

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΧΩΡΕΣ ΥΠΟΔΟΧΗΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ

4.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται περιγραφή της ενεργειακής δομής και χαρακτηριστικών έξι αναπτυσσόμενων ευρωπαϊκών χωρών, σύμφωνα με το πλαίσιο του Μηχανισμού Καθαρής Ανάπτυξης και των Προγραμμάτων Κοινής Εφαρμογής του Πρωτοκόλλου του Κιότο.

Η αξιολόγηση και η τελική επιλογή των χωρών στηρίζεται σε μελέτη που πραγματοποιήθηκε από το Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο με τη χρησιμοποίηση της πολυκριτηριακής ανάλυσης [14].



Εικόνα 1: Γεωγραφική απεικόνιση των ευρωπαϊκών χωρών

Πηγή: <http://el.wikipedia.org>

Συγκεκριμένα, σε επόμενο κεφάλαιο εξετάζεται η κατασκευή μικρών υδροηλεκτρικών έργων στις εξής χώρες:

- Αλβανία, Μολδαβία και Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας, με την αξιοποίηση του Μηχανισμού Καθαρής Ανάπτυξης και

- Βουλγαρία, Ουκρανία και Ρουμανία, με την αξιοποίηση των Προγραμμάτων Κοινής Εφαρμογής.

4.2 Αλβανία

4.2.1 Γενικά στοιχεία

Η Δημοκρατία της Αλβανίας, με πρωτεύουσα τα Τίρανα, είναι μία από τις βαλκανικές χώρες της νοτιανατολικής Ευρώπης, έχει έκταση 28.748 km² και πληθυσμό 3.130.000 κατοίκους το 2005 [16], [24].

Συνορεύει βορειοδυτικά με το Μαυροβούνιο, ανατολικά με τη Σερβία και την ΠΓΔΜ και νότια με την Ελλάδα. Βρέχεται δυτικά από την Αδριατική θάλασσα και νοτιοδυτικά από το Ιόνιο πέλαγος (Εικόνα 2).



Εικόνα 2: Γεωγραφική απεικόνιση της Αλβανίας

Πηγή: <http://www.iea.org>

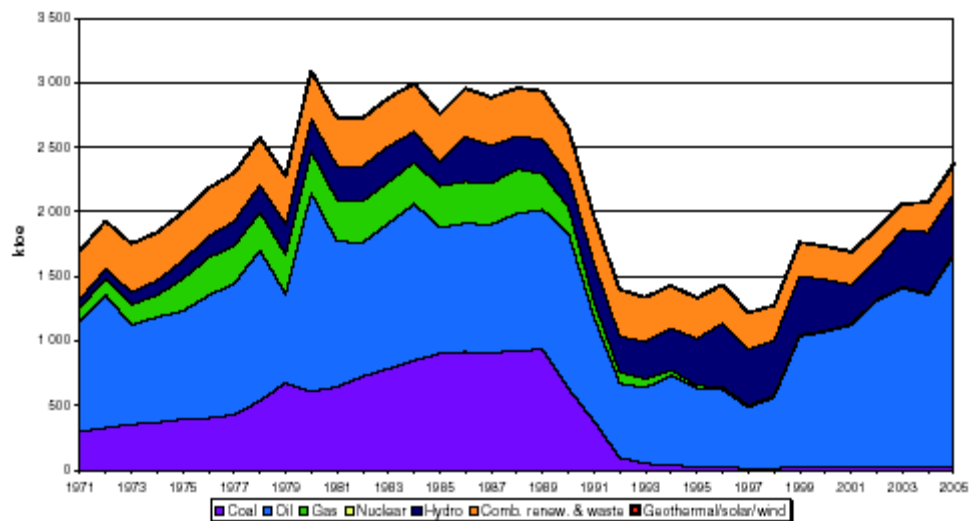
Μορφολογικά, τα εδάφη της Αλβανίας είναι, κυρίως, ορεινά. Το κλίμα της χώρας είναι ηπειρωτικό, με κρύους χειμώνες και ζεστά καλοκαίρια.

Με οικονομικές μεταρρυθμίσεις σε εξέλιξη, πρόοδο στην καταπολέμηση της διαφθοράς, χαμηλό πληθωρισμό και αρνητικό ισοζύγιο συναλλαγών, η Αλβανία προσελκύει περισσότερες ξένες επενδύσεις λόγω υψηλής κερδοφορίας και χαμηλών εργατικών. Λόγω

της δυνατότητας των ξένων επενδύσεων να δημιουργούν θέσεις απασχόλησης και να συμβάλουν στη μακροπρόθεσμη ανάπτυξη, η κυβέρνηση δίνει προτεραιότητα στην προσέλκυση επενδυτών [25].

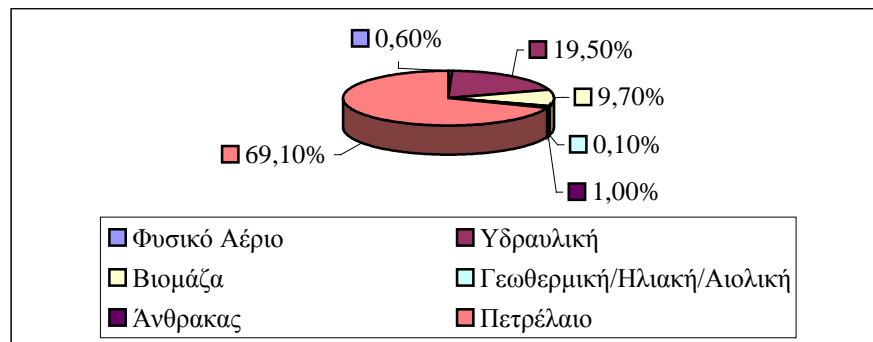
4.2.2 Στοιχεία ενεργειακού τομέα

Η Αλβανία παρουσιάζει αύξηση στην παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας τα τελευταία χρόνια (Διάγραμμα 1), με τις συμβατικές ενεργειακές πηγές (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο) να καταλαμβάνουν το 70,70% το 2005 (Διάγραμμα 2). Οι εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα από συμβατικά καύσιμα έχουν αυξηθεί σημαντικά τα τελευταία 5 έτη (Διάγραμμα 3) και το 2005 ήταν $4,35 \cdot 10^6$ tn [16].



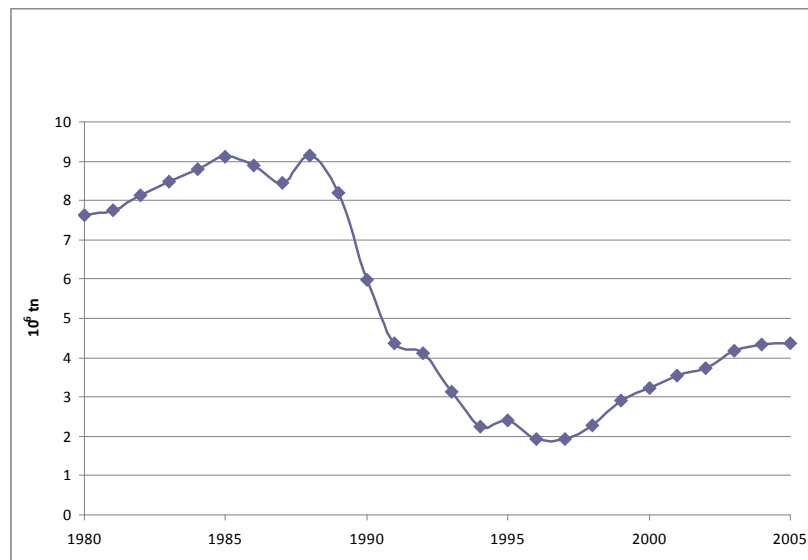
Διάγραμμα 1: Κατανομή και διακύμανση παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας (TPES) για το διάστημα 1971-2005 (εκτός από την πώληση του ηλεκτρισμού)

Πηγή: <http://www.iea.org>



Διάγραμμα 2: Κατανομή παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας ανά πηγή το 2005

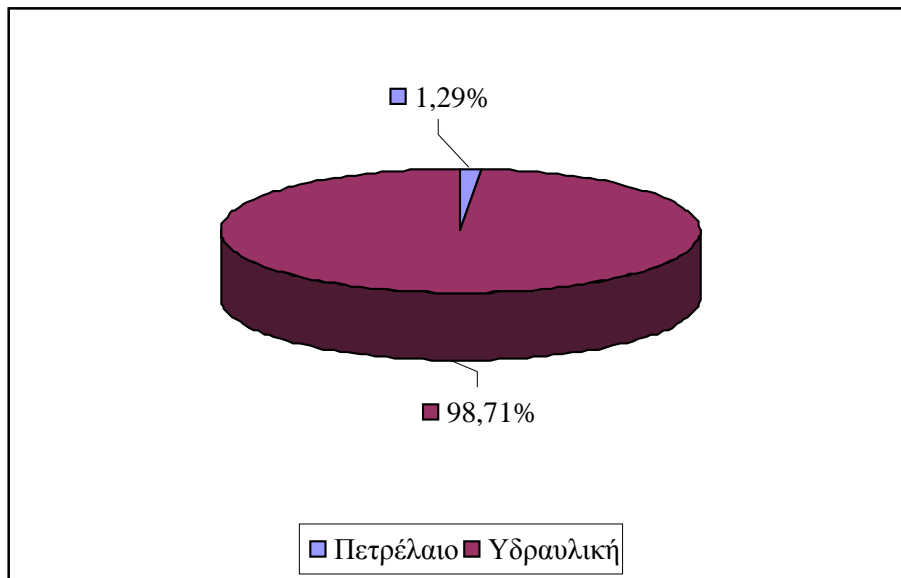
Από το 1990, η Αλβανία πάσχει από τακτικές διακοπές ηλεκτρικού ρεύματος, λόγω της έλλειψης νερού στις υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις, της έλλειψης εγχώριας παραγωγής και της δυσκολίας εισαγωγής ενέργειας, εξαιτίας του υφιστάμενου συστήματος μεταφοράς, το οποίο χρήζει επειγόντως αναβάθμισης.



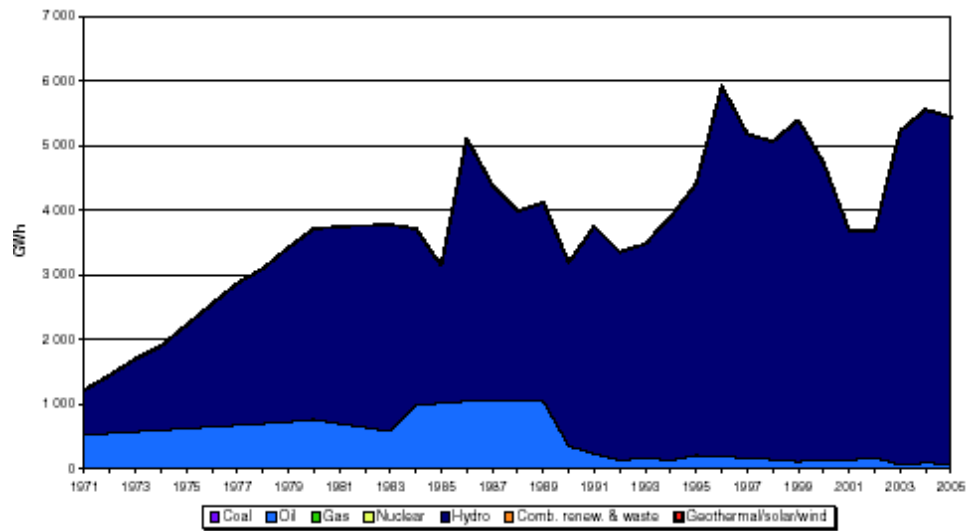
Διάγραμμα 3: Διακύμανση εκπομπών CO₂ για το διάστημα 1980-2005

Σημειώνεται ότι στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, η υδροηλεκτρική ενέργεια κατέχει ιδιαίτερα υψηλό ποσοστό (Διάγραμμα 4). Η συνολική ηλεκτροπαραγωγή το 2005 ανήλθε

στο ποσό των 5.443 GWh με 371 GWh να εισάγονται. Η κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει μεγάλο ρυθμό αύξησης (Διάγραμμα 5), με τον οικιακό τομέα να καταλαμβάνει το 75,90% της ζήτησης (Διάγραμμα 6). Μεγάλο τμήμα αυτής είναι πλασματικό, λόγω των αυξανόμενων κλοπών του ηλεκτρικού ρεύματος ή τη μη πληρωμή λογαριασμών. Περίπου το 25% των οικιακών καταναλωτών δεν πληρώνει τους λογαριασμούς του ηλεκτρικού ρεύματος.

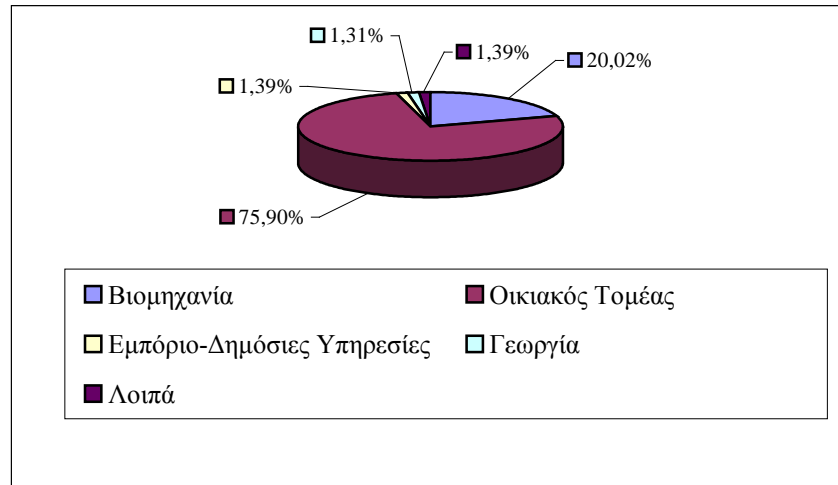


Διάγραμμα 4: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή ενέργειας το 2005



Διάγραμμα 5: Διακύμανση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το διάστημα 1971-2005

Πηγή: <http://www.iea.org>



Διάγραμμα 6: Κατανάλωση ηλεκτρισμού ανά τομέα το 2005

4.3. Βουλγαρία

4.3.1 Γενικά στοιχεία

Η Βουλγαρία, με πρωτεύουσα τη Σόφια, βρίσκεται στην καρδιά των Βαλκανίων, έχει έκταση 111.000 Km² και πληθυσμό 7.700.000 κατοίκους, το 2005. Προσχώρησε στην ευρωπαϊκή ένωση το 2007. Βρέχεται στα ανατολικά από τη Μαύρη Θάλασσα, ενώ συνορεύει με την Ελλάδα στα νότια, την Τουρκία στα ανατολικά, την Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας στα δυτικά, τη Σερβία και τη Ρουμανία στα βόρεια (Εικόνα 3). Φυσικό σύνορο μεταξύ της Ρουμανίας και της Βουλγαρίας αποτελεί ο ποταμός Δούναβης [16], [24].



Εικόνα 3: Γεωγραφική απεικόνιση Βουλγαρίας

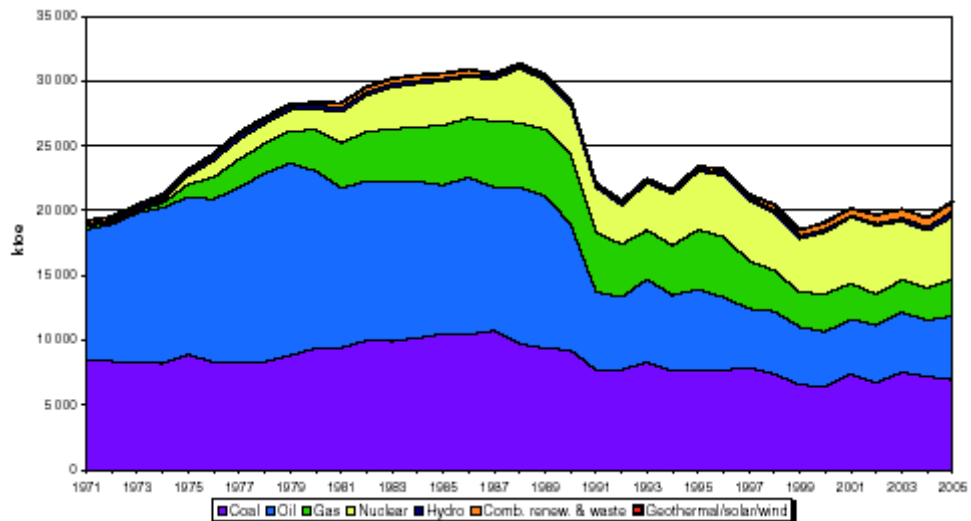
Πηγή: <http://www.iea.org>

Παρουσιάζει μορφολογική ποικιλία με πεδιάδες στο βορρά και οροσειρές στο νότο. Το μέσο υψόμετρο 470 m περίπου πάνω από τη θάλασσα και η ετήσια βροχόπτωση 672 mm, έχουν ως αποτέλεσμα την ύπαρξη παραπάνω από 526 ποταμών μεγαλύτερων από 2,60 km σε μήκος. Όλα αυτά τα ποτάμια καταλήγουν στο Δούναβη, στη Μαύρη Θάλασσα ή στο Αιγαίο Πέλαγος.

Μετά την πτώση της σοσιαλιστικής κυβέρνησης της Βουλγαρίας το 1997, παρατηρείται μακροοικονομική ισορροπία και συνεχής ανάπτυξη, λόγω των πολιτικών και οικονομικών αλλαγών.

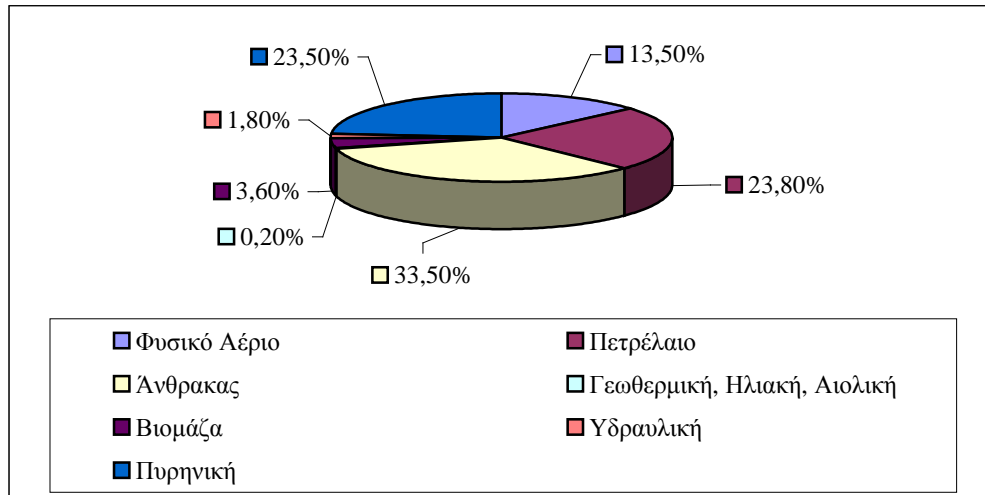
4.3.2 Στοιχεία ενεργειακού τομέα

Η Βουλγαρία παρουσιάζει σταθεροποίηση στην παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας τα τελευταία χρόνια (Διάγραμμα 7), με τις συμβατικές ενεργειακές πηγές (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο, πυρηνική) να καταλαμβάνουν το 94,30% το 2005 (Διάγραμμα 8). Οι εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα από συμβατικά καύσιμα [16] παρουσιάζουν μία τάση σταθεροποίησης την τελευταία δεκαπενταετία (Διάγραμμα 9), ενώ το 2005 ήταν $50,54 \cdot 10^6$ tn.

