυγραμμίζοντας το σχεδιασμό των σεναρίων με τους κύκλους συντήρησης, τις εποχιακές διακυμάνσεις της ζήτησης και τους κανονιστικούς περιορισμούς.
- Τρίτον, υποστηρίζει τον προσαρμοστικό σχεδιασμό, λαμβάνοντας υπόψη τη μεταβλητότητα και την αβεβαιότητα που χαρακτηρίζουν τη μακροχρόνια λειτουργία των ενεργειακών συστημάτων, βελτιώνοντας κατ' αυτόν τον τρόπο την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων προσομοίωσης και την εφαρμοσιμότητα τους σε επίπεδο χάραξης πολιτικής και επενδυτικών αποφάσεων.

Η προτεινόμενη μεθοδολογία συνιστά ουσιώδη καινοτόμα προσέγγιση σε σχέση με τα παραδοσιακά μοντέλα που περιλαμβάνονται στη διεθνή βιβλιογραφία, καθώς δεν βασίζεται σε στατικές παραδοχές για τη διαχείριση των μονάδων παραγωγής. Αντιθέτως, υιοθετεί μια δυναμική προσέγγιση, η οποία ευθυγραμμίζει τις λειτουργικές αποφάσεις με τις πραγματικές συνθήκες του συστήματος. Σε αντίθεση με συμβατικές μεθόδους που χρησιμοποιούν προκαθορισμένες ή θεωρητικές υποθέσεις σχετικά με τη διαθεσιμότητα των μονάδων, το προτεινόμενο μοντέλο προσδιορίζει τη διαθεσιμότητα βάσει πραγματικών δεδομένων παραγωγής του κυπριακού ενεργειακού συστήματος για την περίοδο 2014-2023. Η προσέγγιση αυτή παρέχει ένα ισορροπημένο και ρεαλιστικό πλαίσιο λήψης αποφάσεων, διασφαλίζοντας ότι η μεθοδολογία αποτυπώνει με ακρίβεια τις επιχειρησιακές πραγματικότητες του συστήματος.

Η δυναμική διαχείριση των μονάδων επιτρέπει αποδοτικότερη και πιο ευέλικτη κατανομή των ενεργειακών πόρων, καθώς οι αποφάσεις δέσμευσης μονάδων βασίζονται σε παρατηρούμενα πρότυπα διαθεσιμότητας, πραγματικές συνθήκες λειτουργίας και ιστορικά δεδομένα απόδοσης. Σε αντίθεση με συμβατικά μοντέλα, τα οποία συχνά ακολουθούν στατικές στρατηγικές κατανομής φορτίου, η προτεινόμενη προσέγγιση ενσωματώνει δυναμικές μεταβολές στη διαθεσιμότητα των μονάδων, λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψη παράγοντες όπως το κόστος καυσίμων, απαιτήσεις συντήρησης, διακυμάνσεις της αγοράς και κανονιστικούς περιορισμούς.

Επιπλέον, η ενσωμάτωση πραγματικών δεδομένων διαθεσιμότητας επιτρέπει τη λεπτομερή προσαρμογή της μεθοδολογίας στα λειτουργικά χαρακτηριστικά του κυπριακού

ηλεκτρικού συστήματος, διασφαλίζοντας ότι οι προτεινόμενες στρατηγικές δεν είναι μόνο οικονομικά βέλτιστες, αλλά και τεχνικά εφικτές. Η μεθοδολογία λαμβάνει υπόψη πραγματικούς περιορισμούς, όπως η διαθεσιμότητα πόρων, τα προγράμματα συντήρησης και τις απαιτήσεις σταθερότητας του δικτύου, προσφέροντας έτσι ένα ολοκληρωμένο πλαίσιο διαχείρισης μονάδων παραγωγής.

Κατά συνέπεια, η προτεινόμενη προσέγγιση υπερβαίνει τη θεωρητική βελτιστοποίηση ενεργειακών συστημάτων και λειτουργεί ως ένα προηγμένο εργαλείο, προσαρμοσμένο στις ιδιαιτερότητες της κυπριακής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η ενσωμάτωση πραγματικών δεδομένων παραγωγής για τον προσδιορισμό της διαθεσιμότητας των μονάδων ενισχύει το ρεαλισμό της μεθοδολογίας και τη δυνατότητά της να υποστηρίξει τη μετάβαση προς ένα πιο ευέλικτο, αποδοτικό και βιώσιμο ενεργειακό σύστημα [7],[72].

4.6 Διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής: Σενάρια προσομοίωσης

Η προσομοίωση της δέσμευσης μονάδων υπό πραγματικές συνθήκες λειτουργίας απαιτεί την εξέταση διαφορετικών σεναρίων που αντανakλούν τις ενεργειακές ανάγκες του συστήματος σε διάφορες περιόδους του έτους. Τα σενάρια διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής διαρθρώνονται με βάση την εποχική ζήτηση και τις απαιτήσεις συντήρησης, ώστε να διασφαλίζεται η αξιοπιστία του συστήματος υπό μεταβαλλόμενες συνθήκες φορτίου. Κάθε σενάριο λαμβάνει υπόψη παράγοντες όπως οι διακυμάνσεις της ζήτησης, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί και οι ανάγκες συντήρησης, ενώ ταυτόχρονα προσομοιώνει τα πραγματικά επίπεδα διαθεσιμότητας που έχουν παρατηρηθεί στο κυπριακό ηλεκτρικό σύστημα κατά τα τελευταία έτη [7],[47].

Το πλαίσιο προσομοίωσης βασίζεται σε πραγματικά επιχειρησιακά δεδομένα που καλύπτουν την περίοδο 2014-2023, η οποία διαχωρίζεται σε δύο αντιπροσωπευτικές υποπεριόδους (2014-2019 και 2020-2023). Από τις υποπεριόδους αυτές εξήχθησαν μέσες τιμές βασικών παραμέτρων (όπως κόστος καυσίμων, συντελεστές εκπομπών και λειτουργικά χαρακτηριστικά), οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν για την παραμετροποίηση του μοντέλου υπό τρία διακριτά σενάρια τιμών καυσίμου: ένα βασικό σενάριο χωρίς φυσικό αέριο και δύο σενάρια με φυσικό αέριο σε τιμές €640/τόνο και €450/τόνο αντίστοιχα. Κάθε σενάριο προσομοιώθηκε υπό τρία διαφορετικά επίπεδα διαθεσιμότητας μονάδων: 100%, 65% και 58%, τα οποία αντανakλούν την εποχική επιχειρησιακή ικανότητα και τους περιορισμούς συντήρησης.

Για κάθε υποτιθέμενο σενάριο διαθεσιμότητας παραγωγής (58%, 65% και 100%), αναπτύχθηκαν πίνακες βελτιστοποίησης για τον προσδιορισμό της βέλτιστης κατανομής μονάδων ανά χρονικό βήμα διάρκειας 15 ή 30 λεπτών. Το συνολικό κόστος παραγωγής υπολογίστηκε για κάθε χρονικό βήμα, χρησιμοποιώντας τον πλέον αποδοτικό συνδυασμό μονάδων, και συγκρίθηκε με τα ιστορικά κόστη, προκειμένου να εκτιμηθούν τα δυνητικά οικονομικά οφέλη. Η προσέγγιση αυτή υπερβαίνει την απλή εκτίμηση συνολικού κόστους, καθώς ενσωματώνει κύκλους ON/OFF, τεχνικούς περιορισμούς και πραγματική λειτουργική δυναμική.

Επιπλέον, το μοντέλο προσδιόρισε τα μέγιστα κατώφλια τιμών για το φυσικό αέριο και το υδρογόνο τόσο για τις δύο υποπεριόδους όσο και ειδικά για το έτος 2023, προσδιορίζοντας τα όρια προμήθειας εντός των οποίων η ηλεκτροπαραγωγή παραμένει οικονομικά βιώσιμη. Οι συγκεντρωτικές αυτές προσομοιώσεις συμπληρώνονται από αναλυτικές προσομοιώσεις για συγκεκριμένες ημερομηνίες (7 Οκτωβρίου 2015, 21 Σεπτεμβρίου 2023 και μία υποθετική μελλοντική ημερομηνία το 2026), με σκοπό την ανάδειξη της βραχυπρόθεσμης λειτουργικής συμπεριφοράς του μοντέλου, εφαρμόζοντας την ίδια μεθοδολογική προσέγγιση.

4.6.1 Σενάριο 1: Πλήρης διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής (100%)

Το Σενάριο 1 αντιπροσωπεύει συνθήκες αιχμής της ζήτησης, κατά τις οποίες το ενεργειακό σύστημα λειτουργεί στη μέγιστη δυνατή του ικανότητα.

Περιγραφή: Το σενάριο αυτό αντανακλά τη μέγιστη δυνατή διαθεσιμότητα του συνόλου της εγκατεστημένης ισχύος, με όλες τις θερμικές μονάδες πλήρως διαθέσιμες για ηλεκτροπαραγωγή.

Διαμόρφωση διαθεσιμότητας: Η συνολική διαθέσιμη ισχύς ανέρχεται σε 1478MW, καλύπτοντας πλήρως τις απαιτήσεις αιχμής της ζήτησης. Οι μονάδες ST1 (6×60MW), GT1 (1×38MW), GT2 (2×37,5MW) και GT3 (2×37,5MW) δεν τίθενται σε λειτουργία, αλλά παραμένουν σε κατάσταση εφεδρείας (standby), για κάλυψη έκτακτων.

Συνολικό ποσοστό διαθεσιμότητας: 100%.

4.6.2 Σενάριο 2: Μέση διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής (65%)

Το Σενάριο 2 αναπαριστά συνθήκες μερικής διαθεσιμότητας μονάδων παραγωγής κατά περιόδους εκτός αιχμής.

Περιγραφή: Το σύστημα δεν λειτουργεί στο σύνολο της εγκατεστημένης του ισχύος, καθώς ορισμένες μονάδες τίθενται εκτός λειτουργίας λόγω προγραμματισμένης συντήρησης ή βλάβης. Επιπλέον, σε συγκεκριμένες μονάδες επιβάλλονται περιορισμοί ωρών λειτουργίας λόγω περιβαλλοντικών κανονισμών.

Διαμόρφωση διαθεσιμότητας: Τίθενται εκτός λειτουργίας οι μονάδες ICE1 (1×17MW), ICE2 (1×17MW), ST2 (1×130MW), CCGT1 (1×72,5MW), CCGT2 (1×72,5MW), ST1 (1×60MW), καθώς και μία μονάδα από τις GT2 και GT3 (1×37,5 MW). Περαιτέρω, επιβάλλονται περιορισμοί ισχύος ως εξής: ICE1 και ICE2: έως σύνολο 66MW (4×16,5MW), ST2: έως 250 MW (2×125 MW), CCGT1 και CCGT2 σε διάταξη 1+1: έως 110MW εκάστη, ST1: έως 280MW (4×56MW), GT2 και GT3: έως 110MW (3×36,7MW), GT1: έως 35 MW.

Συνολικό ποσοστό διαθεσιμότητας: 65% (961MW από συνολικά 1478MW).

Η μείωση της διαθεσιμότητας στο παρόν σενάριο αντικατοπτρίζει πραγματικές συνθήκες λειτουργίας, όπου οι μονάδες είναι εκτός παραγωγής για συντήρηση, λόγω βλάβης ή δεν λειτουργούν πάντοτε στη μέγιστη ονομαστική τους ισχύ, ενισχύοντας έτσι την ακρίβεια του μοντέλου[67].

4.6.3 Σενάριο 3: Περιορισμένη διαθεσιμότητα μονάδων παραγωγής (58%)

Το Σενάριο 3 αντιστοιχεί σε συνθήκες σημαντικά μειωμένης διαθεσιμότητας παραγωγής, με αυξημένες ανάγκες συντήρησης, κυρίως κατά μεταβατικές περιόδους όπως η Άνοιξη ή το Φθινόπωρο.

Περιγραφή: Το σενάριο αυτό προσομοιώνει περίοδο περιορισμένης παροχής ισχύος, όπου αυξημένες απαιτήσεις συντήρησης και περιβαλλοντικοί περιορισμοί, επηρεάζουν τη λειτουργία συγκεκριμένων μονάδων.

Διαμόρφωση διαθεσιμότητας: Τίθενται εκτός λειτουργίας οι μονάδες ICE1 (2×17MW), ICE2 (1×17MW), ST2 (1×130MW), CCGT1 (1×220MW), ST1 (3×60MW) και μία μονάδα από τα σύνολα GT2 και GT3 (1×37,5MW), είτε λόγω προγραμματισμένης συντήρησης, είτε λόγω περιβαλλοντικών περιορισμών, είτε λόγω βλαβών.

Συνολικό ποσοστό διαθεσιμότητας: 58% (861MW από συνολικά 1478MW).

Το σενάριο αυτό επιτρέπει την ανάλυση της απόδοσης του συστήματος υπό συνθήκες σημαντικά μειωμένης διαθεσιμότητας, οι οποίες απαιτούν ιδιαίτερα προσεκτικό προγραμματισμό για τη διατήρηση της αξιοπιστίας του συστήματος[44].

5 Θερμοδυναμική Ανάλυση

5.1 Υπολογισμός πραγματικού μέσου θερμικού βαθμού απόδοσης μονάδων και του πραγματικού μέσου κόστους καυσίμου ανά kWh, χωρίς τη χρήση ΦΑ και με τη χρήση ΦΑ στις μονάδες ST2 και CCGT1&CCGT2 που θα εφαρμοστεί, για τις χρονικές περιόδους 2014-2019 και 2020-2023.

Οι πιο κάτω υπολογισμοί για τον καθορισμό του μέσου θερμικού βαθμού απόδοσης και του μέσου κόστους καυσίμου σε σ/kWh για την κάθε κατηγορία των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που διαθέτει η ΑΗΚ, έγιναν με τη χρήση των στατιστικών δεδομένων παραγωγής 2014-2019 και 2020-2023, χωρίς τη χρήση του ΦΑ και με τη χρήση του ΦΑ στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί, με κόστος προμήθειας 640ευρώ/T και 450ευρώ/T αντιστοίχως, όπου για την χρονική περίοδο 2020-2023 το κόστος εκπομπής CO₂ ήταν αισθητά αυξημένο. Για το ΦΑ η θερμογόνο δύναμη έχει καθοριστεί βάση του Ευρωπαϊκού Κανονισμού 2018/2066. Βλ. Annex VI στα 48.000kJ/kg.

5.1.1 Ανάλυση μέσου κόστους καυσίμου(σ/kWh) ανά μονάδα/ες για τη χρονική περίοδο 2014-2019

Πιο κάτω ο σχετικός πίνακας με τα δεδομένα παραγωγής για την περίοδο 2014-2019:

Πίνακας 12: Δεδομένα Παραγωγής 2014-2019 (στο κόστος καυσίμων δεν περιλαμβάνονται διάφορα άλλα έξοδα όπως π.χ. έξοδα εκφόρτωσης καυσίμου, έξοδα αναλύσεων κ.λπ)

Μονάδα/ες	Μονάδες εξήχθησαν (MWh)	Μέση τιμή καυσίμων (Ευρώ/T)	Καύσιμο (τύπος)	Κατανάλωση (MT)	Μέση ΘΔ Καυσίμων (kJ/kg)
ST1(6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	6.751.615	320	Μαζούτ	2.054.279	43.020
ICE1 (3x17MW)	844.296	361	Μαζούτ	177.940	43.030
		509	Ντίζελ	95,97	42.671
ICE2 (3x17MW)	1.139.725	325	Μαζούτ	233.681	43.028
		509	Ντίζελ	126,03	42.671
GT2>3 (4x37,5MW)	135.226	478	Ντίζελ	48.527	42.717

Αεριοστρόβιλοι					
ST2 (3x130MW)	10.342.182	322	Μαζούτ	2.421.144	43.004
Ατμοστρόβιλοι		640	ΦΑ	1.944.016	48.000
		450	ΦΑ	1.944.016	48.000
CCGT1 (1x220MW)	2.973.189	499	Ντίζελ	552.006	42.689
		640	ΦΑ	436.670	48.000
		450	ΦΑ	436.670	48.000
CCGT2 (1x220MW)	2.821.238	502	Ντίζελ	518.701	42.693
		640	ΦΑ	410.323	48.000
		450	ΦΑ	410.323	48.000
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	8781	499	Ντίζελ	3348	42.722

Από τον πιο πάνω πίνακα 12 μπορούμε να αντιληφθούμε ότι υπάρχουν διαφορετικές μέσες τιμές για το μαζούτ και το ντίζελ, καθώς και για μέση θερμική αξία των καυσίμων. Οι λόγοι είναι ότι προκύπτουν διαφορετικές τιμές στην κάθε παραλαβή των καυσίμων και ο τρόπος αποθήκευσής τους, γιατί έχουμε δύο διαφορετικούς Η/Σ παραλαβής της Δεκέλειας και του Βασιλικού. Για να μπορέσουμε να υπολογίσουμε ορθά την μέση αποδοτικότητα των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το μέσο κόστος ανά kWh, έχει γίνει περαιτέρω αριθμητική επεξεργασία των πιο πάνω δεδομένων, ώστε να έχουμε μία μέση τιμή ανά μετρικό τόνο και μία θερμική αξία για το μαζούτ (43.013,08kJ/kg) και για το ντίζελ (42.691,93kJ/kg), γιατί αφορούν τον ίδιο παραγωγό και προμηθευτή την ΑΗΚ. Τα αποτελέσματα φαίνονται αναλυτικά στο πιο κάτω πίνακα 13.

Πίνακας 13: Δεδομένα Παραγωγής 2014-2019 και νέες ομοιόμορφες μέσες τιμές, για ορθό υπολογισμό της αποδοτικότητας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Μονάδα/ες	Μονάδες εξήχθησαν (MWh)	Νέα Μέση τιμή καυσίμων (Ευρώ/T)	Καύσιμο (τύπος)	Κατανάλωση (MT)	Νέα Μέση ΘΔ καυσίμων (kJ/kg)
ST1 (6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	6.751.615	322,93	Μαζούτ	2.054.279	43.013
ICE1 (3x17MW)	844.296	322,93	Μαζούτ	177.940	43.013

		499,49	Ντίζελ	95,97	42.692
ICE2 (3x17MW)	1.139.725	322,93	Μαζούτ	233.681	43.013
		499,49	Ντίζελ	126,03	42.692
GT2>3 (4x37,5MW) Αεριοστρόβιλοι	135.226	499,49	Ντίζελ	48.527	42.692
ST2 (3x130MW) Ατμοστρόβιλοι	10.342.182	322,93	Μαζούτ	2.421.144	43.013
		640	ΦΑ	1.944.192	48.000
		450	ΦΑ	1.944.192	48.000
CCGT1 (1x220MW)	2.973.189	499,49	Ντίζελ	552.006	42.692
		640	ΦΑ	436.670	48.000
		450	ΦΑ	436.670	48.000
CCGT2 (1x220MW)	2.821.238	499,49	Ντίζελ	518.701	42.692
		640	ΦΑ	410.323	48.000
		450	ΦΑ	410.323	48.000
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	8781	499,49	Ντίζελ	3348	42.692

1. ΗΣ Δεκέλεια

Α) 6X60MW=360MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Καύσιμο: Μαζούτ

Σύνολο Μονάδων που εξάχθηκαν⁴: 6.751.615MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων: 2.054.279MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 43.013kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων: 322,93€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 27,51%

Κόστος καυσίμου (Ευρώ): €663.381.121

⁴ Είναι οι καθαρές συνολικές μονάδες που εξήχθησαν δηλ. οι μονάδες που παρήχθησαν μείον την μέση συνολική εσωτερική κατανάλωση και των απωλειών των Σταθμών που είναι περίπου 5,33%.

Μέσο Κόστος καυσίμου: 9,83σ/kWh

B) 3X17MW=51MW μονάδες εσωτερικής καύσης (MEK1):

Καύσιμο: Ντίζελ για εκκίνηση και Μαζούτ για λειτουργία

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 844.296MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων (μαζούτ): 177.940MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων (μαζούτ): 43.013kJ/kg

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων (ντίζελ): 95,97MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων (ντίζελ): 42.692kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων (μαζούτ): 322,93€/MT

Μέση τιμή καυσίμων (ντίζελ): 499,49€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 39,69%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ): €57.509.476

Μέσο Κόστος καυσίμου: 6,81σ/kWh

Γ) 3X17MW=51MW μονάδες εσωτερικής καύσης (MEK2):

Καύσιμο: Ντίζελ για εκκίνηση και Μαζούτ για λειτουργία

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 1.139.725MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων (μαζούτ): 233.681MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων (μαζούτ): 43.013kJ/kg

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων (ντίζελ): 126,03MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων (ντίζελ): 42.692kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων (μαζούτ): 322,93€/MT

Μέση τιμή καυσίμων (ντίζελ): 499,49€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 40,80%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ): €75.524.738

Μέσο Κόστος καυσίμου: 6,63σ/kWh

2. Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Μονής

A) $4 \times 37,5 \text{ MW} = 150 \text{ MW}$ αεριοστρόβιλοι:

Κάυσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 135.226 MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων: 48.527 MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 42.692 kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων: $499,49 \text{ €/MT}$

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): $23,50\%$

Κόστος καυσίμου (Ευρώ): $€24.238.692$

Μέσο Κόστος καυσίμου: $17,92 \text{ σ/kWh}$

3. Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Βασιλικού

A) i) $3 \times 130 \text{ MW} = 390 \text{ MW}$ ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Κάυσιμο: Μαζούτ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: $10.342.182 \text{ MWh}$

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων: $2.421.144 \text{ MT}$

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 43.013 kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων: $322,93 \text{ €/MT}$

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): $35,75\%$

Κόστος καυσίμου (Ευρώ): $€781.851.551$

Μέσο Κόστος καυσίμου: $7,56 \text{ σ/kWh}$

ii) $3 \times 130 \text{ MW} = 390 \text{ MW}$ ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Κάυσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: $10.342.182 \text{ MWh}$

Θερμική αξία: 48.000 kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου: 640 €/T

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): $39,90\%$

Για την εξαγωγή $10.342.182.000 \text{ kWh}$ απαιτείται καύση $1.944.192.425 \text{ kg}$ ΦΑ

Κόστος καυσίμου (Ευρώ): €1.244.283.152

Μέσο Κόστος καυσίμου: 12,03σ/kWh (από 7,56σ/kWh με μαζούτ)

Ζημιά από χρήση ΦΑ στα 640ευρώ/Τ:€462.431.601

iii)3X130MW=390MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Κάυσιο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν:10.342.182MWh

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου: 450€/Τ

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):39,90%

Για την εξαγωγή 10.342.182.000kWh απαιτείται καύση 1.944.192.425kg ΦΑ

Κόστος καυσίμου (Ευρώ):€874.886.591

Μέσο Κόστος καυσίμου:8,46σ/kWh (από 7,56 σ/kWh με μαζούτ)

Ζημιά από τη χρήση ΦΑ στα 450ευρώ/Τ: €93.035.040

B i)1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Κάυσιο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν:2.973.189MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων:552.006MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:42.692kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων:499,49€/MT

Μέση Απόδοση (%)

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):45,42%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ): €275.720.803

Μέσο Κόστος καυσίμου:9,27σ/kWh

ii)1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Κάυσιο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν:2.973.189MWh

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου: 640€/T

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):51,07%

Για την εξαγωγή 2.973.189.000kWh απαιτείται καύση 436.669.548kg ΦΑ

Κόστος καυσίμων (Ευρώ):€279.468.510

Μέσο Κόστος καυσίμων:9,40σ/kWh (από 9,27σ/kWh με ντίζελ)

Ζημιά από χρήση ΦΑ στα 640ευρώ/T:€3.747.707

iii)1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Κάυσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν:2.973.189MWh

Θερμική αξία καυσίμων:48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου: 450€/T

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):51,07%

Για την εξαγωγή 2.973.189.000kWh απαιτείται καύση 436.669.548kg ΦΑ

Κόστος καυσίμων (Ευρώ): €196.501.296

Μέσο Κόστος καυσίμων:6,61σ/kWh (από 9,27 σ/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από τη χρήση ΦΑ στα 450ευρώ/T:€79.219.507

Γ)i)1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Κάυσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν:2.821.238MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων:518.701MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:42.692kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων:499,49€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):45,86%

Κόστος καυσίμων(Ευρώ):€259.085.330

Μέσο Κόστος καυσίμων:9,18σ/kWh

ii) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Κάυσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 2.821.238MWh

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου: 640€/T

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 51,57%

Για την εξαγωγή 2.821.238.000kWh απαιτείται καύση 410.323.314kg ΦΑ

Κόστος καυσίμων (Ευρώ): €262.606.921

Μέσο Κόστος καυσίμων: 9,31€/kWh (από 9,18€/kWh με ντίζελ)

Ζημιά από χρήση ΦΑ στα 640€/T: €3.521.591

iii) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Κάυσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 2.821.238MWh

Κατανάλωση καυσίμων: 518.701MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου: 450€/T

Απόδοση(μονάδες εξαγωγής): 51,57%

Για την εξαγωγή 2.821.238.000kWh απαιτείται καύση 410.323.314kg ΦΑ

Κόστος καυσίμων(Ευρώ): €184.645.491

Μέσο Κόστος καυσίμων: 6,54€/kWh (από 9,18 €/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ στα 450€/T: €74.439.839

Δ) 1X38MW αεριοστρόβιλος:

Κάυσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 8.781MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων: 3.348MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 42.692J/kg

Μέση τιμή καυσίμων:499,49€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):22,12%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ):€1.672.288

Μέσο Κόστος καυσίμου:19,04€/kWh

Από τον πιο κάτω πίνακα 14 μπορούμε να αντιληφθούμε ότι εάν η Κυπριακή Δημοκρατία προχωρούσε σε υπογραφή συμβολαίου με την ITERA θα είχε ένα επιπλέον κόστος στο καύσιμο της τάξεως περίπου των 470 εκατομμυρίων ευρώ μείον 60 εκατομμυρίων ευρώ για το κόστος των διασωληνώσεων από τη θάλασσα στη στεριά, το οποίο θα επωμιζόταν η εταιρεία, δηλαδή καθαρή ζημιά περίπου 410 εκατομμυρίων ευρώ από τη χρήση του φυσικού αερίου στην τιμή των 640ευρώ/T για την εξαετία 2014-2019. Αν όμως η ΔΕΦΑ πετύχαινε να εξασφαλίσει προμήθεια φυσικού αερίου ως ενδιάμεση λύση στη συμφέρουσα τιμή των 450ευρώ/T, όπως είχε καθορίσει, η εξοικονόμηση θα ανερχόταν στα περίπου 61 εκατομμύρια ευρώ στο καύσιμο.

Πίνακας 14: Κόστος καυσίμου ανά μονάδα/ες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς το φυσικό αέριο και με τη χρήση φυσικού αερίου στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και η πραγματική εξοικονόμηση ή ζημιά που θα πρόκυπτε για τα έτη 2014-2019.

Μονάδες/α	Μον. εξήχθησαν (MWh)	Κατανάλωση (MT)	Καύσιμο (τύπος)	Κόστος (€/ kWh)	Συνολικό (ευρώ)
ST1 (6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	6.751.615	2.054.279	Μαζούτ	9,83	663.381.121
ICE1 (3x17MW)	844.296	177.940 96	Μαζούτ Ντίζελ	6,81	57.509.476
ICE2 (3x17MW)	1.139.725	233.681 126	Μαζούτ Ντίζελ	6,63	75.524.738
GT2&3 (4x37,5MW) Αεριοστρόβιλοι	135.226	48.527	Ντίζελ	17,92	24.238.692
ST2 (3x130MW) Ατμοστρόβιλοι	10.342.182	2.421.144 1.944.016 1.944.016	Μαζούτ ΦΑ ΦΑ	7,56 12,03 8,46	781.851.551 1.244.283.152 874.886.591

CCGT1 (1x220MW)	2.973.189	552.006	Ντίζελ	9,27	275.720.803
		436.670	ΦΑ	9,40	279.468.510
		436.670	ΦΑ	6,61	196.501.296
CCGT2 (1x220MW)	2.821.238	518.701	Ντίζελ	9,18	259.085.330
		410.323	ΦΑ	9,31	262.606.921
		410.323	ΦΑ	6,54	184.645.491
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	8.781	3.348	Ντίζελ	19,04	1.672.288
Σύνολο	25.016.252	Κόστος καυσίμου χωρίς χρήση ΦΑ			2.138.984.000
		Κόστος καυσίμου με χρήση ΦΑ (€640/T)			2.608.684.899
		Κόστος καυσίμου με χρήση ΦΑ (€450/T)			2.078.359.695
		Ζημιά που θα πρόκυπτε στο κόστος καυσίμων από τη χρήση ΦΑ από ITERA (€640/T)			<u>(469.700.899)</u>
		Εξοικονόμηση κόστους καυσίμων από τη χρήση ΦΑ (€450/T)			<u>60.624.305</u>

5.1.2 Ανάλυση μέσου κόστους καυσίμου(€/kWh) ανά μονάδα/ες για τη χρονική περίοδο 2020-2023

Πιο κάτω ο σχετικός πίνακας με τα δεδομένα παραγωγής για την περίοδο 2020-2023.

Πίνακας 15: Δεδομένα Παραγωγής 2020-2023 (στο κόστος καυσίμων δεν περιλαμβάνονται διάφορα άλλα έξοδα όπως π.χ. έξοδα εκφόρτωσης καυσίμου, έξοδα αναλύσεων κ.λπ).

Μονάδες/α	Μονάδες εξήχθησαν (MWh)	Μέση τιμή καυσίμων (Ευρώ/T)	Καύσιμο (τύπος)	Κατανάλωση (MT)	Μέση ΘΔ Καυσίμων (kJ/kg)
ST1 (6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	4.116.349	429	Μαζούτ	1.275.074	43.214
ICE1 (3x17MW)	510.140	436	Μαζούτ	108.961	43.314
		756	Ντίζελ	44	42.809
ICE2 (3x17MW)	555.351	450	Μαζούτ	113.739	43.365

		756	Ντίζελ	46	42.809
GT2&3 (4x37,5MW) Αεριοστρόβιλοι	116.220	641	Ντίζελ	42.266	42.812
ST2 (3x130MW) Ατμοστρόβιλοι	4.500.372	445	Μαζούτ	1.111.469	43.321
		640	ΦΑ	903.233	48.000
		450	ΦΑ	903.233	48.000
CCGT1 (1x220MW)	2.400.823	650	Ντίζελ	448.817	42.816
		640	ΦΑ	357.024	48.000
		450	ΦΑ	357.024	48.000
CCGT2 (1x220MW)	4.038.368	627	Ντίζελ	742.637	42.808
		640	ΦΑ	590.752	48.000
		450	ΦΑ	590.752	48.000
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	19.342	722	Ντίζελ	7805	42.795

Από τον πιο πάνω πίνακα 15 μπορούμε να αντιληφθούμε ότι υπάρχουν διαφορετικές μέσες τιμές για το μαζούτ και το ντίζελ, καθώς και για τη μέση θερμική αξία των καυσίμων. Οι λόγοι είναι ότι προκύπτουν διαφορετικές τιμές στην κάθε παραλαβή των καυσίμων και ο τρόπος αποθήκευσής τους, γιατί έχουμε δύο διαφορετικούς Η/Σ παραλαβής της Δεκέλειας και του Βασιλικού. Για να μπορέσουμε να υπολογίσουμε ορθά την μέση αποδοτικότητα των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το μέσο κόστος ανά kWh όπως και στη χρονική περίοδο 2014-2019, έχει γίνει περαιτέρω αριθμητική επεξεργασία των πιο πάνω δεδομένων, ώστε να έχουμε μία μέση τιμή ανά μετρικό τόνο και θερμική αξία για το μαζούτ (43.270,55kJ/kg) και μία για το ντίζελ (42.811,02kJ/kg), γιατί αφορούν τον ίδιο παραγωγό και προμηθευτή δηλαδή την ΑΗΚ. Τα αποτελέσματα φαίνονται αναλυτικά στο πιο κάτω πίνακα 16.

Πίνακας 16: Δεδομένα Παραγωγής 2020-2023 και νέες ομοιόμορφες μέσες τιμές, για ορθό υπολογισμό της αποδοτικότητας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Μονάδες/α	Μονάδες εξήχθησαν (MWh)	Νέα Μέση τιμή καυσίμων (Ευρώ/T)	Καύσιμο (τύπος)	Κατανάλωση (MT)	Νέα Μέση ΘΔ Καυσίμων (kJ/kg)
ST1 (6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	4.116.349	437,09	Μαζούτ	1.275.074	43.271
ICE1 (3x17MW)	510.140	437,09	Μαζούτ	108.961	43.271
		636,50	Ντίζελ	44	42.811
ICE2 (3x17MW)	555.351	437,09	Μαζούτ	113.739	43.271
		636,50	Ντίζελ	46	42.811
GT2&3 (4x37,5MW) Αεριοστρόβιλοι	116.220	636,50	Ντίζελ	42.266	42.811
ST2 (3x130MW) Ατμοστρόβιλοι	4.500.372	437,09	Μαζούτ	1.111.469	43.271
		640	ΦΑ	903.233	48.000
		450	ΦΑ	903.233	48.000
CCGT1 (1x220MW)	2.400.823	636,50	Ντίζελ	448.817	42.811
		640	ΦΑ	357.024	48.000
		450	ΦΑ	357.024	48.000
CCGT2 (1x220MW)	4.038.368	636,50	Ντίζελ	742.637	42.811
		640	ΦΑ	590.752	48.000
		450	ΦΑ	590.752	48.000
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	19.342	636,50	Ντίζελ	7805	42.811

1. ΗΣ Δεκέλεια

A) 6X60MW=360MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Καύσιμο: Μαζούτ

Σύνολο Μονάδων που εξάχθηκαν: 4.116.349 MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων: 1.275.074 MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:43.271kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων: 437,09€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):26,86%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ):€557.318.174

Μέσο Κόστος καυσίμου:13,54€/kWh

B)3X17MW=51MW μονάδες εσωτερικής καύσης (MEK1):

Κάυσιμο: Ντίζελ για εκκίνηση και Μαζούτ για λειτουργία

Σύνολο Μονάδων που εξάχθηκαν:510.140MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων (μαζούτ):108.961MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων (μαζούτ):43.271kJ/kg

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων (ντίζελ):44MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων (ντίζελ):42.811kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων (μαζούτ):437,09€/MT

Μέση τιμή καυσίμων (ντίζελ):636,50€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):38,94%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ): €47.653.456

Μέσο Κόστος καυσίμου:9,34€/kWh

Γ)3X17MW=51MW μονάδες εσωτερικής καύσης (MEK2):

Κάυσιμο: Ντίζελ για εκκίνηση και Μαζούτ για λειτουργία

Σύνολο Μονάδων που εξάχθηκαν:555.351MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων (μαζούτ):113.739MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων (μαζούτ):43.271kJ/kg

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων (ντίζελ):46MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων (ντίζελ): 42.811kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων (μαζούτ): 437,09€/MT

Μέση τιμή καυσίμων (ντίζελ): 636,50€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 40,61%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ): €49.743.087

Μέσο Κόστος καυσίμου: 8,96σ/kWh

2. Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Μονής

A) 4X37,5MW=150MW αεριοστρόβιλοι:

Κάυσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 116.220MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων: 42.266MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 42.811kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων: 636,50€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 23,12%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ): €26.902.277

Μέσο Κόστος καυσίμου: 23,15σ/kWh

3. Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Βασιλικού

A) i) 3X130MW=390MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Κάυσιμο: Μαζούτ

Σύνολο Μονάδων που εξάχθηκαν: 4.500.372MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων: 1.111.469MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 43.271kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων: 437,09€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 33,69%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ): €485.808.568

Μέσο Κόστος καυσίμου: 10,79σ/kWh

ii) 3X130MW=390MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Κάυσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξάχθηκαν: 4.500.372MWh

Θερμική αξία:48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου:640€/T

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 37,37%

Για την εξαγωγή 4.500.372.000kWh απαιτείται καύση 903.232.788kg ΦΑ

Κόστος καυσίμου (Ευρώ): €578.068.984

Μέσο Κόστος καυσίμου: 12,84€/kWh (από 10,79€/kWh με μαζούτ)

Ζημιά από χρήση ΦΑ στα 640ευρώ/T:€92.260.417

iii)3X130MW=390MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Κάυσιο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξάχθηκαν:4.500.372MWh

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου: 450€/T

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):37,37%

Για την εξαγωγή 4.500.372.000kWh απαιτείται καύση 903.232.788kg ΦΑ

Κόστος καυσίμου (Ευρώ):€406.454.755

Μέσο Κόστος καυσίμου:9,03€/kWh (από 10,79€/kWh με μαζούτ)

Εξοικονόμηση από τη χρήση ΦΑ στα 450ευρώ/T: €79.353.813

B i)1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Κάυσιο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν:2.400.823MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων:448.817MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:42.811kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων:636,50€/MT

Μέση Απόδοση (%)

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):44,98%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ): €285.671.678

Μέσο Κόστος καυσίμου: 11,90σ/kWh

ii) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Καύσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 2.400.823MWh

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου: 640€/T

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 50,43%

Για την εξαγωγή 2.400.823.000kWh απαιτείται καύση 357.024.490kg ΦΑ

Κόστος καυσίμου (Ευρώ): €228.495.673

Μέσο Κόστος καυσίμου: 9,52σ/kWh (από 11,90σ/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ στα 640ευρώ/T: €57.176.005

iii) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Καύσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 2.400.823MWh

Θερμική αξία καυσίμων: 48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου: 450€/T

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής): 50,43%

Για την εξαγωγή 2.400.823.000kWh απαιτείται καύση 357.024.490kg ΦΑ

Κόστος καυσίμου (Ευρώ): €160.661.020

Μέσο Κόστος καυσίμου: 6,69σ/kWh (από 11,90σ/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από τη χρήση ΦΑ στα 450ευρώ/T: €125.010.658

Γ) i) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Καύσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν: 4.038.368MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων: 742.637MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων: 42.811kJ/kg

Μέση τιμή καυσίμων:636,50€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):45,73%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ):€472.687.884

Μέσο Κόστος καυσίμου:11,70σ/kWh

ii)1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Κάυσιο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν:4.038.368MWh

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου:640€/T

Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):51,27%

Για την εξαγωγή 4.038.368.000kWh απαιτείται καύση 590.752.124kg ΦΑ

Κόστος καυσίμου (Ευρώ): €378.081.359

Μέσο Κόστος καυσίμου:9,36σ/kWh (από 11,70σ/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ στα 640ευρώ/T: €94.606.524

iii)1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Κάυσιο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν:4.038.368MWh

Κατανάλωση καυσίμων:742.637MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:48.000kJ/kg

Μέση τιμή φυσικού αερίου:450€/T

Απόδοση(μονάδες εξαγωγής):51,27%

Για την εξαγωγή 4.038.368.000kWh απαιτείται καύση 590.752.124kg ΦΑ

Κόστος καυσίμου(Ευρώ):€265.838.456

Μέσο Κόστος καυσίμου:6,58σ/kWh (από 11,70σ/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ στα 450ευρώ/T: €206.849.428

Δ)1X38MW αεριοστρόβιλος:

Καύσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθηκαν:19.342MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων:7.805MT

Μέση Θερμική αξία καυσίμων:42.811J/kg

Μέση τιμή καυσίμων:636,50€/MT

Μέση Πραγματική Απόδοση (μονάδες εξαγωγής):20,84%

Κόστος καυσίμου(Ευρώ):€4.967.877

Μέσο Κόστος καυσίμου:25,68€/kWh

Από τον πιο κάτω πίνακα 17 μπορούμε να αντιληφθούμε ότι εάν η Κυπριακή Δημοκρατία προχωρούσε σε υπογραφή συμβολαίου με την ITERA θα είχε εξοικονομήσεις στο καύσιμο της τάξεως περίπου των 59,5 εκατομμυρίων ευρώ συν 60 εκατομμυρίων ευρώ για το κόστος των διασωληνώσεων από τη θάλασσα στη στεριά το οποίο θα επωμιζόταν η εταιρεία, δηλαδή οικονομικό όφελος περίπου 120 εκατομμυρίων ευρώ από τη χρήση του φυσικού αερίου στην τιμή των 640ευρώ/Τ για την τετραετία 2020-2023. Αν όμως η ΔΕΦΑ πετύχαινε να εξασφαλίσει προμήθεια φυσικού αερίου ως ενδιάμεση λύση στη συμφέρουσα τιμή των 450ευρώ/Τ, όπως είχε καθορίσει, η εξοικονόμηση θα ανερχόταν στα περίπου 411 εκατομμύρια ευρώ στο καύσιμο.

Πίνακας 17: Κόστος καυσίμου ανά μονάδα/ες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, χωρίς το φυσικό αέριο και με τη χρήση φυσικού αερίου στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και η πραγματική εξοικονόμηση ή ζημιά που θα πρόκυπτε για τα έτη 2020-2023.

Μονάδα/ες	Μον. Εξήχθησαν (MWh)	Κατανάλωση (MT)	Καύσιμο (τύπος)	Κόστος (€/ kWh)	Συνολικό (ευρώ)
ST1 (6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	4.116.349	1.275.074	Μαζούτ	13,54	557.318.174
ICE1 (3x17MW)	510.140	108.961 44	Μαζούτ Ντίζελ	9,34	47.653.456
ICE2 (3x17MW)	555.351	113.739 46	Μαζούτ Ντίζελ	8,96	49.743.087
GT2&3 (4x37,5MW)	116.220	42.266	Ντίζελ	23,15	26.902.277

Αεριοστρόβιλοι					
ST2 (3x130MW)		1.111.469	Μαζούτ	10,79	485.808.568
Ατμοστρόβιλοι	4.500.372	903.233	ΦΑ	12,84	578.068.984
		903.233	ΦΑ	9,03	406.454.755
CCGT1 (1x220MW)	2.400.823	448.817	Ντίζελ	11,90	285.671.678
		357.024	ΦΑ	9,52	228.495.673
		357.024	ΦΑ	6,69	160.661.020
CCGT2 (1x220MW)	4.038.368	742.637	Ντίζελ	11,70	472.687.884
		590.752	ΦΑ	9,36	378.081.359
		590.752	ΦΑ	6,58	265.838.456
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	19.342	7805	Ντίζελ	25,68	4.967.877
Σύνολο	16.256.965	Κόστος καυσίμου χωρίς χρήση ΦΑ			1.930.753.000
		Κόστος καυσίμου με χρήση ΦΑ (€640/T)			1.871.230.888
		Κόστος καυσίμου με χρήση ΦΑ (€450/T)			1.519.539.101
		<u>Εξοικονόμηση</u> κόστους καυσίμων από τη χρήση ΦΑ από ITERA (€640/T)			<u>59.522.112</u>
		<u>Εξοικονόμηση</u> κόστους καυσίμων από τη χρήση ΦΑ (€450/T)			<u>411.213.899</u>

5.2 Μεθοδολογία καταγραφής ΑτΘ στον τομέα της Ενέργειας

Στο τομέα της ενέργειας[76], όπου έχουμε τους Ηλεκτροπαραγωγούς Σταθμούς, τις Κτιριακές Εγκαταστάσεις, Διεργασίες/Μηχανήματα και Μεταφορές έχουμε την απελευθέρωση αερίων του θερμοκηπίου δηλαδή CO₂, CH₄, N₂O, HFC-32 και HFC-134a από την καύση καυσίμου. Το ισοδύναμο του διοξειδίου του άνθρακα επιτρέπει τα διαφορετικά ΑτΘ να είναι συγκρίσιμα μεταξύ τους. Το ισοδύναμο διοξειδίου του άνθρακα υπολογίζεται αν πολλαπλασιάσουμε τις εκπομπές καθενός από τα ΑτΘ με το Δυναμικό Θέρμανσης του Πλανήτη (ΔΘΠ) όπως φαίνεται στον πιο κάτω πίνακα 18.

Πίνακας 18: Αέρια του Θερμοκηπίου και συσχέτιση με το Δυναμικό Θέρμανσης του Πλανήτη [77].

ΑΕΡΙΑ ΤΟΥ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ, GHG	ΔΥΝΑΜΙΚΟ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ ΠΛΑΝΗΤΗ
CO ₂	1
CH ₄	25
N ₂ O	298
HFC-32	675
HFC-134α	1430

Πηγή: AR4/UNFCCC, 2023

Παράδειγμα διεργασίας που εκπέμπει CO₂, CH₄ και N₂O:

$$\text{Συνολικές Εκπομπές} = 1 \times \text{Εκπ. CO}_2 + 25 \times \text{Εκπ. CH}_4 + 298 \times \text{Εκπ. N}_2\text{O} \quad (\text{Εξ. 19})$$

Ενώ η εξίσωση υπολογισμού εκπομπών ανά αέριο του θερμοκηπίου (GHG) και ανά καύσιμο (Fuel) είναι:

$$\text{Emissions}_{\text{GHG, fuel}} = \text{Fuel Consumption}_{\text{fuel}} \times \text{Emission Factor}_{\text{GHG, fuel}} \quad (\text{Εξ. 20})$$

Όπου:

Emissions_{GHG, fuel}: Εκπομπές από την καύση καυσίμου

Fuel Consumption_{fuel}: Κατανάλωση καυσίμου

Emission Factor_{GHG, fuel}: Συντελεστής εκπομπής καυσίμου

Με βάση τις Κατευθυντήριες Οδηγίες του IPCC(2006) και τυποποιημένες βάσεις δεδομένων συντελεστών εκπομπών (όπως SEAI/UK BEIS), οι κατά προσέγγιση συντελεστές εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα ανά κιλό καυσίμου για ηλεκτροπαραγωγή παρουσιάζονται στο πιο κάτω πίνακα:

Πίνακας 19: Συντελεστές εκπομπής διαφόρων καυσίμων

Τύπος καυσίμου	Εκπομπές kg CO ₂ /kg καυσίμου
Μαζούτ (HFO)	3,11 – 3,15
Ντίζελ (Gasoil)	3,15 – 3,20

Φυσικό Αέριο (NG)	2,75
Υδρογόνο (H ₂)	0

Πηγή: Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI)

Βασικά στοιχεία και επεξηγήσεις:

Μαζούτ (HFO): Περιέχει συνήθως περίπου 86% άνθρακα, γεγονός που οδηγεί σε εκπομπές περίπου 3,15 τόνων CO₂ ανά τόνο καυσίμου. Θεωρείται ιδιαίτερα ανθρακικά εντατικό καύσιμο λόγω της υψηλής πυκνότητας και της υψηλής περιεκτικότητας σε άνθρακα. Ο τυπικός συντελεστής εκπομπής Tank-to-Wake (TtW) ανέρχεται σε περίπου 3,114 kg CO₂ ανά kg καυσίμου.

