ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ
ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα:
Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας

Αλληλεπίδραση της λειτουργίας δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Λαγός Δημήτριος
Μηχανολόγος Μηχανικός Ε.Μ.Π.

Επιβλέπων:
Χατζηαργυρίου Νικόλαος, Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα
Οκτώβριος 2021

Περίληψη

Οι συνέπειες της κλιματικής αλλαγής και η εξάντληση των ορυκτών πόρων σηματοδοτούν ξεκάθαρα πλέον την αναγκαιότητα της μετάβασης από τις παραδοσιακές μορφές των ενεργειακών συστημάτων σε νέες, οι οποίες να χαρακτηρίζονται από μειωμένες ή και μηδενικές εκπομπές αερίων, αλλά και αυξημένη ευελιξία και ανθεκτικότητα. Κάτι τέτοιο είναι δυνατό να επιτευχθεί μέσω των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, που ωστόσο, λόγω της μεταβλητότητας στην παραγωγή τους, απαιτείται να συνδυάζονται με ευέλικτες συμβατικές μονάδες παραγωγής χαμηλών εκπομπών, όπως οι μονάδες φυσικού αερίου, στο πλαίσιο συστημάτων με υψηλό βαθμό διασυνδέσεων και συνδυασμό εναλλακτικών επιλογών ως προς την παραγωγή, μετατροπή, διακίνηση και κατανάλωση των ενεργειακών πόρων.

Η παρούσα διπλωματική εργασία διερευνά τη λειτουργία αλληλεπιδρώντων δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Τα δύο δίκτυα θεωρείται ότι αξιοποιούν τρεις τύπους διασυνδέσεων, μεταξύ των ζυγών του πρώτου και των κόμβων του δευτέρου, οι οποίοι απαρτίζονται από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση φυσικού αερίου, μονάδες σύνθεσης φυσικού αερίου με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας και ηλεκτροκίνητους συμπιεστές φυσικού αερίου. Τα δίκτυα και οι διασυνδέσεις τους μοντελοποιούνται και κατασκευάζεται αλγόριθμος επίλυσης του προβλήματος συν-βελτιστοποίησης του συζευγμένου συστήματος, σε υπολογιστικό περιβάλλον MatLab, με σκοπό την ελαχιστοποίηση του συνολικού ενεργειακού κόστους.

Στο θεωρητικό μέρος της εργασίας παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά και οι δυνατότητες των πολυ-ενεργειακών συστημάτων, δηλαδή συστημάτων που συνδυάζουν πολλαπλούς ενεργειακούς πόρους και ποικίλες μεθόδους αξιοποίησής τους, αλλά και η δομή και η λειτουργία των διασυνδεδεμένων δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Στη συνέχεια αναπτύσσεται ο τρόπος με τον οποίο μοντελοποιήθηκαν τα δύο δίκτυα και οι διασυνδέσεις τους, διατυπώνεται το πρόβλημα της βελτιστοποίησης της λειτουργίας του αλληλεπιδρώντος συστήματος και περιγράφεται η δομή του υπολογιστικού μοντέλου που κατασκευάστηκε. Ακολουθούν αναλυτικά αποτελέσματα από την δοκιμή του μοντέλου σε εναλλακτικά σενάρια μελέτης, προκειμένου να διερευνηθεί η λειτουργία του συστήματος των δύο δικτύων, μεταβάλλοντας σημαντικές παραμέτρους, όπως η παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας του δικτύου, το κόστος των ενεργειακών πόρων και η ισχύς των συμπιεστών. Τέλος παρατίθενται συμπεράσματα που εξήχθησαν από τη μελέτη που πραγματοποιήθηκε.

Σκοπός της εργασίας είναι η μελέτη, κατανόηση και ανάλυση της λειτουργίας των αλληλεπιδρώντων δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, μέσω της εκτίμησης των ωφελειών αλλά και των προκλήσεων που αυτή συνεπάγεται εντός ενός ολοκληρωμένου ενεργειακού συστήματος, και η κατασκευή ενός υπολογιστικού εργαλείου που να επιλύει το πρόβλημα της συν-βελτιστοποίησης του συζευγμένου συστήματος, αποσκοπώντας στον καθορισμό της κατάστασης λειτουργίας που ελαχιστοποιεί το συνολικό ενεργειακό κόστος, υπό καθορισμένες συνθήκες παραμέτρων εισόδου

Abstract

The consequences of climate change and the depletion of fossil fuels are clearly denoting the necessity of a change from traditional forms of energy systems to new ones, which are characterized by reduced or zero gas emissions, but also increased flexibility and resilience. This can be achieved through renewable energy sources, which, due to the uncertainty in the level of production, need to be combined with flexible low-emission conventional generation units, such as gas units, in systems with high degree of interconnection, combining alternatives to production, conversion, distribution and consumption of energy resources.

This thesis investigates the operation of interacting electricity and gas networks. These networks are considered to use three types of interconnections, between the buses of the first and the nodes of the second, which consist of gas-fired power plants, electric power to natural gas transforming units and electric gas compressors. The networks and their interconnections have been parameterized, and an algorithm has been developed, in Matlab, to solve the optimization problem for the coupled system, which has as objective the minimization of the total energy cost.

The theoretical part of the work presents the characteristics and the potential/efficiency/functionality of multi-energy systems, which consist of systems that combine multiple energy sources and various methods of their utilization. Moreover, it presents the structure and operation of interconnected electricity and gas networks. It follows the analysis of the modeling of the two networks and their interconnections, the formulation of the problem of optimization of the operation of the interactive system and the description of the structure of the computing model that was constructed. Detailed results from the operation of the model in alternative study scenarios are presented, in order to investigate the specific characteristics of the system of the two networks, assuming alternative values for important parameters, such as the production of renewable energy sources of the network, the prices of energy resources and the power of compressors. Finally, conclusions are drawn from the study carried out.

The scope of this work is the analysis of the operation of interacting electricity and gas networks, the assessment of the benefits and the challenges that it entails within an integrated energy system, as well as, the construction of a computer tool to solve the optimization problem of the coupled system, aiming at determining the operating mode that minimizes the total energy cost, under specific input parameters.

Περιεχόμενα

Κατάλογος Σχημάτων

Κατάλογος Πινάκων

Κατάλογος Διαγραμμάτων

Εισαγωγή

Τα πολυ-ενεργειακά δίκτυα συγκεντρώνουν συνεχώς αυξανόμενο ενδιαφέρον. Το ρυθμιστικό πλαίσιο για την αποδέσμευση από τα ορυκτά καύσιμα, οι επιβαρύνσεις για τις εκπομπές αερίων και η εξάντληση των αποθεμάτων σε συμβατικές πηγές καυσίμων επιτάσσουν αναπόφευκτα τη διερεύνηση και το σχεδιασμό ενεργειακών συστημάτων με περιβαλλοντικό και αειφόρο προσανατολισμό. Τα δίκτυα που στηρίζουν τη λειτουργία τους στην αξιοποίηση διαφορετικών ενεργειακών πόρων και τεχνολογιών παραγωγής και μετατροπής ενέργειας, δομούνται προς αυτή την κατεύθυνση, εξασφαλίζοντας παράλληλα την ανθεκτικότητα των συστημάτων, μέσω της ευελιξίας που προσφέρει ο συνδυασμός πολλαπλών μορφών ενέργειας. Μπορούν με αυτό τον τρόπο να διευκολύνουν σημαντικά την ένταξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα δίκτυα ισχύος, συνεισφέροντας στην περιβαλλοντικά εναρμονισμένη αλλά και οικονομικά αποδοτική λειτουργία τους.

Μία ακόμη πρόκληση για τα ενεργειακά συστήματα αποτελεί η αντιμετώπιση ακραίων φαινομένων που εμφανίζονται ως απόρροια της κλιματικής αλλαγής. Εκτεταμένες χιονοπτώσεις, πλημμύρες και πυρκαγιές απειλούν όλο και πιο συχνά την ασφαλή λειτουργία των δικτύων ενέργειας, με αποτέλεσμα η κάλυψη των αναγκών των τελικών, μεγαλύτερων ή μικρότερων, καταναλωτών να αντιμετωπίζει κινδύνους. Η ύπαρξη πολυ-ενεργειακών δικτύων, με δυνατότητα κάλυψης ηλεκτρικών, θερμικών ή ψυκτικών αναγκών μέσω ενεργειακών πόρων που διακινούνται από διαφορετικά δίκτυα, ελαχιστοποιεί τις πιθανότητες αδυναμίας απόκρισης στη ζήτηση, καθώς κάτι τέτοιο θα προϋπέθετε ταυτόχρονη δυσλειτουργικότητα σε πολλαπλά σημεία δικτύων με διακριτά χαρακτηριστικά.

Η εξασφάλιση σχετικής αυτονομίας σε τοπικά δίκτυα ως προς την παραγωγή ενέργειας και την κάλυψη φορτίων, είναι ένα ακόμη πλεονέκτημα που προσφέρουν τα εν λόγω συστήματα, και επιτρέπει την ενσωμάτωση στο δίκτυο τοπικών παραγωγών-καταναλωτών που αξιοποιούν αποκεντρωμένες μεθόδους παραγωγής, και προσφέρουν στα δίκτυα δυνατότητες τοπικής διαχείρισης αυξάνοντας την ευελιξία τους.

Η οικονομικότητα ως προς τη λειτουργία των δικτύων με πολλαπλές διασυνδέσεις δεν πρέπει να παραλείπεται. Η δυνατότητα αξιοποίησης μεθόδων συμπαραγωγής με αυξημένο βαθμό απόδοσης, επιλογής εναλλακτικού τρόπου κάλυψης συγκεκριμένων αναγκών όταν ένας ενεργειακός πόρος υπερτιμάται και συνδυασμού διαφορετικών μεθόδων παραγωγής συνεισφέρουν σημαντικά στην μείωση του ενεργειακού κόστους.

Η αλληλεπίδραση και συνεργασία των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου αποτελεί τμήμα της ενεργειακής μετάβασης που περιγράφηκε και συντελεί τόσο στην εξοικονόμηση ενεργειακών πόρων και τη μείωση του ενεργειακού κόστους, όσο και στην ενδυνάμωση των συστημάτων απέναντι σε ακραίες καταστάσεις, προσφέροντας ευελιξία και αυτονομία στα ενεργειακά δίκτυα.

Κεφάλαιο 1. Πολύ-ενεργειακά συστήματα

Η επιθυμία για ασφάλεια, αποτελεσματικότητα και βιωσιμότητα στον τομέα της παροχής ενέργειας επιτάσσει σημαντικές αλλαγές στα ενεργειακά συστήματα. Το υψηλό ποσοστό διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ανοίγει το δρόμο για παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Επιπλέον, οι τεχνολογίες αιχμής σε ένα ευρύ φάσμα επιστημονικών κλάδων καθιστούν εφικτή τη διασύνδεση μεταξύ διαφορετικών ενεργειακών συστημάτων, όπως των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, φυσικού αερίου, τηλεθέρμανσης και των αστικών μεταφορών. Αυτή η ενεργειακή προοπτική οφείλει να υπερκεράσει τα εμπόδια μεταξύ παραδοσιακά απομονωμένων τομέων, ώστε να επιτευχθεί πρόσθετη ευελιξία, που να επιτρέπει τη συνεργασία και τη συμπληρωματικότητα ετερογενών ενεργειακών πόρων. Ως αποτέλεσμα, ολόκληρη η αλυσίδα εφοδιασμού ενέργειας στις σύγχρονες κοινωνίες υφίσταται μια ταχεία μετάβαση σε ένα αρκετά ολοκληρωμένο ενεργειακό σύστημα. Κατά τη διάρκεια αυτής της μετάβασης, υπάρχουν πολλές αναδυόμενες τεχνικές και κοινωνικές προκλήσεις που οφείλουν να αντιμετωπιστούν, οι οποίες απαιτούν διεπιστημονική έρευνα με στόχο την ανάπτυξη καινοτόμων μοντέλων βελτιστοποίησης και αναλυτικών μεθόδων[1].

1.1 Ορισμός πολύ-ενεργειακού συστήματος

Με τον όρο πολύ-ενεργειακό σύστημα ή σύστημα πολλαπλών ενεργειών (Multi-energy system-MES) περιγράφεται ένα σύστημα το οποίο συντονίζει την παραγωγή, μετάδοση, μετατροπή και αξιοποίηση της ενέργειας σε διαφορετικούς ενεργειακούς τομείς, περιοχές και χρονικές κλίμακες[2]. Σε σύγκριση με ένα «κλασικό» ενεργειακό σύστημα στο οποίο οι ενεργειακοί τομείς αντιμετωπίζονται ανεξάρτητα, ένα πολύ-ενεργειακό σύστημα παρουσιάζει τέσσερα κύρια πλεονεκτήματα [3]:

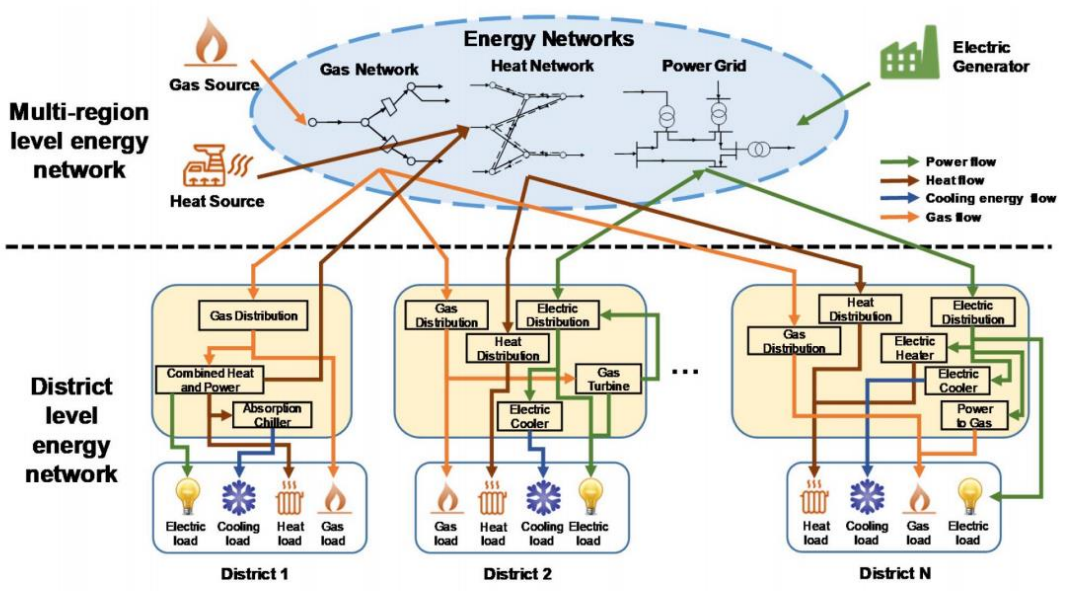
1) επιτρέπει μεγαλύτερη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας χρησιμοποιώντας την ευελιξία που παρέχουν οι τεχνολογίες μετατροπής και αποθήκευσης ενέργειας,
2) αυξάνει την απόδοση ολόκληρου του συστήματος αξιοποιώντας πολλαπλές μορφές ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της ανανεώσιμης ενέργειας,
3) συντελεί στη διαμόρφωση του βέλτιστου ενεργειακού μείγματος αποτελούμενου τόσο από κεντρικούς όσο και από αποκεντρωμένους ενεργειακούς πόρους, μέσω άμεσης αλληλεπίδρασης με την ενεργειακή αγορά και
4) ενισχύει την αξιοπιστία και την ανθεκτικότητα του συστήματος παραγωγής ενέργειας μέσω της δημιουργίας πολλαπλών ενεργειακών υποδομών.

Η πολυπλοκότητα των διασυνδέσεων και των αλληλεπιδράσεων μεταξύ διαφορετικών ενεργειακών δικτύων, όπως τα δίκτυα ηλεκτρισμού, φυσικού αερίου και θερμότητας/ψύξης, αυξάνεται μέσω της αξιοποίησης πολλαπλών τεχνολογιών και μονάδων ευρείας αλλά και μικρής κλίμακας, όπως μονάδων συμπαραγωγής θερμότητας και ισχύος, ηλεκτρικών λεβήτων, ηλεκτρικών αντλιών θερμότητας, βοηθητικών λεβήτων, ηλεκτρικών ψυκτών συμπίεσης, και ψυκτών απορρόφησης νερού[4].

Τα δίκτυα πολλαπλών ενεργειών μπορούν να αναλυθούν σε δύο επίπεδα, στα ενεργειακά δίκτυα σε τοπικό-περιφερειακό επίπεδο και στα δίκτυα ενέργειας σε επίπεδο πολλαπλών περιφερειών, όπως παρουσιάζονται στο Σχήμα 1. Τα ενεργειακά δίκτυα σε περιφερειακό επίπεδο επικεντρώνονται κυρίως στην ανάπτυξη συστημάτων μετατροπής και αποθήκευσης ενέργειας που εξασφαλίζεται από πολλαπλούς ενεργειακούς πόρους σε μια περιοχή ή σε ένα κτήριο (π.χ. ένα σχολείο, ένα νοσοκομείο ή μία κοινότητα). Περιλαμβάνουν συστήματα διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, σταθμούς διανομής φυσικού αερίου, αγωγούς αερίου, εναλλάκτες θερμότητας και περιφερειακά δίκτυα θερμότητας. Τα πολύ-ενεργειακά δίκτυα διευρυμένων περιοχών αποτελούνται κυρίως από δίκτυα μετάδοσης πολλαπλών ενεργειών που διασυνδέουν πολλές και απομακρυσμένες περιοχές. Έρχονται σε επαφή με την πλευρά της παραγωγής ενέργειας, αλλά και με την πλευρά της κατανάλωσης και περιλαμβάνουν τα δίκτυα διανομής ισχύος μεγάλων αποστάσεων, τα δίκτυα αερίου, και τα δίκτυα μεταφοράς άνθρακα[2]. Λόγω της αρκετά περιορισμένης κλίμακας, τα χαρακτηριστικά που αφορούν στη μετάδοση ενέργειας ενδέχεται να παραλείπονται όταν πρόκειται για τοπικά ενεργειακά δίκτυα, ενώ στα δίκτυα ενέργειας σε επίπεδο πολλαπλών περιφερειών η ανάλυση των δικτύων μετάδοσης είναι ένα από τα κύρια σημεία ενδιαφέροντος.

Ένα από τα οφέλη των πολύ-ενεργειακών συστημάτων είναι η ευελιξία που παρουσιάζουν στον συνδυασμό διαφορετικών ενεργειακών τομέων, παρέχοντας με αυτό τον τρόπο τη δυνατότητα ουσιαστικού περιορισμού των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) στον ενεργειακό εφοδιασμό. Σε σύγκριση με τα «κλασικά» ενεργειακά συστήματα, τα συστήματα πολλαπλών ενεργειών δύνανται να μειώσουν πιο αποτελεσματικά την εξάρτηση του ενεργειακού τομέα από τα ορυκτά καύσιμα, ανοίγοντας το δρόμο για περαιτέρω αξιοποίηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και βελτιώνοντας την ενεργειακή απόδοση, μέσω της ύπαρξης αρκετών μονάδων και τεχνολογιών μετατροπής και αποθήκευσης ενέργειας, αλλά και ευέλικτων μονάδων παραγωγής. Μειώνοντας ουσιαστικά της εκπομπές άνθρακα στον τομέα της ενέργειας, ο οποίος αποτελεί έναν από τους μεγαλύτερους καταναλωτές ορυκτών καυσίμων, τα πολύ-ενεργειακά συστήματα αποτελούν μία ισχυρή προοπτική απανθρακοποίησης, που δεν είναι μόνο τεχνικά εφικτή αλλά και οικονομικά βιώσιμη [5].

Τα πολύ-ενεργειακά συστήματα συγκεντρώνουν ολοένα και μεγαλύτερη προσοχή τα τελευταία χρόνια, κυρίως λόγω της υψηλής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που εξασφαλίζουν, όπως φωτοβολταϊκών (PV) και αιολικής ενέργειας, και της ταχείας ανάπτυξης της τεχνολογίας πληροφοριών και επικοινωνιών, που είναι απαραίτητη για το σχεδιασμό και τον έλεγχο συστημάτων με υψηλό βαθμό πολυπλοκότητας.



Σχήμα 1.1: Πολύ-ενεργειακά συστήματα περιφερειακού επιπέδου και πολλαπλών περιοχών[2].

1.2 Υποδομές πολύ-ενεργειακών συστημάτων

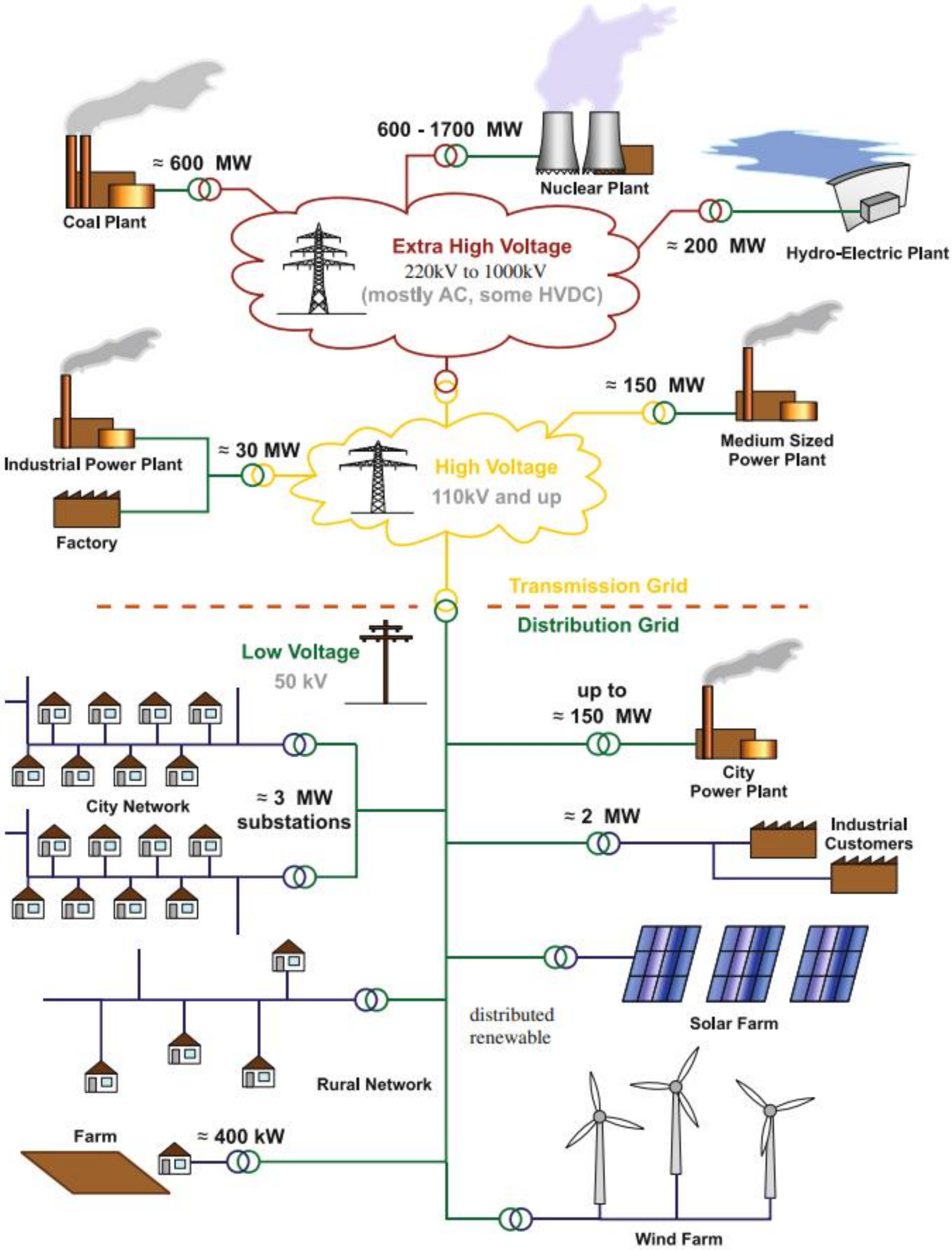
1.2.1 Δίκτυο ηλεκτρισμού

Ένα σύστημα παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (δίκτυο ισχύος) αποτελείται από ένα σύνολο διασυνδεδεμένων ηλεκτρικών εγκαταστάσεων που εξυπηρετούν σκοπούς παραγωγής, μετάδοσης, διανομής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (Σχήμα 1.2). Με κριτήριο τη λειτουργικότητα,το επίπεδο της τάσης και την έκταση, ένα σύστημα ισχύος μπορεί να χαρακτηριστεί ως δίκτυο μεταφοράς ή δίκτυο διανομής.

Τα δίκτυα μεταφοράς αποτελούνται από σταθμούς παραγωγής ενέργειας και διασυνδέσεις μετάδοσης υψηλής τάσης μεταξύ σταθμών παραγωγής ενέργειας και σταθμών υψηλών ηλεκτρικών φορτίων. Σταθμοί παραγωγής ενέργειας που βρίσκονται κοντά σε ορυχεία άνθρακα ή σε δεξαμενές πετρελαίου, καθώς και εγκαταστάσεις παραγωγής ανανεώσιμης ενέργειας συχνά απέχουν αρκετά από πυκνοκατοικημένες περιοχές. Πρόκειται για εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας που διαθέτουν αυξημένη δυναμικότητα. Η έξοδος ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τάση 11–35 kV εισάγεται στο δίκτυο μεταφοράς ισχύος με χρήση μετασχηματιστή, μέσω του οποίου το επίπεδο τάσης αυξάνεται στα 220–1000 kV (η γραμμή μεταφοράς εξαιρετικά υψηλής τάσης 1000 kV έχει τεθεί σε λειτουργία στην Κίνα). Το δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ισχύος εκτείνεται σε εκατοντάδες ή ακόμη και χιλιάδες χιλιόμετρα από τους σταθμούς παραγωγής ενέργειας έως τα κέντρα κατανάλωσης (συνήθως μητροπολιτικές περιοχές).

Κατά την άφιξη σε έναν υποσταθμό, η τάση θα μειωθεί από επίπεδο μεταφοράς σε επίπεδο διανομής, συνήθως 2–35 kV, και η ηλεκτρική ισχύς εισέρχεται σε ένα δίκτυο διανομής, το οποίο μεταφέρει ηλεκτρική ενέργεια από τον υποσταθμό στους καταναλωτές. Τέλος, στο επίπεδο της κατανάλωσης η τάση μειώνεται πάλι στις επιθυμητές τιμές, της τάξης των 220-380 V. Η περιοχή εξυπηρέτησης ενός δικτύου διανομής είναι συνήθως μια ολόκληρη πόλη.

Εκτός από τα επίπεδα τάσης και τις περιοχές εξυπηρέτησης, τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής παρουσιάζουν περαιτέρω διαφοροποιήσεις. Τα δίκτυα μεταφοράς παρουσιάζουν πλεγματοειδή τοπολογία, ενώ η μεταφερόμενη ισχύς είναι ισοκατανεμημένη στις τρεις φάσεις του δικτύου. Οι γραμμές μεταφοράς παρουσιάζουν πολύ μικρή επαγωγική ηλεκτρική αντίδραση, με αποτέλεσμα οι απώλειες ενεργού ισχύος στο δίκτυο μετάδοσης να μπορούν να παραληφθούν, ενώ η τάση του ζυγού αναφοράς επηρεάζεται κυρίως από τη μεταφορά άεργου ισχύος. Εξοπλίζοντας το δίκτυο με επαρκείς συσκευές αντιστάθμισης αέργου ισχύος, οι τάσεις των ζυγών μπορούν να διατηρηθούν κοντά στην τιμή αναφοράς. Αντιθέτως, τα δίκτυα διανομής σκόπιμα δομούνται σε τοπολογία δένδρων, λόγω προβλημάτων που σχετίζονται με την προστασία του ρελέ. Επιπλέον, το ηλεκτρικό φορτίο που παρέχεται από κάθε φάση μπορεί να μην είναι το ίδιο. Η αντίσταση και η αντίδραση μιας γραμμής διανομής είναι αριθμητικά συγκρίσιμες, έτσι ώστε η παροχή τόσο της ενεργού όσο και της αέργου ισχύος να επηρεάζουν τα μεγέθη των τάσεων των ζυγών. Με την ταχεία ανάπτυξη των διεσπαρμένων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των μικροδικτύων, υπάρχει άμεση επικοινωνία και ανάδραση από την πλευρά της κατανάλωσης ενέργειας, ενώ οι υποδομές δικτύων διανομής υφίστανται επίσης ταχεία μετάβαση, υιοθετώντας πλεγματοειδείς τοπολογίες και αμφίδρομη ροή ισχύος. Ως αποτέλεσμα διαμορφώνεται εκ νέου ο ενεργειακός στρατηγικός σχεδιασμός και προσφέρονται επιχειρηματικά κίνητρα στην αγορά ώστε να επιτευχθεί αποδοτικότερη χρήση της ενέργειας.



Σχήμα 1.2: Σχηματική απεικόνιση δικτύου ισχύος[1].

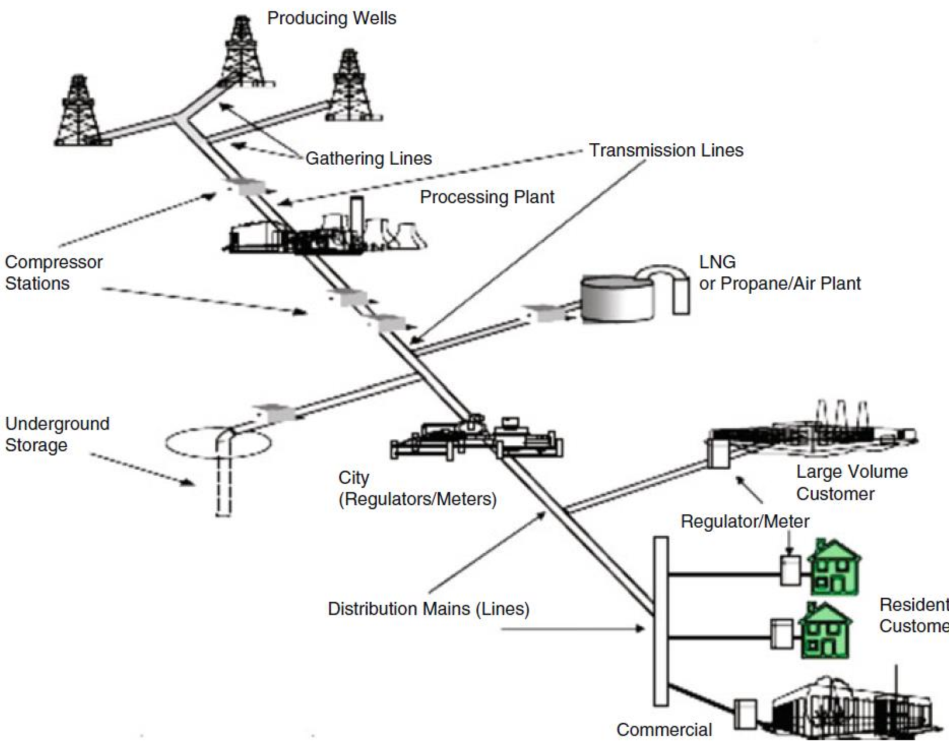
Η σταθερή κατάσταση λειτουργίας ενός δικτύου μεταφοράς ή διανομής είναι γνωστή ως ροή ισχύος (εναλλασσόμενου ρεύματος) ή ροή φορτίου, η οποία περιλαμβάνει τάσεις και ισχείς σε κάθε ζυγό καθώς και ενεργές και άεργες ροές ισχύος μέσω κάθε κλάδου. Στην ανάλυση ροής ισχύος, το δίκτυο αντιμετωπίζεται ως κύκλωμα, και οι εξισώσεις ροής ισχύος κατασκευάζονται σύμφωνα με τους νόμους του Kirchhoff και τον νόμο των κυκλωμάτων του Ohm. Αν και το δίκτυο είναι γραμμικό, η παραγωγή τάσης και ρεύματος καθορίζεται από τις εκάστοτε καταναλώσεις, με αποτέλεσμα ο υπολογισμός της ροής ισχύος να απαιτεί την επίλυση μη γραμμικών εξισώσεων[1]. Η ροή ισχύος είναι το θεμελιώδες πρόβλημα στην λειτουργία ενός συστήματος ισχύος, το οποίο θα αναλυθεί λεπτομερέστερα στη συνέχεια.

Εξειδικευμένα συστήματα ισχύος, όπως αυτά σε αεροσκάφη, ηλεκτρικά πλοία, μικροδίκτυα,και μερικές από τις γραμμές μεταφοράς, μπορεί να βασίζονται στην παροχή συνεχούς ρεύματος, τα οποία ωστόσο δεν εμπίπτουν στο αντικείμενο της παρούσας μελέτης.

1.2.2 Δίκτυο φυσικού αερίου

Στις περισσότερες χώρες ή περιοχές, οι πηγές εξόρυξης φυσικού αερίου συνήθως βρίσκονται σε μεγάλη απόσταση από κατοικημένες περιοχές, δηλαδή από εστίες κατανάλωσης. Επομένως, οι πόροι φυσικού αερίου μεταφέρονται από τους χώρους παραγωγής του σε κέντρα φόρτωσης και μεταφέρονται είτε μέσω δικτύου αγωγών ή σε υγροποιημένη μορφή μέσω τρένων και πλοίων. Στην παρούσα μελέτη το ενδιαφέρον στρέφεται στην πρώτη περίπτωση.

Ομοίως με το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, τα δίκτυα φυσικού αερίου διακρίνονται σε δίκτυα μεταφοράς και σε δίκτυα διανομής ανάλογα με την ποσότητα και την πίεση του διακινούμενου αερίου. Στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου το ρευστό βρίσκεται σε υψηλές τιμές πίεσης και μεταφέρεται σε αποστάσεις χιλιάδων χιλιομέτρων, από τις πηγές αερίου στα σημεία κατανάλωσης ή αποθήκευσης. Τα δίκτυα διανομής αερίου λειτουργούν υπό χαμηλές πιέσεις και διανέμουν το φυσικό αέριο που παραλαμβάνουν από το δίκτυο μεταφοράς στους τελικούς καταναλωτές που μπορεί να είναι βενζινάδικα, βιομηχανίες, νοικοκυριά, υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης και άλλα[1].



Σχήμα 1.3: Σχηματική απεικόνιση δικτύου φυσικού αερίου [1].

Όταν το αέριο κινείται μέσα σε έναν αγωγό, η πίεση του μειώνεται λόγω τριβών στα τοιχώματα του αγωγού. Έτσι, η διατήρηση σταθερής ροής αερίου απαιτεί μια ορισμένη βαθμίδα πίεσης κατά μήκος των σωλήνων. Ο συμπιεστής αποτελεί απαραίτητο στοιχείο των δικτύων φυσικού αερίου προκειμένου να διατηρεί την πίεση του διακινούμενου αερίου στα επιθυμητά επίπεδα. Οι συμπιεστές εγκαθίστανται συνήθως σε αποστάσεις 80-150 χιλιομέτρων. Η λειτουργία ενός συμπιεστή συνεπάγεται την κατανάλωση ορισμένης ποσότητας ενέργειας, η οποία εξασφαλίζεται είτε από καύση φυσικού αερίου ή από κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος. Μία σωστή μελέτη και τοποθέτηση συμπιεστών δύναται να μειώσει σημαντικά το κόστος λειτουργίας και να βελτιώσει την αξιοπιστία του συστήματος παροχής αερίου. Οι βαλβίδες χρησιμοποιούνται για την απομόνωση των ελαττωματικών κλάδων του δικτύου και προστατεύουν το σύστημα υπό μη ελεγχόμενες συνθήκες.

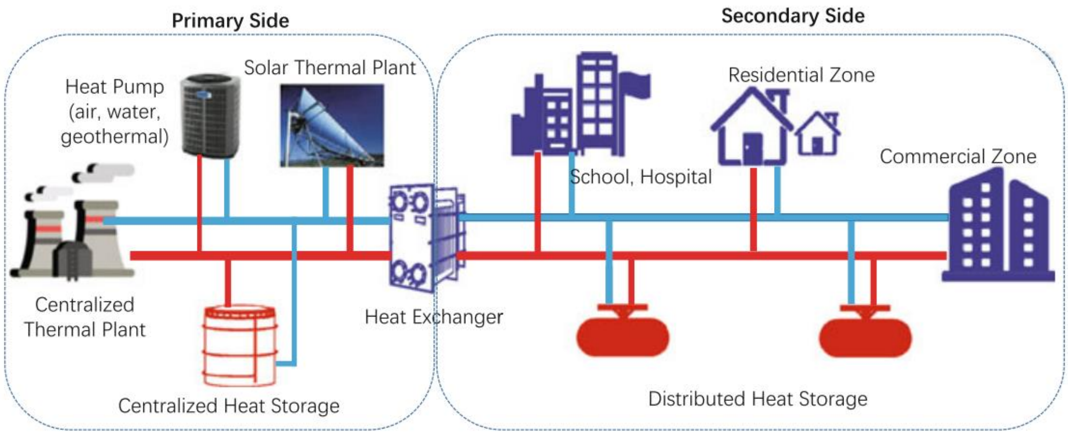
Η ανάλυση ροής αερίου εστιάζει στον προσδιορισμό της παροχής μάζας και της πίεσης του διακινούμενου αερίου σε κάθε κλάδο και κόμβο του δικτύου. Μια τέτοια ανάλυση επιτρέπει την πρόβλεψη της λειτουργίας ενός δικτύου φυσικού αερίου και της απόκρισής του σε διαφορετικά φορτία στους κόμβους κατανάλωσης και μπορεί να αξιοποιηθεί για τον σχεδιασμό και τη λειτουργία πραγματικών συστημάτων. Η ανάλυση σταθερής κατάστασης προϋποθέτει ότι οι συνθήκες της ροής δεν μεταβάλλονται με την πάροδο του χρόνου και το μοντέλο του δικτύου περιγράφεται από ένα σύνολο μη γραμμικών εξισώσεων που προέρχονται από τους νόμους του Kirchhoff καθώς και από τις εξισώσεις πτώσης πίεσης. Στην ανάλυση μεταβαλλόμενης ροής, το μοντέλο του δικτύου περιγράφεται από μερικές διαφορικές εξισώσεις και οι ροές αερίου είναι συναρτήσεις του χρόνου. Η μεταβατική συμπεριφορά απλοποιείται και προσεγγίζεται από αλγεβρικές εξισώσεις για την ευκολία της ανάλυσης[1]. Η παρούσα μελέτη επικεντρώνεται κυρίως στην ανάλυση σταθερής κατάστασης.

1.2.3 Τοπικό δίκτυο θέρμανσης

Τα συστήματα τηλεθέρμανσης αποτελούν υποδομές που εξυπηρετούν την παροχή θερμικής ενέργειας, που εξασφαλίζεται μέσω άντλησης από πηγές θερμότητας, με σκοπό την κάλυψη θερμικών φορτίων, μέσω δικτύου αγωγών που μεταφέρουν ατμό ή ζεστό νερό[6]. Μία σχηματική απεικόνιση ενός τέτοιου δικτύου φαίνεται στο Σχήμα 1.4.

Οι πηγές θερμότητας ενδέχεται να είναι μονάδες συμπαραγωγής θερμότητας-ηλεκτρισμού, αντλίες θερμότητας, ηλεκτρικοί λέβητες και άλλα. Στο μέλλον η τηλεθέρμανση θα αξιοποιεί τα ενεργειακά πλεονάσματα από διάφορες βιομηχανικές διεργασίες, γεωθερμικούς και ηλιακούς θερμικούς σταθμούς.

Ένα δίκτυο τηλεθέρμανσης αποτελείται από συμμετρικούς σωλήνες τροφοδοσίας και σωλήνες επιστροφής. Στην πλευρά της τροφοδοσίας, το νερό θερμαίνεται από την πηγή σε θερμοκρασία μεταξύ 70 ^{o}C και 90 ^{o}C. Στην πλευρά της επιστροφής, το νερό ρέει πίσω στην πηγή με θερμοκρασία μεταξύ 30 ^{o}C και 70 ^{o}C. Η θερμότητα μεταφέρεται στους καταναλωτές μέσω εναλλάκτη θερμότητας. Συνήθως μία αντλία κυκλοφορίας που λειτουργεί με ηλεκτρική ενέργεια βρίσκεται κοντά στην πηγή θερμότητας για τη διατήρηση μιας συγκεκριμένης πίεσης μεταξύ των σωλήνων τροφοδοσίας και επιστροφής, έτσι ώστε να κατευθύνει τη ροή του νερού στο δίκτυο.

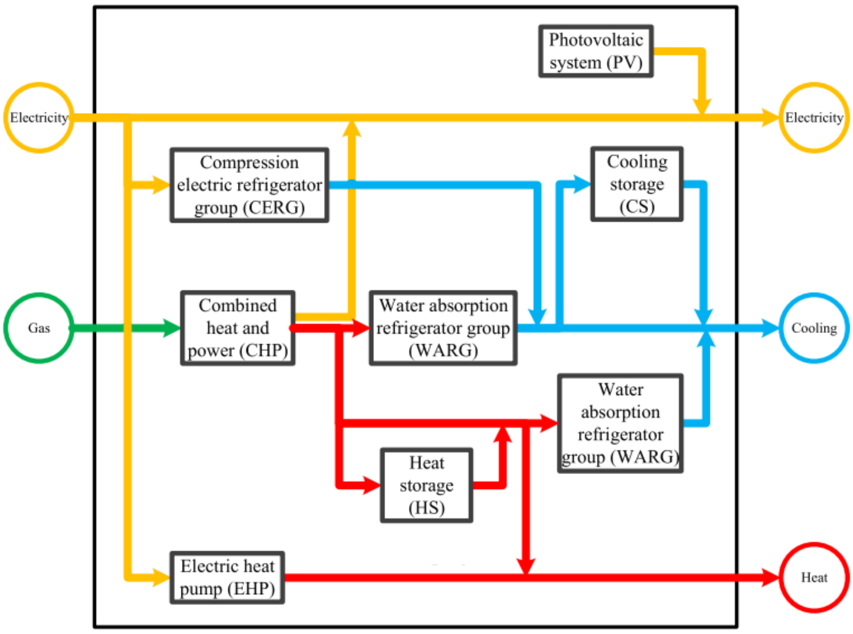


Σχήμα 1.4: Τοπικό δίκτυο θέρμανσης[1].

Για τον υπολογισμό της κατάστασης λειτουργίας του δικτύου τηλεθέρμανσης απαιτείται υδραυλική και θερμική ανάλυση. Η υδραυλική ανάλυση συνίσταται στον προσδιορισμό της παροχής μάζας και της πτώσης πίεσης στους επιμέρους σωλήνες του δικτύου. Το υδραυλικό μοντέλο βασίζεται στο νόμο της συνέχειας της ροής (κατ 'αναλογία με τον ισχύοντα νόμο του Kirchhoff), στην κατάσταση πίεσης βρόχου (κατ 'αναλογία με τον νόμο περί τάσης του Kirchhoff) και στην εξίσωση απώλειας κεφαλής (κατ 'αναλογία με τον νόμο του Ohm). Η θερμική ανάλυση αφορά στον προσδιορισμό των θερμοκρασιών του ρευστού τροφοδοσίας και επιστροφής σε κάθε κόμβο, λόγω των απωλειών θερμότητας (καθαρές απώλειες). Φυσικά, οι υδραυλικές και θερμικές συνθήκες αλληλοεξαρτώνται σε σημαντικό βαθμό.

1.2.4 Ενεργειακοί κόμβοι

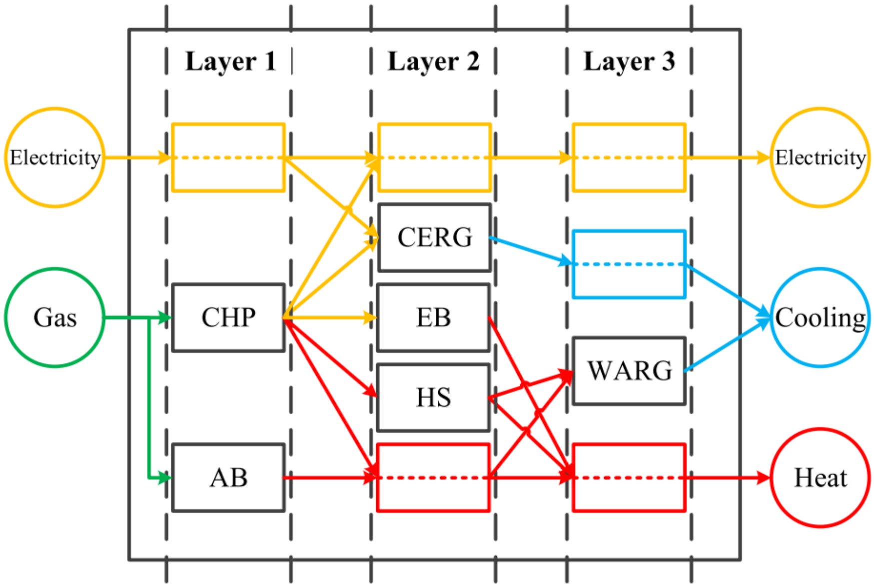
Τα ενεργειακά δίκτυα σε περιφερειακό επίπεδο περιλαμβάνουν συνήθως διάφορους τύπους μετατροπέων ενέργειας και συσκευών αποθήκευσης ώστε να είναι σε θέση να καλύπτουν διάφορα είδη φορτίου με ευελιξία. Ένα από τα βασικά στοιχεία της μοντελοποίησης ενεργειακών δικτύων σε επίπεδο περιοχής είναι ο προσδιορισμός της κατάλληλης σχέσης μετατροπής ενέργειας μεταξύ διαφορετικών ενεργειακών τομέων. Η τεχνική μοντελοποίησης οφείλει να έχει ολιστική προσέγγιση και αρκετή λεπτομέρεια ώστε να διαμορφωθούν διάφορα είδη μετατροπέων ενέργειας και συσκευών αποθήκευσης με διακριτά χαρακτηριστικά. Το μοντέλο του ενεργειακού κόμβου (Energy Hub) προτάθηκε αρχικά από τον καθηγητή Anderson το 2007 [7]. Ένας ενεργειακός κόμβος ενός πολύ-ενεργειακού συστήματος μοντελοποιείται ως μία μονάδα στην οποία πολλαπλοί ενεργειακοί τομείς συνεισφέρουν ενέργεια προς μετατροπή, διανομή και αποθήκευση. Μία τέτοια μονάδα έχει συνήθως πολλές εισόδους και εξόδους, όπου η εισαγωγή ενέργειας στην είσοδο διαμορφώνεται από εξωτερικές ενεργειακές υποδομές, για παράδειγμα, δίκτυα ηλεκτρισμού και δίκτυα φυσικού αερίου, ενώ η έξοδος καλείται να παρέχει το ενεργειακό φορτίο για την κάλυψη των εκάστοτε αναγκών, όπως ανάγκες ηλεκτρισμού, θερμότητας και ψύξης. Η σχέση μετατροπής ενέργειας μεταξύ των εισροών και εκροών ενέργειας σε έναν ενεργειακό κόμβο καθορίζονται μέσω ενός πίνακα ζεύξης. Το ευρύ φάσμα εφαρμογών και η αποτελεσματικότητα του μοντέλου των ενεργειακών κόμβων διευκολύνει την ανάλυση και τη βελτιστοποίηση της σχεδίασης και λειτουργίας της ροής ενέργειας για ενεργειακά δίκτυα σε περιφερειακό επίπεδο [8]. Εκτός από την κάλυψη αναγκών μετατροπής ενέργειας, οι ενεργειακοί κόμβοι βρίσκουν εφαρμογή και στο πεδίο απόκρισης στη ζήτηση [9], στην αποθήκευση ενέργειας [10], στα ηλεκτρικά οχήματα (EV) [11] και στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας [12].



Σχήμα 1.5: Σχηματική απεικόνιση λειτουργίας σύνθετου τριπαραγωγικού ενεργειακού κόμβου[2].

Αρκετές μελέτες έχουν εστιάσει στην ανάπτυξη συγκεκριμένων τεχνικών μοντελοποίησης με βάση το μοντέλο του ενεργειακού κόμβου για εφαρμογές σε πολύ-ενεργειακά συστήματα σε τοπικό επίπεδο. Οι Chicco και Mancarella [4] πρότειναν μία τεχνική αυτόματης δημιουργίας πινάκων ζεύξης για μικρής κλίμακας πολύ-ενεργειακά συστήματα. Το μοντέλο που προέκυψε είναι λειτουργικό σε συστήματα περιορισμένης κλίμακας και σχετικά απλής δομής, ωστόσο ενδέχεται να μην έχει ισχύ για συστήματα μεγάλης κλίμακας και σύνθετης τοπολογίας. Οι Almassalkhi και Towle [13] πρότειναν μια γραμμική μέθοδο μοντελοποίησης για ενεργειακούς κόμβους με δομή «είσοδος-αποθήκευση-μετατροπή-αποθήκευση-έξοδος».

Στο [14], ο σχεδιασμός ενός ενεργειακού κόμβου αναλύθηκε χρησιμοποιώντας δομή διαδοχικών επιπέδων, στην οποία το σύνολο των κόμβων χωρίστηκε σε υποσύνολα που ονομάστηκαν επίπεδα. Στους ενεργειακούς κόμβους δομής επιπέδων, οργανώνονται τα διαδοχικά επίπεδα και κάθε κλάδος (ενεργειακή ροή) στον ενεργειακό κόμβο κατευθύνεται από ένα κατώτερο σε ένα υψηλότερο επίπεδο [15]. Το Σχήμα 1.6 δείχνει την τοπολογία ενός ενεργειακού κόμβου επιπέδων. Σε πολυεπίπεδους ενεργειακούς κόμβους, ο κλάδος που συνδέει δύο στοιχεία παρακείμενων επιπέδων ονομάζεται κοντός κλάδος, διαφορετικά ονομάζεται μακρύς κλάδος. Για την αποφυγή μεγάλων κλάδων κατά τη μοντελοποίηση του ενεργειακού κόμβου, προστέθηκαν κόμβοι σύνδεσης με σκοπό τη διαίρεση των μεγάλων κλάδων σε αρκετά σύντομα μικρότερα τμήματα [14]. Ο ενεργειακός κόμβος του Σχήματος 1.6 διαθέτει κόμβους σύνδεσης.



Σχήμα 1.6: Ενεργειακός κόμβος με διαβαθμίσεις[2].

Η διαδικασία σχεδιασμού ενός ενεργειακού κόμβου από το μηδέν με βάση την προσέγγιση της δομής επιπέδων μπορεί να χωριστεί σε δύο στάδια:

1) καθορισμός της βέλτιστης επενδυτικής απόφασης σχετικά με τις συσκευές που θα επιλεγούν για την δημιουργία κάθε επιπέδου του ενεργειακού κόμβου και

2) σχεδιασμός των βέλτιστων διασυνδέσεων ανάμεσα στις συσκευές που βρίσκονται σε παρακείμενα επίπεδα.

Το στάδιο 1 στοχεύει στην συνολική ελαχιστοποίηση του κόστους επένδυσης και λειτουργίας της σύνθετης διάταξης. Λαμβάνεται υπόψη το ισοδύναμο ετήσιο κόστος της επένδυσης των συσκευών. Για την ετήσια λειτουργία, το κόστος υπολογίζεται με βάση την ενέργεια που αγοράστηκε από το σύστημα διανομής ενέργειας. Στο στάδιο του σχεδιασμού, οι σταθερές αποδόσεις επαρκούν για τη μοντελοποίηση των συσκευών. Από την άποψη αυτή, το πρόβλημα του πρώτου σταδίου μπορεί να αναχθεί σε πρόβλημα μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού. Τα αποτελέσματα που προκύπτουν από τη βελτιστοποίηση πάνω στο πρόβλημα του πρώτου σταδίου βοηθούν στην επιλογή και σχεδιασμό των συσκευών κάθε επιπέδου και της δομής του. Η σχέσεις διασύνδεσης μεταξύ δύο γειτονικών επιπέδων βελτιστοποιείται κατά το δεύτερο στάδιο. Η βασική αρχή στην οποία στηρίζεται η βελτιστοποίηση, είναι αρχικά να πραγματοποιείται η σύνδεση κάθε ζεύγους θυρών εισόδου/εξόδου που αφορούν τον ίδιο τύπο ενέργειας και μετά να αφαιρούνται οι περιττοί κλάδοι. Το στάδιο 2 στοχεύει στον προσδιορισμό της καταλληλότερης σύνδεσης μεταξύ των συσκευών, ενώ στηρίζεται στα αποτελέσματα και τις επιλογές που προέκυψαν από το στάδιο 1. Το μαθηματικό μοντέλο επίλυσης του προβλήματος του σταδίου 2 είναι επίσης ένα πρόβλημα μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού[14].

1.3 Τεχνολογίες πολύ-ενεργειακών συστημάτων

1.3.1 Τεχνολογίες στο πεδίο της τροφοδοσίας

Παρακάτω αναλύεται η τεχνολογία συμπαραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και θέρμανσης (Combined heat and power - CHP) που αποτελεί ώριμο και χρήσιμο εργαλείο αξιοποίησης στα πολύ-ενεργειακά συστήματα και η εισαγωγή των τεχνολογιών ηλεκτροκίνησης στις μεταφορές, που αποτελεί πλέον πρωτεύουσα στόχευση, η οποία εξελίσσεται σημαντικά μέσα από την συνεχώς αυξανόμενη διείσδυση ανανεώσιμης ενέργειας στο δίκτυο.

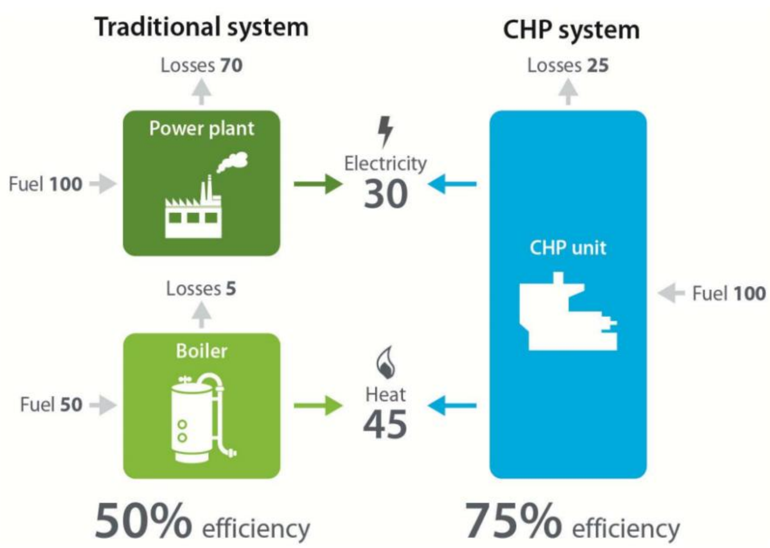
1.3.1.1 Συμπαραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας

Η συμπαραγωγή αποτελεί βασική τεχνολογία των πολύ-ενεργειακών συστημάτων, καθώς αξιοποιεί τόσο την ηλεκτρική ενέργεια όσο και τη θερμότητα που παράγεται από μία μόνο γεννήτρια, επιτυγχάνοντας υψηλότερο κλάσμα ενεργειακής εκμετάλλευσης σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η θερμότητας σε ξεχωριστές μονάδες. Η συμπαραγωγή αποτελεί σήμερα περίπου το 8% της δυναμικότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις Ηνωμένες Πολιτείες, ενώ επιλέγεται κυρίως για μεγάλες (> 20 MW) μονάδες. Η δυναμικότητα τριπαραγωγής σε ορισμένα έθνη, όπως η Δανία, η Φινλανδία και η Ολλανδία, υπερβαίνει το 30% των συνολικών υποδομών [16]. Επειδή η θερμική ενέργεια είναι δύσκολο να μεταδοθεί αποτελεσματικά, οι μονάδες αυτές βρίσκονται συνήθως κοντά σε φορτία θερμότητας και έχουν σχεδιαστεί για να ανταποκρίνονται σε αυτά. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υπερκαλύπτει την αντίστοιχη ζήτηση σε αυτές τις περιοχές και μπορεί να πωληθεί στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Στο Σχήμα 1.7 απεικονίζεται η αυξημένη απόδοση μίας μονάδας συμπαραγωγής σε σχέση με δύο συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Το τυπικό εύρος της ενεργειακής απόδοσης των μονάδων αυτών είναι 65% –85% [16]. Η επιμέρους λειτουργία αναλύεται σε μια τυπική απόδοση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας 30% και αξιοποίηση του 65% της παραγόμενης θερμότητας. Έτσι, για 1 MW χημικής ενέργειας που καταναλώνεται σε μονάδα τριπαραγωγής, παράγονται 0,3 MW ηλεκτρικής ενέργειας και 0,7 MW θερμότητας. Εάν το 65% αυτής της θερμότητας είναι επαρκούς ποιότητας για την κάλυψη του φορτίου θέρμανσης, διατίθενται 0,45 MW χρήσιμης θερμότητας, και τα υπόλοιπα 0,25 MW απορρίπτονται στο περιβάλλον. Με αυτό τον τρόπο, παράγεται συνολικά 0,75 MW χρήσιμης ισχύος. Η τυπική αθροιστική απόδοση ξεχωριστής παραγωγής ισχύος και θερμότητας είναι 45% –55% [16]. Μια τυπική απόδοση μικρών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι 30%, έτσι, για την εξυπηρέτηση ηλεκτρικού φορτίου 0,3 MW, απαιτείται 1 MW ενέργειας που ενδέχεται να αντληθεί από χημική ενέργεια ορυκτών καυσίμων. Μια τυπική τιμή απόδοσης ενός λέβητα είναι 90%, έτσι για την κάλυψη ενός θερμικού φορτίου 0,45 MW, απαιτούνται 0,5 MW χημικής ενέργειας. Αθροιστικά για την επιμέρους παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας, απαιτείται 1,5 MW χημικής ενέργειας για την εξυπηρέτηση ενός φορτίο 0,75 MW, που έχει ως αποτέλεσμα συνολική απόδοση 50% [17].

Η ανάλυση της εξεργειακής απόδοσης ενσωματώνει ποιοτικές διαφορές μεταξύ ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας καθώς και τη μη αναστρέψιμη λειτουργία μονάδων. Οι μονάδες συμπαραγωγής είναι σε θέση να βελτιώσουν τη συνολική απόδοση, κυρίως επειδή η χρήση ατμού χαμηλής θερμοκρασίας για την παροχή θερμότητας είναι συνήθως πιο ενεργειακά αποδοτική από τη χρήση στροβίλων συμπύκνωσης σε ατμό χαμηλής θερμοκρασίας. Ωστόσο, εάν απαιτείται ατμός υψηλότερης θερμοκρασίας, τα οφέλη τις συμπαραγωγής μειώνονται [18].

Λόγω της αυξημένης απόδοσης και της μείωσης του κόστους των καυσίμων και των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG), τα ποσοστά εκπομπών της συμπαραγωγής είναι χαμηλότερα από τα αντίστοιχα της ξεχωριστής παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Οι υπόλοιπες εκπομπές ρύπων είναι επίσης πιθανό να είναι χαμηλότερες, δεδομένου ότι μπορούν να περιοριστούν σε μία πηγή αντί για ένα ζεύγος πηγών (μία για θερμότητα και μία για ηλεκτρική ενέργεια). Καθώς οι περισσότερες μονάδες συμπαραγωγής είναι σχετικά μικρής δυναμικότητας και τοποθετούνται κοντά στα φορτία, λόγω της δυσκολίας μεταφοράς θερμότητας, τα απαιτούμενα έργα υποδομής μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας είναι σαφώς λιγότερα. Συνεπώς, οι μονάδες συμπαραγωγής συντελούν στην αποκέντρωση του ηλεκτρικού δικτύου και μπορούν επίσης να αυξήσουν την ανθεκτικότητα των νησιωτικών δικτύων [19].



Σχήμα 1.7: Σύγκριση απόδοσης μονάδας τριπαραγωγής με δύο συμβατικές μονάδες [17].

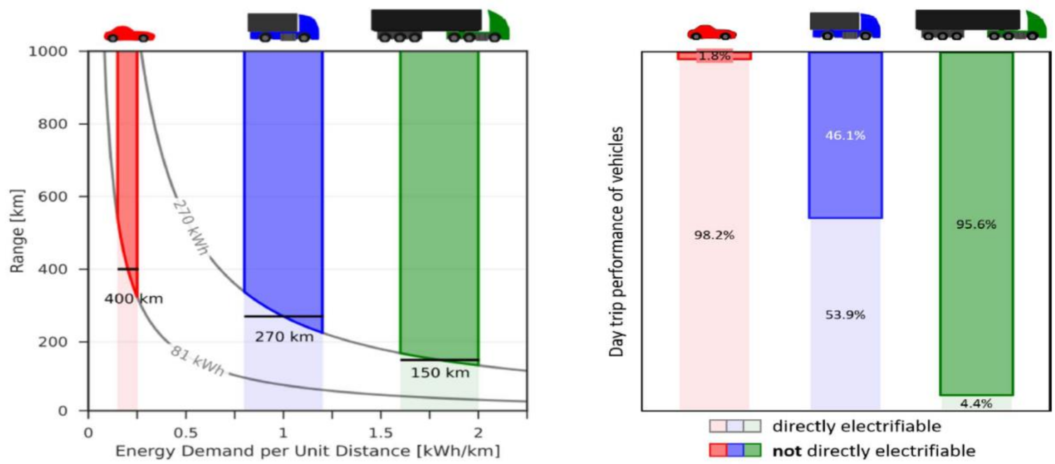
Επί του παρόντος, τα περισσότερα συστήματα συμπαραγωγής χαρακτηρίζονται ως «κύκλοι κορυφής» («topping cycles»), που σημαίνει ότι παράγουν κυρίως ηλεκτρισμό και στη συνέχεια αξιοποιούν τη θερμότητα που διαφορετικά θα απορριπτόταν, όπως αναπαριστάται στο Σχήμα 1.7. Οι κύκλοι κορυφής είναι ιδιαίτερα χρήσιμοι όταν η μονάδα τριπαραγωγής τροφοδοτεί φορτία θέρμανσης χαμηλών θερμικών απαιτήσεων, όπως φορτία θέρμανσης χώρων. Πολλές τεχνολογίες έχουν προταθεί και αναπτυχθεί για κύκλους κορυφής, οι οποίες μπορεί να περιλαμβάνουν παλινδρομικούς κινητήρες εσωτερικής καύσης (ICEs), αεριοστρόβιλους, κυψέλες καυσίμου και κινητήρες Stirling [20].

Ακόμα, αναπτύσσονται οι «κύκλοι πυθμένα» («bottoming cycles») ώστε να καταστεί εφικτός ο σχεδιασμός μονάδων κάλυψης θερμικών φορτίων υψηλών θερμικών απαιτήσεων, όπως κλιβάνων τσιμέντου ή ατμού για βιομηχανικές διεργασίες, με ανάκτηση θερμότητας για παραγωγή ενέργειας. Οι τεχνολογίες περιλαμβάνουν κύκλους υπερκρίσιμου διοξειδίου του άνθρακα και οργανικούς κύκλους Rankine (ORC). Έχουν προταθεί ορισμένα εργαζόμενα μέσα τα οποία σε αρκετές περιπτώσεις, δοκιμάστηκαν για οργανικούς κύκλους Rankine, συμπεριλαμβανομένων των R113, R245, του ισοβουτενίου, του κυκλοεξάνιο και του ισοπεντανίου [21].

