



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών
Εργαστήριο Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

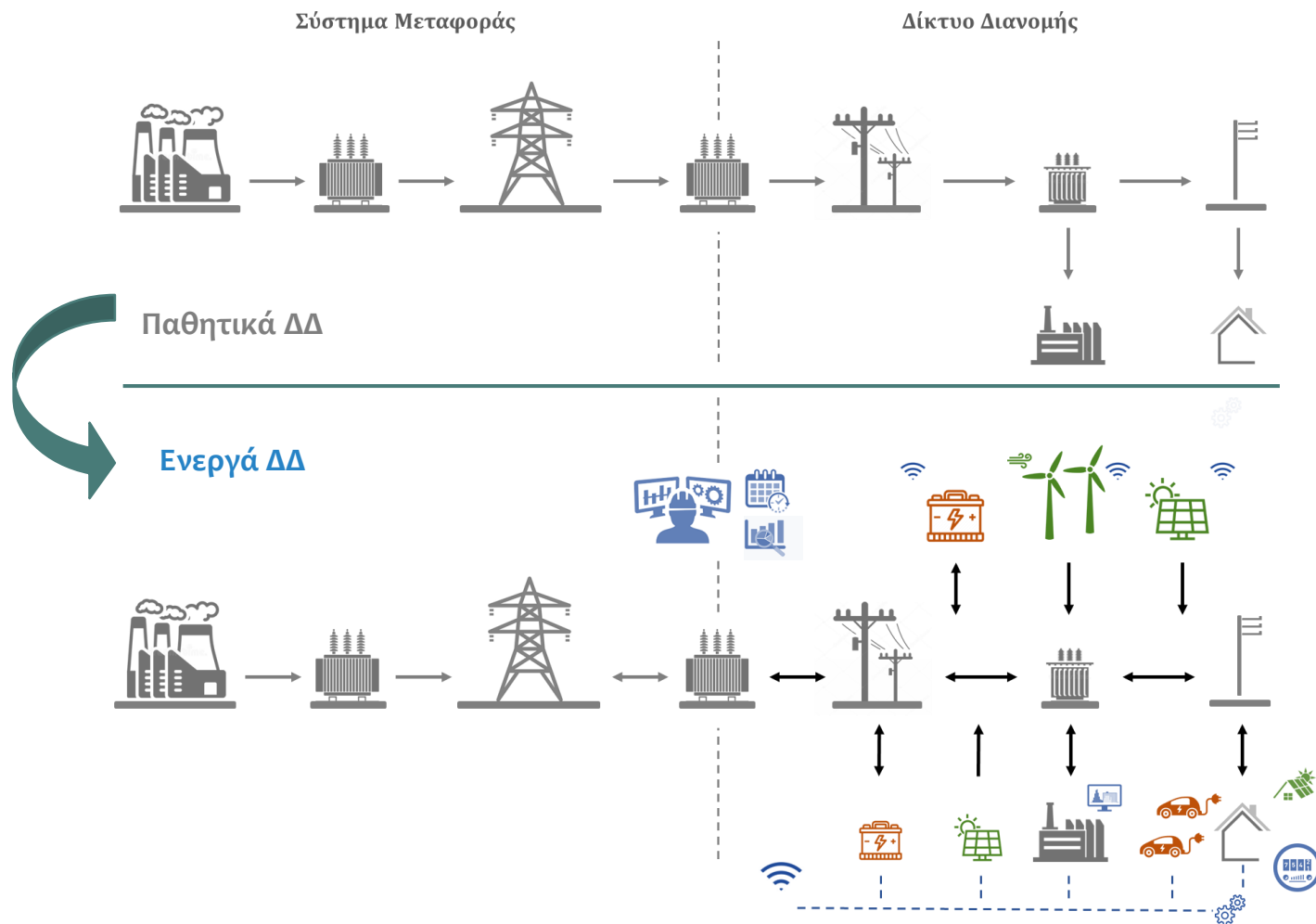
Βελτιστοποίηση Διαχείρισης των Ενεργών Δικτύων Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας με Ετερογενείς Πηγές Ευελιξίας

Διδακτορική διατριβή

Βασίλειος Α. Ευαγγελόπουλος

Αθήνα, Νοέμβριος 2022

Μετάβαση από τα παθητικά στα ενεργά ΔΔ



Τι σημαίνει ο όρος “ενεργά δίκτυα διανομής (ΔΔ)”;

- ❑ Αυξημένη παρουσία διανεμημένων ενεργειακών πόρων (ΔΕΠ)
 - ✓ Μονάδες ΑΠΕ (κυρίως σταθμοί ΦΒ και αιολικοί σταθμοί)
 - ✓ Ευέλικτα φορτία
 - ✓ Συστήματα αποθήκευσης (συσσωρευτές)
- ❑ Εποπτεία και έλεγχος στο επίπεδο της διανομής ΗΕ
 - ✓ Συστήματα εποπτείας και ελέγχου (SCADA)
 - ✓ Προηγμένα σύστημα διαχείρισης δικτύου διανομής (ADMS)
- ❑ Νέες υποχρεώσεις/ρόλοι για τον Διαχειριστή του ΔΔ
 - ✓ Διαχείριση του συστήματος διανομής με ετερογενείς πηγές ευελιξίας:
 - τοπική παραγωγή (μονάδες ΑΠΕ),
 - ευέλικτα φορτία,
 - συστήματα αποθήκευσης,
 - μέσω φορέων σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) φορτίων & ΑΠΕ

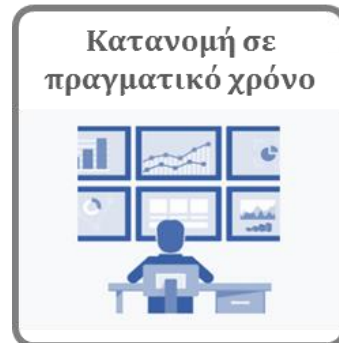
Περιεχόμενα παρουσίασης

1. Πως μπορούν να εκτιμηθούν οι επιπτώσεις της αυξανόμενης διείσδυσης των ΔΕΠ στη λειτουργία του ΔΔ;



2. Πως ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να προγραμματίσει τη λειτουργία του ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες, όπως η μεταβλητή παραγωγή μονάδων ΑΠΕ και η μεταβλητή κατανάλωση;

3. Πως ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να διαχειριστεί τις διαθέσιμες πηγές ευελιξίας κατά τη λειτουργία του ΔΔ σε πραγματικό χρόνο;

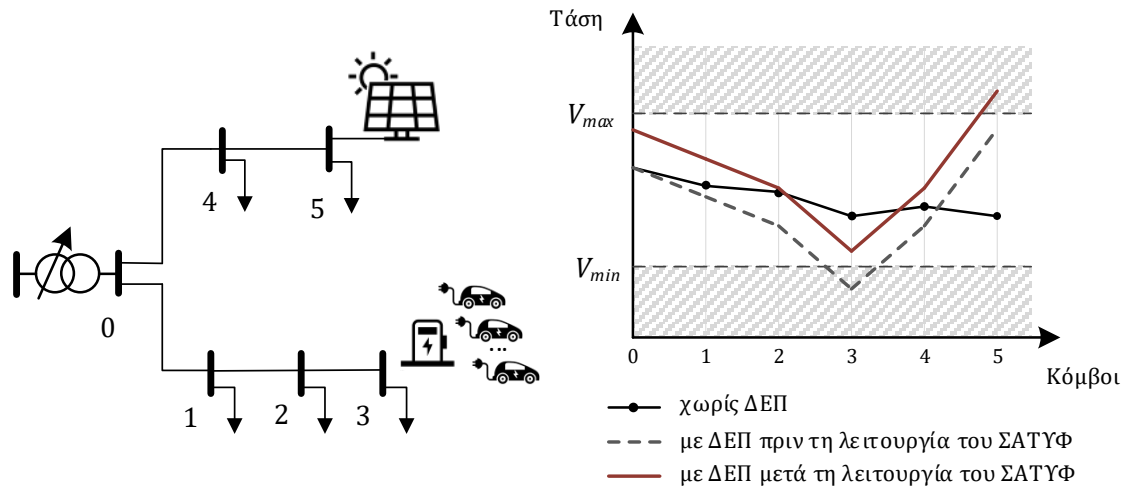


4. Πως ο Διαχειριστής ΔΔ μπορεί να αλληλεπιδράσει με φορείς σωρευτικής εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) φορτίων, μονάδων ΑΠΕ και αποθήκευσης για την οικονομικά βέλτιστη διαχείριση του ΔΔ;

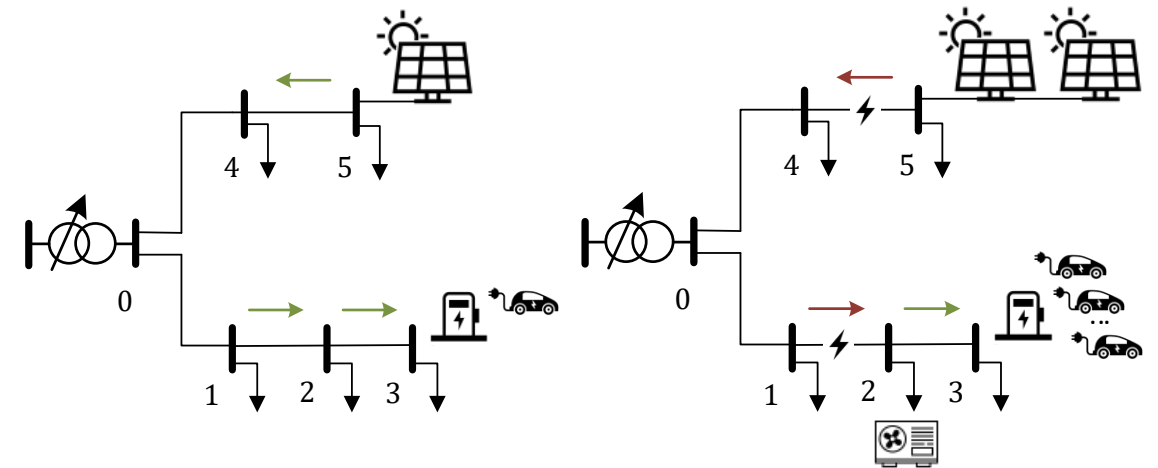
Εκτίμηση επιπτώσεων ΔΕΠ στα ΔΔ

Επιπτώσεις των ΔΕΠ στα ΔΔ (στη μόνιμη κατάσταση λειτουργίας)

1. **Παραβίαση ορίων τάσης** στις αργές μεταβολές τάσης (ανύψωση ή πτώση τάσης)



2. **Υπέρβαση θερμικών ορίων γραμμών διανομής και υποσταθμών (congestion)**



3. **Αύξηση απωλειών δικτύου** στις περιπτώσεις:
 - ο αυξημένης παρουσίας ΜΔΠ
 - ο αυξημένης παρουσίας νέων ηλεκτρικών φορτίων

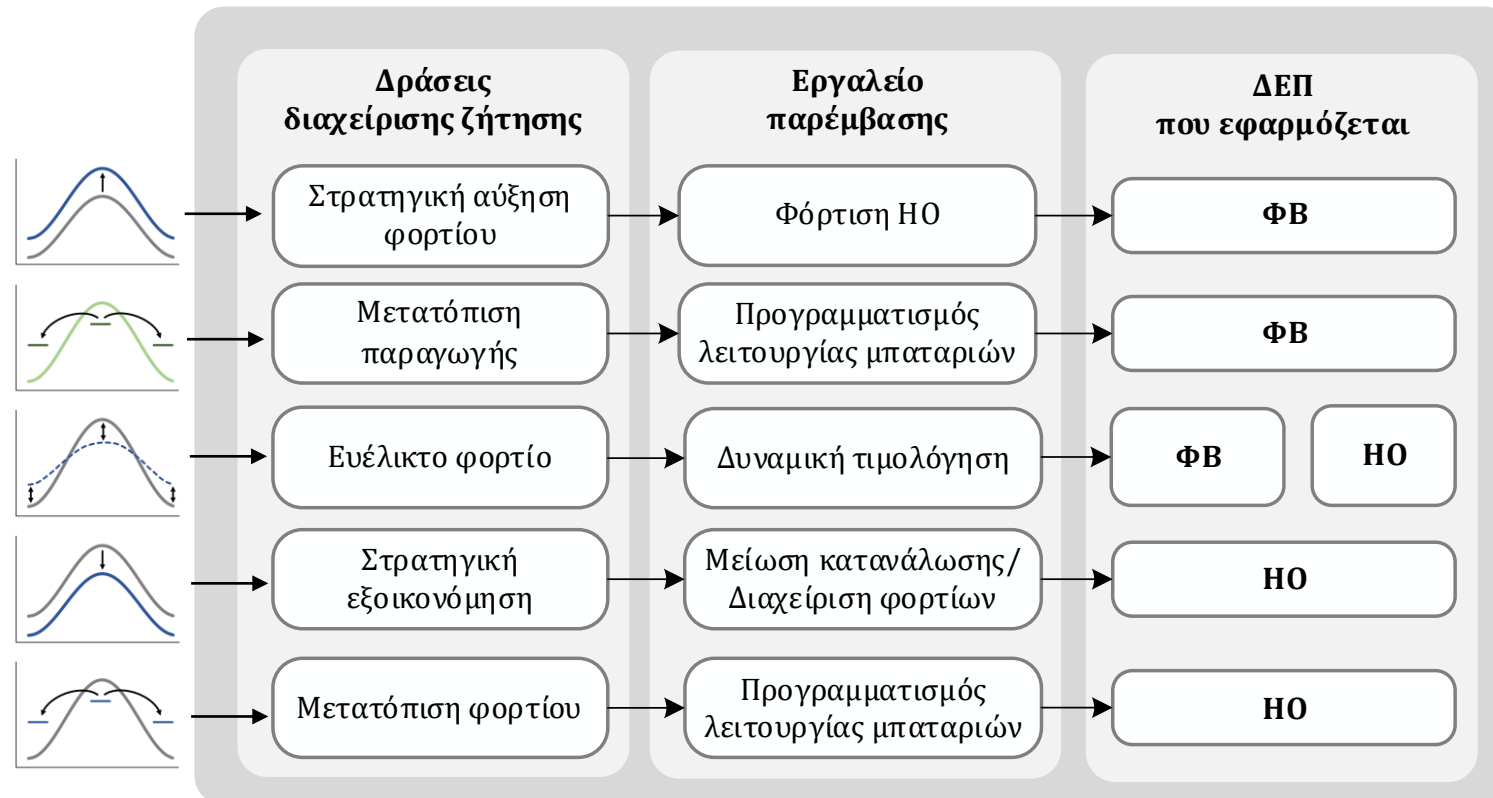
4. **Διακυμάνσεις** σε επίπεδο ηλεκτρικού συστήματος που πρέπει να αντισταθμιστούν
 - ο Λόγω των ΔΕΠ μεταβλητής λειτουργίας

Μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων ΔΕΠ στα ΔΔ (1/2)

- ❑ Βασίζεται στην **πιθανοτική ροή ισχύος** με προσομοίωση **Monte Carlo**
 - Εκτέλεση μεγάλου πλήθους ροών ισχύος πολλαπλών περιόδων με κατάλληλο λογισμικό (OpenDSS ή Matpower σε Matlab)
 - Συλλογή αποτελεσμάτων κάθε ροής ισχύος και επεξεργασία για τον υπολογισμό δεικτών αξιολόγησης
- ❑ Λαμβάνει υπόψη την **αβέβαιη και μεταβλητή λειτουργία** των ηλεκτρικών φορτίων και των ΔΕΠ:
 - μεταβλητό προφίλ ενέργειας κατανάλωσης
 - μεταβλητό προφίλ λειτουργίας των ΔΕΠ, π.χ. προφίλ ΦΒ παραγωγής ή προφίλ φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων (ΗΟ)
 - τυχαία μελλοντική εγκατάστασή των ΔΕΠ στο δίκτυο (τόσο σε θέση όσο και σε ισχύ)
- ❑ Υπολογίζει διαφορετικούς **δείκτες αξιολόγησης των επιπτώσεων**
 - Πλήθος καταναλωτών με πρόβλημα τάσης λόγω παραβίασης του προτύπου EN50160 (στις αργές μεταβολές τάσης)
 - Επίπεδο φόρτισης στοιχείων του δικτύου (% του θερμικού ορίου)
 - Επίπεδο φόρτισης γραμμής διανομής και φόρτισης υποσταθμών
 - Χρονική διάρκεια τεχνικών προβλημάτων (% της χρονικής διάρκειας της προσομοίωσης)
- ❑ Για κάθε δείκτη αξιολόγησης υπολογίζεται η **μέση τιμή** (αναμενόμενη τιμή) και η **τυπική απόκλιση**

Μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων ΔΕΠ στα ΔΔ (2/2)

- ❑ Ενσωμάτωση δράσεων διαχείρισης ζήτησης στη μεθοδολογία εκτίμησης επιπτώσεων
- ❑ Στόχος δράσεων: η αύξηση των περιθωρίων διείσδυσης των ΔΕΠ στα ΔΔ



Εφαρμογή μεθοδολογίας εκτίμησης επιπτώσεων ΔΕΠ Δεδομένα

❑ Εφαρμογή σε τμήμα δικτύου ΧΤ

- Δεδομένα από Διαχειριστή ΔΔ από την Αγγλία
<https://www.enwl.co.uk/go-net-zero/innovation/smaller-projects/>

❑ ΔΕΠ που εξετάζονται:

- **ΦΒ στεγών**
από 1,5 kWp έως 4 kWp με μέση μέγιστη παραγωγή ~ 3 kW
- **Ηλεκτρικά οχήματα**
3 kW / 24 kWh (π.χ. Nissan Leaf) με μέση μέγιστη ισχύς φόρτισης ~ 1,2 kW

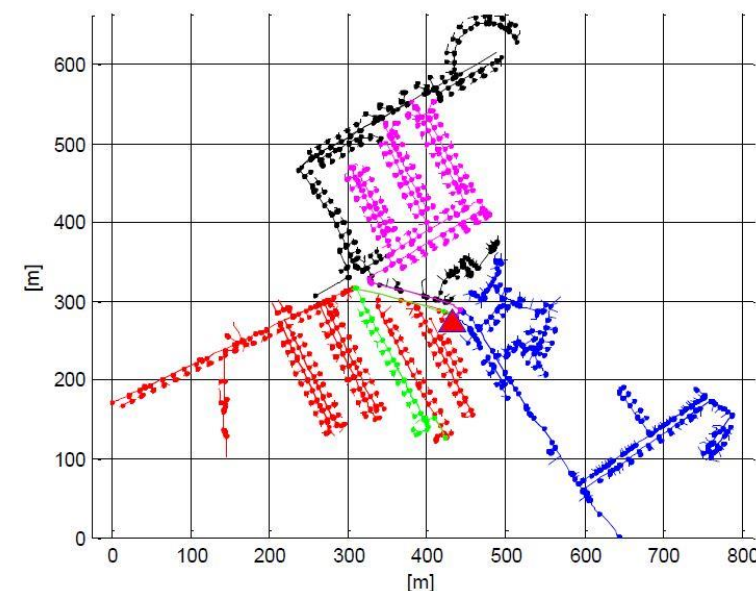
❑ Εκτίμηση επιπτώσεων για διαφορετικά επίπεδα διείσδυσης

- Επίπεδο διείσδυσης το % των καταναλωτών που χρησιμοποιούν τον υπό εξέταση ΔΕΠ
- π.χ. ποσοστό διείσδυσης 50% στη γραμμή N2F1 = 88 καταναλωτές έχουν ΦΒ στέγης

❑ Υπολογισμός δεικτών αξιολόγησης επιπτώσεων

- Χωρίς διαχείριση της ζήτησης
- Με εφαρμογή των προτεινόμενων δράσεων διαχείρισης ζήτησης