Ντίζελ: Παρουσιάζει γενικά ελαφρώς υψηλότερο λόγο εκπομπών CO₂ ανά kg καυσίμου σε σύγκριση με το μαζούτ, λόγω της υψηλής ειδικής περιεκτικότητας σε άνθρακα ανά μονάδα μάζας. Στη βιβλιογραφία αναφέρονται συχνά τιμές γύρω στα 3,17 kg CO₂/kg καυσίμου.

Φυσικό Αέριο: Αν και εμφανίζει σημαντικά χαμηλότερες εκπομπές ανά παραγόμενη kWh λόγω υψηλότερης απόδοσης των μονάδων, εξακολουθεί να παράγει αξιοσημείωτες εκπομπές ανά kg καυσίμου. Η χαμηλότερη περιεκτικότητα σε άνθρακα σε σχέση με τα υγρά καύσιμα οδηγεί σε εκπομπές της τάξης των 2,75 kg CO₂/kg καυσίμου.

Μεθοδολογία IPCC: Οι Κατευθυντήριες Οδηγίες του IPCC (2006) προτείνουν τον υπολογισμό των εκπομπών βάσει της περιεκτικότητας του καυσίμου σε άνθρακα, με παραδοχή πλήρους οξείδωσης (100%), γεγονός που οδηγεί στις πιο πάνω τιμές για σταθερή καύση (stationary combustion).

Σημείωση: Οι τιμές αυτές αναφέρονται αποκλειστικά στις άμεσες εκπομπές και εκφράζονται σε kg CO₂ ανά kg καυσίμου που καίγεται, ανεξάρτητα από την απόδοση του ηλεκτροπαραγωγικού σταθμού.

Ο Πίνακας 19 παρατίθεται για σκοπούς ενδεικτικής σύγκρισης με τη διεθνή βιβλιογραφία. Για τους υπολογισμούς της παρούσας μελέτης υιοθετούνται οι συντελεστές των Πινάκων 20 και 21, όπως δόθηκαν από την Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου, ενώ για το ΦΑ χρησιμοποιήθηκαν οι συντελεστές που καθορίζει ο Ευρωπαϊκός Κανονισμός 2018/2066. Βλ. Annex VI, εκπομπές 56.100kg CO₂/TJ και θερμογόνος δύναμη 48.000 kJ/kg δηλαδή εκπομπές 2,6928kg CO₂/kg ΦΑ ή 0,00192 kg CO₂ ανά λίτρο φυσικού αερίου (αέριο, 15°C, 1 atm). Η αναφορά διαφορετικών πηγών γίνεται αποκλειστικά για λόγους διάκρισης μεταξύ

ενδεικτικών βιβλιογραφικών τιμών και πραγματικών τιμών που χρησιμοποιήθηκαν στην μελέτη. Πιο κάτω σχετικοί πίνακες:

Πίνακας 20: Εκπομπές Διοξειδίου του Άνθρακα ανά τύπο Μονάδας/ες σε kg CO₂/λίτρο καυσίμου σύμφωνα με την Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου και οι MWh που εξήχθησαν ανά Μονάδα/ες την περίοδο 2014-2019.

Μονάδες/α	Μον. εξήχθησαν (MWh)	Κατανάλωση (MT)	Καύσιμο (τύπος)	Πυκνότητα (kg/m ³)	kg CO ₂ / λίτρο καυσίμου
ST1 (6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	6.751.615	2.054.279	Μαζούτ	980	2,80
ICE1 (3x17MW)	844.296	177.940	Μαζούτ	980	2,80
		96	Ντίζελ	820	2,68
ICE2 (3x17MW)	1.139.725	233.681	Μαζούτ	980	2,80
		126	Ντίζελ	820	2,68
GT2&3 (4x37,5MW) Αεριοστρόβιλοι	135.226	48.527	Ντίζελ	820	2,68
ST2 (3x130MW) Ατμοστρόβιλοι	10.342.182	2.421.144	Μαζούτ	980	2,80
		1.944.192	ΦΑ	0,712	0,00192
CCGT1 (1x220MW)	2.973.189	552.006	Ντίζελ	820	2,68
		436.670	ΦΑ	0,712	0,00192
CCGT2 (1x220MW)	2.821.238	518.701	Ντίζελ	820	2,68
		410.323	ΦΑ	0,712	0,00192
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	8781	3348	Ντίζελ	820	2,68

Πηγή: Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου, 2011

Πίνακας 21: Εκπομπές Διοξειδίου του Άνθρακα ανά τύπο Μονάδας/ες σε kg CO₂/λίτρο καυσίμου σύμφωνα με την Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου και οι MWh που εξήχθησαν ανά Μονάδα/ες την περίοδο 2020-2023.

Μονάδες/α	Μον. εξήχθησαν (MWh)	Κατανάλωση (MT)	Καύσιμο (τύπος)	Πυκνότητα (kg/m ³)	kg CO ₂ /λίτρο καυσίμου
ST1 (6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	4.116.349	1.275.074	Μαζούτ	980	2,80
ICE1 (3x17MW)	510.140	108.961 44	Μαζούτ Ντίζελ	980 820	2,80 2,68
ICE2 (3x17MW)	555.351	113.739 46	Μαζούτ Ντίζελ	980 820	2,80 2,68
GT2&3 (4x37,5MW) Αεριοστρόβιλοι	116.220	42.266	Ντίζελ	820	2,68
ST2 (3x130MW) Ατμοστρόβιλοι	4.500.372	1.111.469 903.233	Μαζούτ ΦΑ	980 0,712	2,80 0,00192
CCGT1 (1x220MW)	2.400.823	448.817 357.024	Ντίζελ ΦΑ	820 0,712	2,68 0,00192
CCGT2 (1x220MW)	4.038.368	742.637 590.752	Ντίζελ ΦΑ	820 0,712	2,68 0,00192
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	19.342	7805	Ντίζελ	820	2,68

Πηγή: Υπηρεσία Ενέργειας Κύπρου, 2011

Με βάση τους πιο πάνω πίνακες 20 και 21 μπορούμε να υπολογίσουμε το κόστος εκπομπής CO₂ ανά κιλοβατώρα για την κάθε κατηγορία μονάδων για τις δύο χρονικές περιόδους που εξετάζουμε. Η μέση τιμή των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂ στην Ευρωπαϊκή Ένωση κατά το 2014-2019, διακυμάνθηκε για την ΑΗΚ με ραγδαία αυξητική τάση από περίπου €1,54/τόνο το 2014 στα €92,75 τον τόνο CO₂ το 2023, γι' αυτό και θα γίνει σύγκριση της χρονικής περιόδου 2014-2019 με τη χρονική περίοδο 2020-2023, για να αναλύσουμε τις διαφορές που προκύπτουν στα διάφορα κόστη.

Επειδή η διατριβή βασίζεται σε πραγματικά δεδομένα το μέσο κόστος εκπομπής CO₂ ανά kWh θα υπολογιστεί με βάση το Κόστος Δικαιωμάτων Εκπομπής ΑτΘ που η ΑΗΚ έχει

μετακυλήσει στους ετήσιους λογαριασμούς της ως λειτουργικά έξοδα, τη χρονική περίοδο 2014-2019 και 2020-2023 αντιστοίχως.

Πίνακας 22: Κόστος Δικαιωμάτων Εκπομπής ΑτΘ από ΑΗΚ, τη χρονική περίοδο 2014-2019 [58].

ΕΤΟΣ	ΚΟΣΤΟΣ (ευρώ)
2014	4.103.000
2015	6.009.000
2016	13.218.000
2017	13.272.000
2018	38.474.000
2019	67.020.000
ΣΥΝΟΛΟ	142.096.000

Πηγή: ΑΗΚ, 2026

Πίνακας 23: Κόστος Δικαιωμάτων Εκπομπής ΑτΘ από ΑΗΚ, τη χρονική περίοδο 2020-2023 [58].

ΕΤΟΣ	ΚΟΣΤΟΣ (ευρώ)
2020	74.660.000
2021	165.223.000
2022	247.964.000
2023	265.000.000
ΣΥΝΟΛΟ	752.847.000

Πηγή: ΑΗΚ, 2026

Με βάση τους πιο πάνω πίνακες 22 και 23 το μέσο κόστος εκπομπής CO₂ για την περίοδο 2014-2019, καθορίζεται ως το σύνολο του κόστους των δικαιωμάτων εκπομπής ΑτΘ που

η ΑΗΚ έχει μετακυλήσει στους λογαριασμούς των καταναλωτών ως λειτουργικά έξοδα, διά το σύνολο των εκπομπών kg CO₂ τη συγκεκριμένη περίοδο δηλαδή €142.096.000/17.632.634.955 kg CO₂, το οποίο ισούται με €8,06/t CO₂ ή 0,806σ/kg CO₂ ή 0,57σ/kWh. Ενώ για τη χρονική περίοδο 2020-2023 το κόστος ισούται €65,39/t CO₂ ή 6,54σ/kg CO₂ ή 4,63σ/kWh. Αυτό μας δίνει μία συγκριτική αύξηση στο κόστος της κιλοβατώρας της τάξεως των 712,3%.

5.2.1 Ανάλυση μέσου κόστους εκπομπών CO₂ (σ/kWh) ανά μονάδα/ες για την περίοδο 2014-2019

1. ΗΣ Δεκέλεια

A) 6X60MW=360MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Καύσιμο: Μαζούτ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 6.751.615 MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων μαζούτ: 2.054.279 MT

Πυκνότητα μαζούτ: 980 kg/m³ = 0,98 kg/ltr

Εκπομπές CO₂: 2,80 kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής: €0,008059/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg): 5.869.368.571 kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ): €47.299.442

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh): 0,7006σ/kWh

B) 3X17MW=51MW μονάδες εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ1):

Καύσιμο: Ντίζελ για εκκίνηση και Μαζούτ για λειτουργία

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 844.296 MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (μαζούτ): 177.940 MT

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ): 95,97 MT

Πυκνότητα μαζούτ: 980 kg/m³ = 0,98 kg/ltr

Εκπομπές μαζούτ CO₂: 2,80 kg CO₂/ltr

Πυκνότητα ντίζελ: 820 kg/m³ = 0,82 kg/ltr

Εκπομπές ντίζελ CO₂: 2,68 kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής: €0,008059/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg): 508.713.653kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ): €4.099.567

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh): 0,4856σ/kWh

Γ) 3X17MW=51MW μονάδες εσωτερικής καύσης (MEK2):

Καύσιμο: Ντίζελ για εκκίνηση και Μαζούτ για λειτουργία

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 1.139.725MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (μαζούτ): 233.681MT

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ): 126,03MT

Πυκνότητα μαζούτ: 980kg/m³=0,98kg/ltr

Εκπομπές μαζούτ CO₂: 2,80 kg CO₂/ltr

Πυκνότητα ντίζελ: 820kg/m³=0,82kg/ltr

Εκπομπές ντίζελ CO₂: 2,68kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής: €0,008059/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg): 668.071.908kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ): €5.383.787

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh): 0,4724σ/kWh

2. Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Μονής

Α) 4X37,5MW=150MW αεριοστρόβιλοι:

Καύσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 135.226MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ): 48.527MT

Πυκνότητα ντίζελ: 820kg/m³=0,82kg/ltr

Εκπομπές ντίζελ CO₂: 2,68kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής: €0,008059/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg): 158.600.439kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€1.278.112

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):0,9452σ/kWh

3. Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Βασιλικού

A)i)3X130MW=390MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Καύσιμο: Μαζούτ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν:10.342.182MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων μαζούτ:2.421.144MT

Πυκνότητα μαζούτ:980kg/m³=0,98kg/ltr

Εκπομπές CO₂:2,80 kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής:€0,008059/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg):6.917.554.286kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€55.746.449

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):0,5390σ/kWh

ii)3X130MW=390MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Καύσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν:10.342.182MWh

Θερμική αξία καυσίμων:48.000kJ/kg

Κόστος εκπομπής:€0,008059/kg CO₂

Απόδοση μονάδες εξαγωγής:39,90%

Για την παραγωγή 10.342.182.000kWh απαιτείται καύση 1.944.192.425kg ΦΑ

Για 1kg ΦΑ απελευθερώνονται 2,6928kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg): 5.235.321.362kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€42.189.850

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):0,4079σ/kWh (από 0,5390σ/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ:€13.556.599

B)i)1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Καύσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 2.973.189 MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ): 552.006 MT

Πυκνότητα ντίζελ: $820 \text{ kg/m}^3 = 0,82 \text{ kg/ltr}$

Εκπομπές ντίζελ CO_2 : $2,68 \text{ kg CO}_2/\text{ltr}$

Μέσο Κόστος Εκπομπής: €0,008059/kg CO_2

Εκπομπές CO_2 (kg): 1.804.117.171 kg CO_2

Κόστος εκπομπών CO_2 (Ευρώ): €14.538.827

Κόστος εκπομπών CO_2 (€/kWh): 0,4890 €/kWh

ii) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Καύσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 2.973.189 MWh

Θερμική αξία καυσίμων: 48.000 kJ/kg

Κόστος εκπομπής: €0,008059/kg CO_2

Απόδοση μονάδες εξαγωγής: 51,07%

Για την παραγωγή 2.973.189.000 kWh απαιτείται καύση 436.669.548 kg ΦΑ

Για 1 kg ΦΑ απελευθερώνονται 2,6928 kg CO_2

Εκπομπές CO_2 (kg): 1.175.863.758 kg CO_2

Κόστος εκπομπών CO_2 (Ευρώ): €9.475.926

Κόστος εκπομπών CO_2 (€/kWh): 0,3187 €/kWh (από 0,4890 €/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ: €5.062.902

Γ) i) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Καύσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 2.821.238 MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ): 518.701 MT

Πυκνότητα ντίζελ: $820 \text{ kg/m}^3 = 0,82 \text{ kg/ltr}$

Εκπομπές ντίζελ CO₂:2,68kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής:€0,008059/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg):1.695.266.683kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€13.661.635

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):0,4842σ/kWh

ii) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Καύσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν:2.821.238MWh

Θερμική αξία καυσίμων:48.000kJ/kg

Κόστος εκπομπής:€0,008059/kg CO₂

Απόδοση μονάδες εξαγωγής:51,57%

Για την παραγωγή 2.821.238.000kWh απαιτείται καύση 410.323.314kg ΦΑ

Για 1kg ΦΑ απελευθερώνονται 2,6928kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg): 1.104.918.619kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€8.904.200

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):0,3156σ/kWh (από 0,4842σ/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ:€4.757.434

Δ) 1X38MW αεριοστρόβιλος:

Καύσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν:8.781MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ):3.248MT

Πυκνότητα ντίζελ:820kg/m³=0,82kg/ltr

Εκπομπές ντίζελ CO₂:2,68kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής:€0,008059/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg):10.942.244kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€88.180

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):1,0042σ/kWh

Πίνακας 24: Κόστος εκπομπής CO₂ ανά μονάδα/ες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τη χρονική περίοδο 2014-2019, χωρίς το ΦΑ και με τη χρήση ΦΑ στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και η πραγματική εξοικονόμηση που προκύπτει.

Μονάδες/α	Μον. Εξ. (MWh)	Κατανάλωση (MT)	Καύσιμο (τύπος)	Κόστος (σ/ kWh)	Συνολικό (ευρώ)
ST1 (6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	6.751.615	2.054.279	Μαζούτ	0,7006	47.299.442
ICE1 (3x17MW)	844.296	177.940 95,97	Μαζούτ Ντίζελ	0,4856	4.099.567
ICE2 (3x17MW)	1.139.725	233.681 126,03	Μαζούτ Ντίζελ	0,4724	5.383.787
GT2,3 (4x37,5MW) Αεριοστρόβιλοι	135.226	48.527	Ντίζελ	0,9452	1.278.112
ST2 (3x130MW) Ατμοστρόβιλοι	10.342.182	2.421.144 1.944.192	Μαζούτ ΦΑ	0,5390 0,4079	55.746.449 42.189.850
CCGT1 (1x220MW)	2.973.189	552.006 436.670	Ντίζελ ΦΑ	0,4890 0,3187	14.538.827 9.475.926
CCGT2 (1x220MW)	2.821.238	518.701 410.323	Ντίζελ ΦΑ	0,4842 0,3156	13.661.635 8.904.200
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	8.781	3348	Ντίζελ	1,0042	88.180
Σύνολο (MWh)	25.016.252	Κόστος εκπομπών CO₂ χωρίς χρήση ΦΑ			142.096.000
Σύνολο μαζούτ (T)	4.887.044	Κόστος εκπομπών CO₂ με τη χρήση ΦΑ			118.719.065
Σύνολο ντίζελ (T)	1.122.804	Εξοικονόμηση κόστους εκπομπής CO₂			<u>23.376.935</u>
Σύνολο ΦΑ (T)	2.791.185	περίοδος 2014-2019			

Με βάση την πιο πάνω ανάλυση προκύπτει εξοικονόμηση στο κόστος εκπομπής CO₂ περίπου 23 εκατομμυρίων ευρώ με τη χρήση του ΦΑ στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW τη χρονική περίοδο 2014-2019. Επομένως μπορούμε να συμπεράνουμε ότι η χρήση μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή αποδοτικότητα και με τα

κατάλληλα καύσιμα οδηγεί σε μειωμένες εκπομπές CO₂, με συνεπακόλουθο μειωμένο κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών. Αυτό μπορεί να βελτιωθεί περαιτέρω όπως θα αναλύσουμε πιο κάτω, με τη βέλτιστη διαχείριση των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με προτεραιότητα χρήσης σε αυτές με τις χαμηλότερες εκπομπές CO₂, την καλύτερη οικονομική αποδοτικότητα, με τη χρήση του Φυσικού Αερίου ως βασικού καυσίμου στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και με τη χρήση μίγματος υδρογόνου και ΦΑ με αναλογία κατά μάζα 20:80.

5.2.2 Ανάλυση μέσου κόστους εκπομπών CO₂ (σ/kWh) ανά μονάδα/ες για την περίοδο 2020-2023

1. ΗΣ Δεκέλεια

A) 6X60MW=360MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Καύσιμο: Μαζούτ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 4.116.349 MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων μαζούτ: 1.275.074 MT

Πυκνότητα μαζούτ: 980 kg/m³ = 0,98 kg/ltr

Εκπομπές CO₂: 2,80 kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής: €4,6309/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg): 3.643.068.571 kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ): €238.225.245

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh): 5,7873 σ/kWh

B) 3X17MW=51MW μονάδες εσωτερικής καύσης (MEK1):

Καύσιμο: Ντίζελ για εκκίνηση και Μαζούτ για λειτουργία

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 510.140 MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (μαζούτ): 108.961 MT

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ): 44,03 MT

Πυκνότητα μαζούτ: 980 kg/m³ = 0,98 kg/ltr

Εκπομπές μαζούτ CO₂: 2,80 kg CO₂/ltr

Πυκνότητα ντίζελ: 820 kg/m³ = 0,82 kg/ltr

Εκπομπές ντίζελ CO₂:2,68kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής:€4,6309/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg):311.461.061kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€20.366.865

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):3,9924σ/kWh

Γ)3X1MW=51MW μονάδες εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ2):

Κάυσιμο: Ντίζελ για εκκίνηση και Μαζούτ για λειτουργία

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν:555.351MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (μαζούτ):113.739MT

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ):45,97MT

Πυκνότητα μαζούτ:980kg/m³=0,98kg/ltr

Εκπομπές μαζούτ CO₂:2,80 kg CO₂/ltr

Πυκνότητα ντίζελ:820kg/m³=0,82kg/ltr

Εκπομπές ντίζελ CO₂:2,68kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής:€4,6309/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg):325.118.800kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€21.259.964

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):3,8282σ/kWh

2. Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Μονής

Α)4X37,5MW=150MW αεριοστρόβιλοι:

Κάυσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν:116.220MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ):42.266MT

Πυκνότητα ντίζελ:820kg/m³=0,82kg/ltr

Εκπομπές ντίζελ CO₂:2,68kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής:€4,6309/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg):138.137.659kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€9.033.011

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):7,7723σ/kWh

3. Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Βασιλικού

A)i)3X130MW=390MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Καύσιμο: Μαζούτ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν:4.500.372MWh

Σύνολο Κατανάλωσης καυσίμων μαζούτ:1.111.469MT

Πυκνότητα μαζούτ:980kg/m³=0,98kg/ltr

Εκπομπές CO₂:2,80 kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής:€4,6309/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg):3.175.625.714kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€207.658.516

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):4,6143σ/kWh

ii)3X130MW=390MW ατμοηλεκτρικές μονάδες:

Καύσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν:4.500.372MWh

Θερμική αξία καυσίμων:48.000kJ/kg

Κόστος εκπομπής:€4,6309/kg CO₂

Απόδοση μονάδες εξαγωγής:37,37%

Για την παραγωγή 4.500.372.000kWh απαιτείται καύση 903.232.788kg ΦΑ

Για 1kg ΦΑ απελευθερώνονται 2,6928kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg):2.432.225.252kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€159.046.542

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):3,5341σ/kWh (από 4,6143σ/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ:€48.611.975

B)i) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Καύσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 2.400.823MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ): 448.817MT

Πυκνότητα ντίζελ: $820\text{kg/m}^3 = 0,82\text{kg/ltr}$

Εκπομπές ντίζελ CO₂: 2,68kg CO₂/ltr

Μέσο Κόστος Εκπομπής: €4,6309/kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg): 1.466.865.317kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ): €95.920.333

Κόστος εκπομπών CO₂(€/kWh): 3,9953€/kWh

ii) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.4:

Καύσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 2.400.823MWh

Θερμική αξία καυσίμων: 48.000kJ/kg

Κόστος εκπομπής: €4,6309/kg CO₂

Απόδοση μονάδες εξαγωγής: 50,43%

Για την παραγωγή 2.400.823.000kWh απαιτείται καύση 357.024.490kg ΦΑ

Για 1kg ΦΑ απελευθερώνονται 2,6928kg CO₂

Εκπομπές CO₂(kg): 961.395.546kg CO₂

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ): €62.866.972

Κόστος εκπομπών CO₂(€/kWh): 2,6186€/kWh (από 3,9953€/kWh με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ: €33.053.361

Γ)i) 1X220MW μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Καύσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 4.038.368MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ): 742.637MT

Πυκνότητα ντίζελ: $820 \text{ kg/m}^3 = 0,82 \text{ kg/ltr}$

Εκπομπές ντίζελ CO_2 : $2,68 \text{ kg CO}_2/\text{ltr}$

Μέσο Κόστος Εκπομπής: $\text{€}4,6309/\text{kg CO}_2$

Εκπομπές $\text{CO}_2(\text{kg})$: $2.427.155.073 \text{ kg CO}_2$

Κόστος εκπομπών $\text{CO}_2(\text{Ευρώ})$: $\text{€}158.714.996$

Κόστος εκπομπών $\text{CO}_2(\text{σ/kWh})$: $3,9302 \text{ σ/kWh}$

ii) $1 \times 220 \text{ MW}$ μονάδα συνδυασμένου κύκλου αρ.5:

Καύσιμο: Φυσικό αέριο

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: $4.038.368 \text{ MWh}$

Θερμική αξία καυσίμων: 48.000 kJ/kg

Κόστος εκπομπής: $\text{€}4,6309/\text{kg CO}_2$

Απόδοση μονάδες εξαγωγής: $51,27\%$

Για την παραγωγή $4.038.368.000 \text{ kWh}$ απαιτείται καύση $590.752.124 \text{ kg ΦΑ}$

Για 1 kg ΦΑ απελευθερώνονται $2,6928 \text{ kg CO}_2$

Εκπομπές $\text{CO}_2(\text{kg})$: $1.590.777.319 \text{ kg CO}_2$

Κόστος εκπομπών $\text{CO}_2(\text{Ευρώ})$: $\text{€}104.023.108$

Κόστος εκπομπών $\text{CO}_2(\text{σ/kWh})$: $2,5759 \text{ σ/kWh}$ (από $3,9302 \text{ σ/kWh}$ με ντίζελ)

Εξοικονόμηση από χρήση ΦΑ : $\text{€}54.691.887$

Δ) $1 \times 38 \text{ MW}$ αεριοστρόβιλος:

Καύσιμο: Ντίζελ

Σύνολο Μονάδων που εξήχθησαν: 19.342 MWh

Συνολική Κατανάλωση καυσίμων (ντίζελ): 7.805 MT

Πυκνότητα ντίζελ: $820 \text{ kg/m}^3 = 0,82 \text{ kg/ltr}$

Εκπομπές ντίζελ CO_2 : $2,68 \text{ kg CO}_2/\text{ltr}$

Μέσο Κόστος Εκπομπής: $\text{€}4,6309/\text{kg CO}_2$

Εκπομπές $\text{CO}_2(\text{kg})$: $25.509.024 \text{ kg CO}_2$

Κόστος εκπομπών CO₂(Ευρώ):€1.668.070

Κόστος εκπομπών CO₂(σ/kWh):8,6241σ/kWh

Πίνακας 25: Κόστος εκπομπής CO₂ ανά μονάδα/ες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τη χρονική περίοδο 2020-2023, χωρίς το ΦΑ και με τη χρήση ΦΑ στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και η πραγματική εξοικονόμηση που προκύπτει.

Μονάδες/α	Μον. Εξ. (MWh)	Κατανάλωση (MT)	Καύσιμο (τύπος)	Κόστος (σ/ kWh)	Συνολικό (ευρώ)
ST1 (6x60MW) Ατμοστρόβιλοι	4.116.349	1.275.074	Μαζούτ	5,7873	238.225.245
ICE1 (3x17MW)	510.140	108.961 44	Μαζούτ Ντίζελ	3,9924	20.366.865
ICE2 (3x17MW)	555.351	113.739 46	Μαζούτ Ντίζελ	3,8282	21.259.964
GT2&3 (4x37,5MW) Αεριοστρόβιλοι	116.220	42.266	Ντίζελ	7,7723	9.033.011
ST2 (3x130MW) Ατμοστρόβιλοι	4.500.372	1.111.469 903.233	Μαζούτ ΦΑ	4,6143 3,5341	207.658.516 159.046.542
CCGT1 (1x220MW)	2.400.823	448.817 357.024	Ντίζελ ΦΑ	3,9953 2,6186	95.920.333 62.866.972
CCGT2 (1x220MW)	4.038.368	742.637 590.752	Ντίζελ ΦΑ	3,9302 5,5759	158.714.996 104.023.108
GT1 (1x38MW) Αεριοστρόβιλος	19.342	7.805	Ντίζελ	8,6241	1.668.070
Σύνολο (MWh)	16.256.965	Κόστος CO₂ χωρίς χρήση ΦΑ			752.847.000
Σύνολο μαζούτ (T)	2.609.243	Κόστος CO₂ με τη χρήση ΦΑ			616.489.777
Σύνολο ντίζελ (T)	1.241.615	Εξοικονόμηση κόστους εκπομπής CO₂			<u>136.357.223</u>
Σύνολο ΦΑ (T)	1.851.009	περίοδος 2020-2023			

Με βάση την πιο πάνω ανάλυση προκύπτει εξοικονόμηση στο κόστος εκπομπής CO₂ περίπου 136 εκατομμυρίων ευρώ με τη χρήση του ΦΑ στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW τη χρονική περίοδο 2020-2023. Επομένως μπορούμε να συμπεράνουμε ότι η

χρήση μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή αποδοτικότητα και με τα κατάλληλα καύσιμα οδηγεί σε μειωμένες εκπομπές CO₂, με συνεπακόλουθο μειωμένο κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών. Αυτό μπορεί να βελτιωθεί περαιτέρω όπως θα αναλύσουμε πιο κάτω, με τη βέλτιστη διαχείριση των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με προτεραιότητα χρήσης σε αυτές με τις χαμηλότερες εκπομπές CO₂, την καλύτερη οικονομική αποδοτικότητα και με τη χρήση του Φυσικού Αερίου ως βασικού καυσίμου στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί και με τη χρήση μίγματος υδρογόνου και ΦΑ με αναλογία κατά μάζα 20:80.

5.3 Σύνοψη Θερμοδυναμικής και Περιβαλλοντικής Ανάλυσης

Με βάση τους πιο πάνω πίνακες τη θερμοδυναμική και περιβαλλοντική ανάλυση για τις χρονικές περιόδους 2014-2019 και 2020-2023, καταλήγουμε στα πιο κάτω βασικά συμπεράσματα όσο αφορά χαρτοφυλάκιο μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της ΑΗΚ και την προτεραιότητα που πρέπει να έχουν στο δίκτυο μεταφοράς από τον ΔΣΜΚ, με βάση το συνολικό κόστος δηλαδή το κόστος καυσίμων ανά μονάδα εξαγωγής (σ/kWh) συν το κόστος εκπομπής CO₂ (σ/kWh). Η πιο κάτω σειρά προτεραιότητας αποτελεί μία σημαντική σύσταση προς τον ΔΣΜΚ για μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της εκπομπής CO₂, προς όφελος της Κυπριακής Οικονομίας, που μπορεί να εφαρμοστεί στον προγραμματισμό παραγωγής των μονάδων που διαθέτει η ΑΗΚ ανάλογα με το συνολικό κόστος παραγωγής της κάθε μονάδας/ων, μέχρι την έλευση του φυσικού αερίου.

5.3.1 Οικονομική κατάταξη μονάδων παραγωγής με βάση το μέσο συνολικό κόστος (σ/kWh) ανά μονάδα/ες για τη χρονική περίοδο 2014-2019

Πίνακας 26: Κατάταξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2014-2019, βάση του συνολικού κόστους δηλ. του κόστους καυσίμων ανά μονάδα εξαγωγής (σ/kWh) συν του κόστους εκπομπής CO₂ (σ/kWh), χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου.

Η/Σ	Μονάδες/α	Καύσιμο	Απόδοση εξαγωγής (%)	Κόστος Καυσίμου (σ/kWh)	Κόστος CO ₂ (σ/kWh)	Συνολικό Κόστος (σ/kWh)
Δεκέλειας	ICE2 (3x17MW)	Μαζούτ	40,80	6,63	0,47	7,10

Δεκέλειας	ICE1 (3x17MW)	Μαζούτ	39,69	6,81	0,49	7,30
Βασιλικό	ST2 (3X130MW)	Μαζούτ	35,75	7,56	0,54	8,10
Βασιλικού	CCGT2 (1x220MW)	Ντίζελ	45,86	9,18	0,48	9,67
Βασιλικού	CCGT1 (1x220MW)	Ντίζελ	45,42	9,27	0,49	9,76
Δεκέλειας	ST1 (6x60MW)	Μαζούτ	27,51	9,83	0,70	10,53
Μονής	GT2>3 (4x37,5MW)	Ντίζελ	23,50	17,92	0,95	18,87
Βασιλικού	GT1 (1x38MW)	Ντίζελ	22,12	19,04	1,00	20,05
Μέσες Τιμές			36,11	8,55	0,57	9,12

Με βάση τον πιο πάνω πίνακα 26 προκύπτει η πιο κάτω ανάλυση για την ένταξη των μονάδων στο πρόγραμμα παραγωγής, δηλαδή οι πιο οικονομικές και με τις χαμηλότερες εκπομπές CO₂ να τίθενται σε παραγωγή πρώτες με την αύξηση της ζήτησης και να τίθενται εκτός παραγωγής τελευταίες με τη μείωση της ζήτησης:

- Προτεραιότητα στο σύστημα πρέπει να έχουν οι Μηχανές Εσωτερικής Καύσης της Δεκέλειας ICE2 (3X17MW), οι οποίες έχουν πολύ υψηλό βαθμό απόδοσης και καίνε μαζούτ, το οποίο είναι και φθηνότερο από το ντίζελ.
- Μετά οι Μηχανές Εσωτερικής Καύσης της Δεκέλειας ICE1 (3X17MW), οι οποίες έχουν πολύ υψηλό βαθμό απόδοσης και επίσης καίνε μαζούτ.
- Ακολούθως πρέπει να προτιμώνται οι ατμοηλεκτρικές μονάδες του Βασιλικού ST2 (3X130MW), οι οποίες έχουν αρκετά υψηλό βαθμό απόδοσης και επίσης καίνε μαζούτ.
- Στη συνέχεια πρέπει να τίθενται σε παραγωγή, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου που διαθέτει ο Η/Σ Βασιλικού 2X220MW, λόγω αυξημένης απόδοσης και καλύτερης απόκρισης στα φορτία. Πρώτη η CCGT2, λόγω καλύτερης απόδοσης από τη CCGT1. Η συνεχιζόμενη χρήση τους όμως με καύσιμο το ντίζελ αντί του φυσικού αερίου, αυξάνει το κόστος λειτουργίας και τις εκπομπές CO₂.

- Μετά οι ατμοηλεκτρικές μονάδες της Δεκέλειας ST1 (6X60MW) με καύσιμο το μαζούτ. Ο προγραμματισμός αυτών των μονάδων όπως και των άλλων ατμοηλεκτρικών του Βασιλικού ST2 (3X130MW) πρέπει να γίνεται με προσοχή, γιατί χρειάζονται αρκετές ώρες για να τεθούν σε παραγωγή όταν εκκινούν από κρύα κατάσταση. Με τη πλήρη λειτουργία της έκτης μονάδας συνδυασμένου κύκλου δυναμικότητας 160MW στο Βασιλικό οι μονάδες ST1 (6x60MW), αναμένεται να αποσυρθούν ή να παραμείνουν προληπτικά σε κρύα εφεδρεία μέχρι την αντικατάστασή τους από νέες σύγχρονες μονάδες συνδυασμένου κύκλου.

- Τελευταίες πρέπει να τίθενται σε παραγωγή οι μονάδες των αεριοστρόβιλων της Μονής GT2>3 (4X37,5MW) και του Βασιλικού GT1 (1X38MW). Να χρησιμοποιούνται μόνο για αντιμετώπιση απρόβλεπτων φορτίων αιχμής, μεγάλης και απότομης διείσδυσης ΑΠΕ ή το αντίθετο λόγω καιρικών συνθηκών, έκτακτης ανάγκης π.χ. βλάβης ή σε περίπτωση ολικής συσκότισης (black out), λόγω υψηλού κόστους, γιατί καίνε ντίζελ και η αποδοτικότητα τους είναι πολύ χαμηλή. Το πλεονέκτημα τους είναι η γρήγορη απόκριση στα φορτία και το ότι μπορούν εύκολα να τεθούν σε παραγωγή (15-20 λεπτά). Πρέπει λοιπόν να διατηρούνται πάντοτε σε ετοιμότητα για σκοπούς εφεδρείας και αντιμετώπισης απρόβλεπτων βλαβών των άλλων μονάδων, απότομης μείωσης φορτίων ΑΠΕ και προβλημάτων του δικτύου. Επίσης γρήγορη απόκριση έχουν και οι μηχανές εσωτερικής καύσης ICE1&ICE2 της Δεκέλειας (20-30 λεπτά). Όμως λόγω υψηλής απόδοσης και οικονομικότερης λειτουργίας είναι προτιμότερο να τίθενται σε παραγωγή πρώτες.

Ο πίνακας 26 είναι απολύτως διαφωτιστικός και βασίζεται σε οικονομικές και περιβαλλοντικές παραμέτρους, καθώς ο ΔΣΜΚ χρησιμοποιεί δικές του μεθόδους για ετοιμασία του προγράμματος παραγωγής, τις οποίες αναφέρω στην ενότητα 4.2 Ανάλυση Κυπριακού Συστήματος Διαχείρισης Μονάδων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και Εντοπισμός Αδυναμιών. Ο έλεγχος της μεθοδολογίας που ακολουθεί ο ΔΣΜΚ για καταρτισμό του προγράμματος παραγωγής δεν αποτελεί αντικείμενο της παρούσας μελέτης, αλλά διαφαίνεται ότι ο ρόλος του είναι καθοριστικός και η μεθοδολογία που ακολουθεί πρέπει να γίνει το συντομότερο δυνατό *κοστοστρεφής*, για περαιτέρω μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο ακόλουθος πίνακας 27 δείχνει την κατάταξη των μονάδων παραγωγής, εάν γινόταν αποδεκτή η προσφορά της εταιρείας ITERA (640ευρώ/T) ως ενδιάμεση λύση για την έλευση του φυσικού αερίου, για περίοδο πέντε χρόνων, με δικαίωμα ανανέωσης για άλλα πέντε έτη. Η συνολική ζημιά που θα προέκυπτε για την περίοδο 2014-2019 θα ήταν περίπου

446 εκ. ευρώ στο καύσιμο και στις εκπομπές CO₂, μείον 60 εκ. ευρώ από τις δωρεάν διασωληνώσεις που θα κατασκεύαζε η ITERA για την παροχή φυσικού αερίου από τη θάλασσα στον Ηλεκτροπαραγωγό Σταθμό Βασιλικού, θα είχαμε δηλαδή σύνολο οικονομικής ζημιάς περίπου 386 εκ. ευρώ με την επιλογή αυτή.

Πίνακας 27: Κατάταξη μονάδων/ας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2014-2019, βάση του συνολικού μέσου κόστους σε €/kWh, με τη χρήση φυσικού αερίου (640ευρώ/T) στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί

Η/Σ	Μονάδες/α	Καύσιμο	Απόδοση εξαγωγής (%)	Κόστος Καυσίμου (€/kWh)	Κόστος CO ₂ (€/kWh)	Συνολικό Κόστος (€/kWh)
Δεκέλειας	ICE2 (3x17MW)	Μαζούτ	40,80	6,63	0,47	7,10
Δεκέλειας	ICE1 (3x17MW)	Μαζούτ	39,69	6,81	0,49	7,30
Βασιλικού	CCGT2 (1x220MW)	ΦΑ	51,57	9,31	0,31	9,62
Βασιλικού	CCGT1 (1x220MW)	ΦΑ	51,07	9,40	0,32	9,72
Δεκέλειας	ST1 (6X60MW)	Μαζούτ	27,51	9,83	0,70	10,53
Βασιλικού	ST2 (3x130MW)	ΦΑ	39,90	12,03	0,41	12,44
Μονής	GT2>3 (4x37,5MW)	Ντίζελ	23,50	17,92	0,95	18,87
Βασιλικού	GT1 (1x38MW)	Ντίζελ	22,12	19,04	1,00	20,05
Μέσες Τιμές			39,14	10,43	0,47	10,90

Ο πιο κάτω πίνακας 28 δείχνει την κατάταξη των μονάδων παραγωγής βάση της συμφέρουσας τιμής που έχει καθορίσει η ΔΕΦΑ (450ευρώ/T) ως ενδιάμεση λύση για την έλευση του φυσικού αερίου. Η εξοικονόμηση που θα προέκυπτε για την περίοδο 2014-2019 θα ήταν περίπου 61 εκ. ευρώ στο καύσιμο και 23 εκ. ευρώ για στις εκπομπές CO₂, δηλαδή σύνολο εξοικονόμησης περίπου 84 εκ. ευρώ.

Πίνακας 28: Κατάταξη μονάδων/ας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2014-2019, βάση του συνολικού μέσου κόστους σε σ/kWh, με τη χρήση φυσικού αερίου (450ευρώ/T) στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW που θα εφαρμοστεί.

Η/Σ	Μονάδες/α	Καύσιμο	Απόδοση εξαγωγής (%)	Κόστος Καυσίμου (σ/kWh)	Κόστος CO ₂ (σ/kWh)	Συνολικό Κόστος (σ/kWh)
Βασιλικού	CCGT2 (1x220MW)	ΦΑ	51,57	6,55	0,31	6,86
Βασιλικού	CCGT1 (1x220MW)	ΦΑ	51,07	6,61	0,32	6,93
Δεκέλειας	ICE2 (3x17MW)	Μαζούτ	41,12	6,63	0,47	7,10
Δεκέλειας	ICE1 (3x17MW)	Μαζούτ	40,10	6,81	0,49	7,30
Βασιλικού	ST2 (3x130MW)	ΦΑ	39,90	8,46	0,41	8,87
Δεκέλειας	ST1 (6x60MW)	Μαζούτ	27,33	9,83	0,70	10,53
Μονής	GT2>3 (4x37,5MW)	Ντίζελ	20,78	17,92	0,95	18,87
Βασιλικού	GT1 (1x38 MW)	Ντίζελ	30,26	19,04	1,00	20,05
Μέσες τιμές			39,14	8,31	0,47	8,78

5.3.2 Οικονομική κατάταξη μονάδων παραγωγής με βάση το μέσο συνολικό κόστος (σ/kWh) ανά μονάδα/ες για τη χρονική περίοδο 2020-2023

Παρόλο που οι μέσες τιμές καυσίμων μαζούτ και ντίζελ είχαν αυξηθεί από περίπου 323ευρώ/τόνο και 500ευρώ/τόνο την περίοδο 2014-2019 σε 437ευρώ και 636ευρώ αντιστοίχως την περίοδο 2020-2023, όπως και το κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα από 0,57σ/kWh σε 4,63σ/kWh, η σειρά προτεραιότητας παραμένει η ίδια, όπως παρουσιάζεται αναλυτικά στο πιο κάτω πίνακα και μπορεί να αξιοποιηθεί από το ΔΣΜΚ και την ΑΗΚ, μέχρι την έλευση του φυσικού αερίου.

Πίνακας 29: Κατάταξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2020-2023, βάση του συνολικού κόστους δηλ. του κόστους καυσίμων ανά μονάδα εξαγωγής (σ/kWh) συν του κόστους εκπομπής CO₂ (σ/kWh), χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου.

Η/Σ	Μονάδες/α	Καύσιμο	Απόδοση εξαγωγής (%)	Κόστος Καυσίμου (σ/kWh)	Κόστος CO ₂ (σ/kWh)	Συνολικό Κόστος (σ/kWh)
Δεκέλειας	ICE2 (3x17MW)	Μαζούτ	40,61	8,96	3,83	12,79
Δεκέλειας	ICE1 (3x17MW)	Μαζούτ	38,94	9,34	3,99	13,33
Βασιλικού	ST2 (3x130MW)	Μαζούτ	33,69	10,79	4,62	15,41
Βασιλικού	CCGT2 (1x220MW)	Ντίζελ	45,73	11,70	3,94	15,64
Βασιλικού	CCGT1 (1x220MW)	Ντίζελ	44,98	11,90	3,99	15,89
Δεκέλειας	ST1 (6x60MW)	Μαζούτ	26,86	13,54	5,79	19,33
Μονής	GT2>3 (4x37,5MW)	Ντίζελ	23,12	23,15	7,77	30,92
Βασιλικού	GT1 (1x38MW)	Ντίζελ	20,84	25,68	8,63	34,31
Μέσες Τιμές			36,93	11,88	4,63	16,51

Ο ακόλουθος πίνακας 30 παρουσιάζει την κατάταξη των μονάδων παραγωγής, εάν γινόταν αποδεκτή η προσφορά της εταιρείας ITERA (640ευρώ/T) ως ενδιάμεση λύση για την έλευση του φυσικού αερίου, για περίοδο πέντε χρόνων, με δικαίωμα ανανέωσης για άλλα πέντε έτη. Η συνολική εξοικονόμηση που θα προέκυπτε για την περίοδο 2020-2023 θα ήταν περίπου 59,5 εκ. ευρώ στο καύσιμο και 136,4 στις εκπομπές CO₂, συν 60 εκ. ευρώ από τις δωρεάν διασωληνώσεις που θα κατασκεύαζε η ITERA για την παροχή φυσικού αερίου από τη θάλασσα στον Ηλεκτροπαραγωγό Σταθμό Βασιλικού, *θα είχαμε δηλαδή περίπου σύνολο οικονομικής εξοικονόμησης 256 εκ. ευρώ.*

Πίνακας 30: Κατάταξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2020-2023, βάση του συνολικού μέσου κόστους σε σ/kWh, με τη χρήση φυσικού αερίου (640ευρώ/T) στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW ΜΑΣΚ 4&5 που θα εφαρμοστεί.

Η/Σ	Μονάδες	Καύσιμο	Απόδοση εξαγωγής (%)	Κόστος Καυσίμου (€/kWh)	Κόστος CO ₂ (€/kWh)	Συνολικό Κόστος (€/kWh)
Βασιλικού	CCGT2 (1x220MW)	ΦΑ	51,27	9,36	2,58	11,94
Βασιλικού	CCGT1 (1x220MW)	ΦΑ	50,43	9,52	2,62	12,14
Δεκέλειας	ICE2 (3x17MW)	Μαζούτ	40,61	8,96	3,83	12,79
Δεκέλειας	ICE1 (3x17MW)	Μαζούτ	38,94	9,34	3,99	13,33
Βασιλικού	ST2 (3x130MW)	ΦΑ	37,37	12,84	3,54	16,38
Δεκέλειας	ST1 (6x60MW)	Μαζούτ	26,86	13,54	5,79	19,33
Μονής	GT2>3 (4x37,5MW)	Ντίζελ	23,12	23,15	7,77	30,92
Βασιλικού	GT1 (1x38MW)	Ντίζελ	20,84	25,68	8,63	34,31
Μέσες Τιμές			40,13	11,51	3,79	15,30

Ο πιο κάτω πίνακας 31 δείχνει την κατάταξη των μονάδων παραγωγής βάσει της συμφέρουσας τιμής που έχει καθορίσει η ΔΕΦΑ (450€/T) ως ενδιαμέση λύση για την έλευση του φυσικού αερίου. Η εξοικονόμηση που θα προέκυπτε για την περίοδο 2020-2023 θα ήταν περίπου 411,2εκ. ευρώ στο καύσιμο και 136,4 εκ. ευρώ για τις εκπομπές CO₂, δηλαδή σύνολο εξοικονόμησης 547,6 εκ. ευρώ.

Πίνακας 31: Κατάταξη μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 2020-2023, βάση του συνολικού μέσου κόστους σε €/kWh, με τη χρήση φυσικού αερίου (450€/T) στις μονάδες 3x130MW και 2x220MW ΜΑΣΚ 4&5 που θα εφαρμοστεί.

