Προοπτικές και Προκλήσεις για την περαιτέρω Διείσδυση των ΑΠΕ στην Ελληνική Ενεργειακή Αγορά

20-21 Ιουλίου 2021, Ξενοδοχείο Athens Divani Caravel

Μία Παρουσίαση του κ. Κωστή Σταμπολή,
Προέδρου & Εκτελεστικού Διευθυντή
Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (ΙΕΝΕ)

ΙΕΝΕ
ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

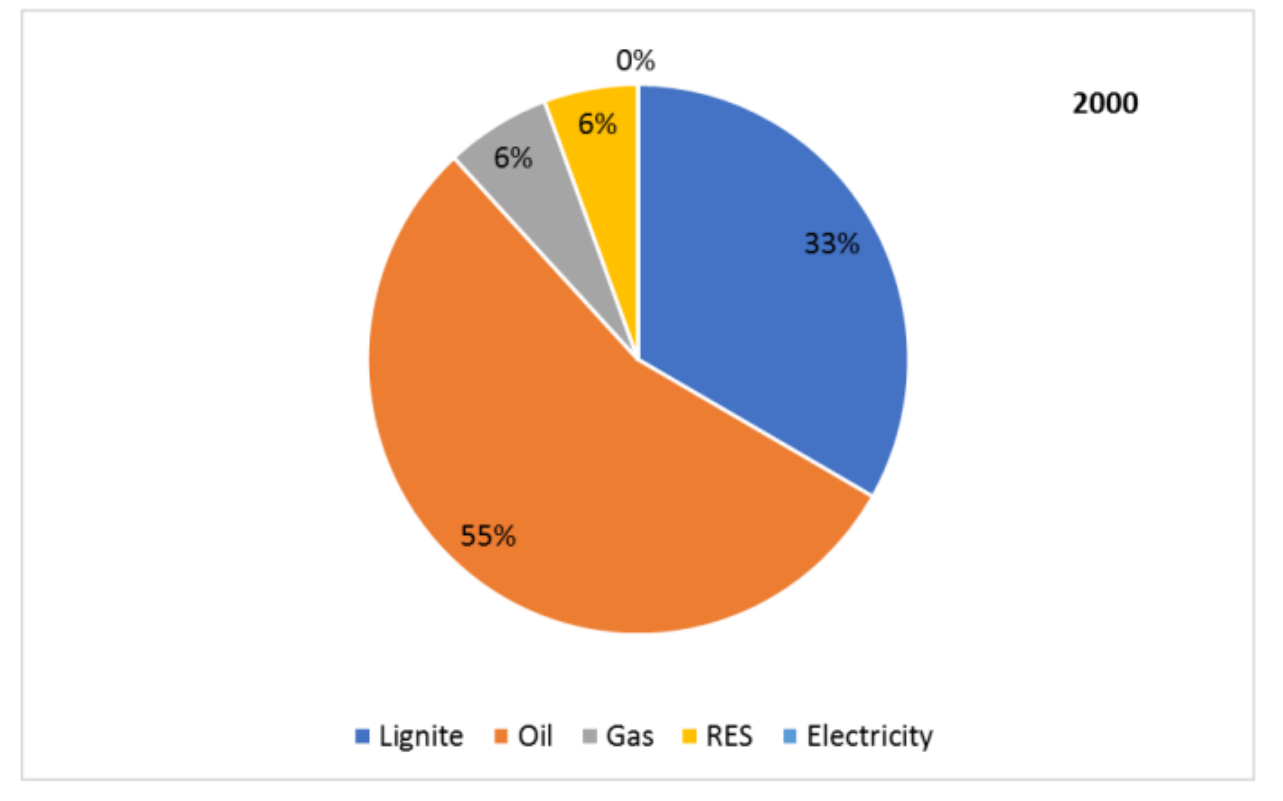
Μερικές παρατηρήσεις για το Ενεργειακό Μείγμα της Ελλάδας

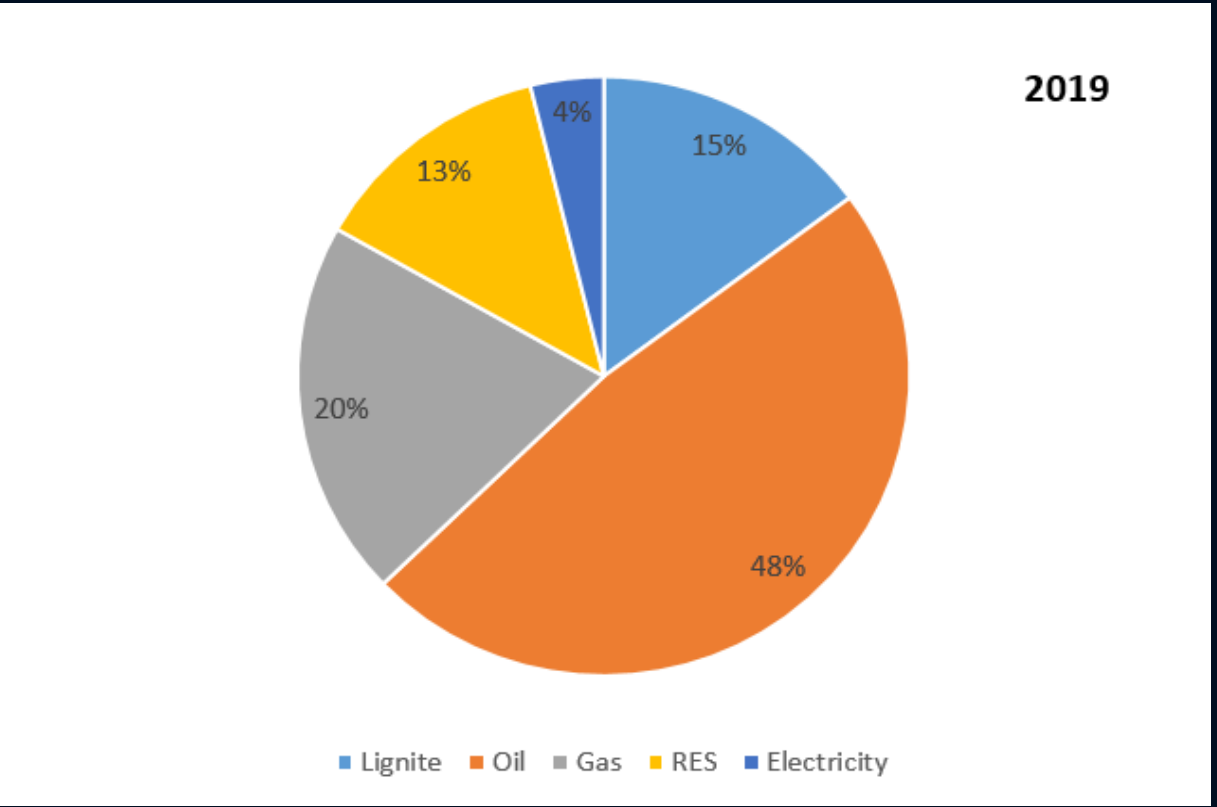
- Οι υδρογονάνθρακες, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, εξακολουθούν να αποτελούν την κύρια πηγή του πρωτογενούς ενεργειακού εφοδιασμού της Ελλάδας
- Το πετρέλαιο χρησιμοποιείται κυρίως για τις μεταφορές αλλά και για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλά νησιά, ειδικά στα μεγάλα (π.χ. Κρήτη, Ρόδος, Λέσβος, Λήμνος, Χίος κ.λπ.)
- Το φυσικό αέριο εισήλθε για πρώτη φορά στο ενεργειακό μείγμα το 1996, αντικαθιστώντας σταδιακά τον λιγνίτη στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Καθώς τα δίκτυα των πόλεων συνεχίζουν να επεκτείνονται, σταδιακά το φ. αέριο αντικαθιστά το πετρέλαιο θέρμανσης
- Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, βιομάζας, ηλιακών θερμικών, ηλιακών και αιολικών, έχουν κερδίσει έδαφος και από 6,0% που συμμετείχαν στο ενεργειακό ισοζύγιο το 2000 έχουν υπερδιπλασιαστεί ως ποσοστό συμμετοχής φθάνοντας το 13% το 2018 και ακόμα υψηλότερα τα επόμενα δύο χρόνια με εκτίμηση για 19,7% της Ακαθάριστης Τελικής Κατανάλωσης Ενέργειας το 2020 καλύπτοντας τον Ευρωπαϊκό στόχο

Το ταχέως μεταβαλλόμενο μίγμα ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

- Ακόμη και πριν από την απόφαση της ελληνικής κυβέρνησης τον Σεπτέμβριο του 2019 για πλήρη απανθρακοποίηση έως το 2028, η χρήση λιγνίτη είχε υποχωρήσει λόγω του αυξανόμενου κόστους των εκπομπών CO2
- Η προσπάθεια της κυβέρνησης το 2018/2019, υπό την πίεση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, προς την Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) να πουλήσει τους σταθμούς παραγωγής λιγνίτη της - για λόγους ανταγωνισμού - απέτυχε θεαματικά καθώς οι συνθήκες της αγοράς είχαν αλλάξει και καμία εταιρεία δεν ήθελε να επενδύσει στην παραγωγή άνθρακα
- Η παραπάνω εξέλιξη που, μεταξύ άλλων, είχε ως αποτέλεσμα τεράστιες απώλειες για τη ΔΕΗ (άνω των 1,2 δις ευρώ το 2019) λειτούργησε ως καταλύτης για την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ

Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση στην Ελλάδα, 2000 και 2019



