



**ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ**

**Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης**

**Τομέας Συστημάτων Παραγωγής**

**ΚΟΣΤΗ ΕΝΣΩΜΑΤΩΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ  
ΣΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**του**

**ΦΙΚΑΡΗ ΚΩΣΤΑ**



**ΕΠΙΒΛΕΨΗ**

**ΓΕΩΡΓΙΑΛΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επίκ. Καθηγητής**

**ΚΑΤΣΙΓΙΑΝΝΗΣ ΓΙΑΝΝΗΣ, Υποψ. Διδάκτορας**

**ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ**

**ΓΕΩΡΓΙΑΛΑΚΗΣ ΠΑΥΛΟΣ, Επίκ. Καθηγητής**

**ΔΟΥΛΑΜΗΣ ΑΝΑΣΤΑΣΙΟΣ, Επίκ. Καθηγητής**

**ΝΙΚΟΛΟΣ ΙΩΑΝΝΗΣ, Λέκτορας**

**ΧΑΝΙΑ**

**ΙΟΥΝΙΟΣ 2008**

## ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα εργασία με τίτλο «Κόστη Ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας» που εντάσσεται στην ευρύτερη περιοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας αποτελεί τη Διπλωματική μου Εργασία στα πλαίσια των σπουδών μου στο Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης του Πολυτεχνείου Κρήτης. Η εκπόνηση της ξεκίνησε το Οκτώβριο του 2007 και ολοκληρώθηκε το Ιούνιο του 2008, υπό την επίβλεψη του Επίκουρου Καθηγητή κ. Γεωργιλάκη Παύλου και του υποψήφιου διδάκτορα κ. Κατσίγιαννη Γιάννη.

Με την ευκαιρία θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Επιβλέποντα Καθηγητή μου κ. Παύλο Γεωργιλάκη για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα, για την πολύτιμη καθοδήγηση του και για την άρτια συνεργασία. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τον υποψήφιο διδάκτορα κ. Γιάννη Κατσίγιαννη για τη βοήθεια που μου παρείχε. Τέλος δε θα μπορούσα να παραλείψω να ευχαριστήσω την οικογένεια μου για την πολύτιμη στήριξη που μου παρείχε όλα αυτά τα χρόνια.

## ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Τα τελευταία χρόνια υπάρχει έντονο ενδιαφέρον για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η μόλυνση του περιβάλλοντος, η μείωση των αποθεμάτων των ορυκτών καυσίμων και η συνεχής αύξηση των ενεργειακών αναγκών είναι οι σημαντικότεροι λόγοι ανάπτυξής τους. Η αιολική ενέργεια είναι μία από τις σημαντικότερες και ταχύτερα αναπτυσσόμενες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Η παρούσα εργασία μελετά τα βασικά στοιχεία γύρω από την ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και εστιάζει κυρίως στα κόστη που σχετίζονται με αυτή.

Αρχικά, γίνεται αναφορά στις επιδράσεις της αιολικής διείσδυσης στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Οι επιδράσεις αυτές είναι τεχνικής και οικονομικής φύσεως και οφείλονται στη φύση της αιολικής ενέργειας.

Στη συνέχεια, αναλύονται τα κόστη που σχετίζονται με την ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας και οι πολιτικές που εφαρμόζονται διεθνώς γύρω από την κατανομή αυτών των δαπανών.

Επίσης, παρουσιάζονται παραδείγματα σύνδεσης νέων αιολικών πάρκων στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα και γίνεται ο προϋπολογισμός των απαιτούμενων έργων διασύνδεσης.

Τέλος, αναλύονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που έγιναν με τη βοήθεια του λογισμικού RETscreen για διάφορες περιπτώσεις διασύνδεσης αιολικών πάρκων για την οικονομική αξιολόγηση των συγκεκριμένων επενδυτικών σχεδίων και με τον τρόπο αυτό επιχειρείται να διαφανεί η επίδραση των δαπανών διασύνδεσης στην οικονομική αποδοτικότητα ενός αιολικού έργου.

## ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Αιολική Ενέργεια, Αιολικό Πάρκο, Δίκτυο Διανομής, Δίκτυο Μεταφοράς, Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας, Κόστη Σύνδεσης, Κόστη Ενίσχυσης Δικτύου, Κόστη Εξισορρόπησης, Μοντέλα Κατανομής των Δαπανών Σύνδεσης, Μοντέλο Άμεσων Δαπανών Σύνδεσης, Μοντέλο Ενισχυμένων Δαπανών Σύνδεσης, Υβριδικό Μοντέλο.

## **ABSTRACT**

The last years there is increased interest about renewable energy sources (RES). Environmental pollution, reduction of fossil fuels resources and continuous increase in energy demand are the main reasons of increased focus in RES development. Wind energy is one of the most important and faster developing renewable energy sources.

The present thesis examines the main elements of wind power integration on power systems, focusing mainly at integration costs.

At first stage, we examine the power system impacts of wind power. These impacts are technical and financial and are related to the nature of wind power.

Secondly we analyze the costs related to wind power integration and policies that are globally used for the allocation of these costs.

Furthermore, we present examples of new wind farm connections to greek interconnected power system and the budgets of the needed connection works.

Finally, we analyze the results of simulations made with the use of RETscreen software on different cases of wind farms connections for the financial estimate of different investment projects. By this way we attempt to present the impact of connection costs to the economic efficiency of a wind project.

## **KEYWORDS**

Wind Power, Wind Farm, Distribution Network, Transmission Network, Power Systems, Connection Costs, Network Reinforcement Costs, Balancing Costs, Connection Costs Distribution Models, Deep Connection Charges, Shallow Connection Charges, Shallowish Connection Charges.

# ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

|       |                                                 |   |
|-------|-------------------------------------------------|---|
| 1.1   | Αντικείμενο εργασίας                            | 1 |
| 1.2   | Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας-Αιολική ενέργεια    | 1 |
| 1.2.1 | Λόγοι ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας | 1 |
| 1.2.2 | Αιολική ενέργεια                                | 2 |
| 1.3   | Δομή εργασίας                                   | 5 |
| 1.4   | Βιβλιογραφία                                    | 7 |

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΓΥΡΩ ΑΠΟ ΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΩΝ Α/Π ΣΕ ΔΙΚΤΥΑ

|       |                                                                     |    |
|-------|---------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1   | Εισαγωγή                                                            | 9  |
| 2.2   | Ποιότητα ισχύος                                                     | 9  |
| 2.3   | Κριτήρια σύνδεσης νέων εγκαταστάσεων παραγωγής στα ηλεκτρικά δίκτυα | 10 |
| 2.4   | Τρόποι σύνδεσης νέων εγκαταστάσεων παραγωγής στα ηλεκτρικά δίκτυα   | 10 |
| 2.5   | Επιδράσεις της αιολικής ενέργειας στα συστήματα ενέργειας           | 12 |
| 2.5.1 | Επιπτώσεις στην ανάγκη για εφεδρείες                                | 12 |
| 2.5.2 | Επιπτώσεις στις απώλειες ισχύος                                     | 13 |
| 2.5.3 | Υπερφορτώσεις στοιχείων                                             | 13 |
| 2.6   | Έργα απαραίτητα για τη σύνδεση νέων αιολικών πάρκων                 | 14 |
| 2.7   | Επίπεδο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας                           | 15 |
| 2.8   | Βιβλιογραφία                                                        | 16 |

## ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΚΟΣΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΝΕΩΝ Α/Π ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ

|     |          |    |
|-----|----------|----|
| 3.1 | Εισαγωγή | 17 |
|-----|----------|----|

|         |                                                                      |    |
|---------|----------------------------------------------------------------------|----|
| 3.2     | Κόστη σύνδεσης                                                       | 18 |
| 3.3     | Κόστη ενίσχυσης δικτύου                                              | 19 |
| 3.4     | Κόστη εξισορρόπησης                                                  | 20 |
| 3.4.1   | Κόστη επενδύσεων για την ρύθμιση των εργοστασίων παραγωγής ενέργειας | 20 |
| 3.4.2   | Αλλαγή στα κόστη λειτουργίας των συμβατικών εργοστασίων ενέργειας    | 21 |
| 3.4.3   | Πρωτεύων και δευτερεύων έλεγχος                                      | 21 |
| 3.4.3.1 | Πρωτεύων έλεγχος                                                     | 21 |
| 3.4.3.2 | Δευτερεύων έλεγχος                                                   | 23 |
| 3.5     | Συμπεράσματα                                                         | 23 |
| 3.6     | Βιβλιογραφία                                                         | 24 |

#### **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΓΥΡΩ ΑΠΟ ΤΟΝ ΚΑΘΟΡΙΣΜΟ ΤΩΝ ΔΑΠΑΝΩΝ ΣΥΝΔΕΣΗΣ**

|       |                                                  |    |
|-------|--------------------------------------------------|----|
| 4.1   | Εισαγωγή                                         | 25 |
| 4.2   | Μοντέλο άμεσων δαπανών σύνδεσης                  | 25 |
| 4.2.1 | Παράδειγμα: Δανία                                | 26 |
| 4.2.2 | Παράδειγμα: Γερμανία                             | 26 |
| 4.2.3 | Παράδειγμα: Σουηδία                              | 27 |
| 4.2.4 | Σύνοψη μοντέλου άμεσων δαπανών σύνδεσης          | 27 |
| 4.3   | Μοντέλο ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης             | 28 |
| 4.4   | Υβριδικό μοντέλο                                 | 28 |
| 4.4.1 | Παράδειγμα: Ηνωμένο Βασίλειο                     | 28 |
| 4.5   | Μοντέλα κατανομής των δαπανών σύνδεσης στην Ε.Ε. | 28 |
| 4.6   | Κατανομή του κόστους εξισορρόπησης               | 31 |
| 4.7   | Σύνοψη                                           | 31 |
| 4.8   | Βιβλιογραφία                                     | 33 |

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 : ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΑ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑΤΑ ΔΑΠΑΝΩΝ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Α/Π ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ**

|      |                                             |    |
|------|---------------------------------------------|----|
| 5.1  | Θράκη                                       | 36 |
| 5.2  | Κεντρική και ανατολική Μακεδονία            | 38 |
| 5.3  | Νομός Μαγνησίας                             | 41 |
| 5.4  | Νομός Φθιώτιδας                             | 43 |
| 5.5  | Νομός Βοιωτίας                              | 44 |
| 5.6  | Νομός Αργολίδας (Τροιζηνία)                 | 46 |
| 5.7  | Νομός Μεσσηνίας                             | 49 |
| 5.8  | Νομοί Λακωνίας και Αρκαδίας                 | 51 |
| 5.9  | Νομός Κεφαλλονιάς                           | 54 |
| 5.10 | Νομός Ευρυτανίας                            | 54 |
| 5.11 | Νομός Αιτωλοακαρνανίας                      | 55 |
| 5.12 | Βόρεια Εύβοια                               | 55 |
| 5.13 | Σύνδεση μικρών Α/Π σε υφιστάμενα δίκτυα Μ.Τ | 56 |
| 5.14 | Σύνοψη                                      | 56 |
| 5.15 | Βιβλιογραφία                                | 70 |

## **ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 : ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΙΣ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΜΕ ΤΗ ΒΟΗΘΕΙΑ ΤΟΥ RETScreen**

|       |                            |    |
|-------|----------------------------|----|
| 6.1   | Ανάλυση ευαισθησίας        | 72 |
| 6.1.1 | Α/Π 354                    | 72 |
| 6.1.2 | Α/Π 367                    | 75 |
| 6.1.3 | Α/Π 395                    | 77 |
| 6.1.4 | Α/Π 265                    | 79 |
| 6.1.5 | Α/Π Γ55                    | 82 |
| 6.1.6 | Σύνοψη                     | 84 |
| 6.2   | Σενάρια τρόπων διασύνδεσης | 85 |
| 6.2.1 | Α/Π 370                    | 85 |

|       |                                                 |     |
|-------|-------------------------------------------------|-----|
| 6.2.2 | A/Π 149                                         | 88  |
| 6.2.3 | A/Π 143                                         | 90  |
| 6.2.4 | A/Π B220                                        | 93  |
| 6.2.5 | A/Π B194                                        | 96  |
| 6.2.6 | Συμπεράσματα                                    | 98  |
| 6.3   | Σενάρια μοντέλων κατανομής των δαπανών σύνδεσης | 99  |
| 6.3.1 | Περίπτωση 1                                     | 99  |
| 6.3.2 | Περίπτωση 2                                     | 102 |
| 6.3.3 | Περίπτωση 3                                     | 105 |
| 6.3.4 | Συμπεράσματα                                    | 109 |
| 6.4   | Συμπεράσματα                                    | 109 |
| 6.5   | Βιβλιογραφία                                    | 110 |

|                     |                     |            |
|---------------------|---------------------|------------|
| <b>ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 :</b> | <b>ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ</b> | <b>111</b> |
|---------------------|---------------------|------------|



## ΣΥΝΤΜΗΣΕΙΣ

|     |                             |
|-----|-----------------------------|
| ΑΠΕ | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας |
| Α/Γ | Ανεμογεννήτρια              |
| Α/Π | Αιολικό Πάρκο               |
| ΓΜ  | Γραμμή Μεταφοράς            |
| ΕΒΑ | Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης  |
| ΚΕΕ | Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας    |
| ΚΠΑ | Καθαρή Παρούσα Αξία         |
| ΚΨ  | Κυψέλη                      |
| ΜΤ  | Μέση Τάση                   |
| Μ/Σ | Μετασχηματιστής             |
| ΡΑΕ | Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας   |
| ΣΣΔ | Σημείο Σύνδεσης στο Δίκτυο  |
| ΥΤ  | Υψηλή Τάση                  |
| ΥΥΤ | Υπερυψηλή Τάση              |
| Υ/Σ | Υποσταθμός                  |
| ΧΤ  | Χαμηλή Τάση                 |

## ΕΙΣΑΓΩΓΗ

### 1.1 ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΟ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η παρούσα εργασία έχει ως αντικείμενο την ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας και πραγματεύεται κυρίως τα κόστη που σχετίζονται με αυτή.

Σκοπός της εργασίας είναι να αναλυθούν τα κόστη ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας και με τον τρόπο αυτό να διαφανεί η βαρύτητα που έχει αυτός ο παράγοντας κόστους στο συνολικό κόστος ενός αιολικού έργου και η σημαντικότητά του για την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας γενικότερα.

### 1.2 ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ-ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Τα τελευταία χρόνια υπάρχει έντονο ερευνητικό και εμπορικό ενδιαφέρον για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ) και για τον τρόπο με τον οποίο μπορούν να αξιοποιηθούν. Ο όρος ανανεώσιμες αποδίδεται, διότι οι πηγές αυτές έχουν το ιδιαίτερο χαρακτηριστικό ότι ανανεώνονται διαρκώς λόγω της φύσης τους, συνεπώς είναι ανεξάντλητες και προσφέρονται δωρεάν στον άνθρωπο προς εκμετάλλευση [1.1].

Οι σημαντικότερες ΑΠΕ είναι τα αιολικά, τα φωτοβολταϊκά, τα μικρά υδροηλεκτρικά, οι κυψέλες καυσίμου, η κυματική ενέργεια, η γεωθερμική ενέργεια και η βιομάζα. Οι σταθμοί ανανεώσιμων πηγών ενέργειας χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε απομονωμένες περιοχές ή αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και για σύνδεση με συμβατικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας. Από τις ΑΠΕ, σήμερα οι πλέον ώριμες είναι τα αιολικά, τα μικρά υδροηλεκτρικά και τα φωτοβολταϊκά [1.2].

#### 1.2.1 Λόγοι Ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Αφορμή για την ανάπτυξη των ΑΠΕ αποτέλεσε η πετρελαϊκή κρίση του 1973, η οποία κατέστησε σαφές διεθνώς ότι τα αποθέματα του πετρελαίου, στο οποίο βασιζόταν ως επί το πλείστον η παραγωγή οποιασδήποτε μορφής αξιοποιήσιμης ενέργειας, είναι «πεπερασμένα» και «περιορισμένα». Σε αυτό βοήθησε η χρήση ειδικών δορυφόρων οι οποίοι χαρτογράφησαν τα αποθέματα του «μαύρου χρυσού». Με την πάροδο των χρόνων, η εξέλιξη της τεχνολογίας και κατά συνέπεια της βιομηχανίας ήρθε να δημιουργήσει νέα δεδομένα στην ανθρωπότητα. Η ανάγκη για ηλεκτρική ενέργεια εμφανίζει συνεχώς αυξητικές τάσεις παγκοσμίως. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα τα αποθέματα ορυκτών καυσίμων που χρησιμοποιούνται ως επί το πλείστον σε μεγάλη κλίμακα για την παραγωγή της να μειώνονται συνεχώς.

Ένας άλλος λόγος που συνετέλεσε στην ανάπτυξη των ΑΠΕ είναι η μόλυνση του περιβάλλοντος και οι κλιματικές αλλαγές για τα οποία γίνεται πολύς λόγος τα τελευταία χρόνια. Η χρήση των ορυκτών καυσίμων έχει ως αποτέλεσμα την εκπομπή μιας μεγάλης ποικιλίας και ποσότητας ρύπων όπως οξείδια του θείου (SO<sub>x</sub>) και του αζώτου (NO<sub>x</sub>), μονοξείδιο του άνθρακα (CO), και κυρίως διοξείδιο του άνθρακα (CO<sub>2</sub>). Τα στοιχεία δείχνουν ότι η μόλυνση της ατμόσφαιρας αυξάνει διαρκώς αποδεικνύοντας ότι υπάρχει σοβαρό πρόβλημα για τον πλανήτη. Απόρροια αυτού είναι η «τρύπα του όζοντος» και το «φαινόμενο του θερμοκηπίου». Η αιολική ενέργεια είναι μια μορφή ενέργειας φιλική προς το περιβάλλον καθώς οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ) κατά τη λειτουργία τους δεν αφήνουν ρύπους, ούτε ενεργειακά κατάλοιπα.

Επιπλέον κάθε κράτος επιθυμεί ενεργειακή αυτονομία, και ως εκ τούτου αναζητά τρόπους για να την αποκτήσει, ειδικά όταν είναι φτωχό σε ορυκτό ενεργειακό πλούτο. Οι ΑΠΕ αποτελούν πρόκληση προς αυτήν την κατεύθυνση.

Ένα ακόμη ευπρόσδεκτο χαρακτηριστικό των ΑΠΕ είναι ότι οι τεχνολογίες εκμετάλλευσής τους βρίσκονται μέσα στις κατασκευαστικές δυνατότητες των τεχνολογικά αναπτυσσόμενων χωρών. Επομένως εκτός από την προσφορά στο ενεργειακό ισοζύγιο μιας χώρας, συνεισφέρουν σημαντικά, εφόσον αναπτυχθούν κατάλληλα, και στη δημιουργία νέων θέσεων εργασίας [1.1].

### 1.2.2 Αιολική Ενέργεια

Η αιολική ενέργεια είναι μια από τις σημαντικότερες και ταχύτερα αναπτυσσόμενες ΑΠΕ αφού η τεχνολογία της αναπτύσσεται συνεχώς και εφοδιάζει με όλο και μεγαλύτερα ποσά ενέργειας μεγάλες περιοχές [1.3].

Η λογική της είναι η εξής: Μέσω των Α/Γ, λαμβάνεται η κινητική ενέργεια των κινούμενων αερίων μαζών και μετατρέπεται σε ηλεκτρική ενέργεια [1.4].

Ο άνεμος χρησιμοποιείται σαν πηγή ενέργειας για τουλάχιστον 3000 χρόνια, κυρίως για το άλεσμα του σιταριού και για την άντληση νερού, ενώ στα πλεούμενα σκάφη είναι μια ουσιαστική πηγή ενέργειας για ακόμη περισσότερο. Από το δέκατο τρίτο αιώνα, οι ανεμόμυλοι οριζόντιου άξονα ήταν ένα αναπόσπαστο τμήμα της αγροτικής οικονομίας και περιήλθαν σε αχρηστία όταν έκαναν την εμφάνισή τους οι φτηνές, τροφοδοτούμενες με καύσιμα, μηχανές. Η εκμετάλλευση του αέρα για την παραγωγή ηλεκτρισμού τοποθετείται χρονικά στον πρόσφατο δέκατο ένατο αιώνα. Εντούτοις για ένα μεγάλο μέρος του εικοστού αιώνα το ενδιαφέρον για την αιολική ενέργεια ήταν μικρό και χρησιμοποιούνταν μόνο για την ηλεκτροδότηση απομακρυσμένων κατοικιών. Αυτά τα, χαμηλής ισχύος, συστήματα αντικαταστάθηκαν από μεγαλύτερα όταν έγινε εφικτή η σύνδεσή τους σε ηλεκτρικά δίκτυα [1.5].

Η αιολική ενέργεια γνώρισε ταχεία ανάπτυξη παγκοσμίως από τη δεκαετία του 1990. Στις αρχές του 2004 η εγκατεστημένη ισχύς της, παγκοσμίως, ήταν 40GW, αυξανόμενη κατά 8GW το χρόνο. Η ετήσια αύξηση αναμένεται να φτάσει το 2010 τα 15 GW, ενώ σύμφωνα με το «παγκόσμιο συμβούλιο αιολικής ενέργειας» η συνολική εγκατεστημένη ισχύς της παγκοσμίως έφτασε τα 94GW στο τέλος του 2007 από περίπου 74GW που ήταν το 2006. Στον Πίνακα 1.1 φαίνεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε διάφορα κράτη κατά το έτος 2006 [1.4]-[1.8].

Η μεγαλύτερη αγορά αιολικής ενέργειας είναι η Ε.Ε. καθώς κατέχει σχεδόν το 70% της παγκόσμιας εγκατεστημένης αιολικής ισχύος.

**Πίνακας 1.1:** Εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε διάφορα κράτη το 2006 [1.6]

| <b>Κράτος</b>   | <b>Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (MW)</b> |
|-----------------|-----------------------------------------|
| Γερμανία        | 20.622                                  |
| Ισπανία         | 11.615                                  |
| Μεγάλη Βρετανία | 1.963                                   |
| Δανία           | 3.136                                   |
| Ιρλανδία        | 745                                     |
| Ελλάδα          | 753                                     |
| Η.Π.Α           | 11.603                                  |
| Ινδία           | 6.270                                   |

**Πίνακας 1.2:** Εγκατεστημένη αιολική ισχύς στην Ευρώπη τα έτη 2004 και 2006 [1.7]

| <b>a/a</b>    | <b>Κράτος της Ευρώπης</b> | <b>Εγκατεστημένη αιολική ισχύς το 2004 (σε MW)</b> | <b>Εγκατεστημένη αιολική ισχύς το 2006 (σε MW)</b> | <b>Ποσοστό αύξησης (%)</b> |
|---------------|---------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------|
| 1             | Γερμανία                  | 16.629                                             | 20.622                                             | 24,01                      |
| 2             | Ισπανία                   | 8.263                                              | 11.615                                             | 40,57                      |
| 3             | Δανία                     | 3.117                                              | 3.136                                              | 0,61                       |
| 4             | Ιταλία                    | 1.125                                              | 2.123                                              | 88,71                      |
| 5             | Ολλανδία                  | 1.078                                              | 1.560                                              | 44,71                      |
| 6             | Ηνωμένο Βασίλειο          | 888                                                | 1.963                                              | 121,06                     |
| 7             | Αυστρία                   | 606                                                | 965                                                | 59,24                      |
| 8             | Πορτογαλία                | 522                                                | 1.716                                              | 228,74                     |
| 9             | Ελλάδα                    | 465                                                | 746                                                | 60,43                      |
| 10            | Σουηδία                   | 442                                                | 572                                                | 29,41                      |
| 11            | Γαλλία                    | 386                                                | 1.567                                              | 305,96                     |
| 12            | Ιρλανδία                  | 339                                                | 745                                                | 119,76                     |
| 13            | Νορβηγία                  | 160                                                | 314                                                | 96,25                      |
| 14            | Βέλγιο                    | 95                                                 | 193                                                | 103,16                     |
| 15            | Φινλανδία                 | 82                                                 | 86                                                 | 4,88                       |
| 16            | Πολωνία                   | 63                                                 | 152,5                                              | 142,06                     |
| 17            | Λουξεμβούργο              | 35                                                 | 35                                                 | 0,00                       |
| 18            | Λετονία                   | 26                                                 | 27                                                 | 3,85                       |
| 19            | Τουρκία                   | 20                                                 | 51                                                 | 155,00                     |
| 20            | Τσεχία                    | 17                                                 | 50                                                 | 194,12                     |
| 21            | Ελβετία                   | 9                                                  | 11,6                                               | 28,89                      |
| 22            | Λιθουανία                 | 7                                                  | 55,5                                               | 692,86                     |
| 23            | Εσθονία                   | 6                                                  | 32                                                 | 433,33                     |
| 24            | Κροατία                   | 6                                                  | 17,2                                               | 186,67                     |
| 25            | Ουγγαρία                  | 6                                                  | 61                                                 | 916,67                     |
| 26            | Σλοβακία                  | 5                                                  | 5                                                  | 0,00                       |
| 27            | Κύπρος                    | 2                                                  | -                                                  | -                          |
| 28            | Βουλγαρία                 | 1                                                  | 32                                                 | 3100,00                    |
| 29            | Ρουμανία                  | 1                                                  | 3                                                  | 200,00                     |
| <b>Σύνολο</b> |                           | <b>34.401</b>                                      | <b>48.456</b>                                      | <b>40,86</b>               |

Στον Πίνακα 1.2 παρουσιάζεται η εγκατεστημένη αιολική ισχύς όλων των Κρατών της Ευρώπης κατά τα έτη 2004 και 2006 και η ποσοστιαία αύξησή της αυτά τα δύο έτη.

Στην Ευρώπη η αύξηση της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος είναι θεαματική και αναμένεται ότι θα φτάσει τους στόχους της Λευκής Βίβλου για την υλοποίηση του «Πρωτοκόλλου του Κιότο» πριν το 2010 [1.3]. Κεντρικός άξονας του «Πρωτοκόλλου του Κιότο» είναι οι νομικά κατοχυρωμένες δεσμεύσεις των βιομηχανικά αναπτυγμένων κρατών να μειώσουν τις εκπομπές έξι «αερίων του θερμοκηπίου» την περίοδο 2008-2012, σε ποσοστό 5,2% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 [1.7]. Για να επιτευχθεί αυτός ο στόχος θα πρέπει μέχρι το 2010 το 12% της συνολικής ζήτησης στην Ε.Ε. να καλύπτεται από ΑΠΕ [1.5].

Το κράτος με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη αιολική ισχύ παγκοσμίως είναι η Γερμανία, η οποία κατέχει σχεδόν το 50% της συνολικής εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στην Ευρώπη, ενώ ακολουθούν οι Η.Π.Α και η Ισπανία (Πίνακας 1.1). Επίσης η Δανία θεωρείται πρωτοπόρος στο συγκεκριμένο τομέα καθώς έχει πετύχει ένα πολύ υψηλό επίπεδο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο σύστημα ενέργειας της.

**Πίνακας 1.3 :** Εγκατεστημένη αιολική ισχύς παγκοσμίως [1.5, 1.7, 1.8]

| Έτος | Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (σε GW) |
|------|-------------------------------------|
| 2001 | 17                                  |
| 2004 | 40                                  |
| 2006 | 74                                  |
| 2007 | 94                                  |

Από τον Πίνακα 1.3 είναι εμφανής η αλματώδης ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας από το 2001 και μετά, κάτι που οφείλεται στα πλεονεκτήματά της έναντι των υπολοίπων ΑΠΕ αλλά και των συμβατικών μεθόδων ηλεκτροπαραγωγής.

Η αιολική ενέργεια εμφανίζει τα ακόλουθα πλεονεκτήματα για την παραγωγή ηλεκτρισμού:

- 1) Είναι απολύτως ανανεώσιμη, αφού είναι πρακτικά ανεξάντλητη.
- 2) Είναι απολύτως καθαρή μορφή ενέργειας αφού δε μολύνει το περιβάλλον και επομένως είναι απόλυτα φιλική προς αυτό. Αντίθετα με τα εργοστάσια με άνθρακα, πετρέλαιο ή πυρηνικά καύσιμα, τα αιολικά πάρκα (Α/Π) δεν αφήνουν κατάλοιπα ή άλλα (επικίνδυνα) παραπροϊόντα.
- 3) Είναι ασφαλής επένδυση καθώς το βασικό «καύσιμο» παρέχεται δωρεάν από τη φύση, άφθονο. Επομένως η απόσβεση του κεφαλαίου είναι δεδομένη. Όλα αυτά με την προϋπόθεση ότι η περιοχή εγκατάστασης είναι κατάλληλη [1.1].
- 4) Είναι οικονομικά συμφέρουσα εξαιτίας της εξέλιξης της τεχνολογίας χρόνο με το χρόνο και συνεπώς το κόστος εγκατάστασης Α/Π είναι συγκρίσιμο με αυτό των συμβατικών εργοστασίων. Ενώ η ονομαστική ισχύς των νέων Α/Γ αυξάνεται συνεχώς, το κόστος εγκατάστασης τους ανά KW μειώνεται [1.2].

- 5) Το κόστος της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από αιολική ενέργεια έχει πέσει περίπου στο ένα έβδομο σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος στις αρχές της δεκαετίας του 1980 [1.3].
- 6) Παρέχει αυτονομία. Υπάρχει ικανό αιολικό δυναμικό στον πλανήτη που μπορεί να καλύψει τις ενεργειακές μας ανάγκες κατά 4 φορές. Λιγότερο από 1% του παγκοσμίου αιολικού δυναμικού αξιοποιείται αυτή τη στιγμή. Στην Ευρώπη τα ήδη εγκατεστημένα Α/Π ικανοποιούν τις ηλεκτρικές ανάγκες πάνω από 40.000.000 Ευρωπαίων. Ειδικά στην Ευρώπη που δεν υπάρχουν πολλά αποθέματα ορυκτών καυσίμων, υπολογίζεται ότι στο μέλλον το 70% των ενεργειακών αναγκών θα καλύπτεται από εισαγωγές. Η αυτονομία που παρέχει είναι τόσο σε εθνικό επίπεδο, εφόσον μειώνονται οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, όσο και σε ατομικό επίπεδο αφού ο καθένας μπορεί να εγκαταστήσει στο χώρο του μια μικρή Α/Γ σε οποιοδήποτε σημείο κι αν βρίσκεται. Προστατεύει κάποια ειδικά κτίρια, όπως εταιρειών τηλεφωνίας κ.α. στα οποία είναι απαραίτητη η παροχή ηλεκτρικής ισχύος ακόμη και όταν το υπόλοιπο ηλεκτρικό δίκτυο είναι σε ολική διακοπή.
- 7) Είναι τεχνολογία των τελευταίων ετών υπό εξέλιξη, και άρα απορροφά χιλιάδες εργαζομένους παγκοσμίως.
- 8) Οι Α/Γ μπορούν να παράγουν κατόπιν μετατροπής επιθυμητό είδος τάσης Εναλλασσόμενου Ρεύματος (με ασύγχρονες ή σύγχρονες μηχανές) ή Συνεχούς Ρεύματος (με μηχανές Συνεχούς Ρεύματος με μόνιμους μαγνήτες) που είναι απαραίτητο για κάποιες ειδικές εφαρμογές [1.1].

Για αυτούς τους λόγους λοιπόν, τα τελευταία χρόνια σημειώνεται αλματώδης ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε διεθνές επίπεδο. Η αλματώδης αυτή ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας έχει κινήσει το ενδιαφέρον πολλών ιδιωτών καθώς η εισαγωγή νέων τεχνολογιών στον τομέα των ανεμογεννητριών, η μείωση του κόστους και τα κίνητρα που δίνονται από τις διάφορες κυβερνήσεις καθιστούν ελκυστικό τον κλάδο της αιολικής ενέργειας για νέες επενδύσεις.

Το ζήτημα είναι τώρα η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας και οι επιπτώσεις της τόσο σε οικονομικό όσο και σε τεχνικό επίπεδο. Η ενσωμάτωση της αποτελεί ένα ζήτημα σύνθετο με πολλές παραμέτρους και μια πρόκληση για το παρόν και το μέλλον.

### 1.3 ΔΟΜΗ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Στο **πρώτο εισαγωγικό κεφάλαιο** έγινε μια γενική αναφορά στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και στην αιολική ενέργεια ειδικότερα.

Στο **δεύτερο κεφάλαιο** αναλύονται τα τεχνικά στοιχεία που σχετίζονται με την ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας.

Στο **κεφάλαιο 3** αναλύονται τα κόστη ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας στα ήδη υπάρχοντα συστήματα ενέργειας.

Στο **κεφάλαιο 4** αναλύονται τα μοντέλα κατανομής των δαπανών σύνδεσης και οι πολιτικές που ασκούνται διεθνώς γύρω από το συγκεκριμένο θέμα.

Στο **πέμπτο κεφάλαιο** παρατίθενται μερικά παραδείγματα σύνδεσης νέων Α/Π στο ηλεκτρικό δίκτυο σε διάφορες περιοχές της Ελλάδας και γίνεται ο προϋπολογισμός των απαιτούμενων έργων διασύνδεσης.

Στο **κεφάλαιο 6** αναλύονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που έγιναν με τη βοήθεια του λογισμικού RETscreen.

Στο **έβδομο κεφάλαιο** δίνονται τα γενικά συμπεράσματα της εργασίας.

## 1.4 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1.1] Σ. Παστρωμάς, «Τρόποι διασύνδεσης αιολικών πάρκων με το εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση ηλεκτρονικών μετατροπών ισχύος», Διπλωματική εργασία, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Πατρών, Πάτρα, 2005
- [1.2] Π. Γεωργιλάκης, «Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας», Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, 2006.
- [1.3] P.S. Georgilakis, “Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, pp. 852-863, 2008.
- [1.4] H. Holttinen, “The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system”, Ph.D. dissertation, Department of Engineering Physics and Mathematics, Helsinki University of Technology, Helsinki, 2004.
- [1.5] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi, “Wind energy handbook”, Vol. 1, New York: Wiley, 2001, p. 1
- [1.6] Χ. Π. Πατσιούρας, «Τεχνικές απαιτήσεις κωδικών για τη σύνδεση μεγάλων αιολικών πάρκων στο σύστημα», Διπλωματική εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2007.
- [1.7] P. B. Eriksen, T. Ackermann, H. Abldbggaard, P. Smith, W. Winter and J. R. Garcia, “System operation with high wind penetration”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 3, pp. 65-74, 2005.
- [1.8] Γ. Σ. Μάρκου, «Ανάλυση ευστάθειας Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος υπό μεγάλη αιολική διείσδυση και αξιολόγηση μεταβατικής συμπεριφοράς ανεμογεννητριών σε βυθίσεις τάσεως», Διπλωματική εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2007.



## **ΤΕΧΝΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΓΥΡΩ ΑΠΟ ΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΩΝ Α/Π ΣΕ ΔΙΚΤΥΑ**

### **2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

Ο άνεμος έχει αποδειχθεί ότι είναι η πιο επιτυχημένη από όλες τις διαθέσιμες ΑΠΕ, καθώς προσφέρει σχετικά υψηλές παραγωγές με κόστη που τείνουν να γίνουν ανταγωνιστικά εκείνων των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Ωστόσο ένα σημαντικό πρόβλημα στην αποτελεσματική του χρήση αποτελεί το γεγονός ότι είναι ιδιαίτερα ασταθής καθώς η ταχύτητα του ανέμου παρουσιάζει συχνές μεταβολές και εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την περιοχή για την οποία γίνεται αναφορά. Επιπρόσθετα, ένα υψηλό ποσοστό αιολικής παραγωγής είναι δυνατό να προκαλέσει σοβαρά προβλήματα στην κατάσταση ενός απομονωμένου δικτύου και να επηρεάσει σημαντικά τους δείκτες αξιοπιστίας του στην περίπτωση που υπάρχει ξαφνική απώλεια μεγάλης ποσότητας της παραγωγής αυτής, είτε λόγω απότομης αλλαγής της ταχύτητας του ανέμου είτε εξαιτίας βλάβης των Α/Γ [2.1].

Κάθε μονάδα παραγωγής ή και μεγάλος καταναλωτής συναντάει πολλά εμπόδια όταν πρόκειται να συνδεθεί σε κάποιο ηλεκτρικό δίκτυο. Όταν μάλιστα πρόκειται για Α/Π οι δυσκολίες είναι ακόμη περισσότερες λόγω της φύσης της αιολικής ενέργειας η οποία παρουσιάζει μεγάλη διακύμανση και μικρή προβλεψιμότητα. Τα εμπόδια αυτά είναι τεχνικής και οικονομικής φύσεως. Στο κεφάλαιο αυτό θα αναλυθούν τα τεχνικά ζητήματα σύνδεσης νέων Α/Π σε δίκτυα.

### **2.2 ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΙΣΧΥΟΣ**

Η ηλεκτρική ενέργεια που παρέχεται στους καταναλωτές πρέπει να είναι αποδεκτής ποιότητας, ελαχιστοποιώντας τον αριθμό των σφαλμάτων και προσφέροντας υψηλό επίπεδο ασφάλειας. Η ποιότητα της ισχύος που παρέχεται στους καταναλωτές χαρακτηρίζεται ως «αποδεκτή» όταν τηρούνται τα χαρακτηριστικά της τάσης που ορίζουν εθνικοί και διεθνείς κανονισμοί (όπως το πρότυπο EN 50160, στο οποίο στηρίζεται η Οδηγία 120 της ΔΕΗ, καθώς και σχετικά πρότυπα IEC της σειράς 61000). Τα σημαντικότερα από τα χαρακτηριστικά αυτά είναι οι αργές και οι ταχείες μεταβολές της τάσης, το flicker και η αρμονική παραμόρφωση της τάσης, τα οποία αποτελούν και κριτήρια εξέτασης της δυνατότητας σύνδεσης στο δίκτυο.

Η σύνδεση στο δίκτυο μονάδων παραγωγής πρέπει να συμβαδίζει με αυτές τις γενικές αρχές, ώστε αφενός μεν να μην προκαλούνται ενοχλήσεις στους λοιπούς καταναλωτές αφετέρου δε να υπάρχει συμβατότητα μεταξύ του δικτύου διανομής και των εγκαταστάσεων των παραγωγών [2.2]. Για αυτούς τους λόγους η λειτουργία ενός ηλεκτρικού δικτύου ελέγχεται από συσκευές προστασίας και ρύθμισης της τάσης.

Η σύνδεση ενός Α/Π σε κάποιο ηλεκτρικό δίκτυο μπορεί να προκαλέσει προβλήματα στην ποιότητα ισχύος όπως είναι οι βυθίσεις τάσης και οι μεταβολές στη συχνότητα. Οι Α/Γ απορροφούν άεργο ισχύ από το σύστημα. Αν απορροφήσουν μεγάλη ποσότητα αέργου ισχύος τότε το σύστημα μπορεί να γίνει ασταθές [2.3].

### **2.3 ΚΡΙΤΗΡΙΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΝΕΩΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΔΙΚΤΥΑ**

Για τον έλεγχο της συμβατότητας των εγκαταστάσεων παραγωγής με το δίκτυο, ο παραγωγός υποβάλλει τις αναγκαίες πληροφορίες για το μέγεθος και τον τύπο των γεννητριών που πρόκειται να συνδεθούν και προσκομίζει πιστοποιητικά μετρήσεων, τα οποία παρέχουν τα αναγκαία στοιχεία για την τεχνική αξιολόγηση της δυνατότητας σύνδεσης σε συγκεκριμένο σημείο του δικτύου. Τα χαρακτηριστικά του δικτύου παρέχονται από το διαχειριστή του δικτύου.

Τα βασικά κριτήρια και οι προϋποθέσεις που εξετάζονται προκειμένου να επιτραπεί η σύνδεση νέων εγκαταστάσεων παραγωγής είναι τα ακόλουθα:

- Επάρκεια του δικτύου (γραμμών, μετασχηματιστών κλπ.)
- Συμβολή στη στάθμη βραχυκύκλωσης
- Αργές μεταβολές της τάσης (μόνιμης κατάστασης)
- Ταχείες μεταβολές της τάσης
- Εκπομπές flicker
- Εκπομπές αρμονικών
- Διαμόρφωση των προστασιών της διασύνδεσης εγκαταστάσεων-δικτύου
- Επίπτωση στη λειτουργία συστημάτων Τηλεχειρισμού Ακουστικής Συχνότητας (ΤΑΣ) [2.2]

### **2.4 ΤΡΟΠΟΙ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΝΕΩΝ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ ΔΙΚΤΥΑ**

Είναι αυτονόητο ότι η βασικότερη προϋπόθεση για τη σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής στο δίκτυο είναι η επάρκεια των στοιχείων του δικτύου (υποσταθμών, μετασχηματιστών και γραμμών). Εάν οι υφιστάμενες γραμμές δεν επαρκούν (ή εάν προκύπτουν ανεπίτρεπτες διαταραχές στην τάση του δικτύου), τότε εξετάζονται κατά σειρά οι ακόλουθες λύσεις:

- Ενίσχυση του υφιστάμενου δικτύου Μέσης Τάσης (MT).
- Απευθείας σύνδεση στους ζυγούς MT του υποσταθμού (Υ/Σ) YT/MT (Υψηλής Τάσης/Μέσης Τάσης) μέσω αποκλειστικής γραμμής.
- Προσθήκη νέου μετασχηματιστή (Μ/Σ) YT/MT.
- Κατασκευή ιδιαίτερου Υ/Σ YT/MT (οπότε η σύνδεση πραγματοποιείται απευθείας στο δίκτυο YT) [2.2].

Ο τρόπος σύνδεσης μιας δεδομένης εγκατάστασης παραγωγής δεν προκύπτει μονοσήμαντα από την ονομαστική ισχύ της. Δηλαδή σταθμοί παραγωγής ίδιας ονομαστικής ισχύος μπορεί να συνδέονται στο δίκτυο κατά τελείως διαφορετικούς τρόπους, ανάλογα με τα ειδικά τεχνικά τους χαρακτηριστικά, την κατά περίπτωση υφιστάμενη κατάσταση δικτύων και την προβλεπόμενη ανάπτυξή τους. Παρόλα ταύτα υπάρχουν οι ακόλουθοι δύο περιορισμοί ως προς το επίπεδο τάσης στο οποίο μπορεί να συνδεθεί μία εγκατάσταση παραγωγής, οι οποίοι εφαρμόζονται κατά την εξέταση, ασχέτως των λοιπών τεχνικών κριτηρίων:

- Εγκαταστάσεις συμφωνημένης ισχύος μεγαλύτερης των 100 kW δε μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο XT (Χαμηλής Τάσης)
- Εγκαταστάσεις συμφωνημένης ισχύος μεγαλύτερης των 20 MW δε μπορούν να συνδεθούν στο δίκτυο MT [2.2]

Για την περίπτωση μεγάλων Α/Π πολλές φορές είναι πιο συμφέρουσα μία σύνδεση συνεχούς ρεύματος για τη σύνδεσή τους με το δίκτυο. Οι απώλειες των συμβατικών συνδέσεων εναλλασσόμενου ρεύματος και κατά συνέπεια το λειτουργικό κόστος αυξάνονται πιο πολύ με το μήκος σε σχέση με τις απώλειες των συνδέσεων συνεχούς ρεύματος. Πάνω από ένα όριο απόστασης η χρήση σύνδεσης συνεχούς ρεύματος παρά την αρχικά μεγαλύτερη επένδυση είναι προτιμητέα λόγω του χαμηλού λειτουργικού κόστους [2.4].

Γενικά η επιλογή του τρόπου σύνδεσης αποτελεί αντικείμενο τεχνικοοικονομικής μελέτης, λαμβάνοντας υπόψη αφενός το κόστος κεφαλαίου των έργων ενίσχυσης και επέκτασης του δικτύου και αφετέρου τις απώλειες ενέργειας κάθε τρόπου διασύνδεσης σε όλη τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης, αλλά και άλλους παράγοντες (χρόνος και δυνατότητα κατασκευής των έργων, χρηματοδότησή τους, κλπ.) [2.2].

Στον Πίνακα 2.1 δίνεται, ενδεικτικά και μόνο, ο πιθανός (ή προτιμητέος) τρόπος διασύνδεσης, ανάλογα με την ισχύ του σταθμού. Σταθμοί ισχύος έως 0.1 MW συνηθίζεται να συνδέονται σε δίκτυα XT, μέχρι 20 MW σε δίκτυα MT και πάνω από 20 MW σε δίκτυα YT.

**Πίνακας 2.1 :** Πιθανοί τρόποι σύνδεσης ανάλογα με την ισχύ του σταθμού [2.2]

| Ενδεικτική συμφωνημένη ισχύς (MW) | Πιθανός τρόπος σύνδεσης στο δίκτυο                       |
|-----------------------------------|----------------------------------------------------------|
| έως 0.1                           | δίκτυο XT                                                |
| έως 4                             | δίκτυο MT, σε υφιστάμενη γραμμή (με πιθανή ενίσχυσή της) |
| έως 6                             | δίκτυο MT, μέσω αποκλειστικής γραμμής απλού κυκλώματος   |
| έως 20                            | δίκτυο MT, μέσω αποκλειστικής γραμμής διπλού κυκλώματος  |
| άνω των 20                        | δίκτυο YT, με κατασκευή ιδιαίτερου Υ/Σ ανύψωσης YT/MT    |

## 2.5 ΕΠΙΔΡΑΣΕΙΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΣΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στα ήδη υπάρχοντα συστήματα ενέργειας δεν είναι μια απλή υπόθεση. Έχει επιδράσεις στα συστήματα ενέργειας. Αυτές οι επιδράσεις μπορούν να είναι είτε θετικές είτε αρνητικές. Μπορεί από τη μία πλευρά να συμβάλλει στην ελάττωση της χρήσης καυσίμων και των εκπομπών αλλά από την άλλη μπορεί να δημιουργήσει προβλήματα στη λειτουργία των συστημάτων και στην ποιότητα ισχύος. Προβλήματα τα οποία πρέπει να αντιμετωπιστούν από τους υπευθύνους. Επίσης επιδρά στην αξιοπιστία και στην αποδοτικότητα των συστημάτων ενέργειας [2.5]. Η συνολική αξιοπιστία του συστήματος πρέπει να παραμείνει η ίδια πριν και μετά την ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας [2.4].

Η επίδραση της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στην ανάπτυξη και τη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται στη στοχαστικότητα της ταχύτητας του ανέμου και άρα και της παραγωγής ενεργού ισχύος των Α/Γ. Για το λόγο αυτό η αιολική ενέργεια δε συμβάλλει στη ρύθμιση της συχνότητας του δικτύου, ούτε πρέπει να υπολογίζεται στη στρεφόμενη εφεδρεία του συστήματος, αντίθετα με την ενσωμάτωσή της δημιουργείται η ανάγκη για μεγαλύτερη στρεφόμενη εφεδρεία για την κάλυψη τυχούσας απώλειας παραγωγής των Α/Γ. Έτσι μέρος μόνο του συνολικού φορτίου κάθε χρονική στιγμή είναι δυνατό να καλύπτεται από την παραγωγή των Α/Γ έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία και η αξιοπιστία του συστήματος.