Η/Σ	Μονάδες	Καύσιμο	Απόδοση εξαγωγής (%)	Κόστος Καυσίμου (€/kWh)	Κόστος CO ₂ (€/kWh)	Συνολικό Κόστος (€/kWh)
-----	---------	---------	----------------------------	-------------------------------	--------------------------------------	----------------------------

Βασιλικού	CCGT2 (1x220MW)	ΦΑ	51,27	6,58	2,58	9,16
Βασιλικού	CCGT1 (1x220MW)	ΦΑ	50,43	6,69	2,62	9,31
Βασιλικού	ST2 (3x130MW)	ΦΑ	37,37	9,03	3,54	12,57
Δεκέλειας	ICE2 (3x17MW)	Μαζούτ	40,61	8,96	3,83	12,79
Δεκέλειας	ICE1 (3x17MW)	Μαζούτ	38,94	9,34	3,99	13,33
Δεκέλειας	ST1 (6x60MW)	Μαζούτ	26,86	13,54	5,79	19,33
Μονής	GT2>3 (4x37,5MW)	Ντίζελ	23,12	23,15	7,77	30,92
Βασιλικού	GT1 (1x38 MW)	Ντίζελ	20,84	25,68	8,63	34,31
Μέσες τιμές			40,13	9,35	3,79	13,14

5.4 Συμπεράσματα από τη Θερμοδυναμική Ανάλυση για τις περιόδους 2014-2019 και 2020-2023

Οι οικονομικές κατατάξεις των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που παρουσιάζεται στους πίνακες 26-31, αναδεικνύει με σαφήνεια τον καθοριστικό ρόλο του συνολικού μέσου κόστους παραγωγής ανά μονάδα/ες στην οικονομική ιεράρχηση των διαθέσιμων τεχνολογιών. Το συνολικό κόστος, εκφρασμένο σε σεντς ανά παραγόμενη κιλοβατώρα, προκύπτει από τη συνδυασμένη επίδραση του κόστους καυσίμου, του κόστους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και της θερμικής απόδοσης κάθε μονάδας, γεγονός που επιβεβαιώνει ότι η οικονομική κατάταξη δεν αποτελεί στατική ή μονοπαραμετρική διαδικασία.

Η σύγκριση των περιόδων 2014-2019 και 2020-2023 χωρίς την χρήση ΦΑ πίνακες 26 και 29, καταδεικνύει ότι, παρότι η σχετική ιεράρχηση των θερμικών μονάδων παραγωγής παραμένει ουσιαστικά αμετάβλητη, το συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται δραματικά. Η αύξηση αυτή αποδίδεται πρωτίστως στην εκθετική άνοδο του κόστους εκπομπών CO₂, το οποίο από περιθωριακό στοιχείο κόστους εξελίσσεται σε καθοριστικό παράγοντα οικονομικής αποδοτικότητας. Το αποτέλεσμα είναι η περαιτέρω επιδείνωση της ανταγωνιστικότητας των λιγότερο αποδοτικών τεχνολογιών και η ενίσχυση της ανάγκης μετάβασης σε καθαρότερα καύσιμα και υψηλότερης απόδοσης μονάδες.

Η σύγκριση των πινάκων 27 και 30 καταδεικνύει ότι η εισαγωγή φυσικού αερίου βελτιώνει μεν την αποδοτικότητα και μειώνει τις εκπομπές CO₂, ωστόσο η ουσιαστική μεταβολή της οικονομικής ιεράρχησης των μονάδων επέρχεται μόνο υπό καθεστώς αυξημένου κόστους εκπομπών. Σε συνθήκες χαμηλού κόστους CO₂, οι μονάδες μαζούτ εξακολουθούν να διατηρούν ανταγωνιστικό πλεονέκτημα, ενώ σε συνθήκες αυστηρής περιβαλλοντικής πολιτικής, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο αναδεικνύονται ως οι οικονομικότερες επιλογές βάσης. Τα αποτελέσματα επιβεβαιώνουν ότι το φυσικό αέριο λειτουργεί ως μεταβατικό καύσιμο, του οποίου η οικονομική βιωσιμότητα ενισχύεται αποφασιστικά από την αυστηροποίηση της πολιτικής για τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα.

Η σύγκριση των πινάκων 28 και 31 καταδεικνύει ότι, με τιμή φυσικού αερίου 450 €/t, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου αναδεικνύονται ως οι πλέον ανταγωνιστικές του συστήματος, τόσο σε περιβάλλον χαμηλού όσο και σε περιβάλλον αυξημένου κόστους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Κατά την περίοδο 2014-2019, η σχετικά χαμηλή τιμολόγηση των εκπομπών CO₂ επιτρέπει τη συνύπαρξη των μονάδων φυσικού αερίου με αποδοτικές μονάδες μαζούτ, χωρίς να παρατηρείται έντονη διαφοροποίηση στην οικονομική τους κατάταξη. Αντιθέτως, κατά την περίοδο 2020-2023, η αυστηροποίηση της πολιτικής για τις εκπομπές οδηγεί σε σαφή αναδιάταξη της οικονομικής ιεράρχησης, με τις μονάδες φυσικού αερίου να διατηρούν την πρωτοκαθεδρία και τις μονάδες μαζούτ και ντίζελ να καθίστανται αισθητά ακριβότερες.

Η κυρίαρχη θέση των μονάδων συνδυασμένου κύκλου οφείλεται στη σημαντικά υψηλότερη θερμική απόδοσή τους, σε συνδυασμό με τη χαμηλότερη ένταση εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα ανά παραγόμενη μονάδα ηλεκτρικής ενέργειας. Οι παράγοντες αυτοί οδηγούν σε μειωμένο συνολικό κόστος παραγωγής σε σύγκριση με τις συμβατικές τεχνολογίες καύσης υγρών καυσίμων, αναδεικνύοντας τη σημασία της απόδοσης εξαγωγής και της θερμογόνου αξίας του καυσίμου ως καθοριστικών παραμέτρων στη διαμόρφωση του οριακού κόστους ηλεκτροπαραγωγής.

Οι ατμοηλεκτρικές μονάδες μαζούτ και οι μονάδες εσωτερικής καύσης καταλαμβάνουν ενδιάμεσες θέσεις στην οικονομική κατάταξη. Παρότι ορισμένες από αυτές παρουσιάζουν ικανοποιητικά επίπεδα θερμικής απόδοσης, το αυξημένο κόστος καυσίμου σε συνδυασμό με τον υψηλότερο συντελεστή εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα επιβαρύνει σημαντικά το συνολικό κόστος παραγωγής. Το εύρημα αυτό καταδεικνύει ότι η βελτίωση της θερμικής

απόδοσης από μόνη της δεν επαρκεί για τη διασφάλιση ανταγωνιστικής θέσης, όταν το χρησιμοποιούμενο καύσιμο χαρακτηρίζεται από υψηλή ανθρακική ένταση.

Στις τελευταίες θέσεις της οικονομικής ιεράρχησης κατατάσσονται οι αεριοστρόβιλοι που λειτουργούν με ντίζελ. Η χαμηλή θερμική απόδοση, σε συνδυασμό με το ιδιαίτερα υψηλό κόστος καυσίμου και τις αυξημένες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ανά παραγόμενη κιλοβατώρα, οδηγεί σε δυσανάλογα υψηλό συνολικό κόστος παραγωγής. Το αποτέλεσμα αυτό επιβεβαιώνει ότι οι μονάδες αυτές είναι κατάλληλες κυρίως για κάλυψη φορτίων αιχμής ή για την αντιμετώπιση έκτακτων καταστάσεων, και όχι για συνεχή ή εκτεταμένη λειτουργία στο πλαίσιο της οικονομικής κατανομής φορτίου.

Η ανάλυση των μέσων τιμών αναδεικνύει τη σημαντική διαφοροποίηση μεταξύ των εξεταζόμενων τεχνολογιών και καταδεικνύει ότι ακόμη και μικρές μεταβολές σε κρίσιμες παραμέτρους, όπως η τιμή του καυσίμου ή το κόστος εκπομπών, δύνανται να μεταβάλουν αισθητά τη σειρά οικονομικής κατάταξης των μονάδων. Συνεπώς, η οικονομική ιεράρχηση δεν μπορεί να θεωρηθεί σταθερή στον χρόνο, αλλά αποτελεί μια δυναμική διαδικασία που εξαρτάται από μεταβαλλόμενους τεχνικούς, οικονομικούς και περιβαλλοντικούς παράγοντες.

Η διαπίστωση αυτή καθιστά αναγκαία τη συστηματική παρακολούθηση και επικαιροποίηση των σχετικών δεδομένων, μέσω τακτικών μετρήσεων και αξιόπιστων μηχανισμών συλλογής πληροφοριών. Μόνο υπό αυτές τις προϋποθέσεις μπορεί να διασφαλιστεί ότι η οικονομική κατάταξη των μονάδων αντικατοπτρίζει τις πραγματικές συνθήκες λειτουργίας του συστήματος και υποστηρίζει την ορθολογική λήψη αποφάσεων στον προγραμματισμό παραγωγής. Σε ένα περιβάλλον αυξημένων περιβαλλοντικών περιορισμών και εντεινόμενου ανταγωνισμού, η δυναμική και τεκμηριωμένη προσέγγιση της οικονομικής ιεράρχησης συνιστά κρίσιμο εργαλείο για τη βιώσιμη και αποδοτική λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος.

6 Οικονομική σύγκριση της μεθόδου, με την υφιστάμενη που χρησιμοποιείται

Η οικονομική αξιολόγηση που ακολουθεί αποσκοπεί στη σύγκριση της προτεινόμενης μεθοδολογίας με την υφιστάμενη πρακτική που εφαρμόζεται από την ΑΗΚ και τον ΔΣΜΚ, με βάση πραγματικά δεδομένα λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος. Η ανάλυση πραγματοποιήθηκε λαμβάνοντας υπόψη ένα σύνολο τεχνικών και λειτουργικών περιορισμών, οι οποίοι επηρεάζουν άμεσα τον προγραμματισμό και το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Συγκεκριμένα, συνεκτιμήθηκαν οι περιορισμοί στις ώρες λειτουργίας των μονάδων λόγω εκπομπών CO₂, η ύπαρξη βλαβών ή προγραμματισμένων συντηρήσεων, καθώς και διαφορετικά σενάρια διαθεσιμότητας του χαρτοφυλακίου παραγωγής. Επιπλέον, ελήφθησαν υπόψη τα ελάχιστα και μέγιστα φορτία στα οποία οι μονάδες μπορούν να λειτουργούν με αξιοπιστία και αποδοτικότητα, οι απαιτούμενοι χρόνοι συγχρονισμού και αποσυγχρονισμού, καθώς και οι ρυθμοί ανόδου και καθόδου της ισχύος. Το κόστος εκκίνησης των μονάδων, ανάλογα με την κατάστασή τους (ψυχρή, ενδιάμεση ή θερμή εκκίνηση), δεν εξετάζεται διακριτά, αλλά ενσωματώνεται έμμεσα μέσω του μέσου βαθμού απόδοσης κάθε μονάδας. Η προσέγγιση αυτή κρίνεται επαρκής, δεδομένου ότι η ανάλυση καλύπτει εκτεταμένες χρονικές περιόδους έξι ετών (2014-2019) και τεσσάρων ετών (2020-2023), κατά τις οποίες οι επιμέρους αποκλίσεις εξομαλύνονται λόγω του μεγάλου χρονικού εύρους λειτουργίας που εξετάζεται. Τα επιμέρους λειτουργικά έξοδα των μονάδων δεν λαμβάνονται υπόψη, καθώς δεν αποτελούν αντικείμενο της παρούσας μελέτης.

Για τις χρονικές περιόδους 2014-2019 και 2020-2023 πραγματοποιήθηκαν προσομοιώσεις με βάση την προτεινόμενη αποδοτική οικονομική ιεράρχηση των μονάδων, τόσο χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου όσο και με τη χρήση φυσικού αερίου στις μονάδες παραγωγής 3×130 MW (μαζούτ) και 2×220 MW (ντίζελ) του Ηλεκτροπαραγωγού Σταθμού Βασιλικού. Εξετάστηκαν δύο εναλλακτικές τιμές φυσικού αερίου στα 640€/t και 450€/t, οι οποίες αντιστοιχούν σε εμπορική προσφορά και σε τιμή που έχει προσδιοριστεί ως οικονομικά συμφέρουσα στο πλαίσιο της ενδιάμεσης λύσης εισαγωγής φυσικού αερίου. Για κάθε περίπτωση υπολογίστηκε η οικονομική επίπτωση που προέκυψε, είτε υπό τη μορφή εξοικονόμησης είτε υπό τη μορφή ζημιάς, και εξήχθησαν τα αντίστοιχα συμπεράσματα.

Τα δεδομένα παραγωγής που χρησιμοποιήθηκαν για σκοπούς προσομοίωσης προέρχονται από τα πραγματικά ιστορικά στοιχεία λειτουργίας του συστήματος και αφορούν τις

περιόδους 2014-2019 και 2020-2023. Η σύγκριση μεταξύ της υφιστάμενης μεθόδου και της προτεινόμενης μεθοδολογίας πραγματοποιήθηκε για τρία σενάρια διαθεσιμότητας μονάδων, ίσα με 100 %, 65 % και 58 %. Για κάθε σενάριο, οι υπολογισμοί βασίστηκαν στο πρόγραμμα παραγωγής που εκτελέστηκε από την ΑΗΚ κατόπιν οδηγιών του ΔΣΜΚ κατά τις αντίστοιχες χρονικές περιόδους, ενώ καταγράφηκε η διαφορά στο συνολικό μέσο κόστος παραγωγής με τη χρήση της αναπτυχθείσας μεθοδολογίας.

Τα τρία σενάρια διαθεσιμότητας επιλέχθηκαν ώστε να καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα ρεαλιστικών καταστάσεων λειτουργίας του χαρτοφυλακίου παραγωγής. Στο σενάριο πλήρους διαθεσιμότητας 100% προκύπτει ότι ορισμένες μονάδες, δεν απαιτείται να τεθούν σε λειτουργία και παραμένουν σε εφεδρεία για την κάλυψη ενδεχόμενων βλαβών ή συντηρήσεων. Στο σενάριο διαθεσιμότητας 65% θεωρείται ότι συγκεκριμένες μονάδες τίθενται εκτός λειτουργίας λόγω περιορισμών εκπομπών, βλαβών ή προγραμματισμένων συντηρήσεων, ενώ καθορίζονται ανώτατα όρια ισχύος χαμηλότερα της ονομαστικής δυναμικότητας, προκειμένου να αποτυπωθούν ρεαλιστικές συνθήκες λειτουργίας. Αντίστοιχες παραδοχές υιοθετούνται και στο σενάριο διαθεσιμότητας 58%, το οποίο αντιπροσωπεύει καταστάσεις αυξημένων περιορισμών στο παραγωγικό δυναμικό.

Η οικονομική σύγκριση των δύο προσεγγίσεων πραγματοποιήθηκε μέσω συνδυασμού συμπληρωματικών μεθόδων. Αρχικά, χρησιμοποιήθηκαν ενδεικτικά παραδείγματα με γραφικές παραστάσεις του ΔΣΜΚ, που απεικονίζουν τη διακύμανση της προβλεπόμενης και της πραγματικής παραγωγής, καθώς και της συγχρονισμένης ικανότητας παραγωγής ισχύος για επιλεγμένες ημερομηνίες. Επιπλέον, εξετάστηκε η υποθετική μετατροπή της κατανάλωσης μαζούτ και ντίζελ σε κατανάλωση φυσικού αερίου στις επιλεγμένες μονάδες, χωρίς μεταβολή του ιστορικού προγράμματος παραγωγής. Τέλος, η ανάλυση βασίστηκε στην πραγματική μέση κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτή καταγράφεται ανά δεκαπέντε λεπτά στους πίνακες του ΔΣΜΚ, τόσο χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου όσο και με τη χρήση φυσικού αερίου στις δύο καθορισμένες τιμές 640€/t και 450€/t, για όλα τα σενάρια διαθεσιμότητας.

Περαιτέρω, υπολογίστηκε η εξοικονόμηση κόστους από τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα για την κάθε περίπτωση, καθώς και η μέγιστη αποδεκτή τιμή φυσικού αερίου και υδρογόνου, εκφρασμένη σε €/t, ώστε να μην προκύπτει οικονομική ζημιά από την κατανάλωση καυσίμου στις μονάδες 3×130MW και 2×220MW που θα εφαρμοστεί, κατά τις εξεταζόμενες χρονικές περιόδους, χωρίς την εφαρμογή της προτεινόμενης αποδοτικής οικονομικής ιεράρχησης των μονάδων.

6.1 Τελικά Αποτελέσματα, παραδείγματα και συζήτηση

Για την ολοκληρωμένη κατανόηση και αξιολόγηση της προτεινόμενης μεθοδολογίας, τα τρία σενάρια που περιγράφονται αναλυτικά στην ενότητα 4.6 προσομοιώθηκαν για δύο συγκεκριμένες ημερομηνίες του παρελθόντος, την 7η Οκτωβρίου 2015 και την 21η Σεπτεμβρίου 2023, καθώς και για μία υποθετική μελλοντική ημερομηνία το έτος 2026, με την εισαγωγή του φυσικού αερίου στην τιμή των 450ευρώ/τόνο (συμφέρουσα τιμή που καθορίστηκε από τη ΔΕΦΑ). Για το μελλοντικό αυτό σενάριο, η χρήση φυσικού αερίου εφαρμόζεται στις μονάδες που παρατίθενται στον πίνακα 1, με τα δεδομένα να ευθυγραμμίζονται με εκείνα της 21ης Σεπτεμβρίου 2023[47], [75].

Οι συγκεκριμένες ημερομηνίες επιλέχθηκαν λόγω της διαθεσιμότητας αναλυτικών δεδομένων από το ΔΣΜΚ και την ΑΗΚ, τον κύριο παραγωγό και προμηθευτή ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού. Επιπλέον, οι ημερομηνίες αυτές αποτυπώνουν διαφορετικές φάσεις εξέλιξης του κόστους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, αναδεικνύοντας τη σημαντική αύξηση του κόστους με την πάροδο του χρόνου. Ενδεικτικά, το 2015 το ετήσιο κόστος εκπομπών ΑτΘ ανερχόταν περίπου σε 6 εκατομμύρια ευρώ, ενώ το 2023 εκτινάχθηκε στα 265 εκατομμύρια ευρώ, αντανακλώντας την αυξανόμενη πίεση για μείωση των εκπομπών. Η κλιμάκωση αυτή επηρεάζει καθοριστικά την οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής, όπως καταδεικνύεται από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων[78].

Περαιτέρω, η αναμενόμενη εισαγωγή φυσικού αερίου, κατόπιν των απαραίτητων μετατροπών που έχουν ήδη ολοκληρωθεί στις μονάδες ST2 ($3 \times 130\text{MW}$) και CCGT1, CCGT2 ($2 \times 220\text{ MW}$), αναμένεται να μεταβάλει περαιτέρω την οικονομική κατάταξη των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, ενισχύοντας τη βιωσιμότητα του ενεργειακού συστήματος. Η αναμενόμενη αυτή μεταβολή, σε συνδυασμό με το αυξανόμενο κόστος εκπομπών, υπογραμμίζει τις εξελισσόμενες τάσεις της κυπριακής ενεργειακής αγοράς προς πιο αποδοτικές και περιβαλλοντικά βιώσιμες λύσεις[72], [74].

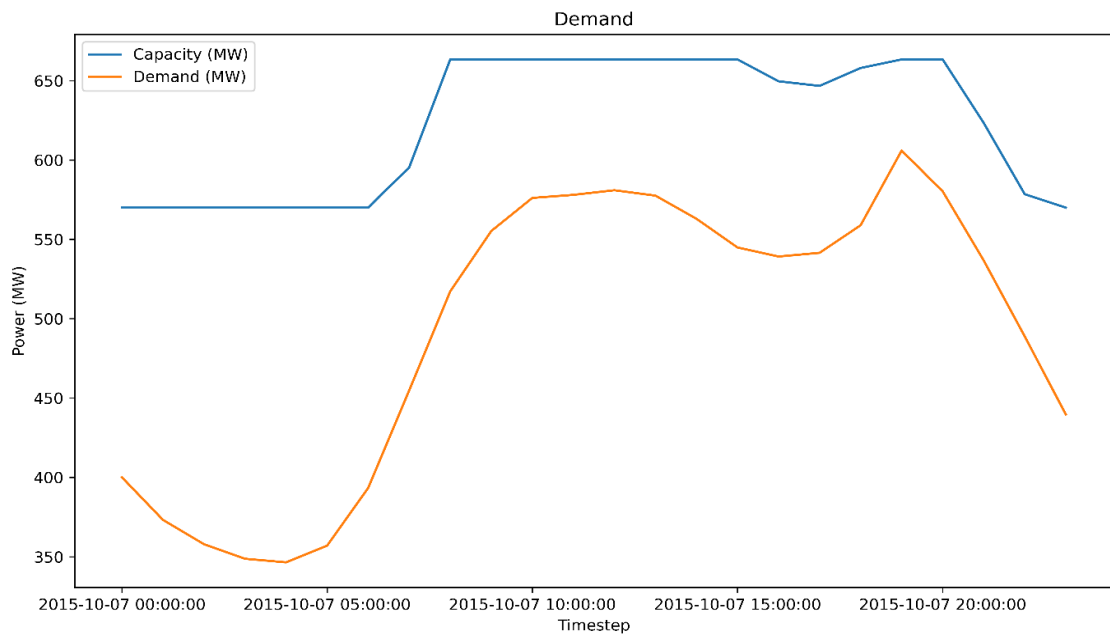
Η σύγκριση των πραγματικών τιμών κατανομής φορτίου για τις συγκεκριμένες ημερομηνίες και τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας για κάθε σενάριο επιτρέπει την αξιολόγηση της ακρίβειας και της αξιοπιστίας του μοντέλου υπό συνθήκες που προσομοιώνουν ρεαλιστικά τη λειτουργία του συστήματος. Τα ευρήματα επιβεβαιώνουν ότι το αυξανόμενο κόστος εκπομπών και η επικείμενη εισαγωγή εναλλακτικών καυσίμων επηρεάζουν ουσιαστικά τη βέλτιστη κατανομή της παραγωγής.

Η σύγκριση αυτή καταδεικνύει τη δυνατότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας να μειώσει το λειτουργικό κόστος του συστήματος, προτείνοντας βέλτιστη κατανομή φορτίων, βάσει της τρέχουσας ζήτησης και των συνθηκών διαθεσιμότητας. Το προτεινόμενο μοντέλο παρέχει μια αξιόπιστη και πρακτική προσέγγιση για την κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης, λαμβάνοντας υπόψη την πραγματική οικονομική και τεχνική απόδοση κάθε μονάδας. Με τον τρόπο αυτό ενισχύεται η βιωσιμότητα του ενεργειακού συστήματος, τόσο μέσω της μείωσης του κόστους όσο και μέσω του περιορισμού των εκπομπών.

Μέσω της εφαρμογής της μεθοδολογίας αυτής, οι διαχειριστές του συστήματος αποκτούν τη δυνατότητα να αξιολογούν και να προσαρμόζουν τον ενεργειακό σχεδιασμό σε ρεαλιστική και μακροπρόθεσμη βάση, επιτυγχάνοντας βέλτιστη οικονομική απόδοση και αυξημένη προσαρμοστικότητα στις μεταβαλλόμενες συνθήκες της κυπριακής ενεργειακής αγοράς[7].

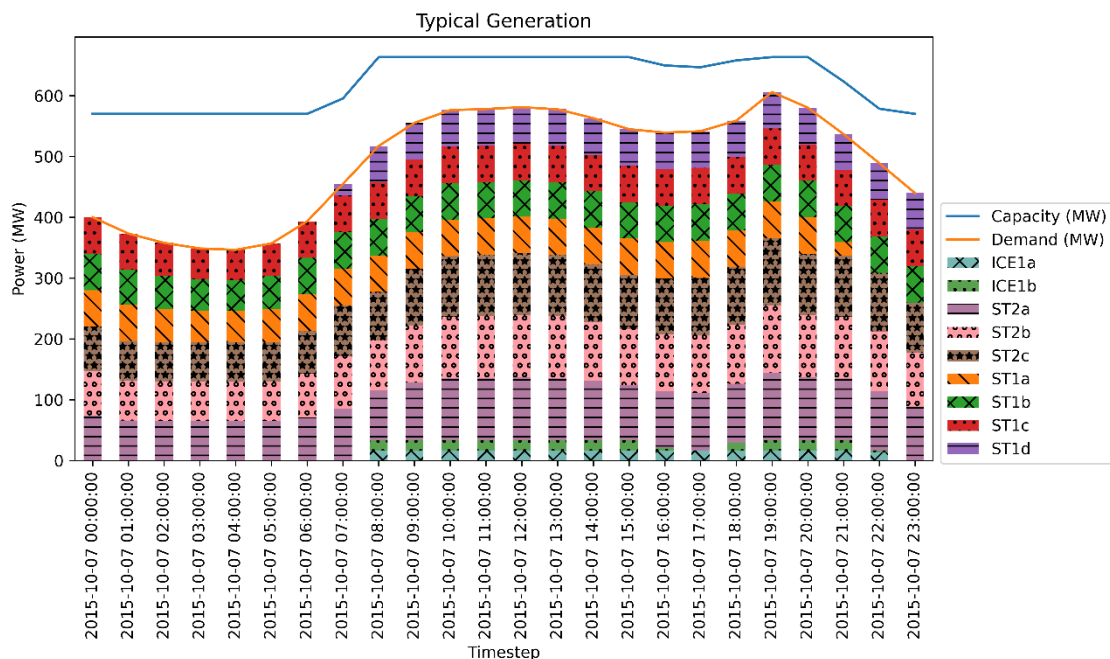
6.2 Ανάλυση και αποτελέσματα για την 7^η Οκτωβρίου, 2015

Το διάγραμμα 2 απεικονίζει τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και την απαιτούμενη δυναμικότητα του συστήματος για την 7η Οκτωβρίου 2015. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ζήτηση αυτή αφορά αποκλειστικά την ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από θερμικές μονάδες και δεν περιλαμβάνει τη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, η οποία ενσωματώνει και την παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Για την επίτευξη ακριβέστερης αποτύπωσης των ενεργειακών αναγκών του συστήματος, τα δεδομένα αναλύθηκαν σε χρονικά διαστήματα 15 ή 30 λεπτών, ανάλογα με την περίπτωση, διευκολύνοντας τη λεπτομερή παρακολούθηση των διακυμάνσεων της ζήτησης και την άμεση προσαρμογή της ισχύος των θερμικών μονάδων για κάθε σενάριο[44].



Διάγραμμα 2: Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και διαθέσιμη δυναμικότητα του συστήματος για την 7η Οκτωβρίου, 2015 (δεδομένα από τον ΔΣΜΚ).

Συνολικά, τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων επιβεβαιώνουν την προσαρμοστικότητα του μοντέλου, αναδεικνύοντας τη χρησιμότητά του στην αξιολόγηση ποικίλων λειτουργικών απαιτήσεων και στην αντιμετώπιση των προκλήσεων που απορρέουν από τις εξελισσόμενες συνθήκες της κυπριακής ενεργειακής αγοράς.



Διάγραμμα 3: Πραγματική κατανομή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά μονάδα/ες από ΑΗΚ, για την 7η Οκτωβρίου 2015.

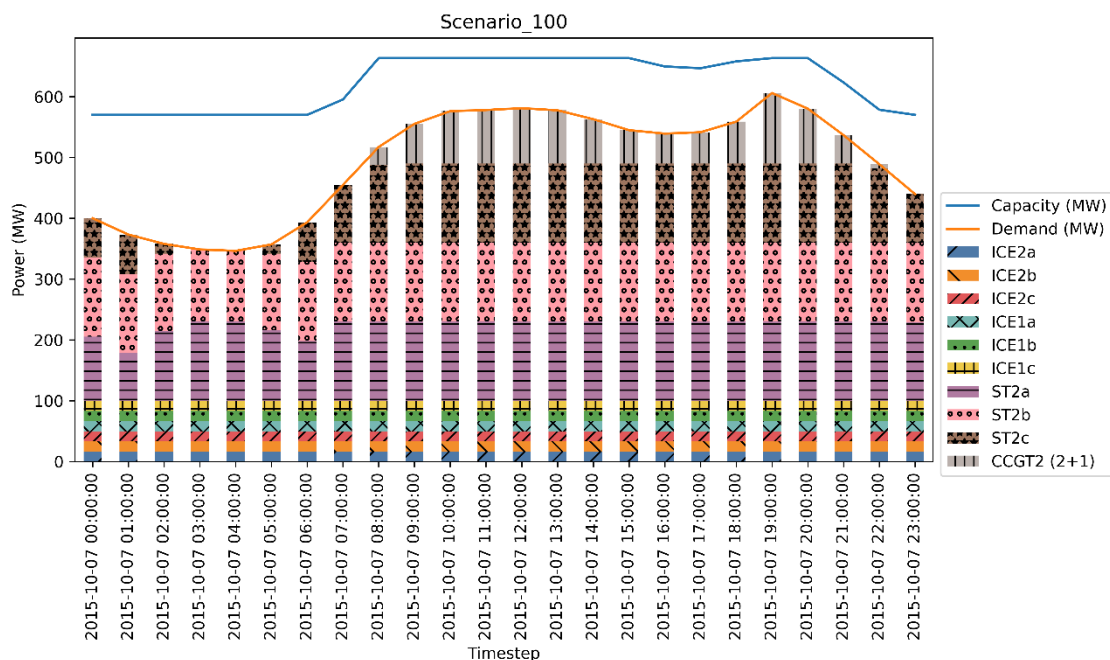
Το διάγραμμα 3 παρουσιάζει την εκτέλεση του προγράμματος παραγωγής από την ΑΗΚ για την κάλυψη της απαιτούμενης ζήτησης, καθώς και την κατανομή του φορτίου παραγωγής σε MWh ανά μονάδα. Το συνολικό λειτουργικό κόστος του συστήματος για την 7η Οκτωβρίου 2015 υπολογίστηκε στα 1.076.074€, βάσει δεδομένων της περιόδου 2014-2019 (μέσες τιμές), κατά την οποία το συνολικό κόστος εκπομπών ΑτΘ προσέγγιζε τα 142εκατομμύρια ευρώ και το κόστος καυσίμου ανερχόταν σε 366ευρώ/τόνο(5,7 €/MWh κόστος εκπομπών και 85,5€/MWh κόστος καυσίμου, με συνολικό μέσο κόστος 91,2 €/MWh)[47], [78].

Αντιθέτως, κατά την περίοδο 2020-2023, το κόστος εκπομπών αυξήθηκε δραματικά, φθάνοντας περίπου τα 753εκατομμύρια ευρώ, ενώ το κόστος καυσίμου ανήλθε σε 501,4 ευρώ/τόνο (46,3€/MWh κόστος εκπομπών και 118,8€/MWh κόστος καυσίμου, με συνολικό μέσο κόστος 165,1€/MWh), γεγονός που αντανακλά την αυξανόμενη οικονομική επιβάρυνση λόγω των εκπομπών[74].

Τα διαγράμματα 4 έως 6 απεικονίζουν τα αποτελέσματα της προτεινόμενης μεθοδολογίας που αναπτύχθηκε στις ενότητες 4 και 5, για κάθε σενάριο.

6.2.1 Σύγκριση σεναρίων 7ης Οκτωβρίου, 2015

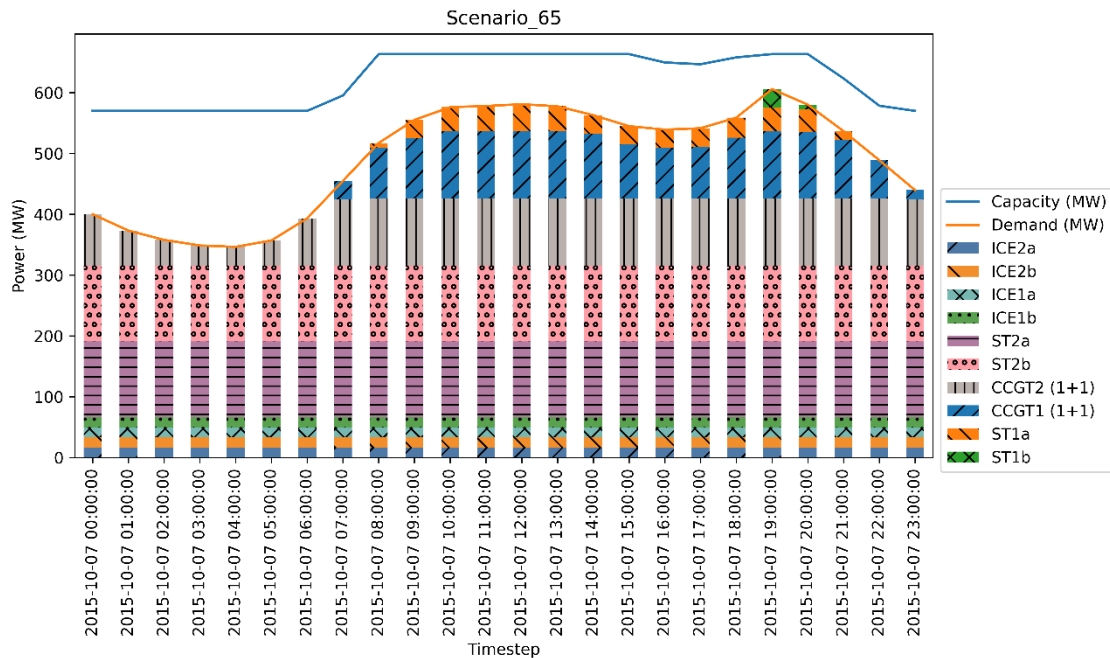
6.2.1.1 Σενάριο 1: Πλήρης διαθεσιμότητα (100%)



Διάγραμμα 4: Κατανομή ηλεκτρικής παραγωγής για το Σενάριο 1 την 7η Οκτωβρίου 2015.

Η αρχική ανάλυση αναδεικνύει σημαντικές διαφοροποιήσεις μεταξύ των πραγματικών δεδομένων λειτουργίας και του Σεναρίου 1 (100% διαθεσιμότητα). Συγκεκριμένα, τα πραγματικά δεδομένα δείχνουν ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας την 7η Οκτωβρίου 2015, καλύφθηκε μέσω της λειτουργίας των μονάδων ST1a, ST1b, ST1c, ST2a, ST2b, ST2c, ST1d, ICE1a και ICE1b. Αντιθέτως, εάν είχε εφαρμοστεί η προτεινόμενη μεθοδολογία, η κάλυψη της ζήτησης θα επιτυγχανόταν με προτεραιότητα των μονάδων ICE2a, ICE2b, ICE2c, ICE1a, ICE1b, ICE1c, ST2a, ST2b, ST2c και CCGT2 (2+1). Η προτεινόμενη αυτή κατανομή θα οδηγούσε σε συνολικό κόστος 951.279€, όπως υπολογίζεται από την Εξίσωση (1), επιτυγχάνοντας εξοικονόμηση 124.795€, δηλαδή μείωση της τάξης του 11,6%.

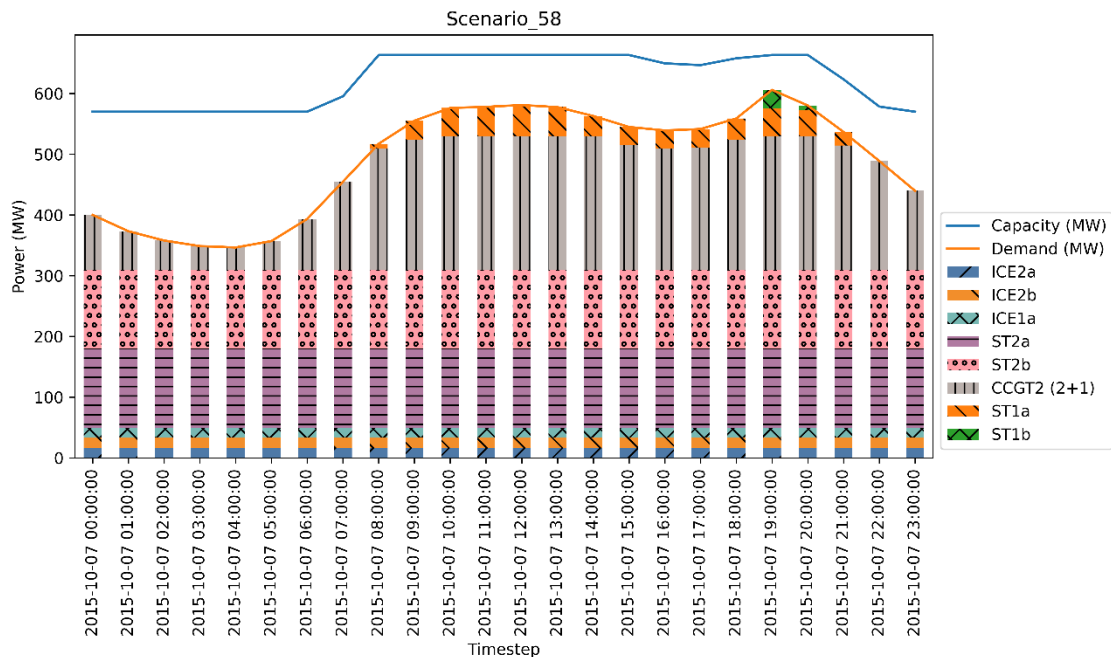
6.2.1.2 Σενάριο 2: Μέση διαθεσιμότητα (65%)



Διάγραμμα 5: Κατανομή ηλεκτρικής παραγωγής για το Σενάριο 2 την 7η Οκτωβρίου 2015.

Για το Σενάριο 2 (65% διαθεσιμότητα), τα αποτελέσματα της προσομοίωσης δείχνουν ότι η ζήτηση μπορεί να καλυφθεί μέσω της λειτουργίας των μονάδων: ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b, ST2a, ST2b, CCGT2 (1+1), CCGT1 (1+1), ST1a και ST1b, κατά σειρά προτεραιότητας. Στο σενάριο αυτό, το συνολικό κόστος ανέρχεται σε 1.014.874€, αποφέροντας εξοικονόμηση 61.200€, ήτοι μείωση της τάξης του 5,7% σε σύγκριση με το βασικό κόστος. Το σενάριο αυτό αντανακλά ρεαλιστικούς λειτουργικούς περιορισμούς και προσαρμογές, οι οποίες μπορούν να μειώσουν το κόστος, χωρίς να τίθεται σε κίνδυνο η αξιοπιστία του συστήματος.

6.2.1.3 Σενάριο 3: Περιορισμένη διαθεσιμότητα (58%)



Διάγραμμα 6: Κατανομή ηλεκτρικής παραγωγής για το Σενάριο 3 την 7η Οκτωβρίου 2015.

Στο Σενάριο 3 (58% διαθεσιμότητα), η ζήτηση καλύπτεται μέσω της κατανομής των μονάδων: ICE2a, ICE2b, ICE1a, ST2a, ST2b, CCGT2 (2+1), ST1a και ST1b. Το συνολικό κόστος για το σενάριο αυτό ανέρχεται σε 1.019.277€, επιτυγχάνοντας εξοικονόμηση 56.797€, δηλαδή μείωση της τάξης του 5,3%. Το σενάριο αυτό υπογραμμίζει τη σημασία του προσεκτικού σχεδιασμού και της ορθολογικής κατανομής φορτίων υπό συνθήκες περιορισμένης διαθεσιμότητας.

6.2.1.4 Σύνοψη αποτελεσμάτων 7^{ης} Οκτωβρίου, 2015

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων καταδεικνύουν την αποτελεσματικότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας υπό διαφορετικά επίπεδα διαθεσιμότητας μονάδων παραγωγής, αναδεικνύοντας τη δυναμική της συνεισφοράς της στη βελτιστοποίηση του ενεργειακού τομέα της Κύπρου. Ειδικότερα, η μεθοδολογία οδηγεί σε σημαντικές μειώσεις του συνολικού λειτουργικού κόστους σε σύγκριση με το υφιστάμενο μοντέλο λειτουργίας, επιβεβαιώνοντας την οικονομική της αποδοτικότητα. Παράλληλα, ενισχύει την απόδοση του συστήματος μέσω της προτεραιότητας των οικονομικότερων μονάδων και της ορθολογικής διάρθρωσης της κατανομής των ενεργειακών αναγκών, σε πλήρη ευθυγράμμιση με την πραγματική ζήτηση.

Επιπλέον, η προτεινόμενη προσέγγιση συμβάλλει στον περιορισμό των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, προάγοντας τη χρήση μονάδων με χαμηλότερο ανθρακικό αποτύπωμα και ενισχύοντας κατ' αυτόν τον τρόπο τη βιωσιμότητα του ενεργειακού συστήματος. Συνολικά, τα ευρήματα αναδεικνύουν την προσαρμοστικότητα και την πρακτική αξία της μεθοδολογίας, εδραιώνοντάς την ως ένα ισχυρό εργαλείο για τη βελτίωση τόσο της οικονομικής, όσο και της περιβαλλοντικής απόδοσης του ενεργειακού τομέα στην Κύπρο.

6.3 Ανάλυση και αποτελέσματα για την 21^η Σεπτεμβρίου, 2023

Η ανάλυση ακολούθησε την ίδια μεθοδολογική προσέγγιση, ενσωματώνοντας τις επικρατούσες συνθήκες αυξημένου κόστους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και καυσίμων, όπως αυτές παρατηρήθηκαν τα τελευταία έτη. Το συνολικό λειτουργικό κόστος του συστήματος για τη συγκεκριμένη ημέρα υπολογίστηκε σε 2.161.658€, βάσει δεδομένων της περιόδου 2020-2023 (μέσες τιμές). Αντιθέτως, εάν εφαρμόζονταν τα δεδομένα της περιόδου 2014-2019 (μέσες τιμές), το συνολικό κόστος θα ανερχόταν περίπου σε 1.206.824€. Το ποσό αυτό αντιπροσωπεύει αύξηση κατά 79,1% σε σύγκριση με το κόστος της περιόδου 2014-2019. Η απότομη αυτή αύξηση του κόστους αποδίδεται πρωτίστως στην έντονη κλιμάκωση τόσο των τιμών καυσίμων όσο και των δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα κατά τη μεταγενέστερη περίοδο[74], [78].

Τα ευρήματα αυτά αναδεικνύουν τη διαρκώς αυξανόμενη οικονομική επιβάρυνση που προκύπτει τις εκπομπές και το κόστος καυσίμων στον ενεργειακό τομέα, υπογραμμίζοντας την αναγκαιότητα υιοθέτησης βελτιστοποιημένων λειτουργικών στρατηγικών και οικονομικά αποδοτικών, βιώσιμων πρακτικών. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για τη συγκεκριμένη ημέρα καλύφθηκε από την ΑΗΚ μέσω της λειτουργίας των μονάδων ST2a, CCGT1 (1+1), CCGT2 (2+1), ST1a, ST1b, ST1c, ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b και ST1d [74], [78].

6.3.1 Σύγκριση σεναρίων για 21^η Σεπτεμβρίου, 2023

6.3.1.1 Σενάριο 1: Πλήρης διαθεσιμότητα (100%)

Ωστόσο, σύμφωνα με την προτεινόμενη μεθοδολογία για το Σενάριο 1(100% διαθεσιμότητα), η ζήτηση θα μπορούσε να καλυφθεί από τις μονάδες ICE2a, ICE2b, ICE2c, ICE1a, ICE1b, ICE1c, ST2a, ST2b, ST2c, CCGT2(2+1) και OCGT1. Η προτεινόμενη αυτή κατανομή θα οδηγούσε σε συνολικό κόστος 1.987.277€, όπως υπολογίζεται από την Εξίσωση (1), επιτυγχάνοντας εξοικονόμηση 174.381€, δηλαδή μείωση της τάξης του 8,1% σε σύγκριση με την πραγματική κατανομή.

6.3.1.2 Σενάριο 2: Μέση διαθεσιμότητα (65%)

Για το Σενάριο 2 (65% διαθεσιμότητα), η προσομοίωση δείχνει ότι η ζήτηση θα μπορούσε να καλυφθεί μέσω της λειτουργίας των μονάδων ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b, ST2a, ST2b, CCGT2 (1+1), CCGT1 (1+1), ST1a, ST1b, ST1c και ST1d. Το συνολικό κόστος στην περίπτωση αυτή υπολογίστηκε σε 2.063.769€, αποφέροντας εξοικονόμηση 97.888€, ήτοι μείωση της τάξης του 4,5%.

6.3.1.3 Σενάριο 3: Περιορισμένη διαθεσιμότητα (58%)

Στο Σενάριο 3 (58% διαθεσιμότητα), η ζήτηση καλύφθηκε από τις μονάδες ICE2a, ICE2b, ICE1a, ST2a, ST2b, CCGT2 (2+1), ST1a, ST1b, ST1c και GT2a. Η προσομοίωση απέδωσε συνολικό κόστος 2.078.708€, επιτυγχάνοντας εξοικονόμηση 82.950€, δηλαδή μείωση της τάξης του 3,8%.

6.3.1.4 Σύνοψη αποτελεσμάτων 21^{ης} Σεπτεμβρίου, 2023

Η ανάλυση της 21ης Σεπτεμβρίου, 2023 αναδεικνύει τη σταδιακή αλλά έντονη αύξηση του συνολικού λειτουργικού κόστους μεταξύ των περιόδων 2014-2019 και 2020-2023, υπογραμμίζοντας τον αυξανόμενο οικονομικό αντίκτυπο των εκπομπών και του κόστους καυσίμων. Παράλληλα, η προτεινόμενη μεθοδολογία αποδεικνύει την αποτελεσματικότητά της στη συστηματική μείωση του λειτουργικού κόστους σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια, με τη μεγαλύτερη εξοικονόμηση (8,1%) να παρατηρείται στο Σενάριο 1. Επιπλέον, οι προσομοιώσεις βάσει σεναρίων επιβεβαιώνουν την προσαρμοστικότητα της προτεινόμενης προσέγγισης στην δυναμική ανταπόκριση στις συνθήκες του συστήματος, βελτιστοποιώντας την κατανομή των ενεργειακών πόρων, ενώ ταυτόχρονα διατηρείται η αξιοπιστία του συστήματος. Συνολικά, η εφαρμογή της μεθοδολογίας αυτής δύναται να αποφέρει σημαντικά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη για τον ενεργειακό τομέα της Κύπρου, προσφέροντας μια πρακτική και βιώσιμη λύση προσαρμογής στο διαρκώς εξελισσόμενο περιβάλλον της αγοράς και του κανονιστικού πλαισίου.