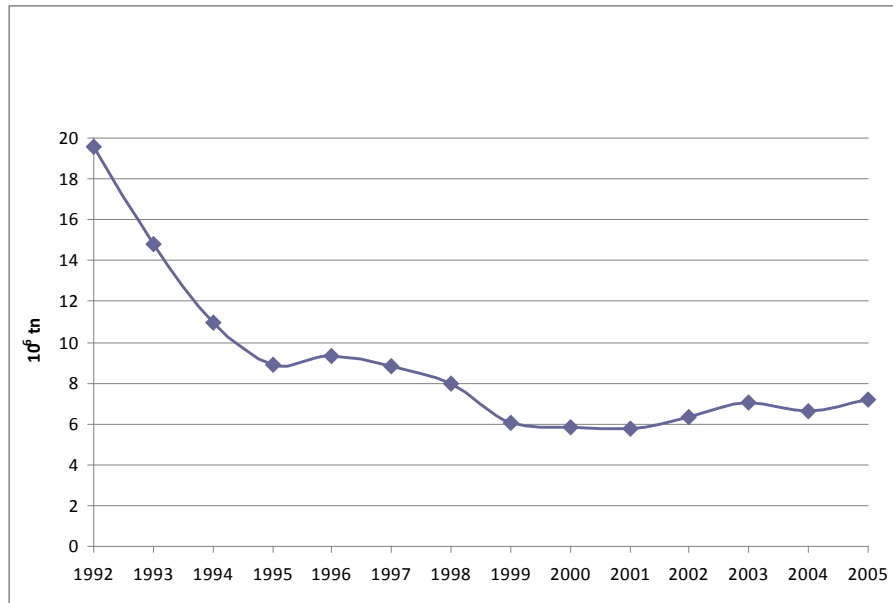


Διάγραμμα 7: Κατανομή και διακύμανση παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας (TPES) για το διάστημα 1971-2005 (εκτός από την πώληση του ηλεκτρισμού)

Πηγή: <http://www.iea.org>



Διάγραμμα 8: Κατανομή παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας ανά πηγή το 2005

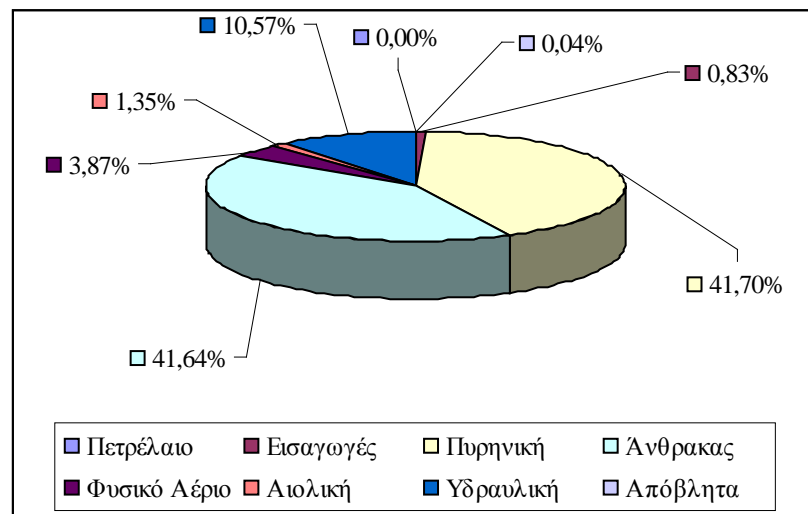


Διάγραμμα 9: Διακύμανση εκπομπών CO₂ για το διάστημα 1980-2005

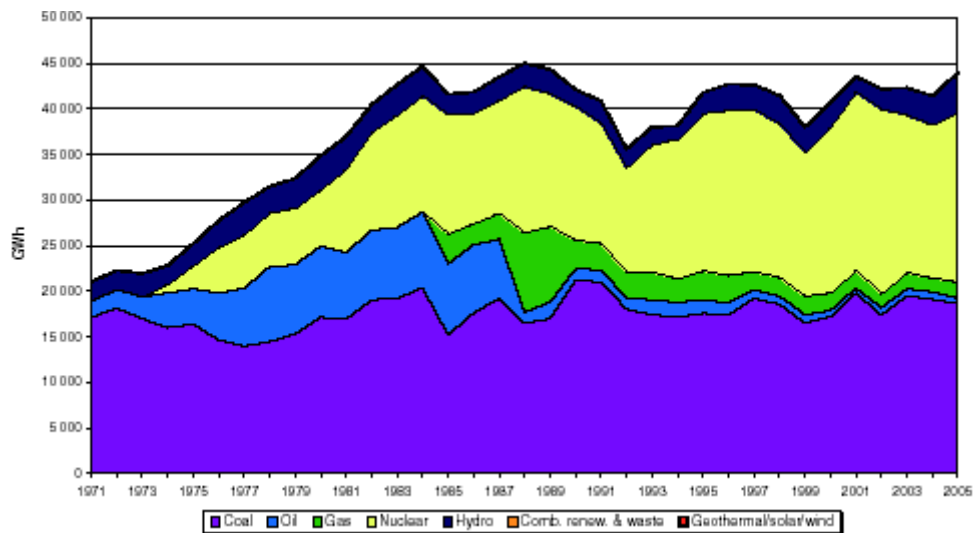
Οι υπάρχουσες μονάδες παραγωγής ενέργειας έχουν αποδειχθεί ικανές να καλύψουν την εγχώρια ζήτηση και έχουν δημιουργήσει μία σημαντική εξαγωγική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, σημαντικό ποσοστό κατέχουν η πυρηνική

ενέργεια και ο άνθρακας (Διάγραμμα 10). Η συνολική ηλεκτροπαραγωγή το 2005 ανήλθε στο ποσό των 44.362 GWh (Διάγραμμα 11), με ποσοστό 18,89% αυτής να εξάγεται, ενώ η υδροηλεκτρική ενέργεια καταλαμβάνει μόλις το 10,57%. Πολλές από τις υδροηλεκτρικές μονάδες είναι παλαιότητας μεγαλύτερης των 30 ετών και χρειάζονται αναβάθμιση για να ανακτήσουν τις πραγματικές τους μέγιστες δυνατότητες παραγωγής. Η κυβέρνηση δίνει έμφαση στην ανάπτυξη των υδρολογικών πόρων της, ώστε να περιορίσει την εξάρτηση από εισαγωγές καυσίμων από άλλες χώρες.

Ο οικιακός τομέας και η βιομηχανία [16] καταλαμβάνουν τα υψηλότερα ποσοστά της κατανάλωσης (Διάγραμμα 12).



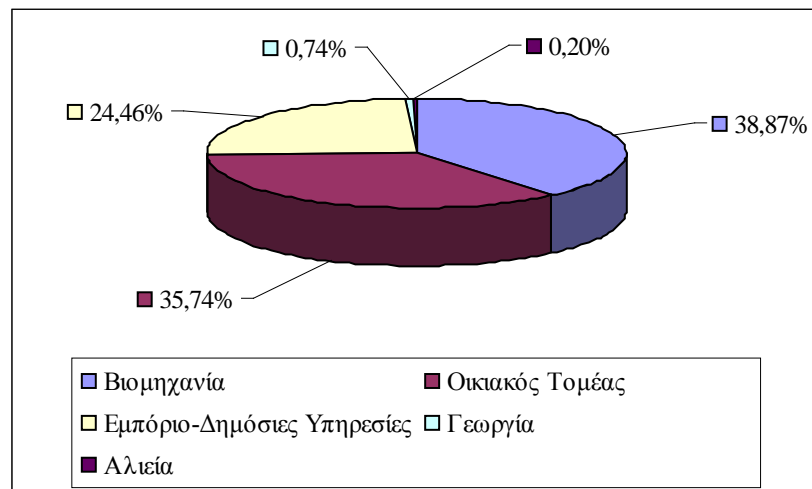
Διάγραμμα 10: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή ενέργειας το 2005



Διάγραμμα 11: Διακύμανση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το διάστημα 1971-2005

Πηγή: <http://www.iea.org>

Παρά το σημερινό πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας, η Βουλγαρία αναζητεί εξωτερικές επενδύσεις για να αυξήσει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αφού το 40% των υπάρχουσών μονάδων παραγωγής είναι προγραμματισμένο για διακοπή της λειτουργίας του μέχρι το 2010.



Διάγραμμα 12: Κατανάλωση ηλεκτρισμού ανά τομέα το 2005

4.4 Μολδαβία

4.4.1 Γενικά στοιχεία

Η Μολδαβία, με πρωτεύουσα το Κισινάου, έχει έκταση 33.700 km² και πληθυσμό 3.300.000 κατοίκους, το 2005. Συνορεύει βόρεια, ανατολικά και νότια με την Ουκρανία και δυτικά με τη Ρουμανία (Εικόνα 4).



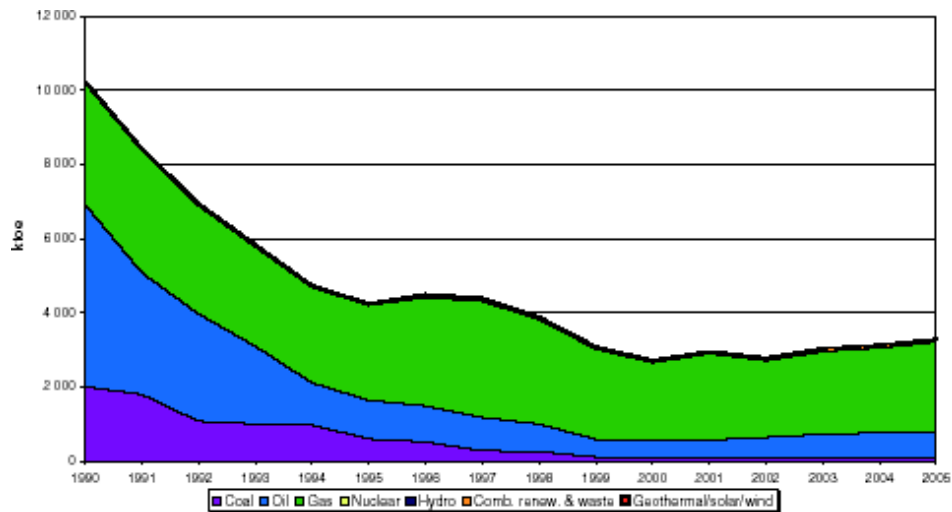
Εικόνα 4: Γεωγραφική απεικόνιση Μολδαβίας

Πηγή: <http://www.iea.org>

Η χώρα δε βρέχεται από θάλασσα, παρόλο που τα νότια σύνορά της φτάνουν πολύ κοντά στις ακτές της Μαύρης Θάλασσας [16], [24]. Το βόρειο μέρος της χώρας αποτελείται από λόφους με υψόμετρο που δεν ξεπερνά τα 430 m. Η Μολδαβία έχει ηπειρωτικό κλίμα, με θερμά καλοκαίρια και ήπιους χειμώνες.

4.4.2 Στοιχεία ενεργειακού τομέα

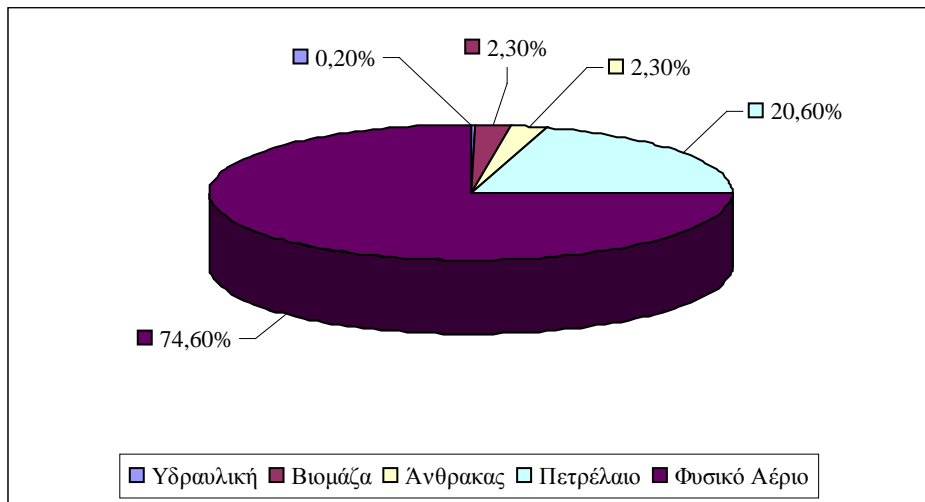
Η Μολδαβία αντιμετώπισε σημαντικές δυσκολίες από την ανεξαρτησία της στις αρχές της δεκαετίας του 1990. Επιπρόσθετα, πολιτικές διαμάχες δημιούργησαν σοβαρά προβλήματα στην κυβέρνηση και στον ενεργειακό τομέα [16], ο οποίος παρουσιάζει τάσεις σταθεροποίησης τα τελευταία χρόνια (Διάγραμμα 13).



Διάγραμμα 13: Κατανομή και διακύμανση παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας (TPES) για το διάστημα 1990-2005

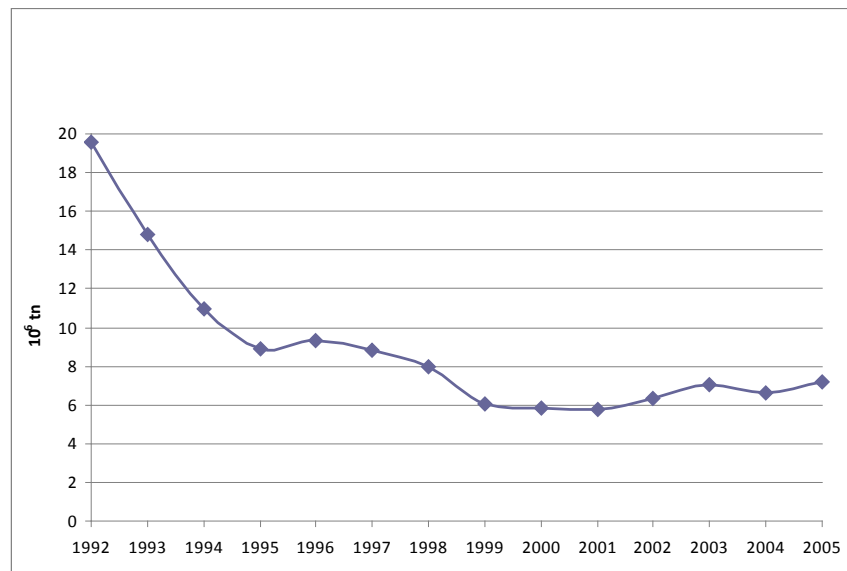
Πηγή: <http://www.iea.org>

Η Μολδαβία εξαρτάται από την εισαγωγή ενεργειακών πόρων από τη Ρωσία, την Ουκρανία (άνθρακα, φυσικό αέριο, πετρέλαιο) και τη Ρουμανία (ηλεκτρική ενέργεια). Οι συμβατικές ενεργειακές πηγές καταλαμβάνουν συνολικά το 97,50% της παραγωγής (Διάγραμμα 14). Οι εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα από συμβατικά καύσιμα παρουσιάζουν μία τάση σταθεροποίησης την τελευταία δεκαπενταετία (Διάγραμμα 15), ενώ το 2005 ήταν $50,54 \cdot 10^6$ tn.

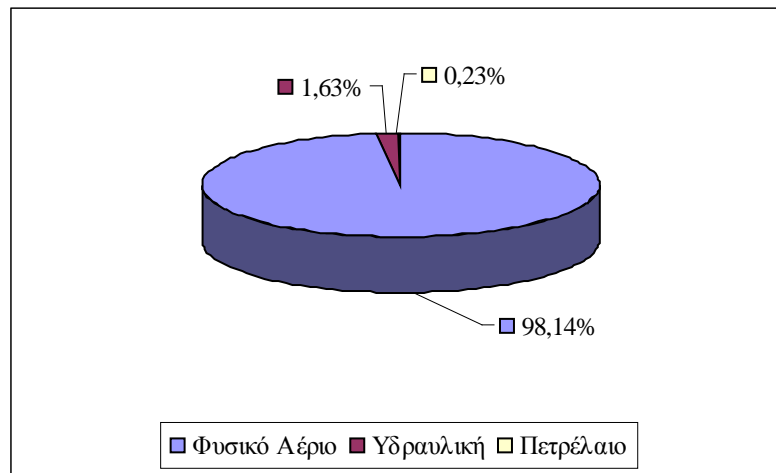


Διάγραμμα 14: Κατανομή πρωτογενούς παραγωγής ενέργειας ανά πηγή το 2005

Η ηλεκτροπαραγωγή γίνεται κυρίως σε θερμικές μονάδες (με φθορές λόγω παλαιότητας) φυσικού αερίου, ενώ ένα μικρό ποσό προέρχεται από υδροηλεκτρικές μονάδες (Διάγραμμα 16).



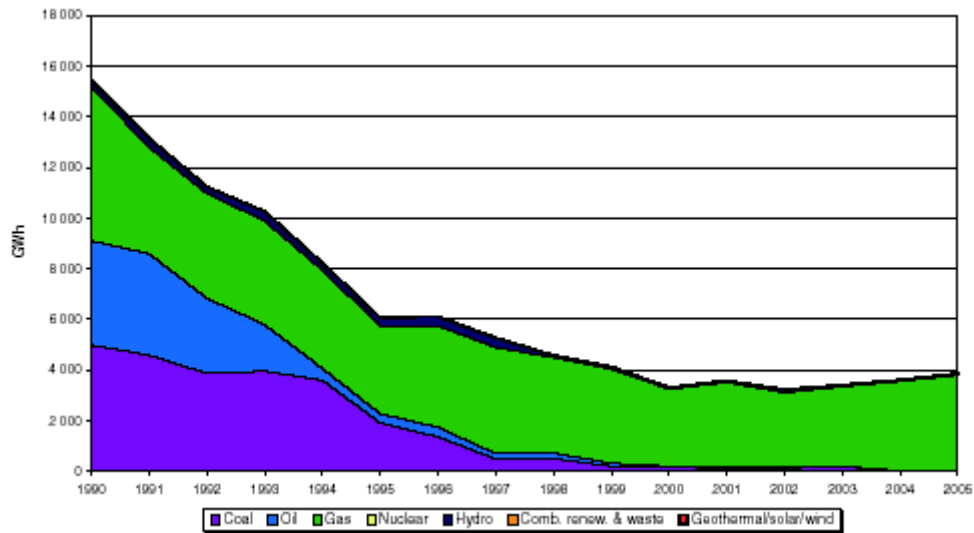
Διάγραμμα 15: Διακύμανση εκπομπών CO₂ για το διάστημα 1992-2005



Διάγραμμα 16: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή ενέργειας το 2005

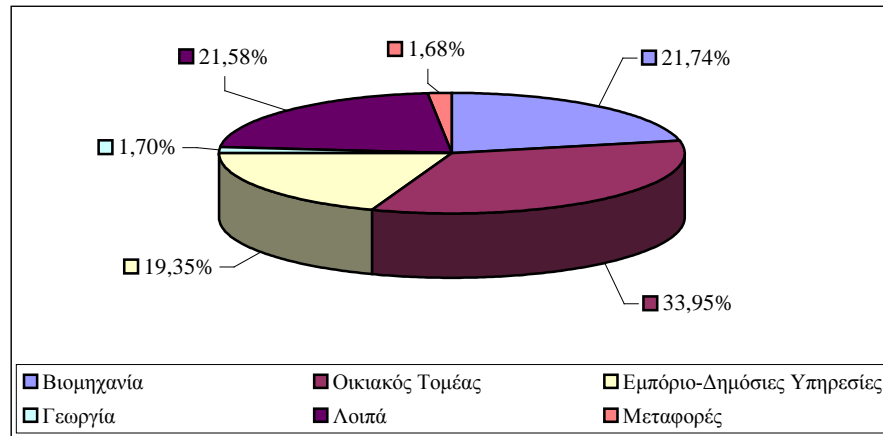
Η Μολδαβία αποτελεί εισαγωγέας ενέργειας. Η συνολική ηλεκτροπαραγωγή [16] το 2005 ανήλθε στο ποσό των 3.865 GWh, με ποσοστό 5,69% αυτής να εξάγεται, ενώ η εισαγωγές ήταν 3.361 GWh. Συνεπώς, η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελεί επένδυση υψηλής προτεραιότητας.

