



Πανεπιστήμιο *Μακεδονίας*
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΩΝ ΚΑΙ ΚΟΙΝΩΝΙΚΩΝ ΕΠΙΣΤΗΜΩΝ

**ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ ΣΤΗΝ
ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ (ΜΒΑ)**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΘΕΜΑ :

**Οικονομική αξιολόγηση επενδύσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
σε αιολικά πάρκα υπό το καθεστώς κινδύνου της σύγχρονης
απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρισμού**



Επιβλέποντες:

**Καθηγητής Δημήτριος Λ. Παπαδόπουλος
Αν. Καθηγητής Αθανάσιος Νούλας**

**Κατεύθυνση: Γενικό ΜΒΑ
Δ' εξάμηνο
Ακαδημαϊκό έτος 2003 – 2004**

Ιατρού Ευάγγελος - Α.Μ: Μ56/03

Θεσσαλονίκη, Σεπτέμβριος 2004

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Πρόλογος

Εισαγωγή στον κλάδο των ενεργειακών επενδύσεων, στην έννοια και τη σημασία της αξιολόγησης αποδοτικότητας επενδύσεων παγίου κεφαλαίου και στις προοπτικές επενδύσεων ηλεκτρικής ενέργειας εντός του πλαισίου της πρόσφατης απελευθέρωσης - διεθνοποίησης της αγοράς ηλεκτρισμού..... 1

Κεφάλαιο 1°:

Η σύγχρονη απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρισμού και οι επιπτώσεις της στην αξιολόγηση των ενεργειακών επενδύσεων εντός του δημιουργούμενου σχετικού πλαισίου επενδυτικού κινδύνου

Περίληψη του κεφαλαίου	11
Λέξεις κλειδιά	12
1.1 Η προ της απελευθέρωσης κατάσταση της αγοράς ηλεκτρισμού παγκοσμίως.....	12
1.2 Εισαγωγή στην απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού και γενικό θεσμικό πλαίσιο.....	15
1.3 Οι προϋποθέσεις για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού και η αξία των επενδύσεων σε ΑΠΕ εντός του πλαισίου της αγοράς αυτής	20
1.4 Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού στα πλαίσια των απόψεων της ΔΕΕ και των συμπερασμάτων των δύο σημαντικότερων παγκοσμίως case studies του Ηνωμένου Βασιλείου και της Καλιφόρνια των ΗΠΑ: Πανάκεια ή παράδειγμα προς αποφυγή;	27
1.4.1 Η περίπτωση του Ηνωμένου Βασιλείου.....	28
1.4.2 Η περίπτωση του "φιάσκου" της Καλιφόρνια των ΗΠΑ.....	30
1.5 Η κατάσταση της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελλάδα σήμερα με τη ΔΕΗ ως κύριο μοχλό της απελευθέρωσης και το μοντέλο αγοράς ισχύος της ΡΑΕ	33
1.6 Η έννοια και η διαχείριση του κινδύνου στα πλαίσια της απελευθερωμένης ηλεκτρισμού αγοράς και του χρηματιστηρίου ΗΕ	37
1.7 Η ιδιομορφία της αγοράς ηλεκτρισμού σε σχέση με τις χρηματοδοτικές αγορές	46
1.8 Μία πρωτοποριακής μέθοδος διαχείρισης κινδύνου και παράλληλης ρύθμισης των τιμών στις σύγχρονες απελευθερωμένες αγορές ηλεκτρισμού: η εφαρμογή Προγραμμάτων Διαχείρισης Ζήτησης (ΠΔΖ) σε συνδυασμό με τη Δυναμική Τιμολόγηση ΗΕ	52

Κεφάλαιο 2°:

Ολοκληρωμένη μεθοδολογία αξιολόγησης αποδοτικότητας επενδύσεων παραγωγής ΗΕ σε Αιολικά πάρκα στη βάση :

α) χρονικά εξελισσόμενου μοντέλου αξιολόγησης της χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας της αγοράς αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα κατά την 20ετία 1985 - 2005,

β) προσέγγισης πολυκριτήριας ανάλυσης χρηματοοικονομικών αποφάσεων

Περίληψη του κεφαλαίου	58
Λέξεις κλειδιά	59
2.1 Γενικές αρχές διαμόρφωσης ενός μοντέλου αξιολόγησης αιολικών επενδύσεων	60
2.1.1 Υπολογιστική λογική αξιολόγησης επένδυσης αιολικού πάρκου βάσει χρηματορορών	60
2.1.2 Μέθοδος του ετήσιου ισοδυνάμου συνολικού κόστους (equivalent annual total cost method) για την αξιολόγηση αμοιβαίως αποκλειόμενων ενεργειακών επενδύσεων παγίου κεφαλαίου διαφορετικής λειτουργικής ζωής	65
2.2 Ολοκληρωμένο μοντέλο αξιολόγησης της βιωσιμότητας επενδύσεων παραγωγής ΗΕ σε αιολικά πάρκα βάσει της χρονικής εξέλιξης των μεγεθών PBP και BCR κατά την 20ετία 1985 - 2005 στην Ελλάδα	68
2.2.1 Εισαγωγή, θεσμικό πλαίσιο επενδυτικών κινήτρων και παρούσα κατάσταση της αγοράς αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.....	68
2.2.2 Θεωρητική ανάπτυξη του μοντέλου και χρονική εξέλιξη των κύριων τεχνικο - οικονομικών παραμέτρων του.....	75
2.2.3 Ανάλυση της βιωσιμότητας των επενδύσεων σε αιολικά πάρκα στη βάση του μοντέλου συναρτήσει χρόνου πραγματοποίησής της για κάθε περιοχή ενδιαφέροντος	85
2.2.3α Συμπεράσματα εφαρμογής του μοντέλου στην περίπτωση των νησιών Αιγαίου (εκτός Κρήτης)	85
2.2.3β Συμπεράσματα εφαρμογής του μοντέλου στην περίπτωση της Κρήτης	90
2.2.3γ Συμπεράσματα εφαρμογής του μοντέλου στην περίπτωση επιλεγμένων περιοχών υψηλού αιολικού δυναμικού της ηπειρωτικής ενδοχώρας	94
2.2.3δ Γενική επισκόπηση της χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας του κρατικού προγράμματος αξιοποίησης αιολικής ενέργειας κατά την περίοδο 1985 - 2001 στη βάση του προτεινόμενου μοντέλου PBP - BCR και εντός του πλαισίου της πρόσφατης απελευθέρωσης αγοράς ΗΕ .	96

2.3 Εισαγωγή στη λήψη χρηματοοικονομικών αποφάσεων με πολλαπλά κριτήρια και ο πολυκριτήριος χαρακτήρας μερικών χρηματοοικονομικών προβλημάτων.....	101
2.4 Η πολυκριτήρια ανάλυση στην αξιολόγηση επενδύσεων παγίου κεφαλαίου γενικά και στις ενεργειακές επενδύσεις αιολικών πάρκων γενικότερα.....	104
2.5 Επενδύοντας σε ΑΠΕ με γνώμονα τη διαχείριση του περιβαλλοντικού κόστους: μία βασική παράμετρος της πολυκριτήριας αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων.....	110

Κεφάλαιο 3^ο:

Εναλλακτικές μελέτες περίπτωσης (case studies) αξιολόγησης αιολικών επενδύσεων παραγωγής ΗΕ στην Ελλάδα εντός του σύγχρονου απελευθερωμένου καθεστώτος ηλεκτρικής ενέργειας και του πλαισίου επενδυτικών κινήτρων του ισχύοντος αναπτυξιακού νόμου

Περίληψη του κεφαλαίου	113
Λέξεις κλειδιά	114
3.1 Εισαγωγή: η λειτουργία των εγχώριων αναπτυξιακών νόμων περί κινήτρων ιδιωτικών επενδύσεων στο γενικότερο πλαίσιο αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων με άξονα την αύξηση της αποδοτικότητάς τους και η προσέγγιση των ΚΤΣ	115
3.2 1 ^ο case study: μελέτη αξιολόγησης επενδύσεων αιολικών πάρκων στη βάση των επενδυτικών κινήτρων (Θράκη Οκτώβριος 2000).....	124
3.3 2 ^ο Case study: τεχνικοοικονομική μελέτη αξιολόγησης επένδυσης υβριδικού ηλιακού - αιολικού σταθμού συμπαραγωγής θερμότητας - ηλεκτρισμού με σκοπό την εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας τυπικού νοικοκυριού (Ξάνθη, Δεκ. 2001) στη βάση πρωτοποριακού μοντέλου προεξοφλημένων χρηματοροών (Life cycle savings method).....	134

Κεφάλαιο 4^ο:

Η αξιολόγηση αποδοτικότητας επενδύσεων παγίου κεφαλαίου (capital budgeting) στα πλαίσια των επιχειρήσεων Ηλεκτρικής Ενέργειας πριν και μετά την απελευθέρωση της αγοράς αυτής: συνοπτική συγκριτική μελέτη και συμπεράσματα

Περίληψη του κεφαλαίου	144
4.1 Capital budgeting στο παλιό μονοπωλιακό καθεστώς των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού: Η μέθοδος των ελαχίστων απαιτήσεων εσόδων	146
4.2 Capital budgeting στο νέο απελευθερωμένο καθεστώς επιχειρήσεων ηλεκτρισμού στο πλαίσιο του σύγχρονου ευμετάβλητου διεθνούς επιχειρηματικού περιβάλλοντος και της υψηλής τεχνολογίας των ΑΠΕ: η στρατηγική προσέγγιση real options.....	148

Κεφάλαιο 5°:

Επίλογος - Γενικά Συμπεράσματα - Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα..... 157

Αναφορές (Αρθρογραφία - Βιβλιογραφία - Ηλεκτρονικές Σελίδες) 162

Συνοδευτικά της εργασίας:

- *Ένθετος τόμος αναφορών* : φωτοαντίγραφα της αρθρογραφίας των αναφορών της εργασίας.
- *Cd-rom* με την εργασία σε ηλεκτρονική μορφή (αρχεία Word).

Εισαγωγή στον κλάδο των ενεργειακών επενδύσεων,

στην έννοια και τη σημασία της αξιολόγησης αποδοτικότητας επενδύσεων παγίου κεφαλαίου και στις προοπτικές επενδύσεων ηλεκτρικής ενέργειας εντός του πλαισίου της πρόσφατης απελευθέρωσης - διεθνοποίησης της αγοράς ηλεκτρισμού

*"Ο τρόπος διαχείρισης της ενέργειας αποτελεί μέρος του πολιτισμού του κάθε λαού"*¹

Η αξιολόγηση της αποδοτικότητας επενδύσεων παγίων περιουσιακών στοιχείων στον κλάδο της ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας² (ΑΠΕ) αποτελεί σήμερα μία από τις πιο ενδιαφέρουσες γνωστικές περιοχές στα πλαίσια της διαχείρισης των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, τομέα όπου η Ηλεκτρική Οικονομία^{βλ.[1ε]} (γνωστικό αντικείμενο του πρώτου μου πτυχίου, του Ηλεκτρολόγου Μηχανικού) έρχεται αλληλοσυμπληρούμενη σε δημιουργική συνύπαρξη με το αντικείμενο της αξιολόγησης επενδύσεων παγίου κεφαλαίου στα πλαίσια της Χρηματοοικονομικής Διοίκησης (του αγαπημένου μου αντικειμένου στο MBA). Σκοπό, λοιπόν, της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί αφενός μεν να αναδείξει την τεράστια για το μέλλον της ανθρωπότητας αξία και προοπτική των ενεργειακών επενδύσεων (και δη των επενδύσεων σε ΑΠΕ και ιδιαίτερα σε αιολικά πάρκα για τη χώρα μας), αφετέρου δε να εισάγει τον αναγνώστη σε σύγχρονα τεχνικοοικονομικά μοντέλα ορθολογικής αξιολόγησης της αποδοτικότητας των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου σε ΑΠΕ (πχ. αιολικά πάρκα) από μία σύγχρονη επιχείρηση ηλεκτρισμού εντός του πρόσφατα διαμορφωμένου παγκόσμιου σκηνικού της απελευθέρωσης των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, μέσα από τη θεσμοθετημένη μετάβαση των τελευταίων από το παλιό κρατικό μονοπωλιακό καθεστώς στο νέο του ελεύθερου ανταγωνισμού (το σημείο αυτό της αλλαγής του καθεστώτος της αγοράς ΗΕ αναλύεται ιδιαίτερα στο 1^ο κεφάλαιο όπως και εισαγωγικά στον πρόλογο λόγω του ότι επηρεάζει σημαντικά τη στάση των νέων επιχειρήσεων ηλεκτρισμού ως προς το επενδυτικό τους πρόγραμμα) .

¹ βλ. [λη], μέρος Β', Σεπτέμβριος 2003.

² Βάσει του ισχύοντος στον κλάδο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΗΕ) νόμου 2773/1999, ΑΠΕ για παραγωγή ΗΕ θεωρούνται οι εξής (βλ. [μ], άρθρο 2): 1) αιολική, 2) ηλιακή, 3) βιομάζα – βιοαέριο, 4) γεωθερμία, 5) υδάτινη ενέργεια από τα θαλάσσια κύματα, 6) ενέργεια από εκμετάλλευση υδάτινου δυναμικού σε μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς ισχύος έως 10Μwe, 7) συνδυασμός των ανωτέρω, 8) συμπαραγωγή με χρήση συνδυασμού των πηγών ενέργειας 1 – 4, 9) ενέργεια από υβριδικούς σταθμούς που χρησιμοποιούν κυρίως ΑΠΕ και δευτερευόντως συμβατικές πηγές ενέργειας (για περισσότερες λεπτομέρειες επί των ορισμών στο χώρο των δραστηριοτήτων της ηλεκτρικής ενέργειας βλ. [μ], άρθρο 2).

Αξίζει να σημειωθεί ότι σημερινός στόχος της ΕΕ των 15 είναι μέχρι το 2010 το 20% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής των κρατών μελών της να προέρχεται από ΑΠΕ (πηγή: *Ενημερωτικό Δελτίο ΤΕΕ αρ. 2298, 7 Ιουνίου 2004, σελ. 85*), γεγονός που για τη χώρα μας (όπου σήμερα παράγονται περίπου 400MW από ΑΠΕ) μεταφράζεται σε αδρές γραμμές σε επιπρόσθετη παραγωγή 2500MW εγκατεστημένης ισχύος από ΑΠΕ έως το 2010.

Ξεκινώντας αυτή την εισαγωγή στο κολοσσιαίο για το μέλλον της ανθρωπότητας θέμα των ενεργειακών επενδύσεων από τον πρώτο βασικό άξονα της εργασίας, τη σύγχρονη απελευθέρωση των εθνικών ενεργειακών αγορών σε παγκόσμια κλίμακα, θα θέλαμε να αναφέρουμε επιγραμματικά μόνον τα παρακάτω δύο βασικά συμπεράσματα της πρόσφατης έκθεσης του εγκυρότερου ίσως παγκόσμιου φορέα στο χώρο της διαχείρισης Ενέργειας, της Διεθνούς Επιτροπής Ενέργειας, με τίτλο "Οι Προοπτικές για επενδύσεις στην παγκόσμια ενέργεια" (βλ. παράγραφο 1.3 κεφ. 1 σε αναφορά [θ], Νοέμβριος 2003):

- Εκτιμώμενη ανάγκη υλοποίησης επενδύσεων μέσα στα επόμενα 30 χρόνια σχετικά με τον εκσυγχρονισμό των συστημάτων παραγωγής και δικτύων μεταφοράς - διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στον ανεπτυγμένο κόσμο έως και 10 τρισ. \$ (περίπου 2 τρισ. δολάρια στη Β. Αμερική και άλλα 2 τρισ. δολάρια στην Κίνα) ώστε να αποφευχθούν μελλοντικά blackout (ξαφνικές ολικές καταρρεύσεις Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας).
- Η κατά την τελευταία δεκαετία εντατικοποίηση της απελευθέρωσης της παγκόσμιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσα από τη σταδιακή μετάβαση στο καθεστώς πλήρους ανταγωνισμού περιέργως δυσχεραίνει σε τελική ανάλυση τη χρηματοδότηση των απαιτούμενων έργων εκσυγχρονισμού λόγω του σε γενικές γραμμές υψηλού (σχετικά με άλλους ανθηρούς βιομηχανικούς κλάδους) κόστους κεφαλαίου στον κλάδο της παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός το οποίο για τους επενδυτές στον εν λόγω κλάδο συσχετίζεται με αυξημένο κίνδυνο σε συνδυασμό πάντοτε και με την αργή προσαρμογή της συνακόλουθης περιβαλλοντικής νομοθεσίας σε παγκόσμια βάση.

Στο σημείο αυτό, και πριν ακολουθήσει η λεπτομερέστερη ανάλυση του 1^{ου} κεφαλαίου της εργασίας, θεωρούμε χρήσιμη μία κατά το δυνατόν προκαταρκτική - συνοπτική αναφορά³ τόσο στη διαδικασία απελευθέρωσης των εθνικών αγορών ενέργειας (και δη ηλεκτρικής ενέργειας που μας ενδιαφέρει ιδιαίτερα) των κρατών μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης όσο και στις επιδράσεις αυτής της διεργασίας στο ελληνικό ενεργειακό θεσμικό πλαίσιο, το οποίο καθορίζεται από το πνεύμα και το γράμμα των ευρωπαϊκών οδηγιών 1996/92 (θεωρητική έναρξη ισχύος της εν λόγω οδηγίας στην Ελλάδα η 19/2/2001) και της πιο πρόσφατης 2003/54 ("acceleration directive" η οποία και καταργεί την

³ Η αναφορά αυτή (η οποία κρίνεται ως σαφώς πιο αισιόδοξη αυτής του κεφαλαίου 1 και ως εκ τούτου βοηθά στην αντικειμενικότερη παρουσίαση του ζητήματος της απελευθέρωσης των ενεργειακών αγορών) στηρίζεται σε σχετική έγκυρη μελέτη του Μιχ. Θεοδ. Δ. Μαρίνου (δικηγόρου, Αναπληρωτή Καθηγητή ΔΠΘ, Αντιπροέδρου της Επιτροπής Ανταγωνισμού) με τίτλο "Η νέα Οδηγία Επιτάχυνσης 2003/54 για την πλήρη απελευθέρωση των εθνικών αγορών ενέργειας" δημοσιευμένη στο εξαμηνιαίο περιοδικό "Ενέργεια και Δίκαιο" (τεύχος 1^ο, χειμώνας 2004, σελ. 17 - 26).

Ιδιαίτερη ευχαριστήρια μνεία οφείλω στο εν λόγω περιοδικό (όπου διάγω συνδρομητής), το οποίο και (όντας η μόνη ελληνική έκδοση σχετικά με θέματα ενέργειας και επενδύσεων εντός του σχετικού πλαισίου της νέας απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρισμού της ΕΕ) αποτέλεσε ένα από τα βασικά ερεθίσματα της εργασίας αυτής.

1996/92), σε συνάφεια με τον ισχύοντα ενεργειακό νόμο Ν2773/1999 που ήρθε να εναρμονίσει την ελληνική νομοθεσία με την πρώτη Κοινοτική Οδηγία (για περαιτέρω λεπτομέρειες βλ. κεφ. 1 παρ. 1.1 καθώς και [μ], [μβ] στις αναφορές της εργασίας).

Αρχικά λοιπόν, θα πρέπει να ξεκαθαρισθεί ότι η απελευθέρωση των εθνικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ συμπυκνώνεται σε δύο σημεία, τα οποία και σαφώς επηρεάζουν τη συνολική και δη τη χρηματοοικονομική δραστηριότητα των νέων επιχειρήσεων ηλεκτρισμού:

α) άνοιγμα στον ελεύθερο ανταγωνισμό και β) απορύθμιση (deregulation) της αγοράς ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου, ενώ παράλληλα η απελευθέρωση συνεπάγεται και μία εξελικτική πορεία που ξεκινά με την κατάργηση των πάλαι ποτέ κραταιών, αποκλειστικών μονοπωλιακών δικαιωμάτων που απολάμβανε μέχρι τώρα η κατά κανόνα κρατική ή δημόσια επιχείρηση ηλεκτρισμού και συνεχίζεται με την ανάπτυξη ανταγωνιστικών δομών καθώς και τη σύντηξη των εθνικών αγορών των κρατών μελών στη μία ενιαία ολοκληρωμένη αγορά της ΕΕ.

Έτσι, φαίνεται ότι οι θεσμικοί πόλοι μεταξύ των οποίων κινείται σήμερα η εν λόγω αγορά ΗΕ της ΕΕ είναι: α) η ειδική νομοθεσία για το άνοιγμά της και την οργάνωσή της με παράλληλη διαφύλαξη των υποχρεώσεων κοινής ωφελείας των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού (ήτοι της ασφάλειας - αξιοπιστίας του εφοδιασμού, της προσιτής τιμής και της περιβαλλοντικής προστασίας), β) η ex ante σχετική κρατική εποπτεία στα πλαίσια πάντα του δικαίου κατά των περιορισμών του ανταγωνισμού και γ) οι ελεύθερες συμβάσεις προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από τις επιχειρήσεις προμηθευτές προς τους επιλέγοντες και μη πελάτες - καταναλωτές, δυνατότητα που από 1/7/2007 θα κατέχουν μαζί με τους βιομηχανικούς καταναλωτές⁴ και όλοι ανεξαιρέτως οι οικιακοί καταναλωτές, οι οποίοι στη χώρα μας προς το παρόν υποχρεούνται να προμηθεύονται ΗΕ αποκλειστικά από τη ΔΕΗ.

Προφανές λοιπόν είναι ότι μέσα στο εν λόγω θεσμικό πλαίσιο οφείλει να κινηθεί όποια νέα ιδιωτική επιχείρηση ηλεκτρισμού προσδοκά να δραστηριοποιηθεί στον τομέα της Παραγωγής - Προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας αφού οι δραστηριότητες της Μεταφοράς και Διανομής ΗΕ ακόμα αποτελούν στη χώρα μας βάσει του Ν2773/1999 μονοπωλιακή κυριότητα της ΔΕΗ (βλ. [μ] άρθρο 12 παρ. 1 και άρθρο 21 παρ. 1). Η πικρή βέβαια αλήθεια για τη χώρα μας (η οποία και αναπτύσσεται διεξοδικά στο κεφ. 1 συνάμα με τους κινδύνους για blackout εν όψει της Ολυμπιάδας) είναι ότι αποτελεί την ουραγό της ΕΕ στο δρόμο της απελευθέρωσης της ενέργειας καθώς τόσο το μόλις πρόσφατα διαμορφωμένο θεσμικό πλαίσιο όσο και πρακτικοί παράγοντες κόστους δεν φαίνεται να επιτρέπουν σε

⁴ Ήδη (βάσει του Ν2773/1999) από 1/7/2005 δρομολογείται η απαρχή της μερικής απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ στη χώρα μας μέσα από τη νομική δυνατότητα των βιομηχανικών καταναλωτών ΗΕ να επιλέγουν ελεύθερα τον προμηθευτή τους .

ιδιωτικές επιχειρήσεις και επενδυτές τη δυναμική είσοδό τους στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, όπου το συνολικό κόστος παραγωγής και διάθεσης της κιλοβατώρας εκ μέρους της ΔΕΗ παραμένει τόσο χαμηλό που δεν συμφέρει ακόμη κανένα ιδιώτη να την ανταγωνιστεί και να προσβλέπει σε κέρδη⁵ (βλ. [λβ], άποψη του περιοδικού *Τεχνική Επιθεώρηση*, Απρίλιος 2004).

Τού βρίσκεται άραγε η παρήγορη άλλη άποψη σχετικά με την πολυπόθητη επίτευξη της "ομαλής" λειτουργίας της ελεύθερης ανταγωνιστικής αγοράς ΗΕ στη χώρα μας προς όφελος τόσο των επιχειρήσεων προμήθειας ηλεκτρισμού όσο και των καταναλωτών;

Έως τώρα η Ελλάδα φαίνεται να έχει εξαντλήσει τα όρια διακριτικής ευχέρειας που παρέχει στα κράτη μέλη η Οδηγία 1996/92 προκειμένου να διαμορφώσει το καθένα ένα σύστημα minimum απελευθέρωσης της αγοράς⁶, ενώ η γενικότερη παντοδυναμία του δημοσίου τομέα στη χώρα μας εγείρει αμφιβολίες ως προς την κρατική βούληση επί του ανοίγματος του ανταγωνισμού στην αγορά ΗΕ, διαδικασία η οποία εξαρτάται από πολιτικές πιέσεις και διαπραγματεύσεις⁷. Συγχρόνως θα πρέπει να ληφθεί υπόψιν και η ιδιοτυπία της αγοράς ΗΕ να παρουσιάζει τη μεγαλύτερη συγκέντρωση από κάθε άλλη αγορά της ΕΕ (βλ. [μα] σελ. 26), γεγονός που καθιστά επιτακτική την ανάγκη διαρκούς ελέγχου (monitoring) της αντιμονοπωλιακής συμπεριφοράς της δεσπόζουσας επιχείρησης εκ μέρους του ρυθμιστή της αγοράς (πχ. της ΡΑΕ στην Ελλάδα).

Από την εν λόγω άκρως ενδιαφέρουσα μελέτη του περιοδικού "Ενέργεια και Δίκαιο" (βλ. παραπάνω υποσημείωση 3), μελέτη η οποία παρατίθεται ολόκληρη σε φωτοτυπία στο παράρτημα της εργασίας μετά την αρθρογραφία - βιβλιογραφία, προκύπτει το γενικό συμπέρασμα ότι οι επιδράσεις της νέας κοινοτικής Οδηγίας 2003/54 περί επιτάχυνσης της ενεργειακής απελευθέρωσης^[μβ] (εφόσον αυτή υιοθετηθεί στη σημερινή της μορφή) θα είναι καταλυτικές στον ισχύοντα στη χώρα μας ενεργειακό νόμο Ν2773/1999 (βλ. [μα]) καθώς και στους σχετικούς λεγόμενους "Κώδικες", οι οποίοι έχουν θεσπισθεί βάσει υπουργικών αποφάσεων με σκοπό τη ρύθμιση των θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ, οπότε αναμένεται να χρειασθεί ολοκληρωτική σχεδόν αναμόρφωση της ενεργειακής

⁵ Προς το παρόν ο πρώτος όμιλος που αναμένεται να είναι έτοιμος να διαθέσει ηλεκτρική ενέργεια στο έως 1/7/2007 πλήρως απελευθερωμένο σύστημα είναι τα Ελληνικά Πετρέλαια με την επένδυση που ήδη υλοποιείται στη ΒΙ.ΠΕ Σίνδου (βλ. [λβ]).

⁶ Βάσει της άποψης του Μιχ. Θεοδ. Δ. Μαρίνου και όπως γράφεται και στη μελέτη του της παραπάνω υποσημείωσης 3 στο περιοδικό "Ενέργεια και Δίκαιο" τεύχος 1^ο σελ. 26, κριτική στην ελληνική ενεργειακή πολιτική μετά την απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ ασκεί η International Energy Agency (Διεθνής Επιτροπή Ενέργειας, ο εγκυρότερος παγκόσμιος οργανισμός στο χώρο της διαχείρισης ενέργειας), Energy Policies of IEA Countries, Greece 2002 Review 96 επ.

⁷ Σύμφωνα με το άρθρο 22 της Οδηγίας 1996/92 (βλ. [μα] υποσημείωση 56, σελ. 26): τα κράτη μέλη δημιουργούν "κατάλληλους και αποτελεσματικούς μηχανισμούς για τη ρύθμιση, έλεγχο και τη διαφάνεια προκειμένου να αποφεύγεται κάθε κατάχρηση δεσπόζουσας θέσης και δη εις βάρος των καταναλωτών καθώς και κάθε εξοντωτική συμπεριφορά" γεγονός που θέτει σε αμφισβήτηση τη συμμόρφωση της χώρας μας προς αυτήν την Κοινοτική Οδηγία δεδομένου του ότι δεν παρέχονται από το Ν2773/1999 οι σχετικές αρμοδιότητες στη ΡΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, βλ. κεφ. 1).

νομοθεσίας όπως και της πολιτικής βούλησης. Για να εναρμονισθεί με την νέα Οδηγία 2003/54, ο έλληνας νομοθέτης θα αναγκασθεί να εγκαταλείψει το ξεπερασμένο και ακατάλληλο για την ελληνική πραγματικότητα μοντέλο της "διαπραγματευόμενης πρόσβασης" των πελατών στο Δίκτυο διανομής και να εξοπλίσει τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας με ουσιαστικές αρμοδιότητες (σχετικά με το ρόλο της ΡΑΕ, βλ. παρ. 1.1 του κεφ. 1 της παρούσας εργασίας).

Τελικό συμπέρασμα της αισιόδοξης άποψης: Η από 1/7/2007 πλήρης απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ στη χώρα μας αναμένεται να αντικαταστήσει ραγδαίως τη σημερινή παρατηρούμενη μηδενική σχεδόν απελευθέρωση διευρύνοντας την έννοια του "επιλέγοντα πελάτη" (βλ. παρ. 1.1) τόσο σχετικά προς τον απλό προμηθευτή ΗΕ (με ευνοϊκές συνέπειες για το διακρατικό εμπόριο ΗΕ) όσο και σχετικά προς τον τελικό καταναλωτή, όλα αυτά όμως υπό μία βασική προϋπόθεση: Το κράτος να δεχθεί να μειώσει τον κυρίαρχο στον τομέα της ΗΕ (ασκούμενο μέσω της ΔΕΗ) ρόλο του, να μεταθέσει ουσιαστικές αρμοδιότητες στη ΡΑΕ (τον θεσμοθετημένο ανεξάρτητο ρυθμιστή της αγοράς που προβλέπουν οι κοινοτικές οδηγίες) και να εγκαταλείψει την πρακτική της στήριξης, διευκόλυνσης ή ανοχής σημαντικών στρεβλώσεων του ανταγωνισμού στον ευρύτερο ενεργειακό τομέα μέσα από την άσκηση βιομηχανικής πολιτικής διαμέσου της οδού της πανίσχυρης ΔΕΗ.

Σχετικά τώρα με τη σημασία του άλλου βασικού άξονα της εργασίας, της αξιολόγησης της αποδοτικότητας επενδύσεων παγίου κεφαλαίου καθώς και του συναφούς μακροπρόθεσμου επενδυτικού σχεδιασμού στον ενεργειακό κλάδο, το παρακάτω σύντομο αλλά κατατοπιστικό case study⁸ αναφορικά προς τη γιγαντιαία πολυεθνική εταιρία πετρελαιοειδών Exxon Corporation αναδεικνύει σε απτά μεγέθη τη σημασία για την παγκόσμια οικονομία τέτοιων εταιριών κολοσσών στο χώρο της ενέργειας, ενώ παράλληλα καθιστά ολοφάνερη την αναγκαιότητα ενός ορθολογικού μακροπρόθεσμου σχεδιασμού επενδύσεων παγίου κεφαλαίου (capital budgeting) μίας ενεργειακής επιχείρησης με σκοπό όχι μόνον τη μακροπρόθεσμη βιωσιμότητα αλλά και τη διατήρησή της στην παγκόσμια κορυφή:

"Η αμερικανική πολυεθνική Exxon Corporation αποτελεί έναν από τους παγκόσμιους γίγαντες στο χώρο της βιομηχανίας πετρελαίου και πετρελαιοειδών έχοντας κατακτήσει στο παρελθόν τη θέση της παγκοσμίως πιο κερδοφόρας επιχείρησης του κλάδου παρουσιάζοντας μία πενταετή μέση απόδοση επί του επενδεδυμένου κεφαλαίου (Return On Investment, ROI) 11,1% με αντίστοιχο μέσο μέγεθος του

⁸ Προσαρμογή από [ιη] σελ. 341, πηγή: Toni Mack, "The tiger is on the prowl", *Forbes*, April 21, 1997, pp 42 – 44, με αναφορά στο "Exxon 1996 Annual report". Για περισσότερες πληροφορίες σχετικά με την Exxon Corporation, στην ιστοσελίδα της εταιρίας αυτής: www.exxon.com

κλάδου στην ίδια περίοδο το 9,8%, επίτευγμα που οφείλεται κυρίως στα πολύ μεγάλα έσοδα της εταιρίας: πχ. το 1996 η Exxon Corporation παρουσίασε εισοδήματα από πωλήσεις 134 δισ. \$ = 111,48 δισ. Ευρώ (ως μέτρο σύγκρισης αναφέρουμε ότι το Ακαθάριστο Εθνικό Προϊόν της χώρας μας επτά χρόνια αργότερα, το 2003, ήταν περίπου 150 δισ. Ευρώ - πηγή εφημερίδα "Τα Νέα": www.ta-neia.dolnet.gr , βλ. [ΛΘ]). Όσον αφορά και πάλι το 1996 (έτος - σταθμό για την πορεία της εταιρίας), η Exxon Corporation είχε να απαριθμήσει και άλλα σημαντικά (χρηματοοικονομικά και μη επιτεύγματα), όπως : α) το ρεκόρ των 7,5 δισ. \$ (= 6,239 δισ. Ευρώ) στα ετήσια καθαρά κέρδη μετά φόρων, β) την αύξηση του αποδιδόμενου μερίσματος στους μετόχους για 14^η συνεχή χρονιά, γ) το ρεκόρ ετήσιων καταγεγραμμένων πωλήσεων χημικών προϊόντων, δ) το ρεκόρ ετήσιων πωλήσεων φυσικού αερίου της τελευταίας 15ετίας, ε) το από την ίδρυσή της ρεκόρ στο δείκτη επίδοσης της εταιρίας στην υγιεινή και ασφάλεια των εργαζομένων της.

Παρόλη την παραπάνω ομολογουμένως μεγάλη επιτυχία της Exxon το 1996, η διοίκηση της εταιρίας είχε λόγους να ανησυχεί καθώς οι ανταγωνιστές της ξόδευαν υψηλά ποσά σε νέες παραγωγικές επενδύσεις με σκοπό την επίτευξη της μελλοντικής τους ανάπτυξης τη στιγμή που η Exxon είχε ήδη χρησιμοποιήσει ένα υψηλότατο ποσοστό των κερδών της για να αποδώσει μερίσματα στους μετόχους της καθώς και για την επανάκτηση των κοινών μετοχών της: έως το 1983 η Exxon είχε επαναγοράσει το 27% των διαπραγματευόμενων στο χρηματιστήριο κοινών μετοχών της. Έτσι, με το ρευστό να φεύγει από την εταιρία, δεν ήταν δυνατόν στην Exxon να χρηματοδοτήσει επενδυτικές ευκαιρίες μελλοντικής ανάπτυξης τη στιγμή που οι κύριοι ανταγωνιστές της (Mobil Corp. και Royal Dutch / Shell Corp.) επένδυναν δισεκατομμύρια δολάρια για την ανάπτυξη της παραγωγικής δυναμικότητας και του marketing τους αναφορικά με καινοτόμα καύσιμα όπως το υγρό φυσικό αέριο (LNG, το κυρίαρχο συμβατικό καύσιμο των δύο τελευταίων δεκαετιών). Ο Lee Raymond, τότε CEO της Exxon, είδε την εταιρία του αμέσως μετά το 1996 να υποχωρεί ως προς τη θέση του leader στην κερδοφορία του κλάδου βάσει του 18% ROI της Royal Dutch / Shell Corp., η οποία το 1997 έφθασε τα ετήσια καθαρά κέρδη μετά φόρων των 8,3 δισ. \$ (= 6,905 δισ. Ευρώ), γεγονός που του κατέστησε σαφές ότι οι στρατηγικές που ακολουθούσε η Exxon στο δρόμο προς την επίτευξη του στόχου της πιο κερδοφόρας επιχείρησης του κλάδου δεν ταυτίζονταν με τις στρατηγικές που θα έπρεπε να ακολουθήσει ώστε να επιτύχει μελλοντικούς ρυθμούς ανάπτυξης ικανούς να συνεχίζουν να της αποφέρουν υψηλά κέρδη μακροπρόθεσμα και στο μέλλον.

Αντιθέτως, ο στόχος αυτός για την Exxon μπορούσε να επιτευχθεί μόνον μέσα από έναν καλοσχεδιασμένο μακροπρόθεσμο επενδυτικό σχεδιασμό που θα αξιοποιούσε τα ήδη κεκτημένα ανταγωνιστικά πλεονεκτήματα του οργανισμού: την υψηλότερη τεχνογνωσία και καμπύλη εμπειρίας στον

κλάδο, μία καταπληκτική χρηματοοικονομική ευρωστία και την υψηλότερη λειτουργική αποτελεσματικότητα ως οργανισμός από τις επιχειρήσεις του κλάδου."

Το ερώτημα που προκύπτει από το παραπάνω case study είναι το: ποια σε γενικές γραμμές η σημασία του λεγόμενου "capital budgeting" για τη σύγχρονη ενεργειακή επιχείρηση ;

Για τον Lee Raymond της Εχxon, όπως και για κάθε σώφρονα CEO, το μέλλον της επιχείρησης που διοικεί εξαρτάται από την απόκτηση και χρησιμοποίηση κεφαλαίου σε επενδυτικά πλάνα (projects) τα οποία θα της αποφέρουν ρευστότητα και κέρδη στα επόμενα χρόνια με κατά το δυνατόν ελεγχόμενο και προγραμματιζόμενο τρόπο. Έτσι, ο χρηματοοικονομικός manager κάθε επιχείρησης θα πρέπει (σε συνεργασία με το επιτελείο του και σε συμμόρφωση με το στρατηγικό σχεδιασμό του οργανισμού) να αποφασίσει ποιες συγκεκριμένες επενδυτικές ευκαιρίες θα ακολουθήσει από έναν πρακτικά απεριόριστο αριθμό πιθανών επενδυτικών πλάνων. Οι επενδυτικές αυτές αποφάσεις (βλέπε κεφ. 4 σχετικά με τον πολυκριτήριο κατά τη λήψη τους χαρακτήρα) αντικατοπτρίζονται μέσα στον προϋπολογισμό επενδύσεων παγίου κεφαλαίου⁹ της επιχείρησης και αποτελούν ένα από τα σημαντικότερα καθήκοντα - αρμοδιότητές του χρηματοοικονομικού της manager (βλ. παρ. 4.1 παρούσας εργασίας) καθώς η επιτυχία τους μακροπρόθεσμα αντανακλά στην αύξηση της αξίας της επιχείρησης στο διηνεκές.

Οι επενδύσεις μίας επιχείρησης γενικά μπορεί να υφίστανται τόσο σε κεφάλαιο κίνησης (πχ. βραχυπρόθεσμα στοιχεία ενεργητικού όπως αποθέματα, χρεόγραφα κτλ) όσο και σε (μακροπρόθεσμα, λειτουργικής ζωής πέραν του ενός έτους) πάγια περιουσιακά στοιχεία, capital assets απτά και μη¹⁰, τα οποία χρησιμοποιούνται από αυτήν για την παραγωγή εισοδήματος ή την εξοικονόμηση κόστους σε τομείς δραστηριότητας όπως παραγωγή και διανομή προϊόντων και υπηρεσιών (πχ. μηχανολογικός εξοπλισμός και κτίρια, πατέντες ευρεσιτεχνίας και κεφάλαια χρηματοδοτικών μισθώσεων, capital leases).

⁹ **Capital budgeting:** η εκ μέρους της επιχείρησης ολοκληρωμένη διαδικασία αξιολόγησης της αποδοτικότητας των διαθέσιμων εναλλακτικών μακροπρόθεσμων επενδυτικών σχεδίων (investment projects) με σκοπό τον αποδοτικό και αποτελεσματικό καταμερισμό των περιορισμένων κεφαλαιακών και μη πόρων της επιχείρησης (βλ. [1η] σελ. 343) σε συνάφεια με το συνολικό στρατηγικό σχεδιασμό της. Η διαδικασία αυτή βασίζεται κατ' ουσία σε απαντήσεις στις παρακάτω τέσσερις βασικές ερωτήσεις: α) Αξίζει / επιβάλλει η προαποφασισμένη επιχειρηματική δραστηριότητα την υλοποίηση της εξεταζόμενης επένδυσης? β) Ποια πάγια περιουσιακά στοιχεία πρέπει να χρησιμοποιηθούν στα πλαίσια της επένδυσης? γ) Από τα απαιτούμενα στο (β) περιουσιακά στοιχεία ποια είναι οι πιο αποδοτικές επενδύσεις βάσει προαποφασισμένων κριτηρίων (πχ. μεθόδων DCF ή πολυκριτήριας ανάλυσης) ? δ) Ποιες από αυτές τις αποδοτικότερες επενδύσεις θα πρέπει να συμπεριληφθούν τελικά στον προϋπολογισμό επενδύσεων παγίου κεφαλαίου (capital budget) της επιχείρησης ?

¹⁰ Επίσης και κάποια συγκεκριμένα έξοδα της κατάστασης αποτελεσμάτων χρήσεως μίας επιχείρησης, όπως τα έξοδα προώθησης και διαφήμισης, ενδεχομένως θα πρέπει να θεωρούνται και αυτά μέρος του προϋπολογισμού επενδύσεων παγίου κεφαλαίου της (βλ. Raiborn, Barfield, Kinney [1η] σελ. 343) καθώς αφενός μεν αποτελούν μέρος του λειτουργικού προϋπολογισμού της επιχείρησης αφετέρου δε οι αποφάσεις επ' αυτών διέπονται κατά τη λήψη τους από τα ίδια κριτήρια με τις επενδύσεις σε πάγια περιουσιακά στοιχεία.

Επιπροσθέτως, οι επενδύσεις της επιχείρησης σε πάγια περιουσιακά στοιχεία συχνά συμπίπτουν με την εκ μέρους της αμετάκλητη δέσμευση μεγάλου ύψους μακροπρόθεσμων κεφαλαίων (ιδίων ή ξένων) με σκοπό την εφαρμογή βασικών στρατηγικών όπως: ανάπτυξη νέων προϊόντικών σειρών μέσω εισαγωγής νέου μηχανολογικού εξοπλισμού ή επεκτάσεων του υπάρχοντος, τη βελτίωση της ανταγωνιστικότητας της επιχείρησης μέσω απόκτησης νέας τεχνολογίας μείωσης κόστους ή / και βελτίωσης της ποιότητας των υπάρχοντων προϊόντων και υπηρεσιών, υποστήριξη των τρεχουσών δραστηριοτήτων μέσω επενδύσεων αντικατάστασης παλαιού μηχανολογικού εξοπλισμού ή απόκτηση άλλων συγγενών στον κλάδο ή μη επιχειρήσεων (πχ. στη δεύτερη περίπτωση: διαφοροποίηση, diversification).

Κλείνοντας την επιγραμματική αναφορά μας στην έννοια του "capital budgeting" και πέρα από τον κλασικό διαχωρισμό των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου (βλ. [1] τεύχος Β' κεφ.1) σε: α) οικονομικά ανεξάρτητες / εξαρτημένες ή αμοιβαίως αποκλειόμενες, β) αντικατάστασης ή επέκτασης, γ) απλές, συνήθεις ή μη συνήθεις, θεωρούμε χρήσιμο να μείνει στον αναγνώστη και μία άλλη ενδιαφέρουσα κατηγοριοποίηση αυτών των επενδύσεων (βλ. [1η] σελ. 346, exhibit 8.2, capital projects ranking categories), η οποία μπορεί να βοηθήσει την επιτροπή επενδυτικού σχεδιασμού κάθε σύγχρονης (ιδίως μεγάλης) επιχείρησης στην αποτελεσματικότερη υλοποίηση του έργου της, ιδιαίτερα στον τομέα της αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων όπου ο πολύπλοκος τεχνικός παράγοντας συνυπάρχει με τον χρηματοοικονομικό επηρεάζοντας δραστικά όπως θα δούμε παρακάτω την όλη διαδικασία:

α) Απαιτούμενες από το νόμο : Επενδύσεις παγίου εξοπλισμού σχετικές με την διατήρηση της υγιεινής και ασφάλειας των εργαζομένων στην επιχείρηση όπως και με την προστασία του περιβάλλοντος από την παραγωγική δραστηριότητα της επιχείρησης, τις οποίες δια νόμου οφείλει να υλοποιήσει η επιχείρηση (παρόλο που αρκετές φορές δεν παρουσιάζουν το απαιτούμενο από αυτήν ROI) ειδάλλως υπόκειται σε πρόστιμα ή ποινές βάσει νομοθεσίας.

β) Απαραίτητες για τη λειτουργία της επιχείρησης : Επενδύσεις σε πάγια περιουσιακά στοιχεία χωρίς τα οποία είναι αδύνατη η συνέχιση της κύριας δραστηριότητας της επιχείρησης, όπως πχ. επενδύσεις επέκτασης παραγωγικού μηχανολογικού εξοπλισμού ή αντικατάστασης τέτοιου εξοπλισμού που έχει φθάσει στο τέλος της λειτουργικής του ζωής, επενδύσεις σε έρευνα και ανάπτυξη (research and development) για επιχειρήσεις του κλάδου της υψηλής τεχνολογίας.

γ) Μη απαραίτητες για τη λειτουργία της επιχείρησης αλλά αποφέρουσες σε αυτήν έσοδα : Επενδύσεις σε πάγια περιουσιακά στοιχεία, όπως πχ. απόκτηση αποδοτικού ηλεκτρονικού εξοπλισμού (πχ. ρομπότ) αντικατάστασης της παραγωγικής τεχνολογίας εντάσεως εργασίας ή επενδύσεις επέκτασης προϊόντικών

σειρών, που βελτιώνουν τις λειτουργίες της επιχείρησης με το να της προσδίδουν εξοικονόμηση κόστους ή συμπληρωματικά έσοδα.

δ) Προαιρετικές (discretionary) βελτιώσεις της λειτουργίας της επιχείρησης: Επενδύσεις σε πάγια περιουσιακά στοιχεία, όπως πχ. η οικοδόμηση ειδικού χώρου διαλείμματος εργαζομένων ή νέου μεγαλύτερου χώρου parking για αυτούς, οι οποίες δεν προσδίδουν στην επιχείρηση άμεσα οφέλη από εξοικονόμηση κόστους ή επιπρόσθετα εισοδήματα από την κύρια δραστηριότητα αλλά συντείνουν στη βελτίωση των εργασιακών συνθηκών των εργαζομένων ή βοηθούν στην ομαλότερη υλοποίηση των λειτουργιών (operations) του οργανισμού.

ε) Διάφορες άλλες επενδύσεις σε πάγια περιουσιακά στοιχεία: Τέτοιες είναι οι αποκαλούμενες "μικρές επενδύσεις" (pet investment projects) όπως: οικοδόμηση ειδικών βοηθητικών κτιριακών χώρων (πχ. τουαλέτες στελεχών ή γυμναστήριο εργαζομένων εντός του εργοστασίου), κτιριακές βελτιώσεις της λειτουργικότητας των υπάρχοντων εργασιακών χώρων και γραφείων, ανάπτυξη ενός νέου εταιρικού λογοτύπου που αποδίδει πληρέστερα στον πελάτη την ταυτότητα της εταιρίας κα.

Τέλος, ολοκληρώνουμε τον πρόλογο της εργασίας με ένα σύντομο αλλά χαρακτηριστικό case study (βλ. σελ. [1η] σελ. 347, προσαρμογή από exhibit 8-3: typical Investment Decision Process) που παρουσιάζει τα διακριτά στάδια μίας τυπικής διαδικασίας λήψης απόφασης σχετικά με μία επένδυση παγίου κεφαλαίου από το χρηματοοικονομικό επιτελείο μίας επιχείρησης:

Δραστηριότητα: Ανάπτυξη εσωτερικά από την ίδια την επιχείρηση ολοκληρωμένης εγκατάστασης συστήματος διανομής προϊόντος (βενζίνης και άλλων πετρελαιοειδών) από το χώρο του διυλιστηρίου της εταιρίας στα σημεία χονδρικής και λιανικής πώλησης σε συγκεκριμένη περιοχή πωλήσεων. Η επί του παρόντος διανομή προϊόντος βασίζεται σε συνεργασία βάσει συμβολαίου με ανεξάρτητη εξωτερική εταιρία διανομής καυσίμων και διεξάγεται με τη βοήθεια του στόλου των βυτιοφόρων οχημάτων αυτής της εταιρίας.

Ερωτήματα - στάδια της διαδικασίας λήψης της επενδυτικής απόφασης :

1. *Απαιτεί η επιχειρηματική δραστηριότητα την υλοποίηση της εν λόγω επένδυσης (τεκμηριωμένη αντίληψη της επενδυτικής ανάγκης)?* Ναι, διότι (βάσει τεκμηριωμένης πρότασης του χρηματοοικονομικού επιτελείου) το συνολικό κόστος για την επιχείρηση της διανομής προϊόντος βάσει του παρόντος συστήματος των βυτιοφόρων προκαλεί μία μείωση των ετήσιων κερδών της επιχείρησης παρόλο που τα έσοδα πωλήσεων από την εν λόγω περιοχή πωλήσεων αυξάνονται με ετήσιο ρυθμό 10% .
2. *Ποια πάγια περιουσιακά στοιχεία μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την υλοποίηση της δραστηριότητας (ταυτοποίηση - διατύπωση των διαφόρων εναλλακτικών επενδύσεων)?* α) Αγορά ιδιόκτητου παραδοσιακού στόλου κατάλληλου αριθμού βυτιοφόρων οχημάτων. β) i) Χρηματοδοτική μίσθωση υπάρχοντος αγωγού διανομής προϊόντος (pipeline) ή ii) κατασκευή ενός νέου ιδιόκτητου αγωγού.
3. *Ποια από τα παραπάνω πάγια περιουσιακά στοιχεία αποτελούν την πιο συμφέρουσα για την επιχείρηση επένδυση? Αξιολόγηση της αποδοτικότητας όλων των εναλλακτικών επενδυτικών λύσεων του 2^{ου} ερωτήματος (πχ. βάσει DCF μοντέλου προεξοφλημένων χρηματορροών ή / και πολυκριτήριας ανάλυσης του κεφ.4) και εκλογή αυτής που παρουσιάζει τη μεγαλύτερη αξία για την επιχείρηση.*

Λόγω του αμοιβαίως αποκλειόμενου χαρακτήρα των εναλλακτικών επενδύσεων του ερωτήματος 2, μόνον μία από αυτές μπορεί να επιλεγεί, έστω η (β ii) που παρουσιάζει τη μεγαλύτερη αξία για την επιχείρηση στο χρονικό ορίζοντα του επενδυτικού σχεδιασμού βάσει των προαποφασισμένων μοντελοποιημένων προτιμήσεων των αποφασιζόντων.

4. *Ποια επενδυτική λύση θα πρέπει να ακολουθήσει τελικά η επιχείρηση?* Σύγκριση της καλύτερης προτεινόμενης εναλλακτικής επενδυτικής επιλογής (δηλ. της β ii) με την παρούσα μέθοδο διανομής προϊόντος και επιλογή της καταλληλότερης εκ των δύο λόγω του αμοιβαίως αποκλειόμενου χαρακτήρα της επενδυτικής απόφασης, η οποία και βασίζεται σε σύγκριση της ολοκληρωμένης ανάλυσης των σχετικών κοστών και εσόδων (οφελών) κάθε λύσης για την επιχείρηση, ανάλυση που υπολογίζει την αξία κάθε λύσης για την επιχείρηση.

Συμπέρασμα : Η κατασκευή ενός νέου ιδιόκτητου αγωγού μεταφοράς βενζίνης και πετρελαιοειδών θα οδηγήσει την επιχείρηση σε σημαντική εξοικονόμηση κόστους κατά τη διάρκεια της επόμενης πεντηκονταετίας (ήτοι της προβλεπόμενης λειτουργικής ζωής της επένδυσης), οπότε ως εκ τούτου εκλέγεται η εν λόγω επενδυτική επιλογή έναντι της παρούσας μεθόδου διανομής με βυτιοφόρα οχήματα του εξωτερικού συνεργάτη.

Κεφάλαιο 1° : Η σύγχρονη απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρισμού

και οι επιπτώσεις της στην αξιολόγηση των ενεργειακών επενδύσεων
εντός του δημιουργούμενου σχετικού πλαισίου επενδυτικού κινδύνου

Περίληψη του κεφαλαίου

Το πέρασμα από τα κρατικά μονοπώλια ηλεκτρισμού της δεκαετίας του '70 (μοντέλο μεγάλου μεγέθους καθετοποιημένων επιχειρήσεων παραγωγής - μεταφοράς - διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, ΗΕ) στο καθεστώς απελευθέρωσης της παγκόσμιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα μέσα της δεκαετίας '90 (μοντέλο μικρότερων ευέλικτων ιδιωτικοποιημένων ή ιδιωτικών επιχειρήσεων ανταγωνιστικά δραστηριοποιούμενων αυστηρά σε μία εκ των παραπάνω δραστηριοτήτων συν αυτής της προμήθειας ΗΕ) και οι προϋποθέσεις για αυτό σηματοδότησαν μία νέα εποχή τόσο για τις ενεργειακές αγορές όσο και για την αξιολόγηση των ενεργειακών επενδύσεων, δεδομένης της δημιουργίας ενός νέου πλαισίου σχέσεων παραγωγού - προμηθευτή - καταναλωτή ΗΕ και του συνακόλουθου κινδύνου.

Η απελευθέρωση αυτή θεσμοθετήθηκε στην ΕΕ βάσει οδηγιών (πχ. 96/92/ΕΚ, 98/30/ΕΚ και της πρόσφατης 2003/54/ΕΚ) σχετικά με τον εκσυγχρονισμό των ενεργειακών αγορών οδηγώντας τα κράτη - μέλη στη θέσπιση των σχετικών νόμων (πχ. του Ν2773/99 στη χώρα μας) και συνακόλουθα στην ιδιωτικοποίηση - μετοχοποίηση των παλιότερων κρατικών μονοπωλίων ΗΕ (πχ. ΔΕΗ), ενώ στο κράτος παρέμεινε πλέον μόνον ο ρόλος του νομοθέτη και ρυθμιστή της αγοράς (πχ. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ στη χώρα μας). Παράλληλα, η στροφή της ΕΕ προς τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), μεταξύ των οποίων κυρίαρχη μορφή αποτελεί η αιολική ενέργεια, το κύριο θέμα της εργασίας αυτής, οριοθέτησε τη νέα ενεργειακή πολιτική της αξιοποίησης εναλλακτικών πηγών ενέργειας σε σχέση με τις συμβατικές (πχ. πετρέλαιο, λιθάνθρακες, φυσικό αέριο), γεγονός από το οποίο η χώρα μας έχει μόνον να κερδίσει λόγω του υψηλού αιολικού δυναμικού της (πυκνότητα μέσης τιμής ισχύος ανέμου στο Αιγαίο έως και 2Kw/τ.μ ^[α]) υπό την προϋπόθεση φυσικά της ορθολογικής αξιολόγησης της αποδοτικότητας των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου στα αιολικά πάρκα (βλ. πχ. μοντέλο κεφαλαίου 2).

Κεντρικό ερώτημα του κεφαλαίου αυτού αποτελεί η διερεύνηση του ποιος τελικά είναι ο κερδισμένος από αυτήν την απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ: ο παραγωγός - μεταφορέας - διανομέας - προμηθευτής ΗΕ ή ο τελικός καταναλωτής (οικιακός ή βιομηχανικός), και ποιες οι γενικότερες επιπτώσεις της απελευθέρωσης στην αξιολόγηση των σχετικών επενδύσεων (ήδη στον πρόλογο είδαμε μία πρώτη αισιόδοξη άποψη επί του θέματος, ενώ στο παρόν κεφάλαιο θα δούμε τον αντίποδα).

Για το σκοπό αυτό αναφέρονται - σχολιάζονται οι διεθνείς εμπειρίες των δύο σημαντικότερων παγκοσμίως case studies (του Ηνωμένου Βασιλείου, 1988, και της Καλιφόρνια των ΗΠΑ, 1998) καθώς και η επίσημη γνώμη της Διεθνούς Επιτροπής Ενέργειας όπως και γνώμες ελλήνων μηχανικών - ειδικών από το *Παγκόσμιο Συνέδριο "Ενέργεια 2002"*. Οι αναφορές: α) στη ΔΕΗ ως μοχλό της απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ στη χώρα μας μέσα από το μοντέλο ισχύος της ΡΑΕ καθώς και β) στο ενεχόμενο πλαίσιο επενδυτικού κινδύνου των ενεργειακών επενδύσεων και τη διαχείρισή του αποτελούν βασικά μέρη του κεφαλαίου, το οποίο κλείνει με την σύγκριση της αγοράς ΗΕ ως προς τις ώριμες χρηματοδοτικές αγορές (χρηματαγορές, κεφαλαιαγορές) μέσα από την οποία γίνεται προσπάθεια για εμπέδωση της κατανόησης της ιδιαιτερότητας των ενεργειακών επενδύσεων και του εμπλεκόμενου κινδύνου τόσο για την επιχείρηση ηλεκτρισμού όσο και για τον μεμονωμένο επενδυτή. Σημαντικότερο τέλος κρίνεται η αναφορά σε μία πρωτοποριακή σύγχρονη μέθοδο ολοκληρωμένης διαχείρισης του κινδύνου αυτού εκ μέρους των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ: των Προγραμμάτων Διαχείρισης Ζήτησης εντός του πλαισίου της Δυναμικής Τιμολόγησης ΗΕ.

Λέξεις κλειδιά

Κρατικές καθετοποιημένες μονοπωλιακές επιχειρήσεις ηλεκτρικής ενέργειας, απελευθέρωση αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, θεσμικό πλαίσιο - προϋποθέσεις - γενικές αρχές της απελευθέρωσης, ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ), αιολική ενέργεια, αξιολόγηση αποδοτικότητας και αξία ενεργειακών επενδύσεων, κρατική πολιτική αξιοποίησης πηγών ενέργειας και θέση των αιολικών πάρκων εντός αυτής, κοστολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας, μοντέλο αγοράς ισχύος, κίνδυνος ενεργειακών επενδύσεων (είδη και διαχείρισή του), Προγράμματα Διαχείρισης Ζήτησης και Δυναμική Τιμολόγηση Ηλεκτρικής ενέργειας.

1.1. Η προ της απελευθέρωσης κατάσταση της αγοράς ηλεκτρισμού παγκοσμίως

Η είσοδος της παγκόσμιας κοινότητας στον 21ο αιώνα συνοδεύεται ομολογουμένως από κοσμοϊστορικές αλλαγές στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας^[δ]. Εκατόν δεκατέσσερα και πλέον χρόνια από τη δημιουργία των πρώτων δικτύων μεταφοράς και διανομής¹ ΗΕ, λίγα πράγματα θυμίζουν το παλαιό πλήρως κρατικοποιημένο καθεστώς διαχείρισης της ηλεκτρικής ενέργειας σε όλες του τις εκφάνσεις, κυρίως στους τομείς της παραγωγής και διανομής, γεγονός που επηρεάζει βαθύτατα την

¹ Η πρώτη "μεγάλη" γραμμή μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή τάση κατασκευάστηκε το 1890 στην Αγγλία μεταφέροντας ισχύ σε απόσταση 45 km από το Deptford στο Λονδίνο (βλ. [δ]).

αξιολόγηση των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θεωρούμενης τόσο από την οπτική γωνία του χαρτοφυλακίου επενδύσεων μίας σύγχρονης επιχείρησης παραγωγής ηλεκτρισμού όσο και από την οπτική γωνία ενός μεμονωμένου επενδυτή στον κλάδο της ενέργειας στο πλαίσιο της διαχείρισης από αυτόν ενός καλά διαφοροποιημένου χαρτοφυλακίου κινητών αξιών.

Ως μία σύντομη και χρήσιμη ιστορική αναδρομή, μπορεί να σημειωθεί σε γενικές γραμμές ότι μέχρι τα μέσα της δεκαετίας του 1970, η αξιοποίηση των εγχώριων ενεργειακών πηγών ήταν άμεσα συνυφασμένη με το καθιερωμένο μοντέλο επιχειρήσεων ηλεκτρισμού^[5], καθώς τα συμβατικά (στερεά, υγρά, αέρια) και πυρηνικά καύσιμα θεωρούνταν η μόνη αξιόπιστη και οικονομική διέξοδος για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το φυσικό αέριο ήταν έως τότε πολύ ακριβό διότι εθεωρείτο ότι τελούσε σε ανεπάρκεια, η πτώση δε της τιμής του ενθάρρυνε τις εταιρίες να επενδύσουν σε νέες τεχνολογίες, θέτοντας στο περιθώριο την αναγκαιότητα δημιουργίας οικονομικών κλίμακας. Επιπροσθέτως, ο λιγότερο ρυπογόνος χαρακτήρας του φυσικού αερίου έναντι του πετρελαίου και των λιθανθράκων καθώς και η χρησιμότητά του σε οικονομικά αποδοτικότερες εγκαταστάσεις συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας το κατέστησαν ελκυστικότερο ως καύσιμο, ανατρέποντας τη φιλοσοφία που στήριζε τα κρατικά μονοπώλια στη βάση των "παλιών" συμβατικών καυσίμων.

Προσπαθώντας λοιπόν να δούμε από οικονομικής πλευράς την έως πρόσφατα επικρατούσα κατάσταση στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας προ της διεθνούς πορείας προς τις ιδιωτικοποιήσεις, θα πρέπει να σημειώσουμε ότι, με εξαίρεση τις ΗΠΑ, ιδιαίτερα όσον αφορά την Ευρώπη (που αποτελεί και τη "γειτονιά" μας) η παραγωγή, μεταφορά, διανομή και προμήθεια ηλεκτρισμού αποτελούσε κατ' ουσίαν έως και τα μέσα της δεκαετίας του '90 μονοπωλιακό αντικείμενο δραστηριότητας γιγαντιαίων κρατικών επιχειρήσεων κοινής ωφελείας για τους παρακάτω κυρίως λόγους^[6]:

α) ανυπαρξία έως τότε μίας εκτεταμένης υποδομής στις περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες στους τομείς διανομής πετρελαίου και φυσικού αερίου, αξιοποίησης των ΑΠΕ και μεταφοράς - διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. β) η συνέχιση της τεχνολογικής πραγματικότητας του τέλους της δεκαετίας του '70 καθιστούσε τις επενδύσεις παγίου κεφαλαίου (πχ. μηχανολογικού εξοπλισμού) στο χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας πολυδάπανες, με μεγάλες περιόδους απόσβεσης και ουσιαστικά μακροοικονομικής κλίμακας. γ) εξάρτηση από εγχώριες πηγές ενέργειας σε συνδυασμό με την ανυπαρξία αξιοποίησης εναλλακτικών καυσίμων και πηγών ηλεκτρικής ενέργειας, αφού κάθε ευρωπαϊκή χώρα ήταν αυστηρά προσκολλημένη στο εθνικό ενεργειακό προϊόν της (πχ. λιθάνθρακας στη Γερμανία, φυσικό αέριο στη Μ. Βρετανία, πυρηνική ενέργεια στη Γαλλία (δεκαετία '70), λιγνίτης στην Ελλάδα) χωρίς να τίθεται κάποια

διασύνδεση και συνεργασία των χωρών μεταξύ τους στα πλαίσια εμπορικών διακρατικών συμφωνιών ανταλλαγής ηλεκτρισμού και σχετικής τεχνογνωσίας.

Θέλοντας τώρα να δώσουμε μία εικόνα για τη σημασία των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού στην οικονομία μίας χώρας (παράμετρος που επηρεάζει σημαντικά το ενδιαφέρον των επενδυτών προς αυτές), πρόσφατες μελέτες καταδεικνύουν ότι ο κύκλος εργασιών των εταιριών αυτών συνιστούσε ήδη από την εποχή των κρατικών μονοπωλίων και συνεχίζει να συνιστά έως και σήμερα ένα σημαντικό συνήθως ποσοστό (10 – 15%) του Α.Ε.Π. των χωρών τους², γεγονός που αντικατοπτρίζει την τεράστια σημασία της ηλεκτρικής ενέργειας στην εθνική οικονομική ανάπτυξη, τόσο σε μακρο- όσο και σε μικροοικονομική κλίμακα. Παράλληλα έχει αποδειχτεί^[δ] ότι η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει σχεδόν γραμμική αύξηση με τη βελτίωση των δεικτών ανάπτυξης και των συνθηκών διαβίωσης στις αναπτυσσόμενες χώρες³. Την ίδια στιγμή, γεωγραφικές, δημογραφικές αλλά και οι αμιγώς οικονομικού χαρακτήρα ιδιαιτερότητες της κάθε χώρας (π.χ. βιοτικό επίπεδο) επέβαλλαν έως και πρόσφατα την άσκηση οργανωμένης ενεργειακής πολιτικής, τόσο από πλευράς χωροθέτησης των μονάδων παραγωγής όσο και από πλευράς τιμολογιακής πολιτικής, με στόχο τη διευκόλυνση των χαμηλών εισοδημάτων, την ενίσχυση της βιομηχανικής παραγωγής αλλά και το σεβασμό προς το περιβάλλον, προτεραιότητες συχνά αντικρουόμενες, που θα μπορούσαν να συμβιβαστούν μόνο με την ύπαρξη ενός κεντρικού κρατικού σχεδιασμού και ελέγχου, γεγονός που ενίσχυσε τα υφιστάμενα έως πρόσφατα κρατικά μονοπώλια ΗΕ.

Δεν αποτελεί έκπληξη, λοιπόν, το γεγονός ότι επί σειρά ετών μεγάλες εταιρίες ηλεκτρισμού βρίσκονταν υπό τον προστατευτικό κλοιό του κράτους, όντας κάθετα ολοκληρωμένες, διατηρώντας το μονοπώλιο στην παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό το καθεστώς βέβαια παρουσίαζε πολλά πλεονεκτήματα κυρίως στη δημιουργία οικονομιών κλίμακας⁴, ενώ ταυτόχρονα διασφάλιζε την αδιάλειπτη παροχή ενέργειας ακόμη και στα πιο δυσπρόσιτα σημεία, διατηρώντας τις τιμές σε λογικά επίπεδα για το μέσο καταναλωτή. Η ασφάλεια, λοιπόν, του κρατικού μονοπωλίου στήριζε έως και πρόσφατα την πραγματοποίηση μεγάλων επενδύσεων στην παραγωγή αλλά και στο δίκτυο μεταφοράς, καθιστούσε άμεσα δυνατή την άσκηση κοινωνικής πολιτικής και οδηγούσε στην ανάπτυξη των εγχώριων πηγών ενέργειας, είτε επρόκειτο για συμβατικά είτε για πυρηνικά καύσιμα (οι ΑΠΕ τελούσαν εκτός αυτού του μονοπωλιακού σκηνικού οπότε ευνοήθηκαν από την απελευθέρωση).

² Για την Ελλάδα το αντίστοιχο ποσοστό άγγιξε το 11% με βάση τα επίσημα στοιχεία για το 1999 (βλ. [δ]).

³ Η χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας στη βιομηχανία δεν παρουσιάζει μονότονη αύξηση με την αύξηση της ανάπτυξης, η βελτίωση όμως των συνθηκών διαβίωσης είναι συνυφασμένη με τη χρήση ενεργοβόρων ηλεκτρικών συσκευών.

⁴ Πέραν της καθαρά ενεργειακής θεώρησης, τα μεγάλα εργοστάσια παραγωγής εξασφάλιζαν την αποδοτικότητα και τη μείωση του κόστους παραγωγής. Ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης το γεγονός ότι ο κύκλος εργασιών (τζίρος) και τα περιουσιακά στοιχεία των κρατικών ηλεκτρικών εταιριών μπορούσαν να χρησιμεύουν για την αποσόβηση πιστωτικών κινδύνων.

Έτσι λοιπόν, το κρατικό μονοπώλιο και η εγγύηση τραπεζών και οργανισμών κοινής ωφελείας χρηματοδοτούμενων από τον κρατικό κορβανά στοιχειοθετούσαν έως και τα μέσα της δεκαετίας του '90 ιδιαίτερα στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρισμού τους μόνους δρόμους ολοκλήρωσης των μεγάλων επενδυτικών προγραμμάτων υποδομής, τα οποία σε καμία περίπτωση δεν μπορούσε να υλοποιήσει το συσσωρευμένο ιδιωτικό πολυεθνικό κεφάλαιο της εποχής (η διαδικασία αυτή θυμίζει την ουσία της λεγόμενης Public Private Partnership, PPP, αλλά από την αντίστροφη πλευρά: στην PPP το κράτος δεν είναι ικανό να χρηματοδοτήσει από μόνο του ένα μεγάλο δημόσιο έργο τόσο σε όρους κεφαλαίου όσο και τεχνολογίας γι' αυτό και καταφεύγει στη συνεργασία με τον ιδιώτη^[9]). Επιπλέον δύο μη καθαρά οικονομικοί λόγοι με οικονομικές όμως προεκτάσεις, τα κοινωνικά κινήματα της δεκαετίας '60 - '70 και η τότε πανευρωπαϊκή πολιτική αστάθεια, κατέστησαν αδύνατες τις ιδιωτικές επενδύσεις κλίμακας στον τομέα του ηλεκτρισμού, γεγονός που επέτεινε τα κρατικά μονοπώλια στον κλάδο έως και τη δεκαετία του '90, παρόλο που, όπως αναφέρθηκε στην αρχή της παραγράφου, από τα μέσα της δεκαετίας του '70 είχαν ήδη φανεί σε Αμερική και Ευρώπη τα πρώτα σημάδια που επέβαλαν την απελευθέρωση.

1.2. Εισαγωγή στην απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού και γενικό θεσμικό πλαίσιο

Από τα τέλη, λοιπόν, της δεκαετίας του '90, η αναγκαιότητα ύπαρξης δημόσιων, μεγάλων, καθετοποιημένων επιχειρήσεων ηλεκτρισμού – συνυφασμένη με τα κρατικά μονοπώλια και την εξάρτηση από τις εγχώριες συμβατικές πρώτες ύλες – σταδιακά παύει πλέον να υφίσταται, καθώς νέες, μόλις πρόσφατα εκμεταλλεύσιμες πηγές ενέργειας όπως οι ΑΠΕ (εντός των οποίων εντάσσεται κυρίως η αιολική ενέργεια, το σημείο αναφοράς της εργασίας) καταλαμβάνουν ολοένα και αυξανόμενο μερίδιο στην αγορά ηλεκτρισμού. Την ίδια στιγμή, διακρατικές συμφωνίες προμήθειας ενέργειας ή / και πρώτων υλών - καυσίμων αλλάζουν το πολιτικό-οικονομικό ενεργειακό σκηνικό, εισάγοντας παραμέτρους που μεταβάλλουν τις συνθήκες του ανταγωνισμού^[8].

Παραδοσιακές επενδυτικές αντιλήψεις κλονίζονται, παραχωρώντας τη θέση τους σε σύγχρονες απόψεις ως προς τη διαχείριση υφιστάμενων αλλά και αναγκαίων μελλοντικά δομών στο χώρο της παραγωγής, μεταφοράς διανομής και προμήθειας ηλεκτρισμού. *Και όλα αυτά υπό το πρίσμα των απαιτήσεων της ενεργειακής ασφάλειας, της διασφάλισης του δημόσιου συμφέροντος αλλά και της άσκησης μακροπρόθεσμης ενεργειακής πολιτικής εκ μέρους του κράτους, άξονες που ανέκαθεν αποτελούσαν προτεραιότητα των ανεπτυγμένων χωρών στον τομέα της ΗΕ.*

Κεντρική ιδέα της νέας, απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρισμού διεθνώς αποτελεί ο διαχωρισμός των υπηρεσιών που είναι συνυφασμένες με το αγαθό της ηλεκτρικής ενέργειας (παραγωγή, μεταφορά,

διανομή, προμήθεια, επικουρικές υπηρεσίες δικτύου και συστήματος). Ο εν λόγω διαχωρισμός μπορεί να έχει αυστηρά νομικό χαρακτήρα, εκτός αν είναι δυνατό να εξασφαλιστεί με πρόσθετο νομικό πλαίσιο η ανεξαρτησία⁵ των εμπλεκόμενων φορέων (π.χ. στους τομείς παραγωγής – μεταφοράς – διανομής μίας καθετοποιημένης επιχείρησης). Αυτό πάντως που απαιτείται σε κάθε περίπτωση είναι ο σαφής εμπορικός (σε τελική ανάλυση λογιστικός) διαχωρισμός σε συνδυασμό με μέτρα που εξασφαλίζουν την ανεξαρτησία των επιμέρους φορέων, αποκλείοντας έτσι κάθε ενδεχόμενη διάκριση υπέρ ή εναντίον τους και εξασφαλίζοντας συνθήκες ελεύθερου ανταγωνισμού στην αγορά και αποφυγής διακρίσεων υπέρ της δεσπόζουσας επιχείρησης (του πρώην κρατικού μονοπωλίου που παραμένει στην αγορά ως leader).

Προσπαθώντας να αγγίξουμε τις βαθύτερες αιτίες που οδήγησαν διεθνώς στην πρόσφατη μεταβολή του καθεστώτος διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας από μονοπωλιακό σε ελεύθερου ανταγωνισμού θα λέγαμε ότι οι απόψεις δίστανται. Αντικειμενικά όμως αυτές μπορούν να αναζητηθούν στον ενδιάμεσο χώρο μεταξύ καθαρά πολιτικών αποφάσεων με στόχο την εύνοια της κερδοφορίας του "μεγάλου κεφαλαίου" και οικονομικών στρατηγικών με σκοπό την αξιοποίηση νέων μορφών ενέργειας υπό το πρίσμα της επικείμενης εξάντλησης των παλαιών (στερεών, υγρών καυσίμων), με παράλληλη έμφαση στην προστασία του περιβάλλοντος και στη νέα αντίληψη ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δεν πρέπει να αποτελεί πλέον φυσικό μονοπώλιο, σε αντίθεση με τα δίκτυα μεταφοράς και διανομής, που συνήθως παραμένουν, ως επί το πλείστον, φυσικά μονοπώλια υπό το ίδιο ιδιοκτησιακό καθεστώς με διαφορετικό όμως καθεστώς διαχείρισης και πρόσβασης. Παράλληλα με την παραγωγή, η νέα αντίληψη περί απελευθερωμένης αγοράς περιλαμβάνει την απελευθέρωση της προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από μη εγχώριες παραγωγικές μονάδες (πχ. εισαγωγή ΗΕ μέσω διασυνδεδεμένου διακρατικού δικτύου ΗΕ), αλλά και την εμπορική εκμετάλλευση τόσο της διανομής όσο και των *επικουρικών υπηρεσιών* δικτύου και συστήματος^[Λε] (του συνόλου δηλαδή των υπηρεσιών που απαιτούνται σε ένα σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας για την πραγματοποίηση της μεταφοράς ΗΕ από ένα σημείο πώλησης σε ένα σημείο αγοράς όπως πχ. η διαφόρων μορφών εφεδρεία, ρύθμιση τάσης και ροών ισχύος στο δίκτυο), υπηρεσιών που προσφέρει μία σύγχρονη επιχείρηση ηλεκτρισμού στα πλαίσια της δράσης της.

Σημαντικός επιπρόσθετος παράγοντας που συνετέλεσε στην αλλαγή της κατεστημένης άποψης περί φυσικού κρατικού μονοπωλίου στην ενέργεια υπήρξε και ο σεβασμός στο περιβάλλον. Η στροφή

⁵ Στα πλαίσια της Ευρωπαϊκής Ένωσης, ορισμένες χώρες ή περιοχές αυτών (Ισπανία, Αγγλία και Ουαλία, Φινλανδία, Σουηδία, Ελλάδα κ.α.) έχουν επιλέξει να ορίσουν ένα ανεξάρτητο νομικό πρόσωπο ως φορέα διαχείρισης του συστήματος μεταφοράς (πχ. ο ΔΕΣΜΗΕ στην Ελλάδα), ενώ κάποιες άλλες (Γερμανία, Γαλλία, Σκωτία και Β. Ιρλανδία, κ.α.) διασφαλίζουν απλά ότι ο φορέας εκμετάλλευσης του συστήματος μεταφοράς θα είναι ανεξάρτητος του κράτους από πλευράς διαχείρισης.

στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ⁶) ενίσχυσε την έρευνα και τις επενδύσεις στον τομέα αυτό, με επακόλουθο τη μείωση του κόστους των απαιτούμενων συστημάτων. Κατά συνέπεια, μειώθηκαν σε όρους κεφαλαίου και οι απαιτούμενες επενδύσεις για την κατασκευή εγκαταστάσεων που μπορούν να εκμεταλλευτούν το εγχώριο "ανανεώσιμο" (πχ. αιολικό) δυναμικό, καθιστώντας αρκετά ελκυστική την κατασκευή τέτοιων μικρών, ευέλικτων μονάδων (πχ. αιολικά πάρκα στην νησιωτική Ελλάδα).

Κατ' αυτόν τον τρόπο λοιπόν, άνοιξε ο δρόμος για την προσέλκυση ιδιωτικών επενδύσεων στον κλάδο παραγωγής ενέργειας, τόσο στον τομέα της συμπαραγωγής όσο και στην κατασκευή μονάδων φυσικού αερίου και εγκαταστάσεων ΑΠΕ, γεγονός που ενίσχυσε το ενδιαφέρον των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού και για την προμήθεια ενεργειακών πηγών, κυρίως φυσικού αερίου, από το εξωτερικό, οπότε η αγορά καυσίμων προς ηλεκτροπαραγωγή οδηγήθηκε σε μακροχρόνιες συμβάσεις παροχής μέσα από διακρατικές συμφωνίες. Αξιοσημείωτο είναι πάντως το γεγονός ότι αυτές οι συμβάσεις, αν και θα μπορούσαν να απελευθερώσουν άμεσα τις δυνάμεις του ανταγωνισμού, συνετέλεσαν εντούτοις στην καθυστέρηση της απελευθέρωσης της αγοράς των "νέων" καυσίμων όπως του φυσικού αερίου⁷.

Δημιουργείται έτσι στην ΕΕ τα τελευταία 8 χρόνια (απαρχή η ευρωπαϊκή οδηγία 96/92/ΕΚ) μια νέα απελευθερωμένη δομή της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία καλείται να ανταποκριθεί στις παρακάτω αναγκαιότητες - βασικές κατευθυντήριες γραμμές :

1. Διασφάλιση του υγιούς ανταγωνισμού μεταξύ των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού.
2. Προώθηση μικρο-, μεσο- και μακροπρόθεσμων κυβερνητικών πολιτικών ορθολογικής αξιοποίησης των ενεργειακών πηγών της χώρας μέλους προς όφελος του κοινωνικού συνόλου.
3. Επίλυση θεμάτων ιδιοκτησίας και σύγκρουσης συμφερόντων μεταξύ κράτους και ιδιωτών, συμβαλλόμενα μέρη τα οποία συμμετέχουν σε συνεργασίες δημόσιου - ιδιωτικού τομέα (PPP: Public Private Partnerships^[6]) με σκοπό την αποτελεσματικότερη χρηματοδότηση και υλοποίηση των απαιτούμενων μεγάλου ύψους επενδύσεων παραγωγής, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού.
4. Ομαλή μετάβαση από το προηγούμενο κρατικό μονοπωλιακό καθεστώς στη νέα δομή της αγοράς.

Από την άλλη πλευρά, η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού ήρθε να καταργήσει το μεγαλύτερο μειονέκτημα του κρατικού μονοπωλίου στην ηλεκτρική ενέργεια: τις αγκυλώσεις δηλαδή που αυτό παρουσίαζε στο να μετακυλίσει τις εκάστοτε ευνοϊκές συνθήκες του διεθνούς περιβάλλοντος (π.χ.

⁶ "Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας" ή ΑΠΕ νοούνται κυρίως: η ηλιακή ενέργεια (πχ. ηλιακοί συλλέκτες, φωτοβολταϊκά συστήματα), η γεωθερμία, η βιομάζα, η αιολική ενέργεια και η υδροηλεκτρική ενέργεια σε όλες τις μορφές (υδατοπτώσεις, φυσική ροή, κύματα κλπ). βλ. www.cres.gr : ο σχετικός κρατικός φορέας, Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ΚΑΠΕ .

⁷ Αυτό συνέβη διότι υπεγράφησαν διακρατικές συμφωνίες με δεσμευτικές ρήτρες (take or pay), οι οποίες ελήφθησαν υπόψη όταν καθοριζόταν το χρονοδιάγραμμα της απελευθέρωσης της εν λόγω αγοράς με συνακόλουθες δεσμευτικές συνέπειες.

περίσσεια φθηνής ενέργειας σε γειτονικές χώρες) μέχρι τον τελικό καταναλωτή, καθώς και το γεγονός ότι η μονοπωλιακή θέση του κράτους δημιουργούσε εκ φύσεως τη δυνατότητα επιβολής εκ μέρους της κυβέρνησης σχεδιασμών που ζημίωναν τους οικιακούς και κυρίως τους βιομηχανικούς καταναλωτές, καταστάσεις εντούτοις τις οποίες το κατά πόσον αντιμετώπισε η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού παραμένει ακόμα συζητήσιμο (βλ. παράγραφο 1.4 της παρούσας εργασίας).

Ποιοι όμως οι βασικοί άξονες του θεσμικού πλαισίου της απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ στην Ελλάδα και στην ΕΕ και πόσο αυτό επηρεάζει τις σχετικές επενδυτικές εξελίξεις?

Ορόσημο για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρώπη^[α] (απόφαση η οποία εντάσσεται στα πλαίσια της ευρωπαϊκής ολοκλήρωσης) αποτέλεσε η έκδοση των ευρωπαϊκών οδηγιών 96/92/ΕΚ και 98/30/ΕΚ σχετικά με τον εκσυγχρονισμό των ενεργειακών αγορών και δη αυτής της ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ, σε εναρμόνιση των οποίων τα κράτη μέλη καλούνταν να θεσπίσουν (είτε άμεσα είτε μετά από μία περίοδο χάριτος) το κατάλληλο νομοθετικό πλαίσιο (πχ. στην Ελλάδα ο Ν2773/99 ^[β]). Ας δούμε όμως επιγραμματικά τα κύρια σημεία των κοινοτικών προτάσεων που ουσιαστικά καθορίζουν το θεσμικό πλαίσιο της σύγχρονης απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρισμού σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης ^{[α]·[β]} προ της ισχύος της ακόμη νέας οδηγίας 2003/54 :

i) Η προμήθεια των βασικών καυσίμων - πηγών ενέργειας (όπως πετρέλαιο, λιθάνθρακας, λιγνίτης, φυσικό αέριο, ΑΠΕ) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παύει πλέον να αποτελεί μονοπωλιακό δικαίωμα του κράτους (γεγονός που θεσμοθετεί για πρώτη φορά την είσοδο στην αγορά ανεξάρτητων παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, ανταγωνιστών των μεγάλων πρώην κρατικών εταιριών του χώρου) αφού αυτή μπορεί να πραγματοποιείται από οποιονδήποτε ιδιωτικό φορέα εξασφαλίσει άδεια από τις αρμόδιες κρατικές αρχές, οι οποίες αποκτούν πλέον ρόλο ρυθμιστή της αγοράς. Στην Ελλάδα πχ. ο Νόμος 2773/99, που εναρμονίζει το πλαίσιο της νέας αγοράς και ρυθμίζει τα θέματα ενεργειακής πολιτικής, προέβλεψε τη δημιουργία μιας ανεξάρτητης, κρατικής όμως, διοικητικής αρχής, που θα έχει τη γενική εποπτεία του Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος, με την επωνυμία Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ).