6.4 Επιπτώσεις της χρήσης φυσικού αερίου (450 €/τόνο) στο ενεργειακό κόστος και τις εκπομπές

Η καύση φυσικού αερίου στις μονάδες ST2 (3×130MW) και CCGT1, CCGT2 (2×220MW), η οποία αναμένεται να ξεκινήσει το 2026-2027 με την έλευση του, προβλέπεται να μειώσει σημαντικά τόσο το λειτουργικό κόστος όσο και τις εκπομπές

αερίων του θερμοκηπίου, ενισχύοντας τη βιωσιμότητα του κυπριακού ενεργειακού συστήματος. Ο συνδυασμός μειωμένου κόστους εκπομπών και βελτιωμένης ενεργειακής απόδοσης αναμένεται να μεταβάλει ουσιαστικά την οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής, επιταχύνοντας τη μετάβαση προς ένα περιβαλλοντικά βιώσιμο ενεργειακό μοντέλο[4].

Η ανάλυση που ακολουθεί βασίζεται στα ίδια δεδομένα της 21ης Σεπτεμβρίου 2023, ενσωματώνοντας ωστόσο τη χρήση φυσικού αερίου. Το συνολικό λειτουργικό κόστος του συστήματος για τη συγκεκριμένη ημέρα χωρίς τη χρήση ΦΑ υπολογίστηκε σε 2.161.658€, βάσει δεδομένων της περιόδου 2020-2023 (μέσες τιμές).

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας καλύφθηκε από την ΑΗΚ μέσω της λειτουργίας των μονάδων με προτεραιότητα ως εξής: ST2a, CCGT1 (1+1), CCGT2 (2+1), ST1a, ST1b, ST1c, ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b και ST1d.

6.4.1 Σύγκριση σεναρίων της χρήσης ΦΑ για τη 21^η Σεπτεμβρίου, 2023

6.4.1.1 Σενάριο 1: Πλήρης διαθεσιμότητα (100%)

Εάν η προτεινόμενη μεθοδολογία είχε εφαρμοστεί στο Σενάριο 1 (100% διαθεσιμότητα) με χρήση φυσικού αερίου, η ζήτηση θα καλυπτόταν από τις μονάδες με προτεραιότητα ως εξής: CCGT2 (2+1), CCGT1 (2+1), ST2a, ST2b και ST2c. Η κατανομή αυτή θα οδηγούσε σε συνολικό κόστος 1.322.373€, όπως υπολογίζεται από την Εξίσωση (1), επιτυγχάνοντας εξοικονόμηση 839.285€, δηλαδή μείωση της τάξης του 39%.

6.4.1.2 Σενάριο 2: Μέση διαθεσιμότητα (65%)

Για το Σενάριο 2 (65% διαθεσιμότητα), η προσομοίωση προτείνει τη λειτουργία των μονάδων με την ακόλουθη σειρά προτεραιότητας: CCGT2 (1+1), CCGT1 (1+1), ST2a, ST2b, ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b, ST1a, ST1b, ST1c και ST1d. Στην περίπτωση αυτή, το συνολικό κόστος ανέρχεται σε 1.572.019€, αποφέροντας εξοικονόμηση 589.638€, ήτοι μείωση της τάξης του 27,3% σε σύγκριση με το βασικό κόστος.

6.4.1.3 Σενάριο 3: Περιορισμένη διαθεσιμότητα (58%)

Στο Σενάριο 3 (58% διαθεσιμότητα), η ζήτηση καλύπτεται από τις μονάδες CCGT2 (2+1), ST2a, ST2b, ICE2a, ICE2b, ICE1a, ST1a, ST1b, ST1c και GT2a. Το συνολικό κόστος της προσομοίωσης ανέρχεται σε 1.579.911€, αποφέροντας συνολική εξοικονόμηση 581.747€, δηλαδή μείωση της τάξης του 26,9%.

6.4.1.4 Σύνοψη αποτελεσμάτων για την 21^η Σεπτεμβρίου, 2023 με τη χρήση ΦΑ

Η ανάλυση καταδεικνύει ότι η ενσωμάτωση του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα της Κύπρου οδηγεί σε σημαντικές μειώσεις τόσο του λειτουργικού κόστους όσο και των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, ενισχύοντας κατ' αυτόν τον τρόπο την αποδοτικότητα και τη βιωσιμότητα του ενεργειακού τομέα. Ειδικότερα, το Σενάριο 1 επιτυγχάνει τη μεγαλύτερη εξοικονόμηση κόστους, με μείωση της τάξης του 39% σε σύγκριση με τη βασική λειτουργία. Παράλληλα, τα Σενάρια 2 και 3 αποφέρουν μειώσεις κόστους 27,3% και 26,9% αντίστοιχα, αναδεικνύοντας την προσαρμοστικότητα της προτεινόμενης μεθοδολογίας υπό διαφορετικές συνθήκες διαθεσιμότητας πόρων.

Τα ευρήματα αυτά υπογραμμίζουν τον μετασχηματιστικό ρόλο του φυσικού αερίου ως μεταβατικού καυσίμου, αναδεικνύοντας τη συμβολή του στην επίτευξη τόσο οικονομικής αποδοτικότητας όσο και περιβαλλοντικής βιωσιμότητας. Η προτεινόμενη μεθοδολογία παρέχει επιστημονικά τεκμηριωμένες κατευθύνσεις για τη βελτιστοποίηση των ενεργειακών συστημάτων, ευθυγραμμιζόμενη πλήρως με τους στρατηγικούς στόχους της Κύπρου για ένα πιο βιώσιμο και οικονομικά αποδοτικό ενεργειακό πλαίσιο[79].

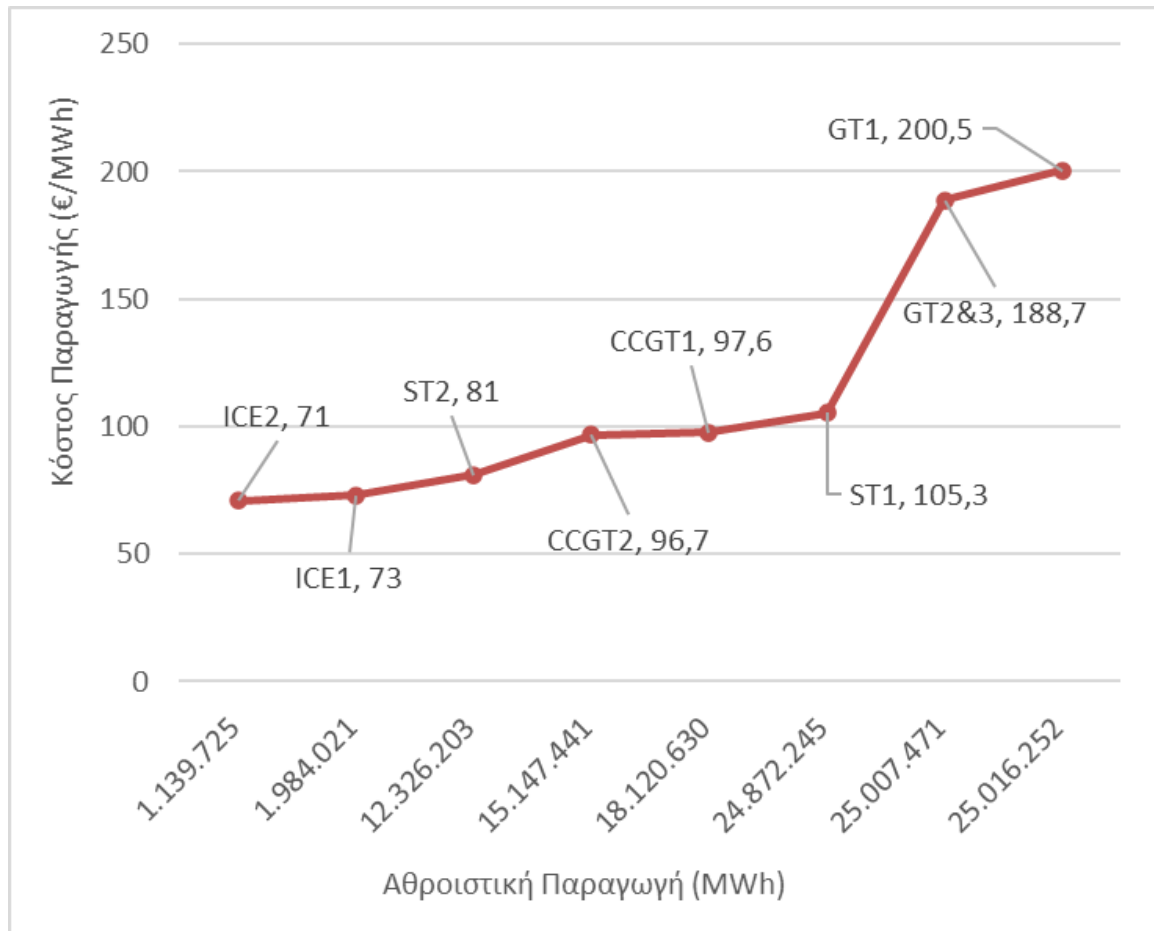
6.5 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα για την περίοδο 2014-2023

Η παρούσα ενότητα παρουσιάζει τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα των προσομοιώσεων που πραγματοποιήθηκαν για την περίοδο 2014-2023. Τα δεδομένα επεξεργάστηκαν ώστε να καλύπτουν τη μέση ετήσια ζήτηση σε χρονικά διαστήματα 15 λεπτών, βάσει των αρχείων του ΔΣΜΚ, εξαιρουμένης της παραγωγής από ΑΠΕ. Η ανάλυση υλοποιήθηκε με τη χρήση της νέας ανεπτυγμένης μεθοδολογίας αποδοτικής κατάταξης μονάδων παραγωγής, εφαρμόζοντας τα τρία σενάρια διαθεσιμότητας (100%, 65% και 58%), τόσο με τη χρήση όσο και χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου, λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των προκαθορισμένων εξισώσεων και λειτουργικών περιορισμών.

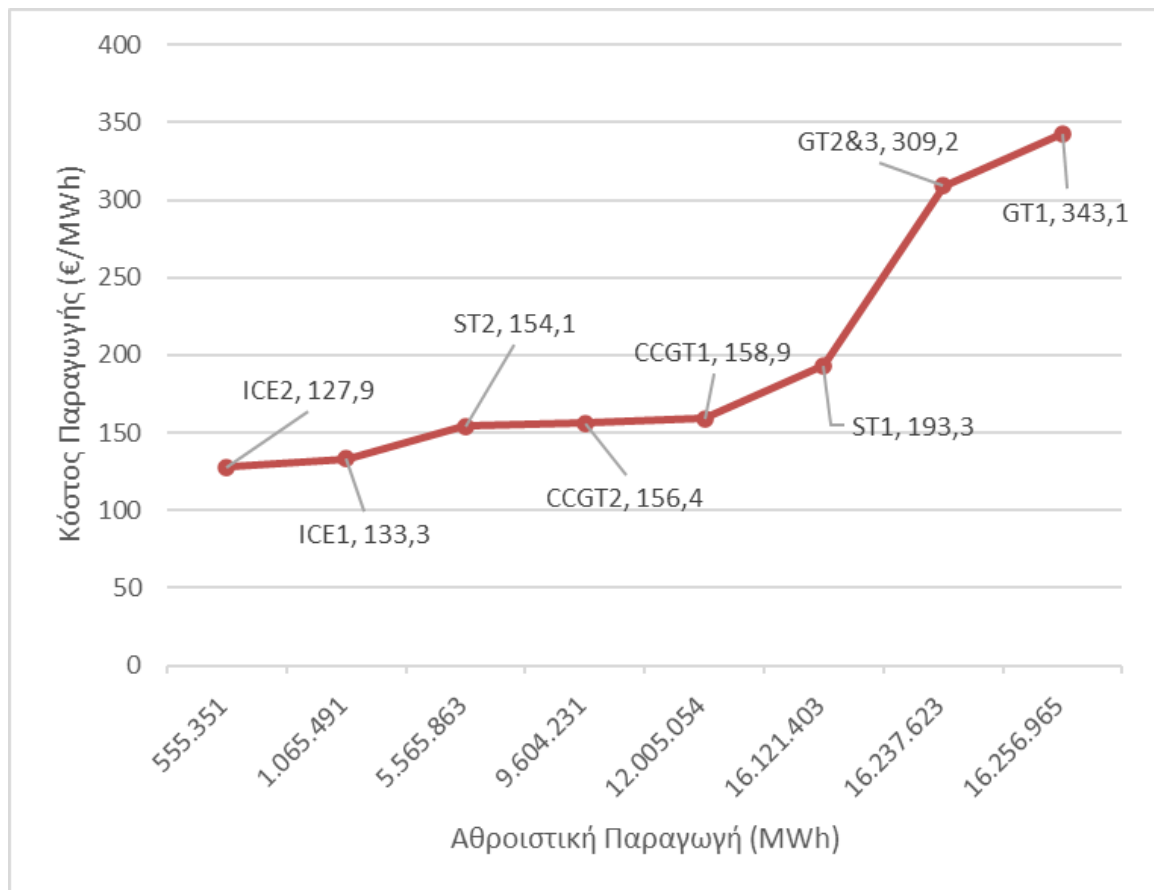
Στόχος της ανάλυσης αυτής είναι η αξιολόγηση της οικονομικής και περιβαλλοντικής βιωσιμότητας της χρήσης φυσικού αερίου και υδρογόνου στο ενεργειακό μίγμα, λαμβάνοντας υπόψη τις συνθήκες της αγοράς, τις απαιτήσεις του ΔΣΜΚ και τις προκλήσεις που απορρέουν από τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα.

Για κάθε εξεταζόμενη περίπτωση αναπτύχθηκαν ειδικοί πίνακες που καλύπτουν το πλήρες εύρος της ζήτησης, παρουσιάζοντας την οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής για κάθε χρονική περίοδο. Τα αντίστοιχα αποτελέσματα της κατάταξης των μονάδων απεικονίζονται στα διαγράμματα 7 έως 12. Κάθε ένα από τα διαγράμματα παρέχει κρίσιμες

πληροφορίες σχετικά με την οικονομική ιεράρχηση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, προσφέροντας πολύτιμη γνώση για τη βελτιστοποίηση του ενεργειακού μίγματος.

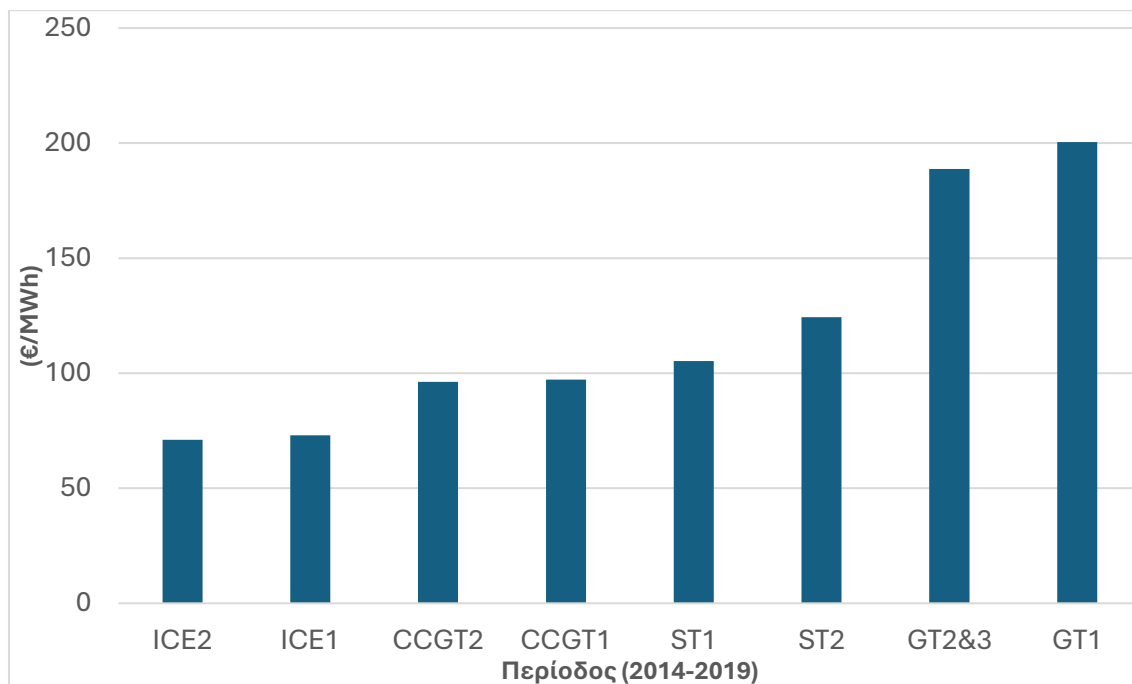


Διάγραμμα 7: Γραφική παράσταση οικονομικής σειράς προτεραιότητας (merit order) των μονάδων παραγωγής, βάσει συνολικού κόστους (€/MWh) και αθροιστική παραγωγή (MWh), χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου, για την περίοδο 2014-2019.

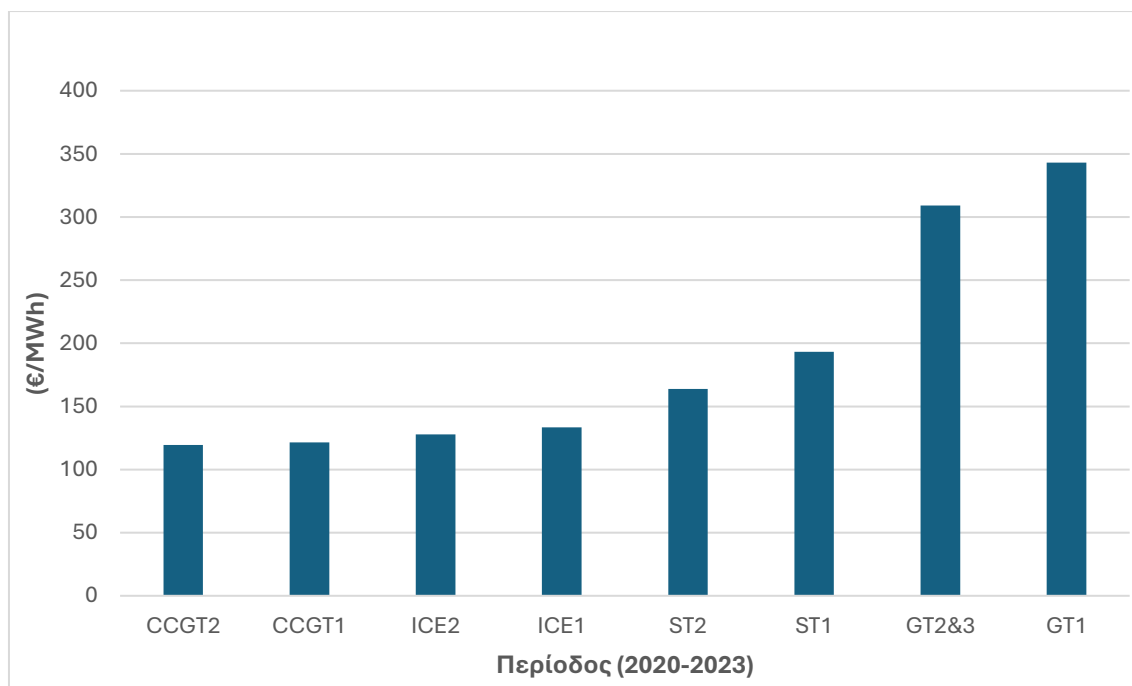


Διάγραμμα 8: Γραφική παράσταση οικονομικής σειράς προτεραιότητας (merit order) των μονάδων παραγωγής, βάσει συνολικού κόστους (€/MWh) και αθροιστική παραγωγή (MWh), χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου, για την περίοδο 2020-2023.

Τα διαγράμματα 7 και 8 απεικονίζουν την οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής βάσει του συνολικού κόστους (€/MWh), χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου, για τις περιόδους 2014-2019 και 2020-2023. Η ανάλυση αυτή επιτρέπει τη συγκριτική αξιολόγηση της αποδοτικότητας των μονάδων σε διαφορετικές χρονικές περιόδους, αναδεικνύοντας τις μονάδες με το χαμηλότερο κόστος παραγωγής. Τα ευρήματα υπογραμμίζουν τη σημασία της βελτίωσης της αποδοτικότητας των μονάδων και της μείωσης του συνολικού κόστους παραγωγής τόσο περιβαλλοντικού όσο και οικονομικού, παρέχοντας παράλληλα κρίσιμες πληροφορίες για τη λήψη αποφάσεων σχετικά με αναβαθμίσεις μονάδων ή ενδεχόμενες μελλοντικές αποσύρσεις. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται με τη μορφή καμπύλης οικονομικής προτεραιότητας (merit order), με την αθροιστική παραγόμενη ενέργεια στον άξονα Χ, επιτρέποντας σαφέστερη απεικόνιση της προτεραιότητας κατανομής των μονάδων βάσει του συνολικού κόστους παραγωγής.



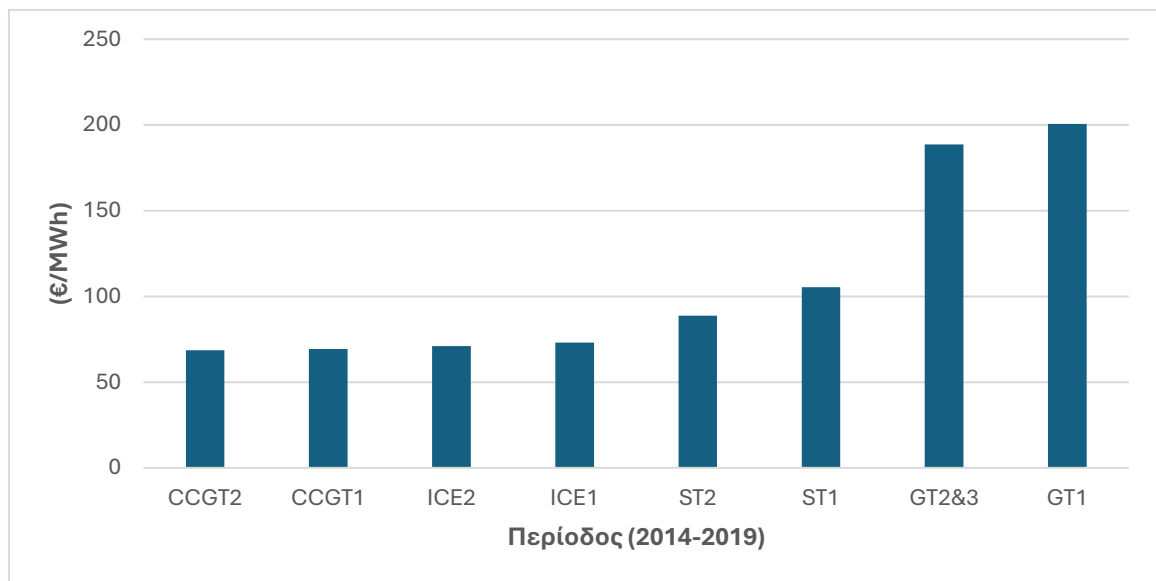
Διάγραμμα 9: Οικονομική σειρά κατάταξης των μονάδων παραγωγής με χρήση φυσικού αερίου (640€/τόνο) για την περίοδο 2014-2019.



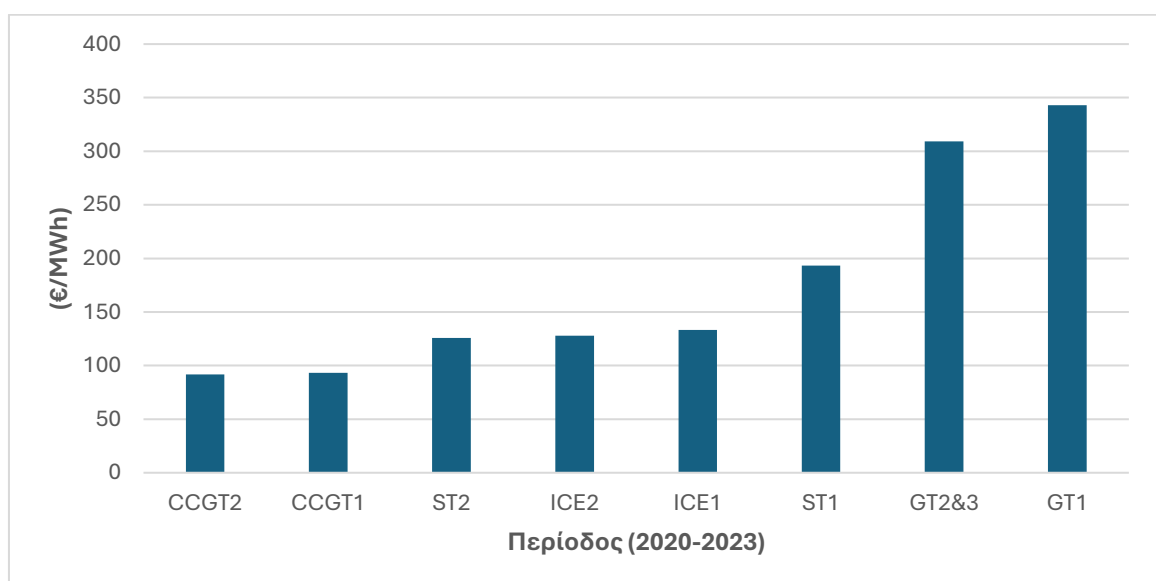
Διάγραμμα 10: Οικονομική σειρά κατάταξης των μονάδων παραγωγής με χρήση φυσικού αερίου (640€/τόνο) για την περίοδο 2020-2023.

Το διαγράμματα 9 και 10 παρουσιάζουν την οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής βάσει του συνολικού κόστους (€/MWh), ενσωματώνοντας τιμή φυσικού αερίου στα 640€/τόνο και τη χρήση του στις μονάδες ST2 και CCGT1&CCGT2, για τις ίδιες

χρονικές περιόδους. Η ανάλυση αυτή επιτρέπει την αξιολόγηση της επίδρασης των διακυμάνσεων της τιμής του φυσικού αερίου στο κόστος παραγωγής των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Τα αποτελέσματα καταδεικνύουν τον τρόπο με τον οποίο οι μεταβολές στις τιμές του φυσικού αερίου επηρεάζουν την οικονομική αποδοτικότητα των μονάδων, υποστηρίζοντας στρατηγικές αποφάσεις σχετικά με την υιοθέτηση εναλλακτικών καυσίμων ή τεχνολογιών. Παράλληλα, τα ευρήματα αναδεικνύουν τη σημασία της διαφοροποίησης των ενεργειακών πηγών για την επίτευξη περαιτέρω μειώσεων στο συνολικό κόστος παραγωγής.



Διάγραμμα 11: Οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής με χρήση φυσικού αερίου (450€/τόνο), για την περίοδο 2014-2019.



Διάγραμμα 12: Οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής με χρήση φυσικού αερίου (450€/τόνο), για την περίοδο 2020-2023.

Τα διαγράμματα 11 και 12 απεικονίζουν την οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής βάσει του συνολικού κόστους (€/MWh), υποθέτοντας τιμή φυσικού αερίου 450€/τόνο και τη χρήση του στις μονάδες ST2 και CCGT1&CCGT2, για τις περιόδους 2014-2019 και 2020-2023. Η ανάλυση αυτή επιτρέπει τη συγκριτική αξιολόγηση της οικονομικής αποδοτικότητας των μονάδων υπό διαφορετικά σενάρια τιμής φυσικού αερίου. Τα ευρήματα παρέχουν σημαντικές ενδείξεις για την ευαισθησία του κόστους παραγωγής στις διακυμάνσεις της τιμής του φυσικού αερίου, υποστηρίζοντας στρατηγικές αποφάσεις με στόχο τη μείωση του κόστους. Επιπλέον, αναδεικνύεται η σημασία της συνεχούς παρακολούθησης των αγορών καυσίμων και της προσαρμογής των στρατηγικών παραγωγής στις εξελισσόμενες τάσεις των τιμών.

Συνολικά, τα διαγράμματα 7 έως 12 προσφέρουν μια ολοκληρωμένη εικόνα της οικονομικής κατάταξης των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής υπό διαφορετικές χρονικές περιόδους και συνθήκες τιμών φυσικού αερίου, παρέχοντας πολύτιμες πληροφορίες για την αποτελεσματικότερη διαχείριση των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι δύο βασικές χρονικές περίοδοι που εξετάστηκαν είναι:

- *Περίοδος 2014-2019:* Χαρακτηρίζεται από πιο σταθερές τιμές καυσίμων και χαμηλότερες τιμές δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂).
- *Περίοδος 2020-2023:* Σηματοδοτείται από σημαντικές αυξήσεις στο κόστος καυσίμων και στις εκπομπές CO₂, οι οποίες επηρεάζουν καθοριστικά τη λειτουργία και τη βιωσιμότητα του ενεργειακού συστήματος.

Η ανάλυση επικεντρώθηκε στη μελέτη της προγραμματισμένης μετατροπής καυσίμου για τις μονάδες ST2 (μαζούτ) και CCGT1&CCGT2 (ντίζελ) σε φυσικό αέριο, με εκτιμώμενη υλοποίηση κατά την περίοδο 2026-2027. Επιπλέον, εξετάστηκε η χρήση μίγματος φυσικού αερίου και υδρογόνου (κατά αναλογία μάζας 80:20), καθώς και οι επιπτώσεις του στο κόστος παραγωγής (€/MWh), στις εκπομπές CO₂ και στη συνολική βιωσιμότητα του ενεργειακού συστήματος.

Όπως επισημαίνεται στη διεθνή βιβλιογραφία, η ενσωμάτωση υδρογόνου στο ενεργειακό μίγμα δύναται να μειώσει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά 60-65% σε υφιστάμενες μονάδες φυσικού αερίου, διατηρώντας ταυτόχρονα την αποδοτικότητα και τη σταθερότητα του ηλεκτρικού δικτύου[80], [81], [82].

Οι μηδενικές εκπομπές άνθρακα κατά την καύση του υδρογόνου το καθιστούν ιδιαίτερα ελκυστική επιλογή για ανάμιξη με φυσικό αέριο σε συστήματα ηλεκτροπαραγωγής. Η χρήση μίγματος υδρογόνου 20% κατά μάζα σε αεριοστρόβιλους και συνδυασμένου κύκλου μονάδες έχει αποδειχθεί ότι επιτυγχάνει σημαντική μείωση εκπομπών χωρίς να απαιτούνται εκτεταμένες τροποποιήσεις στις υφιστάμενες υποδομές. Επιπλέον, η ενσωμάτωση υδρογόνου υποστηρίζει τη συμμόρφωση με τους διεθνείς στόχους αποανθρακοποίησης, συμβάλλοντας στην επίτευξη του στόχου κλιματικής ουδετερότητας της Ευρωπαϊκής Ένωσης έως το 2050[83].

6.6 Οικονομική ανάλυση και εξοικονόμηση κόστους

6.6.1 Εφαρμογή της νέας μεθόδου οικονομικής κατάταξης χωρίς ΦΑ και με τη χρήση ΦΑ

Η νέα μέθοδος οικονομικής κατάταξης αποδείχθηκε αποτελεσματική στη μείωση του κόστους παραγωγής και στην εξοικονόμηση πόρων. Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στους πίνακες 32 και 33:

Πίνακας 32: Συγκεντρωτικός πίνακας νέων μέσων τιμών καυσίμου και εκπομπών CO₂ ανά μονάδα παραγωγής ενέργειας (€/MWh) και των αντίστοιχων εξοικονομήσεων/απωλειών για την περίοδο 2014-2019, με συνολική παραγόμενη ενέργεια 25.016.252 MWh, κόστος καυσίμου 2,139 δις. €, κόστος εκπομπών CO₂ 142 εκατ. €, μέση θερμογόνο δύναμη 42.953 kJ/kg και μέση απόδοση 36,1%.

Περιγραφή	Μέση Τιμή ΑΗΚ (€/MWh)	Νέα Μέση Τιμή ΑΗΚ (€/MWh)	Αύξηση/ (Μείωση) (%)	Εξοικονόμηση/ (Απώλεια) (€)
100% Διαθεσιμότητα χωρίς ΦΑ	91,2	80,9	(11,2)	256.382.838
65% Διαθεσιμότητα χωρίς ΦΑ	91,2	87,2	(4,4)	99.796.732
58% Διαθεσιμότητα χωρίς ΦΑ	91,2	88,5	(3,0)	67.537.033
100% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (640 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	91,2	93,5	2,5	(56.940.742)
65% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (640 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	91,2	100,4	10,1	(229.761.023)

58% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (640 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	91,2	104,4	14,5	(331.016.017)
100% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (450 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	91,2	69,7	(23,6)	538.263.112
65% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (450 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	91,2	79,3	(13,0)	296.875.564
58% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (450 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	91,2	80,6	(11,6)	263.566.937

Πίνακας 33: Συγκεντρωτικός πίνακας νέων μέσων τιμών καυσίμου και εκπομπών CO₂ ανά μονάδα παραγωγής ενέργειας (€/MWh) και των αντίστοιχων εξοικονομήσεων/απωλειών για την περίοδο 2020-2023, με συνολική παραγόμενη ενέργεια 16.256.965 MWh, κόστος καυσίμου 1,931 δις. €, κόστος εκπομπών CO₂ 753 εκατ. €, μέση θερμογόνο δύναμη 43.122 kJ/kg και μέση απόδοση 36,9%.

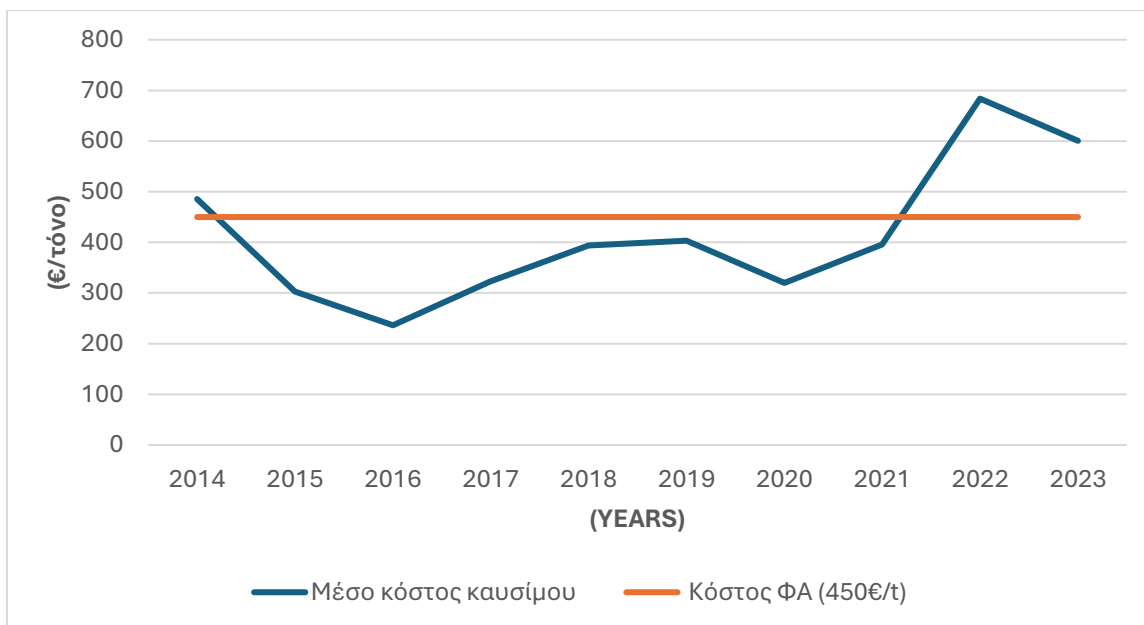
Περιγραφή	Μέση Τιμή ΑΗΚ (€/MWh)	Νέα Μέση Τιμή ΑΗΚ (€/MWh)	Αύξηση/ (Μείωση) (%)	Εξοικονόμηση/ (Απώλεια) (€)
100% Διαθεσιμότητα χωρίς ΦΑ	165,1	151,0	(8,5)	228.095.082
65% Διαθεσιμότητα χωρίς ΦΑ	165,1	156,7	(5,1)	135.930.771
58% Διαθεσιμότητα χωρίς ΦΑ	165,1	158,3	(4,1)	110.885.991
100% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (640 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	165,1	125,2	(24,2)	648.790.530
65% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (640 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	165,1	143,6	(13,0)	349.114.724
58% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (640 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	165,1	145,1	(12,1)	324.641.039
100% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (450 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	165,1	97,2	(41,1)	1.103.497.636

65% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (450 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	165,1	116,2	(29,6)	794.105.990
58% Διαθεσιμότητα με ΦΑ (450 €/τόνο) σε ST2 και CCGT1&2	165,1	117,0	(29,1)	782.181.528

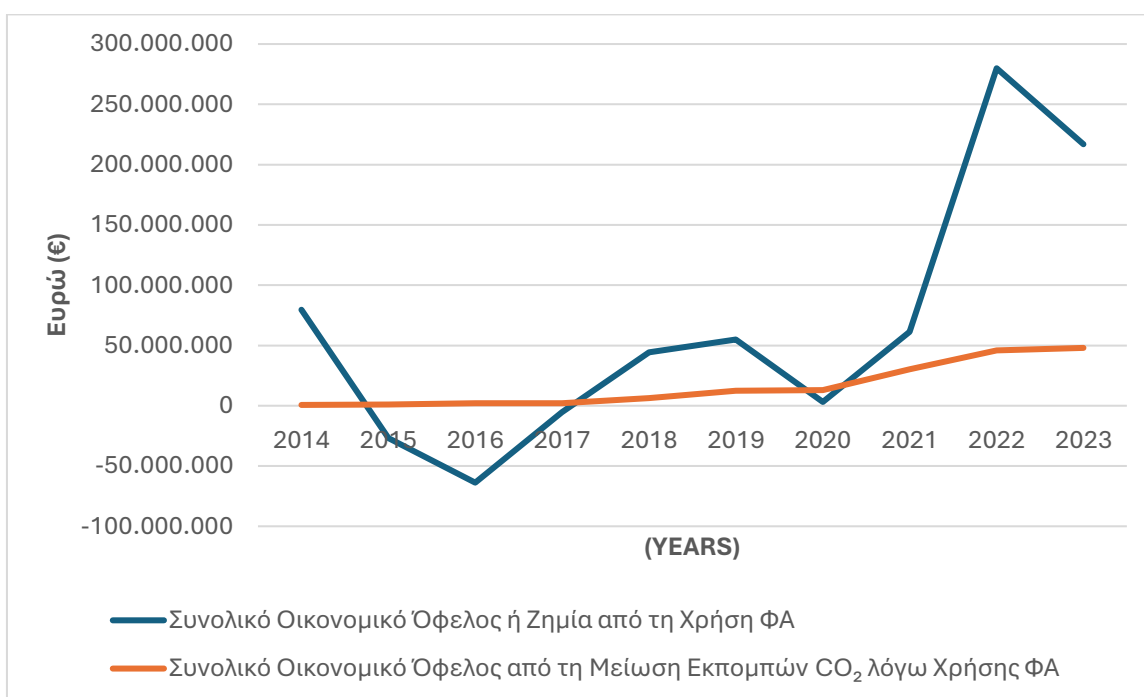
Ειδικότερα:

- *Χωρίς τη χρήση φυσικού αερίου:* Η νέα μέθοδος κατάταξης μείωσε το κόστος παραγωγής κατά 3-11,2% κατά την περίοδο 2014-2019 και κατά 4,1-8,5% κατά την περίοδο 2020-2023. Τα αποτελέσματα αυτά αναδεικνύουν την αξία της βελτιστοποίησης της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής μέσω της νέας μεθόδου κατάταξης, ακόμη και υπό το αυξημένο κόστος καυσίμων και εκπομπών CO₂ της δεύτερης περιόδου.
- *Χρήση φυσικού αερίου με 640€/τόνο:* Παρά το υψηλότερο κόστος καυσίμου, η χρήση φυσικού αερίου σε τιμή 640€/τόνο αύξησε το κόστος κατά 2,5-14,5% για την περίοδο 2014-2019, ενώ απέφερε εξοικονομήσεις 12,1-24,2% για την περίοδο 2020-2023, λόγω της έντονης αύξησης των τιμών καυσίμων και των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στη δεύτερη περίοδο.
- *Χρήση φυσικού αερίου με 450 €/τόνο:* Η εφαρμογή της νέας μεθόδου κατάταξης σε συνδυασμό με φυσικό αέριο στη συμφέρουσα τιμή των 450€/τόνο μείωσε το κόστος παραγωγής κατά 11,6-23,6% κατά την περίοδο 2014-2019 και κατά 29,1-41,1% κατά την περίοδο 2020-2023. Τα ευρήματα αυτά υπογραμμίζουν τη στρατηγική σημασία της εξασφάλισης ευνοϊκών τιμών καυσίμου.

Τα ευρήματα αυτά απεικονίζονται στα πιο κάτω διαγράμματα 17 μέχρι 18, όπου παρουσιάζονται οι ετήσιες συνολικές εξοικονομήσεις ή απώλειες (€), καθώς και οι μεταβολές (€/MWh) του κόστους του συστήματος παραγωγής από τη χρήση φυσικού αερίου στην τιμή των 450€/τόνο στις μονάδες ST2 και CCGT1&CCGT2.



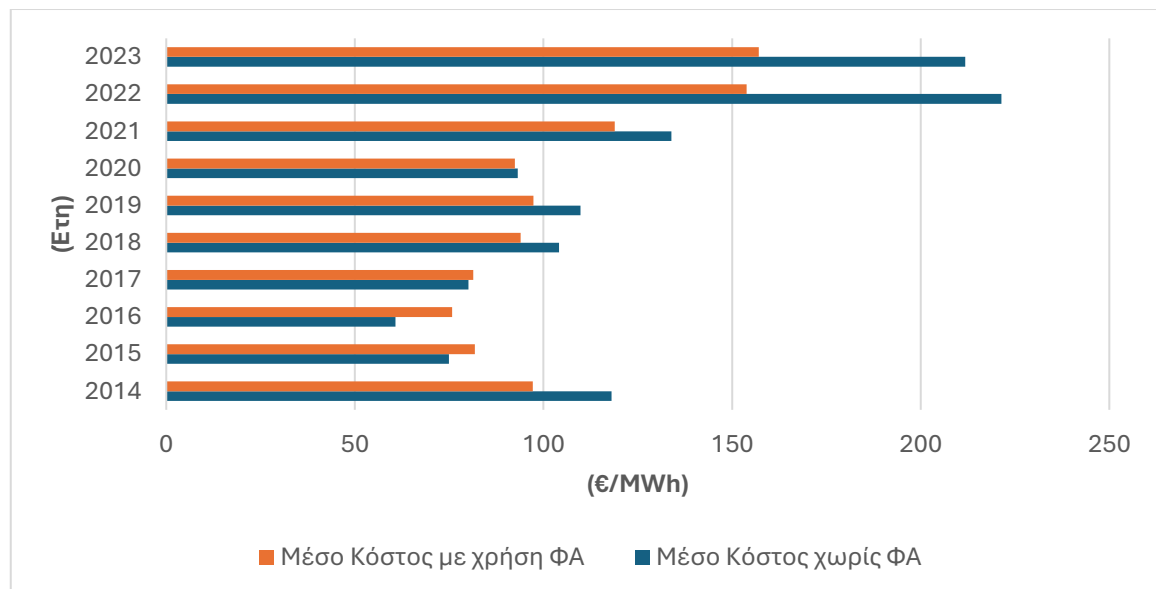
Διάγραμμα 13: Μέσο κόστος καυσίμου και κόστος ΦΑ (450€/τόνο) ανά έτος 2014-2023



Διάγραμμα 14: Συνολικές εξοικονομήσεις ή απώλειες κόστους συστήματος από χρήση φυσικού αερίου (450€/τόνο), ανάλογα με το μέσο κόστος καυσίμου ανά έτος 2014-2023

Η γραφική απεικόνιση στα διαγράμματα 13 και 14 παρουσιάζει τις ετήσιες αποκλίσεις του κόστους του συστήματος (εξοικονόμηση ή απώλειες) που αποδίδονται στη χρήση φυσικού αερίου στην τιμή των 450€/τόνο στις μονάδες ST2 και CCGT1&CCGT2. Μέσω της σύγκρισης των μέσων τιμών καυσίμου μεταξύ των διαφόρων ετών, η ανάλυση αναδεικνύει τη συσχέτιση μεταξύ της μεταβλητότητας των τιμών καυσίμων και του οικονομικού της

αποτυπώματος στο κόστος παραγωγής. Η αξιολόγηση αυτή παρέχει κρίσιμες πληροφορίες για την ευαισθησία του συστήματος σε διακυμάνσεις τιμών καυσίμου και υπογραμμίζει τη σημασία στρατηγικών μηχανισμών τιμολόγησης και αποτελεσματικών πρακτικών διαχείρισης κόστους.



Διάγραμμα 15: Σύγκριση μέσου κόστους συστήματος παραγωγής (€/MWh) με τη χρήση ΦΑ στα (450€/τόνο) και χωρίς χρήση φυσικού αερίου ανά έτος 2014-2023

Το διάγραμμα 15 συγκρίνει το μέσο κόστος του συστήματος παραγωγής (€/MWh) για σενάρια με και χωρίς ενσωμάτωση φυσικού αερίου στο μίγμα παραγωγής. Τα ευρήματα καταδεικνύουν την οικονομική αποδοτικότητα της ενσωμάτωσης φυσικού αερίου, ιδίως υπό συνθήκες ανταγωνιστικής τιμολόγησης (450€/τόνο). Η ανάλυση ποσοτικοποιεί τα οικονομικά οφέλη της χρήσης φυσικού αερίου σε συμφέρουσα τιμή, κυρίως ως προς τη μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και υπογραμμίζει τη σημασία της χρήσης του στην επίτευξη βελτιστοποίησης κόστους. Η σύγκριση αυτή προσφέρει χρήσιμες ενδείξεις προς τους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς και τους φορείς χάραξης ενεργειακής πολιτικής που επιδιώκουν τη βελτίωση της αποδοτικότητας και της βιωσιμότητας των ενεργειακών συστημάτων.

6.7 Μετατροπή καυσίμων μαζούτ και ντίζελ σε ΦΑ στις μονάδες ST2 και CCGT1&CCGT2

Η μετάβαση από μαζούτ και ντίζελ σε φυσικό αέριο βελτίωσε τη βιωσιμότητα του ενεργειακού μίγματος. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πιο κάτω πίνακα 34:

Πίνακας 34: Συνολικές εξοικονομήσεις ή απώλειες (€) σε καύσιμα και εκπομπές CO₂, για τις περιόδους 2014-2019 και 2020-2023 από τη μετατροπή καυσίμου στις μονάδες ST2 και CCGT1&2 σε φυσικό αέριο, με τιμές 450 €/τόνο και 640 €/τόνο.

