

Εθνικό Σχέδιο Δράσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας Ηλεκτροπαραγωγής Κύπρου

Δρ. Ανδρέας Πουλλικκας, Ph.D, D.Sc

Αναπληρωτής Καθηγητής

American University of Sharjah

apoullikkas@aus.edu

21 Jun 2013

Περιεχόμενα

- Υποχρεώσεις Κύπρου
- Μεθοδολογία βελτιστοποίησης
συστήματος ηλεκτροπαραγωγής με ένταξη
ΑΠΕ-Η
- Κύρια αποτελέσματα
- Μελλοντικές ενέργειες

Υποχρεώσεις Κύπρου

Οδηγία ΑΠΕ 2009/28/EC

- ΑΠΕ στους τομείς (α) θέρμανση και ψύξη, (β) ηλεκτροπαραγωγή και (γ) μεταφορές
- Κύπρος 2005:
 - ΑΠΕ σε θέρμανση και ψύξη: 2.9%
 - ΑΠΕ σε ηλεκτροπαραγωγή: 0%
 - ΑΠΕ σε μεταφορές: 0%
- Κύπρος 2020: δεσμευτικός στόχος ΑΠΕ στο 13%

$$X_{\Theta\Psi} + X_H + X_M = 13\%$$

Θεσμοθέτηση ομάδας εργασίας από ΠΑΕΚ

CERA Renewable Energy Sources Working Group

- **Steering Committee:**

George Shammas, CERA Chairman

Constantinos Eliopoulos, CERA Vice Chairman

Kypros Kyprianides, CERA Member

- **Working Group Coordinator:**

Prof. Andreas Poulikkas, American University of Sharjah

- **Working Group Members:**

Petros Andreou (EAC), Anthi Charalambous (Cyprus Energy Agency), Charalambos Charalambous (University of Cyprus), Venizelos Efthimiou (Distribution System Operator and Cyprus Scientific and Technical Chamber), Andreas Frixou (CERA), George Georgiou (Cyprus Employers and Industrialists Federation and Cyprus Association of Renewable Energy Enterprises), Christakis Hadjilaou (Cyprus Transmission System Operator), Ioannis Hadjipaschalis (EAC), Andreas Karaolis (Ministry of Finance), George Kourtis (EAC), Andreas Lizides (Ministry of Commerce), Theodoulos Mesimeris (Ministry of Agriculture), Alexis Poulos (Planning Bureau), Constantinos Rouvas (EAC), Andreas Theophanous (CERA), Christos Tsingis (Cyprus Energy Wind Association), Constantinos Varnava (Cyprus Transmission System Operator), Theodoros Zachariades (Cyprus University of Technology)

Ιστορικό επικαιροποιήσεων

- **Επικαιροποίηση κάθε 2 χρόνια**
- **Εθνικό Σχέδιο Δράσης ΑΠΕ-Η: Ιούνιος 2010**
 - **Βέλτιστο σενάριο 16% παραγωγή από ΑΠΕ-Η στη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (ή 5% στην συνολική κατανάλωση ενέργειας)**
 - **Εισηγήσεις για περαιτέρω μελέτη όλων των τεχνο-οικονομικών παραμέτρων**
- **Επίσπευση εγκατάστασης ΦΒ συστημάτων: Σεπ 2011**
 - **Μειοδοτικός διαγωνισμός**
 - **Net-metering**
- **1^η Επικαιροποίηση Εθνικού Σχέδιο Δράσης ΑΠΕ-Η: σε εξέλιξη**

Μεθοδολογία βελτιστοποίησης συστήματος ηλεκτροπαραγωγής με ένταξη ΑΠΕ-Η

Το πρόβλημα

- Μεγάλη εισδοχή τεχνολογιών ΑΠΕ-Η

Κύριος σκοπός

- Εκτίμηση της αύξησης (ή του οφέλους) στο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής

Ικανότητες μοντέλου*

- Χρήση αλγόριθμων δέσμευσης των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής
- Ενεργειακό μίγμα
- Κόστος ή όφελος στο κόστος ηλεκτροπαραγωγής παραγωγής
- Μέγεθος εγγυημένων διατημήσεων
- Πράσινο τέλος

* Poulikkas A., Kourtis G., Hadjipaschalis I., 2011, "A hybrid model for the optimum integration of renewable technologies in power generation systems", *Energy Policy*.

Κύριοι παράγοντες που λαμβάνονται υπόψη

- **Κόστος αποφυγής καυσίμου:** με την αύξηση του ποσοστού διείσδυσης ΑΠΕ-Η η κατανάλωση καυσίμων μειώνεται
- **Κόστος αποφυγής CO₂:** με την αύξηση του ποσοστού διείσδυσης ΑΠΕ-Η οι εκπομπές CO₂ μειώνονται
- **Λειτουργικό κόστος συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής:** με την αύξηση του ποσοστού διείσδυσης ΑΠΕ-Η το λειτουργικό κόστος του συμβατικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής αυξάνεται λόγω των αναγκών εφεδρείας

Objective function

- **Minimizing total cost**
or
- **Maximizing profit**
- **satisfy constraints**
 - **Reserve margin**
 - **Spinning reserve**
 - **Fuel constraints**
 - **Environmental constraints**
 - **Power transmission constraints, etc**

Typical objective function

- minimize the production cost, c , of each candidate power technology configuration, k

$$\min C = \min \sum_{i=1}^n x_i (c_i)$$

x_i : control variable

c_i : cost component of each configuration (or scenario)

- find optimum values of x_i where C takes on a minimum value

Constraints

- Load demand
- Unit capacity
- Available capacity
- Spinning reserve
- Environmental limitations
- Power flow limitations, etc.

