



**ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ**

**ΔΙΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΟ - ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ  
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
(Δ.Π.Μ.Σ.) «ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ»**

**Διερεύνηση δυνατοτήτων βέλτιστης  
αξιοποίησης υδρο - ενεργειακών πόρων  
περιοχής Αχελώου-Θεσσαλίας**

**Μαρία Καραναστάση,  
Πολιτικός Μηχανικός ΕΜΠ**

**Επιβλέπων: Δ. Κουτσογιάννης**

**Συνεπιβλέπων: Α. Ευστρατιάδης**

**Εξεταστική Επιτροπή:**

**Α. Ευστρατιάδης, Δρ, ΕΔΙΠ ΕΜΠ**

**Δ. Κουτσογιάννης, Καθηγητής ΕΜΠ**

**Ν. Μαμάσης, Αναπληρωτής Καθηγητής ΕΜΠ**

**Περιβάλλον  
και  
Ανάπτυξη**

**Αθήνα, Φεβρουάριος 2017**



# Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας αποτελεί ο προσδιορισμός του βέλτιστου οικονομικά τρόπου ικανοποίησης των υδατικών και ενεργειακών ζητήσεων μια περιοχής, αξιοποιώντας κατάλληλα τους διαθέσιμους υδατικούς και ανανεώσιμους ενεργειακούς της πόρους. Στο πλαίσιο αυτό ερευνώνται:

α) Η διαχείριση υφιστάμενων υδραυλικών έργων (ταμιευτήρων, υδροηλεκτρικών σταθμών, υδραγωγείων, γεωτρήσεων κ.ά.) με κριτήριο την οικονομικά βέλτιστη κατανομή του νερού στις διάφορες υδατικές (ύδρευση, άρδευση, περιβάλλον) και ενεργειακές ζητήσεις στη περιοχή μελέτης. Για το σκοπό αυτό η ικανοποίηση ή μη των υδρο - ενεργειακών ζητήσεων αποτιμάται σε όρους κόστους - οφέλους. Να σημειωθεί ότι για την οικονομική αποτίμηση της αξίας της περιβαλλοντικής συνιστώσας του νερού χρησιμοποιούνται μέθοδοι Περιβαλλοντικής Οικονομίας.

β) Το ενεργειακό μείγμα από υπό διαστασιολόγηση έργα ΑΠΕ που, σε συνδυασμό με τη παραγωγή ενέργειας των υδροηλεκτρικών σταθμών όπως προκύπτει από τη παραπάνω διαχείριση, θα επιτύχει τη μέγιστη οικονομική ωφέλεια κατά την ικανοποίηση των ενεργειακών ζητήσεων της περιοχής μελέτης. Για την εξαγωγή του βέλτιστου ενεργειακού μείγματος θεωρείται και εναλλακτική, συμβατική μορφή ηλεκτροπαραγωγής (φυσικό αέριο). Το ενεργειακό σύστημα που θεωρείται εξετάζεται σε δύο διατάξεις: η πρώτη διάταξη δεν περιλαμβάνει δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας ενώ η δεύτερη περιλαμβάνει. Η δυνατότητα αποθήκευσης παρέχεται μέσω αντλησιοταμιευτικού σταθμού.

Περιοχή εφαρμογής των παραπάνω είναι η Θεσσαλία σε συνδυασμό με τη λεκάνη απορροής του Αχελώου, λαμβάνοντας υπόψη τα μελετημένα έργα μερικής εκτροπής του Αχελώου στη ΛΑΠ Πηνειού. Η αντιμετώπιση του συγκεκριμένου υδροσυστήματος είναι ζωτικής σημασίας για την εθνική οικονομία αφού εκεί παράγεται το 42% της συνολικής υδροηλεκτρικής ενέργειας και το 14% της συνολικής αγροτικής παραγωγής ενώ το υδατικό ισοζύγιο της Θεσσαλίας είναι έντονα ελλειμματικό. Οι υδατικοί πόροι της περιοχής περιλαμβάνουν επιφανειακά και υπόγεια νερά, και συναφή έργα αξιοποίησης (ταμιευτήρες, γεωτρήσεις, υδραγωγεία, κτλ). Αντίστοιχα, οι ενεργειακοί πόροι αναφέρονται σε τρεις πηγές ανανεώσιμης ενέργειας: (α) μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα, υφιστάμενα και μελετημένα στο πλαίσιο συναφών διαχειριστικών μελετών που αφορούν στην αξιοποίηση των υδατικών πόρων του Αχελώου, (β) αιολικά πάρκα, και (γ) συστήματα φωτοβολταϊκών έργων.



## ***Abstract***

Scope of this master thesis project is to determine the optimal economic way to meet water and energy demand of a region, taking advantage of available water and renewable energy resources. In this context is investigated:

a) The management of existing hydraulic projects (reservoirs, hydroelectric stations, boreholes, aqueducts, etc.) in order to achieve the most cost-effective distribution of the water in the various uses of the formatted hydrosystem of the study area. For the economic valuation of the environmental demands of the hydrosystem we use Environmental Economics methods.

b) The design of renewable energy projects in order to achieve, in combination with the energy produced in the above hydroelectric stations, the maximum economic performance of the formatted energy system. To evaluate the economic performance of RES projects we consider alternative, conventional form of energy production (natural gas). The energy system is examined in two provisions: with and without storing potential. The storing potential is provided through hydro pumped storage station.

The case study area is Thessaly including the water basin of Acheloos, considering the partial diversion of Acheloos in Pinios' water basin. The management of the above hydrosystem is vital for the national economy since there is produced the 42% of the total national hydroelectric energy and the 14% of the total national agricultural production. Water resources in the area include surface and underground waters, and related utilization projects (reservoirs, boreholes, aqueducts, etc.). Correspondingly, energy resources refer to three sources of renewable energy: (a) large-scale hydroelectric projects, existing and studied in management studies relating to Acheloos water resources, (b) wind parks, and (c) photovoltaic systems.



# Ευχαριστίες

Τα πρώτα εναύσματα για την εργασία αυτή προέκυψαν κατά την παρακολούθηση του μεταπτυχιακού μαθήματος «Διαχείριση Υδατικών Πόρων» με διδάσκοντες τους κ.κ. Κουτσογιάννη και Ευστρατιάδη. Το μάθημα αυτό ήταν ένα από τα πιο επιδραστικά και ευχάριστα μαθήματα που παρακολούθησα στο σύνολο της προπτυχιακής και μεταπτυχιακής διαδρομής μου στο ΕΜΠ. Οι εκεί τοποθετήσεις του κ. Κουτσογιάννη για ένα βιώσιμο ενεργειακά μέλλον όπου το νερό μπορεί να αποτελέσει τον καταλύτη στην παραγωγή και την αποθήκευση ενέργειας άνοιξαν ένα δρόμο σκέψης για μένα. Τον ευχαριστώ πολύ για αυτόν το δρόμο που μου φώτισε.

Το μεγαλύτερο ευχαριστώ οφείλω στον κ. Ευστρατιάδη. Καταρχήν γιατί με εμπιστεύτηκε και μου πρότεινε το συγκεκριμένο θέμα ως θέμα μεταπτυχιακής εργασίας, δίνοντας μου έτσι την ευκαιρία να ασχοληθώ με το κατά μακράν πιο ενδιαφέρον, πολυδιάστατο, ολοκληρωμένο και ουσιαστικό αντικείμενο που έχω καταπιαστεί κατά την ακαδημαϊκή και επαγγελματική μου πορεία. Τον ευχαριστώ επίσης για την επιστημονική του καθοδήγηση του στα κρίσιμα σημεία της εργασίας, το χρόνο που αφιέρωσε στον προγραμματισμό του ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ για τις ανάγκες της εργασίας καθώς και για τις υποδείξεις του στο παρόν κείμενο. Η ενθουσιώδης επιστημονική του περιέργεια, το ευχάριστο κλίμα συνεργασίας και η ηθική του στήριξη έκαναν τη διαδρομή αυτή πολύ πιο ευχάριστη.

Η εργασία αυτή εν μέρει ολοκληρώνει ένα σημαντικό κύκλο εργασιών της ΙΤΙΑΣ στο θέμα της συνδυασμένης διαχείρισης νερού και ενέργειας. Ελπίζω οι υπόλοιποι συνάδελφοι της ΙΤΙΑΣ, από εργασίες των οποίων αντλήθηκαν δεδομένα για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας, να είναι ικανοποιημένοι με το αποτέλεσμα. Η ΙΤΙΑ αποτελεί ένα πολύ ζωντανό και παραγωγικό κύτταρο του Πολυτεχνείου και ήταν χαρά μου που βρέθηκα για λίγο στους κόλπους της.

Ευχαριστίες επίσης οφείλω,

στον εργοδότη μου, κ. Μπράβο Μάριο, για την κατανόηση και τη στήριξή του που επέτρεψαν, παράλληλα με τις επαγγελματικές μου υποχρεώσεις, να ανταπεξέρχομαι και στις απαιτήσεις της παρούσας εργασίας,

στις Ηλιάνα, Νικολίνα, Γεωργία, Κλαίρη, Μάρθα, Έλενα για την κατανόηση και την στήριξη τον τελευταίο χρόνο,

στους γονείς μου, Σταύρο και Τάνια, που πάντα κατανοούν, συντρέχουν και υποστηρίζουν με όλα τους τα μέσα και στη γιαγιά μου Ζωή, που είναι πάντα ο πιο ένθερμος υποστηρικτής μου.

Μαρία Καραναστάση,

24/02/2017

Τι συμφορά, ενώ είσαι καμωμένος  
για τα ωραία και μεγάλα έργα  
η άδικη αυτή σου η τύχη πάντα  
ενθάρρυνσι κ' επιτυχία να σε αρνείται·  
να σ' εμποδίζουν ευτελείς συνήθειες,  
και μικροπρέπειες, κι αδιαφορίες.  
Και τι φρικτή η μέρα που ενδίδεις,  
(η μέρα που αφέθηκες κ' ενδίδεις),  
και φεύγεις οδοιπόρος για τα Σούσα,  
και πηαίνεις στον μονάρχην Αρταξέρξη  
που ευνοϊκά σε βάζει στην αυλή του,

και σε προσφέρει σατραπείες και τέτοια.  
Και συ τα δέχεσαι με απελπισία  
αυτά τα πράγματα που δεν τα θέλεις.  
Άλλα ζητεί η ψυχή σου, γι' άλλα κλαίει·  
τον έπαινο του Δήμου και των Σοφιστών,  
τα δύσκολα και τ' ανεκτίμητα Εύγε·  
την Αγορά, το Θέατρο, και τους Στεφάνους.  
Αυτά πού θα σ' τα δώσει ο Αρταξέρξης,  
αυτά πού θα τα βρεις στη σατραπεία·  
και τι ζωή χωρίς αυτά θα κάμεις.

**Κ.Π. Καβάφης**







# Περιεχόμενα

Περίληψη.....	i
Abstract.....	iii
Ευχαριστίες.....	v
Περιεχόμενα.....	ix
Συντομογραφίες.....	xv
1 Εισαγωγή.....	1
1.1 Στόχοι εργασίας.....	1
1.2 Διάρθρωση τεύχους.....	1
2 Θεωρητικό υπόβαθρο για την αξιοποίηση της ηλιακής και αιολικής ενέργειας & τη δυνατότητα αποθήκευσής τους.....	3
2.1 Το γενικό πλαίσιο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Ελλάδα & στην Ευρώπη.....	3
2.2 Η ηλιακή ενέργεια.....	6
2.2.1 Γενικά.....	6
2.2.2 Υπολογισμός ωριαίας εξωγήινης ηλιακής ακτινοβολίας.....	8
2.2.3 Υπολογισμός ωριαίας πραγματικής ηλιακής ακτινοβολίας.....	13
2.2.4 Υπολογισμός ωριαίας πραγματικής ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο.....	14
2.3 Φωτοβολταϊκά συστήματα.....	15
2.3.1 Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο.....	15
2.3.2 Διάταξη και τεχνολογίες φωτοβολταϊκού συστήματος.....	17
2.3.3 Υπολογισμός παραγόμενης ενέργειας.....	18
2.4 Ο άνεμος ως πηγή ενέργειας.....	20
2.5 Ανεμογεννήτριες και υπολογισμός παραγόμενης ενέργειας.....	22
2.6 Αποθήκευση ενέργειας: αντλησιοταμίευση.....	26
2.6.1 Η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας.....	26
2.6.2 Αρχή λειτουργίας συστημάτων αντλησιοταμίευσης.....	27

2.6.3 Ελληνική, Ευρωπαϊκή & παγκόσμια πραγματικότητα & προοπτικές.....	28
3 Τοποθέτηση προβλήματος.....	35
3.1 Συνοπτική περιγραφή.....	35
3.2 Μεθοδολογική προσέγγιση.....	35
3.3 Υπολογιστικά εργαλεία.....	37
3.4 Πρωτότυπα σημεία εργασίας.....	38
4 Θεωρητικό υπόβαθρο διαχείρισης συστημάτων υδατικών πόρων.....	39
4.1 Η έννοια του συστήματος υδατικών πόρων.....	39
4.2 Υδρολογική αβεβαιότητα και στοχαστική προσομοίωση.....	40
4.3 Η έννοια της αξιοπιστίας.....	41
4.4 Η έννοια της βελτιστοποίησης.....	42
4.5 Το σύστημα υποστήριξης αποφάσεων ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ.....	44
4.5.1 Συστήματα υποστήριξης αποφάσεων στα υδροσυστήματα και ο ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ.....	44
4.5.2 Η σχηματοποίηση των υδροσυστημάτων στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ.....	45
4.5.3 Η ανάλυση των συστημάτων υδατικών πόρων στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ.....	47
5 Περιοχή μελέτης.....	51
5.1 Γενικά.....	51
5.2 Η λεκάνη απορροής του Πηνειού.....	52
5.2.1 Φυσικό περιβάλλον και υδατικοί πόροι.....	52
5.2.2 Το ετήσιο υδατικό ισοζύγιο.....	53
5.2.3 Υφιστάμενα και υπό κατασκευή τεχνικά έργα αξιοποίησης των υδατικών πόρων.....	55
5.3 Η λεκάνη απορροής του Αχελώου.....	57
5.3.1 Φυσικό περιβάλλον και υδατικοί πόροι.....	57
5.3.2 Το υδατικό ισοζύγιο.....	58
5.3.3 Υφιστάμενα και υπό κατασκευή τεχνικά έργα αξιοποίησης των υδατικών πόρων.....	58
5.4 Το διαχειριστικό πρόβλημα.....	59
5.5 Η μερική εκτροπή του Αχελώου στη ΛΑΠ Πηνειού.....	61
5.5.1 Η διάταξη των έργων.....	61
5.5.2 Ιστορική ανασκόπηση έργων.....	63
5.6 Το ηλιακό και αιολικό δυναμικό της Θεσσαλίας.....	64
5.7 Υφιστάμενη εγκατεστημένη ισχύς σε Φ/Β και Α/Γ.....	66
6 Σχηματοποίηση του υδροσυστήματος Αχελώου - Πηνειού.....	69
6.1 Γενικά.....	69
6.1.1 Υδρολογικά δεδομένα εισόδου.....	70
6.1.2 Ζήτηση ενέργειας.....	70

6.1.3	Αρδευτικές ζητήσεις.....	72
6.1.4	Υδρευτικές ζητήσεις.....	72
6.2	Χαρακτηριστικά τεχνικών έργων και ζητήσεις νερού στη ΛΑΠ Πηνειού.....	73
6.2.1	Ταμιευτήρες και κατάντη ζητήσεις.....	73
6.2.2	Αρδευτικά δίκτυα διανομής, γεωτρήσεις και αρδευτικές ζητήσεις.....	78
6.3	Χαρακτηριστικά τεχνικών έργων και ζητήσεις νερού στη ΛΑΠ Αχελώου.....	81
7	Οικονομικά του νερού και της ενέργειας.....	87
7.1	Εισαγωγή.....	87
7.2	Η οικονομική διάσταση του νερού: Περιβαλλοντική οικονομία και μέθοδοι οικονομικής αποτίμησης περιβαλλοντικών αγαθών.....	87
7.3	Οικονομικά της ύδρευσης.....	92
7.4	Οικονομικά της άρδευσης.....	94
7.4.1	Όφελος παροχής νερού άρδευσης.....	94
7.4.2	Κόστη αρδευτικών ελλειμμάτων.....	96
7.4.3	Κόστη γεωτρήσεων.....	96
7.5	Οικονομικά της Υ/Η ενέργειας.....	97
7.5.1	Όφελος παραγωγής.....	97
7.5.2	Κοστολόγηση ελλειμμάτων.....	98
7.6	Κόστη αντλήσεων.....	101
7.7	Οικονομική αποτίμηση των περιβαλλοντικών χρήσεων του νερού.....	102
7.7.1	Οικολογικές ροές υδροσυστήματος.....	103
7.7.2	Λίμνη Πλαστήρα.....	107
7.8	Συγκεντρωτικά οικονομικά στοιχεία.....	109
7.9	Οικονομική αξιολόγηση ενεργειακών επενδύσεων.....	110
7.9.1	Μέτρα οικονομικής αξιολόγησης.....	110
7.9.2	Το επιτόκιο αναγωγής σε επενδύσεις ΑΠΕ.....	111
7.9.3	Κόστη φωτοβολταϊκών και αιολικών εγκαταστάσεων.....	113
8	Βελτιστοποίηση λειτουργίας συνδυασμένου υδροσυστήματος Αχελώου-Πηνειού με κριτήρια κόστους/οφέλους.....	119
8.1	Πορεία εργασίας.....	119
8.2	Διατύπωση προβλήματος βελτιστοποίησης.....	119
8.3	Παραμετρική διερεύνηση ως προς το εξωτερικό ενεργειακό φορτίο.....	122
8.4	Αποτελέσματα.....	126
8.5	Αξιολόγηση διαχειριστικής πολιτικής.....	130

9 Προσομοίωση συστήματος ΑΠΕ και βέλτιστη διαστασιολόγηση μονάδων παραγωγής αιολικής και ηλιακής ενέργειας στη Θεσσαλία.....	133
9.1 Πορεία εργασίας.....	133
9.2 Συνδυασμένο υδρο-ενεργειακό σύστημα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης (διάταξη E1).....	136
9.3 Συνδυασμένο υδρο-ενεργειακό σύστημα με δυνατότητα αποθήκευσης (διάταξη E2).....	137
9.3.1 Ενοσιολογική περιγραφή λειτουργίας συστήματος.....	137
9.3.2 Συνεργασία υδροσυστήματος και ενεργειακού συστήματος.....	139
9.4 Δεδομένα εισόδου μοντέλου προσομοίωσης ενεργειακού συστήματος.....	140
9.4.1 Συνθετική χρονοσειρά ζήτησης ενέργειας.....	140
9.4.2 Συνθετικές χρονοσειρές ηλιακής ακτινοβολίας & ταχύτητας ανέμου.....	141
9.4.3 Οικονομικά δεδομένα προβλήματος.....	144
9.4.4 Επιλογή τύπου ανεμογεννήτριας.....	145
9.4.5 Επιλογή γωνίας και ισχύος φωτοβολταϊκού πλαισίου.....	149
9.4.6 Χωροθετικοί περιορισμοί αιολικών και Φ/Β πάρκων.....	152
9.5 Μαθηματική διατύπωση προβλήματος βελτιστοποίησης.....	155
9.6 Βελτιστοποίηση συστήματος χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης (E1).....	157
9.6.1 1 <sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση πιθανότητας αστοχίας συστήματος.....	157
9.6.2 2 <sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ με περιορισμό την πιθανότητα αστοχίας του συστήματος.....	162
9.6.3 3 <sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους ενέργειας.....	164
9.6.4 4 <sup>ο</sup> σενάριο: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας.....	166
9.6.5 5 <sup>ο</sup> σενάριο: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας.....	168
9.6.6 Συγκριτικά αποτελέσματα σεναρίων.....	170
9.6.7 Τιμές πώλησης ενέργειας ώστε να υπάρχει οριακή ωφέλεια.....	171
9.7 Βελτιστοποίηση ενεργειακού συστήματος με δυνατότητα αποθήκευσης (διάταξη E2).....	172
9.7.1 Εκτίμηση απαιτούμενου όγκου αντλησιοταμίευσης.....	172
9.7.2 1 <sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση πιθανότητας αστοχίας συστήματος.....	173
9.7.3 2 <sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ με περιορισμό την πιθανότητα αστοχίας του συστήματος.....	177
9.7.4 3 <sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους της ενέργειας.....	179
9.7.5 4 <sup>ο</sup> σενάριο: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας.....	181
9.7.6 5 <sup>ο</sup> σενάριο: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας.....	183

9.7.7 Συγκριτικά αποτελέσματα σεναρίων.....	185
9.7.8 Τιμές πώλησης ενέργειας ώστε να υπάρχει οριακή ωφέλεια.....	186
9.8 Σύγκριση συνολικής οικονομικής απόδοσης συστημάτων E1 & E2.....	187
9.9 Ανάλυση ευαισθησίας σταθμισμένου κόστους ενέργειας ως προς το επιτόκιο αναγωγής.....	187
10 Συμπεράσματα.....	189
Βιβλιογραφία.....	193
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: Αλγόριθμοι λειτουργίας ενεργειακού συστήματος.....	199
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: Αποτελέσματα αστοχιών στόχων υδροσυστήματος.....	207
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: Ηλιακή ακτινοβολία ανά γωνία κλίσης $\phi/\beta$ πλαισίου.....	211
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ: Τεχνικά στοιχεία και καμπύλες ενέργειας ανεμογεννητριών.....	215





## Συντομογραφίες

<b>Α/Γ</b>	ανεμογεννήτρια, -ες
<b>Α/Π</b>	αιολικό πάρκο
<b>ΑΠΕ</b>	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
<b>ΑΤΣ</b>	Αντλησιοταμιευτικός Σταθμός, -οι
<b>ΔΕΥΑ</b>	Δημοτική Επιχείρηση Ύδρευσης Άρδευσης
<b>ΚΑΠΕ</b>	Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
<b>ΛΑΠ</b>	Λεκάνη Απορροής Ποταμού
<b>ΛΑΓΗΕ</b>	Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
<b>ΟΤΣ</b>	Οριακή Τιμή Συστήματος
<b>ΠΕ</b>	Περιφερειακή Ενότητα
<b>ΣΗΘΥΑ</b>	Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
<b>ΤΟΕΒ</b>	Τοπικός Οργανισμός Εγγείων Βελτιώσεων
<b>Υ/Η</b>	υδροηλεκτρικός, -η, -ο
<b>ΥΔ</b>	Υδατικό Διαμέρισμα
<b>ΥΗΣ</b>	υδροηλεκτρικός σταθμός
<b>Φ/Β</b>	φωτοβολταϊκό, α



# 1 Εισαγωγή

## 1.1 Στόχοι εργασίας

Η παρούσα εργασία μελετά το διασυνδεδεμένο υδροσύστημα του Αχελώου και του Πηνειού, σε συνδυασμό με τους ανανεώσιμους ενεργειακούς πόρους (άνεμος, ηλιοφάνεια) της Θεσσαλίας με σκοπό, αρχικά, τη βέλτιστη διαχειριστική πολιτική του υδροσυστήματος, δηλαδή τη βέλτιστη κατανομή του νερού στις διάφορες ζητήσεις (ύδρευση, άρδευση, υδροηλεκτρική ενέργεια, περιβάλλον) και στη συνέχεια την ενεργειακή αυτονομία της Περιφέρειας της Θεσσαλίας με χρήση των παραπάνω ανανεώσιμων πόρων (νερό, άνεμος, ηλιοφάνεια). Το κριτήριο ως προς το οποίο αναζητάτε η βέλτιστη διαχειριστική πολιτική του υδροσυστήματος είναι η συνάρτηση κόστους/οφέλους του, η οποία προκύπτει ως το αλγεβρικό άθροισμα των επιμέρους οικονομικών ωφελειών και οικονομικών ζημιών από την ικανοποίηση ή όχι, αντίστοιχα, των ζητήσεων του υδροσυστήματος. Το μείγμα αιολικής ενέργειας και ενέργειας από φωτοβολταϊκές συστοιχίες, που καλείται να ικανοποιήσει τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας της Θεσσαλίας, σε συνεργασία με την ενέργεια που παράγουν οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί του υδροσυστήματος, επίσης προκύπτει από τη βέλτιστη οικονομική επίδοση των παραπάνω ενεργειακών εγκαταστάσεων.

## 1.2 Διάρθρωση τεύχους

Το τεύχος διαρθρώνεται, μαζί με την παρούσα εισαγωγή (Κεφάλαιο 1), σε δέκα κεφάλαια.

Στο **2ο Κεφάλαιο** αναπτύσσονται οι αρχές για την ηλεκτροπαραγωγική αξιοποίηση του ανέμου και της ηλιοφάνειας και ο βαθμός της τεχνολογικής εξέλιξης των αντίστοιχων διατάξεων. Παρουσιάζεται επίσης η υφιστάμενη πολιτική για τις ΑΠΕ στην Ελλάδα και ο βαθμός ενσωμάτωσής τους στο δίκτυο, καθώς και οι εθνικοί ενεργειακοί στόχοι με ορίζοντα το 2050. Οι στόχοι αυτοί επιβάλλουν, όπως αναδεικνύεται, την εισαγωγή μέσω αποθήκευσης ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα. Αναπτύσσεται η έννοια της αντλησιοταμίευσης και παρουσιάζονται οι ευρωπαϊκές και διεθνείς τάσεις που την αφορούν.

Στο **3ο Κεφάλαιο** τοποθετείται αναλυτικά το πρόβλημα που η εργασία αυτή αντιμετωπίζει και η πορεία για την επίλυση του.

Στο **4ο Κεφάλαιο** περιγράφονται οι έννοιες του υδροσυστήματος, της στοχαστικής προσομοίωσης, της βελτιστοποίησης και της αξιοπιστίας στην ικανοποίηση των υδατικών ζητήσεων, έννοιες που συνδέονται με την ανάλυση συστημάτων υδατικών πόρων. Παρουσιάζεται το σύστημα υποστήριξης αποφάσεων ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ, το οποίο χρησιμοποιείται για την ανάλυση του υπό εξέταση υδροσυστήματος.

Στο **5ο Κεφάλαιο** περιγράφεται η περιοχής μελέτης με άξονες τους υδατικούς και ενεργειακούς της πόρους. Γίνεται αναφορά στα υδατικά ισοζύγια των ΛΑΠ Αχελώου και Πηνειού, στα κατασκευασμένα ή υπό μελέτη έργα αξιοποίησης υδατικών πόρων και αναδεικνύονται τα υφιστάμενα διαχειριστικά προβλήματα των ΛΑΠ. Αναφορά επίσης γίνεται στο γενικό αιολικό και ηλιακό δυναμικό της και στο βαθμό ανάπτυξης έργων ΑΠΕ.

Στο **6ο Κεφάλαιο** εξηγείται η σχηματοποίηση του υπό εξέταση υδροσυστήματος.

Στο **7ο Κεφάλαιο** γίνεται η οικονομική αποτίμηση των επιμέρους χρήσεων του νερού και αναφέρονται οι συνιστώσες της οικονομικής αξιολόγησης ενεργειακών επενδύσεων καθώς και οι τρέχουσες τιμές για τα κόστη των ΑΠΕ.

Στο **8ο Κεφάλαιο** διατυπώνεται μαθηματικά το πρόβλημα της βελτιστοποίησης του υδροσυστήματος και δίνονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης.

Στο **9ο Κεφάλαιο** περιγράφονται όλες οι συνιστώσες του ενεργειακού συστήματος που εξετάζεται, διατυπώνεται μαθηματικά το πρόβλημα της βελτιστοποίησης του και παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης του.

Στο **10ο Κεφάλαιο**, παρατίθενται τα συμπεράσματα της εργασίας και οι προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.

## **2 Θεωρητικό υπόβαθρο για την αξιοποίηση της ηλιακής και αιολικής ενέργειας & τη δυνατότητα αποθήκευσής τους**

### **2.1 Το γενικό πλαίσιο των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Ελλάδα & στην Ευρώπη**

Βασικές συνιστώσες της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής, από την οποία εκπορεύεται και η αντίστοιχη ελληνική, ως προς τις βασικές αρχές και τους στόχους της, αποτελούν η αύξηση του ποσοστού συμμετοχής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ενεργειακό μείγμα της Κοινότητας, η ενεργειακή εξοικονόμηση και η αύξηση της ενεργειακής απόδοσης. Οι στόχοι αυτοί πηγάζουν από την ανάγκη μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και συμμόρφωσης προς τη Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών και του Πρωτοκόλλου του Κιότο, που ακολούθησε, για την αλλαγή του κλίματος.

Εκτός των λόγων που σχετίζονται με την αειφορία και την αναχαίτιση της εν εξελίξει κλιματικής αλλαγής, για την οποία βέβαια δεν είναι κοινά επιστημονικά αποδεκτό ότι είναι ανθρωπογενής (Μαμάσης, 2014), η στροφή στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι επιβεβλημένη γιατί τα ορυκτά καύσιμα έχουν ημερομηνία λήξης. Σύμφωνα με την υπόθεση συμμετρίας του Hubbert, όταν καταναλωθεί το μισό των αποθεμάτων του πετρελαίου, η παραγωγή ενέργειας απ' αυτό θα φθάσει στην αιχμή της· από το σημείο αυτό και μετά η άντληση πετρελαίου θα είναι τεχνικά πολύ δύσκολη και άρα οικονομικά ασύμφορη, με αποτέλεσμα η παραγωγή να φθίνει με το χρόνο. Σύμφωνα με κάποιους, η «πετρελαϊκή αιχμή» τοποθετείται στο τέλος της προηγούμενης δεκαετίας (2000-2010), ενώ τα πιο αισιόδοξα σενάρια τη τοποθετούν στο μισό αυτού του αιώνα (Κουτσογιάννης, 2007). Από την άλλη η πυρηνική ενέργεια, που προβάλλεται ως λύση του ενεργειακού προβλήματος, ενέχει προβλήματα ασφάλειας και διάθεσης των πυρηνικών αποβλήτων.

Ένα επίσης σημαντικό πλεονέκτημα των ΑΠΕ είναι ότι συνδράμουν αποφασιστικά στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού και στην περιφερειακή ανάπτυξη. Ο λόγος είναι ότι αξιοποιούν τους εθνικούς ενεργειακούς πόρους, συνεισφέροντας στην ενεργειακή αυτονομία των χωρών, ενώ οι επενδύσεις σε αυτές αφορούν υποδομές και θέσεις εργασίας σε εθνικό επίπεδο. Το φυσικό αέριο, από την άλλη, που συμμετέχει σε ποσοστό 21% στο ευρωπαϊκό ηλεκτροπαραγωγικό δυναμικό, αλλά και το πετρέλαιο, σε σημαντικά μικρότερο βαθμό, της τάξης του 4% (Eurostat), αφού τείνει να αντικατασταθεί από μονάδες φυσικού αερίου, είναι εισαγόμενα καύσιμα, καθιστώντας την Ευρώπη σήμερα ενεργειακά εξαρτημένη από άλλες χώρες, όπως η Ρωσία, η Τουρκία και χώρες της

Μέσης Ανατολής.

Η Οδηγία 2009/28/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου αποτελεί το νομικό πλαίσιο για την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στην ΕΕ. Σε αυτή ορίζονται οι εξής στόχοι για το σύνολο της Ευρωπαϊκής Κοινότητας, με ορίζοντα το 2020:

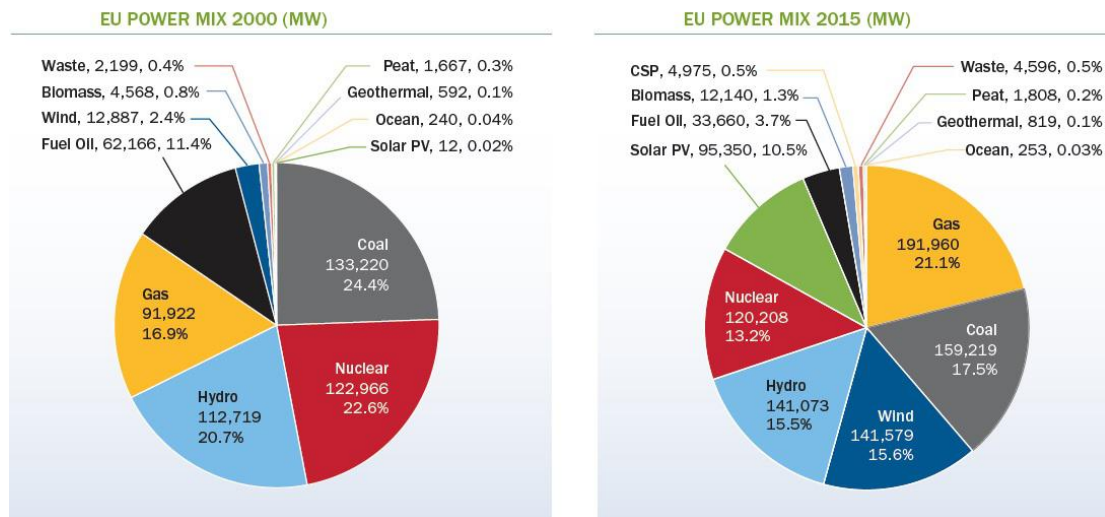
- ✓ 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990,
- ✓ 20% διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, και
- ✓ 20% εξοικονόμηση ενέργειας.

Οι στόχοι αυτοί είναι γνωστοί και ως στόχοι 20-20-20. Ειδικά για την Ελλάδα, η Οδηγία προβλέπει μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 4% στους τομείς εκτός της εμπορίας σε σχέση με τα επίπεδα του 2005, καθώς και 18% διείσδυση των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας. Η Ελληνική Πολιτεία με το Ν. 3851/2010 προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%, ο οποίος εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10% στις μεταφορές (ΥΠΕΚΑ, 2010). Με υπουργική απόφαση (Α.Υ./Φ1/οικ.19598/01.10.2010) αποφασίστηκε και η επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και η κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ ως τους τελικούς στόχους του 2020 (Πίνακας 2.1). Στον ίδιο πίνακα φαίνονται και τα στοιχεία των μέχρι πρόσφατα (Σεπτέμβριος 2016) εγκαταστάσεων.

	Σεπτέμβριος 2016	Στόχος 2014	Στόχος 2020
Υδροηλεκτρικά	3.392	3.700	4.650
Μικρά (0-15MW)	223	300	350
Μεγάλα (>15MW)	3.169	3.400	4.300
Φωτοβολταϊκά	2.229	1.500	2.200
Εγκαταστάσεις από επαγγελματίες αγρότες της περίπτωσης (β) της παρ.6 του αρθ.15 του ν.3851/2010	287	500	750
Λοιπές Εγκαταστάσεις	1942	1.000	1.450
Ηλιοθερμικά	-	120	250
Αιολικά (περιλαμβανομένων θαλασσίων)	2.305	4.000	7.500
Βιομάζα-Βιοάεριο	54	200	350

**Πίνακας 2.1. Στόχοι εγκατεστημένης ισχύος (MW) ανά τεχνολογία ΑΠΕ και κατηγορία παραγωγού για τα έτη 2014 και 2020 και υφιστάμενη κατάσταση εγκαταστάσεων μονάδων ΑΠΕ (Πηγή: Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ Διασυνδεδεμένου Συστήματος και Δικτύου, Οκτώβριος 2016, ΛΑΓΗΕ Α.Ε.)**

Η Ελλάδα έχει επιτύχει σχεδόν το ήμισυ των παραπάνω στόχων μέχρι στιγμής: η συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή είναι περίπου στο 22% και στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας στο 10%. Στην Ευρώπη, η αντίστοιχη επίδοση είναι 27.5% και 12.5% (<http://ec.europa.eu/>). Η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ΑΠΕ στην Ευρώπη, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.1, αποτέλεσε το 2015 το 44% του συνολικού ηλεκτροπαραγωγικού δυναμικού της (EWEA, 2016).



**Σχήμα 2.2 Το ηλεκτροπαραγωγικό μείγμα της Ευρώπης το 2000 και το 2015 (Πηγή: EWEA, 2016)**

Επιστρέφοντας στον Πίνακα 2.1, φαίνεται πως σε όλες τις τεχνολογίες, εκτός των φωτοβολταϊκών, οι στόχοι του 2014 ακόμα δεν έχουν επιτευχθεί. Τα Φ/Β είχαν μεγάλη ανάπτυξη λόγω των αρχικών μεγάλων εγγυημένων τιμών πώλησης, οι οποίες στην πορεία μειώθηκαν, και από το 2015 και μετά είναι προσαρμοσμένες στην εκάστοτε Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ) (N. 3851/2010).

Οι λόγοι για την μη επίτευξη μπορούν να αναζητηθούν τόσο στο οικονομικό όσο και στο κοινωνικοπολιτικό περιβάλλον της Ελλάδας. Καταρχήν, για να επιτευχθούν οι παραπάνω στόχοι, η ανάπτυξη των ΑΠΕ απαιτεί μεγάλα χρηματικά κεφάλαια και ελκυστικό επενδυτικό περιβάλλον. Όμως, λόγω της οικονομικής κρίσης των τελευταίων ετών το γενικότερο επενδυτικό ρίσκο θεωρείται υψηλό και οι χρηματοδοτικές ευκαιρίες (τραπεζικά δάνεια, ιδιωτικά κεφάλαια) είναι περιορισμένες. Ειδικά τα έργα σε ΑΠΕ μειονεκτούν απ' αυτή την άποψη γιατί είναι επενδύσεις έντασης κεφαλαίου, απαιτούν δηλαδή μεγάλο αρχικό κεφάλαιο επένδυσης. Από την άλλη, ίσως η σημαντικότερη τροχοπέδη, που εξηγεί και την απουσία ενδιαφέροντος από ξένους επενδυτές, είναι η γραφειοκρατία και οι αγκυλώσεις της δημόσιας διοίκησης, οι μονομερείς τροποποιήσεις των συμβάσεων από την ελληνική πολιτεία που τη καθιστούν αφερέγγυο συνομιλητή, οι επιπλοκές που προκύπτουν από το πεπλεγμένο νομοθετικό πλαίσιο (χωροταξικό πλαίσιο για ΑΠΕ, κ.α.) και οι ισχυρές κοινωνικές αντιδράσεις σε τοπικό επίπεδο, τα φαινόμενα γνωστά ως NIMBY - Not In My BackYard.

Πέρα από το χρηματοοικονομικό περιβάλλον, η επίτευξη των στόχων απαιτεί επίσης σημαντικές τεχνολογικές επεμβάσεις για τη διαχείριση των μεγάλων φορτίων αιχμής και της κυμαινόμενης παραγωγής αιολικών και φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων, ώστε η ανάπτυξη των εγκαταστάσεων να συνοδεύεται και από αντίστοιχα ποσοστά διείσδυσης στο τελικό μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής. Τέτοιες επεμβάσεις περιλαμβάνουν την ενίσχυση του υφιστάμενου ηλεκτρικού δικτύου, την κατασκευή των διασυνδέσεων των νησιωτικών συστημάτων με το ηπειρωτικό δίκτυο για την αξιοποίηση του υψηλού αιολικού δυναμικού του Αιγαίου και τα έργα αποθήκευσης της ενέργειας .

Την εργασία αυτή, οι μορφές ανανεώσιμης ενέργειας που την απασχολούν είναι η ενέργεια από φωτοβολταϊκές μονάδες (Φ/Β) και η ενέργεια από ανεμογεννήτριες (Α/Γ). Με τον όρο ΑΠΕ στο εξής θα αναφερόμαστε σε αυτές. Στις παρακάτω παραγράφους αναπτύσσονται, αρχικά, οι αρχές αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας από Φ/Β και της αιολικής από Α/Γ. Στο τέλος του Κεφαλαίου,

αναπτύσσονται οι συνιστώσες της αποθήκευσης ενέργειας μέσω αντλησιοταμιευτικής διάταξης καθώς και οι ευρωπαϊκές και διεθνείς τάσεις που την αφορούν.

## 2.2 Η ηλιακή ενέργεια

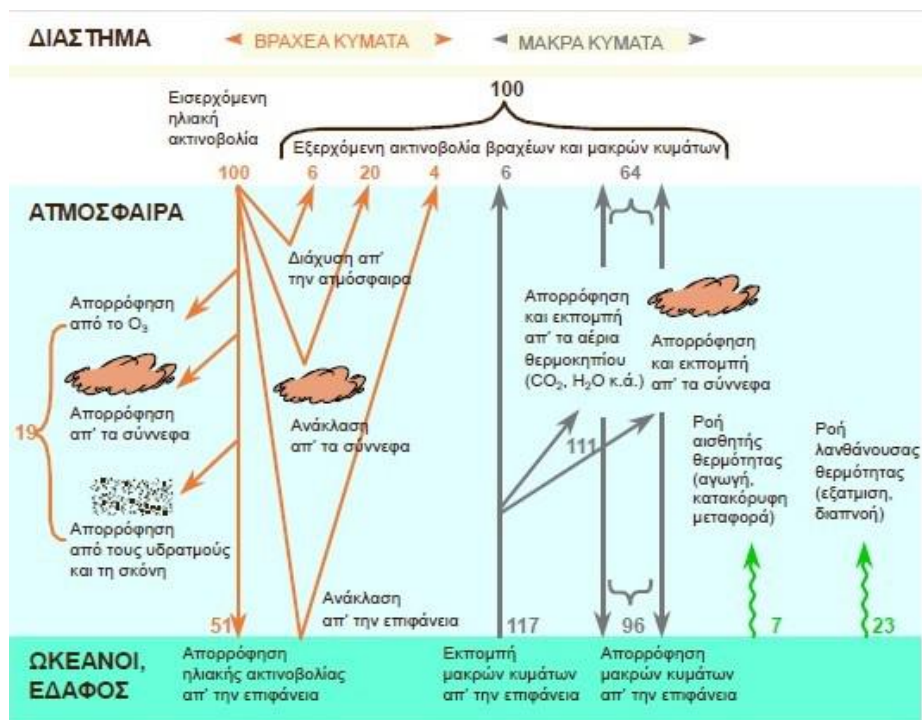
### 2.2.1 Γενικά

Η ηλιακή ενέργεια είναι αποτέλεσμα των ισχυρών θερμοπυρηνικών αντιδράσεων<sup>1</sup> που γίνονται στο πυρήνα του ήλιου. Έρχεται στη γη με τη μορφή ηλιακής ακτινοβολίας, σε πακέτα ενέργειας ή φωτόνια, τα οποία περιέχουν διάφορες ποσότητες ενέργειας που αντιστοιχούν στα διάφορα μήκη κύματος του ηλιακού φάσματος. Η ακτινοβολία που προσπίπτει στα όρια της ατμόσφαιρας (**εξωγήινη ακτινοβολία, extraterrestrial radiation,  $G_o$** ) παρουσιάζει μικρές διακυμάνσεις, οι οποίες οφείλονται στην μεταβολή της απόστασης ήλιου-γης κατά τη διάρκεια του χρόνου και τη δραστηριότητα στο εσωτερικού του ήλιου. Μέγεθος αναφοράς για την ακτινοβολία στα όρια της ατμόσφαιρας είναι η **ηλιακή σταθερά (solar constraint,  $G_{sc}$ )** η οποία αντιστοιχεί στη ροή ηλιακής ακτινοβολίας στο εξωτερικό όριο της ατμόσφαιρας για τη μέση απόσταση ήλιου-γης. Η τιμή που προτείνει για αυτή ο Παγκόσμιος Οργανισμός Μετεωρολογίας είναι  $1367 \text{ W/m}^2$ .

Κατά την είσοδο της ακτινοβολίας στην ατμόσφαιρα ένα μέρος της ανακλάται πίσω στο διάστημα, ένα μέρος της απορροφάται από την ατμόσφαιρα και το υπόλοιπο ταξιδεύει μέσα σε αυτή μέχρι την επιφάνεια της γης. Η μορφή με την οποία θα φθάσει στην επιφάνεια της γης είναι είτε ως άμεση ακτινοβολία, δηλαδή ως δέσμη ακτίνων που προέρχεται κατευθείαν από τον ήλιο, είτε ως διάχυτη, δηλαδή ακτινοβολία που έχει πρώτα σκεδαστεί και ανακλαστεί στα διάφορα σωματίδια και σταγονίδια της ατμόσφαιρας και γι' αυτό μη σταθερής κατεύθυνσης και προερχόμενης από όλο τον ουράνιο θόλο. Φτάνοντας στην επιφάνεια της γης η ακτινοβολία εν μέρει απορροφάται από τη γη και εν μέρει ανακλάται πίσω στην ατμόσφαιρα. Η ακτινοβολία που φθάνει στην επιφάνεια της γης αντιστοιχεί περίπου στο 50% της εξωγήινης που εισέρχεται στην ατμόσφαιρα, όταν το 30% ανακλάται πίσω στο διάστημα και το υπόλοιπο 20% απορροφάται από την ατμόσφαιρα.

<sup>1</sup> Στο πυρήνα του ήλιου κάθε δευτερόλεπτο 654 εκ τόνοι υδρογόνου μετατρέπονται σε 650 εκ τόνους ήλιου. Η διαφορά των 4 εκ τόνων μετατρέπεται σε ενέργεια θερμαντικής αξίας ίσης με 20 τόνους άνθρακα για κάθε γραμμάριο αερίου υδρογόνου που χάνεται (Κορωνάιος, 2012).





Σχήμα 2.3 Το ισοζύγιο της εισερχόμενης ηλιακής ακτινοβολίας (Κουτσογιάννης και Ξανθόπουλος, 1999)

Το άθροισμα της *άμεσης (beam)*, της *διάχυτης (diffuse)* και της *ανακλώμενης (ground reflected ή albedo)* ακτινοβολίας ονομάζεται *ολική ακτινοβολία (total radiation)* και είναι η ακτινοβολία που δέχονται τα σώματα στην επιφάνεια της γης και ενδιαφέρει τις εφαρμογές αξιοποίησης της. Η άμεση ακτινοβολία είναι ενεργειακά πιο αποδοτική σε σχέση με τη διάχυτη γιατί είναι συγκεντρωμένη. Τα ποσοστά καθεμιάς στην ατμόσφαιρα εξαρτώνται από τη σύνθεση και τη κατάσταση της τελευταίας (παρουσία και ποσοστό νεφοκάλυψης, σύνθεση σωματιδίων και αερίων). Ακόμα και σε συνθήκες πλήρως καθαρού ουρανού η άμεση ακτινοβολία δεν ξεπερνά το 85% της ακτινοβολίας που φθάνει στη γη. Αντίθετα, σε συννεφιασμένες μέρες, σχεδόν όλη η ακτινοβολία που φθάνει στην επιφάνεια της γης είναι διάχυτη. Η ανακλώμενη ακτινοβολία εξαρτάται από την ανακλαστικότητα της επιφάνειας στην περιοχή που εξετάζεται. Η τελευταία εκφράζεται με τον *συντελεστή ανακλαστικότητας, ρ*, ο οποίος κυμαίνεται μεταξύ 0 (πλήρης απορρόφηση) και 1 (πλήρης ανάκλαση) και χαρακτηρίζει τις διάφορες επιφάνειες. Χαρακτηριστικές τιμές του σε διάφορες επιφάνειες είναι 0,95 για το παλιό χιόνι, 0,06 για το νερό, και 0,20 για το έδαφος.

Ο προσδιορισμός της ακτινοβολίας στην επιφάνεια της γης γίνεται είτε με επίγειες μετρήσεις είτε με ανάλυση δορυφορικών εικόνων. Οι επίγειες μετρήσεις είναι είτε μετρήσεις έντασης ακτινοβολίας, ολικής ή άμεσης, είτε μετρήσεις της διάρκειας της ηλιοφάνειας κατά τη διάρκεια της ημέρας. Με βάση τις ώρες της ηλιοφάνειας η ηλιακή ακτινοβολία στην επιφάνεια της γης εκτιμάται ως ποσοστό της εξωγήινης. Όργανα επίγειας μέτρησης ηλιακής ακτινοβολίας είναι τα πυρηνόμετρα, που μετρούν ολική ακτινοβολία για κάποιο επίπεδο, και τα πυρηνιόμετρα, που μετρούν άμεση ακτινοβολία. Οι μετρήσεις έντασης ηλιακής ακτινοβολίας γίνονται συνήθως στο οριζόντιο επίπεδο, συνεπώς είναι το άθροισμα άμεσης και διάχυτης ακτινοβολίας. Για κεκλιμένο επίπεδο οι μετρήσεις αυτές πρέπει να μετασχηματιστούν κατάλληλα και να συνυπολογιστεί και πιθανή ανακλώμενη ακτινοβολία. Για καταγραφές διάρκειας ηλιοφάνειας χρησιμοποιούνται συνήθως οι ηλιογράφοι. Η

διάρκεια της ηλιοφάνειας ορίζεται ως ο συνολικός χρόνος που η ηλιοφάνεια είναι ικανή να δημιουργήσει σκιά. Κατά τον Παγκόσμιο Μετεωρολογικό Οργανισμό ορίζεται ως ο χρόνος κατά τον οποίο η άμεση ακτινοβολία είναι μεγαλύτερη από  $120 \text{ W/m}^2$ . Με βάση την διάρκεια ηλιοφάνειας, η μικρότερη κλίμακα μέτρησης που μπορούμε να έχουμε είναι η ημέρα.

Παρακάτω αναπτύσσεται ο τρόπος υπολογισμού της εξωγήινης ακτινοβολίας καθώς και της ακτινοβολίας που φθάνει στη επιφάνεια της γης σε οριζόντιο και κεκλιμένο επίπεδο, σε ωριαία χρονική κλίμακα.

### 2.2.2 Υπολογισμός ωριαίας εξωγήινης ηλιακής ακτινοβολίας

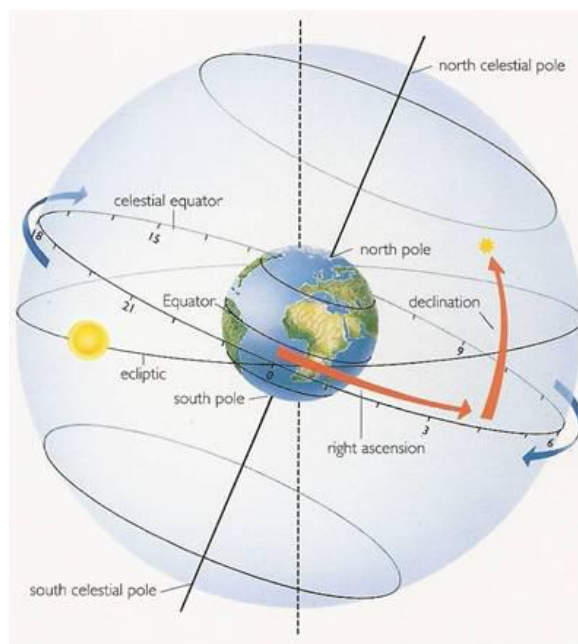
Η εξωγήινη ακτινοβολία,  $G_0$ , εξαρτάται από την απόσταση γης-ήλιου, από τις ενδογενείς διεργασίες στον ήλιο (για τις εφαρμογές μηχανικού ο παράγοντας αυτός έχει αμελητέα επίδραση), και από τη γωνία πρόσπτωσης. Η γωνία πρόσπτωσης εξαρτάται από τη θέση που βλέπει η γη τον ήλιο για το εξεταζόμενο σημείο, και γι' αυτό συνδέεται με τις γεωγραφικές συντεταγμένες του σημείου, τη μέρα και την ώρα. Επίσης διαφοροποιείται ανάλογα με τη διεύθυνση της θεωρούμενης επιφάνειας πρόσπτωσης που μπορεί να είναι οριζόντια, δηλαδή εφαπτόμενη στη γη για τη συγκεκριμένη θέση, ή κεκλιμένη.

Γενικά, ο υπολογισμός της εξωγήινης ακτινοβολίας σε πρακτικές εφαρμογές χρειάζεται στη μετατροπή δεδομένων πραγματικής ακτινοβολίας από οριζόντιο επίπεδο, όπου έχουμε μετρήσεις ακτινοβολίας, σε κεκλιμένο, όπως θα δούμε σε επόμενη παράγραφο.

Παρακάτω ορίζονται αστρονομικές γωνίες που συνδέονται με τη σχετική θέση ήλιου-γης και χρησιμοποιούνται στον υπολογισμό της εξωγήινης ακτινοβολίας.

- ✓ **Γεωγραφικό πλάτος ( $\varphi$ ):** Η γωνιακή απόσταση ενός σημείου από τον ισημερινό. Είναι θετικό για το βόρειο ημισφαίριο,  $-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$ .
- ✓ **Ηλιακή απόκλιση ( $\delta$ ):** Η γωνία μεταξύ της ευθείας που ενώνει το κέντρο της γης με τον ήλιο και του ισημερινού. Ταυτίζεται δηλαδή με το γεωγραφικό πλάτος που πέφτουν κάθετα οι ακτίνες του ήλιου το μεσημέρι. Είναι συνάρτηση της μέρας του χρόνου ( $J$ ) και κοινή για όλα τα σημεία στη γη:

$$\delta = -0,409 * \cos(2\pi J / 365 + 0,16) \quad \text{σε rad} \quad (2.1)$$

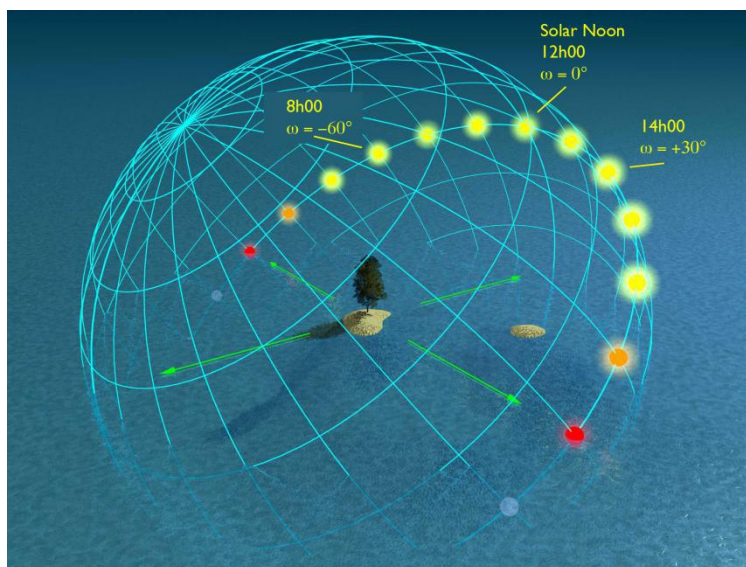


Σχήμα 2.4 Η ηλιακή απόκλιση,  $\delta$  (Πηγή: <http://el.science.wikia.com>)

- ✓ **Ωριαία γωνία ( $\omega$ ):** Η γωνιακή απόσταση του ηλίου από την ηλιακή μεσημβρία. Στην ηλιακή μεσημβρία είναι  $\omega = 0$ , ενώ κάθε ώρα μεταβάλλεται κατά  $15^\circ$ , δηλαδή:

$$\omega = 15 * (ST - 12) \text{ σε μοίρες} \quad (2.2)$$

όπου  $ST = 0, 1, \dots, 23$  ο ηλιακός χρόνος.



Σχήμα 2.5 Η ωριαία γωνία,  $\omega$  (Πηγή: <https://www.e-education.psu.edu>)

- ✓ Ο τοπικός **ηλιακός χρόνος ( $ST$ )** μετράται με βάση τη γωνιακή μετακίνηση του ήλιου. Η 12<sup>η</sup> μεσημβρινή τοπικού ηλιακού χρόνου ταυτίζεται με τη χρονική στιγμή που ο ήλιος βρίσκεται ψηλότερα στον ουρανό σε εκείνον το μεσημβρινό. Ο ηλιακός χρόνος δεν ταυτίζεται με την

τοπική ώρα (LT) εξαιτίας δύο παραγόντων, (α) επειδή η τοπική ώρα δεν λαμβάνει υπόψη της την αλλαγή της χρονικής διάρκειας της ηλιακής ημέρας κατά τη διάρκεια του χρόνου, και (β) λόγω των χρονικών ζωνών από τις οποίες εξάγεται η τοπική ώρα. Για τη μετατροπή της τοπικής ώρας σε ηλιακή χρησιμοποιούνται δύο διορθώσεις, η διόρθωση της εξίσωσης του χρόνου και η διόρθωση λόγω διαφοράς του γεωγραφικού μήκους του μεσημβρινού του τόπου με το κατά συνθήκη γεωγραφικό μήκος του μεσημβρινού στον οποίο υπάγεται η χώρα. Υπολογίζεται ως εξής:

$$ST = LT + \frac{\pm 4(\lambda_{st} - \lambda_{loc}) - C + ET}{60} \quad (2.3)$$

σε ώρες, όπου

- στον όρο  $\pm 4 (\lambda_{st} + \lambda_{loc})$  το θετικό πρόσημο μπαίνει για περιοχές δυτικά του Greenwich και το αρνητικό πρόσημο για περιοχές ανατολικά,
- $\lambda_{st} = 15^\circ \cdot (\text{διαφορά ώρας μεταξύ της χώρας και του Greenwich})$ , ο μεσημβρινός στον οποίο είναι βασισμένος ο τοπικός χρόνος και για την Ελλάδα είναι  $30^\circ$ ,
- $\lambda_{loc}$  ο τοπικός μεσημβρινός,
- $C = 1$  για τους θερινούς μήνες, η διόρθωση λόγω υιοθέτησης θερινής ώρας,
- $ET = 9.87 \cdot \sin(2B) - 7.53 \cdot \cos(B) - 1.5 \cdot \sin(B)$ , όπου  $B = \frac{360}{365}(J - 81)$ , η εξίσωση του χρόνου.

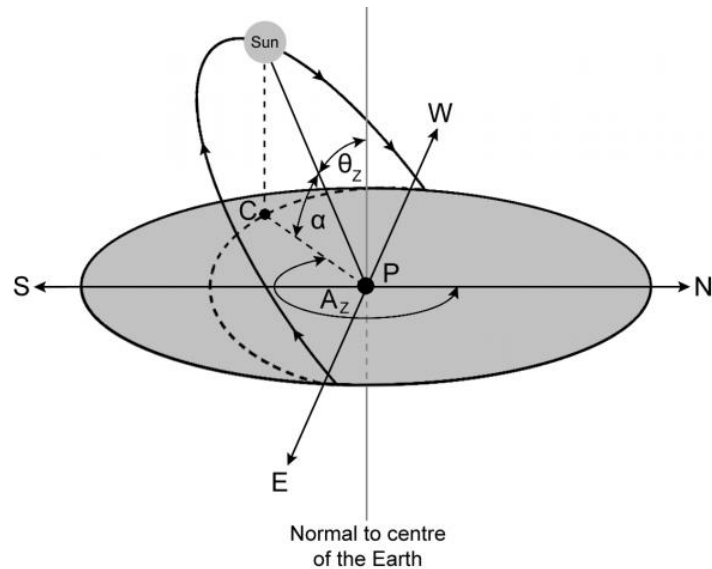
Η θέση του ήλιου στον ουρανό για μία δεδομένη θέση P στη γη περιγράφεται μονοσήμαντα με τις γωνίες του ύψους του ήλιου (ή της συμπληρωματικής ζενίθιας γωνίας) και του αζιμουθίου. Οι γωνίες αυτές ορίζονται ως εξής:

- ✓ **Ζενίθια γωνία ( $\theta_z$ ):** είναι η γωνία μεταξύ της κατακορύφου στο σημείο P και της γραμμής που συνδέει το P με τον ήλιο. Η γραμμή που ενώνει το P με τον ήλιο είναι η διεύθυνση της άμεσης ακτινοβολίας στο σημείο P και η ζενίθια γωνία ταυτίζεται με τη γωνία πρόσπτωσης της άμεσης ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο. Είναι  $0 \leq \theta_z \leq 90^\circ$ .
- ✓ **Ύψος του ήλιου ( $a_s$ ):** είναι η γωνία που σχηματίζεται μεταξύ της γραμμής του ορίζοντα του παρατηρητή και της γραμμής που συνδέει τον παρατηρητή με τον ήλιο. Είναι η συμπληρωματική γωνία της ζενίθιας. Οι γωνίες αυτές συνδέονται με το γεωγραφικό πλάτος, την ωριαία γωνία και την ηλιακή απόκλιση ως εξής:

$$\cos \theta_z = \sin a_s = \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega \quad (2.4)$$

- ✓ **Αζιμούθιο ( $\gamma_s$  ή  $A_z$ ):** είναι η οριζόντια γωνία που σχηματίζεται μεταξύ της προβολής της κατεύθυνσης του ήλιου στο οριζόντιο επίπεδο και της κατεύθυνσης του νότου. Είναι αρνητική για το ανατολικό ημισφαίριο και θετική για το δυτικό,  $-180^\circ \leq \gamma_s \leq 180^\circ$ ,

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right| \quad (2.5)$$



**Σχήμα 2.6** Η ζενίθια γωνία, το αζιμούθιο και η γωνία ύψους ενός σημείο P στην επιφάνεια της γης  
(Πηγή: <http://www.itacanet.org/>)

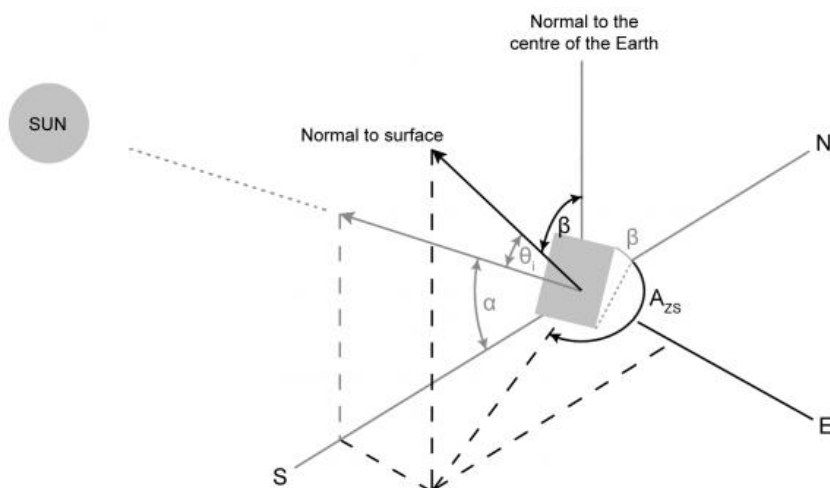
Το επίπεδο πρόσπτωσης των ακτινών του ηλίου περιγράφεται με τις εξής γωνίες:

- ✓ **Κλίση της επιφάνειας ( $\beta$ ):** η γωνία που σχηματίζεται στη διεύθυνση του επιπέδου και του οριζοντα. Μετρείται από τον οριζοντα,  $0 \leq \beta \leq 180^\circ$ . Για  $\beta > 90^\circ$  το επίπεδο βλέπει το έδαφος.
- ✓ **Αζιμούθια γωνία ή γωνία διεύθυνσης της επιφάνειας ( $\gamma$  ή  $A_{zs}$ ):** η οριζόντια γωνία που σχηματίζεται μεταξύ της οριζόντιας προβολής της καθέτου του πλαισίου και της κατεύθυνσης του νότου.

Με βάση τις παραπάνω γωνίες υπολογίζεται η **γωνία πρόσπτωσης ( $\theta$ )** της ηλιακής ακτινοβολίας σε ένα επίπεδο από τη παρακάτω σχέση:

$$\cos \theta = \cos a_s \cdot \sin \beta \cdot \cos(-\gamma) + \sin a_s \cdot \cos \beta \quad (2.6)$$

Όταν το επίπεδο είναι παράλληλο στην εφαπτομένη της επιφάνειας της γης σε εκείνο το σημείο, το οποίο εφεξής θα ονομάζεται οριζόντιο επίπεδο, η γωνία πρόσπτωσης ταυτίζεται με τη ζενίθια γωνία του σημείου όπως φαίνεται από την παραπάνω σχέση.



**Σχήμα 2.7 Η γωνία πρόσπτωσης της ηλιακής ακτινοβολίας σε μία κεκλιμένη επιφάνεια (Πηγή: <http://www.itacanet.org>)**

Με βάση τα παραπάνω η εξωγήινη ακτινοβολία,  $G_o$ , ανά μονάδα χρόνου και επιφανείας, υπολογίζεται από τη παρακάτω σχέση:

$$G_o = \left( \frac{E}{4} \cdot \pi \cdot D_J^2 \right) \cdot \cos \theta = G_{sc} \cdot d \cdot \cos \theta = G_{on} \cdot \cos \theta \quad (2.7)$$

όπου

- $E/4 \cdot \pi \cdot D_J^2$ , η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας σε ακτίνα ίση με την απόσταση γης-ήλιου,
- $E = 3,9 \cdot 10^{26} \text{ W}$ , η συνολική ηλιακή ενέργεια που παράγεται στον ήλιο,
- $D_J$ , η απόσταση την  $J$  ημέρα, όπου ο δείκτης  $J = 1$  αναφέρεται στην 1η Ιανουαρίου και ο δείκτης  $J = 365$  στην 31η Δεκεμβρίου,
- $G_{sc} = E/4 \cdot \pi \cdot D_{\text{mean}}^2 \approx 1367 \text{ W/m}^2$ , η ηλιακή σταθερά,
- $D_{\text{mean}} \approx 149,6 \cdot 10^6 \text{ km}$ , η μέση απόσταση γης-ήλιου,
- $d = (D_{\text{mean}}/D_J)^2 = 1 + 0,034 \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot J/365 - 0,05)$ , η ηλιακή εκκεντρότητα (2.8)
- $G_{on} = G_{sc} \cdot d$  η εξωγήινη ακτινοβολία σε επίπεδο κάθετο (normal) στη διεύθυνση της ακτινοβολίας (2.9)

Η εξωγήινη ακτινοβολία συναντάται στη βιβλιογραφία και ως δυνητική ακτινοβολία, δηλαδή ακτινοβολία που θα έφτανε στη γη απουσία της ατμόσφαιρας (Μαμάσης, 2015). Για  $\theta = 0$ , όταν δηλαδή η ηλιακή ακτινοβολία πέφτει κάθετα στο επίπεδο, έχουμε τη μέγιστη δυνητική ακτινοβολία. Η κατεύθυνση του ήλιου όμως αλλάζει συνεχώς, οπότε στη περίπτωση ενός φωτοβολταϊκού πλαισίου είναι οικονομικά δαπανηρό και τεχνικά περίπλοκο να παρακολουθείται η πορεία του. Συνεπώς, το ζητούμενο είναι να καθοριστεί μια γωνία πρόσπτωσης όσο το δυνατόν μικρότερη καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου.

Για το βόρειο ημισφαίριο η βέλτιστη κλίση του επιπέδου είναι ίση με το γεωγραφικό του πλάτος και η αζιμούθια γωνία ίση με 0, δηλαδή το επίπεδο είναι προσανατολισμένο προς το νότο. Για αυτή την κλίση επιπέδου προκύπτουν τα καλύτερα αποτελέσματα όσον αφορά τη κατανομή της ενέργειας στη διάρκεια του χρόνου καθώς και υψηλή ετήσια παραγωγή ενέργειας. Αν ζητούμενο είναι

η μεγιστοποίηση της ενέργειας κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, τότε η βέλτιστη γωνία είναι συνήθως 10-15° μικρότερη (Κορωναίος, 2012).

Για τον υπολογισμό της εξωγήινης ακτινοβολίας σε ωριαία ή ημερήσια κλίμακα σε οριζόντιο επίπεδο απαιτείται ολοκλήρωση της (2.7) στην αντίστοιχη χρονική κλίμακα. Η μέση μηνιαία εξωγήινη ακτινοβολία θεωρείται ως η ημερήσια ακτινοβολία της αντιπροσωπευτικής μέρας του μήνα. Για τον Ιανουάριο, π.χ., η μέρα αυτή είναι η 17<sup>η</sup> (Κουτσογιάννης, 2012· Perino, 2016). Τα δεδομένα ακτινοβολίας που χρησιμοποιούνται σε αυτή την εργασία είναι ωριαίας κλίμακας, και γι' αυτό δίνεται η παρακάτω σχέση υπολογισμού της ωριαίας εξωγήινης ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο:

$$I_o = \frac{12}{\pi} \cdot G_{SC} \cdot \left( 1 + 0.034 \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot J}{365} - 0.05\right) \right) \cdot [(\omega_2 - \omega_1) \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot (\sin \omega_2 - \sin \omega_1)] \quad (2.10)$$

σε Wh/m<sup>2</sup> και η ηλιακή σταθερά  $G_{SC}$  σε W/m<sup>2</sup>.

### 2.2.3 Υπολογισμός ωριαίας πραγματικής ηλιακής ακτινοβολίας

Η πραγματική ακτινοβολία που φτάνει στην επιφάνεια της γης εξαρτάται και από την κατάσταση της ατμόσφαιρας. Η ύπαρξη νεφοκάλυψης καθώς και των διαφόρων αερίων και στερεών σωματιδίων της ατμόσφαιρας οδηγεί σε απορρόφηση, ανάκλαση και διάθλαση της ηλιακής ακτινοβολίας, μειώνοντας την έντασή της. Η τελική ακτινοβολία που φθάνει στην επιφάνεια της γης είναι ένα ποσοστό της εξωγήινης. Το ποσοστό αυτό εκφράζεται με τον συντελεστή αιθριότητας, που είναι ο λόγος της πραγματικής ακτινοβολίας,  $I$ , που μετράται σε οριζόντιο επίπεδο προς την εξωγήινη ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο. Ο συντελεστής αιθριότητας εξαρτάται και από τη χρονική κλίμακα αναφοράς, και γι' αυτό ορίζονται τρεις συντελεστές, ο ωριαίος, ο ημερήσιος και ο μηνιαίος. Ο ωριαίος συντελεστής αιθριότητας,  $k_T$ , ισούται με:

$$k_T = \frac{I}{I_o} \quad (2.11)$$

όπου  $I$  η ωριαία πραγματική ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο στην επιφάνεια της γης και  $I_o$  η ωριαία εξωγήινη ακτινοβολία υπολογισμένη σε οριζόντιο επίπεδο. Αντίστοιχα ορίζονται ο ημερήσιος και ο μηνιαίος συντελεστής αιθριότητας.

Ο ωριαίος συντελεστής αιθριότητας χρησιμοποιείται στα διάφορα μοντέλα αποσύνθεσης της ωριαίας πραγματικής ακτινοβολίας στη διάχυτη,  $I_d$ , και την άμεση,  $I_b$ , συνιστώσα της. Τα μοντέλα αυτά είναι εμπειρικά και συσχετίζουν συνήθως τον συντελεστή αιθριότητας με το λόγο της διάχυτης προς την ολική ακτινοβολία, βασιζόμενα σε μετρήσεις διάχυτης και ολικής ακτινοβολίας σε μετεωρολογικούς σταθμούς, για επαρκές χρονικό διάστημα. Τα πιο διαδεδομένα είναι των Orgill & Holland (1977), Erbs *et al.* (1982) και Liu & Jordan (1960) (Wong & Chow, 2001).

Το **μοντέλο των Orgill & Holland**, που είναι από τα πιο διαδεδομένα σε χρήση μοντέλα στη βιβλιογραφία, έχει προκύψει από μετρήσεις σε γεωγραφικό πλάτος ~41° Β στο Τορόντο του Καναδά και είναι από τα πιο απλά επειδή συσχετίζει τον λόγο της ωριαίας διάχυτης προς την ωριαία ολική μόνο με τον ωριαίο συντελεστή αιθριότητας. Για τις διάφορες τιμές του  $k_T$  ο παραπάνω λόγος δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0.249, & 0 \leq k_T \leq 0.35 \\ 1.557 - 1.840k_T, & 0.35 < k_T < 0.75 \\ 0.177, & k_T > 0.75 \end{cases} \quad (2.12)$$

## 2.2.4 Υπολογισμός ωριαίας πραγματικής ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο

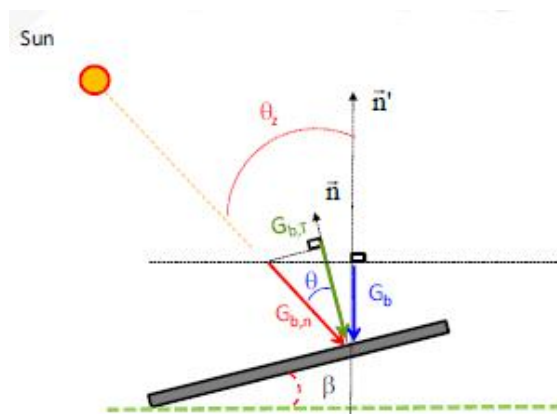
Οι μετρήσεις ηλιακής ακτινοβολίας στους μετεωρολογικούς σταθμούς γίνονται συνήθως σε οριζόντια επίπεδα αναφοράς. Για τη μετατροπή αυτών των δεδομένων σε ηλιακή ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο (tilted surface) πρέπει να ληφεί υπόψη η κάθε συνιστώσα της ηλιακής ακτινοβολίας ξεχωριστά. Αυτό συμβαίνει γιατί η ύπαρξη κλίσης επηρεάζει διαφορετικά κάθε συνιστώσα της ακτινοβολίας: η άμεση ακτινοβολία εξαρτάται μόνο από τη γωνία πρόσπτωσης, ενώ η διάχυτη και η ανακλώμενη ακτινοβολία εξαρτώνται από το τμήμα του ουρανού που «βλέπει» το κεκλιμένο επίπεδο. Για το λόγο αυτό υπολογίζονται διαφορετικοί διορθωτικοί συντελεστές για κάθε συνιστώσα με τους οποίους μετατρέπονται τα δεδομένα ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο σε δεδομένα ακτινοβολίας σε επίπεδο κλίσης  $\beta$ .

### ➤ Άμεση ακτινοβολία

Η ύπαρξη κλίσης επηρεάζει τη γωνία πρόσπτωσης της άμεσης ακτινοβολίας. Εισάγεται ο διορθωτικός συντελεστής  $R_b$  ο οποίος, όπως προκύπτει και από το Σχήμα 2.8, είναι:

$$R_b = \frac{I_{b,T}}{I_b} = \frac{I_{on} \cdot \cos \theta}{I_{on} \cdot \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.13)$$

με τις γωνίες  $\theta_z$  και  $\theta$  να αναφέρονται στο μέσο της αντίστοιχης ώρας. Όπως φαίνεται από τη παραπάνω σχέση, ο  $R_b$  αλλάζει κατά τη διάρκεια της ημέρας και του έτους.



Σχήμα 2.8 Η άμεση ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο (Πηγή: Perino, 2016)

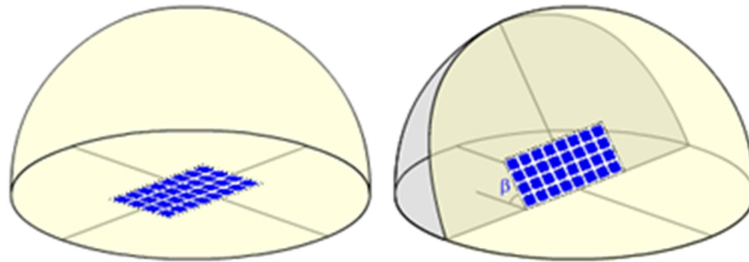
### ➤ Διάχυτη ακτινοβολία

Η διάχυτη ακτινοβολία που προσπίπτει σε ένα κεκλιμένο επίπεδο διαφέρει σημαντικά από αυτή που προσπίπτει σε ένα οριζόντιο επίπεδο. Ενώ στο οριζόντιο επίπεδο προσπίπτει διάχυτη ακτινοβολία απ' όλο τον ουράνιο θόλο, στο κεκλιμένο προσπίπτει ένα ποσοστό αυτής, που εξαρτάται από το τμήμα του ουρανού που «βλέπει» το επίπεδο. Ο διορθωτικός συντελεστής  $R_d$  που εισάγεται ισούται με το



λόγο της διάχυτης ακτινοβολίας στο κεκλιμένο επίπεδο προς τη διάχυτη στο οριζόντιο. Εάν θεωρηθεί ότι η διάχυτη ακτινοβολία είναι ιστροπική, δηλαδή ομοιόμορφα κατανεμημένη στον ουράνιο θόλο, ο  $R_d$  ισούται με τον λόγο του τόξου του ουράνιου θόλου που βλέπει η επιφάνεια προς ολόκληρο το ημισφαιρικό τόξο του ουράνιου θόλου, δηλαδή:

$$R_d = \frac{I_{d,T}}{I_d} = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (2.14)$$



Σχήμα 2.9 Η διάχυτη ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο (Πηγή: Perino, 2016)

### ➤ Ανακλώμενη ακτινοβολία

Ο διορθωτικός συντελεστής  $R_r$  που εισάγεται για την ανακλώμενη ακτινοβολία είναι ο λόγος της ανακλώμενης ακτινοβολίας που προσπίπτει στο κεκλιμένο επίπεδο προς αυτή που προσπίπτει στο οριζόντιο. Αν θεωρηθεί, όπως έγινε και με τη διάχυτη ακτινοβολία, ότι η ανακλώμενη ακτινοβολία είναι ιστροπική, τότε ο συντελεστής ισούται με:

$$R_r = \frac{I_{r,T}}{I_r} = \frac{I_{r,T}}{\rho I} = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.15)$$

Με βάση τις σχέσεις (2.13), (2.14), (2.15) η **ολική ακτινοβολία** που προσπίπτει σε ένα κεκλιμένο επίπεδο κλίσης  $\beta$  είναι:

$$\begin{aligned} I_T &= R_b I_b + \frac{1 + \cos \beta}{2} I_d + \frac{1 - \cos \beta}{2} \rho I \xrightarrow{//} \\ \frac{I_T}{I} &= \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \cdot \frac{I_b}{I} + \frac{1 + \cos \beta}{2} \cdot \frac{I_d}{I} + \frac{1 - \cos \beta}{2} \cdot \rho \Rightarrow \\ \frac{I_T}{I} &= \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \cdot \left(1 - \frac{I_d}{I}\right) + \frac{1 + \cos \beta}{2} \cdot \frac{I_d}{I} + \frac{1 - \cos \beta}{2} \cdot \rho \end{aligned} \quad (2.16)$$

## 2.3 Φωτοβολταϊκά συστήματα

### 2.3.1 Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο

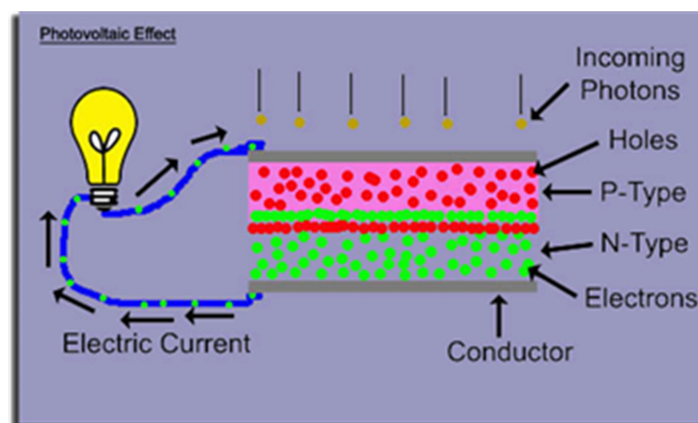
Τα φωτοβολταϊκά συστήματα είναι μία άμεση μέθοδος μετατροπής της ηλιακής ενέργειας σε

ηλεκτρική, χωρίς την ύπαρξη ενδιάμεσων σταδίων και θερμοδυναμικών κύκλων. Ανακαλύφτηκε το 1839 από τον Γάλλο φυσικό Becquerel, ο οποίος παρατήρησε ότι ορισμένα υλικά μπορούν να παράξουν ρεύμα όταν εκτεθούν στο φως. Τα υλικά αυτά ονομάζονται ημιαγωγοί και το φαινόμενο αυτό φωτοβολταϊκό φαινόμενο. Στις πρακτικές εφαρμογές, ο πιο διαδεδομένος ημιαγωγός είναι το πυρίτιο.

Το βασικό χαρακτηριστικό των ημιαγωγών που τα διαφοροποιεί από τα υπόλοιπα υλικά είναι ο αριθμός των ηλεκτρονίων στη εξωτερική τους στοιβάδα ή στοιβάδα σθένους. Το πυρίτιο (Si) είναι τετρασθενές, δηλαδή έχει τέσσερα ηλεκτρόνια στη στοιβάδα σθένους. Όταν οι δεσμοί του ημιαγωγού απορροφήσουν κάποια αξιόλογη ηλιακή ενέργεια αρχίζουν να ελευθερώνονται ηλεκτρόνια της εξωτερικής στοιβάδας αφήνοντας μια κενή θέση, θετικά φορτισμένη, στο δεσμό από τον οποίο έφυγαν. Η κενή θέση ονομάζεται και οπή (hole). Τα ελευθερωμένα ηλεκτρόνια κινούνται άτακτα στο σώμα για όσο διατηρούν υψηλή ενέργεια, συμβάλλοντας έτσι στην ηλεκτρική αγωγιμότητα του σώματος. Όταν η ενέργεια μειωθεί σημαντικά επιστρέφουν σε κάποια οπή που θα συναντήσουν στο δρόμο τους, και έτσι εξαφανίζονται και τα δύο φορτία (ηλεκτρόνια και οπές) και ο ημιαγωγός γίνεται μονωτής. Η ενέργεια που απαιτείται για την ελευθέρωση των ηλεκτρονίων είναι ίση με το ενεργειακό διάκενο ανάμεσα στη ζώνη αγωγιμότητας που κινούνται τα ελεύθερα ηλεκτρόνια και τη ζώνη σθένους των ατόμων που σχηματίζουν τους δεσμούς του υλικού. Ενέργεια μεγαλύτερη από αυτή μετατρέπεται σε κινητική ενέργεια των ελεύθερων ηλεκτρονίων, αυξάνοντας έτσι τη θερμοκρασία του σώματος.

Εάν στο τετρασθενές πυρίτιο γίνει πρόσμιξη μικρής ποσότητας ενός πεντασθενούς στοιχείου, όπως το αρσενικό (As), τα λίγα αυτά άτομα As ενσωματώνονται στη κρυσταλλική δομή του πυριτίου σε θέσεις που θα κατείχαν άτομα Si. Τα τέσσερα από τα πέντε ηλεκτρόνια σθένους του As ενώνονται με τα τέσσερα άτομα Si σχηματίζοντας δεσμούς, ενώ το πέμπτο ηλεκτρόνιο του As συγκρατείται χαλαρά και με λίγη ενέργεια μπορεί να αποσπαστεί, αφήνοντας ένα θετικά φορτισμένο άτομο As. Αντίστοιχα, εάν στο πυρίτιο προστεθεί ένα τρισθενές στοιχείο όπως το βόριο (B) θα δημιουργηθούν κενές θέσεις ηλεκτρονίων και θα γίνει αποδέκτης ηλεκτρονίων. Ο πρώτος ημιαγωγός ονομάζεται τύπου n (negative) και ο δεύτερος τύπου p (positive).

Εάν δύο ημιαγωγοί τύπου n και p έρθουν σε στενή επαφή μεταξύ τους τα επιπλέον ηλεκτρόνια του σώματος n έλκονται από τις «οπές» του σώματος p δημιουργώντας ένα ηλεκτρικό πεδίο που επιτρέπει τη κίνηση των ηλεκτρονίων προς μία κατεύθυνση. Με τη προσθήκη ενός μεταλλικού αγωγού εκατέρωθεν των επαφών έχουμε τη παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος. Η ένωση p-n αποτελεί τη βάση του φωτοβολταϊκού κελιού.



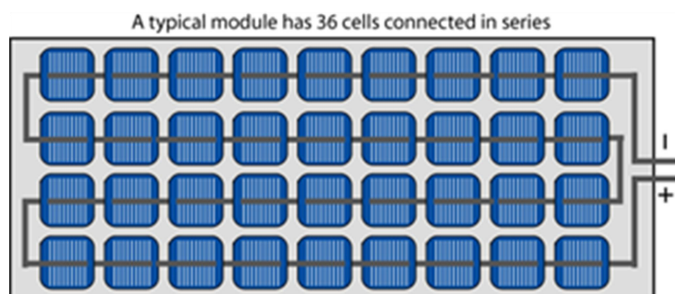
Σχήμα 2.10 Το φωτοβολταϊκό φαινόμενο (Πηγή: [solarpowerplanetearth.com](http://solarpowerplanetearth.com))

Το πρώτο Φ/Β πλαίσιο κατασκευάστηκε στα εργαστήρια της Bell το 1954, χωρίς να υπάρχει στόχος εμπορικής εκμετάλλευσης, λόγω του υψηλού κόστους κατασκευής. Τη δεκαετία του 1960 η διαστημική βιομηχανία έδωσε σημαντική ώθηση στη Φ/Β τεχνολογία, χρησιμοποιώντας την ως πηγή ενέργειας στις διαστημικές εφαρμογές. Μέσα από τα διαστημικά προγράμματα η τεχνολογία αναπτύχθηκε, απέκτησε αξιοπιστία και μειώθηκε σημαντικά το κόστος της. Μετά την ενεργειακή κρίση τη δεκαετία του 1970 η τεχνολογία άρχισε να διαδίδεται ως εναλλακτική πηγή ενέργειας και για γήινες εφαρμογές. Χρονολογία-σταθμός για τη τεχνολογία εμπορικά ήταν το 1997, όταν το κόστος κατασκευής των Φ/Β στοιχείων έπεσε στο 1\$ ανά Watt αιχμής.

### 2.3.2 Διάταξη και τεχνολογίες φωτοβολταϊκού συστήματος

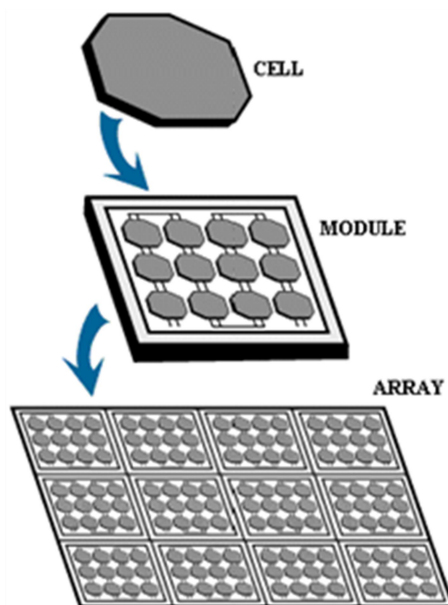
Το δομικό στοιχείο του Φ/Β συστήματος στο οποίο γίνεται η μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική με βάση τα παραπάνω είναι το **φωτοβολταϊκό** ή **ηλιακό κελί** (photovoltaic ή solar cell). Η ένταση του ηλεκτρικού ρεύματος που παράγεται εξαρτάται από την επιφάνεια του κελιού και την περιεκτικότητα της ηλιακής ακτινοβολίας σε ενεργά φωτόνια. Ένα τυπικό ηλιακό κελί σε κανονική ηλιακή ακτινοβολία παράγει ηλεκτρική ισχύ περίπου ίση με 0.4 W.

Πολλά Φ/Β στοιχεία συνδέονται μεταξύ τους για να φτιάξουν ένα **φωτοβολταϊκό πλαίσιο** (photovoltaic module), που είναι η δομική μονάδα που κυκλοφορεί εμπορικά. Τα Φ/Β κελιά συνδέονται σε σειρά στο πλαίσιο με κοινή ηλεκτρική έξοδο, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.10. Συνήθως το πλαίσιο αποτελείται από 10-50 κελιά, ανάλογα με την επιθυμητή ισχύ. Η τυπική ισχύς των πλαισίων κυμαίνεται μεταξύ 20-300 W. Το πλαίσιο είναι η βασική μονάδα της Φ/Β γεννήτριας. Βιομηχανικά κυκλοφορούν επίσης και τα **φωτοβολταϊκά πάνελ** (photovoltaic panels), τα οποία αποτελούνται από ένα ή περισσότερα πλαίσια συναρμολογημένα σε ενιαία κατασκευή.



Σχήμα 2.11 Φ/Β κελιά σε σειρά διαμορφώνουν ένα Φ/Β πλαίσιο (Πηγή: [www.pveducation.org](http://www.pveducation.org))

Τα Φ/Β πλαίσια μπορούν να συνδεθούν ηλεκτρονικά σε **φωτοβολταϊκές συστοιχίες** σε σειρά ή παράλληλα (photovoltaic strings or arrays), όταν η επιθυμητή ισχύς υπερβαίνει την ισχύ ενός πλαισίου.



Σχήμα 2.12 Από το Φ/Β κελί στη Φ/Β συστοιχία (Πηγή: [www.science.nasa.gov](http://www.science.nasa.gov))

Τα Φ/Β κελιά χωρίζονται σε δύο βασικές κατηγορίες, με βάση το υλικό κατασκευής τους:

- **Κρυσταλλικού πυριτίου**, τα οποία αποτελούν το 90% των συνολικών παγκόσμιων εγκαταστάσεων (IEA, 2014), και διακρίνονται σε:
  - μονοκρυσταλλικού πυριτίου (monocrystalline silicon), που είναι τα πιο διαδεδομένα, και
  - πολυκρυσταλλικού πυριτίου (polycrystalline silicon), που κατασκευάζονται από χυτό πυρίτιο.
- **Λεπτού υμενίου** (thin film), τα οποία κατασκευάζονται από πολύ λεπτές στρώσεις φωτοευαίσθητου υλικού με βάση το γυαλί, το πλαστικό ή τον χάλυβα, παρουσιάζοντας καλύτερη εφαρμογή και χαμηλότερο βάρος, αλλά μικρότερες αποδόσεις σε σχέση με τα κρυσταλλικού πυριτίου. Βάσει του υλικού διακρίνονται σε:
  - Άμορφου πυριτίου (a-Si)
  - Μικρομορφικού πυριτίου (μ-Si)
  - Χαλκοπυριτών CIS / CIGS
  - Τελουρίδιο του καδμίου (CdTE).

Γενικά, οι φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις καταλαμβάνουν μεγάλη επιφάνεια για κάθε εγκατεστημένο kW ισχύος αιχμής (kWp), γι' αυτό σημαντικό δεδομένο στο σχεδιασμό είναι και η επιφάνεια κάλυψης. Τα πλαίσια από κρυσταλλικό πυρίτιο καταλαμβάνουν περίπου μια επιφάνεια 8 - 10 m<sup>2</sup>/kWp, ενώ τα λεπτού υμενίου μια επιφάνεια περίπου 10 - 20 m<sup>2</sup>/kWp (Κατσαπρακάκης, 2016).

### 2.3.3 Υπολογισμός παραγόμενης ενέργειας

Η παραγόμενη ενέργεια ενός Φ/Β πλαισίου υπολογίζεται θεωρητικά ως το γινόμενο του συντελεστή απόδοσης του πλαισίου επί την προσπίπτουσα στην επιφάνειά του ηλιακή ακτινοβολία. Συνήθως, από τον κατασκευαστή δεν δίνεται η απόδοση του πλαισίου, επειδή η τελευταία εξαρτάται και από το περιβάλλον τοποθέτησης (ακτινοβολία, θερμοκρασία), αλλά η ισχύς αιχμής του. Η **ισχύς αιχμής (watt Peak), P<sub>a</sub>**, αντιστοιχεί στη μέγιστη παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ του πλαισίου σε πρότυπες συνθήκες (**standard test conditions** ή **STC**), οι οποίες συνίστανται σε ηλιακή ακτινοβολία ίση με 1 kW/m<sup>2</sup>,

Θερμοκρασία πλαισίου ίση 25° C, AM=1,5

<sup>2</sup> και ενός συγκεκριμένου φάσματος ακτινοβολίας. Από την ισχύ αιχμής μπορεί έμμεσα να εκτιμηθεί η απόδοση του πλαισίου που αντιστοιχεί σε αυτές τις συνθήκες.

Η πραγματική παραγόμενη ισχύς είναι μικρότερη γιατί

- (α) οι πραγματικές συνθήκες στο περιβάλλον του πλαισίου είναι διαφορετικές από τις πρότυπες,
- (β) υπάρχουν ηλεκτρολογικές απώλειες στις συνδέσεις με τα υπόλοιπα ηλεκτρολογικά στοιχεία της εγκατάστασης, και
- (γ) σταδιακά με το χρόνο το πλαίσιο χάνει μέρος της απόδοσης του.

Οι παραπάνω παράγοντες λαμβάνονται υπόψη στην εκτίμηση του **συντελεστή απόδοσης PR (performance ratio)** του πλαισίου, ο οποίος αναφέρεται στις πραγματικές συνθήκες λειτουργίας.

Ο συντελεστής απόδοσης PR είναι γινόμενο των εξής συντελεστών:

1. *Συντελεστής θερμοκρασίας*  $\sigma_{\theta}$ : Θερμοκρασίες μεγαλύτερες της τιμής αναφοράς των 25° C έχουν αρνητική επίδραση στην απόδοση του πλαισίου. Αυτό λαμβάνεται υπόψη ως εξής:

$$\sigma_{\theta} = 1 - 0,0045(\theta_{c,wa} - \theta_{STC}) \quad (2.17)$$

όπου,

$\theta_{STC} = 25^{\circ} \text{C}$ , η θερμοκρασία αναφοράς, και

$\theta_{c,wa}$  η μέση μηνιαία θερμοκρασία της κυψελίδας, που είναι περίπου 30° C υψηλότερη από τη μέση μηνιαία θερμοκρασία περιβάλλοντος.

Με βάση τη παραπάνω σχέση, για τους υπολογισμούς της εργασίας λήφθηκε:

$\sigma_{\theta} = 0.85$  τους θερινούς μήνες (Ιουν-Ιουλ-Αυγ) όπου η μέση μηνιαία θερμοκρασία είναι περίπου 30° C,

$\sigma_{\theta} = 1$  τον υπόλοιπο χρόνο.

2. *Συντελεστής ρύπανσης*,  $\sigma_{\rho}$ : Η ρύπανση στο πλαίσιο μπορεί να είναι η επικάλυψη σκόνης, φύλλων, χιονιού, αλατιού κτλ., ή και η προσκόλληση αιθάλης στη γυάλινη ή πλαστική επιφάνεια του σε έντονα αστικές και βιομηχανικές περιοχές. Η ρύπανση μπορεί να είναι σημαντική όταν η κλίση του πλαισίου είναι μικρή και δεν γίνεται περιοδικός καθαρισμός του πλαισίου. Στους υπολογισμούς της εργασίας, όπου οι θεωρούμενες κλίσεις είναι μεγαλύτερες των 30°, και με υπόθεση συντήρησης της επιφάνειας του πλαισίου θεωρήθηκε  $\sigma_{\rho} = 1$ .
3. *Συντελεστής οπτικών απωλειών*,  $\sigma_{opt}$ : Οπτικές θεωρούνται οι απώλειες λόγω σκιάσεων από στοιχεία του περιβάλλοντος, αντανάκλασεων και διαφοροποίησης του φάσματος ακτινοβολίας. Επειδή η περιοχή μελέτης της εργασίας είναι κυρίως πεδινή, θεωρείτε ότι δεν υπάρχουν σημαντικές σκιάσεις και ο συντελεστής επηρεάζεται μόνο από το φάσμα ακτινοβολίας, που για

<sup>2</sup> AM=μάζα αέρα. Κλίμακα μέτρησης της απόστασης που διανύει η ηλιακή ακτινοβολία μέσα στη γήινη ατμόσφαιρα. AM=1,5 είναι η απόσταση που διανύει η ηλιακή ακτινοβολία όταν ο ήλιος σχηματίζει ζενίθια γωνία 45°.

εφαρμογές στην Ελλάδα λαμβάνεται  $\sigma_{opt} = 0.96$  (Κατσαπρακάκης, 2016).

4. *Συντελεστής ηλεκτρολογικών απωλειών,  $\sigma_l$*  : Ο συντελεστής αυτός επιμερίζεται σε επιμέρους συντελεστές που εκφράζουν τις απώλειες στις διάφορες συνδέσεις της εγκατάστασης. Οι συνδέσεις περιλαμβάνουν τις συνδέσεις των Φ/Β πλαισίων σε συστοιχίες, τις συνδέσεις των πλαισίων με τα άλλα μέρη του Φ/Β συστήματος, όπως οι διατάξεις ρύθμισης, προστασίας και ελέγχου, κ.ά. Στην εργασία θεωρείται ότι τα πλαίσια είναι συνδεδεμένα σε συστοιχίες, και λαμβάνεται  $\sigma_l = 0.95$ .
5. *Συντελεστής γήρανσης,  $\sigma_t$*  : Λαμβάνει υπόψη τη σταδιακή μείωση της απόδοσης του πλαισίου με το χρόνο. Θεωρώντας ότι η απόδοση μειώνεται 0.5% ανά έτος, ο συντελεστής αυτός είναι

$$\sigma_t = (1 - 0.005)^t \quad (2.18)$$

όπου  $t = 0, 1, \dots, 25$  τα έτη ζωής της εγκατάστασης.

Η εξίσωση είναι εκθετική αλλά λόγω του μικρού εύρους των 25 τιμών, που είναι ο τυπικός χρόνος ζωής μιας Φ/Β εγκατάστασης, ταυτίζεται με την εφαπτομένη της περιοχής και γι' αυτό θεωρείται ένας μέσος όρος  $\sigma_t = 0.94$  για όλη τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης.

Με βάση τις τιμές των παραπάνω συνιστωσών, ο συντελεστής PR προκύπτει ίσος με 0.73 τους θερινούς μήνες, και τον υπόλοιπο χρόνο ίσος με 0.85.