Περιγραφή	Συμφέρουσα τιμή ΦΑ (450 €/τόνο)				Προσφορά Itera ΦΑ (640 €/τόνο)			
Περίοδος	Μέση Τιμή ΑΗΚ (€/MWh)	Νέα Μέση Τιμή ΑΗΚ (€/MWh)	Αύξηση/ (Μείωση) (%)	Εξοικονόμηση/ (Απώλεια) (€)	Μέση Τιμή ΑΗΚ (€/MWh)	Νέα Μέση Τιμή ΑΗΚ (€/MWh)	Αύξηση/ (Μείωση) (%)	Εξοικονόμηση/ (Απώλεια) (€)
2014-2019	91,2	87,8	(3,7)	84.001.240	91,2	109	19,6	(446.323.964)
2020-2023	165,1	131,4	(20,4)	547.571.121	165,1	153	(7,3)	195.879.335

Ειδικότερα

- Κατά την περίοδο 2014-2019, η χρήση φυσικού αερίου στα 450€/τόνο θα απέφερε εξοικονόμηση 3,7%, ενώ στα 640 €/τόνο θα προκαλούσε αύξηση κόστους 19,6%.
- Κατά την περίοδο 2020-2023, οι εξοικονομήσεις από φυσικό αέριο στα 450€/τόνο θα ανέρχονταν σε 20,4%, ενώ στα 640 €/τόνο θα περιορίζονταν σε 7,3%.

Η σταδιακή μετάβαση στο φυσικό αέριο, όπως επισημαίνεται στη[84], δύναται να βελτιώσει την απόδοση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής κατά 15-20%, ιδίως όταν συνδυάζεται με τεχνολογίες συνδυασμένου κύκλου.

Το φυσικό αέριο διαθέτει υψηλότερη θερμογόνο δύναμη σε σύγκριση με τα συμβατικά καύσιμα, όπως το μαζούτ και το ντίζελ, γεγονός που επιτρέπει αποδοτικότερες διεργασίες καύσης. Επιπλέον, τα συστήματα αεριοστροβίλων συνδυασμένου κύκλου (CCGT), τα οποία αξιοποιούν τόσο αεριοστροβίλους όσο και ατμοστροβίλους, αυξάνουν τη συνολική απόδοση μέσω ανάκτησης και επαναχρησιμοποίησης της απορριπτόμενης θερμότητας. Ο διπλός αυτός συνδυασμός όχι μόνο μεγιστοποιεί την ενεργειακή απόδοση, αλλά μειώνει και την ειδική κατανάλωση καυσίμου των μονάδων παραγωγής, ευθυγραμμιζόμενος με τους παγκόσμιους στόχους ενεργειακής αποδοτικότητας και βιωσιμότητας[84].

6.8 Μείωση εκπομπών CO₂

Η χρήση φυσικού αερίου (ΦΑ) θα συνέβαλλε σημαντικά στη μείωση των εκπομπών CO₂, όπως παρουσιάζεται στον πιο κάτω πίνακα 35:

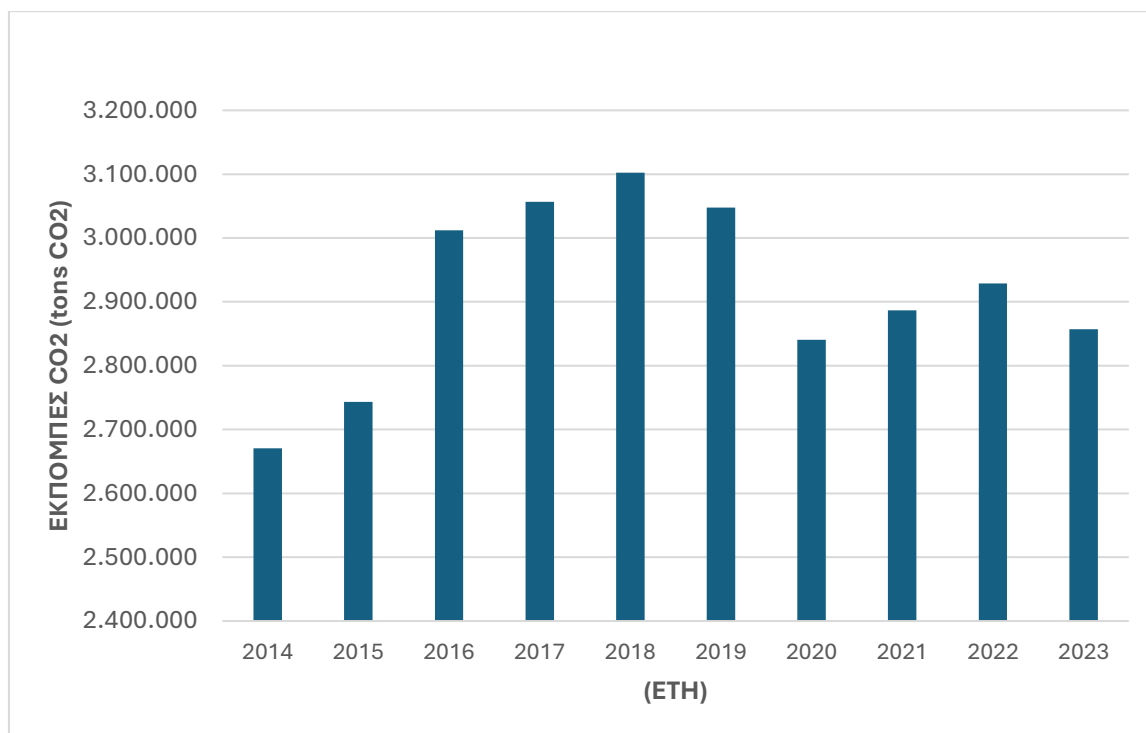
Πίνακας 35: Συνολικές εξοικονομήσεις (€) από τη χρήση φυσικού αερίου στις μονάδες ST2 και CCGT1&2 για τις δύο χρονικές περιόδους 2014-2019 και 2020-2023.

Χρονική περίοδος	Κόστος εκπομπών CO ₂ χωρίς ΦΑ (€)	Κόστος εκπομπών CO ₂ με ΦΑ (€)	Εξοικονόμηση (€)	Μείωση (%)
2014-2019	142.096.000	118.719.065	23.376.935	16,5
2020-2023	752.847.000	616.489.777	136.357.223	18,1

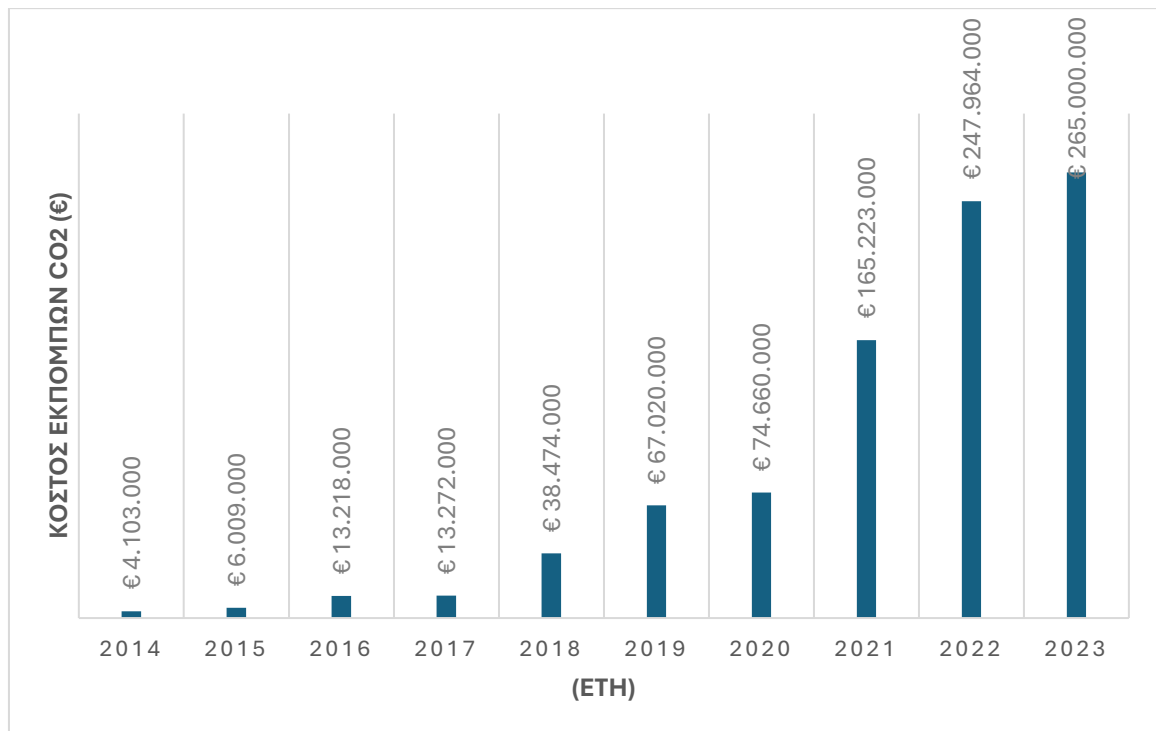
Ειδικότερα:

- Περίοδος 2014-2019: Μείωση κατά 16,5%.
- Περίοδος 2020-2023: Μείωση κατά 18,1%.

Τα διαγράμματα 20, 21 και 22 απεικονίζουν τις ετήσιες εκπομπές (τόνοι CO₂), το ετήσιο κόστος εκπομπών CO₂ (€) και το μέσο κόστος εκπομπών CO₂ ανά μονάδα παραγωγής ενέργειας ανά έτος (€/MWh), χωρίς χρήση φυσικού αερίου. Επιπλέον, το διάγραμμα 23 αναδεικνύει τις εξοικονομήσεις κόστους CO₂ (€) από τη χρήση φυσικού αερίου στις μονάδες ST2 και CCGT1&2, σε συνάρτηση με την παραγόμενη και παραδιδόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

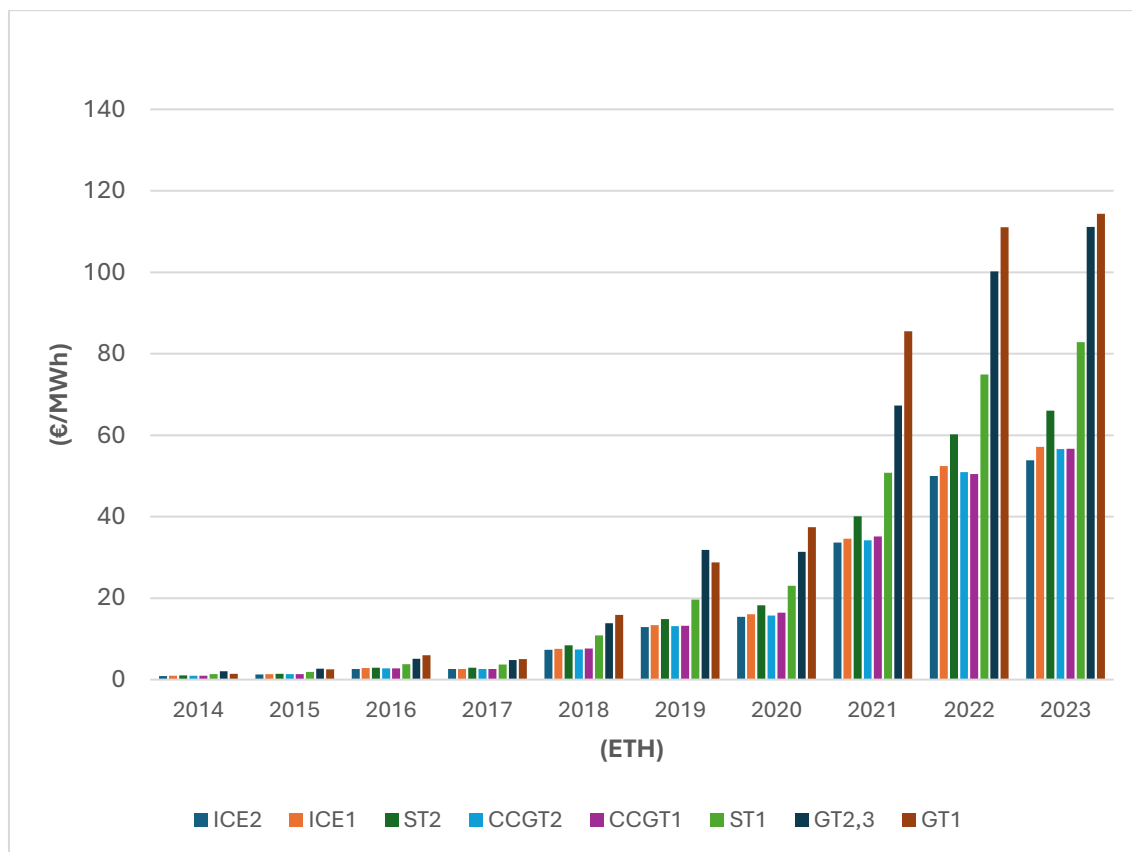


Διάγραμμα 16: Εκπομπές CO₂ (τόνοι) ανά έτος



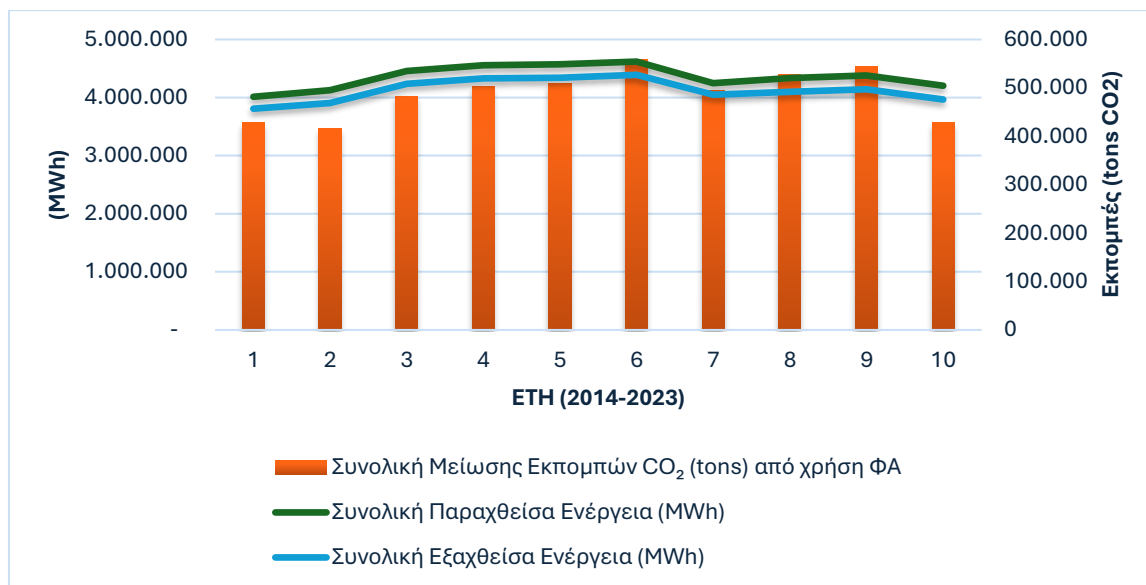
Διάγραμμα 17: Κόστος εκπομπών CO₂ (€) ανά έτος

Τα διαγράμματα 16, 17 παρουσιάζουν τις ετήσιες εκπομπές CO₂ (τόνοι) και το αντίστοιχο κόστος εκπομπών CO₂ (€) για τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν χωρίς χρήση φυσικού αερίου. Παρατηρείται ότι οι εκπομπές CO₂ ήταν ιδιαίτερα υψηλές, με αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών. Ιδιαίτερα κατά την περίοδο 2020-2023, το αυξανόμενο κόστος εκπομπών CO₂ είχε σημαντικό οικονομικό αντίκτυπο. Το εύρημα αυτό υπογραμμίζει την αναγκαιότητα χρήσης αποδοτικότερων καυσίμων, όπως το φυσικό αέριο και υδρογόνο, τα οποία δύναται να συμβάλουν στη μείωση τόσο των εκπομπών όσο και του κόστους λειτουργίας.



Διάγραμμα 18: Μέσο Κόστος Εκπομπών CO₂ ανά μονάδα/ες παραγωγής ενέργειας χωρίς χρήση φυσικού αερίου.

Το διάγραμμα 18 απεικονίζει το μέσο κόστος εκπομπών CO₂ ανά μονάδα/ες παραγωγής ενέργειας (€/MWh) όταν δεν χρησιμοποιείται φυσικό αέριο. Παρατηρείται αυξητική τάση του κόστους εκπομπών, ιδίως κατά την περίοδο 2020-2023, λόγω της αυστηροποίησης των περιβαλλοντικών πολιτικών της Ευρωπαϊκής Ένωσης με στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Ως εκ τούτου, η σταδιακή αντικατάσταση ρυπογόνων καυσίμων από το φυσικό αέριο αναμένεται να συμβάλει στη μείωση του κόστους εκπομπών.



Διάγραμμα 19: Συνολική ετήσια εξοικονόμηση εκπομπών CO₂ (τόνους) με χρήση φυσικού αερίου, σε σχέση με την παραχθείσα και εξαχθείσα ενέργεια.

Το διάγραμμα 19 παρουσιάζει την ετήσια εξοικονόμηση εκπομπών CO₂ (τόνους) από τη χρήση ΦΑ στις μονάδες ST2 και CCGT1&2, σε συνάρτηση με την παραχθείσα και εξαχθείσα ηλεκτρική ενέργεια. Η αντικατάσταση περισσότερο ρυπογόνων καυσίμων από φυσικό αέριο συμβάλλει ουσιαστικά στη μείωση του συνολικού κόστους εκπομπών CO₂. Τα δεδομένα καταδεικνύουν ότι, ιδίως μετά το 2020, οι εξοικονομήσεις κόστους θα ήταν αυξημένες λόγω της απότομης ανόδου της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Το διάγραμμα επιβεβαιώνει τον κρίσιμο ρόλο του φυσικού αερίου ως μεταβατικού καυσίμου, το οποίο διευκολύνει τη μείωση των εκπομπών και του κόστους για τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Είναι ευρέως αποδεκτό ότι η χρήση φυσικού αερίου, ιδίως σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου (CCGT), μειώνει σημαντικά τις εκπομπές CO₂ σε σύγκριση με μονάδες που βασίζονται σε ντίζελ ή βαρύ μαζούτ (HFO).

6.9 Μέγιστα κόστη φυσικού αερίου και υδρογόνου και μείωση εκπομπών CO₂

Οι απαιτούμενες ποσότητες και το μέγιστο αποδεκτό κόστος φυσικού αερίου (ΦΑ) και υδρογόνου παρουσιάζονται στον πιο κάτω πίνακα 36:

Πίνακας 36: Ποσότητες (τόνοι) και κόστος φυσικού αερίου (€/τόνο) και φυσικού αερίου με υδρογόνο για τις περιόδους 2014-2019, 2020-2023 και συγκριτικά για το έτος 2023.

Περιγραφή	Χρήση ΦΑ στις ST2 και CCGT1&2			Χρήση ΦΑ και H ₂ στις ST2 και CCGT1&2 (80:20)			
	ΦΑ (tons)	Υψηλότερη Τιμή (€/ton)	Υψηλότερη τιμή ΦΑ μαζί με μείωση εκπομπών CO ₂ (€/ton)	ΦΑ (tons)	H ₂ (tons)	Υψηλότερη τιμή H ₂ (€/ton)	Υψηλότερη τιμή H ₂ μαζί με μείωση εκπομπών CO ₂ (€/ton)
2014-2019	2.791.185	471	480	1.073.949	268.487	3017	3071
2020-2023	1.851.009	672	746	706.036	176.509	4360	4838
2023	472.076	808	910	179.889	44.972	5249	5909

Ειδικότερα:

- Περίοδος 2014-2019:
 - ο Μέγιστες τιμές ΦΑ: 471 και 480 €/τόνο όταν ληφθεί υπόψη και το κόστος εκπομπών CO₂.
 - ο Μέγιστες τιμές υδρογόνου: 3017 και 3071 €/τόνο όταν ληφθεί υπόψη και το κόστος εκπομπών CO₂.
- Περίοδος 2020-2023:
 - ο Μέγιστη τιμή ΦΑ: 672 και 746€/τόνο όταν ληφθεί υπόψη και το κόστος εκπομπών CO₂.
 - ο Μέγιστη τιμή υδρογόνου: 4360 και 4838€/τόνο όταν ληφθεί υπόψη και το κόστος εκπομπών CO₂.
- Έτος 2023:
 - ο Μέγιστη τιμή ΦΑ: 808 και 910€/τόνο όταν ληφθεί υπόψη και το κόστος εκπομπών CO₂.
 - ο Μέγιστη τιμή υδρογόνου: 5249 και 5909€/τόνο όταν ληφθεί υπόψη και το κόστος εκπομπών CO₂.

Η εκτιμώμενη μείωση εκπομπών CO₂ με τη χρήση υδρογόνου ανέρχεται σε περίπου 61-62%. Η βελτιστοποίηση του κόστους αντανakλά τα δυνητικά οικονομικά οφέλη της μετάβασης σε μίγματα φυσικού αερίου και υδρογόνου, ιδίως υπό καθεστώς υψηλών τιμών εκπομπών CO₂.

Περαιτέρω, αξιολογήθηκε ποσοτικά ο συνολικός οικονομικός αντίκτυπος από τη μείωση των εκπομπών CO₂, ο οποίος προκύπτει από τη μερική υποκατάσταση του φυσικού αερίου με πράσινο υδρογόνο (σε αναλογία μάζας 80:20), για τις εξεταζόμενες χρονικές περιόδους.

Κατά την περίοδο 2014-2019, η συνολική κατανάλωση φυσικού αερίου μειώθηκε από 2.791.185 μετρικούς τόνους (χωρίς ενσωμάτωση υδρογόνου) σε 1.073.949 μετρικούς τόνους (με ενσωμάτωση υδρογόνου), οδηγώντας σε αντίστοιχη περεταίρω μείωση του κόστους που σχετίζεται με τις εκπομπές CO₂ ύψους 37.264.794€, όπως προκύπτει από τον πίνακα 24 με κόστος εκπομπής CO₂ ΦΑ 21,70€/t σε σχέση με μαζούτ και ντίζελ 23,64€/t.

Αντίστοιχα, για την περίοδο 2020-2023, η κατανάλωση φυσικού αερίου μειώθηκε από 1.851.009 μετρικούς τόνους σε 706.036 μετρικούς τόνους, γεγονός που οδήγησε σε περεταίρω εξοικονόμηση κόστους εκπομπών CO₂ ύψους 201.613.580€, υπολογισμένη σύμφωνα με τα στοιχεία του πίνακα 25 με κόστος εκπομπής CO₂ ΦΑ 176,09€/t, σε σχέση με μαζούτ και ντίζελ 195,50€/t.

Τα ευρήματα αυτά αναδεικνύουν τα ιδιαίτερα σημαντικά οικονομικά οφέλη από την ενσωμάτωση πράσινου υδρογόνου σε συμβατικά μίγματα καυσίμων, ιδίως σε ηλεκτρικά συστήματα που λειτουργούν υπό συνθήκες αυξημένης τιμολόγησης άνθρακα και ρεαλιστικών τεχνικών περιορισμών.

7 Συμπεράσματα και πολιτικές προεκτάσεις

Η αποτελεσματική οικονομική διαχείριση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για τη βελτιστοποίηση της ενεργειακής αποδοτικότητας και τη μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής. Στην παρούσα εργασία, η οποία ανέλυσε τη λειτουργία των θερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Κύπρο, οι προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν υπό συνθήκες διαθεσιμότητας μονάδων 100%, 65% και 58% για δύο διακριτές χρονικές περιόδους, 2014-2019 και 2020-2023, επιβεβαιώνουν ότι η βέλτιστη δέσμευση μονάδων, βασισμένη σε οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια, δύναται να επιφέρει ετήσιες μειώσεις του συνολικού κόστους παραγωγής (καύσιμα και εκπομπές CO₂) της τάξης του 3% έως 11,2%.

Η αξιοποίηση φυσικού αερίου στις θερμικές μονάδες ST2 (3×130MW) και CCGT1&CCGT2 (2×220MW), σε συμφέρουσα τιμή προμήθειας 450€/τόνο, όπως αυτή καθορίστηκε από τη ΔΕΦΑ, σε συνδυασμό με την οικονομική κατάταξη των μονάδων παραγωγής, επιτυγχάνει ιδιαίτερα σημαντικές μειώσεις κόστους, οι οποίες κυμαίνονται από 11,6% έως 41,1%, ανάλογα με το σενάριο διαθεσιμότητας μονάδων, και για τις δύο εξεταζόμενες περιόδους. Αντιθέτως, σε τιμή φυσικού αερίου 640€/τόνο κατά την πρώτη περίοδο (2014-2019), το συνολικό κόστος θα αυξανόταν κατά 2,5% έως 14,5%, ενώ κατά τη δεύτερη περίοδο (2020-2023) θα παρατηρούνταν μειώσεις της τάξης του 12,1% έως 24,2%, λόγω της έντονης αύξησης του κόστους καυσίμων και των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Η μετατροπή καυσίμου των μονάδων ST2 (μαζούτ) και CCGT1&CCGT2 (ντίζελ) σε φυσικό αέριο, ανέδειξε την ανάγκη η αξιοποίηση του φυσικού αερίου να βασίζεται σε αυστηρά οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια, ακόμη και ανεξάρτητα από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας οικονομικής κατάταξης μονάδων. Εάν το φυσικό αέριο είχε χρησιμοποιηθεί κατά την περίοδο 2014-2019 στην τιμή των 640€/τόνο, το συνολικό κόστος θα αυξανόταν κατά 19,6%, ενώ για την περίοδο 2020-2023 θα είχε επιτευχθεί μείωση της τάξης του 7,3%. Αντιθέτως, η χρήση φυσικού αερίου σε ευνοϊκή τιμή 450€/τόνο θα οδηγούσε σε μείωση κόστους 3,7% κατά την πρώτη περίοδο και 20,4% κατά τη δεύτερη. Όσον αφορά τις εκπομπές CO₂, θα καταγράφονταν μειώσεις της τάξης του 16,5% και 18,1% για την πρώτη και τη δεύτερη περίοδο αντίστοιχα.

Ο προσδιορισμός της μέγιστης αποδεκτής τιμής προμήθειας φυσικού αερίου αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για τη μείωση του κόστους ανά παραγόμενη μεγαβατώρα. Για την

περίοδο 2014-2019, η μέγιστη τιμή υπολογίστηκε σε 471€/τόνο λαμβάνοντας υπόψη μόνο το κόστος καυσίμου και σε 480€/τόνο όταν συνεκτιμώνται και τα οφέλη από τη μείωση των εκπομπών CO₂. Για την περίοδο 2020-2023, οι αντίστοιχες τιμές αυξήθηκαν σε 672€/τόνο και 746€/τόνο, ενώ για το έτος 2023 ανήλθαν περαιτέρω σε 808€/τόνο και 910€/τόνο, αντιστοίχως, λόγω ραγδαίας αύξησης του κόστους καυσίμων και εκπομπών.

Η χρήση μίγματος φυσικού αερίου και υδρογόνου (κατά αναλογία μάζας 80:20) στις μονάδες ST2 και CCGT1&CCGT2 δημιουργεί νέες προοπτικές για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 61-62%, υπό την προϋπόθεση ότι η προμήθεια υδρογόνου πραγματοποιείται σε ανταγωνιστική τιμή. Οι μέγιστες αποδεκτές τιμές προμήθειας υδρογόνου προσδιορίστηκαν σε 3017€/τόνο και 3071€/τόνο για την περίοδο 2014-2019, σε 4360€/τόνο και 4838€/τόνο για την περίοδο 2020-2023 και σε 5249€/τόνο και 5909€/τόνο για το έτος 2023.

Η στρατηγική ενσωμάτωση ανανεώσιμου υδρογόνου στο ενεργειακό μίγμα ευθυγραμμίζεται πλήρως με τις μακροπρόθεσμες δεσμεύσεις της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας για επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας έως το 2050. Παράλληλα, ενισχύει την ανθεκτικότητα των ενεργειακών υποδομών και υποστηρίζει την αποκέντρωση της ενεργειακής παραγωγής. Επιπλέον, η ανάλυση των επιπτώσεων των διεθνών διακυμάνσεων στις τιμές φυσικού αερίου και υδρογόνου είναι κρίσιμη για τη διαμόρφωση μακροπρόθεσμων στρατηγικών, όπως επισημαίνεται και από τον Διεθνή Οργανισμό Ενέργειας [4].

Πέραν της ορθολογικής ενεργειακής-περιβαλλοντικής-οικονομικής ανάλυσης για τη δέσμευση θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, που αποτέλεσε τον κύριο άξονα της παρούσας μελέτης, η πλήρης αποανθρακοποίηση του ενεργειακού συστήματος προϋποθέτει την υιοθέτηση πρόσθετων πολιτικών και μέτρων. Αυτά περιλαμβάνουν μακροπρόθεσμες στρατηγικές τιμολόγησης άνθρακα, κίνητρα για την ανάπτυξη συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, ρυθμιστικά πλαίσια για την ενίσχυση της ευελιξίας του δικτύου και μηχανισμούς στήριξης για την ενσωμάτωση τεχνολογιών υδρογόνου.

Η εφαρμογή τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας από βραχυπρόθεσμα συστήματα συσσωρευτών (BESS) έως μεσο- και μακροπρόθεσμες λύσεις όπως η αντλησιοταμίευση (PHS) και τα συστήματα που βασίζονται στη παραγωγή και αποθήκευση πράσινου υδρογόνου, μπορεί να διαδραματίσει καθοριστικό ρόλο στη μεγιστοποίηση της αξιοποίησης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και στη βελτίωση της ευελιξίας του

συστήματος. Ωστόσο, πρέπει να σημειωθεί ότι σήμερα στην Κύπρο δεν υφίστανται εγκατεστημένα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας, γεγονός που καθιστά την ανάπτυξη και υλοποίηση τέτοιων τεχνολογιών απαραίτητη για τη διασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος και τη μέγιστη αξιοποίηση των ΑΠΕ. Η προώθηση της έρευνας και η αξιολόγηση διαφορετικών τεχνολογιών αποθήκευσης αποτελούν κρίσιμους πυλώνες της μελλοντικής ενεργειακής στρατηγικής της χώρας.

Στο πλαίσιο της Κύπρου, απαιτείται μια συνδυαστική στρατηγική αποθήκευσης, προσαρμοσμένη στους λειτουργικούς περιορισμούς του δικτύου και στα επίπεδα διείσδυσης των ΑΠΕ, ώστε να αποφεύγονται περικοπές παραγωγής και να διασφαλίζεται η ασφάλεια εφοδιασμού, όπως καταγράφεται σε πρόσφατες εθνικές μελέτες. Οι ενέργειες αυτές συμπληρώνουν τα τεχνικά μέτρα και είναι απαραίτητες για την επίτευξη πλήρους αποανθρακοποίησης του ηλεκτρικού συστήματος.

Παράλληλα, η έρευνα σε τεχνικές πτυχές των μιγμάτων φυσικού αερίου-υδρογόνου, όπως η αποδοτικότητα καύσης και ο σχεδιασμός αεριοστρόβιλων, παραμένει προτεραιότητα για την αποτελεσματική ενσωμάτωσή τους στο ενεργειακό σύστημα [39]. Η εγκατάσταση «έξυπνων» μετρητών στις μονάδες παραγωγής θα επιτρέψει την παρακολούθηση της απόδοσης και των εκπομπών σε πραγματικό χρόνο, διευκολύνοντας την έγκαιρη ανίχνευση αποκλίσεων και τη βέλτιστη διαχείριση του συστήματος. Επιπλέον, η υιοθέτηση συστημάτων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας (CHP) μπορεί να ενισχύσει περαιτέρω την ενεργειακή αποδοτικότητα και να περιορίσει τις απώλειες. Τέλος, η δημιουργία «κοιλάδων υδρογόνου» μέσω της ανάπτυξης υποδομών παραγωγής και αποθήκευσης πράσινου υδρογόνου από ΑΠΕ θα συμβάλει στη μείωση της ενεργειακής σπατάλης κατά περιόδους χαμηλής ζήτησης, υποστηρίζοντας τη μετάβαση προς ένα βιώσιμο και αποκεντρωμένο ενεργειακό σύστημα [41].

Λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς των ντετερμινιστικών μοντέλων, η μελλοντική έρευνα θα επικεντρωθεί στην επέκταση της παρούσας μεθοδολογίας μέσω της ενσωμάτωσης στοχαστικών τεχνικών, όπως η μοντελοποίηση αβεβαιότητας βάσει σεναρίων και οι προσομοιώσεις Monte Carlo. Τα εργαλεία αυτά θα επιτρέψουν μια πιο ανθεκτική αξιολόγηση του συστήματος υπό συνθήκες αβεβαιότητας, όπως η μεταβλητότητα της ζήτησης, η στοχαστική φύση της παραγωγής από ΑΠΕ και η διακύμανση των τιμών καυσίμων. Η ενσωμάτωση στοχαστικών στοιχείων θα επιτρέψει στους σχεδιαστές συστημάτων να ποσοτικοποιήσουν καλύτερα το εύρος των πιθανών

εκβάσεων και να διαμορφώσουν πιο ανθεκτικές στρατηγικές για τη βέλτιστη δέσμευση μονάδων και τον μακροπρόθεσμο ενεργειακό σχεδιασμό.

Επιπλέον, μελλοντικές επεκτάσεις του παρόντος μοντέλου μπορούν να ενσωματώσουν την ελαστικότητα της ζήτησης, ώστε να αποτυπώνεται η δυνητική ανταπόκριση των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας σε τιμές πραγματικού χρόνου ή τιμολόγια χρονικής χρήσης. Αν και στη μελέτη αυτή η ζήτηση θεωρήθηκε δεδομένη σύμφωνα με τη δομή της ρυθμιζόμενης αγοράς της Κύπρου η ενσωμάτωση ζήτησης εξαρτώμενης από την τιμή θα μπορούσε να προσφέρει πιο ρεαλιστικές εκτιμήσεις υπό απελευθερωμένα καθεστάτα αγοράς ή μελλοντικές μεταρρυθμίσεις. Μια τέτοια προσέγγιση θα επέτρεπε στο μοντέλο δέσμευσης μονάδων να αποτυπώσει τους μηχανισμούς ανάδρασης μεταξύ κόστους παραγωγής και συμπεριφοράς της ζήτησης, υποστηρίζοντας το σχεδιασμό δυναμικών τιμολόγησης και στρατηγικών διαχείρισης της ζήτησης.

Παρότι η παρούσα εργασία επικεντρώθηκε στο ηλεκτρικό σύστημα της Κύπρου, η ανάλυση έχει ευρύτερη εφαρμογή για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας και άλλων απομονωμένων ηλεκτρικών συστημάτων διεθνώς, τα οποία θα κληθούν να επιτύχουν βαθιά αποανθρακοποίηση τα επόμενα χρόνια. Για τον σκοπό αυτό, είναι κρίσιμη η συνδυαστική αξιοποίηση της μεθοδολογίας που παρουσιάζεται εδώ με χρονικά αναλυτικά τεχνοοικονομικά δεδομένα (τα οποία συχνά είναι δημόσια διαθέσιμα) και με εξειδικευμένη γνώση της πραγματικής λειτουργίας των υπό μελέτη σταθμών παραγωγής. Τέτοιου είδους αξιολογήσεις μπορούν να επιτρέψουν στους διαχειριστές ηλεκτρικών συστημάτων να προετοιμαστούν για την πράσινη μετάβαση με οικονομικά βέλτιστο τρόπο.

8 Ανάλυση κόστους και ωφελημάτων νέου συστήματος

Το προτεινόμενο σύστημα διαχείρισης των μονάδων παραγωγής της ΑΗΚ χαρακτηρίζεται από ιδιαίτερα χαμηλές απαιτήσεις σε πρόσθετους πόρους και από απλότητα στην εφαρμογή του. Η υλοποίησή του δεν συνεπάγεται άμεσο κεφαλαιουχικό κόστος, δεδομένου ότι βασίζεται κυρίως στη συστηματική και έγκαιρη καταγραφή λειτουργικών δεδομένων, τα οποία αφορούν μετρήσιμες παραμέτρους κάθε μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ξεχωριστά. Η καταχώριση των δεδομένων σε ημερήσια βάση ή, το αργότερο, την αμέσως επόμενη ημέρα, επιτρέπει την αξιόπιστη ανάλυση της λειτουργικής συμπεριφοράς των μονάδων και υποστηρίζει τη βέλτιστη λήψη αποφάσεων στον προγραμματισμό παραγωγής.

Η άμεση διαθεσιμότητα επικαιροποιημένων στοιχείων καθιστά δυνατή την αποδοτικότερη επιλογή των μονάδων που τίθενται σε λειτουργία σε περιόδους αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου, καθώς και την έγκαιρη απόσυρσή τους σε περιόδους μείωσης της ζήτησης. Παράλληλα, παρέχεται η δυνατότητα ταχείας διάγνωσης λειτουργικών αποκλίσεων, όταν τα καταγραφόμενα δεδομένα αποκλίνουν σημαντικά από τις τεχνικές προδιαγραφές και τα αναμενόμενα επίπεδα απόδοσης των μονάδων, συμβάλλοντας στην πρόληψη βλαβών και στην αποφυγή μη αποδοτικής λειτουργίας.

Σε λειτουργικό επίπεδο, το σύστημα προϋποθέτει την ενίσχυση του μηχανισμού μέτρησης και επαλήθευσης κρίσιμων παραμέτρων. Η εγκατάσταση έξυπνων μετρητών για την καταγραφή της κατανάλωσης καυσίμου και των εκπομπών αερίων ανά μονάδα, σε συνδυασμό με κατάλληλο λογισμικό συλλογής, αποθήκευσης και επεξεργασίας δεδομένων σε πραγματικό χρόνο, αυξάνει σημαντικά την αξιοπιστία των απολογιστικών στοιχείων. Επιπλέον, επιτρέπει τη διασταύρωση των μετρήσεων με ανεξάρτητες πηγές, όπως οι δεξαμενές αποθήκευσης καυσίμων, και ενισχύει τη διαφάνεια στον έλεγχο παραλαβής και κατανάλωσης.

Η αξιοποίηση υπολογιστικών εργαλείων που ενσωματώνουν οικονομικές και περιβαλλοντικές παραμέτρους θεωρείται καθοριστικής σημασίας για τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας σε επίπεδο χαρτοφυλακίου. Μέσω της ανάλυσης διαφορετικών σεναρίων ζήτησης, τα εργαλεία αυτά μπορούν να υποστηρίξουν τη συστηματική μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής και των εκπομπών, χωρίς να τίθεται σε κίνδυνο η ασφάλεια και η αξιοπιστία του συστήματος.

Με την πλήρη ανάπτυξη του λογισμικού και τη διασύνδεσή του με τους έξυπνους μετρητές, το σύστημα δύναται να λειτουργήσει σε περιβάλλοντα αυξημένης πολυπλοκότητας, όπως ένα ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο ενεργειακό σύστημα. Μέσω της εισαγωγής των κατάλληλων οικονομικών και περιβαλλοντικών παραμέτρων για κάθε διαθέσιμη μονάδα, καθίσταται εφικτός ο δυναμικός προσδιορισμός της βέλτιστης σειράς ένταξης και απενεργοποίησης των μονάδων παραγωγής, σε συνάρτηση με τη μεταβολή της ζήτησης και λαμβάνοντας υπόψη τη συμμετοχή των ΑΠΕ, οι οποίες απολαμβάνουν προτεραιότητα ένταξης στο υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο της Κύπρου.

Συνολικά, το προτεινόμενο σύστημα παρουσιάζει ιδιαίτερα ευνοϊκό λόγο κόστους-ωφελημάτων, καθώς βασίζεται σε υφιστάμενες υποδομές και διαδικασίες, ενώ τα λειτουργικά και περιβαλλοντικά οφέλη που προκύπτουν από τη βελτιωμένη διαχείριση του χαρτοφυλακίου μονάδων παραγωγής είναι σημαντικά και διατηρήσιμα σε βάθος χρόνου.

9 Εισήγηση Μελλοντικής Έρευνας και Ανάπτυξης Λογισμικού

9.1 Καθορισμός τελικών βασικών παραμέτρων

Στο πλαίσιο της παρούσας διατριβής προτείνεται η ανάπτυξη ενός εξειδικευμένου λογισμικού υποστήριξης αποφάσεων για τη βέλτιστη διαχείριση του χαρτοφυλακίου μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο σχεδιασμός του λογισμικού βασίζεται στην αρχή της λειτουργικής απλότητας, της πρακτικής εφαρμοσιμότητας και της μέγιστης αποτελεσματικότητας, με στόχο τη διευκόλυνση της καθημερινής επιχειρησιακής λειτουργίας.

Οι τελικές βασικές παράμετροι που προτείνονται να λαμβάνονται υπόψη για κάθε μονάδα παραγωγής, και να καταγράφονται ξεχωριστά, είναι οι ακόλουθες:

- Κόστος εκκίνησης έως τον συγχρονισμό της μονάδας, διαφοροποιημένο ανάλογα με την κατάστασή της (ψυχρή, ενδιάμεση, θερμή) (€/συγχρονισμό).
- Κατανάλωση καυσίμου και αντίστοιχο κόστος (€/MWh).
- Πάγιο κόστος συντήρησης (€/MWh).
- Μέσο ειδικό κόστος πρώτων υλών πλην καυσίμου (€/MWh).
- Μέσο ειδικό κόστος πρόσθετων δαπανών συντήρησης λόγω λειτουργίας, εξαιρουμένων βλαβών από ανθρώπινο παράγοντα (€/MWh).
- Εργατικό κόστος λειτουργίας (€/MWh).
- Κόστος απόσβεσης εξοπλισμού (€/MWh).
- Κόστος εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (€/MWh).
- Διαθέσιμες ώρες λειτουργίας έως την επόμενη προγραμματισμένη συντήρηση ή/και περιορισμοί λειτουργίας λόγω περιβαλλοντικών δεσμεύσεων.

Η ανάγκη καταγραφής και ανάλυσης των ανωτέρω παραμέτρων σε επίπεδο μεμονωμένης μονάδας προκύπτει από το γεγονός ότι μονάδες ίδιου τύπου και ονομαστικής ισχύος δεν παρουσιάζουν κατ' ανάγκη ταυτόσημη συμπεριφορά, λόγω διαφορών στη χρονολογία κατασκευής, στην τεχνολογία, στην κατάσταση εξοπλισμού και στο ιστορικό λειτουργίας.

9.2 Μεθοδολογία ανάπτυξης του λογισμικού

Η ανάπτυξη του προτεινόμενου λογισμικού βασίζεται στη λογική της άμεσης και αξιόπιστης πληροφόρησης. Τα δεδομένα που αφορούν τις βασικές παραμέτρους κάθε μονάδας θα πρέπει να καταχωρούνται στο πληροφοριακό σύστημα του Διαχειριστή Συστήματος και της ΑΗΚ σε πραγματικό χρόνο ή το αργότερο, εντός της αμέσως επόμενης

εργάσιμης ημέρας. Η λειτουργικότητα του συστήματος δύναται να ενισχυθεί σημαντικά μέσω της εγκατάστασης έξυπνων μετρητών σε κάθε μονάδα παραγωγής, οι οποίοι θα επικοινωνούν απευθείας με το λογισμικό και θα επιτρέπουν τη συνεχή ενημέρωση των δεδομένων λειτουργίας.

Για λόγους ορθής κοστολόγησης, ειδικές βλάβες που οφείλονται σε ανθρώπινο παράγοντα θα πρέπει να καταγράφονται σε ξεχωριστή κατηγορία και να εξαιρούνται από τους υπολογισμούς κόστους παραγωγής. Αντίστοιχα, κατανάλωση καυσίμου που σχετίζεται με δοκιμές ή ελέγχους εκτός κανονικής ένταξης στο σύστημα παραγωγής δεν θα πρέπει να συνυπολογίζεται.

9.3 Αλγόριθμος εκτέλεσης του προγράμματος παραγωγής

Το ημερήσιο πρόγραμμα παραγωγής κοινοποιείται στους ηλεκτροπαραγωγούς σταθμούς από το Διαχειριστή Συστήματος το απόγευμα της προηγούμενης ημέρας. Με βάση το πρόγραμμα αυτό, οι ΥΜΒ καλούνται να διαχειριστούν την ένταξη ή απενεργοποίηση μονάδων, ανάλογα με τη διακύμανση της ζήτησης.

Σε περίπτωση αύξησης της ζήτησης, προτείνεται η ακόλουθη διαδικασία:

1. Έλεγχος και πιστοποίηση της διαθεσιμότητας των μονάδων.
2. Κατάρτιση σειράς προτεραιότητας ένταξης με βάση το χαμηλότερο συνολικό κόστος παραγωγής (€/MWh), λαμβάνοντας υπόψη τόσο το οικονομικό όσο και το περιβαλλοντικό κόστος.
3. Σε περιπτώσεις ισοδύναμου συνολικού κόστους, σύγκριση βάσει κόστους εκκίνησης.
4. Ένταξη της βέλτιστης μονάδας ή μονάδων σε παραγωγή.

Σε περίπτωση μείωσης της ζήτησης, η διαδικασία αντιστρέφεται:

1. Κατάρτιση σειράς προτεραιότητας και απενεργοποίηση μονάδων με βάση το υψηλότερο συνολικό κόστος.
2. Σε περιπτώσεις ισοδυναμίας, συνεκτίμηση των ωρών λειτουργίας έως την επόμενη προγραμματισμένη συντήρηση ή των περιβαλλοντικών περιορισμών.
3. Απενεργοποίηση της λιγότερο αποδοτικής μονάδας.

9.4 Ανάπτυξη και ενσωμάτωση του λογισμικού

Το λογισμικό θα πρέπει να είναι πλήρως διασυνδεδεμένο με τα υφιστάμενα πληροφοριακά συστήματα της ΑΗΚ, ώστε να αντλεί και να επικαιροποιεί αυτόματα τις απαιτούμενες

παραμέτρους. Στο πλαίσιο αυτό, θα αναπτυχθούν οι κατάλληλες μαθηματικές σχέσεις και περιορισμοί για κάθε μεταβλητή, διασφαλίζοντας τη συνέπεια και την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων.