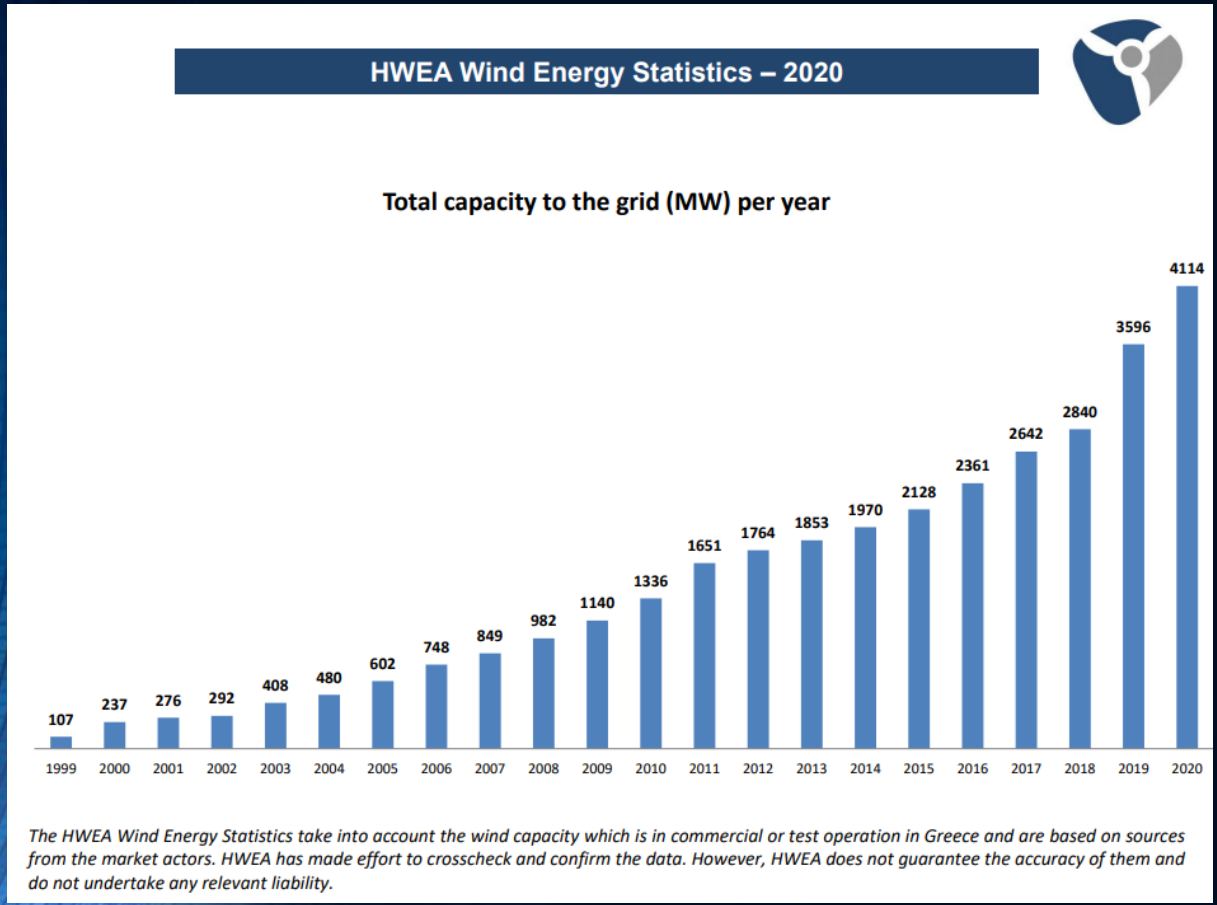


Πηγές: IEA, IENE

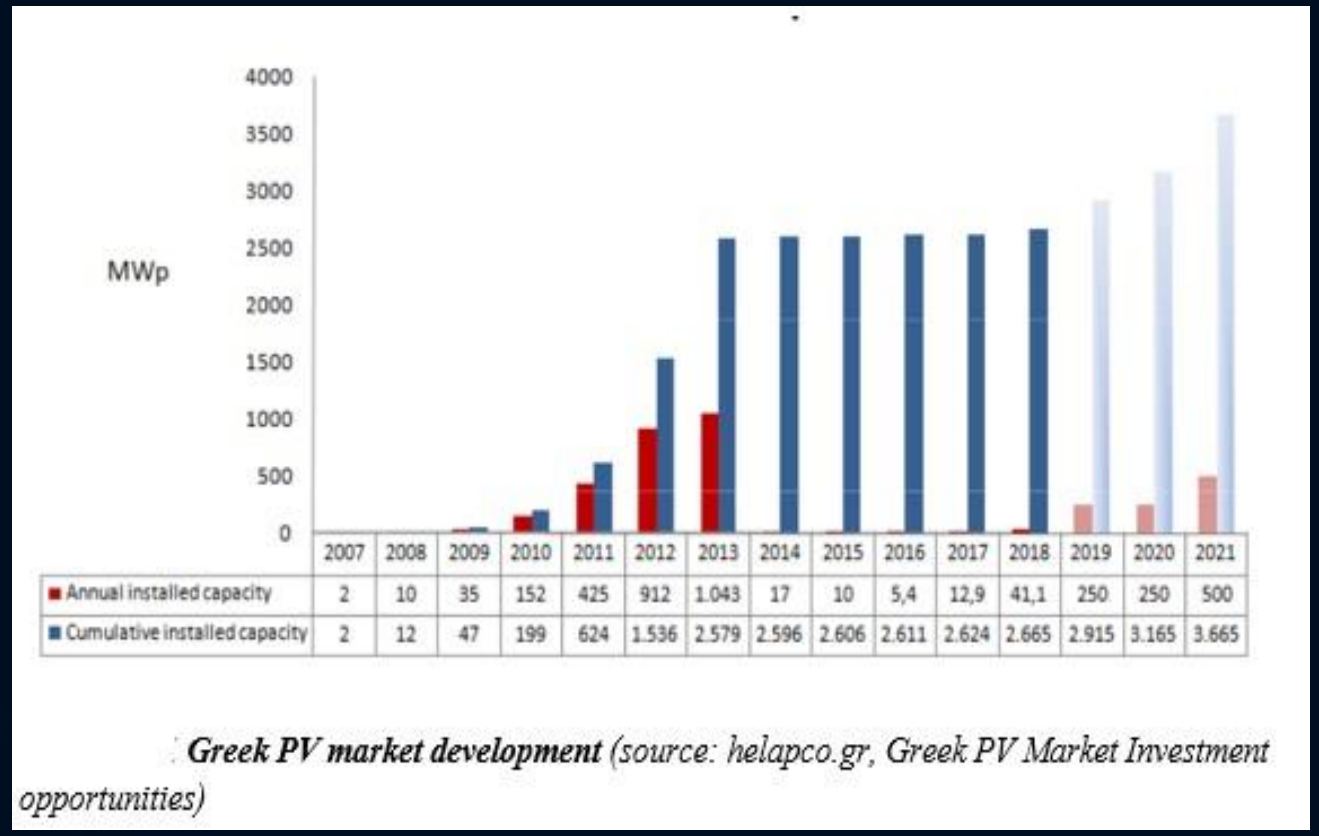
Η Διείσδυση των ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (1/2)

- Τα τελευταία 15 χρόνια έχουμε δει μια σταθερή αύξηση της συνεισφοράς των ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας
- Με τις ΑΠΕ να συμπεριλαμβάνουν τα αιολικά, ηλιακά φωτοβολταϊκά, βιοαέριο και μικρά υδροηλεκτρικά
- Τα τελευταία 3 χρόνια, βλέπουμε αύξηση της συμμετοχής από το 18% στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας το 2018, σε 21% το 2019 και σε 29,2% το 2020
- Ταυτόχρονα, όπως αναμενόταν, παρατηρείται αύξηση της χρήσης φυσικού αερίου από 20% το 2018 σε 28% το 2020
- Προκύπτει το ερώτημα ως προς το ανώτατο όριο διείσδυσης ΑΠΕ χωρίς σημαντική αύξηση της αποθήκευσης ενέργειας
- Η κυριότερη πρόκληση για την υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα είναι η αύξηση της διαθεσιμότητας των μεγάλων υδροηλεκτρικών και της αντλησιοταμίευσης, ιδίως επειδή δεν προβλέπεται σημαντική προσθήκη εγκατεστημένης ισχύος πριν από το 2025/2026

Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ στην Ελλάδα, 2020



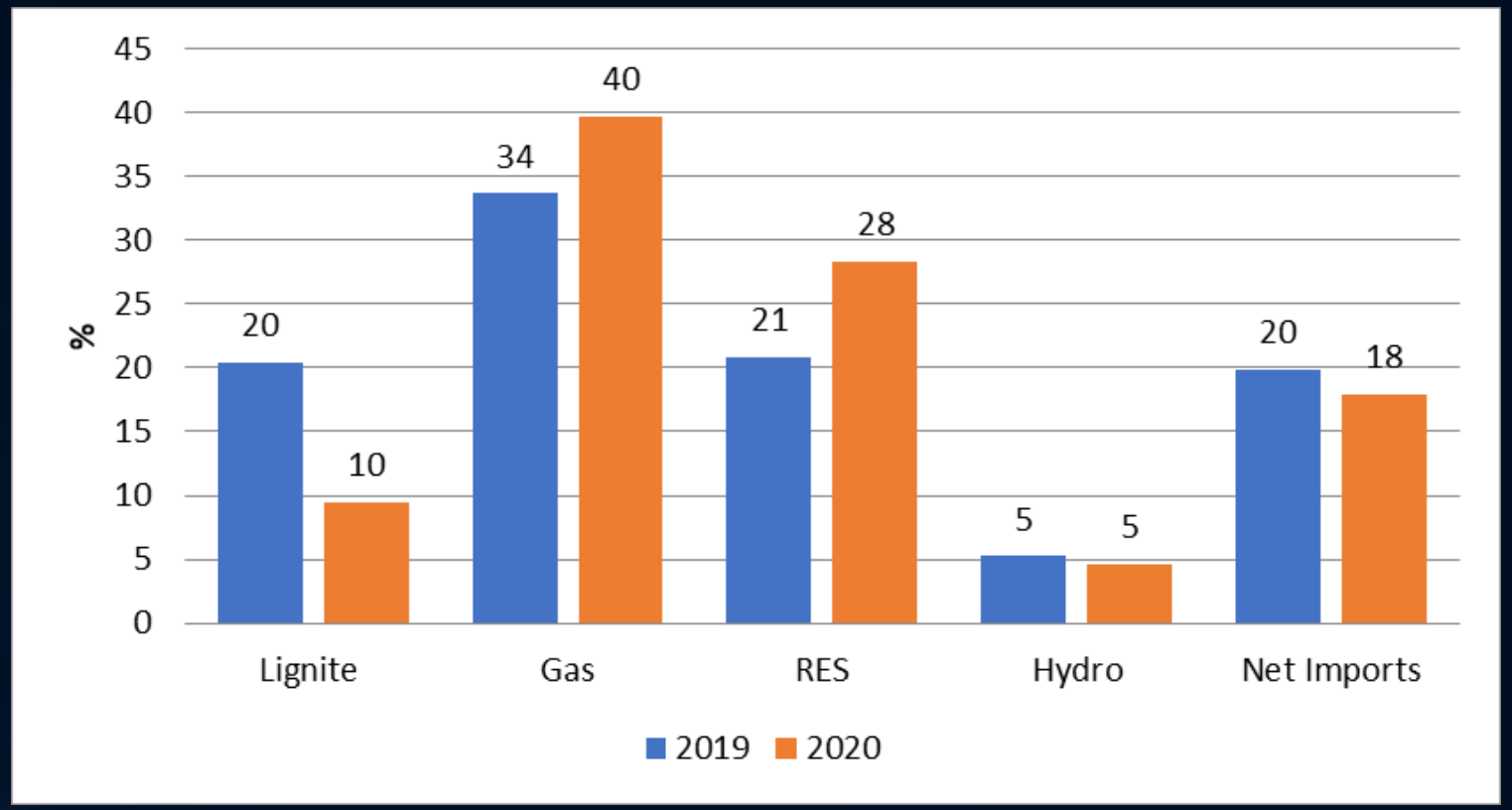
Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Annual installed capacity	2	10	35	152	425	912	1.043	17	10	5,4	12,9	41,1	250	250	500
Cumulative installed capacity	2	12	47	199	624	1.536	2.579	2.596	2.606	2.611	2.624	2.665	2.915	3.165	3.665

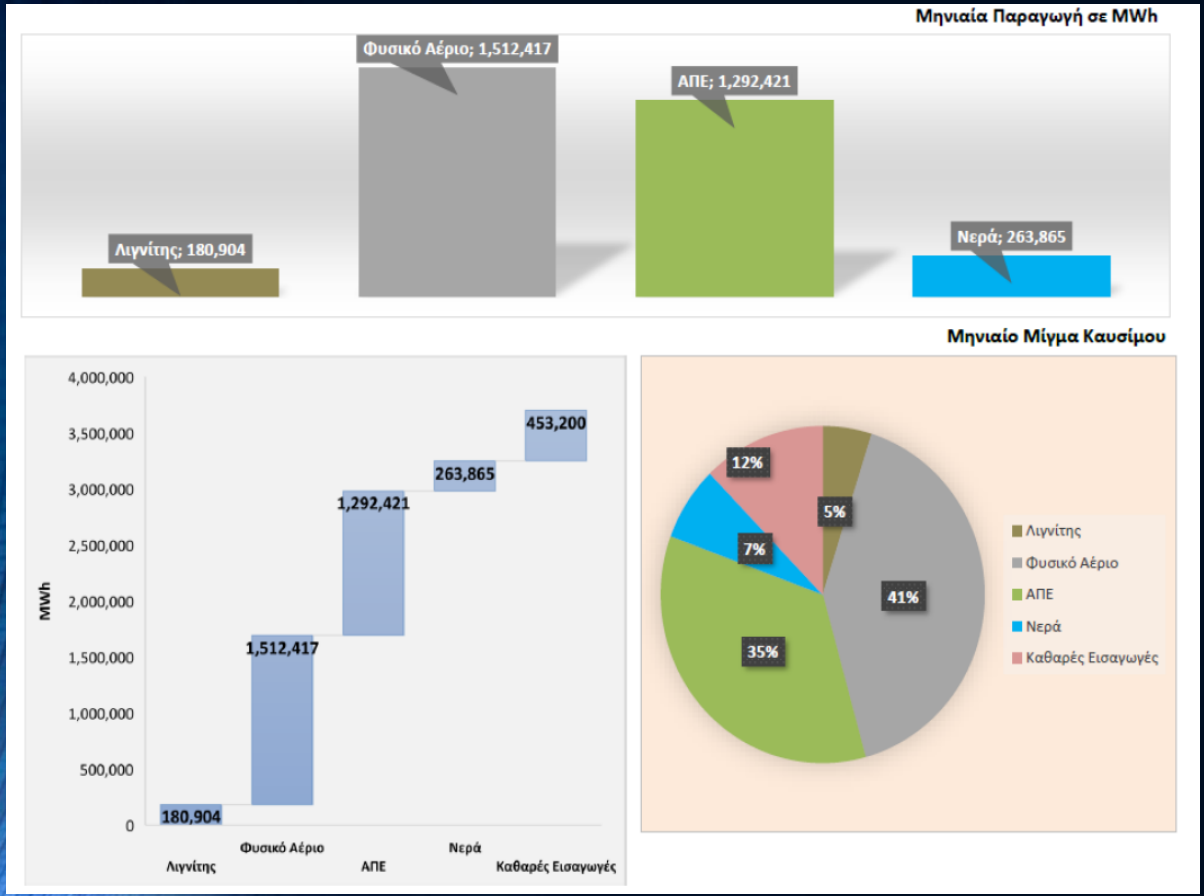
Πηγή: ΣΠΕΦ

Το μίγμα καυσίμου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, 2019 και 2020

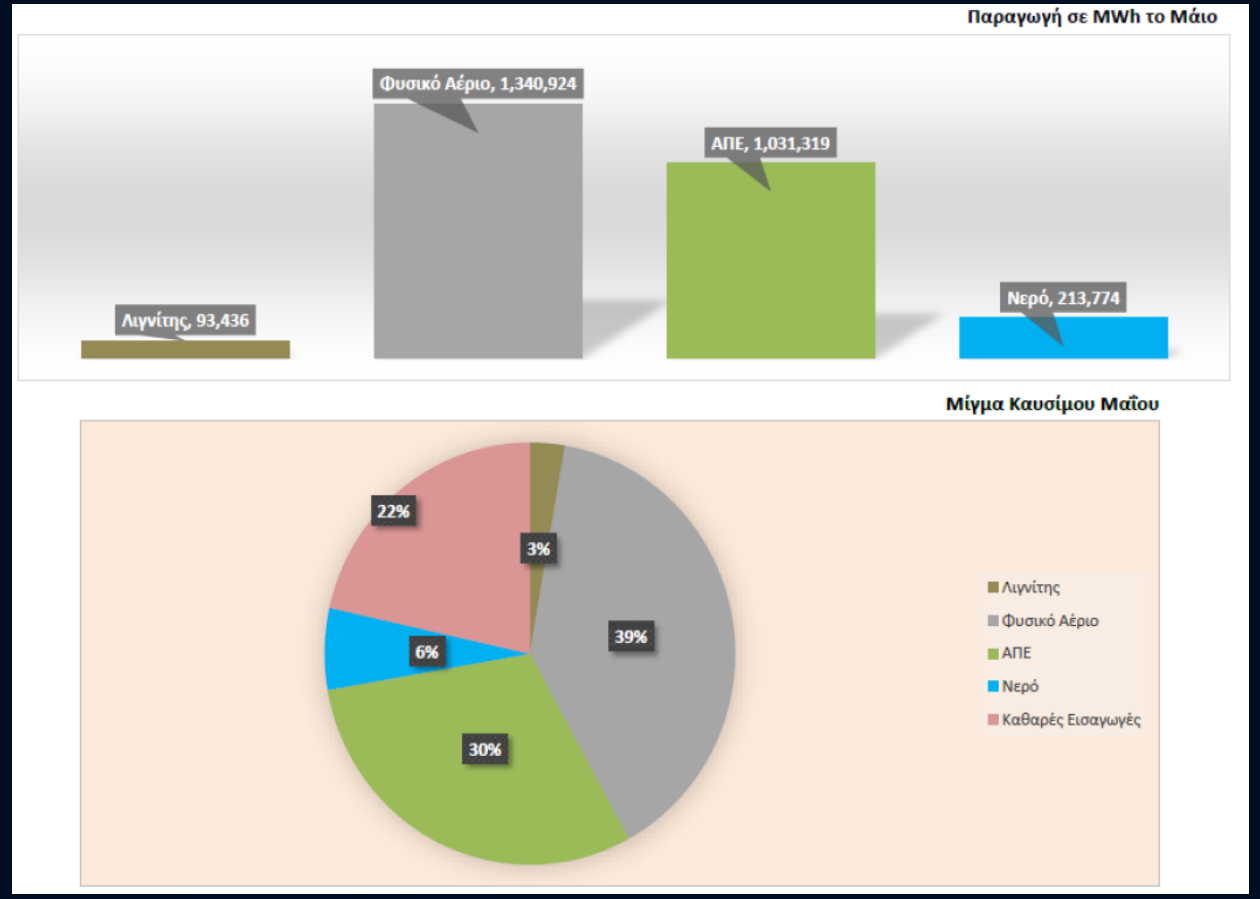


Πηγή: ΙΕΝΕ

Η Παραγωγή Ενέργειας (MWh) και το Μίγμα Καυσίμων στην Ελλάδα (1/3)