Η τεχνολογία συμπαραγωγής είναι ιδανική για την κάλυψη θερμικών φορτίων σε επίπεδο περιοχών, καθώς οι αθροιστικές καταναλώσεις σε μία περιοχή είναι υψηλότερες, από τις καταναλώσεις μεμονωμένων κτιρίων. Τα συστήματα τηλεθέρμανσης άρχισαν να εγκαθίστανται στα τέλη του 19^{ου} αιώνα, προκειμένου να αξιοποιηθούν οι απορριπτόμενες ποσότητες θερμότητας από την ηλεκτροπαραγωγή, με σκοπό την κάλυψη των θερμικών φορτίων των γύρω περιοχών, μέσω παροχής θερμού ατμού [22]. Στο ίδιο χρονικό πλαίσιο, τα συστήματα τηλεψύξης εισήχθησαν κυρίως για να παρέχουν ψύξη σε αποθήκες τροφίμων. Τα συστήματα αυτά διέθεταν έναν κεντρικό συμπυκνωτή και αποκεντρωμένους εξατμιστές, αυξάνοντας έτσι την απόδοσή τους. Πρόσφατα έχει εκκινήσει η μελέτη και σχεδίαση συνδυασμένων συστημάτων τηλεθέρμανσης και ψύξης. Συνήθως σχεδιάζονται ώστε να λειτουργούν με δύο σωλήνες - έναν παροχετευτικό και έναν σωλήνα επιστροφής. Επίσης σχεδιάζονται για να λειτουργούν σε χαμηλότερες θερμοκρασίες 10 ^{o}C - 25 ^{o}C και χρησιμοποιούν αντλίες θερμότητας νερού - νερού σε κάθε κτίριο, ενισχύοντας τη θερμοκρασία του παρεχόμενου ρευστού για τη θέρμανση χώρων και νερού. Η λειτουργία σε χαμηλές θερμοκρασίες επιτρέπει την εκμετάλλευση των πηγών απορριπτόμενης θερμότητας [23].

1.3.1.2 Ηλεκτρισμός στον τομέα των καυσίμων – παραγωγή υδρογόνου

Η ευρεία εξάπλωση του ηλεκτρισμού αποτελεί την κυρίαρχη τάση μετασχηματισμού του ενεργειακού τομέα, με παράλληλο στόχο την απολιγνιτοποίηση στην παραγωγή ενέργειας. Ωστόσο, για έναν αριθμό ενεργειακών υπηρεσιών, η άμεση μετάβαση στην ηλεκτρική εποχή ενδέχεται να είναι πιο δύσκολη, είτε λόγω απαιτήσεων από πλευράς ζήτησης (π.χ. απαιτήσεις υψηλής θερμοκρασίας ορισμένων βιομηχανικών διεργασιών όπως η κατασκευή τσιμέντου [24]) ή επειδή θα μπορούσε να οδηγήσει σε προβλήματα ανεπάρκειας και αξιοπιστίας της παραγωγής. Ενώ πολλές τεχνολογίες και εξελιγμένες υποδομές μπορούν να αξιοποιηθούν για τον περιορισμό αυτών των προβλημάτων αξιοπιστίας, η χαμηλή ενεργειακή πυκνότητα των συστημάτων μπαταριών ως μέσων αποθήκευσης σε σύγκριση με τα υγρά καύσιμα, δημιουργεί την ανάγκη εκτεταμένων αποθηκευτικών μέσων και/ή ύπαρξη ολοκληρωμένων υποδομών φόρτισης. Η ηλεκτροδότηση των εμπορικών μεταφορών αποτελεί χαρακτηριστικό παράδειγμα [25]. Σε αντίθεση με την ιδιωτική μεταφορά επιβατών, όπου τα περισσότερα από τα ταξίδια είναι σύντομα και εντός της εμβέλειας ενός τυπικού ηλεκτρικού οχήματος μπαταρίας, τα φορτία βαρέως τύπου απαιτούν για τη μεταφορά τους μεγαλύτερα οχήματα και εκτείνονται σε μεγαλύτερες αποστάσεις. Στην Ελβετία, για παράδειγμα, μια ανάλυση των παροντικών οδικών μεταφορών σε συνάρτηση με τις τεχνολογίες μπαταριών και ηλεκτρικών οχημάτων, δείχνουν ότι σχεδόν όλες οι καθημερινές ιδιωτικές μετακινήσεις μπορούν να πραγματοποιηθούν με ηλεκτρικό αυτοκίνητο, με χωρητικότητα μπαταρίας 81 kWhel (ισοδύναμη με εύρος περίπου 400 km). Για τις οδικές εμπορικές μεταφορές, ωστόσο, οι τυπικές καθημερινές μετακινήσεις στην ίδια χώρα παρουσιάζουν ουσιαστικές διαφορές σε απαιτήσεις ισχύος και αποστάσεων, με αποτέλεσμα ένα ηλεκτρικό φορτηγό με μπαταρία χωρητικότητας 270 kWhel θα μπορούσε να καλύψει μόνο τις μισές περίπου από τις αναγκαίες ημερήσιες μετακινήσεις, στην περίπτωση των ελαφρών μεταφορών, και λιγότερες από το 5% στην περίπτωση των βαρέων μεταφορών. Στις συγκεκριμένες ή σε παρόμοιες περιπτώσεις, όπως η ηλεκτροκίνηση των αεροπορικών μεταφορών, οφείλουν να διερευνηθούν άλλες προοπτικές απολιγνιτοποίησης, πέρα από την άμεση ηλεκτροδότηση μέσω μπαταριών, τουλάχιστον μέχρι την επαρκή ανάπτυξη της συγκεκριμένης τεχνολογίας, αλλά και ενός ικανού δικτύου γρήγορης φόρτισης για την υποστήριξή της. Ωστόσο, ο συγκεκριμένος τεχνολογικός κλάδος γνωρίζει ραγδαία ανάπτυξη τα τελευταία χρόνια, λόγω των απαιτήσεων της αγοράς, με αποτέλεσμα να μη θεωρείται ανέφικτη η αμιγής ηλεκτροκίνηση οχημάτων βαρέως τύπου με μπαταρίες στο σύντομο μέλλον [26].

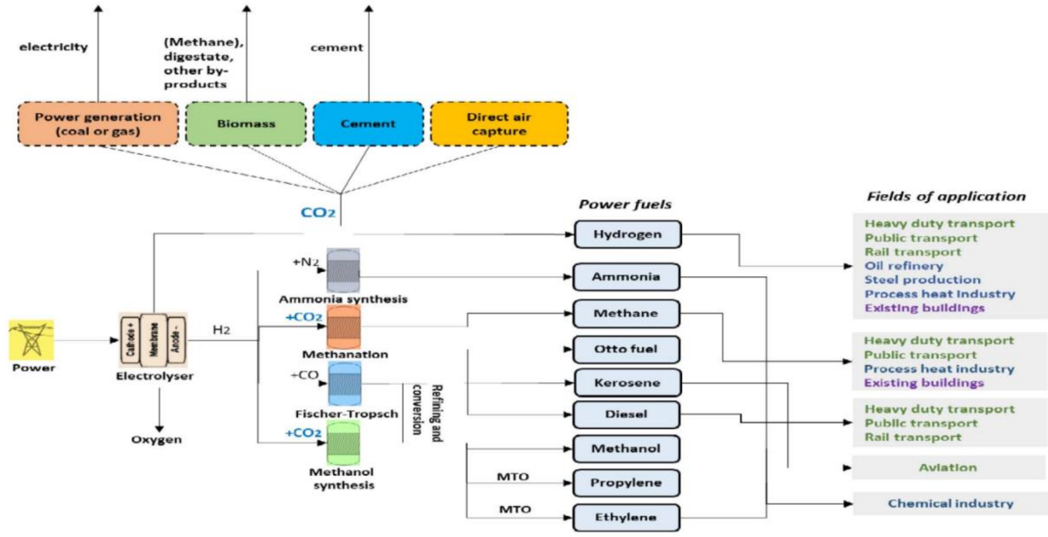


Σχήμα 1.8: Δυνατότητες ηλεκτροκίνησης στις χερσαίες μεταφορές [17].

Η κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης μέσω έμμεσης ηλεκτροδότησης μπορεί να επιτευχθεί μέσω της παραγωγής «ηλεκτρικών» καυσίμων, τα οποία στη συνέχεια αξιοποιούνται για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών, όπως θερμότητας ή μεταφορών, ή για αποθήκευση, διαθέτοντας χημική μορφή με παρόμοιες ενεργειακές ιδιότητες όπως τα συμβατικά αέρια και υγρά καύσιμα. Η μέθοδος της έμμεσης ηλεκτροδότησης μπορεί να συνεχίσει να αξιοποιεί υπάρχουσες υποδομές, όπως τα δίκτυα φυσικού αερίου για τη μεταφορά καυσίμων όπως το υδρογόνο, τα οποία είναι αρκετά εκτεταμένα στις σύγχρονες οικονομίες και δεν έχουν φτάσει στο τέλος της τεχνικής και οικονομικής τους ζωής. Ο έμμεσος τρόπος ηλεκτροδότησης μπορεί επομένως να μειώσει το κοινωνικό κόστος των υποδομών και παρέχει δυνατότητα ανάπτυξης νέων ωφέλιμων καινοτομιών και ερευνητικών πεδίων γύρω από συστήματα αερίων καυσίμων [17].

Υπάρχουν πολλές μέθοδοι παραγωγής «ηλεκτρικών» καυσίμων, όλες ωστόσο περιλαμβάνουν το υδρογόνο ως ενδιάμεσο ή τελικό φορέα ενέργειας [27], [28]. Το υδρογόνο είναι απευθείας αξιοποιήσιμο σε εφαρμογές τελικής χρήσης, όπως σε λέβητες και κυψέλες καυσίμου [29], ως καύσιμο σε στροβίλους και κινητήρες και σε επιλεγμένες βιομηχανικές διεργασίες. Εάν το υδρογόνο χρησιμοποιείται ως ενδιάμεσος φορέας ενέργειας για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων υδρογονανθράκων, όπως μεθάνιο, ντίζελ ή βενζίνη, απαιτείται κάποια πηγή άνθρακα, ενώ η ευέλικτη παραγωγή υδρογόνου μπορεί ταυτόχρονα να υποστηρίξει τον προγραμματισμό και τις λειτουργίες δικτύου [29]. Αυτή η πηγή άνθρακα μπορεί να είναι διοξείδιο του άνθρακα από διάφορες πηγές (από απολιθώματα, βιογενή, από βιομηχανικές διεργασίες ή από την ατμόσφαιρα). Εάν υπάρχει άμεση δέσμευση αέρα ή χρησιμοποιούνται πόροι βιογόνου, τα ηλεκτρικά καύσιμα επιτρέπουν έναν ουδέτερο κλειστό κύκλο άνθρακα με βάση συνθετικά καύσιμα υδρογονανθράκων. Ανάλογα με την εφαρμογή τελικής χρήσης, τα συνθετικά καύσιμα υδρογονανθράκων πρέπει να υποστούν επεξεργασία ώστε να πληρούν τις ιδιότητες των αντίστοιχων ορυκτών καυσίμων.

Η παραγωγή «ηλεκτρικών» καυσίμων υπόκειται σε απώλειες μετατροπής και χαρακτηρίζεται από τελικές αποδόσεις 60% - 90% για παραγωγή υδρογόνου, 40% - 60% για παραγωγή μεθανίου, και 30% ή και χαμηλότερο για παραγωγή συνθετικών υγρών υδρογονανθράκων [31]. Η αποδοτικότητα των συγκεκριμένων εφαρμογών δεν εξαρτάται αποκλειστικά από την απόδοση των τεχνολογιών μετατροπής, αλλά και από τον βαθμό ολοκλήρωσης ενός ενεργειακού συστήματος ικανού να τις ενσωματώσει. Στο θερμοδυναμικό κομμάτι των διεργασιών αυτών, υψηλότερη απόδοση μπορεί να επιτευχθεί εάν μέρος της απορριπτόμενης θερμότητας (π.χ. από τον αντιδραστήρα μεθανοποίησης) αξιοποιηθεί για πρόσδοση ενέργειας σε άλλες διεργασίες στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικών καυσίμων. Επίσης, η βέλτιστη αξιοποίηση των πηγών άνθρακα οδηγεί σε αυξημένα οφέλη, όπως αποδεικνύεται από την άμεση μεθανοποίηση του βιοαερίου σε μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, προς αέριο με συνολική απόδοση σχεδόν 60% [32].



Σχήμα 1.9: Παραγωγή «ηλεκτρικών» καυσίμων [17].

Οι εκτεταμένες δυνατότητες αποθήκευσης, είτε σε συστήματα αποθήκευσης πλοίων είτε σε καθορισμένες υπόγειες εγκαταστάσεις, αποτελούν ένα σημαντικό πλεονέκτημα της ανάπτυξης «ηλεκτρικών» καυσίμων, καθώς επιτρέπουν την εποχιακή εξισορρόπηση της ενεργειακής ζήτησης και της προσφοράς, και ως εκ τούτου συμβάλλουν στην επάρκεια και τη σταθερότητα του συστήματος ενέργειας. Στην περίπτωση συνθετικών καυσίμων υδρογονανθράκων, είναι δυνατή η χρήση υπαρχόντων συστημάτων αποθήκευσης φυσικού αερίου και πετρελαίου. Κάτι τέτοιο μπορεί να σηματοδοτήσει νέες επιχειρηματικές προοπτικές για υπάρχουσες υποδομές των οποίων η χρήση θα περιοριζόταν σημαντικά εάν αξιοποιούνταν αποκλειστικά για ορυκτά καύσιμα. Ενώ η προοπτική αξιοποίησης του υδρογόνου ως ενεργειακού πόρου μακροπρόθεσμης αποθήκευσης είναι πολλά υποσχόμενη, η αποθήκευση υδρογόνου αντιμετωπίζει προκλήσεις σχετιζόμενες με τον κίνδυνο διαρροών, λόγω του μικρότερου μεγέθους του υδρογόνου σε σύγκριση με το μεθάνιο.

Οι προοπτικές των «ηλεκτρικών» καυσίμων εξαρτώνται από διάφορους παράγοντες που συνεπάγονται τεχνολογικές προκλήσεις, και ειδικότερα βελτίωση της συνολικής απόδοσης μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε «ηλεκτρικά» καύσιμα και ενσωμάτωσή τους στο ενεργειακό σύστημα. Η ανάπτυξη των «ηλεκτρικών» καυσίμων σχετίζεται άμεσα με την χωροθέτηση των μονάδων παραγωγής και κατανάλωσής τους, ώστε να εξασφαλίζεται η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στο χαμηλότερο δυνατό κόστος και η βέλτιστη αξιοποίηση των διαθέσιμων υποδομών, όπως του δικτύου μεταφοράς αερίου ή υγρών καυσίμων, με στόχο την αποτελεσματική διανομή των «ηλεκτρικών» καυσίμων.

Δεδομένων των πολλαπλών τρόπων μετατροπής καυσίμων και της πληθώρας επιλογών σε τελικά προϊόντα, τα «ηλεκτρικά» καύσιμα δύνανται να λάβουν καθοριστικό ρόλο στον σχεδιασμό και τη λειτουργία των μελλοντικών πολύ-ενεργειακών συστημάτων, ακόμη και σε τομείς όπου απαιτούνται δυνατότητες μακροπρόθεσμης αποθήκευσης σε συνδυασμό με τις ωφέλιμες ιδιότητες των παραδοσιακών καυσίμων. Τέτοια παραδείγματα συγκεκριμένα αφορούν σε εφαρμογές μεταφοράς, όπως αεροπορικές, θαλάσσιες και οδικές μεταφορές βαρέων καθηκόντων, όπου τα φορτία και οι αποστάσεις απαιτούν καύσιμα υψηλής ενεργειακής πυκνότητας, καθώς και στη χημική βιομηχανία όπου τα «ηλεκτρικά» καύσιμα μπορούν να αντικαταστήσουν ως πρώτη ύλη τα ορυκτά.

1.3.2 Τεχνολογίες στο πεδίο της κατανάλωσης

Παρακάτω γίνεται αναφορά σε δύο τομείς εφαρμογών πολύ-ενεργειακών συστημάτων στην πλευρά της κατανάλωσης: στη θέρμανση και τη μεταφορά. Οι εν λόγω τεχνολογίες συμβαίνει να αναφέρονται και ως υβριδικές.

1.3.2.1 Υβριδικά συστήματα θέρμανσης

Η θέρμανση στα κτίρια και στη βιομηχανία αποτελεί την μεγαλύτερη πηγή ενεργειακής κατανάλωσης στις σύγχρονες οικονομίες, που αντιστοιχεί περίπου στο ήμισυ της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση [33]. Το μεγαλύτερο μέρος αυτών των αναγκών καλύπτεται επί του παρόντος με καύση ορυκτών καυσίμων, δηλαδή φυσικού αερίου, πετρελαίου και λιγνίτη. Έτσι, η ηλεκτροδότηση του τομέα της θέρμανσης με παράλληλη απολιγνιτοποίηση της ενεργειακής παραγωγής και βελτίωση της απόδοσης θεωρείται κομβικό σημείο στην μετάβαση σε μελλοντικά ενεργειακά συστήματα, και λαμβάνεται υπόψη στη διαμόρφωση ενεργειακών στρατηγικών, όπως η στρατηγική της ΕΕ για τη θέρμανση και την ψύξη [33]. Σε μελλοντικά ολοκληρωμένα ενεργειακά συστήματα θα μπορούσαν να αξιοποιηθούν υβριδικά συστήματα θέρμανσης, που συνδυάζουν πολλαπλές συσκευές σε ενιαίες τεχνολογικές εφαρμογές. Αυτά τα υβριδικά συστήματα έχουν τη δυνατότητα να εναλλάσσουν τις συσκευές που ενεργοποιούνται κάθε στιγμή κατά τη λειτουργία τους, ή σε ορισμένες περιπτώσεις ναι τις χρησιμοποιούν όλες.

Επί του παρόντος διατίθενται πολλοί τύποι τεχνολογιών υβριδικής θέρμανσης. Για παράδειγμα, ένας αυξανόμενος αριθμός κατασκευαστών στην Ευρώπη και τις Ηνωμένες Πολιτείες έχουν εμπορευματοποιήσει υβριδικό σύστημα ηλεκτρικής αντλίας θερμότητας-λέβητα φυσικού αερίου, αλλά η εφαρμογή τους παραμένει περιορισμένη. Στο Ηνωμένο Βασίλειο, η υβριδική θέρμανση αντλίας θερμότητας-λέβητα φυσικού αερίου λαμβάνει ευρύτερη προσοχή, ενώ πραγματοποιούνται και πραγματικές δοκιμές [34], [35]. Ένα άλλο παράδειγμα είναι τα υβριδικά συστήματα λεβήτων φυσικού αερίου και διατάξεων δεξαμενής νερού με στοιχείο βύθισης, το οποίο είναι ηλεκτρική αντίσταση [36]. Συστήματα σαν και αυτά είναι πλέον εμπορικά διαθέσιμα [37]. Μία ακόμη επιλογή είναι η υβριδοποίηση συστημάτων αντλιών θερμότητας με διατάξεις δεξαμενής νερού με στοιχείο βύθισης [38]. Οι έξυπνες συσκευές ηλεκτρικής θερμικής αποθήκευσης αποτελούν μια επιπλέον τεχνολογία υβριδικής θέρμανσης, η οποία συνδυάζει θερμαντήρες αντίστασης με προηγμένα υλικά αποθήκευσης, που μπορούν να απελευθερώσουν τη θερμότητα με ακρίβεια, μέσω της χρήσης ανεμιστήρα κυκλοφορίας μεταβλητής ταχύτητας [39].

Η καθιερωμένη χρήση των εμπορικά διαθέσιμων υβριδικών συστημάτων ηλεκτρικής αντλίας θερμότητας - λέβητα φυσικού αερίου έγκειται στην μετατροπή μέρους των θερμικών φορτίων που προκύπτουν σε κτίρια κακής ενεργειακής κατάστασης κυρίως, σε ηλεκτρικά φορτία μέσω της αντλίας θερμότητας [40]. Σε τέτοια κτίρια, οι απώλειες θερμότητας κατά τις κρύες μέρες είναι αρκετά μεγάλες, ώστε μία ηλεκτρική αντλία θερμότητας να μην επαρκεί για να θερμαίνει αρκετά το κτίριο, εκτός αν επιλεχθεί μοντέλο υπερβολικού όγκου και κόστους, το οποίο κρίνεται ως μη πρακτικό και ασύμφορο. Επιπροσθέτως, η αποτελεσματικότητα των αντλιών θερμότητας που λειτουργούν με αέρα μειώνεται όταν οι εξωτερικές θερμοκρασίες είναι πολύ χαμηλές [41]. Επομένως, σε αντίστοιχες περιπτώσεις, ο λέβητας φυσικού αερίου χαμηλού κόστους ενός υβριδικού συστήματος, είναι πιθανώς η καλύτερη λύση στις πιο ψυχρές περιόδους του έτους, όταν τα θερμικά φορτία είναι αυξημένα.

Ένα αναδυόμενο πεδίο εφαρμογής για υβριδικά συστήματα θέρμανσης, το οποίο αφορά όλους τους τύπους κτιρίων, αφορά στον συντονισμό τους μέσω τεχνολογιών έξυπνου ελέγχου, επιτρέποντας την επικοινωνία τους ώστε να παρέχουν στο σύστημα ευελιξία, αξιοπιστία και επιλογές ως προς το αξιοποιούμενο καύσιμο κάθε χρονική στιγμή [35], [41]. Οι θερμαντήρες αντλίας θερμότητας - λέβητα φυσικού αερίου μπορούν επίσης να ενισχύσουν το θερμικό φορτίο σε περιφερειακά ενεργειακά συστήματα διακίνησης ρευστού χαμηλής θερμοκρασίας, όπως συστήματα τηλεθέρμανσης, για παροχή θερμότητας υψηλότερης θερμοκρασίας όπου είναι επιθυμητό. Επιπλέον, οι ευέλικτης λειτουργίας υβριδικοί θερμαντήρες μπορούν να συντελέσουν στην εξισορρόπηση παραγωγής και κατανάλωσης, διευκολύνοντας την ενσωμάτωση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα. Συγκεκριμένα τα υβριδικά συστήματα θέρμανσης ηλεκτρικής αντλίας θερμότητας - λέβητα φυσικού αερίου, προορίζονται για να λειτουργούν κυρίως με ηλεκτρική ενέργεια και να αλλάζουν σε φυσικό αέριο κατά τη διάρκεια περιόδων χαμηλής παραγωγής ανανεώσιμων, όπως οι ανεμογεννήτριες, ή υψηλής ζήτησης, παρέχοντας επάρκεια και ευελιξία στο ηλεκτρικό δίκτυο, αποτελώντας ουσιαστικό τμήμα των πολύ-ενεργειακών συστημάτων.

Οι καιρικές συνθήκες επηρεάζουν άμεσα τόσο την παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας όσο και την κατανάλωση θερμικών φορτίων, έτσι το ηλεκτρικό σύστημα θέρμανσης που υποστηρίζεται από ανανεώσιμη ενέργεια είναι ευάλωτο σε ακραία καιρικά φαινόμενα [43]. Για παράδειγμα, ένα καιρικό μοτίβο που ονομάζεται ταλάντωση του Βόρειου Ατλαντικού και παρατηρείται στο Ηνωμένο Βασίλειο και την Ιρλανδία χαρακτηρίζεται τόσο από χαμηλές θερμοκρασίες όσο και από χαμηλές ταχύτητες ανέμου [43]. Σε τέτοιες περιπτώσεις, τα συστήματα υβριδικής θέρμανσης μπορούν να αυξήσουν την αξιοπιστία και την σταθερότητα του ηλεκτρικού δικτύου σε σύγκριση με ένα αποκλειστικά ηλεκτρικό σύστημα θέρμανσης που τροφοδοτείται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Για αρκετά σύγχρονα ενεργειακά συστήματα με εκτεταμένα δίκτυα διανομής φυσικού αερίου που σήμερα βασίζονται στο φυσικό αέριο για την κάλυψη των θερμικών αναγκών, η υβριδική θέρμανση προσφέρει μία δελεαστική επιλογή στην κατεύθυνση της απανθρακοποίησης, που συνδυάζει αυξημένη ευελιξία και περιορίζει τους κινδύνους αποσταθεροποίησης του συστήματος.

1.3.2.2 Υβριδικά συστήματα στις μεταφορές

Επί του παρόντος, ο τομέας των μεταφορών απορροφά σχεδόν το 30% της συνολικής παγκόσμιας ενεργειακής κατανάλωσης και πάνω από το 90% του καταναλισκόμενου πετρελαίου [44], [45]. Η απανθρακοποίηση του τομέα των μεταφορών επιτάσσει την μετάβαση σε καθαρά εναλλακτικά καύσιμα, όπως βιοκαύσιμα, ηλεκτρική ενέργεια ή υδρογόνο που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και αύξηση της απόδοσης των οχημάτων. Τα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα αποτελούν μια τεχνολογία που διατίθεται στο εμπόριο και παρέχει σημαντικές βελτιώσεις στην ενεργειακή απόδοση. Πρόκειται για συστήματα που μπορούν να παράξουν ικανοποιητικά επίπεδα ισχύος χρησιμοποιώντας έναν συνδυασμό πολλαπλών πηγών ενέργειας. Συνήθως, αυτό επιτυγχάνεται από τον συνδυασμό ενός παραδοσιακού συστήματος κινητήρα εσωτερικής καύσης με ένα ηλεκτρικό σύστημα κίνησης, το οποίο αποτελείται από ηλεκτρικό κινητήρα και αποθήκευση ενέργειας σε μπαταρία. Πιο πρόσφατα, έχουν αναπτυχθεί μοντέλα υβριδικών οχημάτων που διαθέτουν ενσωματωμένη μπαταρία αυξημένης χωρητικότητας, η οποία μπορεί να επαναφορτίζεται από το ηλεκτρικό δίκτυο. Τέλος, τα αμιγώς ηλεκτροκίνητα οχήματα με μπαταρίες, αξιοποιούν ηλεκτρικές συσκευές αποθήκευσης ακόμη μεγαλύτερης ενεργειακής εξοικονόμησης, αλλά βασίζονται αποκλειστικά σε μία μορφή ενέργειας, τον ηλεκτρισμό.

Το κύριο πλεονέκτημα των υβριδικών ηλεκτρικών οχημάτων είναι η αυξημένη εξοικονόμηση καυσίμου, που προκύπτει από τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του κινητήρα, την αποφυγή του ρελαντί του κινητήρα και της ανάκτησης κινητικής ενέργειας κατά την πέδηση του οχήματος, γνωστή ως αναγεννητική πέδηση [46]. Τα επαναφορτιζόμενα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα προσφέρουν τη δυνατότητα μετακίνησης για ένα σχετικά περιορισμένο εύρος με χρήση αποκλειστικά ηλεκτρικής ενέργειας (συνήθως 16-80 χλμ.), αλλά βασίζονται σε συμβατικούς κινητήρες για εκτεταμένου εύρους μετακινήσεις. Αν και τέτοιου τύπου οχήματα απαιτούν υποδομές φόρτισης των μπαταριών τους, μπορούν επίσης να αποτελέσουν έναν αποθηκευτικό πόρο για το δίκτυο, που ενδεχομένως να διευκολύνει την εξισορρόπηση προσφοράς και ζήτησης και να προσφέρει πρόσθετα οικονομικά οφέλη στους ιδιοκτήτες τους [47], [48]. Σε διαφορετικά μοντέλα υβριδικών ηλεκτρικών οχημάτων, επαναφορτιζόμενων ή μη, ο βαθμός λειτουργίας των συνεργαζόμενων υποσυστημάτων ποικίλει. Δεν υπάρχει μοναδική τυπική σχεδίαση για τα κύρια εξαρτήματα των υβριδικών οχημάτων, δηλαδή τον συμβατικό κινητήρα και το ηλεκτρικό σύστημα [49]. Η ευελιξία των υβριδικών συστημάτων κίνησης συντελεί στη βέλτιστη λειτουργία του οχήματος, ωστόσο απαιτείται πιο περίπλοκος σχεδιασμός και έλεγχος του συστήματος ώστε οι τεχνολογίες αυτές να είναι αξιοποιήσιμες και συμβατές με τις υποδομές ενός πολυ-ενεργειακού συστήματος [50].

Η υψηλότερη οικονομία καυσίμου μεταφράζεται σε μειωμένες εκπομπές και εξοικονόμηση κόστους καυσίμου, που μπορεί να αντισταθμίσει το υψηλό ακόμα κόστος αγοράς των τεχνικά πολύπλοκων υβριδικών οχημάτων. Τα οφέλη στην οικονομία καυσίμου για υβριδικά οχήματα ελαφριάς χρήσης εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από το επίπεδο υβριδοποίησης, που για τα υπόψη οχήματα κυμαίνεται από 5% έως και άνω του 30% για πλήρως υβριδικούς κινητήρες, που οδηγεί σε ακόμη υψηλότερη εξοικονόμηση σε συνθήκες αστικής οδήγησης [51]. Στα υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα έχει αποδειχθεί ότι ο τρόπος οδήγησης ασκεί μεγαλύτερη επιρροή στην κατανάλωση καυσίμου σε σχέση με τα συμβατικά οχήματα [52]. Οι εκπομπές ακολουθούν παρόμοιες τάσεις και δείχνουν μικρή τοπική μεταβλητότητα για υβριδικά ηλεκτρικά οχήματα, λόγω της ύπαρξης παρόμοιων δικτύων τροφοδοσίας καυσίμων παγκοσμίως, και πολύ πιο σημαντική μεταβλητότητα για αντίστοιχα επαναφορτιζόμενα οχήματα, λόγω μείζονος σημασίας διαφορές που εντοπίζονται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε διαφορετικές περιοχές[53].

Μέχρι σήμερα, υπάρχουν πάνω από 50 μοντέλα υβριδικών ηλεκτρικών οχημάτων διαθέσιμα στις Ηνωμένες Πολιτείες και περίπου 30 μοντέλα με επαναφορτιζόμενες μπαταρίες από το δίκτυο [54]. Παρά τα σημαντικά οφέλη που αφορούν στην κατανάλωση καυσίμου και στις εκπομπές ρύπων, οι πωλήσεις οχημάτων αυτού του τύπου αντιστοιχούσαν σε λίγο περισσότερο από το 2% των συνολικών πωλήσεων ελαφρών οχημάτων το έτος 2018, ενώ τα επαναφορτιζόμενα μοντέλα αντιπροσώπευαν μόλις το 0,5% [54], ως αποτέλεσμα του υψηλότερου κόστους αγοράς, της χαμηλής τιμής της βενζίνης και του περιορισμένου αριθμού διαθέσιμων μοντέλων. Η αύξηση της κατανάλωσης υβριδικών οχημάτων θα μπορούσε να επιτευχθεί μέσω αυστηρότερων περιβαλλοντικών κανονισμών, από την πρόοδο της τεχνολογίας, ειδικά στην κατεύθυνση της μείωσης του κόστους των μπαταριών και των ηλεκτρονικών ισχύος [55], [56], ενώ σημαντικό ρόλο θα παίξει η μεγαλύτερη διαθεσιμότητα μοντέλων στην αγορά και η υποστήριξη για τις επενδύσεις των καταναλωτών σε οχήματα με μεγαλύτερο κόστος και τεχνολογική αναβάθμιση.

1.3.2.3 Άλλες τεχνολογίες

Οι τεχνολογίες που περιγράφονται παραπάνω αποτελούν ορισμένες μόνο εφαρμογές των πολυ-ενεργειακών συστημάτων. Για παράδειγμα, πολλαπλές εφαρμογές αναπτύσσονται στο κομμάτι των υβριδικών τεχνολογιών ενεργειακής τροφοδοσίας. Κάποιες από αυτές είναι τα υβριδικά συστήματα φωτοβολταϊκών με συστοιχίες μπαταριών, ανεμογεννητριών με συστοιχίες μπαταριών και συνδυασμός φωτοβολταϊκών, ανεμογεννητριών και μπαταριών που αναπτύχθηκαν για να αυξήσουν τη διαθεσιμότητα ενέργειας και, ως εκ τούτου, να παρέχουν μεγαλύτερη αξιοπιστία ιδιαίτερα σε απομακρυσμένες περιοχές και να δώσουν τη δυνατότητα μεγαλύτερης διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε κεντρικά δίκτυα διανομής ή μικροδίκτυα [57], [58]. Ακόμα διερευνάται η εναλλακτική αξιοποίησης υβριδικών συστημάτων πυρηνικής και ανανεώσιμης ενέργειας προκειμένου να εξασφαλιστεί επάρκεια και ευελιξία της απόκρισης στις διακυμάνσεις της ζήτησης, καλύπτοντας τόσο θερμικά όσο και ηλεκτρικά φορτίων, με αποτέλεσμα την αύξηση του οικονομικού οφέλους από την πυρηνική παραγωγή [59]. Επιπλέον, τεχνολογίες μετατροπής ενέργειας, όπως η ηλεκτρόλυση του νερού, προσελκύουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον καθώς αξιοποιούν την πλεονάζουσα παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παράγοντας ένα προϊόν που είναι πολύτιμο τόσο για το ενεργειακό του περιεχόμενο όσο και για τις μοριακές του ιδιότητες [60]. Ομοίως, άλλες τεχνολογικές προοπτικές όπως η αφαλάτωση με σκοπό την αξιοποίηση του νερού για υδρόλυση και ηλεκτροπαραγωγή ή για άμεση κάλυψη αναγκών ύδρευσης κερδίζουν έδαφος, καθώς μπορούν να εκμεταλλευτούν και να αποθηκεύσουν ένα κομμάτι της απορριπτόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ή απλά να διευρύνουν τις δυνατότητες αποθήκευσης του δικτύου, μέσω της χρήσης ενός πόρου που διατίθεται σε αφθονία [61].

1.4 Οφέλη και προκλήσεις

Τα τελευταία χρόνια η αντίληψη ότι η μετάβαση σε ολοκληρωμένα πολύ-ενεργειακά συστήματα θα οδηγήσει σε τεράστια οφέλη αποτελεί κοινή αποδοχή για ένα μεγάλο μέρος της επιστημονικής κοινότητας [62]. Ορισμένα από τα σημαντικότερα οφέλη των συστημάτων αυτών συνοψίζονται παρακάτω.

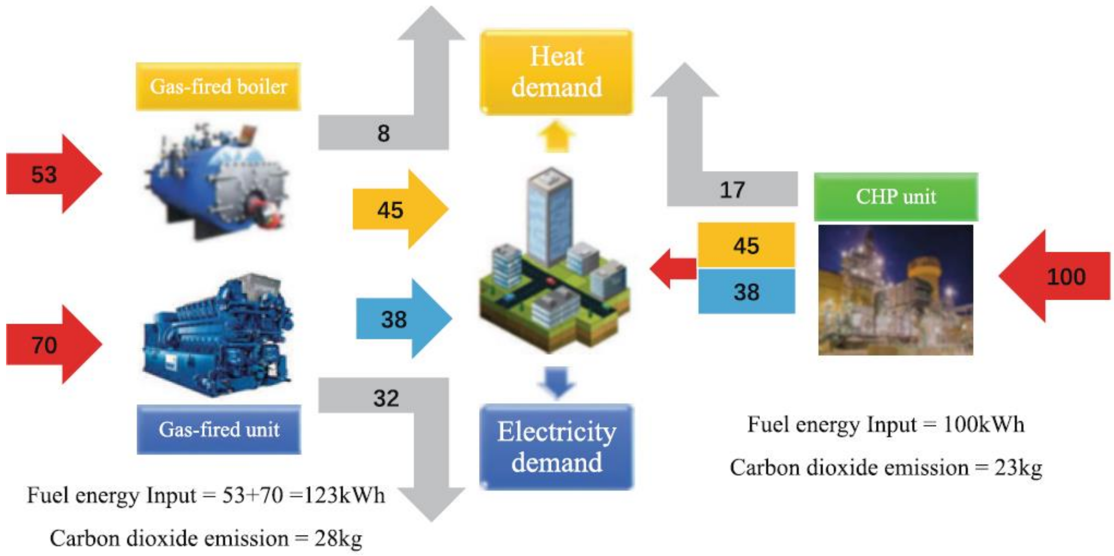
1. Βελτίωση της λειτουργικής ευελιξίας του συστήματος

Τα ολοκληρωμένα ενεργειακά συστήματα παράγουν, μεταφέρουν και διανέμουν διαφορετικές μορφές ενέργειας μέσω διακριτών δικτύων. Η συντονισμένη λειτουργία πολλαπλών πόρων προσφέρει αυξημένη δυνατότητα ικανοποίησης ποικίλων απαιτήσεων, χωρίς να παραβιάζονται οι περιορισμοί ασφαλείας. Αυτή η ευελιξία παρέχει αποτελεσματικά μέσα για την αντιμετώπιση των προβλημάτων απόκρισης στην ζήτηση ενέργειας αλλά και προβλημάτων ασφαλείας σε συστήματα που καλύπτουν αυξημένες ανάγκες και ενδέχεται ακόμη και να οδηγήσουν σε μείωση στις ανάγκες ενίσχυσης των δικτύων που είναι συνήθως δαπανηρές. Ως παράδειγμα αναφέρεται μία γραμμή μεταφοράς ισχύος που συνδέει έναν σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με μια πόλη, η οποία έχει συμφόρηση και χρειάζεται αναβάθμιση. Αν ο υπάρχων αγωγός φυσικού αερίου είναι διαθέσιμος για χρήση, μια επιλογή εξοικονόμησης κόστους για την επίλυση του προβλήματος συμφόρησης είναι η κατασκευή μιας εγκατάστασης σύνθεσης φυσικού αερίου με χρήση ηλεκτρικής ενέργειας στον σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και μια μονάδα που λειτουργεί με φυσικό αέριο κοντά στην πόλη. Έτσι η μεταφορά του καυσίμου πραγματοποιείται από τον αγωγό φυσικού αερίου. Αυτή η επιλογή είναι ελκυστική για δίκτυα που περιλαμβάνουν μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, επειδή καθώς το αέριο είναι συμπιέσιμο μπορεί να εφαρμοστεί η λειτουργία linepack (αποθήκευση καυσίμου εντός των αγωγών του δικτύου) που παρέχει ορισμένη χωρητικότητα αποθήκευσης χωρίς πρόσθετες επενδύσεις.

2. Ενίσχυση της συνολικής ενεργειακής απόδοσης

Ένας βασικός παράγοντας για τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης είναι η συμπαραγωγή πολλαπλών πόρων. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελούν τα συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, τα οποία παρουσιάζουν υψηλή ενεργειακή και εξεργειακή απόδοση σε σύγκριση με την διαχωρισμένη παραγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού [63]. ΣτοΣχήμα 1.10 παρουσιάζεται μία εφαρμογή από το [62] όπου γίνεται σαφής και ποσοτικά η εξοικονόμηση ενέργειας και η μείωση εκπομπών άνθρακα σε ένα συγκεκριμένο σενάριο. Είναι εύκολο με αυτό τον τρόπο να γίνει η σύγκριση ως προς την προσδιδόμενη ενέργεια και τις τελικές εκπομπές διοξειδίου, μεταξύ της λειτουργίας ενός σταθμού συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας και δύο ανεξάρτητων σταθμών, μίας θερμικής μονάδας ηλεκτροπαραγωγής και ενός σταθμού θέρμανσης φυσικού αερίου.

Στην περίπτωση της ανεξάρτητης λειτουργίας παραγωγής, η συνολική απόδοση είναι χαμηλή, επειδή ένα μεγάλο μέρος (45% σε αυτό το παράδειγμα) της ενέργειας καυσίμου εκπέμπεται στο περιβάλλον. Στη λειτουργία συμπαραγωγής, η απορριπτόμενη ενέργεια από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιείται από το σύστημα παραγωγής θερμότητας, για τη θέρμανσης νερού ή χώρων. Στο συγκεκριμένο παράδειγμα η εξοικονόμηση ενέργειας καυσίμου ανέρχεται στο 18,7% στην περίπτωση της συμπαραγωγής για την κάλυψη των ίδιων φορτίων ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας. Επί πλέον, η εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα μειώνεται κατά 17,8%.



Σχήμα 1.10: Σύγκριση της λειτουργίας σταθμού συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας με τη λειτουργία ενός θερμικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής και ενός θερμικού σταθμού καύσης φυσικού αερίου [25].

Η πολύ-παραγωγή (multi-generation), όπως η συνδυασμένη παραγωγή ψύξης, θέρμανσης και ηλεκτρισμού, έχει τη δυνατότητα περαιτέρω αύξησης της ενεργειακής απόδοσης [64]. Σε πολλές περιπτώσεις, η εμφάνιση αποκλειστικά αναγκών θέρμανσης ή ψύξης κατά τις διαφορετικές εποχές του χρόνου, δεν αναδεικνύουν τα πλεονεκτήματα των συγκεκριμένων μονάδων. Ωστόσο, η σύνδεση τοπικών ενεργειακών δικτύων καθώς και η τεχνολογία εποχικής αποθήκευσης θερμότητας [65] μπορεί να δημιουργήσει αρκετές ενεργειακές απαιτήσεις σε ευρείες γεωγραφικές περιοχές και μακροχρόνιους ορίζοντες.

3. Ενίσχυση της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

Η αιολική και η ηλιακή ενέργεια παρουσιάζουν κάποιο βαθμό αβεβαιότητας ως προς την πρόβλεψη της παραγωγής τους, με αποτέλεσμα να υπάρχουν ανάγκες αποθήκευσης ενέργειας για την εξισορρόπηση της διαφοράς μεταξύ παραγωγής και ζήτησης σε πραγματικό χρόνο. Τα επίπεδα διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τα επακόλουθα οικονομικά οφέλη ενδέχεται να παρεμποδιστούν προσωρινά από επενδύσεις σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης κλίμακας. Όταν η ασφάλεια του συστήματος ισχύος απειλείται, ο διαχειριστής του συστήματος θα επιβάλει ανώτατο όριο διείσδυσης στην παραγόμενη ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές και η εκτεταμένη παραγωγή θα περιοριστεί.

Ένας τρόπος για να επιλυθεί η κατάσταση που περιγράφηκε είναι μέσω των δυνατοτήτων αποθήκευσης/ρύθμισης που προσφέρει ένα ολοκληρωμένο ενεργειακό σύστημα. Μία από αυτές είναι η χρήση ηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή φυσικού αερίου και θερμότητας που μπορούν να καταναλωθούν άμεσα ή να αποθηκευτούν εύκολα, με αποτέλεσμα τα ποσοστά χρήσης των εγκαταστάσεων αιολικής και ηλιακής ενέργειας να αυξάνονται αξιοσημείωτα. Ωστόσο κρίνεται ως μη λειτουργική η μετατροπή του αερίου ή της θερμότητας ξανά σε ηλεκτρική ενέργεια λόγω της μεγάλης απώλειας ενέργειας κατά τις μετατροπές. Οι τεχνολογίες αυτές ονομάζονται power-to-X (P2X) στην πρόσφατη βιβλιογραφία[66].

4. Αύξηση της αξιοπιστίας και της ανθεκτικότητας ολόκληρου του δικτύου

Για να εξασφαλιστεί η επιθυμητή λειτουργικότητα σε ορισμένες ακραίες συνθήκες, οι υποδομές δημιουργούνται με ένα ορισμένο επίπεδο υπερεπάρκειας ώστε να αποφευχθεί πιθανή αποτυχία του συστήματος. Όσον αφορά το σύστημα ισχύος, υπάρχει η απαίτηση μη διακοπής της λειτουργίας του σε περίπτωση προσωρινής αδρανοποίησης ενός στοιχείου του, όπως μία γεννήτρια ή μία γραμμή μεταφοράς. Η ύπαρξη ενεργειακών συστημάτων που συνδυάζουν πολλαπλές μονάδες και δίκτυα προσφέρει πρόσθετες επιλογές για την εξασφάλιση της κάλυψης της ζήτησης σε περίπτωση απροσδόκητων απρόβλεπτων γεγονότων, και ως εκ τούτου αυξάνει την αξιοπιστία και την ανθεκτικότητα ολόκληρου του δικτύου, με την προϋπόθεση σωστής διαχείρισης των πόρων [67]. Ωστόσο, όταν τα φορτία μετατοπίζονται από ένα δίκτυο σε άλλο, το τελευταίο θα λειτουργήσει σε πιο εντατική κατάσταση. Από την άποψη αυτή, η σημαντική αλληλεξάρτηση μεταξύ διαφορετικών ενεργειακών υποδομών ενδέχεται να οδηγήσει στον κίνδυνο διαδοχικών αστοχιών [68].

Παρά τα οφέλη που αναφέρθηκαν παραπάνω, ο συνδυασμός διαφορετικών ενεργειακών συστημάτων θέτει επίσης αξιοσημείωτες προκλήσεις ως προς το συντονισμό, το σχεδιασμό και τη λειτουργία των αλληλοεξαρτώμενων ενεργειακών δικτύων. Οι σημαντικότερες προκλήσεις συνοψίζονται παρακάτω.

1. Υψηλή αλληλεξάρτηση μεταξύ ετερογενών ενεργειακών πόρων

Ο αυξημένος βαθμός αλληλεπίδρασης μεταξύ διαφορετικών ενεργειακών συστημάτων με ετερογενή δίκτυα μεταφοράς επεκτείνουν τις δυνατότητες αξιοποίησης των διαθέσιμων πόρων. Ωστόσο, διάφορα τεχνικά ζητήματα ανακύπτουν από την αλληλεξάρτηση ετερογενών ροών ενέργειας που διέπονται από διαφορετικούς φυσικούς νόμους και διαπλέκονται μέσω συσκευών μετατροπής. Η διαχείριση τέτοιων συστημάτων απαιτεί μελέτη σε βάθος, ώστε να εξασφαλίζεται η διατήρηση της ασφάλειας. Επομένως, η έρευνα και η ανάπτυξη αντίστοιχων έργων απαιτούν γνώση σε διαφορετικούς επιστημονικούς και τεχνολογικούς κλάδους, όπως η θερμοδυναμική, η δυναμική των ρευστών και η ανάλυση συστημάτων ισχύος.

2. Αυξημένη πολυπλοκότητα σε ψηφιακές και φυσικές υποδομές

Η αλληλεπίδραση πολλαπλών ενεργειακών συστημάτων δεν προσθέτει μόνο πολυπλοκότητα στις φυσικές υποδομές, αλλά συνεπάγεται επίσης αξιοποίηση των τεχνολογιών αιχμής στην επικοινωνία και το διαδίκτυο, καθώς και την ύπαρξη ισχυρού λογισμικού για τη διαχείριση μεγάλου όγκου δεδομένων. Η αλληλεξάρτηση μεταξύ ροής δεδομένων και ροής ενέργειας μπορεί να είναι περίπλοκη, ακόμη και όταν αφορά αποκλειστικά στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας [69]. Απαιτούνται επομένως καινοτόμα μοντέλα και μέθοδοι για την ανάλυση της ψηφιακής και φυσικής ασφάλειας και ανθεκτικότητας των υποδομών των σύνθετων δικτύων.

3. Θεσμικά εμπόδια για τη βέλτιστη οργάνωση της αγοράς και την εμπορία ενέργειας

Οι ρυθμιστικές πολιτικές στα εμπλεκόμενα συστήματα διαφέρουν δραματικά λόγω των φυσικών χαρακτηριστικών των αντίστοιχων ενεργειακών πόρων τους, με αποτέλεσμα την ύπαρξη ενός κατακερματισμένου πλαισίου λειτουργίας, στο οποίο κανένας από τους διαχειριστές δεν είναι υπεύθυνος για τη βελτίωση των συνολικών επιδόσεων του συστήματος. Είναι απαραίτητη η προώθηση νέων επιχειρηματικών λειτουργιών που θα ενθαρρύνουν τη συνεργασία μεταξύ των αρμόδιων αρχών, χωρίς δραματική αύξηση της πολυπλοκότητας της λειτουργίας. Μόνο με την άρση των θεσμικών εμποδίων και τη δημιουργία κατάλληλων επιχειρηματικών μοντέλων για εμπορικές συναλλαγές ενέργειας μπορούν να αξιοποιηθούν πλήρως τα οφέλη που προσφέρουν τα ολοκληρωμένα πολύ-ενεργειακά συστήματα.

Κεφάλαιο 2: Χαρακτηριστικά αλληλεπιδρώντων δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού

Η μετάβαση σε ένα ολοκληρωμένο ασφαλές και αποδοτικό ενεργειακό σύστημα αποτελεί σήμερα ένα αισιόδοξο αλλά και εφικτό στόχο. Η επιτυχία ενός τέτοιου εγχειρήματος θα κριθεί από το βαθμό διασύνδεσης και συνεργασίας των τμημάτων του, από την αποδοτική λειτουργία αυτών, αλλά και από την απόκριση στις προκλήσεις που ανακύπτουν από τις αλληλεπιδράσεις. Παρακάτω αναλύονται τα επιμέρους τμήματα ενός συστήματος αλληλεπιδρώντων δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, και τα χαρακτηριστικά και οι στρατηγικές που θα συντελέσουν στη βέλτιστη λειτουργία του.

2.1 Ηλεκτρικά δίκτυα με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ

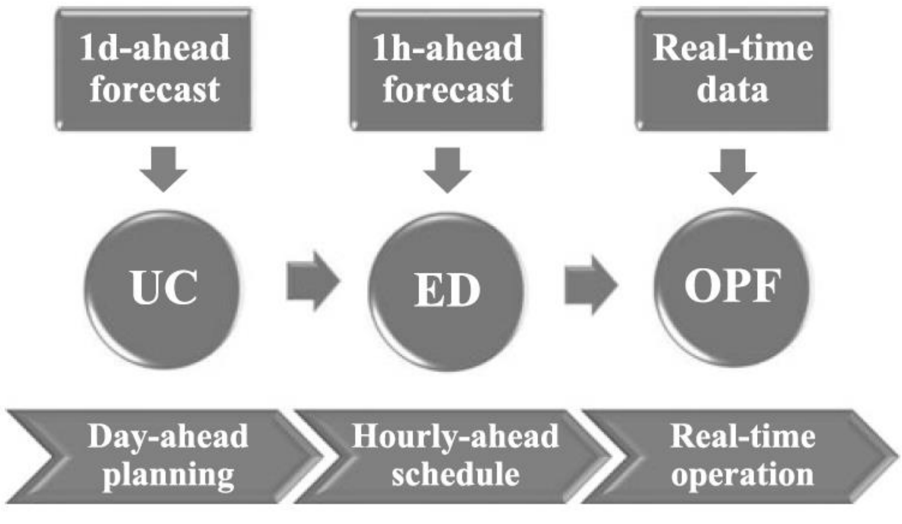
Η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί έναν πόρο νευραλγικής σημασίας για τις σύγχρονες κοινωνίες. Η διαθεσιμότητά της εξαρτάται από την αξιόπιστη λειτουργία του πλέον σύνθετου συστήματος: του συστήματος ηλεκτρικής ισχύος, όπου η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, μεταφέρεται μέσω γραμμών μεταφοράς και διανέμεται στα τοπικά φορτία. Η ζήτηση του συστήματος παρουσιάζει χρονικές μεταβολές, και η συνολική παραγωγή πρέπει να εξισορροπείται με τη ζήτηση σε στιγμιαία βάση. Εάν το ισοζύγιο αναιρεθεί, η συχνότητα του εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) αποκλίνει από την τιμή αναφοράς, ενώ η ποιότητα και η ασφάλεια της τροφοδοσίας έχει παραβιαστεί, καθώς τα περισσότερα στοιχεία ενός συστήματος τροφοδοσίας είναι συμβατά αποκλειστικά με ένα περιορισμένο εύρος αποκλίσεων συχνότητας.

Κατά τη λειτουργία του συστήματος ισχύος, η εξισορρόπηση φορτίου πραγματοποιείται μέσω σχολαστικού χρονοδιαγράμματος της παραγωγής σε πολλαπλά χρονικά επίπεδα: ημερήσιος προγραμματισμός των δεσμευμένων μονάδων παραγωγής, ωριαία εξισορρόπηση μέσω ανάδρασης οικονομικών δεδομένων, εξισορρόπηση σε ορίζοντα 5 λεπτών μέσω αυτόματου ελέγχου της παραγωγής, εξισορρόπηση σε δευτερόλεπτα μέσω μεταβατικού ελέγχου των διαχειριστών των μονάδων παραγωγής, ενώ η υπολειπόμενη απόκλιση μεταφράζεται σε διακυμάνσεις της συχνότητας του συστήματος. Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, όπως οι θερμικές και οι υδροηλεκτρικές μονάδες, αποτελούν σημαντικό τμήμα των παραδοσιακών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας [1].

Τις τελευταίες δεκαετίες, τα πλεονεκτήματα της ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, που αποτελούν καθαρούς και χαμηλού κόστους ενεργειακούς πόρους, έχουν εμπνεύσει την εκτεταμένη ενσωμάτωση του ανεμολογικού και του ηλιακού δυναμικού στα συστήματα ισχύος. Σε αντίθεση με τις συμβατικές μονάδες, των οποίων η ικανότητα παραγωγής είναι σταθερή, η απόδοση των ανεμογεννητριών και των φωτοβολταϊκών πάνελ επηρεάζεται από παράγοντες όπως η ταχύτητα του ανέμου και η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας, που είναι πέρα από τον έλεγχο των διαχειριστών του συστήματος ισχύος, με αποτέλεσμα να αποτελούν μία πρόκληση για αυτά τα συστήματα. Σε περιπτώσεις συστημάτων που δεν υπάρχει επαρκής εφεδρική ικανότητα εξισορρόπησης, είναι αναπόφευκτος ο περιορισμός της διείσδυσης της ανανεώσιμης ενέργειας, θέτοντας ένα αποδεκτό επίπεδο που να εξασφαλίζει την ασφαλή λειτουργία του δικτύου, και κατά συνέπεια η απόρριψη της πλεονάζουσας ενέργειας.

Πολλές χώρες επιτρέπουν την εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας στα πλαίσια της ενεργειακής αγοράς. Οι ενεργειακές συναλλαγές καθορίζονται σε διάφορα βραχυπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα επίπεδα εμπορίας. Για παράδειγμα, η αγορά «της επόμενης ημέρας» καθορίζει τη δέσμευση των λιγνιτικών μονάδων λόγω της αργής τους απόκρισης. Οι ενδοημερήσιες αγορές επιτρέπουν συναλλαγές ενέργειας/αποθεματικών λίγες ώρες πριν από τη διανομή της ενέργειας. Η αγορά σε πραγματικό χρόνο παρέχει την τελευταία ευκαιρία εξάλειψης της απόκλισης μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης μισή ή μία ώρα πριν τη διανομή. Με την πάροδο του χρόνου, η απροσδιοριστία στην αναμενόμενη παραγωγή από ανανεώσιμους πόρους μειώνεται συνεχώς, κάτι που θα οδηγήσει στη μείωση των αποκλίσεων της συχνότητας σε πραγματικό χρόνο [1].

Προκειμένου να επιτευχθεί ο καθορισμός του βέλτιστου μείγματος ηλεκτροπαραγωγής μεταξύ των διαθέσιμων πόρων, με εγγυημένη την ασφάλεια του δικτύου, οι αξιοποιούμενες μέθοδοι εφαρμόζονται σε ένα ευρύ φάσμα προβλημάτων και καλύπτουν χρονικά διαστήματα που κυμαίνονται από δευτερόλεπτα έως χρόνια. Ωστόσο, τα περισσότερα συμβατικά μοντέλα βασίζονται στην ακριβή πρόβλεψη της ζήτησης και της ανανεώσιμης παραγωγής, ενώ ενδέχεται να αποτύχουν στην παροχή χρήσιμων στρατηγικών χωρίς ακριβείς πληροφορίες και προβλέψεις στα συγκεκριμένα πεδία. Η λειτουργία και η οικονομικότητα ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με αυξημένη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας παρουσιάζει ουσιώδεις διαφορές σε σχέση με ένα σύστημα που διαθέτει αποκλειστικά συμβατικές και κατά συνέπεια ελεγχόμενες εγκαταστάσεις. Προκειμένου να αυξηθεί το μερίδιο που λαμβάνουν οι παραγωγικοί πόροι που χαρακτηρίζονται από στοχαστικότητα, απαιτείται η ύπαρξη ευέλικτων πόρων παραλαβής φορτίων για την αντιστάθμιση των αναντιστοιχιών μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης σε πραγματικό χρόνο, η οποία επιφέρει πρόσθετο κόστος.



Σχήμα 11: Βασικά στάδια της ημερήσια λειτουργίας συστήματος ηλεκτρικής ισχύος[1].

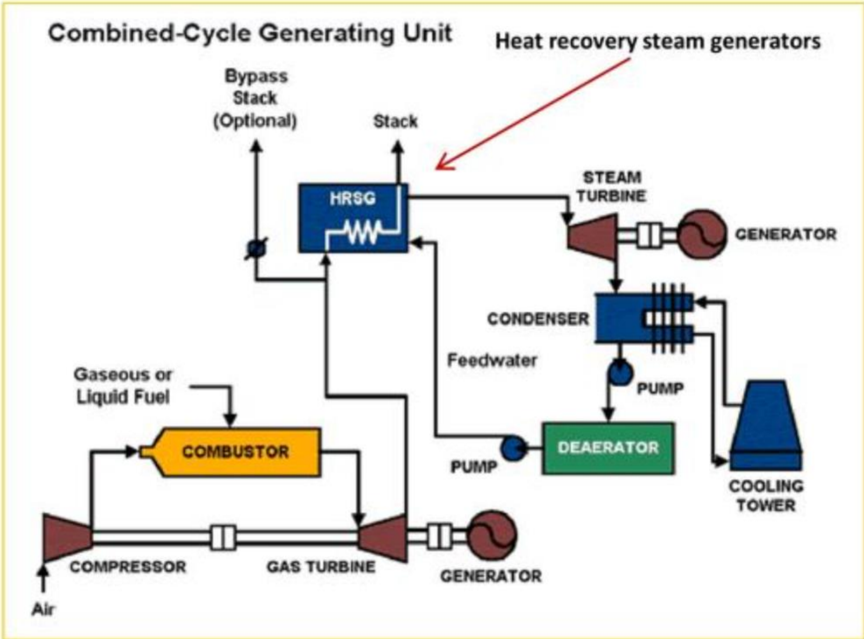
Στην πραγματικότητα, ακόμη και σε συστήματα με συμβατικές μονάδες παραγωγής, προβλήματα βελτιστοποίησης που σχετίζονται με τα δίκτυα ισχύος μεγάλης κλίμακας είναι δύσκολο να επιλυθούν. Ένας λόγος οφείλεται στο γεγονός ότι η ανάλυση της ροής ισχύος για το δίκτυο μετάδοσης περιγράφεται από εξισώσεις με τετραγωνικούς όρους και συνεπώς μη κυρτές, καθιστώντας δύσκολη την εύρεση μίας ολικής βέλτιστης λύσης. Ένας άλλος είναι ότι η από κοινού επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης που περιλαμβάνουν τέτοιου τύπου αβεβαιότητες, όπως είναι το ηλεκτρικό δίκτυο και το δίκτυο του φυσικού αερίου, έχει πολύ μεγαλύτερη κλίμακα από πλευράς μεταβλητών και υψηλότερη πολυπλοκότητα από την επίλυση του ενός δικτύου μεμονωμένα. Για την αντιμετώπιση της στοχαστικότητας της παραγωγής ανανεώσιμων μονάδων με μία μέθοδο πιο απλοποιημένη που να στηρίζεται στα δεδομένα, οι περισσότερες προσεγγίσεις βασίζονται στη θεωρία της ισχυρής βελτιστοποίησης. Τεχνικές και μέθοδοι σαν κι αυτές βοηθούν τους διαχειριστές συστημάτων να λαμβάνουν καλύτερες αποφάσεις και να διαχειρίζονται τα συστήματά τους πιο αξιόπιστα και αποτελεσματικά ακόμα και σε περιπτώσεις αυξημένου εύρους, ανανεώσιμης μεταβλητότητας, και οικονομικών /περιβαλλοντικών πιέσεων [1].

2.2 Τεχνολογικές εξελίξεις στην παραγωγή και τη χρήση του φυσικού αερίου

Τις τελευταίες δεκαετίες, η περιβαλλοντική πολιτική, η ευαισθητοποίηση του πληθυσμού για βιώσιμη ανάπτυξη, καθώς και οι τεχνολογικές καινοτομίες στην εξόρυξη σχιστολιθικού αερίου [70] οδήγησαν στην αύξηση της χρήσης φυσικού αερίου στη βιομηχανία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [71]. Το 2014, το 43,5% της παγκόσμιας παραγωγής φυσικού αερίου καταναλώθηκε από μονάδες καύσης για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας [72]. Οι μονάδες φυσικού αερίου μπορούν να ταξινομηθούν σε τρεις τύπους:

- Εγκαταστάσεις ατμοστροβίλων, στις οποίες καταναλώνεται φυσικό αέριο για τη θέρμανση νερού και τη δημιουργία ατμού, ο οποίος παροχετεύεται σε μια τουρμπίνα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τέτοιες μονάδες έχουν συνήθως θερμικές αποδόσεις μεταξύ 30% και 35%.
- Εγκαταστάσεις αεριοστροβίλων, όπου τα καυσαέρια που προκύπτουν από την καύση του φυσικού αερίου αξιοποιούνται για να γυρίσουν τις λεπίδες ενός στροβίλου που κινεί μια γεννήτρια. Τα τυπικά μεγέθη τέτοιων μονάδων κυμαίνονται από 100 έως 400 MW με θερμική απόδοση μεταξύ 35% και 40%.
- Εγκαταστάσεις συνδυασμένου κύκλου, που συνδυάζουν τη λειτουργία τουρμπίνας καύσης και ατμοστρόβιλου, έχουν θερμική απόδοση μεταξύ 50% και 60%, επειδή η θερμότητα που εξάγεται από ένα στρόβιλο καύσης φυσικού αερίου χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού στον στρόβιλο ισχύος του ατμοστρόβιλου. Η υψηλή απόδοσή τους συνοδεύεται επίσης από χαμηλότερες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ανά μονάδα παραγόμενης ισχύος.

Εκτός από την υψηλή απόδοση που διαθέτουν, οι μονάδες φυσικού αερίου είναι επίσης ανταγωνιστικές για το χαμηλό κόστος κεφαλαίου, την ταχεία εγκατάσταση, τις σχεδόν μηδενικές εκπομπές ρύπων και την δυνατότητα γρήγορης ενεργοποίησης/απενεργοποίησης που παρουσιάζουν, τα οποία τις καθιστούν κατάλληλη επιλογή τόσο για μονάδες βάσης, όσο και για ενδιάμεσες μονάδες και μονάδες αιχμής, καθώς και για εφεδρικούς πόρους υποστήριξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

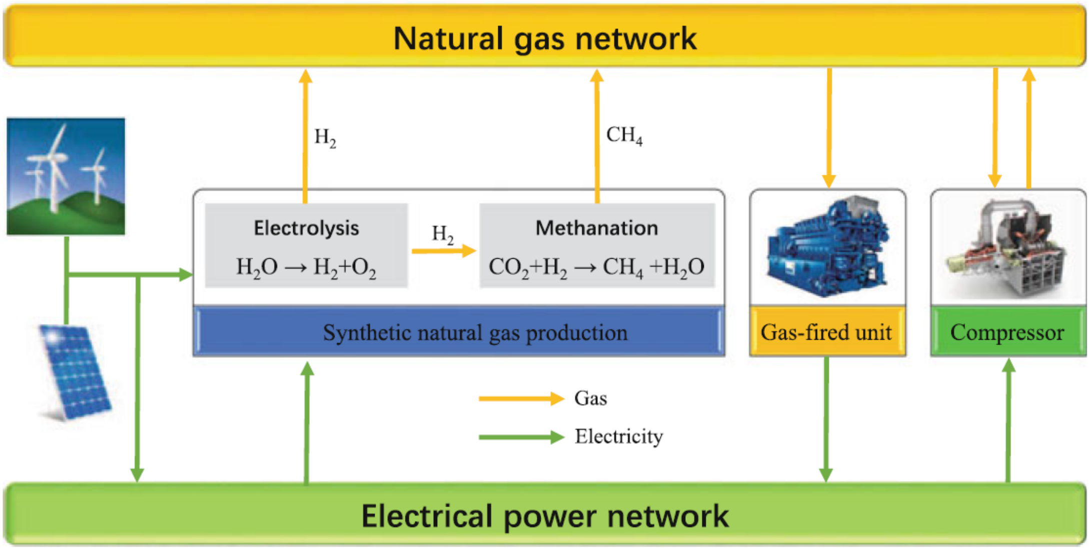


Σχήμα 12: Εγκατάσταση μονάδας φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου [73].

Δεδομένων των μεγάλων αποθεμάτων φυσικού αερίου σε σχιστόλιθους, στρώματα άνθρακα, ακόμη και κλαθριτικούς σχηματισμούς μεθανίου (clathrate methane) [74], παρατηρείται μια αναμενόμενη αύξηση της παραγωγής φυσικού αερίου, η οποία συνοδεύεται από πτώση της τιμής του [75], που αναμένεται να σταθεροποιήσει την τιμή της παγκόσμιας αγοράς φυσικού αερίου σε ένα νέο σημείο ισορροπίας. Εν τω μεταξύ, οι τεχνολογικές εξελίξεις που αφορούν στις μονάδες που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το φυσικό αέριο αναμένεται να ενισχύσουν την αξιοποίησή τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με αναλύσεις το φυσικό αέριο ενδέχεται να γίνει άμεσα η μεγαλύτερη πηγή παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των ΗΠΑ [76].