$$P_{D(t)} = \sum_i I_{(i,t)} P_{(i,t)}$$

$$P_{g,\min(i)} \leq P_{(i,t)} \leq P_{g,\max(i)}$$

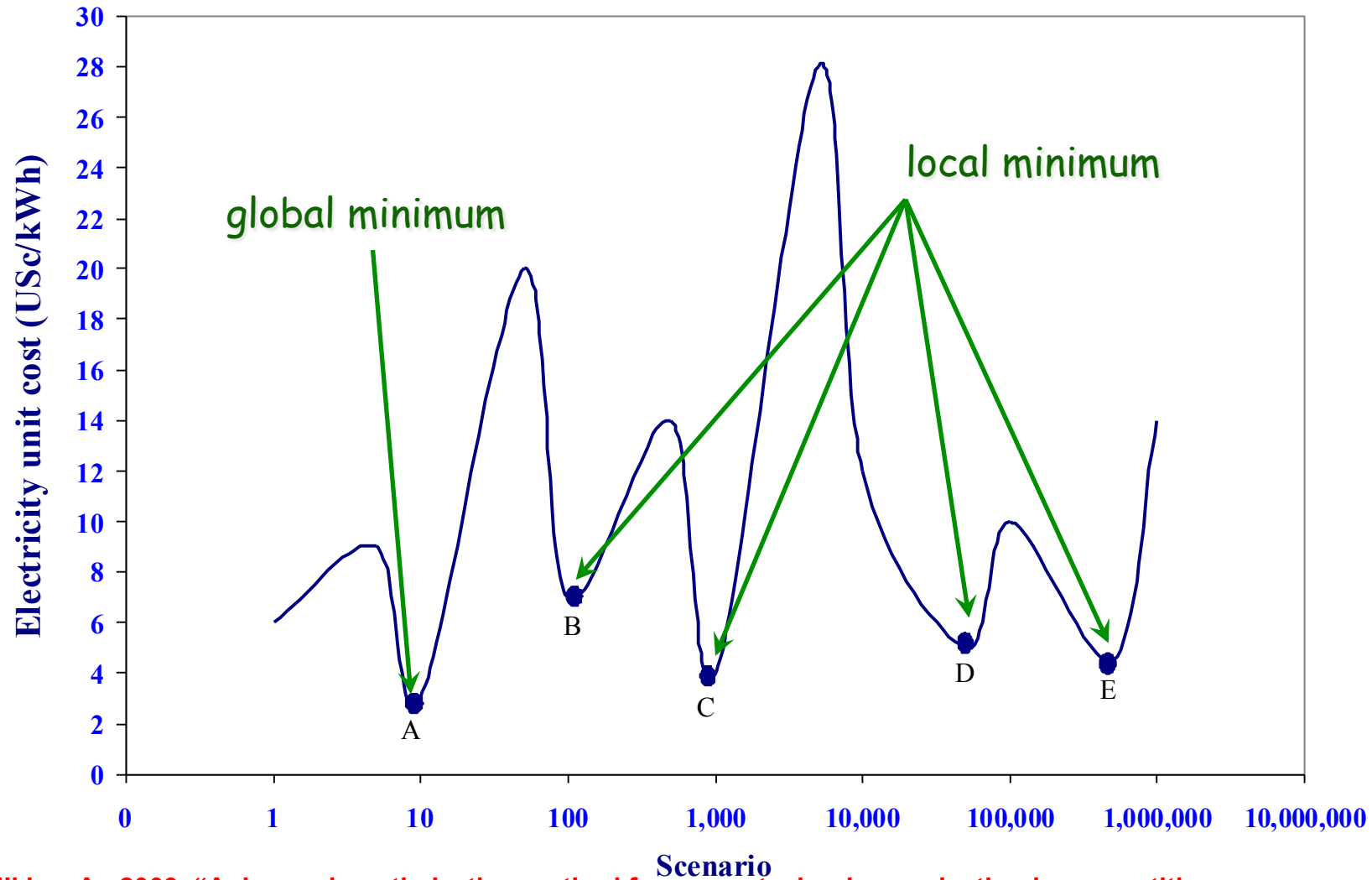
$$R_{O(t)} \leq \sum_i r_{o(i,t)} I_{(i,t)} \quad r_{o(i,t)} = \begin{cases} q_i, & \text{if unit } i \text{ is OFF} \\ r_{s(i,t)}, & \text{if unit } i \text{ is ON} \end{cases}$$

$$R_{S(t)} \leq \sum_i r_{s(i,t)} I_{(i,t)} \quad r_{s(i,t)} = \min[10MSR_i, P_{g,\max(i)} - P_{(i,t)}]$$

$$\sum_i \sum_t C_{ei} [P_{(i,t)} I_{(i,t)}] + S_{e(i,t)} \leq E_{\max}$$

$$-P_{km}^{\max} \leq P_{km(t)} = f[\mathbf{B}_{(t)}, \varphi_{(t)}] \leq P_{km}^{\max}$$

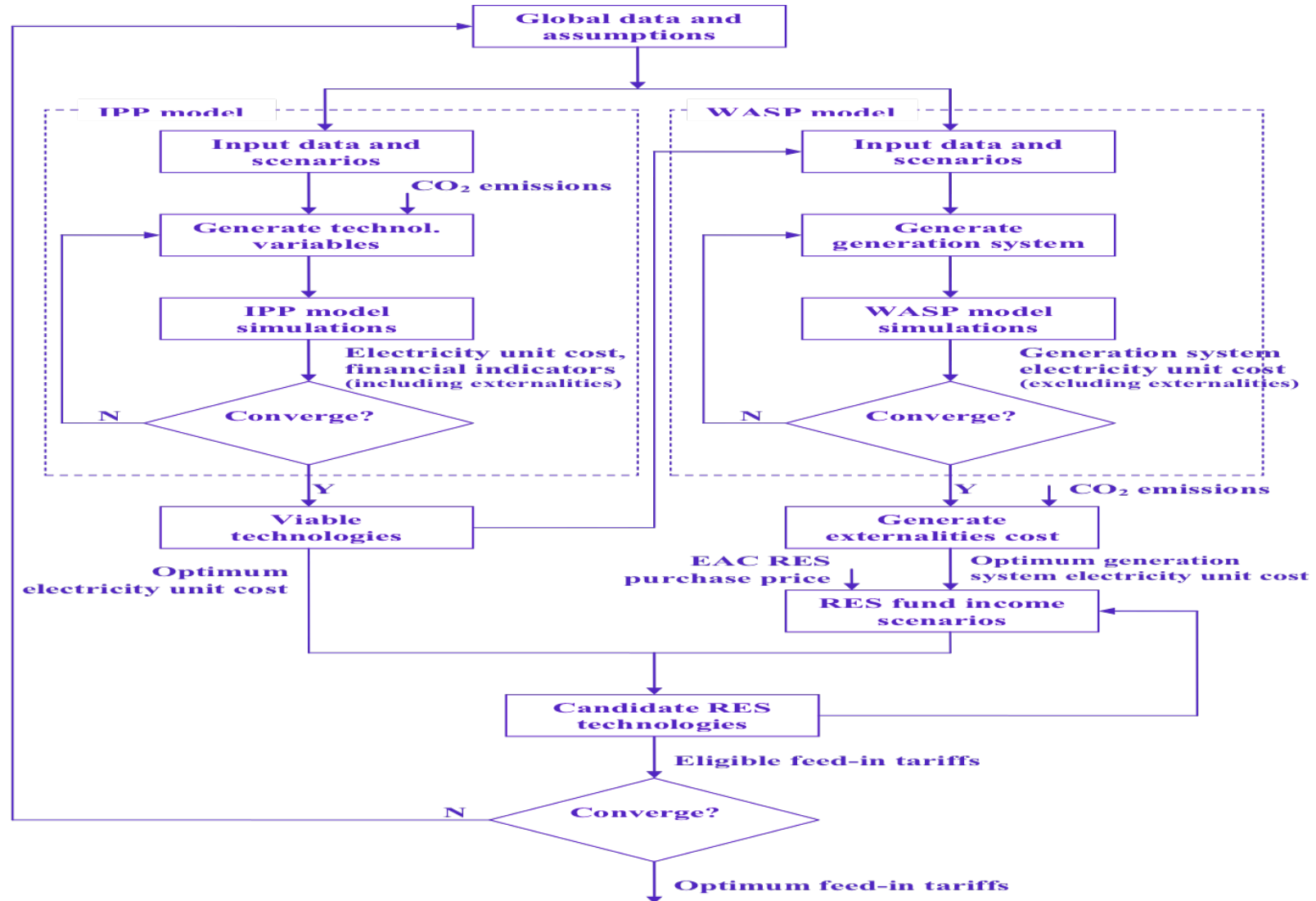
Typical shape of objective function*



* Poullikkas A., 2009, "A decouple optimization method for power technology selection in competitive markets", *Energy Sources*