Μετά την κατάρρευση της Σοβιετικής Ένωσης, οι τιμές των καυσίμων, συμπεριλαμβανομένου του άνθρακα, παρουσίασαν αύξηση, με αποτέλεσμα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας να παρουσιάσει πτώση την τελευταία δεκαετία (Διάγραμμα 17), με τον οικιακό τομέα να καταλαμβάνει το 33,95% [16] της ζήτησης (Διάγραμμα 18).



Διάγραμμα 17: Διακύμανση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το διάστημα 1990-2005

Πηγή: <http://www.iea.org>



Διάγραμμα 18: Κατανάλωση ηλεκτρισμού ανά τομέα

4.5 Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας (ΠΓΔΜ)

4.5.1 Γενικά στοιχεία

Η Πρώην Γιουγκοσλαβική Δημοκρατία της Μακεδονίας (ΠΓΔΜ) με πρωτεύουσα τα Σκόπια έγινε ανεξάρτητο κράτος το 1991 συνεπεία της διάσπασης της Γιουγκοσλαβίας. Έχει έκταση 25.713 km² και πληθυσμό 2.050.000 κατοίκους, το 2005. Βρίσκεται σε έναν κύριο μεταφορικό άξονα από τη Δυτική και Κεντρική Ευρώπη προς το Αιγαίο Πέλαγος και από τη Νότια προς τη Δυτική Ευρώπη [16], [24]. Συνορεύει δυτικά με την Αλβανία, ανατολικά με τη Βουλγαρία, νότια με την Ελλάδα και βόρεια με τη Σερβία (Εικόνα 5).



Εικόνα 5: Γεωγραφική απεικόνιση Μολδαβίας

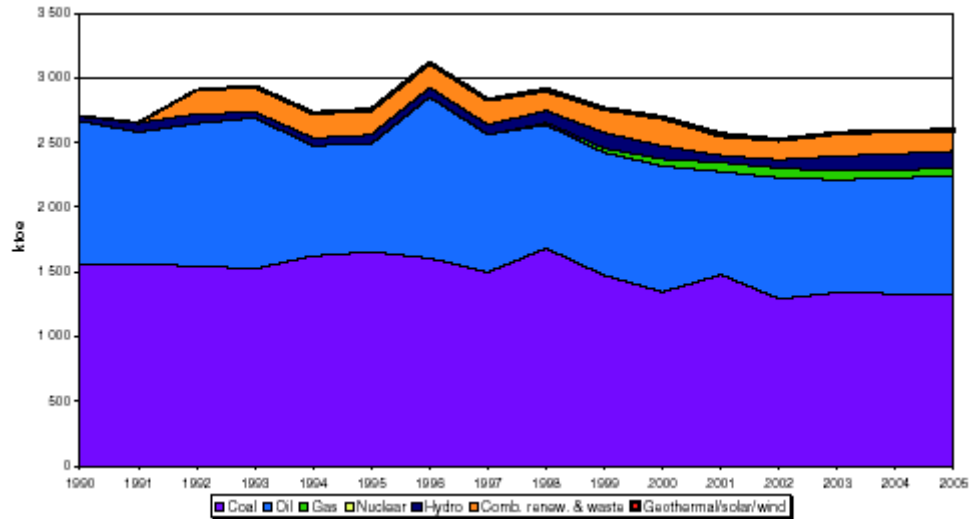
Πηγή: <http://www.iea.org>

Είναι μία ηπειρωτική χώρα των κεντρικών Βαλκανίων και έχει ορεινό έδαφος, με λεκανοπέδια και βαθιές κοιλάδες, ενώ στα δυτικά σύνορα με την Αλβανία βρίσκεται η Λίμνη Οχρίδα.

4.5.2 Στοιχεία ενεργειακού τομέα

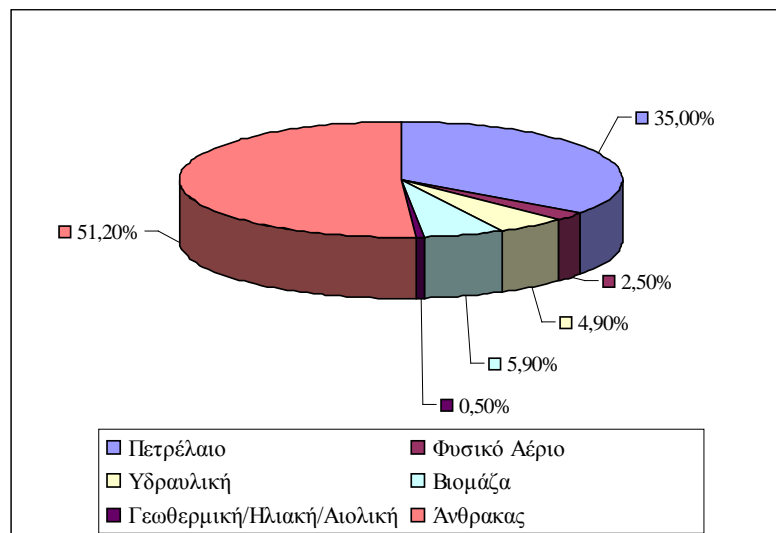
Η ΠΓΔΜ παρουσιάζει σταθεροποίηση στην παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας (Διάγραμμα 19), με τις συμβατικές ενεργειακές πηγές να καταλαμβάνουν το 86,70% το 2005

(Διάγραμμα 20). Οι εκπομπές CO₂ [16] κυμαίνονται σε σταθερά επίπεδα (Διάγραμμα 21), ενώ το 2005 ήταν $8,05 \cdot 10^6$ tn.

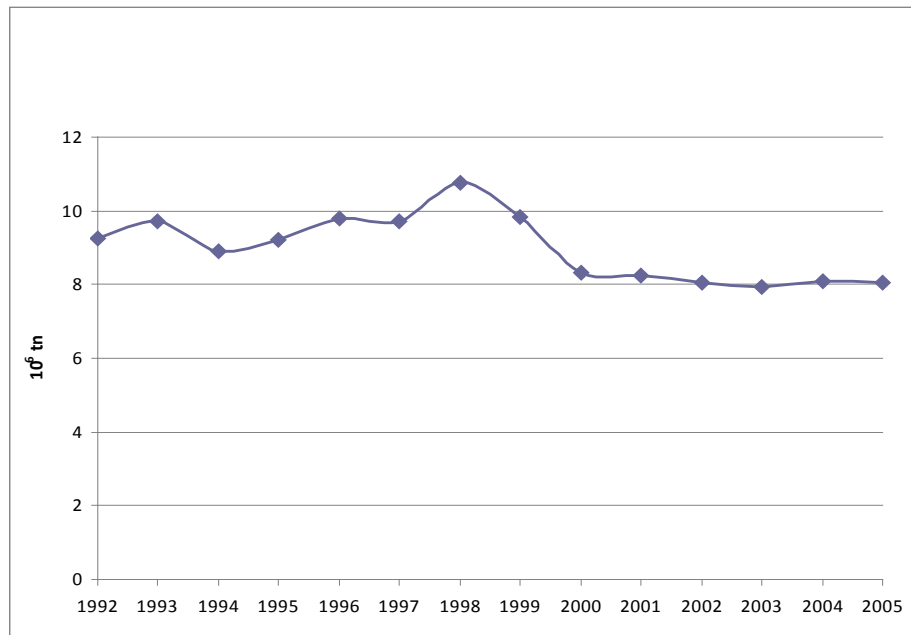


Διάγραμμα 19: Κατανομή και διακύμανση παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας (TPES) για το διάστημα (εκτός της πώλησης ηλεκτρισμού)

Πηγή: <http://www.iea.org>



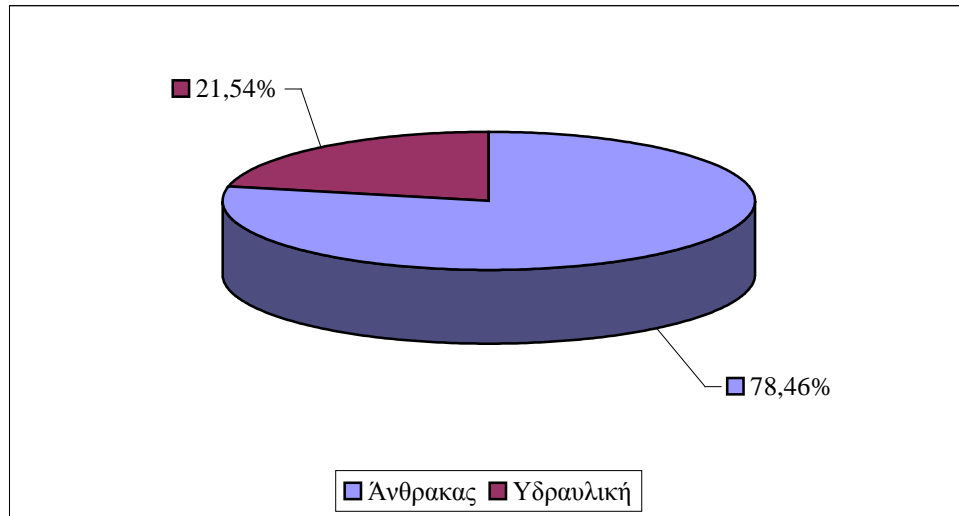
Διάγραμμα 20: Κατανομή πρωτογενούς παραγωγής ενέργειας ανά πηγή το 2005 (εκτός από την πώληση ηλεκτρισμού)



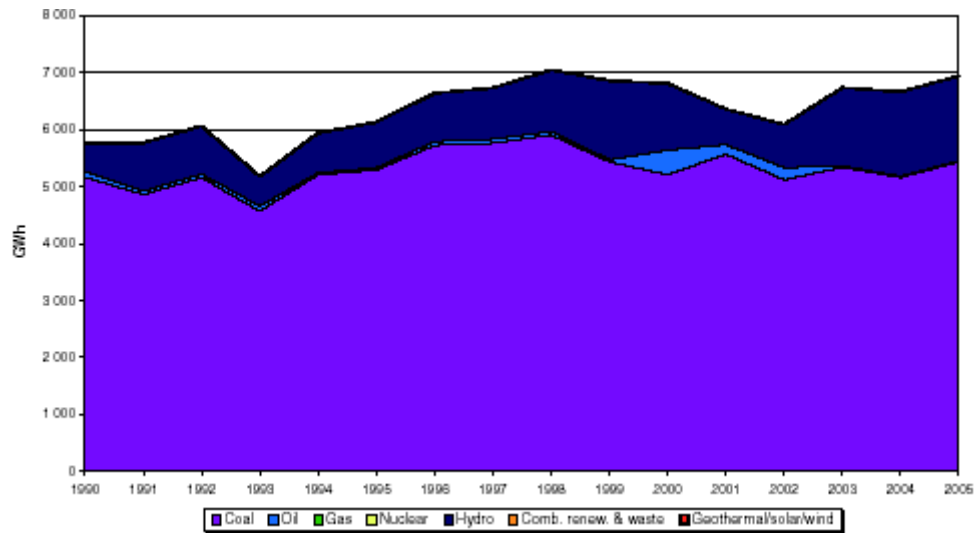
Διάγραμμα 21: Διακύμανση εκπομπών CO₂ για το διάστημα 1992-2005

Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, η υδροηλεκτρική ενέργεια κατέχει το 21,54% (Διάγραμμα 22), παρόλο που εκτιμάται ότι είναι πολύ μεγαλύτερη. Ένα ποσοστό της τάξης του 24% των υδάτινων πόρων χρησιμοποιούνται στις υπάρχουσες υδροηλεκτρικές μονάδες της χώρας.

Η συνολική ηλεκτροπαραγωγή το 2005 [16] ανήλθε στο ποσό των 6.942 GWh, ενώ οι εισαγωγές ήταν 1.599 GWh. Για να ικανοποιηθεί η αυξανόμενη ζήτηση (Διάγραμμα 23) και να μειωθούν μερικώς οι εισαγωγές ενέργειας, η χώρα σχεδιάζει μελλοντικά από το 2020 να δημιουργήσει νέες υδροηλεκτρικές μονάδες.



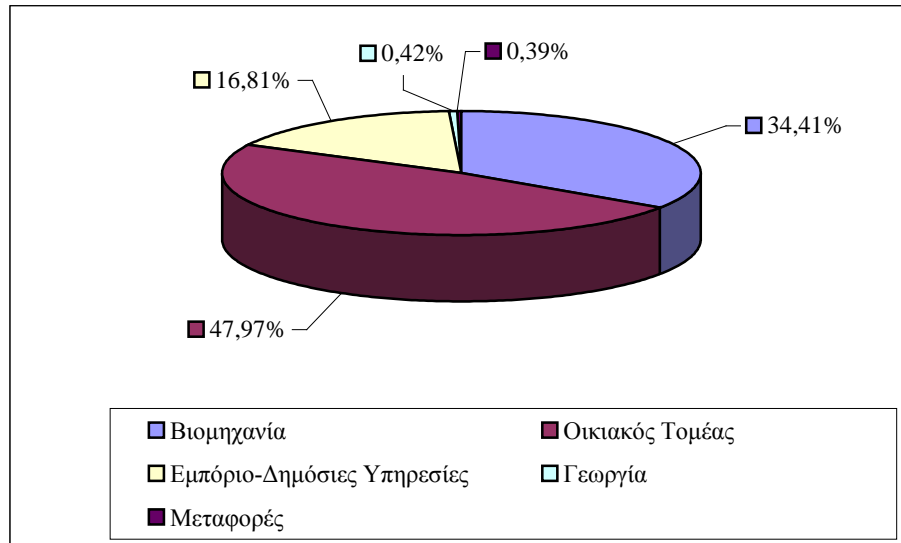
Διάγραμμα 22: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή ενέργειας το 2005



Διάγραμμα 23: Διακύμανση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το διάστημα 1990-2005

Πηγή: <http://www.iea.org>

Ο οικιακός τομέας και η βιομηχανία καταλαμβάνουν τα υψηλότερα ποσοστά [16] της κατανάλωσης (Διάγραμμα 24).



Διάγραμμα 24: Κατανάλωση ηλεκτρισμού ανά τομέα το 2005

4.6 Ουκρανία

4.6.1 Γενικά στοιχεία

Η Ουκρανία, με πρωτεύουσα το Κίεβο, έχει έκταση 603.700 km² και πληθυσμό 41.700.000 κατοίκους, το 2005. Βρέχεται νότια από τη Μαύρη Θάλασσα, ενώ συνορεύει νοτιοδυτικά με τη Μολδαβία, δυτικά με τη Ρουμανία, βόρεια με τη Λευκορωσία και ανατολικά με τη Ρωσία (Εικόνα 6) [16], [24].

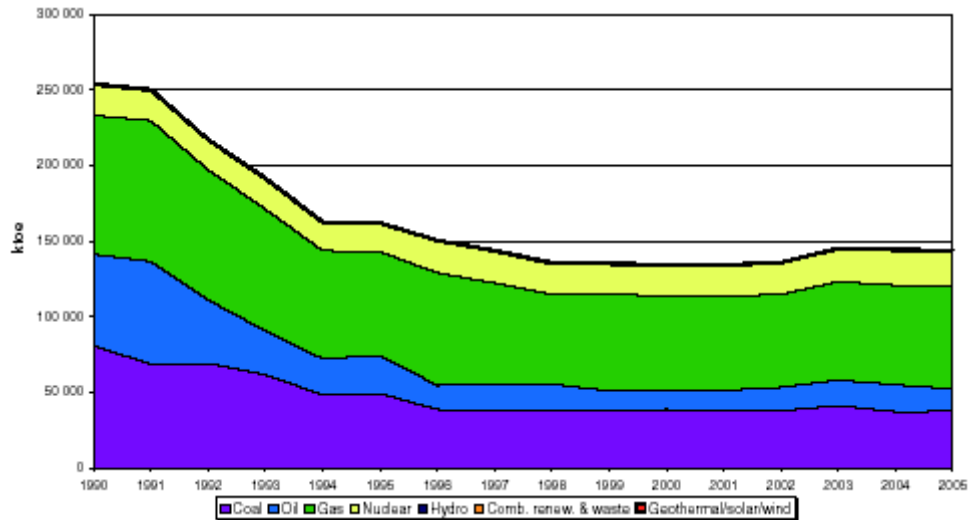


Εικόνα 6: Γεωγραφική απεικόνιση Ουκρανίας

Πηγή: <http://www.iea.org>

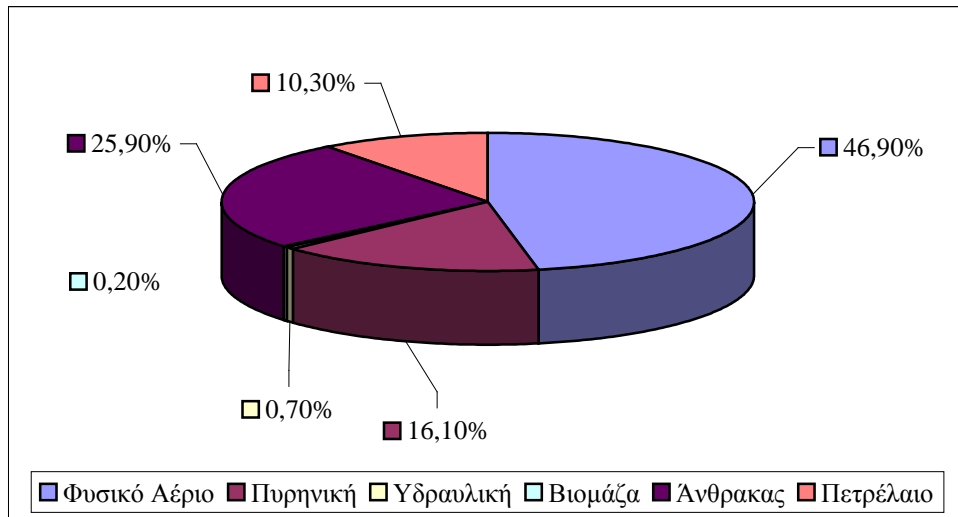
4.6.2 Στοιχεία ενεργειακού τομέα

Η Ουκρανία παρουσιάζει σταθεροποίηση στην παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας [16] τα τελευταία χρόνια (Διάγραμμα 25), με τις συμβατικές ενεργειακές πηγές (πετρέλαιο, άνθρακας, φυσικό αέριο) να καταλαμβάνουν το 73,00% το 2005 (Διάγραμμα 26).