2.3 Στοιχεία συνεργαζόμενων δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού

Η αυξανόμενη χρήση του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας επέκτεινε την αλληλεξάρτηση μεταξύ των δύο θεμελιωδών ενεργειακών τομέων [71, 77, 78]. Η κατανόηση των αλληλεπιδράσεων στην αλυσίδα εφοδιασμού φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας είναι καθοριστικής σημασίας τόσο για τις ρυθμιστικές αρχές ενέργειας, τους σχεδιαστές των συστημάτων, τους διαχειριστές των δικτύων όσο και για συναφή ενδιαφερόμενα μέρη που φέρουν ευθύνη για τη συνολική ενεργειακή πολιτική και ασφάλεια του συστήματος. Το Σχήμα 2.3 δείχνει τις υποδομές φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με μονάδες φυσικού αερίου, συμπιεστές και εγκαταστάσεις διασύνδεσης με κατεύθυνση από το δίκτυο ισχύος προς το δίκτυο φυσικού αερίου (Power to Gas-PtG). Η αμφίδρομη μετατροπή και ροή ενέργειας δίνει τη δυνατότητα της διασύνδεσης και της συνεργασίας των δύο δικτύων.

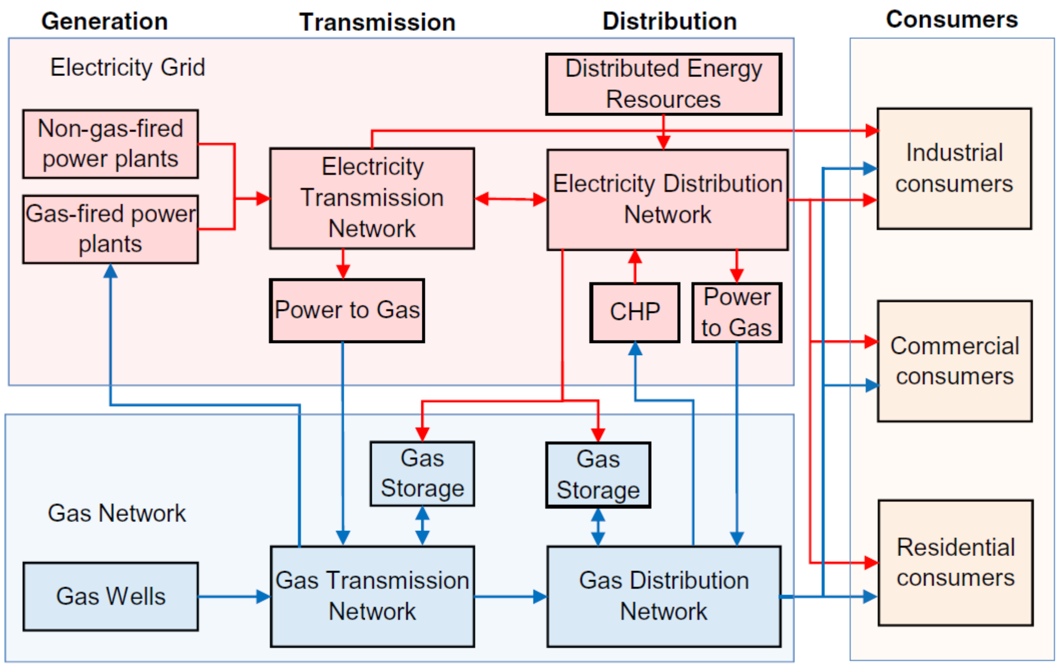


Σχήμα 13: Συνεργαζόμενα δίκτυα ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου[1].

Στην κατεύθυνση από το δίκτυο φυσικού αερίου προς το δίκτυο ισχύος, η μετατροπή ενέργειας πραγματοποιείται σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που καταναλώνουν φυσικό αέριο, κατέχοντας κρίσιμο ρόλο στα συνεργαζόμενα δίκτυα. Από την πλευρά του συστήματος ισχύος, ο διαχειριστής καθορίζει τις ενεργές μονάδες του δικτύου και το βέλτιστο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής, με σκοπό να επιτύχει το ελάχιστο κόστος ενέργειας στην ημερήσια αγορά και πραγματοποιεί παράδοση ισχύος σε πραγματικό χρόνο στην στιγμιαία αγορά. Η τιμή του φυσικού αερίου επηρεάζει άμεσα τη δέσμευση των μονάδων, τα λειτουργικά κόστη και την τελική αξιοποίηση των μονάδων φυσικού αερίου. Από την πλευρά του δικτύου φυσικού αερίου, οι τοπικές εταιρείες διανομής φυσικού αερίου συνήθως συνάπτουν μακροπρόθεσμες εταιρικές συμβάσεις χωρίς σημαντικές διακυμάνσεις εντός της ημέρας [79]. Ωστόσο, οι μονάδες φυσικού αερίου που συμμετέχουν στην αγορά ενέργειας προμηθεύονται αέριο βάσει βραχυπρόθεσμων και διακοπτόμενων συμβάσεων. Τα χρονικά μεταβαλλόμενα ποσοστά κατανάλωσης φυσικού αερίου αυτών των εγκαταστάσεων προκαλούν διακυμάνσεις πίεσης στους αγωγούς μεταφοράς αερίου, κάτι που ενδέχεται να έχει αρνητικές επιπτώσεις στην ασφάλεια και την αξιοπιστία της παροχής αερίου [80]. Οι διακυμάνσεις της πίεσης και η απώλεια παροχής αερίου μπορεί επίσης να προκαλέσουν διακοπές λειτουργίας πολλαπλών μονάδων φυσικού αερίου και απόρριψη φορτίου, διακυβεύοντας την ασφάλεια του συστήματος ισχύος. Αν και οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου μπορούν να παρέχουν εφεδρικούς πόρους σε ορισμένες περιπτώσεις, το χρονοδιάγραμμα παραγωγής και οι αποφάσεις της αγοράς θα επηρεαστούν δραματικά από τη διαθεσιμότητα φυσικού αερίου. Δεδομένου του ταχέως αυξανόμενου αριθμού μονάδων που λειτουργούν με αέριο, ο αντίκτυπος της ασφάλειας του δικτύου φυσικού αερίου στη λειτουργία του συστήματος ισχύος δεν μπορεί πλέον να παραμεληθεί [77], και δημιουργεί προκλήσεις που απαιτούν εύρεση κινήτρων για διασυστημικό συντονισμό.

Στην κατεύθυνση από το δίκτυο ισχύος προς το δίκτυο φυσικού αερίου, η τεχνολογία PtG επιτρέπει τη μετατροπή του πλεονάσματος ηλεκτρικής ενέργειας σε υδρογόνο μέσω ηλεκτρόλυσης του νερού. Ένα κλάσμα υδρογόνου μπορεί να εγχυθεί πίσω στο δίκτυο αερίου [81] ή να αξιοποιηθεί σε οχήματα κυψελών καυσίμου, ενώ η υπόλοιπη ποσότητα υποβάλλεται σε περαιτέρω επεξεργασία με μεθανοποίηση με κατάλληλη πηγή άνθρακα, για παράδειγμα διοξείδιο του άνθρακα, για την παραγωγή συνθετικού φυσικού αερίου. Η τεχνολογία και τα οικονομικά της μεθόδου PtG εξετάζονται διεξοδικά στο [82]. Η ευκολία αποθήκευσης πόρων φυσικού αερίου σε δεξαμενές ή αγωγούς (η τελευταία μέθοδος ονομάζεται λειτουργία αποθήκευσης γραμμής - linepack effect) σε συνδυασμό με συσκευές PtG αποτελούν ευέλικτα μέτρα που συντελούν στο μετριασμό της ανισορροπίας προσφοράς - ζήτησης του συστήματος ισχύος σε πραγματικό χρόνο [83].

Όταν το αέριο κινείται μέσω ενός αγωγού, η πίεση του μειώνεται λόγω τριβών. Ως εκ τούτου, είναι απαραίτητη η εγκατάσταση συμπιεστών κατά μήκος των σωλήνων μετάδοσης (συνήθως κάθε 80-160 χιλιόμετρα) για την ανύψωση της πίεσης του αερίου και τη διατήρηση σταθερών ροών αερίου. Οι συμπιεστές μπορούν να τροφοδοτούνται είτε από φυσικό αέριο είτε από ηλεκτρισμό. Η βέλτιστη τοποθέτηση και λειτουργία των συμπιεστών σε συστήματα μεταφοράς αερίου θα μπορούσε να οδηγήσει σε σημαντική εξοικονόμηση κόστους και βελτίωση του ανταγωνισμού στην αγορά [77]. Δεδομένης της ανάπτυξης του όγκου και της χωρητικότητας των μονάδων PtG και των συμπιεστών, η αλληλεπίδραση μεταξύ του συστήματος φυσικού αερίου και του συστήματος ισχύος στο επίπεδο μεταφοράς αλλά και της διανομής αναμένεται να επεκταθεί και να συγκεντρώσει μεγαλύτερο ενδιαφέρον, ενώ η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας θα μπορούσε να επηρεαστεί από το σχεδιασμό και τη λειτουργία των σταθμών PtG και των συμπιεστών. Εν τω μεταξύ, ο διαχειριστής του δικτύου φυσικού αερίου οφείλει να λάβει υπόψη την επίδραση που ασκεί η λειτουργία αυτών τον μονάδων όταν διαπραγματεύεται στην ενεργειακή αγορά [1].



Σχήμα 14: Ολοκληρωμένο σύστημα αλληλεπίδρασης δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου[84].

Από χωρική άποψη, μπορεί να πραγματοποιηθεί αλληλεπίδραση του δικτύου φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας σε επίπεδο μεταφοράς και διανομής. Στο επίπεδο της μεταφοράς, τα εξαρτήματα ζεύξης των δύο συστημάτων περιλαμβάνουν μεγάλες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες φυσικού αερίου και εγκαταστάσεις PtG. Στο επίπεδο της διανομής, τα δύο συστήματα συνδέονται συνήθως στην πλευρά της ζήτησης μέσω ενεργειακών κόμβων. Από χρονική άποψη, τα παροδικά δυναμικά φαινόμενα στο σύστημα ισχύος είναι πολύ πιο γρήγορα από αυτά που λαμβάνουν χώρα στο σύστημα φυσικού αερίου, έτσι το μοντέλο ροής ηλεκτρικής ισχύος σε σταθερή κατάσταση είναι επαρκές για την ανάλυση της αλληλεξάρτησης των δύο συστημάτων. Η δυναμική της ροής του φυσικού αερίου περιγράφεται από μερικές διαφορικές εξισώσεις, οι οποίες μπορούν να προσεγγιστούν με διαφορετικά μέσα, όπως θα αναλυθεί και σε επόμενο κεφάλαιο[1].

2.3.1 Στρατηγικές βέλτιστης συνεργασίας

Καθώς η αλληλεξάρτηση του ηλεκτρικού δικτύου και του δικτύου φυσικού αερίου επεκτείνεται, ενδέχεται να μην είναι πρακτικά λογικό ή φυσικά εφικτό να μοντελοποιούνται και να βελτιστοποιούνται τα δύο ενεργειακά συστήματα ξεχωριστά. Τέσσερις τύποι συντονισμού - στρατηγικές έχουν εισαχθεί από την επιστημονική κοινότητα, για την αντιμετώπιση των προβλημάτων που ανακύπτουν από την αλληλεξάρτηση μεταξύ του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας και του δίκτυο φυσικού αερίου.

1) *Ενσωμάτωση των περιορισμών του δικτύου φυσικού αερίου στα μοντέλα βελτιστοποίησης του συστήματος ισχύος* (δέσμευση μονάδων με βάση περιορισμούς ασφαλείας). Έχει διαγνωστεί ότι οι δυνατότητες μεταφοράς του δικτύου φυσικού αερίου ενδέχεται να είναι περιορισμένες ως προς την παράδοση καυσίμου σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής λόγω της υψηλότερης προτεραιότητας που λαμβάνει από τον διαχειριστή του δικτύου η κάλυψη των οικιακών φορτίων, ειδικά όταν τα ηλεκτρικά και τα θερμικά φορτία κορυφώνονται ταυτόχρονα. Σε αυτήν την περίπτωση, η ισορροπία προσφοράς-ζήτησης στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας ενδέχεται να διαταραχθεί και πρέπει να τεθούν σε λειτουργία εφεδρικές μονάδες με σκοπό την ανάληψη του απορριπτόμενου φορτίου, ώστε να διατηρηθεί η ασφάλεια και η οικονομική βιωσιμότητα του συστήματος. Κατ' επέκταση, ο διαχειριστής του συστήματος ισχύος λαμβάνει υπόψη περιορισμούς μεταφοράς και διαθεσιμότητας του φυσικού αερίου κατά την επιλογή των μονάδων προς δέσμευση για ηλεκτροπαραγωγή [85]. Η αβεβαιότητα ως προς την παροχή φυσικού αερίου και οι διακυμάνσεις της τιμής του διερευνώνται ως παράμετροι στη μελέτη της επίδρασης της έλλειψης εφοδιασμού φυσικού αερίου στον βέλτιστο προγραμματισμό του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας [86].
2) *Ενσωμάτωση των δυναμικών καταναλώσεων φυσικού αερίου από το ηλεκτρικό σύστημα ισχύος στα μοντέλα βελτιστοποίησης του συστήματος φυσικού αερίου.* Μελέτες συστημάτων φυσικού αερίου έχουν διερευνήσει τις επιπτώσεις της ταχείας αύξησης της καύσης φυσικού αερίου από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής στα επίπεδα πίεσης και την ασφάλεια του δικτύου φυσικού αερίου. Συγκεκριμένα, οι χρονικές διακυμάνσεις κατανάλωσης αερίου από τις μονάδες προσομοιώνονται κατά τη βελτιστοποίηση του συστήματος με σκοπό να μοντελοποιηθεί η παράλληλη λειτουργία ενός εκτεταμένου συνόλου από ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες καύσης φυσικού αερίου [87, 88, 89] εξασφαλίζοντας ταυτόχρονα την ασφάλεια και την αποδοτικότητα στη λειτουργία του δικτύου μεταφοράς του καυσίμου.
3) *Διαδοχική βελτιστοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου και του δίκτυο φυσικού αερίου* [90, 91]. Οι Qadrdan et al. [91] εκπόνησαν μελέτη που βελτιστοποιεί τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου της Μεγάλης Βρετανίας διαδοχικά, η οποία συνοψίζεται ως εξής: (i) Το μοντέλο του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας επιλύεται πρώτο και προσδιορίζεται το βέλτιστο χρονοδιάγραμμα παραγωγής και οι αντίστοιχες καταναλώσεις καυσίμου των δεσμευμένων παραγωγικών μονάδων, συμπεριλαμβανομένων μονάδων φυσικού αερίου, χωρίς να εμπλέκεται ακόμα το σύστημα φυσικού αερίου· (ii) το μοντέλο του δικτύου φυσικού αερίου επιλύεται θεωρώντας σταθερές απαιτήσεις από τις αντίστοιχες ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες,

σύμφωνα με τα αποτελέσματα της επίλυσης του ηλεκτρικού δικτύου στο (i)· και (iii) εάν υπάρχει απόρριψη φορτίου αερίου στο στάδιο (ii), αναζητείται μια ευρετική επαναληπτική μέθοδος για τη μείωση της κατανάλωσης φυσικού αερίου από τις μονάδες αυτές, προκειμένου να μετριαστούν οι αθροιστικές απαιτήσεις σε φυσικό αέριο. Ωστόσο, είναι αξιοσημείωτο ότι αυτή η διαδοχική επίλυση δεν μπορεί να εγγυηθεί την εύρεση καθολικής βέλτιστης λύσης του συστήματος των δύο αλληλεπιδρώντων δικτύων.

4) *Ολοκληρωμένη συν-βελτιστοποίηση των συνεργαζόμενων δικτύων.* Σε αντίθεση με την προσέγγιση της διαδοχικής βελτιστοποίησης, το ολοκληρωμένο μοντέλο θεωρεί το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και το δίκτυο φυσικού αερίου ως ενιαίο σύστημα για την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους που σχετίζεται με την αλληλοεξαρτώμενη λειτουργία τους [92]. Λαμβάνοντας υπόψη τους περιορισμούς πολιτικής που προκύπτουν από το γεγονός ότι το ηλεκτρικό δίκτυο και το δίκτυο φυσικού αερίου ανήκουν σε διαφορετικούς διαχειριστές και η ανταλλαγή πληροφοριών είναι περιορισμένη, οι ερευνητές στρέφονται σε αποκεντρωμένους αλγόριθμους για την εξαγωγή αποδεκτών αθροιστικών λύσεων του σύνθετου συστήματος διατηρώντας παράλληλα την ανεξαρτησία των αποφάσεων και το απόρρητο των πληροφοριών των δύο συστημάτων [93, 94].

2.3.2 Οφέλη των τεχνολογιών PtG και line-pack

Οι τεχνολογίες των PtG και line-pack μπορούν να οδηγήσουν σε σημαντικά οφέλη στον συνολικό βραχυπρόθεσμο προγραμματισμό του συστήματος των αλληλεπιδρώντων δικτύων. Το πλεονέκτημα της εισαγωγή μονάδων μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε φυσικό αέριο (PtG) στο σύνθετο σύστημα είναι ότι μπορεί να συμβάλλει στη μείωση της απορριπτόμενης ενέργειας των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που προκύπτει από τα επιτρεπόμενα όρια διείσδυσης και στην ανακουφιση συμφορήσεων που ενδέχεται να λάβουν χώρα κατά τη μετάδοση της ηλεκτρικής ενέργειας, μετατρέποντας την πλεονάζουσα ηλεκτροπαραγωγή σε φυσικό αέριο [95,96]. Το παραγόμενο αέριο μπορεί να αξιοποιηθεί ως πρόσθετο απόθεμα για την ανακούφιση της ζήτησης φυσικού αερίου κατά τη διάρκεια περιόδων αιχμής των φορτίων του [97].

Το μοντέλο αποθήκευσης φυσικού αερίου εντός των αγωγών του δικτύου μεταφοράς και διανομής του (line-pack), διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στη διατήρηση των ελάχιστων πιέσεων λειτουργίας, συντελώντας στη διασφάλιση χαρακτηριστικών ροής αερίου, και στη διαχείριση των διακυμάνσεων της ζήτηση φυσικού αερίου που ενδέχεται να μην εξισορροπείται στιγμιαία από την παραγωγή των πηγών φυσικού αερίου [98]. Συγκεκριμένα, οι δυνατότητες του line-packing παρέχουν λειτουργική ευελιξία και αξιοπιστία στο σύστημα φυσικού αερίου, συντελώντας στην αποτελεσματική απόκριση στην ζήτηση που αφορά στην έγκαιρη και ποιοτική τροφοδοσία θερμικών φορτίων και ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων. Ακόμα το line-pack μπορεί να είναι αποτελεσματική λειτουργία για την υποστήριξη φορτίων αερίου σε περιπτώσεις που παρουσιάζονται έκτακτες ανάγκες στο δίκτυο[99].

2.3.3 Ολοκληρωμένο μοντέλο ενεργειακής αγοράς

Η ενεργειακή βιομηχανία συνεχίζει να εξελίσσεται, καθοδηγούμενη από πληθώρα παραγόντων, που πρόκειται να διαμορφώσουν τη μελλοντική διαχείριση και λειτουργία του ενεργειακού συστήματος, όπως και τις ενεργειακές και οικονομικές συναλλαγές. Η αναδιάρθρωση της βιομηχανίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ξεκίνησε τη δεκαετία του 1990 ώστε να δημιουργηθούν ανταγωνιστικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας για χονδρική εμπορία ενέργειας [100]. Σήμερα επιτρέπει στους νέους «παίκτες»-επενδυτές να συμμετάσχουν στην αγορά έχοντας πρόσβαση χωρίς διακρίσεις στις υποδομές. Επιπλέον, ο ανεξάρτητος διαχειριστής του συστήματος (Independent System Operator - ISO) έχει την ευθύνη της διασφάλισης της ενεργειακής ισορροπίας σε πραγματικό χρόνο, διατηρώντας την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος. Ο μηχανισμός τοπικής οριακής τιμολόγησης (Locational marginal pricing - LMP) χρησιμοποιείται ευρέως για τη χονδρική τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να ενσωματώνει την αξία της ηλεκτρικής ενέργειας σε διαφορετικές χρονικές στιγμές/τοποθεσίες, και να αντικατοπτρίζει μοτίβα φορτίων, παραγωγών και τεχνικών περιορισμών που αφορούν στο δίκτυο μετάδοσης. Τα κύρια εμπορεύματα που διακινούνται στις ηλεκτρικές αγορές είναι η ενέργεια, οι υπηρεσίες μεταφοράς ενέργειας και οι υπηρεσίες υποστήριξης [84].

Η δομή της βιομηχανίας φυσικού αερίου έχει αλλάξει δραματικά από τη δεκαετία του 1980, αξιοποιώντας διακρατικούς αγωγούς μεταφοράς και συνθέτοντας μία πλήρως ανταγωνιστική χονδρική αγορά [101]. Η τιμή του φυσικού αερίου εξαρτάται από τις διακυμάνσεις της προσφοράς και της ζήτησης, οι οποίες προάγουν την ανάπτυξη εμπορικών κέντρων και κόμβων. Οι κόμβοι συνήθως λειτουργούν από πολλαπλές διακρατικές εταιρείες αγωγών και επιτρέπουν στους συμμετέχοντες στην αγορά να αποκτήσουν φυσικό αέριο από πολλές ανεξάρτητες πηγές μέσω του δικτύου φυσικού αερίου. Επιπλέον, η απελευθέρωση της βιομηχανίας έχει διευκολύνει τις φυσικές και χρηματοοικονομικές αγορές φυσικού αερίου με πλήθος διαπραγματευτικών επιλογών για παραγωγούς, εμπόρους και εταιρείες διανομής επιτρέποντας πιο αποτελεσματική διαχείριση του κόστους και του κινδύνου.

Τελευταία, ο αυξανόμενος ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έχει στοιχειοθετήσει σημαντικά επιχειρήματα υπέρ του συντονισμού των δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας όσον αφορά το σχεδιασμό, τον προγραμματισμό και την τιμολόγηση της αγοράς ενέργειας. Οι επιδράσεις της λειτουργίας του δικτύου φυσικού αερίου στον προγραμματισμό της ενεργειακής αγοράς βάσει μοντέλου δέσμευσης μονάδων διερευνάται διεξοδικά [102, 103]. Επιπλέον, οι τεχνολογίες παρακολούθησης - απόκρισης στη ζήτηση, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και η ενσωμάτωση ευέλικτων εφεδρικών μονάδων αιχμής, μπορούν να συνδράμουν στην ανακούφιση των αιχμών κατανάλωσης φυσικού αερίου, να μειώσουν το κόστος λειτουργίας του συστήματος και να περιορίσουν τον κίνδυνο έλλειψης φυσικού αερίου.

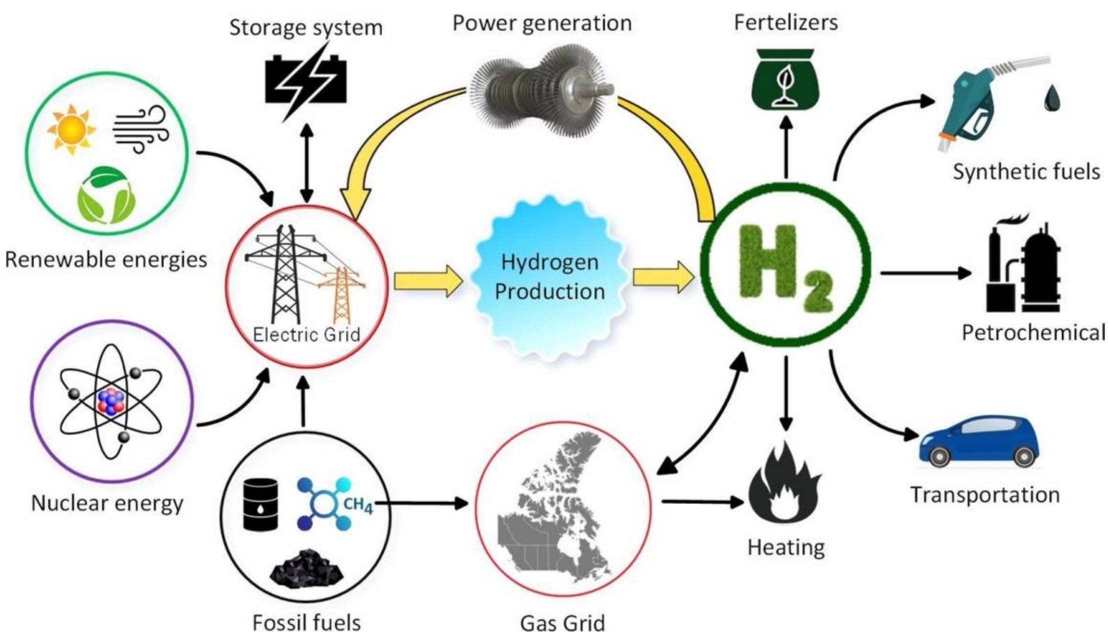
Ακόμα, ως απόρροια της αυξανόμενης εισαγωγής ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα, οι στρατηγικές επιλογές των παραγωγών φυσικού αερίου αναμένεται επίσης να επηρεάζουν τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Έρευνες [104] με βάση υπολογιστικά μοντέλα που στηρίζονται στη θεωρία παιγνίων επιχειρούν να εκτιμήσουν και να αξιολογήσουν την ισχύ των παραγωγών φυσικού αερίου στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, η ισορροπία των συνδεδεμένων αγορών φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας εξετάζονται ως προς την επιρροή που τους ασκείται από τις στρατηγικές προσφοράς που υιοθετούν οι παραγωγοί αερίου [105] με χρήση ειδικού διαγωνιοποιημένου αλγορίθμου.

Επί του παρόντος, οι τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου καθορίζονται ανεξάρτητα μέσω δύο ξεχωριστών αγορών, παρόλη την υπάρχουσα αμφίδρομη επιρροή όπως αναλύθηκε παραπάνω. Ωστόσο, ένα συνδυασμένο σύστημα τιμολόγησης θα μπορούσε να επιτρέψει τις συνέργειες και να συντελέσει στην εξαγωγή πιο ακριβών οικονομικών πληροφοριών που θα αποτελέσουν ουσιαστικά κίνητρα για τον συντονισμένο προγραμματισμό λειτουργίας και την επέκταση του συστήματος αλληλεπίδρασης των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου [84].

2.3.4 Προοπτική αξιοποίησης του δικτύου φυσικού αερίου για μεταφορά υδρογόνου

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, την τελευταία δεκαετία σημειώθηκε σημαντική αύξηση της ευαισθητοποίησης σχετικά με τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, την υπερθέρμανση του πλανήτη και την εξάντληση των ορυκτών καυσίμων. Έτσι, προκύπτει η ανάγκη πλήρους απεξάρτησης από ορυκτούς πόρους και κατ' επέκταση αξιοποίησης ενός νέου φορέα ενέργειας, με υψηλό ενεργειακό περιεχόμενο που θα συμβάλει δραστικά στη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Ένα τέτοιο πιθανό καύσιμο είναι το υδρογόνο, που τελευταία γίνεται όλο και πιο δημοφιλές [106, 107]. Η παραγωγή υδρογόνου αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά, ενώ είναι βέβαιο ότι θα προκύψουν και ανάγκες μεταφοράς του από τις τοποθεσίες παραγωγής στους τελικούς καταναλωτές.

Ένα δίκτυο αγωγών θα ήταν είναι ο οικονομικότερος και ασφαλεστερος τρόπος μεταφοράς υδρογόνου σε μεγάλες αποστάσεις με ελάχιστη απώλεια ενέργειας [108, 109]. Σήμερα ένας από τους βασικούς παράγοντες που αντιτίθενται στην ευρεία ανάπτυξη της ενεργειακής αξιοποίησης του υδρογόνου είναι η έλλειψη των απαραίτητων ενεργειακών υποδομών [110].



Σχήμα 15: Το υδρογόνο ως κεντρικός ενεργειακός πόρος [110].

Ωστόσο, η εμπειρία δείχνει ότι η εφαρμογή μιας νέας τεχνολογίας μεταφοράς δεν απαιτεί ουσιαστικά δραστική αλλαγή, αλλά μπορεί να πραγματοποιηθεί με μικρές τροποποιήσεις σε υπάρχουσες μεθόδους και υποδομές.

Μία προοπτική συνίσταται στην έγχυση υδρογόνου στο υπάρχον δίκτυο φυσικού αερίου, το οποίο επιτρέπει τη γρήγορη και οικονομικά αποδοτική λύση στο ζήτημα της μεταφοράς του υδρογόνου. Ορισμένες επιστημονικές απόψεις [110] υποστηρίζουν ότι η έγχυση υδρογόνου είναι άμεσα εφικτή στο ήδη υπάρχον δίκτυο, ενώ άλλοι [111, 112] εξέτασαν τη δυνατότητα χρήσης του υπάρχοντος δικτύου αγωγών φυσικού αερίου για τη μεταφορά και διανομή τόσο καθαρού υδρογόνου αλλά και ενός μίγματος φυσικού αερίου - υδρογόνου. Η χρήση του δικτύου των αγωγών είναι τεχνικά εφικτή αλλά ενέχει πιθανούς κινδύνους που δεν είναι ακόμα απόλυτα προσδιορισμένοι. Επομένως, η εγγύηση της ασφάλειας στην περιοχή των αγωγών υδρογόνου αποτελεί σοβαρό ζήτημα προς μελέτη, καθώς μία ενδεχόμενη αστοχία κάποιου αγωγού μπορεί να οδηγήσει σε αποτελέσματα κρίσιμης σημασίας για ανθρώπινες ζωές και κοντινές υποδομές [113, 114]. Αρκετά ερευνητικά προγράμματα, όπως το NATURALHY και το HYSAFE, έχουν καταπιαστεί με θέματα ασφάλειας που σχετίζονται με τη μεταφορά του υδρογόνου [106].

Είναι ευρέως αποδεκτό ότι ένα ολιστικό ενεργειακό μοντέλο ενός ολοκληρωμένου συστήματος αειφόρου και βιώσιμης ανάπτυξης οφείλει να είναι πλήρως απεξαρτημένο από την κατανάλωση ορυκτών πόρων και να αποβλέπει στην περιοχή των μηδενικών εκπομπών ρύπων, πράγμα που σημαίνει ότι η χρήση καυσίμων όπως το φυσικό αέριο αναμένεται να ξεπεραστεί. Ωστόσο, η ενδελεχής μελέτη, η ανάλυση και ο σχεδιασμός ενός αξιόπιστου δικτύου μεταφοράς και διανομής φυσικού αερίου που να δύναται να αλληλεπιδρά με το δίκτυο ισχύος, είναι απαραίτητη, καθώς μία τέτοια ενεργειακή υποδομή μπορεί έχει δυνατότητες εναλλακτικής αξιοποίησης, εφόσον πραγματοποιηθούν οι απαραίτητες παρεμβάσεις, προσφέροντας πολλαπλά οφέλη. Χαρακτηριστικό παράδειγμα όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, αποτελεί η αξιοποίηση της υποδομής αυτής για τη μεταφορά του υδρογόνου, που αναμένεται να αποτελέσει θεμελιώδη ενεργειακό πόρο τα επόμενα χρόνια. Σε αυτή την περίπτωση, ένα «έξυπνο» δίκτυο μεταφοράς με δυνατότητα πολλαπλών διασυνδέσεων και συνεργασίας με όσο το δυνατόν περισσότερες ενεργειακές υποδομές, θα είναι πολύτιμο αντιμετωπίζοντας σύνθετες προκλήσεις.

Κεφάλαιο 3. Μεθοδολογία

Στο παρόν κεφάλαιο αναπτύσσεται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε κατά την ανάλυση και μαθηματική μοντελοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου και του δικτύου φυσικού αερίου, κατά την πραγματοποίηση της βελτιστοποίησης του συστήματος των δύο συνεργαζόμενων δικτύων και κατά την υλοποίηση των παραπάνω σε προγραμματιστικό περιβάλλον μέσω του λογισμικού MatLab.

3.1 Μοντέλο ροής ισχύος

3.1.1 Παράσταση γραμμών μεταφοράς

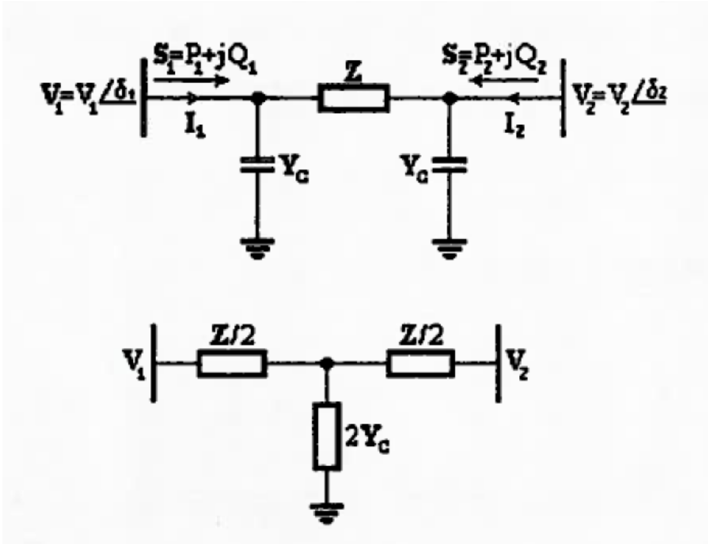
Μια γραμμή μεταφοράς που μεταφέρει ηλεκτρική ενέργεια παρουσιάζει απώλειες θερμότητας που οφείλονται στην ωμική αντίσταση των αγωγών της γραμμής. Επειδή κάθε αγωγός της γραμμής που διαρρέεται από ρεύμα δημιουργεί γύρω του μαγνητικό πεδίο, η γραμμή παρουσιάζει επαγωγική αντίδραση. Τέλος λόγω της διαφοράς δυναμικού, τόσο μεταξύ των αγωγών της γραμμής όσο και μεταξύ των αγωγών και της γης, η γραμμή παρουσιάζει χωρητική αντίδραση [115].

Τις γραμμές ανάλογα με το μήκος τους τις διακρίνουμε σε γραμμές “μικρού μήκους” και γραμμές “μεγάλου μήκους”. Συνήθως οι γραμμές μεγάλου μήκους έχουν μήκος πάνω από 150 km. Όταν εξετάζουμε μια γραμμή μεγάλου μήκους πρέπει να έχουμε υπόψη ότι συνήθως θεωρούμε τις παραμέτρους (αντίσταση, επαγωγή και “κατανεμημένες” ομοιόμορφα σ' ολόκληρο το μήκος της γραμμής, σε αντίθεση με τις γραμμές μικρού μήκους στις οποίες θεωρούμε τις παραμέτρους “συγκεντρωμένες” [115, 116].

Συνήθως κατά τη μελέτη των ηλεκτρικών συστημάτων στην μόνιμη και μεταβατική κατάσταση ενδιαφερόμαστε για τις τερματικές τάσεις και τα τερματικά ρεύματα στις γραμμές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Η κατανομή της τάσης και του ρεύματος κατά μήκος της γραμμής δεν μας ενδιαφέρει, παρά μόνο στις περιπτώσεις υπολογισμού υπερτάσεων και για τον καθορισμό της μόνωσης των γραμμών. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιούμε απλά μοντέλα γραμμών μεταφοράς, που παριστάνουν με ικανοποιητική ακρίβεια την επίδραση των γραμμών μεταφοράς στην λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων. Η πιο διαδεδομένη παράσταση είναι το ισοδύναμο Π ή Τ, Σχήμα 3.1, όπου χρησιμοποιούμε συγκεντρωμένες παραμέτρους. Αν η επαγωγή L και η χωρητικότητα C της γραμμής αντικατασταθούν με τις ισοδύναμες αντιδράσεις τους X και Xc αντίστοιχα, τότε η εν σειρά σύνθετη αντίσταση Z και η εγκάρσια αγωγιμότητα Yc του Π ή Τ ισοδύναμου κυκλώματος δίδονται από τις σχέσεις:

$$\boldsymbol{Z} = Z\angle\psi = R + jX$$

$$\boldsymbol{Y_c} = \frac{j}{X_c},\ X_c = \frac{1}{\omega\frac{C}{2}},\ \boldsymbol{Z_c} = \frac{1}{j\omega\frac{C}{2}} = jX_c$$



Σχήμα 3.16: Ισοδύναμο Π ή Τ για την παράσταση γραμμών μεταφοράς [115].

Για ειδικές εφαρμογές όπου απαιτείται λεπτομερέστερη παράσταση των γραμμών μεταφοράς χρησιμοποιούνται περισσότερα Π ισοδύναμα συνδεδεμένα σε σειρά.

Οι σχετικέ τιμές των R, X και Xc εξαρτώνται από τον τύπο της γραμμής. Στις μικρού μήκους χαμηλής τάσης γραμμές κυριαρχεί η ωμική αντίσταση R ενώ οι αντιδράσεις X και Xc μπορούν να αμεληθούν οι γραμμές μεσαίου μήκους (μέχρι 150 km) και μέσης τάσης (μέχρι 100 kV) έχουν πολύ μικρή ωμική αντίσταση και χωρητική αντίδραση και μπορούν να παρασταθούν μόνο με την επαγωγική αντίδραση X. Οι μεγάλου μήκους και υψηλής τάσης γραμμές, τέλος, χαρακτηρίζονται από υψηλές τιμές των X και Xc ενώ η ωμική αντίσταση R είναι σχετικά μικρή και μπορεί να αμεληθεί.

3.1.2 Ροή ισχύος σε γραμμές μεταφοράς

Από το Σχήμα 3.1και με χρησιμοποίηση του ανά μονάδα (pu) συστήματος τιμών (που χρησιμοποιείται σ’ όλες τις εξισώσεις) έχουμε:

$$\boldsymbol{I_1} = \boldsymbol{V_1 Y_c} + \frac{\boldsymbol{V_1}-\boldsymbol{V_2}}{\boldsymbol{Z}} = V_1\angle\delta_1 * \frac{j}{X_c} + \frac{V_1\angle\delta_1 - V_2\angle\delta_2}{Z\angle\psi} = \frac{V_1}{X_c}\angle\frac{\pi}{2} + \delta_1 + \frac{V_1}{Z}\angle\delta_1 - \psi - \frac{V_2}{Z}\angle\delta_2 - \psi$$

$$\boldsymbol{S_1} = \boldsymbol{V_1 I_1^*} = \frac{V_1^2}{X_c}\angle - \frac{\pi}{2} + \frac{V_1^2}{Z}\angle\psi - \frac{V_1V_2}{Z}\angle\psi + (\delta_1 - \delta_2)$$

και με διαχωρισμό του πραγματικού και φανταστικού μέρους έχουμε:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{Z}\cos\psi - \frac{V_1V_2}{Z}\cos(\psi + \delta)$$

$$Q_1 = -\frac{V_1^2}{X_c} + \frac{V_1^2}{Z}\sin\psi - \frac{V_1V_2}{Z}\sin(\psi + \delta) \qquad (3.1)$$

όπου: δ=δ1−δ2

Με όμοιο τρόπο παίρνουμε:

$$P_2 = \frac{V_2^2}{Z}\cos\psi - \frac{V_1 V_2}{Z}\cos(\psi - \delta)$$

$$Q_2 = -\frac{V_2^2}{X_c} + \frac{V_2^2}{Z}\sin\psi - \frac{V_1 V_2}{Z}\sin(\psi - \delta) \quad (3.2)$$

Γενικά οι τάσεις των ζυγών $\boldsymbol{V_i}$, i=1, 2,3 …, n υπολογίζονται με την μελέτη ροής φορτίου του ηλεκτρικού συστήματος. Στην ειδική περίπτωση που στο τέλος της γραμμής συνδέεται φορτίο $\boldsymbol{Z_L}=Z_L\angle\varphi$, η τερματική τάση της γραμμής γράφεται:

$$\boldsymbol{V_2} = \boldsymbol{Z_L}(-\boldsymbol{I_2}) = \frac{V_1 X_c Z_L\angle(\delta_1+\varphi-\frac{\pi}{2})}{X_c Z\angle\left(\psi-\frac{\pi}{2}\right)+Z_L Z\angle(\varphi+\psi)+X_c Z_L\angle(\varphi-\frac{\pi}{2})} \quad (3.3)$$

Γενικά για τις γραμμές μεταφοράς έχουμε X >> R οπότε:

$$Z \cong jX = X\angle\frac{\pi}{2}$$

(Γραμμές χωρίς απώλειες)

και από τις εξισώσεις (3.1), (3.2) και (3.3) παίρνουμε:

$$P_1 = -P_2 = \frac{V_1 V_2}{X}\sin\delta \quad (3.4)$$

$$Q_1 = -\frac{V_1^2}{X_C} + \frac{V_1^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X}\cos\delta \quad (3.5)$$

$$Q_2 = -\frac{V_2^2}{X_C} + \frac{V_2^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X}\cos\delta \quad (3.6)$$

$$V_2 = \frac{V_1 X_c Z_L\angle(\delta_1+\varphi-\frac{\pi}{2})}{X_c X+Z_L X\angle\left(\varphi+\frac{\pi}{2}\right)+X_c Z_L\angle(\varphi-\frac{\pi}{2})} \quad (3.7)$$

Για τις γραμμές μικρού μήκους, όπου είναι δυνατόν να αμελήσουμε την εγκάρσια αγωγιμότητα των γραμμών, δηλ. $\boldsymbol{Yc}$=0 ή $\boldsymbol{Xc}$=∝**,** οι εξισώσεις (3.4), (3.5), (3.6) και (3.7) γράφονται:

$$P_1 = -P_2 = \frac{V_1 V_2}{X}\sin\delta \quad (3.8)$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X}\cos\delta \quad (3.9)$$

$$Q_2 = \frac{V_2^2}{X} - \frac{V_1 V_2}{X}\cos\delta \quad (3.10)$$

$$V_2 = \frac{V_1 Z_L\angle(\delta_1+\varphi)}{X\angle\frac{\pi}{2}+Z_L\angle\varphi} \quad (3.11)$$

Τα ηλεκτρικά συστήματα επιδιώκουμε να εργάζονται με τάσεις ζυγών περίπου 1 pu και μια απόκλιση από την τιμή αυτή ανάλογα με την τάση μεταφοράς ±5% (για τάσεις 400 kV και πάνω) και ±10% (για τάσεις 150-250 kV) είναι αποδεκτή.

Σε κανονικές λοιπόν συνθήκες λειτουργίας $V_1 \cong V_2 \cong 1\ pu$ και από την εξίσωση (2.8) προκύπτει ότι η μεταφερόμενη πραγματική ισχύς είναι συνάρτηση:

a) της επαγωγικής αντίδρασης της γραμμής
b) της "γωνία ισχύος" δ της γραμμής, που είναι η φασική γωνία μεταξύ των τάσεων V_1 και V_2.

Για μια συγκεκριμένη γραμμή μεταφοράς η επαγωγική αντίδραση είναι σταθερή και η μέγιστη ισχύς που μπορεί να μεταφερθεί από τη γραμμή είναι:

$$P_{max} = \frac{V_1 V_2}{X} \quad (3.12)$$

Η μέγιστη αυτή ισχύς διπλασιάζεται αν συνδέσουμε παράλληλα δύο ίδιες γραμμές, επειδή η επαγωγική αντίδραση γίνεται X/2. Η μέγιστη ισχύς υποδιπλασιάζεται αν συνδέσουμε σε σειρά δύο ίδιες γραμμές, επειδή η επαγωγική αντίδραση γίνεται 2X. Σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας η "γωνία ισχύος" δ των γραμμών μεταφοράς δεν πρέπει να ξεπερνά τις 40° (sin40°=0.643), δηλαδή η μεταφερόμενη ισχύς δεν πρέπει να ξεπερνά το 65% της μέγιστης ισχύος που μπορεί να μεταφέρει η γραμμή. Αυτό γίνεται για να είναι δυνατή η αύξηση της μεταφερόμενης ισχύος σε μεταβατικές συνθήκες ταλάντωσης του ηλεκτρικού συστήματος, ώστε να είναι δυνατή η διατήρηση της ευσταθούς λειτουργίας του και η αποφυγή αποσυγχρονισμού των σύγχρονων ηλεκτρικών μηχανών (παραγωγής ή φορτίου).

3.1.3 Ρύθμιση τάσης γραμμών μεταφοράς

Τα προηγούμενα συμπεράσματα ισχύουν για κανονική λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων σε τάσεις ζυγών ≅ 1 pu. Σε περίπτωση απευθείας σύνδεσης φορτίων στο τέρμα μιας γραμμής (όπως στις εργαστηριακές ασκήσεις που θα διεξαχθούν) έχουμε μεγάλες διακυμάνσεις της τάσης φορτίου. Ορίζουμε "ρύθμιση" (regulation) της τάσης στη γραμμή μεταφοράς την ποσότητα:

$$\text{regulation \%} = \frac{V_1 - V_2}{V_1} 100 \quad (3.13)$$

Αν θεωρήσουμε ότι η τάση τροφοδοσίας $V1$ είναι σταθερή (σ' αυτή την περίπτωση λέμε ότι ο ζυγός 1 είναι "ισχυρός" ή "άπειρος") και στη γραμμή μεταφοράς έχουμε μικρές τιμές για τη "ρύθμιση" τότε και ο ζυγός 2 είναι "ισχυρός", ενώ για μεγάλες τιμές της "ρύθμισης" ο ζυγός 2 είναι "ασθενής". Ο ζυγός 2 συμπεριφέρεται σαν "ισχυρός" ή "ασθενής" ανάλογα με το μέγεθος και το είδος του φορτίου που συνδέουμε.

Ένα ωμικό ή επαγωγικό φορτίο στο τέλος της γραμμής μεταφοράς προκαλεί σημαντική πτώση στην τάση άφιξης της γραμμής. Ένας τρόπος για να κρατηθεί η τάση άφιξης κατά το δυνατόν σταθερή είναι να συνδεθούν πυκνωτές στο τέλος της γραμμής, οι οποίοι προκαλούν σημαντική ύψωση τάσης.

Για φορτία επαγωγικά, οι πυκνωτές θα πρέπει να παρέχουν άεργο ισχύ ίση μ' αυτήν που καταναλώνεται από το επαγωγικό φορτίο.

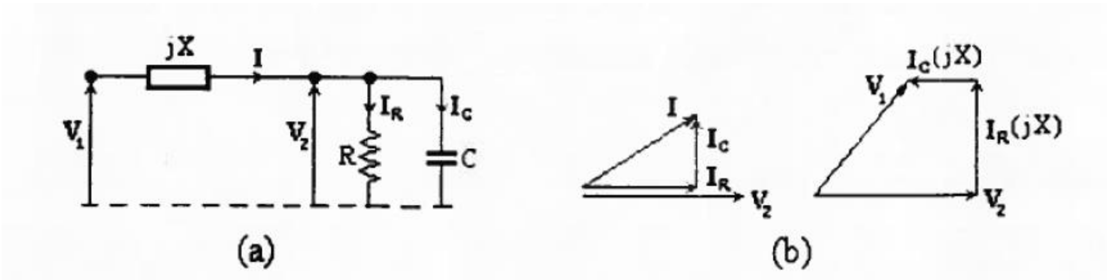
Στην ειδική περίπτωση μιας γραμμής μικρού μήκους που το φορτίο είναι καθαρά ωμικό, RL, αποδεικνύεται ότι ισχύει η σχέση:

X <RL (όπου X η επαγωγική αντίδραση της γραμμής) (3.14)

Μια ελάττωση του R_L οδηγεί σε μια αύξηση της απορροφούμενης ισχύος, όπως συμβαίνει με ισχυρούς ζυγούς (σταθερής τάσης), ενώ όταν δεν ισχύει η σχέση (3.14) μια ελάττωση του R_L ελαττώνει την ισχύ που απορροφά το στοιχείο. Σε κάθε περίπτωση πάντως, η τάση άφιξης V_2 ελαττώνεται όταν μικραίνει το φορτίο R_L, όπως εύκολα προκύπτει από τη σχέση (3.11) αν θέσουμε $Z_L=R_L$ και φ=0. Για ωμικό φορτίο, η γωνία ισχύος δίνεται από τη εξίσωση:

$$\delta = \delta_1 - \delta_2 = \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right) \quad (3.15)$$

και όταν ισχύει η σχέση (3.14) είναι μικρότερη των 45°.



Σχήμα 17:Τροφοδοσία φορτίου (R//C) από γραμμή μικρού μήκους.

Στο Σχήμα 3.2(α) φαίνεται μια γραμμή μικρού μήκους που τροφοδοτεί ένα ωμικό φορτίο R. Αν θεωρήσουμε τη τάση εισόδου V_1σταθερή, τότε από το διανυσματικό διάγραμμα του Σχήμα 3.2(β) προκύπτει ότι για οποιαδήποτε τιμή του φορτίου R μπορούμε να βρούμε την τιμή του πυκνωτή C που θα παράσχει την άεργο ισχύ που απαιτείται για να κρατηθεί σταθερή η τάση άφιξης V_2.

Στην περίπτωση καθαρά χωρητικού φορτίου $-jXc$ το ρεύμα θα είναι επαγωγικό για $X>X_c$ με $V_1>V_2$ και $\delta_1=\delta_2$ και χωρητικό για $X<X_c$ με $V_1<V_2$ και $\delta_1=\delta_2$. Σε κάθε περίπτωση, επειδή $\delta=\delta_1-\delta_2$, από την εξίσωση (3.8) προκύπτει ότι η μεταφερόμενη πραγματική ηλεκτρική ισχύς είναι μηδέν, ενώ για επαγωγική συμπεριφορά $Q_1>0$, (εξίσωση (3.9)) (δηλ. η πηγή τροφοδοτεί άεργο ισχύ) και για χωρητική συμπεριφορά $Q_1<0$, (εξίσωση (3.9)) (δηλ. η πηγή απορροφά άεργο ισχύ).

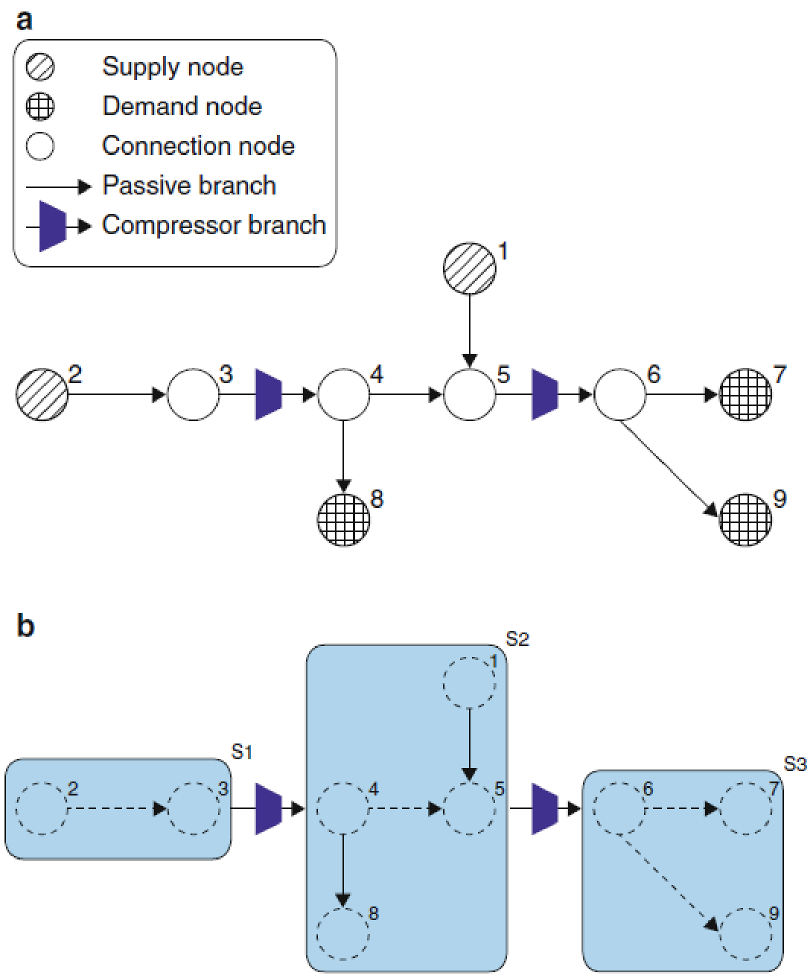
3.2 Μοντελοποίηση δικτύου φυσικού αερίου

Το φυσικό αέριο εξορύσσεται από πηγάδια αερίου και μεταφέρεται στους καταναλωτές σε διάφορες τοποθεσίες μέσω δικτύων αγωγών. Ένα δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου αποτελείται από αγωγούς, εγκαταστάσεις αποθήκευσης, σταθμούς συμπιεστών και βοηθητικές συσκευές, συμπεριλαμβανομένων βαλβίδων και ρυθμιστών πίεσης. Λόγω των τριβών που παρατηρούνται ανάμεσα στο ταχέως κινούμενο αέριο και στα εσωτερικά μέρη των τοιχωμάτων, η πίεση του αερίου μειώνεται κατά την κατεύθυνση της διέλευσης. Επιπλέον, η θερμοκρασία του αερίου μειώνεται με την πάροδο του χρόνου εξαιτίας των απωλειών θερμότητας. Επομένως, είναι απαραίτητη η λειτουργία σταθμών συμπίεσης ώστε να αντισταθμίζονται οι απώλειες ενέργειας και να διευκολύνεται το δίκτυο παροχής αερίου. Οι συμπιεστές ενδέχεται να τροφοδοτούνται είτε από ηλεκτρικούς κινητήρες ή αεριοστρόβιλους, καταναλώνοντας σημαντική ποσότητα ενέργειας. Για τη διαχείριση του δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου με ασφαλή και οικονομικό τρόπο,είναι επιτακτική ανάγκη να διερευνηθούν και να εποπτεύονται οι παροχές μάζας κατά την ροή του αερίου και οι τιμές των πιέσεών του στους κόμβους του δικτύου των αγωγών. Ανάλογα με το αν η κατάσταση της ροής του αερίου μεταβάλλεται με το χρόνο, η κατάσταση του συστήματος διακρίνεται σε σταθερή κατάσταση, εάν η ροή δεν εξαρτάται από το χρόνο, και μεταβατική κατάσταση, εάν τα χαρακτηριστικά της ροής είναι χρονομεταβλητά. Στην περίπτωση της σταθερής κατάστασης, το μοντέλο του συστήματος μπορεί να περιγραφεί με μη γραμμικές αλγεβρικές (μερικές διαφορικές) εξισώσεις. Αυτή η ενότητα αποτελεί εισαγωγή στο μοντέλο ροής αερίου σταθερής κατάστασης, όπως περιγράφεται στα [1, 115]. Το παρατιθέμενο μοντέλο δύναται να προσεγγίσει το φαινόμενο αποθήκευσης σε αγωγούς του δικτύου (linepack effect), μια σχετική αργή μεταβατική διαδικασία που συγκαταλέγεται στις μεθόδους αποθήκευσης.

3.2.1 Στοιχεία δικτύου και τοπολογία

Τα απαραίτητα στοιχεία για τη μοντελοποίηση ενός συστήματος φυσικού αερίου περιλαμβάνουν: τις πηγές φυσικού αερίου, τις καταναλώσεις, σημεία σύνδεσης του δικτύου (που αναπαρίστανται από κόμβους), τους αγωγούς και τους συμπιεστές (που αναπαρίστανται από κλάδους). Για να διακριτοποιούνται, οι αγωγοί χωρίς συμπιεστές αναφέρονται ως παθητικοί κλάδοι, ενώ οι αγωγοί με συμπιεστές αναφέρονται ως ενεργοί κλάδοι. Η μεταβλητή π_i αντιπροσωπεύει την πίεση του αερίου στον κόμβο i. Σε ένα μοντέλο σταθερής κατάστασης, οι ροές εισόδου και εξόδου κάθε παθητικού αγωγού είναι ίσες. Μία τριάδα (i, j, k) όπου τα i, j εμφανίζονται ως δείκτες στο κάτω μέρος και το k εμφανίζεται στο επάνω μέρος κάθε μεταβλητής που σχετίζεται με τον κλάδο k με κατεύθυνση από τον κόμβο i έως τον κόμβο j. Για παράδειγμα η μεταβλητή f_{ij}^{k} αντιπροσωπεύει την παροχή μάζας φυσικού αερίου μέσω του κλάδου k. Στο μοντέλο του «πακέτου γραμμής» (linepack), κάθε αγωγός σχετίζεται με δύο παροχές μάζας αερίου: f_{ij}^{kh} στον κόμβο κεφαλής και f_{ij}^{kr} στον ουρικό κόμβο, ενώ η διαφορά των δύο καθορίζει την αλλαγή στη συνολική ποσότητα αερίου που είναι αποθηκευμένη στον κλάδο k.

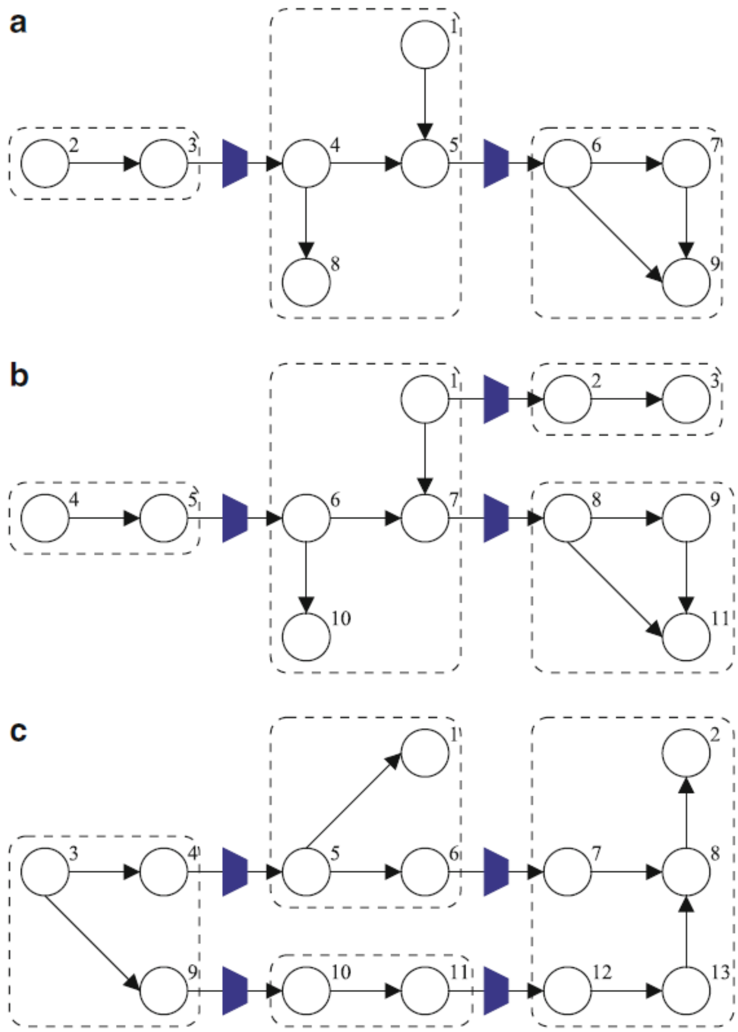
Το Σχήμα 3.3 δείχνει ένα παράδειγμα δικτύου φυσικού αερίου, το οποίο περιέχει δύο πηγές στους κόμβους 1 και 2, τρία φορτία στους κόμβους 7, 8 και 9, έξι παθητικούς κλάδους, και δύο ενεργούς κλάδους (κλάδους με συμπιεστές). Για την κατηγοριοποίηση των τοπολογιών των δικτύων φυσικού αερίου, δημιουργείται αρχικά μία απλοποιημένη μορφή με τον ακόλουθο τρόπο[117]: αρχικά, οι ενεργοί κλάδοι αφαιρούνται προσωρινά και το δίκτυο διαιρείται σε αρκετές απομονωμένες νησίδες· στη συνέχεια, τα στοιχεία σε κάθε νησίδα συγχωνεύονται σε έναν συγκεντρωτικό κόμβο· τέλος, οι κλάδοι που περιέχουν συμπιεστές τοποθετούνται πίσω στις θέσεις τους. Η απλοποιημένη τοπολογία δικτύου απεικονίζεται στο ίδιο σχήμα, το οποίο περιέχει τρεις συγκεντρωτικούς κόμβους και δύο κλάδους.



Σχήμα 18: Τοπολογία ενός απλού δικτύου αγωγών και του απλοποιημένου δικτύου του [117].
(a) Αρχικό δίκτυο. (b) Τελικό απλοποιημένο δίκτυο.

Με βάση την απλοποιημένη τοπολογία του δικτύου, τα δίκτυα αγωγών αερίου μπορούν να ταξινομηθούν σε τρεις κατηγορίες [117]: γραμμικά δίκτυα, εάν το μειωμένο δίκτυο έχει μορφή αλυσίδας· ακτινικά δίκτυα, εάν το απλοποιημένο δίκτυο είναι δενδροειδές και κυκλικά δίκτυα, εάν το τελικό απλοποιημένο δίκτυο σχηματίζει ένα κλειστό βρόχο. Αυτοί οι τρεις τύποι τοπολογιών παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.4, όπου τα αρχικά στοιχεία του δικτύου απεικονίζονται με στερεούς κόμβους και κλάδους, ενώ οι περιοχές που περικλείονται εντός των διακεκομμένων κουτιών αντιπροσωπεύουν συγκεντρωτικούς κόμβους του μειωμένου δικτύου. Στο Σχήμα 3.4 α, β, αν και στο αρχικό δίκτυο εμφανίζονται δομές κλειστών βρόχων, οι τοπολογίες κατηγοριοποιούνται ως μη κυκλικές, επειδή τα δίκτυα αυτά μπορούν να απλοποιηθούν σε μη κυκλικές συνεπτυγμένες μορφές, χωρίς να αλλοιώνονται τα χαρακτηριστικά των αρχικών δικτύων, υπό ορισμένες τεχνικές παραδοχές. Εάν η απλοποιημένη αναπαράσταση του δικτύου περιλαμβάνει κυκλικούς βρόχους, οι παροχές αερίου δεν μπορούν να προσδιοριστούν με μονοσήμαντο τρόπο [118].

Η τεχνική απλούστευσης του δικτύου που περιγράφηκε παραπάνω προσφέρει μια αυστηρή μεθοδολογία περιορισμού του μεγέθους του προβλήματος που μπορεί να αποδειχθεί εξαιρετικά χρήσιμη σε περιπτώσεις δικτύων μεγάλης κλίμακας. Στο εξής τα δίκτυα που θα παρατίθενται θα ακολουθούν το απλοποιημένο μοντέλο.



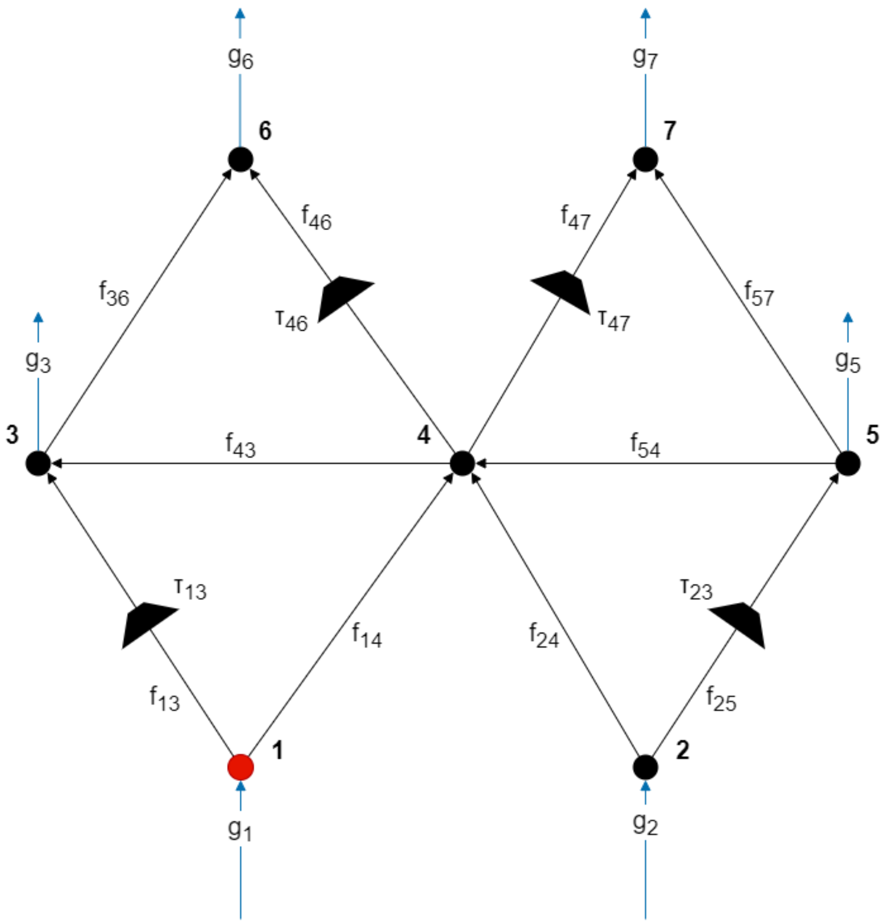
Σχήμα 19: Κατηγορίες τοπολογιών δικτύων αγωγών [117].
(a) Γραμμική τοπολογία. (b) Δενδροειδής τοπολογία. (c) Κυκλική τοπολογία.