Έτσι, μπορεί να υπολογιστεί η παραγόμενη ενέργεια από ένα Φ/Β πλαίσιο ως εξής,

$$\begin{aligned} SPE(kWh) &= I \left( \frac{kWh}{m^2} \right) \cdot \frac{P_a(kWp)}{1 \left( \frac{kW}{m^2} \right)} \cdot PR \Rightarrow \\ SPE(kWh) &= I \left( \frac{kWh}{m^2} \right) \cdot \frac{P_a(kWp)}{1 \left( \frac{kW}{m^2} \right)} \cdot \sigma_\theta \cdot \sigma_\rho \cdot \sigma_{opt} \cdot \sigma_l \cdot \sigma_t \end{aligned} \quad (2.19)$$

στη μονάδα του χρόνου που ορίζει η θεωρούμενη πραγματική ακτινοβολία  $I$ .

## 2.4 Ο άνεμος ως πηγή ενέργειας

Ο άνεμος ορίζεται ως η οριζόντια κίνηση των αέριων μαζών πάνω από την επιφάνεια της γης. Η κίνηση αυτή οφείλεται στη διαφορά πίεσης μεταξύ των διαφόρων σημείων της ατμόσφαιρας. Η διαφορά πίεσης είναι αποτέλεσμα κυρίως των θερμοκρασιακών διακυμάνσεων της ατμόσφαιρας, λόγω χωρικών μεταβολών της ηλιακής ακτινοβολίας.

Ο άνεμος χαρακτηρίζεται από την ταχύτητα, τη διεύθυνση και τη συχνότητα εμφάνισής του. Είναι ένα σύνθετο φαινόμενο το οποίο δεν είναι εύκολο να περιγραφεί με μαθηματικές εξισώσεις, και γι' αυτό η γνώση γι' αυτό περιορίζεται σε μικρές, τοπικές κλίμακες με επιτόπιες μετρήσεις ταχύτητας και διεύθυνσης. Η ταχύτητα του μετράται με τα ανεμόμετρα και μπορεί να έχει τη μορφή μέσης ταχύτητας για κάποιο χρονικό διάστημα, που κυμαίνεται από 10 λεπτά έως 1 ώρα, ή να είναι στιγμιαία ταχύτητα. Η διεύθυνσή του προσδιορίζεται επίσης στο χρονικό διάστημα που μετράται και η μέση ταχύτητα και συσχετίζεται με αυτή, ενώ για την γραφική απεικόνιση της χρησιμοποιούνται τα

ροδογράμματα. Με βάση τις μετρήσεις ταχύτητας και διεύθυνσης προκύπτει ο **χάρτης αιολικού δυναμικού** της περιοχής, στον οποίο απεικονίζονται οι κατά τόπους μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου και οι κυρίαρχες διευθύνσεις του. Οι χάρτες αυτοί χρησιμοποιούνται για μια γενική εκτίμηση της καταλληλότητας μιας περιοχής για τη χωροθέτηση ενός αιολικού πάρκου. Για τον υπολογισμό, όμως, της μέσης ετήσιας παραγωγής ενέργειας του αιολικού πάρκου απαιτείται η χρονική κατανομή της πιθανότητας εμφάνισης των διάφορων τιμών της ταχύτητας του ανέμου. Ελλείψει μακροχρόνιων μετρήσεων, για τις εκτιμήσεις χρησιμοποιούνται θεωρητικές κατανομές. Οι ευρύτερα χρησιμοποιούμενες είναι οι Weibull και Rayleigh.

Πέρα από τη μακροκλίμακα των διαφορικών πιέσεων της ατμόσφαιρας, παράγοντες τοπικής κλίμακας επηρεάζουν τοπικά τη κίνηση των αέριων μαζών. Τέτοιοι παράγοντες είναι η τοπογραφία της περιοχής (ύπαρξη βουνών, γειτνίαση με τη θάλασσα κ.ά.), η τραχύτητα του εδάφους και οι τοπικές ατμοσφαιρικές συνθήκες που καθορίζουν την ευστάθεια της ατμόσφαιρας. Όσον αφορά τη τοπογραφία, ευνοϊκές θέσεις ανάπτυξης αιολικού δυναμικού είναι οι κορυφογραμμές επιμήκων λόφων με μικρές κλίσεις και χωρίς επίπεδο μέρος στη κορυφή, ώστε να αποφεύγεται η ανάπτυξη τύρβης. Η τραχύτητα του εδάφους εκφράζει το είδος του εδάφους, με τα φυσικά και τεχνητά εμπόδια (βλάστηση, κτίρια κτλ.), που συναντά ο άνεμος στη πορεία του. Μαζί με τις επικρατούσες ατμοσφαιρικές συνθήκες διαμορφώνουν το πάχος του οριακού στρώματος του αέρα πάνω από το έδαφος, μέσα στο οποίο η ταχύτητα του ανέμου μεταβάλλεται έντονα συναρτήσει του ύψους. Το στρώμα αυτό μπορεί να κυμαίνεται από 10 m, σε συνθήκες ευσταθούς ατμόσφαιρας και λείου εδάφους (θάλασσα, χιόνι, βάλτοι), μέχρι 2 km. Για τον υπολογισμό της κατακόρυφης κατανομής της ταχύτητας μέσα στο οριακό στρώμα χρησιμοποιείται η παρακάτω σχέση:

$$\frac{u}{u_o} = \frac{\ln \frac{H}{z_o}}{\ln \frac{H_o}{z_o}} \quad (2.20)$$

όπου,

$z_o$  (mm) το ύψος της τραχύτητας του εδάφους,

$u$  (m/s) η ταχύτητα του ανέμου στο υψόμετρο  $H$  (m), και

$u_o$  (m/s) η μετρημένη ταχύτητα του ανέμου στο υψόμετρο μέτρησης  $H_o$  (m).

Η τιμή του ύψους τραχύτητας  $z_o$  για διάφορα είδη εδάφους φαίνεται στον Πίνακα 2.2.

**Πίνακας 2.2 Τιμές υψών τραχύτητας  $z_0$  για διάφορες κατηγορίες εδάφους (Πηγή: Κορωναίος, 2012)**

Είδος εδάφους	Τραχύτητα επιφάνειας (mm)	n (mm)	$z_0$ (mm)
<b>1. Λείο</b>			
Πάγος	0,01	0,1	0,001
Βάλτοι	0,4		
Χιόνι	1		
Θάλασσα	2	0,13	0,02
<b>2. Μέτρια Τραχύ</b>			
Χαμηλά χόρτα	1	0,13	0,01
Σπαρτά	30 – 70		0,05
Αγρ. εκτάσεις	200	0,2	0,3
<b>3. Τραχύ</b>			
Αγρ. εκτάσεις με δένδρα	1.000	0,2	0,3
Δάση, προάστια	1.500	0,27	2
<b>4. Πολύ τραχύ</b>			
Αστικές περιοχές	1.000 – 4.000	0,27 – 0,4	2 - 10

### **2.5 Ανεμογεννήτριες και υπολογισμός παραγόμενης ενέργειας**

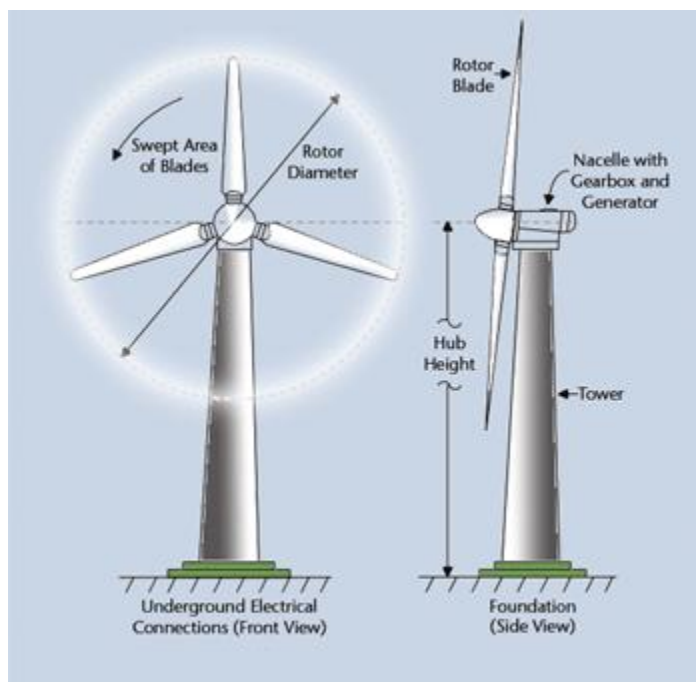
Ο άνεμος έχει κινητική ενέργεια της οποίας η πυκνότητα ισχύος (ενέργεια ανά χρόνο και επιφάνεια) είναι ανάλογη του κύβου της ταχύτητάς του και της πυκνότητας του. Για τη μετατροπή της ενέργειας αυτής σε μηχανική, και μέσω γεννητριών σε ηλεκτρική, χρησιμοποιούνται οι ανεμογεννήτριες.

Τα βασικά μέρη μιας Α/Γ οριζοντίου άξονα<sup>1</sup> είναι (Σχήμα 5.11):

- ο ρότορας ή πτερωτή ή δρομέας (rotor), που καθορίζει την επιφάνεια σάρωσης της Α/Γ, η οποία είναι ανάλογη της ενέργειας που δέχεται η Α/Γ,
- η νασέλα ή χώρος των μηχανισμών (nacelle), όπου βρίσκονται η γεννήτρια, το κιβώτιο ταχυτήτων, τα φρένα και το κιβώτιο ηλεκτρικών συνδέσεων και συστημάτων ελέγχου (Σχήμα 2.14),
- και ο πύργος ή πυλώνας στήριξης (tower). Το ύψος της Α/Γ είναι σημαντικό στη παραγωγή ενέργειας γιατί καθορίζει, για δεδομένη θέση, την ταχύτητα ανέμου που δέχεται η Α/Γ.

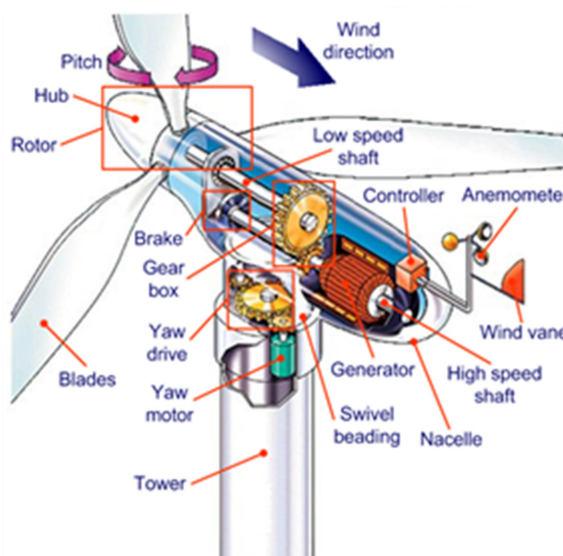
<sup>1</sup> Για διαχωρισμό από τις Α/Γ κατακόρυφου άξονα. Οι Α/Γ κατακόρυφου άξονα δεν είναι γενικά διαδεδομένες λόγω των μικρών συντελεστών απόδοσης, της σχετικά μικρής απόστασης του ρότορα από το επίγειο επίπεδο και της δυσκολίας ελέγχου της ταχύτητας περιστροφής.





Drawing of the rotor and blades of a wind turbine, courtesy of ESN

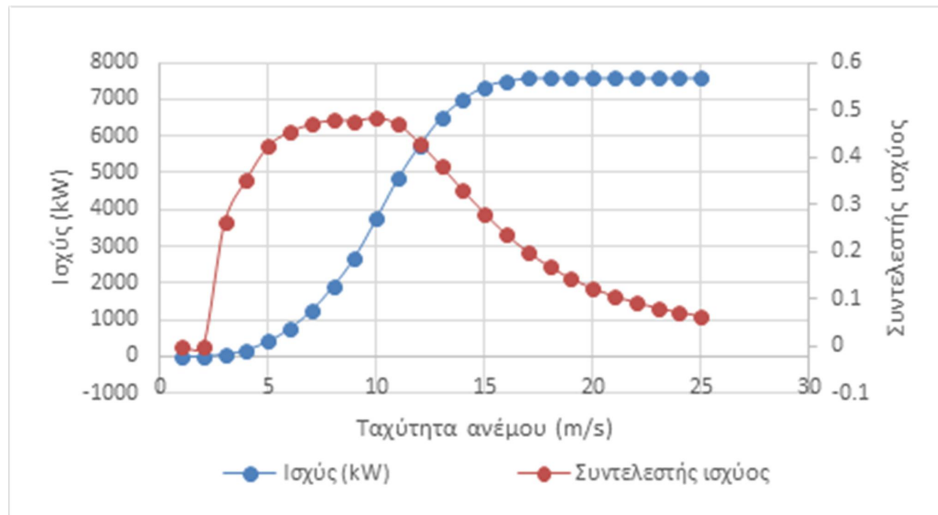
**Σχήμα 2.13 Τα χαρακτηριστικά μέρη μιας Α/Γ (Πηγή: European Commission Energy, [https://ec.europa.eu/research/energy/index\\_en.cfm](https://ec.europa.eu/research/energy/index_en.cfm))**



**Σχήμα 2.14 Τα στοιχεία που αποτελούν τη νασέλα μιας Α/Γ (Πηγή: Molina & Alvarez, 2011)**

Η ενέργεια που παράγει μια ανεμογεννήτρια για κάποια ταχύτητα ανέμου που δέχεται προκύπτει από την αντίστοιχη καμπύλη ενέργειας, η οποία είναι τεχνικό χαρακτηριστικό της δοσμένο από το κατασκευαστή της. Οι **καμπύλες ενέργειας** των Α/Γ προκύπτουν εμπειρικά από μετρήσεις ζευγών ταχύτητας ανέμου - παραγόμενης ενέργειας και αναφέρονται σε συγκεκριμένη πυκνότητα αέρα η οποία πρέπει να δηλώνεται επί της καμπύλης. Για τις μετρήσεις των ζευγών ταχύτητας - ενέργειας στην ανεμογεννήτρια υπάρχει ανεμόμετρο (Σχήμα 2.14) με το οποίο μετριέται η ταχύτητα του ανέμου -όταν αυτή δεν κυμαίνεται πολύ γρήγορα- και συνδέεται με τη παραγόμενη ενέργεια από τη γεννήτρια στο ίδιο χρονικό διάστημα. Επειδή οι ακριβείς μετρήσεις ταχύτητας είναι δύσκολες

υπάρχει μια μικρή αβεβαιότητα ακόμα και σε επικυρωμένες καμπύλες ενέργειας αφού το όσο μικρό σφάλμα εισάγεται στη μέτρηση της ταχύτητας ανάγεται στο κύβο για την υπολογιζόμενη παραγόμενη ενέργεια. Με δεδομένη τη καμπύλη ενέργειας της Α/Γ και γνωρίζοντας την κατανομή πυκνότητας πιθανότητας των μέσων ταχυτήτων του ανέμου στη θέση εγκατάστασης και στο ύψος κόμβου της Α/Γ, μπορεί να υπολογιστεί η ετήσια παραγωγή ενέργειας από μια Α/Γ.



**Διάγραμμα 2.1 Τυπική καμπύλη ενέργειας Α/Γ**

Ένα σημείο που χρήζει προσοχής κατά τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας είναι το χρονικό διάστημα στο οποίο αναφέρεται η μέση ταχύτητα ανέμου. Από τη μία οι μεγάλες διακυμάνσεις της ταχύτητας του ανέμου, οι οποίες μπορούν να λάβουν χώρα ακόμα και σε χρονικό διάστημα λεπτών, και από την άλλη η μη γραμμική σχέση της ταχύτητας με τη παραγόμενη ενέργεια (Διάγραμμα 2.1), καθιστούν συνήθως μη αντιπροσωπευτικές τις μέσες ημερήσιες ταχύτητες ανέμου, εκτός αν υπάρχουν στοιχεία για το αντίθετο (π.χ. σταθερές ταχύτητες πνεύσης του ανέμου). Ο Ιωάννου (2012) συνέκρινε αποτελέσματα παραγόμενης ενέργειας από δεδομένα ημερήσιων και ωριαίων ταχυτήτων ανέμου από το μετεωρολογικό σταθμό του Αγίου Κοσμά και είδε ότι η χρήση ημερήσιων μέσων ταχυτήτων δεν ήταν αντιπροσωπευτική. Επίσης, ο Δήμας (2013) συνέκρινε δεδομένα ωριαίων ταχυτήτων και ταχυτήτων δεκαλέπτου και είδε ότι η διαφορά δεν είναι τόση ώστε να αξίζει ο επιπλέον υπολογιστικός φόρτος που εισάγεται με τη χρήση ταχυτήτων δεκαλέπτου. Στις εφαρμογές αυτής της εργασίας, τα δεδομένα ταχύτητας ανέμου που χρησιμοποιούνται είναι ωριαία.

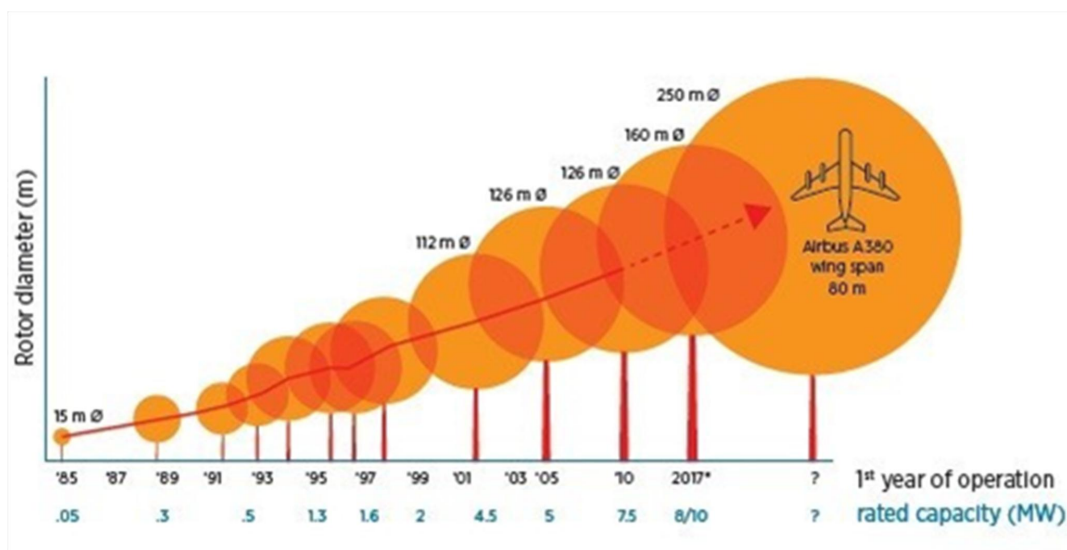
Βασικά μεγέθη για τη λειτουργία της Α/Γ που προκύπτουν από τη καμπύλη ενέργειάς της είναι τα εξής:

- **Ονομαστική ισχύς** της (rated power): Είναι η μέγιστη ισχύς που μπορεί να αποδώσει η Α/Γ.
- **Ταχύτητα έναρξης λειτουργίας** (cut-in speed): Είναι η ταχύτητα ανέμου για την οποία αρχίζει να δουλεύει η Α/Γ. Κυμαίνεται συνήθως στα 3 με 4 m/s.
- **Ονομαστική ταχύτητα** (rated speed): Είναι η ταχύτητα για την οποία η ισχύς που παράγεται γίνεται ίση με την ονομαστική ισχύ. Από τη ταχύτητα αυτή και μετά η καμπύλη ενέργειας είναι σταθερή μέχρι να διακοπεί η λειτουργία της μηχανής λόγω μεγάλων ταχυτήτων ανέμου.
- **Ταχύτητα αποσύνδεσης** (cut-out speed): Είναι η μέγιστη ταχύτητα ανέμου για την οποία μπορεί να λειτουργεί η Α/Γ χωρίς σοβαρό κίνδυνο βλάβης. Για ταχύτητες μεγαλύτερες από αυτή η μηχανή αποσυνδέεται για ασφάλεια.
- **Διάμετρος δρομέα** (rotor diameter): Καθορίζει την επιφάνεια σάρωσης της Α/Γ.
- **Ύψος κόμβου** (hub height): Καθορίζει, για μία συγκεκριμένη θέση, τη ταχύτητα που δέχεται ο

ρότορας.

- **Συντελεστής αποδοτικότητας** (capacity factor): Είναι ο λόγος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προς την ενέργεια που δέχεται η Α/Γ από τον άνεμο. Εξαρτάται από τη ταχύτητα του ανέμου (Διάγραμμα 2.1). Η μείωση του συντελεστή αποδοτικότητας στις μεγάλες ταχύτητες οφείλεται στο γεγονός ότι εκεί ο στρόβιλος αρχίζει να σπαταλάει ενέργεια γιατί η διαθέσιμη αιολική ενέργεια είναι μεγάλη για της δυνατότητες της γεννήτριας. Ο συντελεστής έχει θεωρητικό μέγιστο όριο ίσο με 59% (Νόμος Betz). Στη πράξη, με τη σημερινή διαθέσιμη τεχνολογία, ο συντελεστής αποδοτικότητας κυμαίνεται στο 30-45%.

Η αιολική τεχνολογία εξελίσσεται επιδιώκοντας αύξηση του ύψους του πύργου, της διαμέτρου του δρομέα καθώς και του συντελεστή απόδοσης. Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 2.15, μετά από 20ετή και πλέον συστηματική ανάπτυξη της αιολικής τεχνολογίας, σήμερα έχει επιτευχθεί η εμπορική κυκλοφορία μηχανής με ονομαστική ισχύ 8 MW και διάμετρο ρότορα 164 m.



Σχήμα 2.15 Η τεχνολογική εξέλιξη των Α/Γ (Πηγή: IRENA, ETSAP, 2016)

Μία σημαντική εξέλιξη των τελευταίων χρόνων στην αιολική τεχνολογία είναι η είσοδος στην αγορά Α/Γ με χαμηλότερες τιμές ειδικής ισχύος, αυξάνοντας την επιφάνεια σάρωσης της Α/Γ. Σημειώνεται ότι η ειδική ισχύς ισούται με τον λόγο της ονομαστικής ισχύος της Α/Γ προς την επιφάνεια σάρωσης του ρότορα. Οι Α/Γ αυτές κατασκευάστηκαν για περιοχές με χαμηλές ταχύτητες ανέμου, ώστε να αξιοποιείται όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ποσότητα αέρα ενεργειακά. Στη πράξη, εκτός του ότι ανταποκρίνονται καλά σε περιοχές χαμηλού αιολικού δυναμικού, έχουν αρχίσει και χρησιμοποιούνται ευρέως και σε περιοχές με καλό αιολικό δυναμικό και καταλαμβάνουν σημαντικό μερίδιο στην αγορά Α/Γ. Σύμφωνα με το US Department of Energy (2016), το 2015 στις ΗΠΑ, στη συντριπτική πλειονότητα των νέων εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής από Α/Γ χρησιμοποιήθηκαν Α/Γ χαμηλής ειδικής ισχύος. Οι Α/Γ αυτές μπορούν να δώσουν μεγάλη ώθηση στην ανάπτυξη αιολικών πάρκων σε περιοχές μικρών ταχυτήτων αέρα, όπως συνήθως είναι οι περιοχές κοντά σε οικιστικές περιοχές, οι οποίες έχουν λιγότερους περιορισμούς χρήσης γης (natura, περιοχές ιδιαίτερου φυσικού κάλλους κ.ά.) που έχουν οι περιοχές μεγάλων ταχυτήτων αέρα. Έτσι μπορούν να δρομολογηθούν νέες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων που παλαιότερα μπορεί να θεωρούνταν μη βιώσιμες οικονομικά. Πλεονέκτημα σε αυτές τις εγκαταστάσεις είναι και η εγγύτητα της κατανάλωσης ενέργειας με τη παραγωγή.

Η επιλογή της κατάλληλης Α/Γ πρέπει να λάβει υπόψη της μια σειρά από τεχνικούς παράγοντες, όπως η μέση ταχύτητα ανέμου, εάν το σύστημα θα είναι απομονωμένο ή συνδεδεμένο, και ποια θα είναι η απόσταση από το ηλεκτρικό δίκτυο σύνδεσης σε αυτή τη περίπτωση, η διαθέσιμη έκταση κ.ά., και όλα αυτά σε συνάρτηση με το κόστος της επένδυσης. Γενικά, στο αρχικό κόστος επένδυσης, όπως παρουσιάζεται αναλυτικά παρακάτω, σημαντικό ποσοστό καταλαμβάνουν τα έργα υποδομών (οδικό δίκτυο πρόσβασης στο αιολικό πάρκο, θεμελίωση μηχανών, έργα σύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο), γι' αυτό η οικονομία κλίμακας συνηγορεί υπέρ της χρήσης ανεμογεννητριών μεγάλης ισχύος. Οι μεγάλες Α/Γ προκρίνονται και στην περίπτωση μικρής διαθέσιμης έκτασης για την εγκατάσταση. Από την άλλη, οι μικρές Α/Γ πλεονεκτούν στη περίπτωση απομονωμένου συστήματος ή μιας περιοχής σε απομακρυσμένο σημείο του ηλεκτρικού δικτύου, ώστε να περιοριστούν τα προβλήματα ηλεκτρικής αστάθειας. Επίσης οι μικρές Α/Γ δημιουργούν μικρότερη οπτική όχληση, που είναι παράγοντας υποκειμενικός, αλλά μπορεί να αποβεί κριτήριο βαρύνουσας σημασίας σε χωροθετήσεις αιολικών πάρκων κοντά σε οικιστικές περιοχές.

## **2.6 Αποθήκευση ενέργειας: αντλησιοταμίευση**

### **2.6.1 Η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας**

Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας είναι

- σε κάθε χρονική στιγμή πρέπει να ικανοποιείται το ισοζύγιο της ισχύος, δηλ. η ισχύς που απορροφάται από τους καταναλωτές (αναφέρεται και ως ηλεκτρικό φορτίο) πρέπει να είναι ίση, με μικρές αποκλίσεις, προς αυτή που παράγουν οι σταθμοί παραγωγής (θερμικοί, υδροηλεκτρικοί κλπ.),
- η προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας να γίνεται εξασφαλίζοντας σταθερή συχνότητα και τάση, ώστε η ενέργεια να μπορεί να χρησιμοποιηθεί από τις ηλεκτρικές συσκευές,
- τέλος, τα παραπάνω να γίνονται με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις.

Ένα σύστημα το οποίο θα βασίζεται σε μεγάλο ποσοστό στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες και ηλιακά πλαίσια, που χαρακτηρίζονται από έντονη διακύμανση της παραγωγής, αποτυγχάνει στα παραπάνω χαρακτηριστικά καλής λειτουργίας: δεν υπάρχει έλεγχος της παραγωγής ώστε να ακολουθείται η ζήτηση, η παραγωγή, ιδιαίτερα των αιολικών πάρκων εισάγει μεγάλα φορτία αιχμής, ενώ προκύπτουν και θέματα υπερδιαστασιολόγησης και απόρριψης ενέργειας.

Η ηλιακή ακτινοβολία και η ταχύτητα του ανέμου κυμαίνονται σημαντικά, σε όλες τις χρονικές κλίμακες (ωριαία, ημερήσια και εποχιακή). Έτσι, έχουν το μειονέκτημα της χρονικής αναντιστοιχίας της παραγωγής (προσφοράς), η οποία δεν επιδέχεται ανθρώπινο έλεγχο, με την κατανάλωση (ζήτηση) ενέργειας. Η αναντιστοιχία αυτή σημαίνει ότι η ενέργεια μερικές φορές δεν είναι διαθέσιμη όταν απαιτείται, ενώ σε άλλες περιπτώσεις υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας. Επίσης, τα αιολικά πάρκα με τις μεγάλες αιχμές παραγωγής δημιουργούν προβλήματα αστάθειας στο δίκτυο.

Συνεπώς, το μεγάλο στοίχημα στον ενεργειακό τομέα στην Ευρώπη, μετά την τεχνολογική ωρίμανση των διάφορων τεχνολογιών ΑΠΕ και την επίτευξη σχεδόν ανταγωνιστικού σταθμισμένου κόστους ενέργειας για πολλές τεχνολογίες όπως θα δούμε και παρακάτω, είναι η αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας, σε συνδυασμό με τις διακρατικές ηλεκτρικές συνδέσεις, ώστε να επιτευχθούν μεγάλα ποσοστά συμμετοχής των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μείγμα. Με την αποθήκευση της ενέργειας είναι δυνατός ο ενεργειακός προγραμματισμός σε πραγματικό χρόνο,

ώστε η προσφορά να εξισορροπεί τη ζήτηση κάθε χρονική στιγμή, και η εξισορρόπηση του φορτίου του δικτύου, ώστε να αποφευχθεί δαπανηρός εξοπλισμός μεταφοράς και διανομής που διαφορετικά θα ήταν απαραίτητος για την αποτροπή απόρριψης ποσοτήτων ανανεώσιμης ενέργειας. Η αποθήκευση μπορεί επίσης να αυξήσει την αξία του ηλεκτρισμού που παράγεται από φωτοβολταϊκές και αιολικές μονάδες, καθιστώντας ικανή την τροφοδοσία να συμπίπτει με τη περίοδο μέγιστης ενεργειακής ζήτησης.

Η Ελλάδα λόγω της τοποθεσίας της μπορεί να θεωρηθεί ένα μεγάλο αυτόνομο δίκτυο αφού δεν έχει φυσικές διασυνδέσεις με την κεντρική Ευρώπη και η δυνατότητα σύνδεσης της εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά των δικτύων των Βαλκανίων. Συνεπώς, σημαντικό ρόλο στη βιωσιμότητα των ΑΠΕ θα διαδραματίσει η αξιοποίηση των δυνατοτήτων αποθήκευσης ενέργειας.

Επιπλέον, η Ελλάδα με τις υφιστάμενες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων δεν έχει φθάσει το όριο διείσδυσης πέρα από το οποίο θα δημιουργούνταν προβλήματα αστάθειας στο ηλεκτρικό δίκτυο. Το υφιστάμενο δίκτυο θα μπορούσε να απορροφήσει σχεδόν το σύνολο της παραγωγής για περίπου 5 GW εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων (Διαλυνάς, 2009). Διείσδυση της αιολικής ενέργειας μεγαλύτερης των 8 GW θα οδηγούσε σε απορρίψεις ενέργειας ίσες ή μεγαλύτερες του 35% (Anagnostopoulos & Parantonis, 2012). Ο στόχος όμως για το 2020 είναι τα 7.5 GW, ενώ σύμφωνα με τον Οδικό Χάρτη για το 2050 (ΥΠΕΚΑ, 2012), το επιδιωκόμενο ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή κυμαίνεται μεταξύ 75% (συντηρητικό σενάριο) και 100% (αισιόδοξο σενάριο). Με βάση τα ποσοστά αυτά, η σχεδιαζόμενη ανάπτυξη των ΑΠΕ θα απαιτήσει αποθηκευτική ικανότητα 2 έως 5 GW (ΥΠΕΚΑ, 2012).

Στην Ευρώπη, ειδικά σε χώρες όπως η Γερμανία και η Ισπανία που τα ποσοστά συμμετοχής της αιολικής ενέργειας έχουν φθάσει τα όρια διείσδυσης, έχουν αναπτυχθεί, όπως θα δούμε και στην επόμενη παράγραφο, σημαντικά έργα αποθήκευσης (<http://www.store-project.eu/>).

Όσον αφορά τις τεχνολογίες αποθήκευσης, η πλέον ώριμη τεχνολογικά και οικονομικά βιώσιμη είναι η **αντλησιοταμίευση (Pumped Hydro Storage)**, η οποία κυριαρχεί κατά σχεδόν 99% μεταξύ των τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας (IEA, 2014). Μαζί με τη τεχνολογία πεπιεσμένου αέρα αποτελούν τις μόνες επιλογές για την αποθήκευση ισχύος μεγάλης κλίμακας, σε περιφερειακό ή εθνικό επίπεδο. Επίσης:

- ✓ είναι η πλέον ώριμη τεχνολογικά και οικονομικά βιώσιμη τεχνολογία αποθήκευσης,
- ✓ έχει πολύ υψηλή απόδοση,
- ✓ δίνει τη δυνατότητα γρήγορης παραλαβής και απόρριψης φορτίου.

### **2.6.2 Αρχή λειτουργίας συστημάτων αντλησιοταμίευσης**

Η λειτουργία των αντλησιοταμιευτικών σταθμών (ΑΤΣ) είναι απλή: η περίσσεια ενέργειας τροφοδοτεί τις αντλίες, μέσω των οποίων το νερό ανυψώνεται δια των σωληνώσεων ανόδου από μια χαμηλή δεξαμενή σε μια υψηλότερη, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα αποθήκευσης της περίσσειας ενέργειας με τη μορφή δυναμικής ενέργειας. Όταν κάποια άλλη χρονική στιγμή υπάρξει η ανάγκη παραγωγής ενέργειας, το νερό από τη άνω δεξαμενή αφήνεται να οδεύσει μέσω των σωληνώσεων καθόδου προς τη κάτω δεξαμενή, και διερχόμενο δια μέσου των υδροστροβίλων παράγει την επιθυμητή ενέργεια (Σχήμα 2.16). Δηλαδή ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης αποτελεί ένα συνδυασμό αντλητικής εγκατάστασης (αποταμίευση ενέργειας) και υδροηλεκτρικού έργου (παραγωγή ενέργειας).



**Σχήμα 2.16 Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας ενός συστήματος αντλησιοταμίευσης (Παπαντώνης, 2009)**

Οι διαστασιολογήσεις των δύο δεξαμεμών είναι τέτοιες που να εξασφαλίζουν ότι μόνο ένα μικρό ποσοστό από τον όγκο του αποθηκευμένου νερού θα χρησιμοποιείται και θα είναι ικανό για τις μετατροπές της διατιθέμενης ενέργειας σε δυναμική και αντίστροφα, αποκλείοντας το ενδεχόμενο κάποια από τις δύο δεξαμεμές να αδειάσει εντελώς.

Σε ένα σύστημα αντλησιοταμίευσης υπάρχουν δύο βασικές σχεδιαστικές εκδοχές όσον αφορά το είδος της σωλήνωσης. Της μονής σωλήνωσης, όπου υπάρχει κοινή σωλήνωση για τον στρόβιλο και την αντλία, και της διπλής σωλήνωσης, όπου υπάρχει ανεξάρτητη σωλήνωση για τον στρόβιλο και για τη λειτουργία των αντλιών. Η λύση που κυρίως μονοπωλεί το ενδιαφέρον, λόγω των συγκριτικών πλεονεκτημάτων που έχει σε σχέση με τα κλασικά συστήματα αντλησιοταμίευσης μονής και διπλής σωλήνωσης, είναι το αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό σύστημα. Το σύστημα αυτό περιλαμβάνει μια αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή, την στροβιλοαντλία, που λειτουργεί είτε ως αντλία είτε ως στρόβιλος και εμφανίζει το πλεονέκτημα ότι είναι οικονομικότερη, χωρίς να υστερεί λειτουργικά.

Γενικά, τα αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα θεωρούνται οικονομοτεχνικά αποδοτικά όταν η υδραυλική πτώση είναι υψηλότερη των 150-200 m περίπου, και αυτό εισάγει περιορισμούς όσον αφορά τη τοποθεσία κατασκευής τους. Για έναν πλήρη κύκλο, και ανάλογα με τον εξοπλισμό (αντλίες, υδροστρόβιλοι, κλπ.) ο ολικός βαθμός απόδοσης είναι της τάξης του 65-80% (το υπόλοιπο 35-20% της ενέργειας χάνεται σε απώλειες) ανάλογα με το μέγεθος της μονάδας, την επιλογή του εξοπλισμού της και άλλα τεχνικά χαρακτηριστικά (Παπαντώνης, 2009).

### **2.6.3 Ελληνική, Ευρωπαϊκή & παγκόσμια πραγματικότητα & προοπτικές**

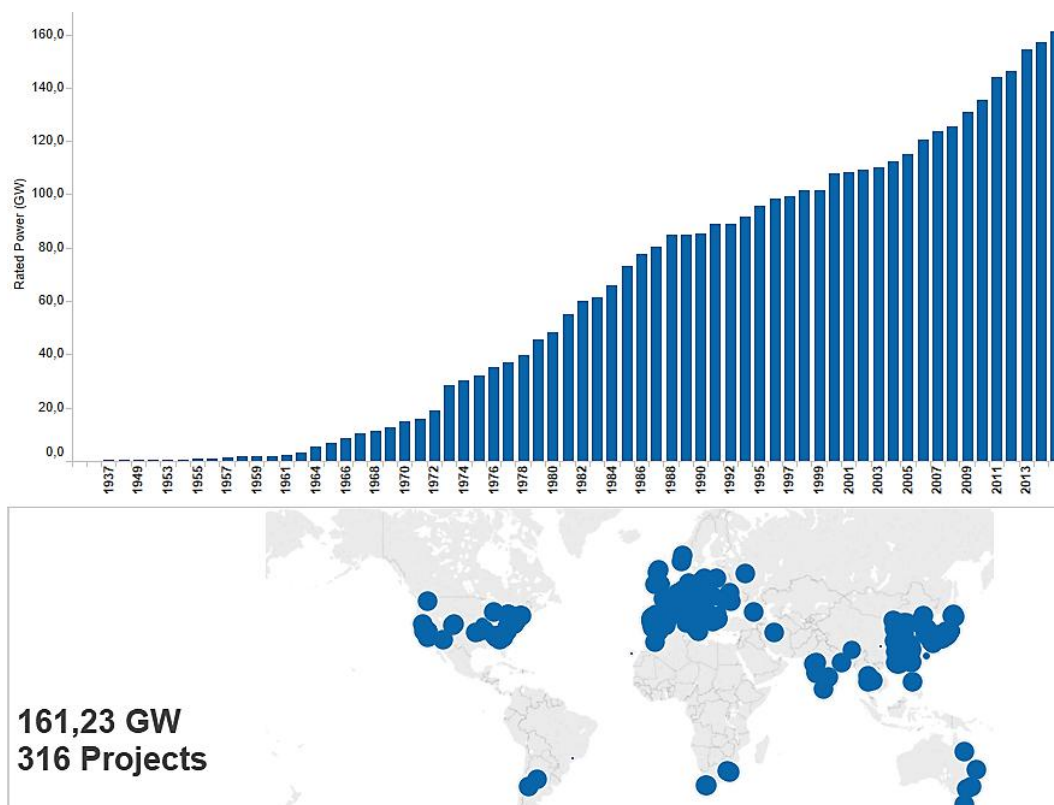
Στην Ελλάδα αυτή τη στιγμή υπάρχουν σε λειτουργία δύο αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα: το σύστημα Σφηκιά - Ανώματα στον Αλιάκμονα, ισχύος 315 MW, και το σύστημα Θησαυρός – Πλατανόβρυση στο Νέστο, ισχύος 384 MW. Ωστόσο, τα τελευταία χρόνια, λόγω των απότομων αλλαγών στην μορφή της καμπύλης διάρκειας της οριακής τιμής του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, τα δύο συστήματα έχουν βαθμιαία απαξιωθεί (Στεφανάκος, 2013).



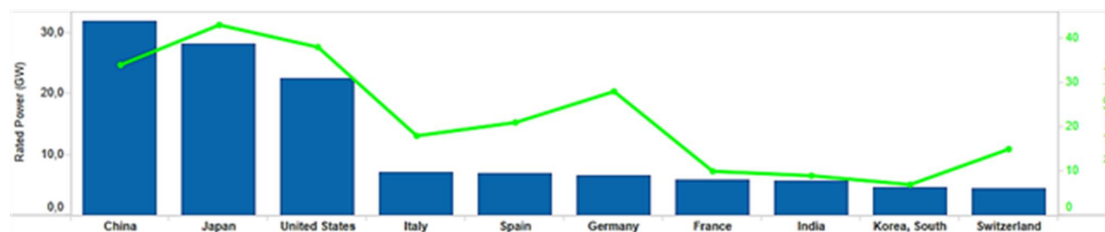
**Εικόνα 2.1 Αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό έργο Σφηκιάς (Πηγή: dei.gr)**

Παγκοσμίως υπάρχουν 316 εν λειτουργία ΑΤΣ, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ίσης με 161.23 GW (Σχήμα 2.17). Πρώτη σε εγκατεστημένη ισχύ είναι η Ιαπωνία με 25 GW και ακολουθούν οι Ηνωμένες Πολιτείες και η Κίνα με 23 GW και 20 GW, αντίστοιχα. Η μεγάλη αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ έγινε, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.17, τη δεκαετία 1970-1980, και ακολουθήθηκε από ηπιότερη ανάπτυξη. Τα τελευταία χρόνια, από το 2005 και μετά, οι αυξητικές τάσεις ξαναγίνονται έντονες.

Γενικά, από τα 161.23 GW τα 3.2 GW, δηλαδή ποσοστό 2%, σχετίζονται με τη ρύθμιση της παραγωγής των ΑΠΕ, ενώ για τα έργα από το 2005 και μετά το αντίστοιχο ποσοστό φθάνει το 5%. Μέχρι το 2020 αναμένεται να προστεθούν στο παγκόσμιο δυναμικό 18.84 GW, από τα οποία τα 2.5 GW, δηλαδή ποσοστό 13%, θα αφορούν στην αποθήκευση ενέργειας από ΑΠΕ.



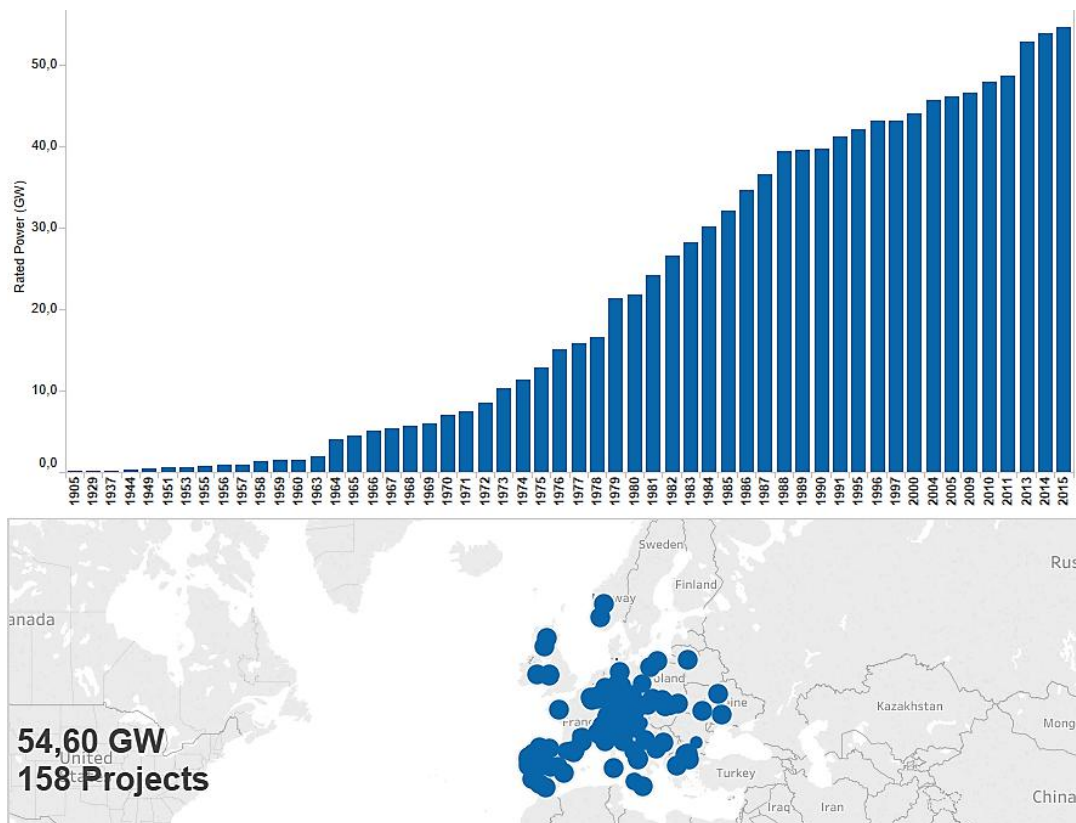
Σχήμα 2.17 Εν λειτουργία έργα αντλησιοταμίευσης παγκοσμίως (Πηγή: <http://www.energystorageexchange.org/>)



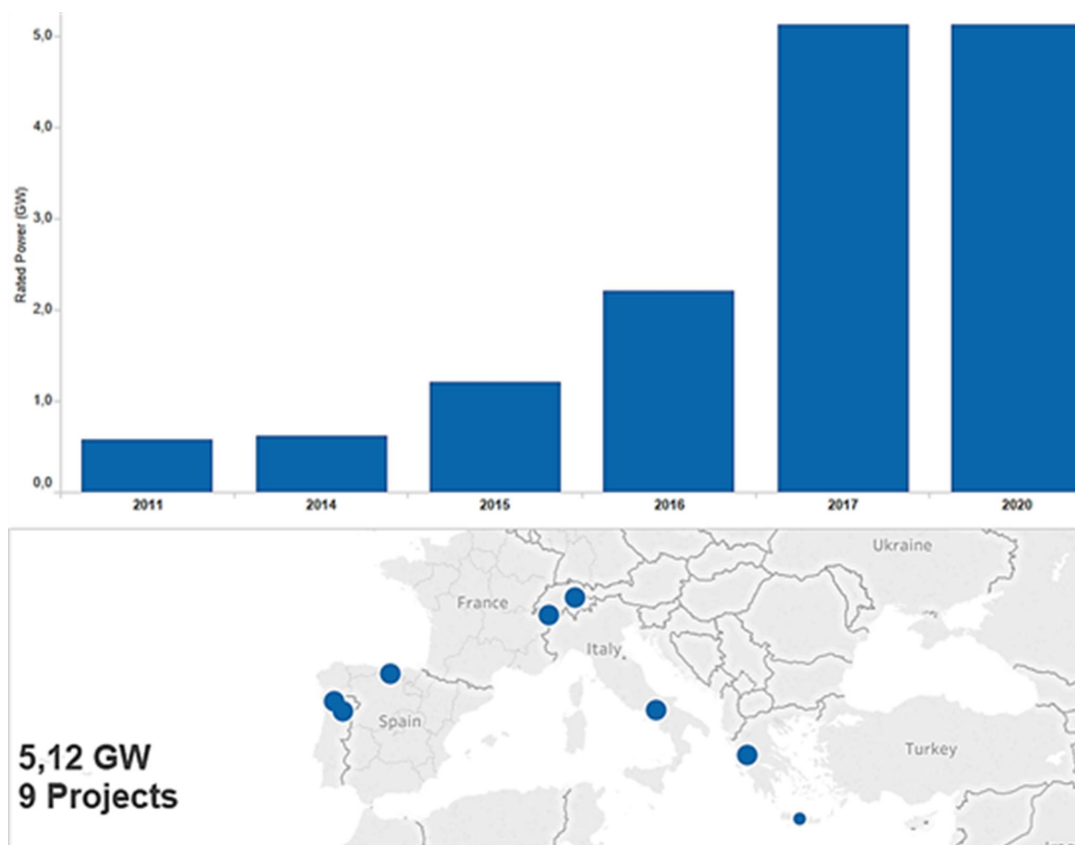
Σχήμα 2.18 Οι 10 χώρες με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ σε αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς (Πηγή: <http://www.energystorageexchange.org/>)

Στην Ευρώπη είναι εγκατεστημένα 54.60 GW, κυρίως σε χώρες όπως η Ισπανία, η Ιταλία, η Γαλλία και η Γερμανία. Η μεγάλη ανάπτυξη των ΑΤΣ έγινε τη περίοδο 1970-1990 προκειμένου να απορροφήσουν τις βραδινές ώρες της χαμηλής ζήτησης την περίσσεια παραγωγής των μεγάλων θερμικών και πυρηνικών σταθμών και να ανταποκριθούν άμεσα στις απαιτήσεις των ημερήσιων αιχμών (Τσικνάκου, 2013). Τη περίοδο αυτή εγκαταστάθηκαν περίπου τα 30 GW. Ακολούθησε περίοδος βραδείας εξέλιξης μέχρι το 2010 ενώ από εκεί και πέρα παρατηρείται μια εντυπωσιακή αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ που αριθμεί μέχρι σήμερα επιπλέον 7.98 GW από τα οποία το 33% (2.61 GW) σχετίζονται με τις ΑΠΕ (Σχήμα 2.19). Σήμερα στην Ευρώπη, υπό κατασκευή ή με ανακοίνωση/σύμβαση κατασκευής είναι 9 έργα συνολικής ισχύος 5.12 GW, στην Ελβετία, στην Ισπανία, στην Ιταλία, στη Πορτογαλία και την Ελλάδα (Αμφιλοχία και Αμάρι Ρεθύμνου)(Σχήμα 2.20). Απ' αυτά για τη ρύθμιση της παραγωγής των ΑΠΕ προορίζονται 1.45 GW, ποσοστό 29%.





**Σχήμα 2.19** Εν λειτουργία έργα αντλησιοταμίευσης στην Ευρώπη (Πηγή: <http://www.energystorageexchange.org/>)



**Σχήμα 2.20 Αδειοδοτημένα ή υπό κατασκευή έργα ΑΤΣ στην Ευρώπη (Πηγή: <http://www.energystorageexchange.org/>)**

Παρακάτω αναλύεται η κατάσταση που έχει διαμορφωθεί σε περιοχές της Ευρώπης που έχουν σημαντικά ανάπτυξη σε έργα ΑΤΣ.

➤ Ιβηρική χερσόνησος

Οι χώρες της Ιβηρικής Χερσονήσου αντιμετωπίζουν με μεγάλη επιτυχία την ταχύτατη είσοδο ΑΠΕ (Α/Π και Φ/Β). Η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς της Ισπανίας είναι 108 GW, εκ των οποίων τα 22,4 GW (21%) είναι σε Α/Π και τα 6,3 GW (6%) σε Φ/Β. Μέχρι το 2020, η Ισπανία θα εντάξει περίπου 4 GW αντλησιοταμιευτικών συγκροτημάτων και αναμένεται να προηγηθεί έναντι όλων των άλλων ευρωπαϊκών χωρών στο ποσοστό παραγωγής των ΑΠΕ στο ενεργειακό της μείγμα.

➤ Γερμανία – Αυστρία – Ελβετία

Είναι χώρες με κατάλληλη γεωμορφολογία, παράδοση και ισχυρές μεταξύ τους ηλεκτρικές διασυνδέσεις. Μέχρι το 2020, η Αυστρία και Ελβετία αναμένεται να διπλασιάσουν την εγκατεστημένη ισχύ σε ΑΤΣ, η οποία ήδη υπερβαίνει τις 5 GW ενώ η Γερμανία απλώς προβαίνει σε επεκτάσεις των ήδη λειτουργούντων εγκαταστάσεών της.

➤ Σκανδιναβικές χώρες

Η υδροηλεκτρική παραγωγή αντιπροσωπεύει το 55% της συνολικής ετήσιας παραγωγής των 370 TWh του Nordic Power System (NORDEL), το οποίο περιλαμβάνει την Νορβηγία, τη Σουηδία, τη Φιλανδία, την Ισλανδία και την Ανατολική Δανία. Η Νορβηγία έχει συνολική παραγωγή 123 TWh, εκ της οποίας το 96% είναι υδροηλεκτρικά. Η χωρητικότητα των ταμιευτήρων της Νορβηγίας αποτελεί το 50% του συνόλου των Ευρωπαϊκών ταμιευτήρων. Για τον λόγο αυτό η χώρα στοχεύει να αποτελέσει την πράσινη μπαταρία της Ευρώπης αποθηκεύοντας στους ταμιευτήρες της την τεράστια παραγωγή όλων των αιολικών πάρκων, παράκτιων και μη, της Βόρειας Θάλασσας. Η χώρα, χωρίς να προσθέσει νέα

έργα ΑΤΣ, διαθέτει δυναμικό αποθήκευσης 84 TWh. Παράλληλα, προωθεί μεγалоπνοο σχέδιο διασυνδέσεων με άλλες χώρες με υποβρύχιο καλώδιο (HVDC).



## 3 Τοποθέτηση προβλήματος

### 3.1 Συνοπτική περιγραφή

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η συνδυασμένη διαχείριση νερού και ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές όπως θα προκύψει από τη μεγιστοποίηση της οικονομικής ωφέλειας κατά την ικανοποίηση των ενεργειακών και υδατικών ζητήσεων μιας περιοχής. Η περιοχή μελέτης θεωρείται κλειστό ενεργειακά και υδρολογικά σύστημα, στο οποίο η ικανοποίηση των ζητήσεων οφείλει να προκύψει από εσωτερικούς ενεργειακούς και υδρολογικούς πόρους. Η ύπαρξη ελλειμμάτων στη παραπάνω προσέγγιση εισάγεται με τα αντίστοιχα κόστη εναλλακτικών επιλογών εκτός του υπό εξέταση υδρο-ενεργειακού συστήματος.

Περιοχή εφαρμογής είναι η Θεσσαλία σε συνδυασμό με τη ΛΑΠ Αχελώου, με τη θεώρηση των έργων μερικής εκτροπής του Αχελώου στη ΛΑΠ Πηνειού. Οι υδατικοί πόροι της περιοχής περιλαμβάνουν επιφανειακά και υπόγεια νερά, και συναφή έργα αξιοποίησης (ταμιευτήρες, γεωτρήσεις, υδραγωγεία, κτλ.). Αντίστοιχα, οι ενεργειακοί πόροι αναφέρονται σε τρεις πηγές ανανεώσιμης ενέργειας: (α) μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα, υφιστάμενα και μελετημένα στο πλαίσιο συναφών διαχειριστικών μελετών που αφορούν στην αξιοποίηση των υδατικών πόρων του Αχελώου, (β) αιολικά πάρκα, και (γ) συστήματα φωτοβολταϊκών έργων.

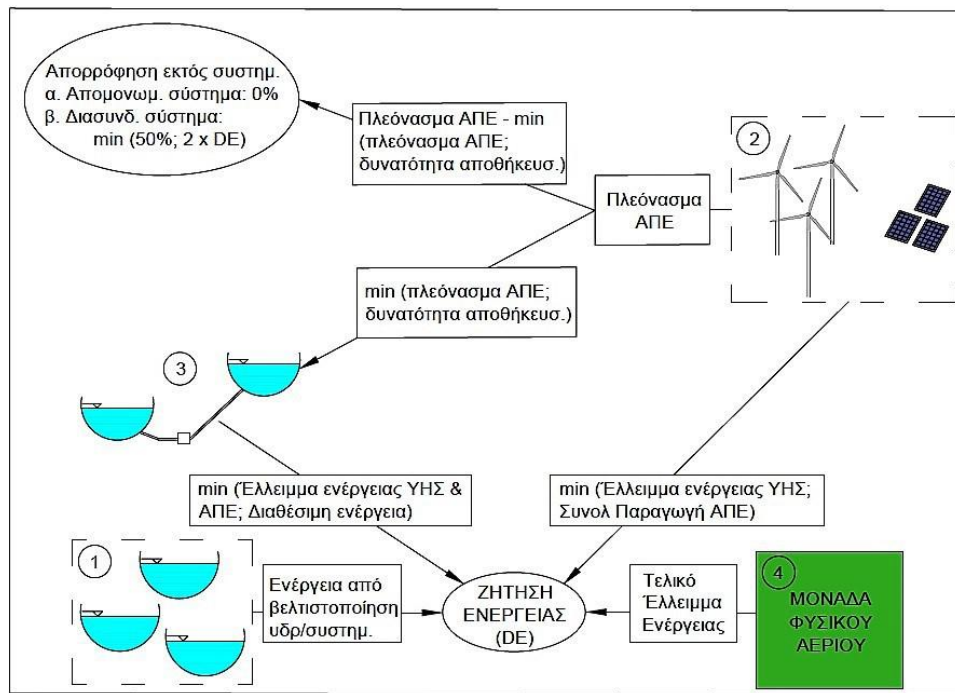
### 3.2 Μεθοδολογική προσέγγιση

Η πορεία εργασίας χωρίζεται σε δύο διακριτά αλλά συνδεδεμένα στάδια: αρχικά προσδιορίζεται η βέλτιστη οικονομική πολιτική διαχείρισης του διασυνδεδεμένου υδροσυστήματος Αχελώου - Πηνειού και, στη συνέχεια, το πρόσθετο μείγμα ενέργειας από αιολικά και φωτοβολταϊκά έργα που, σε συνδυασμό με την υδροηλεκτρική ενέργεια του υδροσυστήματος, θα ικανοποιήσει τη ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια της περιοχής με τον βέλτιστο οικονομικά τρόπο. Το υδροενεργειακό σύστημα μελετάται σε δύο διατάξεις, ανάλογα με τη θεώρηση ή όχι δυνατότητας αποθήκευσης της πλεονάζουσας ενέργειας των σταθμών ΑΠΕ. Δυνατότητα αποθήκευσης παρέχεται με τη λειτουργία αντλησιοταμιευτικού σταθμού στο υδροσύστημα.

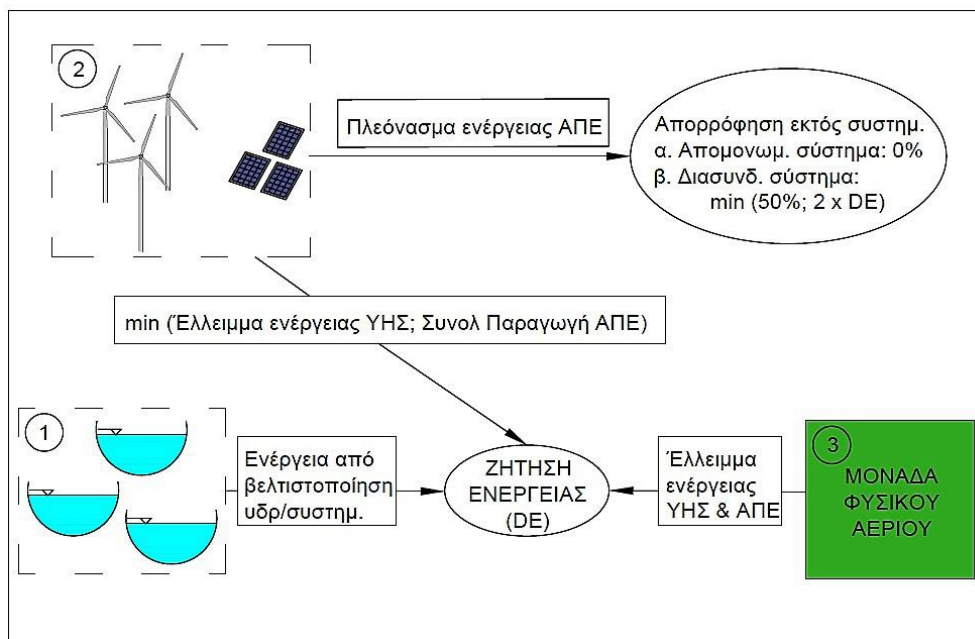
Πιο αναλυτικά, στο **πρώτο στάδιο** της εργασίας μελετάται το διασυνδεδεμένο υδροσύστημα Αχελώου - Πηνειού με σκοπό τον προσδιορισμό μιας διαχειριστικής πολιτικής που να μεγιστοποιεί την οικονομική του απόδοση. Για να επιτευχθεί ο παραπάνω σκοπός, εκφράζονται σε οικονομικούς όρους τα οφέλη και τα κόστη από τη παροχή ή μη, αντίστοιχα, νερού στις διάφορες υδατικές ζητήσεις που υπάρχουν. Με την οικονομική αποτίμηση των ζητήσεων είναι δυνατή η διαμόρφωση ενός μόνο κριτηρίου προς βελτιστοποίηση που συνίσταται στο αλγεβρικό άθροισμα όλων των συνιστωσών

οικονομικού κόστους και οφέλους. Η οικονομική αποτίμηση των χρήσεων του νερού γίνεται στη βάση προσδιορισμού ενός οικονομικού οφέλους από την ικανοποίηση των επιμέρους ζητήσεων για αυτή τη χρήση, και ενός οικονομικού κόστους (χρηματική ποινή) από τη μη ικανοποίηση. Η αποτίμηση του κόστους των ελλειμμάτων βασίζεται στην αναζήτηση προσφοράς υδατικών και ενεργειακών πόρων εκτός του υπό μελέτη υδρο-ενεργειακού συστήματος και στον προσδιορισμό της οικονομικής αξίας αυτών των εναλλακτικών επιλογών. Το όφελος από την ικανοποίηση ζητήσεων αναφέρεται μόνο στην άρδευση και την Υ/Η παραγωγή, που είναι οι χρήσεις που το νερό αποτελεί παραγωγικό πόρο οικονομικού αγαθού. Η προσομοίωση του υδροσυστήματος γίνεται σε ημερήσιο χρονικό βήμα.

Στο **δεύτερο στάδιο** της εργασίας, εξετάζεται το ενεργειακό σύστημα το οποίο περιλαμβάνει τα υδροηλεκτρικά έργα του παραπάνω υδροσυστήματος καθώς και υπό διαστασιολόγηση αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα. Εξετάζεται η διαστασιολόγηση σταθμών ΑΠΕ με σκοπό η ικανοποίηση της ζήτησης της Θεσσαλίας σε ηλεκτρική ενέργεια να ικανοποιηθεί με τον βέλτιστο οικονομικά τρόπο. Οι σταθμοί ΑΠΕ καλούνται να ικανοποιήσουν τη ζήτηση ενέργειας που δε μπόρεσαν να καλύψουν οι ΥΗΣ του υδροσυστήματος υπό τη παραπάνω διαχειριστική πολιτική. Επίσης εξετάζεται και η δυνατότητα η περίσσεια της ενέργειας των ΑΠΕ να αποθηκεύεται στο υδροσύστημα με τη μορφή δυναμικής ενέργειας σε αντλησιοταμιευτικό σταθμό. Ο αντλησιοταμιευτικός σταθμός προβλέπεται στα μελετημένα έργα εκτροπής του Αχελώου στη Θεσσαλία, και συγκεκριμένα μεταξύ των ταμιευτήρων Συκιάς και Μουζακίου. Κατά τη προσομοίωση του ενεργειακού συστήματος θεωρείται ότι τα ελλείμματα ενέργειας των σταθμών ΑΠΕ θα καλύπτει μονάδα φυσικού αερίου εισάγοντας το αντίστοιχο κόστος. Το κόστος αυτό είναι το πραγματικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής από φυσικό αέριο, χωρίς τη θεώρηση των κρατικών επιδοτήσεων που σήμερα ισχύουν, προσαυξημένο κατά ένα «εξωτερικό» κόστος που αντανάκλα τη περιβαλλοντική επιβάρυνση που δημιουργείται κατά τη καύση του. συνεπώς καθίσταται δυνατή και σε αυτό το σύστημα η βελτιστοποίηση ως προς ένα κριτήριο που αφορά την οικονομική επίδοση του συστήματος. Στο κριτήριο αυτό λαμβάνονται υπόψη τα έσοδα από τη πώληση της ενέργειας καθώς και τα έξοδα των σταθμών ΑΠΕ (εγκατάσταση, συντήρηση) και τα κόστη των ελλειμμάτων. Η προσομοίωση του συστήματος γίνεται σε ωριαίο βήμα για να μειωθεί το σφάλμα κατά τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας λόγω των έντονων χρονικών διακυμάνσεων της. Η λειτουργία του ενεργειακού συστήματος, με βάση τα όσα παραπάνω αναφέρθηκαν, στις δύο διατάξεις που εξετάζονται, απεικονίζεται στο Σχήμα 3.1 και στο Σχήμα 3.2.



**Σχήμα 3.1** Υπό θεώρηση ενεργειακό σύστημα με δυνατότητα αποθήκευσης της πλεονάζουσας ενέργειας



**Σχήμα 3.2** Υπό θεώρηση ενεργειακό σύστημα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης της πλεονάζουσας ενέργειας

### 3.3 Υπολογιστικά εργαλεία

Η ανάλυση του διασυνδεδεμένου υδροσυστήματος των Αχελώου - Πηνειού έγινε με χρήση του συστήματος υποστήριξης αποφάσεων ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ (§ 4.5). Η προσομοίωση και η ανάλυση του ενεργειακού συστήματος έγιναν στο Microsoft Excel. Για τις βελτιστοποιήσεις χρησιμοποιήθηκε ο εξελκτικός αλγόριθμος Solver που αποτελεί πρόσθετο του Microsoft Excel και είναι κατάλληλος για σύνθετα μη γραμμικά προβλήματα με περιορισμούς.

### **3.4 Πρωτότυπα σημεία εργασίας**

Στα πρωτότυπα σημεία της εργασίας περιλαμβάνονται:

- ✓ η προσομοίωση του υδροσυστήματος σε ημερήσιο βήμα που υλοποιήθηκε μόλις στη τελευταία έκδοση του ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ,
- ✓ η αντιμετώπιση της ενέργειας ως ζήτησης και όχι ως μεταβλητής στα πλαίσια ανάλυσης ενός υδροσυστήματος,
- ✓ η εξαγωγή μιας διαχειριστικής πολιτικής ενός υδροσυστήματος πολλαπλών χρήσεων με ένα μόνο κριτήριο που αφορά το σύνολο των στόχων του υδροσυστήματος και συνίσταται στη βελτιστοποίηση της συνάρτησης κόστους-οφέλους του,
- ✓ η συνδυασμένη διαχείριση ενός υδροσυστήματος πολλαπλών χρήσεων και ενός ενεργειακού συστήματος ανανεώσιμων και συμβατικών πηγών παραγωγής ενέργειας μέσω θεώρησης δυνατότητας αποθήκευσης της ενέργειας στο υδροσύστημα.



# 4 Θεωρητικό υπόβαθρο διαχείρισης συστημάτων υδατικών πόρων

## 4.1 Η έννοια του συστήματος υδατικών πόρων

Η βάση στην οποία στηρίζονται οι μελέτες αξιοποίησης και διαχείρισης των υδατικών πόρων είναι η έννοια του συστήματος υδατικών πόρων. Σύμφωνα με τους Κουτσογιάννη & Ξανθόπουλο, (1999) «ένα **σύστημα υδατικών πόρων** αποτελείται από φυσικά υδάτινα σήματα και τεχνικά έργα, που συνεργαζόμενα εξυπηρετηθούν έναν ή περισσότερους σκοπούς, που ανασύρονται στην αξιοποίησής του νερού ως φυσικοί πόροι». Ο όρος **υδροσύστημα**, ο οποίος χρησιμοποιείται συχνά σε αυτή την εργασία χάριν εκφραστικής ευκολίας, είναι ευρύτερος και περιλαμβάνει και έργα για την προστασία από την καταστροφική δράση του νερού ως φυσικοί κινδύνου (πλημμύρες κ.ά.). Όπως όλα τα συστήματα, ένα σύστημα υδατικών πόρων χαρακτηρίζεται από ένα σύνορο που καθορίζει αν το στοιχείο ανήκει στο σύστημα ή το περιβάλλον, από αλληλεπιδράσει με το περιβάλλον (π.χ., εισροές λόγω επιφανειακής απορροής ή βροχόπτωσης και εκροές για τη κάλυψη των αναγκών των χρηστών), και από σχέσεις μεταξύ των στοιχείων του και των εισόδων και εξόδων.

Από ένα σύστημα υδατικών πόρων οι χρήστες έχουν απαιτήσεις κάλυψης των υδατικών αναγκών τους (ύδρευση, άρδευση, ενέργεια) με τρόπο ποιοτικά και ποσοτικά αξιόπιστο, αλλά και οικονομικό σε σχέση με τα διαθέσιμα μέσα. Η αφαλάτωση, παραδείγματος χάρη, δε θέτει προβλήματα ποσοτικής αξιοπιστίας αλλά είναι μια ακριβή εναλλακτική κάλυψης των υδατικών αναγκών. Από την άλλη, οι φυσικοί πόροι δεν είναι απεριόριστοι, οι ανάγκες από το σύστημα μπορεί να είναι πολλές και άρα αντικρουόμενες μεταξύ τους και τα υδρολογικά μεγέθη (βροχόπτωση, απορροή, εξάτμιση) χαρακτηρίζονται από αβεβαιότητα. Σε αυτό το πλαίσιο αποκτά βαρύνουσα σημασία η επιστημονική προσέγγιση στη διαχείριση των υδατικών πόρων.

Η **διαχείριση των υδατικών πόρων**, σύμφωνα με τον ορισμό που δίνει ο Grigg (1996· αναδημοσίευση από Κουτσογιάννη, 2007), περιλαμβάνει την εφαρμογή μέτρων, κατασκευαστικών και μη, για τον έλεγχο των συστημάτων των υδατικών πόρων με στόχο την ωφέλεια τόσο του ανθρώπου όσο και του περιβάλλοντος. Τα συστήματα των υδατικών πόρων μπορεί να είναι φυσικά, όπως ποτάμια, λίμνες, υπόγειοι υδροφόροι κοκ., ή τεχνητά, να έχουν προκύψει δηλαδή από επέμβαση του ανθρώπου, όπως οι ταμιευτήρες. Η σύγχρονη προσέγγιση στη διαχείριση των υδατικών πόρων πρέπει, όπως αναφέρεται και στον ορισμό του Grigg, να λαμβάνει υπόψη της και τη προστασία του περιβάλλοντος στα πλαίσια της βιώσιμης ή αειφόρου ανάπτυξης. Αυτό σημαίνει πως οι αποφάσεις και τα έργα που σχετίζονται με τους υδατικούς πόρους δε θα πρέπει να υποβαθμίζουν το περιβάλλον με τρόπο τέτοιο που να οδηγεί σε μη ικανοποιητική, ποιοτικά ή ποσοτικά, κάλυψη των

υδατικών αναγκών των μελλοντικών γενεών.

Για τη μελέτη και την ανάλυση ενός συστήματος υδατικών πόρων το πρώτο βήμα είναι η κατανόηση των λειτουργιών και των αλληλεπιδράσεων των συνιστωσών, μεταξύ τους και με το περιβάλλον, και η κατάλληλη **σχηματοποίησή** τους. Η σχηματοποίηση είναι η διαδικασία μετασχηματισμού των συνιστωσών ενός φυσικού συστήματος σε συνιστώσες του μαθηματικού μοντέλου που αναπαριστά το εν λόγω σύστημα (Karavokiros *et al.*, 2002). Συνίσταται στον περιορισμό της πολυπλοκότητας του φυσικού συστήματος διατηρώντας τα απολύτως αναγκαία στοιχεία και συνιστώσες που αφορούν το συγκεκριμένο πρόβλημα, ώστε να καθίσταται εύληπτη η λειτουργία του και να είναι υπολογιστικά εφικτό να επιλυθεί με μαθηματικές τεχνικές. Μαθηματικές τεχνικές που εφαρμόζονται για την ανάλυση των συστημάτων είναι η προσομοίωση και η βελτιστοποίηση του ως προς κάποιο κριτήριο ή κάποιο συνδυασμό κριτηρίων, έννοιες που αναλύονται στις επόμενες παραγράφους.

#### **4.2 Υδρολογική αβεβαιότητα και στοχαστική προσομοίωση**

Τα συστήματα υδατικών πόρων είναι δυναμικά, συνεπώς η εξέλιξη τους με το χρόνο περιγράφεται από ένα σύνολο διαφορικών εξισώσεων. Επειδή ωστόσο οι εξισώσεις αυτές είναι μη γραμμικές, δεν είναι δυνατός ο αναλυτικός υπολογισμός των διάφορων συνιστωσών της λειτουργίας τους (απολήψεις, αποθέματα ταμιευτήρων, κ.ά.) συναρτήσει των εισροών. Ακόμα όμως και αν η γνώση των φυσικών διεργασιών ήταν τέλεια, και υπήρχαν γενικοί μέθοδοι εκτέλεσης αναλυτικών υπολογισμών, και τότε θα ήταν αδύνατη η μακροπρόθεσμη πρόβλεψη της λειτουργίας των συστημάτων αυτών διότι αποτελούν χαστικά συστήματα. Τα χαστικά συστήματα χαρακτηρίζει η ιδιότητα ότι πολύ μικρές διαφορές στις αρχικές συνθήκες του συστήματος παράγουν πολύ μεγάλες διαφορές στα τελικά αποτελέσματα. Με άλλα λόγια, τα συστήματα αυτά είναι πολύ ευαίσθητα ως προς τις αρχικές συνθήκες τους με αποτέλεσμα, ακόμα και αν είναι γνωστές οι σχέσεις που διέπουν το φαινόμενο, να υπάρχει τεράστια αβεβαιότητα στη πρόβλεψη της κατάληξης του. Το ζητούμενο συνεπώς σε αυτά τα συστήματα δεν είναι μία ντετερμινιστική πρόβλεψη της συμπεριφοράς τους, αλλά η ποσοτικοποίηση της αβεβαιότητας που εμπεριέχουν ως προς τη μακροπρόθεσμη συμπεριφορά τους.

Για τους παραπάνω λόγους, τα συστήματα αυτά αποτελούν τυπικά πεδία εφαρμογής της τεχνικής της **στοχαστικής προσομοίωσης** (ή **προσομοίωσης Monte Carlo**). Με τη διαδικασία αυτή αναπαριστάται η λειτουργία του συστήματος, όπως αυτή εκφράζεται με ένα σύνολο λογικών και μαθηματικών σχέσεων και με την υιοθέτηση κάποιων υποθέσεων όσον αφορά τη δυναμική του συστήματος, θεωρώντας τυχαίες τιμές για τα δεδομένα εισόδου του συστήματος. Επομένως παράγεται ένα δείγμα προσομοιωμένων αποκρίσεων το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη στατιστική περιγραφή των αποκρίσεων του πραγματικού συστήματος. Προφανώς, για να έχει αξιοπιστία η μέθοδος, τα δείγματα τιμών για τα δεδομένα εισόδου πρέπει να είναι αρκούντως μεγάλα (θεωρητικά άπειρα). Επίσης πρέπει οι τιμές τους να ανταποκρίνονται όσο το δυνατόν περισσότερο στη πραγματικότητα. Στα συστήματα υδατικών πόρων, τα δεδομένα εισόδου των οποίων σχετίζονται με γεωφυσικές διεργασίες (βροχόπτωση, απορροή, εξάτμιση), κατά τη γέννηση των τυχαίων δειγμάτων αναπαράγονται τα στατιστικά χαρακτηριστικά (μέση τιμή, τυπική απόκλιση, ασυμμετρία, αυτοσυσχετίσεις) των ιστορικών δειγμάτων και λαμβάνεται υπόψη η μακροπρόθεσμη εμμονή ή δυναμική Hurst – Kolmogorov. Η μακροπρόθεσμη εμμονή, που χαρακτηρίζει όλες τις γεωφυσικές διεργασίες, επιδρά στη συμπεριφορά των γεωφυσικών διεργασιών ομαδοποιώντας, με αναφορά το χρόνο, ακραίες τιμές τους. Συνεπώς αυξάνει την αβεβαιότητα του συστήματος, ενώ αυξάνεται και η

πιθανότητα αστοχίας του.

Συμπερασματικά, η στοχαστική προσομοίωση ενός συστήματος υδατικών πόρων έγκειται στην χρήση συνθετικών χρονοσειρών μεγάλου μήκους<sup>1</sup> για τα δεδομένα εισόδου που σχετίζονται με φυσικές διεργασίες, χρονοσειρές οι οποίες γεννώνται με τεχνικές δειγματοληψίας διατηρώντας όμως τα στατιστικά χαρακτηριστικά των ιστορικών δειγμάτων και ενσωματώνοντας τη μακροπρόθεσμη εμμονή<sup>1</sup> των διεργασιών αυτών, και τη στατιστική περιγραφή των αποκρίσεων του συστήματος. Η στατιστική περιγραφή των αποκρίσεων αποτελεί μέτρο της αβεβαιότητας του συστήματος. Βασικό πλεονέκτημα της μεθόδου είναι ότι αποφεύγονται απλοποιητικές υποθέσεις όσον αφορά τη λειτουργία του συστήματος, ενώ βασικό μειονέκτημα ότι η ακρίβεια των αποτελεσμάτων εξαρτάται από το μέγεθος της δειγματοληψίας.

Η στοχαστική προσομοίωση απαντάται σε δύο τύπους: η **προσομοίωση μόνιμης κατάστασης, όπου πραγματοποιείται μία προσομοίωση μεγάλου (θεωρητικά άπειρου) χρονικού μήκους**, και η **καταληκτική προσομοίωση** όπου πραγματοποιείται ένας αριθμός  $n$  επαναλήψεων της προσομοίωσης με τις ίδιες αρχικές συνθήκες (Κουτσογιάννης, 2013). Στη προσομοίωση μόνιμης κατάστασης δεν ενδιαφέρουν οι αρχικές συνθήκες του συστήματος γιατί επιδιώκεται η αποτίμηση της μακροχρόνιας επίδοσης του, η οποία δεν επηρεάζεται από αυτές. Αυτού του τύπου η προσομοίωση εφαρμόζεται σε μελέτες σχεδιασμού ή στρατηγικής διαχείρισης συστημάτων υδατικών πόρων, όπως αυτή που εξετάζεται στη παρούσα εργασία. Η καταληκτική προσομοίωση χρησιμοποιείται στην βραχυπρόθεσμη, επιχειρησιακή διαχείριση του συστήματος, όπου οι αρχικές συνθήκες παίζουν σημαντικό ρόλο στη πρόβλεψη.

### 4.3 Η έννοια της αξιοπιστίας

Υπό το καθεστώς της αβεβαιότητας που διέπει τη λειτουργία των υδροσυστημάτων, με βάση τα όσα παραπάνω αναφέρθηκαν, η έννοια της **αξιοπιστίας** είναι πολύ σημαντική για τη περιγραφή τους. Η αξιοπιστία ορίζεται ως η πιθανότητα επίτευξης μιας συγκεκριμένης επίδοσης για καθορισμένο χρονικό διάστημα και καθορισμένες συνθήκες (Chow *et al.*, 1988). Είναι έννοια συνδεδεμένη και συμπληρωματική με την έννοια της αστοχίας, η οποία ορίζεται ως η πιθανότητα η επίδοση του συστήματος να είναι μικρότερη από μία τιμή – στόχο για την εν λόγω επίδοση (Ευστρατιάδης κ.ά., 2007):

$$a = P(x < x^*) = \frac{n'}{n} \quad (4.1)$$

όπου,

$x$  η τυχαία μεταβλητή που εκφράζει ένα ποσοτικό μέτρο επίδοσης του συστήματος (π.χ. απόληψη, παραγωγή πρωτεύουσας ενέργειας),

$x^*$  η τιμή-στόχος της επίδοσης,

$n'$  το πλήθος των ετών κατά τα οποία δεν επιτυγχάνεται η επιθυμητή τιμή και

$n$  το μήκος της προσομοίωσης που εκφράζεται σε μέρες ή μήνες ή έτη.

<sup>1</sup> Το μήκος και η θεωρούμενη μακροπρόθεσμη εμμονή είναι σημαντικές έννοιες της στοχαστικής προσομοίωσης και αποτελούν αντικείμενο του μαθηματικού πεδίου των στοχαστικών ανελίξεων (Κουτσογιάννης, 2013).

Η αξιοπιστία, ή αντίστοιχα η πιθανότητα αστοχίας, συνήθως αναφέρεται σε ετήσιο χρονικό βήμα. Κάθε πιθανή απόληψη νερού από το σύστημα συνδέεται με συγκεκριμένο επίπεδο αξιοπιστίας. Η απόληψη που γίνεται για ένα επιθυμητό, υψηλό επίπεδο αξιοπιστίας ονομάζεται **ασφαλής απόληψη**. Σε κάθε χρήση νερού που εξυπηρετείται από τις απολήψεις θεωρείται και διαφορετικό επίπεδο επιθυμητής αξιοπιστίας. Για παράδειγμα, μια υδρευτική χρήση οφείλει να έχει πολύ υψηλό επίπεδο αξιοπιστίας, ενώ για μια αρδευτική χρήση, σε ένα ανταγωνιστικό ως προς τη κατανομή του νερού περιβάλλον, ένα χαμηλότερο επίπεδο αξιοπιστίας μπορεί να είναι επίσης αποδεκτό. Πρέπει να σημειωθεί ότι με χρονοσειρές εισόδου μικρού μήκους, όπως συνήθως είναι οι ιστορικές, δεν μπορούν να εκτιμηθούν με ακρίβεια οι πολύ υψηλές τιμές αξιοπιστίας, ειδικά όταν η αξιοπιστία υπολογίζεται σε ετήσιο βήμα, όπου η αστοχία ενός μήνα ή μιας μέρας, αναλόγως του χρονικού βήματος της προσομοίωσης, θεωρείται αστοχία για όλη τη χρονιά. Για το λόγο αυτό είναι απαραίτητη η γέννηση συνθετικών χρονοσειρών μεγάλου μήκους.

#### **4.4 Η έννοια της βελτιστοποίησης**

Με τη στοχαστική προσομοίωση καθίσταται δυνατή η στατιστική περιγραφή των αποκρίσεων ενός συστήματος υδατικών πόρων. Όμως, τα συστήματα υδατικών πόρων έχουν συνήθως βαθμούς ελευθερίας που εκφράζουν τις εναλλακτικές δυνατότητες κατανομής των απολήψεων (πηγή απόληψης, διαδρομή μεταφοράς, κ.ά.). Για το λόγο αυτό, πριν την εκτέλεση της προσομοίωσης πρέπει να έχει αποφασιστεί η κατανομή των απολήψεων, ή διαφορετικά, η διαχειριστική πολιτική του συστήματος. Συνεπώς, εισάγεται η έννοια της **ανάλυσης των συστημάτων υδατικών πόρων**, που έγκειται στη θεώρηση μια σειράς από εναλλακτικές επιλογές ή αποφάσεις και συνακόλουθης αξιολόγησης των επιπτώσεων κάθε επιλογής στο υπό μελέτη σύστημα, με χρήση κάποιου πραγματικού μέτρου επίδοσης. Κάθε επιλογή που ικανοποιεί τους περιορισμούς του συστήματος δίνει μία τιμή στο μέτρο αυτό και μεταξύ αυτών υπάρχει κάποια που μεγιστοποιεί το εν λόγω μέτρο και αποτελεί τη βέλτιστη λύση για το συγκεκριμένο πρόβλημα. Για το λόγο αυτό, η ανάλυση συστημάτων έχει ως ουσιώδη συνιστώσα τη **βελτιστοποίηση**.

Επομένως, στόχος της διαχείρισης των υδατικών πόρων αποτελεί η εξεύρεση της πολιτικής εκείνης που, δεδομένων των τεχνικών, θεσμικών, περιβαλλοντικών, οικονομικών κτλ. συνθηκών και των αβεβαιοτήτων που συνδέονται με τις εισροές των υδροσυστημάτων, θα μεγιστοποιεί την επίδοση του συστήματος ως προς κάποιο κριτήριο που συνήθως σχετίζεται με το κόστος λειτουργίας, τα ελλείμματα των ζητήσεων κλπ. Το μέτρο επίδοσης που θα καθορίσει τη διαχειριστική πολιτική μπορεί να είναι επίσης και ένας συνδυασμός κριτηρίων, και τότε η εξεύρεση της διαχειριστικής πολιτικής αποτελεί αντικείμενο **πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης**.

Για την ορθή επίλυση των προβλημάτων βελτιστοποίησης, μετά τη σωστή σχηματοποίηση του συστήματος, δύο είναι τα κρίσιμα σημεία:

- η **μαθηματική διατύπωση του προβλήματος**, που περιλαμβάνει την αντικειμενική ή, κατά το ορθότερο, στοχική συνάρτηση (objective function) που αποτελεί το μέτρο επίδοσης του συστήματος, τις μεταβλητές ελέγχου ή παραμέτρους της βελτιστοποίησης, ως προς τις οποίες ελέγχεται το μέτρο επίδοσης, και τους περιορισμούς, που ορίζουν τα σύνολα τιμών στα οποία μπορούν να κινούνται οι τιμές των μεταβλητών.
- η **εύρεση της κατάλληλης μεθόδου για την επίλυση του**, η οποία εξαρτάται από τη φύση του προβλήματος.

**Στοχικές συναρτήσεις** σε προβλήματα ανάλυσης υδατικών πόρων μπορεί να αποτελούν η

ασφαλής απόληψη, το κόστος, η ενέργεια κ.ά. Μπορεί να υπάρχει δυνατότητα αναλυτικής έκφρασης τους (π.χ. η οικονομικότερη διανομή του νερού μέσω του δικτύου μεταφοράς) ή ο προσδιορισμός τους να βασίζεται στη προσομοίωση του συστήματος (ενέργεια, ασφαλής απόληψη). Επίσης μπορεί η στοχαστική συνάρτηση να είναι βαθμωτή ή μονοκριτηριακή, δηλαδή να εκφράζεται με ένα μέτρο επίδοσης, ή αλλιώς διανυσματική ή πολυκριτηριακή, δηλαδή της μορφής  $\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \{f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_m(\mathbf{x})\}$ . Η λύση τότε του προβλήματος δεν είναι μοναδική, αλλά ένας χώρος βέλτιστων λύσεων. Ένα διάνυσμα μεταβλητών  $\mathbf{x}^*$  ανήκει σε αυτό το χώρο εφόσον δεν υπάρχει εφικτό διάνυσμα  $\mathbf{x}$  που να μπορεί να βελτιώσει κάποιο κριτήριο, χωρίς ταυτόχρονα να χειροτερέψει τουλάχιστον ένα άλλο. Το σύνολο των εφικτών λύσεων  $\mathbf{x}^*$  ονομάζεται σύνολο Pareto και η απεικόνιση του συνόλου αυτού στο χώρο που ορίζουν τα κριτήρια ονομάζεται σύνολο Pareto (Ευστρατιάδης & Κουτσογιάννης, 2004).

Οι **μεταβλητές ελέγχου ή παράμετροι της βελτιστοποίησης** είναι οι απολήψεις νερού που γίνονται για την ικανοποίηση των διάφορων χρήσεων και ο τρόπος μεταφοράς τους μέχρι τις θέσεις κατανάλωσης, δηλαδή οι παροχές κατά μήκος του δικτύου των υδραγωγείων και ποταμών του συστήματος. Η δυνατότητα εναλλακτικών κατανομών των απολήψεων εισάγει βαθμούς ελευθερίας στο σύστημα, που όσο αυξάνουν τόσο πολυπλοκότερη υπολογιστικά γίνεται η επίλυση του συστήματος. Στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ, όπως θα δούμε στην επόμενη παράγραφο, γίνεται παραμετροποίηση ώστε να μειωθούν οι βαθμοί ελευθερίας του συστήματος, να γίνει υπολογιστικά ευχερέστερη η επίλυση του και να συνδυαστούν σε ενιαίο μεθοδολογικό πλαίσιο οι τεχνικές της προσομοίωσης και της βελτιστοποίησης.

Οι περιορισμοί σε συστήματα υδατικών πόρων εντάσσονται σε δύο κατηγορίες:

- οι **φυσικοί περιορισμοί**, που είναι δεσμευτικοί γιατί προκύπτουν από τα χαρακτηριστικά μεγέθη των τεχνικών έργων, από την εξίσωση υδατικού ισοζυγίου κλπ., και
- οι **λειτουργικοί περιορισμοί**, που αναφέρονται στις απολήψεις νερού και επιβάλλονται από έναν ή περισσότερους φορείς που έχουν την ευθύνη διαχείρισης των υδραυλικών έργων, με στόχο την ικανοποίηση των διαφόρων χρήσεων αλλά και των τυχόν θεσμικών, διοικητικών, περιβαλλοντικών ή άλλων δεσμεύσεων.

Για την ικανοποίηση των λειτουργικών περιορισμών, λόγω των περιορισμένων υδατικών πόρων και της συνακόλουθης ανταγωνιστικότητας στην εξυπηρέτηση των στόχων, εισάγεται συνήθως μια σειρά προτεραιότητας που αντανάκλα τη βαρύτητα που δίνεται στην ικανοποίησή τους, π.χ. πρώτα οι υδρευτικές ανάγκες, έπειτα οι αρδευτικές κοκ.

Οι λειτουργικοί περιορισμοί, λόγω της αβεβαιότητας των υδρολογικών εισροών, δεν αναμένεται να ικανοποιούνται σε όλο το διάστημα της προσομοίωσης αλλά σε ένα μέρος αυτού. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω (εξ. 2.1), ο λόγος του πλήθους των χρονικών βημάτων της προσομοίωσης που ικανοποιείται ένας λειτουργικός περιορισμός προς το συνολικό μήκος της προσομοίωσης αποτελεί μέτρο της αξιοπιστίας επίτευξης του συγκεκριμένου περιορισμού.

Οι **μέθοδοι βελτιστοποίησης** που έχουν αναπτυχθεί περιλαμβάνουν τεχνικές γραμμικής και μη γραμμικής βελτιστοποίησης, δυναμικό προγραμματισμό, εξελκτικούς αλγόριθμους κ.ά. Παράγοντες όπως η φύση των μεταβλητών ελέγχου, εάν δηλαδή είναι συνεχείς ή διακριτές τυχαίες μεταβλητές, η γραμμικότητα ή μη και η κυρτότητα ή μη του μαθηματικού προβλήματος καθορίζουν την επιλογή του κατάλληλου αλγορίθμου βελτιστοποίησης. Τα υδατικά συστήματα διέπονται από μη γραμμικές

εξισώσεις, συνεπώς αποτελούν πεδίο εφαρμογής τεχνικών μη γραμμικής βελτιστοποίησης. Όμως η προσομοίωση της λειτουργίας τους απαιτεί μεγάλα χρονικά διαστήματα για είναι δυνατή η επίτευξη μεγάλης αξιοπιστίας, γεγονός που καθιστά στη πράξη αδύνατη την επίλυση τους με ντετερμινιστικές μη γραμμικές τεχνικές, όπως η μέθοδος της αναζήτησης σε πλέγμα, λόγω της κατάρας της διαστατικότητας (εκθετική αύξηση του υπολογιστικού φόρτου με την αύξηση των μεταβλητών ελέγχου και των περιορισμών). Άλλες μέθοδοι μη γραμμικής βελτιστοποίησης εγκλωβίζονται σε τοπικά ακρότατα λόγω της μη κυρτότητας των προβλημάτων. Επομένως συνήθως οι αλγόριθμοι που χρησιμοποιούνται είναι από το πεδίο του στοχαστικού προγραμματισμού (προσομοιωμένη ανόπτηση, εξελικτικοί αλγόριθμοι). Από την άλλη πλευρά, για την επίλυση προβλημάτων ελαχιστοποίησης του κόστους για τη διανομή του νερού στα δίκτυα μεταφοράς χρησιμοποιείται ευρέως ο δικτυακός προγραμματισμός, ο οποίος εφαρμόζει τεχνικές γραμμικής βελτιστοποίησης (δικτυακή simplex).

#### **4.5 Το σύστημα υποστήριξης αποφάσεων ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ**

##### **4.5.1 Συστήματα υποστήριξης αποφάσεων στα υδροσυστήματα και ο ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ**

Τα **συστήματα υποστήριξης αποφάσεων** (decision support systems, ΣΥΑ) είναι εργαλεία λογισμικού που χρησιμοποιούνται στη διαδικασία λήψης των αποφάσεων βοηθώντας στην κατανόηση των επιπτώσεων των αποφάσεων. Καθιστούν, με άλλα λόγια, δυνατή υπολογιστικά τη συστημική ανάλυση, σύμφωνα με τις μεθόδους και τις τεχνικές που περιγράφηκαν παραπάνω. Πιο αναλυτικά, τα συστήματα αυτά χρησιμοποιούν βάσεις δεδομένων ή/και συστήματα γεωγραφικής πληροφορίας για την οργάνωση και επεξεργασία της πληροφορίας που αποτελεί τη είσοδο του συστήματος, και ενσωματώνοντας τεχνικές προσομοίωσης και βελτιστοποίησης δίνουν τη δυνατότητα ανάλυσης του συστήματος (Ευστρατιάδης κ.ά., 2007). Τα συστήματα όμως αυτά δεν είναι «μαύρα κουτιά»· ο ρόλος του χρήστη είναι πολύ σημαντικός και δεν μπορεί να υποκατασταθεί από το λογισμικό αφού, εκτός του ότι απ' αυτόν εξαρτάται η ορθή σχηματοποίηση του συστήματος με την αναπαράσταση των επιμέρους λειτουργιών και αλληλεπιδράσεων των συνιστωσών του συστήματος μεταξύ τους και με το περιβάλλον, σε προβλήματα πολυκριτηριακής απόφασης είναι ο χρήστης που θα σταθμίσει το σύνολο των βέλτιστων αποφάσεων (το μέτωπο Pareto που αναφέρθηκε παραπάνω) για να λάβει τη τελική απόφαση.

Για προβλήματα ανάλυσης συστημάτων υδατικών πόρων τα πιο γνωστά ΣΥΑ παγκοσμίως είναι το MIKE-BASIN της εταιρείας DHI Software, το RIBASIM της εταιρείας Delft Hydraulics, το WEAP από το Stockholm Environment Institute και το Hydrologic Engineering Center του US Army Corps of Engineers, το οποίο είναι αρκετά διαδεδομένο και έχει υποστηριχθεί οικονομικά από φορείς όπως τα Ηνωμένα Έθνη και η Διεθνής Τράπεζα, και το MODSIM του Colorado State University.

Ο ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ είναι ένα ελληνικό ΣΥΑ για τη διαχείριση συστημάτων υδατικών πόρων που αναπτύχθηκε και συντηρείται από την ερευνητική ομάδα ΙΤΙΑ του Εργαστηρίου Υδρολογίας και Αξιοποίησης Υδατικών Πόρων της Σχολής Πολιτικών Μηχανικών του ΕΜΠ. Η ανάπτυξη του ξεκίνησε κατά τη περίοδο 1989-1991 με σκοπό την υποστήριξη της διαχείρισης του υδροδοτικού συστήματος της Αθήνας. Με τη πάροδο των ετών και στα πλαίσια ερευνητικών έργων διαχείρισης υδατικών πόρων το λογισμικό επεκτάθηκε και βελτιώθηκε, αποκτώντας και τη διεθνή αποδοχή των μεθοδολογιών του μέσα από σχετικές δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά. Έχει εφαρμοστεί στο υδροδοτικό σύστημα της Αθήνας και πιλοτικά στο σύστημα ταμειυτήρων Αχελώου–Θεσσαλίας με μελέτες των Ευστρατιάδη & Ζερβού (1999), Μπουζιώτα (2012) και Νικολόπουλου (2015). Μάλιστα το υδροσύστημα των ταμειυτήρων και των συναφών έργων της περιοχής που σχηματοποίησε ο

Νικολόπουλος στο λογισμικό και χρησιμοποιείται και στη παρούσα εργασία είναι το μεγαλύτερο που έχει σχηματοποιηθεί στην Ελλάδα. Στο υδροδοτικό σύστημα της Αθήνας το λογισμικό χρησιμοποιείται από το 2000 για τη στρατηγική διαχείριση των υδατικών πόρων ύδρευσης, τον ετήσιο προγραμματισμό των απολήψεων και την κατάρτιση του προϋπολογισμού σε ότι αφορά την προβλεπόμενη κατανάλωση ενέργειας στα αντλιοστάσια και τις γεωτρήσεις (Ευστρατιάδης κ.ά., 2007). Η τελευταία έκδοση του υποστηρίζει για πρώτη φορά ημερήσιο βήμα προσομοίωσης και αυτή η εργασία είναι η πρώτη στην οποία πιλοτικά εφαρμόζεται.

Στις επόμενες παραγράφους παρουσιάζονται περιληπτικά οι δυνατότητες που δίνει ο ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ για τη σχηματοποίηση συστημάτων υδατικών πόρων καθώς και το μεθοδολογικό πλαίσιο που έχει υιοθετήσει για την ανάλυση των συστημάτων αυτών.

#### **4.5.2 Η σχηματοποίηση των υδροσυστημάτων στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ**

##### **Στοιχεία για την αναπαράσταση των φυσικών συνιστωσών του συστήματος**

Ο ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ δίνει τη δυνατότητα αναπαράστασης του φυσικού συστήματος με τα παρακάτω στοιχεία:

- *Κόμβους*, που είναι στοιχεία χωρίς αποθηκευτική ικανότητα και αντιστοιχούν σε σημεία ζήτησης νερού ή αλλαγής της γεωμετρίας και των χαρακτηριστικών μεγεθών του δικτύου.
- *Κόμβους εισροής*, που είναι ειδικοί τύποι κόμβων με δεδομένη προσφορά νερού και συνδέονται με κάποιο ταμιευτήρα ή κάποιο κόμβο του υδρογραφικού δικτύου.
- *Ταμιευτήρες*, που είναι ειδικοί τύποι κόμβων, με δυνατότητα αποθήκευσης επιφανειακών υδατικών πόρων. Για τη πλήρη μοντελοποίηση του ταμιευτήρα απαιτείται η εισαγωγή της έκτασης της ανάντη υπολεκάνης, των σχέσεων στάθμης - όγκου, στάθμης - επιφάνειας και στάθμης - διαφυγών, των σταθμών υδροληψίας και υπερχειλίσης, του κόμβου στον οποίο εκρέουν οι υπερχειλίσεις και της στάθμη στην αρχή της προσομοίωσης, που αποτελεί τη μοναδική αρχική συνθήκη του συστήματος. Η στάθμη στην αρχή της προσομοίωσης παίζει καθοριστικό ρόλο σε περίπτωση καταληκτικής προσομοίωσης αλλά όχι στην προσομοίωση μόνιμης κατάστασης, η οποία και εφαρμόζεται στη παρούσα εργασία.
- *Γεωτρήσεις*, που είναι ειδικοί τύποι κόμβων, με δυνατότητα άντλησης νερού από υπόγειους υδροφορείς. Μια γεώτρηση εισάγεται με το κόμβο τον οποίο τροφοδοτεί, τη μηνιαία δυναμικότητα της και την ειδική ενέργεια κατανάλωσης της.
- *Υδατορεύματα*, που είναι φυσικοί αγωγοί χωρίς περιορισμό παροχευτικότητας. Στα υδατορέματα ορίζεται μόνο ένας σταθερός συντελεστής διήθησης.
- *Υδραγωγεία*, που είναι τεχνητοί αγωγοί νερού. Στα υδραγωγεία εισάγονται οι συντελεστές διαρροών, χρονικής λειτουργίας και η παροχευτικότητα (σταθερή ή μεταβλητή).
- *Στρόβιλοι*, που είναι ειδικοί τύποι υδραγωγείων, κατά μήκος των οποίων παράγεται ενέργεια. Σε κάθε στρόβιλο ορίζονται οι σχέσεις ύψους πτώσης-ειδικής ενέργειας και ύψους πτώσης-παροχής, και η εγκατεστημένη ισχύς.
- *Αντλιοστάσια*, που είναι ειδικοί τύποι υδραγωγείων, κατά μήκος των οποίων καταναλώνεται ενέργεια. Για κάθε αντλιοστάσιο ορίζονται οι σχέσεις ύψους πτώσης - ειδικής ενέργειας και ύψους πτώσης-παροχής.