Η ΡΑΕ φροντίζει, εισηγείται και προωθεί τον υγιή ανταγωνισμό και γνωμοδοτεί για τη χορήγηση των αδειών παραγωγής και προμήθειας σε φορείς της αγοράς^[β]. Επίσης, μια νομικά ανεξάρτητη (αλλά πρακτικά γεννημένη) από τη ΔΕΗ εταιρία, ο ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε. (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας), ανέλαβε την ευθύνη της λειτουργίας του συστήματος μεταφοράς του ηλεκτρικού ρεύματος από τους παραγωγούς στο Δίκτυο. Ο ΔΕΣΜΗΕ μεριμνά έτσι ώστε η ηλεκτρική ενέργεια να παρέχεται με ασφάλεια και ποιότητα, εντάσσοντας στο σύστημα τις μονάδες παραγωγής (της

ΔΕΗ και των *ανεξάρτητων παραγωγών*) με τον εκάστοτε πιο συμφέροντα οικονομικά τρόπο που εξασφαλίζει αξιοπιστία παροχής. Καθήκον του ακόμη είναι να τακτοποιεί λογιστικά την αγορά υπολογίζοντας κάθε στιγμή με διαφάνεια και πιστότητα ποιος οφείλει σε ποιον και πόσα.

ii) Η πρόσβαση στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού παραχωρείται στους αδειούχους παραγωγούς και εμπόρους ενεργειακών αγαθών χωρίς διακρίσεις καθώς και στους επιλέξιμους καταναλωτές, οι οποίοι και αποκτούν "δικαίωμα επιλογής Προμηθευτή Ηλεκτρισμού" μέσα από μία σταδιακή διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς, γεγονός που για πρώτη φορά θεσμοθετεί "επιλέγοντες πελάτες". Συγκεκριμένα ο Ν2773/99 θέσπισε για πρώτη φορά τη δυνατότητα των πελατών υψηλής και μέσης τάσης της ΔΕΗ (σε πρώτη φάση ποσοστό του συνόλου των πελατών άνω του 30%, που κυρίως αντιπροσωπεύει βιομηχανίες και μεγάλους μη οικιακούς καταναλωτές) να επιλέγουν τον προμηθευτή τους. Το δικαίωμα δε αυτό των "επιλεγόντων" καταναλωτών εντός των ορίων της ΕΕ ορίζεται ότι θα κατοχυρωθεί σταδιακά έως το 2005 οπότε και εν συνεχεία (από 1/7/2007) θα επεκταθεί σε όλους τους καταναλωτές συμπεριλαμβανομένων και των οικιακών (εγκατεστημένης ισχύος ≤ 100 Kw) που αποτελούν τη μεγάλη σε αριθμό βάση καταναλωτών ηλεκτρισμού τόσο εν Ελλάδι όσο και παγκοσμίως .

iii) Οι επιχειρήσεις ηλεκτρισμού διαχωρίζονται πλέον και λογιστικά σε εταιρείες παραγωγής και μεταφοράς - διανομής - προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας μέσα από τον λογιστικό διαχωρισμό των αντίστοιχων δραστηριοτήτων (παραγωγής και μεταφοράς - διανομής, προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας) ο οποίος επιβάλλει την τήρηση χωριστών λογιστικών δεδομένων για κάθε δραστηριότητα καθώς και τη νομική απαγόρευση των επενδύσεων των εταιριών παραγωγής σε επιχειρήσεις μεταφοράς - διανομής και αντιστρόφως, γεγονός που πλέον περιορίζει σαφώς σε νομικούς όρους το χαρτοφυλάκιο επενδύσεων των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού που θα δράσουν εντός του απελευθερωμένου πλαισίου. Σημαντικό επίσης παράγοντα αλλαγής του σκηνικού από χρηματοοικονομικής άποψης, εντασσόμενο εντός του γενικότερου πλαισίου του παραπάνω λογιστικού διαχωρισμού, αποτελεί η καθιέρωση μέσω του Ν2773/99 της εφαρμογής τιμολογιακής πολιτικής που απαγορεύει τις λεγόμενες "σταυροειδείς επιδοτήσεις" μέσω λήψης θεσμικών μέτρων με σκοπό την εξυγίανση του κλάδου. Στο πλαίσιο λοιπόν αυτό, από 1/1/2001 η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (που σημειωτέον παραμένει η μεγαλύτερη εταιρία παραγωγής, η μοναδική εταιρία διανομής ηλεκτρισμού και η μεγαλύτερη βιομηχανική επιχείρηση στην Ελλάδα ως προς τα πάγια περιουσιακά στοιχεία) μετετράπη σε ΑΕ με το διακριτικό τίτλο "ΔΕΗ ΑΕ" (βλ. παρ. 1.5 παρακάτω για περαιτέρω στοιχεία) .

1.3. Οι προϋποθέσεις για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού και η αξία των επενδύσεων σε ΑΠΕ εντός του πλαισίου της αγοράς αυτής

Η ηλεκτρική ενέργεια ως αγαθό, και μάλιστα χαρακτηριζόμενο ως κοινωνικό, απαιτεί μεγάλης κλίμακας επενδύσεις παγίου κεφαλαίου (πχ. σταθμοί παραγωγής και συναφείς επενδύσεις υποδομής και αποκατάστασης του περιβάλλοντος, δίκτυο μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού^[ε]) οι οποίες σε γενικές γραμμές αποσβένονται σε 25 ή και περισσότερα χρόνια, γεγονός όμως που έρχεται σε αντίθεση με τη σημερινή τάση των κεφαλαιούχων επενδυτών στο χώρο των ενεργειακών επενδύσεων να επιθυμούν την έντοκη επιστροφή της επένδυσής τους χονδρικά σε 6 - 7 χρόνια το πολύ και από εκεί και πέρα να απολαμβάνουν καθαρά κέρδη επί του επενδεδυμένου κεφαλαίου^[ε].

Για το λόγο αυτό οι επιχειρήσεις - επενδυτές στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας σήμερα δεν επιλέγουν συνήθως τις επενδύσεις του χαρτοφυλακίου τους με κριτήριο το χαμηλότερο αρχικό κόστος επένδυσης αλλά μάλλον το μεγαλύτερο απαιτούμενο ποσοστό κερδοφορίας (ή αλλιώς αποδοτικότητας της επένδυσης), το οποίο και χρησιμοποιούν ως ποσοστό προεξόφλησης όταν την αξιολογούν βάσει των κλασικών μεθόδων προεξοφλημένων χρηματορροών (Discounted Cash Flow analysis).

Προς επίρρωση της παραπάνω διαπίστωσης μπορούμε να θεωρήσουμε το παράδειγμα της χώρας μας όπου με την (μερική) απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού, τυπικά από 1/1/2001, κανένας ιδιώτης επιχειρηματίας δεν ζήτησε από την ΡΑΕ άδεια κατασκευής για λιγνιτικό θερμοηλεκτρικό σταθμό παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας^[ε] (ένας τέτοιος σταθμός παρουσιάζει χαμηλότερο λειτουργικό κόστος ανά Κwh - Κιλοβατώρα - λόγω της χαμηλότερης τιμής καυσίμου αλλά από την άλλη πλευρά υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης), αντιθέτως δε προτιμήθηκαν από τους ιδιώτες επιχειρηματίες οι επενδύσεις σε σταθμούς παραγωγής ΗΕ με καύσιμο φυσικό αέριο, οι οποίες λόγω της υψηλότερης τιμής καυσίμου παρουσιάζουν υψηλότερο λειτουργικό κόστος ανά Κwh αλλά συνάμα και χαμηλότερο αρχικό κόστος επένδυσης.

Συμπέρασμα πρώτο λοιπόν: με την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού πιθανώς θα οδηγηθούμε μακροπρόθεσμα σε λύσεις που θα αυξάνουν το λειτουργικό κόστος των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού αλλά και την αποδοτικότητα του κεφαλαίου για τους επενδυτές σε αυτές, ενώ παράλληλα η παραπάνω αύξηση του λειτουργικού κόστους του ηλεκτρισμού φαίνεται ότι θα μετακυλύεται μέσω αυξήσεων των τιμών χρέωσης της ΗΕ από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού στον τελικό καταναλωτή, με έμφαση στον οικιακό (εγκατεστημένη ισχύ $\leq 100\text{Kw}$) ο οποίος συνιστά και την πιο πολυάριθμη αλλά και ευάλωτη βάση (βλέπε παρακάτω τα δύο χαρακτηριστικότερα case studies του Ηνωμένου Βασιλείου και της πολιτείας της Καλιφόρνια στις ΗΠΑ). Το παραπάνω συμπέρασμα ενισχύει και η πολυδιαφημιζόμενη

τα τελευταία χρόνια επίκληση για το φυσικό αέριο ως το "νέο" καύσιμο οικονομικής και περιβαλλοντικά καθαρής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, άποψη η οποία όμως δεν ευσταθεί ουσιαστικά^[ε] αφού το εισαγόμενο στην Ελλάδα φυσικό αέριο θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί απευθείας για θερμικές χρήσεις (πχ. λέβητες κεντρικής θέρμανσης αερίου, κουζίνες αερίου κτλ) υποκαθιστώντας τις αντίστοιχες θερμικές χρήσεις του στην παραγωγή ΗΕ, με αποτέλεσμα τόσο το χαμηλότερο τελικό κόστος χρήσης ενέργειας για τον καταναλωτή (δη τον οικιακό) όσο και τις ευεργετικότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις (λόγω της μεγάλης θερμικής απόδοσης του φυσικού αερίου).

Προς την ίδια αυτή κατεύθυνση της αύξησης του λειτουργικού κόστους των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού με τη λύση της μετακύλισής του στον τελικό καταναλωτή (end customer) και απώτερο σκοπό την αύξηση της κερδοφορίας του κεφαλαίου των επενδυτών και των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού φαίνεται να οδηγεί^[ε] και μία άλλη πλευρά της απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ: το πρόβλημα της ανάγκης μακροπρόθεσμου επενδυτικού σχεδιασμού που απαιτεί η ΗΕ. Ένας ατμοηλεκτρικός, λόγω χάριν, σταθμός παραγωγής ΗΕ με βάση στερεά καύσιμα (πχ. λιγνίτη) απαιτεί συνήθως 4 - 5 χρόνια τουλάχιστον για την κατασκευή του μετά φυσικά από τη μελέτη προς απόφαση επιλογής και ένταξής του στο ενεργειακό πρόγραμμα μίας επιχείρησης ηλεκτρισμού, πχ. της ΔΕΗ, ενώ ας μην ξεχνάμε ότι ακόμα μεγαλύτερο χρονικό διάστημα κατασκευής απαιτεί ένας υδροηλεκτρικός σταθμός εάν αναλογισθούμε και τα συναφή έργα υποδομής που τον συνοδεύουν (πχ. φράγματα, τεχνητές λίμνες, αρδευτικά και εγγειοβελτιωτικά έργα), για να μην αναφέρουμε τίποτα για τα απαραίτητα έργα μελέτης και κατασκευής δικτύου μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού και στις δύο περιπτώσεις. Έτσι, γίνεται εύκολα κατανοητό ότι ένας τουλάχιστον δεκαετής επενδυτικός σχεδιασμός στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας καθίσταται από πάσης απόψεως απαραίτητος, γεγονός όμως που φέρνει στο προσκήνιο μία ιδιαιτερότητα των επενδύσεων στην ΗΕ σε σχέση με το μέσο ιδιώτη επενδυτή, ο οποίος δεν προγραμματίζει συνήθως τόσο μακροπρόθεσμα παρά μόνον εάν προσβλέπει σε εξασφαλισμένη μονοπωλιακή αγορά του αγαθού στο οποίο επενδύει (αλήθεια πόσο διαφέρουν στη νοοτροπία αυτή και οι θεσμικοί επενδυτές;).

Υπό αυτήν την έννοια, η απελευθέρωση της ΗΕ προβλέπεται ότι θα οδηγήσει εντός της ΕΕ^[ε] στη δημιουργία ιδιωτικών μονοπωλίων ή ολιγοπωλίων εταιριών ΗΕ στη θέση των έως τώρα κρατιών κατά χώρα κρατικών μονοπωλίων. Εάν η αγορά ηλεκτρισμού δεν στραφεί προς την κατεύθυνση αυτή τότε θα πρέπει να αναμένουμε ανωμαλίες στην επάρκεια και ποιότητα της ΗΕ τύπου Καλιφόρνιας. Και στις δύο παραπάνω περιπτώσεις πάντως, θα πρέπει να αναμένεται στη χώρα μας αύξηση της τιμής της κιλοβατώρας για τον τελικό οικιακό καταναλωτή, ο οποίος έως σήμερα απολαμβάνει ομολογουμένως την φθηνότερη ηλεκτρική ενέργεια σε σχέση με τις λοιπές χώρες της ΕΕ^[ε], ενώ οι μεγαλύτεροι

καταναλωτές (πχ. βιομηχανίες, μεγάλες επιχειρήσεις) θα έχουν τη δυνατότητα να διαπραγματεύονται σε ξεχωριστή βάση τις τιμές χρέωσής τους από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού βάσει εξατομικευμένων συμβολαίων με αυτές (βλ. παρακάτω το σχετικό case study του Ηνωμένου Βασιλείου).

Γιατί όμως τόσος λόγος για την απελευθέρωση της αγοράς Η/Ε παγκοσμίως ?

Ένα από τα βασικά ερωτήματα που προσπαθεί να απαντήσει η παρούσα εργασία αναφέρεται στη θέση των επενδύσεων ΑΠΕ (και κυρίως αιολικής ενέργειας) εντός του παραπάνω πλαισίου αξιολόγησης επενδύσεων που συνιστά η νέα απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, απάντηση που θα συνεκτιμηθεί στη συνέχεια με σκοπό την αξιολόγηση των επενδύσεων σε αιολικά πάρκα όπως αυτή προτείνεται μέσα από τις σχετικές μελέτες της αρθρογραφίας στην οποία στηρίζεται η εργασία. Για να αξιολογηθούν οι επενδύσεις αυτές στη νέα τεχνολογία των ΑΠΕ, θα μπορούσε να σημειωθεί εισαγωγικά ότι από τις ΑΠΕ (και δη την αιολική ενέργεια) δεν πρέπει μεσοπρόθεσμα τουλάχιστον να αναμένεται η πλήρης κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της χώρας^[ε], καθώς οι νέες αυτές τεχνολογίες φαίνεται προς το παρόν να προσπαθούν σε πρώτη φάση να αυξήσουν το ποσοστό συμμετοχής τους στην πίτα των ενεργειακών λύσεων της Ελλάδας, αποδεικνύοντας απλά τη σημασία τους ως συμπληρωματικό μοχλό ανάπτυξης της ενεργειακής προοπτικής της χώρας στη βάση της αρχής "και τούτο δη ποιείν, κακείνο μη αφιέναι"^[στ].^[ε]: 37Μw ΗΕ από ΑΠΕ στα συνολικά 12.069 Μw εγκατεστημένης ισχύος σταθμών παραγωγής Η/Ε της ΔΕΗ (στοιχεία Ιουνίου 2003, βλ. παρακάτω πίνακα 1^[v]) συνιστούν το σημερινό πολύ μικρό ποσοστό διείσδυσης (0,003%) των ΑΠΕ στο συνολικό παραγωγικό ενεργειακό προφίλ της χώρας (όσον αφορά πάντοτε τη ΔΕΗ και μόνον).

ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (ΜW) ΣΤΑΘΜΩΝ παραγωγής ΔΕΗ Α.Ε. (Ιούνιος 2003)

	ΘΗΣ (Θερμοηλεκτρικοί Σταθμοί)				ΥΗΣ	ΑΠΕ	ΣΥΝΟΛΟ
	Λιγνιτικές Μονάδες	Πετρελαϊκές Μονάδες	Μονάδες Φυσικού Αερίου	Σύνολο ΘΗΣ			
Διασυνδεδεμένο δίκτυο	5.288	750	1.581	7.619	3.060	7	10.686
Κρήτη, Ρόδος & λοιπά αυτόνομα νησιωτικά δίκτυα	-	1.352	-	1.352	1	30	1.383
ΣΥΝΟΛΟ	8.971				3.061	37	12.069

Πίνακας 1: Το προφίλ της ΔΕΗ από πλευράς παραγωγής ΗΕ^[v]

Σημείωση: οι ΥΗΣ, αν και θεωρητικά ανήκουν στις ΑΠΕ, εδώ θεωρούνται ξεχωριστά από αυτές, στις οποίες εκτός των αιολικών πάρκων περιλαμβάνονται και τα 0,25Μw των πρότυπων φωτοβολταϊκών μονάδων της ΔΕΗ.

Γεννάται λοιπόν το ερώτημα: "ποια η σημασία των επενδύσεων σε ΑΠΕ, και μάλιστα των αιολικών πάρκων που κατέχουν κυρίαρχη θέση εντός αυτών των νέων "καθαρών" πηγών ενέργειας, τόσο εντός του χαρτοφυλακίου επενδύσεων μίας σύγχρονης επιχείρησης ηλεκτρισμού όσο και στα πλαίσια της συνολικής ενεργειακής προοπτικής της χώρας", την απάντηση στο οποίο οφείλουμε να συνεκτιμήσουμε κατά την αξιολόγησή της αποδοτικότητας των εν λόγω ενεργειακών επενδύσεων.

Εισαγωγικά λοιπόν, μπορούμε να ισχυριστούμε ότι μέρος της αξίας όλων των επενδύσεων σε ΑΠΕ έγκειται πρωταρχικά^[ε] στο "real option" (βλ. [κζ]) της ανάπτυξης της σχετικής νέας τεχνογνωσίας και τεχνολογίας με στόχο την αξιοποίηση περιβαλλοντικά καθαρών και ανεξάντλητων πηγών ενέργειας εν όψει της επικείμενης εξάντλησης μέσα στα επόμενα 40 - 50 χρόνια των κλασσικών πηγών ενέργειας (πχ. υγρά και στερεά καύσιμα όπως πετρέλαιο, λιθάνθρακες καθώς και φυσικό αέριο) με απώτερο σκοπό τη μόνιμη λύση του ενεργειακού προβλήματος της ανθρωπότητας.

Προχωρώντας περαιτέρω στην απάντηση του ερωτήματος της προηγούμενης παραγράφου, μπορούμε να σημειώσουμε ότι από την έναρξη των επενδύσεων αιολικής ενέργειας στην ΕΕ (το 1981) η εγκατεστημένη ισχύς ανεμογεννητριών για ηλεκτροπαραγωγή χαρακτηρίζεται από εκθετική αύξηση, γεγονός που σύμφωνα με στοιχεία του 1996^[α] είχε φθάσει την αιολική ενέργεια μέσα σε 15 χρόνια από το μηδέν να καλύπτει (με στόχο της ΕΕ το 20% έως το 2010) το 5,4% των πρωτογενών ενεργειακών αναγκών της ΕΕ ήτοι 63 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου ετησίως, ενέργεια η οποία εάν είχε παραχθεί από συμβατικά στερεά καύσιμα (πχ. λιγνίτης) θα εκπέμπονταν στην ατμόσφαιρα ετησίως επιπλέον 180 εκ. τόννοι διοξείδιο του άνθρακα (το κυρίως υπεύθυνο αέριο για το φαινόμενο του θερμοκηπίου). Όπως γίνεται λοιπόν κατανοητό, λόγοι επιβίωσης της ανθρωπότητας επιβάλλουν μακροπρόθεσμα την ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ και δη της αιολικής ενέργειας στη βάση μακρόπνων εκτεταμένων επενδύσεων παγίου κεφαλαίου, γεγονός που αποτυπώνεται και στην διατύπωση της επιβολής του λεγόμενου φόρου διοξειδίου του άνθρακα (carbon dioxide tax) από την ΕΕ σε όποιο κράτος μέλος της ρυπαίνει ετησίως την ατμόσφαιρα παραπάνω των επιτρεπτών ορίων με το συγκεκριμένο καταστροφικό για το όζον αέριο, μέτρο που εντάχθηκε εντός της γενικότερης προσπάθειας της ΕΕ να σταθεροποιήσει τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στα επίπεδα του 1990 έως τα τέλη του 2000 συνεπεία της παγκόσμιας συνδιάσκεψης των Ηνωμένων Εθνών για το περιβάλλον και την ανάπτυξη το 1996 στο Ρίο της Βραζιλίας ^[α].

Αναφορικά με την περίπτωση της χώρας μας, οι ΑΠΕ (με κυρίαρχη εφαρμογή τους ΥδροΗλεκτρικούς Σταθμούς, ΥΗΣ, και τα αιολικά πάρκα) εντάσσονται εντός του γενικότερου πακέτου

ενεργειακών λύσεων που συνθέτουν την κρατική ενεργειακή πολιτική, η οποία επιπρόσθετα θα λέγαμε ότι περιλαμβάνει^[στ]:

α) συνέχιση της χρήσης του φθηνού εγχώριου λιγνίτη ως καυσίμου ηλεκτροπαραγωγής σε ΑτμοΗλεκτρικούς Σταθμούς (ΑΗΣ), β) συνέχιση της χρήσης υγρών καυσίμων (πχ. εισαγόμενο κυρίως και κατά δεύτερο λόγο εγχώριο πετρέλαιο),

γ) εισαγωγή και κλιμάκωση της χρήσης του εισαγόμενου φυσικού αερίου τόσο για ηλεκτροπαραγωγή όσο και για συμπαραγωγή θερμότητας - ηλεκτρισμού. δ) κλιμάκωση χρήσης γαιάνθρακα για ηλεκτροπαραγωγή. ε) απευθείας εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προς το δίκτυο της ΔΕΗ από το εξωτερικό (μέσω του διευρωπαϊκού δικτύου είτε διαμέσω των Βαλκανίων είτε μέσω υποβρυχίου καλωδίου συνεχούς ρεύματος από Ιταλία).

Ειδικότερα, για να δοθεί ένα μέγεθος της προοπτικής των επενδύσεων σε ΑΠΕ σήμερα μπορεί κανείς να παρατηρήσει ότι η υδροηλεκτρική ενέργεια (ΥΗΕ) έχει διεθνώς αλλά και στη χώρα μας τη μεγαλύτερη συνεισφορά και πιθανή προοπτική περαιτέρω ανάπτυξης από όλες τις υπόλοιπες ΑΠΕ:

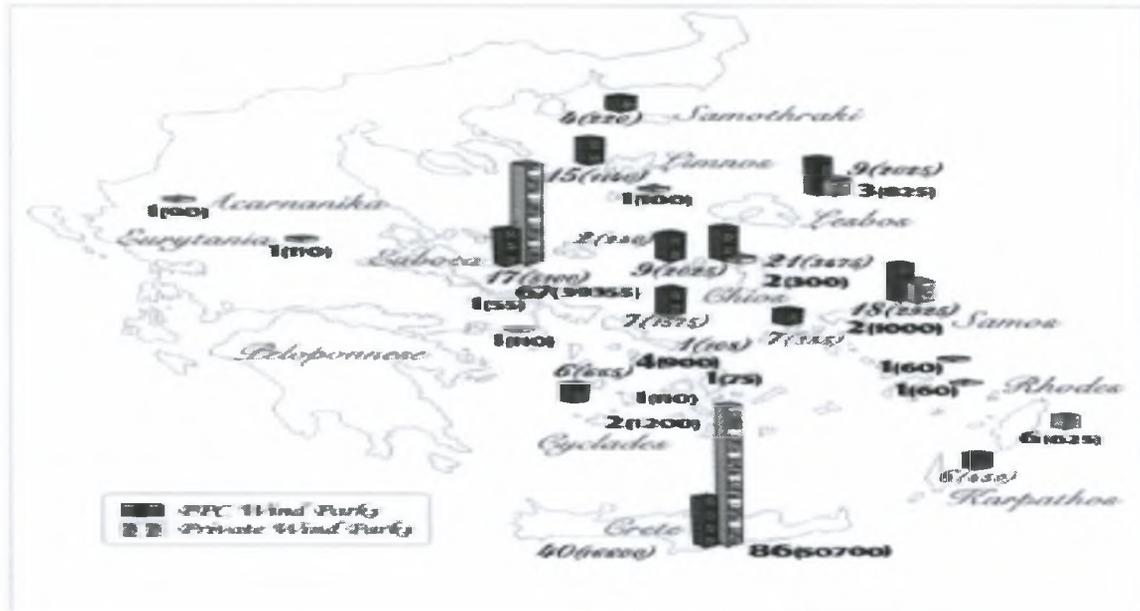
το γεγονός αυτό φαίνεται και από τον παραπάνω πίνακα 1, όπου οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής ΗΕ (ΥΗΣ) κατατάσσονται ως ιδιαίτερη κατηγορία (εκτός των ΑΠΕ) έχοντας μερίδιο 25,36% επί του συνόλου της ηλεκτροπαραγωγής της χώρας για το 2003, καθώς η τεχνολογία των ΥΗΣ επέτρεψε την οικονομικά συμφέρουσα ηλεκτροπαραγωγή, γεγονός που αξιοποιεί τον σημαντικό αυτό εθνικό πόρο (υδατοπτώσεις, φυσική ροή, κύματα) ενώ παράλληλα μπορεί να συνδυασθεί άριστα με την κάλυψη και άλλων αναγκών κοινής ωφελείας θεωρούμενων ως *real options* της επένδυσης (πχ. άρδευση, ύδρευση μέσα από τη χρήση του ύδατος των τεχνητών λιμνών των υδροηλεκτρικών φραγμάτων).

Επιπρόσθετο πλεονέκτημα της ΥΗΕ εντός του πλαισίου των ΑΠΕ αποτελεί το ότι μπορεί να καλύπτει χωρίς τεχνικές δυσκολίες και προβλήματα ευστάθειας τάσης τις ώρες αιχμής ζήτησης φορτίου ΗΕ τη στιγμή που κάτι τέτοιο θα υλοποιούνταν πολύ ακριβότερα από πλευράς λειτουργικού κόστους με κάποια άλλη μέθοδο (πχ. ατμοηλεκτρική παραγωγή ΗΕ).

Αναφορικά τώρα με τις επενδύσεις σε ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια, η οποία αποτελεί και το κύριο αντικείμενο της παρούσας εργασίας, θα λέγαμε ότι τα τελευταία 23 χρόνια η ΕΕ προσδίδει ιδιαίτερη βαρύτητα στην ανάπτυξή τους (όπως προαναφέρθηκε: εκθετική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ανεμογεννητριών στην ΕΕ από την ανυπαρξία του 1981 στα 1,6 GW το 1994^[α], τάση που συνεχίζεται έως και σήμερα) παρόλο που το συνολικό κόστος της παραγόμενης kWh στα αιολικά πάρκα προβάλλει ακόμα ως σημαντικά υψηλότερο αυτού της αντίστοιχης kWh με χρήση των παραδοσιακών υγρών, στερεών και αερίων καυσίμων, λαμβανομένων υπόψιν ακόμα και των σημαντικών επενδυτικών

κινήτρων (πχ. επιδότηση βάσει του αναπτυξιακού Νόμου 2601/98 ή και του Γ' ΚΤΣ, βλέπε κεφ. 2 για λεπτομέρειες) που έχουν θεσμοθετηθεί από το κράτος και την ΕΕ προς ενίσχυση τέτοιων επενδύσεων. Επιπρόσθετα χαρακτηριστικά της αιολικής ενέργειας, που όπως θα δούμε παρακάτω επηρεάζουν την χρηματοοικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων ηλεκτροπαραγωγής σε αιολικά πάρκα, συνιστούν τα παρακάτω^[ε]: α) Το μεγάλο λειτουργικό κόστος τέτοιων επενδύσεων λόγω της στοχαστικότητας και του ευμετάβλητου του αιολικού δυναμικού, το οποίο επηρεάζει άμεσα την ποσότητα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος, καθώς η ταχύτητα του ανέμου παρουσιάζει ετήσια περιοδικότητα και μπορεί να θεωρηθεί προβλέψιμη μονάχα μέσω χρήσης στατιστικών μοντέλων στη βάση ιστορικών στοιχείων για κάθε περιοχή^[α]. β) Η περιβαλλοντική υπεροχή της αιολικής ενέργειας ως προς τις παραδοσιακές μορφές ενέργειας, η οποία εξασφαλίζεται φυσικά μόνον ύστερα από σχετική κατάλληλη περιβαλλοντική μελέτη των επιπτώσεων της εγκατάστασης του αιολικού πάρκου σε απομονωμένες περιοχές λόγω του ότι οποιαδήποτε σχετική επένδυση οφείλει να εναρμονίζεται με το περιβάλλον και τις αισθητικές απαιτήσεις της τοπικής κοινωνίας.

Αξίζει επίσης να σημειωθεί σχετικά με τη στρατηγική (ιδιαίτερα από επενδυτικής άποψης) σημασία της αιολικής ενέργειας στη χώρα μας ότι από όλες τις μορφές ενέργειας που χρησιμοποιούνται από την κυρίαρχη στην ηλεκτροπαραγωγή ΔΕΗ (βλ. παρ. 1.4), το κρατικό μονοπώλιο στον τομέα αυτό έχει σπάσει και μάλιστα ξεπερασθεί μόνον από τα αιολικά πάρκα που ανήκουν σε ιδιώτες (αυτοπαραγωγούς που κυρίως ιδιοχρησιμοποιούν την ενέργεια που παράγουν ή ανεξάρτητους παραγωγούς που πωλούν την ενέργεια που παράγουν στη ΔΕΗ: βλ. κεφ. 2) στα οποία στο τέλος του 2000 παραγόταν συνολικά ΗΕ ισχύος 94,7Μw (σε 190 ανεμογεννήτριες) έναντι 36,6ΜW (σε 156 ανεμογεννήτριες) της ΔΕΗ (βλ. παρακάτω σχ. 1 για την κατανομή των αιολικών πάρκων στην Ελλάδα καθώς και το συνοδευτικό πίνακα του σχ.1 όπου καταγράφονται τα κύρια χαρακτηριστικά των αιολικών πάρκων της ΔΕΗ βάσει στοιχείων 1^{ου} εξαμήνου 2002).



Σχήμα 1: Τα αιολικά πάρκα τόσο της ΔΕΗ όσο και του ιδιωτικού τομέα στην Ελλάδα το 2000^[n]

Name of wind park and location	Start up	Wind turbine model	Number (z) of wind turbines	Rated power N_p (kW)	
1	Kithnos-I	Aug. 1990	Aeroman	5	33
2	Kithnos-II	Nov. 1999	Vestas V-39	1	500
3	Samothrace	Nov. 1990	Windmatic WM-15S	4	55
4	Icaria (Perdiki)	Aug. 1991	Windmatic WM-15S	7	55
5	Karpathos-II (Agios Ioannis)	Oct. 1991	Windmatic WM-15S	5	55
6	Limnos-I (Vounaros)	Jun. 1992	Windmatic WM-15S	8	55
7	Limnos-II (Vigla)	Jul. 1992	Windmatic WM-19S	7	100
8	Samos-I (Marathokambos)	Jul. 1991	Windmatic WM-19S	9	100
9	Chios-I (Potamia)	Dec. 1992	Windmatic WM-19S	10	100
10	Andros (Kalivari)	Jul. 1992	Vestas V-27	7	225
11	Samos-II (Pithagorio)	Aug. 1992	Vestas V-27	9	225
12	Psara (Agios Ilias)	Dec. 1992	Vestas V-27	9	225
13	Chios-II (Melanios)	Jan. 1993	Vestas V-27	11	225
14	Lesvos (Apolithomeno)	Nov. 1999	Vestas V-27	9	225
15	Sitia-I (Moni Toplou)	Jan. 1993	HMZ Windmaster 300	17	300
16	Euboea (Mammari)	Jul. 1992	HMZ Windmaster 300	17	300
17	Mikonos (Faros)	Jun. 1986	Micon-108	1	108
18	Karpathos-I	Feb. 1987	HMZ-175	1	175
19	Skitos (Aspous)	Nov. 1992	-	1	100
20	Sitia-II (Moni Toplou)	Dec. 1993	Tacke TW-500	2	500
21	Sitia-III (Moni Toplou)	Apr. 1995	Nordtank NTK-500	1	500
22	Sitia-IV (Mitato)	Jun. 2000	NEG-Micon NM600	17	600
Total			158	36 993	

Συνοδευτικός πίνακας σχήματος 1: Τα κύρια χαρακτηριστικά των αιολικών πάρκων της ΔΕΗ (στοιχεία ΔΕΗ^{BA} [kv], Ιούνιος 2002)

Επεξηγήσεις: 1) ως PPC - Public Power Corporation - νοείται η ΔΕΗ. Ολοκληρώνοντας το χάρτη των αιολικών πάρκων της ΔΕΗ, δύο ακόμα αιολικά πάρκα (στην Κω και στη Λέρο, ισχύος 4,2Μw έκαστο) έχουν τεθεί σε λειτουργία το 2003 μέσω της θυγατρικής εταιρίας της ΔΕΗ Ανανεώσιμες - Ρόκας ΑΒΕΕ (στοιχεία ΔΕΗ^{BA} [v],

2) Startup: ημερομηνία έναρξης λειτουργίας, 3) Rated power N_p (kw): η ονομαστική ισχύς της καθεμίας Α/Γ.

1.4. Η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού στο πλαίσιο των απόψεων της ΔΕΕ και των συμπερασμάτων των δύο σημαντικότερων παγκοσμίως case studies του Ηνωμένου Βασιλείου και της Καλιφόρνια των ΗΠΑ: Πανάκεια ή παράδειγμα προς αποφυγή?

Τα οφέλη της απελευθέρωσης στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αμφισβητούνται διεθνώς όπως προκύπτει από πρόσφατη έκθεση της *Διεθνούς Επιτροπής Ενέργειας (ΔΕΕ)* με τίτλο "οι προοπτικές στην παγκόσμια ενέργεια", στην οποία επισημαίνονται^[9] τόσο οι ενεχόμενοι κίνδυνοι blackout (ξαφνική γενική διακοπή ηλεκτροδότησης μεγάλης χωρικά και χρονικά έκτασης) όσο και η ανάγκη να προχωρήσει η διεθνής κοινότητα σε τεράστιες επενδύσεις εκσυγχρονισμού του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας με σκοπό την αποφυγή τέτοιων οδυνηρών καταστάσεων (όπως αυτών που συνέβησαν το καλοκαίρι του 2003 τόσο στην Αμερική όσο και στην Ευρώπη). Στην εν λόγω έκθεση τονίζεται^[9] ότι η απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ στον ανεπτυγμένο κόσμο δυσχεραίνει ουσιαστικά τη χρηματοδότηση των απαιτούμενων έργων υποδομής - εκσυγχρονισμού καθώς το κόστος κεφαλαίου στον τομέα των επενδύσεων ηλεκτρισμού είναι κατά πολύ υψηλότερο αυτού άλλων εξίσου ανθρών βιομηχανικών κλάδων, ενώ την ίδια στιγμή η δημιουργία συνθηκών ελεύθερου ανταγωνισμού στον εν λόγω κλάδο έχει προκαλέσει (σύμφωνα πάντα με τη ΔΕΕ^[9]) πολύ μεγάλες διακυμάνσεις των τιμών ηλεκτρισμού προς τον καταναλωτή λόγω της μείωσης του πλεονάσματος ενέργειας δημιουργώντας επιπλέον προβλήματα στο δίκτυο. Όπως επιπρόσθετα αναφέρεται κατά λέξη στην έκθεση αυτή^[9]: "...Αν και η χρηματοδότηση του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας στις χώρες του ΟΟΣΑ δεν αποτέλεσε μέχρι στιγμής πρόβλημα, έχουν δημιουργηθεί νέες αμφιβολίες εξαιτίας της μετάβασης σε πλήρως ανταγωνιστικές αγορές. Η απελευθέρωση αυξάνει τους κινδύνους για τους επενδυτές στην ηλεκτρική ενέργεια..." (βλέπε παράγραφο 1.5 της παρούσας μελέτης σχετικά με τα είδη κινδύνου των επενδύσεων στην ηλεκτρική ενέργεια) ενώ παράλληλα στην ίδια έκθεση επισημαίνεται ότι η αβεβαιότητα ως προς την περιβαλλοντική νομοθεσία δημιουργεί επιπλέον δισταγμούς στους δυνητικούς επενδυτές στο νευραλγικό αυτό τομέα.

Η σημαντικότερη αυτή έκθεση κλείνει εκτιμώντας^[9] ότι τα επόμενα 30 χρόνια θα απαιτηθούν παγκοσμίως επενδύσεις ύψους περίπου 10 τρις δολαρίων στον τομέα κυρίως των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής (πχ. 2 τρις \$ στην Β. Αμερική και άλλα τόσα περίπου στην Κίνα) ώστε να αποφευχθούν αναμενόμενες καταρρεύσεις του συστήματος και εκτεταμένα blackout, γεγονός που οδηγεί στο συμπέρασμα (όπως φαίνεται και από τα δύο αμέσως παρακάτω case studies) ότι η βιασύνη της "προγραφής" του δημόσιου τομέα από τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας δημιουργεί ακόμα μεγαλύτερα προβλήματα από αυτά που υποτίθεται ότι ήρθε να γιατρέψει (βλ. παρ. 1.1), μη αποτελώντας τελικά την

"πανάκεια". Ας δούμε αναλυτικότερα πώς ακριβώς λειτούργησε στην πράξη (προς επίρρωση των παραπάνω απόψεων της ΔΕΕ) η απελευθερωμένη σύγχρονη αγορά ηλεκτρισμού μέσα από μία κατά το δυνατόν συνοπτική παρουσίαση των δύο βασικότερων μελετών περίπτωσης παγκοσμίως: του Ηνωμένου Βασιλείου και της Καλιφόρνια των ΗΠΑ^[α].

1.4.1 Η περίπτωση του Ηνωμένου Βασιλείου^[α]

Η Μεγάλη Βρετανία (η οποία σημειωτέον ποτέ πριν την απελευθέρωση δεν αντιμετώπιζε πρόβλημα επάρκειας εγκατεστημένης ισχύος λόγω της πληθώρας ενεργειακών πρώτων υλών όπως άνθρακας και πυρηνική ενέργεια) αποτελεί το πρώτο διεθνές παράδειγμα απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ ξεκινώντας πολύ νωρίς ήδη στα τέλη της δεκαετίας του '80: συγκεκριμένα το εγχείρημα ξεκίνησε το Φεβρουάριο 1988 από τη συντηρητική κυβέρνηση Θάτσερ με τη δημοσίευση της Λευκής Βίβλου για την ενέργεια, η οποία προέβλεπε την κατάργηση του κρατικού μονοπωλίου στην ηλεκτρική ενέργεια με την αποδόμηση του έως τότε αρμόδιου για την παραγωγή, μεταφορά και διανομή κρατικού οργανισμού (Central Electricity Generating Board) και την αντικατάστασή από πέντε ιδιωτικοποιημένες "προνομιακές" (κρατικές κατά 40%) ανταγωνιστικές εταιρίες δραστηριοποιούμενες στον τομέα της παραγωγής και δεκαπέντε παρόμοιες στον τομέα της διανομής, ενώ το δίκτυο μεταφοράς παρέμεινε κρατικό μονοπώλιο με την ίδρυση της National Grid Company (NGC), η οποία δρα και ως διαχειριστής του συστήματος (κατ' αντιστοιχία του ελληνικού ΔΕΣΜΗΕ).

Ως πιο ενδιαφέρουσα πτυχή της απελευθέρωσης αυτής θεωρείται η δημιουργία της περίφημης "αγοράς ηλεκτρισμού" (electricity pool): μέσα από ένα περίπλοκο σύστημα πρόβλεψης ζήτησης φορτίου για κάθε ημίωρο του επόμενου 24ώρου, ο διαχειριστής του συστήματος (NGC) δεχόταν προσφορές (bids) από τους παραγωγούς σχετικά με τον αριθμό των σταθμών που επρόκειτο να λειτουργήσουν για να καλύψουν αυτήν την πρόβλεψη, την παραγόμενη ποσότητα ηλεκτρισμού και την προσφερόμενη τιμή ανά kWh προς τον καταναλωτή. Με τον τρόπο αυτό οριζόταν από την NGC η οριακή τιμή πώλησης ("pool price" στην οποία θα αγόραζαν ΗΕ από τους 5 παραγωγούς οι εταιρίες διανομής και απευθείας οι μεγάλοι καταναλωτές πχ. βιομηχανίες) ίση με την υψηλότερη τιμή πώλησης της αναγκαίας ενέργειας / ισχύος για την κάλυψη της ζήτησης στο συγκεκριμένο ημίωρο, ενώ ταυτόχρονα επιτρεπόταν από το νόμο η σύναψη διμερών συμβολαίων (bilateral contracts) για αγοραπωλησία προκαθορισμένων ποσοτήτων ΗΕ σε τιμές διαφορετικές από την "pool price", τρόπος με τον οποίο διακινούνταν ουσιαστικά το 90% της ημερήσιας κατανάλωσης. Τελικά, μέσα από την όλη απελευθερωμένη αυτή διεργασία αγοραπωλησίας ΗΕ ωφελήθηκαν οι μεγάλοι βιομηχανικοί καταναλωτές (οι οποίοι διαπραγματεύονταν απευθείας με τις

επιχειρήσεις παραγωγής τις τιμές χρέωσης της ΗΕ που καταλάωναν) ενώ οι οικιακοί καταναλωτές (περίπου το 30% της συνολικής κατανάλωσης στην Μεγάλη Βρετανία) σήκωσαν ουσιαστικά το βάρος της αύξησης του λειτουργικού κόστους αναδιάρθρωσης - απελευθέρωσης της αγοράς ιδιαίτερα αναφορικά προς τον τομέα της διανομής, λειτουργία που συνιστά κατά βάση το μεγαλύτερο ποσοστό του κόστους ενέργειας⁸ στον οικιακό καταναλωτή, γεγονός που αποδεικνύει ότι το τεράστιο λειτουργικό κόστος που συνεπάγεται η εν λόγω αναδιάρθρωση του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα μετακυλύεται στον τελικό καταναλωτή.

Επιπρόσθετα συμπεράσματα προκύπτουν από το case του Ηνωμένου Βασιλείου εάν το εξετάσουμε από την πλευρά των επενδυτών, οι οποίοι εισήλθαν στο "χρηματιστήριο της ΗΕ" μέσα από τη μετοχοποίηση πρώην κρατικών εταιριών αρχικά και στη συνέχεια την ίδρυση αμιγώς ιδιωτικών επιχειρήσεων προερχόμενων από την πολυδιάσπαση του παλιότερου κρατικού φορέα ηλεκτρισμού καθώς και τη δημιουργία συνθηκών τεχνητού ανταγωνισμού ανάμεσα στις μετοχοποιημένες εταιρίες, οι οποίες (παρόλο τον υπερδιπλασιασμό της παραγωγικότητας των εργαζομένων τους) για να επιτύχουν αύξηση των κερδών προχώρησαν σε αύξηση της τιμής της κιλοβατώρας και μαζικό downsizing (συρρίκνωση μεγέθους και κόστους μέσω μαζικών απολύσεων προσωπικού: 300.000 άτομα μέσα στα 10 πρώτα χρόνια της απελευθέρωσης της αγοράς) δεδομένου του υπέρογκου κόστους ίδρυσης νέων σταθμών παραγωγής ΗΕ και εκσυγχρονισμού των πεπαλαιωμένων πυρηνικών σταθμών.

Τέλος, αναφορικά με τις επιπτώσεις της απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ στην ενεργειακή αυτάρκεια της Μεγάλης Βρετανίας, μπορούμε να παρατηρήσουμε ότι μέχρι το 2020 το 80% της παραγόμενης ΗΕ προβλέπεται ότι θα προέρχεται από καύση φυσικού αερίου, το οποίο κατά 60% εισάγει το Ηνωμένο Βασίλειο από τη Ρωσία, γεγονός που το καθιστά πλέον ενεργειακά εξαρτημένο από εισαγόμενες πηγές ενέργειας, τη στιγμή που έως και πριν 20 χρόνια η χώρα αυτή θεωρούνταν ενεργειακά αυτάρκης λόγω της ευρείας χρήσης του εγχώριου άφθονου άνθρακα στην ηλεκτροπαραγωγή, οι μονάδες του οποίου εκτοπίστηκαν με την απελευθέρωση της αγοράς από τις πιο ευέλικτες και χαμηλότερου λειτουργικού κόστους μονάδες φυσικού αερίου. Το όλο αυτό σκηνικό στοιχειοθετεί μία μεταβολή του επενδυτικού κλίματος στις ενεργειακές επενδύσεις στο Ηνωμένο Βασίλειο από σίγουρο σε ριψοκίνδυνο, κάτι που συνήθως σημαίνει και αναζήτηση μεγαλύτερης αποδοτικότητας της επένδυσης από τους επενδυτές υπό

⁸ Το ετήσιο κόστος K [5] χρέωσης ΗΕ στον καταναλωτή υπολογίζεται από την ηλεκτρική επιχείρηση συνήθως ως $K = K_p + K_w$, όπου K_p το κόστος ισχύος (= συνολικό επενδυτικό πάγιο κόστος εξυπηρέτησης κεφαλαίου, εξόδων διοίκησης, συντήρησης, φορολογίας, ασφαλειών και λοιπών διοικητικών λειτουργιών της ηλεκτρικής επιχείρησης, ανεξάρτητο της ενεργειακής κατανάλωσης) και K_w το κόστος ενέργειας (ανάλογο της ενεργειακής κατανάλωσης και ίσο με το άθροισμα των κοστών καυσίμου, αγοράς ενέργειας από ανταλλαγές, απωλειών μεταφοράς και λοιπών κοστών που συναρτώνται άμεσα με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε kWh από τον καταναλωτή)

τη μορφή αυξημένου πριμ κινδύνου (risk premium) ώστε αυτοί να δεσμεύσουν τα κεφάλαιά τους, γεγονός που μπορεί να οδηγήσει έως και στην κερδοσκοπία εάν η αγορά δεν ελέγχεται - ρυθμίζεται επαρκώς από το κράτος μέσω κατάλληλης παθητικής παρέμβασης^[b] (passive regulation) στη βάση της διαμόρφωσης και εφαρμογής ενός αυστηρού κανονιστικού θεσμικού πλαισίου.

Ας μην ξεχνάμε επίσης και ένα τελευταίο γενικό συμπέρασμα από το παράδειγμα της Μεγάλης Βρετανίας: οι ανεπτυγμένες δυτικές οικονομίες χρειάζονται (έστω και ως εφεδρεία) μεγάλες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (base load units εγκατεστημένης ισχύος πολλών MW) που να λειτουργούν με βάση κάποιο σταθερό καύσιμο (πχ. άνθρακα, λιγνίτη, πετρέλαιο ή πυρηνική ενέργεια) δεδομένου του ότι η έως τώρα διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα κρίνεται ως ευρισκόμενη σε βρεφικό γενικά στάδιο.

Καμία τέτοια μεγάλη ηλεκτροπαραγωγική μονάδα δεν κατασκευάζεται αυτή τη στιγμή^[a] στην Μεγάλη Βρετανία λόγω του τεράστιου κατασκευαστικού και λειτουργικού κόστους το οποίο εντός του υπάρχοντος περιβάλλοντος ελεύθερου ανταγωνισμού στην αγορά ΗΕ καθιστά αδύνατον στην ιδιωτική επιχείρηση που ενέχει τέτοιες ασύμφορες μονάδες στο χαρτοφυλάκιο επενδύσεών της το να επιτύχει μακροχρόνια επικερδή συμβόλαια με πιθανούς πελάτες, γεγονός όμως που αναμφισβήτητα εγκυμονεί για τους καταναλωτές κινδύνους ανεπάρκειας ηλεκτρικής ενέργειας έως και εκτεταμένων blackout όπως φαίνεται παρακάτω στο περίφημο "φιάσκο" της Καλιφόρνια.^[a]

1.4.2 Η περίπτωση του "φιάσκου" της Καλιφόρνια των ΗΠΑ

Το χαρακτηριστικότερο παγκόσμιο παράδειγμα προς αποφυγή στον κλάδο συνιστά η μελέτη περίπτωσης της απελευθέρωσης αγοράς ΗΕ της πολιτείας της Καλιφόρνια των ΗΠΑ όπως αυτή τυπικά ξεκίνησε⁹ με την εκεί ψήφιση από την πλειοψηφία των ρεπουμπλικάνων το 1996^[a] και τη θέση σε ισχύ από 1/4/98 ενός πολυσυζητημένου παρασκηνακού νομοσχεδίου απελευθέρωσης της χονδρικής και λιανικής αγοράς ΗΕ, η οποία έως τότε διατιθόταν στην Καλιφόρνια κατά 80% από 3 μεγάλες καθετοποιημένες ιδιωτικές επιχειρήσεις (τις PG & E, SCE, SDG & E) δραστηριοποιούμενες η καθεμία (όπως η ΔΕΗ) σε όλο το φάσμα της παραγωγής - μεταφοράς - διανομής ΗΕ υπό τη ρυθμιστική παρουσία: i) μίας πολιτειακής εταιρίας (της PUC), η οποία και καθόριζε τις τιμές λιανικής πώλησης της ΗΕ ώστε να καλύπτονται τα συνολικά λειτουργικά έξοδα των εμπλεκόμενων εταιριών και να αποδίδεται ένα αποδεκτό κέρδος 10 - 15 % στους μετόχους τους^[a], ii) μίας ομοσπονδιακής υπηρεσίας (της FERC) η

⁹ Ένα χρόνο περίπου νωρίτερα από την νομική απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ στην Καλιφόρνια, το 1995 είχαν ήδη διαφανεί τα πρώτα ουσιαστικά σημάδια όταν η PUC (βλ. παρακάτω σελίδα) υπό την πίεση και πάλι της ρεπουμπλικανικής κυβέρνησης της πολιτείας είχε καταργήσει δια νόμου τις 3 καθετοποιημένες εταιρίες ηλεκτρισμού^[a].

οποία ήδη από το 1978 είχε δώσει δικαίωμα λειτουργίας σε ανεξάρτητους παραγωγούς που παρήγαγαν ΗΕ από ΑΠΕ και παράλληλα υποχρέωνε τις 3 μεγάλες καθετοποιημένες εταιρίες να αγοράζουν από αυτούς τους ανεξάρτητους μικρούς παραγωγούς μέρος της ΗΕ που διέθεταν στην αγορά. Ενδιαφέρον για το μελετητή της επίδρασης του εκάστοτε νομικού - θεσμικού πλαισίου στην απελευθερωμένη αγορά ΗΕ παρουσιάζει η παρακάτω σύντομη αναφορά στα κύρια σημεία του εν λόγω νόμου του 1996:

- i) Δημιουργία χρηματιστηρίου συναλλαγών ΗΕ στην Καλιφόρνια όπου οι εταιρίες διανομής υποχρεώθηκαν να αγοράζουν (και όχι να παράγουν) την ενέργεια που πωλούν στους καταναλωτές.
- ii) Νομική υποχρέωση των 3 μεγάλων εταιριών (που διατηρούσαν την κυριότητα του συστήματος διανομής και μεταφοράς με τη λειτουργία όμως του τελευταίου στην ευθύνη ενός ανεξάρτητου διαχειριστή του συστήματος όπως του δικού μας ΔΕΣΜΗΕ) να πουλήσουν το 50% των συμβατικών¹⁰ σταθμών παραγωγής τους καθώς και κίνητρα για πώληση του υπόλοιπου μισού τους σε νέες ιδιωτικές εταιρίες ηλεκτρισμού.
- iii) Θεσμοθέτηση του ανταγωνισμού σε λιανικό επίπεδο καθώς οι καταναλωτές έχουν για πρώτη φορά το δικαίωμα επιλογής των προμηθευτών ΗΕ τους μέσω διμερών συμβολαίων. Παράλληλα, θεσμοθετείται πάγωμα με τεχνητό τρόπο των λιανικών τιμών καταναλωτή σε υψηλά επίπεδα έως το 2002 ή έως ότου οι εταιρίες θα αποζημιώνονταν για την οικονομική απαξίωση λόγω της απελευθέρωσης των επενδύσεών τους (*stranded costs*: δεσμευμένα κόστη¹¹ αναφερόμενα σε συμβόλαια προμήθειας ΗΕ από μη συμφέρουσες πρώτες ύλες, πχ. άνθρακα, και επενδύσεις εκσυγχρονισμού ή κατασκευής νέων πυρηνικών σταθμών).

*Οι επιπτώσεις του παραπάνω πλαισίου απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ της Καλιφόρνια 3 χρόνια μετά την έναρξη εφαρμογής του στοιχειοθέτησαν δικαιολογημένα^[a] (σύμφωνα με δήλωση του ίδιου του κυβερνήτη της πολιτείας το 2001) μία εικόνα κολοσσιαίας αποτυχίας η οποία συνοψίζεται στα τρία παρακάτω χαρακτηριστικά: α) κατά μέσον όρο τετραπλασιασμός (έως και δεκαπλασιασμός σε ορισμένες περιπτώσεις) των τιμών χονδρικής πώλησης της ΗΕ, β) απειλή χρεοκοπίας που αντίκρισαν οι μεγάλες εταιρίες διανομής με την πιθανότητα η κρίση να μεταφερθεί ακόμα και στο χρηματοπιστωτικό σύστημα της πολιτείας, γ) εμφάνιση *blackout* σε ορισμένες περιοχές της πολιτείας και (το χειρότερο) διατήρηση της συνεχούς αυτής απειλής για το σύνολο των καταναλωτών της πολιτείας.*

¹⁰ Συμβατικοί σταθμοί παραγωγής θεωρούνται αυτοί που χρησιμοποιούν μη πυρηνικά καύσιμα και κυρίως παραδοσιακά καύσιμα: υγρά (πετρέλαιο), στερεά (λιγνίτης, λιθάνθρακας) και αέρια (πχ. φυσικό αέριο) .

¹¹ Τα "δεσμευμένα κόστη"^[δ] αποτελούν μία ιδιαίτερα σημαντική κατηγορία κοστών μίας ηλεκτρικής εταιρίας αναφερόμενα στις υποχρεώσεις που τη βαρύνουν και τα απαραίτητα κεφάλαια για την κάλυψή τους που δεν θα μπορούσαν να ανακτηθούν σε ένα ανταγωνιστικό περιβάλλον. Άλλες τέτοιες υποχρεώσεις είναι η απόσβεση μεγάλων σταθμών παραγωγής, π.χ. πυρηνικών, καθώς και το κόστος από μακροχρόνιες συμβάσεις με δεσμευτικές ρήτρες (τύπου *take or pay*) σε υψηλές τιμές.

Κλείνοντας τη σχετική αναφορά μας στο case study της Καλιφόρνια, θα θέλαμε να θίξουμε τις πιθανότερες σύμφωνα με τους αναλυτές αιτιάσεις^[α] γύρω από τα κυριότερα σημεία της περίφημης αυτής κρίσης με σκοπό την εξαγωγή γενικών συμπερασμάτων τα οποία πιστεύουμε ότι θα πρέπει να λαμβάνει υπόψιν του κάθε επενδυτής ή επιχειρηματίας όταν εκτιμά τον κίνδυνο (βλ. παρ. 1.5) της επενδυτικής του απόφασης σε ενεργειακές επενδύσεις: *α) Το παρατηρούμενο ζήτημα των ύποπτων "συνεννοημένων" ταυτόχρονων συντηρήσεων των μονάδων των εταιριών παραγωγής στην Καλιφόρνια* (που οδήγησε στα εκτεταμένα blackout της άνοιξης και του καλοκαιριού 2000 βυθίζοντας την Καλιφόρνια στο σκοτάδι λόγω κατάρρευσης του συστήματος εξαιτίας της ταυτόχρονης εξόδου από το σύστημα πολλών μεγάλων σταθμών παραγωγής ΗΕ και κακής πρόβλεψης φορτίου από το Διαχειριστή) αποτελεί ενδημικό φαινόμενο στην απελευθερωμένη αγορά ΗΕ, καθώς ένας ιδιώτης παραγωγός σε μία χώρα έχει ισχυρό κίνητρο να κλείσει την εκεί παραγωγή του εάν διαθέτει σταθμούς εκτός της χώρας αυτής ικανούς να αναπληρώσουν την έλλειψη ενέργειας λόγω του κλεισίματος των πρώτων και μάλιστα σε υψηλότερες τιμές (όπως συνέβη στην Καλιφόρνια το χειμώνα του 2000 όπου τελικά παρενέβη έκτακτα η κυβέρνηση Κλίντον ποδοπατώντας την ελευθερία της αγοράς διατάσσοντας τους παραγωγούς να θέσουν σε λειτουργία όλες τις μονάδες τους για να τερματισθεί το blackout),

β) Το ζήτημα των εφεδρειών του συστήματος ΗΕ: στο προ της απελευθέρωσης ρυθμιστικό καθεστώς στην Καλιφόρνια, στόχο αποτελούσε η διατήρηση των εφεδρειών του συστήματος (διατήρηση δηλαδή τροφοδοσίας ΗΕ σε έκτακτες καταστάσεις όπως διαταραχές συστήματος, υπερβολικό κρύο ή ζέστη^[α]) περίπου στο 20% του συνόλου της μέσης ζήτησης φορτίου, γεγονός όμως που στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς της Καλιφόρνια αποδείχθηκε πως λίγο έχει να κάνει με τον πραγματικό σκοπό διατήρησης εφεδρειών αλλά περισσότερο σχετίζεται με τον έλεγχο των τιμών, καθώς εκεί ακριβώς έγκειται το σημαντικότερο ίσως συμπέρασμα της περίπτωσης της Καλιφόρνια:

η ποσότητα της απαραίτητης παραγωγικής ικανότητας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής που απαιτείται σε μία ρυθμισμένη αγορά ΗΕ για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου μπορεί να μην αρκεί στην ίδια αγορά υπό συνθήκες απελευθέρωσης, γεγονός που οδηγεί τη δεύτερη σε συνθήκες δομικής ακρίβειας των τιμών μια και εκεί απαιτείται η δραστηριοποίηση περισσότερων παραγωγών ενέργειας για τη διατήρηση των τιμών χρέωσης ΗΕ σε χαμηλά επίπεδα.

γ) Η προσφορά εξουσίας διάθεσης του αγαθού του ηλεκτρισμού στους ιδιωτικούς παραγωγούς και εμπόρους ΗΕ αποτελεί γεγονός που μπορεί να επιφέρει αστάθεια στο σύστημα, ενώ η όποια νομοθετική - θεσμική ρύθμιση προς τις εταιρίες διανομής από πλευράς πολιτείας δεν προσφέρει πάντοτε αποτελεσματικό έλεγχο σε καθεστώς απελευθερωμένης αγοράς.

1.5 Η κατάσταση της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελλάδα σήμερα με τη ΔΕΗ ως κύριο μοχλό της απελευθέρωσης και το προτεινόμενο μοντέλο αγοράς ισχύος της ΡΑΕ

Η πρώην μονοπωλιακή, αμιγώς κρατική, επιχείρηση ηλεκτρισμού (ιδρυμένη το 1950 "με σκοπό τη χάραξη και εφαρμογή μίας εθνικής ενεργειακής πολιτικής ώστε μέσα από την εντατική εκμετάλλευση των εγχώριων πόρων να καταστήσει τον ηλεκτρισμό κτήμα και δικαίωμα του κάθε Έλληνα πολίτη"^[v]) και νυν μεγαλύτερη ως προς τα πάγια περιουσιακά στοιχεία βιομηχανική επιχείρηση στη χώρα μας ΔΕΗ ΑΕ (μετοχοποιημένος από 1/1/01 όμιλος επιχειρήσεων, με μέτοχο του 51,5% το Δημόσιο, εισηγμένος από 12/12/01 στο Χρηματιστήριο Αξιών Αθηνών και Λονδίνου) αποτελεί σήμερα στην Ελλάδα: α) τη μεγαλύτερη εταιρία παραγωγής ηλεκτρισμού (97% της εγκατεστημένης ισχύος σε 95 ιδιόκτητους σταθμούς παραγωγής που κάλυψαν ζήτηση φορτίου 4.409Μwh το 2002), β) τη μοναδική εταιρία διανομής (99,8% της ελληνικής αγοράς ΗΕ με 6,7 εκατομμύρια πελάτες σε δίκτυο μήκους 202.000 χιλιομέτρων), γ) το μοναδικό ιδιοκτήτη του εγχώριου συστήματος μεταφοράς ΗΕ (μήκους 11.200 χιλιομέτρων γραμμών υψηλής τάσης) και δ) τον απόλυτο κάτοχο της τεχνογνωσίας παραγωγής, μεταφοράς, διανομής ΗΕ στη χώρα. Από τα λίγα αυτά περιεκτικά στοιχεία και μόνον προκύπτει αυτόματα το συμπέρασμα ότι η αγορά ηλεκτρισμού στην Ελλάδα αν και νομικά - θεσμικά απελευθερωμένη (Ν2773/99 με ουσιαστική ισχύ από 19/2/01^[v]), όπως όλες οι αντίστοιχες των λοιπών χωρών μελών της ΕΕ, παραμένει εντούτοις στην πράξη ακόμα κρατικό μονοπώλιο και στις 3 βασικές δραστηριότητες της παραγωγής, μεταφοράς, διανομής ΗΕ, γεγονός που καθιστά τη ΔΕΗ μοχλό ανάπτυξης του κλάδου με τη μορφή του πριμοδότη των ιδιωτών επενδυτών, (οι οποίοι σημειωτέον κατέχουν σήμερα μαζί με τους θεσμικούς επενδυτές το 39% του μετοχικού κεφαλαίου της ΔΕΗ^[v]), στην περίπτωση που θα ήθελαν να επενδύσουν τα κεφάλαιά τους στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής είτε ως μέτοχοι είτε ως ενεργοί επιχειρηματίες^[α], γεγονός που στην Ελλάδα ισχύει σε μεγαλύτερη κλίμακα από ότι στα λοιπά κράτη μέλη της ΕΕ όπου οι εξελίξεις της απελευθέρωσης φαίνεται να έχουν προχωρήσει περισσότερο

Θεωρώντας λοιπόν την ακόμα σχεδόν μονοπωλιακή θέση της ΔΕΗ στην αγορά ΗΕ στη χώρα μας ως πιθανό παράγοντα διασφάλισης της τιμής της kWh για τον καταναλωτή σε κρατικώς ελεγχόμενα (σχετικώς ανεκτά σε όρους κοινωνικής πολιτικής) επίπεδα έως το 2005 τουλάχιστον, υπάρχουν εντούτοις στα πλαίσια της αγοράς αυτής και κάποια ανησυχητικά σημεία τα οποία συνθέτουν ένα παζλ περισσότερο αβεβαιότητας παρά κινδύνου¹² για τον επενδυτή στον κλάδο της ηλεκτρικής ενέργειας^[α]

¹² Οι έννοιες *αβεβαιότητα* και *κίνδυνος* στο χώρο των επενδυτικών αποφάσεων ουσιαστικά διαφέρουν^[1, σελ. 386] αν και χρησιμοποιούνται συχνά ως συνώνυμες, καθώς στα πλαίσια της πρώτης έννοιας ο λήπτης της απόφασης αντιμετωπίζει

στην Ελλάδα του 2004 αφού: α) Η ΔΕΗ, παρόλη την σχετικά μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ της των 12,069GW (καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 48,9TWh το 2002 ^[v]) που παρουσιάζει μεγαλύτερη εξάρτηση στις σταθερές αλλά λιγότερο ευέλικτες θερμοηλεκτρικές λιγνιτικές μονάδες, ομολογουμένως αντιμετωπίζει προβλήματα εφεδρείας κατά τις περιόδους αιχμής (πχ. καλοκαίρι με την αύξηση ζήτησης φορτίου λόγω τουρισμού και χρήσης κλιματιστικών) γεγονός που αναμένεται να φανεί κατά τη διάρκεια της αναμενόμενης υπέρογκης ζήτησης φορτίου στους Ολυμπιακούς αγώνες το καλοκαίρι του τρέχοντος έτους (κάποιοι προβλέπουν ακόμα και αυξημένη πιθανότητα blackout για τη μισή χώρα^[α]). Η δυσοίωνη αυτή αλλά τεκμηριωμένη πρόβλεψη δεν φαίνεται να αντιμετωπίζεται ούτε από το σχεδόν ισχνό επενδυτικό αναπτυξιακό πρόγραμμα της ΔΕΗ έως το 2005 (οπότε και εκτιμάται ότι η τελευταία για πρώτη φορά δεν θα είναι πλέον σε θέση να καλύψει από μόνη της την υπάρχουσα ζήτηση φορτίου στη χώρα) ούτε όμως και από τις ιδιωτικές επενδύσεις στον κλάδο (καθώς ούτε μία έως τώρα ιδιωτική επιχείρηση δεν έχει υποβάλει στην ΡΑΕ αίτηση κατασκευής σταθμού ηλεκτροπαραγωγής πλην αιολικών πάρκων).

β) Μία σειρά από ιδιαιτερότητες του ελληνικού συστήματος μεταφοράς (πχ. παραγωγή κυρίως στο Βορρά και μεγαλύτερη κατανάλωση στο Νότο, ευαισθησία των πιο ευέλικτων μονάδων ΥΗΣ στο ευμετάβλητο της διαθεσιμότητας νερού) σε συνδυασμό αφενός μεν με την αναστολή από το 1997 εκ μέρους της ΔΕΗ της κατασκευής νέων μεγάλων παραγωγικών μονάδων¹³ αφετέρου δε με τα έντονα προβλήματα ευστάθειας του εγχώριου διασυνδεδεμένου δικτύου συνηγορούν στην αύξηση της πιθανότητας blackout, γεγονός που επηρεάζει πάντοτε αρνητικά το όλο επενδυτικό κλίμα^[α].

γ) Η αναμενόμενη υποχώρηση της ΔΕΗ έως το 2005 αφήνει χώρο της τάξης του 18% του συνόλου της αγοράς ηλεκτρισμού της χώρας για τους επερχόμενους ιδιώτες ανταγωνιστές, οι οποίοι όμως δεν αναμένεται να προσφέρουν ΗΕ προς τον καταναλωτή σε χαμηλότερες τιμές της ΔΕΗ παρόλο που η τελευταία με την τιμολογιακή πολιτική των τελευταίων ετών συνεχίζει να παρουσιάζει κερδοφορία μολονότι η Kwh του οικιακού καταναλωτή ακόμα θεωρείται από τις φθηνότερες στην ΕΕ ^[α].

Επιπρόσθετα, το επενδυτικό σκηνικό στον τομέα της ΗΕ στην Ελλάδα σήμερα ολοκληρώνεται εάν αναλογισθούμε δύο ακόμα τάσεις: α) ήδη από την πρώτη φάση μετοχοποίησης της ΔΕΗ το 44% (και σήμερα το 39% περίπου^[v]) του μετοχικού της κεφαλαίου ανήκει σε πολυεθνικούς ενεργειακούς

ουσιαστικά δυσκολία στο να καθορίσει το πιθανολογούμενο εύρος και την πιθανότητα αποτελεσμάτων της απόφασής του, γεγονός που στα πλαίσια της δεύτερης έννοιας λαμβάνει χώρα αφού τόσο η πιθανότητα όσο και το εύρος των αναμενόμενων αποτελεσμάτων μπορούν να καθορισθούν από τον λήπτη της απόφασης με σχετικά καλή προσέγγιση.

¹³ Τα μόνα δύο μεγάλα έργα της ΔΕΗ στον τομέα της παραγωγής μεγάλων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από το 1997 είναι^[v]: ο σταθμός Συνδυασμένου Κύκλου φυσικού αερίου Κομοτηνής ισχύος 485MW (Ιούνιος 2002) και ο λιγνιτικός ΑΗΣ Μελίτης – Αχλάδας Φλώρινας (Ιούνιος 2003).

κολοσσούς, οι οποίοι ελέγχουν ήδη το 50% της υπάρχουσας αγοράς ΗΕ στην ΕΕ^[α] με αναμενόμενες αυξητικές τάσεις στο εγγύς μέλλον μέσω της συνήθους τελευταία αναπτυξιακής στρατηγικής διεθνοποίησης των συγχωνεύσεων - εξαγορών (mergers & acquisitions^[β]).

β) η μετοχοποίηση της ΔΕΗ επιτρέπει την άντληση κεφαλαίων από την κεφαλαιαγορά με αντίστοιχη απαλλαγή από το κόστος τοκοφορίας των τραπεζών που συνεπάγεται ο τραπεζικός δανεισμός. Όμως οι μετοχές είναι ελκυστικές για τους επενδυτές μόνον εάν συνεπάγονται μεγάλα κέρδη, τα οποία συνοψίζονται στο δίπολο: αύξηση παραγωγικότητας - αύξηση τιμής στον τελικό καταναλωτή, οπότε καθίσταται προφανές ότι οι μέτοχοι της ΔΕΗ θα συνιστούν μία ομάδα πίεσης με ισχύ ανάλογη του lobbying¹⁴ (επιχειρησιακή πολιτική δραστηριότητα^[β, σελ. 66]) που θα μπορούν να ασκούν και επιδίωξη την εξασφάλιση της ανόδου των τιμολογίων της ΔΕΗ προς τον καταναλωτή με απώτερο στόχο την αύξηση της κερδοφορίας τους στο διηνεκές. Η αντίληψη αυτή, σε συνδυασμό με το παγωμένο τα τελευταία χρόνια αναπτυξιακό της πρόγραμμα και τα ανεπαρκή έσοδα των διοδίων μεταφοράς ΗΕ, προφανώς μετατρέπει τη ΔΕΗ από μία δημόσια επιχείρηση κοινής ωφελείας (ΔΕΚΟ) σε μία επιχείρηση καθαρά κερδοσκοπικού χαρακτήρα^[α], γεγονός που αποδεικνύεται τόσο από την πρόσφατη δραστηριοποίηση του ομίλου ΔΕΗ στις τηλεπικοινωνίες (βλέπε Tellas) όσο και από την επενδυτική αξιοποίηση των κεφαλαίων του μέσα από συμμετοχές σε άλλες εταιρίες.

Αναλογιζόμενοι την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελλάδα από την πλευρά του καταναλωτή, οι προβλέψεις μεσο-μακροπρόθεσμα μάλλον είναι δυσοίωνες ^{[α], [θ]}: εν όψει της ετήσιας τάσης αύξησης στα επίπεδα τουλάχιστον του πληθωρισμού τόσο του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας όσο και της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα κατά 4% ^[ν] και με υπαρκτό το πρόβλημα της ανεπάρκειας εγκατεστημένης ισχύος (αφού στον ορίζοντα δεν διαφαίνονται σχετικές επενδύσεις παραγωγικής επέκτασης), οι ιδιώτες επενδυτές παραμένουν ιδιαίτερα επιφυλακτικοί εάν επιπρόσθετα αναλογισθούμε και το γεγονός ότι το ελλιπές ελληνικό δίκτυο μεταφορά - διανομής δεν εξασφαλίζει την απρόσκοπτη εισαγωγή των μονάδων τους, πολύ δε περισσότερο κατά τις ώρες αιχμής όπου η τιμή του ρεύματος αναμένεται υψηλότερη^[α] εντός της σύγχρονης απελευθερωμένης αγοράς.

Το όλο θέμα της ασταθούς και περιορισμένης, ουσιαστικά ανενεργούς, σε όρους πραγματικής απελευθέρωσης, αγοράς ηλεκτρισμού στην Ελλάδα φαίνεται πάντως να αντιμετωπίζεται επιθετικά από

¹⁴ Η σύγχρονη αυτή έννοια αναφέρεται ^[β, σελ. 66] στην προσπάθεια των διοικήσεων μεγάλων ως επί το πλείστον επιχειρήσεων να επηρεάσουν προς όφελός τους τις κυβερνητικές ρυθμίσεις της αγοράς και κυρίως να αποσοβήσουν - απομακρύνουν εκείνες που στρέφονται ενάντια στα συμφέροντά τους. Πολλές φορές η πολυφορεμένη προσφάτως έννοια των "διαπλεκόμενων" φαίνεται συνυφασμένη με αυτή του lobbying αν και η τελευταία δεν σημαίνει πάντοτε^[β, σελ. 66] ότι είναι κατακριτέα .

την ΡΑΕ (βλ. [α]. [ιγ]) τόσο με πιέσεις προς την κατεύθυνση της ταχύτερης ιδιωτικοποίησης του Δικτύου Μεταφοράς της ΔΕΗ και της επίσπευσης απευθείας εισαγωγής ΗΕ από Ιταλία^[α] όσο και διαμέσου μελετών και προτάσεων επάνω στην κατεύθυνση "του μοντέλου της αγοράς ισχύος"^[iv], που θα βοηθήσει τη μετάβαση της ελληνικής αγοράς ηλεκτρισμού προς ένα λειτουργικό και ουσιαστικά απελευθερωμένο περιβάλλον. *Ας δούμε με συντομία το πώς θα βγούμε από το παραπάνω αδιέξοδο σύμφωνα με το προτεινόμενο από την ΡΑΕ μαρκετίστικο "μοντέλο αγοράς ισχύος"* :

Στην παρούσα περίοδο, όπου σύμφωνα με σχετικές μελέτες προβλέπεται στη χώρα μας ετήσια αύξηση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά περίπου 4%, σύμφωνα με την ΡΑΕ^[iv] προτεραιότητα στην αγορά του κλάδου δεν αποτελεί η μείωση των τιμών προς τον καταναλωτή (μια και αυτές θεωρούνται όπως προαναφέρθηκε από τις χαμηλότερες στην ΕΕ) αλλά η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος στη χώρα με παράλληλη αύξηση της αξιοπιστίας του συστήματος (η οποία βρίσκεται σε οριακά επίπεδα¹⁵) διαμέσου της "αγοράς διαθεσιμότητας ισχύος"¹⁶. Μέσα, λοιπόν, από αυτήν την αγορά ισχύος αναμένεται να προέλθουν οι νέες επενδύσεις για εγκατάσταση νέας ισχύος που περνούν από την είσοδο στην αγορά νέων παραγωγών, οι οποίοι θα πρέπει να παραμένουν ανταγωνιστικοί της ΔΕΗ βελτιστοποιώντας την παραγωγική τους διαδικασία, διατηρώντας υψηλή αξιοπιστία και προσφέροντας ενέργεια σε ανταγωνιστικές τιμές προς τον καταναλωτή ο οποίος, όπως αποτελεί βασική επιταγή της απελευθέρωσης ΗΕ, θα μπορεί να επιλέγει τον προμηθευτή του (από 1/7/2007 αυτό θα ισχύει όπως προαναφέρθηκε για όλους τους καταναλωτές στην Ελλάδα). Το κλίμα ελεύθερου ανταγωνισμού εντός της αγοράς αυτής θα υπονομευόταν μεσο-μακροπρόθεσμα μόνον στην περίπτωση της ύπαρξης συμβολαίων εγγυημένης αγοράς ενέργειας, γεγονός που όπως αποδεικνύεται από τη διεθνή εμπειρία θα οδηγούσε σε ανεπιτυχή λειτουργία της αγοράς και κινδύνους για τους επενδυτές (βλ. παρακάτω παράγραφο 1.5) υπό την προϋπόθεση της ανυπαρξίας ενός διακριτού μηχανισμού συναλλαγών εγκατεστημένης ή διαθέσιμης ισχύος .

Ας μην ξεχνάμε επιπρόσθετα και δύο άλλες παραμέτρους που ισχυροποιούν το επιχείρημα της αγοράς ισχύος έναντι της αγοράς ενέργειας: α) στην περίπτωση της δεύτερης (όπου μόνο η ενέργεια αποτελεί αντικείμενο συναλλαγής) οι παραγωγοί επιχειρούν να μεταφέρουν επιπλέον κόστη (πχ. κεφαλαιακό κόστος εγκατάστασης ισχύος, επιπλέον κόστη λειτουργίας) στην τιμή της ενέργειας (βλ.

¹⁵ Σύμφωνα με σχετικές μελέτες της ΡΑΕ (βλ. [ιγ]): σε περίπτωση που (όπως διαφαίνεται στον ορίζοντα) δεν κατασκευασθεί στη χώρα μας καμία νέα παραγωγική μονάδα από σήμερα (αρχές 2004) έως το 2005 τότε προβλέπεται μη παροχή ενέργειας για 15 ημέρες εντός του 2005, ακόμα και στην ευνοϊκότερη περίπτωση όπου δεν θα έχουμε καμία βλάβη στο υπάρχον σύστημα και θα πραγματοποιούνται εισαγωγές ενέργειας στα 100% της χωρητικότητας των βορείων διασυνδέσεων της χώρας.
¹⁶ Διαθεσιμότητα (βλ. www.dei.gr) : η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ενός συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σε ποσοστό (%) της ονομαστικής, όπου ονομαστική ενέργεια (σε MWh) = εγκατεστημένη ισχύς (σε MW) X 365 (ημέρες) X 24 (h)

κόστος ενέργειας K_w της υποσημείωσης β) προς τον καταναλωτή και οι κρατικοί ελεγκτικοί μηχανισμοί αδυνατούν συνήθως να παρακολουθήσουν αποτελεσματικά την πορεία των τιμών^[iv].

β) εντός του γενικότερου μεταβατικού σταδίου του ενεργειακού κλάδου παγκοσμίως (από τα κρατικά καθετοποιημένα μονοπώλια παραγωγής - μεταφοράς ΗΕ του παρελθόντος στις νέες πιο ευέλικτες ανεξάρτητες ανταγωνιστικές εταιρίες παραγωγής ή μεταφοράς - διανομής ΗΕ του μέλλοντος):

η λειτουργία των ήδη εγκατεστημένων μονάδων, που μέρος των κεφαλαιακών τους υποχρεώσεων έχουν ήδη αποσβεσθεί, θα καθιστούσε αδύνατη τη συμμετοχή στην αγορά νέων μη ανταγωνιστικών ως προς τις τιμές παραγωγών που θα έπρεπε να φέρουν και το σύνολο του βάρους του επενδυτικού τους κεφαλαίου, γεγονός που θα επέφερε περιορισμένο ενδιαφέρον - συμμετοχή νέων παραγωγών δυσχεραίνοντας ακόμα περισσότερο την ανάπτυξη της ανταγωνιστικής απελευθερωμένης αγοράς. Αντιθέτως, σύμφωνα με την ΡΑΕ^[iv], η διαφανής λειτουργία αυτού του τύπου αγοράς ΗΕ διευκολύνεται από τον κανόνα του ότι η τελική τιμή της κιλοβατώρας βάσει της οποίας πληρώνεται ο παραγωγός από τον καταναλωτή πρέπει να συνίσταται από δύο διακριτά μέρη: i) ένα 1° μέρος αναφορικά με την τιμή της πραγματικής ενέργειας που παράγει και διοχετεύει ο παραγωγός προς την κατανάλωση (αντιστοιχία με το K_w της υποσημείωσης β), ii) ένα 2° μέρος αναφορικά με τη διαθέσιμη ισχύ που μπορεί να προσφέρει ο παραγωγός και το οποίο συνδέεται με τα κεφαλαιακά του έξοδα, δηλαδή την κεφαλαιακή του επιβάρυνση (βλ. υποσημείωση β σχετικά με το κόστος ισχύος K_p).

1.6 Η έννοια και η διαχείριση του κινδύνου στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρισμού και του χρηματιστηρίου ΗΕ

Εντός του πλαισίου λήψης των επενδυτικών αποφάσεων η έννοια του κινδύνου, η οποία (σε αντιδιαστολή με αυτήν της αβεβαιότητας) ορίστηκε εισαγωγικά στην παραπάνω υποσημείωση 12 ως η έκφραση της πιθανότητας μεταβλητότητας των αποτελεσμάτων μίας επενδυτικής απόφασης γύρω από μία ορισμένη αναμενόμενη τιμή εντός ενός δεδομένου πιθανολογούμενου εύρους ^{[i, σελ. 386], [δ]}, μπορεί (θεωρούμενη από την οπτική γωνία της επιχείρησης κατά την αξιολόγηση των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου) να αναλυθεί στις παρακάτω τρεις βασικές συνιστώσες^[δ] στα πλαίσια της λειτουργίας μιας σύγχρονης ηλεκτρικής επιχείρησης:

α) Κίνδυνος αξιοπιστίας παροχής και ποιότητας ηλεκτρισμού προς τον καταναλωτή,

β) Χρηματοπιστωτικός ή πιστωτικός κίνδυνος

γ) Γενικότερος χρηματοοικονομικός κίνδυνος

Ας δούμε καθεμία από τις συνιστώσες αυτές ξεχωριστά :

α) Κίνδυνος αξιοπιστίας παροχής και ποιότητας ηλεκτρισμού προς τον καταναλωτή :

Η σύμφωνα με την αναμενόμενη ζήτηση φορτίου αδιάλειπτη (χωρίς μικρές ή μεγάλες διακοπές π.χ. blackout) αξιοπιστία στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας (μετρούμενη σε κιλοβατώρες), επικουρικών υπηρεσιών δικτύου και συστήματος (π.χ. στήριξης, ευστάθειας τάσης, βλ. [λε]) και συναφών ενεργειακών αναθών (π.χ. φυσικού αερίου ή, όπως συμβαίνει στην περίπτωση της ΔΕΗ, λιγνίτη εφόσον η ηλεκτρική εταιρία δραστηριοποιείται και σ' αυτόν τον τομέα της αγοράς) αποτελεί τη βασική προτεραιότητά μιας επιχείρησης ηλεκτρισμού αλλά και τον κυριότερο παράγοντα που επηρεάζει την αξία της.

Κατά συνέπεια το μέγεθος και το timing (χρονισμός) των αναμενόμενων χρηματοροών μιας τέτοιας εταιρίας, ο αριθμός των πελατών της, η αξία των μετοχών και του χαρτοφυλακίου της απορρέουν από τη δυνατότητά της να παρέχει αδιάλειπτα και αξιόπιστα τα ενεργειακά της προϊόντα στον καταναλωτή. Συνυφασμένη με αυτήν τη βασική πτυχή της δραστηριότητας μιας ηλεκτρικής εταιρίας είναι και η υποχρέωσή της να διασφαλίζει την ποιότητα του παρεχόμενου ηλεκτρισμού, στόχο στην επίτευξη του οποίου σημαντική συμβολή παρουσιάζουν οι παρακάτω παράμετροι:

α) η προσυμφωνημένη ποιότητα της πρώτης ύλης για την παραγωγή ηλεκτρισμού, β) το επίπεδο της παρεχόμενης τάσης και οι αρμονικές συνιστώσες του ηλεκτρικού ρεύματος που καθορίζουν την "καθαρότητά" του. Η αξιοπιστία παροχής και ποιότητας της ΗΕ εξασφαλίζεται με τη σύνταξη εξειδικευμένων συμβολαίων μεταξύ της ηλεκτρικής επιχείρησης και των πελατών της, ενώ πέρα από την παραγωγική δυνατότητα μιας ηλεκτρικής εταιρίας, η αξιοπιστία στην παροχή διασφαλίζεται με συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (ΣΜΕ) επί της υποκείμενης αγοράς (forwards και futures) όπως π.χ. ΣΜΕ για αγορά ηλεκτρισμού, πετρελαίου και φυσικού αερίου, προαιρετικά δικαιώματα¹⁷ (options) επί της υποκείμενης αγοράς, δικαιώματα επί συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης επί της υποκείμενης αγοράς αλλά και οποιονδήποτε συνδυασμό αυτών^[8]. Ο κίνδυνος αξιοπιστίας παροχής και ποιότητας ηλεκτρισμού προς τον καταναλωτή μπορεί για μία επιχείρηση ηλεκτρισμού να νοηθεί ως επιχειρηματικός (και δη απλός ή καθарός, βλ. παρακάτω υποσημείωση 18).

¹⁷ Τα προαιρετικά δικαιώματα (βλ. [ιζ] σελ. 604: options αγοράς ή calls και options πώλησης ή puts) συνιστούν διαπραγματεύσιμα πιστοποιητικά τα οποία παρέχουν στον κάτοχό τους το δικαίωμα, αλλά όχι και την υποχρέωση, να αγοράσει / πωλήσει κάποιο περιουσιακό στοιχείο (π.χ. μετοχή, ομολογίες, νομίσματα, χρηματιστηριακούς δείκτες, διάφορες πρώτες ύλες και στην περίπτωση μας ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας ή ισχύος) σε συγκεκριμένη τιμή εντός ορισμένου χρονικού διαστήματος (του χρόνου ωριμότητας του δικαιώματος). Για το περιουσιακό αυτό στοιχείο ο κάτοχος του option έχει καταβάλλει συγκεκριμένο χρηματικό ποσό: την τιμή αγοράς του δικαιώματος (όλες αυτές οι παράμετροι ορίζονται στο συμβόλαιο του δικαιώματος, βλ. [ιζ, κεφ. 29]).

β) Χρηματοπιστωτικός ή πιστωτικός κίνδυνος (credit risk ^[1], ^[1στ]): συνιστά τον σημαντικότερο ίσως στις μέρες μας επιχειρηματικό κίνδυνο¹⁸ (ή όπως αλλιώς λέγεται λειτουργικό κίνδυνο, business risk) για μία επιχείρηση ηλεκτρισμού εντός του νέου καθεστώτος απελευθέρωσης, καθώς η αποτελεσματική λειτουργία της σχετίζεται τόσο με μεγάλα λειτουργικά έξοδα όσο και με την ελεγχόμενη από τη διοίκηση της επιχείρησης διαμόρφωση και εφαρμογή της πιστωτικής πολιτικής της προς τους πελάτες και γενικά χρεώστες της. Με τον όρο "πιστωτικό κίνδυνο" εννοούμε εκείνο τον κίνδυνο που προκύπτει από την πιθανότητα μη έγκαιρης ή αδυναμίας είσπραξης απαιτήσεων^[1στ] εκ μέρους της επιχείρησης λόγω της πιθανής καθυστέρησης ή αδυναμίας ανταπόκρισης στην πληρωμή των πιστώσεων ή δανεισθέντων εκ μέρους των πελατών (χρεωστών) ή άλλων επιχειρηματικών οντοτήτων στις οποίες η επιχείρηση έχει πωλήσει προϊόντα (πχ. ΗΕ) επί πιστώσει ή δανείσει κεφάλαια αντιστοίχως^[1].