9.5 Εντοπισμός και ανάλυση υφιστάμενων αδυναμιών

Η παρούσα λειτουργική πρακτική βασίζεται σε μεγάλο βαθμό στην εμπειρική κρίση των ΥΜΒ, χωρίς την ύπαρξη τυποποιημένης και καταγεγραμμένης μεθοδολογίας επιλογής μονάδων. Το γεγονός αυτό ενδέχεται να οδηγεί σε οικονομικά ή περιβαλλοντικά μη βέλτιστες αποφάσεις. Παρά την ύπαρξη μεγάλου όγκου λειτουργικών δεδομένων, αυτά δεν αξιοποιούνται συστηματικά για υποστήριξη αποφάσεων. Συχνά, μονάδες ίδιου τύπου θεωρούνται λειτουργικά ισοδύναμες, με αποτέλεσμα να αγνοούνται κρίσιμες διαφοροποιήσεις στη συμπεριφορά τους, ιδίως ως προς την κατανάλωση καυσίμου και τις εκπομπές, καθώς και ως προς την κατάσταση εκκίνησης (ψυχρή, ενδιάμεση, θερμή). Η πρακτική αυτή αυξάνει τόσο το λειτουργικό κόστος όσο και τον κίνδυνο καθυστερημένης διάγνωσης δυσλειτουργιών ή κακής ρύθμισης του μείγματος καυσίμου-αέρα.

9.6 Εντοπισμός νέων βασικών παραμέτρων και ερευνητικών προεκτάσεων

Η μελλοντική έρευνα θα πρέπει να εστιάσει στη συστηματική και διακριτή καταγραφή οικονομικών και περιβαλλοντικών παραμέτρων ανά μονάδα, ανεξαρτήτως τύπου ή ονομαστικής ισχύος. Ως βάση μπορεί να αξιοποιηθεί το πρότυπο δήλωσης τεχνοοικονομικών στοιχείων που εφαρμόζεται από τη ΡΑΕ και τον ΔΣΜΚ, εμπλουτισμένο με ρητή παράμετρο εκπομπών CO₂.

Η άμεση ανάλυση των δεδομένων αυτών μέσω του προτεινόμενου λογισμικού θα επιτρέψει τον έγκαιρο εντοπισμό αποκλίσεων από τις προδιαγραφές λειτουργίας και θα ενισχύσει τη διαφάνεια και την ορθολογικότητα στον προγραμματισμό παραγωγής. Η προσέγγιση αυτή συνιστά κρίσιμη προϋπόθεση για τη μετάβαση σε ένα σύγχρονο, αποδοτικό και περιβαλλοντικά βιώσιμο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

Η προσέγγιση αυτή καθιστά το UC όχι απλώς εργαλείο προγραμματισμού, αλλά κεντρικό μηχανισμό στρατηγικής και επιχειρησιακής βελτιστοποίησης, ιδιαίτερα σε περιβάλλον αυξημένων περιβαλλοντικών περιορισμών και ανταγωνισμού.

10 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ/ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ/ ΕΠΙΛΟΓΟΣ

Η διατριβή καταλήγει σε ερευνητικά ευρήματα και κατευθύνσεις πολιτικής και διοίκησης, τα οποία οφείλουν να αξιολογηθούν άμεσα από τον ΔΣΜΚ, τη ΡΑΕΚ, το Υπουργείο Ενέργειας, καθώς και από τα συλλογικά όργανα διοίκησης και εκπροσώπησης της ΑΗΚ, με σκοπό τη διαμόρφωση τεκμηριωμένων αποφάσεων προς όφελος του οργανισμού και της κοινωνίας. Πρωτίστως, το ευρωπαϊκό πλαίσιο πολιτικής προσανατολίζεται πλέον στη λειτουργία ενιαίας αγοράς ενέργειας, με ελεύθερη ροή ηλεκτρισμού και αερίου μεταξύ των κρατών-μελών, σε ανταγωνιστικές τιμές και με σαφείς απαιτήσεις ποιότητας εξυπηρέτησης. Υπό το πρίσμα αυτό, η βελτιστοποίηση της λειτουργίας του χαρτοφυλακίου μονάδων παραγωγής, η επιτάχυνση της διείσδυσης των ΑΠΕ και η υιοθέτηση κοστοστρεφών πρακτικών στη λειτουργία και στη ρύθμιση της αγοράς αποτελούν αναγκαίες προϋποθέσεις για την ομαλή μετάβαση σε ένα περισσότερο ανταγωνιστικό και διασυνδεδεμένο περιβάλλον.

Η επικείμενη διασύνδεση του κυπριακού συστήματος με γειτονικές αγορές μέσω υποθαλάσσιων αμφίδρομων καλωδίων, σε συνδυασμό με τη σταδιακή ωρίμανση της ανταγωνιστικής αγοράς ηλεκτρισμού, αναμένεται να μεταβάλει ριζικά το πλαίσιο λειτουργίας της ΑΗΚ. Η αναπροσαρμογή της στρατηγικής της Αρχής οφείλει να στηριχθεί σε λειτουργική αποδοτικότητα, σε συστηματική μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος και σε ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας στην προμήθεια, δεδομένου ότι η είσοδος νέων παικτών στην αγορά θα καταστήσει το κόστος παραγωγής και την ένταση εκπομπών καθοριστικούς παράγοντες βιωσιμότητας.

Η ορθολογική συνεργασία με τον ΔΣΜΚ για τον προγραμματισμό και τη λειτουργία των μονάδων αναδεικνύεται ως κεντρική προτεραιότητα. Η λειτουργία του συστήματος, και ιδίως σε συνθήκες ανταγωνισμού, τείνει να ευνοεί τους παραγωγούς που τεκμηριώνουν χαμηλότερο συνολικό κόστος (οικονομικό και περιβαλλοντικό) υπό τους περιορισμούς αξιοπιστίας και επάρκειας εφεδρειών. Συνεπώς, η εφαρμογή μιας αποδοτικής οικονομικής ιεράρχησης των μονάδων, με κριτήριο το συνολικό κόστος ανά παραγόμενη μεγαβατώρα, συνιστά αναγκαίο εργαλείο για την ευθυγράμμιση της λειτουργίας με τον στόχο ελαχιστοποίησης της συνολικής δαπάνης εξυπηρέτησης του φορτίου.

Παράλληλα, η μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα δεν αποτελεί πλέον μόνο περιβαλλοντική υποχρέωση, αλλά και οικονομική επιταγή, δεδομένης της επιβάρυνσης από μηχανισμούς τιμολόγησης εκπομπών. Η ενίσχυση των ΑΠΕ, η σταδιακή μετάβαση σε

καύσιμα χαμηλότερης έντασης άνθρακα και η βελτιστοποίηση της λειτουργίας των μονάδων επιβάλλονται ως επιλογές υψηλής προτεραιότητας σε επίπεδο συστήματος.

Η αναμενόμενη ενίσχυση της αποδοτικότητας του σταθμού Βασιλικού με την πλήρη λειτουργία της νέας μονάδας συνδυασμένου κύκλου καθιστά αναγκαία την επανεξέταση του ρόλου παλαιότερων και λιγότερο αποδοτικών μονάδων. Η στρατηγική αξιοποίησης των ατμοηλεκτρικών μονάδων μαζούτ και των αεριοστρόβιλων ντίζελ οφείλει να προσανατολιστεί σε καθεστώς περιορισμένης χρήσης, με έμφαση στην εφεδρεία και στην κάλυψη απρόβλεπτων αιχμών ή έκτακτων συμβάντων, σύμφωνα με κριτήρια κόστους και περιβαλλοντικής επίδοσης.

Περαιτέρω, η διερεύνηση εφαρμογών συμπαραγωγής θερμότητας και ηλεκτρισμού, καθώς και η αξιοποίηση απορριπτόμενης θερμότητας από ηλεκτροπαραγωγικούς σταθμούς για θέρμανση και ψύξη, δύναται να προσφέρει ουσιαστικά οφέλη ενεργειακής απόδοσης, ιδιαίτερα σε τομείς υψηλής ζήτησης θερμικών φορτίων. Επιπλέον, η προετοιμασία έργων που σχετίζονται με την παραγωγή και χρήση υδρογόνου, η αξιοποίηση ευρωπαϊκών χρηματοδοτικών εργαλείων και η τεχνικοοικονομική αξιολόγηση νέων υποδομών που υποστηρίζουν εξαγωγικό προσανατολισμό αποτελούν πεδία που χρήζουν συστηματικής ωρίμανσης.

Στο επίπεδο διακυβέρνησης και οργανωτικής λειτουργίας, απαιτείται ενίσχυση των συστημάτων διασφάλισης ποιότητας, περιβαλλοντικής διαχείρισης και ασφάλειας και υγείας, με σκοπό την ελαχιστοποίηση λαθών, την αποσαφήνιση αρμοδιοτήτων και τη μείωση επικαλύψεων στις διαδικασίες. Παράλληλα, η ύπαρξη στοχευμένων κινήτρων και μηχανισμών υποκίνησης του προσωπικού αποτελεί κρίσιμο παράγοντα για την υλοποίηση αλλαγών σε περιβάλλον αυξημένων απαιτήσεων.

Το υφιστάμενο νομοθετικό πλαίσιο παρέχει τη δυνατότητα στην ΑΗΚ, κατόπιν των αναγκαίων εγκρίσεων, να αναπτύξει συμπληρωματικές δραστηριότητες με αξιοποίηση περιουσιακών στοιχείων και τεχνογνωσίας, όπως υπηρεσίες ενεργειακών έργων, τεχνολογικές εφαρμογές, αξιοποίηση δικτύων υποδομών και δράσεις αποθήκευσης ενέργειας. Επιπλέον, η αξιοποίηση διαθέσιμων χώρων και υποδομών για επενδύσεις σε αλυσίδες αξίας των ΑΠΕ, καθώς και η αξιοποίηση υφιστάμενων δεξαμενών καυσίμων για στρατηγική αποθήκευση, μπορούν να λειτουργήσουν ως πρόσθετες επιλογές ενίσχυσης της ανθεκτικότητας και της οικονομικής αξιοποίησης περιουσιακών στοιχείων.

Με βάση τις παραπάνω κατευθύνσεις, απαιτείται συντονισμένη συνεργασία μεταξύ Υπουργείου Ενέργειας, διοίκησης της ΑΗΚ και των συλλογικών οργάνων εκπροσώπησης, με στόχο την υιοθέτηση συνεκτικού πολυετούς στρατηγικού σχεδιασμού που να εδράζεται σε μετρήσιμους στόχους, σαφή χρονοδιαγράμματα και μηχανισμούς παρακολούθησης. Η αποτελεσματική αντιμετώπιση του ανταγωνισμού προϋποθέτει ταχύτητα λήψης αποφάσεων, αποφασιστικότητα και οργανωτική ευελιξία, ενώ η υλοποίηση του στρατηγικού πλάνου απαιτεί συγκρότηση ομάδας ανώτατης διοίκησης με ευθύνη συντονισμού, ελέγχου προόδου και έγκαιρης εφαρμογής διορθωτικών ενεργειών. Σε ένα περιβάλλον όπου οι αγορές και οι τεχνολογίες μεταβάλλονται ταχύτατα, η βελτιστοποίηση των παραγωγικών συντελεστών και η συστηματική βελτίωση των διαδικασιών δεν αποτελούν επιλογή, αλλά προϋπόθεση βιωσιμότητας.

Επισημαίνεται ότι τα αποτελέσματα της παρούσας διατριβής προκύπτουν από μοντέλο κεντρικά βελτιστοποιημένου προγραμματισμού παραγωγής, το οποίο χρησιμοποιείται ως αναλυτικό εργαλείο αναφοράς για τη διερεύνηση της οικονομικής και περιβαλλοντικής συμπεριφοράς του ηλεκτρικού συστήματος. Παρότι η πλήρης λειτουργία της Ανταγωνιστικής Αγοράς Ηλεκτρισμού εισάγει διαφορετικούς μηχανισμούς λήψης αποφάσεων και εκκαθάρισης, τα συμπεράσματα της μελέτης παραμένουν ουσιώδη, καθώς αποτυπώνουν τις θεμελιώδεις σχέσεις μεταξύ τεχνολογίας παραγωγής, τύπου καυσίμου, κόστους εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και σειράς οικονομικής κατάταξης των μονάδων. Υπό την έννοια αυτή, τα αποτελέσματα μπορούν να αξιοποιηθούν τόσο ως σημείο αναφοράς για την αξιολόγηση της λειτουργίας της αγοράς, όσο και ως βάση για μελλοντική προσαρμογή και επέκταση του μοντέλου σε πλαίσια προσομοίωσης αγοραίων μηχανισμών. Τέλος, σημειώνεται ότι η ορθότητα της μεθοδολογίας και των αποτελεσμάτων έχει τεκμηριωθεί μέσω ανεξάρτητης διεθνούς επιστημονικής αξιολόγησης, όπως παρουσιάζεται στο Παράρτημα Ι.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] E. Commission, “Country Fact Sheet: Cyprus,” European Commission, Brussels, 2019. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy>
- [2] Eurostat, “Shedding light on energy in Europe – 2024 edition,” Eurostat, Luxembourg, 2023. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat>
- [3] I. R. E. Agency (IRENA), “Energy Profile: Cyprus,” IRENA, Abu Dhabi, 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org>
- [4] I. E. Agency (IEA), “Cyprus: Energy Country Profile,” IEA, Paris, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/cyprus>
- [5] Reuters, “Cyprus mulls natgas licensing round as demand remains robust,” *Reuters*, Nov. 2024, [Online]. Available: <https://www.reuters.com>
- [6] Euractiv, “Cyprus could produce first natural gas as soon as 2026, minister says,” *Euractiv*, Feb. 2024, [Online]. Available: <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/cyprus-could-produce-first-natural-gas-as-soon-as-2026-minister-says/>
- [7] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, 3rd ed. Hoboken, NJ: Wiley, 2016.
- [8] H. G. Fisher, *Optimal Power Dispatch: Methods and Applications*. Cambridge, MA: MIT Press, 1982.
- [9] V. M. M. Dorigo and A. Colorni, “Ant system: Optimization by a colony of cooperating agents,” *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B: Cybernetics*, vol. 26, no. 1, pp. 29–41, 1997.
- [10] J. Kennedy and R. C. Eberhart, “Particle swarm optimization,” in *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, Nov. 1995, pp. 1942–1948. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/488968>
- [11] E. Commission, “Commission participates in launch of EuroAsia Electricity Interconnector,” European Commission, Oct. 2022. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/news/commission-participates-launch-euroasia-electricity-interconnector-2022-10-14_en
- [12] C. A. Paphites, M. Karmellos, S. A. Kalogirou, and T. Zachariadis, “Optimizing the operation of thermal power plants in Cyprus to prepare for the green transition,” *Discov Energy*, vol. 5, no. 1, p. 41, Dec. 2025, doi: 10.1007/s43937-025-00100-9.
- [13] A. J. Conejo, M. Carrion, and J. M. Morales, *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. Springer, 2010. [Online]. Available: <https://link.springer.com>
- [14] Q. P. Zheng, J. Wang, and A. L. Liu, “Stochastic Optimization for Unit Commitment—A Review,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 4, pp. 1913–1924, Jul. 2015, doi: 10.1109/tpwrs.2014.2355204.
- [15] V. Kumar, R. Naresh, and A. Singh, “Solution Approach to Unit Commitment Problem Using GAMS Environment,” in *2019 International Conference on Issues and Challenges in Intelligent Computing Techniques (ICICT)*, GHAZIABAD, India: IEEE, Sep. 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICICT46931.2019.8977718.

- [16] “Electricity interconnection targets.” Accessed: May 03, 2025. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en
- [17] M. Carrion and J. M. Arroyo, “A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1371–1378, Aug. 2006, doi: 10.1109/tpwrs.2006.876672.
- [18] Zong Woo Geem, Joong Hoon Kim, and G. V. Loganathan, “A New Heuristic Optimization Algorithm: Harmony Search,” *SIMULATION*, vol. 76, no. 2, pp. 60–68, Feb. 2001, doi: 10.1177/003754970107600201.
- [19] N. P. Padhy, “Unit Commitment—A Bibliographical Survey,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1196–1205, May 2004, doi: 10.1109/tpwrs.2003.821611.
- [20] S. A. Kazarlis, A. G. Bakirtzis, and V. Petridis, “A genetic algorithm solution to the unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 83–92, 1996.
- [21] Z. Ouyang and S. M. Shahidehpour, “An intelligent dynamic programming for unit commitment application,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, pp. 1203–1209, Aug. 1991, doi: 10.1109/59.119267.
- [22] V. M. Raj and S. Chanana, “Analysis of unit commitment problem through Lagrange relaxation and priority listing method,” in *2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON)*, Delhi, India: IEEE, Dec. 2014, pp. 1–6. doi: 10.1109/34084POWERI.2014.7117779.
- [23] C. L. Chen and S. C. Wang, “Branch-and-bound scheduling for thermal generating units,” *IEEE Trans. On energy Conversion*, vol. 8, no. 2, pp. 184–189, Jun. 1993, doi: 10.1109/60.222703.
- [24] G. Yildiz and S. Arslan, “A New Approach Based on Benders Decomposition for Unit Commitment Problem,” *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, vol. 4, no. 17, pp. 3080–3085, 2012.
- [25] P. S. Georgilakis, “GENETIC ALGORITHM MODEL FOR PROFIT MAXIMIZATION OF GENERATING COMPANIES IN DEREGULATED ELECTRICITY MARKETS,” *Applied Artificial Intelligence*, vol. 23, no. 6, pp. 538–552, Jul. 2009, doi: 10.1080/08839510903078101.
- [26] A. Turgeon, “Optimal scheduling of thermal generating units,” *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 23, no. 6, pp. 1000–1005, Dec. 1978, doi: 10.1109/TAC.1978.1101906.
- [27] D. De *et al.*, “Economic load dispatch by optimal scheduling of generating units using improved real coded genetic algorithm,” in *2017 8th Annual Industrial Automation and Electromechanical Engineering Conference (IEMECON)*, Bangkok, Thailand: IEEE, Aug. 2017, pp. 305–308. doi: 10.1109/IEMECON.2017.8079611.
- [28] A. Goudarzi, A. G. Swanson, J. Van Coller, and P. Siano, “Smart real-time scheduling of generating units in an electricity market considering environmental aspects and physical constraints of generators,” *Applied Energy*, vol. 189, pp. 667–696, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.12.068.
- [29] T. Senjyu, Kai Shimabukuro, K. Uezato, and T. Funabashi, “A fast technique for unit commitment problem by extended priority list,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 882–888, May 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.811000.

- [30] X. Feng and Y. Liao, "A New Lagrangian Multiplier Update Approach for Lagrangian Relaxation Based Unit Commitment," *Electric Power Components and Systems*, vol. 34, no. 8, pp. 857–866, Aug. 2006, doi: 10.1080/15325000600561589.
- [31] X. Li, T. Li, J. Wei, G. Wang, and W. W.-G. Yeh, "Hydro Unit Commitment via Mixed Integer Linear Programming: A Case Study of the Three Gorges Project, China," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1232–1241, May 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2288933.
- [32] A. Viana and J. P. Pedroso, "A new MILP-based approach for unit commitment in power production planning," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, no. 1, pp. 997–1005, Jan. 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.08.046.
- [33] K. A. Juste H. Kita, E. Tanaka and J. Hasegawa, "An evolutionary programming solution to the unit commitment problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1452–1459, 1999, doi: 10.1109/59.801898.
- [34] M. N. C. Othman, T. K. A. Rahman, H. Mokhlis, and M. M. Aman, "Solving Unit Commitment Problem Using Multi-agent Evolutionary Programming Incorporating Priority List," *Arab J Sci Eng*, vol. 40, no. 11, pp. 3247–3261, Nov. 2015, doi: 10.1007/s13369-015-1780-0.
- [35] J. Khorasani, "A New Heuristic Approach for Unit Commitment Problem Using Particle Swarm Optimization," *Arab J Sci Eng*, vol. 37, no. 4, pp. 1033–1042, Jun. 2012, doi: 10.1007/s13369-012-0221-6.
- [36] S. P. Simon, N. P. Padhy, and R. S. Anand, "An ant colony system approach for unit commitment problem," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, no. 5, pp. 315–323, Jun. 2006, doi: 10.1016/j.ijepes.2005.12.004.
- [37] P. K. Singhal, R. Naresh, and V. Sharma, "A modified binary artificial bee colony algorithm for ramp rate constrained unit commitment problem: MBABC-GC and DED Method for Ramp Rate Constrained UC Problem," *Int. Trans. Electr. Energ. Syst.*, vol. 25, no. 12, pp. 3472–3491, Dec. 2015, doi: 10.1002/etep.2046.
- [38] D. Karaboga and B. Basturk, "A powerful and efficient algorithm for numerical function optimization: artificial bee colony (ABC) algorithm," *J Glob Optim*, vol. 39, no. 3, pp. 459–471, Oct. 2007, doi: 10.1007/s10898-007-9149-x.
- [39] A. Najafi, M. Farshad, and H. Falaghi, "A new heuristic method to solve unit commitment by using a time-variant acceleration coefficients particle swarm optimization algorithm," *Turk J Elec Eng & Comp Sci*, vol. 23, pp. 354–369, 2015, doi: 10.3906/elk-1212-36.
- [40] Y. Pourjamal and S. Najafi Ravadanegh, "HSA based solution to the UC problem," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 46, pp. 211–220, Mar. 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.10.042.
- [41] D. F. Rahman, A. Viana, and J. P. Pedroso, "Metaheuristic search based methods for unit commitment," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 59, pp. 14–22, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.01.038.
- [42] H. S. Madraswala and A. S. Deshpande, "Genetic algorithm solution to unit commitment problem," in *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, Jul. 2016, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICPEICES.2016.7853075.

- [43] W. Hou, R. Zhu, H. Wei, and H. TranHoang, “Data-driven affinely adjustable distributionally robust framework for unit commitment based on Wasserstein metric,” *IET Generation Trans & Dist*, vol. 13, no. 6, pp. 890–895, Mar. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5552.
- [44] Z. G. Hassan, M. Ezzat, and A. Y. Abdelaziz, “Solving unit commitment and economic load dispatch problems using modern optimization algorithms,” *Int. J. Eng. Sci. Tech*, vol. 9, no. 4, pp. 10–19, Aug. 2017, doi: 10.4314/ijest.v9i4.2.
- [45] R. A. Abarghoee, T. Niknam, F. Bavafa, and M. Zare, “Short term scheduling of thermal power systems using hybrid gradient based modified teaching learning optimizer with black hole algorithm,” *Electric Power Systems Research*, vol. 108, pp. 16–34, 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2013.10.004.
- [46] “AHK - Παραγωγή.” Accessed: Apr. 24, 2026. [Online]. Available: <https://www.eac.com.cy/EL/EAC/Operations/pages/generation.aspx>
- [47] T. S. O. Cyprus, “Electricity production and consumption statistics,” TSO Cyprus, 2023. [Online]. Available: <https://www.dsm.org.cy>
- [48] “AHK - Δυναμικότητα Ηλεκτροπαραγωγών Σταθμών.” Accessed: Feb. 15, 2026. [Online]. Available: <https://www.eac.com.cy/EL/RegulatedActivities/Generation/powerstationcapacity/Pages/default.aspx>
- [49] “Διαθέσιμη Ημερήσια Ικανότητα Παραγωγής – ΔΣΜΚ.” Accessed: Feb. 15, 2026. [Online]. Available: <https://tsoc.org.cy/electrical-system/daily-available-capacity/>
- [50] “Αρχείο Ημερήσιας Διακύμανσης Παραγωγής στο Σύστημα Μεταφοράς – κατά έτος – ΔΣΜΚ.” Accessed: Feb. 15, 2026. [Online]. Available: <https://tsoc.org.cy/electrical-system/energy-generation-records/yearly/>
- [51] “Ποσοστά Διείσδυσης Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ – ΔΣΜΚ.” Accessed: Jan. 18, 2026. [Online]. Available: <https://tsoc.org.cy/electrical-system/energy-generation-records/res-penetration/>
- [52] Republic of Turkey; Russian Federation, “Agreement on Cooperation in Relation to the Construction and Operation of a Nuclear Power Plant at the Akkuyu Site,” Government of the Republic of Turkey, 2010. [Online]. Available: <https://akkuyu.com/upload/iga-en.pdf>
- [53] “Energy News | Top Energy Headlines,” Reuters. Accessed: Feb. 09, 2026. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/>
- [54] “Nuclear Power in Turkey - World Nuclear Association.” Accessed: Feb. 09, 2026. [Online]. Available: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/turkey>
- [55] “Εθνικοί στόχοι για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας,” ΨΗΦΙΑΚΗ ΥΠΗΡΕΣΙΑ ONE STOP SHOP. Accessed: Jan. 18, 2026. [Online]. Available: <https://bfu.meci.gov.cy/el/ethnikoi-stochoi-gia-tis-ananeosimes-piges-energeias/>
- [56] “Ποσοστά Διείσδυσης Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ – ΔΣΜΚ.” Accessed: Feb. 15, 2026. [Online]. Available: <https://tsoc.org.cy/electrical-system/energy-generation-records/res-penetration/>
- [57] “AHK - Ηλεκτροπαραγωγός Σταθμός Βασιλικού.” Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available:

- <https://www.eac.com.cy/EL/RegulatedActivities/Generation/vasilikospowerstation/Pages/default.aspx>
- [58] “ΑΗΚ - Ετήσιες Εκθέσεις.” Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://www.eac.com.cy/EL/EAC/FinancialInformation/Pages/AnnualReports.aspx>
- [59] “Πράσινη μετάβαση και η ενεργειακή πολιτική της Κύπρου | Philenews.” Accessed: Jan. 23, 2026. [Online]. Available: <https://www.philenews.com/oikonomia/apopsis-ikonomia/article/1616883/prasini-metavasi-ke-i-energiaki-politiki-tis-kiprou/>
- [60] “Electricity price statistics.” Accessed: Jan. 26, 2026. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics
- [61] “Ανταγωνιστική Αγορά Ηλεκτρισμού – ΔΣΜΚ.” Accessed: Feb. 24, 2026. [Online]. Available: <https://tsoc.org.cy/competitive-electricity-market/>
- [62] *Κώδικας διαχείρισης του συστήματος & συναλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας, 2007.* Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://www.sakkoulas.gr/el/editions/kodikas-diacheirisis-tou-systimatos-synallagon-ilektrikis-energeias-2007/>
- [63] “Εγκεκριμένοι κανόνες – ΔΣΜΚ.” Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://tsoc.org.cy/electrical-system/transmission-and-distribution-rules/>
- [64] E. Commission, “EU Emissions Trading System (EU ETS),” European Commission, 2024. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/clima/eu-ets>
- [65] D. Ellerman, F. Convery, and C. D. Perthuis, *Pricing Carbon: The European Union Emissions Trading Scheme*. Cambridge University Press, 2010. [Online]. Available: <https://www.cambridge.org>
- [66] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, 3rd ed. Wiley, 2012. [Online]. Available: <https://www.wiley.com>
- [67] S. Kumar, D. P. Kothari, and M. Singh, “Cost analysis of thermal units in deregulated power systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 100, pp. 66–75, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.03.015.
- [68] Y. Hu, J. Wang, and C. Chen, “Deterministic proxies for stochastic unit commitment during hurricanes,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 15, no. 3, pp. 502–509, 2021.
- [69] X. Feng and Y. Liao, “A new multiplier updating approach for unit commitment based on Lagrangian relaxation,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 34, pp. 857–866, 2006, doi: 10.1080/15325000600593657.
- [70] U.S. Environmental Protection Agency, “Catalog of CHP Technologies: Combustion Turbines,” United States Environmental Protection Agency, Jul. 2015. [Online]. Available: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies_section_3._technology_characterization_-_combustion_turbines.pdf
- [71] P. Chiesa and G. Lozza, “High Efficiency Electric Power Generation: The Environmental Role,” Massachusetts Institute of Technology, 2005. [Online]. Available: https://sequestration.mit.edu/pdf/High_efficiency_electric_power_generation.pdf

- [72] A. J. Conejo and L. Baringo, *Power System Operations*. Springer International Publishing, 2018. doi: 10.1007/978-3-319-69407-8.
- [73] V. García, J. Martín, F. Muñoz, and A. Pérez, “Economic Modelling of Mixing Hydrogen with Natural Gas,” *Processes*, vol. 12, no. 2, p. 262, 2022.
- [74] E. A. of Cyprus (EAC), “Statistical Figures,” Electricity Authority of Cyprus, 2023. [Online]. Available: <https://www.eac.com.cy/EN/EAC/FinancialInformation/Pages/StatisticalFigures.aspx>
- [75] C. E. R. Authority (CERA), “Annual Reports,” CERA, 2023. [Online]. Available: <https://www.cera.org.cy>
- [76] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press, 2023. doi: 10.1017/9781009157896.
- [77] “Global Warming Potentials (IPCC Fourth Assessment Report) | UNFCCC.” Accessed: Feb. 15, 2026. [Online]. Available: https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/greenhouse-gas-data/frequently-asked-questions/global-warming-potentials-ipcc-fourth-assessment-report?utm_source=chatgpt.com
- [78] E. Commission, “EU Emissions Trading System (EU ETS),” European Commission, 2023. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/clima/eu-ets>
- [79] C. Li and others, “Clean energy helps reduce carbon emissions and protect ecosystems,” *Frontiers in Environmental Science*, 2020, [Online]. Available: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenvs.2024.1412612/full>
- [80] et al. S. Verhelst, “Combustion characteristics of hydrogen-enriched natural gas: A review,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 17, pp. 8876–8893, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.02.048.
- [81] et al. G. Parks, “Impact of hydrogen addition to natural gas on greenhouse gas emissions,” *Energy Conversion and Management*, vol. 171, pp. 1185–1201, 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.06.082.
- [82] G. Collodi and others, “Hydrogen blending in natural gas pipelines: A pathway to decarbonization,” *Applied Energy*, vol. 259, p. 114145, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114145.
- [83] E. H. Backbone, “A Vision for Hydrogen Integration Across Europe,” Gas Infrastructure Europe, 2022. [Online]. Available: <https://www.ehb.eu>
- [84] A. Al-Attili, M. Al-Soud, and M. Owais, “Performance Enhancement of Gas Turbine Combined Cycle Power Plants: A Case Study,” *Energy Conversion and Management*, vol. 210, p. 112725, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112725.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι

Δημοσιευμένο επιστημονικό άρθρο: «C. A. Paphites, M. Karmellos, S.A. Kalogirou and T. Zachariadis, “Optimizing the operation of thermal power plants in Cyprus to prepare for the green transition,” *Discover Energy*, 2025, DOI: 10.1007/s43937-025-00100-9».

RESEARCH

Open Access



Optimizing the operation of thermal power plants in Cyprus to prepare for the green transition

Christos Andrea Paphites^{1*} , Marios Karmellos² , Soteris A. Kalogirou¹ and Theodoros Zachariadis²

*Correspondence:

Christos Andrea Paphites
ca.paphiti@edu16.tepak.ac.cy

¹Cyprus University of Technology,
Limassol, Cyprus

²The Cyprus Institute, Nicosia,
Cyprus

Abstract

The global transition to sustainable energy systems presents a critical challenge, particularly for regions such as Cyprus, which remain heavily dependent on conventional fuels. This study examines the reduction of economic costs and environmental impacts through the optimal management of power generation units and the utilization of natural gas (NG) and hydrogen in electricity production, while also considering the integration of renewable energy sources (RES). Based on actual production data from 2014 to 2023, the analysis focuses on two distinct periods: 2014–2019 and 2020–2023, with the latter characterized by rising fuel costs and greenhouse gas (GHG) emissions. Three power generating units availability scenarios (100%, 65%, and 58%) were developed with and without NG, and economic savings were evaluated through simulations implementing efficient unit commitment (UC) strategies. The findings indicate that UC strategies can achieve annual cost reductions ranging from 3 to 11.2%, while the use of NG at a competitive price of €450/ton further increases savings to 11.6–40.8%. Conversely, higher prices (€640/ton) lead to cost escalations, underscoring the necessity for price regulation. Assuming a predefined hydrogen to natural gas mass ratio of 20:80, the introduction of hydrogen reduces GHG emissions by 61–62%, aligning electricity production with the European Green Deal's net-zero emissions targets. Furthermore, the study quantifies cost savings from CO₂ emission reductions through hydrogen integration and defines price thresholds for NG and hydrogen, supporting a cost-effective, carbon-neutral transition and strengthening the supporting regulatory and policy framework.

Keywords Unit commitment, Greenhouse gas emissions, Natural gas, Hydrogen, Renewable energy sources, Electricity production.

1 Introduction

Cyprus is an island country in the Eastern Mediterranean, which has some of the highest levels of greenhouse gas (GHG) emissions per capita¹ in the European Union (EU).

¹ All statistics mentioned in the introductory section are derived from the energy balances of Eurostat, EU's statistical service. They can be viewed in the datasets on 'simplified energy balances' (NRG_BAL_S) and 'share of energy from renewable sources' (NRG_IND_REN).



GHG emission intensity (emissions per unit of Gross Domestic Product (GDP)) is also 73% higher than the EU average [1]. While total GHG emissions in the EU decreased by 24% between the years 1990 and 2019, they increased by 57% in Cyprus, primarily due to increased activity in energy-intensive sectors such as power generation and transport, in the context of significant economic growth (over 140%), combined with insufficient energy efficiency improvements and limited decarbonization policies [1]. Electricity generation is the largest single contributor to GHG emissions in Cyprus, while the total primary energy supply of the country relies approximately by 85% on fossil fuels, primarily petroleum products [2].

Although renewable energy sources (RES) accounted for 12.8% of the energy supply in 2020, slightly below the EU average of 18.1%, Cyprus has gradually approached and nearly achieved the national RES target of 13% set by the EU Renewable Energy Directive [3]. RES accounted for slightly over 20% of electricity generation in 2023, three-quarters of which come from photovoltaics, with the rest provided by wind power and biomass. The remaining electricity is produced by thermal plants running on fuel oil and diesel, as Cyprus currently does not use natural gas NG [4]. However, a liquefied NG (LNG) import terminal and a Floating Storage and Regasification Unit (FSRU) are expected to be operational in 2026, enabling the country to introduce NG as fuel for a significant portion of its thermal energy production [5].

In this context of accelerating decarbonization and increasing electrification of the economy, electricity authorities must identify optimal solutions for the operation of thermal power plants, while ensuring system security and balancing operational costs.

While long-term energy planning undoubtedly aims to increase the share of renewable energy sources, this study does not focus on investment strategies or infrastructure expansion. Instead, it aims to optimize the operation of existing generation assets under realistic system constraints. This choice is based on the current limitations of the Cyprus power system, such as the lack of energy storage, challenges related to grid stability, and the inflexibility of thermal units in responding to rapid load changes. Therefore, the model, based on actual historical production data from the Cyprus TSO, subtracts renewable energy generation for each time step (15 min) and focuses on improving operational efficiency through strategic unit commitment and alternative fuel use. In the future, the integration of scenarios involving the expansion of PV or wind capacity may also be considered.

This paper tackles these challenges by developing and implementing a novel methodology based on actual operation data, tailored to the conditions of the Cyprus electricity system. While unit commitment (UC) modeling structures are well documented in international literature, the distinctive value of this study lies in the integrated application of real dispatch data from conventional power units in Cyprus, covering the period 2014–2023.

The proposed methodology incorporates detailed technical constraints for each unit, accurate historical fuel costs and CO₂ emission pricing, as well as real-world availability and ramping limitations. Furthermore, it aims to provide a practical decision-support tool for the Transmission System Operator (TSO) and shift duty engineers, enhancing operational efficiency under current and future energy market conditions. The analysis also considers real constraints in thermal units availability and evaluates the

implications of integrating natural gas and hydrogen under varying economic and regulatory scenarios.

Rather than relying on generic optimization assumptions, the study establishes a framework for optimal unit commitment that integrates authentic demand, supply and cost data spanning multiple years. The methodology proposed accounts for the operational constraints of each plant, and in addition it includes input based on real-world experience.

A key innovation of our study is the use of actual data and operational characteristics of Cyprus power plants, such as thermal efficiency, ramp-up and ramp-down rates, and spinning reserve practices, all based on real operational experience. While many studies rely on theoretical mathematical models or standardized data provided by manufacturers, our approach leverages real-world operating conditions and actual consumption data, offering solutions that are both practical and contextually relevant. Additionally, our analysis consists of data at 15- or 30-minute intervals, depending on the context, over a ten-year period (2014–2023), encompassing periods of economic growth and recession, fluctuating fuel prices, carbon allowance costs, and changing climatic conditions. This enables system operators to apply the method suggested here for more accurate mid- and long-term planning.

Despite significant advancements in the field, notable gaps remain in the literature. Conventional methods such as Priority List and Dynamic Programming are computationally efficient but often struggle with the complexities introduced by renewable integration and market uncertainties [6, 7]. Furthermore, while evolutionary approaches such as Genetic Algorithms and Particle Swarm Optimization provide flexibility, they are computationally expensive and may fail to converge to optimal solutions in practical scenarios [8, 9]. This study addresses these gaps by incorporating real-world operational data and proposing a hybrid approach that combines computational efficiency with practical applicability, contributing to the growing body of research focused on modern UC challenges.

In summary, this work presents a practical and data driven optimization framework designed to improve scheduling of thermal power plants in Cyprus. The goal is to offer solutions that lead to lower operational costs for thermal power plants while also determining the maximum supply price for NG and a NG-hydrogen blend was modelled as an input scenario using a fixed mass ratio of 80:20, which would make the transition from oil to NG economically viable.

In terms of methodology, a wide array of unit commitment (UC) approaches has been extensively documented in the literature. These include Priority List methods, Dynamic Programming, Mixed-Integer Linear Programming (MILP), and heuristic or metaheuristic techniques such as Genetic Algorithms and Particle Swarm Optimization. While these methods offer various trade-offs between computational efficiency and model complexity, the novelty of the present study lies not in the UC algorithm per se, but in the integration of real-world operational data from EAC and TSO. Specifically, this study applies realistic technical constraints, historical fuel and carbon costs, and detailed operational profiles of each generating unit to enhance the practical applicability of UC modelling under realistic system conditions. This enhances its relevance for real-world planning and policy analysis in energy transition scenarios. This integrated

framework constitutes a practical method for applying UC in isolated systems with limited operational flexibility.

The paper is structured as follows: Sect. 2 provides an overview of Cyprus power generation system and the decision-making process for daily UC. Section 3 describes the suggested methodology, data sources availability and scenario assumptions. Section 4 presents the simulation results of various scenarios runs and analyses aggregate results for the years 2014–2023, and finally Sect. 5 concludes with recommendations for future research.

2 The Cyprus electricity system²

Cyprus currently operates its electricity system in isolation from other officially recognized power grids, as it has no active interconnection for the import or export of electricity with neighbouring countries. Although a technical connection with the Turkish Cypriot network exists, it is not fully integrated or utilized within the market or operational framework governed by the Republic of Cyprus. Consequently, the entire electricity demand must be met by domestic power generation resources, making the optimal unit commitment (UC) strategy essential for system reliability and cost efficiency. Planned future interconnections, including a 1000 MW bidirectional submarine cable linking Cyprus to Greece and Israel via the Euro-Asia Interconnector project, are expected to enhance the island's energy security and market integration after 2030 [10]. Meanwhile, the Electricity Authority of Cyprus (EAC), as the main electricity provider, operates based on the daily generation schedule issued by the Cyprus Transmission System Operator (TSO), which determines which generation units must synchronize or shut down to meet demand forecasts.

However, the TSO does not systematically incorporate real-time economic parameters, such as fuel prices or CO₂ emission costs, nor does it prioritize units with lower environmental impact when selecting generation units. Decisions are typically made based on immediate availability and the shift duty engineer's operational familiarity, often without access to dynamic cost-emission trade-off data. This results in the preference of units that may be less efficient or more polluting under given conditions. Consequently, the final decision regarding the selection of appropriate generation units is left to the discretion of the SDE at each power station. Specifically, the SDE must select the unit to operate from the available ones of the same type, often relying on personal experience or other subjective criteria.

The absence of a standardized process based on well-documented economic and environmental data may lead to suboptimal decisions, adversely affecting operational costs and GHG emissions. Furthermore, the lack of a harmonized strategy may compromise system reliability, particularly under conditions of high demand or limited unit availability. To better understand the existing process, consider the following example: The SDE is informed by the previous day's schedule that, at 18:00 the following day, one of the five available gas turbines, each with a capacity of 37.5 MW, must either synchronize or be shut down. The pertinent question is:

Which of the five gas turbines should be prioritized for synchronization or shut down.

² Throughout this article, the term Cyprus electricity system refers to the regulated and centrally managed electrical network operated by the transmission system operator (TSO) in the areas of the Island under the effective control of the Republic of Cyprus, unless otherwise stated

Moreover, could the TSO propose a more economically efficient unit of the available options?

Addressing these questions necessitates a holistic approach that balances system needs with economic and environmental priorities.

2.1 The power system of Cyprus and real-world UC

Table 1 presents the main characteristics of the thermal power plants in the Cyprus power system, as of 2024. The UC model developed simulates the optimal operation of each of these plants' units, considering the actual operating conditions observed during the 2014–2023 period. It is important to note that the penetration of RES has significantly increased in recent years, with the gross final consumption of electricity from RES reaching 21.5% in 2023 [11].

The RES penetration has been accounted for and subtracted from total production and this method is explained in detail in Sect. 3.

These data show the types of power generation units available to the EAC, their maximum capacity in MW, and the type of fuel they currently use, as well as the fuel they will switch to with the introduction of NG. These characteristics are critical for the UC, especially during periods of peak demand.

2.2 Seasonal fluctuations in electricity demand

Figure 1 illustrates the seasonal variation in electricity demand and generation in Cyprus. During periods of mild weather (spring and autumn), peak demand is around 600 MW, while in summer, demand can exceed 1200 MW, mainly due to the increased use for air conditioning [11]. This significant difference in demand makes the effective scheduling of power plant operations essential to ensure the smooth operation of the system and minimize costs.

2.3 Geographic isolation and the importance of optimal UC

Cyprus is an isolated electricity system responsible for balancing supply and demand, ensuring grid stability, frequency control, and energy security. Due to its geographic location and absence of interconnections with neighbouring power systems, the country

Table 1 Thermal power plant units operating in Cyprus in 2024 and their main technical features

Type of plant	Symbol	No. of units in each plant	Nominal capacity of each unit (MW)	Fuel used
Steam turbines – 1	ST1	6	60	Heavy Fuel Oil (HFO)
Steam turbines – 2	ST2	3	130	HFO – to be replaced by NG in 2025/26
Combined cycle gas turbines	CCGT1	1	220	Diesel – to be replaced by NG in 2025/26
Combined cycle gas turbines	CCGT2	1	220	Diesel – to be replaced by NG in 2025/26
Gas turbines – 1	GT1	1	38	Diesel
Gas turbines – 2	GT2	2	37.5	Diesel
Gas turbines – 3	GT3	2	37.5	Diesel
Internal combustion engines – 1	ICE1	3	17	HFO (start with Diesel)
Internal combustion engines – 2	ICE2	3	17	HFO (start with Diesel)
		Total	1478	

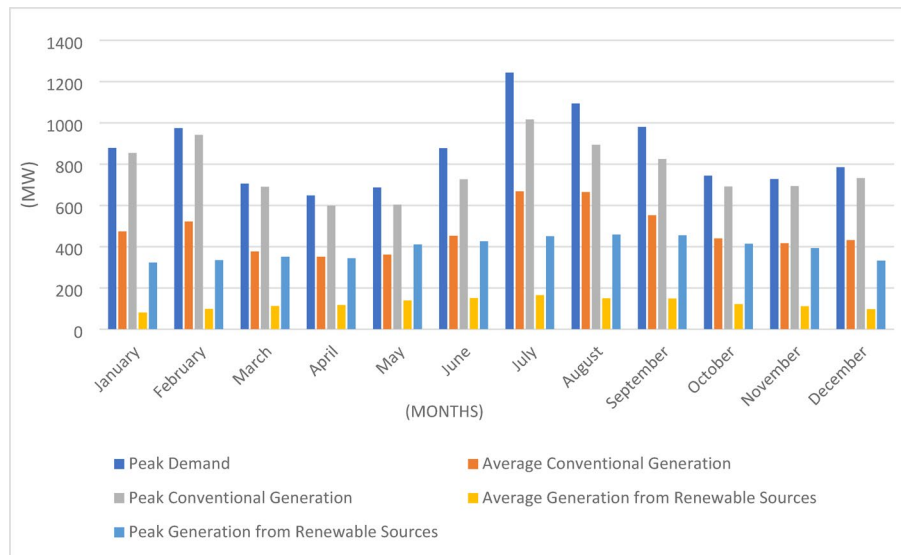


Fig. 1 Seasonal variation of electricity demand and generation (peak and average values) in Cyprus during 2023

must rely exclusively on domestic generation to meet electricity demand. This structural constraint enhances the operational complexity and elevates the importance of efficient unit commitment (UC) strategies, as the system lacks external flexibility or support. Seasonal demand fluctuations, especially during summer peaks exceeding 1200 MW, further exacerbate the challenge. Given that the performance of thermal units is influenced by ambient temperature, calorific value of fuel, and other technical limitations, a carefully optimized scheduling process is essential to ensure uninterrupted supply and cost-effective operation.

While optimal unit operation is a universal requirement, isolation intensifies the consequences of inefficiencies, as all units must operate reliably under internal constraints without the buffer of interconnection, functioning in the most efficient way to avoid shortages and unnecessary costs. In this context, adopting a data-driven UC methodology becomes imperative for minimizing production costs and safeguarding system security.

3 Methodology

3.1 Unit commitment model formulation

3.1.1 Problem definition and system description

This study addresses the UC problem as the optimal operation of thermal generation units in Cyprus, based on realistic system constraints and actual historical operational data. The model incorporates thermal units such as steam turbines (ST), gas turbines (GT), internal combustion engines (ICE), and combined-cycle gas turbines (CCGT), each with specific technical characteristics including ramping rates, minimum up/down times, and thermal efficiencies.

The decision variables of the problem include:

$X_{i,t}$: binary commitment variable indicating whether unit i is ON (1) or OFF (0) at time t ,

$P_{i,t}$: actual power output of unit i at time t ,

$Y_{i,t}$: start-up indicator for unit i at time t ,

$Z_{i,t}$: shutdown indicator for unit i at time t .

