

Τα Κείμενα Εργασίας του ΙΕΝΕ

Η σειρά των Κειμένων Εργασίας (Working Papers) που εκδίδονται από το ΙΕΝΕ αναφέρονται σε επιλεγμένα και επίκαιρα θέματα που άπτονται του ενεργειακού τομέα και αναλύονται και παρουσιάζονται από τους πλέον ειδικούς στο χώρο αυτό.

Αντικειμενικός σκοπός είναι η έγκυρη ενημέρωση των μελών του και των στελεχών των εμπλεκόμενων φορέων του Δημοσίου και Ιδιωτικού τομέα, η μεταφορά γνώσεων και εμπειριών, καθώς και η συζήτηση εποικοδομητικών προτάσεων σε συγκεκριμένα θέματα.

Τα κείμενα εργασίας διατίθενται δωρεάν και αποτελούν μια προσφορά του ΙΕΝΕ.

Η παρούσα εργασία αναφέρεται στις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και ιδιαίτερα στο κόστος τους σε σύγκριση με αυτό των συμβατικών ενεργειακών πηγών.

Το ΙΕΝΕ ευχαριστεί θερμά τον Δρ. Νίκο Βασιλάκο για το Κείμενο Εργασίας που επεξεργάστηκε και παρουσιάζεται σε αυτό το τεύχος και ευελπιστεί ότι αυτό θα αποτελέσει μια σημαντική προσφορά στον επιστημονικό, τεχνικό και επιχειρηματικό κόσμο, καθώς και στην Δημόσια Διοίκηση που εμπλέκονται στον Ενεργειακό Τομέα.

Ημερομηνία έκδοσης κειμένου εργασίας: Μάρτιος 2007

Απαγορεύεται η ολική ή μερική αναδημοσίευση και γενικά η αναπαραγωγή αυτής της έκδοσης σε οποιαδήποτε μορφή και με οποιοδήποτε μέσο (ηλεκτρονικό, μηχανικό, φωτογραφικό, ηχογραφικό ή άλλο), χωρίς την άδεια του εκδότη. Επιτρέπεται η χρήση επιμέρους υλικού της έκδοσης με αναφορά της πηγής.

ΚΕΙΜΕΝΟ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ 2006 | Working Paper No 4

του Δρ. Νίκου Βασιλάκου
 Αντιπροέδρου της Ευρωπαϊκής Ομοσπονδίας
 Παραγωγών Ενέργειας από ΑΠΕ (EREF)
 & Αντιπροέδρου του Ομίλου για τη Διάδοση
 των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ELFORES)

Το κόστος ανάπτυξης
 των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Περίεχόμενα

Πρόλογος	5
1. Το ειδικό τέδος ΑΠΕ.....	6
2. Σενάριο διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (το έτος 2010).....	6
3. Τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο σύστημα και το δίκτυο	7
4. Οριακή τιμή του συστήματος και του δικτύου.....	9
5. Κόστος μη εγνημένης παραγωγής (intermittency cost) για διείσδυση μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα	11
6. Υπολογισμός του ειδικού τέδους ΑΠΕ για διείσδυση μεγάλης κλίμακας στο εθνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.....	12
7. Επιβάρυνση ενός τυπικού οικογενειακού λογαριασμού ηλεκτρικού ρεύματος από το τέδος ΑΠΕ.....	13
8. Επιβάρυνση μεγάλων (βιομηχανικών) καταναλωτών ηλεκτρικού ρεύματος από το τέδος ΑΠΕ.....	13
9. Ισοδύναμο τέδος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO ₂) από το Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ρύπων.....	14
10. Το εξωτερικό κόστος της ενέργειας.....	15
11. Συμπεράσματα	17
12. Βασική βιβλιογραφία	19

Η παρούσα έκδοση έχει υποστηριχθεί από την δικηγορική εταιρεία **Κυριακίδης, Γεωργόπουλος & Δανιόλος Ησαΐας** στο πλαίσιο του προγράμματός της για τη δημοσιοποίηση θεμάτων που άπτονται του Ενεργειακού Τομέα.

Πρόλογος

Τον τελευταίο καιρό έχει αρχίσει στη χώρα μας ένας, χαμηλής-προς το παρόν- έντασης, κλεφτοπόλεμος δηλώσεων για το «υψηλό κόστος των ΑΠΕ». Με αιχμή του δόρατος τα φωτοβολταϊκά συστήματα και την πρόσφατη (Ν. 3468/06) μεγάλη αύξηση της τιμής αγοράς, από το Διαχειριστή του Συστήματος ή του Δικτύου, της παραγόμενης από τα συστήματα αυτά ηλεκτρικής ενέργειας (ώστε να καταστούν στοιχειωδώς βιώσιμα), ορισμένοι «κύκλοι» εκφράζουν την άποψη ότι καλές μεν είναι οι ΑΠΕ (σ.σ. για να δείχνουμε ότι προσπαθούμε για το περιβάλλον), αλλά «πρέπει να συζητήσουμε το κόστος τους». Εκδηλώνοντας την ανησυχία τους μήπως η περαιτέρω ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα οδηγήσει σε μεγάλη επιβάρυνση των καταναλωτών, κυρίως μέσω του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ, το οποίο χρεώνεται στην κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και χρησιμοποιείται για την ανάκτηση του κόστους οικονομικής υποστήριξης των ΑΠΕ.

Επειδή είναι φανερό ότι οι ανωτέρω «κύκλοι» ή δεν έπιασαν μολύβι και χαρτί για να κάνουν μερικές στοιχειώδεις αριθμητικές πράξεις, ή δεν τους ικανοποιούν τα αποτελέσματά τους, είναι πλέον χρήσιμο και επίκαιρο να κάνουμε εμείς τις πράξεις αυτές, δημόσια. Στα επόμενα, λοιπόν, θα εξετάσουμε αναλυτικά το κόστος ανάπτυξης μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στη χώρα μας, και συγκεκριμένα της ανάπτυξής τους στα επίπεδα που επιβάλλουν οι διεθνείς δεσμεύσεις της χώρας (Πρωτόκολλο του Κυότο, Κοινοτική Οδηγία 2001/77/ΕC, κ.α.), και θα εκτιμήσουμε ποσοτικά πως μία τέτοια ανάπτυξη θα επηρεάσει το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ που πληρώνουν οι καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας.

1. Το ειδικό τέλος ΑΠΕ

Σύμφωνα με το Άρθρο 40, παρ. 1 του Ν. 2773/99, ο Διαχειριστής του Συστήματος και ο Διαχειριστής του Δικτύου ανακτούν πλήρως τα ποσά που καταβάλλουν στους παραγωγούς ΑΠΕ, για την αγορά της παραγόμενης από αυτούς ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω ειδικού Λογαριασμού, τον οποίο διαχειρίζεται ο Διαχειριστής του Συστήματος. Σύμφωνα με την παρ. 3 του ιδίου Άρθρου, βασικό έσοδο του Λογαριασμού αυτού είναι το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ, το οποίο καταβάλλεται από κάθε καταναλωτή, κατ' αναλογία της ηλεκτρικής ενέργειας που αυτός καταναλώνει. Το ανά kWh ύψος του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ είναι ενιαίο για όλη την ελληνική επικράτεια και προσδιορίζεται κάθε έτος με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, η οποία δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, μετά από πρόταση της ΡΑΕ.