3.2.2 Πινακοποιημένη μορφή του δικτύου

Τα δίκτυα αγωγών φυσικού αερίου αποτελούνται συνήθως από μεγάλο αριθμό στοιχείων. Η αναπαράσταση μέσω πινάκων αποδεικνύεται ένας βολικός τρόπος για να περιγραφεί η τοπολογία του δικτύου. Στο Σχήμα 3.5 παρουσιάζεται ο γράφος ενός δικτύου φυσικού αερίου.

Ο κόμβος πηγής 1 επιλέγεται ως κόμβος αναφοράς, ενώ η πίεση σε αυτό τον κόμβο τίθεται ως πίεση αναφοράς. Η διαφορά $g_i = g_i^s - g_i^d$: συνολική έγχυση φυσικού αερίου στον κόμβο i, όπου η θετική ποσότητα g_i^s αναφέρεται στην προμήθεια αερίου, ενώ η ποσότητα g_i^d αναφέρεται στην κατανάλωση. Οι κόμβοι διασύνδεσης χωρίς φορτία ή τροφοδοσίες αερίου έχουν μηδενικές εγχύσεις από ή προς το δίκτυο. Συχνά αντιπροσωπεύουν μια σύνδεση πολλαπλών κλάδων. Για παράδειγμα στο Σχήμα 3.5, ο πίνακας έγχυσης του δικτύου είναι ο ακόλουθος:

$$g = \begin{bmatrix} +g_1^s \\ +g_2^s \\ -g_3^d \\ 0 \\ -g_5^d \\ -g_6^d \\ -g_7^d \end{bmatrix}$$



Σχήμα 20: Γραφική αναπαράσταση ενός δικτύου φυσικού αερίου.

Για να οριστεί μια πινακοποιημένη αναπαράσταση για την τοπολογία του δικτύου, κάθε κλάδος αναπαρίσταται με κατεύθυνση που θεωρείται ότι είναι συνεπής με την ροή του αερίου στον κλάδο αυτό. Η διασύνδεση των στοιχείων του δικτύου μπορεί να περιγραφεί από τον πίνακα κόμβου-κλάδων Α $\in \mathbf{M}^{NB \times NL}$, όπου N_B και N_L είναι ο αριθμός των κόμβων και των κλάδων, αντίστοιχα. Κάθε στοιχείο του A_{ij} αφορά στον κόμβο i και τον κλάδο j και προσδιορίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο κανόνα:

$$A_{ij} = \begin{cases} +1, \text{αν ο κλάδος } j \text{ εισέρχεται στον κόμβο } i \\ -1, \text{αν ο κλάδος } j \text{ εξέρχεται από τον κόμβο } i \\ 0, \text{αν ο κλάδος } j \text{ δεν συνδέεται με τον κόμβο } i \end{cases}$$

Για παράδειγμα ο πίνακας κόμβων-κλάδων για το δίκτυο του Σχήματος 3.5 είναι ο ακόλουθος:

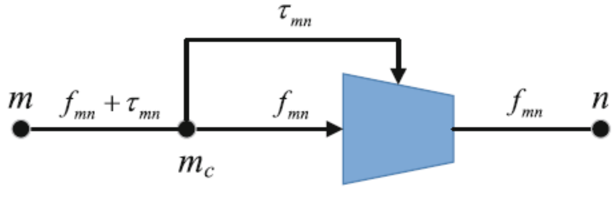
$$A=\begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Ένα σημαντικό χαρακτηριστικό είναι ότι το άθροισμα των διανυσμάτων σειράς του πίνακα A ισούται πάντα με το μηδενικό διάνυσμα, υπονοώντας ότι ο πίνακας A δεν έχει πλήρη κατάταξη. Στην πραγματικότητα, η κατάταξη του πίνακα A είναι N_B-1. Αυτή η ανεπάρκεια μπορεί να αποφευχθεί αφαιρώντας την σειρά που αντιστοιχεί στον κόμβο αναφοράς του δικτύου φυσικού αερίου [1].

3.2.3 Μοντέλο συμπιεστή

Το μοντέλο συμπιεστή περιγράφει τις σχέσεις μεταξύ των κομβικών πιέσεων, των παροχών μάζας και της κατανάλωσης ενέργειας στους ενεργούς κλάδους. Σήμερα οι σταθμοί συμπίεσης αποτελούνται από φυγοκεντρικές μονάδες συμπίεσης που λειτουργούν παράλληλα. Σε έναν φυγοκεντρικό συμπιεστή, το αέριο παροχετεύεται από μια πτερωτή σε έναν διαχύτη με πολύ υψηλή ταχύτητα.Η κινητική ενέργεια του αερίου μετατρέπεται στη συνέχεια σε πίεση. Η λεπτομερειακή ανάλυση της λειτουργίας ενός συμπιεστή μπορεί να είναι ιδιαίτερα περίπλοκη και απαιτεί θερμοδυναμική περιγραφή. Στην παρούσα μεθοδολογία αντικείμενο ενδιαφέροντος αποτελεί αποκλειστικά η στατική κατάσταση λειτουργίας.

Ένας συμπιεστής που τροφοδοτείται από φυσικό αέριο διοχετευόμενο από έναν αγωγό φαίνεται στο Σχήμα 3.6. Η είσοδος του είναι ο κόμβος m και η έξοδός του ο κόμβος n, με πιέσεις αερίου π_m και π_n αντίστοιχα. Οι πιέσεις στον κόμβο έγχυσης m και στον κόμβο διαχωρισμού m_c παρουσιάζουν αμελητέα απόκλιση και θεωρούνται προσεγγιστικά ίσες. Διαφορετικά, εάν παρουσιάζουν υπολογίσιμη απόκλιση μεταξύ τους, ο αγωγός μεταξύ m και m_c μπορεί να απομονωθεί και να θεωρηθεί παθητικός αγωγός. Η παράμετρος f_{mn} παριστά την παροχή μάζας αερίου στην έξοδο του συμπιεστή. Η παράμετρος τ_{mn}αναφέρεται την ποσότητα φυσικού αερίου που καταναλώνεται από τον συμπιεστή, έτσι η εισροή αερίου ισούται με f_{mn} + τ_{mn}.



Σχήμα 21: Ροή αερίου σε συμπιεστή [1].

Ένα βασικό οικονομικό μέγεθος ενός συμπιεστή είναι η ιπποδύναμη, η οποία εξαρτάται από το λόγο ενίσχυσης της πίεσης και την παροχή μάζας του αερίου. Μια συνάρτηση που περιγράφει την διαδικασία της αδιαβατικής συμπίεσης μπορεί να εκφραστεί ως [119]:

$$H_{mn} = k_c \frac{f_{mn}}{\eta_c} \frac{a}{a-1} \left[\left(\frac{\pi_n}{\pi_m} \right)^{\frac{a-1}{a}} - 1 \right]$$

Όπου:

k_c: σταθερά θερμοκρασίας στον κόμβο m_c
η_c: βαθμός απόδοσης συμπιεστή
α: συντελεστής θερμοχωρητικότητας

Θεωρείται ότι η κατανάλωση φυσικού αερίου του συμπιεστή μπορεί να προσεγγιστεί από μία τετραγωνική συνάρτηση της ιπποδύναμης της μορφής:

$$\tau_{nm} = a_g + b_g H_{nm} + c_g H_{nm}^2$$

Ενώ σε περίπτωση που ο συμπιεστής λειτουργεί με ηλεκτρικό κινητήρα, η ισχύς που καταναλώνει καθορίζεται με αντίστοιχο τρόπο:

$$p_{nm} = a_e + b_e H_{nm} + c_e H_{nm}^2$$

Και ο κόμβος κατανάλωσης φυσικού αερίου δεν υφίσταται ή ισχύει:

$$\tau_{nm} = 0$$

Η εξίσωση προσδιορισμού της ιπποδύναμης ορισμένες φορές μπορεί να απλοποιηθεί ή να ληφθεί προσεγγιστικά. Για παράδειγμα, εάν ένας συμπιεστής λειτουργεί με σταθερή σχέση πιέσεων εισόδου-εξόδου, δηλαδή, π_n/π_m είναι σταθερή αναλογία, τότε η ισχύς H_{mn} δίδεται από μια γραμμική συνάρτηση της παροχής μάζας f_{mn}. Μία άλλη περίπτωση είναι η προσέγγιση της H_{mn} μέσω μιας ημιγραμμικής συνάρτησης, εάν οι μεταβλητές ποικίλλουν σε αρκετά μεγάλο εύρος.

Για να ολοκληρωθεί ένα μοντέλο ροής δικτύου πινακοποιημένης μορφής, χρησιμοποιείται ο πίνακας T $\in \mathbf{M}^{NB \times NL}$ που προσδιορίζει τις θέσεις άντλησης αερίου από το δίκτυο για την τροφοδοσία του συμπιεστή. Το στοιχείο T_{ij} που αντιστοιχεί στον κόμβο i και στον κλάδο j ορίζεται ως εξής:

$$T_{ij} = \begin{cases} +1, \text{αν ο συμπιεστής στον κλάδο } j \text{ τροφοδοτείται από τον κόμβο } i \\ 0, \text{αν δεν συμβαίνει αυτό} \end{cases}$$

Έτσι για το παράδειγμα του Σχήματος 3.5 ο πίνακας T θα είναι ο ακόλουθος:

$$T = \begin{bmatrix} 1000000000 \\ 0001000000 \\ 0000000000 \\ 0000001100 \\ 0000000000 \\ 0000000000 \\ 0000000000 \end{bmatrix}$$

3.2.4 Μοντέλο παθητικού αγωγού

Η δυναμική της ροής φυσικού αερίου σε αγωγό δίδεται από τις ισοθερμοκρασιακές εξισώσεις του Euler, που αποτελούν ένα σύστημα μερικών διαφορικών εξισώσεων:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial (\rho u)}{\partial x} = 0$$

$$\frac{\partial (\rho u)}{\partial t} + \frac{\partial (\rho u^2)}{\partial x} + \frac{\partial \pi}{\partial x} = -\frac{\rho u |u|}{2D} \lambda$$

όπου u, π, ρ αντιπροσωπεύουν ταχύτητα, πίεση και πυκνότητα ως συναρτήσεις της θέσης x και του χρόνου t, αντίστοιχα· D είναι η διάμετρος του αγωγού, λ είναι ο συντελεστής τριβής. Η πρώτη εξίσωση είναι η εξίσωση διατήρησης της μάζας και η δεύτερη η εξίσωση διατήρησης της ορμής. Η δεξιά πλευρά στη δεύτερη εξίσωση εκφράζει τις απώλειες τριβής σε έναν αγωγό. Στην αριστερή πλευρά, ο πρώτος όρος $\partial t(\rho u)$ και ο δεύτερος όρος $\partial x(\rho u^2)$ μπορούν να ερμηνευθούν ως απώλειες λόγω αδράνειας του αερίου και απώλειες μεταφοράς, οι οποίες είναι συνήθως μικρές σε σύγκριση με τις απώλειες τριβών, και ενδέχεται να παραλείπονται. Επιπλέον, σύμφωνα με τη θερμοδυναμική εξίσωση των ιδανικών αερίων, τα π και ρ συνδέονται με τη σχέση:

$$\pi = \frac{ZRT}{M_g} \rho$$

όπου Z είναι ο παράγοντας συμπιεστότητας του φυσικού αερίου· R είναι η παγκόσμια σταθερά των αερίων·T είναι η απόλυτη θερμοκρασία και Mg είναι το μοριακό βάρος του αερίου. Αν υποθέσουμε ότι η θερμοκρασία του αερίου είναι σχεδόν σταθερή κατά μήκος του αγωγού τότε η παραπάνω εξίσωση εκφράζει μια γραμμική συσχέτιση. Με τις παραπάνω θεωρήσεις και απλουστεύσεις, το παραπάνω σύστημα εξισώσεων μπορεί να συνοψιστεί όπως φαίνεται παρακάτω ως προς την πίεση αερίου π και την παροχή μάζας f = ρu:

$$\frac{\partial \pi}{\partial t} = -\frac{ZRT}{M_g} \frac{\partial f}{\partial x}$$

$$\frac{\partial \pi^2}{\partial x} = 2\pi \frac{\partial \pi}{\partial x} = -\frac{ZRT\lambda}{DM_g} f|f|$$

Δεδομένου ότι πρόκειται για σταθερή κατάσταση, οι μεταβλητές δεν αλλάζουν με την πάροδο του χρόνου και $\partial_t = 0$; σύμφωνα με τα παραπάνω, ισχύει $\partial_x f = 0$, έτσι το σύστημα εξισώσεων έχει την ακόλουθη αναλυτική λύση:

$$f = \text{constant}, \ \pi_0^2 - \pi(x)^2 = axf|f|$$

Όπου η σταθερά α=ZRTλ/DM_g.
Αν υποτεθεί τώρα ότι το μήκος του παθητικού αγωγού μεταξύ των κόμβων m και n είναι L, η πίεση του αερίου είναι π_m στον κόμβο κεφαλής και π_n στον ουρικό κόμβο και η παροχή μάζας του αερίου f_{mn}, ισχύει σχέση:

$$\pi_m^2 - \pi_n^2 = aLf_{mn}|f_{mn}|$$

που είναι γνωστή ως εξίσωση Weymouth.

Η μελέτη της σταθερής κατάστασης προϋποθέτει ίση εισροή και εκροή για κάθε αγωγό σε κάθε χρονική στιγμή. Ωστόσο, κάτι τέτοιο είναι μάλλον περιοριστικό στην πράξη. Όταν η εισροή και η εκροή δεν είναι ισοσκελισμένες, η πλεονάζουσα ποσότητα αερίου αποθηκεύεται εντός του αγωγού εφόσον η εισροή είναι μεγαλύτερη της εκροής, ενώ στην αντίθετη περίπτωση το έλλειμμα στην παροχή καλύπτεται μέσω της άντλησης των αποθεμάτων του αγωγού. Η ιδιότητα αυτή είναι γνωστή ως μοντέλο αποθήκευσης στις γραμμές του δικτύου (linepack effect). Ως αποτέλεσμα, η πίεση του αερίου μεταβάλλεται με αντίστοιχο τρόπο. Η αξιοποίηση του linepack effect θα μπορούσε να βελτιώσει σημαντικά την ευελιξία στην παραγωγή και τη μεταφορά του φυσικού αερίου και τη βραχυπρόθεσμη λειτουργία του συστήματος ισχύος μέσω των εγκαταστάσεων PtG. Η αναλυτική μοντελοποίηση της μεταβατικής συμπεριφοράς της πίεσης συνεπάγεται την επίλυση του συστήματος των μερικών διαφορικών εξισώσεων που παρουσιάστηκε, το οποίο αποτελεί μία σύνθετη διαδικασία. Δεδομένου ότι η αποθήκευση στις γραμμές του δικτύου είναι μια σχετική αργή διαδικασία, τα προσεγγιστικά μοντέλα ανάλυσης μπορούν να αναπτυχθούν με βάση την τεχνική πεπερασμένων διαφορών στα οποία μία σύντομη εισαγωγή πραγματοποιείται παρακάτω.

Για έναν αγωγό k που συνδέει τον κόμβο m με τον κόμβο n του οποίου ο όγκος είναι V_k και το εμβαδόν της διατομής του S_k, με βάση τη θερμοδυναμική εξίσωση του ιδανικού αερίου η μέση πίεση $\bar{\pi}_t^k$ και η συνολική μάζα αερίου m_t^k που βρίσκεται αποθηκευμένη στον αγωγό σε χρονικό διάστημα t υπακούουν στη σχέση:

$$\bar{\pi}_t^k V_k = \frac{ZRT}{M_g} m_t^k$$

Όπου η μέση πίεση $\bar{\pi}_t^k$ προσεγγίζεται μέσω των πιέσεων στους κόμβους π_{mt} και π_{nt} για χρονικό διάστημα t ως ακολούθως:

$$\bar{\pi}_t^k = \frac{\pi_{mt} + \pi_{nt}}{2}$$

Αν $\mathrm{f}_{\mathrm{mnt}}^{\mathrm{kb}}$ και $\mathrm{f}_{\mathrm{mnt}}^{\mathrm{kr}}$ είναι η εισροή και η εκροή αερίου στον κόμβο κεφαλής και στον ουρικό κόμβο, ο ισολογισμός μάζας μπορεί να εκφραστεί ως:

$$m_{t+1}^k = m_t^k + (f_{mnt}^{kb} - f_{mnt}^{kr}) S_k \Delta T$$

Όπου ΔΤ είναι η διάρκεια της περιόδου t.

Κατ' αναλογία, η εξίσωση Weymouthμπορεί να εκφραστεί ως:

$$\pi_m^2 - \pi_n^2 = aL\bar{f}_t^k \left|\bar{f}_t^k\right|$$

Όπου η μέση παροχή μάζας $\bar{f}_t^k$ προσεγγίζεται ως:

$$\bar{f}_t^k = \frac{f_{mnt}^{kb} + f_{mnt}^{kr}}{2}$$

Οι παραπάνω εξισώσεις περιγράφουν τη δυναμική των πιέσεων στους κόμβους και της παροχής αερίου στους κλάδους σε σχέση με το χρόνο. Επειδή η χρονική μεταβολή των μεταβλητών σε ένα μεγάλο δίκτυο αγωγών είναι σχετικά αργή, στη σταθερή κατάσταση οι εξισώσεις που αφορούν στο μοντέλο line-pack παρουσιάζουν ασθενή εξάρτηση από το χρόνο. Η ακρίβεια των αποτελεσμάτων εξαρτάται απότην ποιότητα των προσεγγίσεων των μέσων τιμών πίεσης και παροχής μάζας. Για να βελτιωθεί η ακρίβεια, ένας μεγάλος αγωγός μπορεί να διαιρεθεί σε ένα σύνολο μικρότερων αγωγών. Σε κάθε αγωγό,η θερμοκρασία του αερίου μπορεί να θεωρηθεί σταθερή και οι διαθέσιμες εξισώσεις παρέχουν ικανοποιητικές προσεγγίσεις για τη μέση πίεση $\overline{\pi}_t^k$ και την παροχή μάζας αερίου $\overline{f}_t^k$.

3.2.5 Μοντέλο ροής δικτύου

Δεδομένου του πίνακα κόμβων-κλάδων A και του πίνακα καταναλώσεων των συμπιεστών T, η εξίσωση διατήρησης της ροής για κάθε κόμβο του δικτύου μπορεί να εκφραστεί σε συνοπτική μορφή ως εξής:

$$Af + g - T\tau = 0 \text{ (3.16)}$$

Και για το δίκτυο που παρουσιάστηκε στο Σχήμα 3.5:

$$\begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{13} \\ f_{14} \\ f_{24} \\ f_{25} \\ f_{34} \\ f_{36} \\ f_{45} \\ f_{46} \\ f_{47} \\ f_{57} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} +g_1^s \\ +g_2^s \\ -g_3^d \\ 0 \\ -g_5^d \\ -g_6^d \\ -g_7^d \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 1000000000 \\ 0001000000 \\ 0000000000 \\ 0000001100 \\ 0000000000 \\ 0000000000 \\ 0000000000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tau_{13} \\ 0 \\ 0 \\ \tau_{25} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \tau_{46} \\ \tau_{47} \\ 0 \end{bmatrix} = 0$$

Όπως μπορεί εύκολα να διαπιστωθεί.

Για κάθε παθητικό αγωγό, οι πιέσεις στους κόμβους και οι παροχές μάζας αερίου ακολουθούν την εξίσωση Weymouth:

$$\pi_i^2 - \pi_j^2 = aLf_{ij}^k \left| f_{ij}^k \right|, \forall\, (i,j,k) \in L_p$$

Όπου το L_p εκφράζει το σύνολο των παθητικών αγωγών.

Για κάθε συμπιεστή που καταναλώνει αέριο, ο ρυθμός κατανάλωσης και η πίεση εισόδου και εξόδου δίνονται από τις παρακάτω σχέσεις:

$$H_{ij}^k = k_c \frac{f_{ij}^k}{\eta_c} \frac{a}{a-1} \left[\left(\frac{\pi_j}{\pi_i} \right)^{\frac{a-1}{a}} - 1 \right]$$

$$\tau_{ij} = a_g + b_g H_{ij}^k + c_g H_{ij}^{k2} \,, \forall\, (i,j,k) \in L_c$$

όπου το L_C αντιπροσωπεύει το σύνολο των ενεργών αγωγών. Για ηλεκτρικούς συμπιεστές, η εξίσωση κατανάλωσης ισχύος παρουσιάστηκε στην αντίστοιχη ενότητα.

Η εξίσωση (3.16) ονομάζεται μοντέλο ροής δικτύου φυσικού αερίου. Κατά τη μελέτη της ροής του δικτύου, για τον ισολογισμό του αριθμού των άγνωστων μεταβλητών και του αριθμού των εξισώσεων, οι κόμβοι ταξινομούνται σε αυτούς με γνωστές εγχύσεις και σε αυτούς με γνωστές πιέσεις. Οι πρώτοι συχνά περιλαμβάνουν πηγές (με θετικές εγχύσεις), φορτία (με αρνητικές εγχύσεις), και σημεία σύνδεσης (με μηδενικές εγχύσεις), και οι αντίστοιχες πιέσεις του αερίου πρέπει να καθοριστούν· η δεύτερη περίπτωση αφορά κυρίως πηγές αερίου και συμπιεστές όπου πρέπει να καθοριστούν οι αντίστοιχες εγχύσεις. Οι συμπιεστές ενδέχεται να λειτουργούν με έναν από τους ακόλουθους τρόπους: σταθερή παροχή εισόδου, σταθερή πίεση εξόδου, σταθερή πίεση εισόδου, σταθερή ανύψωση πίεσης.

3.3 Βελτιστοποίηση της λειτουργίας συνεργαζόμενων δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού

Η εύρεση της οικονομικά βέλτιστης ροής ισχύος και αερίου αποτελεί θεμελιώδες πρόβλημα όσον αφορά στη λειτουργία συνεργαζόμενων δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Η παρούσα εργασία προσεγγίζει το πρόβλημα βελτιστοποίησης του σύνθετου δικτύου μέσω απλοποιημένων μοντέλων. Για το σύστημα ισχύος, πολλοί ερευνητές υιοθετούν το γραμμικό μοντέλο ροής ισχύος συνεχούς ρεύματος για καλύτερη υπολογιστική απόδοση, ενώ άλλοι χρησιμοποιούν το μη γραμμικό μοντέλο ροής ισχύος εναλλασσόμενου ρεύματος για καλύτερη ακρίβεια, θυσιάζοντας ταυτόχρονα την ευχρηστία. Για το σύστημα φυσικού αερίου, η παραδοχή σταθερής κατάστασης υιοθετείται ευρέως, δηλαδή η εισροή και η εκροή κάθε αγωγού είναι ίσες. Επιπλέον, η μη γραμμική εξίσωση Weymouth προσεγγίζεται είτε μέσω μοντέλου μικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματσμού, μέσω μερικώς γραμμικών συναρτήσεων ή επιλύονται απευθείας μέσω προγραμμάτων μη γραμμικού προγραμματισμού. Καθώς οι συνθήκες λειτουργίας γίνονται όλο και πιο εντατικές, υπάρχει ανάγκη για πιο ακριβή μοντέλα και απαιτούνται πιο αξιόπιστες υπολογιστικές μέθοδοι [1].

Επιπλέον, τα συστήματα ισχύος και αερίου λειτουργούν υπό διαφορετικούς διαχειριστές. Ένα διαχωρισμένο πλαίσιο λειτουργίας που να δίνει τη δυνατότητα στους διαχειριστές να καθορίζουν τη λειτουργία των δικών τους συστημάτων είναι σαφώς προτιμητέο. Ωστόσο στη συγκεκριμένη μελέτη θεωρείται ότι οι δύο διαχειριστές συνεργάζονται προκειμένου να επιτευχθεί η λύση που εξασφαλίζει το ελάχιστο συνολικό κόστος ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών του συστήματος των συνεργαζόμενων δικτύων. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης μελετάται για μία σταθερή χρονική στιγμή, με τη λογική ότι το υπολογιστικό εργαλείο που θα παραχθεί θα χρησιμοποιείται σε ωριαία βάση. Στο δίκτυο φυσικού αερίου θεωρείται ότι εφαρμόζεται το φαινόμενο αποθήκευσης αερίου εντός των αγωγών (line-packing). Στις εξισώσεις που αφορούν στους κόμβους διασύνδεσης των δύο δικτύων, αλλά και στις εξισώσεις συνολικών ισολογισμών των δύο δικτύων, οι μεταβλητές του ενός δικτύου υπεισέρχονται στις εξισώσεις του άλλου δικτύου.

Για τη διατύπωση του προβλήματος της συνβελτιστοποίησης του συστήματος των δύο δικτύων ακολουθήθηκε το μοντέλο των WeiWei και Jianhui Wang όπως παρουσιάζεται στο [1].

Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος βελτιστοποίησης

Τα περισσότερα σύμβολα και συμβολισμοί που χρησιμοποιούνται στο μαθηματικό μοντέλο ορίζονται παρακάτω για γρήγορη αναφορά. Άλλα ορίζονται μετά την πρώτη τους εμφάνιση όπου κρίνεται αναγκαίο.

Σύνολα και δείκτες

$c \in C$ Συμπιεστές αερίου (Ενεργοί αγωγοί αερίου)
$d_g \in D_g$ Φορτία αερίου
$d_p \in D_p$ Ηλεκτρικά φορτία
$g \in G$ Μονάδες αερίου
$i_g \in I_g$ Κόμβοι στο δίκτυο αερίου
$l_g \in L_g$ Παθητικοί αγωγοί αερίου
$i_p \in I_p$ Ζυγοί στο ηλεκτρικό δίκτυο
$l_p \in L_p$ Γραμμές στο ηλεκτρικό δίκτυο
$n \in N$ Μονάδες που δε λειτουργούν με αέριο (non-gas units)
$w \in W$ Προμήθεια αερίου

Παράμετροι

p_g^{min}/p_g^{max} Εύρος ενεργού ισχύος μονάδων που λειτουργούν με αέριο
p_n^{min}/p_n^{max} Εύρος ενεργού ισχύος μονάδων που δε λειτουργούν με αέριο
q_g^{min}/q_g^{max} Εύρος αέργου ισχύος μονάδων που λειτουργούν με αέριο
q_n^{min}/q_n^{max} Εύρος αέργου ισχύος μονάδων που δε λειτουργούν με αέριο
$p_{d_p t}/q_{d_p t}$ Ενεργό/άεργο φορτίο δικτύου ισχύος
Q_{wt}^{gas} Τιμή φυσικού αερίου
R_{lg} Διάμετρος αγωγού
$S_{l_p}^{max}$ Μέγιστο του τετραγώνου του ρεύματος γραμμής
r_{lp}/x_{lp} Αντίσταση/αντίδραση γραμμής δικτύου ισχύος
T_k Θερμοκρασία αερίου
$U_{i_p}^{min}/U_{i_p}^{max}$ Εύρος του τετραγώνου τάσης ζυγού
X_{l_g} Μήκος αγωγών φυσικού αερίου
y_c^{max} Μέγιστη επιτρεπόμενη ροή αερίου συμπιεστών
$y_{d_g t}$ Φορτία συστήματος αερίου
y_w^u Μέγιστη ποσότητα παρεχόμενου αερίου από τις πηγές φυσικού αερίου
Z_{l_g} Συντελεστής συμπιεστότητας αγωγών
β_g Συντελεστής μετατροπής αερίου-ηλεκτρικής ενέργειας
β_{el} Συντελεστής μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας-αερίου
χ_c Συντελεστής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας του συμπιεστή
λ Σταθερά μετασχηματισμού μονάδας
μ Ειδική σταθερά αερίου
φ_{l_g} Συντελεστής εξίσωσης Weymouth
ρ_0 Πυκνότητα αερίου σε κανονικές συνθήκες
$\tau_{i_g}^u/\tau_{i_g}^l$ Εύρος πίεσης αερίου
l_p Αποθήκευση ή άντληση αερίου από γραμμές – linepacking
y^{in}/y^{out} Ροή εισόδου/εξόδου φυσικού αερίου σε κάθε αγωγό

Μεταβλητές

$I_{l_p t}$ Τετράγωνο ρεύματος γραμμής
$\dot{m}_{l_g}$ Μέση ροή μάζας αερίου

p_g, p_n	Ενεργή ισχύς γεννητριών
q_g, q_n	Άεργος ισχύς γεννητριών
P_{l_p}/Q_{l_p}	Ροή ενεργού/άεργου ισχύος σε γραμμές δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας
U_{i_p}	Τετράγωνο τάσης ζυγού
u_{i_g}	Πίεση αερίου σε κόμβο
y_w	Απαιτούμενο αέριο

Οι παραδοχές στο μοντέλο συνβελτιστοποίησης περιλαμβάνουν:

(1) Η ζήτηση αερίου μιας μονάδας που λειτουργεί με αέριο είναι μια γραμμική συνάρτηση της ενεργού ισχύος εξόδου της.
(2) Η δυναμική ροής αερίου προσεγγίζεται από το μοντέλο line-packing.
(3) Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας του συμπιεστή θεωρείται σταθερή και ο βαθμός συμπίεσης προκύπτει από την επίλυση.
(4) Για μία χρονική στιγμή t θεωρείται ότι δεν υπάρχει χρονική μεταβολή ή δυναμική συμπεριφορά των υπό μελέτη μεγεθών. Η παράμετρος t αναφέρεται σε κάποιες από τις εξισώσεις που ακολουθούν, αλλά λόγω της παραπάνω παραδοχής παραλείπεται από την επίλυση.

Η διατύπωση του προβλήματος συνβελτιστοποίησης έχει ως εξής:

$$\min \sum_n C_n(p_n) + \sum_g C_g(p_g) + \sum_w Q_w^{gas} y_w \tag{3.17a}$$

$$\text{s.t. } p_{\{\cdot\}}^{min} \le p_{\{\cdot\}t} \le p_{\{\cdot\}}^{max}, \ \{\cdot\} = \{g, n\}, \ \forall t \tag{3.17b}$$

$$q_{\{\cdot\}}^{min} \le q_{\{\cdot\}t} \le q_{\{\cdot\}}^{max}, \ \{\cdot\} = \{g, n\}, \ \forall t \tag{3.17c}$$

$$U_{i_p}^{min} \le U_{i_pt} \le U_{i_p}^{max}, \ \forall i_p, t \tag{3.17d}$$

$$0 \le I_{l_pt} \le S_{l_p}^{max}, \ \forall l_p, t \tag{3.17e}$$

$$\begin{aligned} &\sum_{\{\cdot\}\in\Psi_{\{\cdot\}}(i_p)} p_{\{\cdot\}t} + \sum_{l\in\Psi_{O_2}(i_p)} (P_{l_pt} - r_{l_p} I_{l_pt}) - \sum_{l\in\Psi_{O_1}(i_p)} P_{l_pt} \\ &- \sum_{d\in\Psi_{d_p}(i_p)} p_{d_pt} - \sum_{c\in\Psi_c(i_p)} \chi_c y_{ct}^{in} = 0, \ \{\cdot\} = \{g, n\}, \ \forall i_p, t \end{aligned} \tag{3.17f}$$

$$\begin{aligned} &\sum_{\{\cdot\}\in\Psi_{\{\cdot\}}(i_p)} q_{\{\cdot\}t} + \sum_{l\in\Psi_{O_2}(i_p)} (Q_{l_pt} - x_{l_p} I_{l_pt}) - \sum_{l\in\Psi_{O_1}(i_p)} Q_{l_pt} \\ &- \sum_{d\in\Psi_{d_q}(i_p)} q_{d_qt} = 0, \ \{\cdot\} = \{g, n\}, \ \forall i_p, t \end{aligned} \tag{3.17g}$$

$$U_{i_{p2}t} = U_{i_{p1}t} - 2(r_{l_p} P_{l_p} + x_{l_p} Q_{l_p}) + (r_{l_p}^2 + x_{l_p}^2) I_{l_p t}, \ \forall (i_{p1}, i_{p2}, l_p), \forall t \quad (3.17h)$$

$$U_{i_{p1}t} I_{l_p t} \geq P_{l_p t}^2 + Q_{l_p t}^2, \ \forall (i_{p1}, i_{p2}, l_p), \forall t \quad (3.17i)$$

$$0 \leq y_{wt} \leq y_w^u, \ \forall w, t \quad (3.17j)$$

$$\tau_{i_g}^l \leq u_{i_g t} \leq \tau_{i_g}^u \ \ \forall i_g, t \quad (3.17k)$$

$$\begin{aligned} &\sum_{w \in \Theta_w(i_g)} y_{wt} - \sum_{d_g \in \Theta_{d_g}(i_g)} y_{d_g t} - \sum_{\{\cdot\} \in \Theta_{\{\cdot\}_1}(i_g)} y_{\{\cdot\}t}^{out} - \sum_{g \in \Theta_g(i_g)} p_{gt}/\beta_g \\ &+ \sum_{\{\cdot\} \in \Theta_{\{\cdot\}_2}(i_g)} y_{\{\cdot\}t}^{in} = 0, \ \ \{\cdot\} = \{c, l_g\}, \ \forall i_g, t \end{aligned} \quad (3.17l)$$

$$\frac{(y_{l_g t}^{in} + y_{l_g t}^{out}) | y_{l_g t}^{in} + y_{l_g t}^{out} |}{4} = \phi_{l_g} [(u_{l_g^1 t})^2 - (u_{l_g^2 t})^2], \ \forall l_g, t \quad (3.17m)$$

$$\dot{m}_{l_g} = \frac{y^{out} - y^{in} + lp}{2} \quad (3.17n)$$

$$u_{i_{gt,c_2}} \leq \gamma_c u_{i_{gt,c_1}}, \ \forall c, t \quad (3.17o)$$

$$0 \leq y_{ct}^{in} \leq y_c^{max}, \ \forall c, t \quad (3.17p)$$

$$y_{ct}^{in} - (1 - \alpha_c) y_{ct}^{out} = 0 \ \ \forall c, t \quad (3.17q)$$

Η αντικειμενική συνάρτηση (3.17a) έχει ως στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστος ενέργειας του συζευγμένου συστήματος. Οι πρώτοι δύο όροι αντιπροσωπεύουν το κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας των μονάδων που δεν χρησιμοποιούν φυσικό αέριο και εκείνων που χρησιμοποιούν αντίστοιχα, όπου το C(p) (n ή g) είναι συνήθως κυρτή τετραγωνική συνάρτηση. Ο τρίτος όρος αντιπροσωπεύει το κόστος αγοράς φυσικού αερίου. Οι καταναλώσεις αερίου περιλαμβάνουν τις ανάγκες του συστήματος αερίου και τις απαιτήσεις των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων καύσης αερίου. Ωστόσο το κόστος του αερίου που καταναλώνεται σε αυτές τις μονάδες συνυπολογίζεται στην τελική συνάρτηση μία φορά, ενσωματωμένο στο αθροιστικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας των μονάδων καύσης φυσικού αερίου, και επομένως δεν προστίθεται ξανά στο κόστος του συστήματος αερίου. Οι εξισώσεις (3.17b) - (3.17q) αντιπροσωπεύουν τους περιορισμούς λειτουργίας των συζευγμένων συστημάτων. Για το σύστημα ισχύος, οι (3.17b) και (3.17c) εκφράζουν την ικανότητα παραγωγής ενεργού και αέργου ισχύος των γεννητριών. Οι εξισώσεις (3.17d) και (3.17e) εκφράζουν τους περιορισμούς που αφορούν στις τάσεις των ζυγών και των ρευμάτων γραμμής. Οι εξισώσεις (3.17f) και (3.17g) εκφράζουν ισολογισμούς ισχύος στους ζυγούς, όπου το Ψ_g (i_p), (αντίστοιχα: $\Psi_n(i_p)$, $\Psi_{dp}(i_p)$, $\Psi_c(i_p)$) αντιπροσωπεύει το σύνολο των μονάδων που λειτουργούν με αέριο (μονάδες μη αερίου, φορτία, ηλεκτρικοί συμπιεστές) που είναι συνδεδεμένες με το ζυγό i_p, ενώ το $\Psi_{O1}(i_p)$ ($\Psi_{O2}(i_p)$) δηλώνει το σύνολο των γραμμών των οποίων η κεφαλή (πέρας) είναι ο ζυγός i_p. Ο τελευταίος όρος στο (3.17f) αντιπροσωπεύει την ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται από τους ηλεκτρικούς συμπιεστές. Οι (3.17f) και (3.17g) διατυπώνονται και αθροιστικά με τη μορφή συνολικών ισολογισμών για το δίκτυο. Για την περίπτωση συμπιεστών που καταναλώνουν φυσικό αέριο, ο συντελεστής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας είναι $\chi_c = 0$. Η εξίσωση (3.17h) είναι η εξίσωση πτώσης τάσης σύμφωνα με την κατεύθυνση της ροής του ρεύματος. Η εξίσωση (3.17i) εκφράζει τη σχέση μεταξύ τάσεων ζυγών, ρευμάτων γραμμής και ενεργού και αέργου μεταφερόμενης ισχύος από κάθε γραμμή.

Για το σύστημα φυσικού αερίου, οι (3.17j) και (3.17k) καθορίζουν την ικανότητα παροχής αερίου από τις πηγές αερίου και την περιοχή αποδεκτών πιέσεων λειτουργίας στους κόμβους του δικτύου. Η εξίσωση (3.17l) εκφράζει τον ισολογισμό αερίου σε κάθε κόμβο, όπου το $\Theta_w(i_g)$ (αντίστοιχα: $\Theta_{dg}(i_g)$, $\Theta_g(i_g)$) αντιπροσωπεύει το σύνολο των παροχών αερίου (φορτία αερίου, μονάδες καύσης αερίου) που συνδέονται με τον κόμβο i_g, το $\Theta_{c1}(i_g)$ ($\Theta_{c2}(i_g)$) αναφέρεται στο σύνολο των ενεργών αγωγών των οποίων ο κόμβος κεφαλής (πέρατος) είναι ο i_g, το $\Theta_{lg1}(i_g)$ ($\Theta_{lg2}(i_g)$) αναφέρεται στο σύνολο των παθητικών αγωγών των οποίων ο κόμβος κεφαλής (πέρατος) είναι ο i_g. Η εξίσωση (3.17m) είναι η εξίσωση Weymouth για παθητικούς αγωγούς, όπου $u_{l_g^1}$, $u_{l_g^2}$ είναι πιέσεις αερίου στους αρχικούς και τερματικούς κόμβους του l_g, αντίστοιχα. Η εξίσωση (3.17n) αφορά στην ενσωμάτωση του μοντέλου linepack. Οι (3.17o) και (3.17p) καθορίζουν το μέγιστο βαθμό συμπίεσης και τη μέγιστη εισροή σε ενεργούς αγωγούς. Η εξίσωση (3.17q) εκφράζει την κατανάλωση αερίου σε ενεργούς αγωγούς. Για τους ηλεκτρικούς συμπιεστές, ο συντελεστής κατανάλωσης καυσίμου είναι $\alpha_c = 0$. Οι εξισώσεις (3.17o) - (3.17q) αποτελούν το απλοποιημένο μοντέλο συμπιεστή.

Ακόμα θεωρείται ότι η απορριπτόμενη ποσότητα ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας αξιοποιείται για σύνθεση φυσικού αερίου, απαλλάσσοντας το σύστημα φυσικού αερίου από το κόστος της αντίστοιχης ποσότητας, μέσω της εξίσωσης:

$$y_{RES} = \beta_{el} * p_{RES}^{drop} \tag{3.18}$$

Όπου το p_{drop}^{RES} προκύπτει ως η διαφορά της παραγόμενης από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ισχύος από το ανώτατο όριο διείσδυσης ανανεώσιμων που έχει καθοριστεί προκειμένου να διασφαλιστεί η ευστάθεια του συστήματος.

3.4 Δομή υπολογιστικού μοντέλου

Οι εξισώσεις που διατυπώθηκαν παραπάνω και περιγράφουν το πρόβλημα της συνβελτιστοποίησης του συνεργαζόμενου συστήματος των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου ενσωματώθηκαν σε προγραμματιστικό περιβάλλον με σκοπό την κατασκευή ενός υπολογιστικού μοντέλου επίλυσης. Ο κώδικας γράφτηκε σε γλώσσα προγραμματισμού MatLab. Για την εύρεση της ελάχιστης τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης που αντιπροσωπεύει το συνολικό ενεργειακό κόστος του συστήματος χρησιμοποιήθηκε η συνάρτηση fmincon, που πραγματοποιεί ελαχιστοποίηση συναρτήσεων κάτω από γραμμικούς αλλά και μη γραμμικούς περιορισμούς, το οποίο αποτέλεσε αναγκαιότητα δεδομένης της μη γραμμικότητας εξισώσεων του συζευγμένου συστήματος ως προς ορισμένες μεταβλητές απόφασης.

Παρακάτω παρουσιάζεται η δομή και η λειτουργία της χρησιμοποιούμενης συνάρτησης και η δομή του υπολογιστικού μοντέλου.

3.4.1 Μη γραμμικός προγραμματισμός

Υπάρχουν πολλές εφαρμογές μαθηματικού προγραμματισμού που εμπίπτουν στην περιοχή του γραμμικού προγραμματισμού. Υποθέσεις ή προσεγγίσεις γραμμικού προγραμματισμού μπορεί επίσης να οδηγήσουν σε κατάλληλες αναπαραστάσεις προβλημάτων στο εύρος των μεταβλητών απόφασης που εξετάζονται. Σε άλλες περιπτώσεις, ωστόσο, όπως το υπό μελέτη σύστημα, οι μη γραμμικότητες με τη μορφή είτε μη γραμμικών αντικειμενικών συναρτήσεων είτε μη γραμμικών περιορισμών είναι θεμελιώδους σημασίας για την σωστή αναπαράσταση ενός φαινομένου ή μοντέλου ως μαθηματικό πρόβλημα σε προγραμματιστικό περιβάλλον.

Ένα γενικό πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι η επιλογή n μεταβλητών απόφασης x_1, $x_2,\ldots, x_n$ από μια δεδομένη εφικτή περιοχή με τέτοιο τρόπο ώστε να βελτιστοποιείται (ελαχιστοποιείται ή μεγιστοποιείται) μια δεδομένη αντικειμενική συνάρτηση

$$f(x_1, x_2, \ldots, x_n)$$

των μεταβλητών απόφασης. Το πρόβλημα ονομάζεται πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού (Non-Linear Programming - NLP) εάν η αντικειμενική συνάρτηση είναι μη γραμμική και/ή η εφικτή περιοχή καθορίζεται από μη γραμμικούς περιορισμούς. Έτσι, στην περίπτωση προβλημάτων ελαχιστοποίησης, το γενικό μη γραμμικό πρόγραμμα δηλώνεται ως εξής:

Minimize $$f(x_1, x_2, \ldots, x_n),$$

Υπό τους περιορισμούς:

$$\begin{aligned} g_1(x_1, x_2, \ldots, x_n) &\leq b_1, \\ \vdots \qquad & \quad \vdots \\ g_m(x_1, x_2, \ldots, x_n) &\leq b_m, \end{aligned}$$

όπου δίνεται καθεμία από τις συναρτήσεις περιορισμού g_1 έως g_m. Έτσι ένα παράδειγμα προβλήματος ελαχιστοποίησης παρουσιάζεται παρακάτω:

$$f(x_1, x_2, \ldots, x_n) = \sum_{j=1}^{n} c_j x_j,$$

Και

$$g_i(x_1, x_2, \ldots, x_n) = \sum_{j=1}^{n} a_{ij} x_j \qquad (i = 1, 2, \ldots, m).$$

Σημειώνεται ότι οι ανισοτικοί περιορισμοί μεγαλύτερου ή ίσου μπορούν να συμπεριληφθούν απλά με την παρακάτω μετατροπή:

$$g_{m+i}(x_1, x_2, \ldots, x_n) = -x_i \leq 0 \qquad (i = 1, 2, \ldots, n).$$

Τις πιο πολλές φορές αυτοί οι περιορισμοί είναι ισχυροί, όπως και στα περισσότερα προβλήματα υπό περιορισμούς. Σε ορισμένες περιπτώσεις, ενδέχεται οι περιορισμοί αυτοί να έχουν πιο ασθενή χαρακτήρα.

Για λόγους ευκολίας, συνήθως το x υποδηλώνει το διάνυσμα των n μεταβλητών απόφασης $x_1, x_2,\ldots, x_n$ - δηλαδή $x = (x_1, x_2,\ldots, x_n)$ - και το πρόβλημα γράφεται πιο συνοπτικά ως:

Minimize f(x),

Υπό τους περιορισμούς:

$$g_i(x) \leq b_i \qquad (i = 1, 2, \ldots, m).$$

Όπως και στον γραμμικό προγραμματισμό, δεν χρησιμοποιείται μόνο αυτή η διατύπωση. Για να ελαχιστοποιηθεί η f(x), μπορεί φυσικά να εφαρμοστεί μεγιστοποίηση της -f (x). Ακόμα, οι περιορισμοί ισότητας h(x) = b μπορούν να γραφτούν ως δύο περιορισμοί ανισότητας h (x) ≤ b και −h(x) ≤ −b. Επιπλέον, αν εισαχθεί μια βοηθητική μεταβλητή, κάθε περιορισμός ανισότητας μετατρέπεται σε έναν περιορισμό ισότητας. Έτσι σε κάποιες περιπτώσεις χρησιμοποιείται μια εναλλακτική μορφή ισότητας:

Minimize f(x),

Υπό τους περιορισμούς:

$$\begin{aligned} h_i(x) &= b_i \qquad (i = 1, 2, \ldots, m) \\ x_j &\geq 0 \qquad (j = 1, 2, \ldots, n). \end{aligned}$$

Συνήθως το πλαίσιο του προβλήματος περιλαμβάνει είτε διατύπωση ισότητας είτε ανισότητας (ή διατύπωση και με τα δύο τύπους περιορισμών), και δεν υπάρχει λόγος να περιορίζεται αποκλειστικά σε καμία από τις δύο μορφές[1].

3.4.2 Δομικά χαρακτηριστικά

Συνάρτηση βελτιστοποίησης

Όπως αναφέρθηκε, για την εύρεση της οικονομικά βέλτιστης λύσης του συζευγμένου συστήματος χρησιμοποιήθηκε η συνάρτηση fmincon, μία ειδικά διαμορφωμένη συνάρτηση σε περιβάλλον MatLab για την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης με μη γραμμικούς περιορισμούς. Η δομή της συνάρτησης αυτής έχει ως εξής:

$$\min_x f(x) \text{ such that } \begin{cases} c(x) \leq 0 \\ ceq(x) = 0 \\ A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub, \end{cases} \qquad (3.19)$$

Όπου οι δύο πρώτες εξισώσεις αντιπροσωπεύουν τους μη γραμμικούς περιορισμούς, ανισοτικούς και ισοτικούς, του προβλήματος, η τρίτη και η τέταρτη τους γραμμικούς ισοτικούς και ανισοτικούς περιορισμούς και η πέμπτη τα όρια των μεταβλητών απόφασης. Τα b και beq είναι διανύσματα, τα A και Aeq είναι πίνακες, τα c(x) και ceq(x) είναι συναρτήσεις που επιστρέφουν διανύσματα, και η f (x) είναι μια συνάρτηση που επιστρέφει ένα διάνυσμα. Η f (x), η c (x) και η ceq (x) μπορεί να είναι μη γραμμικές συναρτήσεις. Τα x, lb και ub μπορούν να εκφραστούν ως διανύσματα ή πίνακες.

Η σύνταξη της συνάρτησης σε MatLab είναι η ακόλουθη:

```
x = fmincon(fun,x0,A,b,Aeq,beq,lb,ub,nonlcon,options)
```

Όπου η συνάρτηση fun αντιπροσωπεύει την f(x), το διάνυσμα x0 αποτελεί την αρχικοποίηση του διανύσματος των μεταβλητών απόφασης x, τα A, b, Aeq, beq, lb και ub αποτελούν τα αντίστοιχα στοιχεία της 3.19. Η συνάρτηση nonlcon αντιπροσωπεύει το σύνολο των μη γραμμικών περιορισμών και μπορεί να περιέχει τόσο τους περιορισμούς ισότητας όσο και ανισότητας, εφόσον υπάρχουν. Η παράμετρος options δίνει τη δυνατότητα καθορισμού λειτουργικών χαρακτηριστικών της συνάρτησης όπως ο αριθμός των επαναλήψεων, η επιλογή του χρησιμοποιούμενου αλγόριθμου, το βήμα της συνάρτησης και άλλα.

Αλγόριθμος επίλυσης

Παρακάτω παρατίθενται οι αλγόριθμοι επίλυσης που χρησιμοποιεί η συνάρτηση fmincon.

Αλγόριθμος εσωτερικού σημείου (interior point)

Ο συγκεκριμένος αλγόριθμος, ο οποίος αποτελεί και προεπιλογή επίλυσης από τη χρησιμοποιούμενη συνάρτηση, εφαρμόστηκε για την επίλυση του υπό μελέτη προβλήματος. Η προσέγγιση του αλγορίθμου εσωτερικού σημείου της ελαχιστοποίησης υπό περιορισμούς είναι η επίλυση μιας σειράς προβλημάτων προσεγγιστικής ελαχιστοποίησης. Το αρχικό πρόβλημα είναι:

$$\min_{x} f(x), \text{ subject to } h(x) = 0 \text{ and } g(x) \leq 0. \quad (3.20)$$

Για κάθε μ> 0, το κατά προσέγγιση πρόβλημα είναι:

$$\min_{x,s} f_{\mu}(x,s) = \min_{x,s} f(x) - \mu \sum_{i} \ln(s_i), \text{ subject to } s \geq 0, \ h(x) = 0, \text{ and } g(x) + s = 0. \quad (3.21)$$

Υπάρχουν τόσες βοηθητικές μεταβλητές s_i όσοι και οι περιορισμοί ανισότητας g. Τα s_i περιορίζονται να είναι θετικά για να διατηρούν τις επαναλήψεις στο εσωτερικό της εφικτής περιοχής. Καθώς το μ μειώνεται στο μηδέν, το ελάχιστο του f_μ πρέπει να πλησιάζει το ελάχιστο της f. Ο προστιθέμενος λογαριθμικός όρος ονομάζεται συνάρτηση φραγμού.

Το κατά προσέγγιση πρόβλημα που περιγράφεται στην εξίσωση 3.21 είναι μια ακολουθία προβλημάτων που παρουσιάζουν ισοτικούς περιορισμούς. Αυτά είναι πιο εύκολο να επιλυθούν σε σχέση με το αρχικό πρόβλημα που περιορίζεται από ανισότητα στην εξίσωση 3.20.

Για την επίλυση του κατά προσέγγιση προβλήματος, ο αλγόριθμος χρησιμοποιεί ένα από τα δύο κύρια είδη βημάτων σε κάθε επανάληψη:

- Ένα άμεσο βήμα σε (x, s). Αυτό το βήμα επιχειρεί να λύσει το κατά προσέγγιση πρόβλημα μέσω γραμμικής προσέγγισης και ονομάζεται επίσης βήμα Newton.
- Ένα βήμα CG (συζυγούς κλίσης-conjugate gradient), χρησιμοποιώντας μια περιοχή εμπιστοσύνης.

Από προεπιλογή, ο αλγόριθμος χρησιμοποιεί πρώτα άμεσο βήμα. Εάν αυτό δεν είναι εφικτό, επιχειρεί ένα βήμα CG. Μια περίπτωση όπου δεν χρησιμοποιείται άμεσο βήμα είναι όταν το κατά προσέγγιση πρόβλημα δεν είναι τοπικά κυρτό κοντά στην τρέχουσα επανάληψη.

Σε κάθε επανάληψη ο αλγόριθμος μειώνει μια συνάρτηση κόστους, όπως η:

$$f_{\mu}(x,s) + \nu \left\| (h(x), g(x) + s) \right\|.$$

Η παράμετρος ν μπορεί να αυξηθεί με τον αριθμό των επαναλήψεων προκειμένου να διατηρηθεί η λύση εντός της εφικτής περιοχής. Εάν ένας χρησιμοποιούμενος τύπος βήματος δεν μειώσει τη συνάρτηση κόστους, ο αλγόριθμος απορρίπτει το βήμα αυτό και χρησιμοποιεί ένα νέο.

Εάν είτε η αντικειμενική συνάρτηση είτε μια μη γραμμική συνάρτηση περιορισμού επιστρέψει μια σύνθετη τιμή, NaN, Inf ή ένα σφάλμα σε μια επανάληψη x_j, ο αλγόριθμος απορρίπτει το x_j. Η απόρριψη έχει το ίδιο αποτέλεσμα όπως και αν η συνάρτηση κόστους δεν μειωθεί επαρκώς: ο αλγόριθμος επιχειρεί ένα διαφορετικό, πιο σύντομο βήμα.

Οι περιορισμοί οφείλουν να καθορίζουν ορθές (διπλές) τιμές στο αρχικό σημείο.

Active set optimization

Η fmincon εφαρμόζει μια μέθοδο διαδοχικού τετραγωνικού προγραμματισμού (Sequential Quadratic Programming - SQP). Σε αυτή τη μέθοδο, η συνάρτηση επιλύει ένα υποπρόβλημα τετραγωνικού προγραμματισμού (QP) σε κάθε επανάληψη. Η fmincon ενημερώνει μια εκτίμηση της Hessian του Lagrangian σε κάθε επανάληψη χρησιμοποιώντας τον τύπο BFGS [122].

SQP και SQP-Legacy Optimization

Οι αλγόριθμοι «sqp» και «sqp-legacy» της fmincon είναι παρόμοιοι με τον αλγόριθμο «activeset» που περιγράφεται στο Active-Set Optimization. Ο αλγόριθμος SQP της fmincon περιγράφει τις κύριες διαφορές. Συνοπτικά, αυτές οι διαφορές είναι:

- Αυστηρότητα ως προς την εφικτότητα της λύσης μέσω των ορίων
- Έμφαση στην μη ύπαρξη διπλών αποτελεσμάτων
- Ανασχηματισμένες ρουτίνες γραμμικής άλγεβρας
- Αναδιαμορφωμένες ρουτίνες εφικτότητας

Trust-Region-ReflectiveOptimization

Ο αλγόριθμος «Trust-Region-Reflective» αποτελεί μια μέθοδο «υποχώρου εμπιστοσύνης» και βασίζεται στην εσωτερική αντανακλαστική μέθοδο Newton που περιγράφεται στο [123]. Κάθε επανάληψη περιλαμβάνει την κατά προσέγγιση λύση ενός μεγάλου γραμμικού συστήματος χρησιμοποιώντας τη μέθοδο preconditioned conjugate gradients (PCG).

Περισσότερα για τους αλγόριθμους επίλυσης μπορούν να βρεθούν στο [121].

Ελαχιστοποιούμενη συνάρτηση

Όπως αναφέρθηκε ήδη στην ενότητα 3.3, η προς ελαχιστοποίηση συνάρτηση κόστους του συζευγμένου συστήματος είναι η 3.17a:

$$\min \sum_{n} C_n(p_n) + \sum_{g} C_g(p_g) + \sum_{w} Q_w^{gas} y_w$$

όπου ο πρώτος όρος αναφέρεται στο κόστος των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που δεν χρησιμοποιούν αέριο, ο δεύτερος στο κόστος των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που χρησιμοποιούν αέριο και ο τρίτος στο κόστος του απαιτούμενου για την κάλυψη των αναγκών του σύνθετου δικτύου φυσικού αερίου. Η συνάρτηση C υπολογίζει το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργεια από κάθε μονάδα και είναι μία τετραγωνική συνάρτηση ως προς την παραγόμενη ισχύ της υπόψη μονάδας, με τις τιμές των a, b και c όρων της να καθορίζονται από το χρήστη του προγράμματος στο αρχείο εισαγωγής δεδομένων, όπως και το κόστος Q_w^{gas} του αερίου. Εξαίρεση αποτελεί η μοντελοποίηση του κόστους των μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, που περιλαμβάνει αποκλειστικά ένα σταθερό όρο κόστους λειτουργίας ανά ώρα, ο οποίος εκφράζει αποσβέσεις κεφαλαίων των επενδύσεων σε ανανεώσιμα και κάποια μικρά λειτουργικά κόστη συντήρησης των μονάδων.

Η διατύπωση της συνάρτησης αυτής εντός του κώδικα έχει ως εξής:

```
function [costmin] = f(x)

        costmin=cost1+gws*Qg-gelt*Qg
```

όπου ο όρος cost1 αναφέρεται στο συνολικό κόστος των μονάδων παραγωγής ισχύος, αερίου και μη, ενσωματώνοντας τους δύο πρώτους όρους της 3.17a, ο δεύτερος όρος αναφέρεται στο συνολικό κόστος του διακινούμενου αερίου από το σύστημα φυσικού αερίου, ενώ ο τρίτος όρος, έχει βοηθητικό χαρακτήρα, και χρησιμοποιείται με σκοπό να αφαιρεθεί από το συνολικό κόστος το κόστος του αερίου που απορροφάται από τις ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες φυσικού αερίου, καθώς το κόστος αυτό έχει συνυπολογιστεί ήδη στον πρώτο όρο της εξίσωσης. Επίσης στον τρίτο όρο λαμβάνεται υπόψη και αφαιρείται και η ποσότητα αερίου που έχει προκύψει από την μετατροπή της απορριπτόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, εφόσον υπάρχει.

Μεταβλητές απόφασης

Στην ενότητα 3.3 έγινε ήδη αναφορά στις μεταβλητές απόφασης του συστήματος. Οι μεταβλητές αυτές ενσωματώνονται στο διάνυσμα x, το οποίο έχει εντός του κώδικα την εξής δομή:

```
x=[Ilpt;Pgt;Pnt;Qgt;Qnt;Plpt;Qlpt;Vipt;p;gw;f]
```

Παρακάτω παρουσιάζεται η αντιστοιχία των μεταβλητών με τη μορφή που παρουσιάστηκαν στις εξισώσεις της ενότητας 3.3 και με τη μορφή που παρουσιάζονται στον κώδικα, και η παράμετρος που περιγράφει τη διάσταση της κάθε μιας.

Μεταβλητές στις εξισώσεις	Μεταβλητές στον κώδικα	Παράμετροι διάστασης μεταβλητών
$I_{l_p t}$	`Ilpt`	`nll`
$\dot{m}_{l_g}$	`f`	`nllg`
p_g, p_n	`Pgt,Pnt`	`l,k`
q_g, q_n	`Qgt,Qnt`	`l,k`
P_{l_p}/Q_{l_p}	`Plpt,Qlpt`	`nll,nll`
U_{i_p}	`Vipt`	`nbusl-kv`
u_{i_g}	`p`	`nnodel-1`
y_w	`gw`	`kg`

όπου kv ο αριθμός των PV ζυγών του δικτύου ισχύος, nbusl και nll ο αριθμός των ζυγών και των γραμμών του δικτύου ισχύος, nnodel και nllg ο αριθμός των κόμβων και των κλάδων του δικτύου φυσικού αερίου. Ο αριθμός των προς υπολογισμό πιέσεων του δικτύου αερίου είναι μειωμένος κατά έναν σε σχέση με τον αριθμό των κόμβων, καθώς η πίεση του κόμβου αναφοράς θεωρείται δεδομένη. Αντίστοιχα, ο αριθμός των προς υπολογισμός τάσεων στους ζυγούς του δικτύου ισχύος είναι ίσος με το συνολικό αριθμό των ζυγών χωρίς τους ζυγούς PV που θεωρείται ότι έχουν γνωστές τάσεις. Τελικά, η συνολική διάσταση του διανύσματος x είναι:

```
3nll+2l+2k-nbusl-kv+nnodel-1+kg+nllg.
```

Περιορισμοί

Το σύνολο των εξισώσεων που αποτελούν τους περιορισμούς του συστήματος, όπως αυτές διατυπώθηκαν στην ενότητα 3.3, ενσωματώθηκαν στο υπολογιστικό μοντέλο. Οι γραμμικές εξισώσεις περιορισμών εισάγονται στους πίνακες Aeq και beq. Οι εξισώσεις που περιγράφουν τους μη γραμμικούς περιορισμούς του συστήματος εισάγονται στο αρχείο cc του κώδικα. Πιο συγκεκριμένα, η ανίσωση 3.17i του ηλεκτρικού δικτύου ορίζεται ως συνάρτηση cout και η συνάρτηση 3.17m του δικτύου φυσικού αερίου ως ceq, που μαζί αποτελούν τη σύνθετη συνάρτηση cc, η οποία καλείται από τη συνάρτηση fmincon κατά την επίλυση του προβλήματος.

Ορισμένοι σημαντικοί περιορισμοί που έχουν τεθεί υπό τη μορφή των ορίων, είναι οι εξής:

- Το όριο διείσδυσης για της μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, που έχει ως στόχο τη διασφάλιση της ευστάθειας του συστήματος. Αν η πραγματική παραγωγή ανανεώσιμων ξεπερνά το όριο διείσδυσης, τότε η επιπλέον ποσότητα απορρίπτεται και αξιοποιείται για τη σύνθεση φυσικού αερίου, το οποίο διοχετεύεται στο δίκτυο φυσικού αερίου.
- Ανώτατο όριο ισχύος στον ζυγό αναφοράς, το οποίο εξασφαλίζει έναν βαθμό αυτονομίας στο σύστημα, καθώς τίθεται ένα σαφές επίπεδο άντλησης ενέργειας από το υπόλοιπο δίκτυο ισχύος, το οποίο δεν μπορεί να ξεπεραστεί.
- Ανώτατα όρια άντλησης φυσικού αερίου από κάθε κόμβο πηγή, που αντιπροσωπεύουν τη δυναμικότητα κάθε πόρου.
- Τεχνικό ελάχιστο και μέγιστο της ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας φυσικού αερίου.