Γραμμή διανομής	Μήκος (m)	Πλήθος καταναλωτών	Μέγιστο Χειμερινό Φορτίο (kW)	Μέγιστο Θερινό Φορτίο (kW)	Ελάχιστο Χειμερινό Φορτίο (kW)	Ελάχιστο Θερινό Φορτίο (kW)
N2F5	734,9	23	24,3	19,7	2,0	1,5
N1F1	1.437,8	55	58,1	47,1	5,0	3,6
N2F3	2.763,6	112	118,3	95,9	10,2	7,4
N2F1	5.205,6	175	184,9	149,9	16,0	11,6

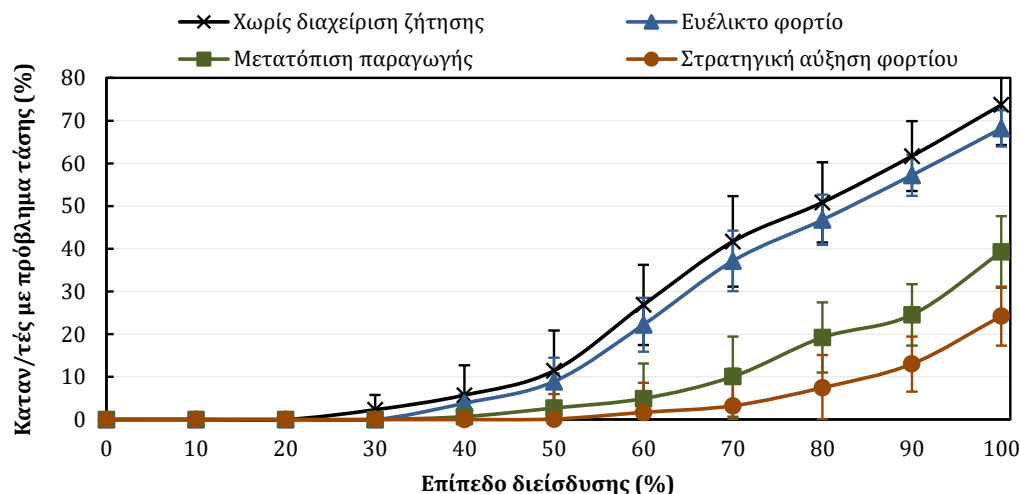


Εφαρμογή μεθοδολογίας εκτίμησης επιπτώσεων ΔΕΠ

Ενδεικτικά αποτελέσματα

Εκτίμηση επιπτώσεων ΦΒ

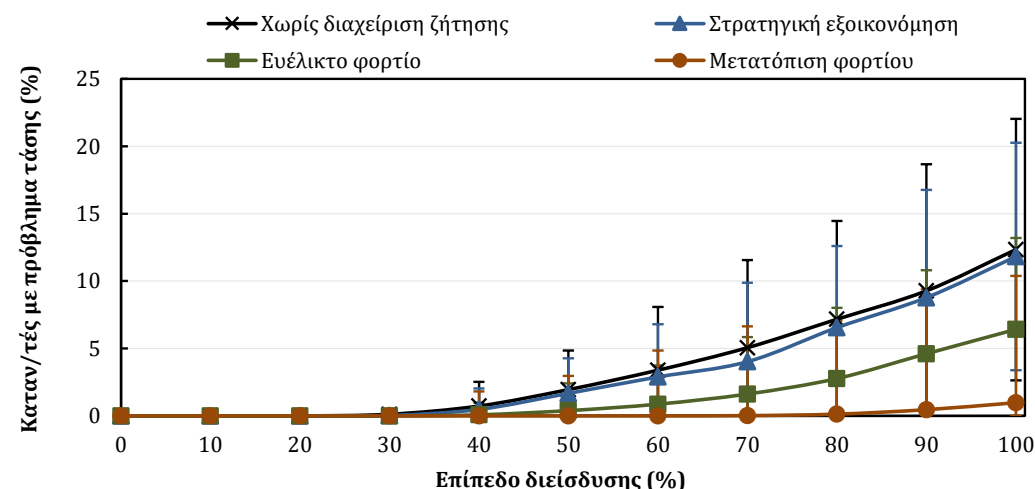
μέση τιμή ± τυπική απόκλιση του δείκτη



- ❑ Τα πρώτα προβλήματα ανύψωσης τάσης (EN 50160) παρουσιάζονται σε ποσοστό διείσδυσης 30%.
- ❑ Η πιο αποτελεσματική δράση είναι η **στρατηγική αύξηση φορτίου** με μέση τιμή ΚΠΤ ίση με μηδέν σε διείσδυση 50%.
- ❑ Τυπική απόκλιση ΚΠΤ 6% (ΦΒ 50% διείσδυση) ~ 0,158 πιθανότητα περισσότεροι από 6% των καταναλωτών με πρόβλημα τάσης.

Εκτίμηση επιπτώσεων ΗΟ

μέση τιμή ± τυπική απόκλιση του δείκτη



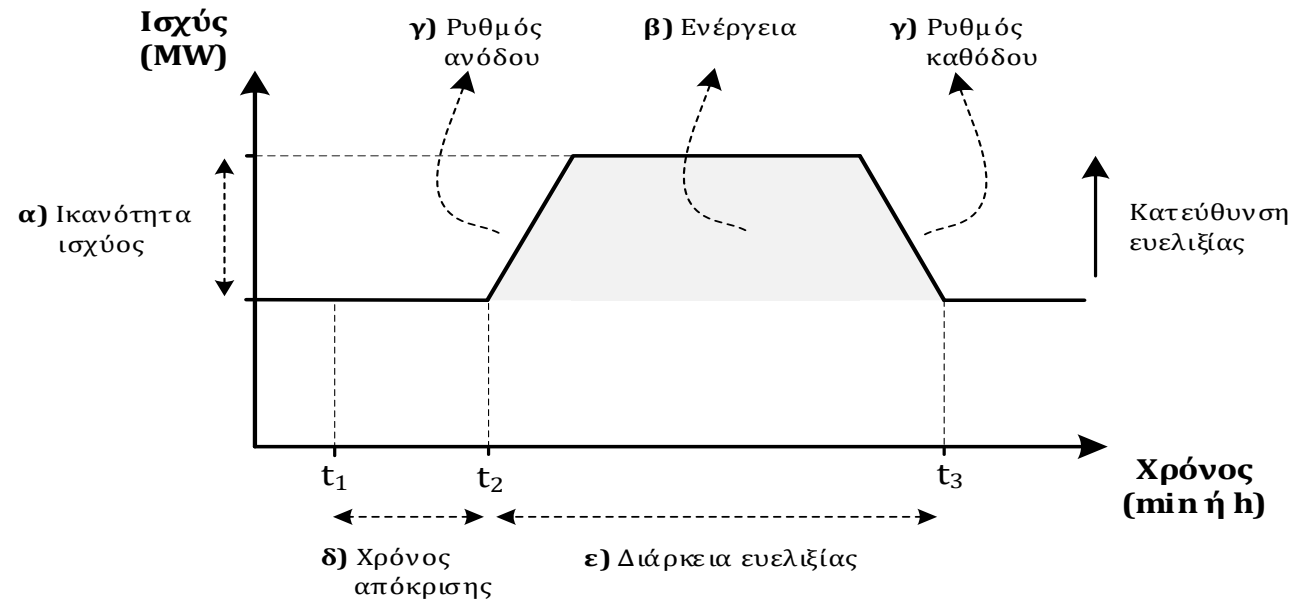
- ❑ Τα πρώτα προβλήματα πτώσης τάσης εμφανίζονται όταν περισσότεροι από το 30% των καταναλωτών χρησιμοποιούν ένα ΗΟ.
- ❑ Η πιο αποτελεσματική δράση είναι η **μετατόπιση φορτίου** με μέση τιμή ΚΠΤ ίση με μηδέν σε διείσδυση 80%.
- ❑ Παρατηρείται **μεγαλύτερη αβεβαιότητα** στην εκτίμηση του δείκτη ΚΠΤ ~ μεγάλες τιμές τυπικής απόκλισης.

ΔΕΠ ως πηγές ευελιξίας στα ΔΔ

Ευελιξία: Ορισμός και βασικές έννοιες

□ Ευελιξία στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας

- **Ορισμός:** η ρύθμιση της ηλεκτρικής ισχύος, η οποία διαρκεί για συγκεκριμένη χρονική περίοδο με προκαθορισμένη διάρκεια και παρέχεται από συγκεκριμένη θέση του δικτύου.
- **Τεχνικά χαρακτηριστικά:** Η ευελιξία στα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζεται από 5 μεγέθη.



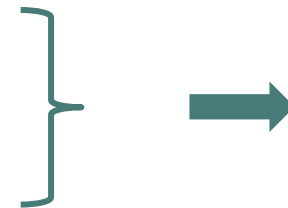
Ευελιξία για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ (1/3)

❑ Ποιες θεωρούνται **πηγές ευελιξίας** στα ενεργά ΔΔ;

- Συστήματα αποθήκευσης
- Ευέλικτα φορτία (διαχείριση με προγράμματα απόκρισης ζήτησης - demand response)
- Μονάδες διανεμημένης παραγωγής
 - Περιορισμός ισχύος ΑΠΕ (curtailment)
 - Υποστήριξη αέργου ισχύος από μονάδες ΑΠΕ

❑ **Γιατί χρειάζεται** η ευελιξία στα ΔΔ;

- Μείωση ζήτησης αιχμής
- Αποφυγή υπερφόρτισης γραμμών ή υποσταθμών του δικτύου
- Διατήρηση τάσης εντός του αποδεκτού εύρους διακύμανσης



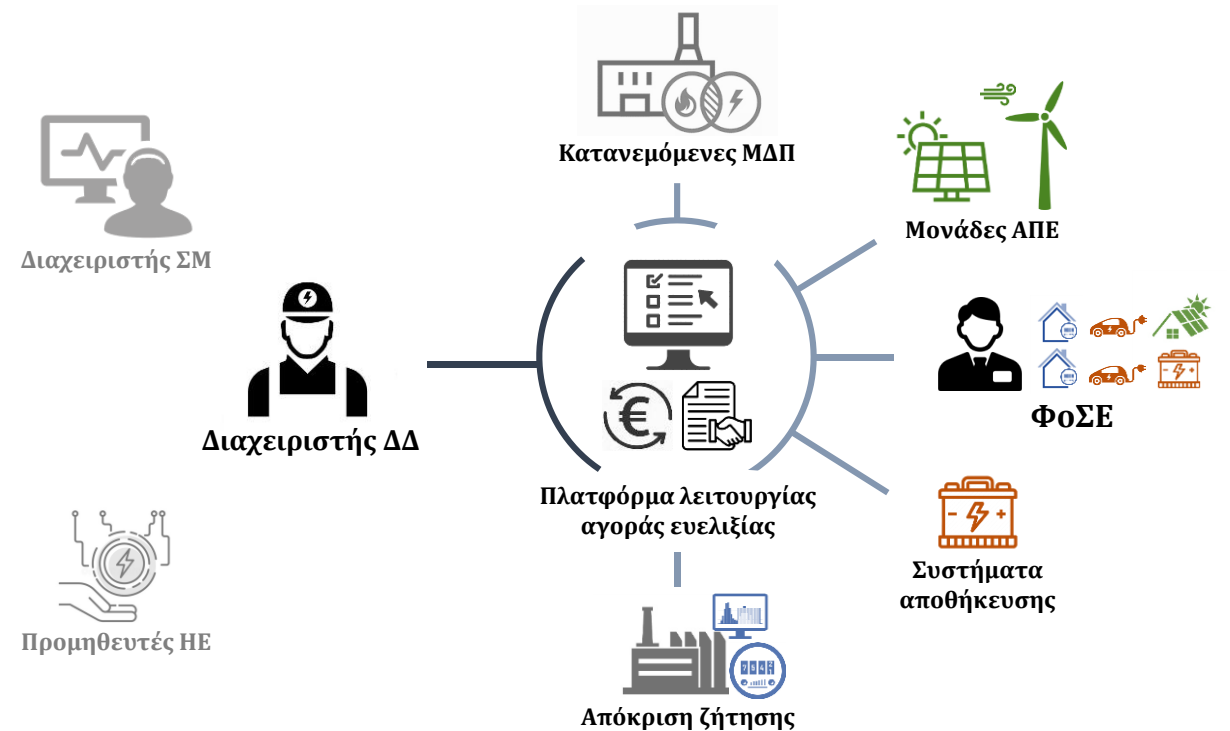
**Αναβολή επενδύσεων
ενίσχυσης δικτύου**

❑ **Ποια είναι τα στάδια διαχείρισης** των ενεργών ΔΔ με πηγές ευελιξίας;

- Προγραμματισμός λειτουργίας επόμενης ημέρας (day-ahead scheduling – DAS)
- Κατανομή σε πραγματικό χρόνο (real-time dispatch – RTD)

Ευελιξία για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ (2/3)

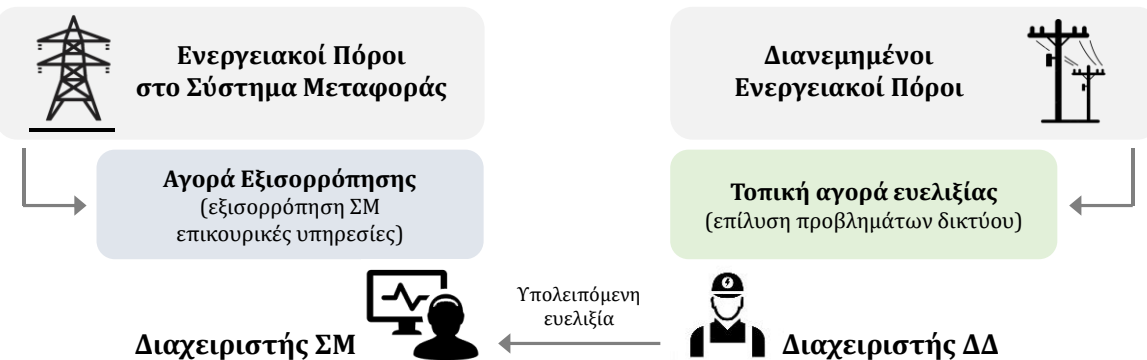
- ❑ **Ποιοι παρέχουν ευελιξία (πάροχοι ευελιξίας);**
 - Κάτοχοι μονάδων ΑΠΕ,
 - Κάτοχοι συστημάτων αποθήκευσης,
 - Απόκριση ζήτησης (χρήστες ευέλικτων φορτίων),
 - Φορείς Σωρευτικής Εκπροσώπησης (ΦοΣΕ) φορτίων / ΑΠΕ/ αποθήκευσης
- ❑ **Πως προσφέρεται η ευελιξία στα ΔΔ;**
 - Αγοραπωλησία ευελιξίας μέσω **τοπικής αγοράς ευελιξίας** (local flexibility market)
 - Ο Διαχειριστής του ΔΔ προμηθεύεται υπηρεσίες ευελιξίας έναντι κατάλληλου μηχανισμού αποζημίωσης της διαθεσιμότητας (EUR/MW/h) και της παρεχόμενης ενέργειας ευελιξίας (EUR/MWh)



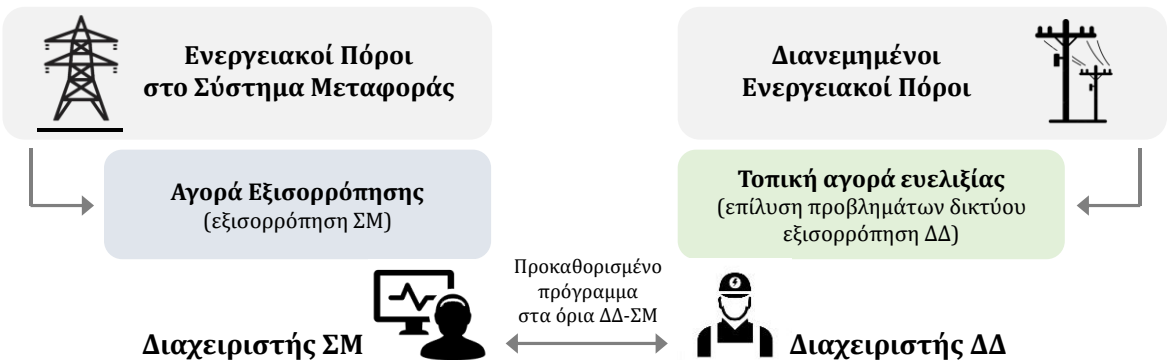
Ευελιξία για τη διαχείριση των ενεργών ΔΔ (3/3)

- ❑ **Ποιος έχει προτεραιότητα** στην αξιοποίηση της ευελιξίας των ΔΕΠ;
 - Περιορίζεται η ευελιξία των ΔΕΠ που είναι διαθέσιμη για επίλυση προβλημάτων του συστήματος μεταφοράς (ΣΜ).
 - Η αυξημένη χρήση ευελιξίας (σωρευτικά από διάφορα σημεία του ΔΔ) χωρίς την έγκαιρη ενημέρωση του Διαχειριστή του ΣΜ μπορεί να προκαλέσει **προβλήματα εξισορρόπησης** ή ακόμα και προβλήματα παραβίασης τεχνικών ορίων (θερμικά όρια γραμμών) σε επίπεδο συστήματος.
 - Μοντέλα συνεργασίας ΔΣΔ-ΔΣΜ με την παρουσία τοπικής αγοράς ευελιξίας:

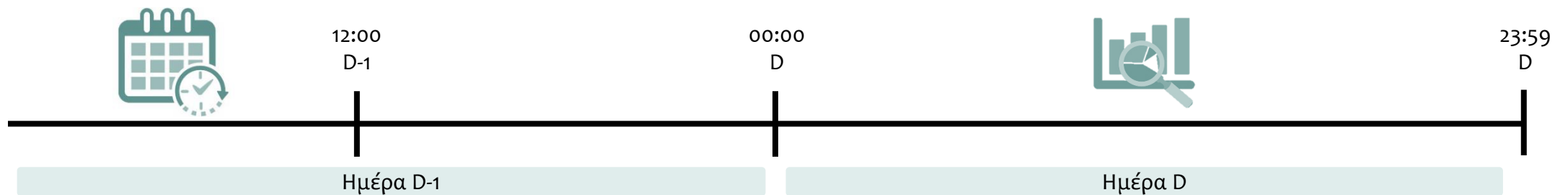
A) Μοντέλο τοπικής αγοράς επικουρικών υπηρεσιών



B) Μοντέλο κοινής ευθύνης εξισορρόπησης

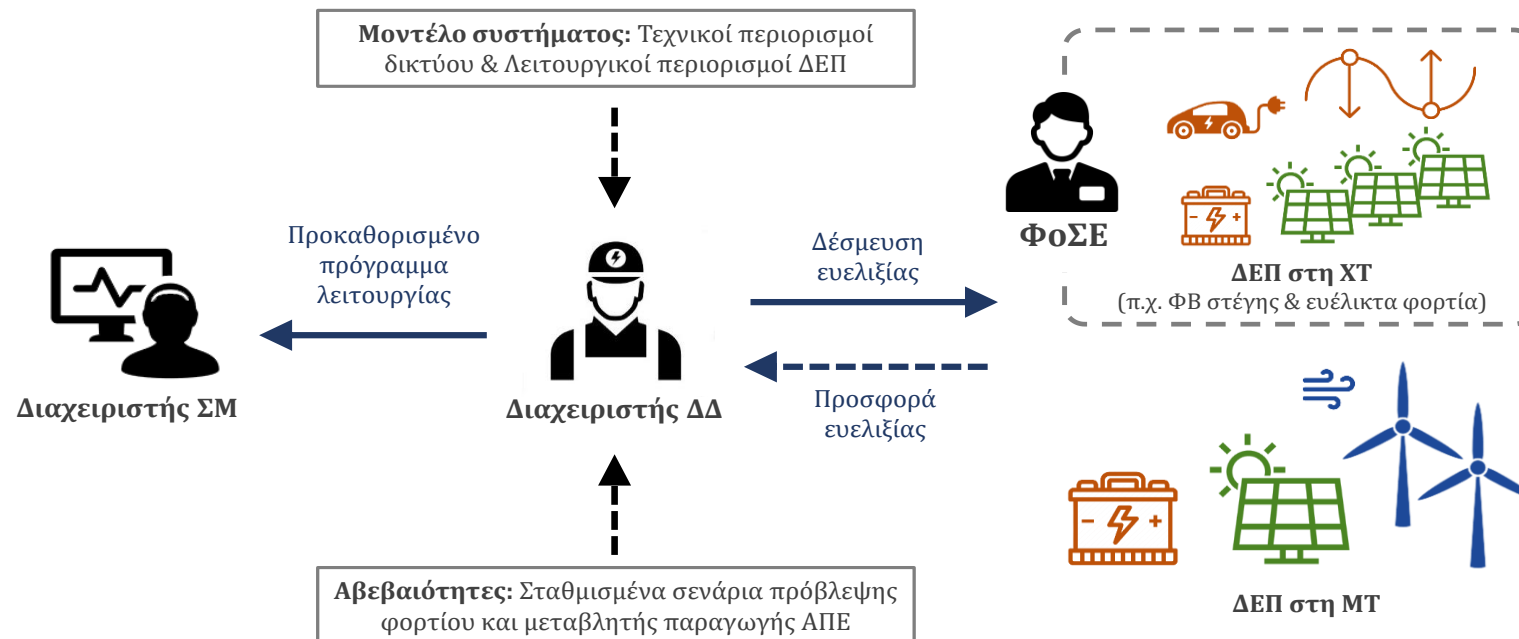


Προγραμματισμός λειτουργίας ενεργών ΔΔ υπό αβεβαιότητες



Προγραμματισμός λειτουργίας ενεργών ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες

- ❑ **Περιγραφή προβλήματος:** Αντιμέτωπιση των τεχνικών προβλημάτων (τάσης και υπέρβασης θερμικών ορίων) του ΔΔ με το ελάχιστο κόστος αξιοποίησης της ευελιξίας των ΔΕΠ.
- ❑ **Νέα ζητήματα** που αντιμετωπίζει η παρούσα διδακτορική διατριβή
 - Ενσωμάτωση των αβεβαιοτήτων της πρόβλεψης φορτίου και μεταβλητής παραγωγής ΑΠΕ στο πρόβλημα προγραμματισμού λειτουργίας.
 - Μοντελοποίηση της συνεργασίας Διαχειριστή ΔΔ με Διαχειριστή ΣΜ με το μοντέλο κοινής ευθύνης εξισορρόπησης.