Το σημερινό Ειδικό Τέλος ΑΠΕ ανέρχεται σε 0,4€ ανά MWh κατανάλωσης (Ανακοίνωση Υπουργείου Ανάπτυξης της 28.07.2006 είναι ενδιαφέρον ότι η πρόσφατη γνωμοδότηση 202/21.08.2006 της ΡΑΕ προτείνει 0,3 αντί 0,4€/MWh για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ). Στα επόμενα, θα υπολογίσουμε το τέλος αυτό για την περίπτωση διείσδυσης μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στο εθνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

2. Σενάριο διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (το έτος 2010)

Υποθετείται το συντηρητικό σενάριο διείσδυσης των ΑΠΕ, όπως αυτό αναφέρεται στην «3η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010» (ΥΠΑΝ, Οκτώβριος 2005), και συγκεκριμένα στη σελ. 27:

Τύπος ΑΠΕ	Εκτίμηση της εγκατεστημένης ισχύος το 2010 (MW)	Εκτίμηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2010 (δισ kWh)	Ποσοστό συμμετοχής στην ηλεκτροπαραγωγή, ανά τύπο ΑΠΕ (%)*
Αιολικά	2104	4,42	6,50
Μικρά υδροηλεκτρικά	211	0,63	0,93
Βιομάζα	59	0,46	0,68
Γεωθερμία	5	0,04	0,06
Φωτοβολταϊκά	7	0,01	0,01
Σύνολο	2386	5,56	8,18

* Εκτιμώμενη ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2010 (σελ. 4 της Έκθεσης): 68 δισ kWh

Η συνολική ως άνω παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2010 (δηλ. οι 5560 GWh) θεωρείται ότι θα προέρχεται κατά περίπου 85% από εγκαταστάσεις ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και κατά περίπου 15% από εγκαταστάσεις ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (Σημ.: το 2005, οι αντίστοιχες ποσότητες / ποσοστά ήταν: 1206 GWh ΑΠΕ ή 79,1% στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 318 GWh ΑΠΕ ή 20,9% στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά / Πηγή: επίσημα στοιχεία ΔΕΣΜΗΕ, Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο για τις ΑΠΕ, Δεκέμβριος 2005 & Ιανουάριος 2006).

Συνεπώς, για το 2010, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ θα κατανέμεται σε 4726 GWh στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 834 GWh στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (σύνολο χώρας: 5560 GWh).

Πρέπει στο σημείο αυτό να αναφερθεί ότι, παρά την πρόσφατη θεαματική αύξηση της τιμής πώλησης της φωτοβολταϊκής kWh στο Σύστημα και το Δίκτυο (Ν. 3468/06, βλ. ανάλυση επόμενου κεφ. 3), οι προοπτικές μαζικής εγκατάστασης φωτοβολταϊκών συστημάτων μέχρι το 2010, σε επίπεδα ανώτερα από αυτά που προβλέπει η 3η Εθνική Έκθεση για τις ΑΠΕ (δηλ. ή 7 MWp σύμφωνα με το συντηρητικό σενάριο, ή 10 MWp σύμφωνα με το βασικό σενάριο, ή 40 MWp σύμφωνα με το αισιόδοξο) είναι πολύ περιορισμένες. Κι αυτό για λόγους: α) γραφειοκρατικούς/αδειοδοτικούς (τεράστιες, συγκριτικά, απαιτήσεις-σε μελέτες, χρόνο, γνωμοδοτήσεις-των αδειοδοτικών διαδικασιών ΠΠΕΑ και ΕΠΟ για Φ/Β συστήματα άνω των 20 kWp), β) χωροταξικούς (ανάγκη εξασφάλισης μεγάλων εκτάσεων, πράγμα που δημιουργεί τοπικές πιέσεις και συγκρούσεις χρήσεων γης), γ) περιβαλλοντικούς (αρνητική-εν γένει-στάση κεντρικών και περιφερειακών υπηρεσιών του ΥΠΕΧΩΔΕ, της ΥΠΑ, του ΓΕΑ/ΓΕΕΘΑ, κ.α.), δ) σοβαρών ποσοτικών περιορισμών στη διαθεσιμότητα, για τα αμέσως επόμενα χρόνια, φωτοβολταϊκών panels στην Ελληνική αγορά, ε) τεχνικών προβλημάτων σύνδεσης με το δίκτυο διανομής και ελέγχου λειτουργίας ενός μεγάλου αριθμού Φ/Β συστημάτων, κλπ.

3. Τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο σύστημα και το δίκτυο

Η τιμή πώλησης της kWh από ΑΠΕ ορίστηκε με τον πρόσφατο Ν. 3468/06 σε 0,073 Ευρώ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα και 0,0846 Ευρώ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, για όλες τις ΑΠΕ εκτός των φωτοβολταϊκών (ηλιακών).

Ο ισχύων σήμερα πίνακας τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (και ΣΗΘΥΑ) έχει ως εξής:

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)	
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
α) Αιολική ενέργεια	73	84,6
β) Αιολική ενέργεια από αιολικά πάρκα στη θάλασσα	90	
γ) Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται με μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς με Εγκατεστημένη Ισχύ έως δεκαπέντε (15) MWe	73	84,6
δ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μικρότερη ή ίση των εκατό (100) kWpeak, οι οποίες εγκαθίστανται σε ακίνητο ιδιοκτησίας ή νόμιμης κατοχής ή όμορα ακίνητα του ίδιου ιδιοκτήτη ή νόμιμου κάτοχου	450	500
ε) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από φωτοβολταϊκές μονάδες, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των εκατό (100) kWpeak	400	450
στ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών με Εγκατεστημένη Ισχύ έως πέντε (5) MWe	250	270
ζ) Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από μονάδες άλλης τεχνολογίας, πλην αυτής των φωτοβολταϊκών, με Εγκατεστημένη Ισχύ μεγαλύτερη των πέντε (5) MWe	230	250
η) Γεωθερμική ενέργεια, βιομάζα, αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια	73	84,6
θ) Λοιπές Α.Π.Ε	73	84,6
ι) Σ.Η.Θ.Υ.Α.	73	84,6

Σύμφωνα με το Ν. 3468/06 (Άρθρο 13, παρ. 1), οι τιμές του ως άνω πίνακα αναπροσαρμόζονται, κάθε έτος, με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης, η οποία εκδίδεται μετά από γνώμη της ΡΑΕ. Ως βάση για την αναπροσαρμογή αυτή λαμβάνεται η μεσοσταθμική μεταβολή των εγκεκριμένων τιμολογίων της ΔΕΗ Α.Ε. Ως μεσοσταθμική μεταβολή των τιμολογίων αυτών, νοείται ο μέσος όρος των επί μέρους εγκεκριμένων μεταβολών, ανά κατηγορία τιμολογίου ΔΕΗ, όπως ο όρος αυτός σταθμίζεται, ανάλογα με την αντίστοιχη, κατά το είδος της, ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται το προηγούμενο έτος. Αν δεν απαιτείται έγκριση των τιμολογίων της ΔΕΗ Α.Ε., σύμφωνα με τη σχετική κείμενη νομοθεσία, οι τιμές του πίνακα αναπροσαρμόζονται με απόφαση του Υπουργού Ανάπτυξης σε ποσοστό 80% του δείκτη των τιμών καταναλωτή, όπως αυτός καθορίζεται από την Τράπεζα της Ελλάδος. Η αναπροσαρμογή αυτή γίνεται με ενιαίο τρόπο και ισχύει για όλες τις τιμές του ως άνω πίνακα.