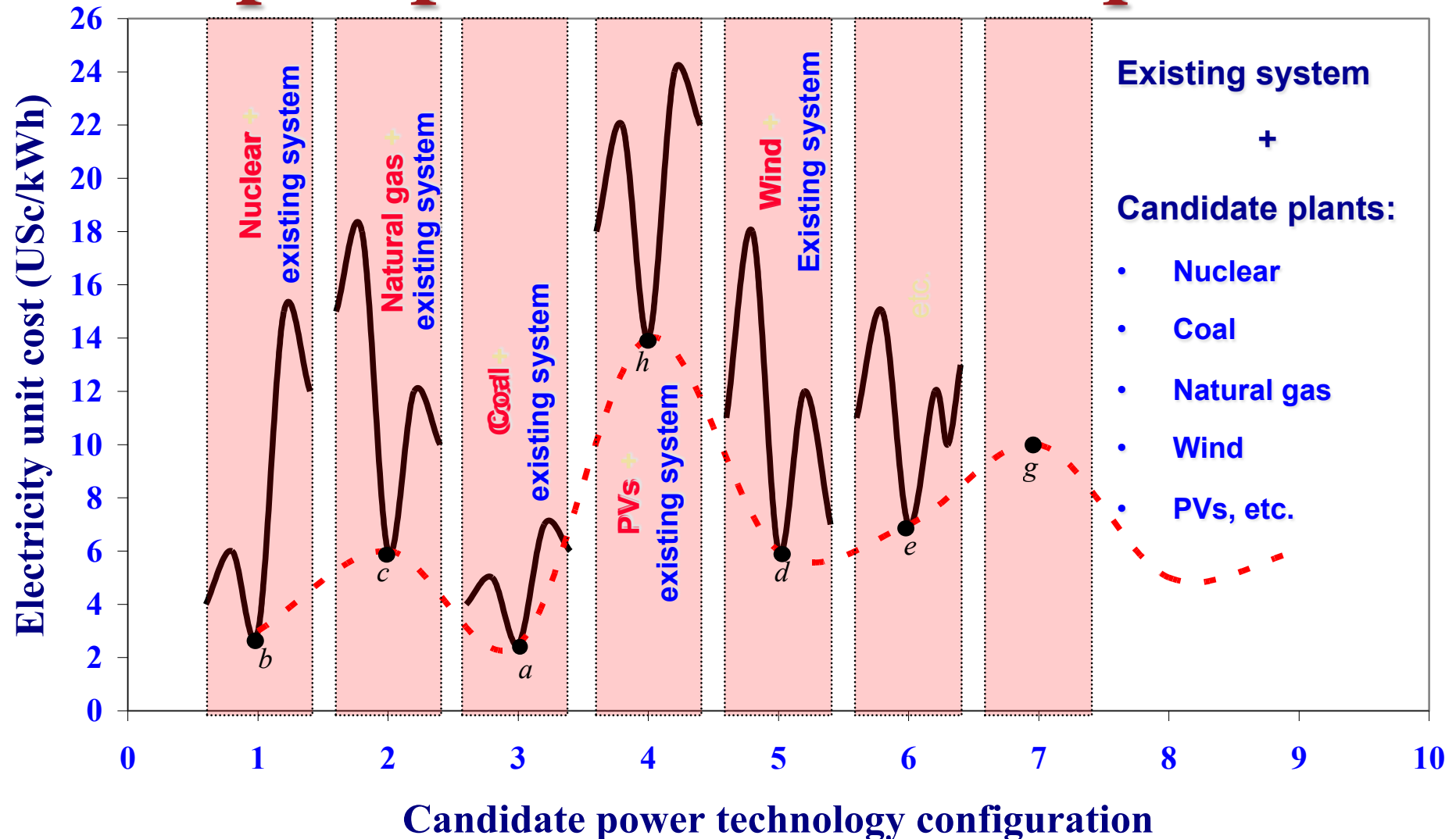
ETEK – Frederick University, 21 June 1013

**Optimization model (hybrid model
implementing IPP and WASP models)**



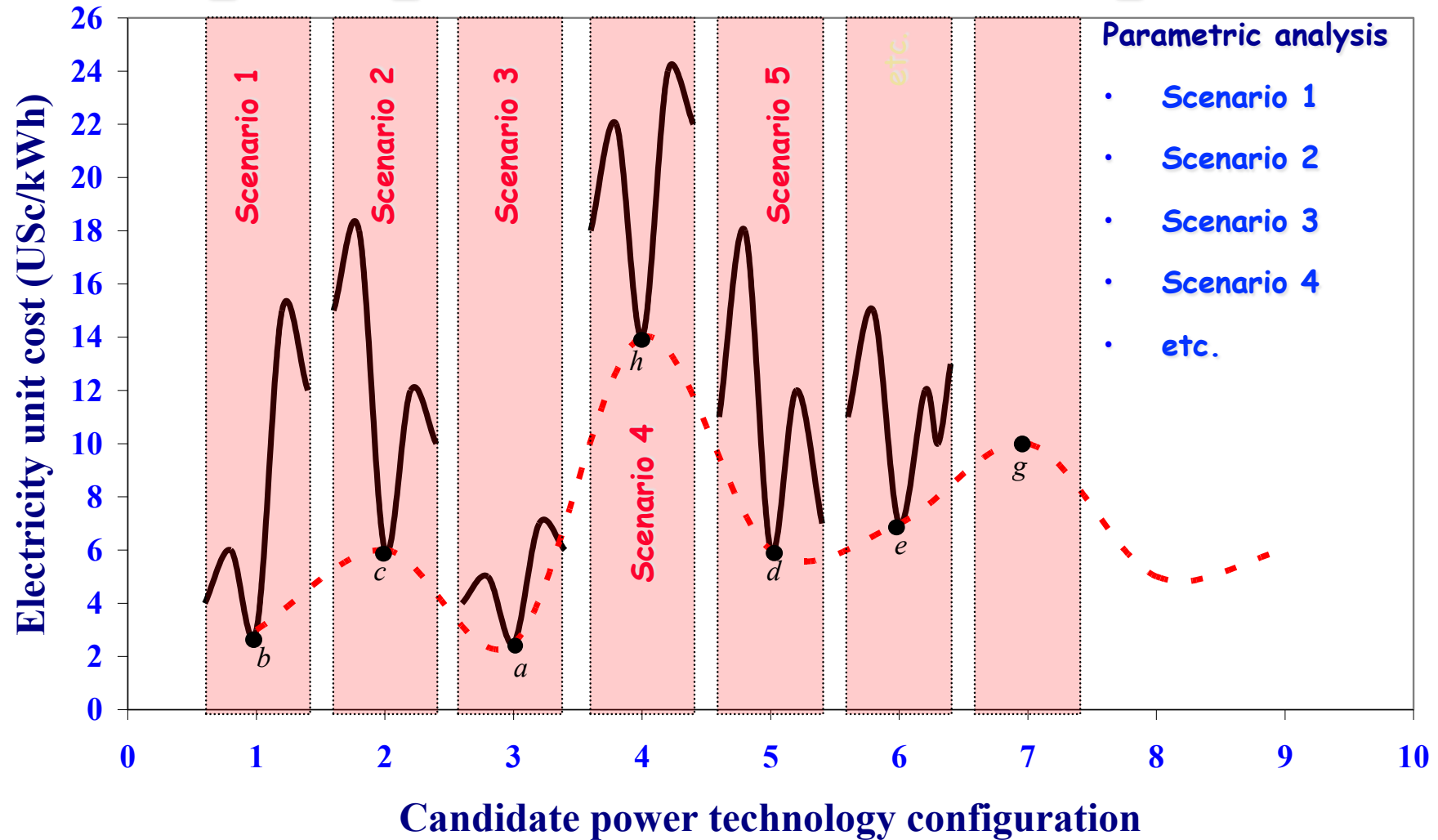
* Poullikkas A., Kourtis G., Hadjipaschalis I., 2011, "A hybrid model for the optimum integration of renewable technologies in power generation systems", *Energy Policy*.

Decouple optimization technique*



* Poullikkas A., 2009, "A decouple optimization method for power technology selection in competitive markets", *Energy Sources*

Decouple optimization technique*



* Poullikkas A., 2009, "A decouple optimization method for power technology selection in competitive markets", *Energy Sources*

Decoupled objective function*

$$\min\left(\frac{\partial c}{\partial k}\right) = \min \left\{ \frac{\sum_{j=0}^N \left[\frac{\partial C_{Cj}}{\partial k} + \frac{\partial C_{Fj}}{\partial k} + \frac{\partial C_{OMFj}}{\partial k} + \frac{\partial C_{OMVj}}{\partial k} \right]}{(1+i)^j} \right\}$$

Capital (\$) points to $\frac{\partial C_{Cj}}{\partial k}$

Fuel (\$) points to $\frac{\partial C_{Fj}}{\partial k}$

Fixed O&M (\$) points to $\frac{\partial C_{OMFj}}{\partial k}$

Variable O&M (\$) points to $\frac{\partial C_{OMVj}}{\partial k}$

Electricity unit cost (\$/kWh) points to $\frac{\partial c}{\partial k}$

Energy (kWh) points to $\frac{\partial P_j}{\partial k}$

Discount rate (%) points to $(1+i)^j$

$$\sum_{j=0}^N \left[\frac{\partial P_j}{\partial k} \right] \frac{1}{(1+i)^j}$$

*Poullikkas A., *IPP algorithm version 2.1, User manual*, © 2000-2006.