Όπως έχει ειπωθεί ήδη, δύο σημαντικά ζητήματα σχετικά με την αιολική παραγωγή είναι η μεταβλητότητα και η προβλεψιμότητα. Η μεταβλητότητα της ισχύος εξόδου μιας μόνο Α/Γ είναι μικρή σε κλίμακα χρόνου μερικών λεπτών και, για Α/Π κατά μήκος μιας μεγάλης περιοχής, είναι μικρή σε κλίμακα χρόνου μερικών ωρών. Η επαρκής πληροφόρηση επιτρέπει στους διαχειριστές του συστήματος να καθορίσουν το βαθμό εφεδρείας. Οι τεχνικές πρόβλεψης του ανέμου είναι προς το παρόν σε αρχικό στάδιο ανάπτυξης, και κάθε βελτίωση στον τομέα αυτό μπορεί να βοηθήσει σημαντικά τους διαχειριστές να ελέγχουν την αιολική παραγωγή με τη μείωση και τον καθορισμό με ακρίβεια του σφάλματος πρόβλεψης [2.4].

Η επίδραση της αιολικής ενέργειας στα συστήματα ενέργειας εξαρτάται από το μέγεθος και την ενυπάρχουσα ελαστικότητα του συστήματος ενέργειας. Σχετίζεται επίσης με το επίπεδο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας. Οι επιδράσεις αυτές είναι μικρές όταν η αιολική διείσδυση είναι μικρή (της τάξεως του 5%). Όσο μεγαλώνει το επίπεδο διείσδυσης τόσο μεγαλύτερες είναι και οι επιδράσεις της στο σύστημα ενέργειας [2.3]. Βέβαια όταν μελετάμε την επίδραση της αιολικής ενέργειας στα συστήματα ενέργειας αναφερόμαστε σε μία περιοχή η οποία είναι μεγαλύτερη από ένα μόνο Α/Π [2.6].

Η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας, εκτός του ότι αυξάνει την ανάγκη για εφεδρείες, προκαλεί και απώλειες παραγωγής και μεταφοράς/διανομής.

### 2.5.1 Επιπτώσεις στην Ανάγκη για Εφεδρείες

Οι μεγάλες διακυμάνσεις της παραγόμενης ισχύος από τους αιολικούς σταθμούς, λόγω των μεταβολών του ανέμου, είναι δυνατό να έχουν δυσμενείς συνέπειες όχι μόνο στην κάλυψη του ζητούμενου φορτίου αλλά και στην ίδια την ευστάθεια του συστήματος. Κατά συνέπεια, η λειτουργία ενός μεγάλου αριθμού Α/Π σε ένα αυτόνομο σύστημα μπορεί να οδηγήσει σε δυναμικά ασταθείς καταστάσεις. Κάτι τέτοιο μπορεί να συμβεί εάν υπάρχει μεγάλη απώλεια της αιολικής ισχύος, για παράδειγμα μεγαλύτερη από 30 MW. Τα προβλήματα αυτά είναι δυνατό να ξεπεραστούν εάν υπάρχει ένα ικανοποιητικό ποσοστό στρεφόμενης εφεδρείας από τις συμβατικές μονάδες, και ιδιαίτερα τις ταχείες μονάδες Diesel

και τους αεριοστρόβιλους οι οποίοι έχουν γρήγορο χρόνο απόκρισης και μπορούν να αναλάβουν φορτίο πριν από την ενεργοποίηση των διατάξεων αποκοπής φορτίου. Η αύξηση, λοιπόν, της αιολικής διείσδυσης αυξάνει τη μέση τιμή της στρεφόμενης εφεδρείας που πρέπει να είναι διαθέσιμη.

### 2.5.2 Επιπτώσεις στις Απώλειες Ισχύος

Η αιολική ενέργεια μπορεί να μειώσει ή να αυξήσει τις απώλειες μεταφοράς και διανομής και αυτό εξαρτάται από την τοποθεσία του Α/Π. Η αιολική ενέργεια μεγάλης κλίμακας μπορεί να οδηγήσει σε αυξημένη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ περιοχών. Αυτό μπορεί να οδηγήσει σε αυξημένες απώλειες μεταφοράς ή σε ένα μεγαλύτερο αριθμό εμποδίων στη μεταφορά. Στο Ηνωμένο Βασίλειο, όπου η αιολική παραγωγή είναι συγκεντρωμένη στο βορρά, αν το επίπεδο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας έφτανε το 20 με 30 %, θα αυξάνονταν τα κόστη μεταφοράς κατά 2 με 3 €/MWh. Αυτό δε θα συνέβαινε αν η παραγωγή ήταν περισσότερο γεωγραφικά διασκορπισμένη. Οι μεγάλες ποσότητες αιολικής παραγωγής μπορούν να προκαλέσουν απώλειες στη συμβατική παραγωγή λόγω μειωμένης απόδοσης του συστήματος. Η μειωμένη απόδοση του συστήματος οφείλεται στη μη βέλτιστη λειτουργία των θερμοηλεκτρικών και των υδροηλεκτρικών εργοστασίων τα οποία λόγω της μεγάλης διακύμανσης της αιολικής παραγωγής εξαναγκάζονται είτε σε λειτουργία υπό μερικό φορτίο, είτε σε πολυάριθμες παύσεις λειτουργίας και επανεκκινήσεις προκειμένου να καλύψουν τη ζήτηση [2.6].

### 2.5.3 Υπερφορτώσεις Στοιχείων

Συχνά θεωρείται ότι οι περιορισμοί δικτύου είναι καθαρώς τεχνικής φύσεως. Ωστόσο, οι τεχνικοί περιορισμοί έχουν, συνήθως, και οικονομικές προεκτάσεις. Για παράδειγμα, οι διαχειριστές του δικτύου διανομής πρέπει να λαμβάνουν υπόψη πόσο φορτίο είναι ικανός να αντέξει ο εγκατεστημένος εξοπλισμός όταν υπολογίζεται η πιθανή αιολική ισχύς η οποία μπορεί να συνδεθεί. Υπερφορτωμένα στοιχεία μπορούν να οδηγήσουν σε προβλήματα σταθερότητας τάσης ή στη διακοπή της παροχής η οποία προκαλείται από βλάβες υπερφορτωμένων συσκευών. Τα προβλήματα σταθερότητας τάσης είναι δύσκολα αποδεκτά. Ωστόσο η υπερφόρτωση του εξοπλισμού ίσως να μη δίνει αυτομάτως βλάβη. Μερικά στοιχεία του δικτύου ίσως αντέχουν για μικρό χρονικό διάστημα στην υπερφόρτωση αλλά ο χρόνος ζωής του εξοπλισμού πιθανότατα θα ελαττωθεί όταν αυτές οι μικρές υπερφορτώσεις επαναλαμβάνονται.

Η επίδραση που έχει μια υπερφόρτωση στοιχείων στη εναπομένουσα ζωή του εξοπλισμού εξαρτάται από πολυάριθμους παράγοντες. Η ακριβής επίδραση της υπερφόρτωσης στη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού είναι δύσκολο να καθοριστεί. Αυτό είναι και η αιτία που οι περισσότερες εταιρείες δικτύων δεν επιτρέπουν οποιαδήποτε υπερφόρτωση κατά τη διάρκεια φυσιολογικής λειτουργίας. Μερικές φορές, όμως, ίσως να συμφέρει την εταιρεία διανομής να κάνει αποδεκτές κάποιες μικρές υπερφορτώσεις μέρους του εξοπλισμού της γιατί με τον τρόπο αυτό έχει κάποια επιπλέον έσοδα χωρίς οποιαδήποτε κόστη αναβάθμισης.

Σε σχέση με την αιολική ενέργεια, όλα τα παραπάνω μπορεί να είναι πολύ σημαντικά. Αν και η αιολική ενέργεια καθώς επίσης και η τοπική ζήτηση μεταβάλλονται, ακραία γεγονότα τα οποία καθορίζουν και τα τεχνικά όρια ενός δικτύου συμβαίνουν, σχετικά, σπάνια. Τυπικά ακραία γεγονότα στην Ευρώπη είναι οι νύχτες με πολύ χαμηλά τοπικά φορτία και πολύ υψηλή ταχύτητα ανέμου. Τέτοια γεγονότα συμβαίνουν για λίγες μόνο ώρες το χρόνο.

Προκειμένου να αποφευχθούν οι αναβαθμίσεις δικτύου, ο διαχειριστής του δικτύου μπορεί να ακολουθήσει έναν από τους δύο δρόμους :

- Είτε να κάνει αποδεκτές μικρές υπερφορτώσεις του εξοπλισμού του δικτύου.
- Είτε να δίνει εντολή στα Α/Π για ελάττωση της παραγωγής τους κάθε φορά που έχουμε τέτοια ακραία γεγονότα.

Στην πρώτη περίπτωση, ο διαχειριστής του δικτύου δέχεται το οικονομικό ρίσκο που σχετίζεται με την υπερφόρτωση του εξοπλισμού κατά τη διάρκεια μικρής περιόδου, επειδή έτσι έχει μεγαλύτερα έσοδα. Στη δεύτερη περίπτωση, ο παραγωγός της αιολικής ενέργειας είναι υποχρεωμένος να μειώσει την παραγωγή ωστόσο σε αντάλλαγμα ο διαχειριστής του δικτύου δέχεται τη σύνδεση μεγαλύτερης εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στο δίκτυο από ότι θα δεχόταν στην περίπτωση που δε θα μείωνε την παραγωγή σε ακραία γεγονότα [2.6].

Τέλος είναι σημαντικό να τονιστεί ότι οι διαταραχές οι οποίες προκαλούνται από τη σύνδεση μονάδων παραγωγής είναι σε σημαντικό βαθμό παρόμοιες με αυτές που προκαλούν εγκαταστάσεις καταναλωτών αντίστοιχου μεγέθους (βυθίσεις τάσης λόγω χειρισμών ζεύξης, flicker, αρμονικές κλπ.). Συνεπώς οι αρχές, τα κριτήρια και τα όρια που δίνονται (κυρίως όσον αφορά τη διατήρηση της ποιότητας της τάσης του δικτύου) μπορούν και πρέπει να εφαρμόζονται και κατά την εξέταση της δυνατότητας σύνδεσης μεγάλων καταναλωτών. Αυτό αφορά ιδιαίτερα την περίπτωση των αυτοπαραγωγών, οι εγκαταστάσεις των οποίων περιλαμβάνουν μονάδες παραγωγής και φορτία [2.2].

## **2.6 ΕΡΓΑ ΑΠΑΡΑΙΤΗΤΑ ΓΙΑ ΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΩΝ Α/Π**

Για τη σύνδεση ενός Α/Π σε κάποιο δίκτυο μεταφοράς ή διανομής απαιτούνται κυρίως η εγκατάσταση υπόγειας ή υπερυψωμένης γραμμής για τη σύνδεση του Α/Π με το υπάρχον δίκτυο μεταφοράς ή διανομής και η εγκατάσταση Μ/Σ για την ανύψωση της τάσης από τα επίπεδα του Α/Π στα επίπεδα του δικτύου στο οποίο πρόκειται να συνδεθεί [2.7].

Οι αναβαθμίσεις δικτύου είναι αναγκαίες επειδή ορισμένα όρια του υφιστάμενου δικτύου δεν αρκούν. Γενικά η ανάγκη για ενίσχυση του δικτύου εξαρτάται από την αιολική ισχύ που πρόκειται να συνδεθεί και από τη διαφορά μεταξύ της μέγιστης αιολικής παραγωγής και της ελάχιστης κατανάλωσης ηλεκτρικού σε κάποια περιοχή. Πρέπει να εξασφαλιστεί ότι η σύνδεση των Α/Π δεν οδηγεί σε μείωση της ποιότητας της ενέργειας και της σταθερότητας του συστήματος. Υπάρχει μία τάση για τα μεγάλα Α/Π (π.χ. για παράκτια Α/Π) να συνδέονται άμεσα με το δίκτυο μεταφοράς ΥΤ και ΥΥΤ. Σε αυτήν την περίπτωση η αναβάθμιση του τοπικού δικτύου διανομής μπορεί να αποφευχθεί. Επειδή η αιολική ενέργεια είναι συχνά ανεπτυγμένη σε περιοχές με μικρή πληθυσμιακή πυκνότητα (περιοχές με καλές ταχύτητες ανέμου) η παραγόμενη ενέργεια δε μπορεί να χρησιμοποιηθεί πλήρως στο δίκτυο διανομής και εξάγεται συνεπώς στο δίκτυο μεταφοράς [2.6].

## 2.7 ΕΠΙΠΕΔΟ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Δεν υπάρχουν τεχνικά όρια στην ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας. Ωστόσο καθώς η εγκατεστημένη αιολική ισχύς αυξάνεται πρέπει να τίθενται όρια, τέτοια ώστε οι διακυμάνσεις της αιολικής ενέργειας να μην οδηγούν σε μείωση της αποδοτικότητας των συστημάτων ενέργειας. Η αιολική διείσδυση μπορεί να έχει αυξημένες οικονομικές επιδράσεις στη λειτουργία ενός συστήματος ενέργειας όταν αυτή υπερβεί το 10% [2.3].

Η συνολική παραγόμενη ισχύς από τους αιολικούς σταθμούς δεν επιτρέπεται να ξεπεράσει σε καμία χρονική στιγμή ένα άνω όριο το οποίο αποτελεί ποσοστό της ζήτησης φορτίου. Πρόκειται για το ποσοστό διείσδυσης της αιολικής ισχύος το οποίο κυμαίνεται ανάλογα με το σύστημα και εξαρτάται τόσο από τις συμβατικές μονάδες (π.χ ικανότητα ρύθμισης) όσο και από τις Α/Γ (αριθμός, μέγεθος, είδος, διασπορά κ.λ.π). Συνήθεις τιμές του ορίου στιγμιαίας διείσδυσης είναι της τάξεως του 10 – 30% του φορτίου με τη σημερινή τεχνολογία Α/Γ. Στην περίπτωση που η παραγόμενη αιολική ισχύς είναι μεγαλύτερη από το επιτρεπτό όριο, δίνεται σε κάθε Α/Π ξεχωριστά εντολή για μείωση της παραγωγής του. Η εντολή αυτή εξαρτάται από τον τύπο των Α/Γ του Α/Π. Σε ορισμένες περιπτώσεις απαιτείται η μείωση της συνολικής παραγόμενης ισχύος του Α/Π με τη μείωση της παραγόμενης ισχύος κάθε Α/Γ χωριστά και κατά το ίδιο ποσοστό (αν το επιτρέπει ο τύπος της Α/Γ) και σε άλλες περιπτώσεις η διακοπή της λειτουργίας μερικών από τις Α/Γ του Α/Π. Η πραγματοποίηση πολλών μετρήσεων σε κάποιο σύστημα είναι απαραίτητη για τον καλύτερο και ακριβέστερο προσδιορισμό του ορίου αιολικής διείσδυσης [2.1].

Οι οικονομικοί παράγοντες που επηρεάζουν την αιολική διείσδυση στην ηλεκτροπαραγωγή είναι κυρίως :

- 1 Το κόστος εγκατάστασης των Α/Π
- 2 Το κόστος σύνδεσης των Α/Π στα υφιστάμενα δίκτυα
- 3 Το κόστος των απαιτούμενων έργων ενίσχυσης των δικτύων
- 4 Η δομή και η λειτουργία της αγοράς στον τομέα των ΑΠΕ και της Ηλεκτροπαραγωγής γενικότερα
- 5 Η διαμόρφωση νέας τιμολογιακής πολιτικής στην οποία πιθανώς :
  - ♦ Θα χρεώνεται η κατανάλωση κατά τις ώρες αιχμής ή αντίστοιχα θα πριμοδοτείται η παραγωγή.
  - ♦ Θα πληρώνεται η ρύθμιση ή ακόμη και η λειτουργία συμβατικών σταθμών με χαμηλή παραγωγή (άρα και αντιοικονομική) για λόγους εφεδρείας [2.4].

Ο δεύτερος και ο τρίτος από τους παραπάνω οικονομικούς παράγοντες θα μας απασχολήσουν κατά κόρον στα επόμενα κεφάλαια.

## 2.8 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [2.1] Λ. Γ. Δαούτης, «Επίδραση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Αξιοπιστία Λειτουργίας των Συστημάτων Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας», Διπλωματική εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Η/Υ, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2004.
- [2.2] Σ. Α. Παπαθανασίου, «Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας - Σύνδεση εγκαταστάσεων παραγωγής στα δίκτυα διανομής», Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Η/Υ, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2003.
- [2.3] P. S. Georgilakis, “Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, pp. 852-863, 2008.
- [2.4] Γ. Σ. Μάρκου, «Ανάλυση ευστάθειας Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος υπό μεγάλη αιολική διείσδυση και αξιολόγηση μεταβατικής συμπεριφοράς ανεμογεννητριών σε βυθίσεις τάσεως», Διπλωματική εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2007.
- [2.5] H. Holttinen, P. Meibom, C. Ensslin, L. Hofmann, J. McCann, J. Pierik, J. O. Tande, E. Hagstrøm, A. Estanqueiro, H. Amaris, L. Söder, G. Strbac, B. Parsons, “Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power Production, IEA collaboration”, presented at the Nordic wind power conf. , Finland, 2006.
- [2.6] T. Ackermann, “Wind power in power systems”, Wiley, 2005.
- [2.7] R. Barth and C. Weber, “Distribution of the integration costs of wind power”, report of the project Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets (WILMAR) supported by EU (Contract No: ENK5-CT-2002 00663), November, 2005.



## **ΚΟΣΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΝΕΩΝ Α/Π ΣΤΑ ΔΙΚΤΥΑ ΗΛΕΚΤΡΙΣΜΟΥ**

### **3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

Οι υπάρχοντες στόχοι για την αιολική ενέργεια προσδοκούν μία αρκετά μεγάλη διείσδυσή της σε πολλές χώρες. Είναι, τεχνικά, εφικτό να ενσωματωθούν μεγάλες ποσότητες αιολικής ενέργειας στα ήδη υπάρχοντα συστήματα ενέργειας. Αυτό όμως που καθορίζει τα όρια αυτής της διείσδυσης είναι το κόστος το οποίο πρέπει να είναι οικονομικά και κοινωνικά αποδεκτό. Ήδη μερικά κράτη, όπως η Δανία, η Γερμανία και η Ισπανία έχουν πετύχει ένα υψηλό επίπεδο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας και έχουν αποκτήσει πρακτική εμπειρία γύρω από το συγκεκριμένο θέμα [3.1].

Τα τελευταία χρόνια έχουν δημοσιευτεί διεθνώς πολλά άρθρα που διερευνούν τις επιδράσεις της αιολικής ενέργειας στα συστήματα ενέργειας. Ωστόσο τα αποτελέσματα που σχετίζονται με τα κόστη ενσωμάτωσης διαφέρουν και οι συγκρίσεις είναι δύσκολο να γίνουν λόγω της διαφορετικής μεθοδολογίας που χρησιμοποιείται, των διαφορετικών δεδομένων και εργαλείων καθώς και της διαφορετικής ορολογίας.

Η εκτίμηση του κόστους ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας μπορεί να είναι πολύ συντηρητική, για παράδειγμα, λόγω της έλειψης αρκετών δεδομένων. Για να συναχθούν συμπεράσματα για το εύρος των δαπανών ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας απαιτείται διεθνής συνεργασία. Η μελέτη για την επίδραση της αιολικής ενέργειας είναι το πρώτο βήμα για τον καθορισμό των στόχων αιολικής διείσδυσης σε κάθε κράτος [3.1].

Τα κόστη σύνδεσης νέων Α/Π διαφέρουν σημαντικά και εξαρτώνται από την κάθε περίπτωση. Τα αντίστοιχα κόστη για συμβατικούς σταθμούς παραγωγής είναι αρκετά χαμηλότερα. Η αιτία είναι ότι οι συμβατικοί σταθμοί είναι συνήθως εγκατεστημένοι κοντά σε κατοικημένες περιοχές και συνεπώς πιο κοντά στα διάφορα δίκτυα σε αντίθεση με τα Α/Π τα οποία βρίσκονται σε απομακρυσμένες περιοχές.

Η ενσωμάτωση, λοιπόν, της κυμαινόμενης και δύσκολα προβλέψιμης αιολικής ενέργειας στα συστήματα ηλεκτρισμού ίσως επιφέρει επιπρόσθετα κόστη. Αυτά τα κόστη μπορούν να διακριθούν σε επενδύσεις και σε λειτουργικά κόστη.

Οι επενδύσεις μπορούν να διακριθούν σε:

- Κόστη σύνδεσης στο δίκτυο
- Κόστη ενίσχυσης δικτύου

- Επενδύσεις για την εξισορρόπηση της ενέργειας

Τα λειτουργικά κόστη αποτελούνται κυρίως από την αλλαγή του κόστους λειτουργίας των συμβατικών εργοστασίων παραγωγής ενέργειας λόγω της ενσωμάτωσης της αιολικής ενέργειας.

Τα κόστη επενδύσεων για τη ρύθμιση των μονάδων παραγωγής και η αύξηση του κόστους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής (δηλ. οι δυο τελευταίες υποκατηγορίες) αποτελούν τα κόστη εξισορρόπησης [3.2].

Στη συνέχεια περιγράφονται αυτές οι υποκατηγορίες.

### 3.2 ΚΟΣΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ

Η σύνδεση ενός Α/Π σε κάποιο δίκτυο μεταφοράς ή διανομής απαιτεί κυρίως την εγκατάσταση υπογείου καλωδίου ή υπερυψωμένης γραμμής από το Α/Π μέχρι το δίκτυο μεταφοράς ή διανομής, την εγκατάσταση Μ/Σ για την ανύψωση της τάσης από τα επίπεδα του Α/Π στα επίπεδα του δικτύου στο οποίο πρόκειται να συνδεθεί [3.2 , 3.3], την εγκατάσταση μετρητικών διατάξεων στην έξοδο των γραμμών διασύνδεσης και σύστημα επικοινωνίας με τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας (δηλαδή τερματικές συσκευές συλλογής μετρήσεων και τηλεχειρισμό, καθώς και τα απαιτούμενα τηλεπικοινωνιακά μέσα) [3.4]. Με αυτόν τον τρόπο ικανοποιούνται κοινές απαιτήσεις στην Ε.Ε. και σε διεθνές επίπεδο σε σχέση με τις επιδράσεις στις τάσεις και στα επίπεδα βραχυκυκλώματος. Επιπλέον απαιτήσεις καθορίζονται από τον εκάστοτε διαχειριστή του δικτύου.

Τα κόστη των γραμμών διασύνδεσης είναι σημαντικά καθώς τα Α/Π είναι συνήθως σε απομακρυσμένες περιοχές, μακριά από δίκτυα, με αποτέλεσμα να απαιτείται μεγάλο μήκος γραμμών. Αυτό συμβαίνει γιατί σε αυτές τις περιοχές παρατηρούνται υψηλότερες ταχύτητες ανέμου. Όσο πιο απομακρυσμένο είναι ένα Α/Π τόσο υψηλότερα είναι τα κόστη σύνδεσης. Επίσης η υπογειοποίηση των καλωδίων που συνήθως απαιτείται επιφέρει επιπλέον κόστος.

Οι παράγοντες που επηρεάζουν τα κόστη σύνδεσης είναι οι ακόλουθοι:

- Η απόσταση του Α/Π από το ΣΣΔ (Σημείο Σύνδεσης με το Δίκτυο). Το ΣΣΔ μπορεί να είναι ένας υπάρχων Υ/Σ. Αυτός ο παράγοντας είναι θεμελιώδης για παράκτια Α/Π.
- Τα επίπεδα τάσης της γραμμής σύνδεσης και του δικτύου.
- Η δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί τυποποιημένος εξοπλισμός (καλώδια, σύστημα διανομής, κλπ) [3.2].

Τα κόστη σύνδεσης στο δίκτυο αποτελούν ένα σημαντικό εμπόδιο για την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας και πρέπει λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό του συνολικού κόστους εγκατάστασης και κατά την επιλογή της θέσης του Α/Π. Σε σχέση με το τελευταίο, κάθε φορά πρέπει να βρίσκεται ένας συμβιβασμός μεταξύ περιοχών με καλές συνθήκες αέρα και με ενδεχομένως υψηλή αιολική παραγωγή και περιοχών χωρίς πολύ υψηλά κόστη σύνδεσης. Έχει υπολογιστεί ότι για ένα υποδειγματικό Α/Π ισχύος 150MW που βρίσκεται σε απόσταση 20Km από την ακτή και 20Km από τον κοντινότερο Υ/Σ ΥΤ, τα κόστη σύνδεσης

αποτελούν το 12% επί του συνολικού κόστους εγκατάστασης ( 20% αν πρόκειται για παράκτια Α/Π) [3.2].

### 3.3 ΚΟΣΤΗ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΔΙΚΤΥΟΥ

Οι ενισχύσεις δικτύου είναι αναγκαίες επειδή ορισμένα όρια του υπάρχοντος δικτύου δεν αρκούν [3.3], καθώς πρέπει να διασφαλιστεί ότι η σύνδεση των Α/Π δεν επηρεάζει την ποιότητα της ενέργειας και την ευστάθειας του συστήματος.

Επειδή η αιολική ενέργεια είναι συχνά ανεπτυγμένη σε περιοχές με μικρή πληθυσμιακή πυκνότητα (περιοχές με καλές ταχύτητες ανέμου) η παραγόμενη ενέργεια δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί πλήρως στο δίκτυο διανομής και εξάγεται συνεπώς στο δίκτυο μεταφοράς το οποίο ίσως προκαλεί επιπρόσθετα κόστη. Για το λόγο αυτό η διασύνδεση ενός Α/Π πολλές φορές αυξάνει τα κόστη που σχετίζονται με τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας [3.3]. Αυτό εξαρτάται από τη θέση των Α/Π σε σχέση με τα κέντρα φορτίου. Για παράδειγμα στη Γερμανία η υψηλότερη συγκέντρωση εγκατεστημένης αιολικής ισχύος βρίσκεται στα Βόρεια αν και η βασική περιοχή κατανάλωσης βρίσκεται στη μεσοχώρα. Για το λόγο αυτό υπάρχουν περίοδοι με υψηλές μεταφορές ηλεκτρικού από το βορά προς το νότο και από την ανατολή προς τη δύση (ειδικά τα Σαββατοκύριακα με δυνατούς ανέμους και χαμηλή ζήτηση). Καθώς το δίκτυο ήταν αρχικά σχεδιασμένο για να καλύπτει τη σχετικά χαμηλή τοπική ζήτηση αυτών των περιοχών, αυτό πρέπει να ενισχυθεί για να εξακολουθήσει να καλύπτει τις απαιτήσεις ευστάθειας και ποιότητας ισχύος.

Από την άλλη μεριά όταν τα Α/Π είναι εγκατεστημένα κοντά σε κέντρα φορτίου (όπως στην Ισπανία), τα κόστη που σχετίζονται με ενισχύσεις των δικτύων μπορούν να αποφευχθούν.

Τα κόστη ενίσχυσης δικτύου καθορίζονται συγκρίνοντας τα κόστη του συστήματος με αυτά ενός υποθετικού συστήματος με Α/Π κατανεμημένα όπως τα υπάρχοντα συμβατικά εργοστάσια [3.2].

Η αυξημένη χρήση των δικτύων μεταφοράς λόγω της αιολικής διείσδυσης οδηγεί σε υψηλότερη ζήτηση για άεργο ισχύ στο δίκτυο. Η παραγωγή αέργου ισχύος από τους συμβατικούς και τους αιολικούς σταθμούς ίσως να μην επαρκεί για τη διασφάλιση του επιπέδου της τάσης. Για αυτόν το λόγο χρειάζονται επιπλέον επενδύσεις σε εξοπλισμό, απαραίτητο για την παραγωγή αέργου ισχύος όπως πυκνωτές και πηνία.

Τέλος αν η διασύνδεση ενός Α/Π απαιτεί αμέσως επιπρόσθετο εξοπλισμό ελέγχου τάσης, αυτό θα μπορούσε να θεωρηθεί ως δαπάνη αναβάθμισης δικτύου.

Γενικά η ανάγκη για ενίσχυση του δικτύου και των σχετικών δαπανών εξαρτάται από:

- Την αιολική ισχύ που πρόκειται να συνδεθεί.
- Τη διαφορά μεταξύ της μέγιστης αιολικής παραγωγής και της ελάχιστης κατανάλωσης ηλεκτρικού σε κάποια περιοχή.

Υπάρχει μία τάση για τα μεγάλα Α/Π (π.χ. παράκτια Α/Π) να συνδέονται άμεσα με το δίκτυο μεταφοράς ΥΤ ή ΥΥΤ. Σε αυτήν την περίπτωση η ενίσχυση του τοπικού δικτύου διανομής μπορεί να αποφευχθεί [3.2].

### 3.4 ΚΟΣΤΗ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ

Επειδή η αιολική ενέργεια παρουσιάζει μεγάλη διακύμανση και μικρή προβλεψιμότητα, η ενσωμάτωσή της επηρεάζει τη λειτουργία των συστημάτων. Αυτό προκαλεί κόστη τα οποία σχετίζονται με την εξισορρόπηση της αιολικής ενέργειας προκειμένου να παρέχεται μια συνεχής ισορροπία της προσφοράς και της ζήτησης σε ένα σύστημα ενέργειας. Αυτά τα κόστη αποτελούν τα κόστη εξισορρόπησης.

Όπως ειπώθηκε ήδη η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας επιδρά στην αξιοπιστία του συστήματος. Είναι σημαντικό όμως να αντληφθεί κανείς ότι το ζήτημα κλειδί δεν είναι κατά πόσο ένα σύστημα υπό μεγάλη αιολική διείσδυση μπορεί να λειτουργεί αξιόπιστα αλλά πόσο επηρεάζει τα κόστη λειτουργίας του συστήματος αυτή η μεγάλη αιολική διείσδυση [3.5].

#### 3.4.1 Κόστη Επενδύσεων για τη Ρύθμιση των Συμβατικών Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής

Λόγω των σφαλμάτων πρόβλεψης της αιολικής ενέργειας και των διακυμάνσεων μικρής διάρκειας αυξάνεται η ανάγκη για εφεδρική ισχύ και για ρύθμιση (προς τα πάνω και προς τα κάτω) συγκρινόμενη με μια κατάσταση, όπου η ίδια ενέργεια διανέμεται από ένα συνεχώς λειτουργούν εργοστάσιο με σχετικά σταθερή παραγωγή (ένα συμβατικό εργοστάσιο παραγωγής).

Σε περιοχές με υψηλή αιολική διείσδυση και με κυρίως θερμικά εργοστάσια ενέργειας (που έχουν σχετικά σταθερή παραγωγή) μπορεί να είναι αναγκαίες επιπρόσθετες επενδύσεις σε ευέλικτες τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας (όπως η χρήση στρεφόμενης εφεδρείας).

Ωστόσο λόγω του διάσπαρτου των Α/Π οι διακυμάνσεις της αιολικής ενέργειας μέσα σε μικρό χρονικό διάστημα είναι επί του παρόντος συχνά αμελητέες σε σύγκριση με τις διακοπές λειτουργίας ενός συμβατικού εργοστασίου ενέργειας και των διακυμάνσεων του συνολικού φορτίου [3.2].

#### 3.4.2 Αλλαγή στα Κόστη Λειτουργίας των Συμβατικών Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής

Όπως έχει ειπωθεί ήδη τα προβλήματα που δημιουργεί η μεγάλη διείσδυση αιολικής ενέργειας σε συστήματα που κυριαρχούνται από συμβατικές μονάδες αντιμετωπίζονται με την αλλαγή στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων. Η ευελιξία που πρέπει να επιδεικνύουν αυτά τα εργοστάσια, όσον αφορά στις συχνότερες παύσεις και επανεκκινήσεις λειτουργίας τους, οδηγεί σε κόστη που αφορούν σε επιπλέον καύσιμα και σε ανάγκη για επιπρόσθετη συντήρηση. Επιπλέον μπορεί να υποτεθεί ότι τα υπάρχοντα συμβατικά εργοστάσια ενέργειας φθείρονται πιο σύντομα επειδή πρέπει να οργανώνονται συχνότερα σε τρόπους λειτουργίας που δεν ταιριάζουν στην κατασκευή τους. Λειτουργώντας τα συμβατικά θερμικά εργοστάσια ενέργειας υπό μερικό φορτίο, έχουν χαμηλότερη απόδοση και συνεπώς αυξάνεται η χρήση καυσίμων αναλογικά με την παραγόμενη ενέργεια. Στα συστήματα ενέργειας τα οποία κυριαρχούνται από υδροηλεκτρικά εργοστάσια, η αναγκαία ρύθμιση της ενέργειας μπορεί να παρέχεται γρήγορα και με χαμηλά κόστη [3.2 , 3.3].

### 3.4.3 Πρωτεύων και Δευτερεύων Έλεγχος

Η διαδικασία της εξισορρόπησης μπορεί να διαιρεθεί σε πρωτεύοντα και δευτερεύοντα έλεγχο. Με τον πρωτεύοντα έλεγχο επιτελείται ο τακτικός (ανά λεπτό) έλεγχος της συχνότητας του συστήματος ενέργειας και στην περίπτωση που διαπιστωθεί διαφορά μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης, δρά προκειμένου να μειώσει αυτή τη διαφορά. Ο δευτερεύων έλεγχος αναλαμβάνει να επαναφέρει τη συχνότητα στην ονομαστική της τιμή.

Άλλα κόστη λειτουργίας του συστήματος που σχετίζονται με άλλα ποιοτικά χαρακτηριστικά εκτός από τη συχνότητα (όπως ο έλεγχος της τάσης, η αποκατάσταση του συστήματος ή τα κόστη επανεκκίνησης μετά από ένα blackout) δε λαμβάνονται υπόψιν επειδή είναι συνήθως πολύ δύσκολο να προσδιοριστεί επακριβώς τι προκαλεί αυτά τα κόστη. Αν ένα Α/Π απαιτεί αμέσως επιπρόσθετο εξοπλισμό ελέγχου τάσης, αυτό θα μπορούσε να θεωρηθεί ως δαπάνη αναβάθμισης δικτύου. Τα πραγματικά κόστη λειτουργίας του εξοπλισμού ελέγχου της τάσης, ωστόσο, είναι δύσκολο να προσδιοριστούν και να κατανεμηθούν σε ένα Α/Π.

#### 3.4.3.1 Πρωτεύων Έλεγχος

Η επίδραση της αιολικής ενέργειας στις, μικρής διάρκειας, μεταβολές της συχνότητας συνήθως θεωρείται χαμηλή. Οι, μερικές φορές, σημαντικές μεταβολές στην παραγωγή ενέργειας μιας απλής Α/Γ «λειαίνονται» σημαντικά αν συναθροισθούν ένας μεγάλος αριθμός Α/Γ. Για το λόγο αυτό είναι συνήθως πολύ δύσκολο να κατανεμηθούν ακριβώς τα κόστη πρωτεύοντος ελέγχου στην αιολική ενέργεια ή σε οποιονδήποτε άλλο πελάτη του δικτύου, καθώς η παραγωγή ή η ζήτηση δεν μετρώνται στη βάση του “λεπτό προς λεπτό”.

Ο πρωτεύων έλεγχος συνήθως επιτελείται με τη βοήθεια εξοπλισμού ευαίσθητου στη συχνότητα, κυρίως με σύγχρονες γεννήτριες σε εργοστάσια υψηλής ενεργειακής στάθμης. Αυτά αυξάνουν την παραγωγή όταν η συχνότητα μειωθεί ή ελαττώνουν την παραγωγή όταν η συχνότητα αυξηθεί. Αν η συχνότητα πέσει κάτω από κάποια όρια θα χρησιμοποιηθούν ειδικές εφεδρείες για τον πρωτεύοντα έλεγχο, γνωστές σαν εφεδρείες πρωτευόντος ελέγχου.

Ένα συχνό ερώτημα είναι κατά πόσον η αιολική ενέργεια αυξάνει την ανάγκη για εφεδρείες πρωτευόντος ελέγχου και συνεπώς προκαλεί επιπρόσθετα κόστη. Η εμπειρία δείχνει ότι κάτω από φυσιολογικές συνθήκες λειτουργίας η αιολική ενέργεια δεν αυξάνει την ανάγκη για εφεδρείες πρωτευόντος ελέγχου. Στο σύστημα ενέργειας της δυτικής Δανίας οι εφεδρείες πρωτευόντος ελέγχου χρησιμοποιούνται στην περίπτωση της απόκλισης συχνότητας  $\pm 200\text{mHz}$ , που αντιστοιχεί σε μια σημαντική απώλεια παραγωγής (γύρω στα 3000MW) εντός του συστήματος της UCTE (ένωση για την συνεργασία στη μεταφορά ενέργειας). Βασισμένη πάνω στον καθορισμό της UCTE, η δυτική Δανία απαιτεί χωρητικότητα πρωτευόντος ελέγχου 35MW. Αυτές οι εφεδρείες πρωτευόντος ελέγχου δεν έχουν αυξηθεί κατά τη διάρκεια των τελευταίων ετών, παρά τη σημαντική αύξηση της αιολικής διείσδυσης κατά τη διάρκεια των 10 περασμένων ετών από 0% σε περισσότερο από 18%.

Ανάγκη για επιπρόσθετες εφεδρείες πρωτευόντος ελέγχου μπορεί, ωστόσο, να παρουσιαστεί, αν ένας μεγαλύτερος αριθμός Α/Γ αποσυνδεθούν από το δίκτυο μέσα σε ένα, συγκριτικά, μικρό χρονικό διάστημα. Υπάρχουν δύο καταστάσεις οι οποίες μπορούν να προκαλέσουν ένα τέτοιο αποτέλεσμα.

Η πρώτη περίπτωση παρουσιάζεται αν μια ανεμοθύελλα με πολύ μεγάλες ταχύτητες ανέμου προσεγγίσει ένα μεγάλο αριθμό Α/Γ με παρόμοια συμπεριφορά όσον αφορά τη διακοπή λειτουργίας τους. Αν σε αυτήν την περίπτωση, η ταχύτητα του ανέμου υπερβεί την

ταχύτητα (του ανέμου) διακοπής οι επηρεασμένες Α/Γ θα σταματήσουν όλες σχεδόν ταυτόχρονα. Στη Δανία και στη Γερμανία, τέτοιες υψηλές ταχύτητες ανέμου υφίστανται μόνο λίγες φορές το χρόνο και δεν έχει παρατηρηθεί “απότομη” διακοπή μεγάλου αριθμού Α/Γ, σε σχέση με το συνολικό αριθμό τους (ο οποίος είναι πολύ μεγάλος), κάτι που θα απαιτούσε επιπλέον χωρητικότητα πρωτεύοντος ελέγχου. Η επίδραση ίσως να είναι διαφορετική σε άλλα κράτη, για παράδειγμα σε τοποθεσίες με πολύ υψηλές ταχύτητες ανέμου, όπως η Νέα Ζηλανδία, όπου η ταχύτητα ανέμου υπερβαίνει την ταχύτητα ( ανέμου) διακοπής σχεδόν κάθε τρεις με τέσσερις μέρες, και σε περιοχές με πολύ μεγάλα Α/Π με παρόμοια συμπεριφορά διακοπής. Σε τέτοιες περιπτώσεις, ίσως χρειαστούν επιπρόσθετες εφεδρείες πρωτεύοντος ελέγχου. Μία πιθανή λύση θα ήταν η εγκατάσταση Α/Γ με διαφορετική συμπεριφορά διακοπών, για παράδειγμα, χρησιμοποιώντας γραμμική ελάττωση ενέργειας αντί της απότομης διακοπής λειτουργίας των Α/Γ. Με αυτόν τον τρόπο, ίσως αποφευχθούν τα κόστη για πιθανές εφεδρείες πρωτεύοντος ελέγχου.

Η δεύτερη περίπτωση υφίσταται όταν μία βλάβη του δικτύου προκαλεί μεταβολές στη συχνότητα ή στην τάση τα οποία οδηγούν στην αποσύνδεση ενός μεγάλου αριθμού Α/Γ κατά τη διάρκεια χρονικών περιόδων με υψηλές ταχύτητες ανέμου (δηλ σε περιόδους μεγάλης παραγωγής αιολικής ενέργειας). Οι νέοι κανόνες ηλεκτρικών δικτύων, ωστόσο, απαιτούν οι Α/Γ να παραμένουν συνδεδεμένες στο δίκτυο κατά τη διάρκεια βλαβών.

Γενικά είναι δύσκολο να καθοριστούν, επακριβώς, τα κόστη που ίσως προκαλεί η αιολική ενέργεια όσον αφορά τον πρωτεύοντα έλεγχο. Για να μειωθεί η πιθανότητα επιπρόσθετου κόστους για εφεδρείες πρωτεύοντος ελέγχου που προκλήθηκε από την αιολική διεύθυνση ίσως είναι αναγκαία μια σταθερή συμπεριφορά “διακοπής” των Α/Γ και μπορούν να υλοποιηθούν νέοι κανόνες δικτύων. Κατά πόσο αυτό οδηγεί στην καλύτερη συνολική οικονομική λύση εξαρτάται πολύ από την συγκεκριμένη περίπτωση.

### 3.4.3.2 Δευτερέων Έλεγχος

Αν υπάρχει έλλειψη ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης, ο πρωτεύων έλεγχος θα δράσει έτσι ώστε να μειωθεί αυτή η διαφορά. Αυτό σημαίνει ότι τα αποθέματα πρωτεύοντος ελέγχου θα χρησιμοποιηθούν μερικώς αφού έχει επανέλθει η ισορροπία και ότι ο πρωτεύων έλεγχος θα ελαττώσει τη δυσαναλογία αλλά η αποκατεστημένη συχνότητα θα αποκλίνει από τα 50 ή 60 Hz. Ο δευτερέων έλεγχος τότε χρησιμοποιείται για να λύσει αυτό το πρόβλημα απελευθερώνοντας εφεδρεία που χρησιμοποιείται από τον πρωτεύοντα έλεγχο για να τη χρησιμοποιήσει (ο δευτερέων έλεγχος). Η εφεδρεία δευτερέωντος ελέγχου θα πρέπει συνήθως να είναι διαθέσιμη μέσα σε προθεσμία 15 λεπτών. Για το λόγο αυτό κάθε διαφορά μεταξύ της προβλεπόμενης και της πραγματικής αιολικής παραγωγής πρέπει απαραίτητως να βρίσκεται εντός των ορίων της εφεδρείας δευτερέωντος ελέγχου.

Η ζήτηση για δευτερέωντα έλεγχο εξαρτάται από τη λανθασμένη πρόβλεψη αιολικής παραγωγής (δηλ. τη διαφορά μεταξύ της προβλεπόμενης και της πραγματικής παραγωγής αιολικής ενέργειας). Η λανθασμένη πρόβλεψη όσον αφορά την παραγωγή αιολικής ενέργειας εξαρτάται μερικώς από το χρόνο που μεσολαβεί μεταξύ της πρόβλεψης και της πραγματικής αιολικής παραγωγής. Αυτό σημαίνει ότι μια πρόβλεψη της παραγωγής αιολικής ενέργειας 5 λεπτά πριν την παραγωγή θα είναι πιο ακριβής από μία πρόβλεψη 1 ώρα πριν την παραγωγή. Στις απελευθερωμένες αγορές, ο χρόνος λήξης της συναλλαγής ενέργειας ορίζει το χρόνο για την τελευταία πρόβλεψη παραγωγής αιολικής ενέργειας που είναι δυνατή (δηλ ο χρόνος λήξης επιδρά στο λάθος πρόβλεψης και συνεπώς στα κόστη δευτερέωντος ελέγχου που σχετίζονται με την αιολική ενέργεια) [3.3].

### 3.5 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας επιφέρει κάποια κόστη τα οποία όμως είναι δύσκολο να καθοριστούν με ακρίβεια. Τα κόστη αυτά έχουν να κάνουν είτε με αναγκαίες επενδύσεις (π.χ. για την αναβάθμιση κάποιου δικτύου), είτε με την αύξηση του κόστους λειτουργίας του συστήματος ενέργειας ( π.χ. κόστη εξισορρόπησης). Το βασικό συμπέρασμα είναι ότι η επίδραση της αιολικής ενέργειας στα κόστη λειτουργίας του εκάστοτε συστήματος είναι μικρή όταν η αιολική διείσδυση είναι μικρή (5% ή λιγότερο). Όταν η διείσδυση είναι μεγαλύτερη τότε είναι μεγαλύτερη και η επίδρασή της στα κόστη λειτουργίας, αν και τα σύγχρονα αποτελέσματα υποδηλώνουν ότι η επίδραση παραμένει μέτρια με διεισδύσεις που προσεγγίζουν το 20% [3.5].

### 3.6 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [3.1] H. Holttinen, P. Meibom, C. Ensslin, L. Hofmann, J. McCann, J. Pierik, J. O. Tande, E. Hagstrøm, A. Estanqueiro, H. Amaris, L. Söder, G. Strbac, B. Parsons, “Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power Production, IEA collaboration”, presented at the Nordic wind power conf. , Finland, 2006.
- [3.2] R. Barth and C. Weber, “Distribution of the integration costs of wind power”, report of the project Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets (WILMAR) supported by EU (Contract No: ENK5-CT-2002 00663), November, 2005.
- [3.3] T. Ackermann, “Wind power in power systems”, Wiley, 2005.
- [3.4] ΔΕΣΜΗΕ, Επιχειρησιακή Διεύθυνση Ανάπτυξης και Συντήρησης Συστήματος, Διεύθυνση Σχεδιασμού Συστήματος, μελέτη «Στρατηγικός προσδιορισμός έργων σύνδεσης νέων αιολικών πάρκων», Αθήνα, Απρίλιος 2002.
- [3.5] P. S. Georgilakis, “Technical challenges associated with the integration of wind power into power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, pp. 852-863, 2008.



## **ΠΟΛΙΤΙΚΕΣ ΓΥΡΩ ΑΠΟ ΤΟΝ ΚΑΘΟΡΙΣΜΟ ΤΩΝ ΔΑΠΑΝΩΝ ΣΥΝΔΕΣΗΣ**

### **4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ**

Στο προηγούμενο κεφάλαιο αναλύθηκαν τα κόστη που σχετίζονται με την ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας. Στο παρόν κεφάλαιο θα αναλυθούν οι πολιτικές που εφαρμόζονται διεθνώς γύρω από την κατανομή αυτών των δαπανών

Σε μερικά κράτη ο ρυθμιστής θέτει τις δαπάνες σύνδεσης ανεξάρτητα από τις πραγματικές. Τα κόστη σύνδεσης, όμως, πρέπει να αντιπροσωπεύουν τα πραγματικά κόστη για τη σύνδεση.

Διεθνώς χρησιμοποιούνται διάφορα μοντέλα κατανομής των δαπανών σύνδεσης νέων Α/Π στα ηλεκτρικά δίκτυα. Αν και οι προσεγγίσεις γύρω από το τι πρέπει να περιλαμβάνεται στα κόστη σύνδεσης (που αναλαμβάνει να καλύψει ο παραγωγός) ποικίλουν, ωστόσο μπορούν να διακριθούν τρεις βασικές προσεγγίσεις: 1) το μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης (*shallow connection charges*), 2) το μοντέλο των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης (*deep connection charges*) και 3) το υβριδικό μοντέλο (*shallowish connection charges*) [4.1].