Με βάση τα παραπάνω, θεωρείται ότι οι τιμές του υπ' όψη τιμολογιακού πίνακα θα παραμείνουν σταθερές, σε σταθερές τιμές 2006, μέχρι τουλάχιστον το 2010, δηλ. στην ουσία, οι τρέχουσες τιμές της kWh από ΑΠΕ θα αυξάνουν, κατά μέσο όρο, σύμφωνα με τον πληθωρισμό.

4. Οριακή τιμή του συστήματος και του δικτύου

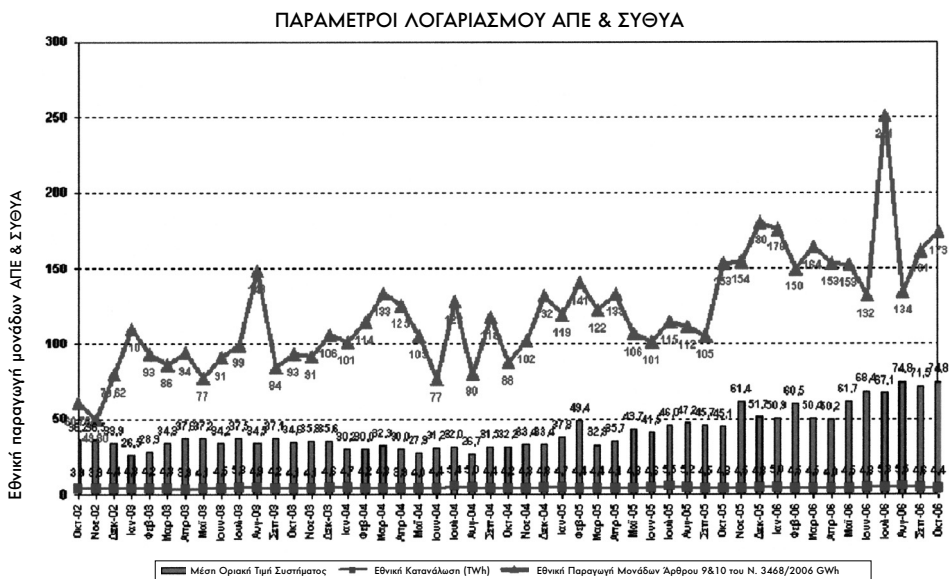
Σύμφωνα με τα τελευταία επίσημα στοιχεία του ΔΕΣΜΗΕ (Πηγή: Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο για τις ΑΠΕ, Οκτώβριος 2006, Πίνακας 6 «Παράμετροι Λογαριασμού ΑΠΕ»), η μέση οριακή τιμή του Συστήματος έχει εξελιχθεί ως εξής, σε μηνιαία βάση:

	€/MWh		€/MWh		€/MWh		€/MWh
		Ιαν. 2005	37,8	Ιουλ. 2005	46,0	Ιαν. 2006	50,9
		Φεβρ. 2005	49,4	Αύγ. 2005	47,2	Φεβ. 2006	60,5
		Μαρ. 2005	32,9	Σεπτ. 2005	45,7	Μαρ. 2006	50,4
		Απριλ. 2005	35,7	Οκτώβ. 2005	45,1	Απριλ. 2006	50,2
Νοέμβ. 2004	33,4	Μάϊος 2005	43,7	Νοέμβ. 2005	61,4	Μάϊος 2006	61,7
Δεκέμ. 2004	33,4	Ιούν. 2005	41,5	Δεκέμ. 2005	51,7	Ιουν. 2006	68,4
						Ιουλ. 2006	67,1

(Αύγ. 2006: 74,8€/MWh, Σεπτ. 2006: 71,5€/MWh, Οκτ. 2006: 74,8€/MWh)

Από τα παραπάνω στοιχεία (βλ. και επισυναπτόμενο διάγραμμα του ΔΕΣΜΗΕ) προκύπτει μία πολύ σημαντική αύξηση της μέσης (μηνιαίας) οριακής τιμής του Συστήματος, της τάξης του 40-80% ($\approx 10-15\text{€/MWh}$), από το Νοέμβριο του 2005 και μετά, δηλ. από την εφαρμογή του νέου Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας. Είναι προφανές ότι η ανοδική αυτή τάση θα συνεχιστεί, λόγω της επικείμενης ένταξης στο Σύστημα, μέσα στην επόμενη τετραετία, και άλλων, πέραν της ΕΝ.ΘΕΣ. (Θεσ/κη), σταθμών ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο, τόσο από τη ΔΕΗ όσο και από ιδιώτες.

Θεωρείται ότι η μέση οριακή τιμή του Συστήματος, σταθμισμένη χρονικά σύμφωνα με την παραγωγή των ΑΠΕ, θα διαμορφωθεί, στο χρονικό ορίζοντα του 2006-2007, στα 65 €/MWh περίπου, και ότι η τιμή αυτή, σε σταθερές τιμές 2006, θα παραμείνει περίπου σταθερή, τουλάχιστον μέχρι το 2010 (δηλ. σε τρέχουσες τιμές, θα αυξάνει σύμφωνα με τον πληθωρισμό). Σημειώνεται ότι η υπόθεση αυτή είναι συντηρητική, αφού προϋποθέτει τη σταθεροποίηση των διεθνών τιμών αργού πετρελαίου στα επίπεδα των 60-65 \$/βαρέλι, όταν υπάρχουν έγκυρες διεθνείς εκτιμήσεις, σύμφωνα με τις οποίες οι τιμές αυτές θα «αναρριχθούν» περαιτέρω, μέσα στα επόμενα χρόνια, στα επίπεδα των 70-75\$/βαρέλι.



ΔΕΣΜΗ / ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2006

Όσον αφορά το Δίκτυο (Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά), η Γνωμοδότηση Ο-8175/20.10.2004 της ΡΑΕ, αναφέρει επί λέξει:

«Ως προς τις μονάδες ΑΠΕ των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, εκτιμάται καταρχήν ότι δεν θα υπάρξει ανάγκη κάλυψης οποιουδήποτε κόστους μέσω του Ειδικού Τέλους, κυρίως λόγω της αύξησης του μέσου μεταβλητού κόστους της παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στα νησιά αυτά εξαιτίας της σημαντικής αύξησης των διεθνών τιμών του πετρελαίου. Η ΡΑΕ επιφυλάσσεται για την επανεκτίμηση, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά το άρθρο 40 παρ. 3.β του Ν.2773/1999, του μέσου μεταβλητού κόστους της παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά».

Συνεπώς, κατά τη ΡΑΕ, η τιμή πώλησης της kWh από ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά δεν επιβαρύνει το Ειδικό Τέλος.

Βέβαια, η «πάσα αλήθεια» είναι ακόμα καλύτερη για τις ΑΠΕ, αφού η τιμή της kWh από ΑΠΕ όχι μόνο δεν επιβαρύνει το Ειδικό Τέλος, αλλά στην πραγματικότητα το μειώνει αισθητά, επειδή η τιμή αυτή, δηλ. τα 0,0846 €/kWh, είναι πολύ μικρότερη από το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Το κόστος αυτό, ιδιαίτερα στα μικρότερα νησιά (εκτός Κρήτης, Ρόδου και Κω), υπερβαίνει συχνά το 1 €/kWh.

