



ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ
ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΚΡΗΤΗΣ

Σχεδιασμός &
Οδικός Χάρτης Υλοποίησης

Γ. ΚΑΜΠΟΥΡΗΣ

Δ/ντής Σχεδιασμού Ανάπτυξης Συστήματος

ΑΔΜΗΕ

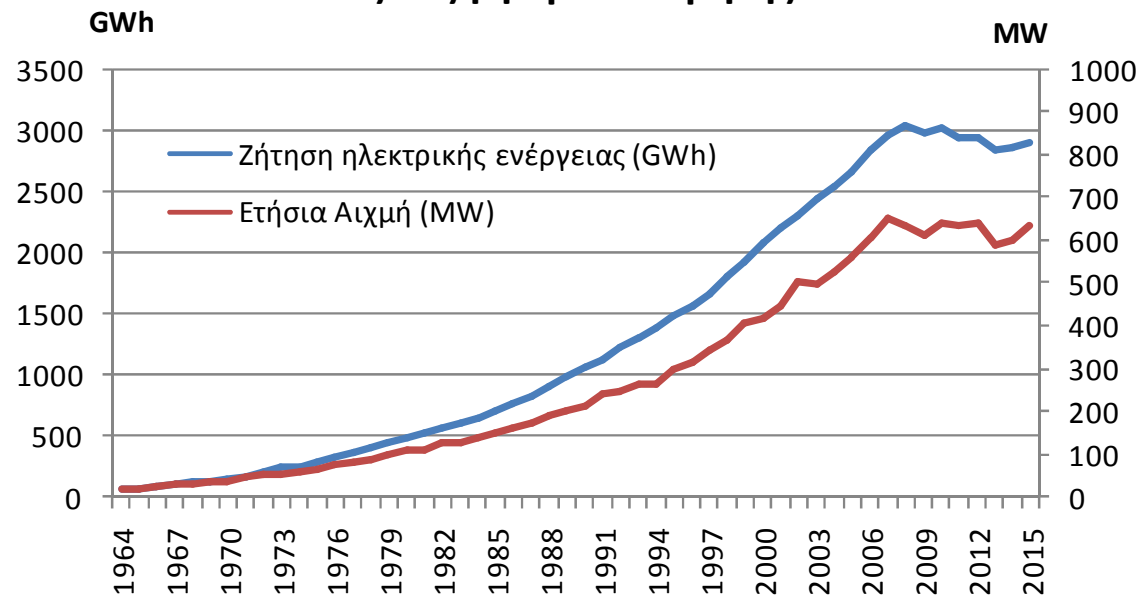
Εισαγωγή

- Η Κρήτη αποτελεί το μεγαλύτερο αυτόνομο νησιωτικό ηλεκτρικό σύστημα της χώρας
- Κύρια χαρακτηριστικά (με βάση στοιχεία 2015):
 - Αιχμή φορτίου: 634 MW
 - Ετήσια ζήτηση: 2898 GWh ~ 5% της Εθνικής ζήτησης
 - Παραγωγικό δυναμικό:
 - 27 θερμικές μονάδες με καύσιμο μαζούτ και diesel
 - ~ 200 MW αιολικά πάρκα και ~77 MW ΦΒ
- Υψηλό κόστος παραγωγής λόγω χρήσης ακριβού καυσίμου και χαμηλής αποδοτικότητας μονάδων – μεγάλη διαφορά κόστους σε σύγκριση με το διασυνδεδεμένο σύστημα
- Υψηλό δυναμικό ΑΠΕ (Αιολικά, Φ/Β)
 - Μεγάλο επενδυτικό ενδιαφέρον για την εγκατάσταση Α/Π και Φ/Β
 - Σήμερα λόγω περιορισμένου μεγέθους συστήματος υφίστανται τεχνικοί περιορισμοί στη διεύρυνση ΑΠΕ

Εξέλιξη Φορτίων Κρήτης

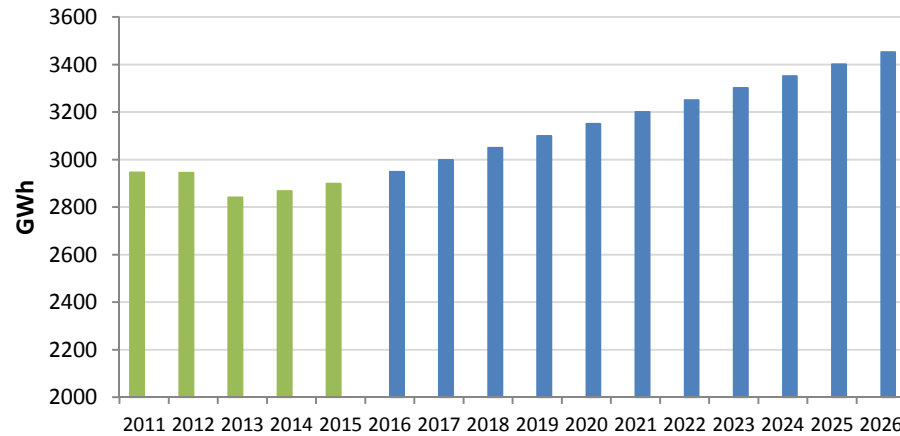
- Η Κρήτη ιστορικά εμφάνιζε μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης σε σχέση με το ΕΣΜΗΕ (~5% μέχρι το 2008).
- Ακόμα και μετά το 2008, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη παρουσίασε μικρότερο μέσο ετήσιο ρυθμό μείωσης της ζήτησης σε σχέση με το ΕΣΜΗΕ (0,7%, έναντι 1,3% στο ΕΣΜΗΕ).
- Η μέγιστη ζήτηση καταγράφηκε το 2008 (3047 GWh), ενώ η μέγιστη αιχμή το 2007 (650 MW).

Εξέλιξη φορτίου Κρήτης



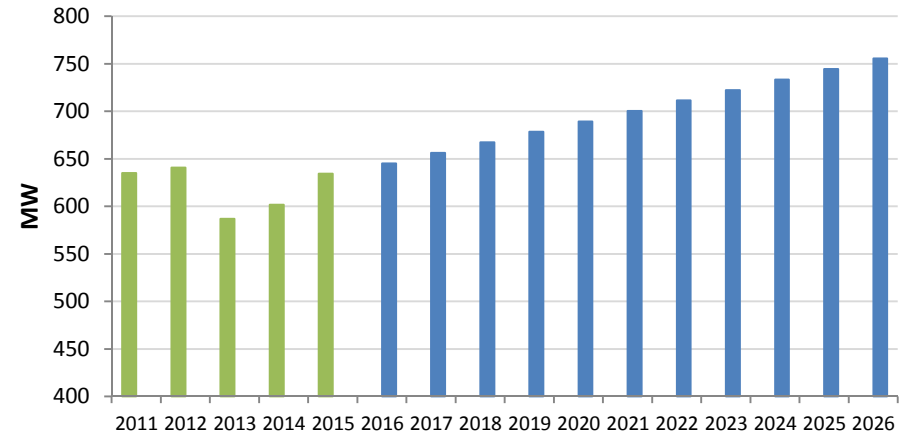
Προβλέψεις Φορτίων

Εξέλιξη ζήτησης Κρήτης

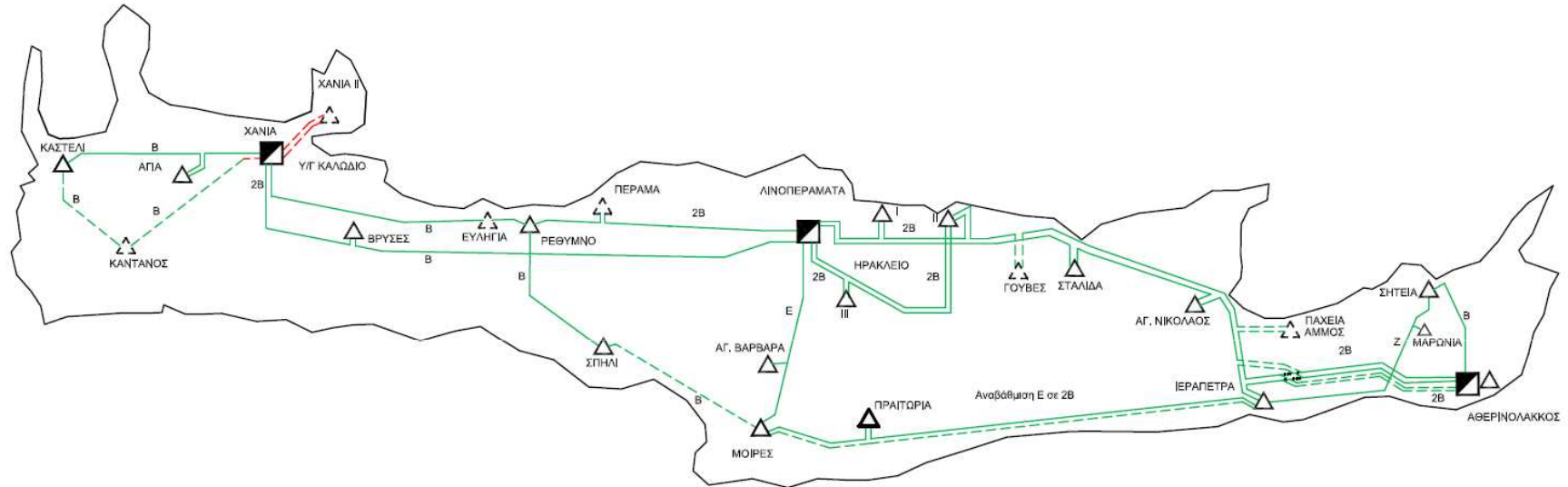












Προβλέψεις Διεύθυνσης Νήσων ΔΕΔΔΗΕ

Εξέλιξη ετήσιας αιχμής Κρήτης



Το Σύστημα Μεταφοράς της Κρήτης



| ΥΠΟΜΝΗΜΑ | | |
|---|---|--|
| ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ | ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΟΙ | ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ |
|  |  | ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ |
|  |  | ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΙ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ή 66KV |
|  |  | ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΑΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ |
|  |  | ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΔΙΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ |
|  |  | ΥΠΟΓΕΙΟ ΚΑΛΩΔΙΟ 150 kV |
| <p>E : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΑΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΕΛΑΦΡΟΥ ΤΥΠΟΥ B : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΑΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΒΑΡΕΩΣ ΤΥΠΟΥ 2B : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΔΙΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΒΑΡΕΩΣ ΤΥΠΟΥ Z : ΓΡΑΜΜΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 150KV ΑΠΛΟΥ ΚΥΚΛΩΜΑΤΟΣ ΜΕ ΑΓΩΓΟΥΣ ΤΥΠΟΥ ACSS</p> | | |
| ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ - ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΝΗΣΟΥ ΚΡΗΤΗΣ | | |
| ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΗΣ ΝΗΣΙΩΝ | | |

Το σύστημα παραγωγής της Κρήτης

- Στην Κρήτη λειτουργούν 3 θερμικοί σταθμοί παραγωγής, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 820,02 MW, με μέγιστη αποδιδόμενη καθαρή ισχύ θέρους 695,86 MW
 - ΑΗΣ Χανίων: 9 μονάδες με καύσιμο diesel, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 345,19 MW (μέγ. αποδ. καθ. ισχύς θέρους 272,11 MW)
 - ΑΗΣ Λινοπεραμάτων: 14 μονάδες με καύσιμο μαζούτ και diesel, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 272,59 MW (μέγ. αποδ. καθ. ισχύς θέρους 232,75 MW)
 - ΑΗΣ Αθρινόλακκου: 4 μονάδες με καύσιμο μαζούτ, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 202,24 MW (μέγ. αποδ. καθ. ισχύς θέρους 191 MW)
- 2 από τις παραπάνω μονάδες (ΑΕΡ1 Λινοπεραμάτων και ΑΕΡ4 Χανίων) συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 36,25 MW έχουν τεθεί με υπουργική απόφαση σε ψυχρή εφεδρεία.
- Στην Κρήτη βρίσκονται σε λειτουργία 35 Αιολικά Πάρκα, 1047 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί και 1 Μικρός Υδροηλεκτρικός Σταθμός με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 278,65 MW.