### **Αναπαράσταση των υδρολογικών μεταβλητών εισόδου**

Οι υδρολογικές μεταβλητές εισάγονται με τη μορφή χρονοσειρών σε ταμιευτήρες και κόμβους εισροής. Στους ταμιευτήρες εισάγονται χρονοσειρές απορροής, που αναφέρονται στην ανάντη των φραγμάτων υπολεκάνη, καθώς και χρονοσειρές βροχόπτωσης και εξάτμισης επί της επιφάνειάς τους, ενώ στους κόμβους εισροής αποκλειστικά χρονοσειρές απορροής των αντίστοιχων υπολεκανών. Οι χρονοσειρές των ταμιευτήρων δίνονται σε μονάδες ισοδύναμου ύψους νερού, ενώ των κόμβων εισροής απευθείας σε μονάδες παροχής.

Οι χρονοσειρές μπορεί να είτε ιστορικές είτε να έχουν παραχθεί με τεχνικές στοχαστικής προσομοίωσης (συνθετικές χρονοσειρές). Όπως αναφέρθηκε, οι ιστορικές έχουν περιορισμένο χρονικό μήκος καταγραφών, με αποτέλεσμα για την επίτευξη υψηλών επιπέδων αξιοπιστίας να απαιτούνται συνθετικές χρονοσειρές.

### **Στόχοι και λειτουργικοί περιορισμοί κατά τη προσομοίωση**

Στις συνιστώσες του υδροσυστήματος ο χρήστης μπορεί να ορίσει στόχους, δηλαδή χρήσεις νερού, και λειτουργικούς περιορισμούς, με τη μορφή επιθυμητών ορίων σε μεταβλητές, από τις ακόλουθες κατηγορίες:

- επιθυμητή απόληψη νερού για άρδευση, ύδρευση ή άλλη χρήση, που αναφέρεται σε κόμβο ή ταμιευτήρα,
- παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας σε στρόβιλο,
- αποφυγή απωλειών νερού λόγω υπερχείλισης σε ταμιευτήρα,
- διατήρηση του αποθέματος ταμιευτήρα μεταξύ μιας ελάχιστης και μιας μέγιστης επιθυμητής στάθμης,
- διατήρηση της παροχής υδραγωγείου ή υδατορεύματος μεταξύ μιας ελάχιστης και μιας μέγιστης επιθυμητής τιμής.

Οι τιμές των στόχων και περιορισμών μπορούν να είναι σταθερές, μεταβλητές ανά μήνα ή, στη γενικότερη περίπτωση, μεταβλητές ανά χρονικό βήμα  $t$ . Κάθε στόχος συνοδεύεται από ένα επίπεδο προτεραιότητας, από 1 έως 10, το οποίο εισάγεται από το χρήστη και υποδεικνύει στο σύστημα ποιο στόχο να ικανοποιήσει πρώτο, δεύτερο κλπ. Δύο ή περισσότεροι στόχοι μπορούν να ενταχθούν στο ίδιο επίπεδο. Η προτεραιότητα των στόχων αποκτά μεγάλη σημασία σε περιβάλλον περιορισμένων υδατικών πόρων σε σχέση με τους προς ικανοποίηση στόχους.

Οι στόχοι, οι λειτουργικοί περιορισμοί και τα επίπεδα προτεραιότητας επιλύονται από το μοντέλο προσομοίωσης με χρήση εσωτερικής, γραμμικής βελτιστοποίησης, κατά την οποία γίνεται η προσφερότερη κατανομή των διαθέσιμων υδατικών πόρων με κριτήριο το κόστος μεταφοράς. Σε περίπτωση που σε κάποιο χρονικό βήμα δεν είναι δυνατή η ικανοποίηση κάποιου στόχου, τότε καταγράφεται αστοχία ικανοποίησης για το συγκεκριμένο βήμα και υπολογίζεται το αντίστοιχο έλλειμμα. Εάν έστω και σε ένα βήμα της προσομοίωσης καταγραφεί αστοχία, τότε καταγράφεται αστοχία και σε ετήσια κλίμακα και όλο το έτος χαρακτηρίζεται ελλειμματικό. Στο τέλος της προσομοίωσης, το μοντέλο αθροίζει τις αστοχίες και τα ελλείμματα, και βάσει αυτών εκτιμά εμπειρικές πιθανότητες αστοχίας και άλλα στατιστικά μεγέθη.

### **Οικονομικά δεδομένα**

Τα οικονομικά δεδομένα εισόδου του ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ αναφέρονται σε τιμές οφέλους και κόστους από



την εξυπηρέτηση ή μη των στόχων, από την παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας καθώς και από τη μεταφορά του νερού μέσω του δικτύου (γεωτρήσεις, αντλιοστάσια, υδραγωγεία).

Οι στόχοι του υδροσυστήματος μπορούν να συνδεθούν με οικονομικά οφέλη σε περίπτωση ικανοποίησης τους και οικονομικού κόστους σε περίπτωση ελλείμματος. Μπορεί επίσης να θεωρηθεί όφελος, χαμηλότερης κλίμακας, σε περίπτωση πλεονάσματος στην ικανοποίηση του στόχου (π.χ., στην υδροηλεκτρική παραγωγή). Η διατύπωση των μέτρων αυτών γίνεται σε χρηματικές μονάδες ανά μονάδα όγκου ( $m^3$ ) ή ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας (kWh).

Όσον αφορά τη παραγωγή Υ/Η ενέργειας, το μοντέλο διακρίνει την ενέργεια που παράγεται σε κάθε στρόβιλο σε πρωτεύουσα και δευτερεύουσα. Η πρώτη αναφέρεται στην ενέργεια που είναι διαθέσιμη με κάποιο πολύ υψηλό επίπεδο αξιοπιστίας, συνήθως 99%, ενώ η δεύτερη εκτιμάται ως η περίσσεια μεταξύ της ολικής και πρωτεύουσας τιμής. Σε περίπτωση που η παραγόμενη ενέργεια υπολείπεται μιας τιμής στόχου για τη πρωτεύουσα σε ένα στρόβιλο, τότε το έλλειμμα μπορεί να κοστολογείται με κάποια ποινή (penalty). Τα οφέλη και τα κόστη αυτά είναι κοινά για όλους τους στρόβιλους και διατυπώνονται σε χρηματικές μονάδες ανά μονάδα ενέργειας (kWh).

Στις γεωτρήσεις και τα αντλιοστάσια ορίζεται ένα μεταβλητό κόστος, το οποίο διατυπώνεται ως χρηματική δαπάνη ανά μονάδα καταναλισκόμενης ενέργειας (kWh), ενώ στα υδραγωγεία το αντίστοιχο μέγεθος διατυπώνεται ως χρηματική δαπάνη ανά μονάδα μεταφερόμενου όγκου ( $m^3$ ). Στα στοιχεία αυτά ορίζονται και πάγια κόστη που εισάγονται με την ενεργοποίηση του στοιχείου και υπολογίζονται στο συνολικό κόστος μόνο όταν χρησιμοποιείται η αντίστοιχη συνιστώσα του δικτύου. Στην εργασία αυτή, τα πάγια κόστη θεωρούνται μηδενικά.

#### **4.5.3 Η ανάλυση των συστημάτων υδατικών πόρων στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ**

Το πρωτότυπο σημείο του ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ, που τον διαφοροποιεί από παλαιότερες πρακτικές ανάλυσης συστημάτων υδατικών πόρων, είναι ότι συνδυάζει τις τεχνικές της προσομοίωσης και της βελτιστοποίησης σε ένα ενιαίο πλαίσιο. Όπως είδαμε, για την επίτευξη υψηλών επιπέδων αξιοπιστίας απαιτείται προσομοίωση του συστήματος για μεγάλη χρονική περίοδο· από την άλλη όσο πιο σύνθετο είναι ένα σύστημα τόσο αυξάνουν οι βαθμοί ελευθερίας του με αποτέλεσμα η μη γραμμική βελτιστοποίηση που απαιτείται για την επίλυση του, σε συνδυασμό με τα μεγάλα μήκη προσομοίωσης, να είναι υπολογιστικά ανέφικτη, λόγω της κατάρας της διαστατικότητας. Για την άρση αυτών των προβλημάτων στο ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ εισάγεται το σχήμα **παραμετροποίηση-προσομοίωση-βελτιστοποίηση**. Η μεθοδολογία συνίσταται στην παραμετρική διατύπωση των πρακτικών διαχείρισης των κύριων υδραυλικών έργων (ταμιευτήρες, γεωτρήσεις), ώστε να περιορίζεται δραστικά το πλήθος των βαθμών ελευθερίας του μαθηματικού μοντέλου και να είναι υπολογιστικά ευχερέστερη η βελτιστοποίηση. Η έννοια της παραμετροποίησης αφορά στις πρακτικές διαχείρισης των επιφανειακών και υπόγειων υδατικών πόρων, και υλοποιείται με τη χρήση παραμετρικών κανόνων λειτουργίας των ταμιευτήρων και γεωτρήσεων, που μάλιστα μεταβάλλονται εποχιακά.

Ως κανόνας λειτουργίας νοείται ένα σύνολο εξισώσεων ή απλών νομογραφημάτων που καθορίζουν την κατανομή των υδατικών πόρων συναρτήσει της επίκαιρης κατάστασης και των παραμέτρων του συστήματος. Οι κανόνες λειτουργίας ταμιευτήρων και γεωτρήσεων στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ διατυπώνονται ως εξής:

- **Κανόνες λειτουργίας ταμιευτήρων:** Παραμετρικοί κανόνες που καθορίζουν τα επιθυμητά

μεγέθη διαχείρισης των ταμιευτήρων (δηλαδή τα αποθέματα ή τις απολήψεις) συναρτήσει της επίκαιρης κατάστασης του συστήματος. Στη γενική μορφή τους διατυπώνονται ως εξής:

όπου και  $k_i$  το ωφέλιμο απόθεμα στο τέλος του συγκεκριμένου χρονικού βήματος και η ωφέλιμη χωρητικότητα, αντίστοιχα, του  $i$  ταμιευτήρα,  $k$  η ολική ωφέλιμη χωρητικότητα του συστήματος,  $s$  το προβλεπόμενο συνολικό ωφέλιμο απόθεμα του συστήματος στο τέλος του χρονικού βήματος και  $a_i, b_i$  παράμετροι που λαμβάνουν τιμές στο διάστημα  $[0, 1]$ .

- **Κανόνες λειτουργίας γεωτρήσεων:** Επειδή στις γεωτρήσεις δεν υπάρχει η έννοια της αποθήκευσης (όπως συμβαίνει στους ταμιευτήρες), οι κανόνες λειτουργίας εκφράζουν την προτεραιότητα χρήσης κάθε γεώτρησης σε σχέση με τα διαθέσιμα επιφανειακά αποθέματα. Για τον σκοπό αυτό χρησιμοποιούνται δυο κατώφλια και ανά γεώτρηση, τα οποία συγκρίνονται με το ποσοστό πλήρωσης των ταμιευτήρων  $\omega$ , και αν  $\omega >$  απαγορεύεται η χρήση της γεώτρησης  $i$ , ενώ αν  $\omega <$  η εν λόγω γεώτρηση ενεργοποιείται κατά προτεραιότητα σε σχέση με τους ταμιευτήρες. Για ενδιάμεσες τιμές, η γεώτρηση χρησιμοποιείται μόνο εφόσον η λειτουργία της προκύπτει οικονομικότερη σε σχέση με τις λοιπές εναλλακτικές λύσεις. Το ποσοστό πλήρωσης των ταμιευτήρων δίνεται από τη παρακάτω σχέση:

όπου  $n$  ο αριθμός των ταμιευτήρων και  $dn_j$  ο νεκρός όγκος του  $j$  ταμιευτήρα.

Οι κανόνες λειτουργίας αίρουν το συντριπτικό ποσοστό των βαθμών ελευθερίας του συστήματος, και θεωρούνται εξαιρετικά σημαντικοί για τη βιώσιμη διαχείριση του υδροσυστήματος, καθώς η εκτίμηση των παραμέτρων τους μπορεί να γίνει για μακροχρόνιο χρονικό ορίζοντα, και όχι αποκλειστικά με βάση τις επίκαιρες συνθήκες. Αυτό προϋποθέτει μια διαδικασία βελτιστοποίησης των παραμέτρων, ως προς κατάλληλα κριτήρια επίδοσης.

Με βάση τα παραπάνω, η μεθοδολογία ανάλυσης των συστημάτων υδατικών πόρων στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ περιλαμβάνει τα ακόλουθα βήματα (Σχήμα 4.1):

**Βήμα 1ο:** Διαμορφώνεται η σχηματοποίηση του υδροσυστήματος και εισάγονται τα δεδομένα του μαθηματικού μοντέλου, δηλαδή τα χαρακτηριστικά μεγέθη των φυσικών και τεχνητών συνιστωσών, οι λειτουργικοί περιορισμοί, το μέτρο επίδοσης και οι χρονοσειρές εισροών (ιστορικές ή συνθετικές).

**Βήμα 2ο:** Ορίζονται γενικοί κανόνες διαχείρισης του υδροσυστήματος, που περιγράφονται από ένα σύνολο παραμέτρων,  $\theta$ . Η παραμετροποίηση πρέπει να περιορίζεται στο ελάχιστο δυνατό επίπεδο ώστε το μαθηματικό πρόβλημα να έχει μικρό πλήθος βαθμών ελευθερίας και να είναι υπολογιστικά ευχερέστερη η βελτιστοποίηση.

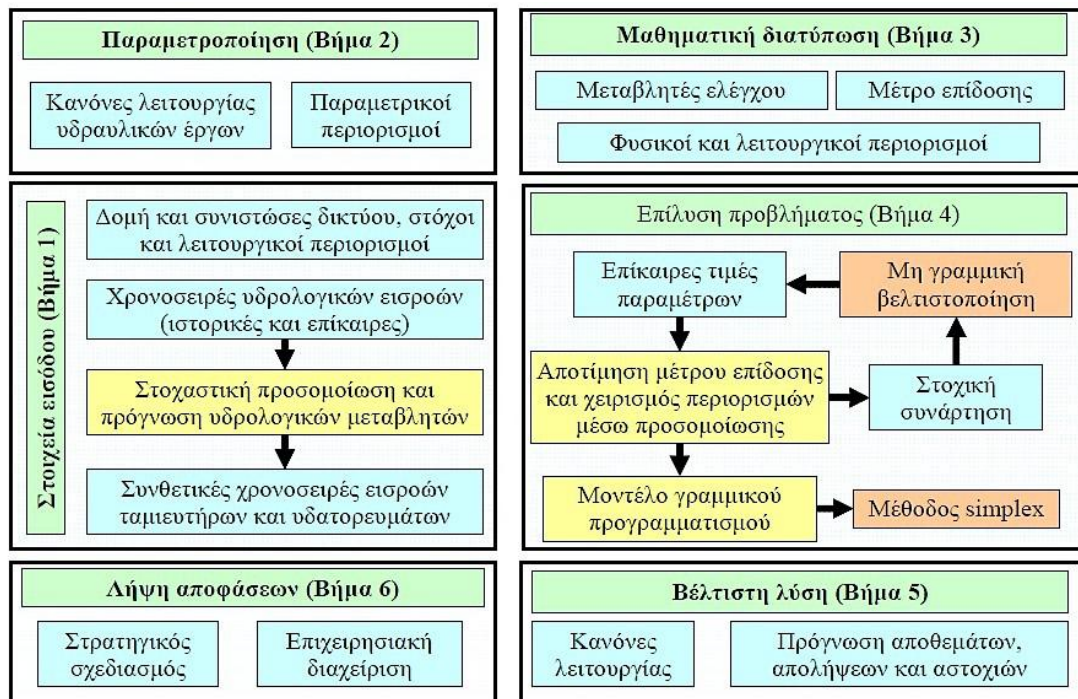
**Βήμα 3ο:** Ορίζεται το πρόβλημα βελτιστοποίησης, με στοχική συνάρτηση μονοκριτηριακή ή πολυκριτηριακή με βάση τα επιθυμητά μέτρα επίδοσης του συστήματος και μεταβλητές ελέγχου τις παραμέτρους  $\theta$ . Οι φυσικοί και λειτουργικοί περιορισμοί που τίθενται από το χρήστη με βάση τις επιθυμητές απολήψεις δεν εισάγονται στο μοντέλο βελτιστοποίησης, αλλά επιλύονται κατά τη προσομοίωση.

**Βήμα 4ο:** Για δεδομένες τιμές των παραμέτρων  $\theta$  γίνεται προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος σε ορισμένο από το χρήστη χρονικό ορίζοντα ελέγχου (κριτήριο αποτελεί η αξιοπιστία των απολήψεων με βάση μία τιμή-στόχο). Η προσομοίωση περιλαμβάνει την επίλυση των εξισώσεων δυναμικής με βάση τους περιορισμούς του συστήματος. Η επίλυση γίνεται βήμα προς βήμα (ετήσιο,

μηνιαίο και στη τελευταία έκδοση και ημερήσιο βήμα), μετασχηματίζοντας το πρόβλημα σε ένα μοντέλο γραμμικού προγραμματισμού και εφαρμόζοντας τη μέθοδο simplex. Μετά το πέρας της διαδικασίας προσομοίωσης αποτιμάται η τιμή της στοχικής συνάρτησης, δηλαδή η επίδοση του συστήματος έναντι της συγκεκριμένης διαχειριστικής πολιτικής. Για την μεγιστοποίηση του εν λόγω μέτρου εισάγεται μια εξωτερική διαδικασία βελτιστοποίησης, σε κάθε βήμα της οποίας ορίζονται νέες τιμές παραμέτρων, και επαναλαμβάνεται η προσομοίωση. Η διαδικασία σταματά όταν επέλθει σύγκλιση στην βέλτιστη λύση. Ο αλγόριθμος για την εξωτερική, μη γραμμική βελτιστοποίηση είναι ο **εξελικτικός αλγόριθμος ανόπτωσης-απλόκου**, ο οποίος προέρχεται από την οικογένεια των υβριδικών εξελικτικών αλγορίθμων.

**Βήμα 5ο:** Εντοπίζεται η βέλτιστη λύση του προβλήματος, που περιλαμβάνει τους κανόνες λειτουργίας και ένα πλήθος πληροφοριών που αναφέρονται στην εκτίμηση της πιθανότητας αστοχίας των περιορισμών και την στοχαστική πρόγνωση όλων των μεταβλητών απόκρισης του υδροσυστήματος (απολήψεις, παροχές υδραγωγείων, αντλήσεις, κλπ.).

**Βήμα 6ο:** Τα αποτελέσματα της βέλτιστης λύσης αξιοποιούνται για την λήψη αποφάσεων, είτε σε επίπεδο στρατηγικού σχεδιασμού είτε σε κλίμακα επιχειρησιακής διαχείρισης.



Σχήμα 4.1 Το μεθοδολογικό πλαίσιο του ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ (Πηγή: Ευστρατιάδης κ.ά., 2007)

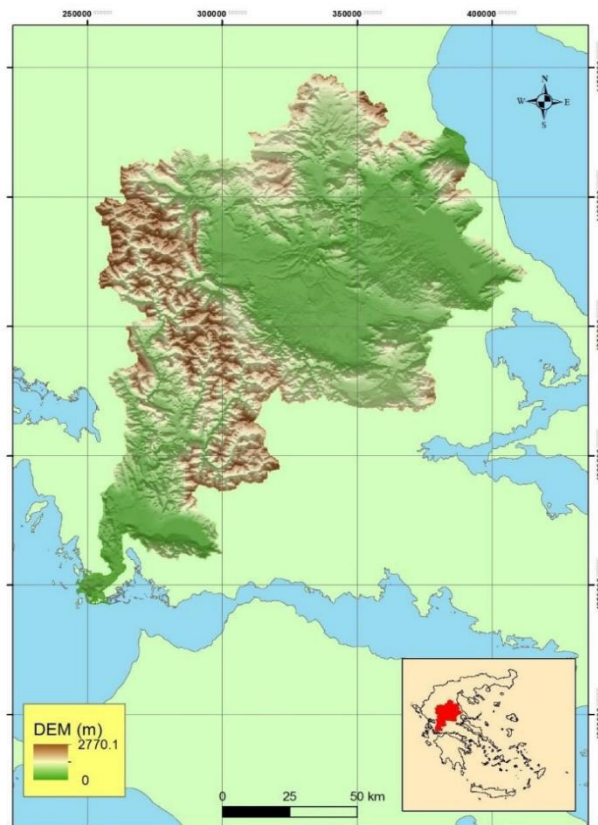


## 5 Περιοχή μελέτης

### 5.1 Γενικά

Η περιοχή μελέτης περιλαμβάνει τη Θεσσαλία και τη γειτονική λεκάνη απορροής του Αχελώου.

Το υδροσύστημα που εξετάζεται περιλαμβάνει τη λεκάνη απορροής του Πηνειού, που διατρέχει το θεσσαλικό κάμπο, και τη λεκάνη απορροής του Αχελώου (οι λεκάνες απορροής των ποταμών θα αναφέρονται στο εξής και ως ΛΑΠ). Η εργασία τις εξετάζει ως ενιαίο, διασυνδεδεμένο υδροσύστημα θεωρώντας μέρος της τεχνικής υποδομής των δύο ΛΑΠ τα έργα που συνδέονται με τη μεταφορά ποσότητας νερού από τη ΛΑΠ Αχελώου στη ΛΑΠ Πηνειού, μέσω των υπό ολοκλήρωση ή σχεδιασμό έργων εκτροπής. Οι λεκάνες και στην υφιστάμενη κατάστασή τους είναι σε μικρό βαθμό συνδεδεμένες, μέσω της ολικής εκτροπής του παραποτάμου του Αχελώου Μένδοβα ή Ταυρωπού στη ΛΑΠ του Πηνειού με το φράγμα του Πλαστήρα. Τα όρια, γεωγραφία και η γεωμορφολογία των δύο ΛΑΠ απεικονίζονται στο Σχήμα 5.1.



Σχήμα 5.1 Οι ΛΑΠ Πηνειού και Αχελώου που αποτελούν τη περιοχή μελέτης (Κουκουβίνος κ.ά., 2015)

Όσον αφορά το υδρο-ενεργειακό σύστημα ΥΗΣ και ΑΠΕ, η περιοχή επεκτείνεται στο σύνολο της Θεσσαλίας όπου εξετάζεται η συνολική δυνατότητα εγκατάστασης μονάδων ΑΠΕ. Η αξιολόγηση του ανανεώσιμου ενεργειακού δυναμικού της γίνεται από ιστορικές καταγραφές σε θέσεις μετεωρολογικών σταθμών της περιφέρειας.

Σε αυτό το κεφάλαιο αρχικά παρουσιάζονται οι φυσικές και τεχνητές συνιστώσες του υπό εξέταση υδροσυστήματος, τα διαχειριστικά προβλήματα που αφορούν τους υδατικούς πόρους, καθώς και τα έργα που συνδέονται με τη δυνατότητα εκτροπής μέρους των νερών του Αχελώου στη ΛΑΠ του Πηνειού. Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζονται για κάθε ΛΑΠ βασικά στοιχεία του φυσικού της περιβάλλοντος που σχετίζονται με τους υδατικούς της πόρους, το υδατικό ισοζύγιο της, τα υφιστάμενα και εν αναμονή κατασκευής ή λειτουργίας τεχνικά έργα αξιοποίησης των υδατικών πόρων, οι καταναλωτικές ζητήσεις νερού (ύδρευση, άρδευση) καθώς και οι περιβαλλοντικές απαιτήσεις των οικοσυστημάτων. Οι κύριες πηγές από τις οποίες αντλήθηκαν τα παραπάνω δεδομένα είναι οι Κουτσογιάννης (1996), Κουτσογιάννης κ.ά. (2001), Κουτσογιάννης κ.ά. (2008), Κουκοβίνος κ.ά. (2015), Λαζαρίδης κ.ά. (2010), Μπουζιώτας (2012), Νικολόπουλος (2015), και τα διαχειριστικά σχέδια των Υδατικών Διαμερισμάτων (ΥΔ) Θεσσαλίας (ΥΔ08) και Δυτικής Στερεάς Ελλάδας (ΥΔ04) (Κ/ΞΙΑ Διαχείρισης Υδάτων Θεσσαλίας, Ηπείρου και Δυτικής Στερεάς Ελλάδας, 2011). Από τα παραπάνω στοιχεία αναδεικνύονται τα προβλήματα διαχείρισης των υδατικών πόρων που υπάρχουν κυρίως στη ΛΑΠ Πηνειού. Παρουσιάζεται επίσης το έργο της μερικής εκτροπής του Αχελώου, έργο που μελετήθηκε με σκοπό την άμβλυνση των παραπάνω προβλημάτων, καθώς και την ιστορική εξέλιξη του μέχρι σήμερα.

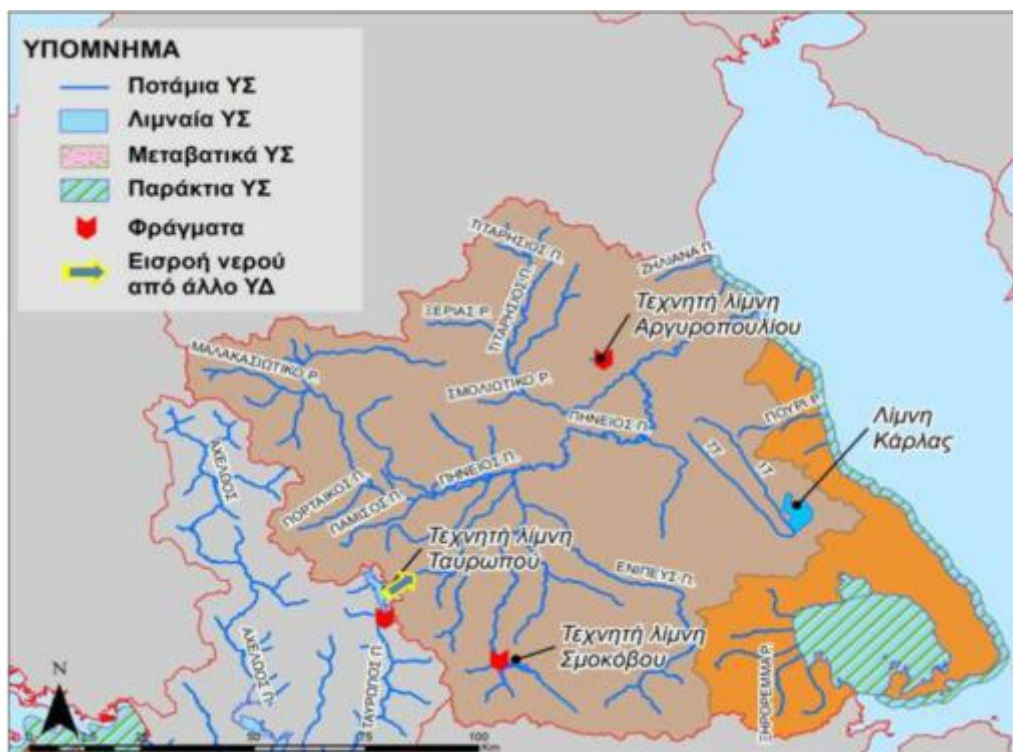
Στη συνέχεια του κεφαλαίου, παρουσιάζεται εποπτικά το αιολικό και ηλιακό δυναμικό της Θεσσαλίας καθώς και η μέχρι στιγμής αξιοποίηση του.

## **5.2 Η λεκάνη απορροής του Πηνειού**

### **5.2.1 Φυσικό περιβάλλον και υδατικοί πόροι**

Η λεκάνη απορροής του Πηνειού καταλαμβάνει μία έκταση 9500 km<sup>2</sup>, καλύπτοντας όλη τη Θεσσαλική πεδιάδα και μικρό ποσοστό των Περιφερειών Στερεάς Ελλάδας και Δυτικής και Κεντρικής Μακεδονίας. Μαζί με τη ΛΑΠ Πηλίου-Αλμυρού αποτελούν το Υδατικό Διαμέρισμα της Θεσσαλίας (ΥΔ08), το οποίο σχεδόν συμπίπτει με τη Περιφέρεια Θεσσαλίας (Σχήμα 5.2). Στο ΥΔ08 η μέση ετήσια βροχόπτωση είναι 678 mm, πιο έντονη στο δυτικό τμήμα και λιγότερο έντονη στο ανατολικό, και η μέση θερμοκρασία κυμαίνεται στους 16-17° C.

Όσον αφορά τη γεωμορφολογία της ΛΑΠ, περιμετρικά της λεκάνης βρίσκονται οι οροσειρές του Ολύμπου και των Καμβουνίων στα βόρεια, της Πίνδου στα δυτικά, της Όθρυος στα νότια και του Πηλίου και της Όσσας στα ανατολικά ενώ το κέντρο της λεκάνης καταλαμβάνει η Θεσσαλική πεδιάδα. Από τις οροσειρές αυτές πηγάζουν οι διάφοροι παραπόταμοι του Πηνειού, οι οποίοι σχηματίζουν ένα ακτινικό δίκτυο που διατρέχει τη πεδιάδα καταλήγοντας στο Πηνειό και από εκεί στο Θερμαϊκό κόλπο. Οι πιο σημαντικοί από τους παραποτάμους είναι ο Πάμισος, ο Πορταϊκός, ο Ληθαίος, ο Νεοχωρίτης, ο Τιταρήσιος, ο Καλέντζης, ο Ενιπέας, ο Φαρσαλιώτης και ο Σοφαδίτης. Στο Πηνειό επίσης καταλήγουν, μέσω του Καλέντζη, τα νερά από τον ποταμό Ταυρωπό ο οποίος ανήκει μεν στη ΛΑΠ του Αχελώου αλλά εκτρέπεται ολικώς με το φράγμα του Πλαστήρα στη ΛΑΠ Πηνειού. Τους επιφανειακούς φυσικούς υδατικούς πόρους της ΛΑΠ συμπληρώνει η λίμνη της Κάρλας στη Μαγνησία, η οποία είχε αποξηρανθεί το 1962 για αντιπλημμυρικούς και υγειονομικούς λόγους, και ανασυστάθηκε πρόσφατα, και η λίμνη Αργυροπούλιου ή Μάτι Τυρνάβου στη Λάρισα.



**Σχήμα 5.2 Το υδατικό διαμέρισμα της Θεσσαλίας με διακριτές τις λεκάνες απορροής του Πηνειού και Αλμυρού - Πηλίου. (Πηγή: Κ/ΞΙΑ Διαχείρισης Υδάτων Θεσσαλίας, Ηπείρου και Δυτικής Στερεάς Ελλάδας, 2011)**

Όσον αφορά τα υδρογεωλογικά χαρακτηριστικά της ΛΑΠ, συναντώνται τρεις τύποι σχηματισμών: κοκκώδεις, όπου η κίνηση του νερού γίνεται μέσα από το πορώδες του πετρώματος, ρηγματώδεις, όπου η κίνηση γίνεται μέσω ρηγμάτων και διακλάσεων, και καρστικοί, όπου η κίνηση γίνεται μέσω της διάλυσης ανθρακικών σχηματισμών. Οι κοκκώδεις σχηματισμοί εντοπίζονται κυρίως στη πεδιάδα της Θεσσαλίας, σε δύο αυτοτελή υδρογεωλογικά συστήματα, της ανατολικής και της δυτικής πεδιάδας. Ρηγματώδεις σχηματισμοί βρίσκονται τόσο στη πεδιάδα όσο και στα ορεινά τμήματα της ΛΑΠ ενώ καρστικοί εντοπίζονται μόνο στα ορεινά τμήματα.

### **5.2.2 Το ετήσιο υδατικό ισοζύγιο**

Όσον αφορά τη **προσφορά επιφανειακού νερού**, η συνολική επιφανειακή απορροή των υπολεκανών του Πηνειού, της Κάρλας και του Ταυρωπού είναι ίση με 2743 hm<sup>3</sup> (Κ/ΞΙΑ Διαχείρισης Υδάτων Θεσσαλίας, Ηπείρου και Δυτικής Στερεάς Ελλάδας, 2011). Όμως η μέγιστη ασφαλής απόληψη επιφανειακών νερών, για ένα κανονικό υδρολογικό σενάριο εισροών με αξιοπιστία 90%, εκτιμάται σε μόλις 824.2 hm<sup>3</sup>, σύμφωνα με τις δυνατότητες ταμείωσης, υφιστάμενες ή εν δυνάμει, που υπάρχουν στη ΛΑΠ (Κουτσογιάννης κ.ά., 2001).

**Πίνακας 5.1 Οι πραγματικές μέσες ετήσιες απολήψεις υφιστάμενων (Πλαστήρας-Σμόκοβο-Κάρλα) και προτεινόμενων ή υπό κατασκευή έργων ταμίευσης (Κουτσογιάννης κ.ά., 2001)**

Ταμιευτήρας	Πραγματική μέση απόληψη (hm <sup>3</sup> )
Πλαστήρας (υφιστάμενος)	140.9
Παλιοδερλί (εν δυνάμει)	50.7
Σμόκοβο (υφιστάμενος)	151.7
Πύλη+Μουζάκι (+294.0 m) (εν δυνάμει)	216.6
Νεοχώρι (εν δυνάμει)	22.3
Καλούδα (εν δυνάμει)	54.9
Παλιομονάστηρο (εν δυνάμει)	27.1
Αγιονερίου (υφιστάμενος)	15.0
Κάρλα (υφιστάμενος)	60.0
Γυρτώνη και μικροί πρόχειροι ταμιευτήρες (Ταμιευτήρες Πλατύκαμπου κλπ) (υφιστάμενοι)	85.0
<b>Συνολική μέση απόληψη</b>	<b>824.2</b>

Το **υπόγειο δυναμικό** της ΛΑΠ είναι περίπου ίσο με 511 hm<sup>3</sup> (Κουτσογιάννης κ.ά., 2008). Οι εκτιμήσεις που γίνονται βασίζονται κυρίως σε παραδοχές με βάση τα αρδευόμενα στρέμματα. Η ποσότητα αυτή περιλαμβάνει μέρος των μόνιμων αποθεμάτων του υπόγειου υδροφορέα, αποτέλεσμα της υπερεκμετάλλευσης του. Τα ανανεώσιμα αποθέματα (οι διηθήσιμες ποσότητες νερού) που μπορούν να αντληθούν, εκτιμώνται σε 280 hm<sup>3</sup>, αποτελώντας το 50-60% της συνολικής ανανεώσιμης ποσότητας με δεδομένη τη χρονική υστέρηση μεταξύ της κύριας τροφοδοσίας τους και της περιόδου των αντλήσεων (Λαζαρίδης κ.ά., 2010).

Η συνολική προσφερόμενη ποσότητα νερού, υπόγειων και επιφανειακών πόρων, δεν μπορεί να θεωρηθεί ακριβώς ως το άθροισμα των παραπάνω δυνατών απολήψεων από επιφανειακούς και υπόγειους πόρους αφού τα έργα ταμίευσης των πρώτων επηρεάζουν τη διαίτα των δεύτερων. Όμως έστω και έτσι υπάρχει μία γενική εικόνα του υδατικού δυναμικού της ΛΑΠ.

Στη **ζήτηση νερού** κυρίαρχο ρόλο κατέχει η **άρδευση**, οι ανάγκες της οποίας, σύμφωνα με το διαχειριστικό σχέδιο του ΥΔ, εκτιμώνται σε 1743 hm<sup>3</sup>. Με τη θεώρηση μιας μέσης κατανάλωσης 738 m<sup>3</sup>/στρ (Νικολόπουλος, 2015) προκύπτει μια συνολική αρδευσιμη έκταση ίση με 2 360 000 στρ. Το μεγαλύτερο πρόβλημα στη διαμόρφωση του υδατικού ισοζυγίου της ΛΑΠ είναι η εκτίμηση των υπόγειων αντλούμενων ποσοτήτων νερού, αφού στη μεγάλη πλειονότητα τους οι γεωτρήσεις είναι παράνομες. Το διαχειριστικό πλαίσιο για την άρδευση είναι ιδιαίτερα προβληματικό αφού, από τις γεωτρήσεις που λειτουργούν περίπου 1700 είναι κρατικές και εκτιμάται ότι λειτουργούν ακόμα 30 000 - 33 000 ιδιωτικές γεωτρήσεις, στη πλειονότητα τους χωρίς άδεια. Οι κρατικές γεωτρήσεις ανήκουν στους κατά τόπους ΤΟΕΒ, όπως και τα δίκτυα διανομής επιφανειακού και υπόγειου νερού, από τα οποία αρδεύονται 707 000 στρ. Σύμφωνα με το διαχειριστικό σχέδιο του ΥΔ, το 2007 καταναλώθηκαν συνολικά για άρδευση 1 114 hm<sup>3</sup> στη ΛΑΠ, γεγονός ενδεικτικό των αρδευτικών ελλειμμάτων που υπάρχουν.

Όσον αφορά τις υπόλοιπες καταναλωτικές ανάγκες, η **ύδρευση** καταναλώνει 70 hm<sup>3</sup> και η



**κτηνοτροφία** περίπου 11 hm<sup>3</sup>. Συνεπώς, στη ΛΑΠ Πηνειού υπάρχει μία συνολική ετήσια ζήτηση της τάξης των 1 824 hm<sup>3</sup>.

Διαμορφώνεται με βάση τα παραπάνω στοιχεία, ένα έντονα ελλειμματικό υδατικό ισοζύγιο. Χαρακτηριστικά, το μήνα Ιούλιο που οι καταναλωτικές υδατικές ζητήσεις είναι από τις μεγαλύτερες του χρόνου, η προσφορά νερού είναι 223 hm<sup>3</sup> και η ζήτηση 337 hm<sup>3</sup> και (Κουτσογιάννης, 2007). Λόγω των περιορισμένων ανανεώσιμων διαθεσίμων νερού (επιφανειακών και υπόγειων), γίνονται ετησίως απολήψεις 130 - 150 hm<sup>3</sup> από μη ανανεώσιμους υπόγειους πόρους, σύμφωνα με το διαχειριστικό σχέδιο του ΥΔ. Η υπεράντληση έχει οδηγήσει σε έντονη πτώση του υπόγειου υδροφόρου ορίζοντα, κυρίως σε περιοχές της Περιφερειακής Ενότητας της Λάρισας, σε σημείο που οι αντλήσεις υπόγειου νερού να είναι οριακά αποδεκτές οικονομικά. Χαρακτηριστικά παραδείγματα της πτώσης της στάθμης σε σχέση με τα μέσα της δεκαετίας του 1970, είναι οι περιοχές Σοφάδων-Παλαμά-Ανάβρας, όπου η πτώση ανέρχεται σε 15-20 m, η περιοχή των Φαρσάλων με πτώση 15-40 m, η περιοχή Χάλκης-Ζαπέιου-Κιλελέρ με πτώση 30-50 m, και η περιοχή Μύλων-Ορφανού με πτώση 50-100 m (Κουτσογιάννης κ.ά., 2008).

Φαίνεται ότι η διαχείριση των υδατικών πόρων στη Θεσσαλική πεδιάδα παρουσιάζει σημαντικές στρεβλώσεις: μικρός βαθμός αξιοποίησης των δυνατοτήτων ταμίευσης επιφανειακού νερού, παλιά αρδευτικά δίκτυα με μεγάλες απώλειες νερού. Από την άλλη όμως, προκύπτει από τα παραπάνω στοιχεία του υδρολογικού ισοζυγίου, ότι οι υφιστάμενες αρδευτικές ζητήσεις δεν μπορούν να εξυπηρετηθούν με βιώσιμο τρόπο εντός της ΛΑΠ Πηνειού.

### **5.2.3 Υφιστάμενα και υπό κατασκευή τεχνικά έργα αξιοποίησης των υδατικών πόρων**

Στη παράγραφο αυτή περιγράφονται τα εν λειτουργία ή εν αναμονή λειτουργίας/κατασκευής τεχνικά έργα της ΛΑΠ Πηνειού χωρίς τη παρουσίαση τεχνικών λεπτομερειών. Οι τεχνικές λεπτομέρειες των έργων παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στην § 6.2 , όπου παρουσιάζεται και η σχηματοποίηση του υδροσυστήματος για τις ανάγκες ανάλυσης του.

Στη λεκάνη υπάρχουν κάποιοι μικροί αρδευτικοί ταμιευτήρες με τη δημιουργία πρόχειρων εποχιακών φραγμάτων με αναχώματα επί του Πηνειού ή των παραποτάμων του. Το σημαντικότερο απ' αυτά είναι το **φράγμα Γυρτώνης**, το οποίο αποπερατώθηκε το 2013, και αποτελεί μικρό αναρρυθμιστικό έργο στον Πηνειό, κατάντη της πόλης της Λάρισας, για τη ταμίευση νερού και τη διατήρηση σταθερής στάθμης στα κατάντη του Πηνειού. Από το ταμιευτήρα παροχετεύεται νερό άρδευσης σε περιοχές της ΠΕ Λάρισας νότια του Πηνειού, όπου υπάρχει ένδεια υπόγειων νερών, καθώς και στους ταμιευτήρες της Κάρλας και του ΤΟΕΒ Πηνειού. Επίσης, εξασφαλίζει την απαιτούμενη περιβαλλοντική ροή του Πηνειού στα κατάντη, προς τα Τέμπη. Στην **περιοχή Πλατύκαμπου και ΤΟΕΒ Πηνειού** στη Λάρισα υπάρχουν επίσης πολλοί μικροί αρδευτικοί ταμιευτήρες οι οποίοι πληρώνονται με απολήψεις από το Πηνειό. Πρόκειται για τους ταμιευτήρες Ασμάκη (κοίτη παλαιού ρέματος), Καλαμακίου, Ναμάτων, Ελευθερίου, Δήμητρας, Πλατυκάμπου, Γλαύκης (νέος και παλαιός) και Καστρίου. Οι απολήψεις για τους ταμιευτήρες αυτούς γίνονται, όπως και για τη λίμνη της Κάρλας όπου οι απορροές της λεκάνης της δεν επαρκούν για τη πλήρωση της, με άντληση από το Πηνειό τη χειμερινή περίοδο και με παροχέτευση νερού από το μικρό ταμιευτήρα της Γυρτώνης τη θερινή περίοδο.

Τα μεγάλα όμως έργα συλλογής επιφανειακού νερού της λεκάνης αποτελούν οι τεχνητοί ταμιευτήρες Πλαστήρα και Σμοκόβου στη Καρδίτσα. Ο **ταμιευτήρας Πλαστήρα** συλλέγει τη συνολική

απορροή της λεκάνης του Ταυρωπού που ανήκει στη ΛΑΠ Αχελώου και την εκτρέπει στη ΛΑΠ Πηνειού. Κατασκευάστηκε αρχικά ως υδροηλεκτρικό έργο αλλά σήμερα χρησιμοποιείται για την υδροδότηση της πόλης της Καρδίτσας και την άρδευση κατάντη γεωργικών εκτάσεων. Η υδροηλεκτρική παραγωγή, λόγω του περιορισμένου διαθέσιμου όγκου νερού και της δευτερεύουσας προτεραιότητας της σε σχέση με την ύδρευση και την άρδευση, συνδέεται μόνο με τις παραπάνω απολήψεις και γι' αυτό δεν υπάρχουν πια από τη ΔΕΗ απαιτήσεις πρωτεύουσας ενέργειας (ενέργεια που είναι διαθέσιμη με αξιοπιστία ~99%). Σημαντικό ρόλο στη διαχειριστική πολιτική των απολήψεων παίζει και ο αισθητικός - περιβαλλοντικός παράγοντας, αφού η λίμνη Πλαστήρα αποτελεί σήμερα αξιόλογο υγροβιότοπο και σημαντικό τουριστικό πόλο έλξης. Από αυτή της την ιδιότητα, αν και τεχνητή λίμνη, υπαγορεύεται η ανάγκη διατήρησης υψηλής στάθμης και ο συνακόλουθος περιορισμός των απολήψεων. Την υψηλή στάθμη του ταμιευτήρα επιβάλλουν και ποιοτικοί παράγοντες για την αποφυγή προβλημάτων ευτροφισμού. Όλες οι παραπάνω αντικρουόμενες απαιτήσεις συνθέτουν ένα πολύ ενδιαφέρον και σύνθετο, για τα ελληνικά και όχι μόνο δεδομένα, διαχειριστικό πρόβλημα πολυκριτηριακής βελτιστοποίησης (Ευστρατιάδης κ.ά., 2002).

Ο **ταμιευτήρας Σμοκόβου** στη ΠΕ Καρδίτσας συλλέγει το νερό των ρεμάτων Ρεντινιώτικου και Ονόχωνου που σχηματίζουν τον ποταμό Σοφαδίτη. Στο ταμιευτήρα αποστραγγίζονται επίσης μέσω τάφρου, μόνο στις μη αρδευτικές περιόδους, οι απορροές της αποξηραμένης λίμνης της Ξυνιάδας στη Φθιώτιδα. Κατασκευάστηκε το 2002 με σκοπό την άρδευση κατάντη γεωργικών εκτάσεων και την ύδρευση κοινοτήτων της Ανατολικής Καρδίτσας. Στο ταμιευτήρα υπάρχει και ΥΗΣ αλλά για τους ίδιους λόγους που αναφέρθηκαν και στη περίπτωση του Πλαστήρα δεν υπάρχουν απαιτήσεις πρωτεύουσας ενέργειας. Υδρευτικές απολήψεις προς το παρόν δεν γίνονται, γιατί δεν έχει ολοκληρωθεί η κατασκευή των υδραγωγείων και οι κοινότητες ακόμα υποεξυπηρετούνται με ποιοτικά υποβαθμισμένο νερό γεωτρήσεων. Το εκτεταμένο αρδευτικό δίκτυο στα κατάντη, που δεν έχει ολοκληρωθεί ακόμα, εκτιμάται ότι θα αρδεύσει εκτάσεις περίπου 250 000 στρ στη τελική του φάση.

Εν αναμονή κατασκευής αξιόλογο έργο συλλογής είναι και το **φράγμα του Αγιονερίου** στον Ελασσονίτικο ποταμό στη Λάρισα. Ο ταμιευτήρας αναμένεται να αρδεύσει έκταση 25 000 στρ.

Τα μεγάλα όμως έργα ταμίευσης επιφανειακών υδάτων που βρίσκονται σε επίπεδο μελέτης είναι οι ταμιευτήρες **Πύλης** και **Μουζακίου**. Τα έργα αυτά συνδέονται με την εκτροπή του Αχελώου και γι' αυτό παρουσιάζονται στην § 5.5 μαζί με την υπόλοιπη διάταξη των έργων εκτροπής.

Για τη διανομή του νερού στη λεκάνη υπάρχει μεγάλο πλήθος τεχνητών αρδευτικών τάφρων και διωρύγων (τάφρος Μέγα, διευθέτηση Κουσμπασανιώτικου ρέματος, συλλεκτήριες τάφροι 7Σ και 1Τ, κλπ.) το οποίο διαχειρίζονται οι κατά τόπους ΤΟΕΒ. Με δεδομένα του 2004 από τους ΤΟΕΒ προκύπτει ότι από τα 870 000 στρ αρδευσίσιμης έκτασης στο ΥΔ αρδεύτηκε μόνο το 82% των εκτάσεων και αυτές κατά 62% από νερό γεωτρήσεων. Το γεγονός αυτό είναι ενδεικτικό της χαμηλής αξιοποίησης των επιφανειακών υδάτων και της έντονης υδρομάστευσης των υπόγειων πηγών.

Στο συνδυασμένο υδροσύστημα προβλέπεται η κατασκευή σημαντικών **αρδευτικών έργων διανομής** του εκτρεπόμενου νερού του Αχελώου στις διάφορες επιμέρους αρδευτικές ζητήσεις της πεδιάδας, σύμφωνα με τις μελέτες των ΕΥΔΕ Αχελώου & ΥΠΕΧΩΔΕ (1995, 1997).

Πιο αναλυτικά, στη **ΠΕ Τρικάλων** προβλέπεται δίκτυο που θα εξυπηρετεί παρόχθιες περιοχές του Πηνειού, στα νότια της ΠΕ, οι οποίες στην υφιστάμενη κατάσταση εξυπηρετούνται από γεωτρήσεις. Οι περιοχές αυτές ανήκουν στους ΓΟΕΒ Θεσσαλίας και ΤΟΕΒ Ληθαίου και Ζάρκου και έχουν μια συνολική έκταση 78 400 στρ. Το δίκτυο θα περιλαμβάνει αντλιοστάσια, τάφρους, θυροφράγματα, παρόχθιες απολήψεις κτλπ με αναφορά τη κοίτη του Πηνειού.

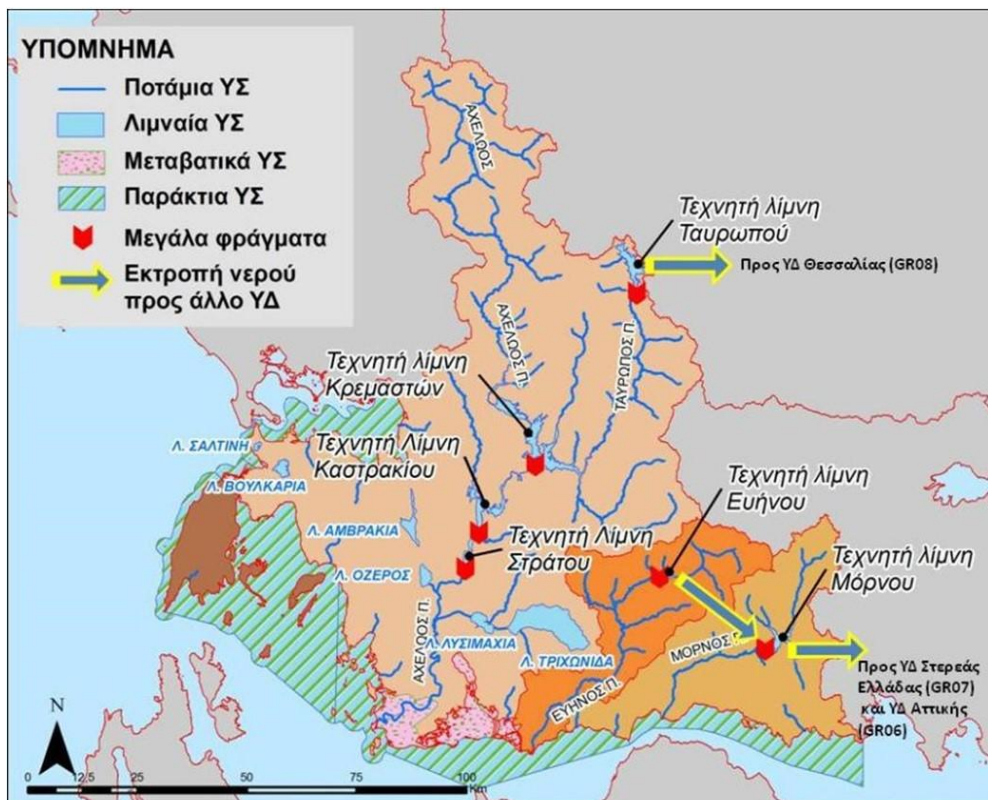
Στη **ΠΕ Καρδίτσας** θα εξυπηρετηθούν με επιφανειακό νερό, μέσω του προβλεπόμενου δικτύου, γεωργικές εκτάσεις στα βόρεια και ανατολικά της ΠΕ, συνολικής έκτασης 273 500 στρ. Οι εκτάσεις αυτές στην υφιστάμενη κατάσταση αρδεύονται πλημμελώς από γεωτρήσεις και επιφανειακά νερά από ημιμόνιμα έργα σε τάφρους και παραποτάμους του Πηνειού (Καλέτζης, Σοφαδίτης, Φαρσαλιώτης και Ενιπέας). Για τη διανομή του επιφανειακού νερού προβλέπεται ένα εκτενές αρδευτικό δίκτυο αποτελούμενο από διώρυγες και αντλιοστάσια ακριβώς στα κατάντη του αναρρυθμιστικού ταμιευτήρα του Μαυροματίου, που είναι ο τελευταίος ταμιευτήρας στη διάταξη των έργων εκτροπής του Αχελώου. Στη ΠΕ προβλέπεται και δεύτερη φάση έργων που περιλαμβάνει επέκταση του άνωθεν δικτύου ανατολικά μέχρι τα όρια με τη Λάρισα και νότια μέχρι το αρδευτικό δίκτυο του Σμοκόβου. Το δίκτυο αυτό θα εξυπηρετεί 150 000 στρ γεωργικής έκτασης.

Τέλος, και στη **ΠΕ Λάρισας**, σε παρόχθιες περιοχές του Πηνειού στο κεντρικό τμήμα της ΠΕ, προβλέπεται η κατασκευή αρδευτικού δικτύου για αξιοποίηση του νερού της εκτροπής. Το δίκτυο θα εξυπηρετεί περιοχές του Κάστρου, περιοχές ανάντη της Νίκαιας, συνολικής έκτασης 117 500 στρ, με απολήψεις απευθείας από το Πηνειό. Η μόνη πηγή επιφανειακού νερού στην περιοχή είναι ο Πηνειός, και στη παρούσα κατάσταση η ικανοποίηση των αρδευτικών ζητήσεων γίνεται μόνο με γεωτρήσεις. Η περιοχή είναι από τις πλέον επιβαρυνμένες του κάμπου λόγω των υπεραντλήσεων και συναντώνται έντονα προβλήματα υποβάθμισης της στάθμης του υπόγειου υδροφορέα. Κατάντη των περιοχών αυτών, πριν τις εκβολές του Πηνειού, υπάρχει αρδευτικό δίκτυο, με αντλιοστάσια από το Πηνειό και το παραπόταμό του Τιταρήσιο, καθώς και με απολήψεις από γεωτρήσεις για την εξυπηρέτηση γεωργικής έκτασης 138 180 στρ.

### **5.3 Η λεκάνη απορροής του Αχελώου**

#### **5.3.1 Φυσικό περιβάλλον και υδατικοί πόροι**

Η ΛΑΠ Αχελώου έχει συνολική έκταση 1753 km<sup>2</sup>. Διαχειριστικά ανήκει στο Υδατικό Διαμέρισμα της Δυτικής Στερεάς Ελλάδας (ΥΔ04) το οποίο συμπεριλαμβάνει και τις λεκάνες απορροής της Λευκάδας, του Ευήνου και του Μόρνου. Το Υδατικό Διαμέρισμα είναι στο μεγαλύτερο του ποσοστό ορεινό, με τις μόνες πεδινές περιοχές να εμφανίζονται στα παράλια του Μεσολογγίου, στην πεδιάδα του Αγρινίου και στην παραλιακή περιοχή της Βόνιτσας. Περιμετρικά της ΛΑΠ Αχελώου βρίσκονται οι οροσειρές Θύαμο, Μακρύ, Βάλτος και Αθαμάνια στα δυτικά, Λάκμος στα βορειοδυτικά και Πίνδος, Τυμφρηστός, Οξιά και Παναιτωλικό στα ανατολικά. Ο Αχελώος πηγάζει από τη νότια Πίνδο, νότια του Μετσόβου, διέρχεται από τις Περιφερειακές Ενότητες Τρικάλων, Άρτας, Καρδίτσας, Ευρυτανίας και Αιτωλοακαρνανίας και εκβάλλει στο Ιόνιο Πέλαγος. Αποτελεί τον πιο πλούσιο σε παροχή ποταμό που βρίσκεται εξ' ολοκλήρου μέσα στη χώρα. Βασικοί παραπόταμοι του είναι οι Αγραφιώτης, Ταυρωπός, Ίναχος και Κρικελιώτης οι οποίοι διαμορφώνουν τις επιμέρους υπολεκάνες του. Τους φυσικούς επιφανειακούς πόρους της ΛΑΠ συμπληρώνουν οι λίμνες Τριχωνίδα, Λυσιμαχία, Οζερός, Βουλκαριά, Αμβρακία και Σαλτίνη στην Αιτωλοακαρνανία. Στο ΥΔ συναντώνται πολύ υψηλά ύψη βροχόπτωσης, τα δεύτερα μεγαλύτερα στην Ελλάδα μετά του ΥΔ της Ηπείρου, που κυμαίνονται από 800 mm στις πεδινές περιοχές μέχρι 1800 mm στα ορεινότερα σημεία διαμορφώνοντας έτσι ένα πλούσιο υδατικό δυναμικό στη περιοχή.



Σχήμα 5.3 Το υδατικό διαμέρισμα της Δυτικής Στερεάς Ελλάδας με διακριτές τις λεκάνες απορροής του Αχελώου, του Μόρνου και του Ευήνου (Πηγή: Κ/ΞΙΑ Διαχείρισης Υδάτων Θεσσαλίας, Ηπείρου και Δυτικής Στερεάς Ελλάδας, 2011)

### 5.3.2 Το υδατικό ισοζύγιο

Η ΛΑΠ Αχελώου έχει από τη μία ένα πλούσιο υδατικό δυναμικό και από την άλλη περιορισμένες απαιτήσεις άρδευσης και ύδρευσης λόγω του ορεινού αναγλύφου της και της έλλειψης μεγάλων αστικών κέντρων, αντίστοιχα.

Η **προσφορά νερού** διαμορφώνεται συνολικά από τα υπόγεια και επιφανειακά νερά, με εξαίρεση την υπολεκάνη του Ταυρωπού που διαχειριστικά ανήκει στη ΛΑΠ Πηνηιού, σε 3658 hm<sup>3</sup> (Κουτσογιάννης κ.ά., 2008).

Η θεωρητική ζήτηση για **άρδευση** είναι ίση με 287 hm<sup>3</sup> και αντίστοιχα για **ύδρευση** ίση με 31 hm<sup>3</sup>. Οι συνολικές απολήψεις όμως από επιφανειακούς πόρους είναι 355 hm<sup>3</sup> και από υπόγειους 110 hm<sup>3</sup> διαμορφώνοντας έτσι μια συνολική απόληψη ίση με 465 hm<sup>3</sup>. Η αναντιστοιχία μεταξύ θεωρητικής ζήτησης και πραγματικής απόληψης θεωρείται ότι οφείλεται σε μεγάλες απώλειες κατά τη μεταφορά νερού και λανθασμένες πολιτικές άρδευσης (Κ/Ξ Διαχείρισης Υδάτων Θεσσαλίας, Ηπείρου και Δυτικής Στερεάς Ελλάδας, 2011).

Τον μήνα Ιούλιο, που είναι ο κρισιμότερος μήνας του έτους λόγω περιορισμένων εισροών και μεγάλων από την άλλη καταναλωτικών ζητήσεων, η προσφορά σε επίπεδο υδατικού διαμερίσματος διαμορφώνεται στα 417 hm<sup>3</sup> και η ζήτηση στα 82 hm<sup>3</sup>.

### 5.3.3 Υφιστάμενα και υπό κατασκευή τεχνικά έργα αξιοποίησης των υδατικών πόρων

Στη παράγραφο αυτή περιγράφονται τα εν λειτουργία τεχνικά έργα της ΛΑΠ Αχελώου χωρίς τη παρουσίαση τεχνικών λεπτομερειών. Οι τεχνικές λεπτομέρειες των έργων παρουσιάζονται

συγκεντρωτικά στην § 6.3 όπου παρουσιάζεται η σχηματοποίηση του υδροσυστήματος για τις ανάγκες ανάλυσης του.

Κατά μήκος του Αχελώου, στο μέσο του ρου του, είναι κατασκευασμένα τα μεγάλα Υ/Η φράγματα των **Κρεμαστών** (437 MW), του **Καστρακίου** (320 MW) και του **Στράτου** (Στράτος I: 150 MW, Στράτος II: 6,6 MW). Ο ΥΗΣ Κρεμαστών παράγει τη μεγαλύτερη ποσότητα Υ/Η ενέργειας στην Ελλάδα ενώ συνολικά σε αυτά τα έργα παράγεται περίπου το 42% της συνολικής Υ/Η παραγωγής της χώρας. Η Υ/Η ενέργεια αποτελεί το 8-10% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής καθιστώντας τη παραγωγή ενέργειας τη πιο σημαντική, από άποψη αναπτυξιακής αξιοποίησης, χρήση του Αχελώου. Τα τρία αυτά φράγματα είναι όλα κατάντη των μελετημένων έργων εκτροπής του Αχελώου και ως εκ τούτου η λειτουργία τους επηρεάζεται από την εκτροπή. Η αρνητική επίδραση της εκτροπής στην παραγωγή ενέργειας των παραπάνω ταμιευτήρων ήταν ένα από τα βασικά επιχειρήματα κατά της εκτροπής στο διάλογο σκοπιμότητας των έργων.

Τα φράγματα της **Μεσοχώρας** και της **Συκιάς** επειδή συνδέονται με την εκτροπή του Αχελώου παρουσιάζονται στην § 5.5 .

Κατάντη του ταμιευτήρα του Στράτου υπάρχει ένα εκτεταμένο αρδευτικό δίκτυο για την παροχέτευση νερού στις αρδευόμενες πεδινές εκτάσεις της Αιτωλοακαρνανίας. Η αρδευσιμη έκταση υπολογίζεται στα 102 469 στρ και αρδεύεται, εκτός του Στράτου, από τις παρακείμενες λίμνες Τριχωνίδα, Λυσιμαχία και Οζερός.

#### **5.4 Το διαχειριστικό πρόβλημα**

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, οι ανάγκες του κάμπου της Θεσσαλίας είναι αδύνατο στο μέλλον να καλυφθούν με την αξιοποιήσιμη προσφορά νερού (επιφανειακή και υπόγεια) της ΛΑΠ Πηνειού. Υποστηρίζεται γενικά ότι η διαμορφωμένη ζήτηση είναι αποτέλεσμα της ανορθολογικής γεωργικής πρακτικής, η οποία, εκπορευόμενη από τις κοινοτικές επιδοτήσεις, έδωσε βάρος στο υδροβόρο βαμβάκι. Όμως σύμφωνα με την Κ.Υ.Α. Φ 16/6631/89 : *Προσδιορισμός κατώτατων και ανώτατων ορίων των αναγκαίων ποσοτήτων για την ορθολογική χρήση νερού στην άρδευση*, το βαμβάκι ανήκει στην ίδια κατηγορία με τα οπωροφόρα, τα όσπρια, κ.ά, ενώ καλλιέργειες με μικρότερες απαιτήσεις αποτελούν τα εσπεριδοειδή, τα αμπέλια κλπ. Οι διαφορές στις αρδευτικές ανάγκες δεν είναι τέτοιες που η αλλαγή καλλιέργειας να έχει σαν αποτέλεσμα την ικανοποίηση της ζήτησης από τους προσφερόμενους υδατικούς πόρους της ΛΑΠ.

**Πίνακας 5.2 Κατηγορίες καλλιεργειών σύμφωνα με τον φυτικό συντελεστή K (Πηγή: Κ.Υ.Α. Φ 16/6631/89)**

Κατηγορία I	Κατηγορία II	Κατηγορία III	Κατηγορία VI
K = 0,55	K = 0,60	K = 0,65	K = 0,70
Εσπεριδοειδή	Καπνά ανατ.τύπ.	Οπωροφόρα	Καπνά δυτ.τύπ
Εληές	Σανός	Ακρόδρυα	Κηπευτικά
Αμπέλια		Όσπρια	Μποστανικά
		Βαμβάκι	Πατάτες
		Φράουλες	Ζαχαρότευτλα
		Άνθη	Ηλίανθος
		Αβοκάντο	Αραχίδα

Κατηγορία V	Κατηγορία VI	Κατηγορία VII	Κατηγορ. VIII
K = 0,75	K = 0,80	K = 0,85	K= 1,20
Σπηρά	Τριφύλλι	Μηδική	Ρύζι
Καλαμπόκι	Τεχν. λειμώνες		
Σόργο	Ακπνίδιο		
Γρασίδα			
Λεύκες			

Συνεπώς, όποια και να είναι η αγροτική πολιτική στις καλλιέργειες, είναι βέβαιο ότι ο θεσσαλικός κάμπος αντιμετωπίζει προβλήματα βιωσιμότητας.

Ο θεσσαλικός κάμπος περιλαμβάνει το 12.7% της καλλιεργήσιμης έκτασης της χώρας και συνεισφέρει το 14.2% της συνολικής εθνικής αγροτικής παραγωγής. Η σημασία του είναι εξαιρετική για τις αναπτυξιακές προοπτικές της χώρας, η οποία, κατά κύριο λόγο βασίζεται αναπτυξιακά στον πρωτογενή τομέα.

Στα πλαίσια αυτά, έχει ήδη από το 1925, που διαφαινόταν το αρδευτικό πρόβλημα, προταθεί η μεταφορά νερού από τη γειτονική πλούσια ΛΑΠ του Αχελώου. Ο κύριος αντίλογος που αναπτύχθηκε στο διάλογο σκοπιμότητας των έργων ήταν οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της εκτροπής στο οικοσύστημα του Αχελώου και η μείωση της Υ/Η παραγωγής των κατόντη ΥΗΣ των Κρεμαστών, Καστρακίου και Στράτου.

Όμως, όσον αφορά το περιβαλλοντικό ζήτημα της εκτροπής, που είναι ίσως η βασικότερη τροχοπέδη, δεν έχει γίνει κάποια ολοκληρωμένη περιβαλλοντική μελέτη που να αποτιμά το περιβαλλοντικό κόστος της εκτροπής στη ΛΑΠ Αχελώου από τη μία, και από την άλλη παραβλέπεται το περιβαλλοντικό όφελος που θα μπορούσε να υπάρξει για τους έντονα υποβαθμισμένους ποσοτικά αλλά και ποιοτικά υπόγειους υδροφορείς της ΛΑΠ Πηνειού. Ενδεικτικό για το βαθμό επέμβασης στο υδατικό δυναμικό του Αχελώου είναι ότι το γεγονός ότι μία ποσότητα εκτροπής της τάξης των 250 hm<sup>3</sup>, η οποία θεωρείται σε αυτή την εργασία, είναι περίπου το 6% της μέσης ετήσιας απορροής του Αχελώου.

Όσον αφορά τη μείωση της Υ/Η παραγωγής, έχει αποδειχτεί ότι η Υ/Η αξιοποίηση του νερού της εκτροπής παράλληλη εγκατάσταση διάταξης άντλησης για την αντιστρεπτή λειτουργία του σταθμού, μεγιστοποιεί το ετήσιο οικονομικό όφελος του συνολικού συστήματος (παραγωγή ενέργειας, άρδευση) και τη συνολική παραγόμενη πρωτεύουσα ενέργεια του συστήματος στη πλήρη διάταξη των έργων εκτροπής (Κουτσογιάννης, 1996).

## 5.5 Η μερική εκτροπή του Αχελώου στη ΛΑΠ Πηνειού

### 5.5.1 Η διάταξη των έργων

Τα έργα που συνδέονται με την εκτροπή του Αχελώου (κάποια κατασκευασμένα, κάποια ημιτελή και κάποια σε επίπεδο μελέτης) είναι τα φράγματα Μεσοχώρας και Συκιάς στη ΛΑΠ Αχελώου, Πύλης και Μουζακίου στη ΛΑΠ Πηνειού και οι συνδετήριες σήραγγες τους για τη μεταφορά του νερού. Η γενική διάταξη των έργων φαίνεται στο Σχήμα 5.4. Έχουν προταθεί διάφορα σχήματα διάταξης και διαστασιολόγησης των έργων της εκτροπής. Υπάρχει διάταξη που δεν περιλαμβάνει τα φράγματα της Πύλης και του Μουζακίου όπως και διάταξη που δεν περιλαμβάνει τη Πύλη. Επίσης, ανάλογα με τη ποσότητα της εκτροπής διαφοροποιείται η διαστασιολόγηση των σηραγγών που κάνουν υδροληψία από τη Συκιά, η ισχύς των σχετικών ενεργειακών έργων και το ύψος του φράγματος του Μουζακίου. Στο παρακάτω σχήμα εικονίζεται η πλήρης διάταξη των έργων που περιλαμβάνει και τους ταμιευτήρες Πύλης και Μουζακίου. Είναι η διάταξη που σχηματίζεται στο υδροσύστημα που εξετάζεται.



Σχήμα 5.4 Η διάταξη των έργων εκτροπής (Πηγή: Κουτσογιάννης και Ευστρατιάδης, 2003)

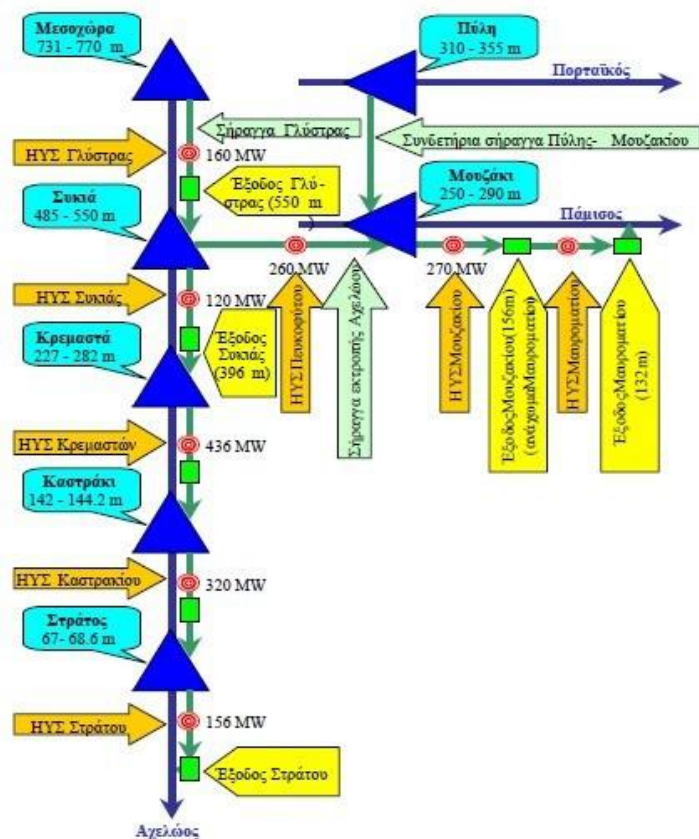
- **Φράγμα Μεσοχώρας στον Αχελώο:** Φράγμα στον Αχελώο ύψους 135 m το οποίο έχει αποπερατωθεί. Για τη λειτουργία του εκκρεμούν τα έργα αποκατάστασης των θιγόμενων περιοχών. Ο ταμιευτήρας έχει ωφέλιμη χωρητικότητα 228 hm<sup>3</sup>.
- **Φράγμα Συκιάς στον Αχελώο:** Το ύψος του φράγματος είναι 150 m και ο ταμιευτήρας έχει ωφέλιμη χωρητικότητα 502 hm<sup>3</sup>. Όσον αφορά την πρόοδο της κατασκευής μέχρι στιγμής έχει περατωθεί το 60% του έργου με κόστος 185 εκατ. € ενώ απαιτούνται για την ολοκλήρωση του φράγματος άλλα 150 εκατ. € (<http://ypethe.gr/>).
- **Φράγμα Πύλης στον Πορταϊκό:** Το φράγμα προβλέπεται να έχει ύψος 90 m και ο ταμιευτήρας ωφέλιμη χωρητικότητα 47 hm<sup>3</sup>. Λόγω της μικρής χωρητικότητας του, ο ταμιευτήρας λειτουργεί σε

συνδυασμό με τον ταμιευτήρα Μουζακίου προς τον οποίο εκτρέπει τα αποθέματά του μέσω συνδετήριας σήραγγας (σήραγγα Πύλης - Μουζακίου).

- **Φράγμα Μουζακίου στον Πάμισο:** Για το φράγμα έχουν προταθεί διάφορα ύψη στέψης, στις στάθμες +250 m, +280 m, +290 m. Ο Κουτσογιάννης (1996) έδειξε ότι για τη πλήρη λειτουργία των έργων η στέψη του Μουζακίου στα +290 m δίνει τη καλύτερη οικονομική επίδοση του συστήματος. Η στάθμη αυτή αντιστοιχί σε ωφέλιμη χωρητικότητα 182.8 hm<sup>3</sup>.
- **Σήραγγα και υδροηλεκτρικός σταθμός Γλύστρας:** Η σήραγγα, με υδροληψία στον ταμιευτήρα της Μεσοχώρας, μεταφέρει το νερό στο ταμιευτήρα της Συκιάς. Έχει μήκος 7.5 km και διάμετρο 5 m. Στη θέση Γλύστρα θα λειτουργεί ΥΗΣ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 160 MW. Πρέπει να σημειωθεί ότι ο ταμιευτήρας της Μεσοχώρας είναι καθαρά υδροενεργειακό έργο και δε συνδέεται με τη μεταφορά νερού στη Θεσσαλία αφού δεν προβλέπεται στο σχεδιασμό του η διατήρηση ρυθμιστικού όγκου για το σκοπό αυτό.
- **Σήραγγα προσαγωγής και υδροηλεκτρικός σταθμός Συκιάς:** Η σήραγγα κάνει υδροληψία από το ταμιευτήρα της Συκιάς και, αφού γίνει η ενεργειακή αξιοποίηση του νερού στον ΥΗΣ της Συκιάς, το νερό μεταφέρεται πίσω στον Αχελώο. Η διαστασιολόγηση της σήραγγας και του ΥΗΣ εξαρτώνται από την ποσότητα της εκτροπής. Για εκτροπή 600 hm<sup>3</sup> η διάμετρος προκύπτει 6 m και η εγκατεστημένη ισχύς του υδροηλεκτρικού σταθμού 120 MW. Στον αρχικό σχεδιασμό που αφορούσε την εκτροπή 1100 hm<sup>3</sup> η σήραγγα προέκυπτε 4.5 m και η ισχύς του ΥΗΣ Συκιάς 60 MW (ΔΕΗ/ΔΑΥΕ, 1987).
- **Σήραγγα εκτροπής Αχελώου-Θεσσαλίας και υδροηλεκτρικός σταθμός Πευκοφύτου:** Η σήραγγα, μήκους 17.4 km και διαμέτρου 6 m, έχει υδροληψία στο ταμιευτήρα Συκιάς και καταλήγει στο ταμιευτήρα Μουζακίου στη πλήρη διάταξη των έργων. Η εγκατεστημένη ισχύς του υδροηλεκτρικού σταθμού είναι 260 MW. Μέχρι σήμερα έχουν γίνει εργασίες ύψους 185 εκατ. € και φυσικού αντικείμενου περίπου 85%. Λόγω της εμπλοκής με το ΣτΕ απομένει η επένδυση της σήραγγας στα τελευταία 12 χιλιόμετρα και απαιτούνται συνολικά για την ολοκλήρωση άλλα 65 εκατ. €. Όσο καθυστερεί η ολοκλήρωση των εργασιών επένδυσης της σήραγγας ο κίνδυνος καταρρεύσεων είναι υπαρκτός (<http://ypethe.gr/>).
- **Συνδετήρια σήραγγα Πύλης-Μουζακίου:** Η σήραγγα, που εκτρέπει τα αποθέματα του ταμιευτήρα Πύλης προς το Μουζάκι, έχει μήκος 8 km και διάμετρο 3 m. Στη σήραγγα δεν προβλέπεται υδροηλεκτρικός σταθμός.
- **Σήραγγα προσαγωγής και υδροηλεκτρικός σταθμός Μουζακίου:** Η σήραγγα μήκους 4 km και διαμέτρου 8 m έχει υδροληψία στο ταμιευτήρα Μουζακίου και εξαγωγή στο Μαυρομάτι. Η εγκατεστημένη ισχύς του υδροηλεκτρικού σταθμού είναι 270 MW. Σε αυτή τη θέση έχει επίσης προβλεφθεί εγκατάσταση αντλησιοταμιευτικής διάταξης για τη μεγιστοποίηση του οφέλους από την υδροενεργειακή παραγωγή.
- **Δεξαμενή και υδροηλεκτρικός σταθμός Μαυροματίου:** Τα έργα αυτά τοποθετούνται κατάντη της εξόδου του υδροηλεκτρικού σταθμού Μουζακίου και έχουν στόχο την περαιτέρω ενεργειακή εκμετάλλευση των παροχών που εξέρχονται από τον ταμιευτήρα Μουζακίου. Ο μικρός ταμιευτήρας του Μαυροματίου μπορεί να έχει και ρόλο αναρρυθμιστικής δεξαμενής για τις κατάντη αρδευτικές απολήψεις, και επομένως να καθίσταται απρόσκοπτη η λειτουργία του συστήματος άντλησης-ταμίευσης.

Στο παρακάτω σχήμα σχηματοποιούνται τα χαρακτηριστικά και η λειτουργία των έργων.





**Σχήμα 5.5 Η σχηματοποίηση του συνδυασμένου υδροσυστήματος Αχελώου – Θεσσαλίας (Πηγή: Ευστρατιάδης και Ζερβός, 1999)**

### 5.5.2 Ιστορική ανασκόπηση έργων

Πρώτος ο καθηγητής του ΕΜΠ Κουτσόκωστας πρότεινε σε σχετική έκθεση του προς τη ΔΕΗ το 1925 την εκτροπή του Αχελώου μέσω της Μεσοχώρας. Η χρονολογία υποδεικνύει το χρόνιο πρόβλημα έλλειψης υδατικών πόρων στη Θεσσαλία, σε σχέση πάντα με τις αρδευτικές απαιτήσεις που υπάρχουν στον κάμπο. Συστηματικά η ιδέα άρχισε να διερευνάται από τη δεκαετία του 1960 σε μελέτες αξιοποίησης των επιφανειακών νερών της ΛΑΠ Πηνειού από την Ελβετική Electrowatt το 1966 και τη Καναδική SNC το 1971. Η εκτροπή στις δύο αυτές μελέτες κρίθηκε αντιοικονομική.

Τη δεκαετία του 1980, μετά και από γνωματεύσεις του ΤΕΕ και της ΔΕΗ, το έργο, έχοντας και τη μεγάλη στήριξη των Θεσσαλών, μπήκε στον επίσημο πολιτικό διάλογο και εντάχθηκε στο πενταετές πρόγραμμα ανάπτυξης 1983-87. Το 1984 η ΔΕΗ ανέλαβε την εκπόνηση των μελετών. Την ίδια δεκαετία, ξεκίνησαν οι πρώτοι διαγωνισμοί για τα έργα.

Ακολούθησαν δύο περιπετειώδεις δεκαετίες κατά τις οποίες το ΣτΕ, μετά από αιτήσεις οικολογικών και περιβαλλοντικών οργανώσεων, ακύρωσε τρεις φορές τις μελέτες Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων και το ΥΠΕΧΩΔΕ κάθε φορά προσπαθούσε να προσαρμοστεί στις αποφάσεις. Έτσι η ποσότητα μειώθηκε από την αρχική των 1100 hm<sup>3</sup>/το χρόνο σε 600 hm<sup>3</sup>/το χρόνο και η «Συμπληρωματική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων» του 2001 ήταν σύμφωνη με όλες τις υποδείξεις του ΣτΕ. Το ΣτΕ όμως επανήλθε το 2005 και ακύρωσε τους Περιβαλλοντικούς Όρους του έργου λόγω απουσίας σχεδιασμού για την διαχείριση των υδάτων σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή

Οδηγία Πλαίσιο 2000/60. Παράλληλα τα έργα είχαν προχωρήσει, είχε ολοκληρωθεί το φράγμα της Μεσοχώρας και ο ΥΗΣ της Γλύστρας και είχαν ξεκινήσει οι εργασίες για το φράγμα της Συκιάς.

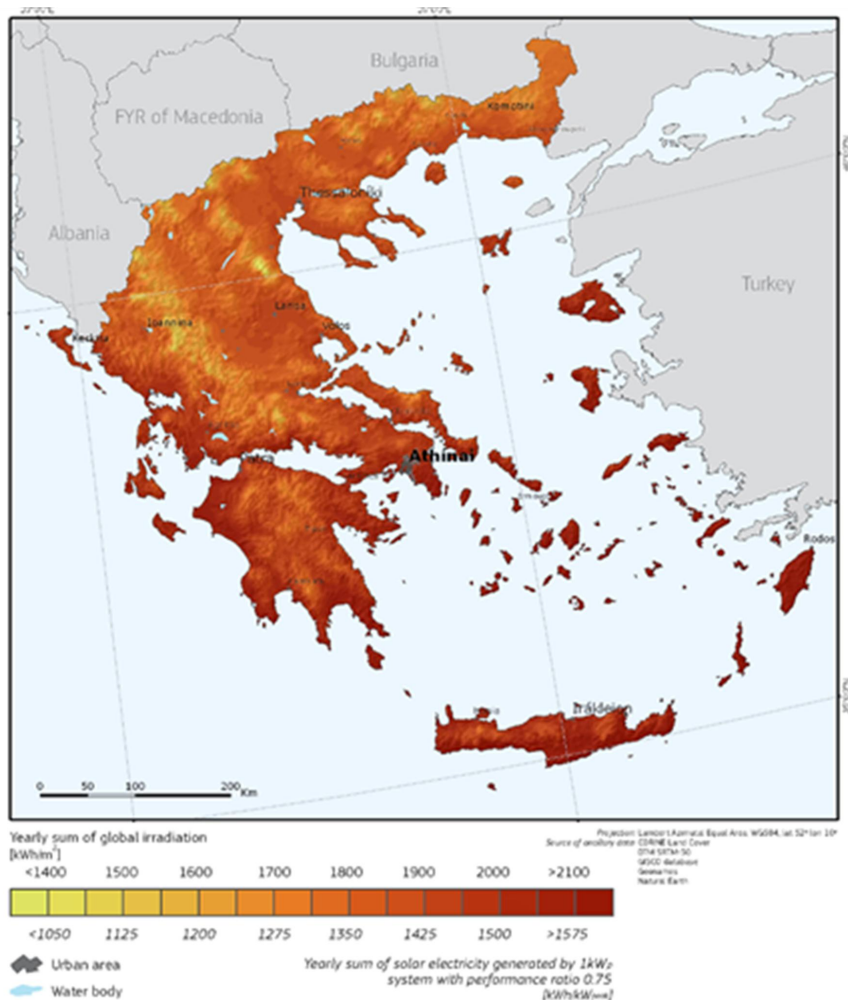
Η τότε κυβέρνηση του 2006 περνάει από την Ολομέλεια της Βουλής τον Ν.3481/2006 για την παράκαμψη των αποφάσεων του ΣτΕ. Το ΣτΕ, το 2009, αποστέλλει σειρά προδικαστικών ερωτημάτων προς το Ευρωπαϊκό Δικαστήριο για να αποφανθεί εάν ο νόμος του 2006 που ενέκρινε τους περιβαλλοντικούς όρους είναι σύμφωνος προς την Οδηγία Πλαίσιο για τα νερά και παράλληλα γίνεται αναστολή των εργασιών. Πριν τη απόφαση του ΣτΕ είχε ξεκινήσει και εν μέρει ολοκληρωθεί και η κατασκευή της σήραγγας εκτροπής.

Το 2012 το Ευρωπαϊκό Δικαστήριο, απαντώντας στα ερωτήματα του ΣτΕ, αναφέρει ότι πρέπει να δοθεί απάντηση ότι μπορεί να εγκριθεί σχέδιο για την εκτροπή νερού εντός περιοχής Natura2000, το οποίο θα μετέτρεπε φυσικό ποτάμιο υδροσύστημα σε ανθρωπογενές ποτάμιο και λιμναίο οικοσύστημα. Επίσης στην απάντηση τονίστηκε ότι μόνο υδρευτικοί σκοποί μπορούν να θεωρηθούν επιτακτικοί λόγοι για σχέδιο εκτροπής υδάτων εάν θίγονται τύποι οικοτόπων ή είδη προτεραιότητας. Το 2013, με βάση και την παραπάνω γνωμάτευση, το ΣτΕ ακύρωσε τη συνέχιση της εκτέλεσης του έργου της εκτροπής η οποία είχε επιτραπεί με τον Ν.3481/2006. Συγκεκριμένα ανέφερε ότι προκειμένου να επιτραπεί το έργο είναι αναγκαίο να διενεργηθεί η δέουσα εκτίμηση των επιπτώσεων στις προστατευόμενες οικολογικά περιοχές όπως είναι περιοχές Natura 2000, τόποι κοινοτικής σημασίας, ζώνες ειδικής προστασίας, κτλπ.

Η ιδέα της εκτροπής φαίνεται πια να έχει εγκαταλειφθεί από τον εθνικό σχεδιασμό για τις υποδομές· το 2016 η κυβέρνηση αποφάσισε το οριστικό τέλος στα σχέδια εκτροπής του Αχελώου και τη λειτουργία μόνο του φράγματος της Μεσοχώρας ως καθαρά ενεργειακού έργου.

### **5.6 Το ηλιακό και αιολικό δυναμικό της Θεσσαλίας**

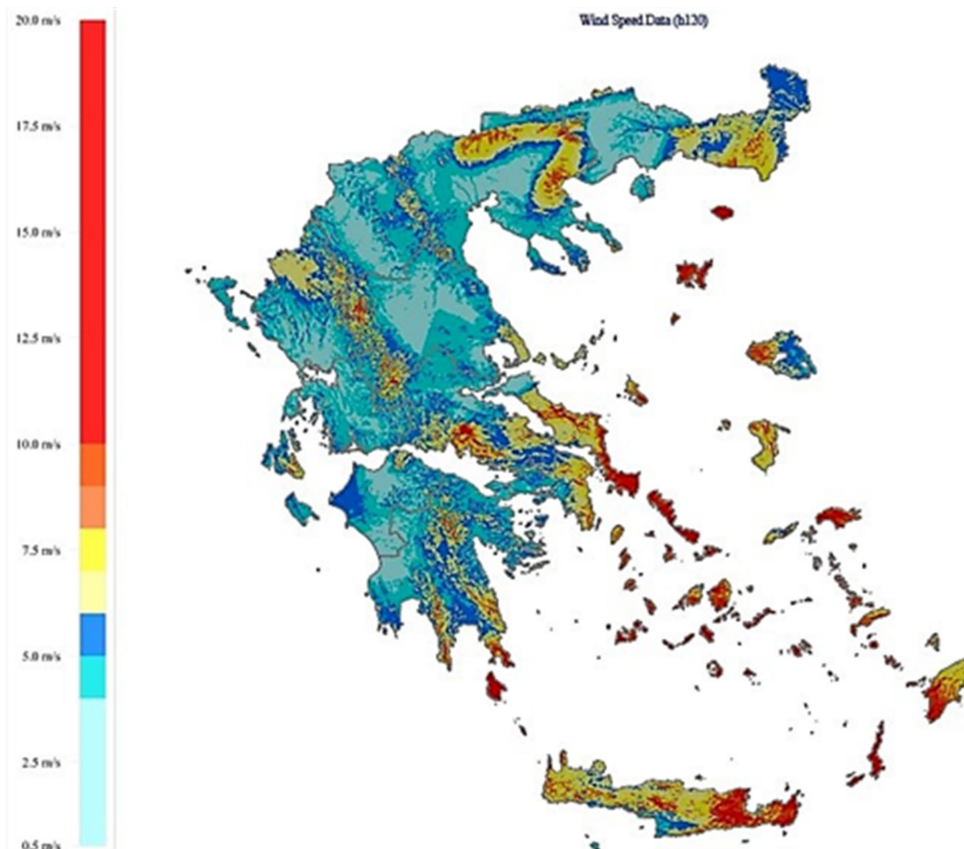
Η Ελλάδα, λόγω της γεωγραφικής της θέσης, έχει πλούσιο ηλιακό δυναμικό το οποίο αποτελεί συγκριτικό της πλεονέκτημα μεταξύ των υπόλοιπων χωρών της Ευρώπης για την ανάπτυξη εγκαταστάσεων ενεργειακής αξιοποίησής του. Όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 2, η αξιοποιήσιμη ακτινοβολία εξαρτάται σε τοπικό επίπεδο από τη γεωμορφολογία του περιβάλλοντος, δηλαδή από την ύπαρξη εμποδίων που περιορίζουν τις ώρες της ηλιοφάνειας και το είδος της επιφάνειας ανάκλασης της ακτινοβολίας. Η Θεσσαλία λόγω του επίπεδου αναγλύφου της ανήκει στις πλέον πλεονεκτικές περιοχές της Ελλάδας για την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων. Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.6, η Θεσσαλία δέχεται μια υψηλή μέση ακτινοβολία, που για συνθήκες βέλτιστου προσανατολισμού και κλίσης είναι περίπου ίση με 2050 kWh/m<sup>2</sup>. Ένα άλλο χαρακτηριστικό της περιοχής είναι η ομοιομορφία στη κατανομή της ακτινοβολίας, χαρακτηριστικό που επίσης σχετίζεται με το επίπεδο ανάγλυφο της.



**Σχήμα 5.6 Η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο στην Ελλάδα (Πηγή: Joint Research Center, European Commission)**

Στο Σχήμα 5.6 απεικονίζεται ο χάρτης του αιολικού δυναμικού για το σύνολο της χώρας σε υψόμετρο  $h = 120 \text{ m}$ . Ο χάρτης δίνει μια ενδεικτική εικόνα, παρουσιάζοντας κυρίως τα συγκριτικά πλεονεκτήματα μεταξύ των διαφόρων περιοχών, αλλά όχι επαρκή για τη μελέτη εγκαταστάσεων αιολικών πάρκων όπου απαιτείται λεπτομερέστερη χωρική και χρονική πληροφορία που αποκτάται με επιτόπου μετρήσεις.

Όπως φαίνεται στον χάρτη, στη Θεσσαλία, με εξαίρεση την ορεινή περιοχή της χερσονήσου του Πηλίου, το αιολικό δυναμικό δεν είναι σημαντικό. Πράγματι η τοπογραφία της περιοχής, όπως διαμορφώνεται με τις μεγάλες πεδινές εκτάσεις στο κέντρο της οι οποίες περικλείονται από περιμετρικές οροσειρές δεν ευνοεί την ανάπτυξη μεγάλων ταχυτήτων στο κυρίαρχο, κεντρικό, πεδινό τμήμα της.

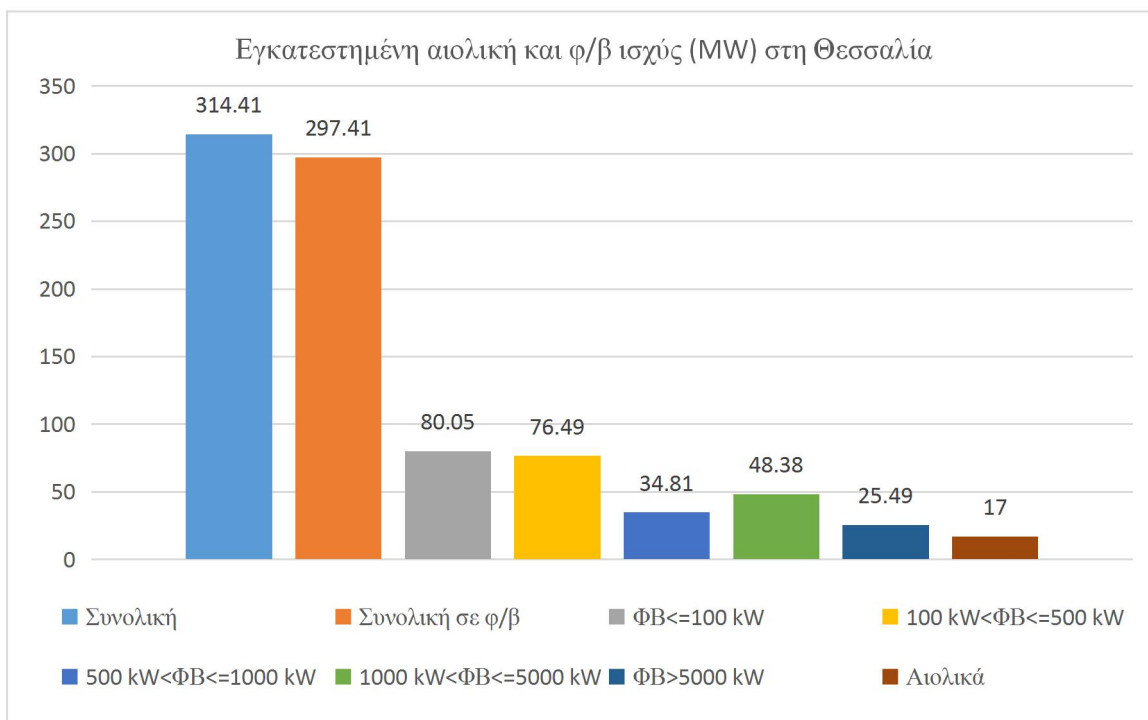


**Σχήμα 5.7 Χάρτης αιολικού δυναμικού της Ελλάδας για υψόμετρο  $h = 120$  m (Πηγή: ΚΑΠΕ)**

Πρέπει να σημειωθεί ότι η Θεσσαλία παρουσιάζει τα πλεονεκτήματα της εγγύτητας με όλες τις κεντρικές ηπειρωτικές γραμμές μεταφοράς ρεύματος καθώς και της κεντρικής της θέσης στον ηπειρωτικό δίκτυο. Λόγω αυτών των χαρακτηριστικών παρουσιάζει ενδιαφέρον η όποια δυνατότητα ανάπτυξης ηλεκτροπαραγωγικών εγκαταστάσεων σε αυτή. Επίσης η Θεσσαλία παρουσιάζει ηλεκτροπαραγωγικό ενδιαφέρον λόγω της εγγύτητας της με τη σχεδιαζόμενη διάταξη αντλησιοταμίευσης στη σήραγγα μερικής εκτροπής του Αχελώου. Συνεπώς παρουσιάζει ενδιαφέρον η διερεύνηση των όποιων δυνατοτήτων βιώσιμης οικονομικά αξιοποίησης του αιολικού δυναμικού της περιοχής.

### **5.7 Υφιστάμενη εγκατεστημένη ισχύς σε Φ/Β και Α/Γ**

Όσον αφορά τη μέχρι στιγμής ανάπτυξη Φ/Β και αιολικών εγκαταστάσεων, σύμφωνα με τα δεδομένα του ΛΑΓΗΕ (Οκτώβριος 2016), η Θεσσαλία είναι η τρίτη περιφέρεια στην Ελλάδα, μετά την Κεντρική Μακεδονία και την Στερεά Ελλάδα, σε εγκαταστάσεις Φ/Β έργων και η τελευταία, με ποσοστό συμμετοχής μόλις 1% (17 MW) στη συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύ στην Ελλάδα. Τα αναλυτικά στοιχεία των εγκαταστάσεων φαίνονται στο παρακάτω διάγραμμα:



**Διάγραμμα 5.1 Εγκατεστημένη αιολική και Φ/Β ισχύς στη Θεσσαλία (Πηγή: ΛΑΓΗΕ , 2016)**



## 6 Σχηματοποίηση του υδροσυστήματος Αχελώου - Πηνειού

### 6.1 Γενικά

Ο Νικολόπουλος (2015) σε πρόσφατη εργασία του με αντικείμενο την ανάπτυξη ενός μοντέλου συνδυασμένης διαχείρισης των λεκανών απορροής του Αχελώου και του Πηνειού, συνέλεξε όλα τα χωρικά δεδομένα κάθε λεκάνης απορροής (όρια, υδρογραφικό δίκτυο, υπόγειοι υδροφορείς, θέσεις τεχνικών έργων αξιοποίησης των υδατικών πόρων), τα τεχνικά χαρακτηριστικά των έργων αξιοποίησης (ταμιευτήρες, γεωτρήσεις, αντλιοστάσια), τις ζητήσεις νερού σε ύδρευση και άρδευση, καθώς και τις περιβαλλοντικές απαιτήσεις για τη καλή λειτουργία των οικοσυστημάτων (ελάχιστες περιβαλλοντικές ροές, ελάχιστες στάθμες ταμιευτήρων) και σχηματοποίησε το συνδυασμένο υδροσύστημα των Αχελώου - Πηνειού στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ.

Η σχηματοποίηση αυτή είναι η μεγαλύτερη σχηματοποίηση υδροσυστήματος στην Ελλάδα και μπορεί να αποτελέσει τη βάση τεκμηριωμένων και ολοκληρωμένων διαχειριστικών μελετών για τη λειτουργία του συνδυασμένου υδροσυστήματος.