### **4.2 ΜΟΝΤΕΛΟ ΑΜΕΣΩΝ ΔΑΠΑΝΩΝ ΣΥΝΔΕΣΗΣ**

Με την προσέγγιση αυτήν ο παραγωγός αναλαμβάνει μόνο τις άμεσες δαπάνες σύνδεσης, όπως είναι οι δαπάνες για τις νέες ΓΜ για τη σύνδεση του Α/Π με το δίκτυο και μερικώς ίσως το κόστος του Μ/Σ που απαιτείται για την ανύψωση της τάσης από τα επίπεδα του Α/Π στα επίπεδα του δικτύου στο οποίο πρόκειται να συνδεθεί. Τα κόστη αναβάθμισης δικτύου, σε αυτήν την προσέγγιση, τα αναλαμβάνει ο διαχειριστής του εκάστοτε δικτύου ο οποίος μπορεί με τη σειρά του να μετακυλίσει αυτά τα κόστη στο σύνολο των πελατών του δικτύου μέσω των φόρων χρήσης του δικτύου. Οι λεπτομέρειες αυτής της προσέγγισης, ωστόσο, μπορούν να διαφέρουν σημαντικά μεταξύ των χωρών όπως μπορεί να φανεί από τα παραδείγματα που ακολουθούν.

#### 4.2.1 Παράδειγμα: Δανία

Η Δανία έχει πάνω από 166.750 km γραμμών ΥΤ από τα οποία τα 6000km είναι της τάξεως των 400 και 132kV. Το Δανέζικο σύστημα μεταφοράς το διαχειρίζονται δυο εταιρείες : η Eltra (Δυτική Δανία) και η Elkraft (Ανατολική Δανία). Και οι δύο ακολουθούν την ίδια πολιτική κατανομής των δαπανών σύνδεσης. Στη Δανέζικη προσέγγιση οι δημόσιες αρχές εκχωρούν μια έκταση σε ένα Α/Π. Ο ιδιοκτήτης του Α/Π πληρώνει όλες τις δαπάνες μέσα σε αυτήν την περιοχή (π.χ. για την αλληλοσύνδεση των Α/Γ). Στα σύνορα αυτής της έκτασης η εταιρεία του δικτύου διανομής καθορίζει ένα σημείο σύνδεσης (ΣΣΔ). Όλα τα κόστη από αυτό το σημείο σύνδεσης, συμπεριλαμβανομένων και των δαπανών για το σημείο σύνδεσης (σταθμός μετασχηματιστών), πληρώνονται από την εταιρεία που διαχειρίζεται το δίκτυο, η οποία μπορεί να μετακυλίσει όλα αυτά τα κόστη στο σύνολο των πελατών του δικτύου.

Όπως ειπώθηκε ήδη, σύμφωνα με τις Δανέζικες ρυθμίσεις τα κόστη ενσωμάτωσης μπορούν να «κοινωνικοποιηθούν» ( δηλ. να κατανεμηθούν εξίσου μεταξύ όλων των πελατών του δικτύου). Για την αιολική ενέργεια οι δαπάνες οι οποίες μπορούν να «κοινωνικοποιηθούν» συνήθως περιλαμβάνουν εκείνες τις δαπάνες από το ΣΣΔ μέχρι το δίκτυο των 20kV. Σήμερα, στη Δανία ο νέος κανονισμός επιτρέπει την «κοινωνικοποίηση» των δαπανών ενσωμάτωσης στο δίκτυο, που συνδέονται με την αιολική ενέργεια, ακόμη και για δίκτυο επιπέδου τάσης μέχρι 100kV.

Στη Δανία, η διασύνδεση ενός Α/Π αποτελείται επομένως τυπικά από μια πρόσφατα δημιουργημένη σύνδεση, συνήθως ένα υπόγειο καλώδιο, μεταξύ του ΣΣΔ και ενός σταθερού σημείου μέσα στο δίκτυο διανομής (πιθανότατα ένας υπάρχων υποσταθμός).

Αυτό λύνει έναν αριθμό από τεχνικά ζητήματα:

- Καθώς δεν είναι άλλοι πελάτες συνδεδεμένοι στην νέα γραμμή, μπορούν να επιτρέπονται μεγαλύτερες μεταβολές της τάσης. Οι εκπομπές flicker και αρμονικών είναι δευτερεύουσας σημασίας.
- Το, συγκριτικά, μεγάλο υπόγειο καλώδιο έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση των μεταβολών τάσης στο σημείο σύνδεσης του δικτύου διανομής.
- Στις περιπτώσεις όπου η τοπική παραγωγή υπερβαίνει την τοπική ζήτηση, το σύστημα προστασίας χρειάζεται να επανασχεδιαστεί μόνο μεταξύ του σημείου σύνδεσης στο δίκτυο διανομής και του δικτύου μεταφοράς.
- Διαχείριση της ροής ενέργειας (*power flow management*) απαιτείται μόνο αν η τοπική παραγωγή υπερβεί την εκτίμηση του εφοδιασμού μεταξύ του σημείου σύνδεσης στο δίκτυο διανομής και του συστήματος μεταφοράς.

#### 4.2.2 Παράδειγμα: Γερμανία

Στη Γερμανία η εταιρεία του δικτύου διανομής καθορίζει την αιολική ισχύ η οποία μπορεί να συνδεθεί στο ΣΣΔ. Για τον υπολογισμό της αιολικής ισχύος η οποία μπορεί να συνδεθεί η εταιρεία του δικτύου διανομής λαμβάνει υπόψιν, για παράδειγμα, τα όρια τάσης και ζητήματα ροής ενέργειας.

Ο ιδιοκτήτης του Α/Π πρέπει να πληρώσει για τις δαπάνες σύνδεσης μεταξύ του Α/Π και του ΣΣΔ (δηλ. τον Υ/Σ). Για το λόγο αυτό ένα γερμανικό αιολικό έργο θα πληρώσει υψηλότερες δαπάνες για τη σύνδεση σε σχέση με ένα δανέζικο. Το γερμανικό έργο πρέπει να περιλαμβάνει αυτά τα κόστη κατά τον υπολογισμό της συνολικής οικονομικής δυνατότητας πραγματοποίησης του έργου.

Η εταιρεία του δικτύου διανομής πληρώνει κυρίως για τον επανασχεδιασμό του συστήματος προστασίας και του συστήματος ελέγχου της τάσης. Η εταιρεία που διαχειρίζεται το δίκτυο διανομής αναλαμβάνει τα κόστη που σχετίζονται με αναβαθμίσεις του δικτύου (π.χ. μεταξύ του συστήματος διανομής και του συστήματος μεταφοράς) μόνο αν ένας μεγαλύτερος αριθμός Α/Π πρόκειται να συνδεθούν στην ίδια περιοχή. Στη Γερμανία, όλα αυτά τα κόστη μπορούν σε γενικές γραμμές να «κοινωνικοποιηθούν». Επειδή η αιολική ενέργεια στη Γερμανία αναπτύχθηκε κυρίως κατά μήκος της ακτογραμμής της, τα κόστη αναβάθμισης δικτύου που σχετίζονται με την αιολική ενέργεια είναι αρκετά υψηλά.

#### 4.2.3 Παράδειγμα: Σουηδία

Στη Σουηδία για κάθε γεωγραφική περιοχή υπάρχει ένας διαχειριστής του δικτύου της περιοχής. Μόνο μία άδεια για μία γεωγραφική περιοχή είναι διαθέσιμη. Αν ένα ανανεώσιμο έργο διανεμημένης παραγωγής (π.χ. ένα Α/Π ) είναι υπό ανάπτυξη, η εταιρεία διανομής η οποία έχει την άδεια για τη συγκεκριμένη γεωγραφική περιοχή, έχει την υποχρέωση να κατασκευάσει τη γραμμή που θα συνδέει αυτή τη νέα μονάδα παραγωγής με το δίκτυο και μπορεί να επιβαρύνει τον παραγωγό με τα κόστη για την κατασκευή αυτής της νέας γραμμής (κόστη σύνδεσης). Επίσης το Α/Π έχει την υποχρέωση να πληρώνει για τη χρήση του δικτύου διανομής (*use-of-system charges*).

Ωστόσο αν, προκειμένου να συνδεθεί ένα Α/Π στο δίκτυο, είναι αναγκαίες κάποιες αναβαθμίσεις του δικτύου (μεταφοράς ή διανομής), η εταιρεία του δικτύου διανομής δεν επιτρέπεται να επιβαρύνει το Α/Π με τα κόστη που σχετίζονται με αυτές τις αναβαθμίσεις.

Το μειονέκτημα της Σουηδικής προσέγγισης είναι ότι αυτά τα επιπρόσθετα κόστη μετακυλίνουν στους πελάτες του δικτύου διανομής αυτής της ειδικής εταιρείας και δεν καλύπτονται από το διαχειριστή του Α/Π ή από όλους τους Σουηδούς καταναλωτές. Για το λόγο αυτό οι εταιρείες που διαχειρίζονται τα δίκτυα διανομής στη Σουηδία έχουν, συγκριτικώς, μειωμένα κίνητρα για τη σύνδεση μεγάλων Α/Π.

#### 4.2.4 Σύνοψη Μοντέλου Άμεσων Δαπανών Σύνδεσης

Η Γερμανική και η Δανέζικη προσέγγιση σκοπεύουν στην απλότητα και επιτρέπουν την «κοινωνικοποίηση» όλων των δαπανών αναβάθμισης που σχετίζονται με την αιολική ενέργεια. Η κύρια ιδέα πίσω από την «κοινωνικοποίηση» των δαπανών αναβάθμισης που σχετίζονται με τη αιολική ενέργεια είναι ότι η αιολική ενέργεια συμβάλει στη δημιουργία μιας βιώσιμης ενεργειακής αλυσίδας προς όφελος όλων των συμμετεχόντων στη αγορά. Για αυτό το λόγο όλοι οι συμμετέχοντες στην αγορά πληρώνουν ένα μερίδιο από τα σχετικά κόστη (δηλ. τα κόστη αναβάθμισης δικτύου). Η ανάπτυξη στη Γερμανία και στη Δανία επίσης δείχνει ότι κατανέμοντας τα σχετικά κόστη μεταξύ όλων των συμμετεχόντων στην αγορά ελαττώνονται τα εμπόδια διασύνδεσης, τα οποία εμφανίζονται μόνο όταν μερικοί συμμετέχοντες στην αγορά πρέπει να καλύψουν τα επιπρόσθετα κόστη ( όπως είναι σήμερα το παράδειγμα της Σουηδίας). Η ταχεία ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στη Γερμανία και στη Δανία κατά την διάρκεια της περασμένης δεκαετίας οφείλεται μερικώς στην πολιτική που ακολουθούν γύρω από τον καθορισμό των δαπανών σύνδεσης (Μοντέλο άμεσων δαπανών σύνδεσης).

### 4.3 ΜΟΝΤΕΛΟ ΕΝΙΣΧΥΜΕΝΩΝ ΔΑΠΑΝΩΝ ΣΥΝΔΕΣΗΣ

Με την προσέγγιση αυτή, στα κόστη σύνδεσης συμπεριλαμβάνονται, εκτός από τα άμεσα κόστη σύνδεσης (δηλαδή το κόστος του Μ/Σ ανύψωσης τάσης που βρίσκεται στο ΣΣΔ και των νέων γραμμών σύνδεσης), και μέρος ή όλες οι δαπάνες για τις απαραίτητες ενισχύσεις του δικτύου. Όπως έχει ειπωθεί ήδη η σύνδεση ενός Α/Π στο δίκτυο μπορεί να επηρεάσει την αξιοπιστία του συστήματος ενέργειας. Προκειμένου να μην συμβεί αυτό είναι απαραίτητο να γίνουν κάποια έργα για την αναβάθμιση του δικτύου το κόστος των οποίων με την συγκεκριμένη προσέγγιση αναλαμβάνει εξολοκλήρου ο ιδιοκτήτης του Α/Π.

Η συγκεκριμένη προσέγγιση ίσως προκαλεί τα ακόλουθα προβλήματα:

- Δεν είναι πάντα δυνατό να καθοριστεί ακριβώς ποια κόστη σχετίζονται με τη σύνδεση μιας νέας μονάδας παραγωγής ή ποια κόστη ίσως προκαλούνται από την αύξηση του φορτίου ή από τη γήρανση του εξοπλισμού.
- Το δίκτυο συνήθως αναβαθμίζεται βηματικά. Το επίπεδο τάσης, για παράδειγμα, μπορεί να φτάσει από 20kV σε 60kV. Για το λόγο αυτό ένα Α/Π ίσως πρέπει να πληρώσει για την αναβάθμιση του δικτύου η οποία υπερβαίνει τις παρούσες ανάγκες. Κάθε μονάδα παραγωγής η οποία συνδέεται εκ των υστέρων και ωφελείται από αυτές τις ενισχύσεις του δικτύου δεν επιβαρύνεται για αυτές. Χρησιμοποιεί το δίκτυο ελεύθερα (*the free-rider problem*). Σε μερικές περιπτώσεις κάποια έργα αιολικής ενέργειας έχουν εθελουσίως συμφωνήσει να αναλάβουν τα κόστη μιας αναβάθμισης δικτύου ακόμη και αν οι τοπικές αρχές δεν το απαιτούν.

Στην πράξη, αυτή η προσέγγιση προκάλεσε σημαντικές διαμάχες μεταξύ των διαχειριστών των δικτύων από την μία, και των υπευθύνων για την ανάπτυξη Α/Π από την άλλη, γύρω από τα κόστη των απαραίτητων ενισχύσεων του δικτύου.

### 4.4 ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ

Με την προσέγγιση αυτήν, η οποία αποτελεί συνδυασμό των δύο παραπάνω προσεγγίσεων, στα κόστη σύνδεσης περιλαμβάνεται και μία συνεισφορά στα κόστη ενίσχυσης δικτύου η οποία βασίζεται στην αναλογία της αυξημένης χωρητικότητας που είναι αναγκαία από τη συγκεκριμένη σύνδεση.

#### 4.4.1 Παράδειγμα: Ηνωμένο Βασίλειο

Ο Αγγλικός και Ουαλικός ρυθμιστής (Ofgem) αποφάσισε, μετά από πολλές έρευνες, ότι η πολιτική που εφαρμόζε (Μοντέλο ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης) δεν μπορούσε να θεωρηθεί δίκαιη καθώς οι νέοι μεγάλοι καταναλωτές ηλεκτρικού ρεύματος συνήθως πλήρωναν μόνο τις βασικές δαπάνες σύνδεσης προκειμένου να συνδεθούν στο δίκτυο διανομής αν και η διασύνδεσή τους απαιτούσε αναβαθμίσεις του δικτύου (Ofgem 2003) [4.1].

Η ζήτηση και η παραγωγή, λοιπόν, αντιμετωπίζονταν διαφορετικά, το οποίο θεωρήθηκε άδικο. Το ίδιο ισχύει και για τις συμβατικές μονάδες παραγωγής. Σαν αποτέλεσμα αυτών των διαπιστώσεων η ρυθμιστική αρχή αποφάσισε να εισαγάγει τις ακόλουθες αλλαγές στην Αγγλία και στην Ουαλία από 1 Απριλίου 2005:

- Οποιαδήποτε μονάδα παραγωγής (συμβατική ή ΑΠΕ) επιθυμεί να συνδεθεί στο δίκτυο διανομής θα αντιμετωπίζεται κατά τον ίδιο τρόπο με τη ζήτηση.

- Οι δαπάνες σύνδεσης περιλαμβάνουν μια συνεισφορά στα κόστη ενίσχυσης δικτύου, βασισμένη στην αναλογία της αυξημένης χωρητικότητας που απαιτείται από τη σύνδεση. Αυτή η πολιτική θα εφαρμοστεί για τη σύνδεση της παραγωγής αλλά και της ζήτησης.

#### 4.5 ΜΟΝΤΕΛΑ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΤΩΝ ΔΑΠΑΝΩΝ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΤΗΝ Ε.Ε.

Τα μοντέλα κατανομής των δαπανών σύνδεσης που εφαρμόζουν τα κράτη της Ε.Ε φαίνονται στους Πίνακες 4.1 ( Ευρώπη των 15) και 4.2 (νέα μέλη της Ε.Ε.).

**Πίνακας 4.1:** Μοντέλα κατανομής των δαπανών σύνδεσης Α/Π που εφαρμόζουν τα κράτη της Ευρώπης των 15 [4.1 , 4.2]

| Κράτος           | Μοντέλο κατανομής δαπανών σύνδεσης | Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (σε MW) 2004 | Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (σε MW) 2006 | Ποσοστό αύξησης |
|------------------|------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------|
| Αυστρία          | Ενισχυμένες δαπάνες                | 606                                      | 965                                      | 59.24%          |
| Βέλγιο           | Άμεσες δαπάνες                     | 95                                       | 193                                      | 103.16%         |
| Γαλλία           | Άμεσες δαπάνες                     | 386                                      | 1567                                     | 305.96%         |
| Γερμανία         | Άμεσες δαπάνες                     | 16.629                                   | 20622                                    | 24.01%          |
| Δανία            | Άμεσες δαπάνες                     | 3.117                                    | 3136                                     | 0.61%           |
| Ελλάδα           | Ενισχυμένες δαπάνες                | 465                                      | 746                                      | 60.43%          |
| Ηνωμένο Βασίλειο | Υβριδικό                           | 888                                      | 1963                                     | 121.06%         |
| Ιρλανδία         | Ενισχυμένες δαπάνες                | 339                                      | 745                                      | 119.76%         |
| Ισπανία          | Ενισχυμένες δαπάνες                | 8.263                                    | 11615                                    | 40.57%          |
| Ιταλία           | Άμεσες δαπάνες                     | 1.125                                    | 2123                                     | 88.71%          |
| Λουξεμβούργο     | Ενισχυμένες δαπάνες                | 35                                       | 35                                       | 0.00%           |
| Ολλανδία         | Άμεσες δαπάνες                     | 1.078                                    | 1560                                     | 44.71%          |
| Πορτογαλία       | Άμεσες δαπάνες                     | 522                                      | 1716                                     | 228.74%         |
| Σουηδία          | Άμεσες δαπάνες                     | 442                                      | 572                                      | 29.41%          |
| Φινλανδία        | Υβριδικό                           | 82                                       | 86                                       | 4.88%           |
| <b>Σύνολο</b>    |                                    | <b>34072</b>                             | <b>47644</b>                             | <b>39,83%</b>   |

**Πίνακας 4.2:** Μοντέλα κατανομής των δαπανών σύνδεσης Α/Π που εφαρμόζουν τα νέα μέλη της Ε.Ε. [4.2]

| Κράτος        | Μοντέλο κατανομής δαπανών | Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (σε MW) 2004 | Εγκατεστημένη αιολική ισχύς (σε MW) 2006 | Ποσοστό αύξησης |
|---------------|---------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------|
| Βουλγαρία     | Άμεσες δαπάνες            | 1                                        | 32                                       | 3100%           |
| Εσθονία       | Ενισχυμένες δαπάνες       | 6                                        | 32                                       | 433%            |
| Λετονία       | Υβριδικό                  | 26                                       | 27                                       | 4%              |
| Λιθουανία     | Υβριδικό                  | 7                                        | 56                                       | 700%            |
| Ουγγαρία      | Άμεσες δαπάνες            | 6                                        | 61                                       | 917%            |
| Πολωνία       | Υβριδικό                  | 63                                       | 153                                      | 143%            |
| Ρουμανία      | Ενισχυμένες δαπάνες       | 1                                        | 3                                        | 200%            |
| Σλοβακία      | Ενισχυμένες δαπάνες       | 5                                        | 5                                        | 0%              |
| Σλοβενία      | Άμεσες δαπάνες            |                                          |                                          |                 |
| Τσεχία        | Υβριδικό                  | 17                                       | 50                                       | 194%            |
| <b>Σύνολο</b> |                           | 132                                      | 419                                      | 217%            |

Σύμφωνα με τον Πίνακα 4.1 τα οκτώ από τα δεκαπέντε κράτη (της Ευρώπης των 15) εφαρμόζουν το μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης, τα πέντε αυτό των ενισχυμένων δαπανών και δύο κράτη το υβριδικό μοντέλο. Από τα νέα κράτη – μέλη της Ε.Ε. μόλις τρία κράτη χρησιμοποιούν το μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης, τρία το μοντέλο των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης και τέσσερα το υβριδικό μοντέλο.

Στα κράτη που εφαρμόζεται το μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης η αιολική ενέργεια έχει μεγαλύτερη ανάπτυξη. Χαρακτηριστικά παραδείγματα είναι η Γερμανία, η Δανία, η Ιταλία, η Πορτογαλία, η Γαλλία και η Ολλανδία. Εξάιρεση αποτελεί η Ισπανία η οποία αν και εφαρμόζει το μοντέλο των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης έχει καταφέρει να πετύχει ένα υψηλό ποσοστό αιολικής διείσδυσης.

Είναι ενδεικτικό, επίσης, το γεγονός ότι τέσσερα κράτη (η Ιταλία, η Πορτογαλία, η Σουηδία και η Γαλλία) της Ε.Ε. τα τελευταία χρόνια έχουν αλλάξει τον τρόπο κατανομής των δαπανών σύνδεσης. Η Ιταλία, η Πορτογαλία και η Σουηδία χρησιμοποιούσαν το μοντέλο των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης μέχρι πριν από λίγα χρόνια. Η Γαλλία χρησιμοποιούσε το υβριδικό μοντέλο. Σήμερα και τα τέσσερα αυτά κράτη χρησιμοποιούν το μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης [4.1 , 4.2]. Αυτά τα τέσσερα κράτη έχουν από το 2004 μέχρι το 2006 μία μέση ποσοστιαία αύξηση της τάξεως του 163% από την στιγμή που η μέση ποσοστιαία αύξηση όλων των κρατών της Ευρώπης των 15 είναι μόλις 40 %. Η πιο χαρακτηριστική περίπτωση είναι η Πορτογαλία η οποία αυτά τα δύο χρόνια είχε μια ποσοστιαία αύξηση της τάξεως του 229% (υπερτριπλασιασμός). Είναι προφανές λοιπόν η επίδραση του τρόπου κατανομής των δαπανών σύνδεσης στην ανάπτυξη της αιολικής

ενέργειας. Όπως ειπώθηκε ήδη, στα κράτη που εφαρμόζεται το μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης η αιολική ενέργεια έχει μεγαλύτερη ανάπτυξη.

#### 4.6 ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ

Η κυμαινόμενη φύση της αιολικής ενέργειας και των εμφανιζόμενων λαθών πρόβλεψης αυξάνουν την ανάγκη για ρύθμιση της ενέργειας ή για χρήση μέσων αποθήκευσης (μπαταριών) για την εξισορρόπηση της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με την πραγματική ζήτηση. Η αιολική διείσδυση λοιπόν αυξάνει τα κόστη εξισορρόπησης και αυτά τα επιπλέον κόστη πρέπει να κατανεμηθούν στους διάφορους παράγοντες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι παράγοντες της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι : 1) ο διαχειριστής του συστήματος, 2) οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας και 3) οι καταναλωτές. Επειδή ο παραγωγός αιολικής ενέργειας ευθύνεται για τα προβλήματα που δημιουργούνται στην ισορροπία μεταξύ της προσφοράς και της ζήτησης και ο διαχειριστής του δικτύου έχει την ευθύνη για την εξισορρόπηση ένας από τους δύο επωμίζεται το οικονομικό βάρος της εξισορρόπησης [4.3].

#### 4.7 ΣΥΝΟΨΗ

Γενικά είναι δύσκολη η επιλογή του μοντέλου κατανομής των δαπανών σύνδεσης. Από τη μια μεριά το μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης δεν παρέχει κίνητρα στους διαχειριστές των Α/Π ώστε να μειώνουν εθελοντικά την παραγωγή αλλά ίσως παρέχει κίνητρα στις εταιρείες δικτύων ώστε να δέχονται υπερφορτώσεις μικρής διάρκειας. Από την άλλη μεριά, με το υβριδικό μοντέλο ίσως παρέχονται κίνητρα στους διαχειριστές των Α/Π ώστε να μειώνουν εθελοντικά την παραγωγή τους αν αυτό έχει σαν αποτέλεσμα την αποφυγή συνεισφορών στα κόστη ενίσχυσης [4.1].

Το μειονέκτημα του μοντέλου των άμεσων δαπανών σύνδεσης είναι ότι δεν δίνει κίνητρα για την ανάπτυξη αιολικών έργων σε περιοχές όπου τα κόστη αναβάθμισης δικτύου είναι χαμηλά. Για το λόγο αυτό με μία τέτοια προσέγγιση τα κόστη αναβάθμισης δικτύου δεν επηρεάζουν τη συνολική οικονομική απόφαση για το που θα αναπτυχθούν Α/Π και το οποίο ίσως οδηγήσει σε μία συνολικά αντιοικονομική λύση. Αυτό εξαρτάται, ωστόσο, από το πώς υπολογίζεται ακριβώς η συνεισφορά στα κόστη ενίσχυσης.

Το μοντέλο των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης, ωστόσο, θεωρείται άδικο επειδή ούτε τα συμβατικά εργοστάσια ενέργειας ούτε οι πελάτες πληρώνουν τέτοιες δαπάνες. Επίσης κατά την εφαρμογή αυτού του μοντέλου υπάρχει δυσκολία στο να καθοριστούν με ακρίβεια ποια είναι τα κόστη αναβάθμισης δικτύου που προκαλούνται από τη σύνδεση του εκάστοτε Α/Π.

Αν εφαρμοστεί το υβριδικό μοντέλο, όλοι οι πελάτες του δικτύου πρέπει να αντιμετωπίζονται με τον ίδιο τρόπο (δηλ. οι συμβατικές μονάδες παραγωγής καθώς και οι πελάτες πρέπει να πληρώσουν μια συνεισφορά για τις δαπάνες ενίσχυσης δικτύου, ενίσχυση που είναι αναγκαία λόγω της διασύνδεσης τους).

Η τελική απόφαση όσον αφορά στο ποια προσέγγιση θα υλοποιηθεί εξαρτάται από το σκοπό της συνολικής πολιτικής [4.1].

Στον Πίνακα 4.3 γίνεται μια σύνοψη των βασικών στοιχείων των τριών προσεγγίσεων.

**Πίνακας 4.3:** Σύνοψη των βασικών στοιχείων των τριών προσεγγίσεων [4.4]

| <b>Πολιτικές</b>                      | <b>Μοντέλο Ενισχυμένων Δαπανών Σύνδεσης</b>                                | <b>Μοντέλο Άμεσων Δαπανών Σύνδεσης</b>                 | <b>Υβριδικό Μοντέλο</b>                     |
|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| <b>Για τον παραγωγό</b>               | Υψηλή προκαταβολική πληρωμή με αντίκτυπο στην απόδοση της επένδυσης        | Χαμηλά κόστη σύνδεσης                                  | Χαμηλά κόστη σύνδεσης συν μια ετήσια δαπάνη |
| <b>Για το διαχειριστή του δικτύου</b> | Προσέγγιση χαμηλού ρίσκου<br><br>Χαμηλές δαπάνες                           | Προσέγγιση υψηλότερου ρίσκου<br><br>Αύξηση των δαπανών | Μέτριες δαπάνες                             |
| <b>Πλεονεκτήματα</b>                  | Σύμφωνα με τον ανταγωνισμό: ευθύνη κάθε συμμετέχοντα                       | Εύκολο να εφαρμοστεί                                   | Εύκολο να εφαρμοστεί                        |
| <b>Μειονεκτήματα</b>                  | Δύσκολο να εφαρμοστεί<br><br>Οφέλη ενίσχυσης σε άλλους χρήστες του δικτύου | Προβλήματα από την ανεπάρκεια του δικτύου              | Ακριβής εκτίμηση των επιπρόσθετων δαπανών   |



#### 4.7 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [4.1] T. Ackermann “Wind power in power systems”, Wiley, 2005.
- [4.2] C. Ensslin, Ecofys Germany GmbH, “Power systems and Markets”, presented at European Conference on community ownership of Renewable Energy Plants, Berlin, September 2007.
- [4.3] R. Barth and C. Weber, “Distribution of the integration costs of wind power”, report of the project Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets (WILMAR) supported by EU (Contract No: ENK5-CT-2002 00663), November, 2005.
- [4.4] C. Hiroux, G. Réseaux, J. Monnet, “The integration of Wind Power into competitive electricity Markets: The case of transmission grid connection charges”– ADIS Research Centre – University Paris, Atomic Energy Commission – EDF, Paris, 2006.

## **ΕΝΔΕΙΚΤΙΚΑ ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑΤΑ ΔΑΠΑΝΩΝ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Α/Π ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ**

Στο Κεφάλαιο αυτό παρατίθενται μερικά παραδείγματα σύνδεσης νέων Α/Π στο ηλεκτρικό δίκτυο σε διάφορες περιοχές της Ελλάδας. Τα συγκεκριμένα Α/Π έχουν αδειοδοτηθεί από τη ΡΑΕ ήδη από το 2002. Παρουσιάζεται ο προγραμματισμός των απαραίτητων έργων και γίνεται μια αρχική εκτίμηση του κόστους. Σημειώνεται ότι τα παρατιθέμενα στοιχεία κόστους είναι ενδεικτικά και αναφέρονται σε μέσο κόστος. Το κατά περίπτωση κόστος μπορεί όμως να μεταβάλλεται σημαντικά, δεδομένου ότι τα Α/Π εγκαθίστανται κυρίως σε ορεινές περιοχές με δυσχερή πρόσβαση και ανεπαρκείς υποδομές. Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι στην Ελλάδα εφαρμόζεται το μοντέλο των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης. Ως μέσο κόστος εγκατάστασης για τα Α/Π θεωρήθηκε το 1.030.000/MW σύμφωνα και με την προκήρυξη του Ε.Π.ΑΝ (Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ανταγωνιστικότητα, του Υπουργείου Ανάπτυξης). Σχεδόν όλα τα στοιχεία του παρόντος κεφαλαίου έχουν ληφθεί από τη βιβλιογραφική πηγή [5.1].

Οι γενικοί κανόνες σχεδιασμού που ακολουθήθηκαν είναι :

1. Στους Υ/Σ 150/20KV προβλέπονται 4 έως 5 κυψέλες (ΚΨ) ΜΤ ανά Μ/Σ.
2. Για τη σύνδεση κάθε γραμμής διασύνδεσης 20 KV προβλέπονται :
  - 2 τριπολικοί αποζεύκτες ανά κύκλωμα (σε κάθε άκρο της γραμμής).
  - Υπόγειο καλώδιο, μήκους 300m (για την έξοδο και την είσοδο από το Α/Π στον Υ/Σ διασύνδεσης).
  - Μετρητικές διατάξεις στην έξοδο των γραμμών διασύνδεσης από το Α/Π στην είσοδο στον Υ/Σ σύνδεσης.
3. Για κάθε Α/Π προβλέπεται σύστημα επικοινωνίας με τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ), δηλαδή τερματικές συσκευές συλλογής μετρήσεων και τηλεχειρισμοί, καθώς και τα απαιτούμενα τηλεπικοινωνιακά μέσα.
4. Για λόγους μείωσης του κόστους κατασκευής των νέων Υ/Σ αυτοί σχεδιάζονται κατά κανόνα με μειωμένη αξιοπιστία (δεν ισχύει το κριτήριο N-1 για τους νέους Υ/Σ σύνδεσης Α/Π), με εξαίρεση Υ/Σ κρίσιμους για την αξιοπιστία του Διασυνδεδεμένου Συστήματος.

## 5.1 ΘΡΑΚΗ

Στην περιοχή της Θράκης πρόκειται να συνδεθούν στο δίκτυο 6 Α/Π συνολικής ισχύος 107.95 MW. Στον Πίνακα 5.1 βλέπουμε τα στοιχεία αυτών των Α/Π όπως την ισχύ καθενός, την τοποθεσία εγκατάστασης, το σημείο σύνδεσης με το δίκτυο (ΣΣΔ), το εκτιμώμενο μήκος γραμμών διασύνδεσης και το είδος της γραμμής διασύνδεσης.

**Πίνακας 5.1:** Νέα Α/Π στην περιοχή της Θράκης

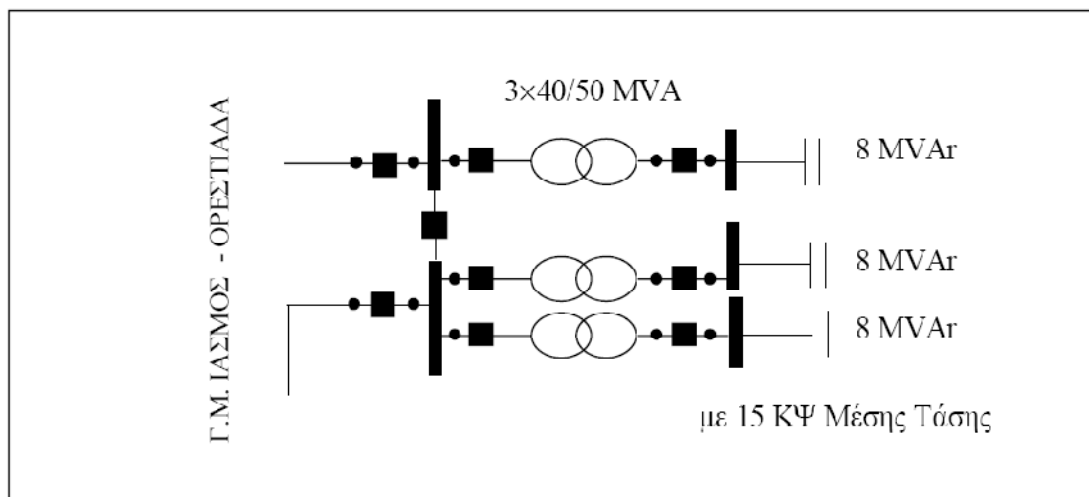
| α/α           | Αρ. πρωτ. ΡΑΕ | Όνομα                       | Ισχύς (MW) | Τοποθεσία                       | Σημείο σύνδεσης με το σύστημα | Εκτιμώμενο μήκος γραμμών διασύνδεσης (Km) | Είδος γραμμής διασύνδεσης             |
|---------------|---------------|-----------------------------|------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------------|---------------------------------------|
| 1             | 228           | ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ ΑΕ     | 11,25      | Σωρός Αλεξ/πολης                | Νέος Υ/Σ Κέχρου               | 22                                        | 2 x 95 ACSR (διπλό κύκλωμα)           |
| 2             | 230           | ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε. | 14,25      | Γεράκι Κ. Κέχρου                | Νέος Υ/Σ Κέχρου               | 11,5                                      | 2 x 95 ACSR (διπλό κύκλωμα)           |
| 3             | 227           | ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΚΑ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε.   | 19,50      | Ασπρη Πέτρα Κ. Κέχρου           | Νέος Υ/Σ Κέχρου               | 7                                         | 2 x 95 ACSR (διπλό κύκλωμα)           |
| 4             | 229           | ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗΣ Α.Ε. | 6,75       | Μοναστήρι Κ. Κέχρου             | Νέος Υ/Σ Κέχρου               | 11                                        | 95 ACSR (μονό κύκλωμα)                |
| 5             | 478           | ΑΙΟΛΙΚΗ ΔΙΧΑΛΟΥ ΣΑΠΠΩΝ ΟΕ   | 25,00      | Δίδυμος Λόφος /Δίχαλο Δ. Σαππών | Νέος Υ/Σ Κέχρου               | 9,5                                       | 2 x 2 x 95 ACSR (δύο διπλά κύκλωματα) |
| 6             | 96            | ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΘΡΑΚΗ ΑΒΕΕ    | 31,20      | Θάλεια – Κέρβερος Κ. Κέχρου     | Νέος Υ/Σ Κέρβερος             | 4                                         | 150kV (2B)                            |
| <b>ΣΥΝΟΛΑ</b> |               |                             | 107,95     |                                 |                               | 65                                        |                                       |

Τα Α/Π 228, 230, 227, 229, και 478 (αριθμοί Πρωτοκόλλου ΡΑΕ) θα συνδεθούν σε νέο Υ/Σ 150kV/20kV που θα κατασκευαστεί στην περιοχή Κέχρου Ροδόπης και διάταξης όπως στο Σχήμα 5.1, μέσω αποκλειστικών γραμμών ΜΤ (Μέσης Τάσης) 20kV. Η θέση του νέου Υ/Σ βρίσκεται σε απόσταση περίπου 60 km από τον Υ/Σ Ιάσμου και θα εγκατασταθεί σε γήπεδο το οποίο βρίσκεται εντός της ζώνης όδευσης της ΓΜ 150 kV Ιασμός – Ορεστιάδα (βλ. Σχήμα 5.12). Τα απαιτούμενα μήκη των γραμμών ΜΤ για τη διασύνδεση των Α/Π με το νέο Υ/Σ φαίνονται στον Πίνακα 5.1.

Δεδομένου ότι ο εν λόγω Υ/Σ βρίσκεται περίπου στο μέσον της, μεγάλου μήκους, ΓΜ Ιασμός – Ορεστιάδα (περίπου 125Km), η σύνδεση θα γίνει με είσοδο – έξοδο στη ΓΜ και ο νέος Υ/Σ θα περιλαμβάνει πλήρεις πύλες 150kV. Ο νέος Υ/Σ θα αποτελείται από 3 Μ/Σ ικανότητας 40/50 MVA έκαστος. Στην πλευρά των 150 kV θα τοποθετηθεί τομή ζυγών (με διακόπτη και 2 αποζεύκτες) όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.1. Στους ζυγούς ΜΤ του Υ/Σ θα εγκατασταθούν 4 συστοιχίες πυκνωτών αντιστάθμισης αέργου ισχύος ονομαστικής ικανότητας 4 MVAr έκαστη στα 20 kV (σύνολο 16 MVAr).

Το Α/Π 96 θα συνδεθεί σε νέο Υ/Σ (Υ/Σ ΚΕΡΒΕΡΟΣ) επίσης στην περιοχή Κέχρου. Ο νέος Υ/Σ θα αναπτυχθεί εντός του γηπέδου του Ανεξάρτητου Παραγωγού. Ο Υ/Σ θα συνδεθεί στο σύστημα μέσω ΓΜ διπλού κυκλώματος βαρέως τύπου (2B), μέσω απλοποιημένων πυλών (με Αποζεύκτη και γειωτή) ΓΜ 150 kV. Στον Υ/Σ ΚΕΡΒΕΡΟΣ θα εγκατασταθεί ένας Μ/Σ ονομαστικής Ικανότητας 40/50MVA. Στους ζυγούς ΜΤ του Υ/Σ θα εγκατασταθούν 2 συστοιχίες πυκνωτών αντιστάθμισης αέργου ισχύος ονομαστικής ικανότητας 4 MVAr έκαστη στα 20 kV (σύνολο 8 MVAr).

Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης για τα Α/Π του Πίνακα 5.1 εκτιμάται προϋπολογιστικά σε 9.770.000 €, όπως αναλύεται στον Πίνακα 5.2 .



**Σχήμα 5.1:** Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης νέου Υ/Σ Κέχρου στο Σύστημα (περιοχή Θράκης)

**Πίνακας 5.2:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης νέων Α/Π στην περιοχή της Θράκης

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|----------------------------------------------------------|------------------|
| 2 Νέοι Υ/Σ 150/20kV                                      | 6.200.000        |
| Νέα ΓΜ                                                   | 500.000          |
| Παραλλαγή πύργων για σύνδεση στον Υ/Σ                    | 120.000          |
| Εργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ. | 2.950.000        |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                            | <b>9.770.000</b> |

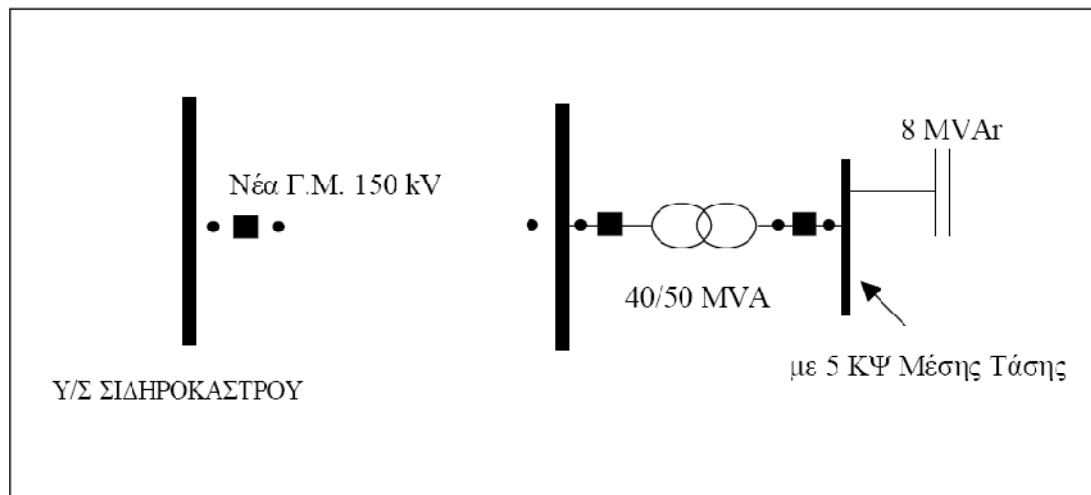
## 5.2 ΚΕΝΤΡΙΚΗ και ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ

Τα Α/Π της κεντρικής και ανατολικής Μακεδονίας με θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση φαίνονται στον Πίνακα 5.3. Η γεωγραφική θέση των Α/Π φαίνεται στο Σχήμα 5.13.

**Πίνακας 5.3:** Νέα Α/Π στην περιοχή της Κεντρικής και Ανατολικής Μακεδονίας

| α/α           | Αρ. πρωτ. ΡΑΕ | Όνομα                         | Ισχύς (MW) | Τοποθεσία                      | Σημείο σύνδεσης με το σύστημα | Εκτιμώμενο μήκος γραμμών διασύνδεσης ΜΤ ( Km) | Είδος γραμμής διασύνδεσης   |
|---------------|---------------|-------------------------------|------------|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------|
| 1             | 354           | ΑΙΟΛΙΚΑ REPOWER Α.Ε.          | 5,25       | Αγκάθι Δ. Σιδ/στρου            | Νέος Υ/Σ ΚΑΜ1                 | 3                                             | 95 ACSR (μονό κύκλωμα)      |
| 2             | B174          | ΑΙΟΛΙΚΗ ΣΙΔ/ΣΤΡΟΥ Α.Ε.        | 23,80      | Κορυφή Δ. Σιδ/στρου            | Νέος Υ/Σ ΚΑΜ1                 | 0                                             |                             |
| 3             | 367           | ΔΕΣ ΑΙΟΛ. Α.Ε.                | 6,00       | Τρεις Οξυές Δ. Ελευθ/πολης     | Υ/Σ Δράμας                    | 20                                            | 2 x 95 ACSR (διπλό κύκλωμα) |
| 4             | 370           | ΙΚΑΡΟΣ ΕΚΜ. ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓ. Α.Ε. | 8,25       | Πευκόδασος Δ. Πολ/στρου        | Υ/Σ Αξ/πολης                  | 18                                            | 2 x 95 ACSR (διπλό κύκλωμα) |
| 5             | 395           | VIKING WIND FARMS SA          | 9,9        | Λόφος Κυλινδρίας – Δ. Δοϊράνης | Υ/Σ Κιλκίς                    | 24                                            | 2 x 95 ACSR (διπλό κύκλωμα) |
| <b>ΣΥΝΟΛΑ</b> |               |                               | 53,20      |                                |                               | 65                                            |                             |

Για τη σύνδεση των Α/Π 354 και Β174 θα κατασκευαστεί νέος Υ/Σ 150/20kV (με κωδικό όνομα ΚΑΜ1) στο γήπεδο του Β174. Ο νέος Υ/Σ θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ μέσω ΓΜ 150kV ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 13 km περίπου. Στο νέο Υ/Σ θα εγκατασταθεί Μ/Σ ικανότητας 40/50 MVA, ενώ στον Υ/Σ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ θα κατασκευαστεί πλήρης πύλη 150 kV (με διακόπτη) για τη σύνδεση της νέας ΓΜ 150kV. Στο νέο Υ/Σ θα εγκατασταθούν πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος συνολικής ικανότητας 8 MVAR στα 20 kV (δύο συστοιχίες των 4 MVAR εκάστη). Η διάταξη του νέου Υ/Σ φαίνεται στο Σχήμα 5.2.



**Σχήμα 5.2:** Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης νέου Υ/Σ ΚΑΜ1 στο Σύστημα (περιοχή Κεντρικής-Ανατολικής Μακεδονίας)

Το Α/Π 354 θα συνδεθεί με το νέο Υ/Σ ΚΑΜ1 μέσω αποκλειστικής γραμμής ΜΤ 20kV. Το είδος και το εκτιμώμενο μήκος της γραμμής διασύνδεσης φαίνονται στον Πίνακα 5.3. Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.4.

**Πίνακας 5.4:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π 354

| Κόστος έργων<br>Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων<br>Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος<br>(σε €) | Ανηγμένο Κόστος<br>(€/ MW) |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| 355.000                          | 265.000                        | 620.000                   | 118.000                    |

Το Α/Π 367 θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΔΡΑΜΑΣ μέσω διπλής γραμμής ΜΤ 2x95mm<sup>2</sup> ACSR μήκους 20 km περίπου. Στον Υ/Σ Δράμας θα προστεθεί μία ΚΨ (κυψέλη) ΜΤ. Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.5.

**Πίνακας 5.5:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π 367

| Κόστος έργων<br>Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων<br>Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος<br>(σε €) | Ανηγμένο κόστος<br>(€/ MW) |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| -                                | 820.000                        | 820.000                   | 136.667                    |

Εναλλακτική λύση σύνδεσης του Α/Π σε νέο Υ/Σ και στη συνέχεια στον Υ/Σ ΔΡΑΜΑΣ μέσω ΓΜ 150 kV δεν είναι εφικτή λόγω μη διαθεσιμότητας χώρου στον Υ/Σ ΔΡΑΜΑΣ για την είσοδο νέας ΚΨ ΓΜ 150 kV.

Το Α/Π 370 θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ. Η σύνδεση θα γίνει μέσω διπλής γραμμής ΜΤ 2x95 ACSR μήκους 18 km περίπου. Στον Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ θα προστεθεί μία ΚΨ ΜΤ. Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.6.

**Πίνακας 5.6:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π 370

| Κόστος έργων<br>Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων<br>Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος<br>(σε €) | Ανηγμένο κόστος<br>(€/ MW) |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| -                                | 750.000                        | 750.000                   | 90.909                     |

Εναλλακτικά, το Α/Π 370 μπορεί να συνδεθεί σε νέο Υ/Σ ικανότητας 20/25 MVA που θα κατασκευαστεί στο γήπεδο του ανεξάρτητου παραγωγού. Ο Υ/Σ θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ μέσω ΓΜ ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 18 km περίπου, ενώ στον Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ πρέπει να προστεθεί πλήρης πύλη ΓΜ 150 kV με διακόπτη. Το προϋπολογιστικό κόστος σε αυτήν την περίπτωση εκτιμάται σε 3.300.000 €. Η εναλλακτική λύση καταλήγει σε ανηγμένο κόστος 400.000 €/MW, που είναι σημαντικά μεγαλύτερο από το αντίστοιχο της προτεινόμενης λύσης.