Συνήθως ο πιστωτικός κίνδυνος προκύπτει όταν η πιστοληπτική ικανότητα του πελάτη (χρεώστη) είναι χαμηλή και συνεπώς περισσότερο ευμετάβλητη (volatile) ακόμα και από ασήμαντες μεταβολές του μικρο- ή μακροοικονομικού περιβάλλοντος, οπότε ενδεχόμενες αλλαγές σε αυτό μπορούν να οδηγήσουν τις συγκεκριμένες επιχειρήσεις σε αδυναμία αποπληρωμής των υποχρεώσεών τους ^[1στ].

Αξίζει να σημειωθεί ότι ο κίνδυνος αυτός υφίσταται και από την πλευρά των δανειστών της επιχείρησης (πχ. τράπεζες, χρηματοδοτικοί οργανισμοί) καθώς ο υπερδανεισμός της τελευταίας μπορεί να την οδηγήσει σε χρηματοοικονομική δυσπραγία (financial distress) ή ακόμα και χρεοκοπία (bankruptcy). Η τελευταία μπορεί να προβλεφθεί βάσει μαθηματικού μοντέλου με τη χρήση του δείκτη χρεοκοπίας Altman (Altman's bankruptcy formula) ο οποίος προσφέρει μία εκτίμηση για την χρηματοοικονομική δύναμη μίας επιχείρησης βάσει αναλυτικού υπολογισμού της τιμής $z = 1,2 X_1 + 1,4 X_2 + 3,3 X_3 + 0,6 X_4 + X_5$ συναρτήσεως των παρακάτω αριθμοδεικτών :

X_1 : καθαρό κεφάλαιο κίνησης / συνολικό ενεργητικό (%),

X_2 : παρακρατηθέντα κέρδη / συνολικό ενεργητικό (%),

X_3 : καθαρά κέρδη προ τόκων και φόρων / συνολικό ενεργητικό (%),

X_4 : αγοραία αξία μετοχικού κεφαλαίου / συνολικές υποχρεώσεις (%),

X_5 : καθαρές πωλήσεις / συνολικό ενεργητικό (καθαρός αριθμός) .

¹⁸ Ο επιχειρηματικός κίνδυνος (βλ. [1]) σχετίζεται με τον κίνδυνο χρήσης των περιουσιακών στοιχείων της επιχείρησης κατά τη λειτουργία της με κεφαλαιακή διάρθρωση αποτελούμενη μόνον από ίδια κεφάλαια. Συνίσταται σε 3 βασικές κατηγορίες:

α) κίνδυνο τιμής (price risk: i) τιμής προϊόντων, ii) συναλλαγματικών ισοτιμιών, iii) επιτοκίων), β) πιστωτικό κίνδυνο (όπως αναλύθηκε παραπάνω), γ) απλό ή στατικό κίνδυνο (pure or static risk: κίνδυνος φυσικών καταστροφών / κλοπής / δήμευσης της περιουσίας της επιχείρησης, νομικής υποχρέωσής της για αποκατάσταση ζημιών που προκάλεσε σε πελάτες / μετόχους / προμηθευτές / λοιπές ομάδες συμφερόντων / τρίτους, κίνδυνος καταβολής των βάσει νόμου προβλεπόμενων αποζημιώσεων προς τους εργαζομένους της λόγω οιασδήποτε βλάβης της υγείας τους στο χώρο εργασίας από υπαιτιότητάς της)

Τιμές του z κάτω του 1,81 αποτελούν για την επιχείρηση ένδειξη σημαντικών πιστωτικών προβλημάτων, τιμές μεγαλύτερες του 3 δηλώνουν υγιή χρηματοπιστωτικά επιχείρηση ενώ τιμές του z στο διάστημα μεταξύ 1,81 και 3 υποδηλώνουν για την επιχείρηση αμφίβολη χρηματοπιστωτική κατάσταση η οποία άπτεται περαιτέρω διερεύνησης.

Στο σημείο αυτό θα επεκταθούμε λίγο περισσότερο στο ζήτημα διαχείρισης του πιστωτικού κινδύνου μίας επιχείρησης ηλεκτρισμού, καθώς τον θεωρούμε σημαντικότερο παράγοντα αξιολόγησης της χρηματοοικονομικής της επίδοσης αλλά και της επενδυτικής της πολιτικής, η οποία επηρεάζει βαθύτατα τη χρηματοοικονομική βιωσιμότητά της που όπως προαναφέρθηκε απαιτεί μεγάλου ύψους επενδύσεις παγίου κεφαλαίου και συχνά συνεργασίες PPP: Η συνηθέστερη συνέπεια του πιστωτικού κινδύνου στις επιχειρήσεις που τον αντιμετωπίζουν είναι η αστοχία του ταμειακού προγραμματισμού τους καθώς και ο περιορισμός της ρευστότητάς τους με συνακόλουθη επίπτωση τη μείωση της πιστοληπτικής τους ικανότητας, γεγονός που τις οδηγεί στην αναστολή της υλοποίησης τακτικών ή στρατηγικών στόχων λόγω έλλειψης επαρκούς χρηματοδότησης.

Πέραν από την μάλλον εισαγωγική εφαρμογή του δείκτη χρεοκοπίας Altman που είδαμε παραπάνω, δύο μπορούν να θεωρηθούν οι βασικοί άξονες μέτρησης - διαχείρισης στην πράξη του πιστωτικού κινδύνου ^[στ]: i) *δημιουργία εφαρμογών πρόβλεψης της συναλλακτικής συμπεριφοράς του πελατολογίου της επιχείρησης*: στο πλαίσιο αυτό η επιχείρηση συλλέγει διασταυρούμενες πληροφορίες από την αγορά με σκοπό να πραγματοποιήσει συστηματική κατάταξη των πελατών της σε κατηγορίες βάσει της πιστοληπτικής τους ικανότητας ή αναθέτει το έργο αυτό απευθείας σε εξειδικευμένη εταιρία ελέγχου ασφάλειας πιστώσεων (credit insurance companies όπως πχ. ICAP, Eurobrokers κα).

Η κατάταξη αυτή συνοδεύεται από την αντίστοιχη λεπτομερή πρόβλεψη ασυνέπειας ξεχωριστά για κάθε πελάτη της επιχείρησης όπως αυτή απεικονίζεται στο λογαριασμό ενεργητικού "επισφαλείς απαιτήσεις" της επιχείρησης. Με τον τρόπο αυτό η επιχείρηση καθίσταται ικανή να χαράξει ενιαία πιστωτική πολιτική σε βάθος χρόνου κατανέμοντας τις χορηγούμενες προς τους πελάτες της πιστώσεις σε διακριτές ζώνες πιστοληπτικής ικανότητας συγκεκριμένου μετρήσιμου κινδύνου και άρα προκαθορισμένης επισφάλειας.

ii) *η εφαρμογή τεχνικών αποτύπωσης του βαθμού επηρεασμού της επιχείρησης από τη συναλλακτική αυτή συμπεριφορά του πελατολογίου της*: μέσα από μία σειρά εργαλείων και εφαρμογών, ιδιαίτερα διαδεδομένων σε τράπεζες και μεγάλες επιχειρήσεις, μετράται η λεγόμενη "αξία σε κίνδυνο" ^[στ].

Αναμφισβήτητα η υλοποίηση των παραπάνω δύο αξόνων μέτρησης - διαχείρισης του πιστωτικού κινδύνου με ίδιες δυνάμεις εκ μέρους μίας μικρομεσαίας ιδιωτικής επιχείρησης ηλεκτρισμού, υποψήφιας

ανταγωνίστριας της ΔΕΗ εντός της νέας απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ, δεν είναι καθόλου απλή, γεγονός που οδηγεί στην εναλλακτική λύση της ανάθεσης του έργου σε εξειδικευμένη εταιρία ασφάλειας πιστώσεων. Μέσα από τη συμβολή τέτοιων εταιριών, η διαχείριση του πιστωτικού κινδύνου^[δ] συντελείται μέσω σύναψης ειδικών συμβολαίων, η κοστολόγηση των οποίων βασίζεται σε ένα σύστημα αξιολόγησης της πιστοληπτικής ικανότητας (credit rating) των συμβαλλόμενων μερών από τις τράπεζες ή τις εταιρίες ασφάλειας πιστώσεων - επενδύσεων, λύση η οποία κρίνεται^[στ] ως η μακροπρόθεσμα αποτελεσματικότερη (αν και περισσότερο ακριβή) για μία επιχείρηση διότι της προσφέρει τη δυνατότητα ρύθμισης της ρευστότητάς της με τον καλύτερο τρόπο μέσω εκχωρήσεως της αποπληρωμής των απαιτήσεών της σε εταιρία factoring ή τράπεζα.

γ) Χρηματοοικονομικός κίνδυνος: ο (στα πλαίσια της χρηματοοικονομικής διοίκησης επιπρόσθετος του επιχειρηματικού) κίνδυνος που υφίστανται οι κάτοχοι κοινών μετοχών της επιχείρησης ως απόρροια της προτεραιότητας στα Καθαρά Κέρδη προ Τόκων και Φόρων που έχουν οι δανειστές συνεπεία της ύπαρξης σταθερών χρηματοοικονομικών εξόδων (πχ. χρεωστικοί τόκοι / συναφή έξοδα τραπεζικού δανεισμού ή δανεισμού μέσω έκδοσης ομολογιών, σταθερή μερισματική επιβάρυνση για την επιχείρηση από την έκδοση προνομιούχων μετοχών δυνάμενων να φέρουν σταθερό μέρισμα) λόγω της απόφασης της επιχείρησης να χρησιμοποιήσει ξένα (δανειακά) κεφάλαια ^{[ι], [ιζ]} στην κεφαλαιακή της δομή. *Ο κίνδυνος αυτός, που αναφέρεται αμιγώς στη μεταβολή της αξίας του χαρτοφυλακίου της εταιρίας, περιλαμβάνει εκτός των άλλων^[θ] :*

i) τον κίνδυνο από αναπάντεχη μεταβολή της τιμής των καυσίμων παραγωγής ΗΕ (στον κίνδυνο αυτό δεν υπόκεινται οι ΑΤΕ όπως πχ, η αιολική ενέργεια, διότι δεν σχετίζονται με κάποιο καύσιμο που πωλεί στην επιχείρηση ηλεκτρισμού κάποιος προμηθευτής, όμως υπόκεινται σε έναν αντίστοιχο κίνδυνο τιμής: αυτόν της αύξησης τιμής του απαραίτητου εξοπλισμού αξιοποίησης των ΑΤΕ πχ. ανεμογεννήτριες).

ii) τη μεταβολή της αξίας των μετοχών, των ομολόγων και των επενδύσεων της επιχείρησης .

iii) την αναπάντεχη, απρογραμμάτιστη μεταβολή των χρηματορροών της .

iv) τον κίνδυνο βάσης (basis risk) και τον συνακόλουθο κίνδυνο λανθασμένης μοντελοποίησης της αγοράς ΗΕ (εδώ ανήκει και ο λεγόμενος "ρυθμιστικός" κίνδυνος λόγω ανεπαρκούς θεώρησης εκ μέρους της διοίκησης της ηλεκτρικής επιχείρησης των μεταβολών του Θεσμικού - κανονιστικού πλαισίου που επηρεάζουν άμεσα τη λειτουργία της ^{[μα] σελ.35-42}).

Μια εταιρία που δραστηριοποιείται στον χώρο της ηλεκτρικής ενέργειας δε διαφέρει σε τίποτε από οποιαδήποτε άλλη εταιρία όσον αφορά τους χρηματοοικονομικούς της στόχους, που έγκεινται στην επίτευξη κατά το δυνατόν προβλεψιμότητας της μελλοντικής απόδοσης του χαρτοφυλακίου της και στην

πραγματοποίηση κερδών στο διηνεκές προς όφελος της αξίας της εταιρίας αλλά και του πλούτου των μετόχων της. Η οργάνωση, η διαχείριση των αποθεματικών, ο προγραμματισμός των χρηματοροών, ο ισολογισμός μιας ηλεκτρικής εταιρίας ομοιάζουν με τους αντίστοιχους οποιασδήποτε άλλης εταιρίας, παρ' όλες τις διαφορές που υπάρχουν στις υποκείμενες αγορές τους. Αναλύοντας λοιπόν συνοπτικά καθέναν εκ των παραπάνω συνιστωσών του χρηματοοικονομικού κινδύνου μίας επιχείρησης ηλεκτρισμού μπορούμε να αναφέρουμε τα εξής:

i) κίνδυνος μη αναμενόμενης μεταβολής των τιμών των ενεργειακών αγαθών: Μια αναπάντεχη μεταβολή της τιμής του ηλεκτρισμού ή των πρώτων υλών για την παραγωγή του έχει άμεση επίπτωση στα οικονομικά στοιχεία της εταιρίας. Σε αυτήν την περίπτωση, η εταιρία μπορεί να θέλει να διασφαλίσει ότι θα αγοράσει ή θα πουλήσει ΗΕ σε μια σταθερή προκαθορισμένη τιμή, ή να θέσει ένα κατώτατο ή ανώτατο όριο σε κάποια αναμενόμενη μελλοντική χρηματοροή. Η διαχείριση κινδύνου σε αυτήν την περίπτωση είναι δυνατή^[5] με τη χρήση συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης, ειδικών συμβολαίων caps και floors καθώς και συμβολαίων διαφορών κατά τη διαπραγμάτευση στο χρηματιστήριο ενέργειας.

ii) κίνδυνος αντίξοης μεταβολής της αξίας των μετοχών, εταιρικών ομολόγων, επενδύσεων και χρηματοροών της εταιρίας: Οι παραπάνω μεταβολές μπορούν να επηρεάσουν τον ισολογισμό και τα επενδυτικά προγράμματα της εταιρίας εκ των οποίων εξαρτάται η βιωσιμότητά της, αφού κάθε επιχείρηση παραγωγής ΗΕ θα πρέπει ετησίως να προβαίνει σε μεγάλες επενδύσεις παγίου κεφαλαίου με σκοπό την επέκταση της εγκατεστημένης ισχύος προς κάλυψη της αυξανόμενης χρόνο με το χρόνο ζήτησης φορτίου. Ο έλεγχος των μεταβολών αυτών είναι δυνατός μέσω δικαιωμάτων (options), συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης αλλά και εξειδικευμένων συμβολαίων swaps και δικαιωμάτων επί αυτών (swap + options = swaptions)¹⁹.

iii) κίνδυνος βάσης και λανθασμένης μοντελοποίησης της αγοράς: Ο πρώτος εκ του πλαισίου των δύο κίνδυνος αναφέρεται κυρίως στην πρακτική της διαχείρισης του κινδύνου εκ μέρους της επιχείρησης ηλεκτρισμού, στην επιλογή δηλαδή των προϊόντων βάσει των οποίων αυτή δραστηριοποιείται στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ καθώς και στην ορθή κοστολόγησή τους. Ο κίνδυνος βάσης παρουσιάζεται στην περίπτωση που επιχειρείται η διαχείριση κινδύνου εκ μέρους της επιχείρησης ηλεκτρισμού με συμβόλαια διαφορετικής ημερομηνίας ωριμότητας²⁰ (ή τοποθεσίας παράδοσης) τα οποία αναφέρονται σε αγαθά ή παράγωγα του αγαθού το οποίο εγείρει τον εν λόγω κίνδυνο. ΓΤχ. πολύ συχνά

¹⁹ Παραπέρα αναφορά σε αυτούς τους τύπους συμβολαίων ξεφεύγει από το αντικείμενο της εργασίας αυτής (βλέπε [δ, κεφ 3] για περαιτέρω λεπτομέρειες).

²⁰ Time to maturity: ο χρόνος που απαιτείται για την εκτέλεση (exercise) του δικαιώματος του κατόχου του συμβολαίου

χρησιμοποιούνται συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (ΣΜΕ) για πετρέλαιο θέρμανσης ως εναλλακτικά του καυσίμου κηροζίνης των αεροσκαφών, με σκοπό τη διαχείριση του κινδύνου που προκύπτει από αναπάντεχη μεταβολή της τιμής της ακριβής κηροζίνης, γεγονός που εισάγει κίνδυνο βάσης. Επιπρόσθετα, η χρήση ΣΜΕ με διαφορετική ημερομηνία ωριμότητας απ' ό,τι το αντίστοιχο συμβόλαιο του αγαθού που εγείρει τον κίνδυνο εισάγει κίνδυνο βάσης. Στην προκειμένη περίπτωση, το συμβόλαιο με το οποίο επιχειρούμε τη διαχείριση κινδύνου θα πρέπει να λήγει πριν το υποκείμενο συμβόλαιο του φέροντος τον κίνδυνο αγαθού, έτσι ώστε να μειωθεί ο κίνδυνος βάσης.

Ξεχωριστό ρόλο στη διαχείριση του κινδύνου αυτού παίζει και η ιδιοτυπία των ενεργειακών αγορών (η οποία συνοψίζεται στα πλαίσια της επόμενης παραγράφου, όπου και αναλύεται ο κίνδυνος λανθασμένης μοντελοποίησης της αγοράς) και μάλιστα της αγοράς ΗΕ σε σχέση με τις χρηματιστηριακές, ιδιαιτερότητα που εντοπίζεται κυρίως στους γεωγραφικούς περιορισμούς, ενώ η ύπαρξη πεπερασμένων σημείων παράδοσης της ΗΕ σε συνδυασμό με την έλλειψη ρευστότητας της αγοράς έχει ως αποτέλεσμα τη δημιουργία γεωγραφικού κινδύνου βάσης, όταν επί παραδείγματι διαχειριζόμαστε τον κίνδυνο από ένα συμβόλαιο με σημείο παράδοσης της ΗΕ στο Βορρά μιας χώρας με ένα συμβόλαιο μελλοντικής εκπλήρωσης με σημείο παράδοσης στο Νότο της χώρας, έστω κι αν τα δύο συμβόλαια αναφέρονται στην ίδια ακριβώς φυσική ποσότητα ΗΕ ²¹.

Ολοκληρώνοντας την παρουσίαση των διαφόρων μορφών κινδύνου της αγοράς ΗΕ, θα ήταν χρήσιμο να παρουσιάσουμε μια κατηγοριοποίηση του επενδυτικού κινδύνου που είναι κεφαλαιώδης σε κάθε επενδυτική απόφαση από την οπτική γωνία του μεμονωμένου επενδυτή ^[1] :

ο συστηματικός (ή κίνδυνος αγοράς, *market risk*) και ο μη συστηματικός (ή συγκεκριμένος επιχειρηματικός, *company specific risk*) κίνδυνος. Ένας μακροπρόθεσμος επενδυτής θα πρέπει να περιμένει ότι η απόδοση που θα λάβει από το χαρτοφυλάκιό του είναι συνάρτηση του ποσού και του είδους του κινδύνου που αναλαμβάνει (δηλαδή της διάρθρωσης του χαρτοφυλακίου του) και όχι τόσο του *timing* των επενδυτικών επιλογών του.

Η μεγάλη διαφορά ανάμεσα στον συστηματικό και τον μη συστηματικό κίνδυνο είναι ότι ο πρώτος δεν μπορεί να εξαλειφθεί με διαφοροποίηση του χαρτοφυλακίου του επενδυτή (είναι δηλαδή μη διαφοροποιήσιμος) ενώ ο δεύτερος είναι διαφοροποιήσιμος. Αυτό συμβαίνει διότι ο συστηματικός κίνδυνος απορρέει από τη συσχέτιση ανάμεσα στην απόδοση του συγκεκριμένου χαρτοφυλακίου και την απόδοση της αγοράς στο σύνολό της, αφού εξαρτάται από τις συνθήκες της κεφαλαιαγοράς καθώς

²¹ Δεν θα πρέπει να λησμονούμε τους περιορισμούς και τη μεταβολή στην τιμή της ΗΕ που εισάγουν οι περιορισμοί (τεχνικοί, γεωγραφικοί) στη μεταφορά ΗΕ εντός του καθεστώτος απελευθερωμένης αγοράς ακόμα και μέσα στην ίδια χώρα .

οφείλεται σε ευρείς μη προβλέψιμους θεμελιώδεις παράγοντες (πχ. γενικές οικονομικές συνθήκες / δημοσιονομική - νομισματική πολιτική της χώρας, επιτόκια, συνολική ζήτηση της οικονομίας, σπουδαία διεθνή πολιτικά γεγονότα όπως τρομοκρατία, πόλεμοι, συναλλαγματικές κρίσεις) αλλά και μαζικούς ψυχολογικούς παράγοντες επηρεασμού του επενδυτικού κοινού (πχ. αδικαιολόγητος επενδυτικός πανικός λόγω ανυπόστατων προσδοκιών πτώσης του γενικού δείκτη του χρηματιστηρίου) και ως εκ τούτου επηρεάζει όλους τους χρηματοδοτικούς τίτλους. Το γεγονός ότι ο κίνδυνος αυτός δεν μπορεί να εξαλειφθεί οδηγεί στο συμπέρασμα ότι όσο μεγαλύτερο βαθμό συστηματικού κινδύνου φέρει ένα χαρτοφυλάκιο, τόσο μεγαλύτερη θα πρέπει να είναι η συνολική του απόδοση, σε σχέση πάντοτε με ένα ακίνδυνο χαρτοφυλάκιο ²².

Ο μη συστηματικός κίνδυνος, αντίθετα, απορρέει από τη συμπεριφορά ενός χαρτοφυλακίου σε σχέση με ένα συγκεκριμένο τμήμα της αγοράς όντας προερχόμενος αποκλειστικά από τον εκδότη του χαρτοφυλακίου ή χρεογράφου ^[1] (πχ. θεωρήστε την περίπτωση της διαφορετικότητας της χρηματιστηριακής τιμής των μετοχών της ίδιας επιχείρησης βρισκόμενης στα πρόθυρα μίας από τις παρακάτω καταστάσεις: χρηματοοικονομικής δυσπραγίας, πτώχευσης, εξαγοράς ή αναδιάρθρωσης), μπορεί δε να εξαλειφθεί (ή να περιοριστεί σημαντικά) όταν ένα χαρτοφυλάκιο είναι καλά διαφοροποιημένο. περιλαμβάνει δηλαδή πληθώρα χρηματοοικονομικών προϊόντων²³ αποδόσεων με αρνητική μεταξύ τους συσχέτιση. Το γεγονός ότι αυτός ο κίνδυνος μπορεί να εξαλειφθεί σημαίνει ότι ένας επενδυτής δεν θα πρέπει να αναμένει ότι θα έχει μεγαλύτερη απόδοση αναλαμβάνοντας μεγαλύτερο μη συστηματικό κίνδυνο. Η ανάληψη μη συστηματικού κινδύνου εκ μέρους του επενδυτή σε επιχειρήσεις ηλεκτρισμού δεν είναι αναπόφευκτη, αποτελεί προσωπική επιλογή και ευθύνη του καθώς και πραγματικό ρίσκο για αυτόν και κατά συνέπεια μπορεί να του αποφέρει εξίσου εύκολα σημαντικά κέρδη όσο και τεράστιες ζημίες^[6], συνοπτικά δε οι διάφορες μορφές μη συστηματικού κινδύνου που συναντώνται στην πράξη τόσο γενικά όσο και στα πλαίσια της απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ είναι οι παρακάτω ^[1] :

I) ελεγχόμενος από το management της επιχείρησης:

ι) *κίνδυνος διοίκησης (management risk)*: η διοίκηση με τις επιλογές της αποτελεί το κλειδί της επιτυχίας του οργανισμού,

²² Δηλαδή ένα χαρτοφυλάκιο εγγυημένης απόδοσης (risk-free) όπως αυτό των 10ετών κρατικών ομολόγων .

²³ Το ευεργετικό αποτέλεσμα μείωσης του μη συστηματικού κινδύνου στα πλαίσια της διαχείρισης ενός καλά διαφοροποιημένου χαρτοφυλακίου ενισχύεται όταν οι μεταβολές στις αποδόσεις των χρεογράφων (πχ. μετοχών) που το απαρτίζουν παρουσιάζουν αρνητικό συντελεστή συσχέτισης ρ πολύ κοντά στην οριακή τιμή -1, οπότε μέσα από κατάλληλη επιλογή των χρεογράφων μπορούμε να φθάσουμε σε χαρτοφυλάκιο μηδενικού κινδύνου .

ii) *λειτουργικός κίνδυνος* (operational risk): σχετίζεται με την ύπαρξη σταθερών λειτουργικών εξόδων της επιχείρησης ως συνέπεια του παραγωγικού και συναλλακτικού κυκλώματός εντός της δραστηριότητάς της,

iii) *χρηματοοικονομικός κίνδυνος* (financial risk): σχετίζεται, όπως προαναφέρθηκε στη σελ. 28, με την ύπαρξη σταθερών χρηματοοικονομικών εξόδων συνεπεία της απόφασης της επιχείρησης να κάνει χρήση ξένων κεφαλαίων εντός του χρηματοδοτικού της προγράμματος,

iv) *πιστωτικός κίνδυνος* (credit risk): σχετίζεται, όπως αναλύθηκε διεξοδικά παραπάνω στις σελ. 25 - 27, με την πιθανότητα απώλειας της αξίας της επιχείρησης λόγω της χαμηλά βαθμολογούμενης πιστοληπτικής της ικανότητας, ενώ συνδεδόμενος με τον κίνδυνο αυτό μη συστηματικός κίνδυνος είναι και ο *κίνδυνος προπληρωμής*: η επιχείρηση δηλαδή αναγκάζεται να προπληρώνει τους προμηθευτές της καθώς κανείς πλέον δεν της χορηγεί το προνόμιο της πίστωσης.

II) μη συστηματικός κίνδυνος μη ελεγχόμενος από το management της επιχείρησης²⁴:

i) *κίνδυνος πληροφόρησης* (information risk): σχετίζεται με την πιθανότητα η αγοραία αξία της μετοχής της επιχείρησης να είναι χαμηλότερη της πρέπουσας βάσει της πραγματικής της αξίας (ήτοι intrinsic value: παρούσα αξία των αναμενόμενων μελλοντικών χρηματοροών που συνδέονται με την κατοχή της μετοχής και των προοπτικών της) λόγω έλλειψης πληροφόρησης προς τους επενδυτές,

ii) *κίνδυνος χειραγώγησης* (manipulation risk): συναρτάται με την πιθανότητα χειραγώγησης της συναλλακτικής δραστηριότητας της επιχείρησης ή πρόκλησης συνθηκών τεχνητής στενότητας στην αγορά ως απόρροια ιδιοτέλειας σημαντικών επενδυτών που ελέγχουν την αγορά (πχ. των θεσμικών) .

III) κίνδυνος ρευστοποιησιμότητας χρεογράφου: προκύπτει από την πιθανότητα ο επενδυτής σε ένα δεδομένο χρεόγραφο (πχ. μετοχή) να μην μπορέσει να ανακτήσει μέσω ρευστοποίησης την πλήρη πραγματική αξία (intrinsic value) του χρεογράφου σε τυχόν ξαφνική ανάγκη ρευστού που θα του παρουσιασθεί λόγω ύπαρξης προστίμων ή ρητρών πρόωρης ρευστοποίησης του χρεογράφου.

Τέλος, επιπρόσθετη κατηγορία κινδύνου θεωρούμενου από την πλευρά του επενδυτή προκύπτει εάν το χαρτοφυλάκιο της επιχείρησης στην οποία αυτός σκέφτεται να επενδύσει εμπεριέχει και επενδύσεις σε ξένες χώρες, οπότε ο επενδυτής ή και η επιχείρηση υφίστανται τρεις ακόμα διακριτούς

²⁴ Αξίζει να σημειωθεί ότι μεταξύ συστηματικού και μη συστηματικού κινδύνου νοείται συχνά^[1] και ένας άλλος κίνδυνος ιδιαίτερα σημαντικός για τον επενδυτή στο χώρο της ΗΕ: ο κίνδυνος του παραγωγικού κλάδου (industry risk), αφού τα κέρδη στον τομέα των επιχειρήσεων ΗΕ επηρεάζονται (όπως συμβαίνει και στον τομέα της υψηλής τεχνολογίας) σε μεγάλο βαθμό από τις μεταβολές των κύριων παραγόντων της παγκόσμιας οικονομίας (πχ. επιτόκια, τιμή πετρελαίου και λοιπών συμβατικών καυσίμων) ή / και από ευρείς ψυχολογικούς παράγοντες (πχ. επενδυτικός πανικός στα διεθνή χρηματιστήρια λόγω πολέμων, τρομοκρατικών επιθέσεων και διεθνών οικονομικο-πολιτικών κρίσεων όπως των συναλλαγματικών κρίσεων) .

κινδύνους ^[1]: i) τον *πολιτικό κίνδυνο* (political risk), ο οποίος σχετίζεται με την πολιτική σταθερότητα της ξένης χώρας στην οποία δραστηριοποιείται η επιχείρηση,

ii) το *διεθνές φορολογικό κίνδυνο* (foreign tax risk), ο οποίος συσχετίζεται με τη διαφορετικότητα του φορολογικού συστήματος της εν λόγω ξένης χώρας με τη μητρικής της επιχείρησης, και

iii) τον *κίνδυνο συναλλαγματικής ισοτιμίας* (exchange rate risk), που συνδέεται με τον κίνδυνο της μεταβολής της συναλλαγματικής ισοτιμίας μεταξύ του νομίσματος της χώρας της επιχείρησης και αυτού της ξένης χώρας όπου επενδύει (ο κίνδυνος αυτός δεν υφίσταται πλέον στην ευρωζώνη των 12 της ΕΕ). Η διαχείριση και των τριών αυτών επενδυτικών κινδύνων σε ενιαία βάση από πλευράς της επιχείρησης που δραστηριοποιείται σε περισσότερες της μητρικής της χώρας αποτελεί αντικείμενο της ανάλυσης σεναρίων (βλ. [ιβ], παράρτημα κεφ. 2, σελ. 83 - 87: scenario planning), ενός εργαλείου στρατηγικής ιδιαίτερα διαδεδομένου στα επιτελεία των πολυεθνικών εταιριών σήμερα²⁵ όσον αφορά τον επιχειρησιακό προγραμματισμό και την πρόβλεψη - αντιμετώπιση μελλοντικών εξελίξεων.

1.7 Η ιδιομορφία της αγοράς ηλεκτρισμού σε σχέση με τις χρηματοδοτικές αγορές

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας δεν έχει να παρουσιάσει πολλά κοινά σημεία με τις ώριμες χρηματοδοτικές αγορές (χρηματαγορές, κεφαλαιοαγορές). Η πληθώρα και κυρίως η πολυπλοκότητα των παραγόντων που την επηρεάζουν, διαμορφώνοντας τις τιμές των προϊόντων της αλλά και την αναγκαιότητα για διαχείριση του κινδύνου που προκύπτει όπως τον είδαμε στην προηγούμενη παράγραφο, καθιστούν εξαιρετικά δύσκολη^[δ] την πλήρη μοντελοποίησή της, ούτως ώστε να καταστεί δυνατή εντός των πλαισίων της η διαπραγμάτευση προϊόντων (κυρίως ηλεκτρισμού και δευτερευόντως πρώτων υλών παραγωγής ΗΕ και παραγώγων) με όσο το δυνατόν μικρότερη απόκλιση από την πραγματική αξία τους. Τα στοιχεία ωριμότητας των αγορών χρηματοοικονομικών προϊόντων (πχ. μετοχικών αξιών, χρήματος, ομολόγων και options) αποτέλεσαν το όχημα για το στήσιμο και την αρχική

²⁵ Τα κύρια βήματα της ανάπτυξης σεναρίων [βλ. ιβ, παράρτημα κεφ. 2, σελ. 86]: α) Προσδιορισμός του μικρότερου δυνατού αριθμού των δυνάμεων του μακροοικονομικού περιβάλλοντος της επιχείρησης που θα συμπεριληφθούν στο σενάριο (STEP ανάλυση και "sorting" των κύριων δυνάμεων που επηρέασαν την επιχείρηση στο παρελθόν ή / και έχουν τη δυναμική να την επηρεάσουν περισσότερο στο μέλλον όντας εντελώς αβέβαιοι). β) Κατασκευή τριών το πολύ εναλλακτικών σεναρίων (απαισιόδοξου, πιο πιθανού, αισιόδοξου) με βάση τους αποφασιστικότερους για την εξέλιξη της επιχείρησης εκ των παραπάνω παραγόντων. γ) Εκτίμηση της διακριτής πιθανότητας πραγματοποίησης του κάθε σεναρίου (πχ. γνώμη ειδικών, Delphi method). δ) Πραγματοποίηση ανάλυσης μετανοίας (regret analysis, όπου γίνεται σύγκριση των αναμενόμενων για την επιχειρησιακή στρατηγική αποτελεσμάτων εάν συνέβαινε το λανθασμένο, μη αναμενόμενο σενάριο, οπότε ποσοτικοποιείται έτσι ο κίνδυνος που αναλαμβάνει η επιχείρηση ακολουθώντας ένα από τα προτεινόμενα σενάρια).

Περίφημη για την αποτελεσματική χρήση ανάπτυξης - ανάλυσης σεναρίων στη χάραξη της στρατηγικής της σε παγκόσμια βάση είναι η κολοσσιαία πολυεθνική εταιρία πετρελαιοειδών Shell, η οποία με τον τρόπο αυτό αντιμετώπισε επιτυχώς τις δύο πετρελαϊκές κρίσεις του 1973 και 1981 (βλέπε [ιβ], παράρτημα κεφ. 2, σελ. 84 - 85: τα δύο σενάρια για την ανάπτυξη της 25ετούς (1995 - 2020) στρατηγικής της Shell)

εξέλιξη της νέας αγοράς ΗΕ με ό,τι αυτό συνεπαγόταν στην ορθότητα της κοστολόγησης των προϊόντων της τελευταίας.

Για να καταστεί σαφές για ποιο λόγο τα υπάρχοντα μοντέλα των χρηματοδοτικών αγορών τίθενται υπό αμφισβήτηση στην περίπτωση της αγοράς ΗΕ, θα εξετάσουμε τα χαρακτηριστικά της τελευταίας και θα τα αντιπαραβάλλουμε με τα αντίστοιχα των πρώτων. Στην προσπάθειά μας να μοντελοποιήσουμε μια αγορά, επιχειρούμε να απარიθμήσουμε τους παράγοντες που την επηρεάζουν κατανοώντας την επίδραση του καθενός από αυτούς. Κάθε σημαντικός παράγων αντιστοιχίζεται σε μια παράμετρο του μοντέλου, ενώ οι λιγότερο καθοριστικοί από αυτούς αγνοούνται ή λαμβάνονται τρόπον τινά υπόψη στην εφαρμογή του.

Δυστυχώς, στην περίπτωση των ενεργειακών αγορών και δη των αγορών ΗΕ, οι παράγοντες που διαμορφώνουν τις τιμές της κιλοβατώρας προς τον καταναλωτή είναι πολυάριθμοι και πολύπλοκοι (βλέπε παραπάνω υποσημείωση 8 σχετικά με αυτό το μοντελοποιούμενο ως $K = K_p + K_w$ κόστος), σε αντίθεση με τις χρηματοδοτικές αγορές όπου η γνώση των επιτοκίων, των βασικών δεικτών της οικονομίας και των οικονομικών αποτελεσμάτων (μακρο- και μικροοικονομικών) του κλάδου και της επιχείρησης είναι συνήθως αρκετή. Τα ενεργειακά προϊόντα είτε αυτά είναι ηλεκτρισμός είτε πρώτες ύλες παραγωγής ΗΕ (πετρέλαιο, φυσικό αέριο, λιγνίτης κλπ) είναι συνήθως καταναλωτικά και όχι επενδυτικά αγαθά. Αυτό σημαίνει ότι ο τελικός χρήστης της ΗΕ καταναλώνει, καταστρέφει δηλαδή το αγαθό, γεγονός που όμως δεν συμβαίνει μονάχα στην περίπτωση των ΑΠΕ διότι εκεί μιλούμε για ανεξάντλητες πηγές ενέργειας, κάτι που διαφοροποιεί τις ΑΠΕ από τις συμβατικές μορφές ενέργειας προσδίδοντας περαιτέρω αξία στις σχετικές επενδύσεις αφού αυτές ανοίγουν ένα παράθυρο στην αντιμετώπιση των μελλοντικών μας ενεργειακών αναγκών. Αντιθέτως, τα περισσότερα προϊόντα των χρηματοδοτικών αγορών (όπως πχ. χρηματοδοτικοί ή άυλοι τίτλοι) μπορούν να χρησιμοποιηθούν για επενδυτικούς σκοπούς. Στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, τα περισσότερα προϊόντα είναι φυσικές ποσότητες που χρήζουν εξόρυξης ή παραγωγής, αποθήκευσης, μεταφοράς και διανομής με ό,τι αυτό συνεπάγεται από άποψη κόστους αλλά και περιορισμών των υπάρχουσών δομών²⁶.

Συνυφασμένη με αυτή την ιδιοτυπία της αγοράς ενέργειας είναι και η χρησιμότητα που έχει κάθε προϊόν για τον τελικό καταναλωτή. Η χρήση ενός επενδυτικού προϊόντος είναι μάλλον καθορισμένη και κοινή για την πλειοψηφία των επενδυτών, ενώ και η αντίδρασή τους στην περίπτωση γεγονότων που

²⁶ Ένας ηλεκτρονικός υπολογιστής μπορεί να αποθηκεύσει χιλιάδες τίτλους και να τους μεταβιβάζει σε πραγματικό χρόνο, ενώ η δυνατότητα αποθήκευσης προϊόντων ΗΕ είναι περιορισμένη. Η μεταφορά τίτλων σε ηλεκτρονική μορφή μπορεί να γίνει αστραπιαία και οπουδήποτε, ενώ η μεταφορά πρώτων υλών παραγωγής ΗΕ και ηλεκτρισμού περιορίζεται από τη χωρητικότητα και τη διαθεσιμότητα των δικτύων και των μέσων μεταφοράς, ακόμη και από τις καιρικές συνθήκες!

επηρεάζουν μαζικά την πορεία των αγορών αυτών είναι παρόμοια ²⁷. Στην περίπτωση της ηλεκτρικής ενέργειας όμως, οι οικιακοί και οι βιομηχανικοί καταναλωτές έχουν τελείως διαφορετικές ανάγκες - μοντέλα συμπεριφοράς και οι μεταβολές για παράδειγμα ακόμα και των καιρικών συνθηκών οδηγούν σε τελείως ανόμοια μεταβολή της ζήτησης εκ μέρους των καταναλωτών αυτών. Εκτός αυτού, οι βιομηχανικοί καταναλωτές ΗΕ είναι εξαρτημένοι από την παροχή ενέργειας για να διατηρούν τη λειτουργία των μονάδων τους και να αποφύγουν το ενδεχόμενο κόστος από πιθανή διακοπή της παραγωγής τους. Οι παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας, τέλος, είναι συνήθως επιφορτισμένοι με την εξαγωγή ή την προμήθεια των πρώτων υλών, τη διαχείρισή τους αλλά και την ενσωμάτωση στην παραγωγική διαδικασία νέων τεχνολογιών²⁸ που μπορούν να μεταβάλλουν το σκηνικό. Οι παραπάνω παράμετροι δεν συναντώνται ούτε κατά διάνοια στις κλασσικές χρηματοδοτικές αγορές.

Το μόνο ίσως κοινό στοιχείο των αγορών ενέργειας και χρήματος / κεφαλαίου είναι ότι στην ουσία οι τιμές διαμορφώνονται από τον νόμο προσφοράς και ζήτησης. Μια ουσιαστική διαφορά όμως στο σημείο αυτό είναι ότι οι τιμές επηρεάζονται σημαντικά και από διάφορα γεγονότα, τα οποία στις χρηματοδοτικές αγορές είναι σπάνια αλλά με μακρόχρονη επίδραση, ενώ στην αγορά ενέργειας είναι συχνότατα και ποικίλα (πχ. καιρικές συνθήκες, πόλεμοι, σεισμοί, ατυχήματα στην παραγωγή και το δίκτυο κ.α.) έχοντας βραχυπρόθεσμη επίδραση. Μια καιρική μεταβολή, επί παραδείγματι, θα επηρεάζει τις τιμές ΗΕ μίας χώρας μόνο όσο διαρκεί, ενώ ένας πόλεμος θα επηρεάζει την τιμή ενός καυσίμου παραγωγής ΗΕ μόνο μέχρι να αυξηθεί η παραγωγή του σε κάποιο άλλο γεωγραφικό σημείο. Μια μείωση επιτοκίων ή μια συγχώνευση, αντιθέτως, συνεχίζει να επιδρά στην τιμή π.χ. της μετοχής μίας εταιρίας σε βάθος χρόνου και μέχρι να υπάρξει κάποια εξισορροπητική εξέλιξη.

Παρομοίως, η επίδραση των οικονομικών κύκλων (business cycles) είναι ύψιστης σημασίας στις χρηματοδοτικές αγορές. Τέτοια επίδραση δεν υπάρχει (τουλάχιστον όχι σε τόσο μεγάλο βαθμό) στις ενεργειακές αγορές. Έτσι, ενώ οι τιμές των προϊόντων της αγοράς ενέργειας τείνουν να επιστρέφουν σε κάποια τιμή ισορροπίας αμέσως μόλις επανέλθει η ισορροπία παραγωγής-ζήτησης, στις χρηματοδοτικές αγορές η επιστροφή σε ιστορικά επίπεδα τιμών γίνεται υπό προϋποθέσεις και απαιτεί την πάροδο μεγάλου χρονικού διαστήματος. Η ύπαρξη των παραπάνω γεγονότων αλλά και τα προβλήματα διαθεσιμότητας των δικτύων μεταφοράς - διανομής και αποθήκευσης των ενεργειακών προϊόντων (πχ.

²⁷ Για παράδειγμα, μια μείωση των επιτοκίων καταθέσεων θα ενίσχυε την αγορά μετοχών.

²⁸ Εκτός από τις νέες τεχνολογίες στην παραγωγή ΗΕ, στον κλάδο υπάρχει έντονη και η ανησυχία για τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις από τις δραστηριότητες που σχετίζονται με την ενέργεια, γεγονός που οδηγεί ευθέως στην αναγκαιότητα ενσωμάτωσης ΑΠΕ στο δίκτυο παραγωγής ή ειδικών επενδύσεων πρόληψης της βλάβης ή/και αποκατάστασης του περιβάλλοντος σε περιπτώσεις που η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα (πχ. λιγνίτης) προβλέπεται να ή το έχει ήδη βλάψει (πχ. ηλεκτροστατικά φίλτρα κατακράτησης των βλαβερών εκπομπών αερίων στους ΑΗΣ της ΔΕΗ)

ΗΕ) οδηγούν αφενός μεν αναπόφευκτα στην εμφάνιση μιας αβεβαιότητας για τη διαθεσιμότητα του ενεργειακού προϊόντος σε σύντομο χρονικό διάστημα, αφετέρου δε στην προσδοκία ότι θα επέλθει ισορροπία στην παραγωγή και τη ζήτηση στο εγγύς μέλλον. Στις κεφαλαιοαγορές / χρηματαγορές, από την άλλη πλευρά, τα προϊόντα είναι σχεδόν άμεσα διαθέσιμα.

Ένα ακόμα χαρακτηριστικό μοναδικό στις ενεργειακές αγορές συνιστά αναμφισβήτητη η εποχικότητα. Η χρήση πετρελαίου θέρμανσης το χειμώνα και ηλεκτρισμού κυρίως για τη λειτουργία κλιματιστικών μηχανημάτων το καλοκαίρι και λιγότερο για θερμοσυσσώρευση τον χειμώνα, οδηγεί στην εμφάνιση τοπικών μεγίστων στις τιμές των προϊόντων αυτών υπό καθεστώς απελευθερωμένης αγοράς. Έτσι, οι τιμές του πετρελαίου θέρμανσης παρουσιάζουν μέγιστο κατά τη διάρκεια του χειμώνα, ενώ οι τιμές του ηλεκτρισμού στα πλαίσια πραγματικά απελευθερωμένων αγορών (όπως αυτή των ΗΠΑ) εμφανίζουν δύο μέγιστα, ένα κατά τη διάρκεια του χειμώνα και ένα – συνήθως μεγαλύτερο – το καλοκαίρι. Σημαντική θεωρείται εδώ και η επίδραση γεωγραφικών ιδιομορφιών που καθιστούν περισσότερο ή λιγότερο επιτακτική την ανάγκη π.χ. για θέρμανση ή ηλεκτροδότηση, ενισχύοντας έτσι σε διαφορετικό βαθμό την επίδραση της εποχικότητας (δηλαδή το μέγεθος των μεγίστων) σε κάθε γεωγραφική περιοχή²⁹. Εξυπακούεται ότι ανάλογες επιδράσεις της εποχικότητας σε ετήσια βάση δεν υφίστανται στις κεφαλαιοαγορές / χρηματαγορές.

Επιπρόσθετα, μεγάλη σημασία έχει το γεγονός ότι η αγορά ενέργειας είναι αποκεντρωμένη, σε αντίθεση με τις χρηματοδοτικές αγορές. Αυτή ακριβώς η ιδιαιτερότητα της αγοράς ενέργειας είναι που δημιουργεί και τη μεγαλύτερη δυσκολία στον καθορισμό της τιμής των προϊόντων της διότι περιπλέκει τους όρους των συμβολαίων, ενώ καθιστά εξαιρετικά πολύπλοκη και τη διαχείριση του κινδύνου (βλέπε προηγούμενη παράγραφο). Στην περίπτωση των χρηματοδοτικών αγορών, η διαπραγμάτευση των συμβολαίων γίνεται στα μεγάλα χρηματιστήρια π.χ. της Wall Street, του Λονδίνου, του Τόκιο. Τα μεγάλα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα, οι εταιρίες που δραστηριοποιούνται στο χώρο, η τεχνογνωσία, το σύνολο σχεδόν των ανθρώπινων πόρων της αγοράς βρίσκονται πλησίον αυτών των αγορών και ένας επενδυτής μπορεί να στραφεί σε κάποια από αυτές για να επενδύσει αλλά και για να διαχειριστεί τον κίνδυνό του με συμβόλαια χρηματοοικονομικών παραγώγων ή με παράγωγα επί παραγώγων. Τα πάντα είναι συγκεντρωμένα, από άποψη τόπου, κεφαλαίων και εξειδίκευσης.

²⁹ Σε περιοχές με βαρύ χειμώνα, το μέγιστο στις τιμές του πετρελαίου θέρμανσης είναι μεγαλύτερο απ' ό,τι σε περιοχές με πιο εύκρατο κλίμα. Στις ανεπτυγμένες μεσογειακές χώρες, οι αυξημένες ανάγκες για κλιματισμό το καλοκαίρι οδηγούν σε σαφώς μεγαλύτερα θερινά μέγιστα στην τιμή του ηλεκτρισμού απ' ό,τι σε βορειότερες- ψυχρότερες χώρες, τουλάχιστον σε αυτές όπου λειτουργεί ρεαλιστικά η απελευθέρωση ΗΕ.

Τα πράγματα είναι τελείως διαφορετικά στην αγορά ενέργειας. Η διαπραγμάτευση των συμβολαίων μπορεί και πάλι να έχει κεντρικό χαρακτήρα, με τη διαφορά ότι οι ποσότητες υπό διαπραγμάτευση δεν μπορούν να είναι ούτε σε ηλεκτρονική μορφή, ούτε άυλες. Οι παραγωγοί ενέργειας είναι διασκορπισμένοι, τα δίκτυα διατρέχουν κάθε χώρα απ' άκρη σ' άκρη, τα σημεία διανομής είναι χιλιάδες, όσοι και οι τελικοί καταναλωτές. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι εφόσον κάθε καταναλωτής μπορεί να διαπραγματευτεί διμερώς με τον παραγωγό - προμηθευτή της επιλογής του, στην αγορά θα εμφανίζονται ανόμοια ως προς τους όρους συμβόλαια, με διαφορετικά σημεία παραγωγής και παράδοσης.

Έτσι φαίνεται ότι είναι εξαιρετικά δύσκολο για τον παραγωγό ΗΕ να εξισορροπήσει τη θέση του, αφού θα είναι αναγκασμένος να καλύπτει τον κίνδυνο από συμβόλαια σε κάποια περιοχή με παράγωγα επί συμβολαίων σε μια άλλη περιοχή, όπου η κοστολόγηση της κwh είναι ενδεχομένως διαφορετική. Αυτό συμβαίνει γιατί σε καθεστώς απελευθερωμένης αγοράς, ένα τμήμα της τιμής του ηλεκτρισμού (αλλά και των λοιπών ενεργειακών προϊόντων) αντιπροσωπεύει το κόστος μεταφοράς και διανομής, διαφορετικό εν γένει για κάθε σημείο διανομής. Έτσι, ενώ η γεωγραφική τοποθεσία αποτελεί παράγοντα διαμόρφωσης των τιμών στις αγορές ενέργειας, εξυπακούεται πως ένα νόμισμα ή μία μετοχή έχει ακριβώς την ίδια αξία εντός των γεωγραφικών συνόρων μίας χώρας.

Η αποκέντρωση της αγοράς ΗΕ δεν περιορίζεται σε όσα προαναφέρθηκαν. Γίνεται άμεσα αντιληπτό ότι οι διασκορπισμένες τοπικά ηλεκτρικές εταιρίες απαιτούν το ανθρώπινο δυναμικό να είναι επίσης αποκεντρωμένο. Αν συνδυάσουμε αυτό το γεγονός με την έλλειψη εμπειρίας της αγοράς, το χαμηλό επίπεδο γνώσης για προβλήματα που μπορεί να παρουσιαστούν στη διαπραγμάτευση των συμβολαίων αλλά και την μη πλήρη κατανόηση όλων των παραμέτρων από τους κλασσικούς οικονομολόγους και μηχανικούς (που καλούνται τρόπον τινά να παρεμβαίνουν ο ένας στα "χωράφια" του άλλου), συνειδητοποιούμε πόσο περίπλοκη μπορεί να είναι η περίοδος μετάβασης στο νέο καθεστώς.

Αρκετά μαθήματα μπορούν να ληφθούν από τις ώριμες χρηματοδοτικές αγορές, όπου πλήθος γεγονότων έχουν καταγραφεί και αξιολογηθεί τις τελευταίες δεκαετίες, όμως η άμεση εξάρτηση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τη γεωγραφία, τις καιρικές συνθήκες και τα πολύπλοκα τεχνικά χαρακτηριστικά των δικτύων εισάγει σημαντικά προβλήματα. Όλα αυτά τα προβλήματα οδηγούν σε εξαιρετικά πολύπλοκα συμβόλαια, αφού απαιτείται πλέον ο αναλυτικός προσδιορισμός όλων αυτών των τεχνικών χαρακτηριστικών (πχ. εγκατεστημένη ισχύς, συντελεστής διαθεσιμότητας, συντελεστής ισχύος κα, βλέπε κεφάλαιο 2). Κυρίως οι διαφορετικές ανάγκες των τελικών καταναλωτών ΗΕ (που απαιτούν διαφορετικά συμβόλαια, π.χ. με διαφορετικούς μέσους όρους τιμών) αλλά και οι διευθετήσεις των όρων

παράδοσης στα τελικά σημεία διανομής καθιστούν ακόμη και τα πιο απλά συμβόλαια στο χώρο της αγοράς ΗΕ "εξωτικά" με βάση τα δεδομένα των χρηματοδοτικών αγορών.

Σε όλα τα παραπάνω μπορεί να προστεθεί το γεγονός ότι η απορύθμιση (deregulation) των ενεργειακών αγορών, και ιδιαίτερα της ΗΕ, αριθμεί σχετικά λίγα χρόνια. Ακόμη και οι αγορές πετρελαίου δεν έχουν παρά δύο δεκαετίες εμπειρίας από την απελευθέρωση – σε αντίθεση με τις αγορές χρήματος / κεφαλαίου, γεγονός που διευκολύνει το εγχείρημα της μοντελοποίησης των αγορών αυτών χωρίς όμως να προσφέρει λύση για τις ιδιαιτερότητες που παρουσιάζει η αγορά ΗΕ.

Η νεαρή ηλικία της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σημαίνει και την ανυπαρξία ιστορικών στοιχείων με βάση τα οποία να μπορούν να γίνουν συγκρίσεις αλλά και να κοστολογηθούν καινούρια ενεργειακά προϊόντα. Έτσι, οι παράγοντες της αγοράς αυτής δεν μπορούν να υπολογίσουν κατά πόσον το προϊόν έχει κοστολογηθεί ορθά, χωρίς να αναγκαστούν να το διαπραγματευθούν πρώτα θέλοντας και μη .

Πέραν της σχετικά μικρής ιστορίας των νέων ενεργειακών αγορών, υπάρχει και το γεγονός της περιορισμένης δραστηριότητας – ρευστότητάς τους. Αυτή η έλλειψη ρευστότητας δημιουργεί δύο σοβαρά προβλήματα: αφ' ενός μεν δεν υπάρχουν "σειρές" τιμών συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης, οι οποίες είναι απολύτως απαραίτητες τόσο για τον υπολογισμό των παραμέτρων των μοντέλων, όσο και για να εικάσει κανείς για την πορεία της αγοράς. Είναι λοιπόν αναπόφευκτο όσο δεν αναπτύσσεται η αγορά ΗΕ να παρατηρείται μια αδυναμία διόρθωσης και παραγωγής νέων μοντέλων για την περιγραφή της. Αφ' ετέρου δε, η έλλειψη πληθώρας συμβολαίων, τόσο σε ποσοτικό όσο και ποιοτικό επίπεδο, καθιστά προβληματική τη διαχείριση του – τοπικού, κατά κανόνα – κινδύνου. Αυτό είναι αρνητικό σε κάθε αγορά και πολύ περισσότερο σε μία αγορά νέα, αποκεντρωμένη και με πολλές ιδιαιτερότητες, όπως η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, που θα απαιτούσε μεγάλο όγκο συναλλαγών αλλά και πλήθος συμβολαίων πάνω σε διαφορετικά προϊόντα διαφορετικών σημείων παραγωγής και παράδοσης.

Βάσει όλων των παραπάνω διαπιστώσεων, οι διαφορές των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας με τις ώριμες χρηματοδοτικές αγορές (χρηματαγορές / κεφαλαιοαγορές) συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα 2. Οι διαφορές αυτές βοηθούν το μελετητή να κατανοήσει ευκρινέστερα τους κινδύνους της νέας αγοράς ΗΕ καθώς και τη διαχείρισή τους (βλέπε προηγούμενη παράγραφο του παρόντος κεφαλαίου).

Χαρακτηριστικά	Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας	Χρηματαγορές / κεφαλαιοαγορές
Ωριμότητα αγοράς	Λίγα χρόνια (<10)	Μερικές δεκαετίες
Παράγοντες διαμόρφωσης των τιμών	Αρκετοί, περίπλοκοι	Λίγοι, γνωστοί
Επίδραση αποθήκευσης και όρων παράδοσης	Πολύ μεγάλη	Καμία
Συχνότητα και διάρκεια γεγονότων	Συχνά, με σύντομη επίδραση	Λίγα, με μακρόχρονη επίδραση
Επίδραση οικονομικών κύκλων	Μικρή	Μεγάλη
Σύγκριση βραχυπρόθεσμης και μακροπρόθεσμης συμπεριφοράς	Διχασμένη συμπεριφορά (χαμηλή συσχέτιση)	Υψηλή συσχέτιση
Εποχικότητα	Κεφαλαιώδης σε πετρέλαιο, φυσικό αέριο και ηλεκτρισμό	Καμιά επίδραση
Γεωγραφία	Πολύ σημαντική	Ασήμαντη
Αποκέντρωση αγοράς	Πλήρης αποκέντρωση	Συγκεντρωμένες αγορές
Πολυπλοκότητα των συμβολαίων	Μεγάλη, ακόμη και στα πιο απλά συμβόλαια	Από μικρή ως μεγάλη
Απορρύθμιση αγοράς	Ποικίλλει, από μικρή ως μεγάλη	Μεγάλη
Ρευστότητα	Μικρή	Πολύ μεγάλη
Διαχείριση κινδύνου	Προβληματική	Τετριμμένη (πχ. τεχνικές χαρτοφυλακίου)

Πίνακας 2: οι διαφορές των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας με τις ώριμες χρηματοδοτικές αγορές (κεφαλαιοαγορές / χρηματαγορές) ^[8]

1.8 Μία πρωτοποριακή μέθοδος διαχείρισης κινδύνου και παράλληλης ρύθμισης των τιμών ΗΕ στις σύγχρονες απελευθερωμένες αγορές ηλεκτρισμού: η εφαρμογή Προγραμμάτων Διαχείρισης Ζήτησης σε συνδυασμό με τη Δυναμική Τιμολόγηση ΗΕ

Τα Προγράμματα Διαχείρισης Ζήτησης (Demand Side Management, DSM), τα οποία αναμένεται να συμμετάσχουν ενεργά στην αναδιοργάνωση των δραστηριοτήτων ηλεκτρισμού (παραγωγή, μεταφορά, διανομή, προμήθεια) λόγω της κλιμάκωσης της απελευθέρωσης της αγοράς (εφαρμογή της οδηγίας 96/92/ΕΚ καθώς και της 2003/54/ΕΚ), επιδιώκουν κατά κύριο λόγο τη διαχείριση του κινδύνου αξιοπιστίας παροχής και ποιότητας ηλεκτρισμού προς τον καταναλωτή (βλ. παρ. 1.6) μέσα από τη

βελτίωση της λειτουργίας των ολοκληρωμένων ηλεκτρικών συστημάτων με τη λήψη μέτρων δια των οποίων επηρεάζεται η συμπεριφορά των καταναλωτών ΗΕ στη βάση των παρακάτω στόχων ^[Α] :

- Μείωση του φορτίου και των απωλειών ηλεκτρικής ενέργειας στα δίκτυα Μεταφοράς και Διανομής ΗΕ .
- Μείωση ή υποκατάσταση της παραγωγής ακριβών μορφών ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου.
- Ελαχιστοποίηση ή αναβολή νέων επενδύσεων διά της οικειοθελούς μεταφοράς ή προγραμματισμένης αποκοπής φορτίων κατά τις κρίσιμες ώρες αιχμής ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου.
- Μείωση των εκπομπών ατμοσφαιρικής ρύπανσης από τη διαδικασία παραγωγής ΗΕ μέσω καύσης συμβατικών καυσίμων (είτε μέσω ειδικών προγραμμάτων φίλτρων των ρύπων είτε μέσω μελετημένης στροφής μέρους της συμβατικής παραγωγής ΗΕ σε ΑΠΕ).

Ας προσπαθήσουμε να αποτυπώσουμε την αξία της μεθόδου ΠΔΖ στη διαχείριση του συνολικού κινδύνου μίας ηλεκτρικής επιχείρησης. Καταρχήν, η επικρατούσα άποψη σχετικά με το ότι η χρήση των ΠΔΖ αποδυναμώνεται με τη λειτουργία της ελεύθερης ανταγωνιστικής αγοράς στο χώρο της ΗΕ στηρίζεται στο επιχείρημα ότι ο ελεύθερος ανταγωνισμός θα οδηγήσει σε μείωση των τιμών διάθεσης της ΗΕ με συνέπεια οι εταιρίες ηλεκτρισμού: ι) να εγκαταλείψουν τα ΠΔΖ (που στοχεύουν στη μείωση της κατανάλωσης) προκειμένου τελικά να αποφύγουν δραστική μείωση του κύκλου εργασιών τους, β) να ζητήσουν ανάκτηση των αναμενόμενων κερδών δια της αύξησης των τιμών ΗΕ προς τον καταναλωτή, και ιδιαίτερα τον οικιακό, παρά το γεγονός ότι οι ρυθμιστικές αρχές, που έχουν χρέος να διαφυλάξουν τον κοινωνικό χαρακτήρα του αγαθού της ηλεκτρικής ενέργειας, αναμένεται να προβάλλουν αντιρρήσεις τουλάχιστον στα πρώτα στάδια μετάβασης προς τη σταθεροποίηση των συνθηκών ανταγωνισμού στην αγορά ΗΕ. γ) να θεωρήσουν ότι το κόστος των επενδύσεων σε ΠΔΖ περιέχει πολύ μεγαλύτερο κίνδυνο εντός του νέου ανταγωνιστικού περιβάλλοντος όπου παρέχεται η δυνατότητα στον κάθε καταναλωτή να επιλέξει τελικά άλλον ή άλλους προμηθευτές ΗΕ.

Το παραπάνω τριμερές επιχείρημα κατά της χρήσης των ΠΔΖ στην ελεύθερη αγορά ΗΕ δεν ευσταθεί διότι: α) τα σκέλη (α) και (β) είναι κατ' ουσία αντιφατικά, β) ο ισχυρισμός των αντιρρήσεων των ρυθμιστικών αρχών στις αυξήσεις των τιμών ΗΕ αρμόζει μόνο στο παλιό μονοπωλιακό καθεστώς και όχι σε μία πραγματικά απελευθερωμένη - ανταγωνιστική αγορά ΗΕ, γ) οι περισσότερες από τις επενδύσεις σε ΠΔΖ αφορούν σε επενδυτικά έργα (πχ. αναβάθμιση, επέκταση) των δικτύων μεταφοράς και

διανομής, δηλαδή σε δραστηριότητες που ουσιαστικά παραμένουν εκτός ανταγωνισμού, γεγονός που δεν συνεπάγεται κάποιο επιπρόσθετο κίνδυνο για τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού λόγω της χρήσης ΠΔΖ.

Προχωρώντας ακόμη παραπέρα, μπορεί να κανεί να ισχυρισθεί ότι το κύριο πλεονέκτημα των ΠΔΖ ως σύστημα διαχείρισης κινδύνου των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού έγκειται στην εφαρμογή τους εντός του πλαισίου της λεγόμενης *Δυναμικής Τιμολόγησης (real time pricing ή dynamic pricing)*, η οποία και αποτελεί το μόνο σύστημα τιμολόγησης ΗΕ που μπορεί να αποδώσει πραγματικά τα οφέλη από τις εντονότερες διαφοροποιήσεις των τιμών της κιλοβατώρας στην απελευθερωμένη αγορά ΗΕ τόσο εντός του ημερήσιου κύκλου όσο και εποχιακώς, βοηθώντας έτσι στην επίτευξη της μεταβίβασης των ωφελειών των ευρέως μεταβαλλόμενων τιμών ΗΕ προς τους προμηθευτές λιανικής πώλησης ΗΕ και τους τελικούς καταναλωτές, συμπέρασμα το οποίο και προέκυψε από την κρίση της Καλιφόρνια (βλ. παρ. 1.4.2). Ο σκοπός της *Δυναμικής Τιμολόγησης ΗΕ*, η οποία ουσιαστικά δίνει προς τον καταναλωτή τιμές χρέωσης ΗΕ σε ωριαία βάση ανάλογα με την αναμενόμενη αλλά και πραγματική ωριαία ζήτηση φορτίου εντός της ημέρας, είναι τελικά να ενθαρρύνει τους καταναλωτές να μειώσουν τη χρήση ΗΕ κατά τις ώρες αιχμής όπου οι τιμές της ΗΕ ανά κιλοβατώρα βάσει αυτού του συστήματος θα είναι υψηλότερες (πχ. μεταφορά σημαντικού μέρους των ενεργειακών αναγκών των καταναλωτών σε ώρες εκτός αιχμής μέσα από μείωση χρήσης των κλιματιστικών, περιορισμό φωτισμού και οικιακών καταναλώσεων κα).

Φυσικά, αυτό που τελικά ενδιαφέρει είναι η πρόβλεψη των αποτελεσμάτων εφαρμογής της μεθόδου *Δυναμικής Τιμολόγησης ΗΕ* μέσα από σύστημα ΠΔΖ στη χώρα μας, όπου από την Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου του διασυνδεδεμένου συστήματος για το 2001 προκύπτει το παρακάτω αξιοσημείωτο συμπέρασμα σχετικά με τη συμπεριφορά του φορτίου αιχμής:

περίπου 3000Μw εγκατεστημένης ισχύος (δηλαδή το ~25% της συνολικής σημερινής εγκατεστημένης ισχύος της χώρας) χρησιμοποιήθηκαν για ποσοστό λιγότερο του 6,8% των ετήσιων ωρών (ήτοι για λιγότερες των 600 ωρών ετησίως, όπου 1 έτος = 8760 ώρες), γεγονός που αξιοποιούμενο μέσω σχετικής μελέτης και στη βάση συντηρητικών παραδοχών οδηγεί στο τεκμηριωμένο συμπέρασμα (βλ. [Λ] σελ. 34) ότι στη χώρα μας: *μία σε ημερήσια βάση (διαμέσου κατάλληλης εφαρμογής ΠΔΖ) αποκοπή ισχύος από το φορτίο αιχμής της τάξης του 10% και μεταφορά 3,5% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από την αιχμή σε ώρες εκτός αιχμής θα οδηγούσε στην εξοικονόμηση περίπου 200 εκατ. € ετησίως (το ΑΕΠ της χώρας μας το 2003 ήταν λίγο παραπάνω από 150 δις €).*

Η εφαρμογή φυσικά αυτής της μεθόδου (ας την ονομάσουμε "ΠΔΖ + Δυναμικής Τιμολόγηση ΗΕ") στη χώρα μας πέρα από τα παραπάνω δυνητικά οφέλη συνεπάγεται και σημαντικές δαπάνες που αφορούν

στις εξής επενδύσεις εκ μέρους της ΔΕΗ και των λοιπών δυνητικών επιχειρήσεων ηλεκτρισμού που θα την ακολουθήσουν:

- Αντικατάσταση των σημερινών παρωχημένων μετρητών ηλεκτρικής ενέργειας των καταναλωτών, έτσι ώστε να μεταβούμε από τη σημερινή τετράμηνη καταμέτρηση της κατανάλωσης στην απαιτούμενη ωριαία. Το συνολικό ενεχόμενο κόστος υπολογίζεται σε 1200 εκατ. € (τιμές 2002, υποθέτοντας: σε περίπου 200€ το μέγιστο κόστος με το κλειδί στο χέρι κάθε τέτοιου νέου μετρητή και περίπου 6 εκατομμύρια τον απαιτούμενο αριθμό μετρητών προς αντικατάσταση).
- i) Ανάπτυξη αναγκαίων τηλεπικοινωνιακών δικτύων αυτοματοποιημένης ανάγνωσης, επιλογής των πληροφοριών της νέας ωριαίας μέτρησης ηλεκτρικής κατανάλωσης.

ii) Εγκατάσταση των απαραίτητων πληροφοριακών συστημάτων επεξεργασίας των μετρήσεων και αυτοματοποιημένης έκδοσης των περισσότερο πολύπλοκων λογαριασμών χρέωσης ΗΕ με το νέο σύστημα. Το ενεχόμενο συνολικό κόστος των ενεργειών (i), (ii) υπολογίζεται περίπου στα 150€ ανά καταναλωτή (ήτοι άλλα 900εκατ. €). Έτσι, οι κεφαλαιακές αυτές επενδυτικές δαπάνες υπολογίζονται ετησίως σε 2100 εκατ. € (τιμές 2002), ενώ όπως αποδεικνύεται αμέσως παρακάτω δεν είναι απαγορευτικές, αφού :

α) Η υλοποίηση ενός τέτοιου έργου υποδομής μπορεί να συντελεσθεί σε ένα χρονικό ορίζοντα 5 - 10 ετών αποτελώντας ένα μεγάλο δημόσιο έργο υλοποιούμενο μέσω PPP^[β] (συγχρηματοδότηση ιδιωτικού - δημοσίου τομέα ή / και εμπλοκή κοινοτικής επιδότησης) .

β) Η ετήσια τοκοχρεολυτική δόση X για το δάνειο των 2100 εκατ. € (υπολογιζόμενη³⁰ με επιτόκιο αναγωγής 8% για χρονική περίοδο 25 ετών) είναι ίση με περίπου 196,72 εκατ. €, δηλαδή κατά τι λιγότερη από το ετήσιο εκτιμηθέν όφελος των περίπου 200 εκατ. € της εφαρμογής του συστήματος ΠΔΖ + Δυναμικής Τιμολόγησης ΗΕ, γεγονός που σημαίνει ότι από την πρώτη κιόλας φάση εφαρμογής προκύπτουν και κάποια οριακά αλλά σημαντικά κέρδη για τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού (πχ. ΔΕΗ) που θα προχωρήσουν στην επένδυση.

γ) Το περίπου 75% αυτού του επενδυτικού κόστους των 2100 εκατ. € θεωρείται ως απαραίτητο αφού αναμένεται να πραγματοποιηθεί ούτως ή άλλως στα πλαίσια της αναβάθμισης του δικτύου της ΔΕΗ λόγω των άμεσων αναγκών βελτίωσής του στη βάση της λειτουργίας της νέας απελευθερωμένης αγοράς ^[Α] .

³⁰ Βάσει του τύπου του τοκοχρεολυσίου (βλέπε σχετικό παράδειγμα παραγράφου 3.3 κεφ.3 παρούσας εργασίας) :

$$X = \{(0,08) / (1 - 1,08^{-25})\} \times 2100 \text{ εκατ. €} = 196,72 \text{ εκατ. €}$$

δ) Η επένδυση στο σύστημα "ΠΔΖ + Δυναμική Τιμολόγηση ΗΕ" αναμένεται να δημιουργήσει νέες επιχειρηματικές προκλήσεις, οι οποίες μπορούν να θεωρηθούν ως μελλοντικές επενδυτικές ευκαιρίες συνδεδεμένες με την υλοποίηση της αρχικής επένδυσης (προσέγγιση *real options*^[κζ] επί της αξιολόγησης της επένδυσης), κατά σειρά οι εξής :

i) Η ωριαία καταμέτρηση της κατανάλωσης ΗΕ, που θα απαιτηθεί από το νέο σύστημα δυναμικής τιμολόγησης ΗΕ, μπορεί να παρέχει σημαντικές πληροφορίες για τις συνήθειες και συμπεριφορά του κάθε τύπου καταναλωτή ηλεκτρισμού, γεγονός που θα επιτρέψει στους προμηθευτές ΗΕ να προσφέρουν νέα τιμολόγια και υπηρεσίες, εξειδικευμένες (customized) στις ανάγκες της κάθε κατηγορίας καταναλωτή (βλέπε το πετυχημένο σύγχρονο παράδειγμα του επικεντρωμένου marketing των εταιριών κινητής τηλεφωνίας) προς αμοιβαίο όφελος τόσο των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού όσο και των καταναλωτών.

ii) Οι μεγάλες τηλεπικοινωνιακές ανάγκες μετάδοσης των ψηφιακών πληροφοριών μέτρησης από κάθε νέα τεχνολογίας μετρητή ωριαίας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας προς το κεντρικό πληροφοριακό σύστημα επεξεργασίας τους και συνακόλουθης έκδοσης λογαριασμών ηλεκτρικού ρεύματος θα απαιτήσουν την απασχόληση σε μόνιμη βάση τόσο τηλεπικοινωνιακών επιχειρήσεων όσο και εταιριών πληροφορικής (software και hardware), γεγονός που αναμένεται να έχει πολύ θετικές επιπτώσεις στην καταπολέμηση της ανεργίας και στην πολυπόθητη ανάπτυξη υψηλής τεχνολογίας στη χώρα μας.

Στο πλαίσιο αυτό της ανάπτυξης και βελτίωσης νέας υψηλής τεχνολογίας στη χώρα εντάσσεται και η αναμενόμενη εμπλοκή των κατασκευαστριών βιομηχανικών εταιριών των απαιτούμενων 6 εκατομμυρίων νέων ειδικών μετρητών στο όλο επενδυτικό έργο της Δυναμικής Τιμολόγησης.

iii) Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της επένδυσης του συστήματος "ΠΔΖ + Δυναμική Τιμολόγηση ΗΕ" (βλέπε κεφ. 4, παρ. 4.2 σχετικά με τη σημασία των περιβαλλοντικών επιπτώσεων στην αξιολόγηση μίας επένδυσης παγίου κεφαλαίου) αναμένονται γενικότερα ως πολύ ευνοϊκές ιδιαίτερα στην περίπτωση μίας χώρας όπου η ηλεκτρική ενέργεια αιχμής παράγεται από μονάδες συμβατικών καυσίμων (πχ. λιγνίτη, πετρελαίου, φυσικού αερίου) και όχι από μονάδες ΑΠΕ (πχ. αιολική, ηλιακή, υδάτινη ενέργεια) λόγω του ότι η αποφυγή / μεταφορά παραγωγής ΗΕ από τις ώρες αιχμής σε ώρες εκτός αιχμής θα οδηγήσει σε σημαντική ελάττωση της καύσης εκατομμυρίων κυβικών μέτρων συμβατικών καυσίμων και συνακόλουθη μείωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης από εκπομπές ρύπων (όπως οξειδίων του αζώτου και διοξειδίου του άνθρακα, του υπεύθυνου για το φαινόμενο του θερμοκηπίου αερίου που τόσο πολύ επιθυμεί να περιορίσει η ΕΕ).

Στη χώρα μας, πάντως, όπου η ηλεκτρική ενέργεια αιχμής παράγεται σε ευέλικτες (γρήγορα εισερχόμενες σε λειτουργία στο σύστημα) υδροηλεκτρικές ή αεριοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου (στα μη διασυνδεδεμένα νησιά σε αιολικά πάρκα) και η ενέργεια εκτός αιχμής παράγεται σε μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος μη ευέλικτα λιγνιτικά εργοστάσια βάσης (πχ. ΑΗΣ), οι θετικές αυτές περιβαλλοντικές επιπτώσεις της εφαρμογής του συστήματος "ΠΔΖ + Δυναμική Τιμολόγηση ΗΕ" αναμένεται να παραμείνουν σχετικά μέτριες όσο οι ΑΠΕ δεν συμμετέχουν δυναμικότερα στο ηλεκτροπαραγωγικό προφίλ της χώρας (βλέπε παραπάνω πίνακα 1).

Κλείνοντας το παρόν κεφάλαιο, θα θέλαμε ως σηματοδότες της προοπτικής της πορείας των σύγχρονων απελευθερωμένων αγορών ΗΕ να μείνουν στον αναγνώστη τα εξής δύο βασικά συμπεράσματα που εξάγονται από την όλη πρόταση εφαρμογής του συστήματος ΠΔΖ σε συνδυασμό με τη Δυναμική Τιμολόγηση ΗΕ^[Α] για τη διαχείριση του κινδύνου της απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ:

Α) Η Εσωτερική Αγορά Ηλεκτρισμού της ΕΕ, ο δρόμος για την απελευθέρωση της οποίας άνοιξε μέσα από την εφαρμογή της ευρωπαϊκής οδηγίας 96/92/ΕΚ και συνεχίζεται με την 2003/54/ΕΚ, είναι εξ ορισμού μία ανταγωνιστική αγορά στην υπηρεσία των καταναλωτών. Η επιτυχία μίας τέτοιας απελευθερωμένης αγοράς βασίζεται στην υπόθεση ότι όλες οι ανάγκες των καταναλωτών θα ικανοποιούνται υπό την προϋπόθεση ότι αυτοί θα έχουν την πρόθεση και τη δυνατότητα να πληρώνουν την κιλοβατώρα ΗΕ σε τιμές που θα αντανakλούν τα κόστη που η κατανάλωση τους προκαλεί σε τελική ανάλυση. Εάν οι καταναλωτές δεν πληρώνουν σε τιμές που αντανakλούν στα πραγματικά κόστη τα οποία τους προκαλεί η κατανάλωση τότε είναι βέβαιο ότι θα συντελείται μη αποτελεσματική έως και ζημιογόνα χρήση των ενεργειακών πόρων της χώρας με βλαβερές συνέπειες για το σύνολο της εθνικής οικονομίας.

Β) Μακροχρόνια, και πέρα από το στόχο της αξιοποίησης των ΑΠΕ σε πορεία βαθμιαίας υποκατάστασης των συμβατικών ρυπογόνων μορφών ενέργειας, η καθοδήγηση των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας προς περισσότερο αποδοτικές και οικονομικά αποτελεσματικές λύσεις και τρόπους ορθολογικού καταμερισμού της κατανάλωσης για την ικανοποίηση των αναγκών τους θα αποτελέσει πρωταρχικό στρατηγικό στόχο των επιχειρήσεων στο χώρο του ηλεκτρισμού (παραγωγή, μεταφορά, διανομή, προμήθεια), η επιτυχία του οποίου θα οδηγήσει μαθηματικά στη βελτίωση τόσο της ενεργειακής απόδοσης των τελικών καταναλωτών όσο και της κερδοφορίας των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού, συνεπικουρώντας τα μέγιστα προς τον απώτερο σκοπό της συνεχούς βελτίωσης του επιπέδου ζωής μέσα από την ανάδειξη του κοινωνικού χαρακτήρα του αγαθού της ηλεκτρικής ενέργειας.

Κεφάλαιο 2° : Ολοκληρωμένη μεθοδολογία αξιολόγησης αποδοτικότητας επενδύσεων παραγωγής ΗΕ σε αιολικά πάρκα στη βάση:

- α) χρονικά εξελισσόμενου μοντέλου¹ αξιολόγησης της χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας της αγοράς αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα κατά την 20ετία 1985 - 2005,
- β) προσέγγισης πολυκριτήριας ανάλυσης χρηματοοικονομικών αποφάσεων

Περίληψη του κεφαλαίου

Η προτεινόμενη σε αυτό το κεφάλαιο μεθοδολογία χρηματοοικονομικής αξιολόγησης των επενδύσεων παραγωγής ΗΕ σε αιολικά πάρκα στην Ελλάδα βασίζεται σε πρώτη φάση σε ολοκληρωμένο τεχνικοοικονομικό μοντέλο μελέτης της χρηματοοικονομικής συμπεριφοράς τέτοιων εφαρμογών ΑΠΕ στη χώρα μας κατά την 20ετία 1985 - 2005^[n] (το μοντέλο κινείται στο μεσοδιάστημα μεταξύ των γνωστικών αντικειμένων του "capital budgeting" και της Ηλεκτρικής Οικονομίας) και σε δεύτερη φάση σε προσέγγιση πολυκριτήριας ανάλυσης επενδυτικών αποφάσεων.

Η αναφορά στην εφαρμογή του μοντέλου στις τρεις περιοχές μεγαλύτερου αιολικού ενδιαφέροντος της χώρας (α) τα μικρού και μεσαίου μεγέθους νησιά του Αιγαίου πχ. Σαμοθράκη, Κύθνος, Λέρος, Κυκλάδες, β) την Κρήτη, γ) τις επιλεγμένες περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού² της ενδοχώρας πχ. Θράκη) προτάσσεται στο παρόν κεφάλαιο και όχι το επόμενο (αυτό των επιπρόσθετων case studies) αφενός μεν διότι αναφερόμαστε σε γενικευμένες εφαρμογές ενός μοντέλου σε εύρος μίας 20ετίας αφετέρου δε στοχεύουμε να δομήσουμε την αξία του μοντέλου δίνοντας έμφαση στην άμεση υποστήριξη της θεωρητικής του ανάπτυξης από τα συμπεράσματα της γενικευμένης εφαρμογής του στις παραπάνω επιλεγμένες περιοχές.

Βάσει του μοντέλου αυτού, το οποίο λαμβάνει υπόψιν τόσο την εξέλιξη του θεσμικού πλαισίου στο χώρο των αναπτυξιακών επενδυτικών κινήτρων όσο και τη χρονική μεταβολή των τεχνικών παραμέτρων στον

¹ Έξοδος του μοντέλου: χρόνος επανείσπραξης (payback period, PBP) και δείκτης κόστους - ωφέλειας (cost - benefit ratio, BCR, ή αλλιώς οικονομική αποδοτικότητα) κατά τη διάρκεια της 20ετίας 1985 - 2005

² Η έννοια του αιολικού δυναμικού αποτελεί τη σημαντικότερη ίσως παράμετρο ενός μοντέλου αξιολόγησης οικονομικής βιωσιμότητας αιολικού πάρκου, αφού η ετήσια αναμενόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος σε αυτό συναρτάται άμεσα με την ισχυρή στοχαστικότητα της ταχύτητας του ανέμου στην περιοχή κατά τη διάρκεια του έτους. Το αιολικό δυναμικό μίας περιοχής ορίζεται σε kWh / m² (βλ. www.dei.gr) βάσει του τύπου $P_w = 0,5 \cdot \rho_{air} \cdot v^3$ όπου: v η μέση ταχύτητα ανέμου στην περιοχή σε m/ sec το 24ωρο, $\rho_{air} = 1,2 \text{ kg / m}^2$ η μέση πυκνότητα του ανέμου. Σε περίπτωση που, βάσει στατιστικών μελετών, προκύπτει ότι επί X₁ ώρες ανά 24ωρο επικρατεί μέση ταχύτητα ανέμου v₁ και επί X₂ ώρες μέση ταχύτητα v₂ τότε $P_w = 0,5 \cdot \rho_{air} \cdot (X_1 \cdot v_1^3 + X_2 \cdot v_2^3)$. Αξίζει επίσης να σημειωθεί ότι ως κοινώς αποδεκτό όριο οικονομικά εκμεταλλεύσιμης αιολικής ενέργειας θεωρείται η περιοχή μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου των 5 - 6 m /sec (βλ. βιβλιογραφία [κ] και [ια]). Στην Ελλάδα η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου σε πολλές περιοχές (πχ. Αιγαίο) έχει βρεθεί από επίσημες μελέτες της ΔΕΗ^[n] ότι αγγίζει τα 10 - 11 m/sec στο μέσο ελάχιστο ύψος (hub-height) 10μ από την επιφάνεια της θάλασσας της αεροτουρμπίνας (wind turbine) μίας τυπικής ανεμογεννήτριας (τυπικές τιμές hub-height Α/Γ: 10 - 30μ) .

τομέα της οικονομικής αξιολόγησης των αιολικών επενδύσεων (πχ. ^[9] κόστος κεφαλαίου, απόδοση επί του επενδεδυμένου κεφαλαίου, πληθωρισμός, ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ, συντελεστής παραγωγικής δυναμικότητας / κόστος λειτουργίας - συντήρησης / κόστος κατασκευής "με το κλειδί στο χέρι" (turn-key cost) της εγκατάστασης, μέγεθος της ανεμογεννήτριας σε Mw), προβλέπεται στασιμότητα στην ανάπτυξη νέων αιολικών πάρκων στις κύριες "αιολικές περιοχές" της χώρας, Αιγαίο και Κρήτη, εάν δεν ακολουθηθεί η στρατηγική της ανάπτυξης συστημάτων αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται στα αιολικά πάρκα μέσω πχ. σταθμών ΗΕ υδροαιολικής συνεργασίας.

Αντιθέτως, στα επιλεγμένα σημεία οικονομικά αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού της ενδοχώρας (μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου τουλάχιστον 7m/sec, κριτήριο βιωσιμότητας που υπό το καθεστώς του ισχύοντος Ν2294/94 οδηγεί στο ποσοστό Ετήσιου Βαθμού Απόδοσης Ιδίων Κεφαλαίων $\geq 12\%$ το οποίο και συνιστά αποδεκτό όριο οριακού κόστους - κερδοφορίας μίας τέτοιας επένδυσης ^{βλ.[10] .[κ]}) οι προοπτικές φαίνονται περισσότερο ευοίωνες βάσει τόσο της πρόβλεψης για ενδυνάμωση του δικτύου μεταφοράς ΗΕ όσο και της προϋπόθεσης του κατάλληλου χειρισμού από την πολιτεία και τους εμπλεκόμενους φορείς της αυξανόμενης αντίδρασης της κοινής γνώμης ενάντια στην έγερση νέων μεγάλου ύψους ανεμογεννητριών μέσα από την προγραμματισμένη ανάπτυξή τους σε σχετικά λίγες επιλεγμένες περιοχές.

Το κεφάλαιο κλείνει με συνοπτική αναφορά στην ολοένα και αναπτυσσόμενη τελευταία Πολυκριτήρια Ανάλυση λήψης χρηματοοικονομικών (και δη επενδυτικών) αποφάσεων, όπου τεκμηριώνεται η μέθοδος της πολυκριτήριας αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων, και ιδιαίτερα αυτών σε ΑΠΕ όπως τα αιολικά πάρκα, ως η πλέον αξιόπιστη μέθοδος ανάδειξης της αξίας μίας τέτοιας επένδυσης σε ολοκληρωμένη βάση. Τέλος, ως κατακλείδα της μελέτης στην γνωστική αυτή περιοχή, γίνεται μία συνοπτική αναφορά σε πραγματικούς όρους στην ιδιαίτερη αξία αυτών των ενεργειακών επενδύσεων σε σχέση με τις επενδύσεις ισοδύναμης παραγωγικότητας που χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα υπό το πρίσμα της διαχείρισης του περιβαλλοντικού κόστους της επένδυσης των σχετικών παγίων περιουσιακών στοιχείων, οπτική γωνία που ενσωματώθηκε πρόσφατα στην όλη διαδικασία αξιολόγησης υπό την πίεση της παγκόσμιας κοινότητας για στροφή της κοινωνικής πολιτικής των κυβερνήσεων προς την προστασία του περιβάλλοντος.