The trade-offs considered involve minimizing production costs, meeting demand, ensuring spinning reserve, and reducing emissions through the integration of natural gas and hydrogen. Electricity production from renewable energy sources (RES), such as photovoltaic and wind units, is treated as an exogenous input and subtracted from demand at each 15-minute time step.

The set of units included in the optimization model, denoted as U , comprises all conventional thermal generation units in the Cyprus power system: Steam turbines (ST1, ST2), Gas turbines (GT), Combined-cycle gas turbines (CCGT), Internal combustion engines (ICE).

The subset of units capable of providing spinning reserve is denoted as $U_{\text{spinning}} \subseteq U$, and includes the larger base-load units: ST2 (3×130 MW), CCGT1 and CCGT2 (2×220 MW), ST1 (6×60 MW).

Although gas turbines (GT) can technically offer spinning reserve, their use for this purpose is typically avoided due to their high operational cost and lower thermal efficiency.

Spinning reserve is implemented as a system constraint, requiring sufficient online capacity to cover unexpected fluctuations. While it does not directly affect the cost function, it indirectly influences unit selection and operating schedules by limiting dispatch flexibility. No separate subset is defined for CCGT or ICE units beyond their role within the full set U .

3.1.2 Objective function and cost components

The UC problem can be formulated as the minimization of total fuel and emissions costs respectively, subject to both system-wide and unit-specific constraints. These include system power balance, spinning reserve, generator capacity limits, minimum up-time and down-time, ramp rate limits, generator status restrictions, and plant crew constraints. The load demand curve serves as an input to the problem, while the outputs include the commitment status (ON or OFF) and the generation dispatch (MW/h) of various generating units.

The total production cost of the system, consisting of thermal units, is mainly represented by fuel costs and the costs of start-up and shutdown. These costs are computed individually for each unit or for groups of similar units, given the extended period under examination (2014–2023). Unlike most UC models, which assume shutdown costs to be either constant or time-independent for each unit, the developed model in this study accounts for real-world operational differences, including variations in actual fuel consumption rates and effective calorific values observed across different units, which can affect the cost variability [12]. Additionally, it includes the actual cost of emissions allowances, based on the European Union Emissions Trading System (EU ETS) [13].

Mathematically, the objective function is formulated as follows:

$$\min \left[\sum_t \sum_i TC_{i,t} \right] \quad (1)$$

where:

$TC_{i,t}$ total cost of power generating unit i at time step t (in Euros).

Total cost is defined as:

$$TC_{i,t} = VC_{i,t} + AP_{i,t} \quad (2)$$

where:

$VC_{i,t}$ is the variable cost of unit i at time step t , including fuel, start-up and shut down costs,

$AP_{i,t}$ is the allocation of emission cost allowances for unit i at time step t , based on the EU ETS pricing,

The variable cost changes according to supplied demand power $DP_{i,t}$, and under normal operation of unit i at time step t , it is calculated as follows:

$$VC_{i,t} = VC_i \times DP_{i,t} \times \Delta t, \forall i, \forall t \quad (3)$$

where:

VC_i : is the average variable cost coefficient of generating unit i (in Euros/MWh), which includes fuel, start-up and shut-down costs based on historical data,

$DP_{i,t}$ is the demand power supplied to the client of a unit i at time step t (in MW),

Δt is the interval between two consecutive time steps (in hours).

The value of VC_i , has been pre-estimated using historical average records for the period 2014–2023, incorporating operational characteristics. For each simulated period (2014–2019 and 2020–2023), fuel prices are assumed constant and are based on the average recorded values during each timeframe. This approach enables consistent comparison between scenarios and isolates the effects of operational strategies from market-driven price fluctuations.

It can be expressed in either of the following two equivalent forms:

$$VC_i = (FuelCons_i \times FuelCost_i) / EP_i \quad (3a)$$

where:

$FuelCons_i$ the average fuel consumption of unit i (in kg),

$FuelCost_i$ the average fuel cost of unit i (in Euros/kg),

EP_i : total energy supplied by unit i (in MWh), used solely to estimate the average cost coefficient.

Note: EP_i is not a decision variable in the model but a historical parameter used to compute VC_i . All operational cost computations within the model rely on the real-time variable $DP_{i,t}$.

or

$$VC_i = z_i \times c_i, \forall i \quad (3b)$$

where:

z_i : the average fuel consumption of unit i to supply a MWh to client (kg/MWh).

c_i the cost of the fuel used in unit i (in Euros/kg).

It is noted that the coefficient VC_i includes the average start-up and shutdown costs of each generating unit, as observed across the historical operation period. These costs are embedded in the unit's empirical fuel efficiency, which reflects real-life transitions between different operating modes.

3.1.2.1 Cost of CO₂ emissions The cost of CO₂ emissions for unit i at time step t (in Euros) is directly passed through to electricity consumers and is calculated as follows [14]:

$$AP_{i,t} = \left(\frac{f_{CO_2} \times C_{CO_2} \times \text{FuelCons}_i}{EP_i} \right) \times DP_{i,t} \times \Delta t, \forall i, \forall t \quad (4)$$

where:

f_{CO_2} : the CO₂ emission factor of unit i , depending on the type of fuel used (in kg CO₂ per kg of fuel),

$C_{CO_2,t}$: the ETS price for CO₂ allowances used at time step t (in Euros per kg CO₂),

$\text{FuelCons}_{i,t}$: the total fuel consumption of unit i (in kg),

EP_i : total energy supplied by unit i (in MWh),

$DP_{i,t}$ is the demand power supplied to the client of a unit i at time step t (in MW).

Note: In Eq. (4), the term $(\text{FuelCons}_i/EP_i)$ expresses the average fuel consumption per MWh delivered over the historical evaluation period. Its combination with $DP_{i,t} \times \Delta t$ allows the CO₂ emission cost to be realistically scaled based on the energy actually delivered at each time step.

3.1.2.2 Excluded operational costs Other operational costs, such as labour costs, depreciation, maintenance, cost of ancillary services, and lubricants, are not included in the total cost TC, as they are assumed to be effectively the same across all thermal units, like other UC models in the literature. Furthermore, fixed costs are not considered here, as they remain essentially unchanged for the entire system's operation on an annual basis.

The proposed methodology for cost calculation provides a realistic and comprehensive framework that accurately reflects actual operating conditions, enabling more precise estimation of operational expenses and supporting optimized system performance over the extended analysis period.

3.2 Constraints

Thermal units are subject to a range of operational constraints, as described in this section. In our methodology, real operational data is incorporated for these constraints, which are extensively simulated over an extended timeframe from 2014 to 2023. This approach allowed the validation of the model by comparing it with real production schedules. By integrating actual operating conditions, the developed model provides a highly accurate representation of system dynamics.

3.2.1 Power balance constraints

The power balance constraints ensure that the sum of electricity generated by all units, conventional and renewable, meets the load demand along with any losses (including internal plant losses, auxiliary equipment consumption, and network losses) and the required spinning reserve. This constraint is fundamental for maintaining system stability and meeting realistic operational scenarios over the long term [15].

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t}^{conv} + P_{i,t}^{ren} = P_t^{dem}, \forall t \quad (5)$$

where:

$P_{i,t}^{conv}$ power supplied by conventional unit i at time step t (MW),
 $P_{i,t}^{ren}$ power generated by renewable unit i at time step t (MW),
 P_t^{dem} power demand at time step t (MW).

It should be noted that the power losses, such as internal plant losses and transmission and distribution system losses, are not explicitly included in this equation because they are already accounted for. Here, $P_{i,t}^{conv}$ reflects the final supplied power, not the generated power.

3.2.1.1 Generator capacity constraints Conventional units are constrained to operate within specific capacity limits, particularly between minimum P_i^{min} and maximum P_i^{max} power. The developed model incorporates these constraints based on observed real-world performance, ensuring reliability by adhering to each unit's operational boundaries [16].

$$P_i^{min} \times X_{i,t} \leq P_{i,t}^{conv} \leq P_i^{max} \times X_{i,t}, \forall i, \forall t \quad (6)$$

where:

$X_{i,t}$: a binary variable indicating the status of unit i at time step t (1 = ON, 0 = OFF),
 P_i^{min} and P_i^{max} : defined as the minimum and maximum limits of reliable operation for each thermal unit.

3.2.1.2 Spinning reserve constraint The spinning reserve constraint requires a portion of power, typically around 20–30%, to be reserved from spinning generation units at each time step for safety and system stability. This reserve is particularly crucial in systems with high renewable penetration, where fluctuations are frequent [12]. It should be noted that the binary variable $X_{i,t}$ used in Eq. (7) is the same as defined in Eq. (6), and it indicates the operational status of unit i at time t (1 = ON, 0 = OFF). In this context, $X_{i,t}$ is applied to all units technically capable of contributing to spinning reserve, including conventional and selected renewable units with sufficient dispatchability.

$$\sum_i [(P_i^{max} \times X_{i,t}) + (P_{(ren)i} \times X_{i,t})] - P_{i,t}^{dem} \geq SR_t^D, \forall t \quad (7)$$

where:

SR_t^D : spinning reserves requirements at each time step t (MW),
 $X_{i,t}$: a binary variable indicating the status of unit i at time step t (1 = ON, 0 = OFF).

The spinning reserve requirement is set as a predefined value at each time step and does not adapt dynamically to renewable output variability. The inequality constraint ensures that total committed capacity exceeds the sum of demand and this fixed reserve value.

This simplified reserve formulation allows for easier implementation and model tractability, particularly in the absence of high-resolution forecasting for renewable generation variability. Such deterministic approaches have been widely used in power system modelling studies [17].

3.2.1.3 Minimum up and minimum down time constraints To achieve an accurate simulation of operational dynamics, the model integrates minimum up-time (UT_i) and down-time (DT_i) constraints. These constraints represent the minimum periods

required before a unit can transition its operational status from ON to OFF or vice versa, ensuring reliability and continuity in energy production [14].

For each unit i and time step t :

$$X_{i,t} = 1, \forall i \in I : X_i^0 = 1, \text{ for } t = 0, \dots, v_i^{on} \quad (8a)$$

$$X_{i,t} = 0, \forall i \in I : X_i^0 = 0, \text{ for } t = 0, \dots, v_i^{off} \quad (8b)$$

$$v_i^{on} = \max [0, UT_i - t_i^{UT_0}] \quad (8c)$$

$$v_i^{off} = \max [0, DT_i - t_i^{DT_0}] \quad (8d)$$

where:

X_i^0 : the previous state of unit i prior to the first period of the planning horizon,

$t_i^{UT_0}$ the number of periods generation unit i has been on prior to the first period of the planning horizon,

$t_i^{DT_0}$ the number of periods generation unit i has been off prior to the first period of the planning horizon.

For the remaining time periods the following equations apply:

$$\sum_{\tau_{i,t}}^t y_{i,\tau}^{on} \leq X_{i,t}, \forall i, \forall t \quad (8e)$$

$$\sum_{\tau_{i,t}}^t y_{i,\tau}^{off} \leq 1 - X_{i,t}, \forall i, \forall t \quad (8f)$$

where:

$$\tau_{i,t}^{on} = \max [t - UT_i + 1, 1] \quad (8g)$$

$$\tau_{i,t}^{off} = \max [t - DT_i + 1, 1] \quad (8h)$$

The approach followed reflects real-world scenarios, applying actual minimum up and down times, essential for optimizing production schedules and reducing equipment wear.

3.2.1.4 Ramp-up and ramp-down constraints *Ramp-up constraint:*

The maximum allowable increase in unit generation from time $t-1$ to time t is defined by the ramp-up rate R_i^U and start-up ramp limit R_i^{SU} :

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_i^U \times X_{i,t-1} + R_i^{SU} \times Y_{i,t}, \forall i, \forall t \quad (9a)$$

where:

R_i^U ramp-up rate limit of unit i (MW/h),

R_i^{SU} start-up ramping limit (MW/h),

$Y_{i,t}$: a binary variable indicating if unit i starts up at the beginning of period t .

Ramp-down constraint:

Similarly, the ramp-down constraint defines the maximum allowable decrease in generation from time $t-1$ to t :

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq R_i^D \times X_{i,t-1} + R_i^{SD} \times Z_{i,t}, \forall i, \forall t \quad (9b)$$

where:

R_i^D ramp-down rate limit of unit i (MW/h),

R_i^{SD} shut-down ramping limit (MW/h),

$Z_{i,t}$ a binary variable indicating if unit i is shuts down at the beginning of period t .

3.2.2 Additional constraints

3.2.2.1 Start-up constraints with three types of start-up modes To accurately represent the different start-up modes cold, warm, and hot additional constraints are included to define the appropriate start-up mode based on the unit's downtime [15]. This ensures that each unit is started in the mode that best reflects its real operating status [6, 18].

$$CS_{i,t}^{cold} + CS_{i,t}^{warm} + CS_{i,t}^{hot} \leq Y_{i,t}, \forall i, \forall t \quad (10)$$

where:

$CS_{i,t}^{cold}$ binary variable indicating if unit i is started in cold mode at time t ,

$CS_{i,t}^{warm}$ binary variable indicating if unit i is started in warm mode at time t ,

$CS_{i,t}^{hot}$: binary variable indicating if unit i is started in hot mode at time t ,

$Y_{i,t}$ binary variable indicating if unit i is started at time t .

The choice of start-up mode can be determined by the unit's downtime prior to startup [19, 20]:

Cold Start: If the unit has been offline for more than T_i^{cold} , then $CS_{i,t}^{cold}=1$.

Warm Start: If the unit has been offline for more than T_i^{warm} , then $CS_{i,t}^{warm}=1$.

Hot Start: If the unit has been offline for more than T_i^{hot} , then $CS_{i,t}^{hot}=1$.

where:

T_i number of periods generation unit i has been turned off to perform a cold, warm or hot start.

Note: The duration of the start-up process (e.g., 5 h for cold start) is independent of the model's time resolution (e.g., 15- or 30-minute steps). During this start-up interval, the unit remains in the OFF state ($X_{i,t}=0$) and delivers 0 MW. Only after the required start-up time is completed does the unit become online ($X_{i,t}=1$) and begins delivering power under ramping and capacity constraints.

3.2.2.2 Shut-down constraint with single shut-down mode To accurately simulate the shut-down process, an additional constraint is included that defines the shut-down time for each unit. Unlike the start-up modes, which vary between cold, warm, and hot, the shut-down process typically has a single mode, where the minimum time required to bring the unit offline is fixed regardless of its operational state before shutdown [21, 22].

Shut-down constraint:

$$Z_{i,t}^{shut} \leq X_{i,t-1}, \forall i, \forall t \quad (11a)$$

where:

$Z_{i,t}^{shut}$ a binary variable indicating whether unit i begins its shut-down process at time step t ,

$X_{i,t-1}$: a binary variable indicating that unit i was operational (ON) at time $t-1$.

The shut-down process requires a specific duration, denoted as T_i^{shut} , during which the unit transitions from ON to OFF [23].

$$T_{i,t}^{shut-down} = T_i^{shut}, \text{ if } Z_{i,t}^{shut} = 1 \quad (11b)$$

where:

T_i^{shut} the total minimum time required for unit i to fully shut down (e.g., 30 min).

Additional conditions for shut-down mode:

Once $Z_{i,t}^{shut} = 1$, the unit cannot restart immediately, and it must complete the entire T_i^{shut} duration before it can be considered for a new start-up.

These shut-down constraints ensure that the model accurately represents the actual time required to safely bring a unit offline, preventing any unrealistic, rapid switching between ON and OFF states.

Unit status restrictions.

Certain units may be unavailable due to scheduled maintenance or unplanned outages (must-out) for operational, reliability, or economic reasons. The model accommodates these conditions by implementing three availability scenarios at 100%, 65%, and 58% of total system capacity. These three availability levels (100%, 65%, and 58%) were selected based on historical operating conditions recorded in the Cyprus electricity system between 2014 and 2023. The 100% level represents peak operational availability during summer demand, 65% reflects typical system status during non-peak seasons with scheduled maintenance, and 58% corresponds to low-load periods (e.g., spring or autumn) when multiple units are offline due to maintenance or regulatory limitations. A full explanation of each scenario is provided in Sect. 3.6 [24, 25].

To ensure that total system availability aligns with each scenario's target capacity level (e.g., 65%), a constraint that limits the aggregate capacity of all active units $P_{i,t}$ is applied to a specified threshold based on the scenario's overall availability capacity:

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t}^{conv} \leq \text{Total Capacity} \times \text{Scenario Availability} \quad (12)$$

where:

$\sum_{i=1}^N P_{i,t}^{conv}$ represents the total power generated by all units i at time t ,

Total capacity: the nominal total capacity of the system (e.g., 1478 MW),

Scenario availability: the availability ratio for each scenario, such as 1.00 for 100%, 0.65 for 65%, and 0.58 for 58%.

This constraint ensures that the total power generated by active units does not exceed the designated capacity of each scenario, thereby aligning generation with the system's realistic operational needs and the availability targets specified in each scenario.

The model with these specific constraints presents an innovative approach to managing thermal power generation units. It offers a reliable and accurate foundation for analysing and optimizing performance, considering real-world conditions and operational data as presented in Table 2. The integration and combination of these constraints provide a comprehensive and well-documented framework for energy systems analysis and management.

Table 2 summarizes the constraints applied to each thermal unit in the Cyprus power system, ensuring safe and reliable operation under real-world conditions.

Table 2 Summary of constraints in simulations for each thermal unit:

Units	Start-up time (minutes)			Shut down time (minutes)	Ramp up (MW/min)	Ramp down (MW/min)	Min up (minutes)	Min down (minutes)	Pmin (MW)	Pmax (MW)
	Cold	Warm	Hot							
ICE1 (3 × 17 MW)	3	3	3	30	0.5	0.5	60	60	0	17
ICE2 (3 × 17 MW)	1	1	1	10	2	2	60	60	0	17
ST1 (6 × 60 MW)	420	240	120	30	2	2	480	480	30	60
ST2 (3 × 130 MW)	240	180	60	60	2	2	480	480	65	130
CCGT1&CCGT2 (4 × 72.5 MW)	21	21	21	20	4	4	60	60	10	72.5
Case 1: Open cycle operation (gas turbines only)										
CCGT1&CCGT2 2 × 110 MW	240	180	120	30	4	4	120	120	10	110
Case 2: 1 + 1 operation (1 gas turbine and 1 steam turbine)										
CCGT1&CCGT2 (2 × 220 MW)	300	240	180	60	4	4	240	240	10	220
Case 3: Full op- eration (2 gas turbines + the steam turbine)										
GT1 (1 × 38 MW)	12	12	12	10	4	4	60	60	10	38
GT2 (2 × 37.5 MW)	12	12	12	10	4	4	60	60	10	37.5
GT3 (2 × 37.5 MW)	14	14	14	10	4	4	60	60	10	37.5

3.3 Addition of NG and hydrogen in the fuel mix

The transition towards NG and hydrogen in the power generation units represents a critical step in enhancing energy sustainability. This shift aims to increase efficiency, reduce operational costs, and minimize GHG emissions. This section presents the methodology for calculating the performance of the units converted for NG use and establishes the maximum procurement cost for NG and hydrogen, based on real operational data for the 2014–2023 period [6, 25].

3.3.1 Calculation of revised unit efficiency

For units previously running on HFO or diesel, the efficiency with NG or hydrogen is determined using the following equation [24]:

$$n_{New} = n_{Base} \times \frac{HHV_{New}}{HHV_{Base}} \quad (13)$$

Where:

n_{New} Efficiency of the unit with the new fuel (NG or hydrogen).

n_{Base} Efficiency of the unit with the base fuel (HFO or diesel), derived from real operational data for periods 2014–2019 and 2020–2023.

HHV_{New} Higher Heating Value (HHV) of the new fuel (e.g., 48,000 kJ/kg for NG, 119,960 kJ/kg for hydrogen).

HHV_{Base} Higher Heating Value (HHV) of the base fuel (e.g., ~43,103 kJ/kg for HFO, ~42,754 kJ/kg for diesel).

This equation, though simplified, is widely adopted in engineering practice as a first-order approximation for estimating unit efficiency after a fuel switch, particularly when detailed performance data are unavailable. It leverages the ratio of higher heating values (HHV) of the respective fuels, a method supported by authoritative sources such as the U.S. Environmental Protection Agency [26] and the Massachusetts Institute of Technology [27], which highlight the relevance of HHV-based calculations in efficiency assessments of combustion turbines and steam power plants and is applicable for both NG and hydrogen, allowing precise performance calculations based on the specific characteristics of each fuel [28].

3.3.2 Estimation of maximum procurement cost for NG

To determine the maximum cost of NG for a transition from diesel or HFO, the following equations are used:

Without carbon emission costs:

$$Max\ Cost_{NG} = Cost_{Diesel} \times \frac{HHV_{NG}}{HHV_{Diesel}} \times \frac{n_{Diesel}}{n_{NG}} \quad (14)$$

With carbon emission costs:

$$Max\ Cost_{NG} = Cost_{Diesel} \times \frac{HHV_{NG}}{HHV_{Diesel}} \times \frac{n_{Diesel}}{n_{NG}} + Cost_{Diesel,CO_2} \times \left(1 - \frac{Emissions_{NG}}{Emissions_{Diesel}}\right) \quad (15)$$

Where:

$Max\ Cost_{NG}$ Maximum cost of NG per ton.

$Cost_{Diesel}$ Cost of diesel or HFO per ton.

HHV_{NG}, HHV_{Diesel} Higher heating value of NG and diesel/HFO, respectively.

n_{Diesel}, n_{NG} Efficiencies of the unit with diesel and NG, respectively.

$Cost_{Diesel,CO_2}$ Cost of CO₂ emissions per ton of diesel.

$Emissions_{NG}, Emissions_{Diesel}$ CO₂ emissions per kg of NG and diesel, respectively [29].

3.3.3 Estimation of maximum procurement cost for hydrogen in a mixture with NG

When introducing hydrogen into the fuel mix (20% H₂ and 80% NG by mass), the following approach is adopted to determine the maximum cost of hydrogen [30].

Energy balance:

$$E_{mix} = (M_{NG} \times HHV_{NG} \times n_{NG}) + (M_{H_2} \times HHV_{H_2} \times n_{H_2}) \quad (16)$$

Mass proportions:

$$M_{NG} = 0.8 \times M_{mix}, \quad M_{H_2} = 0.2 \times M_{mix} \quad (17)$$

Cost equation:

$$Cost_{mix} = M_{NG} \times Cost_{NG} + M_{H_2} \times Cost_{H_2} \quad (18)$$

Where:

E_{mix} Total energy required for the specified power output.

M_{mix} Total mass of the fuel mix.

M_{NG}, M_{H_2} Mass of NG and hydrogen in the mix.

$Cost_{NG}, Cost_{H_2}$: Costs of NG and hydrogen per ton.

Key assumptions and data.

The HHVs used in the calculations are:

NG: 48,000 kJ/kg.

Hydrogen: 119,960 kJ/kg.

Diesel: ~42,754 kJ/kg.

HFO: ~43,103 kJ/kg.

CO₂ emissions factors:

NG: ~2.69 kg CO₂/kg fuel.

Diesel: ~3.27 kg CO₂/kg fuel.

HFO: ~2.86 kg CO₂/kg fuel.

Hydrogen: Zero emissions.

Efficiency values (η) are derived from real operational data for each unit or units.

3.4 Data sources

To solve the constrained optimization problem described in the previous sections, a range of publicly available data sources were utilised, along with information obtained from personal interviews and professional experience, which include:

1. Electricity load demand data: Country-wide electricity load demand data (in MW) at 15-minute intervals provided by the Transmission System Operator of Cyprus (TSO), covering the period from 2014 to 2023. For each time step, renewable energy production is subtracted from the total load. This extended data period enables us to track trends and variations in electricity demand across different periods, enhancing the reliability of our model's results under varying energy demand scenarios including both conventional load and RES recording via Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) [11].
2. Fuel import data: Annual fuel import data from the EAC for thermal power plants, covering fuel oil and diesel. This dataset includes purchase costs per ton of fuel and the heating value of each fuel batch, considering fluctuations in fuel characteristics across different shipments. For simulation purposes, average values were used to minimise the influence of outlier batches and measurement noise, thereby improving the representativeness of input parameters. This approach balances short-term fluctuations while preserving long-term fuel cost and energy content trends, which are more relevant for medium- and long-horizon system planning models, emphasizing the necessity of incorporating real-world data for increased reliability [31, 32].
3. Fuel consumption and power generation per unit: Annual data on fuel consumption and electricity production for each unit listed in Table 1, for the period from 2014 to 2023. This data allows for an accurate assessment of each unit's annual average thermal efficiency, which reflects actual performance under real operating conditions rather than the nominal efficiency provided by each unit's manufacturer. This ensures that

efficiency calculations are based on real-world operational conditions, supporting the model's accuracy [6].

4. Cost of GHG emission allowances: Annual expenses of EAC for GHG emission allowances purchased under its participation in the EU ETS during the period from 2014 to 2023. These costs are directly passed on to the price per kilowatt-hour, and their year-over-year monitoring is crucial for cost analysis and projecting future cost trends within an increasingly restrictive environmental regulatory framework [33].
5. Annual reports: Comprehensive reports from the Electricity Authority of Cyprus, the Transmission System Operator, and the Cyprus Energy Regulatory Authority for the period 2014–2023. These reports provide strategic and operational information that enhances the understanding of the energy landscape as well as changes in policies and regulations, adding depth to the analysis [11, 31, 34].
6. Personal interviews: Information gathered from interviews with experienced Shift Engineers and Technical Inspectors at the Control Room of the Vasilikos Power Station, offering detailed insights and expertise on local operating conditions. This information helped to adapt the model's constraints to real operational conditions, ensuring that the approach is realistic and applicable [16].
7. Personal observation and experience: The first author has worked as a Mechanical Engineer for 22 years at EAC Power Stations, primarily in Control Rooms. This practical experience added value to the model by providing invaluable insights and a thorough understanding of practical procedures and constraints, contributing significantly to accurate and realistic modelling [6].

3.5 Advantages of determining realistic availability levels of generation units

The aforementioned availability scenarios enable a detailed analysis of the operational capabilities of the Cyprus electricity system under realistic conditions. The utilization of actual production data and availability constraints, based on the system's observed behavior in recent years, provides a reliable foundation for informed decision-making. The integration of operational and environmental constraints across differentiated availability levels enhances the analytical depth of the assessment. This methodological structure provides three key advantages.

First, it enables a realistic simulation of system operation, as the availability levels reflect observed patterns of unit performance under practical conditions.

Second, it facilitates more effective resource allocation and scheduling, by aligning scenario design with maintenance cycles, seasonal variations, and regulatory restrictions.

Third, it supports adaptive planning by accounting for the variability and uncertainty that characterizes long-term energy system operation, thereby improving the credibility of the simulation outcomes and their applicability to policy and investment decisions.

The proposed methodology represents a fundamental departure from traditional models commonly found in the literature, as it does not rely on static assumptions for the management of generation units. Instead, it adopts a dynamic approach that aligns operational decisions with actual system conditions. Unlike conventional methods that utilize predefined or theoretical assumptions regarding unit availability, the proposed model determines availability based on actual production data from the Cyprus energy system over the period 2014–2023. This approach provides a balanced and realistic

framework for decision-making, ensuring that the methodology accurately reflects the operational realities of the system.

Dynamic unit management enables a more efficient and flexible allocation of energy resources, as commitment decisions are informed by observed availability patterns, real-world operational conditions, and historical performance data. In contrast to conventional models, which often follow static load dispatch strategies, the proposed approach integrates real-time variations in unit availability while accounting for factors such as fuel costs, maintenance requirements, market fluctuations, and regulatory constraints.

Moreover, the incorporation of actual availability data allows for the fine-tuning of the methodology to align with the operational characteristics of the Cyprus energy system, ensuring that the proposed strategies are not only economically optimal but also technically feasible. This methodology accounts for real-world constraints, including resource availability, maintenance schedules, and grid stability requirements, thereby offering a comprehensive framework for generation unit management.

Consequently, the proposed approach extends beyond theoretical energy system optimization to serve as an advanced tool tailored to the realities of the Cyprus electricity market. The integration of actual production data for unit availability determination enhances the methodology's realism and its potential to facilitate the transition toward a more flexible, efficient, and sustainable energy system [6, 28].

3.6 Availability of generation units: simulation scenarios

The simulation of UC under real operating conditions necessitates the examination different scenarios that reflect the system's energy demands across various times of the year. The generation unit availability scenarios are structured based on seasonal demand and maintenance requirements to ensure system reliability under varying load conditions. Each scenario considers factors such as demand fluctuations, environmental restrictions, and maintenance needs, while also simulating real-world availability levels observed in the Cyprus electricity system in recent years [6, 11].

The simulation framework is based on real operational data covering the years 2014–2023, divided into two representative sub-periods (2014–2019 and 2020–2023). From these, average values of key parameters (e.g., fuel cost, emission factors, operational characteristics) were derived to parameterize the model under three distinct fuel pricing scenarios: a base case without natural gas, and with natural gas priced at €640/ton and €450/ton, respectively. Each scenario was simulated under three different unit availability levels: 100%, 65%, and 58%, reflecting seasonal operational capacity and maintenance constraints.

For each assuming generation availability scenario (58%, 65%, and 100%), optimization tables were developed to determine the optimal unit dispatch per 15-minute or 30-minute time step. The total cost of generation was calculated for each time step using the most efficient unit combination and compared with historical costs to estimate potential savings. This approach goes beyond aggregate cost estimation by incorporating ON/OFF cycles, technical constraints and real-world operational dynamics.

Furthermore, the model determined maximum price thresholds for natural gas and hydrogen for both sub-periods and the year 2023, identifying the supply limits within which power generation remains economically viable. These consolidated simulations are complemented by detailed simulations for specific days (7 October 2015, 21

September 2023 and a hypothetical future date in 2026), aimed at demonstrating the short-term operational behaviour of the model using the same methodological approach.

3.6.1 Scenario 1: full generation availability (100%)

Scenario 1 represents peak demand conditions, where the energy system operates at maximum capacity:

Description This scenario reflects the maximum possible availability of the entire installed capacity, with all thermal units fully available for power generation.

Availability configuration The total available capacity reaches 1478 MW, covering peak demand requirements. Units ST1 (6×60 MW), GT1 (1×38 MW), GT2 (2×37.5 MW), and GT3 (2×37.5 MW) are not dispatched but remain in standby mode for contingencies or scheduled maintenance.

Overall availability rate 100%.

3.6.2 Scenario 2: moderate generation availability (65%)

Scenario 2 represents partial generation availability conditions during non-peak periods:

Description The system does not operate at full capacity, as several units are taken offline for scheduled or unscheduled maintenance. Additionally, certain units are restricted in operational hours due to environmental constraints.

Availability configuration Units ICE1 (1×17 MW), ICE2 (1×17 MW), ST2 (1×130 MW), CCGT1 (1×72.5 MW), CCGT2 (1×72.5 MW), ST1 (1×60 MW), and GT2,3 (1×37.5 MW) is set offline. Furthermore, power limits are imposed on ICE1,2 to 66 MW (4×16.5 MW), ST2 to 250 MW (2×125 MW), 1 + 1 CCGT1,2 to 110 MW each, ST1 to 280 MW (4×56 MW), GT2,3 to 110 MW (3×36.7 MW), and GT1 to 35 MW.

Overall availability rate 65% (961 MW out of a total 1478 MW).

The reduction in availability in this scenario reflects actual operating conditions, where units are not always functioning at maximum output, enhancing model accuracy [16].

3.6.3 Scenario 3: limited generation availability (58%)

Scenario 3 corresponds to reduced generation availability, with increased maintenance requirements during periods such as spring or autumn:

Description This scenario simulates a period of limited power supply, with heightened maintenance needs and environmental constraints impacting specific units.

Availability configuration: Units ICE1 (2×17 MW), ICE2 (1×17 MW), ST2 (1×130 MW), CCGT1 (1×220 MW), ST1 (3×60 MW), and GT2,3 (1×37.5 MW) is taken offline either due to scheduled maintenance or environmental restrictions.

Overall availability rate 58% (861 MW out of a total 1478 MW).

This scenario facilitates analysis of system performance under significantly reduced availability conditions, requiring meticulous planning to maintain reliability [29].

4 Results and discussion

To comprehensively understand and evaluate the proposed methodology, the three scenarios described in Sect. 3.6 were simulated for two specific past dates, 7 October 2015 and 21 September 2023, as well as for a hypothetical future date in 2026, anticipating the introduction of NG at a price of 450 Euros/ton (an advantageous import rate set by the Cyprus NG Public Company). For this future scenario, NG utilization will apply to the units listed in Table 1, with the data aligned to those of 21 September 2023 [11, 34].

These specific dates were chosen due to the availability of data from the Cyprus TSO and the Electricity Authority of Cyprus, the island's primary electricity producer. Additionally, these dates capture different phases of GHG emission cost evolution, revealing significant cost increases over time. For instance, in 2015, the annual GHG emissions cost amounted to approximately 6 million euros, while in 2023, it surged to 265 million euros, reflecting the growing pressure to reduce emissions. This cost escalation significantly impacts the economic ranking of generation units, as demonstrated by the simulation results [33].

Furthermore, the introduction of NG in 2025–2026 following the necessary modifications already completed on units ST2 (3×130 MW) and CCGT1,2 (2×220 MW) is expected to further alter the economic ranking of power generation units, enhancing the energy system's sustainability. This anticipated shift, combined with rising emission costs, underscores the evolving trends in Cyprus energy market toward more efficient and environmentally sustainable solutions [28, 31].

Comparing the actual dispatch values for these specific dates with the results generated by the proposed methodology for each scenario allows the evaluation of the model's accuracy and reliability under conditions that simulate real-world system operations. The findings confirm that rising emission costs and the forthcoming introduction of alternative fuels substantially influence optimal production allocation.

This comparison demonstrates the proposed methodology's potential to reduce the system's operational costs by suggesting an optimal unit dispatch based on current demand and availability conditions. The proposed model provides a reliable and practical approach to meeting energy demand, taking into account the actual economic and technical performance of each unit. This strengthens the energy system's sustainability towards lower costs and reduced emissions.

By applying this methodology, system operators are empowered to assess and adapt energy planning on realistic and long-term bases, achieving optimal economic performance and adaptability to the changing conditions of Cyprus's energy market [6].

4.1 Analysis and results for 7 October 2015

Figure 2 depicts the electricity demand and required system capacity for 7 October 2015. Notably, the demand reflects only electricity generated by thermal units and excludes the country's total electricity consumption, which includes renewable energy production. To achieve a more precise forecast of system energy requirements, values were analysed at 15- or 30-minute intervals, depending on the context, facilitating detailed monitoring of demand fluctuations and immediate adjustments to thermal unit output for each scenario [29].

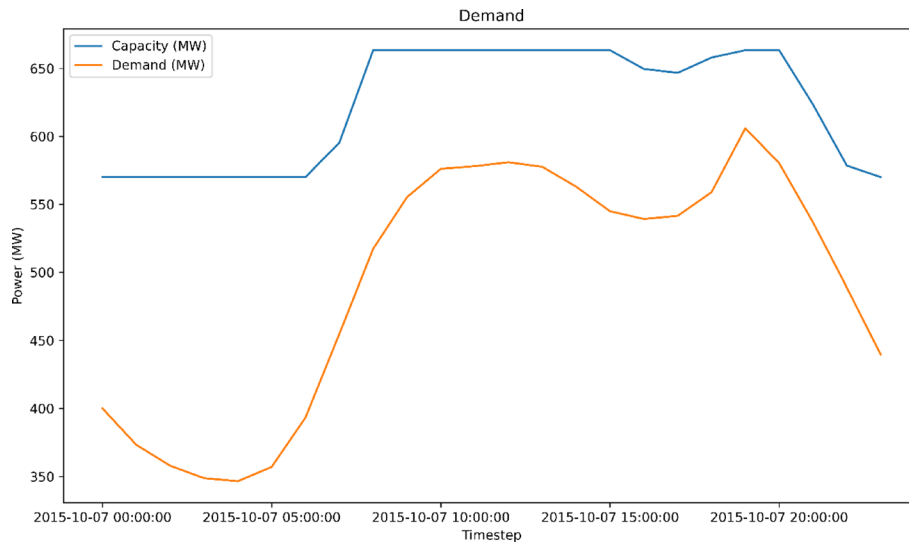


Fig. 2 Electricity demand and system's capacity for October 7th, 2015 (data taken from TSO)

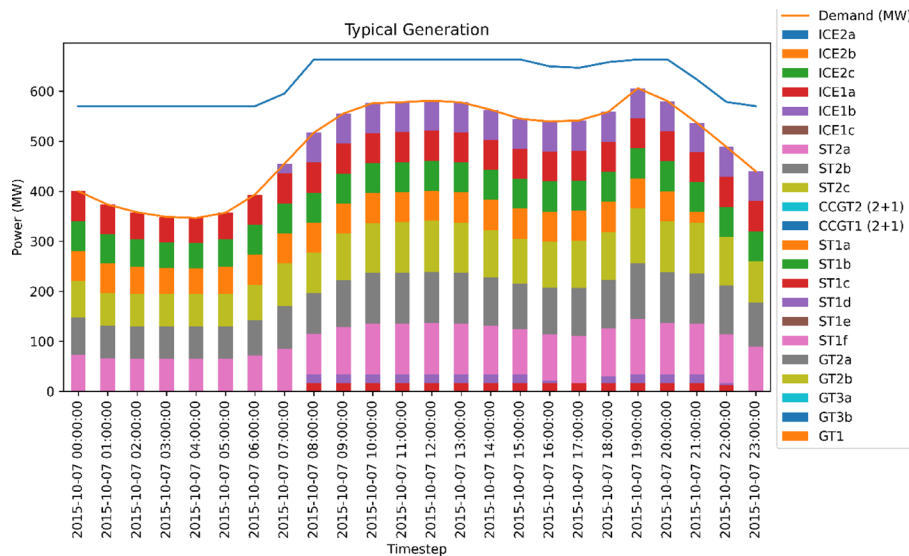


Fig. 3 Real generation for October 7th, 2015

Overall, the simulation results validate the model's adaptability, highlighting its value in assessing diverse requirements and addressing the challenges posed by evolving conditions in Cyprus's energy market.

Figure 3 presents the execution of the production schedule by the EAC to meet required demand and the allocation of output load in MWh per unit. The total operating cost of the system for October 7th, 2015, has been calculated at €1,076,074, based on data from the period 2014–2019 (average values), where the total GHG emission cost approached €142 million and fuel cost 366 Euro/ton (5.7 Euro/MWh emission cost and 85.5 Euro/MWh fuel cost total average 91.2 Euro/MWh) [11, 33].

In contrast, during 2020–2023, emission costs surged to approximately €753 million and fuel cost 501.4 Euro/ton (46.3 Euro/MWh emission cost and 118.8 Euro/MWh fuel cost total average 165.1 Euro/MWh), reflecting the increasing economic burden from

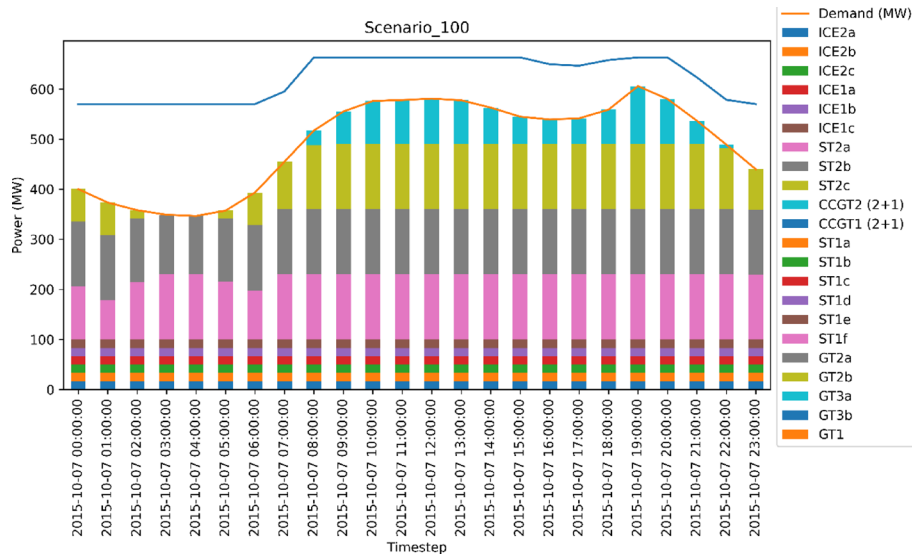


Fig. 4 Electricity dispatch for Scenario 1 for October 7th, 2015

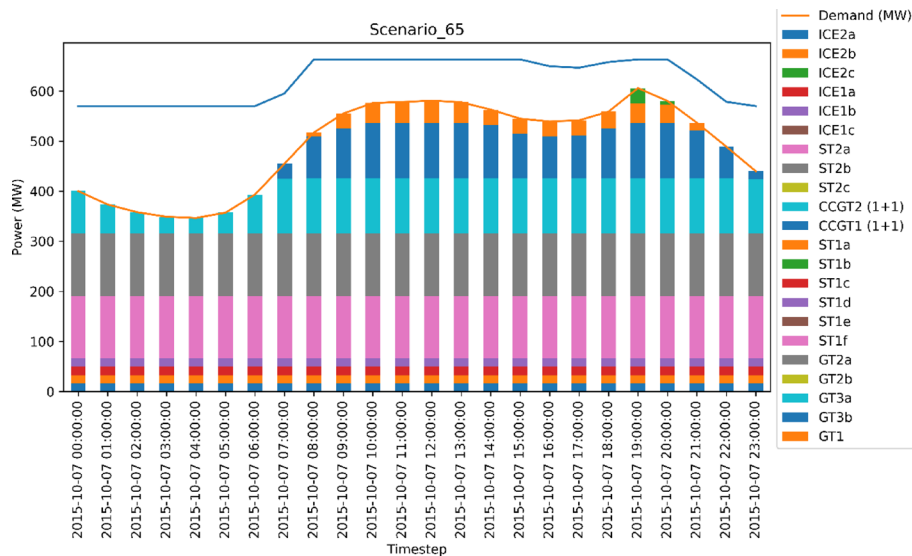


Fig. 5 Electricity dispatch for Scenario 2 for October 7th, 2015

emissions [31]. Figures 4, 5 and 6 illustrate the results of the proposed methodology developed in Sect. 3 for each scenario.

4.1.1 Comparison of scenarios

Scenario 1: Full availability (100%).

The initial analysis reveals notable differences between the actual data and Scenario 1 (100% availability). Specifically, the actual data indicate that electricity demand on October 7th, 2015, was met by the operation of units ST1a, ST1b, ST1c, ST2a, ST2b, ST2c, ST1d, ICE1a, and ICE1b. However, if the proposed methodology had been applied (see Fig. 4), demand would have been met by prioritizing units ICE2a, ICE2b, ICE2c, ICE1a, ICE1b, ICE1c, ST2a, ST2b, ST2c, and CCGT2 (2 + 1). This proposed allocation would

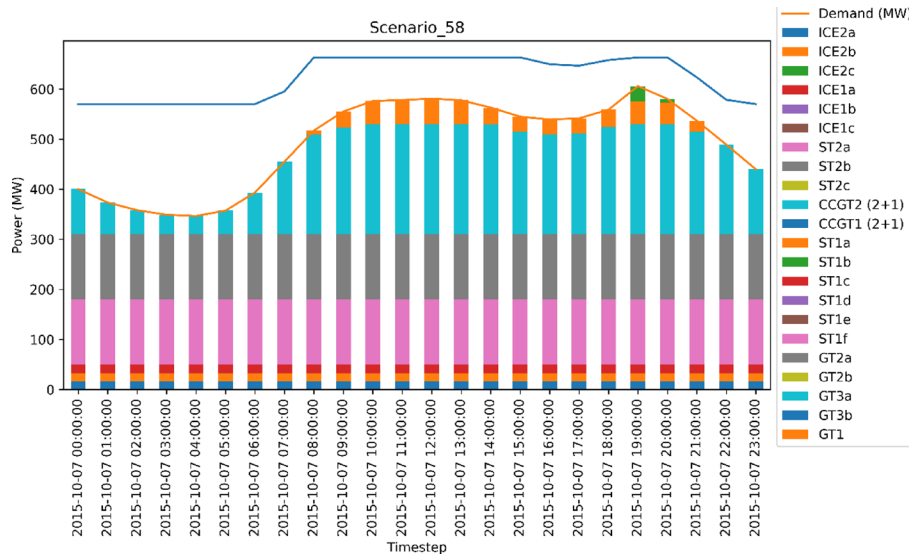


Fig. 6 Electricity dispatch for Scenario 3 for October 7th, 2015

result in a total cost of €951,279, as calculated by Eq. (1), saving €124,795, or an 11.6% reduction.

Scenario 2: Moderate availability (65%).

For Scenario 2 (65% availability), the simulation indicates that demand could be met by operating units (see Fig. 5): ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b, ST2a, ST2b, CCGT2 (1 + 1), CCGT1 (1 + 1), ST1a, and ST1b in order of priority. In this scenario, the total cost amounts to €1,014,874, resulting in cost savings of €61,200 or 5.7% compared to the baseline cost. This scenario reflects practical constraints and operational adjustments that can reduce costs without compromising system reliability.

Scenario 3: Limited availability (58%).

In Scenario 3 (58% availability), demand is met by dispatching units (see Fig. 6): ICE2a, ICE2b, ICE1a, ST2a, ST2b, CCGT2 (2 + 1), ST1a and ST1b. The total cost for this scenario is €1,019,277, yielding savings of €56,797 or a 5.3% reduction. This scenario highlights the importance of careful planning and resource allocation under constrained availability conditions.

Summary of results.

The simulation results demonstrate the effectiveness of the proposed methodology under varying levels of generation unit availability, highlighting its potential to contribute to the optimization of Cyprus's energy sector. Specifically, the methodology leads to significant reductions in total operational costs compared to the existing model, thereby confirming its economic efficiency. Simultaneously, it enhances system performance by prioritizing the utilization of more efficient units and structuring the allocation of energy resources in alignment with real demand. Furthermore, the proposed approach contributes to the mitigation of environmental impacts by promoting the use of units with lower carbon footprints, thereby reinforcing the sustainability of the energy system. Overall, the findings underscore the adaptability and practical value of the methodology, establishing its potential as a robust tool for improving both the economic and environmental performance of the energy sector in Cyprus.