• Capital cost function*

$$\frac{\partial C_{Cj}}{\partial k} = q_j (1+m)^j (1+r)^{j-1} \frac{\partial E}{\partial k} \frac{\partial C_{SCj}}{\partial k}$$

Annual capital cost (\$) → $\frac{\partial C_{Cj}}{\partial k}$

Capacity (MW) → E

Specific capital cost (\$/kW) → C_{SCj}

Loan interest (%) → m

Inflation (%) → r

• Fuel cost function*

$$\frac{\partial C_{Fj}}{\partial k} = Z_1 \frac{\partial}{\partial k} \left(\frac{E \times LF_j \times F_j}{\eta \times CV} \right)$$

Annual fuel cost (\$) → $\frac{\partial C_{Fj}}{\partial k}$

Capacity (MW) → E

Loading factor (%) → LF_j

Specific fuel cost (\$/t) → F_j

Efficiency (%) → η

Calorific value (kJ/kg) → CV

• Fixed O&M cost function*

$$\frac{\partial C_{OMFj}}{\partial k} = Z_2 (1+r)^{j-1} \frac{\partial E}{\partial k} \frac{\partial O_{MF}}{\partial k}$$

Annual fixed O&M cost (\$) → $\frac{\partial C_{OMFj}}{\partial k}$

Loading factor (%) → E

Monthly specific fixed O&M cost (\$/kW) → O_{MF}

Inflation (%) → r

• Variable O&M cost function*

$$\frac{\partial C_{OMVj}}{\partial k} = Z_3 (1+r)^{j-1} \frac{\partial E}{\partial k} \frac{\partial LF_j}{\partial k} \frac{\partial O_{MV}}{\partial k}$$

Annual variable O&M cost (\$) → $\frac{\partial C_{OMVj}}{\partial k}$

Capacity (MW) → E

Loading factor (%) → LF_j

Variable specific O&M cost (\$/kWh) → O_{MV}

Inflation (%) → r

* Poullikkas A., 2001, "A technology selection algorithm for independent power producers", *The Electricity Journal*.

Environmental indicator functions

- SO₂, NO_x and dust environmental indicator function*

$$\frac{\partial U_{wj}}{\partial k} = \frac{\frac{\partial FI_j}{\partial k} \frac{\partial S_{wj}}{\partial k} \frac{\partial G}{\partial k}}{1000}$$

Environmental indicator (g/kWh) → $\frac{\partial U_{wj}}{\partial k}$

Emission limit value (Nm³/kg) → $\frac{\partial S_{wj}}{\partial k}$

Exhaust gases specific volume (Nm³/kg) → $\frac{\partial G}{\partial k}$

Fuel consumption indicator (kg/kWh) → $\frac{\partial FI_j}{\partial k}$

$$\frac{\partial FI_j}{\partial k} = \frac{\partial}{\partial k} \left(\frac{360}{\eta \times CV} \right)$$

- CO₂ environmental indicator function*

$$\frac{\partial U_{CO_2j}}{\partial k} = \frac{440}{12} \frac{\partial FI_j}{\partial k} \frac{\partial X}{\partial k} \frac{\partial X_o}{\partial k}$$

Environmental indicator (g/kWh) → $\frac{\partial U_{CO_2j}}{\partial k}$

Fuel carbon content (%) → $\frac{\partial X}{\partial k}$

Oxidation factor (%) → $\frac{\partial X_o}{\partial k}$

Fuel consumption indicator (kg/kWh) → $\frac{\partial FI_j}{\partial k}$

$$\frac{\partial FI_j}{\partial k} = \frac{\partial}{\partial k} \left(\frac{360}{\eta \times CV} \right)$$

* Poullikkas A., 2009, "A decouple optimization method for power technology selection in competitive markets", *Energy Sources*.

CCS cost functions

- CO₂ capture cost function*

$$CCS_{capture} = \frac{\frac{\partial c}{\partial k} - \frac{\partial c}{\partial(k-1)}}{\frac{\partial \phi}{\partial k} \frac{\partial U_{CO_2}}{\partial k}}$$

Diagram illustrating the components of the CO₂ capture cost function:

- CO₂ capture cost (US\$/tonne CO₂)**: Points to the $CCS_{capture}$ term.
- Electricity unit cost of candidate technology with CCS (USc/kWh)**: Points to the $\frac{\partial c}{\partial k}$ term.
- Electricity unit cost of candidate technology without CCS (USc/kWh)**: Points to the $\frac{\partial c}{\partial(k-1)}$ term.
- CO₂ capture efficiency (%)**: Points to the $\frac{\partial \phi}{\partial k}$ term.
- CO₂ emissions of candidate technology with CCS (g/kWh)**: Points to the $\frac{\partial U_{CO_2}}{\partial k}$ term.

- CO₂ avoidance cost function*

$$CCS_{avoidance} = \frac{\frac{\partial c}{\partial k} - \frac{\partial c}{\partial(k-1)}}{\frac{\partial U_{CO_2}}{\partial(k-1)} - \left[\frac{\partial U_{CO_2}}{\partial k} \left(1 - \frac{\partial \phi}{\partial k} \right) \right]}$$

Diagram illustrating the components of the CO₂ avoidance cost function:

- CO₂ avoidance cost (US\$/tonne CO₂)**: Points to the $CCS_{avoidance}$ term.
- Electricity unit cost of candidate technology with CCS (USc/kWh)**: Points to the $\frac{\partial c}{\partial k}$ term.
- Electricity unit cost of candidate technology without CCS (USc/kWh)**: Points to the $\frac{\partial c}{\partial(k-1)}$ term.
- CO₂ emissions of candidate technology without CCS (g/kWh)**: Points to the $\frac{\partial U_{CO_2}}{\partial(k-1)}$ term.
- CO₂ emissions of candidate technology with CCS (g/kWh)**: Points to the $\frac{\partial U_{CO_2}}{\partial k}$ term.
- CO₂ capture efficiency (%)**: Points to the $\frac{\partial \phi}{\partial k}$ term.

* Hadjipaschalis I., Christou C., Poullikkas A., 2007, "Assessment of future sustainable power technologies with carbon capture and storage", *International Journal of Emerging Electric Power Systems*.