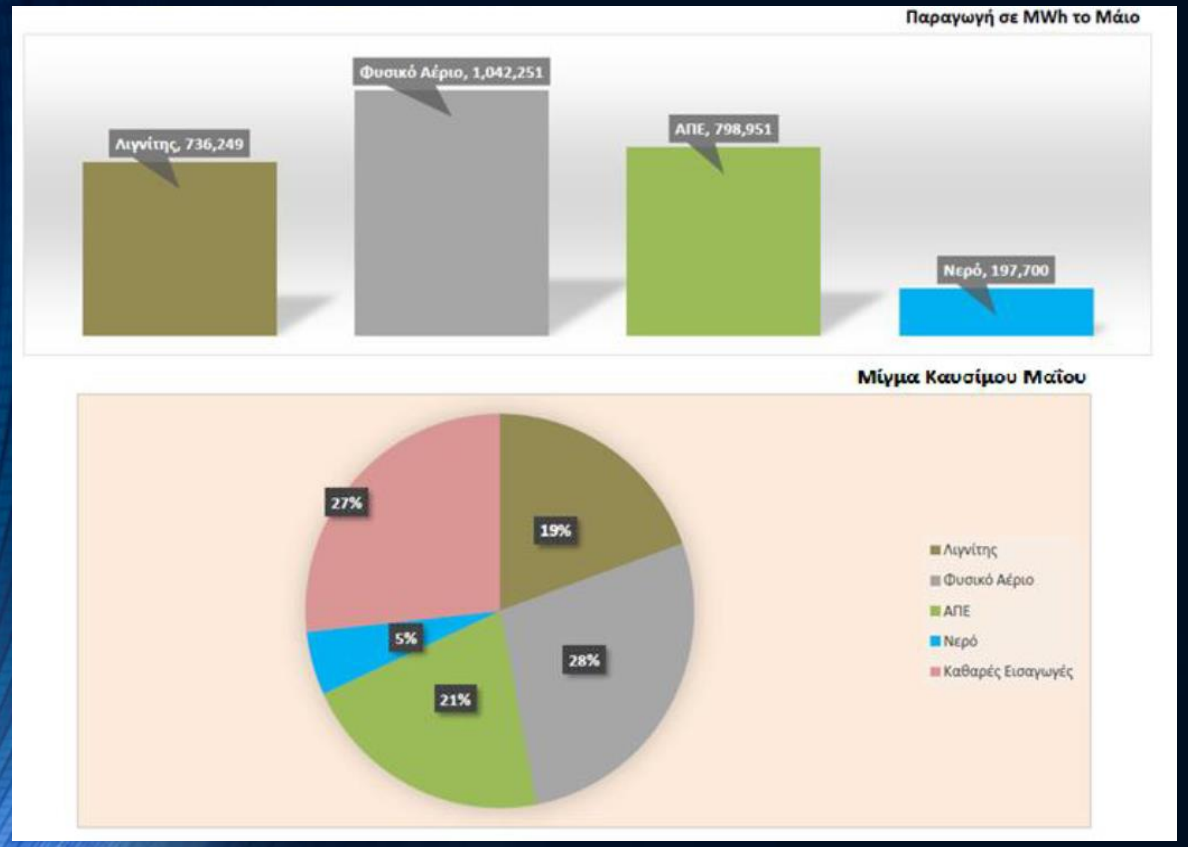
Μάιος 2021



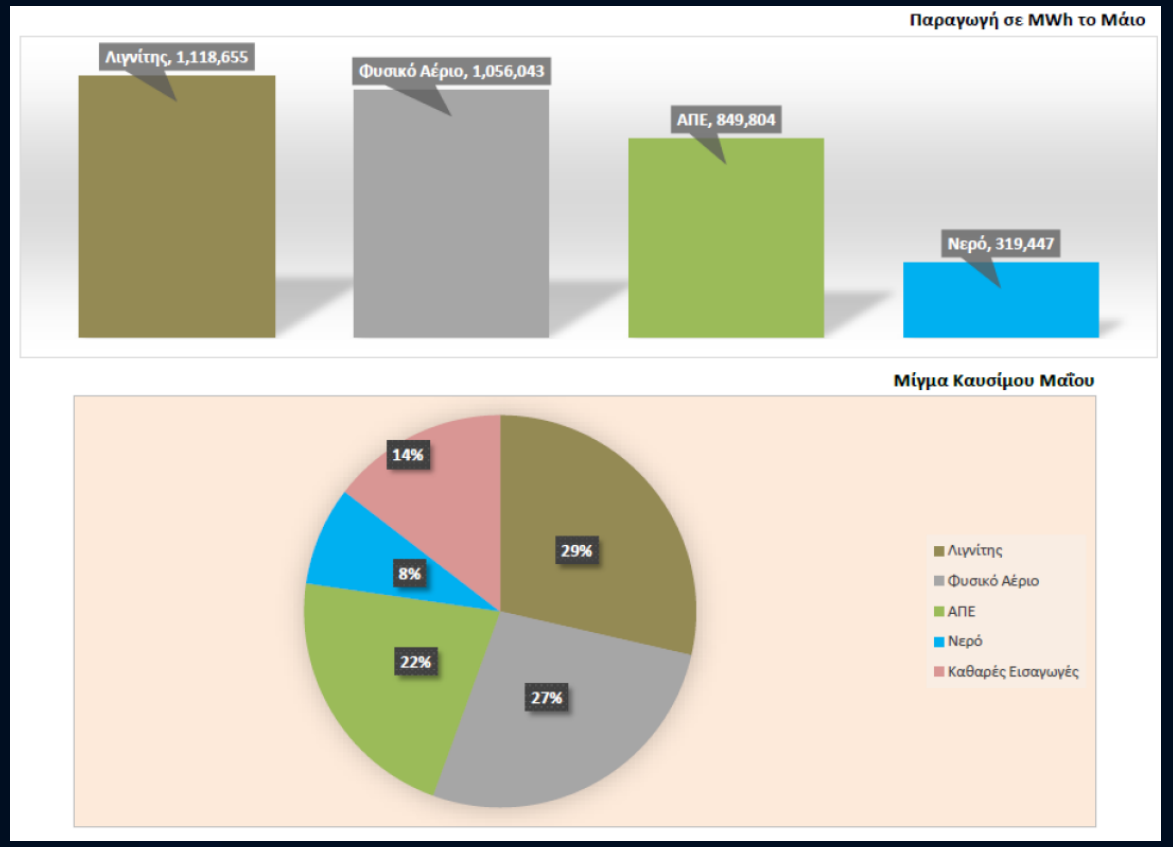
Μάιος 2020

Πηγή: ΙΕΝΕ

Η Παραγωγή Ενέργειας (MWh) και το Μίγμα Καυσίμων στην Ελλάδα (2/3)