Υιοθετείται μία συντηρητική εκτίμηση του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής για όλα μαζί τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (δηλ. συμπεριλαμβανομένων των νησιών της Κρήτης, Ρόδου και Κω), ίση προς 130 €/MWh (για εγχώριες τιμές πώλησης πετρελαϊκών καυσίμων που αντιστοιχούν σε επίπεδα διεθνών τιμών αργού περίπου 60-65\$/βαρέλι). Για τη μέση αυτή τιμή των 130 €/MWh, το όφελος του Έλληνα καταναλωτή (ανά την επικράτεια) από την παραγωγή ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, θα ανέρχεται το 2010 σε:

$$(130 - 84,6) \frac{834 \times (100-0,2)\%}{68.000} + (130 - 500) \frac{834 \times 0,2\%}{68.000} = 0,55€/MWh$$

- όπου:
- α) 834 GWh είναι η εκτιμώμενη παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ στα μη Διασυνδεδεμένα Νησιά το έτος 2010 (βλ. κεφ. 2)
 - β) 68.000 GWh είναι η εκτιμώμενη ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το έτος 2010 (βλ. πίνακα κεφ. 2)
 - γ) 0,2% είναι το εκτιμώμενο ποσοστό συμμετοχής της ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, το έτος 2010 ($= \frac{0.01}{5.56} \times 100$, βλ. πίνακα κεφ. 2)

Σημειώνεται ότι η ως άνω τιμή των 130 €/MWh για το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής της ΔΕΗ Α.Ε. στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά επιβεβαιώνεται πλήρως από την πρόσφατη (20.07.2006) Απόφαση της ΡΑΕ υπ. αριθμ. 137/2006, στην οποία το κόστος αυτό υπολογίστηκε για το τρίμηνο Ιουλίου-Σεπτεμβρίου 2006 στα 129 €/MWh.

5. Κόστος μη εγγυημένης παραγωγής (intermittency cost) για διείσδυση μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα

Η αποτίμηση του συνολικού (πρόσθετου) κόστους μη εγγυημένης παραγωγής, το οποίο προκαλεί σε ένα ηλεκτρικό σύστημα η διείσδυση μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ (π.χ. 20-30% σε βάση παραγόμενων kWh), αποτελεί τα τελευταία χρόνια αντικείμενο πολυάριθμων μελετών σε ολόκληρο τον κόσμο, και ιδιαίτερα σε χώρες όπου η διείσδυση των ΑΠΕ έχει ήδη φθάσει -ή αναμένεται να φθάσει στα αμέσως προσεχή χρόνια- σε υψηλά επίπεδα, όπως π.χ. στη Γερμανία, τη Δανία, τη Μ. Βρετανία, τις Η.Π.Α., κ.α.

Τρεις (3), γενικά, είναι οι συνιστώσες του κόστους μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ (intermittency cost), τις οποίες επιχειρούν να προσδιορίσουν οι ως άνω μελέτες:

1. Το κόστος εξισορρόπησης του ηλεκτρικού συστήματος (balancing cost), δηλ. το λειτουργικό κόστος διαχείρισης της κυμαινόμενης / διακοπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ
2. Το κόστος εφεδρείας (capacity cost), δηλ. το κόστος διατήρησης πρόσθετης παραγωγικής εφεδρείας ειδικά για την υποστήριξη (back up) της παραγωγής ΑΠΕ
3. Το κόστος ενίσχυσης / επέκτασης του ηλεκτρικού συστήματος (grid reinforcement cost), ενίσχυσης που καθίσταται αναγκαία από τη διείσδυση μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στο σύστημα αυτό

Χωρίς αμφιβολία, η πληρέστερη και αναλυτικότερη διερεύνηση του ως άνω θέματος, δηλ. του υπολογισμού του κόστους μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ για διείσδυση μεγάλης κλίμακας, είναι η πρόσφατη μελέτη ομάδας ερευνητών του Imperial College, η οποία εκπονήθηκε για λογαριασμό του έγκυρου Βρετανικού Ινστιτούτου UK Energy Research Centre. Η μελέτη αυτή, τα αποτελέσματα της οποίας ανακοινώθηκαν επίσημα στις 05.04.2006 από το Βρετανό Υπουργό Ενέργειας Malcolm Wicks, προχώρησε σε αναλυτική επισκόπηση και συγκριτική αξιολόγηση περισσότερων από 200 σχετικών μελετών παγκοσμίως, για το υπ' όψη θέμα.

Το τελικό συμπέρασμα είναι ότι για 20% διείσδυση (σε βάση kWh) των ΑΠΕ σε ένα ηλεκτρικό σύστημα, η οποία στηρίζεται κυρίως σε αιολικά πάρκα, η συνολική επιβάρυνση που προκύπτει (total intermittency cost) είναι της τάξης του 0,1 p (0,14 Eurocents) ανά kWh τελικού καταναλωτή (δηλ. περίπου 1,4 €/ MWh). Η τιμή αυτή αντιστοιχεί στο 1-2% περίπου του μέσου κόστους καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας.

Το ως άνω υπολογιζόμενο μέσο κόστος μη εγγυημένης παραγωγής ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας (1,4 €/ MWh) εξαρτάται αφ' ενός από το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ (π.χ. αυξάνει για επίπεδο διείσδυσης 30%, αντί 20%), αφ' ετέρου από το ενεργειακό μίγμα παραγωγής του δεδομένου ηλεκτρικού συστήματος, και πιο συγκεκριμένα από τη δυνατότητα πρόσβασής του σε φθηνές ενεργειακές πηγές, όπως είναι η υδροηλεκτρική ενέργεια (βλ. περίπτωση Ελλάδας), για τις ανάγκες ρύθμισης του συστήματος (regulating resources).

Τα βασικά αποτελέσματα της ως άνω μελέτης του UK Energy Research Centre επιβεβαιώθηκαν και από την πρόσφατη (Ιούνιος 2006) δημοσίευση της γνωστής τακτικής επισκόπησης του Ο.Ο.Σ.Α. / Nuclear Energy Agency (NEA) - International Energy Agency (IEA) "Projected Costs of Generating Electricity - 2005 Update". Πράγματι, σύμφωνα με το Appendix 9 "Economic Impacts of Wind Power Integration into Electricity Grids" της έκδοσης του Ο.Ο.Σ.Α., για 20% επίπεδο συμμετοχής της αιολικής ενέργειας στην κάλυψη της ηλεκτρικής κατανάλωσης, το συνολικό intermittency cost εκτιμάται σε 7-9 € ανά MWh παραγόμενης αιολικής ενέργειας, για τις περιπτώσεις εκείνες που υπάρχει πρόσβαση σε φθηνές ενεργειακές πηγές ρύθμισης του ηλεκτρικού συστήματος (π.χ. σε υδροηλεκτρικά). Το κόστος αυτό των 7-9 €/αιολική MWh αναλύεται σε 1,5-2 €/MWh κόστος εξισορρόπησης (balancing cost), 3-4 €/MWh κόστος εφεδρείας (capacity cost) και 2,5-3 €/MWh κόστος ενίσχυσης συστήματος (grid reinforcement cost). Το συνολικό κόστος των 7-9 €/αιολική MWh ισοδυναμεί περίπου (για 20% διείσδυση της αιολικής ενέργειας) με 1,4 - 1,8 €/MWh τελικού καταναλωτή.