4.2 Analysis and results for 21 September 2023

On 21 September 2023, the analysis adhered to the same methodology, incorporating the prevailing conditions of elevated GHG emissions and fuel costs, as observed in recent years. The total operational cost of the system for this specific day was calculated to be €2,161,658, based on data from the period 2020–2023 (average values). This represents a significant increase of 79.1% compared to costs from the period 2014–2019. In contrast, if data from the 2014–2019 period (average values) had been applied, the cost would have been approximately €1,206,824. This sharp rise in costs is primarily attributed to the steep escalation in both fuel prices and carbon emission allowances during the latter period [31], [33].

These findings underline the growing financial impact of emissions and fuel costs on the energy sector, emphasizing the necessity for optimized operational strategies and the adoption of cost-efficient and sustainable practices. Electricity demand was met by the EAC through the operation of the units ST2a, CCGT1(1 + 1), CCGT2(2 + 1), ST1a, ST1b, ST1c, ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b, and ST1d [31], [33].

4.2.1 Comparison of scenarios

Scenario 1: Full availability (100%).

However, under the proposed methodology for Scenario 1 (100% availability), the demand would have been covered by the units ICE2a, ICE2b, ICE2c, ICE1a, ICE1b, ICE1c, ST2a, ST2b, ST2c, CCGT2(2 + 1), and OCGT1. This proposed dispatch would have resulted in a total cost of €1,987,277, as calculated by Eq. (1), achieving savings of €174,381 or 8.1% compared to the actual dispatch.

Scenario 2: Moderate availability (65%).

For Scenario 2 (65% availability), the simulation indicates that demand would have been met by operating the units ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b, ST2a, ST2b, CCGT2(1 + 1), CCGT1(1 + 1), ST1a, ST1b, ST1c, and ST1d. The total cost in this case was calculated to be €2,063,769, reflecting savings of €97,888 or 4.5%.

Scenario 3: Limited availability (58%).

In Scenario 3 (58% availability), demand was covered by the units ICE2a, ICE2b, ICE1a, ST2a, ST2b, CCGT2(2 + 1), ST1a, ST1b, ST1c, and GT2a. The simulation yielded a total cost of €2,078,708, achieving savings of €82,950 or 3.8%.

Summary of results.

The analysis conducted on 21 September 2023, highlights the progressive increase in total operational costs between the periods 2014–2019 and 2020–2023, underscoring the growing financial impact of emissions and fuel costs. Simultaneously, the proposed methodology demonstrates its effectiveness in consistently reducing operational costs across all examined scenarios, with the highest cost savings of 8.1% observed in Scenario 1. Furthermore, scenario-based simulations validate the adaptability of the proposed approach in dynamically responding to system conditions, optimizing energy resource allocation while maintaining system reliability. Overall, the implementation of this methodology has the potential to generate substantial economic and environmental benefits for Cyprus's energy sector, offering a practical and sustainable solution for adapting to the continuously evolving market and regulatory landscape.

4.3 Impacts of NG (450€/ton) utilization on energy costs and emissions

The combustion of NG in the ST2 (3×130 MW) and CCGT1,2 (2×220 MW) units, anticipated to commence in 2026, is projected to significantly reduce operating costs and GHG emissions, thereby enhancing the sustainability of Cyprus energy system. By combining reduced emissions costs with improved energy efficiency, the introduction of NG is expected to substantially alter the economic ranking of generation units, accelerating the transition toward a more environmentally sustainable energy model [4].

The analysis below is based on the same data from 21 September 2023 but incorporates the utilization of NG. The total operational cost of the system for this specific day was calculated to be €2,161,658, using data from the period 2020–2023 (average values).

Electricity demand was met by the EAC through the operation of units prioritized as follows: ST2a, CCGT1 (1 + 1), CCGT2 (2 + 1), ST1a, ST1b, ST1c, ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b, and ST1d.

4.3.1 Comparison of scenarios

Scenario 1: Full availability (100%).

If the proposed methodology had been applied under Scenario 1 (100% availability) with the utilization of NG, demand would have been met through units prioritized as follows: CCGT2 (2 + 1), CCGT1 (2 + 1), ST2a, ST2b, and ST2c. This allocation would result in a total cost of €1,322,373, as calculated using Eq. (1), achieving savings of €839,285, or a reduction of 39%.

Scenario 2: Moderate availability (65%).

For Scenario 2 (65% availability), the simulation suggests operating units in the following priority: CCGT2 (1 + 1), CCGT1 (1 + 1), ST2a, ST2b, ICE2a, ICE2b, ICE1a, ICE1b, ST1a, ST1b, ST1c, and ST1d. In this case, the total cost amounts to €1,572,019, yielding savings of €589,638, or a reduction of 27.3%, compared to the baseline cost.

Scenario 3: Limited availability (58%).

Under Scenario 3 (58% availability), demand is met by the units CCGT2 (2 + 1), ST2a, ST2b, ICE2a, ICE2b, ICE1a, ST1a, ST1b, ST1c, and GT2a. The total cost from this simulation is €1,579,911, resulting in total savings of €581,747, or a reduction of 26.9%.

Summary of results.

The analysis demonstrates that the integration of NG into Cyprus's energy mix leads to significant reductions in both operational costs and GHG emissions, thereby enhancing the efficiency and sustainability of the energy sector. Specifically, Scenario 1 achieves the highest cost savings, with a 39% reduction compared to baseline operations. Furthermore, Scenario 2 and Scenario 3 yield cost reductions of 27.3% and 26.9%, respectively, highlighting the adaptability of the proposed methodology under varying resource availability conditions. These findings underscore the transformative potential of NG utilization, emphasizing its role in achieving both economic efficiency and environmental sustainability. The proposed methodology provides well-founded scientific insights for energy system optimization, aligning with Cyprus's strategic objectives for a more sustainable and cost-effective energy framework [35].

4.4 Aggregate results for the period 2014–2023

This section presents the aggregate results of the simulations conducted for the period 2014–2023. The data were processed to satisfy the annual average demand at 15-minute

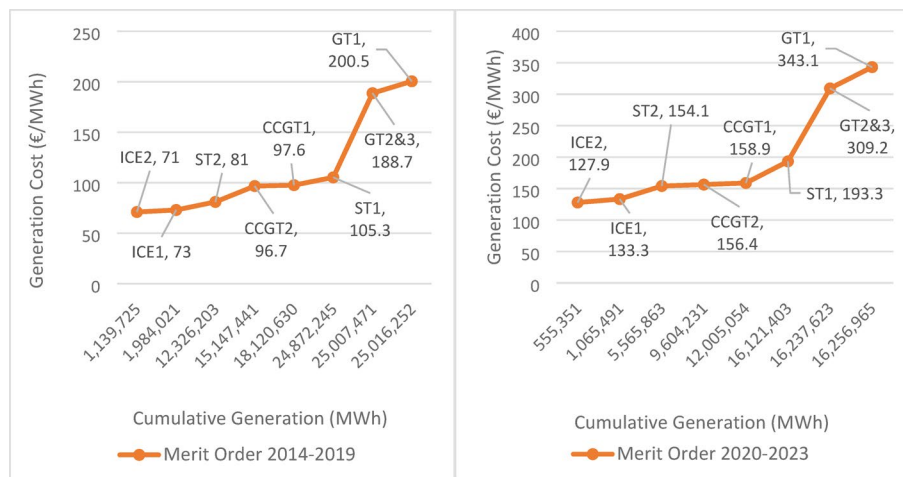


Fig. 7 Merit order curve of generation units based on total cost excluding NG (€/MWh) for the periods 2014–2019 and 2020–2023

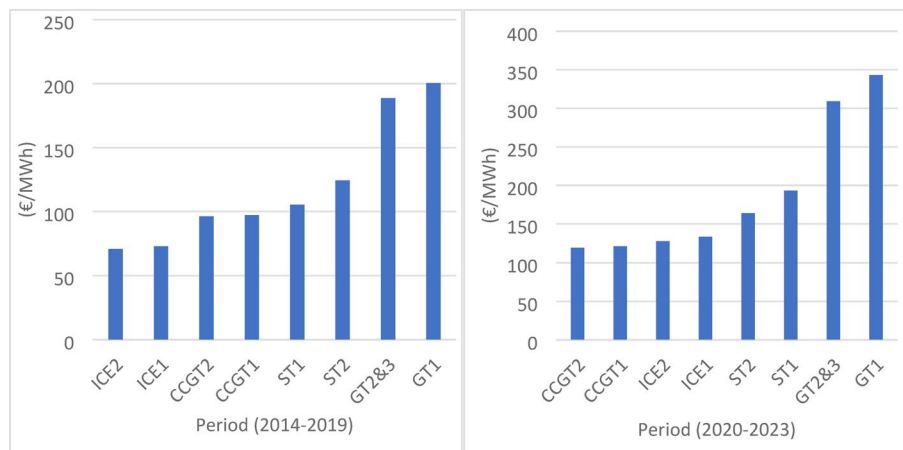


Fig. 8 Economic ranking of units using NG (€640/ton)

intervals, based on the records of the Cyprus TSO, excluding production from RES. The analysis was conducted using the newly developed method for efficient unit ranking, applying three availability scenarios (100%, 65%, 58%), with and without the use of NG, while taking into account all predefined equations and constraints.

This analysis aims to evaluate the economic and environmental viability of using NG and hydrogen in the energy mix, considering market conditions, Cyprus TSO requirements, and the challenges posed by CO₂ emissions.

For each case, specific tables were developed to cover the demand range, presenting the economic ranking of the production units for each time period. The corresponding results of the unit rankings are illustrated in Figs. 7, 8 and 9. Each of Figs. 7, 8 and 9 provides critical insights into the economic ranking of power generation units, offering valuable knowledge for optimizing the energy mix.

Figure 7 illustrates the economic ranking of generation units based on total cost (€/MWh) excluding NG, for the periods 2014–2019 and 2020–2023. This analysis facilitates a comparative assessment of unit efficiency across different time periods, highlighting the units with the lowest production costs. The findings underscore the importance

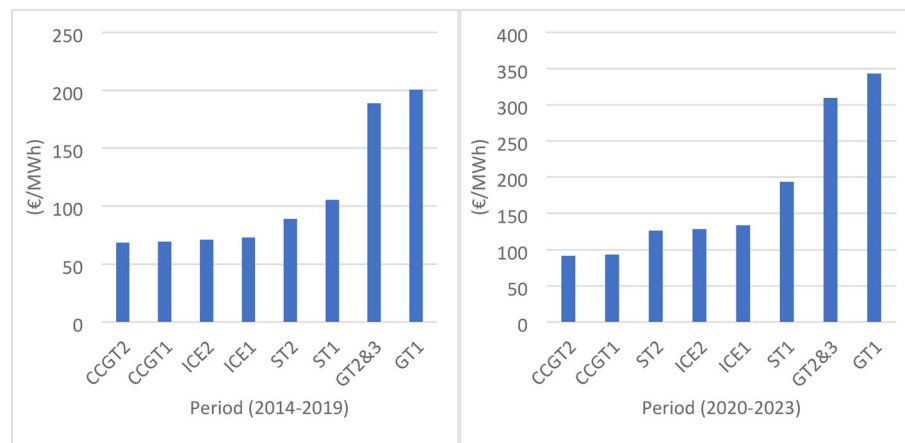


Fig. 9 Economic ranking of units using NG (€450/ton)

of improving unit efficiency and reducing total production costs-both environmental and economic-while providing essential information for decision-making regarding unit upgrades or potential future retirements. These results are presented in the form of a merit-order curve, with cumulative energy output on the X-axis, allowing a clearer visualization of the unit dispatch priority based on total generation cost.

Figure 8 presents the economic ranking of generation units based on total cost (€/MWh), incorporating a NG price of €640/ton³ and its utilization in units ST2 and CCGT1&2, across the same time periods. This analysis enables an evaluation of the impact of NG price fluctuations on the production costs of power generation units. The results illustrate how variations in NG prices influence the economic efficiency of these units, aiding in strategic decision-making regarding the adoption of alternative fuels or technologies. Furthermore, the findings emphasize the importance of diversifying energy sources to achieve further reductions in overall production costs.

Figure 9 depicts the economic ranking of generation units based on total cost (€/MWh), assuming a NG price of €450/ton⁴ and its utilization in units ST2 and CCGT1&2, for the periods 2014–2019 and 2020–2023. This analysis allows for a comparative evaluation of unit economic efficiency under different NG price scenarios. The findings provide insights into the sensitivity of production costs to NG price fluctuations, informing strategic decisions aimed at cost reduction. Moreover, they highlight the significance of monitoring fuel markets and adjusting production strategies in response to price trends.

Collectively, Figs. 7, 8 and 9 present a comprehensive overview of the economic ranking of power generation units under different time periods and NG price conditions, offering valuable information for the more efficient management of electricity generation units.

The two primary time periods examined are:

Period 2014–2019: Characterized by more stable fuel costs and lower carbon dioxide (CO₂) emission prices.

Period 2020–2023: Marked by significant increases in fuel costs and CO₂ emissions, which critically affect the operation and viability of the energy system.

³ This refers to the offer from the firm ITERA, which was rejected by the PNGC (Public Natural Gas Company) as unprofitable, for the supply of NG for five years with option to renew for another five years.

⁴ The cost-effective price determined by PNGC for the import and use of NG in electricity generation.

The analysis focused on the study of the planned fuel conversion for the ST2 (HFO) and CCGT1&2 (diesel) units to NG, with implementation expected by 2026–2027. Additionally, the use of a NG and hydrogen blend (80:20 mass ratio) was examined, along with its impacts on production costs (€/MWh), CO₂ emissions, and the overall sustainability of the energy system.

As highlighted in the international literature, the integration of hydrogen into the energy mix has the potential to reduce GHG emissions by 60–65% in existing NG units, while maintaining efficiency and grid stability [36, 37, 38].

Hydrogen's zero-carbon combustion properties make it a compelling alternative for blending with NG in power generation systems. The use of a 20% hydrogen mix by mass in gas turbines and combined cycle units has been shown to achieve significant emissions reductions without requiring substantial modifications to existing infrastructure. Moreover, hydrogen integration supports compliance with international decarbonization targets, contributing to the EUs 2050 carbon neutrality goals [39].

4.4.1 Economic analysis and cost savings

Application of the new ranking method.

The new economic ranking method has proven its effectiveness in reducing production costs and saving resources. The results are summarized in Tables 3 and 4.

Specifically:

Without the use of NG The new ranking method reduced production costs by 3–11.2% during the period 2014–2019 and by 4.1–8.5% during the period 2020–2023. These results highlight the value of optimizing the operation of production units through the new ranking method, even under the high fuel and CO₂ emission costs of the second period.

Table 3 Aggregate table of new average fuel prices and CO₂ emissions per supply unit (€/MWh) and the resulting savings/losses for the period 2014–2019, with total supply units of 25,016,252 MWh, fuel cost €2.139 billion, CO₂ emission cost €142 million, average calorific value 42,941 kJ/kg, and average efficiency 36.1%

Description	Average EAC price (€/MWh)	New average EAC Price (€/MWh)	Increase/ (reduction) (%)	Savings/ (loss) (€)
100% Availability without NG	91.2	80.9	(11.2)	256,382,838
65% Availability without NG	91.2	87.2	(4.4)	99,796,732
58% Availability without NG	91.2	88.5	(3.0)	67,537,033
100% Availability with NG (€640/ton) in ST2 and CCGT1&2	91.2	93.5	2.5	(56,940,742)
65% Availability with NG (€640/ton) in ST2 and CCGT1&2	91.2	100.4	10.1	(229,761,023)
58% Availability with NG (€640/ton) in ST2 and CCGT1&2	91.2	104.4	14.5	(331,016,017)
100% Availability with NG (€450/ton) in ST2 and CCGT1&2	91.2	69.7	(23.6)	538,263,112
65% Availability with NG (€450/ton) in ST2 and CCGT1&2	91.2	79.3	(13.0)	296,875,564
58% Availability with NG (€450/ton) in ST2 and CCGT1&2	91.2	80.6	(11.6)	263,566,937

Table 4 Aggregate table of new average fuel prices and CO₂ emissions per supply unit (€/MWh) and the resulting savings/losses for the period 2020–2023, with total supply units of 16,256,965 MWh, fuel cost €1.931 billion, CO₂ emission cost €753 million, average calorific value 43.122 kJ/kg, and average efficiency 36.9%

Description	Average EAC price (€/MWh)	New average EAC price (€/MWh)	Increase/ (reduction) (%)	Savings/ (loss) (€)
100% Availability without NG	165.1	151.0	(8.5)	228,095,082
65% Availability without NG	165.1	156.7	(5.1)	135,930,771
58% Availability without NG	165.1	158.3	(4.1)	110,885,991
100% Availability with NG (€640/ton) in ST2 and CCGT1&2	165.1	125.2	(24.2)	648,790,530
65% Availability with NG (€640/ton) in ST2 and CCGT1&2	165.1	143.6	(13.0)	349,114,724
58% Availability with NG (€640/ton) in ST2 and CCGT1&2	165.1	145.1	(12.1)	324,641,039
100% Availability with NG (€450/ton) in ST2 and CCGT1&2	165.1	97.2	(41.1)	1,103,497,636
65% Availability with NG (€450/ton) in ST2 and CCGT1&2	165.1	116.2	(29.6)	794,105,990
58% Availability with NG (€450/ton) in ST2 and CCGT1&2	165.1	117.0	(29.1)	782,181,528

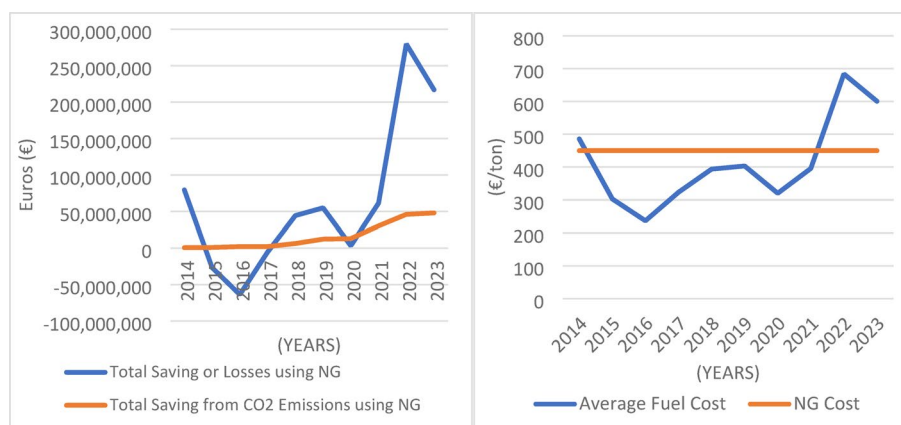


Fig. 10 Total saving or losses system cost using NG according to average fuel cost

Using NG at €640/ton Despite the higher fuel cost, the use of NG at €640/ton increased costs by 2.5–14.5% for the period 2014–2019, while achieving savings of 12.1–24.2% for the period 2020–2023, due to the sharp increase in fuel and CO₂ emission prices.

Using NG at €450/ton The application of the new ranking method, combined with NG at €450/ton, reduced production costs by 11.6–23.6% during the period 2014–2019 and by 29.1–41.1% during the period 2020–2023. These findings underline the strategic importance of adopting lower fuel prices.

These findings are depicted in Figs. 10 and 11, showing the annual total savings or losses (€) and (€/MWh) of system cost from using NG priced at €450/ton in units ST2 and CCGT1&2.

The graphical representation in Fig. 10 illustrates the annual deviations in system cost (savings or losses) attributable to the use of NG priced at €450/ton in the ST2 and CCGT1&2 units. By comparing the average fuel costs across various years, the

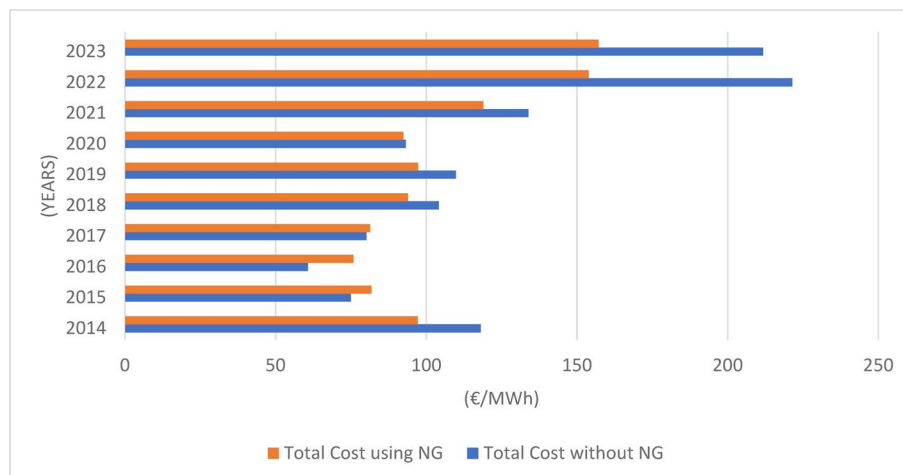


Fig. 11 Total system cost comparison using NG and without NG

Table 5 Total savings or losses (€) in fuel and CO₂ emissions for the periods 2014–2019 and 2020–2023 from the fuel conversion in ST2 (HFO) and CCGT1&2 (diesel) units to NG at a price of €450/ton and €640/ton

Description	Favourable NG Price (€450/ton)				ITERA Offer (€640/ton)			
	Average EAC Price (€/MWh)	New Average EAC Price (€/MWh)	Increase/Decrease (%)	Savings/Loss (€)	Average EAC Price (€/MWh)	New Average EAC Price (€/MWh)	Increase/Decrease (%)	Savings/Loss (€)
2014–2019	91.2	87.8	(3.7)	84,084,478	91.2	109.0	19.6	(446,207,199)
2020–2023	165.1	131.4	(20.4)	547,571,121	165.1	153.0	(7.3)	195,879,335

analysis highlights the correlation between fuel price volatility and its economic impact on energy production costs. This evaluation provides valuable insights into the system's sensitivity to fuel price fluctuations and underscores the importance of strategic pricing mechanisms and effective cost management practices.

Figure 11 compares the total system cost (€/MWh) for scenarios with and without the integration of NG in the energy production mix. The findings emphasize the cost-effectiveness of incorporating NG, particularly under competitive pricing conditions. The analysis quantifies the economic benefits of using NG, particularly in terms of reducing overall energy production costs, and underscores the importance of this resource in achieving cost optimization. This comparison offers useful insights to transmission system operators and energy policymakers aiming to enhance the efficiency and sustainability of energy systems.

Fuel Conversion in ST2 and CCGT1&2 Units.

The transition from HFO and diesel to NG improved the sustainability of the energy mix. The results are shown in Table 5.

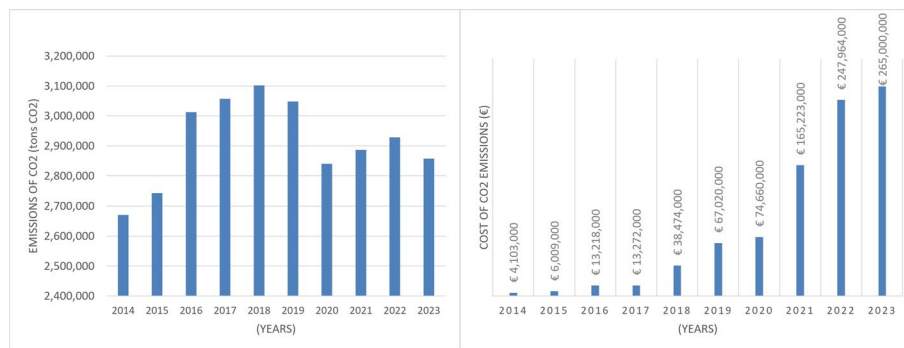
Specifically:

During the period 2014–2019, the use of NG at €450/ton resulted in savings of 3.7%, while at €640/ton, it caused a cost increase of 19.6%.

During the period 2020–2023, savings from NG at €450/ton reached 20.4%, while at €640/ton, they were limited to 7.3%.

Table 6 Total savings (€) from the use of NG in ST2 and CCGT1&2 units for the two time periods 2014–2019 and 2020–2023

Time period	CO ₂ emission cost without NG (€)	CO ₂ emission cost with NG (€)	Savings (€)	Reduction (%)
2014–2019	142,096,000	118,719,065	23,376,935	16.5
2020–2023	752,847,000	616,489,777	136,357,223	18.1

**Fig. 12** Emissions and cost

The gradual transition to NG, as highlighted in [40], has the potential to improve the efficiency of power generation units by 15–20%, particularly when integrated with combined-cycle technologies.

NG has higher calorific value compared to conventional fuels, such as HFO and diesel, enables more efficient combustion processes. Additionally, combined-cycle gas turbine (CCGT) systems, which utilize both gas and steam turbines, enhance overall efficiency by recovering and reusing waste heat. This dual-process mechanism not only maximizes energy output but also reduces the specific fuel consumption of generation units, aligning with global energy efficiency and sustainability goals [40].

4.4.2 Reduction of CO₂ emissions

The use of NG would have contributed significantly to reducing CO₂ emissions, as shown in Table 6.

Specifically:

Period 2014–2019 Reduction of 16.5%.

Period 2020–2023 Reduction of 18.1%.

Figures 12 and 13 illustrate the annual emissions (tons CO₂), the annual cost of CO₂ emissions (€), and the average cost of CO₂ emissions per unit(s) per year (€/MWh) without NG. Notably, Fig. 14 highlights the CO₂ savings (€) using NG in ST2 and CCGT1&2 units, relative to the generated and supplied electricity.

Figure 12 presents the annual CO₂ emissions (tons) and the corresponding CO₂ emission costs (€) for power generation units operating without the use of NG. It is observed that CO₂ emissions were particularly high, leading to an increased cost of purchasing CO₂ emission allowances. Notably, during the period 2020–2023, the rising cost of CO₂

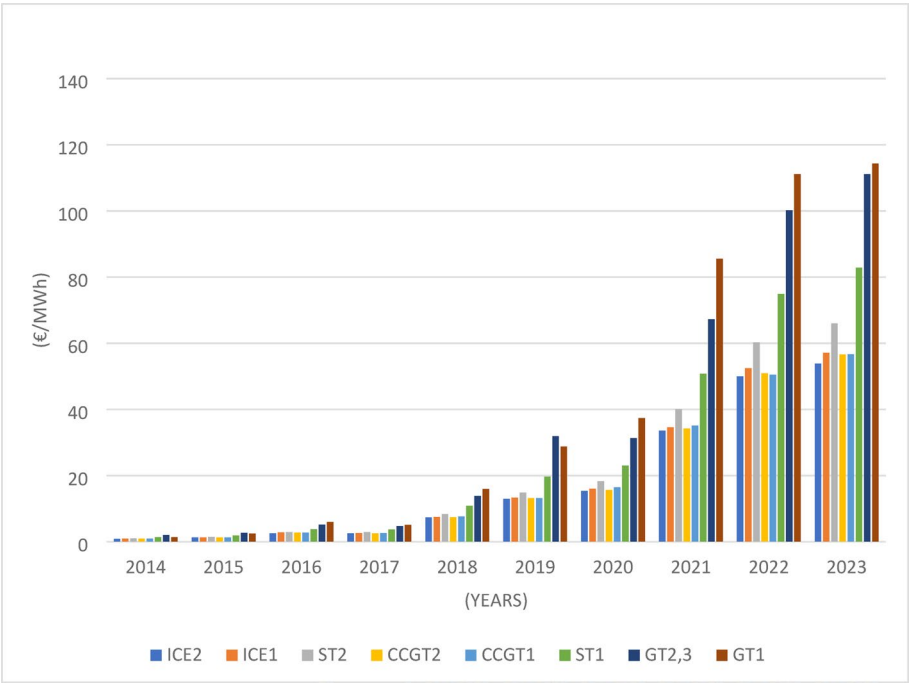


Fig. 13 CO₂ emissions cost per unit(s) without using NG

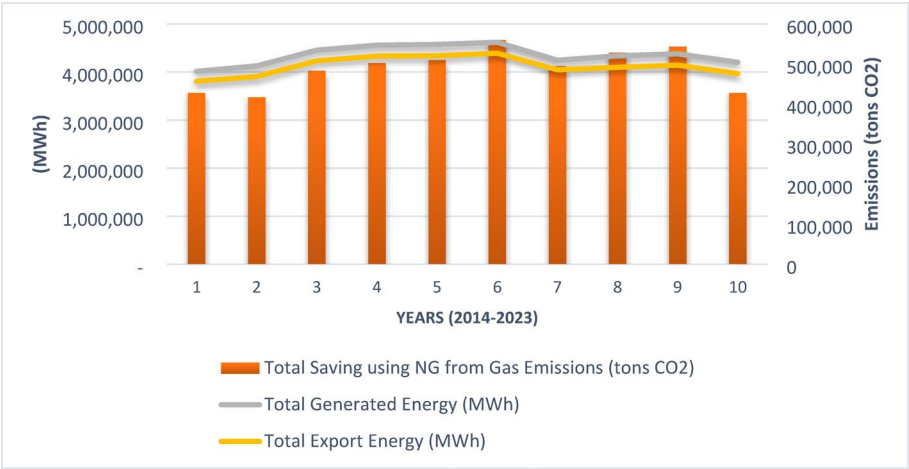


Fig. 14 Total saving per year at CO₂ emissions using NG Vs generated and supplied energy

emissions had a significant economic impact. This underscores the necessity for more efficient fuels, such as NG, which could contribute to reducing both emissions and costs.

Figure 13 illustrates the average CO₂ emission cost per unit of energy (€/MWh) in the absence of NG utilization. It is observed that the cost of emissions exhibited an increasing trend, particularly during the period 2020–2023, due to the stricter environmental policies of the EU aimed at reducing GHG emissions. Thus, the gradual replacement of more polluting fuels with NG is expected to contribute to the stabilization of emission costs.

Figure 14 demonstrates the total cost savings (€) from CO₂ emission reductions in the ST2 and CCGT1&2 units, where NG has been employed, in relation to the generated and supplied electricity. The replacement of more polluting fuels with NG significantly

Table 7 Quantity (tons) and costs of NG (€/ton) and NG with hydrogen for the time periods 2014–2019, 2020–2023, and for the year 2023

Description	Use of NG in ST2 and CCGT1&2 Units			Use of NG and Hydrogen in ST2 and CCGT1&2 Units (80:20 Mass Ratio)			
	NG quantity (tons)	Highest fuel price (€/ton)	Highest fuel and CO ₂ emissions price (€/ton)	NG quantity (tons)	Hydrogen quantity (tons)	Highest fuel price (€/ton)	Highest fuel and CO ₂ emissions price (€/ton)
2014–2019	2,791,185	471	480	1,073,949	268,487	3017	3071
2020–2023	1,851,009	672	746	706,036	176,509	4360	4838
2023	472,076	808	910	179,889	44,972	5249	5909

contributes to the reduction of overall CO₂ emission costs. The data indicate that, particularly after 2020, cost savings would have increased due to the sharp rise in the price of CO₂ emission allowances. The diagram confirms the crucial role of NG as a transitional fuel that facilitates the reduction of emissions and costs for power generation units.

It is well known that the use of NG, particularly in CCGT plants, significantly reduces CO₂ emissions compared to diesel or HFO-based units.

4.4.3 Highest cost of NG & hydrogen and reduction of CO₂ emissions

The quantities required and the highest cost of NG and hydrogen are presented in Table 7.

Specifically:

Period 2014–2019: Highest NG price: €471–480/ton. Highest hydrogen price: €3017–3071/ton.

Period 2020–2023: Highest NG price: €672–746/ton. Highest hydrogen price: €4360–4838/ton.

Year 2023: Highest NG price: €808–910/ton. Highest hydrogen price: €5249–5909/ton.

Reduction of CO₂ emission about 61–62%.

The cost optimization reflects the potential economic benefits of transitioning to hydrogen and NG blends, especially under high CO₂ emission price scenarios.

Furthermore, the total economic impact of CO₂ emission reductions, resulting from the partial substitution of natural gas with green hydrogen (at a mass ratio of 80:20), was quantitatively assessed for the examined periods.

During the period 2014–2019, the total consumption of natural gas was reduced from 2,791,185 metric tons (without hydrogen integration) to 1,073,949 metric tons (with hydrogen integration), resulting in a corresponding decrease in CO₂-related costs amounting to €73,040,179, based on an average emission cost of €42.53 per ton, as derived from Table 6.

Similarly, for the period 2020–2023, natural gas consumption decreased from 1,851,009 metric tons to 706,036 metric tons, leading to total CO₂ emission cost savings of €381,340,204, calculated using an average emission cost of €333.06 per ton, also reported in Table 6.

These findings underscore the substantial economic advantages of integrating green hydrogen into conventional fuel mixes, particularly in power systems operating under elevated carbon pricing conditions and realistic technical constraints.

5 Conclusions and policy considerations

Effective economic management of power generation units is a critical factor in optimizing energy efficiency and reducing overall production costs. In this paper, which analyzed the operation of thermal power plants in Cyprus, simulations that were conducted under generation availability conditions of 100%, 65%, and 58% for two distinct time periods, 2014–2019 and 2020–2023, confirm that optimal UC, based on economic and environmental criteria, can lead to annual reductions in total production costs (fuel and CO₂ emissions) ranging from 3 to 11.2%.

The utilization of NG in thermal power units ST2 (3×130 MW) and CCGT1&2 (2×220 MW), expected to be operational by 2026, at a procurement price of €450/ton as determined by the NG Public Company, in conjunction with the economic ranking of generation units, achieves significant cost reductions ranging from 11.6 to 41.1%, depending on the unit availability scenario, across the two periods analyzed. Conversely, at a NG price of €640/ton during the first period (2014–2019), costs would have increased by 2.5 to 14.5%, whereas during the second period (2020–2023), reductions of 12.1 to 24.2% would have been observed due to the rising costs of fuel and GHG emissions.

The fuel conversion of power generation units ST2 (HFO) and CCGT1&2 (Diesel) to NG highlighted the necessity of ensuring that NG utilization is based on economic and environmental criteria, even in the absence of the proposed methodology for economic unit ranking. Had NG been used during the 2014–2019 period at €640/ton, total costs would have increased by 19.6%, whereas for the 2020–2023 period, a reduction of 7.3% would have been achieved. Conversely, the use of NG at the advantageous price of €450/ton would have resulted in a cost reduction of 3.7% in the first period and 20.4% in the second. Regarding CO₂ emissions, reductions of 16.5% and 18.1% would be recorded for the first and second periods, respectively.

The determination of the maximum NG procurement price is a crucial factor in reducing the cost per megawatt-hour. For the period 2014–2019, the maximum price was calculated at €471/ton, considering only total fuel costs, and at €480/ton when factoring in savings from reduced CO₂ emissions. For the period 2020–2023, the maximum prices increased to €672/ton and €746/ton, while in 2023, they further rose to €808/ton and €910/ton.

The utilization of a NG-hydrogen blend (80:20 by mass) in ST2 and CCGT1&2 units presents new opportunities for reducing GHG emissions by 61–62%, provided that hydrogen procurement is conducted at a competitive price. The maximum hydrogen supply prices were determined at €3017/ton and €3071/ton for the period 2014–2019, at €4360/ton and €4838/ton for the period 2020–2023, and at €5249/ton and €5909/ton in 2023.

The strategic integration of green hydrogen into the energy mix aligns with the long-term commitments of the European Green Deal to achieve net-zero carbon emissions by 2050. This approach fosters the development of resilient energy infrastructures and supports the decentralization of energy production. Additionally, analysing the impact of global fluctuations in natural gas and hydrogen prices is crucial for shaping long-term strategies, as highlighted by the International Energy Agency [4].

Beyond the proper energy-environmental-economic analysis for unit commitment of thermal power plants, which was the focus of this paper, decarbonization of the energy

system requires the implementation of additional policies and measures, including long-term carbon pricing strategies, incentives for energy storage deployment, regulatory frameworks for grid flexibility, and support mechanisms for integrating hydrogen technologies.

The implementation of energy storage technologies-ranging from short-term battery systems (BESS) to medium- and long-term solutions such as pumped hydro storage (PHS) and hydrogen-based systems-can play a decisive role in maximizing renewable energy utilization and improving system flexibility.

However, it should be noted that, at present, Cyprus does not have any installed energy storage systems. This makes the future development and deployment of such technologies essential for ensuring system stability and maximizing the utilization of renewable energy. Promoting research and evaluating different storage technologies will be crucial for Cyprus's future energy strategy.

In the context of Cyprus, a combined storage strategy tailored to the grid's operational constraints and levels of RES penetration is essential to avoid curtailment and ensure security of supply, as outlined in recent national studies. These actions complement technical measures and are essential for achieving full decarbonization of the power system.

Furthermore, research into the technical aspects of NG-hydrogen blends, including combustion efficiency and turbine design, remains a priority for their effective incorporation into the energy system [39]. The deployment of smart meters in generation units will enable real-time monitoring of efficiency and emissions, facilitating the timely detection of anomalies and optimal system management. Additionally, the adoption of combined heat and power (CHP) systems can enhance energy efficiency and minimize system losses. Finally, the establishment of "hydrogen valleys" through the development of infrastructure for green hydrogen production and storage from RES will help reduce energy waste during low-demand periods, thereby supporting the transition toward a sustainable and decentralized energy system [41].

In light of the limitations posed by deterministic models, future research will focus on extending the current methodology through the incorporation of stochastic techniques, including scenario-based uncertainty modelling and Monte Carlo simulations. These tools will enable a more robust evaluation of the system under uncertain conditions such as demand variability, renewable intermittency, and fuel price volatility. Integrating stochastic elements will allow system planners to better quantify the range of possible outcomes and design more resilient strategies for optimal unit commitment and long-term energy transition planning.

In addition, future extensions of the current model may include demand elasticity to reflect the potential responsiveness of electricity consumers to real-time pricing or time-of-use tariffs. Although demand has been assumed fixed in this study-consistent with the structure of the Cyprus regulated market-incorporating price-responsive demand could provide more realistic assessments under liberalized frameworks or future market reforms. Such a feature would allow the unit commitment model to capture feedback effects between production cost and demand behaviour, supporting the design of dynamic pricing schemes and demand-side management strategies.

Although this paper has focused on the power system of Cyprus, the analysis is valuable for optimizing the operation of other isolated power systems around the world that

will need to undergo deep decarbonization in the coming years. For this purpose, it is important to combine the methodology presented here with temporally detailed techno-economic data (which are often publicly available) and expert knowledge about the real-world operation of the specific power plants under study. Such assessments can enable power system operators to prepare for the green transition in an economically optimal way.

Author contributions

C.A.P. conducted the data analysis and simulations, drafted the manuscript, and coordinated the research. M.K. contributed to the methodological framework, reviewed the modeling results, and provided technical input. S.A.K. supervised the energy systems context, validated the computational structure, and revised the manuscript. T.Z. contributed to the economic and environmental interpretation and reviewed the policy implications. All authors reviewed and approved the final manuscript.

Funding

The authors declare that no funds, grants, or other support were received during the preparation of this manuscript.

Data availability

Data availability statement: The datasets generated and/or analyzed during the current study (covering power plant operation and fuel use in Cyprus between 2014 and 2023) are not publicly available due to confidentiality agreements with national energy authorities, but they are available from the corresponding author upon reasonable request.

Declarations

Ethics approval and consent to participate

Not applicable. This article does not involve any studies with human participants or animals performed by any of the authors.

Consent for publication

Not applicable. All authors have read and approved the final version of the manuscript and consent to its publication.

Competing interests

The authors declare no competing interests.

Received: 2 April 2025 / Accepted: 1 October 2025

Published online: 11 December 2025

References

1. Commission E. Country Fact Sheet: Cyprus, European Commission, Brussels, 2019. <https://ec.europa.eu/energy>.
2. Eurostat, Shedding light on energy in Europe – Eurostat L, 2023. <https://ec.europa.eu/eurostat> I. R. E. Agency (IRENA), Energy Profile: Cyprus, Abu Dhabi IRENA, 2023., Agency IE (IEA), Cyprus: Energy Country Profile, IEA, Paris, 2023., Reuters. Cyprus mulls natgas licensing round as demand remains robust. Reuters. 2024. <https://www.reuters.com>.
3. I. R. E. Agency (IRENA), “Energy Profile: Cyprus,” IRENA, Abu Dhabi, 2023. <https://www.irena.org>.
4. I. E. Agency (IEA), “Cyprus: Energy Country Profile,” IEA, Paris, 2023. <https://www.iea.org/countries/cyprus>.
5. Reuters. Cyprus mulls natgas licensing round as demand remains robust. Reuters. 2024. <https://www.reuters.com>.
6. Wood AJ, Wollenberg BF. Power Generation, Operation, and Control. 3rd ed. Hoboken, NJ: Wiley; 2016.
7. Fisher HG. Optimal power dispatch: methods and applications. Cambridge, MA: MIT Press; 1982.
8. Dorigo VMM, Colnari A. Ant system: optimization by a colony of cooperating agents. *IEEE Trans Syst Man Cybern B Cybern*. 1997;26(1):29–41.
9. Kennedy J, Eberhart RC. Particle swarm optimization. In *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, Nov. 1995, pp. 1942–1948. <https://ieeexplore.ieee.org/document/488968>.
10. E. Commission. Commission participates in launch of EuroAsia Electricity Interconnector. European Commission. 2022. https://commission.europa.eu/news/commission-participates-launch-euroasia-electricity-interconnector-2022-10-14_en.
11. T. S. O. (TSO) Cyprus. Electricity production and consumption statistics. TSO Cyprus, 2023. <https://www.dsm.org.cy>.
12. Conejo AJ, Carrion M, Morales JM. Decision making under uncertainty in electricity markets. Springer, 2010. <https://link.springer.com>.
13. E. Commission. EU Emissions Trading System (EU ETS). European Commission. 2024. <https://ec.europa.eu/clima/eu-ets>.
14. Ellerman D, Convery F, Perths CD. Pricing carbon: The European Union Emissions Trading Scheme. Cambridge University Press, 2010. <https://www.cambridge.org>.
15. Wood AJ, Wollenberg BF. Power generation, operation, and control, 3rd ed. Wiley, 2012. <https://www.wiley.com>.
16. Kumar S, Kothari DP, Singh M. Cost analysis of thermal units in deregulated power systems. *Int J Electr Power Energy Syst*. 2018;100:66–75. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.03.015>.
17. Hu Y, Wang J, Chen C. Deterministic proxies for stochastic unit commitment during hurricanes. *IET Gener Transm Distrib*. 2021;15(3):502–9.
18. Senjyu T, Shimabukuro K, Uezato K, Funabashi T. A fast technique for unit commitment problem by extended priority list. *IEEE Trans Power Syst*. 2003;18(2):882–8.
19. Ouyang Z, Shahidehpour SM. An intelligent dynamic programming for unit commitment application. *IEEE Trans Power Syst*. 1991;6(3):1203–9.

20. Feng X, Liao Y. A new multiplier updating approach for unit commitment based on lagrangian relaxation. *Electr Power Compon Syst*. 2006;34:857–66. <https://doi.org/10.1080/15325000600593657>.
21. Chen CL, Wang SC. Branch and bound scheduling for thermal generating units. *IEEE Trans Energy Convers*. 1993;8(2):184–9.
22. Juste KA, Kita H, Tanaka E, Hasegawa J. An evolutionary programming solution to the unit commitment problem. *IEEE Trans Power Syst*. 1999;14(4):1452–9. <https://doi.org/10.1109/59.801898>.
23. Viana A, Pedroso JP. A new MILP-based approach for unit commitment in power production planning. *Int J Electr Power Energy Syst*. 2013;44:997–1005. <https://doi.org/10.1016/j.jepes.2012.08.021>.
24. Kazarlis AGBSA, Petridis V. A genetic algorithm solution to the unit commitment problem. *IEEE Trans Power Syst*. 1996;11(1):83–92.
25. Hou W, Zhu R, Wei H, TranHoang H. Data-driven, robust, distributed framework for unit commitment using the Wasserstein metric. *IET Gener Transm Distrib*. 2019;13(6):890–5. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5689>.
26. U.S. Environmental Protection Agency. Catalog of CHP Technologies: Combustion Turbines. United States Environmental Protection Agency. 2015. https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies_section_3_technology_characterization_-_combustion_turbines.pdf.
27. Chiesa P, Lozza G. High efficiency electric power generation: the environmental role. Massachusetts Institute of Technology, 2005. https://sequestration.mit.edu/pdf/High_efficiency_electric_power_generation.pdf.
28. Conejo AJ, Baringo L. Power system operations. Springer International Publishing; 2018. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-69407-8>.
29. Hassan ZG, Ezzat M, Abdelaziz AY. Solving unit commitment and economic load dispatch problems using modern optimization algorithms. *Int J Eng Sci Technol*. 2017;9(4):10–9.
30. García V, Martín J, Muñoz F, Pérez A. Economic modelling of mixing hydrogen with natural gas. *Processes*. 2022;12(2):262.
31. E. A. of Cyprus (EAC). Statistical Figures. Electricity Authority of Cyprus, 2023. <https://www.eac.com.cy/EN/EAC/FinancialInformation/Pages/StatisticalFigures.aspx>.
32. E. A. of Cyprus (EAC). Annual Reports (2014–2023). Electricity Authority of Cyprus, 2023. <https://www.eac.com.cy/EN/EAC/FinancialInformation/Pages/AnnualReports.aspx>.
33. E. Commission. EU Emissions Trading System (EU ETS). European Commission, 2023. <https://ec.europa.eu/clima/eu-ets>.
34. C. E. R. Authority (CERA). Annual Reports. CERA, 2023. <https://www.cera.org.cy>.
35. Li C, et al. Clean energy helps reduce carbon emissions and protect ecosystems. *Front Environ Sci*. 2020. <https://doi.org/10.3389/fenvs.2024.1412612/full>.
36. Verhelst S, et al. Combustion characteristics of hydrogen-enriched natural gas: A review. *Int J Hydrog Energy*. 2019;44(17):8876–93. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.02.048>.
37. Parks G, et al. Impact of hydrogen addition to natural gas on greenhouse gas emissions. *Energy Convers Manag*. 2018;171:1185–201. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.06.082>.
38. Collodi G et al. Hydrogen blending in natural gas pipelines: a pathway to decarbonization. *Appl Energy*. 2020;259:114145. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114145>.
39. Backbone EH. A vision for hydrogen integration across Europe. *Gas Infrastructure Europe*, 2022. <https://www.ehb.eu>.
40. Al-Attili A, Al-Soud M, Owais M. Performance enhancement of gas turbine combined cycle power plants: A case study. *Energy Convers Manag*. 2020;210:112725. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112725>.
41. Blanco H, Faaij A, van der Zwaan B, Junginger M. Future developments in energy storage technologies for High-RES penetration systems. *Renew Sustain Energy Rev*. 2020;129:109931. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109931>.

Publisher's note

Springer Nature remains neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.