Το σύστημα παραγωγής της Κρήτης

| ΟΝΟΜΑΣΙΑ ΣΤΑΘΜΟΥ | ΜΟΝΑΔΑ | ΚΑΥΣΙΜΟ | ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ GROSS [MW] | ΜΕΓΙΣΤΗ ΑΠΟΔΙΔΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΟΥΣ [MW] | ΕΤΟΣ ΛΗΞΗΣ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ | ΣΧΟΛΙΟ |
|-----------------------------------|----------|---------|-----------------------|---------------------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ | ΑΤΜ2 | ΜΑΖΟΥΤ | 15 | 13 | 2020 | |
| | ΑΤΜ3 | ΜΑΖΟΥΤ | 15 | 13 | 2020 | |
| | ΑΤΜ4 | ΜΑΖΟΥΤ | 25 | 22,35 | 2020 | |
| | ΑΤΜ5 | ΜΑΖΟΥΤ | 25 | 22 | 2021 | |
| | ΑΤΜ6 | ΜΑΖΟΥΤ | 25 | 22 | 2021 | |
| | Α/Σ 1 | DIESEL | 16,25 | 12,5 | 2020 | σε ψυχρή εφεδρεία |
| | Α/Σ 2 | DIESEL | 16,25 | 12,5 | 2020 | |
| | Α/Σ 3 | DIESEL | 43,3 | 36,3 | 2027 | |
| | Α/Σ 4 | DIESEL | 14,72 | 12,8 | 2026 | |
| | Α/Σ 5 | DIESEL | 27,95 | 24,3 | 2020 | δεν έχει άδεια παραγωγής |
| | D1 | ΜΑΖΟΥΤ | 12,28 | 10,5 | 2020 | |
| | D2 | ΜΑΖΟΥΤ | 12,28 | 10,5 | 2020 | |
| | D3 | ΜΑΖΟΥΤ | 12,28 | 10,5 | 2020 | |
| D4 | ΜΑΖΟΥΤ | 12,28 | 10,5 | 2020 | | |
| Σύνολο - ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ | | | 272,59 | 232,75 | | |
| ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ | Α/Σ 1 | DIESEL | 16,2 | | 2020 | δεν λειτουργεί λόγω βλάβης |
| | Α/Σ 4 | DIESEL | 20 | 17,25 | 2020 | σε ψυχρή εφεδρεία |
| | Α/Σ 5 | DIESEL | 30 | 26,2 | 2020 | |
| | Α/Σ 11 | DIESEL | 59,37 | 49,63 | 2023 | |
| | Α/Σ 12 | DIESEL | 59,37 | 49,63 | 2023 | |
| | Α/Σ 2-13 | DIESEL | 27,95 | 24,4 | 2020 | δεν έχει άδεια παραγωγής |
| | Α/Σ 6 | DIESEL | 44,9 | 105 | 2030 | ΣΚ Χανίων |
| | Α/Σ 7 | | 44,9 | | | |
| ΑΤΜ 8 | 42,5 | | | | | |
| Σύνολο - ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ | | | 345,19 | 272,11 | | |
| ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ | D1 | ΜΑΖΟΥΤ | 51,12 | 49 | 2034 | |
| | D2 | ΜΑΖΟΥΤ | 51,12 | 49 | 2034 | |
| | ΑΤΜ1 | ΜΑΖΟΥΤ | 50 | 46,5 | 2047 | |
| | ΑΤΜ2 | ΜΑΖΟΥΤ | 50 | 46,5 | 2048 | |
| Σύνολο - ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ | | | 202,24 | 191 | | |
| Σύνολο ΚΡΗΤΗΣ | | | 820,02 | 695,86 | | |

Οδηγίες 2010/75/ΕΕ & 2015/2193/ΕΕ

- Την 31.12.2019 λήγει η εξαίρεση του άρθρου 34 της Οδηγίας 2010/75/ ΕΕ περί βιομηχανικών εκπομπών (IED) για τις Μονάδες Καύσης, οι οποίες αποτελούν τμήμα Μικρού Απομονωμένου Συστήματος (όπως αυτό της Κρήτης). Συνεπώς, και ενδεικτικά, από την ημερομηνία αυτή:
 - Οι Ατμοηλεκτρικές Μονάδες των ΑΗΣ Αθερινόλακκου και Λινοπεραμάτων (ισχύος μεγαλύτερης των $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ σε κοινή καπνοδόχο) δεν θα μπορούν να λειτουργούν περισσότερο από 1500 ώρες ετησίως και αυτές μόνο με μαζούτ με περιεκτικότητα σε θείο $<0,5\%$ κ.β. Η ηλεκτρική ισχύς των Μονάδων αυτών ανέρχεται σε: 93 MW για τον Αθερινόλακκου και 75 MW για τον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων.
 - Επίσης, οι Αεριοστροβιλικές Μονάδες των ΑΗΣ Χανίων και Λινοπεραμάτων (ισχύος μεγαλύτερης των $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ σε κοινή καπνοδόχο) δεν θα μπορούν να λειτουργούν με καύσιμο ντίζελ περισσότερο από 500 ώρες ετησίως. Η ηλεκτρική ισχύς των Μονάδων αυτών ανέρχεται περίπου σε: 329 MW για τον ΑΗΣ Χανίων και 104 MW για τον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων.

Επομένως, η συνολική ονομαστική ηλεκτρική ισχύς των θερμικών Μονάδων, η οποία θα τεθεί υπό τους ανωτέρω περιοριστικούς όρους λειτουργίας ανέρχεται περίπου σε 601 MW, ή στο 78,3% της συνολικής ισχύος του νησιού.

Οδηγίες 2010/75/ΕΕ & 2015/2193/ΕΕ

- Από το 2021, με βάση τα σημερινά δεδομένα, θα ισχύσουν νέες αυστηρότερες απαιτήσεις τόσο για τις προαναφερόμενες Μονάδες όσο και για τις Μηχανές Εσωτερικής Καύσης του ΑΗΣ Αθρινόλακκου (από το αναθεωρημένο Εγχειρίδιο «Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνικών» για τις Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης) σε περίπτωση που η Χώρα δεν χορηγήσει την εξαίρεση που προβλέπεται στο άρθρο 15.4 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ.
- Από το 2025 και μετά, οι υφιστάμενες μικρότερες των 50 MW_{th} Μονάδες θα μπορούν να δουλεύουν μόνο μέχρι 500 ώρες ετησίως, ως κυλιόμενος μέσος όρος πενταετίας, σύμφωνα με την Οδηγία 2015/2193/ΕΕ (MCPD) για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης (θεωρώντας τότε την Κρήτη ως διασυνδεδεμένο νησί – η αντίστοιχη προθεσμία της Οδηγίας αυτής για υφιστάμενες Μονάδες Παραγωγής σε μη διασυνδεδεμένο νησί είναι το έτος 2030).

Ιστορικό Διασύνδεσης

- Πρώτη απόπειρα για διασύνδεση της Κρήτης στα μέσα δεκαετίας 80'. Σταμάτησε λόγω:
 - Τεχνικών δυσκολιών σε σχέση με διαθέσιμες τεχνολογίες της περιόδου
 - Υψηλού κόστους επένδυσης
 - Οριακή οικονομική βιωσιμότητα έργου
- Το θέμα της διασύνδεσης της Κρήτης επανήλθε με ένταση στο προσκήνιο μετά το 2000 κυρίως λόγω:
 - των τεχνολογικών εξελίξεων που πρόσφεραν σημαντικά ευνοϊκότερες και ασφαλέστερες συνθήκες όσον αφορά τις τεχνολογίες διασύνδεσης (μέγιστο επιτρεπόμενο μήκος καλωδίων, βάθος πόντισης κλπ.) και σημαντική μείωση του κόστους
 - του υψηλού ρυθμού αύξησης του φορτίου της Κρήτης
 - το μεγάλο επενδυτικό ενδιαφέρον για την εκμετάλλευση του δυναμικού ΑΠΕ του νησιού
- Η διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ αποτελεί πλέον ένα ώριμο έργο όσον αφορά τη σκοπιμότητα υλοποίησής του.

Γιατί Διασύνδεση??

- Πολύ υψηλό μεταβλητό κόστος παραγωγής λόγω της χρήσης πετρελαίου στους τοπικούς σταθμούς παραγωγής, το οποίο αντανακλάται σε σημαντικότερη επιβάρυνση των καταναλωτών για κάλυψη των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) (περισσότερα από 300 εκ. € ετησίως).
- Μεγάλο ετήσιο ρυθμό αύξησης του φορτίου του νησιού.
- Τη μεγάλη δυσκολία έως αδυναμία εξεύρεσης χώρων και εξασφάλιση αδειοδοτήσεων για την ενίσχυση των τοπικών σταθμών ή την ανάπτυξη νέων.
- Το συνεχώς αυξανόμενο ενδιαφέρον για την αξιοποίηση του πλούσιου τοπικού δυναμικού ΑΠΕ, η διείσδυση των οποίων στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού περιορίζεται λόγω τεχνικών περιορισμών (κυρίως σημαντικών προβλημάτων ευστάθειας).
- Χαμηλό επίπεδο αξιοπιστίας τροφοδότησης, ιδιαίτερα σε περιπτώσεις βλαβών στο σύστημα παραγωγής.
- **Τα σημαντικά κι εντεινόμενα προβλήματα επάρκειας ισχύος που θα αντιμετωπίσει το σύστημα της Κρήτης λόγω των Οδηγιών 2010/75/ΕΕ & 2015/2193/ΕΕ.**

Κριτήρια Αξιολόγησης Επιλογών

- Για την επιλογή της καλύτερης λύσης έγινε μια πολυκριτηριακή αποτίμηση των πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων μεγάλου αριθμού διαφορετικών τοπολογιών διασύνδεσης του νησιού
- Η συγκριτική αποτίμηση των ωφελειών από την υλοποίηση κάθε σεναρίου διασύνδεσης έγινε ακολουθώντας τη μεθοδολογία ανάλυσης Κόστους-Οφέλους για νέα έργα μεταφοράς (CBA) κατά τα πρότυπα του ENTSO-E (η οποία αναμένεται να εγκριθεί σύντομα από τη ΡΑΕ)
- Οι κυριότερες παράμετροι που εξετάζονται είναι:
 - Χρόνος υλοποίησης
 - Τεχνική αρτιότητα (technical resilience): μεταφορική ικανότητα, επίδραση στα συστήματα ΕΣΜΗΕ και Κρήτης, ασφάλεια τροφοδότησης, συμπεριφορά υπό διαφορετικές συνθήκες φορτίου και ΑΠΕ κλπ
 - Οικονομικότητα - Ανάλυση οφέλους / κόστους (Social Welfare): κόστος έργου, εξοικονόμηση ΥΚΩ

Προσδοκώμενα Οφέλη από τη Διασύνδεση

- Συμβολή στην ενίσχυση της ασφάλειας τροφοδότησης του νησιού
- Σημαντικότερη εξοικονόμηση δαπανών καυσίμου, με άμεση αντανάκλαση στο κόστος ΥΚΩ για όλους τους καταναλωτές της χώρας
- Αποφυγή επενδύσεων μεγάλου κόστους για την ανάπτυξη και τον εκσυγχρονισμό των τοπικών σταθμών παραγωγής
- Καλύτερη εκμετάλλευση των υφιστάμενων σταθμών παραγωγής από ΑΠΕ στην Κρήτη, οι οποίοι σήμερα αντιμετωπίζουν περιορισμούς λόγω προβλημάτων ευστάθειας
- Δραστικό περιορισμό της όχλησης που προκαλείται από τη συνεχή λειτουργία των τοπικών σταθμών