6. Υπολογισμός του ειδικού τέλους ΑΠΕ για διείσδυση μεγάλης κλίμακας στο εθνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής

Σύμφωνα με τους υπολογισμούς που προηγήθηκαν στα κεφ. 1-5, το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ θα διαμορφωθεί ως εξής, σε σταθερές τιμές 2006, στην περίπτωση διείσδυσης μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ (δηλ. για εγκατεστημένη ισχύ 2386 MW συνολικά, εκ των οποίων 2104 MW αιολικά):

Ειδικό Τέλος ΑΠΕ:

$$\frac{(73-65) \text{ €/MWh} \times 4.726.000 \text{ MWh/έτος} (100-0,2)\% + (450-65) \text{ €/MWh} \times 4.726.000 \text{ MWh/έτος} \times 0,2\%}{68.000.000 \text{ MWh/έτος}}$$

$$- 0,55 \text{ €/MWh} + 1,4 \text{ €/MWh} = 1,46 \text{ €/MWh}$$

(έναντι του σημερινού τέλους ΑΠΕ των 0,4 €/MWh, και έναντι των 2,36 €/MWh που είναι το ισοδύναμο τέλος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, βλ. ανάλυση κεφ. 9).

Σημειώνεται ότι το ως άνω Ειδικό Τέλος ΑΠΕ των 1,46 €/MWh δεν μεταβάλλεται αισθητά ακόμα και για 1% ποσοστό συμμετοχής των φωτοβολταϊκών στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, το έτος 2010 (αντί του 0,2% που έχει υιοθετήσει η 3η Εθνική Έκθεση για τις ΑΠΕ, βλ. κεφ. 2). Για πάνω από 1%, δηλ. για πάνω από περίπου 40-50 εγκατεστημένα φωτο-

βολταικά MWp, η επίδραση των υψηλών τιμών της φωτοβολταϊκής kWh (450 €/MWh στο διασυνδεδεμένο σύστημα και 500 €/MWh στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, για συστήματα ≤ 100 kWp) είναι πλέον σημαντική πάνω στο συνολικό ύψος του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ (> 10%). Όμως, όπως ήδη συζητήθηκε στο κεφ. 2, η πιθανότητα εγκατάστασης, μέχρι το 2010, 40-50 MWp φωτοβολταϊκών συστημάτων, συνδεδεμένων στο Σύστημα ή το Δίκτυο, εμφανίζεται εξαιρετικά περιορισμένη.

7. Επιβάρυνση ενός τυπικού οικογενειακού λογαριασμού ηλεκτρικού ρεύματος από το τέδος ΑΠΕ

Σύμφωνα με τα τελευταία επίσημα στοιχεία της ΕΣΥΕ και της ΔΕΗ (2001), η μέση οικιακή κατανάλωση ηλεκτρισμού ήταν 2878 kWh/έτος x νοικοκυριό για το σύνολο της χώρας, ενώ για την Περιφέρεια Πρωτευούσης ήταν 3675 kWh/έτος x νοικοκυριό. Θεωρώντας μία μέση αύξηση της οικιακής κατανάλωσης 4% το χρόνο, σε εθνικό επίπεδο, προκύπτει ότι η μέση ετήσια οικιακή κατανάλωση ηλεκτρισμού στη χώρα, στο χρονικό ορίζοντα του 2010, θα ανέλθει περίπου σε 4100 kWh/έτος x νοικοκυριό. Συνεπώς, η μέση ετήσια επιβάρυνση του ως άνω τέλους ΑΠΕ στο λογαριασμό του ηλεκτρικού ρεύματος ενός τυπικού νοικοκυριού, θα ανέλθει σε:

$$(4100 \text{ kWh/έτος} \times \text{νοικοκυριό}) \times (1,46 \text{ €/MWh}) \approx 6 \text{ €/έτος} \times \text{νοικοκυριό}$$

$$\text{ή } 1 \text{ €/δίκτυο} \times \text{νοικοκυριό}$$

Σημειώνεται ότι η επιβάρυνση αυτή των 1 € ανά δίκτυο αντιστοιχεί περίπου στο 1-1,5% του συνολικού ποσού πληρωμής ενός τυπικού νοικοκυριού για το λογαριασμό της ΔΕΗ.

8. Επιβάρυνση μεγάλων (βιομηχανικών) καταναλωτών ηλεκτρικού ρεύματος από το τέδος ΑΠΕ

Είναι προφανές ότι για μία μεγάλη βιομηχανική κατανάλωση ηλεκτρικού ρεύματος, το ως άνω (μελλοντικό) Ειδικό Τέλος ΑΠΕ (1,46 €/MWh) μεταφράζεται σε υπολογίσιμη (αλλά όχι δυσβάστακτη) ετήσια χρέωση. Για παράδειγμα, σε ετήσια ηλεκτρική κατανάλωση 10.000 MWh (όπως π.χ. της Αθηναϊκής Ζυθοποιίας στο Αιγάλεω), αντιστοιχεί μελλοντική χρέωση τέλους ΑΠΕ ίση με 14.600 €/έτος. Σύμφωνα με την πρόσφατη επίσημη ανακοίνωση του Υπ. Ανάπτυξης (28.07.2006), το σημερινό επίπεδο του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ, δηλ. τα 0,40 €/MWh, αντιστοιχούν σε μέση επιβάρυνση της συνολικής δαπάνης των βιομηχανικών καταναλωτών για ηλεκτρική ενέργεια, ίση με 0,89%. Συνεπώς, το μελλοντικό (στο χρονικό ορίζοντα του 2010-2015) τέλος των 1,46 €/MWh θα αντιστοιχεί, προσεγγιστικά, σε μέση επιβάρυνση των βιομηχανικών καταναλωτών της τάξης του 3%.

Πάντως, «φασαρία» για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ κάνουν κυρίως λίγες μεγάλες βιομηχανίες, όπως π.χ. η Αλουμίνιον της Ελλάδος και η ΛΑΡΚΟ, οι οποίες έχουν πολύ υψηλές ετήσιες ηλεκτρικές καταναλώσεις. Όμως, για τους δύο αυτούς μεγάλους ηλεκτρικούς καταναλωτές (με συνολική ετήσια κατανάλωση 3600 GWh) έχει προβλεφθεί ειδική ευνοϊκή μεταχείριση στο Ν. 3175/03. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με το Άρθρο 23, παρ. 20 του νόμου αυτού, η επιβάρυνση λόγω του Ειδι-

κού Τέλους ΑΠΕ για κάθε Πελάτη, ανά θέση κατανάλωσης, δεν μπορεί να υπερβαίνει ένα ανώτατο όριο. Το όριο αυτό καθορίστηκε από τη ΡΑΕ (Γνωμοδότηση Ο-8175/20.10.2004) για το 2005 στα 637.158 Ευρώ (με επίσης τιμαριθμική αναπροσαρμογή).

Για να φανεί το μέγεθος της ευνοϊκής αυτής μεταχείρισης των ως άνω βιομηχανιών, αναφέρεται ότι η επίσης χρέωση του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ για την Αλουμίνιον της Ελλάδος, για το 2005, θα έπρεπε κανονικά να ανέρχεται σε $(\approx 2.400.000 \text{ MWh}/\text{έτος}) \times (0,8 \text{ €/MWh}) = 1.920.000 \text{ €}$ περίπου, αντί των 637.158 € που χρεώθηκε στην πράξη για το έτος αυτό (0,8 €/MWh ήταν το επίπεδο του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ το 2005).