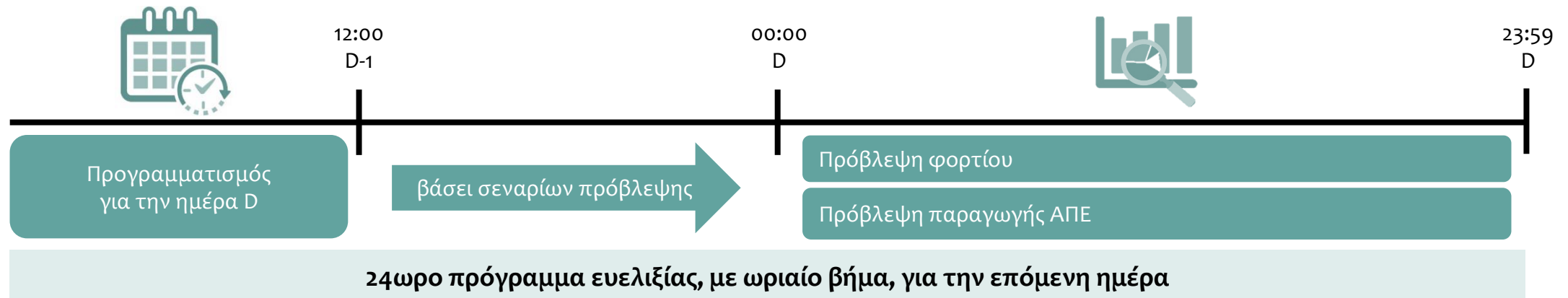


Προγραμματισμός λειτουργίας ενεργών ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες

- **Επίλυση με στοχαστικό προγραμματισμό δύο σταδίων (2-stage stochastic programming)**
 - Μοντελοποίηση αβεβαιοτήτων με σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ

1^ο στάδιο: Προγραμματισμός λειτουργίας

2^ο στάδιο: Κατανομή σε πραγματικό χρόνο



Μεταβλητές 1^{ου} σταδίου (*here-and-now*)

- ✓ Πρόγραμμα ρών ενεργού ισχύος στο όριο ΣΜ-ΔΔ
- ✓ Δέσμευση διαθεσιμότητας πηγών ευελιξίας

Μεταβλητές 2^{ου} σταδίου (*wait-and-see*)

- ✓ Ενεργοποίηση ευελιξίας ανά σενάριο πρόβλεψης
- ✓ Μέτρο τάσης και ροή ισχύος στις γραμμές του ΔΔ ανά σενάριο πρόβλεψης
- ✓ Ροή ισχύος στα όρια ΣΜ-ΔΔ ανά σενάριο πρόβλεψης
- ✓ Απόρριψη παραγωγής ΑΠΕ και περικοπή φορτίου (ως μεταβλητές χαλάρωσης)

Προγραμματισμός λειτουργίας ενεργών ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες

□ Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος

- Αντικειμενική συνάρτηση:

$$\min_{x, y_\omega} \left\{ f_1(x) + \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega \cdot f_2(x, y, \omega) \right\} = \min \left\{ TC^{\text{DAS}}(\mathbf{u}_t^{\text{DAS}}) + \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega TC_\omega^{\text{RTD}}(\mathbf{u}_{t,\omega}^{\text{RTD}}, \mathbf{x}_{t,\omega}^{\text{RTD}}) \right\} \quad (1)$$

$f_1(x)$: κόστος δέσμευσης ευελιξίας (σχετίζεται με τις μεταβλητές *here-and-now*)

$$TC^{\text{DAS}} = \sum_{ag \in A} C_{ag}^{\text{DAS}} + \sum_{st \in S} C_{st}^{\text{DAS}} \quad (2)$$

$f_2(x)$: κόστος λειτουργίας ΔΔ για το σενάριο ω με πιθανότητα π_ω (σχετίζεται με τις μεταβλητές *wait-and-see*)

$$TC_\omega^{\text{RTD}} = \sum_{ag \in A} C_{ag,\omega}^{\text{Act}} + \sum_{st \in S} C_{st,\omega}^{\text{Act}} + \sum_{r \in R} C_{r,\omega}^{\text{Curt}} + C_\omega^{\text{Loss}} + C_\omega^{\text{Dev}} + C_\omega^{\text{LS}} \quad \forall \omega \quad (3)$$

- Κόστος ενεργοποίησης ευελιξίας
- Κόστος αποκλίσεων από το πρόγραμμα ρών ισχύος στα όρια με το ΣΜ
- Κόστος απωλειών του δικτύου
- Κόστος παραβίασης περιορισμών του ΔΔ (αποτιμάται με ποινή απόρριψης παραγωγής ΑΠΕ και περικοπής φορτίου)

Προγραμματισμός λειτουργίας ενεργών ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες

- Περιορισμοί προβλήματος:

- **Εξισώσεις ροής ισχύος** (μοντέλο ροής ισχύος κλάδων – μοντέλο **DistFlow**) ανά σενάριο ω

$$P_{j,t,\omega} = P_{ij,t,\omega} - r_{ij} \cdot I_{ij,t,\omega}^2 - \sum_{k:(j,k) \in L} P_{jk,t,\omega} \quad (4)$$

$$V_{j,t,\omega}^2 = V_{i,t,\omega}^2 - 2 \cdot (r_{ij} \cdot P_{ij,t,\omega} + x_{ij} \cdot Q_{ij,t,\omega}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \cdot I_{ij,t,\omega}^2 \quad (6)$$

$$Q_{j,t,\omega} = Q_{ij,t,\omega} - x_{ij} \cdot I_{ij,t,\omega}^2 - \sum_{k:(j,k) \in L} Q_{jk,t,\omega} \quad (5)$$

$$I_{ij,t,\omega}^2 \cdot V_{i,t,\omega}^2 = P_{ij,t,\omega}^2 + Q_{ij,t,\omega}^2 \quad (7)$$

- **Τεχνικοί περιορισμοί ΔΔ** (όρια τάσης, θερμικά όρια γραμμών, ικανότητα ισχύος Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ) ανά σενάριο ω

$$V^{\min} \leq V_{i,t,\omega} \leq V^{\max} \quad (8)$$

$$(P_{ss,t,\omega})^2 + (Q_{ss,t,\omega})^2 \leq (S_{ss}^{\max})^2 \quad (10)$$

$$(P_{ij,t,\omega})^2 + (Q_{ij,t,\omega})^2 \leq (S_{ij}^{\max})^2 \quad (9)$$

$$P_{ss,t,\omega} = P_{ss,t}^{\text{DAS}} + P_{ss,t,\omega}^{\text{Dev+}} - P_{ss,t,\omega}^{\text{Dev-}} \quad (11)$$

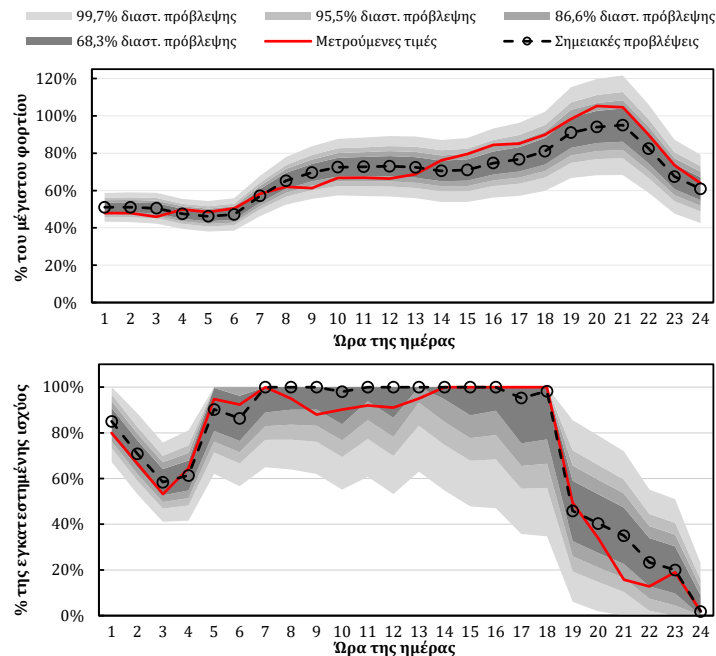
- **Τεχνικοί περιορισμοί μονάδων αποθήκευσης** ανά σενάριο ω (ισοζύγιο ενέργειας, μέγιστη ισχύς φόρτισης/εκφόρτισης)
- **Τεχνικοί περιορισμοί της ευελιξίας κάθε ΦοΣΕ** (ευέλικτα φορτία και μικρές μονάδες ΑΠΕ) ανά σενάριο ω
- **Περιορισμοί ρύθμισης αέργου ισχύος** από μονάδες ΑΠΕ (έγχυση ή απορρόφηση) ανά σενάριο ω – **καμπύλη P-Q μονάδας**
- Περιορισμοί απόρριψης ΑΠΕ και περικοπής φορτίου ανά σενάριο ω (κυρίως ως μεταβλητές χαλάρωσης)

- Πρόβλημα προγραμματισμού με τετραγωνικούς περιορισμούς (quadratically constraint programming - QCP)

Παραγωγή σεναρίων πρόβλεψης

❑ Παραγωγή σεναρίων πρόβλεψης (βάσει προσομοίωσης Monte Carlo)

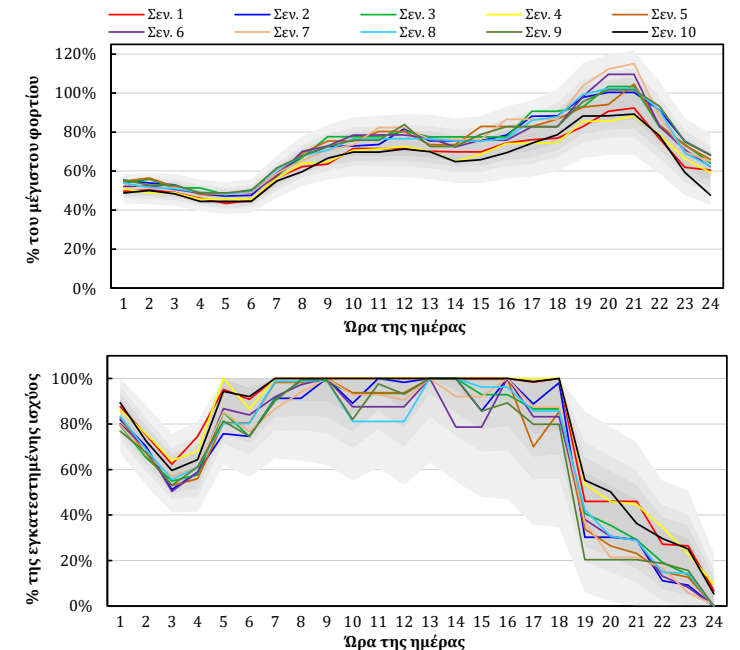
- ο παράγονται τυχαίες τιμές γύρω από τη σημειακή πρόβλεψη κάθε χρονικής περιόδου t με βάση την κατανομή πιθανότητας του σφάλματος πρόβλεψης, κανονική κατανομή $\epsilon_t \sim N(0, \sigma_t^2)$,
- ο θεωρείται ότι η τυπική απόκλιση σ αυξάνεται για προβλέψεις μεγαλύτερης χρονικής διάρκειας.



Παραγωγή N σεναρίων πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ (π.χ. 1.000 σεναρίων πρόβλεψης)

Μείωση του πλήθους των σεναρίων πρόβλεψης με αλγόριθμο οπισθοδρομικής μείωσης (Backward Reduction Algorithm – BRA)

Επιλογή 10 αντιπροσωπευτικών σεναρίων πρόβλεψης



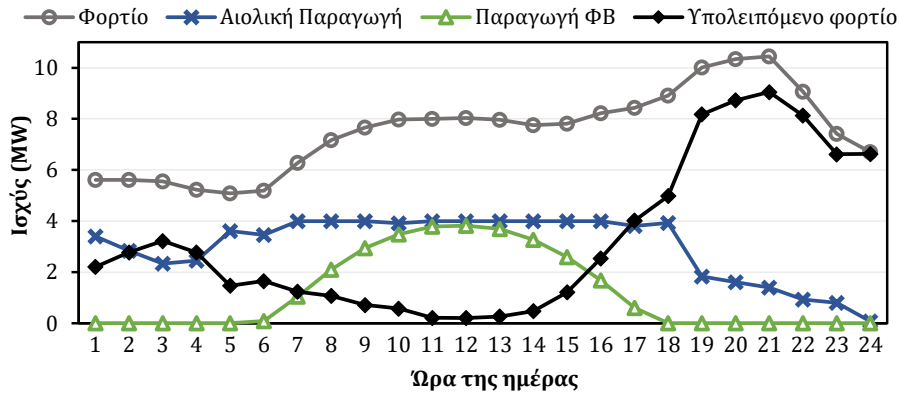
Προγραμματισμός λειτουργίας ενεργών ΔΔ λαμβάνοντας υπόψη αβεβαιότητες

□ Επίλυση του προβλήματος βελτιστοποίησης

Περιβάλλον ανάπτυξης: Matlab 2018b - Εισαγωγή δεδομένων – Εξαγωγή αποτελεσμάτων, Παραγωγή σεναρίων πρόβλεψης
GAMS 25.1.3 - Βελτιστοποίηση με χρήση του solver IPOPT

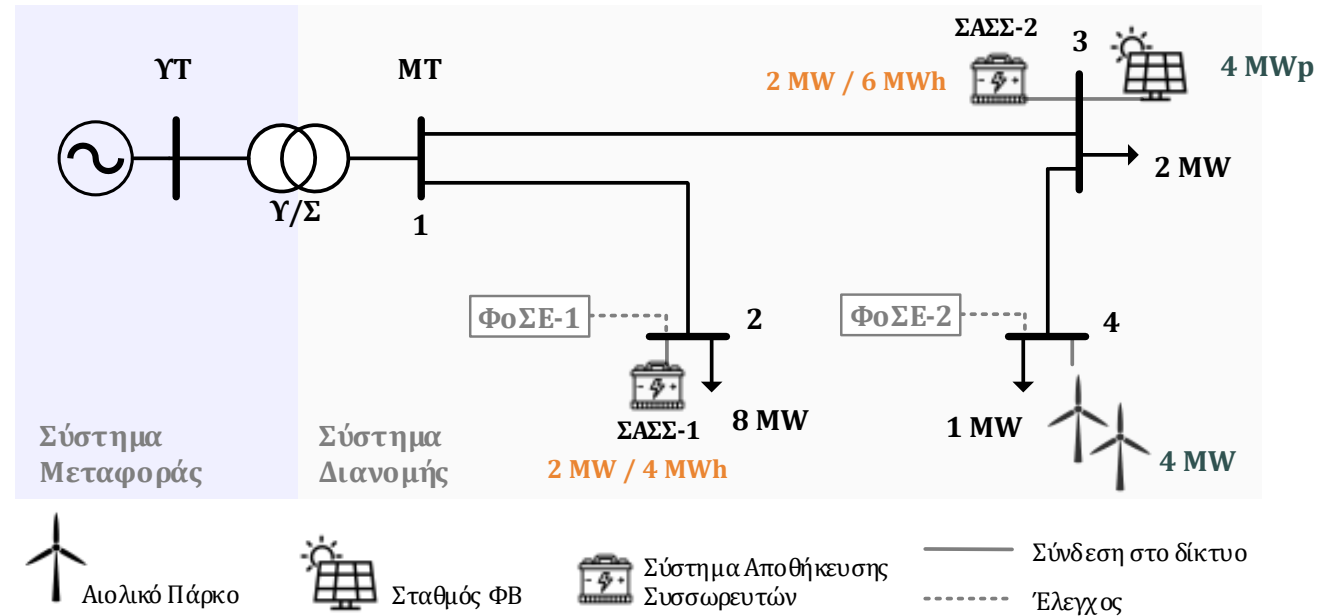


Αναλυτικό παράδειγμα (1/4)



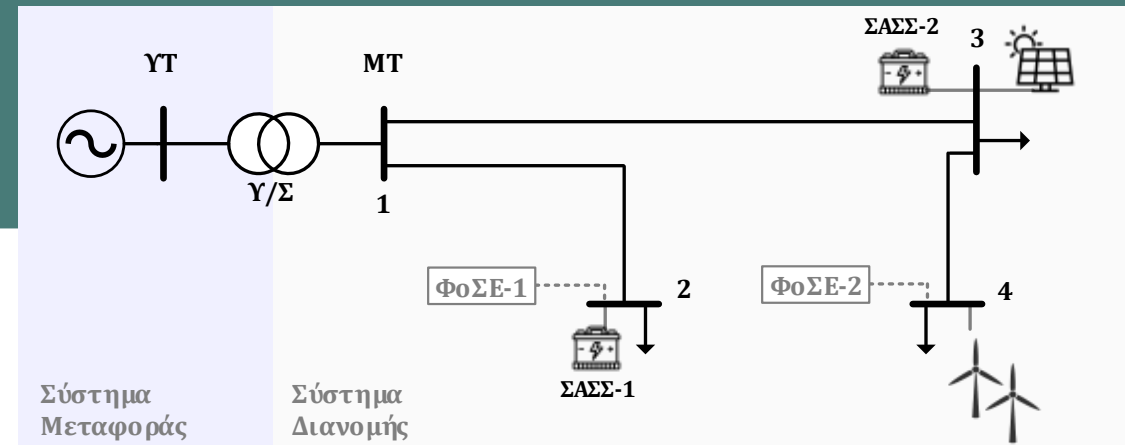
Χαρακτηριστικά ΔΔ
 Ικανότητα Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ 10 MVA
 Τάση λειτουργίας 20 kV

Ευελιξία ΦοΣΕ
 Ανοδική ρύθμιση 2,6 MW / 6,0 MWh
 Καθοδική ρύθμιση 0,3 MW / 1,8 MWh