Εναλλακτικά σενάρια διασύνδεσης της Κρήτης

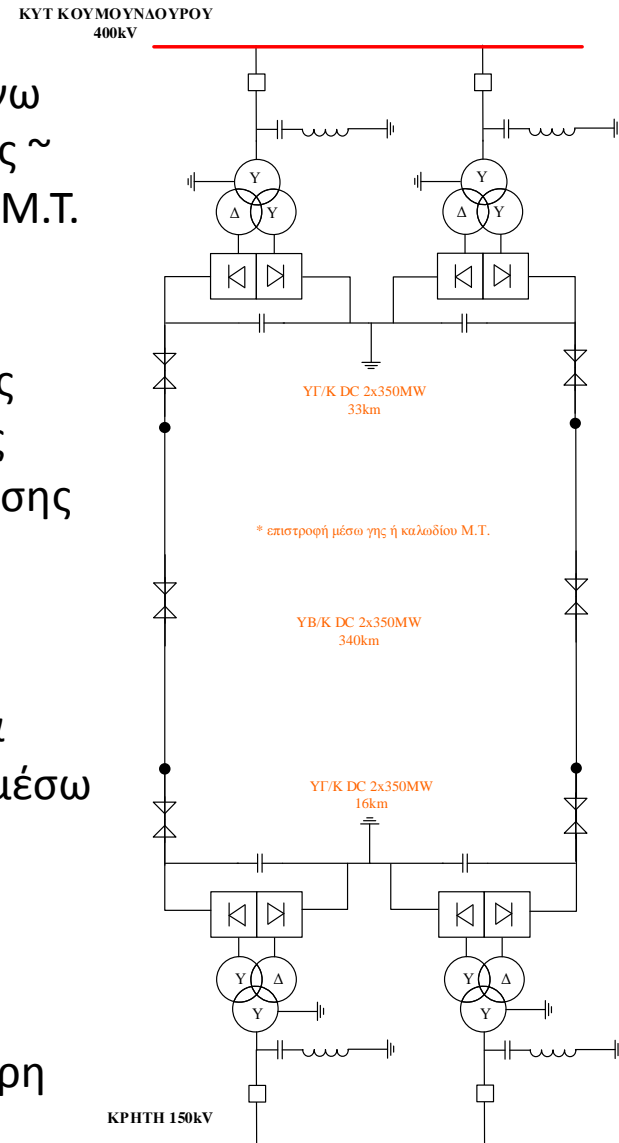
| | |
|-----------|---|
| ΣΡ | Σενάριο 1α: Κρήτη - Αττική (Κορακιά -ΚΥΤ Κουμουνδούρου) 700MW ΣΡ |
| | Σενάριο 1β: Κρήτη - Αττική (Κορακιά -ΚΥΤ Κουμουνδούρου) 1000MW ΣΡ |
| | Σενάριο 2α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 700MW ΣΡ |
| | Σενάριο 2β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 1000MW ΣΡ |
| | Σενάριο 3α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Ραβδούχα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 700MW ΣΡ |
| | Σενάριο 3β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Δαμάστα - Μολάοι - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 700MW ΣΡ |
| ΕΡ | Σενάριο 4: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×600MVA ΕΡ 400kV |
| | Σενάριο 5: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Ραβδούχα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×600MVA ΕΡ 400kV |
| | Σενάριο 6α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×600MVA ΕΡ 220kV |
| | Σενάριο 6β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×600MVA ΕΡ 220kV |
| | Σενάριο 7α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×300MVA ΕΡ 220kV |
| | Σενάριο 7β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×300MVA ΕΡ 220kV |
| | Σενάριο 8α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Χανιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×200MVA ΕΡ 150kV |
| | Σενάριο 8β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Χανιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×200MVA ΕΡ 150kV |
| | Σενάριο 9: Κρήτη - Πελοπόννησος (Χανιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 1×200MVA ΕΡ 150kV |

Σενάρια που εξετάστηκαν λεπτομερώς

- Σενάριο 1: Αττική ΣΡ
 - 2×350MW σύνδεσμος ΣΡ με τεχνολογία VSC, ~340km υποβρύχια όδευση
 - Σημείο Σύνδεσης Αττική : ΚΥΤ Κουμουνδούρου
 - Σημείο Σύνδεσης Κρήτη: Κεντροβαρικό σημείο του νησιού
- Σενάριο 2: Πελοπόννησος ΣΡ
 - 2×350MW σύνδεσμος ΣΡ με τεχνολογία VSC, ~200km υποβρύχια όδευση
 - Σημείο Σύνδεσης Αττική : ΚΥΤ Μεγαλόπολης
 - Σημείο Σύνδεσης Κρήτη: Κεντροβαρικό σημείο του νησιού
- Σενάριο 3: Πελοπόννησος ΕΡ 2×200ΜVA
 - Χαρακτηριστικά: 2×200ΜVA διασύνδεσης με τεχνολογία ΕΡ, ~120km υποβρύχια όδευση
 - Σημείο Σύνδεσης Αττική : Ν.Α. άκρο Πελοποννήσου (Μολάοι)
 - Σημείο Σύνδεσης Κρήτη: Δυτική Κρήτη (Χανιά)
- Σενάριο 4: Πελοπόννησος ΕΡ 1×200ΜVA
 - Χαρακτηριστικά: 1×200ΜVA διασύνδεσης με τεχνολογία ΕΡ, ~120km υποβρύχια όδευση
 - Σημείο Σύνδεσης Αττική : Ν.Α. άκρο Πελοποννήσου
 - Σημείο Σύνδεσης Κρήτη: Δυτική Κρήτη (Χανιά)

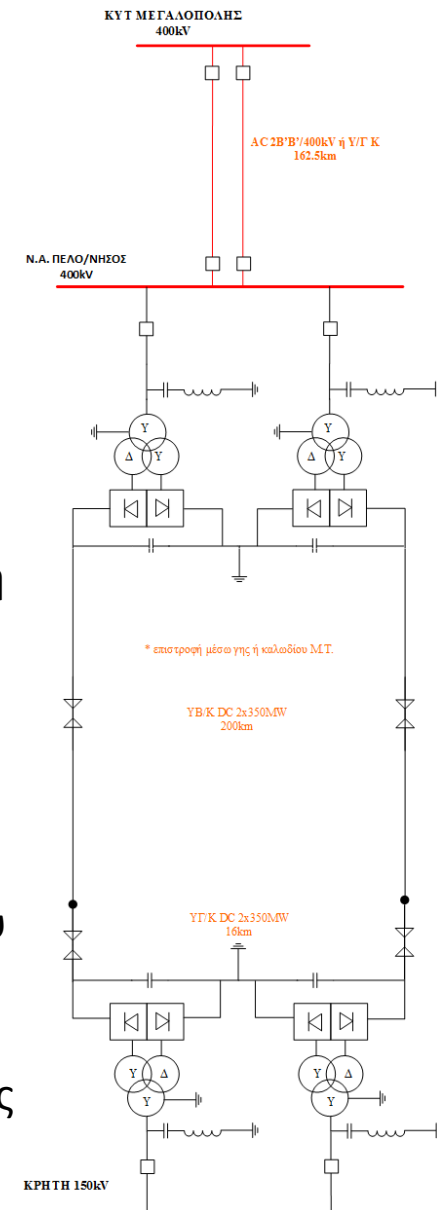
Σενάριο 1: Αττική - Κρήτη με τεχνολογία ΣΡ

- Τεχνολογία:** τεχνολογία HVDC VSC επιβεβλημένη λόγω μεγάλου μήκους υπόγειας και υποβρύχιας διαδρομής ~ 400km, με επιστροφή μέσω θαλάσσης ή με καλώδιο Μ.Τ.
- Μεταφορική ικανότητα:** 2×350MW (θα εξεταστεί η σκοπιμότητα ενίσχυσης της ικανότητα μεταφοράς της διασύνδεσης σε 1000 MW με στόχο την ενίσχυση της διείσδυσης ΑΠΕ, ανάλογα και με την εξέλιξη υλοποίησης έργων ΑΠΕ στο νησί).
- Σημείο σύνδεσης στην Αττική: ΚΥΤ Κουμουνδούρου**
 Έχει εξασφαλιστεί κατάλληλος χώρος. Είναι ιδιαίτερα δυσχερής η υποβρύχια πρόσβαση προς στην Αττική μέσω της ευρύτερης περιοχής του Περάματος. Απαιτείται περαιτέρω διερεύνηση βυθού.
- Σημείο σύνδεσης στην Κρήτη: κατάλληλο σημείο**
 κεντροβαρικό ως προς το φορτίο του νησιού (ευρύτερη περιοχή Λινοπεραμάτων)



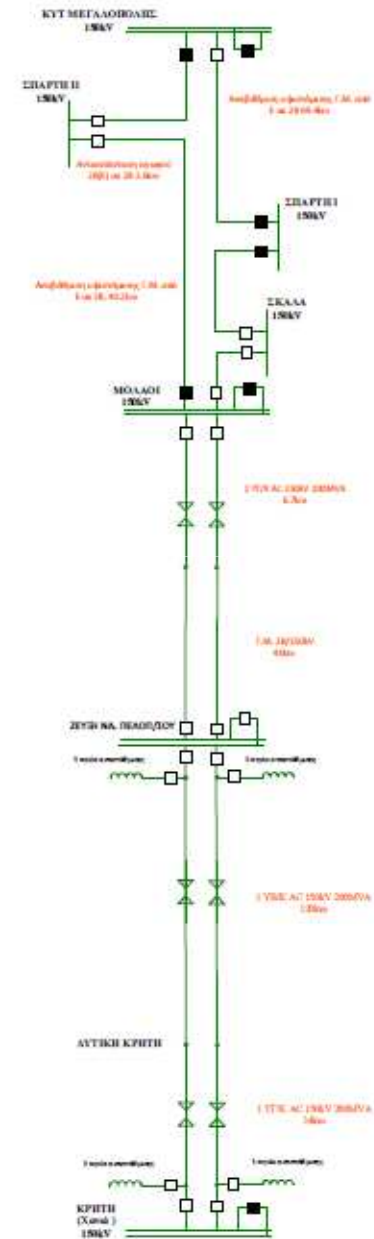
Σενάριο 2: Πελοπόννησος - Κρήτη με τεχνολογία ΣΡ

- Τεχνολογία:** HVDC VSC (ή συνδυασμός ΣΡ και ΕΡ ανάλογα με το σημείο στην Πελοπόννησο που θα επιλεγεί για την εγκατάσταση του μετατροπέα ΕΡ/ΣΡ), με επιστροφή μέσω θαλάσσης ή με καλώδιο Μ.Τ.
- Μεταφορική ικανότητα:** 2×350MW (η Πελοπόννησος είναι ήδη κορεσμένη περιοχή και οι επιπλέον δυνατότητες απορρόφησης ισχύος ΑΠΕ είναι περιορισμένες)
- Σημείο σύνδεσης στην Πελοπόννησο** Προϋπόθεση η ολοκλήρωση των έργων επέκτασης του Συστήματος 400kV προς την Πελοπόννησο. Για τη χερσαία όδευση 2 δυνατότητες:
 - Κατασκευή σταθμού μετατροπής ΕΡ/ΣΡ κοντά στο σημείο προσαιγιάλωσης και όδευση με εναέρια Γ.Μ. ή καλώδιο AC 400kV έως το ΚΥΤ Μεγαλόπολης.
 - Όδευση με υπόγειο καλώδιο DC έως το ΚΥΤ Μεγαλόπολης, όπου θα κατασκευαστεί ο σταθμός μετατροπής ΕΡ/ΣΡ.
- Σημείο σύνδεσης στην Κρήτη:** κατάλληλο σημείο κεντροβαρικό ως προς το φορτίο του νησιού (ευρύτερη περιοχή Λινοπεραμάτων)



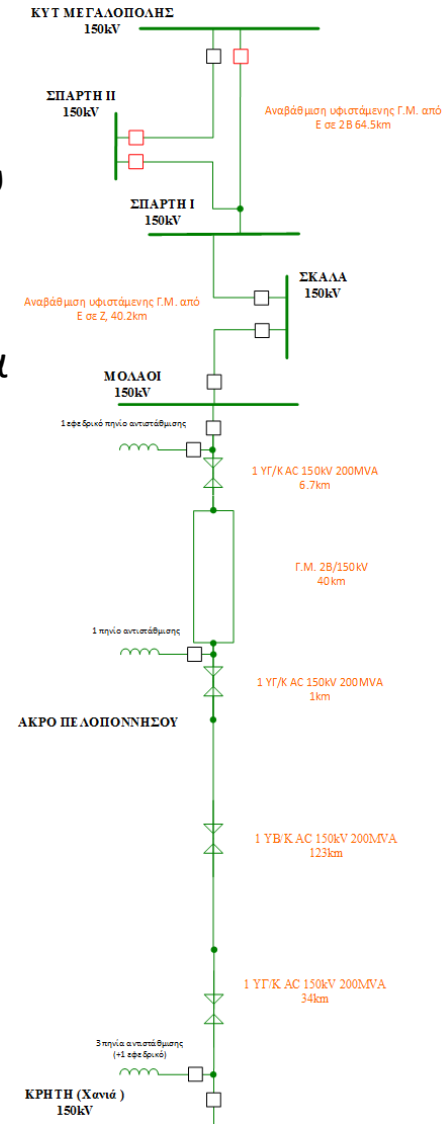
Σενάριο 3: Πελοπόννησος - Κρήτη με 2×200MVA AC