Wind functions*

$$\frac{\partial P}{\partial k} = \sum_{j=1}^N \left[\frac{\partial c_p}{\partial k} \frac{\partial n_m}{\partial k} \frac{\partial n_e}{\partial k} \frac{P_w}{\partial k} \right]$$

Production (kWh) → $\frac{\partial P}{\partial k}$

Coefficient of performance (%) → $\frac{\partial c_p}{\partial k}$

Efficiency (%) → $\frac{\partial n_e}{\partial k}$

Wind potential (kW) → $\frac{P_w}{\partial k}$

Efficiency (%) → $\frac{\partial n_m}{\partial k}$

PV functions**

$$\frac{\partial P}{\partial k} = \sum_{j=1}^N \left[\frac{\partial I_j}{\partial k} \frac{\partial A}{\partial k} \frac{\partial n}{\partial k} \right]$$

Production (kWh) → $\frac{\partial P}{\partial k}$

Solar potential (kWh/m²) → $\frac{\partial I_j}{\partial k}$

Efficiency (%) → $\frac{\partial n}{\partial k}$

Area (m²) → $\frac{\partial A}{\partial k}$

CSP functions***

$$\frac{\partial P}{\partial k} = \sum_{j=1}^N \left[\frac{\partial I_j}{\partial k} \frac{\partial A}{\partial k} \frac{\partial n_a}{\partial k} \frac{\partial n_s}{\partial k} \right]$$

Production (kWh) → $\frac{\partial P}{\partial k}$

Solar potential (kWh/m²) → $\frac{\partial I_j}{\partial k}$

Efficiency (%) → $\frac{\partial n_s}{\partial k}$

Area (m²) → $\frac{\partial A}{\partial k}$

Efficiency (%) → $\frac{\partial n_a}{\partial k}$

* Poullikkas A., 2007, "Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*

** Poullikkas A., 2009, "Parametric cost-benefit analysis for the installation of photovoltaic parks in the island of Cyprus", *Energy Policy*

*** Poullikkas A., 2009, "Economic analysis of power generation from parabolic trough solar thermal plants for the Mediterranean region – A case study for the island of Cyprus", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*

Set of equations*

$$\min c = \min \frac{\partial}{\partial k} \left[\begin{array}{c} \left(\frac{A_1 + A_2 + A_3 + A_4}{A_5} \right)_1 \\ \left(\frac{A_1 + A_2 + A_3 + A_4}{A_5} \right)_2 \\ \left(\frac{A_1 + A_2 + A_3 + A_4}{A_5} \right)_3 \\ \left(\frac{A_1 + A_2 + A_3 + A_4}{A_5} \right)_4 \\ \dots \\ \left(\frac{A_1 + A_2 + A_3 + A_4}{A_5} \right)_k \end{array} \right]$$

← Candidate technology 1 + existing system
 ← Candidate technology 2 + existing system
 ← Candidate technology 3 + existing system
 ← Candidate technology 4 + existing system

 ← Candidate technology k + existing system

* Poullikkas A., 2009, "A decouple optimization method for power technology selection in competitive markets", *Energy Sources*.

Κύρια αποτελέσματα - Επίσπευση εγκατάστασης ΦΒ συστημάτων: Σεπ 2011

Κύριος στόχος

- **Να υπολογιστεί η πραγματική αύξηση (ή όφελος) του κόστους ηλεκτροπαραγωγής με την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή έτσι ώστε η Κύπρος να πετύχει τον στόχο ΑΠΕ στο 13%**

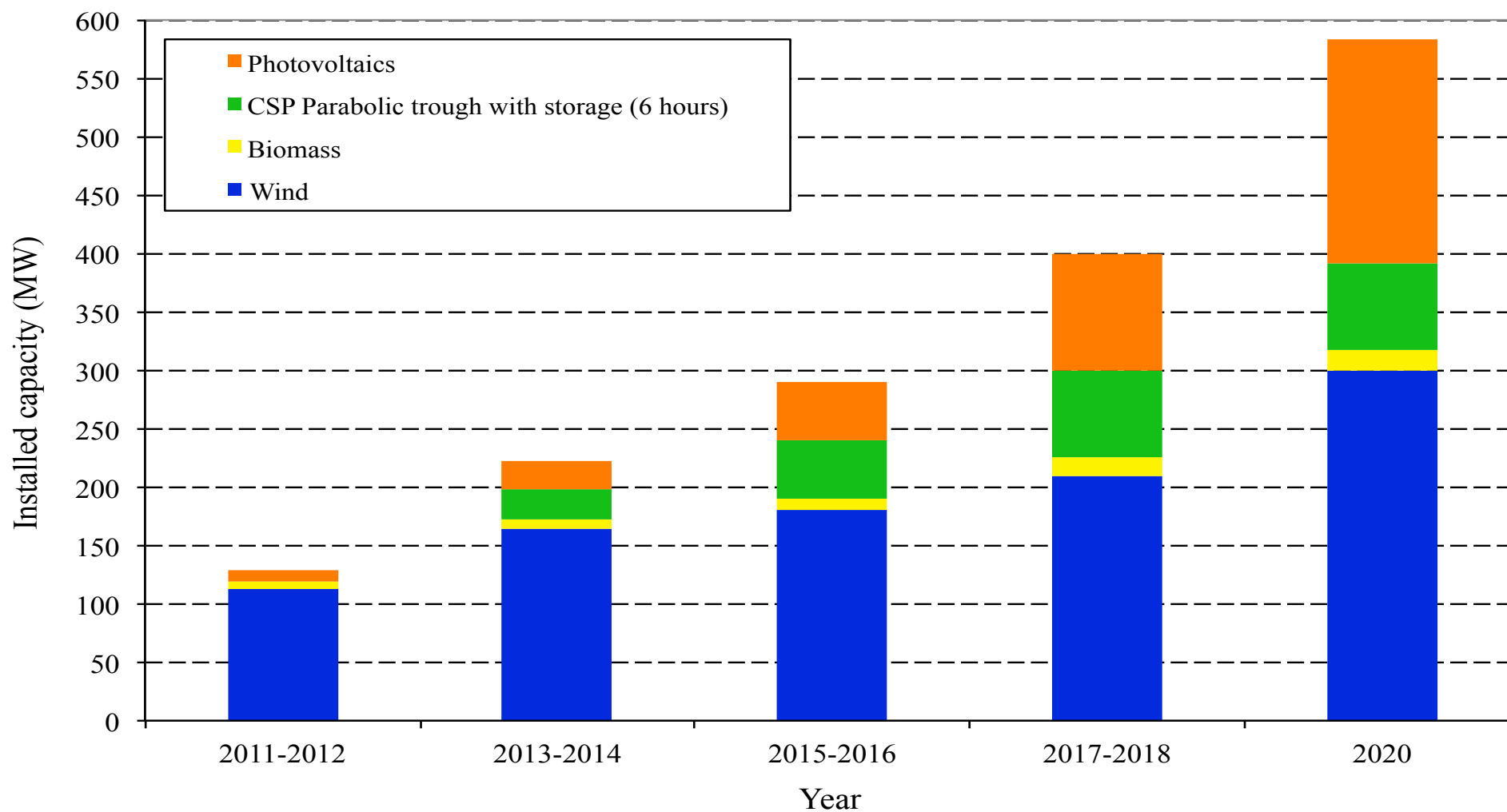
Απόφαση της Υπουργικής Επιτροπής υπεύθυνης για θέματα ΑΠΕ (22 Αυγούστου 2011):

- **Επικαιροποίηση σχεδίου δράσης ΑΠΕ-Η για την
επίσπευση της εγκατάστασης των ΦΒ
συστημάτων στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής**