9. Ισοδύναμο τέδος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) από το Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ρύπων

Τρία (3) είναι τα βασικά ποσοτικά δεδομένα που διαμορφώνουν σήμερα, αλλά και για τα αμέσως επόμενα χρόνια, την κατάσταση στην εγχώρια και την Ευρωπαϊκή αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂:

i) Μέσες εκπομπές αερίων ρύπων (CO₂) σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα (Υπουργείο Ανάπτυξης, Οδηγός Ενεργειακών Επενδύσεων, Ιούλιος 2005, σελ. 75):

– Διασυνδεδεμένο Σύστημα	: 0,85	tn CO ₂ /MWh
– Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	: 1,06	tn CO ₂ /MWh
– Ενεργειακό μείγμα χώρας	: 0,97	tn CO ₂ /MWh (Στοιχεία ΔΕΗ,2005)
	: 0,89	tn CO ₂ /MWh (2010)*
	: 0,85	tn CO ₂ /MWh (2015)*

(* Πρόβλεψη Εθνικού Αστεροσκοπείου Αθηνών, 2005)

ii) Ποσοστό επί των συνολικών εκπομπών CO₂ της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα που δεν καλύπτεται από το Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών-ΕΣΚΔΕ (δηλ. από «δωρεάν» δικαιώματα):

- Α΄ Φάση (2005-2007): 2,5 % (σελ. 35 του ΕΣΚΔΕ Α΄ Φάσης, Δεκέμβριος 2004)
- Β΄ Φάση (2008-2012): 10,7 % (σελ. 22 του ΕΣΚΔΕ Β΄ Φάσης, Σεπτέμβριος 2006)

iii) Μέση εκτιμώμενη τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στην Ευρωπαϊκή αγορά, την περίοδο 2008-2012: 20-30 €/tn CO₂. Αξίζει στο σημείο αυτό να αναφερθεί ότι η κατάρρευση, πριν λίγους μήνες, των τιμών στο Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, που ξεκίνησε τη «Μαύρη Τρίτη» 25/4/2006 (οι τιμές αγοράς δικαιωμάτων έπεσαν, μέσα στις επόμενες 10 ημέρες, από τα 30 €/tn CO₂ στα 10 περίπου €/tn CO₂), θεωρείται από έγκυρους διεθνείς αναλυτές ως παροδική, και πάντως, κατά κανένα τρόπο ενδεικτική του επιπέδου τιμών που θα επικρατήσει στην Ευρωπαϊκή αγορά δικαιωμάτων εκπομπών στη διάρκεια της Β΄ Φάσης εφαρμογής του συστήματος (2008-2012). Τρία (3) είναι τα στοιχεία που συγκλίνουν και στηρίζουν την εκτίμηση αυτή:

- α) οι τιμές δικαιωμάτων, μετά το αρχικό σοκ, έχουν ανακάμψει μερικά (παρά τη συνεχιζόμενη νευρικότητα της αγοράς) και κινούνται στα επίπεδα των 10-15 €/tn CO₂ περίπου.
- β) η «γενναιοδωρία» (over-allocation δικαιωμάτων) των περισσότερων Κρατών-Μελών, η οποία αποκαλύφθηκε με τη δημοσίευση, στις 15/5/2006, των πρώτων επίσιων απολογιστικών εκθέσεων τους για τις εθνικές εκπομπές CO₂ (και ήταν και η βασική αιτία κατάρρευσης των τιμών, αφού τα Κράτη-Μέλη είχαν μοιράσει, αφειδώς και δωρεάν, δικαιώματα εκπομπών στις καλυπτόμενες εγκαταστάσεις της Α΄ Φάσης (2005-2007) -σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, βιομηχανίες, κλπ.-, σε πολλές μάλιστα περιπτώσεις ακόμα και πάνω από τα πραγματικά επίπεδα εκπομπών των εγκαταστάσεων αυτών), η «γενναιοδωρία», λοιπόν, αυτή δεν πρόκειται να επιτραπεί πλέον από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η οποία έχει επισήμως τοποθετηθεί (14.07.2006) ότι θα είναι ιδιαίτερα αυστηρή στην αξιολόγηση και αποδοχή των νέων Εθνικών Σχεδίων Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΕΣΚΔΕ) για τη Β΄ περίοδο εφαρμογής του συστήματος (2008-2012) (τα νέα ΕΣΚΔΕ θα πρέπει να υποβληθούν στην Επιτροπή μέχρι τις 30/6/2006).
- γ) σε αρκετά Κράτη-Μέλη, οι ποσοτικοί και δεσμευτικοί τους στόχοι (όρια εθνικών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου) στα πλαίσια του Πρωτοκόλλου του Κυότο, για την περίοδο 2008-2012, έχουν ήδη ξεπεραστεί (χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η Ελλάδα), πράγμα που προοιωνίζει ιδιαίτερα «ασφυκτικούς» στόχους περιορισμού των εκπομπών CO₂ στα νέα τους ΕΣΚΔΕ και πολύ φειδωλές, πλέον, κατανομές δικαιωμάτων εκπομπών στις καλυπτόμενες από το σύστημα εγκαταστάσεις τους, με επακόλουθο τη σχετικά μεγάλη στενότητα δικαιωμάτων εκπομπών από το 2008 και μετά, και τη σημαντική, ως εκ τούτου, αύξηση της τιμής τους στην Ευρωπαϊκή αγορά. Όπως ήδη αναφέρθηκε, το Ελληνικό ΕΣΚΔΕ της Β΄ Φάσης (2008-2012) προβλέπει στενότητα (δηλ. έλλειμμα) δικαιωμάτων εκπομπών στην ηλεκτροπαραγωγή της τάξης του 10,7%.

Συνεπώς, ακόμα και με συντηρητικούς (αισιόδοξους) υπολογισμούς, το ισοδύναμο τέλος καταναλωτή, το οποίο θα απαιτείτο για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, για την πλήρη κάλυψη της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, θα ανερχόταν σε:

$$(0,89 \text{ tn CO}_2/\text{MWh}) (10,7\%) (25 \text{ €/tn CO}_2) = 2,38 \text{ €/MWh (σταθερές τιμές 2006)}$$

(Σημ. Το σημερινό Ειδικό Τέλος ΑΠΕ ανέρχεται σε 0,4 €/MWh, δηλ. μόνο στο 1/6 του ως άνω ισοδύναμου τέλους για ρύπους)

10. Το εξωτερικό κόστος της ενέργειας

Ολοκληρώνοντας την ανάλυσή μας, και επειδή όπως αναφέραμε στην αρχή, ορισμένοι επιθυμούν «να συζητήσουν για το κόστος των ΑΠΕ», θα τους διευκολύνουμε, συζητώντας για το κόστος της ενέργειας, γενικότερα, στη χώρα μας. Και, βέβαια, όχι μόνο για το κόστος που καταγράφεται στα τιμολόγια και στους ισολογισμούς των ενεργειακών φορέων, αλλά για το ΑΛΛΟ κόστος, το κρυμμένο, το εξωτερικό κόστος της ενέργειας, αυτό που δεν ενσωματώνεται σήμερα στις ενεργειακές τιμές, στρεβλώνοντας σε καθοριστικό βαθμό τον ανταγωνισμό των διαφόρων μορφών ενέργειας στην εγχώρια (αλλά και στη διεθνή) αγορά. Το εξωτερικό αυτό κόστος προέρχεται από μία μακρά σειρά εξωτερικών-δυσμενών-επιπτώσεων (externalities) που σχετίζονται

με την παραγωγή, μεταφορά, μετατροπή και κατανάλωση των πρωτογενών ενεργειακών πόρων, όπως είναι οι επιπτώσεις στη δημόσια υγεία, οι επαγγελματικοί κίνδυνοι, οι υλικές ζημιές, το φαινόμενο του θερμοκηπίου, κ.α.

Η έγκυρη μελέτη EXTERNE (2001), η οποία εκπονήθηκε επί μία 10ετία από ερευνητές από όλα τα Κράτη-Μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και από τις Ηνωμένες Πολιτείες, υπολόγισε ποσοτικά το εξωτερικό κόστος των διαφόρων χρησιμοποιούμενων μορφών ενέργειας, για κάθε Κράτος-Μέλος χωριστά. Τα αποτελέσματα των σχετικών υπολογισμών παρατίθενται αναλυτικά στον επισυναπτόμενο πίνακα.