- **Τεχνολογία/ Μεταφορική ικανότητα:** 2 καλώδια ΕΡ 150kV, 200MVA έκαστο
- **Σημείο σύνδεσης στην Πελοπόννησο:** η ευρύτερη περιοχή του ακρωτηρίου Μαλέα.
Απαιτούνται περιορισμένης κλίμακας έργα ενίσχυσης του Συστήματος που μπορούν να υλοποιηθούν σχετικά άμεσα και είναι σχετικά μικρού κόστους
- **Σημείο σύνδεσης στην Κρήτη:** σημείο στα Δυτικά του νησιού στον Υ/Σ Χανιά Ι (για λόγους ελαχιστοποίησης της υποβρύχιας όδευσης)
 - Διαχειρίσιμες ανάγκες αέργου αντιστάθμισης
 - Λόγω του μεγέθους της διασύνδεσης, δεν θα απαιτηθούν άμεσα ενισχύσεις στο Σύστημα της Κρήτης



Σενάριο 4: Πελοπόννησος - Κρήτη με 1×200MVA AC

- **Τεχνολογία/ Μεταφορική ικανότητα:** 1 καλώδια EP 150kV, 200MVA
- **Σημείο σύνδεσης στην Πελοπόννησο:** η ευρύτερη περιοχή του ακρωτηρίου Μαλέα.
Απαιτούνται μικρής κλίμακας έργα ενίσχυσης του Συστήματος που μπορούν να υλοποιηθούν σχετικά άμεσα και είναι σχετικά μικρού κόστους
- **Σημείο σύνδεσης στην Κρήτη:** σημείο στα Δυτικά του νησιού στον Υ/Σ Χανιά Ι (για λόγους ελαχιστοποίησης της υποβρύχιας όδευσης)
 - Περιορισμένες ανάγκες αέργου αντιστάθμισης
 - Λόγω του μεγέθους της διασύνδεσης, δεν θα απαιτηθούν άμεσα ενισχύσεις στο Σύστημα της Κρήτης



Εξεταζόμενα σενάρια vs κριτήρια

Πολύ Θετική Πολύ αρνητική

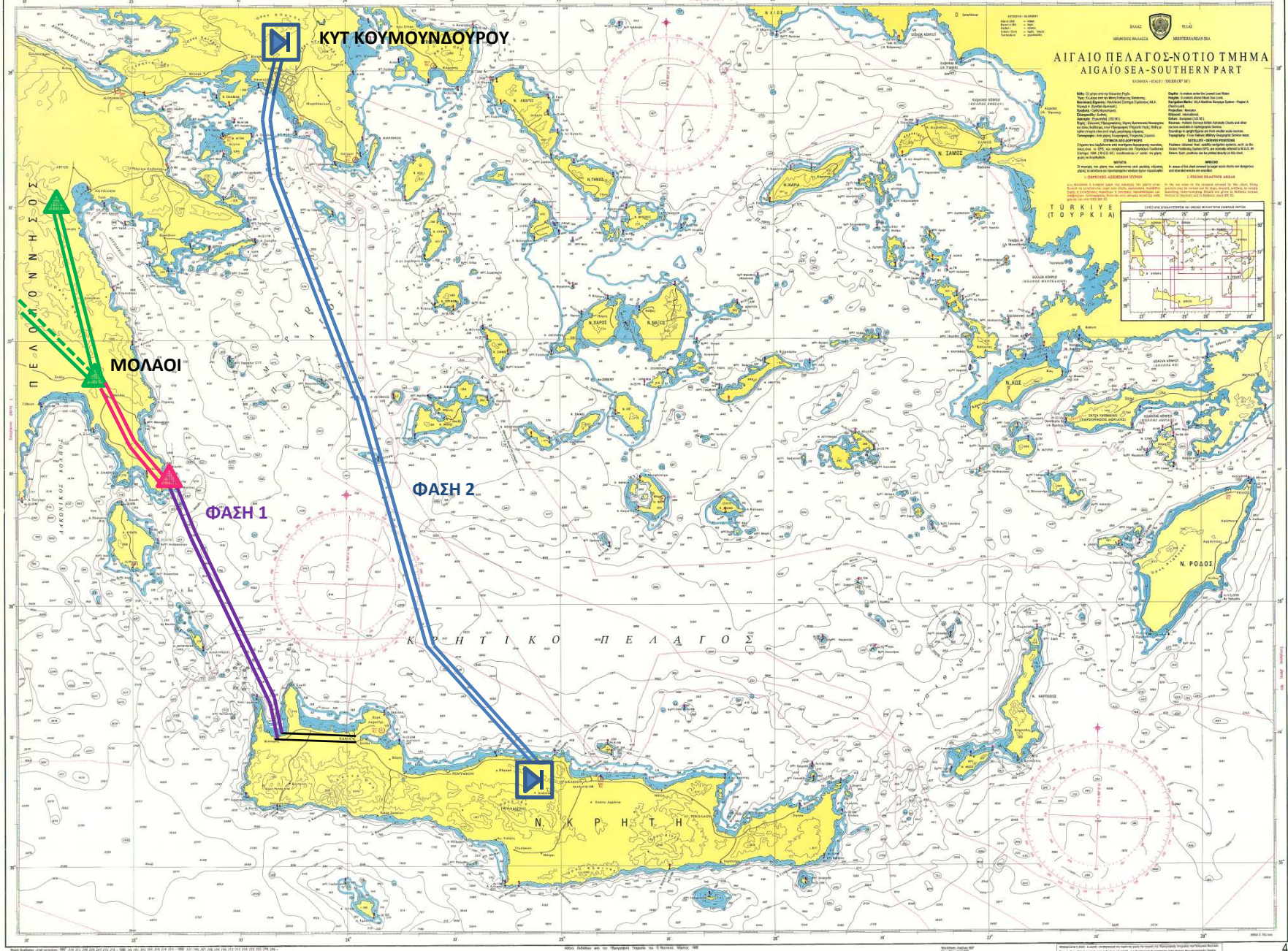
| Δείκτες και Κριτήρια Αξιολόγησης | | Σενάρια Διασύνδεσης | | | | | | |
|--|-----------------------------------|--|---|--|---|---|--|---|
| | | Σενάριο 1: ΑΤΤΙΚΗ DC | | Σενάριο 2: ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ DC | | Σενάριο 3: ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ AC (2x200MVA) | Σενάριο 4: ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ AC (200MVA) | |
| | | ΑΤΤΙΚΗ DC (επιστροφή μέσω θαλάσσης) | ΑΤΤΙΚΗ DC (3pole) | ΠΕΛΟΠ DC (επιστροφή μέσω θαλάσσης) | ΠΕΛΟΠ DC (3pole) | | | |
| ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΟΥ ΧΡΟΝΟΥ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ | | 104 μήνες | | 114 μήνες | | 50 μήνες | 50 μήνες | |
| ΟΡΙΟ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ | | 700 MW* Περιορισμένη αξιοπιστία συνδέσμου λόγω επιστροφής μέσω γης. | 700 MW* Μεγάλη αξιοπιστία συνδέσμου λόγω επιστροφής μέσω 3 ^{ου} αγωγού. Σε κάθε περίπτωση (N, N-1) μπορεί να τροφοδοτήσει ασφαλώς έως το ήμισυ της ισχύος (350MW) | ~400 MW υπό την προϋπόθεση ότι θα ολοκληρωθούν τα έργα επέκτασης του συστήματος 400kV προς στην Πελοπόννησο. | | 250-270MW Για λόγους αξιοπιστίας δεν εξαντλείται η ικανότητα μεταφοράς των καλωδίων. | 130 MW | |
| ΓΕΝΙΚΗ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΠΟΤΙΜΗΣΗ (αδειοδότηση, περιβαλλοντικά ευαίσθητες περιοχές π.χ. NATURA, εκοκαφές, αναμενόμενες αντιδράσεις) | ΕΣΜΗΕ | Απαιτείται να ληφθεί μέριμνα για τον περιορισμό των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, όπως οι αναμενόμενες φόβοι στις παρακείμενες μεταλλικές εγκαταστάσεις της ναυπηγοεπισκευαστικής ζώνης του ευρύτερου κόλπου της Ελευσίνας από το ηλεκτρόδιο γείωσης | | Για τον μακροπρόθεσμο οριζόντιο προϋπόθεση αποτελεί η ολοκλήρωση των σημαντικών έργων ενίσχυσης του συστήματος της Πελοποννήσου που παρουσιάζει μεγάλες καθυστερήσεις στην αδειοδοτική διαδικασία. Μεγάλες δυσκολίες στην περιβαλλοντική αδειοδότηση στο χερσαίο κομμάτι επί της Πελοποννήσου. Απαιτείται πρόσκτηση χώρων και κατασκευή ενάλιων Γ.Μ. μεγάλου μήκους Υ.Υ.Τ. από το σημείο προσαμίγξης μέχρι το ΚΥΤ Μεγαλόπολη (χρονοβόρες διαδικασίες) Αντιδράσεις κοινού αδιευκρίνιστες. | Δεν αναμένονται προβλήματα κατά την αδειοδότηση λόγω της σχετικά μικρής κλίμακας έργων ενίσχυσης (αναβάθμιση και αλλαγή αγωγού) και επέκταση που θα απαιτηθούν στο σύστημα της Πελοποννήσου μέχρι το Νότιο άκρο . | | | |
| | ΚΡΗΤΗ | | | | | | | |
| ΡΙΣΚΑ | ΕΣΜΗΕ | Πολύ μεγάλα βάρη (>1.5kn). Πρέπει να διερευνηθούν οι γεωλογικές επικινδυνότητες, η ηφαιστειακή δραστηριότητα, τα ισχυρά θαλάσσια ρεύματα στη θαλάσσια περιοχή όπου αναπτύσσεται η δέουση του καλωδίου. | | | | | | |
| | ΚΡΗΤΗ | | | | Καλύπτονται οι απαιτήσεις χώρου για αντιστάθμιση των καλωδίων στην Κρήτη (Χανιά). | Καλύπτονται οι απαιτήσεις χώρου για αντιστάθμιση του καλωδίου στην Κρήτη (Χανιά). | | |
| ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ | ΕΣΜΗΕ | Θα απαιτηθούν έργα μικρής κλίμακας για τη σύνδεση στο ΚΥΤ Κοιμουνδούρου | | Προϋπόθεση αποτελεί η ολοκλήρωση των έργων επέκτασης του συστήματος 400kV προς στην Πελοπόννησο. Επικλέον θα απαιτηθούν σημαντικά έργα ενίσχυσης (κατασκευή νέας Γ.Μ.) και επέκταση του συστήματος της Πελοποννήσου μέχρι το Νότιο άκρο. | Θα απαιτηθούν μικρής κλίμακας έργα ενίσχυσης (αναβάθμιση και αλλαγή αγωγού) και επέκταση του συστήματος της Πελοποννήσου μέχρι το Νότιο άκρο . | | Θα απαιτηθούν μικρής κλίμακας έργα ενίσχυσης (αναβάθμιση και αλλαγή αγωγού) και επέκταση του συστήματος της Πελοποννήσου μέχρι το Νότιο άκρο . | |
| | ΚΡΗΤΗ | | | | Για λόγους αξιοπιστίας δεν εξαντλείται η ικανότητα μεταφοράς των καλωδίων. Η τροφοδότηση της ισχύος της προερχόμενης από το ΕΣΜΗΕ προς το κέντρο του νησιού είναι εφικτή χωρίς να απαιτείται ενίσχυση του δρόμου μεταξύ Χανίων – Λινσπεραμάτων. | | | |
| ΚΟΣΤΟΣ | ΚΕΦΑΛΑΙΟΥΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (ΜΕ) | 730 | 1015 | 630 | 857 | 328 | 183 | |
| ΑΠΟΣΥΜΦΩΡΗΣΗ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ | | Το έργο δε συνεισφέρει στην αντιμετώπιση του προβλήματος συμφόρησης της Πελοποννήσου. | | Το έργο επιλύει πλήρως το πρόβλημα συμφόρησης της Πελοποννήσου. | | Το έργο συνεισφέρει στη μερική αντιμετώπιση του προβλήματος συμφόρησης της Πελοποννήσου (περιορισμοί λόγω του μεγέθους της διασύνδεσης). | | Λόγω του μικρού μεγέθους της διασύνδεσης, η συνεισφορά του έργου στην αντιμετώπιση του προβλήματος συμφόρησης της Πελοποννήσου είναι μικρή. |
| ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΚΟΣΤΟΥΣ | | Περιορισμένες αναφορές για DC και κατά συνέπεια επισφαλές εκτιμήσεις κόστους. | | | | Σχετικά ασφαλείς εκτιμήσεις κόστους λόγω πλήθους αναφορών (συμπεριλαμβανομένου και του πρόσφατου έργου των Κυκλάδων το οποίο βρίσκεται σε φάση υλοποίησης). | | |
| ΑΠΟΣΥΡΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ | | Επιτρέπει μακροπρόθεσμα την απόσυρση σημαντικού παραγωγικού δυναμικού στην Κρήτη. | | | | Λόγω του μικρού μεγέθους της διασύνδεσης δεν επιτρέπει την απόσυρση παραγωγικού δυναμικού στην Κρήτη. | | |