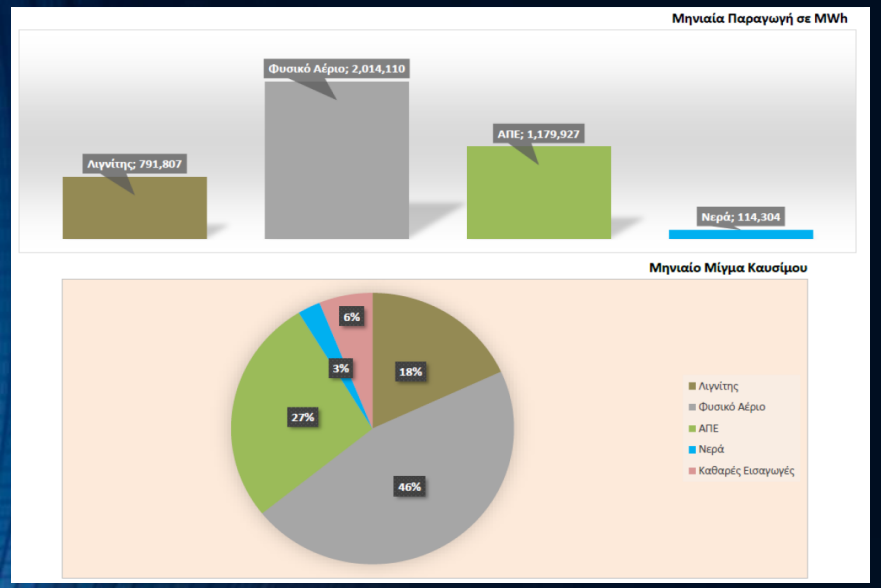
Μάιος 2019



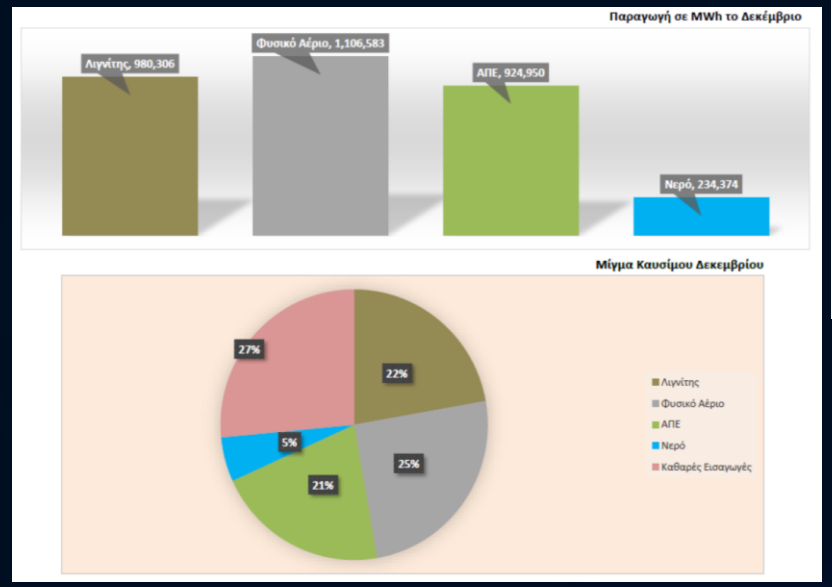
Μάιος 2018

Πηγή: ΙΕΝΕ

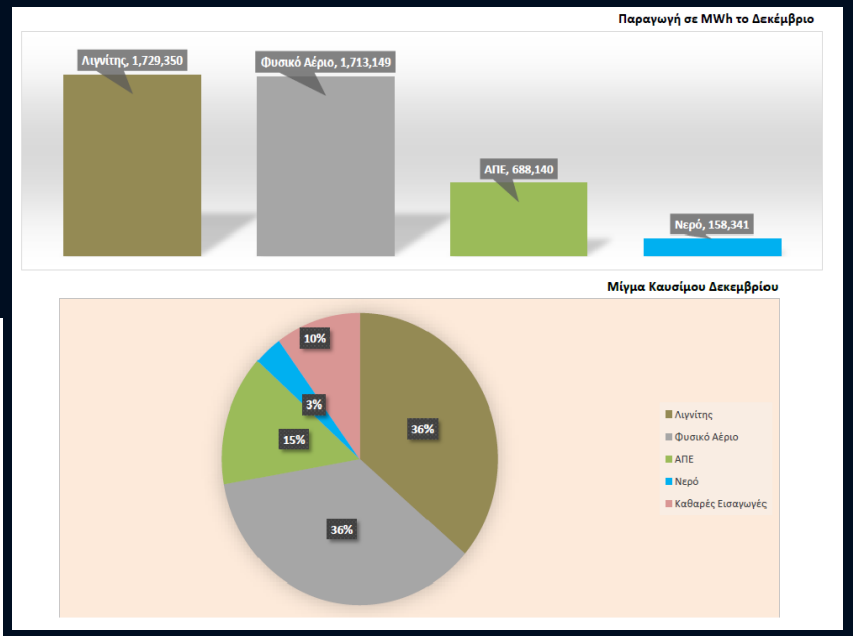
Η Παραγωγή Ενέργειας (MWh) και το Μίγμα Καυσίμων στην Ελλάδα (2/3)



Δεκέμβριος 2020



Δεκέμβριος 2019



Δεκέμβριος 2018

Πηγή: ΙΕΝΕ

Η Διείσδυση των ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (2/2)

- Η αποθήκευση με μπαταρίες, αν και αναμένεται να φτάσει στα 1,5 - 2,0 GW έως το 2023/2024, δεν προβλέπεται να οδηγήσει σε πολύ υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ - αλλά αντίθετα να συμβάλει στην καλύτερη κατανομή της παραγωγής ΑΠΕ σε περίοδο 24ώρου

- Η μεγαλύτερη χρήση φυσικού αερίου, οι περισσότερες εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικές χώρες και η μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ είναι τα κύρια χαρακτηριστικά του μεταβαλλόμενου μίγματος ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

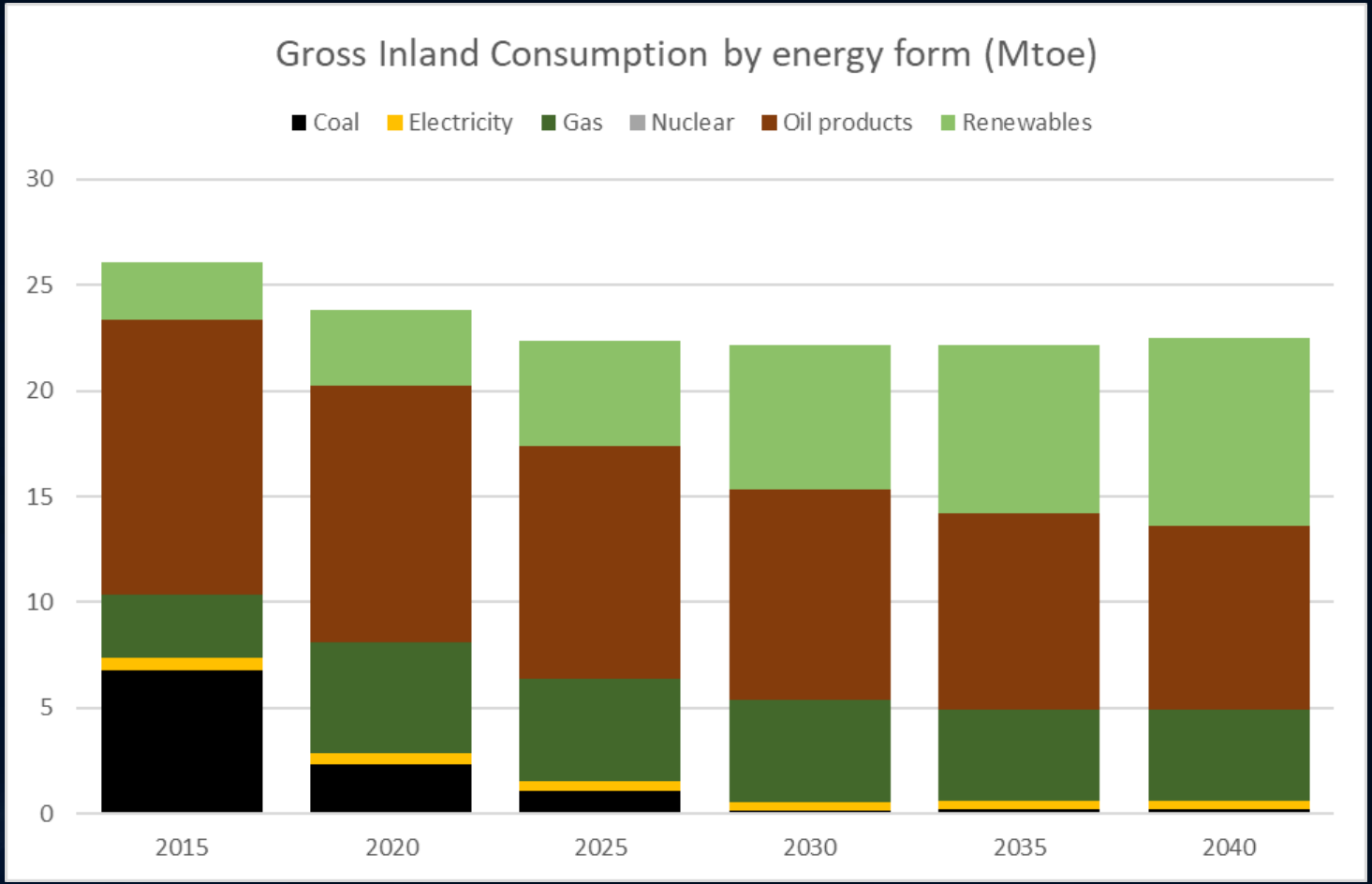
- Καθώς αναμένεται μεγαλύτερη χωρητικότητα ΑΠΕ, μαζί με την αποθήκευση ενέργειας τα επόμενα χρόνια, είναι ασφαλές να προβλέψουμε ότι έως το 2030 η Ελλάδα θα είναι σε θέση να διπλασιάσει την διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό της μείγμα (δηλαδή 34% - 36%) όπως επίσης να επιτύχει ακόμη μεγαλύτερη συνεισφορά των ΑΠΕ στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής (> 60%)

Σύνοψη εθνικών στόχων στο πλαίσιο του ΕΣΕΚ

Έτος στόχου: 2030	Τελικό ΕΣΕΚ	Αρχικό σχέδιο ΕΣΕΚ	νέοι Στόχοι ΕΣΕΚ σε σχέση με στόχους Ευρωπαϊκής Ένωσης
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≥35%	31%	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32% ΕΕ
Μερίδιο ΑΠΕ στην Ακαθάριστη Τελική Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας	≈61-64%	56%	
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας	≈16,1-16,5 Mtoe (≥38% σε σχέση με προβλέψεις 2007)	18,1 Mtoe (32%) (αναφερόταν σε 17,3 Mtoe χωρίς θερμότητα περιβάλλοντος)	Αυξημένος βαθμός φιλοδοξίας σε σχέση με Ευρωπαϊκό κεντρικό στόχο 32.5% και επίτευξη στόχου βάσει νέου δείκτη ΕΕ για μείωση κατανάλωσης σε σχέση με το έτος 2017
Μερίδιο Λιγνίτη στην Ηλεκτροπαραγωγή	0%	16,5%	
Μείωση ΑτΘ	≥42% vs σε σχέση με 1990, ≥56% σε σχέση με 2005	33% σε σχέση με 1990, 49% σε σχέση με 2005	Σε ταύτιση με κεντρικούς Ευρωπαϊκούς στόχους και υπεραπόδοση σε σχέση με εθνικές δεσμεύσεις στους τομείς εκτός ΣΕΔΕ

Πηγή: Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα

Ακαθάριστη εγχώρια εσωτερική κατανάλωση (2015-2040)



Πηγή: Μελέτη ΙΕΝΕ "SEE Energy Outlook 2020/2021"

Οι αναμενόμενες ενεργειακές επενδύσεις στην Ελλάδα, 2020-2030

Τομέας	Σύνολο εκτιμώμενων επενδύσεων (εκατ. €) περιόδου 2020-2030
1. ΑΠΕ ηλεκτροπαραγωγή	9.000
2. Υποδομές ηλεκτρικού συστήματος	5.500
3. Νέες θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και κεντρικές μονάδες αποθήκευσης	1.300
4. Έργα ανάπτυξης δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας – Ψηφιοποίηση	3.500
5. Διασυνοριακοί αγωγοί φυσικού αερίου	2.200
6. Δίκτυα και αποθήκευση φυσικού αερίου	2.000
7. Έρευνα και Καινοτομία	800
8. Ενεργειακή απόδοση	11.000
9. Επενδύσεις τομέα διυλιστηρίων	1.500
10. Κλιματική αλλαγή-διαχείριση πλημμυρών-δάση	2.000
11. Κυκλική οικονομία-ανακύκλωση	5.000
ΣΥΝΟΛΟ	**43.800**