Σύμφωνα, λοιπόν, με τα αποτελέσματα αυτά, το εξωτερικό κόστος των διαφόρων μορφών ενέργειας που χρησιμοποιούνται στην Ελλάδα, ως συνολικό αποτέλεσμα των ποσοτικοποιήσιμων μόνο εξωτερικών τους επιπτώσεων, έχει ως εξής:

- Λιγνίτης	50-80	€/1000 kWh
- Πετρέλαιο	30-50	€/1000 kWh
- Φυσικό Αέριο	10	€/1000 kWh
- ΑΠΕ (αιολικά)	2,5	€/1000 kWh

Είναι φανερό ότι εάν οι παραπάνω τιμές (externalities) ενσωματωθούν, όπως είναι εύλογο, στο κόστος των διαφόρων ενεργειακών μορφών που χρησιμοποιούνται σήμερα στη χώρα μας, τότε η ανταγωνιστική τους θέση ανατρέπεται πλήρως υπέρ των ΑΠΕ.

**Εξωτερικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση
(Μελέτη EXTERNE, Ευρωπαϊκή Ένωση & Η.Π.Α., Ιούλιος 2001)
(Eurocents / Kwh)***

ΧΩΡΑ	ΑΝΘΡΑΚΑΣ & ΛΙΓΝΙΤΗΣ	ΤΥΡΦΗ	ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	ΠΥΡΗΝΙΚΑ	ΒΙΟΜΑΖΑ	ΥΔΡΟ-ΗΛΕΚΤΡΙΚΑ	ΦΩΤΟ-ΒΟΛΤΑΪΚΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ
Αυστρία				1-3		2-3	0,1		
Βέλγιο	4-15			1-2	0,5				
Γερμανία	3-6		5-8	1-2	0,2	3		0,6	0,05
Δανία	4-7			2-3		1			0,1
Ισπανία	5-8			1-2		3-5**			0,2
Φινλανδία	2-4	2-5				1			
Γαλλία	7-10		8-11	2-4	0,3	1	1		
Ελλάδα	5-8		3-5	1		0-0,8	1		0,25
Ιρλανδία	6-8	3-4							
Ιταλία			3-6	2-3			0,3		
Ολλανδία	3-4			1-2	0,7	0,5			
Νορβηγία				1-2		0,2	0,2		0-0,25
Πορτογαλία	4-7			1-2		1-2	0,03		
Σουηδία	2-4					0,3	0-0,7		
Μ. Βρετανία	4-7		3-5	1-2	0,25	1			

* Συνολικό αποτέλεσμα των ποσοτικοποιήσιμων μόνο εξωτερικών επιπτώσεων (externalities), όπως π.χ. το φαινόμενο του θερμοκηπίου, η δημόσια υγεία, οι επαγγελματικοί κίνδυνοι, οι υλικές ζημιές κ.α.

** Σύγκausη βιομάζας με λιγνίτη

11. Συμπεράσματα

Από τη λεπτομερή ανάλυση που προηγήθηκε, προκύπτουν τα ακόλουθα ποσοτικά συμπεράσματα:

- i) Το σημερινό Ειδικό Τέλος ΑΠΕ ανέρχεται σε 40 λεπτά ανά 1000 kWh κατανάλωσης. Για το μέσο Ελληνικό νοικοκυριό, η χρέωση αυτή για ΑΠΕ αντιστοιχεί συνολικά σε 1,5 € το χρόνο, ή σε 0,25 λεπτά τη διμηνία. Το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ είναι περίπου το 5% του αντίστοιχου τέλους για την ΕΡΤ, αντιπροσωπεύει δε, κατά μέσο όρο, κάτω από το 0,5% του συνολικού ποσού που πληρώνει σήμερα ένα τυπικό νοικοκυριό για το λογαριασμό του στη ΔΕΗ.
- ii) Για τις μεγάλες βιομηχανίες με υψηλές ετήσιες ηλεκτρικές καταναλώσεις (π.χ. Αλουμίνιον της Ελλάδος, ΛΑΡΚΟ), για τις οποίες η εφαρμογή του Ειδικού Τέλους ΑΠΕ θα έδινε σημαντικές ετήσιες χρεώσεις, έχει προβλεφθεί ειδική ευνοϊκή ρύθμιση στο Ν. 3175/03 (Άρθρο 23), μέσω της θέσπισης ανωτάτου ορίου ετήσιας χρέωσης για το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ. Οι βιομηχανίες, λοιπόν, αυτές πληρώνουν για Ειδικό Τέλος ΑΠΕ περίπου το μισό του ποσού το οποίο θα έπρεπε κανονικά να πληρώνουν το χρόνο, βάσει του τέλους των 40 λεπτών ανά 1000 kWh.
- iii) Στην περίπτωση διείσδυσης μεγάλης κλίμακας των ΑΠΕ στο εθνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, και συγκεκριμένα από τα 760 περίπου MW που είναι σήμερα στα 2400 MW το 2010-2015, το Ειδικό Τέλος ΑΠΕ θα αυξηθεί κατά 1 € περίπου, δηλαδή από 0,4 € / 1000 kWh που είναι σήμερα θα φθάσει τα 1,46 € / 1000 kWh. Η μέση ετήσια χρέωση για ένα τυπικό Ελληνικό νοικοκυριό θα είναι τότε 6 €/έτος ή 1 €/δίμηνο.
- iv) Το 2005, η ΔΕΗ πλήρωσε 12,6 εκατ. Ευρώ για να αγοράσει από το Ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ρύπων τα αναγκαία δικαιώματα εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂), για να καλύψει τις απαιτήσεις της Κοινοτικής Οδηγίας 2003/87/ΕΚ, όσον αφορά τις εκπομπές CO₂ των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής της (ετήσια υπέρβαση εκπομπών της τάξης των 0,5 εκατ. τόνων το 2005, έναντι της αρχικής εκτίμησης της επιχείρησης για ετήσια υπέρβαση 2,5 εκατ. τόνων). Εάν υπολογιστεί ένα ισοδύναμο τέλος καταναλωτή για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, για την πλήρη κάλυψη της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα στο χρονικό ορίζοντα του 2008-2012 (στα πλαίσια των εθνικών μας δεσμεύσεων που απορρέουν από το Πρωτόκολλο του Κυότο), τότε το τέλος αυτό ανέρχεται σε 2,38 €/1000 kWh, δηλ. είναι εξάπλάσιο από το σημερινό Ειδικό Τέλος ΑΠΕ (0,4 €/1000 kWh).
- v) Για κάθε 1000 πρόσθετες kWh που παράγονται από ΑΠΕ, αντί από συμβατικά καύσιμα, υπάρχει ένα σημαντικό ποσοτικό όφελος που συνδέεται με τη διαφορά των δύο ως άνω υπολογισθέντων τελών (2,38 και 1,46 €/MWh). Το όφελος αυτό προκύπτει μόνο και μόνο από τη μείωση, μέσω των ΑΠΕ, των εθνικών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (χωρίς δηλ. να συνυπολογίζονται τα πρόσθετα οφέλη από την απασχόληση, την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας, την περιβαλλοντική απορρύπανση κ.α., που επίσης προσφέρουν οι ΑΠΕ). Το ερώτημα που πρέπει να απαντηθεί σε πολιτικό επίπεδο είναι ποιος τελικά καρπούται το όφελος αυτό των ΑΠΕ (η εθνική οικονομία; η ΔΕΗ; ο Έλληνας καταναλωτής;).
- vi) Η έγκυρη μελέτη EXTERNE (2001), η οποία εκπονήθηκε επί μία 10ετία από ερευνητές από όλα τα Κράτη-Μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και από τις Ηνωμένες Πολιτείες, υπολόγισε ποσοτικά το εξωτερικό κόστος των διαφόρων χρησιμοποιούμενων μορφών ενέργειας, για κάθε Κράτος-Μέλος χωριστά. Σύμφωνα, λοιπόν, με τη μελέτη αυτή, το εξωτερικό κόστος των