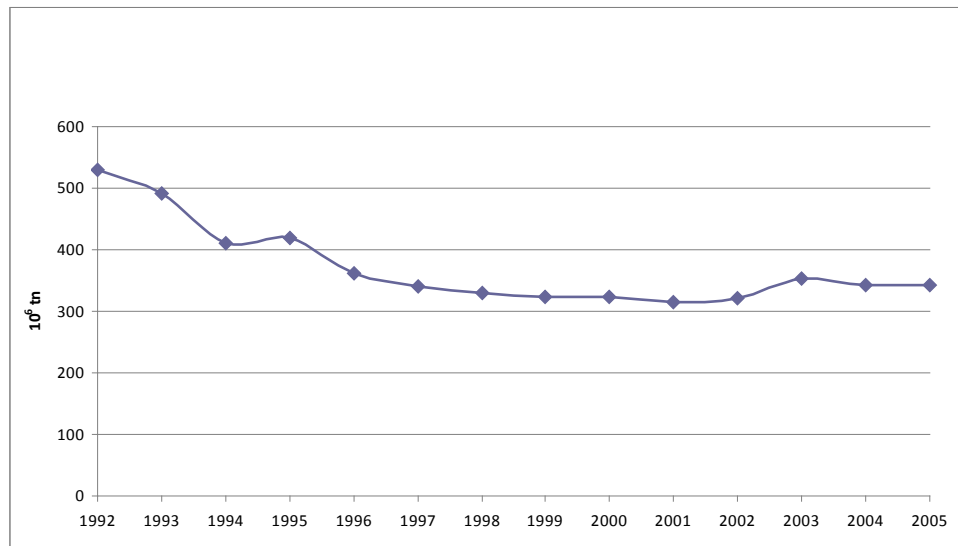
Διάγραμμα 25: Κατανομή και διακύμανση παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας (TPES) για το διάστημα 1971-2005 (εκτός από την πώληση ηλεκτρισμού)

Πηγή: <http://www.iea.org>



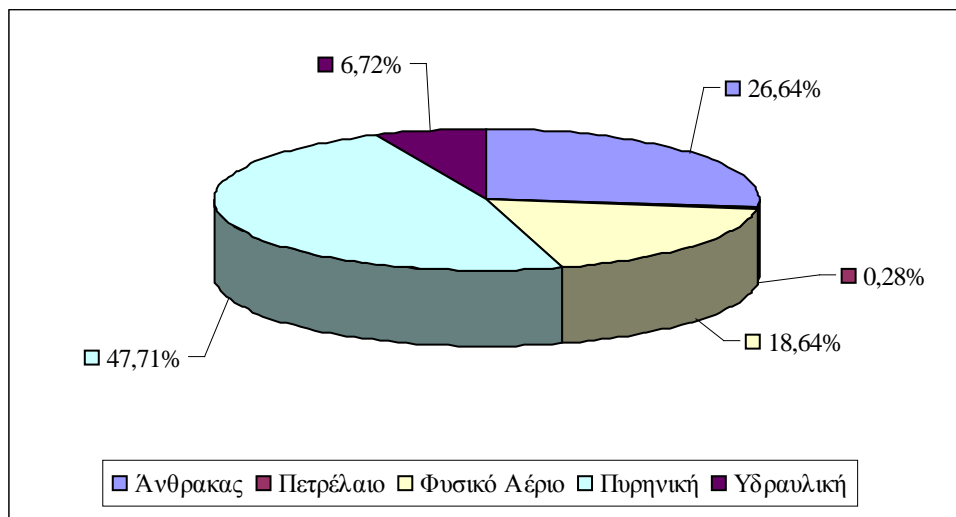
Διάγραμμα 26: Κατανομή πρωτογενούς παραγωγής ενέργειας ανά πηγή το 2005

Οι εκπομπές CO₂ από συμβατικά καύσιμα παρουσιάζουν μικρή άνοδο τα τελευταία χρόνια (Διάγραμμα 27), ενώ το 2005 ήταν $342,57 \cdot 10^6$ tn.

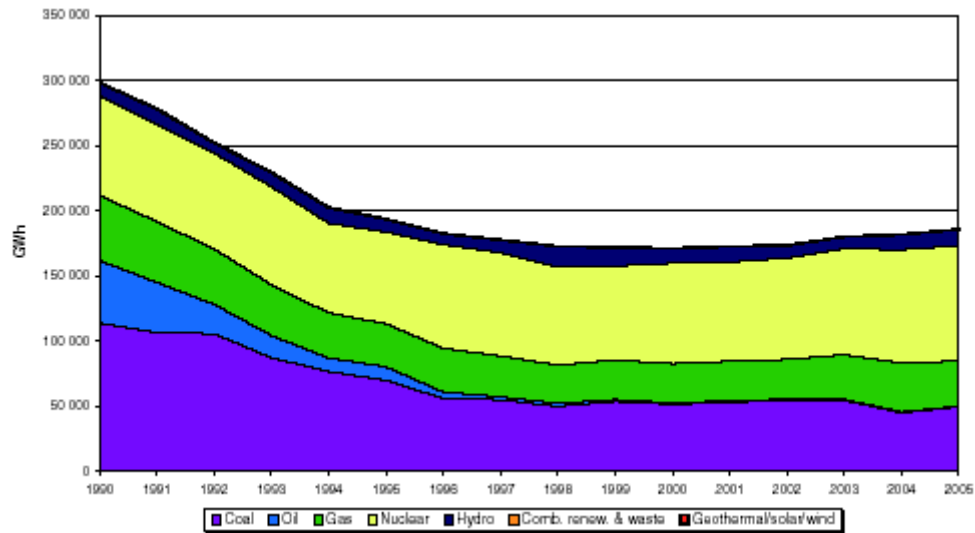


Διάγραμμα 27: Διακύμανση εκπομπών CO₂ για το διάστημα 1992-2005

Οι οικονομικές δυνατότητες της Ουκρανίας περιλαμβάνουν πολύ πλούσια γεωργία, σημαντικές ποσότητες γαιάνθρακα καθώς και μέτριες ποσότητες πετρελαίου και φυσικού αερίου. Η απαρχαιωμένη υποδομή και οι διαβρωμένοι αγωγοί συνεισφέρουν σε ένα μη αποτελεσματικό ενεργειακό σύστημα, καθώς και σε υψηλά κόστη παραγωγής και μεταφορών. Αν και διακοπές ρεύματος παρουσιάζονται κατά τη διάρκεια περιόδων υψηλής ζήτησης, αυτές δεν οφείλονται σε έλλειψη παραγωγής, αλλά κυρίως σε ελλείψεις καυσίμων, κακοδιαχείριση και ελλιπή συντήρηση των υπαρχουσών συσκευών. Παρόλα αυτά, δεν απαιτείται επένδυση σε νέες μονάδες παραγωγής για να καλυφθούν οι ανάγκες. Η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Ουκρανία είναι περιορισμένη. Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής [16], μόλις το 6,72% προέρχεται από υδραυλική ενέργεια (Διάγραμμα 28). Η συνολική ηλεκτροπαραγωγή το 2005 ανήλθε στο ποσό των 186.055 GWh (Διάγραμμα 29) με 10.068 GWh να εξάγονται και 1.715 GWh να εισάγονται.



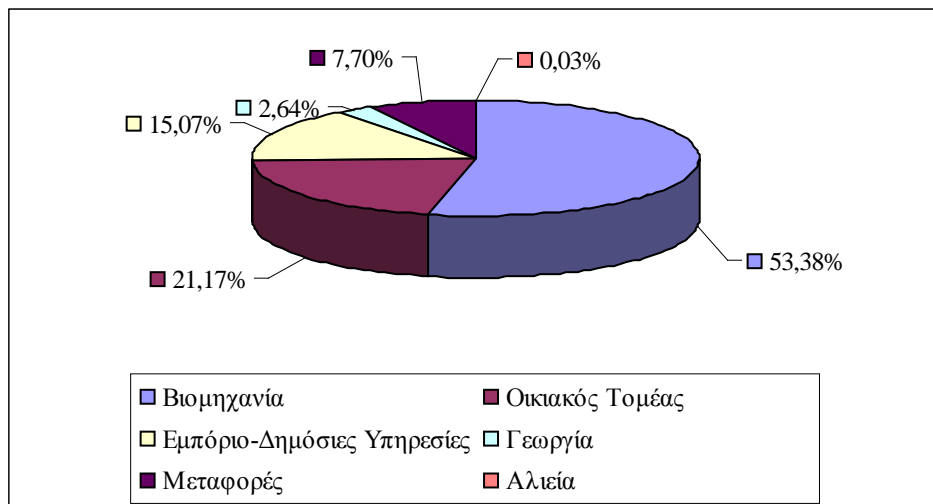
Διάγραμμα 28: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή ενέργειας το 2005



Διάγραμμα 29: Διακύμανση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το διάστημα 1971-2005

Πηγή: <http://www.iea.org>

Σημαντικό ποσοστό στην κατανάλωση του ηλεκτρισμού κατέχει η βιομηχανία, ενώ αρκετά υψηλά ποσοστά κατέχουν ο οικιακός τομέας και το εμπόριο-δημόσιες υπηρεσίες [16] (Διάγραμμα 30).



Διάγραμμα 30: Κατανάλωση ηλεκτρισμού ανά τομέα το 2005

4.7 Ρουμανία

4.7.1 Γενικά στοιχεία

Η Ρουμανία, με πρωτεύουσα το Βουκουρέστι, έχει έκταση 238.000 km² και πληθυσμό 28.100.000 κατοίκους, το 2005 [16], [24]. Προσχώρησε στην Ευρωπαϊκή Ένωση το 2007. Βρέχεται ανατολικά από τη Μαύρη Θάλασσα, ενώ συνορεύει νότια με τη Βουλγαρία, νοτιοδυτικά με τη Σερβία, δυτικά με την Ουγγαρία, βόρεια και ανατολικά με την Ουκρανία και βορειοανατολικά με την ΠΓΔΜ (Εικόνα 7).



Εικόνα 7: Γεωγραφική απεικόνιση Ρουμανίας

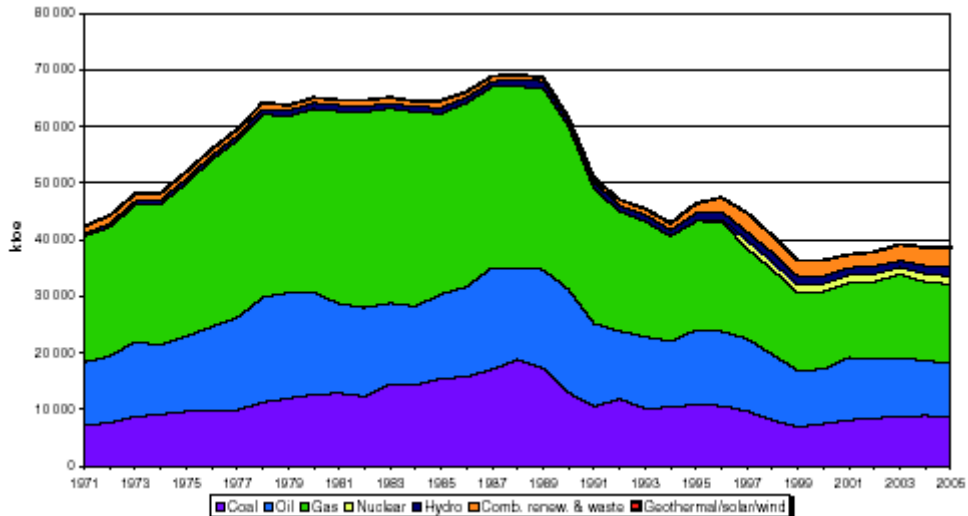
Πηγή: <http://www.iea.org>

Η Ρουμανία έχει σημαντικούς φυσικούς πόρους, όπως πετρέλαιο, φυσικό αέριο, άνθρακα, σίδηρο, χαλκό και βωξίτη. Γεωγραφικά, το υδροηλεκτρικό δυναμικό της Ρουμανίας βρίσκεται κατά μήκος του ποταμού Δούναβη και στις κοιλάδες των ποταμών που πηγάζουν από τον ορεινό όγκο της χώρας. Επίσης υδάτινοι πόροι για παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας βρίσκονται στις περισσότερες από 2.500 λίμνες.

4.7.2 Στοιχεία ενεργειακού τομέα

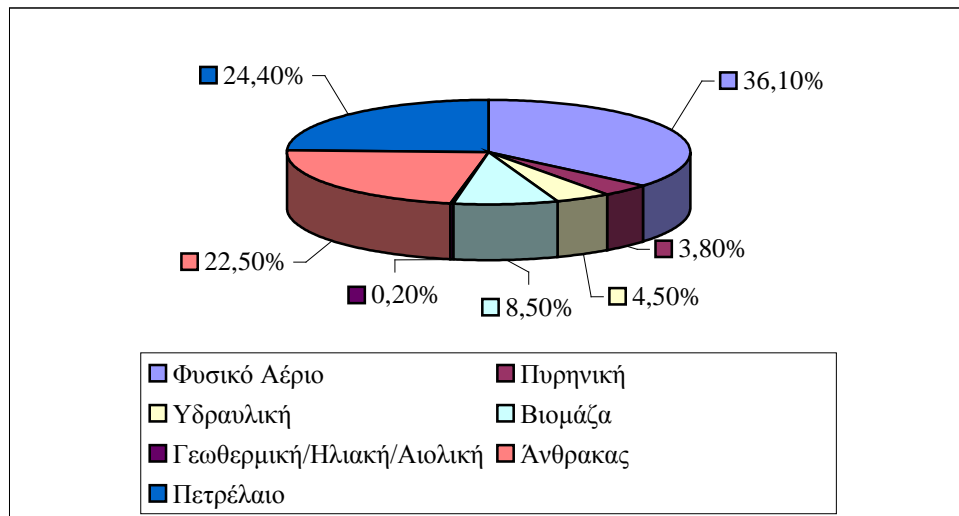
Η Ρουμανία παρουσιάζει αύξηση στην παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας τα τελευταία χρόνια (Διάγραμμα 31), με τις συμβατικές ενεργειακές πηγές [16] (πετρέλαιο, άνθρακας,

φυσικό αέριο) να καταλαμβάνουν το 83,00%, το 2005 (Διάγραμμα 32). Οι εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα από συμβατικά καύσιμα παρουσιάζουν σταθεροποίηση την τελευταία πενταετία (Διάγραμμα 33), ενώ το 2005 ήταν $99,34 \cdot 10^6$ tn.

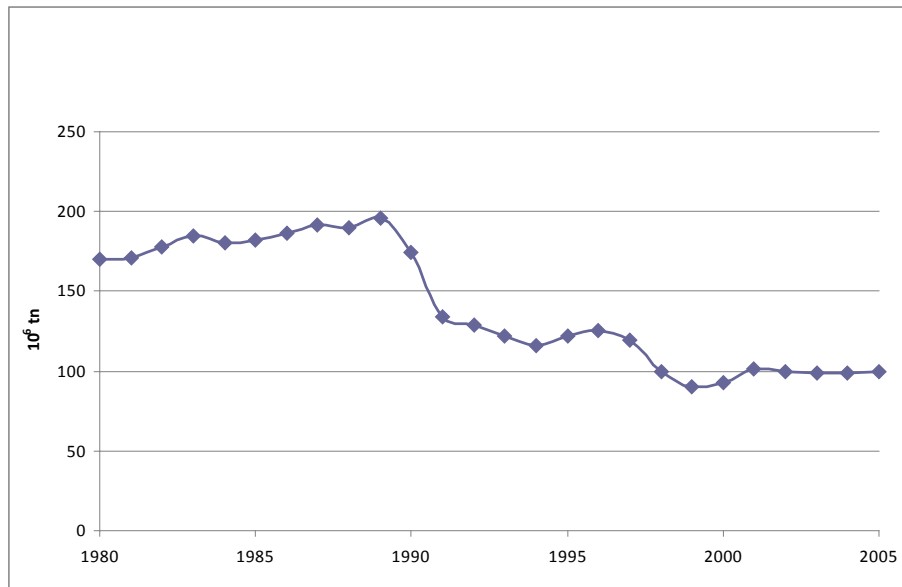


Διάγραμμα 31: Κατανομή και διακύμανση παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας (TPES) για το διάστημα 1971-2005 (εκτός από την πώληση ηλεκτρισμού)

Πηγή: <http://www.iea.org>

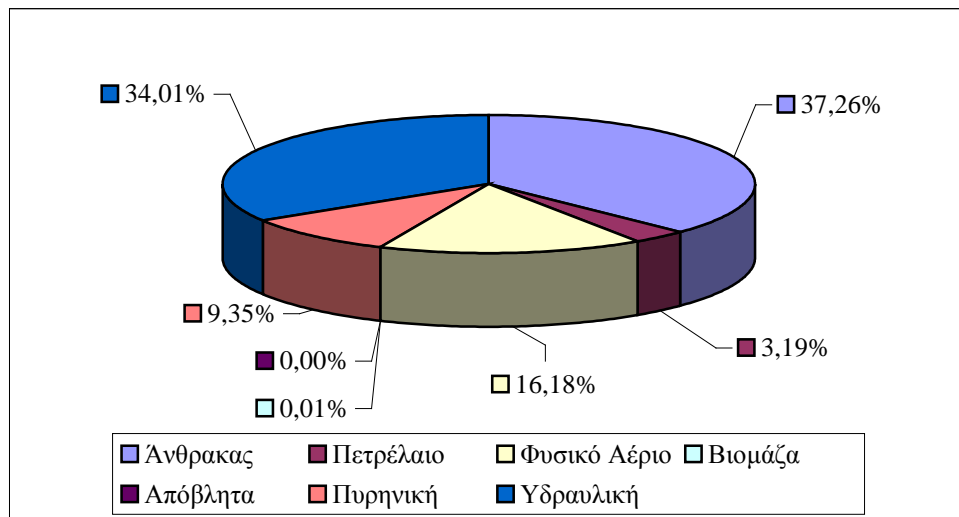


Διάγραμμα 32: Κατανομή πρωτογενούς παραγωγής ενέργειας ανά πηγή το 2005

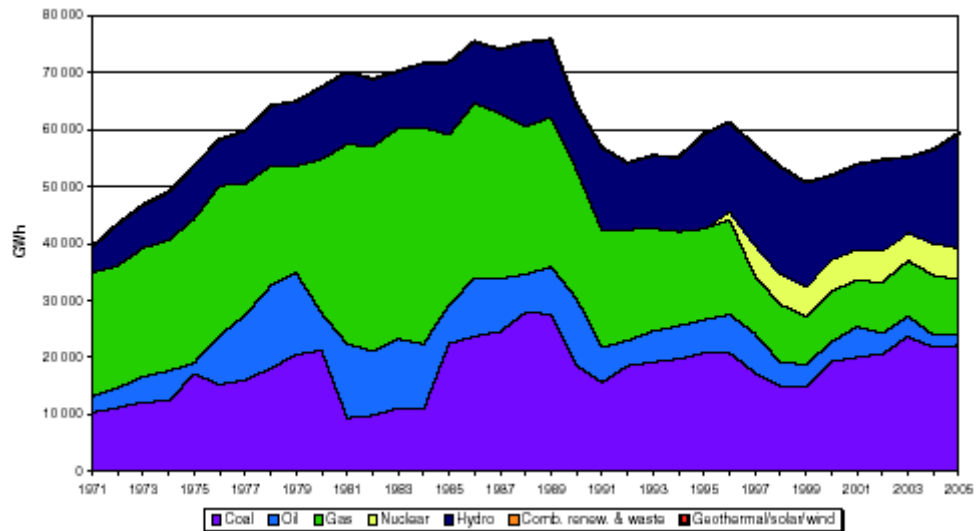


Διάγραμμα 33: Διακύμανση εκπομπών CO₂ για το διάστημα 1980-2005

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη Ρουμανία γίνεται κυρίως από μονάδες θερμικής ενέργειας (άνθρακας, φυσικό αέριο και πετρέλαιο), με εξισορρόπηση της παραγωγής από υδροηλεκτρικές μονάδες (Διάγραμμα 34). Η συνολική ηλεκτροπαραγωγή το 2005 ανήλθε στο ποσό των 59.413 GWh (Διάγραμμα 35) με 8,79% αυτής να εξάγεται, ενώ η εισαγωγή ήταν 2.321 GWh [16]. Η βιομηχανία και ο οικιακός τομέας καταλαμβάνουν τα υψηλότερα ποσοστά της κατανάλωσης (Διάγραμμα 36).