Το Α/Π 395, ισχύος 9.9 KW, θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΚΙΑΚΙΣ μέσω διπλής γραμμής ΜΤ 2 x 95 ACSR μήκους 24 km περίπου. Στον Υ/Σ ΚΙΑΚΙΣ θα προστεθεί μία κυψέλη ΜΤ. Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.7.

**Πίνακας 5.7:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π 395

| Κόστος έργων<br>Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων<br>Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος<br>(σε €) | Ανηγμένο κόστος<br>(€/ MW) |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| -                                | 950.000                        | 950.000                   | 95.960                     |

Εναλλακτική λύση σύνδεσης του Α/Π σε νέο Υ/Σ και στη συνέχεια στον Υ/Σ ΚΙΑΚΙΣ μέσω ΓΜ 150 kV δεν είναι εφικτή λόγω μη διαθεσιμότητας χώρου στον Υ/Σ ΚΙΑΚΙΣ για την είσοδο νέας ΚΨ ΓΜ 150 kV. Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης για τα Α/Π του Πίνακα 5.3 αναλύεται στον Πίνακα 5.8. Τονίζεται ότι για το Α/Π 370 έχει θεωρηθεί σύνδεση μέσω γραμμών ΜΤ στο νέο Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ, και όχι κατασκευή νέου Υ/Σ.

**Πίνακας 5.8:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης νέων Α/Π στην περιοχή της Κεντρικής και Ανατολικής Μακεδονίας

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|----------------------------------------------------------|------------------|
| Νέος Υ/Σ 150/20kV                                        | 1.950.000        |
| Νέα ΓΜ 150kV                                             | 940.000          |
| Επέκταση πύλης ΓΜ (για εγκατάσταση διακόπτη)             | 300.000          |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ. | 3.060.000        |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                            | <b>6.250.000</b> |

### 5.3 ΝΟΜΟΣ ΜΑΓΝΗΣΙΑΣ

Τα Α/Π του Ν. Μαγνησίας με θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση φαίνονται στον Πίνακα 5.9 (βλ. και Σχήμα 5.14 ).

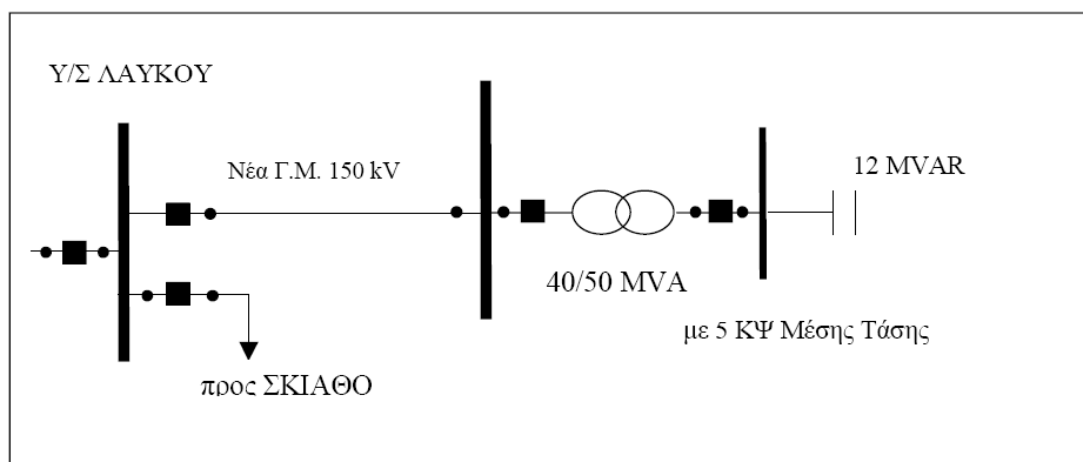
**Πίνακας 5.9:** Νέα Α/Π στο Ν. Μαγνησίας

| α/α           | Αρ. πρωτ. ΡΑΕ | Όνομα                         | Ισχύς (MW) | Τοποθεσία                   | Σημείο σύνδεσης με το σύστημα | Εκτιμώμενο μήκος γραμμών διασύνδεσης ( Km) | Εκτιμώμενο μήκος γραμμών ΜΤ (Km) / Τύπος |
|---------------|---------------|-------------------------------|------------|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------|
| 1             | B241          | ΜΕΛΤΕΜΙ ΚΑΣΤΡΙ ΑΒΕΤΕ          | 20,40      | Τισαίον όρος Π Δ. Αργαλαστή | Νέος Υ/Σ ΜΑΓ1                 | 7,5                                        | 0,5 / 2 x 95 ACSR                        |
| 2             | B242          | ΜΕΛΤΕΜΙ ΚΑΣΤΡΙ ΑΒΕΤΕ          | 20,40      | Τισαίον όρος Δ. Αργαλαστή   | Νέος Υ/Σ ΜΑΓ1                 | 7,5                                        | 0,5 / 2 x 95 ACSR                        |
| 3             | 149           | ΓΚΑΜΕΣ Α ΕΝΕΡΓ/Κ Η ΕΛΛΑΣ Α.Ε. | 17         | Αλογοράχη Δ. Αλμυρού        | Υ/Σ Στυλίδας ή Νέος Υ/Σ       | -                                          | 20 / 2 x 95 ACSR                         |
| <b>ΣΥΝΟΛΑ</b> |               |                               | 57,8       |                             |                               | 15                                         | 21                                       |

Για τη σύνδεση των Α/Π B241 και B242 θα κατασκευαστεί νέος Υ/Σ 150/20kV κοντά στα ως άνω Α/Π (με κωδικό όνομα ΜΑΓ1). Ο νέος Υ/Σ θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΛΑΥΚΟΥ μέσω ΓΜ 150kV ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 15 km περίπου. Στο νέο Υ/Σ θα εγκατασταθεί Μ/Σ ικανότητας 40/50 MVA, ενώ στον Υ/Σ ΛΑΥΚΟΥ θα κατασκευαστεί πλήρης πύλη 150 kV για τη σύνδεση της νέας ΓΜ 150kV. Στο νέο Υ/Σ θα εγκατασταθούν



πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος συνολικής ικανότητας 12 MVAR στα 20 kV (τρεις συστοιχίες των 4 MVAR εκάστη). Η διάταξη του νέου Υ/Σ φαίνεται στο σκαρίφημα του Σχήματος 5.3.



**Σχήμα 5.3:** Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης νέου Υ/Σ ΜΑΓ1 στο Σύστημα (Ν. Μαγνησίας)

Τα παραπάνω Α/Π θα συνδεθούν με το νέο Υ/Σ ΜΑΓ1 μέσω αποκλειστικών γραμμών ΜΤ 20kV. Το είδος και τα εκτιμώμενα μήκη των γραμμών διασύνδεσης φαίνονται στον Πίνακα 5.9. Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.10.

**Πίνακας 5.10:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π Β241 και Β242

| Κόστος έργων Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος (σε €) | Ανηγμένο Κόστος (€/ MW) |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------------|
| 3.320.000                     | 300.000                     | 3.620.000              | 88.725                  |

Σε περίπτωση που δεν είναι δυνατή η επέκταση του Υ/Σ ΛΑΥΚΟΥ για εγκατάσταση νέας πύλης, θα πρέπει να ευρεθεί κατάλληλος χώρος για εγκατάσταση νέου Υ/Σ στην περιοχή ΛΑΥΚΟΥ.

Το Α/Π 149 θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΣΤΥΛΙΔΑΣ μέσω διπλής γραμμής ΜΤ 2 x 95 ACSR μήκους 20 km περίπου, σε νέο Μ/Σ 20/25 MVA ο οποίος θα εγκατασταθεί στον Υ/Σ ΣΤΥΛΙΔΑΣ. Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.11.

**Πίνακας 5.11:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π 149

| Κόστος έργων Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος (σε €) | Ανηγμένο Κόστος (€/ MW) |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------------|
| -                             | 1.700.000                   | 1.700.000              | 100.000                 |

Εναλλακτικά, το Α/Π μπορεί να συνδεθεί σε νέο Υ/Σ ικανότητας 20/25 MVA που θα κατασκευαστεί στο γήπεδο του ανεξάρτητου παραγωγού. Ο Υ/Σ θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΣΤΥΛΙΔΑΣ μέσω ΓΜ ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 20 km περίπου, ενώ στον Υ/Σ ΣΤΥΛΙΔΑΣ πρέπει να προστεθεί πλήρης πύλη ΓΜ 150 kV με διακόπτη. Το προϋπολογιστικό κόστος σε αυτήν την περίπτωση εκτιμάται σε 4.100.000 €. Το ανηγμένο κόστος διασύνδεσης είναι περίπου 240.000 €/MW, που είναι σημαντικά μεγαλύτερο από το αντίστοιχο της προτεινόμενης λύσης.

Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης της προτεινόμενης λύσης για τα Α/Π του Πίνακα 5.9 αναλύεται στον Πίνακα 5.12

**Πίνακας 5.12:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης νέων Α/Π στην περιοχή του Ν. Μαγνησίας

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|----------------------------------------------------------|------------------|
| Νέος Υ/Σ 150/20kV                                        | 1.950.000        |
| Νέα ΓΜ 150kV                                             | 1.000.000        |
| Επέκταση πύλης ΓΜ 150kV                                  | 300.000          |
| Νέος Μ/Σ 150/20kV                                        | 940.000          |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ. | 1.060.000        |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                            | <b>5.250.000</b> |

#### 5.4 ΝΟΜΟΣ ΦΘΙΩΤΙΔΑΣ

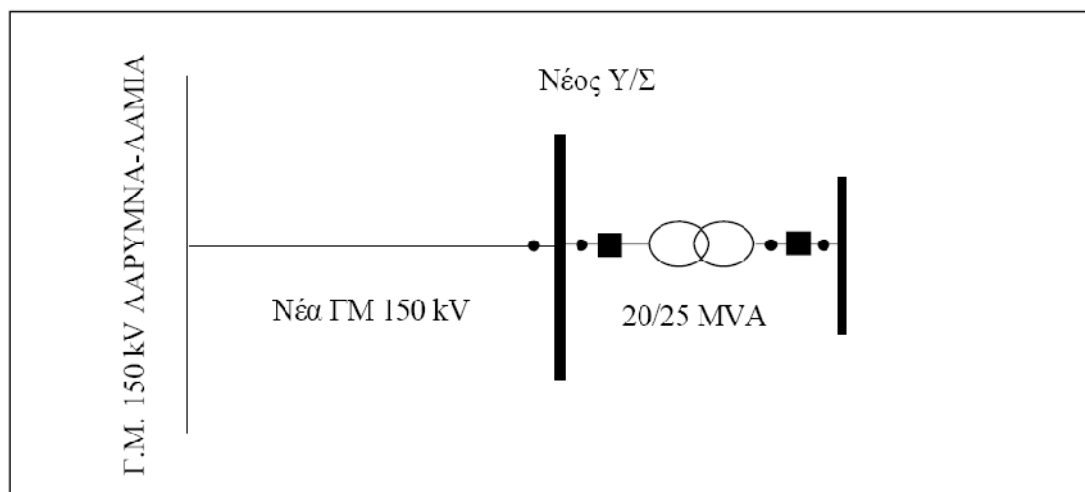
Στο νομό Φθιώτιδας έχει λάβει θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση ένα Α/Π της εταιρείας ΓΚΑΜΕΣΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΛΛΑΣ Α.Ε. στη θέση Σπαρτιά Δήμου Αγ. Κων/νου, ονομαστικής ισχύος 14.45 MW (αρ. Πρωτ. ΡΑΕ 143), όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.15.

Το Α/Π θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΚΑΜ. ΒΟΥΡΛΑ μέσω διπλής γραμμής ΜΤ 2 x 95 ACSR μήκους 14 km περίπου, σε νέο Μ/Σ ικανότητας 20/25 MVA ο οποίος θα εγκατασταθεί στον Υ/Σ ΚΑΜ. ΒΟΥΡΛΑ. Το κόστος των απαιτούμενων έργων του Α/Π 143 φαίνεται στον Πίνακα 5.13.

**Πίνακας 5.13:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π 143

| Κόστος έργων Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος (σε €) | Ανηγμένο Κόστος (€/ MW) |
|-------------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------------|
| -                             | 1.530.000                   | 1.530.000              | 105.882                 |

Εναλλακτικά, το Α/Π 143 μπορεί να συνδεθεί σε νέο Υ/Σ ικανότητας 20/25 MVA που θα κατασκευαστεί στο γήπεδο του ανεξάρτητου παραγωγού. Ο Υ/Σ θα συνδεθεί στη ΓΜ 150 kV ΛΑΡΥΜΝΑ-ΛΑΜΙΑ όπως φαίνεται στο σκαρίφημα του Σχήματος 5.4. Για τη σύνδεση απαιτείται κατασκευή ΓΜ ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 4 km περίπου. Το προϋπολογιστικό κόστος σε αυτή την περίπτωση εκτιμάται σε 2.055.000 € (142.000 €/MW) το οποίο είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο κόστος της προτεινόμενης λύσης.



Σχήμα 5.4: Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης Α/Π στο Σύστημα (Ν. Φθιώτιδος)

## 5.5 ΝΟΜΟΣ ΒΟΙΩΤΙΑΣ

Τα Α/Π με θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση στον Ν. Βοιωτίας φαίνονται στον Πίνακα 5.14 (βλ. και Σχήμα 5.16 ).

Πίνακας 5.14: Νέα Α/Π στο Ν. Βοιωτίας

| α/α           | Αρ. πρωτ. ΡΑΕ | Όνομα                            | Ισχύς (MW) | Τοποθεσία                                     | Σημείο σύνδεσης με το σύστημα  | Εκτιμώμενο μήκος γραμμών 150 kV (Km) |
|---------------|---------------|----------------------------------|------------|-----------------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|
| 1             | B141          | ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓ/ΚΗ Α.Ε.   | 25,5       | Ράχη Λύκου – Φρασούρι Δ. Πλαταιών             | ΓΜ 150kV Δίστομο Κουμουνδούρου | 17                                   |
| 2             | 470           | ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΝΟΡ/ΤΟΣ ΔΕΡΒ/ΡΙΩΝ Ο.Ε. | 36         | Μαυροβούνι - Μαυροπλαγιά Πανόραμα Δ. Δερβ/ίων | ΓΜ 150kV Δίστομο Κουμουνδούρου | 8                                    |
| 3             | 471           | ΕΝΕΡΓ/ΚΗ ΔΕΡΒ/ΡΙΩΝ Α.Ε.          | 29,7       | Κρέκιζα – Μουγκιός Δ.Δερβ/ίων                 | ΓΜ 150kV Σχηματάρι - Ρουφ      | 0                                    |
| <b>ΣΥΝΟΛΑ</b> |               |                                  | 91,2       |                                               |                                | 25                                   |

Για κάθε Α/Π στην περιοχή θα κατασκευαστεί ένας νέος Υ/Σ στο γήπεδο του Α/Π με ονομαστική ισχύ 40/50 MVA έκαστος. Η σύνδεση των νέων Υ/Σ στο σύστημα θα γίνει μέσω ΓΜ 150kV ελαφρού τύπου (Ε) οι οποίες θα συνδεθούν στη διερχόμενη ΓΜ 150kV ΔΙΣΤΟΜΟ-ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ. Αναλυτικότερα το Α/Π Β141 ονομαστικής ισχύος 25.5 MW θα συνδεθεί σε νέο Υ/Σ 40/50 MVA (με κωδικό όνομα ΒΟΙ1). Ο Υ/Σ ΒΟΙ1 θα συνδεθεί μέσω ΓΜ μήκους 70 km, ελαφρού τύπου (Ε), στο ένα κύκλωμα της διπλής ΓΜ 150kV ΔΙΣΤΟΜΟ – ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ. Ο Υ/Σ θα συνδεθεί στο σύστημα μέσω απλοποιημένης πύλης ΓΜ 150 KV όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.5. Το μήκος της νέας ΓΜ 150kV εκτιμάται σε 17 km περίπου. Στο νέο Υ/Σ θα εγκατασταθούν πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος συνολικής ικανότητας 8 MVAR στα 20 kV (δύο συστοιχίες των 4 MVAR εκάστη). Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.15.

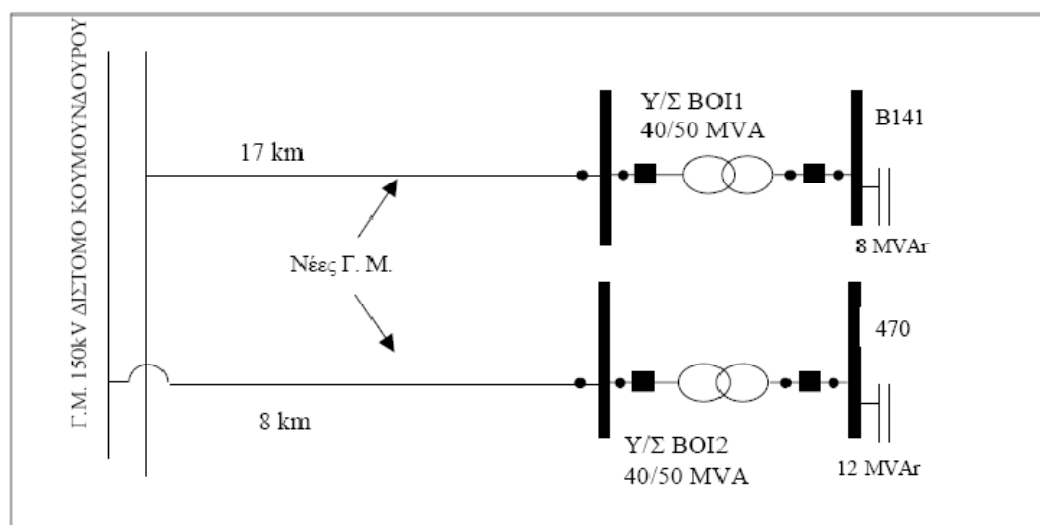
**Πίνακας 5.15:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π Β141

| Κόστος έργων<br>Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων<br>Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος<br>(σε €) | Ανηγμένο Κόστος<br>(€/ MW) |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| 3.155.000                        | 105.000                        | 3.260.000                 | -                          |

Το Α/Π 470 ονομαστικής ισχύος 36 MW θα συνδεθεί σε Υ/Σ 40/50 MVA (με κωδικό όνομα ΒΟΙ2). Ο Υ/Σ ΒΟΙ2 θα συνδεθεί στο δεύτερο κύκλωμα της διπλής ΓΜ 150kV ΔΙΣΤΟΜΟ – ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ σε απόσταση 78 km από το ΚΥΤ ΔΙΣΤΟΜΟΥ μέσω νέας ΓΜ 150kV ελαφρού τύπου (Ε) και μήκους 8 km περίπου. Η σύνδεση της ΓΜ στο νέο Υ/Σ θα γίνει μέσω απλοποιημένης πύλης ΓΜ 150 kV. Στο νέο Υ/Σ θα εγκατασταθούν πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος συνολικής ικανότητας 12 MVAR στα 20 kV (τρεις συστοιχίες των 4 MVAR εκάστη). Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.16.

**Πίνακας 5.16:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π 470

| Κόστος έργων<br>Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων<br>Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος<br>(σε €) | Ανηγμένο Κόστος<br>(€/ MW) |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| 2.630.000                        | 105.000                        | 2.735.000                 | 76.000                     |



**Σχήμα 5.5:** Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης νέου Υ/Σ ΒΟΙ1 και ΒΟΙ2 στο Σύστημα (Ν. Βοιωτίας)

Στο σκαρίφημα του Σχήματος 5.5 φαίνεται ο τρόπος σύνδεσης των πιο πάνω Α/Π στη ΓΜ ΔΙΣΤΟΜΟ-ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ.

Το Α/Π 471 ονομαστικής ισχύος 29.7 MW θα συνδεθεί σε Υ/Σ 40/50 MVA (με κωδικό ΒΟΙ3). Ο Υ/Σ ΒΟΙ3 θα συνδεθεί στη ΓΜ 150kV ΣΧΗΜΑΤΑΡΙ – ΡΟΥΦ η οποία διέρχεται μέσα από το γήπεδο του Α/Π. Το συνολικό κόστος σύνδεσης αφορά το κόστος του Υ/Σ, το κόστος μετατροπής πύργων για είσοδο-έξοδο στον Υ/Σ και το κόστος μετρητικών και επικοινωνίας με τα ΚΕΕ και εκτιμάται σε 1.970.000 € (βλ. ανάλυση στον Πίνακα 5.17).

**Πίνακας 5.17:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π 471

| Κόστος έργων<br>Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων<br>Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος<br>(σε €) | Ανηγμένο κόστος<br>(€/ MW) |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| 1.880.000                        | 90.000                         | 1.970.000                 | 66.330                     |

Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης για τα Α/Π του Πίνακα 5.14 φαίνεται στον Πίνακα 5.18

**Πίνακας 5.18 :** Ανάλυση κόστους σύνδεσης νέων Α/Π στο νομό Βοιωτίας

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                               | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|---------------------------------------------------------|------------------|
| Νέοι Υ/Σ 150/20kV                                       | 5.800.000        |
| Νέες ΓΜ 150kV                                           | 1.900.000        |
| Παραλλαγή πύργων                                        | 60.000           |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 270.000          |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                           | <b>8.030.000</b> |

## 5.6 ΝΟΜΟΣ ΑΡΓΟΛΙΔΑΣ (ΤΡΟΙΖΗΝΙΑ)

Τα Α/Π με θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση φαίνονται στον Πίνακα 5.19. Τα Α/Π θα συνδεθούν σε δύο νέους Υ/Σ 150/20kV που θα κατασκευαστούν στην περιοχή ανάπτυξης των Α/Π. (βλ. και Σχήμα 5.17 ).

Πίνακας 5.19: Νέα Α/Π στο Ν. Αργολίδας

| α/<br>α       | Αρ.<br>πρωτ.<br>ΡΑΕ | Όνομα                                | Ισχύς<br>(MW) | Τοποθεσία                                                         | Σημείο<br>σύνδεσης με<br>το σύστημα | Εκτιμώμενο<br>μήκος<br>γραμμών<br>150kV (Km) | ΕΙΔΟΣ /<br>Εκτιμώμενο<br>μήκος γραμμής<br>διασύνδεσης<br>MT |
|---------------|---------------------|--------------------------------------|---------------|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 1             | A195                | ΑΙΟΛΙΚΗ<br>ΔΙΔΥΜΩΝ<br>Α.Ε.           | 29,75         | Μαλαβρία<br>Δίδυμα Δ.<br>Ερμιόνης                                 | ΓΜ Άργος –<br>Κρανίδι               | 0                                            | 0                                                           |
| 2             | B253                | Α/Π<br>ΕΛΛΑΔΟΣ<br>ΤΡΟΙΖΗΝΙ<br>Α Α.Ε. | 16,2          | Ψηλή Ράχη<br>– Λαμπούσα<br>– Σπασμένη<br>Πλάκα<br>Δ.<br>Τροιζήνος | Νέος Υ/Σ<br>Αργ.1                   | 4                                            | 2 x 95 ACSR<br>(διπλό<br>κύκλωμα) /<br>3Km                  |
| 3             | B228                | Α/Π<br>ΕΛΛΑΔΟΣ<br>ΤΡΟΙΖΗΝΙ<br>Α Α.Ε. | 15,0          | Βρωμοσυκιά<br>Δ.<br>Τροιζήνος                                     | Νέος Υ/Σ<br>Αργ.1                   | 4                                            | 2 x 95 ACSR<br>(διπλό<br>κύκλωμα) /<br>4Km                  |
| <b>ΣΥΝΟΛΑ</b> |                     |                                      | 60,95         |                                                                   |                                     | 8                                            | 7                                                           |

Για τη σύνδεση των Α/Π B253 και B228 θα αναπτυχθεί νέος Υ/Σ 150/20 kV (με κωδικό όνομα ΑΡΓ1), κοντά στα Α/Π, ικανότητας 40/50 MVA. Ο νέος Υ/Σ θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΜΕΘΑΝΩΝ μέσω ΓΜ 150kV ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 8 km περίπου. Στο νέο Υ/Σ θα εγκατασταθεί Μ/Σ ικανότητας 40/50 MVA, ενώ στον Υ/Σ ΜΕΘΑΝΩΝ θα κατασκευαστεί πλήρης πύλη 150 kV (με διακόπτη) για τη σύνδεση της νέας ΓΜ 150kV. Στον Υ/Σ θα εγκατασταθούν πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος συνολικής ονομαστικής ικανότητας 8 MVAR στα 20 kV (2 συστοιχίες ονομαστικής ικανότητας 4 MVAR εκάστη). Η διάταξη του νέου Υ/Σ φαίνεται στο σκαρίφημα του Σχήματος 5.6. Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.20.

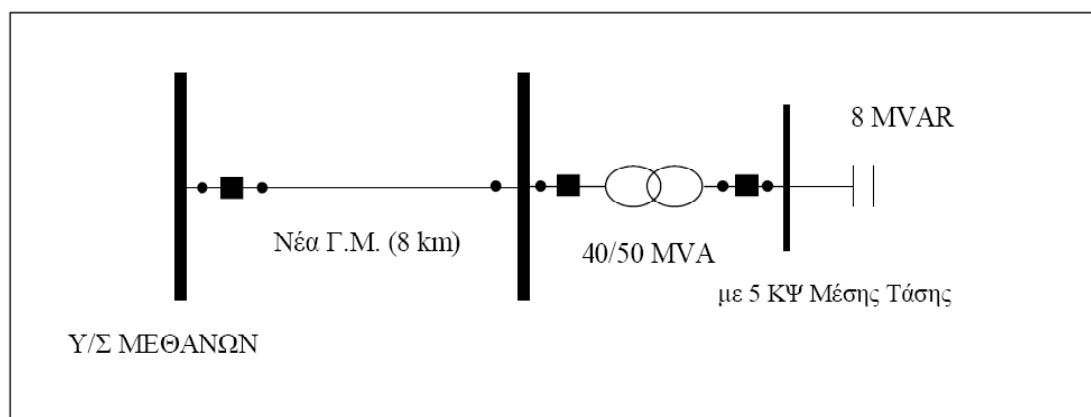
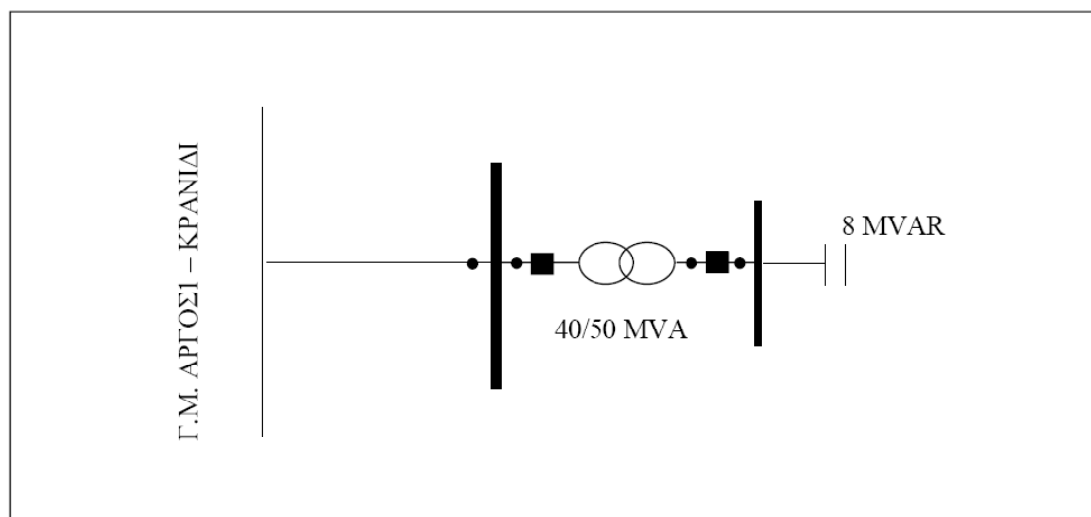
Πίνακας 5.20: Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π B253 και B228

| Κόστος έργων<br>Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων<br>Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος<br>(σε €) | Ανηγμένο κόστος<br>(€/ MW) |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------|
| 2.910.000                        | 470.000                        | 3.380.000                 | -                          |

Το Α/Π A195 ονομαστικής ισχύος 29.75 MW θα συνδεθεί σε νέο Υ/Σ 150/20 kV (με κωδικό όνομα ΑΡΓ2) ικανότητας 40/50MVA που θα κατασκευαστεί στο γήπεδο του ανεξάρτητου παραγωγού από το οποίο διέρχεται η ΓΜ 150 kV ΑΡΓΟΣ1 - ΚΡΑΝΙΔΙ. Η διάταξη του Υ/Σ φαίνεται στο σκαρίφημα του Σχήματος 5.7. Ο νέος Υ/Σ θα συνδεθεί στη ΓΜ ΑΡΓΟΣ1 – ΚΡΑΝΙΔΙ μέσω απλοποιημένης πύλης ΓΜ 150 kV (με αποζεύκτη και γειωτή), ενώ θα γίνει κατάλληλη παραλλαγή πύργων στη ΓΜ 150 kV ΑΡΓΟΣ1 - ΚΡΑΝΙΔΙ για σύνδεση του νέου Υ/Σ. Στον Υ/Σ θα εγκατασταθούν πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος συνολικής ονομαστικής ικανότητας 8 MVAR στα 20 kV (2 συστοιχίες ονομαστικής ικανότητας 4 MVAR εκάστη). Το κόστος των απαιτούμενων έργων φαίνεται στον Πίνακα 5.21.

**Πίνακας 5.21:** Κόστη απαιτούμενων έργων Α/Π Α195

| Κόστος έργων<br>Μεταφοράς (σε €) | Κόστος έργων<br>Δικτύου (σε €) | Συνολικό Κόστος<br>(σε €) | Ανηγγμένο κόστος<br>(€/ MW) |
|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| 2.025.000                        | 90.000                         | 2.115.000                 | 71.092                      |

**Σχήμα 5.6:** Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης νέου Υ/Σ ΑΡΓ1 στο Σύστημα (Ν. Αργολίδας)**Σχήμα 5.7:** Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης νέου Υ/Σ ΑΡΓ2 στο Σύστημα (Ν. Αργολίδας)

**Πίνακας 5.22:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης νέων Α/Π στο Ν. Αργολίδας (Τροιζηνία)

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                | ΚΟΣΤΟΣ<br>(σε €) |
|----------------------------------------------------------|------------------|
| Νέοι Υ/Σ 150/20kV                                        | 3.900.000        |
| Νέα ΓΜ 150kV                                             | 650.000          |
| Επέκταση πύλης ΓΜ 150kV (για τοποθέτηση διακόπτη)        | 300.000          |
| Παραλλαγή πύργων                                         | 60.000           |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ. | 590.000          |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                            | <b>5.500.000</b> |

## 5.7 ΝΟΜΟΣ ΜΕΣΣΗΝΙΑΣ

Τα Α/Π στο Ν. Μεσσηνίας με θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση φαίνονται στον Πίνακα 5.23 (βλ. και Σχήμα 5.18 ).

**Πίνακας 5.23:** Νέα Α/Π στο Ν. Μεσσηνίας

| α/α           | Αρ.<br>πρωτ.<br>ΡΑΕ | Όνομα                             | Ισχύς<br>(MW) | Τοποθεσία                    | Σημείο<br>σύνδεσης με<br>το σύστημα | Εκτιμώμενο<br>μήκος<br>γραμμών 150<br>kV ( Km) |
|---------------|---------------------|-----------------------------------|---------------|------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------------|
| 1             | 147                 | ΓΚΑΜΕΣΑ<br>ΕΝΕΡΓ/ΚΗ<br>ΕΛΛΑΣ Α.Ε. | 15,3          | Αγ.<br>Αθανάσιος Δ.<br>Πύλου | Υ/Σ ΜΕΣ1                            | 7                                              |
| 2             | 391                 | VIKING WIND<br>FARMS SA           | 1,8           | Ποδαρίνα Δ.<br>Μεθώνης       | Υ/Σ ΜΕΣ1                            | 7                                              |
| 3             | A124                | ΑΙΟΛΙΚΗ<br>ΝΑΥΑΡΙΝΟΥ<br>Α.Ε.Β.Ε.  | 48            | Μαυροβούνι<br>Δ. Κορώνης     | Υ/Σ ΜΕΣ2                            | 15,5                                           |
| 4             | B311                | Α/Π<br>ΜΑΥΡΟΒΟΥΝΙ<br>Α.Ε.         | 28            | Μαυροβούνι<br>Δ. Κορώνης     | Υ/Σ ΜΕΣ2                            | 15,5                                           |
| <b>ΣΥΝΟΛΑ</b> |                     |                                   | <b>93,1</b>   |                              |                                     | <b>45</b>                                      |

Τα Α/Π θα συνδεθούν σε νέους Υ/Σ 150/20kV που θα κατασκευαστούν στην περιοχή ανάπτυξης των Α/Π. Οι νέοι Υ/Σ θα συνδεθούν με τον Υ/Σ ΠΥΛΟΥ μέσω νέας ΓΜ 150kV ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 45 km περίπου. Για τη σύνδεση των Α/Π 147 και 391 θα αναπτυχθεί νέος Υ/Σ 150/20 kV (κατά προτίμηση στο γήπεδο του Α/Π 147) με κωδικό όνομα ΜΕΣ1. Στο νέο Υ/Σ ΜΕΣ1 θα εγκατασταθεί ένας Μ/Σ ικανότητας 20/25 MVA. Στον Υ/Σ θα εγκατασταθούν πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος συνολικής ονομαστικής ικανότητας 4 MVAR στα 20 kV. Για τη σύνδεση των Α/Π Α124 και Β311 θα αναπτυχθεί νέος Υ/Σ 150/20



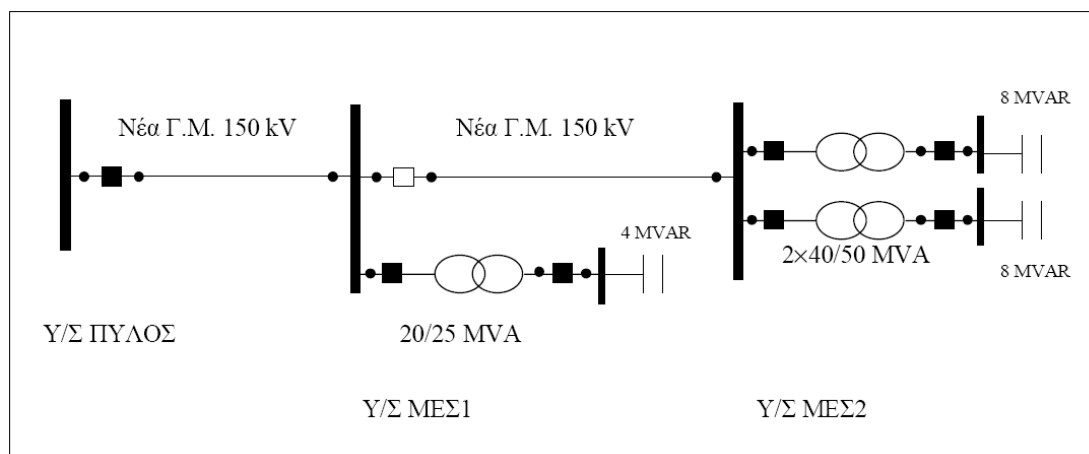
kV (με κωδικό όνομα ΜΕΣ2) στο γεωγραφικό κέντρο των Α/Π. Στον Υ/Σ ΜΕΣ2 θα εγκατασταθούν 2 Μ/Σ ικανότητας 40/50 MVA έκαστος. Στον Υ/Σ θα εγκατασταθούν πυκνωτές αντιστάθμισης αέργου ισχύος συνολικής ονομαστικής ικανότητας 16 MVAR στα 20 kV (4 συστοιχίες ονομαστικής ικανότητας 4 MVAR εκάστη).

Στον Υ/Σ ΠΥΛΟΥ θα κατασκευαστεί νέα πλήρης πύλη 150 kV (με διακόπτη) για τη σύνδεση της νέας ΓΜ 150kV. Επιπρόσθετα, η τοποθέτηση πλήρους πύλης 150 kV στον Υ/Σ ΜΕΣ1 θα αυξήσει την αξιοπιστία απορρόφησης της ισχύος του Α/Π 147. Το αντίστοιχο κόστος εκτιμάται σε 300.000 € περίπου. Το μονογραμμικό διάγραμμα των νέων έργων στην περιοχή φαίνεται στο σκαρίφημα του Σχήματος 5.7.

**Πίνακας 5.24:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης νέων Α/Π στο Ν. Μεσσηνίας

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                | ΚΟΣΤΟΣ<br>(σε €) |
|----------------------------------------------------------|------------------|
| Νέοι Υ/Σ 150/20kV                                        | 5.000.000        |
| Νέα ΓΜ 150kV                                             | 3.200.000        |
| Επέκταση πύλης ΓΜ 150kV                                  | 300.000          |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ. | 825.000          |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                            | <b>9.325.000</b> |

**Σχήμα 5.7:** Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης νέων Υ/Σ Α ΜΕΣ1 και ΜΕΣ2 στο Σύστημα (Ν. Μεσσηνίας)



### 5.8 ΝΟΜΟΙ ΛΑΚΩΝΙΑΣ κ' ΑΡΚΑΔΙΑΣ

Τα Α/Π με θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση στους νομούς Λακωνίας και Αρκαδίας φαίνονται στον Πίνακα 5.25 (βλ. και Σχήμα 5.19 ).

**Πίνακας 5.25:** Νέα Α/Π στο Ν. Λακωνίας και Ν. Αρκαδίας

| α/α | Αρ. πρωτ. ΡΑΕ | Ισχύς (MW) | Τοποθεσία                                   | ΣΣΔ / μήκος ΓΜ 150 kV      | Εκτιμώμενο μήκος γραμμών διασύνδεσης MT ( Km) | Είδος γραμμής διασύνδεσης |
|-----|---------------|------------|---------------------------------------------|----------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------|
| 1   | A196          | 28,9       | Πραγματευντή – Πελετά<br>Δ. Λεωνιδίου       | Νέος Υ/Σ<br>ΑΡΚ1/<br>7 km  | 4                                             | 2 x 2 x 95<br>ACSR        |
| 2   | A202          | 28,9       | Λεύκες – Πελετά<br>Δ. Λεωνιδίου             |                            | 2                                             | 2 x 2 x 95<br>ACSR        |
| 3   | A198          | 17,85      | Αγριοαχλαδιά – Πελετά<br>Δ. Λεωνιδίου       |                            | 5,5                                           | 2 x 95 ACSR               |
| 4   | A149          | 24         | Μαδάρα<br>Δ. Λεωνιδίου                      | Νέος Υ/Σ<br>ΛΑΚ1/<br>5 Km  | 1,5                                           | 2 x 95 ACSR               |
| 5   | B243          | 17         | Κατάρτια – τούρλες<br>Δ. Μολάων             |                            | 5,5                                           | 2 x 95 ACSR               |
| 6   | B323          | 9          | Ράχη Λούτσας – Ράχη<br>Γκιώνης<br>Δ. Ζάρακα | Νέος Υ/Σ<br>ΛΑΚ2/<br>10 Km | 7,5                                           | 2 x 95 ACSR               |
| 7   | B103          | 10,8       | Κοντοράχη<br>Δ. Ζάρακα                      |                            | 7                                             | 2 x 95 ACSR               |
| 8   | A103          | 24         | Καλογεροβούνι<br>Δ. Ζάρακα                  |                            | 1,5                                           | 2 x 95 ACSR               |
| 9   | B106          | 6,6        | Σπαρτίλα – Κάρκανο<br>Δ. Ζάρακα             |                            | 1,5                                           | 95 ACSR                   |
| 10  | B299          | 4,5        | Μουντζούρι Κιουπιών<br>Δ. Ζάρακα            |                            | 2                                             | 95 ACSR                   |
| 11  | B320          | 8,25       | Τούρλα Κορδελίτσα<br>Δ. Ζάρακα              |                            | 5                                             | 95 ACSR                   |
| 12  | B227          | 7,8        | Μεταμόρφωσις<br>Δ. Μολάων                   |                            | 5,5                                           | 95 ACSR                   |
| 13  | 256           | 18         | Μεγαβούνι Κούκουρας<br>Δ.Βαλτετσίου         | Νέος Υ/Σ<br>Δορίζας        | 3                                             | 2 x 95 ACSR               |
|     |               | 205,6      |                                             |                            | 51,5                                          |                           |

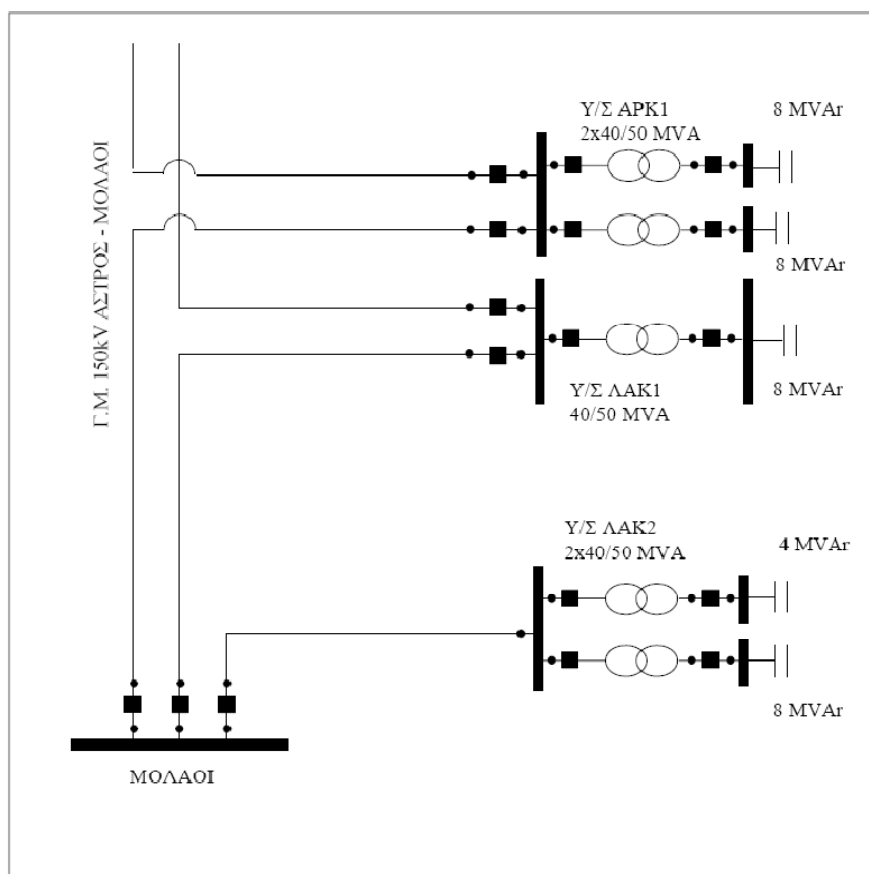
Τα Α/Π θα συνδεθούν σε τρεις νέους Υ/Σ 150/20kV που θα κατασκευαστούν στην περιοχή ανάπτυξης των Α/Π και φαίνονται στο σκαρίφημα του Σχήματος 5.9. Συγκεκριμένα για τη σύνδεση των Α/Π Α196, Α202 και Α198 θα αναπτυχθεί νέος Υ/Σ 150/20 kV κοντά στα εν λόγω Α/Π (με κωδικό όνομα ΑΡΚ1). Ο Υ/Σ ΑΡΚ1 θα συνδεθεί μέσω πλήρων πυλών ΓΜ 150 kV στο ένα κύκλωμα της νέας διπλής ΓΜ 150kV ΑΣΤΡΟΣ – ΜΟΛΑΟΙ, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.9. Στον Υ/Σ ΑΡΚ1 θα εγκατασταθούν δύο Μ/Σ ικανότητας 40/50 MVA έκαστος και πυκνωτές αντιστάθμισης συνολικής ικανότητας 16 MVAR (στα 20 kV) σε blocks των 4 MVAR. Για τη σύνδεση του Υ/Σ με το σύστημα (ΓΜ ΑΣΤΡΟΣ – ΜΟΛΑΟΙ) απαιτείται η κατασκευή διπλής ΓΜ 150kV ελαφρού τύπου (2Ε) μήκους 7 Km περίπου.

Για τη σύνδεση των Α/Π Α149 και Β243 θα αναπτυχθεί νέος Υ/Σ 150/20 kV κοντά στα εν λόγω Α/Π (με κωδικό όνομα ΛΑΚ1). Ο Υ/Σ ΛΑΚ1 θα συνδεθεί μέσω πλήρων πυλών ΓΜ 150 kV στο δεύτερο κύκλωμα της νέας διπλής ΓΜ 150kV ΑΣΤΡΟΣ – ΜΟΛΑΟΙ, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.9. Στον Υ/Σ ΛΑΚ1 θα εγκατασταθεί ένας Μ/Σ ικανότητας 40/50 MVA και πυκνωτές αντιστάθμισης συνολικής ικανότητας 8 MVAR (στα 20 kV) σε δύο blocks των 4 MVAR. Για τη σύνδεση του Υ/Σ με το δίκτυο (ΓΜ ΑΣΤΡΟΣ – ΜΟΛΑΟΙ) απαιτείται η κατασκευή διπλής ΓΜ 150kV ελαφρού τύπου (2Ε) μήκους 5 Km περίπου. Για τη σύνδεση των Α/Π Β323, Β103, Α103, Β106, Β299, Β320, και Β227 θα αναπτυχθεί νέος Υ/Σ 150/20 kV κοντά στα εν λόγω Α/Π (με κωδικό όνομα ΛΑΚ2). Ο Υ/Σ ΛΑΚ2 θα συνδεθεί με τον Υ/Σ ΜΟΛΑΩΝ. Στον Υ/Σ ΛΑΚ2 θα εγκατασταθούν δύο Μ/Σ ικανότητας 40/50 MVA έκαστος και πυκνωτές αντιστάθμισης συνολικής ικανότητας 12 MVAR (στα 20 kV) σε τρία blocks των 4 MVAR. Για τη σύνδεση του Υ/Σ ΛΑΚ2 με τον Υ/Σ ΜΟΛΑΩΝ απαιτείται η κατασκευή διπλής ΓΜ 150kV ελαφρού τύπου (2Ε) μήκους 10 Km περίπου, και η ανάπτυξη νέας πλήρους πύλης ΓΜ 150kV (με διακόπτη) στον Υ/Σ ΜΟΛΑΩΝ.