Το υδροσύστημα που σχηματοποιήθηκε περιλαμβάνει τη πλήρη διάταξη των έργων εκτροπής του Αχελώου με τη διαστασιολόγηση των σηράγγων και των ΥΗΣ που μελετήθηκε για την εκτροπή των 600 hm<sup>3</sup>. Η διαστασιολόγηση των έργων θεωρείται αντιπροσωπευτική και για τη ποσότητα εκτροπής των 250 hm<sup>3</sup> εφόσον δεν επικαιροποιήθηκε μετά τη μείωση από τα 600 στα 250 hm<sup>3</sup>. Οι συγκριτικές, για τη βέλτιστη ποσότητα του νερού εκτροπής, αναλύσεις του Νικολόπουλου (2015) έδειξαν ότι η εκτροπή των 250 hm<sup>3</sup> είναι η βέλτιστη από άποψη ενεργειακής παραγωγής και αρδευτικών αστοχιών σε σχέση με την εκτροπή 600 hm<sup>3</sup> νερού. Στη παρούσα εργασία η διαχειριστική πολιτική που ερευνάται θεωρεί ως μόνο σενάριο εκτροπής τα 250 hm<sup>3</sup>.

Στη ΛΑΠ Αχελώου η σχηματοποίηση περιλαμβάνει τους υδροηλεκτρικούς ταμιευτήρες του Αχελώου, δηλαδή τα Κρεμαστά, το Καστράκι και τον Στράτο, που βρίσκονται κατάντη των έργων εκτροπής και συνεπώς η λειτουργία τους επηρεάζεται απ' αυτή. Σχηματοποιείται επίσης το εκτεταμένο αρδευτικό δίκτυο που έχει υδροληψία στο Στράτο και αρδεύει πεδινές εκτάσεις στην Αιτωλοακαρνανία.

Στη Θεσσαλία σχηματοποιούνται τα έργα που αφορούν ζητήσεις νερού που εξυπηρετούνται και από επιφανειακούς πόρους. Σχηματοποιούνται συνεπώς,

1. τα αρδευτικά δίκτυα που προβλέπονται στις ΠΕ Τρικάλων, Καρδίτσας και Λάρισας για την παροχέτευση του νερού της εκτροπής και οι επιμέρους αρδευτικές ζητήσεις,

2. οι αρδευτικές ζητήσεις που στην υφιστάμενη κατάσταση εξυπηρετούνται από το Πηνειό και τους παραποτάμους του,
3. τα έργα συλλογής επιφανειακών υδατικών πόρων, δηλαδή οι εν λειτουργία ταμιευτήρες Πλαστήρα, Σμοκόβου, Κάρλας, καθώς και το εν αναμονή κατασκευής φράγμα του Αγιονερίου και οι κατάντη ζητήσεις τους,
4. οι γεωτρήσεις που εξυπηρετούν τις παραπάνω ζητήσεις.

Παρακάτω δίνονται τα βασικά στοιχεία των τεχνικών έργων καθώς και των καταναλωτικών (άρδευση και ύδρευση) και περιβαλλοντικών ζητήσεων νερού. Η παράθεση των τεχνικών στοιχείων και του τρόπου διάταξης των έργων δεν είναι λεπτομερής αλλά δίνεται η βασική σχηματοποίηση του υδροσυστήματος.

### **6.1.1 Υδρολογικά δεδομένα εισόδου**

Υδρολογικές μεταβλητές εισόδου ενός υδροσυστήματος αποτελούν οι απορροές σε σημεία όπως οι εισοδοί των ταμιευτήρων και οι σχηματοποιημένοι κόμβοι του υδρογραφικού δικτύου καθώς και τα στοιχεία βροχόπτωσης και εξάτμισης στις επιφάνειες των ταμιευτήρων. Για το υπό εξέταση σύστημα οι ημερήσιες χρονοσειρές απορροής, εξάτμισης και βροχόπτωσης αντλήθηκαν από την εργασία των Κουκουβίνου κ.ά. (2015). Στη παραπάνω εργασία, με βάση τα στατιστικά χαρακτηριστικά των ιστορικών δειγμάτων των παραπάνω μεταβλητών στη περιοχή μελέτης, παρήχθησαν ημερήσιες συνθετικές χρονοσειρές μήκους 100 χρόνων με χρήση του λογισμικού στοχαστικής προσομοίωσης ΚΑΣΤΑΛΙΑ. Για την εξαγωγή των στατιστικών χαρακτηριστικών χρησιμοποιήθηκαν ιστορικά δείγματα από σημεία όσο το δυνατόν πιο αντιπροσωπευτικά για τις θέσεις των κόμβων του μοντέλου. Λόγω του μικρού μήκους των ιστορικών δειγμάτων, η παράμετρος εμμονής καθορίστηκε εμπειρικά ώστε να αναπαράγεται συντελεστής Hurst της τάξης του 0.60-0.70. Επειδή τα ιστορικά δείγματα στους περισσότερους κόμβους ήταν σε μηνιαία κλίμακα, για την αναγωγή τους στην ημερήσια εφαρμόστηκε μια εμπειρική διαδικασία επιμερισμού των αντίστοιχων μηνιαίων συνθετικών χρονοσειρών, με βάση τα δεδομένα ημερήσιων βροχοπτώσεων σε επιλεγμένους σταθμούς της περιοχής καθώς και το δείγμα ημερήσιων παροχών του Αχελώου στα Κρεμαστά (η μοναδική ιστορική χρονοσειρά παροχών που είναι διαθέσιμη σε ημερήσια κλίμακα στην περιοχή μελέτης).

### **6.1.2 Ζήτηση ενέργειας**

Το πρωτότυπο σημείο της εργασίας όσον αφορά την αντιμετώπιση της υδροηλεκτρικής παραγωγής είναι ότι για πρώτη φορά υλοποιείται στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ η δυνατότητα εισαγωγής ζήτησης ενέργειας και η αντιμετώπιση της ενέργειας ως λειτουργικού περιορισμού του προβλήματος και όχι ως μεταβλητής. Η κατανομή της παραγωγής ενέργειας στους επιμέρους ΥΗΣ του υδροσυστήματος διαμορφώνεται κατά τη βελτιστοποίηση του υδροσυστήματος.

Στο υπό εξέταση υδροσύστημα ζητούμενο όσον αφορά την Υ/Η παραγωγή είναι να καλύψει, αν όχι όλη, όσο το δυνατόν μεγαλύτερο ποσοστό της ηλεκτρικής ζήτησης σε ενέργεια της Περιφέρειας Θεσσαλίας. Γενικά, η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας χωρίζεται σε τέσσερις κατηγορίες χρήσης: οικιακή, δημοτική, βιομηχανική και αγροτική κατανάλωση. Ο Τύραλης (2016), χρησιμοποιώντας δεδομένα ωριαίας ζήτησης ισχύος από τον ΑΔΜΗΕ για το διάστημα 2003-2012 καθώς και ετήσια δεδομένα κατανομής της ζήτησης στις διάφορες χρήσεις της, παρήγαγε συνθετικές χρονοσειρές ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε διάφορες χρονικές κλίμακες για την Θεσσαλία. Από εκεί αντλήθηκε, για τις ανάγκες προσομοίωσης του υπό εξέταση υδροσυστήματος, η ημερήσια

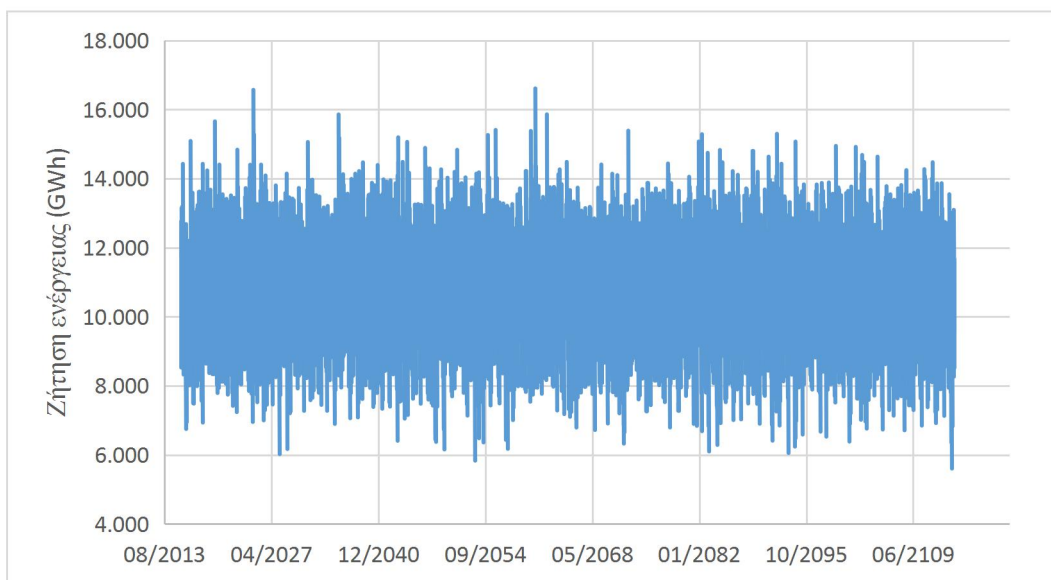


χρονοσειρά ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που αναφέρεται στην οικιακή, στη δημοτική και στη βιομηχανική χρήση. Η κατανάλωση για τη γεωργική χρήση δεν λαμβάνεται υπόψη γιατί δίνεται η δυνατότητα υπολογισμού της από τον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ μέσω της κατανάλωσης ενέργειας των αρδευτικών γεωτρήσεων και αντλιοστασίων του υδροσυστήματος. Να σημειωθεί ότι οι γεωτρήσεις τα αντλιοστάσια του υπό εξέταση υδροσυστήματος εξυπηρετούν αμιγώς αρδευτικούς σκοπούς και γι' αυτό είναι δυνατή η θεώρηση ότι η καταναλισκόμενη ενέργεια σε αυτά τα έργα αποτελεί τη γεωργική ζήτηση ενέργειας του υδροσυστήματος. Η κατανάλωση αυτή αντιμετωπίζεται από τον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ, με σχετική δήλωση του χρήστη, ως ενεργειακό φορτίο του συστήματος και προσμετράται στη συνολική ζήτηση ενέργειας που καλούνται οι ΥΗΣ να εξυπηρετήσουν. Επίσης, η περιοχή που σχηματίζεται στο υπό μελέτη υδροσύστημα περιλαμβάνει το συντριπτικό ποσοστό των γεωργικών εκτάσεων της Περιφέρειας Θεσσαλίας και επομένως μπορεί να θεωρηθεί ότι η παραπάνω προσέγγιση για τη γεωργική χρήση αφορά το σύνολο της Περιφέρειας.

Τη παραπάνω προσέγγιση της αγροτικής ζήτησης ενέργειας ενισχύουν και τα εξής δεδομένα:

- i. Τα δεδομένα του ΑΔΜΗΕ για την αγροτική ζήτηση θεωρητικά αντανάκλουν την υφιστάμενη κατάσταση γεωργικών καταναλώσεων που είναι επιβαρυνμένη λόγω της έντονης υδρομάστευσης του υπόγειου υδροφορέα ενώ στο συνδυασμένο υδροσύστημα των Αχελώου - Πηνειού που μελετάται οι ενεργειακές καταναλώσεις αναμένεται να είναι σημαντικά μικρότερες. Στη πραγματικότητα όμως, με βάση τα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ προκύπτει ένας ημερήσιος μέσος όρος ίσος με 0.066 GWh για την αγροτική χρήση όταν η ενεργειακή κατανάλωση γεωτρήσεων και αντλιοστασίων στο σύστημα, ανάλογα και με τις διαχειριστικές επιλογές, κυμαίνεται μεταξύ 0.570 και 1.530 GWh. Η αντίφαση που δημιουργείται θεωρείται ότι οφείλεται στο γεγονός ότι πολλές γεωτρήσεις της Θεσσαλίας κάνουν χρήση μεμονωμένων γεννητριών (ντιζελογεννητριών κ.ά.) και έτσι δεν καταγράφονται στα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ. Συνεπώς πιο αντιπροσωπευτική εκτίμηση για την πραγματική αγροτική ζήτηση ενέργειας δίνει η προσομοίωση του υδροσυστήματος στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ. Φυσικά δεν υπάρχει η υποδομή ώστε να εξυπηρετηθεί το σύνολο των γεωτρήσεων με ηλεκτρικό ρεύμα όμως στα πλαίσια αυτής της εργασίας εξετάζεται σε πρώτο επίπεδο η δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών της περιοχής μελέτης με εσωτερικούς ενεργειακούς πόρους.
- ii. Η αγροτική ζήτηση που θα προκύψει από τη προσομοίωση του υδροσυστήματος στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ θα αντανάκλα τη ζήτηση στο πλαίσιο των μειωμένων ενεργειακών ζητήσεων των γεωτρήσεων λόγω της εκτροπής του Αχελώου και για τη βέλτιστη διαχειριστική πολιτική του υδροσυστήματος όπως θα προκύψει μέσα από την ανάλυση του.

Η εκατονταετής συνθετική χρονοσειρά ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, σε ημερήσιο βήμα, για την οικιακή, τη δημοτική και τη βιομηχανική χρήση για τη Περιφέρεια της Θεσσαλίας φαίνεται στο Διάγραμμα 8.1.



**Διάγραμμα 6.1** Εκατονταετής συνθετική χρονοσειρά ημερήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για την οικιακή, τη δημοτική και τη βιομηχανική χρήση στη Περιφέρεια της Θεσσαλίας με βάση δεδομένα του ΑΔΜΗΕ για τη περίοδο 2003-2012 (Τύραλης, 2016)

### 6.1.3 Αρδευτικές ζητήσεις

Όσον αφορά τις αρδευτικές ζητήσεις, σχηματοποιείται μια περιοχή 1 525 000 στρ., από τα περίπου 2 500 000 αρδευσιμα γεωργικά στρέμματα που υπάρχουν στη ΛΑΠ Πηνειού. Στη ΛΑΠ Αχελώου οι γεωργικές περιοχές κατάντη του Στράτου καταλαμβάνουν συνολικά έκταση 302 240 στρ. Για τον υπολογισμό των ζητήσεων θεωρήθηκε μια μέση τιμή κατανάλωσης ίση με 738 m<sup>3</sup>/στρ στη ΛΑΠ Πηνειού και αντίστοιχα 744 m<sup>3</sup>/στρ στη ΛΑΠ Αχελώου. Οι τιμές αυτές προέκυψαν από την εργασία του Νικολόπουλου (2015) όπου προσδιορίστηκαν τα είδη των καλλιεργειών και οι εκτάσεις τους σε κάθε ΛΑΠ και υπολογίστηκαν οι αρδευτικές απαιτήσεις τους με βάση την ειδική κατανάλωση νερού κάθε καλλιέργειας, της ενεργού βροχόπτωσης της περιοχής και ενός συντελεστή απόδοσης 0,72, που λαμβάνει υπόψη τις απώλειες νερού κατά την εφαρμογή της άρδευσης (π.χ. λόγω διαρροών των δικτύων). Η κατανομή των αρδευτικών ζητήσεων στο χρόνο, ανά μήνα της αρδευτικής περιόδου, έγινε με βάση τον Πίνακα 6.1.

**Πίνακας 6.1** Η μηνιαία κατανομή των αρδευτικών ζητήσεων (Κουτσογιάννης κ.ά., 2001)

Μήνας	Απρίλιος	Μάιος	Ιούνιος	Ιούλιος	Αύγουστος	Σεπτέμβριος
%	5.0	11.0	23.6	30.2	26.4	3.8

### 6.1.4 Υδρευτικές ζητήσεις

Οι υδρευτικές ζητήσεις που σχηματοποιούνται είναι αυτές της Δήμου Καρδίτσας, που εξυπηρετείται από το ταμιευτήρα του Πλαστήρα, του Δήμου Αγρινίου, που εξυπηρετείται από το ταμιευτήρα του Καστρακίου, και οικισμών της Ανατολικής Καρδίτσας που θα εξυπηρετούνται από το ταμιευτήρα του Σμοκόβου. Θεωρείται κοινή μηνιαία κατανομή για τις υδρευτικές ζητήσεις του Αγρινίου και της Ανατολικής Καρδίτσας, η οποία φαίνεται στον Πίνακα 6.2, ενώ η υδρευτική ζήτηση Δήμου Καρδίτσας θεωρείται, λόγω του χειμερινού τουρισμού, σταθερή μέσα στο χρόνο.

**Πίνακας 6.2 Η μηνιαία κατανομή των υδρευτικών ζητήσεων**

Μήνας	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μάι	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ
%	0.06	0.06	0.06	0.10	0.10	0.10	0.12	0.10	0.10	0.06	0.06	0.06

Οι καταναλωτικές ζητήσεις των δύο ΛΑΠ που παρουσιάζονται στις επόμενες παραγράφους είναι ετήσιες. Στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ εισάγονται μηνιαίες ζητήσεις σύμφωνα με τις κατανομές του Πίνακα 6.1 και του Πίνακα 6.2 εκτός και αν διευκρινίζεται στη παρουσίαση κάποιας ζήτησης ότι η χρονική κατανομή της είναι διαφορετική. Η αναγωγή στο ημερήσιο βήμα, που είναι το βήμα προσομοίωσης της λειτουργίας του υδροσυστήματος, γίνεται απευθείας από το λογισμικό.

## **6.2 Χαρακτηριστικά τεχνικών έργων και ζητήσεις νερού στη ΛΑΠ Πηνειού**

### **6.2.1 Ταμιευτήρες και κατάντη ζητήσεις**

#### **Ταμιευτήρας Πύλης και κατάντη ζητήσεις**

##### **➤ Τεχνικά χαρακτηριστικά**

- Προβλεπόμενο φράγμα από αμμοχάλικο με κεντρικό πυρήνα από άργιλο στο Πορταϊκό, στη ΠΕ Τρικάλων
- Ανάντη λεκάνη απορροής 132 km<sup>2</sup>
- Ύψος 90 m, υδροληψία στη στάθμη +318 m
- Συνολική χωρητικότητα 68.7 hm<sup>3</sup>, ωφέλιμη 46 hm<sup>3</sup>
- Κύριος ρόλος του έργου, λόγω της μικρής χωρητικότητας του, θα είναι η παροχέτευση νερού στο ταμιευτήρα του Μουζακίου μέσω σήραγγας παροχτευτικότητας 17.04 m<sup>3</sup>/s

##### **➤ Ζητήσεις στα κατάντη**

Κατάντη του ταμιευτήρα υπάρχουν οι αρδευτικές ζητήσεις του ΤΟΕΒ Πύλης που αφορούν μια περιοχή 5 000 στρ. Οι εκτάσεις αυτές αρδεύονται σήμερα επαρκώς από επιφανειακές απολήψεις από το Πηνειό και δεν θα επηρεαστούν από την εκτροπή γιατί βρίσκονται στα ανάντη της. Επίσης υπάρχει η περιβαλλοντική απαίτηση για την ελάχιστη παροχή του Πορταϊκού στα κατάντη του φράγματος που είναι ίση με 0.45 m<sup>3</sup>/s.

**Πίνακας 6.3 Οι υδατικοί στόχοι κατάντη του ταμιευτήρα της Πύλης**

Στόχος	Ζήτηση
Άρδευση ΤΟΕΒ Πύλης	3.5 hm <sup>3</sup> (5000 στρ.)
Περιβαλλοντική ροή Πορταϊκού	0.45 m <sup>3</sup> /s

#### **Ταμιευτήρας Μουζακίου και κατάντη ζητήσεις**

##### **➤ Τεχνικά χαρακτηριστικά**

- Προβλεπόμενο χωμάτινο φράγμα με αργιλικό πυρήνα στο Πάμισο

- Ανάντη λεκάνη απορροής 140,6 km<sup>2</sup>
- Στάθμη υδροληψίας, στέψης: +250 m και +290 m αντίστοιχα
- Συνολική χωρητικότητα, ωφέλιμη χωρητικότητα: 237.2 hm<sup>3</sup> και 182.8 hm<sup>3</sup> αντίστοιχα
- Ο ταμιευτήρας βρίσκεται ακριβώς στα κατάντη της σήραγγας εκτροπής και θα ταμιεύει την εκτρεπόμενη ποσότητα
- Λειτουργία ΥΗΣ στη θέση Μαυρομάτι (ΥΗΣ Μουζακίου) εγκατεστημένης ισχύος 270 MW (2 μονάδες των 135 MW). Σχηματοποιείται και η αντλησιοταμιευτική διάταξη με τον κατάντη αναρρυθμιστικό ταμιευτήρα του Μαυροματίου

➤ *Ζητήσεις στα κατάντη*

Στα κατάντη βρίσκεται ο αναρρυθμιστικός ταμιευτήρας του Μαυροματίου και ο Πάμισος. Οι επιμέρους καταναλωτικές ζητήσεις της Θεσσαλίας σχηματοποιούνται στα επιμέρους αρδευτικά δίκτυα. Εδώ σχηματοποιείται μόνο η περιβαλλοντική απαίτηση για την ελάχιστη ροή του Παμίσου στα ίση με 0,15 m<sup>3</sup>/s. Η πρωτεύουσα Υ/Η παραγωγή του ΥΗΣ διαμορφώνεται από την οικονομική βελτιστοποίηση του συστήματος.

**Πίνακας 6.4 Οι υδατικοί στόχοι ακριβώς στα κατάντη του ταμιευτήρα του Μουζακίου**

Στόχος	Ζήτηση
Περιβαλλοντική ροή Παμίσου	0.15 m <sup>3</sup> /s

**Αναρρυθμιστική δεξαμενή Μαυροματίου και κατάντη ζητήσεις**

Το ανάχωμα της δεξαμενής είναι χωμάτινο με ύψος 25 m. Η στέψη του αναχώματος θα είναι στα +162 m και η συνολική χωρητικότητα της δεξαμενής 7 hm<sup>3</sup>. Στόχος της δεξαμενής η ημερήσια ρύθμιση των νερών της εκτροπής ώστε να λειτουργεί η ανάντη αντλησιοταμίευση Συκιάς - Μουζακίου. Στην έξοδο της λιμνοδεξαμενής θα λειτουργεί μικρός ΥΗΣ ισχύος 25 MW.

**Θυρόφραγμα Γυρτώνης**

➤ *Τεχνικά χαρακτηριστικά*

- Θυρόφραγμα επί του Πηνειού στη Λάρισα
- Ρουφράκτης ύψους 15.6 m
- Συνολική χωρητικότητα 5 hm<sup>3</sup>
- Λειτουργία μικρού ΥΗΣ στην έξοδο του θα λειτουργεί ισχύος 5 MW
- Παροχετευτικότητες διωρύγων προς Κάρλα και λιμνοδεξαμενή. ΤΟΕΒ Πηνειού, Πλατύκαμπου: 14 m<sup>3</sup>/s και 46 m<sup>3</sup>/s αντίστοιχα

➤ *Ζητήσεις στα κατάντη*

Είναι αναρρυθμιστικό έργο στη κοίτη του Πηνειού για διατήρηση της στάθμης του Πηνειού στα +63 m. Παράλληλα εξασφαλίζει την ελάχιστη παροχή του Πηνειού στα κατάντη ίση με 10 m<sup>3</sup>/s. Από το έργο γίνεται απόληψη νερού για άρδευση κατάντη περιοχών με ένδεια υπόγειων νερών. Επίσης έχει βασικό ρόλο στη πλήρωση των λιμνοδεξαμενών στη περιοχή του ΤΟΕΒ Πηνειού και Πλατύκαμπου και της λίμνης της Κάρλας κατά τη χειμερινή περίοδο. Τη θερινή περίοδο για αυτούς τους ταμιευτήρες αντλείται απευθείας νερό από τον Πηνειό. Αποτελείται από διώρυγες προσαγωγής στα κατάντη αρδευτικά έργα και άλλα μικρότερα θυροφράγματα. Για να

μοντελοποιηθεί η χειμερινή μόνο λειτουργία των διωρύγων προσαγωγής στους ταμιευτήρες της Κάρλας και του ΤΟΕΒ Πηνειού έχει εισαχθεί συντελεστής απομείωσης της κατά τους θερινούς μήνες ίσος με 1.

**Πίνακας 6.5 Οι υδατικοί στόχοι ακριβώς στα κατάντη του θυροφράγματος της Γυρτώνης**

Στόχος	Ζήτηση
Περιβαλλοντική ροή Πηνειού	10.0 m <sup>3</sup> /s

### Ταμιευτήρας Κάρλας και κατάντη ζητήσεις

#### ➤ Τεχνικά χαρακτηριστικά

- Πρόκειται για την ανασύσταση της ομώνυμης λίμνης που αποξηράνθηκε το 1962, στα όρια των ΠΕ Μαγνησίας και Λάρισας
- Αποτελείται από περιμετρικά αναχώματα που φθάνουν σε υψόμετρο +52.0 m και έχουν συνολικό μήκος 23 km
- Συνολική χωρητικότητα 180 hm<sup>3</sup>, ωφέλιμη 60 hm<sup>3</sup>
- Απολήψεις τόσο από την επιφανειακή απορροή της λεκάνης της Κάρλας όσο και από το Πηνειό. Για τις απολήψεις από το Πηνειό, τη χειμερινή περίοδο λειτουργεί διώρυγα προσαγωγής από το θυρόφραγμα της Γυρτώνης, όπως είδαμε παραπάνω, ενώ τη θερινή παρόχθια αντλιοστάσια δυναμικότητας 14 m<sup>3</sup>/s

#### ➤ Ζητήσεις στα κατάντη

Οι ζητήσεις που σχηματοποιούνται στα κατάντη είναι αρδευτικές και περιλαμβάνουν την άρδευση 130 000 στρ του ΤΟΕΒ Κάρλας και επιπλέον παρακάλιων περιοχές έκτασης 45 000 στρ.

**Πίνακας 6.6 Οι υδατικοί στόχοι στα κατάντη του ταμιευτήρα της Κάρλας**

Στόχος	Ζήτηση (hm <sup>3</sup> )
Αρδ. Κάρλας	122.50 (175000 στρ.)

### Μικροί ταμιευτήρες ΤΟΕΒ Πηνειού και Πλατύκαμπου

#### ➤ Τεχνικά χαρακτηριστικά

Αποτελούν μικρούς αρδευτικούς ταμιευτήρες στη ΠΕ Λάρισας, συνολικής χωρητικότητας 19 hm<sup>3</sup>. Πρόκειται για τους ταμιευτήρες του Ασμάκη (κοίτη παλαιού ρέματος), του Καλαμακίου, των Ναμάτων, του Ελευθερίου, της Δήμητρας, του Πλατυκάμπου, της Γλαύκης (νέος και παλιός) και του Καστρίου. Στο μοντέλο έχουν σχηματοποιηθεί με ένα κόμβο-ταμιευτήρα χωρητικότητας ίσης με τη συνολική. Η πλήρωση τους γίνεται με νερό από το Πηνειό· τη θερινή περίοδο με παρόχθια αντλιοστάσια και τη χειμερινή με διώρυγες από το θυρόφραγμα της Γυρτώνης. Για τη παροχέτευση του νερού της μερικής εκτροπής του Αχελώου προβλέπονται νέα αντλιοστάσια από τον Πηνειό. Η συνολική παροχέτευτικότητα του συστήματος των νέων και παλαιών αντλιοστασίων θα είναι ίση με 26,6 m<sup>3</sup>/s.

➤ Ζητήσεις στα κατάντη

Στην υφιστάμενη κατάσταση οι ταμιευτήρες αρδεύουν μία έκταση 125 000 στρ., αλλά με το νερό του Αχελώου προβλέπεται η αρδευτική εξυπηρέτηση άλλων 155 000 στρ. Κάνοντας χρήση του στραγγιστικού δικτύου των περιοχών αυτών αναμένεται να εξυπηρετηθούν ακόμα 150 000 στρ στη περιοχή. Οι εκτάσεις αυτές σχηματοποιούνται με δύο αρδευτικές ζητήσεις λόγω του διαφορετικού τρόπου εξυπηρέτησης. Η πρώτη αφορά τις περιοχές του ΤΟΕΒ Πηνειού (Λάρισα Ζ-Α1) και η δεύτερη τις περιοχές που εξυπηρετούνται με το στραγγιστικό δίκτυο (Υπόλοιπο Ζ).

**Πίνακας 6.7 Οι υδατικοί στόχοι στα κατάντη των ταμιευτήρων του ΤΟΕΒ Πηνειού και του Πλατύκαμπου**

Στόχος άρδευσης	Ζήτηση (hm <sup>3</sup> )
Λάρισα Ζ-Α1	196.00 (280 000 στρ.)
Υπόλοιπο Ζ	105.00 (150 000 στρ.)

**Φράγμα Αγιονερίου και κατάντη ζητήσεις**

➤ Τεχνικά χαρακτηριστικά

- Υπό κατασκευή λιθόρριπτο φράγμα με αργιλικό πυρήνα στον Ελασσονίτικο, παραπόταμο του Τιταρήσιου κοντά στην Ελασσόνα
- Ανάντη λεκάνη απορροής 342.8 km<sup>2</sup>
- Ύψος 48 m
- Ανώτατη και κατώτατη στάθμη λειτουργίας: +250 m και +240 m, αντίστοιχα
- Συνολική χωρητικότητα 15.35 hm<sup>3</sup> και ωφέλιμη 13.7 hm<sup>3</sup>

➤ Ζητήσεις στα κατάντη

Η αρδευόμενη έκταση που θα εξυπηρετείται είναι 20 000 στρ. Η αρδευτική ζήτηση σχηματοποιείται με έναν αρδευτικό κόμβο. Κατάντη του φράγματος η απαίτηση για ελάχιστη, οικολογική παροχή είναι ίση με 0.204 m<sup>3</sup>/s.

**Πίνακας 6.8 Οι υδατικοί στόχοι στα κατάντη του ταμιευτήρα του Αγιονερίου**

Στόχος	Ζήτηση
Αρδ. Ελασσόνα-Ταριτσανή	196.00 hm <sup>3</sup> (280 000 στρ.)
Περιβαλλοντική ροή Ελασσονίτικου	0.204 m <sup>3</sup> /s

**Ταμιευτήρας Σμοκόβου και κατάντη ζητήσεις**

➤ Τεχνικά χαρακτηριστικά

- Λιθόρριπτο φράγμα με κεκλιμένο αργιλικό πυθμένα στη συμβολή των ρεμάτων Ρεντινιώτικου και Ονόχωνου που σχηματίζουν τον ποταμό Σοφαδίτη στη ΠΕ Καρδίτσας
- Στο ταμιευτήρα επίσης καταλήγουν οι χειμερινές απορροές της αποξηραμένης λίμνης της Ξυνιάδας στη Φθιώτιδα, έκτασης 80 km<sup>2</sup>, μέσω τάφρου που εκβάλλει στον Ονόχωνο
- Ανάντη λεκάνη απορροής 376.5 km<sup>2</sup>
- Ύψος 104 m
- Στάθμη στέψης φράγματος, ανώτατη και κατώτατη στάθμη λειτουργίας: +382 m, +375 m

και +330 m αντίστοιχα

- Συνολική χωρητικότητα 237.6 hm<sup>3</sup>, ωφέλιμη 209.2 hm<sup>3</sup>
- Μεταφορά νερού στα κατάντη μέσω της σήραγγας του Λεονταρίου: παροχευτικότητα 25 m<sup>3</sup>/s.
- Λειτουργία ΥΗΣ στην έξοδο (ΥΗΣ του Λεονταρίου): τρεις στροβίλοι τύπου Francis συνολικής ισχύος 10 MW

➤ Ζητήσεις στα κατάντη

Τις καταναλωτικές ζητήσεις του ταμιευτήρα αποτελούν η ύδρευση κοινοτήτων της Ανατολικής Καρδίτσας και η άρδευση γεωργικών εκτάσεων στα κατάντη καθαρής έκτασης ίσης με 224 700 στρ. Η υδρευτική ζήτηση που υπολογίζεται αφορά πληθυσμό 55 000 κατοίκων με ειδική κατανάλωση 250 L/d/κατ. Προκύπτει επομένως μια ετήσια υδρευτική ζήτηση ίση με 5.0 hm<sup>3</sup> που κατανέμεται στους μήνες του έτους με βάση το Πίνακας 6.2. Το αρδευτικό δίκτυο που θα εξυπηρετήσει τις κατάντη γεωργικές εκτάσεις βρίσκεται σε φάση κατασκευής με τρεις προβλεπόμενες φάσεις – επεκτάσεις. Σχηματοποιείται μια ζήτηση που αφορά την άρδευση 136 000 στρ, που αντιστοιχεί σε μια ενδιάμεση φάση κατασκευής του δικτύου σε σχέση με την τελική που αναμένεται να εξυπηρετεί 225 000 στρ. Η επιλογή αυτή γίνεται γιατί θεωρείται πρώτον, ότι οι εισροές του ταμιευτήρα είναι υπερεκτιμημένες, και δεύτερον, ότι δεν θα βρεθεί χρηματοδότηση για την αποπεράτωση του δικτύου (Ευστρατιάδης, 2008· Νικολόπουλος, 2015).

**Πίνακας 6.9 Οι υδατικοί στόχοι στα κατάντη του ταμιευτήρα του Σμοκόβου**

Στόχος	Ζήτηση (hm <sup>3</sup> )
Ύδρ. Ανατολικής Καρδίτσας	5.0
Αρδ. Σμοκόβου	84.7 (136 000 στρ.)

Πέρα από τις καταναλωτικές ζητήσεις, τίθεται και η περιβαλλοντική απαίτηση ελάχιστης παροχής του Σοφαδίτη στα κατάντη κατά τη θερινή περίοδο. Η περιβαλλοντική ζήτηση δεν είναι σταθερή αλλά διαμορφώνεται σύμφωνα με το παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 6.10 Η ελάχιστη απαιτούμενη θερινή ροή του Σοφαδίτη**

Μήνας	Περιβαλλοντική ροή Σοφαδίτη (m <sup>3</sup> /s)					
	Απρ	Μάι	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ
	0.14	0.66	0.94	10.09	0.69	0.27

### Ταμιευτήρας Πλαστήρα και κατάντη ζητήσεις

- Τεχνικά χαρακτηριστικά φράγματος, ταμιευτήρα και ΥΗΣ
  - Τοξωτό φράγμα οπλισμένου σκυροδέματος που συλλέγει το νερό από την ολική εκτροπή του Ταυρωπού, παραποτάμου του Αχελώου
  - Ύψος 83 m
  - Ανάντη λεκάνη απορροής έχει έκταση 161.3 km<sup>2</sup>
  - Ανώτατη και κατώτατη στάθμη λειτουργίας +792 m και +776 m, αντίστοιχα

- Συνολική χωρητικότητα 373 hm<sup>3</sup> και ωφέλιμη 288 hm<sup>3</sup>.
- Λειτουργία ΥΗΣ στην έξοδο: τρεις στρόβιλοι τύπου Pelton συνολικής ισχύος 129.9 MW
- Σήραγγα προσαγωγής παροχετευτικότητας 54.6 hm<sup>3</sup>/μήνα και κατάντη αναρρυθμιστική δεξαμενή χωρητικότητας 0.6 hm<sup>3</sup> για τη προσωρινή αποθήκευση του νερού που διανέμεται για τις καταναλωτικές χρήσεις

➤ *Ζητήσεις στα κατάντη*

Οι ζητήσεις στα κατάντη του ταμιευτήρα αφορούν την ύδρευση του Συνδέσμου Καρδίτσας και των πέριξ περιοχών (37 συνολικά κοινότητες) και τη παροχή αρδευτικού νερού στα αρδευτικά έργα των ΤΟΕΒ Ταυρωπού, Μοσχάτου-Ξυνονερίου-Ρούσσου, Μεσενικόλα και Αγιοπηγής. Λόγω των διαφορετικών δικτύων εξυπηρέτησης οι αρδευτικές ζητήσεις σχηματοποιούνται ξεχωριστά.

**Πίνακας 6.11 Οι υδατικοί στόχοι στα κατάντη του ταμιευτήρα του Πλαστήρα**

Στόχος	Ζήτηση (hm <sup>3</sup> )
Υδρευση Καρδίτσας	2.00
Αρδ. ΤΟΕΒ Ταυρωπού	80.01 (114 300 στρ.)
Αρδ. Μοσχάτου-Ξυνονερίου-Ρούσσου	4.20 (6 000 στρ.)
Αρδ. Μεσενικόλα	2.24 (3 200 στρ.)
Αρδ. Αγιοπηγή	15.94 (22 771 στρ.)

### 6.2.2 *Αρδευτικά δίκτυα διανομής, γεωτρήσεις και αρδευτικές ζητήσεις*

Παρακάτω αναπτύσσονται ανά περιφερειακή ενότητα οι αρδευόμενες περιοχές που κάνουν απολήψεις από τον Πηνειό και τους παραποτάμους του. Οι περιοχές αυτές αποτελούν τις περιοχές που ωφελούνται από τη μερική εκτροπή του Αχελώου. Βρίσκονται κατάντη της θέσης Αγναντερό στην οποία καταλήγει η Κύρια Διώρυγα (ΠΔ) από την οποία παροχετεύεται το νερό της εκτροπής κατάντη της λιμνοδεξαμενής του Μαυροματιού. Για τη διανομή του νερού, στη μελέτη των ΕΥΔΕ Αχελώου – ΥΠΕΧΩΔΕ (1995) προβλέπονται νέα αρδευτικά δίκτυα, τα οποία περιγράφονται παρακάτω. Οι ονομασίες των περιοχών είναι αυτές που χρησιμοποιούνται στη μελέτη.

#### **ΠΕ Τρικάλων**

Στη ΠΕ Τρικάλων θα εξυπηρετηθούν περιοχές στα νότια της ΠΕ, κατάντη του ταμιευτήρα του Μουζακίου, στη παρόχθια ζώνη του Πηνειού, που στην υφιστάμενη κατάσταση εξυπηρετούνται από γεωτρήσεις και καταλαμβάνουν συνολική έκταση 81 700 στρ. Για τη διανομή του νερού προβλέπεται η κατασκευή δικτύου που ως έργα κορυφής θα έχει δύο αυτόνομα αντλιοστάσια και μία διώρυγα με απολήψεις από το Πηνειό, που θα εξυπηρετούν ισάριθμες ανεξάρτητες μεταξύ τους περιοχές, ενώ θα γίνονται και απευθείας απολήψεις από το Πηνειό. Πιο συγκεκριμένα οι αυτόνομες αρδευτικές περιοχές είναι η περιοχή Τρίκαλα Α1-Π1 που θα εξυπηρετείται από το αντλιοστάσιο Α(Π)1.1 παροχετευτικότητας 2.2 m<sup>3</sup>/s, η περιοχή Τρίκαλα Α1-Π2 που θα εξυπηρετείται από το αντλιοστάσιο Α(Π)1.2, παροχετευτικότητας 1.8 m<sup>3</sup>/s, η περιοχή Τρίκαλα Α1-Π3, που θα εξυπηρετείται με απευθείας απολήψεις από τον Πηνειό, και η περιοχή Τρίκαλα Β1 που θα εξυπηρετείται με διώρυγα παροχετευτικότητας 1.6 m<sup>3</sup>/s. Οι αρδευτικές ζητήσεις της περιοχής έχουν μοντελοποιηθεί ανά πηγή υδροδότησης, διαμορφώνοντας 4 στόχους άρδευσης, που φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:



**Πίνακας 6.12 Οι σχηματοποιημένες περιοχές και οι αντίστοιχες αρδευτικές ζητήσεις της ΠΕ Τρικάλων που έχουν πρόσβαση σε επιφανειακό νερό από το Πηνειό**

Περιοχή	Αρδευόμενη έκταση (στρ.)	Ζήτηση (hm <sup>3</sup> )
<b>Τρίκαλα Α1-Π1</b>	33 300	23.31
<b>Τρίκαλα Α1-Π2</b>	19 300	13.51
<b>Τρίκαλα Α1-Π3</b>	6 500	4.55
<b>Τρίκαλα Β1</b>	19 300	13.51

Εκτός σχηματοποίησης έχουν μείνει πολλές αρδευτικές ζητήσεις στα βόρεια της ΠΕ που αρδεύονται με νερό γεωτρήσεων και ακόμα και μετά την ολοκλήρωση των έργων εκτροπής θα εξακολουθούν να μην εξυπηρετούνται από επιφανειακά νερά.

### ΠΕ Καρδίτσας

Στη περιοχή προβλέπεται η κατασκευή ενός εκτεταμένου δικτύου διωρύγων (ΔΒ) και αντλιοστασίων (ΑΒ) βορειανατολικά της ΠΕ και ακριβώς στα κατάντη των έργων εκτροπής, το οποίο σε συνδυασμό με το υδρογραφικό δίκτυο της περιοχής (Καλέτζης, Σοφαδίτης, Ενιπέας, κλπ.) και τις υφιστάμενες τάφρους (τάφρος Μέγα, κλπ.) θα αρδεύει συνολική έκταση 273 000 στρ. Στην υφιστάμενη κατάσταση, οι περιοχές αυτές αρδεύονται πλημμελώς από επιφανειακά ή/και υπόγεια νερά. Στη ΠΕ προβλέπεται και δεύτερη φάση έργων, που περιλαμβάνει επέκταση του άνωθεν δικτύου ανατολικά μέχρι τα όρια με τη Λάρισα και νότια, μέχρι το αρδευτικό δίκτυο του Σμοκόβου, που θα εξυπηρετεί 150000 στρ. γεωργικής έκτασης. Η δεύτερη φάση έργων και οι αντίστοιχες ζητήσεις δεν λαμβάνονται υπόψη στη σχηματοποίηση του συστήματος. Στη περιοχή σχηματοποιούνται 7 αρδευτικοί στόχοι, ένας για κάθε ανεξάρτητη πηγή υδροδότησης (διώρυγα, αντλιοστάσιο, φυσική κοίτη ποταμού). Οι περιοχές και οι ζητήσεις τους φαίνονται στο παρακάτω πίνακα.

**Πίνακας 6.13 Οι σχηματοποιημένες περιοχές και οι αντίστοιχες αρδευτικές ζητήσεις της ΠΕ Καρδίτσας που έχουν πρόσβαση σε επιφανειακό νερό από το Πηνειό και το υπόλοιπο υδρογραφικό δίκτυο της περιοχής**

Περιοχή	Αρδευόμενη έκταση (στρ.)	Ζήτηση (hm <sup>3</sup> )
<b>ΔΒ1.1 και ΔΒ1.2</b>	55 500	38.85
<b>Μέγας</b>	79 420	55.59
<b>Παλαμάς</b>	31 450	22.02
<b>ΑΒ1.1-(Σοφ-Φαρ)</b>	45 380	31.77
<b>Ιτέα-Φύλλο</b>	32 970	23.08
<b>ΑΒ1.4</b>	9 500	6.65

## ΠΕ Λάρισα

Κατάντη των παραπάνω έργων αναπτύσσεται το αρδευτικό δίκτυο που θα αρδεύει με επιφανειακά νερά περιοχές της ΠΕ Λάρισας, κυρίως με απολήψεις από το Πηνειό. Αρδευτικά δίκτυα προβλέπονται σε διάφορες θέσεις κατά μήκος του Πηνειού, ενώ επίσης μοντελοποιούνται και περιοχές που αρδεύονται από τον ποταμό Τιταρήσιο, που είναι το έτερο βασικό στοιχείο του υδρογραφικού δικτύου της περιοχής.

Το πρώτο δίκτυο που προβλέπεται στο Πηνειό είναι ανάντη του θυροφράγματος της Γυρτώνης στη θέση Κάστρο και θα αρδεύει γεωργικές εκτάσεις συνολικής επιφάνειας 117 500 στρ. Στην υφιστάμενη κατάσταση, οι περιοχές αυτές αρδεύονται από γεωτρήσεις και υπάρχει έντονο πρόβλημα υποβάθμισης της στάθμης του υπόγειου υδροφορέα. Το δίκτυο θα έχει στη κορυφή του ένα αντλιοστάσιο και από εκεί θα παροχετεύονται με νερό επιμέρους διώρυγες και αντλιοστάσια. Οι ζητήσεις της περιοχής έχουν σχηματοποιηθεί με δύο αρδευτικούς στόχους ακολουθώντας τον επιμερισμό του δικτύου. Ο πρώτος αρδευτικός στόχος, Λάρισα Γ1, εξυπηρετείται από αντλιοστάσιο παροχετευτικότητας 12,10 m<sup>3</sup>/s, και ο δεύτερος, Λάρισα Γ2, από κατάντη αντλιοστάσιο παροχετευτικότητας 14,90 m<sup>3</sup>/s (Σχήμα 6.1). Τα ποσοτικά δεδομένα των ζητήσεων φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 6.14 Οι σχηματοποιημένες περιοχές και οι αρδευτικές ζητήσεις της ΠΕ Λάρισας που έχουν πρόσβαση σε επιφανειακό νερό από το Πηνειό**

Περιοχή	Αρδευόμενη έκταση (στρ)	Ζήτηση (hm <sup>3</sup> )
Λάρισα Γ1	29 500	20,65
Λάρισα Γ2	88 000	61,60

Κατάντη του παραπάνω δικτύου αναπτύσσονται τα έργα Γυρτώνης, Κάρλας και ΤΟΕΒ Πηνειού -η μοντελοποίηση των οποίων περιγράφηκε παραπάνω- και στη συνέχεια, κοντά στις εκβολές του ποταμού, υπάρχει αρδευτικό δίκτυο με αντλιοστάσιο στο Πηνειό που εξυπηρετεί τους ΤΟΕΒ Ραψάνης, Ομολίου και Πυργετού. Η συνολικά εξυπηρετούμενη περιοχή έχει έκταση 6 180 στρ. Στο μοντέλο το σύνολο των ζητήσεων σχηματοποιείται με τον αρδευτικό στόχο Ραψάνης-Ομαλίου-Πυργετού.

Στην περιοχή αναπτύσσεται επίσης το υφιστάμενο αρδευτικό δίκτυο του Τιταρήσιου που εξυπηρετείται από γεωτρήσεις, πηγές της περιοχής, απολήψεις από το Τιταρήσιο και αντλήσεις από το Πηνειό και εξυπηρετεί τους ΤΟΕΒ Μάτι Τυρνάβου, Δαμασίου, γεωργικές εκτάσεις σε Τύρναβο, Βερνικούσα, Συκιά, Παλαιοκκλησιά κ.ά. Οι ζητήσεις του δικτύου σχηματοποιούνται με κριτήριο τη πηγή απόληψης επιφανειακού νερού σε τρεις αρδευτικούς στόχους: 1) την άρδευση των περιοχών στο Μάτι Τυρνάβου που εξυπηρετούνται με αντλιοστάσιο παροχετευτικότητας 0.40 m<sup>3</sup>/s από τον Πηνειό, 2) την άρδευση των περιοχών Συκιάς-Παλαιοκκλησιάς ανάντη της συμβολής του Τιταρήσιου με τον Ελασσονίτικο που εξυπηρετούνται με αντλιοστάσιο παροχετευτικότητας 1.00 m<sup>3</sup>/s από το Τιταρήσιο, και 3) την άρδευση των περιοχών του Τυρνάβου, του Δαμασίου και της Βερνικούσας ανάντη της συμβολής του Τιταρήσιου με τον Ελασσονίτικο που εξυπηρετούνται με αντλιοστάσιο παροχετευτικότητας 1.00 m<sup>3</sup>/s από το Τιταρήσιο. Τα ποσοτικά δεδομένα των ζητήσεων φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 6.15 Οι σχηματοποιημένες περιοχές και οι αντίστοιχες αρδευτικές ζητήσεις της ΠΕ Λάρισας που έχουν πρόσβαση σε επιφανειακό νερό από το Πηνειό ή/και το Τιταρήσιο**

Περιοχή	Αρδευόμενη έκταση (στρ.)	Ζήτηση (hm <sup>3</sup> )
Ραψ-Ομαλ-Πυργετός	6 180	4.32
ΤΟΕΒ Μάτι Τυρνάβου	85 000	59.50
Τυρν-Δαμ-Βερνικ	37 000	25.90
Παλαιοχώρα-Συκιά	10 000	7.00

### Τοπολογία και δυναμικότητες γεωτρήσεων

Οι περισσότεροι αρδευτικοί κόμβοι στη ΛΑΠ Πηνειού εξυπηρετούνται και με απολήψεις από υπόγεια νερά. Επειδή οι περισσότερες γεωτρήσεις είναι παράνομες και δεν υπάρχουν στοιχεία ο Νικολόπουλος (2015) εξήγαγε τις δυναμικότητες των γεωτρήσεων από το ισοζύγιο των υπόγειων υδροφορέων.

Πιο συγκεκριμένα, σε περιβάλλον Συστήματος Γεωγραφικής Πληροφορίας αντιστοίχησε τις μόνιμα αρδευόμενες εκτάσεις κατά Corine Land Cover με τους υπόγειους υδροφορείς (η γεωγραφική πληροφορία των οποίων αντλήθηκε από το διαχειριστικό σχέδιο του υδατικού διαμερίσματος) και έτσι προέκυψαν οι μόνιμα αρδευόμενες εκτάσεις ανά υδροφορέα και ο λόγος των συνολικών απολήψεων (ανά υδροφορέα) προς τις μόνιμα αρδευόμενες εκτάσεις που εξυπηρετεί. Ακολούθως έγινε γεωγραφική αντιστοίχιση των αρδευτικών κόμβων του υδροσυστήματος με τους υπόγειους υδροφορείς και αναγωγή των απολήψεων των πρώτων από τους δεύτερους με βάση τις αρδευόμενες εκτάσεις των πρώτων και το λόγο που προέκυψε στο προηγούμενο στάδιο. Στο στάδιο αυτό υπάρχει γνώση της ετήσιας απόληψης για κάθε αρδευτικό κόμβο από τον υπόγειο υδροφορέα του. Για την χρονική κατανομή της απόληψης και τη σχηματοποίηση της δυναμικότητας των γεωτρήσεων που αντιστοιχούν σε κάθε κόμβο, θεωρήθηκε πως το 30% της απόληψης γίνεται το πιο κρίσιμο μήνα του έτους, δηλαδή τον Ιούλιο.

### 6.3 Χαρακτηριστικά τεχνικών έργων και ζητήσεις νερού στη ΛΑΠ Αχελώου

#### Ταμειυτήρας Μεσοχώρας

##### ➤ Τεχνικά χαρακτηριστικά

- Κατασκευασμένο αλλά ανενεργό λιθόρριπτο φράγμα με ανάντη πλάκα από σκυρόδεμα στον άνω ρου του Αχελώου
- Ανάντη λεκάνη απορροής 644.1 km<sup>2</sup>
- Ύψος 135 m
- Στάθμη υδροληψίας +731 m
- Συνολική χωρητικότητα 358 hm<sup>3</sup>, ωφέλιμη 228 hm<sup>3</sup>
- Σήραγγα προσαγωγής μήκους 7.5 km και παροχευτικότητας 34.72 m<sup>3</sup>/s
- Λειτουργία ΥΗΣ στη θέση Γλύστρα: δύο μονάδες με στροβίλους τύπου FRANCIS συνολικής ισχύος 160 MW (2 x 80 MW)

Από το φράγμα της Μεσοχώρας υπάρχουν μόνο ενεργειακές σκοπιμότητες και δεν συνδέεται με τη παροχή νερού για τις αρδευτικές ζητήσεις του Θεσσαλικού κάμπου (π.χ., με πρόβλεψη ρυθμιστικού όγκου).

### **Ταμιευτήρας Συκιάς**

#### ➤ *Τεχνικά χαρακτηριστικά*

- Μη κατασκευασμένο φράγμα που προβλέπεται να κατασκευαστεί με αμμοχάλικο κοίτης και κεντρικό αδιαπέρατο πυρήνα στον άνω ρου του Αχελώου
- Ανάντη λεκάνη απορροής 530.8 km<sup>2</sup>
- Ύψος φράγματος 150 m
- Στάθμη υδροληψίας +485 m
- Συνολική χωρητικότητα 591 hm<sup>3</sup>, ωφέλιμη 500 hm<sup>3</sup>
- Στα κατάντη υπάρχουν δύο σήραγγες προσαγωγής, η σήραγγα για τη μερική εκτροπή του Αχελώου στον ταμιευτήρα Μουζακίου και η σήραγγα Συκιάς που οδηγεί το νερό πίσω στον Αχελώο. Στην εξόδους τους υπάρχουν οι ΥΗΣ Πευκόφυτου και Συκιάς, αντίστοιχα.
- Σήραγγα Συκιάς: μήκος 1 km, διάμετρος 6 m και παροχετευτικότητα 49 m<sup>3</sup>/s
- ΥΗΣ Συκιάς: δύο μονάδες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 120 MW (2 x 60 MW)
- Σήραγγα εκτροπής: μήκος 17.4 km, διάμετρος 6 m και παροχετευτικότητα 44 m<sup>3</sup>/s
- ΥΗΣ Πευκοφύτου: δύο μονάδες συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 260 MW (2 x 130 MW). Στον ΥΗΣ Πευκοφύτου έχει σχηματοποιηθεί και διάταξη αντλησιοταμίευσης. Η σήραγγα αυτή εξυπηρετεί την εκτροπή των 250 hm<sup>3</sup> νερού που θεωρείται σε αυτή την εργασία.

#### ➤ *Ζητήσεις στα κατάντη*

Η εκτροπή του νερού από τον Αχελώο στο Πηνειό γίνεται σε αυτό το σημείο του συστήματος μέσω της σήραγγας εκτροπής. Η ποσότητα του νερού της εκτροπής λαμβάνεται, όπως αναφέρθηκε στην εισαγωγή αυτού του κεφαλαίου, ίση με 250 hm<sup>3</sup>.

### **Ταμιευτήρας Κρεμαστών**

#### ➤ *Τεχνικά χαρακτηριστικά*

- Φράγμα από αμμοχάλικο με αργιλικό πυρήνα στο μέσο ρου του Αχελώου
- Ύψος φράγματος 160.3 m με τη στέψη να βρίσκεται στα +287 m
- Υφιστάμενη ανάντη λεκάνη απορροής 3 750 km<sup>2</sup>, αλλά με τη λειτουργία των έργων της Μεσοχώρας και της Συκιάς μείωση στα 2395 km<sup>2</sup>
- Κατώτατη και ανώτατη στάθμη λειτουργίας στα +227 m και +282 m, αντίστοιχα
- Συνολική χωρητικότητα 4 500 hm<sup>3</sup>, ωφέλιμη 3 500 hm<sup>3</sup>
- Σήραγγα προσαρμογής παροχετευτικότητας περίπου 135 m<sup>3</sup>/s
- Λειτουργία ΥΗΣ με 4 μονάδες Francis συνολικής ισχύος 437 MW

#### ➤ *Ζητήσεις στα κατάντη*

Ο ταμιευτήρας των Κρεμαστών έχει μοναδική σκοπό την Υ/Η παραγωγή. Στην παραγωγή ενέργειας δεν θεωρείται συγκεκριμένος ποσοτικός στόχος, αφού όπως αναφέρθηκε αποτελεί παράμετρο των αναλύσεων που ακολουθούν.

### **Ταμιευτήρας Καστρακίου**

#### ➤ *Τεχνικά χαρακτηριστικά φράγματος*

- Φράγμα από αμμοχάλικο με αργιλικό πυρήνα στον μέσο ρου του Αχελώου, κατάντη των Κρεμαστών
- Ύψος φράγματος 95.7 m, στάθμη στέψης στα +154 m
- Ανάντη λεκάνη απορροής 548 km<sup>2</sup>
- Συνολική χωρητικότητα 800 hm<sup>3</sup>, ωφέλιμη 50 hm<sup>3</sup>
- Κατώτατη και ανώτατη στάθμη λειτουργίας: +142 m και +144.2 m, αντίστοιχα (στο φράγμα έχουν τοποθετηθεί ανατρεπόμενα θυροφράγματα με τα οποία η ανώτατη στάθμη μπορεί να φτάσει στα +146 m).
- Σήραγγας προσαγωγής παροχετευτικότητας 201 m<sup>3</sup>/s
- ΥΗΣ Καστρακίου: 4 στρόβιλοι τύπου Francis συνολικής ισχύος 320 MW

➤ *Ζητήσεις στα κατάντη*

Ο ταμιευτήρας του Καστρακίου έχει πολλαπλή σκοπιμότητα, αφού εκτός από την Υ/Η παραγωγή υδροδοτεί και τη πόλη του Αγρινίου. Η ετήσια υδρευτική ζήτηση εκτιμάται από τη ΔΕΥΑ Αγρινίου σε 7.3 hm<sup>3</sup>. Η μηνιαία κατανομή της γίνεται σύμφωνα με τον Πίνακα 6.2.

### **Ταμιευτήρας Στράτου**

➤ *Τεχνικά χαρακτηριστικά φράγματος*

- Φράγμα από αμμοχάλικο με αργιλικό πυρήνα στο μέσο ρου του Αχελώου, κατάντη του Καστρακίου
- Ανάντη λεκάνη απορροής 202 km<sup>2</sup>
- Ύψος φράγματος 23 m, στάθμη στέψης +173 m.
- Κατώτατη και ανώτατη στάθμη λειτουργίας +67 m και +68,6 m, αντίστοιχα
- Συνολική χωρητικότητα 70 hm<sup>3</sup>, ωφέλιμη 10 hm<sup>3</sup>
- Κατάντη λειτουργούν δύο ΥΗΣ, ο Στράτος I με 2 στρόβιλους τύπου Francis συνολικής ισχύος 156 MW και ακαθάριστο ύψος πτώσης 36.6 m, και ο Στράτος II με 2 στρόβιλους τύπου S ισχύος 16 MW και ακαθάριστου ύψους πτώσης 16.8 m. Ο διαχωρισμός γίνεται γιατί από το Στράτο II διέρχονται οι αρδευτικές απολήψεις τη θερινή περίοδο. Στο μοντέλο λαμβάνεται υπόψη μόνο η Υ/Η παραγωγή από τον Στράτο I αφού μόνο αυτός μπορεί να παράξει πρωτεύουσα ενέργεια.

➤ *Ζητήσεις στα κατάντη*

Ο Στράτος είναι ταμιευτήρας πολλαπλής σκοπιμότητας. Από τη μία υπάρχουν απαιτήσεις πρωτεύουσας ενέργειας και από την άλλη από το ταμιευτήρα αρδεύονται γεωργικές εκτάσεις 102 469 στρ. στην κατάντη πεδιάδα της Αιτωλοακαρνανίας. Για τη διανομή του αρδευτικού νερού υπάρχει στα κατάντη ένα εκτεταμένο αρδευτικό δίκτυο το οποίο παροχετεύει το νερό στις κατά τόπους ζητήσεις. Εκτός του ταμιευτήρα, την αρδευόμενη περιοχή εξυπηρετούν και οι φυσικές λίμνες Τριχωνίδας, Λυσιμαχίας και Οζερού. Το σύστημα είναι αρκετά σύνθετο αφού μεταφορά νερού γίνεται τόσο από τον Αχελώο προς τη Τριχωνίδα για τον εμπλουτισμό της, όσο και από τις λίμνες στον Αχελώο. Πιο συγκεκριμένα, από το Στράτο ξεκινούν οι δύο βασικές διώρυγες του δικτύου, η Διώρυγα ΔI που κατευθύνεται στα δυτικά του Αχελώου και τις εκεί εκεί γεωργικές εκτάσεις και η Διώρυγα ΔVII που κατευθύνεται στα ανατολικά του. Από αυτές ξεκινούν δευτερεύουσες διώρυγες και αντλιοστάσια που αρδεύουν τις γεωργικές εκτάσεις.

Η Διώρυγα ΔΙ έχει μήκος 10.1 km και παροχετευτικότητα 12.5 m<sup>3</sup>/s. Εξυπηρετεί γεωργικές εκτάσεις 32 939 στρ. στα δυτικά του Αχελώου που ανήκουν στους ΤΟΕΒ Οζερού και Φυτειών ενώ προβλέπεται επέκταση των αρδευτικών έργων ώστε να αρδεύονται από τη διώρυγα επιπλέον 57 500 στρ. (περιοχές Αμβρακίας, Βάλτου και Κάμπου Κατούνας). Οι μελλοντικές αυτές απολήψεις έχουν ληφθεί υπόψη στο μοντέλο του υδροσυστήματος. επομένως, από τις περιοχές δυτικά του Αχελώου σχηματοποιούνται δύο αρδευτικές ζητήσεις, μία των υφιστάμενων έργων που στο σχηματοποιημένο υδροσύστημα ονομάζεται «Αρδ.Κόμβος 1» και μία των μελλοντικών που ονομάζεται «Δυτική Επέκταση Δικτύου».

Η Διώρυγα ΔVII ξεκινάει από την ανατολική υδροληψία του Στράτου, έχει μήκος 350 m περίπου μέχρι τη διακλάδωση με το κατάντη αρδευτικό δίκτυο και παροχετευτικότητα 30.0 m<sup>3</sup>/s. Αρδεύει περιοχές συνολικής έκτασης 69 530 στρεμμάτων στα ανατολικά του Αχελώου που ανήκουν στους ΤΟΕΒ Καλυβίων, Πεδιάδας Αγρινίου, Αγρινίου-Ερημίτσας, Λυσιμαχίας και Παναιτώλιου. Η ζήτηση αυτή σχηματοποιείται στον κόμβο με ονομασία «Αρδ. Κόμβος 2». Επίσης μέσω της Διώρυγας ΔVII μεταφέρεται νερό ποσότητας 47 hm<sup>3</sup> τη θερινή περίοδο στην Τριχωνίδα για τον εμπλουτισμό της. Κατάντη των περιοχών αυτών υπάρχουν γεωργικές εκτάσεις που εξυπηρετούνται από αντλήσεις νερού από τις λίμνες της Τριχωνίδας και της Λυσιμαχίας. Λόγω ελλειπών στοιχείων για τις εισροές και τη μορφολογία τους, αλλά και επειδή η ετήσια ζήτηση νερού για άρδευση από τις λίμνες είναι σημαντικά μικρότερη από τις μέσες ετήσιες εισροές τους, οι λίμνες σχηματοποιήθηκαν ως γεωτρήσεις με δυναμικότητα ίση με τη μέση ετήσια αρδευτική ζήτηση. Οι αρδευόμενες περιοχές που εξυπηρετούνται είναι των ΤΟΕΒ Παραβόλας, Πάμφιας, Καινουρίου, Μακρύνειας και Παντάνασσας, Κλεισούρας, Νεοχωρίου, Κατοχής, τμήματος του ΤΟΕΒ Λεσινίου, Μεσολλογγίου και Ευηνοχωρίου, συνολικής έκτασης 111 082 στρ. Οι ζητήσεις αυτές σχηματοποιήθηκαν ως μία ενιαία ζήτηση από κόμβο με ονομασία «Τριχωνίδα-Λυσιμαχία».

Τέλος, αρδευτικές απολήψεις γίνονται και απευθείας από τον Αχελώο στα κατάντη του Στράτου μέσω παρόχθιων αντλιοστασίων για την εξυπηρέτηση του ΤΟΕΒ Παλαιομανίνας και μέρος των ΤΟΕΒ Κατοχής και Νεοχωρίου, συνολικής έκτασης 31 189 στρ. Οι απολήψεις αυτές σχηματοποιούνται με ένα κόμβο με ονομασία «Αντλιοστ. Αχελώου».

Διαμορφώνονται επομένως οι παρακάτω αρδευτικές ζητήσεις:

**Πίνακας 6.16 Οι υδατικοί στόχοι κατάντη του ταμιευτήρα του Στράτου**

<b>Στόχος</b>	<b>Ζήτηση</b>
<b>Άρδευση Αρδ. Κόμβος 1</b>	23.06 hm <sup>3</sup> (32 939 στρ)
<b>Άρδευση Αρδ. Δυτική Επέκτ. Δικτύου</b>	40.25 hm <sup>3</sup> (57 500 στρ)
<b>Άρδευση Αρδ. Κόμβος 2</b>	48.67 hm <sup>3</sup> (69 530 στρ)
<b>Άρδευση Τριχωνίδα-Λυσιμαχία</b>	77.76 hm <sup>3</sup> (111 082 στρ)
<b>Άρδευση Αντλιοστ. Αχελώου</b>	21.83 hm <sup>3</sup> (31 189 στρ)

**Πίνακας 6.17 Μηνιαία κατανομή των απολήψεων της Τριχωνίδας από τον Αχελώο για τον εμπλουτισμό της**

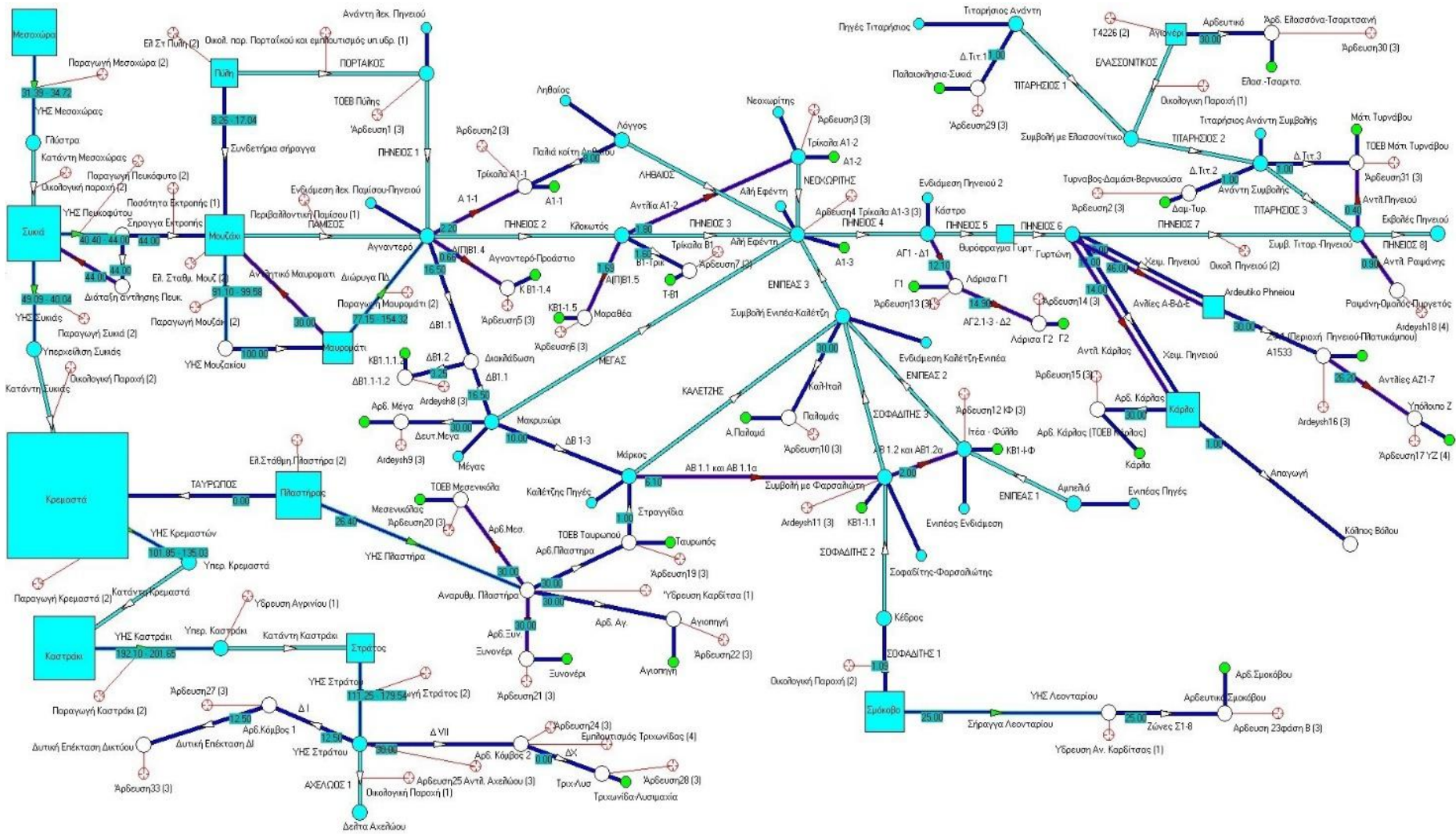
<b>Μηνιαία κατανομή των απολήψεων της Τριχωνίδας από τον Αχελώο για τον εμπλουτισμό της (hm<sup>3</sup>)</b>							
<b>Ιαν-Μαρ</b>	<b>Απρ</b>	<b>Μαΐ</b>	<b>Ιουν</b>	<b>Ιουλ</b>	<b>Αυγ</b>	<b>Σεπ</b>	<b>Οκτ-Δεκ</b>
0.00	2.35	5.17	11.09	14.19	12.41	1.79	0.00

Ο Στράτος είναι ο πιο κατάντη ταμιευτήρας του Αχελώου γι' αυτό στα κατάντη του μπαίνει η απαίτηση ελάχιστης περιβαλλοντικής ροής του Αχελώου. Θεωρείται κατανομή της ζήτησης μέσα στο χρόνο τέτοια που να διατηρούνται τα χαρακτηριστικά εποχικότητας της φυσικής παροχής του ποταμού. Συνεπώς, η μηνιαία ζήτηση διαμορφώνεται σύμφωνα με τον παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 6.18 Μηνιαία κατανομή της ζήτησης για περιβαλλοντική ροή του Αχελώου**

<b>Περιβαλλοντική ροή Αχελώου (m<sup>3</sup>/s)</b>											
<b>Ιαν</b>	<b>Φεβ</b>	<b>Μαρ</b>	<b>Απρ</b>	<b>Μαΐ</b>	<b>Ιουν</b>	<b>Ιουλ</b>	<b>Αυγ</b>	<b>Σεπ</b>	<b>Οκτ</b>	<b>Νοε</b>	<b>Δεκ</b>
34.35	33.55	29.04	21.92	22.82	18.49	17.7	17.93	21.44	27.78	27.77	31.31

Το σχηματοποιημένο υδροσύστημα στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ φαίνεται στο παρακάτω Σχήμα 6.1.



Σχήμα 6.1 Το συνδυασμένο υδροσύστημα Αχελώου-Πηνειού σχηματοποιημένο στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ (Νικολόπουλος, 2015)



# 7 *Οικονομικά του νερού και της ενέργειας*

## **7.1 Εισαγωγή**

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται βιβλιογραφική ανασκόπηση για την οικονομική αποτίμηση του νερού και της ενέργειας με σκοπό τη χρήση των δεδομένων αυτών στις αναλύσεις των Κεφαλαίων 8 και 9 που ακολουθούν.

Η οικονομική αποτίμηση των χρήσεων του νερού γίνεται στη βάση προσδιορισμού ενός οικονομικού οφέλους από την ικανοποίηση των επιμέρους ζητήσεων για αυτή τη χρήση και ενός οικονομικού κόστους (χρηματική ποινή) από τη μη ικανοποίηση. Η αποτίμηση του κόστους των ελλειμμάτων βασίζεται στην αναζήτηση προσφοράς υδατικών και ενεργειακών πόρων εκτός του υπό μελέτη υδρο-ενεργειακού συστήματος και στον προσδιορισμό της οικονομικής αξίας αυτών των εναλλακτικών επιλογών. Το όφελος από την ικανοποίηση ζητήσεων αναφέρεται μόνο στην άρδευση και την Υ/Η παραγωγή που είναι οι χρήσεις που το νερό αποτελεί παραγωγικό πόρο οικονομικού αγαθού.

Επίσης παρουσιάζονται οικονομικά στοιχεία επενδύσεων σε αιολικές και Φ/Β εγκαταστάσεις τα οποία χρησιμοποιούνται κατά την ανάλυση του ενεργειακού συστήματος.

## **7.2 Η οικονομική διάσταση του νερού: Περιβαλλοντική οικονομία και μέθοδοι οικονομικής αποτίμησης περιβαλλοντικών αγαθών**

Καταρχήν το πρώτο ερώτημα που τίθεται όταν επιδιώκουμε να εντάξουμε το νερό σε ένα οικονομικό πλαίσιο είναι: έχει το νερό οικονομική αξία, δηλαδή είναι οικονομικό αγαθό; Και πως προσδιορίζεται; Στην οικονομική επιστήμη δίνονται οι ακόλουθοι ορισμοί:

- ✓ *οικονομικό αγαθό ή προϊόν* είναι το αγαθό που η απόκτηση του συνεπάγεται κάποια θυσία, δηλαδή κάποια παραγωγική προσπάθεια,
- ✓ *ελεύθερο αγαθό* είναι το αγαθό που υπάρχει σε απεριόριστες ποσότητες σε σχέση με τη ζήτηση χωρίς παραγωγική προσπάθεια,

- ✓ *δημόσιο αγαθό* είναι το αγαθό που αποτελεί αντικείμενο κοινής ιδιοκτησίας και κατά συνέπεια υπάρχει ελεύθερη πρόσβαση στη χρήση του,
- ✓ *ιδιωτικό αγαθό* είναι το αγαθό που αποτελεί αντικείμενο ατομικής ιδιοκτησίας και για τη πρόσβαση στη χρήση του πρέπει να καταβληθεί ορισμένο τίμημα.

Το νερό από τη φύση του είναι ελεύθερο και δημόσιο αγαθό. Υπάρχει θεωρητικά σε μεγάλες ποσότητες και είναι προσβάσιμο απ' όλους. Με βάση τα σημερινά δεδομένα όμως η παραπάνω πρόταση δεν είναι απολύτως αληθής: σε πολλές περιπτώσεις η κακή διαχείριση έχει δημιουργήσει προβλήματα επάρκειας, ενώ για να φθάσει το νερό στους καταναλωτές, σε κάποιες περιπτώσεις, απαιτούνται δυσανάλογα πολλοί πόροι και μεγάλη παραγωγική διαδικασία. Η οικονομική αποτίμηση της αξίας του νερού με αυτά τα δεδομένα, δηλαδή της μη επάρκειας των υδατικών πόρων, έχει σημασία όχι για την εμπορευματοποίηση του αγαθού, αλλά γιατί με αυτό το τρόπο δίνονται εργαλεία για την ορθή λήψη αποφάσεων και τη χάραξη πολιτικών σε σχέση με τους υδατικούς πόρους σε μια γλώσσα (οικονομική) που είναι κατανοητή απ' όλους τους ενδιαφερόμενους.

Ένα περιβαλλοντικό αγαθό μπορεί να συμμετέχει με κάποιο τρόπο στη πραγματική αγορά, όπως παραδείγματος χάρη το νερό στην αγορά ενέργειας, οπότε να προκύπτει κάποια οικονομική αξία από τη χρήση του. Όμως η αξία αυτή είναι ένα υποσύνολο της ολικής αξίας (και όπως αναφέρεται και παρακάτω υποσύνολο και της αξίας χρήσης του). Για το προσδιορισμό της ολικής αξίας του απαιτούνται οικονομικά εργαλεία και μέθοδοι που ξεφεύγουν από τα εργαλεία και τις μεθόδους που σχετίζονται με αγαθά που εμπορεύονται στην πραγματική αγορά.

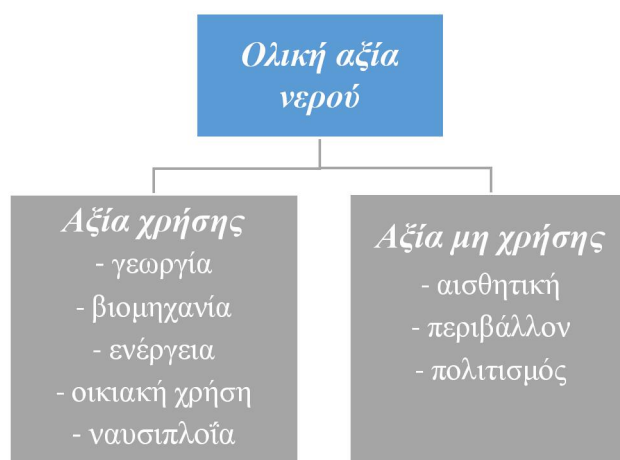
Από την ανάγκη αυτή προέκυψε ένα νέος κλάδος της οικονομικής επιστήμης που ασχολείται με την οικονομική αποτίμηση των περιβαλλοντικών αγαθών, η Περιβαλλοντική Οικονομία. Η Περιβαλλοντική Οικονομία στηρίζεται στην υπόθεση ότι όλες οι λειτουργίες που παρέχονται από το φυσικό περιβάλλον έχουν μια οικονομική αξία η οποία θα ήταν έκδηλη εάν οι λειτουργίες ήταν ενταγμένες σε μια πραγματική αγορά. Η βασική ιδέα για την αποτίμηση της αξίας των περιβαλλοντικών αγαθών στηρίζεται στις προτιμήσεις των ατόμων (ή των νοικοκυριών) ως προς το περιβάλλον, σε σχέση με τη διάθεσή τους να πληρώσουν προκειμένου να απολαύσουν ένα περιβαλλοντικό αγαθό ή εναλλακτικά, να αποζημιωθούν, προκειμένου να αποδεχτούν την απώλειά του (Καλιαμπάκος και Δαμίγος, 2008). Με βάση αυτή την προσέγγιση μπορεί να προσδιοριστεί η ολική αξία ενός περιβαλλοντικού αγαθού.

Σύμφωνα με τη Περιβαλλοντική Οικονομία, η **ολική αξία** ενός περιβαλλοντικού αγαθού, όπως το νερό, είναι το άθροισμα της αξίας χρήσης και της αξίας μη χρήσης του.

Η **αξία χρήσης** προκύπτει από την πραγματική χρήση του φυσικού πόρου από τους ανθρώπους. Η αξία χρήσης διακρίνεται σε δύο υποκατηγορίες, την έμμεση και την άμεση. Η άμεση αξία προκύπτει από την απ' ευθείας χρήση του πόρου από το άτομο, ενώ η έμμεση αξία προκύπτει από τη χρήση των υπηρεσιών που παρέχει ο πόρος στους ανθρώπους και στα υπόλοιπα έμβια όντα (Μάλλιος, 2005). Αξίες χρήσης του νερού είναι η αστική χρήση, η γεωργική, η βιομηχανική, η παραγωγή Υ/Η ενέργειας, η

ναυσιπλοΐα, οι υπηρεσίες αναψυχής, η διατήρηση της βιοποικιλότητας, κλπ.

Η **αξία μη χρήσης** αποτελεί την εκφραζόμενη προθυμία των μελών μιας κοινωνίας να διαθέσουν ένα χρηματικό ποσό για να διατηρήσουν τη ποιότητα και ποσότητα των υδατικών πόρων για μελλοντική χρήση από τους ίδιους ή από τις μελλοντικές γενιές ή, τέλος, απλώς για να προστατεύσουν το νερό χωρίς να προσβλέπουν στη χρησιμοποίησή του επειδή θεωρούν ότι έχει μια αυθύπαρκτη αξία (Καλιαμπάκος και Δαμίγος, 2008).



**Διάγραμμα 7.1 Η ολική αξία του νερού**

Οι μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό εξαρτώνται από τη αξία που επιδιώκεται να προσδιοριστεί. Οι αξίες χρήσης μπορούν να προκύψουν με άμεσους τρόπους (τιμή αγοράς) ή έμμεσους τρόπους (συμμετοχή του πόρου στη παραγωγική διαδικασία προϊόντων). Από την άλλη πλευρά, οι αξίες μη χρήσης μπορούν να προσδιοριστούν μόνο με έμμεσες προσεγγιστικές μεθόδους όπως η Υποθετική ή Εξαρτημένη Αξιολόγηση και τα Μοντέλα Επιλογής. Στον Πίνακα 7.1 παρουσιάζονται οι μέθοδοι της Περιβαλλοντικής Οικονομίας που χρησιμοποιούνται για κάθε προς αποτίμηση αξία ενός φυσικού πόρου.

**Πίνακας 7.1 Οι επιμέρους αξίες του νερού και οι αντίστοιχα κατάλληλες μέθοδοι αποτίμησης (Καλιαμπάκος και Δαμίγος, 2008)**

Είδος αξίας	Μέθοδος αποτίμησης
Άμεση αξία χρήσης	MP, PF, DB, CVM, CM
Έμμεση αξία χρήσης	TC, HP, COI, CVM, CM, MP, PF, DB
Αξία μη χρήσης	CVM, CM

*MP: Τιμή αγοράς, PF: συνάρτηση παραγωγής, DB: αποτρεπτική συμπεριφορά, COI: κόστος υγείας, TC: κόστος ταξιδιού, HP: ωφελιμιστική αποτίμηση, CVM: εξαρτημένη αξιολόγηση, CM: μοντέλα επιλογών*

Παρακάτω περιγράφονται βασικά χαρακτηριστικά μεθόδων που απασχολούν στη συνέχεια την εργασία.

- **Μέθοδος Ωφελιμιστικής Αποτίμησης ή Ηδονική Μέθοδος:** Η μέθοδος στηρίζεται στη θεώρηση ότι η ποιότητα του περιβάλλοντος αντανακλάται στην αξία διαφόρων αγαθών που επηρεάζονται από αυτήν. Χαρακτηριστικό παράδειγμα εφαρμογής είναι η αγορά κατοικίας, όπου η ποιότητα του περιβάλλοντος της περιοχής επηρεάζει την αξία της κατοικίας. Προσδιορίζοντας όλες τις παραμέτρους που επηρεάζουν τη τιμή του προϊόντος στην αγορά (π.χ. κατασκευαστικά χαρακτηριστικά), μπορεί για δύο όμοια προϊόντα με κοινές όλες της παραμέτρους πλην εκείνης που αφορά το υπό εξέταση περιβαλλοντικό χαρακτηριστικό (π.χ. ποιότητα γειτνιάζοντος περιβάλλοντος) να προσδιοριστεί η αξία του περιβαλλοντικού αγαθού ως η διαφορά της τιμής τους των δύο προϊόντων στη αγορά. Κατά την εφαρμογή της μεθόδου της Ωφελιμιστικής Αποτίμησης αξιοποιούνται δεδομένα από αγοροπωλησίες ακινήτων ή οικοπέδων τα οποία αναλύονται με τη βοήθεια μοντέλων πολλαπλής παλινδρόμησης. Η μέθοδος αυτή συναντάται παρακάτω, σε εργασίες που χρησιμοποιήθηκαν για την εκτίμηση του οφέλους από τη παροχή νερού άρδευσης.
- **Μέθοδος Υποθετικής ή Εξαρτημένης Αξιολόγησης:** Η Μέθοδος της Υποθετικής ή Εξαρτημένης Αξιολόγησης εκτιμά με άμεσο τρόπο την οικονομική αξία ενός περιβαλλοντικού αγαθού εξαρτώντας την από τις εκφρασμένες προτιμήσεις των μελών μιας κοινωνίας (ατόμων ή νοικοκυριών). Η μέθοδος στηρίζεται στην κατασκευή μιας υποθετικής αγοράς μέσω της οποίας επιδιώκεται να υπολογιστεί η διάθεση του ερωτώμενου να πληρώσει ή να αποζημιωθεί (Willingness To Pay – WTP ή Willingness To Accept – WTA) για τις μεταβολές στην παρεχόμενη ποιότητα ή/και ποσότητα μη εμπορεύσιμων αγαθών και υπηρεσιών του περιβάλλοντος. Στην κατεύθυνση αυτή αξιοποιεί στοιχεία έρευνας με ερωτηματολόγια τα οποία συγκεντρώνονται με τρεις τρόπους: (α) τηλεφωνικά, (β) ταχυδρομικά (με συμβατικό και τελευταία με ηλεκτρονικό ταχυδρομείο) και (γ) με κατά πρόσωπο συνεντεύξεις είτε σε σπίτια είτε σε ανοικτούς χώρους. Τη μέθοδο αυτή τη συναντάμε παρακάτω σε εργασίες που χρησιμοποιούνται για την αποτίμηση της αξίας της περιβαλλοντικής ροής.

Για την αξιοπιστία της μεθόδου υπάρχει έντονη κριτική που σχετίζεται με δομικά σφάλματα της έρευνας (π.χ. δήλωση ψευδών απαντήσεων όταν αυτές μπορούν να αποφέρουν όφελος στον ερωτώμενο), τις υποθέσεις που γίνονται (η υποθετική φύση της μεθόδου δημιουργεί αμφιβολίες σχετικά με την πραγματική καταναλωτική συμπεριφορά των ατόμων), τον τρόπο παροχής των πληροφοριών (έλλειψη εμπιστοσύνης σχετικά με τις πληροφορίες που παρέχονται), τον σχεδιασμό της έρευνας (δομή ερωτηματολογίου, επιλογή δείγματος), τον τρόπο πληρωμής (η προτεινόμενη μέθοδος πληρωμής μπορεί να επηρεάσει την προθυμία του ερωτώμενου για πληρωμή), κλπ. (Ζάχου κ.ά., 2012). Παρόλα αυτά είναι μια μέθοδος που χρήζει θεσμικής αναγνώρισης στην

Ευρώπη και στην Αμερική και χρησιμοποιείται πλέον ευρέως σε μελέτες περιβαλλοντικής οικονομίας από δημόσιους και ιδιωτικούς φορείς.

- **Ανάλυση Κόστους Ταξιδιού:** Η μέθοδος στηρίζεται στην κεντρική υπόθεση ότι το κόστος επίσκεψης σε κάποιο χώρο προσφοράς αναψυχής (π.χ. λίμνη, ποταμό) αντανακλά, κατά κάποιον τρόπο, την ψυχαγωγική του αξία. Η μέθοδος χρησιμοποιεί συνεντεύξεις των επισκεπτών του χώρου μέσω ερωτηματολογίων για τη συλλογή των απαραίτητων πληροφοριών. Οι βασικές ερωτήσεις αφορούν την περιοχή από την οποία προέρχονται οι επισκέπτες, το μέσο με το οποίο ταξιδεύουν, το κόστος του ταξιδιού τους, την χρονική διάρκεια του ταξιδιού, τις εναλλακτικές επιλογές που έχουν, τον χρόνο παραμονής τους, τις δραστηριότητες κατά τη διάρκεια παραμονής, το οικογενειακό εισόδημα, την ηλικία, κλπ., καθώς εκτός από το κόστος ταξιδιού υπάρχουν και άλλοι παράγοντες που επηρεάζουν τη συχνότητα των επισκέψεων σε έναν χώρο ψυχαγωγίας. Η μέθοδος συναντάται παρακάτω κατά την αποτίμηση της οικονομικής αξίας της λίμνης Πλαστήρα.
- **Μέθοδος Μεταφοράς Οφέλους:** Η μέθοδος αυτή χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ολικής αξίας ή της αξίας χρήσης ενός περιβαλλοντικού αγαθού όταν δεν είναι εφικτή η διενέργεια πρωτογενούς έρευνας για τους παρακάτω λόγους: (α) περιορισμούς στο κόστος της έρευνας ή/και (β) περιορισμούς στο χρόνο υλοποίησης. Ουσιαστικά πρόκειται για μεταφορά δεδομένων περιβαλλοντικής αποτίμησης για δεδομένο πρόβλημα, από μια περιοχή με συγκεκριμένα χαρακτηριστικά σε μια άλλη με παρόμοια χαρακτηριστικά. Σε περίπτωση απουσίας πρωτογενών δεδομένων θεωρείται προσέγγιση με λιγότερο σφάλμα απ' ότι να μην αποτιμηθεί καθόλου η ολική αξία του περιβαλλοντικού αγαθού. Είναι η μέθοδος που χρησιμοποιείται στη παρούσα εργασία για τα περισσότερα περιβαλλοντικά αγαθά της περιοχής μελέτης (με εξαίρεση τη λίμνη Πλαστήρα, όπου υπήρχε έρευνα με πρωτογενή δεδομένα).

Όσον αφορά τη παρουσία της Περιβαλλοντικής Οικονομίας σε θεσμικό επίπεδο και τη χρήση της σε χάραξη πολιτικών, συναντάται ήδη από τη δεκαετία του 1930 στις ΗΠΑ, ενώ δεκαετίες αργότερα και στην Ευρώπη (Καλιαμπάκος και Δαμίγος, 2008).

Γενικά στις ΗΠΑ:

- Οι πρώτες αναφορές για τον ρόλο των μη μετρήσιμων αγαθών γίνονται ήδη από τη δεκαετία του 1930. Τη δεκαετία του 1950 εισάγεται η έννοια της αξίας του υδάτινου οικοσυστήματος ως χώρου αναψυχής και η συνεκτίμηση της αξίας αυτής στο καθορισμό σχεδίων διαχείρισης λεκανών απορροής ποταμών («Green Book»). Έτσι εισάγεται η μέθοδος Ανάλυσης Ταξιδιού.
- Το 1979 αναγνωρίζονται από το Συμβούλιο Υδατικών Πόρων οι μέθοδοι της Υποθετικής Αξιολόγησης και της Ανάλυσης Ταξιδιού ως μέθοδοι αποτίμησης περιβαλλοντικών αγαθών ώστε να αξιολογούνται έργα και προγράμματα σχετικά με τους υδατικούς πόρους.

- Τη δεκαετία του 1980 αποφασίζει το Εφετείο του Κολούμπια, μετά από από προσφυγή της πολιτείας του Οχάιο εναντίον του Υπουργείου Εσωτερικών, ότι οι αξίες μη χρήσης πρέπει να συνυπολογίζονται στις μελέτες εκτίμησης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων και πως η καλύτερη μέθοδος είναι αυτή της Υποθετικής Αξιολόγησης. Το Υπουργείο Εσωτερικών είχε προηγουμένως αποφασίσει την εφαρμογή των μεθόδων της Υποθετικής Αξιολόγησης, της Ανάλυσης Ταξιδιού και της Ανάλυσης Αγορών Ωφέλιμων Χαρακτηριστικών, σε περίπτωση που δεν υπήρχαν δεδομένα πραγματικής αγοράς.
- Το 1989 γίνεται το μεγαλύτερο, για τα μέχρι τότε δεδομένα, ατύχημα πετρελαϊκής διαρροής στη θάλασσα, το ατύχημα του πετρελαιοφόρου τάνκερ Echon Valdez. Το Κογκρέσο, με αφορμή αυτό, ψηφίζει τη Πράξη Πετρελαϊκής Ρύπανσης στην οποία προβλέπονται αξίες μη χρήσης. Το δικαστήριο που ακολουθεί εκδικάζει την υπόθεση δεχόμενο τη μέθοδο της Υποθετικής Αξιολόγησης που χρησιμοποιεί η Πολιτεία.

Στην Ευρώπη:

- Η πρώτη εκτίμηση αξίας μη χρήσης έγινε στην Ολλανδία το 1973, με τη μέθοδο της Υποθετικής Αξιολόγησης, και αφορούσε την ηχορύπανση. Ακολούθησαν η Γερμανία, η Νορβηγία και το Ηνωμένο Βασίλειο που για την αποτίμηση διάφορων περιβαλλοντικών αγαθών χρησιμοποίησαν μεθόδους Περιβαλλοντικής Οικονομίας.
- Το κομβικό σημείο ήταν η μεταστροφή της περιβαλλοντικής πολιτικής της ΕΕ -όπως εκπορεύτηκε από τις αρχές της βιώσιμης ή αειφόρου ανάπτυξης - από τη χρήση ρυθμιστικών περιβαλλοντικών εργαλείων στη χρήση οικονομικών εργαλείων που κινητοποιούν τις δυνάμεις της αγοράς. Η μεταστροφή αυτή εκφράστηκε κυρίως από της υιοθέτηση της αρχής «ο ρυπαίνων πληρώνει» και από τη περιβαλλοντική φορολογία. Έτσι, άρχισαν να κερδίζουν έδαφος οι μέθοδοι της Περιβαλλοντικής Οικονομίας.
- Όσον αφορά τα νερά, η Οδηγία-Πλαίσιο 2000/60/ΕΚ (ή απλούστερα, Οδηγία Πλαίσιο για τα νερά) εισάγει τις έννοιες του περιβαλλοντικού κόστους και του κόστους πόρου. Το **περιβαλλοντικό κόστος** αντανακλά την οικονομική ζημιά που επιφέρει στο οικοσύστημα η όποια απόληψη νερού για καταναλωτική χρήση και το **κόστος πόρου** ή κόστος ευκαιρίας ισούται με τη διαφορά της οικονομικής αξίας της υφιστάμενης χρήσης και της οικονομικής αξίας της καλύτερης εναλλακτικής χρήσης (ECO2, 2004).
- Στην πράξη όμως, τα παραπάνω οικονομικά εργαλεία δεν έχουν τύχει ευρείας εφαρμογής μέχρι στιγμής. Η Ελλάδα δεν έχει εφαρμόσει ακόμα το παραπάνω πλαίσιο κοστολόγησης του νερού ενώ η προθεσμία για την εφαρμογή έληξε το 2016 (<http://www.kathimerini.gr>).

### 7.3 Οικονομικά της ύδρευσης

Το νερό ύδρευσης αντιμετωπίζεται ως δημόσιο αγαθό και στη περιοχής μελέτης

παρέχεται από τους κατά τόπους ΔΕΥΑ. Υπενθυμίζεται ότι οι υδρευτικές ζητήσεις που έχουν μοντελοποιηθεί (αφού η ύδρευση αυτών γίνεται και με επιφανειακά νερά) είναι η ύδρευση της πόλης του Αγρινίου, η ύδρευση της πόλης της Καρδίτσας και των πέριξ περιοχών και η ύδρευση οικισμών στα Ανατολικά της ΠΕ Καρδίτσας. Συνεπώς, στη διανομή του νερού εμπλέκονται οι ΔΕΥΑ Καρδίτσας και Αγρινίου. Οι κατά τόπους ΔΕΥΑ στην Ελλάδα συνήθως πωλούν το νερό σε τιμές κάτω του χρηματοοικονομικού κόστους, το οποίο αποτελεί στην υφιστάμενη πολιτική τιμολόγησης το άνω όριο της. Σύμφωνα όμως με την Οδηγία-Πλαίσιο για τα νερά, η τιμολόγηση του νερού πρέπει να περιλαμβάνει το περιβαλλοντικό κόστος και το κόστος πόρου του νερού ώστε να επιτευχθεί χρηστή κατανάλωση του πόρου.

Στα πλαίσια της εργασίας, το οικονομικό κίνητρο στη διαχειριστική πολιτική για την κάλυψη των υδρευτικών ζητήσεων του υδροσυστήματος προκύπτει από την κοστολόγηση εναλλακτικών μέσων για τη κάλυψη του, πέρα από τα υφιστάμενα υδρομαστευτικά έργα που καλύπτουν τις ζητήσεις εντός του υδροσυστήματος. Υπενθυμίζεται ότι η ύδρευση της πόλης του Αγρινίου γίνεται από τον ταμιευτήρα Καστρακίου, η ύδρευση της πόλης της Καρδίτσας και των πέριξ περιοχών από τον ταμιευτήρα Πλαστήρα και η ύδρευση οικισμών στα Ανατολικά της ΠΕ Καρδίτσας από τον ταμιευτήρα Σμοκόβου. Εν δυνάμει εναλλακτικές επιλογές μπορούν να θεωρηθούν η αφαλάτωση νερού και η μεταφορά νερού από πόρους γλυκού νερού εκτός της περιοχής μελέτης.

Η αφαλάτωση νερού περιλαμβάνει το αρχικό κόστος επένδυσης, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας και το κόστος του παραγόμενου νερού. Για δυναμικότητες 12000 - 60000 m<sup>3</sup>/ημέρα σαν και αυτή που εξετάζεται, το συνολικό ανηγμένο κόστος κυμαίνεται μεταξύ 0.35 - 1.30 €/m<sup>3</sup> (Καραχάλιου, 2010). Η μεταφορά νερού με υδροφόρα από την άλλη, η οποία αποτελεί τη πλέον ακριβή εναλλακτική παροχής νερού ύδρευσης, κυμαίνεται μεταξύ 1 - 6 €/m<sup>3</sup>. Στα ελληνικά νησιά που υπάρχει πρόβλημα λειψυδρίας η μεταφορά νερού με πλοίο κοστίζει 4 - 10 €/m<sup>3</sup> (Zotalis *et al.*, 2012).

Η επιλογή εναλλακτικής λύσης συνίσταται στα ακόλουθα δεδομένα:

- Η ύδρευση του Αγρινίου γίνεται με μεταφορά νερού από τον ταμιευτήρα Καστρακίου, το υδατικό δυναμικό του οποίου είναι τάξεις μεγέθους μεγαλύτερο, οπότε θεωρείται απίθανο να μην καλυφθεί.
- Κατ' αντιστοιχία, το υδατικό δυναμικό του ταμιευτήρα Πλαστήρα είναι υπερπολλαπλάσιο της υδρευτικής ζήτησης της περιοχής της Καρδίτσας και επιπλέον δεν υπάρχουν έντονες ανταγωνιστικές απαιτήσεις (π.χ. για παραγωγή πρωτεύουσας ενέργειας) άρα και εδώ δεν αναμένονται αστοχίες.
- Στην περιοχή της ανατολικής Καρδίτσας αναμένεται η ύδρευση να καλύπτεται από το ταμιευτήρα του Σμοκόβου μετά τη κατασκευή του νέου υδρευτικού δικτύου, όπως και σχηματοποιήθηκε στο μοντέλο του υδροσυστήματος, όμως στην υφιστάμενη κατάσταση η περιοχή υποεξυπηρετείται λόγω ποιοτικών προβλημάτων από πηγές και γεωτρήσεις που δεν έχουν σχηματοποιηθεί.

- Οι περιοχές της Καρδίτσας βρίσκονται κοντά γεωγραφικά στη πλούσια ΛΑΠ του Αχελώου όπου οι μεγάλοι ταμιευτήρες του μέσου ρου δεν έχουν καταναλωτικές ζητήσεις αλλά μόνο ενεργειακές. Συνεπώς κρίνεται δυνατή η μεταφορά νερού σε περίπτωση ανάγκης.

Κρίνεται συνεπώς ότι το υδρευτικό έλλειμμα σε κάποια ζήτηση θα είναι μία κατάσταση προσωρινής εκτάκτου ανάγκης η οποία θα αντιμετωπίζεται διαχειριστικά με μη μόνιμα μέσα, όπως η μεταφορά νερού. Επίσης, τόσο η πρωτεύουσα όσο και οι οικισμοί στα ανατολικά της ΠΕ Καρδίτσας είναι στο κέντρο της ηπειρωτικής Ελλάδας άρα και με θεώρηση της αφαλάτωσης ως εναλλακτικής η μεταφορά του νερού δραματίζει, με βάση τις τιμές που αναφέρθηκαν, το βαρύνουσα σημασίας ρόλο στο κόστος.