* Σε δεύτερο χρόνο θα εξεταστεί η σκοπιμότητα ενίσχυσης της ικανότητας μεταφοράς της διασύνδεσης σε 1000 MW. Στην περίπτωση αυτή οι δυνατότητες διέδοσης ΑΠΕ αυξάνονται σε 1500MW αντίστοιχα.

** Τονίζεται ότι το ως άνω μέγεθος αφορά το "σύνμπλεγμα" Κρήτης-Πελοποννήσου. Πιο συγκεκριμένα, ο κορεσμός του συστήματος Πελοποννήσου (λόγω περιορισμών στην διαδρομή Μεγαλόπολη - Κοιμουνδούρος) περιορίζει αντίστοιχα τη διακίνηση ισχύος από την Κρήτη.

Προκρινόμενη λύση

- Το θέμα της διασύνδεσης της Κρήτης φαίνεται να αποκτά χαρακτήρα «**επείγοντος**», καθιστώντας το χρόνο υλοποίησης την κρισιμότερη παράμετρο για την επιλογή της τεχνικής λύσης για τη διασύνδεση
- Προκρίνεται η διασύνδεση της Κρήτης σε δύο φάσεις:
 - Φάση I: Διασύνδεση ΕΡ 150kV, ικανότητας 2×200MVA Κρήτη – Πελοπόννησος. Αναμένεται να έχει ολοκληρωθεί πριν το 2020.
 - Φάση II: Διασύνδεση ΣΡ ικανότητας 2×350MW Κρήτη – Αττική. Η λύση αυτή θα επικαιροποιείται ανάλογα με την εξέλιξη των μελετών αλλά και των τεχνολογικών εξελίξεων. Στόχος του ΑΔΜΗΕ είναι να ολοκληρωθεί σε δύο βήματα:
 - 2022: 1^{ος} πόλος
 - 2024: 2^{ος} πόλος

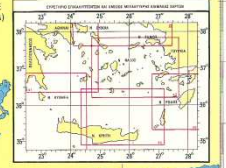


ΒΑΣΙΛΕΥΣ
ΕΛΛΑΣ
ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΠΑΙΔΕΙΑΣ, ΕΡΕΥΝΑΣ ΚΑΙ ΘΡΗΣΚΕΥΜΑΤΩΝ
ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ ΚΑΙ ΕΚΔΟΣΕΩΝ ΔΙΔΑΚΤΙΚΩΝ ΒΙΒΛΙΩΝ (ΙΤΥΣΕ)

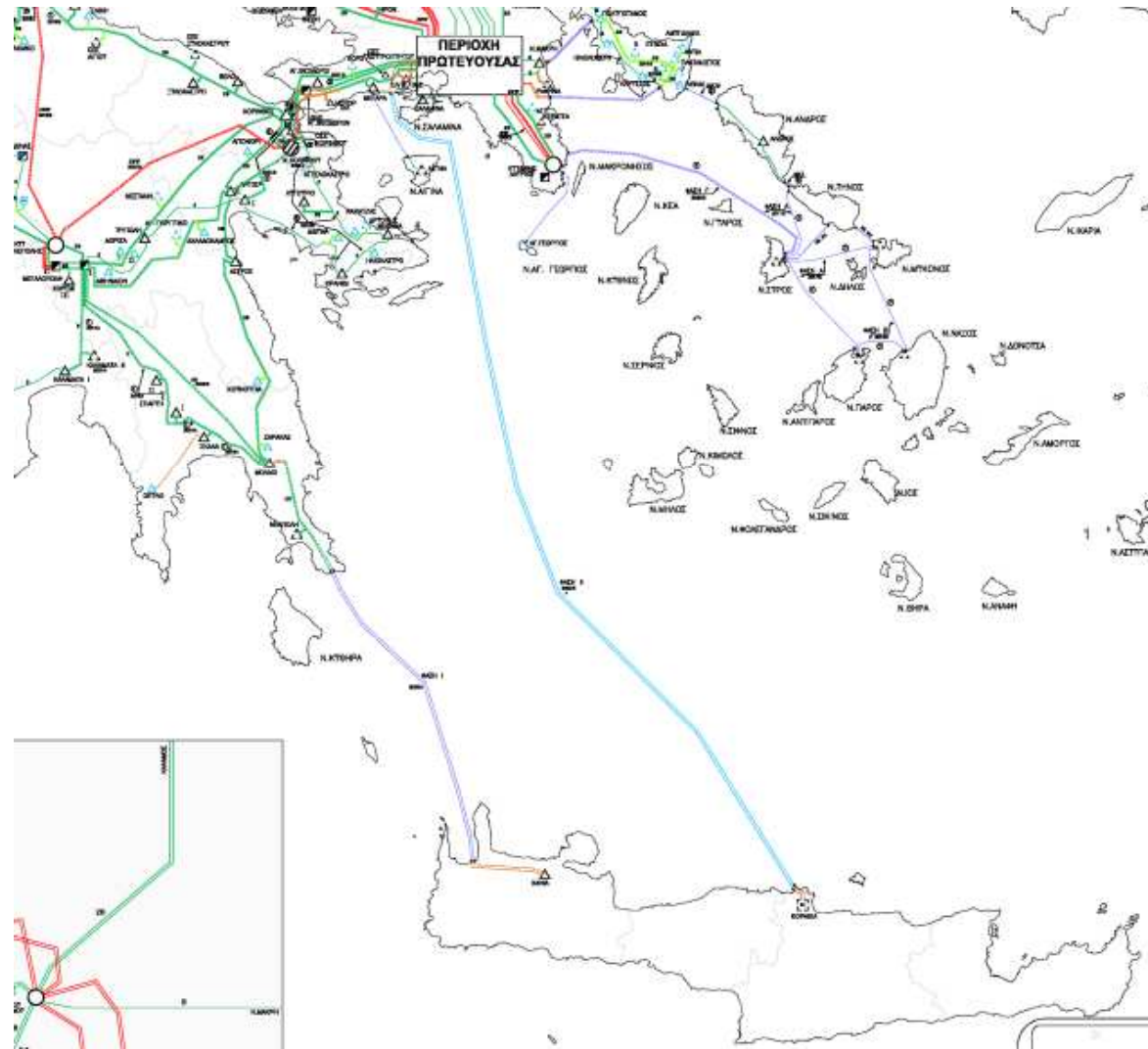
ΑΙΓΑΙΟ ΠΕΛΑΓΟΣ-ΝΟΤΙΟ ΤΜΗΜΑ
ΑΙΓΑΙΟ SEA-SOUTHERN PART
ΚΑΘΑΡΑ - ΚΙΛΙΚΙΑ (3000/100)

ΜΕΡΟΣ 1: Στοιχεία για τον Χάρτη Ναυτιλίας
Ο Χάρτης είναι έργο του Γραφείου Ναυτιλίας, με βάση τα στοιχεία που παρέχονται από τους ναυτικούς χάρτες της Ελληνικής Βιομηχανίας Ναυτιλίας (Ε.Β.ΝΑ.) και της Ελληνικής Βιομηχανίας Ναυτιλίας (Ε.Β.ΝΑ.). Ο Χάρτης είναι έργο του Γραφείου Ναυτιλίας, με βάση τα στοιχεία που παρέχονται από τους ναυτικούς χάρτες της Ελληνικής Βιομηχανίας Ναυτιλίας (Ε.Β.ΝΑ.) και της Ελληνικής Βιομηχανίας Ναυτιλίας (Ε.Β.ΝΑ.).

ΜΕΡΟΣ 2: Στοιχεία για τον Χάρτη Ναυτιλίας
Ο Χάρτης είναι έργο του Γραφείου Ναυτιλίας, με βάση τα στοιχεία που παρέχονται από τους ναυτικούς χάρτες της Ελληνικής Βιομηχανίας Ναυτιλίας (Ε.Β.ΝΑ.) και της Ελληνικής Βιομηχανίας Ναυτιλίας (Ε.Β.ΝΑ.). Ο Χάρτης είναι έργο του Γραφείου Ναυτιλίας, με βάση τα στοιχεία που παρέχονται από τους ναυτικούς χάρτες της Ελληνικής Βιομηχανίας Ναυτιλίας (Ε.Β.ΝΑ.) και της Ελληνικής Βιομηχανίας Ναυτιλίας (Ε.Β.ΝΑ.).



Τοπολογία έργων διασύνδεσης της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ

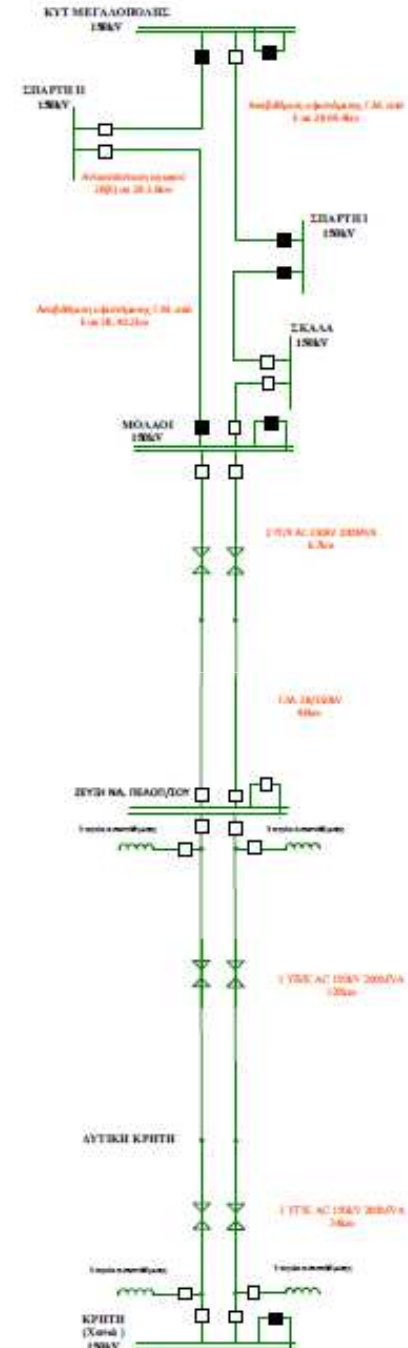


Συνοπτική τεχνική περιγραφή Φάσης Ι

- 2 κυκλώματα ΕΡ 150kV, μεταφορικής ικανότητας 200MVA έκαστο
- Ως σημείο σύνδεσης στην Πελοπόννησο έχει καταρχήν επιλεγεί η περιοχή του ακρωτηρίου Μαλέα. Θα απαιτηθούν:
 - κατασκευή Γ.Μ. 2B/150kV., εκ των οποίων 6,7 km θα γίνουν με δύο τριπολικά κυκλώματα υπογείων καλωδίων 200MVA έκαστο
 - αναβάθμιση της Γ.Μ. Ε/150kV Μεγαλόπολη–Σπάρτη–Μολάοι σε Γ.Μ. 2B/150kV