Λέξεις κλειδιά

Αγορά αιολικής ενέργειας, αιολικό πάρκο, χρονική εξάρτηση του μοντέλου αξιολόγησης της οικονομικής βιωσιμότητας αιολικών πάρκων, επιδοτήσεις επενδύσεων αιολικής ενέργειας, χρόνος επανείσπραξης

(payback period) και δείκτης ωφέλειας - κόστους επένδυσης (cost benefit ratio), οικονομική αποδοτικότητα επένδυσης (economic efficiency of an investment), Πολυκριτήρια ανάλυση χρηματοοικονομικών αποφάσεων κατά την αξιολόγηση επενδύσεων παγίου κεφαλαίου, περιβαλλοντικά κόστη και κοινωνικός ρόλος της επιχείρησης, προσέγγιση αξιολόγησης επένδυσης βάσει real options, διαχείριση του περιβαλλοντικού κόστους επένδυσης.

2.1 Γενικές αρχές διαμόρφωσης ενός μοντέλου αξιολόγησης αιολικών επενδύσεων

2.1.1 Υπολογιστική λογική αξιολόγησης επένδυσης αιολικού πάρκου βάσει χρηματοοικονομικών

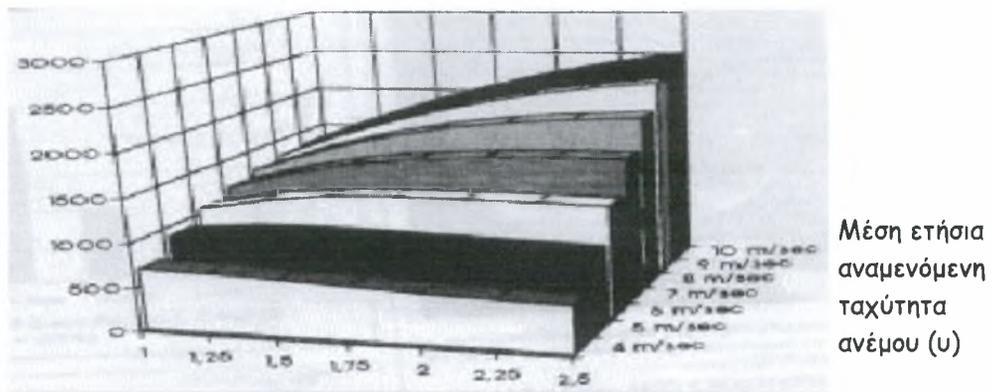
Ξεκινώντας την αναφορά μας σε μοντέλα αξιολόγησης της αποδοτικότητας των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου σε αιολικά πάρκα ηλεκτροπαραγωγής, θα πρέπει αρχικά να ορίσουμε το αιολικό πάρκο ως: μία ολοκληρωμένη εγκατάσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με ανεμογεννήτριες (δηλ. μετατροπείς αιολικής ενέργειας σε ηλεκτρική). Λαμβάνοντας λοιπόν υπόψιν την ισχυρή στοχαστικότητα της ετήσιας κατανομής της ταχύτητας του ανέμου μίας περιοχής, η οποία οδηγεί το αιολικό δυναμικό της σε περιοδικότητα ετήσιας βάσης επηρεάζοντας καίρια την αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ στο αιολικό πάρκο, μπορούμε να πούμε ότι οποιοδήποτε μοντέλο αξιολόγησης οικονομικής βιωσιμότητας του τελευταίου προϋποθέτει τον υπολογισμό της ετήσιας αναμενόμενης παραγωγής ενέργειας και οφείλει να βασίζεται στα παρακάτω τέσσερα βασικά βήματα ^[κ]:

α) υπολογισμός - εκτίμηση του αιολικού δυναμικού (βλ. υποσημείωση 3) ή ισοδύναμα της μέσης πυκνότητας αιολικής ισχύος της περιοχής όπου μελετάται η κατασκευή του αιολικού πάρκου.

Εδώ υπάρχουν δύο προσεγγίσεις: ι) Αναλυτικός υπολογισμός - πρόβλεψη του αιολικού δυναμικού της περιοχής βάσει χρήσης κατάλληλων μαθηματικών πακέτων (πχ. πακέτο WasP), τα οποία προβλέπουν συγκεκριμένα χαρακτηριστικά του ανέμου της περιοχής προς κάθε κατεύθυνση σε διάφορα ύψη από την επιφάνεια της θάλασσας (όπως ετήσια κατανομή ταχυτήτων ανέμου σε μέγεθος και αθροιστική συχνότητα, μέση ετήσια αναμενόμενη ταχύτητα ανέμου σε m/sec και μέση ετήσια αναμενόμενη πυκνότητα αιολικής ισχύος σε Kw/m^2 ή εναλλακτικά μέσο ετήσιο αναμενόμενο αιολικό δυναμικό σε kwh/m^2) δεχόμενα ως δεδομένα εισόδου ειδικούς ψηφιακούς χάρτες ετήσιας βάσης που προκύπτουν από μετεωρολογικά ιστορικά δεδομένα της περιοχής (πχ. ωρογραφία και σκληρότητα του ανέμου) .

ii) Στατιστική επεξεργασία συγκεκριμένων επί τόπου μετεωρολογικών μετρήσεων των χαρακτηριστικών του ανέμου της περιοχής ενδιαφέροντος σε χρονικό ορίζοντα λήψης τουλάχιστον ενός έτους με σκοπό την εξαγωγή ασφαλών συμπερασμάτων για το αιολικό δυναμικό της περιοχής (βλ. [κθ] σχετικά με το υπόδειγμα του τρόπου διενέργειας και επεξεργασίας / μελέτης των μετρήσεων αυτών).

Στο σημείο αυτό, θέλοντας να δώσουμε ένα πραγματικό παράδειγμα πρόβλεψης της ετήσιας αναμενόμενης παραγωγής ΗΕ σε αιολικό πάρκο συναρτήσει της μέσης ετήσιας ταχύτητας του ανέμου της περιοχής, θα θέλαμε να παραπέμψουμε τον αναγνώστη στο παρακάτω τρισδιάστατο σχήμα 2 ^[α], όπου φαίνεται η ετήσια παραγωγή ΗΕ (καθώς και οι ισοδύναμες ώρες λειτουργίας³) μίας εγκατάστασης τυπικής ανεμογεννήτριας Α/Γ 0,5Μw (διαθεσιμότητας 95% του έτους) συναρτήσει της παραμέτρου σχήματος k της κατανομής Weibull⁴ και της μέσης ετήσιας αναμενόμενης ταχύτητας του ανέμου (u) στην περιοχή όπου λειτουργεί η Α/Γ.



Παράμετρος σχήματος k κατανομής Weibull

Σχήμα 2: Ετήσια αναμενόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Μwh/έτος) τυπικής ανεμογεννήτριας Α/Γ 0,5Μw διαθεσιμότητας 95% του έτους (κατακόρυφος άξονας) συναρτήσει της παραμέτρου σχήματος k της κατανομής Weibull και της μέσης ετήσιας αναμενόμενης ταχύτητας του ανέμου (u) στην περιοχή του αιολικού πάρκου.

- β) Εφαρμογή κριτηρίων προκαταρκτικής μελέτης για την εκλογή της περιοχής εγκατάστασης του αιολικού πάρκου:** ι) για τα όρια ύψους 10 - 30μ από την επιφάνεια της θάλασσας (δηλαδή το μέσο ύψος μίας τυπικής σύγχρονης αεροτουρμπίνας) μία μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου περιοχής τουλάχιστον 5 - 6 m/sec επιφέρει βιωσιμότητα στην επένδυση σε Α/Γ ^[κ], ενώ μεγαλύτερη από 7 m/sec ^[α] επιφέρει ποσοστό Ετήσιου Βαθμού Απόδοσης Ιδίων Κεφαλαίων $\geq 12\%$ το οποίο και συνιστά αποδεκτό όριο οριακού κόστους - κερδοφορίας μίας τέτοιας επένδυσης βάσει του ισχύοντος νόμου Ν2294/94.
- ii) ύψος τοποθεσίας της υποψήφιας περιοχής μικρότερο των 1000μ από την επιφάνεια της θάλασσας.

³ Σε όρους του γνωστικού αντικείμενου της Ηλεκτρικής Οικονομίας ^[ε], οι "ισοδύναμες ώρες λειτουργίας ηλεκτροπαραγωγής εγκατάστασης" εκφράζουν το ποσοστό % του ετήσιου χρόνου κατά το οποίο η εγκατάσταση θα έπρεπε να λειτουργεί στην ονομαστική της ισχύ για να παράγει την ενέργεια που θα παρήγαγε στο σύνολο του έτους

⁴ Πειραματικά έχει αποδειχθεί ^[η] ότι η κατανομή συχνότητων της έντασης του ανέμου προσεγγίζεται ικανοποιητικά από τη θεωρητική κατανομή Weibull, της οποίας οι δύο μοναδικοί παράμετροι (σχήματος k και έντασης c) έχουν υπολογισθεί και καταγραφεί σε χάρτες για τις συνολικές ετήσιες συχνότητες των εντάσεων του ανέμου στον Ελλαδικό χώρο. Έτσι ^[κ], από μία τέτοια προσεγγιστική καμπύλη διάρκειας ταχυτήτων ανέμου μπορεί να προσδιοριστεί η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της ισχύος εξόδου μίας Α/Γ, από την ολοκλήρωση της οποίας υπολογίζεται αναλυτικά η ετήσια αναμενόμενη παραγωγή ΗΕ της Α/Γ (βλ. σχ. 2). **Αξίζει να σημειωθεί ^[κ] ότι για εκμεταλλεύσιμες μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου $v > 5$ m/sec η αναμενόμενη παραγωγή της Α/Γ αποτελεί αύξουσα συνάρτηση του k** (για περισσότερες λεπτομέρειες επί του μαθηματικού προσδιορισμού της ετήσιας καμπύλη διάρκειας ταχυτήτων ανέμου βλέπε αναφορές ^[κ]).

iii) προσβασιμότητα μεταφορικών μέσων στην περιοχή εγκατάστασης και εγγύτητα της το πολύ εντός 2 χιλιομέτρων προς το διασυνδεδεμένο δίκτυο μεταφοράς ΗΕ της περιοχής.

γ) Αξιολόγηση της επένδυσης παγίου κεφαλαίου στο αιολικό πάρκο βάσει των παρακάτω κατά σειρά πέντε μεθόδων:

1. Χρόνος επανείσπραξης (PBP, προκαταρτικό στάδιο).
2. Απόδοση επί του επενδεδυμένου κεφαλαίου (Return On Investment, ROI)
3. Καθαρά παρούσα αξία (ΚΠΑ, Net Present Value, NPV)
4. Εσωτερικό ποσοστό απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR)
5. Δείκτης ωφέλειας - κόστους (Benefit / Cost Ratio, BCR)

Απαραίτητοι για τον υπολογισμό των σχετικών χρηματοροών (λειτουργικών και επενδυτικών) είναι αντιστοίχως οι υπολογισμοί ^{[κ]. [κα]}:

1) του αρχικού κόστους της εγκατάστασης A_0 : περιλαμβάνει το κόστος μελέτης - consulting, αγοράς, εγκατάστασης και δοκιμής των Α/Γ και του συναφούς μηχανολογικού εξοπλισμού, το κόστος εκπαίδευσης προσωπικού, το κόστος κατασκευής της απαιτούμενης υποδομής ηλεκτρικού και οδικού δικτύου,

2) του ετήσιου λειτουργικού κόστους της εγκατάστασης: περιλαμβάνει το κόστος συντήρησης και λειτουργίας (maintenance & operation, M & O, cost), το κόστος επισκευών, το κόστος μίσθωσης του οικοπέδου (εάν αυτό δεν είναι ιδιόκτητο από την επιχείρηση ηλεκτρισμού), το μισθολογικό κόστος του προσωπικού του αιολικού πάρκου και το κόστος της ασφάλισής του από ασφαλιστική εταιρία έναντι οποιουδήποτε κινδύνου (πχ. φυσική καταστροφή) .

3) του ετήσιου οφέλους της παραγωγού επιχείρησης από την λειτουργία του αιολικού πάρκου : περιλαμβάνει τα έσοδα από την απευθείας πώληση της παραγόμενης ΗΕ και τα έσοδα λόγω εξοικονόμησης αγοράς ΗΕ από το δίκτυο της ΔΕΗ). Για παράδειγμα, *τέτοιο όφελος συνίσταται ως εξής ανά περίπτωση αυτό-παραγωγού ή ανεξάρτητου παραγωγού (βλ. κεφ. 1, καθώς και παράγραφο 2.2.1 του παρόντος κεφαλαίου) :*

ι) περίπτωση ενός ανεξάρτητου παραγωγού που πωλεί την παραγόμενη ΗΕ προς το διασυνδεδεμένο δίκτυο της ΔΕΗ : μηνιαίο όφελος $b = PP \times CAE1 + P_{max} \times CE$, όπου :

PP η παραγόμενη στο αιολικό πάρκο μηνιαία ποσότητα ΗΕ σε kwh, CAE1 η προδιαγραφόμενη τιμή πώλησης της ΗΕ σε € / Kwh από τον ανεξάρτητο παραγωγό προς το δίκτυο, P_{max} η μέγιστη μηνιαία καταγεγραμμένη (μετρημένη) ποσότητα ΗΕ σε kwh που καταναλώνει το αιολικό πάρκο για τη λειτουργία

του και CE η προδιαγραφόμενη τιμή μηνιαίας χρέωσης της ΗΕ σε € / Kwh από το δίκτυο (πχ. της ΔΕΗ) προς τον ανεξάρτητο παραγωγό,

ii) περίπτωση ενός αυτό-παραγωγού που παράγει την ενέργεια που καταναλώνει και πωλεί την παραγόμενη περίσσεια ΗΕ ($P-P_1$) προς το διασυνδεδεμένο δίκτυο (πχ. της ΔΕΗ) :

μηνιαίο όφελος $b = (P - P_1) \times CAE + P_1 \times (CEP - CAE) + Pd \times CPd$, όπου :

P η παραγόμενη στο αιολικό πάρκο ποσότητα ΗΕ σε kwh, P_1 η ΗΕ που καταναλώνει ο αυτό-παραγωγός στα τοπικά του φορτία, CAE η προδιαγραφόμενη τιμή πώλησης της ΗΕ σε € / Kwh από τον αυτο-παραγωγό προς το δίκτυο όπου αυτός είναι παράλληλα συνδεδεμένος, CEP η προδιαγραφόμενη τιμή πώλησης της ΗΕ σε € / Kwh από το δίκτυο προς τον αυτο-παραγωγό, Pd η μέγιστη μηνιαία καταγεγραμμένη ζήτηση ΗΕ σε Kwh του αυτό-παραγωγού από το δίκτυο, CPd η προδιαγραφόμενη τιμή μηνιαίας χρέωσης της ΗΕ Pd σε € / Kwh από το δίκτυο (πχ. της ΔΕΗ) προς τον αυτό-παραγωγό.

Στην περίπτωση του αυτο-παραγωγού όπου $P = P_1$ τότε το όφελος του τελευταίου είναι:

$b = P_1 \times (CEP - CAE) + Pd \times CPd$, ενώ εάν $P < P_1$ τότε το όφελος του αυτο-παραγωγού είναι :

$b = (P_1 - P) \times (CEP - CAE) + Pd \times CPd$

Η καθαρή μετά φόρων ετήσια εξοικονόμηση κόστους σε κάθε περίπτωση ανεξάρτητου παραγωγού ή αυτό-παραγωγού για αυτόν από τη λειτουργία του αιολικού πάρκου θα είναι ίση με τη συνολική ετήσια καθαρή μετά φόρων χρηματοροή του που σχετίζεται με την επένδυση :

$AS = (1 - ts) \times (b - mc - tl) + ts \times CI / N$, όπου ts ο φορολογικός συντελεστής, b το ετήσιο όφελος, mc το ετήσιο κόστος συντήρησης - επισκευών του αιολικού πάρκου, tl τα ετήσια σταθερά χρηματοοικονομικά έξοδα απόκτησης του συνολικού μηχανολογικού εξοπλισμού του πάρκου συμπεριλαμβανομένου και του συστήματος Α/Γ, CI το συνολικό ίδιο κόστος της επένδυσης και N ο αριθμός των ετών απόσβεσης της επένδυσης (πχ. οι εμπλεκόμενες τυπικές τιμές περιόδων απόσβεσης^[κ] επένδυσης: αιολικού πάρκου 20 - 25 έτη, ηλεκτρικού δικτύου μεταφοράς ΗΕ 50 έτη, σχετιζόμενου οδικού δικτύου υποδομής 50 έτη). Έτσι :

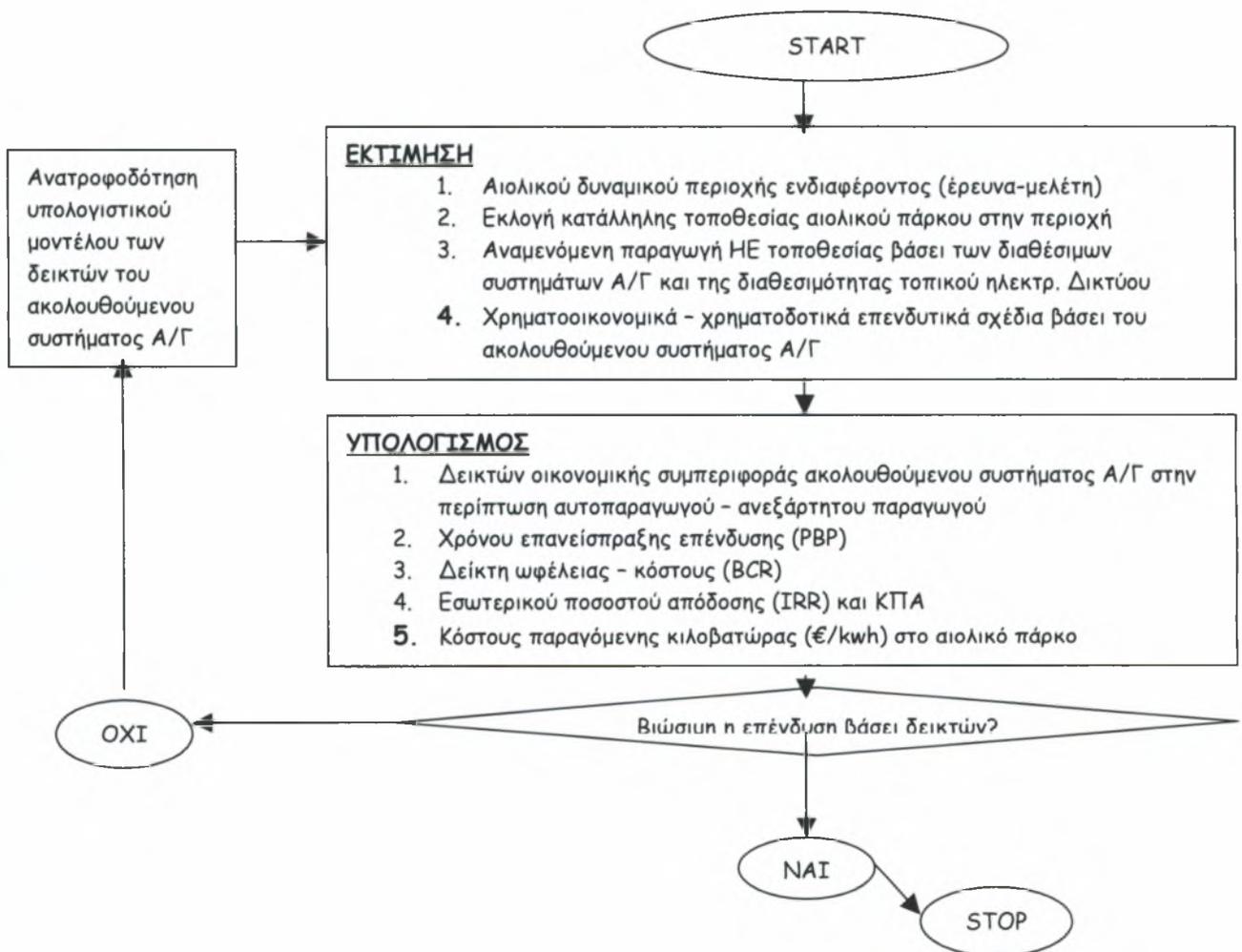
$KPA = \left(\sum_{t=1}^{N1} AS_t / (1+d)^t \right) - CI$, $BCR = \left(\sum_{t=1}^{N1} AS_t / (1+d)^t \right) / CI$, $PBP = CI / AS_1$, (στην περίπτωση

όπου $AS_t = AS_1$ για κάθε $t = 1$ έως $N1$), όπου $N1$ η εκτιμώμενη σε έτη διάρκεια της οικονομικής ζωής της επένδυσης στην εγκατάσταση του αιολικού πάρκου, d το ποσοστό προεξόφλησης των αναμενόμενων μελλοντικών χρηματοροών που σχετίζονται με την επένδυση (συνήθως ^{βλ. [1]} ως d λαμβάνεται το "Weighted Average Cost of Capital", WACC, μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου που σχετίζεται με την

επένδυση). Το Εσωτερικό Ποσοστό Απόδοσης της επένδυσης (IRR) βρίσκεται ως γνωστόν από την εξίσωση ^{Βλ. [1]} : $KPA = 0 \Rightarrow \left(\sum_{t=1}^{N1} AS_t / (1 + IRR)^t \right) - CI = 0$ λύνοντας ως προς IRR .

Τέλος, σημαντικό στοιχείο του όλου μοντέλου αξιολόγησης επενδύσεων σε αιολικά πάρκα αποτελεί και η διερεύνηση του κόστους χρέωσης της εκεί παραγόμενης κιλοβατώρας (kwh) :

$CP = (CI / P) \times [\{ d1 \times (1+d1)^N \} / \{ (1+d1)^N - 1 \}] + (mc / P)$, όπου d1 ο ετήσιος αναμενόμενος ρυθμός αύξησης της τιμής της kwh (escalation percentage of the Kwh price), συνήθως λαμβανόμενος ίσος με το επιθυμητό από τον παραγωγό ΗΕ Ποσοστό Απόδοσης επί των Ιδίων Κεφαλαίων: Return On Equity, ROE . Η ανακεφαλαίωση της υπολογιστικής λογικής του προτεινόμενου μοντέλου αξιολόγησης της επένδυσης σε ένα αιολικό πάρκο φαίνεται στο παρακάτω σχήμα 3 ^(Βλ. [κ]) .



Σχήμα 3: Η υπολογιστική λογική του μοντέλου της παρ. 2.1.1 σε απλοποιημένο λογικό διάγραμμα ^[κ]

2.1.2 Μέθοδος του ετήσιου ισοδύναμου συνολικού κόστους (equivalent annual total cost method) για την αξιολόγηση αμοιβαίως αποκλειόμενων ενεργειακών επενδύσεων παγίου κεφαλαίου διαφορετικής λειτουργικής ζωής

Στο σημείο αυτό, θα θέλαμε μέσα από ένα ευκρινές αριθμητικό παράδειγμα να παραθέσουμε τη (σημαντικότερη στο παλιό μονοπωλιακό καθεστώς των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού κοινής ωφελείας) μέθοδο αξιολόγησης αμοιβαίως αποκλειόμενων επενδύσεων του ετήσιου ισοδύναμου συνολικού κόστους (βλ. [κβ] σελ. 143 - 146), η οποία στηρίζεται στην εναλλακτική της ΚΠΑ μέθοδο της ισοδύναμης ετήσιας καθαρής χρηματοροής (ή όπως συμβολίζεται (κπα), equivalent annual net cash flow), βάσει της οποίας προσδιορίζεται^(βλ. [κβ] σελ. 105) ο ετήσιος σταθερός όρος μίας ράντας μεγέθους ίσου με τη διάρκεια (n έτη) λειτουργικής ζωής της επένδυσης της οποίας η παρούσα αξία προς ποσοστό προεξόφλησης r ίσο με το WACC της επιχείρησης ισούται με την ΚΠΑ της επένδυσης, δηλαδή :

$$(κπα) = ΚΠΑ \left(\frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \right)$$

Αποδεικνύεται τελικά^(βλ. [κβ] σελ. 142 -143) ότι $(κπα) = E - K$, όπου E τα ισοδύναμα ετήσια έσοδα από την πώληση της ΗΕ (δηλ. η ισοδύναμη ετήσια λειτουργική εισροή) και K η ετήσια κεφαλαιακή επιβάρυνση (δηλ. η ισοδύναμη ετήσια επενδυτική εκροή), οπότε προκύπτει και η φυσική σημασία της (κπα) ως το ισοδύναμο ετήσιο μετά φόρων κέρδος της επιχείρησης που σχετίζεται με την επένδυση.

Εν ολίγοις, η αξία της μεθόδου του ετήσιου ισοδύναμου συνολικού κόστους για μία επιχείρηση παραγωγής ηλεκτρισμού έγκειται^(βλ. [κβ] σελ. 106) στο ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί από αυτήν (όπως φαίνεται παρακάτω) για τον προσδιορισμό της ισοδύναμης σταθερής τιμής χρέωσης της ηλεκτρικής ενέργειας (Kwh) με την οποία θα πρέπει να επιβαρυνθούν οι καταναλωτές κατά τη διάρκεια λειτουργίας του έργου (πχ. ΑΗΣ ή αιολικού πάρκου) ώστε να καλυφθεί το κόστος κατασκευής και λειτουργίας του και συγχρόνως να επιτευχθεί το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης από την επένδυση, το οποίο συνήθως αντανakλά το σταθμικό μέσο κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης (το εμπλεκόμενο όμως με την πραγματοποίηση της συγκεκριμένης επένδυσης και όχι το συνολικό της επιχείρησης^[1]).

Παράδειγμα^(βλ. [κβ] σελ. 143 -146): Για την κάλυψη της αναμενόμενης αύξησης ζήτησης ηλεκτρισμού η ΔΕΗ αντιμετωπίζει το πρόβλημα της επιλογής μεταξύ δύο αμοιβαίως αποκλειόμενων επενδύσεων σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, Α λιγνιτική και Β φυσικού αερίου, οι οποίες παρουσιάζουν την ίδια αναμενόμενη ετήσια παραγωγική δυναμικότητα των 1,6 MWh (= 1,6 εκατ. KWh) και στοιχεία κόστους σύμφωνα με τον αμέσως παρακάτω πίνακα. Ζητείται η επιλογή της πιο συμφέρουσας για την ΔΕΗ λύσης.

Παράγοντες αξιολόγησης επένδυσης	Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής	
	A (λιγνιτική)	B (φυσικού αερίου)
1. Κόστος επένδυσης ανηγμένο στο χρόνο έναρξης λειτουργίας του έργου ($t = 0$)	90 δις. δρχ	40 δις. δρχ
2. Ετήσιες δαπάνες παραγωγής Ηλεκτρικής ενέργειας		
Α. Καύσιμα	3,6 δις. δρχ	6,4 δις. δρχ
Β. Λειτουργίας και συντήρησης	0,9 δις. δρχ	0,6 δις. δρχ
3. Διάρκεια λειτουργικής ζωής επένδυσης	30 έτη	20 έτη
4. Αναμενόμενη ετήσια αύξηση τιμής καυσίμων (π)	1 %	2 %
5. Απαιτούμενη ελάχιστη απόδοση επένδυσης ($r = WACC$)	10 %	10 %
6. Ετήσια αναμενόμενη παραγωγή Ηλεκτρικής ενέργειας	1,6 εκατ. Kwh	1,6 εκατ. Kwh

Επένδυση Α :

Παρούσα αξία στο έτος 0 των καθαρών επενδυτικών εκροών: $(EXP)_0 = 90.000$ εκατ. Δρχ.

Παρούσα αξία στο έτος 0 των καθαρών λειτουργικών εκροών:

$$ΠΑ \text{ (ράντας η ισόποσων δαπανών καυσίμων)} = 3.600 \left(\frac{1 - (1 + r_0)^{-n}}{r_0} \right) \Rightarrow$$

$$(ΛΧΟ)_0 = 3.600 \left(\frac{1 - 1,0891^{-30}}{0,0891} \right) = 37.282 \text{ εκατ. Δρχ.}, \text{ όπου χρησιμοποιείται το πραγματικό}$$

$$\text{(αποπληθωρισμένο) ποσοστό προεξόφλησης } r_0 = \left(\frac{1+r}{1+\pi} \right) - 1 \Rightarrow r_0 = \left(\frac{1+0,10}{1+0,01} \right) - 1 = 0,0891$$

Επένδυση Β :

Παρούσα αξία στο έτος 0 των καθαρών επενδυτικών εκροών: $(EXP)_0 = 40.000$ εκατ. Δρχ.

Παρούσα αξία στο έτος 0 των καθαρών λειτουργικών εκροών:

$$ΠΑ \text{ (ράντας η ισόποσων δαπανών καυσίμων)} = 6.400 \left(\frac{1 - (1 + r_0)^{-n}}{r_0} \right) \Rightarrow$$

$$(ΛΧΟ)_0 = 6.400 \left(\frac{1 - 1,07843^{-20}}{0,07843} \right) = 63.578 \text{ εκατ. Δρχ.}, \text{ όπου χρησιμοποιείται το πραγματικό}$$

$$\text{(αποπληθωρισμένο) ποσοστό προεξόφλησης } r_0 = \left(\frac{1+r}{1+\pi} \right) - 1 \Rightarrow r_0 = \left(\frac{1+0,10}{1+0,02} \right) - 1 = 0,07843$$

Άρα, βάσει του τύπου της (κπα) της προηγούμενης σελίδας το ισοδύναμο ετήσιο συνολικό κόστος για κάθε επένδυση είναι :

$$Κ_A = 90.000 \left(\frac{0,10}{1 - 1,10^{-30}} \right) + 37.282 \left(\frac{0,10}{1 - 1,10^{-30}} \right) + 900 = 14.402 \text{ εκατ. Δρχ.}$$

$$K_B = 40.000 \left(\frac{0,10}{1 - 1,10^{-20}} \right) + 63.578 \left(\frac{0,10}{1 - 1,10^{-20}} \right) + 600 = 12.716 \text{ εκατ. } \Delta\rho\chi.$$

Οπότε η μονάδα Β πρέπει να επιλεγεί ως πιο συμφέρουσα βάσει του μικρότερου ισοδύναμου ετήσιου συνολικού κόστους. Δεδομένης τώρα και της ετήσιας συνολικής αναμενόμενης παραγωγής ΗΕ σε Kwh από κάθε σταθμό, μπορούμε να υπολογίσουμε το συνολικό κόστος κ ανά kwh :

$$K_A = \left(\frac{14.402}{1.600} \right) = 9 \text{ } \delta\rho\chi / \text{ kwh}, \quad K_B = \left(\frac{12.716}{1.600} \right) = 7,9475 \text{ } 7,95 \text{ } \delta\rho\chi / \text{ kwh},$$

οπότε και βάσει του μοναδιαίου κόστους kwh η επένδυση Β κρίνεται πιο συμφέρουσα.

Η παραπάνω ανάλυση κρίνεται χρήσιμη ακόμα και για μία ιδιωτική επιχείρηση ηλεκτρισμού που λειτουργεί υπό αυστηρό κρατικό ρυθμιστικό έλεγχο της τιμολογιακής της πολιτικής (όπως πρακτικά θα γίνεται από εδώ και πέρα στη χώρα μας υπό το καθεστώς απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ) κατά τον προσδιορισμό της τιμής στην οποία θα πρέπει να πωληθεί η παραγόμενη από το έργο συγκεκριμένης επένδυσης kwh ώστε τα έσοδα από την πώληση να επαρκούν για την ανάκτηση του κόστους της επένδυσης και ταυτόχρονα την επίτευξη της απαιτούμενης απόδοσης επί του επενδεδυμένου κεφαλαίου (η οποία κατ' ελάχιστον ισούται με το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου που παρουσιάζει η επιχείρηση σε σχέση πάντοτε με την αξιολογούμενη επένδυση). Εάν λοιπόν ισχύουν τα παραπάνω για την τιμολογιακή πολιτική της επιχείρησης ηλεκτρισμού του παραδείγματος και η μέγιστη επιτρεπόμενη από το κράτος ετήσια απόδοση επί των επενδεδυμένων κεφαλαίων για την επιχείρηση ορίζεται σε 10%, τότε η εν λόγω επιχείρηση θα πωλήσει την κιλοβατώρα (kwh) στην τιμή των 7,95 δρχ. επιλέγοντας την επένδυση Β ώστε στα 20 έτη της λειτουργικής της ζωής να ανακτήσει το αρχικό κόστος επένδυσης και ταυτόχρονα να επιτυγχάνει ετήσια απόδοση (ROI) 10% επί των επενδεδυμένων κεφαλαίων της .

Κλείνοντας το παράδειγμα και για να δείξουμε την πρακτική σημασία της μεθόδου του ετήσιου ισοδύναμου συνολικού κόστους στην χάραξη της επενδυτικής και τιμολογιακής πολιτικής μίας σύγχρονης επιχείρησης ηλεκτρισμού, θα πρέπει να προβούμε σε δύο επισημάνσεις:

α) η τιμή 7,95 δρχ. / kwh είναι μία ισοδύναμη τιμή σταθερή καθ' όλη τη διάρκεια της λειτουργικής ζωής της επένδυσης εφόσον αγνοούμε τον πληθωρισμό, δηλαδή το ρυθμό αύξησης της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας (e_j του παρακάτω πίνακα 6 του προτεινόμενου μοντέλου της παρ. 2.2.2) .

β) Η απόδοση 10% επί των επενδεδυμένων κεφαλαίων (ROI) αποτελεί μία μέση ετήσια απόδοση για όλα τα έτη της λειτουργικής ζωής της επένδυσης, η οποία με αναφορά σε μία συγκεκριμένη ετήσια χρήση μπορεί να διαφέρει σημαντικά από αυτήν που προσδιορίζεται για την επιχείρηση με βάση την απόδοση επί της λογιστικής αξίας της επένδυσης βάσει των αρχών της χρηματοοικονομικής λογιστικής,

δεδομένου του πολύ πιθανού φαινομένου η απόδοση επί της λογιστικής αξίας της επένδυσης να είναι χαμηλότερη της απαιτούμενης μέσης ετήσιας του 10% (πχ. 9,3% όπως φαίνεται στον παρακάτω πίνακα 3: απλοποιημένη ανάλυση του Λογαριασμού Αποτελεσμάτων Χρήσεως της εν λόγω επιχείρησης κατά το 1° έτος λειτουργίας της επένδυσης) .

Λογαριασμός Αποτελεσμάτων Χρήσεως κατά το 1° έτος λειτουργίας της επένδυσης Β

Έσοδα πωλήσεων ΗΕ παραγόμενης από την επένδυση Β (1600Χ7,95 εκατ.δρχ)	=	12.720
(-) Λειτουργικά έξοδα (6,4 + 0,6 δις. Δρχ)	=	7.000
= Μικτά κέρδη	=	5.720
(-) Αποσβέσεις βάσει σταθεράς μεθόδου	=	2.000
(= 40.000 / 20, όπου: n = 20 έτη η λειτουργική ζωή της επένδυσης Β και 40.000 εκατ. Δρχ το λογιστικό κόστος της επένδυσης ανηγμένο στο χρόνο έναρξης λειτουργίας του έργου (t = 0))		
= Καθαρά κέρδη (μετά αποσβέσεων προ φόρων και τόκων)	=	3.720
Απόδοση επί της λογιστικής αξίας της επένδυσης (3.720 / 40.000)	=	0,093 ή 9,3%

Πίνακας 3: Απλοποιημένος Λογαριασμός Αποτελεσμάτων Χρήσεως της επιχείρησης ηλεκτρισμού του παραδείγματος κατά το 1° έτος λειτουργίας της επένδυσης Β (ποσά σε εκατ. Δρχ.)

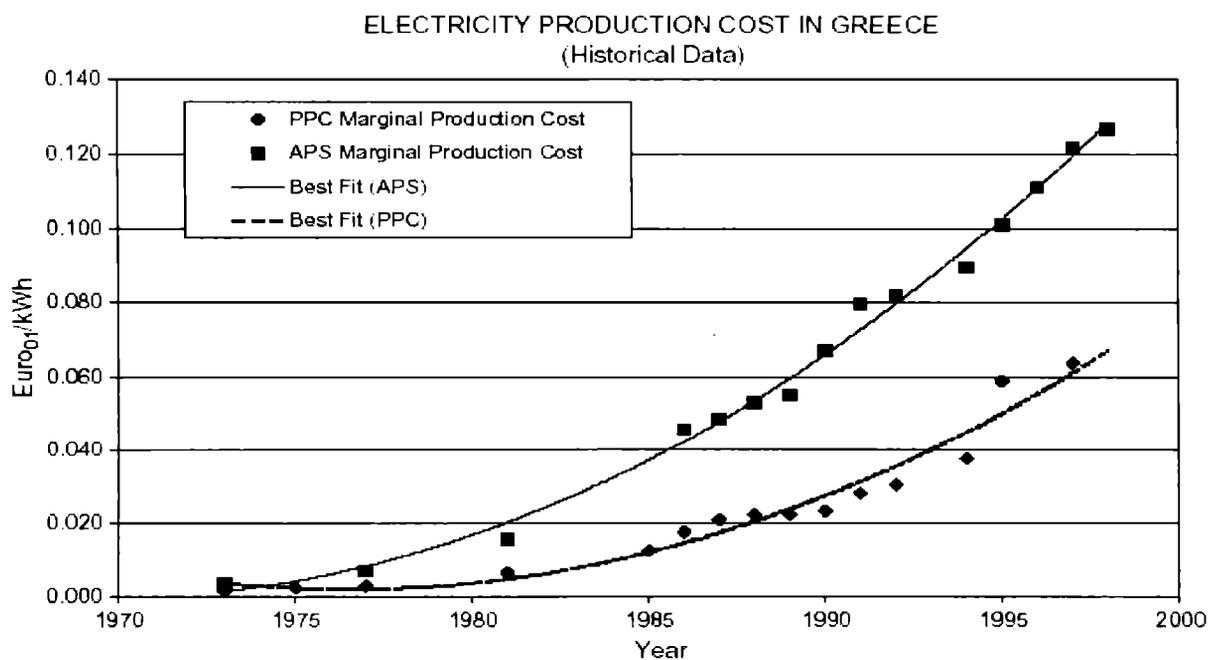
2.2 Ολοκληρωμένο μοντέλο αξιολόγησης της βιωσιμότητας επενδύσεων παραγωγής ΗΕ σε αιολικά πάρκα στη βάση της χρονικής εξέλιξης των μεγεθών PBP και BCR κατά την 20ετία 1985 - 2005 στην Ελλάδα

2.2.1 Εισαγωγή, Θεσμικό πλαίσιο επενδυτικών κινήτρων και παρούσα κατάσταση της αγοράς αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Ως γνωστόν η χώρα μας θεωρείται μεταξύ των πρώτων στην ΕΕ από πλευράς αιολικού δυναμικού αφού σε πολλές περιοχές της (πχ. νησιά Αιγαίου πελάγους) η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου σε ύψος 10μ από την επιφάνεια της θάλασσας υπερβαίνει τα 10 - 11m/sec^[n] και ^[10] με κοινώς αποδεκτό όριο οικονομικής εκμεταλλευσιμότητας της αιολικής ενέργειας τα 6 - 7 m/sec (βλ. υποσημείωση 2 παρόντος κεφαλαίου). Δεδομένων δε αφενός μεν του υψηλού μέσου κόστους παραγωγής

της κιλοβατώρας στους υπάρχοντες παρωχημένους αυτόνομους ντιζελοκίνητους σταθμούς παραγωγής ΗΕ (Autonomous Production Stations, APS) των νησιών του Αιγαίου (~0,15€ / kWh το 2000, βλέπε παρακάτω σχήμα 4) καθώς και της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας μας (65 - 73% της εγχώριας κατανάλωσης ενέργειας, πχ. υγρά και αέρια καύσιμα, ΗΕ εισάγεται από το εξωτερικό), γίνεται κατανοητή η από το 1982 στροφή της ενεργειακής πολιτικής της χώρας προς την εκμετάλλευση και της αιολικής ενέργειας μέσα από επενδύσεις παραγωγής ΗΕ σε αιολικά πάρκα από ιδιωτικές επιχειρήσεις ή τη ΔΕΗ Ανανεώσιμες ΑΕ (ιδιωτικοποιημένη εταιρία μέλος του ομίλου ΔΕΗ, βλ. www.dei.gr).

Οι εν λόγω επενδύσεις επιδοτούνται - επιχορηγούνται (βλ. παρακάτω πίνακα 4) βάσει του υπάρχοντος θεσμικού πλαισίου των διαφόρων αναπτυξιακών νόμων, μεταξύ των οποίων κυρίαρχη θέση κατέχει ο Ν2244/94 περί ΑΠΕ, του οποίου οι βασικές διατάξεις οι σχετικές με την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας (οι οποίες σημειωτέον δεν μεταβλήθηκαν από τον Ν2773/99 περί απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ) παρουσιάζονται σε συντομία αμέσως παρακάτω^[βλ. 1α] μια και ουσιαστικά διαμόρφωσαν το θεσμικό τοπίο της αξιολόγησης επενδύσεων αιολικής ενέργειας στη χώρα μας υπό το καθεστώς της πρόσφατης απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ επί του οποίου και αποτέλεσαν προάγγελο.



Σχήμα 4: Η εξέλιξη του κόστους παραγωγής ΗΕ (€ / kWh) στην Ελλάδα (γραμμές παλινδρόμησης βάσει τιμών ιστορικών δεδομένων από το 1973 - 2000^[n]). **Σημείωση:** α) "PPC marginal production cost" το οριακό κόστος παραγωγής της ΔΕΗ, β) "APS marginal production cost" το μέσο οριακό κόστος παραγωγής των αυτόνομων νησιωτικών ντιζελοκίνητων σταθμών παραγωγής ΗΕ

Σύντομη παρουσίαση του Ν2244/94 περί ΑΠΕ αναφορικά με την εκμετάλλευση αιολικής ενέργειας

Βάσει της υπουργικής απόφασης αρ. Δ6 / Φ1 / οι. 8295 / 19.4.95 του Υπουργείου Βιομηχανίας, Έρευνας και Τεχνολογίας (Υ.Β.Ε.Τ) εξειδικεύονται οι διατάξεις του Ν2244/94 και καθορίζονται οι διαδικασίες και τα δικαιολογητικά που απαιτούνται για την έκδοση αδειών εγκατάστασης - λειτουργίας σταθμών ηλεκτροπαραγωγής παντός τύπου καθώς και οι γενικοί τεχνικοί και οικονομικοί όροι των συμβάσεων .

Αναπτυξιακός Νόμος	Περίοδος ισχύος	Περιοχή Αιγαίου		Κρήτη - επιλεγμένες ηπειρωτικές περιοχές	
		α (%)	γ (%)	α (%)	γ (%)
1262 / 82	1982 - 90	≥ 15	55	≥ 25	45
1892 / 90	1990 - 94	≥ 25	45	≥ 35	40
2244 / 94	1994 - 98	≥ 30	45	≥ 40	40
2601 / 98	1998 έως σήμερα	≥ 30	40	≥ 30	40

Πίνακας 4: Σύνοψη των παρεχομένων αναπτυξιακών κινήτρων για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα ανά ελλαδική περιοχή ενδιαφέροντος βάσει του παρόντος θεσμικού πλαισίου ^[n] (α το ποσοστό ίδιας συμμετοχής του επενδυτή στο κεφάλαιο της επένδυσης, γ το ποσοστό επιδότησης)

Θεσμικά θέματα επενδύσεων αιολικής ενέργειας όπως ρυθμίζονται βάσει του Ν2244/94 :

- α) Δικαίωμα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ (πχ. στην περίπτωση μας αιολική ενέργεια) έχουν :
- Η ΔΕΗ
 - Θυγατρικές επιχειρήσεις που (για πρώτη φορά από την ίδρυσή της) μπορεί να συστήνει η ΔΕΗ με οποιαδήποτε νομική μορφή ή και σε συνεργασία με άλλα νομικά ή φυσικά πρόσωπα (πχ. ΔΕΗ Ανανεώσιμες ΑΕ (ή όπως είναι η πλήρης επωνυμία της: Ανώνυμη Εταιρία Χαρτοφυλακίου Διαχείρισης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας ΑΕ ^[v], της οποίας σκοπός είναι η μελέτη, ο σχεδιασμός, η κατασκευή, επίβλεψη, εγκατάσταση, οργάνωση, λειτουργία, συντήρηση, επέκταση, διαχείριση και εκμετάλλευση έργων και σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας οποιασδήποτε πηγής χωρίς περιορισμό στο ύψος του προϋπολογισμού αυτών, μετά των συναφών τους εγκαταστάσεων καθώς και των μέσων και προϊόντων που σχετίζονται άμεσα ή έμμεσα με τις δραστηριότητες της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας οποιασδήποτε μορφής, ως και κάθε σχετική προς τα ανωτέρω δραστηριότητα παροχής υπηρεσιών, η ίδρυση εταιρειών ως και η με οποιονδήποτε τρόπο σύμπραξη ή και συμμετοχή σε κάθε είδους και εθνικότητας εταιρείες, επιχειρήσεις ή

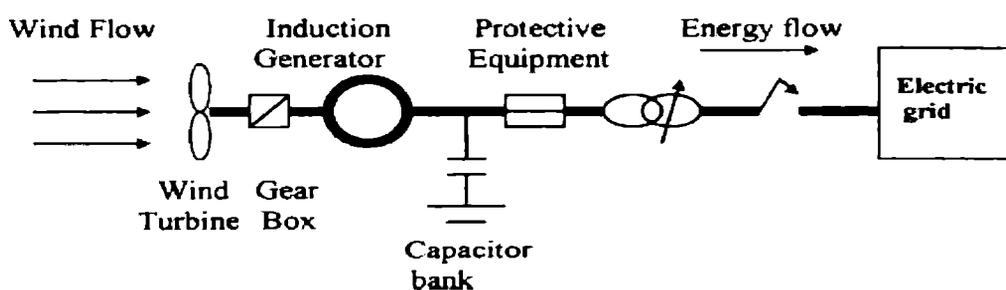
κοινοπραξίες οποιουδήποτε τύπου με όμοιους, συναφείς ή επ' ωφελεία των δραστηριοτήτων της σκοπούς, στην ημεδαπή ή και στην αλλοδαπή).

- Οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης (ΟΤΑ) και οι επιχειρήσεις τους.
- Οποιοδήποτε φυσικό ή νομικό πρόσωπο συγκεντρώνει τα απαραίτητα δια νόμου δικαιολογητικά για έκδοση εγκατάστασης - λειτουργίας τέτοιου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής.

β) Βάσει του Ν2244/94 αναγνωρίζονται δύο μορφές παραγωγού ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ:

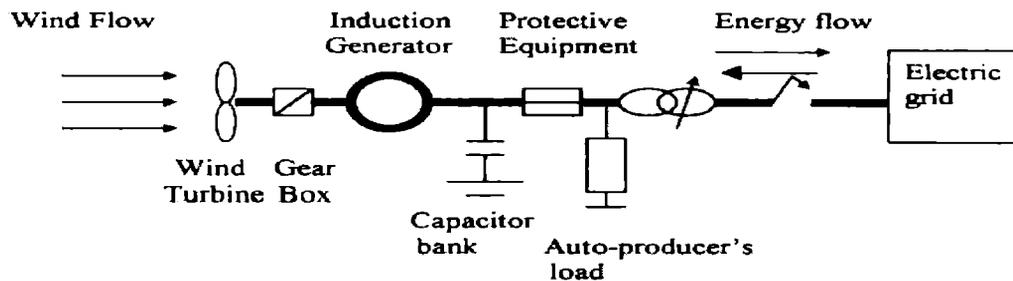
ι) Αυτοπαραγωγός ΗΕ : εκείνος που παράγει ΗΕ για την κάλυψη των δικών του αναγκών και διακρίνεται σε "συνδεδεμένο" και "αυτόνομο" ανάλογα με το εάν ο σταθμός του είναι διασυνδεδεμένος με το δίκτυο της ΔΕΗ ή όχι. Ο συνδεδεμένος αυτοπαραγωγός δικαιούται (και υποχρεούται) να πωλεί τυχόν πλεόνασμα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στη ΔΕΗ και μόνον, η οποία και υποχρεούται να αγοράζει αυτήν την ΗΕ σε τιμή που συνιστά δεδομένο, οριζόμενο δια νόμου κατά περίπτωση, ποσοστό της αντίστοιχης τιμής Kwh που επικρατεί στην αγορά (πχ. 90% της τιμής αυτής για την περίπτωση των αιολικών πάρκων των νησιών), γεγονός που νομικά εξασφαλίζει αγορά για τη διάθεση της περίσσειας ΗΕ του αυτοπαραγωγού εκμηδενίζοντας τον κίνδυνο διάθεσης του προϊόντος του.

ii) Ανεξάρτητος παραγωγός ΗΕ : εκείνος που παράγει ΗΕ με αποκλειστικό σκοπό την πώλησή της στη ΔΕΗ. Στα παρακάτω σχήματα 5 και 6 απεικονίζονται⁵ διαγραμματικά δύο αιολικά πάρκα: ενός ανεξάρτητου παραγωγού και ενός αυτοπαραγωγού αντίστοιχως [βλ. κ].



Σχήμα 5: Μονοφασμικό ισοδύναμο κύκλωμα Αιολικού πάρκου ανεξάρτητου παραγωγού ΗΕ

⁵ Η αναφορά αυτή γίνεται για λόγους τεχνικής πληρότητας επί του αντικειμένου, το οποίο συνιστά γνωστικό πεδίο της Ηλεκτρικής Οικονομίας (βλ. [1ε]), αφού σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η πλήρης πραγμάτευση του θέματος τόσο από χρηματοοικονομική όσο και από τεχνική άποψη, τις οποίες θεωρούμε στενά αλληλοεξαρτώμενες στο πεδίο της αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων. Για το λόγο αυτό, ο μηχανικός της επιχείρησης ηλεκτρισμού που θα διεξάγει την αξιολόγηση τέτοιων επενδύσεων παγίου κεφαλαίου στη βάση των τεχνικών παραμέτρων του μοντέλου αυτού του κεφαλαίου, θα πρέπει να γνωρίζει τόσο το γνωστικό αντικείμενο της Ηλεκτρικής οικονομίας όσο και αυτό της Χρηματοοικονομικής Διοίκησης σε σχέση με το "capital budgeting" (αξιολόγηση επενδύσεων παγίου κεφαλαίου).



Σχήμα 6: Μονογραμμικό ισοδύναμο κύκλωμα Αιολικού πάρκου αυτοπαραγωγού ΗΕ

γ) Η ΔΕΗ υποχρεούται να αγοράζει την ΗΕ που παράγεται από αυτοπαραγωγούς και ανεξάρτητους παραγωγούς εκτός εάν οι τοπικές συνθήκες δεν της επιτρέπουν να τη διαθέσει στην κατανάλωση (πχ. λόγοι τεχνικοί όπως ευστάθειας δικτύου, αξιοπιστίας συστήματος κα), συγκεκριμένα εφόσον: ι) η ζήτηση ισχύος επιτρέπει τη διάθεση της παραγόμενης ισχύος στην περίπτωση που οι μονάδες παραγωγής της ΔΕΗ λειτουργούν ισχύ τουλάχιστον ίση του ελάχιστου επιτρεπτού ορίου τους. ιι) οι εγκαταστάσεις της ΔΕΗ λειτουργούν ομαλά χωρίς να υφίστανται κατάσταση εκτάκτου ανάγκης ή τεχνικής ανωμαλίας, η άρση της οποίας να επιβάλλει την προσωρινή διακοπή της σύνδεσης με το σταθμού του αυτοπαραγωγού ή του ανεξάρτητου παραγωγού .

δ) Μεταξύ των αυτοπαραγωγών - ανεξάρτητων παραγωγών και της ΔΕΗ συνάπτεται δεκαετούς διάρκειας σύμβαση, η οποία καθορίζει τους τεχνικούς και οικονομικούς όρους της διασύνδεσης, με δυνατότητα ανανέωσης για άλλα 10 χρόνια εάν τα δύο μέλη το επιθυμούν.

ε) Η συνολική διείσδυση της εγκατεστημένης ισχύος των αιολικών πάρκων αυτοπαραγωγών και ανεξάρτητων παραγωγών πρέπει να μην υπερβαίνει : ι) σε αυτόνομα συστήματα (πχ. νησιωτικά δίκτυα) το 30% της μέγιστης ωριαίας ζήτησης φορτίου που παρατηρήθηκε στη διάρκεια του τελευταίου έτους για το οποίο υπάρχουν δημοσιευμένα στοιχεία της ΔΕΗ. ιι) στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της ΔΕΗ (πχ. επιλεγμένες ηπειρωτικές περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού όπου λειτουργούν αιολικά πάρκα πχ. Θράκη) τα 50Mw, όριο που καθορίζεται κάθε φορά από τις υφιστάμενες δυνατότητες του δικτύου μεταφοράς της ΔΕΗ, παράμετρο πολύ σημαντική όπως αποδεικνύεται παρακάτω.

στ) Για την εγκατάσταση / επέκταση σταθμού ηλεκτροπαραγωγής απαιτείται, ύστερα από αίτηση του ενδιαφερομένου, άδεια χορηγούμενη με απόφαση του Υ.Β.Ε.Τ, ενώ για την έκδοση άδειας σταθμών διασυνδεδεμένων με το δίκτυο της ΔΕΗ επιπρόσθετα απαιτείται και αιτιολογημένη γνώμη της ΔΕΗ για τις τεχνικές και οικονομικές επιπτώσεις της διασύνδεσης αυτής στις εγκαταστάσεις της.

ζ) Ορίζεται ως εθνικό συντονιστικό κέντρο των δραστηριοτήτων που αφορούν τις ΑΠΕ το ΚΑΠΕ (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, www.cres.gr) .

Τεχνικά θέματα αιολικής ενέργειας και συναφή θέματα τιμολογιακής πολιτικής, ρυθμιζόμενα βάσει του Ν2244/94, που υπεισέρχονται στην αξιολόγηση αιολικών ενεργειακών επενδύσεων :

α) Η ΔΕΗ ορίστηκε ως ο μόνος δικαιούχος πρόσβασης στα δίκτυα ΗΕ που η ίδια έχει κατασκευάσει, διάταξη όμως που καταργήθηκε από τον Ν2773/99 ο οποίος έδωσε νομική δυνατότητα πρόσβασης σε τρίτους στο δίκτυο μεταφοράς - διανομής ΗΕ. Σε περίπτωση εντούτοις που απαιτείται δίκτυο σύνδεσης του σταθμού ΑΠΕ (πχ. αιολικού πάρκου) με το διασυνδεδεμένο δίκτυο της ΔΕΗ τότε το κόστος κατασκευής και συντήρησής του συνεχίζει να επιβαρύνει τον παραγωγό και την κατασκευή του αναλαμβάνει η ΔΕΗ, στην οποία και ανήκει αποκλειστικά το εν λόγω δίκτυο.

β) Η τιμολόγηση της ΗΕ που πωλείται από τους παραγωγούς σε σταθμούς αιολικών πάρκων και λοιπών ΑΠΕ προς τη ΔΕΗ διέπεται από τις παρακάτω αρχές :

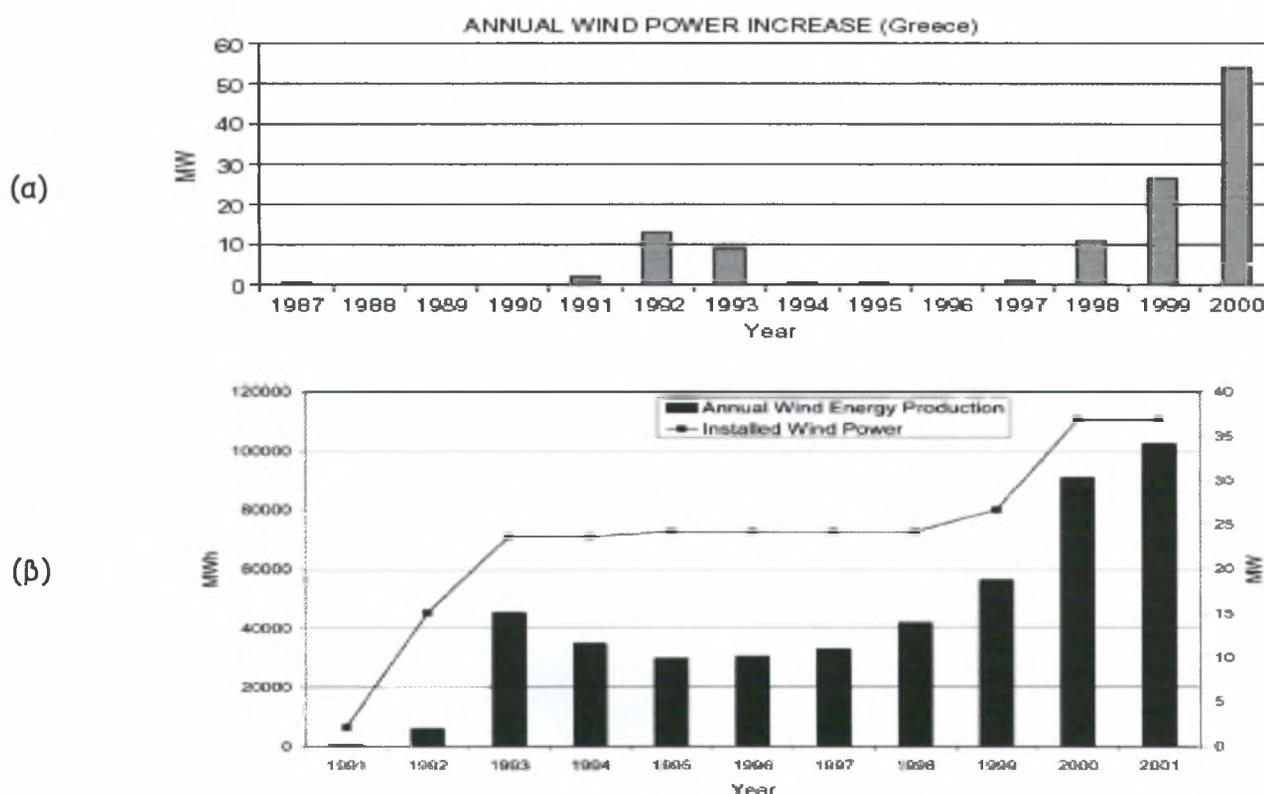
- i) Τιμή πώλησης Κwh : εκφράζεται ως ποσοστό της εκάστοτε τιμής πώλησης της από τη ΔΕΗ προς τους καταναλωτές (πχ. 90% της τιμής αυτής για την περίπτωση των αιολικών πάρκων των αυτόνομων νησιωτικών δικτύων, 70% για τα αντίστοιχα της ενδοχώρας ^{βλ. [η], [ια]}).
- ii) Τιμολόγιο διαφορετικό για αυτοπαραγωγούς και ανεξάρτητους παραγωγούς καθώς και για σταθμούς του διασυνδεδεμένου (ηπειρωτικού) και μη διασυνδεδεμένου δικτύου της ΔΕΗ σε συμμόρφωση με αναπροσαρμοζόμενες τιμές βάσει συνήθως του πληθωρισμού (price escalation rate) και κατόπιν συμφωνίας των 2 μερών (βλ. παρακάτω πίνακα 5 σχετικά με τις ενδεικτικές τιμές πώλησης ΗΕ από παραγωγούς προς τη ΔΕΗ το 1996 ^[ια]). Βάσει λοιπόν του πίνακα 5 φαίνεται ενδεικτικά ότι το 1996 τα υψηλότερα έσοδα από πώληση ΗΕ προς τη ΔΕΗ επιτύγχαναν οι ανεξάρτητοι παραγωγοί του μη διασυνδεδεμένου (πχ. αυτόνομου νησιωτικού δικτύου), γεγονός που προέβλεψε ο νομοθέτης ακριβώς με σκοπό τη δημιουργία κινήτρων για την κατηγορία αυτή .
- iii) Δίνεται δικαίωμα στους αυτοπαραγωγούς να συμψηφίσουν ποσοστό (πχ. το 80% για ιδιώτες αυτοπαραγωγούς, 90% για τους ΟΤΑ) της παραγόμενης ΗΕ με την αντίστοιχη κατανάλωσή τους εφόσον αυτές πραγματοποιούνται στο ίδιο σύστημα μεταφοράς. Ο υπολογισμός από τη ΔΕΗ προς τον αυτοπαραγωγό τυχόν επιβάρυνσης αέργου ισχύος του τελευταίου γίνεται χωριστά για την παραγόμενη και καταναλισκόμενη ενέργεια, ενώ η ΔΕΗ πιστώνει ισχύ μόνον στους ανεξάρτητους παραγωγούς του διασυνδεδεμένου της δικτύου (βλ. ανάλυση παρ. 2.1.1 σχετικά με τον υπολογισμό των χρηματορροών του παραγωγού που συναρτάται άμεσα με τα ποσά ισχύος που χρεώνει ή πιστώνει προς αυτόν η ΔΕΗ).

	ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΟΙ		ΑΥΤΟ-ΠΑΡΑΓΩΓΟΙ	
	Μέση Τάση (ΜΤ)	Υψηλή Τάση (ΥΤ)	Μέση Τάση (ΜΤ)	Υψηλή Τάση (ΥΤ)
Διασυνδεδεμένο δίκτυο	17,50	9,30	13,20	6,70
Μη Διασυνδεδεμένο δίκτυο	20,93	20,93	16,28	16,28

Πίνακας 5: Ενδεικτικά τιμολόγια πώλησης ΗΕ από παραγωγούς (ανεξάρτητους / αυτοπαραγωγούς) προς τη ΔΕΗ (δρχ. / *kwh*, τιμές 1996 ^[α], για τους ανεξάρτητους παραγωγούς του διασυνδεδεμένου ηπειρωτικού δικτύου της ΔΕΗ η τιμή του πίνακα περιλαμβάνει αμφότερα τα σκέλη ισχύος και ενέργειας, βλ. υποσημείωση 8 σελ. 17 κεφ. 1)

Παρούσα κατάσταση της αγοράς αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Παρόλα τα επενδυτικά κίνητρα του θεσμικού αναπτυξιακού πλαισίου (πιν. 4) καθώς και τις ευεργετικές για τους παραγωγούς ΗΕ σε αιολικά πάρκα ρυθμίσεις του Ν2244/94, κατά την περίοδο 1994 - 99 η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος σε αιολικά πάρκα στη χώρα μας θεωρείται αποθαρρυντική τη στιγμή που το αντίστοιχο ποσοστό αύξησης στην Ευρώπη υπερέβαινε το 30%, ενώ μόνον από το 2000 παρατηρείται μία αλματώδης αύξηση της παραγωγικής δυναμικότητας σε αιολικά πάρκα, γεγονός που συναρτάται άμεσα με την εφαρμογή του νόμου 2773/99 περί απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ ^[β], η οποία φαίνεται ότι έδωσε ώθηση στην επενδυτική προσπάθεια (βλ. παρακάτω σχ. 7).



Σχήμα 7: α) Η εγκατεστημένη ισχύς ("installed wind power" σε Mw) σε αιολικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα από το 1987 - 2000 ^[α]. β) Η εγκατεστημένη ισχύς (1991 - 2001) για τα αιολικά πάρκα μόνον της ΔΕΗ σε κοινό διάγραμμα με την εκεί ετήσια παραγωγή ΗΕ ("annual wind energy production" σε Mwh) ^[β]

Ακόμα όμως και με αυτά τα δεδομένα, η έκρηξη από το 2000 στις επενδύσεις κατασκευής νέων αιολικών πάρκων στην Ελλάδα δεν καλύπτει ομοιόμορφα όλη την επικράτεια σε όρους εγκατεστημένης ισχύος (MW) και δη τα μικρά και μεσαία νησιά του Αιγαίου καθώς επικεντρώνεται σε δύο περιοχές (την Κρήτη και τη Εύβοια, βλ. σχ.1 σελ. 15 κεφ.1), γεγονός που οφείλεται: αφενός μεν στην αδυναμία του δικτύου μεταφοράς ΗΕ στις απομονωμένες νησιωτικές περιοχές να "σηκώσει" το επιπλέον φορτίο χωρίς προβλήματα ευστάθειας αφετέρου δε στην αντίδραση των τοπικών κοινωνιών προς την εγκατάσταση των μεγάλου ύψους ανεμογεννητριών για λόγους αλλοίωσης αισθητικής του τοπίου της περιοχής ^[7].

2.2.2 Θεωρητική ανάπτυξη του μοντέλου και χρονική εξέλιξη των κύριων τεχνικο-οικονομικών παραμέτρων του

Όπως προαναφέρθηκε, το εν λόγω μοντέλο επικεντρώνεται στον απολογιστικό ή/και κατά πρόβλεψη υπολογισμό της ακριβούς τιμής του χρόνου επανείσπραξης της επένδυσης (PBP) καθώς και της οικονομικής αποδοτικότητάς της (Cost - Benefit Ration, BCR) κατά τη χρονική περίοδο 1985 - 2005 στη χώρα μας. Για το σκοπό αυτό, χρησιμοποιούνται όλες οι τεχνικές παράμετροι που επηρεάζουν την αξιολόγηση επένδυσης παγίου κεφαλαίου σε αιολικό σταθμό παραγωγής ΗΕ (βλέπε τον ορισμό των μεγεθών του παρακάτω πίνακα 6 καθώς και το σύνολο εξισώσεων του μοντέλου στον πίνακα 7).

Ορισμός Μεγεθών του μοντέλου

1. BCR_n δείκτης κόστους ωφέλειας της επένδυσης μετά μία περίοδο n ετών	19. r_k συντελεστής κόστους αντικατάστασης του κ ^{ιστού} κυρίου εξαρτήματος της εγκατάστασης (%)
2. c τιμή πώλησης της αιολικής ΗΕ (€ / Kwh)	20. R_n επενδυτικά οφέλη μετά φόρων για μία περίοδο n ετών (€ σε τρέχουσες τιμές)
3. CF συντελεστής δυναμικότητας Α/Γ	21. t ο χρόνος
4. C_n συνολικό κόστος της επένδυσης για μία περίοδο n ετών (€ σε τρέχουσες τιμές)	22. V ταχύτητα ανέμου στην περιοχή εγκατάστασης του αιολικού πάρκου (m/sec)
5. e ρυθμός αύξησης τιμής ΗΕ (%)	23. V_c ταχύτητα έναυσης της Α/Γ (m/sec) **
6. f συντελεστής κόστους αρχικής εγκατάστασης	24. V_F ταχύτητα αποκοπής της Α/Γ (m/sec) **
7. $f(V)$ συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας ταχύτητας ανέμου στην περιοχή στο ύψος της Α/Γ	25. VC_n μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας για μία περίοδο n ετών (€)
8. FC_n σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας για μία περίοδο n ετών (€)	26. Y_n υπολειμματική αξία επένδυσης μετά τα n έτη της λειτουργικής ζωής της (€ σε τρέχουσες τιμές)
9. g ποσοστό πληθωρισμού εγχώριας αγοράς (%)	27. z συνολικός αριθμός των Α/Γ του αιολικού πάρκου

- | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 10. g^k ετήσιος ρυθμός μεταβολής της τιμής του $k^{\text{ιστοῦ}}$ κυρίου εξαρτήματος της εγκατάστασης | 28. α η συμμετοχή ίδιων κεφαλαίων στο συνολικό αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης IC_0 (δεκαδικός) |
| 11. G_n επενδυτικά κέρδη για μία περίοδο n ετών (€ σε τρέχουσες τιμές) | 29. β η συμμετοχή δανειακών κεφαλαίων στο συνολικό αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης IC_0 (δεκαδικός) |
| 12. i απόδοση επί επενδυμένου κεφαλαίου (ROI) | 30. γ η συμμετοχή κρατικής επιχορήγησης στο IC_0 |
| 13. i^k κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης | 31. Δ η τεχνική διαθεσιμότητα εγκατάστασης |
| 14. IC_0 αρχικό κόστος επένδυσης (κεφάλαιο σε €) | 32. η^* οικονομική αποδοτικότητα της επένδυσης μετά μία περίοδο n ετών |
| 15. m ετήσιος συντελεστής σταθερού κόστους συντήρησης - λειτουργίας (M & O cost) | 33. ρ^k ετήσιος ρυθμός τεχνολογικής βελτίωσης του $k^{\text{ιστοῦ}}$ κυρίου εξαρτήματος της εγκατάστασης |
| 16. N_0 ονομαστική ισχύς της κάθε A/Γ (Kw) ** | 34. $\Phi_{(j)}$ φόρος καταβλημένος κατά το έτος j (€) |
| 17. $N(V)$ καμπύλη ισχύος A/Γ συναρτήσει της ταχύτητας ανέμου V | 35. Φ_n φόρος καταβλημένος για μία περίοδο n ετών (€ σε τρέχουσες τιμές) |
| 18. P_r τιμή ex-works της κάθε A/Γ (€/Kw) | 36. ω μέσος συντελεστής ισχύος της κάθε A/Γ |

Πίνακας 6 : Ορισμός Μεγεθών του τεχνικο-οικονομικού μοντέλου ^[n] (** κατασκευαστικά μεγέθη της A/Γ)

Τύποι ορισμού του τεχνικο-οικονομικού μοντέλου

A) Υπολογισμός χρόνου επανείσπραξης (PBP) n^* : $G_n = R_n - C_n - \Phi_n = 0$ για $n = n^*$, όπου :

$$1. \quad R_n = R_{n-1}(1 + i_n) + R_0 \frac{CF_n}{CF_0} \prod_{j=1}^{j=n} (1 + e_j) \quad \text{με} \quad R_0 = 8760CF_0(z \cdot N_0)c_0$$

$$2. \quad C_n = IC_0 \left\{ \alpha \prod_{j=1}^{j=n} (1 + i_j) + \beta \prod_{j=1}^{j=n} (1 + i_j^*) \right\} + FC_n + VC_n \quad \text{με} \quad IC_0 = P_r z N_0 (1 + f)$$

$$3. \quad FC_n = FC_{n-1}(1 + i_n) + \frac{m_n}{m_0} (n k_0 IC_0) \prod_{j=1}^{j=n} (1 + g_j^m)$$

$$4. \quad VC_n = IC_0 \sum_{k=1}^{k=k_0} r_k \sum_{j=1}^{j=k} \left\{ \left[\prod_{j=1}^{j=k_0} (1 + g_j^k) (1 - \rho_j^k) \right] \times \left[\prod_{j=1}^{j=n} (1 + i_j) \right] \right\}$$

$$5. \quad \Phi_n = \sum_{j=1}^{j=n} \Phi_{(j)} (1 + i)^{n-j}$$

B) Υπολογισμός δείκτη ωφέλειας - κόστους

α) (BCR_n) :

$$BCR = \frac{\tilde{G}_n}{IC_a(1 - \gamma)}$$

όπου το σύμβολο \sim σημαίνει σταθερές τιμές του εκάστοτε μεγέθους X_j με σημείο αναφοράς τη χρονική στιγμή t_0 περάτωσης της επένδυσης εάν $g = \left(\prod_{k=1}^{k=j} (1 + g_k) \right)$ ο συνολικός πληθωρισμός της οικονομίας κατά την μελετούμενη περίοδο των n ετών της λειτουργικής ζωής της επένδυσης του αιολικού πάρκου:

$$\tilde{x}_j = \frac{x_j}{\prod_{k=1}^{k=j} (1 + g_k)}$$

β) Οικονομική αποδοτικότητα επένδυσης σε μία περίοδο n ετών η_n^* :

$$\eta_n^* = \frac{\tilde{G}_n}{IC_a(1 - \gamma) - \tilde{Y}_{(n)}}$$

Πίνακας 7 : Τύποι υπολογισμού του προτεινόμενου τεχνικο-οικονομικού μοντέλου ^[η] (τα μεγέθη ορίζονται στον πιν. 6)

Βασικές υποθέσεις - επεξηγήσεις, τεχνικές παράμετροι του μοντέλου:

A) Διάκριση της χρονικής εξέλιξης στο χρόνο t κάθε παραμέτρου του σε δύο μέρη : $t = t_0 + \tau$, όπου t_0 η χρονική στιγμή περάτωσης της επένδυσης και τ η χρονική στιγμή περάτωσης της λειτουργικής ζωής (συνήθως $\tau = n$, με n τη λειτουργική ζωή μίας τυπικής A/Γ: τουλάχιστον 20 έτη ^[η]).

B) Δεδομένης της χρονικής εξέλιξης του εμπορικά εκμεταλλεύσιμου μεγέθους ισχύος μίας τυπικής A/Γ για αιολικό πάρκο από τα 15 - 20 Kw του 1980 στο 1,5MW του 2000 ^[η], το μοντέλο αναφέρεται σε τυπικό αιολικό πάρκο (ΕΕ, 1999 ^[η]) αριθμού $z = 10$ A/Γ ονομαστικής ισχύος $N_0 = N_0^*(t_0)$ η καθεμία, όπου N_0^* η βέλτιστη ονομαστική ισχύς της κάθε A/Γ :

$$N_0^*(t_0) = 226.12 * e^{0.1786x} \text{ (kW)}$$

όπου $N_0^*(t_0)$ η βέλτιστη ονομαστική ισχύς A/Γ για κάθε έτος $X = t_0 - 1990$ (βλ. παράρτημα [η]).

Γ) Η δραχμική *ex-works*⁶ τιμή της A/Γ σε $\delta\rho\chi/W = 10^3 \delta\rho\chi. / \text{kw}$ είναι (για το ίδιο $X = t_0 - 1990$ της παραδοχής B βάσει του παραρτήματος [η]) :

$$Pr_{dr} = 0.0051x^4 - 0.0357x^3 - 0.9026x^2 + 11.508x + 248.5$$

(οπότε για το μέγεθος P_r του πίνακα 6 που υπεισέρχεται στους τύπους του μοντέλου ισχύει $P_r = Pr_{dr} X$ ($10^{-3} / 340,75$) € / kw, θεωρώντας $1 \text{ €} = 340,75 \delta\rho\chi$)

⁶ Τιμή αγοράς της A/Γ στο εργοστάσιο (factory ready) χωρίς κανένα άλλο κόστος (πχ. μεταφορικό κόστος και εργατικά κόστη εγκατάστασης) για την επιχείρηση αγοραστή.

Δ) Ο συντελεστής κόστους αρχικής εγκατάστασης $f(t_0)$ στο χρόνο περάτωσης t_0 της επένδυσης εξαρτάται από τις ιδιαιτερότητες της τοποθεσίας της κατασκευής του αιολικού πάρκου (Kaldellis and Ganras, 2000, βλ. [η] σελ. 869) έχοντας τυπικό εύρος τιμών 0,15 - 0,60 και τυπική τιμή το $f = 0,35$ (Kaldellis, 2001c, βλ. [η] σελ. 869)

Ε) Το συνολικό επενδυτικό κεφάλαιο προέρχεται από το άθροισμα ιδίων και δανειακών κεφαλαίων καθώς και του κεφαλαίου της επιχορήγησης από το κράτος όπου $\alpha(t_0) + \beta(t_0) + \gamma(t_0) = 1$, οπότε το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης το σχετιζόμενο με την επένδυση είναι :

$WACC = i' = \alpha X (\text{κόστος ιδίων κεφαλαίων}) + \beta X (\text{επιτόκιο δανεισμού}) + \gamma X (\text{επιτόκιο επιχορήγησης}=0)$
 $= \alpha X \epsilon_{IK} + \beta X \epsilon_{\Xi K}$. Πχ. από τον πίνακα 4 που συνοψίζει τα παρεχόμενα επενδυτικά κίνητρα βάσει του πρόσφατου αναπτυξιακού νόμου 2601/98: για ίδια συμμετοχή $\alpha = 30\% = 0,3$ έπεται επιχορήγηση $\gamma = 40\% = 0,40$ άρα $\beta = 30\% = 0,3$, θεωρώντας δε επιτόκιο δανεισμού πχ. $\epsilon_{\Xi K} = 6\%$ και κόστος ιδίων κεφαλαίων πχ. $\epsilon_{IK} = 15\%$ (= 5% risk-free επιτόκιο + 10% ένα maximum αποδεκτό πριμ κινδύνου του επενδυτή στο χώρο των ενεργειακών επενδύσεων) προκύπτει $WACC = i' = 0,3 \times 0,06 + 0,3 \times 0,15 = 6,3\%$ για τη συγκεκριμένη επένδυση, το οποίο και θα πρέπει να χρησιμοποιηθεί ως ελάχιστο ποσοστό προεξόφλησης των αναμενόμενων μελλοντικών χρηματοροών από αυτήν κατά τον υπολογισμό της ΚΤΑ της.

Στ) Το ετήσιο σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας FC_n του αιολικού πάρκου (Fixed "M & O" maintenance & operation cost, βλ. εξίσωση A3 πιν. 7) μοντελοποιείται⁷ συναρτήσει $X = t_0 - 1990$ ως ποσοστό $m_0(t_0)$ του αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης IC_0 όπου:

$$m_0(t_0) = 3.5045 * e^{-0.0456x} + \delta \quad (\%)$$

(με δ το ετήσιο ποσοστό του κόστους ασφάλισης της εγκατάστασης ως προς το IC_0), θεωρώντας δύο ετήσιες αιτίες αύξησής του κατά : i) το ποσοστό g^m λόγω του πληθωρισμού του κόστους αυτού και ii) το ποσοστό $m_n(\tau) / m_0$ λόγω γήρανσης του μηχανολογικού εξοπλισμού της Α/Γ με :

$$\frac{m_n}{m_0}(\tau) = 1 + \frac{\delta m(\tau)}{m_0}, \quad \delta m(\tau) = 0.005\tau^2 - 0.025\tau + 0.0219 \quad (\%)$$

Το μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας VC_n του αιολικού πάρκου (variable "M & O" maintenance & operation cost) μοντελοποιείται βάσει της εξίσωσης A4 πιν. 7 υπό το σκεπτικό ότι εξαρτάται από το συντελεστή κόστους αντικατάστασης r_k των k_0 κυρίων εξαρτημάτων της εγκατάστασης

⁷ Οι παραδοχές για τα μεγέθη $m_0(t_0)$, $m_n(\tau) / m_0$ και $\delta m(\tau)$ στηρίζονται σε μελέτες βάσει εμπειρικών δεδομένων σε αιολικά πάρκα της ΕΕ και της χώρας μας (Kaldellis, 1999, βλ. [η] παράρτημα)

(πχ. ρότορες της Α/Γ, μειωτήρες κα) τα οποία παρουσιάζουν λειτουργική ζωή n_k μικρότερη των n ετών της επένδυσης (Molly, 1990, βλ. [η], σελ. 869), με l_k το ακέραιο μέρος του αριθμού $\left[\left(\frac{n-1}{n_k} \right) \right]$

Στην ίδια εξίσωση τα μεγέθη $g^k(t)$ και $\rho^k(t)$ αντιπροσωπεύουν (Kaldellis, 2000, βλ. [η] παράρτημα) αντιστοίχως σε ετήσια βάση: την ποσοστιαία μεταβολή της τιμής κτήσης και το ποσοστό τεχνολογικής βελτίωσης του $k^{\text{οστόυ}}$ κυρίου εξαρτήματος της Α/Γ.

Ζ) Αναφορικά με την εξίσωση Α1 του πιν. 7 που περιγράφει τα επενδυτικά οφέλη R_n μετά φόρων για την περίοδο n ετών (€ σε τρέχουσες τιμές), ιδιαίτερη προσοχή απαιτούν τα μεγέθη: συντελεστής δυναμικότητας CF της συνολικής εγκατάστασης της Α/Γ, ($CF = \Delta \cdot \omega$) καθώς και ο ρυθμός αύξησης τιμής ΗΕ (e %):

ι) $\omega = \omega(t)$: μέσος συντελεστής ισχύος της εγκατάστασης (Kaldellis and Vlachou, 1992, βλ. [η] σελ. 869):

$$\omega = \int_0^{\infty} \frac{N(V)}{N_0} f(V) dV = \int_{V_c}^{V_f} \frac{N(V)}{N_0} f(V) dV$$

όπου τα μεγέθη της παραπάνω εξίσωσης του ω ορίζονται σύμφωνα με τον πιν. 6, ενώ σε περίπτωση που δεν υπάρχουν σαφή ιστορικά δεδομένα για να ορισθεί εμπειρικά η συνάρτηση $f(V)$ πυκνότητας πιθανότητας της ταχύτητας ανέμου στην περιοχή στο ύψος της Α/Γ τότε χρησιμοποιείται προσεγγιστικά

η κατανομή Weibull ^{[α],[η]}:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c} \right) \cdot \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\frac{V}{c} \right)^k$$

(k παράγοντας σχήματος, c παράγοντας έντασης: οι δύο παράμετροι της κατανομής Weibull ⁸),

ii) $\Delta = \Delta(t)$: συντελεστής τεχνικής διαθεσιμότητας της εγκατάστασης του αιολικού πάρκου σε συνολική βάση (βλ. [η] σελ. 869), μέγεθος που, όπως φαίνεται και από την αμέσως παρακάτω εξίσωση ορισμού του, παρουσιάζει γενικά μεταβλητότητα ανάλογα προς τρεις διαστάσεις: α) την τεχνολογία των Α/Γ (παράγοντας $\Delta_o(t_o)$), β) το ρυθμό βλαβών της Α/Γ λόγω λειτουργικής γήρανσης (παράγοντας $(\Delta_n/\Delta_o)(\tau)$), γ) την τοποθεσία της εγκατάστασης του αιολικού πάρκου(παράγοντες $\Delta_w(t)$, $\Delta_g(t)$):

$$\Delta(t) = \Delta_o(t_o) \left(\frac{\Delta_n}{\Delta_o} \right) (\tau) \Delta_w(t) \Delta_g(t)$$

Ειδικότερα, για $X = t_o - 1990$ και $\tau = t - t_o$, ισχύει:

⁸ Για περισσότερες λεπτομέρειες επί της κατανομής Weibull καθώς και για το πώς από την ετήσια καμπύλη διάρκειας ταχυτήτων ανέμου της περιοχής προσδιορίζεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας της ισχύος εξόδου της Α/Γ: βλέπε υποσημείωση 4 και σχήμα 2 παρόντος κεφαλαίου σε αναφορά [ια] σελ. 72 - 73.

- $\Delta_o (t_o)$ ο συντελεστής τεχνικής διαθεσιμότητας της Α/Γ τη χρονική στιγμή t_o της περάτωσης της κατασκευαστικής περιόδου της επένδυσης (η εξέλιξη του μεγέθους αυτού σχετίζεται άμεσα με την τεχνολογική εξέλιξη στον κλάδο των Α/Γ έχοντας φθάσει στις μέρες μας το ποσοστό του σχεδόν 99% ξεκινώντας από το αρχικό πολύ χαμηλό ποσοστό του 60% των αρχών της δεκαετίας '80) :

$$\Delta_o (t_o) = 0,00001 X^3 - 0,0009 X^2 + 0,0191 X + 0,8768 \text{ (καθαρός αριθμός)}$$

- $(\Delta_n/\Delta_o) (\tau)$ ο συντελεστής τεχνικής διαθεσιμότητας της εγκατάστασης καθόλη τη λειτουργική ζωή της (η έτη) ως προς το συντελεστή τεχνικής διαθεσιμότητας της εγκατάστασης τη χρονική στιγμή t_o , μέγεθος που περιγράφει το ρυθμό βλαβών της Α/Γ που αυξάνει με τη λειτουργική γήρανσή της⁹:

$$\left(\frac{\Delta_n}{\Delta_o} \right) (\tau) = 0,0022 \tau^3 - 0,1053 \tau^2 + 0,6711 \tau + 98,875 \text{ (\%)}$$

- $\Delta_w (t)$ η διόρθωση του συντελεστή τεχνικής διαθεσιμότητας της εγκατάστασης λόγω δυσκολιών προσβασιμότητας προς την εγκατάσταση συνεπεία αντιξοότητας των καιρικών συνθηκών της περιοχής (Van Bussel, 1999, βλ. [η] σελ. 869), όπου V η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου στην περιοχή :

$$\Delta_w = 0,0002 V^3 - 0,0071 V^2 + 0,0338 V + 0,9768 \text{ (καθαρός αριθμός)}$$

- $\Delta_e (t)$ η διόρθωση του συντελεστή τεχνικής διαθεσιμότητας της εγκατάστασης λόγω του περιορισμού απορρόφησης της παραγόμενης στο αιολικό πάρκο ΗΕ βάσει του ορίου στη διείσδυση της (γ) στο τοπικό δίκτυο (local grid), γεγονός που επιβάλλεται νομικά με σκοπό τη διατήρηση της ευστάθειας του δικτύου βλ. [η] σελ. 869,.

$$\Delta_e \geq 0,0001 \gamma^3 - 0,0229 \gamma^2 - 0,4669 \gamma + 100,37 \text{ (\%)},$$

με $\gamma = \frac{N_{WP}}{N_{peakload}}$, όπου N_{WP} το παραγόμενο στο αιολικό πάρκο φορτίο και $N_{peakload}$ το κατά τον

προηγούμενο χρόνο φορτίο αιχμής του τοπικού δικτύου, στο οποίο είναι συνδεδεμένο το αιολικό πάρκο¹⁰.

iii) Ο ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ για το έτος j (e_j %) ορίζεται ως παρακάτω στη σελ. 26 .