Πηγή: Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα

Εκτιμώμενες Ενεργειακές Επενδύσεις στην Ελλάδα σε εκατ. (€)	
Πετρέλαιο	7.700
Φυσικό Αέριο	2.800
Ηλεκτρισμός (Δίκτυα, θερμικοί σταθμοί, ΑΠΕ, Αποθήκευση)	21.200 (με τις ΑΠΕ και την Αποθήκευση ~ 13.000GW)
Ενεργειακή Αποδοτικότητα	11.000
Οικιακές και Εμπορικές Ηλιοθερμικές Εφαρμογές	1.500
Έρευνα και Καινοτομία	1.000
ΣΥΝΟΛΟ	45.200

Πηγή: Ετήσια Έκθεση ΙΕΝΕ 2020 για τον Ελληνικό Ενεργειακό Τομέα

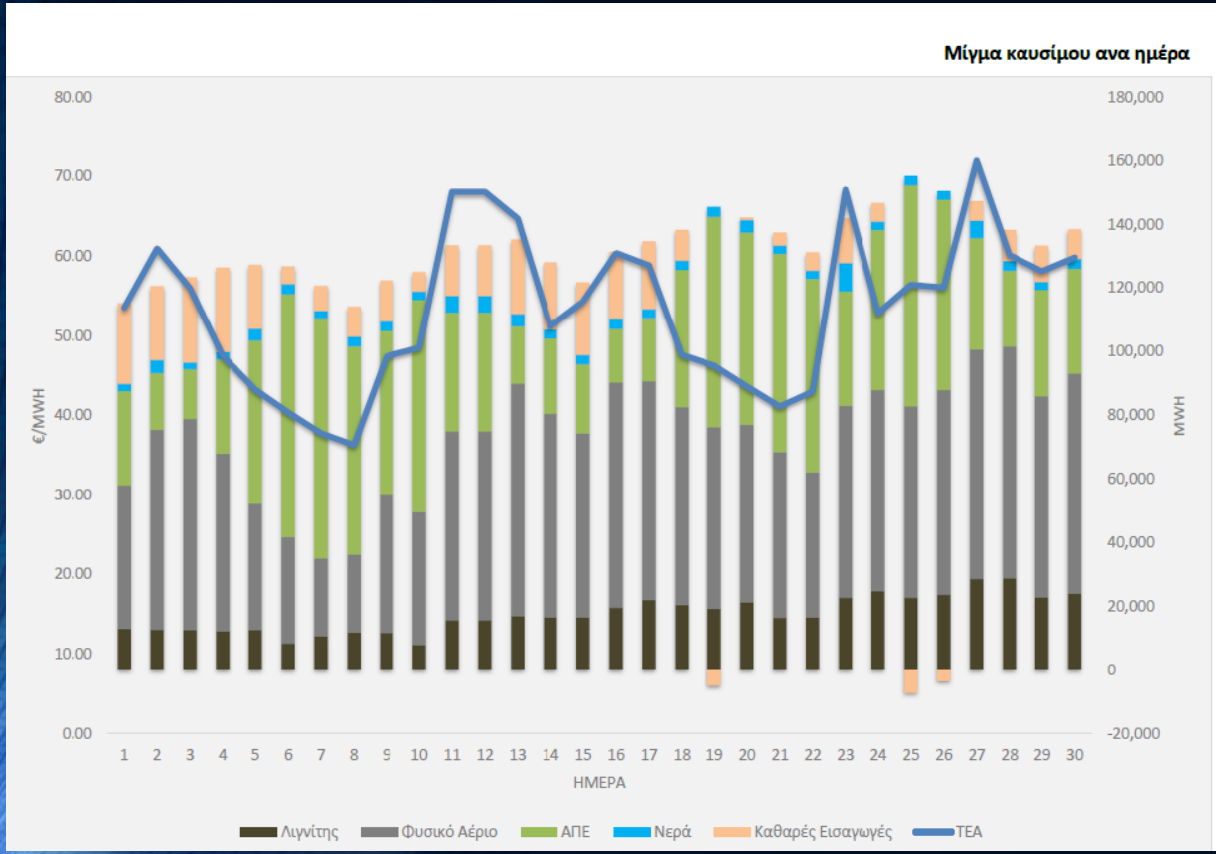
Το Ενεργειακό Μίγμα στην Ηλεκτροπαραγωγή (1/2)

- Είναι σημαντικό να γνωρίζουμε την διαμόρφωση του ενεργειακού μίγματος στην ηλεκτροπαραγωγή, ημέρα με ημέρα και εβδομάδα προς βδομάδα
- Υπάρχουν σοβαρές αποκλίσεις στην συμμετοχή των διαφόρων καυσίμων
- Πλέον σταθερή είναι η συμμετοχή του ηλεκτρισμού που παράγεται από θερμικούς σταθμούς (λιγνίτη, φυσικό αέριο)
- Απόλυτα μεταβλητή είναι η συμμετοχή των ΑΠΕ, ιδιαίτερα της αιολικής ενέργειας, καθώς και των εισαγωγών
- Η θερμική παραγωγή είναι τελείως απαραίτητη στη λειτουργία του συστήματος παρέχοντας φορτίο βάσης και διασφαλίζοντας την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε 24ωρη βάση

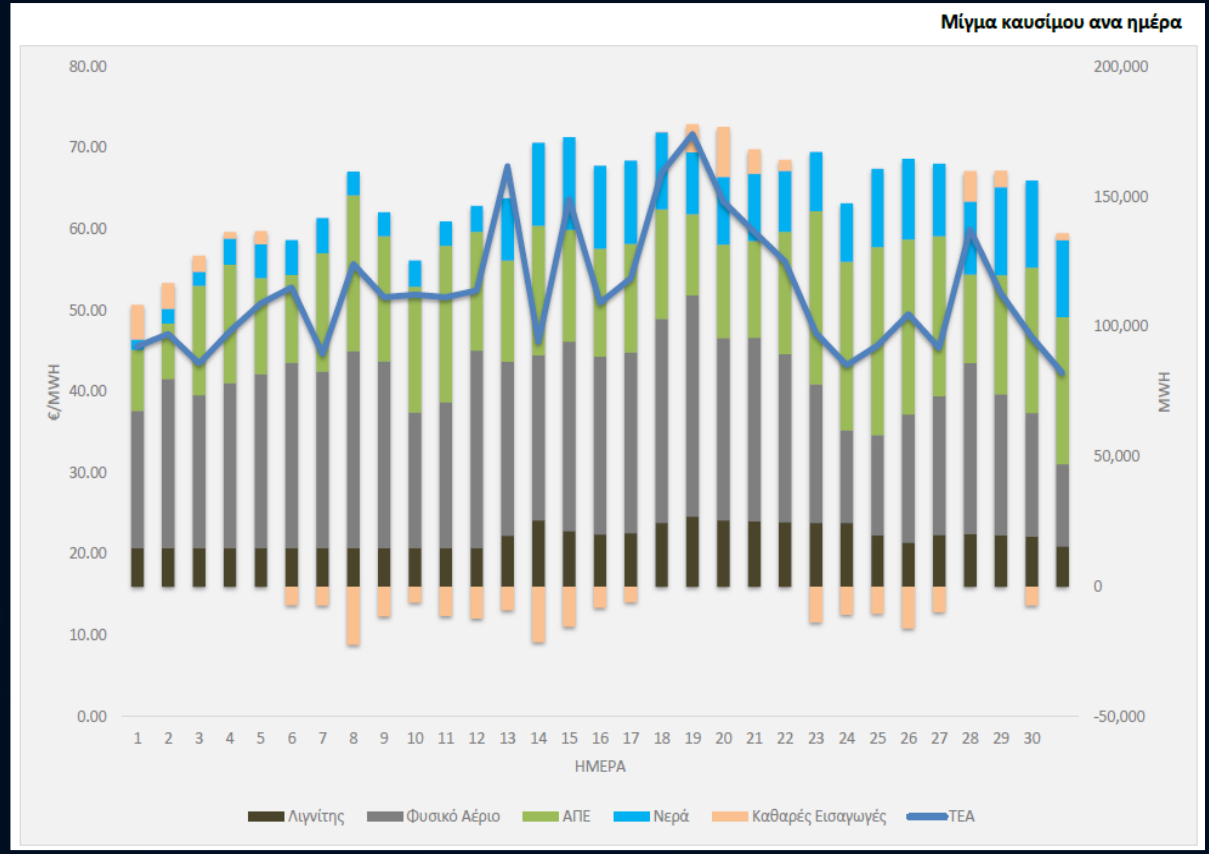
Το Ενεργειακό Μίγμα στην Ηλεκτροπαραγωγή (2/2)

- Μεταβλητή είναι επίσης η συμμετοχή των μεγάλων υδροηλεκτρικών (λόγω μεταβλητής υδραυλικότητας και αδρεύσεων) με τις περισσότερες φορές να δρουν ως εξισορροποιητικοί μηχανισμοί
- Η προσθήκη συστημάτων αποθήκευσης (κυρίως αντλησιοταμίευσης) διευκολύνει την μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ και συνιστά στην πράξη μια πρόσθετη μονάδα για κάλυψη της ζήτησης
- Επιπλέον, η συμμετοχή συστημάτων με μπαταρίες βοηθά στην εξομάλυνση της παραγωγής των ΑΠΕ και προσφέρει πολύτιμες επικουρικές υπηρεσίες
- Με τα συστήματα αποθήκευσης σε μπαταρίες να συνδράμουν στην βελτίωση της αξιοπιστίας και της ποιότητας της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας

Μίγμα Καυσίμου ανά ημέρα (1/2)