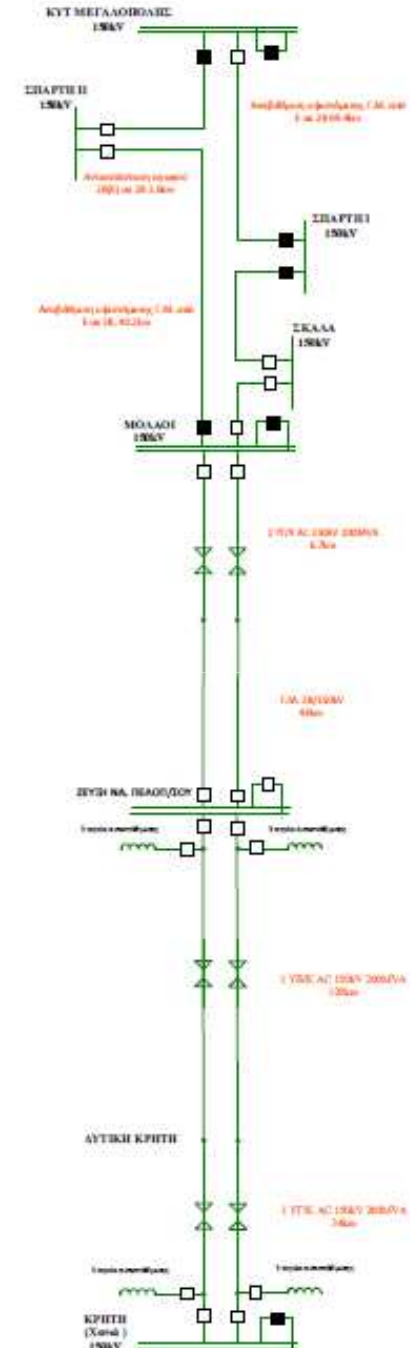
Τα έργα αυτά μπορούν να υλοποιηθούν σχετικά γρήγορα και είναι σχετικά μικρού κόστους

- Ως σημείο σύνδεσης στην Κρήτη, για λόγους ελαχιστοποίησης της υποβρύχιας όδευσης, επιλέγεται σημείο στα Δυτικά του νησιού στον Υ/Σ Χανιά Ι:
 - Περιορίζονται οι ανάγκες αέργου αντιστάθμισης
 - Λόγω του μεγέθους της διασύνδεσης, δεν θα απαιτηθούν ενισχύσεις στο Σύστημα της Κρήτης στον άξονα Χανιά – Ρέθυμνο - Λινοπεράματα



Χαρακτηριστικά Φάσης Ι

- Ο σχεδιασμός της Φάσης Ι οδηγεί με το βέλτιστο δυνατό τρόπο και με τα μικρότερα ρίσκα τον πρωταρχικό στόχο της κατά το δυνατόν ταχύτερης υλοποίησης της διασύνδεσης της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ:
 - Δεν απαιτούνται έργα στο Σύστημα της Κρήτης (μόνο η κατασκευή νέας διπλής υπόγειας γραμμής 150 kV από το σημείο προσαιγιάλωσης Δυτικής Κρήτης έως τον Υ/Σ Χανίων Ι, μήκους 34 km)
 - Περιορισμένης έκτασης έργα στην Πελοπόννησο
 - Ταχεία υλοποίηση καθώς δεν αναμένονται ιδιαίτερα τεχνικά/περιβαλλοντικά προβλήματα
 - Ευνοϊκές και καταγεγραμμένες συνθήκες όσον αφορά την πόντιση των καλωδίων
 - Ασφαλή εκτίμηση κόστους (~330 εκ. €)

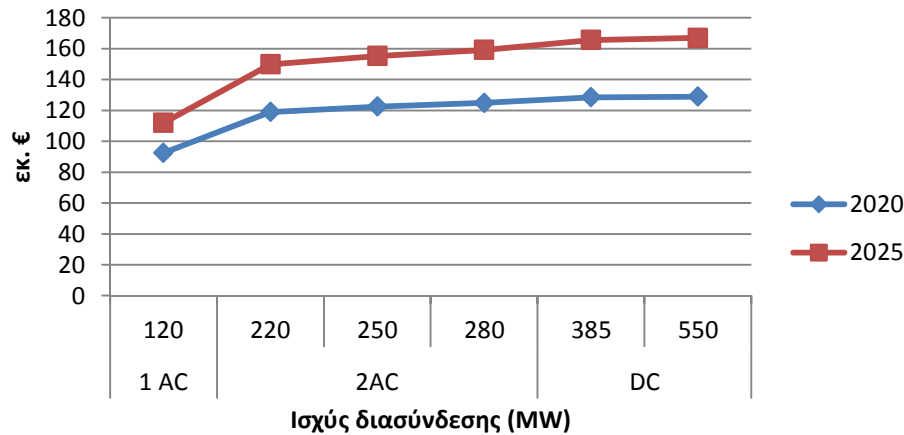


Φάση Ι: Μελέτες ΑΔΜΗΕ

- Μελέτες Δικτύου για την ανάλυση της συμπεριφοράς του Συστήματος Κρήτης σε διασυνδεδεμένη λειτουργία με το ΕΣΜΗΕ :
 - Στατική και δυναμική ανάλυση
 - Προσδιορίστηκε Ικανότητα Μεταφοράς 200 – 270 MW ανάλογα με τις συνθήκες δικτύων Πελοποννήσου και Κρήτης
 - Τεχνική αρτιότητα
 - Συνεισφορά στην ασφάλεια τροφοδότησης
 - Υπολογισμός απωλειών
- Μελέτες προσομοίωσης παραγωγής για τον υπολογισμό:
 - Δεικτών αξιοπιστίας
 - Ενεργειακών ισοζυγίων
 - Κόστους ηλεκτροπαραγωγής

Ενδεικτικά αποτελέσματα προσομοίωσης παραγωγής

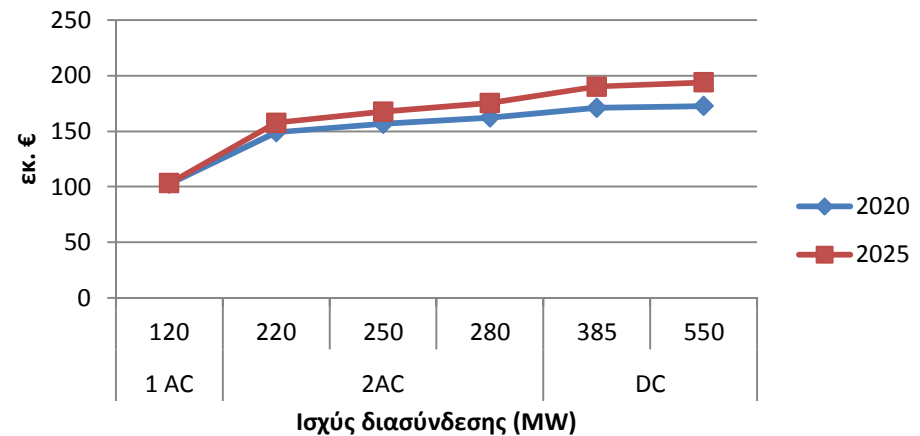
Ετήσια εξοικονόμηση ΥΚΩ
(καμία απόσυρση μονάδων)



- Κρίσιμη παράμετρος ο τρόπος συμμόρφωσης με τις Οδηγίες 2010/75/ΕΕ και 2015/2193/ΕΕ

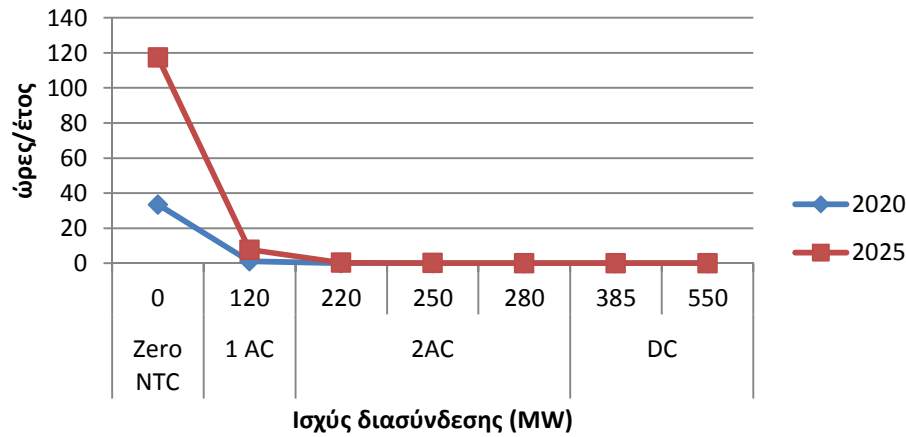
- Το ακριβές ύψος της επιτυγχανόμενης ετήσιας εξοικονόμησης εξαρτάται από:
 - Την εξέλιξη των τιμών καυσίμου
 - Το μείγμα παραγωγής στην Κρήτη (μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα)

Ετήσια εξοικονόμηση ΥΚΩ
(απόσυρση μονάδων των οποίων λήγει η άδεια παραγωγής)

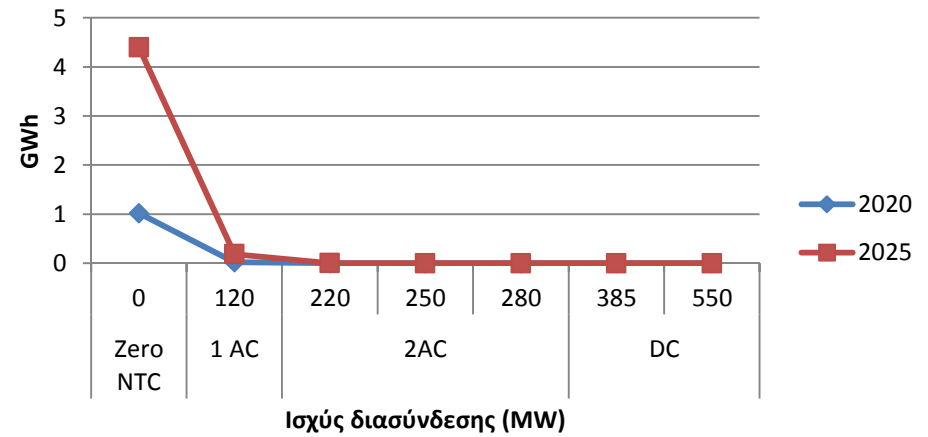


Ενδεικτικά αποτελέσματα αξιοπιστίας

Δείκτης LOLP Κρήτης
(καμία απόσυρση μονάδων)

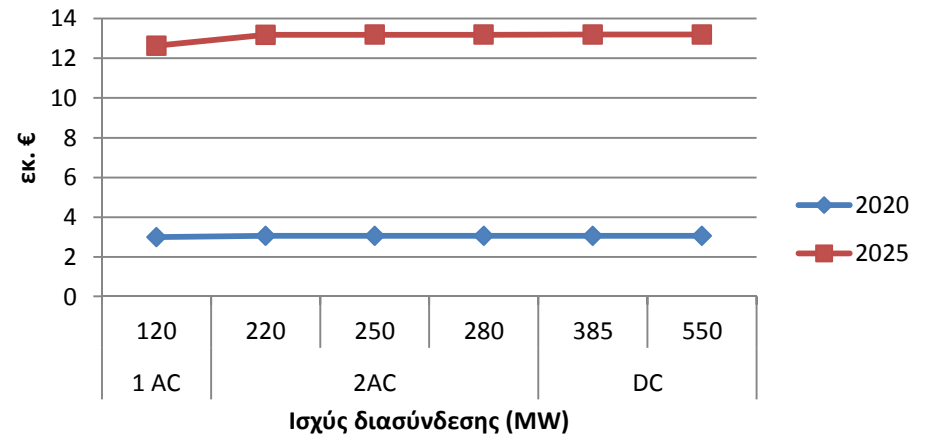


Δείκτης EUE Κρήτης
(καμία απόσυρση μονάδων)