⁹ Βάσει μελετών (Gipe 2002, Hahn 1999, Hansen & Andersen 1999, Kaldellis 1999, βλ. [η] σελ. 870) η λειτουργική αξιοπιστία μίας τυπικής Α/Γ στο χρόνο χαρακτηρίζεται από αραιές βλάβες έως το 3° έτος λειτουργίας (συνήθως λειτουργική ζωή Α/Γ μεγαλύτερη των 20 ετών) και στη συνέχεια ακολουθεί μία μακρύτερη περίοδος "τυχαίων" βλαβών προτού να αυξηθεί ο ρυθμός αυτός σημαντικά καταλήγοντας στις λεγόμενες βλάβες "φθορών" σύμφωνα με τη συνάρτηση $(\Delta_n/\Delta_o) (\tau)$.

¹⁰ Για το ποσοστό διείσδυσης (γ) της παραγόμενης σε αιολικό πάρκο ΗΕ στο τοπικό δίκτυο της ΔΕΗ^{1η} σελ. 869¹ όπου αυτό συνδέεται ισχύει : $3\% \leq \gamma \leq 30\%$ βάσει του Ν8295/95 (οι τιμές του γ αναφέρονται ως προς το $N_{peakload}$) στη λογική του ότι το άνω όριο διείσδυσης της αιολικής ΗΕ στο τοπικό αυτόνομο δίκτυο ορίζεται από το επιλεγμένο σημείο λειτουργίας του αιολικού πάρκου και τη μέγιστη επιτρεπτή έξοδο του τοπικού (ταυτόχρονα λειτουργούντος) ντιζελοκίνητου παραγωγικού σταθμού, έτσι ώστε ο δεύτερος να μπορεί να αναλάβει ανά πάσα στιγμή τη συνολική παροχή φορτίου στο τοπικό δίκτυο στην περίπτωση που έχουμε απρόσμενη διακοπή λειτουργίας του αιολικού πάρκου, εξασφαλίζοντας με τον τρόπο αυτό την ευστάθεια του δικτύου.

Η) Αναφορικά με την εξίσωση A5 του πιν. 7 που περιγράφει τον συνολικό καταβεβλημένο φόρο Φ_n για την περίοδο των n ετών λειτουργικής ζωής της επένδυσης (€ σε τρέχουσες τιμές): Ο ετήσιος καταβεβλημένος φόρος $\Phi_{(j)}$ (€) κατά το έτος j λόγω των εισοδημάτων της ηλεκτρικής επιχείρησης κατά το προηγούμενο έτος $j-1$ εξαρτάται από: i) το φορολογικό συντελεστή (οριζόμενο εκ του ισχύοντος φορολογικού νόμου), ii) την καθαρή χρηματοροή της επιχείρησης κατά το προηγούμενο έτος $j-1$, iii) τις αποσβέσεις περιουσιακών στοιχείων της επιχείρησης και iv) τα συνολικά χρηματοοικονομικά έξοδα (πχ. τόκοι δανείων) της επιχείρησης.

Θ) Η υπολειμματική αξία Y_n της επένδυσης σε αιολικό πάρκο μετά το πέρας των n ετών της λειτουργικής ζωής της (€ σε τρέχουσες τιμές) έγκειται κυρίως στις εξής συνιστώσες:

- i) ανακτήσιμο για την επιχείρηση εισόδημα όπως αξία οικοπέδου και κτιρίων, αξία μεταπώλησης της Α/Γ και του λοιπού μηχανολογικού εξοπλισμού και αξία πώλησης μέρος του εξοπλισμού ως παλιοσίδερα,
- ii) άυλη αξία απόκτησης της σχετικής τεχνολογικής γνώσης και γενικά του know - how.

Βάσει σχετικών μελετών^[η. παράρτημα σελ. 878] αυτή η υπολειμματική αξία ενός αιολικού πάρκου έχει προσδιοριστεί προσεγγιστικά ως ποσοστό του κεφαλαίου της αρχικής επένδυσης IC_0 συναρτήσει του μεγέθους χρόνου $\tau = t - t_0$:

$$\frac{Y_n}{IC_0} = 0,0012 \tau^2 - 0,0512 \tau + 0,8581 \text{ (καθαρός δεκαδικός αριθμός)}$$

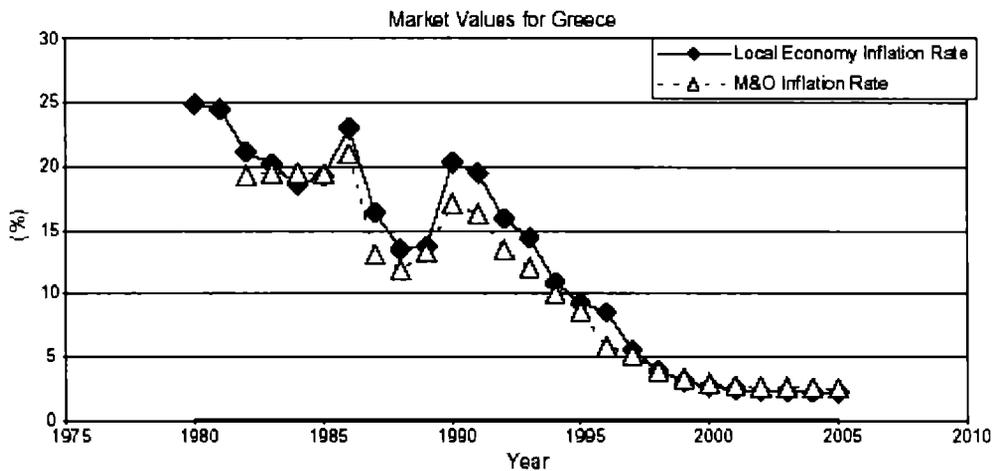
Χρονική εξέλιξη των κύριων τεχνικο-οικονομικών παραμέτρων του μοντέλου από το 1980:

Η ανάλυση των τεχνικών παραμέτρων του μοντέλου οικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων σε αιολικά πάρκα βάσει της χρονικής εξέλιξης των μεγεθών PBP και BCR κατά την 20ετία 1985 - 2005 (βλ. πίνακες 6 και 7) προαπαιτεί την παρουσίαση της χρονικής εξέλιξης των παρακάτω κύριων οικονομικών μεταβλητών του μοντέλου κατά την παραπάνω περίοδο στη χώρα μας:

- a. Ετήσιου πληθωρισμού του κόστους συντήρησης και λειτουργίας αιολικού πάρκου (g^m) σε σχέση με τον ετήσιο πληθωρισμό της εθνικής οικονομίας (g),
- b. Αποπληθωρισμένου κόστους κεφαλαίου στη χώρα ($i^i - g$),
- c. Πριμ κινδύνου της αγοράς ($i - i^i$) για τις ενεργειακές επενδύσεις σε αιολικά πάρκα .
- d. Ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής λιανικής χρέωσης της ηλεκτρικής ενέργειας (e) .

a) Πληθωρισμός της εθνικής οικονομίας g και πληθωρισμός g^m του κόστους συντήρησης και λειτουργίας: Από το διάγραμμα του σχήματος 8, το οποίο παρουσιάζει την πορεία των δύο παραπάνω οικονομικών δεικτών από το 1980 έως και την αντίστοιχη πρόβλεψη για το 2005, φαίνεται η παράλληλη

πορεία των δύο δεικτών καθώς και η ταύτιση των τιμών τους σχεδόν από το 1997 σε επίπεδα κάτω του 5%, γεγονός που κρίνεται ιδιαίτερα ευνοϊκό για την άνοδο των επενδύσεων σε αιολικά πάρκα στη χώρα.



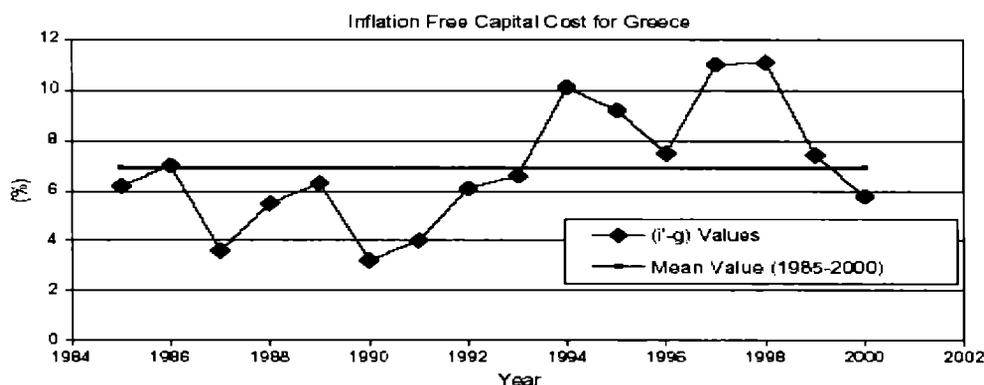
Σχήμα 8 : Η πορεία των δεικτών g (local economy inflation rate) και g^m (M & O cost inflation rate) στην Ελλάδα από το 1980 έως και το 2005 (πρόβλεψη) σε τιμές αγοράς ^[n].

b) Αποπληθωρισμένο κόστος κεφαλαίου στη χώρα ($i^i - g$): Γενικά το κόστος κεφαλαίου i^i σε έναν κλάδο της οικονομίας μίας χώρας εξαρτάται σε μακροοικονομική κλίμακα κυρίως από τρεις βασικούς παράγοντες: i) τις δημιουργούμενες στη χώρα ευκαιρίες επενδύσεων (πχ, θεσμικό πλαίσιο ενίσχυσης επιχειρηματικότητας - αναπτυξιακών επενδυτικών κινήτρων όπως κρατικών και κοινοτικών επιχορηγήσεων / επιδοτήσεων, φοροαπαλλαγών, ειδικών κινήτρων¹¹), ii) τον συνολικό επενδυτικό κίνδυνο στον κλάδο (βλ. κεφ. 1 παρ. 1.5) και iii) τον πληθωρισμό g της εθνικής οικονομίας.

Προφανώς το μέγεθος που ενδιαφέρει είναι το μετά την αφαίρεση του πληθωρισμού κόστος κεφαλαίου ($i^i - g$), η πορεία του οποίου από το 1985 - 2000 στη χώρα μας παρουσιάζεται στο διάγραμμα του αμέσως παρακάτω σχήματος 9, από όπου προκύπτει η μέση τιμή (mean value) του δείκτη αυτού ίση με περίπου 7% κατά την παραπάνω περίοδο, γεγονός που κρίνεται ότι μάλλον αποτέλεσε ανασταλτικό

¹¹ Για τον αναπτυξιακό νόμο N2601/98, περί Ενισχύσεων Ιδιωτικών Επενδύσεων για την Οικονομική & Περιφερειακή Ανάπτυξη της Χώρας, βλέπε ιστοσελίδα του Υπουργείου Περιβάλλοντος Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων: www.minenv.gr. Επιγραμματικά, ο N2601/98 καθιερώνει 5 κατηγορίες επενδυτικών κινήτρων: α) επιχορήγηση (δωρεάν παροχή χρηματικού ποσού από το Δημόσιο) τμήματος (έως και 40% για ίδια συμμετοχή τουλάχιστον 30%) του αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης, β) επιδότηση (δωρεάν κάλυψη από το Δημόσιο τμήματος) των τόκων των τετραετούς τουλάχιστον διάρκειας μεσομακροπρόθεσμων δανείων της επιχείρησης επί της υλοποίησης της ενισχυόμενης επένδυσης, γ) επιδότηση τμήματος των καταβαλλόμενων δόσεων χρηματοδοτικής μίσθωσης (leasing) που συνάπτει η επιχείρηση για την απόκτηση της χρήσης νέου μηχανολογικού και λοιπού εξοπλισμού στα πλαίσια της υλοποίησης της επενδυτικής δαπάνης, δ) φοροαπαλλαγή ορισμένου ποσοστού (ύψους έως και του συνόλου) της αξίας της ενισχυόμενης επενδυτικής δαπάνης ή/και της αξίας του leasing, διαμέσου της απαλλαγής από καταβολή φόρου εισοδήματος των μη διανεμομένων κερδών της 1^{ης} δεκαετίας από την υλοποίηση της επένδυσης με το σχηματισμό ισόποσου αφορολόγητου αποθεματικού, ε) ειδικά περαιτέρω επενδυτικά κίνητρα

παράγοντα για την ανάπτυξη των ενεργειακών επενδύσεων σε αιολικά πάρκα στη χώρα μας από το 1993 - 98. Αντιθέτως, η διαμορφούμενη από το 1999 και μετά τάση είναι πτωτική (κάτω του 6%) οπότε και ευνοήθηκαν οι επενδύσεις αυτές λόγω του χαμηλότερου κόστους κεφαλαίου (έτσι εξηγείται η άνοδος από το 1999 και κορύφωση το 2000 της εγκατεστημένης ισχύος σε αιολικά πάρκα, βλ. σχ. 7 παρόντος κεφαλαίου).



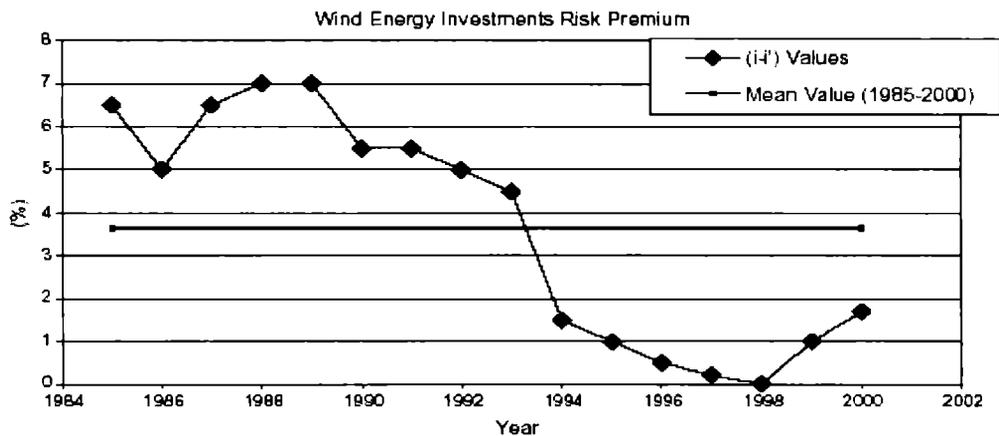
Σχήμα 9: Η πορεία του δείκτη $i - g$ (inflation free capital cost) στην Ελλάδα από το 1985 έως και το 2000^[n].

c) Πριμ κινδύνου της αγοράς ($i - i'$) για τις ενεργειακές επενδύσεις σε αιολικά πάρκα: Ως γνωστόν απόδοση επί του επενδυμένου κεφαλαίου (Return On Investment ROI), δηλαδή το i στο μοντέλο μας, ορίζεται η ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση της επένδυσης ώστε αυτή να γίνει αποδεκτή από τον επενδυτή. Υπό την έννοια αυτή, ως ROI μίας επένδυσης μπορεί να γίνει αποδεκτό κατ' ελάχιστον το (μέσο σταθμικό) κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης το σχετιζόμενο με την επένδυση (εδώ το i'), οπότε ως πριμ κινδύνου της επένδυσης ορίζεται το επιπρόσθετο ποσοστό απόδοσης της επένδυσης που δέχεται ο επενδυτής να επιδιώξει δεσμεύοντας τα κεφάλαιά του σε αυτήν ως αντιστάθμιση του επιπρόσθετου επενδυτικού κινδύνου που αναλαμβάνει έναντι του να επενδύσει σε ακίνδυνες (risk-free) επενδύσεις (όπως οι τραπεζικές καταθέσεις ή τα ομόλογα ελληνικού δημοσίου). Άρα, το πριμ κινδύνου της επένδυσης προστιθέμενο στο κόστος κεφαλαίου της επιχείρησης (προσοχή το σχετιζόμενο με την επένδυση και όχι το συνολικό κόστος κεφαλαίων της επιχείρησης) συνιστά την απαιτούμενη απόδοση επί του επενδυμένου κεφαλαίου². Στο διάγραμμα του σχ. 10, που αποτυπώνει τη χρονική

για ιδιαιζόντως σημαντικές βιομηχανικές, μεταλλευτικές, τουριστικές επιχειρήσεις που πραγματοποιούν μεγάλες παραγωγικές επενδύσεις πέραν του ύψους των 25 δισ. Δρχ (73.367.572 €).

¹² Η απόδοση (ή λογιστική απόδοση ή μέση απόδοση) επί του επενδυμένου κεφαλαίου (**ROI**) συνιστά ατελή (μη λαμβάνουσα υπόψη τη χρονική αξία του χρήματος και την παρούσα αξία των αναμενόμενων μελλοντικών χρηματοροών) μέθοδο αξιολόγησης αποδοτικότητας επενδύσεων (βλ. [1] σελ. 193-198) με γενική μορφή υπολογισμού που προκύπτει από το πηλίκο: $ROI = (\text{μέσο ετήσιο ύψος καθαρών μετά φόρων κερδών από την επένδυση κατά τη διάρκεια της λειτουργικής της ζωής}) / (\text{μέση τιμή αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου και υπολειμματικής αξίας επένδυσης στο τέλος της λειτουργικής της ζωής})$

εξέλιξη του πριμ κινδύνου $i - i^i$ του αποδεκτού από την αγορά στην Ελλάδα για τις ενεργειακές επενδύσεις σε αιολικά πάρκα από το 1985 έως και το 2000, φαίνεται το μέσο (mean value) πριμ κινδύνου κατά την περίοδο αυτή να είναι ~3,75% ενώ ανοδική τάση παρουσιάζει ο δείκτης από το 1998 και μετά (οπότε και ανεβαίνουν σταδιακά οι αιολικές επενδύσεις στη χώρα) καθώς στην πράξη το πριμ κινδύνου $i - i^i$ επηρεάζεται από τους ίδιους μακροοικονομικούς παράγοντες με το δείκτη κόστους κεφαλαίου i^i στην οικονομία.

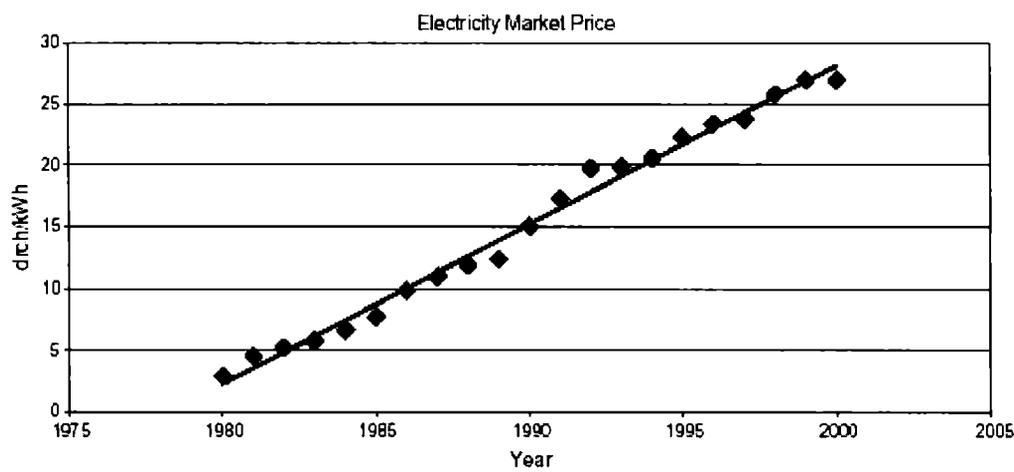


Σχήμα 10: Η πορεία του δείκτη $i - i^i$ (wind energy investments risk premium) στην Ελλάδα από το 1985 έως και το 2000^[n].

d) Ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής λιανικής χρέωσης της ηλεκτρικής ενέργειας (e: electricity price escalation rate) προς τον καταναλωτή: Η αιολική ΗΕ που παράγεται στα αιολικά πάρκα είτε της ΔΕΗ είτε των ανεξάρτητων παραγωγών (συμπεριλαμβανομένου και του πωλήσιμου στη ΔΕΗ πλεονάσματος ΗΕ των αυτο-παραγωγών) διατίθεται μέσω του δικτύου μεταφοράς - διανομής της Δεη στον τελικό καταναλωτή (οικιακό ή βιομηχανικό) σε μία λιανική τιμή σύμφωνα με το Ν2244/94 και τις ετήσιες συνήθως αναπροσαρμογές τιμών βάσει υπουργικών αποφάσεων. Στο παρακάτω διάγραμμα του σχήματος 11, απεικονίζεται η συνεχώς ανοδική πορεία της πραγματικής λιανικής τιμής πώλησης της ΗΕ (σε δρχ./kwh, 1 € = 340,75δρχ) στην Ελλάδα από το 1980 έως και το 2000, γεγονός που σίγουρα μπορεί να θεωρηθεί θετικής συμβολής στην ανάπτυξη των ενεργειακών επενδύσεων δεδομένης της συνεχούς αύξησης του εισοδήματος της ηλεκτρικής επιχείρησης από την πώληση του αγαθού της ηλεκτρικής ενέργειας (ΗΕ). Ο ετήσιος ρυθμός e_j (%) της αύξησης της τιμής χρέωσης της ΗΕ κατά το έτος j

προκύπτει προφανώς από τον τύπο : $e_j = \frac{P_{j-1} - P_j}{P_{j-1}}$, όπου P_i για $i = j, j-1$ οι τιμές λιανικής χρέωσης της

ΗΕ (δρχ./kwh ή €/kwh) από τη ΔΕΗ προς τον καταναλωτή στα έτη $j, j-1$.



Σχήμα 11: Η ετήσια πορεία (ως γραμμή παλινδρόμησης στη βάση των στικτών σημείων) της λιανικής τιμής πώλησης της ΗΕ (P σε δρχ/kwh) στην Ελλάδα από το 1980 έως και το 2000^[η]. Η εξέλιξη της τιμής P έως το 2005 αναμένεται επάνω στην ίδια γραμμή παλινδρόμησης (Neonakis et al. 2000, βλέπε [η] σελ. 871).

2.2.3 Ανάλυση της βιωσιμότητας των επενδύσεων σε αιολικά πάρκα στη βάση του μοντέλου συναρτήσεως του χρόνου πραγματοποίησής της για κάθε περιοχή ενδιαφέροντος της χώρας

2.2.3α Συμπεράσματα εφαρμογής του μοντέλου στην περίπτωση των νησιών του Αιγαίου (εκτός Κρήτης)

Από πλευράς αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων, η υπάρχουσα κατάσταση στην ηλεκτροδότηση των περισσότερων νησιών του Αιγαίου πλην της Κρήτης (πχ. Κυκλάδες, Δωδεκάνησα, νησιά Β. Αιγαίου) συνοψίζεται στην λειτουργία σε καθένα από αυτά ενός τοπικού αυτόνομου ντιζελοκίνητου ηλεκτροπαραγωγού, συνήθως απαρχαιωμένου, σταθμού (APS), ενώ αφενός μεν το τοπικό δίκτυο της ΔΕΗ είναι συνήθως μικρό και αδύνατο (βλ. στήλη "Peak load demand (kw)": μέγιστη ζήτηση φορτίου του παρακάτω πίνακα Β, όπου καταγράφεται και η μέγιστη παραγόμενη ισχύς του APS: "maximum power of APS (kw)") αφετέρου δε η φτωχή υποδομή των νησιών αυτών σε ηλεκτρικό και οδικό δίκτυο οδηγεί σε αυξημένους συντελεστές κόστους αρχικής εγκατάστασης Α/Γ ($f_0 \geq 0,45$), παράγοντες που δυσχεραίνουν την επένδυση αιολικών πάρκων λόγω υψηλού αρχικού κόστους εγκατάστασης. Έκδηλη καθίσταται λοιπόν η αντιοικονομικότητα του συστήματος APS εάν θεωρηθεί και η ανακολουθία της πολύ υψηλότερης εγκατεστημένης ισχύος στις περιοχές αυτές σε σχέση με τη μέγιστη ζήτηση φορτίου (βλ. πίνακα Β).

Island	Maximum power of local APS (kW)	Peak load demand (kW)
Agathonisi	240	95
Amorgos	2650	2190
Astipalaia	1600	1350
Ikaría	6900	5400
Lesvos	49500	45700
Limnos	8900	11700
Mikonos	21200	17500
Patmos	4380	3580
Scifos	2000	1900
Siros	20000	18700
Andros-Tinos	9400	9300
Karpathos	9000	6500
Milos	7600	5970
Samos	46080	24400

Πίνακας 8: Η μέγιστη ζήτηση φορτίου και η μέγιστη παραγόμενη ισχύς των τοπικών αυτόνομων ντιζελοκίνητων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στα μικρά και μεσαία νησιά του Αιγαίου (στοιχεία ΔΕΗ 1999, βλ. [η]).

Παρόλα αυτά, οι παράγοντες που αξιοποιούμενοι μπορεί να οδηγήσουν στην κλιμάκωση των επενδύσεων παραγωγής ΗΕ σε αιολικά πάρκα στα νησιά αυτά υπάρχουν και συνοψίζονται στους εξής:

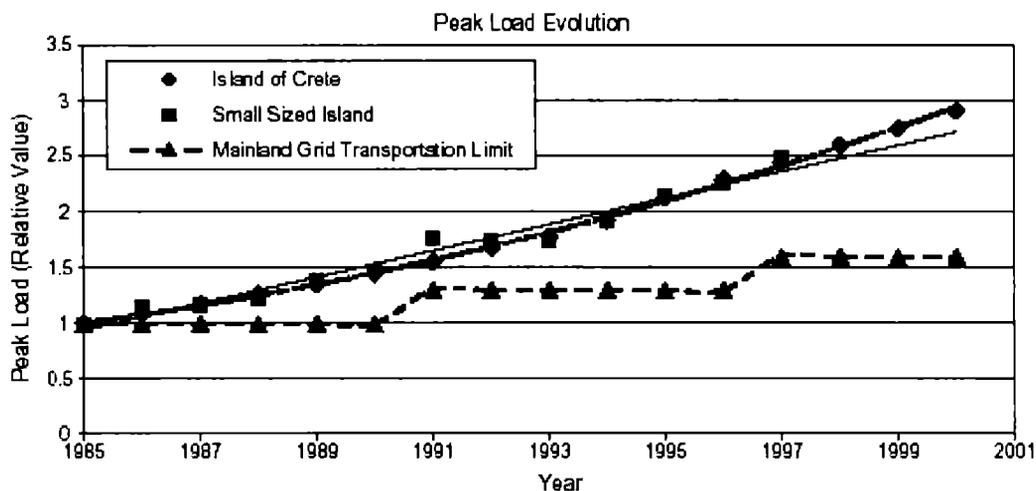
α) η υψηλή μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου, που σε πολλές περιοχές του Αιγαίου, βάσει επίσημων μελετών της ΔΕΗ^[η], είναι μεγαλύτερη των 9 - 11m/sec^[η] (γεγονός που μεταφράζεται σε έναν γενικά καλό μέσο συντελεστή ισχύος της εγκατάστασης $\omega \cong 0,5$), β) τα πολύ σημαντικά επενδυτικά κίνητρα που προβλέπονται για την περιοχή τόσο από το ελληνικό κράτος όσο και από την ΕΕ (αρχικά βάσει του Ν1262/82: ποσοστό επιχορήγησης $\gamma = 55\%$, τώρα $\gamma = 40\%$ βάσει του Ν2601/98), γ) η θεσμοθετημένη βάσει του Ν2244/94 "υποχρέωση" της ΔΕΗ να αγοράζει την παραγόμενη στα αιολικά πάρκα ΗΕ στο 90% της εκάστοτε ισχύουσας τιμής λιανικής χρέωσης της ΗΕ προς τον (οικιακό) καταναλωτή χαμηλής τάσης, γεγονός που δεν προβλέπεται να αλλάξει δραστικά πριν το 2005 δεδομένης και της απελευθέρωσης της αγοράς ΗΕ στη χώρα μας και το οποίο προσφέρει νομοθετικά εξασφαλισμένη αγορά πώλησης της ΗΕ σε όλους τους ιδιώτες και μη ανεξάρτητους παραγωγούς, οπότε και ένα ελάχιστο, εξασφαλισμένο, προβλέψιμο εκ των προτέρων εισόδημα από την επένδυσή τους σε ένα αιολικό πάρκο.

Ποιος λοιπόν είναι ο κύριος ανασταλτικός παράγοντας στο δρόμο για την ανάπτυξη επενδύσεων σε αιολικά πάρκα στα μικρά και μεσαία νησιά του Αιγαίου? Όπως προκύπτει από σχετικές μελέτες ^{βλ. [η]}.

^[κν] η απάντηση στο ερώτημα αναμφισβήτητα επικεντρώνεται στον περιορισμό που ασκείται από τη δυναμικότητα των τοπικών νησιωτικών αυτόνομων δικτύων, δεδομένης της ευστάθειας δικτύου που θα πρέπει σε κάθε περίπτωση να διασφαλισθεί ^{βλ. [η]}. Ο περιορισμός αυτός μπορεί να αρθεί, δημιουργώντας

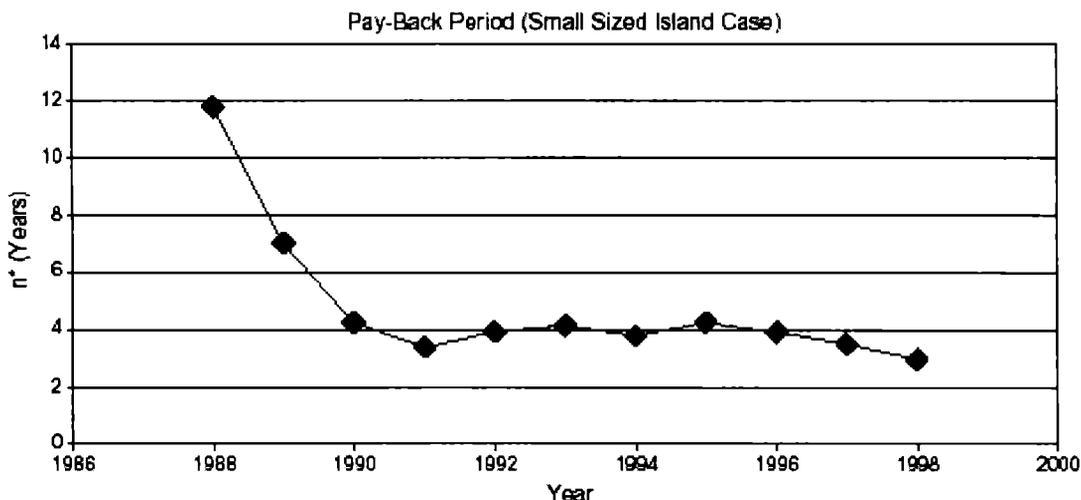
ευνοϊκές συνέπειες για την ανάπτυξη των αιολικών επενδύσεων στα μικρομεσαία νησιά του Αιγαίου, υπό την προϋπόθεση της δημιουργίας τοπικών συστημάτων αποτελεσματικής "αποθήκευσης" της πλεονάζουσας αιολικής ΗΕ (πχ. υδρο-αιολικοί σταθμοί, Kaldellis et al., 2001, βλ. [η] σελ. 873).

Η δημιουργία περίσσεια αιολικής ΗΕ γίνεται κατανοητή εάν σκεφθεί κανείς ότι αφενός μεν η τεχνολογική εξέλιξη στην δυναμικότητα της ονομαστικής ισχύος N_0 μίας Α/Γ σε σχέση με το χρόνο ($X=t_0 - 1990$) είναι εκθετική (βλ. παράγραφο 2.2.2 όπου: βέλτιστη $N_0 = N_0^*(t_0) = 226,12 e^{0,1786X}$ σε kw) αφετέρου δε η χρονική εξέλιξη της μέγιστης ζήτησης φορτίου στα μικρομεσαία νησιά του Αιγαίου είναι σχεδόν γραμμική (βλ. παρακάτω σχ. 12) .

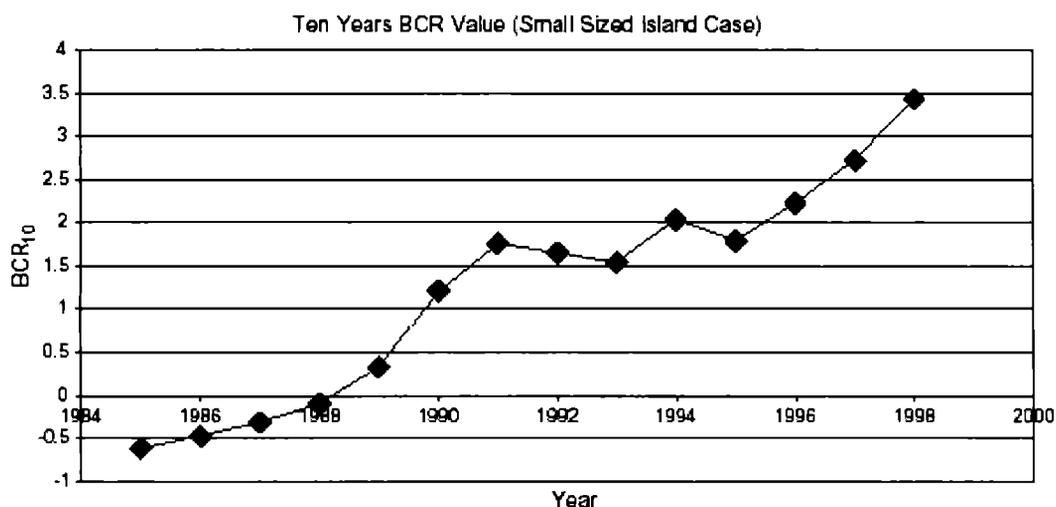


Σχήμα 12: Η εξέλιξη της μέγιστης ζήτησης φορτίου για επιλεγμένες περιοχές της χώρας (πχ. Κρήτη και μικρά "small sized islands" νησιά Αιγαίου) κατά την περίοδο 1985 - 2000 (στοιχεία ΔΕΗ, βλ. [η]) (σημείωση: "mainland grid transportation limit" νοείται το μέγιστο όριο στη μεταφορά ΗΕ του διασυνδεδεμένου ηπειρωτικού δικτύου της ΔΕΗ).

Βάσει λοιπόν των παραπάνω διαπιστώσεων της παρούσας παραγράφου, το μοντέλο των πινάκων 6 και 7 εφαρμόζεται στην περίπτωση ενός τυπικού αιολικού πάρκου $z = 10$ Α/Γ ονομαστικής ισχύος N_0^* στην Άνδρο (τυπικό παράδειγμα μικρομεσαίου αιγαιοπελαγίτικου νησιού, όπου σε ύψος 10μ από την επιφάνεια της θάλασσας η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου των 10,3m/sec οδηγεί σε μέσο συντελεστή ισχύος της εγκατάστασης $\omega=0,55$) και προκύπτουν τα δύο διαγράμματα των παρακάτω σχημάτων 13 και 14 που αφορούν τον χρόνο επανείσπραξης (PBP) και τον δεκαετή δείκτη ωφέλειας - κόστους (BCR_{10}) της επένδυσης.



Σχήμα 13: Η εξέλιξη του χρόνου επανείσπραξης (PBP) κατά την περίοδο 1988 - 98 για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα μικρών νησιών του Αιγαίου ^[n].



Σχήμα 14: Η εξέλιξη του δεκαετή δείκτη ωφέλειας - κόστους (BCR_{10}) κατά την περίοδο 1985 - 98 για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα μικρών νησιών του Αιγαίου ^[n].

Συμπεράσματα από τη μελέτη των σχημάτων 13 και 14 :

α) Κρίνοντας από το σχ. 13, παρατηρούμε ότι έως και το 1988 μία επένδυση σε αιολικό πάρκο μικρού νησιού του Αιγαίου χαρακτηριζόταν από έναν μεγάλο χρόνο επανείσπραξης (12 έτη), οπότε συμπεραίνεται ότι έως τότε καμμία τέτοια επένδυση δεν μπορεί να χαρακτηριστεί βιώσιμη, γεγονός που οφείλεται κυρίως σε δύο λόγους ^[n] : i) την έως τότε χαμηλή τεχνική διαθεσιμότητα της Α/Γ και του μηχανολογικού εξοπλισμού του αιολικού πάρκου (χαμηλή τιμή συντελεστή Δ , βλ. παρ. 2.2.2 παρόντος κεφαλαίου) λόγω μη ανεπτυγμένης τεχνολογίας και δυσκολιών πρόσβασης στην εγκατάσταση στη βάση των κακών καιρικών συνθηκών, ii) τον υψηλό πληθωρισμό g της ελληνικής οικονομίας.

Κατά την περίοδο 1988 - 91 : παρατηρείται μία σημαντική βελτίωση της ελκυστικότητας των αιολικών ενεργειακών επενδύσεων στα μικρά νησιά του Αιγαίου λόγω της μεγάλης μείωσης (σχεδόν υποτριπλασιασμός από 12 σε κάτω των 4 ετών) του χρόνου επανείσπραξης της επένδυσης σε αιολικά πάρκα, γεγονός που οφείλεται αφενός μεν στη βελτίωση του συντελεστή τεχνικής διαθεσιμότητας (Δ) των Α/Γ αφετέρου δε στη μείωση της δραχμική *ex-works* τιμή τους (P_{dr}).

Από το 1991 - 1998 : ο χρόνος επανείσπραξης επένδυσης σε αιολικά πάρκα στα μικρά νησιά του Αιγαίου παραμένει σχεδόν σταθερός στην περιοχή τιμών περίπου των 4 ετών, με πτωτική τάση στα 3,5 έτη από το 1998 έως και το 2000. Η σταθεροποίηση αυτή του "PBP" οφείλεται κυρίως στις έως το 1995 χαμηλές τιμές λιανικής χρέωσης της ΗΕ από τη ΔΕΗ (δηλαδή χαμηλή τιμή και του ετήσιου ρυθμού e_j (%) της αύξησης της τιμής χρέωσης της ΗΕ στην εξίσωση A1 του μοντέλου του πιν.7), γεγονός όμως που δεν ισχύει στην μετά του 1995 περίοδο όπου και τέθηκε σε ισχύ ο Ν2244/94.

Συνακόλουθα, το κύριο πρόβλημα των αιολικών ενεργειακών επενδύσεων στην μελετούμενη περιοχή την περίοδο 1995 - 2000 εντοπίζεται στη σταδιακή μείωση του ρυθμού απορρόφησης της παραγόμενης αιολικής ΗΕ από το δίκτυο της ΔΕΗ, λόγω της αδυναμίας του τελευταίου να αντιμετωπίσει αποτελεσματικά την ολοένα και κλιμακούμενη κατά την περίοδο εκείνη διείσδυση της αιολικής ενέργειας (Kaldellis et al., 1993, βλ. [η] σελ. 874). Επί παραδείγματι: η λειτουργία το 1992 ενός αιολικού πάρκου ονομαστικής ισχύος 2,25Μw (10 Α/Γ Χ 0,225Μw) δεν επηρέαζε σημαντικά το τοπικό αυτόνομο δίκτυο ενός μικρού νησιού του Αιγαίου ενώ η ηλεκτροπαραγωγή ενός αιολικού πάρκου ονομαστικής ισχύος 10Μw (10 Α/Γ Χ 1Μw) το 1998 στο ίδιο νησί δεν ήταν δυνατόν να απορροφηθεί από το τοπικό δίκτυο χωρίς προβλήματα ευστάθειας εάν δεν δημιουργούνταν (όπως προαναφέρθηκε) υποδομές τοπικών συστημάτων αποτελεσματικής "αποθήκευσης" της πλεονάζουσας αιολικής ΗΕ, στόχος που εάν δεν επιτευχθεί αναμένεται τελικά να οδηγήσει στο σταδιακό μηδενισμό της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της ΔΕΗ^[η].

β) Αξιολογώντας το σχ. 14, ο δεκαετής δείκτης ωφέλειας - κόστους (BCR_{10}) της επένδυσης αιολικού πάρκου σε μικρό νησί του Αιγαίου παρουσιάζει παρόμοια συμπεριφορά με τον δείκτη PBP κατά τη μελετούμενη περίοδο αφού : Έως το 1988, ο BCR_{10} παραμένει αρνητικός ενώ κατά την περίοδο 1988 - 1991 αυξάνει ραγδαία από την τιμή 0 (1998) έως και την τιμή ~1,80 (1991), παραμένοντας σχετικά σταθερός κατά τη χρονική περίοδο 1991 - 96 στην περιοχή τιμών 1,80 - 2,5 (1996) και τέλος βρισκόμενος σε ανοδική τάση από το 1996 έως το 1998 (τιμές 2,5 - 3,5), τάση συνεχιζόμενη και προς το 2000. Στην περίπτωση αυτή, η μετά το 1998, διαφαινόμενη στο σχ. 14, επιβράδυνση της μεταβλητότητας της πορείας του δείκτη BCR_{10} οφείλεται κυρίως στην ασυμφωνία μεταξύ της

δυναμικότητας των τοπικών αυτόνομων νησιωτικών δικτύων της ΔΕΗ και της παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος στα τοπικά αιολικά πάρκα (βλ. παραπάνω σχ. 12), γεγονός που επιτάθηκε λόγω της γνωστής αιτίας της ανυπαρξίας κατάλληλων υποδομών τοπικών συστημάτων αποτελεσματικής "αποθήκευσης" της πλεονάζουσας παραγόμενης αιολικής ΗΕ, πχ. υδρο-αιολικοί σταθμοί, κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης φορτίου (Kaldellis et al., 2001, βλ. [η] σελ. 874).

Το συμπέρασμα που πρέπει να τονισθεί σχετικά με τη βιωσιμότητα των αιολικών ενεργειακών επενδύσεων σε μικρά νησιά του Αιγαίου είναι η από το 1989 θετική χρηματοοικονομική τους αξία, γεγονός που έρχεται σε αντίθεση με την τότε επίσημη θέση της ΔΕΗ επί της μη βιωσιμότητας των επενδύσεων αυτών, άποψη που μπορεί εν μέρει να εξηγηθεί μόνον εάν ληφθεί υπόψιν ο πραγματικά χαμηλός συντελεστής τεχνικής διαθεσιμότητας των αιολικών πάρκων ($\Delta = 30\%$ έως και το 1997 με διεθνή μέση τιμή το 90%), γεγονός που απεικονίζεται στον παρακάτω πίνακα 8 της εξέλιξης του μέσου ετήσιου συντελεστή δυναμικότητας CF (mean annual capacity factor $CF = \Delta \cdot \omega$) των αιολικών πάρκων της ΔΕΗ κατά την περίοδο 1993 - 98. Αυτή η τάση χαμηλών τιμών του CF ουσιαστικά οδήγησε τα εν λόγω αιολικά πάρκα σε μία πολύ χαμηλή παραγωγή ΗΕ άρα και σε χαμηλά για τη ΔΕΗ εισοδήματα από τη λειτουργία τους κατά την περίοδο 1993 - 98 ^[η].

Wind turbine group (kW)	1993	1994	1995	1996	1997	1998
24 × 55	0.114	0.229	0.127	0.169	0.246	0.315
26 × 100	0.086	0.232	0.168	0.150	0.224	0.234
34 × 300	0.240	0.	0.	0.	0.	0.2180
45 × 225	0.290	0.334	0.313	0.311	0.291	0.280
3 × 500		0.319	0.267	0.311	0.303	0.253
26473 (total)	0.208	0.154	0.137	0.136	0.142	0.183

Πίνακας 8: Ο χαμηλός μέσος ετήσιος συντελεστής δυναμικότητας CF των εγκαταστάσεων αιολικών πάρκων της ΔΕΗ την περίοδο 1993 - 98 ^[η] κρίνεται ως η κύρια αιτία της χαμηλής παραγωγής τους σε ΗΕ, γεγονός που κατέστησε τις εν λόγω επενδύσεις μη αποδοτικές (επιπρόσθετα βλ. παρακάτω σχήμα 23 για τη χρονική κατανομή αυτής της σπουδαιότητας τεχνικής παραμέτρου στα αποδοτικότερα αιολικά πάρκα της ΔΕΗ κατά την κρίσιμη δεκαετία 1991 - 2001)

2.2.3β Συμπεράσματα εφαρμογής του προτεινόμενου μοντέλου στην περίπτωση της Κρήτης

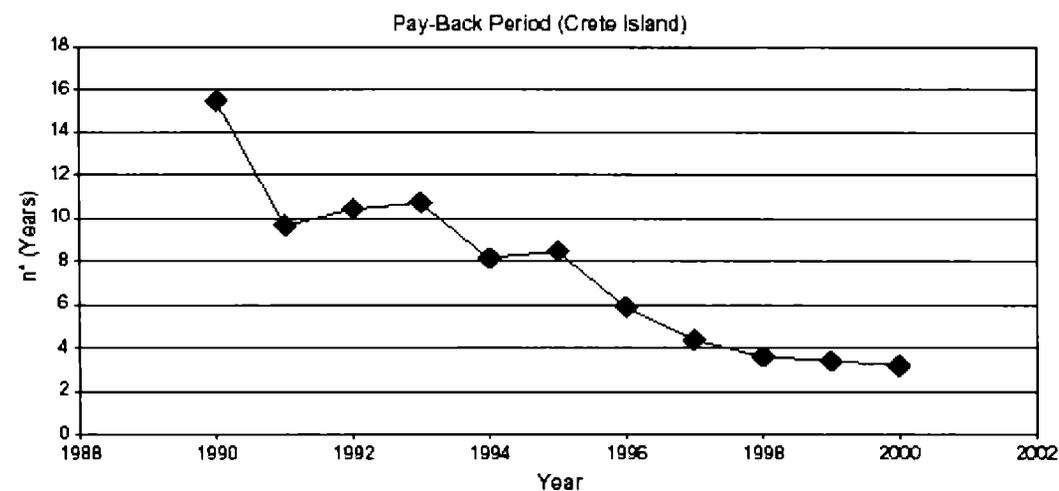
Η Κρήτη (το μεγαλύτερο νησί της Ελλάδας και 4° μεγαλύτερο της Μεσογείου) συγκεντρώνει πολύ θετικές προοπτικές αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας μέσα από ανάπτυξη των επενδύσεων ηλεκτροπαραγωγής σε αιολικά πάρκα είτε ιδιωτών είτε κυρίως της ΔΕΗ για τους παρακάτω λόγους :

- a) Ύπαρξη υψηλού, οικονομικά αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού (μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη των 8m/sec) σε αρκετές περιοχές της .
- b) Ετήσια ζήτηση φορτίου αυξανόμενη κατά 7% ενώ η μέγιστη ζήτηση φορτίου, εμφανιζόμενη αποκλειστικά το καλοκαίρι λόγω τουρισμού, ακολουθεί σχεδόν παραβολική αύξηση (βλ. σχ. 12).
- c) Βελτιωμένη υποδομή του νησιού σε οδικό και ηλεκτρικό δίκτυο τα τελευταία 20 χρόνια, γεγονός που οδηγεί σε σχετικά ευνοϊκούς συντελεστές κόστους αρχικής εγκατάστασης Α/Γ ($f_o \leq 0,45$).
- d) Η αιολική ΗΕ αγοράζεται από τη ΔΕΗ σε μία τιμή πολύ κοντά προς αυτήν της "ταρίφας" των μικρών αιγαιοπελαγίτικων νησιών (ήτοι 90% της εκάστοτε λιανικής τιμής χρέωσης της κίλοβατώρας σε σύγκριση με το αντίστοιχο ποσοστό του 70% που ισχύει για την ηπειρωτική χώρα), γεγονός που εξασφαλίζει στους παραγωγούς προβλέψιμα έσοδα από πώληση ΗΕ.
- e) Οι μετά την ισχύ των αναπτυξιακών νόμων Ν2244/94 και Ν2601/98 ευκαιρίες επιχορήγησης έχουν ενταθεί ταυτιζόμενες με αυτές των νησιών του Αιγαίου (βλ. παραπάνω πίνακα 4 όπου και για τις 2 αυτές περιοχές ισχύει πλέον ποσοστό επιχορήγησης $\gamma = 40\%$ για ελάχιστη ίδια συμμετοχή 30% βάσει του πιο πρόσφατου νόμου Ν2601/98).

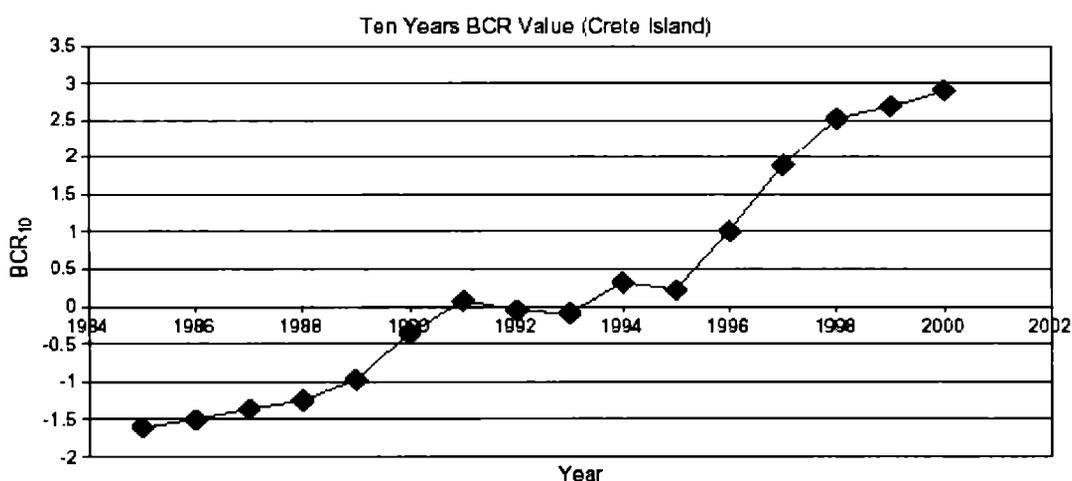
Στους παραπάνω αυτούς λόγους οφείλεται (Kodossakis and Kaldellis, 1998, βλ. [η] σελ. 875) και η κατά την περίοδο 1993 -98 αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων στην Κρήτη (βλ. σχ. 7 παρόντος κεφαλαίου), η οποία και ουσιαστικά εξέφραζε την αντίστοιχη συνολική αύξηση σε όλη τη χώρα που συνεχίστηκε με κύριο εκφραστή την Κρήτη έως και το 2000 (από 18 σε 60Μw αιολικής εγκατεστημένης ισχύος).

Αρνητικός παράγοντας για την ανάπτυξη των αιολικών επενδύσεων στην Κρήτη παραμένει φυσικά (όπως και για όλα τα ελληνικά νησιά) ο περιορισμός που ασκεί (ιδιαίτερα σε περιόδους χαμηλής ζήτησης φορτίου) στη διείσδυση της αιολικής ενέργειας στο τοπικό δίκτυο η ανεπάρκεια του εκεί δικτύου μεταφοράς ΗΕ της ΔΕΗ σε συνδυασμό με τα όρια στα αιολικά πάρκα που επιβάλλει η διατήρηση της ευστάθειας του δικτύου ("grid stability boundaries", EC, 1990, βλ. [η], σελ. 875).

Σε καθένα από τα παρακάτω σχήματα 15, 16 απεικονίζεται η χρονική εξέλιξη των γνωστών πλέον δεικτών PBP, BCR₁₀ του προτεινόμενου μοντέλου κατά τις περιόδους 1990-2000, 1985-2000 αντίστοιχα, ενώ τα συμπεράσματα για την περίπτωση της Κρήτης από τη μελέτη των διαγραμμάτων αυτών συνοψίζονται αμέσως παρακάτω :



Σχήμα 15: Η εξέλιξη του χρόνου επανείσπραξης (PBP) κατά την περίοδο 1990 - 2000 για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα στην Κρήτη ^[n].

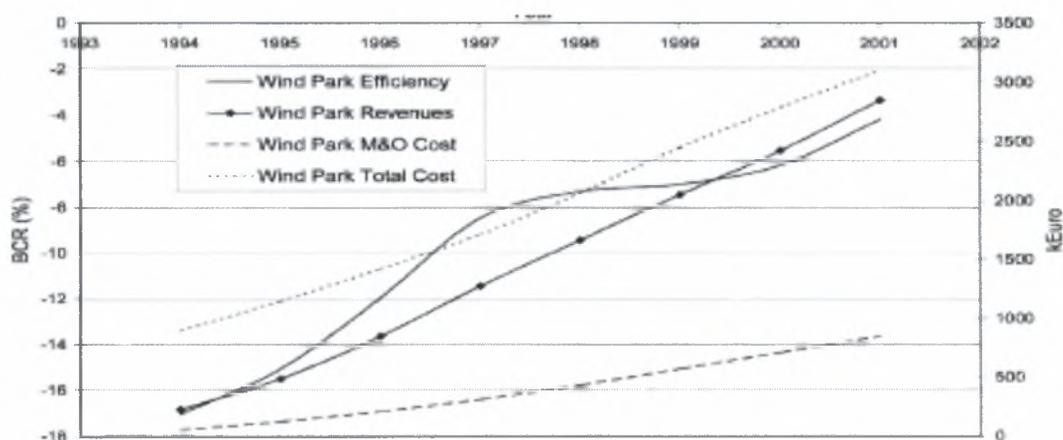


Σχήμα 16: Η εξέλιξη του δεκαετή δείκτη ωφέλειας - κόστους (BCR₁₀) κατά την περίοδο 1985 - 2000 για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα στην Κρήτη ^[n].

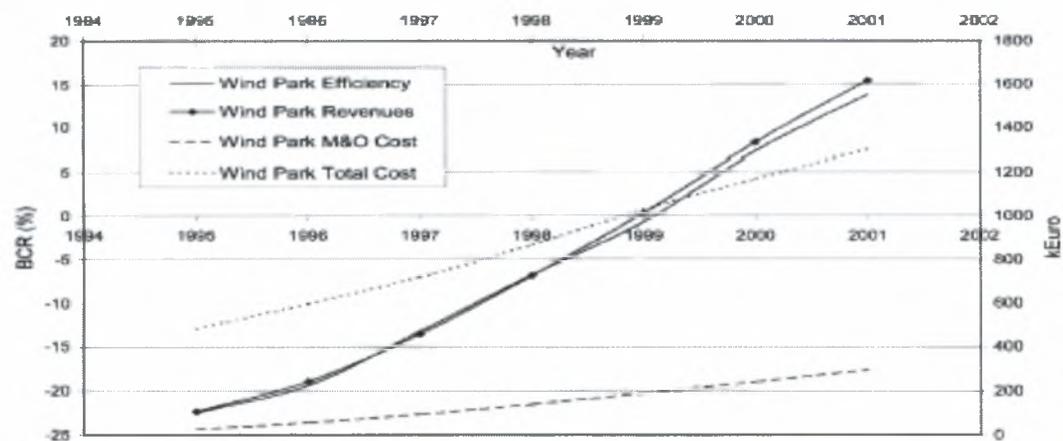
Πριν το 1990, κάθε αιολικό πάρκο στην Κρήτη μπορεί να χαρακτηριστεί ως μη βιώσιμη επένδυση, στη βάση του απαγορευτικού χρόνου επανείσπραξης των σχεδόν 16 ετών (σχ. 15), ενώ μετά το 1998 και έως το 2000 ο εν λόγω PBP σταθεροποιείται στις πολύ ευνοϊκές τιμές των περίπου 3-4 ετών (με ανοδικές όμως τάσεις έως το 2005 λόγω των γνωστών περιορισμών της απορρόφησης της αιολικής ΗΕ από το τοπικό δίκτυο). Συνακόλουθα, ο δεκαετής δείκτης ωφέλειας - κόστους BCR₁₀ των εκεί αιολικών πάρκων (όντας αρνητικός από 1985 -91) χαρακτηρίζεται από θετικότητα μόνον μετά το 1991, ενώ κατά την περίοδο 1991 - 95 παραμένει σχεδόν σταθερός στα χαμηλά επίπεδα του κάτω του 0,5, πορεία που αλλάζει εντελώς με την εκπληκτικά ανοδική του τάση από τα τέλη του 1995 - 2000 (τιμή BCR₁₀=3)

γεγονός που οφείλεται στις χαμηλές τιμές χρέωσης ΗΕ της ΔΕΗ και στο αναπτυξιακό θεσμικό - νομοθετικό καθεστώς (νόμοι 2244/94, 2601/98). Τέλος, η παρατηρούμενη αλλαγή της κλίσης της καμπύλης του δείκτη BCR_{10} μετά το 1998 (σχ. 16) αποδίδεται και πάλι γνωστών περιορισμών της απορρόφησης της αιολικής ΗΕ από το τοπικό δίκτυο^[η].

Ως επιβεβαίωση των παραπάνω συμπερασμάτων για την πορεία της ελκυστικότητας των επενδύσεων αιολικών πάρκων στην Κρήτη στη βάση της αξιολόγησής τους σύμφωνα με το προτεινόμενο μοντέλο PBP - BCR παρατίθενται στα παρακάτω σχήματα 17, 18 τα συγκεντρωτικά διαγράμματα της χρονικής εξέλιξης των χρηματοοικονομικών αποτελεσμάτων των δύο σημαντικότερων case studies αιολικών πάρκων στην Κρήτη: του Σητεία II, 2 Α/Γ Χ500Kw, και III, 1 Α/Γ Χ500Kw, (βλ. παρακάτω πίνακα 9 για τη συνοπτική χρηματοοικονομική τους εικόνα).



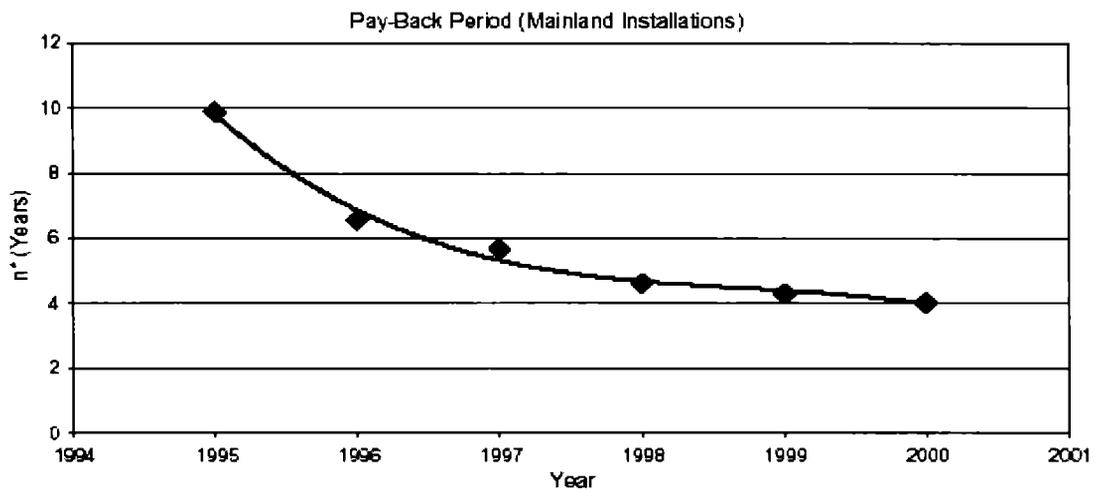
Σχήμα 17: Η εξέλιξη των χρηματοοικονομικών αποτελεσμάτων του αιολικού πάρκου Σητεία II κατά την περίοδο 1994 - 2001 ^[κν].



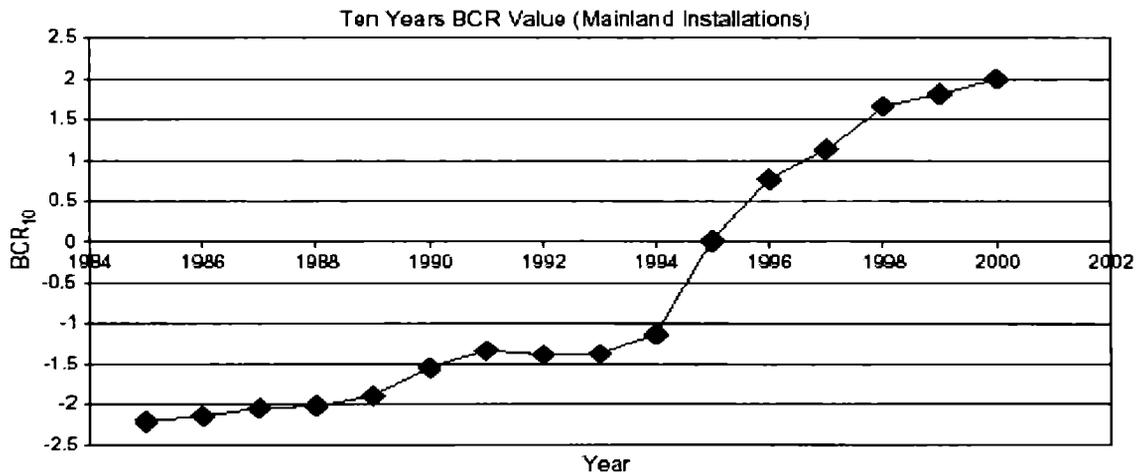
Σχήμα 18: Η εξέλιξη των χρηματοοικονομικών αποτελεσμάτων του αιολικού πάρκου Σητεία III κατά την περίοδο 1996 - 2001 ^[κν]. (wind park efficiency: ο δείκτης BCR, revenue: τα συνολικά έσοδα, M&O cost: το κόστος συντήρησης και λειτουργίας, total cost: το συνολικό κόστος λειτουργίας του πάρκου, όλα σε ετήσια βάση)

2.2.3γ Συμπεράσματα εφαρμογής του προτεινόμενου μοντέλου στην περίπτωση επιλεγμένων περιοχών υψηλού αιολικού δυναμικού της ηπειρωτικής ενδοχώρας

Η ηπειρωτική ελληνική ενδοχώρα αξιολογείται από πλευράς ελκυστικότητας αιολικών ενεργειακών επενδύσεων βάσει του προτεινόμενου μοντέλου εάν μελετήσει κανείς τα διαγράμματα PBP και BCR_{10} των παρακάτω σχημάτων 19 και 20 αντιστοίχως.



Σχήμα 19: Η εξέλιξη του χρόνου επανείσπραξης (PBP) κατά την περίοδο 1995 - 2000 για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα στην ελληνική ηπειρωτική ενδοχώρα ^[η].



Σχήμα 20: Η εξέλιξη του δεκαετή δείκτη ωφέλειας - κόστους (BCR_{10}) κατά την περίοδο 1985 - 2000 για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα στην ελληνική ηπειρωτική ενδοχώρα ^[η].

Κατά τη μελέτη αυτή, δεν θα πρέπει να λησμονούμε τις παρακάτω ιδιαιτερότητες των αξιοποιήσιμων από πλευράς αιολικού δυναμικού τοποθεσιών της ηπειρωτικής ενδοχώρας σε σχέση με

τα έως τώρα περιγραφέντα χαρακτηριστικά των μικρομεσαίων "ανεμοδαρμένων" αιγαιοπελαγίτικων νησιών και της Κρήτης :

α) Ακόμα και οι πιο "ανεμοδαρμένες" ηπειρωτικές ελλαδικές περιοχές (πχ. Θράκη, επί της οποίας πραγματική μελέτη περίπτωσης παρατίθεται στη συνέχεια) δεν παρουσιάζουν τόσο υψηλό αιολικό δυναμικό όσο το Αιγαίο και η Κρήτη, ενώ επιπρόσθετο ανασταλτικό παράγοντα συνιστά το γεγονός ότι οι τιμές αγοράς της αιολικής ΗΕ από τη ΔΕΗ προς τους ανεξάρτητους παραγωγούς στην ηπειρωτική Ελλάδα είναι χαμηλότερες των αντίστοιχων που ισχύουν στα νησιά του Αιγαίου και την Κρήτη: 70% (στην ηπειρωτική Ελλάδα) έναντι 90% (στα νησιά του Αιγαίου και την Κρήτη) επί της τρέχουσας λιανικής τιμής χρέωσης της kWh προς τον οικιακό καταναλωτή. Επιπρόσθετα, αντιαναπτυξιακό επενδυτικό παράγοντα για κατασκευή νέων αιολικών πάρκων στην ενδοχώρα έναντι των νησιών του Αιγαίου αποτέλεσε και η σαφής εύνοια επιχορηγήσεων υπέρ των τελευταίων από τον αναπτυξιακό νόμο 2244/94 περί ΑΠΕ (βλ. πιν. 4 παρόντος κεφαλαίου): στο Αιγαίο ίσχυε (έως την θέση σε ισχύ του Ν2601/98 που εξίσωσε τα πράγματα) ποσοστό επιχορήγησης $\gamma = 45\%$ για επενδύσεις αιολικών πάρκων ελάχιστης ίδιας συμμετοχής $\alpha = 30\%$ (εάν ενέπιπταν στις ευεργετικές διατάξεις) έναντι αντίστοιχων ποσοστών 40 και 40% στην ηπειρωτική Ελλάδα .

β) Η καλύτερη υποδομή οδικού και ηλεκτρικού δικτύου της ηπειρωτικής Ελλάδας (ευνοϊκοί συντελεστές κόστους αρχικής εγκατάστασης $A/\Gamma f_o \rightarrow 0,30$) έναντι των νησιών του Αιγαίου καθώς και μεγαλύτερα ποσοστά απορρόφησης της αιολικής ΗΕ από το τοπικό δίκτυο ($\Delta_e \rightarrow 1$, όπου Δ_e ο συντελεστής διόρθωσης του συντελεστή τεχνικής διαθεσιμότητας Δ της εγκατάστασης λόγω του περιορισμού απορρόφησης της παραγόμενης στο αιολικό πάρκο ΗΕ βάσει του ορίου στη διείσδυσή της (γ) στο τοπικό δίκτυο και λαμβάνοντας υπόψιν τους περιορισμούς του δικτύου μεταφοράς του σχ. 12 του παρόντος κεφαλαίου) .

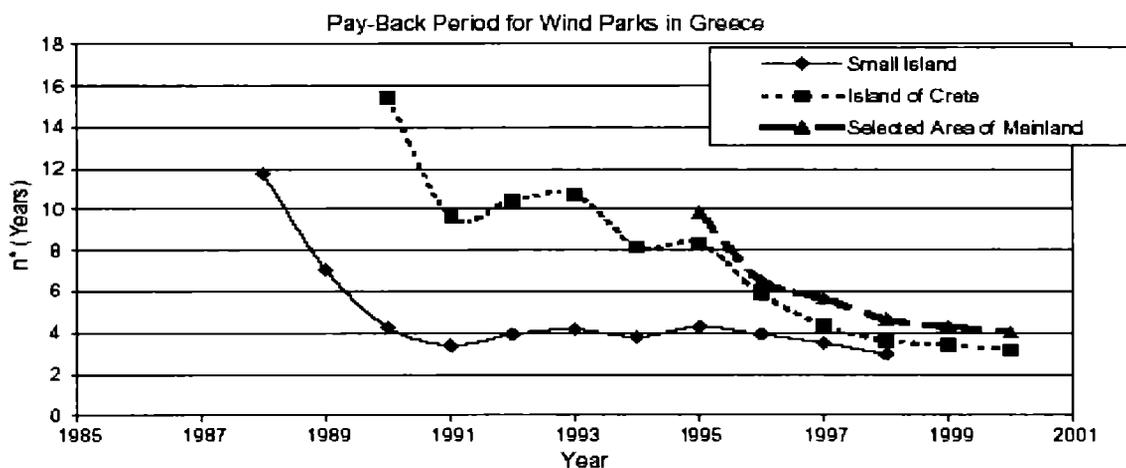
Έτσι, μελετώντας τα σχήματα 19 και 20, προκύπτει για τις επενδύσεις σε αιολικά πάρκα στην ενδοχώρα ότι, ενώ έως και το 1994 ήταν καθαρά μη βιώσιμες (αρνητικός $BCR_{10} \rightarrow -1,25$), μετά την εισαγωγή του Ν2244/94, που άλλαξε το θεσμικό επενδυτικό σκηνικό στο χώρο των ΑΠΕ και δη της αιολικής ενέργειας, ο χρόνος επανείσπραξης της επένδυσης (ο οποίος σημειωτέον αποτελεί προκαταρκτικό κριτήριο αξιολόγησης μίας επένδυσης παγίου κεφαλαίου) μειώθηκε αισθητά κυρίως μεταξύ 1995 - 98 (από 10 σε ~4,5 έτη), ενώ μετά το 1998 ο ίδιος δείκτης παρέμεινε σε σταθερή τάση στα 4 έτη έως και το 2000, από όπου συνεχίζει με αργή πτωτική πορεία. Τέλος, ο θετικός από το 1995 δείκτης BCR_{10} (σχ. 20) βρίσκεται σε συνεχή αύξηση έως και το 2000 και κατ' επέκταση έως και σήμερα

(βλ. [η] σελ. 875) λόγω του ότι τα όρια ευστάθειας και μεταφοράς ΗΕ του ηπειρωτικού ελλαδικού δικτύου της ΔΕΗ είναι πολύ μεγαλύτερα αυτών της Κρήτης και των αυτόνομων νησιωτικών δικτύων του Αιγαίου.

2.2.3δ Γενική επισκόπηση της χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας του κρατικού προγράμματος αξιοποίησης αιολικής ενέργειας κατά την περίοδο 1985 - 2001 στη βάση του προτεινόμενου μοντέλου PBP - BCR και εντός του πλαισίου της πρόσφατης απελευθέρωσης αγοράς ΗΕ

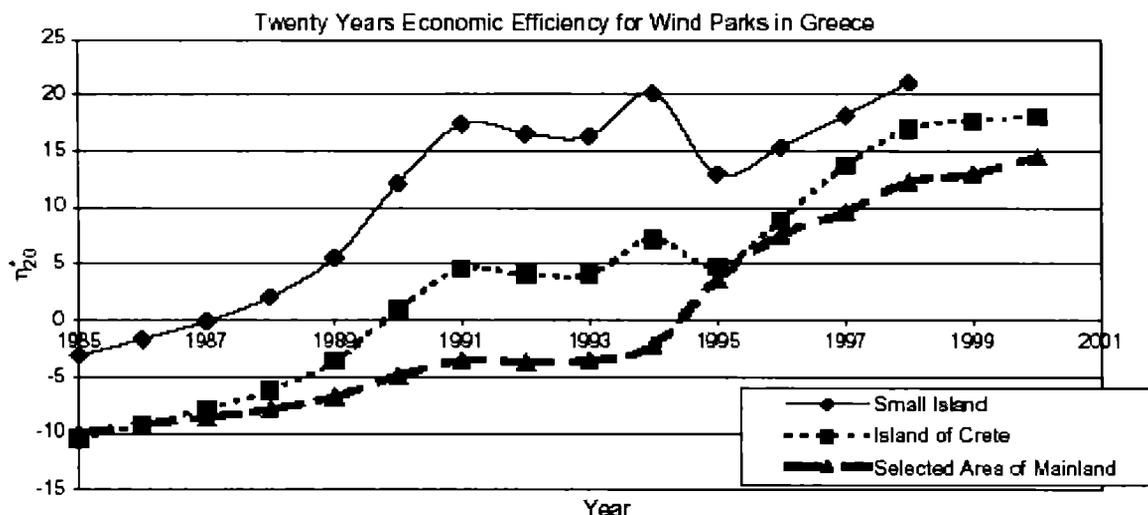
Στην προσπάθεια για συνολική θεώρηση της χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας των επενδύσεων αιολικών πάρκων στην Ελλάδα στα πλαίσια των 3 βασικών περιοχών ενδιαφέροντος (μικρομεσαία νησιά Αιγαίου, Κρήτη, επιλεγμένες ηπειρωτικές περιοχές ενδοχώρας¹³ αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού) θα ήταν χρήσιμη η μελέτη των διαγραμμάτων χρόνου επανείσπραξης επένδυσης (n^* = PBP) από το 1988 - 2000 και της μακροπρόθεσμης (20ετούς) χρηματοοικονομικής αποδοτικότητας επένδυσης (n^*_{20} , βλ. πιν. 7) από 1985 - 2000 στα παρακάτω σχήματα 21, 22 (βλ. [η] σελ. 877) στη βάση πάντοτε του προτεινόμενου μοντέλου, *οι τάσεις του οποίου συνεχίζονται έως και σήμερα.*

Παρατηρώντας λοιπόν το σχήμα 21, βλέπουμε μία σημαντικότερη μείωση του χρόνου επανείσπραξης επένδυσης στα αιολικά πάρκα των νησιών του Αιγαίου κατά την περίοδο 1988 - 91 (από 12 σε 3 περίπου έτη), όταν την ίδια χρονική περίοδο οι επενδύσεις αυτού του είδους δεν χαρακτηρίζονταν ως ελκυστικές σε καμία άλλη περιοχή της χώρας.



Σχήμα 21: Η εξέλιξη του χρόνου επανείσπραξης (PBP) κατά την περίοδο 1988 - 2000 για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα στις τρεις ελληνικές περιοχές ενδιαφέροντος^[n].

¹³ "Selected Areas of Mainland" = επιλεγμένες περιοχές ηπειρωτικής ενδοχώρας, "small islands" = μικρά (έως και μεσαία νησιά του Αιγαίου (πχ. Κυκλάδες, Δωδεκάνησα, νησιά Β. Αιγαίου), "Island of Crete" = νησί της Κρήτης.



Σχήμα 22: Η εξέλιξη του εικοσαετή (μακροπρόθεσμου) δείκτη χρηματοοικονομικής αποδοτικότητας (η^*_{20} βλ. πίνακα 7 παρόντος κεφαλαίου) κατά την περίοδο 1985 - 2000 για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα στις τρεις ελληνικές περιοχές ενδιαφέροντος ^[n].

Επιπρόσθετα, στην αμέσως επόμενη κρίσιμη χρονική περίοδο 1991 - 95 ο χρόνος επανείσπραξης της επένδυσης (PBP, που ουσιαστικά εκφράζει και το χρόνο απόσβεσής της μη λαμβανομένης της χρονικής αξίας του χρήματος) σταθεροποιήθηκε στα 4 έτη για τα αιολικά πάρκα των νησιών του Αιγαίου και στα 8 έτη για την Κρήτη, γεγονός που μεταφράζεται στο ότι τα πρώτα θα αναμενόταν να παρουσιάσουν πολύ θετικά χρηματοοικονομικά αποτελέσματα, κάτι όμως που δε συνέβη ποτέ στην πραγματικότητα λόγω ακριβώς της ανεπαρκούς τεχνικής διαθεσιμότητας Δ που οδήγησε σε χαμηλούς συντελεστές δυναμικότητας της εγκατάστασης CF (βλ. παραπάνω πιν. 8 και παρακάτω σχ. 23).

Από το 1995, η χρηματοοικονομική ελκυστικότητα των αιολικών ενεργειακών επενδύσεων στα ελληνικά νησιά του Αιγαίου παραμένει πρακτικά σταθερή λόγω του ότι οι ευνοϊκοί επενδυτικοί παράγοντες της τεχνολογικής βελτίωσης των ανεμογεννητριών και της γενικότερης θετικής οικονομικής πορείας της χώρας (βλ. παραπάνω σχήμα 8 για την καθοδική πορεία των δεικτών g (πληθωρισμός) και g^m (πληθωρισμός κόστους M & O) στην Ελλάδα την εν λόγω περίοδο^[n]) αντισταθμίστηκαν από τον αρνητικό επενδυτικό παράγοντα των προβλημάτων ενσωμάτωσης των συστημάτων ανεμογεννητριών *μεγάλων διαστάσεων* στα ασθενή τοπικά νησιωτικά δίκτυα της ΔΕΗ. Εντούτοις, στην Κρήτη λόγω της καλύτερης υποδομής του δικτύου, τόσο της ΔΕΗ όσο και του γενικότερου οδικού, παρατηρήθηκε μία σταθερή πτώση (από 8 σε ~3 έτη) του PBP κατά την περίοδο 1995 -2000, γεγονός που ενθάρρυνε την εγκατάσταση Α/Γ μεσαίου μεγέθους (500 - 750kw), ενώ την ίδια στιγμή η μακροπρόθεσμη (εικοσαετής) χρηματοοικονομική αποδοτικότητα (δείκτης η^*_{20} σχήματος 22) των εκεί αιολικών πάρκων σχεδόν

προσέγγισε αυτήν των μικρομεσαίων νησιών του Αιγαίου παρόλη τη σαφή διαφορά αιολικού δυναμικού υπέρ των δεύτερων.

Μετά το 2000, τα όρια διείσδυσης της αιολικής ΗΕ στο τοπικό δίκτυο της ΔΕΗ στην Κρήτη επέβαλλαν στα εκεί αιολικά πάρκα (όπως είχε ήδη γίνει από το 1995 στα νησιά του Αιγαίου) τον περιορισμό των εισοδημάτων των ανεξάρτητων παραγωγών από πώληση ΗΕ στη ΔΕΗ, γεγονός που σαφέστατα επηρεάζει το δείκτη η^*_{20} (βλέπε αλλαγή κλίσης της καμπύλης η^*_{20} για την Κρήτη από το 2000 στο σχήμα 22).

Αναφορικά, τώρα, με την περίπτωση των επενδύσεων αιολικών πάρκων σε επιλεγμένες βάσει μελετών περιοχές αξιοποιήσιμου αιολικού δυναμικού της ηπειρωτικής ενδοχώρας, όπως φαίνεται και από τα διαγράμματα των σχημάτων 21, 22) αυτές δεν παρουσιάζουν ελκυστικότητα πριν το 1994, έτος ισχύος του αναπτυξιακού νόμου 2244/94 που άλλαξε το τοπίο στις επενδύσεις ΑΠΕ καθιστώντας τις στην ενδοχώρα εξίσου ανταγωνιστικές με τις αντίστοιχες επενδύσεις των πολύ περισσότερο "ανεμοδαρμένων" περιοχών των νησιών του Αιγαίου και της Κρήτης. Επιπροσθέτως, οι προοπτικές ανάπτυξης αιολικών ενεργειακών επενδύσεων σε επιλεγμένες τοποθεσίες της ελληνικής ενδοχώρας φαίνονται ιδιαίτερα ευοίωνες ήδη από το 1997 (έτος σημαντικής μείωσης του ΡΒΡ και αύξησης του η^*_{20}), γεγονός που τείνει να συνεχισθεί και στις μέρες μας λόγω της επίδρασης δύο σημαντικών παραγόντων: α) του μεγέθους του διασυνδεδεμένου ηπειρωτικού δικτύου της ΔΕΗ που επιτρέπει τη μέγιστη διείσδυση της αιολικής ΗΕ στα όρια του δικτύου μεταφοράς (κάτι που δεν ισχύει όπως είπαμε στα μικρά άκαμπτα νησιωτικά αυτόνομα δίκτυα), β) της διαφαινόμενης αποτελεσματικής αντιμετώπισης από τους εμπλεκόμενους φορείς ανάπτυξης των προβλημάτων αισθητικής και αντίδρασης της τοπικής κοινής γνώμης στην έγερση ανεμογεννητριών μεγάλου ύψους στις περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού (αντιμετώπιση του συνδρόμου "Not In My Back Yard" ^[η]).

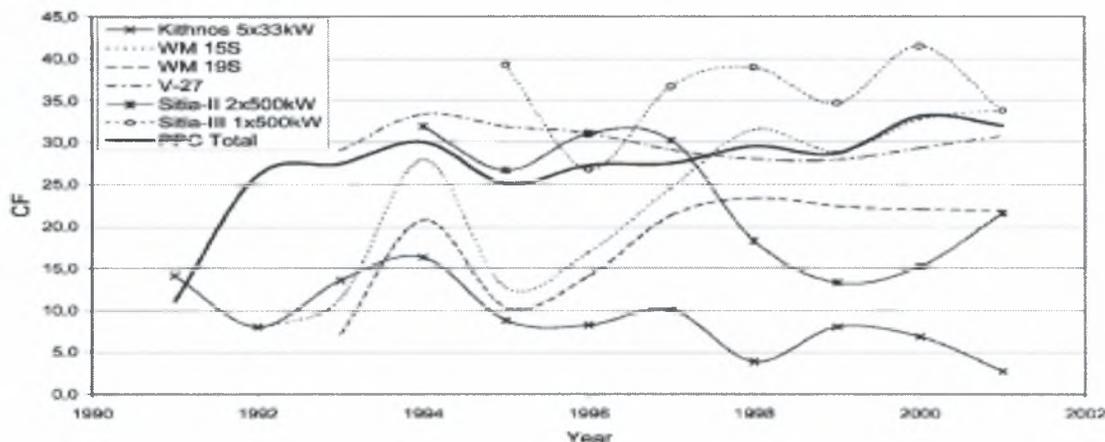
Συνοψίζοντας, η χρηματοοικονομική κατάσταση των επενδύσεων αιολικών πάρκων της ΔΕΗ το 2001 μπορεί να αποδοθεί περιληπτικά στον παρακάτω πίνακα \mathcal{G}^{kv} , από όπου με μία πρώτη ματιά συμπεραίνεται ότι το κρατικό πρόγραμμα 1990-2001 αιολικών επενδύσεων της ΔΕΗ απεδείχθη για τον τόπο σαφώς μία μεγάλη χρηματοοικονομική ζημία (παρόλο το υψηλό αιολικό δυναμικό της χώρας, τους προαναφερθέντες αναπτυξιακούς νόμους και το θετικό οικονομικό κλίμα του 1989-93), αφού μόνο 3 αιολικά πάρκα της ΔΕΗ παρουσίασαν το 2001 θετικό δείκτη ωφέλειας - κόστους: αυτά της Καρπάθου, της Άνδρου και της Σητείας ΙΙΙ στην Κρήτη λόγω προφανώς της μεγάλης μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου των 9,5m/sec στο ύψος των πτερυγίων (hub-height) της τυπικής σύγχρονης Α/Γ, γεγονός που αναμένεται να οδηγήσει τα συγκεκριμένα αιολικά πάρκα στην κερδοφορία και για τα επόμενα 5 - 10

χρόνια. Μολαταύτα, η παραπάνω επενδυτική ζημία, η οποία προέκυψε από το προτεινόμενο μοντέλο PBP - BCR με βασικές υποθέσεις: α) μέσο αναμενόμενο συντελεστή δυναμικότητας αιολικού πάρκου $CF = 40\%$ (βλ. παρακάτω σχ. 23) και β) θεώρηση του οριακού κόστους αυτόνομου νησιωτικού σταθμού παραγωγής (APS) αντί του πολύ χαμηλότερου οριακού κόστους παραγωγής ΗΕ της ΔΕΗ (σχ. 4 σελ. 11 παρόντος κεφαλαίου), επιτείνεται εάν αναλογισθεί κανείς ότι περισσότερο του 50% των χρησιμοποιούμενων κεφαλαίων για την κατασκευή αυτών των αιολικών πάρκων της ΔΕΗ προήλθε από κοινοτικά κονδύλια της ΕΕ.