Με βάση τα παραπάνω καταλήγουμε ότι η προσφερότερη εναλλακτική πηγή για τα πιθανά υδρευτικά ελλείμματα του υδροσυστήματος είναι η μεταφορά νερού. Ως κόστος μεταφοράς, και άρα κόστος για τη διαχείριση εάν κάποια υδρευτική ζήτηση δεν ικανοποιηθεί εντός υδροσυστήματος, θεωρείται προσεγγιστικά η τιμή 5 €/m<sup>3</sup> και για τις τρεις περιοχές.

## **7.4 Οικονομικά της άρδευσης**

### **7.4.1 Όφελος παροχής νερού άρδευσης**

Το νερό στην άρδευση είναι παραγωγικός πόρος, δημιουργεί δηλαδή προστιθέμενη αξία στα γεωργικά προϊόντα και συμβάλει στα γεωργικά εισοδήματα και υπό αυτή την έννοια μπορεί να προκύψει οικονομικό όφελος στον διαχειριστή του. Η τιμολόγηση του από τους κατά τόπους ΤΟΕΒ γίνεται με βάση το χρηματοοικονομικό κόστος<sup>1</sup>. Στη ΛΑΠ Πηνειού σε πολλές περιπτώσεις η τιμολόγηση είναι χαμηλότερη και από το χρηματοοικονομικό κόστος (Κ/Ξ Διαχείρισης Υδάτων Θεσσαλίας, Ηπείρου και Δυτικής Στερεάς Ελλάδας, 2011). Από την άλλη, υπάρχουν μελέτες οι οποίες αποσκοπούν στον προσδιορισμό της προστιθέμενης αξίας που δημιουργεί το νερό στη γεωργική παραγωγή. Ο προσδιορισμός γίνεται με έμμεσους τρόπους, από τη διαφορά στην αξία της γης ή του γεωργικού κέρδους μεταξύ αρδευόμενων και μη αρδευόμενων γεωργικών εκτάσεων (ξηρικές καλλιέργειες). Οι μελέτες αυτές γίνονται ώστε να προκύψει μια τιμολόγηση του πόρου που θα διασφαλίζει την ορθή διαχείρισή του και δεν θα επιτρέπει σπατάλες. Άλλωστε, και η Οδηγία-Πλαίσιο για νερά ορίζει ότι οι πολιτικές τιμολόγησης πρέπει να παρέχουν στους χρήστες τα κατάλληλα κίνητρα ώστε να χρησιμοποιούν αποτελεσματικά το νερό.

Με βάση τα παραπάνω διερευνήθηκαν στη βιβλιογραφία και παρουσιάζονται παρακάτω εργασίες που έχουν γίνει στην Ελλάδα για την οικονομική αποτίμηση του

<sup>1</sup> Σύμφωνα με το Οδηγία 2000/60/ΕΚ στο κόστος του νερού άρδευσης θα πρέπει να συμπεριλαμβάνονται το κόστος πόρου και το περιβαλλοντικό κόστος. Στα διαχειριστικά σχέδια των ΥΔ που έχουν εκπονηθεί υπολογίζονται τα αυτά τα κόστη, αλλά στη πράξη δεν έχει εφαρμοστεί το νέο πλαίσιο.



νερού άρδευσης.

- Λατινόπουλος και Μυλόπουλος (2005)
  - Η εργασία υπολόγισε τη καθαρή γεωργική ωφέλεια από τη παροχή νερού άρδευσης ως τη διαφορά μεταξύ των κερδών των γεωργικών εκμεταλλεύσεων σε αρδευσιμες και μη αρδευσιμες (ξηρικές) καλλιέργειες.
  - Περιοχή εφαρμογής: Η ΛΑΠ Λουδία, συνολικής έκτασης 1 440 στρ. που εκτείνεται στις ΠΕ Ημαθίας, Πέλλας και Θεσσαλονίκης.
  - Προέκυψε ότι η γεωργική ωφέλεια από το νερό κυμαίνεται μεταξύ 0.04 – 0.30 €/m<sup>3</sup>, με ένα σταθμισμένο μέσο όρο με βάση την έκταση της κάθε υπολεκάνης ίσο με 0.16 €/m<sup>3</sup>.
- Μάλλιος (2005)
  - Θεωρήθηκε ότι η αξία του νερού αντανakλάται στην αξία των αρδευόμενων αγροτεμαχίων και χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα αγοραπωλησίας ή ενοικίασης αγροτεμαχίων. Η προστιθέμενη αξία του νερού υπολογίστηκε ως η διαφορά της αξίας της γης αρδευόμενων και ξηρικών καλλιεργειών.
  - Περιοχή μελέτης: Χαλκιδική
  - Αξία νερού άρδευσης: 0.053 €/m<sup>3</sup>
- Latinopoulos *et al.* (2004)
  - Η μέθοδος αποτίμησης που χρησιμοποιήθηκε είναι ίδια με του Μάλλιου (2005).
  - Περιοχή μελέτης: Χαλκιδική
  - Αξία νερού άρδευσης: 0.060 €/m<sup>3</sup>
- Σκουληκάρης (2008)
  - Η εργασία βασίστηκε, όπως και η πρώτη, στη διαφορά των εισοδημάτων των αγροτών από αρδευόμενες και ξηρικές καλλιέργειες.
  - Περιοχή μελέτης: ΛΑΠ Νέστου
  - Προέκυψε διαφορά μέσου ετήσιου αγροτικού εισοδήματος μεταξύ αρδευόμενης και μη αρδευόμενης καλλιεργήσιμης έκτασης ίση με 9.50 €/στρ (σε τιμές του 2001).
  - Στη ΛΑΠ Πηνειού, που ενδιαφέρει τη παρούσα εργασία, η κατανάλωση νερού για άρδευση είναι 738 m<sup>3</sup>/στρ. οπότε προκύπτει αξία για το νερό 0,008 €/m<sup>3</sup>.

Τα αποτελέσματα των παραπάνω εργασιών συγκεντρώνονται στον Πίνακα 7.2. Στο Πίνακα συμπεριλαμβάνεται και η εκτίμηση του Κουτσογιάννη (1996) για το γεωργικό όφελος από την παροχή νερού σε μελέτη του για τη λειτουργία του υδροσυστήματος που εξετάζεται. Οι τιμές μετατρέπονται σε τιμές 2015 με βάση τους ετήσιους Δείκτες Τιμών Καταναλωτή (ΔΤΚ).

**Πίνακας 7.2 Τιμές αρδευτικού οφέλους από διάφορες βιβλιογραφικές πηγές**

Εργασία	Τιμή εργασίας (€/m <sup>3</sup> )	Τιμή 2015 (€/m <sup>3</sup> )
Λατινόπουλος, Μυλόπουλος (2005)	0.040 – 0.300 (0.160)	0.047 – 0.354 (0.189)
Μάλλιος (2005)	0.053	0.063
Latinopoulos <i>et al.</i> (2006)	0.060	0.073
Σκουληκάρης (2008)	0.008 (2001)	0.011
Κουτσογιάννης (1996)	0.040 (10 000 δρχ/στρ)	0.065

Με βάση τον παραπάνω Πίνακα, η τιμή που τελικά επιλέγεται είναι 0.065 €/m<sup>3</sup> στην οποία συγκλίνουν οι περισσότερες τιμές της βιβλιογραφίας.

#### **7.4.2 Κόστη αρδευτικών ελλειμμάτων**

Με την εισαγωγή ενός κόστους αρδευτικού ελλείμματος δίνεται, μαζί με την αξία του γεωργικού οφέλους που είδαμε παραπάνω, το «κίνητρο» στο σύστημα να δίνει νερό στους αρδευτικούς κόμβους. Εν μέρει το σύστημα θα επιδιώξει να δώσει επιφανειακό νερό στους αρδευτικούς κόμβους για να αποφεύγονται τα κόστη των γεωτρήσεων που θα χρησιμοποιούνταν σε διαφορετική περίπτωση. Η παρουσίαση ελλείμματος σε κάποιον αρδευτικό κόμβο σημαίνει ότι τόσο οι γεωτρήσεις όσο και οι επιφανειακές απολήψεις δεν κατόρθωσαν να καλύψουν τη ζήτηση. Επειδή το βήμα της προσομοίωσης της λειτουργίας του υδροσυστήματος είναι ημερήσιο, ένα αρδευτικό έλλειμμα δε συνεπάγεται απαραίτητα πρόβλημα για τις καλλιέργειες ώστε να προβλεφθεί κάποιο κόστος αποζημίωσης. Όμως για να υπάρχει συνέπεια στη διαχειριστική αντιμετώπιση όλων των χρήσεων νερού, εισάγεται ένα κόστος ελλείμματος ίσο με 1 €/m<sup>3</sup> ώστε να ελαχιστοποιηθούν οι αστοχίες της γεωργικής παραγωγής.

#### **7.4.3 Κόστη γεωτρήσεων**

Οι γεωτρήσεις χαρακτηρίζονται από την ειδική κατανάλωση ενέργειας που εκφράζει την απαιτούμενη ενέργεια για την άντληση μιας ποσότητας νερού. Η ειδική κατανάλωση, εκτός από την αποδοτικότητα της τεχνολογικής διάταξης, εξαρτάται και από το βάθος άντλησης. Η περιοχή της Λάρισας είναι η πλέον επιβαρυνόμενη περιοχή όσον αφορά την πτώση της στάθμης του υδροφόρου ορίζοντα και ακολουθούν τα Τρίκαλα και μετά η Καρδίτσα. Με βάση δεδομένα ηλεκτρικής κατανάλωσης για αγροτική χρήση από τον ΑΔΜΗΕ και τις αντίστοιχες αντλούμενες ποσότητες, ο Νικολόπουλος (2015) εξήγαγε την ειδική κατανάλωση ενέργειας για κάθε περιφερειακή ενότητα. Με βάση το αγροτικό τιμολόγιο της ΔΕΗ η χρέωση του ρεύματος για αγροτικές εργασίες είναι 0,082 €/kWh. Έτσι προκύπτει το κόστος νερού των γεωτρήσεων ανά ΠΕ:

**Πίνακας 7.3 Τα κόστη των γεωτρήσεων ανά περιφερειακή ενότητα της ΛΑΠ Πηνειού**

	Ειδική κατανάλωση ενέργειας (kWh/m <sup>3</sup> )	Κόστος αντλούμενου νερού (€/m <sup>3</sup> )
ΠΕ Τρικάλων	0.50	0.04
ΠΕ Καρδίτσας	0.85	0.07
ΠΕ Λάρισας	1.50	0.12

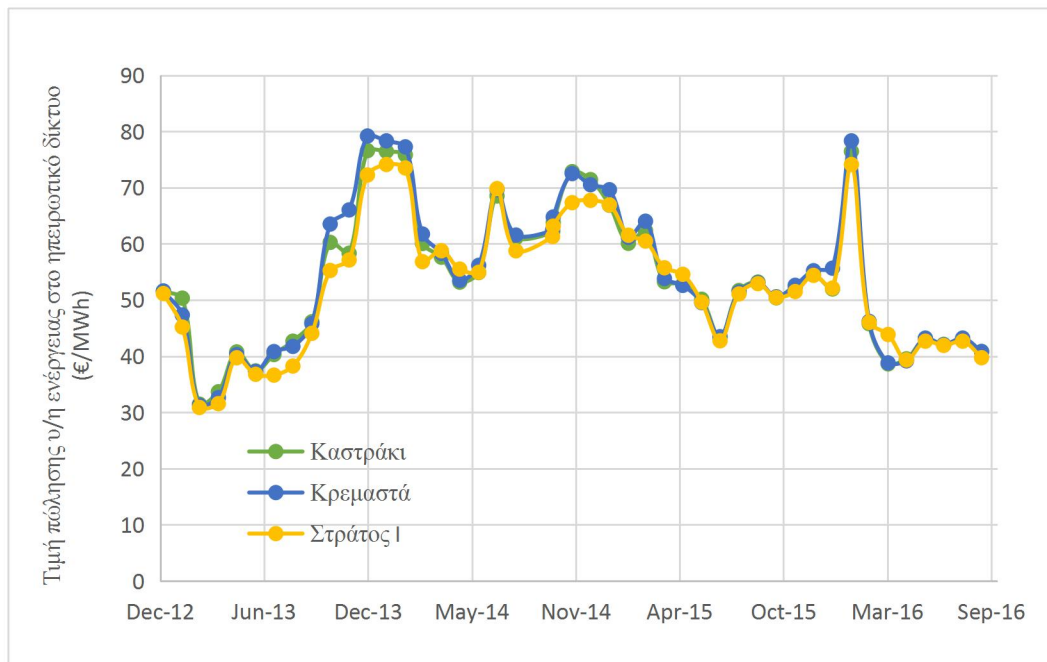
## **7.5 Οικονομικά της Υ/Η ενέργειας**

### **7.5.1 Όφελος παραγωγής**

Στο ηπειρωτικό δίκτυο κάθε ενδιαφερόμενος παραγωγός ενέργειας (π.χ., η ΔΕΗ για τους ΥΗΣ) υποβάλλει μία Προσφορά Έγχυσης της ενέργειας για κάθε μονάδα που κατέχει για κάθε ώρα της επόμενης μέρας. Εφόσον η προσφορά αυτή είναι μικρότερη από την διαμορφούμενη Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ), δηλαδή της τιμή της τελευταίας μονάδας που μπαίνει στο ημερήσιο ενεργειακό ισοζύγιο ως η ακριβότερη, η μονάδα συμμετέχει στο παραγόμενο μείγμα ενέργειας. Για τους ΥΗΣ το κάτω όριο της Προσφοράς Έγχυσης τους αντιστοιχεί στο μεταβλητό κόστος τους. Το κόστος αυτό προκύπτει

- (α) από τη συνιστώσα αξίας χρήσης του νερού, η οποία αντιστοιχεί στην εξοικονόμηση καυσίμων των θερμικών μονάδων παραγωγής, και
- (β) από τη συνιστώσα κόστους που εξαρτάται από τη στάθμη του ταμιευτήρα κάθε μονάδας (ΛΑΓΗΕ, 2013).

Στο Διάγραμμα 7.2 παρουσιάζονται οι μηνιαίες χρονοσειρές των τιμών πώλησης της Υ/Η ενέργειας των Κρεμαστών, του Καστρακίου και του Στράτου Ι στο ηπειρωτικό σύστημα κατά τα έτη 2013 - 2016.



**Διάγραμμα 7.2 Η μηνιαία διακύμανση της τιμής πώλησης της Υ/Η ενέργειας από τους ΥΗΣ Καστρακίου, Κρεμαστών και Στράτου Ι κατά τα έτη 2013-2016 (Πηγή: Μηνιαία Δελτία Συστήματος 2013-2016, ΛΑΓΗΕ)**

Με βάση το παραπάνω διάγραμμα και στα πλαίσια της εργασίας όπου το ενεργειακό σύστημα θεωρείται αυτόνομο, θεωρείται κοινό και σταθερό όφελος από τη πώληση υδροηλεκτρικής ενέργειας ίσο με 0.045 €/kWh για την πρωτεύουσα ενέργεια, δηλαδή την ενέργεια με αξιοπιστία παραγωγής ίση με 99%, και 0.023 €/kWh για την ενέργεια που παράγεται επιπλέον αυτής, δηλαδή για την δευτερεύουσα ενέργεια.

### 7.5.2 Κοστολόγηση ελλειμμάτων

Στη περίπτωση που η ενεργειακή παραγωγή των ΥΗΣ του συστήματος είναι μικρότερη της πρωτεύουσας ενέργειας, θεωρείται κάποιο κόστος το οποίο απαντά στις ανάγκες κάλυψης αυτού του ελλείμματος, αντίστοιχα με τη περίπτωση της ύδρευσης. Γίνεται η παραδοχή ότι η κάλυψη αυτών των ελλειμμάτων θα γίνεται με παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες φυσικού αερίου. Η επιλογή της μονάδας φυσικού αερίου γίνεται γιατί:

- ✓ Υπάρχει το πλεονέκτημα της ταχείας εκκίνησης λειτουργίας, της τάξης των μερικών λεπτών. Το γεγονός αυτό δεν εισάγει απαιτήσεις προγενέστερου ενεργειακού προγραμματισμού της παραγωγής όπως με τις άλλες συμβατικές μορφές ηλεκτροπαραγωγής.
- ✓ Είναι μία σχετικά φθηνή πηγή ενέργειας και αρκετά διαδεδομένη. Σύμφωνα με τα μηνιαία δεδομένα του ΛΑΓΗΕ για το 2016, η εγκατεστημένη ισχύς μονάδων φυσικού αερίου ανερχόταν στο 29% της συνολικά εγκατεστημένης ισχύς του ηπειρωτικού συστήματος ενέργειας και είχε τη μεγαλύτερη συμμετοχή ανά τύπο καυσίμου του συστήματος ίση με περίπου 31%.

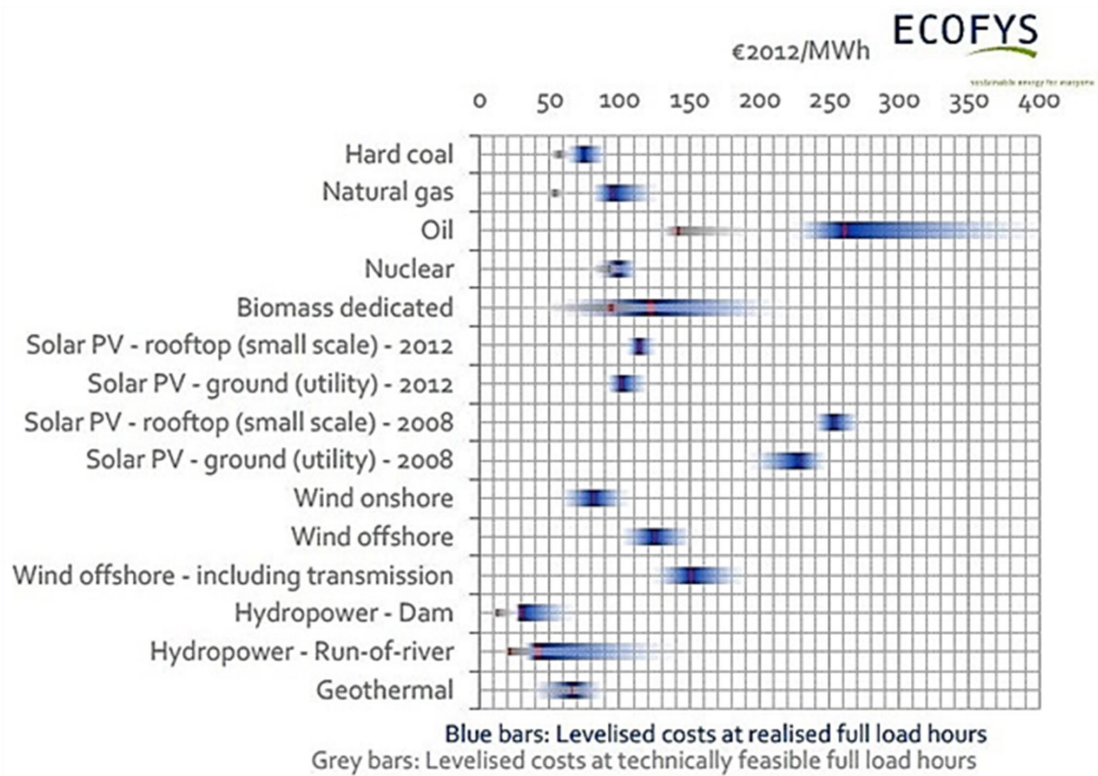
Για τη κοστολόγηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο

χρησιμοποιούνται τα αποτελέσματα της εργασίας του Ecofys (2014) στην οποία συγκεντρώθηκαν στοιχεία πραγματικού κόστους (κόστος επένδυσης, συντήρησης και λειτουργίας) και εξωτερικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής για τις διάφορες πηγές ενέργειας και για τις 28 χώρες της ΕΕ.

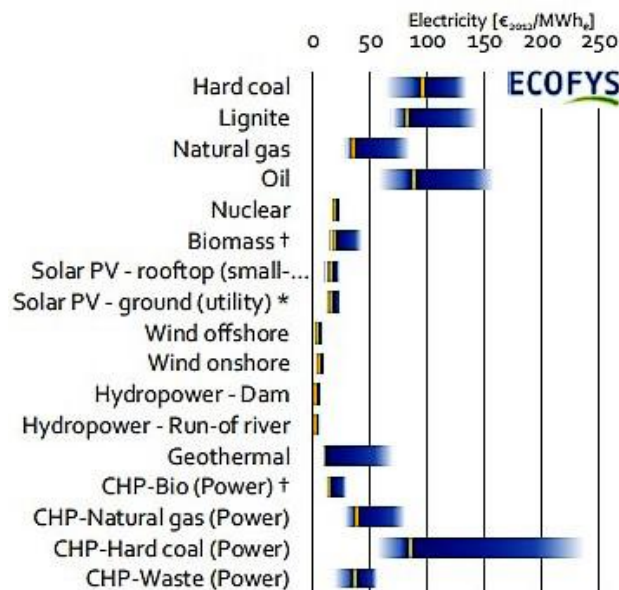
Τα πραγματικά, σταθμισμένα κόστη ενέργειας, φαίνονται στο Διάγραμμα 7.3. Οι γκρι μπάρες δείχνουν που κυμαίνονται τα κόστη όταν η μονάδα λειτουργεί στον μέγιστο τεχνικά εφικτό χρόνο ενώ οι μπλε στον πραγματικό χρόνο λειτουργίας όπως προκύπτει από στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής. Οι κόκκινες γραμμές αναπαριστούν το μέσο του εύρους. Στις τιμές αυτές δεν περιλαμβάνεται η επίδραση των παρεμβάσεων στήριξης από τα κράτη. Από το διάγραμμα φαίνεται ότι το μέσο σταθμισμένο κόστος των μονάδων φυσικού αερίου, υπολογισμένο για ένα συνήθη χρόνο λειτουργίας, είναι περίπου 95 €/MWh.

Τα εξωτερικά κόστη κάθε μορφής ηλεκτροπαραγωγής είναι τα κόστη που «πληρώνει» η κοινωνία λόγω των αρνητικών επιπτώσεων της ηλεκτροπαραγωγής στο περιβάλλον, την ανθρώπινη υγεία, τη διαθεσιμότητα των ενεργειακών πόρων όσον αφορά τα συμβατικά καύσιμα κ.ά. Το μεγαλύτερο ποσοστό καταλαμβάνουν τα περιβαλλοντικά κόστη, για τα οποία εξάλλου προβλέπονται στην ηλεκτροπαραγωγή επιβαρύνσεις όσον αφορά την εκπομπή CO<sub>2</sub>. Τα εξωτερικά κόστη για κάθε μορφή ηλεκτροπαραγωγής, με δεδομένα του 2012 για την ΕΕ, φαίνονται στο Διάγραμμα 7.4. Επίσης, στο Διάγραμμα 7.5 παρουσιάζονται οι συνιστώσες που διαμορφώνουν το εξωτερικό κόστος για κάθε μορφή ηλεκτροπαραγωγής.

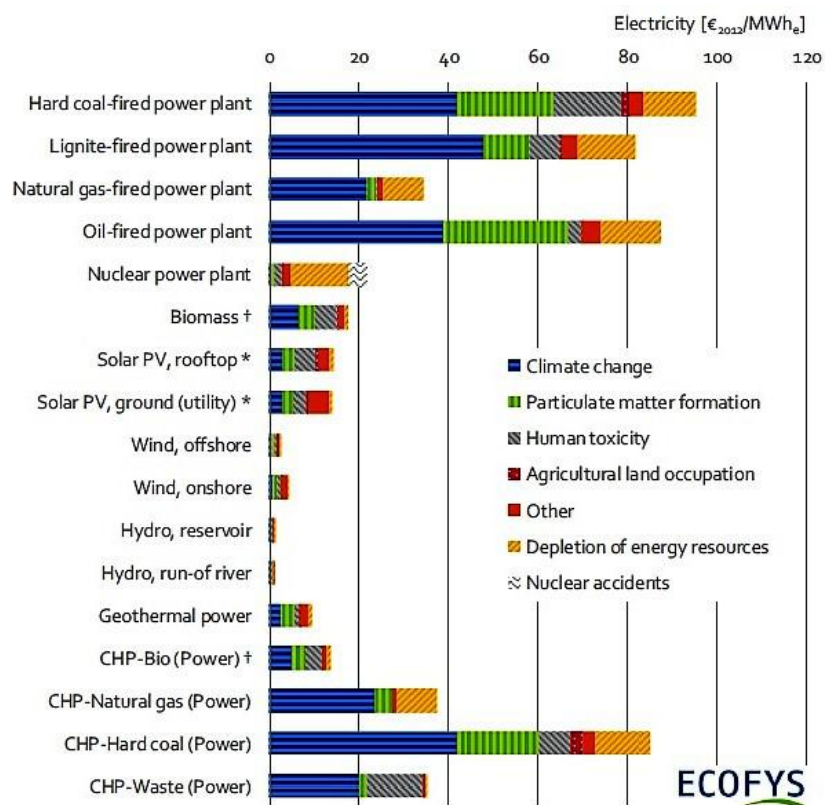
Από το Διάγραμμα 7.4 φαίνεται ότι το μέσο σταθμισμένο εξωτερικό κόστος για την ηλεκτροπαραγωγή από μονάδες φυσικού αερίου διαμορφώνεται περίπου στα 35 €/MWh. Σε συνδυασμό με το κόστος της ηλεκτροπαραγωγής προκύπτει ένα συνολικό κόστος από τη καύση φυσικού αερίου για τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ίσο με 130 €/MWh.



**Διάγραμμα 7.3** Σταθμισμένα κόστη ενέργειας για τις διάφορες μορφές ηλεκτροπαραγωγής στις 28 χώρες της ΕΕ για το 2012. Οι τιμές προέκυψαν από στοιχεία κόστους κεφαλαίου και κόστους λειτουργίας και συντήρησης των ενεργειακών μονάδων (Ecofys, 2014)



**Διάγραμμα 7.4** Τα εξωτερικά κόστη για κάθε τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής στην ΕΕ για το 2012. Οι μπλε μπάρες δείχνουν το εύρος που κυμαίνονται οι τιμές και οι κίτρινες το σταθμισμένο μέσο (Ecofys, 2014)



**Διάγραμμα 7.5 Τα σταθμισμένα εξωτερικά κόστη στην ΕΕ για κάθε τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής επιμερισμένα στις συνιστώσες των επιπτώσεων κάθε τεχνολογίας (Ecofys, 2014)**

### 7.6 Κόστη αντλήσεων

Για τον υπολογισμό του κόστους των αντλήσεων υπολογίστηκε αρχικά η κατανάλωση ενέργειας ανά κυβικό μέτρο νερού σύμφωνα με τη παρακάτω σχέση:

$$E = \psi \cdot V \cdot H \Rightarrow \frac{E}{V} = \psi \cdot H \quad (7.1)$$

όπου

$E$  η καταναλισκόμενη ενέργεια σε GWh,

$V$  ο διερχόμενος όγκος νερού σε  $\text{hm}^3$ ,

$H$  το μανομετρικό ύψος σε hm, και

$\psi$  η ειδική ενέργεια (ενέργεια ανά μονάδα όγκου και ανά μονάδα ύψους πτώσης) σε  $\text{GWh}/\text{hm}^4$  ( $1 \text{ GWh}/\text{hm}^3 = 1 \text{ kWh}/\text{m}^3$ )

Το μέγεθος  $\psi$  εξαρτάται από τη διαφορά ύψους είναι συνεπώς μεταβαλλόμενο σε περίπτωση αντλιοστασίου συνδεδεμένου με ταμιευτήρα. Στο εξεταζόμενο σύστημα υπάρχουν δύο τέτοια αντλιοστάσια, το αντλητικό Μαυροματίου, που συνδέει τους ταμιευτήρες Μαυροματίου και Μουζακίου, και η σήραγγα εκτροπής που συνδέει τη Συκιά με το Μουζάκι. Στις περιπτώσεις αυτές θεωρήθηκε απλοποιητικά μια ενιαία τιμή του συντελεστή  $\psi$  που αντιστοιχεί σε ένα μέσο ύψος  $H$ .

Για την άντληση θεωρείται ότι χρησιμοποιείται νυχτερινή ενέργεια οπότε σύμφωνα με το νυχτερινό τιμολόγιο της ΔΕΗ λαμβάνεται κόστος ενέργειας άντλησης ίσο με 0.10 €/kWh. Πολλαπλασιάζοντας την τιμή αυτή με την ενέργεια ανά μονάδα όγκου που προκύπτει από τη σχέση 7.1 προκύπτει το κόστος ανά κυβικό μέτρο άντλησης (€/m<sup>3</sup>) για κάθε αντλιοστάσιο του συστήματος. Τα αποτελέσματα φαίνονται συγκεντρωτικά στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 7.4 Τα κόστη άντλησης ανά αντλιοστάσιο του υδросυστήματος**

	H	ψ	Pump Cost (€/m <sup>3</sup> )
<b>Αρδ.Μεσ.</b>	184.37	0.3	<b>0.055</b>
<b>Αντλ.Πηνειού</b>	28.32	0.3	<b>0.009</b>
<b>Αρδ.Ξυν.</b>	5.63	0.3	<b>0.002</b>
<b>Διάταξη άντλησης Πευκ.</b>	235	0.273	<b>0.064</b>
<b>AB 1.1 και AB 1.1α</b>	6.9	0.3	<b>0.002</b>
<b>Αντλίες Α-Β-Δ-Ε</b>	10.8	0.3	<b>0.003</b>
<b>Αντλ. Κάρλας</b>	10.8	0.3	<b>0.003</b>
<b>ΑΓ1 - Δ1</b>	27.18	0.3	<b>0.008</b>
<b>Αντλ. Ραψάνης</b>	274.77	0.3	<b>0.083</b>
<b>A 1-1</b>	4.55	0.3	<b>0.001</b>
<b>AB 1.2 και AB1.2α</b>	0.37	0.3	<b>0.0001</b>
<b>Αντλίες ΑΖ1-7</b>	12.38	0.3	<b>0.004</b>
<b>ΑΓ2.1-3 - Δ2</b>	9.63	0.3	<b>0.003</b>
<b>Αντλία Α1-2</b>	20.72	0.3	<b>0.006</b>
<b>Α(Π)Β1.4</b>	9.56	0.3	<b>0.003</b>
<b>Α(Π)Β1.5</b>	14.48	0.3	<b>0.004</b>
<b>Αντλητικό Μαυρομάτι</b>	104	0.211	<b>0.022</b>

### **7.7 Οικονομική αποτίμηση των περιβαλλοντικών χρήσεων του νερού**

Στη παράγραφο αυτή αποτιμώνται οικονομικά οι περιβαλλοντικοί στόχοι του υδросυστήματος με μεθόδους της Περιβαλλοντικής Οικονομίας. Διακρίνονται οι εξής περιβαλλοντικοί στόχοι στο υδροσύστημα:

1. η διατήρηση των οικολογικών παροχών κατάντη των φραγμάτων και,
2. η διατήρηση της ελάχιστης προβλεπόμενης στάθμης, για περιβαλλοντικούς και αισθητικούς λόγους, στη λίμνη Πλαστήρα.



### 7.7.1 Οικολογικές ροές υδροσυστήματος

Η οικονομική αποτίμηση λαμβάνει υπόψη συνιστώσες της αξίας των ποταμών όπως η αισθητική του τοπίου, η διατήρηση της χλωροπανίδας, ο εμπλουτισμός των υπόγειων νερών και η ευαισθησία του οικοσυστήματος (προστατευόμενη περιοχή, δέλτα ποταμού). Η μέθοδος Περιβαλλοντικής Οικονομίας που χρησιμοποιείται είναι η μέθοδος της Μεταφοράς Οφέλους. Η μέθοδος συνίσταται, όπως περιγράφηκε και στην § 7.2, στην υιοθέτηση μιας αξίας από παρόμοια εργασία Περιβαλλοντικής Οικονομίας όπου η αποτιμώμενη αξία στο περιβαλλοντικό αγαθό προέκυψε με έρευνα και πρωτογενή δεδομένα.

Η τιμή αξίας που μεταφέρεται μπορεί να βασίζεται σε μία εργασία ή να είναι η κεντρική τιμή αρκετών εργασιών. Για τη μεταφορά της τιμής πρέπει να ληφθούν υπόψη ο χωρικός και ο χρονικός παράγοντας που επιδρούν στην αξία του χρήματος. Ο χωρικός παράγοντας λαμβάνεται υπόψη μέσω του Δείκτη Ισότητας Αγοραστικής Δύναμης Καταναλωτή (ΑΔΚ) της κάθε χώρας ο οποίος δημοσιεύεται σε σχετικούς πίνακες του ΟΑΣΑ. Ο χρονικός παράγοντας λαμβάνεται υπόψη μέσω του Δείκτη Τιμών Καταναλωτή (ΔΤΚ) ο οποίος δημοσιεύεται ανά έτος από την ΕΛΣΤΑΤ και την Τράπεζα της Ελλάδας. Η μέθοδος έχει σφάλματα προσέγγισης που πηγάζουν πρώτον, από τα σφάλματα της έρευνας αναφοράς αφού και εκεί μια προσέγγιση του μετρούμενου μεγέθους επιχειρείται και δεύτερον, από σφάλματα κατά τη μεταφορά των δεδομένων (δυσκολίες κωδικοποίησης πρωτογενούς έρευνας, σφάλματα λόγω χρονικής απόστασης και μεταβολής των ανθρώπινων αντιλήψεων για το περιβάλλον κ.ά.).

Οι οικολογικές παροχές του και οι ετήσιες ποσοτικές απαιτήσεις τους στο υπό εξέταση υδροσυστήματος φαίνονται στον Πίνακα 7.5:

**Πίνακας 7.5 Οι οικολογικές απορροές του υδροσυστήματος και οι ετήσιες απορροές τους**

Ποταμός	Θέση	Ετήσιος όγκος (hm <sup>3</sup> )
Αχελώος	Κατάντη του φρ. Μεσοχώρας	47.30
Αχελώος	Κατάντη του φρ. Συκιάς	157.68
Αχελώος (εκβολές)	Κατάντη του φρ. Στράτου	799.17
Πορταϊκός	Κατάντη του φρ.ς Πύλης	14.19
Πάμισος	Κατάντη του φρ. Μουζακίου	4.73
Πηνειός	Εκβολές Πηνειού	315.36
Ελασσονίτικος	Κατάντη του φρ. Αγιονερίου	6.43
Σοφαδίτης	Κατάντη του φρ. Σμοκόβου	9.96

Η αξία της οικολογικής παροχής έγκειται, γενικά, στη διατήρηση της καλής

κατάστασης του ποτάμιου και παρόχθιου οικοσυστήματος καθώς και σε αισθητικούς λόγους. Σε κάποιες περιπτώσεις η οικολογική έχει καθοριστική σημασία και για τον εμπλουτισμό των κατάντη του φράγματος υπόγειων υδροφορέων. Τέτοια περίπτωση είναι ο Πορταϊκός ποταμός, στην οικολογική ροή του οποίου, κατάντη του φράγματος της Πύλης, προσμετράται ροή ίση με 0.35 m<sup>3</sup>/s ειδικά για τον εμπλουτισμό των υπόγειων νερών. Σε περίπτωση που η οικολογική ροή αναφέρεται σε εκβολές ποταμού αποκτά επιπρόσθετη αξία λόγω του ρόλου της στη διατήρηση των οικοσυστημάτων στο δέλτα του ποταμού. Στο υπό εξέταση υδροσύστημα υπάρχουν δύο τέτοιες περιπτώσεις, η οικολογική ροή του Αχελώου κατάντη του Στράτου και η οικολογική ροή του Πηνειού κατάντη του θυροφράγματος του Γυρτωνίου.

Σε εργασίες αποτίμησης της οικονομικής αξίας των ποταμών αποτιμώνται συνήθως οι επιμέρους αξίες των ποταμών όπως η παροχή, η βιοποικιλότητα, τα υπόγεια νερά, το δέλτα, κλπ. Στον Πίνακα 7.6 φαίνονται οι συνιστώσες της αξίας των οικολογικών ροών του υπό εξέταση υδροσυστήματος.

**Πίνακας 7.6 Συνιστώσες της αξίας των οικολογικών παροχών του υδροσυστήματος**

<b>Οικολογική παροχή</b>	<b>Συνιστώσες της αξίας της οικολογικής παροχής</b>
<b>Κατάντη Μεσοχώρας - π. Αχελώος</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• διατήρηση οικοσυστήματος/αισθητικοί λόγοι</li> </ul>
<b>Κατάντη Συκιάς - π. Αχελώος</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• διατήρηση οικοσυστήματος/αισθητικοί λόγοι</li> </ul>
<b>Κατάντη Στράτου - π. Αχελώος (εκβολές)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• διατήρηση οικοσυστήματος/αισθητικοί λόγοι</li> <li>• προστασία Δέλτα</li> <li>• προστασία από υφαλμύριση υπόγειων νερών στο Δέλτα</li> </ul>
<b>Κατάντη Πύλης - π. Πορταϊκός</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• διατήρηση οικοσυστήματος/αισθητικοί λόγοι</li> <li>• εμπλουτισμός υπόγειων νερών</li> </ul>
<b>Κατάντη Μουζακίου - π. Πάμισος</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• διατήρηση οικοσυστήματος/αισθητικοί λόγοι</li> </ul>
<b>Εκβολές Πηνειού</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• διατήρηση οικοσυστήματος/αισθητικοί λόγοι</li> <li>• προστασία του Δέλτα</li> <li>• προστασία από υφαλμύριση υπόγειων νερών στο Δέλτα</li> </ul>
<b>Κατάντη Αγιονερίου-Ελασσονίτικος</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• διατήρηση οικοσυστήματος/αισθητικοί λόγοι</li> </ul>

Η κύρια βιβλιογραφική πηγή για την οικονομική αποτίμηση των παραπάνω

αξιών είναι η εργασία του Δαμίγου (2010) στην οποία υπολογίστηκε το περιβαλλοντικό κόστος του νερού της Αθήνας λόγω, μεταξύ άλλων, και των φραγμάτων του Ευήνου και του Μόρνου. Η συνολική οικονομική αξία των ποταμών των έργων υπολογίστηκε από τις επιμέρους αξίες βελτίωσης της ροής (αισθητικοί λόγοι), καλής κατάστασης των συγγενών οικοσυστημάτων, προστασίας των Δέλτα λόγω προβλημάτων από τη μείωση της στερεοπαροχής κ.ά. Για την εκτίμηση αυτών των αξιών χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος Μεταφοράς Οφέλους και βιβλιογραφικές πηγές με πρωτογενή δεδομένα όπου εφαρμόστηκαν οι μέθοδοι της Υποθετικής Αξιολόγησης και των Μοντέλων Επιλογής. Στον Πίνακα 7.7 παρουσιάζεται η οικονομική αποτίμηση κάθε συνιστώσας αξίας ενός ποταμού όπως προέκυψε από τη βιβλιογραφία και η μετατροπή της σε τιμή 2015.

**Πίνακας 7.7 Οι επιμέρους συνιστώσες της αξίας των ποταμών**

<b>Αποτιμώμενη αξία</b>	<b>Τιμή βιβλιογραφίας (€/νοικοκυριό)</b>	<b>Βιβλιογραφική πηγή</b>	<b>Τιμή 2015 (€/νοικοκυριό)</b>
<b>Βελτίωση ροής ποταμού</b>	Αξία χρήσης: 25.90	Δαμίγος (2010)	26.10
	Αξία μη χρήσης: 11.00		11.08
<b>Προστασία οικοσυστήματος συνολικά</b>	58.60	Δαμίγος (2010)	59.05
<b>Προστασία Δέλτα</b>	2.30	Δαμίγος (2010)	2.32
<b>Προστασία υπόγειων νερών από υφαλμύριση στο Δέλτα</b>	49.70	Δαμίγος (2010)	50.08
<b>Εμπλουτισμός υπόγειων νερών</b>	78.72	Ψυχουδάκης, κ.ά. (2006)	87.16

Για να υπολογιστεί η συνολική ετήσια οικονομική αξία των υπό εξέταση περιβαλλοντικών αγαθών οι παραπάνω τιμές μονάδας (νοικοκυριού) πολλαπλασιάζονται με τα νοικοκυριά της περιοχής που επηρεάζονται από τις ποσοτικές μεταβολές των ποταμών. Σύμφωνα με τους Δαμίγο (2010) μπορούν να γίνουν δύο προσεγγίσεις: μία συντηρητική που να λαμβάνει υπόψη της μόνο τον άμεσα γειτνιάζοντα πληθυσμό του φράγματος, δηλαδή τους γειτονικούς δήμους, ή μια διευρυμένη προσέγγιση η οποία στις αξίες μη χρήσεις να λαμβάνει υπόψη της το σύνολο του πληθυσμού της Περιφερειακής Ενότητας του φράγματος. Επιλέγονται οι τιμές της δεύτερης προσέγγισης, αλλά παρουσιάζονται τα αποτελέσματα και από τη πρώτη για την αξία της σύγκρισης.

Στο Πίνακα 7.8 παρουσιάζονται τα καταγεγραμμένα κατά την απογραφή του 2011 νοικοκυριά των θιγόμενων περιοχών των φραγμάτων και των εκβολών του Πηνειού.

**Πίνακας 7.8 Τα νοικοκυριά στην στενή και ευρύτερη περιοχή των ποταμών κατάντη των φραγμάτων (ΕΛΣΤΑΤ, Απογραφή 2011)**

<b>Οικολογική παροχή ποταμού</b>	<b>Νοικοκυριά όμορων δήμων</b>		<b>Νοικοκυριά σε όλη τη Περιφερ. Ενότητα</b>	
<b>Κατάντη Μεσοχώρας-Αχελώος</b>	Δήμος Πύλης	5 119	ΠΕ Τρικάλων	46 899
<b>Κατάντη Συκιάς - Αχελώος</b>	Δήμος Αργιθέας	1 289	ΠΕ Καρδίτσας	40 227
<b>Κατάντη Στράτου - Αχελώος</b>	Δήμος Ιεράς Πόλης Μεσολογγίου	12 464	ΠΕ Αιτ/νίας	74 857
	Δήμος Αγρινίου	32 656		
<b>Κατάντη Πύλης - Πορταϊκός</b>	Δήμος Πύλης	5 119	ΠΕ Τρικάλων	46 899
<b>Κατάντη Μουζακίου - Πάμισος</b>	Δήμος Μουζακίου	4 996	ΠΕ Τρικάλων	46 899
	Δήμος Τρικκαίων	28 494		
<b>Εκβολές Πηνειού</b>	Δήμος Τεμπών	4 787	ΠΕ Λάρισας	100 661
	Δήμος Τυρνάβου	7 691		
<b>Κατάντη Αγιονερίου-Ελασσονίτικος</b>	Δήμος Ελασσόνας	11 353	ΠΕ Λάρισας	100 661
	Δήμος Τυρνάβου	7 691		
<b>Κατάντη Σμοκόβου - Σοφαδίτης</b>	Δήμος Σοφάδων	6 547	ΠΕ Καρδίτσας	40 227

Με βάση τα στοιχεία του Πίνακα 7.7 και του Πίνακα 7.8 μπορεί να γίνει η συνολική οικονομική αποτίμηση των παραπάνω ποταμών, προσθέτοντας τις επιμέρους αξίες και πολ/ντας τις με το θιγόμενο πληθυσμό. Η αξία, εν τέλει, της οικολογικής παροχής προκύπτει ως το 10% της παραπάνω αξίας, όση δηλαδή είναι περίπου και η αναλογία παροχής μεταξύ της οικολογικής ροής και της φυσικής ροής των ποταμών. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 7.9.

**Πίνακας 7.9 Συγκεντρωτική οικονομική αποτίμηση των οικολογικών παροχών του οικοσυστήματος**

Οικολογική παροχή ποταμού	Συντηρητική προσέγγιση		Διευρυμένη προσέγγιση	
	Συνολική ετήσια αξία (€)	Αξία ανά μονάδα όγκου (€/m <sup>3</sup> )	Συνολική ετήσια αξία (€)	Αξία ανά μονάδα όγκου (€/m <sup>3</sup> )
Κατάντη Μεσοχώρας-Αχελώος	49 260	0.0010	95 569	0.0020
Κατάντη Συκιάς - Αχελώος	12 404	0.0001	55 563	0.0004
Κατάντη Στράτου - Αχελώος	670 605	0.0008	703 566	0.0009
Κατάντη Πύλης - Πορταϊκός	93 878	0.0066	140 187	0.0099
Κατάντη Μουζακίου - Πάμισος	322 273	0.0681	337 136	0.0713
Εκβολές Πηνειού	174 267	0.0006	272 009	0.0009
Κατάντη Αγιονερίου-Ελασσονίτικος	183 260	0.0285	273 725	0.0425
Κατάντη Σμοκόβου - Σοφαδίτης	63 002	0.0063	100 333	0.0101

### 7.7.2 Λίμνη Πλαστήρα

Για τη λίμνη Πλαστήρα έχει εκπονηθεί εργασία οικονομικής αποτίμησής της με χρήση πρωτογενών δεδομένων και εφαρμογή των μεθόδων της Υποθετικής Αξιολόγησης και της μεθόδου Ανάλυσης Ταξιδιού (Ζάχου κ.ά., 2012). Τα αποτελέσματα ανά μέθοδο παρουσιάζονται παρακάτω.

#### α) Μέθοδος Υποθετικής Αξιολόγησης

- ο Το σενάριο πάνω στο οποίο βασίστηκε η υποθετική αγορά της μεθόδου ήταν ότι το κράτος παραχωρεί τη συνολική διαχείριση της λίμνης στους όμορους δήμους και έτσι η προστασία της λίμνης (προστασία από λύματα κ.ά.) πρέπει να γίνεται με σχετική χρηματοδότηση των δήμων. Στα πλαίσια αυτά διερευνήθηκε η προθυμία των ερωτώμενων για οικονομική συνδρομή υπό

μορφή ετήσιου δημοτικού τέλους για τη προστασία της λίμνης.

- ο Ερωτηματολόγια συλλέχθηκαν από τους όμορους στη λίμνη δήμους Καρδίτσας, Πλαστήρα, Μουζακίου, Μητρόπολης και Νεβρόπολης Αγράφων.
- ο Από την εργασία προέκυψε ότι η ετήσια ολική οικονομική αξία της λίμνης είναι 1 834 981 € (τιμή 2011).

#### b) Μέθοδος Ταξιδιού

- ο Στα πλαίσια της μεθόδου συγκεντρώθηκαν 117 ερωτηματολόγια τον Ιούλιο του 2011 από επισκέπτες σε χαρακτηριστικές θέσεις επίσκεψης. Σκοπός των ερωτηματολογίων ήταν ο προσδιορισμός του κόστους μετακίνησης των επισκεπτών και η συχνότητα των επισκέψεων τους. Από την επεξεργασία των δεδομένων προέκυψε ένα μέσο κόστος ίσο με 191 €.
- ο Συλλέχθηκε, επίσης, το σύνολο των ετήσιων επισκεπτών για το έτος 2011-2012 από τις τουριστικές επιχειρήσεις της περιοχής (καταλύματα, τουριστικές δραστηριότητες κλπ.). Έτσι, προέκυψε η ετήσια ψυχαγωγική αξία της λίμνης ίση με 3 668 544 € (τιμές 2011). Το μέγεθος αυτό, όπως αναφέρεται στην εργασία, κυμαίνεται σε χαμηλά, σχετικά, επίπεδα γιατί σύμφωνα με τις επιχειρήσεις της περιοχής η χρονιά 2011-2012, λόγω της οικονομικής κρίσης, κινήθηκε σε μέτρια επίπεδα επισκεπτών.

Τα παραπάνω δεδομένα προσαρμοσμένα σε τιμές 2015 φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

**Πίνακας 7.10 Η οικονομική αποτίμηση της λίμνης Πλαστήρα (Ζάχου κ.ά., 2012)**

Μέθοδος οικονομικής αποτίμησης	Ετήσια αξία λίμνης Πλαστήρα (€ 2011)	Ετήσια αξία λίμνης Πλαστήρα (€ 2015)	Είδος αποτιμώμενης αξίας
Ανάλυση Ταξιδιού	3 668 544	3 577 707	Ψυχαγωγική αξία (αξία χρήσης)
Υποθετική Αξιολόγηση	1 834 981	1 789 545	Ολική αξία (αξίες χρήσης και μη χρήσης)

Η Ανάλυση Ταξιδιού υπολογίζει μόνο ένα υποσύνολο της αξίας χρήσης της λίμνης, και συγκεκριμένα την ψυχαγωγική, αισθητική της αξία και όχι την ολική αξία της. Από την άλλη, η Υποθετική Αξιολόγηση θεωρητικά υπολογίζει την ολική αξία της λίμνης αλλά όπως φαίνεται στην εργασία αναφοράς αυτή προκύπτει μικρότερη από τη ψυχαγωγική αξία της. Εδώ αναδεικνύονται τα βασικά μειονεκτήματα της μεθόδου Υποθετικής Αξιολόγησης που συνίστανται στην εξάρτηση της από την ανθρώπινη αντίληψη, η οποία δεν διαμορφώνεται πάντα με ευρεία και σωστή ενημέρωση, και την κοινωνικοοικονομική κατάσταση της υπό διερεύνηση κοινωνίας. Δηλαδή είναι

διαφορετική η αξία που δίνει σε ένα περιβαλλοντικό αγαθό μια κοινωνία με εύρωστους οικονομικούς δείκτες και διαφορετική αυτή που δίνει μια κοινωνία σε οικονομική κρίση.

Στη παρούσα εργασία επιλέγεται η οικονομική αποτίμηση της λίμνης που δίνει η μέθοδος Ταξιδιού ως πιο αντιπροσωπευτική της αξίας της. Για την κοστολόγηση των ελλειμμάτων της λίμνης από τον ελάχιστο αποδεκτό όγκο για περιβαλλοντικούς/αισθητικούς λόγους, η παραπάνω οικονομική αξία της ανάγεται στον ελάχιστο όγκο της. Θεωρείται δηλαδή ότι, η οικονομική αξία της λίμνης που προσδιορίστηκε σύμφωνα με τα παραπάνω αντιστοιχεί στον ελάχιστο περιβαλλοντικά αποδεκτό όγκο και πτώση της στάθμης του ταμιευτήρα κάτω από την τιμή που αντιστοιχεί στον ελάχιστο όγκο οδηγεί σε αναλογικά γραμμική πτώση της αξίας της λίμνης. Η πτώση αυτή της αξίας αποτελεί το κόστος του ελλείμματος. Σύμφωνα με τους Ευστρατιάδη κ.ά. (2002), ο ελάχιστος αποδεκτός περιβαλλοντικά όγκος της λίμνης είναι ίσος με 179 hm<sup>3</sup>. Με τα παραπάνω δεδομένα το κόστος των περιβαλλοντικών ελλειμμάτων της λίμνης προκύπτει ίσο με  $3668544/179 = 0.020 \text{ €/m}^3$ .

### 7.8 Συγκεντρωτικά οικονομικά στοιχεία

Για την εποπτική παρουσίαση των οικονομικών στοιχείων των χρήσεων του νερού, όπως αυτά αναπτύχθηκαν παραπάνω, μορφώνεται ο παρακάτω Πίνακας 7.11.

**Πίνακας 7.11 Συγκεντρωτικά οικονομικά του νερού**

	Όφελος από τη παροχή	Κόστος ελλείμματος
Υδρευση (€/m <sup>3</sup> )	-	5
Άρδευση (€/m <sup>3</sup> )	0.065	1
Υδροηλεκτρική Ενέργεια (€/kWh)	Τιμή – στόχος: 0.045	0.130
	Επιπλέον της τιμής στόχου: 0.023	
Οικολογική ροή κατάντη φραγμάτων (€/m <sup>3</sup> )	-	0.0009 - 0.0713
Ελάχιστη στάθμη Πλαστήρα (€/m)	-	0.020
	<b>Κόστος (€/m<sup>3</sup>)</b>	
Γεωτρήσεις	0.040 - 0.120	
Αντλήσεις	0.0001 - 0.055	

## 7.9 Οικονομική αξιολόγηση ενεργειακών επενδύσεων

### 7.9.1 Μέτρα οικονομικής αξιολόγησης

Σε μια ενεργειακή επένδυση, όπως και σε κάθε επένδυση, τα έξοδα και έσοδα λαμβάνουν χώρα σε διαφορετικές χρονικές στιγμές κατά τη διάρκεια της ζωής της. Από την άλλη, το χρήμα δεν έχει σταθερή αξία στο χρόνο, όχι μόνο λόγω του πληθωρισμού, αλλά και εξαιτίας των αβέβαιων μελλοντικών συνθηκών που μεταφράζονται σε ρίσκο για την επένδυση. Όσο μεγαλύτερο είναι το θεωρούμενο ρίσκο της επένδυσης τόσο μικρότερη σημερινή αξία έχει ένα αναμενόμενο μελλοντικό ποσό. Για την αξιολόγηση της βιωσιμότητας ή της απόδοσης της ή της αξίας μιας επένδυσης πρέπει όλα τα ποσά της επένδυσης, τα οποία διαμορφώνονται συνήθως σε ετήσια βάση, να ανηχθούν σε ένα κοινό χρόνο αναφοράς, συνήθως στον χρόνο έναρξης της οικονομικής ζωής της επένδυσης. Έτσι εισάγεται η έννοια της καθαρής παρούσας αξίας (NPV) της επένδυσης που ορίζεται ως η συνολική αξία της ανηγμένη στο χρόνο έναρξης:

$$NPV = -K_o + \sum_{t=1}^N \frac{KTP_t}{(1+i)^t} + \frac{YA_N}{(1+i)^N} \quad (7.2)$$

όπου

$K_o$  το αρχικό κόστος επένδυσης

$KTP_t$ : η Καθαρή Ταμειακή Ροή του έτους  $t$ , που είναι η διαφορά εξόδων έσοδων σε αυτό το χρόνο. Σε μία ενεργειακή επένδυση τα έσοδα προέρχονται από τη πώληση της ενέργειας στο δίκτυο και τα έξοδα περιλαμβάνουν τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης, τις φορολογικές επιβαρύνσεις, τις δόσεις του δανείου εάν υπάρχουν δανειακά κεφαλαία καθώς και κόστη επενδύσεων, σε περίπτωση προσθηκών ή αντικατάστασης εξοπλισμού

$i$  το επιτόκιο αναγωγής, που εκφράζει τη μεταβολή της αξίας του χρήματος και εξαρτάται από το είδος της επένδυσης

$N$  η διάρκεια της ζωής της επένδυσης σε έτη. Σύμφωνα με τον Ν. 3851/2010, οι συμβάσεις πωλήσεις ενέργειας ορίζονται για 20 έτη και μπορούν να παραταθούν, εφόσον είναι εν ισχύ η άδεια παραγωγής ενέργειας που χορηγείται, στα 25 έτη. Από την άλλη, ο χρόνος ζωής των ανεμογεννητριών και των φωτοβολταϊκών πλαισίων είναι 25 έτη.

$YA_N$  η υπολειμματική αξία της επένδυσης το  $N$ -οστό έτος. Για  $N = 25$  η οικονομική ζωή της επένδυσης ταυτίζεται με τον φυσικό χρόνο ζωής των Α/Γ και των Φ/Β οπότε η υπολειμματική της αξία είναι μηδενική.

Για να κατανεμηθεί η παρούσα αξία ενός ποσού  $P$  σε ετήσιες σταθερές δόσεις  $A$  για μία περίοδο  $N$  ετών χρησιμοποιείται η παρακάτω σχέση:

$$A = P \cdot \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (7.3)$$

Στη παραπάνω σχέση, ο όρος με τον οποίο πολλαπλασιάζεται το ποσό  $P$  ονομάζεται



συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου.

Στις ενεργειακές επενδύσεις ένα μέτρο της αξίας της επένδυσης που χρησιμοποιείται συχνά είναι το **σταθμισμένο κόστος ενέργειας (levelised cost of energy - LCOE)**. Το LCOE υπολογίζεται ως το πηλίκο των συνολικών δαπανών προς την ολική παραγωγή ενέργειας καθ' όλη την οικονομική ζωή της επένδυσης και εκφράζει τη μέση τιμή με την οποία πρέπει να αποζημιώνεται η παραγωγή του σταθμού ώστε να αποσβένεται το αρχικό κόστος επένδυσης και το σύνολο των λειτουργικών της εξόδων (Παπαθανασίου, 2012). Όταν το μόνο επενδύσιμο κεφάλαιο είναι το αρχικό κόστος εγκατάστασης, υπολογίζεται από την εξής σχέση:

$$LCOE = \frac{K_o + \sum_{t=1}^N \frac{\Lambda \Delta_t}{(1+i)^t} - \frac{YA_N}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{gen,t}}{(1+i)^t}} \quad (7.4)$$

όπου

$\Lambda \Delta_t$  οι ετήσιες λειτουργικές δαπάνες της επένδυσης, και  
 $E_{gen,t}$  η ετήσια παραγωγή ενέργειας.

### 7.9.2 Το επιτόκιο αναγωγής σε επενδύσεις ΑΠΕ

Το επιτόκιο αναγωγής εκφράζει την ελάχιστη αποδεκτή απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται. Εξαρτάται από το πληθωρισμό, το κόστος ευκαιρίας του κεφαλαίου και το ρίσκο που ενέχει η επένδυση. Όσο μεγαλύτερο το ρίσκο τόσο μεγαλύτερο το επιτόκιο αναγωγής και μικρότερη η παρούσα αξία της επένδυσης, άρα και λιγότερο ελκυστική. Το επιτόκιο αναγωγής που θα επιλέξει ο επενδυτής μπορεί να προκύψει υποκειμενικά, με βάση την εμπειρία του και την απόδοση που θέλει για τα κεφάλαια του, ή να προκύψει με ποσοτικές μεθόδους. Στη περίπτωση που τα κεφάλαια είναι δανειακά το επιτόκιο αναγωγής είναι το **επιτόκιο δανεισμού** αφού δεν μπορεί να είναι αποδεκτή μικρότερη απόδοση. Στη περίπτωση ιδίων κεφαλαίων το επιτόκιο αναγωγής, το οποίο τότε ονομάζεται και **κόστος κεφαλαίου**, μπορεί να είναι η αναμενόμενη απόδοση από τους κατόχους μετοχών ή ομολόγων για τα κεφάλαια τους, εάν τα κεφάλαια της επένδυσης έχουν τέτοιες συνθέσεις, ή, αν πρόκειται για έναν επενδυτή, η απόδοση μιας ασφαλούς επένδυσης προσαυξημένης κατά έναν συντελεστή ασφάλειας που εκφράζει το θεωρούμενο ρίσκο. Όταν η επένδυση χρηματοδοτείται από συνδυασμό ιδίων και δανειακών κεφαλαίων ως επιτόκιο αναγωγής λαμβάνεται το **μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίων** της επένδυσης (**weighted average capital cost - WACC**). Για επιτόκιο δανεισμού,  $\kappa_1$ , και κόστος κεφαλαίου,  $\kappa_\Delta$ , το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου προκύπτει από τη παρακάτω σχέση:

$$WACC = \frac{I}{I + \Delta} \kappa_1 + \frac{\Delta}{I + \Delta} \kappa_\Delta \quad (7.5)$$

όπου  $I$  το ίδιο κεφάλαιο και  $\Delta$  το δανειακό. Οι όροι  $I/(I + \Delta)$  και  $\Delta/(I + \Delta)$  εκφράζουν τα

ποσοστά συμμετοχής των ιδίων και δανειακών κεφαλαίων αντίστοιχα.

Για τις ταμειακές ροές της επένδυσης χρησιμοποιούνται σταθερές τιμές του πρώτου έτους της επένδυσης που δεν λαμβάνουν υπόψη τον πληθωρισμό ή τρέχουσες τιμές που έχουν προκύψει με θεώρηση κάποιου πληθωρισμού. Στη πρώτη περίπτωση το επιτόκιο αναγωγής πρέπει να είναι αποπληθωρισμένο. Απλοποιητικά, για την αποπληθώριση του ονομαστικού επιτοκίου αφαιρείται ο πληθωρισμός από το επιτόκιο. Για να είναι αποδεκτή η αξιολόγηση της επένδυσης με σταθερές ταμειακές ροές πρέπει ο πληθωρισμός για όλα τα μεγέθη που εισάγονται στις ταμειακές ροές (συντήρηση εξοπλισμού, εργατικά κόστη, τιμές πώλησης ενέργειας, κλπ.) να είναι κοινός.

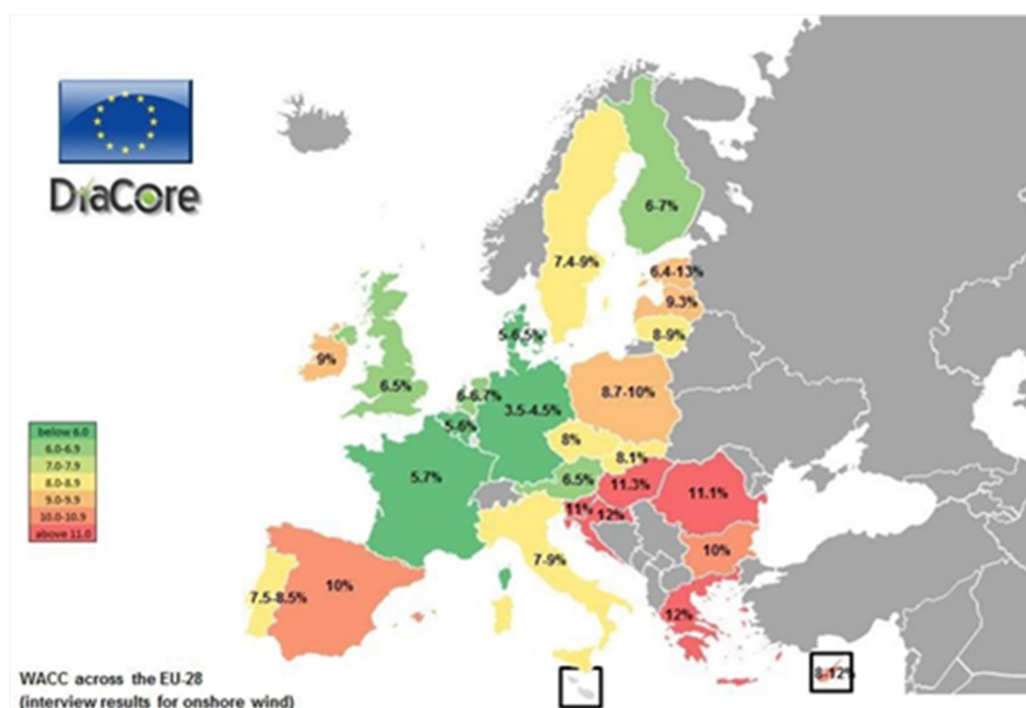
Γενικά, οι επενδύσεις σε ΑΠΕ, όπως τα Φ/Β και αιολικά πάρκα, είναι επενδύσεις έντασης κεφαλαίου και εμπροσθοβαρείς, δηλαδή το αρχικό κεφάλαιο είναι το κυρίαρχο έξοδο της επένδυσης, άρα αυξημένου ρίσκου για τους επενδυτές. Από την άλλη, η στοχαστική φύση των ΑΠΕ εντείνει το ρίσκο της επένδυσης. Συνεπώς, αν δεν υπήρχαν οι κεντρικές πολιτικές υποστήριξης της ανάπτυξης των ΑΠΕ όπως η επιδότηση των τιμών πώλησης, του κεφαλαίου κλπ, το υψηλό κόστος κεφαλαίου θα είχε σαν αποτέλεσμα την επενδυτική δυσπραγία στο τομέα των ΑΠΕ.

Για την κατάσταση στην επενδυτική αγορά των ΑΠΕ στην Ευρώπη δημοσιεύτηκε πρόσφατα εργασία (DiaCore project, Noothout *et al.*, 2016) στην οποία παρουσιάστηκαν τα σταθμισμένα κόστη κεφαλαίου σε επίπεδο χώρας το 2014 για χερσαία (onshore) αιολικά πάρκα (Σχήμα 7.1). Τα αποτελέσματα προέκυψαν αφού προσδιορίστηκαν το κόστος κεφαλαίου, το επιτόκιο δανεισμού και τα ποσοστά συμμετοχής ιδίων και δανειακών κεφαλαίων για κάθε χώρα. Στην εργασία χρησιμοποιήθηκαν και συνεντεύξεις ανθρώπων της συγκεκριμένης αγοράς. Για την εξαγωγή του συνολικού WACC θεωρήθηκαν εννιά τύποι ρίσκου:

- το ρίσκο που συνδέεται με τη χώρα επένδυσης,
- το ρίσκο της κοινωνικής αποδοχής του έργου, που συνδέεται με φαινόμενα κοινωνικής δυσαρέσκειας λόγω φαινομένων NIMBY (Not In My Backyard), άγνοιας για τα οφέλη του έργου ή δυσφορίας λόγω υψηλών τιμών ρεύματος,
- το διοικητικό ρίσκο που αφορά στις διαδικασίες και τους χρόνους για να ληφθούν όλες οι σχετικές άδειες για το έργο,
- το οικονομικό ρίσκο, που συνδέεται με τη δυσκολία εύρεσης κεφαλαίων,
- το τεχνικό και διαχειριστικό ρίσκο που συνδέεται με την ωριμότητα της τεχνολογίας και τη τοπική τεχνογνωσία,
- το ρίσκο που συνδέεται με την πρόσβαση στο ηλεκτρικό δίκτυο,
- το ρίσκο που συνδέεται με την κρατική πολιτική στο τομέα των ΑΠΕ,
- το ρίσκο που συνδέεται με το θεσμικό πλαίσιο της αγοράς ενέργειας, και
- το ρίσκο της ξαφνικής αλλαγής κρατικής πολιτικής στο θέμα των ΑΠΕ.

Στην ΕΕ των 28 το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου προκύπτει περίπου 8.14 %. Η Ελλάδα σημείωσε το υψηλότερο WACC της ΕΕ, 12%, και η Γερμανία το χαμηλότερο,

3%. Το υψηλό WACC στην Ελλάδα, σύμφωνα με την εργασία, αντανακλά την απροθυμία επένδυσης σε έργα ΑΠΕ λόγω των ασταθών οικονομικών και πολιτικών συνθηκών, του μη αξιόπιστου πλαισίου στήριξης αυτών των επενδύσεων αλλά και της δυσκολίας κοινωνικής αποδοχής αυτών των έργων. Εκείνη τη χρονιά υπήρχε πρόβλεψη πληθωρισμού περίπου στο 1% σε επίπεδο Ευρώπης, και στην πραγματικότητα ο πληθωρισμός στην ευρωζώνη ήταν οριακά πάνω από το μηδέν (Eurostat). Την ίδια χρονιά η Ελλάδα παρουσίαζε αποπληθωρισμό 1% με προβλέψεις για μηδενικό ή οριακά θετικό πληθωρισμό το επόμενο έτος (ΕΣΥΕΕ, 2016). Άρα, το πραγματικό, αποπληθωρισμένο WACC ήταν περίπου στο 12% που θεωρείται εξαιρετικά υψηλό για να θεωρηθεί ελκυστική οποιαδήποτε επένδυση.



**Σχήμα 7.1 Το μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC) στις χώρες της ΕΕ σε επενδύσεις χερσαίων αιολικών πάρκων για το 2014 (Πηγή: Noothout *et al.*, 2016)**

Στην εργασία αυτή θεωρείται αποπληθωρισμένο επιτόκιο αναγωγής 8%, κοντά στον ευρωπαϊκό μέσο όρο, όπως προέκυψε από το DiaCore Project, τόσο για τα αιολικά όσο και για τα Φ/Β έργα, με σταθερές, αποπληθωρισμένες ταμειακές ροές. Στο τέλος, μετά τη διαστασιολόγηση των μονάδων ΑΠΕ, γίνεται μία ανάλυση ευαισθησίας ως προς το  $i$ , ώστε να δούμε σε τι βαθμό οι μεταβολές του επιτοκίου αναγωγής επηρεάζουν το σταθμισμένο κόστος ενέργειας.

### 7.9.3 Κόστη φωτοβολταϊκών και αιολικών εγκαταστάσεων

Τα κόστη μιας ενεργειακής επένδυσης στο σύνολο της διάρκειας ζωής της είναι:

1. **Κόστος επενδύσεων** (investment cost), στο οποίο συμπεριλαμβάνονται τα αρχικά κόστη αγοράς και εγκατάστασης της τεχνολογίας καθώς και πιθανά έξοδα αντικατάστασης μέρους της εγκατάστασης ή του συνόλου της, σε περίπτωση που ο

φυσικός χρόνος ζωής είναι μικρότερος του οικονομικού χρόνου ζωής της επένδυσης.

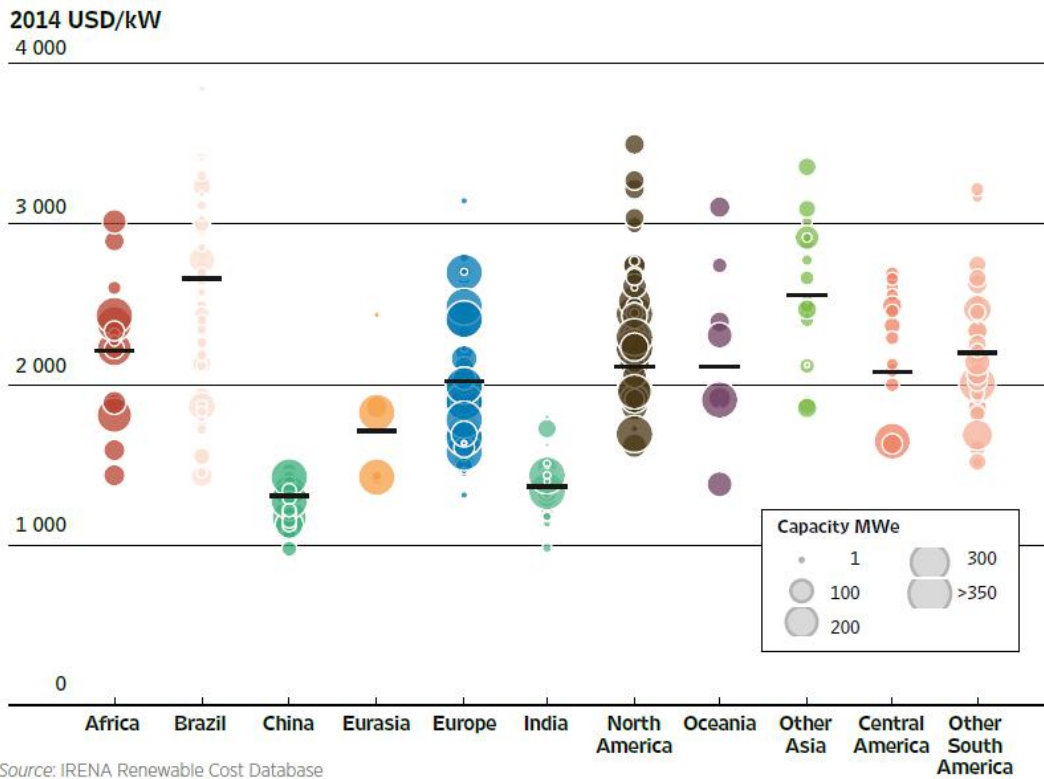
2. **Κόστη λειτουργίας και συντήρησης** (operation & maintenance cost, o&m), στα οποία περιλαμβάνονται κόστη συντήρησης του εξοπλισμού, μισθολογικά κόστη, ασφαλιστικά κόστη, φορολογικές επιβαρύνσεις κλπ.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται η βιβλιογραφική επισκόπηση που πραγματοποιήθηκε για την εξαγωγή των τρεχόντων τιμών για τα παραπάνω κόστη και για τις δύο υπό εξέταση τεχνολογίες ΑΠΕ.

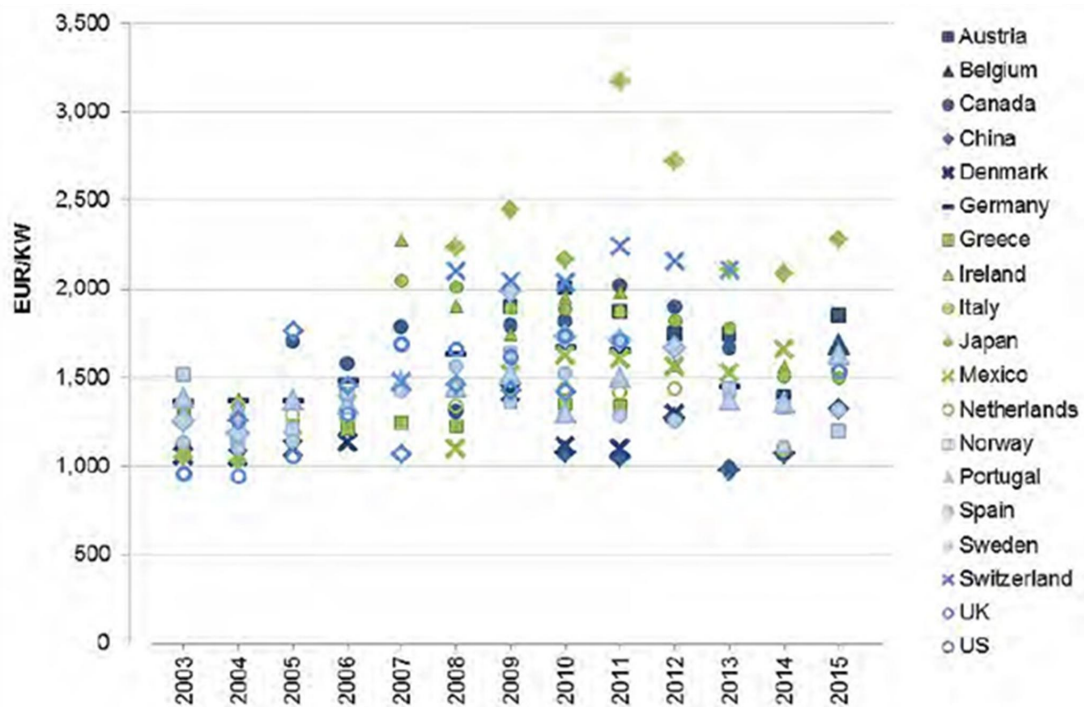
➤ **Αιολικά πάρκα**

1. Το αρχικό κόστος σε ένα αιολικό πάρκο περιλαμβάνει τις εξής συνιστώσες (σε παρένθεση τα συνήθη ποσοστά τους επί του συνολικού κόστους)
  - το κόστος αγοράς, μεταφοράς και τοποθέτησης των Α/Γ και των υπόλοιπων ηλεκτρολογικών εξαρτημάτων (64-84%),
  - το κόστος των έργων Πολιτικού Μηχανικού, δηλαδή της θεμελίωσης των Α/Γ, της προετοιμασίας του χώρου εγκατάστασης και των απαιτούμενων υποδομών όπως το οδικό δίκτυο πρόσβασης (4-10%),
  - το κόστος σύνδεσης με το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο (9-14%),
  - άλλα κόστη αδειών, ερευνών κτλ. (4-10%).

Το αρχικό κόστος αγοράς και εγκατάστασης ποικίλει ανάλογα με το μέγεθος του έργου, τον τύπο της ανεμογεννήτριας και την περιοχή (IRENA, 2015). Στο Διάγραμμα 7.6 φαίνεται πώς διαμορφώθηκαν τα αρχικά κόστη χερσαίων αιολικών πάρκων παγκοσμίως κατά τη διετία 2013-2014, ανά περιοχή και μέγεθος έργου, καθώς και οι σταθμισμένοι μέσοι όροι του αρχικού κόστους ανά περιοχή (συνυπολογίζοντας και το μέγεθος του έργου). Όπως φαίνεται στο διάγραμμα, ο σταθμισμένος μέσος όρος στην Ευρώπη είναι περίπου 2000 \$/kW ή 2200 €/kW.



**Διάγραμμα 7.6 Αρχικά κόστη δημοπρατηθέντων και προτεινόμενων χερσαίων αιολικών πάρκων κατά τη διετία 2013-2014, ανά περιοχή και μέγεθος έργου και σταθμισμένοι μέσοι όροι τους ανά περιοχή (Πηγή: IRENA, 2015)**



**Διάγραμμα 7.7 Μέσο αρχικό κόστος αιολικών πάρκων την περίοδο 2003-2015 σε διάφορες χώρες (τιμές 2015) (Πηγή: IEA Wind, 2015)**

Πιο συγκεκριμένα για την Ελλάδα, τα πλέον πρόσφατα δεδομένα αρχικού

κόστους που υπάρχουν είναι του 2011 (IEA, 2015). Εκείνη την περίοδο, το μέσο, μη σταθμισμένο κόστος για τα αιολικά πάρκα κυμαινόταν μεταξύ 1460 και 1858 €/kW (Διάγραμμα 7.7). Η απουσία δεδομένων από το 2011 και μετά πιθανολογούμε ότι οφείλεται στην επενδυτική αδράνεια λόγω της οικονομικής κρίσης.

Στην παρούσα εργασία οι υπό διαστασιολόγηση εγκαταστάσεις αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας αναμένεται να είναι μεγάλης ισχύος και λαμβάνοντας υπόψη την οικονομία κλίμακας θεωρείται ως τιμή αγοράς τα ανεμογεννήτριας τα 1100 €/kW και ως συνολικό αρχικό κόστος τα 1500 €/kW.

2. Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης των αιολικών πάρκων χωρίζονται σε σταθερά, όπως τα ασφαλιστικά κόστη, τα τακτικά, συμφωνημένα κόστη συντήρησης, τα διαχειριστικά κόστη, οι φορολογικές επιβαρύνσεις κλπ, και τα μεταβλητά κόστη, όπως τα έκτακτα κόστη συντήρησης, τα εργατικά κόστη κλπ. Γενικά τα κόστη αυτά, με την εξέλιξη και την ωρίμανση της τεχνολογίας, παρουσιάζουν πτωτική τάση. Επίσης δεν είναι σταθερά κατά τη διάρκεια ζωής του έργου αλλά έχουν αυξητική τάση, ακολουθώντας τη φυσική φθορά του εξοπλισμού. Στην Ιταλία θεωρείται πως τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης είναι ίσα με το 1% του αρχικού κόστους για το πρώτο έτος και 4% του αρχικού κόστους για το εικοστό ενώ στη Γαλλία, σε αντίστοιχες μελέτες από το 2008 και μετά, θεωρούνται σταθερά και ίσα με το 3% του αρχικού κόστους (IRENA 2012, 2015). Η πρόσβαση σε πραγματικά στοιχεία κόστους από υφιστάμενα έργα είναι εξαιρετικά περιορισμένη ((IRENA 2012). Για τους σκοπούς της εργασίας θεωρείται απλοποιητικά σταθερό ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ίσο με 3% του αρχικού κόστους.

#### ➤ **Φωτοβολταϊκά πάρκα**

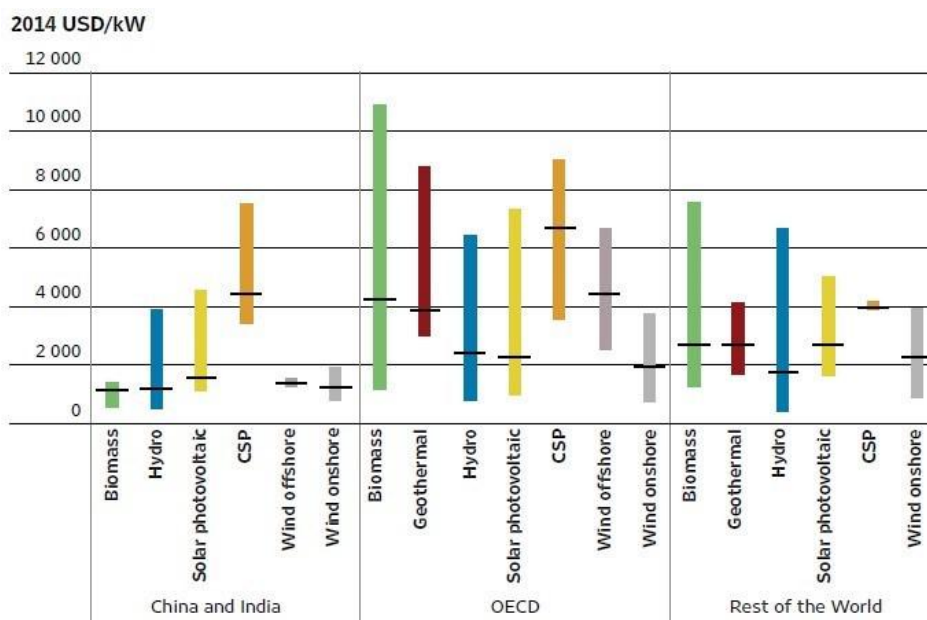
1. Το αρχικό κόστος μιας Φ/Β εγκατάστασης περιλαμβάνει το κόστος αγοράς του Φ/Β πλαισίου και το κόστος του συστήματος ρύθμισης (balance of system cost ή BoS cost). Γενικά, το αρχικό κόστος έχει εντυπωσιακή πτώση τα τελευταία χρόνια και αυτό οφείλεται κυρίως στη πτώση των τιμών αγοράς των Φ/Β πλαισίων. Συγκεκριμένα, την τετραετία 2010-2014 οι τιμές των πλαισίων παρουσίασαν πτώση 75% ενώ το συνολικό κόστος την ίδια περίπου περίοδο (2009-2014) μειώθηκε κατά 29-65%, ανάλογα με τη χώρα (IRENA, 2014).

Το κόστος αγοράς του πλαισίου εξαρτάται από τη χώρα στην οποία γίνεται η εγκατάσταση και την ισχύ αιχμής του πλαισίου. Σε χώρες της ΕΕ, μια τιμή γύρω στα 900 \$/kW ή 990 €/kW θεωρείται αντιπροσωπευτική για πλαίσια ισχύος αιχμής 200-1000 kW (IRENA, 2015).

Το κόστος του συστήματος ρύθμισης περιλαμβάνει το κατασκευαστικό κόστος της εγκατάστασης (προετοιμασία χώρου εγκατάστασης, κατασκευή βάσης, κλπ.), το κόστος των ηλεκτρικών συστημάτων (καλωδιώσεις, μετασχηματιστές, αντιστροφείς, κλπ.) και τα «μαλακά» κόστη (soft costs) που περιλαμβάνουν τα κόστη αδειών, τα εργατικά κόστη κλπ.

Συγκεντρωτικά, με βάση δεδομένα της διετίας 2013-2014 για τις χώρες του

ΟΟΣΑ, προκύπτει ένας σταθμισμένος μέσος όρος για το συνολικό αρχικό κόστος ίσος με 2100 \$/kW ή 2310 €/kW, τιμή την οποία υιοθετούμε στη παρούσα εργασία (Διάγραμμα 7.8).



**Διάγραμμα 7.8 Διακύμανση και σταθμισμένος μέσος του συνολικού κόστους εγκατάστασης των τεχνολογιών ανανεώσιμης παραγωγής ενέργειας ανά περιοχή (IRENA, 2015)**

2. Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης είναι πολύ μικρά για τις Φ/Β εγκαταστάσεις. Η συντήρηση γενικά περιορίζεται σε ένα τακτικό καθαρισμό της επιφάνειας του πλαισίου και ίσως ένα κόστος λειτουργίας να αποτελεί η ασφάλιση του εξοπλισμού. Στην παρούσα εργασία θεωρείται ένα μικρό ποσοστό επί του αρχικού κόστους της τάξης του 0.5% ως κόστος λειτουργίας και συντήρησης, ώστε να ληφθούν υπόψη μικροπροβλήματα που μπορεί να παρουσιάσει ο εξοπλισμός ή κάποια ασφάλιση.

Οι παραπάνω τιμές που υιοθετούνται για τα κόστη των επενδύσεων σε αιολικά και Φ/Β πάρκα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στον Πίνακα 7.12.

**Πίνακας 7.12 Συγκεντρωτικά κόστη για τις εγκαταστάσεις αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων**

	Τιμή αγοράς μονάδας (€/kW)	Αρχικό κόστος εγκατάστασης (€/kW)	Κόστη λειτουργίας και συντήρησης (ποσοστό επί του αρχικού κόστους εγκατάστασης/έτος)
<b>Αιολικά πάρκα</b>	1 100	1 500	3.0%
<b>Φ/Β πάρκα</b>	1 000	2 310	0.5%





# **8 Βελτιστοποίηση λειτουργίας συνδυασμένου υδροσυστήματος Αχελώου-Πηνειού με κριτήρια κόστους/οφέλους**

## **8.1 Πορεία εργασίας**

Στο πρώτο υπολογιστικό στάδιο της εργασίας σκοπός είναι, όπως έχει αναφερθεί, η εύρεση της διαχειριστικής πολιτικής του υδροσυστήματος που θα αποδώσει τη βέλτιστη, σε όρους κόστους/οφέλους, κατανομή του νερού στις επιμέρους χρήσεις του υδροσυστήματος.

Η οικονομική αποτίμηση των χρήσεων του νερού όπως πραγματοποιήθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο εφαρμόζεται στο σχηματοποιημένο στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ υδροσύστημα. Στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ, όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 4, υπάρχει η δυνατότητα της απόδοσης οικονομικής αξίας στην εξυπηρέτηση ή μη των στόχων του υδροσυστήματος.

Στη συνέχεια, διατυπώνεται μαθηματικά το πρόβλημα βελτιστοποίησης που εξετάζεται και επιλύεται με χρήση του ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ. Η προσομοίωση του υδροσυστήματος γίνεται σε ημερήσιο βήμα.

## **8.2 Διατύπωση προβλήματος βελτιστοποίησης**

**Στοχική συνάρτηση** στο πρόβλημα βελτιστοποίησης που εξετάζεται αποτελεί η συνάρτηση κόστους/οφέλους του. Η συνάρτηση δεν ταυτίζεται με το κέρδος από τη λειτουργία του συστήματος αφού σε αυτή συμμετέχουν τα κόστη των περιβαλλοντικών ελλειμμάτων που δεν αποτελούν πραγματικά μεγέθη αγοράς. Συνεπώς αν και η συνάρτηση σχηματοποιείται με οικονομικά δεδομένα, ξεφεύγει από τη πραγματική προσέγγιση της αγοράς και εμπερικλείει κοινωνικο-περιβαλλοντικές συνιστώσες γι' αυτό και ο όρος συνάρτηση κόστους/οφέλους θεωρείται πιο κατάλληλος. Το πρόβλημα βελτιστοποίησης που εξετάζεται είναι μονοκριτηριακό και συγχρόνως αφορά όλους τους στόχους του υδροσυστήματος και αυτό αποτελεί το συγκριτικό πλεονέκτημα της οικονομικής προσέγγισης στην ανάλυση του.

Όλα τα οφέλη και τα κόστη από την εξυπηρέτηση ή μη, αντίστοιχα, των στόχων απολήψεων έχουν εκφραστεί σε οικονομικούς όρους (τιμές ανά μονάδα). Τα κόστη των ελλειμμάτων στις απολήψεις για περιβαλλοντικούς σκοπούς έχουν προσδιοριστεί με τη

βοήθεια της Περιβαλλοντικής Οικονομίας, κατά τα αναφερόμενα στο προηγούμενο Κεφάλαιο. Για την ύδρευση έχει προσδιοριστεί ένα κόστος ελλείμματος που αναφέρεται σε εναλλακτική πηγή κάλυψης της ενώ για την άρδευση ένα όφελος παροχής νερού και ένα κόστος αποζημίωσης των ελλειμμάτων. Για την Υ/Η ενέργεια θεωρούνται έσοδα με όρους πρωτεύουσας και δευτερεύουσας ενέργειας και κόστη στη περίπτωση που η παραγωγή υπολείπεται της πρωτεύουσας ενέργειας. Επίσης έχουν προσδιοριστεί τα κόστη των αντλήσεων και των γεωτρήσεων του υδροσυστήματος. Συνεπώς η στοχική συνάρτηση εκφράζεται μαθηματικά ως το αλγεβρικό άθροισμα από τα επιμέρους κόστη και οφέλη που προκύπτουν από τη διαχειριστική πολιτική που ακολουθείται.

Οι **μεταβλητές ελέγχου** που επιλέγονται αφορούν τους στόχους παραγωγής ενέργειας των ΥΗΣ του συστήματος που έχουν τη δυνατότητα παραγωγής πρωτεύουσας ενέργειας, δηλαδή της Μεσοχώρας, της Συκιάς, του Πευκοφύτου, του Μουζακίου, των Κρεμαστών, του Καστρακίου και του Στράτου. Δεν υπάρχουν απαιτήσεις πρωτεύουσας ενέργειας από τους ΥΗΣ Πλαστήρα και Λεονταρίου (Σμοκόβο) λόγω των καταναλωτικών απολήψεων που πραγματοποιούνται από τους συγκεκριμένους ταμιευτήρες και των μικρών διαθέσιμων αποθεμάτων τους. Η επιλογή αυτών των μεταβλητών ελέγχου γίνεται γιατί η ενεργειακή παραγωγή είναι ο πιο ευέλικτος στόχος του υδροσυστήματος αφού οι ενεργειακές απαιτήσεις μπορούν να εξυπηρετηθούν και εκτός αυτού. Το πεδίο ορισμού ανά μεταβλητή προκύπτει από τη δυναμικά μέγιστη τιμή παραγωγής ενέργειας ανά ΥΗΣ θεωρώντας πλήρη ημερήσια λειτουργία του ΥΗΣ και συντελεστή απόδοσης του στροβίλου ίσου με 0,9. Συγκεντρωτικά, οι μεταβλητές ελέγχου φαίνονται στον Πίνακα 8.1.

**Πίνακας 8.1 Οι παράμετροι στο πρόβλημα της βελτιστοποίησης**

Παράμετροι βέλτιστης διαχειριστικής πολιτικής	Πεδίο ορισμού (GWh)
1 Πρωτεύουσα ενέργεια Μεσοχώρας	[0, 7]
2 Πρωτεύουσα ενέργεια Συκιάς – ΥΗΣ Συκιάς	[0, 5]
3 Πρωτεύουσα ενέργεια Συκιάς – ΥΗΣ Πευκοφύτου	[0, 11]
4 Πρωτεύουσα ενέργεια Μουζακίου	[0, 12]
5 Πρωτεύουσα ενέργεια Κρεμαστών	[0, 38]
6 Πρωτεύουσα ενέργεια Καστρακίου	[0, 28]
7 Πρωτεύουσα ενέργεια Στράτου	[0, 7]

Οι υπόλοιπες χρήσεις νερού του υδροσυστήματος (αρδευτικές, υδρευτικές, περιβαλλοντικές) αποτελούν λειτουργικούς περιορισμούς του, με τιμές στόχους που έχουν αναφερθούν στο Κεφάλαιο 6. Οι περιορισμοί αυτοί, σύμφωνα με το μεθοδολογικό πλαίσιο του ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ, επιλύονται στα πλαίσια της προσομοίωσης και

όχι της εξωτερικής διαδικασίας βελτιστοποίησης. Όσον αφορά τη σειρά προτεραιότητας των στόχων, η οποία αποτελεί περιορισμό στην εσωτερική βελτιστοποίηση που πραγματοποιείται στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ, διαμορφώνεται σύμφωνα με τον Πίνακα 8.2.

**Πίνακας 8.2 Η σειρά προτεραιότητας των στόχων απολήψεων**

Είδος στόχων	Σειρά προτεραιότητας
Υδρευτικοί στόχοι	1
Περιβαλλοντικοί στόχοι	2
Παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας	2
Αρδευτικοί στόχοι γενικά	3
Αρδευτικοί στόχοι Ραψάνης-Ομαλού, Υπολοίπου Z στη Λάρισα & Εμπλουτισμός Τριχωνίδας	4

Οι αρδευτικοί στόχοι της Ραψάνης-Ομαλού και του Υπολοίπου Z στη Λάρισα κατατάσσονται σε χαμηλότερη προτεραιότητα από τους υπόλοιπους αρδευτικούς στόχους ώστε να μην διαταραχθεί η λειτουργία των έργων εκτροπής. Επίσης, στην περίπτωση του Υπολοίπου Z στη Λάρισα υπάρχει εναλλακτική δυνατότητα άρδευσης μέσω του αποστραγγιστικού δικτύου της περιοχής. Ο εμπλουτισμός της Τριχωνίδας για την άρδευση των παρακείμενων περιοχών τίθεται επίσης σε χαμηλότερη προτεραιότητα από τους υπόλοιπους αρδευτικούς στόχους, γιατί θεωρείται ότι μπορούν να υπάρχουν διαθέσιμα αποθέματα και ως στόχος έχει μικρότερη αβεβαιότητα από τους παρακείμενους αρδευτικούς στόχους που αφορούν στον ταμιευτήρα του Στράτου.

Με βάση τα όσα παραπάνω αναφέρθηκαν το πρόβλημα βελτιστοποίησης διατυπώνεται ως εξής:

$$\min f(\mathbf{PE}) = \text{Daily Target cost/benefit} + \text{Daily Energy cost/benefit} - \text{Daily Pumping cost} \quad (8.1)$$

όπου

$\mathbf{PE} = [PE \text{ Μεσοχώρας}, PE \text{ Συκιάς}, PE \text{ Πευκοφύτου}, PE \text{ Μουζακίου}, PE \text{ Κρεμαστών}, PE \text{ Καστρακίου}, PE \text{ Στράτου}]$ , το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου,

$\text{Target cost/benefit} = - \text{WaterSupplyDeficitCost} \cdot \text{DailyWaterSupplyDeficit} - \text{MinFlowDeficitCost} \cdot \text{DailyMinFlowDeficit} + \text{IrrigationBenefit} \cdot \text{DailyIrrigationFulfilled} - \text{IrrigationDeficitCost} \cdot \text{DailyIrrigationDeficit}$ , το αλγεβρικό άθροισμα του οφέλους και του κόστους από την ικανοποίηση ή μη, αντίστοιχα, των υδρευτικών, περιβαλλοντικών και αρδευτικών στόχων,

$\text{DailyWaterSupplyDeficit}$ ,  $\text{DailyMinFlowDeficit}$ ,  $\text{DailyIrrigationFulfilled}$  και  $\text{DailyIrrigationDeficit}$  οι μέσες συνολικές ημερήσιες ζήτησεις (σε  $\text{m}^3$ ) για ύδρευση, περιβάλλον και άρδευση αντίστοιχα,

*WaterSupplyDeficitCost* το κόστος του υδρευτικού ελλείμματος (σε €/m<sup>3</sup>),  
*MinFlowDeficitCost* το κόστος του περιβαλλοντικού ελλείμματος (σε €/m<sup>3</sup>),  
*IrrigationBenefit* το όφελος εξυπηρέτησης των αρδευτικών στόχων (σε €/m<sup>3</sup>),  
*IrrigationDeficitCost* το κόστος του αρδευτικού ελλείμματος (σε €/m<sup>3</sup>),  
*Energy cost/benefit* το άθροισμα της αξίας της συνολικής μέσης ημερήσιας πρωτεύουσας και δευτερεύουσας ενέργειας μείον το συνολικό μέσο ημερήσιο κόστος απόκλισης από την πρωτεύουσα ενέργεια (σε €/kWh),  
*Pumping cost*, το κόστος των αντλήσεων του συστήματος (€/kWh).

Το πρόβλημα είναι καλά ορισμένο αφού όλοι οι κατονομές του νερού στις ζητήσεις εξαρτάται από τους στόχους της ενεργειακής παραγωγής.

Το πρόβλημα επιλύεται στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ επιλέγοντας το ενσωματωμένο κριτήριο βελτιστοποίησης *Total cost/benefit of the system*. Στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ για την επίλυση των προβλημάτων βελτιστοποίησης είναι ενσωματωμένος ο εξελικτικός αλγόριθμος ανόπτησης-απλόκου ο οποίος μπορεί να επιλύσει μη γραμμικά προβλήματα.

Όσον αφορά τις παραμέτρους της βελτιστοποίησης, επιλέγεται ποσοστό σύγκλισης για το τερματισμό της βελτιστοποίησης ίσο με 1% και μέγιστος αριθμός επαναλήψεων 1500.

### **8.3 Παραμετρική διερεύνηση ως προς το εξωτερικό ενεργειακό φορτίο**

Η συνολική ζήτηση ενέργειας που επιδιώκουμε να εξυπηρετήσουν οι ΥΗΣ του υδροσυστήματος είναι η ηλεκτρική ζήτηση (οικιακή, δημοτική και βιομηχανική) της Θεσσαλίας, την οποία θα λέμε και εξωτερική ζήτηση ενέργειας, και η εσωτερική ζήτηση ενέργειας στις γεωτρήσεις και τα αντλιοστάσια του υδροσυστήματος, όπως είδαμε στη § 6.1.2.

Κατά μέσο όρο, η ημερήσια εξωτερική ζήτηση ενέργειας είναι 11 GWh ενώ με βάση τις αναλύσεις του Νικολόπουλου (2015), η συνολική ημερήσια παραγωγή ενέργειας του συστήματος, για μία διαχειριστική πολιτική που είναι βέλτιστη ως προς την Υ/Η παραγωγή, είναι κατά μέσο όρο ίση με περίπου 9 GWh και η πρωτεύουσα ίση με περίπου 5.7 GWh. Προσμετρώντας και τα αντλιοστάσια και τις γεωτρήσεις του συστήματος που καταναλώνουν, αναλόγως της διαχειριστικής πολιτικής που ακολουθείται, ενέργεια περίπου ίση με 0.5-1.5 GWh την ημέρα, η συνολική ζήτηση ενέργειας είναι περίπου ίση με 12-13 GWh την ημέρα.