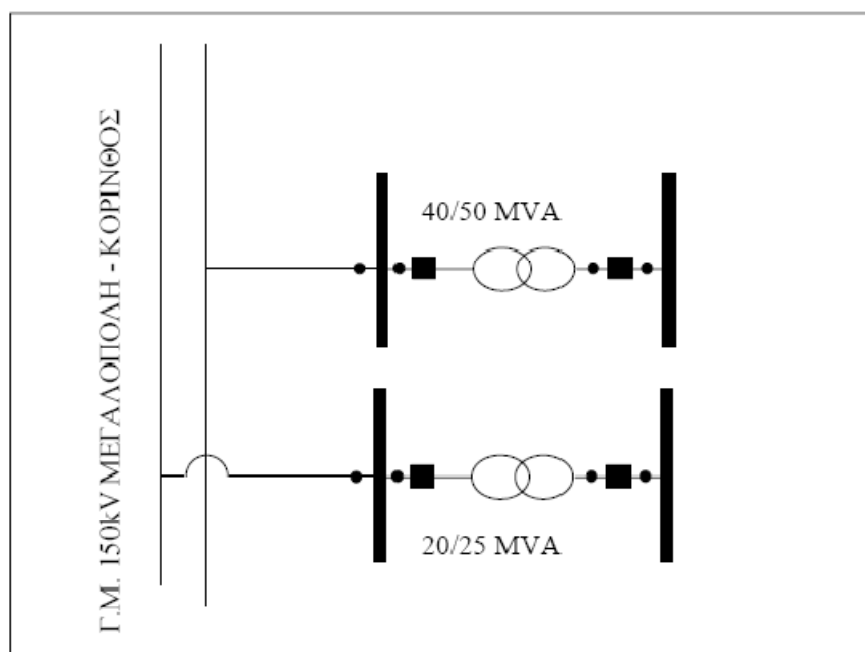
Το Α/Π 256 (ΑΡΚΑΔΙΚΟΣ ΓΑΡΜΠΗΣ) θα συνδεθεί στο νέο Υ/Σ ΔΟΡΙΖΑΣ ο οποίος πρόκειται να αναπτυχθεί στην Αρκαδία, σε γήπεδο το οποίο βρίσκεται εντός της ζώνης οδευσης της ΓΜ 150 kV ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ - ΚΟΡΙΝΘΟΣ. Στο Σχήμα 5.10 φαίνεται σκαρίφημα του Υ/Σ ΔΟΡΙΖΑΣ. Στον Υ/Σ ΔΟΡΙΖΑΣ (στον Μ/Σ 40/50 MVA) αναμένεται επίσης να συνδεθούν τα Α/Π ΑΡΚΑΔΙΚΑ ΜΕΛΤΕΜΙΑ και Α/Π ΑΡΚΑΔΙΑΣ. Το Α/Π ΑΡΚΑΔΙΚΟΣ ΓΑΡΜΠΗΣ θα συνδεθεί στον Μ/Σ 20/25 MVA. Σε περίπτωση κατά την οποία προκύψει ανάγκη σύνδεσης και άλλων Α/Π στον Υ/Σ ΔΟΡΙΖΑΣ, η ισχύς του δεύτερου Μ/Σ μπορεί να αυξηθεί σε 40/50 MVA. Το μήκος των γραμμών διασύνδεσης ΜΤ για τη σύνδεση του Α/Π ΑΡΚΑΔΙΚΟΣ ΓΑΡΜΠΗΣ εκτιμάται σε 3 km.

**Πίνακας 5.26:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης νέων Α/Π στο Ν. Λακωνίας & Ν. Αρκαδίας

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                | ΚΟΣΤΟΣ<br>(σε €)  |
|----------------------------------------------------------|-------------------|
| Νέοι Υ/Σ 150/20kV                                        | 12.000.000        |
| Νέα ΓΜ 150kV                                             | 2.300.000         |
| Επέκταση πύλης ΓΜ 150kV                                  | 300.000           |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ. | 3.240.000         |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                            | <b>17.840.000</b> |



Σχήμα 5.9: Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης των νέων Υ/Σ ΑΡΚ1, ΛΑΚ1 και ΛΑΚ2 στο Σύστημα (Ν. Αρκαδίας και Ν. Λακωνίας)



Σχήμα 5.10: Μονογραμμικό διάγραμμα σύνδεσης του νέου Υ/Σ ΔΟΡΙΖΑΣ στο Σύστημα

## 5.9 ΝΟΜΟΣ ΚΕΦΑΛΛΗΝΙΑΣ

Στο νομό Κεφαλληνιάς έχει λάβει θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση ένα Α/Π της εταιρείας ΤΕΤΡΑΠΟΛΙΣ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε. στη θέση Ξερόλιμπα-Μονολάτη της Κοινότητας Διλιναίων της νήσου Κεφαλληνιάς, ονομαστικής ισχύος 10 MW (αρ. Πρωτ. ΡΑΕ 265). Το Α/Π θα συνδεθεί στους ζυγούς 15 kV του Υ/Σ ΑΡΓΟΣΤΟΛΙΟΥ μέσω αποκλειστικής γραμμής ΜΤ, διπλού κυκλώματος 2 x 95 ACSR μήκους 9 km περίπου. Στον Υ/Σ ΑΡΓΟΣΤΟΛΙΟΥ θα προστεθεί μία ΚΨ ΜΤ. Το κόστος διασύνδεσης εκτιμάται σε 560.000 € περίπου.

## 5.10 ΝΟΜΟΣ ΕΥΡΥΤΑΝΙΑΣ

Στο νομό Ευρυτανίας έχει λάβει θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση ένα Α/Π της εταιρείας ΕΥΡΥΤΑΝΙΑ Α.Ε. στη θέση Αλάγαινα του Δ. Καρπενησίου (βλ. και Σχήμα 5.20), ονομαστικής ισχύος 10.2 MW (αρ. Πρωτ. ΡΑΕ Β220). Το Α/Π θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΚΑΡΠΕΝΗΣΙΟΥ σε νέο Μ/Σ ονομαστικής ικανότητας 20/25 MVA, μέσω αποκλειστικής γραμμής ΜΤ, διπλού κυκλώματος 2 x 95 ACSR μήκους 4 km περίπου. Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης εκτιμάται σε 1.240.000 € Περίπου (βλ. Πίνακα 5.27).

Εναλλακτικά, το Α/Π θα συνδεθεί σε νέο Υ/Σ, ο οποίος θα εγκατασταθεί στο γήπεδο του Α/Π. Ο νέος Υ/Σ θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΚΑΡΠΕΝΗΣΙΟΥ με ΓΜ 150 kV ελαφρού τύπου (Ε), και μήκους περίπου 4 km. Στον Υ/Σ ΚΑΡΠΕΝΗΣΙΟΥ θα προστεθεί πλήρης πύλη ΓΜ 150 kV. Η λύση αυτή θα επιλεγεί μόνο στην περίπτωση που χρειαστεί να συνδεθούν στον Υ/Σ ΚΑΡΠΕΝΗΣΙΟΥ και μονάδες μικρών Υδροηλεκτρικών, ευρισκόμενες πλησίον της περιοχής του Α/Π. Το κόστος διασύνδεσης στην περίπτωση αυτή εκτιμάται σε 2.525.000 € περίπου (βλ. Πίνακα 5.27).

**Πίνακας 5.27 :** Ανάλυση κόστους σύνδεσης Α/Π Β220 στο Ν. Ευρυτανίας

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                               | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|---------------------------------------------------------|------------------|
| <b>ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΛΥΣΗ</b>                                |                  |
| Νέος Μ/Σ 20/25 MVA                                      | 930.000          |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 300.000          |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                           | <b>1.230.000</b> |
| <b>ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗ ΛΥΣΗ</b>                                 |                  |
| Νέος Υ/Σ 150/20kV                                       | 1.820.000        |
| Νέα ΓΜ 150kV                                            | 330.000          |
| Πύλη ΓΜ 150kV                                           | 300.000          |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 75.000           |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                           | <b>2.525.000</b> |

### 5.11 ΝΟΜΟΣ ΑΙΤΩΛΟΑΚΑΡΝΑΝΙΑΣ

Στο Ν. Αιτωλοακαρνανίας έχει λάβει θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση ένα Α/Π της εταιρείας ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΙΚΟΝΤΟΡ Α.Ε. στη θέση Αντίρριο (βλ. και Σχήμα 5.21 ), ονομαστικής ισχύος 25.2 MW (αρ. Πρωτ. ΡΑΕ Γ55).

Το Α/Π Γ55 θα συνδεθεί σε νέο Υ/Σ 40/50 MVA και στη συνέχεια στη ΓΜ 150kV ΑΙΤΩΛΙΚΟ - ΠΑΤΡΑ η οποία διέρχεται μέσα από το γήπεδο του Α/Π. Η διάταξη του νέου Υ/Σ θα είναι όπως αυτή του Σχήματος 5.7. Το κόστος σύνδεσης όσον αφορά τα έργα μεταφοράς είναι το κόστος μετατροπής πύργων και εκτιμάται σε 60.000 €.

Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης του Α/Π Γ55 εκτιμάται προϋπολογιστικά σε 1.950.000 € όπως αναλύεται στον Πίνακα 5.28.

**Πίνακας 5.28:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης Α/Π Γ55 στο Ν. Αιτωλοακαρνανίας

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                | ΚΟΣΤΟΣ<br>(σε €) |
|----------------------------------------------------------|------------------|
| Νέος Υ/Σ 150/20kV                                        | 1.800.000        |
| Κόστος παραλλαγής πύργων                                 | 60.000           |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ. | 90.000           |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                            | <b>1.950.000</b> |

### 5.12 ΒΟΡΕΙΑ ΕΥΒΟΙΑ

Στην περιοχή της Β. Εύβοιας έχει λάβει θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση ένα Α/Π της εταιρείας ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΑΝΔΗΛΙΟΥ Α.Ε. στη θέση Όρος Κανδήλιου Δ. Μεσαπίων (βλ. και Σχήμα 5.22 ), ονομαστικής ισχύος 15 MW (αρ. Πρωτ. ΡΑΕ Β194).

Το Α/Π θα συνδεθεί στον Υ/Σ ΨΑΧΝΩΝ μέσω αποκλειστικής διπλής γραμμής ΜΤ 20 kV 2X95mm<sup>2</sup>ACSR, σε νέο Μ/Σ 20/25 MVA ο οποίος θα εγκατασταθεί στον Υ/Σ ΨΑΧΝΩΝ. Το μήκος της παραπάνω γραμμής υπολογίζεται σε 12 km. Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης εκτιμάται σε 1.470.000 €.

Εναλλακτικά, η σύνδεση του Α/Π θα γίνει σε νέο Υ/Σ ονομαστικής ισχύος 20/25 MVA, που θα κατασκευαστεί στο γήπεδο του Α/Π. Η σύνδεση του νέου Υ/Σ με το σύστημα θα γίνει μέσω νέας ΓΜ 150 kV ελαφρού τύπου (Ε), που θα συνδεθεί στη ΓΜ ΨΑΧΝΑ-ΜΑΝΤΟΥΔΙ. Το μήκος της νέας ΓΜ εκτιμάται σε 5 km. Το κόστος των έργων διασύνδεσης εκτιμάται σε 2.140.000 €.

Το κόστος σύνδεσης για κάθε μία από τις παραπάνω περιπτώσεις φαίνεται στον Πίνακα 5.29. Η εναλλακτική λύση καταλήγει σε ανηγμένο κόστος διασύνδεσης 142.667€/MW, που είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο της προτεινόμενης λύσης (98.000€/MW).

**Πίνακας 5.29:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης νέου Α/Π στη Β. Εύβοια

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                               | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|---------------------------------------------------------|------------------|
| <b>ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΛΥΣΗ</b>                                |                  |
| Νέος Μ/Σ 150/20kV                                       | 940.000          |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 530.000          |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                           | <b>1.470.000</b> |
| <b>ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗ ΛΥΣΗ</b>                                 |                  |
| Νέος Υ/Σ 150/20kV                                       | 1.650.000        |
| Νέα ΓΜ 150kV                                            | 400.000          |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 90.000           |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                           | <b>2.140.000</b> |

### 5.13 ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΙΚΡΩΝ Α/Π ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΔΙΚΤΥΑ ΜΤ

Τέλος, έχουν λάβει θετική εισήγηση από τη ΡΑΕ για αδειοδότηση Α/Π μικρού μεγέθους (έως 2 MW), όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.30. Αυτά τα Α/Π θα συνδεθούν σε υφιστάμενα δίκτυα ΜΤ. Ο καθορισμός του τρόπου σύνδεσης των Α/Π του Πίνακα 5.30 θα γίνει από το Διαχειριστή Δικτύου (ΔΕΗ/ΔΑΔΔΙ). Το κόστος των έργων διασύνδεσης των παραπάνω Α/Π δεν αναμένεται να υπερβεί τα 600.000 €.

**Πίνακας 5.30:** Α/Π μικρού μεγέθους (σύνδεση σε υφιστάμενα δίκτυα ΜΤ)

| α/α           | Αρ. πρωτ. ΡΑΕ | Όνομα                       | Ισχύς (MW) | Τοποθεσία                 | Νομός    |
|---------------|---------------|-----------------------------|------------|---------------------------|----------|
| 1             | 380           | Ηλιόπουλος Κ. – Απόλλων     | 0,5        | Προφ. Ηλίας – Δ. Βύτινας  | Αρκαδίας |
| 2             | 244           | Αιόλια Α.Ε.                 | 1,2        | Πάνω Βρύση Δ. Φαρρών      | Αχαΐας   |
| 3             | 511           | Αναπτυξιακή Θιναλίων Α.Ε.   | 0,6        | Δ. Θιναλίων               | Κέρκυρας |
| 4             | 214           | Ελληνική Ενεργεικοντορ Α.Ε. | 0,6        | Προφ. Ηλίας – Δ. Λεβιδίου | Αρκαδίας |
| <b>ΣΥΝΟΛΑ</b> |               |                             | <b>2,9</b> |                           |          |

### 5.14 ΣΥΝΟΨΗ

Στους ακόλουθους Πίνακες 5.31-5.35 γίνεται μια σύνοψη όλων των παραπάνω ανά περιοχή. Η συνολική ονομαστική ισχύς των εξεταζόμενων Α/Π είναι 747.75 MW.

Σύμφωνα με τις προτεινόμενες λύσεις, για τη σύνδεση των Α/Π απαιτούνται :

- 16 νέοι Υ/Σ ικανότητας 950 MVA
- 145 km νέων ΓΜ 150 kV
- 4 νέοι Μ/Σ 20/25 MVA σε υφιστάμενους Υ/Σ
- 265 km νέων γραμμών διασύνδεσης ΜΤ
- Επέκταση 5 πυλών ΓΜ σε υφιστάμενους Υ/Σ για τοποθέτηση διακοπών
- Παραλλαγή 3 πύργων

Στον πίνακα 5.31 συνοψίζονται τα αναγκαία έργα διασύνδεσης όλων των παραπάνω Α/Π.

**Πίνακας 5.31:** Απαιτούμενα έργα διασύνδεσης νέων Α/Π

| Περιοχή            | Ισχύς<br>Α/Π<br>(MW) | Έργα μεταφοράς      |                       |                     | Έργα<br>δικτύου                                     |                       |
|--------------------|----------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------|
|                    |                      | ΓΜ<br>150kV<br>(km) | Νέοι Υ/Σ<br>μεταφοράς |                     | ΛΟΙΠΑ                                               | Γραμμές<br>MT<br>(km) |
|                    |                      |                     | Αριθ.                 | Ον.ικανότ.<br>(MVA) |                                                     |                       |
| Θράκη              | 107,95               | 4                   | 2                     | 150                 |                                                     | 61                    |
| Μακεδονία          | 53,2                 | 12                  | 1                     | 50                  | -Επέκτ. Πύλης<br>ΓΜ 150kV                           | 64                    |
| Μαγνησία           | 57,8                 | 15                  | 1                     | 50                  | -Επέκτ. Πύλης<br>ΓΜ 150kV<br>-Νέος Μ/Σ 20/25<br>MVA | 21                    |
| Φθιώτιδα           | 14,45                | 14                  |                       |                     | -Νέος Μ/Σ 20/25<br>MVA                              | 14                    |
| Βοιωτία            | 91,2                 | 25                  | 3                     | 150                 | -Παραλλαγή<br>πύργων                                |                       |
| Αργολίδα           | 60,95                | 8                   | 2                     | 100                 | -Επέκτ. Πύλης<br>ΓΜ 150kV<br>-Παραλλαγή<br>πύργων   | 7                     |
| Μεσσηνία           | 93,1                 | 45                  | 2                     | 125                 | -Επέκτ. Πύλης<br>ΓΜ 150kV                           | 1,5                   |
| Λακωνία<br>Αρκαδία | 205,6                | 22                  | 4                     | 275                 | -Επέκτ. Πύλης<br>ΓΜ 150kV                           | 51,5                  |
| Μικρά Α/Π          | 2,9                  |                     |                       |                     |                                                     | 20                    |
| Αιτωλ/νία          | 25,2                 |                     | 1                     | 50                  | -Παραλλαγή<br>πύργων                                |                       |
| Κεφαλονιά          | 10,2                 |                     |                       |                     |                                                     | 9                     |
| Ευρυτανία          | 10,2                 |                     |                       |                     | -Νέος Μ/Σ 20/25<br>MVA                              | 4                     |
| Εύβοια             | 15                   |                     |                       |                     | -Νέος Μ/Σ 20/25<br>MVA                              | 12                    |
| Σύνολο             | 747,75               | 145                 | 16                    | 950                 |                                                     | 265                   |



Στον Πίνακα 5.32 παρουσιάζονται τα κόστη των έργων μεταφοράς ανά περιοχή. Ως έργα μεταφοράς θεωρούνται η εγκατάσταση νέου Υ/Σ, η νέα ΓΜ και άλλα μικρότερης αξίας. Η δεύτερη κατηγορία είναι τα έργα δικτύου τα οποία παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.33. Στον Πίνακα 5.34 παρουσιάζονται τα συνολικά κόστη των έργων μεταφοράς, τα συνολικά κόστη των έργων δικτύου και το γενικό σύνολο ανά περιοχή και ανά κατηγορία.

**Πίνακας 5.32 :** Ανάλυση κόστους έργων μεταφοράς νέων Α/Π ανά περιοχή (σε €)

| ΠΕΡΙΟΧΗ                 | ΙΣΧΥΣ Α/Π<br>(MW) | Γ.Μ. 150kV        | Νέοι Υ/Σ<br>μεταφοράς | ΛΟΙΠΑ            | ΣΥΝΟΛΟ            |
|-------------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|------------------|-------------------|
| ΘΡΑΚΗ                   | 107,95            | 500.000           | 6.200.000             | 120.000          | 6.820.000         |
| ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ               | 53,2              | 1.000.000         | 1.950.000             | 300.000          | 3.250.000         |
| ΜΑΓΝΗΣΙΑ                | 57,8              | 1.000.000         | 1.950.000             | 300.000          | 3.250.000         |
| ΦΘΙΩΤΙΔΑ                | 14,45             | 0                 | 0                     | 0                | 0                 |
| ΒΟΙΩΤΙΑ                 | 91,2              | 1.900.000         | 5.800.000             | 60.000           | 7.760.000         |
| ΑΡΓΟΛΙΔΑ                | 60,95             | 650.000           | 3.900.000             | 360.000          | 4.910.000         |
| ΜΕΣΣΗΝΙΑ                | 93,1              | 3.200.000         | 5.000.000             | 300.000          | 8.500.000         |
| ΛΑ/ΝΙΑ-ΑΡΚ/ΔΙΑ          | 205,6             | 2.300.000         | 12.000.000            | 300.000          | 14.600.000        |
| ΑΙΤΩΛ/ΝΙΑ               | 25,2              | 0                 | 1.800.000             | 60.000           | 1.860.000         |
| ΚΕΦΑΛΛΟΝΙΑ              | 10,2              | 0                 | 0                     | 0                | 0                 |
| ΕΥΡΥΤΑΝΙΑ               | 10,2              | 0                 | 0                     | 0                | 0                 |
| ΕΥΒΟΙΑ                  | 15                | 0                 | 0                     | 0                | 0                 |
| Α/Π με Σύνδεση στη Μ.Τ. | 2,9               | 0                 | 0                     | 0                | 0                 |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>           | <b>747,75</b>     | <b>10.550.000</b> | <b>38.600.000</b>     | <b>1.800.000</b> | <b>50.950.000</b> |

Μία πρώτη παρατήρηση που μπορεί να γίνει είναι ότι τα κόστη των έργων μεταφοράς είναι σημαντικά υψηλότερα από τα κόστη των έργων δικτύου και αποτελούν το 74% του συνολικού κόστους των απαραίτητων έργων διασύνδεσης.

**Πίνακας 5.33 :** Ανάλυση κόστους έργων δικτύου νέων Α/Π ανά περιοχή (σε €)

| ΠΕΡΙΟΧΗ             | ΙΣΧΥΣ Α/Π(MW) | ΓΡΑΜΜΕΣ ΜΤ       | ΛΟΙΠΑ            | ΣΥΝΟΛΟ            |
|---------------------|---------------|------------------|------------------|-------------------|
| ΘΡΑΚΗ               | 107,95        | 2.200.000        | 750.000          | 2.950.000         |
| ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ           | 53,2          | 2.000.000        | 800.000          | 2.800.000         |
| ΜΑΓΝΗΣΙΑ            | 57,8          | 680.000          | 1.320.000        | 2.000.000         |
| ΦΘΙΩΤΙΔΑ            | 14,45         | 440.000          | 1.100.000        | 1.540.000         |
| ΒΟΙΩΤΙΑ             | 91,2          | 0                | 270.000          | 270.000           |
| ΑΡΓΟΛΙΔΑ            | 60,95         | 240.000          | 350.000          | 590.000           |
| ΜΕΣΣΗΝΙΑ            | 93,1          | 75.000           | 570.000          | 825.000           |
| ΛΑΚΩΝΙΑ-<br>ΑΡΚΑΔΙΑ | 205,2         | 1.650.000        | 1.590.000        | 3.240.000         |
| ΑΙΤΩΛ/ΝΙΑ           | 25,2          | 0                | 90.000           | 90.000            |
| ΚΕΦΑΛΛΟΝΙΑ          | 10,2          | 300.000          | 270.000          | 570.000           |
| ΕΥΡΥΤΑΝΙΑ           | 10,2          | 130.000          | 1.100.000        | 1.230.000         |
| ΕΥΒΟΙΑ              | 15            | 380.000          | 1.100.000        | 1.470.000         |
| Μικρά Α/Π           | 2,9           | 235.000          | 60.000           | 295.000           |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>       | <b>747,75</b> | <b>8.330.000</b> | <b>9.370.000</b> | <b>17.770.000</b> |

Παρατηρώντας τους Πίνακες 5.32-5.34 μπορεί να εξαχθεί το συμπέρασμα ότι η κατασκευή νέων Υ/Σ μεταφοράς αποτελεί το σημαντικότερο κόστος. Αυτό το έργο είναι απαραίτητο στις περιπτώσεις όπου πρόκειται να συνδεθούν Α/Π μεγάλης ονομαστικής ισχύος. Σε αυτές τις περιπτώσεις λοιπόν η ανάγκη για εγκατάσταση νέου Υ/Σ αυξάνει κατά πολύ τα κόστη διασύνδεσης (στην περίπτωση του μοντέλου των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης). Το συγκεκριμένο κόστος κατά μέσο όρο ξεπερνάει το 50% των συνολικών δαπανών σύνδεσης.

**Πίνακας 5.34 :** Προϋπολογισμός κόστους έργων διασύνδεσης νέων Α/Π ανά περιοχή

| ΠΕΡΙΟΧΗ             | ΙΣΧΥΣ Α/Π<br>(MW) | ΣΥΝΟΛΟ<br>ΕΡΓΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ<br>(€) | ΣΥΝΟΛΟ<br>ΕΡΓΩΝ<br>ΔΙΚΤΥΟΥ<br>(€) | ΓΕΝΙΚΟ<br>ΣΥΝΟΛΟ<br>(€) |
|---------------------|-------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|
| ΘΡΑΚΗ               | 107,95            | 6.820.000                        | 2.950.000                         | 9.770.000               |
| ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ           | 53,2              | 3.250.000                        | 2.800.000                         | 6.050.000               |
| ΜΑΓΝΗΣΙΑ            | 57,8              | 3.250.000                        | 2.000.000                         | 5.250.000               |
| ΦΘΙΩΤΙΔΑ            | 14,45             | 0                                | 1.540.000                         | 1.540.000               |
| ΒΟΙΩΤΙΑ             | 91,2              | 7.760.000                        | 270.000                           | 8.030.000               |
| ΑΡΓΟΛΙΔΑ            | 60,95             | 4.910.000                        | 590.000                           | 5.500.000               |
| ΜΕΣΣΗΝΙΑ            | 93,1              | 8.500.000                        | 825.000                           | 9.325.000               |
| ΛΑΚΩΝΙΑ-<br>ΑΡΚΑΔΙΑ | 205,2             | 14.600.000                       | 3.240.000                         | 17.840.000              |
| ΑΙΤΩΛ/ΝΙΑ           | 25,2              | 1.860.000                        | 90.000                            | 1.950.000               |
| ΚΕΦΑΛΛΟΝΙΑ          | 10,2              | 0                                | 570.000                           | 570.000                 |
| ΕΥΡΥΤΑΝΙΑ           | 10,2              | 0                                | 1.230.000                         | 1.230.000               |
| ΕΥΒΟΙΑ              | 15                | 0                                | 1.470.000                         | 1.470.000               |
| Μικρά Α/Π           | 2,9               | 0                                | 295.000                           | 295.000                 |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>       | <b>747,75</b>     | <b>50.950.000</b>                | <b>17.780.000</b>                 | <b>68.820.000</b>       |

**Σχήμα 5.11 :** Κόστη σύνδεσης Α/Π ανά περιοχή συναρτήσει της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος

Παρατηρώντας τον Πίνακα 5.34 μπορεί κανείς να διακρίνει μία μεγάλη συσχέτιση μεταξύ της ισχύος των Α/Π κάθε περιοχής και των δαπανών σύνδεσης. Αυτό φαίνεται καλύτερα στο Σχήμα 5.11. Δεν υπάρχει βέβαια καμία αναλογία μεταξύ των δύο μεγεθών αλλά υπάρχει σίγουρα μεγάλη συσχέτιση. Τα κόστη σύνδεσης εξαρτώνται από το μέγεθος του Α/Π αλλά εξαρτώνται και από άλλους παράγοντες όπως η απόσταση του εκάστοτε Α/Π από τα δίκτυα.

Στον Πίνακα 5.35 (1 και 2) συνοψίζονται τα βασικά οικονομικά στοιχεία όλων των Α/Π που μελετώνται παραπάνω. Η προτελευταία στήλη (ποσοστό) δείχνει τα ποσοστά των δαπανών σύνδεσης επί των συνολικών δαπανών κάθε επένδυσης, ενώ στην τελευταία στήλη παρατίθενται τα ανηγμένα κόστη σύνδεσης ανά εγκατεστημένο MW για κάθε Α/Π.

**Πίνακας 5.35(1):** Συνοπτική παρουσίαση των βασικών στοιχείων όλων των παραπάνω Α/Π

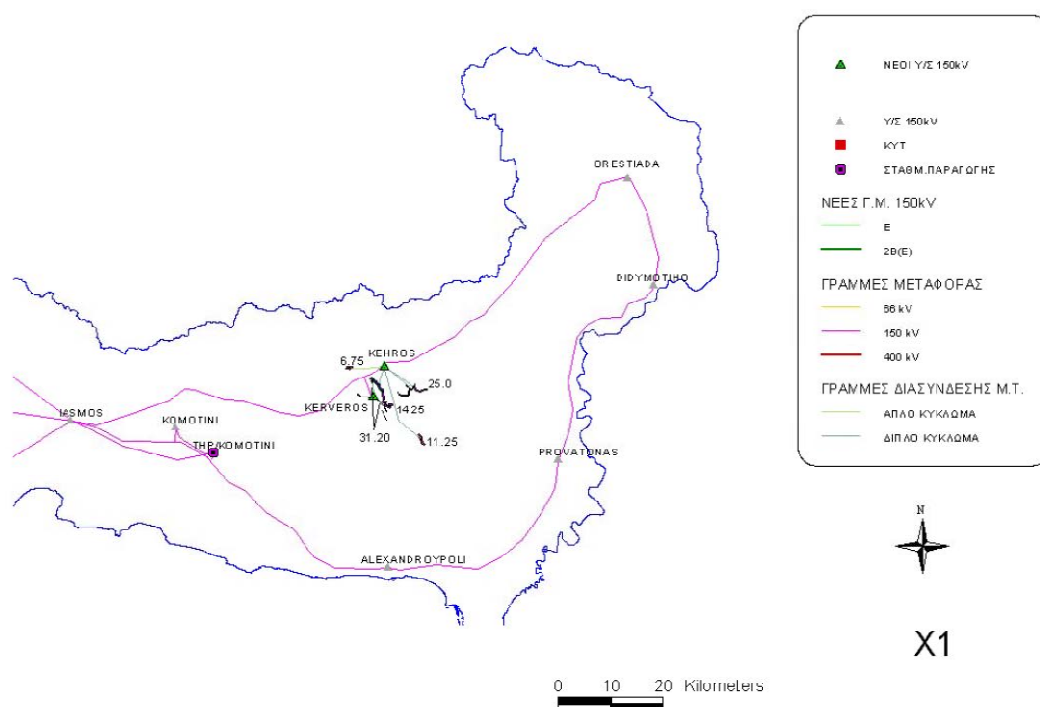
| 1                                     | Α/Π  | Ισχύς<br>(MW) | Κόστος<br>εγκατάστασης<br>(€) | Κόστος<br>σύνδεσης<br>(€) | Συνολικό<br>κόστος<br>(€) | Ποσοστό | Ανηγμένο<br>κόστος<br>(€/MW) |
|---------------------------------------|------|---------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------|------------------------------|
| <b>Θράκη</b>                          |      |               |                               |                           |                           |         |                              |
| 1                                     | 228  | 11,25         | 11.587.500                    | 1.012.500                 | 12.600.000                | 8,04%   | 90.000                       |
| 2                                     | 230  | 14,25         | 14.677.500                    | 1.282.500                 | 15.960.000                | 8,04%   | 90.000                       |
| 3                                     | 227  | 19,50         | 20.085.000                    | 1.755.000                 | 21.840.000                | 8,04%   | 90.000                       |
| 4                                     | 229  | 6,75          | 6.952.500                     | 607.500                   | 7.560.000                 | 8,04%   | 90.000                       |
| 5                                     | 478  | 25,00         | 25.750.000                    | 2.250.000                 | 28.000.000                | 8,04%   | 90.000                       |
| 6                                     | 96   | 31,20         | 32.136.000                    | 2.808.000                 | 34.944.000                | 8,04%   | 90.000                       |
| <b>Δυτική και Ανατολική Μακεδονία</b> |      |               |                               |                           |                           |         |                              |
| 7                                     | 354  | 5,25          | 5.407.500                     | 620.000                   | 6.027.500                 | 10,29%  | 118.095                      |
| 8                                     | B174 | 23,80         | 24.514.000                    | 2.380.000                 | 26.894.000                | 8,85%   | 100.000                      |
| 9                                     | 367  | 6,00          | 6.180.000                     | 820.000                   | 7.000.000                 | 11,71%  | 136.667                      |
| 10                                    | 370  | 8,25          | 8.497.500                     | 750.000                   | 9.247.500                 | 8,11%   | 90.909                       |
| 11                                    | 395  | 9,9           | 10.197.000                    | 950.000                   | 11.147.000                | 8,52%   | 95.960                       |
| <b>Μαγνησία</b>                       |      |               |                               |                           |                           |         |                              |
| 12                                    | B241 | 20,40         | 21.012.000                    | 1.810.000                 | 22.822.000                | 7,93%   | 88.725                       |
| 13                                    | B242 | 20,40         | 21.012.000                    | 1.810.000                 | 22.822.000                | 7,93%   | 88.725                       |
| 14                                    | 149  | 17            | 17.510.000                    | 1.700.000                 | 19.210.000                | 8,85%   | 100.000                      |
| <b>Φθιώτιδα</b>                       |      |               |                               |                           |                           |         |                              |
| 15                                    | 143  | 14,45         | 14.883.500                    | 1.530.000                 | 16.413.500                | 9,32%   | 105.882                      |
| <b>Βοιωτία</b>                        |      |               |                               |                           |                           |         |                              |
| 16                                    | B141 | 25,5          | 26.265.000                    | 3.260.000                 | 29.525.000                | 11,04%  | 127.843                      |
| 17                                    | 470  | 36            | 37.080.000                    | 2.735.000                 | 39.815.000                | 6,87%   | 75.972                       |
| 18                                    | 471  | 29,7          | 30.591.000                    | 1.970.000                 | 32.561.000                | 6,05%   | 66.330                       |
| <b>Αργολίδα</b>                       |      |               |                               |                           |                           |         |                              |
| 19                                    | A195 | 29,75         | 30.642.500                    | 2.115.000                 | 32.757.500                | 6,46%   | 71.092                       |
| 20                                    | B253 | 16,2          | 16.686.000                    | 1.750.000                 | 18.436.000                | 9,49%   | 108.025                      |
| 21                                    | B228 | 15,0          | 15.450.000                    | 1.630.000                 | 17.080.000                | 9,54%   | 108.667                      |

Πίνακας 5.35(2): Συνοπτική παρουσίαση των βασικών στοιχείων όλων των Α/Π της μελέτης

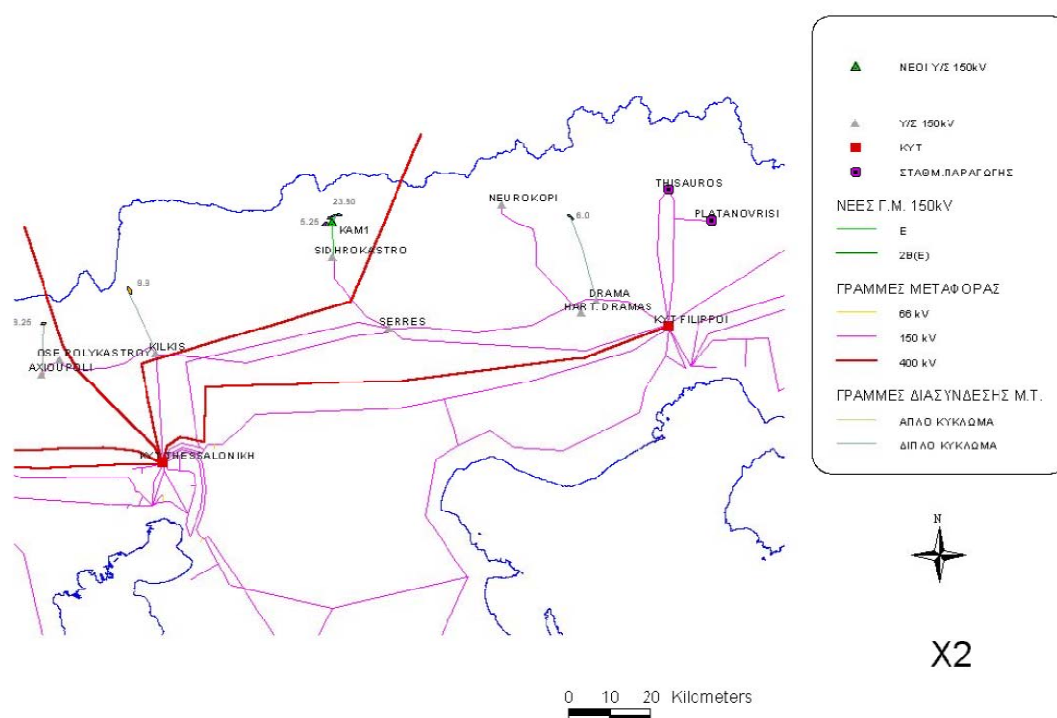
| 2                        | Α/Π  | Ισχύς<br>(MW) | Κόστος<br>εγκατάστασης<br>(€) | Κόστος<br>σύνδεσης<br>(€) | Συνολικό<br>κόστος<br>(€) | Ποσοστό      | Ανηγμένο<br>κόστος<br>(€/MW) |
|--------------------------|------|---------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------------|--------------|------------------------------|
| <b>Μεσσηνία</b>          |      |               |                               |                           |                           |              |                              |
| 22                       | 147  | 15,3          | 15.759.000                    | 1.530.000                 | 17.289.000                | 8,85%        | 100.000                      |
| 23                       | 391  | 1,8           | 1.854.000                     | 180.000                   | 2.034.000                 | 8,85%        | 100.000                      |
| 24                       | A124 | 48,0          | 49.440.000                    | 4.800.000                 | 54.240.000                | 8,85%        | 100.000                      |
| 25                       | B311 | 28,0          | 28.840.000                    | 2.800.000                 | 31.640.000                | 8,85%        | 100.000                      |
| <b>Λακωνία - Αρκαδία</b> |      |               |                               |                           |                           |              |                              |
| 26                       | A196 | 28,9          | 29.767.000                    | 2.601.000                 | 32.368.000                | 8,04%        | 90.000                       |
| 27                       | A202 | 28,9          | 29.767.000                    | 2.601.000                 | 32.368.000                | 8,04%        | 90.000                       |
| 28                       | A198 | 17,85         | 18.385.500                    | 1.606.500                 | 19.992.000                | 8,04%        | 90.000                       |
| 29                       | A149 | 24            | 24.720.000                    | 2.160.000                 | 26.880.000                | 8,04%        | 90.000                       |
| 30                       | B243 | 17            | 17.510.000                    | 1.530.000                 | 19.040.000                | 8,04%        | 90.000                       |
| 31                       | B323 | 9             | 9.270.000                     | 810.000                   | 10.080.000                | 8,04%        | 90.000                       |
| 32                       | B103 | 10,8          | 11.124.000                    | 972.000                   | 12.096.000                | 8,04%        | 90.000                       |
| 33                       | A103 | 24            | 24.720.000                    | 2.160.000                 | 26.880.000                | 8,04%        | 90.000                       |
| 34                       | B106 | 6,6           | 6.798.000                     | 594.000                   | 7.392.000                 | 8,04%        | 90.000                       |
| 35                       | B299 | 4,5           | 4.635.000                     | 405.000                   | 5.040.000                 | 8,04%        | 90.000                       |
| 36                       | B320 | 8,25          | 8.497.500                     | 742.500                   | 9.240.000                 | 8,04%        | 90.000                       |
| 37                       | B227 | 7,8           | 8.034.000                     | 702.000                   | 8.736.000                 | 8,04%        | 90.000                       |
| 38                       | 256  | 18            | 18.540.000                    | 1.620.000                 | 20.160.000                | 8,04%        | 90.000                       |
| <b>Κεφαλλονιά</b>        |      |               |                               |                           |                           |              |                              |
| 39                       | 265  | 10            | 10.300.000                    | 560.000                   | 10.860.000                | 5,16%        | 56.000                       |
| <b>Ερυνανία</b>          |      |               |                               |                           |                           |              |                              |
| 40                       | B220 | 10,2          | 10.506.000                    | 1.240.000                 | 11.746.000                | 10,56%       | 121.569                      |
| <b>Αιτωλοακαρνανία</b>   |      |               |                               |                           |                           |              |                              |
| 41                       | Γ55  | 25,2          | 25.956.000                    | 1.950.000                 | 27.906.000                | 6,99%        | 77.381                       |
| <b>Εύβοια</b>            |      |               |                               |                           |                           |              |                              |
| 42                       | B194 | 15            | 15.450.000                    | 1.470.000                 | 16.920.000                | 8,69%        | 98.000                       |
| <b>Μικρά Α/Π</b>         |      |               |                               |                           |                           |              |                              |
| 43                       | 380  | 0,5           | 515.000                       | 100.000                   | 615.000                   | 16,26%       | 200.000                      |
| 44                       | 244  | 1,2           | 1.236.000                     | 240.000                   | 1.476.000                 | 16,26%       | 200.000                      |
| 45                       | 511  | 0,6           | 618.000                       | 120.000                   | 738.000                   | 16,26%       | 200.000                      |
| 46                       | 214  | 0,6           | 618.000                       | 120.000                   | 738.000                   | 16,26%       | 200.000                      |
| <b>Μ.Ο.</b>              |      | 16,25         | 16.738.620                    | 1.503.467                 | 18.242.087                | <b>9,03%</b> | <b>103.171</b>               |

Τα ανηγμένα κόστη σύνδεσης κυμαίνονται μεταξύ 56.000 και 200.000 €/MW (μικρά Α/Π), ενώ το μέσο ανηγμένο κόστος υπολογίστηκε σε 103.171€/MW το οποίο είναι αρκετά υψηλό, καθώς το αντίστοιχο κόστος για τη Δανία εκτιμάται σε 20.000€/MW [5.2].

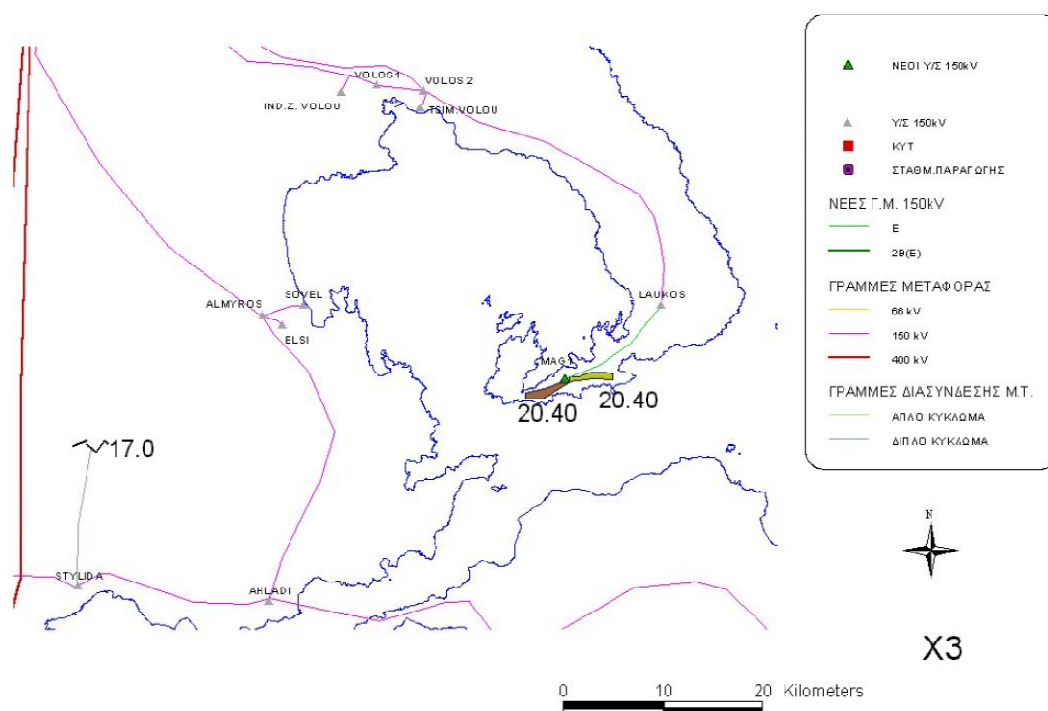
Τα κόστη σύνδεσης για τις περισσότερες περιπτώσεις αποτελούν το 7 με 10% του συνολικού κόστους της επένδυσης, ενώ η μέση τιμή αυτού του ποσοστού υπολογίστηκε 9,03%.