Main financial results of Greek State wind parks

Wind park location	Start up	Payback year	BCR ₂₀₀₁ (%)
1 Kithnos-I	Aug. 1990	Not expected	-14
2 Samothrace	Nov. 1990	2003 expected	-2.8
3 Icaria (Perdiki)	Aug. 1991	(mid) 2002	-1.5
4 Karpathos (Agios Ioannis)	Oct. 1991	(mid) 1999	12.8
5 Limnos-I (Vounaros)	Jun. 1992	Not expected	-25.5
6 Limnos II (Vigla)	Jul. 1992	Not expected	-21.2
7 Samos-I (Marathokambos)	Jul. 1991	Not expected	-11.8
8 Chios-I (Potamia)	Dec. 1992	Not expected	-22.4
9 Andros (Kalivari)	Jul. 1992	1997	12.1
10 Samos-II (Pithagorio)	Aug. 1992	(mid) 2000	3.5
11 Psara (Agios Ilias)	Dec. 1992	Not expected	-9.1
12 Chios-II (Melanios)	Jan. 1993	Not expected	-6.8
13 Sitia-II (Moni Toplou)	Dec. 1993	(mid) 2003 expected	-4.3
14 Sitia-III (Moni Toplou)	Apr. 1995	1999	13.2

Πίνακας 9: Η από πλευράς χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας συνοπτική κατάσταση των αιολικών πάρκων της ΔΕΗ στη βάση του προτεινόμενου μοντέλου χρόνου επανείσπραξης και δείκτη ωφέλειας - κόστους για το έτος 2001^[kv] (startup: η ημερομηνία έναρξης λειτουργίας του αιολικού πάρκου, BCR₂₀₀₁ ο δείκτης ωφέλειας - κόστους της επένδυσης το 2001)



Σχήμα 23: Η κατανομή μίας εκ των κυριότερων τεχνικών παραμέτρων του μοντέλου: του συντελεστή δυναμικότητας αιολικού πάρκου (capacity factor $CF = \Delta\omega$, βλ. σελ. 21 παρόντος κεφαλαίου, σε τιμές %) κατά την περίοδο 1991 - 2001 στα σημαντικότερα αιολικά πάρκα της ΔΕΗ^[n]. ("PPC total" (εννοείται CF): ο συνολικός συντελεστής δυναμικότητας (Capacity Factor) για όλα τα αιολικά πάρκα της ΔΕΗ)

Οι αιτίες της ζημίας αυτής εντοπίζονται κυρίως στους χαμηλούς ρυθμούς παραγωγής ΗΕ στα αιολικά πάρκα της ΔΕΗ λόγω του χαμηλότερου μέσου συντελεστή δυναμικότητας εγκατάστασης CF (στη βάση του χαμηλού μέσου συντελεστή τεχνικής διαθεσιμότητας Δ : 30 - 33%), γεγονός που σε συνδυασμό με τους περιορισμούς ευστάθειας και μεταφοράς ΗΕ των μη ανεπτυγμένων τοπικών νησιωτικών δικτύων και την ανυπαρξία υποδομών συστημάτων αποθήκευσης αιολικής ΗΕ (πχ. σταθμοί υδρο-αιολικής, υδρο-θερμικής συνεργασίας) οδήγησαν σε ένα πολύ χαμηλό πραγματικό ποσοστό απορρόφησης της αιολικής ΗΕ από τα τοπικά νησιωτικά δίκτυα, τάση η οποία δεν φαίνεται να ισχύει στην ηπειρωτική ενδοχώρα, όπου και αναμένεται αύξηση των αιολικών ενεργειακών επενδύσεων στην επόμενη πενταετία^[9] στη βάση της ενδυνάμωσης του διασυνδεδεμένου δικτύου μεταφοράς ΗΕ της ΔΕΗ και των κατάλληλων χειρισμών εκ μέρους της πολιτείας των προβλημάτων γραφειοκρατίας και αντιδράσεων της κοινής γνώμης στην υλοποίηση τέτοιων επενδύσεων.

Τέλος, εντός του πλαισίου της απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ (N2773/99, βλ. κεφ. 1) θα πρέπει να τονισθεί ιδιαίτερος ότι θα επιβιώνουν πλέον μόνον οι επιχειρήσεις ηλεκτρισμού που πραγματοποιούν αποδοτικές ενεργειακές επενδύσεις καθώς ξεφεύγουμε από το καθεστώς του μονοπωλίου παραγωγής ΗΕ της ΔΕΗ, η οποία όμως όπως αναπτύχθηκε στο κεφ. 1 της παρούσας μελέτης αναμένεται να παραμείνει "ο γίγαντας του παιχνιδιού". Στα πλαίσια αυτά, λοιπόν, της ορθολογικής αξιολόγησης των αιολικών ενεργειακών επενδύσεων στη βάση κανόνων όπως του προτεινόμενου ολοκληρωμένου μοντέλου RBP - BCR, θα προωθούνται μόνον αυτές που κρίνονται βιώσιμες ή κερδοφόρες αφού ληφθούν υπόψιν όλες οι τεχνικο-οικονομικές παράμετροι (βλ. πίνακα 6 παρόντος κεφαλαίου), γεγονός που αναμένεται να οδηγήσει τη ΔΕΗ στο να εξετάσει^[κν] εντός της ερχόμενης πενταετίας την πιθανότητα υλοποίησης εκτεταμένου προγράμματος αντικατάστασης των παρωχημένης τεχνολογίας μικρού μεγέθους ανεμογεννητριών των νησιών με Α/Γ νέας τεχνολογίας και μεγαλύτερης ονομαστικής ισχύος με απώτερο σκοπό την αποδοτική αξιοποίηση τόσο του υψηλού εγχώριου αιολικού δυναμικού όσο και της συσσωρευμένης από το 1985 τεχνογνωσίας επάνω στην αιολική ηλεκτροπαραγωγή, ώστε τελικά να αυξηθεί η διείσδυση της αιολικής "καθαρής" ενέργειας στο συνολικό ενεργειακό προφίλ της χώρας (πίνακας 1, κεφ.1) με ταυτόχρονα θετικά χρηματοοικονομικά αποτελέσματα, τα οποία και ζητούν οι επενδυτές κεφαλαιούχοι στην ελεύθερη αγορά.

2.3 Εισαγωγή στη λήψη χρηματοοικονομικών αποφάσεων με πολλαπλά κριτήρια και ο πολυκριτήριος χαρακτήρας μερικών χρηματοοικονομικών προβλημάτων

Κατά τις δύο τελευταίες δεκαετίες (βλ. [ΛΖ] σελ. 2), η παγκοσμιοποίηση των χρηματοοικονομικών αγορών, η εντατικοποίηση του ανταγωνισμού μεταξύ των επιχειρήσεων καθώς και ο ραγδαίος ρυθμός κοινωνικών και τεχνολογικών αλλαγών έχουν ομολογουμένως επιφέρει αυξημένη αβεβαιότητα - μεταβλητότητα στο παγκόσμιο χρηματοοικονομικό περιβάλλον αυξάνοντας έτσι και τον κίνδυνο των χρηματοοικονομικών αποφάσεων της επιχείρησης και καθιστώντας παράλληλα τη σχετική διαδικασία λήψης αποφάσεων μία διαδικασία πολύπλοκη λόγω της πλέον ύψιστης σημασίας της για την επιβίωση του οργανισμού. Λαμβάνοντας λοιπόν υπόψιν τα πέντε βασικά καθήκοντα - αρμοδιότητες του χρηματοοικονομικού μάντζερ της σύγχρονης επιχείρησης στα πλαίσια της οργανωτικής της δομής (βλ. [1] τεύχος Α' σελ. 45 - 48) :

- α) σχεδιασμός - πρόβλεψη,
- β) σημαντικές¹⁴ Επενδυτικές και Χρηματοδοτικές αποφάσεις,
- γ) συντονισμός - έλεγχος,
- δ) δόσοληψία με τις χρηματοδοτικές αγορές (ήτοι χρήματος και κεφαλαίου),
- ε) διαχείριση του παντός είδους κινδύνου που σχετίζεται με τη χρηματοοικονομική δραστηριότητα της επιχείρησης¹⁵,

Θα μπορούσαμε να ορίσουμε επιγραμματικά τις χρηματοοικονομικές αποφάσεις οποιουδήποτε οργανισμού (ιδιωτική ή δημόσια επιχείρηση, τράπεζα, ασφαλιστικός οργανισμός κτλ) ως αυτές που αναφέρονται στις εξής τρεις βασικές περιοχές (βλ. [1] τ. Α' σελ. 48 και [ΛΖ] σελ. 4 - 5) :

1) Capital budgeting: ποιο το χαρτοφυλάκιο των περιουσιακών στοιχείων στα οποία θα πρέπει να δεσμεύσει τα κεφάλαιά της η επιχείρηση για να επιτελέσει το σκοπό της (τη μεγιστοποίηση της αξίας της, δηλαδή του πλούτου των φορέων / μετόχων της στο διηνεκές). Κεντρικά ζητήματα εδώ αποτελούν η αξιολόγηση της αποδοτικότητας των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου, η κατάταξη των επενδυτικών αυτών ευκαιριών με βάση την αξία τους σύμφωνα με προκαθορισμένες μεθόδους και τέλος η επιλογή της ή των καταλλήλων.

¹⁴ Ο όρος "σημαντικές" χρησιμοποιείται για να χαρακτηρίσει τις χρηματοοικονομικές αυτές αποφάσεις αντιδιαστέλλοντας τις από εκείνες στις οποίες τηρείται μία τυποποιημένη, γραφειοκρατική προσέγγιση κατά τη διαδικασία λήψης τους.

¹⁵ Ειδικά για τη διαχείριση του κινδύνου στο χώρο των επιχειρήσεων ηλεκτρικής ενέργειας βλέπε κεφάλαιο 1, παρ. 1.5 της παρούσας εργασίας.

ii) Corporate financing: αφορά την κεφαλαιακή δομή και τη μερισματική πολιτική της επιχείρησης επικεντρώνοντας το ενδιαφέρον της στο πώς θα πρέπει να γίνει αποδοτικότερα η χρηματοδότησή των περιουσιακών στοιχείων που αποφασίσθηκε να επιλεγούν στην παραπάνω περιοχή αποφάσεων και παράλληλα με ποιον τρόπο θα διατηρηθεί η ρευστότητα (liquidity) και κατά συνέπεια η βιωσιμότητα (solvency) της επιχείρησης.

iii) Financial investment: αποτελεί τον καθρέφτη της προηγούμενης περιοχής και αφορά στο πώς συμφέρει την επιχείρηση να διαχειρισθεί αποδοτικότερα - αποτελεσματικότερα τους υπάρχοντες παντός είδους πόρους της (πχ. απόκτηση και βέλτιστη διαχείριση εκ μέρους της επιχείρησης ενός χαρτοφυλακίου χρηματοοικονομικών προϊόντων, όπως χρεογράφων: μετοχών, ομολόγων).

Έτσι, οι χρηματοοικονομικές αποφάσεις του οργανισμού, που συνήθως αντιμετωπίζονται από την κλασική χρηματοοικονομική θεωρία ως πρόβλημα βελτιστοποίησης (πχ. θεωρία κόστους κεφαλαίου, διαχείρισης χαρτοφυλακίου, θεωρία δικαιωμάτων, υπόδειγμα CAPM), μεταφράζονται^[κν] σε αποφάσεις:

- σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα: α) σχετικές με τη βέλτιστη κατανομή κεφαλαίων και β) σχετικές με τη βέλτιστη (άριστη) κεφαλαιακή δομή της επιχείρησης.
- σε βραχυπρόθεσμο ορίζοντα: διαχείρισης κεφαλαίου κίνησης (βελτιστοποίηση χρεογράφων, μετρητών, αποθεμάτων και βραχυπρόθεσμων υποχρεώσεων) .

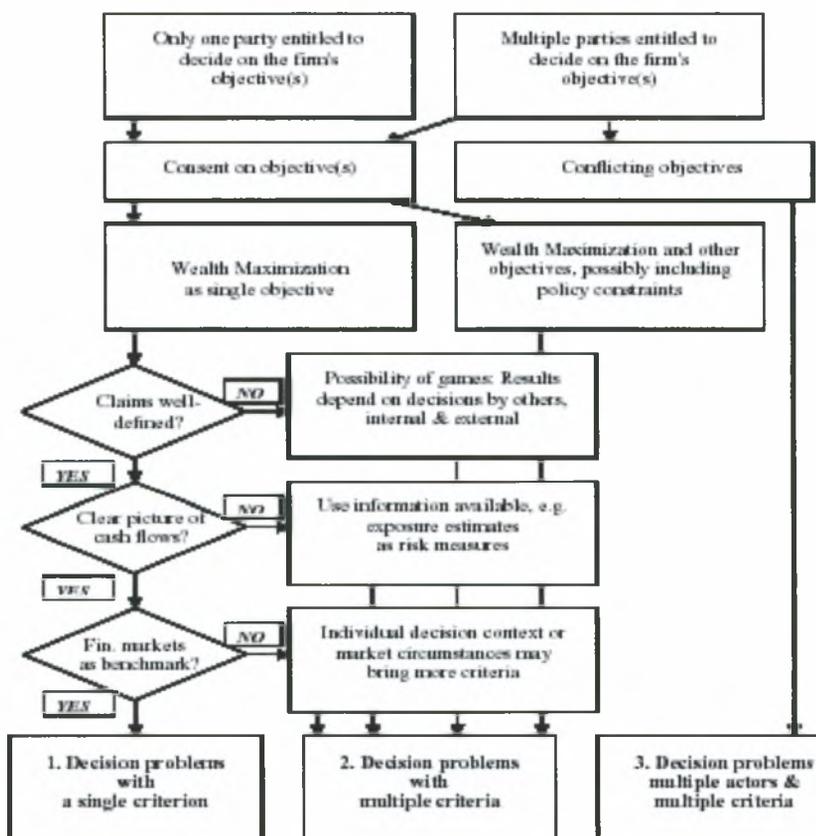
Ως εκ τούτου, η λήψη των χρηματοοικονομικών αποφάσεων με βάση την παραπάνω προσέγγιση συνίσταται τελικά σε ένα πρόβλημα επιλογής, στο βαθμό που αυτό μπορεί να αντιμετωπισθεί βάσει τεχνικών επιχειρησιακής έρευνας (operational research techniques), δηλαδή:

διαμόρφωση ενός προβλήματος, μαθηματικού συνήθως μοντέλου, βελτιστοποίησης (μεγιστοποίησης ή ελαχιστοποίησης) και λύση του κάτω από ορισμένους περιορισμούς. Αυτή η ενσωμάτωση της βελτιστοποίησης στη διαδικασία λήψης χρηματοοικονομικών (και δη επενδυτικών) αποφάσεων μπορεί να θεωρηθεί αρκετά περιοριστική εάν ληφθεί υπόψιν η άποψη ότι η μεγιστοποίηση του κέρδους (ή οποιοσδήποτε άλλος ισοδύναμος στόχος) είναι αρκετά απλοϊκή υπόθεση για να εξηγήσει τη διαδικασία αυτή στη σύνθετη ολότητά της (βλ. [κη] σελ. 75: Bhaskar & Mcnamee, α) "Multiple objectives in accounting and finance", *Journal of Business Finance and Accountin*, 10/4/1983, pp595-621, β) "A multi-objective approach to capital budgeting", *Accounting and Business Research*, winter 1979, pp25-46.), γεγονός που φάνηκε μέσα από την ανάδειξη της σχετικά πιο σύγχρονης προσέγγισης της *Πολυκριτήριας Ανάλυσης*, εντός της οποίας τέθηκαν για πρώτη φορά τα βασικά κατά την εκτίμηση των επενδυτικών αποφάσεων ερωτήματα:

α) έχουν οι αποφασίζοντες έναν στόχο (πχ. τη μεγιστοποίηση καθαρά και μόνον της χρηματοοικονομικής αξίας της επένδυσης) ή πολλαπλούς (πχ. επιπρόσθετα και τη βελτίωση της θέσης της επιχείρησης εντός του κοινωνικού συνόλου ως εργοδότη - κοινωνικού αρωγού που συμβάλλει στην καταπολέμηση της ανεργίας δραστηριοποιούμενη με άξονα το σεβασμό προς το περιβάλλον διαμέσου ενός έντονου κοινωνικού προφίλ) ?

β) Αν οι αποφασίζοντες έχουν πολλαπλούς στόχους τότε ποιοι είναι αυτοί και ποια η βαθμολόγησή τους κατά προτεραιότητα βαρύτητας ?

Θα μπορούσε λοιπόν εδώ να ορίσει κανείς συνοπτικά την *Πολυκριτήρια Ανάλυση ως τη διαδικασία λήψης αποφάσεων βάσει πολλαπλών κριτηρίων και στόχων (που οδηγούν συνήθως σε αντικρουόμενα αποτελέσματα) με τη βοήθεια ενός προκαθορισμένου μεθοδολογικού πλαισίου μοντελοποίησης των προτιμήσεων των αποφασιζόντων^(κν)*. Στο αμέσως παρακάτω διάγραμμα 1 (προσαρμογή από [ΛΖ[σελ. 15) απεικονίζονται γλαφυρά κάποιες από τις χαρακτηριστικότερες περιπτώσεις που οδηγούν μία σύγχρονη επιχείρηση στην *Πολυκριτήρια Ανάλυση* (χρηματοοικονομικών) αποφάσεων:



Διάγραμμα 1: Χαρακτηριστικές καταστάσεις που οδηγούν την επιχείρηση στην Πολυκριτήρια Ανάλυση (χρηματοοικονομικών) αποφάσεων ή Multi-Criteria Decision Analysis, MCDA, όπως είναι διεθνώς γνωστή.

Ως εφαρμογές¹⁶ αυτής της προσέγγισης στην επίλυση ορισμένων χρηματοοικονομικών προβλημάτων μπορεί κανείς να σημειώσει ενδεικτικά τους τομείς^[κη]:

- α) αξιολόγηση επενδύσεων παγίου κεφαλαίου (ή κεφαλαίου υψηλού επιχειρηματικού κινδύνου: venture capital),
- β) εκτίμηση του πιστωτικού κινδύνου καθώς και (σε δεύτερη φάση) του κινδύνου χρηματοοικονομικής δυσπραγίας / πτώχευσης για μία επιχείρηση (financial distress / bankruptcy risk βλ. κεφ. 1 παρ. 1.5),
- γ) διαχείριση χαρτοφυλακίου (portfolio management),
- δ) αξιολόγηση ομολόγων (bonds valuation),
- ε) εκτίμηση της δανειοληπτικής ικανότητας μίας επιχείρησης (ή ακόμα και ενός ολόκληρου κράτους) εντός του πλαισίου του πολιτικού κινδύνου,
- στ) αξιολόγηση της βιωσιμότητας (viability ή solvency) και απόδοσης (performance) μίας επιχείρησης,
- ζ) ολοκληρωμένος χρηματοοικονομικός σχεδιασμός επιχείρησης.

2.4 Η Πολυκριτήρια Ανάλυση στην αξιολόγηση επενδύσεων παγίου κεφαλαίου γενικά και στις ενεργειακές επενδύσεις αιολικών πάρκων ειδικότερα

Η αξιολόγηση και επιλογή επενδύσεων παγίου κεφαλαίου (capital budgeting) αποτελεί μία από τις σπουδαιότερες επενδυτικές αποφάσεις του χρηματοοικονομικού επιτελείου κάθε επιχείρησης (μικρής ή μεγάλης, δημόσιας ή ιδιωτικής) λόγω της στρατηγικής της σημασίας (βλ. [λζ] σελ. 51 και [κη]) στη δικαιολογητική βάση κυρίως των δύο παρακάτω βασικών χαρακτηριστικών των επενδύσεων παγίων περιουσιακών στοιχείων:

α) μεγάλη χρονική διάρκεια υλοποίησης των επενδύσεων αυτών (έως και αρκετά χρόνια, πολλές φορές σε ελεγχόμενα, διακριτά στάδια),

β) υψηλές συνεπαγόμενες κεφαλαιακές ανάγκες που δημιουργούνται για την επιχείρηση και συχνά αμετάκλητος (ή δύσκολα αναστρέψιμος) χαρακτήρας των επενδύσεων αυτών.

Ξεκινώντας λοιπόν με δεδομένη την παραπάνω διαπίστωση και λόγω της μεγαλύτερης πολυπλοκότητας στη διαμόρφωση του μοντέλου προτιμήσεων των αποφασιζόντων στα πλαίσια της πολυκριτήριας ανάλυσης σε σχέση με το αντίστοιχο απλουστευτικό μοντέλο βελτιστοποίησης στα πλαίσια

¹⁶ Οι Steuer και Na, 2003, αναφέρουν μία βιβλιογραφική επισκόπηση 265 άρθρων με εφαρμογές της πολυκριτήριας ανάλυσης στο χώρο της χρηματοοικονομικής διοίκησης (βλ. [κη] σελ. 79), ενώ στο [λζ] (σελ. 52) παρατίθεται ένας συνοπτικός πίνακας (table 1.4: applications of MCDA approaches in investment appraisal) των κυριότερων εφαρμογών της πολυκριτήριας ανάλυσης στον τομέα της αξιολόγησης της αποδοτικότητας επενδύσεων στη βάση συγκεκριμένων μεθόδων και μελετών.

της μονόπλευρης χρηματοοικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων παγίου κεφαλαίου (ατελείς μέθοδοι και μοντέλα προεξοφλημένων χρηματοροών), μπορεί να σημειωθεί ότι αυτό το δεύτερο (κλασσικό) μοντέλο λήψης επενδυτικών αποφάσεων παρεμβαίνει μόνον στα δύο τελευταία από τα συνολικά τέσσερα στάδια της επενδυτικής διαδικασίας: της αξιολόγησης και επιλογής (κατά σειρά τα στάδια αυτά είναι: αντίληψη, διαπίστωση, αξιολόγηση και επιλογή^[κν]: *perception, formulation, evaluation, choice*^[κζ]).

Έτσι λοιπόν, η κλασσική χρηματοοικονομική θεωρία μέσω του κλασσικού μοντέλου αξιολόγησης επενδύσεων προτείνει είτε την αποδοχή / απόρριψη μίας επένδυσης (εάν αξιολογείται μόνον ένα επενδυτικό έργο) είτε ταξινομεί τα επενδυτικά έργα από το καλύτερο στο χειρότερο (εάν μιλάμε για εναλλακτικές, αμοιβαίως αποκλειόμενες επενδύσεις) βάσει δεδομένων χρηματοοικονομικών μεθόδων.

Η προσέγγιση μέσω αυτού του μοντέλου έχει βελτιωθεί τα τελευταία χρόνια με την εισαγωγή στην όλη ανάλυση τόσο των επιπτώσεων του πληθωρισμού (βλ. προσαρμοσμένο ως προς τον πληθωρισμό ποσοστό προεξόφλησης¹⁷ ή μέγεθος χρηματοροών) όσο και του παντός είδους κινδύνου, η έννοια του οποίου είτε απλά εκτιμάται είτε ενσωματώνεται στη μαθηματική ανάλυση αποδοτικότητας της επένδυσης ως εξής (βλ. [1] τεύχος Α') :

- μέθοδοι εκτίμησης του επενδυτικού κινδύνου:

Α) απλές: α) ανάλυση ευαισθησίας, β) ανάλυση νεκρού σημείου ή ουδέτερου σημείου κύκλου εργασιών (απλή ή με ενσωμάτωση της χρονικής αξίας του χρήματος),

Β) πιθανοτικές : α) υπολογισμός πιθανοτικής κατανομής του μεγέθους της αναμενόμενης ΚΤΠΑ της επένδυσης καθώς και της τυπικής της απόκλισης ($\sigma_{ΚΤΠΑ}$) ,

β) ανάλυση σεναρίων (scenario analysis: βλ. υποσημείωση 25 κεφ. 1, παρ. 1.5),

γ) ανάλυση προσομοίωσης (πχ. απλή, Monte Carlo, θεωρία παιγνίων), δ) ανάλυση δένδρων αποφάσεων .

- μέθοδοι ενσωμάτωσης του επενδυτικού κινδύνου στην όλη ανάλυση αποδοτικότητας της επένδυσης:

α) μέθοδος άτυπης ενσωμάτωσης κινδύνου (σύμφωνα με την υποκειμενική κρίση της διοίκησης της επιχείρησης), β) μέθοδος προσαρμογής του χρόνου επανείσπραξης της αρχικής επένδυσης,

γ) μέθοδος ισοδυνάμου βεβαιότητας, δ) μέθοδος του προσαρμοσμένου λόγω κινδύνου ποσοστού προεξόφλησης.

¹⁷ Εάν d το ετήσιο ονομαστικό ποσοστό προεξόφλησης και π το ποσοστό του ετήσιου πληθωρισμού τότε το πραγματικό (προσαρμοσμένο ως προς τον πληθωρισμό) ετήσιο ποσοστό προεξόφλησης είναι $d_0 = [(1 + d) / (1 + \pi)] - 1$ (βλ. [1] τεύχος Α' σελ. 175), το οποίο και πρέπει να χρησιμοποιηθεί ως ποσοστό προεξόφλησης των ετήσιων καθαρών χρηματοροών όταν αυτές είναι σε τρέχουσες τιμές (μη προσαρμοσμένες ως προς τον πληθωρισμό σε σχέση με ένα έτος αναφοράς) .

Εντούτοις, ο περιοριστικός, μη αναιρούμενος από τις παραπάνω τεχνικές μεθοδολογικές βελτιώσεις, χαρακτήρας του παραδοσιακού αυτού μοντέλου έγκειται κυρίως στα παρακάτω σημαντικά προβλήματα:

- I) περιορισμός της έννοιας της επένδυσης απλά σε μία χρονοσειρά εκτιμώμενων χρηματοροών,
- II) επιλογή του προεξοφλητικού ποσοστού (κρίσιμη απόφαση σε όλες τις μεθόδους προεξοφλημένων χρηματοροών και ιδιαίτερα όταν χρησιμοποιείται το εσωτερικό ποσοστό απόδοσης ως κριτήριο αξιολόγησης): Πολλές φορές^[κζ] το πριμ κινδύνου (risk premium) με το οποίο προσαυξάνουν κατά το δοκούν οι χρηματοοικονομικοί managers το αντικειμενικά υπολογιζόμενο μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC) της επιχείρησης με σκοπό να εκτιμήσουν ένα ικανοποιητικό ποσοστό προεξόφλησης οδηγεί την όλη ανάλυση σε λανθασμένους δρόμους λόγω του προκύπτοντος υπερβολικά μεγάλου ποσοστού προεξόφλησης, το οποίο καθιστά απορριπτέες από πλευράς αποδοτικότητας διάφορες επενδύσεις που άλλως θα ήταν αποδεκτές (πχ. επενδύσεις έρευνας και τεχνολογίας για εισαγωγή νέων προϊόντων με σημαντικά για την επιχείρηση real options όπως τη διαφοροποίηση μέσα από είσοδο σε νέες αγορές και δραστηριότητες).
- III) τα αρκετές φορές αντικρουόμενα αποτελέσματα αξιολόγησης που προκύπτουν από τις διάφορες κλασσικές μεθόδους χρηματοοικονομικής αξιολόγησης με βάση την κερδοφορία της επένδυσης, πχ. ΚΠΑ και εσωτερικό ποσοστό απόδοσης (βλέπε [1] τεύχος Β' κεφ. 6).

Από την άλλη πλευρά, η πολυκριτήρια ανάλυση αξιολόγησης επενδύσεων παγίου κεφαλαίου παρεμβαίνει σε όλο το βάθος της διαδικασίας της επενδυτικής απόφασης: από τα δύο πρώτα στάδια (αντίληψης της επενδυτικής ανάγκης και διατύπωσης του επενδυτικού έργου) έως και τα δύο τελευταία (αξιολόγηση όλων των επενδυτικών λύσεων και επιλογή συνήθως της κατάλληλης ή των κατάλληλων), συμβάλλοντας ανά στάδιο στα εξής κομβικά σημεία ^{[κη]. [λζ]}:

- I) ως προς τα δύο πρώτα στάδια (αντίληψης, διατύπωσης επενδυτικού έργου):
 - αναγνώριση των δυνατών εναλλακτικών δραστηριοτήτων (επενδυτικών ευκαιριών),
 - ορισμός του συνόλου των μεταβλητών των εναλλακτικών δραστηριοτήτων οι οποίες αντιπροσωπεύουν πιθανές ανταγωνιστικές παραλλαγές των επενδυτικών έργων.
- II) ως προς τα δύο τελευταία στάδια, (αξιολόγηση όλων των επενδυτικών λύσεων και επιλογή συνήθως της κατάλληλης ή του συνδυασμού των κατάλληλων) τα οποία και πραγματεύεται η εργασία, η πολυκριτήρια ανάλυση χρηματοοικονομικών αποφάσεων λειτουργεί ως εξής :

- a) Καθορισμός ενός προσαρμοσμένου στο εκάστοτε πρόβλημα μοντέλου αξιολόγησης στη βάση όλων των αμέσως παρακάτω ποσοτικών αλλά και ποιοτικών κριτηρίων.
- b) Ταξινόμηση, κατάταξη των εναλλακτικών επενδυτικών λύσεων και επιλογή της ή ενδεχομένως του συνδυασμού των κατάλληλων εξ' αυτών. Αναλυτικότερα η αξιολόγηση - ταξινόμηση των εναλλακτικών επενδυτικών έργων συνιστά κατηγοριοποίησή τους σύμφωνα με προκαθορισμένα ποσοτικά και ποιοτικά κριτήρια τα οποία έχουν το καθένα δεδομένη, προαποφασισμένη στα πλαίσια του όλου μοντέλου βαρύτητα:
- Ποσοτικά κριτήρια βασιζόμενα στις κλασσικές χρηματοοικονομικές μεθόδους αξιολόγησης επενδύσεων παγίου κεφαλαίου (απλές / ατελείς ή μη λαμβάνουσες υπόψιν τη χρονική αξία του χρήματος (i), (ii), (iii) και προεξοφλημένων χρηματοροών (iv), (v), (vi)):
 - i) Απλός χρόνος επανείπραξης της αρχικής επένδυσης (βλ. μοντέλο παραγρ. 2.2, υπάρχει όμως και ο προεξοφλημένος χρόνος επανείσπραξης που είναι φυσικά μέθοδος προεξοφλημένων χρηματοροών).
 - ii) Ποσοστό απόδοσης επί της λογιστικής αξίας της επένδυσης (ή επί του επενδεδυμένου κεφαλαίου: Return On investment ROI),
 - iii) Δείκτης ωφέλειας - κόστους (Benefit to Cost Ratio BCR, βλ. μοντέλο παραγρ. 2.2)
 - iv) ΚΠΑ (ή η ισοδύναμη μέθοδος (κπα) του ετήσιου ισοδύναμου ποσού, που χρησιμοποιείται συχνότερα από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού, βλ. παρ. 2.1.2)
 - v) Εσωτερικό ποσοστό απόδοσης (IRR) ,
 - vi) Δείκτης αποδοτικότητας της επένδυσης.
 - Ποιοτικά κριτήρια (προσέγγιση "real options") εκτίμησης της αξίας της επένδυσης ^{[κζ], [κη], [λζ]} :
 - i) Η επιτακτικότητα (urgency) της επένδυσης (δηλαδή το κατά πόσον η επένδυση κρίνεται από τη διοίκηση της επιχείρησης ως άμεσα συνδεόμενη κατά πρώτον με τη βιωσιμότητα της επιχείρησης και κατά δεύτερο λόγο με τη μακροπρόθεσμη κερδοφορία της σε δεδομένο χρονικό ορίζοντα) .
 - ii) Η συνέπεια (coherence) των αντικειμενικών στόχων της επένδυσης με τη γενικότερη στρατηγική της επιχείρησης, η οποία διαμορφώνεται ανά επίπεδο από επάνω προς τα κάτω ως εξής (βλ. [ιβ] σελ. 204):
 - εταιρική (corporate level strategy, αναφέρεται σε ανώτερο επίπεδο πχ. διοίκησης ομίλου εταιριών),
 - επιχειρησιακή (business level strategy ή Strategic Business Unit (SBU) strategy ή competitive strategy, αναφέρεται στο επίπεδο διοίκησης κάθε επιχείρησης του ομίλου),

➤ λειτουργική για κάθε επιχειρηματική μονάδα (functional level strategy: αφορά το κάθε επιμέρους λειτουργικό τμήμα της επιχείρησης, πχ. παραγωγή, μάρκετινγκ, χρηματοοικονομικό) .

Οι αντικειμενικοί αυτοί στόχοι της επένδυσης συνήθως είναι πολλαπλοί, μεταξύ τους κατά σειρά φθίνουσας σημαντικότητας αποδείχθηκαν¹⁸ οι εξής:

α) κερδοφορία,

β) ρυθμός ανάπτυξης της επιχείρησης,

γ) συνολικός συνδεδεμένος με την επένδυση κίνδυνος από τις δύο οπτικές γωνίες (βλ. [1] τεύχος Β' κεφ. 8 , 9): i) αυτής καθαυτής (stand-alone risk), ii) εντός του χαρτοφυλακίου επενδύσεων της επιχείρησης (within-firm risk).

δ) το κατά πόσον η επένδυση συμβάλλει στην επίτευξη ρευστότητας της επιχείρησης,

ε) οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της επένδυσης (αυτές συνιστούν από μόνες τους ένα ισχυρό ποιοτικό επενδυτικό κριτήριο με άμεσες όμως ποσοτικές για την επιχείρηση προεκτάσεις, βλ. επόμενη σελίδα),

στ) η ηλικία των περιουσιακών στοιχείων της επιχείρησης,

ζ) η ευελιξία στην υλοποίηση της επένδυσης (πχ. real options^[κζ] συνέχισης ή εγκατάλειψης του project που πηγάζουν διαμέσου της ελεγχόμενης σε στάδια υλοποίησης: πχ. έλεγχος μετά την περάτωση του κάθε σταδίου και συνέχιση μόνον εάν πληρούνται τα προαποφασισμένα κριτήρια),

η) ο βαθμός επέκτασης του τεχνολογικού know-how (τεχνογνωσία, εμπειρία, εξειδίκευση) που προκύπτει για την επιχείρηση και το νοητικό της κεφάλαιο (intellectual capital) μέσα από την επένδυση.

Στα πλαίσια λοιπόν αυτών των ποιοτικών κριτηρίων (real options) εντάσσεται η βαθμονόμηση από το management της επιχείρησης του συσχετισμού της κρινόμενης επένδυσης ως προς τα λοιπά επενδυτικά έργα του επενδυτικού προγράμματός της ή ακόμα και ως προς δυνητικά κερδοφόρες για την επιχείρηση επενδυτικές ευκαιρίες οι οποίες δεν έχουν ακόμα φανεί στον ορίζοντα αλλά προβλέπεται να αλλάξουν την αγορά στα προσεχή χρόνια. Πχ. μία επένδυση έρευνας και ανάπτυξης για τη μαζική παραγωγή και διάθεση στην αγορά μίας αποδοτικότερης ενεργειακά (μικρότερης σε μέγεθος και εγκατεστημένη ισχύ) ανεμογεννήτριας συνήθως λόγω του αρχικού υψηλού κόστους R & D και των αρχικώς χαμηλών πωλήσεων δεν παρουσιάζει ικανοποιητικό ROI από τα πρώτα χρόνια διάθεσης του προϊόντος στην αγορά, μπορεί όμως να αλλάξει το τοπίο στην παραγωγή ηλεκτρισμού από αιολική ενέργεια επιφέροντας τεράστια κέρδη στην κατασκευάστρια εταιρία αλλά και στους πελάτες της, τις

¹⁸ Σύμφωνα με αποτελέσματα σχετικής έρευνας (εμπειρική μελέτη Bhaskar και Mcnamme, 1983, βλ. [κη] σελ. 78) : το 96% των επιχειρήσεων λαμβάνουν αποφάσεις για το επενδυτικό τους πρόγραμμα βάσει μοντέλου πολλαπλών

επιχειρήσεις ηλεκτρισμού που εκμεταλλεύονται τα αιολικά πάρκα, εάν η Α/Γ είναι ικανή να παράγει τις ίδιες κιλοβατώρες ΗΕ για χαμηλότερο αιολικό δυναμικό (ήτοι μικρότερη μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου) με χαμηλότερη (σε Κw) εγκατεστημένη ισχύ, καθιστώντας έτσι τα αιολικά πάρκα επενδύσεις πιο ελκυστικές ακόμα και για περιοχές χαμηλότερου αιολικού δυναμικού από το αποδεκτό όριο εκμεταλλευσιμότητας των 5 - 6 m/sec.

iii) Οι περιβαλλοντικές και κοινωνικές επιπτώσεις της επένδυσης: οι πρώτες άπτονται πλέον και νομικών - Θεσμικών κανόνων που διέπουν τη λειτουργία της επιχείρησης υποχρεώνοντάς την (προβλέποντας βαριές κυρώσεις / πρόστιμα) να μη μολύνει ενεργειακά ή με πάσης φύσης απόβλητα το περιβάλλον ενώ οι δεύτερες σχετίζονται άμεσα με τον κοινωνικό ρόλο της επιχείρησης αναφορικά προς τις εμπλεκόμενες με τη δραστηριότητά της ομάδες συμφερόντων (εργαζόμενοι, τοπική και ευρύτερη κοινωνία, πελάτες, προμηθευτές, λοιποί "stakeholders"). Αυτός ο δεύτερος, κοινωνικός, ρόλος του επενδυτικού προγράμματος της επιχείρησης (πχ. ως μεγάλου εργοδότη ή χορηγού κοινωφελών έργων) καθίσταται ιδιαίτερα στις μέρες μας ολοένα και κρισιμότερος λόγω της αυξανόμενης βαρύτητας της κοινωνικής πολιτικής των κρατών, γεγονός που εάν η επιχείρηση εκμεταλλευθεί κατάλληλα τότε μπορεί να αποκομίσει μακροπρόθεσμα οφέλη στο image της με απώτερο θετικό αντίκτυπο στη φήμη και πελατεία της (πχ. το κοινωνικό πρόσωπο της ΔΕΗ ως μεγαλύτερης ελληνικής ΔΕΚΟ και φορέα διασφάλισης της κοινωνικής δικαιοσύνης στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των ελλήνων καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας).

Παράλληλα μέσα στο ισχύον Θεσμικό πλαίσιο των ενεργειακών επενδύσεων (N2601/98 και N2244/94, βλ. κεφ. 2 παρ. 2.2.1 και κεφ. 3 παρ. 3.1) δίνονται από το κράτος προς τις επιχειρήσεις και τα γνωστά επενδυτικά κίνητρα σχετικά με την υλοποίηση: φιλικών προς το περιβάλλον επενδύσεων (πχ. αιολικά πάρκα, συμπαραγωγή ηλεκτρισμού - θερμότητας από ΑΠΕ), επενδύσεων εξοικονόμησης ενέργειας / περιορισμού των βλαβερών συνεπειών της χρήσης συμβατικών καυσίμων στο περιβάλλον (πχ. ηλεκτροστατικά φίλτρα κατά της ρυπογόνου δράσης των καυσαερίων από καύση λιγνίτη στα ατμοηλεκτρικά εργοστάσια της ΔΕΗ στην Κοζάνη), γεγονός που μπορεί να βελτιώσει άμεσα τα χρηματοοικονομικά αποτελέσματα της επιχείρησης αυξάνοντας την καθαρά παρούσα αξία της επένδυσης (βλ. παρ. 3.1).

2.5 Επενδύοντας σε ΑΠΕ με γνώμονα τη διαχείριση του περιβαλλοντικού κόστους: μία βασική παράμετρος της πολυκριτήριας αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων

Ειδικότερα σε σχέση με τις ενεργειακές επενδύσεις ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, μεταξύ των οποίων τα αιολικά πάρκα κατέχουν για τη χώρα μας πρωτεύουσα θέση λόγω του υψηλού εγχώριου αιολικού δυναμικού (βλ. υποσημείωση 2, κεφ. 2 παρούσας εργασίας), θεωρούμε στο σημείο αυτό χρήσιμη μία συνοπτική αναφορά στο στοιχείο που τελικά, πέρα από οποιεσδήποτε κλασσικές χρηματοοικονομικές αξιολογήσεις, προσδίδει στις επενδύσεις αυτές και τη μεγαλύτερη αξία:

τη διαχείριση του περιβαλλοντικού κόστους που συνεπάγεται η υλοποίησή τους (βλ. [1η] σελ. 365 - 367: "investing to manage environmental costs"), γεγονός που καθιστά ολοένα και πιο επιτακτική την ανάγκη ενσωμάτωσης της διαχείρισης των περιβαλλοντικών θεμάτων στο μοντέλο αξιολόγησης του επενδυτικού προγράμματος της σύγχρονης επιχείρησης. Για το λόγο αυτό, η παρούσα στο χώρο των ενεργειακών επενδύσεων τάση του να το αξιολογείται και το περιβαλλοντικό προφίλ της επένδυσης σε όλο το βάθος της αλυσίδας αξίας (value chain^[19]) τόσο από τους επενδυτές όσο και από την επιχείρηση καθιστά ιδιαίτερα ελκυστικές τις φιλικές προς το περιβάλλον ενεργειακές επενδύσεις (πχ. αιολικά πάρκα), γεγονός που (όπως φαίνεται και από την παράγραφο 3.1 του προηγούμενου κεφαλαίου) αυξάνει την καθαρά παρούσα αξία τους λόγω της επιδότησης τόσο από το κράτος όσο και από την ΕΕ (βλ. και σχετική συνοπτική αναφορά του πίνακα 4 παρ. 2.2.1 περί της εξέλιξης του πλαισίου των αναπτυξιακών νόμων στο χώρο των επενδύσεων σε ΑΠΕ στην Ελλάδα καθώς και υποσημείωση 11 παρ. 2.2.2).

Ως εκ τούτου, ο παράγοντας της εκτίμησης, αξιολόγησης και διαχείρισης του περιβαλλοντικού κόστους μίας επένδυσης παγίου κεφαλαίου καθίσταται ιδιαίτερης σημασίας¹⁹ για κάθε παραγωγικό τομέα καταναλωτικών προϊόντων (ακόμα και στον ενεργειακό όπου το προϊόν της ηλεκτρικής ενέργειας δρα τόσο ως καταναλωτικό όσο και ως κεφαλαιουχικό - βιομηχανικό) εάν αναλογισθούμε ότι: το κόστος απόσυρσης / ανακύκλωσης κάθε παραγόμενου από την επένδυση προϊόντος στο τέλος της λειτουργικής του ζωής καθώς και ελαχιστοποίησης / ανακύκλωσης όλων των βλαβερών περιβαλλοντικά παραπροϊόντων της παραγωγικής διαδικασίας βαρύνει θεσμοθετημένα πλέον τον παραγωγό, επηρεάζοντας καίρια τις ετήσιες αναμενόμενες λειτουργικές χρηματοροές άρα και την ΚΠΑ της επένδυσης, δεδομένου του ότι αναφερόμαστε σε ένα κόστος που εμφανίζεται μεν στο τέλος της λειτουργικής ζωής του προϊόντος σε αρκετά χρόνια μετά την υλοποίηση της επένδυσης εισαγωγής του

¹⁹ Marc J. Epstein, "Accounting for product take-back", *Managerial Accounting*, August 1996, pp29-33, βλ. [1η]: σελ. 366

προϊόντος πλην όμως αυτό θα πρέπει να εκτιμηθεί με τη μεγαλύτερη δυνατή ακρίβεια σήμερα, πριν την υλοποίηση της επένδυσης, στο στάδιο της προφoρμα αξιολόγησης της αποδοτικότητάς της .

Αναλυτικότερα, στον παρακάτω πίνακα 20 συνοψίζεται η σύγκριση των ενεργειακών επενδύσεων ηλεκτροπαραγωγής σε ΑΠΕ (πχ. αιολικά πάρκα, υδροηλεκτρικοί σταθμοί κα) με τις αντίστοιχες επενδύσεις παγίων περιουσιακών στοιχείων που αναφέρονται σε συμβατικά καύσιμα (πχ. πετρέλαιο, λιγνίτης, λιθάνθρακας, φυσικό αέριο κα) ως προς τις βασικές παραμέτρους που επηρεάζουν τον παράγοντα της διαχείρισης του περιβαλλοντικού κόστους της επένδυσης:

Παράμετροι ΔΠΚ	Επενδύσεις σε ΑΠΕ	Επενδύσεις συμβατικών καυσίμων
1. κόστος ελαχιστοποίησης / ανακύκλωσης των βλαβερών για το περιβάλλον παραπροϊόντων από την παραγωγή ΗΕ (πχ. καυσαέρια)	Καθόλου	Πολλαπλό
2. κόστος μέτρων αντιμετώπισης μόλυνσης περιβάλλοντος από την παραγωγή ΗΕ	Καθόλου	Σημαντικό
3. διαθεσιμότητα φυσικών παραγωγικών πόρων	Απεριόριστη	Χρονικά περιορισμένη
4. κόστος περιβαλλοντικής μελέτης κατασκευής του σταθμού παραγωγής, δικτύου μεταφοράς - διανομής ΗΕ και συναφούς υποδομής	Σχετικά μέτριο	Μεγάλο
5. κόστος ενσωμάτωσης έρευνας - ανάπτυξης και διαχείρισης ποιότητας στην όλη επενδυτική μελέτη	Σχετικά μεγάλο	Σχετικά μέτριο

Πίνακας 20: Η βαθμονόμηση των παραμέτρων που επηρεάζουν τη Διαχείριση του Περιβαλλοντικού Κόστους (ΔΠΚ) της επένδυσης για τις δύο βασικές κατηγορίες επενδύσεων παραγωγής ΗΕ

Όπως φαίνεται λοιπόν και από τον πίνακα 20, το αξιοσημείωτο με τη διαχείριση του περιβαλλοντικού κόστους για επενδύσεις σε αιολικά πάρκα (όπως και σε όλες τις ΑΠΕ) είναι αυτές ακριβώς οι δύο παράμετροι:

i) του ανεξάντλητου της διαθεσιμότητας των ΑΠΕ και ii) του φιλικού προς το περιβάλλον χαρακτήρα τους, καθώς η μόνη αλλοίωση στο περιβάλλον που μπορεί να επιφέρει η λειτουργία μίας ανεμογεννήτριας θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι έγκειται στην αισθητική του τοπίου λόγω του μεγάλου ύψους της (τυπικά hub-height 10 - 40μ), παράμετρος που και πάλι μετριάζεται σημαντικά μέσα από κατάλληλη περιβαλλοντική μελέτη με τη συγκέντρωση των ανεμογεννητριών σε συγκεκριμένες περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού μακριά από την ανθρώπινη καθημερινή δραστηριότητα.

Η μία και μοναδική παράμετρος όπου οι επενδύσεις σε ΑΠΕ μπορεί κανείς να ισχυρισθεί ότι μειονεκτούν σε όρους επενδυτικού κόστους σε σχέση με τις αντίστοιχες ενεργειακές επενδύσεις συμβατικών καυσίμων είναι η ενσωμάτωση του κόστους έρευνας - ανάπτυξης και διαχείρισης ποιότητας

στην όλη επενδυτική μελέτη, καθώς η τεχνολογία των ΑΠΕ θεωρείται όχι μόνον σχετικά νέα σε ηλικία αλλά και υψηλή οπότε ως εκ τούτου τείνει να είναι γενικά περισσότερο δαπανηρή από αυτήν της παραγωγής ΗΕ μέσω συμβατικών καυσίμων, τεχνολογία η οποία υπάρχει εδώ και πλέον εκατό τουλάχιστον ετών²⁰.

Κλείνοντας το παρόν κεφάλαιο σχετικά με τη σημασία της πολυκριτήριας ανάλυσης στην αξιολόγηση της αποδοτικότητας των ενεργειακών επενδύσεων, θα θέλαμε να μείνει στον αναγνώστη το συμπέρασμα ότι η εν λόγω νεωτεριστική μεθοδολογική προσέγγιση πλεονεκτεί από την κλασσική προσέγγιση (ατελείς μέθοδοι και μέθοδοι προεξοφλημένων χρηματοροών) στα εξής βασικά σημεία (βλ. αναφορά [185] στην σελ. 53 της αναφοράς [ΛΖ]), τα οποία και την καθιστούν ιδιαίτερα χρήσιμη στην περίπτωση των αιολικών πάρκων όπου έχουμε να κάνουμε με πολύπλοκα τεχνικοοικονομικά μοντέλα αξιολόγησης της βιωσιμότητας της επένδυσης:

Α) αυξημένες δυνατότητες μοντελοποίησης - δόμησης πολύπλοκων προβλημάτων αξιολόγησης αποδοτικότητας επενδύσεων όπου υπεισέρχονται πολλές μεταβλητές (πχ. μοντέλο παραγράφου 2.2.2),

Β) εισαγωγή και ενσωμάτωση τόσο ποσοτικών (πχ. χρηματοοικονομικές μέθοδοι και αριθμοδείκτες) όσο και ποιοτικών μεθόδων στην όλη διαδικασία λήψης αποφάσεων με απώτερο σκοπό την ανάδειξη - μοντελοποίηση των πραγματικών προτιμήσεων των αποφασιζόντων στον άξονα της ικανοποιητικής διευθέτησης της μεταξύ των κριτηρίων αντιφατικότητας στη βάση επιστημονικών μεθόδων λήψης αποφάσεων (πχ. Συστημάτων Υποστήριξης Λήψης Αποφάσεων: Decision Support Systems, DSS²¹), από την ανάπτυξη των οποίων εξαρτάται κατά πολύ και η περαιτέρω ανάπτυξη των μεθόδων Πολυκριτήριας Ανάλυσης χρηματοοικονομικών αποφάσεων.

²⁰ Η τάση αυτή φαίνεται να αρχίζει να αντιστρέφεται αρκετά αργά καθώς όλο και περισσότεροι κατασκευαστές εισέρχονται βαθμιαία στον τομέα της κατασκευής και διαχείρισης του απαραίτητου μηχανολογικού εξοπλισμού αξιοποίησης των ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή (πχ. ανεμογεννήτριες, ηλιακοί συλλέκτες, μηχανολογικός εξοπλισμός και αυτοματισμοί ΥΗΣ, σταθμών συμπαραγωγής από ΑΠΕ κτλ). Παρόλα αυτά, τα μεγάλα οικονομικά συμφέροντα των κολοσσιαίων πολυεθνικών εταιριών πετρελαίου και συμβατικών καυσίμων δεν αφήνουν ακόμα την έρευνα και ανάπτυξη στις τεχνολογίες αξιοποίησης των ΑΠΕ να εξελιχθεί όσο ραγδαία θα έπρεπε να αντιδράσει η ανθρωπότητα στην γοργή εξάντληση των συμβατικών καυσίμων (βλ. κεφ. 1 παρούσας εργασίας σε αναφορά του [ε]). Εκφράζοντας όχι μόνον προσωπική άποψη αλλά και άποψη των ελλήνων μηχανικών – συγγραφέων της ελληνικής αρθρογραφίας της παρούσας εργασίας, ελπίζουμε χώρες σαν τη δική μας με πλούσιο ενεργειακό προφίλ ως προς τις ΑΠΕ να πρωτοστατήσουν μέσα από την κατάλληλη έρευνα και ανάπτυξη στον αγώνα της αξιοποίησής τους, δρόμος που μακροπρόθεσμα ίσως είναι ο μόνος που θα οδηγήσει στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της ανθρωπότητας.

²¹ **DSS συστήματα** (βλ. [ΛΖ] σελ. 54): CGX, BANKS, BANKADVISER, INVEX, FINEVA, FINCLAS, INVESTOR τα οποία αναλύονται στις αντίστοιχες αναφορές της [ΛΖ]: [161], [108], [106], [175], [196], [190]. [194].

Κεφάλαιο 3°: Εναλλακτικές μελέτες περίπτωσης (case studies) αξιολόγησης αιολικών επενδύσεων παραγωγής ΗΕ στην Ελλάδα εντός του σύγχρονου απελευθερωμένου καθεστώτος ηλεκτρικής ενέργειας και του πλαισίου επενδυτικών κινήτρων του ισχύοντος αναπτυξιακού νόμου

Περίληψη του κεφαλαίου

Το παρόν κεφάλαιο της εργασίας ξεκινά (παρ. 3.1) με μία σχετικά εκτενή αναφορά στην αξιολόγηση επενδύσεων παγίων περιουσιακών στοιχείων σε αιολικά πάρκα υπό το καθεστώς των ευεργετικών διατάξεων περί επενδυτικών κινήτρων του αναπτυξιακού νόμου Ν2601/98 σε επέκταση των αναφορών του προηγούμενου κεφαλαίου (παρ. 2.2.1 και 2.2.2) επί του νομικού πλαισίου για επενδύσεις σε ΑΠΕ. Σημειώνονται τα πέντε παρεχόμενα επενδυτικά κίνητρα καθώς και τα ένδεκα κριτήρια αξιολόγησης μίας παραγωγικής επένδυσης ως εμπόστου στις ευεργετικές διατάξεις του αναπτυξιακού νόμου, ο οποίος σε συνδυασμό με το Ν2244/94 περί επενδύσεων αξιοποίησης των ΑΠΕ συνιστά το βασικό πλαίσιο κινήτρων για την κατασκευή αιολικών πάρκων στη χώρα μας σήμερα.

Στη συνέχεια σκιαγραφείται (βάσει του επίσημου οδηγού της Ευρωπαϊκής Επιτροπής περί ανάλυσης ωφέλειας - κόστους των επιχορηγούμενων επενδυτικών προγραμμάτων) ο σκελετός μίας τυπικής τεχνικοοικονομικής μελέτης ωφέλειας - κόστους (cost-benefit analysis) επένδυσης παγίου κεφαλαίου στον τομέα της παραγωγής ενέργειας με σκοπό την υποβολή της (ως βασικό μέρος του "business plan" του επενδυτικού φορέα) προς την αρμόδια επιτροπή της ΕΕ για χρηματοδότηση της επένδυσης από τα κοινοτικά ταμεία (πχ. Κοινοτικά πλαίσια στήριξης).

Η εν λόγω αναφορά κλείνει με κάποιες τεκμηριωμένες προτάσεις προς βελτίωση του αναπτυξιακού νόμου 2601/98 με στόχο την πιο ευέλικτη και αποτελεσματικότερη λειτουργία του και απώτερο σκοπό την μεγιστοποίηση της συμβολής του στη δημιουργία ενός κατάλληλου ευνοϊκού επενδυτικού κλίματος για την υλοποίηση μεγάλων επενδύσεων στη χώρα μας (το ζήτημα προσεγγίζεται μόνον από πλευράς θεσμοθέτησης και εφαρμογής των επενδυτικών κινήτρων και όχι από σκοπιάς των γενικότερων πολιτικών παραγόντων που επηρεάζουν μακροοικονομικά το επενδυτικό κλίμα σε μία χώρα όπως: η γραφειοκρατία, η συμπεριφορά της τοπικής κοινωνίας και το γενικότερο κλίμα αξιοπιστίας που εμπνέει η κυβέρνηση της χώρας στους ξένους και ντόπιους επενδυτές).

Στο 1° εκτεταμένο case study (παρ. 3.2), αναλύεται η συγκριτική αξιολόγηση τριών διαφορετικών περιπτώσεων επενδύσεων (ανεξάρτητου παραγωγού και αυτό-παραγωγού με διαφορετικά ποσοστά επιχορήγησης βάσει Ν2601/98) σε αιολικά πάρκα σε τρεις τοποθεσίες διαφορετικού αιολικού

δυναμικού (δύο στη Θράκη και μία στη Σαμοθράκη) για τρεις διαφορετικούς τύπους μεσαίων ανεμογεννητριών του εμπορίου. Διεξάγεται λεπτομερής αναφορά σε όλες τους πίνακες των βασικών τεχνικοοικονομικών παραμέτρων που επηρεάζουν τυπικά μία τέτοια μελέτη (πχ. το τότε δραχμικό κόστος της παραγόμενης κιλοβατώρας συναρτήσει της μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου V), ενώ έξοδος του όλου μοντέλου αποτελούν τα διαγράμματα των βασικών δεικτών χρηματοοικονομικής αξιολόγησης (ΚΠΑ, IRR, BCR) συναρτήσει της μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου και με παραμέτρους τον ετήσιο ρυθμό αύξησης της τιμής χρέωσης ΗΕ (e) και το ποσοστό διείσδυσης (λ) της αιολικής ηλεκτροπαραγωγής στη συνολική ετήσια ζήτηση φορτίου της περιοχής. Η εν λόγω παράγραφος κλείνει με τα σχετικά συμπεράσματα για το υπό ποιες τεχνικοοικονομικές συνθήκες θεωρείται αποδοτικότερη η καθεμία εκ των τριών ανωτέρω επενδύσεων αιολικών πάρκων, των οποίων ως όριο χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας κρίνεται το $IRR = 12\%$ όπως προκύπτει από τα παραπάνω διαγράμματα ΚΠΑ, IRR, BCR.

Το κεφάλαιο κλείνει (2° case study, παρ. 3.3) αξιολογώντας σε πραγματικούς όρους τα πρακτικά οφέλη της συνδυασμένης εφαρμογής αιολικής - ηλιακής ενέργειας στην εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας για ένα τυπικό ελληνικό νοικοκυριό στην Ξάνθη. Στην εν λόγω παράγραφο παρατίθενται τα αποτελέσματα της τεχνικοοικονομικής μελέτης αξιολόγησης της χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας μίας πρότυπης υβριδικής (διασυνδεδεμένης στο ηπειρωτικό δίκτυο) ηλιακής - αιολικής εγκατάστασης συμπαραγωγής θερμότητας - ηλεκτρισμού για οικιακή χρήση. Στα πλαίσια της πρωτότυπης αυτής μελέτης, η χρηματοοικονομική αξιολόγηση του εν λόγω συστήματος συμπαραγωγής, που ενδεχομένως να συνιστά τη λύση του ενεργειακού προβλήματος της πλειοψηφίας των οικιακών καταναλωτών παγκοσμίως, βασίζεται στην χρήση δύο κριτηρίων: της εξοικονόμησης κόστους κατά τη διάρκεια της λειτουργικής ζωής της επένδυσης (Life Cycle Savings: LCS method) και του χρόνου επανείσπραξης του αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης.

Λέξεις κλειδιά

Αξιολόγηση επενδύσεων παγίων περιουσιακών στοιχείων σε αιολικά πάρκα υπό το καθεστώς των επενδυτικών κινήτρων του αναπτυξιακού νόμου, οριακή χρηματοοικονομική βιωσιμότητα αιολικής επένδυσης, διαγράμματα χρηματοοικονομικών δεικτών αξιολόγησης επένδυσης αιολικού πάρκου συναρτήσει της μέσης ετήσιας ταχύτητα ανέμου (V): ΚΠΑ (Καθαρά Παρούσα Αξία), IRR (Εσωτερικό Ποσοστό Απόδοσης), BCR (Δείκτης Ωφέλειας - Κόστους), υβριδική διασυνδεδεμένη ηλιακή - αιολική

εγκατάσταση συμπαραγωγής θερμότητας - ηλεκτρισμού για εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας τυπικού νοικοκυριού.

3.1 Εισαγωγή: η λειτουργία των εγχώριων αναπτυξιακών νόμων περί κινήτρων ιδιωτικών επενδύσεων στο γενικότερο πλαίσιο αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων με άξονα την αύξηση της αποδοτικότητάς τους και η προσέγγιση των Κοινοτικών Πλαισίων Στήριξης

Σε επέκταση της συνοπτικής αναφοράς του πίνακα 4 περί της εξέλιξης του πλαισίου των αναπτυξιακών νόμων στο χώρο των επενδύσεων σε ΑΠΕ και της υποσημείωσης 11 του προηγούμενου κεφαλαίου (παρ. 2.2.1 και 2.2.2 αντίστοιχα) σχετικά με τα πέντε βασικά επενδυτικά κίνητρα του πιο πρόσφατου αναπτυξιακού νόμου 2601/98 (ήτοι: επιχορήγηση, επιδότηση τόκων επενδυτικών δανείων, επιδότηση δόσης χρηματοδοτικής μίσθωσης (leasing), φοροαπαλλαγές στις κατηγορίες επιχειρήσεων που προβλέπονται από το νόμο καθώς και ειδικά επενδυτικά κίνητρα για μεγάλες παραγωγικές επενδύσεις ύψους άνω των 25 δις δρχ για ιδιαιζόντως σημαντικές βιομηχανικές, μεταλλευτικές, τουριστικές επιχειρήσεις), θεωρούμε χρήσιμη στο σημείο μία περιεκτική αναφορά στο θέμα της αξιολόγησης των ενεργειακών επενδύσεων με υπόβαθρο τα αναπτυξιακά κίνητρα που προσφέρονται βάσει νόμου στις ιδιωτικές επιχειρήσεις (και όχι στις δημόσιες, με εξαίρεση τις θυγατρικές των ΔΕΚΟ, τους ΟΤΑ και τους συνεταιρισμούς) για την πραγματοποίηση παραγωγικών επενδύσεων σε διάφορες περιοχές της επικράτειας με απώτερο σκοπό τον εκσυγχρονισμό και την οικονομική, περιφερειακή ανάπτυξη της χώρας (βλ. [κβ] σελ. 166).

Είναι προφανές ότι η υπαγωγή μίας παραγωγικής επένδυσης¹ στο καθεστώς των κινήτρων του νόμου (διοικητική πράξη η οποία συντελείται βάσει συγκεκριμένων κριτηρίων με απόφαση του Υπουργού Εθνικής Οικονομίας μετά από γνώμη αρμόδιας γνωμοδοτικής επιτροπής) αποσκοπεί στη βελτίωση της ράντας των ετήσιων καθαρών χρηματοροών που σχετίζονται με την επένδυση με αποτέλεσμα την αντίστοιχη αύξηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ) ή του Εσωτερικού Ποσοστού (ή Βαθμού) Απόδοσης (EBA ή IRR) αυτής (βλ. [κβ]). Συγκεκριμένα, η επιχορήγηση αποτελεί μία επενδυτική εισροή η οποία μειώνει ανάλογα τις ετήσιες καθарές επενδυτικές εκροές, ενώ ο χειρισμός της επιδότησης των τόκων των μεσο-μακροπρόθεσμων δανείων (που συνάπτονται από την επιχείρηση με σκοπό την

¹ Η έννοια της παραγωγικής επένδυσης, οι υπαγόμενες στο καθεστώς κινήτρων επιχειρήσεις, οι περιοχές της επικράτειας και τα είδη των κινήτρων (βλέπε υποσημείωση 11 προηγούμενου κεφαλαίου για τους ορισμούς των κινήτρων αυτών) προσδιορίζονται για πρώτη φορά με ορθολογική προσέγγιση στα πλαίσια του αναπτυξιακού νόμου 1892/90 ο οποίος τροποποίησε και συμπλήρωσε τον προηγούμενα ισχύοντα Ν1262/82 (βλ. [κβ]), θέτοντας τις βάσεις για τον ισχύοντα αναπτυξιακό νόμο 2601/98 (ενώ ο Ν2244/94 αναφέρεται στις επενδύσεις αξιοποίησης των ΑΠΕ).

υλοποίηση της επένδυσης εμπίπτοντας στις διατάξεις του αναπτυξιακού νόμου) μπορεί να συντελεσθεί είτε μειώνοντας αντίστοιχα το μέσος σταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC) για την περίοδο των ετών κατά την οποία χορηγείται η εν λόγω επιδότηση είτε εμφανίζοντας τις ετήσιες εισπράξεις που αντιστοιχούν στην επιδότηση των τόκων ως ετήσιες λειτουργικές εκροές. Όσον αφορά δε τις αφορολόγητες εκπτώσεις, αυτές μειώνουν τους καταβαλλόμενους από την επιχείρηση ετήσιους φόρους βελτιώνοντας έτσι τις ετήσιες καθαρές λειτουργικές εκροές, ενώ τέλος οι αυξημένες αποσβέσεις παγίων περιουσιακών στοιχείων (που προβλέπονται στον Ν1892/90 αλλά όχι στον πρόσφατο Ν2601/98) μειώνουν τα κέρδη προ φόρων και επομένως και τους καταβαλλόμενους από την επιχείρηση ετήσιους φόρους κατά τα πρώτα έτη λειτουργικής ζωής της επένδυσης. Όμως, μετά την πλήρη απόσβεση της επένδυσης στο τέλος της λειτουργικής της ζωής τα ετήσια κέρδη προ φόρων και επομένως οι ετήσια καταβαλλόμενοι φόροι είναι μεγαλύτεροι, πράγμα που σημαίνει ότι το κίνητρο των αυξημένων αποσβέσεων οδηγεί απλώς σε μία χρονική μετάθεση των ετήσιων φόρων ισοδύναμη σε όφελος με τη χορήγηση στην επιχείρηση εκ μέρους του δημοσίου ενός άτοκου δανείου.

Από τα παραπάνω (και σε συνάφεια με τη διασαφήνιση της έννοιας του WACC του κεφαλαίου 2, παρ. 2.2.2) προκύπτει το τελικό συμπέρασμα, που θα θέλαμε και να μείνει στον αναγνώστη, ότι *το αποτέλεσμα της εφαρμογής των επενδυτικών κινήτρων στην αξιολόγηση μίας επένδυσης παγίων περιουσιακών στοιχείων είναι η αύξηση της αποδοτικότητάς της (πχ. ΚΤΤΑ, IRR) μέσα από τη βελτίωση των ετήσιων καθαρών χρηματοροών της επένδυσης ή τη μείωση του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου της επιχείρησης του σχετιζόμενου με την υλοποίηση της επένδυσης.*

Επανερχόμενοι λοιπόν στις επενδύσεις αιολικών πάρκων, που αποτελούν και το κύριο αντικείμενο της διπλωματικής αυτής εργασίας, σημειώνουμε ότι ήδη στα πλαίσια του πρώτου αναπτυξιακού νόμου 1262/82 (περίοδος ισχύος 1982-90) και των μετέπειτα συμπληρώσεων - αναθεωρήσεών του (Ν1892/90: 1990-94, Ν2601/98: 1998 - σήμερα, βλ. πιν. 4 προηγούμενου κεφαλαίου) τα αιολικά πάρκα παραγωγής ΗΕ περιλαμβάνονται στις ειδικές επενδύσεις (πχ. επενδύσεις προστασίας περιβάλλοντος, ενεργειακού χαρακτήρα, παραγωγής προϊόντων - υπηρεσιών εξαιρετικά προηγμένης τεχνολογίας κα) για τις οποίες προβλέπεται επιδοματική πολιτική^(κβ) τόσο από το ελληνικό κράτος όσο και από την ΕΕ (πχ. Γ' Κοινοτικό πλαίσιο στήριξης).

Το αναπτυξιακό νομοθετικό πλαίσιο προβλέπει συνολικά 11 κριτήρια αξιολόγησης της βιωσιμότητας μίας παραγωγικής επένδυσης (βλ. [κβ], σελ. 167), τα τρία βασικότερα εκ των οποίων συνοψίζονται στα εξής: α) τα χαρακτηριστικά του φορέα της επένδυσης (πχ. η εμπειρία του

επιχειρηματικού φορέα, η κλίμακα των αποτελεσμάτων των επιχειρηματικών δραστηριοτήτων του στο παρελθόν καθώς και η φερεγγυότητα και οικονομική του επιφάνεια για την κάλυψη της απαιτούμενης από το νόμο ελάχιστης ίδιας συμμετοχής στην επένδυση καθώς και του αναγκαίου κεφαλαίου κίνησης), β) οι προοπτικές κερδοφόρας δραστηριότητας της επιχείρησης (όπως προδιαγράφονται μέσα από το απαραίτητο για την αίτηση υπαγωγής στο νόμο επιχειρηματικό της πλάνο, "business plan" πενταετούς συνήθως διάρκειας), γ) η διοικητική οργάνωση - δομή (πχ. οργανόγραμμα) της επιχείρησης που πραγματοποιεί την επένδυση.

Εάν ικανοποιούνται τα 3 παραπάνω βασικά κριτήρια τότε ακολουθεί η αξιολόγηση της επένδυσης βάσει των παρακάτω οκτώ επιπρόσθετων κριτηρίων: α) παρούσα κατάσταση και προοπτικές εξέλιξης του κλάδου όπου συντελείται η επένδυση, β) η συμβολή - σημαντικότητα του κλάδου στη γενικότερη οικονομική ανάπτυξη της χώρας, γ) η τεχνολογία και παραγωγικότητα της επένδυσης, δ) το ύψος της ίδιας συμμετοχής στη χρηματοδότηση της επένδυσης (πχ. ελάχιστη απαιτούμενη ίδια συμμετοχή 40% βάσει του ισχύοντα Ν2601/98), ε) οι προοπτικές ανταγωνιστικών πωλήσεων του προϊόντος ή της υπηρεσίας των σχετιζόμενων με την επένδυση και πέραν της τοπικής / εθνικής αγοράς, δηλαδή το εξαγωγικό προφίλ της επιχείρησης και της επένδυσης, στ) η συμβολή / ένταξη της επένδυσης στο πλαίσιο της κοινωνικής / οικονομικής πολιτικής της κυβέρνησης της χώρας με άξονες καίρια ζητήματα όπως η απασχόληση, η εξοικονόμηση ενέργειας και η μείωση της ρύπανσης - βελτίωση της ποιότητας ζωής (βασικοί παράγοντες ευνοϊκής αξιολόγησης για τα αιολικά πάρκα) καθώς και η εξασφάλιση μέσω της επένδυσης διεθνών εμπορικών και τεχνικών συνεργασιών - συνεργιών, ζ) η εκτίμηση των χρηματοοικονομικών δυνατοτήτων του φορέα της επιχείρησης για μελλοντική περαιτέρω ανάπτυξη των επενδυτικών του πρωτοβουλιών στη βάση της επιτυχούς υλοποίησης της κρινόμενης επένδυσης.

Θεωρούμε επίσης σημαντική στο σημείο αυτό μία σύντομη αναφορά στο *πώς πρέπει να δομείται τυπικά η τεχνικοοικονομική μελέτη ωφέλειας - κόστους μίας επένδυσης παγίου κεφαλαίου στον τομέα της παραγωγής ενέργειας (στον οποίο ανήκουν και τα αιολικά πάρκα) βάσει του επίσημου οδηγού της Ευρωπαϊκής Επιτροπής περί ανάλυσης ωφέλειας - κόστους των επενδυτικών προγραμμάτων με σκοπό την υποβολή της (ως βασικό μέρος του "business plan" του επενδυτικού φορέα) από αυτόν στην αρμόδια επιτροπή της ΕΕ προς χρηματοδότησή του από τα κοινοτικά ταμεία πχ. Κοινοτικά πλαίσια στήριξης (βλ. [κδ] σελ. 84 - 86) :*

α' μέρος: ορισμός αντικειμενικών στόχων επένδυσης: πχ.

i) κατασκευή ή εκσυγχρονισμός σταθμών παραγωγής ΗΕ (όπως αιολικά πάρκα) με σκοπό την κάλυψη της αύξησης ζήτησης ενέργειας / μείωση των εισαγωγών ΗΕ της χώρας από το εξωτερικό / αλλαγή του μίγματος πηγών ενέργειας της χώρας στη βάση της αξιοποίησης των ΑΠΕ και της μείωσης της ρύπανσης του περιβάλλοντος από τα συμβατικά καύσιμα,

ii) επενδύσεις εξοικονόμησης ενέργειας (πχ. υδροθερμική ή υδρο-αιολική συνεργασία ή αφαλάτωση θαλάσσιου νερού με χρήση αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας) .

β' μέρος: ορισμός - ταυτοποίηση των λειτουργιών του επενδυτικού προγράμματος: Απαραίτητα στοιχεία της μελέτης βάσει της αρμόδιας επιτροπής της ΕΕ θεωρούνται :

- Ο ορισμός των χωρών και περιοχών προορισμού των σαφών ωφελειών από την επένδυση (πχ. ένα μεγάλο αιολικό πάρκο στη Θράκη μπορεί να τροφοδοτεί με ΗΕ τόσο την εν λόγω περιοχή της χώρας όσο και τη γείτονα Βουλγαρία και Τουρκία μέσα από επικερδείς για τη χώρα εξαγωγές ΗΕ) .
- Η περιγραφή της προβλεπόμενης τοποθέτησης στην αγορά (δηλαδή σε όρους marketing το λεγόμενο positioning) του προϊόντος ή της υπηρεσίας που συνδέεται με την επένδυση .
- Ο καθορισμός των φάσεων υλοποίησης της επένδυσης (χρονοδιάγραμμα του project): πχ. για την κατασκευή ενός αιολικού πάρκου σε ένα νησί θα απαιτούνταν αρχικά η μελέτη του αιολικού δυναμικού της περιοχής ενδιαφέροντος (όπως ορίσθηκε στην παρ. 2.1.1), στη συνέχεια η τεκμηρίωση της εκλογής της τοποθεσίας κατασκευής του βάσει δεδομένων τεχνικοοικονομικών κριτηρίων (όπως συντελεστής δυναμικότητας εγκατάστασης CF, βλ. κεφ. 2), η προβλεπόμενη (project) χρηματοοικονομική αξιολόγηση της επένδυσης βάσει των πέντε αποδεκτών μεθόδων της παραγράφου 2.1.1 (PBP, ROI, ΚΠΑ, IRR, BCR), ο προϋπολογισμός κατασκευής της απαραίτητης υποδομής του τοπικού δικτύου μεταφοράς ΗΕ και του αιολικού σταθμού παραγωγής ΗΕ σε διακριτές φάσεις με ενδιάμεση θέση κριτηρίων αξιολόγησης και ελέγχου της πορείας του έργου βάσει σύγκρισης των προβλεπόμενων με τα πραγματικά αποτελέσματα. Τέλος, η θέσπιση κριτηρίων βαθμολόγησης της αποτελεσματικότητας και απόδοσης του project τόσο σε τακτά χρονικά διαστήματα κατά τη διάρκεια υλοποίησης και την περάτωση όσο και σε ορισμένο χρονικό διάστημα (πχ. 3, 5, 10 έτη) από την ολοκλήρωσή του (post investment audit).
- Λεπτομερής περιγραφή των τεχνικών χαρακτηριστικών της απαιτούμενης υποδομής οδικού δικτύου και δικτύου μεταφοράς ΗΕ .

- Βασικά λειτουργικά χαρακτηριστικά του σταθμού όπως: τύπος (πχ. αιολικό πάρκο 10 Α/Γ), εγκατεστημένη ισχύς (σε Mw) και ετήσια προβλεπόμενη παραγωγή ΗΕ (σε Twh = terawatthours = χιλιάδες μεγαβαττώρες), ετήσια προβλεπόμενη ισοδύναμη ποσότητα απαιτούμενου συμβατικού καυσίμου (πχ. σε εκατ. κυβικά μέτρα πετρελαίου ή λιγνίτη ανά έτος) προς παραγωγή της ίδιας ποσότητας ΗΕ. Η τελευταία αυτή σύγκριση καταδεικνύει την υπεροχή σε περιβαλλοντικούς όρους των ενεργειακά "καθαρών" αιολικών πάρκων έναντι των ρυπογόνων συμβατικών σταθμών παραγωγής ΗΕ (πχ. λιγνιτικοί ΑΗΣ).
- Τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά του σταθμού, πχ. συντελεστής διαθεσιμότητας Δ της συνολικής εγκατάστασης και λοιπές τεχνικοοικονομικές παράμετροι του μοντέλου αξιολόγησης (βλ. πιν. 6 της παρ. 2.2.2) όπως τα τεχνικά χαρακτηριστικά των Α/Γ (βλ. σχ. 2 κεφ. 2 σχετικά με την ετήσια αναμενόμενη παραγόμενη ενέργεια (Mwh/έτος) καθώς και τις ισοδύναμες ώρες λειτουργίας (%) της ανεμογεννήτριας Α/Γ διαθεσιμότητας 95% του έτους συναρτήσει της παραμέτρου σχήματος k της κατανομής Weibull και της μέσης ετήσιας αναμενόμενης ταχύτητας u του ανέμου στην περιοχή)
- Κατασκευαστικές μελέτες του σταθμού παραγωγής καθώς και τεχνικοοικονομική έκθεση μελετοκατασκευής συναφών απαιτούμενων επενδύσεων (πχ. δημιουργία / επέκταση τηλεπικοινωνιακού δικτύου περιοχής, διαμόρφωση περιβάλλοντος χώρου) μαζί και τα αντίστοιχα κατασκευαστικά σχέδια σε ολοκληρωμένο πακέτο τυποποιημένο κατά το προβλεπόμενο από τους υπεύθυνους εθνικούς φορείς format.
- Μελέτη αποκατάστασης των πιθανών επιπτώσεων της λειτουργίας του σταθμού επί του περιβάλλοντος (τα αιολικά πάρκα μπορούν να θίξουν το περιβάλλον μόνον σε όρους αλλοίωσης της αισθητικής του τοπίου λόγω του μεγάλου ύψους των Α/Γ και του απαιτούμενου δικτύου υψηλών πυλώνων μεταφοράς ΗΕ, πρόβλημα όμως που αντιμετωπίζεται με την κατάλληλη περιβαλλοντική μελέτη).

γ' μέρος: ανάλυση χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας και εναλλακτικών επιλογών ("options") της επένδυσης : Στοιχεία κλειδιά στο μέρος αυτό της μελέτης είναι τα παρακάτω:

- Απεικόνιση της ζήτησης ΗΕ της προδιαγεγραμμένης περιοχής που καλύπτει το αιολικό πάρκο μέσα από φάκελο τεκμηριωμένων βάσει ιστορικών στοιχείων διαγραμμάτων ημερήσιας ζήτησης ηλεκτρικού φορτίου της περιοχής όπου θα φαίνεται η πιθανή ή μη εποχικότητα της ζήτησης καθώς και οι μακροπρόθεσμες τάσεις της.

- Ανάλυση (κατά προτίμηση δύο) επιπρόσθετων εναλλακτικών του αιολικού πάρκου λύσεων κάλυψης των ενεργειακών αναγκών της περιοχής: πχ. είτε εξασφάλιση ΗΕ στην περιοχή μέσω πακέτου μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας ώστε να μην απαιτηθεί τελικά η κατασκευή νέου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής είτε κατασκευή σταθμού παραγωγής ΗΕ άλλου τύπου (πχ. υδροηλεκτρική ενέργεια θαλάσσιων κυμάτων) εντός του ίδιου πλαισίου υποδομής της περιοχής. Από την παραπάνω ανάλυση θα πρέπει να προκύπτει τεκμηριωμένα το συμπέρασμα υπέρ της προτεινόμενης λύσης (πχ. του αιολικού πάρκου).

δ' μέρος: χρηματοοικονομική ανάλυση της επένδυσης σε χρονικό ορίζοντα 30 - 35 ετών: Προβλέψεις:

- Δυναμικής τιμών ΗΕ (€ / Kwh) κατά τον παραπάνω χρονικό ορίζοντα .
- Ανάλυση σεναρίων για τις τάσεις ανάπτυξης των συναφών με την ΗΕ κλάδων της οικονομίας της χώρας (πχ. μεταποιητική βιομηχανία), μέσα από την οποία θα αναδεικνύονται οι προκύπτουσες από την υλοποίηση της επένδυσης ευεργετικές για την οικονομία της χώρας συνέργιες.

ε' μέρος: οικονομική ανάλυση της επένδυσης μέσω υπολογισμού της πιθανοτικής κατανομής του ROI

της: Θα πρέπει να υπολογισθεί το μέγιστο, ελάχιστο, μέσο ROI της επένδυσης και η τυπική του απόκλιση ενώ τα κύρια ζητήματα προς αντιμετώπιση στο μέρος αυτό είναι τα εξής :

- Ποσοτικοποίηση της χρηματικής αξίας των ωφελειών της επένδυσης για την επιχείρηση ανεξάρτητο παραγωγό που εκμεταλλεύεται το αιολικό πάρκο σε όρους εισοδήματος από την πώληση ΗΕ σε κατάλληλες προβλεπόμενες τιμές, πάντοτε σε συνδυασμό με την κατά το δυνατόν αντικειμενική συνεκτίμηση του κατά πόσο διατεθειμένη είναι η τοπική κοινότητα να πληρώσει αυτές τις τιμές στο πλαίσιο του ελεύθερου ανταγωνισμού στα πλαίσια της πρόσφατα απελευθερωμένης αγοράς παραγωγής - διάθεσης ΗΕ .
- Αξιολόγηση συνθηκών και περιστάσεων του μακροοικονομικού περιβάλλοντος (πχ. μείωση της τιμής ex-works των Α/Γ και του συναφούς εξοπλισμού αυτοματισμών βάσει της διεθνούς τεχνολογικής τους εξέλιξης) .
- Κόστος μέτρων αντιμετώπισης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων από τη λειτουργία του σταθμού. Σε όρους αυτού του κόστους, όπως προαναφέρθηκε, τα αιολικά πάρκα πλεονεκτούν των συμβατικών σταθμών ΗΕ καθώς δε ρυπαίνουν το περιβάλλον παρά μόνον πιθανά να αλλοιώνουν μερικές φορές την αισθητική του τοπίου λόγω του μεγάλου μεγέθους των Α/Γ, γεγονός που μπορεί να προξενήσει την αντίδραση της τοπικής κοινωνίας ("not in my back yard" φαινόμενο του κεφ. 2) και ως εκ τούτου οφείλει η επιχείρηση εκμετάλλευσης να αντιμετωπίσει.

- Ταυτοποίηση του κόστους ευκαιρίας (opportunity cost) από την κατασκευή του αιολικού πάρκου στην προκαθορισμένη τοποθεσία (πχ. πιθανά οφέλη εναλλακτικής αξιοποίησης του οικοπέδου της περιοχής για υλοποίηση παραγωγικών επενδύσεων ξενοδοχειακών - τουριστικών εγκαταστάσεων που και αυτές με τη σειρά τους εμπίπτουν στις ευεργετικές διατάξεις του Ν2601/98).
- Η αξία της εναλλακτικής λύσης εισαγωγής ΗΕ από το εξωτερικό θα πρέπει να υπολογισθεί λαμβάνοντας υπόψιν τις διακυμάνσεις των τιμών ΗΕ της τοπικής αγοράς καθώς και τα συναφή κόστη εισαγωγής ΗΕ όπως φόρους, δασμούς, επιδοτήσεις και οφέλη συνεργιών.

στ' μέρος: ανάλυση ευαισθησίας και επικινδυνότητας: Κρίσιμοι παράγοντες είναι τα υψηλά επενδυτικά κόστη και ο χρόνος λειτουργικής ζωής της επένδυσης. Μεταβλητές προς θεώρηση:

- Κόστος της φάσης έρευνας και μελέτης κατασκευής του έργου καθώς και της προμελέτης εκλογής της κατάλληλης τεχνικής λύσης .
- Κόστος της φάσης επιτόπου εφαρμογής των σχεδίων του project (site costs).
- Δυναμικές μεταβολής της ζήτησης ΗΕ: προβλέψεις πληθωρισμού g στην οικονομία της χώρας, της ελαστικότητας ζήτησης της ΗΕ καθώς και του ρυθμού αύξησης της τιμής χρέωσης ΗΕ (e) .
- Κόστος του συνολικού πακέτου μηχανολογικού εξοπλισμού του αιολικού πάρκου ως δυναμικό μίγμα άμεσου κόστους (υλικά - εργατικά) και έμμεσου (γενικά έξοδα επιχείρησης) σε συνδυασμό με την προβλεπόμενη διαθεσιμότητα Δ (προβλεπόμενος ρυθμός βλαβών, λοιπές συνιστώσες Δ_0 , Δ_G , Δ_W του Δ , βλ. παρ. 2.2.2)

Τέλος, κλείνοντας την αναφορά μας στους αναπτυξιακούς νόμους και την επιρροή τους στην αξιολόγηση των ενεργειακών επενδύσεων, αξιοσημείωτο στοιχείο διαφοροποίησης του ισχύοντα αναπτυξιακού Ν2601/98 σε σχέση με τους παλιότερους που έθεσαν τις βάσεις του² θα μπορούσε να θεωρηθεί η διάκριση των επιχειρηματικών οντοτήτων σε νέες (διάρκειας λειτουργίας μικρότερης των 5 ετών) και παλιές (διάρκειας λειτουργίας μεγαλύτερης των 5 ετών) που για πρώτη φορά επιβάλλεται μέσω αυτού του νόμου και ουσιαστικά κατηγοριοποιεί τα επενδυτικά κίνητρα σε δύο βασικές δέσμες:

i) αυτήν που απευθύνεται κυρίως σε νέες επιχειρήσεις (επιχορήγηση και επιδότηση χρηματοδοτικής μίσθωσης) και ii) αυτήν που απευθύνεται κυρίως στις παλιές επιχειρήσεις (επιδότηση τόκων

² Ήδη στο άρθρο 1 του Ν1892/90 ορίζεται η έννοια της παραγωγικής επένδυσης (βλ. [κβ] σελ. 165) ενώ στο άρθρο 2 του ίδιου νόμου ορίζονται οι κατηγορίες των επενδυτικών φορέων που μπορούν να υπαχθούν στις ευεργετικές διατάξεις περί κινήτρων.

επενδυτικών δανείων και φοροαπαλλαγές). Βέβαια, υπάρχει και η αντίθετη άποψη που χαρακτηρίζει τον εν λόγω νόμο ως μη ευέλικτο, γραφειοκρατικό και μόνον κατ' όνομα αναπτυξιακό, άποψη που στηρίζεται στον ισχυρισμό ότι ο νόμος ουσιαστικά αντιβαίνει τις ντιρεκτίβες της ΕΕ περί λειτουργίας του ανταγωνισμού (βλ. απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ όπως αναλύθηκε στο κεφ. 1) ψαλιδίζοντας τις προοπτικές του επιχειρηματικού κόσμου της χώρας για φιλόδοξα επενδυτικά σχέδια μεγάλου ύψους, αφού το 2003 το 80% των επιχορηγούμενων στη χώρα μας επενδύσεων αφορούσε μικρά επενδυτικά σχέδια κάτω των 400 εκατ. δρχ (βλ. [κε], [λβ]).