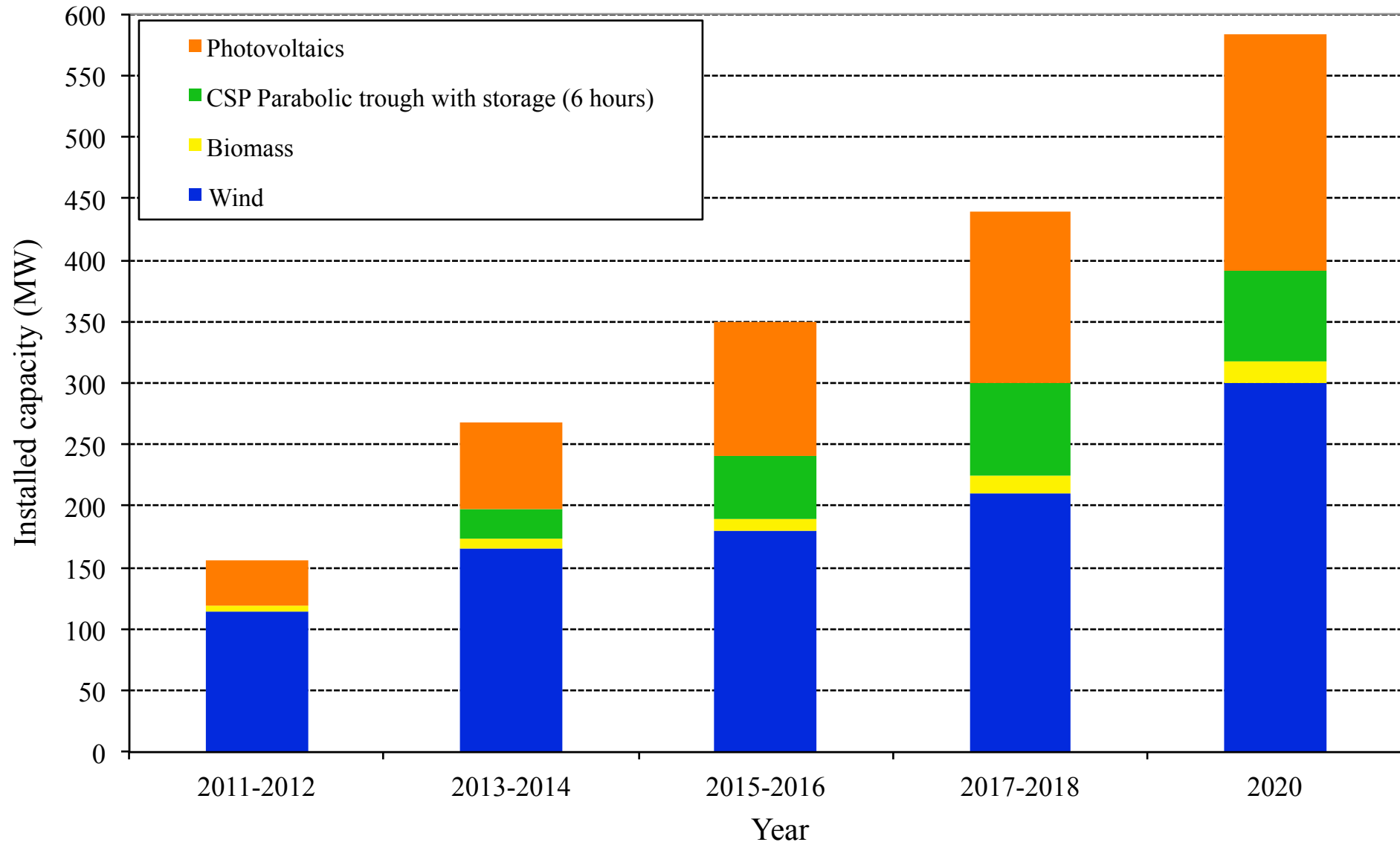
Σενάρια που εξετάστηκαν (επιπλέον του BAU RES-E):

- **Σενάριο PV-1:** Νωρίτερη εγκατάσταση ΦΒ συστημάτων ισχύος 26.95MW (2.5MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 7kW και 24.45MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 150kW)
- **Σενάριο PV-2:** Νωρίτερη εγκατάσταση ΦΒ συστημάτων ισχύος 51.95MW (2.5MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 7kW, 24.45MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 150kW και 25MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 5MW)
- **Σενάριο PV-3:** Νωρίτερη εγκατάσταση ΦΒ συστημάτων ισχύος 76.95MW (2.5MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 7kW, 24.45MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 150kW και 50MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 10MW)
- **Σενάριο PV-4:** Νωρίτερη εγκατάσταση ΦΒ συστημάτων ισχύος 126.95MW (2.5MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 7kW, 24.45MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 150kW και 100MW συνολικής ισχύος λιγότερης των 10MW)

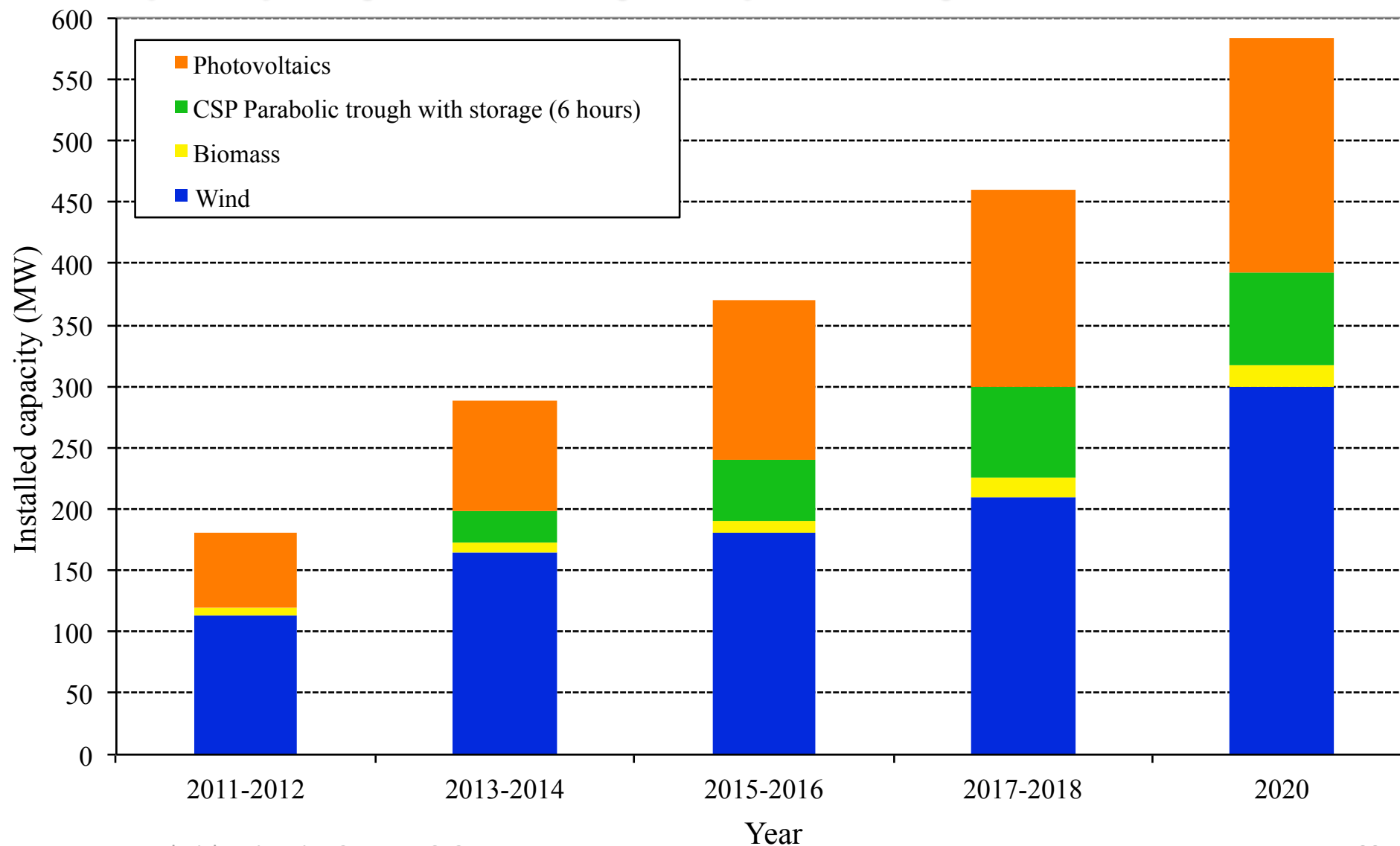
Αναμενόμενη διείσδυση ΑΠΕ-Η για συνεισφορά 16% μέχρι 2020 (Σενάριο BAU RES-E)