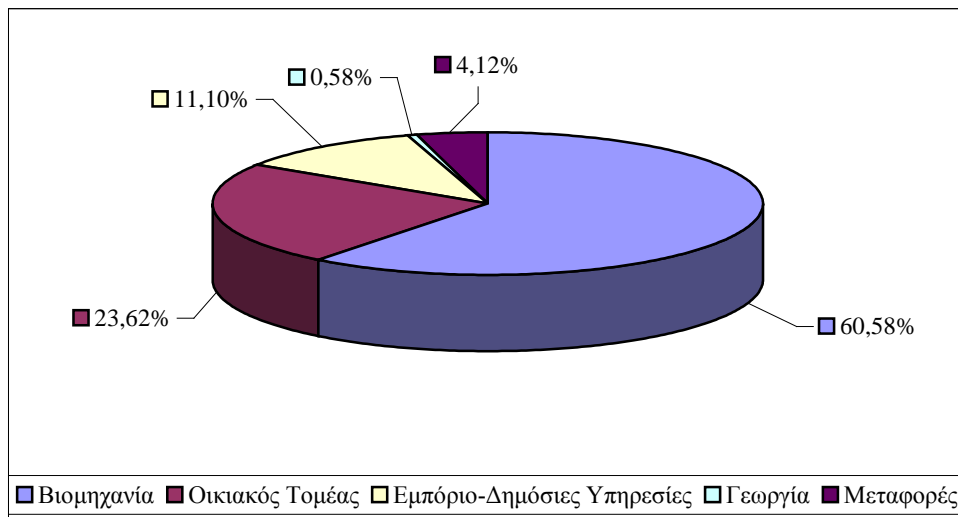


Διάγραμμα 34: Κατανομή ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή ενέργειας το 2005



Διάγραμμα 35: Διακύμανση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το διάστημα 1971-2005

Πηγή: <http://www.iea.org>



Διάγραμμα 36: Κατανάλωση ηλεκτρισμού ανά τομέα το 2005

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ ΜΙΚΡΩΝ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΕΡΓΩΝ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΤΟΥ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΟΣ RETSCREEN [21]

5.1 Γενικά στοιχεία του προγράμματος RETScreen (Version 3.2)

Το πρόγραμμα RETScreen παρέχει μία μεθοδολογία που συγκρίνει με αξιόπιστο τρόπο τις συμβατικές τεχνολογίες με τις τεχνολογίες καθαρής ενέργειας και βοηθά στον καθορισμό του κατά πόσο μπορεί να πραγματοποιηθεί ένα έργο ή να απορριφθεί, έναντι άλλων εναλλακτικών. Περιέχει 7 υπολογιστικά φύλλα Excel, τα οποία αποτελούν ξεχωριστά βήματα για την εκπόνηση μίας εργασίας. Στην περίπτωση των μικρών υδροηλεκτρικών έργων, τα φύλλα υπολογισμού είναι τα ακόλουθα: Energy Model, Hydrology & Load, Equipment Data, Cost Analysis, GHG Analysis, Financial Summary και Sensitivity. Ένα από τα κυριότερα οφέλη του προγράμματος είναι η δυνατότητα ανάλυσης ευαισθησίας, για να καθορισθούν οι κρίσιμες παράμετροι για την οικονομική βιωσιμότητα του έργου. Οι περισσότερες παράμετροι του RETScreen, όπως είναι η εξοικονόμηση ενέργειας και ισχύος και το επιτόκιο προεξόφλησης, διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην αποτελεσματικότητα μίας επένδυσης και η οικονομική βιωσιμότητά της μπορεί να φανεί ευαίσθητη στις μεταβολές αυτών των παραμέτρων.

Αρχικά, στο υπολογιστικό φύλλο Energy Model ο χρήστης περιγράφει τις παραμέτρους σχετικές με την τοποθεσία της εγκατάστασης, τα χαρακτηριστικά του συστήματος που χρησιμοποιείται, ενώ το πρόγραμμα υπολογίζει την ετήσια παραγωγή ή εξοικονόμηση ενέργειας. Στην περίπτωση των μικρών υδροηλεκτρικών έργων, το φύλλο αυτό αντλεί στοιχεία από τα φύλλα Hydrology & Load και Equipment Data στα οποία δίνονται τα κλιματολογικά δεδομένα και τα δεδομένα της περιοχής εγκατάστασης του υδροηλεκτρικού έργου, καθώς και στοιχεία του μηχανολογικού εξοπλισμού που χρησιμοποιείται. Στο φύλλο Cost Analysis εισάγονται στοιχεία σχετικά με το κόστος εγκατάστασης, το ετήσιο και το περιοδικό κόστος, ενώ προσφέρεται στο χρήστη η δυνατότητα επιλογής της μεθόδου κοστολόγησης ανάμεσα στην τυπική και την αναλυτική. Οι εξισώσεις που χρησιμοποιούνται στην πρώτη μέθοδο είναι εμπειρικές βασισμένες σε στοιχεία που έχουν συλλεχθεί σε διάστημα μεγαλύτερο των 20 ετών από μικρές ή μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες. Η αναλυτική μέθοδος επιτρέπει στο χρήστη να εκτιμήσει κόστη βασιζόμενος σε

εκτιμώμενες ποσότητες και μοναδιαία κόστη. Η χρήση αυτής της μεθόδου προϋποθέτει την εκτίμηση του μεγέθους και της διάταξης των απαιτούμενων κατασκευών. Το φύλλο Greenhouse Gas Analysis (GHG) είναι προαιρετικό και σ' αυτό υπολογίζεται η ετήσια μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου με την ανάπτυξη της προτεινόμενης τεχνολογίας. Στο φύλλο Financial Summary παρουσιάζονται τα χρηματοοικονομικά μεγέθη που αφορούν στη βιωσιμότητα της επένδυσης και εισάγονται στοιχεία που σχετίζονται με τη δανειοδότηση ή την επιχορήγηση του έργου. Τέλος, το φύλλο Sensitivity and Risk Analysis (προαιρετικό) βοηθά το χρήστη να εκτιμήσει την ευαισθησία των οικονομικών δεικτών σε σχέση με τις τεχνοοικονομικές παραμέτρους του έργου.

Από το πλήθος των υπολογιστικών φύλλων γίνεται αντιληπτό ότι πολλές είναι οι παράμετροι που επηρεάζουν τα αποτελέσματα της ανάλυσης. Γενικά, ο χρήστης συμπληρώνει καθένα από τα φύλλα από πάνω προς τα κάτω, διαφοροποιώντας αρκετές φορές τα δεδομένα, προκειμένου να βελτιστοποιηθεί το σχέδιο του προγράμματος.

Χαρακτηριστικά αναφέρεται ότι βασικές παράμετροι για την εκπόνηση της εργασίας μέσω του συγκεκριμένου προγράμματος αποτελούν τα κλιματολογικά δεδομένα, τα χαρακτηριστικά των υδροηλεκτρικών έργων, τα αρχικά και περιοδικά κόστη της επένδυσης, το κόστος της παραγόμενης ενέργειας, τα χρηματοοικονομικά μεγέθη, το ύψος των κρατικών επιδοτήσεων καθώς και οι παραδοχές και το επίπεδο αβεβαιότητας του χρήστη του προγράμματος.

Τα κελιά κίτρινου χρώματος περιλαμβάνουν δεδομένα που πρέπει να εισαχθούν είτε από τα δεδομένα του συστήματος είτε από το χρήστη.

Τα κελιά γκρι χρώματος δεν επηρεάζουν τους υπολογισμούς και περιέχουν πληροφορίες από βάσεις δεδομένων, ενώ στην περίπτωση έλλειψης στοιχείων είναι δυνατή η εισαγωγή στοιχείων από το χρήστη.

Στα κελιά γαλάζιου χρώματος εισάγονται πληροφορίες από βάσεις δεδομένων και στην περίπτωση του μικρού υδροηλεκτρικού έργου εισάγεται το είδος του υδροστροβίλου που χρησιμοποιείται.

Τέλος, στα κελιά λευκού χρώματος είτε αντιγράφονται δεδομένα από άλλα φύλλα είτε εισάγονται αυτόματα από το σύστημα τα αποτελέσματα.

Η χρήση καθενός φύλλου εργασίας αναλύεται στις παραγράφους που ακολουθούν βάσει του φύλλου οδηγιών (manual) του προγράμματος.

5.2 Το υπολογιστικό φύλλο Energy Model (Ενεργειακό Μοντέλο)

Το φύλλο αυτό χωρίζεται σε τρεις ενότητες:

- Site Conditions (Συνθήκες της περιοχής),
- System Characteristics (Χαρακτηριστικά του συστήματος) και
- Annual Energy Production (Ετήσια παραγωγή ενέργειας).

5.2.1 Στοιχεία ενότητας Site Conditions (Συνθήκες της περιοχής)

Στην ενότητα (Σχήμα 1α) αυτή εισάγονται το όνομα του έργου και το γεωγραφικό μήκος και πλάτος της τοποθεσίας που επιλέγεται (κελιά γκρι χρώματος). Εν συνεχεία, εισάγεται το υδροδυναμικό ύψος πτώσης (gross head), βάσει του οποίου υπολογίζεται η δυνατή παραγωγή ισχύος της μονάδας. Στην περίπτωση που η τιμή αυτή δεν είναι διαθέσιμη από τους διεθνείς χάρτες του International Energy Agency (IEA), θα πρέπει να προηγηθεί μελέτη της περιοχής για να υπολογισθεί το ύψος πτώσης. Στο κελί maximum tailwater effect εισάγεται η μέγιστη μείωση του υδροδυναμικού ύψους που δύναται να παρουσιαστεί κατά τη διάρκεια αυξημένης ροής του ποταμού.

| Site Conditions | | Estimate | Notes/Range |
|-------------------------------|-------------------|------------------------|-----------------------------------|
| Project name | | Small Hydro | See Online Manual |
| Project location | | Sonsonate, El Salvador | |
| Latitude of project location | °N | 13,83 | -90.00 to 90.00 |
| Longitude of project location | °E | -89,73 | -180.00 to 180.00 |
| Gross head | m | 146,00 | |
| Maximum tailwater effect | m | 5,00 | |
| Residual flow | m ³ /s | 0,05 | → Complete Hydrology & Load sheet |
| Firm flow | m ³ /s | 1,43 | |
| Peak load | kW | 3.500 | |
| Energy demand | MWh | 18.286 | |

Σχήμα 1α: Υπολογιστικό φύλλο Energy Model – Ενότητα Site Conditions

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

Τα υπόλοιπα κελιά της ενότητας αυτής (Residual flow, Firm flow, Peak load και Energy demand) αντιγράφονται αυτόματα από το επόμενο φύλλο Hydrology & Load, όπου και αναλύονται.

5.2.2 Στοιχεία ενότητας System characteristics (Χαρακτηριστικά του συστήματος)

Στην ενότητα αυτή (Σχήμα 1β), αρχικά εισάγεται η μέγιστη ροή (design flow) που μπορεί να χρησιμοποιηθεί από τον υδροστρόβιλο. Κατόπιν, στο κελί Maximum hydraulic losses, ο χρήστης εισάγει το ποσοστό (%) που αντιπροσωπεύει τις εκτιμώμενες υδραυλικές απώλειες κατά τη ροή του νερού. Το ποσοστό αυτό κυμαίνεται μεταξύ 2 και 7%. Για τα περισσότερα μικρά υδροηλεκτρικά έργα οι υδραυλικές απώλειες αντιπροσωπεύουν ποσοστό της τάξης του 5%. Το ποσοστό αυτό μειώνεται στο 2% για έργα με μικρές σήραγγες, ενώ για έργα με μικρό ύψος πτώσης και μεγάλες σήραγγες αυξάνεται στο 7%.

Στο κελί Generator efficiency εισάγεται η εκτιμώμενη απόδοση του κινητήρα η οποία μπορεί να κυμαίνεται από 93-97%. Ένα ποσοστό της τάξης του 95% αντιπροσωπεύει την απόδοση των περισσότερων υδροστρόβιλων που χρησιμοποιούνται σε μικρές μονάδες.

Στο κελί Transformer losses, ο χρήστης εισάγει το εκτιμώμενο ποσοστό απωλειών του μετασχηματιστή, ο οποίος χρησιμοποιείται μεταξύ του κινητήρα και της γραμμής μεταφοράς του ηλεκτρισμού. Το ποσοστό αυτό είναι συνήθως της τάξης του 1%.

Στο κελί Parasitic electricity losses εισάγεται το ποσοστό (%) των απωλειών του ηλεκτρισμού του συστήματος. Οι απώλειες αυτές κυμαίνονται από 1 έως 3%.

| System Characteristics | | Estimate | Notes/Range |
|-----------------------------------|-------------------|---------------|---|
| Grid type | - | Isolated-grid | |
| Design flow | m ³ /s | 1,900 | |
| Turbine type | - | Francis | → Complete Equipment Data sheet |
| Number of turbines | turbine | 1 | |
| Turbine peak efficiency | % | 92,2% | |
| Turbine efficiency at design flow | % | 88,9% | |
| Maximum hydraulic losses | % | 5% | 2% to 7% |
| Generator efficiency | % | 95% | 93% to 97% |
| Transformer losses | % | 1% | 1% to 2% |
| Parasitic electricity losses | % | 2% | 1% to 3% |
| Annual downtime losses | % | 4% | 2% to 7% |

Σχήμα 1β: Υπολογιστικό φύλλο Energy Model – Ενότητα System Characteristics

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

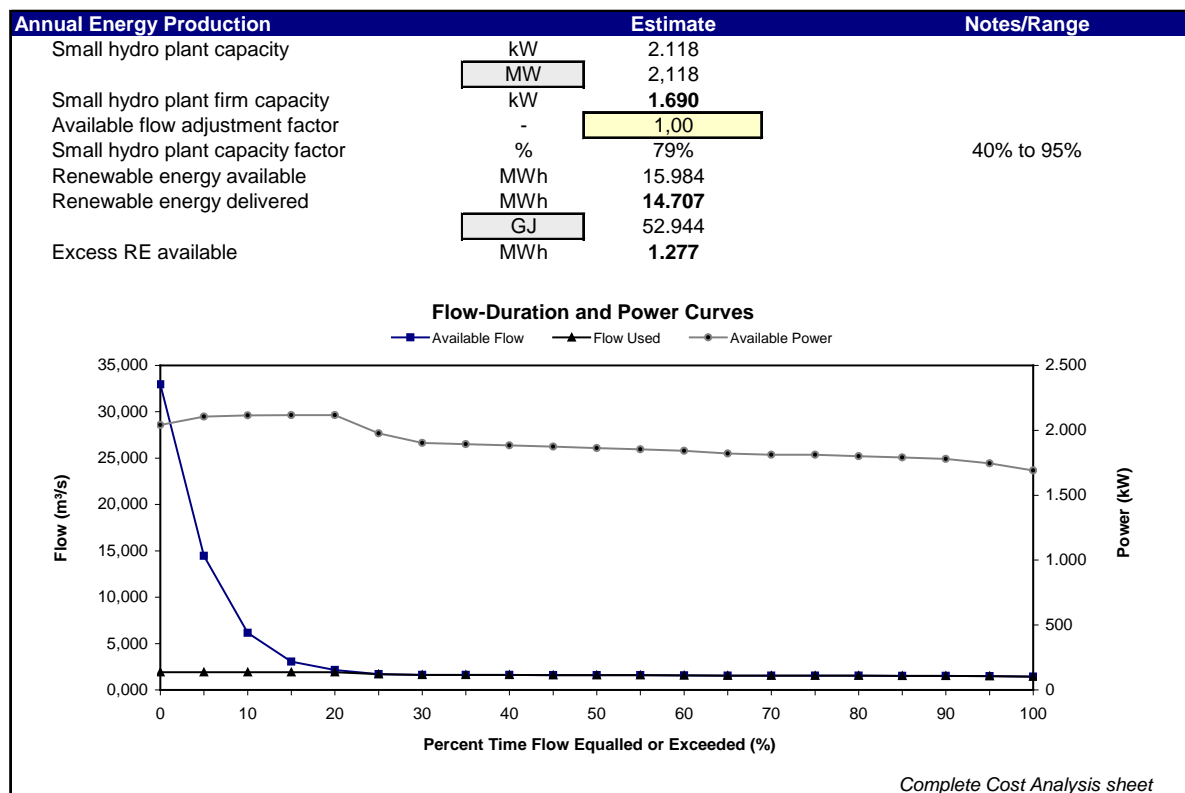
Το ποσοστό (%) το οποίο αντιπροσωπεύει το χρονικό διάστημα που πρέπει η μονάδα να παραμείνει κλειστή για συνήθη ή απρόβλεπτη επισκευή, εισάγεται στο κελί Annual downtime losses και κυμαίνεται από 2 έως 7%. Ποσοστό της τάξης του 4% αντιστοιχεί σε 15 ημέρες και είναι σύνηθες για μία μικρή υδροηλεκτρική μονάδα.

Το κελί Grid type αντιγράφεται αυτόματα από το υπολογιστικό φύλλο Hydrology & Load, όπου και αναλύεται.

Τα υπόλοιπα κελιά της ενότητας αυτής (Turbine type, Number of turbines, Turbine peak efficiency και Turbine efficiency at design flow) αντιγράφονται αυτόματα από το υπολογιστικό φύλλο Equipment Data.

5.2.3 Στοιχεία ενότητας Annual Energy Production (Ετήσια παραγωγή ενέργειας)

Στην ενότητα αυτή (Σχήμα 1γ), η μόνη παράμετρος που εισάγεται από το χρήστη είναι ένας συντελεστής στο κελί Available flow adjustment factor και παρέχει τη δυνατότητα ρύθμισης της διαθέσιμης ενέργειας από την υδροηλεκτρική μονάδα. Ο συντελεστής αυτός δίνει στο χρήστη τη δυνατότητα να ελέγξει την επιρροή που έχει η διαθέσιμη ενέργεια στην οικονομική βιωσιμότητα του έργου.



Σχήμα 1γ: Υπολογιστικό φύλλο Energy Model – Ενότητα Annual Energy Production

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

Στο κελί Small hydro plant capacity, το πρόγραμμα υπολογίζει τη μέγιστη παραγόμενη ισχύ της μονάδας και όχι την εγκατεστημένη ισχύ. Η τιμή αυτή δίδεται για πληροφοριακούς λόγους και δεν απαιτείται για τους υπολογισμούς του προγράμματος.

Εν συνεχεία, στο κελί Small hydro plant firm capacity το πρόγραμμα υπολογίζει την ισχύ που μπορεί να παραχθεί βάσει της διαθέσιμης ροής για το 95% του χρόνου, της μέγιστης ροής που μπορεί να χρησιμοποιηθεί από τον υδροστρόβιλο, συνυπολογίζοντας και τις απώλειες. Η τιμή της ισχύος αυτής συγκρίνεται με την τιμή της μέγιστης παραγόμενης ισχύος και η μικρότερη εισάγεται στο κελί.

Στο επόμενο κελί Small hydro plant capacity factor, το πρόγραμμα υπολογίζει το συντελεστή με βάση την ετήσια παραγόμενη ισχύ και κυμαίνεται μεταξύ 40 και 95%. Η μέση παραγωγή μίας μονάδας σε σχέση με την παραγόμενη ισχύ, δίνει το συντελεστή παραγωγής.

Η ετήσια διαθέσιμη ενέργεια της μονάδας (για Isolated-grid και Off-grid μονάδες), υπολογίζεται από το πρόγραμμα στο κελί Renewable energy available, ενώ η ετήσια παραγόμενη ενέργεια υπολογίζεται στο επόμενο κελί Renewable energy delivered. Η διαφορά των παραπάνω δύο τιμών εισάγεται στο κελί Excess RE (Renewable Energy) available.

Η γραφική παράσταση στο τέλος της ενότητας αυτής, απεικονίζει τη σχέση μεταξύ της διαθέσιμης ροής, της ροής που χρησιμοποιεί η μονάδα και της αντίστοιχης ισχύος που μπορεί να παραχθεί. Η καμπύλη που απεικονίζει τη διαθέσιμη ισχύ βασίζεται στις συνθήκες της περιοχής και στα χαρακτηριστικά του συστήματος σε σχέση με τη διακύμανση των τιμών της διαθέσιμης ροής.