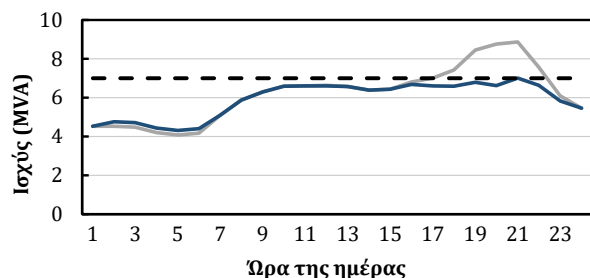
Μεθοδολογία	Περιγραφή μεθοδολογίας	Περίπτωση Μελέτης
1. Προγραμματισμός λειτουργίας	Η λειτουργία του συστήματος διανομής προγραμματίζεται με σημειακές προβλέψεις (1 σενάριο πρόβλεψης) Το πρόγραμμα λειτουργίας της περίπτωσης μελέτης ΠΛ αξιολογείται με σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης	ΠΛ ΠΛ*
2. Στοχαστικός προγραμματισμός λειτουργίας	Η λειτουργία του συστήματος διανομής προγραμματίζεται με σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης	ΣΠΛ

Αναλυτικό παράδειγμα (2/4)



Περίπτωση μελέτης ΠΛ (αιτιοκρατική μέθοδος με σημειακές προβλέψεις)

— χωρίς ευελιξία - - - - - τεχνικό όριο
 — με ευελιξία



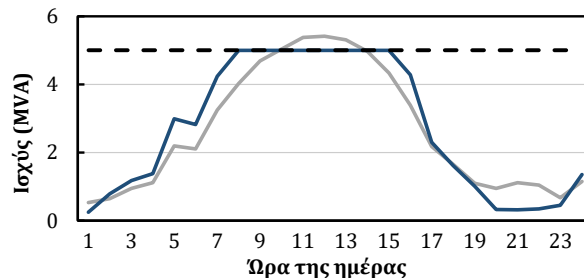
Ροή ισχύος στη γραμμή 1-2

Πρόβλημα: Υπέρβαση θερμικού ορίου

Χρονικό παράθυρο: 17:00 – 22:00

Αιτία: Αιχμή ζήτησης στον κόμβο 2

Ευελιξία: UpR από ΦοΣΕ-1



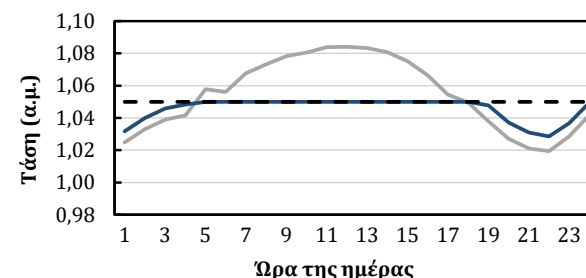
Ροή ισχύος στη γραμμή 1-3

Πρόβλημα: Υπέρβαση θερμικού ορίου

Χρονικό παράθυρο: 10:00 – 15:00

Αιτία: Υψηλή παραγωγή στους κόμβους 3 & 4

Ευελιξία: UpR ΣΑΣΣ-2
DnR από ΦοΣΕ-2



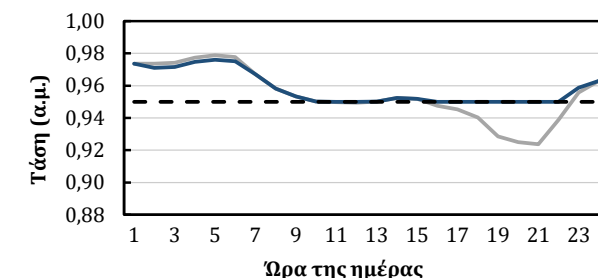
Τάση κόμβου 4

Πρόβλημα: Ανύψωση τάσης

Χρονικό παράθυρο: 04:00 – 17:00

Αιτία: Υψηλή παραγωγή & χαμηλό φορτίο στον κόμβο 4

Ευελιξία: DnR ΣΑΣΣ-2
απορρόφηση Q από ΑΠΕ
DnR ΦοΣΕ-2



Τάση κόμβου 2

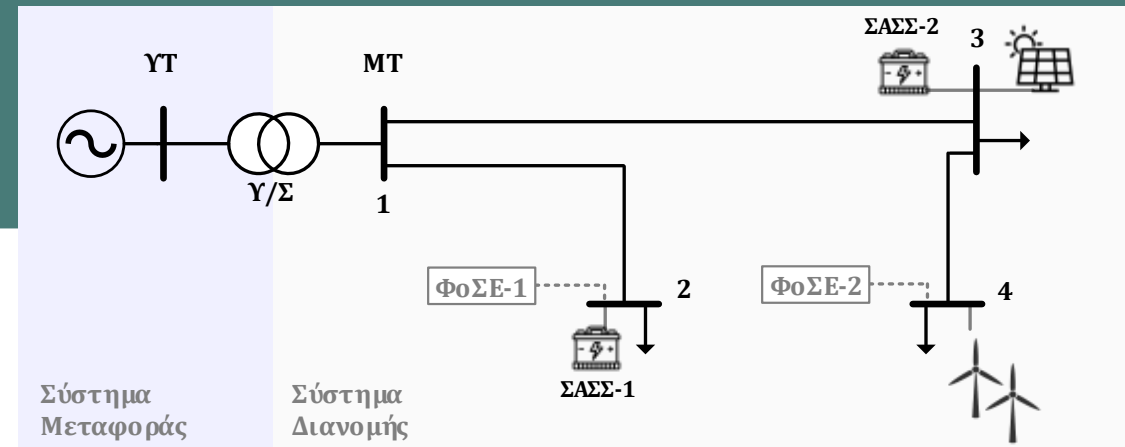
Πρόβλημα: Πτώση τάσης

Χρονικό παράθυρο: 17:00 – 22:00

Αιτία: Υψηλό φορτίο στον κόμβο 2

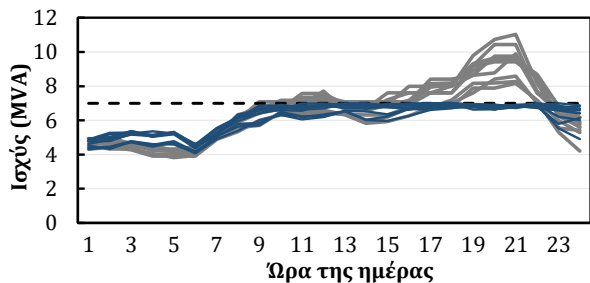
Ευελιξία: UpR ΦοΣΕ-1
έγχυση Q από ΣΑΣΣ-1

Αναλυτικό παράδειγμα (3/4)



Περίπτωση μελέτης ΣΠΛ
(προτεινόμενη στοχαστική μεθοδολογία με σενάρια πρόβλεψης)

— χωρίς ευελιξία - - - - - τεχνικό όριο
— με ευελιξία



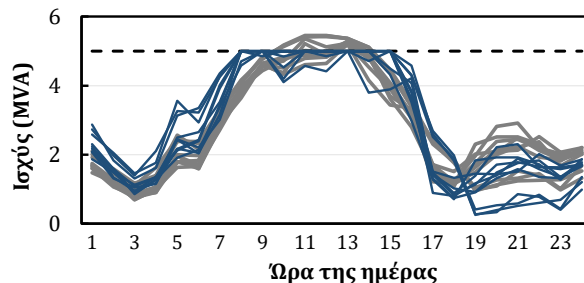
Ροή ισχύος στη γραμμή 1-2

Πρόβλημα: Υπέρβαση θερμικού ορίου

Χρονικό παράθυρο: 15:00 – 22:00
10:00 – 12:00

Αιτία: Αιχμή ζήτησης στον κόμβο 2

Ευελιξία: UpR από ΦοΣΕ-1
UpR από ΣΑΣΣ-1
έγχυση Q από ΣΑΣΣ-1



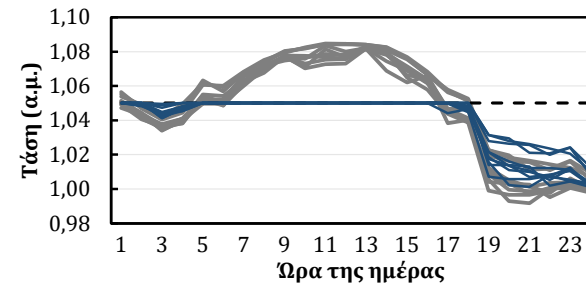
Ροή ισχύος στη γραμμή 1-3

Πρόβλημα: Υπέρβαση θερμικού ορίου

Χρονικό παράθυρο: 10:00 – 15:00

Αιτία: Υψηλή παραγωγή στους κόμβους 3 & 4

Ευελιξία: UpR ΣΑΣΣ-2
DnR από ΦοΣΕ-2



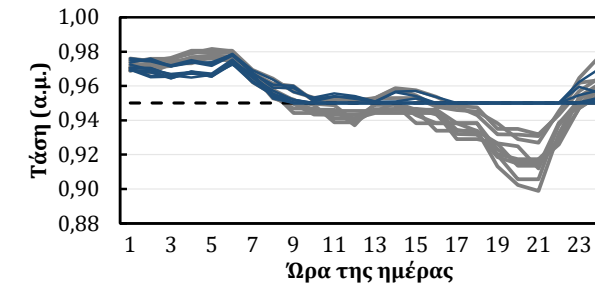
Τάση κόμβου 4

Πρόβλημα: Ανύψωση τάσης

Χρονικό παράθυρο: 04:00 – 17:00

Αιτία: Υψηλή παραγωγή & χαμηλό φορτίο στον κόμβο 4

Ευελιξία: DnR ΣΑΣΣ-2
απορρόφηση Q από ΑΠΕ
DnR ΦοΣΕ-2



Τάση κόμβου 2

Πρόβλημα: Πτώση τάσης

Χρονικό παράθυρο: 09:00 – 23:00

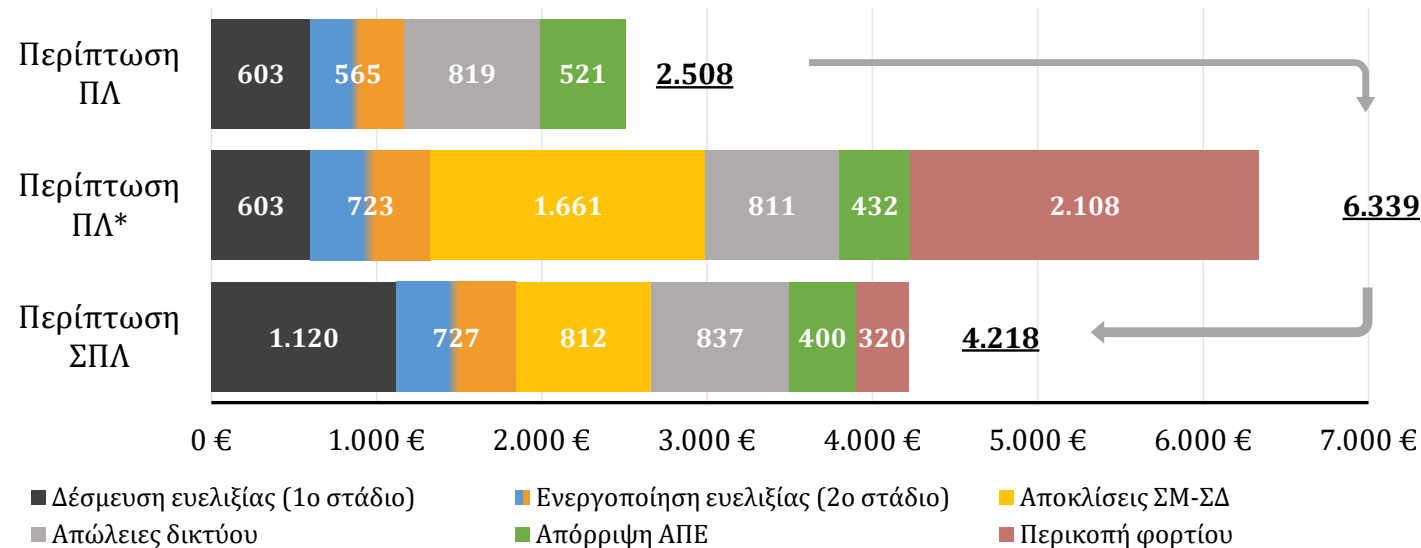
Αιτία: Υψηλό φορτίο στον κόμβο 2

Ευελιξία: UpR ΦοΣΕ-1
UpR ΣΑΣΣ-1
έγχυση Q από ΣΑΣΣ-1

Αναλυτικό παράδειγμα (4/4)

Σύγκριση Περίπτωσης ΠΛ (αιτιοκρατική μέθοδος) με την Περίπτωση ΣΠΛ (προτεινόμενη μεθοδολογία)

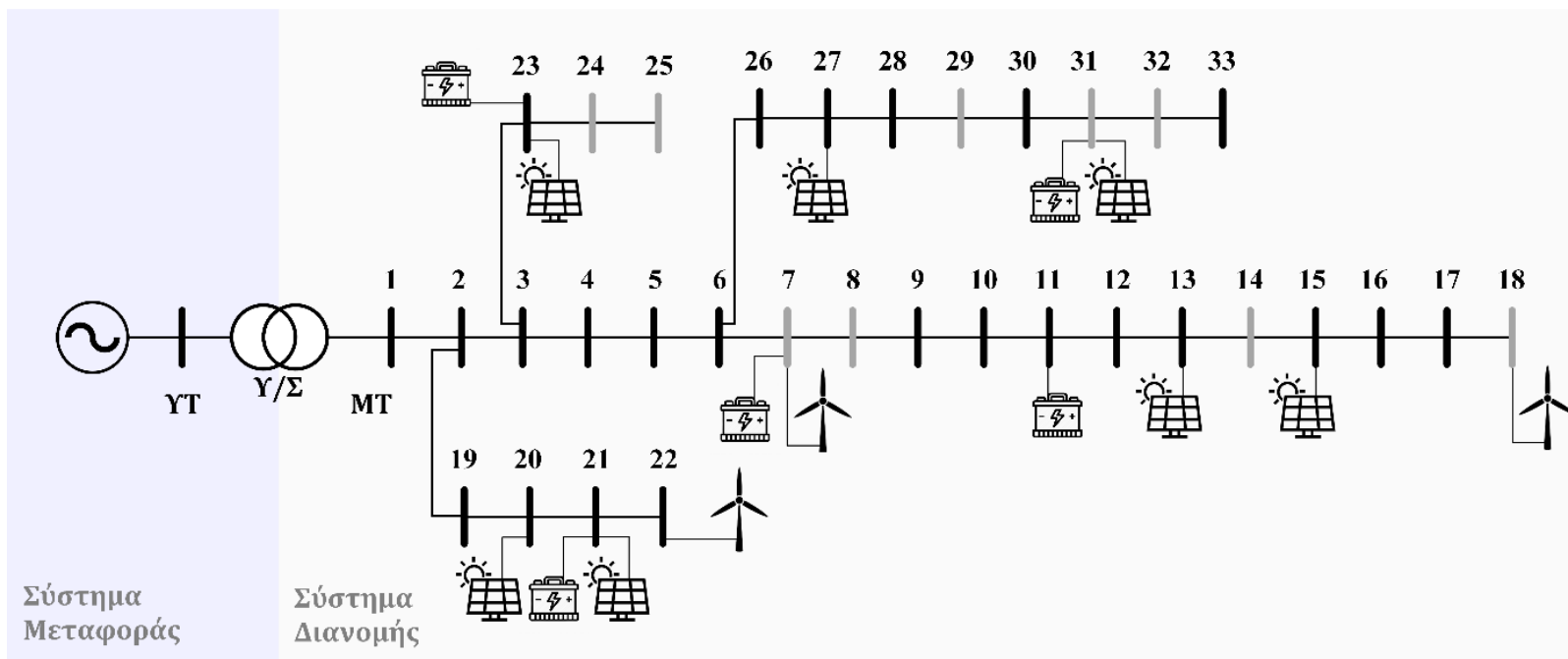
$f^{ΠΛ} = 2.508 \text{ €}$ \leftrightarrow $f^{ΣΠΛ} = 4.218 \text{ €}$ (Άρα είναι καλύτερη η Περίπτωση ΠΛ ???) \rightarrow Όχι καθώς θα πρέπει να αξιολογηθεί μέσω της περίπτωσης ΠΛ*



Αξία στοχαστικής επίλυσης (Value of Stochastic Solution – VSS)

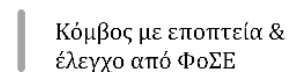
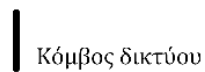
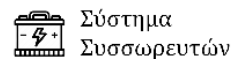
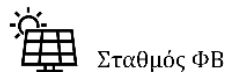
$$VSS = f^{ΠΛ*} - f^{ΣΠΛ} = 2.121 \text{ €}$$

Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων



Σύστημα
Μεταφοράς

Σύστημα
Διανομής



Χαρακτηριστικά ΔΔ

Ικανότητα Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ	5,0 MVA
Τάση λειτουργίας	12,66 kV

Σταθμοί ΑΠΕ

Εγκατεστημένη ισχύς σταθμών ΦΒ	2,8 MW
Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών σταθμών	4,0 MW

Συστήματα αποθήκευσης (Συσσωρευτές)

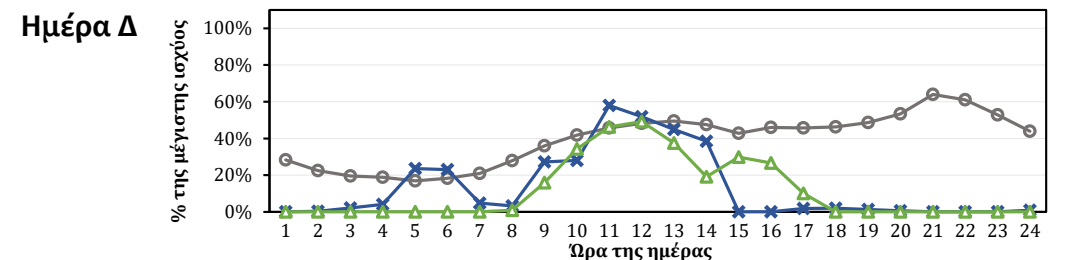
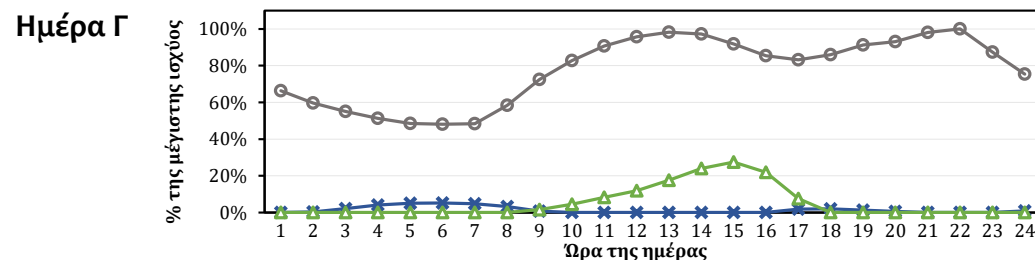
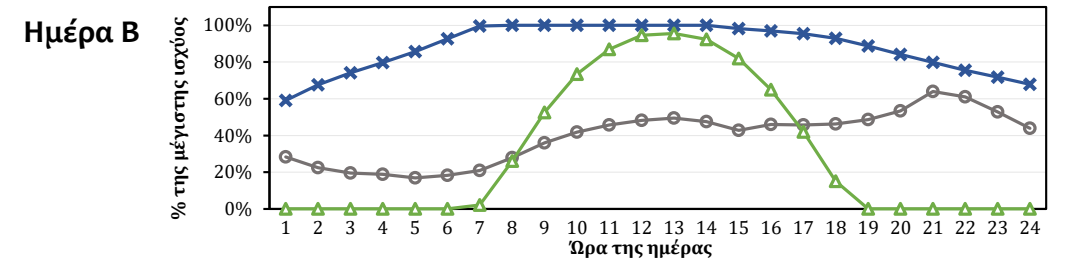
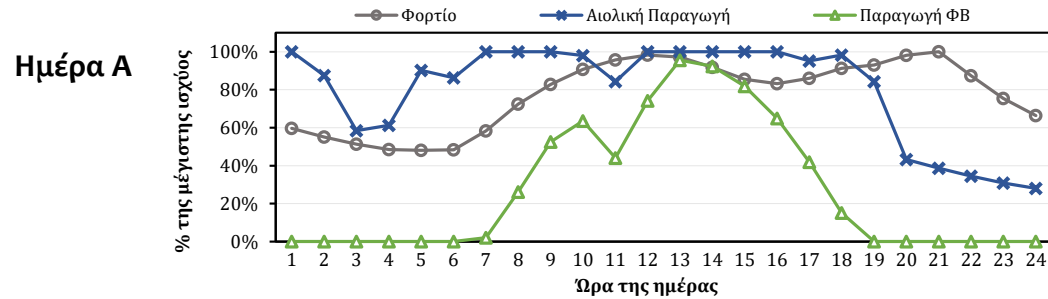
Ικανότητα ισχύος	2,5 MW
Χωρητικότητα	10,0 MWh
Απόδοση RTE	90%
Min / Max SoC	10% / 90%