Άρα, η συνολική ζήτηση ενέργειας δε μπορεί να καλυφθεί εντός του υδροσυστήματος. Το συμπέρασμα αυτό, πέραν των επιπτώσεων του στη συνολική αντιμετώπιση του ζητήματος κάλυψης των ενεργειακών ζητήσεων της Θεσσαλίας με ανανεώσιμους ενεργειακούς πόρους, οδηγεί στη διαπίστωση ότι η εισαγωγή της συνολικής εξωτερικής ενεργειακής ζήτησης του Διαγράμματος 6.1 δημιουργεί στρεβλώσεις στη διαχειριστική πολιτική του συστήματος. Αυτό συμβαίνει γιατί οι πέραν των δυνατοτήτων του συστήματος ενεργειακές απαιτήσεις ωθούν σε εξάντληση των υδατικών αποθεμάτων των ταμιευτήρων που είναι απαραίτητα για μία μακροπρόθεσμα

καλή λειτουργία του συστήματος και συνακόλουθα σε μεγάλες αστοχίες των επιμέρους στόχων. Επίσης είναι η πρώτη φορά που στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ εφαρμόζεται στόχος ικανοποίησης ενέργειας, αφού μέχρι στιγμής η παραγόμενη ενέργεια αντιμετωπιζόταν ως μεταβλητή του υδροσυστήματος, γι' αυτό έχει αξία να δούμε πόσο ευαίσθητη είναι η λειτουργία του από τη θεωρούμενη εξωτερική ζήτηση ενέργειας.

Για τους παραπάνω λόγους εξετάζονται διάφορα σενάρια μειωμένης εξωτερικής ενέργειας προς ικανοποίηση από το σύστημα για να προκύψει αυτό που θα δώσει τη συνολικά καλύτερη απόκριση τους συστήματος (παραγωγή ενέργειας, αστοχίες στόχων). Τα διάφορα σενάρια, λόγω του υπολογιστικού φόρτου που εισάγει το ημερήσιο βήμα προσομοίωσης, εξετάζονται για 10ετές μήκος προσομοίωσης. Η ποσότητα κατά την οποία μειώνεται η χρονοσειρά της εξωτερικής ενέργειας είναι σταθερή, δηλαδή δεν μεταβάλλει τη περιοδικότητα της χρονοσειράς:

$$Ext\_DE(a) = TotExt\_DE - a \quad (8.2)$$

όπου

*Ext\_DE(a)* η εξωτερική ζήτηση ενέργειας που καλείται να εξυπηρετήσει το σύστημα,  
*TotExt\_DE* η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας της Θεσσαλίας ως άθροισμα της οικιακής, της δημοτικής και της βιομηχανικής χρήσης (εξαιρείται η αγροτική),

*A* η ποσότητα μείωσης- εξετάζονται οι τιμές  $a = 2, 3, 4,$  και  $5 \text{ GWh}$ .

επομένως η συνολική ζήτηση ενέργειας που καλείται να εξυπηρετήσει το σύστημα προκύπτει από τη σχέση:

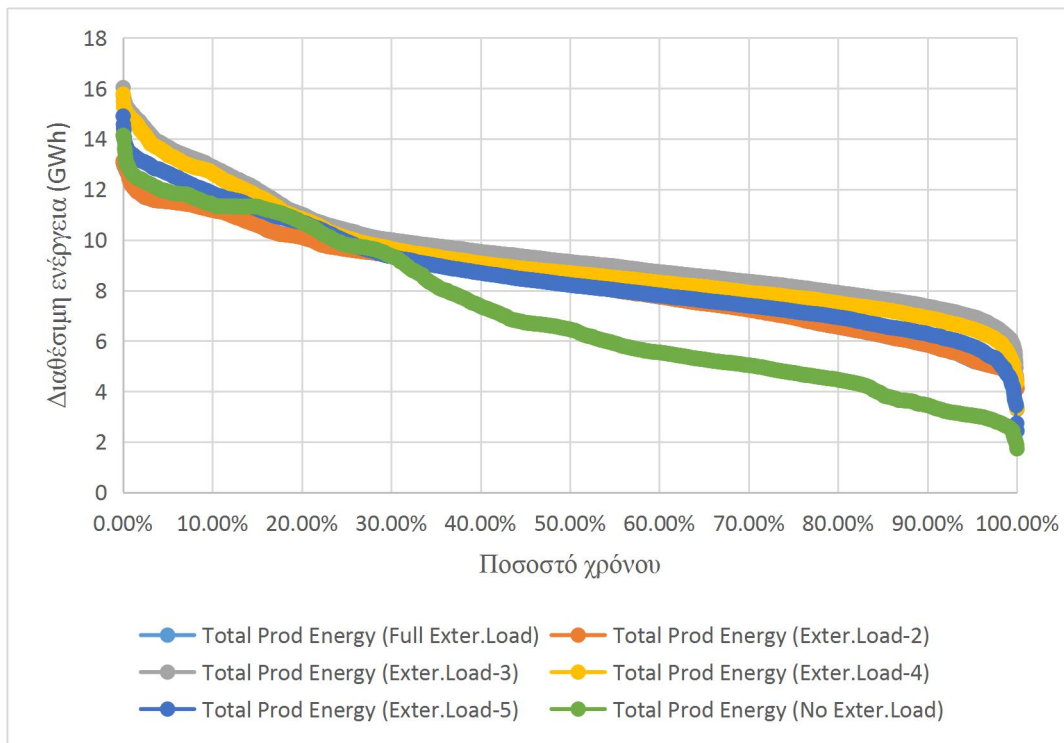
$$TotSys\_DE(a) = IntSys\_DE + Ext\_DE(a)$$

$$TotSys\_DE(a) = IntSys\_DE + TotExt\_DE - a \quad (8.3)$$

όπου

*TotSys\_DE(a)* η συνολική ζήτηση ενέργειας που καλείται να εξυπηρετήσει το σύστημα,  
*IntSys\_DE* η εσωτερικά απαιτούμενη ενέργεια που καταναλώνεται σε αντλιοστάσια και γεωτρήσεις.

Στο Διάγραμμα 8.1 φαίνονται επίσης οι καμπύλες ενέργειας του υδροσυστήματος για τις διάφορες περιπτώσεις εξωτερικής φόρτισης ενέργειας που εξετάστηκαν.



**Διάγραμμα 8.1 Καμπύλες ενέργειας του υδροσυστήματος για διάφορα εξωτερικά φορτία**

Από το Διάγραμμα 8.1 προκύπτει ότι η παραγωγή ενέργειας του υδροσυστήματος είναι σημαντικά *ευαίσθητη* ως προς το θεωρούμενο εξωτερικό φορτίο. Πιο συγκεκριμένα, η ύπαρξη εξωτερικού φορτίου αυξάνει σημαντικά, σχεδόν διπλασιάζει, τη μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια αναγκάζοντας το σύστημα να παράξει ενέργεια. Επίσης προκύπτει ότι τα βέλτιστα αποτελέσματα όσον αφορά τη παραγόμενη ενέργεια δεν εμφανίζονται στο σενάριο της επιβολής όλου του εξωτερικού ενεργειακού, αλλά στο σενάριο που το εξωτερικό φορτίο είναι απομειωμένο κατά 3 GWh, όπως και αναμενόταν με βάση τα όσα παραπάνω αναφέρθηκαν.

Όσον αφορά τις αστοχίες των υπόλοιπων στόχων και τα οικονομικά του υδροσυστήματος παρατίθεται ο παρακάτω Πίνακας 8.3.

**Πίνακας 8.3 Οικονομικά και ενεργειακά αποτελέσματα καθώς και αστοχίες στόχων απολήψεων για διάφορα σενάρια εξωτερικής ενέργειας ζήτησης (<sup>1</sup> τα αρνητικά νούμερα αφορούν κόστη)**

	Συνολ. Εξωτ. Ενεργειακό Φορτίο	-2	-3	-4	-5
Κόστος αντλήσεων (10 <sup>6</sup> €)	-21.91	-21.90	-56.09	-35.42	-25.67
Όφελος ικανοποίησης στόχων (10 <sup>6</sup> €)	35.76	35.84	38.10	37.22	37.50
Όφελος παραγωγής ενέργειας (10 <sup>6</sup> €)	-25.33	51.17	117.17	131.28	125.00

		Συνολ. Εξωτ. Ενεργειακό Φορτίο	-2	-3	-4	-5
<b>Συνολικό κόστος/όφελος λειτουργίας (10<sup>6</sup> €)</b>		<b>-11.48</b>	<b>65.10</b>	<b>99.18</b>	<b>133.07</b>	<b>136.82</b>
<b>Μέση ετήσια παραγωγή ενέργειας (GWh)</b>		3047.75	3047.75	3480.28	3340.12	3149.22
<b>Ετήσια πρωτεύουσα ενέργεια(GWh)</b>		1752.00	1752.00	2244.75	2007.50	1693.60
<b>Ετήσια κατανάλωση αντλιών (GWh)</b>		52.20	52.20	460.27	259.15	108.41
<b>Ετήσια κατανάλωση γεωτρήσεων (GWh)</b>		186.52	186.52	186.15	189.07	188.71
<b>Ύδρευση</b>	Μέση ετήσια αστοχία	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%	6.7%
	Μέσο ετήσιο έλλειμμα/Ετήσια ζήτηση	0.3%	0.3%	0.4%	0.4%	0.4%
<b>Άρδευση</b>	Μέση ετήσια αστοχία	32.2%	32.2%	34.1%	33.1%	40.6%
	Μέσο ετήσιο έλλειμμα/Ετήσια ζήτηση	3.8%	3.8%	3.6%	3.7%	3.6%
<b>Περιβάλλον</b>	Μέση ετήσια αστοχία	20.0%	20.0%	41.3%	41.3%	33.8%
	Μέσο ετήσιο έλλειμμα/Ετήσια ζήτηση	0.2%	0.2%	0.4%	0.4%	0.3%

Στα σενάρια εξωτερικής φόρτισης που μεγιστοποιείται η παραγόμενη ενέργεια παρατηρείται ότι, όπως και αναμενόταν, αυξάνονται οι αστοχίες των αρδευτικών και περιβαλλοντικών στόχων. Τα οικονομικά του υδροσυστήματος όμως αυξάνονται με τη μείωση του φορτίου λόγω της αύξησης του οφέλους από τη παραγωγή ενέργειας. Από την άλλη προκύπτει ότι τα οικονομικά των υπόλοιπων στόχων δεν επηρεάζονται σημαντικά από τις αστοχίες. Το αποτέλεσμα αυτό μπορεί να αποδοθεί στη χαμηλή αποτίμηση του κόστους των περιβαλλοντικών ελλειμμάτων αφού οι περιβαλλοντικοί στόχοι είναι αυτοί που επηρεάζονται πιο δραστικά από το εξωτερικό φορτίο. Να σημειωθεί τέλος ότι το αυξημένο κόστος αντλήσεων στη περίπτωση που  $a = 3$  οφείλεται στη λειτουργία του αντλησιοταμιευτικού σταθμού στο Πευκόφυτο. Στα υπόλοιπα σενάρια, επειδή δεν προκύπτει από τη βελτιστοποίηση στόχος παραγωγής ενέργειας στο Πευκόφυτο, δεν λειτουργεί η άντληση στο σταθμό.

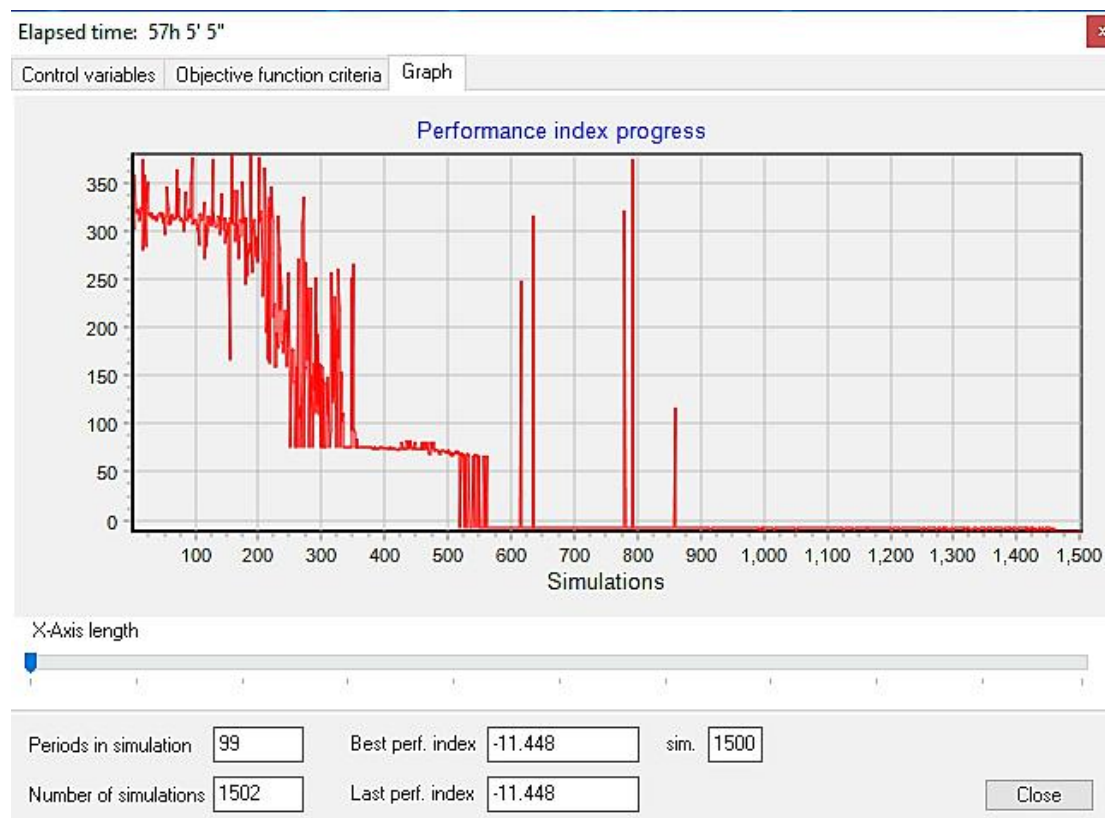
Το σενάριο εξωτερικής φόρτισης ενέργειας που προκρίνεται, σύμφωνα με τα παραπάνω, για την τελική, 100ετή προσομοίωση - βελτιστοποίηση του

υδροσυστήματος είναι το απομειωμένο κατά τις 3 GWh. Σε αυτό παρουσιάζεται η μεγαλύτερη ενεργειακή παραγωγή με ταυτόχρονο θετικό οικονομικό ισοζύγιο για το υδροσύστημα. Οι αστοχίες των καταναλωτικών και περιβαλλοντικών στόχων είναι παραπλήσιες στα σενάρια που υπάρχει όφελος και μεγάλη ενεργειακή παραγωγή στο υδροσύστημα οπότε δε βαραίνουν σημαντικά την επιλογή.

### 8.4 Αποτελέσματα

Στη βελτιστοποίηση που πραγματοποιήθηκε για εξωτερική φόρτιση με  $\alpha=3$  και 100ετές μήκος προσομοίωσης προέκυψε αρνητικό τελικό οικονομικό ισοζύγιο για το υδροσύστημα αφού αυξήθηκαν, όπως ήταν αναμενόμενο, οι αστοχίες κυρίως των καταναλωτικών στόχων του υδροσυστήματος. Γι' αυτό η τελική εξωτερική φόρτιση που επιλέχθηκε για τη λειτουργία του υδροσυστήματος είναι αυτή για  $\alpha=3$ .

Οι επαναλήψεις του εξελικτικού αλγορίθμου στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ και η τιμή της στοχικής συνάρτησης φαίνονται στο παρακάτω Διάγραμμα 8.2.



**Διάγραμμα 8.2 Η διαδικασία της βελτιστοποίησης**

Όπως φαίνεται από το παραπάνω διάγραμμα, ο αλγόριθμος είχε εντοπίσει περίπου στην 650η επανάληψη τη βέλτιστη λύση. Η βέλτιστη λύση προέκυψε για τις τιμές των μεταβλητών ελέγχου που φαίνονται στον παρακάτω Πίνακα 8.4.



## Πίνακας 8.4 Οι τιμές των μεταβλητών ελέγχου του προβλήματος

Elapsed time: 57h 5' 5"

CV_Type	Reference	Num	Value
1 Firm power generation	Παραγωγή Μουζάκι	0	0
2 Firm power generation	Παραγωγή Πευκόφυτο	0	0.316340068574824
3 Firm power generation	Παραγωγή Στράτος	0	0
4 Firm power generation	Παραγωγή Καστράκι	0	0
5 Firm power generation	Παραγωγή Κρεμαστά	0	0
6 Firm power generation	Παραγωγή Μεσοχώρα	0	0
7 Firm power generation	Παραγωγή Συκιά	0	0.156990782062991

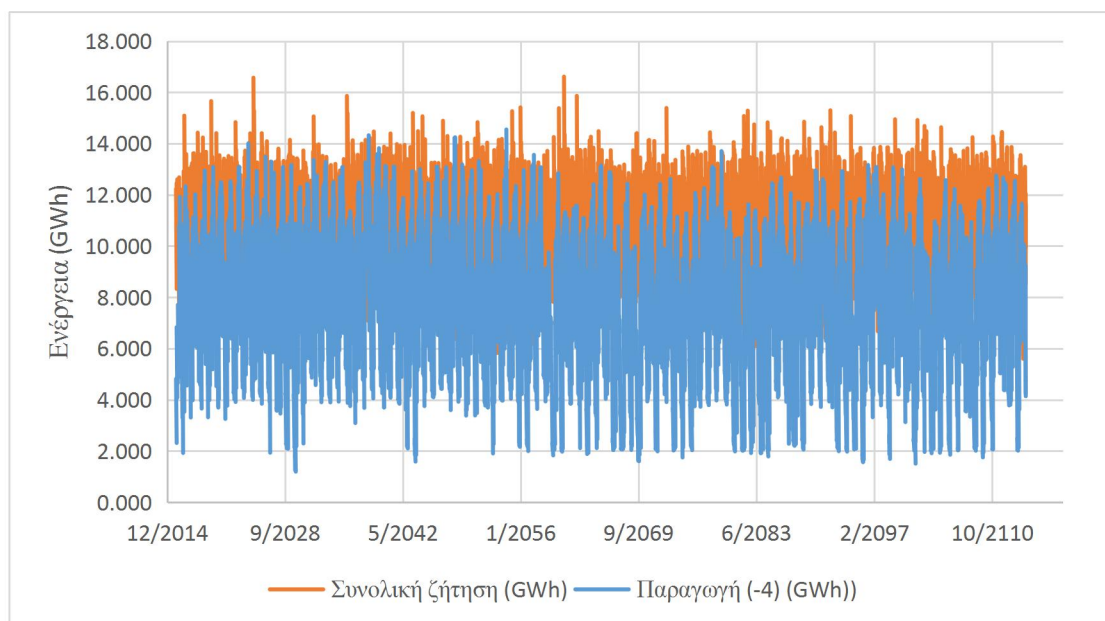
Periods in simulation: 99    Best perf. index: -11.448    sim.: 1500  
 Number of simulations: 1502    Last perf. index: -11.448    Close

Όσον αφορά την Υ/Η παραγωγή του υδροσυστήματος που προκύπτει από τη παραπάνω διαχειριστική πολιτική, τα αποτελέσματα της μέσης παραγόμενης ενέργειας ανά ΥΗΣ παρουσιάζονται στον Πίνακα 8.5. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα, η παραγωγή ενέργειας του υδροσυστήματος καλύπτει κατά μέσο όρο, σε ημερήσια κλίμακα, ποσοστό τάξης 75% της συνολικής ζήτησης ενέργειας του υδροσυστήματος.

### Πίνακας 8.5 Μέση παραγωγή ενέργειας ανά ΥΗΣ υδροσυστήματος

	Ημερήσια (GWh)	Ετήσια (GWh)
<b>Παραγωγή Κρεμαστά</b>	2.24	815.78
<b>Παραγωγή Καστράκι</b>	1.55	565.02
<b>Παραγωγή Μαυρομάτι</b>	0.01	1.83
<b>Παραγωγή Μουζάκι</b>	0.03	9.86
<b>Παραγωγή Πευκόφυτο</b>	0.76	278.50
<b>Παραγωγή Μεσοχώρα</b>	0.89	325.95
<b>Παραγωγή Στράτος</b>	0.72	263.90
<b>Παραγωγή Πλαστήρας</b>	0.51	186.52
<b>ΣΥΝΟΛΙΚΑ</b>	<b>7.59</b>	<b>2769.99</b>

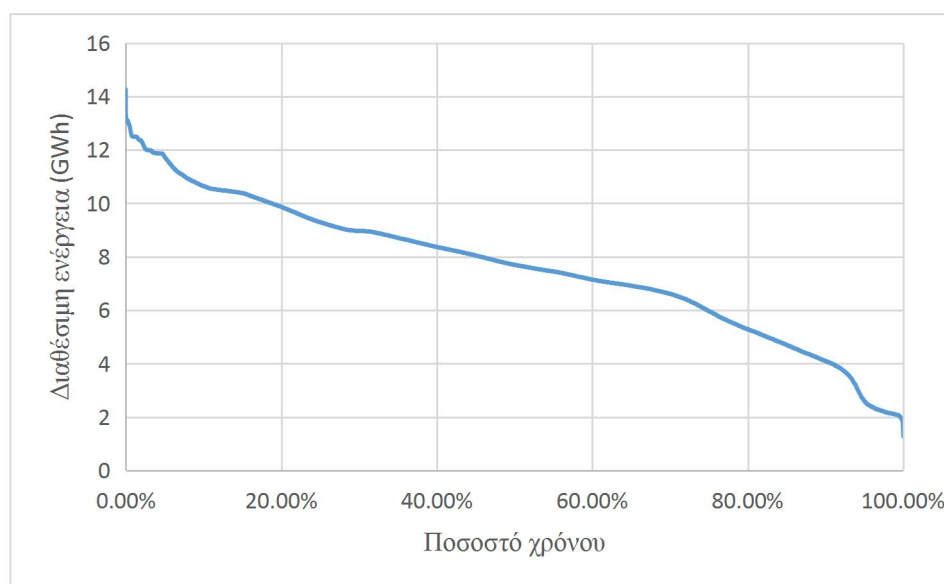
Οι χρονοσειρές της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη Θεσσαλία και της παραγόμενης ενέργειας του υδροσυστήματος παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 8.3.



**Διάγραμμα 8.3 Χρονοσειρές ζήτησης & παραγωγής ενέργειας**

Από το παραπάνω Διάγραμμα φαίνεται ότι μέγιστα ακρότατα της ζήτησης είναι κοντά με ελάχιστα ακρότατα της παραγωγής όπως και αναμενόταν, αφού οι μεγάλες ζητήσεις ενέργειας της θερινής περιόδου συμπίπτουν με την αρδευτική περίοδο.

Στο Διάγραμμα 8.4 φαίνεται η ημερήσια καμπύλη ενέργειας του υδροσυστήματος. Η πρωτεύουσα ενέργεια του υδροσυστήματος (ενέργεια με αξιοπιστία 99%) προκύπτει ίση με 2.09 GWh την ημέρα ή 762.85 GWh το χρόνο.



**Διάγραμμα 8.4 Καμπύλη ενέργειας**

Στον παρακάτω Πίνακα 8.6 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα οικονομικά

αποτελέσματα και οι αποδόσεις των επιμέρους στόχων του υδροσυστήματος για τη διαχειριστική πολιτική που προέκυψε από τη βελτιστοποίηση.

**Πίνακας 8.6 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα βελτιστοποίησης υδροσυστήματος**

Κόστος αντλήσεων (10 <sup>6</sup> €)		-42.77
Όφελος ικανοποίησης στόχων (10 <sup>6</sup> €)		14.44
Όφελος παραγωγής ενέργειας (10 <sup>6</sup> €)		39.78
Συνολικό κόστος/όφελος λειτουργίας (10 <sup>6</sup> €)		11.45
	<b>Ημερήσια</b>	<b>Ετήσια</b>
Μέση παραγωγή ενέργειας (GWh)	7.59	2 769.99
Πρωτεύουσα ενέργεια(GWh)	2.09	762.85
Κατανάλωση αντλιών (GWh)	0.67	242.73
Κατανάλωση γεωτρήσεων (GWh)	0.54	196.37
Ύδρευση	Μέση ετήσια αστοχία	13.8%
	Μέσο ετήσιο έλλειμμα/Ετήσια ζήτηση	1.1%
Άρδευση	Μέση ετήσια αστοχία	37.4%
	Μέσο ετήσιο έλλειμμα/Ετήσια ζήτηση	5.1%
Περιβαλλοντικές ροές	Μέση ετήσια αστοχία	32.7%
	Μέσο ετήσιο έλλειμμα/Ετήσια ζήτηση	1.6%

Παρατηρείται αρχικά ότι η αστοχία στους υδρευτικούς στόχους σχεδόν διπλασιάστηκε σε σχέση με τα αποτελέσματα που προέκυψαν τη 10ετή προσομοίωση. Η αύξηση αυτή αποδίδεται στην αύξηση του χρονικού μήκους της προσομοίωσης. Η αστοχία αυτή στην ύδρευση οφείλεται αποκλειστικά στο στόχο υδροληψίας του Σμοκόβου, του οποίου η ετήσια αστοχία είναι 41%. Οι άλλοι δύο υδρευτικοί στόχοι, του Καστρακίου και του Πλαστήρα, έχουν μηδενικές αστοχίες. Ο ετήσιος λόγος του

ελλείμματος προς τη ζήτηση για την υδροληψία του Σμοκόβου είναι 7.8%. Η αστοχία αυτή είναι αναμενόμενη καθώς για τον ταμιευτήρα του Σμοκόβου θεωρείται ότι έχουν υπερεκτιμηθεί οι εισροές του (Ευστρατιάδης, 2008). Ο αρδευτικός στόχος του ταμιευτήρα έχει επίσης σημαντική αστοχία 35.6% με λόγο ελλείμματος προς τη ζήτηση ίσο με 6.6%.

Η συνολική αστοχία των αρδευτικών στόχων είναι 37.4% όμως ο λόγος μέσου ετήσιου ελλείμματος προς ετήσια ζήτηση είναι μόλις 5.1% που σημαίνει ότι τα ελλείμματα είναι μικρά. Οι αρδευτικοί στόχοι με τις σημαντικές αστοχίες είναι οι στόχοι Υπόλοιπο Ζ, Ζ-Α1 (Περιοχή Πηνειού-Πλατυκάμπου) και Ραψάνη-Ομαλός-Πυργετός στη περιοχή της Λάρισας και ο στόχος Τρίκαλα Α1-2 στα Τρίκαλα. Οι στόχοι αυτοί παρουσίασαν μέση ετήσια αστοχία κοντά στο 80% και έλλειμμα σε σχέση με τη ζήτηση περίπου 10%. Οι αρδευτικοί στόχοι στη Λάρισα είναι οι πιο κατάντη αρδευτικοί στόχοι του υδροσυστήματος και είναι αναμενόμενο να παρουσιάζουν τις μεγαλύτερες αστοχίες. Οι υπόλοιποι αρδευτικοί στόχοι σημείωσαν ελλείμματα μικρότερα του 5% της ζήτησης.

Όσον αφορά τους περιβαλλοντικούς στόχους, οι μεγαλύτερες αστοχίες σημειώνονται στον Αχελώο κατάντη του ταμιευτήρα της Μεσοχώρας (100% με σχετικό έλλειμμα 28%) και κατάντη του ταμιευτήρα της Συκιάς (38% με σχετικό έλλειμμα 18%), στον Ελασσονίτικο κατάντη του ταμιευτήρα του Αγιονερίου (29% με σχετικό έλλειμμα 45%) και στον Σοφαδίτη κατάντη του Σμοκόβου (40% με σχετικό έλλειμμα 64%). Οι Αχελώος και Πηνειός στις εκβολές τους παρουσιάζουν πολύ μικρές αστοχίες.

Αναλυτικά τα αποτελέσματα όλων των στόχων του υδροσυστήματος παρατίθενται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β.

### **8.5 Αξιολόγηση διαχειριστικής πολιτικής**

Για να αξιολογηθεί η διαχειριστική πολιτική που προκύπτει από το κριτήριο κόστους/οφέλους του υδροσυστήματος συγκρίνονται τα αποτελέσματα της παραπάνω ανάλυσης με τα αποτελέσματα της εργασίας του Νικολόπουλου (2015) στο ίδιο υδροσύστημα για την εκτροπή των 250 hm<sup>3</sup> και μηνιαίο βήμα προσομοίωσης. Από τα διάφορα σενάρια διαχειριστικών πολιτικών που εξέτασε ο Νικολόπουλος λαμβάνονται τα εξής δύο: ελαχιστοποίηση του ελλείμματος στους αρδευτικούς στόχους και μεγιστοποίηση της παραγωγής πρωτεύουσας ενέργειας, με θεώρηση και στις δύο περιπτώσεις λειτουργίας αντλησιοταμίευσης.

**Πίνακας 8.7 Συγκριτικά αποτελέσματα σεναρίων διαχείρισης συνδυασμένου υδροσυστήματος Αχελώου - Πηνειού**

Μεγιστ. παραγόμενης πρωτεύουσας ενέργειας (Νικολόπουλος, 2015)	Ελαχιστ. ελλείμματος αρδευτικών στόχων (Νικολόπουλος, 2015)	Βελτιστ. κριτηρίου κόστους/οφέλους υδροσυστ.

	Μεγιστ. παραγόμενης πρωτεύουσας ενέργειας (Νικολόπουλος, 2015)	Ελαχιστ. ελλείμματος αρδευτικών στόχων (Νικολόπουλος, 2015)	Βελτιστ. κριτηρίου κόστους/οφέλους υδροσυστ.
<b>ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ σε μηνιαία κλίμακα (GWh)</b>			
Συνολική παραγωγή ενέργειας	271.46	244.65	227.67
Συν. Παραγωγή με αξιοπιστία 99%	171.31	72.48	62.70
Κατανάλωση αντλιών	46.19	22.35	19.95
Κατανάλωση γεωτρήσεων	44.784	19.28	16.14
<b>ΕΤΗΣΙΕΣ ΑΣΤΟΧΙΕΣ</b>			
Ύδρευση	7.9%	7.2%	13.8%
Περιβαλλοντικά	20.6%	14.3%	32.7%
Άρδευση	15.1%	3.8%	37.4%

Παρατηρείται ότι η εξεταζόμενη διαχειριστική πολιτική που προκύπτει από τη βελτιστοποίηση του κριτηρίου κόστους/οφέλους του υδροσυστήματος παρουσιάζει μικρότερη μέση παραγωγή ενέργειας και από τα δύο σενάρια του Νικολόπουλου (2015) καθώς και μεγαλύτερες αστοχίες στην ικανοποίηση των υδρευτικών, περιβαλλοντικών και αρδευτικών ζητήσεων. Η αύξηση των αστοχιών του υδροσυστήματος είναι αναμενόμενη λόγω της υιοθέτησης ημερήσιου βήματος προσομοίωσης. Επίσης, η αύξηση των αστοχιών μπορεί εν μέρει να οφείλεται στο γεγονός ότι υπήρχαν διαφοροποιήσεις στη τοπολογία του υδροσυστήματος, όπως το Μαυρομάτι, όπου στην εργασία του Νικολόπουλου (2015) έχει σχηματοποιηθεί μια εικονικά μεγάλη χωρητικότητα ώστε να γίνεται μηνιαία αναρρύθμιση.



# 9 Προσομοίωση συστήματος ΑΠΕ και βέλτιστη διαστασιολόγηση μονάδων παραγωγής αιολικής και ηλιακής ενέργειας στη Θεσσαλία

## 9.1 Πορεία εργασίας

Στις έως τώρα πρόδρομες αναλύσεις αναζητήθηκε η διαχειριστική πολιτική του συνδυασμένου υδροσυστήματος Αχελώου και Πηνειού που μεγιστοποιεί μια συνάρτηση κόστους-οφέλους για όλες τις χρήσεις που αυτό εξυπηρετεί, δηλαδή την ύδρευση, την άρδευση, την ενέργεια και την περιβαλλοντική χρήση. Στο πλαίσιο της βελτιστοποίησης προέκυψε μια μέση ημερήσια παραγωγή ενέργειας των ΥΗΣ του υδροσυστήματος ίση με 9.54 GWh ενώ η μέση ημερήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στη Θεσσαλία είναι ίση με 12.80 GWh. Συνεπώς, σε μέση ημερήσια κλίμακα, καλύπτεται ποσοστό της τάξης του 75% της ζήτησης ενέργειας. Θεωρώντας τη Θεσσαλία ένα κλειστό και αυτόνομο ενεργειακό σύστημα, του οποίου η ζήτηση ενέργειας πρέπει να ικανοποιηθεί με εσωτερικούς ενεργειακούς πόρους, ερευνάται σε αυτό το στάδιο της εργασίας το βέλτιστο μείγμα ηλιακής και αιολικής ενέργειας που, συνεπικουρικά με την παραπάνω Υ/Η ενέργεια, θα ικανοποιήσουν τη ζήτηση.

Η διαστασιολόγηση των αιολικών και Φ/Β πάρκων και το αντίστοιχο ποσοστό ενέργειας στο συνολικά παραγόμενο ενεργειακό μείγμα θα προκύψει από τη μεγιστοποίηση του συνολικού οικονομικού κέρδους του συστήματος. Το συνολικό κέρδος εξάγεται από την προσομοίωση του συστήματος σε ωριαία κλίμακα, η οποία επιτρέπει την αποτύπωση της έντονης μεταβλητότητας της παραγόμενης ενέργειας από Α/Γ και Φ/Β μονάδες. Στο μοντέλο προσομοίωσης εισάγονται συνθετικές χρονοσειρές ωριαίας ζήτησης ενέργειας, ταχύτητας ανέμου και ηλιακής ακτινοβολίας στην περιοχή της Θεσσαλίας, καθώς και επιμερισμένες χρονοσειρές παραγωγής Υ/Η ενέργειας και κατανάλωσης ενέργειας από τις γεωτρήσεις του υδροσυστήματος Αχελώου–Πηνειού, που προέκυψαν από την οικονομική βελτιστοποίηση του.

Στη προσομοίωση του συστήματος χρησιμοποιούνται οι εξής χρονοσειρές που σχετίζονται με την παραγωγή των ΑΠΕ:

- ✓ Η ωριαία συνθετική χρονοσειρά ηλιακής ακτινοβολίας που, λόγω της μικρής διακύμανσης της ηλιακής ακτινοβολίας στη Περιφέρεια Θεσσαλίας λόγω του κυρίαρχου πεδινού αναγλύφου, θεωρείται αντιπροσωπευτική για το σύνολο της Περιφέρειας.
- ✓ Η ωριαία συνθετική χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου που βασίστηκε σε μετρήσεις σε μετεωρολογικό σταθμό στη περιοχή του Βόλου και θεωρείται αντιπροσωπευτική για τις ορεινές περιοχές της Περιφέρειας, και
- ✓ Η ωριαία συνθετική χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου που βασίστηκε σε μετρήσεις σε μετεωρολογικό σταθμό στη περιοχή της Λάρισας και θεωρείται αντιπροσωπευτική για τις πεδινές περιοχές της Περιφέρειας.

Με βάση τα παραπάνω δεδομένα, διαμορφώνονται τρεις **μεταβλητές βελτιστοποίησης** για το σύστημα:

- ✓ η εγκατεστημένη ισχύς σε Φ/Β πάρκα
- ✓ η εγκατεστημένη ισχύς σε αιολικά πάρκα πεδινών περιοχών
- ✓ η εγκατεστημένη ισχύς σε αιολικά πάρκα ορεινών περιοχών.

Η εγκατεστημένη ισχύς και τα τεχνικά χαρακτηριστικά ανά μονάδα Α/Γ και Φ/Β πλαισίου επιλέγονται πριν τη προσομοίωση (αφού η παραγόμενη ενέργεια είναι συνάρτηση των τεχνικών χαρακτηριστικών) συγκρίνοντας διαθέσιμες επιλογές με κριτήριο το σταθμισμένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας. Συνεπώς, πριν την οικονομική βελτιστοποίηση του ενεργειακού συστήματος, προηγείται μια οικονομοτεχνική ανάλυση για τη βέλτιστη επιλογή των επιμέρους μονάδων. Επομένως, οι παραπάνω μεταβλητές του συστήματος αναδιατυπώνονται ως εξής:

- ✓ το πλήθος των Φ/Β πλαισίων στη Θεσσαλία,
- ✓ το πλήθος των Α/Γ σε πεδινές περιοχές της Θεσσαλίας, και
- ✓ το πλήθος των Α/Γ σε ορεινές περιοχές της Θεσσαλίας.

Το **κόστος** του συστήματος περιλαμβάνει το κόστος κεφαλαίου των Φ/Β και αιολικών εγκαταστάσεων και τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης τους. Σε περίπτωση που ο συνδυασμός Υ/Η, ηλιακής και αιολικής ενέργειας, λόγω της στοχαστικής φύσης της παραγωγής, αποτυγχάνει να ικανοποιήσει τη ζήτηση σε κάποιο βήμα της προσομοίωσης του ενεργειακού συστήματος, τότε προβλέπεται η εκκίνηση λειτουργίας μονάδας φυσικού αερίου για τη κάλυψη του ελλείμματος ενέργειας. Συνεπώς, στο κόστος του συστήματος εισάγεται και το κόστος παραγωγής ενέργειας από φυσικό αέριο για την κάλυψη των ενεργειακών ελλειμμάτων. Η επιλογή μονάδων φυσικού αερίου γίνεται γιατί, όπως είδαμε και στο Κεφάλαιο 7, παρέχουν τη δυνατότητα ταχείας ανάληψης φορτίου και εκκίνησης λειτουργίας, της τάξης των μερικών λεπτών, καθιστώντας έτσι δυνατή τη παρακολούθηση της κυμαινόμενης παραγωγής των ΑΠΕ. Επίσης, το φυσικό αέριο αποτελεί φθηνή εναλλακτική επιλογή συμβατικού καυσίμου και έχει αποκτήσει σημαντική παρουσία στην ηλεκτροπαραγωγή τόσο στην Ελλάδα όσο και διεθνώς.

Το **όφελος** εκτιμάται με βάση την πώληση της παραγόμενης ανανεώσιμης



ενέργειας. Για τα πλεονάσματα ενέργειας, δηλαδή την ενέργεια που δεν απορροφάται από το θεωρούμενο κλειστό ενεργειακό σύστημα της Θεσσαλίας, εξετάζονται δύο περιπτώσεις:

1. Θεωρείται ότι το πλεόνασμα ενέργειας δεν απορροφάται εκτός του συστήματος, συνεπώς τα έσοδα από τα πλεονάσματα είναι μηδενικά.
2. Θεωρείται ότι η περίσσεια ενέργειας έχει 50% πιθανότητα να πωληθεί εκτός του συστήματος. Στην ποσότητα αυτή ορίζεται ένα άνω όριο, ίσο με το διπλάσιο της ενέργειας που μπορεί να απορροφηθεί εντός του συστήματος.

Το όφελος του συστήματος είναι εξάρτηση των τιμών πώλησης της αιολικής και της ενέργειας από τα Φ/Β. Όμως, η τιμή πώλησης της ενέργειας από Φ/Β, όπως έχει διαμορφωθεί με τον Ν.3851/10, είναι μικρότερη του σταθμισμένου κόστους ενέργειας για εγκατάσταση Φ/Β μονάδων στη περιοχή που είναι ίσο, όπως θα δείξουμε παρακάτω, με 160 €/MWh. Επίσης, με τον νέο νόμο που ψηφίστηκε στις 9/8/2016 για τη διαμόρφωση του νέου πλαισίου στήριξης των ΑΠΕ, καταργείται το σύστημα των σταθερών εγγυημένων τιμών (Feed in Tariff - FiT) και εισάγεται το σύστημα της λειτουργικής ενίσχυσης στη βάση μιας Διαφορικής Τιμής Αποζημίωσης (Διαφορικής Προσαύξησης), γνωστό ως Feed in Premium (FiP). Η προσαύξηση θα εφαρμόζεται στην τιμή της ενέργειας όπως διαμορφώνεται στη χονδρεμπορική αγορά και θα είναι διαφορετική ανά κατηγορία σταθμού ΑΠΕ.

Για τους παραπάνω λόγους, εκτός της μεγιστοποίησης του κέρδους του συστήματος, εξετάζονται και άλλα κριτήρια, όπως,

- ✓ η ελαχιστοποίηση του κόστους εγκατάστασης των αιολικών και Φ/Β σταθμών, με περιορισμό του προβλήματος η ενεργειακή ζήτηση να καλύπτεται σε ένα συμβατικό ποσοστό από σταθμούς ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων των ΥΗΣ του υδροσυστήματος),
- ✓ η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του ενεργειακού συστήματος.
- ✓ η ελαχιστοποίηση της ωριαίας αστοχίας των μονάδων ΑΠΕ στην ικανοποίηση της ενεργειακής ζήτησης της Θεσσαλίας, ώστε να εκτιμηθεί η μέγιστη δυνατότητα εγκατάστασης αιολικών και Φ/Β σταθμών στις ενδεδειγμένες χωροθετικά εκτάσεις.

Το **χρονικό βήμα** που χρησιμοποιείται κατά τη προσομοίωση του συστήματος είναι ωριαίο. Όπως είδαμε στην § 2.5, το ημερήσιο βήμα δεν είναι αντιπροσωπευτικό για την πραγματικά παραγόμενη αιολική ενέργεια, λόγω των έντονων διακυμάνσεών της κατά τη διάρκεια της ημέρας. Τα δεδομένα που εισάγονται από τη προσομοίωση του υδροσυστήματος στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ μετατρέπονται από ημερήσια σε ωριαία για τις ανάγκες της προσομοίωσης. Το **μήκος της προσομοίωσης**, λόγω του μεγάλου υπολογιστικού φόρτου που εισάγει το ωριαίο βήμα, επιλέγεται να είναι τα 10 χρόνια. Με τον τρόπο αυτό, προκύπτουν 87 672 ωριαία βήματα.

Το ενεργειακό σύστημα εξετάζεται σε δύο επιμέρους **διατάξεις**, ανάλογα με τη

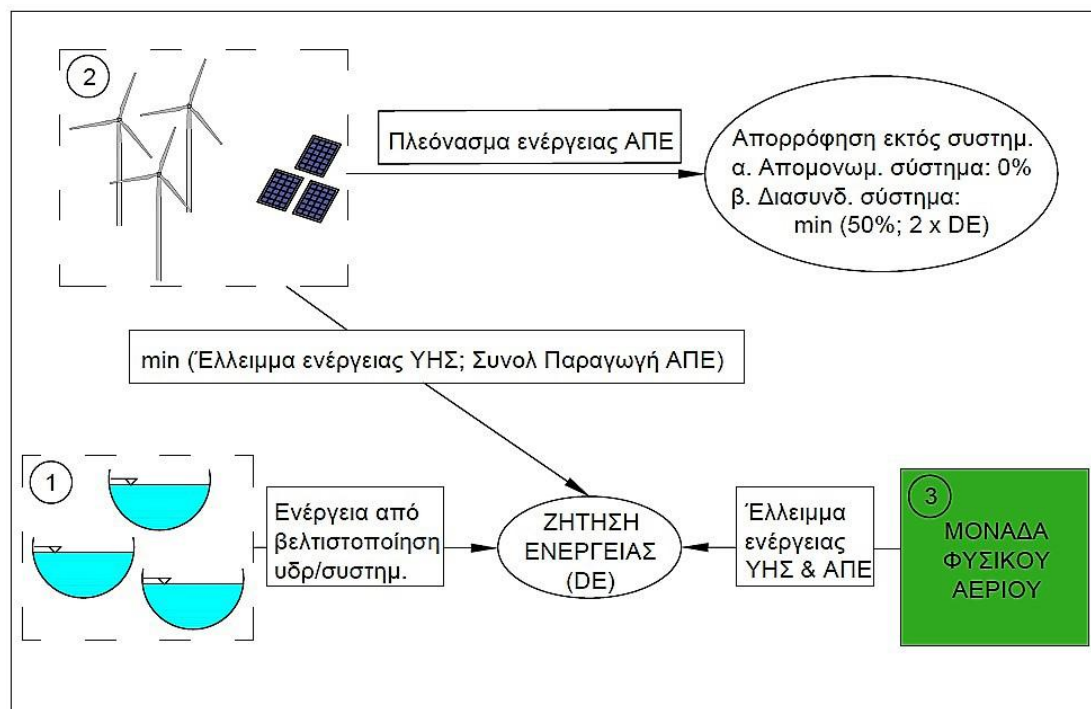
θεώρηση ή όχι της δυνατότητας αποθήκευσης των πλεονασμάτων της παραγόμενης ενέργειας των ΑΠΕ σε αυτό:

- E1.** Συνδυασμένο υδρο-ενεργειακό σύστημα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας,
- E2.** Συνδυασμένο υδρο-ενεργειακό σύστημα με δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας μέσω της αντλησιοταμιευτικής διάταξης που προβλέπεται μεταξύ των ταμιευτήρων Συκιάς και Μουζακίου.

Η περιγραφή της λειτουργίας των παραπάνω συστημάτων γίνεται στις επόμενες παραγράφους § 9.2 και § 9.3.

## 9.2 Συνδυασμένο υδρο-ενεργειακό σύστημα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης (διάταξη E1)

Η λειτουργία του συστήματος E1 απεικονίζεται εννοιολογικά στο παρακάτω σχήμα<sup>1</sup>.



**Σχήμα 9.1** Υδρο-ενεργειακό σύστημα χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας

Πιο αναλυτικά η λειτουργία του συστήματος διατυπώνεται η εξής:

1. Το υδροσύστημα, με βάση τη βελτιστοποίηση που προηγήθηκε, παράγει Υ/Η ενέργεια η οποία κατά προτεραιότητα εισάγεται στο σύστημα.
2. Σε περίπτωση αδυναμίας των ΥΗΣ να καλύψουν τη ζήτηση ενέργειας, εισάγεται ενέργεια από τους αιολικούς και Φ/Β σταθμούς. Η ενέργεια αυτή είναι το **ελάχιστο** μεταξύ του ελλείμματος των ΥΗΣ και της συνολικά παραγόμενης

<sup>1</sup> Το σύστημα Α/Γ και Φ/Β θα αναφέρεται παρακάτω ως σύστημα ΑΠΕ και το σύστημα των ΥΗΣ του υδροσυστήματος θα αναφέρεται ως ΥΗΣ. Η ενέργεια των ΥΗΣ μπορεί να χαρακτηριστεί ανανεώσιμη, αλλά, χάριν εκφραστικής ευκολίας, διατηρείται η παραπάνω τυποποίηση.

αιολικής και ηλιακής ενέργειας στο βήμα αυτό.

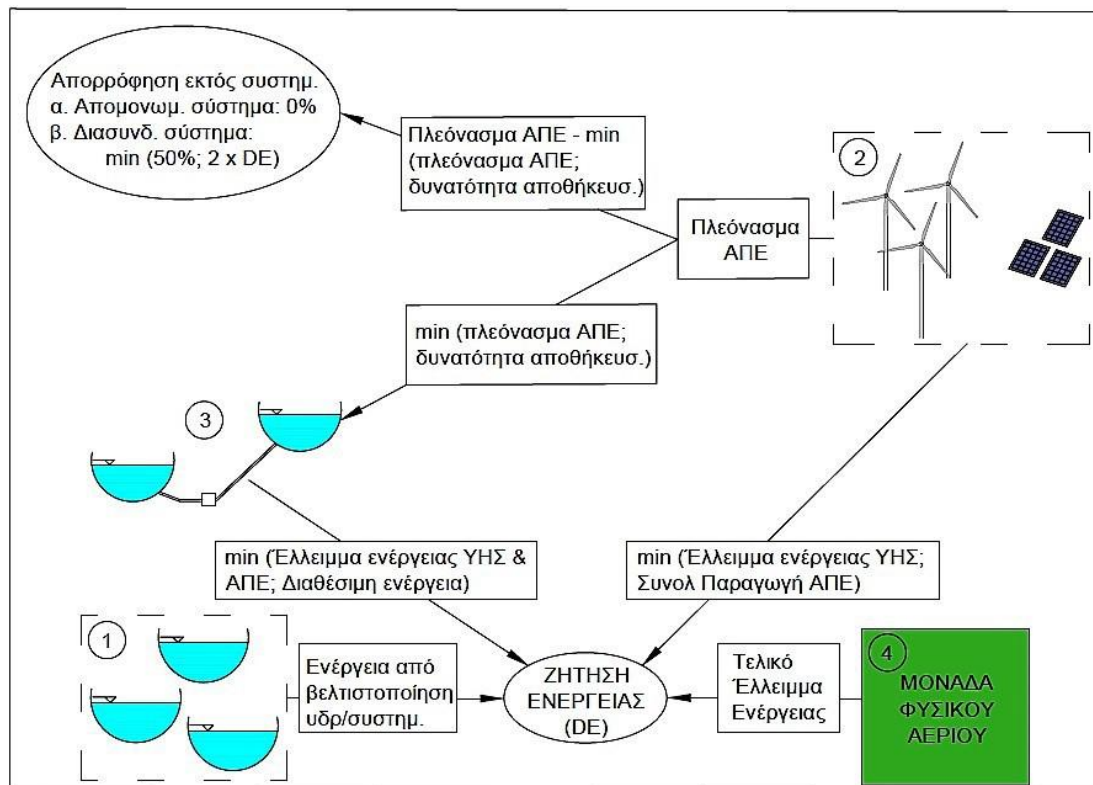
Εάν η παραγωγή των Α/Γ και των Φ/Β είναι μεγαλύτερη της διαφοράς της παραγωγής των ΥΗΣ από τη ζήτηση ενέργειας, τότε για το πλεόνασμα αυτό θεωρούνται, όπως αναφέρθηκε δύο περιπτώσεις:

- το εξεταζόμενο σύστημα είναι ηλεκτρικά **απομονωμένο**, συνεπώς δεν είναι δυνατή η διάθεση του πλεονάσματος,
  - το εξεταζόμενο σύστημα είναι **διασυνδεδεμένο** οπότε μπορεί να απορροφηθεί κάποια ποσότητα ενέργειας και εκτός αυτού. Η ποσότητα αυτή λαμβάνεται ίση με το **ελάχιστο** μεταξύ του 50% του συνολικού πλεονάσματος και του διπλάσιου της ζήτησης της Θεσσαλίας.
3. Εάν η παραγωγή Α/Γ, Φ/Β και ΥΗΣ είναι μικρότερη από τη ζήτηση ενέργειας τότε το έλλειμμα αυτό καλύπτεται με παραγωγή ενέργειας από μονάδα φυσικού αερίου.

### 9.3 Συνδυασμένο υδρο-ενεργειακό σύστημα με δυνατότητα αποθήκευσης (διάταξη E2)

#### 9.3.1 Εννοιολογική περιγραφή λειτουργίας συστήματος

Το σύστημα E2 απεικονίζεται εννοιολογικά στο παρακάτω σχήμα.



Σχήμα 9.2 Υδρο-ενεργειακό σύστημα με δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας

Ο αντλησιοταμιευτικός σταθμός μεταξύ των ταμιευτήρων Συκιάς και Μουζακίου προβλέπεται να είναι μονής σωληνώσεως εφοδιασμένος με στροβιλοαντλία. Για τη

λειτουργία του θεωρείται η εξής κατάσταση: κατά το 1/4 της ημέρας θα αντλείται νερό, ενώ κατά τα υπόλοιπα 3/4 της ημέρας θα μεταφέρεται νερό με βαρύτητα για παραγωγή ενέργειας στον στρόβιλο.

Η ωριαία λειτουργία του συστήματος είναι η εξής:

1. Το υδροσύστημα, με βάση τη βελτιστοποίηση, παράγει Υ/Η ενέργεια η οποία κατά προτεραιότητα εισάγεται στο σύστημα.
2. Σε περίπτωση αδυναμίας των ΥΗΣ να καλύψουν τη ζήτηση ενέργειας, εισάγεται ενέργεια από τους αιολικούς και Φ/Β σταθμούς. Η ενέργεια αυτή είναι το **ελάχιστο** μεταξύ του ελλείμματος των ΥΗΣ και της συνολικά παραγόμενης αιολικής και ηλιακής ενέργειας στο βήμα αυτό.
3. Εάν η παραγωγή των Α/Γ και των Φ/Β είναι μεγαλύτερη της απαιτούμενης για την κάλυψη της ζήτησης ενέργειας, τότε υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο σύστημα. Σε αυτό το σύστημα υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης του πλεονάσματος μέσω του αντλησιοταμιευτικού συστήματος (ΑΤΣ). Η ποσότητα νερού που μπορεί να μεταφερθεί από τον κάτω στον άνω ταμιευτήρα ώστε να αποθηκευτεί ως δυναμική ενέργεια είναι το **ελάχιστο** μεταξύ:
  - της ποσότητας που μπορεί να αντληθεί με το πλεόνασμα ενέργειας των ΑΠΕ,
  - της ημερήσιας δυνατότητας άντλησης του ΑΤΣ, λαμβάνοντας υπόψη την παροχτετευτικότητα του αγωγού και θεωρώντας ότι μόνο κατά το 1/4 της ημέρας αντλείται νερό, και τέλος,
  - της διαθέσιμης ποσότητας νερού του κάτω ταμιευτήρα που προορίζεται για το σκοπό αυτό.

Εάν το συνολικό πλεόνασμα ενέργειας από την παραγωγή των Α/Γ και των Φ/Β είναι μεγαλύτερο από τη δυνατότητα αποθήκευσης που παρέχει το ΑΤΣ, τότε, για την ενέργεια που δε μπορεί να αποθηκευτεί, θεωρούνται, όπως και στο προηγούμενο σύστημα δύο περιπτώσεις:

- το εξεταζόμενο σύστημα είναι ηλεκτρικά **απομονωμένο**, συνεπώς δεν είναι δυνατή η διάθεση του πλεονάσματος,
  - το εξεταζόμενο σύστημα είναι **διασυνδεδεμένο** οπότε μπορεί να απορροφηθεί κάποια ποσότητα ενέργειας και εκτός του συστήματος. Η ποσότητα αυτή λαμβάνεται ίση με το **ελάχιστο** μεταξύ του 50% του συνολικού πλεονάσματος και του διπλάσιου της ζήτησης της Θεσσαλίας.
4. Εάν η παραγωγή ΑΠΕ και ΥΗΣ είναι μικρότερη από τη ζήτηση ενέργειας τότε εισάγεται στο σύστημα Υ/Η ενέργεια η οποία είχε αποθηκευτεί ως δυναμική ενέργεια στον άνω ταμιευτήρα του ΑΤΣ. Η ποσότητα νερού που μπορεί να μεταφερθεί από τον άνω στον κάτω ταμιευτήρα είναι το **ελάχιστο** μεταξύ:
    - του ελλείμματος ΥΗΣ και ΑΠΕ,
    - της ποσότητας νερού που έχει αποθηκευτεί για αυτόν το σκοπό στον άνω ταμιευτήρα του ΑΤΣ, και τέλος,

- της ποσότητας που μπορεί να μεταφερθεί από τον αγωγό του ΑΤΣ, λαμβάνοντας υπόψη τη παροχτευτικότητα του αγωγού, το νερό που μεταφέρεται παράλληλα για τις ανάγκες του υδροσυστήματος και το γεγονός ότι στον ΑΤΣ παράγεται ενέργεια μόνο κατά τα 3/4 της ημέρας.

### 9.3.2 Συνεργασία υδροσυστήματος και ενεργειακού συστήματος

Για τη λειτουργία της αντλησιοταμίευσης απαιτείται συνεργασία του εξεταζόμενου ενεργειακού συστήματος με το υδροσύστημα. Τα δύο συστήματα προσομοιώνονται σε διαφορετικό περιβάλλον λογισμικού (ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ & Microsoft Excel) συνεπώς αποτελεί κομβικό σημείο η επίτευξη της σύμφωνης, παράλληλης λειτουργία τους με την εισαγωγή κατάλληλων τροποποιήσεων στα συστήματα και την υιοθέτηση κατάλληλων παραδοχών.

Για να καταστεί η παράλληλη λειτουργία τους σύμφωνη εισάγονται στο σχηματοποιημένο στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ υδροσύστημα οι εξής τροποποιήσεις:

1. Περιορισμοί μέγιστου όγκου στους ταμιευτήρες του ΑΤΣ, δηλαδή στο Μουζάκι και στη Συκιά, ώστε να υπάρχει σε όλη τη διάρκεια της προσομοίωσης του ενεργειακού συστήματος δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας. Οι μέγιστοι αυτοί όγκοι προκύπτουν αφαιρώντας από τη χωρητικότητα των ταμιευτήρων τις ποσότητες νερού που προορίζονται αποκλειστικά για τη λειτουργία της αντλησιοταμίευσης, δηλαδή

$$\max V_{up} = k_{up} - m \quad (9.1)$$

$$\max V_{dn} = k_{dn} - m \quad (9.2)$$

όπου,

$\max V_{up}$ , ο περιορισμός μέγιστου όγκου του άνω ταμιευτήρα (Συκιά),

$\max V_{dn}$ , ο περιορισμός μέγιστου όγκου του κάτω ταμιευτήρα (Μουζάκι),

$k_{up}$ , η συνολική χωρητικότητα του άνω ταμιευτήρα (Συκιά),

$k_{dn}$ , η συνολική χωρητικότητα του κάτω ταμιευτήρα (Μουζάκι),

$m$ , η ποσότητα νερού που προορίζεται για τη λειτουργία της αντλησιοταμίευσης.

2. Αφαιρείται από το υδροσύστημα η δυνατότητα άντλησης νερού από το Μουζάκι στη Συκιά, ώστε η δυνατότητα αυτή να αξιοποιηθεί πλήρως στο ενεργειακό σύστημα. Αυτό επιτυγχάνεται μηδενίζοντας τη παροχτευτικότητα του συνδετήριου αγωγού κατά την ανάστροφη φορά (άντληση).

Με τις τροποποιήσεις αυτές επαναλαμβάνεται η διαδικασία βελτιστοποίησης του υδροσυστήματος στον ΥΔΡΟΝΟΜΕΑ. Τα εξάγομενα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης του υδροσυστήματος που εισάγονται ως δεδομένα στο ενεργειακό σύστημα είναι τα εξής:

- ✓ οι χρονοσειρές αποθεμάτων των ταμιευτήρων Συκιάς και Μουζακίου,
- ✓ οι χρονοσειρές της στάθμης των παραπάνω ταμιευτήρων,
- ✓ η χρονοσειρά της διερχόμενης ποσότητας νερού (για την εξυπηρέτηση των χρήσεων νερού του υδροσυστήματος) από τον υδροστρόβιλο του αγωγού σύνδεσης Συκιάς – Μουζακίου.

Με τα παραπάνω δεδομένα είναι δυνατή η τυποποίηση της λειτουργίας του ενεργειακού συστήματος στο Microsoft Excel, όπως περιγράφηκε στην § 9.4.1, σε συμφωνία με τη λειτουργία του υδροσυστήματος.

Οι στάθμες του άνω και κάτω ταμιευτήρα για τον υπολογισμό των ροών ενέργειας του ενεργειακού συστήματος θεωρούνται αυτές που προέκυψαν από τη βελτιστοποίηση του υδροσυστήματος για το 10ετές μήκος προσομοίωσης. Η παραδοχή αυτή γίνεται επειδή ο όγκος  $m$  είναι πολύ μικρός σε σχέση με τις συνολικές χωρητικότητες των ταμιευτήρων και έτσι δε μεταβάλλονται πρακτικά οι παραπάνω στάθμες.

Η χρονοσειρά της διερχόμενης ποσότητας νερού από τον αγωγό σύνδεσης Συκιάς-Μουζακίου για τις χρήσεις του υδροσυστήματος χρησιμοποιείται ώστε, σε συνδυασμό με τη μεταφερόμενη ποσότητα για την αντλησιοταμίευση, η συνολικά μεταφερόμενη ποσότητα να μην ξεπερνά τη παροχετευτικότητα του αγωγού.

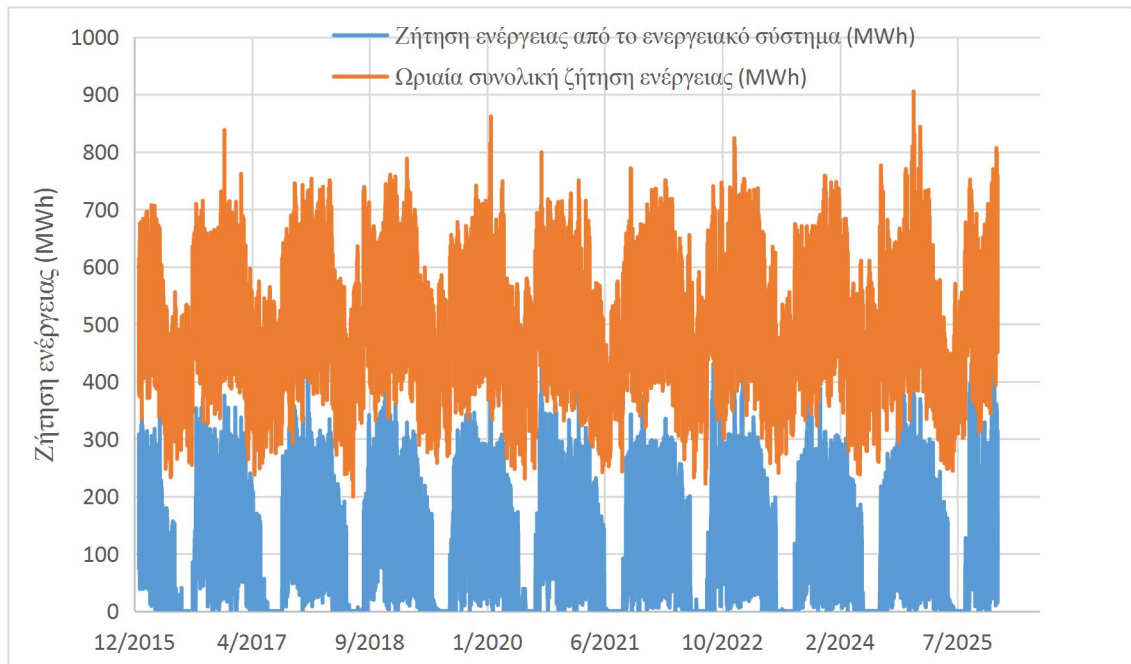
## **9.4 Δεδομένα εισόδου μοντέλου προσομοίωσης ενεργειακού συστήματος**

### **9.4.1 Συνθετική χρονοσειρά ζήτησης ενέργειας**

Η ζήτηση ενέργειας που το ενεργειακό σύστημα καλείται να καλύψει είναι η ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια της Περιφέρειας Θεσσαλίας σε ωριαία κλίμακα. Η ζήτηση για την αστική, την δημοτική και τη βιομηχανική χρήση αντλείται από εργασία του Τύραλη (2016), στην οποία έχει προσομοιωθεί, όπως αναφέρθηκε και στην § 6.1.2, με χρήση ωριαίων ιστορικών δεδομένων. Στη παραπάνω ζήτηση προστίθεται η ζήτηση ενέργειας στις γεωτρήσεις και τα αντλιοστάσια του υδροσυστήματος η οποία θεωρείται η αγροτική ζήτηση ενέργειας στη περιοχή μελέτης. Οι ζητήσεις αυτές εκτιμώνται με βάση την προσομοιωμένη κατανάλωση ενέργειας του προηγούμενου χρονικού βήματος. Η δεκαετής συνθετική χρονοσειρά της συνολικής ζήτησης φαίνεται στο Διάγραμμα 9.1.

Για την εξυπηρέτησή της, στα πλαίσια του εξεταζόμενου ενεργειακού συστήματος, εισάγεται κατά προτεραιότητα η Υ/Η ενέργεια που παράγουν οι ΥΗΣ του υδροσυστήματος, όπως προέκυψε από τη διαχειριστική πολιτική του προηγούμενου κεφαλαίου. Να σημειωθεί ότι η προσομοιωμένη απόκριση των ΥΗΣ, όπως και των γεωτρήσεων και των αντλιοστασίων του υδροσυστήματος, είναι σε ημερήσιο βήμα. Για την μετατροπή τους σε ωριαίο βήμα γίνεται η παραδοχή της σταθερής κατανομής τους κατά τη διάρκεια της ημέρας.

Η ζήτηση ενέργειας που καλούνται να εξυπηρετήσουν οι υπό διαστασιολόγηση σταθμοί ΑΠΕ είναι η διαφορά της παραπάνω Υ/Η παραγωγής του υδροσυστήματος από τη συνολική ζήτηση ενέργειας. Η χρονοσειρά της φαίνεται στο Διάγραμμα 9.1.



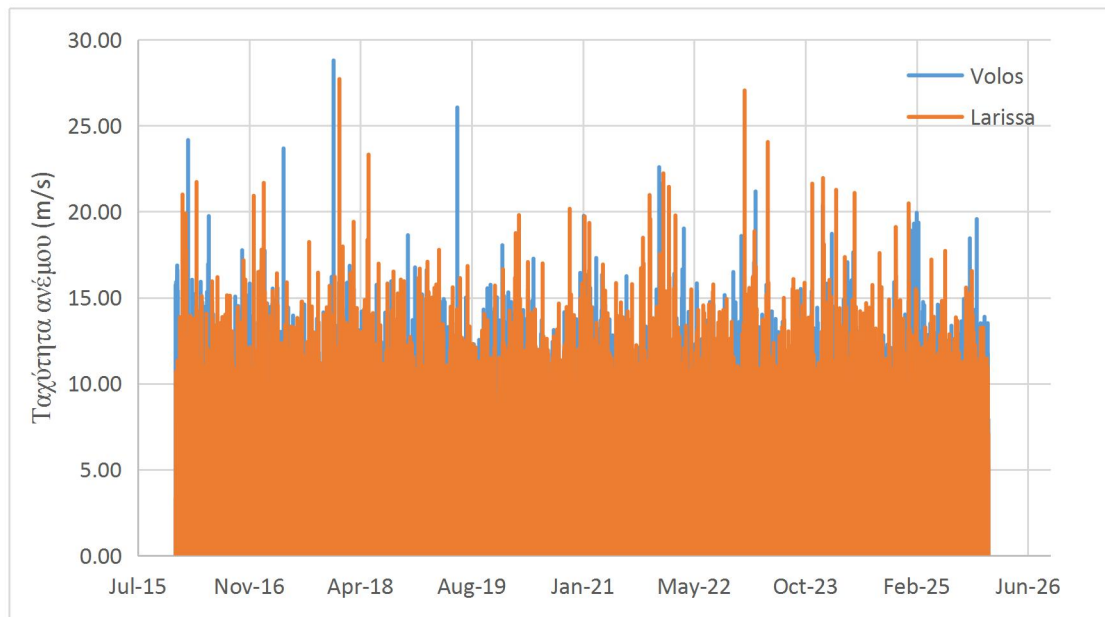
**Διάγραμμα 9.1 10ετείς συνθετικές ωριαίες χρονοσειρές συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη Θεσσαλία και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από το υπό εξέταση ενεργειακό σύστημα**

#### **9.4.2 Συνθετικές χρονοσειρές ηλιακής ακτινοβολίας & ταχύτητας ανέμου**

Οι χρονοσειρές για την ηλιακή ακτινοβολία και την ταχύτητα ανέμου στη περιοχή μελέτης αντλήθηκαν από την εργασία των Ευστρατιάδη κ.ά. (2015) στην οποία, με βάση ιστορικές καταγραφές μετεωρολογικών σταθμών στη περιοχή της Θεσσαλίας για τις δύο μετεωρολογικές μεταβλητές, παρήχθησαν συνθετικές εκατονταετείς χρονοσειρές. Για τους σκοπούς της εργασίας αυτής ελήφθησαν υποσύνολα μήκους 10 ετών.

##### **Συνθετικές χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου**

Όπως αναφέρθηκε στην § 9.1 οι χρονοσειρές της ταχύτητας του ανέμου αναφέρονται σε σταθμούς στο Βόλο και τη Λάρισα. Οι χρονοσειρές αυτές απεικονίζονται στο Διάγραμμα 9.2. Στον Πίνακα 9.1 συνοψίζονται τα στατιστικά χαρακτηριστικά τους (μέση τιμή, τυπική απόκλιση, συντελεστής μεταβλητότητας).



**Διάγραμμα 9.2 10-ετείς συνθετικές ωριαίες χρονοσειρές ταχυτήτων ανέμου στον Βόλο και τη Λάρισα (Πηγή: Ευστρατιάδη κ.ά., 2015)**

**Πίνακας 9.1 Στατιστικά χαρακτηριστικά ωριαίας ταχύτητας ανέμου στο ύψος μέτρησης (μετεωρ. σταθμός) για τη Λάρισα και το Βόλο**

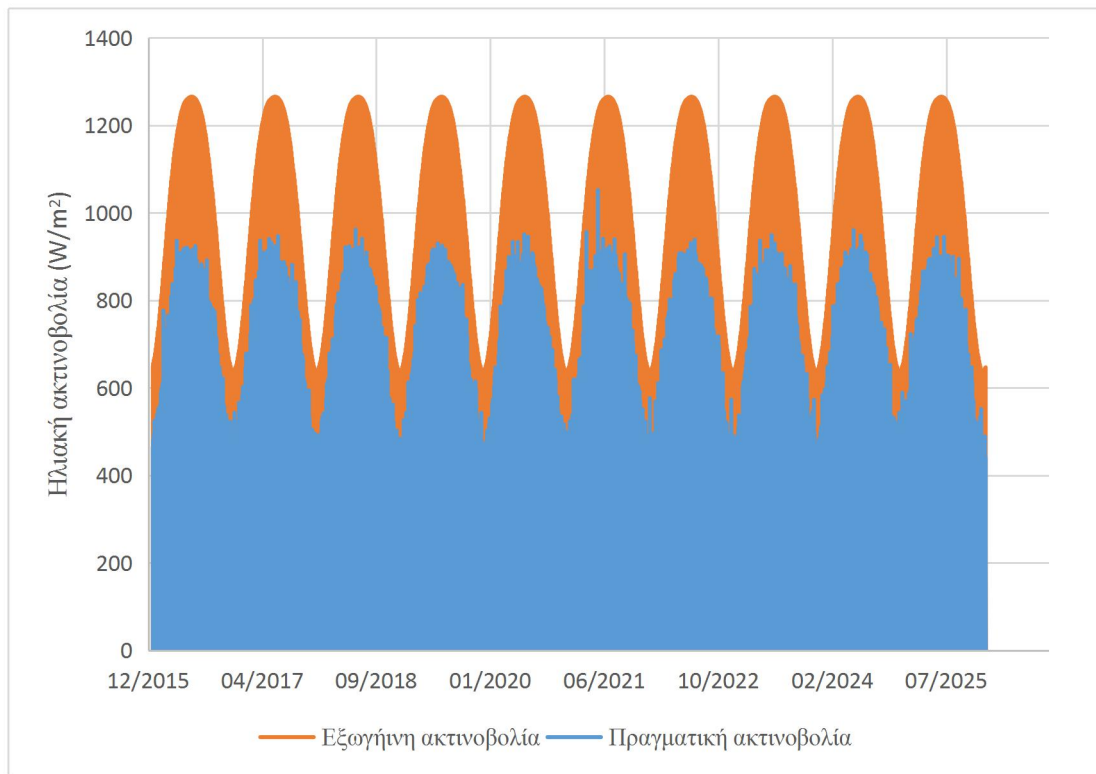
	<b>Βόλος</b>	<b>Λάρισα</b>
<b>Μέση τιμή (m/s)</b>	5.57	2.89
<b>Τυπική απόκλιση (m/s)</b>	2.88	3.59
<b>Συντελεστής μεταβλητότητας</b>	0.52	1.24

Οι χρονοσειρές αυτές αναφέρονται στη ταχύτητα του ανέμου στο ύψος μέτρησης στους μετεωρολογικούς σταθμούς. Για να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας των Α/Γ πρέπει να αναχθούν στο ύψος κόμβου της Α/Γ, με βάση τα όσα αναφέρθηκαν στο Κεφάλαιο 2.

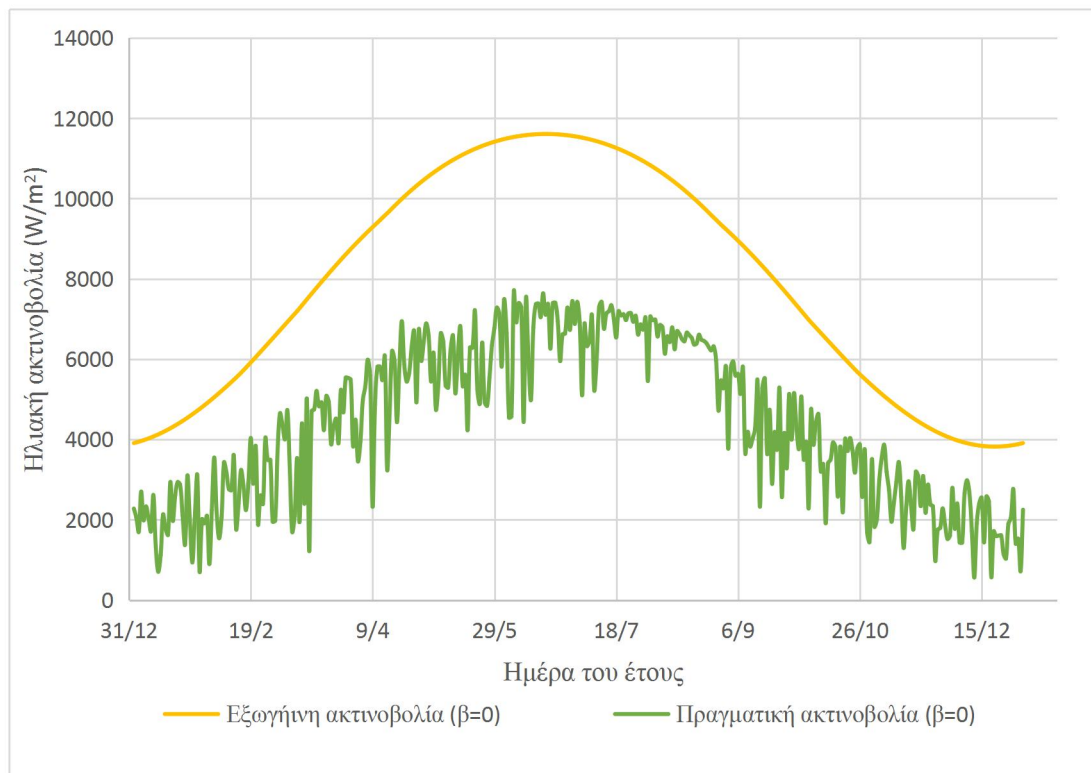
### **Συνθετικές χρονοσειρές ηλιακής ακτινοβολίας**

Στο Διάγραμμα 9.3 φαίνεται η συνθετική ωριαία χρονοσειρά της πραγματικής ηλιακής ακτινοβολίας για οριζόντιο επίπεδο στη Θεσσαλία. Στο ίδιο Διάγραμμα φαίνεται η ωριαία εξωγήινη ακτινοβολία, για ένα μέσο γεωγραφικό μήκος και πλάτος, όπως υπολογίστηκε από τις σχέσεις (2.10) - (2.10). Στο Διάγραμμα 9.4 παρουσιάζονται τα αντίστοιχα δεδομένα πραγματικής και εξωγήινης ακτινοβολίας στην ημερήσια κλίμακα για ένα έτος ώστε να υπάρχει καλύτερη εποπτεία της ετήσιας χρονικής μεταβλητότητας της μεταβλητής.





**Διάγραμμα 9.3 Ωριαία συνθετική χρονοσειρά πραγματικής ακτινοβολίας και αντίστοιχη χρονοσειρά εξωγήινης ακτινοβολίας στο οριζόντιο επίπεδο (Πηγή: Ευστρατιάδης κ.ά., 2015)**



**Διάγραμμα 9.4 Ημερήσια δεδομένα πραγματικής και εξωγήινης ηλιακής ακτινοβολίας στο οριζόντιο επίπεδο για ένα έτος**

### 9.4.3 Οικονομικά δεδομένα προβλήματος

Στην παράγραφο αυτή γίνεται αναφορά στα οικονομικά δεδομένα που χρησιμοποιούνται για τη βελτιστοποίηση του ενεργειακού συστήματος.

#### *i. Επιτόκιο αναγωγής, $i = 8\%$*

Με βάση τα όσα αναφέρθηκαν στην § 7.9.2, επιλέγεται επιτόκιο αναγωγής  $i = 8\%$  που περίπου συμπίπτει με τον ευρωπαϊκό μέσο όρο. Στο τέλος γίνεται ανάλυση ευαισθησίας για το σταθμισμένο κόστος της παραγόμενης ενέργειας με τιμές στο διάστημα μεταξύ 3.5% και 12%.

#### *ii. Χρόνος ζωής έργου, $N = 25$*

Ως χρόνος ζωής του έργου επιλέγεται η διάρκεια της άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, που σύμφωνα με τον Ν.3851/2010 είναι ίση με 25 έτη. Σύμφωνα με τον ίδιο νόμο, η σύμβαση πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ και Σ.Η.Θ.Υ.Α. ισχύει για 20 έτη, και μπορεί να παρατείνεται εφόσον ισχύει η σχετική άδεια παραγωγής.

#### *iii. Χρόνος απόσβεσης, $A = 25$*

Ο τεχνολογικός χρόνος ζωής (χρόνος απόσβεσης) τόσο των Φ/Β πλαισίων όσο και των Α/Γ είναι τα 25 έτη.

#### *iv. Έσοδα από τη πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εντός του συστήματος (απορροφούμενη ενέργεια)*

Ο υπολογισμός των εσόδων από τη πώληση της ενέργειας που απορροφάται από το σύστημα βασίζεται στον Ν.3851/2010, στον οποίο προβλέπονται εγγυημένες τιμές σύμφωνα με τα παρακάτω<sup>1</sup>:

- Για αιολικά πάρκα εγκατεστημένης ισχύος μεγαλύτερης των 50 kW στο διασυνδεδεμένο σύστημα η εγγυημένη τιμή πώλησης είναι:

$$E_w = 87.85 \text{ €/MWh}$$

Σε κάποια από τα σενάρια εξετάζεται και η μηδενική διάθεση ενέργειας εκτός συστήματος, δηλαδή αντιμετώπιση του συστήματος ως απομονωμένο. Τότε η τιμή πώλησης τη ενέργειας είναι:

$$E_w = 99.45 \text{ €/MWh}$$

- Για Φ/Β εγκαταστάσεις ισχύος μεγαλύτερης των 100 kW στο διασυνδεδεμένο σύστημα η εγγυημένη τιμή πώλησης διαμορφώνεται σε  $1.3 \times \mu\text{ΟΤΣ}_{v-1}$ , όπου  $\mu\text{ΟΤΣ}_{v-1}$  η μέση οριακή τιμή του συστήματος κατά το προηγούμενο έτος. Απλοποιητικά, λαμβάνεται η  $\mu\text{ΟΤΣ}$  του έτους 2015 για όλη τη διάρκεια της επένδυσης. Συνεπώς η τιμή πώλησης όταν το σύστημα θεωρείται διασυνδεδεμένο είναι:

<sup>1</sup> Θεωρώντας ότι η επένδυση υλοποιείται με επιχορήγηση από κάποιο εθνικό, ευρωπαϊκό ή διεθνές πρόγραμμα ή αναπτυξιακό νόμο, για την κάλυψη τμήματος της σχετικής δαπάνης. Διαφορετικά, οι παρακάτω τιμές θέλουν προσαύξηση κατά 20%.

$$E_S = 72.71 \text{ €/MWh}$$

Στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα, η εγγυημένη τιμή πώλησης διαμορφώνεται σε  $1.4 \times \mu\text{OT}\Sigma_{v-1}$ , άρα:

$$E_S = 78.30 \text{ €/MWh}$$

**v. Έσοδα από την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ εκτός του συστήματος (απορριπτόμενη ή πλεονασματική ενέργεια)**

Όπως έχει αναφερθεί, εξετάζονται δύο περιπτώσεις διαχείρισης των πλεονασμάτων ενέργειας. Η πρώτη θεωρεί ότι δεν υπάρχει δυνατότητα απορρόφησης της ενέργειας εκτός του συστήματος. Η δεύτερη θεωρεί ότι πωλείται ενέργεια σε εξωτερικό δίκτυο ίση με το ελάχιστο μεταξύ του 50% πλεονάσματος και του διπλάσιου της ζήτησης της Θεσσαλίας. Η τιμή πώλησης ανά μονάδα ενέργειας που απορροφάται από εξωτερικό δίκτυο θεωρείται ως ο σταθμισμένος μέσος όρος των τιμών της αιολικής και Φ/Β ενέργειας που συνδιαμορφώνουν το μέσο ωριαίο μείγμα του πλεονάσματος. Συνεπώς, η τιμή πώλησης της ενέργειας διαμορφώνεται ως εξής:

$$1. E_{surplus} = 0$$

$$2. E_{surplus} = (WE_{surplus}/TotalSurplus)E_W + (SE_{surplus}/TotalSurplus)E_S$$

όπου,

$WE_{surplus}$  το μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργειας από τις Α/Γ,

$SE_{surplus}$  το μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργειας από τα Φ/Β,

$TotalSurplus$  το μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργειας συνολικά.

**vi. Έσοδα πώλησης Υ/Η ενέργειας του αντλησιοταμιευτικού σταθμού**

Η ενέργεια που εισάγεται στο σύστημα από την Υ/Η παραγωγή στον ΑΤΣ τιμολογείται, αντίστοιχα με το πλεόνασμα, ως ο σταθμισμένος μέσος όρος των τιμών της αιολικής και Φ/Β ενέργειας που συνδιαμορφώνουν το μέσο ωριαίο μείγμα του πλεονάσματος, δηλαδή

$$E_{p/s} = (WE_{surplus}/TotalSurplus)E_W + (SE_{surplus}/TotalSurplus)E_S$$

**vii. Κοστολόγηση ενέργειας παραγόμενης από μονάδες φυσικού αερίου**

Το κόστος παραγωγής της μονάδας φυσικού αερίου είναι το πραγματικό κόστος επαυξημένο κατά ένα εξωτερικό κόστος, το οποίο, όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 7, αναφέρεται στη ζημία που δημιουργεί η παραγωγή ενέργειας από συμβατικούς σταθμούς στη κοινωνία (περιβαλλοντική ζημία κ.ά.). Λαμβάνεται (§ 7.4.2):

$$E_{deficit} = 130.00 \text{ €/MWh}$$

#### 9.4.4 Επιλογή τύπου ανεμογεννήτριας

Για να υπολογιστεί η παραγόμενη ενέργεια στο ύψος κόμβου της επιλεγόμενης

ανεμογεννήτριας, οι χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου πρέπει να αναχθούν στο ύψος του κόμβου σύμφωνα με τη σχέση (2.20).

Όσον αφορά τον θεωρούμενο συντελεστή τραχύτητας  $z_0$ , η απαιτούμενη ακρίβεια της εργασίας, η οποία διερευνά σε γενικό πλαίσιο τις δυνατότητες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο μιας μεγάλης περιοχής, όπως η Θεσσαλία, με μεγάλη ποικιλία εδαφικών προφίλ, δεν μπορεί να είναι αντίστοιχη μιας εργασίας χωροθέτησης ενός πραγματικού αιολικού έργου σε μια συγκεκριμένη περιοχή. Οι εν δυνάμει περιοχές χωροθέτησης αιολικών πάρκων στη Περιφέρεια Θεσσαλίας δεν περιλαμβάνουν αστικές και δασικές περιοχές και βρίσκονται κυρίως σε ορεινές και ημιορεινές περιοχές (Δασκάλου, 2016). Με βάση τα παραπάνω, θεωρήθηκε απλοποιητικά ένας ενιαίος συντελεστής για όλη τη Θεσσαλία, ίσος με 0.3, σύμφωνα με τον Πίνακα 2.2.

Πρώτο βήμα για την επιλογή Α/Γ είναι ο προσδιορισμός της επιτρεπόμενης, για την εκάστοτε περιοχή, κλάσης της Α/Γ ώστε να μη παρουσιαστούν προβλήματα ασφάλειας. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιείται το διεθνές πρότυπο κατηγοριοποίησης και πιστοποίησης Α/Γ IEC-61400-1, που αφορά τις σχεδιαστικές απαιτήσεις Α/Γ όλων των μεγεθών<sup>1</sup> ανάλογα με τους κινδύνους του περιβάλλοντος τοποθέτησης. Τα πρότυπα IEC-61400 κατηγοριοποιούν τις Α/Γ σε κλάσεις με βάση τις αναπτυσσόμενες ταχύτητες ανέμου που μπορούν να αντέξουν χωρίς ζημιές ή καταστροφές στον εξοπλισμό τους και αποτελούν μια διεθνή πιστοποίηση για τις Α/Γ που κυκλοφορούν στην αγορά. Η κατηγοριοποίηση στις κλάσεις γίνεται με βάση δύο ταχύτητες: τη μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου και την ταχύτητα αναφοράς (reference wind speed), που ορίζεται ως η δεκάλεπτη ταχύτητα ανέμου με περίοδο επαναφοράς τα 50 έτη (Burton *et al.*, 2001). Ως ταχύτητα αναφοράς θεωρείται για όλες τις περιοχές τη τιμή 33.0 m/s που προέκυψε από τη κατανομή της ριπής ανέμου για τον σταθμό της Λάρισας (Dimitriadis *et al.*, 2015). Η μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου για τον σταθμό του Βόλου κυμαίνεται από 8.8 m/s μέχρι 9.7 m/s, για ύψη κόμβου Α/Γ από 80 ως 138 m, συνεπώς απαιτείται Α/Γ κλάσης **IEC-I**. Στη Λάρισα, οι μέσες ετήσιες ταχύτητες ανέμου κυμαίνονται αντίστοιχα από 4.7 m/s μέχρι 5.2 m/s αλλά με δεδομένη τη παραπάνω ταχύτητα αναφοράς η κλάση Α/Γ που απαιτείται είναι **IEC-III**.

Λόγω του χαμηλού αιολικού δυναμικού στην περιοχή της Λάρισας, προσανατολιζόμαστε στην επιλογή Α/Γ υψηλού πύργου και μεγάλης διαμέτρου ώστε να υπάρχει αξιόλογη παραγωγή ενέργειας. Στον Βόλο, όπου το αιολικό δυναμικό είναι υψηλό, θέλουμε επίσης μια δυνατή πλην οικονομικά βιώσιμη Α/Γ. Για την επιλογή της βέλτιστης Α/Γ για κάθε περιοχή γίνεται διερεύνηση μεταξύ διάφορων Α/Γ που κυκλοφορούν στην αγορά, κυρίως αυτών με υψηλό κορμό και μεγάλη διάμετρο, ώστε να προκύψει η οικονομοτεχνικά βέλτιστη Α/Γ για κάθε περιοχή.

Οι Α/Γ που εξετάστηκαν και τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά τους φαίνονται στον Πίνακα 9.2. Ο λόγος που επιλέχθηκαν μόνο Α/Γ από τη εταιρεία Enercon είναι γιατί είναι η μόνη που παρέχει ανοικτά δεδομένα των καμπυλών ενέργειας. Εξάλλου, δεν

<sup>1</sup> Σε αντιπαράθεση με το IEC-61400-2 που αφορά σχεδιαστικές απαιτήσεις μικρών Α/Γ.

αλλάζουν σημαντικά τα πρότυπα κατασκευής από εταιρεία σε εταιρεία και η Enercon αποτελεί έναν από τους κορυφαίους κατασκευαστές παγκοσμίως. Τα λεπτομερή τεχνικά χαρακτηριστικά των Α/Γ και οι καμπύλες ισχύος τους παρατίθενται στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ.

**Πίνακας 9.2 Ανεμογεννήτριες που εξετάστηκαν για την επιλογή της οικονομοτεχνικά βέλτιστης για κάθε περιοχή**

Εμπορική ονομασία Α/Γ	Ισχύς (MW) – Διάμετρος (m) - Ύψος κόμβου (m) - Κλάση	Περιοχή
E - 115	3.00 MW - d115.7 - h149 - IIA	Λάρισα
E - 101	3.05 MW - d101 - h149 - IIA	Λάρισα
E-126-EP4	4.20 MW - d127 - h135 - IIA	Λάρισα
E-82-2	2.00 MW - d82 - h138 - IIA	Λάρισα
E-82-2.3	2.30 MW - d82 - h138 - IIA	Λάρισα
E-48	0.90 MW - d48 - h76 - IIA	Λάρισα
E-70	2.30 MW - d71 - h114 - IIA	Λάρισα
E-101-E2	3.50 MW - d101 - h74 - IA	Βόλος - Λάρισα
E-126	7.58 MW - d127 - h135 - IA	Βόλος - Λάρισα

Για την εύρεση της οικονομοτεχνικά βέλτιστης Α/Γ ακολουθήθηκε η εξής διαδικασία για κάθε περιοχή:

- Υπολογισμός της ωριαίας ταχύτητας του ανέμου στο ύψος κόμβου της Α/Γ για το 10ετές μήκος προσομοίωσης από τη σχέση (2.20).
- Υπολογισμός της ωριαίας παραγωγής ενέργειας από την καμπύλη ισχύος της Α/Γ εφαρμόζοντας γραμμική παρεμβολή για τις ενδιάμεσες τιμές.
- Εξαγωγή και σύγκριση των βασικών οικονομοτεχνικών παραμέτρων κάθε Α/Γ: σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE), μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια, συντελεστής μεταβλητότητας<sup>1</sup> ωριαίας παραγόμενης ενέργειας.

Ο συντελεστής μεταβλητότητας της ενέργειας είναι σημαντικός για τη γενικότερη οικονομική βελτιστοποίηση του συστήματος καθώς όσο μικρότερος προκύπτει τόσο μικρότερη ανάγκη αποθήκευσης της ενέργειας υπάρχει.

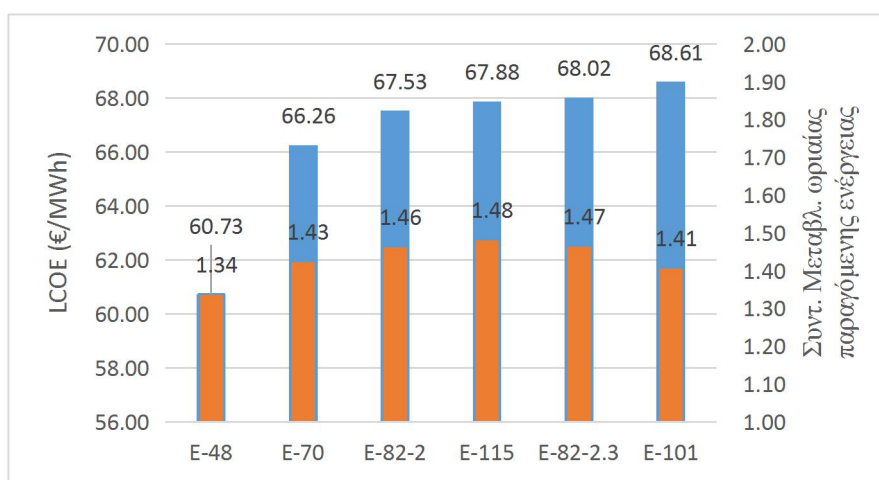
Με βάση τα παραπάνω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για κάθε περιοχή:

<sup>1</sup> Ο συντελεστής μεταβλητότητας ορίζεται ως ο λόγος της τυπικής απόκλισης ως προς τη μέση τιμή. Είναι αδιάστατο μέγεθος και εκφράζει τη μεταβλητότητα των δεδομένων απαλλαγμένη από την επίδραση της μέσης τιμής.

➤ **ΛΑΡΙΣΑ**

**Πίνακας 9.3 Συγκριτικά αποτελέσματα σταθμισμένου κόστους ενέργειας και παραγόμενης ενέργειας για διάφορες Α/Γ που εξετάστηκαν στη Λάρισα**

A/Γ	LCOE (€/MWh)	Μέση ωριαία ταχύτητα ανέμου (m/s)	Μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	Συντ. Μεταβλ. ωριαίας παραγόμενης ενέργειας
E-48	60.73	8.44	2 496.71	1.34
E-70	66.26	9.06	6 526.51	1.43
E-82-2	67.53	9.35	5 682.48	1.46
E-115	67.88	9.47	8 199.36	1.48
E-82-2.3	68.02	9.35	6 467.47	1.47
E-101	68.61	9.47	8 322.28	1.41



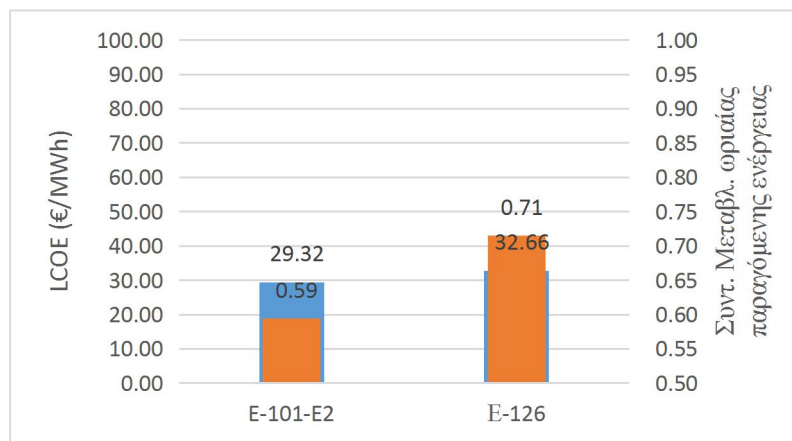
**Διάγραμμα 9.5 Σταθμισμένα κόστη ενέργειας και συντελεστές μεταβλητότητας ωριαίας παραγόμενης ενέργειας για τις διάφορες Α/Γ που εξετάστηκαν στη Λάρισα**

Όπως προκύπτει από τα αποτελέσματα, ανταγωνιστικές ως προς την επιλογή Α/Γ είναι οι E-115 και E-48. Η E-48 έχει το μικρότερο σταθμισμένο κόστος ενέργειας, 60.73 €/MWh, καθώς και το μικρότερο συντελεστή μεταβλητότητας, 1.34. Από την άλλη η E-115 για ένα σχετικά χαμηλό σταθμισμένο κόστος ενέργειας έχει σχετικά μεγάλη παραγωγή ενέργειας. Για αυτό το λόγο για τις πεδινές περιοχές της Θεσσαλίας προκρίνεται η **E-115**.

➤ **ΒΟΛΟΣ**

**Πίνακας 9.4 Συγκριτικά αποτελέσματα σταθμισμένου κόστους ενέργειας και παραγόμενης ενέργειας για διάφορες Α/Γ που εξετάστηκαν στο Βόλο**

A/Γ	LCOE (€/MWh)	Μέση ωριαία ταχύτητα ανέμου (m/s)	Μέση ετήσια παραγόμενη ενέργεια (MWh)	Συντ. Μεταβλ. ωριαίας παραγόμενης ενέργειας
E-101-E2	29.32	16.18	22 343.75	0.59
E-126	32.66	17.95	43 057.78	0.71



**Διάγραμμα 9.6 Σταθμισμένα κόστη ενέργειας και συντελεστές μεταβλητότητας ωριαίας παραγόμενης ενέργειας για τις διάφορες Α/Γ που εξετάστηκαν στο Βόλο**

Τα κόστη στην περιοχή του Βόλου, λόγω του υψηλότερου αιολικού δυναμικού της περιοχής, προκύπτουν πολύ χαμηλότερα απ' αυτά της Λάρισας. Τα σταθμισμένα κόστη ενέργειας, όπως και οι συντελεστές μεταβλητότητας, είναι πολύ κοντά για τις δύο συγκρινόμενες Α/Γ. Όμως η E-126 παράγει σχεδόν διπλάσια μέση ετήσια ενέργεια από την E-101-E2. Επομένως, για τις ορεινές περιοχές της Θεσσαλίας επιλέγεται η **E-126**.

#### 9.4.5 Επιλογή γωνίας και ισχύος φωτοβολταϊκού πλαισίου

Το σταθμισμένο κόστος παραγωγής των Φ/Β πλαισίων είναι ανεξάρτητο της ισχύος αιχμής του. Για να υπάρχουν δυνατότητες μεγάλης παραγωγής ενέργειας επιλέγεται ένα πλαίσιο ισχύος  $W_p = 335 \text{ W}$ , που είναι από τα ισχυρότερα που κυκλοφορούν σήμερα στη αγορά. Από την άλλη, το LCOE εξαρτάται από το συντελεστή απόδοσης PR του πλαισίου και την προσπίπτουσα ακτινοβολία, που, για συγκεκριμένη θέση, εξαρτάται από τη γωνία κλίσης του πλαισίου. Ο PR, όπως αναφέρθηκε στην § 2.3.3, είναι ίσος με 0.73 τους θερινούς μήνες και ίσος με 0.85 τον υπόλοιπο χρόνο.