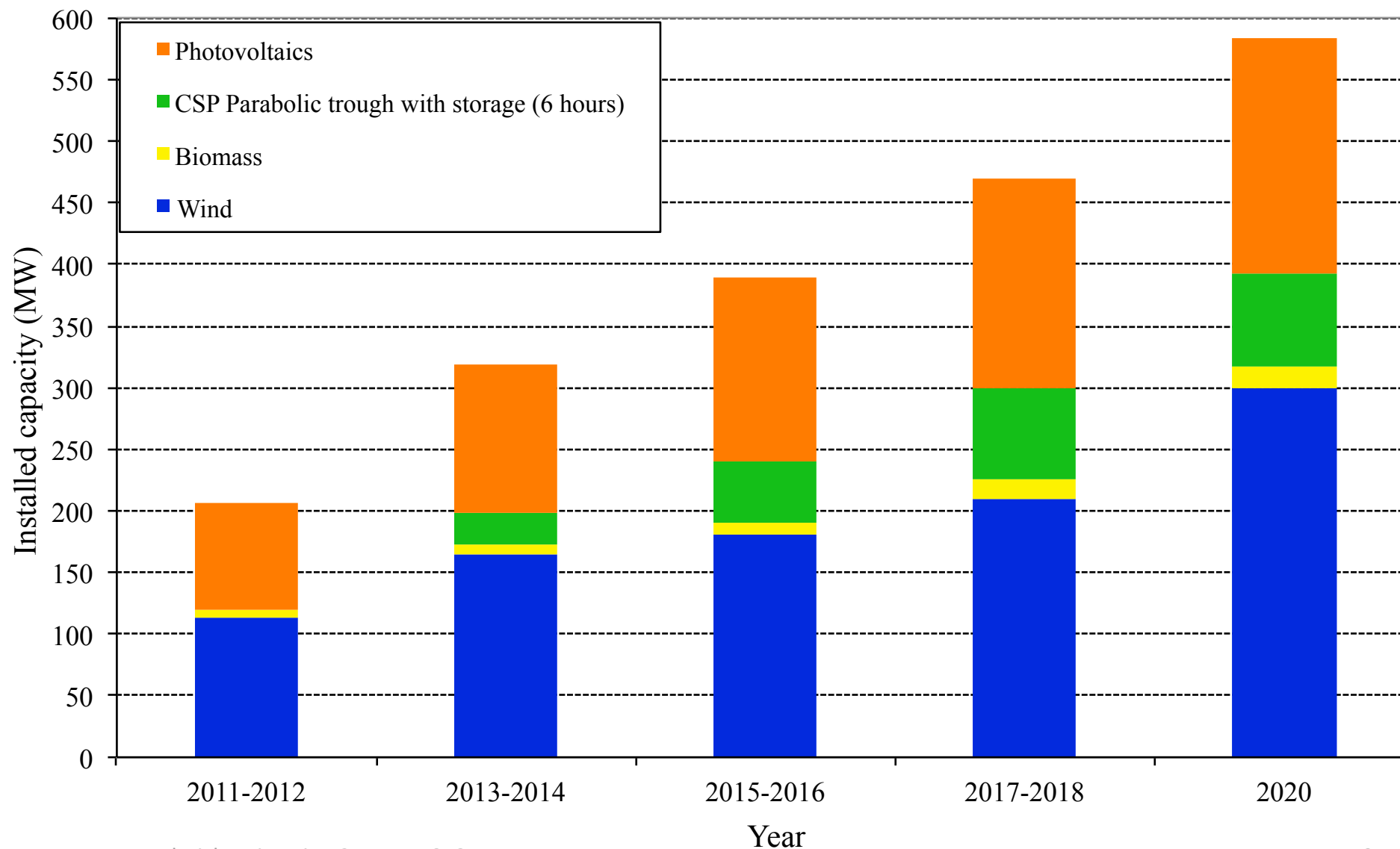
Αναμενόμενη διεύθυνση ΦΒ για Σενάριο PV-1



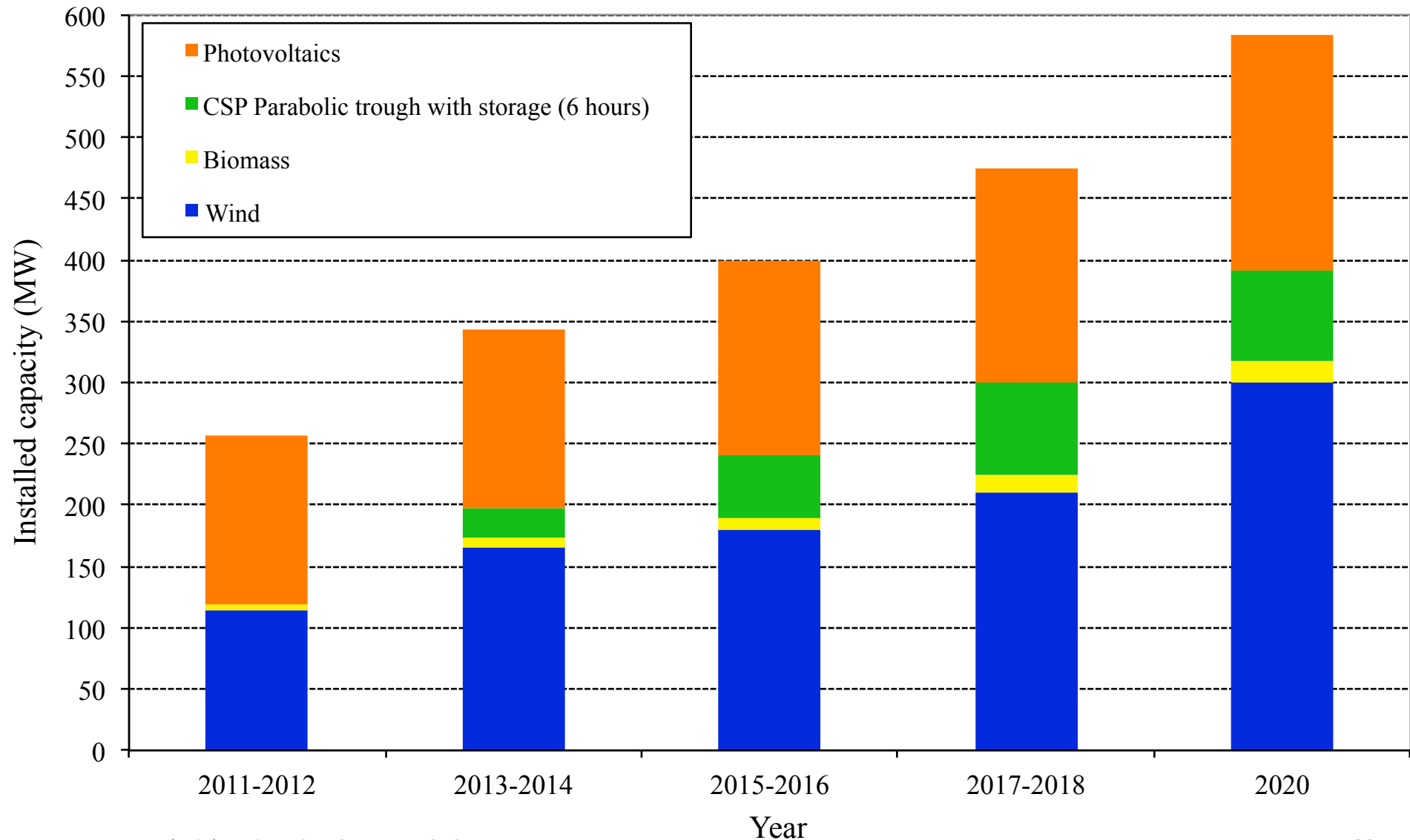
Αναμενόμενη διεύθυνση ΦΒ για Σενάριο PV-2