3.4.3 Αριθμητική εφαρμογή

Παρακάτω παρατίθενται αναλυτικά στοιχεία από το αρχείο εισόδου για την αριθμητική προσομοίωση του υπό μελέτη προβλήματος. Θεωρήθηκε δίκτυο ισχύος με 6 ζυγούς και 11 γραμμές και δίκτυο φυσικού αερίου με 7 κόμβους και 10 κλάδους. Το δίκτυο ισχύος διαθέτει τρεις ζυγούς PV: τον ζυγό 1 αναφοράς, τον ζυγό 2 όπου βρίσκεται διασυνδεδεμένη μονάδα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τον ζυγό 3 όπου βρίσκεται η μονάδα φυσικού αερίου. Το δίκτυο φυσικού αερίου διαθέτει 2 πηγές προμήθειας αερίου στις θέσεις 1 και 2. Στα στοιχεία που ακολουθούν περιλαμβάνονται άνω, κάτω όρια και αρχικοποιήσεις μεταβλητών και τιμές παραμέτρων.

```
Basemva = 1000;

%     Bus Bus -Voltage Square-    --Load-- ---------Generator---------
%     No code Vmin   Vmax  Vst     MW   Mvar Pmin Pmax Pres Qmin Qmax Pst Qst
bdat=[1  1     0.80  1.20  1.00    0     0    0   300    0 -2500 2500 300  0
      2  2     0.80  1.20  1.05    0     0    0   500  600    0 2500 300  0
      3  3     0.80  1.20  1.05    0     0  100   700    0    0 2500 300  0
      4  0     0.80  1.20  0.00  300   200    0     0    0    0    0   0  0
      5  0     0.80  1.20  0.00  200   250    0     0    0    0    0   0  0
      6  0     0.80  1.20  0.00  450   200    0     0    0    0    0   0  0];

%                         Line code
%     Bus bus    R        X     Isqrmax  Isqrst  Pst   Qst
%     nl  nr    p.u.     p.u.    p.u.     p.u.   MW    MVar
ldat=[1   2     0.1     0.2     0.3      0.1     0     0
      1   4     0.05    0.2     0.3      0.1     0     0
      1   5     0.08    0.3     0.3      0.1     0     0
      2   3     0.05    0.25    0.3      0.1     0     0
      2   4     0.05    0.1     0.3      0.1     0     0
      2   5     0.1     0.3     0.3      0.1     0     0
      2   6     0.07    0.2     0.3      0.1     0     0
      3   5     0.12    0.26    0.3      0.1     0     0
      3   6     0.02    0.1     0.3      0.1     0     0
      4   5     0.2     0.4     0.3      0.1     0     0
      5   6     0.1     0.3     0.3      0.1     0     0];


%     Compressors connection Buses
%       Power     Compresor power
%        Bus           H (MW)
compdata=[4            0.01];

%     Cost of producted energy
%     Bus       a           b        c
%     no   ($/(MWh)^2)  ($/MWh)   ($/h)
cost=[1         0          60       0
      2         0           0       2000
      3         0          65       1000];


%            NATURAL GASS GRID


R= 8.314; T= 288.16; ll= 0.01; D= 1; Mg= 0.017; Vm= 0.023;
gc= 1.265; ncg= 0.75; Qgas=150000;%$/MSm3


%                          Nodes data
%          Node    Pst    Pmin   Pmax   Gas Load  Max Gas
%           No    (bar)  (bar)  (bar)  (MSm3/h)  (MSm3/h)
nodedata=[1       50     40     50      0.001     0.2
          2       50     40     50      0.001     0.2
          3       50     45     55     -0.01       0
          4       50     45     55     -0.04       0
          5       50     45     55     -0.05       0
          6       50     45     55     -0.05       0
          7       50     45     55     -0.1        0];
```

```
%                       Branches data
%            Node Node L      H        fst    Linepacking
%            nl   nr  (km)  (MW)   (MSm3/h)    (MSm3/h)
branchdata=[1    4    30    0        0.1         0
            1    5    40    0        0.1         0
            2    3    50    0        0.1         0
            3    4    30    0.01     0.1         0.005
            3    7    50    0        0.1         0
            4    5    40    0        0.1         0
            4    6    30    0        0.1         0
            4    7    40    0        0.1        -0.005
            5    6    30    0        0.1         0
            6    7    30    0        0.1         0];

%                      Connection Lines Between the Two Systems
%                                                           Amount of given energy
%               Type      Power Gass  Conversion Ratio Gass Load Power Load
%          (1=GPP,2=PtG) Buss  Node      (KSm3/MWh)     (MSm3/h)   (MW)(maxMW)
conndata=[       1         3     3          0.15         0.015      0      0
                 2         5     2          0.05           0       100    300];
```

Οι δύο πρώτοι πίνακες περιλαμβάνουν στοιχεία για τους ζυγούς και τις γραμμές του δικτύου ισχύος. Ο τρίτος πίνακας περιλαμβάνει τον ζυγό του ηλεκτρικού δικτύου που τροφοδοτεί τον συμπιεστή του δικτύου φυσικού αερίου, ενώ στον τέταρτο πίνακα δηλώνονται τα στοιχεία των παραμέτρων των εξισώσεων κόστους των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων του δικτύου ισχύος. Οι επόμενοι δύο πίνακες περιλαμβάνουν τα στοιχεία των κόμβων και των κλάδων του δικτύου φυσικού αερίου και ο τελευταίος πίνακας παρέχει τις παραμέτρους λειτουργίας των μονάδων διασύνδεσης μεταξύ των δύο δικτύων.

Κεφάλαιο 4. Αποτελέσματα

Σε αυτή την ενότητα παρουσιάζονται αναλυτικά αποτελέσματα από τη λειτουργία του λογισμικού βελτιστοποίησης και ανάλυσης του συζευγμένου συστήματος δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου που κατασκευάστηκε. Μελετώνται εναλλακτικά σενάρια λειτουργίας για διαφορετικές τιμές αρχικών παραμέτρων, προσομοιώνοντας πραγματικές ενδεχόμενες καταστάσεις των αλληλεπιδρώντων δικτύων. Ορισμένες από τις παραμέτρους που μεταβάλλονται είναι η πραγματική στιγμιαία παραγωγή ισχύος από τις μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η διακύμανση των τιμών της μεγαβατώρας των μονάδων παραγωγής, η ισχύς του συμπιεστή και το επίπεδο πίεσης λειτουργίας του δικτύου φυσικού αερίου και η ποσότητα αποθηκευόμενου ή αντλούμενου αερίου στους/από τους αγωγούς του δικτύου. Ακόμα, διερευνάται η λειτουργία συζευγμένων τοπικών δικτύων. Σε κάθε μία από αυτές τις περιπτώσεις δοκιμάζεται η λειτουργία του λογισμικού βελτιστοποίησης και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ορισμένων βασικών μεταβλητών, όπως η παραγωγή των μονάδων του δικτύου ισχύος, οι παροχές των πηγών φυσικού αερίου, η λειτουργία των μονάδων διασύνδεσης των δικτύων και τα ενεργειακά κόστη των δικτύων. Σε κάθε υποενότητα περιλαμβάνονται πίνακες και διαγράμματα με τις τιμές των παραμέτρων και των υπό μελέτη μεταβλητών.

4.1 Λειτουργία αλληλεπιδρώντων δικτύων

Παρουσιάζεται αρχικά η μελέτη των μεταβλητών του συστήματος υπό συγκεκριμένες αρχικές συνθήκες παραμέτρων, για μία δεδομένη κατάσταση λειτουργίας. Οι μεταβλητές που μελετώνται είναι το δυναμικό, η παραγόμενη ενεργός και άεργος ισχύς στους ζυγούς και η διακινούμενη ενεργός ισχύς στις γραμμές μεταφοράς του ηλεκτρικού δικτύου και οι πιέσεις, το αντλούμενο και το παροχετευόμενο φυσικό αέριο στους κόμβους και οι παροχές αερίου στους αγωγούς του δικτύου φυσικού αερίου.

Ακουλουθούν οι τιμές κάποιων βασικών παραμέτρων λειτουργίας του συνεργαζόμενου συστήματος:

Μονάδα φυσικού αερίου
Εγκατεστημένη ισχύς: 700 MW
Τεχνικό ελάχιστο: 100 MW

Μονάδες ΑΠΕ
Εγκατεστημένη ισχύς: 800 MW
Όριο διείσδυσης: 500 MW
Πραγματική στιγμιαία παραγωγή: 600 MW

Ζυγός αναφοράς
Όριο ισχύος: 300 MW

Πηγές φυσικού αερίου
Όριο παροχής φυσικού αερίου: 0,2 MSm^3/h

Μονάδες διασύνδεσης των δικτύων
Συντελεστής μετατροπής ενέργειας μονάδας GPP: 0,15 kSm^3/MWh
Συντελεστής μετατροπής ενέργειας μονάδας PtG: 0,05 kSm^3/MWh
Εγκατεστημένη ισχύς μονάδας PtG: 300 MW

Συμπιεστής φυσικού αερίου
Ισχύς: 0,01 MW
Θέση: Αγωγός ΦΑ 34
Τροφοδοσία: Ζυγός ΗΔ 4

Καταναλώσεις ηλεκτρικού δικτύου
Ενεργός ισχύς: Ζυγός 4: 300 MW
Ζυγός 5: 200 MW
Ζυγός 6: 450 MW

Άεργος ισχύς: Ζυγός 4: 200 MW
Ζυγός 5: 250 MW
Ζυγός 6: 200 MW

Οι επιπλέον καταναλώσεις οφείλονται σε ιδιοκαταναλώσεις εντός των γραμμών του δικτύου και σε καταναλώσεις των συμπιεστών του δικτύου φυσικού αερίου.

Καταναλώσεις δικτύου φυσικού αερίου
Κόμβος 3: 0,01 MSm^3/h
Κόμβος 4: 0,04 MSm^3/h
Κόμβος 5: 0,05 MSm^3/h
Κόμβος 6: 0,05 MSm^3/h
Κόμβος 7: 0,1 MSm^3/h

Οι επιπλέον καταναλώσεις οφείλονται στην κατανάλωση της μονάδας φυσικού αερίου.

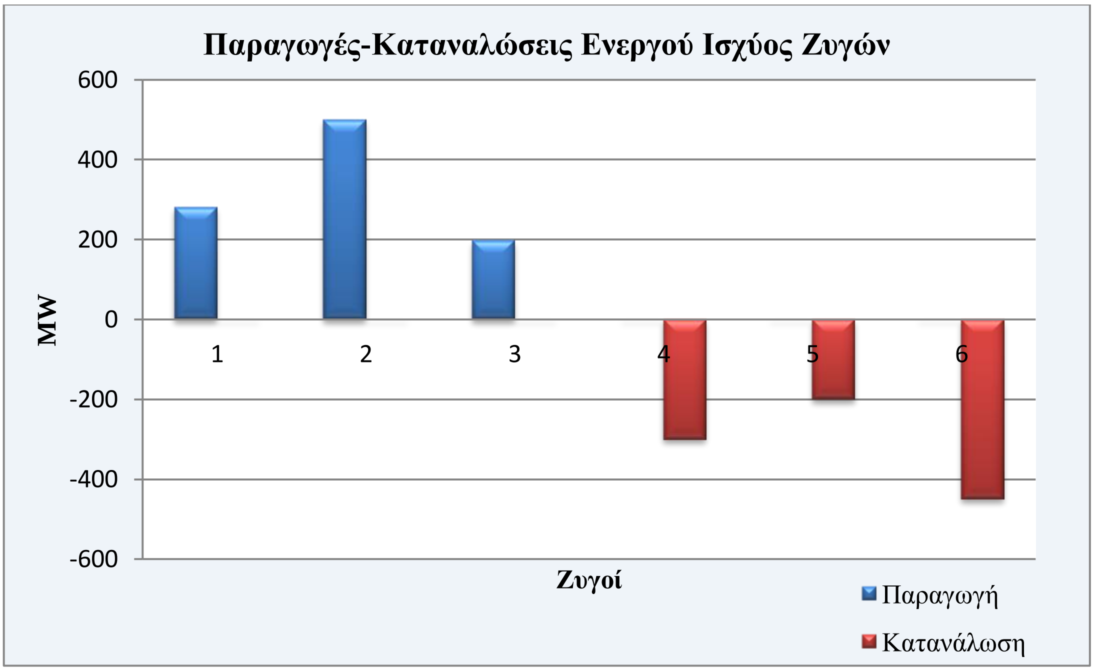
Τιμές μεγαβατώρας
Ζυγού αναφοράς: 60 €/MWh
Μονάδας φυσικού αερίου: 65 €/MWh

Το ηλεκτρικό δίκτυο λειτουργεί στην υψηλή τάση των 150 kV.

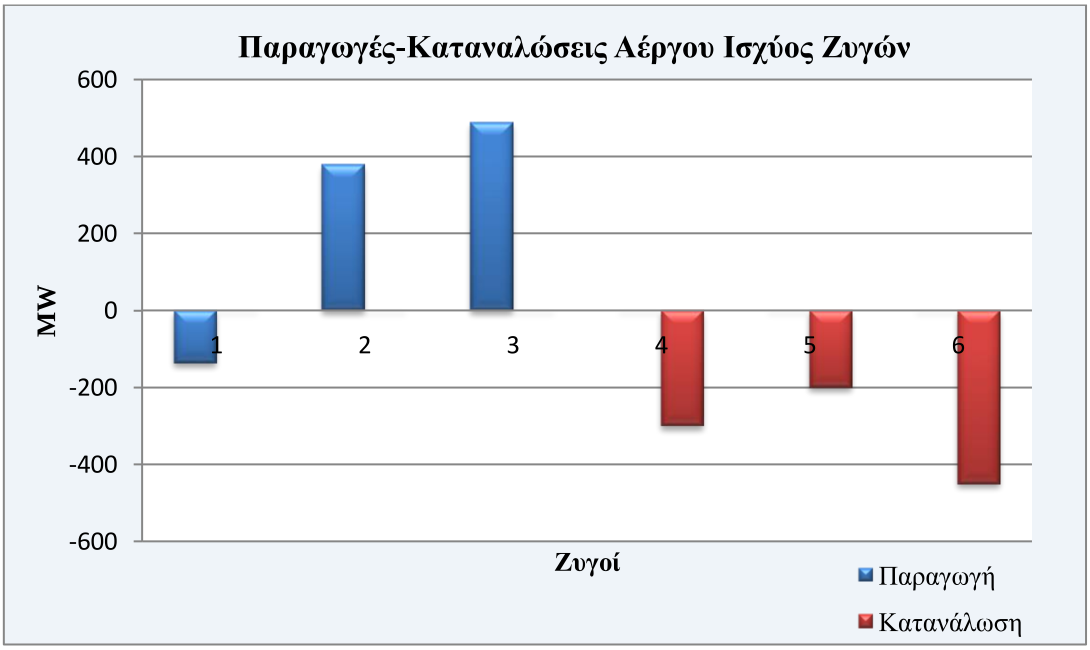
Στους πίνακες και τα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τη συγκεκριμένη περίπτωση μελέτης.

Ηλεκτρικό δίκτυο					
Ζυγός	Τάσεις (pu)	Κατανάλωση (MW)		Παραγωγή (MW)	
		Ενεργός Ισχύς	Άεργος Ισχύς	Ενεργός Ισχύς	Άεργος Ισχύς
1	1	0	0	281,56	-136,73
2	1,05	0	0	500	379
3	1,05	0	0	197,51	488,99
4	1,01	-300,01	-200,01	0	0
5	0,993	-200	-250	0	0
6	0,999	-450	-200	0	0
Σύνολο		-950,01	-650,01	979,07	731,26

Πίνακας 4.1: Τάσεις, ενεργές και άεργες ισχείς δικτύου ισχύος.



Διάγραμμα 4.1: Παραγωγές-Καταναλώσεις Ενεργού Ισχύος Ζυγών.



Διάγραμμα 4.2: Παραγωγές-Καταναλώσεις Αέργου Ισχύος Ζυγών.

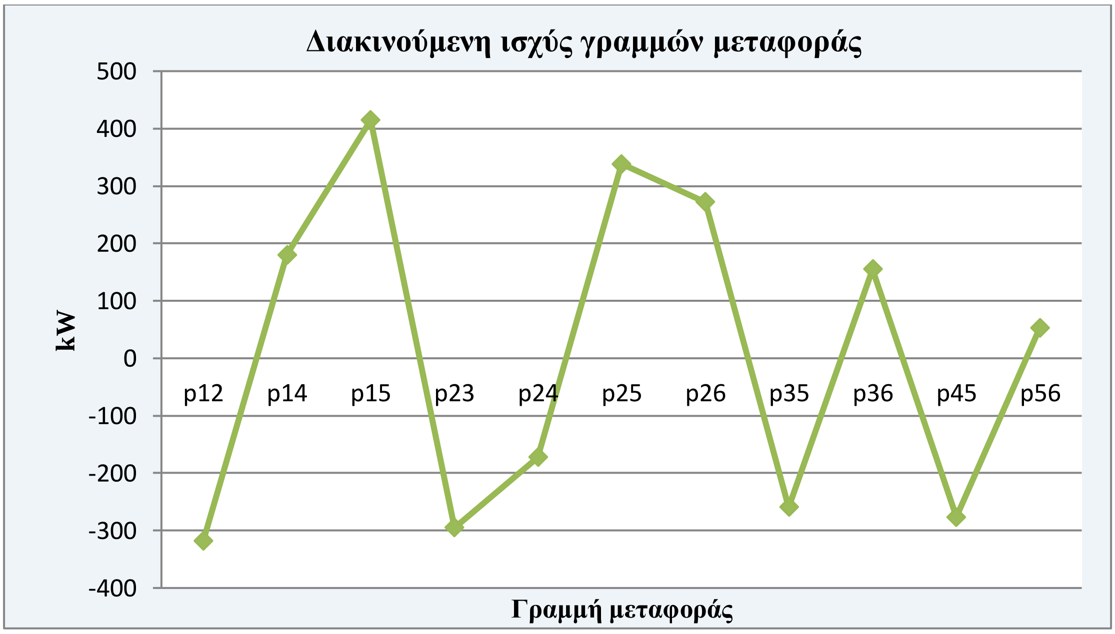
Για τη συγκεκριμένη παραγωγή ΑΠΕ που καθορίστηκε, το όριο διείσδυσης, το όριο μέγιστης παραγωγής του ζυγού αναφοράς και τις τιμές παραγόμενης μεγαβατώρας κάθε μονάδας, η ένταξη των ανανεώσιμων στο σύστημα προηγείται, ακολουθεί η ένταξη του ζυγού αναφοράς ενώ τα υπολοιπόμενα φορτία παραλαμβάνονται από τη μονάδα φυσικού αερίου, η οποία ωστόσο θεωρείται δεδομένο ότι θα λειτουργεί τουλάχιστον στο τεχνικό της ελάχιστο.

Ακολουθούν τα διαγράμματα που παρουσιάζουν το δυναμικό και τις ροές ισχύος στους ζυγούς και τις γραμμές του δικτύου αντίστοιχα.

Διάγραμμα 4.3: Τάσεις ζυγών ηλεκτρικού δικτύου.

Γραμμή μεταφοράς	Ισχύς (MW)
p12	-318,16
p14	180,2
p15	414,69
p23	-295,25
p24	-172,49
p25	338,16
p26	271,72
p35	-259,53
p36	155,01
p45	-276,55
p56	53,25

Πίνακας 4.2: Διακινούμενη ισχύς γραμμών μεταφοράς.

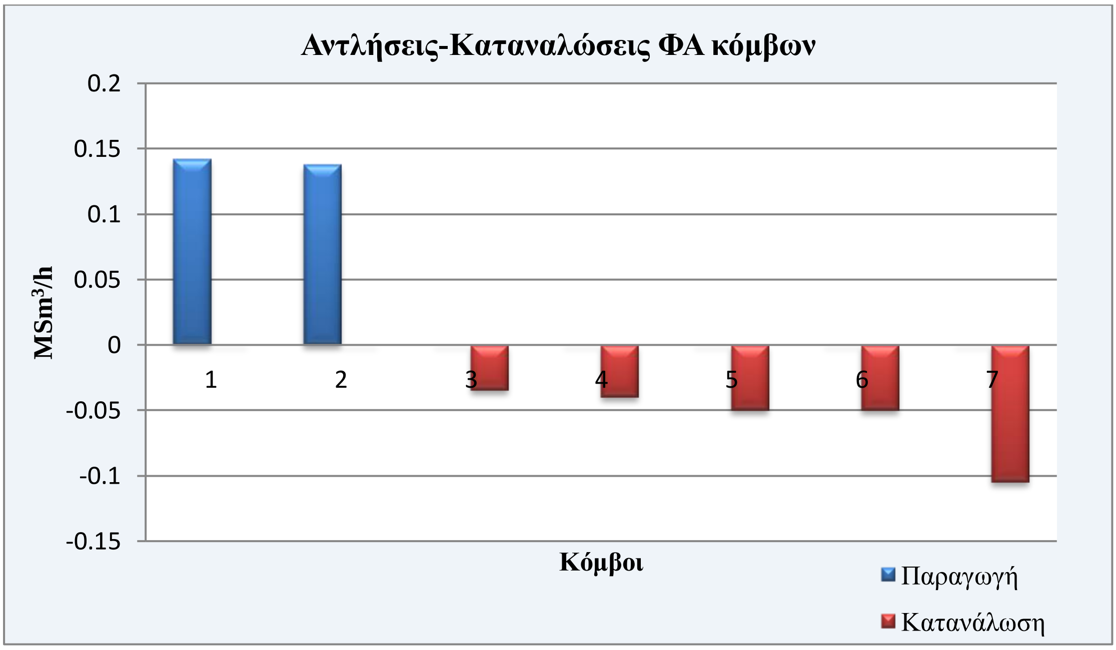


Διάγραμμα 4.4: Διακινούμενη ισχύς γραμμών μεταφοράς.

Ακουλουθούν οι πίνακες και τα διαγράμματα που αφορούν στις μεταβλητές που περιγράφουν τη λειτουργία του δικτύου φυσικού αερίου.

Δίκτυο φυσικού αερίου			
Κόμβος	Πίεση (bar)	Κατανάλωση (MSm^3/h)	Άντληση (MSm^3/h)
1	50	0	0,1421
2	50	0	0,1375
3	45,07	-0,0346	0
4	49,14	-0,04	0
5	49,03	-0,05	0
6	48,76	-0,05	0
7	48,49	-0,105	0
Σύνολο		-0,2796	0,2796

Πίνακας 4.3: Πιέσεις, παραγωγές και καταναλώσεις κόμβων δικτύου φυσικού αερίου.



Διάγραμμα 4.5: Αντλήσεις-Καταναλώσεις κόμβων του δικτύου φυσικού αερίου.

Όπως φαίνεται από το παραπάνω διάγραμμα η άντληση από την πηγή στον κόμβο 1 είναι ελαφρώς μεγαλύτερη σε σχέση με την άντληση από τον κόμβο 2, και αυτό οφείλεται στη δομή του δικτύου, καθώς η βέλτιστη λύση καθορίζει τον συνδυασμό άντλησης με τις ελάχιστες απώλειες πίεσης. Ωστόσο η ύπαρξη του συμπιεστή συντελεί στην εξισορρόπηση της κατάστασης, ευνοώντας την άντληση από την πηγή 2, λόγω της θέσης του στον αγωγό 34, που είναι ο μοναδικός που επικοινωνεί με τον 23. Στον κόμβο 3 διασυνδέεται ακόμα η μονάδα φυσικού αερίου, η οποία, όπως θα γίνει σαφές στις επόμενες παραγράφους, δύναται να παράγει σε διαφορετικά επίπεδα ισχύος.

Διάγραμμα 4.6: Πιέσεις δικτύου φυσικού αερίου.

Η μεγάλη πτώση πίεσης στον αγωγό 23 οφείλεται στο μεγαλύτερο μήκος του σε σχέση με τους υπόλοιπους αγωγούς και στη μεγαλύτερη ποσότητα αερίου που διακινεί, καθώς όλη ποσότητα της πηγής 2 διέρχεται από αυτόν, σε αντίθεση με την πηγή 1 που διαμοιράζει την άντλησή της στους 14 και 15. Παρόλα αυτά η πίεση αποκαθίσταται σε υψηλά επίπεδα μετά από την ανύψωση μέσω του συμπιεστή στη θέση 34.

Αγωγός	Παροχή φυσικού αερίου (MSm3/h)
f14	0,074
f15	0,068
f23	0,138
f34	0,093
f45	0,023
f46	0,05
f47	0,059
f56	0,042
f67	0,041

Πίνακας 4.4: Παροχές αγωγών δικτύου φυσικού αερίου.

Διάγραμμα 4.7: Παροχές δικτύου φυσικού αερίου.

Μονάδα PtG	
Καταναλισκόμενη ισχύς	100 MW
Παραγόμενο αέριο	0,005 MSm^3/h

Μονάδα GPP	
Καταναλισκόμενο αέριο	0,0296 MSm^3/h
Παραγόμενη ισχύς	197,51 MW

Πίνακας 4.5: Λειτουργία μονάδων διασύνδεσης των δικτύων.

Στον παραπάνω πίνακα φαίνεται η λειτουργία των μονάδων διασύνδεσης των δύο δικτύων. Η μονάδα PtG παραλαμβάνει ποσότητα ενέργειας μέσω του ζυγού 5, που αντιστοιχεί στην απορριπτόμενη ηλεκτρική ενέργεια, η οποία προκύπτει ως η διαφορά της πραγματικής στιγμιαίας παραγόμενης ισχύος των ανανεώσιμων μονάδων από το όριο διείσδυσης, και την μετατρέπει σε φυσικό αέριο το οποίο εγχύεται στον κόμβο 2 του δικτύου φυσικού αερίου. Η ηλεκτροπαραγωγική μονάδα φυσικού αερίου λειτουργεί σύμφωνα με το βέλτιστο μοντέλο ένταξης των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα, προκειμένου να επιτευχθεί η οικονομικότερη λύση, αντλώντας αέριο από τον κόμβο 3 του δικτύου φυσικού αερίου και παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια που εγχύεται στον ζυγό 2 του ηλεκτρικού δικτύου.

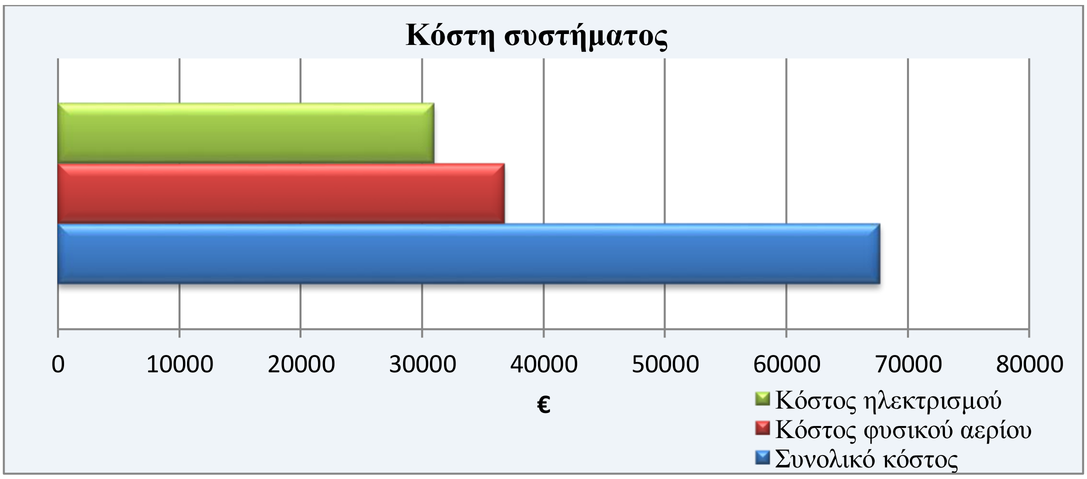
Linepacking	
Αγωγός	Παροχή ΦΑ (MSm^3/h)
34	0,005
47	-0,005

Πίνακας 4.6: Linepacking.

Όσον αφορά στην αποθήκευση εντός των αγωγών του δικτύου, στον παραπάνω Πίνακα 4.6 φαίνεται ο ρυθμός με τον οποίο θεωρήθηκε ότι αποθηκεύεται (+) ή αντλείται (-) φυσικό αέριο που έχει ήδη αποθηκευτεί, στους/από τους αντίστοιχους αγωγούς του δικτύου.

Κόστη συστήματος (€)	
Κόστος ηλεκτρισμού	30988,04
Κόστος φυσικού αερίου	36750
Συνολικό κόστος	85238,15

Πίνακας 4.7: Κόστη συστήματος.



Διάγραμμα 4.8: Κόστη συστήματος.

Για τις δεδομένες τιμές καταναλώσεων που καθορίστηκαν για τα δύο δίκτυα τα επιμέρους κόστη κυμαίνονται σε κοντινά επίπεδα, με το κόστος του δικτύου φυσικού αερίου να είναι ελαφρώς μεγαλύτερο. Σημειώνεται ότι το κόστος λειτουργίας της ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας φυσικού αερίου, περιλαμβάνει το κόστος της ποσότητας αερίου που καταναλώνει, και λογίζεται ως μέρος του ηλεκτρικού δικτύου, παραδοχή που δεν δημιουργεί πρόβλημα από τη στιγμή που θεωρείται ότι τα δύο συστήματα συνεργάζονται ως προς τη διαχείρισή τους, προκειμένου να επιτευχθεί η συνολικά βέλτιστη λύση από πλευράς κόστους παραγόμενης ενέργειας.

Η παράγραφος αυτή παρουσίασε τις κατανομές των βασικών υπό μελέτη μεταβλητών για ένα σύστημα συνεργαζόμενων δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Παρακάτω παρουσιάζονται περιπτώσεις εναλλακτικών σεναρίων μελέτης που αναδεικνύουν σε βάθος τη λειτουργία του συστήματος υπό μεταβαλλόμενες συνθήκες.

4.2 Σενάρια στιγμιαίας παραγωγής ΑΠΕ

Ο όσο το δυνατόν μεγαλύτερος βαθμός ένταξης ισχύος παραγόμενης από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αποτελεί σήμερα στόχο για κάθε ενεργειακό σύστημα. Οι απαιτήσεις σε ασφάλεια και ανθεκτικότητα των ενεργειακών συστημάτων επιτάσσουν την ύπαρξη πολλαπλών μορφών ενέργειας και εναλλακτικών τρόπων κάλυψης των αναγκών των καταναλωτών. Η ύπαρξη ευέλικτων ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων, όπως οι μονάδες φυσικού αερίου, με μικρούς χρόνους ένταξης στο σύστημα, προσδίδουν ευελιξία, καθώς με αυτό τον τρόπο μπορούν να ενσωματωθούν στα δίκτυα ισχύος περισσότερες μονάδες ανανεώσιμων, ενώ η ευστάθεια εξασφαλίζεται από την άμεση ένταξη των μονάδων φυσικού αερίου σε περίπτωση που υπάρξει στιγμιαία ή και πιο εκτεταμένη μείωση της παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ. Από αυτή τη σκοπιά, παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον η μελέτη της λειτουργίας του συνεργαζόμενου συστήματος ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου για εναλλακτικά σενάρια παραγόμενης ισχύος από τις μονάδες ανανεώσιμων πηγών που είναι εγκατεστημένες στο σύστημα. Στην πρώτη περίπτωση μελέτης που ακολουθεί παρακάτω, υποτέθηκαν 9 εναλλακτικά σενάρια παραγωγής ΑΠΕ, από 800 MW έως και 0 MW με βήμα 100 MW. Όπως φαίνεται και στον Πίνακα 4.7, εξετάζονται η παραγωγή όλων των μονάδων του συστήματος και η συνολική παραγωγή ισχύος, οι παροχές των πηγών φυσικού αερίου και η συνολική παροχή, η λειτουργία των μονάδων διασυνδεσης των δικτύων, τα κόστη των δικτύων και το συνολικό κόστος του συστήματος.

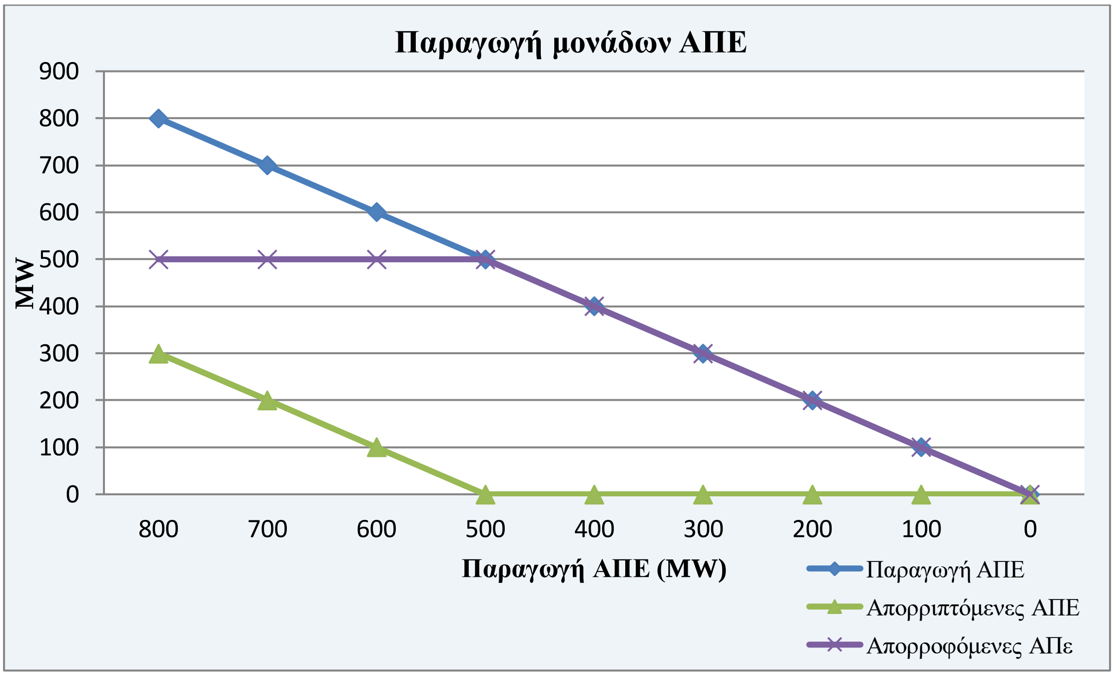
Οι τιμές των βασικών παραμέτρων που επιλέχθηκαν για αυτή την ενότητα είναι οι ίδιες όπως παρουσιάστηκαν στην παράγραφο 4.1, με εξαίρεση την παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που μεταβάλλεται σε κάθε σενάριο και την ισχύ του συμπιεστή του δικτύου φυσικού αερίου που είναι ίση με 0,005 MW. Στον Πίνακα 4.8 που ακολουθεί παρουσιάζονται αναλυτικά αριθμητικά δεδομένα για τα 9 εναλλακτικά σενάρια λειτουργίας, όπως προέκυψαν από το λογισμικό βελτιστοποίησης.

Σενάρια	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Παραγωγή ΑΠΕ (MW)	800	700	600	500	400	300	200	100	0
Απορριπτόμενες ΑΠΕ (MW)	300	200	100	0	0	0	0	0	0
Απορροφώμενες ΑΠΕ (MW)	500	500	500	500	400	300	200	100	0
Παραγωγή ζυγού αναφοράς (MW)	292,03	292,03	292,03	292,03	298,51	281,97	297,03	281,17	291,09
Παραγωγή μονάδας ΦΑ (MW)	197,51	197,51	197,51	197,51	297,51	397,51	497,51	595,3	697,51
Συνολική παραγωγή ισχύος (MW)	989,54	989,54	989,54	989,54	996,02	979,48	994,54	976,47	988,6
Άντληση πηγής ΦΑ 1 (MSm^3/h)	0,1595	0,1595	0,1595	0,1595	0,1698	0,18	0,1902	0,2	0,2101
Άντληση πηγής ΦΑ 2 (MSm^3/h)	0,1201	0,1201	0,1201	0,1201	0,1248	0,1296	0,1345	0,1393	0,1445
Συνολική παραγωγή ΦΑ (MSm^3/h)	0,2796	0,2796	0,2796	0,2796	0,2946	0,3096	0,3247	0,3393	0,3546
Κατανάλωση μονάδας GPP (MSm^3/h)	0,0296	0,0296	0,0296	0,0296	0,0446	0,0596	0,0746	0,0893	0,1046
Παραγωγή μονάδας PtG (MSm^3/h)	0,015	0,01	0,005	0	0	0	0	0	0
Κόστος δικτύου ισχύος (€)	30988,04	30988,04	30988,04	30988,04	37488,15	43988,15	50488,15	56988,14	63488,15
Κόστος δικτύου ΦΑ (€)	35250	36000	36750	37500	37500	37500	37500	37499,99	37500
Συνολικό κόστος (€)	66238,04	66988,04	67738,04	68488,04	74988,15	81488,15	87988,15	94488,13	100988,2

Εξοικονόμηση λόγω PtG (€)	2250	1500	750	0	0	0	0	0	0
Κόστος καυσίμου GPP (€)	4440	4440	4440	4440	6690	8940	11190	13395	15690

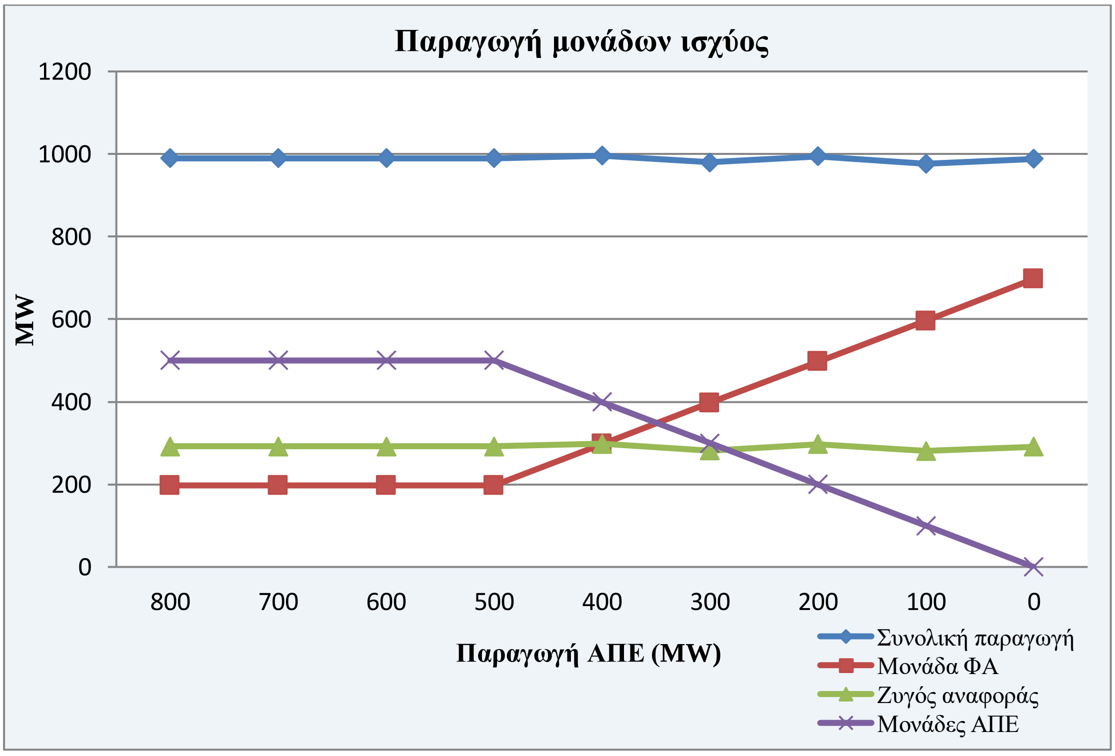
Πίνακας 4.8: Λειτουργία του συζευγμένου συστήματος για εναλλακτικά σενάρια παραγωγής ΑΠΕ.

Τα στοιχεία του παραπάνω πίνακα αναπαριστώνται γραφικά στα διαγράμματα που ακολουθούν. Στο Διάγραμμα 4.9 απεικονίζονται η πραγματική στιγμιαία παραγωγή ανανεώσιμων, η απορροφώμενη απο το σύστημα ισχύς ανανεώσιμων, μετά την ενδεχόμενη αποκοπή ισχύος λόγω του ανώτατου ορίου διείσδυσης και η απορριπτόμενη ποσότητα ισχύος.



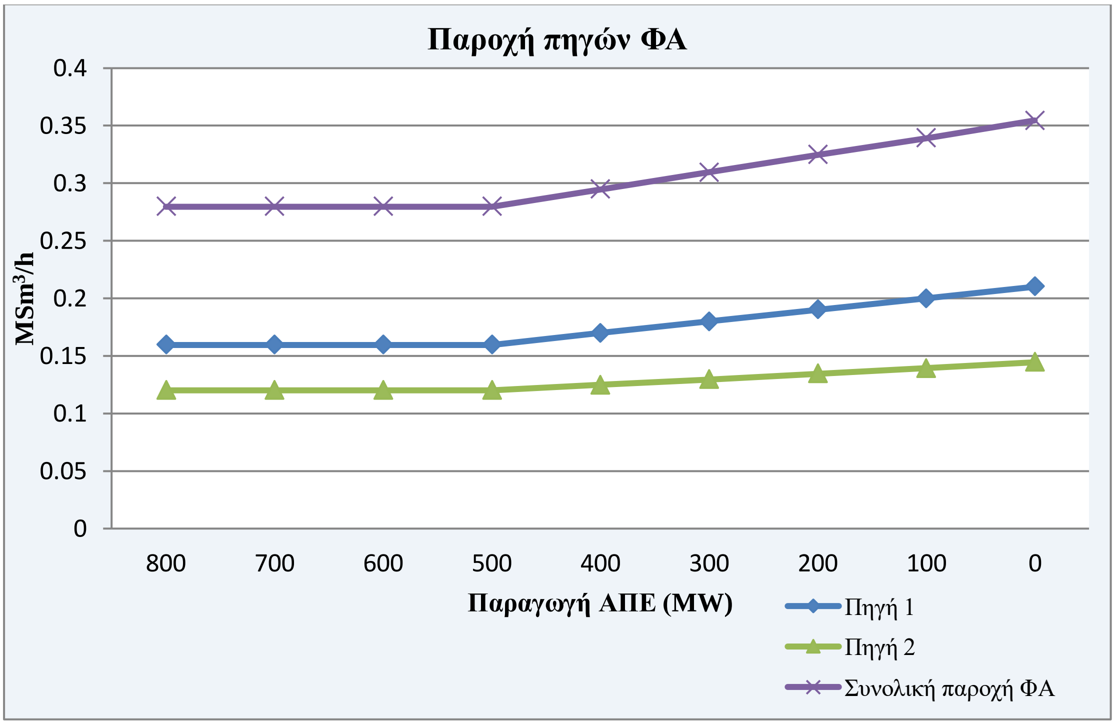
Διάγραμμα 4.9: Πραγματική παραγωγή, απορριπτόμενη και απορροφώμενη από το σύστημα ισχύς ΑΠΕ.

Στις τρεις πρώτες περιπτώσεις, όπου η πραγματική παραγωγή ΑΠΕ υπερβαίνει το αποδεκτό όριο διείσδυσης υπάρχει απορριπτόμενη ισχύς της τάξης των 300, 200 και 100 MW αντίστοιχα, ενώ στις υπόλοιπες περιπτώσεις απορροφάται το σύνολο της παραγόμενης ποσότητας, καθώς αυτό είναι μικρότερο από το όριο διείσδυσης. Στο Διάγραμμα 4.10 παρουσιάζεται η παραγωγή ισχύος των ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων.



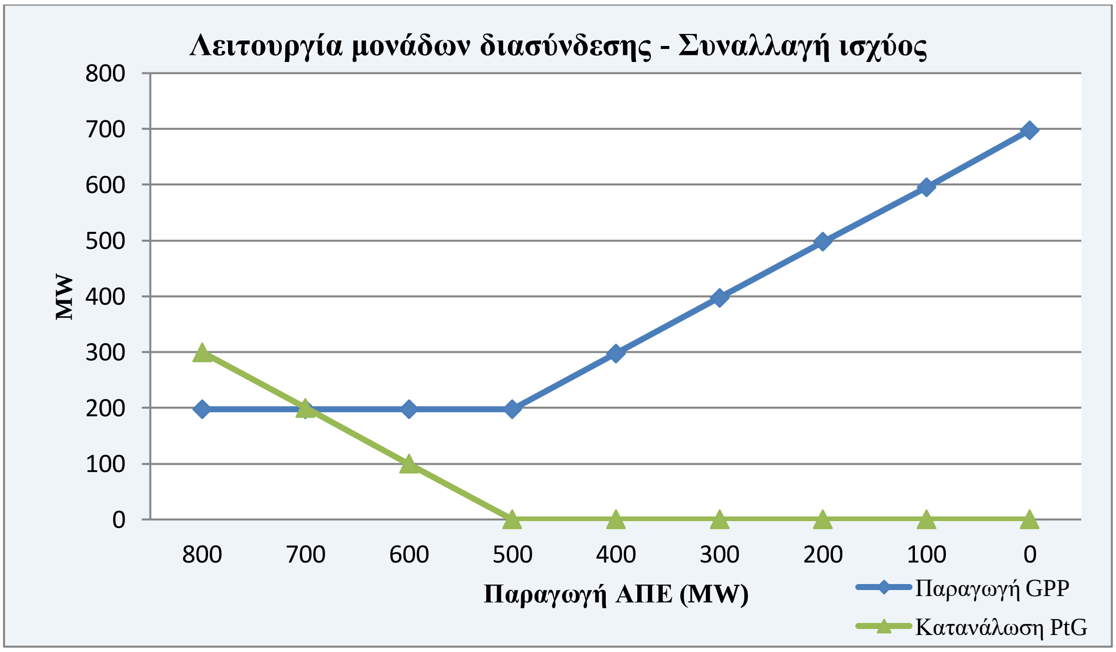
Διάγραμμα 4.10: Παραγωγή μονάδων ισχύος.

Όπως φαίνεται και από το διάγραμμα, οι μονάδες ΑΠΕ είναι αυτές που προηγούνται ως προς την ένταξη τους στο σύστημα, ακολουθεί ο ζυγός αναφοράς, η παρεχόμενη ισχύς του οποίου φράσσεται από το επιβεβλημένο όριο για λόγους αυτονομίας του δεδομένου τμήματος του δικτύου ισχύος, ενώ τέλος η μανάδα φυσικού αερίου παραλαμβάνει φορτία καθώς η παραγόμενη ισχύς των ανανεώσιμων μειώνεται, μέχρι τον τελικό μηδενισμό της.

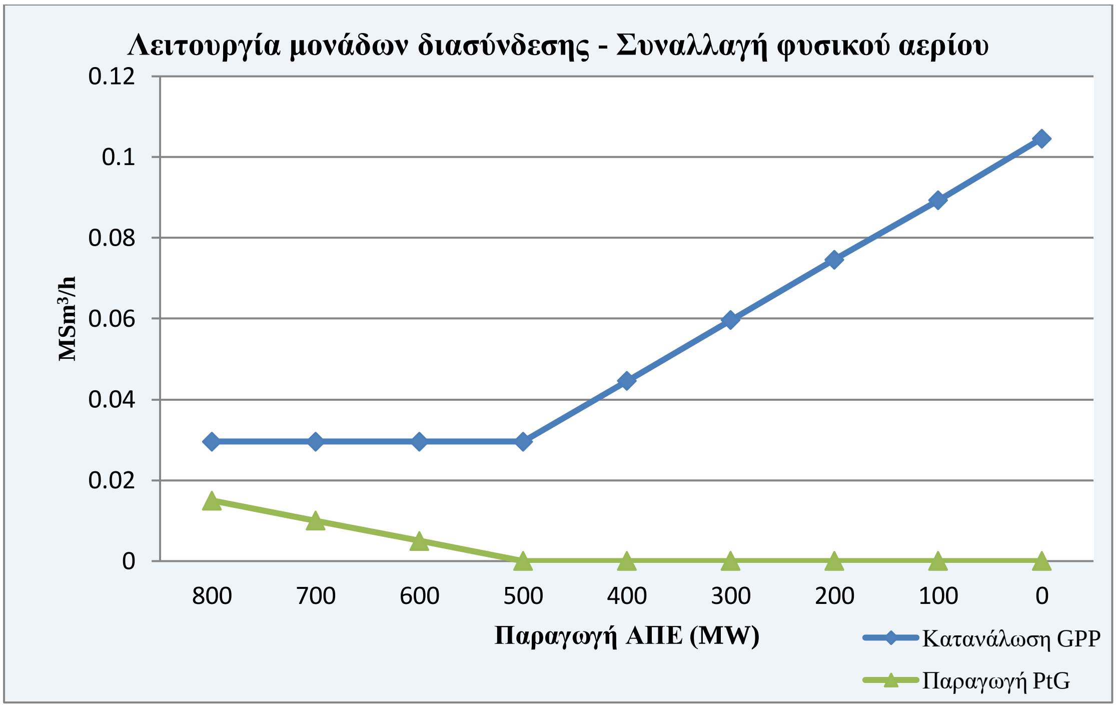


Διάγραμμα 4.11: Παροχή πηγών φυσικού αερίου.

Λόγω της δομής του δικτύου, η βέλτιστη λύση περιλαμβάνει την άντληση μεγαλύτερης ποσότητας αερίου από την πηγή στον κόμβο 1 σε σχέση με αυτή στον κόμβο 2, ενώ όπως παρατηρείται κατά την αύξηση του φορτίου της μονάδας φυσικού αερίου, η επιπλέον απαιτούμενη ποσότητα μοιράζεται μεταξύ των πηγών 1 και 2, με την πηγή 1 και πάλι να παραλαμβάνει ελαφρώς μεγαλύτερη ποσότητα. Στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η λειτουργία των μονάδων διασύνδεσης των δύο δικτύων.



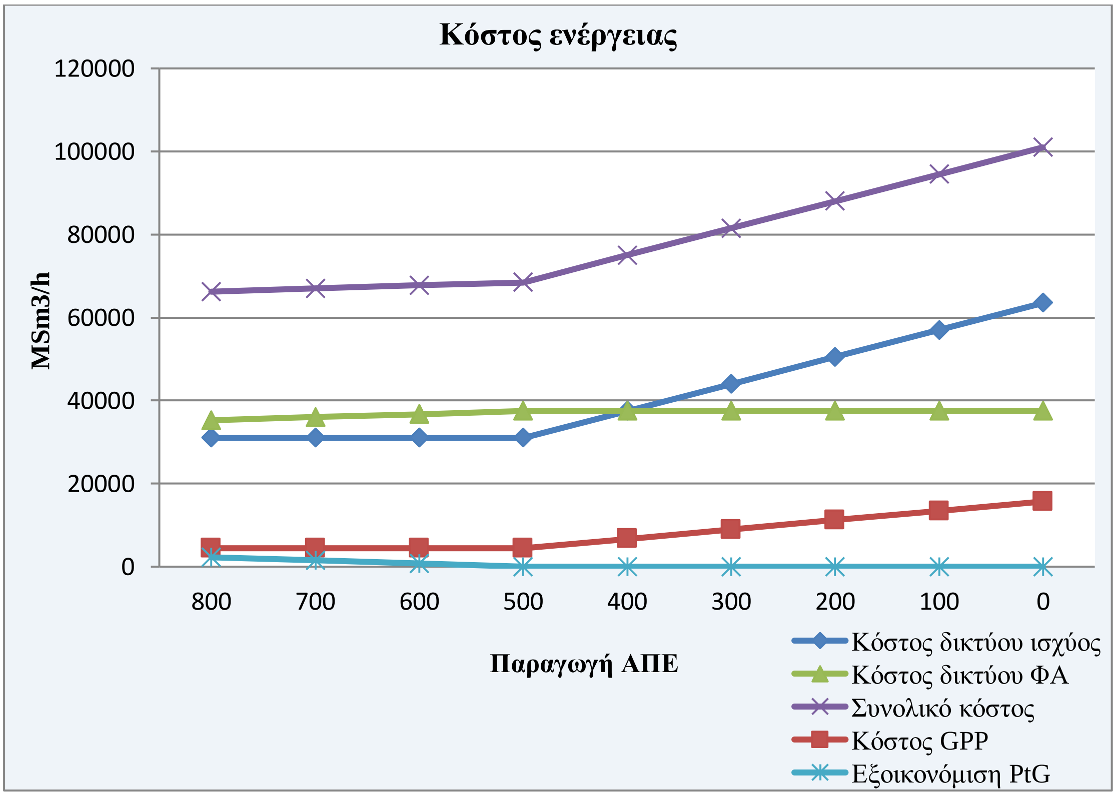
Διάγραμμα 4.12: Λειτουργία μονάδων διασύνδεσης των δικτύων – συναλλαγή ισχύος.



Διάγραμμα 4.13: Λειτουργία μονάδων διασύνδεσης των δικτύων – συναλλαγή φυσικού αερίου.

Η μονάδα PtG λειτουργεί εφόσον υπάρχει απορριπτόμενη ηλεκτρική ενέργεια η οποία αξιοποιείται για τη σύνθεση φυσικού αερίου, επομένως λειτουργεί στις πρώτες περιπτώσεις μελέτης αλλά όχι στις υπόλοιπες. Η μονάδα φυσικού αερίου (GPP) παρέχει στο σύστημα σχεδόν 200 MW ισχύος για τις περιπτώσεις που η ισχύς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι η μέγιστη δυνατή, ενώ στη συνέχεια παραλαμβάνει το επιπλέον φορτίο.

Στο Διάγραμμα 4.14 παρουσιάζεται το κόστος ενέργειας του κάθε δικτύου και του συστήματος των αλληλεπιδρώντων δικτύων.



Διάγραμμα 4.14: Κόστος ενέργειας επιμέρους δικτύων και συζευγμένου συστήματος και εξοικονομήσεις διασύνδεσης.

Όπως είναι λογικό, το συνολικό κόστος αυξάνεται με τη μείωση της παραγωγής ισχύος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Μεταξύ των πρώτων τεσσάρων περιπτώσεων, όπου η ανανεώσιμη ισχύς που απορροφά το σύστημα είναι η μέγιστη δυνατή, η αύξηση του συνολικού κόστους οφείλεται στον περιορισμό της λειτουργίας της μονάδας PtG και ακολουθεί το κόστος του δικτύου φυσικού αερίου, καθώς εκείνο του ηλεκτρικού δικτύου παραμένει αμετάβλητο. Στη συνέχεια, το αθροιστικό κόστος αυξάνεται με τη συνεχώς μειούμενη ισχύ ανανεώσιμων και τη μεγαλύτερη ένταξη της μονάδας φυσικού αερίου, ακολουθώντας αυτή τη φορά την αύξηση κόστους του ηλεκτρικού δικτύου, καθώς όπως αναφέρθηκε, το κόστος λειτουργίας της μονάδας φυσικού αερίου υπολογίζεται εξ ολοκλήρου εντός του κόστους του ηλεκτρικού δικτύου, με αποτέλεσμα σε αυτές τις περιπτώσεις το κόστος του δικτύου φυσικού αερίου να παραμένει αμετάβλητο.

Παρόλη την αύξηση του κόστους λειτουργίας του συστήματος που επιφέρει η αυξανόμενη ένταξη της μονάδας φυσικού αερίου, αυτή είναι απαραίτητη προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι το σύστημα θα εξακολουθήσει να λειτουργεί ομαλά σε περίπτωση απροσδόκητης μείωσης της παραγωγής ενέργειας των ανανεώσιμων πηγών. Επομένως, η ύπαρξη μίας μονάδας σαν αυτή μέσα στο σύνθετο δίκτυο εξυπηρετεί πρωτίστως την ανάγκη της ενεργειακής ασφάλειας και δευτερευόντως την οικονομικότητα της λειτουργίας του, η οποία όμως ενισχύεται μέσω της ένταξης ανανεώσιμων πηγών στο σύστημα, που δε θα ήταν εφικτή χωρίς την ύπαρξη ευέλικτων μονάδων βάσης.

4.3 Σενάρια μεταβολής της τιμής του φυσικού αερίου

Στη μελέτη των εναλλακτικών σεναρίων που ακολουθεί διερευνάται η λειτουργία του συστήματος για διάφορες μεταβολές στην τιμή του κυβικού μέτρου φυσικού αερίου, που όπως είναι αναμενόμενο, ασκούν όμοια επιρροή και στην τελική τιμή μεγαβατώρας που παράγει η μονάδα φυσικού αερίου. Οι διακυμάνσεις σε ένα περιορισμένο εύρος ανταποκρίνονται σε πραγματικές συνθήκες, ενώ οι πιο ακραίες μεταβολές στην τιμή του φυσικού αερίου μπορεί να αναφέρονται σε καταστάσεις έλλειψης στην προμήθεια αερίου, αν πρόκειται για σημαντική αύξηση της τιμής, ή μεγάλης διαθεσιμότητας, ενδεχομένως και πληρότητας αποθηκευτικών χώρων, σε περίπτωση αξιόλογης μείωσης της τιμής. Το παράδειγμα των παρακάτω σεναρίων παρουσιάζει ενδιαφέρον ως προς την παρατήρηση της λειτουργίας ένταξης των μονάδων στο σύστημα (unit commitment), ανάλογα με την ωριαία τιμή της κιλοβατώρας που προσφέρουν, και μελέτης των επιμέρους λειτουργιών των αλληλεπιδρώντων δικτύων σε κάθε εναλλακτική περίπτωση.

Η βασική υπόθεση για τα σενάρια που ακολουθούν, είναι η μεταβολή της τιμής του κυβικού μέτρου φυσικού αερίου από 0,16 σε 0,8 €, με βήμα μείωσης 0,1 € ανά σενάριο, που επιφέρει μία μείωση στην τιμή της κιλοβατώρας της μονάδας φυσικού αερίου από 70 σε 30 €/MWh, με βήμα 5 €/MWh ανά σενάριο. Η παραγωγή των μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θεωρείται για όλα τα εναλλακτικά σενάρια ίση με 600 MW, με αποτέλεσμα να απορροφώνται από το δίκτυο ισχύος 500 MW και 100 MW να απορρίπτονται. Όλες οι υπόλοιπες παράμετροι λαμβάνουν ίδιες τιμές όπως στο 4.1 και δεν αναφέρονται εδώ για λόγους συντομίας.

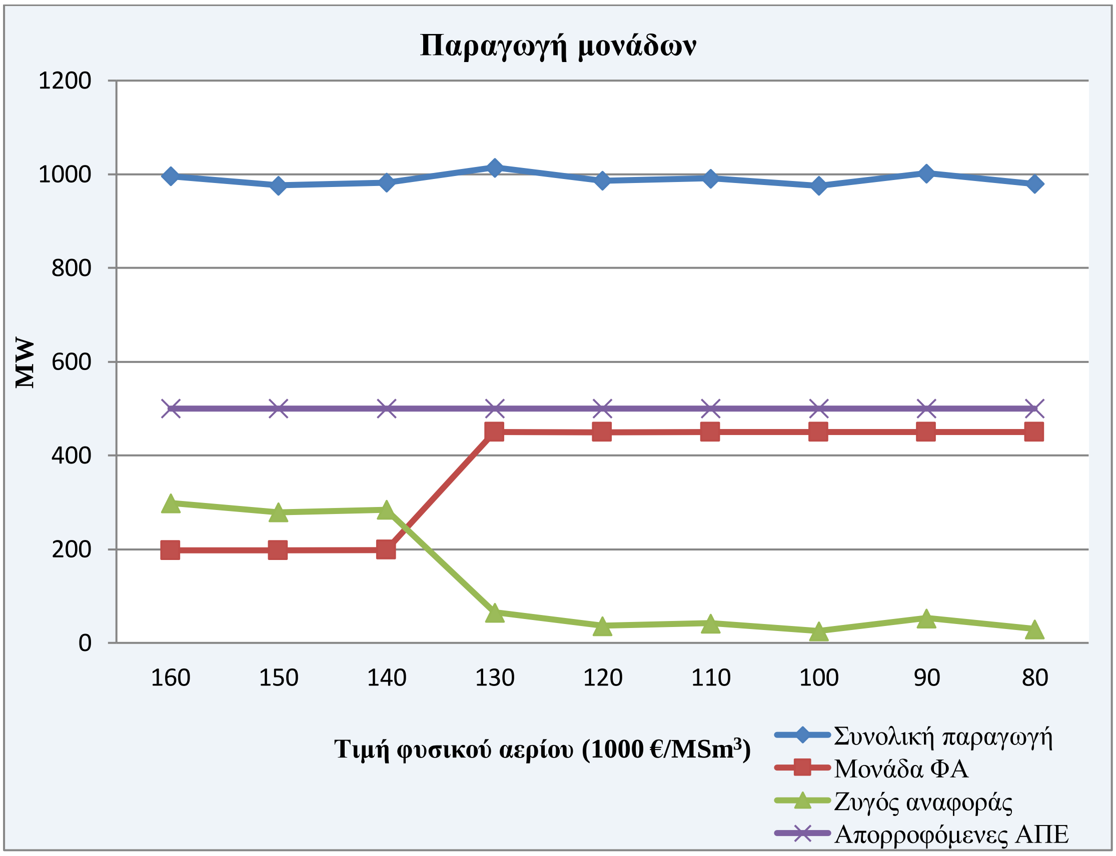
Τα αποτελέσματα συνοψίζονται στον Πίνακα 4.9 που ακολουθεί.

Σενάρια	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Τιμή φυσικού αερίου (1000 €/MSm^3)	160	150	140	130	120	110	100	90	80
Τιμή MWh μονάδας GPP (€/MWh)	70	65	60	55	50	45	40	35	30
Τιμή MWh ζυγού αναφοράς (€/MWh)	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Παραγωγή ΑΠΕ (MW)	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Απορριπτόμενες ΑΠΕ (MW)	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Απορροφώμενες ΑΠΕ (MW)	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Παραγωγή ζυγού αναφοράς (MW)	298,61	278,67	284,04	64,77	36,48	41,61	25,44	52,53	29,56
Παραγωγή μονάδας ΦΑ (MW)	197,51	197,51	198,11	450,01	450	450,01	450,01	450,01	450,01
Συνολική παραγωγή ισχύος (MW)	996,12	976,18	982,15	1014,78	986,49	991,62	975,45	1002,54	979,56
Άντληση πηγής ΦΑ 1 (MSm^3/h)	0,1421	0,1421	0,1421	0,1627	0,1627	0,1627	0,1627	0,1627	0,1627
Άντληση πηγής ΦΑ 2 (MSm^3/h)	0,1375	0,1375	0,1375	0,1548	0,1548	0,1548	0,1548	0,1548	0,1548
Συνολική παραγωγή ΦΑ (MSm^3/h)	0,2796	0,2796	0,2796	0,3175	0,3175	0,3175	0,3175	0,3175	0,3175
Κατανάλωση μονάδας GPP (MSm^3/h)	0,0296	0,0296	0,0296	0,0675	0,0675	0,0675	0,0675	0,0675	0,0675
Παραγωγή μονάδας PtG (MSm^3/h)	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Κόστος δικτύου ισχύος (€)	31975,7	30988,04	30000,61	27750,55	25500,5	23250,47	21000,04	18750,35	16500,24
Κόστος δικτύου ΦΑ (€)	39200	36750	34300	31850	29400	26950	24500	22050	19600
Συνολικό κόστος (€)	71175,7	67738,04	64300,61	59600,55	54900,5	50200,47	45500,04	40800,35	36100,24

Εξοικονόμηση λόγω PtG (€)	800	750	700	650	600	550	500	450	400
Κόστος καυσίμου GPP (€)	4736	4440	4144	8775	8100	7425	6750	6075	5400

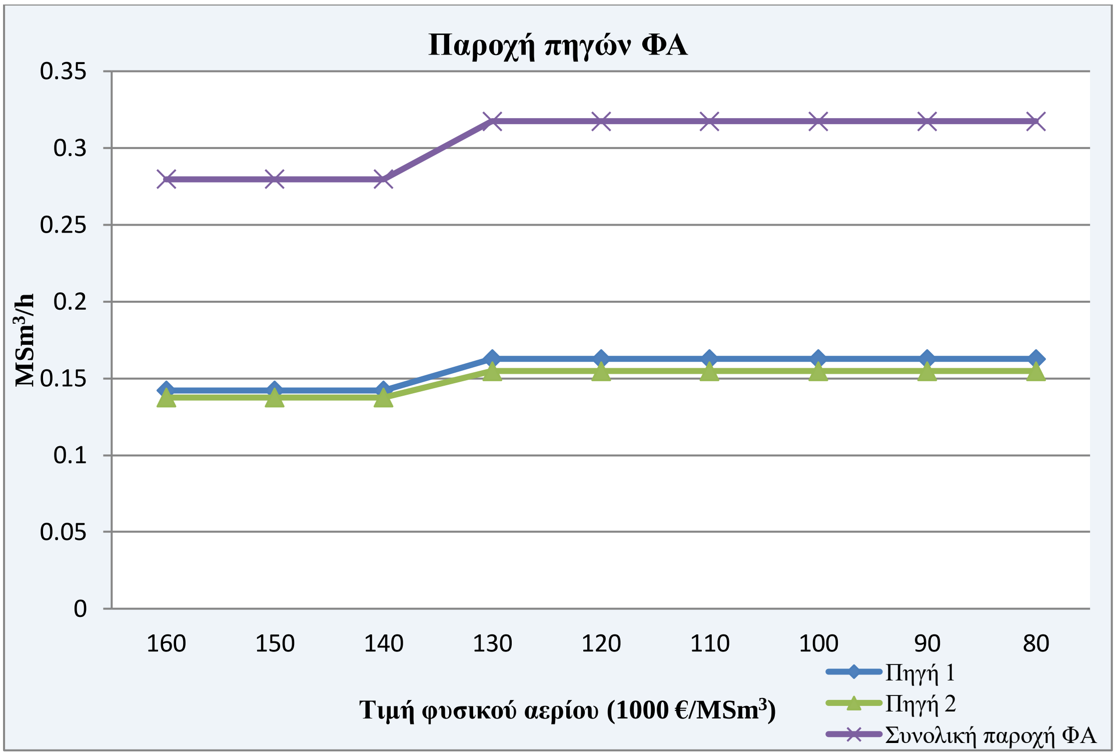
Πίνακας 4.9: Λειτουργία του συζευγμένου συστήματος για εναλλακτικά σενάρια τιμών κυβικού μέτρου φυσικού αερίου.