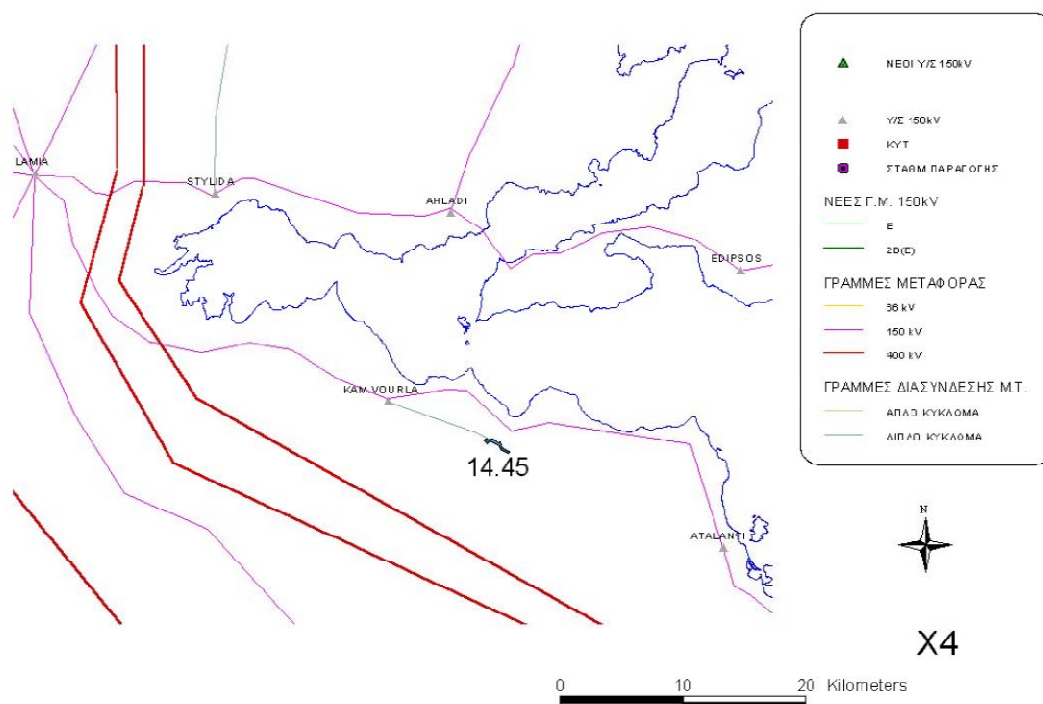
Σχήμα 5.12: Γεωγραφική θέση των Α/Π της Θράκης



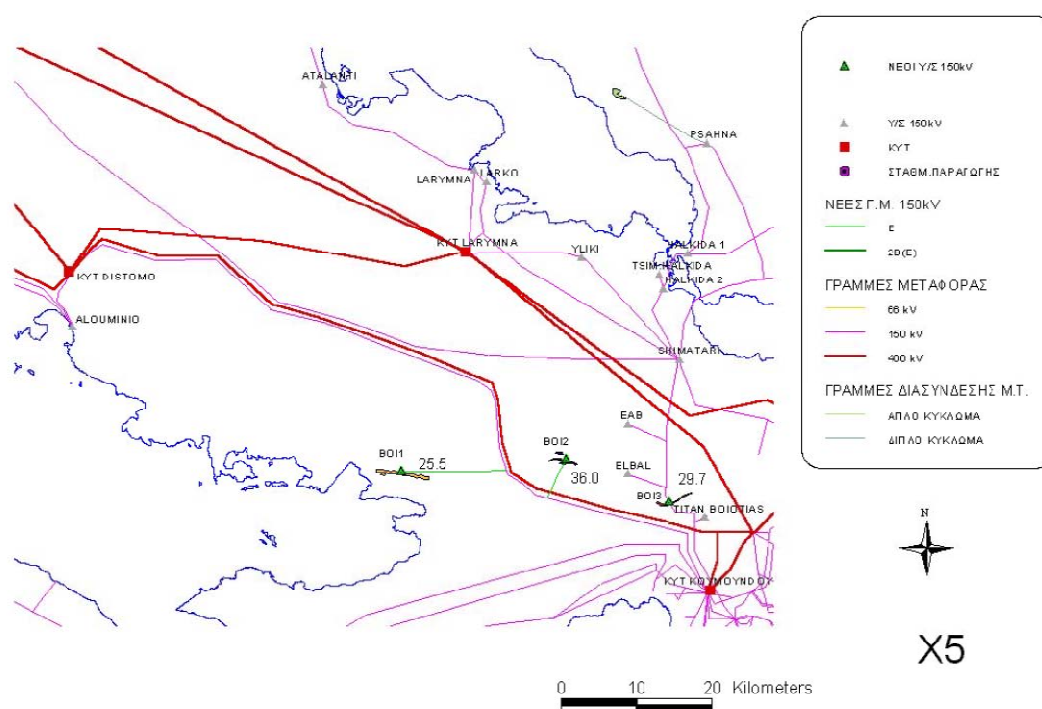
Σχήμα 5.13: Γεωγραφική θέση των Α/Π της κεντρικής και ανατολικής Μακεδονίας



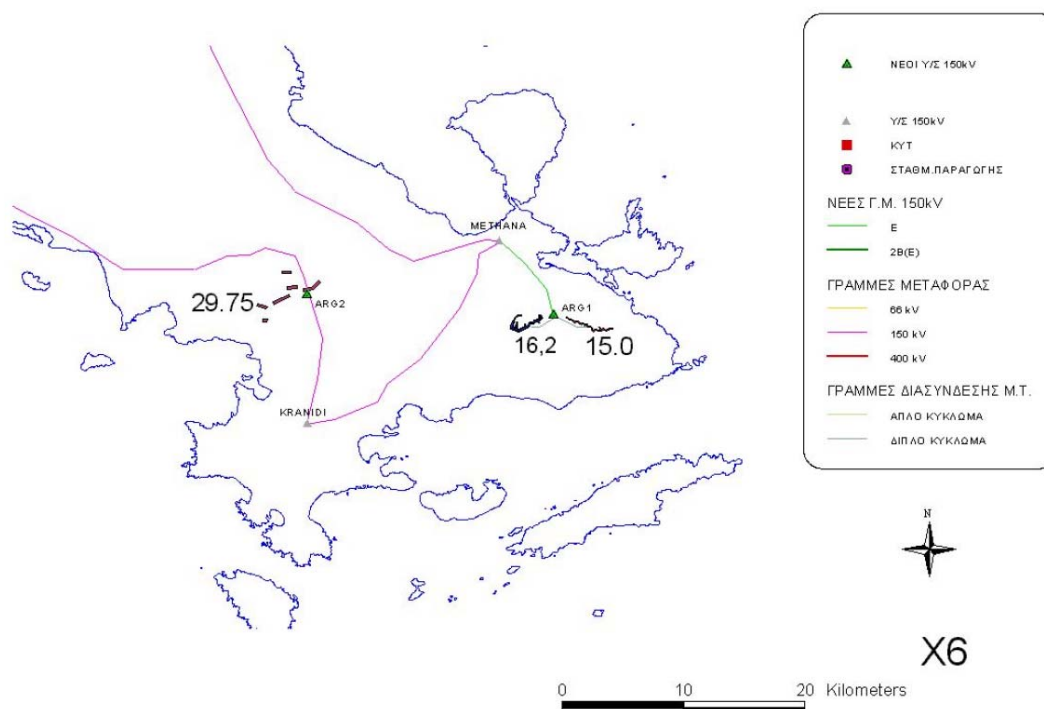
Σχήμα 5.14: Γεωγραφική θέση των Α/Π του Ν. Μαγνησίας



Σχήμα 5.15: Γεωγραφική θέση των Α/Π του Ν. Φθιώτιδας

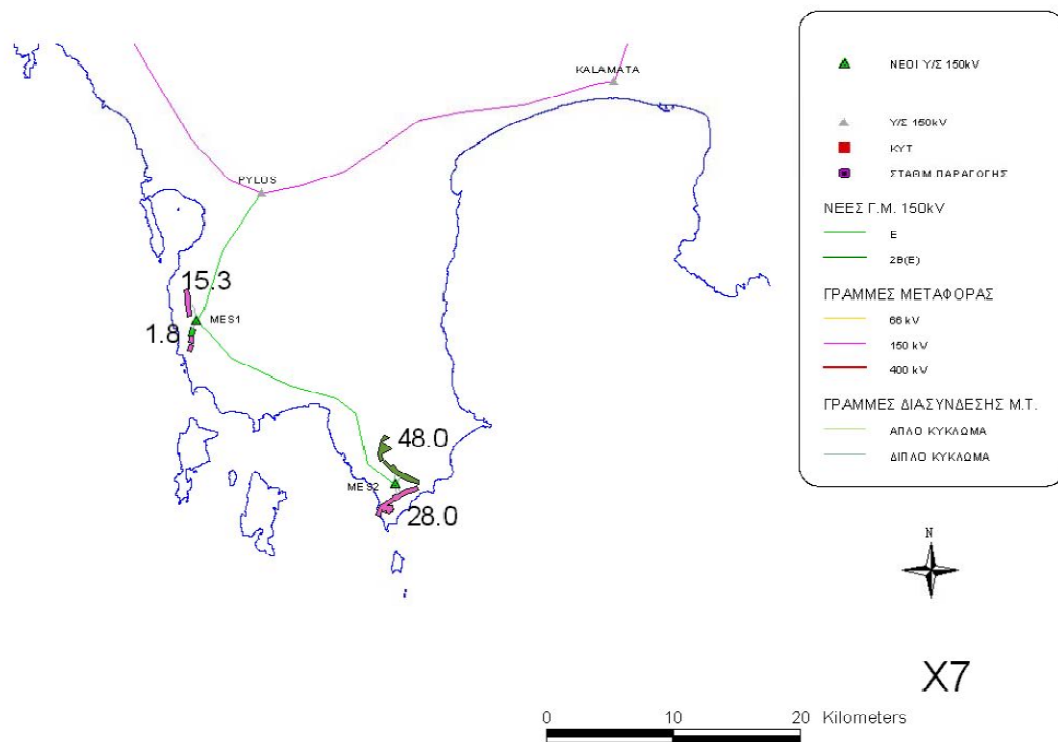


Σχήμα 5.16: Γεωγραφική θέση των Α/Π του Ν. Βοιωτίας

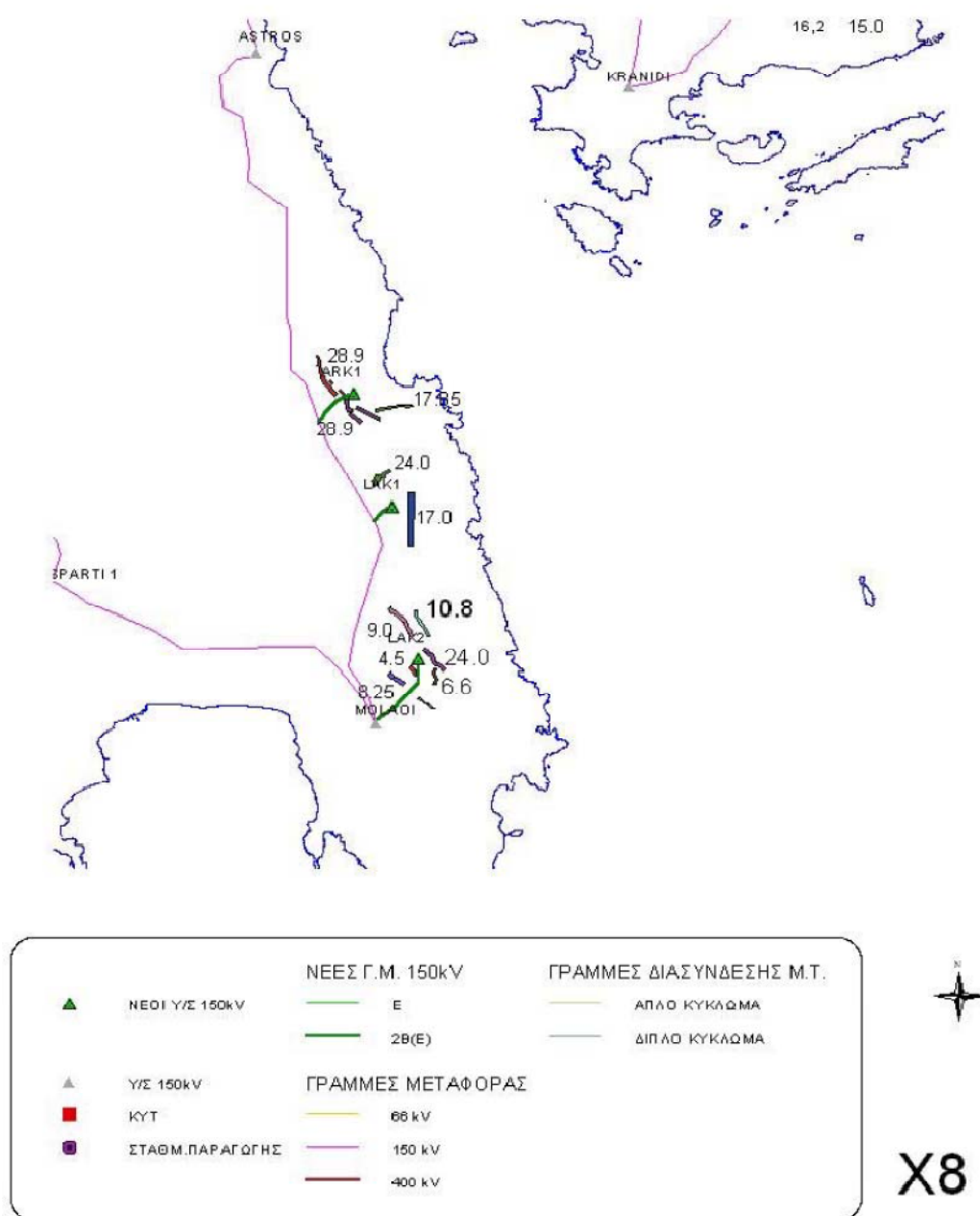


Σχήμα 5.17: Γεωγραφική θέση των Α/Π του Ν. Αργολίδας

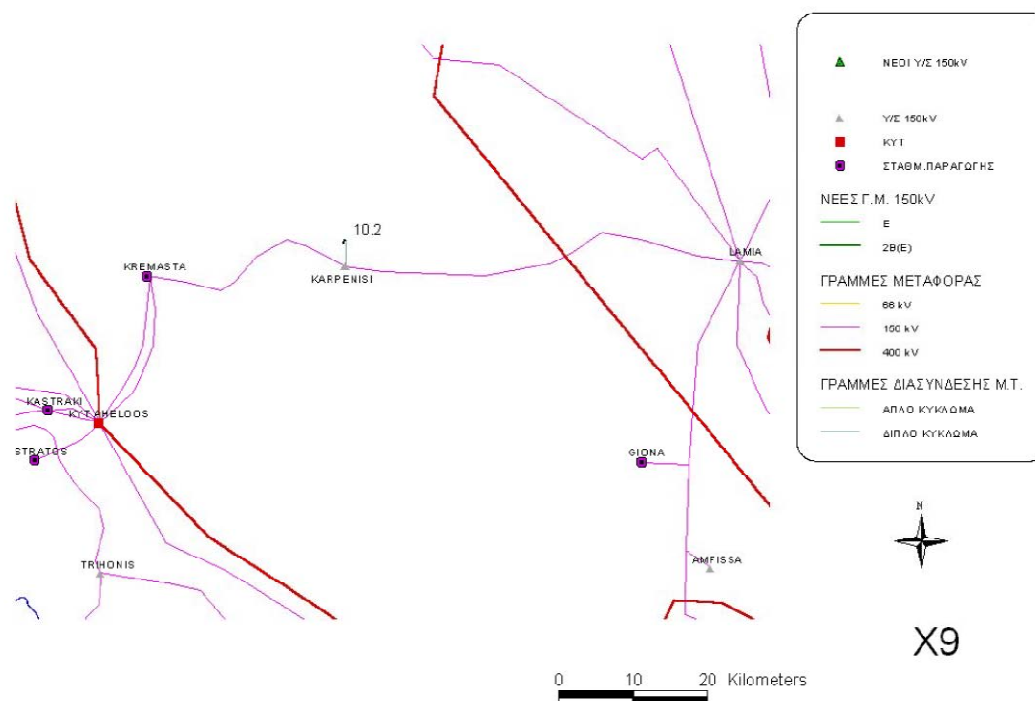




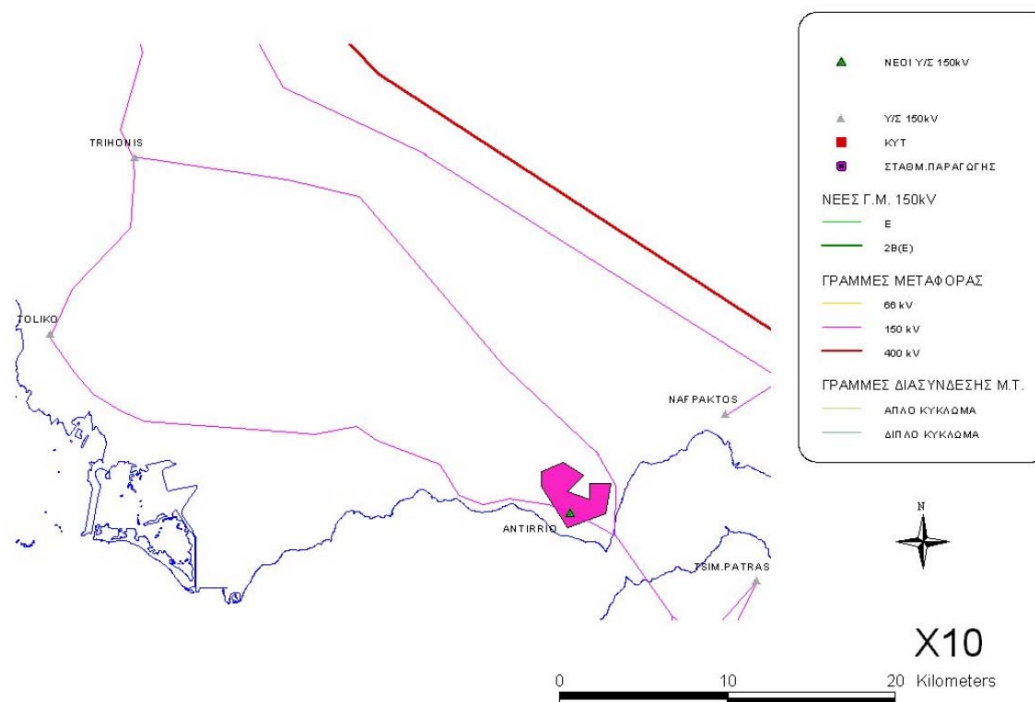
Σχήμα 5.18: Γεωγραφική θέση των Α/Π του Ν. Μεσσηνίας



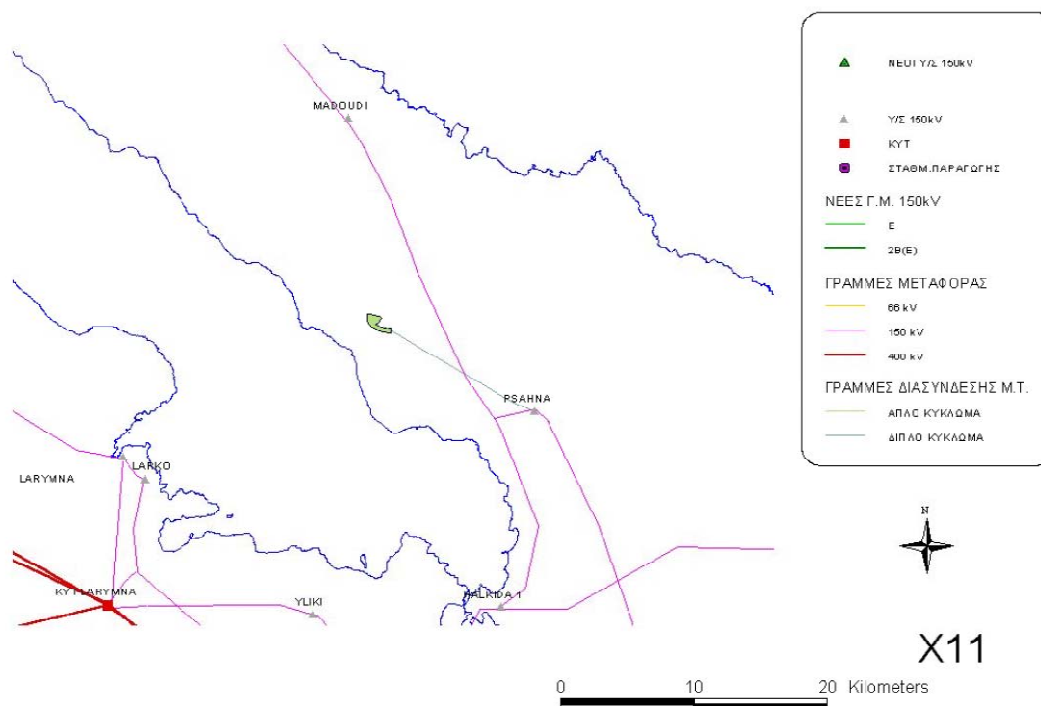
Σχήμα 5.19: Γεωγραφική θέση των Α/Π των Νομών Λακωνίας και Αρκαδίας



Σχήμα 5.20 : Γεωγραφική θέση των Α/Π του Ν. Ευρυτανίας



Σχήμα 5.21: Γεωγραφική θέση των Α/Π του Ν. Αιτωλοακαρνανίας



Σχήμα 5.22: Γεωγραφική θέση των Α/Π του Ν. Εύβοιας

### 5.15 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [5.1] ΔΕΣΜΗΕ, Επιχειρησιακή Διεύθυνση Ανάπτυξης και Συντήρησης Συστήματος, Διεύθυνση Σχεδιασμού Συστήματος, μελέτη «Στρατηγικός προσδιορισμός έργων σύνδεσης νέων αιολικών πάρκων», Αθήνα, Απρίλιος 2002.
  
- [5.2] T. Ackermann, “Wind power in power systems”, Wiley, 2005.

### **ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΕΙΣ ΚΑΙ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΜΕ ΤΗ ΒΟΗΘΕΙΑ ΤΟΥ RETScreen**

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται και αναλύονται τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων που έγιναν με τη βοήθεια του λογισμικού RETScreen (και πιο συγκεκριμένα του RETScreen4 που αποτελεί και την τελευταία έκδοση του συγκεκριμένου λογισμικού). Το λογισμικό αυτό χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων διαφόρων ειδών και διακινείται ελεύθερα στο διαδίκτυο. Για την παρούσα εργασία χρησιμοποιήθηκε η εφαρμογή του συγκεκριμένου λογισμικού για την αξιολόγηση αιολικών έργων.

Σκοπός του συγκεκριμένου κεφαλαίου είναι να διαφανεί η σημασία που έχουν τα κόστη σύνδεσης στην οικονομική αποδοτικότητα ενός αιολικού έργου. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιήθηκαν παραδείγματα Α/Π του προηγούμενου κεφαλαίου καθώς και τα αντίστοιχα κόστη.

Σε όλες τις περιπτώσεις χρησιμοποιήθηκε η ίδια Α/Γ της εταιρείας VESTAS, το μοντέλο της οποίας είναι MICON M ονομαστικής ισχύος 500kW και με ύψος πύργου 46m. Ως τιμή πώλησης της αιολικής ενέργειας θεωρήθηκαν τα 73€/MWh σύμφωνα με το νόμο 3468/2006 ο οποίος ενσωματώνει την οδηγία 2001/77/EK [6.1]. Για την εκτίμηση του συνολικού κόστους εγκατάστασης κάθε Α/Π βάση αποτέλεσε η υπόθεση ότι το μέσο κόστος εγκατάστασης είναι περίπου 1.000.000€/MW που θεωρείται αρκετά ρεαλιστικό. Ο πληθωρισμός τέθηκε 4,6% και το κόστος ευκαιρίας κεφαλαίου 8%. Επίσης πρέπει να ειπωθεί ότι για τη συμπλήρωση του ενεργειακού μοντέλου χρησιμοποιήθηκε η απλή μέθοδος και ο συντελεστής χρησιμοποίησης τέθηκε 30% που είναι μια ρεαλιστική και αρκετά συντηρητική υπόθεση. Ο συντελεστής ισχύος είναι ένας αδιάστατος αριθμός που παίρνει τιμές μεταξύ 0 και 1 και συνδέει την ονομαστική ισχύ με την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια [6.2]. Εξαρτάται δε από την ταχύτητα του ανέμου και τον τύπο των Α/Γ.

Οι δείκτες που θα χρησιμοποιηθούν για την οικονομική αξιολόγηση των αιολικών έργων είναι οι εξής 6: ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (EBA), η καθαρή παρούσα αξία (ΚΠΑ), οι ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής, η αναλογία οφέλους κόστους (Ο-Κ), το κόστος παραγωγής ενέργειας και το κριτήριο της απλής επανέσπραξης.

Σύμφωνα με τη μέθοδο της παρούσας αξίας μία επένδυση είναι επικερδής όταν η διαφορά των συνολικών εισροών μείον τις συνολικές εκροές εκφρασμένα σε σημερινά χρήματα σε όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης είναι μη αρνητική. Σύμφωνα με τη μέθοδο της αναλογίας οφέλους-κόστους μία επένδυση θεωρείται αποδοτική όταν η τιμή αυτού του δείκτη είναι μεγαλύτερη της μονάδας. Ο EBA είναι η τιμή του επιτοκίου το οποίο μηδενίζει την ΚΠΑ. Μία επένδυση θεωρείται οικονομικά αποδοτική όταν ο EBA είναι μεγαλύτερος από το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου (ή τον ελάχιστο αποδεκτό βαθμό απόδοσης) [6.3].

Το κριτήριο της απλής επανείσπραξης λαμβάνει υπόψιν τη χρονική στιγμή κατά την οποία θα υπάρξει θετική καθαρή ταμειακή ροή για το έργο, δηλαδή το χρόνο που θα κάνουν οι επενδυτές να πάρουν πίσω τα χρήματά τους [6.4].

Για την εξέταση της οικονομικής αποδοτικότητας των αιολικών εγκαταστάσεων χρησιμοποιούνται διεθνώς δύο οικονομικοί δείκτες κυρίως: ο ΕΒΑ και το κριτήριο της απλής επανείσπραξης (χρόνος απόσβεσης). Οι δείκτες αυτοί χρησιμοποιούνται και στο Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας του Υπουργείου Ανάπτυξης ως κριτήρια αξιολόγησης και βαθμολόγησης της οικονομικής αποδοτικότητας των επενδύσεων για την επιδότησή τους.

## 6.1 ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ

Για το πρώτο μέρος αυτού του κεφαλαίου έγιναν προσομοιώσεις για τα Α/Π 354, 367, 395, 265 και Γ55 του προηγούμενου κεφαλαίου και πιο συγκεκριμένα :

- Έγινε εκτίμηση των αρχικών και περιοδικών δαπανών.
- Υπολογίστηκε η παραγόμενη ενέργεια.
- Υπολογίστηκαν οι αθροιστικές χρηματορροές για 25 χρόνια.
- Υπολογίστηκαν ο χρόνος απόσβεσης, ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (ΕΒΑ), η καθαρή παρούσα αξία (ΚΠΑ), οι ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής, η αναλογία οφέλους-κόστους και το κόστος παραγωγής ενέργειας.
- Τέλος έγινε ανάλυση ευαισθησίας στους δείκτες του ΕΒΑ, της ΚΠΑ και της περιόδου αποπληρωμής.

### 6.1.1 Α/Π 354

Το Α/Π 354 (αριθμός πρωτοκόλλου ΡΑΕ) είναι ονομαστικής ισχύος 5,5 MW. Τα αρχικά και περιοδικά κόστη φαίνονται στους Πίνακες 6.2 και 6.3 αντίστοιχα. Η εκτίμηση για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και τα έσοδα από την πώληση της φαίνονται στον πίνακα 6.1.

**Πίνακας 6.1:** Παραγόμενη ενέργεια και έσοδα Α/Π 354

|                                                  |           |
|--------------------------------------------------|-----------|
| <b>Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh)</b>       | 14.454    |
| <b>Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας (€)</b> | 1.055.142 |

**Πίνακας 6.2:** Αρχικά κόστη Α/Π 354

| <b>Κόστη</b>                   | <b>Ποσόν<br/>(σε €)</b> | <b>Ποσοστό<br/>(%)</b> |
|--------------------------------|-------------------------|------------------------|
| Μελέτη σκοπιμότητας            | 50.000                  | 0,82                   |
| Ανάπτυξη                       | 100.000                 | 1,63                   |
| Μηχανολογικά                   | 90.000                  | 1,47                   |
| Σύστημα παραγωγής ηλ.ενέργειας | 5.000.000               | 81,70                  |
| Έργα οδοποιίας                 | 50.000                  | 0,82                   |
| Λοιπά-έκτακτα έξοδα            | 210.000                 | 3,43                   |
| <b>Κόστη σύνδεσης</b>          | <b>620.000</b>          | <b>10,13</b>           |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                  | <b>6.120.000</b>        | <b>100</b>             |

Σύμφωνα με τον Πίνακα 6.2 τα κόστη σύνδεσης για το Α/Π 354 αποτελούν το 10,13% του συνολικού κόστους της επένδυσης.

**Πίνακας 6.3:** Ετήσια κόστη Α/Π 354

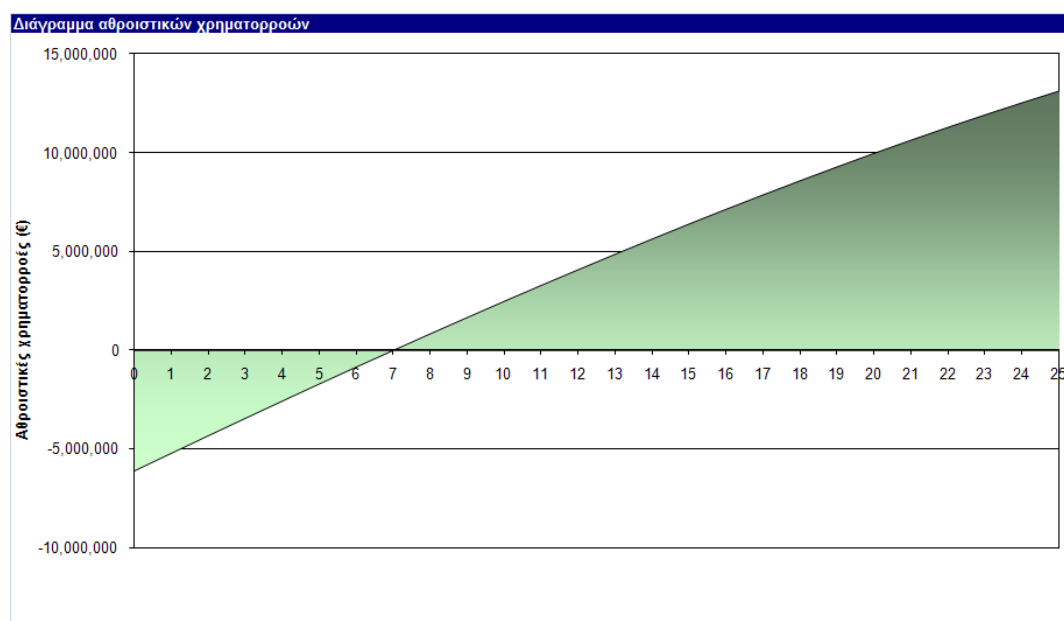
| <b>Είδος δαπάνης</b> | <b>Ποσό (σε €)</b> |
|----------------------|--------------------|
| Ετήσια έξοδα         | 150.000            |

Σε σχέση τώρα με την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 6.4 και στο διάγραμμα του σχήματος 6.1.

**Πίνακας 6.4:** Οικονομική αξιολόγηση Α/Π 354

| <b>Δείκτης Αξιολόγησης</b>                 | <b>Τιμή</b> |
|--------------------------------------------|-------------|
| Χρόνος απόσβεσης (έτη)                     | 7           |
| Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (EBA)           | 13%         |
| Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ) (€)              | 2.602.859   |
| Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής (€/έτος) | 243.833     |
| Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)             | 1,43        |
| Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/MWh)         | 56,13       |





Σχήμα 6.1: Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π 354

Το Σχήμα 6.1 δείχνει τις αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π 354 για 25 χρόνια. Όπως φαίνεται από το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών το Α/Π 354 θα κάνει απόσβεση σε 7 χρόνια (βλ. Πίνακα 6.4).

Πίνακας 6.5: Ανάλυση ευαισθησίας Α/Π 354

| Κόστη<br>Σύνδεσης | Κριτήριο Απλής<br>Επανείσπραξης<br>(έτη) | Εσωτερικός<br>Βαθμός Απόδοσης<br>(%) | Καθαρή<br>Παρούσα Αξία<br>(€) |
|-------------------|------------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| -50%              | 6,6                                      | 13,9                                 | 2.908.859                     |
| -30%              | 6,8                                      | 16,5                                 | 2.755.859                     |
| <b>0% (β.σ.)</b>  | <b>7,0</b>                               | <b>13</b>                            | <b>2.602.859</b>              |
| +30%              | 7,2                                      | 12,6                                 | 2.449.859                     |
| +50%              | 7,4                                      | 12,3                                 | 2.296.859                     |

Ο πίνακας 6.5 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της ανάλυσης ευαισθησίας. Η ανάλυση ευαισθησίας έγινε προκειμένου να δείχθει πως επηρεάζει η αυξομείωση του κόστους σύνδεσης τα κριτήρια της απλής επανείσπραξης, του ΕΒΑ και της ΚΠΑ.

Είναι φανερό ότι η μεταβολή του κόστους σύνδεσης επηρεάζει τους τρεις αυτούς δείκτες αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων.

Η επίδραση που έχει το κόστος σύνδεσης στους τρεις αυτούς δείκτες στην προκειμένη περίπτωση δεν είναι μεγάλη και αυτό εξηγείται από το γεγονός ότι τα κόστη σύνδεσης του συγκεκριμένου παραδείγματος θεωρούνται μέτρια αν ληφθεί υπόψιν ότι στην Ελλάδα εφαρμόζεται το μοντέλο των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης.

Βέβαια η συγκεκριμένη επίδραση δεν μπορεί να θεωρηθεί αμελητέα. Αύξηση των δαπανών σύνδεσης κατά 50% οδηγεί σε αύξηση του χρόνου απόσβεσης κατά 5 μήνες ενώ αντίστοιχη μείωση τους οδηγεί σε αντίστοιχη μείωση του χρόνου απόσβεσης. Σε σχέση τώρα με την ΚΠΑ αυτή μειώνεται (ή αυξάνεται) κατά 11,76% όταν αυξηθούν (ή μειωθούν) τα κόστη σύνδεσης κατά 50%. Έχουμε δηλαδή μία μείωση (ή αύξηση) της ΚΠΑ κατά 306.000€. Τέλος, Αύξηση των δαπανών σύνδεσης κατά 50% μειώνει την τιμή του ΕΒΑ κατά 0,7, ενώ αντίστοιχη μείωση τον αυξάνει κατά 0,9.

### 6.1.2 Α/Π 367

Το Α/Π 367 είναι ονομαστικής ισχύος 6 MW. Τα αρχικά και περιοδικά κόστη φαίνονται στους Πίνακες 6.7 και 6.8 ενώ η εκτίμηση για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και τα έσοδα από την πώληση της φαίνονται στον Πίνακα 6.6.

**Πίνακας 6.6:** Παραγόμενη ενέργεια και έσοδα Α/Π 367

|                                                  |           |
|--------------------------------------------------|-----------|
| <b>Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh)</b>       | 15.768    |
| <b>Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας (€)</b> | 1.151.064 |

**Πίνακας 6.7:** Αρχικά κόστη Α/Π 367

| <b>Κόστη</b>                   | <b>Ποσόν (σε €)</b> | <b>Ποσοστό (%)</b> |
|--------------------------------|---------------------|--------------------|
| Μελέτη σκοπιμότητας            | 50.000              | 0,73               |
| Ανάπτυξη                       | 100.000             | 1,47               |
| Μηχανολογικά                   | 100.000             | 1,47               |
| Σύστημα παραγωγής ηλ.ενέργειας | 5.500.000           | 80,65              |
| Έργα οδοποιίας                 | 50.000              | 0,73               |
| Λοιπά-έκτακτα έξοδα            | 200.000             | 2,93               |
| Κόστη σύνδεσης                 | 820.000             | 12,02              |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                  | <b>6.820.000</b>    | <b>100</b>         |

Όπως φαίνεται από τον Πίνακα 6.7 τα κόστη σύνδεσης για το Α/Π 367 αποτελούν το 12,02% του συνολικού κόστους της επένδυσης.

**Πίνακας 6.8:** Ετήσια κόστη Α/Π 367

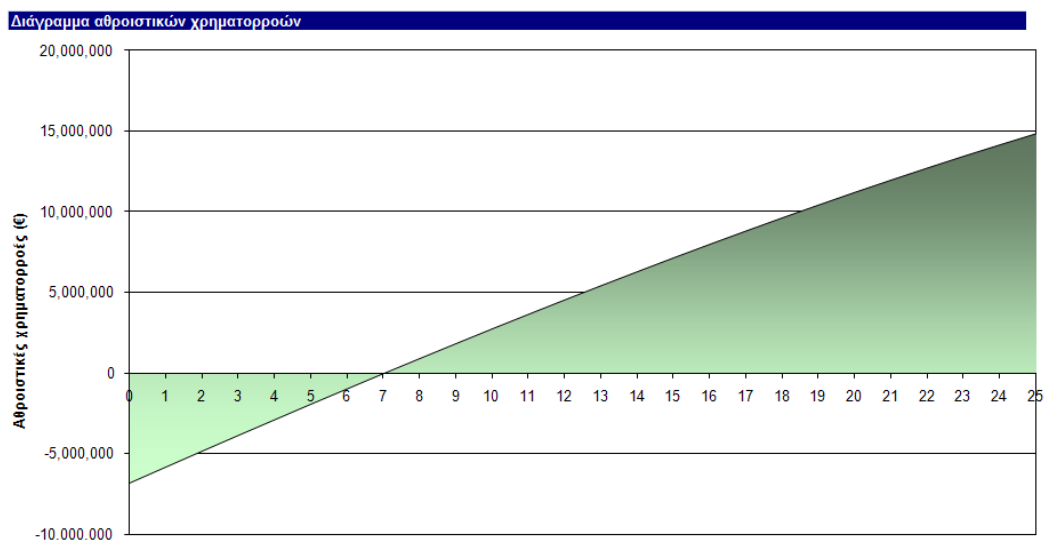
| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έξοδα  | 150.000     |

Σε σχέση τώρα με την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 6.9 και στο διάγραμμα του σχήματος 6.2.

**Πίνακας 6.9:** Οικονομική αξιολόγηση Α/Π 367

| Δείκτης Αξιολόγησης               | Τιμή      |
|-----------------------------------|-----------|
| Έτη απόσβεσης                     | 7         |
| Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης        | 13%       |
| Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)         | 2.926.805 |
| Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής | 274.179   |
| Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)    | 1,43      |
| Κόστος παραγωγής ενέργειας        | 55,61     |

Το Σχήμα 6.2 μας δείχνει τις αθροιστικές χρηματορροές του Α/Π 367 για 25 χρόνια. Όπως φαίνεται από το διάγραμμα αθροιστικών χρηματορροών το Α/Π 367 θα κάνει απόσβεση σε 7 χρόνια (βλ. Πίνακα 6.9).

**Σχήμα 6.2:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματορροών Α/Π 367

Ο Πίνακας 6.10 δείχνει πως επηρεάζονται το κριτήριο της απλής επανείσπραξης, ο ΕΒΑ και η ΚΠΑ αν μεταβληθούν τα κόστη σύνδεσης κατά 30 ή 50%.

**Πίνακας 6.10:** Ανάλυση ευαισθησίας Α/Π 367

| Κόστη<br>Σύνδεσης | Κριτήριο Απλής<br>Επανείσπραξης<br>(έτη) | Εσωτερικός<br>βαθμός απόδοσης<br>(%) | Καθαρή Παρούσα<br>Αξία<br>(€) |
|-------------------|------------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------|
| -50%              | 6,7                                      | 14,1                                 | 3.267.805                     |
| -30%              | 6,8                                      | 13,5                                 | 3.097.305                     |
| <b>0% (β.σ.)</b>  | <b>7,0</b>                               | <b>13</b>                            | <b>2.926.805</b>              |
| +30%              | 7,2                                      | 12,6                                 | 2.756.305                     |
| +50%              | 7,4                                      | 12,1                                 | 2.585.805                     |

Στην περίπτωση αυτή οι διαφορές είναι πιο έντονες. Δηλαδή η μεταβολή των δαπανών σύνδεσης κατά 30 ή 50% επηρεάζει περισσότερο τους δείκτες αξιολόγησης σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι εδώ τα κόστη σύνδεσης είναι υψηλότερα.

### 6.1.3 Α/Π 395

Το Α/Π 395 είναι ονομαστικής ισχύος 10 MW. Τα αρχικά και περιοδικά κόστη φαίνονται στους Πίνακες 6.12 και 6.13. Η εκτίμηση για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και τα έσοδα από την πώληση της φαίνονται στον Πίνακα 6.11.

**Πίνακας 6.11:** Παραγόμενη ενέργεια και έσοδα Α/Π 395

|                                                  |           |
|--------------------------------------------------|-----------|
| <b>Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh)</b>       | 26.280    |
| <b>Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας (€)</b> | 1.918.440 |

**Πίνακας 6.12:** Αρχικά κόστη Α/Π 395

| Κόστη                          | Ποσόν (σε €)      | Ποσοστό (%) |
|--------------------------------|-------------------|-------------|
| Μελέτη σκοπιμότητας            | 60.000            | 0,55        |
| Ανάπτυξη                       | 180.000           | 1,64        |
| Μηχανολογικά                   | 120.000           | 1,10        |
| Σύστημα παραγωγής ηλ.ενέργειας | 9.400.000         | 85,84       |
| Έργα οδοποιίας                 | 80.000            | 0,73        |
| Λοιπά-έκτακτα έξοδα            | 160.000           | 1,46        |
| Κόστη σύνδεσης                 | 950.000           | 8,68        |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                  | <b>10.950.000</b> | <b>100</b>  |

Σύμφωνα με τον Πίνακα 6.12 τα κόστη σύνδεσης για το Α/Π 395 αποτελούν το 8,67% του συνολικού κόστους της επένδυσης.

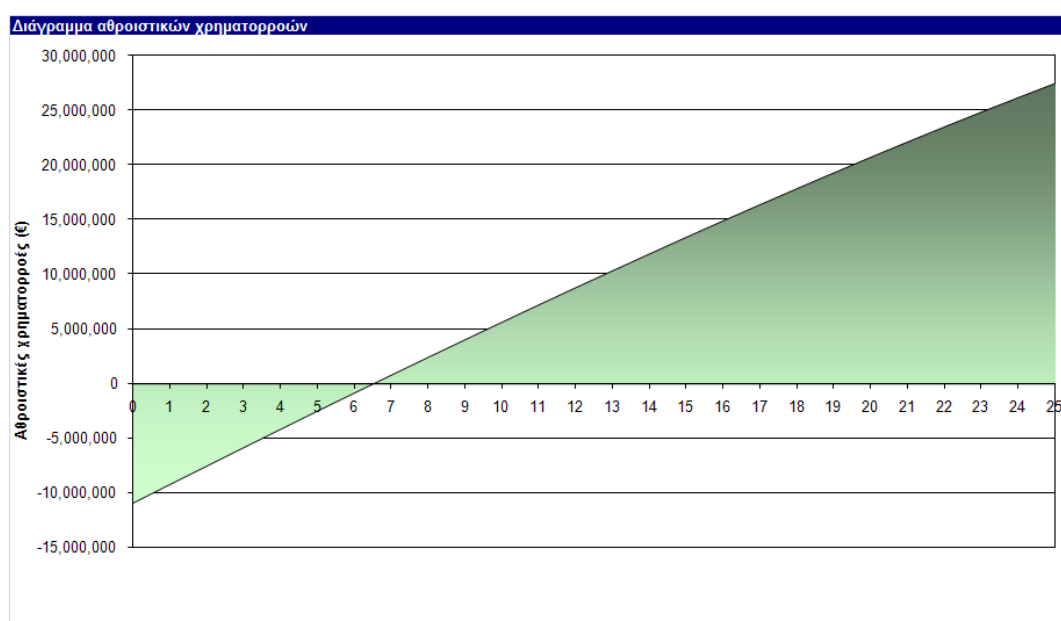
**Πίνακας 6.13:** Ετήσια κόστη Α/Π 395

| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έξοδα  | 200.000     |

Σε σχέση τώρα με την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 6.14 και στο διάγραμμα του σχήματος 6.3.

**Πίνακας 6.14:** Οικονομική αξιολόγηση Α/Π 395

| Δείκτης Αξιολόγησης               | Τιμή      |
|-----------------------------------|-----------|
| Έτη απόσβεσης                     | 6,5       |
| Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης        | 14,4%     |
| Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)         | 6.111.523 |
| Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής | 572.520   |
| Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)    | 1,56      |
| Κόστος παραγωγής ενέργειας        | 51,21     |



**Σχήμα 6.3:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π 395

Το Σχήμα 6.3 μας δείχνει τις αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π 395 για 25 χρόνια. Όπως φαίνεται από το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών το Α/Π 395 θα κάνει απόσβεση σε 6,5 χρόνια (βλ. Πίνακα 6.14).

Ο Πίνακας 6.15 δείχνει πως επηρεάζονται το κριτήριο της απλής επανείσπραξης, ο ΕΒΑ και η ΚΠΑ αν μεταβληθούν τα κόστη σύνδεσης κατά 30 ή 50%.

**Πίνακας 6.15:** Ανάλυση ευαισθησίας Α/Π 395

| Κόστη Σύνδεσης   | Κριτήριο Απλής<br>Επανείσπραξης<br>(έτη) | Εσωτερικός<br>Βαθμός<br>Απόδοσης<br>(%) | Καθαρή Παρούσα<br>Αξία<br>(€) |
|------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------|
| -50%             | 6,2                                      | 15,3                                    | 6.689.023                     |
| -30%             | 6,3                                      | 14,8                                    | 6.415.273                     |
| <b>0% (β.σ.)</b> | <b>6,5</b>                               | <b>14,4</b>                             | <b>6.141.523</b>              |
| +30%             | 6,7                                      | 14,0                                    | 5.867.773                     |
| +50%             | 6,8                                      | 13,6                                    | 5.594.023                     |

#### 6.1.4 Α/Π 265

Το Α/Π 265 είναι ονομαστικής ισχύος 10 MW. Τα αρχικά και περιοδικά κόστη φαίνονται στους Πίνακες 6.17 και 6.18 αντίστοιχα. Η εκτίμηση για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και τα έσοδα από την πώληση της φαίνονται στον Πίνακα 6.16.

**Πίνακας 6.16:** Παραγόμενη ενέργεια και έσοδα Α/Π 265

|                                                  |           |
|--------------------------------------------------|-----------|
| <b>Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh)</b>       | 26.280    |
| <b>Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας (€)</b> | 1.918.440 |

Σύμφωνα με τον Πίνακα 6.17 τα κόστη σύνδεσης για το Α/Π 265 αποτελούν το 5,30% του συνολικού κόστους της επένδυσης.

**Πίνακας 6.17:** Αρχικά κόστη Α/Π 265

| <b>Κόστη</b>                   | <b>Ποσόν (σε €)</b> | <b>Ποσοστό (%)</b> |
|--------------------------------|---------------------|--------------------|
| Μελέτη σκοπιμότητας            | 60.000              | 0,57               |
| Ανάπτυξη                       | 160.000             | 1,52               |
| Μηχανολογικά                   | 100.000             | 0,95               |
| Σύστημα παραγωγής ηλ.ενέργειας | 9.400.000           | 89,01              |
| Έργα οδοποιίας                 | 80.000              | 0,76               |
| Λοιπά-έκτακτα έξοδα            | 200.000             | 1,89               |
| Κόστη σύνδεσης                 | 560.000             | 5,30               |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                  | <b>10.560.000</b>   | <b>100</b>         |

**Πίνακας 6.18:** Ετήσια κόστη Α/Π 265

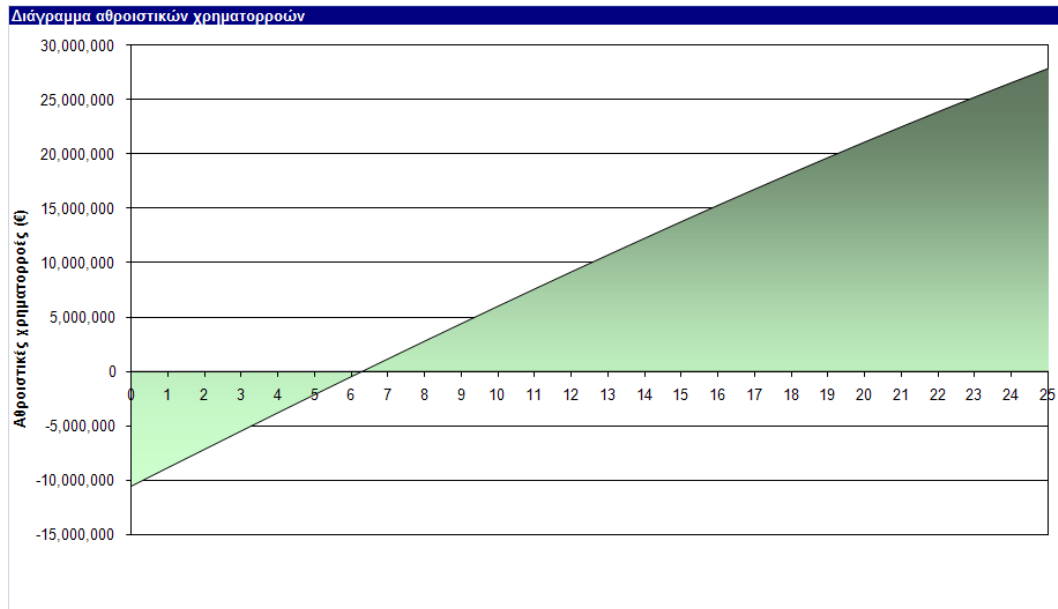
| <b>Είδος δαπάνης</b> | <b>Ποσό (σε €)</b> |
|----------------------|--------------------|
| Ετήσια έξοδα         | 200.000            |

Σε σχέση τώρα με την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 6.19 και στο διάγραμμα του σχήματος 6.4.

**Πίνακας 6.19:** οικονομική αξιολόγηση Α/Π 265

| <b>Δείκτης Αξιολόγησης</b>        | <b>Τιμή</b> |
|-----------------------------------|-------------|
| Έτη απόσβεσης                     | 6,3         |
| Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης        | 15%         |
| Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)         | 6.531.523   |
| Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής | 611.865     |
| Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)    | 1,62        |
| Κόστος παραγωγής ενέργειας        | 49,72       |

Το Σχήμα 6.4 μας δείχνει τις αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π 265 για 25 χρόνια. Όπως φαίνεται από το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών το Α/Π 265 θα κάνει απόσβεση σε 6,3 χρόνια (βλ. Πίνακα 6.15).



Σχήμα 6.4: Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π 265

Ο Πίνακας 6.20 δείχνει πως επηρεάζονται το κριτήριο της απλής επανείσπραξης, ο ΕΒΑ και η ΚΠΑ αν μεταβληθούν τα κόστη σύνδεσης κατά 30 ή 50%.