διαφόρων μορφών ενέργειας που χρησιμοποιούνται στην Ελλάδα, ως συνολικό αποτέλεσμα των ποσοτικοποιήσιμων μόνο εξωτερικών τους επιπτώσεων (δημόσια υγεία, επαγγελματικοί κίνδυνοι, υλικές ζημιές, φαινόμενο του θερμοκηπίου, κ.α.), έχει ως εξής:

- Λιγνίτης	50-80	€/1000 kWh
- Πετρέλαιο	30-50	€/1000 kWh
- Φυσικό Αέριο	10	€/1000 kWh
- ΑΠΕ (αιολικά)	2,5	€/1000 kWh

Είναι φανερό ότι εάν οι παραπάνω τιμές (externalities) ενσωματωθούν, όπως είναι εύλογο, στο κόστος των διαφόρων ενεργειακών μορφών που χρησιμοποιούνται σήμερα στη χώρα μας, τότε η ανταγωνιστική τους θέση ανατρέπεται πλήρως υπέρ των ΑΠΕ.

ΒΑΣΙΚΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. α) Ν. 2773/99 (ΦΕΚ Α' 286/22.12.1999), β) Ν. 3468/06 (ΦΕΚ Α' 129/27.06.2006), γ) ΚΥΑ 104247 & ΚΥΑ 104248 (ΦΕΚ Β' 663/26.05.2006).
2. Υπουργείο Ανάπτυξης, «3η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεξόδου της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010», Αθήνα, Οκτώβριος 2005.
3. Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας & ΣΗΘΥΑ - Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο» (μηνιαίο), Ιανουάριος - Αύγουστος 2006.
4. Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), α) Γνωμοδότηση προς το Υπουργείο Ανάπτυξης Ο-8175/20.10.2004, β) Απόφαση 137/20.07.2006, γ) Απόφαση 202/21.08.2006, δ) Απόφαση 263/30.10.2006.
5. Υπουργείο Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων «Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών για την Περίοδο 2008-2012», Αθήνα, Σεπτέμβριος 2006.
6. OECD - NEA/IEA, "Projected Costs of Generating Electricity - 2005 Update", Ιούνιος 2006.
7. UK Energy Research Centre / Imperial College, "The Costs and Impacts of Intermittency: An assessment of the evidence on the costs and impacts of intermittent generation on the British electricity network", Λονδίνο, Μάρτιος 2006.
8. European Commission / Directorate General XII (Science, Research & Development), "Externalities of Energy (EXTERNE project)", 1991-2001, Official EC press release IP/01/1047, Βρυξέλλες, 20 Ιουλίου 2001.
9. α) EMISSIONS TRADING (E.T.) NEWS, Climate Corporation, Austria, Weekly reports 2006, β) POINT CARBON E.T. reports, γ) BARCLAYS CAPITAL E.T. reports.
10. Ν. Βασιλάκος, «Ο Μύθος του Υψηλού Κόστους των ΑΠΕ», περιοδικό ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ & ΕΝΕΡΓΕΙΑ, Μάιος 2006, τευχ. 5(13), σελ. 56-61.
11. Π. Παπασταματίου, «Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας Είναι Φθηνές», περιοδικό ΑΝΕΜΟΛΟΓΙΑ, Μάρτιος - Απρίλιος 2006, τευχ. 36, σελ. 6-7 & 16.

ΣΥΝΤΟΜΟ ΒΙΟΓΡΑΦΙΚΟ ΣΗΜΕΙΩΜΑ

Νίκος Βασιλάκος, Αντιπρόεδρος της Ευρωπαϊκής Ομοσπονδίας Παραγωγών Ενέργειας από ΑΠΕ (EREF) & Αντιπρόεδρος του Ομίλου για τη Διάδοση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ELFORES)

Ο Νίκος Βασιλάκος γεννήθηκε στην Αθήνα το 1954. Σπούδασε Χημικός Μηχανικός στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, από όπου και αποφοίτησε το 1976. Στη συνέχεια έφυγε για μεταπτυχιακές σπουδές στις ΗΠΑ, όπου το 1980 πήρε το διδακτορικό του δίπλωμα από το CALIFORNIA INSTITUTE OF TECHNOLOGY, πάνω σε τεχνολογίες αερίων και στερεών καυσίμων.

Από το 1981 ως το 1984 ήταν καθηγητής Χημικής Μηχανικής στο Πολιτειακό Πανεπιστήμιο του TEXAS (Austin). Το 1985 εκλέχθηκε Αναπληρωτής Καθηγητής της Σχολής Χημικών Μηχανικών του Πανεπιστημίου Πατρών, θέση από την οποία παραιτήθηκε για να αναλάβει τους Τομείς Ενεργειακής Πολιτικής και Πολιτικής Περιβάλλοντος του Οικονομικού Γραφείου του Πρωθυπουργού (1986-87). Την περίοδο 1988-89 διατέλεσε Γενικός Γραμματέας του Υπουργείου Βιομηχανίας, Ενέργειας και Τεχνολογίας.

Μετά το 1989 εργάζεται στον ιδιωτικό τομέα ως τεχνικός σύμβουλος και μελετητής σε θέματα ενέργειας και περιβάλλοντος, ιδιαίτερα δε στους τομείς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, της εξοικονόμησης / ορθολογικής χρήσης της ενέργειας και του φυσικού αερίου. Υπήρξε Δ/νων Σύμβουλος της εταιρείας TECHNION S.A. (1990-92), ενώ από το 1993 μέχρι σήμερα είναι Γενικός Διευθυντής της εταιρείας συμβούλων μηχανικών NETWORK CONSULTING GROUP.

Έχει τιμηθεί με πολλά βραβεία στην Ελλάδα και στην Αμερική για το ερευνητικό και διδακτικό του έργο. Έχει εκδώσει εννέα (9) τεχνικά και επιστημονικά βιβλία και μονογραφίες, σε θέματα όπως οι τεχνολογίες φυσικού αερίου, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τα οικονομικά όργανα περιβαλλοντικής πολιτικής στο χώρο της ενέργειας, η χημεία του άνθρακα, κ.α. Είναι συγγραφέας πάνω από 200 επιστημονικών εργασιών, εισηγήσεων σε συνέδρια, μελετών και τεχνικών άρθρων.

Είναι εκλεγμένος (2 φορές) αντιπρόεδρος της Ευρωπαϊκής Ομοσπονδίας Παραγωγών Ενέργειας από ΑΠΕ (EREF), εκλεγμένος αντιπρόεδρος του Ομίλου για τη Διάδοση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ELFORES), μέλος της Μόνιμης Επιτροπής Ενέργειας του Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδος, μέλος του Δ.Σ. του Ινστιτούτου Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (IENE), καθώς και τεχνικός και επιστημονικός σύμβουλος του Ελληνικού Συνδέσμου Ηλεκτροπαραγωγών από ΑΠΕ.