- Ικανοποιητικό κριτήριο LOLP: 3 ώρες/έτος
- Κόστος Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (VOLL): 3000 €/MWh
- Ακόμα και με τη διατήρηση όλων των υφιστάμενων μονάδων, θα απαιτηθούν σημαντικές επενδύσεις στην ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης για να εξασφαλιστεί η επάρκεια σε συνθήκες αυτόνομης λειτουργίας

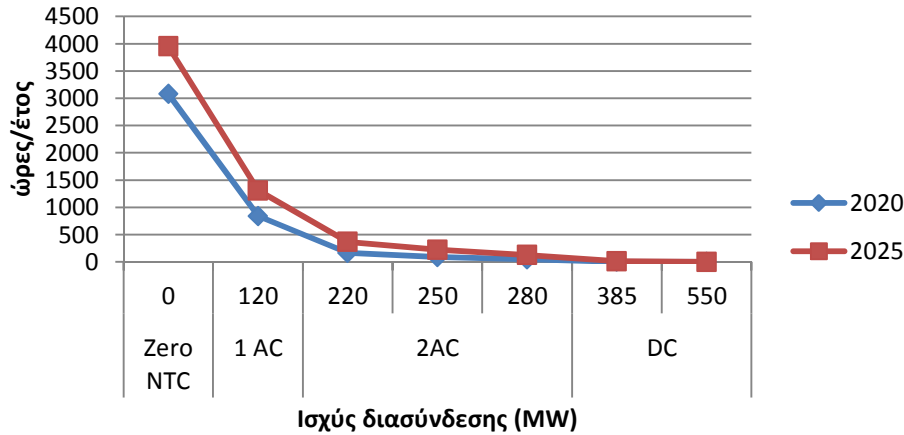
Ετήσια εξοικονόμηση EUE
(καμία απόσυρση μονάδων)



Ενδεικτικά αποτελέσματα αξιοπιστίας

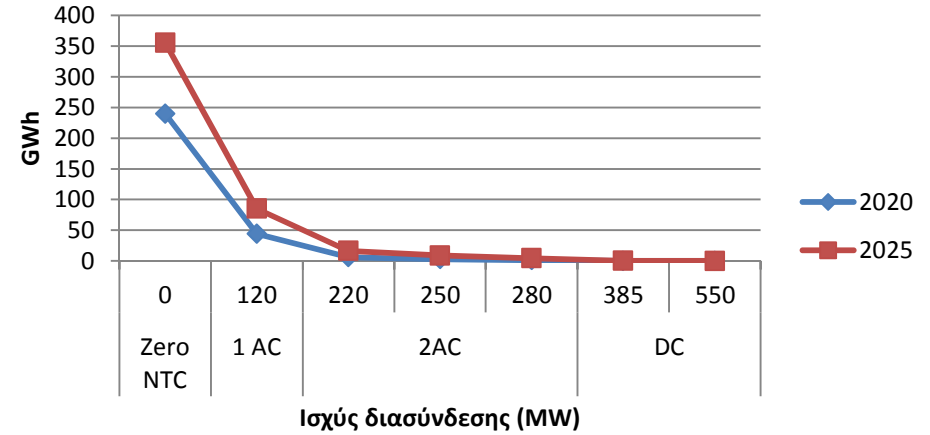
Δείκτης LOLP Κρήτης

(απόσυρση μονάδων των οποίων λήγει η άδεια παραγωγής)



Δείκτης EUE Κρήτης

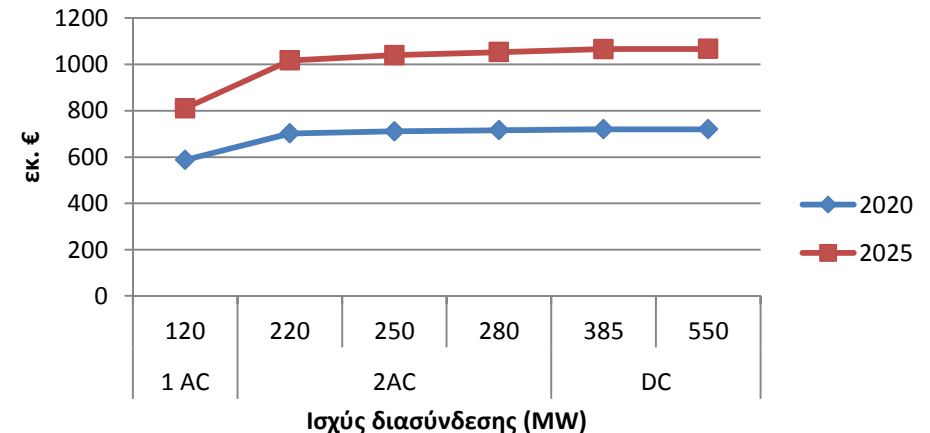
(απόσυρση μονάδων των οποίων λήγει η άδεια παραγωγής)



- Η εφαρμογή του άρθρου 34 της Οδηγίας 2010/75/ΕΕ θα έχει δραματική επίπτωση στην ήδη προβληματική ικανότητα του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης να ικανοποιήσει επαρκώς την προβλεπόμενη ζήτηση κατά την επόμενη δεκαετία.
- Η υλοποίηση των έργων της Φάσης Ι, αν και δεν επιλύει το ενεργειακό πρόβλημα της Κρήτης κατά την επόμενη δεκαετία (ο δείκτης LOLE διαμορφώνεται σε 86 ώρες/έτος για το 2020 και 222 ώρες/έτος για το 2025 αντίστοιχα), συμβάλλει σημαντικά στη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος.

Ετήσια εξοικονόμηση EUE

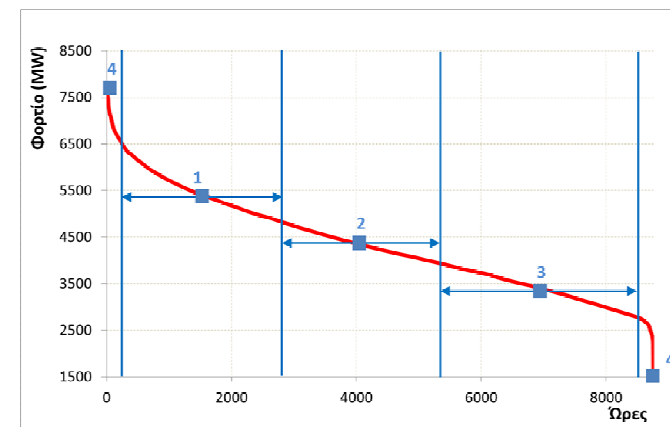
(απόσυρση μονάδων των οποίων λήγει η άδεια παραγωγής)



Υπολογισμός Απωλειών

- Ο υπολογισμός της επιβάρυνσης των απωλειών του Συστήματος από το έργο έγινε σύμφωνα με την μεθοδολογία ανάλυσης Κόστους-Οφέλους για τα νέα έργα μεταφοράς που έχει αναπτυχθεί από τον ENTSO-E.
- Οι ετήσιες απώλειες ενέργειας λόγω της διασύνδεσης (έτος 2020) υπολογίστηκαν θεωρώντας το τμήμα του έργου από τον Υ/Σ Μολάοι έως τον Υ/Σ Χανιά Ι.
- Στα πλαίσια των υπολογισμών εξετάστηκαν τα παρακάτω σενάρια:

| Σενάριο | Ετήσιες απώλειες (GWh) |
|--|------------------------|
| Υφιστάμενο σχήμα παραγωγής | 90 |
| Απόσυρση μονάδων των οποίων λήγει η άδεια παραγωγής υποχρεωτική λειτουργία τεχνικών ελαχίστων μόνο για τις ATM Αθρινόλακκου | 154 |
| Απόσυρση μονάδων των οποίων λήγει η άδεια παραγωγής και υποχρεωτική λειτουργία τεχνικών ελαχίστων για τις ATM Αθρινόλακκου και τη μονάδα ΣΚ Χανίων | 122 |



Συνολική Αποτίμηση Φάσης Ι

Συνοπτικά ενδεικτικά αποτελέσματα προσομοίωσης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης (έτος αναφοράς 2020)

| Σενάριο | | Τοπική θερμική παραγωγή | Συμβολή διασύνδεσης | EUE | LOLP | Απώλειες | Εξοικονόμηση* | | | | |
|------------------------|---|---|---------------------|-----------------|----------|----------|---------------------------|----------------------|--------------|--------|---------------|
| | | | | | | | Από υποκατάσταση καυσίμου | Από αποφευχθείσα EUE | Από απώλειες | ΣΥΝΟΛΟ | |
| | | (GWh) | | | (h/year) | (GWh) | (εκ. €) | | | | |
| Αυτόνομο σύστημα | 1 | Καμία απόσυρση | 2572,6 | 0,0 | 1,019 | 33,36 | | - | | | |
| | 2 | Απόσυρση μονάδων των οποίων λήγει η άδεια παραγωγής | 2333,7 | 0,0 | 239,9 | 3079,12 | | - | | | |
| Διασυνδεδεμένο σύστημα | 3 | Καμία απόσυρση | 1312,0 | 1261,6 | 0,002 | 0,128 | 90 | 122,5 | 3,1 | -5,1 | 120,5 |
| | 4 | Απόσυρση μονάδων των οποίων λήγει η άδεια παραγωγής | 720,6 - 1011,7 | 1558,9 - 1850,1 | 2,951 | 86,56 | 160 | 156,8 - 240,9 | 710,9 | -9,1 | 858,6 - 942,7 |

* Θεωρώντας μέσο κόστος ηλεκτροπαραγωγής στο Διασυνδεδεμένο (ηπειρωτικό) Σύστημα ίσο με 57€/MWh

- Σημειώνεται ότι δεν λαμβάνεται υπόψη το αποφευγόμενο κόστος επενδύσεων παραγωγής

Συνολική Αποτίμηση Φάσης Ι

- Η υλοποίηση της Φάσης Ι (διασύνδεση με δύο κυκλώματα ΕΡ) θα συντελέσει σε **σχετικά σύντομο χρονικό διάστημα** στη δραστική βελτίωση του συστήματος Κρήτης, τόσο από τεχνική όσο και από οικονομική άποψη.
 - Χρόνος υλοποίησης: της τάξεως των 4 ετών (σε λειτουργία το Α' εξάμηνο του 2020) **συγκλίνοντας στο στόχο της κατά το δυνατόν ταχύτερης υλοποίησης.**
 - Τεχνική αποτίμηση:
 - Ικανότητα μεταφοράς: 200 έως 270 MW (ανάλογα με τις συνθήκες Συστήματος στο ΕΣΜΗΕ και την Κρήτη).
 - Σημαντική βελτίωση του επιπέδου ασφάλειας του Συστήματος: αντιμετώπιση διαταραχών με ασφάλεια, χωρίς την ανάγκη περικοπών φορτίου, μείωση των αναγκών διατήρησης εξαιρετικά υψηλού κόστους στρεφόμενης εφεδρείας στο νησί
 - Απώλειες Μεταφοράς στο διασυνδεδετικό δίκτυο Μολάοι – Χανιά: 90 έως 160 GWh/έτος, ανάλογα με το μείγμα παραγωγής και την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων της Κρήτης

Συνολική Αποτίμηση Φάσης Ι

- Συμβολή στην εξοικονόμηση κόστους ΥΚΩ: Ετήσια υποκατάσταση τοπικής παραγωγής της τάξεως του 40-60% της συνολικής ζήτησης του νησιού, συμβάλλοντας στη δραστική μείωση του λειτουργικού κόστους εξυπηρέτησης των φορτίων της Κρήτης.
- Συμβολή στην επάρκεια παραγωγής: Αν και δεν επιλύει το ενεργειακό πρόβλημα της Κρήτης κατά την επόμενη δεκαετία, συμβάλλει σημαντικά στη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος.
- Αποφυγή σημαντικότερων επενδύσεων σε νέες μονάδες παραγωγής στην Κρήτη (η οποία είναι απαραίτητη λόγω αφ' ενός της παλαιότητας των υφιστάμενων μονάδων και αφετέρου σε εφαρμογή των Οδηγιών 2010/75/ΕΕ και 2015/2193/ΕΕ).
- Ικανοποίηση πολλαπλών στόχων:
 - Διασύνδεση Κρήτης
 - Βελτίωση ασφάλειας τροφοδότησης και ενίσχυση διείσδυσης ΑΠΕ στη Λακωνία, προσωρινή αποσυμφόρηση Πελοποννήσου