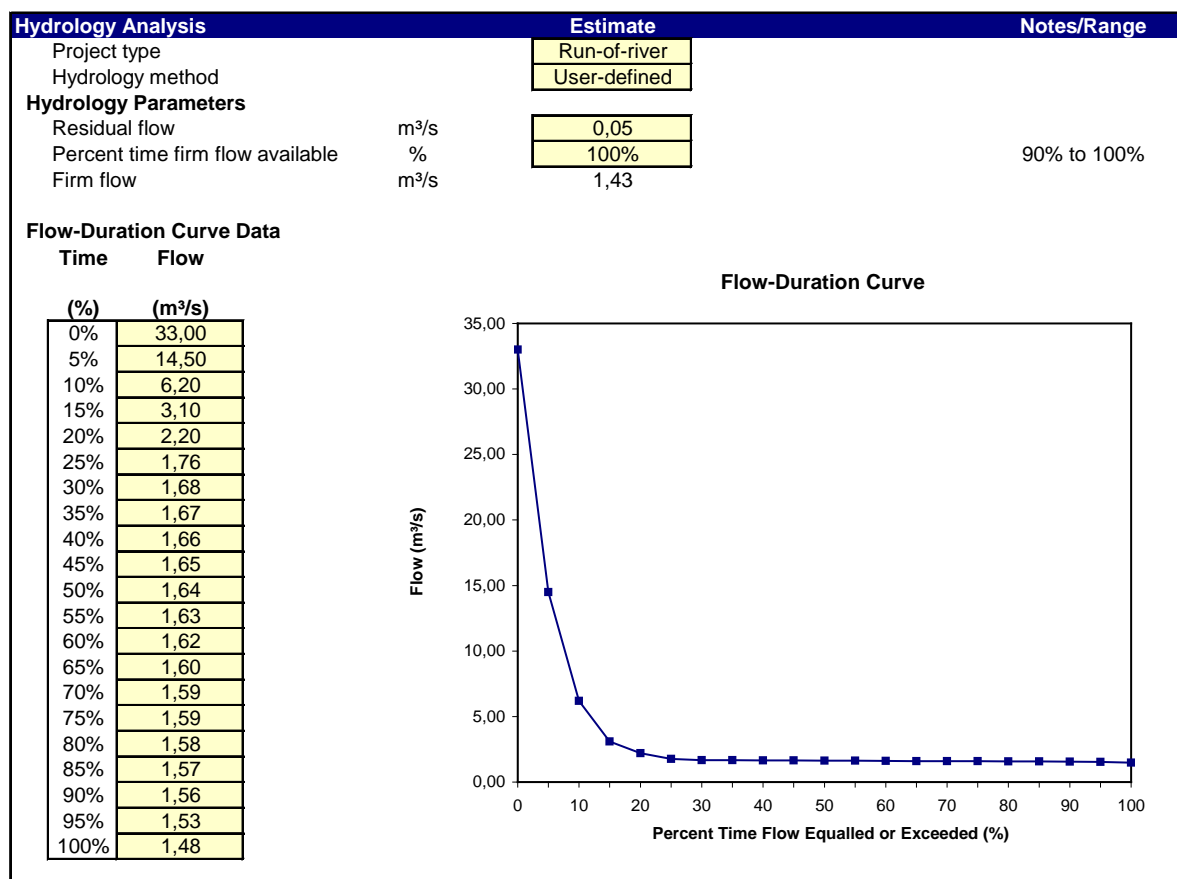
5.3 Το υπολογιστικό φύλλο Hydrology & Load (Υδρολογική ανάλυση και υπολογισμός φορτίου)

Το φύλλο αυτό χωρίζεται σε δύο ενότητες:

- Hydrology Analysis (Υδρολογική ανάλυση) και
- Load Characteristics (Χαρακτηριστικά του φορτίου)

5.3.1 Στοιχεία ενότητας Hydrology Analysis (Υδρολογική ανάλυση)

Στην ενότητα αυτή (Σχήμα 2α) αρχικά επιλέγεται από το χρήστη ο τύπος του έργου: run-of-river (ροής ποταμού) ή reservoir (ταμιευτήρα).



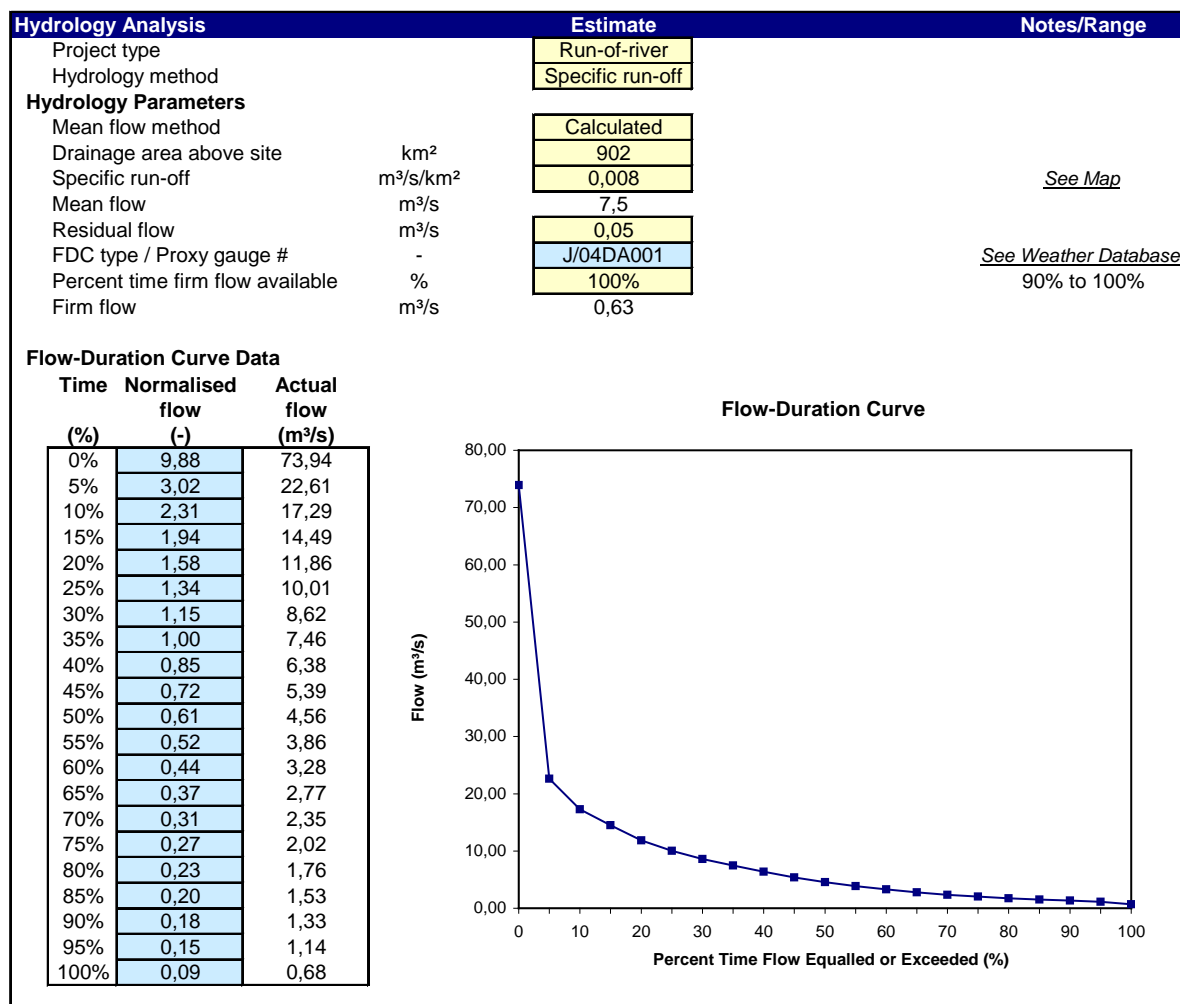
Σχήμα 2α: Φύλλο εργασίας Hydrology & Load – Ενότητα Hydrology Analysis

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

Στην περίπτωση που επιλεγεί έργο ροής ποταμού, το κελί Hydrology method ακολουθεί, όπου ο χρήστης έχει τις εξής δύο επιλογές: Specific-run-off ή User-defined.

Η πρώτη μέθοδος (Specific-run-off) χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με τα κλιματολογικά δεδομένα του RETScreen και ακολουθεί μία σειρά από κελιά στα οποία εισάγονται υδρολογικές παράμετροι (Σχήμα 2β). Η πρώτη παράμετρος εισάγεται στο κελί Mean flow method και ο χρήστης έχει δύο επιλογές: Calculated όπου το πρόγραμμα υπολογίζει αυτόματα τη μέση ροή ή User-defined όπου ο χρήστης εισάγει την τιμή της μέσης ροής. Εν συνεχεία, εισάγεται στο κελί Drainage area above site, η επιφάνεια της λεκάνης απορροής.

καθώς και ο λόγος της μέσης ροής προς τη λεκάνη απορροής στο επόμενο κελί Specific run-off.



Σχήμα 2β: Φύλλο εργασίας Hydrology & Load – Ενότητα Hydrology Analysis

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

Στο κελί Residual flow, ο χρήστης εισάγει τη ροή που θα πρέπει να έχει ο ποταμός κατά τη διάρκεια του έτους για περιβαλλοντικούς λόγους. Η ροή αυτή μπορεί να έχει σημαντική επιρροή στη διαθέσιμη ενέργεια μιας μικρής υδροηλεκτρικής μονάδας και είναι δύσκολη η αποτίμηση του μεγέθους της χωρίς να έχει προηγηθεί περιβαλλοντική μελέτη της περιοχής. Αρχικά, χρησιμοποιείται η μηδενική τιμή, παρόλο που μπορεί να οδηγήσει σε ευνοϊκότερα

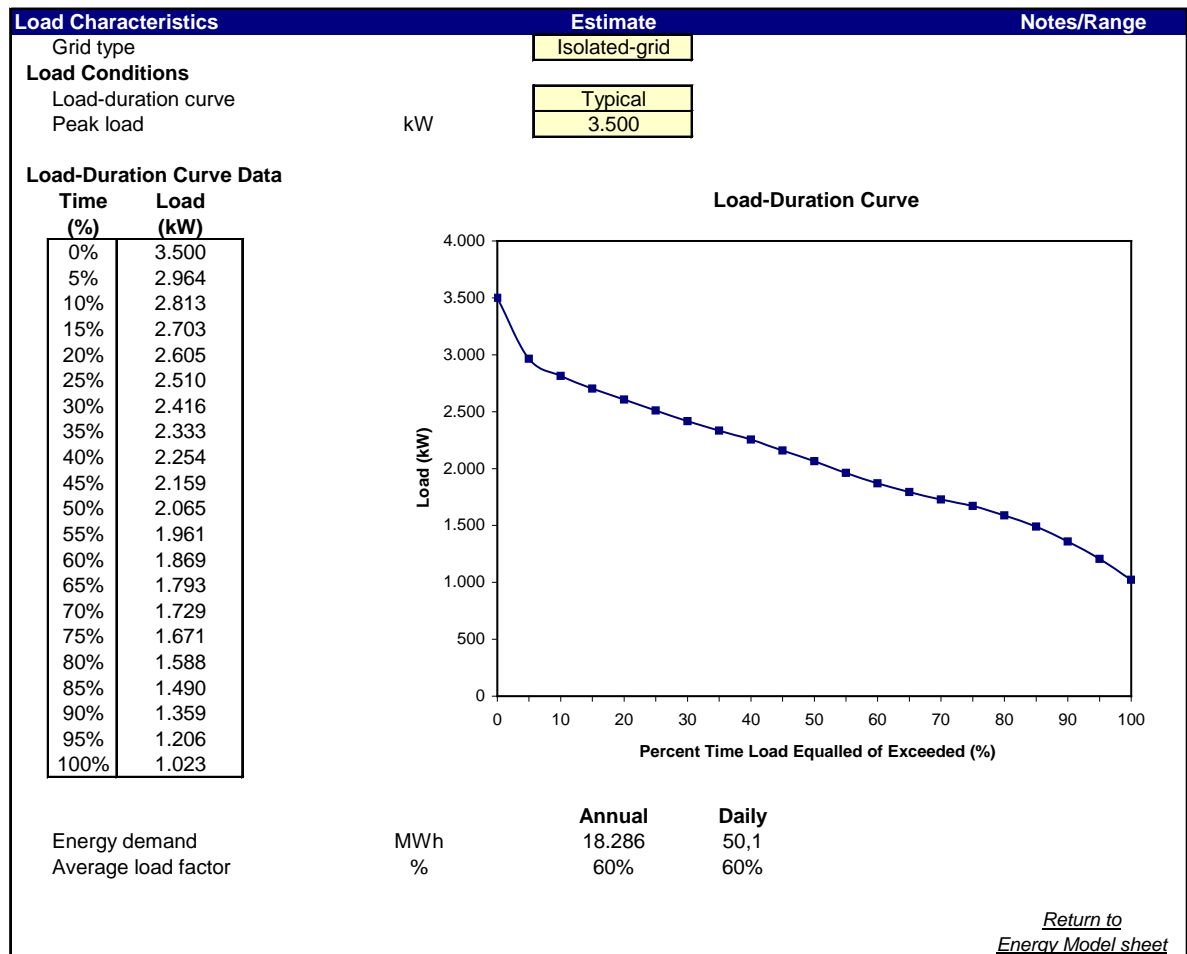
αποτελέσματα. Διακύμανση της τιμής αυτής πρέπει να λαμβάνεται υπόψη στην ανάλυση ευαισθησίας που γίνεται σε υπολογιστικό φύλλο παρακάτω. Στο κελί FDC type/Proxy gauge εισάγεται το είδος της καμπύλης ροής-διάρκειας από τη βάση δεδομένων του προγράμματος, ενώ το ποσοστό (%) του χρόνου που πρέπει να υπάρχει ροή στον ποταμό εισάγεται στο κελί Percent time firm flow available. Το πρόγραμμα υπολογίζει τη ροή που θα είναι διαθέσιμη για την παραγωγή ηλεκτρισμού (κελί Firm flow) και αντιστοιχεί συνήθως στη ροή που είναι διαθέσιμη το 95% του χρόνου.

Στην περίπτωση που επιλεγεί έργο με ταμιευτήρα, οι μοναδικές παράμετροι που εισάγονται είναι ροή που πρέπει να έχει ο ποταμός για περιβαλλοντικούς λόγους και το ποσοστό (%) του χρόνου που πρέπει να υπάρχει ροή στον ποταμό.

Ανάλογα με τις υδρολογικές παραμέτρους, το πρόγραμμα υπολογίζει την καμπύλη ροής-διάρκειας (flow-duration curve) που ακολουθεί.

5.3.2 Στοιχεία ενότητας Load Characteristics (Χαρακτηριστικά φορτίου)

Στην ενότητα αυτή (Σχήμα 2γ) αρχικά επιλέγεται ο τύπος του δικτύου μεταξύ των εξής επιλογών: διασυνδεδεμένο (Central-grid) ή μη διασυνδεδεμένο σύστημα (Isolated-grid ή Off-grid). Στην περίπτωση του διασυνδεδεμένου συστήματος δεν απαιτούνται άλλα δεδομένα, ενώ στην περίπτωση του μη διασυνδεδεμένου συστήματος απαιτείται η εισαγωγή συμπληρωματικών στοιχείων στα κελιά Load-duration curve (καμπύλη φορτίου διάρκειας) και Peak load (φορτίο αιχμής) που ακολουθούν. Από τα στοιχεία αυτά, το πρόγραμμα υπολογίζει τη μέση ετήσια και ημερήσια ζήτηση ενέργειας (Energy demand), καθώς και το μέσο συντελεστή (%) φόρτισης (Average load factor), ο οποίος προκύπτει από το λόγο του μέσου φορτίου προς το φορτίο αιχμής.



Σχήμα 2γ: Φύλλο εργασίας Hydrology & Load – Ενότητα Load Characteristics

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.4 Το υπολογιστικό φύλλο Equipment Data (Στοιχεία εξοπλισμού)

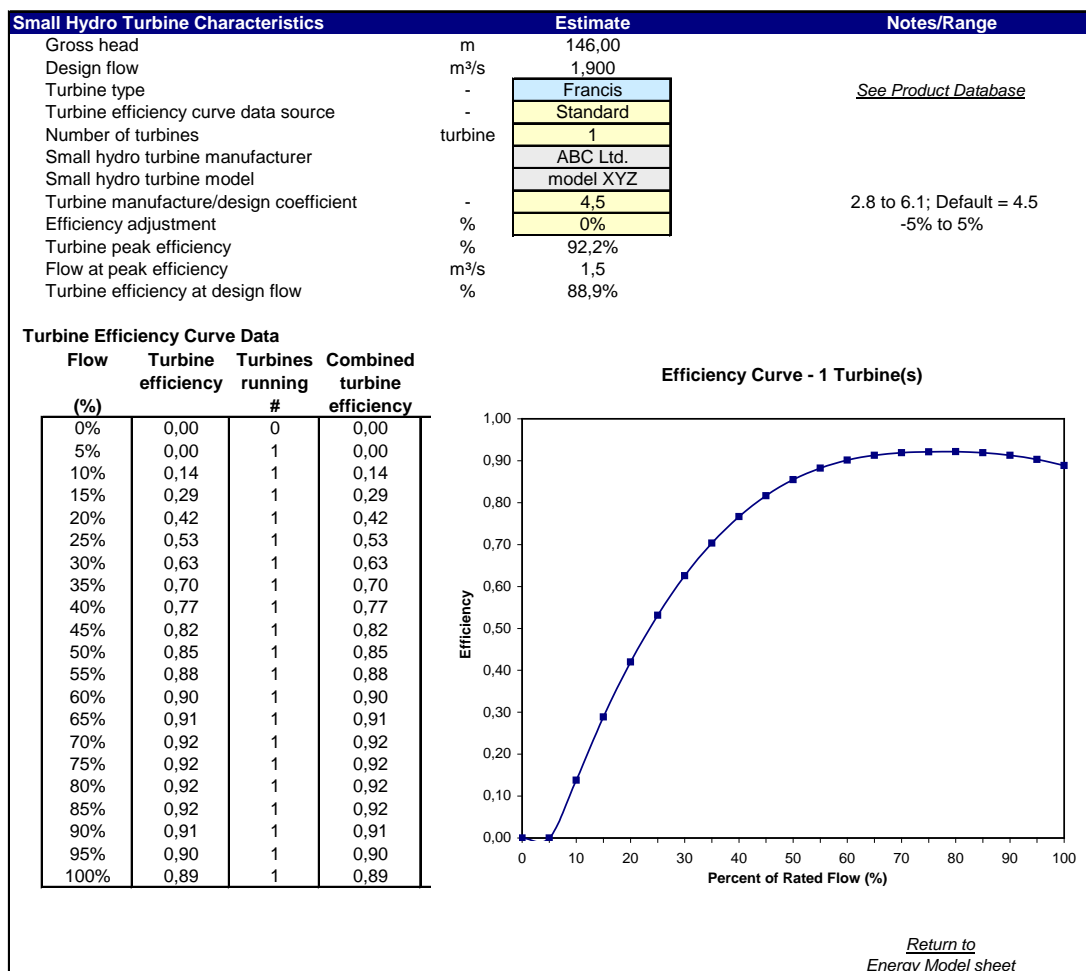
Το φύλλο αυτό αποτελείται από μία ενότητα όπου εισάγονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά του υδροστροβίλου (Σχήμα 3). Αρχικά εισάγεται ο τύπος του στροβίλου (π.χ. Francis, Kaplan, Pelton κ.τ.λ.). Ο βαθμός απόδοσής του μπορεί είτε να εισαχθεί αυτόματα εισάγοντας στο κελί Turbine efficiency curve data source την επιλογή Standard είτε να εισαχθεί από το χρήστη σε κελιά που ακολουθούν, εισάγοντας την επιλογή User-defined.

Στα επόμενα κελιά εισάγονται τα εξής: ο αριθμός των στροβίλων (κυμαίνονται από 1 έως 6), τα στοιχεία του κατασκευαστή και του μοντέλου που επιλέγεται, ένας συντελεστής (turbine manufacture/design coefficient) που χρησιμοποιείται από το πρόγραμμα για τον

υπολογισμό της εκτιμώμενης μέσης απόδοσης του στροβίλου (τυπικές τιμές κυμαίνονται από 2,80 έως 6,10) και το ποσοστό (%) που χρησιμοποιείται στην καμπύλη απόδοσης και λειτουργεί ως ανάλυση ευαισθησίας της απόδοσης του στροβίλου (τυπικές τιμές κυμαίνονται από -5 έως 5%).

Με βάση τα παραπάνω, το πρόγραμμα υπολογίζει την απόδοση (%) του κινητήρα στη μέγιστη ροή και συνήθως κυμαίνεται από 80 έως 90%.

Στον πίνακα Turbine efficiency curve data που ακολουθεί παρουσιάζονται οι διάφοροι βαθμοί απόδοσης ανάλογα με τη διαθέσιμη ροή. Τα στοιχεία αυτά παρουσιάζονται γραφικά στο διάγραμμα Efficiency curve.