Ακολουθούν τα διαγράμματα απεικόνισης της εξέλιξης των υπό μελέτη μεταβλητών σε συνάρτηση με την ελλάτωση της τιμής του φυσικού αερίου.



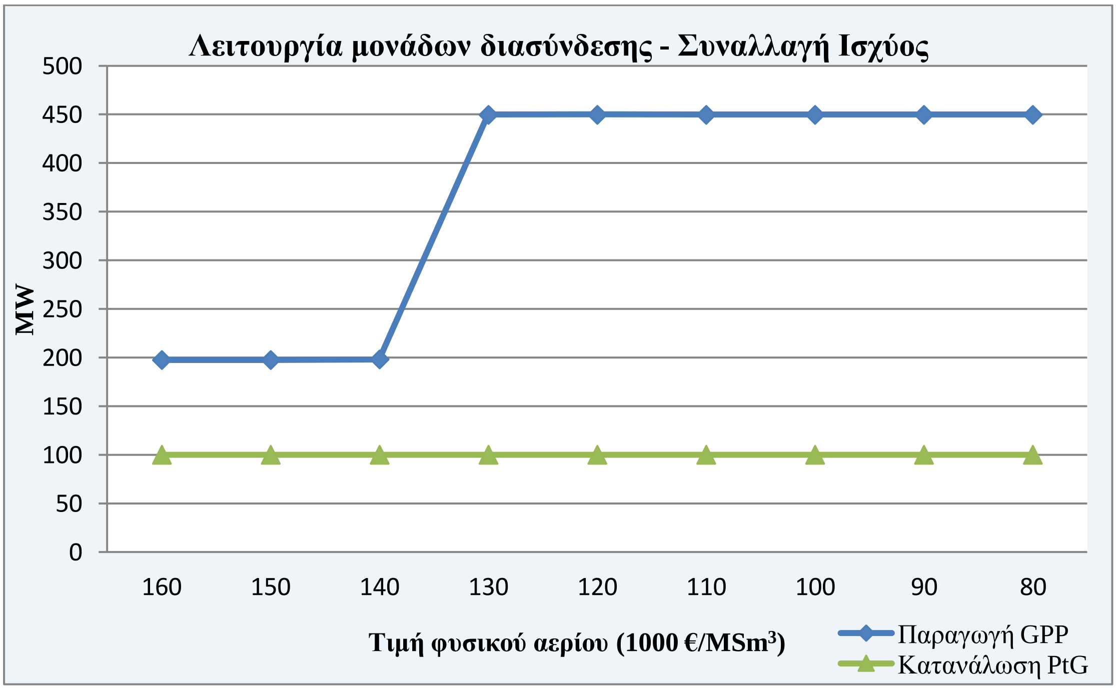
Διάγραμμα 4.15: Παραγωγή μονάδων ισχύος για εναλλακτικά σενάρια ελάττωσης της τιμής του φυσικού αερίου.

Στο Διάγραμμα 4.15 παρουσιάζεται η παραγωγή των μονάδων ισχύος για τα 9 διαφορετικά σενάρια τιμών φυσικού αερίου. Οι περιπτώσεις μελέτης μπορούν να χωριστούν σε δύο ομάδες: αρχικά για τιμές φυσικού αερίου ίσες ή μεγαλύτερες από 0,14 €/Sm^3 και τιμές κιλοβατώρας μονάδας φυσικού αερίου υψηλότερες από τις τιμές του ζυγού αναφοράς, η ένταξη της μονάδας φυσικού αερίου ακολουθεί την ένταξη των δύο άλλων μονάδων, παραλαμβάνοντας τα φορτία που δεν έχουν ήδη καλυφθεί από τις μονάδες αυτές. Η δεύτερη ομάδα περιλαμβάνει τις περιπτώσεις όπου η τιμή της κιλοβατώρας του φυσικού αερίου είναι μικρότερη από την αντίστοιχη τιμή του ζυγού αναφοράς με αποτέλεσμα η ένταξη της ευέλικτης μονάδας να προηγείται και η προσδιδόμενη ισχύς από τον ζυγό αναφοράς να εξυπηρετεί αποκλειστικά τις ιδιοκαταναλώσεις του δικτύου.



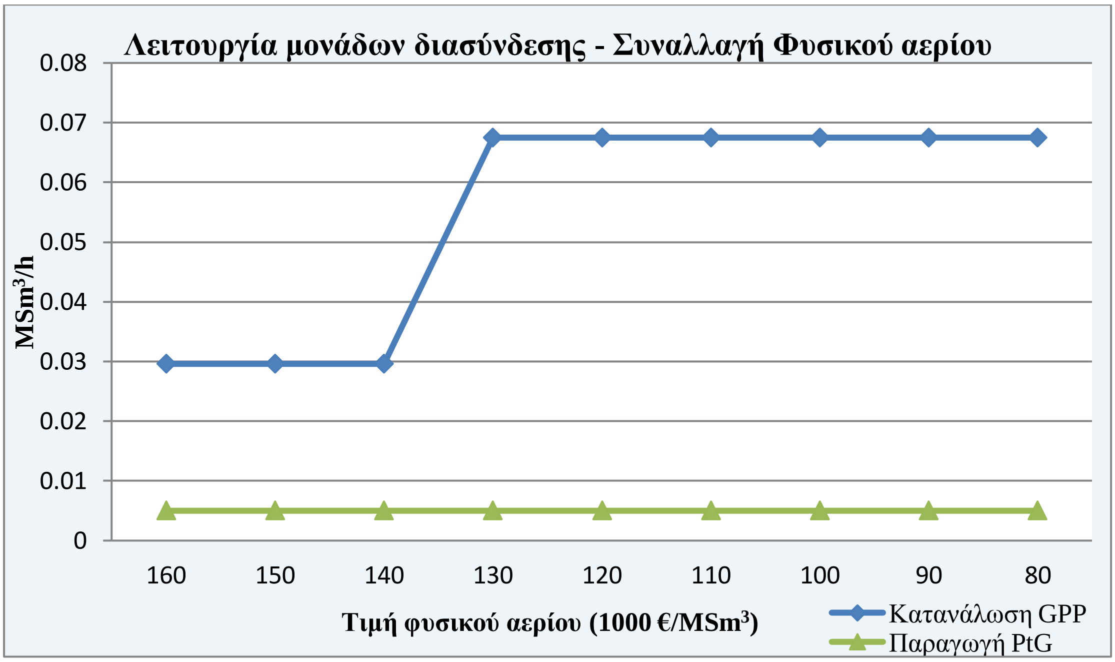
Διάγραμμα 4.16: Παροχή πηγών φυσικού αερίου.

Όπως και στην προηγούμενη ενότητα, η άντληση φυσικού αερίου πραγματοποιείται σε ελαφρώς μεγαλύτερο βαθμό από την πηγή στον κόμβο 1, αναλογικά με τη συνολική αύξηση του φορτίου, πράγμα που σχετίζεται με την τοπολογία του δικτύου φυσικού αερίου και την ευνοϊκότερη θέση της πηγής 1, ωστόσο η ανισορροπία αυτή αμβλύνεται από τη λειτουργία του συμπιεστή. Οι δύο ομάδες περιπτώσεων που αναφέρθηκαν είναι εμφανείς και στο παραπάνω διάγραμμα, με την αύξηση του φορτίου φυσικού αερίου που προκαλείται από την αυξανόμενη λειτουργία της μονάδας φυσικού αερίου.



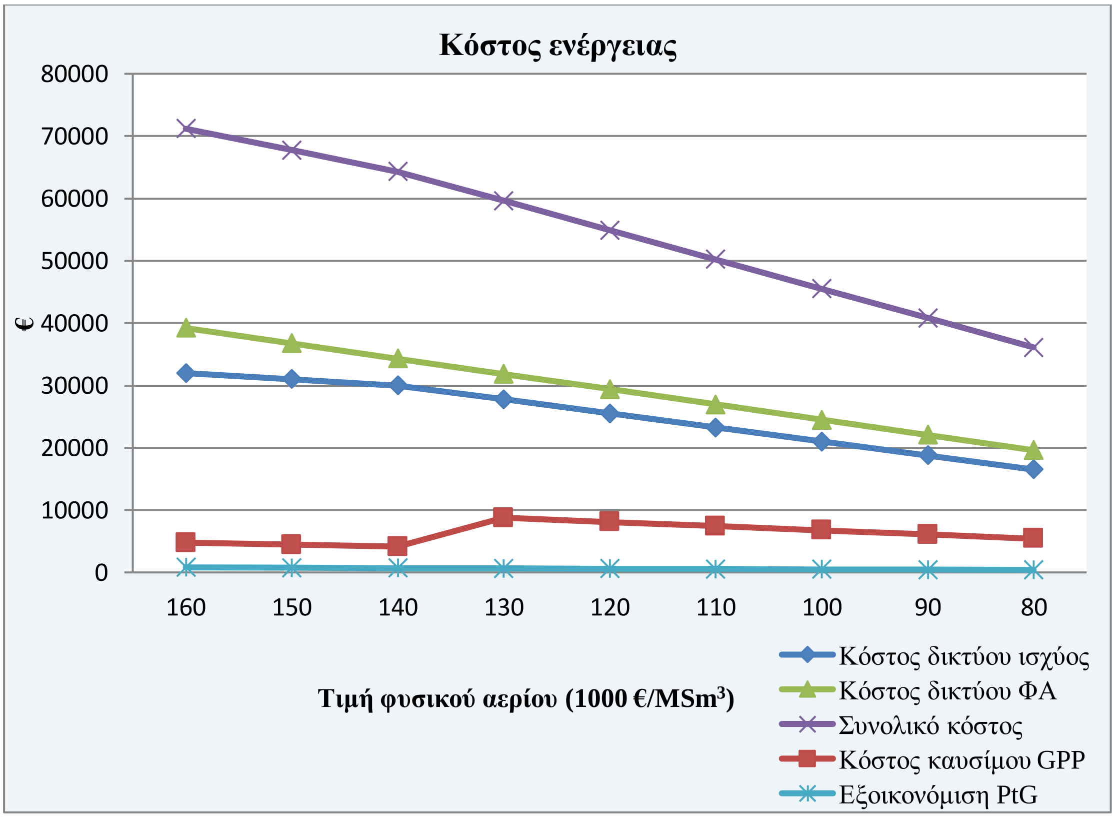
Διάγραμμα 4.17: Λειτουργία μονάδων διασύνδεσης των δικτύων – συναλλαγή ισχύος.

Στο παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζεται η συναλλασόμενη ισχύς μέσω των μονάδων διασύνδεσης. Η ηλεκτροπαραγωγική μονάδα ακολουθεί την μεταβολή που έχει ήδη αναφερθεί. Η μονάδα PtG σε όλες τις περιπτώσεις παραλαμβάνει την απορριπτόμενη ισχύ των 100 MW καθώς όλη η υπόλοιπη ποσότητα που ορίζεται από το όριο διείσδυσης των 500 MW απορροφάται από το σύστημα. Στο Διάγραμμα 4.18 παρακάτω φαίνεται και η αντίστοιχη ποσότητα συναλλασόμενου αερίου μεταξύ των δύο συστημάτων.



Διάγραμμα 4.18: Λειτουργία μονάδων διασύνδεσης των δικτύων – συναλλαγή φυσικού αερίου.

Ακολουθεί το Διάγραμμα 4.19 με την εξέλιξη του κόστους ενέργειας, επιμέρους και συνολικού, για κάθε σενάριο.



Διάγραμμα 4.19: Κόστος ενέργειας, συνολικό και επιμέρους, για κάθε σενάριο μελέτης.

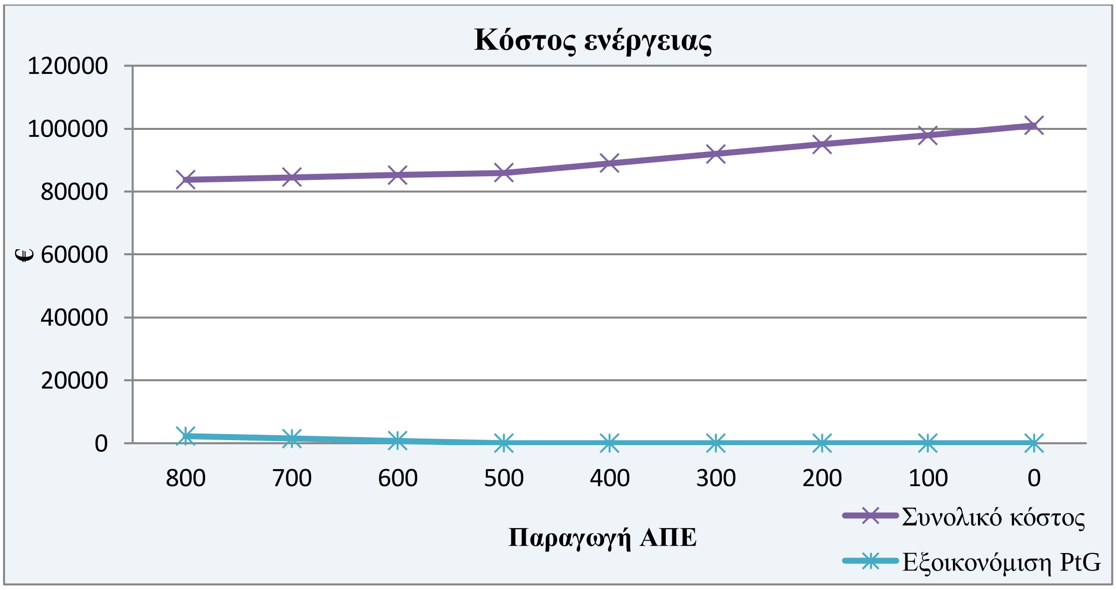
Το κόστος της διακινούμενης ισχύος από το ηλεκτρικό δίκτυο βαίνει συνεχώς μειούμενο, καθώς η μονάδα φυσικού αερίου που έχει συνεχώς ελαττούμενο κόστος λειτουργίας λόγω της πτώσης τιμής του καυσίμου, παραλαμβάνει συνεχώς μεγαλύτερο φορτίο. Το κόστος του δικτύου φυσικού αερίου επίσης μειώνεται συνεχώς, όπως είναι λογικό, ακολουθώντας την πτώση της τιμής του αερίου. Το κόστος της μονάδας αερίου αυξάνεται προοδευτικά κατά τις δύο ομάδων περιπτώσεων που συνδέονται με τη μεγαλύτερη ένταξη της μονάδας, ενώ μειώνεται όσο η λειτουργία του παραμένη στο ίδιο επίπεδο ισχύος. Φυσικά, το συνολικό κόστος ενέργειας του συζευγμένου συστήματος ακολουθεί πτωτική τάση, ως συνέπεια των επιμέρους μειούμενων τμημάτων του.

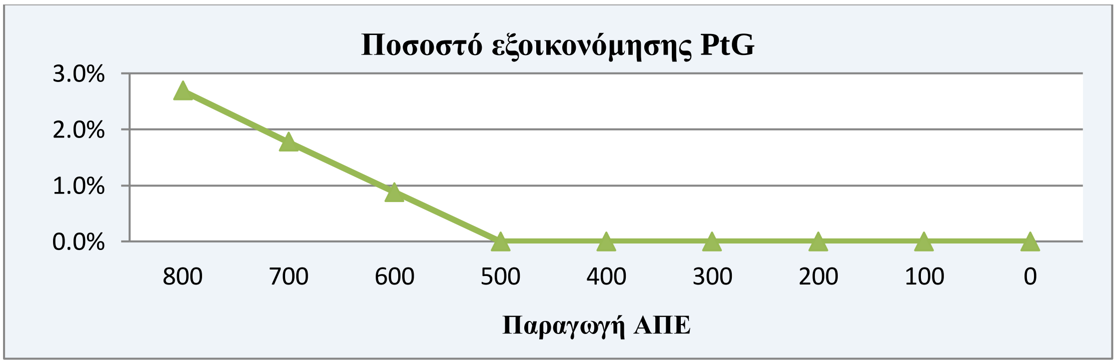
4.4 Ανάλυση λειτουργίας μονάδων διασύνδεσης δικτύων

4.4.1 Μονάδες μετατροπής – αποθήκευσης ενέργειας Power to Gas

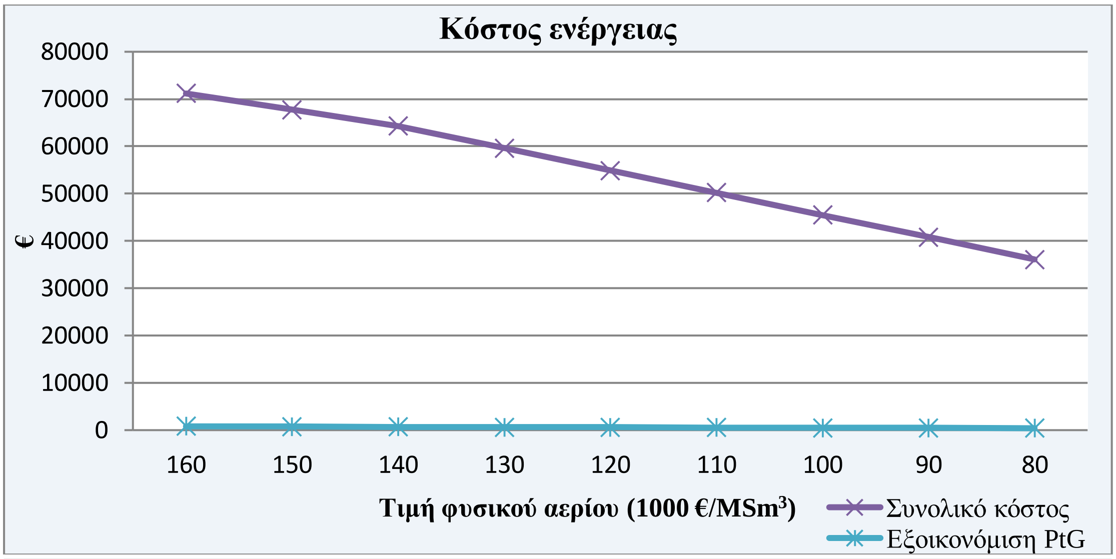
Όπως αναφέρθηκε, τα δύο δίκτυα διασυνδέονται μέσω μίας μονάδας μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε φυσικό αέριο (PtG) και μίας ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας καυσίμου φυσικού αερίου. Ακόμα υπάρχουν οι ηλεκτροκίνητοι συμπιεστές φυσικού αερίου, που όμως δε σχετίζονται με μετατροπή και συναλλαγή των ενεργειακών πόρων από το ένα σύστημα στο άλλο, των οποίων η λειτουργία θα αναλυθεί στη συνέχεια. Η λειτουργία των μονάδων αυτών παρουσιάζει ενδιαφέρον και αναδεικνύει τη σκοπιμότητα διασύνδεσης των δύο συστημάτων.

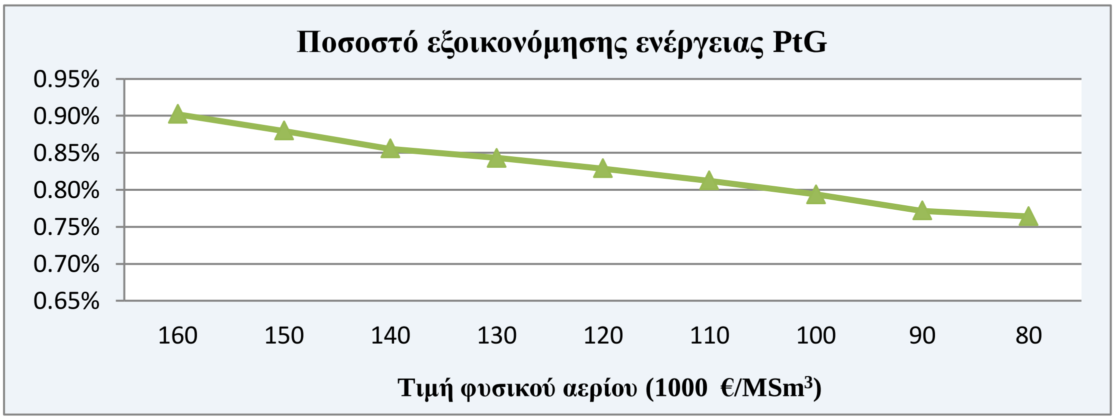
Η λειτουργία αυτής της μονάδας, της οποίας ο ρόλος είναι αποθηκευτικός, εξετάζεται κυρίως ως προς παραμέτρους εξοικονόμησης, βαθμού εκμετάλλευσης και οικονομικής απόδοσης. Στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η σύγκριση της εξοικονόμησης που προσφέρει η μονάδα PtG σε σχέση με το συνολικό κόστος ενέργειας του συστήματος.





Διάγραμμα 4.20: α. Συνολικό κόστος ενέργειας και εξοικονόμηση PtG, β. Ποσοστό εξοικονόμησης PtG - Περιπτώσεις 4.2.

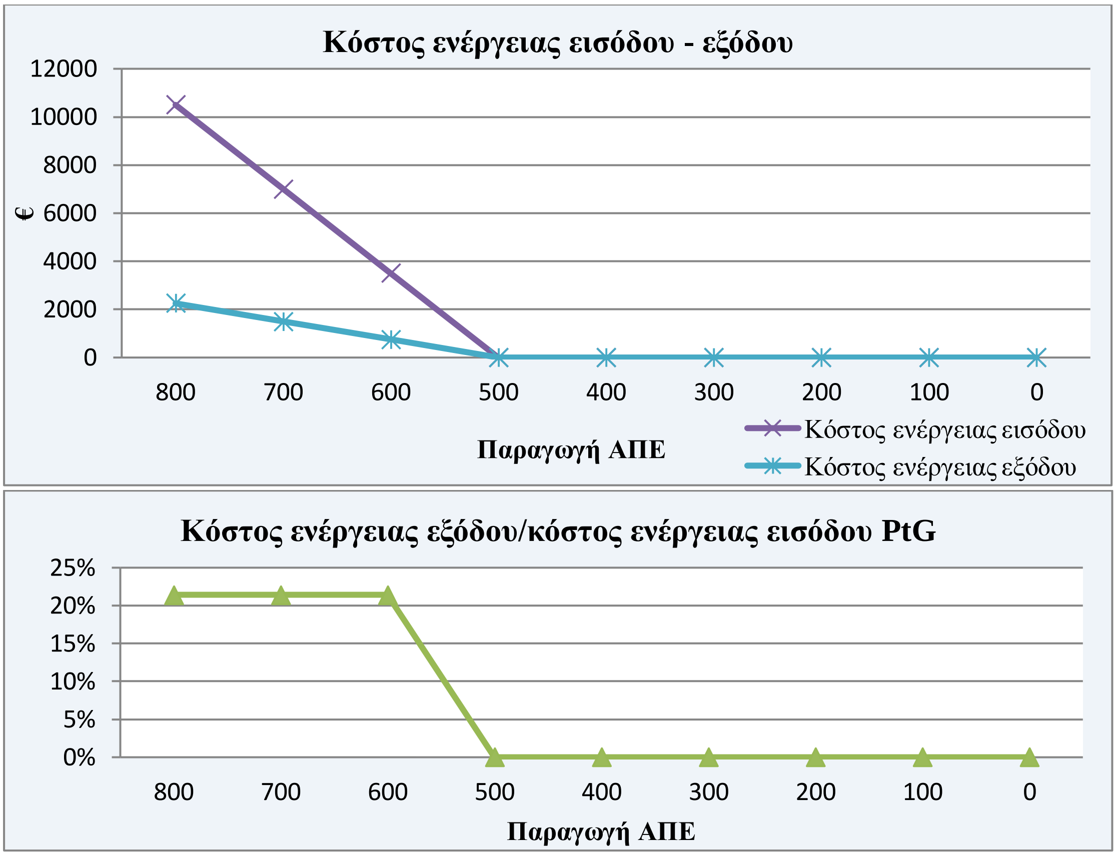




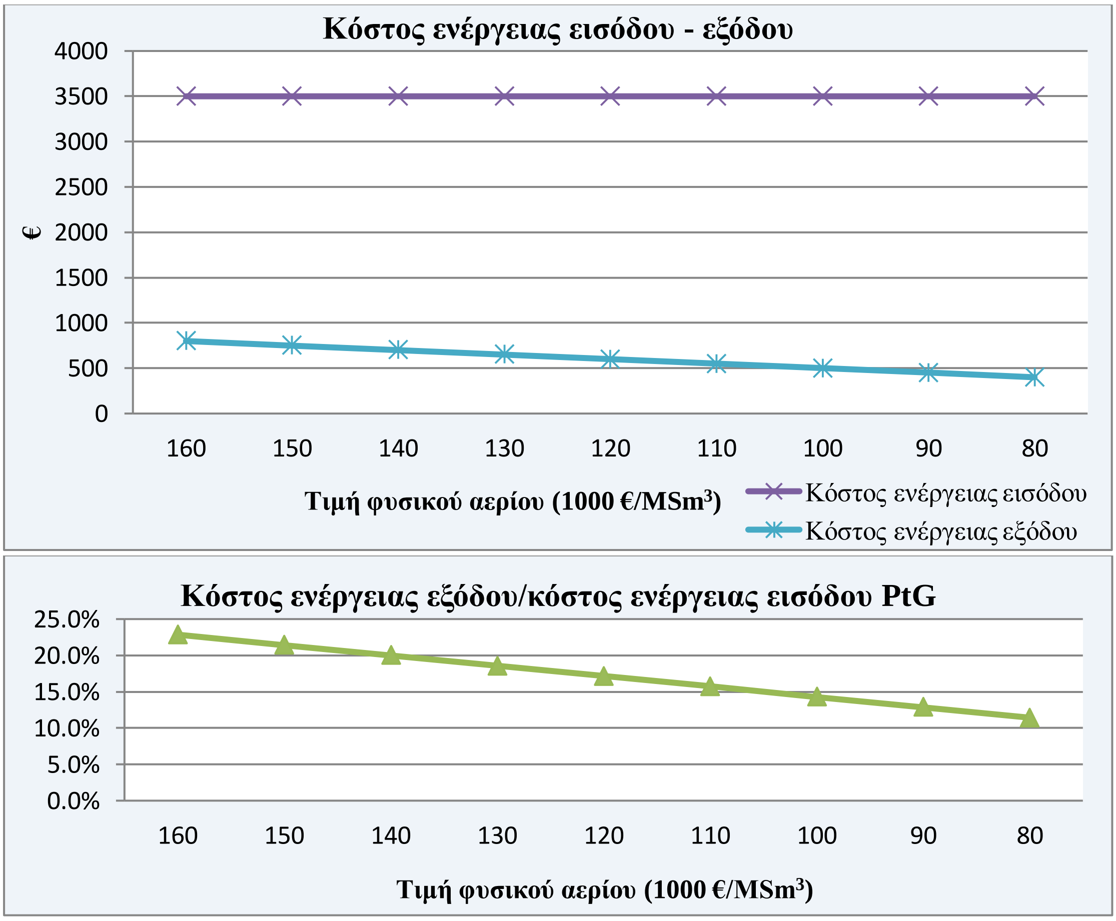
Διάγραμμα 4.21: α. Συνολικό κόστος ενέργειας και εξοικονόμηση PtG, β. Ποσοστό εξοικονόμησης PtG - Περιπτώσεις 4.3.

Στην πρώτη περίπτωση ο βαθμός εκμετάλλευσης είναι 22,22 %, το μέγιστο ποσοστό εξοικονόμησης λόγω της λειτουργίας του PtG ανέρχεται στο 2,7 % του συνολικού ενεργειακού κόστους του συστήματος, ενώ το αντίστοιχο μέσω ποσοστό είναι 0,59 %. Στη δεύτερη περίπτωση ο βαθμός εκμετάλλευσης είναι 33,3 %, το μέγιστο ποσοστό εξοικονόμησης είναι 0,90 % και το μέσο 0,83 %. Ωστόσο, η αναμενόμενη πραγματική στιγμιαία παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας εκτιμάται ότι θα κυμαίνεται κοντά στο όριο διείσδυσης, έτσι η απορριπτόμενη ενέργεια θα λαμβάνει τιμές κοντά στα 100 MW ή μηδενικές τιμές. Αυτό σημαίνει ότι η εξοικονόμηση λόγω του PtG θα είναι της τάξης του 1 % και ο βαθμός εκμετάλλευσής του κοντά στο 30 %. Γίνεται εύκολα αντιληπτό ότι πρόκειται για μία μονάδα που δεν συνεισφέρει σημαντικά στην εξοικονόμηση του συστήματος και αυτό οφείλεται στον ιδιαίτερα χαμηλό βαθμό μετατροπής που διαθέτει: 0,05 KSm^3/MWh.

Στα διαγράμματα που ακολουθούν πραγματοποιείται σύγκριση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας που αξιοποιείται από τις μονάδες PtG και του τελικά παραγόμενου φυσικού αερίου για κάθε μία από τις περιπτώσεις σεναρίων που παρουσιάστηκαν παραπάνω.



Διάγραμμα 4.22: α. Κόστος ενέργειας εισόδου - εξόδου PtG, β. Αναλογία κόστους εισόδου/εξόδου. - Περιπτώσεις 4.2.



Διάγραμμα 4.23: α. Κόστος ενέργειας εισόδου - εξόδου PtG, β. Αναλογία κόστους εισόδου/εξόδου. - Περιπτώσεις 4.3.

Από τα παραπάνω διαγράμματα γίνεται σαφές ότι παρόλο που η μονάδα PtG διαθέτει έναν καθορισμένο και ίδιο σε όλες τις περιπτώσεις μελέτης βαθμό μετατροπής ηλεκτρικής ενέργειας σε φυσικό αέριο, είναι πιθανό το κλάσμα ενέργειας εξόδου/εισόδου να είναι αρκετά ευνοϊκό σε περιπτώσεις όπου η τιμή του αερίου είναι υψηλή, όπως στο πρώτο σενάριο της δεύτερης περίπτωσης μελέτης (Διάγραμμα 4.23 β, πρώτο σημείο), όπου η τιμή του φτάνει στο 22,9 %, και σε ενδεχόμενη μεγαλύτερη απόκλιση μεταξύ τιμής αερίου και κιλοβατώρας ανανεώσιμων, το κλάσμα μπορεί να μεγαλώσει ακόμα περισσότερο.

Συμπερασματικά, η μονάδα αυτή δεν αποτελεί ιδανική λύση για εξοικονόμηση σε ενεργειακά συστήματα, λόγω του χαμηλού της βαθμού μετατροπής, ωστόσο αυτό μπορεί να αλλάξει σε περιπτώσεις που ο τελικός ενεργειακός πόρος κοστολογείται υψηλά ενώ ο αρχικός χαμηλά. Ακόμη, μία τέτοια μονάδα προσφέρει το ουσιαστικό πλεονέκτημα της ενεργειακής ευελιξίας, δίνοντας τη δυνατότητα παραγωγής φυσικού αερίου σε περιπτώσεις έλλειψης στην προμήθειά του, που μπορεί να είναι πολύ σημαντική σε ακραίες καταστάσεις που ενδέχεται να αντιμετωπίσει κάθε ενεργειακό σύστημα. Η χρήση μίας τέτοια μονάδας θα ήταν κατάλληλη ως δευτερεύουσα μονάδα μετατροπής – αποθήκευσης ενέργειας, μαζί με μία βασική, πιο αποδοτική, μονάδα αποθήκευσης, και με όχι ιδιαίτερα υψηλά επίπεδα δυναμικότητας.

4.4.2 Ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες καύσης φυσικού αερίου

Η λειτουργία των μονάδων αυτών, που χρησιμοποιούνται ευρέως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, δεν έχει νόημα να αναλυθεί υπό το πρίσμα της οικονομικότητας, καθώς ο ρόλος τους σε ένα ενεργειακό σύστημα είναι να παρέχουν ευελιξία, αποτελώντας μονάδες κορυφής, ή και βάσης, με ταχύτητα στην παραλαβή αυξημένων φορτίων. Παρόλα αυτά σε περιπτώσεις καταβύθισης της τιμής του φυσικού αερίου, μπορούν να συνεισφέρουν ουσιαστικά και στην οικονομικότητα του συστήματος, όπως στην περίπτωση του παραδείγματος 4.3, που χαρακτηριστικά απεικονίζεται στο Διάγραμμα 4.19 με την πτώση του συνολικού κόστους σε συνάρτηση με την αύξηση της ενταξης της μονάδας φυσικού αερίου. Ωστόσο τέτοιες περιπτώσεις αποτελούν σύντομα στιγμιότυπα της λειτουργίας ενός συστήματος και δεν αντιπροσωπεύουν τη συνηθέστερη κατάσταση.

Αντίθετα, στο παράδειγμα της περίπτωσης 4.2, με τη συνεχώς ελλατούμενη παραγωγή ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, δίνεται έμφαση στη βασική λειτουργία και χρησιμότητα αντίστοιχων μονάδων σε ένα πολυ-ενεργειακό σύστημα, που συνίσταται ακριβώς στην κάλυψη των αναγκών που προκύπτουν από την ενδεχόμενη ξαφνική απουσία μονάδων ανανεώσιμης ενέργειας, των οποίων η λειτουργία παρουσιάζει ένα βαθμό στοχαστικότητας. Η λειτουργία αυτή μπορεί να παρατηρηθεί στο Διάγραμμα 4.10, όπου παρατηρείται η συνεχώς αυξανόμενη ένταξη της μονάδας φυσικού αερίου, καθώς η παραγωγή των ανανεώσιμων ελαττώνεται. Η ένταξη αυτή ακολουθείται και από αύξηση του συνολικού ενεργειακού κόστους, κάτι όμως το οποίο δεν θεωρείται προβληματικό, καθώς σε περιπτώσεις σαν και αυτή, προτεραιότητα έχει η συνέχεια στη λειτουργία του συστήματος ισχύος και όχι η βέλτιστη οικονομική λειτουργία.

4.5 Ανάλυση λειτουργίας δικτύου φυσικού αερίου

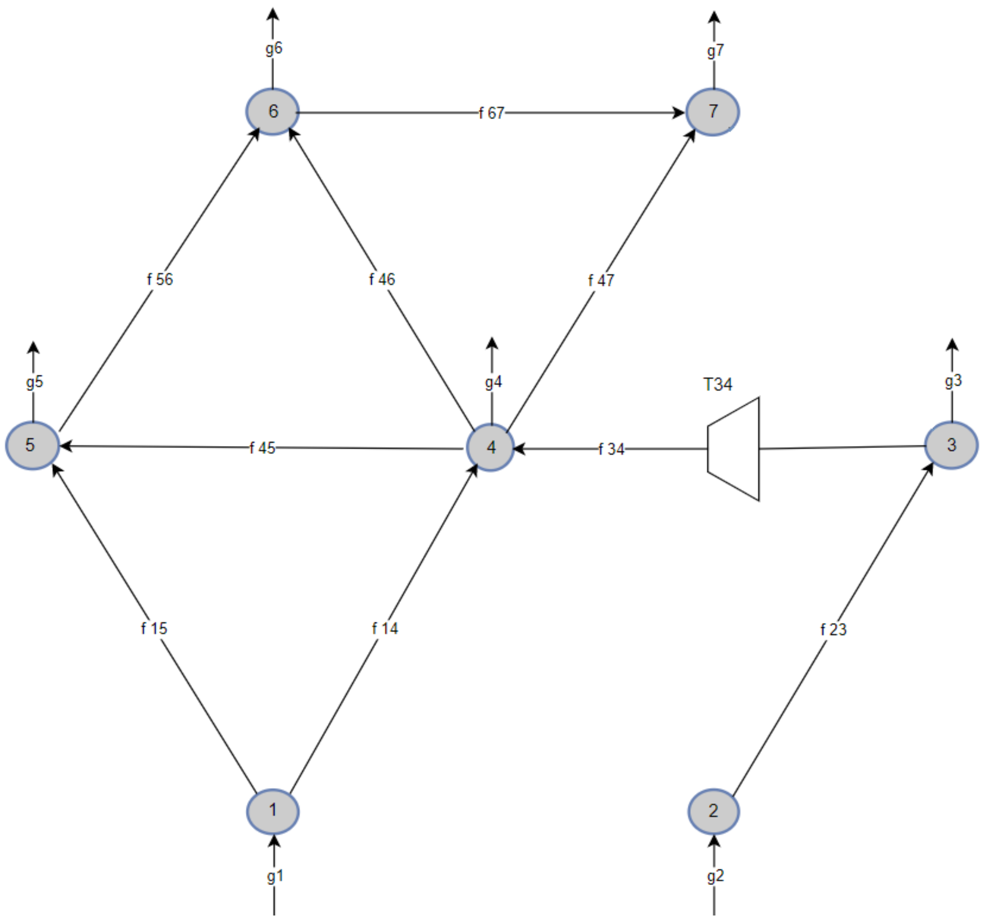
Κρίθηκε σκόπιμο να παρουσιαστούν σε αυτή την ενότητα κάποια από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά και εφαρμογές της λειτουργίας του δικτύου φυσικού αερίου, όπως είναι η μελέτη της λειτουργίας των συμπιεστών του δικτύου, η πίεση που επικρατεί στους κόμβους του και η ανάλυση του φαινομένου linepacking, ώστε να αξιολογηθεί η μοντελοποίηση που πραγματοποιήθηκε και η λειτουργικότητα του λογισμικου βελτιστοποίησης ως προς την ανάλυση των αλληλεπιδρώντων δικτύων.

4.5.1 Λειτουργία συμπιεστών φυσικού αερίου

Η ύπαρξη συμπιεστών είναι απαραίτητη για τη λειτουργία του δικτύου φυσικού αερίου, που αποτελεί ένα σύστημα που εκτείνεται σε αρκετά χιλιόμετρα και διακινεί μεγάλες ποσότητες ρευστού. Ανάλογα με τον τύπο του τελικού καταναλωτή οι απαιτήσεις για την πίεση του παραδιδόμενου αερίου ενδέχεται να είναι αυστηρές και αυτή να πρέπει να βρίσκεται εντός σαφώς καθορισμένων ορίων. Η αξιοπιστία ενός δικτύου οφείλει να σέβεται και να μην παραβιάζει αυτές τις απαιτήσεις.

Η διαστασιολόγηση και ο καθορισμός της βέλτιστης θέσης εντός του δικτύου για την τοποθέτηση ενός συμπιεστή αποτελεί ένα ενδιαφέρον ζήτημα κατά τη σχεδίαση ενός δικτύου φυσικού αερίου, ώστε να ενισχύεται το επίπεδο πίεσης σε κόμβους που υπάρχουν αυξημένες καταναλώσεις ή που βρίσκονται σε κεντρικό σημείο του δικτύου και διαμοιράζουν αέριο σε αρκετούς άλλους κόμβους.

Στο Σχέδιο 4.1 φαίνεται το δίκτυο φυσικού αερίου στο παράδειγμα που μελετάται.



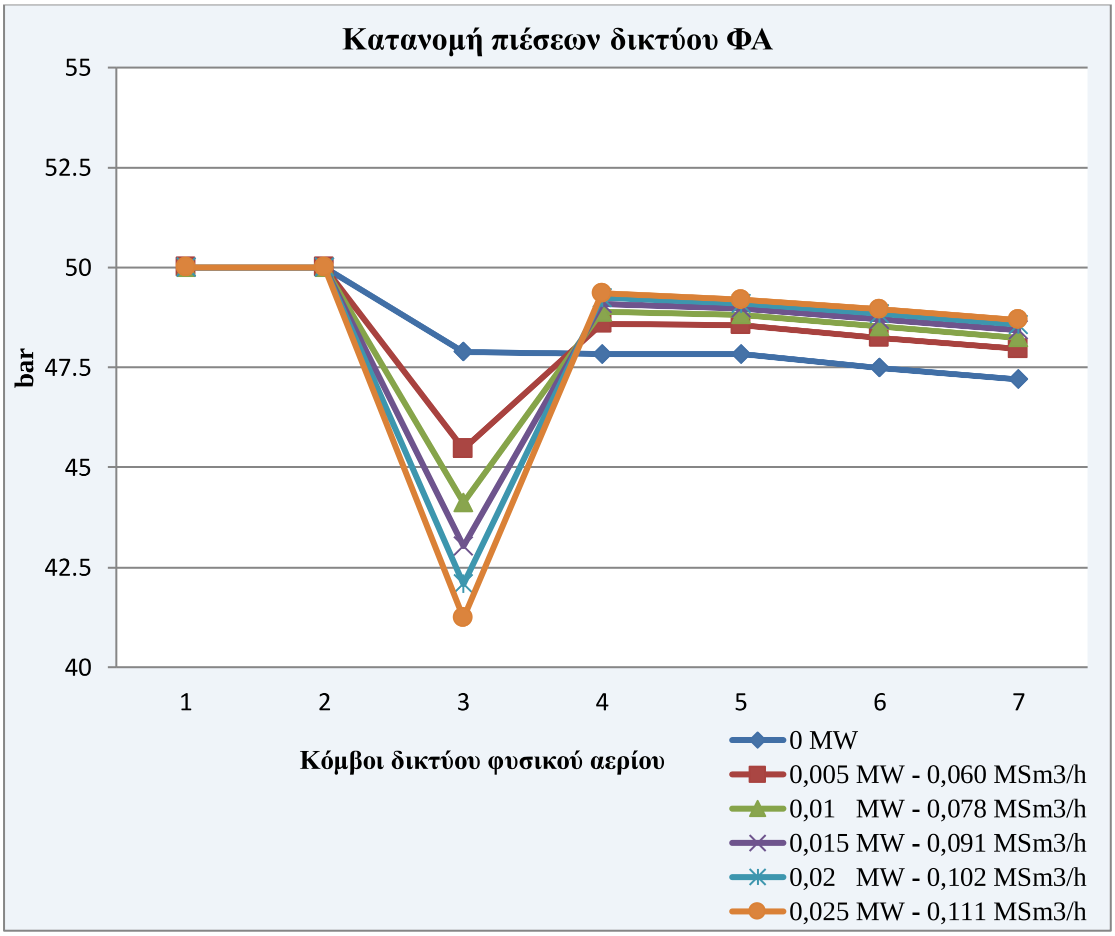
Σχήμα 22: Τοπολογία δικτύου φυσικού αερίου.

Για τη μελέτη της λειτουργίας του συμπιεστή του δικτύου επιλέχθηκαν 7 εναλλακτικά σενάρια. Τα 6 πρώτα αφορούν σε δίκτυο με παραγωγή ανανεώσιμων 300 MW και μονάδας φυσικού αερίου 397,51 MW και κατανάλωσης 0,0596 MSm^3/h. Δοκιμάζονται σε αυτές τις συνθήκες λειτουργίας συμπιεστές σε 5 επίπεδα ισχύος, από 0,005 MW έως 0,025 MW με βήμα 0,005 MW και ένα σενάριο λειτουργίας με απουσία συμπιεστή, και παρακολουθούνται οι πιέσεις στους κόμβους του δικτύου και η άντληση αερίου από κάθε πηγή. Το τελευταίο σενάριο αφορά δίκτυο με μηδενική παραγωγή ανανεώσιμων και μονάδα φυσικού αερίου που εργάζεται στο πλήρες φορτίο 697,51 MW, καταναλώνοντας 0,1046 MSm^3/h, με συμπιεστή ισχύος 0,01 MW. Θεωρείται ότι η πίεση δεν είναι επιθυμητό να ξεπεράσει τα 50 bar ούτε και να πέσει κάτω από 40 bar.

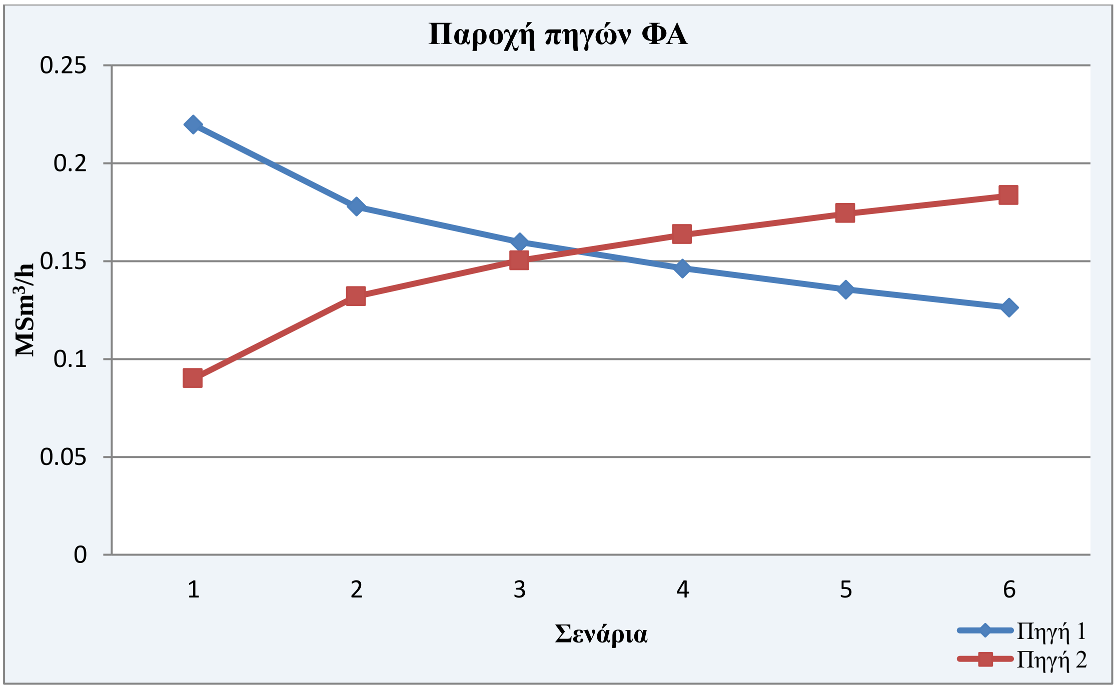
Στον Πίνακα 4.10 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των σεναρίων που περιγράφηκαν παραπάνω, ενώ στα Διαγράμματα 4.24 και 4.25 φαίνονται τα επίπεδα πίεσης του δικτύου για τα εναλλακτικά σενάρια ισχύος συμπιεστή και οι παροχές κάθε πηγής φυσικού αερίου.

Σενάρια		1	2	3	4	5	6	7
Ισχύς συμπιεστή (MW)		0	0,005	0,01	0,015	0,02	0,025	0,01
Θέση συμπιεστή (κλάδος δικτύου ΦΑ)		3 -> 4	3 -> 4	3 -> 4	3 -> 4	3 -> 4	3 -> 4	3 -> 4
Πιέσεις κόμβων (bar)	1	50	50	50	50	50	50	50
	2	50	50	50	50	50	50	50
	3	47,89	45,46	44,12	43,03	42,08	41,23	42,17
	4	47,83	48,59	48,89	49,09	49,24	49,35	48,53
	5	47,83	48,56	48,82	48,98	49,1	49,19	48,51
	6	47,49	48,24	48,52	48,7	48,84	48,95	48,18
	7	47,2	47,96	48,24	48,43	48,57	48,69	47,9
Εύρος πιέσεων λειτουργίας (bar)		2,8	4,54	5,88	6,97	7,92	8,77	7,83
Παροχή πηγής ΦΑ 1 (MSm^3/h)		0,2197	0,1778	0,1596	0,1462	0,1355	0,1263	0,1815
Παροχή πηγής ΦΑ 2 (MSm^3/h)		0,0899	0,1318	0,1501	0,1634	0,1742	0,1833	0,1732
Παροχή συμπιεστή (MSm^3/h)			0,06	0,078	0,091	0,102	0,111	0,056

Πίνακας 4.10: Σενάρια μελέτης λειτουργίας συμπιεστή.



Διάγραμμα 4.24: Επίπεδα πίεσης δικτύου για τα σενάρια 1 έως 6.



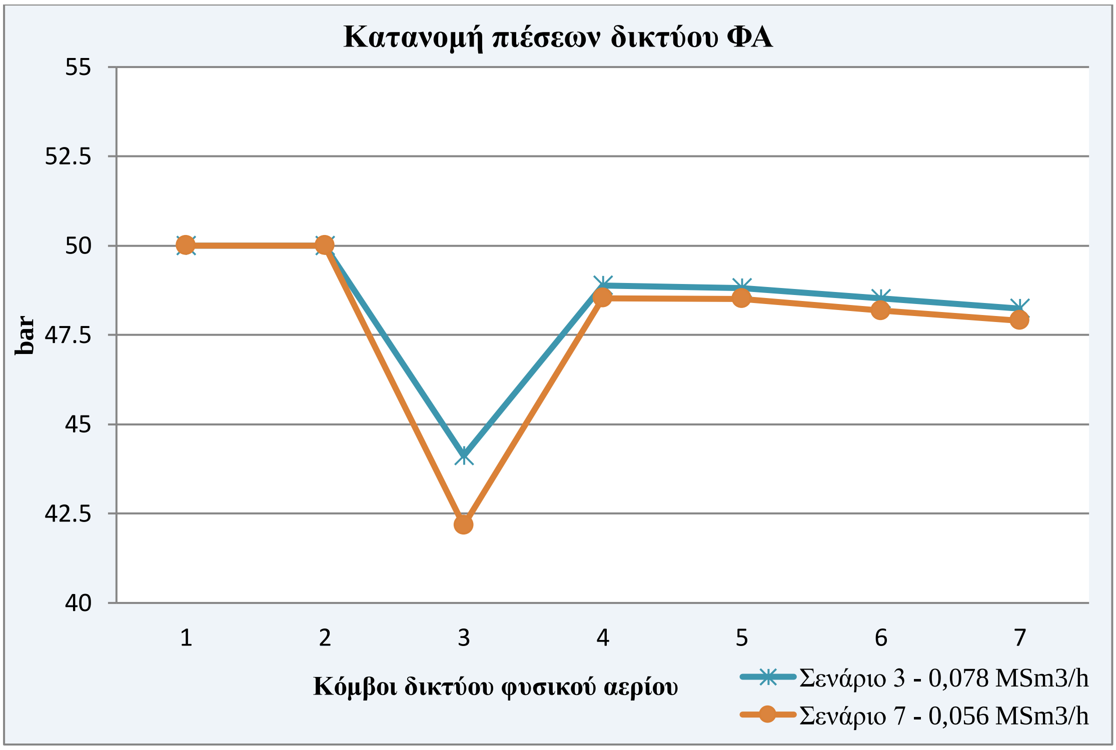
Διάγραμμα 4.25: Παροχή πηγών φυσικού αερίου για τα 6 πρώτα σενάρια μελέτης.

Από τα παραπάνω διαγράμματα είναι εμφανή τα ακόλουθα: με την αύξηση της ισχύος του συμπιεστή αφενός αυξάνεται το συνολικό επίπεδο πίεσης λειτουργίας του συστήματος και αφετέρου η αυξάνεται η άντληση αερίου από την πηγή 2, που βρίσκεται σε άμεση σύνδεση με το συμπιεστή (αγωγοί 2-3 και 3-4) εφόσον ο κόμβος 3 δε διασυνδέεται με άλλον. Η συνεχώς αυξανόμενη πτώση πίεσης στον κόμβο 3 οφείλεται στη συνεχώς αυξανόμενη άντληση αερίου από την πηγή 2, που μεταφέρεται μέσω του αγωγού 2-3, ενώ η άνοδος πίεσης που καταλήγει σε όχι σημαντικά μεγαλύτερη τελική τιμή, ερμηνεύεται από το γεγονός ότι η παροχή του συμπιεστή συνεχώς αυξάνεται.

Σχετικά με τις πιέσεις στους κόμβους, η αύξηση δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλη σε κάποιον μεμονωμένο κόμβο και αυτό οφείλεται στις πολλαπλές διασυνδέσεις του συστήματος που οδηγούν σε άμεσο διαμοιρασμό της πίεσης μεταξύ των κόμβων του δικτύου. Σε ένα σύστημα με μία μόνο πηγή, η αύξηση του επιπέδου πίεσης θα μπορούσε να είναι σημαντικά μεγαλύτερη. Ωστόσο η δυνατότητα διευκόλυνσης της άντλησης μέσω ενός συμπιεστή από την πηγή 2 προσφέρει ευελιξία στο σύστημα, καθώς σε μία ενδεχόμενη έλλειψη προμήθειας αερίου στην πηγή 1, η άντληση από την πηγή 2 θα είναι εξίσου ή και πιο εύκολη.

Για τις συγκεκριμένες συνθήκες λειτουργίας δεν παρατηρούνται ιδιαίτερα σημαντικές πτώσεις πίεσης, παρόλα αυτά μπορεί να υπάρχουν ισχυρές απαιτήσεις ώστε το παραδιδόμενο αέριο να διατηρεί πίεση κοντά σε συγκεκριμένη τιμή, όπως τα 50 bar, επομένως η ύπαρξη συμπιεστή να εστιάζει στην εξυπηρέτηση αυτής της σκοπιμότητας. Σε μεγαλύτερα σε έκταση δίκτυα, όμως, με μεγαλύτερες παροχές αερίου, η λειτουργικότητα του συστήματος εξαρτάται σε ουσιαστικό βαθμό από την ύπαρξη κατάλληλα διασυνδεδεμένων και τοποθετημένων συμπιεστών.

Στο Διάγραμμα 4.26 που ακολουθεί πραγματοποιείται σύγκριση των σεναρίων 3 και 7, δηλαδή δύο περιπτώσεων λειτουργίας με ίδιας ισχύος συμπιεστή και διαφορετικό φορτίο στον κόμβο 3, λόγω αυξημένης λειτουργίας της μονάδας φυσικού αερίου.



Διάγραμμα 4.26: Σύγκριση κατανομής πιέσεων δικτύου για τα σενάρια 3 και 7.

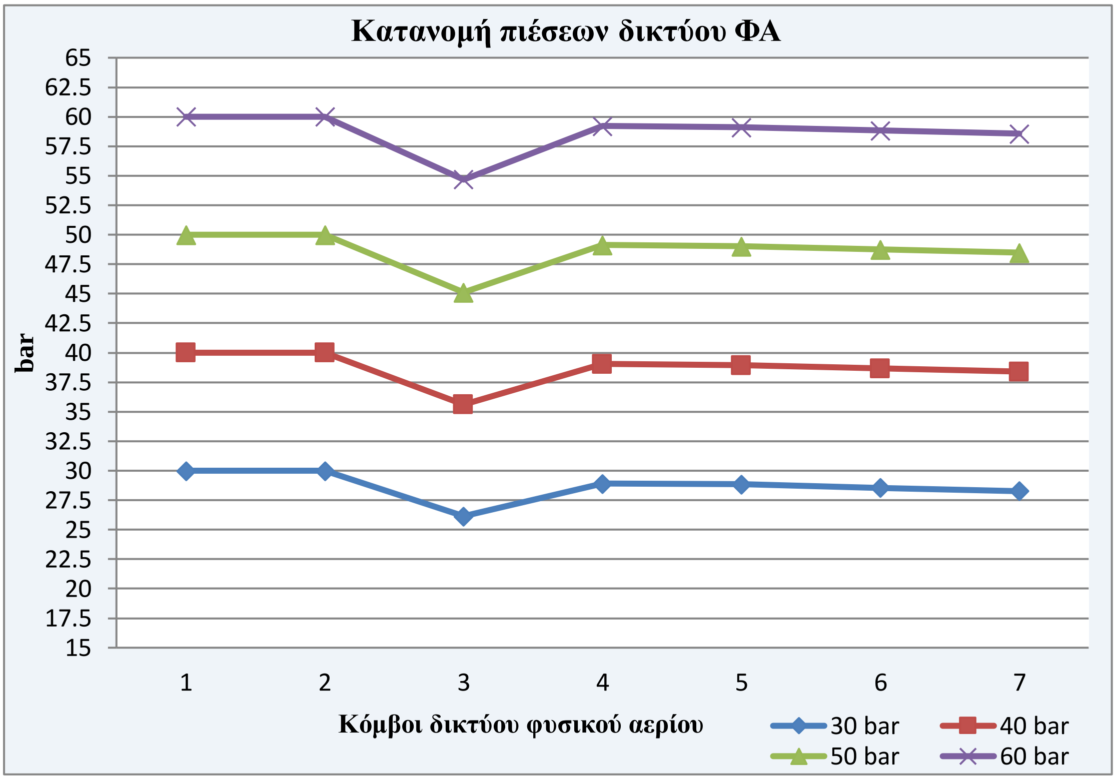
Μεταξύ των δύο περιπτώσεων λειτουργίας, στο σενάριο 7 η κατανάλωση στον κόμβο 3 είναι αρκετά μεγαλύτερη λόγω της λειτουργίας της μονάδας φυσικού αερίου, με αποτέλεσμα να δημιουργείται μεγαλύτερη πτώση πίεσης μεταξύ των κόμβων 2 και 3. Ωστόσο, η υπολειπόμενη ποσότητα αερίου που μένει να διακινηθεί από τον κόμβο 3 προς τον 4 είναι μικρότερη σε σχέση με το σενάριο 3, πράγμα που οδηγεί σε μεγαλύτερη αύξηση πίεσης μέσω του συμπιεστή και τελικά τα δύο συστήματα να λειτουργούν σε αρκετά κοντινά επίπεδα πίεσης μετά τον κόμβο 3. Αυτός είναι και ο λόγος που επιλέχθηκε ο συγκεκριμένος αγωγός για την τοποθέτηση του συμπιεστή, ώστε να ανυψώνει την πίεση μετά την πτώση που δημιουργείται από τη μεταβαλλόμενη λειτουργία της μονάδας φυσικού αερίου.

4.5.2 Λειτουργία δικτύου σε διαφορετικά επίπεδα πίεσης

Ανάλογα με τις απαιτήσεις που σχετίζονται με τους κόμβους κατανάλωσης του δικτύου φυσικού αερίου, το δίκτυο ενδέχεται να λειτουργεί σε διαφορετικά επίπεδα πίεσης, εντός συγκεκριμένων ορίων, που σχετίζονται με τις διαστάσεις και τις ιδιότητες των χρησιμοποιούμενων αγωγών. Στις προηγούμενες ενότητες οι πηγές αερίου είχαν πίεση ίση με 50 bar. Στην παράγραφο αυτή μελετάται η λειτουργία του δικτύου υπό πιέσεις πηγών 30, 40, 50 και 60 bar. Θεωρείται σύστημα με παραγωγή ανανεώσιμων 600 MW, μονάδας φυσικού αερίου 197,51 MW και συμπιεστή ισχύος 0,01 MW, ενώ τα υπόλοιπα στοιχεία είναι ίδια με τα προηγούμενα παραδείγματα. Στον Πίνακα 4.11 και στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της συγκεκριμένης διερεύνησης.

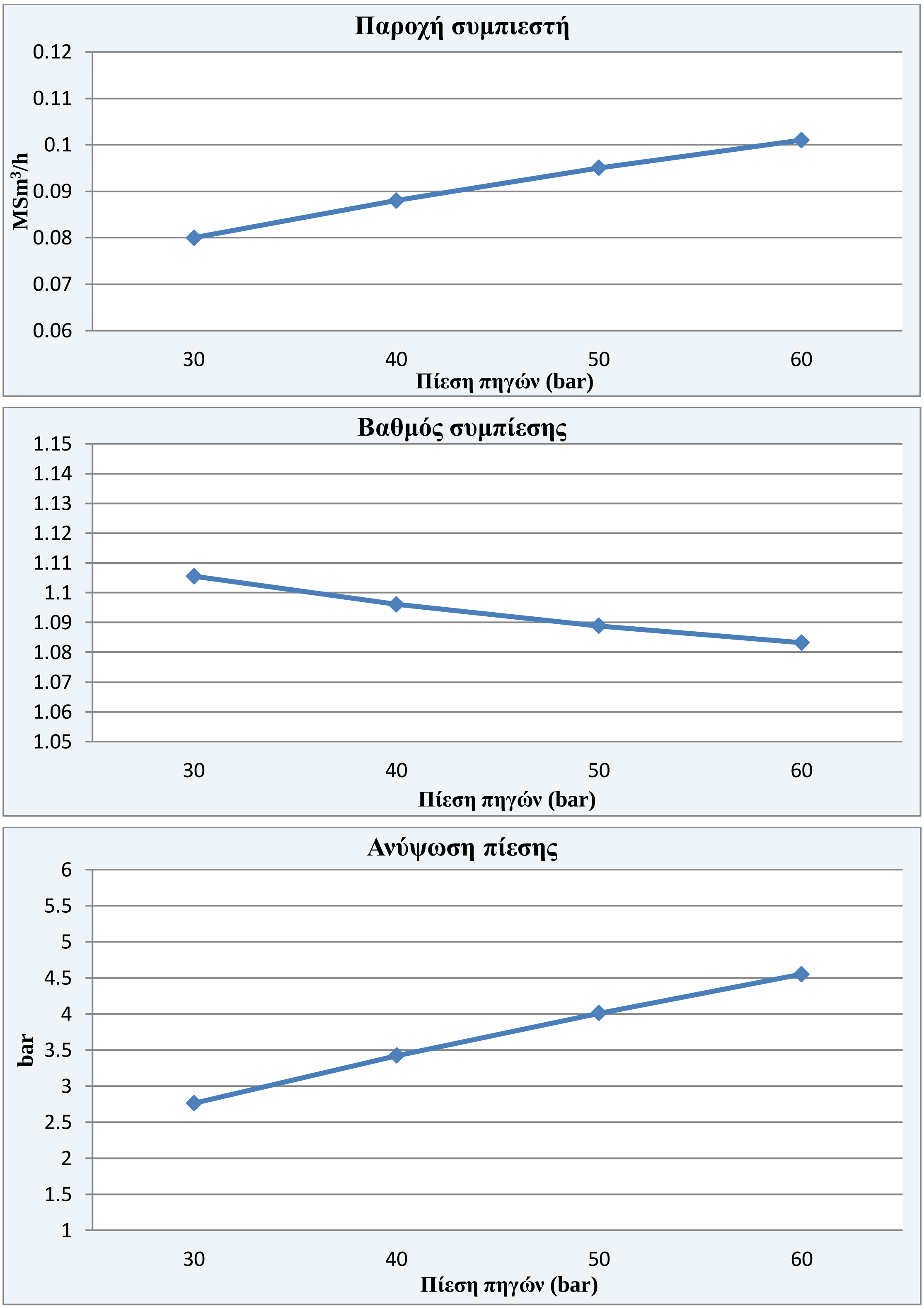
Σενάρια		1	2	3	4
Πιέσεις πηγών (bar)	1	30	40	50	60
	2	30	40	50	60
Πιέσεις κόμβων (bar)	3	26,15	35,61	45,12	54,67
	4	28,91	39,03	49,13	59,22
	5	28,84	38,94	49,02	59,09
	6	28,54	38,65	48,75	58,83
	7	28,27	38,38	48,48	58,56
Παροχή συμπιεστή (MSm3/h)		0,08	0,088	0,095	0,101
Βαθμός συμπίεσης		1,1055	1,096	1,0889	1,0832
Ανύψωση πίεσης (bar)		2,76	3,42	4,01	4,55

Πίνακας 4.11: Λειτουργία δικτύου σε διαφορετικά επίπεδα πίεσης.



Διάγραμμα 4.27: Κατανομή πιέσεων κόμβων δικτύου φυσικού αερίου.

Από το Διάγραμμα 4.27 φαίνεται ότι η λειτουργία του δικτύου φυσικού αερίου από πλευράς κατανομής των πιέσεων στους κόμβους του είναι σχεδόν η ίδια, αυξημένη κατά μία συγκεκριμένη ποσότητα πίεσης, ακολουθώντας τις δύο πηγές. Παρατηρώντας τον Πίνακα 4.11, γίνεται αντιληπτό ότι η συνολική πτώση πίεσης μεταξύ αρχικού και τελικού κόμβου μειώνεται με την αύξηση του επιπέδου πίεσης, παρότι η διακινούμενη ποσότητα αερίου είναι η ίδια, και αυτό οφείλεται στη λειτουργία του συμπιεστή. Συγκεκριμένα, με την αύξηση των πιέσεων στις πηγές αυξάνεται η άντληση αερίου από την Πηγή 2 και η παροχή του συμπιεστή, με αποτέλεσμα να μειώνεται ο βαθμός συμπίεσης που παρέχει (χαρακτηριστική εξίσωση συμπιεστή), όμως, καθώς η αρχική πίεση είναι πιο υψηλή, μία ελαφρώς μειωμένη αναλογία αύξησης οδηγεί σε μεγαλύτερη απόλυτη αύξηση της τελικής πίεσης του ουρικού κόμβου του συμπιεστή, και κατ' επέκταση όσων ακολουθούν αυτόν. Τα αναφερόμενα φαίνονται και στο επόμενο Διάγραμμα 4.28 α, β και γ.