ΦοΣΕ ευέλικτων φορτίων και ΑΠΕ ΧΤ

Ανοδική ρύθμιση	1,19 MW / 4,76 MWh
Καθοδική ρύθμιση	0,63 MW / 1,26 MWh

Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων

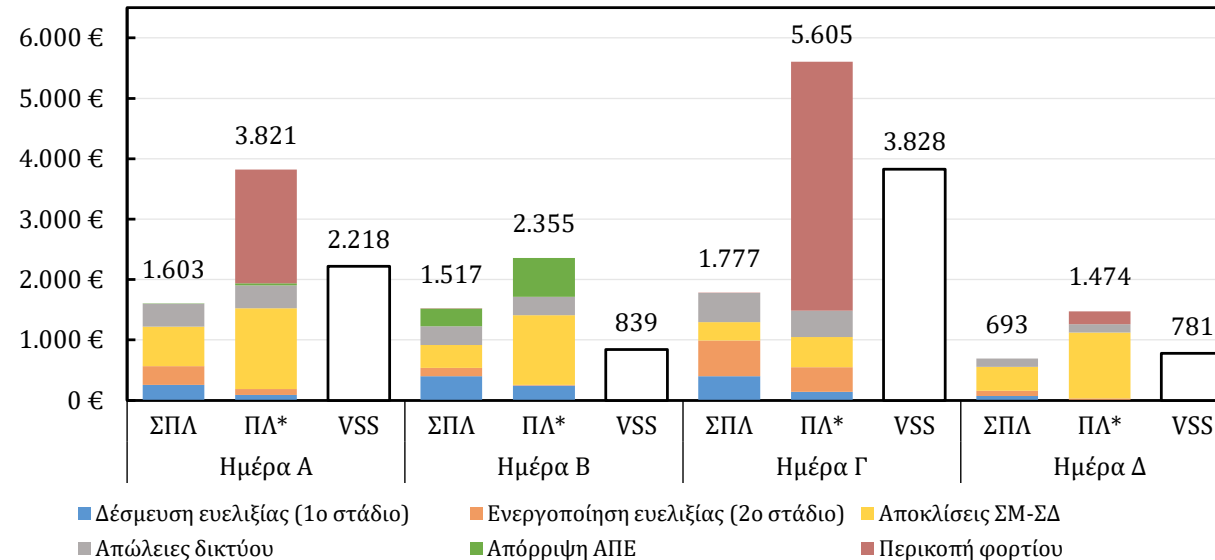
Ημέρα	Περιγραφή φορτίου/παραγωγής	Μεταβλητότητα ΑΠΕ	Κατανάλωση φορτίων (MWh)	ΦΒ παραγωγή (MWh)	Αιολική παραγωγή (MWh)
A	Μέγιστο φορτίο / υψηλή παραγωγή ΑΠΕ	Υψηλή	102,19	18,32	81,37
B	Χαμηλό φορτίο / υψηλή παραγωγή ΑΠΕ	Χαμηλή	51,86	20,37	91,97
Γ	Μέγιστο φορτίο / χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ	Χαμηλή	102,19	3,49	5,97
Δ	Χαμηλό φορτίο / χαμηλή παραγωγή ΑΠΕ	Υψηλή	51,86	7,55	20,98



Αποτελέσματα – Συγκεντρωτικά

Συνολικό κόστος (τιμή αντικειμενικής συνάρτησης)

κόστος 1^{ου} σταδίου & σταθμισμένο κόστος 2^{ου} σταδίου



Συμπέρασμα:

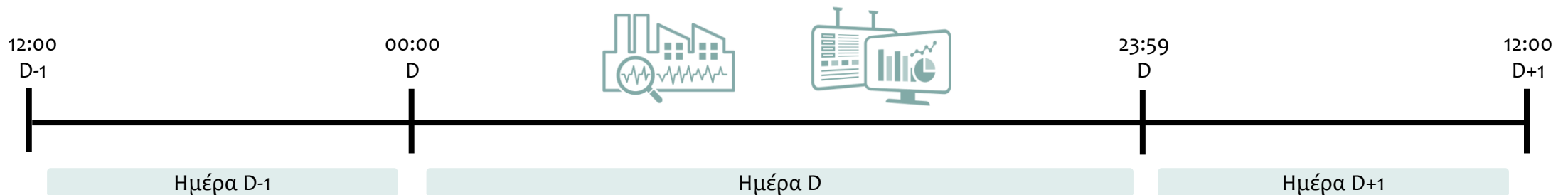
- Η αξία της στοχαστικής επίλυσης **δείχνει πόσο αναγκαία είναι η δέσμευση μεγαλύτερης ποσότητας ευελιξίας** για τη λειτουργία του ΔΔ υπό αβεβαιότητες
- **Μεγάλη VSS --> υψηλή ανάγκη για επίλυση με στοχαστικό προγραμματισμό 2-σταδίων**

Διαδικασία κατανομής σε πραγματικό χρόνο στα ενεργά ΔΔ



Διαδικασία κατανομής σε πραγματικό χρόνο (1/2)

- ❑ Η διαδικασία κατανομής σε πραγματικό χρόνο (ΚΠΧ):
 - έρχεται σε δεύτερη φάση για να καλύψει τις αδυναμίες του αρχικού προγραμματισμού,
 - αξιοποιεί τη διαθέσιμη ευελιξία που έχει δεσμεύσει ο Διαχειριστής του ΔΔ στη φάση του προγραμματισμού λειτουργίας,
 - διαχειρίζεται τις πηγές ευελιξίας που έχουν δεσμευτεί με βέλτιστο τρόπο λαμβάνοντας την πλέον επικαιροποιημένη κατάσταση του συστήματος διανομής,
- ❑ Ποιος είναι ο στόχος;
 - ελαχιστοποίηση των αποκλίσεων από το πρόγραμμα λειτουργίας που προκύπτουν σε πραγματικό χρόνο,
 - έγκαιρη ενεργοποίηση των λιγότερο δαπανηρών πηγών ευελιξίας,
 - διασφάλιση της ομαλούς λειτουργίας του ΔΔ λόγω των διακυμάνσεων που προκύπτουν σε πραγματικό χρόνο.



Διαδικασία κατανομής σε πραγματικό χρόνο (2/2)

□ Επίλυση με μοντέλο προβλεπτικού ελέγχου

- Βελτιστοποιείται η λειτουργία του συστήματος διανομής κατά την τρέχουσα περίοδο κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη την μελλοντική κατάσταση του συστήματος για συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα πρόβλεψης

- Σε κάθε χρονική περίοδο κατανομής t :

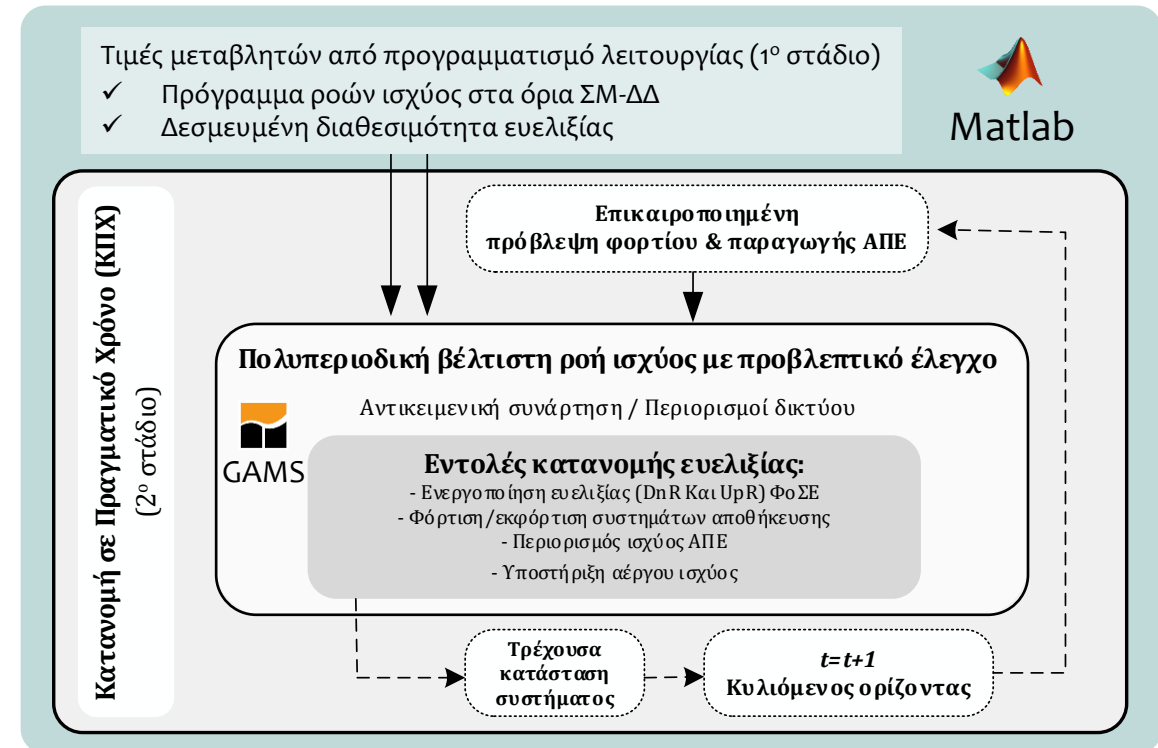
1) Επιλύεται το πρόβλημα MP-OPF με τις εξής διαφορές:

- Υπάρχουν **συγκεκριμένες ποσότητες ευελιξίας** που μπορούν να αξιοποιηθούν (δεσμευμένη ευελιξία).
- Χρησιμοποιούνται **ανανεωμένες προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ**.

2) Εφαρμόζονται οι μεταβλητές ελέγχου της τρέχουσας περιόδου κατανομής (Εντολές κατανομής).

3) Μετακυλίεται ο ορίζοντας βελτιστοποίησης και επαναλαμβάνεται η διαδικασία από το βήμα (1).

- Αλγόριθμος επαναληπτικής επίλυσης: Matlab 2018b
- Μοντέλο βελτιστοποίησης MP-OPF: GAMS 25.1.3



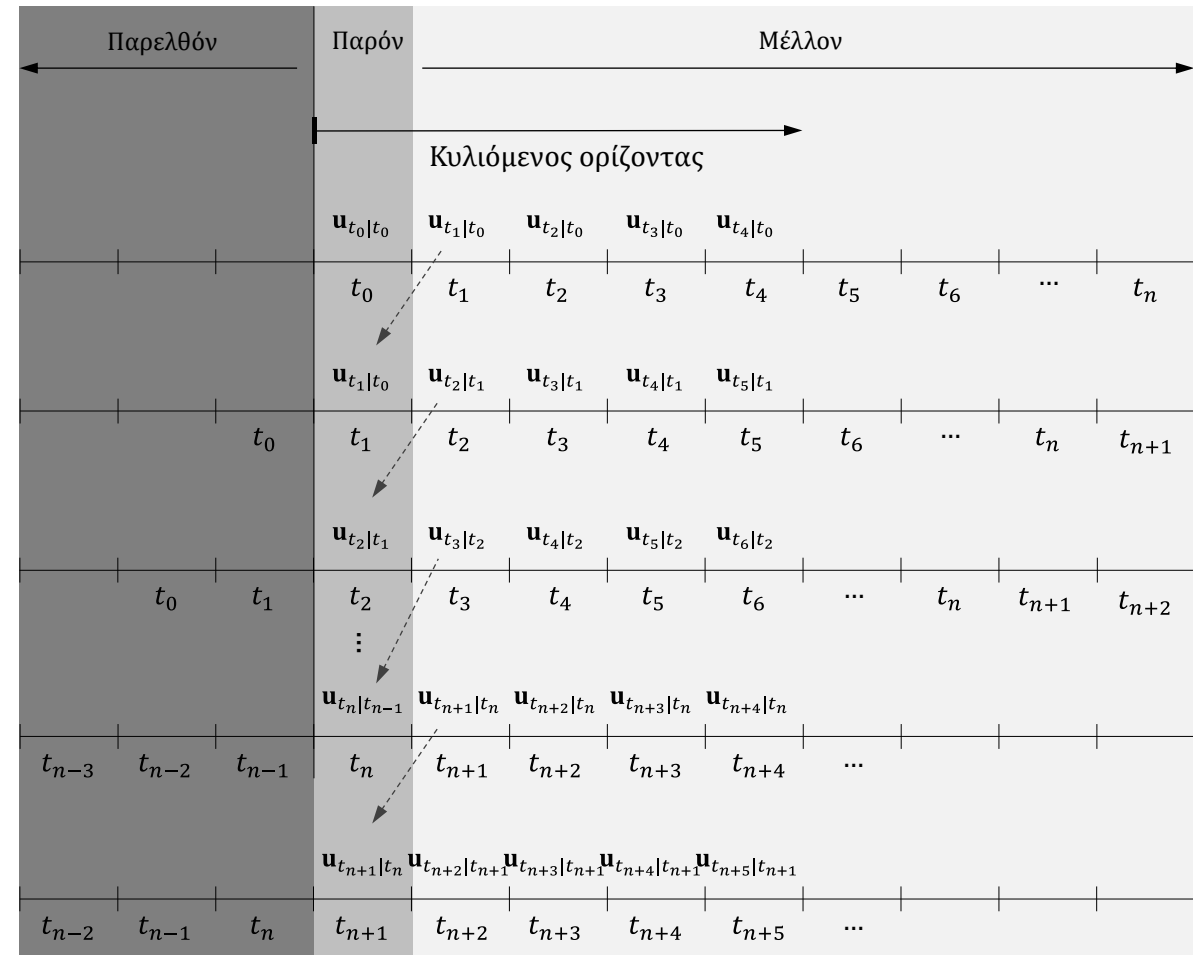
Χρόνος απόκρισης ευελιξίας

- ❑ **Ορισμός:** Ο χρόνος απόκρισης ευελιξίας είναι η χρονική καθυστέρηση μεταξύ της λήψης του σήματος μίας εντολής κατανομής που αποστέλλεται από τον Διαχειριστή και της ενεργοποίησης της παρεχόμενης ευελιξίας.
- ❑ **Κρίσιμη παράμετρος** κατά τη φάση λειτουργίας ενός συστήματος
- ❑ **Παίζει σημαντικό ρόλο:**
 - στη βέλτιστη και αποτελεσματική διαχείριση των πηγών ευελιξίας
 - στην έγκαιρη ενεργοποίηση των λιγότερο δαπανηρών υπηρεσιών ευελιξίας.
- ❑ **Ποικίλλει από μερικά δευτερόλεπτα έως λίγα λεπτά** και εξαρτάται από την τεχνολογία των πηγών ευελιξίας που αξιοποιούνται.
 - Συστήματα αποθήκευσης με συσσωρευτές: μερικά δευτερόλεπτα
 - ΦοΣΕ: 5 με 30 λεπτά, ανάλογα με την τεχνολογία των πηγών ευελιξίας που εκπροσωπούν (απόκριση ζήτησης, ελεγχόμενα φορτία). 15 λεπτά προϋπόθεση για αρκετούς Διαχειριστές ΔΔ.
 - Μονάδες ΑΠΕ: περιορισμός ισχύος εντός μερικών δευτερολέπτων.

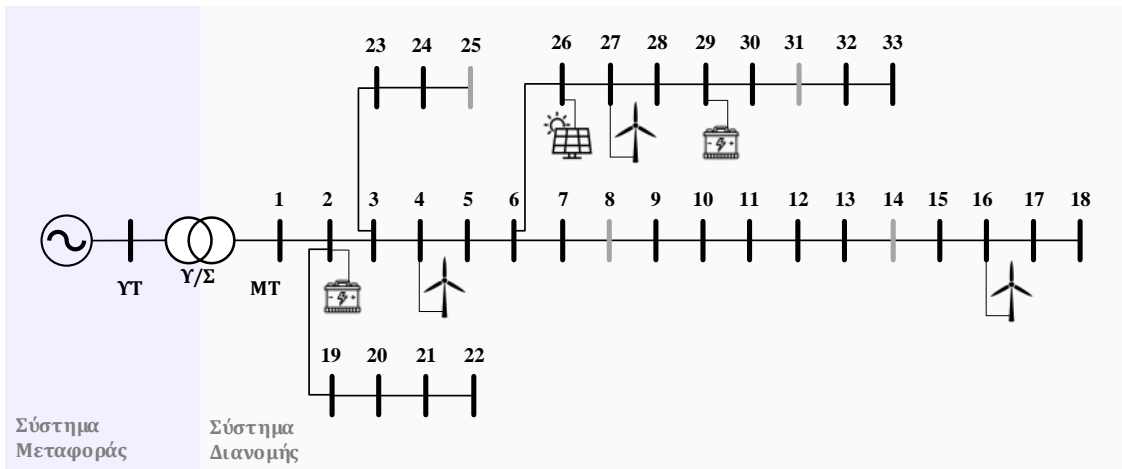
Διαχείριση χρόνου απόκρισης ευελιξίας

Παράδειγμα αποστολής εντολών κατανομής που υλοποιούνται με καθυστέρηση μίας περιόδου κατανομής

- ❑ Το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της τρέχουσας χρονικής περιόδου $u_{t_n|t_n}$ δεν μπορεί να εφαρμοστεί έγκαιρα και αντικαθίσταται από το διάνυσμα των μεταβλητών ελέγχου της δεύτερης χρονικής περιόδου του προηγούμενου κυλιόμενου ορίζοντα $u_{t_n|t_{n-1}}$
- ❑ Την περίοδο κατανομής t αποστέλλεται η εντολή κατανομής που υπολογίστηκε για την 2^η περίοδο κατανομής και υλοποιείται την περίοδο κατανομής $t+1$.



Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων



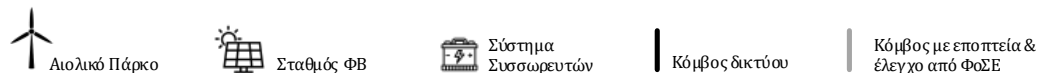
Χαρακτηριστικά ΔΔ	
Ικανότητα Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ	10,0 MVA
Τάση λειτουργίας	12,66 kV
Μέγιστο φορτίο	3,715 MW

Σταθμοί ΑΠΕ	
Εγκατεστημένη ισχύς σταθμών ΦΒ	0,6 MW
Εγκατεστημένη ισχύς αιολικών σταθμών	3,2 MW

Συστήματα αποθήκευσης (Συσσωρευτές)	
Ικανότητα ισχύος	1,3 MW
Χωρητικότητα	2,5 MWh
Απόδοση RTE	90%
Min / Max SoC	10% / 90%

ΦοΣΕ-1 ευέλικτων φορτίων και ΑΠΕ ΧΤ	
Ανοδική/καθοδική ρύθμιση ισχύος	0,6 MW
Ανοδική/καθοδική ρύθμιση ενέργειας	11,0 MWh

ΦοΣΕ-2 ευέλικτων φορτίων και ΑΠΕ ΧΤ	
Ανοδική/καθοδική ρύθμιση ισχύος	0,3 MW
Ανοδική/καθοδική ρύθμιση ενέργειας	6,0 MWh



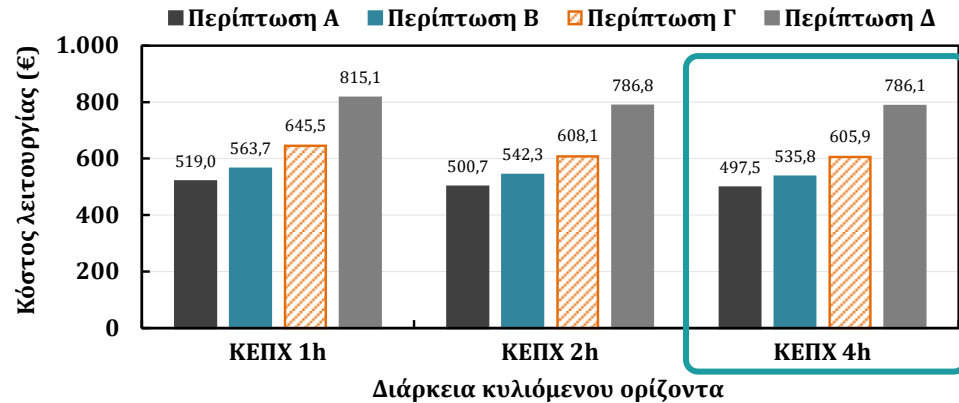
- ❑ 4 περιπτώσεις μελέτης:
 - $\pm 3\sigma$ πιο συντηρητική --> δέσμευση μεγαλύτερης ποσότητας ευελιξίας
 - $\pm 1\sigma$ μεγαλύτερο ρίσκο --> δέσμευση μικρότερης ποσότητας ευελιξίας
- ❑ Επίλυση για διαφορετικούς κυλιόμενους ορίζοντες
1h (4 χρονικές περίοδοι), 2h (8 χρονικές περίοδοι), 4h (16 χρονικές περίοδοι)

Περίπτωση μελέτης	Διαστήματα πρόβλεψης φορτίου και αιολικής παραγωγής	
	Βαθμός κάλυψης (%)	Όρια διαστήματος πρόβλεψης
A	99,7	$\pm 3\sigma$
B	95,5	$\pm 2\sigma$
Γ	86,7	$\pm 1,5\sigma$
Δ	68,3	$\pm 1\sigma$

Αποτελέσματα (1/2)

Κόστος λειτουργίας

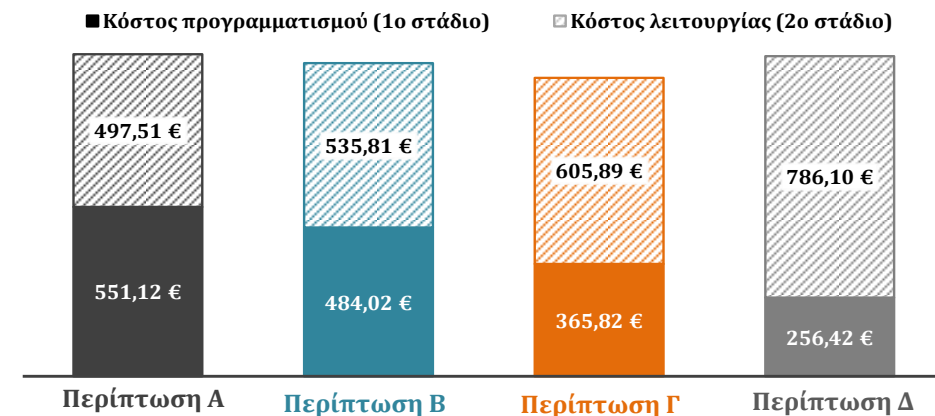
για διαφορετικούς κυλιόμενους ορίζοντες για κάθε περίπτωση μελέτης



- ❑ Το αυξημένο κόστος λειτουργίας στην Περίπτωση Δ οφείλεται στη μικρότερη ποσότητα διαθέσιμης ευελιξίας για να αντισταθμιστούν οι αποκλίσεις σε σχέση με τον προγραμματισμό λειτουργίας.
- ❑ Η αύξηση του κυλιόμενου ορίζοντα μπορεί να μειώσει το κόστος λειτουργίας μέχρι ένα σημείο, πέραν του οποίου δεν δίνει σημαντική μείωση, καθώς λαμβάνει προβλέψεις με μεγαλύτερη αβεβαιότητα.
- ❑ π.χ. για την Περίπτωση Γ (πορτοκαλί): από 1 h σε 2 h --> μείωση 5,8%
από 2 h σε 4 h --> μείωση 0,4%

Συνολικό κόστος (προγραμματισμού + λειτουργίας)

για κυλιόμενο ορίζοντα 4h και διαφορετικές περιπτώσεις μελέτης



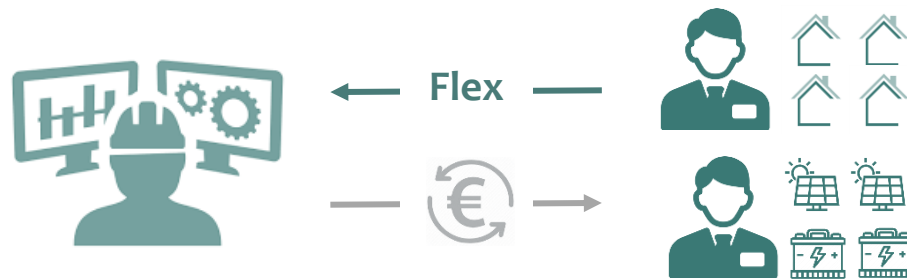
- ❑ Η διαθέσιμη δεσμευμένη ευελιξία της Περίπτωσης Γ είναι ικανή για να αντισταθμίσει το ελαφρώς αυξημένο κόστος λειτουργίας και ως εκ τούτου το συνολικό κόστος είναι μικρότερο κατά 7,3% σε σχέση με την Περίπτωση Α.
- ❑ Ο Διαχειριστής ΔΔ πρέπει να λάβει τις σωστές αποφάσεις προκειμένου η διαφορά που δημιουργείται στο κόστος λειτουργίας να είναι εύλογη σε σχέση με το κόστος προγραμματισμού, δηλαδή το κόστος για τη δέσμευση ευελιξίας.

Αποτελέσματα (2/2)

- ❑ **Συμπερασματικά**, το συνολικό κόστος διαμορφώνεται από:
 - ο τις αποφάσεις του Διαχειριστή ΔΔ για τον προγραμματισμό λειτουργίας του ΔΔ,
 - ο την πολιτική διαχείρισης σε πραγματικό χρόνο (διάρκεια κυλιόμενου ορίζοντα).
- ❑ Το συνολικό κόστος **μπορεί να μειωθεί έως και 9,4%** (κατά περίπου 100,00 €) συγκρίνοντας:
 - ο **Περίπτωση Α & ΚΕΠΧ 1h** (συντηρητική περίπτωση με μικρό κυλιόμενο ορίζοντα)
 - ο **Περίπτωση Γ & ΚΕΠΧ 4h** (καλύτερος συνδυασμός διαχείρισης)

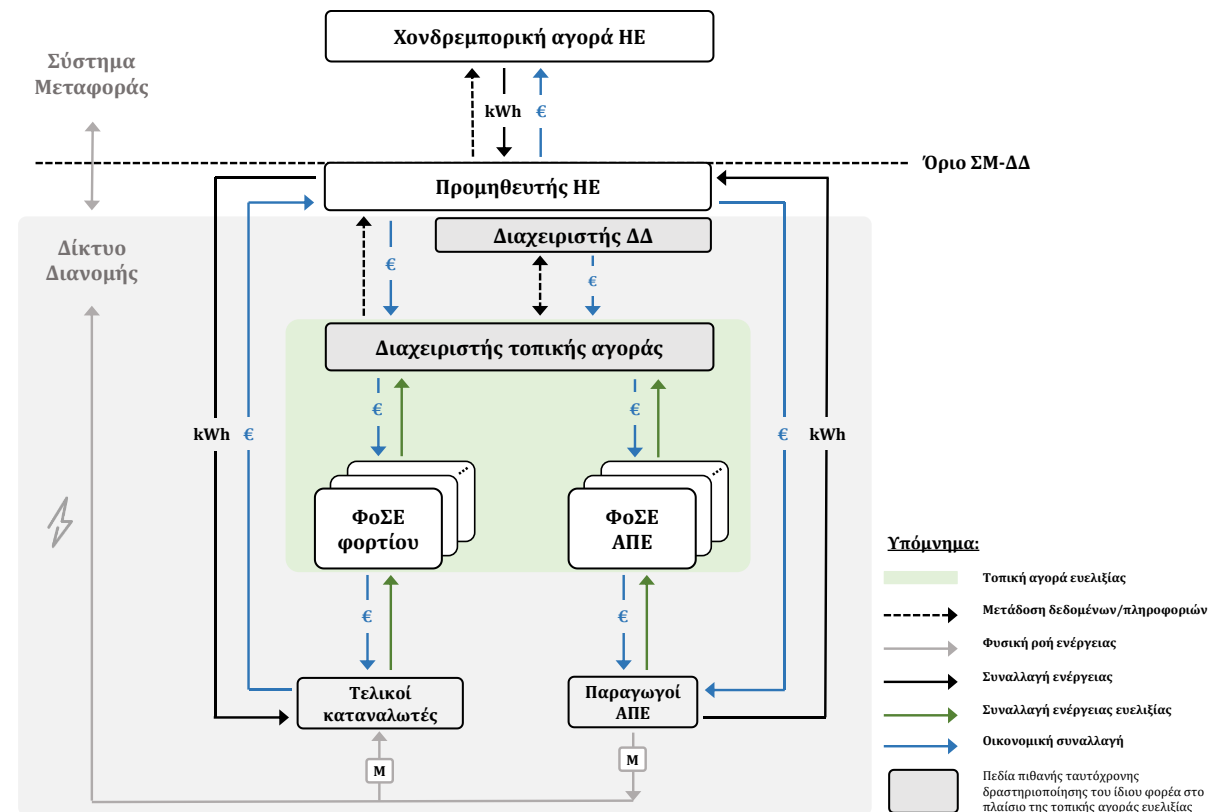
	Κόστος προγραμ/σμού (1ο στάδιο) (€)	Κόστος λειτουργίας (2ο στάδιο) (€)	Συνολικό κόστος (€)	Εξοικονόμηση (€)	Εξοικονόμηση (%)
ΚΕΠΧ 1h					
Περίπτωση Α	551,12	518,95	1.070,07	-	-
Περίπτωση Β	484,02	563,71	1.047,73	22,35	2,1%
Περίπτωση Γ	365,82	645,46	1.011,28	58,79	5,6%
Περίπτωση Δ	256,42	815,07	1.071,49	-1,42	-0,1%
ΚΕΠΧ 4h					
Περίπτωση Α	551,12	497,51	1.048,63	21,44	2,0%
Περίπτωση Β	484,02	535,81	1.019,83	50,24	4,8%
Περίπτωση Γ	365,82	605,89	971,71	98,36	9,4%
Περίπτωση Δ	256,42	786,10	1.042,52	27,55	2,6%

Διαχείριση ενεργών ΔΔ μέσω αλληλεπίδρασης με ΦοΣΕ



Διάρθρωση τοπικής αγοράς ευελιξίας στο ΔΔ (1/2)

- ❑ **Διαχειριστής της τοπικής αγοράς ευελιξίας**
 - **Ανεξάρτητος φορέας ή ο Διαχειριστής του ΔΔ**
 - **Διακανονίζει τις συναλλαγές προς όφελος:**
 - του δικτύου διανομής (τεχνική λειτουργία)
 - του Προμηθευτή ΗΕ (κόστος αγοράς ΗΕ)
- ❑ **Προμηθευτής ΗΕ (ΠΗΕ)**
 - **Αγοράζει ΗΕ** από την χονδρεμπορική αγορά ΗΕ και τους παραγωγούς ΑΠΕ του ΔΔ
 - **Πουλάει ΗΕ** στους τελικούς καταναλωτές
- ❑ **Πηγές ευελιξίας**
 - **Τελικοί καταναλωτές** με συμμετοχή σε πρόγραμμα απόκρισης ζήτησης
 - **Συστήματα αποθήκευσης** με ΑΠΕ



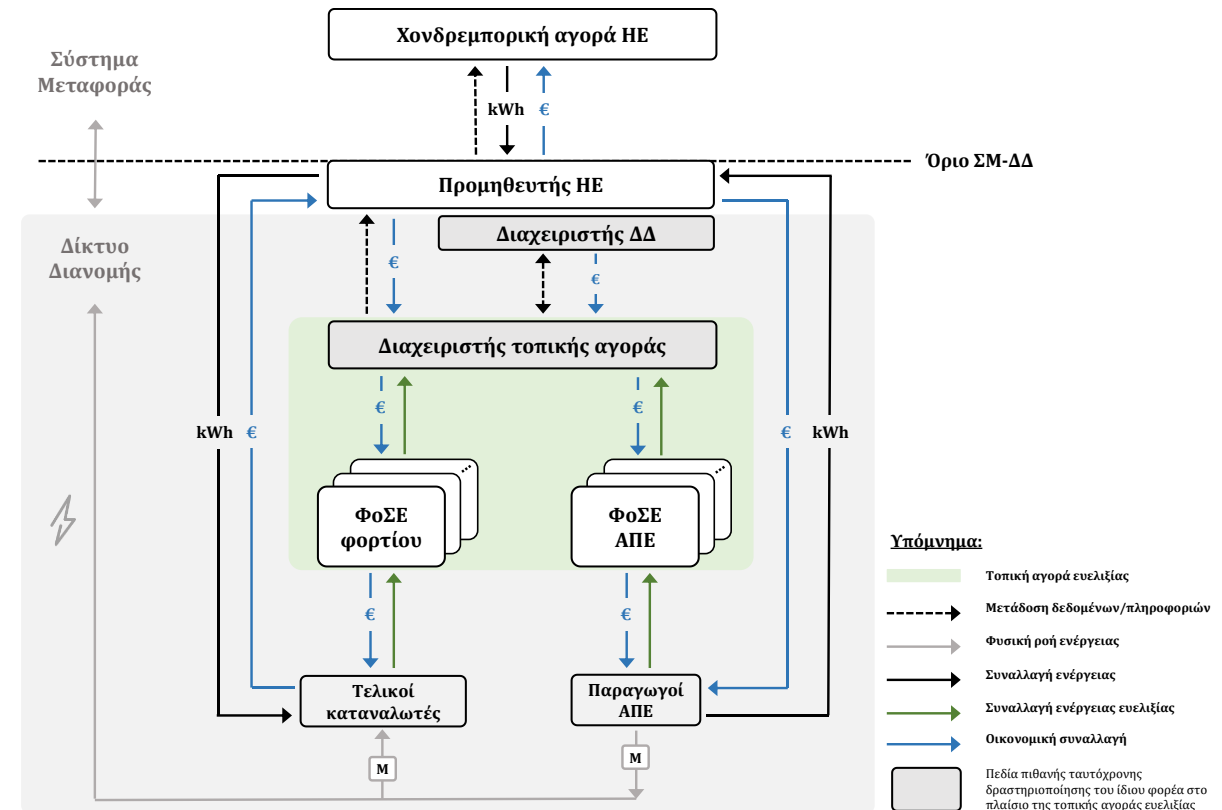
Διάρθρωση τοπικής αγοράς ευελιξίας στο ΔΔ (2/2)

☐ ΦοΣΕ φορτίου (ΦοΣΕΦ)

- διαμεσολαβεί μεταξύ του Διαχειριστή της τοπικής αγοράς ευελιξίας και των τελικών καταναλωτών παρέχοντας ευελιξία στο σύστημα διανομής
- προσφέρει οικονομικά κίνητρα στους τελικούς καταναλωτές για ρύθμιση του προφίλ τους

☐ ΦοΣΕ ΑΠΕ (ΦοΣΕΑΠΕ)

- διαμεσολαβεί μεταξύ του Διαχειριστή της τοπικής αγοράς ευελιξίας και των παραγωγών ΑΠΕ παρέχοντας ευελιξία στο σύστημα διανομής
- αξιοποιεί συστήματα αποθήκευσης (συσσωρευτές) για μετατόπιση της ενέργειας ΑΠΕ
- αγοράζει ένα ποσό της παραγωγής ΑΠΕ που εκπροσωπεί σε μια προσυμφωνημένη τιμή και προσφέρει ενέργεια στην τοπική αγορά ως υπηρεσία ευελιξίας



Μοντελοποίηση με διεπίπεδο προγραμματισμό

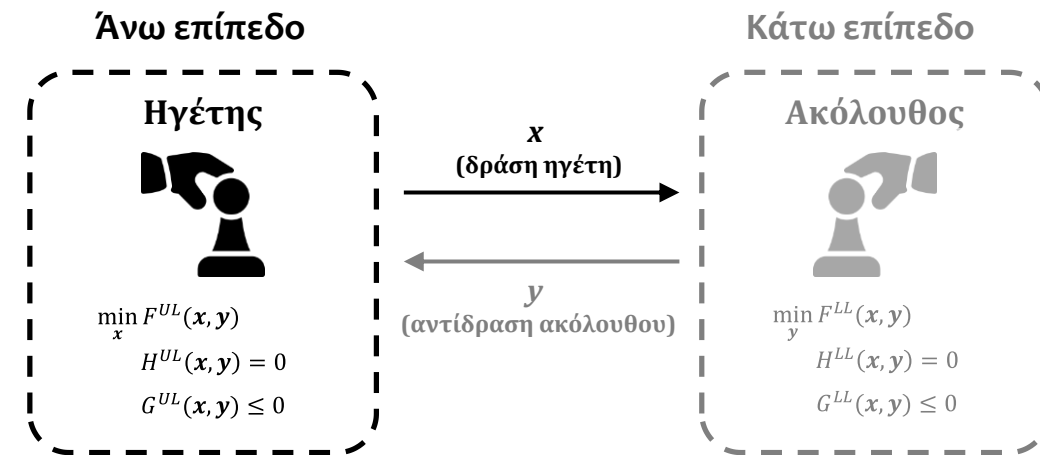
□ Γενικά για τον διεπίπεδο προγραμματισμό (bi-level programming)

- Πρόβλημα που έχει ως περιορισμούς άλλα προβλήματα βελτιστοποίησης
- Στο μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg, ο ηγέτης καλείται να λάβει τις βέλτιστες για αυτόν αποφάσεις λαμβάνοντας υπόψη την ισορροπία της αγοράς (market equilibrium).

□ Επίλυση προβλημάτων διεπίπεδου προγραμματισμού

- Μετασχηματισμός σε πρόβλημα μαθηματικού προγραμματισμού με περιορισμούς ισορροπίας (mathematical programming with equilibrium constraints – MPEC).
- Αναδιατύπωση του κάτω επιπέδου με εφαρμογή της δυϊκής θεωρίας (προϋπόθεση: γραμμικά προβλήματα στο κάτω επίπεδο)
- Τα προβλήματα κάτω επιπέδου αντικαθίστανται από:
 - α) τους πρωτεύοντες περιορισμούς,
 - β) τους δυϊκούς περιορισμούς,
 - γ) τη συνθήκη ισχυρής δυϊκότητας.

Μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg



Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος (1/2)

- Αντικειμενική συνάρτηση / ελαχιστοποίηση κόστους (άνω επίπεδο):

$$\min C_1 + C_2 + C_3 \quad (12)$$

- Κόστος HE → κόστος εισερχόμενης HE + κόστος ενέργειας ΑΠΕ (πλην ΑΠΕ που απορροφάει ο ΦοΣΕ ΑΠΕ)

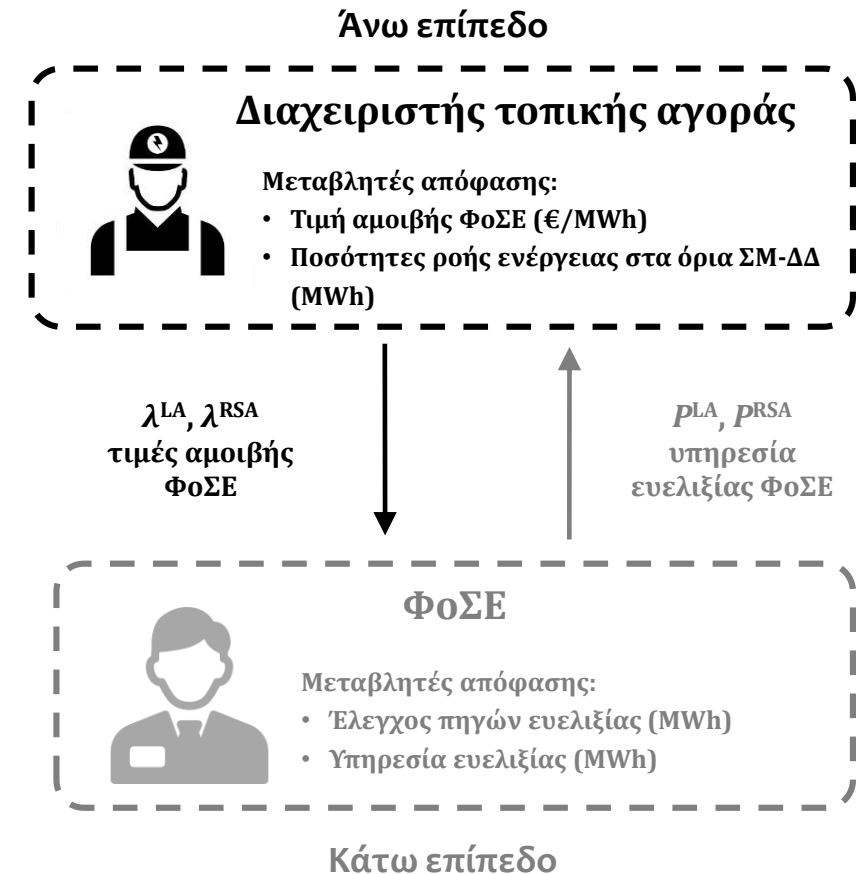
$$C_1 = \sum_{t=1}^T \left(\lambda_t^{DA} P_t^{DA} + \lambda_t^{RES} \sum_{i \in N} (P_{i,t}^{RES} - P_{i,t}^{Curt} - P_{i,t}^{Ch}) \right) \quad (12\alpha)$$

- Κόστος παρεχόμενης ευελιξίας από τους ΦοΣΕ

$$C_2 = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{a \in A} \lambda_{a,t}^{LA} P_{a,t}^{LA} + \sum_{r \in R} \lambda_{r,t}^{RSA} P_{r,t}^{RSA} \right) \quad (12\beta)$$

- Κόστος ΔΔ → κόστος περικοπής φορτίου & απόρριψης ΑΠΕ (ως ποινές σε παραβίαση τεχνικών ορίων ΔΔ)

$$C_3 = \sum_{t=1}^T \left(\lambda_t^{VOLL} \sum_{i \in N} P_{i,t}^{LS} + \lambda_t^{Curt} \sum_{i \in N} P_{i,t}^{Curt} \right) \quad (12\gamma)$$



Μαθηματική διατύπωση του προβλήματος (2/2)

❑ Περιορισμοί προβλήματος άνω επιπέδου:

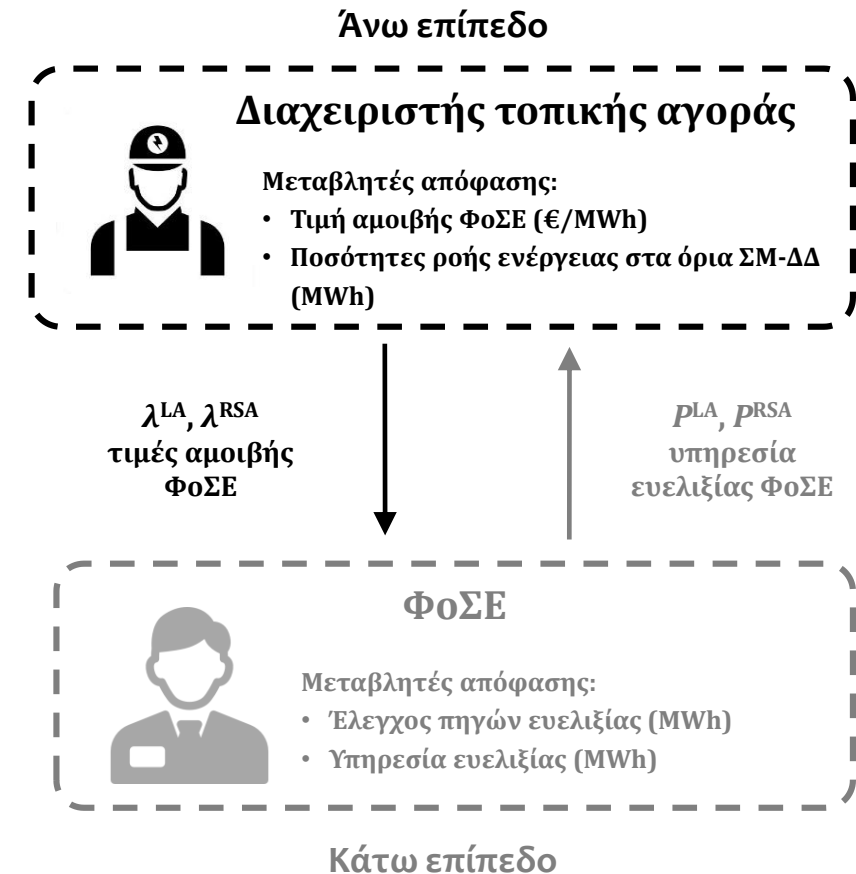
- Εξιώσεις ροής ισχύος ΔΔ (μοντέλο AC ροής ισχύος)
- Τεχνικοί περιορισμοί ΔΔ (όρια τάσης, όρια γραμμών, ικανότητα Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ)
- Μοντέλο ευέλικτης ζήτησης (τεχνική μετατόπισης φορτίου - load shifting)
- Προβλήματα των ΦοΣΕ (κάτω επίπεδο)

❑ Πρόβλημα κάθε ΦοΣΕ φορτίου (κάτω επίπεδο)

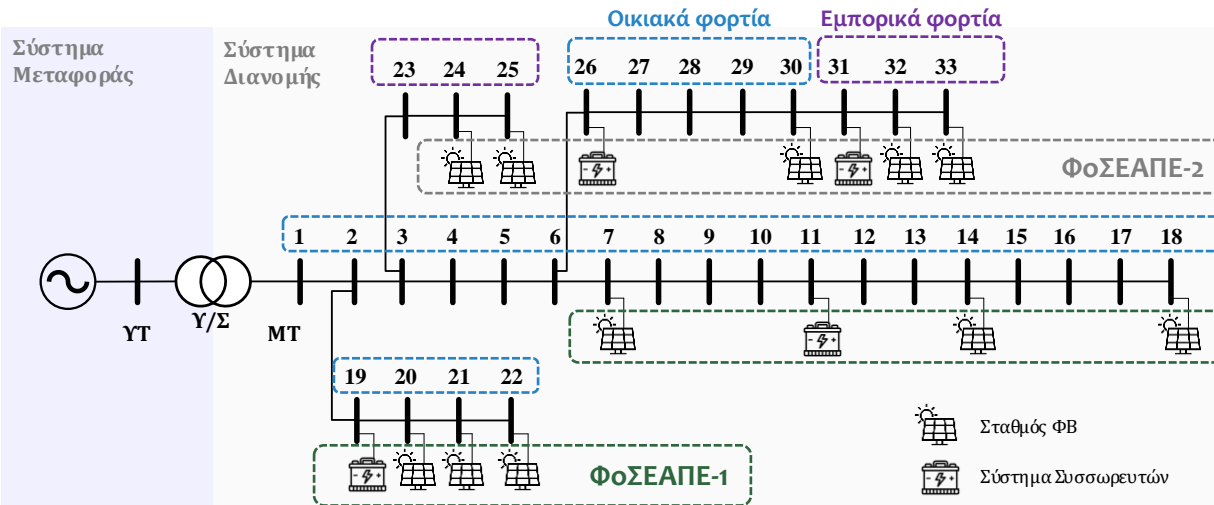
- Μεγιστοποίηση κέρδους ΦοΣΕ
- Περιορισμοί μείωσης κατανάλωσης βάσει του μοντέλου ευέλικτης ζήτησης.

❑ Πρόβλημα κάθε ΦοΣΕ ΑΠΕ-αποθήκευση (κάτω επίπεδο)

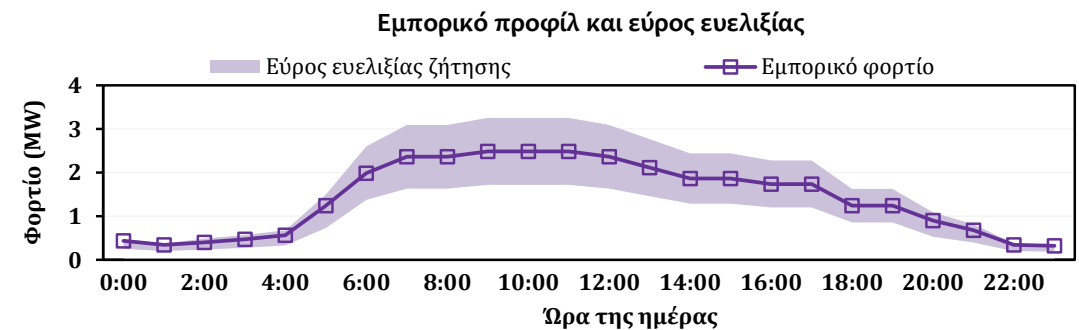
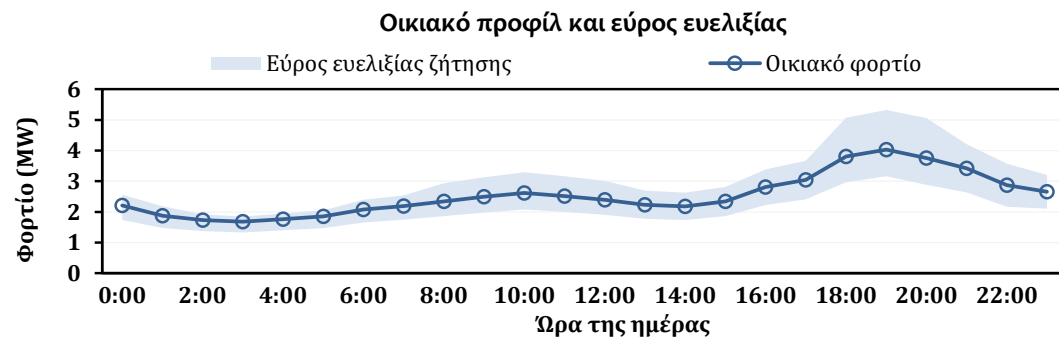
- Μεγιστοποίηση κέρδους ΦοΣΕ
- Περιορισμοί μοντέλου λειτουργίας συσσωρευτών
 - Ισοζύγιο ενέργειας συστημάτων αποθήκευσης,
 - τεχνικά όρια αποθήκευσης και ικανότητα ισχύος συσσωρευτών
- Περιορισμός για απορρόφηση μόνο όταν υπάρχει διαθέσιμη ενέργεια ΑΠΕ



Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων



		Χαρακτηριστικά ΔΔ	
Ικανότητα Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ	8,0 MVA	Τάση λειτουργίας	12,66 kV
ΦοΣΕΦ-1		ΦοΣΕΑΠΕ-1 (portfolio)	
Οικιακά φορτία		Ισχύς σταθμών ΦΒ	1,90 MW
Μείωση ζήτησης	έως 0,87 MW (19:00)	Συσσωρευτές	1,40 MW/ 3,6 MWh
ΦοΣΕΦ-2		ΦοΣΕΑΠΕ-2 (portfolio)	
Εμπορικά φορτία		Ισχύς σταθμών ΦΒ	1,40 MW
Μείωση ζήτησης	έως 0,77 MW (9:00-11:00)	Συσσωρευτές	1,20 MW/ 2,4 MWh

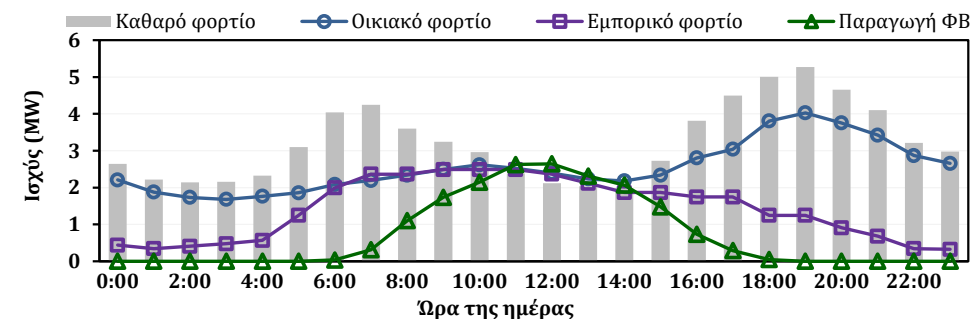


Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων

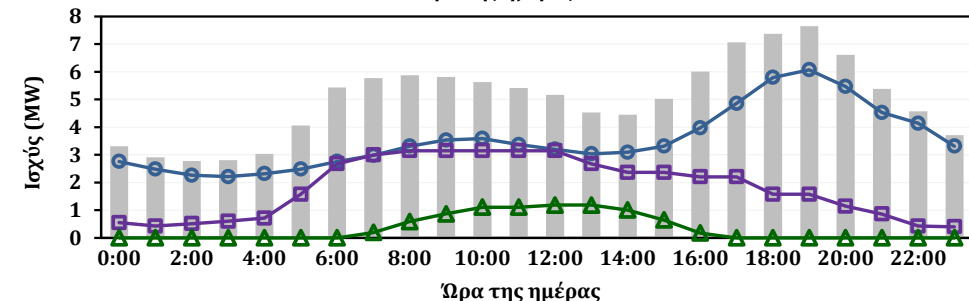
- ❑ Εξετάζονται 3 περιπτώσεις μελέτης
- ❑ Μηχανισμοί εκκαθάρισης της τοπικής αγοράς
 - **Pay-as-bid:** κάθε συμμετέχων ΦοΣΕ πληρώνεται βάσει της τιμής που προσφέρει, εφόσον γίνει αποδεκτή η προσφορά του (μερικώς ή ολικώς)
 - **Pay-as-clear:** όλοι οι συμμετέχοντες πληρώνονται σε μία ενιαία τιμή για την ποσότητα ενέργειας της προσφοράς τους που γίνεται αποδεκτή
- ❑ Συγκρίνονται δύο σενάρια
 - Σενάριο business-as-usual (BaU)
 - Δεν λειτουργεί τοπική αγορά ευελιξίας (απουσία ΦοΣΕ)
 - Σενάριο αγοράς ευελιξίας
 - Λειτουργεί τοπική αγοράς ευελιξίας (συμμετοχή ΦοΣΕ)

Περίπτωση μελέτης #	Μηχανισμός εκκαθάρισης		Παραβίαση τεχνικών περιορισμών ΔΔ
	Pay-as-bid	Pay-as-clear	
Π1	✓		
Π2		✓	
Π3	✓		✓

Φορτίο και παραγωγή για Π1 & Π2

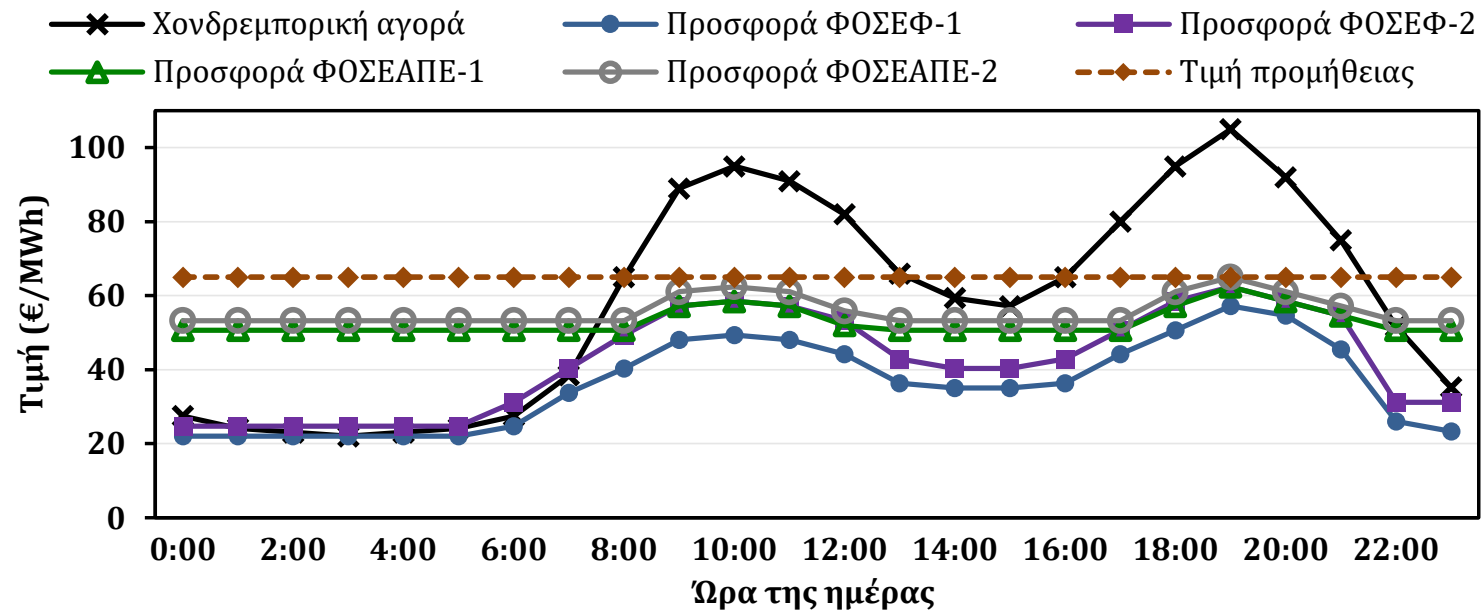


Φορτίο και παραγωγή για Π3



Εφαρμογή σε σύστημα διανομής 33 κόμβων

- ❑ Τιμή χονδρεμπορικής αγοράς ΗΕ
- ❑ Τιμή προμήθειας ΗΕ προς τους τελικούς καταναλωτές
- ❑ Τιμή προσφοράς ΦοΣΕΦ (αντιστοιχεί στην max τιμή προσφοράς, δηλαδή για το block 4)
- ❑ Τιμή προσφοράς ΦοΣΕΑΠΕ
- ❑ ΦοΣΕΑΠΕ-2 προσφέρει σε υψηλότερη τιμή (€/MWh)
- ❑ ΦοΣΕΦ-1 προσφέρει την χαμηλότερη τιμή (€/MWh)
- ❑ Θεωρούνται πιο ακριβές οι τιμές των ΦοΣΕΑΠΕ λόγω αξιοποίησης συσσωρευτών (πιο ακριβή τεχνολογία)



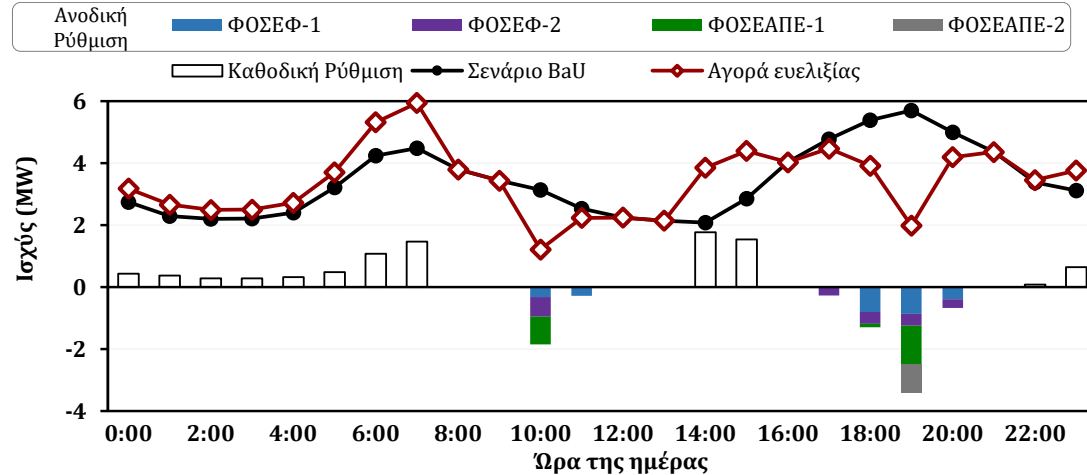
Αποτελέσματα – Συγκεντρωτικά (1/2)