Προφανώς, στόχος κάθε ευέλικτου αναπτυξιακού νόμου θα πρέπει να είναι η δημιουργία και διατήρηση ενός πλαισίου ελκυστικών κινήτρων για την πραγματοποίηση παραγωγικών επενδύσεων^[κε], κάτι που μπορεί να επιτευχθεί μέσα από τους παρακάτω βασικούς άξονες:

- α) την επιχορήγηση κεφαλαίων προς νέες επιχειρήσεις και προς ειδικές μορφές επενδύσεων (πχ. σχέδια αξιοποίησης ΑΠΕ, αιολικά πάρκα και σχετικές επενδύσεις υψηλής τεχνολογίας),
- β) τη μεγαλύτερη δυνατή απλοποίηση των διαδικασιών εξέτασης των αιτήσεων και διενέργειας των ελέγχων από τις αρμόδιες υπηρεσίες του υπουργείου εθνικής Οικονομίας,
- γ) τη διασύνδεση των επενδυτικών κινήτρων με την οικονομική και κοινωνική πολιτική της κυβέρνησης σε κατευθύνσεις όπως: η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας και η προστασία του περιβάλλοντος / εξοικονόμηση ενέργειας / αξιοποίηση των ΑΠΕ,
- δ) τη συμμετοχή και του τραπεζικού συστήματος στην αξιολόγηση των επενδυτικών σχεδίων μέσα από αξιοποίηση της υποδομής και της τεχνογνωσίας του στα θέματα χρηματοοικονομικής διοίκησης,
- ε) την ορθολογική διαχείριση από το υπουργείο των δαπανών για τις ενισχύσεις και την αύξηση της ευελιξίας του συστήματος μέσα από τη μείωση του αριθμού των επενδυτικών περιοχών της χώρας από έξι³ σε τρεις με τέσσερις μετά από εμπειριστατωμένη επεξεργασία των στατιστικών στοιχείων.
- στ) την αναμόρφωση του συστήματος φορολογικών ελέγχων του κράτους στις επιχειρήσεις σύμφωνα με τις απαιτήσεις των Διεθνών Λογιστικών Προτύπων (για τις εισηγμένες) και του Εθνικού Λογιστικού Σχεδίου (για τις υπόλοιπες), με γνώμονα την έμπρακτη επιβράβευση αυτών που είναι συνεπείς στις φορολογικές τους υποχρεώσεις εντός ενός γενικότερου πλαισίου φορολογικής μεταρρύθμισης με σκοπό τη δημιουργία κλίματος εμπιστοσύνης μεταξύ φορολογικής αρχής και επιχειρήσεων.

³ Το ισχύον θεσμικό πλαίσιο στο χώρο της ΗΕ (αναπτυξιακός Ν2601/98 και Ν2244/94 περί αξιοποίησης ΑΠΕ) προβλέπει αντιστοίχως έξι γεωγραφικές περιοχές κινήτρων στην επικράτεια (Π1 – Π6) καθώς και διαφορετικά τιμολόγια πώλησης ΗΕ από τους ανεξάρτητους παραγωγούς / αυτό-παραγωγούς προς τη ΔΕΗ για το διασυνδεδεμένο και μη διασυνδεδεμένο δίκτυο της χώρας (βλ. πιν. 5 κεφ. 2)

Μεταξύ των παραπάνω αναπτυξιακών αξόνων, ιδιαίτερη βαρύτητα κατέχει η απλοποίηση των διαδικασιών υπαγωγής της επένδυσης του υποψήφιου επενδυτή στις ευεργετικές διατάξεις του νόμου μέσα από την πάταξη της γραφειοκρατίας με τη *λήψη και εφαρμογή μέτρων που προσβλέπουν στην επιτάχυνση των διαδικασιών υλοποίησης της επένδυσης^(κε) όπως:*

i) περιορισμός του αριθμού των εκταμιεύσεων (ανάλογα με το ύψος της επένδυσης) από τέσσερις σε μια ή το πολύ δύο δόσεις.

ii) αντίστοιχη μείωση του αριθμού των ελέγχων της πορείας του επενδυτικού σχεδίου από το υπουργείο και παράλληλη αποσαφήνιση του τρόπου διενέργειας τους ώστε να αυξηθεί η αποτελεσματικότητά τους.

Πχ. ο *πρωτοβάθμιος έλεγχος* μπορεί να συντελείται από τις περιφέρειες (δήμους, νομαρχίες) ή ακόμα και με ευθύνη του επενδυτή (εάν αυτό διασφαλίζεται από πλευράς αξιοπιστίας με τη θέσπιση - εφαρμογή κατάλληλων κριτηρίων), το 50% της επιχορήγησης καταβλητέο στην αρχή της έγκρισης υλοποίησης του επενδυτικού σχεδίου με εγγυητική επιστολή του επενδυτή μέσω τραπεζής ενώ το υπόλοιπο ποσό να χορηγείται αμέσως μετά την ολοκλήρωση του έργου και τη διενέργεια του σχετικού ελέγχου από τις αρμόδιες υπηρεσίες του υπουργείου.

iii) *διατήρηση του δευτεροβάθμιου ελέγχου* στις κεντρικές υπηρεσίες του υπουργείου Οικονομίας με παράλληλη (κατά τα πρότυπα του ΚΠΣ) εντατικοποίηση της αυστηρότητάς του έτσι ώστε να προβλέπονται δια νόμου σημαντικές κυρώσεις (έως και επιστροφή της επιχορήγησης) στην περίπτωση διαπίστωσης παραβάσεων ή ατασθαλιών εκ μέρους του επενδυτή.

iv) εισαγωγή σαφούς χρονικού περιθωρίου (τυποποιημένου χρονοδιαγράμματος) των ελέγχων ώστε να πάψει το συχνό φαινόμενο των καθυστερήσεων περάτωσης των έργων και παράτασης της διαδικασίας επιχορήγησης.

v) ένταξη στο όλο πλαίσιο αξιολόγησης της επένδυσης και του τραπεζικού συστήματος ως γνωμοδοτικού προς το υπουργείο οργάνου κατά το στάδιο της έγκρισης της επιχορήγησης ή των λοιπών κινήτρων.

Τέλος, η διαδικασία προσαρμογής του ύψους των ενισχύσεων του νόμου καλό θα ήταν να αντανakλά πάντοτε με ευελιξία τις εκάστοτε θετικές μεταβολές του επιχειρηματικού περιβάλλοντος της χώρας^(κε): πχ. από το 1998 έως και σήμερα βρισκόμαστε σε μία θετική σε γενικές γραμμές πορεία της επιχειρηματικότητας στη χώρα μας, τάση που θα πρέπει να επηρεάσει θετικά και το ύψος των προβλεπόμενων επενδυτικών ενισχύσεων του νόμου. Κάτω από αυτές τις συνθήκες, σκοπός του αναπτυξιακού νόμου οφείλει τελικά να είναι η ένταση της προσφοράς επενδυτικών κινήτρων αφενός μεν προς τις παλιές επιχειρήσεις (επιδοτήσεις δανείων και φοροαπαλλαγές) αφετέρου δε προς τις νέες

(επιχορήγηση, επιδοτήσεις leasing και ειδικά κίνητρα για μεγάλες επενδύσεις με σκοπό την προσέλκυση μεγάλων ξένων επενδυτών στην Ελλάδα) μέσα από ένα γενικότερο πλαίσιο ένταξης των κινήτρων αυτών στη γενικότερη οικονομική και κοινωνική κυβερνητική πολιτική σε συνάφεια των αντίστοιχων της ΕΕ και των προτάσεων των παραγωγικών φορέων της χώρας.

3.2 1° Case study: μελέτη αξιολόγησης επενδύσεων αιολικών πάρκων στη βάση των επενδυτικών κινήτρων (Θράκη Οκτώβριος 2000)

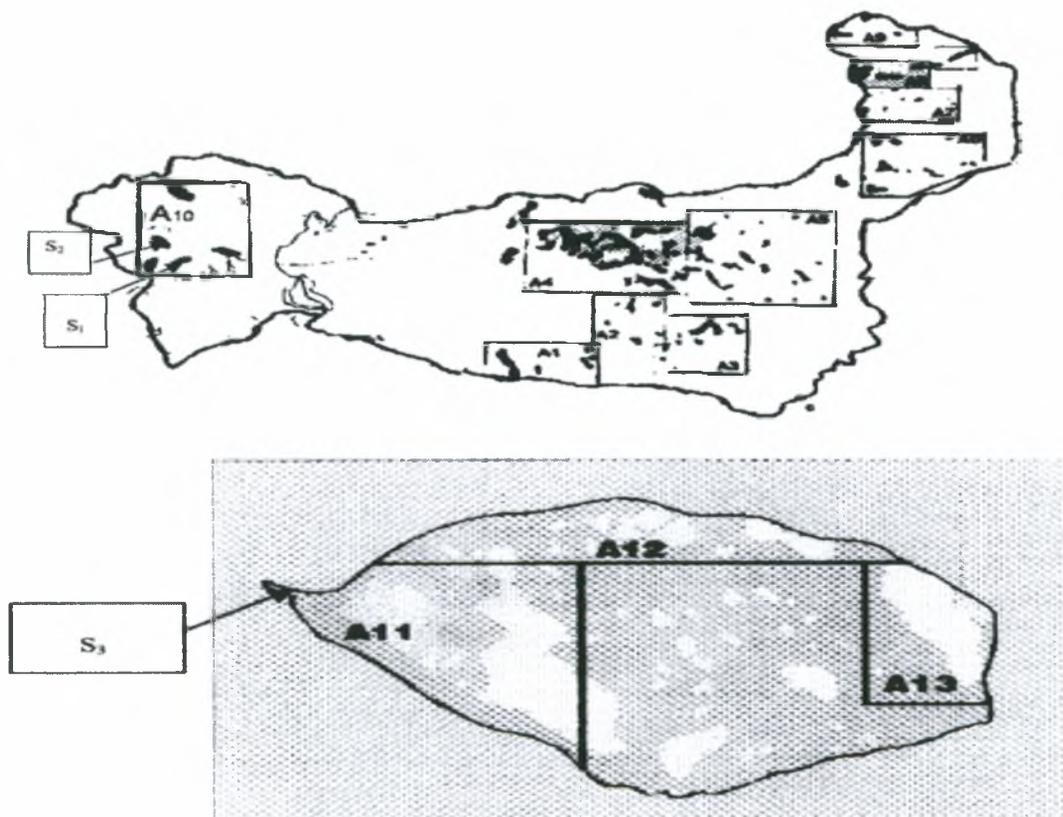
Στη βάση της υπολογιστικής λογικής του σχήματος 3 του μοντέλου χρηματοοικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων αιολικών πάρκων της παραγράφου 2.1.1 του προηγούμενου κεφαλαίου, αναλύεται η μελέτη περίπτωσης συγκριτικής αξιολόγησης τριών συγκεκριμένων υποπεριπτώσεων αιολικών πάρκων στη Θράκη^[κ], η οποία βάσει του Ν2601/98 θεωρείται μία από τις πιο πρόσφορες περιοχές της χώρας σε όρους κινήτρων ιδιωτικών επενδύσεων όντας παράλληλα ένα από τα πιο πλούσια σε όρους αιολικού δυναμικού διαμερίσματα της ηπειρωτικής Ελλάδας. Οι βασικές υποθέσεις αξιολόγησης των εν λόγω επενδύσεων είναι:

- Επιχορήγηση εκ μέρους του Δημοσίου του 40% του συνολικού αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου με επιπρόσθετο κίνητρο 5% (τόσο στην επιχορήγηση όσο και στην επιδότηση των τόκων των επενδυτικών δανείων) στην περίπτωση των τοπικών μεταποιητικών βιομηχανιών.
- Ίδια συμμετοχή του επιχειρηματία - επενδυτή : 40% .
- Δανειακά κεφάλαια της επένδυσης : 20% .
- Ποσοστό επιδότησης των τόκων των επενδυτικών δανείων εξαετούς διάρκειας: 40% .
- Παρόν επιτόκιο των επενδυτικών δανείων: 11,5% .
- Προβλεπόμενη περίοδος απόσβεσης (amortization) του αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου: 5 έτη.
- Φορολογικός συντελεστής: 35% .
- Αναμενόμενη οικονομική ζωή του αιολικού πάρκου: 20 έτη.
- Απαιτούμενη απόδοση επί των ιδίων επενδεδυμένων κεφαλαίων: 5% .
- Σε τεχνικούς όρους, η μέγιστα επιτρεπόμενη εγκατεστημένη παραγωγική δυναμικότητα (σε Mw) του αιολικού πάρκου περιορίζεται μόνον από τη χωρητικότητα του υποθαλάσσιου ηλεκτρικού καλωδίου μεταφοράς ΗΕ που πλέον διασυνδέει τα δύο συστατικά μέρη του δικτύου ΔΕΗ της Θράκης: το ηπειρωτικό ηλεκτρικό δίκτυο της Θράκης με το πρώην αυτόνομο νησιωτικό δίκτυο της Σαμοθράκης, γεγονός που εξισώνει τις τιμές πώλησης και αγοράς ΗΕ μεταξύ του

παραγωγού και της ΔΕΗ στις δύο παραπάνω υποπεριοχές του δικτύου του εν λόγω διαμερίσματος .

Αναλυτικά οι υποπεριπτώσεις των προς εξέταση αιολικών πάρκων είναι οι παρακάτω ⁴:

- a) Case 1: Ανεξάρτητος παραγωγός ΗΕ που λειτουργεί στη Θράκη με επιχορήγηση 40% του συνολικά απαιτούμενου αρχικού κεφαλαίου υλοποίησης της επένδυσης (θεωρούνται οι τρεις διαφορετικές τοποθεσίες αιολικών πάρκων S_1 , S_2 , S_3 του σχήματος 24) .
- b) Case 2: Ανεξάρτητος παραγωγός ΗΕ που λειτουργεί στη Θράκη με επιχορήγηση 45% (= 40 + 5%) του συνολικά απαιτούμενου αρχικού κεφαλαίου υλοποίησης της επένδυσης.
- c) Case 3: Αυτο-παραγωγός ΗΕ που λειτουργεί στη Θράκη με επιχορήγηση 45% (= 40 + 5%) του συνολικά απαιτούμενου αρχικού κεφαλαίου υλοποίησης της επένδυσης.



Σχήμα 24: Η γεωγραφική κατανομή των θεωρούμενων 3 τοποθεσιών αιολικών πάρκων (S_1 , S_2 στην ηπειρωτική Θράκη και S_3 στη Σαμοθράκη). Οι γραμμοσκιασμένες περιοχές παρουσιάζουν (βάσει των σχετικών μελετών αιολικού δυναμικού της ΔΕΗ) μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου μεγαλύτερη του διεθνώς αποδεκτού ορίου οικονομικής εκμεταλλευσιμότητας των 6m/sec σε ύψος 30 μέτρα από την επιφάνεια του εδάφους ^[κ].

⁴ Ως γνωστόν (βλ. κεφ. 2) ο ισχύον αναπτυξιακός νόμος 2601/98 προβλέπει για τις εμπίπτουσες στις διατάξεις του παραγωγικές επενδύσεις των ιδιωτικών επιχειρήσεων της Θράκης επιχορήγηση 40% για απαιτούμενη ελάχιστη ίδια συμμετοχή 40%, ενώ προβλέπεται και κίνητρο 5% επιπρόσθετης επιχορήγησης (αλλά και ίδιου επιπρόσθετου ποσοστού επιδότησης των τόκων των μεσο-μακροπρόθεσμων δανείων τουλάχιστον τετραετούς διάρκειας) ειδικά για τις τοπικές μεταποιητικές βιομηχανίες.

Και οι τρεις παραπάνω περιπτώσεις (cases 1, 2, 3) αξιολογούνται ξεχωριστά με δεδομένους τρεις διαφορετικούς τύπους μεσαίου μεγέθους κοινών ανεμογεννητριών (Α/Γ) του εμπορίου:

1) Bonus 150kw, 2) Bonus 300kw, 3) Vestas 500kw .

Σε συνάφεια με την ανάλυση του προηγούμενου κεφαλαίου, σημαντικότητας στην όλη διαδικασία αξιολόγησης επενδύσεων αιολικών πάρκων θεωρείται και ο τεχνικός παράγοντας, όπως καταγράφεται στους παρακάτω πίνακες 10 - 16 και σχήματα 25 - 26, που συνοψίζουν⁵: τα κύρια τεχνικά χαρακτηριστικά των θεωρούμενων Α/Γ (WEC: Wind Energy Converters) και της συνολικής εγκατάστασης του αιολικού πάρκου, τα τεχνικά χαρακτηριστικά του υποθαλάσσιου καλωδίου και του ηλεκτρικού δικτύου της Θράκης και τα τιμολογιακά δεδομένα πώλησης - αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος (ανά Kwh και Kw αντιστοίχως) μεταξύ του παραγωγού (ανεξάρτητου και αυτο-παραγωγού) και της ΔΕΗ [κ].

Χαρακτηριστικά / τύπος - κατασκευαστής	Bonus	Bonus	Vestas
Ονομαστική ισχύς Α/Γ (kw)	150	300	500
Ταχύτητα ανέμου (m/sec) έναυσης Α/Γ	4	4	4
Ταχύτητα ανέμου (m/sec) ονομαστικής λειτουργίας Α/Γ	13	15	16
Ταχύτητα ανέμου (m/sec) αποκοπής Α/Γ	26	26	25
Ύψος πτερωτής Α/Γ (hub height σε μέτρα από την επιφάνεια της θάλασσας)	30	30	40,5

Πίνακας 10: Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά των 3 θεωρούμενων στην αξιολόγηση τύπων Α/Γ

Χαρακτηριστικά	Δίκτυο ηπειρωτικής Θράκης	Νησιωτικό δίκτυο Σαμοθράκης
Δίκτυο μέσης τάσης (KV)	20	20
Διαθεσιμότητα αιολικού πάρκου (συντελ. Δ)	90%	90%
Μέγιστη Επιτρεπόμενη ισχύς αιολικού πάρκου	50Mw	Το όριο υποθαλάσσιου καλωδίου

Πίνακας 11: Τα βασικά χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού δικτύου ΔΕΗ του διαμερίσματος της Θράκης - Σαμοθράκης

Τύπος υποθαλάσσιου καλωδίου	3πολικό/ διπλού μανδύα, 3Χ95mm ² Cu, 12/20 (24) KV, 2Χ12,11MVA, XLPE μόνωση
Μέγιστα επιτρεπόμενα μόνιμα ρεύματα:	
1. Υποθαλάσσια λειτουργία (25° C - 0,7° C m/W)	350 A
2. Λειτουργία μέσα στο έδαφος (30° C - 1,2° C m/W)	270 A
3. Λειτουργία στον αέρα (40° C)	295 A
Ονομαστική τάση συστήματος	20 KV
Μέγιστη επιτρεπόμενη τάση συστήματος	24 KV
Συχνότητα ρεύματος	50 Hz
Ισχύς βραχυκύκλωσης	250 MVA

⁵ Η αναφορά στους εν λόγω πίνακες 10 - 16 γίνεται όχι για να κουράσει τον "χρηματοοικονομικής προσέγγισης" αναγνώστη με τεχνικά στοιχεία του αντικείμενου του ηλεκτρολόγου μηχανικού αλλά με την έννοια ενός προτεινόμενου "μούσουλα" τυποποίησης των πινάκων των τεχνικοοικονομικών στοιχείων που απαιτούνται ως βάση δεδομένων σε μία αξιολόγηση επενδύσεων αιολικών πάρκων .

Μέγιστο ρεύμα βραχυκύκλωσης ως προς γη | 1000 A/s

Πίνακας 12: Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του υποθαλάσσιου καλωδίου διασύνδεσης ηπειρωτικής Θράκης και Σαμοθράκης, το οποίο περιορίζει την εγκατεστημένη ισχύ των αξιολογούμενων αιολικών πάρκων

- Κόστος εγκατάστασης του αιολικού πάρκου (δρχ./Kw εγκατεστημένης ισχύος)	450.000
- Κόστος συντήρησης του αιολικού πάρκου (δρχ./Kw εγκατεστημένης ισχύος)	9.000
- Προδιαγεγραμμένη τιμή πώλησης ΗΕ από ανεξάρτητο παραγωγό προς ΔΕΗ (δρχ./Kwh)	19,36
- Προδιαγεγραμμένη τιμή πώλησης ΗΕ από αυτό-παραγωγό προς ΔΕΗ (δρχ./Kwh)	15,08
- Τρέχουσα τιμή χρέωσης ΗΕ από ΔΕΗ σε πελάτες δικτύου Μέσης Τάσης ΜΤ (δρχ./Kwh)	21,51
- Προδιαγεγραμμένη τιμή πίστωσης ισχύος από ΔΕΗ προς ανεξάρτητο παραγωγό για μηνιαία σε Kw μέγιστη ηλεκτρική ισχύ συνδεδεμένη στο δίκτυο ΜΤ (δρχ./Kw)	248,5
- Τρέχουσα τιμή χρέωσης ισχύος από ΔΕΗ προς τους καταναλωτές ΜΤ για μηνιαία σε Kw μέγιστη ηλεκτρική ισχύ ζητούμενη από το δίκτυο ΜΤ (δρχ./Kw)	994

Πίνακας 13: Τα βασικά οικονομικά δεδομένα της επενδυτικής αξιολόγησης των τριών θεωρούμενων τύπων αιολικών πάρκων (τιμές 11/10/2000: 1 Euro (€) = 344 δρχ.)

Τύπος Α/Γ	c (m/s)	k	V (m/s)	Μέση ετήσια παραγωγή ΗΕ στο αιολικό πάρκο (Kwh)	Μοναδιαίο Κόστος Α* (δρχ./kwh)	Μοναδιαίο Κόστος Β** (δρχ./kwh)
Bonus 150Kw	8,72	1,46	7,9	520.700	12,96	4,66
Bonus 300Kw	8,72	1,46	7,9	959.000	14	5,06
Vestas 500Kw	8,88	1,50	8,01	1.465.000	15,35	5,09

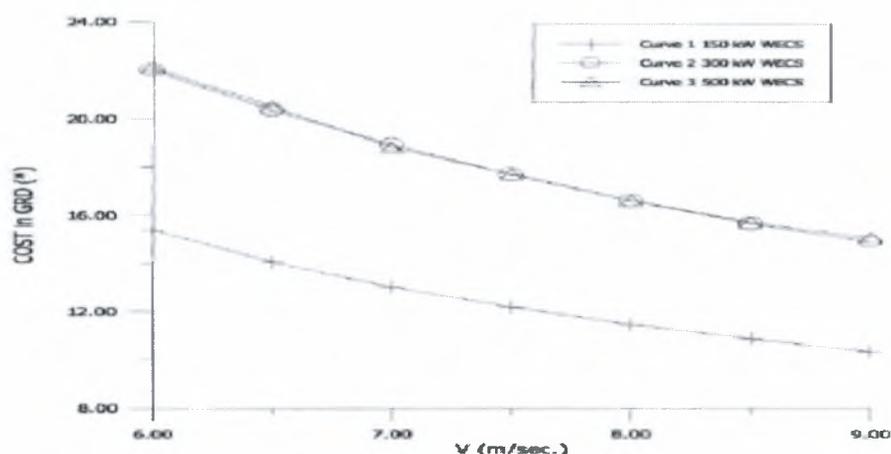
Πίνακας 14: Τα στοιχεία κόστους παραγωγής ανά κιλοβατώρα (kwh) αιολικού πάρκου case 1, τοποθεσία S₁ βάσει του συνολικού* και του ίδιου επενδεδυμένου** κεφαλαίου (οι παράμετροι κατανομής Weibull: k σχήματος και c έντασης, βλέπε υποσημείωση 4 προηγούμενου κεφαλαίου, δίνονται στο ύψος hub-height της πτερωτής της Α/Γ όπως και η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου U).

Τύπος Α/Γ	c (m/s)	k	V (m/s)	Μέση ετήσια παραγωγή ΗΕ στο αιολικό πάρκο (Kwh)	Μοναδιαίο Κόστος Α* (δρχ./kwh)	Μοναδιαίο Κόστος Β** (δρχ./kwh)
Bonus 150Kw	8,19	1,37	7,49	481.600	14	5,04
Bonus 300Kw	8,19	1,37	7,49	884.800	15,25	5,49
Vestas 500Kw	8,35	1,41	7,92	1.465.000	15,35	5,52

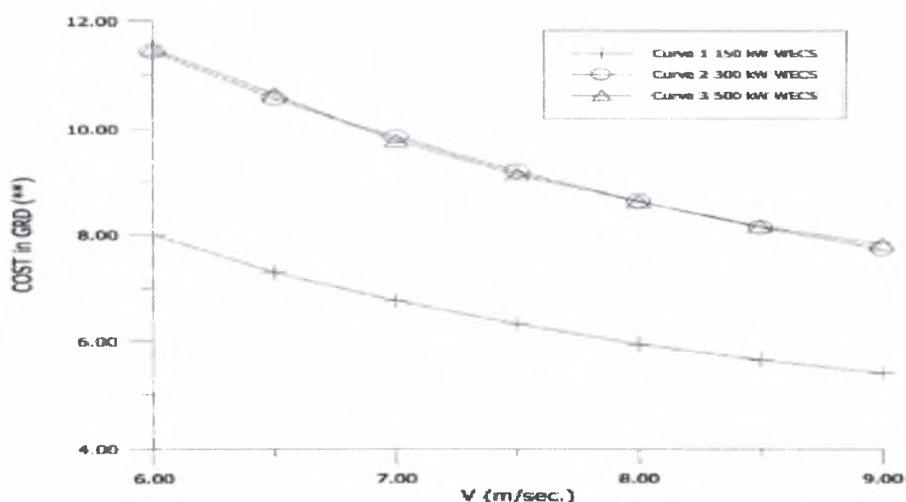
Πίνακας 15: Τα στοιχεία κόστους παραγωγής ανά κιλοβατώρα (kwh) αιολικού πάρκου case 1, τοποθεσία S₂ βάσει του συνολικού* και του ίδιου επενδεδυμένου** κεφαλαίου (οι παράμετροι κατανομής Weibull: k σχήματος και c έντασης, βλέπε υποσημείωση 4 προηγούμενου κεφαλαίου, δίνονται στο ύψος hub-height της πτερωτής της Α/Γ όπως και η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου U).

Τύπος Α/Γ	c (m/s)	k	V (m/s)	Μέση ετήσια παραγωγή ΗΕ στο αιολικό πάρκο (Kwh)	Μοναδιαίο Κόστος Α* (δρχ./kwh)	Μοναδιαίο Κόστος Β** (δρχ./kwh)
Bonus 150Kw	9	1,48	8,13	535.100	13,4	3,68
Bonus 300Kw	9	1,48	8,13	985.500	15,92	5,37
Vestas 500Kw	9,3	1,50	8,4	1.665.000	15,7	5,50

Πίνακας 16: Τα στοιχεία κόστους παραγωγής ανά κιλοβατώρα (kwh) αιολικού πάρκου case 1, τοποθεσία S₃ βάσει του συνολικού* και του ίδιου επενδεδυμένου** κεφαλαίου (οι παράμετροι κατανομής Weibull: k σχήματος και c έντασης, βλέπε υποσημείωση 4 προηγούμενου κεφαλαίου, δίνονται στο ύψος hub-height της πτερωτής της Α/Γ όπως και η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου V).



Σχήμα 25: Η γραφική παράσταση του δραχμικού κόστους της παραγόμενης κιλοβατώρας συναρτήσει της μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου V στην περίπτωση αιολικού πάρκου του case 1 για τους τρεις διαφορετικούς τύπους Α/Γ (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw) βάσει του συνολικού επενδεδυμένου κεφαλαίου*



Σχήμα 26: Η γραφική παράσταση του δραχμικού κόστους της παραγόμενης κιλοβατώρας συναρτήσει της μέσης ετήσιας ταχύτητας ανέμου V στην περίπτωση αιολικού πάρκου του case 1 για τους τρεις διαφορετικούς τύπους Α/Γ (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw) βάσει του ίδιου επενδεδυμένου κεφαλαίου**

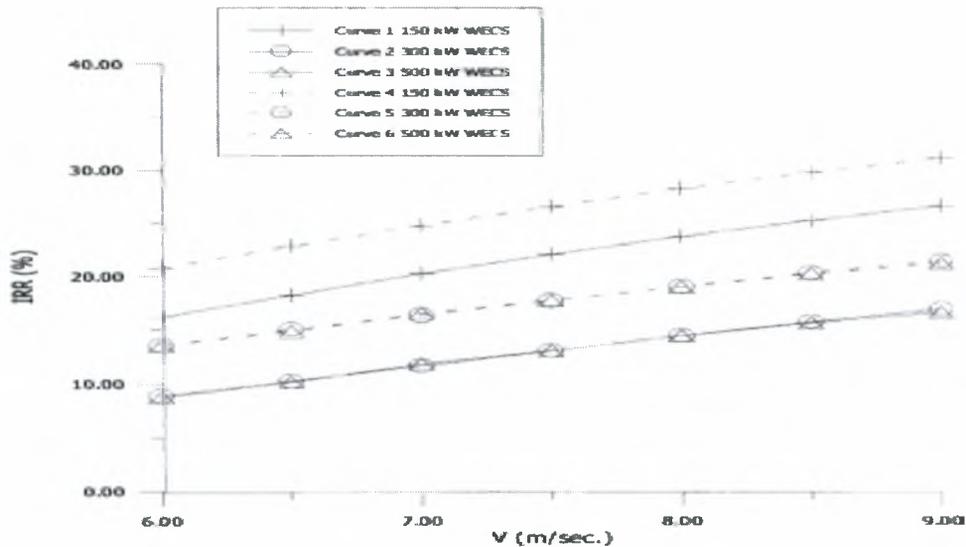
Προχωρώντας στα αποτελέσματα του μοντέλου χρηματοοικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων αιολικών πάρκων της υπολογιστικής λογικής του σχήματος 3 της παραγράφου 2.1.1 του προηγούμενου κεφαλαίου με βάση δεδομένων τους πίνακες 10 - 16 και τα σχήματα 25, 26, παρατίθενται παρακάτω τα διαγράμματα των τριών βασικών χρηματοοικονομικών δεικτών (μεθόδων) αξιολόγησης IRR, ΚΠΑ, BCR για τις εν λόγω επενδύσεις συναρτήσει πάντοτε της βασικότερης ανεξάρτητης μεταβλητής του μοντέλου: της μέσης ετήσιας ταχύτητας V (m/sec) του ανέμου στην περιοχή στο ύψος πτερωτής (hub-height) της ανεμογεννήτριας.

Συμπεράσματα της μελέτης βάσει των σχημάτων 27 - 35 ^[κ]:

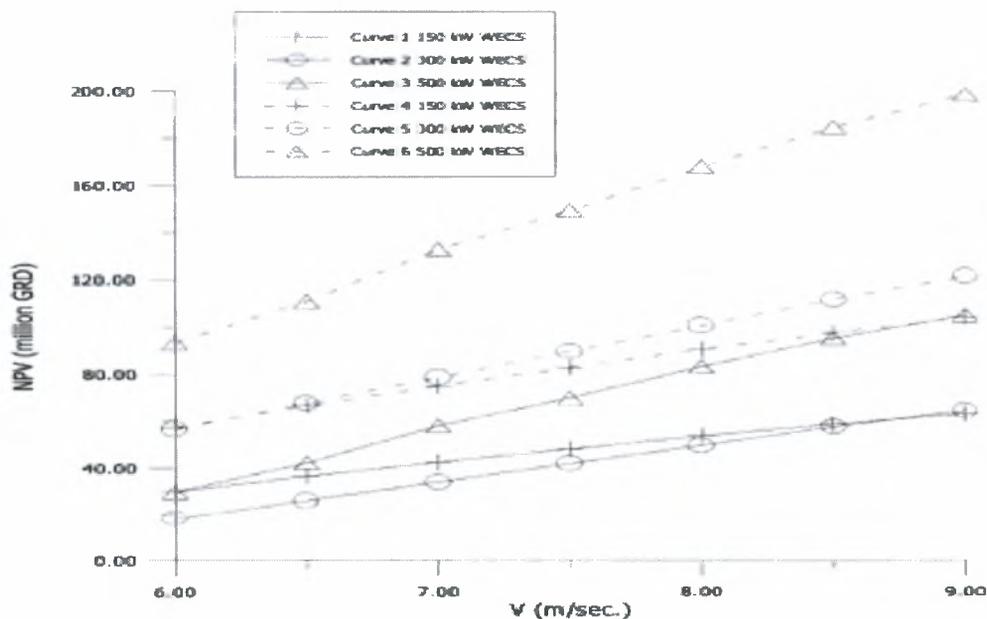
α) Στην περίπτωση των cases 1, 2 (σχήματα 27 - 32) αιολικών πάρκων ανεξάρτητων παραγωγών με μέσο μέγεθος Α/Γ (150 - 500Kw), αποδεικνύεται μία ευνοϊκή συμπεριφορά των δεικτών και ιδιαίτερα του IRR.

β) Στην περίπτωση του case 3 (σχήματα 33 - 35) αιολικού πάρκου αυτο-παραγωγού, αποδεικνύεται ο συσχετισμός της μεταβολής των τριών δεικτών IRR, ΚΠΑ, BCR με το σχετικό μέγεθος (I) της ζήτησης φορτίου του τοπικού ηλεκτρικού δικτύου ως προς την ονομαστική ισχύ των ανεμογεννητριών του αιολικού πάρκου: γενικά στην εν λόγω περίπτωση φαίνονται περισσότερο αποδοτικά ως επενδύσεις τα αιολικά πάρκα μεγέθους ως 150kw στις περιοχές όπου η ζήτηση φορτίου του τοπικού δικτύου (για το 60% του ετήσιου χρόνου, ήτοι $0,6 \times 8760h = 5256h/έτος$) ισούται με το $I = 30\%$ της ονομαστικής ισχύος των ανεμογεννητριών του αιολικού πάρκου, με δεδομένο έναν ελάχιστο ετήσιο ρυθμό αύξησης τιμής χρέωσης $HE e = 4\%$.

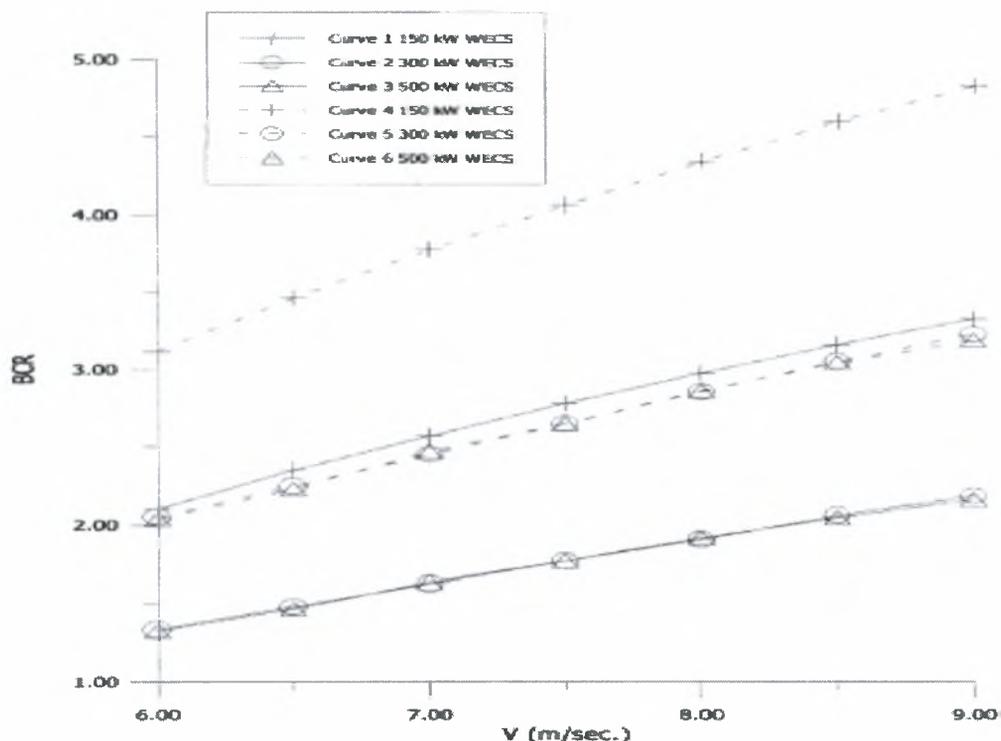
γ) Ως οριακή τιμή χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας μίας τυπικής επένδυσης αιολικού πάρκου της χώρας μας κρίνεται το εσωτερικό ποσοστό απόδοσης $IRR = 12\%$.



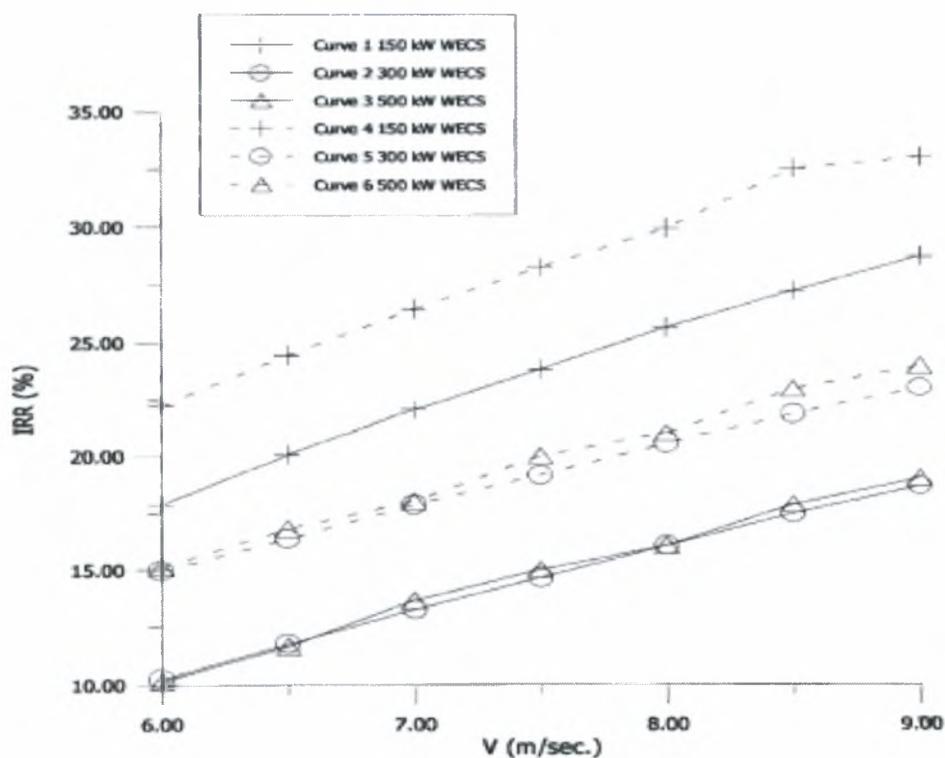
Σχήμα 27: Το εσωτερικό ποσοστό απόδοσης (IRR %) της επένδυσης αιολικού πάρκου στην περίπτωση του case 1 συναρτήσει της V για δύο χαρακτηριστικές τιμές της παραμέτρου e (ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ) : $e = 0\%$ (συνεχής γραμμή) και $e = 4\%$ (διακεκομμένη γραμμή), για τους τρεις διαφορετικούς τύπους ανεμογεννητριών (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw)



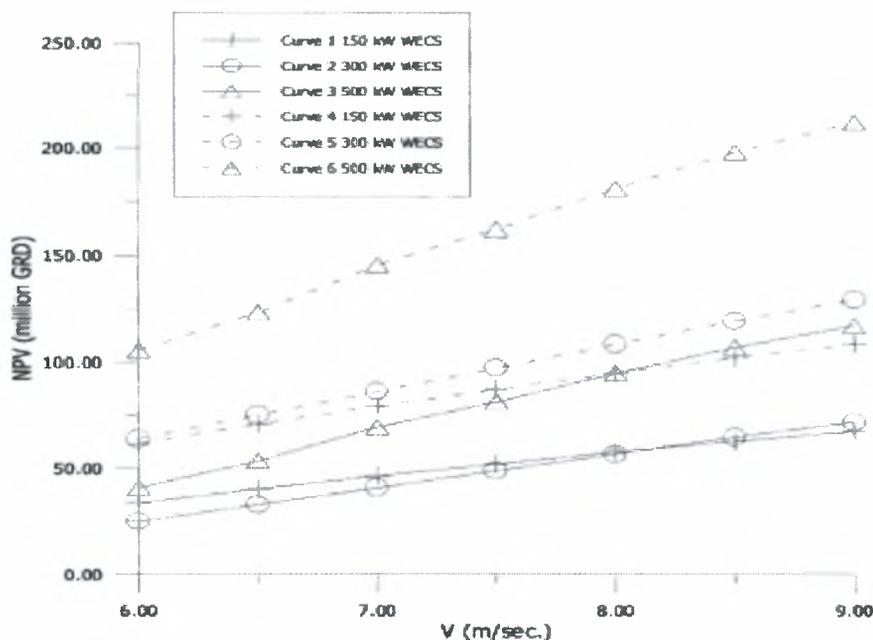
Σχήμα 28: Η Καθαρά Παρούσα Αξία (ΚΠΑ σε εκατ. Δρχ.) της επένδυσης αιολικού πάρκου στην περίπτωση του case 1 συναρτήσει της V για δύο χαρακτηριστικές τιμές της παραμέτρου e (ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ) : $e = 0\%$ (συνεχής γραμμή) και $e = 4\%$ (διακεκομμένη γραμμή), για τους τρεις διαφορετικούς τύπους ανεμογεννητριών (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw)



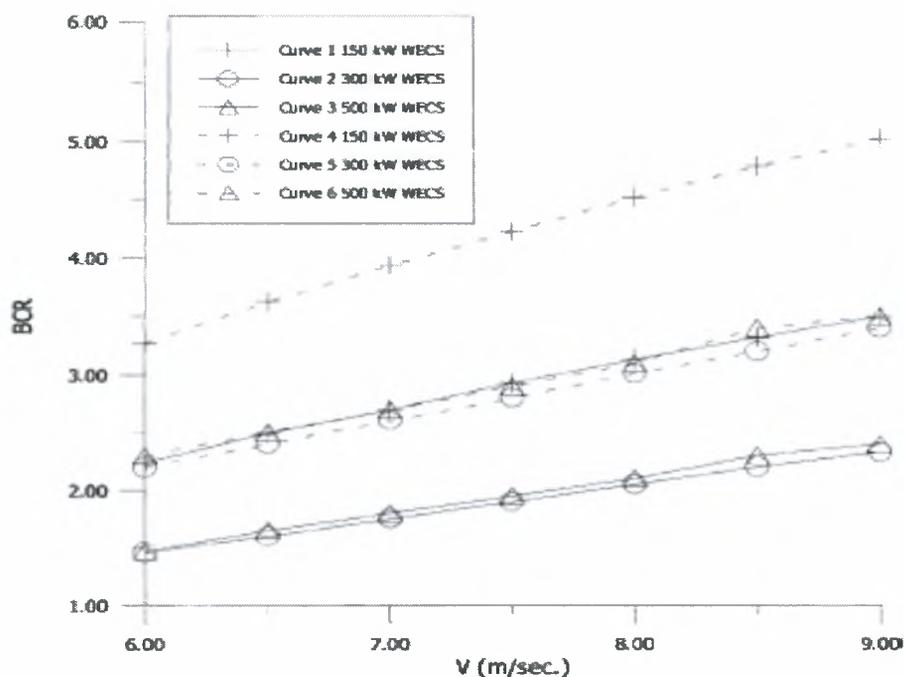
Σχήμα 29: Ο Δείκτης Ωφέλειας - Κόστους (BCR σε καθαρό αριθμό) της επένδυσης αιολικού πάρκου στην περίπτωση του case 1 συναρτήσει της V για δύο χαρακτηριστικές τιμές της παραμέτρου e (ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ) : $e = 0\%$ (συνεχής γραμμή) και $e = 4\%$ (διακεκομμένη γραμμή), για τους τρεις διαφορετικούς τύπους ανεμογεννητριών (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw)



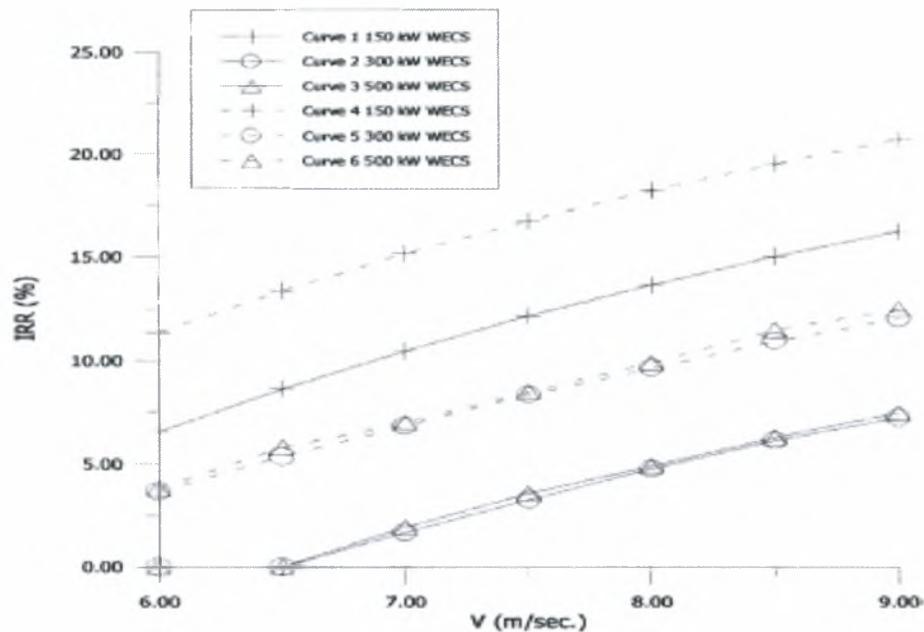
Σχήμα 30: Το εσωτερικό ποσοστό απόδοσης (IRR %) της επένδυσης αιολικού πάρκου στην περίπτωση του case 2 συναρτήσει της V για δύο χαρακτηριστικές τιμές της παραμέτρου e (ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ) : $e = 0\%$ (συνεχής γραμμή) και $e = 4\%$ (διακεκομμένη γραμμή), για τους τρεις διαφορετικούς τύπους ανεμογεννητριών (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw)



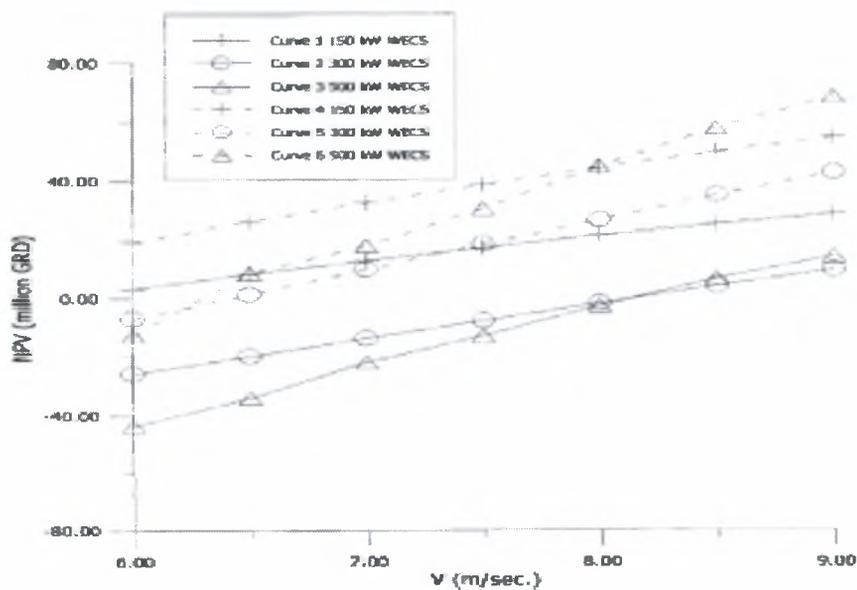
Σχήμα 31: Η Καθαρά Παρούσα Αξία (ΚΠΑ σε εκατ. Δρχ.) της επένδυσης αιολικού πάρκου στην περίπτωση του case 2 συναρτήσει της V για δύο χαρακτηριστικές τιμές της παραμέτρου e (ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ) : $e = 0\%$ (συνεχής γραμμή) και $e = 4\%$ (διακεκομμένη γραμμή), για τους τρεις διαφορετικούς τύπους ανεμογεννητριών (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw)



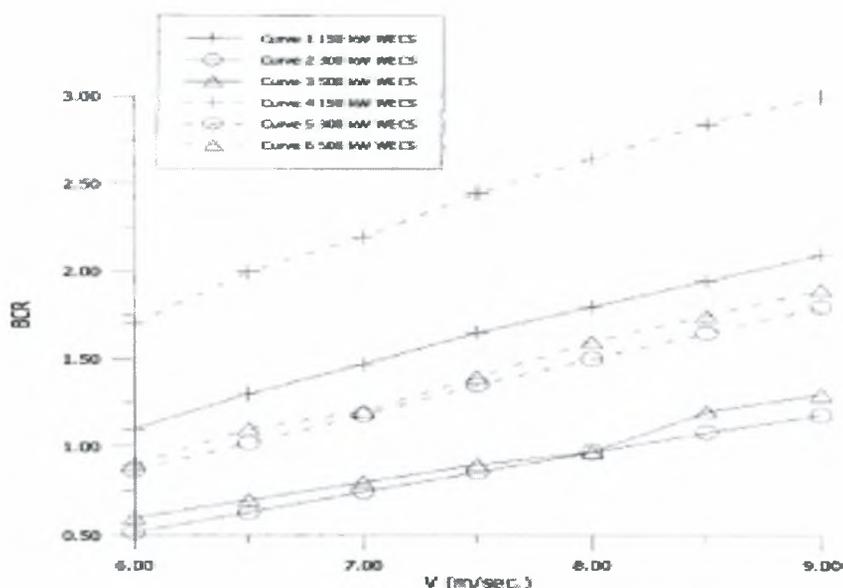
Σχήμα 32: Ο Δείκτης Ωφέλειας - Κόστους (BCR σε καθαρό αριθμό) της επένδυσης αιολικού πάρκου στην περίπτωση του case 2 συναρτήσει της V για δύο χαρακτηριστικές τιμές της παραμέτρου e (ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ) : $e = 0\%$ (συνεχής γραμμή) και $e = 4\%$ (διακεκομμένη γραμμή), για τους τρεις διαφορετικούς τύπους ανεμογεννητριών (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw)



Σχήμα 33: Το εσωτερικό ποσοστό απόδοσης (IRR %) της επένδυσης αιολικού πάρκου στην περίπτωση του case 3 συναρτήσει της V για δύο χαρακτηριστικές τιμές της παραμέτρου ϵ (ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ) : $\epsilon = 0\%$ (συνεχής γραμμή) και $\epsilon = 4\%$ (διακεκομμένη γραμμή), για τους τρεις διαφορετικούς τύπους ανεμογεννητριών (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw) και για $\lambda = 30\%$



Σχήμα 34: Η Καθαρά Παρούσα Αξία (ΚΠΑ σε εκατ. Δρχ.) της επένδυσης αιολικού πάρκου στην περίπτωση του case 3 συναρτήσει της V για δύο χαρακτηριστικές τιμές της παραμέτρου ϵ (ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της ΗΕ) : $\epsilon = 0\%$ (συνεχής γραμμή) και $\epsilon = 4\%$ (διακεκομμένη γραμμή), για τους τρεις διαφορετικούς τύπους ανεμογεννητριών (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw) και για $\lambda = 30\%$



Σχήμα 35: Ο Δείκτης Ωφέλειας - Κόστους (BCR σε καθαρό αριθμό) της επένδυσης αιολικού πάρκου στην περίπτωση του case 3 συναρτήσει της V για δύο χαρακτηριστικές τιμές της παραμέτρου e (ετήσιος ρυθμός αύξησης της τιμής της HE) : e = 0% (συνεχής γραμμή) και e = 4% (διακεκομμένη γραμμή), για τους τρεις διαφορετικούς τύπους ανεμογεννητριών (curve1: 150Kw, curve2: 300Kw, curve3: 500Kw) και για $\lambda = 30\%$

3.3 2^ο Case study: τεχνικοοικονομική μελέτη αξιολόγησης επένδυσης υβριδικού ηλιακού - αιολικού σταθμού συμπαραγωγής θερμότητας - ηλεκτρισμού με σκοπό την εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας τυπικού νοικοκυριού (Ξάνθη, Δεκ. 2001) στη βάση πρωτοποριακού μοντέλου προεξοφλημένων χρηματορροών (Life cycle savings method)

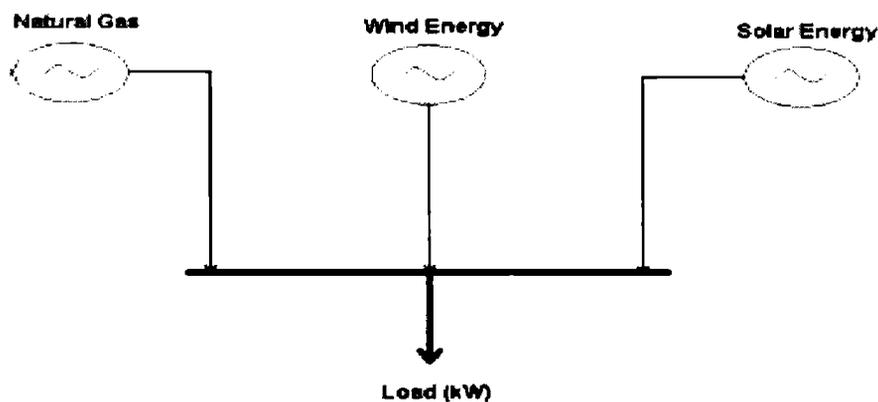
Κατά την τελευταία δεκαετία, η *συμπαραγωγή θερμότητας - ηλεκτρισμού* με χρήση συνδυασμένων εφαρμογών ΑΠΕ αλλά και συμβατικών καυσίμων εκφράσθηκε κυρίως μέσα από επενδύσεις σε υβριδικά ⁶ ηλεκτροπαραγωγά συστήματα (πχ. αιολικά-ντίζελ, υδρο-αιολικά και υδρο-αιολικά-ντίζελ) αποτελώντας μία από τις πιο σύγχρονες και αποδοτικές λύσεις στον τομέα της παραγωγής αλλά και εξοικονόμησης ενέργειας. Το αξιολογούμενο στην παρούσα παράγραφο σύστημα συμπαραγωγής θερμότητας -

⁶ Υβριδικό θεωρείται ένα ολοκληρωμένο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας όταν αποτελεί συνδυασμό τουλάχιστον δύο υποσυστημάτων παραγωγής ΗΕ από διαφορετικές πηγές ενέργειας (πχ. αιολική και υδροηλεκτρική από υδατοπτώσεις) τα οποία και συνλειτουργούν προγραμματισμένα με στόχο την αύξηση της ολικής παραγωγής ΗΕ και αξιοπιστίας του συνολικού συστήματος μέσα από την αξιοποίηση των συνεργιών του συνδυασμού των πλεονεκτημάτων των εμπλεκόμενων μορφών ενέργειας. Το παραπάνω υδρο-αιολικό σύστημα στηρίζεται στην ανεμογεννήτρια κατά τις ώρες της ημέρας με μεγαλύτερη ταχύτητα ανέμου, πχ. τη νύχτα και νωρίς το πρωί, ενώ κατά τις ώρες της υδατόπτωσης, πχ. το μεσημέρι, η παραγόμενη υδροηλεκτρική ενέργεια "αποθηκεύεται" σε διατάξεις πχ. πυκνωτών με σκοπό την αύξηση της εφεδρείας του συστήματος κατά τις ημέρες χαμηλής αιολικής ισχύος. Αξιοσημείωτο το ότι ακόμα και η ιδιοκατανάλωση ΗΕ του υβριδικού σταθμού προέρχεται "εκ των έσω", ενώ συνήθως χρησιμοποιείται και ένα τρίτο βοηθητικό σύστημα παραγωγής ΗΕ ως *ανεξάρτητη* εφεδρική παροχή (πχ. ντιζελοκίνητη γεννήτρια) που αναλαμβάνει αυτόματα την παροχή ρεύματος στο δίκτυο σε περιπτώσεις

ηλεκτρισμού (βλ. μπλοκ διάγραμμα σχήματος 36) συνδυάζει τα πλεονεκτήματα δύο εκ των σημαντικότερων και αφθονότερων στη χώρα μας ΑΠΕ (της αιολικής και ηλιακής ενέργειας), έχοντας ως σκοπό την πλήρη κάλυψη των εκτιμώμενων ετήσιων ενεργειακών αναγκών (21088 kWh/έτος, βλ. παρακάτω πίνακα 17) ενός τυπικού ελληνικού νοικοκυριού στην Ξάνθη^[κστ], ενώ ως ανεξάρτητη του συστήματος, εφεδρική πηγή παροχής ηλεκτρισμού χρησιμοποιείται ο σταθμός παραγωγής ΗΕ συνδυσμένου κύκλου φυσικού αερίου της Κομοτηνής (εγκατεστημένη ισχύς 476Mw = 2 αεριοτουρμπίνες Χ154MW + 1 ατμοτουρμπίνα Χ 168Mw, σταθμός που καλύπτει το 10% των συνολικών αναγκών ηλεκτρισμού της χώρας σε συνθήκες ζήτησης πλήρους φορτίου) .

Electrical appliance	Estimated (kWh per year)
Refrigerator	1140
Electrical kitchen	1200
Iron	156
Water heater (boiler)	13000
Washing machine	108
Coffee maker	108
Air conditioning	4200
Hifi	120
Television	504
Lighting	552
Total annual energy consumption	21088

Πίνακας 17: Η εκτιμώμενη (αναμενόμενη) ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (kwh/έτος) ενός τυπικού ελληνικού νοικοκυριού: συνολικά 21088 kwh = 21,088 Mwh / έτος (βλ. πιν. 5 [κστ], σελ. 142) .



Σχήμα 36: Το μονογραμμικό ισοδύναμο ή, όπως αλλιώς λέγεται σε όρους της Ηλεκτρικής Οικονομίας, μπλοκ διάγραμμα του αξιολογούμενου υβριδικού ηλιακού - αιολικού συστήματος συμπαραγωγής θερμότητας - ηλεκτρισμού. Διευκρινίσεις: α) *Load (kw)* : το ηλεκτρικό φορτίο (πχ. της τυπικής κατοικίας στην Ξάνθη) που καλύπτει το εν λόγω σύστημα και ~ το σύμβολο της γεννήτριας ηλεκτρικής ενέργειας.

β) Από το διάγραμμα φαίνεται η ως προς το ηλεκτρικό φορτίο (load) παραλληλία σύνδεσης των δύο βασικών υποσυστημάτων (wind energy: ανεμογεννήτρια και solar energy: ηλιακός θερμικός συλλέκτης) καθώς και της ανεξάρτητης εφεδρικής παροχής ΗΕ (natural gas: ηλεκτροπαραγωγός σταθμός φυσικού αερίου Κομοτηνής)

έκτακτης ανάγκης (αδυναμίας ή πτώσης του κυρίου συστήματος), οπότε έτσι αποφεύγεται η υπερδιαστασιολόγηση του τελευταίου και δημιουργείται μία ανεξάρτητη, επιπρόσθετη εφεδρεία αυξάνοντας την αξιοπιστία του όλου συστήματος [κστ].

Τα κατασκευαστικά τεχνικά χαρακτηριστικά, τα μονογραμμικά ισοδύναμα κυκλώματα καθώς και η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε Kwh των δύο βασικών υποσυστημάτων (Α/Γ ονομαστικής ισχύος 2,2kw: ΗΕ 1717Kwh και ηλιακού θερμικού συλλέκτη: ΗΕ 2501kwh ετησίως) αν και πολύ ενδιαφέροντα από πλευράς του αντικείμενου του ηλεκτρολόγου μηχανικού εντούτοις ξεφεύγουν από το αντικείμενο της εργασίας οπότε δεν θα επεκταθούμε περαιτέρω (για τον αναγνώστη που επιθυμεί υπάρχουν τα ολοκληρωμένα σχετικά στοιχεία της τεχνικής μελέτης στο άρθρο της αναφοράς [κστ], σελ. 139 - 142: figure 1 , tables 1 - 4) .

Αξίζει να σημειωθεί ότι η αξία των επενδύσεων εφαρμογών ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή μπορεί (όπως προσεγγίσθηκε στο 1° κεφάλαιο) να ορισθεί σε γενικούς, και όχι αυστηρά χρηματοοικονομικούς όρους, ως το άθροισμα δύο διακριτών σνιστωσών αξίας :

α) της εσωτερικής αξίας (= συνολική εξοικονόμηση χρηματικού κόστους συμβατικών καυσίμων και συνολικού κόστους παραγωγικής δυναμικότητας του ισοδύναμου συμβατικού σταθμού για την παραγωγή της ίδιας ποσότητας ΗΕ) και

β) της εξωτερικής αξίας (= κόστος ευκαιρίας για την αποφυγή των βλαβερών περιβαλλοντικών επιπτώσεων των συναφών με τη χρήση συμβατικών καυσίμων + οφέλη της επιχείρησης ηλεκτρισμού από κρατικές επιχορηγήσεις / επιδοτήσεις / φοροσπαλλανές + γενικά μακροπρόθεσμα οφέλη στο image / φήμη και πελατεία της επιχείρησης λόγω του οικολογικού - κοινωνικού προφίλ της ως αντίκρισμα της υλοποίησης τέτοιων φιλικών προς το περιβάλλον επενδύσεων).

Στην παράγραφο αυτή και αμέσως παρακάτω αναλύεται μόνον η εσωτερική αξία της επένδυσης με σκοπό την κάλυψη στο χαμηλότερο κόστος των οικιακών ενεργειακών αναγκών μέσω του εν λόγω πρωτότυπου συστήματος συμπαραγωγής⁷, σύστημα το οποίο παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον για τη ΔΕΗ αφενός μεν λόγω της αφθονίας ηλιακής και αιολικής ενέργειας στη χώρα μας αφετέρου δε λόγω της εκτιμώμενης στην προσεχή πενταετία ραγδαίας εξέλιξης της ηλεκτροπαραγωγής από LNG (Liquid Natural Gas όπως μεταφέρεται στην Ελλάδα μέσω αγωγών από τη Ρωσία) [κστ].

Από τη λειτουργία του προτεινόμενου συστήματος προκύπτει για την ηλεκτρική επιχείρηση μία εξοικονόμηση κόστους ενέργειας έναντι της χρήσης συμβατικού καυσίμου φυσικού αερίου (βλέπε στήλη (2) "fuel savings" του παρακάτω πίνακα 19):

⁷ Στο 4° κεφάλαιο της παρούσας εργασίας γίνεται μία συνοπτική αλλά περιεκτική αναφορά στην αξιολόγηση της αποδοτικότητας επενδύσεων παγίων περιουσιακών στοιχείων βάσει της σύγχρονης (εφαρμόσιμης και σε επενδύσεις ΑΠΕ) αντίληψης του "multi-objective capital budgeting": πολυκριτήρια αξιολόγηση αποδοτικότητας επενδύσεων παγίων περιουσιακών στοιχείων.

εξοικονόμηση κόστους ενέργειας = (κόστος φυσικού αερίου) - (κόστος υβριδικού συστήματος) .

Επιπρόσθετα θεωρούνται και τα παρακάτω σχετικά κόστη και ωφέλειες :

α) Πληρωμή του δανείου απόκτησης του αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου για την κατασκευή της υβριδικής εγκατάστασης βάσει της μεθόδου των τοκοχρεολυσίων (mortgage payments, που περιλαμβάνουν αποπληρωμή τόκου και κεφαλαίου). Στο σημείο αυτό θεωρούμε πολύ ενδιαφέρον να δούμε ως μία μικρή παρένθεση ένα απλούστατο παράδειγμα κατανόησης αυτής της τόσο διαδεδομένης στις μέρες μας μεθόδου εξόφλησης επιχειρηματικών δανείων (βλ. [1ζ], σελ. 594 - 595) ⁸ .

Παράδειγμα προσδιορισμού τοκοχρεολυτικών δόσεων για την εξόφληση δανείου 1500 δρχ. βάσει της μεθόδου των τοκοχρεολυσίων εντός 3 ετών σε 3 σταθερές, ετήσιες, καταβλητέες στο τέλος κάθε έτους δόσεις: Θεωρώντας επιτόκιο δανεισμού 20% και ύψος ετήσιας τοκοχρεολυτικής δόσης (ή αλλιώς τοκοχρεολυσίου) X δρχ., ισχύει ότι: η παρούσα αξία της ράντας των 3 ετήσιων δόσεων X δρχ., προεξοφλημένη με επιτόκιο $i = 20\%$ για τη διάρκεια των 3 ετών αποπληρωμής του δανείου των 1500 δρχ. θα πρέπει να ισούται με το ποσό αυτό, άρα η τοκοχρεολυτική δόση X υπολογίζεται ως εξής :

$$1500 = \frac{X}{(1+0,2)} + \frac{X}{(1+0,2)^2} + \frac{X}{(1+0,2)^3} \Rightarrow 1500 = X \left[\left(\frac{0,2}{1-(1+0,2)^{-3}} \right)^{-1} \right] \Rightarrow \underline{X = 712,0817 \text{ δρχ.}}$$

Οπότε ο πίνακας αποπληρωμής του δανείου μπορεί εύκολα να βρεθεί με τη χρήση ενός προγράμματος λογιστικών φύλλων τύπου Excell (στην πράξη οι τράπεζες διαθέτουν ειδικά λογισμικά πακέτα για το σκοπό αυτό, τα οποία στηρίζονται στην ίδια αρχή) :

(1) έτος	(2) Δάνειο προς αποπληρωμή στην αρχή του έτους	(3) Τοκοχρεολύσιο (X)	(4) = (2) X i Ετήσιος Τόκος* (επιτόκιο $i = 20\%$)	(5) = (3) - (4) Ετήσια αποπληρωμή δανείου στο τέλος του έτους	(6) = (2) - (5) Εναπομένον χρέος στο τέλος του έτους
1	1500	712,0817	300	412,0817	1087,9183
2	1087,9183	712,0817	217,5837	494,498	593,4203
3	593,4203	712,0817	118,6841	593,398	0

Πίνακας 18: Ο πίνακας τριετούς αποπληρωμής του δανείου των 1500δρχ. του παραδείγματος της τοκοχρεωλυτικής μεθόδου (ποσά σε δρχ.) .

⁸ Σχετικά με τη δεύτερη βασική μέθοδο αποπληρωμής δανείου, τη χρεολυτική (βλ. [1ζ], σελ. 595), η τράπεζα προσυμφωνεί με τον δανειζόμενο επί ενός σταθερού χρεολυσίου (στη θέση του X), οπότε (σε αντιστοιχία του παραπάνω πίνακα 18) πχ. για σταθερό χρεολύσιο 500δρχ. στο ίδιο παράδειγμα 3ετούς δανείου 1500δρχ. με $i=20\%$ θα ισχύει: ετήσια αποπληρωμή δανείου 800, 700, 600 δρχ. (1°, 2°, 3° έτος: όπου αντιστοιχοι ετήσιοι τόκοι είναι 300, 200, 100 δρχ. και τα αντιστοιχα χρέη προς αποπληρωμή στο τέλος κάθε έτους: 1000, 500, 0). Άρα ο ετήσιος τόκος αποτελεί τη διαφορά μεταξύ ετήσιου τοκοχρεολυσίου και ετήσιου χρεολυσίου .

* Ο ετήσιος τόκος υπολογίζεται ως γνωστόν βάσει του ετήσιου επιτοκίου i επί του **αποπληρωτέου στην αρχή του έτους δανείου**.

Παρατηρήσεις επί του πίνακα 18 της τοκοχρεολυτικής μεθόδου :

- σταθερό τοκοχρεολύσιο (X : στήλη 3),
- ετήσιοι τόκοι μειούμενοι με την πάροδο των ετών (στήλη 4),
- ετήσιο ποσό αποπληρωμής δανείου αυξανόμενο με την πάροδο των ετών (στήλη 5)

β) Ετήσια κόστη λειτουργίας, επισκευής και συντήρησης (maintenance & operation costs του μοντέλου του προηγούμενου κεφαλαίου) του μηχανολογικού εξοπλισμού καθώς και κόστος ασφάλισης (insurance cost) της υβριδικής εγκατάστασης .

γ) Κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που ιδιοκαταναλώνει το σύστημα (σε ίδιες καταναλώσεις του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού λειτουργίας του) .

δ) Χρηματικά οφέλη για την επιχείρηση εκμετάλλευσης του υβριδικού σταθμού λόγω φορολογικών ελαφρύνσεων που προκύπτουν από την έκπτωση των τόκων του δανείου απόκτησης του αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου: *(ετήσιες φορολογικές ελαφρύνσεις) = (φορολογικός συντελεστής φ) X (ετήσιοι τόκοι δανείου + επιπρόσθετοι φόροι περιουσίας⁹)*

Επιπρόσθετα στοιχεία που ελήφθησαν υπόψιν στην όλη ανάλυση "Life cycle savings method" (βλ. [λα] example 11.6.3 σελ. 468 - 470, σε αναφορά [κστ] παρ.3) :

- Συντελεστής παρούσας αξίας ράντας N ετήσιων πληρωμών προεξοφλητέων με ποσοστό d που λαμβάνουν χώρα κάθε χρόνο υπό την επήρεια ετήσιου πληθωρισμού ποσοστού i (ή προσαρμοσμένος ως προς τον πληθωρισμό συντελεστής τοκοχρεολυτικής δόσης) :

$$PWF(N, i, d) = \sum_{j=1}^N \frac{(1+i)^{j-1}}{(1+d)^j} = \frac{1}{(d-i)} \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^N \right], \text{ για } i \neq d,$$

ενώ από τον προηγούμενο τύπο ισχύει για $i = d$:

$$PWF(N, i, d) = \frac{N}{(1+i)}$$

- Συντελεστής παρούσας αξίας 1 US\$ λαμβανόμενου σε N έτη από σήμερα με ποσοστό προεξόφλησης d :

⁹ "Extra property tax" της στήλης (4) του παρακάτω πίνακα 19 .

$$PW_N = \frac{1}{(1+d)^N}$$

- Χρόνος επανείσπραξης (Pay Back Period, PBP) του αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης: ο χρόνος όπου τα συσσωρευμένα ετήσια κέρδη από την εξοικονόμηση καυσίμων λόγω της χρήσης του συστήματος συμπαγωγής από ΑΠΕ εξισώνονται με το αρχικό απαιτούμενο κεφάλαιο της επένδυσης :

$$N_p = \frac{\ln\{[C_s i_F / FLC_{F1}] + 1\}}{\ln(1 + i_F)}$$

όπου C_s το συνολικό κόστος εγκατάστασης (σε US\$) με το κλειδί το χέρι (turn-key cost) του συστήματος συμπαγωγής, i_F το ποσοστό ετήσιας αύξησης της τιμής του συμβατικού καυσίμου ως προς το οποίο γίνεται η σύγκριση εξοικονόμησης, C_{F1} το μοναδιαίο κόστος της εξοικονομούμενης ενέργειας (σε US\$/μονάδα βάρους ή όγκου καυσίμου ανάλογα εάν μιλάμε για στερεό ή υγρό - αέριο καύσιμο αντιστοίχως), FL η ποσότητα της εξοικονομούμενης ενέργειας (σε μονάδες βάρους ή όγκου καυσίμου ανάλογα εάν μιλάμε για στερεό ή υγρό - αέριο καύσιμο αντιστοίχως: πχ. λιγνίτης σε κιλά / πετρέλαιο ή φυσικό αέριο σε λίτρα). Όπως είναι προφανές ο PBP αποτελεί ατελή μέθοδο αξιολόγησης επένδυσης διότι αφενός μεν δε λαμβάνει υπόψιν τη χρονική αξία του χρήματος (όπως γίνεται με τις τέσσερις κλασικές μεθόδους προεξοφλημένων χρηματοροών: ΚΠΑ, IRR (εσωτερικό ποσοστό απόδοσης), δείκτης αποδοτικότητας, μέθοδος ετήσιου ισοδύναμου ποσού) αφετέρου δε αγνοεί τις σχετιζόμενες με την επένδυση χρηματοροές κατά τα έτη μετά το χρόνο επανείσπραξης έως και το τέλος της λειτουργικής ζωής της επένδυσης. Παρόλα αυτά, ο χρόνος επανείσπραξης της επένδυσης αποτελεί συχνά και δίκαια το προκαταρκτικό κριτήριο αξιολόγησης μίας επένδυσης παγίου κεφαλαίου λόγω τόσο της απλότητας υπολογισμού του (που ευνοεί τις μικρές επιχειρήσεις χωρίς ιδιαίτερες δομές στα χρηματοοικονομικά) όσο και της γρήγορης αντίληψης αποδοτικότητας της επένδυσης που παρέχει στον επιχειρηματία στη βάση της ρευστότητας (μία επένδυση παγίου κεφαλαίου προτιμάται συνήθως όταν αποφέρει στην επιχείρηση τα οφέλη της στο συντομότερο χρονικό διάστημα) ^{[1], [κστ]}.

- $C_s = 13.300$ US\$ (turn-key total installation cost), χρηματοδοτούμενο κατά 90% με κεφάλαια 20ετούς δανείου επιτοκίου 9% και το υπόλοιπο 10% με ίδια κεφάλαια (τελικά : WACC = 8%) .

- Μοναδιαίο τελικό κόστος ΗΕ από σταθμό φυσικού αερίου Κομοτηνής: $C_{F1} = 0,04$ US\$/kwh με ετήσιο αναμενόμενο ποσοστό αύξησης της τιμής φυσικού αερίου κατά $i=10\%$ (το φυσικό αέριο θεωρείται στην ανάλυση το συμβατικό καύσιμο ως προς το οποίο αξιολογείται η εξοικονόμηση ενέργειας λόγω χρήσης του αιολικού - ηλιακού συστήματος). Το ηλιακό - αιολικό σύστημα καλύπτει το 82% της ετήσιας

συνολικής ζήτησης ΗΕ των 21.088kwh της κατοικίας ενώ το υπόλοιπο 18% καλύπτεται με ΗΕ από το σταθμό φυσικού αερίου Κομοτηνής. Κόστος φυσικού αερίου για τον 1° χρόνο: 44 US\$.

- Αναμενόμενη υπολειμματική αξία εξοπλισμού του συστήματος στο τέλος της 20ετούς λειτουργικής ζωής του (N=20): το 40% του αρχικού "turn-key total installation cost" C_5 (ήτοι 5.320 US\$, βλ. πίν. 19).

- Άλλα επιπρόσθετα κόστη :

- Κόστος ασφάλισης, συντήρησης εξοπλισμού και ιδιοκατανάλωσης ενέργειας (extra insurance, maintenance, energy cost του πίνακα 19): 1% του συνολικού αρχικού κόστους επένδυσης (C_5) τον 1° χρόνο.
- Επιπρόσθετος φόρος περιουσίας (extra property tax του πίνακα 19): 2% του συνολικού αρχικού κόστους επένδυσης (C_5) τον 1° χρόνο.

Έκαστο εκ των δύο παραπάνω επιπρόσθετων κοστών αναμένεται να αυξάνεται κατά 6% ετησίως .

- Φορολογικός συντελεστής : $\varphi = 45\%$.

- Ποσοστό προεξόφλησης $d = 8\%$ (ίσο με το WACC = μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου της επένδυσης) .

Επεξηγήσεις υπολογισμού των στηλών του πίνακα 19 :

- Total present worth of solar/wind savings = το άθροισμα των παρούσων αξιών της ετήσιας εξοικονόμησης λόγω του συστήματος συμπαραγωγής = ΚΠΑ επένδυσης = $\sum_{j=1}^N A_j \frac{1}{(1+d)^j}$, όπου ποσοστό προεξόφλησης $d = 8\%$, $N = 20$ και A_j η ετήσια καθαρή χρηματοροή στο έτος j που σχετίζεται με το συνολικό όφελος από την επένδυση λόγω της εξοικονόμησης κόστους ενέργειας έναντι της συμβατικής λύσης φυσικού αερίου (οι τιμές A_j φαίνονται στη στήλη (6), ενώ κάθε τιμή της στήλης (7) είναι η παρούσα αξία του A_j προεξοφλημένη στο έτος 0 προς ποσοστό d) .
- Ετήσια καθαρή χρηματοροή A_j έτους j λόγω εξοικονόμησης κόστους εκ της εφαρμογής του συστήματος συμπαραγωγής (solar / wind savings) : $A_j =$ στήλη (6) = (1) + (2) + (3) + (4) + (5)
Στο έτος $N = 0$ έχουμε την επενδυτική εκροή των ιδίων κεφαλαίων $13300\$ \times 10\% = 1330\$$ για την κάλυψη του 10% του κεφαλαίου της αρχικής επενδυτικής δαπάνης, ενώ στο τέλος (έτος $N=20$) έχουμε μία εισροή λόγω της υπολειμματικής αξίας της επένδυσης: $13300 \times 40\% = 5.320 \$$,
- Στήλη (1): fuel savings = εξοικονόμηση καυσίμου φυσικού αερίου λόγω χρήσης του υβριδικού συστήματος = (κόστος καυσίμου φυσικού αερίου) - (κόστος καυσίμου υβριδικού συστήματος) .

Για το 1° έτος fuel savings = 21088 kwh X 18% X 0,04\$/kwh \cong 692\$, ποσό αυξανόμενο κατά 10% ετησίως (άρα 2° έτος fuel savings = 692\$ X 1,1 \cong 761\$ κοκ).

- Στήλη (2): extra mortgage payments = Πληρωμή τοκοχρεολυσίου (X) του δανείου απόκτησης του αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου (13.300X0,90 = 11.970 US\$) για την κατασκευή της υβριδικής εγκατάστασης βάσει της προσαρμοσμένης προς τον πληθωρισμό μεθόδου τοκοχρεολυσίου (θεωρώντας πληθωρισμό $i = 0$):

$$X = 11.970 / PWF (N=20, i=0, d=0,09) = 11.970 / \left\{ \frac{1}{(d-i)} \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^N \right] \right\} \Rightarrow \dots \Rightarrow X = 1376 \$.$$

- Στήλη (3): extra insurance, maintenance, energy cost = 13.300 X 1% = 133 US\$ εκροή 1^{ου} χρόνου, αυξανόμενη με ποσοστό 6% ετησίως (άρα 2° έτος: 133X1,06 = 141\$ κοκ)
- (4): επιπρόσθετοι φόροι περιουσίας (extra property tax) = 13.300 X 2% = 266 US\$ εκροή 1^{ου} χρόνου, αυξανόμενη με ποσοστό 6% ετησίως (άρα 2° έτος: 266X1,06 = 282\$ κοκ)
- (5) income tax savings: (ετήσιες φορολογικές ελαφρύνσεις) = (ισχύον φορολογικός συντελεστής φ) X (ετήσιοι τόκοι δανείου + επιπρόσθετοι φόροι περιουσίας).

Η λογική υπολογισμού της στήλης (5) για επιτόκιο δανεισμού 9% είναι η εξής :

Για το 1° έτος:

Ετήσιος τόκος δανείου = 0,09 X 11.970 = 1077,3 \$

Αποπληρωμή κεφαλαίου = X - 1.077,3 = 1.376 - 1.077,3 = 298,7 \$

Εναπομένον κεφάλαιο προς αποπληρωμή στο τέλος του 1^{ου} έτους = 11.970 - 298,7 = 11.671,3 \$

Ετήσιες φορολογικές ελαφρύνσεις = 0,45 X (1077,3 + 266) \cong 604 \$

Για το 2° έτος:

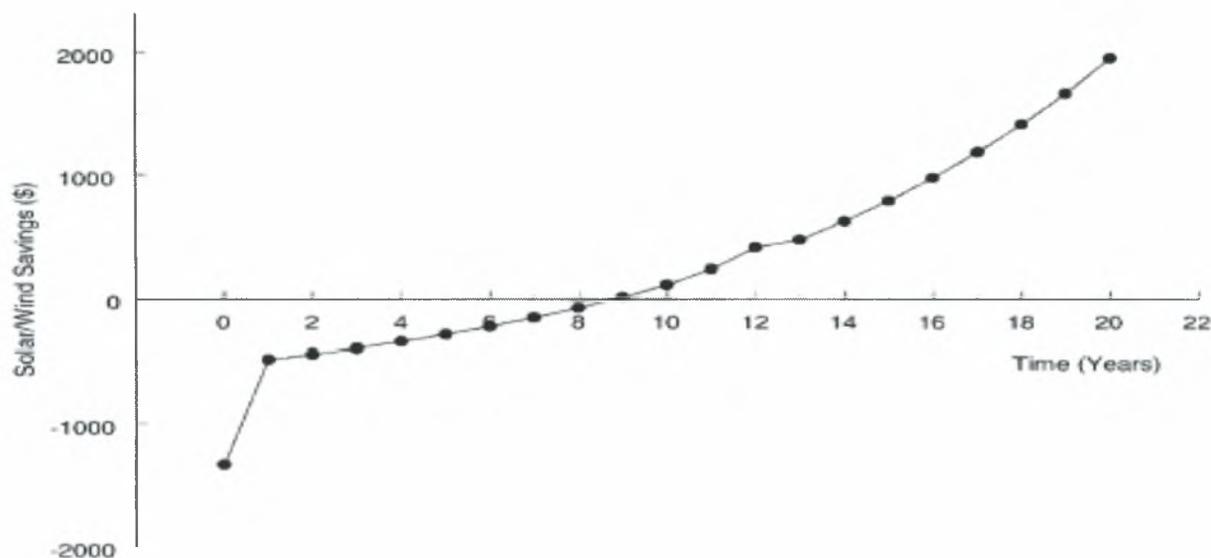
Ετήσιος τόκος δανείου = 0,09 X 11.671,3 = 1050,417 \$

Αποπληρωμή κεφαλαίου = X - 1.077,3 = 1.376 - 1050,417 = 325,583 \$

Εναπομένον κεφάλαιο προς αποπληρωμή στο τέλος του 2^{ου} έτους = 11.671 - 325,583 = 11.345,417\$

Ετήσιες φορολογικές ελαφρύνσεις = 0,45 X (1050,417+ 266X1,06) \cong 600 \$

Ομοίως συνεχίζουμε τους παραπάνω υπολογισμούς και για τα έτη N = 3, 4, ..., 20



Σχήμα 37: Η γραφική παράσταση της ετήσιας εξέλιξης της παρούσας αξίας των χρηματικών οφελών (PW of solar/wind savings σε US\$: στήλη (7) πίνακα 19) λόγω της εξοικονόμησης ενέργειας από τη λειτουργία του ηλιακού - αιολικού συστήματος συμπαραγωγής θερμότητας - ηλεκτρισμού του 2^{ου} case study .

N	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Year	Fuel savings	Extra mortgage payment	Extra insurance maintenance, energy	Extra property tax	Income tax savings	Solar/wind savings	PW of solar/wind savings
0						-1330	-1330
1	692	-1376	-133	-266	604	-479	-444
2	761	-1376	-141	-282	600	-438	-376
3	837	-1376	-149	-298	594	-392	-311
4	921	-1376	-158	-316	587	-342	-251
5	1013	-1376	-167	-334	580	-284	-193
6	1114	-1376	-177	-354	572	-221	-139
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
20	4231	-1376	-400	-800	288	1943	417
20						5320	1141

Total present worth of solar/wind savings = 695.

Πίνακας 19: Η ανάλυση ετήσιων χρηματοροών της επένδυσης του 2^{ου} case study κατά την 20ετή λειτουργική ζωή της (ΚΠΑ = 695 US\$). Ποσά σε US\$ (με το πρόσημο (-) θεωρούνται οι χρηματικές εκροές).

Τελικά, βάσει του παραπάνω πίνακα 19, η παρούσα αξία των χρηματικών οφελών της εξοικονόμησης συμβατικής ενέργειας λόγω χρήσης του συστήματος συμπαραγωγής (ήτοι η ΚΠΑ της επένδυσης = "total present worth of solar/wind savings") σε σχέση με τη λύση του συμβατικού καυσίμου του φυσικού αερίου υπολογίζεται σε 695 US\$ για όλη την 20ετή λειτουργική ζωή της επένδυσης, ενώ ο χρόνος της πρώτης θετικής ετήσιας καθαρής χρηματοροής (εισοχής) από την επένδυση είναι τα 9 έτη (βλ. σχήμα 37). Φυσικά αυτό που θα έκανε την επένδυση πιο ελκυστική είναι ο συνυπολογισμός των ελάχιστων εξωτερικών κοστών που σχετίζονται με την υλοποίησή της (λόγω του φιλικού προς το περιβάλλον χαρακτήρα των εν λόγω επενδύσεων ΑΠΕ), γεγονός που δεν ελήφθη υπόψιν στην όλη ανάλυση αποδεικνύοντας ότι η πολυκριτήρια αξιολόγηση των αιολικών ενεργειακών επενδύσεων είναι ίσως η πληρέστερη τελικά (βλέπε κεφάλαιο 2).