Σχήμα 3: Υπολογιστικό φύλλο Equipment Data

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.5 Το υπολογιστικό φύλλο Cost Analysis (Ανάλυση κόστους)

Στο φύλλο αυτό αρχικά ο χρήστης επιλέγει τη μέθοδο υπολογισμού του κόστους: Formula (τυπική) ή Detailed (αναλυτική). Η πρώτη μέθοδος (Σχήμα 4) χρησιμοποιείται όταν δεν υπάρχουν αρκετές πληροφορίες για τον υπολογισμό του αναλυτικού κόστους.

| RETScreen® Cost Analysis - Small Hydro Project | | | | | | | |
|--|-----------------------|---------------------|------------------------------|-------------------|-----------------|----------------|-----------------|
| Costing method: Formula | | Currency: \$ | Cost references: None | | | | |
| Formula Costing Method | | | Notes/Range | | | | |
| Input Parameters | | | | | | | |
| Project country | | Enter name | | | | | |
| Local vs. Canadian equipment costs ratio | - | 1.00 | | | | | |
| Local vs. Canadian fuel costs ratio | - | 1.25 | | | | | |
| Local vs. Canadian labour costs ratio | - | 0.75 | | | | | |
| Equipment manufacture cost coefficient | - | 1.00 | | 0.50 to 1.00 | | | |
| Exchange rate | \$/CAD | 1.00 | | | | | |
| Cold climate? | yes/no | No | | | | | |
| Number of turbines | turbine | 1 | | | | | |
| Flow per turbine | m ³ /s | 1.9 | | | | | |
| Approx. turbine runner diameter (per unit) | m | 0.6 | | | | | |
| Project classification: | | | | | | | |
| Suggested classification | - | Mini | | | | | |
| Selected classification | - | Small | | | | | |
| Existing dam? | yes/no | No | | | | | |
| New dam crest length | m | 25.0 | | | | | |
| Rock at dam site? | yes/no | Yes | | | | | |
| Maximum hydraulic losses | % | 5% | | | | | |
| Intake and miscellaneous losses | % | 1% | | 1% to 5% | | | |
| Access road required? | yes/no | Yes | | | | | |
| Length | km | 10.0 | | | | | |
| Tote road only? | yes/no | Yes | | | | | |
| Difficulty of terrain | - | 3.0 | | 1.0 to 6.0 | | | |
| Tunnel required? | yes/no | No | | | | | |
| Canal required? | yes/no | No | | | | | |
| Penstock required? | yes/no | Yes | | | | | |
| Length | m | 330.0 | | | | | |
| Number of identical penstocks | penstock | 1 | | | | | |
| Allowable penstock headloss factor | % | 1.0% | | 1.0% to 4.0% | | | |
| Pipe diameter | m | 1.02 | | | | | |
| Average pipe wall thickness | mm | 7.0 | | | | | |
| Distance to borrow pits | km | 5.0 | | | | | |
| Transmission line | | | | | | | |
| Length | km | 15.0 | | | | | |
| Difficulty of terrain | - | 1.0 | | 1.0 to 2.0 | | | |
| Voltage | kV | 25.0 | | | | | |
| Interest rate | % | 9.0% | | | | | |
| Initial Costs (Formula Method) | | | | | | | |
| | Cost (local currency) | Adjustment Factor | Amount (local currency) | Relative Costs | | | |
| Feasibility Study | \$ 170,000 | 1.00 | \$ 170,000 | 3.1% | | | |
| Development | \$ 181,000 | 1.00 | \$ 181,000 | 3.3% | | | |
| Land rights | | | \$ - | 0.0% | | | |
| Development Sub-total: | | | \$ 181,000 | 3.3% | | | |
| Engineering | \$ 266,000 | 1.00 | \$ 266,000 | 4.9% | | | |
| Energy Equipment | \$ 853,000 | 1.00 | \$ 853,000 | 15.6% | | | |
| Balance of Plant | | | | | | | |
| Access road | \$ 433,000 | 1.00 | \$ 433,000 | 7.9% | | | |
| Transmission line | \$ 304,000 | 1.00 | \$ 304,000 | 5.5% | | | |
| Substation and transformer | \$ 39,000 | 1.00 | \$ 39,000 | 0.7% | | | |
| Penstock | \$ 322,000 | 1.00 | \$ 322,000 | 5.9% | | | |
| Canal | \$ - | 1.00 | \$ - | 0.0% | | | |
| Tunnel | \$ - | 1.00 | \$ - | 0.0% | | | |
| Civil works (other) | \$ 2,300,000 | 1.00 | \$ 2,300,000 | 41.9% | | | |
| Balance of Plant Sub-total: | \$ 3,398,000 | | \$ 3,398,000 | 62.0% | | | |
| Miscellaneous | \$ 615,000 | 1.00 | \$ 615,000 | 11.2% | | | |
| GHG baseline study and MP | Cost \$ - | | \$ - | 0.0% | | | |
| GHG validation and registration | Cost \$ - | | \$ - | 0.0% | | | |
| Miscellaneous Sub-total: | | | \$ 615,000 | 11.2% | | | |
| Initial Costs - Total (Formula Method) | \$ 5,483,000 | | \$ 5,483,000 | 100.0% | | | |
| Annual Costs (Credits) | | | | | | | |
| | Unit | Quantity | Unit Cost | Amount | Relative Costs | Quantity Range | Unit Cost Range |
| O&M | | | | | | | |
| Land lease | project | 1 | \$ - | \$ - | - | - | - |
| Property taxes | % | 0.0% | \$ 5,483,000 | \$ - | - | - | - |
| Water rental | kW | 2,118 | \$ - | \$ - | - | - | - |
| Insurance premium | % | 0.40% | \$ 5,483,000 | \$ 21,932 | - | - | - |
| Transmission line maintenance | % | 5.0% | \$ 343,000 | \$ 17,150 | - | - | - |
| Spare parts | % | 0.50% | \$ 5,483,000 | \$ 27,415 | - | - | - |
| O&M labour | p-yr | 2.00 | \$ 35,000 | \$ 70,000 | - | - | - |
| GHG monitoring and verification | project | 0 | \$ - | \$ - | - | - | - |
| Travel and accommodation | p-trip | 6 | \$ 1,000 | \$ 6,000 | - | - | - |
| General and administrative | % | 10% | \$ 142,497 | \$ 14,250 | - | - | - |
| Other - O&M | Cost | 0 | \$ - | \$ - | - | - | - |
| Contingencies | % | 10% | \$ 156,747 | \$ 15,675 | - | - | - |
| Annual Costs - Total | | | | \$ 172,421 | 100.0% | | |
| Periodic Costs (Credits) | | | | | | | |
| | Period | Unit Cost | Amount | Interval Range | Unit Cost Range | | |
| Turbine overhaul | Cost | 20 yr | \$ 200,000 | \$ 200,000 | - | - | - |
| | | | \$ - | \$ - | - | - | - |
| | | | \$ - | \$ - | - | - | - |
| End of project life | Credit | - | \$ 1,500,000 | \$ (1,500,000) | | | |

Σχήμα 4: Υπολογιστικό φύλλο Cost Analysis (Formula costing method)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

Στην περίπτωση επιλογής της τυπικής μεθόδου (Formula) κοστολόγησης, το υπολογιστικό φύλλο χωρίζεται σε τέσσερις ενότητες: Formula costing method, Initial costs (formula method), Annual costs (credits) και Periodic costs (credits). Στην πρώτη ενότητα εισάγονται πληροφορίες σχετικά με τα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά του έργου (Σχήμα 4). Στην επόμενη ενότητα το πρόγραμμα υπολογίζει τα αρχικά κόστη, ενώ ο χρήστης εισάγει συντελεστές που προσαρμόζουν τα κόστη αυτά στο έργο που εξετάζεται. Στην τρίτη ενότητα, ο χρήστης εισάγει στοιχεία σχετικά με τα ετήσια κόστη (φόροι, ενοικίαση γης, έξοδα λειτουργίας και συντήρησης κ.τ.λ.). Στην τελευταία ενότητα εισάγονται τα περιοδικά κόστη.

Στην αντίθετη περίπτωση, χρησιμοποιείται η αναλυτική μέθοδος (Σχήμα 5). Με την επιλογή της αναλυτικής μεθόδου (Detailed) κοστολόγησης, οι ενότητες του υπολογιστικού φύλλου περιορίζονται σε τρεις: Initial costs (credits), Annual costs (credits) και Periodic costs (credits), απαιτείται όμως στην πρώτη να εισαχθεί πλήθος στοιχείων κόστους των επιμέρους τμημάτων του έργου (Σχήμα 5).

| RETScreen® Cost Analysis - Small Hydro Project | | | | | | | |
|--|---------|---------------------|--------------|------------------------------|-----------------|----------------|-----------------|
| Costing method: Detailed | | Currency: \$ | | Cost references: None | | | |
| Initial Costs (Credits) | Unit | Quantity | Unit Cost | Amount | Relative Costs | Quantity Range | Unit Cost Range |
| Feasibility Study | | | | | | | |
| Site investigation | p-d | 60.0 | \$ 600 | \$ 36,000 | 0.4% | - | - |
| Hydrologic assessment | p-d | 40.0 | \$ 500 | \$ 20,000 | 0.2% | - | - |
| Environmental assessment | p-d | 1,300.0 | \$ 500 | \$ 650,000 | 6.6% | - | - |
| Preliminary design | p-d | 50.0 | \$ 500 | \$ 25,000 | 0.3% | - | - |
| Detailed cost estimate | p-d | 20.0 | \$ 600 | \$ 12,000 | 0.1% | - | - |
| CHC baseline study and MP | project | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Report preparation | p-d | 20.0 | \$ 700 | \$ 14,000 | 0.2% | - | - |
| Project management | p-d | 25.0 | \$ 700 | \$ 17,500 | 0.2% | - | - |
| Travel and accommodation | p-trip | 10 | \$ 5,000 | \$ 50,000 | 0.5% | - | - |
| Other - Feasibility study | Cost | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Credit - Feasibility study | Credit | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Sub-total: | | | | \$ 234,500 | 2.5% | | |
| Development | | | | | | | |
| FPA negotiation | p-d | 40.0 | \$ 1,000 | \$ 40,000 | 0.4% | - | - |
| Permits and approvals | p-d | 40.0 | \$ 700 | \$ 28,000 | 0.3% | - | - |
| Land rights | site | 1 | \$ 50,000 | \$ 50,000 | 0.5% | - | - |
| Land survey | p-d | 30.0 | \$ 500 | \$ 15,000 | 0.2% | - | - |
| CHC validation and registration | project | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Project financing | p-d | 40.0 | \$ 1,500 | \$ 60,000 | 0.6% | - | - |
| Legal and accounting | p-d | 25.0 | \$ 1,200 | \$ 30,000 | 0.3% | - | - |
| Project management | p-yr | 0.50 | \$ 130,000 | \$ 65,000 | 0.7% | - | - |
| Travel and accommodation | p-trip | 10 | \$ 2,500 | \$ 25,000 | 0.3% | - | - |
| Other - Development | Cost | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Credit - Development | Credit | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Sub-total: | | | | \$ 313,000 | 3.4% | | |
| Engineering | | | | | | | |
| Design and tender documents | p-yr | 1.00 | \$ 130,000 | \$ 130,000 | 1.4% | - | - |
| Contracting | p-d | 25.0 | \$ 700 | \$ 17,500 | 0.2% | - | - |
| Construction supervision | p-yr | 1.00 | \$ 130,000 | \$ 130,000 | 1.4% | - | - |
| Other - Engineering | Cost | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Credit - Engineering | Credit | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Sub-total: | | | | \$ 277,500 | 3.0% | | |
| Energy Equipment | | | | | | | |
| Turbines/generators, controls | kW | 2,118 | \$ 500 | \$ 1,059,000 | 11.4% | - | - |
| Equipment installation | % | 10% | \$ 1,059,023 | \$ 105,902 | 1.1% | - | - |
| Transportation | % | 10% | \$ 1,059,023 | \$ 105,902 | 1.1% | - | - |
| Other - Energy equipment | Cost | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Credit - Energy equipment | Credit | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Sub-total: | | | | \$ 1,270,587 | 13.7% | | |
| Balance of Plant | | | | | | | |
| Access road | km | 10.0 | \$ 50,000 | \$ 500,000 | 5.4% | - | - |
| Clearing | ha | 12.0 | \$ 20,000 | \$ 240,000 | 2.6% | - | - |
| Earth excavation | m³ | 300.0 | \$ 10 | \$ 3,000 | 0.0% | - | - |
| Rock excavation | m³ | 1,000.0 | \$ 60 | \$ 60,000 | 0.6% | - | - |
| Concrete dam | m³ | 400 | \$ 1,000 | \$ 400,000 | 4.3% | - | - |
| Timber crib dam | m³ | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Earthfill dam | m³ | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Dewatering | % | 10% | \$ 400,000 | \$ 40,000 | 0.4% | - | - |
| Spillway | m³ | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Canal | m³ | 1,500 | \$ 50 | \$ 75,000 | 0.8% | - | - |
| Intake | m³ | 500 | \$ 1,200 | \$ 600,000 | 6.5% | - | - |
| Tunnel | m³ | 7,000 | \$ 150 | \$ 1,050,000 | 11.3% | - | - |
| Pipeline/pipeline | kg | 60,000 | \$ 7 | \$ 420,000 | 4.6% | - | - |
| Powerhouse civil | m³ | 300 | \$ 1,200 | \$ 360,000 | 3.9% | - | - |
| Fishway | m lift | 0.0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Transmission line | km | 15.0 | \$ 36,667 | \$ 550,000 | 5.9% | - | - |
| Substation | project | 1.0 | \$ 200,000 | \$ 200,000 | 2.2% | - | - |
| Transportation | % | 8% | \$ 4,498,000 | \$ 359,840 | 3.9% | - | - |
| Other - Balance of plant | Cost | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Credit - Balance of plant | Credit | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Sub-total: | | | | \$ 4,857,040 | 52.3% | | |
| Miscellaneous | | | | | | | |
| Special equipment | project | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Contractor's overhead | % | 15% | \$ 4,857,040 | \$ 728,556 | 7.8% | - | - |
| Training | p-d | 20.0 | \$ 700 | \$ 14,000 | 0.2% | - | - |
| Contingencies | % | 15% | \$ 7,696,103 | \$ 1,154,415 | 12.4% | - | - |
| Interest during construction | 10.0% | 12 month(s) | \$ 8,850,519 | \$ 442,526 | 4.8% | - | - |
| Other - Miscellaneous | Cost | 0 | \$ - | \$ - | 0.0% | - | - |
| Sub-total: | | | | \$ 2,339,617 | 25.2% | | |
| Initial Costs - Total | | | | \$ 9,293,044 | 100.0% | | |
| Annual Costs (Credits) | | | | | | | |
| Annual Costs (Credits) | Unit | Quantity | Unit Cost | Amount | Relative Costs | Quantity Range | Unit Cost Range |
| O&M | | | | | | | |
| Land lease | project | 1 | \$ - | \$ - | - | - | - |
| Property taxes | % | 0.0% | \$ 9,293,044 | \$ - | - | - | - |
| Water rental | kW | 2,118 | \$ - | \$ - | - | - | - |
| Insurance premium | % | 0.40% | \$ 9,293,044 | \$ 37,172 | - | - | - |
| Transmission line maintenance | % | 5.0% | \$ 750,000 | \$ 37,500 | - | - | - |
| Spare parts | % | 0.50% | \$ 9,293,044 | \$ 46,465 | - | - | - |
| O&M labour | p-yr | 2.00 | \$ 35,000 | \$ 70,000 | - | - | - |
| CHC monitoring and verification | project | 0 | \$ - | \$ - | - | - | - |
| Travel and accommodation | p-trip | 6 | \$ 1,000 | \$ 6,000 | - | - | - |
| General and administrative | % | 10% | \$ 197,137 | \$ 19,714 | - | - | - |
| Other - O&M | Cost | 0 | \$ - | \$ - | - | - | - |
| Contingencies | % | 10% | \$ 216,851 | \$ 21,685 | - | - | - |
| Annual Costs - Total | | | | \$ 238,536 | 100.0% | | |
| Periodic Costs (Credits) | | | | | | | |
| Periodic Costs (Credits) | Period | Unit Cost | Amount | Interval Range | Unit Cost Range | | |
| Turbine overhaul | Cost | 20 yr | \$ 200,000 | \$ - | - | - | - |
| | | | \$ - | \$ - | - | - | - |
| | | | \$ - | \$ - | - | - | - |
| End of project life | Credit | - | \$ 1,500,000 | \$ (1,500,000) | - | - | - |

Σχήμα 5: Υπολογιστικό φύλλο Cost Analysis (Detailed costing method)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.6 Το υπολογιστικό φύλλο Greenhouse Gas Analysis (GHG) (Ανάλυση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου)

Στο φύλλο αυτό υπάρχει η δυνατότητα επιλογής χρήσης ή μη χρήσης του, επιλέγοντας αντίστοιχα Yes ή No στο κελί Use GHG analysis sheet. Στην περίπτωση που επιλεγεί η χρήση του εν λόγω υπολογιστικού φύλλου ακολουθεί η επιλογή του είδους της ανάλυσης μεταξύ των εξής: Standard (Σχήμα 6), Custom (σχήμα 7) και User-defined (Σχήμα 8). Με οποιαδήποτε από τις μεθόδους ανάλυσης εμφανίζονται οι εξής τέσσερις ενότητες: Background Information, Base Case Electricity System (Baseline), Proposed Case Electricity System (Small Hydro Project) και GHG Emission Reduction Summary, στις οποίες εισάγονται στοιχεία ανάλογα με το είδος της ανάλυσης που έχει επιλεγεί.

| RETScreen® Greenhouse Gas (GHG) Emission Reduction Analysis - Small Hydro Project | | | | | | | |
|---|-------------------------------|-----------------------------------|---|-------------------------------------|---|-----------------------------------|-------------------------|
| Use GHG analysis sheet? | <input type="checkbox"/> Yes | | Type of analysis: <input type="checkbox"/> Standard | | | | |
| Potential CDM project? | <input type="checkbox"/> No | | | | | | |
| Background Information | | | | | | | |
| Project Information | Project name | Small Hydro | Project capacity | 1,69 MW | Global Warming Potential of GHG | | |
| | Project location | Sonsonate, El Salvador | Grid type | Isolated-grid | 21 tonnes CO ₂ = 1 tonne CH ₄ | (IPCC 1996) | |
| | | | | | 310 tonnes CO ₂ = 1 tonne N ₂ O | (IPCC 1996) | |
| Base Case Electricity System (Baseline) | | | | | | | |
| Fuel type | Fuel mix | CO ₂ emission factor | CH ₄ emission factor | N ₂ O emission factor | Fuel conversion efficiency | T & D losses | GHG emission factor |
| | (%) | (kg/GJ) | (kg/GJ) | (kg/GJ) | (%) | (%) | (tCO ₂ /MWh) |
| Diesel (#2 oil) | 100,0% | 74,1 | 0,0020 | 0,0020 | 30,0% | 8,0% | 0,975 |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| Electricity mix | 100% | 268,5 | 0,0072 | 0,0072 | | 8,0% | 0,975 |
| Does baseline change during project life? | <input type="checkbox"/> No | | | | | | |
| Proposed Case Electricity System (Small Hydro Project) | | | | | | | |
| Fuel type | Fuel mix | CO ₂ emission factor | CH ₄ emission factor | N ₂ O emission factor | Fuel conversion efficiency | T & D losses | GHG emission factor |
| | (%) | (kg/GJ) | (kg/GJ) | (kg/GJ) | (%) | (%) | (tCO ₂ /MWh) |
| Electricity system | | | | | | | |
| Small hydro | 100,0% | 0,0 | 0,0000 | 0,0000 | 100,0% | 8,0% | 0,000 |
| GHG Emission Reduction Summary | | | | | | | |
| | Base case GHG emission factor | Proposed case GHG emission factor | End-use annual energy delivered | Gross annual GHG emission reduction | GHG credits transaction fee | Net annual GHG emission reduction | |
| | (tCO ₂ /MWh) | (tCO ₂ /MWh) | (MWh) | (tCO ₂) | (%) | (tCO ₂) | |
| Electricity system | 0,975 | 0,000 | 5,288 | 5,157 | 0,0% | 5,157 | |

Σχήμα 6: Υπολογιστικό φύλλο GHG Analysis (Standard type of analysis)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.6.1 Στοιχεία ενότητας Background Information (Πληροφορίες συστήματος)

Στην περίπτωση που επιλεγεί η μέθοδος ανάλυσης Standard (Σχήμα 6), στην ενότητα αυτή εισάγονται στοιχεία του υδροηλεκτρικού έργου από προηγούμενα φύλλα, καθώς και η αντιστοιχία των αερίων CH₄ και N₂O σε τόνους ισοδύναμου CO₂.