Συμπέρασμα

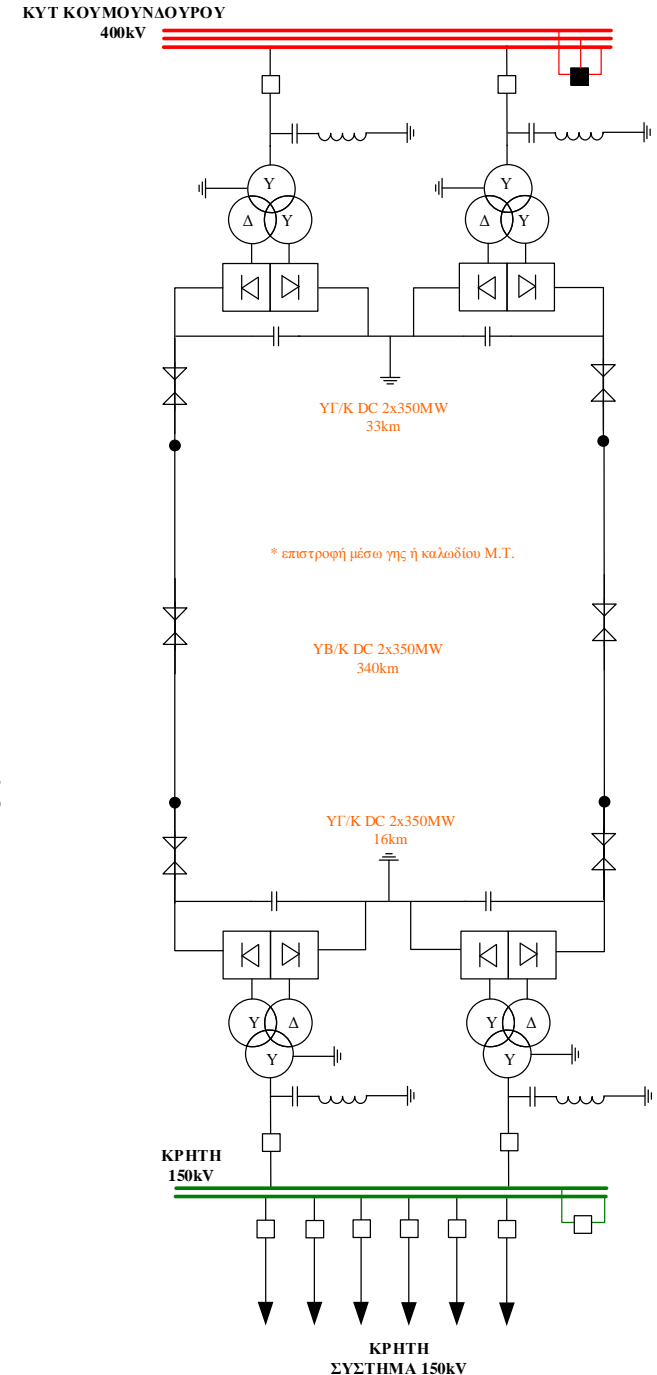
- Τα έργα της Φάσης Ι εκτιμάται ότι **θα έχουν εξαιρετικά μικρό χρόνο απόσβεσης** (ανάλογα με την εξέλιξη των τιμών πετρελαίου).
 - Η Φάση Ι επιλύει σε πολύ μεγάλο βαθμό τα σημερινά προβλήματα της Κρήτης (μειωμένη αξιοπιστία και υψηλό κόστος παραγωγής).
 - Η εκτίμηση κόστους είναι σχετικά ασφαλής και η υλοποίησή της δεν αναμένει να αντιμετωπίσει σημαντικά τεχνικά/περιβαλλοντικά προβλήματα σε σύγκριση με αντίστοιχη λύση ΣΡ.
- **Ο σχεδιασμός της Φάσης Ι οδηγεί με το βέλτιστο δυνατό τρόπο και με τα μικρότερα ρίσκα τον πρωταρχικό στόχο της κατά το δυνατόν ταχύτερης υλοποίησης της διασύνδεσης της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ.**

Φάση II: Γενική περιγραφή

- Πρόκειται για το σενάριο που είχε περιληφθεί και αναλυθεί στο ΔΠΑ 2014 -2023. Η επιλογή του είχε γίνει για τους ακόλουθους κυρίως λόγους:
 - Η διασύνδεση με την Αττική επιτρέπει την απεμπλοκή της διασύνδεσης της Κρήτης από την πρόοδο υλοποίησης των προβλεπόμενων ΓΜ 400kV στην Πελοπόννησο, τα οποία παρουσιάζουν μεγάλες καθυστερήσεις λόγω αντικειμενικών δυσκολιών (αδειοδοτήσεις και απαλλοτριώσεις).
 - Το μεγάλο μήκος της υπόγειας και υποβρύχιας διαδρομής (της τάξης των 400 km) καθιστά επιβεβλημένη τη χρήση συνδέσμου ΣΡ.
- Η ολοκλήρωση της Φάσης II θα αποκαταστήσει μια μεταφορική ικανότητα της τάξεως των 1000 MW μεταξύ του ΕΣΜΗΕ και της Κρήτης και θα επιτρέψει τη μεγάλη εκμετάλλευση του δυναμικού ΑΠΕ
- Από την έκδοση του ΔΠΑ 2014 – 2023, ο ΑΔΜΗΕ συνεχίζει να διερευνά τις συνθήκες ανάπτυξης του έργου αυτού. Τα αποτελέσματα της μέχρι τώρα διερεύνησης υποδεικνύουν ότι ο χρόνος υλοποίησης του έργου θα είναι σημαντικά μεγαλύτερος από ότι αρχικά υπολογιζόταν και εκτιμάται ότι θα είναι της τάξεως των περίπου 9 ετών
- Ενδεικτικά, σύμφωνα με τις σημερινές εκτιμήσεις, το κόστος θα κυμανθεί σε ένα εύρος μεταξύ 700 και 1000 εκατ. Ευρώ

Φάση II: Διάταξη συνδέσμου

- Εξετάζονται 2 τεχνικές λύσεις για τη διάταξη του συνδέσμου. Ενας διπολικός σύνδεσμος με δύο καλώδια υψηλής τάσεως, ένα για το θετικό και ένα για τον αρνητικό πόλο. Η ικανότητα εκάστου καλωδίου θα είναι ίση με το ήμισυ της συνολικής:
 - είτε με χρήση καλωδίου μέσης τάσης για τη σύνδεση του ουδετέρου: αν και πολύ ακριβότερη, ενδέχεται να καταστεί αναγκαία
 - είτε με λύση γειώσεως και επιστροφής μέσω θαλάσσης: απαιτεί την κατασκευή μικρής λίμνης (lagoon) σε αμφότερα τα άκρα του συνδέσμου (Αττική και Κρήτη) για την τοποθέτηση ηλεκτροδίων, συνεπώς σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις
- Για λόγους αξιοπιστίας είναι αναγκαίο όπως και στις δύο περιπτώσεις είναι διακριτός ο θετικός και ο αρνητικός πόλος



Φάση II: Άλλα θέματα προς επίλυση

- Επίπεδο τάσης: Με βάση τα σημερινές τεχνολογικές δυνατότητες, η τάση λειτουργίας ΣΡ θα πρέπει να επιδιωχθεί να περιοριστεί στα επίπεδα μεταξύ των 300 και 350kV
- Μεταφορική ικανότητα: Η επιλογή μεταφορικής ισχύος 700MW (2x350MW) φαίνεται ασφαλέστερη. Ωστόσο, τα επόμενα χρόνια και ανάλογα με τις τεχνικές εξελίξεις (τάση λειτουργίας, στοιχεία μοναδιαίου κόστους κλπ.) και ιδίως την πορεία ωρίμανσης και υλοποίησης μεγάλων έργων ΑΠΕ στην Κρήτη, το μέγεθος του συνδέσμου θα επανεξετάζεται συνεχώς για πιθανή αναθεώρηση (μέχρι το επίπεδο των 1000 MW), ανάλογα με τις ανάγκες που θα προκύπτουν.
- Σημείο σύνδεσης στην Αττική: Οι δυνατότητες προσέγγισης της περιοχής Κουμουνδούρου είναι είτε ανατολικά της Σαλαμίνας (δίαυλος Περάματος), είτε δυτικά προς τα Μέγαρα. Και οι δύο εμφανίζουν ιδιαίτερες δυσκολίες.
- Όδευση: Απαιτούνται λεπτομερέστερες έρευνες βυθού, ώστε να επιλεγεί η βέλτιστη διαδρομή πόντισης των υποβρυχίων καλωδίων, με αποφυγή περιοχών με μεγάλα βάθη, καθώς υπάρχουν ακόμα σημαντικές τεχνικές αβεβαιότητες σχετιζόμενες με την πόντιση σε τόσο μεγάλα βάθη

Εν κατακλείδι

- Η διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ, αν και ξεκίνησε να συζητείται από τη δεκαετία του 80, αποτελεί πλέον ένα ώριμο έργο όσον αφορά τη σκοπιμότητα υλοποίησής του. Η υλοποίησή του θα συμβάλει:
 - Στη σημαντική μείωση του κόστους εξυπηρέτησης των φορτίων της Κρήτης και άρα των ΥΚΩ
 - Στη σημαντική βελτίωση της ασφάλειας τροφοδότησης του νησιού
 - Στην εκμετάλλευση του δυναμικού ΑΠΕ του νησιού
 - Στην επάρκεια του νησιού
- Οι Οδηγίες 2010/75/ΕΕ και 2015/2193/ΕΕ καθιστούν επιτακτική την ανάγκη υλοποίησης της διασύνδεσης. Βασικό κριτήριο επιλογής η ταχύτητα υλοποίησης
- Προκρίνεται η λύση της διασύνδεσης σε 2 φάσεις:
 - Φάση I: Ελάχιστα συνοδά έργα, αποφυγή αδειοδοτικών περιβαλλοντικών δυσκολιών, αποφυγή σημαντικών επενδύσεων στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής μέχρι την υλοποίηση της Φάσης II
 - Φάση II: Διασφάλιση της επάρκειας της Κρήτης, αξιοποίηση δυναμικού ΑΠΕ

Εν κατακλείδι

- Με την ολοκλήρωση των Φάσεων I και II:
 - Θα αποκατασταθεί ικανότητα μεταφοράς προς/από την Κρήτη της τάξεως των 1000 MW
 - Θα καταστεί δυνατή η ανάπτυξη σταθμών παραγωγής από ΑΠΕ στην Κρήτη συνολικής ισχύος άνω των 1000 MW.
- Επισημαίνεται ότι **οι δύο φάσεις σχεδιάζονται και αδειοδοτούνται παράλληλα.** Οι διαδικασίες αδειοδότησης της θα ξεκινήσουν το επόμενο χρονικό διάστημα και θα προχωρούν παράλληλα με τη συνεχή επανεξέταση των επιμέρους στοιχείων της διασύνδεσης και την οριστικοποίηση της τοπολογίας, σε συνάρτηση με τεχνολογικές εξελίξεις.
- Σε ό,τι αφορά τον υφιστάμενο σχεδιασμό ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς Κρήτης (βάσει της ΜΑΣΜ νήσων 2014-2018) που εκπονείται από τον Διαχειριστή Νήσων, αυτός σε γενικές γραμμές παραμένει, θα επανεξεταστεί ωστόσο στο επόμενο διάστημα σε συνεργασία με τον Διαχειριστή Νήσων
- Κρίσιμη παράμετρος για τον σχεδιασμό είναι η αποσαφήνιση του τρόπου και του χρονοδιαγράμματος συμμόρφωσης με τις Οδηγίες 2010/75/ΕΕ και 2015/2193/ΕΕ