Πίνακας 6.20: Ανάλυση ευαισθησίας Α/Π 265

| Κόστη<br>Σύνδεσης | Κριτήριο Απλής<br>Επανείσπραξης<br>(έτη) | Εσωτερικός<br>Βαθμός<br>Απόδοσης<br>(%) | Καθαρή Παρούσα<br>Αξία<br>(€) |
|-------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------|
| -50%              | 6,0                                      | 15,8                                    | 6.953.923                     |
| -30%              | 6,1                                      | 15,4                                    | 6.742.723                     |
| <b>0% (β.σ.)</b>  | <b>6,3</b>                               | <b>15,0</b>                             | <b>6.531.523</b>              |
| +30%              | 6,4                                      | 14,7                                    | 6.320.323                     |
| +50%              | 6,6                                      | 14,4                                    | 6.109.123                     |



### 6.1.5 Α/Π Γ55

Το Α/Π Γ55 είναι ονομαστικής ισχύος 25 MW. Τα αρχικά και περιοδικά κόστη φαίνονται στους Πίνακες 6.22 και 6.23. Η εκτίμηση για την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια και τα έσοδα από την πώληση της φαίνονται στον Πίνακα 6.21.

**Πίνακας 6.21:** Παραγόμενη ενέργεια και έσοδα Α/Π Γ55

|                                                  |           |
|--------------------------------------------------|-----------|
| <b>Ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο (MWh)</b>       | 65.700    |
| <b>Έσοδα από πώληση ηλεκτρικής ενέργειας (€)</b> | 4.796.100 |

**Πίνακας 6.22:** Αρχικά κόστη Α/Π Γ55

| <b>Κόστη</b>                   | <b>Ποσόν (σε €)</b> | <b>Ποσοστό (%)</b> |
|--------------------------------|---------------------|--------------------|
| Μελέτη σκοπιμότητας            | 100.000             | 0,37               |
| Ανάπτυξη                       | 300.000             | 1,11               |
| Μηχανολογικά                   | 250.000             | 0,93               |
| Σύστημα παραγωγής ηλ.ενέργειας | 24.000.000          | 89,05              |
| Έργα οδοποιίας                 | 100.000             | 0,37               |
| Λοιπά-έκτακτα έξοδα            | 250.000             | 0,93               |
| Κόστη σύνδεσης                 | 1.950.000           | 7,24               |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                  | <b>26.950.000</b>   | <b>100</b>         |

Όπως μπορούμε να δούμε από τον Πίνακα 6.22 τα κόστη σύνδεσης για το Α/Π Γ55 αποτελούν το 7,24% του συνολικού κόστους της επένδυσης.

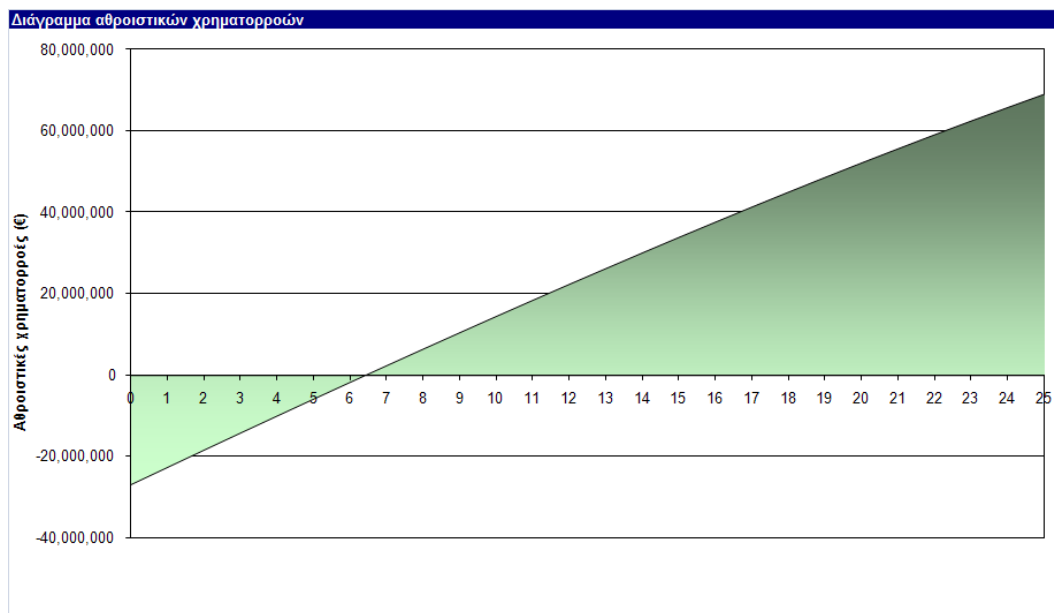
**Πίνακας 6.23:** Ετήσια κόστη Α/Π Γ55

| <b>Είδος δαπάνης</b> | <b>Ποσό (σε €)</b> |
|----------------------|--------------------|
| Ετήσια έξοδα         | 500.000            |

Σε σχέση τώρα με την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 6.19 και στο διάγραμμα του Σχήματος 6.5.

**Πίνακας 6.24:** οικονομική αξιολόγηση Α/Π Γ55

| Δείκτης Αξιολόγησης               | Τιμή       |
|-----------------------------------|------------|
| Έτη απόσβεσης                     | 6,4        |
| Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης        | 14,7%      |
| Καθαρή Παρούσα Αξία (ΚΠΑ)         | 15.778.808 |
| Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής | 1.478.139  |
| Αναλογία Οφέλους-Κόστους (Ο-Κ)    | 1,59       |
| Κόστος παραγωγής ενέργειας        | 50,50      |

**Σχήμα 6.5:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π Γ55

Το Σχήμα 6.5 μας δείχνει τις αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π Γ55 για 25 έτη.

Όπως φαίνεται από το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών το Α/Π 370 θα κάνει απόσβεση σε 6,4 χρόνια (βλ. Πίνακα 6.24).

Ο Πίνακας 6.25 δείχνει πως επηρεάζονται το κριτήριο της απλής επανείσπραξης, ο ΕΒΑ και η ΚΠΑ αν μεταβληθούν τα κόστη σύνδεσης κατά 30 ή 50%.

**Πίνακας 6.25:** Ανάλυση ευαισθησίας Α/Π 370

| Κόστη σύνδεσης   | Κριτήριο Απλής Επανείσπραξης | Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (%) | Καθαρή Παρούσα Αξία |
|------------------|------------------------------|--------------------------------|---------------------|
| -50%             | 6,5                          | 15,6                           | 17.126.308          |
| -30%             | 6,7                          | 15,1                           | 16.452.558          |
| <b>0% (β.σ.)</b> | <b>6,9</b>                   | <b>14,7</b>                    | <b>15.778.808</b>   |
| +30%             | 7,1                          | 14,3                           | 15.105.058          |
| +50%             | 7,2                          | 13,9                           | 14.431.308          |

### 6.1.6 Σύνοψη

Στους πίνακες 6.29 και 6.30 γίνεται σύνοψη όλων των παραπάνω. Πιο συγκεκριμένα στον πίνακα 6.29 παρουσιάζονται τα αρχικά και περιοδικά κόστη, τα ετήσια έσοδα, τα κόστη σύνδεσης και το ποσοστό που αποτελούν τα κόστη σύνδεσης επί του συνολικού κόστους της επένδυσης για τα 5 Α/Π που μελετώνται στην παρούσα παράγραφο.

**Πίνακας 6.26:** Σύνοψη αποτελεσμάτων

| Α/Π | ΙΣΧΥΣ ( KW ) | ΚΟΣΤΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ | ΠΟΣΟΣΤΟ (%) | ΑΡΧΙΚΑ ΚΟΣΤΗ ( σε € ) | ΕΤΗΣΙΑ ΚΟΣΤΗ ( σε € ) | ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ( σε € ) | ΕΤΗ |
|-----|--------------|----------------|-------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----|
| 354 | 5,5          | 620.000        | 10,13       | 6.120.000             | 150.000               | 1.055.142             | 25  |
| 367 | 6            | 820.000        | 12,02       | 6.820.000             | 150.000               | 1.151.064             | 25  |
| 395 | 10           | 950.000        | 08,68       | 10.950.000            | 200.000               | 1.918.440             | 25  |
| 265 | 10           | 560.000        | 05,30       | 10.560.000            | 200.000               | 1.918.440             | 25  |
| Γ55 | 25           | 1.950.000      | 07,24       | 26.950.000            | 500.000               | 4.106.250             | 25  |

Όπως φαίνεται από τον Πίνακα 6.26 τα αρχικά και ετήσια κόστη καθώς επίσης και τα ετήσια έσοδα (όπως είναι φυσικό) αυξάνονται με το μέγεθος του Α/Π.

Πίνακας 6.27: Σύνοψη αποτελεσμάτων

| Α/Π | ΙΣΧΥΣ<br>( KW ) | ΚΠΑ<br>( σε € ) | ΕΤΗΣΙΕΣ<br>ΑΠΟΤΑΜΙΕΥΣΕΙΣ<br>ΚΥΚΛΟΥ ΖΩΗΣ<br>( σε €/έτος ) | ΑΝΑΛΟΓΙΑ<br>ΟΦΕΛΟΥΣ<br>ΚΟΣΤΟΥΣ | ΚΟΣΤΟΣ<br>ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ<br>ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ<br>(σε €/MWh) | ΧΡΟΝΟΣ<br>ΑΠΟΣΒΕΣΗΣ<br>(σε έτη) | ΕΒΑ<br>(%) |
|-----|-----------------|-----------------|----------------------------------------------------------|--------------------------------|------------------------------------------------|---------------------------------|------------|
| 354 | 5,5             | 2.602.859       | 243.833                                                  | 1,43                           | 56,13                                          | 7                               | 13         |
| 367 | 6               | 2.926.805       | 274.179                                                  | 1,43                           | 55,61                                          | 7                               | 13         |
| 395 | 10              | 6.111.523       | 572.520                                                  | 1,56                           | 51,21                                          | 6,5                             | 14,4       |
| 265 | 10              | 6.531.523       | 611.865                                                  | 1,62                           | 49,72                                          | 6,3                             | 15         |
| Γ55 | 25              | 15.778.808      | 1.478.139                                                | 1,59                           | 50,50                                          | 6,4                             | 14,7       |

Καταρχήν, παρατηρώντας κανείς τον Πίνακα 6.27 μπορεί να καταλήξει στο συμπέρασμα ότι και τα πέντε Α/Π αποτελούν επενδύσεις οικονομικά αποδοτικές, σύμφωνα με όλους τους δείκτες αξιολόγησης του πίνακα. Για παράδειγμα, σε όλες τις περιπτώσεις η ΚΠΑ έχει θετική τιμή, η αναλογία οφέλους – κόστους έχει τιμή μεγαλύτερη της μονάδας και η τιμή του ΕΒΑ είναι μεγαλύτερη από το κόστος ευκαιρίας κεφαλαίου (το οποίο έχει τεθεί 8%).

Συγκρίνοντας τώρα τις πέντε περιπτώσεις μία ίσως σημαντική παρατήρηση είναι ότι, σύμφωνα με τους δείκτες αξιολόγησης του Πίνακα 6.27, τα μεγαλύτερα Α/Π αποτελούν πιο αποδοτικές επενδύσεις. Εξάιρεση στο παραπάνω αποτελεί το Α/Π 265 το οποίο αν και είναι αρκετά μικρότερο από το Α/Π Γ55 και ίδιου μεγέθους με το Α/Π 395, υπερτερεί σε σχέση με το δεύτερο σε όλους τους δείκτες και σε σχέση με το πρώτο στους 4 από τους έξι δείκτες αξιολόγησης. Αξίζει να σημειωθεί ότι το συγκεκριμένο Α/Π έχει τα χαμηλότερα κόστη σύνδεσης (αναλογικά με το κόστος εγκατάστασης). Συμπεραίνεται λοιπόν ότι από τις πέντε περιπτώσεις που μελετήθηκαν, το Α/Π που κρίνεται οικονομικά αποδοτικότερο είναι αυτό με τα χαμηλότερα κόστη σύνδεσης (αναλογικά με το συνολικό κόστος εγκατάστασης).

## 6.2 ΣΕΝΑΡΙΑ ΤΡΟΠΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ

Σκοπός αυτής της παραγράφου είναι να διαφανεί η επίδραση που μπορεί να έχει η επιλογή του τρόπου διασύνδεσης στο ύψος των δαπανών σύνδεσης και στην οικονομική αποδοτικότητα ενός αιολικού έργου. Για το σκοπό αυτό μελετώνται 5 Α/Π και για καθένα από αυτά, 2 εναλλακτικά σενάρια τρόπων διασύνδεσης.

### 6.2.1 Α/Π 370

Το Α/Π 370 είναι ονομαστικής ισχύος 8MW και το συνολικό κόστος εγκατάστασης του εκτιμάται σε 8.000.000€.

Τα ετήσια έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και τα ετήσια έξοδα του Α/Π φαίνονται στον Πίνακα 6.28.

**Πίνακας 6.28:** Ετήσια έσοδα και έξοδα Α/Π 370

| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έσοδα  | 1.534.752   |
| Ετήσια έξοδα  | 160.000     |

Για το Α/Π 370 υπάρχουν δύο εναλλακτικοί τρόποι σύνδεσης:

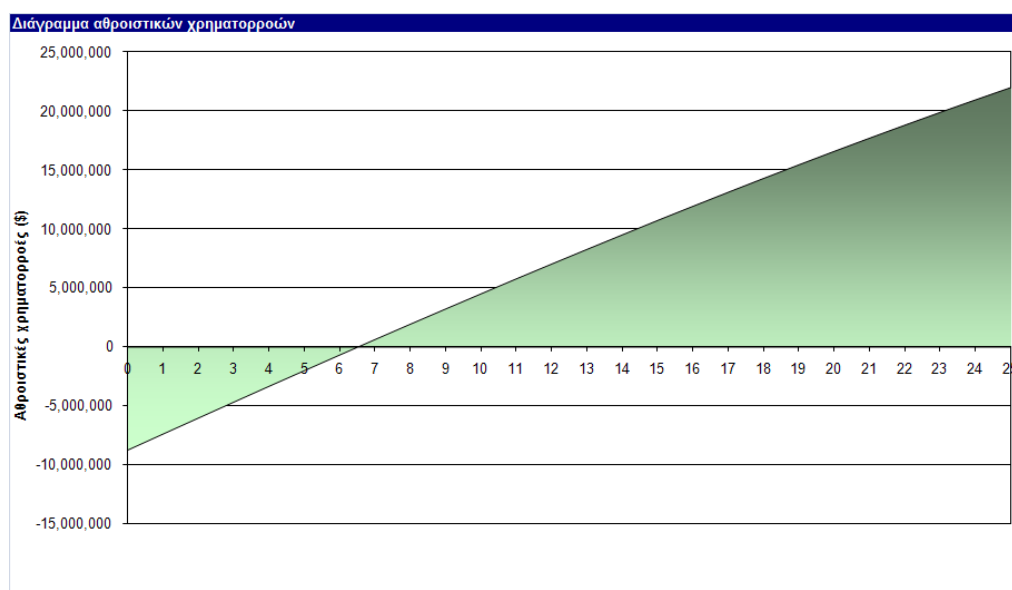
**ΣΕΝΑΡΙΟ Α:** Σύνδεση στον Υ/Σ Αξιούπολης μέσω διπλής γραμμής ΜΤ μήκους 18 km περίπου. Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.29.

**Πίνακας 6.29:** Κόστη εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π 370 (Α)

| Κόστος                | Ποσό (€)  | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|-----------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 8.000.000 | 91,4        |
| Κόστος σύνδεσης       | 750.000   | 8,6         |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 8.750.000 | 100         |

Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου είναι 750.000€ που αποτελεί το 8,6% των συνολικών αρχικών δαπανών του αιολικού έργου.

Στο Σχήμα 6.6 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.

**Σχήμα 6.6:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π 370

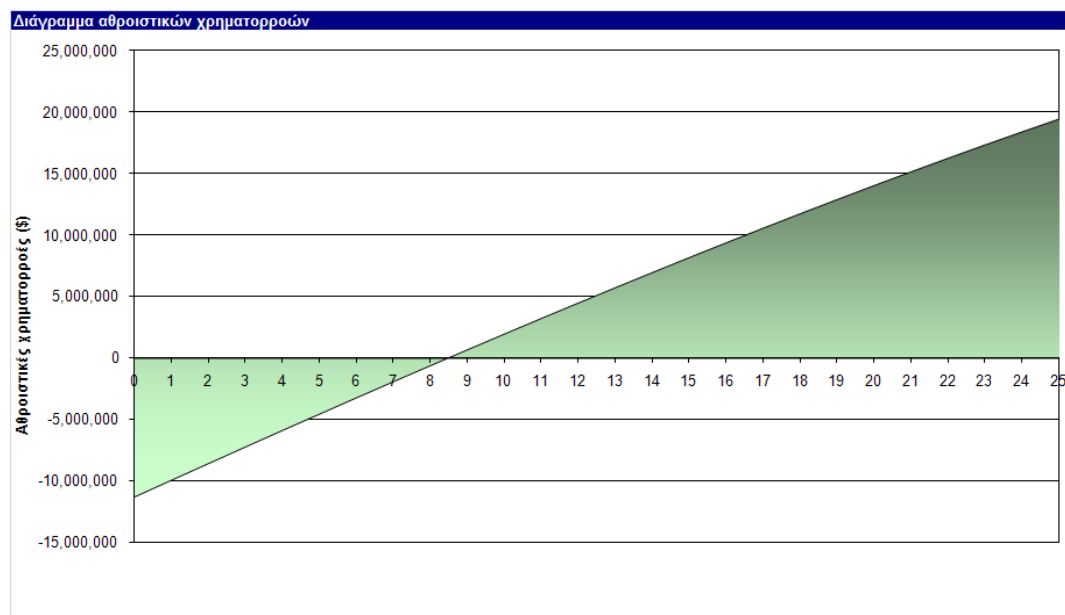
**ΣΕΝΑΡΙΟ Β:** Σύνδεση σε νέο Υ/Σ ικανότητας 20/25 MVA που θα κατασκευαστεί στο γήπεδο του ανεξάρτητου παραγωγού. Ο Υ/Σ θα συνδεθεί στον Υ/Σ Αξιούπολης μέσω ΓΜ ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 18 km περίπου, ενώ στον Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ πρέπει να προστεθεί πλήρης πύλη ΓΜ 150 kV με διακόπτη.

Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.30.

**Πίνακας 6.30:** Κόστη εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π 370 (Β)

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 8.000.000  | 70,8        |
| Κόστος σύνδεσης       | 3.300.000€ | 29,2        |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 11.300.000 | 100         |

Στο Σχήμα 6.7 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.



**Σχήμα 6.7:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π 370

Στον Πίνακα 6.31 συγκεντρώνονται οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης για κάθε ένα από τα δύο εναλλακτικά σενάρια σύνδεσης του παραπάνω Α/Π.

**Πίνακας 6.31:** Οικονομική ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων Α/Π 370

| Σενάριο  | Κόστη<br>σύνδεσης (€) | Ποσοστό<br>(%) | Χρόνος<br>απόσβεσης<br>(έτη) | ΚΠΑ<br>(€) | Ετήσιες<br>αποταμιεύσεις<br>κύκλου ζωής<br>(€/έτος) | Αναλογία<br>Οφέλους-<br>Κόστους | Κόστος<br>παραγωγής<br>ενέργειας<br>(€/MW) | EBA<br>(%) |
|----------|-----------------------|----------------|------------------------------|------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------------|------------|
| <b>A</b> | 750.000               | 8,6            | 6,5                          | 4.923.218  | 461.201                                             | 1,56                            | 51,06                                      | 14,4       |
| <b>B</b> | 3.300.000             | 29,2           | 8,5                          | 2.373.218  | 222.320                                             | 1,21                            | 62,43                                      | 10,5       |

### 6.2.2 Α/Π 149

Το Α/Π 149 είναι ονομαστικής ισχύος 17MW και το συνολικό κόστος εγκατάστασης του εκτιμάται σε 17.000.000€.

Στον Πίνακα 6.32 παρουσιάζονται τα ετήσια έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και τα ετήσια έξοδα του Α/Π.

**Πίνακας 6.32:** Ετήσια έσοδα και έξοδα Α/Π 149

| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έσοδα  | 3.261.348   |
| Ετήσια έξοδα  | 340.000     |

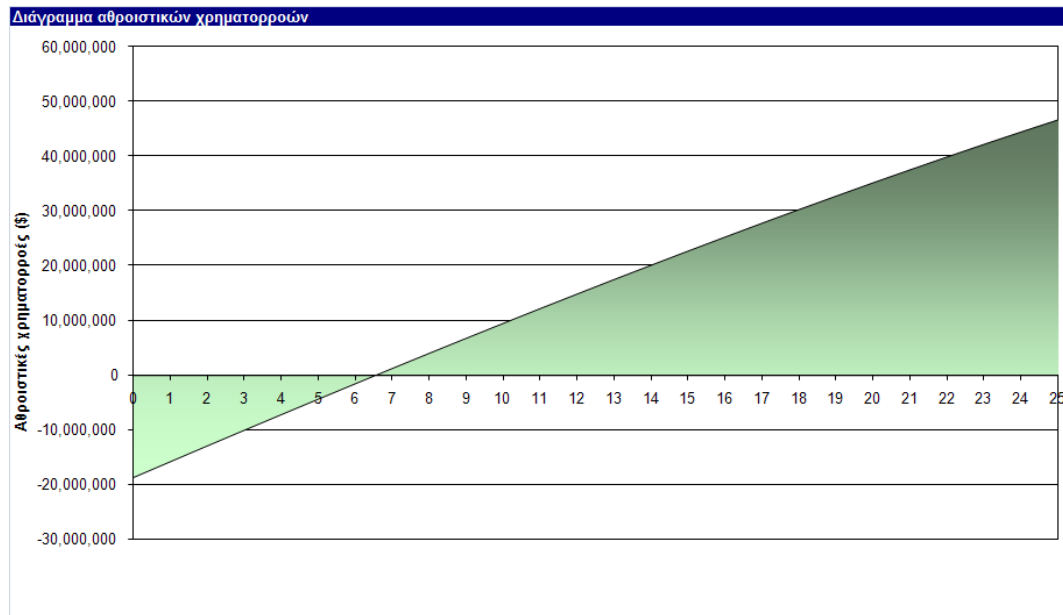
Για το Α/Π 149 υπάρχουν δύο εναλλακτικοί τρόποι σύνδεσης:

**ΣΕΝΑΡΙΟ Α:** Σύνδεση στον Υ/Σ Στυλίδας μέσω διπλής γραμμής MT 2 x 95 ACSR μήκους 20 km περίπου, σε νέο Μ/Σ 20/25 MVA ο οποίος θα εγκατασταθεί στον Υ/Σ Στυλίδας.

Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.33. Στο Σχήμα 6.8 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.

**Πίνακας 6.33:** Κόστος εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π 149

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 17.000.000 | 90,9        |
| Κόστος σύνδεσης       | 1.700.000  | 9,1         |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 18.700.000 | 100         |

**Σχήμα 6.8:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π 149

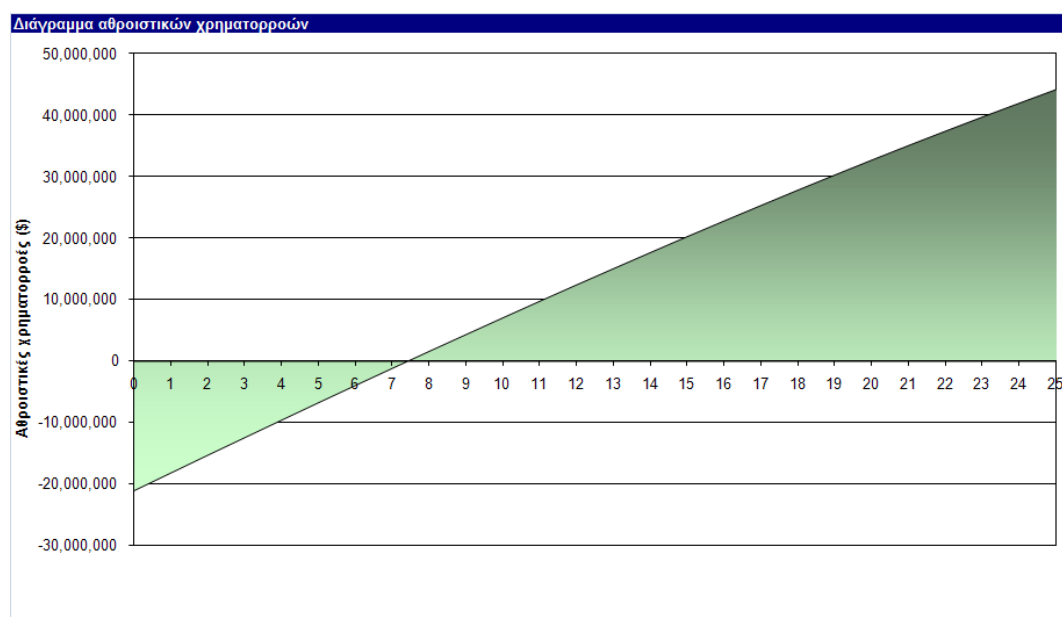
**ΣΕΝΑΡΙΟ Β :** Σύνδεση σε νέο Υ/Σ ικανότητας 20/25 MVA που θα κατασκευαστεί στο γήπεδο του ανεξάρτητου παραγωγού. Ο Υ/Σ θα συνδεθεί στον Υ/Σ Στυλίδας μέσω ΓΜ ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 20 km περίπου, ενώ στον Υ/Σ Στυλίδας πρέπει να προστεθεί πλήρης πύλη ΓΜ 150 kV με διακόπτη. Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.34.

**Πίνακας 6.34:** Κόστη εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π 149

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 17.000.000 | 80,4        |
| Κόστος σύνδεσης       | 4.100.000  | 19,4        |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 21.100.000 | 100         |



Στο Σχήμα 6.9 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.



Σχήμα 6.9: Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π 149

Στον Πίνακα 6.35 συγκεντρώνονται οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης για κάθε ένα από τα δύο εναλλακτικά σενάρια σύνδεσης του παραπάνω Α/Π.

Πίνακας 6.35: Οικονομική ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων Α/Π 149

| Σενάριο | Κόστος σύνδεσης (€) | Ποσοστό (%) | Χρόνος απόσβεσης (έτη) | ΚΠΑ (€)    | Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής (€/έτος) | Αναλογία Οφέλους-Κόστους | Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/MW) | EBA (%) |
|---------|---------------------|-------------|------------------------|------------|--------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------|
| A       | 1.700.000           | 9,1         | 6,5                    | 10.355.589 | 970.099                                    | 1,55                     | 51,29                             | 14,3    |
| B       | 4.100.000           | 19,4        | 7,4                    | 7.955.589  | 745.270                                    | 1,38                     | 56,32                             | 12,4    |

### 6.2.3 Α/Π 143

Το Α/Π 143 είναι ονομαστικής ισχύος 14,5 MW και το συνολικό κόστος εγκατάστασης του εκτιμάται σε 14.500.000€.

Στον Πίνακα 6.36 παρουσιάζονται τα ετήσια έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και τα ετήσια έξοδα του Α/Π.

**Πίνακας 6.36:** Ετήσια έσοδα και έξοδα Α/Π 143

| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έσοδα  | 2.781.738   |
| Ετήσια έξοδα  | 340.000     |

Για το Α/Π 143 υπάρχουν δύο εναλλακτικοί τρόποι σύνδεσης:

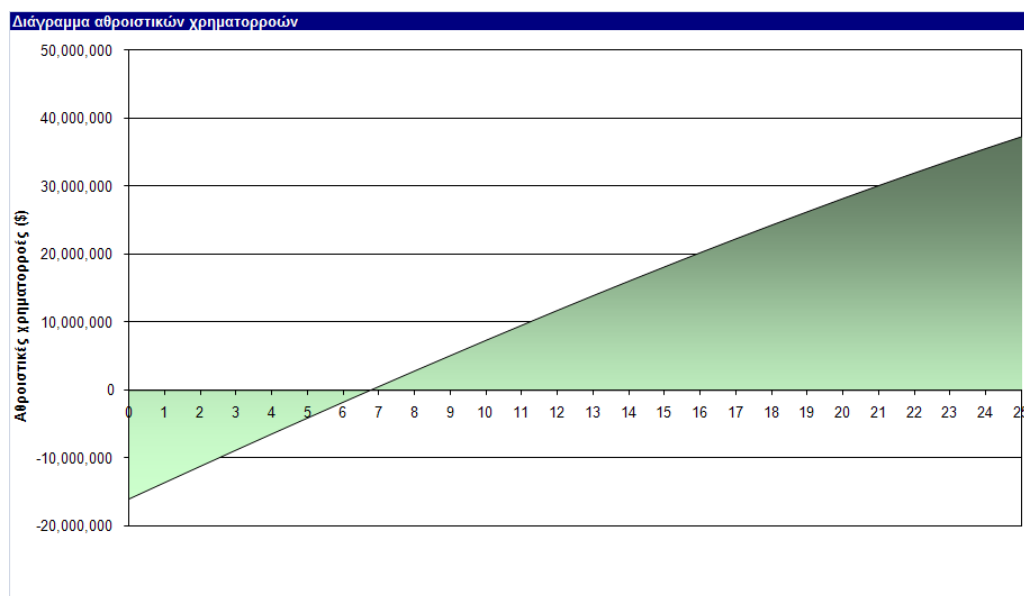
**ΣΕΝΑΡΙΟ Α:** Σύνδεση στον Υ/Σ Καμ. Βούρλα μέσω διπλής γραμμής ΜΤ 2 x 95 ACSR μήκους 14 km περίπου, σε νέο Μ/Σ ικανότητας 20/25 MVA ο οποίος θα εγκατασταθεί στον Υ/Σ Καμ. Βούρλα.

Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.37.

**Πίνακας 6.37:** Κόστη εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π 143

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 14.500.000 | 90,5        |
| Κόστος σύνδεσης       | 1.530.000  | 9,5         |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 16.030.000 | 100         |

Στο Σχήμα 6.10 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.

**Σχήμα 6.10:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π 143

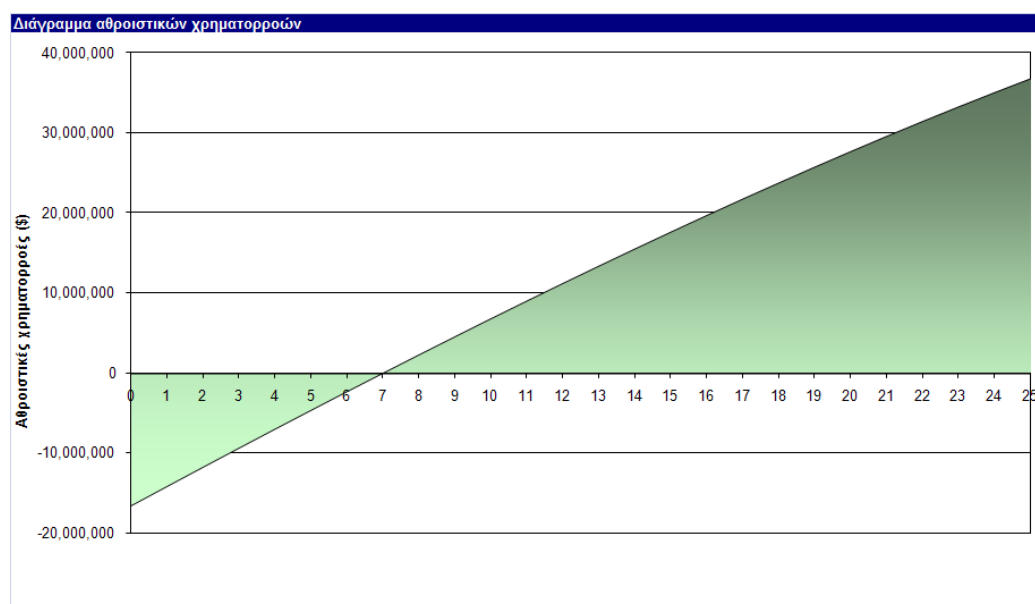
**ΣΕΝΑΡΙΟ Β:** Σύνδεση σε νέο Υ/Σ ικανότητας 20/25 MVA που θα κατασκευαστεί στο γήπεδο του ανεξάρτητου παραγωγού. Ο Υ/Σ θα συνδεθεί στη ΓΜ 150 kV Λάρυμνα-Λαμία. Για τη σύνδεση απαιτείται κατασκευή ΓΜ ελαφρού τύπου (Ε) μήκους 4 km περίπου. Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.38.

Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.38.

**Πίνακας 6.38:** Κόστη εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π 143

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 14.500.000 | 87,6        |
| Κόστος σύνδεσης       | 2.055.000  | 12,4        |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 16.555.000 | 100         |

Στο Σχήμα 6.11 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.



**Σχήμα 6.11:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π 143

Στον Πίνακα 6.39 συγκεντρώνονται οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης για κάθε ένα από τα δύο εναλλακτικά σενάρια σύνδεσης του παραπάνω Α/Π.

**Πίνακας 6.39:** Οικονομική ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων Α/Π 143

| Σενάριο  | Κόστη<br>σύνδεσης (€) | Ποσοστό<br>(%) | Χρόνος<br>απόσβεσης<br>(έτη) | ΚΠΑ<br>(€) | Ετήσιες<br>αποταμιεύσεις<br>κύκλου ζωής<br>(€/έτος) | Αναλογία<br>Οφέλους-<br>Κόστους | Κόστος<br>παραγωγής<br>ενέργειας<br>(€/MW) | ΕΒΑ<br>(%) |
|----------|-----------------------|----------------|------------------------------|------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------------|------------|
| <b>A</b> | 1.530.000             | 9,5            | 6,7                          | 7.905.860  | 740.611                                             | 1,49                            | 53,56                                      | 13,7       |
| <b>B</b> | 2.055.000             | 12,4           | 7                            | 7.380.860  | 691.430                                             | 1,45                            | 54,86                                      | 13,2       |

#### 6.2.4 Α/Π B220

Το Α/Π B220 είναι ονομαστικής ισχύος 10,5MW και το συνολικό κόστος εγκατάστασης του εκτιμάται σε 10.500.000€.

Στον Πίνακα 6.40 παρουσιάζονται τα ετήσια έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και τα ετήσια έξοδα του Α/Π.

**Πίνακας 6.40:** Ετήσια έσοδα και έξοδα Α/Π B220

| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έσοδα  | 2.014.362   |
| Ετήσια έξοδα  | 210.000     |

Για το Α/Π B220 υπάρχουν δύο εναλλακτικοί τρόποι σύνδεσης:

Ο προϋπολογισμός καθενός από τους δύο τρόπους φαίνεται στον Πίνακα 6.41.

**Πίνακας 6.41:** Προϋπολογισμός έργων διασύνδεσης Α/Π B220

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                        | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|------------------------------------------------------------------|------------------|
| <b>ΣΕΝΑΡΙΟ Α</b>                                                 |                  |
| Νέος Μ/Σ 20/25 MVA                                               | 930.000          |
| Έργα διασύνδεσης Μέσης Τάσης, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 300.000          |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                                    | <b>1.230.000</b> |
| <b>ΣΕΝΑΡΙΟ Β</b>                                                 |                  |
| Νέος Υ/Σ 150/20kV                                                | 1.820.000        |
| Νέα Γ.Μ. 150kV                                                   | 330.000          |
| Πύλη Γ.Μ. 150kV                                                  | 300.000          |
| Έργα διασύνδεσης Μέσης Τάσης, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 75.000           |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                                    | <b>2.525.000</b> |

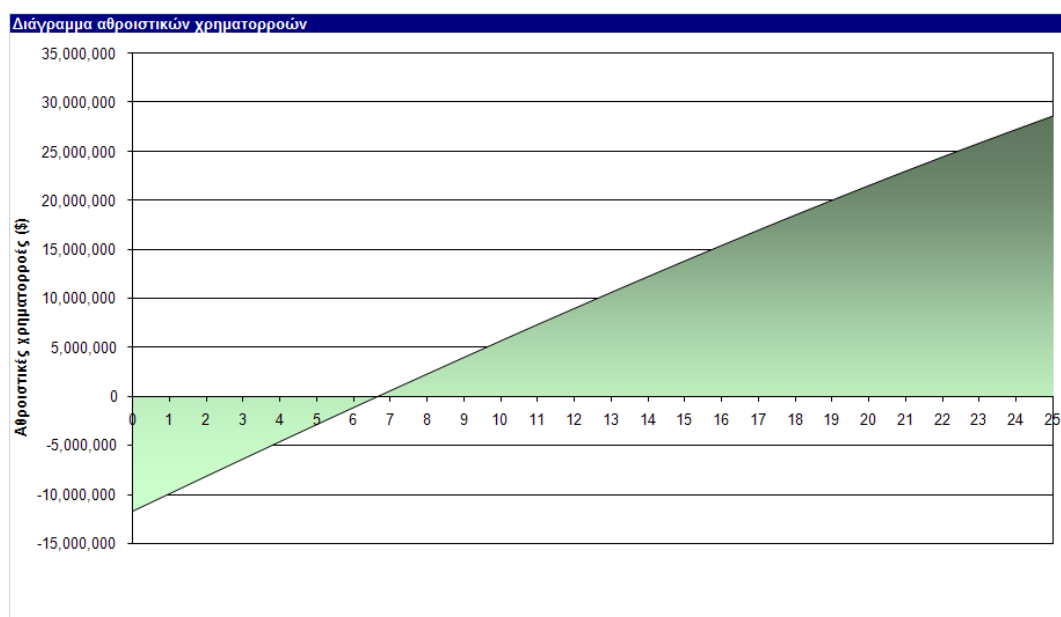
**ΣΕΝΑΡΙΟ Α:** Σύνδεση στον Υ/Σ Καρπενησίου σε νέο Μ/Σ ονομαστικής ικανότητας 20/25 MVA, μέσω αποκλειστικής γραμμής ΜΤ, διπλού κυκλώματος 2 x 95 ACSR μήκους 4 km περίπου.

Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.42.

**Πίνακας 6.42:** Κόστη εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π Β220

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 10.500.000 | 89,4        |
| Κόστος σύνδεσης       | 1.230.000  | 10,6        |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 11.740.000 | 100         |

Στο Σχήμα 6.12 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.



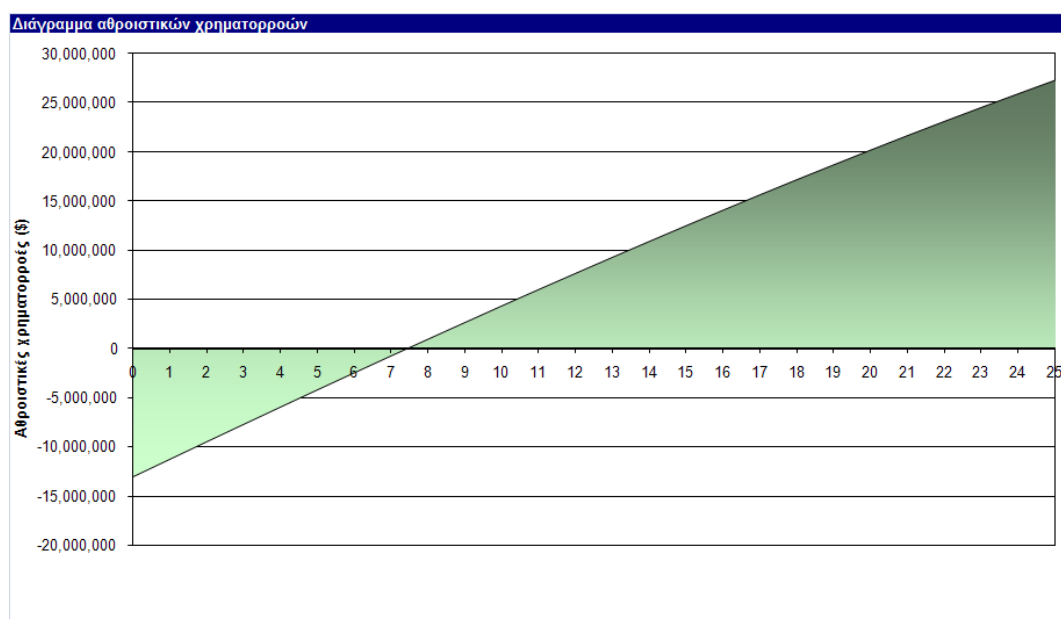
**Σχήμα 6.12:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π Β220

**ΣΕΝΑΡΙΟ Β:** Σύνδεση σε νέο Υ/Σ, ο οποίος θα εγκατασταθεί στο γήπεδο του Α/Π. Ο νέος Υ/Σ θα συνδεθεί στον Υ/Σ Καρπενησίου με ΓΜ 150 kV ελαφρού τύπου (Ε), και μήκους περίπου 4 km. Στον Υ/Σ Καρπενησίου θα προστεθεί πλήρης πύλη ΓΜ 150 kV. Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.43.

**Πίνακας 6.43:** Κόστη εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π B220

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 10.500.000 | 80,6        |
| Κόστος σύνδεσης       | 2.525.000  | 19,4        |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 13.025.000 | 100         |

Στο Σχήμα 6.12 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.

**Σχήμα 6.13:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π B220

Στον Πίνακα 6.44 συγκεντρώνονται οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης για κάθε ένα από τα δύο εναλλακτικά σενάρια σύνδεσης του παραπάνω Α/Π.

**Πίνακας 6.44:** Οικονομική ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων Α/Π B220

| Σενάριο  | Κόστη σύνδεσης (€) | Ποσοστό (%) | Χρόνος απόσβεσης (έτη) | ΚΠΑ (€)   | Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής (€/έτος) | Αναλογία Οφέλους-Κόστους | Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/MW) | EBA (%) |
|----------|--------------------|-------------|------------------------|-----------|--------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------|
| <b>A</b> | 1.230.000          | 10,6        | 6,7                    | 6.216.099 | 582.317                                    | 1,53                     | 51,90                             | 14,1    |
| <b>B</b> | 2.525.000          | 19,4        | 7,4                    | 4.921.099 | 461.003                                    | 1,38                     | 56,29                             | 12,4    |

### 6.2.5 Α/Π B194

Το Α/Π B194 είναι ονομαστικής ισχύος 10,5MW και το συνολικό κόστος εγκατάστασης του εκτιμάται σε 10.500.000€. Στον Πίνακα 6.45 φαίνονται τα ετήσια έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και τα ετήσια έξοδα του Α/Π.

**Πίνακας 6.45:** Ετήσια έσοδα και έξοδα Α/Π

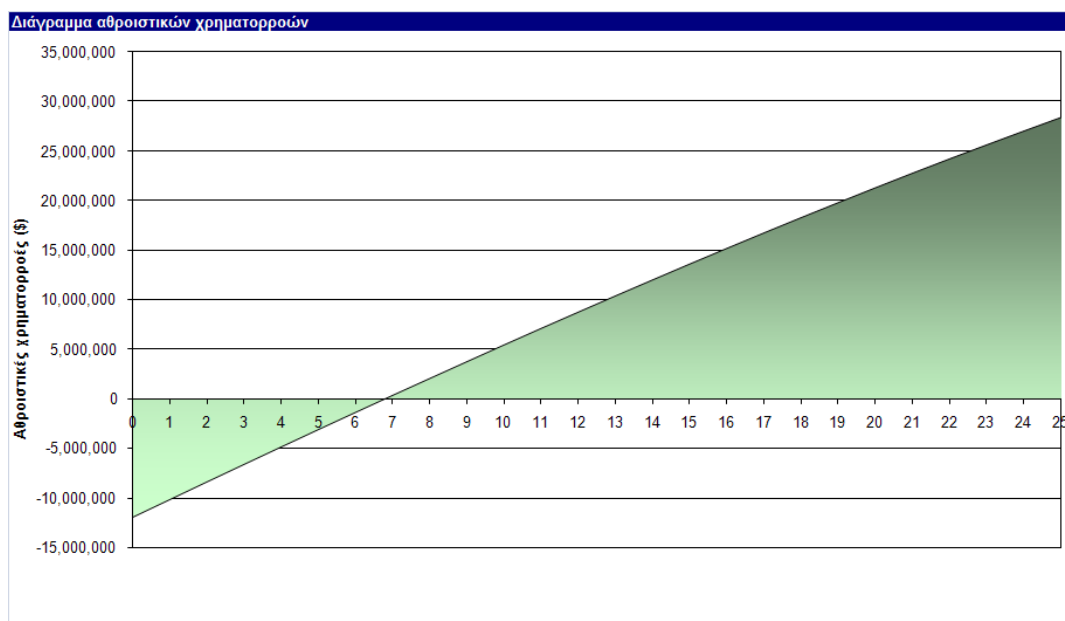
| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έσοδα  | 2.014.362   |
| Ετήσια έξοδα  | 210.000     |

Για το Α/Π B194 υπάρχουν δύο εναλλακτικοί τρόποι σύνδεσης.

**ΣΕΝΑΡΙΟ Α:** Σύνδεση στον Υ/Σ Ψαχνών μέσω αποκλειστικής διπλής γραμμής ΜΤ 20 kV 2X95mm<sup>2</sup>ACSR, σε νέο Μ/Σ 20/25 MVA ο οποίος θα εγκατασταθεί στον Υ/Σ Ψαχνών. Το μήκος της παραπάνω γραμμής υπολογίζεται σε 12 km. Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.46.

**Πίνακας 6.46:** Κόστη εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π B194

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 10.500.000 | 87,7        |
| Κόστος σύνδεσης       | 1.470.000  | 12,3        |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 11.970.000 | 100         |



**Σχήμα 6.14:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π B194

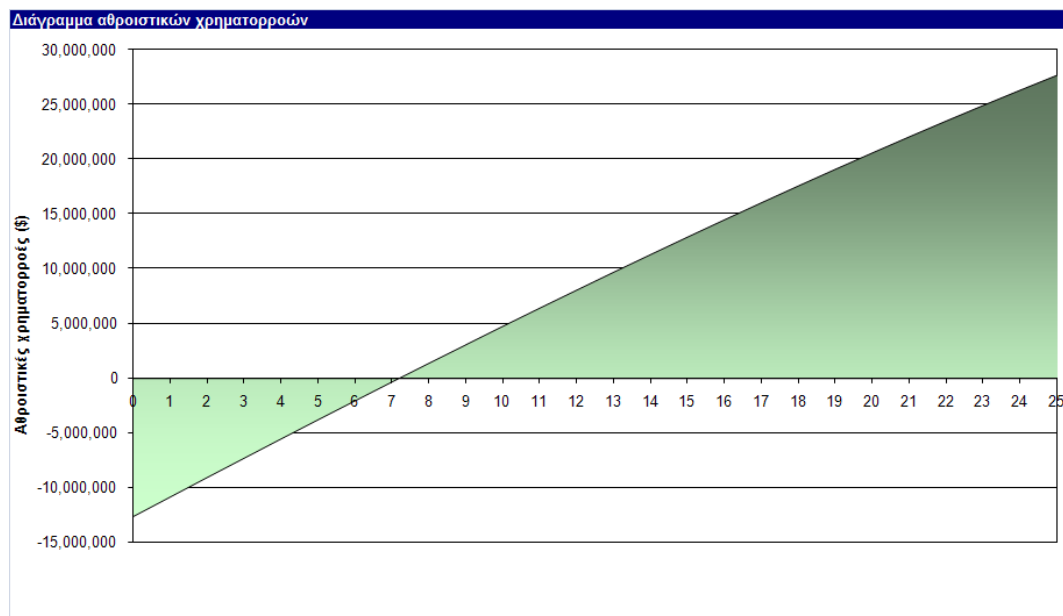
Στο Σχήμα 6.14 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.