- ❑ Το κέρδος του ΠΗΕ αυξάνεται σημαντικά από τη συμμετοχή των ΦοΣΕ στο σύστημα διανομής
 - Η αύξηση του κέρδους θα μπορούσε να επιφέρει μείωση στα τιμολόγια των καταναλωτών αν θεωρήσουμε ότι ο ΠΗΕ έχει περιορισμένο περιθώριο κέρδους
- ❑ Στην Π2 (**Pay-as-clear**) οι ΦοΣΕ αμείβονται σε ενιαία τιμή που καθορίζεται από την τιμή της ακριβότερης προσφοράς που γίνεται αποδεκτή.
 - Κέρδος ΠΗΕ Π1 > Κέρδος ΠΗΕ Π2
- ❑ Στην Π3 (**Pay-as-bid**) το αρνητικό κέρδος προκύπτει από τα κόστη που διαμορφώνονται ως ποινή παραβίασης των τεχνικών περιορισμών του ΔΔ

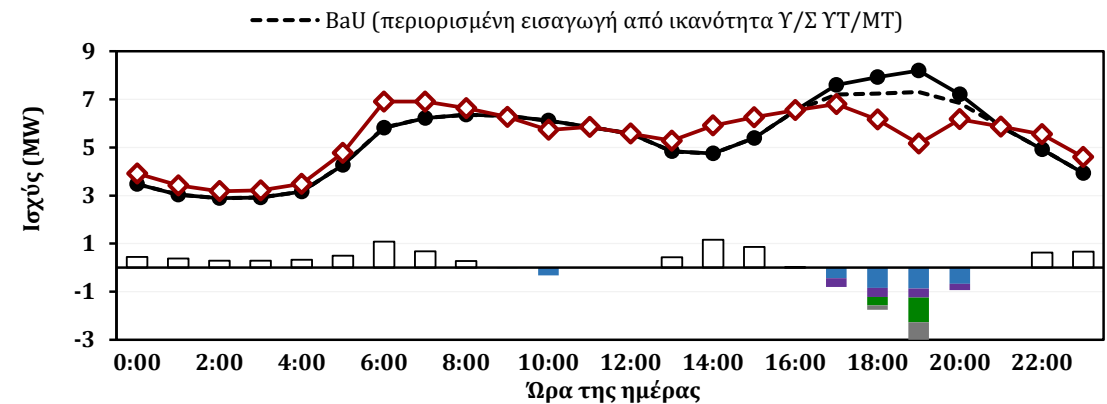
Σενάριο	Περίπτωση μελέτης	Κέρδος ΠΗΕ	Έσοδα ΦοΣΕ			
			ΦοΣΕΦ-1	ΦοΣΕΦ-2	ΦοΣΕΑΠΕ-1	ΦοΣΕΑΠΕ-2
BaU (χωρίς ευελιξία)	Π1 & Π2	477,40 €	-	-	-	-
	Π1	638,80 €	129,50 €	98,50 €	136,40 €	58,30 €
Αγορά ευελιξίας	Π2	599,10 €	136,00 €	62,10 €	131,70 €	111,60 €
	Π3	-4.745,90 €	-	-	-	-
Αγορά ευελιξίας	Π3	-300,20 €	152,00 €	70,70 €	82,20 €	58,10 €

Αποτελέσματα – Συγκεντρωτικά (2/2)

- **Εισερχόμενη ροή ενεργού ισχύος από τον υποσταθμό ΥΤ/ΜΤ, ανοδική ρύθμιση ανά ΦοΣΕ και συνολική καθοδική ρύθμιση.**



Περίπτωση Π1 (Pay-as-bid)

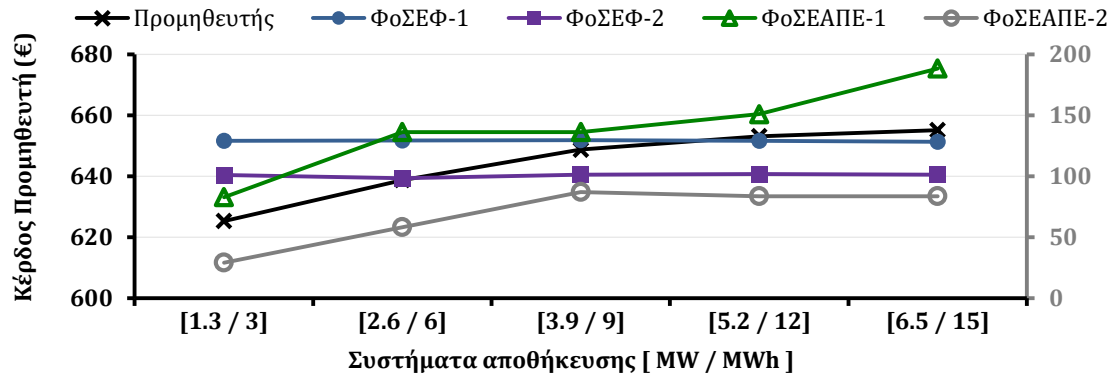


Περίπτωση Π3 (Pay-as-bid)

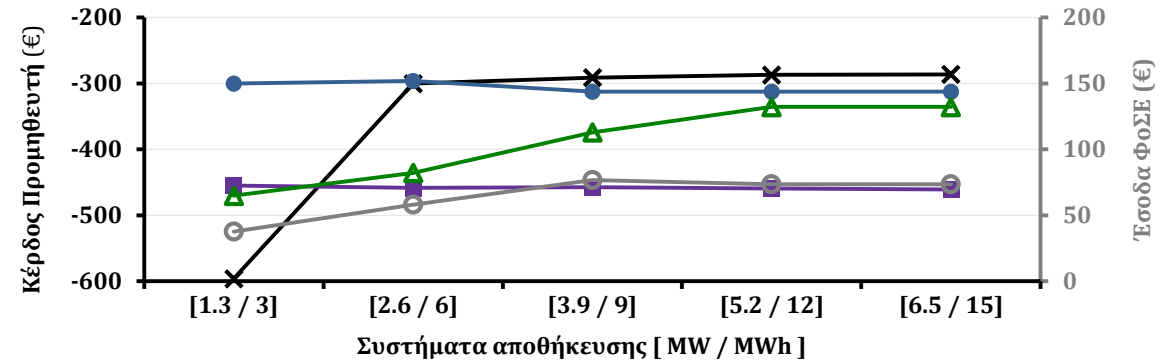
- **Π1:** Αξιοποίηση ευελιξίας για οικονομικότερες συναλλαγές (προς όφελος του ΠΗΕ)
 - Ενεργοποίηση των ΦοΣΕ κατά τις ώρες αιχμής, 10:00-12:00 και 17:00-21:00
- **Π3:** Αξιοποίηση ευελιξίας για αποφυγή παραβίασης περιορισμών του ΔΔ (προς όφελος του ΔΔ, αλλά και του ΠΗΕ)
 - Ενεργοποίηση των ΦοΣΕ κατά τις ώρες αιχμής, κυρίως 17:00-21:00

Αποτελέσματα – Ανάλυση ευαισθησίας (1/2)

Επίδραση του μεγέθους των συστημάτων αποθήκευσης



Περίπτωση Π1

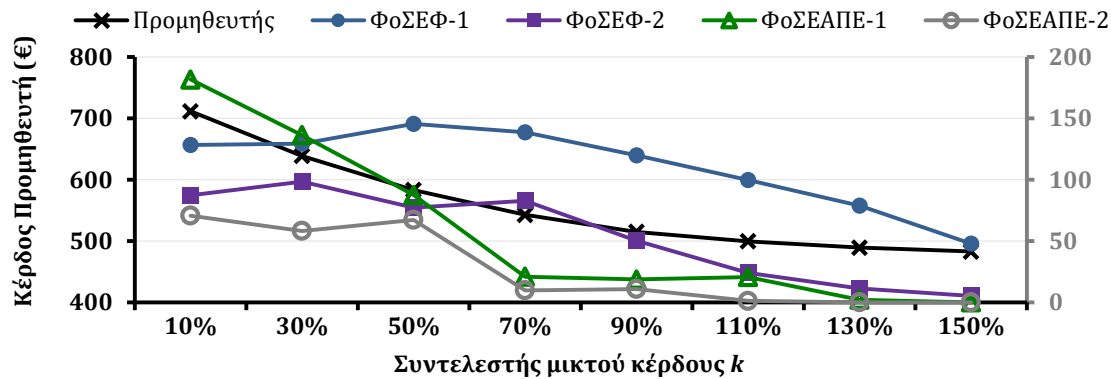


Περίπτωση Π3

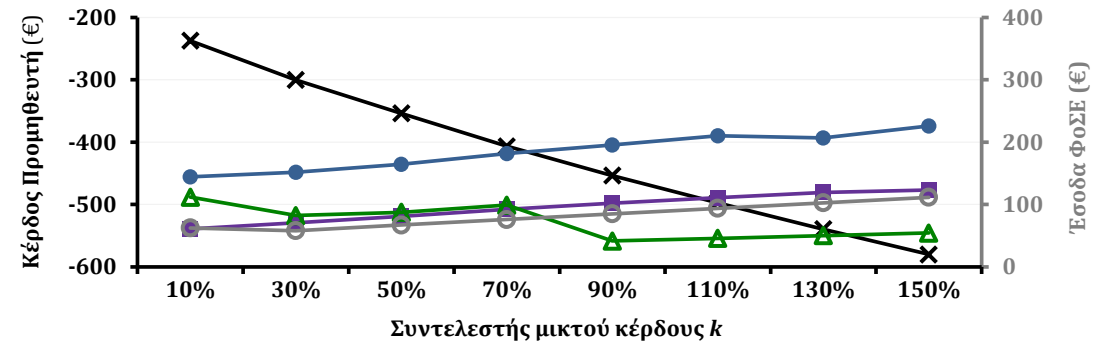
- ❑ Π1: Ο ΦοΣΕΑΠΕ-2 αυξάνει τα έσοδά του έως ένα συγκεκριμένο σημείο, μετά το οποίο επέρχεται κορεσμός τα έσοδα των ΦοΣΕ ΑΠΕ εξαρτώνται άμεσα από τη θέση των συστημάτων αποθήκευσης στο σύστημα διανομής.
- ❑ Π3: τα έσοδα των ΦοΣΕ ΑΠΕ εξαρτώνται από τη διαθέσιμη παραγωγή ΑΠΕ (απορροφούν ενέργεια ΑΠΕ). Χαμηλότερη διακινούμενη ενέργεια ΑΠΕ --> χαμηλότερα έσοδα για τους ΦοΣΕ ΑΠΕ.

Αποτελέσματα – Ανάλυση ευαισθησίας (2/2)

Επίδραση τιμών προσφοράς ΦοΣΕ (συντελεστής μικτού κέρδους k_a και k_r)



Περίπτωση Π1 (Pay-as-bid)



Περίπτωση Π3 (Pay-as-bid)

- ❑ Π1: Η σταδιακή ταυτόχρονη αύξηση του μικτού κέρδους από όλους τους ΦοΣΕ οδηγεί σε προτίμηση της ευελιξίας των ΦοΣΕ φορτίου από αυτή των ΦοΣΕ ΑΠΕ. Οι **υπερβολικά υψηλές τιμές προσφοράς** ευελιξίας μπορεί να αποτρέψουν την ενεργοποίηση της προσφερόμενης ευελιξίας ή να οδηγήσουν σε **μονοπωλιακή αγορά** (εδώ επικρατεί ο ΦοΣΕΦ-1).
- ❑ Π3: Οι ΦοΣΕ μπορούν να προσφέρουν σε **υψηλότερες τιμές** όταν αναμένεται παραβίαση των **τεχνικών ορίων** λειτουργίας του δικτύου.

Σύνοψη / Συμβολή της διδακτορικής διατριβής

- ❑ **Στον προγραμματισμό λειτουργίας των ενεργών ΔΔ**
 - Αναπτύσσει μία πρωτότυπη μεθοδολογία στοχαστικού προγραμματισμού δύο σταδίων για τον προγραμματισμό της λειτουργίας των ενεργών ΔΔ που βασίζεται σε σταθμισμένα σενάρια πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ.
- ❑ **Στην κατανομή της ευελιξίας των ΔΕΠ σε πραγματικό χρόνο**
 - Αναπτύσσει μία πρωτότυπη μεθοδολογία ΚΠΧ βασιζόμενη στις αρχές του μοντέλου προβλεπτικού ελέγχου (model predictive control), λαμβάνοντας υπόψη τη διαχείριση του χρόνου απόκρισης των πηγών ευελιξίας στις εντολές κατανομής (set-point) του Διαχειριστή του ΔΔ.
- ❑ **Στη βέλτιστη αλληλεπίδραση του Διαχειριστή του ΔΔ με ΦοΣΕ στο πλαίσιο τοπικής αγοράς ευελιξίας**
 - Αναπτύσσει ένα πρωτότυπο μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού για την διαχείριση των ενεργών ΔΔ μέσω αλληλεπίδρασης με ΦοΣΕ. Το μοντέλο βασίζεται στον μοντέλο ηγεσίας του Stackelberg, στο οποίο ο Διαχειριστής του ΔΔ έχει τον ρόλο του ηγέτη και οι πάροχοι ευελιξίας, δηλαδή οι ΦοΣΕ, έχουν τον ρόλο των ακολούθων.
 - Μοντελοποιεί τη σωρευτική εκπροσώπηση ετερογενών πηγών ευελιξίας, δηλαδή μοντελοποιεί ΦοΣΕ οικιακών φορτίων, ΦοΣΕ εμπορικών φορτίων, ΦοΣΕ ΑΠΕ και συστημάτων αποθήκευσης που προσφέρουν ανταγωνιστικές υπηρεσίες ευελιξίας στον Διαχειριστή του ΔΔ.

Προτάσεις για μελλοντική έρευνα

❑ Στοχαστικός προγραμματισμός λειτουργίας:

- Μοντελοποίηση επιπλέον αβεβαιοτήτων, όπως η περίπτωση αδυναμίας παροχής ευελιξίας από συγκεκριμένη πηγή ευελιξίας, λόγω τεχνικού σφάλματος ή καλύτερης ευκαιρίας για συμμετοχή σε άλλη αγορά ενέργειας (π.χ. αγορά εξισορρόπησης)

❑ Κατανομή ευελιξίας σε πραγματικό χρόνο:

- Μοντελοποίηση της απώλειας επικοινωνίας στα συστήματα εποπτείας και ελέγχου, καθώς και της αδυναμίας υλοποίησης των εντολών κατανομής που αποστέλλονται από τον Διαχειριστή ΔΔ.

❑ Στο πλαίσιο τοπικής αγοράς ευελιξίας:

- Ανάπτυξη μίας μεθοδολογίας που θα προγραμματίζει μακροπρόθεσμα τις ανάγκες ευελιξίας και την τιμή αμοιβής της ευελιξίας. Παράλληλα θα πρέπει οι τιμές να είναι επαρκείς για να διασφαλίζεται η συμμετοχή στην αγορά ευελιξίας, ως προθεσμιακή αγορά ευελιξίας στο σύστημα διανομής.
 - Μοντέλο διεπίπεδου προγραμματισμού με ηγέτη τον Διαχειριστή του ΔΔ και με ακόλουθους τους δυνητικούς παρόχους ευελιξίας (π.χ. ΦοΣΕ φορτίου και ΑΠΕ).

Δημοσιεύσεις (1/3)

□ Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά περιοδικά

- 1) **V.A. Evangelopoulos**, P.S. Georgilakis, and N.D. Hatziargyriou, “Optimal operation of smart distribution networks: A review of models, methods and future research,” *Electric Power Systems Research*, vol. 140, pp. 95–106, Nov. 2016.
- 2) I.I. Avramidis, **V.A. Evangelopoulos**, P.S. Georgilakis and N.D. Hatziargyriou, “Demand side flexibility schemes for facilitating the high penetration of residential distributed energy resources,” *IET Generation, Transmission, and Distribution*, vol. 12, no. 18, Oct. 2018.
- 3) **V.A. Evangelopoulos**, I.I. Avramidis, and P.S. Georgilakis, “Flexibility services management under uncertainties for power distribution systems: Stochastic scheduling and predictive real-time dispatch,” *IEEE Access*, vol. 8, no. 1, pp. 38855–38871, Feb. 2020.
- 4) I.I. Avramidis, F. Capitanescu, **V.A. Evangelopoulos**, P.S. Georgilakis, G. Deconinck, “In pursuit of new real-time ancillary services providers: Hidden opportunities in low voltage networks and sustainable buildings,” *Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 429–442, Jan. 2022.
- 5) **V.A. Evangelopoulos**, T.P. Kontopoulos, and P.S. Georgilakis, “Heterogeneous aggregators competing in a local flexibility market for active distribution system management: A bi-level programming approach,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 136, 107639, 2022.
- 6) P.A. Karafotis, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Reliability-oriented Reconfiguration of Power Distribution Systems Considering Load and RES Production Scenarios,” *Transactions on Power Delivery*, 2022, article in press.

Δημοσιεύσεις (2/3)

□ Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά συνέδρια με κριτές

- 1) I.I. Avramidis, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Demand side flexibility prospects in modern LV networks: A probabilistic assessment,” Proc. in *IEEE 2019 PowerTech*, Milan, Italy, Jun. 2019.
- 2) M.C. Fotopoulou, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Optimal robust operational planning of power distribution systems considering electric vehicle aggregators”, Proc. in *2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon)*, Gammarth, Tunis, Tunisia, 28 Sep. – 1 Oct. 2020, pp. 894–899.
- 3) T.P. Kontopoulos, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Impact of demand side flexibility on aggregators demand response services,” Proc. in *2020 Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER)*, Paphos, Cyprus, 9–12 Nov. 2020.
- 4) I.I. Avramidis, **V.A. Evangelopoulos**, F. Capitanescu, P.S. Georgilakis, and G. Deconinck “Predictive Control in LV networks: A 3-stage approach based on smart sustainable buildings,” Proc. in *IEEE 2021 PowerTech*, Madrid, Spain, Jun. 2021.

Δημοσιεύσεις (3/3)

□ Δημοσιεύσεις εκτός πλαισίου έρευνας της διδακτορικής διατριβής:

A. Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά **περιοδικά**

- 1) **V.A. Evangelopoulos**, P.S. Georgilakis, “Optimal distributed generation placement under uncertainties based on point estimate method embedded genetic algorithm,” IET Generation, Transmission, and Distribution, vol. 8, no. 3, pp. 389-400, Mar. 2014.
- 2) P.A. Karafotis, **V.A. Evangelopoulos**, and P.S. Georgilakis, “Evaluation of harmonic contribution to unbalance in power systems under nonstationary conditions using wavelet packet transform,” Electric Power Systems Research, vol. 178, Jan. 2020.
- 3) **V.A. Evangelopoulos**, P.A. Karafotis, and P.S. Georgilakis, “Probabilistic spatial load forecasting based on hierarchical trending method,” Energies, vol. 13, no. 18, 4643, Sep. 2020.
- 4) **V.A. Evangelopoulos** and P.S. Georgilakis, “Probabilistic spatial load forecasting for assessing the impact of electric load growth in power distribution networks,” Electric Power System Research, vol. 207, 107847, 2022.

B. Δημοσιεύσεις σε διεθνή επιστημονικά **συνέδρια με κριτές**

- 5) **V.A. Evangelopoulos** and P.S. Georgilakis, “A probabilistic spatial load forecasting methodology for distribution system planning,” Proc. in 2020 Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER), Paphos, Cyprus, 9–12 Nov. 2020.

Σας ευχαριστώ
για την προσοχή σας!