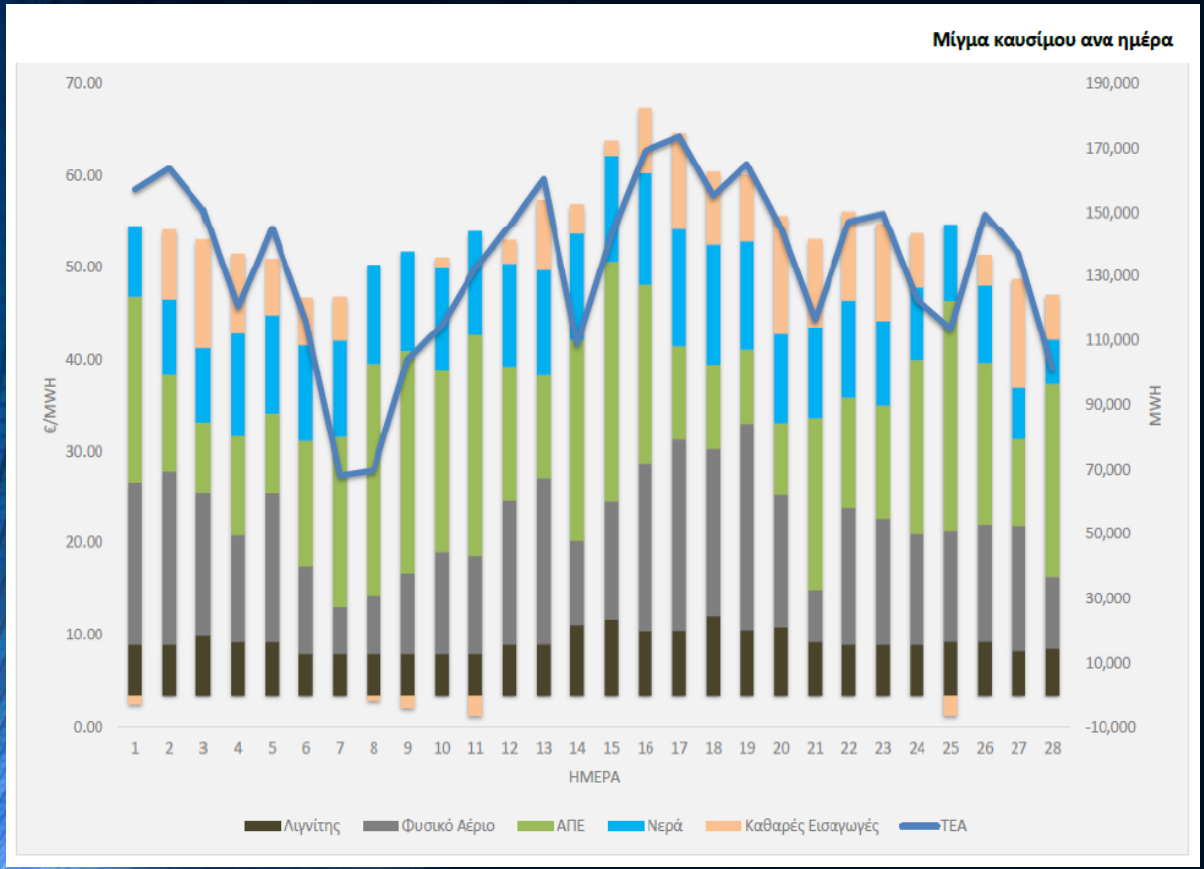
Νοέμβριος 2020



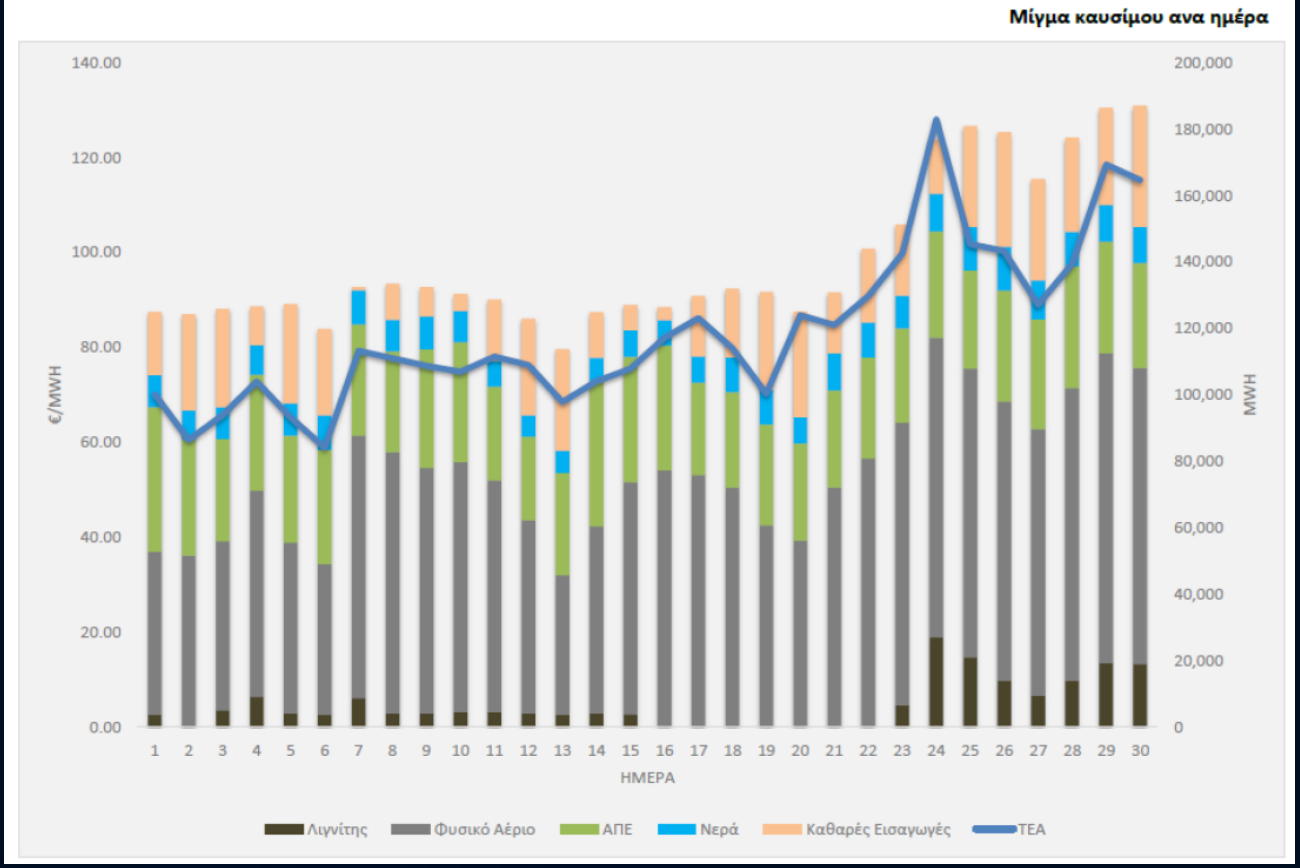
Ιανουάριος 2021

Πηγή: ΙΕΝΕ

Μίγμα Καυσίμου ανά ημέρα (2/2)



Μάρτιος 2021



Ιούνιος 2021

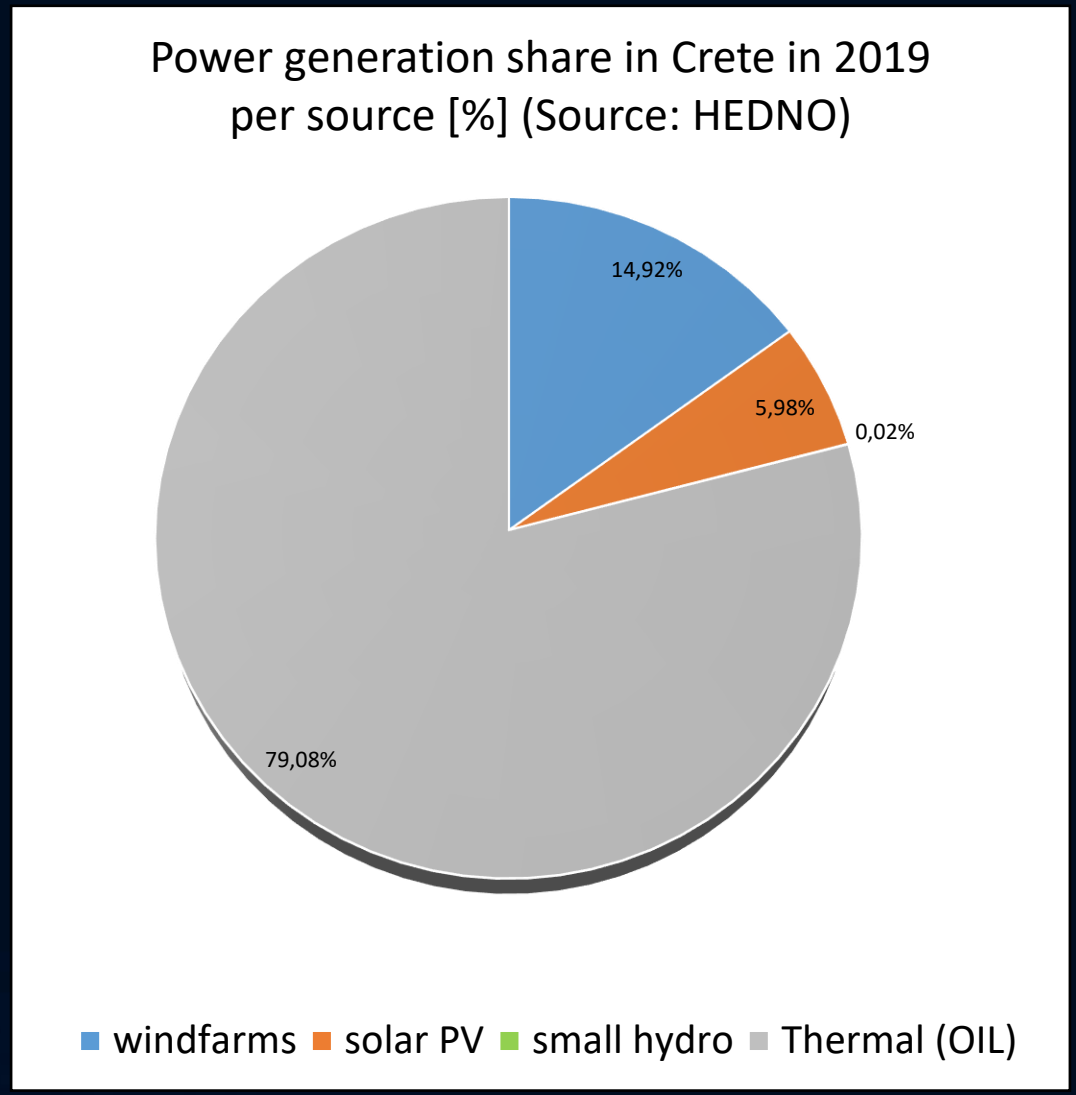
Πηγή: ΙΕΝΕ

Introduction – Current condition

- Crete depended on Oil for its power generation by 79.08% in 2019, or 2.44 TWh .
- EU Directives 2010/75/EU (IED) and 2015/2193 are in effect, expected to lead to withdrawal the oil-fired power generating units in Greece's island systems.
- Currently there are 24 oil-fired power generating units in Crete, with installed capacity of approximately 708 MW located in three sites: Hania, Atherinolakkos and Linoperamata.
- AC interconnector Crete-Peloponnese has been deployed in May 2021.