Κεφάλαιο 4°: Η αξιολόγηση αποδοτικότητας επενδύσεων παγίου κεφαλαίου¹ (capital budgeting) στα πλαίσια των επιχειρήσεων Ηλεκτρικής Ενέργειας πριν και μετά την απελευθέρωση της αγοράς αυτής: συνοπτική συγκριτική μελέτη

Περίληψη του κεφαλαίου

Όπως είδαμε και στο 1° κεφάλαιο της εργασίας, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των ανεπτυγμένων χωρών λειτουργούσε σε έως και τις αρχές της δεκαετίας του '80 (αμέσως μετά την ενεργειακή κρίση των '70s) ως φυσικό μονοπώλιο μεγάλων καθετοποιημένων κρατικών επιχειρήσεων, οι οποίες παρήγαγαν και διακινούσαν - πωλούσαν τον ηλεκτρισμό ως καταναλωτικό προϊόν εντός της ομογενούς αγοράς των στενών ορίων του κράτους που δραστηριοποιούνταν μέσα σε ένα σταθερό επιχειρηματικό περιβάλλον χαμηλής σχετικά προόδου συμβατικών τεχνολογιών, όπου τα κύρια κριτήρια του προϋπολογισμού επενδύσεων παγίου κεφαλαίου αυτών των γιγαντιαίων επιχειρήσεων συνιστούσαν:

- i) η λήψη διοικητικών αποφάσεων επί του χρονισμού (timing) της επέκτασης της παραγωγικής δυναμικότητας της επιχείρησης, και
- ii) ο υπολογισμός της απαιτούμενης παραγωγικής δυναμικότητας (capacity) σε σχέση με το αναμενόμενο μίγμα του βασικού φορτίου (base load) ζήτησης και του μέγιστου φορτίου (peaking load) ζήτησης.

Με τη σταδιακή απελευθέρωση και συνακόλουθη παγκοσμιοποίηση της αγοράς ηλεκτρισμού από τις αρχές-μέσα της δεκαετίας του '80 σε ΕΕ και ΗΠΑ και τις αλλαγές του θεσμικού πλαισίου, ως κύριο κριτήριο capital budgeting των πολλών μικρών ανταγωνιστικών επιχειρήσεων ηλεκτρισμού που προέκυψαν αναδείχθηκε η επίτευξη της αποδοτικότητας (efficiency) σε καθεμία από τις διαχωριζόμενες χρηματοοικονομικά επιχειρηματικές δραστηριότητες της παραγωγής, μεταφοράς, διανομής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας προς τον πλέον ελεύθερα επιλέγοντα τον προμηθευτή του (βιομηχανικό και οικιακό) καταναλωτή.

Ως κατακλείδα λοιπόν αυτής της διπλωματικής εργασίας και αφού είδαμε:

- στο 1° κεφάλαιο: μία ολοκληρωμένη αναφορά στη σύγχρονη απελευθερωμένη αγορά ηλεκτρισμού και στις επιπτώσεις της στην αξιολόγηση των ενεργειακών επενδύσεων εντός του δημιουργούμενου σχετικού πλαισίου επενδυτικού κινδύνου,

¹ Βασιζόμενος στο αντίστοιχο άρθρο [μδ] των αναφορών, ο αγγλόφωνος τίτλος του παρόντος κεφαλαίου θα μπορούσε να ήταν "Capital budgeting, technological innovation and the emerging competitive environment of the electric power industry". Η αναφορά στους αντίστοιχους αγγλικούς όρους γίνεται κάθε φορά για λόγους επιστημονικής πληρότητας.

- στο 2° κεφάλαιο: ένα ολοκληρωμένο, χρονικά εξελισσόμενο, τεχνικοοικονομικό μοντέλο αξιολόγησης επενδύσεων παραγωγής ΗΕ σε αιολικά πάρκα εντός του σύγχρονου απελευθερωμένου καθεστώτος ηλεκτρικής ενέργειας, τη δημοφιλή ανάμεσα στις παλιότερες μονοπωλιακές δημόσιες επιχειρήσεις ηλεκτρισμού μέθοδο του ετήσιου ισοδύναμου συνολικού κόστους (equivalent annual total cost method) για την αξιολόγηση αμοιβαίως αποκλειόμενων ενεργειακών επενδύσεων παγίου κεφαλαίου διαφορετικής λειτουργικής ζωής, και τέλος την ανάδειξη της Πολυκριτήριας Ανάλυσης ως την προτεινόμενη λύση ολοκληρωμένης αξιολόγησης των ενεργειακών επενδύσεων παγίου κεφαλαίου σε ΑΠΕ (και δη σε αιολικά πάρκα) εντός της σύγχρονης απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ,
- στο 3° κεφάλαιο: ορισμένες χαρακτηριστικές μελέτες περίπτωσης (case studies) αξιολόγησης της αποδοτικότητας αιολικών επενδύσεων παραγωγής ΗΕ στην Ελλάδα εντός του σύγχρονου απελευθερωμένου καθεστώτος ηλεκτρικής ενέργειας, και τέλος

στο παρόν κεφάλαιο αναλύονται οι διαφορές² της βασικής μεθοδολογίας του "capital budgeting" για τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού ανάμεσα:

στο παλιό, μονοπωλιακό καθεστώς των μεγάλων καθετοποιημένων κρατικών επιχειρήσεων κοινής ωφελείας του κλάδου (της γνωστής μεθόδου των "ελαχίστων απαιτήσεων εσόδων", την γενίκευση δηλαδή της "equivalent annual total cost method" του κεφ. 2) και

στο νέο, αυτό του ελεύθερου ανταγωνισμού και της τεχνολογικής καινοτομίας όπου ο ρόλος του κράτους είναι πλέον ρυθμιστικός και όχι αυτός του ενεργού επιχειρηματία³ και οι ιδιωτικές επιχειρήσεις αποφασίζουν επενδυτικά είτε με μεθόδους προεξοφλημένων χρηματορροών (πχ. εσωτερικό ποσοστό

² Η μόνη πρακτικά κοινή μέθοδος αξιολόγησης αποδοτικότητας επενδύσεων που χρησιμοποιείται ευρέως (λόγω της απλότητάς της και της μη απαίτησης για την εφαρμογή της ιδιαίτερων γνώσεων χρηματοοικονομικής διοίκησης από τον manager) τόσο από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού κοινής ωφελείας όσο και από τις επιχειρήσεις της ελεύθερης αγοράς είναι η γνωστή ατελής μέθοδος «του απλού χρόνου επανείσπραξης του αρχικού κόστους επένδυσης» (βλ. κεφ. 2 σχετικά με το ολοκληρωμένο μοντέλο PBP – BCR στα αιολικά πάρκα). Η περίοδος αυτή υπολογίζεται εύκολα ως ο αριθμός των ετών που απαιτούνται ώστε τα καθαρά έσοδα της επένδυσης να εξισωθούν με το αρχικό της κόστος. Οι επιχειρήσεις σε καθεστώς ελεύθερης αγοράς χρησιμοποιούν τον απλό χρόνο επανείσπραξης ως εργαλείο προκαταρκτικής ανίχνευσης προκειμένου να εξετάσουν σε πρώτο στάδιο τις ποικίλες εναλλακτικές προτάσεις επενδύσεων: αφού μικρύνει το πλαίσιο των εναλλακτικών προτάσεων σε ένα εύχρηστο μέγεθος (συνήθως χρόνου επανείσπραξης περίπου 5-10 ετών), η επιχείρηση μπορεί τότε να διεξάγει την ανάλυση του "Εσωτερικού Ποσοστού Αποδόσεως" ή της "ΚΠΑ" με προεξόφληση των ετήσιων αναμενόμενων καθαρών ταμειακών ροών με σκοπό να ορίσει τις προτάσεις με τη μεγαλύτερη αξία. Στις κρατικά ελεγχόμενες επιχειρήσεις η μέθοδος του χρόνου επανείσπραξης του αρχικού κόστους επένδυσης χρησιμοποιείται ευρέως στις μικρές προαιρετικές επενδύσεις, ειδικά για τα ανταλλακτικά μέρη ή τις δραστηριότητες μετασκευής μιας επιχείρησης. Εναλλακτικά βέβαια, και για να ληφθεί υπόψη και η χρονική αξία του χρήματος, χρησιμοποιείται και ο "προεξοφλημένος χρόνος επανείσπραξης" με προεξόφληση των καθαρών εσόδων της επένδυσης στο έτος 0 περάτωσης υλοποίησης της επένδυσης. Μειονέκτημα της μεθόδου σε κάθε της παραλλαγή είναι φυσικά το ότι δεν λαμβάνει υπόψη τις καθαρές χρηματορροές της επένδυσης των ετών πέραν του έτους επανείσπραξης οπότε έτσι αγνοεί πιθανά σημαντικό μέρος της συνολικής αξίας της επένδυσης.

³ Στην Ελλάδα, όπως αναλύθηκε στον πρόλογο και στο κεφ. 1, κάτι τέτοιο δεν συμβαίνει ακόμα δεδομένης της δεσπόζουσας θέσης της ΔΕΗ στην αγορά ΗΕ παρόλες τις κατευθυντήριες γραμμές των σχετικών κοινοτικών οδηγιών.

απόδοσης, ΚΠΑ) στα πλαίσια του κινδύνου του κεφ. 1 είτε πολυκριτήρια με σκοπό σε κάθε περίπτωση την επίτευξη κερδοφορίας / αύξησης της αξίας της επιχείρησης εις το διηνεκές. Τέλος, κεντρικό άξονα της όλης συγκριτικής μελέτης του κεφαλαίου συνιστά η ανάλυση της συμπεριφοράς των διαφόρων εννοιών κόστους που παρουσιάζονται σε όλη την αλυσίδα αξίας (value chain) μίας σύγχρονης επιχείρησης ηλεκτρισμού καθώς και της διαχείρισης από αυτήν του κινδύνου, νέα συμπεριφορά κόστους που επηρεάζει άμεσα την επενδυτική αξιολόγηση καθιστώντας πλέον την προ απελευθέρωσης χρησιμοποιούμενη μέθοδο των "ελαχίστων απαιτήσεων εσόδων" αναποτελεσματική (το γιατί αποτελεί και το κεντρικό νόημα του κεφαλαίου).

4.1 Capital budgeting στο παλιό μονοπωλιακό καθεστώς επιχειρήσεων ηλεκτρισμού: η μέθοδος των ελαχίστων απαιτήσεων εσόδων

Η λειτουργούσα στο παλιό μονοπωλιακό καθεστώς κρατική επιχείρηση ηλεκτρισμού ήταν τόσο τυπικά όσο και ουσιαστικά κοινής ωφέλειας, γεγονός που σήμαινε ότι τα τιμολόγιά της, δηλαδή οι τελικές τιμές χρέωσης του ηλεκτρικού ρεύματος (της κιλοβατώρας) προς τον καταναλωτή, ρυθμιζονταν άμεσα από το κράτος με κοινωνικά κατά βάση κριτήρια στις χαμηλότερες δυνατές τιμές για μια αποδεκτή ποιότητα παροχής υπηρεσιών εξασφαλίζοντας παράλληλα στην επιχείρηση ένα αποδεκτό, οριζόμενο από την κυβέρνηση, ποσοστό απόδοσης επί του επενδυμένου κεφαλαίου (ROI). Για αυτές λοιπόν τις παλιές, κρατικά ελεγχόμενες επιχειρήσεις, η βασικότερη μέθοδος χρηματοοικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων παγίου κεφαλαίου και συνακόλουθα κατάρτισης του αντίστοιχου προϋπολογισμού τους ήταν η λεγόμενη "*μέθοδος των ελάχιστων απαιτήσεων εσόδων*" (στη διεθνή ορολογία αναφέρεται ως *Revenue Requirements Method, RRM* ^[μσ]), η οποία, θεωρούμενη ως μοναδική συναντώμενη αποκλειστικά στον κλάδο του ηλεκτρισμού, προϋποθέτει:

α) τέλεια ρυθμισμένη αγορά και αυστηρό μονοπώλιο, β) ανεξαρτησία του επιπέδου παραγωγής ΗΕ, του επενδυτικού κινδύνου και άρα του κόστους κεφαλαίου της επιχείρησης από την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία παραγωγής, γ) εγγυημένη ανάκτηση του αρχικού επενδυτικού κεφαλαίου από την ηλεκτρική επιχείρηση σε οποιαδήποτε περίπτωση επένδυσης επέκτασης της παραγωγικής της δυναμικότητας.

Οι *απαιτήσεις ελάχιστων εσόδων*, που ουσιαστικά ορίζονται ως τα απαιτούμενα από την επένδυση ελάχιστα έσοδα της επιχείρησης (required revenues) των οποίων η παρούσα αξία θα καλύπτει το κεφαλαιακό κόστος της αρχικής επένδυσης, το λειτουργικό κόστος της επένδυσης συν μία ελάχιστη αποδεκτή απόδοση επί του επενδεδυμένου κεφαλαίου, είναι σε τελική ανάλυση το άθροισμα δύο κονδυλίων κόστους:

α) των ετήσιων (σταθερών) κεφαλαιακών επιβαρύνσεων προς κάλυψη της αρχικής επενδυτικής δαπάνης (capital outlay) της καινούργιας επένδυσης, όπως πχ.:

κόστη απόσβεσης της επένδυσης, χρεωστικοί τόκοι δανείων (τραπεζικών ή ομολογιακών) για τη μερική χρηματοδότηση του έργου, απαιτήσεις απόδοσης επί της επένδυσης ιδίων κεφαλαίων των μετόχων της επιχείρησης, κόστος ασφαλειών παγίων, φόροι εισοδήματος αποδοτέοι ετησίως στο κράτος.

Στην ίδια κατηγορία ανήκουν και κόστη πέρα από αυτά που σχετίζονται άμεσα με την αρχική επενδυτική κεφαλαιακή δαπάνη απόκτησης των αναγκαίων παγίων (πχ. οικοπέδων, κτιρίων, μηχανολογικού εξοπλισμού) όπως τα κόστη της σχετιζόμενης έρευνας και ανάπτυξης (R & D) και της δημιουργίας της απαραίτητης υποδομής (πχ. δίκτυα μεταφοράς ΗΕ και οδικά δίκτυα) ή της σύνταξης μελετών και εφαρμογής έργων αποκατάστασης του περιβάλλοντος από τις πιθανές βλαβερές συνέπειες λειτουργίας του σταθμού παραγωγής.

Κατ' ουσία, θα μπορούσαμε να θεωρήσουμε αυτές τις σταθερές ετήσιες κεφαλαιακές επιβαρύνσεις ως το ετήσιο κόστος κατοχής (ή/και χρήσης στην περίπτωση leasing) για την επιχείρηση των σχετιζόμενων με την επένδυση παγίων, γεγονός που (δεδομένου ότι το ποσοστό των σταθερών επιβαρύνσεων ως προς την αρχική κεφαλαιακή δαπάνη ποικίλλει ετησίως, ήτοι βαίνει μειούμενο συνήθως καθώς η μονάδα "γερνάει") μας οδηγεί στον υπολογισμό της λεγόμενης "ισοσταθμισμένης ετήσιας σταθερής κεφαλαιακής επιβάρυνσης" (levelized capital related obligation^[10]) ως το ποσό ίδιας παρούσας αξίας με αυτήν της χρονοσειράς των μεταβαλλόμενων πραγματικών ετήσιων κεφαλαιακών επιβαρύνσεων (για περισσότερες λεπτομέρειες και σχετικό παράδειγμα βλέπε παρ. 2.1.2 κεφ. 2 σχετικά με τη μέθοδο του ετήσιου

ισοδυνάμου συνολικού κόστους "equivalent annual total cost method": $(κπα) = ΚΠΑ \left(\frac{r}{1 - (1+r)^{-n}} \right)$.

β) των ετήσιων λειτουργικών κοστών (operating costs/outlays) της καινούργιας επένδυσης, ήτοι κόστη που δεν θα υφίστανται εάν πάψει να λειτουργεί το ενεχόμενο πάγιο περιουσιακό στοιχείο της επένδυσης, πχ. ο σταθμός παραγωγής ΗΕ, όπως το κόστος καυσίμων, λειτουργίας και συντήρησης του σταθμού.

Γιατί όμως η μέθοδος RRM θεωρείται σήμερα εντός του νέου απελευθερωμένου πλαισίου της αγοράς ΗΕ παρωχημένη και αναποτελεσματική; Το ερώτημα αυτό προσπαθεί να απαντήσει η επόμενη παράγραφος επικεντρωνόμενη στα δύο βασικότερα μειονεκτήματά της RRM:

α) την αδυναμία της να μετρήσει επακριβώς τα κόστη και τις ωφέλειες για την επιχείρηση ηλεκτρισμού που συνδέονται με τις νέες υψηλές τεχνολογίες στο χώρο της ενέργειας και ειδικότερα των ΑΠΕ, οι

οποίες (υπό την πίεση του κοινωνικού ιστού για μείωση της περιβαλλοντικής μόλυνσης) εισέρχονται ολοένα και δυναμικότερα στο μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής της σύγχρονης ηλεκτρικής επιχείρησης.

β) την ανεπάρκειά της να αντικατοπτρίσει σωστά τον κίνδυνο που συσχετίζεται με διαφορετικές χρονοσειρές και αιτίες κόστους, καθώς η RRM δεν μπορεί να αναγνωρίζει πολλαπλούς "οδηγούς κόστους" (*cost drivers*) κατά την ανίχνευση προς απόδοση των διαφόρων πολλαπλών μη ανιχνεύσιμων αιτιών κόστους των νέων τεχνολογιών (πχ. ΓΒΕ) στη δραστηριότητα που πραγματικά τα προκαλεί.

4.2 Capital budgeting στο νέο απελευθερωμένο καθεστώς επιχειρήσεων ηλεκτρισμού στο πλαίσιο του σύγχρονου ευμετάβλητου διεθνούς επιχειρηματικού περιβάλλοντος και της υψηλής τεχνολογίας των ΑΠΕ: η στρατηγική προσέγγιση real options

Έχοντας ως βάση την αναφορά της τελευταίας παραγράφου της 5.1 στα γενικά μειονεκτήματα της μεθόδου RRM και γνωρίζοντας ότι η απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ έφερε στο προσκήνιο νέα ζητήματα στο χώρο του capital budgeting όπως:

α) τις επενδύσεις σε ολοκληρωμένα συστήματα εξοικονόμησης ενέργειας και διαχείρισης ζήτησης ενέργειας (Demand-Side Management, DMS systems της παραγράφου 1.7 κεφ. 1), και

β) την νέα επιχειρηματική δραστηριότητα της αγοράς και προμήθειας - μεταπώλησης της από τους μεγάλους παραγωγούς παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ανεξάρτητων εμπορικών επιχειρήσεων προς τον καταναλωτή,

μπορούμε τώρα να προχωρήσουμε ακόμη παραπέρα την ανάλυση της μεθόδου RRM (ουσιαστικά μίας μεθόδου προεξοφλημένων χρηματοροών, DCF method) αναφέροντας τα γενικά χαρακτηριστικά που αναδεικνύουν και τη μη καταλληλότητά της για την αξιολόγηση επενδύσεων ΑΠΕ σήμερα:

- α) Αναφέρεται σε συμβατικές (ήδη εξελιγμένες και όχι πλέον αναπτυσσόμενες) τεχνολογίες και επενδύσεις παγίων περιουσιακών στοιχείων όπου υφίσταται σαφής διαχωρισμός των περιόδων χρήσης και μη χρήσης του μηχανολογικού παραγωγικού εξοπλισμού (*use time, idle time*), οπότε μιλάμε για δυνατότητα ενός σαφούς επιμερισμού των γενικών βιομηχανικών εξόδων (ΓΒΕ) στην παραγόμενη κιλοβατώρα ηλεκτρικής ενέργειας της κάθε περιόδου λειτουργίας της επένδυσης.
- β) Στα πλαίσιά της RRM, το κόστος που λαμβάνεται υπόψιν στον υπολογισμό των καθαρών ετήσιων χρηματοροών χαρακτηρίζεται κυρίως ως άμεσο λειτουργικό (*direct operating cost*), το οποίο είναι ευκολότερο στον υπολογισμό και τον επιμερισμό του ανά μονάδα παραγόμενης κιλοβατώρας ενέργειας από το λεγόμενο "γενόμενο κεφαλαιακό κόστος" (*sunk capital cost*), που το συναντάμε περισσότερο στις ενεργειακές επενδύσεις των νέων τεχνολογιών των ΑΠΕ οι οποίες και είναι

εντάσεως κεφαλαίου, όπου το κεφαλαιακό αυτό κόστος λαμβάνει συνήθως τη μορφή αυθαιρέτως επιμεριζόμενων ετήσιων αποσβέσεων σύμφωνα με κάποια από τις αποδεκτές λογιστικά μεθόδους (πχ. σταθερά ή φθίνουσα), γεγονός που στα πλαίσια της RRM δεν επηρεάζει σημαντικά το μοναδιαίο κόστος παραγωγής κιλοβατώρας ΗΕ το οποίο και ως εκ τούτου για τις παλιές κρατικές επιχειρήσεις ηλεκτρισμού είναι εύκολα υπολογίσιμο. Στις επενδύσεις ΑΠΕ το κοστολογικό όφελος για την επιχείρηση φαίνεται να εντοπίζεται (βλ. [μδ] σελ. 199) στη μείωση τόσο των ΓΒΕ όσο και των περιφημων, ολοένα και σημαντικότερων στη σύγχρονη βιομηχανία, "κοστών συναλλαγής" (transaction costs⁴), ιδιαίτερα αυτών που σχετίζονται με τη συντήρηση του μηχανολογικού παραγωγικού εξοπλισμού και του κόστους αγοράς καυσίμων.

- c) Η απόσβεση του μηχανολογικού εξοπλισμού στα πλαίσια της RRM πηγάζει από το χρόνο χρήσης του ως αποτέλεσμα της φυσικής φθοράς του, η οποία επιφέρει ένα κόστος συντήρησης βάσει μίας δεδομένης εκ των προτέρων μονοσήμαντης σχέσης (πχ. μία εξαμηνιαία γενική συντήρηση της ατμοτουρμπίνας ενός ΑΗΣ έχει ένα συγκεκριμένο κόστος σε € αναπροσαρμοζόμενο ανά έτος με γνωστό τρόπο), οπότε ακολούθως υπολογίζονται σχετικά απλά και οι λογιστικές αποσβέσεις βάσει του χρόνου χρήσης του μηχανήματος (use / wear-out depreciation) καθώς και τα κόστη συντήρησης και λειτουργίας (κόστη "M & O": maintenance and operation costs).

Από την άλλη πλευρά, οι νέες ενεργειακές επενδύσεις στις ραγδαίως αναπτυσσόμενες τεχνολογίες των ΑΠΕ (όπου και ανήκει η αιολική ενέργεια που εξετάσαμε σε βάθος στο κεφ.2) έχουν τα παρακάτω κοστολογικά χαρακτηριστικά που σε αντιστοιχία με τα τρία παραπάνω της RRM, καθιστούν πλέον την εν λόγω μέθοδο αναποτελεσματική (βλ. [μδ] σελ. 197 - 198) για την αξιολόγηση επενδύσεων ΑΠΕ:

- a) Ασαφής διαχωρισμός των χρονικών περιόδων χρήσης και μη χρήσης του μηχανολογικού παραγωγικού εξοπλισμού (πχ. της ανεμογεννήτριας ή του φωτοβολταϊκού κυττάρου λόγω της μεγάλης στοχαστικότητας της ηλεκτροπαραγωγής από άνεμο ή ηλιακή ενέργεια) που συνεπάγεται και ασαφή επιμερισμό των γενικών βιομηχανικών εξόδων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (σε κιλοβατώρες) της κάθε περιόδου λειτουργίας.
- b) Τα εμπλεκόμενα στον υπολογισμό των καθαρών χρηματορροών κόστη είναι κυρίως τα έμμεσα λειτουργικά (πχ. γενικά έξοδα ΓΕ, ήτοι διοίκησης και πωλήσεων, και τα γενικά βιομηχανικά έξοδα ΓΒΕ) καθώς και τα "γενόμενα κεφαλαιακά", γεγονός που καθιστά πολύ δύσκολα

⁴ Τα κόστη αυτά εμφανίζονται στη μεταποιητική κυρίως βιομηχανία στις συναλλαγές που απαιτούνται για την ανταλλαγή πληροφοριών (πχ. τεχνολογίας) και υλικών προς υποστήριξη της παραγωγικής διαδικασίας, αποτελούν δε αυτά σύμφωνα με

υπολογίσιμο το μοναδιαίο κόστος παραγωγής κιλοβατώρας ΗΕ των επενδύσεων ΑΠΕ, αφού σε μία τέτοια εγκατάσταση (πχ. ένα αιολικό πάρκο ή έναν ηλιακό / αιολικό σταθμό, βλέπε και c παρακάτω) ο επιμερισμός πχ. των ΓΒΕ ανά παραγωγική δραστηριότητα μέσω της συνήθους μεθόδου της χρήσης αυθαιρέτων ποσοστών είναι εξαιρετικά επιρρεπής σε λάθη. Λύση στο σημείο αυτό (βλ. [μδ] σελ. 199) θα αποτελούσε η εφαρμογή *capital budgeting* στη βάση της νεωτεριστικής μεθόδου της λεγόμενης "κοστολόγησης κατά δραστηριότητα" (*ABC, Activity Based Costing*) η οποία και ανιχνεύει / αναγνωρίζει τους πολλαπλούς "οδηγούς κόστους" ανά δραστηριότητα και ουσιαστικά επιμερίζει με αποτελεσματικό τρόπο τα μη ανιχνεύσιμα κόστη (γενικά βιομηχανικά και γενικά έξοδα) στους πραγματικούς παράγοντες (*cost causal factors*) που τα προκαλούν, κοστολογώντας έτσι με ακρίβεια την παραγωγή ΗΕ σε σταθμούς ΑΠΕ οπότε και υπολογίζοντας σωστά τις εμπλεκόμενες χρηματοροές.

- c) Η απόσβεση του μηχανολογικού εξοπλισμού (η οποία στην περίπτωση των ΑΠΕ συνιστά το μεγαλύτερο ποσοστό ετήσιου κόστους καθώς το κόστος λειτουργίας και συντήρησης μίας τέτοιας παραγωγικής μονάδας είναι στις μέρες μας σχεδόν μηδενικό) δεν πηγάζει πλέον από το χρόνο χρήσης του ως αποτέλεσμα της φυσικής φθοράς του (*use / wear-out depreciation*), αλλά περισσότερο από τη χρονική απαξίωση της τεχνολογίας της επένδυσης (*time depreciation*) ως απόρροια των εμπλεκόμενων υψηλών ρυθμών τεχνολογικής ανάπτυξης που συνεπάγονται και αντιστρόφως μικρούς κύκλους ζωής του παραγωγικού εξοπλισμού παρόμοιους με αυτούς των προϊόντων υψηλής τεχνολογίας (πχ. μοντέλων ηλεκτρονικών υπολογιστών *Pentium* που μέσα σε 2 το πολύ χρόνια από την κυκλοφορία τους στην αγορά θεωρούνται πλέον παρωχημένα λόγω της ανάπτυξης γρηγορότερων υπολογιστικά και καλύτερων σε μνήμη και δυνατότητες νέων φθηνότερων μοντέλων *Pentium2*).

Δεδομένων λοιπόν των παραπάνω διαπιστώσεων, τα κοινώς αποδεκτά συστήματα κοστολόγησης (*cost accounting systems*) του γνωστικού πεδίου της διοικητικής λογιστικής και τα βασιζόμενα σε αυτά κλασσικά χρηματοοικονομικά μοντέλα επενδυτικής αξιολόγησης έχουν λίγα να προσφέρουν στην περίπτωση της αξιολόγησης επενδύσεων παγίου κεφαλαίου σε τεχνολογίες ΑΠΕ καθώς δεν μπορούν να στηρίξουν επαρκώς την εκεί διαδικασία λήψης επενδυτικών αποφάσεων, διαδικασία η οποία πρέπει εκ των πραγμάτων να ενσωματώσει και ένα τεράστιο αριθμό πολύπλοκων νεοεμφανιζόμενων τεχνικών παραμέτρων (συνήθως μεγεθών του αντικειμένου της Ηλεκτρικής Οικονομίας όπως πχ. συντελεστές

τεχνικής διαθεσιμότητας εγκατάστασης και λοιπές τεχνικές παράμετροι των πινάκων 6 και 7 του κεφ.2, βλέπε και παράγραφο 2.2 του ίδιου κεφαλαίου σχετικά με το προτεινόμενο ολοκληρωμένο τεχνικοοικονομικό μοντέλο για αξιολόγηση επενδύσεων σε αιολικά πάρκα) οι οποίες επηρεάζουν άμεσα την αποδοτικότητα της επένδυσης και άρα την αξία της εντός του πλαισίου του συνολικού χαρτοφυλακίου επενδύσεων της επιχείρησης.

Σε συνέχεια, τώρα, της παραγράφου 1.6 του κεφ. 1 της εργασίας, *θα ασχοληθούμε με το δεύτερο σημαντικότερο παράγοντα που θα πρέπει να ληφθεί υπόψιν κατά τη διαδικασία capital budgeting στις νέες επιχειρήσεις ηλεκτρισμού και ο οποίος είναι η διαχείριση του κινδύνου που εμπλέκεται στην επενδυτική απόφαση από πλευράς της επιχείρησης και ιδιαίτερα του συστηματικού κινδύνου ή κινδύνου της αγοράς, systematic ή market risk, που όπως αναπτύχθηκε ήδη στην παράγραφο 1.5 υφίσταται ιδιαίτερα έντονος στο χώρο των ενεργειακών επενδύσεων (ας αναλογισθούμε μόνον το πόσο οι τιμές της χρέωσης ΗΕ προς τον καταναλωτή επηρεάζονται από τη μεταβλητότητα (volatility) των λόγω πολιτικών γεγονότων διεθνών αυξομειώσεων των τιμών των κυριότερων συμβατικών καυσίμων που χρησιμοποιούνται στην ηλεκτροπαραγωγή όπως πχ. πετρελαίου, φυσικού αερίου και γαιάνθρακα).*

Η με σκοπό τον υπολογισμό της ΚΠΑ της επένδυσης χρήση από τη μέθοδο RRM του γνωστού μας μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου της επιχείρησης (WACC) ως ποσοστού προεξόφλησης των καθαρών αναμενόμενων ταμειακών ροών της συνιστά από μόνη της μία ενέργεια που αναγνωρίζει τον ίδιο συστηματικό κίνδυνο στα διαφορετικά προφίλ κινδύνου (όπως το ευμετάβλητο του κόστους των καυσίμων της ηλεκτροπαραγωγής) που επηρεάζουν τις χρηματοροές αυτές, γεγονός που υπερφορτώνει επίπλαστα με κίνδυνο επενδύσεις στις νέες (εντάσεως κεφαλαίου) τεχνολογίες των ΑΠΕ, οπότε στην πράξη το απαιτούμενο ποσοστό απόδοσης από τις επενδύσεις αυτές αυξάνει αδικαιολόγητα καθιστώντας τις συνήθως φαινομενικά μη αποδοτικές άρα και μη επιλέξιμες από τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού.

Από την άλλη πλευρά, η χρήση από τις επιχειρήσεις αυτές ποσοστών προεξόφλησης προσαρμοσμένων ως προς τον κίνδυνο (risk adjusted discount rates) βάσει του κινδύνου της αγοράς (δηλαδή κατάλληλη προσαρμογή του WACC βάσει του δεδομένου συντελεστή beta του CAPM που έχει υπολογισθεί για κάθε κλάδο ενεργειακής επενδυτικής δραστηριότητας όπως πχ. συμβατική ηλεκτροπαραγωγή ή από ΑΠΕ) βελτιώνει κάπως την όλη εικόνα καθώς έτσι αντικατοπτρίζεται πληρέστερα ο πραγματικός συστηματικός κίνδυνος που εμπλέκεται στις διαφορετικές κατηγορίες λειτουργικού κόστους της επένδυσης (όπως πχ. κόστος καυσίμων, σταθερό και μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, φόροι περιουσίας, εισοδήματος, καυσίμων και κόστος ασφαλειών) ^{[μδ] σελ. 200}.

Πρωτοποριακή στο χώρο του capital budgeting των σύγχρονων επιχειρήσεων ηλεκτρισμού μπορεί να θεωρηθεί και η εφαρμογή της γνωστής θεωρίας χαρτοφυλακίου (*portfolio theory*), η οποία συνίσταται στη δημιουργία από μέρους της επιχείρησης αποδοτικών⁵ (efficient) χαρτοφυλακίων επενδύσεων παγίου κεφαλαίου δεδομένων επιπέδων κινδύνου με σκοπό τη μεγιστοποίηση της απόδοσης του συνολικού χαρτοφυλακίου επενδύσεων για δεδομένο κίνδυνο ή την ελαχιστοποίηση του κινδύνου για δεδομένη απόδοση μέσα από την εκμετάλλευση του γεγονότος ότι η συνδιακύμανση (covariance) των αποδόσεων των μεμονωμένων επενδύσεων μπορεί να οδηγήσει το χαρτοφυλάκιό τους σε υψηλότερη συνολική απόδοση με μικρότερο σχετικά επιπρόσθετο κίνδυνο. Υπό αυτήν την έννοια, εντός του πλαισίου του χαρτοφυλακίου επενδύσεων παγίων μίας σύγχρονης επιχείρησης ηλεκτρισμού δεν έχει ιδιαίτερη σημασία πλέον ο μεμονωμένος (stand-alone) κίνδυνος του κάθε επενδυτικού project αλλά τελικά η συνεισφορά του κινδύνου του καθενός από αυτά στο συνολικό κίνδυνο του χαρτοφυλακίου αυτού. Πχ. η ενσωμάτωση εντός του χαρτοφυλακίου επενδύσεων παγίων συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ μίας υψηλής κεφαλαιακά επένδυσης σε αιολικό πάρκο σε κάποιο μη διασυνδεδεμένο νησί μπορεί (πέρα από την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του τοπικού δικτύου) να οδηγήσει σε υψηλότερα επίπεδα τη συνολικότερη απόδοση του χαρτοφυλακίου επενδύσεων σταθμών παραγωγής της επιχείρησης στη βάση ενός ελάχιστου αποδεκτού ποσοστού κινδύνου, εάν αναλογισθούμε την απεξάρτηση που ένας τέτοιος αιολικός σταθμός θα επέφερε στη ΔΕΗ σχετικά με το κυρίως εισαγόμενο πετρέλαιο του ντιζελοκίνητου σταθμού παραγωγής που θα αντικαθιστούσε.

Κλείνουμε το κεφάλαιο αγγίζοντας απλά τη σύγχρονη στρατηγική προσέγγιση επί του "capital budgeting" (ο διεθνής όρος χρησιμοποιείται λόγω της ευρείας διάδοσής του) εντός του νέου "έντονα ανταγωνιστικού" επιχειρηματικού περιβάλλοντος υψηλής τεχνολογίας της ελεύθερης διεθνούς αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (βλ. [μδ]), *την προσέγγιση real options που προσφέρεται για ενσωμάτωση σε ένα μοντέλο πολυκριτήριας ανάλυσης αποφάσεων εκ μέρους της επιχείρησης :*

Σε αυτό το περιβάλλον και ενώ, όπως εξηγήθηκε αμέσως παραπάνω, μέθοδοι αξιολόγησης επενδύσεων παγίου κεφαλαίου σαν την RRM καθίστανται πλέον εκ των πραγμάτων παρωχημένες και αναποτελεσματικές να μετρήσουν την αξία των επενδύσεων σε ΑΠΕ, η ηλεκτρική ενέργεια

⁵ Ως γνωστόν από τη θεωρία του χαρτοφυλακίου, αποδοτικό θεωρείται ένα χαρτοφυλάκιο (πχ. χρεογράφων: μετοχών, ομολόγων) όταν για δεδομένο κίνδυνο (ήτοι τυπική απόκλιση απόδοσης σ) παρέχει τη μέγιστη απόδοση (R) ή όταν για δεδομένη απόδοση προϋποθέτει το μικρότερο κίνδυνο. Στο χώρο των επιχειρήσεων η θεωρία χαρτοφυλακίου βρίσκει εφαρμογή ως "portfolio of generating assets", ήτοι χαρτοφυλάκιο επενδύσεων παγίων περιουσιακών στοιχείων το οποίο και συνιστά το επενδυτικό πρόγραμμα της επιχείρησης.

μετασχηματίζεται βαθμιαία από ένα προϊόν προοριζόμενο για ομογενείς αγορές με καταναλωτές ίδιων ή παρόμοιων αναγκών (όπου το κόστος αντιπροσωπεύεται αξιόπιστα από μία απλή σχέση € / κιλοβατώρα) σε ένα προϊόν προοριζόμενο για καταναλωτές πολλαπλών διαφορετικών και αρκετές φορές εξατομικευμένων / ειδικών αναγκών (όπως συμβαίνει πλέον στην αγορά της κινητής τηλεφωνίας) πχ:

α) βιομηχανικοί καταναλωτές υψηλών απαιτήσεων αξιοπιστίας και αδιάλειπτης παροχής υπηρεσιών δικτύου (grid service), β) οικιακοί καταναλωτές υψηλών απαιτήσεων αποκεντρωμένων on-line υπηρεσιών, γ) νέοι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των νεοεισερχόμενων στην αγορά ηλεκτροκίνητων, οικολογικών, υβριδικών αυτοκινήτων του μέλλοντος (βλέπε website Toyota, www.toyota.com), για τους οποίους θα πρέπει να δημιουργηθούν "πρατήρια ΗΕ" κατ' αντιστοιχία των σημερινών πρατηρίων υγρών καυσίμων.

Υπό αυτές τις ραγδαίως εξελισσόμενες συνθήκες της αγοράς και την πίεση της οργανωμένης κοινωνίας και των καταναλωτών των ανεπτυγμένων χωρών για ολοένα "καθαρότερες", ελεγχόμενες περιβαλλοντικά μορφές ενέργειας και συνακόλουθα ορθολογικά αξιολογούμενα προγράμματα επενδύσεων που θα αξιοποιούν στο έπακρο το ενεργειακό δυναμικό της κάθε χώρας μέσα από ευρύτερες συνεργασίες τύπου ολοκληρωμένης αγοράς ευρωπαϊκής ένωσης, η προσέγγιση αξιολόγησης των νέων ενεργειακών επενδύσεων και δη των ΑΠΕ στη βάση των "real options" (βλ. [κζ]) αποτελεί τελικά σήμερα τη μόνη στρατηγική προσέγγιση capital budgeting, καθώς αναδεικνύει την πραγματική αξία τέτοιων επενδύσεων πέρα από κάθε αυστηρά ποσοτικοποιημένη ανάλυση οποιουδήποτε παραδοσιακού μοντέλου προεξοφλημένων χρηματορροών (πχ. ΚΠΑ, Εσωτερικό Ποσοστό Απόδοσης, RRM). Και εξηγούμε (σε συνέχεια της πρώτης παραγράφου της σελ. 23 παρ. 1.2 κεφ. 1 παρούσης καθώς και της σχετικής αναφοράς [κζ]) το γιατί :

Οι παραδοσιακές μέθοδοι capital budgeting βάσει προεξοφλημένων χρηματορροών και δη η RRM (η οποία όπως εξηγήθηκε στην παρ. 5.1 δεν είναι τίποτε άλλο από την εμπορική ονομασία της μεθόδου ετήσιου ισοδύναμου συνολικού κόστους, βλ. παρ. 2.1.2 της παρούσης, ειδικά για το χώρο των παλιών μονοπωλιακών επιχειρήσεων ηλεκτρισμού) ποσοτικοποιούν την κάθε επένδυση παγίου κεφαλαίου ως μία χρονοσειρά αναμενόμενων οφελών και κοστών αποδεχόμενες ένα και μοναδικό αυστηρό σενάριο καθορισμού των σχετικών ετήσιων χρηματορροών καθόλη τη διάρκεια της λειτουργικής της ζωής, αδυνατώντας έτσι να υπολογίσουν, έστω και να εκτιμήσουν, την αξία της *ευελιξίας (flexibility, adaptability^(μσ))* της επένδυσης, δηλαδή της πιθανότητας να προκύψουν για την επιχείρηση μέσα από την υλοποίηση της συγκεκριμένης επένδυσης πέρα από τις προβλεπόμενες χρηματορροές και περαιτέρω νέες επενδυτικές ευκαιρίες (real options, όπως πχ, η είσοδος της εταιρίας σε νέες αγορές, market

niches, με νέα προϊόντα), οι οποίες όντας απρόβλεπτες κατά τη χρονική στιγμή αξιολόγησης της επένδυσης δεν μπορούν να ποσοτικοποιηθούν εξ αρχής στη βάση οφέλους - κόστους - χρηματορροών και άρα δεν μπορούν να προεξοφληθούν⁶ και να προσμετρηθούν στην ΚΤΑ της επένδυσης.

Συγκεκριμενοποιώντας για την περίπτωση των σύγχρονων ανταγωνιστικών επιχειρήσεων ηλεκτρισμού, αυτά τα real options (βλ. πίνακα 21, προσαρμογή από [κζ] σελ. 23 - 24) ενεργειακών επενδύσεων πχ. σε τεχνολογίες ΑΠΕ όπως τα αιολικά πάρκα σημαίνουν απλά ότι επενδύοντας σε αυτές τις νέες τεχνολογίες (που αργά ή γρήγορα θα αντικαταστήσουν τις ρυπογόνες, επικρατούσες σήμερα, τεχνολογίες συμβατικών καυσίμων) η επιχείρηση επενδύει, πέρα από οποιαδήποτε ποσοτικοποιημένα / προεξοφλημένα πρόσκαιρα ή μη χρηματοοικονομικά οφέλη, στο δικαίωμά της να παραμείνει επάνω στη λεγόμενη 'καμπύλη εμπειρίας' (learning curve⁷, βλ. [μδ] σελ. 201) της εν λόγω υψηλής τεχνολογίας και να μπορέσει έτσι να διατηρήσει - επαυξήσει τη δυνατότητά της να επωφεληθεί από την επένδυση αυτή σε δεδομένη μελλοντική στιγμή όταν θα ασκήσει το εν λόγω option / δικαίωμά της (Baldwin & Clark, 1992, βλ. [μδ] σελ. 201).

<u>Τύπος real option</u>	<u>Σύντομη Περιγραφή</u>
1. Option μετάθεσης (ή "option to wait")	Η διοίκηση επενδύει στην πιθανότητα του να αποφασίζει εάν θα πραγματοποιήσει την επενδυτική δαπάνη σε μία μεταγενέστερη ευνοϊκότερη χρονική στιγμή (πχ. Αμερικανικό call option)
2. Option "χτισίματος χρόνου" (build-up time) ή βαθμωτής (modular) υλοποίησης της επένδυσης	Η υλοποίηση της επένδυσης χωρίζεται σε στάδια διακριτών δαπανών οπότε δίνεται το δικαίωμα στη διοίκηση να εξετάζει μετά το πέρας του κάθε σταδίου το εάν πληρούνται τα κριτήρια εισόδου στο επόμενο στάδιο, ούτως ώστε ανάλογα να προχωρήσει στις προβλεπόμενες κεφαλαιακές δαπάνες (πχ. μικτό Ευρωπαϊκό call option). Η διαφορά αυτού του option με το παρακάτω option 4 έγκειται στο ότι το πρώτο δεν εμπεριέχει την πιθανότητα πώλησης περιουσιακών στοιχείων για την απόκτηση της υπολειμματικής αξίας.
3. Option αλλαγής της λειτουργικής κλίμακας (επέκταση, outsourcing, κλείσιμο, επανεκκίνηση)	Η διοίκηση έχει τη δυνατότητα να αυξήσει ή μειώσει τις λειτουργίες που σχετίζονται με την επένδυση (πχ. Αμερικανικό call up-scale option ή put down-scale option)

⁶ Η μοντελοποίηση της αξίας των real options κατά την αξιολόγηση της αποδοτικότητας μίας επένδυσης παγίου κεφαλαίου (πχ. μοντέλο Black - Scholes, διωνυμικής ανάλυσης βλ. [κζ]) θα αποτελούσε πιθανότατα ένα πολύ ενδιαφέρον θέμα περαιτέρω έρευνας διότι ουσιαστικά θα υπολόγιζε την "προσαρμοσμένη ΚΠΑ" της επένδυσης στη βάση της μαθηματικής εκτίμησης ως προς την αξία της ευελιξίας υλοποίησης της επένδυσης (βλ. [κζ] σελ. 11): $KPA_{\text{συνολική}} = KPA_{\text{επένδ.}} + (\text{Αξία real options επένδυσης})$.

⁷ Η "καμπύλη εμπειρίας" αποτελεί ένα σύγχρονο εργαλείο στρατηγικής των επιχειρήσεων (βλ. [ιβ]) το οποίο εν ολίγοις συνδέει υπό μορφή διαγράμματος τα οφέλη που προκύπτουν από την εμπειρία (έτη) δραστηριοποίησης της επιχείρησης στην παραγωγή του προϊόντος με το συνολικό (κυρίως το μοναδιαίο) κόστος παραγωγής. Τα οφέλη αυτά συνίστανται κυρίως σε εμπειρία τεχνολογίας μεταφραζόμενη σε οικονομίες κλίμακας και οικονομίες εύρους. Οι τελευταίες αναφέρονται στα πλεονεκτήματα που προκύπτουν για μία τεχνολογία Α (πχ. αιολική ενέργεια) από επενδύσεις σε μία συγγενή τεχνολογία Β (πχ. ηλιακή ενέργεια) λόγω της εκμετάλλευσης των οφελών από την επένδυση Β στη βάση της διασύνδεσης / συσχετισμού των δύο τεχνολογιών (πχ. υβριδικός αιολικός - ηλιακός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας).

4. Option εγκατάλειψης της επένδυσης έναντι απόκτησης της υπολειμματικής της αξίας	Η διοίκηση διατηρεί τη δυνατότητα να εγκαταλείψει τις σχετιζόμενες με την επένδυση λειτουργίες και να πουλήσει όλα τα ενεχόμενα περιουσιακά στοιχεία για να αποκτήσει την υπολειμματική αξία (πχ. Αμερικανικό put option με τιμή άσκησης του δικαιώματος την υπολειμματική αξία)
5. Option εναλλαγής (εισορών ή εκροών)	Η διοίκηση διατηρεί τη δυνατότητα να εναλλάξει πχ. τα κόστη των υλικών ή της παραγωγής ανάμεσα στα διάφορα εργοστάσια της επιχείρησης (πχ. μικτό Αμερικανικό call ή put option)
6. Option ανάπτυξης	Η διοίκηση διατηρεί τη δυνατότητα να επεκτείνει τις λειτουργίες κατά την εξέλιξη της επένδυσης (πχ. μικτό Αμερικανικό ή Ευρωπαϊκό call option)
7. Μικτά options (options επάνω στα options)	Options που παρέχουν στην επιχείρηση επιπρόσθετα options αναφορικά με μία μελλοντική απόφαση (πχ. επενδύσεις R & D υλοποιούμενες σε στάδια)
8. Options "ουράνιο τόξο"	Options με πολλαπλές πηγές αβεβαιότητας, από τα συχνότερα στη σημερινή επιχειρηματική πρακτική (πχ. η ανάπτυξη νέου προϊόντος ενέχει πολλαπλούς κινδύνους: τεχνολογικό, κίνδυνο αγοράς, κίνδυνο διοίκησης κτλ)
9. Πολλαπλώς αλληλοεπιδρώντα Options	Τα συχνότερα στη σημερινή επιχειρηματική πρακτική, όπου μία επένδυση ενέχει για την επιχείρηση έναν αρκετά μεγάλο αριθμό real options που συσχετίζονται είτε αρνητικά είτε θετικά είτε συνδυαστικά οπότε η επίδρασή τους στην αξιολόγηση της επένδυσης δεν είναι αθροιστική

Πίνακας 21: τα διάφορα είδη real options που συναντώνται στην πράξη (οι αντιστοιχίες με τα χρηματοοικονομικά options γίνεται για λόγους επιστημονικής πληρότητας αφού από εκεί ξεκίνησε η έννοια των real options)

Σε σχέση λοιπόν με τον πίνακα 21 και για να δοθεί στον αναγνώστη μία πιο πρακτική εικόνα, εντοπίζουμε παρακάτω τα real options των επενδύσεων σε ΑΠΕ ^{μδ}, όπως τα αιολικά πάρκα που εξετάσαμε στα κεφ. 2 και 3 και οι υβριδικόι σταθμοί ΑΠΕ της παρ. 3.3 :

α) Option βαθμωτής (modular) υλοποίησης της επένδυσης: Το real option αυτό δεν υφίσταται στα πλαίσια των επενδύσεων στους πολλών Mw γιγαντιαίους ατμοηλεκτρικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής συμβατικών (πετρέλαιο, λιγνίτης, φυσικό αέριο) ή πυρηνικών καυσίμων, οι επενδύσεις στους οποίους υλοποιούνται συνήθως ως μεγάλα δημόσια έργα υποδομής σε πλήρη κλίμακα σε συγκεκριμένο τόπο και χρόνο, καθώς μιλάμε για μεγάλα "εργοστάσια βάσης" που μελετούνται να εξυπηρετήσουν συγκεκριμένη ζήτηση φορτίου σε ορισμένο δίκτυο (όπως αυτά είχαν προδιαγραφεί κατά το στάδιο της επενδυτικής μελέτης) και η επέκταση των παραγωγικών τους μονάδων εάν αυξηθεί η ζήτηση είναι χρονοβόρα και δαπανηρή συνιστώντας συνήθως νέα επένδυση - νέο μεγάλο δημόσιο έργο. Αντιθέτως, η επένδυση σε ένα αιολικό πάρκο ενός μικρού μεγέθους Mw μπορεί να συντελείται βαθμιαία καθώς το τοπικό δίκτυο (πχ. του νησιωτικού συγκροτήματος που θα καλύπτει) επεκτείνεται οπότε και οι ανεμογεννήτριες θα εγκαθίστανται γεωγραφικά σε ολοένα και μεγαλύτερη περιοχή με ελεγχόμενο ρυθμό από την αξιολογούσα την επένδυση σε κάθε στάδιο επιχείρηση, γεγονός που την καθιστά ικανή να προχωρήσει ή αναβάλλει την υλοποίηση της επένδυσης ανάλογα με τις προκύπτουσες καθοδόν μεταβολές της ζήτησης φορτίου της περιοχής, οπότε κρατούνται σε ελεγχόμενο επίπεδο και τα τεράστια κόστη συναλλαγής

(transaction costs της υποσημείωσης 4 του παρόντος κεφαλαίου) που εμπλέκονται με την μελέτη και κατασκευή σταθμών ηλεκτροπαραγωγής μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος.

β) Οption εγκατάλειψης της επένδυσης έναντι απόκτησης της υπολειμματικής της αξίας :

Η επιχείρηση ηλεκτρισμού που επενδύει σε σταθμούς ΑΠΕ διατηρεί το δικαίωμα να εγκαταλείψει την επένδυση κατά την πορεία υλοποίησης σε οποιοδήποτε στάδιο αυτή κριθεί ζημιογόνα, οπότε και μπορεί να αποφασίσει να την πωλήσει στην υπολειμματική της αξίας (salvage value), η οποία στο χώρο των επενδύσεων ΑΠΕ είναι συνήθως αρκετά μεγαλύτερη ως ποσοστό της αρχικής κεφαλαιακής επένδυσης από την αντίστοιχη των συμβατικών τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής (πχ. λιγνιτικοί ΑΗΣ), γεγονός που επιτρέπει στις επιχειρήσεις ΑΠΕ να υφίστανται συνήθως λιγότερα "γενόμενα κόστη" (sunk costs) και άρα λιγότερο κίνδυνο από αυτές που επενδύουν στις λιγότερο ευέλικτες συμβατικές τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής, η υπολειμματική αξία των οποίων είναι τις περισσότερες φορές αρνητική λόγω κυρίως του πεπαλαιωμένου της τεχνολογίας παραγωγής που την καθιστά μη αποδοτική με την πάροδο των ετών.

γ) Οption μετάθεσης υλοποίησης της επένδυσης (ή "option to wait") σε μελλοντική ευνοϊκότερη

οικονομικά χρονική στιγμή. Ιδιαίτερα σημαντικό option^[μδ] εάν ληφθεί υπόψιν και η σημερινή τάση συνεχούς ετήσιας μείωσης του κόστους απόκτησης των υψηλών τεχνολογιών που σχετίζονται με τις ΑΠΕ, πχ. ex-works τιμή ανεμογεννητριών και ηλιακών συλλεκτών και συναφών αυτοματισμών ελέγχου, γεγονός που παρέχει στις επιχειρήσεις ΑΠΕ τη δυνατότητα να υλοποιούν τέτοιες επενδύσεις με ευέλικτο τρόπο θέτοντας τις βάσεις για ανάπτυξη πλήρους κλίμακας ακριβώς όταν τα κόστη του μηχανολογικού εξοπλισμού μειωθούν σε βαθμό που κάτι τέτοιο θα τους συμφέρει σε σχέση με τα αντίστοιχα λειτουργικά κόστη των ανταγωνιστριών τους που χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα.

Το συγκεκριμένο option καθίσταται ιδιαίτερα επίκαιρο στις μέρες μας με τις συνεχείς απρόβλεπτες αυξήσεις των τιμών των υγρών καυσίμων λόγω αστάθμητων πολιτικών γεγονότων και πολέμων καθώς μπορεί να εξασκηθεί από την ηλεκτρική επιχείρηση και σε δεδομένη χρονική όπου το λειτουργικό κόστος των σταθμών συμβατικών καυσίμων θα έχει τοιουτοτρόπως αυξηθεί τόσο πολύ που θα καθιστά ανταγωνιστική την ηλεκτροπαραγωγή σε αποκεντρωμένους σταθμούς ΑΠΕ.

Κεφάλαιο 5°: Επίλογος - Γενικά Συμπεράσματα - Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία προσπαθήσαμε να αναπτύξουμε τόσο σε θεωρητικό όσο και σε πρακτικό επίπεδο (μέσα από case studies και τεκμηριωμένες αναφορές στο γενικότερο γνωστικό αντικείμενο του capital budgeting) τους παρακάτω σημαντικούς άξονες θεμάτων του χώρου των ενεργειακών επενδύσεων (και δη των αιολικών - εν γένει των ΑΠΕ):

1. Ανάλυση της σύγχρονης απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρισμού και του θεσμικού της πλαισίου σε Ελλάδα και ΕΕ.
2. Οι επιπτώσεις της απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρισμού στην αξιολόγηση της αποδοτικότητας των ενεργειακών επενδύσεων εντός του σχετικού πλαισίου επενδυτικού κινδύνου (μέσα από εξέταση των case studies του Ηνωμένου Βασιλείου, της πολιτείας της Καλιφόρνια των ΗΠΑ και των απόψεων της Διεθνούς Επιτροπής Ενέργειας).
3. Ανάλυση του ενεχόμενου κινδύνου των ενεργειακών επενδύσεων και τρόποι διαχείρισής του (πχ. διαχείριση πιστωτικού κινδύνου, προγράμματα διαχείρισης ζήτησης ΗΕ με την πολιτική της δυναμικής τιμολόγησής της).
4. Σύγκριση της αγοράς ηλεκτρισμού με τις χρηματοδοτικές αγορές .
5. Η χρονική εξέλιξη της χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας της αγοράς αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα κατά την 20ετία 1985 - 2005 στη βάση ολοκληρωμένου, χρονικά εξαρτώμενου μοντέλου αξιολόγησης επενδύσεων παραγωγής ΗΕ σε αιολικά πάρκα με κριτήρια το χρόνο επανείσπραξης της αρχικής επένδυσης (PBP) και το δείκτη ωφέλειας - κόστους (BCR).
6. Πλήρης ανάπτυξη του παραπάνω τεχνικοοικονομικού μοντέλου PBP - BCR υπό το πρίσμα του υπάρχοντος θεσμικού πλαισίου επιδοτήσεων στη χώρα μας και της χρονικής εξέλιξης των παραμέτρων του από το 1980 καθώς και εφαρμογή του στα νησιά του Αιγαίου, την Κρήτη και επιλεγμένες περιοχές της ηπειρωτικής ενδοχώρας.
7. Γενική επισκόπηση της χρηματοοικονομικής βιωσιμότητας του κρατικού προγράμματος αξιοποίησης αιολικής ενέργειας κατά την περίοδο 1985 - 2001 στη βάση του προτεινόμενου μοντέλου PBP - BCR και εντός του πλαισίου της πρόσφατης απελευθέρωσης αγοράς ΗΕ

8. Μέθοδος του ετήσιου ισοδυνάμου συνολικού κόστους (equivalent annual total cost method: (κπα)) για την αξιολόγηση αμοιβαίως αποκλειόμενων ενεργειακών επενδύσεων παγίου κεφαλαίου διαφορετικής λειτουργικής ζωής
9. Δύο case studies (i. ενός αιολικού πάρκου σε τρεις διαφορετικές τοποθεσίες της Θράκης-Σαμοθράκης, ii. ενός υβριδικού ηλιακού - αιολικού σταθμού συμπαραγωγής θερμότητας - ηλεκτρισμού με σκοπό την εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας τυπικού νοικοκυριού στην Ξάνθη) αξιολόγησης αιολικών επενδύσεων παραγωγής ΗΕ στην Ελλάδα εντός του πλαισίου επενδυτικών κινήτρων του ισχύοντος αναπτυξιακού νόμου (N2601/98).
10. Λειτουργία των εγχώριων νόμων ΑΠΕ και του αναπτυξιακού νόμου περί κινήτρων ιδιωτικών επενδύσεων στο γενικότερο πλαίσιο αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων με άξονα την αύξηση της αποδοτικότητάς τους. Προσέγγιση "cost-benefit analysis" της ΕΕ επί των επενδύσεων ηλεκτροπαραγωγής για επιδοτήσεις τους από τα κοινοτικά πλαίσια στήριξης.
11. Η Πολυκριτήρια Ανάλυση ως η προτεινόμενη γενικά λύση για την ολοκληρωμένη αξιολόγηση των ενεργειακών επενδύσεων παγίου κεφαλαίου σε αιολικά πάρκα εντός της σύγχρονης απελευθερωμένης αγοράς ΗΕ με γνώμονα της επενδυτικής απόφασης τη διαχείριση του περιβαλλοντικού κόστους.
12. Το "Capital budgeting" των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού στο παλιό κρατικό-μονοπωλιακό καθεστώς (μέθοδος των ελαχίστων απαιτήσεων εσόδων) και στο νέο απελευθερωμένο ανταγωνιστικό διεθνοποιημένο περιβάλλον (προσέγγιση real options στα πλαίσια της πολυκριτήριας ανάλυσης).

Κεντρικά συμπεράσματα της όλης τεκμηριωμένης μελέτης αποτέλεσαν τα παρακάτω:

α. Υπό το πρίσμα των απαιτούμενων μεσο-μακροπρόθεσμα γιγαντιαίων επενδυτικών δαπανών εκσυγχρονισμού των δραστηριοτήτων της παραγωγής / μεταφοράς / διανομής / προμήθειας ΗΕ, η πρόσφατη απελευθέρωση της αγοράς ΗΕ συνιστά εξέλιξη αμφιλεγόμενων επιπτώσεων τόσο στα χρηματοοικονομικά των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού όσο στις οικονομίες των κρατών που τη βιώνουν, ενώ προς το παρόν φαίνεται να ευνοεί περισσότερο τις πρώτες εις βάρος των καταναλωτών λόγω της αυξητικής τάσης των τιμολογίων ΗΕ στα πλαίσια της απορύθμισης της αγοράς που προβλέπεται τελικά να επιφέρει. Μακροχρόνια, και πέρα από το στόχο της αξιοποίησης των "καθαρών περιβαλλοντικά"

ΑΠΕ σε πορεία βαθμιαίας υποκατάστασης των ρυπογόνων και με ημερομηνία λήξης συμβατικών μορφών ενέργειας όπως το πετρέλαιο, η καθοδήγηση των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας προς πιο αποδοτικές και αποτελεσματικές οικονομικά λύσεις με μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας και ορθολογικού καταμερισμού της κατανάλωσης για την ικανοποίηση των αναγκών τους θα αποτελέσει πρωταρχικό στρατηγικό στόχο των επιχειρήσεων στο χώρο του ηλεκτρισμού. Η επίτευξη του στόχου αυτού θα οδηγήσει μαθηματικά στη βελτίωση τόσο της ενεργειακής απόδοσης των τελικών καταναλωτών όσο και της κερδοφορίας των επιχειρήσεων ηλεκτρισμού, συνεπικουρώντας τα μέγιστα προς τον απώτερο σκοπό της συνεχούς βελτίωσης του επιπέδου ζωής των ανεπτυγμένων χωρών μέσα από την εκ νέου ανάδειξη του κοινωνικού χαρακτήρα του αγαθού της ηλεκτρικής ενέργειας.

β. Η κλιμάκωση της διείσδυσης της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ (και δη στα αιολικά πάρκα ή σε υβριδικές εγκαταστάσεις ΑΠΕ όπως αιολικούς - ηλιακούς σταθμούς) στο ενεργειακό προφίλ της χώρας, γεγονός που θα την καταστήσει ενεργειακά αυτάρκη, τελεί σε άμεση συνάρτηση με την αποτελεσματική αξιολόγηση της αποδοτικότητας των ενεχόμενων επενδύσεων παγίου κεφαλαίου των σταθμών παραγωγής καθώς και με την ένταξη του σχετικού μακροπρόθεσμου επενδυτικού σχεδιασμού εντός ενός γενικότερου πλαισίου αναβάθμισης του εγχωρίου δικτύου μεταφοράς ΗΕ, από τη δυναμικότητα του οποίου και περιορίζεται η εν λόγω υποτυπώδης προς το παρόν διείσδυση παρά τις ευνοϊκές ρυθμίσεις του νομικού πλαισίου των ΑΠΕ. Το σημερινό καθεστώς επενδυτικών κινήτρων των επιδοτήσεων του αναπτυξιακού νόμου και των κοινοτικών πλαισίων στήριξης δεν αποτελεί πανάκεια για την ιδιωτική επιχείρηση που σκοπεύει να ανταγωνισθεί τη δεσπόζουσα στον κλάδο (και έχουσα πολύ μικρότερα κόστη παραγωγής και διάθεσης) ΔΕΗ διότι και πάλι απαιτεί εκ μέρους της πρώτης ορθολογικό capital budgeting, διαδικασία την οποία δεν μπορεί να φέρει πλέον σε πέρας η παλιότερη μέθοδος των ελαχίστων απαιτήσεων εσόδων ούτε ίσως και από μόνο του οποιοδήποτε μοντέλο προεξοφλημένων χρηματοροών στη λογική της ΚΠΑ.

γ. Η αποτελεσματική αξιολόγηση της αποδοτικότητας των επενδύσεων παγίου κεφαλαίου στις νέες υψηλές τεχνολογίες των ΑΠΕ σε ποσοτικοποιημένους όρους αξίας απαιτεί σε πρώτη φάση τη διαμόρφωση και εφαρμογή ολοκληρωμένων τεχνικοοικονομικών μοντέλων (όπως αυτού του κεφ. 2 για τα ελληνικά αιολικά πάρκα στη βάση των κριτηρίων PBP - BCR) ευρισκόμενων στα όρια των γνωστικών αντικειμένων της Ηλεκτρικής Οικονομίας και της Χρηματοοικονομικής Διοίκησης, μοντέλων που θα λαμβάνουν υπόψιν τόσο τη στοχαστική μεταβολή του ηλεκτροπαραγωγικού δυναμικού των ΑΠΕ (πχ. αιολικό δυναμικό της προς αξιοποίηση περιοχής) καθώς και όλων των τεχνικών παραμέτρων μίας

παραγωγικής εγκατάστασης ΑΠΕ όσο και την καταλληλότητα του δικτύου μεταφοράς - διανομής ΗΕ όπως επίσης και το ευνοϊκό θεσμικό πλαίσιο των επενδυτικών κινήτρων.

Ένα τέτοιο μοντέλο ως μέρος μίας γενικότερης αντίληψης πολυκριτήριας ανάλυσης επενδυτικών αποφάσεων με ενσωμάτωση της στρατηγικής προσέγγισης *real options* της επένδυσης είναι ικανό να αναδείξει την πλήρη αξία των επενδύσεων σε ΑΠΕ και να τις καταστήσει τελικά ελκυστικές για τις επιχειρήσεις ηλεκτρισμού, τη στιγμή που σήμερα οι εν λόγω επενδύσεις θεωρούνται γενικά μη αποδοτικές λόγω κυρίως του μεγάλου αρχικού τους κόστους σε σχέση με τους συμβατικούς σταθμούς και της εκ μέρους των επιχειρήσεων προεξόφλησης των αναμενόμενων καθαρών χρηματοροών τους με αδικαιολόγητα υψηλά προσαρμοσμένα ως προς τον κίνδυνο ποσοστά προεξόφλησης.

Περαιτέρω διερεύνησης στο χώρο των ενεργειακών επενδύσεων σε ΑΠΕ άπτεται η ενσωμάτωση της στρατηγικής προσέγγισης *real options* εντός των πλαισίων της πολυκριτήριας ανάλυσης στα σημεία που αυτή διαμορφώνει μία ευέλικτη και πιο ρεαλιστική θεώρηση της διαδικασίας λήψης επενδυτικών αποφάσεων ενταγμένης πάντοτε στο ευρύτερο πλαίσιο της στρατηγικής της επιχείρησης:

αναγνώριση δηλαδή του ότι μία επένδυση παγίων μπορεί να μετατεθεί χρονικά στην υλοποίησή της ή να αναδιρθρωθεί καθώς οι συνθήκες του εσωτερικού και εξωτερικού περιβάλλοντος εξελίσσονται δυναμικά με σκοπό τη μεγιστοποίηση της αξίας της για την επιχείρηση, καθώς και του ότι το *management* οφείλει να διατηρεί τον ενεργό του ρόλο ως λήπτη αποφάσεων προς όφελος της επιχείρησης ενόσω το επενδυτικό πρόγραμμα εξελίσσεται.

Ο συνδυασμός της (περισσότερο ποιοτικής και δυναμικής) προσέγγισης *real options* με την (περισσότερο ποσοτική και στατική) DCF ανάλυση του τεχνικοοικονομικού μοντέλου PBP - BCR του κεφ. 2 σε ένα ολοκληρωμένο μοντέλο (η μελέτη του οποίου συνιστά αντικείμενο μελλοντικής έρευνας) αποτελεί τελικά το πληρέστερο ίσως εργαλείο επενδυτικών αποφάσεων για το σύγχρονο *manager* μίας επιχείρησης ηλεκτρισμού και οι περιπτώσεις όπου τα αποτελέσματα των δύο προσεγγίσεων πιθανά συγκρούονται θα πρέπει να θεωρούνται από την επιχείρηση αυτή ως αναμενόμενες πολύτιμες ευκαιρίες για εποικοδομητικό διοικητικό διάλογο επί του ποιου δρόμου θα πρέπει να ακολουθήσει με σκοπό τη μεγιστοποίηση της αξίας της μέσα στην πρόσφατα απελευθερωμένη αγορά ΗΕ.

Πιστεύουμε βαθύτατα ότι το θέμα της αξιολόγησης της αποδοτικότητας των ενεργειακών επενδύσεων και δη αυτών σε ΑΠΕ (όπως τα αιολικά πάρκα) δεν εξαντλείται στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, καθώς η μελέτη αυτή θα θέλαμε να αποτελέσει απλά μία καλή αφετηρία για περαιτέρω έρευνα επί του θέματος αναφορικά προς τα παρακάτω κομβικά σημεία :

α) την ολοκληρωμένη θεωρητική μελέτη σχεδιασμού ενός προσαρμοσμένου μαθηματικού μοντέλου *real options* σε τέτοιες επιχειρήσεις με άξονα τον τρόπο που το μοντέλο αυτό μπορεί να συμπληρώσει στα πλαίσια πολυκριτήριας λήψης επενδυτικών αποφάσεων τις παραδοσιακά χρησιμοποιούμενες μεθόδους ανάλυσης προεξοφλημένων χρηματοροών ("*Discounted Cash Flow analysis*" όπως αυτής των ελαχίστων απαιτήσεων εσόδων ή του τεχνικοοικονομικού μοντέλου PBP - BCR του κεφ. 2) υπό τις συνθήκες κινδύνου της νέας ανταγωνιστικής αγοράς ΗΕ, και

β) την πραγματική εφαρμογή αυτού του ολοκληρωμένου μοντέλου πολυκριτήριας ανάλυσης στη βάση της αντίληψης "*real options + DCF* ανάλυσης" στην αξιολόγηση αποδοτικότητας δεδομένης επένδυσης αιολικού πάρκου ως επέκταση του τεχνικοοικονομικού μοντέλου PBP - BCR του κεφ. 2 στις περιπτώσεις των μη διασυνδεδεμένων νησιών του Αιγαίου, της Κρήτης και επιλεγμένων διασυνδεδεμένων περιοχών υψηλού αιολικού δυναμικού της ηπειρωτικής ενδοχώρας.

ΑΝΑΦΟΡΕΣ (ΑΡΘΡΟΓΡΑΦΙΑ - ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ - ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΕΣ ΣΕΛΙΔΕΣ)

- α. Βασίλης Νομικός, (αναπληρωτής μέλος του Πανελληνίου Συλλόγου Μηχανολόγων Ηλεκτρολόγων Μηχανικών (Π.Σ. Δ. Μ. - Η.)), *εισήγηση στο Παγκόσμιο Συνέδριο "Ενέργεια 2002" (Αθήνα, Ιούλιος 2002): Επιπτώσεις από την Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Δελτίο Π.Σ. Δ. Μ. - Η., Δεκέμβριος 2002
- β. Κων/νος Παντελίδης, *Χρηματοδότηση Μεγάλων έργων και Μορφές συνεργασίας Ιδιωτικού και Δημόσιου Τομέα - Κριτική Διερεύνηση*, Διπλωματική εργασία ΜΒΑ ΠΑ.ΜΑΚ (επιβλέπων καθηγητής Δ. Λ. Παπαδόπουλος)
- γ. www.dei.gr (website της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού, ΔΕΗ)
- δ. Νικόλαος Στ. Μαντζουράτος, *Διαχείριση κινδύνου στη νέα αγορά Ηλεκτρισμού*, Διπλωματική εργασία Τμ. Ηλεκτρολόγων Μηχανικών Τομέας Ηλεκτρικής Ενέργειας, ΑΠΘ, (επιβλέπων καθηγητής Αναστάσιος Γ. Μπακιρτζής, Σεπτέμβριος 2002)
- ε. Ν. Μπατιστάτος - Ι. Στρούζα, *εισήγηση στο Παγκόσμιο Συνέδριο "Ενέργεια 2002" (Αθήνα, Ιούλιος 2002): Εθνικές Πολιτικές και Αξιοποίηση Εγχώριων Πηγών Ενέργειας*, Δελτίο Π.Σ. Δ. Μ. - Η., Νοέμβριος 2002
- στ. Γιάννης Παπαδημητρίου, Μηχανολόγος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός ΕΜΠ, *Ενεργειακή Προοπτική της Ελλάδος*, περιοδικό Τεχνικά, Οκτώβριος 2002.
- ζ. Η. Γένης, *Οικονομικές καταστάσεις και αξιολόγηση επενδύσεων Ηλεκτρισμού*, Διπλωματική εργασία Τμ. Ηλεκτρολόγων Μηχανικών Τομέας Ηλεκτρικής Ενέργειας, ΑΠΘ (επιβλέπων καθηγητής Αναστάσιος Γ. Μπακιρτζής, 2001)
- η. J. K. Kaldellis, (Lab of Soft Energy Applications and Environmental Protection, Mechanical Engineering Department, TEI Piraeus), *Investigation of Greek wind energy market time evolution*, Energy policy 32 (2004) pp. 865 - 879 (www.elsevier.com/locate/enpol)
- θ. Κεντρικό άρθρο (editorial) τεχνικού περιοδικού "Τεχνική Επιθεώρηση", *Διεθνής αμφισβήτηση για τα οφέλη της απελευθέρωσης*, Νοέμβριος 2003
- ι. Γ. Τ. Λαζαρίδης - Δ. Λ. Παπαδόπουλος, *Χρηματοοικονομική Διοίκηση (Μακροχρόνιος Χρηματοοικονομικός Σχεδιασμός και Χρηματοοικονομική Ανάλυση Επενδύσεων Παγίου Κεφαλαίου της Επιχείρησης)*, Τεύχος Α και Β', 2002.

- ια. Π. Νικολόπουλος (Ηλ/γος Μηχ/κός ΕΜΠ), Γ. Καμπούρης (Δρ. Ηλ/γος Μηχ/κός ΕΜΠ) & Γ. Κονταξής (Ηλ/γος Μηχ/κός, καθηγητής ΕΜΠ), *Ανάλυση Οικονομικής Βιωσιμότητας Αιολικών Πάρκων για Ηλεκτροπαραγωγή*, Δελτίο Π.Σ. Δ. Μ. - Η., Μάιος 1996.
- ιβ. Βασίλης Μ. Παπαδάκης, *Στρατηγική των Επιχειρήσεων: Ελληνική και Διεθνής Εμπειρία*, Τόμος Α', Θεωρία, 4^η έκδοση, 2002.
- ιγ. Λ. Πολύζος, *Αγορά Ισχύος: ένα μοντέλο για το ... μέλλον*, περιοδικό Τεχνική Επιθεώρηση, Ιανουάριος 2004.
- ιδ. Σοφία Ζωίδου, *Στρατηγική Διαφοροποίησης και Χρηματοοικονομική Επίδοση της Επιχείρησης: Παρατηρήσεις από την Επιχειρηματική Πραγματικότητα και Κριτική Διερεύνηση των Αποτελεσμάτων των Εμπειρικών Ερευνών*, Διπλωματική εργασία ΜΒΑ ΠΑ.ΜΑΚ (επιβλέπων καθηγητής Δ. Λ. Παπαδόπουλος, Σεπτέμβριος 2003)
- ιε. Πέτρος Ντοκόπουλος, Δρ. Ηλ/γος Μηχ/κός, πρόεδρος τμ. Ηλ/γων Μηχ/κών Πολυτεχνικής Σχολής ΑΠΘ, *Εισαγωγή στην Ηλεκτρική Οικονομία*, Εκδόσεις Παρατηρητής
- ιστ. Λ. Πολύζος, *Πιστωτικός Κίνδυνος: Τι είναι, πόσο επηρεάζει τις επιχειρήσεις*, περιοδικό Τεχνική Επιθεώρηση, Φεβρουάριος 2004.
- ιζ. Γεώργιος Α. Καραθανάσης, *Χρηματοοικονομική Διοίκηση και Χρηματιστηριακές Αγορές*, Γ' έκδοση, 1999
- ιη. C. A. Raiborn, J. T. Barfield, M. R. Kinney, *Managerial Accounting, Third Edition*.
- ιθ. J. K. Kaldellis - Th. J. Gavras, (Lab of Soft Energy Applications and Environmental Protection, Mechanical Engineering Department, TEI Piraeus), *The Economic Viability of commercial wind plants in Greece: A complete sensitivity analysis*, Energy policy 28 (2000) pp. 509 - 517 (www.elsevier.com/locate/enpol)
- κ. Demetrios P. Papadopoulos - John Ch. Dermentzoglou, (Electrical Machines Laboratory, Department of Electrical and Computer Engineering, Democritus University of Thrace), *Economic viability analysis of planned WEC system installations for electrical power production*, Renewable Energy 25 (2002) pp 199 - 217, www.elsevier.com/locate/renene
- κα. Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), *Assessment of the Technical & Economical potential of Wind Energy along the Black Sea Coast of Bulgaria & Romania, Part III, Scenarios for the assessment of the profitability of Wind energy Investments*, www.cres.gr.
- κβ. Πρόδρομος Γ. Ευθύμογλου, *Θέματα Χρηματοοικονομικής Διοίκησης, Τεύχος Β', Ανάλυση Επενδύσεων*, Γ' έκδοση, 1996 .

κγ. J. K. Kaldellis, (Lab of Soft Energy Applications and Environmental Protection, Mechanical Engineering Department, TEI Piraeus), *Feasibility evaluation of Greek State 1990 - 2002 wind energy program*, Energy policy 28 (2003) pp. 1375-1394 (www.elsevier.com/locate/energy)

κδ. Structural Fund - ERDF, Cohesion Fund and ISPA, *Guide to Cost - benefit analysis of investment projects*, prepared for Evaluation Unit of DG Regional Policy, European Commission.

κε. Λ. Πολύζος, *Αλλάζει ο αναπτυξιακός νόμος: 5 ουσιαστικά κίνητρα για μεγάλες επενδύσεις*, περιοδικό Τεχνική Επιθεώρηση, Μάιος 2003.

κστ. G. C. Bakos - N.F. Tsagas, (Laboratory of Energy Economy, Department of Electrical Engineering and Electronics, Democritus University of Thrace), *Technoeconomic assessment of a hybrid solar/wind installation for electrical energy saving*, Energy and Buildings 35 (2003) pp. 139-145 (www.elsevier.com/locate/enbuild)

Ιδιαίτερες ευχαριστίες στον κ. Μπάκο για την πολύτιμη βοήθειά του στην εξήγηση της υπολογιστικής λογικής των χρηματοροών του πίνακα 19 του κεφαλαίου 3.

κζ. Γεώργιος Μουζεβίρης - Ευάγγελος Ιατρού, αδημοσίευτη εργασία με θέμα *Αξιολόγηση επενδύσεων βάσει real options* στο μάθημα "Ανάλυση επενδύσεων και Χαρτοφυλακίου" ΜΒΑ ΠΑΜΑΚ (επιβλέπων καθηγητής Δ. Λ. Παπαδόπουλος, Ιανουάριος 2004).

κη. Κων/νος Ζοπουνίδης (Πρόεδρος του Τμήματος Μηχανικών Παραγωγής και Διοίκησης Πολυτεχνείου Κρήτης), *Λήψη Χρηματοοικονομικών Αποφάσεων με Πολλαπλά Κριτήρια*, περιοδικό Επιστημονικό Μάρκετινγκ, σελ. 74 - 79, τεύχος Απριλίου 2004.

κθ. Ρ. Τάσιου, Διπλωματούχου Πολιτικού Μηχανικού ΔΕΜΕ, *Η έρευνα του Αιολικού Δυναμικού από τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού*, δημοσιευμένη εργασία σε ενημερωτικό δελτίο της ΔΕΗ έτους 1980 (όπως ανακοινώθηκε στο Συνέδριο Αιολικής Ενέργειας και Βιομηχανικής Αεροδυναμικής, 20 - 21 /10 / 1980).

λ. Δρ. Ευάγγελος Λεκατσάς, *εισήγηση στο Παγκόσμιο Συνέδριο "Ενέργεια 2002" (Αθήνα, Ιούλιος 2002): Ο Νέος Ρόλος των Προγραμμάτων Διαχείρισης της Ζήτησης (ΠΔΖ) στις Απελευθερωμένες Αγορές Ηλεκτρισμού*, Δελτίο Π.Σ. Δ. Μ. - Η., Νοέμβριος 2002

λα. J.A. Duffie - W.A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Wiley, USA, 1991.

λβ. Λ. Πολύζος, *Ενεργειακή "Συναίνεση" για την Ολυμπιάδα*, περιοδικό Τεχνική Επιθεώρηση, Απρίλιος 2004.

λγ. Το πλήρες νομικό πλαίσιο των ΑΠΕ στην Ελλάδα σήμερα (www.cres.gr).

λδ. Winfried Hallerbach and Jaap Spronk, Erasmus Universiteit, Postbus1738, 3000 DR Rotterdam, The Netherlands: *A Multidimensional Framework for Financial - Economic Decisions* Journal of multi-criteria decision analysis 11: 111-124 (2002)

Published online in Wiley InterScience (www.interscience.wiley.com) DOI: 10.1002/mcda.324

λε. Μ. Φιλίππου, Ι. Μπλάνας, Α. Τασούλης (ΔΕΣΜΗΕ), *Βασικές επικουρικές υπηρεσίες συστήματος: Ορισμοί και στοιχεία εμπορικής εκμετάλλευσης*, περιοδικό Τεχνική Επιθεώρηση, Απρίλιος 2004.

λστ. Β. Η. Σελλούντος, *Αρνητικές προοπτικές σχετικά με την επάρκεια στην παραγωγή και τη λειτουργική αξιοπιστία του συστήματος διανομής ηλεκτρικής ενέργειας*, περιοδικό Τεχνικά, Σεπτέμβριος 2003 (άρθρο δημοσιευμένο και στην ιστοσελίδα - portal - των ελλήνων τεχνικών: www.texnikoi.gr)

λζ. Jaap Spronk, Ralph E. Steuer, Constantin Zopounidis, *Multicriteria decision aid / analysis in Finance, chapter 1,*

λη. Δημήτριος Κάργας (Μηχανολόγος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός), εισήγηση από το διήμερο του ΤΕΕ Δυτικής Ελλάδας για την Ενέργεια (Πάτρα 4 - 5/7/03): *Δυνατότητες συμβολής της εξοικονόμησης ενέργειας στην προστασία του περιβάλλοντος, στην ανταγωνιστικότητα και στην απασχόληση*, δημοσίευση της εισήγησης στο περιοδικό Τεχνικά σε δύο συνέχειες: μέρος Α' τεύχος Ιουλίου - Αυγούστου 2003 / μέρος Β' τεύχος Σεπτεμβρίου 2003.

λθ. Οι 25 χώρες της ΕΕ σε αριθμούς το 2003, εφημερίδα "Τα Νέα" : www.ta-nea.dolnet.gr

μ. *Ο ισχύον σήμερα ενεργειακός νόμος Ν2773/1999 (ΦΕΚ Α' 286/22.12.1999), Απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας - Ρύθμιση θεμάτων ενεργειακής πολιτικής και λοιπές διατάξεις*, ένθετο στο εξαμηνιαίο περιοδικό "Ενέργεια και Δίκαιο", τεύχος 1, χειμώνας 2004.

μα. Περιοδικό "Ενέργεια και Δίκαιο", τεύχος 1, χειμώνας 2004 εξαμηνιαία έκδοση.

μβ. Ευρωπαϊκή Οδηγία 2003/54/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της οδηγίας 96/92/ΕΚ, ένθετο στο εξαμηνιαίο περιοδικό "Ενέργεια και Δίκαιο", τεύχος 1, χειμώνας 2004, σελ. 95 - 110.

μγ. Ευρωπαϊκή Οδηγία 96/92/ΕΚ (ΕΕ L 27/20, 30-01-97): "Κοινοί κανόνες εσωτερικής αγοράς ηλεκτρισμού", πηγή η ιστοσελίδα της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ): www.rae.gr

μδ. Shimon Awerbuch, Jesse Dillard, Tom Mouck and Alistair Preston: *Capital budgeting, technological innovation and the emerging competitive environment of the electric power industry*, Energy Policy, Vol. 24, No. 2, pp. 195-202. 1996, www.elsevier.com .

με. Γ. Βόκας (Δρ. Ηλεκτρολόγος Μηχανικός ΕΜΠ, υπεύθυνος δράσης 2.1.3 του ΕΠΑΝ στην ΕΛΑΝΕΤ), *Εξοικονόμηση ενέργειας : Δυνατότητες και προοπτικές για επενδυτές και μηχανικούς*, άρθρο στο περιοδικό *Τεχνική Επιθεώρηση*, Φεβρουάριος 2004.

μστ. Mohamed A.H El-Sayed (Electrical Power and Machines Department, Cairo University, Egypt), *Substitution potential of wind energy in Egypt*, *Energy Policy*, Vol. 20 pp. 681-687, 2000, www.elsevier.com/locate/enpol

μζ. Μιχάλης Π. Παπαδόπουλος (Ομ. Καθηγητής ΕΜΠ), *Η ηλεκτροδότηση των νησιών*, άρθρο στο εξαμηνιαίο περιοδικό "Ενέργεια και Δίκαιο", τεύχος 1, χειμώνας 2004, σελ. 43 - 47.

Σύντομο βιογραφικό του συγγραφέα

Ο Ευάγγελος Ιατρού, γεννημένος το 1971 στη Θεσσαλονίκη όπου και ζει, είναι απόφοιτος 1996 του Τμήματος Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Ηλεκτρονικών Υπολογιστών της Πολυτεχνικής Σχολής του Α.Π.Θ. και μέλος ΤΕΕ 1998. Εργάζεται στην ειδικότητά του ως ηλεκτρολόγος μηχανικός από το Νοέμβριο του 1998 και από το Σεπτέμβριο 1999 στην εταιρία ΚLEEMANN HELLAS A.B.E.E. (Ολοκληρωμένα Συστήματα Ανελκυστήρων) στο Τμήμα Πωλήσεων Εξωτερικού, τα τελευταία δύο χρόνια ως προϊστάμενος πωλήσεων περιοχής (area sales manager) και υπεύθυνος τεχνικής υποστήριξης πωλήσεων.