**ΣΕΝΑΡΙΟ Β:** Σύνδεση σε νέο Υ/Σ ονομαστικής ισχύος 20/25 MVA, που θα κατασκευασθεί στο γήπεδο του Α/Π. Η σύνδεση του νέου Υ/Σ με το σύστημα θα γίνει μέσω νέας ΓΜ 150 kV ελαφρού τύπου (Ε), που θα συνδεθεί στη ΓΜ ΨΑΧΝΑ-MANTΟΥΔΙ. Το μήκος της νέας ΓΜ εκτιμάται σε 5 km. Το κόστος σύνδεσης αυτού του σεναρίου παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.47.

**Πίνακας 6.47:** Κόστη εγκατάστασης και σύνδεσης Α/Π Β194

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 10.500.000 | 83,1        |
| Κόστος σύνδεσης       | 2.140.000  | 16,9        |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 12.640.000 | 100         |

Στο Σχήμα 6.14 παρουσιάζεται το διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών του παραπάνω Α/Π.



**Σχήμα 6.15:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π Β194



**Πίνακας 6.48:** Προϋπολογισμός έργων διασύνδεσης Α/Π Β194

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                        | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|------------------------------------------------------------------|------------------|
| <b>ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΗ ΛΥΣΗ</b>                                         |                  |
| Νέος Μ/Σ 150/20kV                                                | 940.000          |
| Έργα διασύνδεσης Μέσης Τάσης, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 530.000          |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                                    | <b>1.470.000</b> |
| <b>ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΗ ΛΥΣΗ</b>                                          |                  |
| Νέος Υ/Σ 150/20kV                                                | 1.650.000        |
| Νέα Γ.Μ. 150kV                                                   | 400.000          |
| Έργα διασύνδεσης Μέσης Τάσης, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 90.000           |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                                    | <b>2.140.000</b> |

Στον Πίνακα 6.49 συγκεντρώνονται οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης για κάθε ένα από τα δύο εναλλακτικά σενάρια σύνδεσης του παραπάνω Α/Π.

**Πίνακας 6.49:** Οικονομική ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων Α/Π Β194

| Σενάριο  | Κόστη σύνδεσης (€) | Ποσοστό (%) | Χρόνος απόσβεσης (έτη) | ΚΠΑ (€)   | Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής (€/έτος) | Αναλογία Οφέλους-Κόστους | Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/MW) | EBA (%) |
|----------|--------------------|-------------|------------------------|-----------|--------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------|
| <b>A</b> | 1.470.000          | 12,3        | 6,8                    | 5.976.099 | 559.834                                    | 1,50                     | 52,71                             | 13,7    |
| <b>B</b> | 2.140.000          | 16,9        | 7,2                    | 5.306.099 | 497.069                                    | 1,42                     | 54,99                             | 12,9    |

### 6.2.6 Συμπεράσματα

Σύμφωνα με τους οικονομικούς δείκτες που υπολογίστηκαν όλα τα αιολικά έργα που εξετάστηκαν, ανεξάρτητα από τον τρόπο διασύνδεσης, αποτελούν επενδύσεις οικονομικά αποδοτικές.

Είναι φανερό όμως ότι η επιλογή του τρόπου σύνδεσης σε ορισμένες περιπτώσεις επηρεάζει κατά πολύ το ύψος των δαπανών σύνδεσης και συνεπώς την οικονομική αποδοτικότητα του αιολικού έργου. Η πιο χαρακτηριστική περίπτωση είναι το Α/Π 370 για το οποίο τα κόστη σύνδεσης μεταξύ των δύο εναλλακτικών σεναρίων διαφέρουν κατά 2.550.000€ το οποίο αποτελεί περίπου το 32% του συνολικού κόστους εγκατάστασης. Όλοι οι οικονομικοί δείκτες με το πρώτο σενάριο έχουν πολύ καλύτερες τιμές σε σχέση με το δεύτερο σενάριο κάνοντας την επένδυση πολύ πιο αποδοτική αν επιλεγεί ο τρόπος σύνδεσης του πρώτου σεναρίου. Για παράδειγμα με το πρώτο σενάριο το Α/Π θα κάνει απόσβεση σε 6,5 έτη αντί για 8,5 έτη (που θα έκανε με το δεύτερο σενάριο) και ο EBA παίρνει τιμή 14,4% αντί για 10,5 (που θα έπαιρνε με το δεύτερο σενάριο).

### 6.3 ΣΕΝΑΡΙΑ ΜΟΝΤΕΛΩΝ ΚΑΤΑΝΟΜΗΣ ΔΑΠΑΝΩΝ ΣΥΝΔΕΣΗΣ

Σκοπός αυτής της παραγράφου είναι να διαφανεί η επίδραση που έχει στο ύψος των δαπανών σύνδεσης και στην οικονομική αξιολόγηση ενός αιολικού έργου το μοντέλο κατανομής των δαπανών σύνδεσης που εφαρμόζεται.

Για το σκοπό αυτό μελετώνται 3 Α/Π και για καθένα από αυτά 2 εναλλακτικά σενάρια που αφορούν στην εφαρμογή διαφορετικών μοντέλων κατανομής των δαπανών σύνδεσης.

Το πρώτο σενάριο προβλέπει την εφαρμογή του μοντέλου των άμεσων δαπανών σύνδεσης και συγκεκριμένα της δανέζικης προσέγγισης. Στο δεύτερο σενάριο έχουμε την εφαρμογή του μοντέλου των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης και συγκεκριμένα της ελληνικής προσέγγισης.

Η επιλογή αυτών των δύο προσεγγίσεων δεν είναι τυχαία καθώς μπορούν να θεωρηθούν εντελώς αντίθετες.

#### 6.3.1 Περίπτωση 1

Μελετάται η διασύνδεση Α/Π ονομαστικής ισχύος 15MW. Το συνολικό κόστος εγκατάστασης του Α/Π εκτιμάται σε 15.450.000€. Το Α/Π πρόκειται να συνδεθεί σε νέο Μ/Σ 20/25 MVA ο οποίος θα εγκατασταθεί σε υπάρχοντα Υ/Σ μέσω αποκλειστικής διπλής γραμμής ΜΤ 20kV, μήκους 12 km. Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης εκτιμάται σε 1.470.000€ και αναλύεται στον Πίνακα 6.50.

**Πίνακας 6.50:** Προϋπολογισμός έργων διασύνδεσης Α/Π

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                        | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|------------------------------------------------------------------|------------------|
| Νέος Μ/Σ 150/20kV                                                | 940.000          |
| Έργα διασύνδεσης Μέσης Τάσης, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 530.000          |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                                    | <b>1.470.000</b> |

Τα ετήσια έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και τα έξοδα του Α/Π παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.51.

**Πίνακας 6.51:** Ετήσια έσοδα και έξοδα Α/Π

| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έσοδα  | 2.877.660   |
| Ετήσια έξοδα  | 300.000     |

Ο Πίνακας 6.52 δείχνει το κόστος που είναι υποχρεωμένος να πληρώσει ο ιδιοκτήτης του Α/Π προκειμένου να γίνει η διασύνδεση σε κάθε μία από τις δύο περιπτώσεις.

**Πίνακας 6.52:** Κόστος σύνδεσης εναλλακτικών σεναρίων

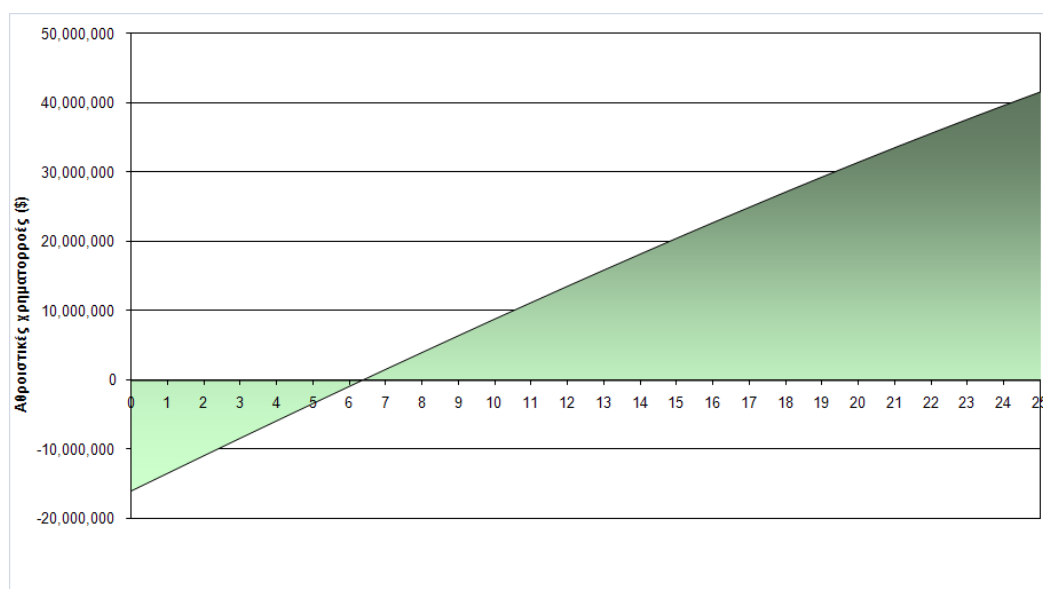
| Μοντέλο                                            | Κόστη σύνδεσης (€) | Ανηγμένο κόστος (€/MW) |
|----------------------------------------------------|--------------------|------------------------|
| Άμεσων δαπανών σύνδεσης (Δανέζικη προσέγγιση)      | 530.000            | 35.333                 |
| Ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης (Ελληνική προσέγγιση) | 1.470.000          | 98.000                 |

**ΣΕΝΑΡΙΟ Α:** Το σενάριο αυτό προβλέπει την εφαρμογή του μοντέλου των άμεσων δαπανών σύνδεσης (δανέζικη προσέγγιση). Με την προσέγγιση αυτή ο ιδιοκτήτης του Α/Π είναι υποχρεωμένος να πληρώσει μόνο τις άμεσες δαπάνες σύνδεσης, ενώ το κόστος εγκατάστασης του νέου Μ/Σ το αναλαμβάνει ο διαχειριστής του δικτύου. Το κόστος σύνδεσης που είναι υποχρεωμένος να πληρώσει ο ιδιοκτήτης του Α/Π σε αυτήν την περίπτωση είναι 530.000€ (βλ. Πίνακα 6.53).

**Πίνακας 6.53:** Αρχικά κόστη Α/Π

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 15.450.000 | 97          |
| Κόστος σύνδεσης       | 530.000    | 3           |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 15.980.000 | 100         |

Στο σχήμα 6.16 παρουσιάζονται οι αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π για την περίπτωση που εξετάζεται.

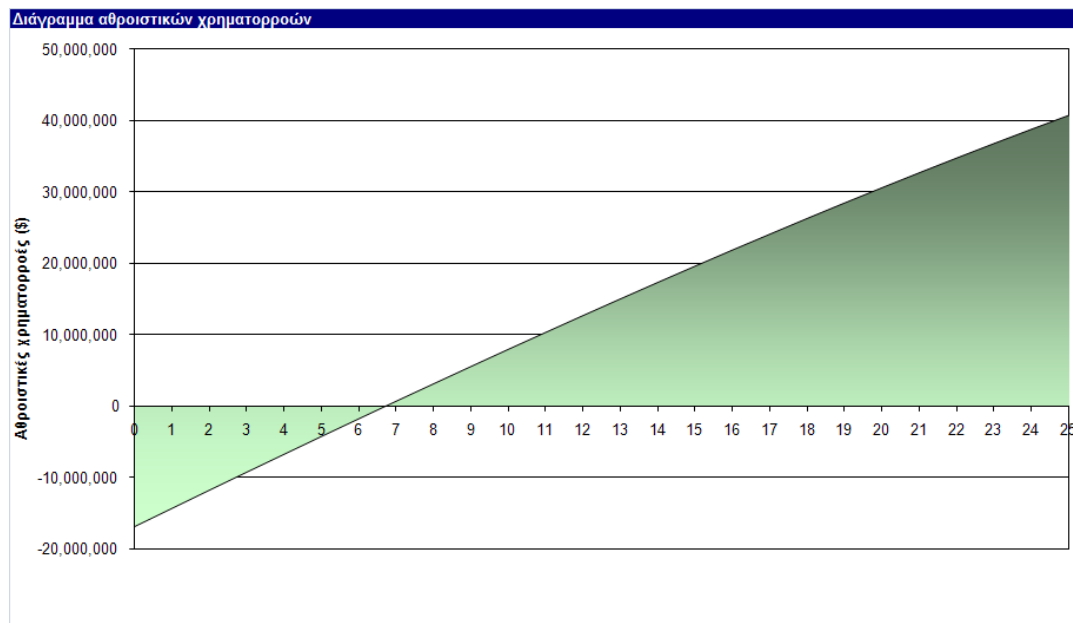
**Σχήμα 6.16:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π

**ΣΕΝΑΡΙΟ Β:** Το σενάριο αυτό προβλέπει την εφαρμογή του μοντέλου των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης (ελληνική προσέγγιση). Με την προσέγγιση αυτήν ο ιδιοκτήτης του Α/Π είναι υποχρεωμένος να πληρώσει εκτός από τις άμεσες δαπάνες σύνδεσης και το κόστος εγκατάστασης του νέου Μ/Σ. Το κόστος σύνδεσης που είναι υποχρεωμένος να πληρώσει ο ιδιοκτήτης του Α/Π σε αυτήν την περίπτωση είναι 1.470.000€ (βλ. Πίνακα 6.54).

**Πίνακας 6.54:** Αρχικά κόστη Α/Π

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 15.450.000 | 91          |
| Κόστος σύνδεσης       | 1.470.000  | 9           |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 16.920.000 | 100         |

Στο σχήμα 6.17 παρουσιάζονται οι αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π για την περίπτωση που εξετάζεται.



**Σχήμα 6.17:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π

Στον Πίνακα 6.55 παρουσιάζονται συνοπτικά οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων για τα δύο παραπάνω σενάρια.

**Πίνακας 6.55:** Οικονομική ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων Α/Π

| Σενάριο | Κόστη σύνδεσης (€) | Ποσοστό (%) | Χρόνος απόσβεσης (έτη) | ΚΠΑ (€)   | Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής (€/έτος) | Αναλογία Οφέλους-Κόστους | Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/MW) | EBA (%) |
|---------|--------------------|-------------|------------------------|-----------|--------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------|
| A       | 530.000            | 3           | 6,3                    | 9.657.285 | 904.683                                    | 1,60                     | 50,05                             | 14,9    |
| B       | 1.470.000          | 9           | 6,7                    | 8.717.285 | 816.625                                    | 1,52                     | 52,28                             | 13,9    |

Τα κόστη σύνδεσης του σεναρίου Β είναι σχεδόν τριπλάσια από αυτά του σεναρίου Α. Η διαφορά τους είναι της τάξεως του 1.000.000€ (6,5% επί του συνολικού κόστους εγκατάστασης) περίπου.

Παρατηρώντας κανείς τους δείκτες του Πίνακα 6.55 μπορεί να αντιληφθεί ότι το παραπάνω αιολικό έργο αποτελεί μία επένδυση οικονομικά αποδοτική, όποιο μοντέλο (κατανομής των δαπανών σύνδεσης) και αν χρησιμοποιηθεί. Για παράδειγμα χρησιμοποιώντας ως κριτήριο τον EBA (που χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση αιολικών έργων) η επένδυση κρίνεται οικονομικά αποδοτική καθώς η τιμή του (13,9% και 14,9%) είναι μεγαλύτερη από το κόστος ευκαιρίας κεφαλαίου (8%).

Είναι προφανές (και αναμενόμενο) ότι το ύψος των δαπανών σύνδεσης (και συνεπώς το μοντέλο κατανομής των δαπανών σύνδεσης που εφαρμόζεται) επηρεάζει όλους τους δείκτες αξιολόγησης του Πίνακα 6.55. Για παράδειγμα ο EBA (που μας ενδιαφέρει περισσότερο) αλλάζει κατά μία ποσοστιαία μονάδα.

### 6.3.2 Περίπτωση 2

Μελετάται η διασύνδεση Α/Π ονομαστικής ισχύος 25,5MW. Το συνολικό κόστος εγκατάστασης του Α/Π εκτιμάται σε 25.750.000€. Το Α/Π θα συνδεθεί σε νέο Υ/Σ 40/50 MVA και στη συνέχεια σε ΓΜ 150kV η οποία διέρχεται μέσα από το γήπεδο του Α/Π. Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης του Α/Π Γ55 εκτιμάται προϋπολογιστικά σε 1.950.000 € όπως αναλύεται στον Πίνακα 6.56.

**Πίνακας 6.56:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης νέου Α/Π στο Ν. Αιτωλοακαρνανίας

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                                | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|----------------------------------------------------------|------------------|
| Νέος Υ/Σ 150/20kV                                        | 1.800.000        |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ. | 150.000          |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                            | <b>1.950.000</b> |

Τα ετήσια έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και τα έξοδα του Α/Π παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.57.

**Πίνακας 6.57:** Ετήσια έσοδα και έξοδα Α/Π

| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έσοδα  | 4.796.100   |
| Ετήσια έξοδα  | 500.000     |

Ο Πίνακας 6.58 δείχνει το κόστος που είναι υποχρεωμένος να πληρώσει ο ιδιοκτήτης του Α/Π προκειμένου να γίνει η διασύνδεση σε κάθε μία από τις δύο περιπτώσεις.

**Πίνακας 6.58:** Κόστος σύνδεσης εναλλακτικών σεναρίων

| Μοντέλο                                            | Κόστη σύνδεσης (€) | Ανηγμένο κόστος (€/MW) |
|----------------------------------------------------|--------------------|------------------------|
| Άμεσων δαπανών σύνδεσης (Δανέζικη προσέγγιση)      | 150.000            | 5.882                  |
| Ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης (Ελληνική προσέγγιση) | 1.950.000          | 76.471                 |

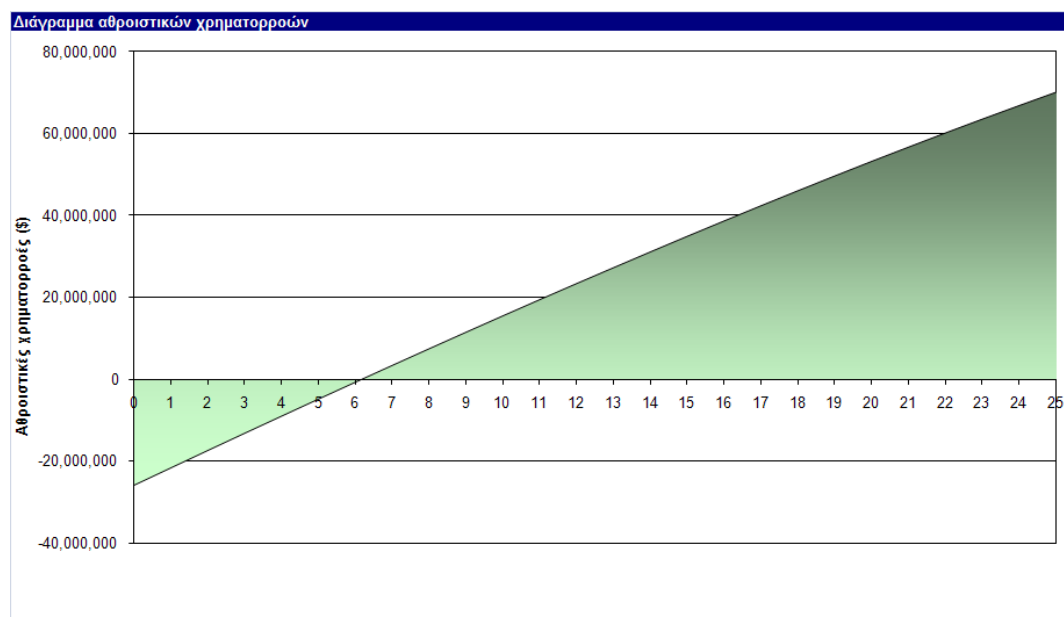
Εδώ η διαφορά στα κόστη σύνδεσης (μεταξύ των δύο περιπτώσεων) είναι 1.800.000€ (7% του συνολικού κόστους εγκατάστασης).

**ΣΕΝΑΡΙΟ Α:** Το σενάριο αυτό προβλέπει την εφαρμογή του μοντέλου των άμεσων δαπανών σύνδεσης (δανέζικη προσέγγιση). Όπως ειπώθηκε ήδη με την προσέγγιση αυτήν ο ιδιοκτήτης του Α/Π είναι υποχρεωμένος να πληρώσει μόνο τις άμεσες δαπάνες σύνδεσης, ενώ το κόστος εγκατάστασης του νέου Υ/Σ το αναλαμβάνει ο διαχειριστής του δικτύου. Το κόστος σύνδεσης που είναι υποχρεωμένος να πληρώσει ο ιδιοκτήτης του Α/Π σε αυτήν την περίπτωση είναι μόλις 150.000€ (Πίνακας 6.59).

**Πίνακας 6.59:** Αρχικά κόστη Α/Π

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 25.750.000 | 99          |
| Κόστος σύνδεσης       | 150.000    | 1           |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 25.900.000 | 100         |

Στο σχήμα 6.18 παρουσιάζονται οι αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π για την περίπτωση που εξετάζεται.



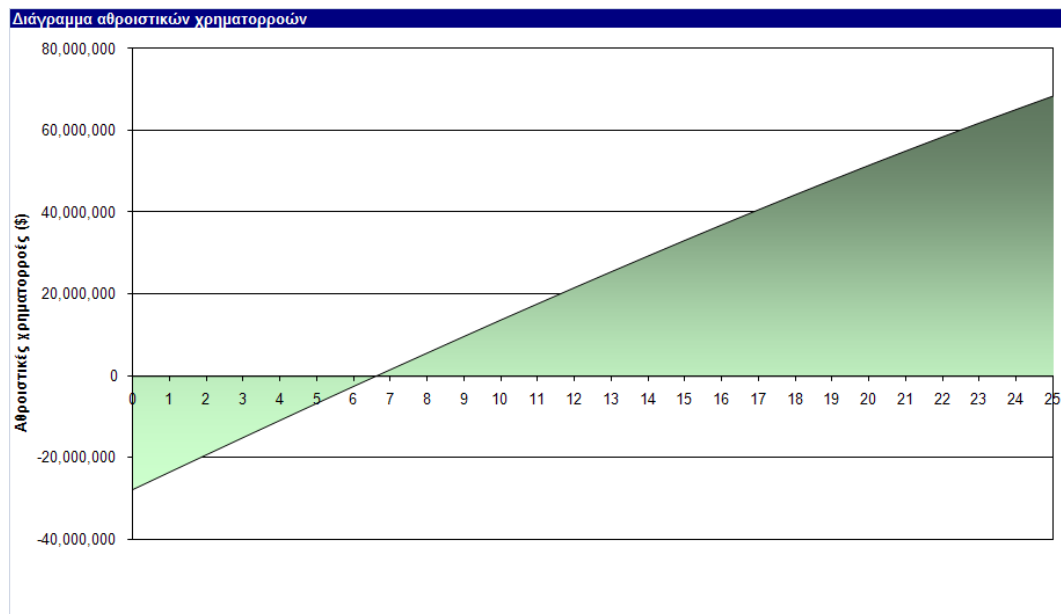
Σχήμα 6.18: Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π B220

**ΣΕΝΑΡΙΟ Β:** Το σενάριο αυτό προβλέπει την εφαρμογή του μοντέλου των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης (ελληνική προσέγγιση). Με την προσέγγιση αυτήν ο ιδιοκτήτης του Α/Π είναι υποχρεωμένος να πληρώσει εκτός από τις άμεσες δαπάνες σύνδεσης και το κόστος εγκατάστασης του νέου Υ/Σ. Το κόστος σύνδεσης που είναι υποχρεωμένος να πληρώσει ο ιδιοκτήτης του Α/Π σε αυτήν την περίπτωση είναι 1.950.000€ (Πίνακας 6.60).

Πίνακας 6.60: Αρχικά κόστη Α/Π

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 25.750.000 | 93          |
| Κόστος σύνδεσης       | 1.950.000  | 7           |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 27.700.000 | 100         |

Στο σχήμα 6.19 παρουσιάζονται οι αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π για την περίπτωση που εξετάζεται.



Σχήμα 6.19: Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π

Στον Πίνακα 6.61 παρουσιάζονται συνοπτικά οι τιμές κάποιων δεικτών αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων για τα δύο παραπάνω σενάρια.

Πίνακας 6.61: Οικονομική ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων Α/Π

| Σενάριο  | Κόστη σύνδεσης (€) | Ποσοστό (%) | Χρόνος απόσβεσης (έτη) | ΚΠΑ (€)    | Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής (€/έτος) | Αναλογία Οφέλους-Κόστους | Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/MW) | EBA (%) |
|----------|--------------------|-------------|------------------------|------------|--------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------|
| <b>A</b> | 150.000            | 1           | 6,2                    | 17.852.754 | 1.672.424                                  | 1,69                     | 48,04                             | 15,8    |
| <b>B</b> | 1.950.000          | 7           | 6,6                    | 16.052.754 | 1.503.802                                  | 1,58                     | 50,56                             | 14,6    |

Στην περίπτωση αυτή η διαφορά στα κόστη σύνδεσης μεταξύ των δύο περιπτώσεων είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη διαφορά της προηγούμενης περίπτωσης και σαν απόλυτος αριθμός αλλά και σαν ποσοστό επί του συνολικού κόστους εγκατάστασης. Για το λόγο αυτόν οι διαφορές που παρουσιάζονται στους δείκτες αξιολόγησης είναι επίσης μεγαλύτερες.

### 6.3.3 Περίπτωση 3

Στη τρίτη και τελευταία περίπτωση αυτής της παραγράφου μελετάται η διασύνδεση Α/Π ονομαστικής ισχύος 10,5 MW. Το συνολικό κόστος εγκατάστασης του Α/Π εκτιμάται σε 10.815.000€. Το Α/Π θα συνδεθεί σε νέο Υ/Σ, ο οποίος θα εγκατασταθεί στο γήπεδο του Α/Π. Ο νέος Υ/Σ θα συνδεθεί σε υπάρχοντα Υ/Σ με ΓΜ 150 kV ελαφρού τύπου (Ε), και



μήκους περίπου 4 km. Στον υπάρχοντα Υ/Σ θα προστεθεί πλήρης πύλη ΓΜ 150 kV. Το συνολικό κόστος των έργων διασύνδεσης του Α/Π εκτιμάται προϋπολογιστικά σε 2.525.000 € όπως αναλύεται στον Πίνακα 6.62.

**Πίνακας 6.62:** Ανάλυση κόστους σύνδεσης Α/Π

| ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ                                               | ΚΟΣΤΟΣ (σε €)    |
|---------------------------------------------------------|------------------|
| Νέος Υ/Σ 150/20kV                                       | 1.820.000        |
| Νέα ΓΜ 150kV                                            | 330.000          |
| Πύλη ΓΜ 150kV                                           | 300.000          |
| Έργα διασύνδεσης ΜΤ, επικοινωνία με ΚΕΕ, μετρητικά, κλπ | 75.000           |
| <b>ΣΥΝΟΛΟ</b>                                           | <b>2.525.000</b> |

Τα ετήσια έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας και τα έξοδα του Α/Π παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.63.

**Πίνακας 6.63:** Ετήσιες δαπάνες Α/Π

| Είδος δαπάνης | Ποσό (σε €) |
|---------------|-------------|
| Ετήσια έσοδα  | 2.014.362   |
| Ετήσια έξοδα  | 210.000     |

Ο Πίνακας 6.64 δείχνει το κόστος που είναι υποχρεωμένος να πληρώσει ο ιδιοκτήτης του Α/Π προκειμένου να γίνει η διασύνδεση σε κάθε μία από τις δύο περιπτώσεις.

**Πίνακας 6.64:** Κόστος σύνδεσης εναλλακτικών σεναρίων

| Μοντέλο                                            | Κόστη σύνδεσης (€) | Ανηγμένο κόστος (€/MW) |
|----------------------------------------------------|--------------------|------------------------|
| Άμεσων δαπανών σύνδεσης (Δανέζικη προσέγγιση)      | 75.000             | 7.143                  |
| Ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης (Ελληνική προσέγγιση) | 2.525.000          | 240.476                |

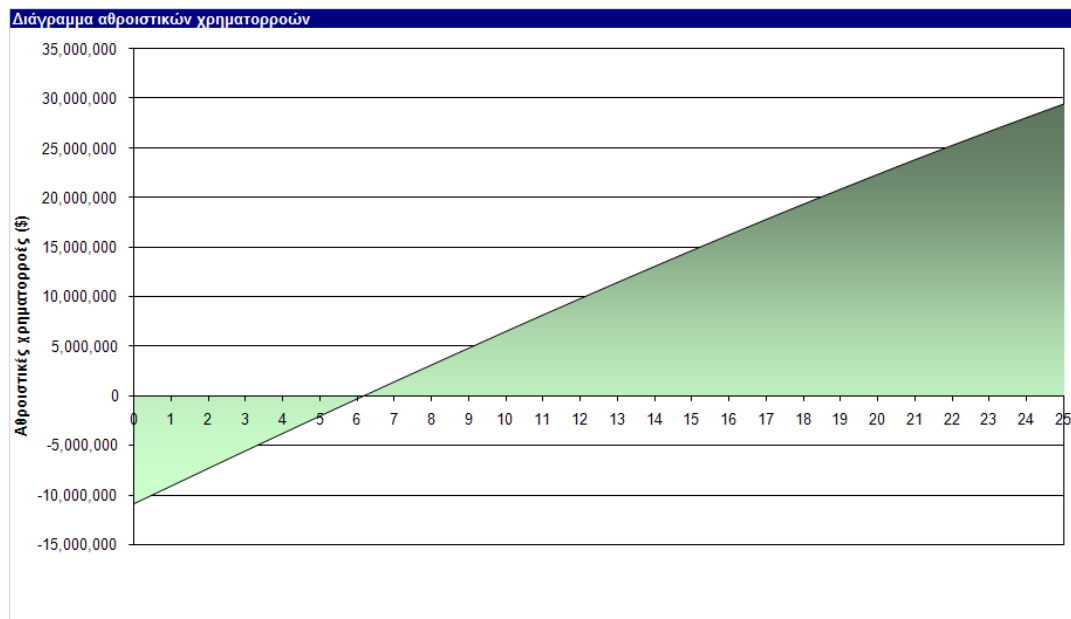
Εδώ η διαφορά στα κόστη σύνδεσης (μεταξύ των δύο περιπτώσεων) είναι 2.450.000€ (23% του συνολικού κόστους εγκατάστασης).

**ΣΕΝΑΡΙΟ Α:** Το σενάριο αυτό προβλέπει την εφαρμογή του μοντέλου των άμεσων δαπανών σύνδεσης (δανέζικη προσέγγιση). Με την προσέγγιση αυτήν ο παραγωγός πληρώνει μόνο τις άμεσες δαπάνες σύνδεσης που στην περίπτωση αυτή είναι 75.000€ (Πίνακας 6.65).

**Πίνακας 6.65:** Αρχικά κόστη Α/Π

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 10.815.000 | 99          |
| Κόστος σύνδεσης       | 75.000     | 1           |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 10.890.000 | 100         |

Στο σχήμα 6.20 παρουσιάζονται οι αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π για την περίπτωση που εξετάζεται.



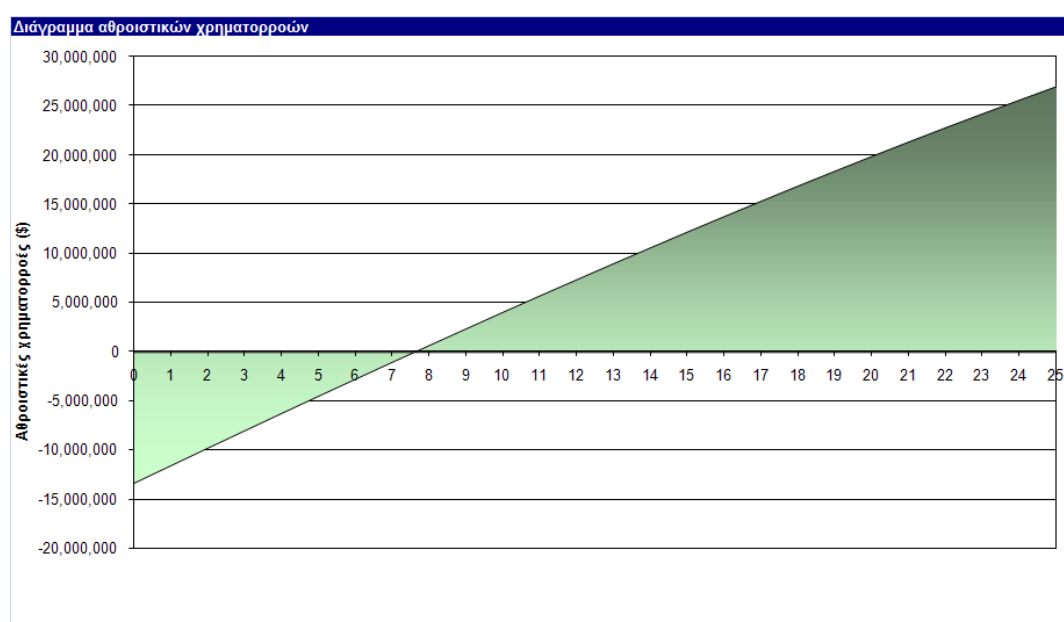
**Σχήμα 6.20:** Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π B220

**ΣΕΝΑΡΙΟ Β:** Το σενάριο αυτό προβλέπει την εφαρμογή του μοντέλου των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης (ελληνική προσέγγιση). Με την προσέγγιση αυτήν ο ιδιοκτήτης του Α/Π είναι υποχρεωμένος να πληρώσει εκτός από τις άμεσες δαπάνες σύνδεσης και το κόστος εγκατάστασης του νέου Υ/Σ (με ότι αυτό περιλαμβάνει). Το κόστος σύνδεσης που είναι υποχρεωμένος να πληρώσει ο ιδιοκτήτης του Α/Π σε αυτήν την περίπτωση είναι 2.525.000€ (Πίνακας 6.66).

Πίνακας 6.66: Αρχικά κόστη Α/Π

| Κόστος                | Ποσό (€)   | Ποσοστό (%) |
|-----------------------|------------|-------------|
| Κόστος εγκατάστασης   | 10.815.000 | 81          |
| Κόστος σύνδεσης       | 2.525.000  | 19          |
| Συνολικά αρχικά κόστη | 13.340.000 | 100         |

Στο σχήμα 6.21 παρουσιάζονται οι αθροιστικές χρηματοροές του Α/Π για την περίπτωση που εξετάζεται.



Σχήμα 6.21: Διάγραμμα αθροιστικών χρηματοροών Α/Π B220

Στον Πίνακα 6.67 παρουσιάζονται συνοπτικά οι τιμές κάποιων δεικτών αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων για τα δύο παραπάνω σενάρια.

Πίνακας 6.67: Οικονομική ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων Α/Π

| Σενάριο | Κόστη σύνδεσης (€) | Ποσοστό (%) | Χρόνος απόσβεσης (έτη) | ΚΠΑ (€)   | Ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής (€/έτος) | Αναλογία Οφέλους-Κόστους | Κόστος παραγωγής ενέργειας (€/MW) | EBA (%) |
|---------|--------------------|-------------|------------------------|-----------|--------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------|
| A       | 75.000             | 1           | 6,2                    | 7.225.469 | 676.873                                    | 1,66                     | 48,47                             | 15,5    |
| B       | 2.525.000          | 19          | 7,6                    | 4.775.469 | 447.360                                    | 1,36                     | 56,79                             | 12,2    |

Η περίπτωση αυτή είναι η πιο χαρακτηριστική. Η διαφορά στα κόστη σύνδεσης μεταξύ των δύο σεναρίων είναι 2.450.000€ ποσό που αποτελεί το 23% του συνολικού κόστους εγκατάστασης του Α/Π. Για το λόγο αυτό οι τιμές των δεικτών αξιολόγησης μεταξύ των δύο σεναρίων διαφέρουν σημαντικά αποδεικνύοντας ότι το συγκεκριμένο αιολικό έργο υπό το πρώτο σενάριο αποτελεί μία επένδυση αρκετά αποδοτικότερη από το ίδιο αιολικό έργο υπό το δεύτερο σενάριο. Για παράδειγμα ο χρόνος απόσβεσης διαφέρει κατά 2,4 χρόνια, η ΚΠΑ κατά 2.450.000€ και ο ΕΒΑ κατά 3,3 ποσοστιαίες μονάδες.

#### **6.3.4 Συμπεράσματα**

Η εφαρμογή διαφορετικού μοντέλου κατανομής των δαπανών σύνδεσης μπορεί να οδηγήσει σε διαφορά στα κόστη σύνδεσης μέχρι και 2.450.000€ που στην περίπτωση στην οποία αναφερόμαστε αποτελεί το 23% του συνολικού κόστους εγκατάστασης του συγκεκριμένου Α/Π. Αποδεικνύεται λοιπόν ότι το μοντέλο κατανομής των δαπανών σύνδεσης που εφαρμόζεται μπορεί να επηρεάσει κατά πολύ το ύψος των δαπανών σύνδεσης που είναι υποχρεωμένος να καλύψει ο ιδιοκτήτης του Α/Π και συνεπώς έχει αντίκτυπο στην οικονομική αποδοτικότητα του αιολικού έργου.

### **6.4 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ**

Όταν μελετάται η κατασκευή ενός Α/Π οι υπεύθυνοι του έργου πρέπει να λαμβάνουν υπόψιν εκτός των άλλων παραγόντων και τα κόστη σύνδεσης καθώς το ύψος αυτής της δαπάνης είναι πολύ σημαντικό και μπορεί να υπερβεί ακόμη και το 20% του συνολικού κόστους της επένδυσης. Όπως απεδείχθει στο πρώτο μέρος αυτού του κεφαλαίου, μεταξύ 5 Α/Π αυτό που υπερείχε στους περισσότερους οικονομικούς δείκτες ήταν το Α/Π με τα χαμηλότερα κόστη σύνδεσης αναλογικά με το συνολικό κόστος της επένδυσης. Ο παράγοντας του κόστους σύνδεσης, λοιπόν, επηρεάζει την οικονομική αποδοτικότητα ενός αιολικού έργου και πρέπει να λαμβάνεται υπόψιν και κατά την επιλογή της τοποθεσίας εγκατάστασης του Α/Π. Αποδεικνύεται, επίσης, ότι το μοντέλο κατανομής των δαπανών σύνδεσης που εφαρμόζεται μπορεί να επηρεάσει κατά πολύ την οικονομική αποδοτικότητα ενός αιολικού έργου και συνεπώς επηρεάζει την ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας.

## 6.5 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [6.1] Γ. Σ. Μάρκου, «Ανάλυση ευστάθειας Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος υπό μεγάλη αιολική διείδυση και αξιολόγηση μεταβατικής συμπεριφοράς ανεμογεννητριών σε βυθίσεις τάσεως», Διπλωματική εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα, 2007.
- [6.2] Π. Γεωργιλάκης, «Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας», Τμήμα Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, 2006.
- [6.3] Γ. Δούνιας, Β. Μουστάκης, «Μεθοδολογίες λήψης οικονομοτεχνικών αποφάσεων», Πυξίδα, Χίος, 2002.
- [6.4] Β. Σταμπολίδης, «Αξιολόγηση επενδυτικών σχεδίων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα», Διπλωματική εργασία, Σχολή Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Χανιά, 2005.

## ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Τα τελευταία χρόνια παρουσιάζεται έντονο ενδιαφέρον για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Το ενδιαφέρον αυτό οφείλεται κυρίως στην αύξηση των ενεργειακών αναγκών, στη μόλυνση του περιβάλλοντος, στη μείωση των αποθεμάτων ορυκτών καυσίμων και στην ανάπτυξη νέων τεχνολογιών.

Από τις ΑΠΕ αυτή με τη μεγαλύτερη ανάπτυξη είναι η αιολική ενέργεια η οποία παρουσιάζει πλεονεκτήματα έναντι των άλλων τεχνολογιών. Είναι χαρακτηριστικό το γεγονός ότι από το 2001 μέχρι το 2007 η παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύς αυξήθηκε κατά 453% περίπου. Πρωτοπόροι στον τομέα της αιολικής ενέργειας είναι η Γερμανία, η Ισπανία, οι ΗΠΑ, η Ινδία και η Δανία.

Το ζήτημα είναι τώρα η ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας καθώς είναι μία μορφή ενέργειας η οποία παρουσιάζει μεγάλη διακύμανση και μικρή προβλεψιμότητα.

Η αιολική διείσδυση επιδρά στα συστήματα ενέργειας και συγκεκριμένα στα κόστη λειτουργίας τους, στην αξιοπιστία τους και στην ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος. Η επίδραση αυτή οφείλεται στη φύση της αιολικής ενέργειας η οποία παρουσιάζει, όπως ειπώθηκε ήδη, μεγάλη διακύμανση και μικρή προβλεψιμότητα και εξαρτάται από το επίπεδο διείσδυσης της. Όταν η αιολική διείσδυση είναι μικρή (της τάξεως του 5%) οι επιδράσεις αυτές είναι μικρές. Όσο μεγαλώνει το επίπεδο διείσδυσης τόσο μεγαλύτερες είναι και οι επιδράσεις της στο εκάστοτε σύστημα ενέργειας. Είχε επικρατήσει μία άποψη ότι όταν το επίπεδο διείσδυσης της αιολικής ενέργειας υπερβεί το 10% η επίδραση στα κόστη λειτουργίας του συστήματος είναι αυξημένη. Έχει αποδειχθεί όμως ότι αυτή η επίδραση παραμένει μέτρια ακόμη και για επίπεδο διείσδυσης της τάξεως του 20%, κάτι που αποδεικνύεται και από το παράδειγμα της Δανίας.

Είναι τεχνικά εφικτό να ενσωματωθούν μεγάλες ποσότητες αιολικής ενέργειας σε ένα σύστημα ενέργειας, αυτό όμως που θέτει όρια στην αιολική διείσδυση είναι το κόστος αυτής της ενσωμάτωσης το οποίο πρέπει να είναι αποδεκτό.

Όταν μελετάται η κατασκευή ενός αιολικού πάρκου (Α/Π) οι υπεύθυνοι του έργου πρέπει να λαμβάνουν υπόψιν εκτός των άλλων παραγόντων και τα κόστη σύνδεσης καθώς, όπως διαφάνηκε και στα Κεφάλαια 5 και 6, το ύψος αυτής της δαπάνης είναι πολύ σημαντικό και μπορεί να υπερβεί ακόμη και το 20% του συνολικού κόστους της επένδυσης. Ο παράγοντας του κόστους σύνδεσης, λοιπόν, επηρεάζει την οικονομική αποδοτικότητα ενός αιολικού έργου και πρέπει να λαμβάνεται υπόψιν και κατά την επιλογή της τοποθεσίας εγκατάστασης του Α/Π. Η σημαντικότητα αυτού του παράγοντα κόστους στη οικονομική αποδοτικότητα ενός αιολικού έργου φάνηκε και στην ανάλυση που έγινε στο Κεφάλαιο 6. Μεταξύ πέντε Α/Π αυτό που υπερείχε στους περισσότερους δείκτες αξιολόγησης επενδυτικών σχεδίων ήταν το Α/Π με τα χαμηλότερα κόστη σύνδεσης αναλογικά με το συνολικό κόστος της επένδυσης.

Τα κόστη σύνδεσης που είναι υποχρεωμένος να πληρώσει ο ιδιοκτήτης ενός Α/Π εξαρτώνται από πολυάριθμους παράγοντες όπως είναι η απόσταση του Α/Π από το Σημείο Σύνδεσης στο Δίκτυο (ΣΣΔ), τα επίπεδα τάσης του Α/Π και του δικτύου στο οποίο πρόκειται

να συνδεθεί, η απόσταση του Α/Π από τις βασικές περιοχές κατανάλωσης κ.α. Αυτό όμως που καθορίζει πολλές φορές το ύψος των δαπανών σύνδεσης είναι η πολιτική που εφαρμόζεται γύρω από την κατανομή αυτών των δαπανών, και κυρίως των δαπανών που σχετίζονται με τις απαραίτητες ενισχύσεις του εκάστοτε δικτύου.

Σύμφωνα με την ανάλυση που έγινε στο Κεφάλαιο 6 η εφαρμογή διαφορετικού μοντέλου κατανομής των δαπανών σύνδεσης μπορεί να οδηγήσει σε διαφορά στα κόστη σύνδεσης μέχρι και 2.450.000€ που στην προκειμένη περίπτωση αποτελεί το 23% του συνολικού κόστους εγκατάστασης του συγκεκριμένου Α/Π. Η πολιτική, λοιπόν που ακολουθεί κάθε κράτος γύρω από την κατανομή των δαπανών σύνδεσης νέων Α/Π στα ηλεκτρικά δίκτυα έχει αντίκτυπο στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας.

Στα κράτη που εφαρμόζεται το μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης η αιολική ενέργεια έχει μεγαλύτερη ανάπτυξη. Χαρακτηριστικά παραδείγματα είναι η Γερμανία, η Δανία, η Ιταλία, η Πορτογαλία, η Γαλλία και η Ολλανδία. Εξαίρεση αποτελεί η Ισπανία η οποία αν και εφαρμόζει το μοντέλο των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης έχει καταφέρει να πετύχει ένα υψηλό ποσοστό αιολικής διείσδυσης. Κάτι που συνηγορεί στον παραπάνω ισχυρισμό είναι το γεγονός ότι τα κράτη που μετέβησαν από το μοντέλο των ενισχυμένων δαπανών σύνδεσης στο μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης αύξησαν την αιολική εγκατεστημένη ισχύ τους με πολύ γοργότερους ρυθμούς σε σχέση με τα υπόλοιπα κράτη. Χαρακτηριστικότερο παράδειγμα αποτελεί η Πορτογαλία η οποία από το 2004 που άρχισε να εφαρμόζει το μοντέλο των άμεσων δαπανών σύνδεσης μέχρι το 2006 είχε μία αύξηση στην εγκατεστημένη αιολική ισχύ της τάξεως του 229%, ενώ η αντίστοιχη μέση ποσοστιαία αύξηση όλων των κρατών της Ευρώπης των 15 ήταν μόλις 40%.

Η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας λοιπόν εξαρτάται άμεσα από τα κόστη που σχετίζονται με την ενσωμάτωση αυτής της μορφής ενέργειας και τα κράτη που θέλουν να αναπτύξουν την αιολική ενέργεια είτε για λόγους οικονομικούς, είτε για λόγους περιβαλλοντικούς, είτε για λόγους ενεργειακής αυτονομίας οφείλουν (αν δεν το έχουν κάνει ήδη) να αναθεωρήσουν την πολιτική τους γύρω από την κατανομή των δαπανών σύνδεσης νέων Α/Π στα ηλεκτρικά δίκτυα.