Outlook (intermediate future)

- DC interconnector (2x500 MW) Crete Attica
- Considerations for conversion Atherinolakos Steam turbine units 1 & 2, for use of natural gas.
- 11 units have or will obtain derogation from IED
- Retirement of 16 units with total installed capacity of 318 MW by 2026.
- Considerations for installation of a new efficient CCGT (250 MW)



Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ

Feasibility Study of Energy Storage Systems' Integration in Crete - Scope

- **Scope of the analysis** is to identify the economic (and environmental) benefits of the introduction of energy storage systems in Crete.
- **Assessed technology**: lithium-ion Battery Energy Storage Systems (**BESS**)
- **Two reference years 2022 and 2030**

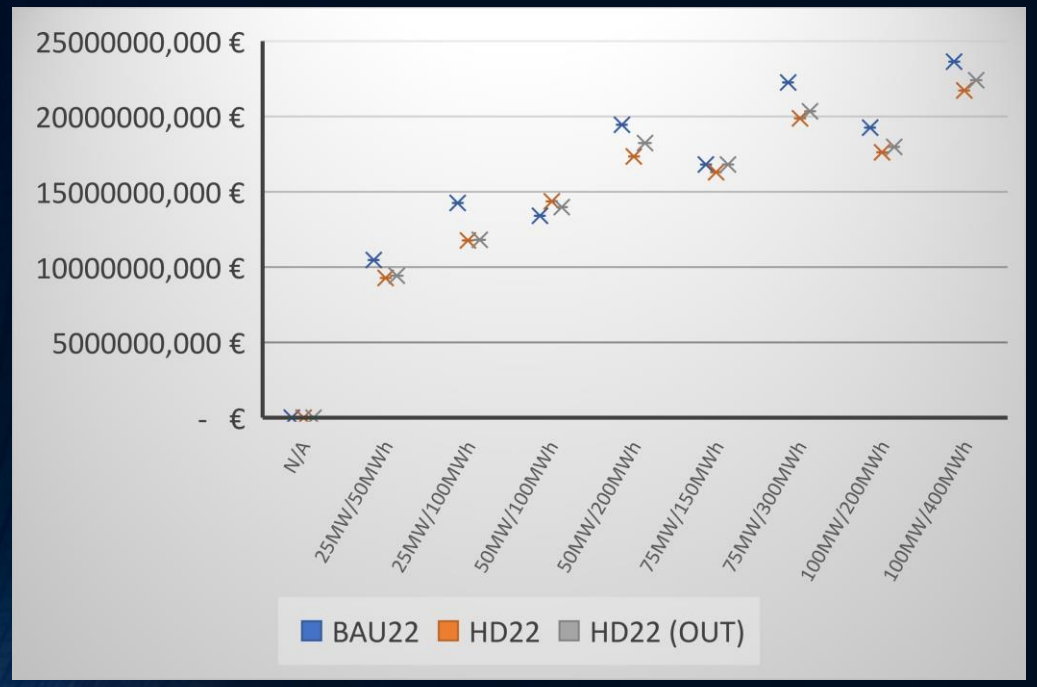
- 2022:
  - The system cost optimization (power generation and reserves)
  - The reduction of oil use in Crete
  - Two scenarios: BAU22 and HD22 (Examination of two electricity demand profiles)
    - Deployed Peloponnese – Crete AC interconnector (MVA)
    - Assessment of BESS in an event of circuit disconnection at AC interconnector under a high electricity demand conditions (indicated with connotation OUT)

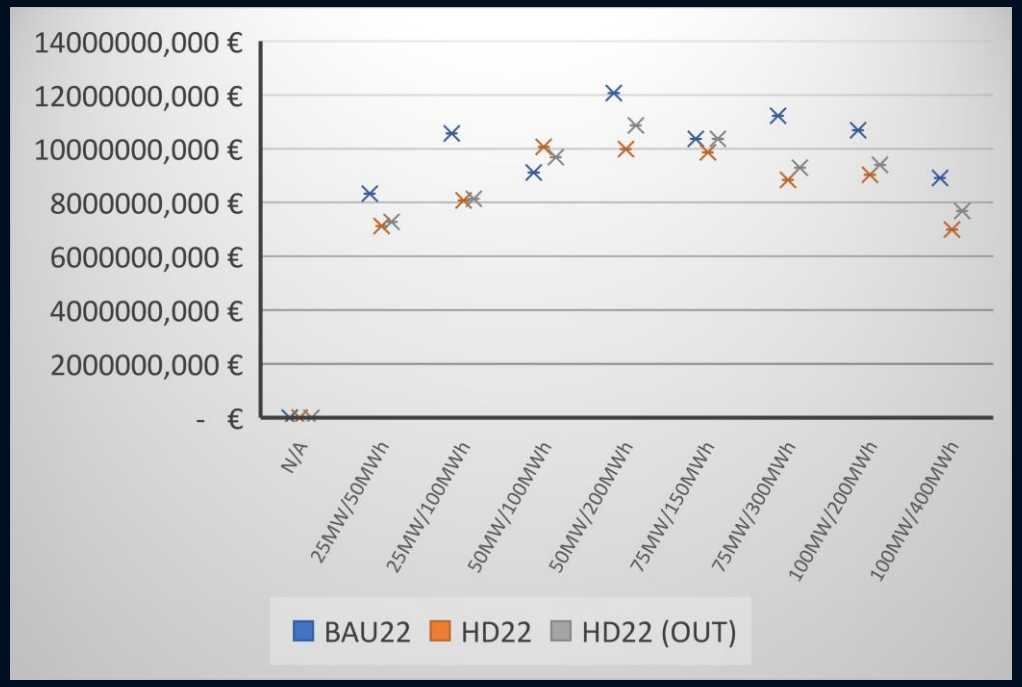
- 2030:
  - Reduction of RES curtailment in scenarios with high penetration of renewables (2.55 GW)
  - Cost reduction under adequacy concerning circumstances (certain generation and interconnector capacities available)
  - 8 scenarios:
    - Deployed DC interconnector Attica – Crete
    - Examination of two electricity demand profiles
    - Examination of two RES generation profiles
    - Assessment of BESS with/without the deployment of an efficient Gas-fired CCGT
    - Assessment of BESS with/without the deployment of Amari hybrid power station (pump storage unit)
    - Assessment of BESS in an event of a DC pole disconnection at DC interconnector

- **Methodology:** Crete UCED+S model developed by IENE : A deterministic Mixed-integer linear programming tool that performs Cost optimization (minimization).

Input : Thermal cycle characteristics of available thermal units, Grid constraints, RES generation, Electricity Demand, Variable and Startup Costs, BESS operation constraints → Output: electricity generation mix, System cost (optimized)

Comparative Results of BESSs' economic feasibility for 2022





- System benefit BAU22 : €10.5 - €23.6 mil. for BESS storage capacity ranging between 50 MWh and 400 MWh
- System benefit HD22 : €9.3 - €21.7 mil. for BESS storage capacity ranging between 50 MWh and 400 MWh
- Higher benefit of BESSs' integration in BAU22 scenario by €1.8 – €2.1 mil. due to (a) BESS capacity contributing to the spinning reserves (b) due to more thermal units' start ups avoided with the integration of BESS.
- disconnection event of one circuit at the AC interconnector Crete-Peloponnese during a period of high demand (July-August) adds an economic benefit of 4% – 9% (Scenario HD22)

Main Conclusions

- Economic feasibility of BESS based on projected CAPEX can be found mostly in 2022 when oil units are still the main source of electricity in Crete, and therefore the displacement of their output with RES and imported electricity yields higher economic benefits.

- The economically optimal BESS has been identified to be a BESS with capacity 50MW/200MWh, which can provide economic benefit to the system i.e. system cost reduction after depreciation, of €12.07 mil. and €9.98 mil. for scenarios BAU22 and HD22 respectively.

- A lower demand profile (BAU22) exhibits higher economic feasibility for BESS integration as their value for provision of ancillary services (spinning reserves) increases

- Central BESSs' integration is economically infeasible due to very high investment capital costs in 2030 and low economic benefit from arbitrage.

- Economic feasibility occurs in 2030 under circumstances of an event of one pole disconnection at DC cable interconnector Attica-Crete (2 months) for BESS storage capacities ranging from 50MWh - 100MWh for BAU scenario and for any integrated BESS storage capacity under increased demand conditions

- RES Curtailment occurs only under a high RES integration scenario that includes aggregated RES capacity of 2,550 MW in Crete (RES curtailment of 9.17% and 7.82% or 622 GWh/year and 532 622 GWh/year for HR30 and HDHR30 scenario respectively). In this case there is notable utility value of BESS but still BESS integration remains economically infeasible.

- BESS with high storage capacity are required to reduce drastically curtailment under conditions of high RES penetration (these investments however remain economically infeasible).

ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

Σας ευχαριστώ για την προσοχή σας

www.iene.eu

cstambolis@iene.gr