Για την επιλογή της βέλτιστης κλίσης του πλαισίου διερευνώνται γωνίες στο διάστημα  $[\phi, \phi-10]$  με βήμα  $2^\circ$ , όπου  $\phi$  το μέσο γεωγραφικό πλάτος της Θεσσαλίας. Οι μέσες γεωγραφικές συντεταγμένες της Θεσσαλίας είναι περίπου ( $39.0^\circ \text{ N}$ ,  $22.0^\circ \text{ E}$ ) συνέπως οι γωνίες που διερευνήθηκαν είναι οι  $39^\circ$ ,  $37^\circ$ ,  $35^\circ$ ,  $33^\circ$ ,  $31^\circ$  και  $29^\circ$ . Για τη μετατροπή της πραγματικής ηλιακής ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο του Διαγράμματος 9.4 σε πραγματική ηλιακή ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο

ακολουθήθηκε η παρακάτω διαδικασία:

- Υπολογισμός, για τις μέσες γεωγραφικές συντεταγμένες της Θεσσαλίας, της εξωγήινης ακτινοβολίας,  $I_o$ , σε οριζόντιο επίπεδο, σύμφωνα με τις σχέσεις 5.1 – 5.10.
- Υπολογισμός ωριαίου συντελεστή αιθριότητας  $k_T = I/I_o$ .
- Υπολογισμός λόγου διάχυτης προς ολική ακτινοβολία  $I_d/I(k_T)$ , σύμφωνα με το μοντέλο των Orgill & Holland σχέση (2.12).
- Υπολογισμός πραγματικής ακτινοβολίας για τις εξεταζόμενες γωνίες κλίσης του πλαισίου στο διάστημα από 29° έως 39° και για γωνία αζιμουθίου  $\gamma = 0$  (τοποθέτηση πλαισίων με νότιο προσανατολισμό) σύμφωνα με τη σχέση (2.16) .

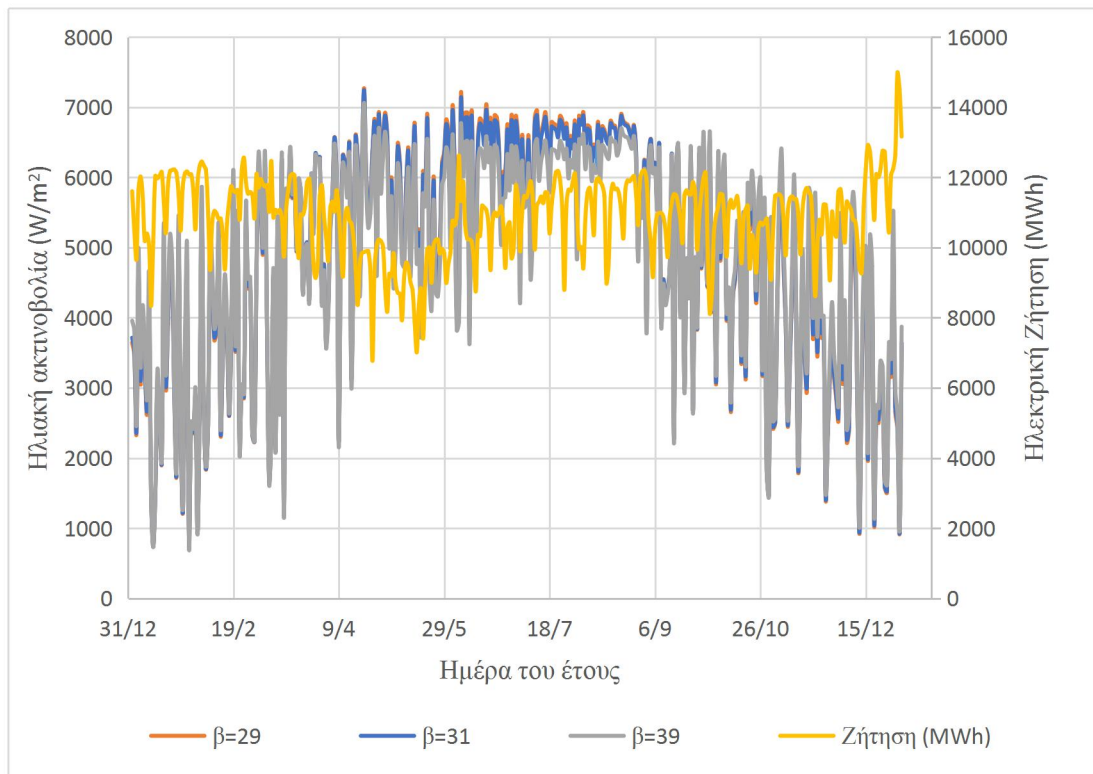
Το παραπάνω μοντέλο υπολογισμού πραγματικών και εξωγήινων ακτινοβολιών σε κεκλιμένο επίπεδο καταστρώθηκε σε λογιστικό φύλλο. Στον Πίνακα 9.5 φαίνονται η μέση ετήσια ηλιακή πραγματική και εξωγήινη ακτινοβολία για τις διάφορες γωνίες κλίσης. Επίσης, φαίνεται και η τιμή LCOE για κάθε γωνία κλίσης, αφού πρώτα υπολογίστηκε, με βάση την απόδοση του πλαισίου, η παραγόμενη ενέργεια του.

**Πίνακας 9.5 Μέση ετήσια εξωγήινη και πραγματική ηλιακή ακτινοβολία για διάφορες γωνίες κλίσης**

Γωνία κλίσης	39°	37°	35°	33°	31°	29°	0
Ετήσια εξωγήινη ακτινοβολία (kW/m <sup>2</sup> )	3663.7	3658.9	3649.7	3636.0	3617.8	3595.3	2881.0
Μέση ετήσια πραγματική ακτινοβολία (kW/m <sup>2</sup> )	1739.0	1743.8	1747.1	1748.8	1748.9	1747.5	1571.9
LCOE (€/MWh)	160.76	160.39	160.17	160.09	160.16	160.36	179.76

Όπως ήταν αναμενόμενο, η συνολική εξωγήινη ακτινοβολία είναι μέγιστη για κλίση ίση με το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής. Από την άλλη, η πραγματική ακτινοβολία έχει μέγιστο για γωνία κλίσης ίση με 31°. Σύμφωνα με τη σχέση (2.16), το αποτέλεσμα αυτό σημαίνει πως ο λόγος της διάχυτης προς την συνολική ακτινοβολία,  $I_d/I$ , είναι μεγάλος, δηλαδή μεγάλο ποσοστό της συνολικής ακτινοβολίας αποτελεί η διάχυτη. Επομένως, επειδή οι μεγαλύτερες γωνίες κλίσης δέχονται μικρότερη διάχυτη ακτινοβολία, καθώς μειώνεται το τμήμα του ουράνιου θόλου στο οποίο «βλέπουν», η μέγιστη επίδοση προκύπτει για γωνία μικρότερη των 39°.





**Διάγραμμα 9.7 Ημερήσια πραγματική ακτινοβολία για διάφορες γωνίες της προσπίπτουσας επιφάνειας**

Στο Διάγραμμα 9.7 φαίνεται για ένα έτος η προσπίπτουσα πραγματικής ηλιακή ακτινοβολία για χαρακτηριστικές γωνίες κλίσης. Επίσης φαίνεται η κατανομή της ζήτησης στο ίδιο χρονικό διάστημα. Στο ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ δίνονται τα διαγράμματα της πραγματικής ηλιακής ακτινοβολίας για ένα έτος, για κάθε κλίση.

Παρατηρείται ότι, για γωνία κλίσης ίση με το γεωγραφικό πλάτος προκύπτει η πιο επιμερισμένη κατανομή προσπίπτουσας ακτινοβολίας ενώ μικρότερες γωνίες παρουσιάζουν εντονότερη καμπή τη θερινή περίοδο, με εντονότερη αυτή για  $\beta = 0$ . Για γωνίες μικρότερες των  $39^\circ$  και μεγαλύτερες των  $0^\circ$  οι κατανομές κυμαίνονται στο ενδιάμεσο διάστημα. Από την άλλη, το προφίλ της ζήτησης δεν παρουσιάζει ιδιαίτερη αιχμή τη θερινή περίοδο καθώς είναι μάλλον επιμερισμένο.

Συνεπώς:

- Η γωνία των  $31^\circ$  έχει τη μεγαλύτερη ετήσια προσπίπτουσα ακτινοβολία αλλά και τη μεγαλύτερη θερινή καμπή, συνεπώς μπορεί να υπάρχουν μεγαλύτερες ανάγκες αποθήκευσης/άντλησης.
- Η γωνία των  $39^\circ$  έχει τη πιο επιμερισμένη προσπίπτουσα ακτινοβολία, άρα και τις μικρότερες ανάγκες αποθήκευσης/άντλησης αλλά μικρότερη ετήσια παραγωγή σε σχέση με γωνίες μέχρι και κατά  $10^\circ$  μικρότερες.
- Οι ενδιάμεσες γωνίες ( $33^\circ$ ,  $35^\circ$ ,  $37^\circ$ ) αντιστοιχούν σε ενδιάμεση κατάσταση όσον αφορά στην κατανομή της ακτινοβολίας και τη συνολική ετήσια ακτινοβολία.

Ο Ιωάννου (2012) εξέτασε τη διαστασιολόγηση ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας αποτελούμενο από Α/Γ, Φ/Β και σύστημα αντλησιοταμίευσης, σε

γεωγραφικό πλάτος περίπου 38° N με ζητούμενο τη κάλυψη ενέργειας ενός πληθυσμού με προφίλ κατανάλωσης αυτό της ηπειρωτικής Ελλάδας. Διαπίστωσε ότι η κλίση δεν επηρεάζει το πλήθος των απαιτούμενων πλαισίων αλλά επηρεάζει τις απαιτήσεις αποθήκευσης, και συγκεκριμένα ότι σε μικρότερες του γεωγραφικού πλάτους γωνίες οι ανάγκες αποθήκευσης ήταν μεγαλύτερες.

Με βάση όλα τα παραπάνω δεδομένα, στην εργασία εξετάστηκε ως μόνο σενάριο γωνίας κλίσης των πλαισίων η γωνία των 39°.

#### **9.4.6 Χωροθετικοί περιορισμοί αιολικών και Φ/Β πάρκων**

Οι περιορισμοί χωροθέτησης των αιολικών και Φ/Β πάρκων στην Ελλάδα έχουν εισαχθεί με το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ή ΕΠΧΣΑΑ – ΑΠΕ. Ο μετέπειτα Ν. 3851/2010 αναίρεσε κάποιους από τους χωροταξικούς περιορισμούς του ΕΠΧΣΑΑ – ΑΠΕ, ώστε να διευκολυνθεί η διαδικασία αδειοδότησης και να επιτευχθούν οι στόχοι του 2020. Ο Ν.3851/2010 διαφοροποιήθηκε από το ΕΠΧΣΑΑ στο ότι έκανε αποδεκτές περιοχές χωροθέτησης ΑΠΕ τα δάση, γεωργικές εκτάσεις υψηλής παραγωγικότητας, καθώς και περιοχές του δικτύου NATURA 2000, εάν και εφόσον δεν αλλοιώνεται το υπό προστασία αντικείμενο της περιοχής.

Με βάση το ισχύον χωροταξικό πλαίσιο, μη επιτρεπόμενες περιοχές χωροθέτησης ΑΠΕ αποτελούν οι αρχαιολογικοί και φυσικοί χώροι ιδιαίτερου κάλλους και σημασίας οι οποίοι προστατεύονται από την εθνική νομοθεσία ή/και από παγκόσμιες συμβάσεις (μνημεία παγκόσμιας πολιτιστικής κληρονομιάς, υγρά τοπία Ramsar, πυρήνες εθνικών δρυμών, αισθητικά δάση, κηρυγμένα μνημεία της φύσης, κ.ά.). Ειδικότερα, όσον αφορά τη χωροθέτηση αιολικών πάρκων εισάγονται επιπλέον χωροταξικοί περιορισμοί που συνδέονται με οικιστικές και παραγωγικές χρήσεις γης, όπως οργανωμένες περιοχές παραγωγικών δραστηριοτήτων (τουριστικές, δραστηριότητες τριτογενή τομέα, λιμένες, λατομεία, μεταλλεία, κ.ά.), περιοχές εντός σχεδίων δόμησης, τουριστικές και οικιστικές περιοχές εκτός σχεδίου δόμησης κ.ά. Από τις περιοχές αυτές λαμβάνεται και μία ελάχιστη απόσταση που ορίζει την έκταση του περιμετρικού του χώρου στον οποίο επίσης δεν είναι αποδεκτή η χωροθέτηση ΑΠΕ. Η ελάχιστη αυτή απόσταση καθορίζεται ανά περίπτωση, με βάση τη σχετική νομοθεσία.

Η Δασκάλου (2016) με χρήση Συστήματος Γεωγραφικών Πληροφοριών και εφαρμογή της παραπάνω νομοθεσίας εξήγαγε για τη περιοχή της Θεσσαλίας τις επιτρεπόμενες περιοχές χωροθέτησης αιολικών και Φ/Β πάρκων. Διαμόρφωσε δύο σενάρια αποδεκτών προς χωροθέτηση ΑΠΕ περιοχών. Στο Σενάριο Α περιλαμβάνονται οι περιοχές που επιτρέπονται με βάση τη παραπάνω νομοθεσία και συγχρόνως έχουν αξιολογικό αιολικό και ηλιακό δυναμικό. Για την αξιολόγηση του αιολικού δυναμικού χρησιμοποιήθηκε το κατώφλι των 4 m/s του ΚΑΠΕ και για την αξιολόγηση του ηλιακού δυναμικού το κατώφλι των 800 kWh/m<sup>2</sup>. Στο σενάριο Β οι επιτρεπόμενες περιοχές πρέπει επιπρόσθετα να ικανοποιούν σειρά τεχνικών και περιβαλλοντικών περιορισμών. Πιο συγκεκριμένα:

- Για την χωροθέτηση αιολικών πάρκων,
  - Στο **A σενάριο** αποκλείονται:
    1. Τα κηρυγμένα διατηρητέα μνημεία της παγκόσμιας πολιτιστικής κληρονομιάς και τα λοιπά μνημεία μείζονος σημασίας της παρ. 5 ββ) του άρθρου 50 του Ν. 3028/2002, καθώς και οι οριοθετημένες αρχαιολογικές ζώνες προστασίας Α που έχουν καθορισθεί κατά τις διατάξεις του άρθρου 91 του Ν. 1892/1991 ή καθορίζονται κατά τις διατάξεις του Ν. 3028/2002.
    2. Οι περιοχές απόλυτης προστασίας της φύσης και προστασίας της φύσης, που καθορίζονται κατά τις διατάξεις των άρθρων 19 παρ. 1 και 2 και 21 του Ν. 1650/1986.
    3. Τα όρια των Υγροτόπων Διεθνούς Σημασίας (Υγρότοποι Ραμσάρ).
    4. Οι πυρήνες των εθνικών δρυμών, τα κηρυγμένα μνημεία της φύσης και τα αισθητικά δάση.
    5. Οι οικότοποι προτεραιότητας των περιοχών της επικράτειας που έχουν ενταχθεί ως τόποι κοινοτικής σημασίας στο δίκτυο ΦΥΣΗ 2000, σύμφωνα με την απόφαση 2006/613/EK της Επιτροπής (ΕΕ L 259 της 21.9.2006, σ. 1).
    6. Οι εντός σχεδίων περιοχές πόλεων και ορίων οικισμών προ του 1923 ή κάτω των 2.000 κατοίκων.
    7. Οι Π.Ο.Τ.Α. του άρθρου 29 του Ν. 2545/97, οι Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης Παραγωγικών Δραστηριοτήτων του τριτογενούς τομέα του άρθρου 10 του Ν. 2742/99, τα θεματικά πάρκα και οι τουριστικοί λιμένες.
    8. Οι ατύπως διαμορφωμένες, στο πλαίσιο της εκτός σχεδίου δόμησης, τουριστικές και οικιστικές περιοχές.
    9. Οι ακτές κολύμβησης που περιλαμβάνονται στο πρόγραμμα παρακολούθησης της ποιότητας των νερών κολύμβησης που συντονίζεται από το Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε.
    10. Τα τμήματα των λατομικών περιοχών και μεταλλευτικών και εξορυκτικών ζωνών που λειτουργούν επιφανειακά.
    11. Άλλες περιοχές ή ζώνες που υπάγονται σήμερα σε ειδικό καθεστώς χρήσεων γης, βάσει του οποίου δεν επιτρέπεται η χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων, για όσο χρόνο ισχύουν.
    12. Περιοχές με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου κάτω των 4 m/s, ως μη βιώσιμες.
    13. Υδάτινα σώματα και υγρότοποι, όπου εξάλλου δεν είναι τεχνικά εφικτή η χωροθέτηση ΑΠΕ.
  - Στο **B σενάριο** αποκλείονται επιπρόσθετα:
    1. Οι περιοχές ΤΚΣ (Τόποι Κοινότητας Σημασίας), αλλά και τις ΖΕΠ (Ζώνες Ειδικής Προστασίας) του Δικτύου Natura 2000.
    2. Οι δασικές εκτάσεις.

3. Όλες τις προστατευόμενες θεσμικά περιβαλλοντικές περιοχές, όπως οι προστατευόμενοι φυσικοί σχηματισμοί, τα προστατευόμενα τοπία και στοιχεία του τοπίου, τα προστατευόμενα δάση, τα καταφύγια άγριας ζωής και οι ελεγχόμενες κυνηγετικές περιοχές.
  4. Οι περιοχές με υψόμετρο μεγαλύτερο των 2000 m, λόγω της χαμηλής πυκνότητας αέρα.
- Για την χωροθέτηση Φ/Β πάρκων,
    - Στο **A σενάριο**, που βασίζεται στο ισχύον νομοθετικό πλαίσιο, αποκλείονται:
      1. Τα κηρυγμένα διατηρητέα μνημεία της παγκόσμιας πολιτιστικής κληρονομιάς και στα άλλα μνημεία μείζονος σημασίας σύμφωνα με τη νομοθεσία που αναφέρθηκε και στη περίπτωση των αιολικών πάρκων.
      2. Οι περιοχές απολύτου προστασίας της φύσης και του τοπίου (διατάξεις των άρθρων 19 παρ. 1 και 2 και 21 του Ν. 1650/1986).
      3. Οι εθνικοί δρυμοί, τα κηρυγμένα μνημεία της φύσης και τα αισθητικά δάση που βρίσκονται εντός της περιοχής μελέτης.
      4. Οι περιοχές που τίθενται ως απαγορευτικές για εγκαταστάσεις ΑΠΕ από εγκεκριμένα ΣΓΠ/ΣΧΟΑΠΠ, οι οποίες λαμβάνουν υπόψη το ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ, σύμφωνα και με το Ν. 3851/2010.
      5. Οι περιοχές οικοανάπτυξης του Corine 2000 με ακτίνα 500 m.
      6. Οι οικισμοί της ΕΛΣΤΑΤ και μία ζώνη έκτασης 500 m περιμετρικά αυτών, για λόγους θέασης.
      7. Οι περιοχές με ετήσια ηλιακή ακτινοβολία χαμηλότερη των 800 kWh/m<sup>2</sup>, ως περιοχές χαμηλού ηλιακού δυναμικού.
    - Στο **B σενάριο** αποκλείονται επιπρόσθετα:
      1. Οι δασικές εκτάσεις.
      2. Οι ΤΚΣ (Τόποι Κοινοτικής Σημασίας) του Δικτύου Natura 2000.
      3. Οι γαίες υψηλής παραγωγικότητας, που θεωρείται ότι ταυτίζονται με τις μόνιμα αρδευόμενες εκτάσεις κατά Corine 2000 και οι μόνιμες καλλιέργειες του Corine 2000.
      4. Οι περιοχές σε ακτίνα 100 m από το βασικό οδικό δίκτυο, οι ακτές και τα ποτάμια.
      5. Οι περιοχές σε ακτίνα 3000 m από τα αεροδρόμια.
      6. Οι περιοχές σε ακτίνα 2500 m από υγρότοπους και λίμνες.
      7. Οι περιοχές προστασίας και απολύτου προστασίας της φύσης και τα καταφύγια άγριας ζωής.

Με βάση τα παραπάνω προέκυψαν οι εκτάσεις του Πίνακα 9.6.

**Πίνακας 9.6 Διαθέσιμες εκτάσεις χωροθέτησης αιολικών και Φ/Β πάρκων στην Περιφέρεια Θεσσαλίας και αντίστοιχα ποσοστά επί της συνολικής έκτασης της περιοχής (Δασκάλου, 2016)**

		Αιολικά πάρκα	Φ/Β πάρκα
Σενάριο Α	Διαθέσιμη επιφάνεια (km <sup>2</sup> )	3 984	11 925
	Ποσοστό	28.0%	85.0%
Σενάριο Β	Διαθέσιμη επιφάνεια (km <sup>2</sup> )	1 479	4 956
	Ποσοστό	11.0%	35,3%

Η σημαντική μείωση της διαθέσιμης έκτασης των Φ/Β πάρκων που σημειώνεται στο Β σενάριο οφείλεται στον αποκλεισμό των δασών, των γαιών υψηλής παραγωγικότητας και των περιοχών περιβαλλοντικής σημασίας (καταφύγια άγριας ζωής, περιοχές προστασίας της φύσης, ΤΚΣ Δικτύου Natura 2000) (Δασκάλου, 2016).

Για να εισαχθούν τα δεδομένα αυτά στο πρόβλημα βελτιστοποίησης ως περιορισμοί πρέπει να μετατραπούν σε επιτρεπόμενο πλήθος μονάδων προς χωροθέτηση με βάση τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά των μονάδων. Για τον υπολογισμό του πλήθους των Α/Γ και των Φ/Β πλαισίων θεωρείται ότι:

- Η ελάχιστη απόσταση μεταξύ των Α/Γ ώστε να διασφαλίζεται η καλή λειτουργία τους είναι ίση με  $3d$ , όπου  $d$  η διάμετρος του ρότορα της Α/Γ.
- Η ελάχιστη επιφάνεια που καταλαμβάνουν τα Φ/Β πλαίσια είναι ίση με  $8 \text{ m}^2/\text{kWp}$ .

Τα αποτελέσματα της μετατροπής φαίνονται στον Πίνακα 9.7.

**Πίνακας 9.7 Χωροθετικοί περιορισμοί για κάθε σενάριο χωροθέτησης**

Σενάριο χωροθέτησης	Αιολικά πάρκα		Φ/Β πάρκα	
	Διαθέσιμη επιφάνεια (km <sup>2</sup> )	Πλήθος Α/Γ	Διαθέσιμη επιφάνεια (km <sup>2</sup> )	Πλήθος Φ/Β πλαisiών
<b>A</b>	3 984	30 061	11 925	4 449 626 866
<b>B</b>	1 479	11 160	4 956	1 849 253 731

### 9.5 Μαθηματική διατύπωση προβλήματος βελτιστοποίησης

- Το πρόβλημα βελτιστοποίησης αφορά στον προσδιορισμό του βέλτιστου μείγματος αιολικής και ηλιακής ενέργειας που, σε συνδυασμό με τη παραγόμενη ενέργεια των ΥΗΣ του υδροσυστήματος θα καλύψει τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στη Θεσσαλία.
- Για τους λόγους που αναπτύχθηκαν στην 9.1 ερευνώνται διαφορετικές **στοχικές συναρτήσεις** για τη βελτιστοποίηση του ενεργειακού συστήματος. Διαμορφώνονται συνολικά έξι σενάρια βελτιστοποίησης, όπως φαίνεται στον Πίνακα 9.8.
- **Μεταβλητές ελέγχου** αποτελούν τα πλήθη των μονάδων Φ/Β πλαισίων συνολικά στη Θεσσαλία,  $N_{\pi}$ , το πλήθος των Α/Γ σε ορεινές περιοχές,  $N_{wtv}$ , και το πλήθος των

A/Γ σε πεδινές περιοχές,  $N_{wtL}$ .

- **Περιορισμούς** αποτελούν οι εν δυνάμει εκτάσεις χωροθέτησης των αιολικών και Φ/Β σταθμών και στο Σενάριο Βελτιστοποίησης 2 εισάγεται επιπρόσθετος περιορισμός αστοχίας των ΑΠΕ και ΥΗΣ στην εξυπηρέτηση της ζήτησης. Τα χωροθετικά σενάρια A και B που εξετάζονται είναι αυτά που αναφέρθηκαν στην § 9.4.6. Λαμβάνονται δύο σενάρια για τη δυνατή έκταση εγκατάστασης σταθμών ΑΠΕ στη Θεσσαλία. Το **σενάριο A** περιλαμβάνει τις περιοχές που προκύπτουν από την ισχύουσα νομοθεσία για τη χωροθέτηση σταθμών ΑΠΕ, απορρίπτοντας επιπλέον περιοχές με χαμηλό, και άρα οικονομικά μη βιώσιμο, αιολικό και ηλιακό δυναμικό. Το **σενάριο B** είναι πιο αυστηρό και αποκλείει από τις περιοχές του σεναρίου A όσες δεν πληρούν επιπρόσθετες τεχνικές και περιβαλλοντικές προδιαγραφές. Η μαθηματική διατύπωση των χωροθετικών περιορισμών είναι η εξής:

$$\begin{aligned} N_{wtL} &\leq \max wt_i \\ N_{wtV} &\leq \max wt_i \\ N_{wtL} + N_{wtV} &\leq \max wt_i \\ N_{\pi} &\leq \max pv_i \\ N_{\pi} \cdot E_{\pi} + N_{wtV} \cdot E_{wtV} + N_{wtL} \cdot E_{wtL} &\leq TotE_{thessaly} \end{aligned} \quad (9.4)$$

όπου,

$i = A, B$  το υπό εξέταση σενάριο χωροθέτησης,

$\max wt_i$  το μέγιστο πλήθος Α/Γ του σεναρίου  $i$ ,

$\max pv_i$  το μέγιστο πλήθος Φ/Β του σεναρίου  $i$ ,

$E_{\pi}$  η επιφάνεια που καταλαμβάνει ένα πλαίσιο,

$E_{wtV}$  η επιφάνεια που καταλαμβάνει μια Α/Γ ορεινής περιοχής,

$E_{wtL}$  η επιφάνεια που καταλαμβάνει μια Α/Γ πεδινής περιοχής.

**Πίνακας 9.8 Σενάρια βελτιστοποίησης**

Σενάρια	Στοχική συνάρτηση	Μεταβλητές	Περιορισμοί
1	Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Πλήθος Φ/Β πλασίων συνολικά</li> <li>• Πλήθος Α/Γ στις πεδινές περιοχές</li> <li>• Πλήθος Α/Γ στις ορεινές περιοχές</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Σενάριο χωροθέτησης Α</li> <li>➤ Σενάριο χωροθέτησης Β</li> </ul>
2	Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ με περιορισμό αστοχίας		<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Σενάριο χωροθέτησης Α Περιορισμός αστοχίας - 15% για τη διάταξη Ε1 - 5% για τη διάταξη Ε2</li> <li>➤ Σενάριο χωροθέτησης Β Περιορισμός αστοχίας - 15% για τη διάταξη Ε1 - 5% για τη διάταξη Ε2</li> </ul>
3	Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους ενέργειας (με το κόστος ελλειμμάτων)		
4	Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος – Απομονωμένο σύστημα		<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Σενάριο χωροθέτησης Α</li> <li>➤ Σενάριο χωροθέτησης Β</li> </ul>
5	Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος – Διασυνδεδ. σύστημα		

Τα παραπάνω εφαρμόζονται και στα δύο συστήματα Ε1 και Ε2 που εξετάζονται. Για τις βελτιστοποιήσεις χρησιμοποιείται ο εξελικτικός αλγόριθμος του Solver, που είναι κατάλληλος για σύνθετα μη γραμμικά προβλήματα με περιορισμούς και αποτελεί πρόσθετο του Excel.

## **9.6 Βελτιστοποίηση συστήματος χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης (E1)**

### **9.6.1 1<sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση πιθανότητας αστοχίας συστήματος**

#### **Σενάριο χωροθέτησης Α: Επιτρεπόμενες νομοθετικά περιοχές**

Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.9 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 1Α**

**Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 1Α: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ**

Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.				Τιμή στοχικής συνάρτησης	
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)		8.6%
<b>Φ/Β</b>	2 594 441 438	869 137.88	6 953 103.05		
<b>Α/Γ πεδινές περιοχές</b>	7 247	21 740.63	960.47		
<b>Α/Γ ορεινές περιοχές</b>	6 503	49 294.06	861.86		
	<b>Συνολικά</b>	71 034.7	6 954 925.38	<b>Ωριαία αστοχία</b>	8.6%

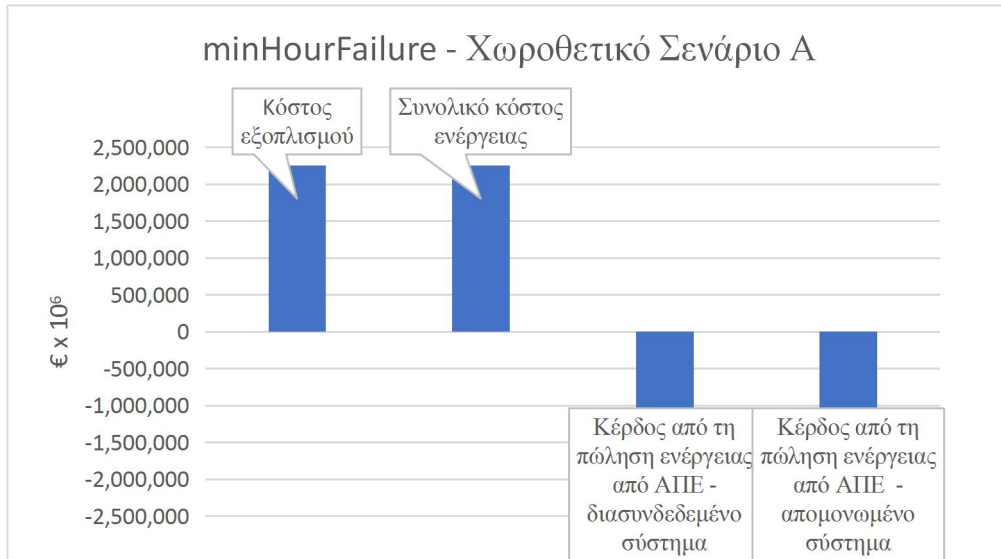
Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.10 Οικονομικά Σεναρίου 1Α**

**Οικονομικά Σεναρίου 1Α: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (εκατ €)**

<b>Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης &amp; λειτουργίας Α/Γ &amp; Φ/Β</b>	2 255 542 310 212
<b>Συνολικό κόστος ενέργειας</b>	2 255 668 509 561
<b>Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα</b>	-2 253 201 255 762
<b>Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα</b>	-2 254 832 308 912





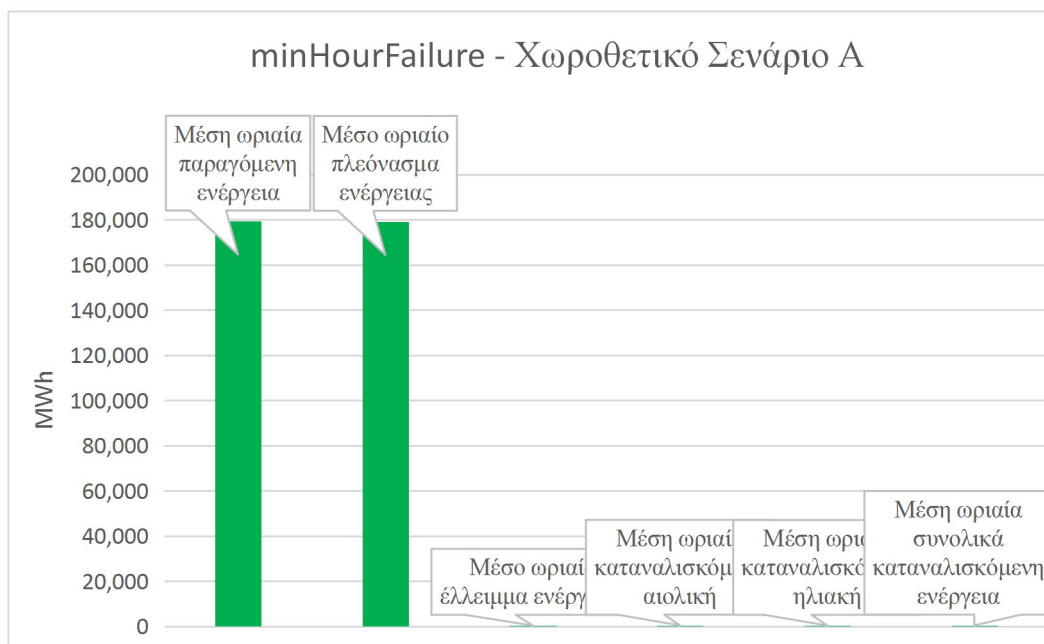
**Διάγραμμα 9.8 Οικονομικά Σεναρίου 1Α: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (Χωροθετικό σενάριο Α)**

Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.11 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1Α**

**Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1Α: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (MWh)**

Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	179 282.58
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	179 178.26
Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.	10.37
Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική	89.13
Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή	15.19
Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.	104.32



**Διάγραμμα 9.9 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1Α: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (Χωροθετικό σενάριο Α)**

**Σενάριο χωροθέτησης Β: Επιτρεπόμενες νομοθετικά περιοχές και επιπλέον τεχνικο-περιβαλλοντικοί περιορισμοί**

Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.12 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 1Β**

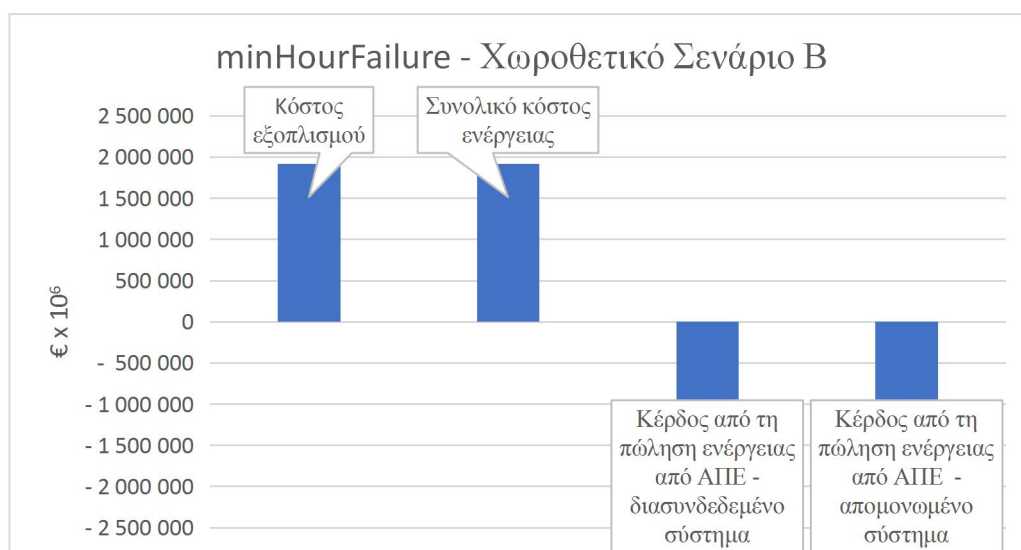
**Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 1Β: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ**

Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.				Τιμή στοχικής συνάρτησης	
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)		
<b>Φ/Β</b>	1 849 253 731	619 500.00	4 956 000.00		
<b>Α/Γ πεδινές περιοχές</b>	5 887	17 661.21	780.23	8.6%	
<b>Α/Γ ορεινές περιοχές</b>	876	6 640.03	116.10		
<b>Συνολικά</b>		24 301.2	4 956 896.33	<b>Ωριαία αστοχία</b>	<b>8.6%</b>

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.13 Οικονομικά Σεναρίου 1B**

<i>Οικονομικά Σεναρίου 1B: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ &amp; ΥΗΣ (εκατομ €)</i>	
Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας Α/Γ & Φ/Β	1 555 550 743 951
Συνολικό κόστος ενέργειας	1 555 676 973 855
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	-1 553 251 062 622
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	-1 554 840 790 295

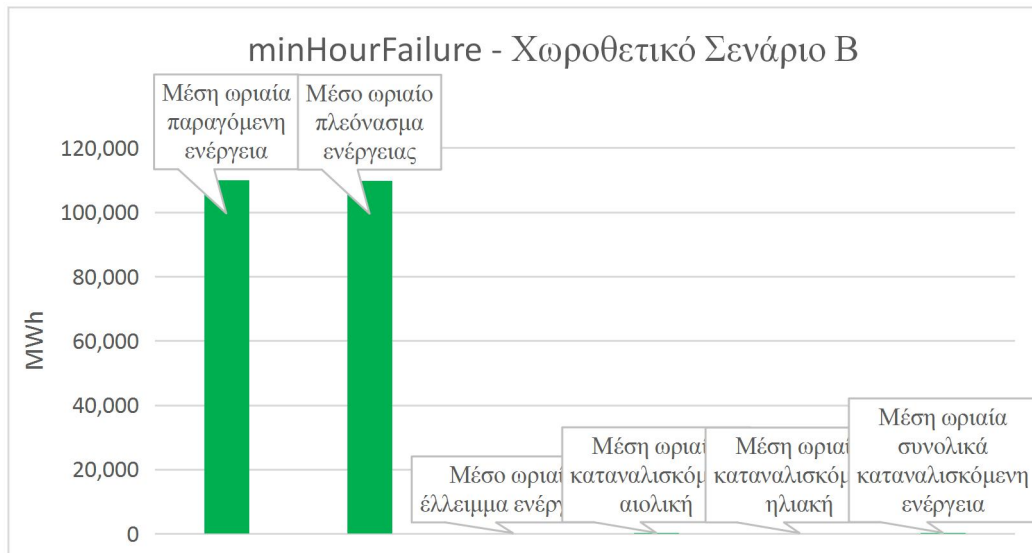


**Διάγραμμα 9.10 Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (Χωροθετικό σενάριο Β)**

Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.14 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1B**

<i>Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1B: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ &amp; ΥΗΣ (MWh)</i>	
Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	110 000.28
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	109 895.96
Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.	10.38
Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική	89.13
Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή	15.19
Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.	104.32



**Διάγραμμα 9.11 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1B: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (Χωροθετικό σενάριο Β)**

Δυνητικά, η μέγιστη κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης από τις υδροηλεκτρικές, Φ/Β και αιολικές μονάδες, ανεξάρτητα από τους χωροθετικούς περιορισμούς, ανέρχεται στο 91.4% (8.6% ωριαία αστοχία). Όπως φάνηκε παραπάνω κανένα από τα δύο σενάρια χωροθέτησης δεν επηρέασε αυτό το ποσοστό καταδεικνύοντας ότι η επιτρεπόμενη έκταση είναι μεγαλύτερη των δυνατοτήτων παραγωγής για αυτή τη διάταξη των ενεργειακών έργων και δεν αποτελεί ουσιαστικό περιορισμό του προβλήματος. Περιορισμό όμως αποτελεί το κόστος το οποίο προκύπτει τεράστιο και δεν μπορεί να εξισορροπηθεί με αποδεκτές τιμές πώλησης ενέργειας όπως προκύπτει παρακάτω.

### 9.6.2 2<sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ με περιορισμό την πιθανότητα αστοχίας του συστήματος

Στο 2<sup>ο</sup> σενάριο τα εξαγόμενα πλήθη των μονάδων ΑΠΕ είναι μικρά για τα όρια που εισάγουν οι χωροθετικοί περιορισμοί και γι' αυτό ανεξάρτητα χωροθετικού σεναρίου. Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.15 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 2**

#### Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 2: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ

Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.	Τιμή στοχικής συνάρτησης			
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)	
<b>Φ/Β</b>	2 724 492	912.7	7 301.64	3 522 690 127 €
<b>Α/Γ πεδινές</b>	103	308.9	13.65	

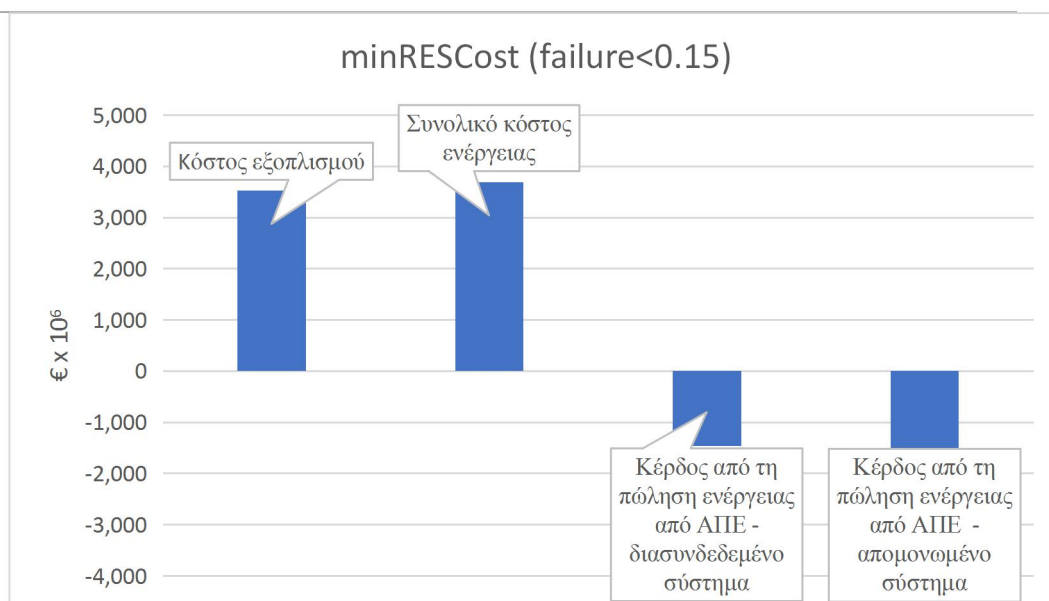
περιοχές				
Α/Γ	46	348.4	6.09	
Ορεινές περιοχές				
	<b>Συνολικά</b>	657.4	7 321.38	<b>Ωριαία αστοχία 12.0%</b>

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.16 Οικονομικά Σεναρίου 2**

**Οικονομικά Σεναρίου 2: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ (εκατομ €)**

Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας Α/Γ & Φ/Β	3 523
Συνολικό κόστος ενέργειας	3 692
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	-1 461
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	-2 881



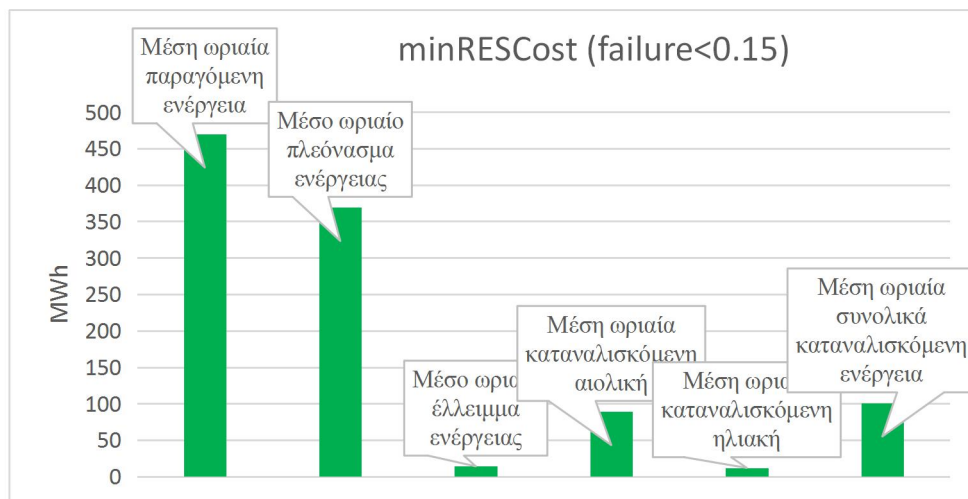
Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.17 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 2**

**Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 2: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ (MWh)**

Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	469.68
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	368.94

<b>Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.</b>	13.96
<b>Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική</b>	88.95
<b>Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή</b>	11.80
<b>Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.</b>	100.74



### 9.6.3 3<sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους ενέργειας

Στο 3<sup>ο</sup> σενάριο τα εξαγόμενα πλήθη των μονάδων ΑΠΕ είναι επίσης μικρά για τα όρια που εισάγουν οι χωροθετικοί περιορισμοί και γι' αυτό ανεξάρτητα χωροθετικού σεναρίου. Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.18 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 3**

#### Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 3: Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους ενέργειας

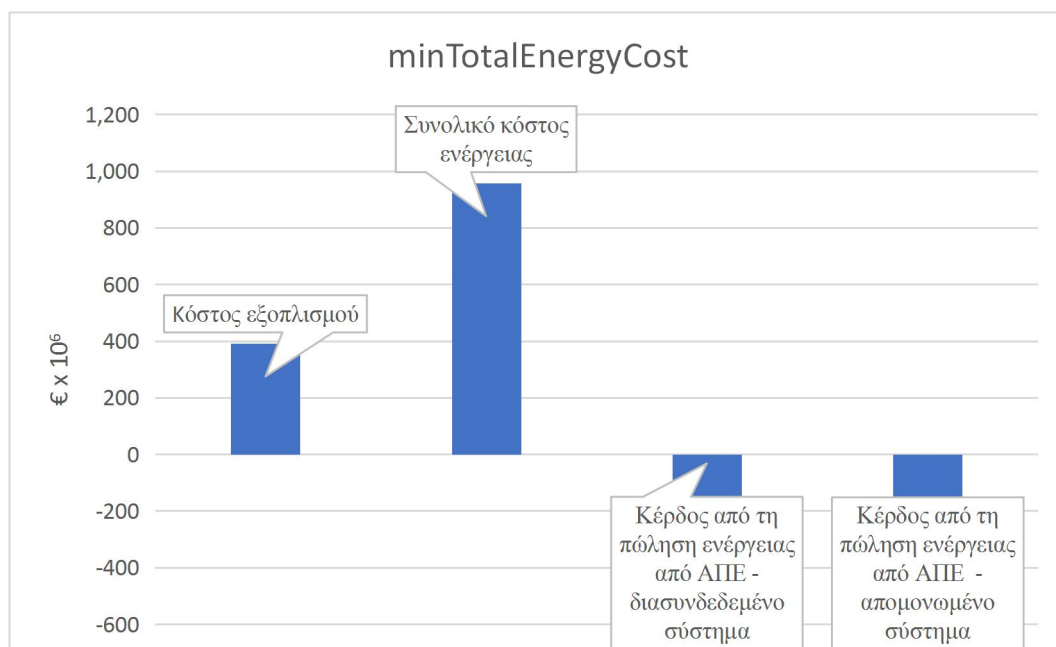
Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.		Τιμή στοχικής συνάρτησης	
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)
<b>Φ/Β</b>	2	0.00072	0.01
<b>Α/Γ πεδινές περιοχές</b>	0	0.00	0.00
			958 216 631 €
<b>Α/Γ Ορεινές περιοχές</b>	26	198.07	3.46

Συνολικά	198.1	3.47	Ωριαία αστοχία	41.8%
----------	-------	------	-------------------	-------

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.19 Οικονομικά Σεναρίου 3**

<i>Οικονομικά Σεναρίου 3: Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους ενέργειας (εκατομ €)</i>	
Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας Α/Γ & Φ/Β	392
Συνολικό κόστος ενέργειας	958
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	-150
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	-398



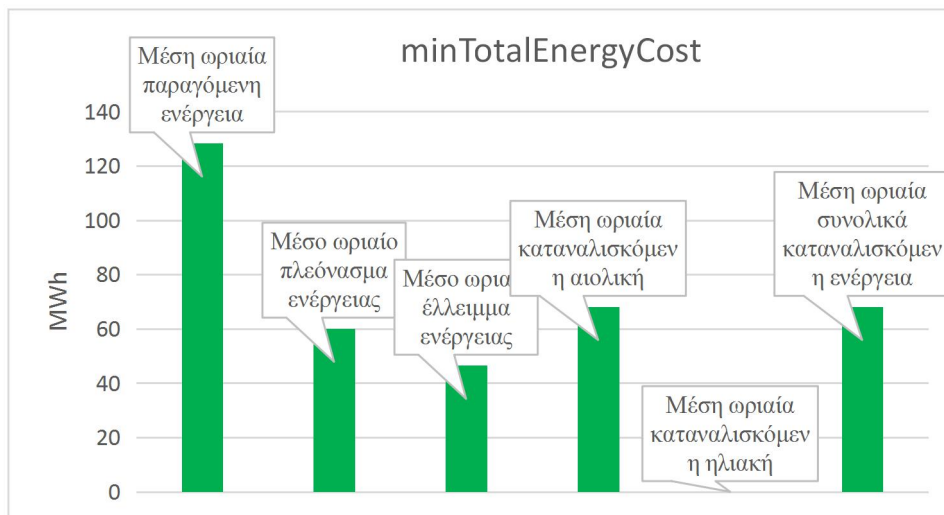
Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.20 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 3**

*Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 3: Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους ενέργειας (MWh)*

Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	128.33
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	60.15
Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.	46.52
Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική	68.18

Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή	0.00
Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.	68.18



#### 9.6.4 4<sup>ο</sup> σενάριο: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας

Στο 4<sup>ο</sup> σενάριο τα εξαγόμενα πλήθη των μονάδων ΑΠΕ είναι επίσης μικρά για τα όρια που εισάγουν οι χωροθετικοί περιορισμοί και γι' αυτό ανεξάρτητα χωροθετικού σεναρίου. Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 9.21 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 4

Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 4: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας

	Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.			Τιμή στοχικής συνάρτησης	
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)		
<b>Φ/Β</b>	0	0	0.00		
<b>Α/Γ πεδινές περιοχές</b>	9	27.0	1.19		-373 023 820 €
<b>Α/Γ Ορεινές περιοχές</b>	29	219.8	3.84		
<b>Συνολικά</b>		246.8	5.04	<b>Ωριαία αστοχία</b>	35.3%

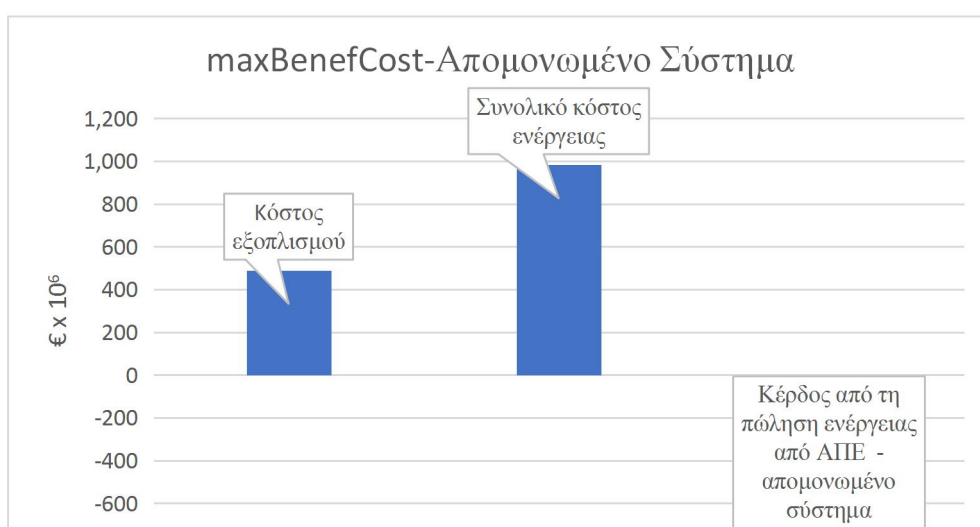


Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.22 Οικονομικά Σεναρίου 4**

**Οικονομικά Σεναρίου 4: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας (εκατομ €)**

Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας Α/Γ & Φ/Β	489
Συνολικό κόστος ενέργειας	982
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	-
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	-373

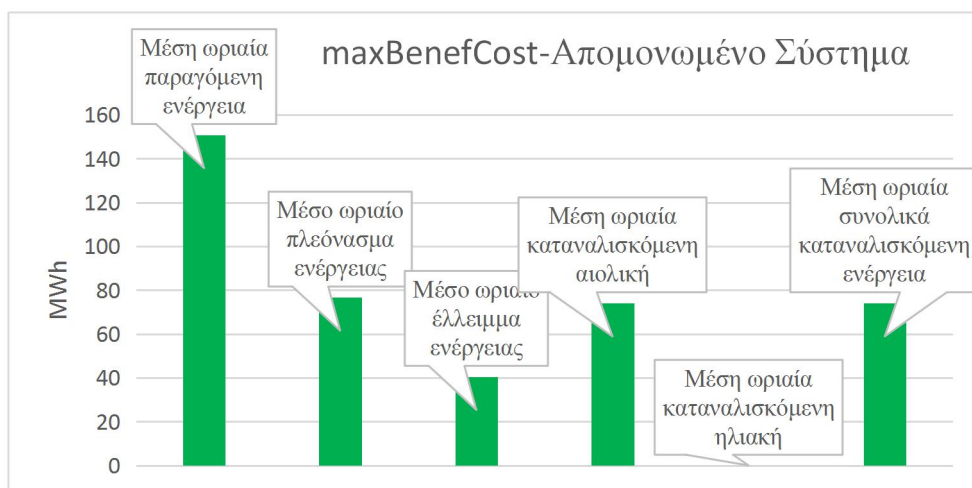


Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.23 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 4**

**Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 4: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας (MWh)**

Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	150.84
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	76.72
Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.	40.57
Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική	74.12
Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή	0.00
Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.	74.12



### 9.6.5 5<sup>ο</sup> σενάριο: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας

Στο 5<sup>ο</sup> σενάριο τα εξαγόμενα πλήθη των μονάδων ΑΠΕ είναι επίσης μικρά για τα όρια που εισάγουν οι χωροθετικοί περιορισμοί και γι' αυτό ανεξάρτητα χωροθετικού σεναρίου. Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.24 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 5**

**Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 5: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας**

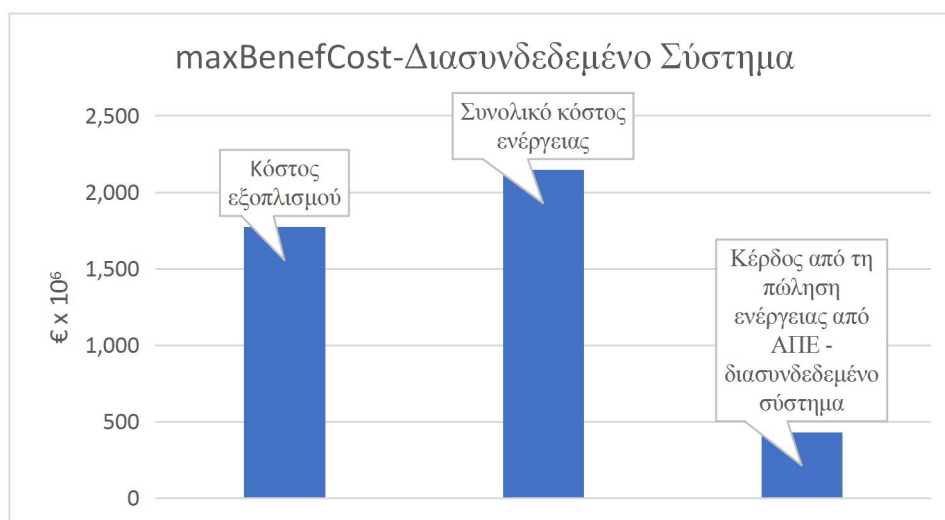
Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.				Τιμή στοχικής συνάρτησης	
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)		
<b>Φ/Β</b>	0	0.0	0.00		
<b>Α/Γ πεδινές περιοχές</b>	37	111.56	4.90		430 975 737 €
<b>Α/Γ ορεινές περιοχές</b>	103	783.8	13.65		
<b>Συνολικά</b>		895.4	18.55	<b>Ωριαία αστοχία</b>	

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.25 Οικονομικά Σεναρίου 5**

**Οικονομικά Σεναρίου 5: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας (εκατομ €)**

Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας Α/Γ & Φ/Β	1 773
Συνολικό κόστος ενέργειας	2 145
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	431
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	-

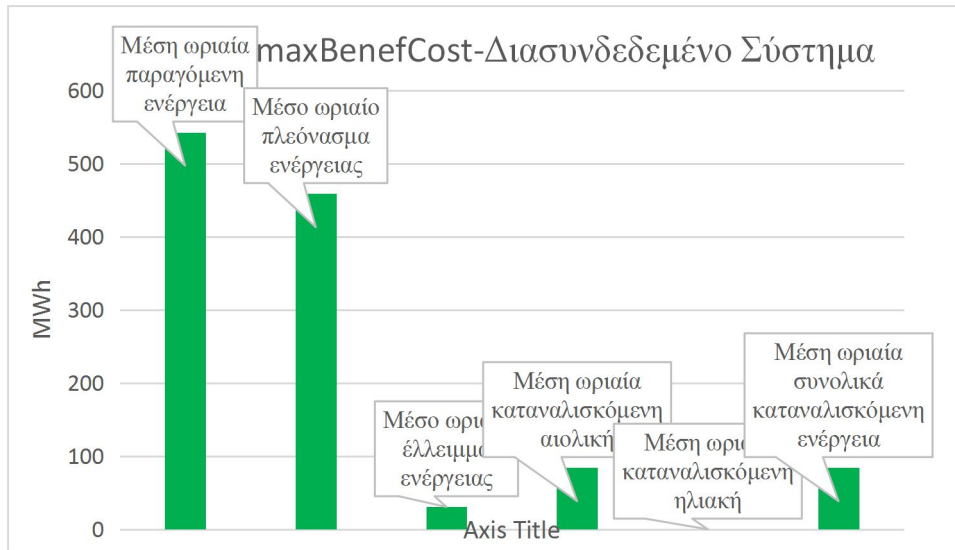


Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

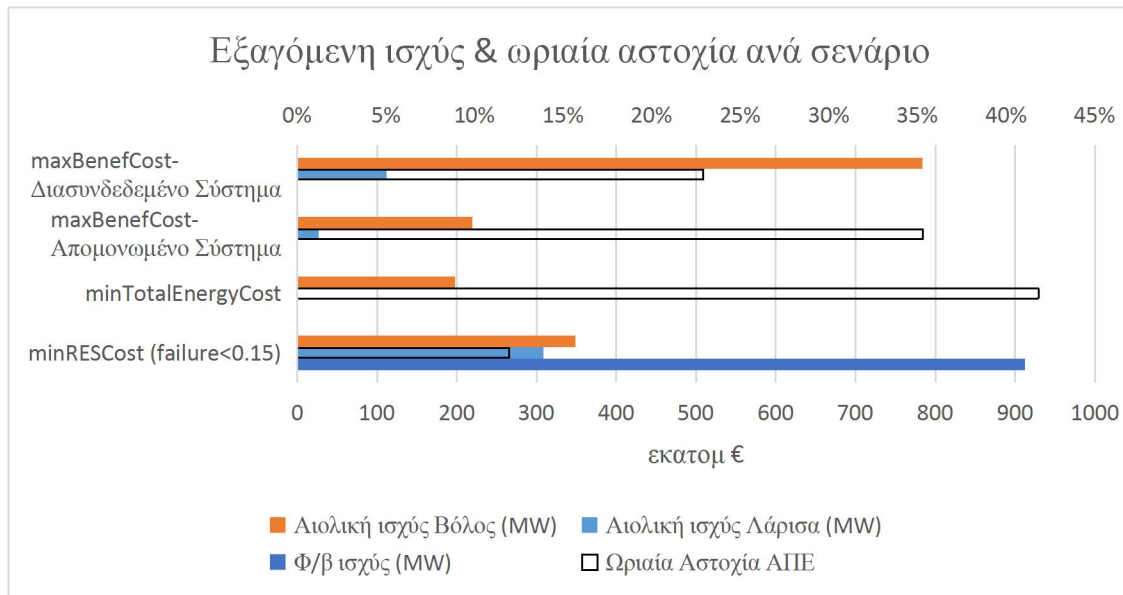
**Πίνακας 9.26 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 5**

*Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 5: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας (MWh)*

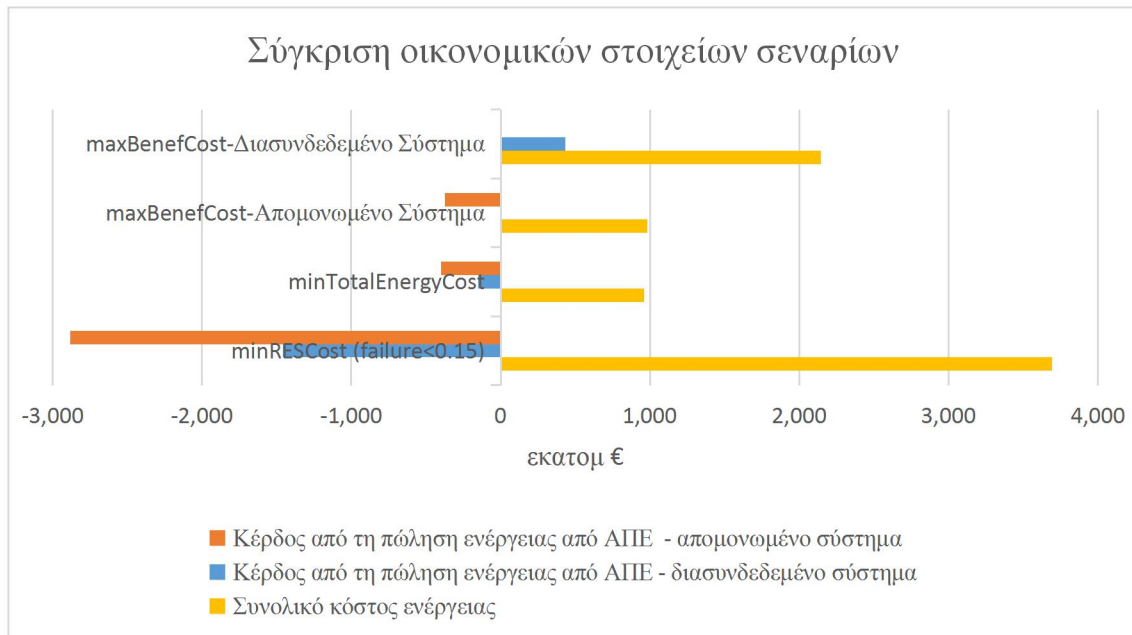
Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	542.61
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	458.51
Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.	30.60
Μέση ωριαία καταναλίσκ. αιολική	84.10
Μέση ωριαία καταναλίσκ. ηλιακή	0.00
Μέση ωριαία συνολικά καταναλίσκ. ενέργ.	84.10



### 9.6.6 Συγκριτικά αποτελέσματα σεναρίων



**Διάγραμμα 9.12 Εξαγόμενη ισχύς ΑΠΕ και ωριαία αστοχία ΑΠΕ και ΥΗΣ ανά σενάριο για τη διάταξη E1**



**Διάγραμμα 9.13 Σύγκριση οικονομικών στοιχείων σεναρίων για τη διάταξη E1**

### 9.6.7 Τιμές πώλησης ενέργειας ώστε να υπάρχει οριακή ωφέλεια

Από τα αποτελέσματα των βελτιστοποιήσεων παρατηρείται ότι σε πολλά σεναρία τα έσοδα από τη πώληση της ενέργειας είναι μικρότερα από τα κόστη του συστήματος για τις τιμές αποζημίωσης του N.3851/10 με αποτέλεσμα να εμφανίζονται αρνητικά κέρδη. Επειδή σε κάποια σεναρία το όφελος του συστήματος είναι ανεξάρτητο της στοχικής συνάρτησης τους έχει αξία να προσδιοριστούν οι τιμές πώλησης της αιολικής και Φ/Β ενέργειας που δίνουν οριακό κέρδος στο σύστημα για το μείγμα ΑΠΕ που προκύπτει. Στα σεναρία μεγιστοποίησης του κέρδους δεν έχει νόημα να εφαρμοστεί κάτι τέτοιο αφού η σχέση  $E_s/E_w$  όπως είναι διαμορφωμένη από το νόμο επηρεάζει το μείγμα που προκύπτει από τη βελτιστοποίηση.

Πρόκειται για ένα γραμμικό πρόβλημα το οποίο έχει απειρία λύσεων: για κάθε  $E_s$  μπορεί να βρεθεί ένα  $E_w$  ώστε να μηδενίζεται η παραπάνω συνάρτηση. Γι' αυτό εισάγεται η παρακάτω σχέση εξάρτησης μεταξύ των  $E_s$  και  $E_w$ ,

$$\frac{E_s}{E_w} = \frac{LCOE_s}{mean(LCOE_w)} = \frac{160.76}{50.27} = 3.20$$

Συνεπώς, για δεδομένο μείγμα ενέργειας το πρόβλημα που εξετάζεται είναι:

$$TotalCostBenefit(E_w) = 0$$

με

$$\frac{E_s}{E_w} = 3.20$$

Για τη λύση του γραμμικού προβλήματος χρησιμοποιείται η εντολή Goal Seek του Microsoft Excel. Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 9.27.

**Πίνακας 9.27 Τιμές πώλησης αιολικής και Φ/Β ενέργειας ώστε το σύστημα να είναι οριακά κερδοφόρο**

Τιμές πώλησης αιολικής και Φ/Β ενέργειας ώστε το σύστημα να είναι οριακά κερδοφόρο (€/MWh)	Διασυνδεδ. Σύστημα		Απομονων. Σύστημα	
	E <sub>w</sub>	E <sub>s</sub>	E <sub>w</sub>	E <sub>s</sub>
	minHourFailure_α	31 587.96	101 081.47	174 972.60
minHourFailure_β	20 095.71	64 306.26	120 681.18	386 179.77
minRESCost (failure<0.15)	81.12	259.58	214.85	687.53
minTotalEnergyCost	104.20	333.45	150.17	480.56
<b>Σταθμισμένο κόστος ενέργειας</b>	LSOE <sub>wLaris</sub> = 67.68 LSOE <sub>wVol</sub> = 32.66		LSOE <sub>s</sub> = 160.76	
<b>Τιμές αποζημίωσης (N.3851/10)</b>	87.85	72.71*	99.45	78.3*

(\* με βάση την μΟΤΣ του 2015)

Το γεγονός ότι οι τιμές είναι μεγαλύτερες από το αντίστοιχο σταθμισμένο κόστος ενέργειας οφείλεται στο γεγονός ότι υπάρχουν σημαντικά πλεονάσματα ενέργειας. Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας αναφέρεται στην ελάχιστη τιμή πώλησης της ενέργειας εφόσον αυτή απορροφάται και αποζημιώνεται καθ' ολοκληρία.

Παρατηρείται ότι,

- Η εξασφάλιση της μέγιστης δυνατής αξιοπιστίας των ΑΠΕ και ΥΗΣ είναι οικονομικά απαγορευτική.
- Στο απομονωμένο σύστημα, οι διαστασιολογήσεις που προκύπτουν από την ελαχιστοποίηση του κόστους των ΑΠΕ και του συνολικού κόστους ενέργειας είναι μη ζημιόγones για τιμές πώλησης που δεν θεωρούνται, για τα δεδομένα της εποχής, ελκυστικές.
- Στο διασυνδεδεμένο σύστημα, η ποσότητα απορρόφησης, ειδικά για την ενέργεια από Φ/Β, δεν είναι τέτοια που να δίνει τιμές πώλησης κοντά στο σταθμισμένο κόστος ενέργειας. Παρόλα αυτά, η απαιτούμενη τιμή πώλησης της ενέργειας από Α/Γ είναι κοντά στις σημερινές τιμές αποζημίωσης.

## **9.7 Βελτιστοποίηση ενεργειακού συστήματος με δυνατότητα αποθήκευσης (διάταξη E2)**

### **9.7.1 Εκτίμηση απαιτούμενου όγκου αντλησιοταμίευσης**

Η σταθερή ποσότητα  $m$ , η οποία προβλέπεται για τη λειτουργία της αντλησιοταμίευσης και αφαιρείται από τη δυνατότητα ταμίευσης νερού στο υδροσύστημα για τις εκεί χρήσεις, προκύπτει ως εξής:

- Για το σενάριο μεγιστοποίησης του οφέλους (MaxBenefitCost) του συστήματος E1 με θεώρηση διασυνδεδεμένου συστήματος, υπολογίζεται το μέσο ημερήσιο έλλειμμα ενέργειας,

$$DeficitEn_{daily} = DeficitEn_{hour} \cdot 24 = 30.64 \cdot 24 = 753.36 MWh$$

- Για τη παραπάνω ποσότητα ενέργειας εκτιμάται ο διερχόμενος όγκος νερού από τον υδροστρόβιλο του ΑΤΣ (ΥΗΣ Πευκοφύτου), θεωρώντας μια μέση ειδική ενέργεια  $\psi$  και ένα μέσο ύψος πτώσης  $H$ ,

$$V = \frac{DeficitEn_{daily}}{\psi \cdot H} = \frac{753.36 \cdot 10^3 GWh}{0.22 \frac{GWh}{hm^4} \cdot 2.35 hm} = 1.42 hm^3$$

Λαμβάνεται  $m = 2 hm^3$ .

### 9.7.2 1<sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση πιθανότητας αστοχίας συστήματος

#### Σενάριο χωροθέτησης Α: Επιτρεπόμενες νομοθετικά περιοχές

Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.28 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 1Α**

#### Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 1Α: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ

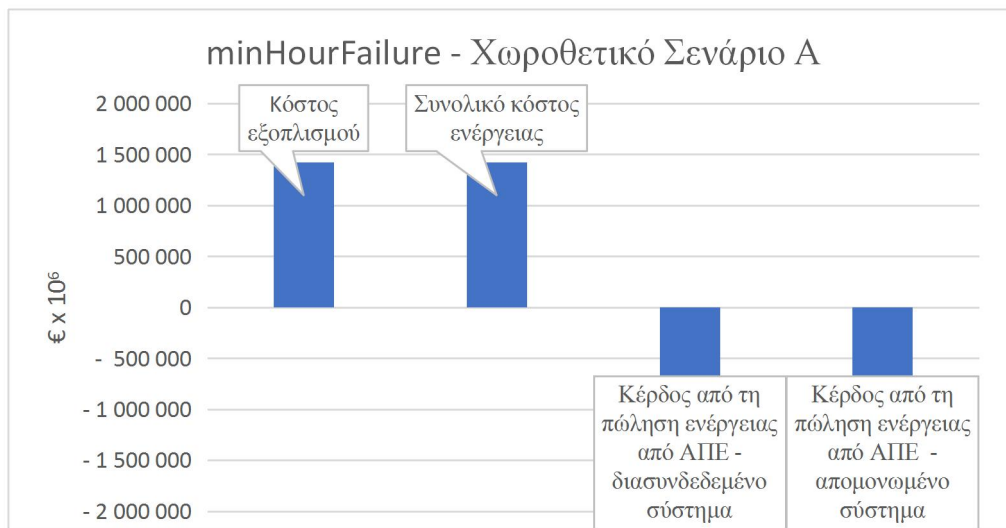
Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.				Τιμή στοχικής συνάρτησης
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)	
<b>Φ/Β</b>	1 607 073 829	538 369.73	4 306 957.86	
<b>Α/Γ Πεδινές περιοχές</b>	1 896	5 686.86	251.28	0.013
<b>Α/Γ ορεινές περιοχές</b>	7 005	53 099.86	928.39	
<b>Συνολικά</b>		8 901.0	4 308 137.54	<b>Ωριαία αστοχία</b> 1.3%

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.29 Οικονομικά Σεναρίου 1Α**

#### Οικονομικά Σεναρίου 1Α: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (εκατομ €)

Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας Α/Γ & Φ/Β	1 426 431
Συνολικό κόστος ενέργειας	1 426 441
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	2 558
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	1 011



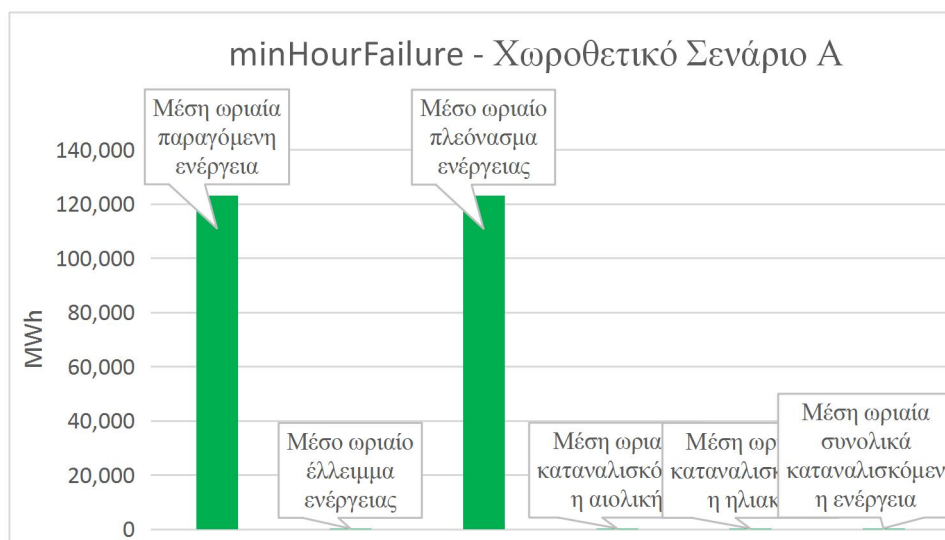
Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.30 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1Α**

**Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1Α: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (MWh)**

Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	123 248.34
Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.	0.81
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	123 131.86
Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική	89.13
Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή	15.19
Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.	104.32





**Σενάριο χωροθέτησης Β: Επιτρεπόμενες νομοθετικά περιοχές και επιπλέον τεχνικο-περιβαλλοντικοί περιορισμοί**

Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.31 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 1Β**

**Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 1Β: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ**

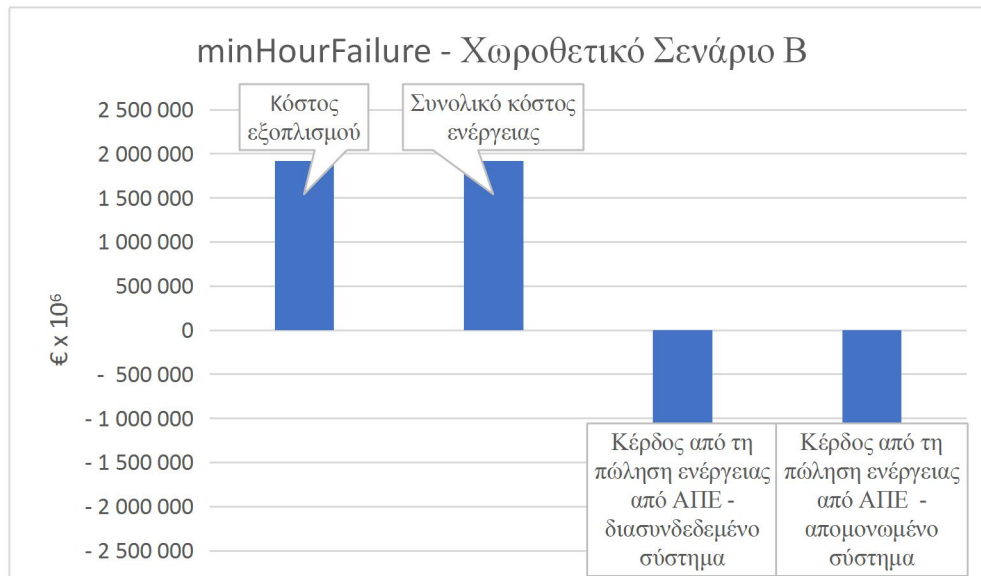
Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.			Τιμή στοχικής συνάρτησης	
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)	
<b>Φ/Β</b>	2 242 825 213	751 346.45	6 010 771.57	
<b>Α/Γ πεδινές περιοχές</b>	1 317	3 950.38	174.55	0.013
<b>Α/Γ ορεινές περιοχές</b>	5 451	41 315.48	722.44	
<b>Συνολικά</b>		45 265.9	6 011 668.55	<b>Ωριαία αστοχία 1.3%</b>

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.32 Οικονομικά Σεναρίου 1Β**

**Οικονομικά Σεναρίου 1Β: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (εκατομ €)**

Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας Α/Γ & Φ/Β	1 917 889
Συνολικό κόστος ενέργειας	1 917 899
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	2 523
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	1 011

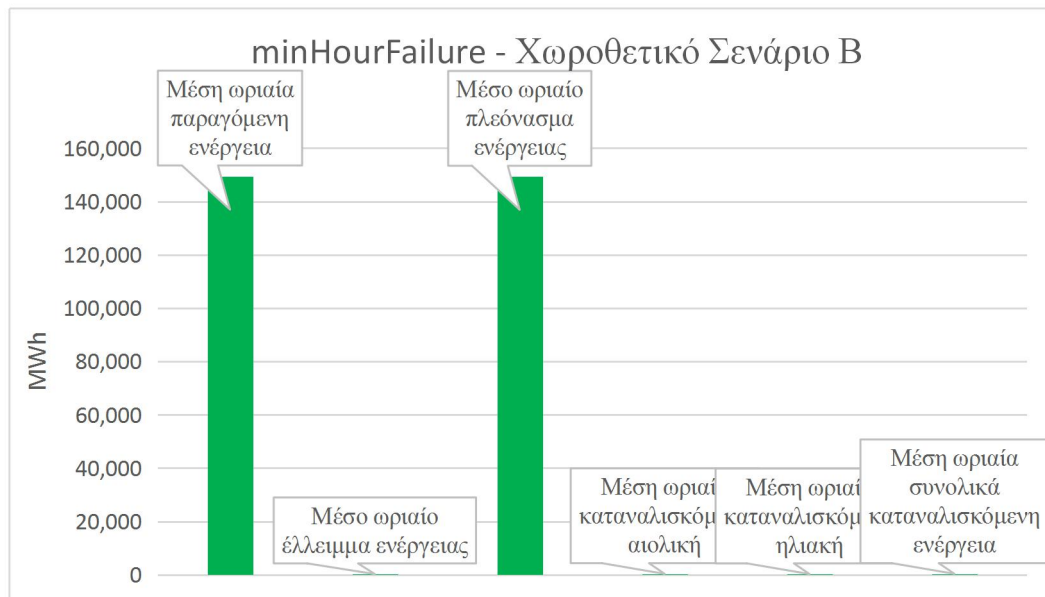


Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.33 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1B**

*Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 1B: Ελαχιστοποίηση ωριαίας αστοχίας ΑΠΕ & ΥΗΣ (MWh)*

Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	149 516.59
Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.	0.81
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	149 400.11
Μέση ωριαία καταναλίσκ. αιολική	89.13
Μέση ωριαία καταναλίσκ. ηλιακή	15.19
Μέση ωριαία συνολικά καταναλίσκ. ενέργ.	104.32



Δυνητικά, η μέγιστη κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης από τις υδροηλεκτρικές, Φ/Β και αιολικές μονάδες, ανεξάρτητα από τους χωροθετικούς περιορισμούς, ανέρχεται στο 98.7% (1.3% ωριαία αστοχία). Όπως φάνηκε παραπάνω κανένα από τα δύο σενάρια χωροθέτησης δεν επηρέασε αυτό το ποσοστό καταδεικνύοντας ότι η επιτρεπόμενη έκταση είναι μεγαλύτερη των δυνατοτήτων παραγωγής για αυτή τη διάταξη των ενεργειακών έργων και δεν αποτελεί ουσιαστικό περιορισμό του προβλήματος. Αυτό όμως που αποτελεί περιορισμό είναι το κόστος για μια τέτοιου μεγέθους εγκατάσταση. Κόστος που είναι πολύ μεγάλο για να εξισορροπηθεί με αποδεκτές τιμές πώλησης ενέργειας όπως θα προκύψει παρακάτω.

### 9.7.3 2<sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ με περιορισμό την πιθανότητα αστοχίας του συστήματος

Στο 2<sup>ο</sup> σενάριο τα εξαγόμενα πλήθη των μονάδων ΑΠΕ είναι μικρά για τα όρια που εισάγουν οι χωροθετικοί περιορισμοί και γι' αυτό ανεξάρτητα χωροθετικού σεναρίου.

Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.34 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 2**

#### Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 2: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ με περιορισμό την πιθανότητα αστοχίας του συστήματος

	Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.			Τιμή στοχικής συνάρτησης
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)	
<b>Φ/Β</b>	694 000	232.49	1 859.92	2 631 237 065 €
<b>Α/Γ πεδινές</b>	95	285.00	12.59	

περιοχές			
A/Γ	100	758.00	13.25
ορεινές περιοχές			
	<b>Συνολικά</b>	<b>1 043.0</b>	<b>Ωριαία αστοχία 5.0%</b>

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.35 Οικονομικά Σεναρίου 2**

**Οικονομικά Σεναρίου 2: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ με περιορισμό την πιθανότητα αστοχίας του συστήματος (εκατομ €)**

Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας Α/Γ & Φ/Β	2 631
Συνολικό κόστος ενέργειας	2 699
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	-1 199
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	- 1 724



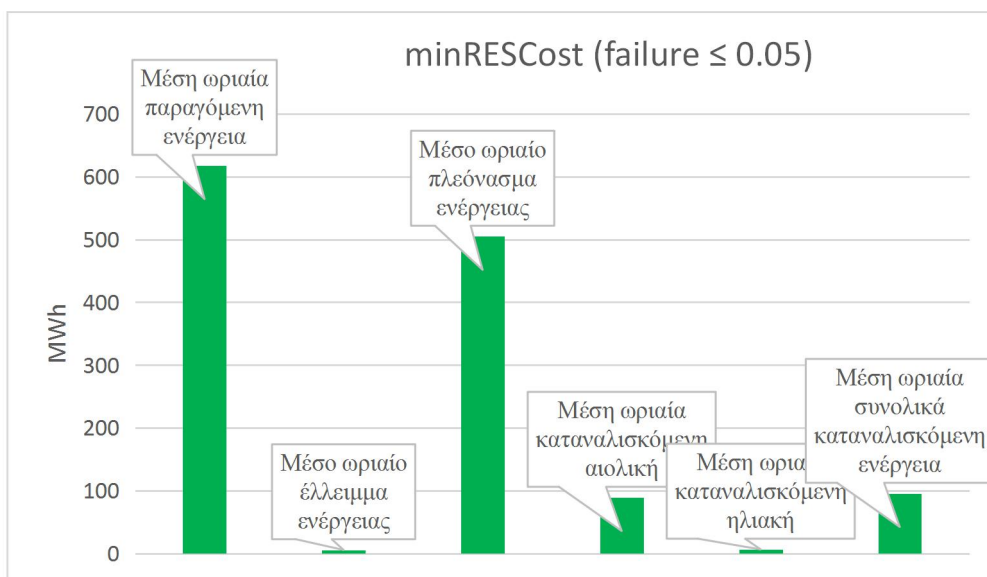
Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.36 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 2**

**Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 2: Ελαχιστοποίηση κόστους εγκατάστασης ΑΠΕ με περιορισμό την πιθανότητα αστοχίας**

**του συστήματος (MWh)**

<b>Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.</b>	617.57
<b>Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.</b>	5.60
<b>Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.</b>	504.80
<b>Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική</b>	89.04
<b>Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή</b>	6.43
<b>Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.</b>	95.47



**9.7.4 3<sup>ο</sup> σενάριο: Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους της ενέργειας**

Στο 3<sup>ο</sup> σενάριο τα εξαγόμενα πλήθη των μονάδων ΑΠΕ είναι μικρά για τα όρια που εισάγουν οι χωροθετικοί περιορισμοί και γι' αυτό ανεξάρτητα χωροθετικού σεναρίου.

Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.37 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 3**

**Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 3: Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους της ενέργειας**

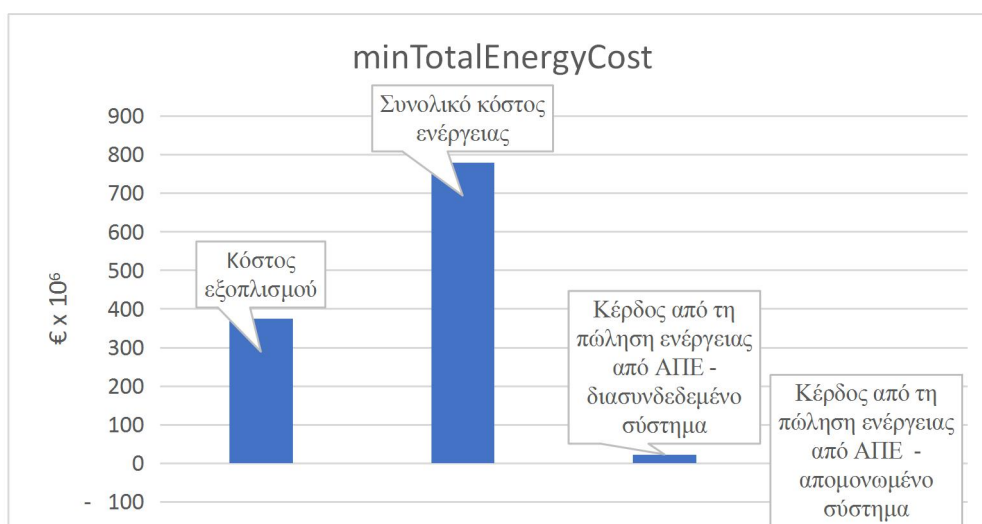
Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.			Τιμή στοχικής συνάρτησης
Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)	779 945 436 €

Φ/Β	0	0.00	0.00
Α/Γ πεδινές περιοχές	0	0.00	0.00
Α/Γ Ορεινές περιοχές	25	189.50	3.31
<b>Συνολικά</b>			<b>Ωριαία αστοχία 28.7%</b>

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.38 Οικονομικά Σεναρίου 3**

<b>Οικονομικά Σεναρίου 3: Ελαχιστοποίηση συνολικού κόστους της ενέργειας (εκατομ €)</b>	
Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας Α/Γ & Φ/Β	375
Συνολικό κόστος ενέργειας	780
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	22
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	- 51



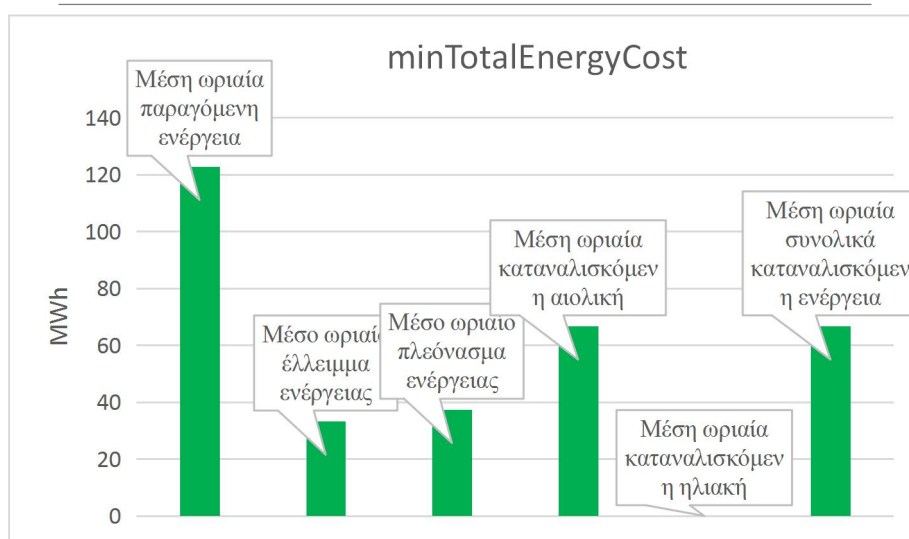
Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.39 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 3**

**Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 3: Ελαχιστοποίηση συνολικού**

**κόστους της ενέργειας (MWh)**

<b>Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.</b>	122.78
<b>Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.</b>	33.26
<b>Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.</b>	37.39
<b>Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική</b>	66.71
<b>Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή</b>	0.00
<b>Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.</b>	122.78



**9.7.5 4<sup>ο</sup> σενάριο: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας**

Στο 4<sup>ο</sup> σενάριο τα εξαγόμενα πλήθη των μονάδων ΑΠΕ είναι μικρά για τα όρια που εισάγουν οι χωροθετικοί περιορισμοί και γι' αυτό ανεξάρτητα χωροθετικού σεναρίου.

Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.40 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 4**

**Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 4: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας**

Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.				Τιμή στοχικής συνάρτησης
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)	
<b>Φ/Β</b>	0	0.00	0.00	18 962 482 €
<b>Α/Γ πεδινές</b>	10	30.00	1.33	

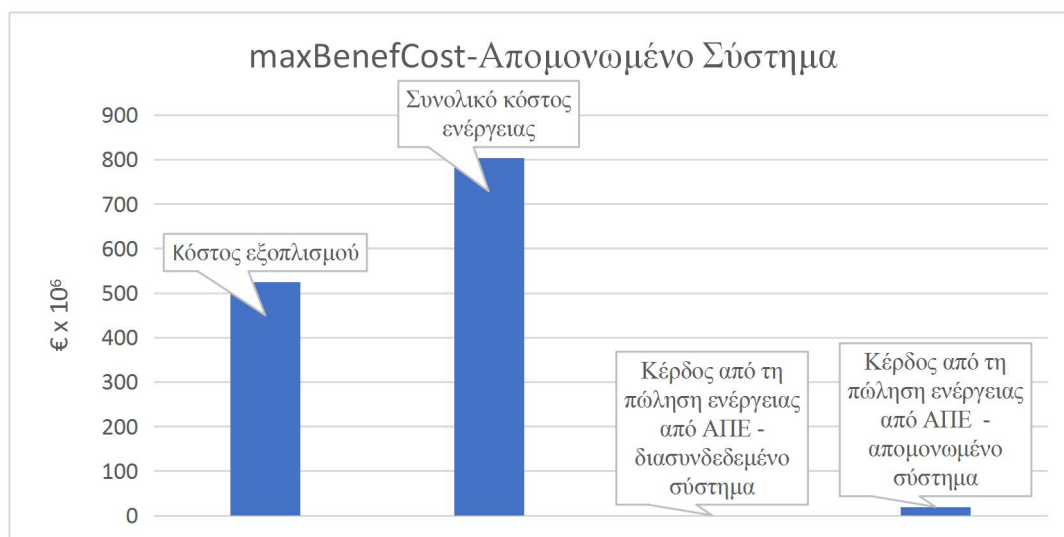
περιοχές				
A/Γ	31	234.98	4.11	
ορεινές περιοχές				
	<b>Συνολικά</b>	264.98	<b>Ωριαία αστοχία</b>	18.6%

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.41 Οικονομικά Σεναρίου 4**

*Οικονομικά Σεναρίου 4: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας (εκατομ €)*

Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας A/Γ & Φ/B	525
Συνολικό κόστος ενέργειας	804
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	-
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	19



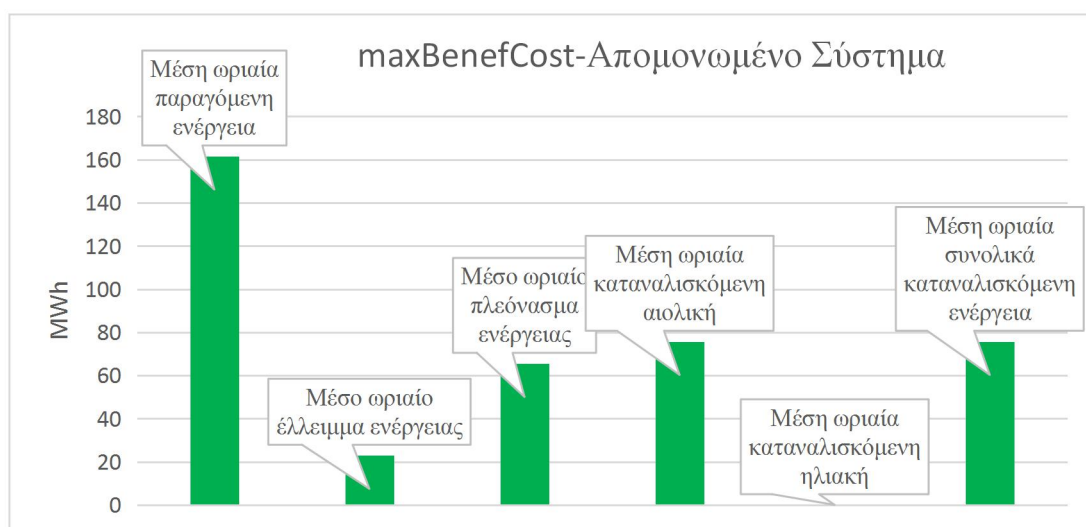
Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

**Πίνακας 9.42 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 4**

*Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 4: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μηδενική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας (MWh)*



Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	161.60
Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.	22.91
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	65.51
Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική	75.74
Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή	0.00
Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.	75.74



### 9.7.6 5<sup>ο</sup> σενάριο: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας

Στο 5<sup>ο</sup> σενάριο τα εξαγόμενα πλήθη των μονάδων ΑΠΕ είναι μικρά για τα όρια που εισάγουν οι χωροθετικοί περιορισμοί και γ' αυτό ανεξάρτητα χωροθετικού σεναρίου.