Διάγραμμα 4.28: α. Παροχή συμπιεστή, β. Βαθμός συμπίεσης, γ. Ανύψωση πίεσης για τέσσερα επίπεδα πίεσης.

4.5.3 Linepacking

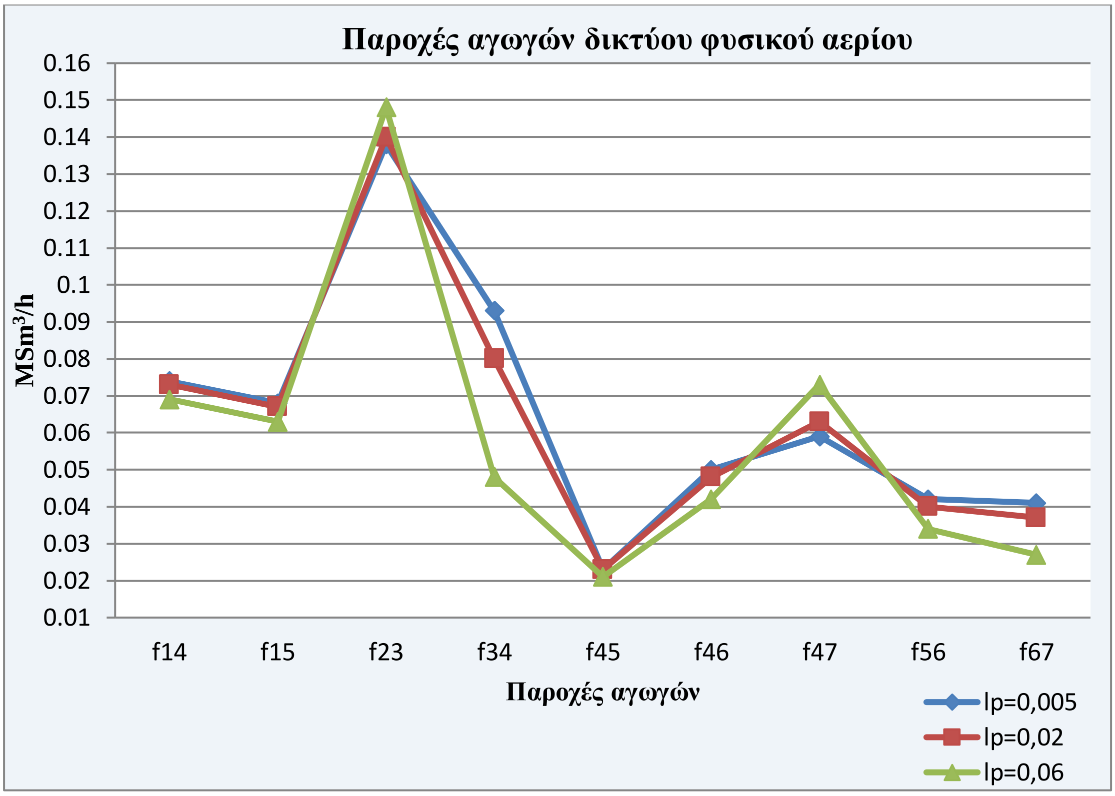
Όπως έχει ήδη αναφερθεί, οι αγωγοί μεταφοράς αερίου αποτελούν εγκαταστάσεις που εκτείνονται σε αρκετά χιλιόμετρα, διαθέτοντας υπολογίσιμο συνολικό όγκο, και παρέχοντας έτσι τη δυνατότητα αποθήκευσης ποσότητας αερίου στο εσωτερικό τους, για μετέπειτα χρήση. Η ιδιότητα αυτή των δικτύων φυσικού αερίου, που ονομάζεται line-packing, συνίσταται στην ύπαρξη διαφορετικής συνολικής ροής εισόδου και εξόδου αερίου στους αγωγούς που εφαρμόζεται. Στην περίπτωση που η παροχή εισόδου στον αγωγό είναι μεγαλύτερη, μία ποσότητα αερίου αποθηκεύεται στον αγωγό, ενώ στην αντίθετη περίπτωση, μπορεί να αντλείται ποσότητα αερίου που έχει ήδη αποθηκευτεί. Ως παράδειγμα αναφέρεται ότι ένας αγωγός των διαστάσεων της εφαρμογής που μελετάται, για παράδειγμα μήκους 30 χιλιομέτρων και ακτίνας ενός μέτρου, με όγκο $\pi*(1m)^2*30.000m=94200\ m^3$ μπορεί να αποθηκεύσει συνολικά 0,0942 MSm^3 αερίου.

Στο δίκτυο που μελετάται θεωρείται ότι το φαινόμενο linepacking εφαρμόζεται σε δύο αγωγούς του δικτύου, στον 34 όπου υπάρχει αποθήκευση αερίου και στον 47 όπου υπάρχει άντληση αερίου που έχει αποθηκευτεί σε προηγούμενο χρόνο. Οι τιμές των λοιπών παραμέτρων του δικτύου είναι οι ίδιες με την προηγούμενη παράγραφο και για πίεση πηγών 50 bar. Στον Πίνακα 4.12 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των παροχών των αγωγών και των πιέσεων στους κόμβους του δικτύου για τρία διαφορετικά σενάρια αποθήκευσης-άντλησης αερίου που αφορούν στους αγωγούς που αναφέρθηκαν. Η αποθηκευόμενη ποσότητα στον αγωγό και η αντλούμενη από τον 47 θεωρείται ότι είναι ίδιες και αυξάνονται όμοια.

Σενάρια		**1**	**2**	**3**
Linepack (MSm^3/h)		0,005	0,02	0,06
Παροχές αερίου αγωγών (MSm^3/h)	f14	0,074	0,073	0,069
	f15	0,068	0,067	0,063
	f23	0,138	0,14	0,148
	f34	0,093	0,08	0,048
	f45	0,023	0,023	0,021
	f46	0,05	0,048	0,042
	f47	0,059	0,063	0,073
	f56	0,042	0,04	0,034
	f67	0,041	0,037	0,027
Πιέσεις κόμβων (bar)	1	50	50	50
	2	50	50	50
	3	45,07	44,88	44,31
	4	49,14	49,17	49,26
	5	49,03	49,06	49,17
	6	48,76	48,82	48,98
	7	48,49	48,6	48,87

Πίνακας 4.12: Παροχές αγωγών και πιέσεις κόμβων του δικτύου για εναλλακτικά σενάρια linepacking.

Τα παραπάνω αποτελέσματα παρουσιάζονται στα διαγράμματα που ακολουθούν.



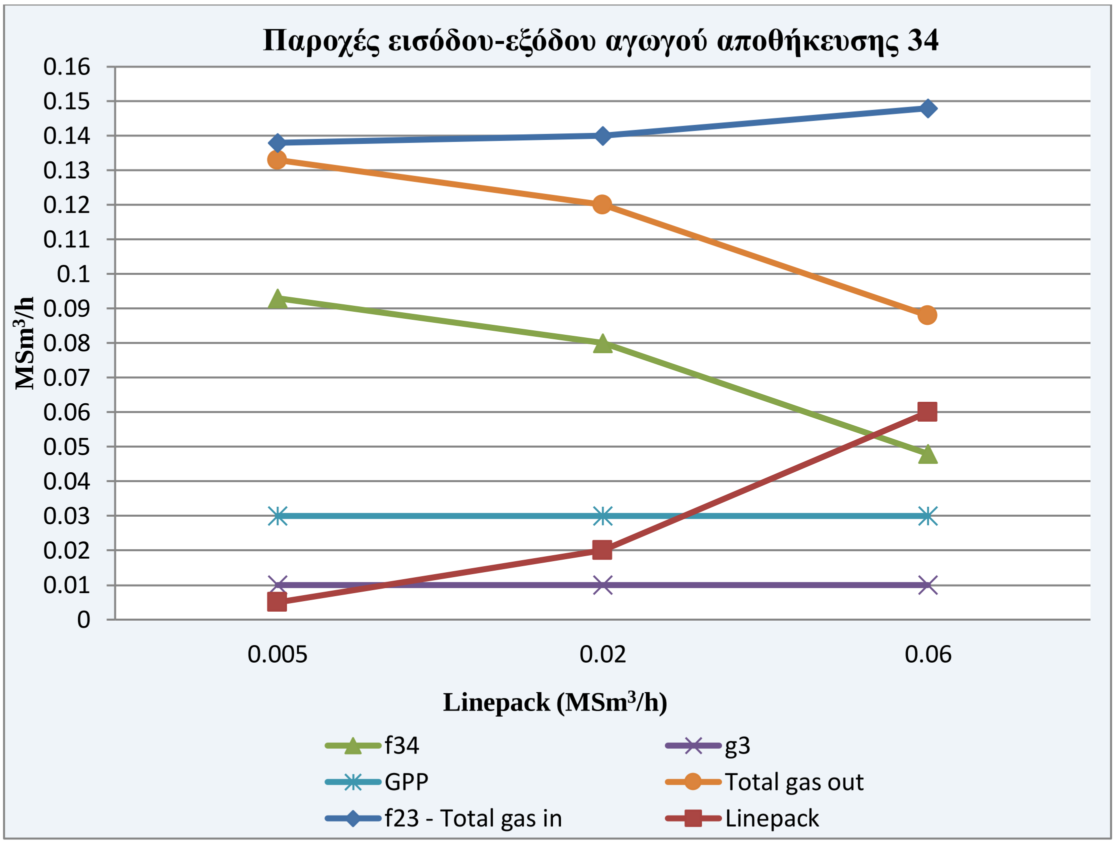
Διάγραμμα 4.29: Παροχές αγωγών δικτύου φυσικού αερίου για τα υπό μελέτη σενάρια linepacking.

Καθώς η αποθηκευόμενη ποσότητα αερίου στον αγωγό 34 αυξάνεται στα υπό μελέτη σενάρια, η συνολική άντληση αερίου από τις πηγές αυξάνεται, αλλά οι παροχές των 14 και 15 μειώνονται, καθώς μεγαλύτερη ποσότητα αερίου αντλείται από την πηγή 2 προκειμένου να καλυφθούν οι απαιτήσεις αποθήκευσης εντός του 34, αφού ο αγωγός 23 είναι ο μόνος που διασυνδέεται με τον κόμβο κεφαλής (3) του 34. Συνεπώς η παροχή του 23 αυξάνεται, ενώ του 34 μειώνεται όσο η αποθηκευόμενη ποσότητα εντός του αυξάνεται. Στον Πίνακα 4.12 και στο Διάγραμμα 4.30 φαίνονται αναλυτικά οι παροχές εισόδου και εξόδου του αγωγού 34 και η αποθήκευση εντός του, όπως περιγράφηκε.

Η μελέτη της άντληση από τον 47 είναι ελαφρώς δυσκολότερη, καθώς πρόκειται για κεντρικό κόμβο με μεγάλο αριθμό διασυνδέσεων. Αυτό που είναι σαφές είναι ότι η παροχή 47 αυξάνεται όσο η άντληση αυξάνεται, ενώ η τροφοδοσία του κόμβου κεφαλής του αγωγού (4) μειώνεται (παροχή 34). Η παροχή 67 μειώνεται καθώς μεγαλύτερο κομμάτι των καταναλώσεων του κόμβου 7 καλύπτονται από τον αγωγό 47, επομένως και οι υπόλοιπες παροχές προς τον κόμβο 6 μειώνονται ακολουθώντας την 67 (παροχές 46, 45 και 56). Στον Πίνακα 4.13 και στο Διάγραμμα 4.31 α, β και γ αποτυπώνονται ξεκάθαρα οι κατανομές των παροχών που αφορούν στον αγωγό 47. Για την παροχή εισόδου κάθε αγωγού μελετάται ο κόμβος κεφαλής, ενώ για την έξοδο η παροχή του αγωγού προς τον ουρικό κόμβο και οι καταναλώσεις αερίου σε αυτόν.

Αγωγός 34				
Εισερχόμενο αέριο (MSm^3/h)	f23	0,138	0,14	0,148
Εξερχόμενο αέριο (MSm^3/h)	f34	0,093	0,08	0,048
	g3	0,01	0,01	0,01
	GPP	0,03	0,03	0,03
Σύνολο		0,133	0,12	0,088
Linepack (MSm^3/h - αποθήκευση)		0,005	0,02	0,06

Πίνακας 4.13: Εισερχόμενο-εξερχόμενο αέριο και αποθήκευση στον αγωγό 34 για τα εναλλακτικά σενάρια.

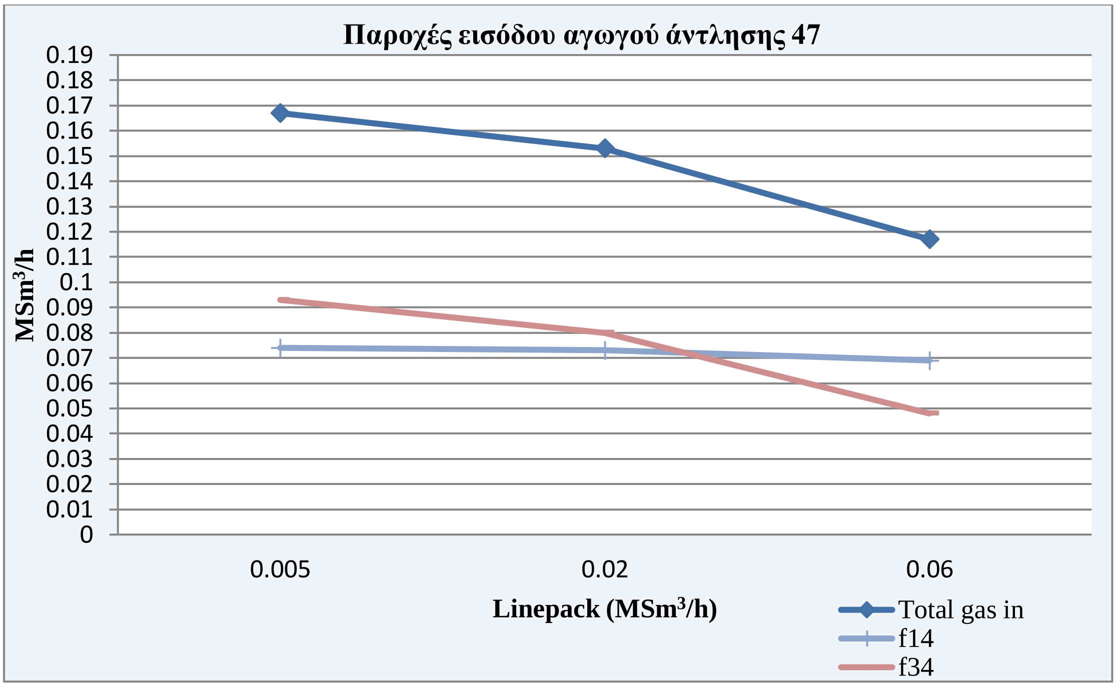


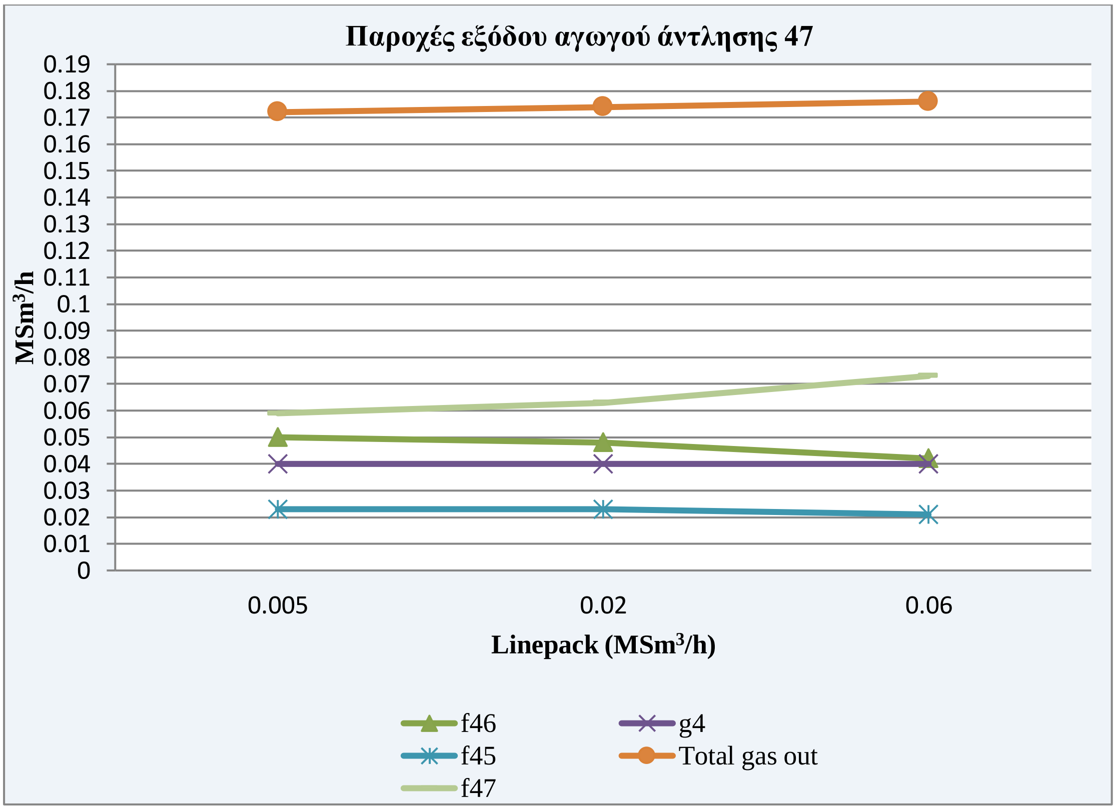
Διάγραμμα 4.30: Εισερχόμενο-εξερχόμενο αέριο και αποθήκευση στον αγωγό 34 για τα εναλλακτικά σενάρια.

Όπως ήδη εξηγήθηκε, η διαφορά στην συνολική ποσότητα εισερχόμενου και εξερχόμενου αερίου από τον αγωγό 34 ισούται με την αποθηκευόμενη ποσότητα αερίου σε αυτόν.

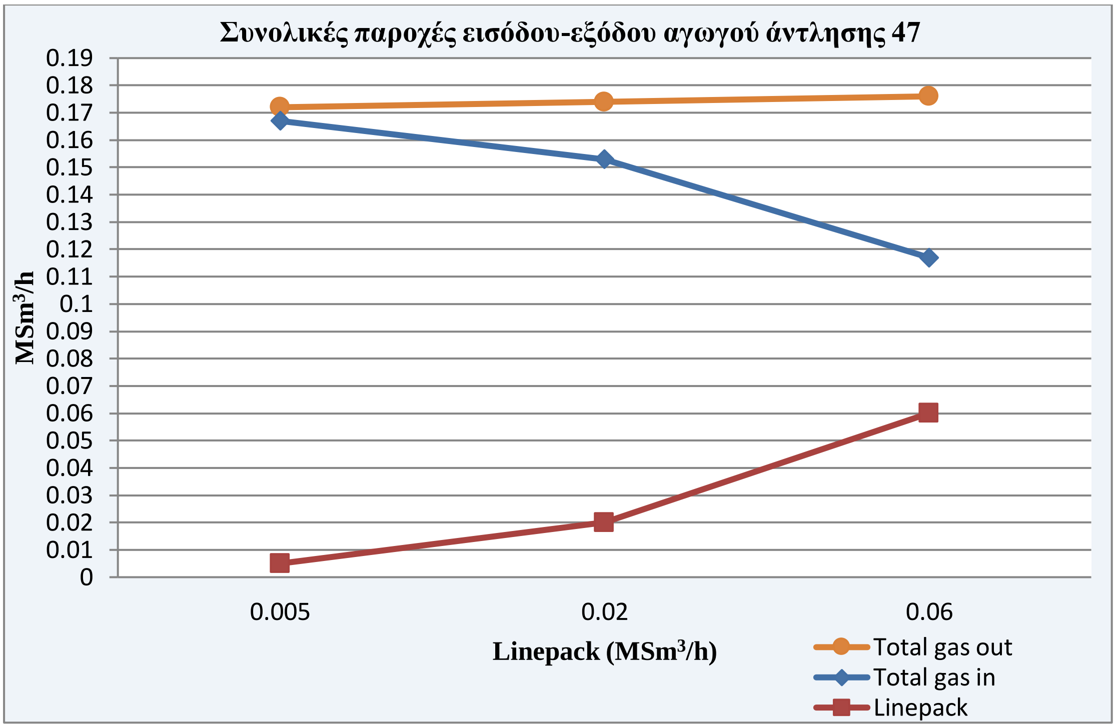
Αγωγός 47				
Εισερχόμενο αέριο (MSm^3/h) (Κόμβος 4)	f14	0,074	0,073	0,069
	f34	0,093	0,08	0,048
Σύνολο		0,167	0,153	0,117
Εξερχόμενο αέριο (MSm^3/h)	f45	0,023	0,023	0,021
	f46	0,05	0,048	0,042
	f47	0,059	0,063	0,073
	g4	0,04	0,04	0,04
Σύνολο		0,172	0,174	0,176
Linepack (MSm^3/h - άντληση)		0,005	0,02	0,06

Πίνακας 4.14: Εισερχόμενο-εξερχόμενο αέριο και άντληση από τον αγωγό 47 για τα εναλλακτικά σενάρια





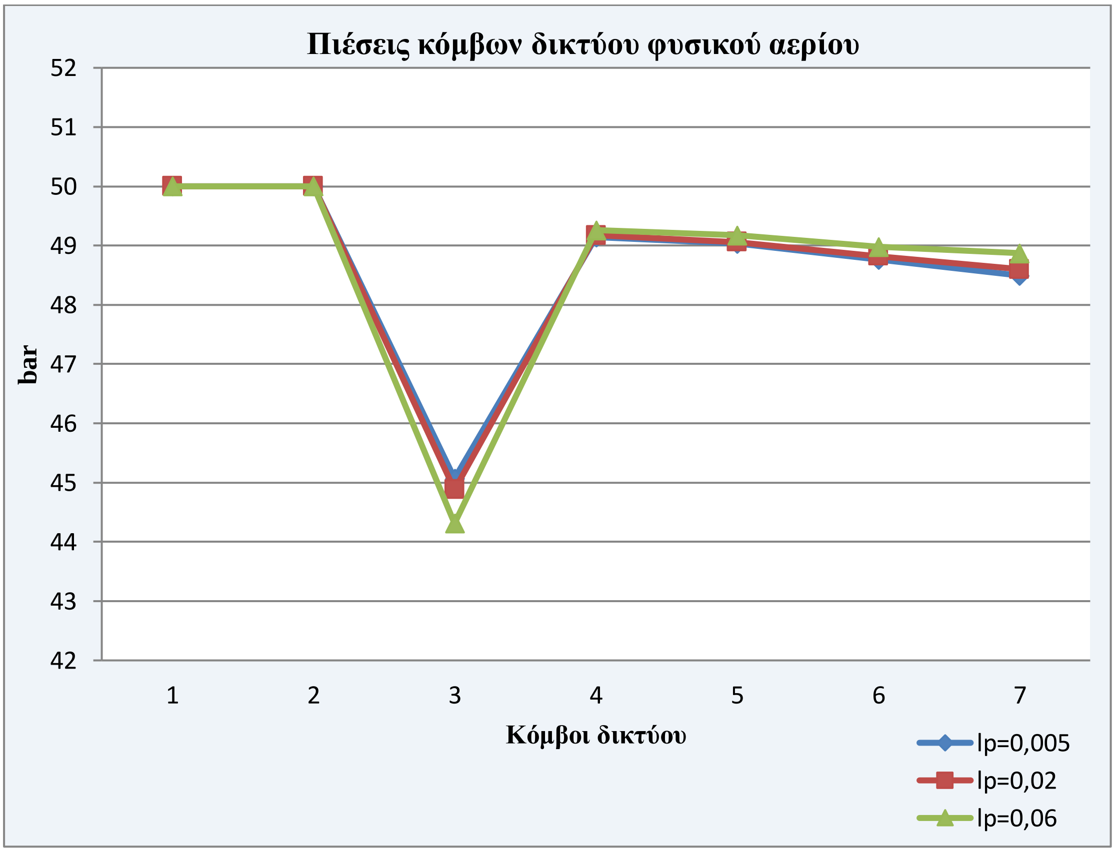
Διάγραμμα 4.31: α. Παροχές εισόδου αγωγού άντλησης 47, β. Παροχές εξόδου αγωγού άντλησης 47.



Διάγραμμα 4.321: γ. Συνολικές παροχές εισόδου - εξόδου και άντληση από τον αγωγό 47.

Σε αντίθεση με τον αγωγό 34, όπως ήταν αναμενόμενο η παροχή εξόδου από τον αγωγό 47 είναι μεγαλύτερη από τη παροχή εισόδου, καθώς από τον αγωγό αυτό πραγματοποιείται άντληση και όχι αποθήκευση.

Στο Διάγραμμα 4.32 παρουσιάζεται η κατανομή των πιέσεων για τα τρία σενάρια μελέτης αυτής της παραγράφου.



Διάγραμμα 4.332: Κατανομή πιέσεων στους κόμβους του δικτύου για τα τρία σενάρια linepacking.

Από το Διάγραμμα 4.32 φαίνεται η μεγαλύτερη πτώση πίεσης στον κόμβο 3 λόγω της μεγαλύτερης άντλησης από τον αγωγό 23 για την κάλυψη των απαιτήσεων αποθήκευσης, αλλά και η μεγαλύτερη ανύψωση πίεσης μέσω του συμπιεστή καθώς μειώνεται η μέση διακινούμενη παροχή από τον συμπιεστή. Ακόμα παρατηρείται αύξηση πίεσης στους κόμβους 5 και 6, καθώς οι παροχές των αγωγών 46, 45 και 56 μειώνονται όπως και οι απώλειες πίεσης, αλλά και στον κόμβο 7, καθώς μειώνεται η παροχή του αγωγού 67, αλλά και του 47, καθώς, παρόλο που η τελική παροχή του προς τον κόμβο 7 αυξάνεται, η μέση διακινούμενη παροχή του μειώνεται με την αύξηση της άντλησης, αφού μέση παροχή αγωγού= $\frac{\text{παροχή κόμβου κεφαλής} + \text{παροχή ουρικού κόμβου}}{2}$.

4.6 Μελέτη αλληλεπιδρώντων τοπικών δικτύων ηλεκτρισμού – φυσικού αερίου

Η αλληλεπίδραση και η συνεργασία μέσω διασυνδεδεμένων ζυγών και κόμβων των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου προσφέρει πλεονεκτήματα τόσο σε μεγάλη κλίμακα, όπως στο επίπεδο της παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων φυσικού αερίου, όσο και σε επίπεδο διανομής ισχύος, αποκεντρωμένης παραγωγής ενέργειας και κάλυψης οικιακών φορτίων θέρμανσης, όταν πρόκειται για τοπικά συστήματα. Στο επίπεδο αυτό, μία μικρή μονάδα ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργεί με φυσικό αέριο, μπορεί να εξυπηρετεί πλήρως ή σε ένα βαθμό ανάγκες ισχύος για παράδειγμα μίας νοσοκομειακής ή ξενοδοχειακής μονάδας, αλλά και να προσφέρει ενέργεια στο δίκτυο, ανάλογα με την οικονομικά πιο συμφέρουσα επιλογή, ευρισκόμενη σε μία συνεχόμενη συνδιαλλαγή με το υπόλοιπο δίκτυο. Ακόμα, οι οικιακά εγκατεστημένες μονάδες ανανεώσιμων βρίσκουν ευρεία εφαρμογή και αποτελούν ουσιαστικό τμήμα αντίστοιχων αποκεντρωμένων μοντέλων.

Στο σύστημα που μελετάται, θεωρείται ότι κάθε ζυγός του ηλεκτρικού δικτύου ταυτίζεται με έναν κόμβο του δικτύου φυσικού αερίου, σε αντίθεση με τις περιπτώσεις που μελετήθηκαν μέχρι τώρα. Για το σκοπό αυτό προστέθηκε ένας επιπλέον ζυγός στο ηλεκτρικό δίκτυο, ο ζυγός 7, και η γραμμή διανομής 67 για την τροφοδοσία του. Έτσι, κάθε σημείο του συστήματος ενδέχεται να παράγει και να καταναλώνει, αντιπροσωπεύοντας ενδεχομένως ένα συγκρότημα κατοικιών, ένα ξενοδοχείο ή ένα νοσοκομείο όπως ήδη αναφέρθηκε. Για τη μελέτη χρησιμοποιήθηκε το ίδιο υπολογιστικό εργαλείο με μικρές προσαρμογές. Για τις δεδομένες συνθήκες λειτουργίας, με τα περιορισμένα μήκη αγωγών και τις χαμηλές ποσότητες διακινούμενου αερίου, δεν απαιτείται η ύπαρξη συμπιεστή στο δίκτυο. Οι τιμές των παραμέτρων όπως καθορίστηκαν σε αυτή την περίπτωση παρατίθενται παρακάτω.

Μονάδα φυσικού αερίου
Εγκατεστημενη ισχύς: 100 kW
Τεχνικό ελάχιστο: 50 kW

Μονάδες ΑΠΕ
Εγκατεστημένη ισχύς: 120 kW
Όριο διείσδυσης: 80 kW
Πραγματική στιγμιαία παραγωγή: 100 kW

Ζυγός αναφοράς
Όριο ισχύος: 50 kW

Πηγές φυσικού αερίου
Όριο παροχής φυσικού αερίου: 70 Sm^3/h

Μονάδες διασύνδεσης των δικτύων
Συντελεστής μετατροπής ενέργειας μονάδας GPP: 0,15 Sm^3/kWh
Συντελεστής μετατροπής ενέργειας μονάδας PtG: 0,05 Sm^3/kWh
Εγκατεστημένη ισχύς μονάδας PtG: 30 kW

Καταναλώσεις ενεργού ισχύος ηλεκτρικού δικτύου

Ενεργός ισχύς:	Ζυγός 1: 0 kW	Άεργος ισχύς: Ζυγός 1: 0 kW
	Ζυγός 2: 40 kW	Ζυγός 2: 25 kW
	Ζυγός 3: 50 kW	Ζυγός 3: 30 kW
	Ζυγός 4: 30 kW	Ζυγός 4: 20 kW
	Ζυγός 5: 20 kW	Ζυγός 5: 25 kW
	Ζυγός 6: 45 kW	Ζυγός 6: 20 kW
	Ζυγός 7: 10 kW	Ζυγός 7: 5 kW

Οι υπόλοιπες καταναλώσεις οφείλονται σε ιδιοκαταναλώσεις εντός των γραμμών του δικτύου.

Καταναλώσεις δικτύου φυσικού αερίου

Κόμβος 3: 8 Sm^3/h
Κόμβος 4: 16 Sm^3/h
Κόμβος 5: 20 Sm^3/h
Κόμβος 6: 20 Sm^3/h
Κόμβος 7: 40 Sm^3/h

Οι υπόλοιπες καταναλώσεις οφείλονται στην κατανάλωση της μονάδας φυσικού αερίου.

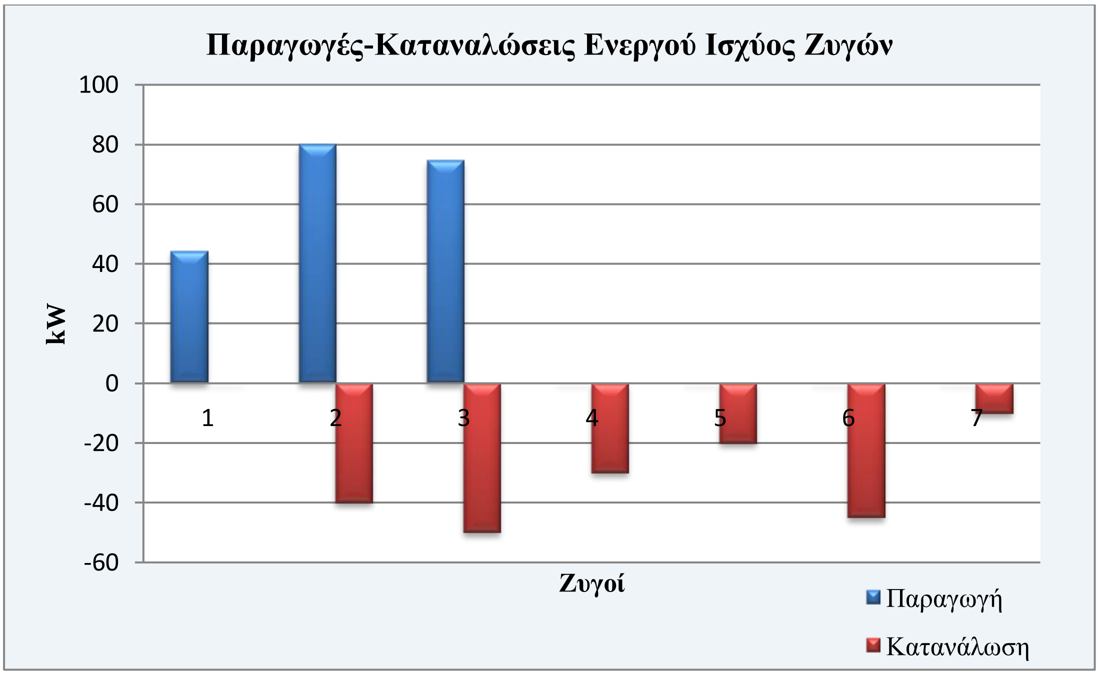
Τιμές κιλοβατώρας
Ζυγού αναφοράς: 0,060 €/kWh
Μονάδας φυσικού αερίου: 0,065 €/kWh

Το ηλεκτρικό δίκτυο λειτουργεί στη χαμηλή τάση των 220 V.

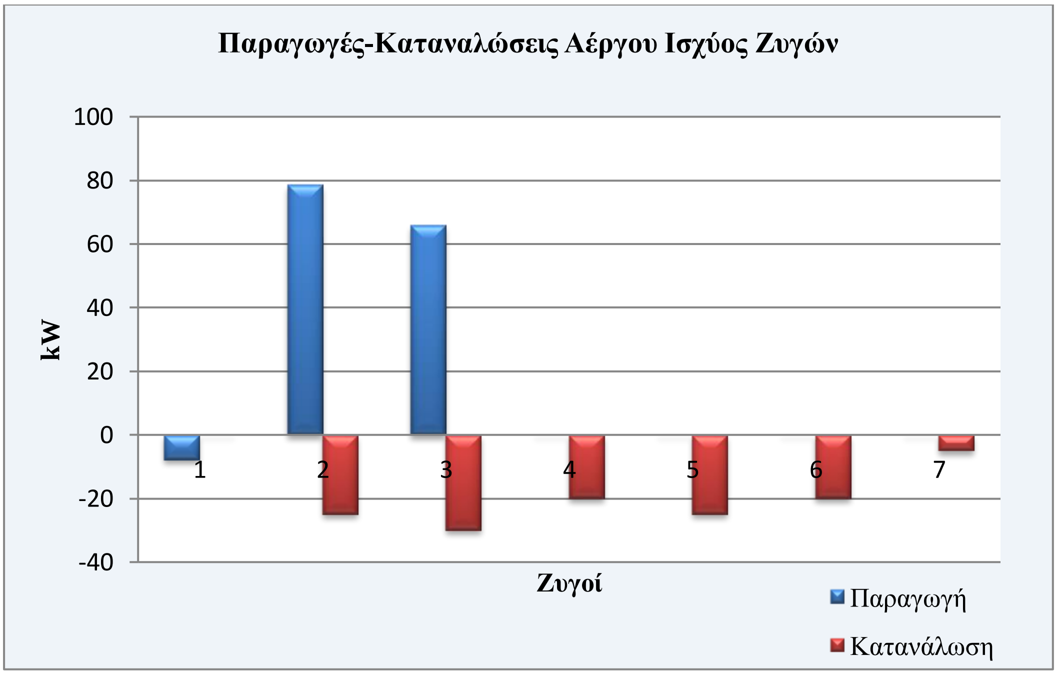
Στους πίνακες και στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζονται τα αποτελέσματα από τη συγκεκριμένη περίπτωση μελέτης.

Ηλεκτρικό δίκτυο					
Ζυγός	Τάσεις (pu)	Κατανάλωση (kW)		Παραγωγή (kW)	
		Ενεργός Ισχύς	Άεργος Ισχύς	Ενεργός Ισχύς	Άεργος Ισχύς
1	1	0	0	44,32	-7,84
2	1,05	-40	-25	80	78,51
3	1,05	-50	-30	74,75	65,89
4	1	-30	-20	0	0
5	0,987	-20	-25	0	0
6	0,99	-45	-20	0	0
7	0,934	-10	-5	0	0
Σύνολο		-195	-125	199,07	136,56

Πίνακας 4.15: Τάσεις, παραγωγή και κατανάλωση ενεργού και άεργου ισχύος ζυγών ηλεκτρικού δικτύου.

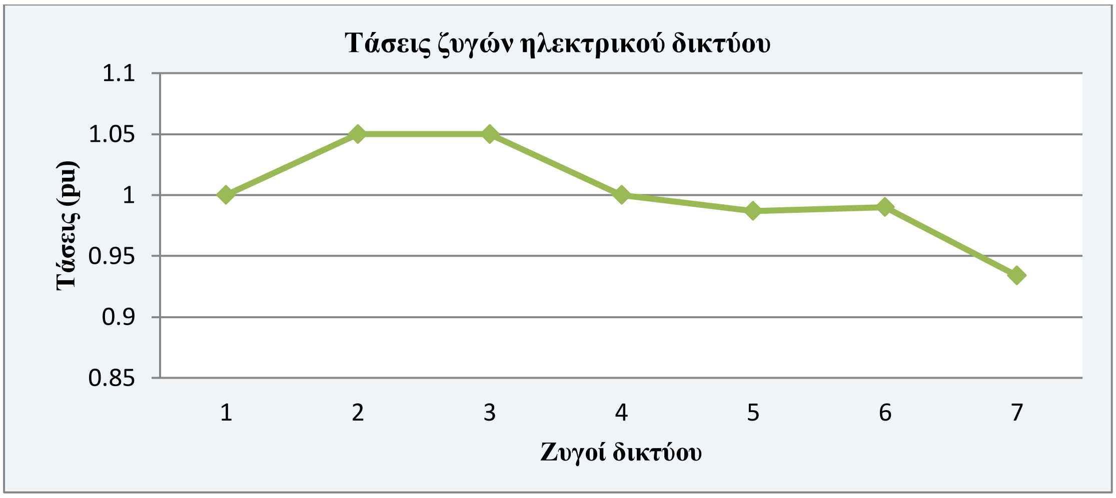


Διάγραμμα 4.343: Παραγωγές-Καταναλώσεις ενεργού ισχύος ζυγών.



Διάγραμμα 4.354: Παραγωγές-Καταναλώσεις αέργου ισχύος ζυγών.

Στο παράδειγμα του δικτύου αυτού οι ζυγοί 2 και 3 είναι ταυτόχρονα μικροί παραγωγοί αλλά και καταναλωτές. Το δίκτυο καλύπτει σε μεγάλο βαθμό τις ανάγκες του $\frac{80+74{,}75}{199{,}07} = 77{,}74\%$, παράγοντας ενέργεια τόσο από τις μονάδες ΑΠΕ, που θα μπορούσαν να είναι μονάδες φωτοβολταϊκών, στον ζυγό 2, όσο και από τη μικρή μονάδα φυσικού αερίου στον ζυγό 3. Οι μονάδες αυτές υπερκαλύπτουν τις ανάγκες των ζυγών στους οποίους βρίσκονται και έχουν στόχο να εξυπηρετούν και ανάγκες του υπόλοιπου δικτύου.



Διάγραμμα 4.365: Τάσεις ζυγών ηλεκτρικού δικτύου.

Γραμμή διανομής	Ισχύς (kW)
p12	19,06
p14	13,2
p15	12,58
p23	6,52
p24	19,36
p25	7,49
p26	19,84
p35	4,97
p36	29,04
p45	-0,23
p56	9,47
p67	10,87

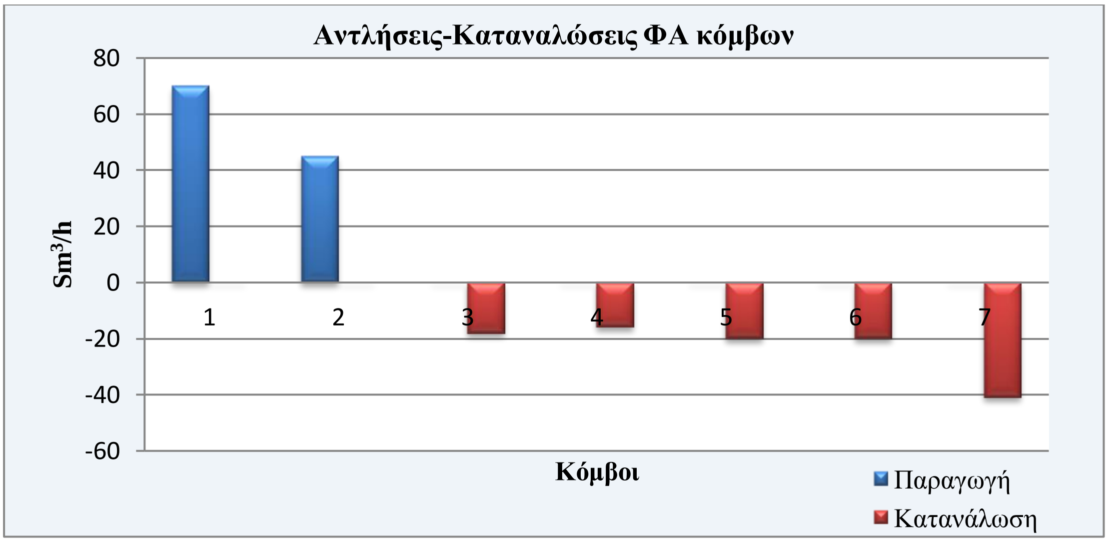
Πίνακας 4.16: Διακινούμενη ισχύς στις γραμμές διανομής.

Διάγραμμα 4.376: Διακινούμενη ισχύς γραμμών διανομής.

Ακολουθούν οι πίνακες και τα διαγράμματα που αφορούν στη λειτουργία του δικτύου φυσικού αερίου.

Δίκτυο φυσικού αερίου			
Κόμβος	Πίεση (Pa)	Κατανάλωση (Sm3/h)	Παραγωγή (Sm3/h)
1	500	0	70
2	500	0	45,1
3	499,979	-18,1	0
4	499,969	-16	0
5	499,969	-20	0
6	499,969	-20	0
7	499,959	-41	0
Σύνολο		-115,1	115,1

Πίνακας 4.17: Πιέσεις, αντλήσεις και καταναλώσεις φυσικού αερίου.



Διάγραμμα 4.387: Αντλήσεις καταναλώσεις κόμβων δικτύου φυσικού αερίου.

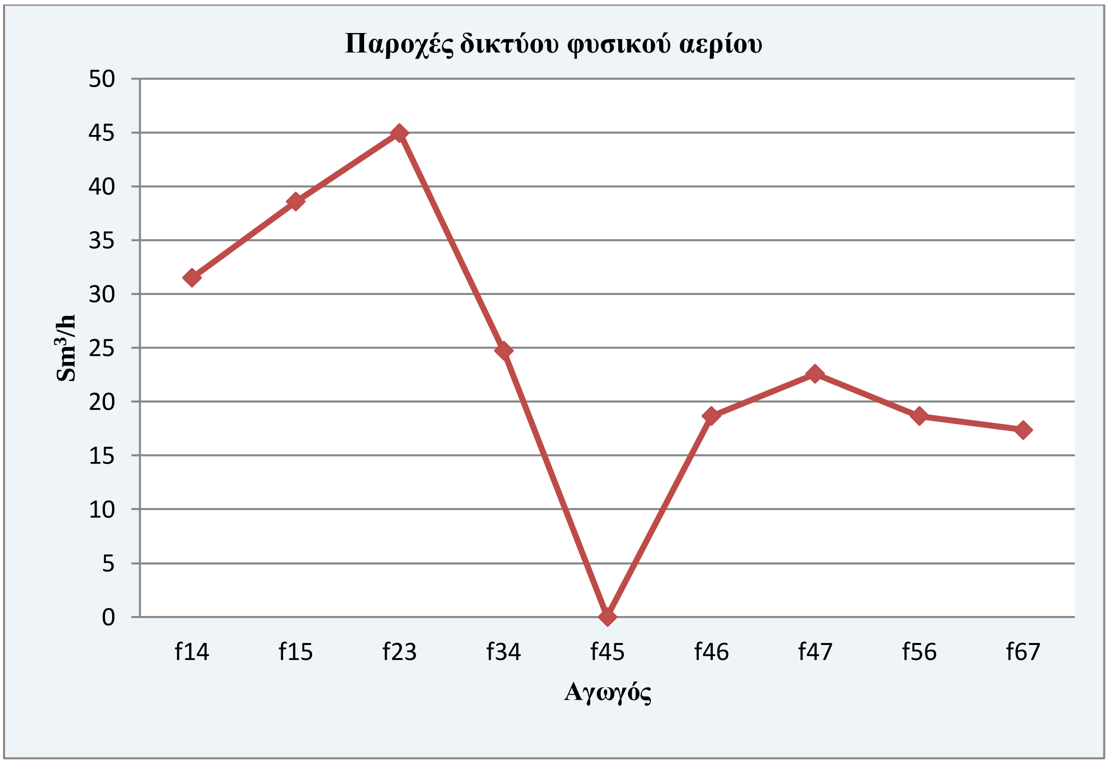
Στην περίπτωση αυτή, όπου το δίκτυο λειτουργεί χωρίς συμπιεστή, η άντληση από την πηγή στην κόμβο 1, που βρίσκεται σε πιο ευνοϊκή θέση, είναι σαφώς υψηλότερη σε σχέση με την άντληση από την πηγή 2.

Διάγραμμα 4.398: Πιέσεις δικτύου φυσικού αερίου.

Οι πτώσεις πίεσης, όπως αναφέρθηκε, είναι πολύ χαμηλές, λόγω των σχετικά μικρών αποστάσεων που διανύουν οι αγωγοί και των χαμηλών ποσοτήτων αερίου που διακινούνται. Ενδιαφέρον παρουσιάζει ότι τα τοπικά δίκτυα φυσικού αερίου λειτουργούν σε πιέσεις χαμηλότερες της ατμοσφαιρικής [124].

Αγωγός	Παροχή φυσικού αερίου(Sm3/h)
f14	31,51
f15	38,59
f23	44,99
f34	24,75
f45	0,04
f46	18,67
f47	22,59
f56	18,67
f67	17,38

Πίνακας 4.18: Παροχές αγωγών δικτύου φυσικού αερίου.



Διάγραμμα 40: Παροχές δικτύου φυσικού αερίου.

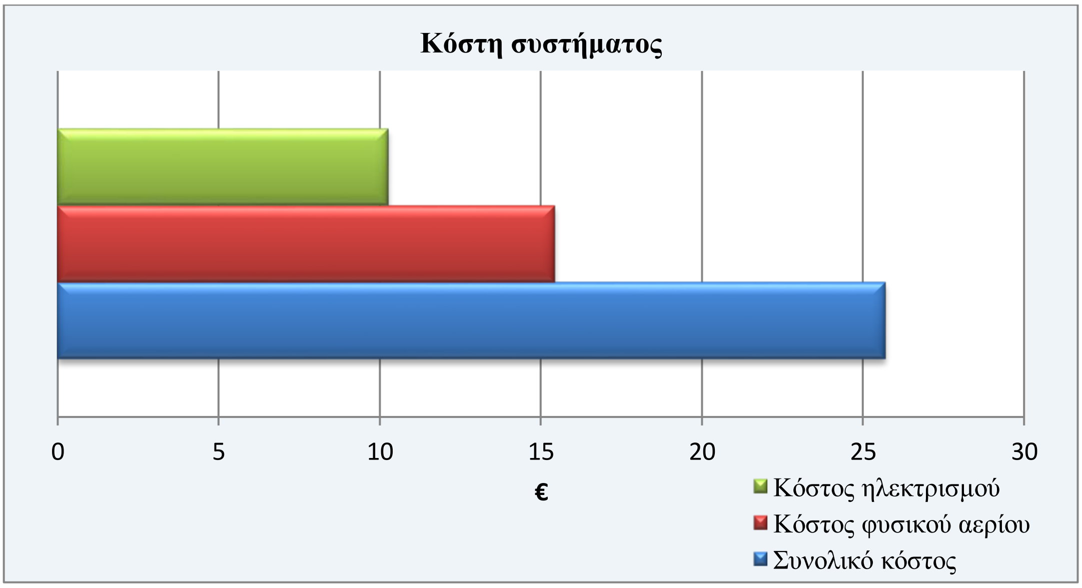
Linepacking	
Αγωγός	Παροχή ΦΑ (Sm3/h)
34	1
47	-1

Πίνακας 4.19: Linepacking.

Παραπάνω παρουσιάζονται οι παροχές του δικτύου φυσικού αερίου, όπως προέκυψαν από τη βελτιστοποίηση του συστήματος και οι τιμές linepacking που καθορίστηκαν.

Κόστη συστήματος (€)	
Κόστος ηλεκτρισμού	10,27
Κόστος φυσικού αερίου	15,43
Συνολικό κόστος	25,70

Πίνακας 4.20: Κόστη συστήματος.



Διάγραμμα 41.40: Κόστη συστήματος.

Σε αυτή την περίπτωση μελέτης, τα κόστη κινούνται σε κοντινά επίπεδα, με το κόστος του δικτύου φυσικού αερίου να είναι ελαφρώς υψηλότερο. Οι ιδιαίτερα χαμηλές τιμές είναι ρεαλιστικές, καθώς αντιπροσωπεύουν τα ωριαία κόστη ενός οικιακού ή άλλου συγκροτήματος.

Κεφάλαιο 5. Συμπεράσματα

5.1 Λειτουργία σημείων διασύνδεσης των δικτύων

5.1.1 Ηλεκτροπαραγωγική μονάδα καύσης φυσικού αερίου

Η λειτουργία των μονάδων καύσης φυσικού αερίου με σκοπό την παραγωγή ισχύος συνδυάζει πλεονεκτήματα που καθιστούν την εγκατάσταση τους ως αξιόλογη επιλογή σε συστήματα ισχύος, κεντρικής ή τοπικής παραγωγής, που περιλαμβάνουν μονάδες με μεταβαλλόμενη και διακυμαινόμενη παραγωγή ισχύος, όπως οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ένα από τα πλεονεκτήματα αυτά, είναι το γεγονός ότι οι μονάδες φυσικού αερίου μπορούν να λειτουργήσουν μερικώς ως μονάδες βάσης ενός συστήματος, εξ ολοκλήρου ή μαζί με άλλες μονάδες, λειτουργώντας στο τεχνικό τους ελάχιστο ή και σε πιο υψηλά επίπεδα παραγωγής, αλλά και ως ευέλικτες μονάδες κορυφής, καθώς χαρακτηρίζονται από μικρούς χρόνους απόκρισης στην αύξηση της παραγωγής τους. Από τα αποτελέσματα της παρούσας μελέτης αυτό έγινε σαφές στα σενάρια μείωσης της παραγόμενης ισχύος από ΑΠΕ και παραλαβής των φορτίων που προέκυπταν από τη μονάδα φυσικού αερίου, σε χρονικό ορίζοντα μίας ώρας. Η λειτουργία αυτή δίνει τη δυνατότητα μεγαλύτερης ένταξης μονάδων ανανεώσιμης ενέργειας στα δίκτυα, επιτυγχάνοντας οικονομικότερη και καθαρότερη από πλευράς εκπομπών λειτουργία, διασφαλίζοντας παράλληλα την αξιοπιστία της λειτουργίας των δικτύων.

Ένα ακόμη πλεονέκτημα είναι ότι η δυναμικότητα και το μέγεθος των μονάδων αυτών ποικίλλει, με αποτέλεσμα να μπορούν να ενσωματωθούν τόσο σε κεντρικά δίκτυα παραγωγής ισχύος σε επίπεδα χωρών ή πόλεων, αλλά και σε τοπικά δίκτυα, καλύπτοντας ανάγκες οικιστικών συγκροτημάτων ή νοσοκομειακών και ξενοδοχειακών μονάδων. Η δυνατότητα αυτή συνεπάγεται διπλά οφέλη, καθώς προωθεί την ένταξη και λειτουργία αποκεντρωμένων ή και οικιακών μονάδων ΑΠΕ, από παραγωγούς που ενδεχομένως είναι ταυτόχρονα και καταναλωτές (prosumers), αλλά και συντελεί στην ανθεκτικότητα των συστημάτων απέναντι σε ακραία φαινόμενα, δίνοντας τη δυνατότητα τοπικής παραγωγής ισχύος σε περίπτωση βλαβών του δικτύου ή των κεντρικών μονάδων παραγωγής. Η λειτουργία αυτή διερευνήθηκε στο παράδειγμα του τοπικού συστήματος συζευγμένων δικτύων.

Η άμεση διασύνδεση των δύο δικτύων ενισχύει περαιτέρω τη λειτουργία μονάδων φυσικού αερίου, καθώς οι ενδεχόμενες ωριαίες διακυμάνσεις στο επίπεδο ένταξής τους στο σύστημα που συνεπάγονται μεγαλύτερες ανάγκες σε καταναλισκόμενο αέριο, καλύπτονται στον ελάχιστο δυνατό χρόνο μέσω του παρεχόμενου αερίου από τους αγωγούς του δικτύου, αποκλείοντας σενάρια έλλειψης αερίου λόγω προβλημάτων στη μεταφορά ή την αποθήκευσή του, που θα μπορούσαν να παρακωλύσουν τη λειτουργία των σταθμών. Ακόμα, η συνβελτιστοποίηση των δύο δικτύων καθορίζει την αξιοποίηση των μονάδων αυτών όποτε είναι σκόπιμο προκειμένου να επιτευχθεί το ελάχιστο συνολικό κόστος ενέργειας του συστήματος, ανεξάρτητα από τη μεγιστοποίηση των επιμέρους κερδών των διαχειριστών των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, που πιθανώς να οδηγούσαν σε διαφορετικά σενάρια ένταξης. Έτσι σε παραδείγματα πτώσης της τιμής του φυσικού αερίου, οι μονάδες αυτές μπορούν να συντελέσουν στην οικονομικότερη λειτουργία του συστήματος, όπως έγινε σαφές στην ενότητα 4.3 των Αποτελεσμάτων.

5.1.2 Μονάδα μετατροπής – αποθήκευσης Power to Gas

Η εγκατάσταση μονάδων μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε φυσικό αέριο, μέσω της υδρόλυσης του νερού και της προσθήκης διοξειδίου του άνθρακα, επιτρέπει την περαιτέρω εκμετάλλευση της ανανεώσιμης ενέργειας, καθώς αξιοποιεί μία ποσότητα ισχύος που διαφορετικά θα απορριπτόταν, σε περιπτώσεις που η παραγόμενη ανανεώσιμη ενέργεια ξεπερνά το αποδεκτό όριο διείσδυσης στο δίκτυο, και συνεπώς ενθαρρύνει την ένταξή τους στα συστήματα ισχύος. Ακόμα, προσφέρει τη δυνατότητα μακροπρόθεσμης αποθήκευσης ενός ενεργειακού πόρου ή και την άμεση αξιοποίησή του από ένα συνεργαζόμενο δίκτυο φυσικού αερίου, όπως στα μελετώμενα σενάρια, συντελώντας στη μείωση του συνολικού ενεργειακού κόστους.

Όπως έγινε εμφανές από την ανάλυση των σεναρίων που παρουσιάστηκαν, οι συγκεκριμένες μονάδες έχουν ιδιαίτερα χαμηλό συντελεστή μετατροπής της ισχύος σε φυσικό αέριο, με αποτέλεσμα να συνεισφέρουν ελάχιστα στην εξοικονόμηση του συστήματος. Η επιλογή εναλλακτικών μονάδων αποθήκευσης με υψηλότερο βαθμό απόδοσης, όπως οι μονάδες παραγωγής υδρογόνου, ίσως αποτελούν πιο ωφέλιμη εναλλακτική για ενεργειακά συστήματα, εφόσον αναπτυχθούν και οι αντίστοιχες μονάδες παραγωγής ενέργειας με υδρογόνο ή και η ένταξη του υδρογόνου στις αστικές μεταφορές. Ωστόσο, η ύπαρξη τέτοιων υποδομών είναι ακόμα περιορισμένη, συνεπώς η εγκατάσταση αντίστοιχων μονάδων μετατροπής και αποθήκευσης δεν είναι ακόμα σκόπιμη.

Παρόλα αυτά, οι μονάδες Power to Gas διαθέτουν σημαντικά πλεονεκτήματα. Η ενεργειακή ευελιξία είναι ένα από αυτά, καθώς δίνουν τη δυνατότητα παραγωγής φυσικού αερίου σε περιπτώσεις έλλειψής του, από μία ενδεχόμενη καταστροφή ενός αγωγού, και κάλυψης των θερμικών αναγκών για παράδειγμα ενός νοσοκομείου, που δεν διαθέτει επαρκή αριθμό αντλιών θερμότητας ή άλλων ηλεκτρικών συσκευών θέρμανσης, σε ακραίες καταστάσεις που ίσως οι ανάγκες αυτές δεν μπορούσαν να καλυφθούν διαφορετικά. Ακόμα, μπορούν να δώσουν λύση σε περιπτώσεις απομακρυσμένων δικτύων, όπου η διασύνδεση με αγωγούς φυσικού αερίου για την ένταξή τους στο δίκτυο κρίνεται υπερβολικά δαπανηρή και η μεταφορά του αερίου με οχήματα επίσης, ωστόσο κρίνεται σκόπιμη η εγκατάσταση μονάδας καύσης φυσικού αερίου. Τέλος, οι μονάδες αυτές αυξάνουν την απόδοσή τους σε περιπτώσεις ανόδου της τιμής του φυσικού αερίου, όπου ο παραγόμενος πόρος κοστολογείται υψηλά, εξισορροπώντας μερικώς το χαμηλό βαθμό μετατροπής ενέργειας που τις χαρακτηρίζει.

5.2 Προκλήσεις στην λειτουργία των δικτύων λόγω των διασυνδέσεων

Η αλληλεπίδραση στη λειτουργία των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου περιλαμβάνει ορισμένες προκλήσεις. Η διατήρηση της πίεσης στους κόμβους του δικτύου φυσικού αερίου εντός των επιθυμητών ορίων αποτελεί περιορισμό του συστήματος που οφείλει να μην παραβιάζεται, πράγμα που τείνει να αναιρεθεί όταν το δίκτυο τροφοδοτεί μία ή περισσότερες μονάδες καύσης φυσικού αερίου. Η ταχεία αύξηση της κατανάλωσης σε έναν ή περισσότερους κόμβους του δικτύου, προκειμένου να εξασφαλιστεί η απαιτούμενη ηλεκτροπαραγωγή, ενδέχεται να προκαλέσει αισθητές απώλειες πίεσης, που μπορούν να επηρεάσουν τις πιέσεις και στους υπόλοιπους κόμβους με τους οποίους διασυνδέονται. Τα ζητήματα αυτού του τύπου μπορούν να αντιμετωπιστούν με την ορθή διαστασιολόγηση και τοποθέτηση συμπιεστών στο δίκτυο, που θα διασφαλίζουν τη διατήρηση των πιέσεων εντός των αποδεκτών ορίων, όπως έγινε σαφές και από τα παραδείγματα λειτουργίας που παρουσιάστηκαν.

Ακόμα, τα δίκτυα θα πρέπει ιδανικά να διασυνδέονται σε σημεία που να διευκολύνουν τη συναλλαγή ενέργειας. Για παράδειγμα, μία μονάδα Power to Gas είναι προτιμότερο να βρίσκεται κοντά στις μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, των οποίων την απορριπτόμενη ενέργεια αξιοποιεί, και να διοχετεύει το παραγόμενο αέριο απευθείας σε έναν αγωγό του δικτύου φυσικού αερίου, διαφορετικά, στην περίπτωση που βρίσκεται σε άλλο ζυγό του δικτύου ισχύος, οι γραμμές μεταφοράς επιβαρύνονται με τη μεταφορά της επιπλέον ισχύος (απορριπτόμενης ΑΠΕ), παρακωλύοντας τη λειτουργία τους, καθώς υπάρχει όριο ως προς την ισχύ που μπορούν να διακινούν.

Η υποστήριξη της λειτουργίας των συμπιεστών φυσικού αερίου που καταναλώνουν ηλεκτρική ενέργεια δεν επηρεάζει ιδιαίτερα το δίκτυο ισχύος στα παραδείγματα που μελετήθηκαν, καθώς δεν υπήρχε ανάγκη για εγκατάσταση συμπιεστών υψηλής κατανάλωσης. Ωστόσο σε περιπτώσεις μελέτης με αυξημένες ροές αερίου που μεταφέρονται σε μεγάλες αποστάσεις, οι καταναλώσεις των συμπιεστών αερίου ενδέχεται να αποτελούν υπολογίσιμο κομμάτι των καταναλώσεων του ηλεκτρικού δικτύου.

5.3 Λειτουργική συμπεριφορά υπολογιστικού μοντέλου επίλυσης

Η λειτουργική συμπεριφορά του μοντέλου επίλυσης είναι αρκετά ικανοποιητική. Όσον αφορά στην ταχύτητα σύγκλισης άλλα και στην ακρίβεια των αποτελεσμάτων, παρά τον μεγάλο αριθμό των μεταβλητών απόφασης (η διάσταση του διανύσματος x των μεταβλητών απόφασης είναι 59 στο υπό μελέτη σύστημα), η απόδοση είναι επαρκής. Ένα ζήτημα που παρουσιάστηκε ήταν η εξάρτηση της σύγκλισης σε συγκεκριμένες περιπτώσεις, από τις αρχικοποιήσεις ορισμένων μεταβλητών. Έτσι, για αλλαγές ορισμένων αρχικών παραμέτρων, όπως η παραγωγή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ενδέχεται να χρειάζεται αλλαγή στις αρχικοποιήσεις των πιέσεων στους κόμβους του δικτύου φυσικού αερίου ή των παροχών αερίου στους αγωγούς. Η συμπεριφορά αυτή σχετίζεται με τη σύνθετη μορφή του χώρου επίλυσης του προβλήματος που μελετάται, το οποίο χαρακτηρίζεται από αρκετές εξισώσεις και περιορισμούς, και η προσέγγιση της λύσης διευκολύνεται ή δυσχεραίνεται από την επιλογή των αρχικών συνθηκών.

Παρατηρήθηκε ακόμα, ότι στην περίπτωση του τοπικού δικτύου, η επιρροή της σύγκλισης από την επιλογή των αρχικών συνθηκών ήταν πιο ασθενής. Αυτό ερμηνεύεται από το γεγονός ότι στο τοπικό δίκτυο οι πιέσεις στους κόμβους του δικτύου φυσικού αερίου λαμβάνουν χαμηλότερες τιμές, με αποτέλεσμα να μην υπάρχει μεγάλη διαφορά στην τάξη μεγέθους των μεταβλητών απόφασης, όπως στην περίπτωση του ευρύτερου δικτύου, όπου οι τιμές των πιέσεων είναι της τάξης του 10^6 ενώ άλλες μεταβλητές, όπως οι παροχές στους αγωγούς του δικτύου λαμβάνουν τιμές της τάξης του 10^1. Οι αποκλίσεις αυτές στην τάξη μεγέθους των μεταβλητών απόφασης ενδέχεται να επηρεάζουν σε υπολογιστικό επίπεδο την απόδοση του μοντέλου, και να συντελούν στα ζητήματα που αναφέρθηκαν σχετικά με τη σύγκλιση.