Αν η μέθοδος ανάλυσης που επιλεγεί είναι η Custom (Σχήμα 7) η μόνη διαφορά είναι ότι η αντιστοιχία των αερίων CH₄ και N₂O σε τόνους ισοδύναμου CO₂ εισάγεται από το χρήστη, ενώ αν επιλεγεί η μέθοδος User-defined τα στοιχεία αυτά δεν απαιτούνται.

RETScreen® Greenhouse Gas (GHG) Emission Reduction Analysis - Small Hydro Project

Use GHG analysis sheet? Type of analysis:
 Potential CDM project?

Background Information

| | | | |
|----------------------------|------------------------|--|---|
| Project Information | | Global Warming Potential of GHG | |
| Project name | Small Hydro | Project capacity | 1,69 MW |
| Project location | Sonsonate, El Salvador | Grid type | Isolated-grid |
| | | | 21 tonnes CO ₂ = 1 tonne CH ₄ |
| | | | 310 tonnes CO ₂ = 1 tonne N ₂ O |

Base Case Electricity System (Baseline)

| Fuel type | Fuel mix (%) | CO ₂ emission factor (kg/GJ) | CH ₄ emission factor (kg/GJ) | N ₂ O emission factor (kg/GJ) | Fuel conversion efficiency (%) | T & D losses (%) | GHG emission factor (tCO ₂ /MWh) |
|-----------------|--------------|---|---|--|--------------------------------|------------------|---|
| Coal | 44,0% | 94,6 | 0,0020 | 0,0030 | 35,0% | 8,0% | 1,069 |
| Natural gas | 5,0% | 56,1 | 0,0030 | 0,0010 | 45,0% | 8,0% | 0,491 |
| #6 oil | 36,0% | 77,4 | 0,0030 | 0,0020 | 30,0% | 8,0% | 1,018 |
| Nuclear | 14,0% | 0,0 | 0,0000 | 0,0000 | 30,0% | 8,0% | 0,000 |
| Wind | 1,0% | 0,0 | 0,0000 | 0,0000 | 100,0% | 8,0% | 0,000 |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| Electricity mix | 100% | 237,0 | 0,0070 | 0,0068 | | 8,0% | 0,861 |

Does baseline change during project life?

Proposed Case Electricity System (Small Hydro Project)

| Fuel type | Fuel mix (%) | CO ₂ emission factor (kg/GJ) | CH ₄ emission factor (kg/GJ) | N ₂ O emission factor (kg/GJ) | Fuel conversion efficiency (%) | T & D losses (%) | GHG emission factor (tCO ₂ /MWh) |
|--------------------|--------------|---|---|--|--------------------------------|------------------|---|
| Electricity system | | | | | | | |
| Small hydro | 100,0% | 0,0 | 0,0000 | 0,0000 | 100,0% | 8,0% | 0,000 |

GHG Emission Reduction Summary

| | Base case GHG emission factor (tCO ₂ /MWh) | Proposed case GHG emission factor (tCO ₂ /MWh) | End-use annual energy delivered (MWh) | Gross annual GHG emission reduction (tCO ₂) | GHG credits transaction fee (%) | Net annual GHG emission reduction (tCO ₂) |
|--------------------|---|---|---------------------------------------|---|---------------------------------|---|
| Electricity system | 0,861 | 0,000 | 13.530 | 11.654 | 0,0% | 11.654 |

Complete Financial Summary sheet

Σχήμα 7: Υπολογιστικό φύλλο GHG Analysis (Custom type of analysis)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.6.2 Στοιχεία ενότητας Base Case Electricity System (Baseline) (Στοιχεία βασικού συστήματος)

Στην περίπτωση που επιλεγεί η μέθοδος ανάλυσης Standard, στην ενότητα αυτή εισάγονται τα είδη των καυσίμων (fuel type) που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρισμού, το ποσοστό (%) καθενός από αυτά (fuel mix), ενώ το πρόγραμμα εισάγει αυτόματα τους συντελεστές εκπομπής των αερίων CO₂, CH₄ και N₂O (emission factor), οι οποίοι αντιπροσωπεύουν τη μάζα των αερίων του θερμοκηπίου, τα οποία εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα ανά μονάδα θερμότητας, καθώς και τους αντίστοιχους συντελεστές απόδοσης (fuel conversion efficiency) των καυσίμων (%). Εν συνεχεία, ο χρήστης εισάγει το ποσοστό (%) των απωλειών (T & D losses). Τέλος, το πρόγραμμα υπολογίζει το συνολικό συντελεστή εκπομπής για κάθε είδος καυσίμου σε τόνους ισοδύναμου CO₂ ανά MWh.

Στην περίπτωση που επιλεγεί η μέθοδος Custom όλα τα παραπάνω στοιχεία εισάγονται από το χρήστη, ενώ αν επιλεγεί η μέθοδος User-defined, ο χρήστης εισάγει το συνολικό συντελεστή εκπομπής στο κελί GHG emission factor, το ποσοστό (%) των απωλειών (T & D losses), ενώ το πρόγραμμα υπολογίζει το συνολικό συντελεστή εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου συνυπολογίζοντας τις απώλειες.

5.6.3 Στοιχεία ενότητας Proposed Case Electricity System (Small Hydro Project) (Στοιχεία προτεινόμενου συστήματος)

Η ενότητα αυτή αποτελεί το προτεινόμενο υδροηλεκτρικό έργο του οποίου οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου θεωρούνται ότι είναι μηδενικές και εισάγονται στα αντίστοιχα κελιά είτε αυτόματα από το πρόγραμμα (μέθοδος ανάλυσης Standard) είτε από το χρήστη (μέθοδος ανάλυσης Custom). Στην περίπτωση επιλογής της μεθόδου User-defined τα μόνα κελιά της ενότητας στα οποία εισάγονται από το χρήστη είναι ο συντελεστής εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου του προτεινόμενου έργου (proposed case GHG emission factor) και οι απώλειες (T & D losses).

RETScreen® Greenhouse Gas (GHG) Emission Reduction Analysis - Small Hydro Project

Use GHG analysis sheet? Type of analysis:
 Potential CDM project?

Background Information

Project Information
 Project name: Small Hydro Project capacity: 1,69 MW
 Project location: Sonsonate, El Salvador Grid type: Isolated-grid

Base Case Electricity System (Baseline)

| Fuel type | GHG emission factor (tCO ₂ /MWh) | T & D losses (%) | Base case GHG emission factor (tCO ₂ /MWh) |
|--------------------|--|---------------------|--|
| Electricity system | | | |
| Diesel (#2 oil) | 0,897 | 8,0% | 0,975 |

Does baseline change during project life?

Proposed Case Electricity System (Small Hydro Project)

| Fuel type | Proposed case GHG emission factor (tCO ₂ /MWh) | T & D losses (%) |
|--------------------|--|---------------------|
| Electricity system | | |
| Small hydro | 0,000 | 8,0% |

GHG Emission Reduction Summary

| Electricity system | Base case GHG emission factor (tCO ₂ /MWh) | Proposed case GHG emission factor (tCO ₂ /MWh) | End-use annual energy delivered (MWh) | Gross annual GHG emission reduction (tCO ₂) | GHG credits transaction fee (%) | Net annual GHG emission reduction (tCO ₂) |
|--------------------|--|--|--|--|------------------------------------|--|
| | 0,975 | 0,000 | 13.530 | 13.192 | 0,0% | 13.192 |

[Complete Financial Summary sheet](#)

Σχήμα 8: Υπολογιστικό φύλλο GHG Analysis (User-defined type of analysis)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.6.4 Στοιχεία ενότητας GHG Emission Reduction Summary (Συνοπτικά αποτελέσματα μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου)

Στην τελευταία ενότητα με όλες τις μεθόδους ανάλυσης που προαναφέρθηκαν, το πρόγραμμα, βασιζόμενο στα στοιχεία των προηγούμενων ενότητων, υπολογίζει την ετήσια μείωση εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου η οποία εξοικονομείται με την αντικατάσταση του συμβατικού καυσίμου από την προτεινόμενη ανανεώσιμη πηγή. Τα κελιά Base Case GHG emission factor και Proposed Case GHG emission factor αντιγράφονται από τις προηγούμενες ενότητες. Στο επόμενο κελί End-use annual energy delivered εισάγεται το ποσό της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από το προτεινόμενο έργο όπως αυτή έχει υπολογισθεί στο υπολογιστικό φύλλο Energy model προηγούμενα,

αφού έχουν αφαιρεθεί οι απώλειες. Εν συνεχεία στο κελί Gross annual GHG emission reduction το πρόγραμμα υπολογίζει τη συνολική ετήσια μείωση εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου που θα επιτευχθεί με την κατασκευή του υδροηλεκτρικού έργου. Μετά την εισαγωγή των πιθανών εσφορών σε διάφορους οργανισμούς (GHG credit transaction fee), στο τελευταίο κελί Net annual GHG emission reduction, το πρόγραμμα υπολογίζει την καθαρή ετήσια μείωση εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου που θα επιτευχθεί με την κατασκευή του υδροηλεκτρικού έργου.

5.7 Το υπολογιστικό φύλλο Financial Summary (Χρηματοοικονομικά αποτελέσματα)

Το φύλλο αυτό χωρίζεται σε έξι ενότητες (Σχήμα 9):

- Annual Energy Balance (Ετήσιο Ενεργειακό Ισοζύγιο)
- Financial Parameters (Οικονομικές Παράμετροι)
- Project Costs and Savings (Κόστη του Έργου)
- Financial Feasibility (Οικονομική Βιωσιμότητα)
- Cumulative Cash Flows Graph (Διάγραμμα Χρηματοροών)

5.7.1 Στοιχεία ενότητας Annual Energy Balance (Ετήσιο Ενεργειακό Ισοζύγιο)

Στην ενότητα αυτή, αντιγράφονται αυτόματα, από προηγούμενα υπολογιστικά φύλλα, στοιχεία (Σχήμα 9α) του προτεινόμενου έργου (τοποθεσία, παραγόμενη ενέργεια, φορτίο αιχμής, ποσότητα μείωσης αερίων του θερμοκηπίου κ.α.)

| Annual Energy Balance | | | | | |
|----------------------------|-----|------------------------|-------------------------------------|----------------------|---------|
| Project name | | Small Hydro | Peak load | kW | 3.500 |
| Project location | | Sonsonate, El Salvador | Energy demand | MWh | 18.286 |
| Renewable energy delivered | MWh | 14.707 | Net GHG reduction | t _{CO2} /yr | 13.192 |
| Excess RE available | MWh | 1.277 | | | |
| Firm RE capacity | kW | 1.690 | | | |
| Grid type | | Isolated-grid | Net GHG emission reduction - 35 yrs | t _{CO2} | 461.716 |

Σχήμα 9α: Υπολογιστικό φύλλο Financial Summary (Ενότητα Annual Energy Balance)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.7.2 Στοιχεία ενότητας Financial Parameters

Στην ενότητα αυτή, εισάγονται από το χρήστη στοιχεία που αφορούν σε χρηματοοικονομικά στοιχεία του έργου. Στο κελί Avoided cost of energy εισάγεται η τιμή πώλησης του ηλεκτρισμού από ανανεώσιμη πηγή ενέργειας. Εν συνεχεία εισάγονται το ποσοστό αύξησης της τιμής πώλησης της ενέργειας, ο πληθωρισμός, το επιτόκιο προεξόφλησης, η χρόνος ζωής του έργου καθώς και το επιτόκιο και το χρονικό διάστημα δανεισμού. Στο κελί Income tax analysis, παρέχεται η δυνατότητα επιλογής από το χρήστη της ανάλυσης του φορολογικών στοιχείων.

| Financial Parameters | | | | | |
|-------------------------------|---------------------|--------|----------------------|--------|-------|
| Avoided cost of energy | \$/kWh | 0,0800 | Debt ratio | % | 80,0% |
| RE production credit | \$/kWh | - | Debt interest rate | % | 9,0% |
| | | | Debt term | yr | 15 |
| GHG emission reduction credit | \$/t _{CO2} | - | Income tax analysis? | yes/no | No |
| Avoided cost of excess energy | \$/kWh | - | | | |
| Avoided cost of capacity | \$/kW-yr | - | | | |
| Energy cost escalation rate | % | 4,0% | | | |
| Inflation | % | 2,5% | | | |
| Discount rate | % | 15,0% | | | |
| Project life | yr | 35 | | | |

Σχήμα 9β: Υπολογιστικό φύλλο Financial Summary (Ενότητα Financial Parameters)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.7.3 Στοιχεία ενότητας Project Costs and Savings (Κόστη του έργου και οικονομικά οφέλη)

Στην ενότητα αυτή, αντιγράφονται, από προηγούμενα υπολογιστικά φύλλα, τα αρχικά και τα περιοδικά κόστη συνολικά, καθώς και τα κόστη συντήρησης και λειτουργίας λαμβάνοντας υπόψη και τους τόκους δανεισμού (Σχήμα 9γ).

| Project Costs and Savings | | | | | |
|---------------------------------|---------------|-----------|------------------------------|--------------------------------------|---------------------|
| Initial Costs | | | Annual Costs and Debt | | |
| Feasibility study | 2,5% | \$ | 234.500 | O&M | \$ 238.536 |
| Development | 3,4% | \$ | 313.000 | Debt payments - 15 yrs | \$ 922.308 |
| Engineering | 3,0% | \$ | 277.500 | Annual Costs and Debt - Total | \$ 1.160.844 |
| Energy equipment | 13,7% | \$ | 1.270.587 | Annual Savings or Income | |
| Balance of plant | 52,3% | \$ | 4.857.840 | Energy savings/income | \$ 1.176.533 |
| Miscellaneous | 25,2% | \$ | 2.339.617 | Capacity savings/income | \$ - |
| Initial Costs - Total | 100,0% | \$ | 9.293.044 | Annual Savings - Total | \$ 1.176.533 |
| Incentives/Grants | | \$ | - | Schedule yr # 20 | |
| Periodic Costs (Credits) | | | | Schedule yr # 35 | |
| Turbine overhaul | | \$ | 200.000 | | |
| | | \$ | - | | |
| | | \$ | - | | |
| End of project life - Credit | | \$ | (1.500.000) | | |

Σχήμα 9γ: Υπολογιστικό φύλλο Financial Summary (Ενότητα Project Costs and Savings)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.7.4 Στοιχεία ενότητας Financial Feasibility (Χρηματοοικονομική Βιωσιμότητα)

Στην ενότητα αυτή, το πρόγραμμα υπολογίζει τους χρηματοοικονομικούς δείκτες του προτεινόμενου έργου, όπως τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης, την καθαρή παρούσα αξία κ.τ.λ..

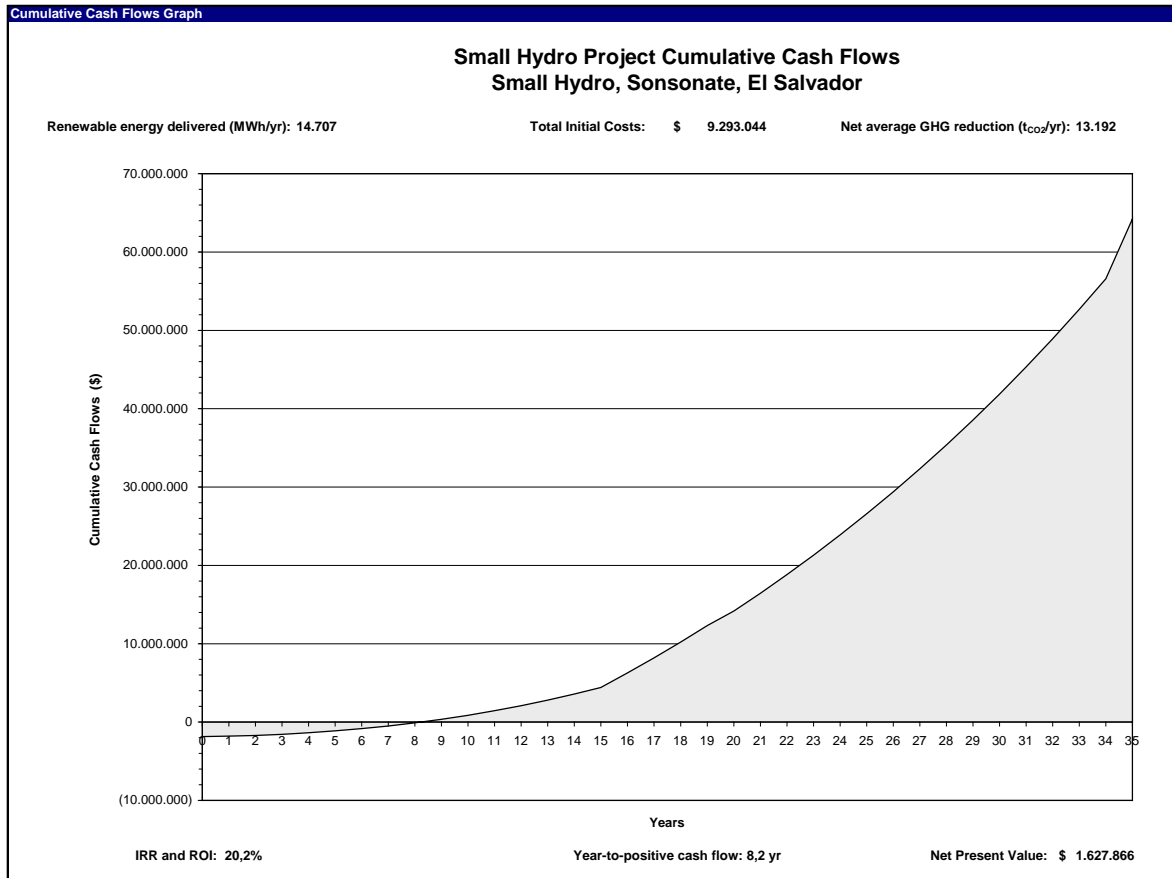
| Financial Feasibility | | | | | |
|----------------------------|----|-----------|-----------------------------------|--------|-----------|
| Pre-tax IRR and ROI | % | 20,2% | Calculate energy production cost? | yes/no | No |
| After-tax IRR and ROI | % | 20,2% | Calculate GHG reduction cost? | yes/no | No |
| Simple Payback | yr | 9,9 | Project equity | \$ | 1.858.609 |
| Year-to-positive cash flow | yr | 8,2 | Project debt | \$ | 7.434.436 |
| Net Present Value - NPV | \$ | 1.627.866 | Debt payments | \$/yr | 922.308 |
| Annual Life Cycle Savings | \$ | 246.027 | Debt service coverage | - | 1,06 |
| Benefit-Cost (B-C) ratio | - | 1,88 | | | |

Σχήμα 9δ: Υπολογιστικό φύλλο Financial Summary (Ενότητα Financial Feasibility)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.7.5 Στοιχεία ενότητας Cumulative Cash Flows Graph

Στην ενότητα αυτή, παρουσιάζονται γραφικά τα χρηματοοικονομικά στοιχεία της προηγούμενης ενότητας.



Σχήμα 9ε: Υπολογιστικό φύλλο Financial Summary (Ενότητα Cumulative Cash Flows Graph)

Πηγή: RETScreen, Version 3.2, © Minister of Natural Resources Canada 1997 – 2006

5.8 Το φύλλο εργασίας Sensitivity and Risk Analysis (Ανάλυση ευαισθησίας)

Τέλος, υπάρχει η δυνατότητα χρησιμοποίησης του υπολογιστικού φύλλου ανάλυσης ευαισθησίας μεταβάλλοντας τα αρχικά και ετήσια κόστη καθώς και το επιτόκιο δανεισμού.