Τα αποτελέσματα από τη βελτιστοποίηση φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

**Πίνακας 9.43 Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 5**

**Αποτελέσματα βελτιστοποίησης Σεναρίου 5: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας**

Τιμές μεταβλητών βελτιστοπ.				Τιμή στοχικής συνάρτησης
	Πλήθος μονάδων	Ισχύς (MW)	Έκταση (στρ)	
<b>Φ/Β</b>	0	0.00	0.00	661 694 339 €
<b>Α/Γ</b>	2	6.00	0.27	

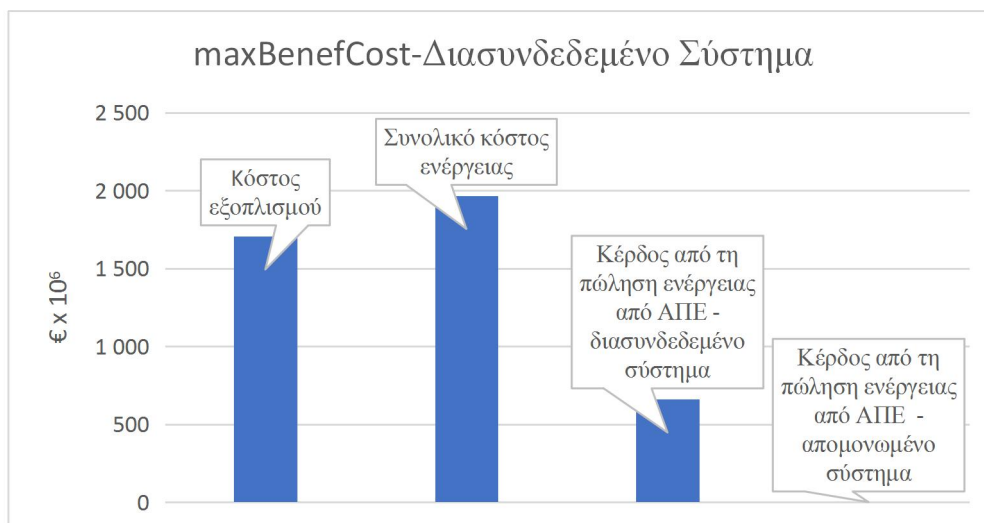
πεδινές περιοχές				
A/Γ	113	856.54	14.98	
Ορεινές περιοχές				
	<b>Συνολικά</b>	862.54	15.24	<b>Ωριαία αστοχία</b> 13.9%

Η οικονομική επίδοση του σεναρίου:

**Πίνακας 9.44 Οικονομικά Σεναρίου 5**

*Οικονομικά Σεναρίου 5: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας (εκατομ €)*

Κόστος εγκατάστασης, συντήρησης & λειτουργίας A/Γ & Φ/B	1 708
Συνολικό κόστος ενέργειας	1 968
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας – διασυνδεδ. σύστημα	662
Κέρδος από τη πώληση ανανεώσ. ενέργειας - απομονωμένο σύστημα	-

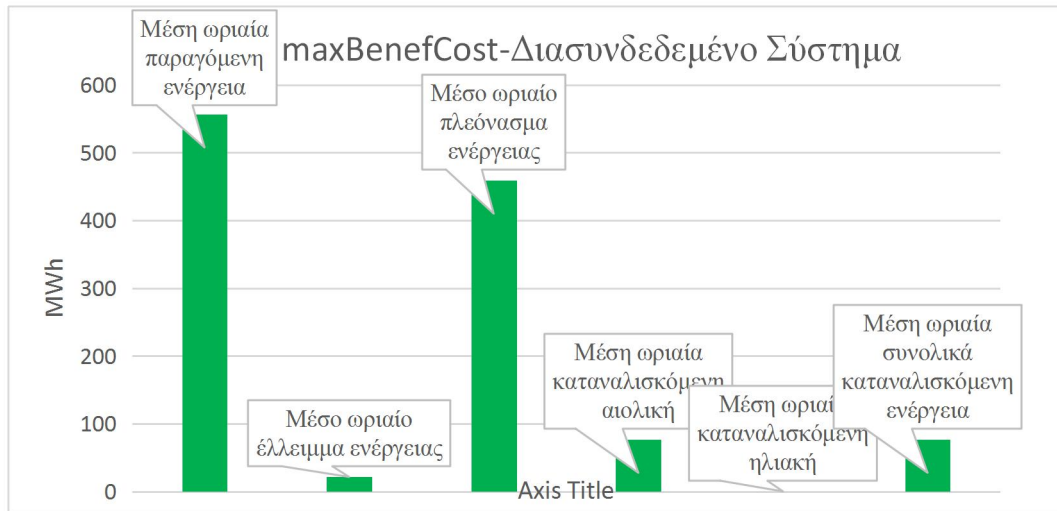


Τέλος, το ενεργειακό ισοζύγιο που προκύπτει από τα αποτελέσματα διαστασιολόγησης του σεναρίου:

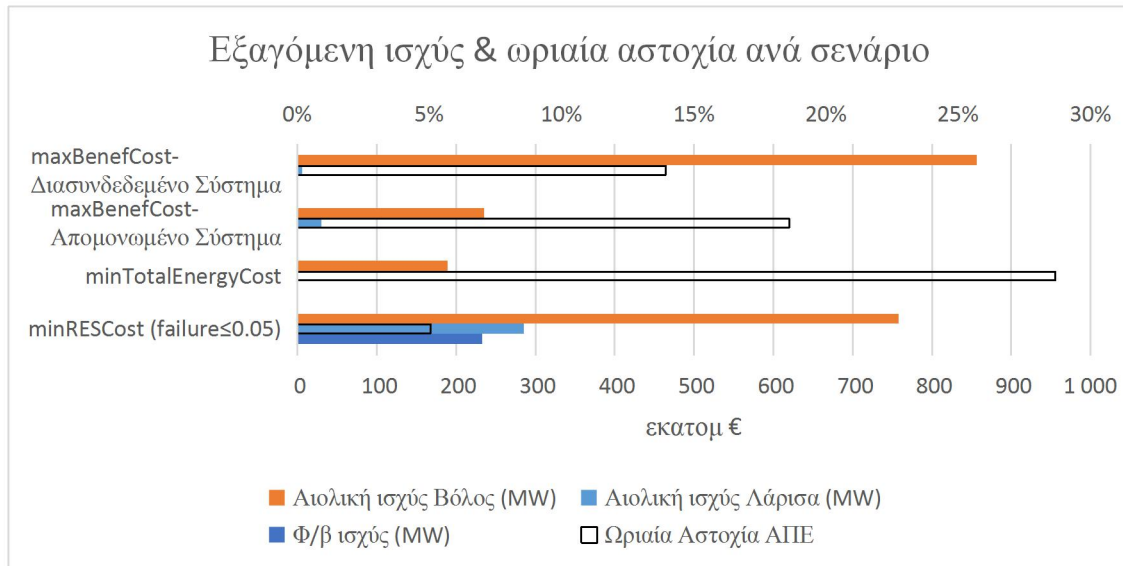
**Πίνακας 9.45 Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 5**

*Ενεργειακό Ισοζύγιο Σεναρίου 5: Μεγιστοποίηση κέρδους συστήματος για μερική εξωτερική απορρόφηση του πλεονάσματος ενέργειας (MWh)*

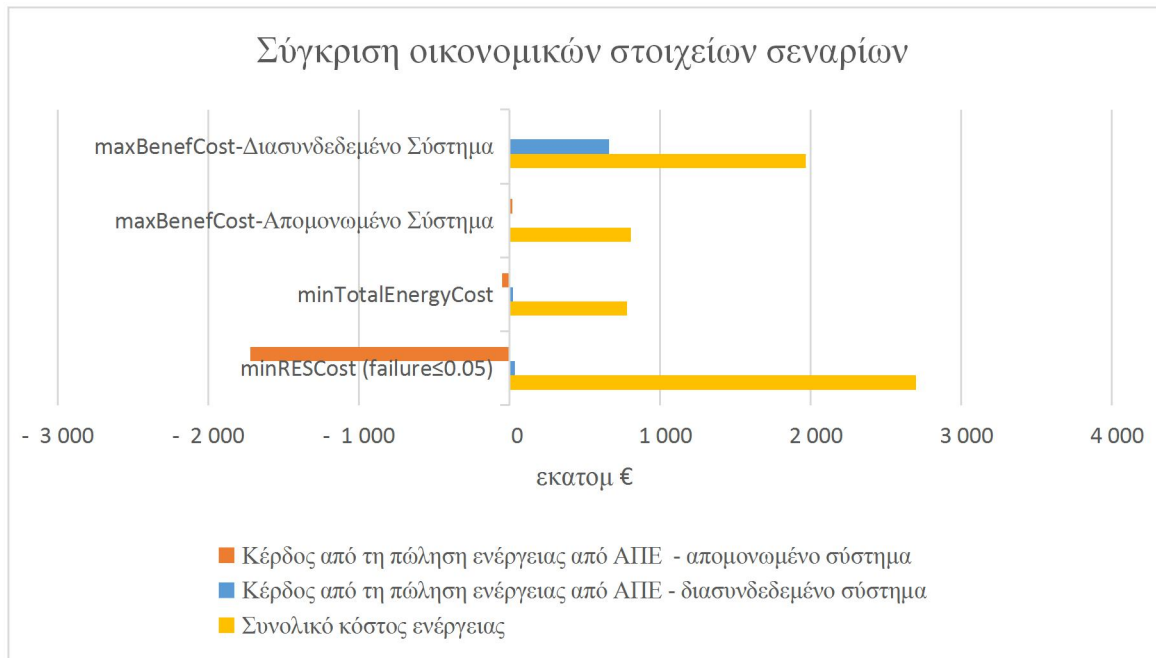
Μέση ωριαία παραγόμενη ενέργ.	556.84
Μέσο ωριαίο έλλειμμα ενέργ.	21.37
Μέσο ωριαίο πλεόνασμα ενέργ.	459.06
Μέση ωριαία καταναλισκ. αιολική	76.76
Μέση ωριαία καταναλισκ. ηλιακή	0.00
Μέση ωριαία συνολικά καταναλισκ. ενέργ.	556.84



### 9.7.7 Συγκριτικά αποτελέσματα σεναρίων



Διάγραμμα 9.14 Εξαγόμενη ισχύς ΑΠΕ και ωριαία αστοχία ΑΠΕ και ΥΗΣ ανά σενάριο για τη διάταξη Ε2



**Διάγραμμα 9.15 Σύγκριση οικονομικών στοιχείων σεναρίων για τη διάταξη E2**

### 9.7.8 Τιμές πώλησης ενέργειας ώστε να υπάρχει οριακή ωφέλεια

Σύμφωνα με τη διαδικασία που παρουσιάστηκε και στην § 9.6.7, τα αποτελέσματα τιμής πώλησης ενέργειας ώστε να υπάρχει οριακή ωφέλεια για το σύστημα παρουσιάζονται στον Πίνακα 9.46.

**Πίνακας 9.46 Τιμές πώλησης αιολικής και Φ/Β ενέργειας ώστε το σύστημα να είναι οριακά κερδοφόρο**

Τιμές πώλησης αιολικής και Φ/Β ενέργειας ώστε το σύστημα να είναι οριακά κερδοφόρο (€/MWh)	Διασυνδεδ. Σύστημα		Απομονων. Σύστημα	
	Ew	Es	Ew	Es
	minHourFailure_α	25 358.06	81 145.78	121 722.38
minHourFailure_β	20 200.41	64 641.30	90 531.78	289 701.68
minRESCost (failure≤0.05)	69.88	223.61	188.24	602.36
minTotalEnergyCost	62.88	201.22	73.21	234.26
<b>Σταθμισμένο κόστος ενέργειας</b>	LSOE <sub>wLaris</sub> = 67.68 LSOE <sub>wVol</sub> = 32.66 LSOE <sub>s</sub> = 160.76			
<b>Τιμές αποζημίωσης (N.3851/10)</b>	87.85	72.71*	99.45	78.3*

(\* με βάση την μΟΤΣ του 2015)

### 9.8 Σύγκριση συνολικής οικονομικής απόδοσης συστημάτων E1 & E2

Στον παρακάτω Πίνακας 9.47 γίνεται σύγκριση των συνολικών οικονομικών των δύο υδρο-ενεργειακών συστημάτων που εξετάστηκαν. Τα οικονομικά του ενεργειακού συστήματος αναφέρονται στο σενάριο που θεωρείται μερική απορρόφηση του πλεονάσματος εκτός του συστήματος (διασυνδεδεμένο σύστημα).

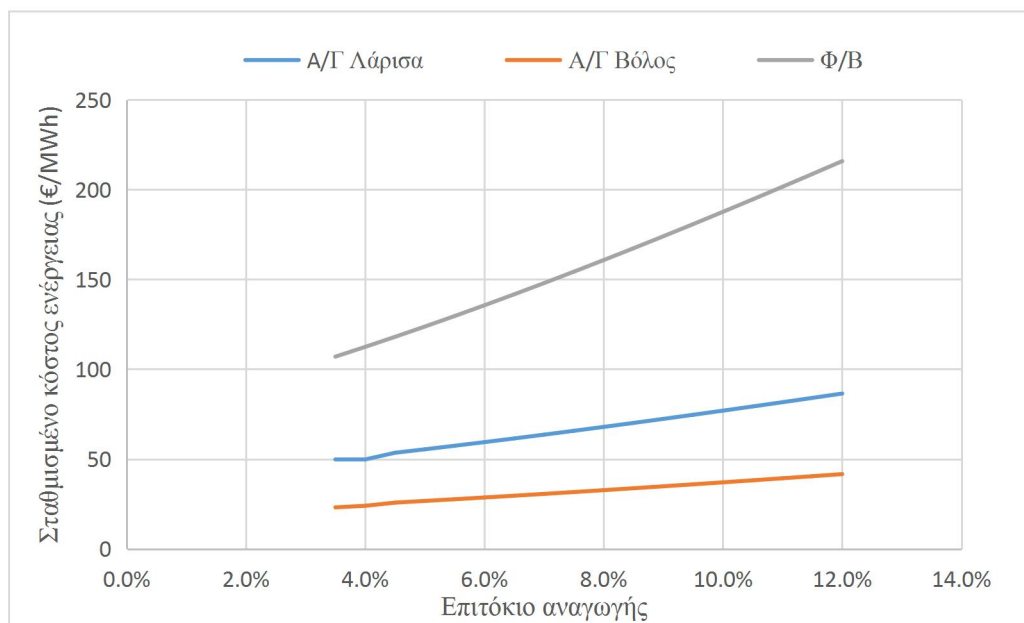
**Πίνακας 9.47 Σύγκριση οικονομικής απόδοσης συστημάτων E1 & E2 σε συνδυασμό με την αντίστοιχη λειτουργία του υδροσυστήματος**

	<b>Total Cost Benefit (€)</b>
Συνδυασμένο υδροσύστημα χωρίς απομείωση ταμιευτικής δυνατότητας	99 183 000
E1 (για θεώρηση διασυνδ. συστημ.)	430 975 737
<b>Total Cost Benefit 1<sup>ης</sup> προσέγγισης</b>	<b>530 158 737</b>
Συνδυασμένο υδροσύστημα με απομείωση ταμιευτικής δυνατότητας	115 578 000
E2 (για θεώρηση διασυνδ. συστημ.)	661 694 339
<b>Total Cost Benefit 2<sup>ης</sup> προσέγγισης</b>	<b>777 272 339</b>

Παρατηρείται ότι η δεύτερη προσέγγιση, όπου υπάρχει η δυνατότητα αποθήκευσης της πλεονάζουσας ενέργειας των ΑΠΕ, είναι συμφερότερη κατά 47% (περίπου 250 000 000 €). Επίσης φαίνεται ότι η δεύτερη προσέγγιση αποδίδει καλύτερα οικονομικά και στο υδροσύστημα. Αυτό συμβαίνει, 1<sup>ο</sup>, γιατί η ποσότητα για την αντλησιοταμίευση δεν είναι σημαντική σε σχέση με τις χωρητικότητες των ταμιευτήρων ώστε να αυξηθούν οι αστοχίες των υπόλοιπων χρήσεων και, 2<sup>ο</sup>, γιατί δεν υπάρχουν κόστη άντλησης στον ΑΤΣ του υδροσυστήματος.

### 9.9 Ανάλυση ευαισθησίας σταθμισμένου κόστους ενέργειας ως προς το επιτόκιο αναγωγής

Στο παρακάτω Διάγραμμα 9.16, παρουσιάζεται η σχέση του θεωρούμενου επιτοκίου αναγωγής για την αξιολόγηση της ενεργειακής επένδυσης, κατά τα αναφερόμενα στη § 7.9.2, σε σχέση με το σταθμισμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής ανά εξεταζόμενη ΑΠΕ στη Θεσσαλία.



**Διάγραμμα 9.16 Σταθμισμένα κόστη ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ στη Θεσσαλία σε σχέση με το θεωρούμενο επιτόκιο αναγωγής**

Παρατηρείται ότι το επιτόκιο αναγωγής του 12% που έχει διαμορφωθεί σήμερα στην Ελλάδα, έχει ως αποτέλεσμα, για τα δεδομένα ανανεώσιμου ενεργειακού δυναμικού, αυξημένο κατά 27% σταθμισμένο κόστος αιολικής ηλεκτροπαραγωγής και κατά 34% σταθμισμένο κόστος Φ/Β ηλεκτροπαραγωγής.

## 10 Συμπεράσματα

- Τα κόστη αγοράς και εγκατάστασης Α/Γ και Φ/Β πλαισίων έχουν μειωθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια. Τα Φ/Β, ειδικά, που είναι η πιο δαπανηρή τεχνολογία ΑΠΕ, παρουσίασαν πτώση στη τιμή αγοράς κατά 75% από το 2009. Το συνολικό κόστος μειώθηκε κατά 29-65%, ανάλογα με τη τεχνολογική εξοικείωση (know how) που υπάρχει ανά περιοχή. Σε περιοχές μάλιστα που υπάρχει ευνοϊκό ανανεώσιμο δυναμικό (ήλιος, άνεμος) τα σταθμισμένα κόστη παραγωγής είναι ανταγωνιστικά ως προς τα αντίστοιχα των συμβατικών μορφών ηλεκτροπαραγωγής, ειδικά σε ότι αφορά τα αιολικά πάρκα.

Στην εργασία αυτή είδαμε ότι το παραπάνω γεγονός ισχύει μόνο για αιολικά έργα σε ορεινές περιοχές της περιοχής μελέτης. Να σημειωθεί ότι η περιοχή μελέτης έχει ευνοϊκό ηλιακό δυναμικό λόγω του πεδινού της αναγλύφου ενώ το αιολικό δυναμικό είναι χαμηλό στο μεγαλύτερο τμήμα της, με εξαίρεση, ορεινές περιοχές στο Βόλο. Στο σενάριο που εξετάστηκε η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής, θεωρώντας ότι μπορεί να γίνει ηλεκτροπαραγωγή και από φυσικό αέριο στο αντίστοιχο κόστος, προέκυψε πως η μόνη συμφέρουσα εγκατάσταση έργων ΑΠΕ είναι η εγκατάσταση 200 MW αιολικής ισχύος στο Βόλο.

Τα Φ/Β έργα από την άλλη δεν προκρίθηκαν σε κανένα από τα σενάρια που αφορούσαν την οικονομική επίδοση του συστήματος (ελαχιστοποίηση του κόστους ενέργειας και μεγιστοποίηση του οφέλους του συστήματος για τιμές πώλησης ανανεώσιμης ενέργειας αυτές του Ν.3851/10).

- Σε αντίθεση με το παραπάνω γεγονός, διαπιστώθηκε ότι στα σενάρια που υπήρχε περιορισμός αστοχιών (ελαχιστοποίηση αστοχίας, ελαχιστοποίηση κόστους έργων ΑΠΕ με περιορισμό της αστοχίας) προέκυψε σημαντική απαιτούμενη ισχύς από Φ/Β έργα. Το γεγονός αυτό επιβεβαιώνει τη κοινά αποδεκτή διαπίστωση ότι απαιτείται μείγμα πολλών τεχνολογιών ώστε να αυξηθεί η αξιοπιστία ενός ενεργειακού συστήματος που βασίζεται σε ΑΠΕ.
- Η μείωση του κόστους των έργων ΑΠΕ δεν οδηγεί στο συμπέρασμα ότι δεν απαιτείται πλέον στήριξη των ΑΠΕ σε εθνικό επίπεδο. Στην Ελλάδα, με αναφορά

και πρόσφατες μελέτες που είδαμε (Noothout *et al.*, 2016), η επένδυση σε ΑΠΕ<sup>1</sup> θεωρείται υψηλού ρίσκου με αποτέλεσμα να διαμορφώνεται το υψηλότερο μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC), 12%, όταν ο ευρωπαϊκός μέσος όρος είναι περίπου 8%. Το παραπάνω μέσο σταθμικό κόστος κεφαλαίου είναι πολύ υψηλό ώστε οι επενδύσεις αυτές να θεωρούνται ελκυστικές. Η κρίση και η περιορισμένη ρευστότητα σίγουρα εξηγούν τα υψηλά επιτόκια διάθεσης κεφαλαίων. Από την άλλη, ίσως τα σημαντικότερα προβλήματα, που εξηγούν και την απουσία ξένων επενδύσεων και αναφέρονται εν μέρει και στη παραπάνω εργασία, είναι η γραφειοκρατία και οι αγκυλώσεις της δημόσιας διοίκησης, οι μονομερείς τροποποιήσεις των συμβάσεων από την ελληνική πολιτεία που τη καθιστούν αφερέγγυο συνομιλητή, οι επιπλοκές που προκύπτουν από το πεπλεγμένο νομοθετικό πλαίσιο (χωροταξικό πλαίσιο για ΑΠΕ, κ.ά.) και οι ισχυρές κοινωνικές αντιδράσεις σε τοπικό επίπεδο, τα φαινόμενα γνωστά ως NIMBY - Not In My BackYard.

Για τα δεδομένα δυναμικού της περιοχής μελέτης, το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) τόσο για αιολικά όσο και για Φ/Β έργα είναι αυξημένο κατά περίπου 30% για WACC 12% σε σχέση με ένα θεωρούμενο WACC ίσο με 8%.

- Όσον αφορά τις τιμές πώλησης της ενέργειας από ΑΠΕ του Ν.3851/10, είδαμε ότι πάντα με αναφορά τη περιοχή της Θεσσαλίας, το σταθμισμένο κόστος παραγωγής από Φ/Β διαμορφώνεται στα 216 €/MWh (για WACC 12%) όταν η τιμή πώλησης του είναι περίπου 72.71 €/MWh στο διασυνδεδεμένο σύστημα (Για WACC 8% είναι 160 €/MWh, επίσης ασύμφορο). Συνεπώς η τιμή αυτή του Ν.3851/10 είναι μη ελκυστική για νέες επενδύσεις σε Φ/Β.

Για τα αιολικά πάρκα, η τιμή που αποζημιώνεται η ενέργεια σύμφωνα με το παραπάνω νόμο είναι 87.85 €/MWh στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Στη περιοχή μελέτης, για WACC 12%, τα σταθμισμένα κόστη ενέργειας διαμορφώνονται σε 86.44 €/MWh στη Λάρισα και 41.59 €/MWh στο Βόλο. Συνεπώς, ακόμα και με θεώρηση υψηλού ρίσκου για την επένδυση, οι τιμές είναι συμφέρουσες.

- Η θεώρηση δυνατότητας αποθήκευσης επιδρά καθοριστικά στη γενική επίδοση του συστήματος, τόσο από άποψη αξιοπιστίας όσο και από οικονομική άποψη. Τα αποτελέσματά των διάφορων σεναρίων που εξετάστηκαν για τις δύο διατάξεις του συστήματος (με και χωρίς δυνατότητα αποθήκευσης) έδωσαν πολύ κοντινά μίγματα ισχύος. Στη διάταξη όμως που υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης οι αστοχίες υποδιπλασιάζονται και τα οφέλη διπλασιάζονται σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια.
- Η υδροηλεκτρική ενέργεια είναι η μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που έχει, σε σχέση με τις υπόλοιπες που εξετάστηκαν, τη μεγαλύτερη αξιοπιστία λόγω του χρονικού προγραμματισμού της παραγωγής. Στην εξεταζόμενη περίπτωση, η

<sup>1</sup> Η μελέτη αφορούσε χερσαία αιολικά πάρκα.



υδροηλεκτρική παραγωγή των ΥΗΣ του υδροσυστήματος, όπως προέκυψε από την ανάλυση του σε όρους κόστους/οφέλους, καλύπτει, κατά μέσο όρο, ποσοστό της τάξης του 75% της συνολικής ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια στη Θεσσαλία. Από την άλλη, η δυνατότητα που δίνει για αποθήκευση ενέργειας ο αντλησιοταμιευτικός σταθμός του Πευκοφύτου μειώνει, σε όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν, περίπου κατά 50% την αστοχία των ΑΠΕ.

- Όσον αφορά τη διαχείριση του υδροσυστήματος σε όρους κόστους-οφέλους, τα αποτελέσματα ήταν ενθαρρυντικά. Το σύστημα παρουσίασε ετήσιο έλλειμμα ύδρευσης της τάξης του 1% σε σχέση με την ετήσια ζήτηση, και αυτό κυρίως λόγω των αστοχιών στην ύδρευση της Ανατολικής Καρδίτσας από το ταμιευτήρα Σμοκόβου που, εξάλλου, θεωρείται υποδιαστασιοποιημένος για τις ανάγκες που εξυπηρετεί. Τα αντίστοιχα ποσοστά για την άρδευση και τις περιβαλλοντικές ανάγκες ήταν 5.1% και 1.6%, αντίστοιχα. Με τις παραπάνω αστοχίες και παραγωγή ενέργειας αυτή που αναφέρθηκε στη προηγούμενη παράγραφο, η διαχείριση του συστήματος αποδίδει τα μέγιστα οικονομικά οφέλη.



# Βιβλιογραφία

- agrEE*, (2012), State of the Art on Energy Efficiency in Agriculture - Country data on energy consumption in different agroproduction sectors in the European countries, FP7 Program of the EU, Διαθέσιμο στο: <http://www.agree.aua.gr/files/>
- Ambas, V., Baltas, E., (2014), Spectral Analysis of Hourly Solar Radiation, *Environ. Process.*, vol. 1, pp 251–263
- Anagnostopoulos, J., Papantonis, D., (2012), Study of pumped storage schemes to support high RES penetration in the electric power system of Greece, *Energy*, vol. 45, pp. 416-423
- Australian Department of Sustainability, Environment, Water, Population and Communities, (2010), Moving water long distances: Grand schemes or pipe dreams?, Διαθέσιμο στο: <https://www.environment.gov.au>
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyi, E., (2001), *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons, New York
- Chow, V.T., Maidment, D.R., Mays, L.W., (1988), *Applied Hydrology*, McGraw-Hill, New York
- Dimitriadis, P., Lappas, L., Daskalou, O., Filippidou, A. M., Giannakou, M., Gkova, E., Ioannidis, R., Polydera, A., Polymerou, E., Psarrou, E., Vyrini, A., Papalexiou, S.M., and Koutsoyiannis, D., Application of stochastic methods for wind speed forecasting and wind turbines design at the area of Thessaly, Greece, Vol. 17, EGU2015-13810, European Geosciences Union General Assembly 2015, Vienna
- ECO2, (2004), Assessment of Environmental and Resource Costs in the Water Framework Directive, Information sheet prepared by Drafting Group ECO2, Common Implementation Strategy, Working Group 2B
- Ecofys, (2014), Subsidies and costs of EU energy - Final report, Ordered by the European Commission, Directorate - General for Energy, Διαθέσιμο στο: <https://ec.europa.eu>
- EWEA, (2016), Wind in power - 2015 European statistics, Διαθέσιμο στο: <https://windeurope.org>
- Greek Ministry of the Environment, Energy and Climate Change, (2010), National renewable energy action plan in the scope of Directive 2009/28/EC, Διαθέσιμο στο: <http://www.ypйка.gr>
- IEA Wind, (2016), 2015 Annual Report, Διαθέσιμο στο: <http://ieawind.org/>
- IEA, (2014), Energy Storage Technology Roadmap, 2014, Διαθέσιμο στο:

<https://www.iea.org/publications>

IEA, (2014), Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy, Διαθέσιμο στο: <https://www.iea.org/publications>

IRENA, (2012), Renewable energy technologies: cost analysis series – Wind Power, Διαθέσιμο στο: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)

IRENA, (2015), Renewable power generation costs in 2014, Διαθέσιμο στο: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)

Latinopoulos, P., Tziakas, V., Mallios, Z., (2004), Valuation of Irrigation Water by the Hedonic Price Method: A Case Study in Chalkidiki, Greece, *Water, Air and Soil Pollution: Focus*, vol 4, p 253

Loucks, D. P., E. van Beek, (2005), *Water Resources Systems Planning and Management - An Introduction to Methods, Models and Applications*, UNESCO

Molina, M.,G., Alvarez, J., G., (2011), Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment, InTech, Διαθέσιμο στο: <http://www.intechopen.com/books/>

NASA, How do photovoltaics work?, <http://science.nasa.gov/>

Noothout, P., Jager, D., Tesnière, L., Rooijen, S., Karypidis, N., Brückmann, R., Jirouš, F., Breitschopf, B., Angelopoulos, D., Doukas, H., Konstantinavičiūtė, I., Resch, G., (2016), The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies, DiaCore Project, Διαθέσιμο στο: <http://diacore.eu/>

Perino, M., Available Solar Radiation, IDES-EDU, Διαθέσιμο στο: <http://www.ides-edu.eu/downloads/http://www.ides-edu.eu/wp-content/uploads/2013/04/4-Available-Solar-Radiation.pdf>

Perino, M., Solar Energy and Solar Radiation, IDES-EDU, Διαθέσιμο στο: <http://www.ides-edu.eu/downloads/>

PETSAP, IRENA, (2016), Wind Power Technology Brief, Διαθέσιμο στο: <https://www.irena.org/publications>

Short, W., Packey, D., Holt, T., (1995), *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, Διαθέσιμο στο: <https://www.researchgate.net/publication/253763510>

Spertino, F., Perino, M., Wind and Wind Energy, IDES-EDU, <http://www.ides-edu.eu/wp-content/uploads/2013/04/6-Wind-and-Wind-Energy.pdf>, Τελευταία ανάκτηση στις 25/09/2016

U.S. Department of Energy, (2016), 2015 Wind Technologies Market Report, Διαθέσιμο στο: <http://energy.gov/sites/prod/files/>

Wong, L.T., Chow, W.K., (2001), Solar radiation model, *Applied Energy*, vol 69, pp 191–224

Zotalis, K., Dialynas, E., Mamassis, N., and Angelakis, A. N., (2014) Desalination Technologies: Hellenic Experience, *Water*, vol 6 (5), pp 1134–1150

Αναγνωστόπουλος, Ι. Παπαντώνης, Δ., (2013), Εκτίμηση μελλοντικών αναγκών αποθήκευσης ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας, Σχολή Μηχανολόγων Μηχ. ΕΜΠ, STORE Programme, Supported by Intelligent Energy Europe

- Βαβίζος, Γ., Διαβάτης, Η., Λαζαρίδης, Λ., Ξαρχάκου, Α., Παπαγρηγορίου, Σ., Χατζημπίρος, Κ., (2005), Έργα εκτροπής Αχελώου, ΤΕΕ, Αθήνα
- Δαμιανίδης, Μ., Κατσαρός, Γ., Τόλης, Μ., Στεργιόπουλος, Φ., (2011), Οδηγός μελέτης και υλοποίησης φωτοβολταϊκών έργων, ΤΕΕ-Τμ. Κεντρικής Μακεδονίας
- Δαμίγος, Δ., (2010), Μεθοδολογία εκτίμησης περιβαλλοντικού κόστους και κόστους πόρου, Κοστολόγηση αδιύλιστου νερού για την ύδρευση της Αθήνας, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Δασκάλου, Ο., (2016), Μεθοδολογία βελτιστής χωροθετησης και διαστασιολογησης φωτοβολταϊκών & αιολικών παρκων με χρήση συστημάτων γεωγραφικών πληροφοριών (GIS) - Εφαρμογή στην Περιφέρεια Θεσσαλίας, Διπλωματική εργασία, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Δήμας, Π., (2013), Πλαίσιο στοχαστικής προσομοίωσης για το βέλτιστο σχεδιασμό υβριδικού συστήματος υδροηλεκτρικής - αιολικής ενέργειας: Διερεύνηση με βάση το υδροσύστημα Αλιάκμονα, Διπλωματική εργασία, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Διακουλάκη, (2014), Ο ενεργειακός τομέας στην Ελλάδα της κρίσης: προκλήσεις και προοπτικές, Ανταγωνιστικότητα για ανάπτυξη: προτάσεις πολιτικής, Ελληνική Ένωση Τραπεζών
- Διαλυνάς Ε., (2009), Επιπτώσεις της υψηλής στάθμης αιολικής διεύδυσης στη λειτουργία του ελληνικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, Ημερίδα ΤΕΕ, Χαλκίδα, 10-11 Απριλίου 2009
- ΕΣΕΕ (Ελληνική Συνομοσπονδία Εμπορίου και Επιχειρηματικότητας), Το διεθνές οικονομικό περιβάλλον κατά το 2014 και η Ελλάδα, Διαθέσιμο στο: <http://www.esee.gr/>, Τελευταία ανάκτηση: 15/09/2016
- ΕΥΔΕ Αχελώου - Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε, (1997), Εκτροπή Αχελώου : Συνολική μελέτη οικονομικής σκοπιμότητας, Τελική Έκθεση, Παράρτημα 1.Β: Εγγειοβελτιωτικά έργα (Α-1) φάσης στη Θεσσαλία, Αθήνα
- ΕΥΔΕ Αχελώου και ΕΝVECO, (1995), Συνολική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων της εκτροπής Αχελώου, Υ.ΠΕ.ΧΩ.Δ.Ε, Αθήνα
- Ευστρατιάδης, Α., Ζερβός, Ν., (1999), Βέλτιστη διαχείριση συστημάτων ταμιευτήρων - Εφαρμογή στο σύστημα Αχελώου-Θεσσαλίας, Διπλωματική εργασία, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Ευστρατιάδης, Α., Καραβοκυρός, Γ., Κουτσογιάννης, Δ., (2007), Θεωρητική τεκμηρίωση μοντέλου προσομοίωσης και βελτιστοποίησης της διαχείρισης υδατικών συστημάτων «ΥΔΡΟΝΟΜΕΑΣ», Ολοκληρωμένη Διαχείριση Υδατικών Συστημάτων σε Σύζευξη με Εξελιγμένο Υπολογιστικό Σύστημα (ΟΔΥΣΣΕΥΣ)
- Ευστρατιάδης, Α., Κουκουβίνος, Α., Κουτσογιάννης, Δ., και Μαμάσης, Ν., (2002), Διερεύνηση των δυνατοτήτων διαχείρισης και προστασίας της ποιότητας της Λίμνης Πλαστήρα, Υδρολογική μελέτη, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Ευστρατιάδης, Α., Κουκουβίνος, Α., Μαμάσης, Ν., και Κουτσογιάννης, Δ., (2008), Εναλλακτικά σενάρια διαχείρισης και βέλτιστης λειτουργίας ταμιευτήρα Σμοκόβου και συναφών έργων, Διερεύνηση σεναρίων διαχείρισης του ταμιευτήρα Σμοκόβου, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος,

## ΕΜΠ

- Ευστρατιάδης, Α., Κουτσογιάννης, Δ., (2004), Σημειώσεις Βελτιστοποίησης Συστημάτων Υδατικών Πόρων - Μέρος 2, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Ευστρατιάδης, Α., Μαμάσης, Ν., Κουτσογιάννης, Δ., (2007), Σημειώσεις Διαχείρισης Υδατικών Πόρων - Μέρος 2, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Ευστρατιάδης, Α., Μαμάσης, Ν., Μαρκόνης, Ι., Κοσιέρης, Π., Τύραλης, Χ., (2015), Μεθοδολογικό πλαίσιο βέλτιστου σχεδιασμού και συνδυασμένης διαχείρισης υδατικών και ανανεώσιμων ενεργειακών πόρων, Συνδυασμένα συστήματα ανανεώσιμων πηγών για αειφορική ενεργειακή ανάπτυξη (CRESENDO), Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Ζάχου, Η., Πολύζος, Σ., Πνευματικός, Τ., (2012), Συγκριτική ανάλυση μεθόδων οικονομικής αποτίμησης αξίας του περιβάλλοντος: Εφαρμογή στη λίμνη Ν. Πλαστήρα, 1ου Περιβαλλοντικού Συνεδρίου Θεσσαλίας, Σκιάθος, 8 - 10 Σεπτεμβρίου 2012
- Ιωάννου, Χ., (2012), Στοχαστική προσομοίωση και βελτιστοποίηση υβριδικού συστήματος ανανεώσιμης ενέργειας, Διπλωματική εργασία, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Κ/ΞΙΑ Διαχείρισης Υδάτων Θεσσαλίας, Ηπείρου και Δυτικής Στερεάς Ελλάδας, (2011), Σχέδιο Διαχείρισης των Λεκανών Απορροής Ποταμών του Υδατικού Διαμερίσματος Δυτικής Στερεάς Ελλάδας (GR04), ΥΠΕΚΑ
- Κ/ΞΙΑ Διαχείρισης Υδάτων Θεσσαλίας, Ηπείρου και Δυτικής Στερεάς Ελλάδας, (2011), Σχέδιο Διαχείρισης των Λεκανών Απορροής Ποταμών του Υδατικού Διαμερίσματος Θεσσαλίας (GR08), ΥΠΕΚΑ
- Καλιαμπάκος, Δ., Δαμίγος, Δ., (2008), Οικονομικά του περιβάλλοντος και των υδατικών πόρων: Βασικές αρχές, Μέθοδοι αποτίμησης, Εφαρμογές, Σημειώσεις μαθήματος Οικονομικά του περιβάλλοντος και των υδατικών πόρων, ΔΠΜΣ Επιστήμη και τεχνολογία υδατικών πόρων, ΕΜΠ
- Καλιαμπάκος, Δ., Δαμίγος, Δ., (2008), Χρηματοοικονομική και κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων, Σημειώσεις μαθήματος Οικονομικά του περιβάλλοντος και των υδατικών πόρων, ΔΠΜΣ Επιστήμη και τεχνολογία υδατικών πόρων, ΕΜΠ
- Καραχάλιου, Π, (2010), Τεχνολογίες αφαλάτωσης και προοπτικές εφαρμογής στον ελληνικό χώρο, Μεταπτυχιακή εργασία, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Κατσαπρακάκης, Διάλεξη: Ηλιακή ενέργεια – Φωτοβολταϊκά, ΤΕΙ Κρήτης, Τελευταία ανάκτηση 20/05/2016
- Κορωναίος, Χ., (2012), Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, ΕΜΠ, Διαθέσιμο στο: <http://environ.survey.ntua.gr>
- Κουκουβίνος, Α., Ευστρατιάδης, Α., Νικολόπουλος, Δ., Τύραλης, Χ., Τέγος, Α., Μαμάσης, Ν., Κουτσογιάννης, Δ., (2015), Πιλοτική εφαρμογή στο σύστημα Αχελώου-Θεσσαλίας, Συνδυασμένα συστήματα ανανεώσιμων πηγών για αειφορική ενεργειακή ανάπτυξη (CRESENDO), Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Κουτσογιάννης, Δ., (1996), Μελέτη λειτουργίας ταμιευτήρων, Γενική διάταξη έργων εκτροπής Αχελώου προς Θεσσαλία, Ανάδοχος: Ειδική Υπηρεσία Δημοσίων Έργων Αχελώου – Γενική Γραμματεία Δημοσίων Έργων – Υπουργείο Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημόσιων Έργων,

Συνεργαζόμενοι: Γ. Καλαούζης, , Π. Μαρίνος, Δ. Κουτσογιάννης

- Κουτσογιάννης, Δ., (2007), Σημειώσεις Διαχείρισης Υδατικών Πόρων, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Κουτσογιάννης, Δ., (2012), Διάλεξη: Υδρομετεωρολογία - Εξάτμιση και διαπνοή, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Κουτσογιάννης, Δ., (2013), Σημειώσεις Στοχαστικών Μεθόδων στους Υδατικούς Πόρους – Μέρος 1, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Κουτσογιάννης, Δ., Ευστρατιάδης, Α., (2003), Το υπολογιστικό σύστημα Υδρονομίας και η εφαρμογή του στην μελέτη των έργων εκτροπής του Αχελώου, Διαχείριση υδατικών πόρων με έμφαση στην Ήπειρο, Ιωάννινα, Παρουσίαση, Δημοτική Επιχείριση Ύδρευσης και Αποχέτευσης Ιωαννίνων
- Κουτσογιάννης, Δ., Ευστρατιάδης, Α., Μαμάσης, Ν., (2001), Αποτίμηση του επιφανειακού υδατικού δυναμικού και των δυνατοτήτων εκμετάλλευσής του στη λεκάνη του Αχελώου και τη Θεσσαλία, Κεφ. 5 της Μελέτης Υδατικών Συστημάτων, Συμπληρωματική μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων εκτροπής του Αχελώου προς τη Θεσσαλία, Εργοδότης: Υπουργείο Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημόσιων Έργων, Ανάδοχος: Υδροεξυγιαντική, Συνεργαζόμενοι: Δ. Κουτσογιάννης
- Κουτσογιάννης, Δ., Ξανθόπουλος, Θ., (1999), Τεχνική Υδρολογία, Έκδοση 3, ΕΜΠ, Αθήνα
- Κουτσογιάννης, Δ., Παπαλεξίου, Σ.Μ., Μαρκόνης, Ι., Δημητριάδης, Π., Κοσσιέρης, Π., (2015), Στοχαστικό πλαίσιο εκτίμησης της αβεβαιότητας των υδρομετεωρολογικών διεργασιών, Συνδυασμένα συστήματα ανανεώσιμων πηγών για αειφορική ενεργειακή ανάπτυξη (CRESENDO), Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- ΛΑΓΗΕ, 2013, Μεθοδολογία υπολογισμού Μεταβλητού Κόστους των Υδροηλεκτρικών Μονάδων κατά τις διατάξεις του Άρθρου 44, παρ. 5, του ΚΣΗΕ, Διαθέσιμο στο: [www.lagie.gr](http://www.lagie.gr)
- ΛΑΓΗΕ, Μηνιαία Δελτία Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ 2013-2016, Διαθέσιμο στο: [www.lagie.gr](http://www.lagie.gr)
- Λαζαρίδης, Λ., Μίχας, Σ., Περλέρος, Β., (2010), Η διαχείριση των υδατικών πόρων – Το Θεσσαλικό πρόβλημα – Παρόν και Προοπτικές, Προσυνεδριακή Εκδήλωση HELECO, Βόλος, 29 Μαΐ 2010
- Λατινόπουλος, Δ., Μυλόπουλος, Γ., (2005), Η οικονομική αξιολογηση του νερού στη γεωργία: Εφαρμογή στη λεκανή απορροής του Λουδία, HELECO '05, 3-6 Φεβρ. 2005, Αθήνα
- Μάλλιος, Ζ., (2005), Αποτίμηση της αξίας του αρδευτικού νερού με τη μέθοδο της Εξαρτημένης Αξιολόγησης, Διδακτορική διατριβή, Τομέας Υδραυλικής και Τεχνικής Περιβάλλοντος, ΑΠΘ
- Μαμάσης, Ν., (2010), Υδρολογική θεώρηση του υδροσυστήματος Αχελώου – Θεσσαλίας, Ημερίδα: Ο αναπτυξιακός ρόλος των έργων της έκτροπης του Άνω ρου του Αχελώου, Καρδίτσα, Μάρτιος 2010
- Μαμάσης, Ν., (2015), Διάλεξη: Ηλιακή Ενέργεια και Φωτοβολταϊκά Συστήματα για το μάθημα Εισαγωγή στην Ενεργειακή Τεχνολογία, Διαθέσιμο στο: <http://users.itia.ntua.gr/nikos/energy>
- Μαμάσης, Ν., Ευστρατιάδης, Α., Κουτσογιάννης, Δ., (2014), Προοπτικές συνδυασμένης διαχείρισης νερού και ενέργειας στην περιοχή της Θεσσαλίας, Ημερίδα ΤΕΕ/Τμήμα Κ-Δ Θεσσαλίας, Λάρισα

- Μπουζιώτας, Δ., (2012), Ανάπτυξη πλαισίου βελτιστοποίησης της υδροηλεκτρικής παραγωγής στο λογισμικό Υδρονομέας - Διερεύνηση στο υδροσύστημα Αχελώου-Θεσσαλίας, Διπλωματική εργασία, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Νικολόπουλος, Δ., (2015), Ανάπτυξη μοντέλου συνδυασμένης διαχείρισης λεκανών απορροής Αχελώου και Πηνειού, Διπλωματική εργασία, Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος, ΕΜΠ
- Παπαθανασίου, Στ., (2012), Σημειώσεις οικονομικής αξιολόγησης επενδύσεων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, Σημειώσεις μαθήματος ΑΠΕ, Σχολή ΗΜΜΥ, ΕΜΠ
- Παπαντώνης, Δ., (2009), Τεχνολογικές Επιλογές και Τεχνολογικοί Περιορισμοί του Εξοπλισμού της Μονάδας Αντλησιοταμίευσης Υβριδικών Σταθμών, ΤΕΕ & ΤΕΕ – Τμ. Δυτικής Κρήτης: Τεχνολογίες και εφαρμογές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην Κρήτη, Χανιά, 22-23 Μαΐου, 2009
- Σίσκος, Α., Καραβοκυρός, Γ., Χριστοφίδης, Α., και Ευστρατιάδης, Α., (2015), Ανάπτυξη συστήματος υποστήριξης αποφάσεων για τη διαχείριση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, Συνδυασμένα συστήματα ανανεώσιμων πηγών για αειφορική ενεργειακή ανάπτυξη (CRESENDO), Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος – Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
- Σκουληκάρης, Χ., (2008), Μαθηματική προσομοίωση για τη βιώσιμη διαχείριση έργων υδατικών πόρων σε κλίμακα λεκάνης απορροής: Η περίπτωση του ποταμού Νέστου, Διδακτορική διατριβή, Τομέας Υδραυλικής και Τεχνικής Περιβάλλοντος, ΑΠΘ
- Στεφανάκος, Ι., (2013), Διερεύνηση των δυνατοτήτων κατασκευής νέων μονάδων αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα, Ημερίδα ερευνητικού προγράμματος Store, Αθήνα, 29 Νοεμβρίου, 2013
- Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών, (2013), Φωτοβολταϊκά – ένας χρήσιμος οδηγός
- Τσικνάκου, Γ., (2013), Έργα Αντλησιοταμίευσης - Επενδυτικοί στόχοι, προοπτικές και εμπόδια για την ανάπτυξη αποθήκευσης ενέργειας στο ελληνικό σύστημα, Ημερίδα ερευνητικού προγράμματος Store, Αθήνα, 29 Νοεμβρίου, 2013
- Τύραλης, Χ., (2016), Χωροχρονική διερεύνηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, Μεταπτυχιακή εργασία, ΕΜΠ
- ΥΠΕΚΑ, (2012), Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός – Οδικός Χάρτης για το 2050, Διαθέσιμο στο: <http://www.ypeka.gr/>
- Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής, (2012), Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός - Οδικός Χάρτης για το 2050, Διαθέσιμο στο: <http://www.ypeka.gr/>
- Ψυχουδάκης, Α., Ράγκος, Α., Θεοδωρίδης, Α. και Χριστοφή, Α., (2006), Οικονομική Αξιολόγηση του Φράγματος Περιοχής Σημάντρων – Πορταριάς Νομού Χαλκιδικής, ΥΔΡΟΤΕΧΝΙΚΑ, 16, σελ. 107 – 116



# ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: Αλγόριθμοι λειτουργίας ενεργειακού συστήματος

Με βάση τη περιγραφή λειτουργίας των διατάξεων E1 και E2 του ενεργειακού συστήματος που έγινε στις § 9.2 και 9.3, στο Παράρτημα αυτό περιέχονται οι αλγόριθμοι (σε ψευδοκώδικα) που διαμορφώθηκαν για την τυποποίηση της λειτουργίας του συστήματος και την επίλυση του στο Microsoft Excel.

## 1. ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟ ΥΔΡΟ-ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΧΩΡΙΣ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ (ΔΙΑΤΑΞΗ E1)

### Ορίσματα

#### ΠΛΗΘΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ

Πλήθος Φ/Β  
πλαισίων  $N_{\pi}$

Πλήθος Α/Γ  
πεδινές περιοχές  $N_{wtL}$

Πλήθος Α/Γ  
ορεινές περιοχές  $N_{wtV}$

#### ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ

Α/Γ – Ορεινές περιοχές

Ισχύς (MW)  $P_{w,v}$

Α/Γ – Πεδινές περιοχές

Ισχύς (MW)  $P_{w,L}$

Φ/Β

Ισχύς  
αιχμής  
(MW)  $P_a$

## ΣΥΝΘΕΤΙΚΕΣ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΕΣ

Συνολική Ζήτηση Ενέργειας (MWh)	DE
Παραγωγή ΥΗΣ υδροσυστήματος (MWh)	HPE
Παραγωγή ενέργειας ενός Φ/Β πλαισίου σε συστοιχία (MWh)	SPE
Παραγωγή ενέργειας μιας Α/Γ - πεδινές περιοχές (MWh)	WPEL
Παραγωγή ενέργειας μιας Α/Γ - Ορεινές περιοχές (MWh)	WPEV

## ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ

Επιτόκιο αναγωγής (αδιάστατο)	i	
Ωφέλιμος χρόνος ζωής έργου (χρόνια)	N	
	<b>A/Γ</b>	<b>Φ/Β</b>
Τεχνολογικός χρόνος ζωής μονάδων (χρόνια)	LT <sub>w</sub>	LT <sub>s</sub>
Αρχικό κόστος εγκατάστασης (€/MW)	C <sub>w</sub>	C <sub>s</sub>
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (ποσοστό επί του αρχικού κόστους)	C <sub>wom</sub>	C <sub>som</sub>
Τιμές πώλησης ενέργειας από Φ/Β εντός του συστήματος (€/MWh)	E <sub>s</sub>	} % Οι τιμές τους εξαρτώνται από το εάν θεωρείται ανεξάρτητο ή αυτόνομο σύστημα
Τιμές πώλησης ενέργειας από Α/Γ εντός του συστήματος (€/MWh)	E <sub>w</sub>	
Τιμή πώλησης ενέργειας εκτός συστήματος (€/MW)	E <sub>surpl</sub>	
Κόστος παραγωγής ενέργειας από φυσικό αέριο (€/MWh)	E <sub>gas</sub>	

## Αρχή αλγορίθμου

**for**  $n=1$  **to**  $n=87672$

$$\text{EnDE} = \text{DE} (n) - \text{HPE} (n)$$

$$\text{TotSPE}(n) = N_{\pi} * \text{SPE} (n)$$

$$\text{TotWPEL}(n) = N_{\text{wtL}} * \text{WPEL} (n)$$

$$\text{TotWPEV}(n) = N_{\text{wtV}} * \text{WPEV} (n)$$

$$\text{TotWPE} (n) = \text{TotWPEL}(n) + \text{TotWPEV}(n)$$

$$\text{TotWSPE} (n) = \text{TotSPE}(n) + \text{TotWPE} (n)$$

$$\text{SurplusEn} (n) = \max (\text{TotWSPE}(n) - \text{EnDE}(n); 0)$$

$$\text{DeficitEn} (n) = \max (\text{EnDE}(n) - \text{TotWSPE}(n); 0)$$

$$\text{ConsumWPE} (n) = \min (\text{TotWPE} (n); \text{EnDe} (n))$$
 *% υπολογισμός απορροφούμενης ενέργειας από το σύστημα, προτεραιότητα εισόδου στα αιολικά γιατί έχουν μεγαλύτερο περιθώριο οφέλους*

$$\text{ConsumSPE} (n) = \min ([\text{EnDE}(n) - \text{ConsumWPE}(n); \text{TotSPE}(n)])$$

$$\text{HourFailure} (n) = \text{if} (\text{DeficitEn} (n) > 0; 1; 0)$$
 *% έλεγχος αν στο εξεταζόμενο βήμα υπάρχει αστοχία*

**end**

*% υπολογισμός ωριαίων μέσων όρων ενέργειας*

$$\text{hm}[\text{De}] = \text{average} (\text{DE} [87672])$$

$$\text{hm}[\text{TotSPE}] = \text{average} (\text{TotSPE} [87672])$$

$$\text{hm}[\text{TotWPE}] = \text{average} (\text{TotWPE} [87672])$$

$$\text{hm}[\text{TotWSPE}] = \text{average} (\text{TotWSPE} [87672])$$

$$\text{hm}[\text{SurplusEn}] = \text{average} (\text{SurplusEn} [87672])$$

$$\text{hm}[\text{DeficitEn}] = \text{average} (\text{DeficitEn} [87672])$$

$$\text{hm}[\text{ConsumSPE}] = \text{average} (\text{ConsumSPE} [87672])$$

$$\text{hm}[\text{ConsumWPE}] = \text{average} (\text{ConsumWPE} [87672])$$

*% υπολογισμός ετήσιων μέσων όρων ενέργειας*

$$\text{ym}[\text{De}] = \text{sum} (\text{DE} [87672]) / 10$$

$$\text{ym}[\text{TotWSPE}] = \text{sum} (\text{TotWSPE} [87672]) / 10$$

$$\text{ym}[\text{SurplusEn}] = \text{sum} (\text{SurplusEn} [87672]) / 10$$

$$\text{ym}[\text{DeficitEn}] = \text{sum} (\text{DeficitEn} [87672]) / 10$$

$$\text{ym}[\text{ConsumSPE}] = \text{sum} (\text{ConsumSPE} [87672]) / 10$$

$$\text{ym}[\text{ConsumWPE}] = \text{sum} (\text{ConsumWPE} [87672]) / 10$$

*% υπολογισμός κόστους - οφέλους συστήματος σε παρούσα αξία*

$$\text{CostRES} = C_w * (P_{\text{wv}} * N_{\text{wtV}} + P_{\text{wL}} * N_{\text{wtL}}) + C_s * P_a * N_{\pi} + \text{PV}(i; N; -(C_{\text{wom}} * C_{\text{tw}} * (P_{\text{wv}} * N_{\text{wtV}} + P_{\text{wL}} * N_{\text{wtL}}) + C_{\text{som}} * C_{\text{ts}} * P_a * N_{\pi}))$$

$$\text{BenefConsumSPE} = \text{PV}(i; N; -\text{ym}[\text{ConsumSPE}] * E_s)$$

$$\text{BenefConsumWPE} = \text{PV} (i; N; -\gamma[\text{ConsumWPE}] * E_w)$$

$$E_{\text{surpl}} = \text{if} (E_w=87.85; (E_w * (\text{hm}[\text{TotWPE}] - \text{hm}[\text{ConsumWPE}]) + E_s * (\text{hm}[\text{TotSPE}] - \text{hm}[\text{ConsumSPE}])) / \text{hm}[\text{TotWSPE}]; 0) \quad \% \text{ έλεγχος αν το σύστημα είναι διασυνδεδεμένο ή όχι}$$

$$\text{BenefSurplus} = \min (\text{PV} (i; N; -0.5 * \gamma[\text{SurplusEn}] * E_{\text{surpl}}); \text{PV} (i; N; -2 * \gamma[\text{De}] * E_{\text{surpl}}))$$

$$\text{CostDeficit} = \text{PV} (i; N; -\gamma[\text{DeficitEn}] * E_{\text{gas}})$$

$$\text{TotalEnergyCost} = \text{CostRES} + \text{CostDeficit}$$

$$\text{TotalBenefit} = \text{BenefConsumSPE} + \text{BenefConsumWPE} + \text{BenefSurplus}$$

$$\text{TotalBenefCost} = \text{TotalBenefit} - \text{TotalEnergyCost}$$

$$\text{TotHourFailure} = \text{average} (\text{HourFailure} [87672]) \quad \% \text{ υπολογισμός αστοχίας ΑΠΕ και ΥΗΣ στο σύνολο της προσομοίωσης}$$

## Τέλος αλγορίθμου

## 2. ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟ ΥΔΡΟ-ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ (ΔΙΑΤΑΞΗ Ε2)

### Ορίσματα

#### ΠΛΗΘΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ

Πλήθος Φ/Β  
πλαισίων  $N_{\pi}$

Πλήθος Α/Γ  
πεδινές περιοχές  $N_{wtL}$

Πλήθος Α/Γ  
ορεινές περιοχές  $N_{wtV}$

#### ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΠΕ

Α/Γ – Ορεινές περιοχές

Ισχύς (MW)  $P_{w,v}$

Α/Γ – Πεδινές περιοχές

Ισχύς (MW)  $P_{w,L}$

Φ/Β

Ισχύς  
αιχμής  $P_a$   
(MW)

#### ΣΥΝΘΕΤΙΚΕΣ ΧΡΟΝΟΣΕΙΡΕΣ

Συνολική Ζήτηση Ενέργειας (MWh) DE

Παραγωγή ΥΗΣ υδροσυστήματος (MWh) HPE

Παραγωγή ενέργειας ενός Φ/Β πλασιίου σε συστοιχία (MWh)	SPE
Παραγωγή ενέργειας μιας Α/Γ - πεδινές περιοχές (MWh)	WPEL
Παραγωγή ενέργειας μιας Α/Γ - Ορεινές περιοχές (MWh)	WPEV
Χρονοσειρά διερχόμενης ποσότητας νερού (για την εξυπηρέτηση των χρήσεων νερού του υδροσυστήματος) από τον αγωγό σύνδεσης Συκιάς – Μουζακίου	Vtur, hydr
Χρονοσειρά αποθέματος άνω ταμιευτήρα (Συκιάς) (hm <sup>3</sup> )	Sup
Χρονοσειρά αποθέματος κάτω ταμιευτήρα (Μουζακίου) (hm <sup>3</sup> )	Sdown
Χρονοσειρά στάθμης άνω ταμιευτήρα (Συκιάς) (hm <sup>3</sup> )	Zup
Χρονοσειρά στάθμης κάτω ταμιευτήρα (Μουζακίου) (hm <sup>3</sup> )	Zdown

#### ΥΔΡΑΥΛΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ

Παροχευτικότητα αγωγού (m <sup>3</sup> /s)	Q
Ειδική ενέργεια άντλησης (GWh/hm <sup>4</sup> )	ψαντλ
Ειδική ενέργεια Υ/Η παραγωγής (GWh/hm <sup>4</sup> )	ψστρ

Διαθέσιμη ποσότητα για τη m  
λειτουργία της αντλησιοταμίευσης

#### ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ

Επιτόκιο αναγωγής (αδιάστατο) i

Ωφέλιμος χρόνος ζωής έργου (χρόνια)	N	
	<b>A/Γ</b>	<b>Φ/B</b>
Τεχνολογικός χρόνος ζωής μονάδων (χρόνια)	LT <sub>w</sub>	LT <sub>s</sub>
Αρχικό κόστος εγκατάστασης (€/MW)	C <sub>w</sub>	C <sub>s</sub>
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (ποσοστό επί του αρχικού κόστους)	C <sub>wom</sub>	C <sub>som</sub>
Τιμές πώλησης ενέργειας από Φ/B εντός του συστήματος (€/MWh)	E <sub>s</sub>	} % Οι τιμές τους εξαρτώνται από το εάν θεωρείται ανεξάρτητο ή αυτόνομο σύστημα
Τιμές πώλησης ενέργειας από A/Γ εντός του συστήματος (€/MWh)	E <sub>w</sub>	
Τιμή πώλησης ενέργειας από τον αντλησοταμιευτικό σταθμό (€/MW)	E <sub>p/s</sub>	
Τιμή πώλησης ενέργειας εκτός συστήματος (€/MW)	E <sub>surpl</sub>	
Κόστος παραγωγής ενέργειας από φυσικό αέριο (€/MWh)	E <sub>gas</sub>	

### Αρχή αλγορίθμου

$$m_{up}(1) = m/2$$

$$m_{down}(1) = m/2 \quad \% \text{ κατανομή της διαθέσιμης ποσότητας για την αντλησοταμίευση στον άνω και κάτω ταμιευτήρα}$$

for  $n=1$  to  $n=87672$

$$EnDE = DE(n) - HPE(n)$$

$$TotSPE(n) = N_{\pi} * SPE(n)$$

$$TotWPEL(n) = N_{wtL} * WPEL(n)$$

$$TotWPEV(n) = N_{wtV} * WPEV(n)$$

$$TotWPE(n) = TotWPEL(n) + TotWPEV(n)$$

$$TotWSPE(n) = TotSPE(n) + TotWPE(n)$$

$$SurplusEn(n) = \max(TotWSPE(n) - EnDE(n); 0)$$

$$DeficitEn(n) = \max(EnDE(n) - TotWSPE(n); 0)$$

$$ConsumWPE(n) = \min(TotWPE(n); EnDe(n)) \quad \% \text{ υπολογισμός απορροφούμενης ενέργειας από το σύστημα, προτεραιότητα εισόδου στα αιολικά γιατί έχουν μεγαλύτερο περιθώριο οφέλους}$$

```

ConsumSPE (n) = min ([EnDE(n) – ConsumWPE(n); TotSPE(n))
Δz (n) = Zup(n) – Zdown(n)
Qpump,hour (n) = if (hour=1 ; Q*3600*10-6 ; 0.25 *Q*24*3600*10-6 – )
Qtur,hour (n) = if (hour=1 ; Q*3600*10-6 ; 0.75 *Q*24*3600*10-6 – - Vtur, hydr (hour)))
Vpump,en (n) = min (SurplusEn(n)*10-1/Δz(n)*ψαντλ); m_down(n) ; Qpump,hour(n))
Vtur,en (n) = min (DeficitEn(n)*10-1/Δz(n)*ψστρ); m_up(n); Qtur,hour (n))
Epump (n) = Vpump,en (n) *Δz (n)*ψαντλ*10
Etur (n) = Vtur,en (n) *Δz (n) *ψστρ*10
NewDeficit (n) = max (DE (n) - TotWSPE(n) - Etur(n); 0)
NewSurplus (n) = max (TotWSPE(n) - Epump (MWh) - DE (n); 0)
NewHourFail (n) = IF(NewDeficit (n) > 0; 1; 0)
Sdown_new (n) = Sdown (n) + m_down (n)
Sup_new (n) = Sup (n) + m_up (n)
m_down (n+1) = m_down (n) - Vpump,en (n) + Vtur,en (n)
m_up (n+1) = m_up(n) + Vpump,en (n) - Vtur,en (n)

```

**end**

*% υπολογισμός ωριαίων μέσων όρων ενέργειας*

```

hm[De] = average (DE [87672])
hm[TotSPE] = average (TotSPE [ 87672])
hm[TotWPE] = average (TotWPE [ 87672])
hm[TotWSPE] = average (TotWSPE [ 87672])
hm[SurplusEn] = average (SurplusEn [ 87672])
hm[DeficitEn] = average (DeficitEn [87672])
hm[ConsumSPE] = average (ConsumSPE [87672])
hm[ConsumWPE] = average (ConsumWPE [87672])
hm[NewSurplus] = average (NewSurplus [ 87672])
hm[NewDeficit] = average (NewDeficit [87672])
hm[Etur] = average (Etur [ 87672])

```

*% υπολογισμός ετήσιων μέσων όρων ενέργειας*

```

ym[De] = sum (DE [87672]) /10
ym[TotWSPE] = sum (TotWSPE [ 87672]) /10
ym[SurplusEn] = sum (SurplusEn [ 87672]) /10
ym[DeficitEn] = sum (DeficitEn [87672]) /10
ym[ConsumSPE] = sum (ConsumSPE [87672]) /10
ym[ConsumWPE] = sum (ConsumWPE [87672]) /10

```

$$\gamma m[\text{NewSurplus}] = \text{sum}(\text{NewSurplus} [87672]) / 10$$

$$\gamma m[\text{NewDeficit}] = \text{sum}(\text{NewDeficit} [87672]) / 10$$

$$\gamma m[\text{E}_{\text{tur}}] = \text{sum}(\text{E}_{\text{tur}} [87672]) / 10$$

*% υπολογισμός κόστους - οφέλους συστήματος σε παρούσα αξία*

$$\text{CostRES} = C_w * (P_{wv} * N_{wtv} + P_{wl} * N_{wtl}) + C_s * P_a * N_{\pi} + \text{PV}(i; N; -(C_{wom} * C_{tw} * (P_{wv} * N_{wtv} + P_{wl} * N_{wtl}) + C_{som} * C_{ts} * P_a * N_{\pi}))$$

$$\text{BenefConsumSPE} = \text{PV}(i; N; -\gamma m[\text{ConsumSPE}] * E_s)$$

$$\text{BenefConsumWPE} = \text{PV}(i; N; -\gamma m[\text{ConsumWPE}] * E_w)$$

$$E_{\text{surpl}} = \text{if}(E_w = 87.85; (E_w * (\text{hm}[\text{TotWPE}] - \text{hm}[\text{ConsumWPE}]) + E_s * (\text{hm}[\text{TotSPE}] - \text{hm}[\text{ConsumSPE}])) / \text{hm}[\text{TotWSPE}]; 0)$$

*% έλεγχος αν το σύστημα είναι διασυνδεδεμένο ή όχι*

$$\text{BenefSurplus} = \text{min}(\text{PV}(i; N; -0.5 * \gamma m[\text{NewSurplus}] * E_{\text{surpl}}); \text{PV}(i; N; -2 * \gamma m[\text{De}] * E_{\text{surpl}}))$$

$$\text{Benef\_P\_S} = \text{PV}(i; N; -\gamma m[\text{E}_{\text{tur}}] * E_{p/s})$$

$$\text{CostDeficit} = \text{PV}(i; N; -\gamma m[\text{NewDeficit}] * E_{\text{gas}})$$

$$\text{TotalEnergyCost} = \text{CostRES} + \text{CostDeficit}$$

$$\text{TotalBenefit} = \text{BenefConsumSPE} + \text{BenefConsumWPE} + \text{BenefSurplus}$$

$$\text{TotalBenefCost} = \text{TotalBenefit} - \text{TotalEnergyCost}$$

$$\text{TotHourFailure} = \text{average}(\text{newHourFailure} [87672])$$

*% υπολογισμός αστοχίας ΑΠΕ και ΥΗΣ στο σύνολο της προσομοίωσης*

**Τέλος αλγορίθμου**



## **ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: Αποτελέσματα αστοχιών στόχων υδροσυστήματος**

Παρατίθενται τα αποτελέσματα των στόχων του υδροσυστήματος για την 100ετή προσομοίωση του.

Στόχος	Μέση ετήσια ζήτηση (hm <sup>3</sup> )	Μέση ετήσια αστοχία	Μέγιστη ετήσια αστοχία	Μέσο ετήσιο έλλειμμα (hm <sup>3</sup> )	Μέγιστο ετήσιο έλλειμμα (hm <sup>3</sup> )	Μέσο ετήσιο κέρδος (€ 10 <sup>6</sup> )	Μέση ετήσια αστοχία/ Μέση ετήσια ζήτηση	Μέγιστη ετήσια αστοχία/ Μέση ετήσια ζήτηση
Σήραγγα Εκτροπής	7.97	100%	100%	0.19	3.59	0.00	2%	45%
Δυτική Επέκταση Δικτύου	94.44	100%	100%	1.83	1.83	4.19	2%	2%
ΤΟΕΒ Μάτι Τυρνάβου	59.51	100%	100%	14.35	19.93	-11.41	24%	33%
Τυρναβος- Δαμάσι- Βερνικούσα	25.90	100%	100%	5.23	10.17	-3.88	20%	39%
Άρδ. Ελασσόνα- Τσαριτσανή	14.00	100%	100%	8.13	11.98	-7.75	58%	86%
Παλαιοκλησια- Συκιά	7.00	99%	100%	0.16	0.32	0.28	2%	5%
Υπόλοιπο Z	105.00	84%	100%	10.24	45.37	-4.08	10%	43%
Z-A1 (Περιοχή Πηνειού- Πλατυκάμπου)	196.00	83%	100%	17.27	87.96	-5.65	9%	45%
Λάρισα Γ1	39.27	83%	100%	1.88	9.11	0.55	5%	23%

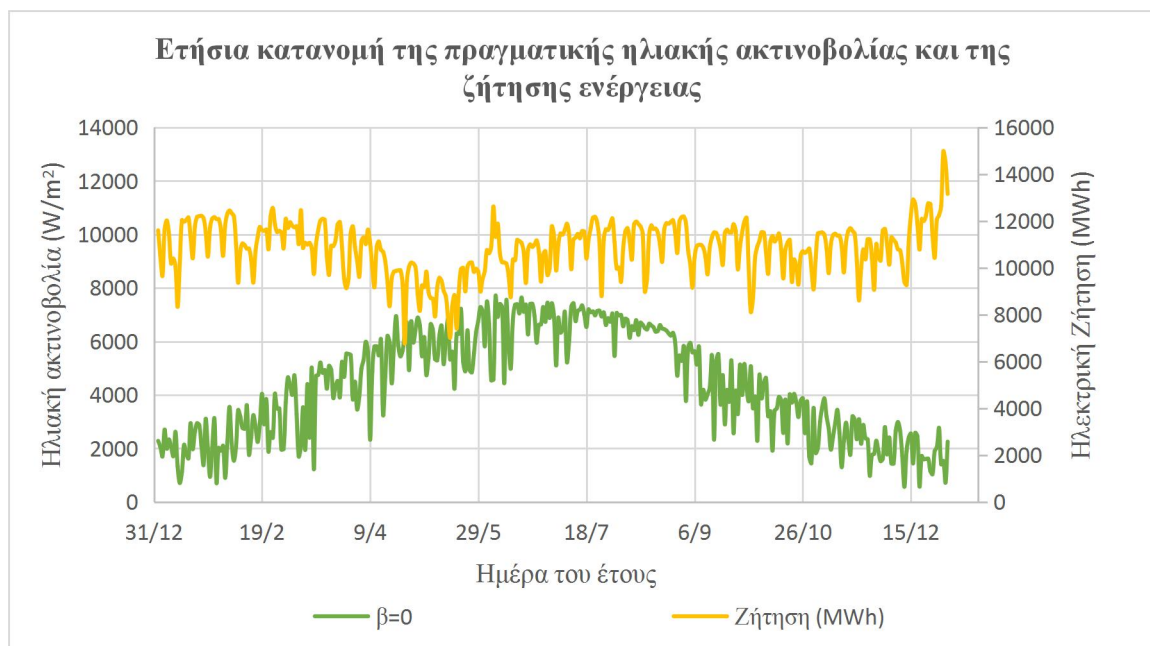
Στόχος	Μέση ετήσια ζήτηση (hm <sup>3</sup> )	Μέση ετήσια αστοχία	Μέγιστη ετήσια αστοχία	Μέσο ετήσιο έλλειμμα (hm <sup>3</sup> )	Μέγιστο ετήσιο έλλειμμα (hm <sup>3</sup> )	Μέσο ετήσιο κέρδος (€ 10 <sup>^6</sup> )	Μέση ετήσια αστοχία/ Μέση ετήσια ζήτηση	Μέγιστη ετήσια αστοχία/ Μέση ετήσια ζήτηση
Ραψάνη- Ομαλός- Πυργετός	4.32	83%	100%	0.54	2.50	-0.30	13%	58%
Τρίκαλα Α1-2	13.52	79%	100%	0.36	4.87	0.49	3%	36%
Αρδ. Κάρλας (ΤΟΕΒ Κάρλας)	122.52	58%	100%	2.31	35.29	5.51	2%	29%
Αρδευτικό Σμοκόβου	84.71	35%	100%	5.56	42.88	-0.41	7%	51%
ΤΟΕΒ Ταυρωπού	80.01	23%	100%	2.50	34.37	2.53	3%	43%
Αγιοπηγή	15.94	21%	100%	0.46	5.85	0.54	3%	37%
Ξυνονέρι	4.20	21%	100%	0.12	1.52	0.15	3%	36%
ΤΟΕΒ Μεσενικόλα	2.25	21%	100%	0.07	0.83	0.08	3%	37%
Ιτέα - Φύλλο	23.08	19%	100%	0.33	8.47	1.15	1%	37%
Συμβολή με Φαρσαλιώτη	31.77	12%	100%	0.30	10.55	1.75	1%	33%
Αλή Εφέντη	4.54	12%	100%	0.02	0.55	0.27	1%	12%
Παλαμάς	22.02	9%	100%	0.31	7.66	1.10	1%	35%
ΤΟΕΒ Πύλης	3.50	9%	100%	0.01	0.44	0.21	0%	13%
Αρδ. Μέγα	55.60	8%	100%	0.56	14.01	3.02	1%	25%
ΔΒ1.1-1.2	38.85	8%	100%	0.37	9.38	2.14	1%	24%
Τρίκαλα Α1-1	23.31	8%	100%	0.16	4.24	1.35	1%	18%
Αγναντερό- Προάστιο	6.65	8%	100%	0.05	1.11	0.39	1%	17%
Μαραθέα	16.92	7%	100%	0.10	2.86	1.00	1%	17%
Τρίκαλα Β1	13.52	7%	100%	0.08	2.40	0.80	1%	18%
Αρδ. Κόμβος 2	134.88	0%	0%	0.00	0.00	8.77	0%	0%
Λάρισα Γ2	88.91	0%	0%	0.00	0.00	5.78	0%	0%
Τριχ-Λυσ	77.75	0%	0%	0.00	0.00	5.05	0%	0%

Στόχος	Μέση ετήσια ζήτηση (hm <sup>3</sup> )	Μέση ετήσια αστοχία	Μέγιστη ετήσια αστοχία	Μέσο ετήσιο έλλειμμα (hm <sup>3</sup> )	Μέγιστο ετήσιο έλλειμμα (hm <sup>3</sup> )	Μέσο ετήσιο κέρδος (€ 10 <sup>^6</sup> )	Μέση ετήσια αστοχία/ Μέση ετήσια ζήτηση	Μέγιστη ετήσια αστοχία/ Μέση ετήσια ζήτηση
Αρδ.Κόμβος 1	22.49	0%	0%	0.00	0.00	1.46	0%	0%
ΥΗΣ Στράτου	0.00	0%	0%	0.00	0.00	0.00	-	-
ΑΧΕΛΩΟΣ 2	4.99	100%	100%	0.58	1.39	-0.08	12%	28%
ΠΗΝΕΙΟΣ 8	9.98	43%	100%	0.05	0.32	-0.02	1%	3%
Υδροληψία Σμοκόβου	0.32	40%	100%	0.03	0.20	-0.10	8%	64%
ΑΧΕΛΩΟΣ 1	1.50	37%	100%	0.01	0.27	-0.01	1%	18%
ΕΛΑΣΣΟΝΙΤΙΚΟΣ	0.20	29%	100%	0.01	0.09	-0.14	4%	45%
ΠΟΡΤΑΙΚΟΣ	0.45	10%	100%	0.00	0.03	0.00	0%	7%
ΠΑΜΙΣΟΣ	0.15	1%	100%	0.00	0.01	0.00	0%	3%
ΑΧΕΛΩΟΣ 5	25.26	0%	0%	0.00	0.00	0.00	0%	0%
Πύλη	21.96	100%	100%	0.20	0.77	0.00	1%	3%
Αγιονέρι	2.99	98%	100%	0.18	0.89	0.00	6%	30%
Μουζάκι	50.67	39%	100%	0.01	0.10	0.00	0%	0%
Πλαστήρας	178.66	32%	100%	0.18	3.24	-1.33	0%	2%
Συκιά	0.00	46%	100%	149.41	1918.19	0.00	-	-
ΥΗΣ Πευκοφύτου	615.95	100%	100%	337.81	388.96	0.00	55%	63%
ΥΗΣ Συκιάς	397.81	100%	100%	87.14	161.68	0.00	22%	41%
ΥΗΣ Μουζακίου	0.00	0%	0%	0.00	0.00	0.00	-	-
ΥΗΣ Στράτου	0.00	0%	0%	0.00	0.00	0.00	-	-
ΥΗΣ Καστράκι	0.00	0%	0%	0.00	0.00	0.00	-	-
ΥΗΣ Κρεμαστών	0.00	0%	0%	0.00	0.00	0.00	-	-
ΥΗΣ Μεσοχώρας	0.00	0%	0%	0.00	0.00	0.00	-	-
ΥΗΣ Λεονταρίου	5.15	41%	100%	0.40	2.34	-2.00	8%	45%
Αρδ. Κόμβος 2	47.00	0%	0%	0.00	0.00	3.06	0%	0%

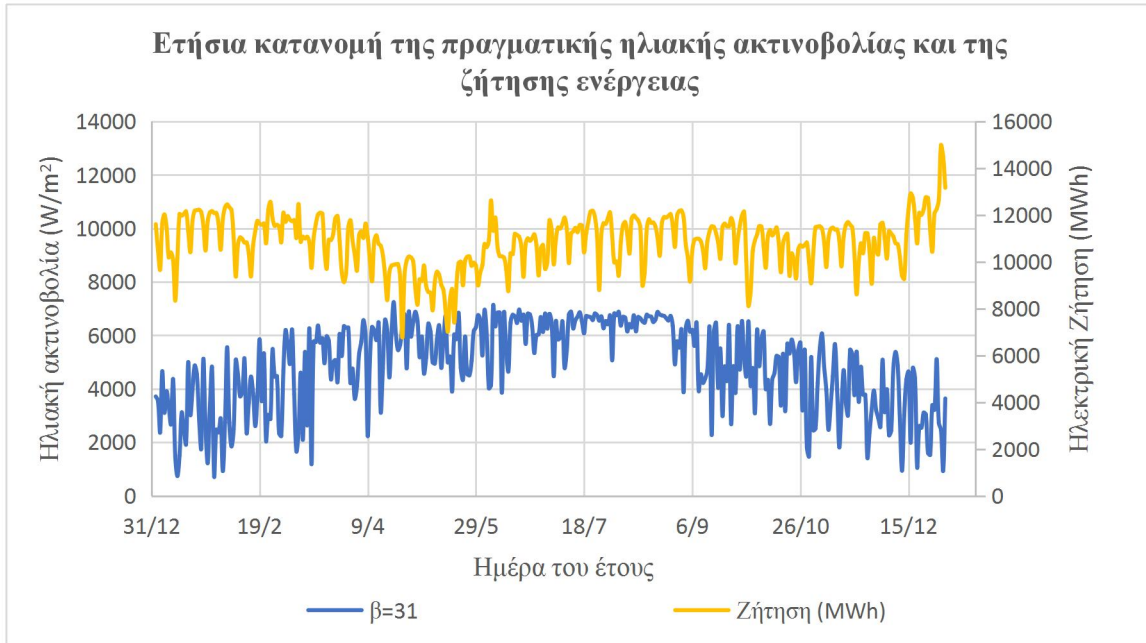
Στόχος	Μέση ετήσια ζήτηση (hm <sup>3</sup> )	Μέση ετήσια αστοχία	Μέγιστη ετήσια αστοχία	Μέσο ετήσιο έλλειμμα (hm <sup>3</sup> )	Μέγιστο ετήσιο έλλειμμα (hm <sup>3</sup> )	Μέσο ετήσιο κέρδος (€ 10 <sup>^6</sup> )	Μέση ετήσια αστοχία/ Μέση ετήσια ζήτηση	Μέγιστη ετήσια αστοχία/ Μέση ετήσια ζήτηση
Αναρυθμ. Πλαστήρα	23.94	0%	0%	0.00	0.00	0.00	0%	0%
Καστράκι	7.28	0%	0%	0.00	0.00	0.00	0%	0%

## ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: Ηλιακή ακτινοβολία ανά γωνία κλίσης $\varphi/\beta$ πλαισίου

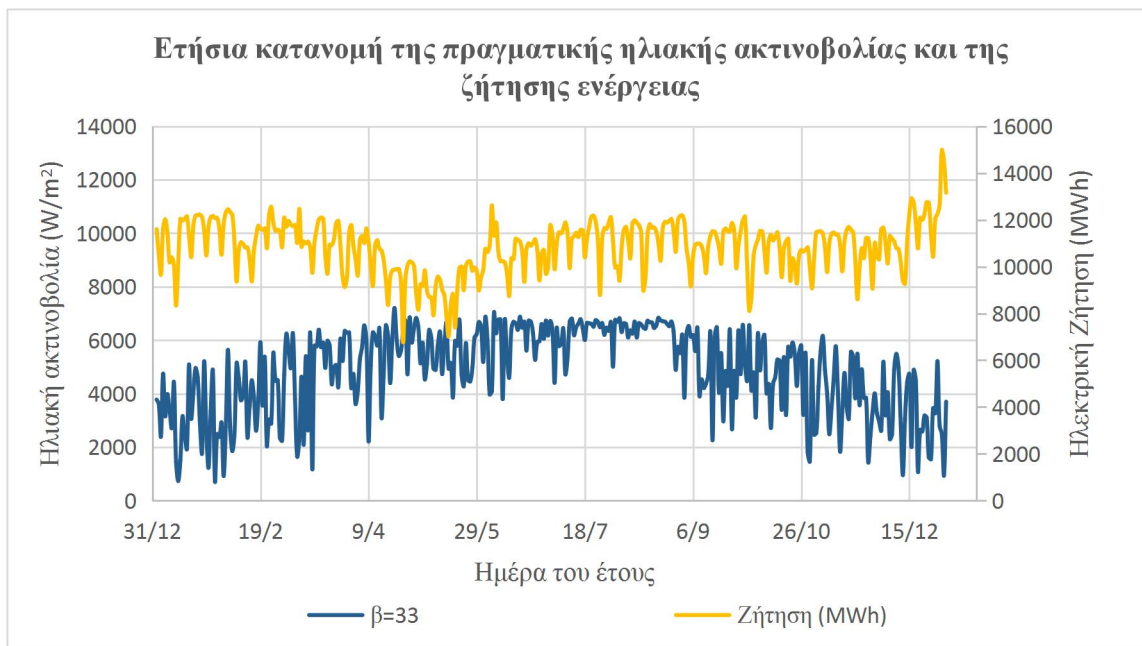
- $\beta=0$



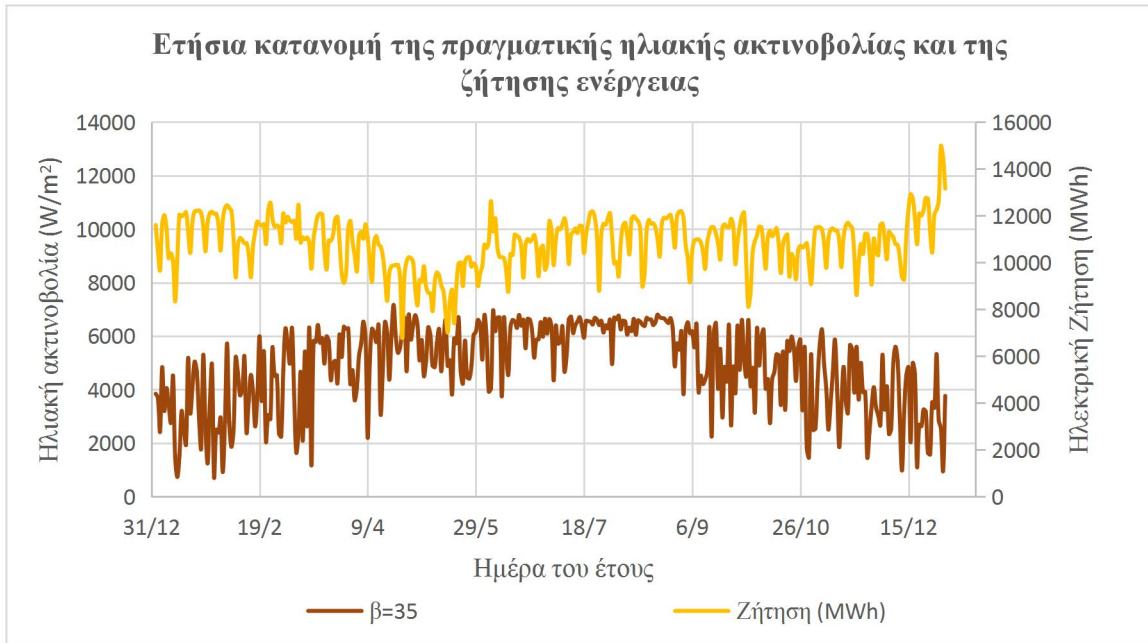
- **$\beta=31^\circ$**



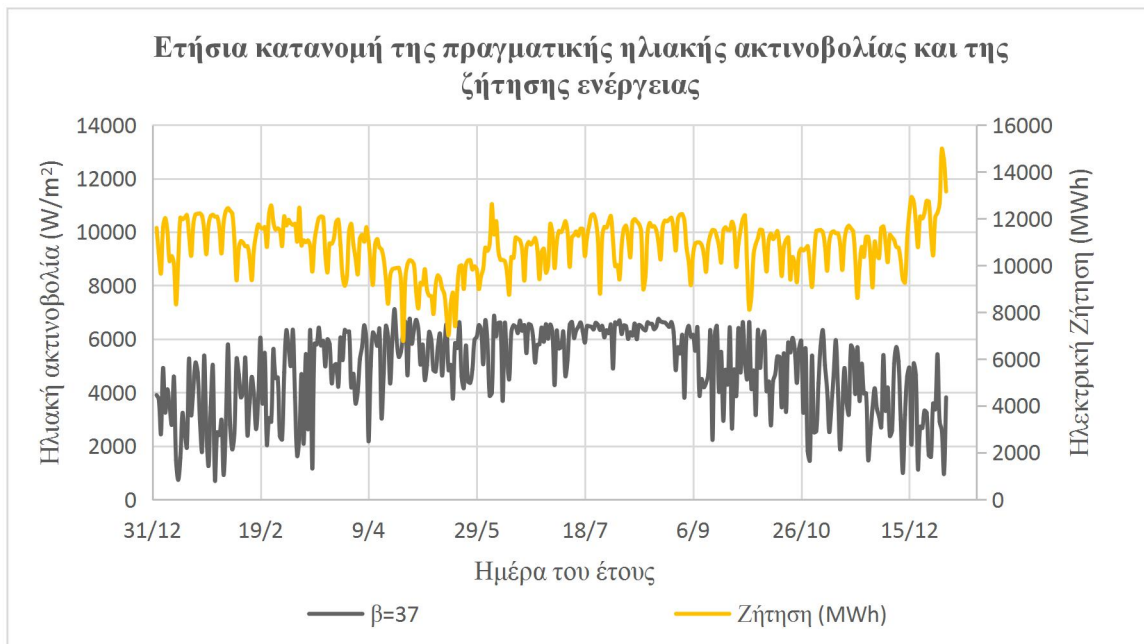
- **$\beta=33^\circ$**



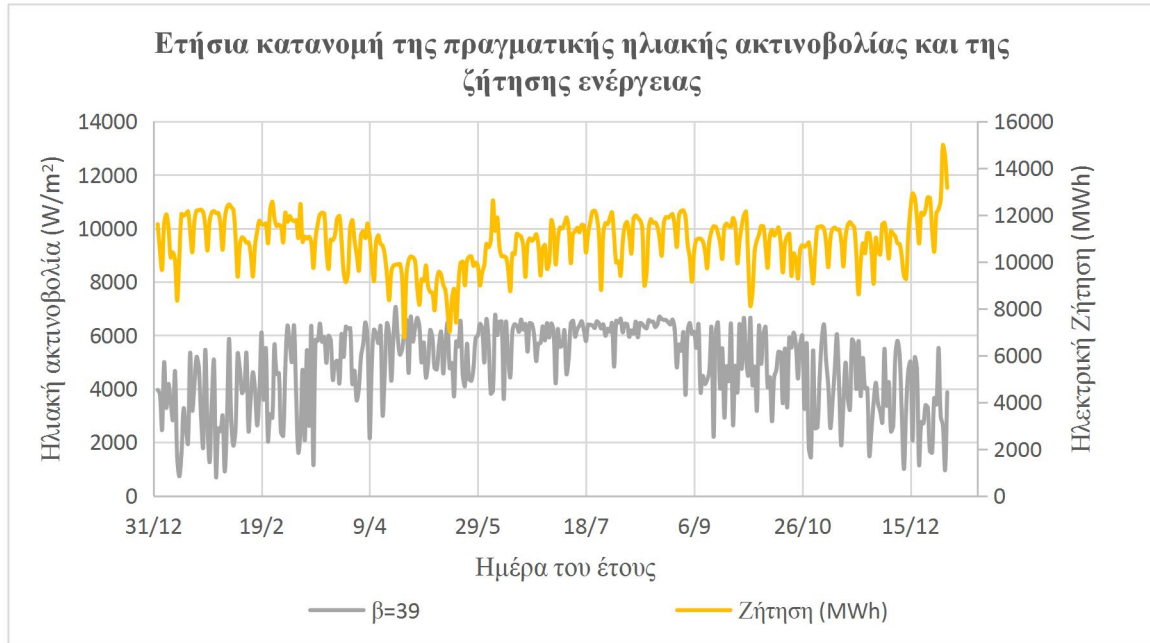
- **$\beta=35^\circ$**



- **$\beta=37^\circ$**



- **$\beta=39^\circ$**





# ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ: Τεχνικά στοιχεία και καμπύλες ενέργειας ανεμογεννητριών

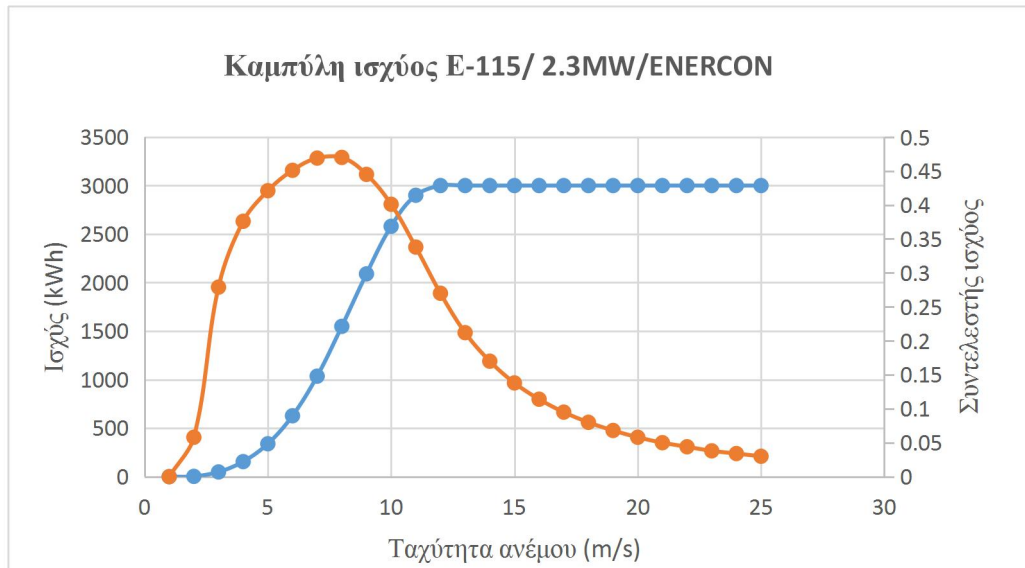
Πηγή δεδομένων: ENERCON Product Overview, <http://www.enercon.de/en/downloads/>

- **E-115**

Πίνακας Δ. 1 Καμπύλη ισχύος E-115/ 2.3MW/ENERCON

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Συντελεστής ισχύος
1	0	0
2	3	0.058
3	48.5	0.279
4	155	0.376
5	339	0.421
6	627.5	0.451
7	1035.5	0.469
8	1549	0.47
9	2090	0.445
10	2580	0.401
11	2900	0.338
12	3000	0.27
13	3000	0.212
14	3000	0.17
15	3000	0.138
16	3000	0.114
17	3000	0.095
18	3000	0.08
19	3000	0.068
20	3000	0.058
21	3000	0.05
22	3000	0.044

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Συντελεστής ισχύος
23	3000	0.038
24	3000	0.034
25	3000	0.03

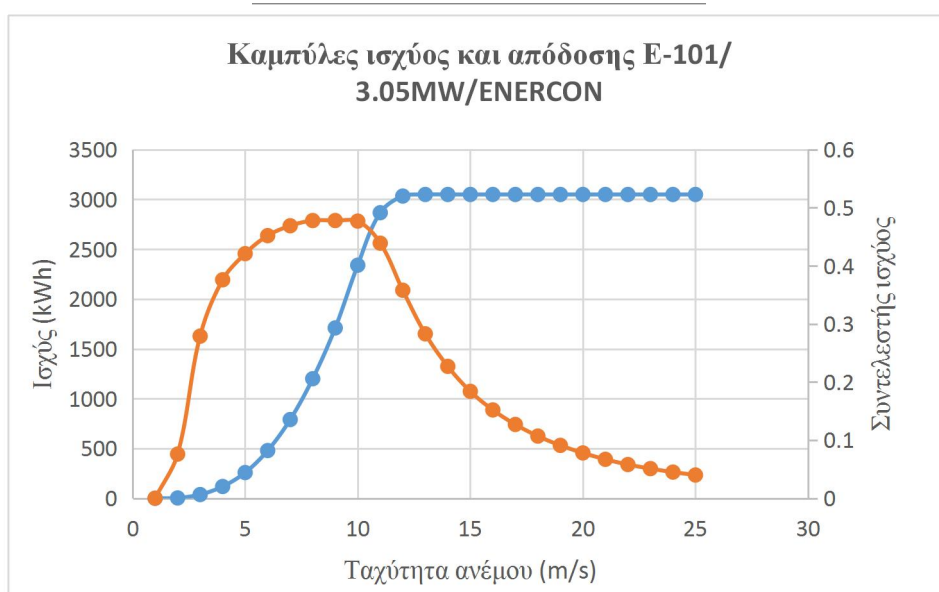


- E-101**

**Πίνακας Δ. 2 Καμπύλη ισχύος E-101/ 3.05MW/ENERCON**

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Συντελεστής ισχύος
1	0	0
2	3	0.076
3	37	0.279
4	118	0.376
5	258	0.421
6	479	0.452
7	790	0.469
8	1200	0.478
9	1710	0.478
10	2340	0.477
11	2867	0.439
12	3034	0.358
13	3050	0.283
14	3050	0.227
15	3050	0.184

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Συντελεστής ισχύος
16	3050	0.152
17	3050	0.127
18	3050	0.107
19	3050	0.091
20	3050	0.078
21	3050	0.067
22	3050	0.058
23	3050	0.051
24	3050	0.045
25	3050	0.04

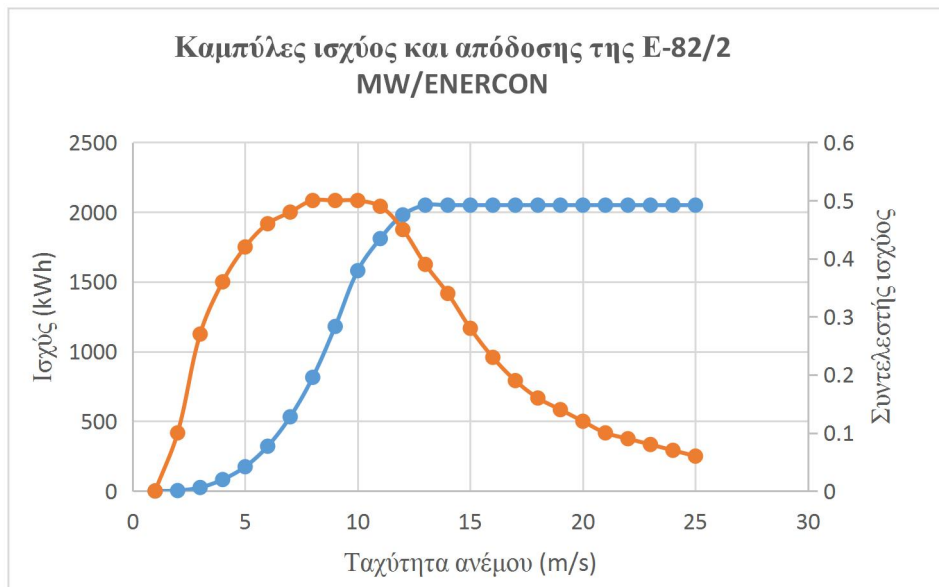


- **E-82-2**

**Πίνακας Δ. 4 Καμπύλη ισχύος E-82/2 MW/ENERCON**

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Συντελεστής ισχύος
1	0	0
2	3	0.1
3	25	0.27
4	82	0.36
5	174	0.42
6	321	0.46
7	532	0.48
8	815	0.5

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Συντελεστής ισχύος
9	1180	0.5
10	1580	0.5
11	1810	0.49
12	1980	0.45
13	2050	0.39
14	2050	0.34
15	2050	0.28
16	2050	0.23
17	2050	0.19
18	2050	0.16
19	2050	0.14
20	2050	0.12
21	2050	0.1
22	2050	0.09
23	2050	0.08
24	2050	0.07
25	2050	0.06

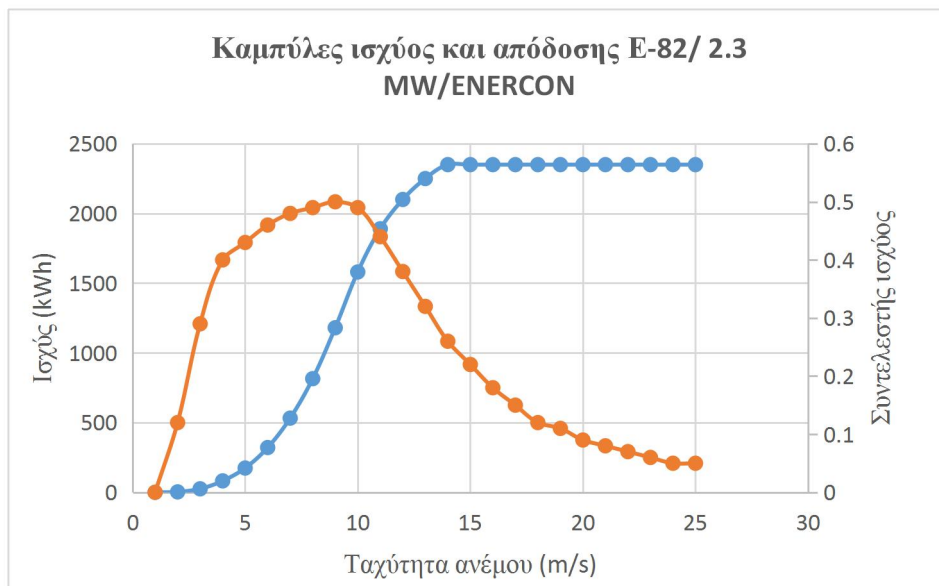


- **E-82-2.3**

**Πίνακας Δ. 5 Καμπύλη ισχύος E-82/ 2.3 MW/ENERCON**

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Συντελεστής ισχύος
1	0	0
2	3	0.12

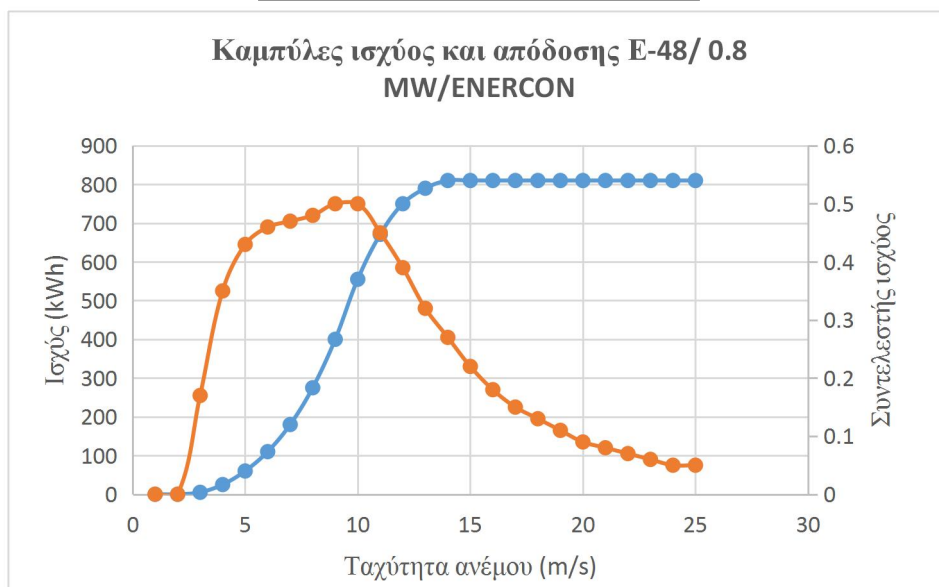
Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Συντελεστής ισχύος
3	25	0.29
4	82	0.4
5	174	0.43
6	321	0.46
7	532	0.48
8	815	0.49
9	1180	0.5
10	1580	0.49
11	1890	0.44
12	2100	0.38
13	2250	0.32
14	2350	0.26
15	2350	0.22
16	2350	0.18
17	2350	0.15
18	2350	0.12
19	2350	0.11
20	2350	0.09
21	2350	0.08
22	2350	0.07
23	2350	0.06
24	2350	0.05
25	2350	0.05



- **E-48**

Πίνακας Δ. 6 Καμπύλη ισχύος E-48/ 0.8 MW/ENERCON

Ταχύτητα ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Συντελεστής ισχύος
1	0	0
2	3	0.058
3	48.5	0.279
4	155	0.376
5	339	0.421
6	627.5	0.451
7	1035.5	0.469
8	1549	0.47
9	2090	0.445
10	2580	0.401
11	2900	0.338
12	3000	0.27
13	3000	0.212
14	3000	0.17
15	3000	0.138
16	3000	0.114
17	3000	0.095
18	3000	0.08
19	3000	0.068
20	3000	0.058
21	3000	0.05
22	3000	0.044
23	3000	0.038
24	3000	0.034
25	3000	0.03



- **E-70**

**Πίνακας Δ. 8 Καμπύλη ισχύος E-70/ 2.3MW/ENERCON**

<b>Ταχύτητα ανέμου (m/s)</b>	<b>Ισχύς (kW)</b>	<b>Συντελεστής ισχύος</b>
<b>1</b>	0	0
<b>2</b>	2	0.1
<b>3</b>	18	0.27
<b>4</b>	56	0.36
<b>5</b>	127	0.42
<b>6</b>	240	0.46
<b>7</b>	400	0.48
<b>8</b>	626	0.5
<b>9</b>	892	0.5
<b>10</b>	1223	0.5
<b>11</b>	1590	0.49
<b>12</b>	1900	0.45
<b>13</b>	2080	0.39
<b>14</b>	2230	0.34
<b>15</b>	2300	0.28
<b>16</b>	2310	0.23
<b>17</b>	2310	0.19
<b>18</b>	2310	0.16
<b>19</b>	2310	0.14
<b>20</b>	2310	0.12
<b>21</b>	2310	0.1
<b>22</b>	2310	0.09
<b>23</b>	2310	0.08
<b>24</b>	2310	0.07
<b>25</b>	2310	0.06

### Καμπύλες ισχύος και απόδοσης E-70/ 2.3MW/ENERCON