5.4 Αξιολόγηση διασύνδεσης και συν-βελτιστοποίησης των δικτύων

Ένα ενδιαφέρον ζήτημα για μελέτη αποτελεί η σύγκριση των περιπτώσεων ανεξάρτητης και συνεργαζόμενης λειτουργίας των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου. Προκειμένου να πραγματοποιηθεί μία πλήρης σύγκριση και αξιολόγηση των δύο εναλλακτικών περιπτώσεων με οικονιμικά κριτήρια, θα πρέπει να εκτιμηθεί το κόστος της διασύνδεσης των δικτύων, της δημιουργίας δηλαδή των απαιτούμενων αγωγών και γραμμών προκειμένου τα δίκτυα να διασυνδέονται στα επιθυμητά σημεία, και να συγκριθεί με το κόστος μεταφοράς και αποθήκευσης του φυσικού αερίου στους σταθμούς καύσης στην περίπτωση μη διασύνδεσης. Ακόμα να συγκριθεί η απόδοση των μονάδων PtG με άλλες μονάδες αποθήκευσης και να διερευνηθεί η δυνατότητα εγκατάστασης συμπιεστών που να λειτουργούν για παράδειγμα καταναλώνοντας φυσικό αέριο. Η μελέτη αυτή ξεφεύγει από τα όρια της παρούσας εργασίας, αλλά αποτελεί πεδίο για περαιτέρω διερεύνηση.

Το φυσικό αέριο ως καύσιμο διαθέτει αρκετά πλεονεκτήματα, λόγω των χαμηλότερων εκπομπών αερίων κατά την καύση του, σε σχέση με παλαιότερα συμβατικά καύσιμα, και μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την υποστήριξη της ένταξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στα δίκτυα ισχύος, για λόγους που έχουν ήδη αναλυθεί. Ωστόσο αποτελεί ένα ορυκτό καύσιμο για το οποίο έχουν τεθεί συγκεκριμένοι περιορισμοί ως προς τον χρονικό ορίζοντα αξιοποίησής του. Κάτι τέτοιο εγείρει προβληματισμούς σχετικά με την σκοπιμότητα μίας επένδυσης όπως η διασύνδεση των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, που χαρακτηρίζεται από υψηλή ένταση κεφαλαίου, εφόσον πραγματοποιηθεί σε ευρεία κλίμακα, και πιθανώς χρειάζεται κάποιον χρονικό ορίζοντα απόσβεσης. Ωστόσο το δίκτυο φυσικού αερίου ενδέχεται μελλοντικά να αξιοποιηθεί για τη διακίνηση του υδρογόνου, ενός καυσίμου που αναμένεται να αποτελέσει ενεργειακό πόρο με μακροπρόθεσμο ορίζοντα αξιοποίησης. Σε αυτή την περίπτωση, η ύπαρξη ενός δικτύου αγωγών διακίνησης ρευστού διασυνδεδεμένου με το δίκτυο ηλεκτρισμού μπορεί να αποδειχθεί εξαιρετικά χρήσιμη και να επιφέρει πολλαπλά οικονομικά και άλλα οφέλη.

Επιπλέον, ανεξάρτητα από το κομμάτι της οικονομικής αξιολόγησης της διασύνδεσης των δύο δικτύων, η αλληλεπίδρασή τους αυξάνει σε μεγάλο βαθμό την ευελιξία αλλά και την ανθεκτικότητα του τελικού συστήματος. Η δυνατότητα μετατροπής και ανταλλαγής ενεργειακών πόρων εξασφαλίζει τη συνέχεια στη λειτουργία και των δύο δικτύων σε ακραίες περιπτώσεις έλλειψης του ενός πόρου. Ακόμα προσφέρει εναλλακτικές επιλογές στην κάλυψη των αναγκών σε τοπικό ή ευρύτερο επίπεδο, όπως έχει ήδη αναφερθεί. Οι δυνατότητες αυτές, λαμβάνοντας υπόψη τις συνέπειες της κλιματικής αλλαγής που οξύνονται συνεχώς και απειλούν τα ενεργειακά συστήματα, λαμβάνουν πλέον σημαντική θέση κατά τον σχεδιασμό των δικτύων ενέργειας.

Όσον αφορά στην συν-βελτιστοποίηση των δύο δικτύων, δηλαδή την επίλυση του προβλήματος ελαχιστοποιώντας μία αθροιστική συνάρτηση κόστους, που περιλαμβάνει τα επιμέρους κόστη λειτουργίας των δύο δικτύων, αυτή προϋποθέτει τη συνεργασία των διαχειριστών των δύο δικτύων προκειμένου να επιτευχθεί η κατάσταση λειτουργίας που να οδηγεί στο ελάχιστο τελικό κόστος ενέργειας. Έτσι, δεν διερευνήθηκαν περιπτώσεις όπου για παράδειγμα ο διαχειριστής του δικτύου φυσικού αερίου δε θα καλύπτει εξ ολοκλήρου τις απαιτήσεις του ηλεκτρικού δικτύου σε αέριο σε κάποια δεδομένη χρονική στιγμή, με κίνητρο την μεγιστοποίηση του δικού του κέρδους. Η συγκεκριμένη επιλογή έγινε θεωρώντας ότι η λειτουργία των ενεργειακών συστημάτων και η εγκατάσταση καινοτόμων τεχνολογιών, όπως οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και τα πολυ-ενεργειακά δίκτυα, πρέπει να στοχεύουν στην εξασφάλιση οφέλους για τους τελικούς χρήστες, μέσω της μείωσης του ενεργειακού κόστους.

Παράρτημα

Ακολουθεί ο κώδικας σε MatLab που αποτελεί το υπολογιστικό μοντέλο επίλυσης του προβλήματος συν-βελτιστοποίησης της λειτουργίας αλληλεπιδρώντων δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού. Ο κώδικας αποτελείται από 6 αρχεία, ξεκινώντας από το αρχείο εισόδου των παραμέτρων, τον κυρίως κώδικα επίλυσης, δυό αρχεία βοηθητικών συναρτήσεων και δύο αρχεία διαμόρφωσης της παρουσίασης των αποτελεσμάτων της επίλυσης.

Αρχείο coupled_opt

```
clear

Basemva = 1000;


%      Bus Bus -Voltage Square-   --Load-- ---------Generator--
-------
%      No code Vmin  Vmax  Vst     MW  Mvar Pmin Pmax Pres Qmin
Qmax Pst Qst
bdat=[1  1    0.80  1.20  1.00    0    0    0   300    0 -2500
2500 300  0
      2  2    0.80  1.20  1.05    0    0    0   500  600    0
2500 300  0
      3  3    0.80  1.20  1.05    0    0  100   700    0    0
2500 300  0
      4  0    0.80  1.20  0.00  300  200    0     0    0    0
0   0   0
      5  0    0.80  1.20  0.00  200  250    0     0    0    0
0   0   0
      6  0    0.80  1.20  0.00  450  200    0     0    0    0
0   0   0];


%                      Line code
%      Bus bus   R      X     Isqrmax   Isqrst  Pst   Qst
%      nl  nr   p.u.   p.u.    p.u.     p.u.   MW    MVar
ldat=[1    2    0.1    0.2     0.3      0.1     0     0
      1    4    0.05   0.2     0.3      0.1     0     0
      1    5    0.08   0.3     0.3      0.1     0     0
      2    3    0.05   0.25    0.3      0.1     0     0
      2    4    0.05   0.1     0.3      0.1     0     0
      2    5    0.1    0.3     0.3      0.1     0     0
      2    6    0.07   0.2     0.3      0.1     0     0
      3    5    0.12   0.26    0.3      0.1     0     0
      3    6    0.02   0.1     0.3      0.1     0     0
      4    5    0.2    0.4     0.3      0.1     0     0
      5    6    0.1    0.3     0.3      0.1     0     0];


%      Compressors connection Buses
%        Power    Compresor power
%         Bus          H (MW)
compdata=[4            0.01];
```

```
%      Cost of producted energy
%      Bus       a           b       c
%      no   ($/(MWh)^2)  ($/MWh)  ($/h)
cost=[1         0           60       0
      2         0            0       2000
      3         0           65       1000];



% Increase of gas price (Qgas) leads to increase of electicity
price of gas fired units


%            NATURAL GASS GRID


R= 8.314; T= 288.16; ll= 0.01; D= 1; Mg= 0.017; Vm= 0.023;
gc= 1.265; ncg= 0.75; Qgas=150000;%$/MSm3


%                         Nodes data
%          Node    Pst    Pmin    Pmax    Gas Load   Max Gas
%          No     (bar)  (bar)   (bar)   (MSm3/h)   (MSm3/h)
nodedata=[1        50      40      50      0.001      0.2
          2        50      40      50      0.001      0.2
          3        50      45      55     -0.01        0
          4        50      45      55     -0.04        0
          5        50      45      55     -0.05        0
          6        50      45      55     -0.05        0
          7        50      45      55     -0.1         0];



%                       Branches data
%            Node Node L      H        fst     Linepacking
%            nl   nr  (km)   (MW)    (MSm3/h)    (MSm3/h)
branchdata=[1     4     30     0        0.1          0
            1     5     40     0        0.1          0
            2     3     50     0        0.1          0
            3     4     30    0.01      0.1        0.005
          % 3     7     50     0        0.1          0
            4     5     40     0        0.1          0
            4     6     30     0        0.1          0
            4     7     40     0        0.1       -0.005
            5     6     30     0        0.1          0
            6     7     30     0        0.1          0];
```

```
%                    Connection Lines Between the Two Systems
%                                                  Amount of
given energy
energy
%              Type      Power Gass  Conversion Ratio Gass Load
Power Load
%          (1=GPP,2=PtG)  Buss  Node     (KSm3/MWh)    (MSm3/h)
(MW)(maxMW)
conndata=[      1         3     3           0.15         0.015
0      0
                2         5     2           0.05           0
0    300];


sumopt

outgas
outelbuses
```

Αρχείο sumopt

```
% Matrices for fmincon


%ematrices

global nc nll af b c l k nl nbusl basemva nr ncode cost1 gcost
ecost totcost gel1 Vipt ncode kv x23 nyw g

basemva=Basemva;
Ilpt=ldat(:,6); Plpt=ldat(:,7)/basemva;
Qlpt=ldat(:,8)/basemva;
Vipt=bdat(:,5); nbus=bdat(:,1); ncode=bdat(:,2);
Vmin=bdat(:,3);
Vmax=bdat(:,4); Pdpt=bdat(:,6)/basemva;
Qdpt=bdat(:,7)/basemva;
Pmin=bdat(:,8)/basemva; Pmax=bdat(:,9)/basemva;
Pres=bdat(:,10)/basemva;
Qmin=bdat(:,11)/basemva; Qmax=bdat(:,12)/basemva;
Pst=bdat(:,13)/basemva; Qst=bdat(:,14)/basemva;
```

```
nl=ldat(:,1); nr=ldat(:,2); Isqrmax=ldat(:,5);
rlp=ldat(:,3); xlp=ldat(:,4);
ncompl=length(compdata(:,1)); ncomp=compdata(:,1);
Hc=compdata(:,2)/basemva;
nbusl=length(bdat(:,1)); nll=length(ldat(:,1));
nc=length(cost(:,1)); af=cost(:,2); b=cost(:,3); c=cost(:,4);
nconn = length(conndata(:,1)) ; tc = conndata(:,1) ; pb =
conndata(:,2);
cr = conndata(:,4)*1000000/(1000*3600) ; gg =
(conndata(:,5)*10^6)/3600 ;
pp = conndata(:,6)/basemva;

Pmax(1)=Pmax(1)-0.05*sum(Pdpt);
%gmatrices

global cact cpass p1 ac nnodel Qg nllg Hcg nlg kg lp nrg crpg

nnode=nodedata(:,1); nnodel=length(nodedata(:,1));
p1=nodedata(1,2)*10^5;
%pst=nodedata(2:end,2)*10^5;
%pmin=nodedata(2:end,3)*10^5; pmax=nodedata(2:end,4)*10^5;
g=(nodedata(:,5)*10^6)/3600;
nllg=length(branchdata(:,1)); nrg=branchdata(:,2);
nlg=branchdata(:,1);
crg = conndata(:,4)*1000/3600 ; gg = (conndata(:,5)*10^6)/3600
;
ppg = conndata(:,6); cn=length(conndata(:,1)); ct =
conndata(:,1);
cp = conndata(:,2); cg = conndata(:,3); pgmax=conndata(:,7);
kc=R*T/0.74 ; lp=(branchdata(:,6)*10^6)/3600;
L = branchdata(:,3)*10^3; Hcg = branchdata(:,4)*10^6;
fst=(branchdata(:,5)*10^6)/3600+lp/2;
kc=R*T/0.74; ac=(gc-1)/gc;
Qg=Qgas;


nyw=0;
for i=1:nnodel
if g(i)>0
    nyw=nyw+1;
end
end
pst=nodedata(nyw+1:end,2)*10^5;
pmin=nodedata(nyw+1:end,3)*10^5;
pmax=nodedata(nyw+1:end,4)*10^5;

%ematrices%


n=0;
for i=1:nconn
    if ct(i)==2
        n=n+1;
        pb1(n)=pb(i);
        cr1(n)=crg(i);
```

```
    end
end

for i=1:nll
Isqrmin(i,1)=-0.5; Plptmin(i,1)=-0.45; Qlptmin(i,1)=-0.3;
Plptmax(i,1)=0.45; Qlptmax(i,1)=0.3; Isqrmax(i,1)=0.5;
end

k=1;
l=1;
kr=1;
for i=1:nbusl
    if ncode(i)== 2 || ncode(i)==1
        Pnt(k,1)=Pst(i);
        Qnt(k,1)=Qst(i);
        Pntmin(k,1)=Pmin(i);
        Pntmax(k,1)=Pmax(i);
        Qntmin(k,1)=Qmin(i);
        Qntmax(k,1)=Qmax(i);
        k=k+1;          %metrhths twn non gas units
    end
    if ncode(i)== 2        %πραγματική παραγωγή ανανεώσιμων
        if Pres(i)<Pmax(i)
        Pntmax(i,1)=Pres(i);
        end
        kr=kr+1;
    end
    if ncode(i)== 3
        Pgt(l,1)=Pst(i);
        Qgt(l,1)=Qst(i);
        Pgtmin(l,1)=Pmin(i);
        Pgtmax(l,1)=Pmax(i);
        Qgtmin(l,1)=Qmin(i);
        Qgtmax(l,1)=Qmax(i);
        l=l+1;          %metrhths twn gas units
    end
end

k=k-1;
l=l-1;
kr=kr-1;

pleon=0;
Ppleon=0;
gel1=0;
for i=1:nbusl
 if ncode(i)== 2        %πλεόνασμα ανανεώσιμων
        if Pres(i)>Pmax(i)
           pleon=1;
        Ppleon(i)=Pres(i)-Pmax(i);
        gel1=Ppleon(i)*cr1(pleon)*basemva;
        end
 end
end
```

```
%gmatrices%

for n=1:(nnodel-nyw)                          %Διόρθωση των
αρχικοποιήσεων των πιέσεων
    pst(n)= p1 ;
end
for n=1:nllg

   if g(nlg(n))<0
   if Hcg(n)~=0
       pst(nrg(n)-nyw)=((1002)/1000)*pst(nlg(n)-nyw);    %όπου
nyw είχε 1
   end

   if Hcg(n)==0
       pst(nrg(n)-nyw)=((999)/1000)*pst(nlg(n)-nyw);
   end
   end

   if g(nlg(n))>0
   if Hcg(n)~=0
       pst(nrg(n)-nyw)=((1002)/1000)*p1;
   end

   if Hcg(n)==0
       pst(nrg(n)-nyw)=((999)/1000)*p1;
   end
   end

end


for i=1:nllg
    if Hcg(i) > 0
  cact(i)=((kc*gc)/(Hcg(i)*ncg*(gc-1)));
    end
    if Hcg(i) == 0
  cpass(i)=(Vm*ll*L(i))/(2*D*Mg);
    end
end


kg=1;
for i=1:nnodel
    if g(i) > 0
        gw(kg,1)=g(i);
        kg=kg+1;
    end
end
kg=kg-1;
```

```
for i=1:kg
    gd(i,1)=0;
end

for i=1:nnodel
     if g(i) < 0
        gd(i,1)=-g(i);
     end
end


for i=1:kg
gmin(i,1)=0;
end

for i=1:kg
gmax(i,1)=(nodedata(i,6)*10^6)/3600;
end


% h f den exei oria
for i=1:nllg
    fmin(i,1)=-sum(gmax)/length(gmax);
    fmax(i,1)=sum(gmax)/length(gmax);
    %fmin(i,1)=-10^5;
    %fmax(i,1)=10^5;
end

m=1;
for i=1:cn
    if ct(i)==2
        gel(m,1)=ppg(i)*crg(i);
        gelmax(m,1)=pgmax(i)*crg(i);
        gelmin(m,1)=0;
        m=m+1;
    end
end
m=m-1;

kv=0;
for i=1:nbusl
    if ncode(i)~=0
        kv=kv+1;
    end
end

%gmatrices%


x0=[Ilpt;Pgt;Pnt;Qgt;Qnt;Plpt;Qlpt;Vipt((kv+1):end);pst;gw;fst
;gel];   %%%%% (2:end)
```

```
lb=[Isqrmin;Pgtmin;Pntmin;Qgtmin;Qntmin;Plptmin;Qlptmin;Vmin((
kv+1):end);pmin;gmin;fmin;gelmin];
ub=[Isqrmax;Pgtmax;Pntmax;Qgtmax;Qntmax;Plptmax;Qlptmax;Vmax((
kv+1):end);pmax;gmax;fmax;gelmax];

ngn=0;
for i=1:cn
    if ct(i)==1
        ngn=ngn+1;
        gng(ngn,1)=cg(i);
    end
end

%nggg=nnodel-1-ngn;

% Kataskeuh tou Aeq

%ematrices

%Stoixeia 3.15f



n00=0;
n0=0;
n1=0;
n2=0;
n3=0;
for i=1:nbusl

    %if ismember(i,pb1)==0
    %     n0=n0+1;

       if ncode(i)==3
           n1=n1+1;
           Aeq(i,nll+n1)=1;                     % Pgt
       end
       if ncode(i)==1 || ncode(i)==2
           n2=n2+1;
           Aeq(i,nll+l+n2)=1;                   % Pnt
       end






    for j=1:nll
        if i==nl(j)
            Aeq(i,nll+2*k+2*l+j)=-1;    %-Plpt gia tis grammes
pou feugoun
        else if i==nr(j)
```

```
            Aeq(i,nll+2*k+2*l+j)=1;     % Plpt-rlp*Ilpt gia
tis grammes pou katalhgoun
            Aeq(i,j)=-rlp(j);
            end
        end
    end
end


%Stoixeia 3.15h

for i=1:nll

    if ncode(nl(i))==0   %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
    Aeq(2*nbusl+i,3*nll+2*k+2*l+nl(i)-kv)=1;       %Vip1t
komvos kefalhs
    end            %%%%%%%%%%%%%
    if ncode(nr(i))==0
    Aeq(2*nbusl+i,3*nll+2*k+2*l+nr(i)-kv)=-1;      %Vip2t
ourikos komvos
    end

    Aeq(2*nbusl+i,nll+2*k+2*l+i)=-2*rlp(i);       %-
2*rlp(i)*Plpt
    Aeq(2*nbusl+i,2*nll+2*k+2*l+i)=-2*xlp(i);     %-
2*xlp(i)*Qlpt
    Aeq(2*nbusl+i,i)=(rlp(i)^2)+(xlp(i)^2);
%(rlp^2+xlp^2)*Ilpt

end

%Stoixeia 3.15g
n1=0;
n2=0;
for i=1:nbusl

   % for j=1:k+l
   %Aeq(nbusl+i,nll+k+l+j)=1;                 % Qgt, Qnt
   % end

       if ncode(i)==3
            n1=n1+1;
            Aeq(nbusl+i,nll+k+l+n1)=1;                    %
Qgt
       end
       if ncode(i)==1 || ncode(i)==2
            n2=n2+1;
            Aeq(nbusl+i,nll+k+2*l+n2)=1;                  %
Qnt
       end

     for j=1:nll
        if i==nl(j)
            Aeq(nbusl+i,2*nll+2*k+2*l+j)=-1;    %-Qlpt gia tis
grammes pou feugoun
```

```
        else if i==nr(j)
            Aeq(nbusl+i,2*nll+2*k+2*l+j)=1;      % Qlpt-
rlp*Ilpt gia tis grammes pou katalhgoun
            Aeq(nbusl+i,j)=-xlp(j);
            end
        end
     end

end




%Kataskeuh tou beq



n0=0;
for i=1:nbusl

    beq(nbusl+i,1)=Qdpt(i);    %Qdpt




    beq(i,1)=Pdpt(i);           %Pdpt


    for j=1:ncompl
        if i==ncomp(j)
        beq(i,1)=beq(i,1)+Hc(j);
      end
    end
end


for i=1:nll
    beq(2*nbusl+i,1)=0;
end

%3.15h
for i=1:nll
%%%%!!!!!!!!
    if ncode(nl(i))~=0
        beq(2*nbusl+i,1)=beq(2*nbusl+i,1)-Vipt(nl(i));
    end
end
for i=1:nll
    if ncode(nr(i))~=0
        beq(2*nbusl+i,1)=beq(2*nbusl+i,1)+Vipt(nr(i));
    end
end
```

```
%συνολικός ισολογισμός ισχύος στο σύστημα

 for i=1:l
     Aeq(2*nbusl+nll+1,nll+i)=1;       %Pgt
 end
 for i=1:k
     Aeq(2*nbusl+nll+1,nll+l+i)=1;     %Pnt
 end

 n00=0;
 for i=1:nbusl
       if ismember(i,pb1)~=0
         n00=n00+1;
         Aeq(2*nbusl+nll+1,3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+nllg+n00)= -1/(cr1(n00)*basemva);
%pp=(gel*basemva)/cr
       end
 end

beq(2*nbusl+nll+1,1)=0;
for i=1:nbusl
   beq(2*nbusl+nll+1,1)=beq(2*nbusl+nll+1,1)+Pdpt(i);
end

for i=1:ncompl
   beq(2*nbusl+nll+1,1)=beq(2*nbusl+nll+1,1)+Hc(i);
end




 for i=1:l
     Aeq(2*nbusl+nll+2,nll+l+k+i)=1;     % ισολογισμός Q
 end
 for i=1:k
     Aeq(2*nbusl+nll+2,nll+2*l+k+i)=1;   % ισολογισμός Q
 end


beq(2*nbusl+nll+2,1)=0;
for i=1:nbusl
beq(2*nbusl+nll+2,1)=beq(2*nbusl+nll+2,1)+Qdpt(i);   %
ισολογισμός Q
end


%gmatrices


n10=0;
for i=1:cn
    if ct(i)==1
        n10=n10+1;
```

```
        crpg(n10)=crg(i);
    end
end

% 3.151
lg=0;
mm=0;
n1g=0;
n2g=0;
for i=1:nnodel

 % if sum(ismember(i,gng))==0
 %          n1g=n1g+1;
       if sum(ismember(i,gng))~=0                % Μονάδες GPP
          n2g=n2g+1;
          Aeq(2*nbusl+nll+2+i,nll+n2g)=-crpg(n2g)*basemva;
       end


    if g(i) > 0
        lg=lg+1;
        Aeq(2*nbusl+nll+2+i,3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+lg)=1;          % ywt
    end

    for j=1:nllg
        if nlg(j)==i
            Aeq(2*nbusl+nll+2+i,3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+j)=-1;   % yout
        end
        if nrg(j)==i
            Aeq(2*nbusl+nll+2+i,3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+j)=1;    % yin
        end
    end

    for j=1:cn
        if ct(j)==2
           if i==cg(j)                    % gel=pp*cr μεταβλητή
απόφασης ανταλλαγής ενέργειας
              mm=mm+1;
              Aeq(2*nbusl+nll+2+i,3*nll+2*k+2*l+nbusl-
kv+nnodel-nyw+kg+nllg+mm)=1;
           end
        end
    end


% kataskeuh tou beq

    if g(i) > 0
        beq(2*nbusl+nll+2+i,1)=0;
    end
    if g(i) < 0
        beq(2*nbusl+nll+2+i,1)=gd(i);     %  ydgt
```

```
    end



    for j=1:nllg
        if i==nlg(j)

beq(2*nbusl+nll+2+i,1)=beq(2*nbusl+nll+2+i,1)+lp(j);
        end
    end


end
%end

%%%% synolikos isologismos %%%%

%if  gng==0

for i=1:(nnodel-nyw+kg+nllg+n00)
        Aeq(2*nbusl+nll+2+nnodel+1,3*nll+2*k+2*l+nbusl-
kv+i)=0;
end


lg=0;
mm=0;
n2g=0;
for i=1:nnodel

       if sum(ismember(i,gng))~=0                % Μονάδες GPP
          n2g=n2g+1;
          Aeq(2*nbusl+nll+2+nnodel+1,nll+n2g)=-
crpg(n2g)*basemva;
       end


    if g(i) > 0
        lg=lg+1;
        Aeq(2*nbusl+nll+2+nnodel+1,3*nll+2*k+2*l+nbusl-
kv+nnodel-nyw+lg)=1;
    end

    for j=1:cn
      if ct(j)==2
        if i==cg(j)                   % gel=pp*cr μεταβλητή
απόφασης ανταλλαγής ενέργειας
            mm=mm+1;
            Aeq(2*nbusl+nll+2+nnodel+1,3*nll+2*k+2*l+nbusl-
kv+nnodel-nyw+kg+nllg+mm)=1;
        end
      end
    end
```

```
end



%%% sunolikos isologismos %%%

beq(2*nbusl+nll+2+nnodel+1,1)=0;
for i=1:nnodel
    if g(i) < 0

beq(2*nbusl+nll+2+nnodel+1,1)=beq(2*nbusl+nll+2+nnodel+1,1)+gd
(i);          % ydgt
    end
    for j=1:nllg
        if i==nlg(j)

beq(2*nbusl+nll+2+nnodel+1,1)=beq(2*nbusl+nll+2+nnodel+1,1)+lp
(j);
        end
    end
end

A=[];
B=[];

nonlcon=@cc;
fun=@f;

options =
optimoptions('fmincon','MaxFunctionEvaluations',200.000000e+03
,'MaxIterations',2.000000e+03);



x = fmincon(fun,x0,A,B,Aeq,beq,lb,ub,nonlcon,options);

x23=x;

for i=1:l
    pgt(i,1)=x(nll+i,1)*basemva;
end
for i=1:k
    pnt(i,1)=x(nll+i+l,1)*basemva;
end
for i=1:k+l
    Qgnt(i,1)=x(nll+i+k+l,1)*basemva;
end
for i=1:3*nll+2*k+2*l+nbusl-1
    x1(i,1)=x(i,1)*basemva;
end

Press=[];
for i=1:nnodel-1
```

```
    Press(i,1)=x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-1+i,1);
end

Prestel=0;
for i=2:k
    Prestel=Prestel+x(nll+i+l,1);
end


for i=1:kg
    gw(i,1)=x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+i,1)*3600/10^6;
end
for i=1:m
    gel(i,1)=x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+nllg+i,1)*3600/10^6;
end
for i=1:l
    gpp(i,1)=x(nll+i,1)*crpg(i)*basemva*3600/10^6;
end

sk=0;
for i=1:cn
    if ct(i)==2
        sk=sk+1;
    ppgmax(sk)=pgmax(i);
    end
end
```

Αρχείο cc

```
function [cout,ceq] = cc(x)

global nll k l nl nbusl nnodel kg nllg Vipt ncode kv nyw g

%3.15i
for i=1:nll
    if ncode(nl(i))~=0
        cout(i) =
(x(nll+2*k+2*l+i,1)^2)+(x(2*nll+2*k+2*l+i,1)^2)-
Vipt(nl(i))*abs(x(i,1));
```

```
    end
    if ncode(nl(i))==0
        cout(i) =
(x(nl1+2*k+2*l+i,1)^2)+(x(2*nl1+2*k+2*l+i,1)^2)-
x(3*nl1+2*k+2*l+nl(i)-kv,1)*abs(x(i,1));
    end
end


%ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

global cact cpass p1 ac Hcg nlg lp nrg

for i=1:nllg
    if Hcg(i)==0        % pathitikoi kladoi
        if g(nlg(i))<0
           ceq(i)=x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nlg(i)-nyw,1)-
x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nrg(i)-nyw,1)-
cpass(i)*(x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+i,1)+lp(i)/2)*abs((x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+i,1)+lp(i)/2));
        end
        if g(nlg(i))>0
           ceq(i)=p1-x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nrg(i)-nyw,1)-
cpass(i)*(x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+i,1)+lp(i)/2)*abs((x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+i,1)+lp(i)/2));
        end
    end

    if Hcg(i)~=0       % energoi kladoi
        if g(nlg(i))<0
          ceq(i)=cact(i)*(x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+i,1)+lp(i)/2)*((x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nrg(i)-
nyw,1)/x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nlg(i)-nyw,1))^ac-1)-1;
        end
        if g(nlg(i))>0
          ceq(i)=cact(i)*(x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+i,1)+lp(i)/2)*((x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nrg(i)-
nyw,1)/p1)^ac-1)-1;
        end
    end
end
```

Αρχείο f

```
function [costmin] = f(x)

global nc ncode nll af b c l basemva k cost1 gcost ecost
totcost gel1 kv nyw

aa=0;
bb=0;
h=1;

cost1=0;
cost2=0;

for i=1:nc

     if  ncode(i)==1 || ncode(i)==2
        aa=aa+1;

cost1=cost1+af(aa)*((x(nll+l+aa,1)*basemva)^2)+b(aa)*x(nll+l+a
a,1)*basemva+c(aa);
     else
       if ncode(i)==3
          bb=bb+1;

cost1=cost1+af(k+bb)*((x(nll+bb,1)*basemva)^2)+b(k+bb)*x(nll+b
b,1)*basemva+c(k+bb);
       end
     end
end

global nnodel Qg k nll nbusl kg nllg m crpg
gws=0;
for i=1:kg
    gws=gws+x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-nyw+i,1);
end

gws=gws*3600/10^6;

ggas=0;
for i=1:l
    ggas=ggas+x(nll+i,1)*crpg(i)*basemva*3600/10^6;
end

gptg=0;
for i=1:m
    gptg=gptg+x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+nllg+i,1)*3600/10^6;
end

gelt=gel1*(3600/10^6)+gptg;
gws=gws-ggas;

costmin=cost1+gws*Qg-gelt*Qg;
```

```
c1=gel1*Qg*3600/10^6;
gcost=gws*Qg-gelt*Qg;
ecost=cost1;
totcost=ecost+gcost;
```

Αρχείο outelbuses

```
global cn nll k l kv Vipt nbusl ncode basemva x23


fprintf('\n\n')
tech= ('                   Power Flow Solution by Augmented
Lagrangian Method');
disp(tech)

head =['            Bus Bus  Voltage       ------Load------
---Generation---    '
       '            No. Code Mag.             MW       Mvar
MW       Mvar    '
       '
'];


for i=1:nbusl
    if ncode(i)~=0
        Vm(i)=Vipt(i);
    end
    if ncode(i)==0
       Vm(i)=x(3*nll+2*k+2*l+i-kv);
    end
end

Pd=bdat(:,6);
Qd=bdat(:,7);

n00=0;
 for n=1:nconn   %Διαμόρφωση φορτίων μετά την ανταλλαγή
ενέργειας
    if tc(n)==2 n00=1; nc1=pb(n); Pd(nc1,1)= Pd(nc1,1) -
x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
```

```
nyw+kg+nllg+n00,1)/(cr1(n00)*basemva);
%pp=(gel*basemva)/cr
       end
 end
for i=1:ncompl
    Pd(ncomp(i))=Pd(ncomp(i))+Hc(i)*basemva;
    Qd(ncomp(i))=Qd(ncomp(i))+0.65*Hc(i)*basemva;
end
for i=1:k
    Pg(i)=x(nll+l+i)*basemva;
end
for i=1:l
    Pg(k+i)=x(nll+i)*basemva;
end
for i=1:nbusl
    Pg(k+l+i)=0;
end
for i=1:k
    Qg(i)=x(nll+k+2*l+i)*basemva;
end
for i=1:l
    Qg(k+i)=x(nll+k+l+i)*basemva;
end
for i=1:nbusl
    Qg(k+l+i)=0;
end

%
j=sqrt(-1);
SLT = 0;
RSL=0;
IMSL=0;
 for LL = 1:nll;
a(LL)=1; Bc(LL)=0;
 end
 for n=1:nbusl;
     V(n)=Vm(n);
 end
Z = rlp + j*xlp; y= ones(nll,1)./Z;
for n = 1:nbusl

   for LL = 1:nll;

       if nl(LL)==n      kk = nr(LL);



       In = (V(n) - a(LL)*V(kk))*y(LL)/a(LL)^2 +
Bc(LL)/a(LL)^2*V(n);
       Ik = (V(kk) - V(n)/a(LL))*y(LL) + Bc(LL)*V(kk);
       Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
       Skn = V(kk)*conj(Ik)*basemva;
       SL  = Snk + Skn;
       SLT = SLT + SL;
```

```
        RSL=RSL+real(SL);
        IMSL=IMSL+imag(SL);


       end
end

end
%
Pg(1)=Pg(1)+RSL;
Qg(1)=Qg(1)+IMSL;
disp(head)
for n=1:nbusl
     fprintf('       %4.0f', n), fprintf('%4.0f', ncode(n)),
     fprintf(' %8.3f', Vm(n)),  fprintf('   %11.2f', Pd(n)),
     fprintf(' %9.2f', Qd(n)),  fprintf('  %13.2f', Pg(n)),
     fprintf(' %9.2f\n', Qg(n))
end
Pdt=sum(Pd);
Qdt=sum(Qd);
Pgt=sum(Pg);
Qgt=sum(Qg);
    fprintf('      \n'), fprintf('          Total
')
    fprintf('  %9.2f', Pdt), fprintf(' %9.2f', Qdt),
    fprintf('  %13.2f', Pgt), fprintf(' %9.2f', Qgt)
fprintf('\n\n')

fprintf('                                  Line Flow\n')
fprintf('             --Line--    ------Power Flow-------
Line Loss \n')
fprintf('             from  to     MW       Mvar       MVA
MW      MVar\n')
fprintf('
\n')

for i=1:nll
   Plf(i)=x23(nll+2*k+2*l+i)*basemva;
   Qlf(i)=x23(2*nll+2*k+2*l+i)*basemva;
   Slf(i)=sqrt(Plf(i)^2+Qlf(i)^2);
   Ilf(i)=((Vm(nl(i))-Vm(nr(i)))/rlp(i))^2;
end



j=sqrt(-1);
SLT = 0;
 for LL = 1:nll;
a(LL)=1; Bc(LL)=0;
 end
 for n=1:nbusl;
     V(n)=Vm(n);
 end
```

```
Z = rlp + j*xlp; y= ones(nll,1)./Z;

Plf(1)=Plf(1)+RSL;   %%%%%%
Qlf(1)=Qlf(1)+IMSL;  %%%%%%
for n = 1:nbusl
%busprt = 0;
   for LL = 1:nll;

       if nl(LL)==n      k = nr(LL);



       In = (V(n) - a(LL)*V(k))*y(LL)/a(LL)^2 +
Bc(LL)/a(LL)^2*V(n);
       Ik = (V(k) - V(n)/a(LL))*y(LL) + Bc(LL)*V(k);
       Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
       Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
       SL  = Snk + Skn;
       SLT = SLT + SL;

       sl=real(SL)*Plf(LL)/abs(Plf(LL));
       slt=imag(SL)*Qlf(LL)/abs(Qlf(LL));


          fprintf('           %4.0f', nl(LL)), fprintf('
%4.0f', nr(LL)),
          fprintf('   %6.2f', Plf(LL)+sl),  fprintf('
%6.2f', Qlf(LL)+slt),
          fprintf('     %6.2f', Slf(LL))

         fprintf('    %6.2f', real(SL))
         fprintf('  %6.2f\n', imag(SL))


       end
end

end

npgt=0;
ngel=0;
fprintf('\n\n                              Energy
transmition         ')
fprintf('\n                       Type      Power Gass   Gass
Load  Power Load ')
fprintf('\n                  (1=GPP,2=PtG) Buss  Node
(MSm3/h)      (MW)')
for i=1:cn
fprintf('\n                        %4.0f', ct(i)), fprintf('
%4.0f', cp(i)),
fprintf('  %4.0f', cg(i))

if ct(i)==1
    npgt=1;
```

```
    fprintf('        %6.4f', pgt(npgt)*crg(i)*3600/10^6),
fprintf('     %6.2f', pgt(npgt))
end
if ct(i)==2
    ngel=1;
    fprintf('        %6.4f',(gel(ngel)+gel1)*3600/10^6),
fprintf('     %6.2f',
(gel(ngel)+gel1)*3600/10^6/(crg(i)*3600/10^6))
end

end

fprintf('\n\n\n                              Combined Grid
Energy Costs          ')
fprintf('\n                             Electricity      Gas
Total       ')
fprintf('\n                                Cost           Cost
Cost        ')
fprintf('\n                               %6.2f', ecost)
fprintf('      %6.2f', gcost)
fprintf('    %6.2f\n', totcost)
```

Αρχείο outgas

```
% NGout Natural Gas grid outputs

global p1 kg nnodel lp nll nlg nrg cn Hcg ct cg cr k l nbusl
crpg nllg kv nyw



fprintf('\n')

fprintf('                          Natural Gas Network
Solution \n')
head =['                             Nodes data
'
       '                           Node  Pressure  Gas Load
'
       '                            No     (bar)     (MSm3/h)
'
       '
'];
```

```
for i=1:nyw
pr(i)=p1/10^5;
end
for i=1:nnodel-nyw
    pr(nyw+i)=x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+i,1)/10^5;
end
for i=1:kg
    gout(i)=x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+i,1)*3600/10^6;
end
for i=1:nnodel-kg
    gout(kg+i)=nodedata(kg+i,5);
end
for i=1:nnodel
   for j=1:nllg
        if i==nlg(j)
              if lp(j) > 0
                gout(i)=gout(i)+lp(j)*3600/10^6;
              end
        end

        if i==nrg(j)
              if lp(j) < 0
                gout(nrg(j))=gout(nrg(j))+lp(j)*3600/10^6;
              end
        end
   end
end

ncr=0;
for i=1:cn
    if ct(i)==1
       ncr=ncr+1;
       gout(cg(i))=gout(cg(i))-
x(nll+ncr,1)*crpg(ncr)*basemva*3600/10^6;
    end
end

kk=0;
for i=1:cn
    if ct(i)==2
        kk=1;
        gout(cg(i))=gout(cg(i))+x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-
kv+nnodel-nyw+kg+nllg+kk,1)*3600/10^6;
    end
end

disp(head)
for i=1:nnodel
     fprintf('                          %4.0f', i),
     fprintf('    %6.2f', pr(i)), fprintf('     %5.4f\n',
gout(i))
end
```

```
fprintf('\n\n')
headd =['                                        Branch data
'
         '                    Node   Node    H    Linepacking    f
Dp  '
         '                     nl     nr    (MW)    (MSm3/h)
(MSm3/h)  (bar)'
         '
'];


for i=1:nllg
    f(i)=x(3*nll+2*k+2*l+nbusl-kv+nnodel-
nyw+kg+i,1)*3600/10^6;
end
for n=1:nllg
  i=nlg(n);
  j=nrg(n);

 Dpr(n)=(pr(j)-pr(i));
end
disp(headd)
for i=1:nllg
     fprintf('                 %4.0f', nlg(i)),
     fprintf('  %4.0f', nrg(i)), fprintf('  %6.3f',
Hcg(i)/10^6),
     fprintf('    %5.3f', lp(i)*3600/10^6), fprintf('
%5.3f', f(i) ),
     fprintf('    %5.2f\n', Dpr(i))
end
```

Βιβλιογραφία

1. Wei Wei, Jianhui Wang, Modeling and Optimization of Interdependent Energy Infrastructures, Springer Nature Switzerland AG 2020.

2. Wujing Huang, Ning Zhangh , Yaohua Cheng , Jingwei Yang, Yi Wang, ChongqingKang,Multienergy Networks Analytics: Standardized Modeling, Optimization, and Low Carbon Analysis, IEEE 2020.

3. P. Mancarella, “MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models,” Energy, vol. 65, pp. 1–17, Feb. 2014.

4. G. Chicco and P. Mancarella, “Matrix modelling of small-scale trigeneration systems and application to operational optimization,” Energy, vol. 34, pp. 261–273, 2009.

5. G. Britain, Energy White Paper: Our Energy Future: Creating a Low Carbon Economy: Presented to Parliament by the Secretary of State for Trade and Industry by Command of Her Majesty: Stationery Office, Dept. Trade Ind., London, U.K., 2003.

6. Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Eric Thorsen, J., Hvelplund, F., VadMathiesen, B.: 4th generation district heating (4GDH): integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. Energy 68, 1–11 (2014).

7. M. Geidl, G. Koeppel, P. Favre-Perrod, B. Klockl, G. Andersson, and K. Frohlich, “Energy hubs for the future,” IEEE Power Energy Mag., vol. 5, no. 1, pp. 24–30, Jan. 2007.

8. M. Yan, N. Zhang, X. Ai, M. Shahidehpour, C. Kang, and J. Wen, “Robust two-stage regional-district scheduling of multi-carrier energy systems with a large penetration of wind power,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 10, no. 3, pp. 1227–1239, Jul. 2019.

9. Y. Wang, Q. Chen, C. Kang, M. Zhang, K. Wang, and Y. Zhao, “Load profiling and its application to demand response: A review,” Tsinghua Sci. Technol., vol. 20, no. 2, pp. 117–129, Apr. 2015.

10. X. Xu, M. Bishop, D. G. Oikarinen, and C. Hao, “Application and modeling of battery energy storage in power systems,” CSEE J. Power Energy Syst., vol. 2, pp. 82–90, 2016.

11. Y. Cheng and C. Zhang, “Configuration and operation combined optimization for EV battery swapping station considering PV consumption bundling,” Protection Control Mod. Power Syst., vol. 2, no. 1, p. 26, Dec. 2017.

12. W. Huang, N. Zhang, C. Kang, T. Capuder, N. Holjevac, and I. Kuzle, “Beijing subsidiary administrative center multi-energy systems: An optimal configuration planning,” Electr. Power Syst. Res., vol. 179, Feb. 2020, Art. no. 106082.

13. M. R. Almassalkhi and A. Towle, “Enabling city-scale multi-energy optimal dispatch with energy hubs,” in Proc. Power Syst. Comput. Conf. (PSCC), Jun. 2016, pp. 1–7.

14. W. Huang, N. Zhang, J. Yang, Y. Wang, and C. Kang, “Optimal configuration planning of multi-energy systems considering distributed renewable energy,” IEEE Trans. SmartGrid, vol. 10, no. 2, pp. 1452–1464, Mar. 2019.

15. J. N. Warfield, “Crossing theory and hierarchy mapping,” IEEE Trans. Syst., Man, Cybern., vol. SMC-7, no. 7, pp. 505–523, Jul. 1977.

16. A. Hampson, R. Tidball, M. Fucci, and R. Weston, “Combined heat and power (CHP) technical potential in the United States,” US Dept. Energy, Washington, DC, USA, Tech. Rep. DOE/EE-1328, 2016. [Online]. Available: https://www.energy. gov/sites/prod/files/2016/04/f30/ CHPTechnicalPotentialStudy3-31-2016Final.pdf.

17.Mark J. O’Malley, Muhammad Bashar Anwar, Steve Heinen, TomKober, James McCalley, Madeleine McPherson, MatteoMuratori, AntjeOrths, Mark Ruth, Thomas J. Schmidt, Aidan Tuohy,Multicarrier Energy Systems: Shaping Our Energy Future, IEEE, Vol. 108, No. 9, September 2020.

18. I. Ertesvag, “Exergetic comparison of efficiency indicators for combined heat and power (CHP),” Energy, vol. 32, no. 11, pp. 2038–2050, Nov. 2007.

19. A. Hampson and J. Rackley, “Guide to using combined heat and power for enhancing reliability and resiliency in buildings,” US Dept. Energy, Washington, DC, USA, Tech. Rep., 2013. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/ prod/files/2013/11/f4/chp_for_reliability_ guidance.pdf.

20. D. B. D. E. Santo, “An energy and exergy analysis of a high-efficiency engine trigeneration system for a hospital: A case study methodology based on annual energy demand profiles,” Energy Buildings, vol. 76, pp. 185–198, Jun. 2014.

21. R. Chacartegui, D. Sánchez, J. M. Muñoz, and T. Sánchez, “Alternative ORC bottoming cycles FOR combined cycle power plants,” Appl. Energy, vol. 86, no. 10, pp. 2162–2170, Oct. 2009.

22. M. Hart. (2012). Birdsill Holly, Jr.The American Society of Mechanical Engineers.[Online]. Available: https://www.asme.org/topicsresources/content/birdsill-holly-jr.

23. J. von Rhein, G. P. Henze, N. Long, and Y. Fu, “Development of a topology analysis tool for fifth-generation district heating and cooling networks,” Energy Convers. Manage., vol. 196, pp. 705–716, Sep. 2019.

24. J. Deason, M. Wei, G. Leventis, S. Smith, and L. C. Schwartz, “Electrification of buildings and industry in the United States: Drivers, barriers, prospects, and policy approaches,” LBNL, Berkeley, CA, USA, Tech. Rep. LBNL-2001133, 2018.

25. M.Muratori, S. J. Smith, P. Kyle, R. Link, B. K. Mignone, and H. S. Kheshgi, “Role of the freight sector in future climate change mitigation scenarios,” *Environ. Sci. Technol.*, vol. 51, no. 6,pp. 3526–3533, Mar. 2017.

26. A. Phadke, A. Khandekar, M. McCall, N. Karali, and D. Rajagopal, “Long-haul battery electric trucks are technically feasible and economically compelling,” LBNL, Berkeley, CA, USA, Working Paper 005, 2019. [Online]. Available: https://etapublications. lbl.gov/sites/default/files/working_paper_005_battery_electric_trucks_906_0.pdf.

27. T. Kober*et al.*, “Perspectives of power-to-X technologies in Switzerland,” in *Proc. White Paper Corresponding Joint Activity Swiss Competence Centers Energy Res.*, 2019, pp. 1–41. [Online]. Available: http://www.sccerhae.ch/resources/WP_P2X/Kober-etal_2019_WhitePaper-P2X.pdf.

28.DENA. (2018). *Strategy Platform Power to Gas*.[Online]. Available: https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/strategieplattform-power-to-gas/.

29. F. N. Büchi*et al.*, “Towards re-electrification of hydrogen obtained from the power-to-gas process by highly efficient H2/O2 polymer electrolyte fuel cells,” *RSC Adv.*, vol. 4, no. 99, pp. 56139–56146, 2014.

30. D.Wang, M. Muratori, J. Eichman, M.Wei, S. Saxena, and C. Zhang, “Quantifying the flexibility of hydrogen production systems to support large-scale renewable energy integration,” *J. Power Sources*, vol. 399, pp. 383–391, Sep. 2018.

31. U. Babic, M. Suermann, F. N. Büchi, L. Gubler, and T. J. Schmidt, “Critical review—Identifying critical gaps for polymer electrolyte water electrolysis development,” J. Electrochem. Soc., vol. 164, no. 4, pp. F387–F399, 2017.

32. J. Witte, J. Settino, S. M. A. Biollaz, and T. J. Schildhauer, “Direct catalytic methanation of biogas—Part I: New insights into biomethane production using rate-based modelling and detailed process analysis,” Energy Convers. Manage., vol. 171, pp. 750–768, Sep. 2018.

33. European Commission. (2015). Heating and Cooling. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energyefficiency/heating-and-cooling.

34. Element Energy, “Hybrid heat pumps—Final report,” Dept. Business, Energy Ind. Strategy, London, U.K., Tech. Rep., 2017. [Online]. Available: https://assets.publishing.service.gov. uk/government/uploads/system/uploads/ attachment_data/file/.

35. Western Power Distribution; Wales & West Utilities and PassivSystems. (2018). Freedom Project-Final Report.[Online]. Available: https://www. wwutilities.co.uk/media/2829/freedom-projectfinal-report-october-2018.pdf.

36. Boiler Guide. (2018). Immersion Heaters: Benefits, Costs & Free Hot Water. [Online]. Available: https://www.boilerguide.co.uk/articles/ immersion-heaters.

37.Truma. (2020). Boiler Gas, Boiler Gas/Elektro.[Online]. Available: https://www.truma.com/int/en/products/trumawater-systems/truma-boiler-water-heater.html.

38. Office of Energy Efficiency—Natural Resources Canada. (2004). Heating and Cooling With a Heat Pump.EnerGuide.[Online]. Available: https://www.nrcan.gc.ca/sites/oee.nrcan.gc.ca/ files/pdf/publications/infosource/pub/home/ heating-heat-pump/booklet.pdf.

39. J. Raadschelders and F. Sikkema, “Potential for smart electric thermal storage. Contributing to a low carbon energy system,” DNV, Kema, Arnhem, The Netherlands, Tech. Rep., 2013.

40. Shell U.K. (2019). Shell Teams With PassivSystems to Launch the B-Snug Smart Hybrid Home Heating System. [Online]. Available: https://www.shell.co.uk/media/2019-media.

41. S. Heinen, D. Burke, and M. O'Malley, "Electricity, gas, heat integration via residential hybrid heating technologies—An investment model assessment," Energy, vol. 109, pp. 906–919, Aug. 2016.

42. S. Heinen, W. Turner, L. Cradden, F. McDermott, and M. O'Malley, "Electrification of residential space heating considering coincidental weather events and building thermal inertia: A system-wide planning analysis," Energy, vol. 127, pp. 136–154, May 2017.

43. L. Comas-Bru and F. McDermott, "Impacts of the EA and SCA patterns on the European twentieth century NAO-winter climate relationship," Quart.J. Roy. Meteorol. Soc., vol. 140, no. 679, pp. 354–363, Jan. 2014.

44. (2019). Statistics. [Online]. Available: https://www.iea.org/statistics/

45. (2016). International Energy Outlook 2016—Transportation Sector Energy Consumption. [Online]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ transportation.pdf.

46. C. C. Chan, "The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles," Proc. IEEE, vol. 95, no. 4, pp. 704–718, Apr. 2007.

47. R. Sioshansi and P. Denholm, "The value of plug-in hybrid electric vehicles as grid resources," Energy J., vol. 31, no. 3, pp. 1–23, Jul. 2010.

48. Y. Mou, H. Xing, Z. Lin, and M. Fu, "Decentralized optimal demand-side management for PHEV charging in a smart grid," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 6, no. 2, pp. 726–736, Mar. 2015.

49. S. M. Lukic and A. Emadi, "Effects of drivetrain hybridization on fuel economy and dynamic performance of parallel hybrid electric vehicles," IEEE Trans. Veh. Technol., vol. 53, no. 2, pp. 385–389, Mar. 2004.

50. G. Rizzoni, L. Guzzella, and B. M. Baumann, "Unified modeling of hybrid electric vehicle drivetrains," IEEE/ASME Trans. Mechatronics, vol. 4, no. 3, pp. 246–257, Sep. 1999.

51. A. Sciarretta and L. Guzzella, "Control of hybrid electric vehicles," IEEE Control Syst., vol. 27, no. 2, pp. 60–70, Apr. 2007.

52. J. Thomas, S. Huff, B. West, and P. Chambon, "Fuel consumption sensitivity of conventional and hybrid electric light-duty gasoline vehicles to driving style," SAE Int. J. Fuels Lubricants, vol. 10, no. 3, pp. 672–689, 2017.

53. F. Orsi, M. Muratori, M. Rocco, E. Colombo, and G. Rizzoni, "A multi-dimensional well-to-wheels analysis of passenger vehicles in different regions: Primary energy consumption, CO2 emissions, and economic cost," Appl. Energy, vol. 169, pp. 197–209, May 2016.

54. Argonne National Laboratory. (2018). Light Duty Electric Drive Vehicles Monthly Sales Updates. [Online]. Available: https://www.anl.gov/es/light-duty-electric-drivevehicles-monthly-sales-updates.

55. S. Few, O. Schmidt, G. J. Offer, N. Brandon, J. Nelson, and A. Gambhir, “Prospective improvements in cost and cycle life of off-grid lithium-ion battery packs: An analysis informed by expert elicitations,” Energy Policy, vol. 114, pp. 578–590, Mar. 2018.

56. I. López, E. Ibarra, A. Matallana, J. Andreu, and I. Kortabarria, “Next generation electric drives for HEV/EV propulsion systems: Technology, trends and challenges,” Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 114, Oct. 2019, Art. no. 109336.

57. J. Kartite and M. Cherkaoui, “Study of the different structures of hybrid systems in renewable energies: A review,” *Energy Procedia*, vol. 157, pp. 323–330, Jan. 2019.

58. W. Gorman *et al.*, “Motivations and options for deploying hybrid generator-plus-battery projects within the bulk power system,” *Electr. J.*, vol. 33,no. 5, Jun. 2020, Art. no. 106739.

59. M. F. Ruth, P. Spitsen, and R. Boardman, “Opportunities and challenges for nuclear-renewable hybrid energy systems,” Nat. Renew. Energy Lab., Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/CP-6A20-72004, 2019.

60. H. Council, “Hydrogen scaling up, A sustainable pathway for the global energy transition,” Hydrog. Roadmap Eur., Oslo, Norway, Tech. Rep., 2017.

61. A. H. Slocum, M. N. Haji, A. Z. Trimble, M. Ferrara, and S. J. Ghaemsaidi, “Integrated pumped hydro reverse osmosis systems,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 18, pp. 80–99, Dec. 2016.

62. Abeysekera, M.: Combined analysis of coupled energy networks. Doctor Dissertation, CardiffUniversity (2016).

63. Horlock, J.H.: Cogeneration: Combined Heat and Power, Thermodynamics and Economics.Pergamon, Oxford (1987).

64. Cho, H., Smith, A.D., Mago, P.: Combined cooling, heating and power: a review of performanceimprovement and optimization. Appl. Energy 136, 168–185 (2014).

65. Xu, J., Wang, R.Z., Li, Y.: A review of available technologies for seasonal thermal energystorage. Solar Energy 103, 610–638 (2014).

66. Lund, P.D., Lindgren, J., Mikkola, J., Salpakari, J.: Review of energy system flexibilitymeasures to enable high levels of variable renewable electricity. Renew. Sust. Energy Rev.45, 785–807 (2015).

67. Fu, X., Guo, Q., Sun, H., Zhang, X., Wang, L.: Estimation of the failure probability of anintegrated energy system based on the first order reliability method. Energy 134, 1068–1078(2017).

68. Buldyrev, S.V., Parshani, R., Paul, G., Stanley, H.E., Havlin, S.: Catastrophic cascade of failuresin interdependent networks. Nature 464, 1025–1028 (2010).

69. Ashok, A., Govindarasu, M., Wang, J.: Cyber-physical attack-resilient wide-area monitoring,protection, and control for the power grid. Proc. IEEE 105(7), 1389–1407 (2017).

70. Rognerud, E.: The impact of the shale gas revolution. Technical Report. Available at: http://www.wgei.org/wp-content/uploads/2015/11/The-shale-gas-revolution_Eli-WRognerud-Aug-2015.pdf .

71. Zlotnik, A., Roald, L., Backhaus, S., Chertkov, M., Andersson, G.: Coordinated scheduling for interdependent electric power and natural gas infrastructures. IEEE Trans. Power Syst. 32(1),600–610 (2017).

72. International Energy Agency: World Balance. From http://www.iea.org/sankey/#?c= IEATotal&s=Balance. Retrieved 5 July 2017.

73. Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Ανατολικής Μακεδονίας Θράκης, Σχολή Τεχνολογικών Εφαρμογών, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών ΤΕ, Τεχνολογίες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

74. BBC News: China claims breakthrough in mining flammable ice. http://www.bbc.com/news/world-asia-china-39971667.

75. Tsai, K., Upchurch, J.: Natural gas prices in 2016 were the lowest in nearly 20 years. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=29552.

76. https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=30832.

77.Shahidehpour, M., Fu, Y., Wiedman, T.: Impact of natural gas infrastructure on electric power systems. Proc. IEEE 93(5), 1042–1056 (2005).

78. Portante, E., Kavicky, J., Craig, B., Talaber, L., Folga, S.: Modeling electric power and natural gas system interdependencies. J. Infrastruct. Syst. 23(4), 04017035 (2017).

79. Rubio, R., Ojeda-Esteybar, D., Ano, O., Vargas, A.: Integrated natural gas and electricity market: a survey of the state of the art in operation planning and market issues. In roceedings of the IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, pp. 1–8 (2008).

80. Chertkov, M., Backhaus, S., Lebedev, V.: Cascading of fluctuations in interdependent energy infrastructures: gas-grid coupling. Appl. Energy 160, 541–551 (2015).

81. Melaina, M.W., Antonia, O., Penev,M.: Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: a review of key issues. Technical Report. NREL/TP-5600–51995 (2013).

82. Götz,M., Lefebvre, J., Mörs, F.,McDaniel Koch, A., Graf, F., Bajohr, S., Reimert, R., Kolb, T.: Renewable power-to-gas: a technological and economic review. Renew. Energy **85**, 1371–1390(2016).

83. Clegg, S., Mancarella, P.: Integrated electrical and gas network flexibility assessment in lowcarbon multi-energy systems. IEEE Trans. Sustain. Energy **7**(2), 718–731 (2016).

84.Chuan He, Xiaping Zhang, Tianqi Liu, Lei Wu, Mohammad Shahidehpour, Coordination of Interdependent Electricity Grid and Natural Gas Network-a Review, Springer International Publishing AG, part of Springer Nature 2018.

85. Li T, Eremia M, Shahidehpour M. Interdependency of natural gas network and power system security. IEEE Trans Power Syst. 2008;23(4):1817–24.

86. Zhao B, Conejo AJ, Sioshansi R. Unit commitment under gas supply uncertainty and gas-price variability. IEEE Trans PowerSyst. 2017;32(3):2394–405.

87. Chertkov M, Fisher M, Backhaus S, Bent R, Misra S. Pressure fluctuations in natural gas networks caused by gas-electric coupling. 48th Hawaii IntConfSyst Sci. 2015:2738–2747.

88. Hejazi A, Mashhadi H. Effects of natural gas network on optimal operation of gas-fired power plants. 6th ConfThermPower Plants. 2016:105–110.

89. Behrooz H, Boozarjomehry R. Dynamic optimization of natural gas networks under customer demand uncertainties. Energy. 2017;134:968–83.

90. Qadrdan M, Wu J, Jenkins N, Ekanayake J. Operating strategies for a GB integrated gas and electricity network considering the uncertainty in wind power forecasts. IEEE TransSustain Energy. 2014;5(1):128–38.

91. Odetayo B, MacCormack J, Rosehart W, Zareipour H. A sequential planning approach for distributed generation and natural gas networks. Energy. 2017;127:428–37.

92. Li G, Zhang R, Jiang T, Chen H, Bai L, Li X. Security-constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process. Appl Energy. 2016;194:696–704.

93. Liu C, Shahidehpour M, Wang J. Application of augmented Lagrangian relaxation to coordinated scheduling of interdependent hydrothermal power and natural gas systems. IET GenerTransmDistrib. 2010;4(12):1314–25.

94. Alkano D, Scherpen J. Distributed supply coordination for Powerto- Gas facilities embedded in energy grids. IEEE Trans SmartGrid. 2017.

95. Qadrdan M, Ameli H, Strbac G, Jenkins N. Efficacy of options to address balancing challenges: integrated gas and electricity perspectives. Appl Energy. 2017;190:181–90.

96. Fang J, Zeng Q, Ai X, Chen Z, Wen J. Dynamic optimal energy flow in the integrated natural gas and electrical power systems. IEEE Trans Sustain Energy. 2017;9(1):188–98.

97. Chen S, Wei Z, Sun G, Cheung K, Sun Y. Multi-linear probabilistic energy flow analysis of integrated electrical and natural-gas systems. IEEE Trans Power Syst. 2017;32(3):1970–9.

98. SunG, Chen S,Wei Z, Chen S. Multi-period integrated natural gas and electric power system probabilistic optimal power flow incorporating power-to-gas units. J Mod Power Syst Clean Energy. 2017;5(3):412–23.

99. Correa-Posada C, Sánchez-Martín P, Lumbreras S. Securityconstrained model for integrated power and natural-gas system. J Mod Power Syst Clean Energy. 2017;5(3):326–36.

100. Illinois Institute of Technology, White paper: long-term electric and natural gas infrastructure requirements. 2014. [Online].Available: https://pubs.naruc.org/.

101. Juris A. The emergence of markets in the natural gas industry. World Bank Policy Res Working Paper. 1998:1–37.

102. Zhang X, Che L, Shahidehpour M. Impact of natural gas system on short-termscheduling with volatile renewable energy. 2015 I.E. Power Energy Soc Gen Meet. 2015;2015:1–5.

103. Zhang X, Che L, Shahidehpour M, Alabdulwahab A, Abusorrah A. Electricity-natural gas operation planning with hourly demand response for deployment of flexible ramp. IEEE Trans SustainEnergy. 2016;7(3):996–1004.

104. Spiecker S. Modeling market power by natural gas producers and its impact on the power system. IEEE Trans Power Syst. 2013;28(4):3737–46.

105. Wang C, Wei W, Wang J, Liu F, Mei S. Strategic offering and equilibrium in coupled gas and electricity markets. IEEE TransPower Syst 2018;33(1):290–309.

106. Farid Safari, Ibrahim Dincer, A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production, Energy Conversion and ManagementVolume 205, 1 February 2020, 112182.

107. Amoo LM, Fagbenle RL. Hydrogen energy's key contributions to the sustainable energy mix of a low-carbon future in Nigeria. Int J Sustain Energy 2014a;33(4):742e65.

108. Grasso N, Pilo F, Ciannelli N, Carcassi M, Mattei N, Ceccherini F. Fire prevention technical rule for gaseous hydrogen transport in pipelines. Int J Hydrogen Energy 2009;34(10):4675e83.

109. Yang C, Ogden J. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. Int J Hydrogen Energy 2007;32(2):268e86.

110. Oney F, Veziro T, Dulger Z. Evaluation of pipeline transportation of hydrogen and natural gas mixtures. Int J Hydrogen Energy 1994;19(10):813e22.

111. Castello P, Tzimas E, Moretto P, Peteves S. Techno-economic assessment of hydrogen transmission & distribution systems in Europe in the medium and long term: publications office. 2005.

112. Dickinson RR, Battye DL, Linton VM, Ashman PJ, Nathan GJ. Alternative carriers for remote renewable energy sources using existing CNG infrastructure. Int J Hydrogen Energy 2010;35(3):1321e9.

113. Jo Y-D, Ahn BJ. Analysis of hazard area associated with hydrogen gas transmission pipelines. Int J Hydrogen Energy 2006;31(14):2122e30.

114. Rusin A, Stolecka K. Reducing the risk level for pipelines transporting carbon dioxide and hydrogen by means of optimal safety valves spacing. JLossPrevProcessIndustries 2015;33:77e87.

115. Νικόλαος Βοβός, Γαβριήλ Γιαννακόπουλος, Παναγής Βοβός, Πανεπιστήμιο Πατρών, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών, Εργαστήριο ΑνάλυσηςΣυστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας.
Available online: https://eclass.upatras.gr/modules/units/?course=EE630&id=4142.

116. An, S. Natural gas and electricity optimal power flow. Doctoral Dissertation, Oklahoma State University (2004).

117. Ríos-Mercado, R.Z., Borraz-Sánchez, C.: Optimization problems in natural gas transportation systems: a state-of-the-art review. Appl. Energy 147, 536–555 (2015).

118. Ríos-Mercado, R.Z., Wu, S., Scott, L.R., Boyd, E.A.: A reduction technique for natural gas transmission network optimization problems. Ann. Oper. Res. 117, 217–234 (2002).

119. Osiadacz, A.: Simulation and Analysis of Gas Networks. Gulf Publishing Company, Houston (1987).

120. [Accessed online, available: https://web.mit.edu/15.053/www/AMP-Chapter-13.pdf]

121. [Accessed online, available:https://www.mathworks.com/help/optim/ug/constrained-nonlinear-optimization-algorithms.html#brnpd5f]

122. Powell, M. J. D. "A Fast Algorithm for Nonlinearly Constrained Optimization Calculations." *Numerical Analysis*, ed. G. A. Watson, *Lecture Notes in Mathematics*, Springer-Verlag, Vol. 630, 1978.

123. Coleman, T. F. and Y. Li. “An Interior, Trust Region Approach for Nonlinear Minimization Subject to Bounds.” *SIAM Journal on Optimization*, Vol. 6, 1996, pp. 418–445.

124. X. Xu, Hongjie Jia, H.-D. Chiang, D. C. Yu, D. Wang, Dynamic Modeling and Interaction of Hybrid Natural Gas and Electricity Supply System in Microgrid, IEEE Transactions on power systems, vol. 30, no. 3, May 2015.