Αναμενόμενη διεύθυνση ΦΒ για Σενάριο PV-3

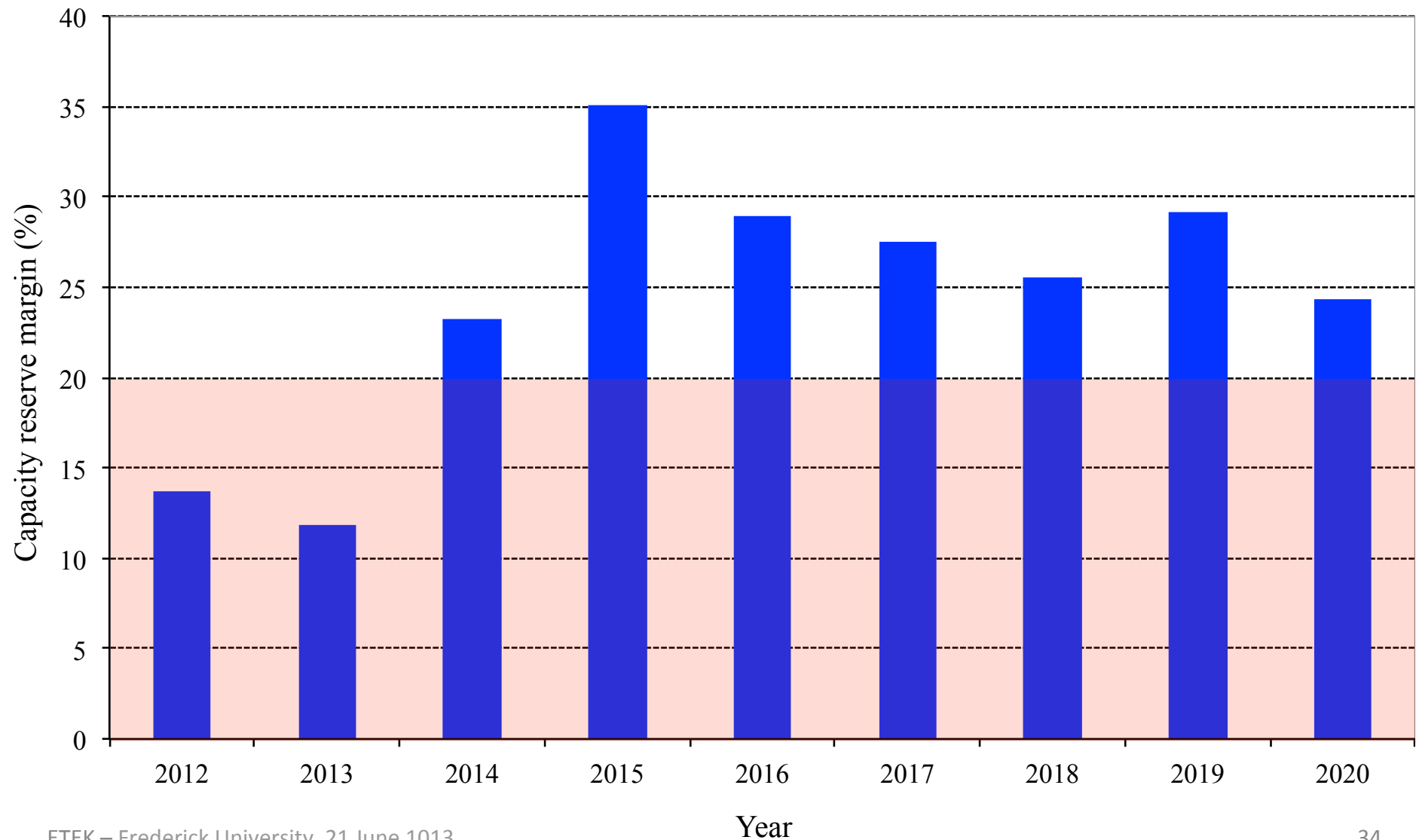


Αναμενόμενη διεύθυνση ΦΒ για Σενάριο PV-4

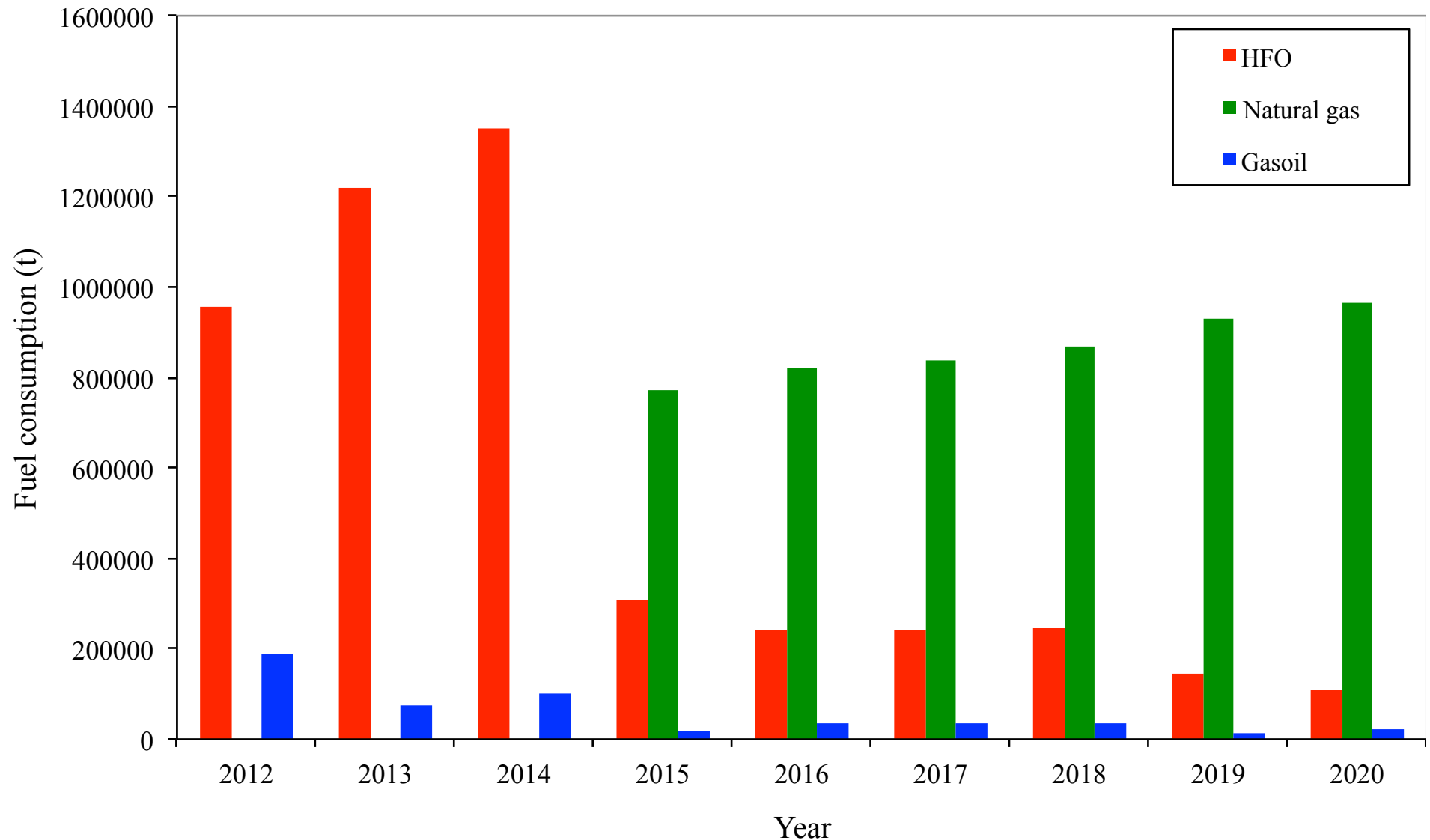


Κύρια αποτελέσματα

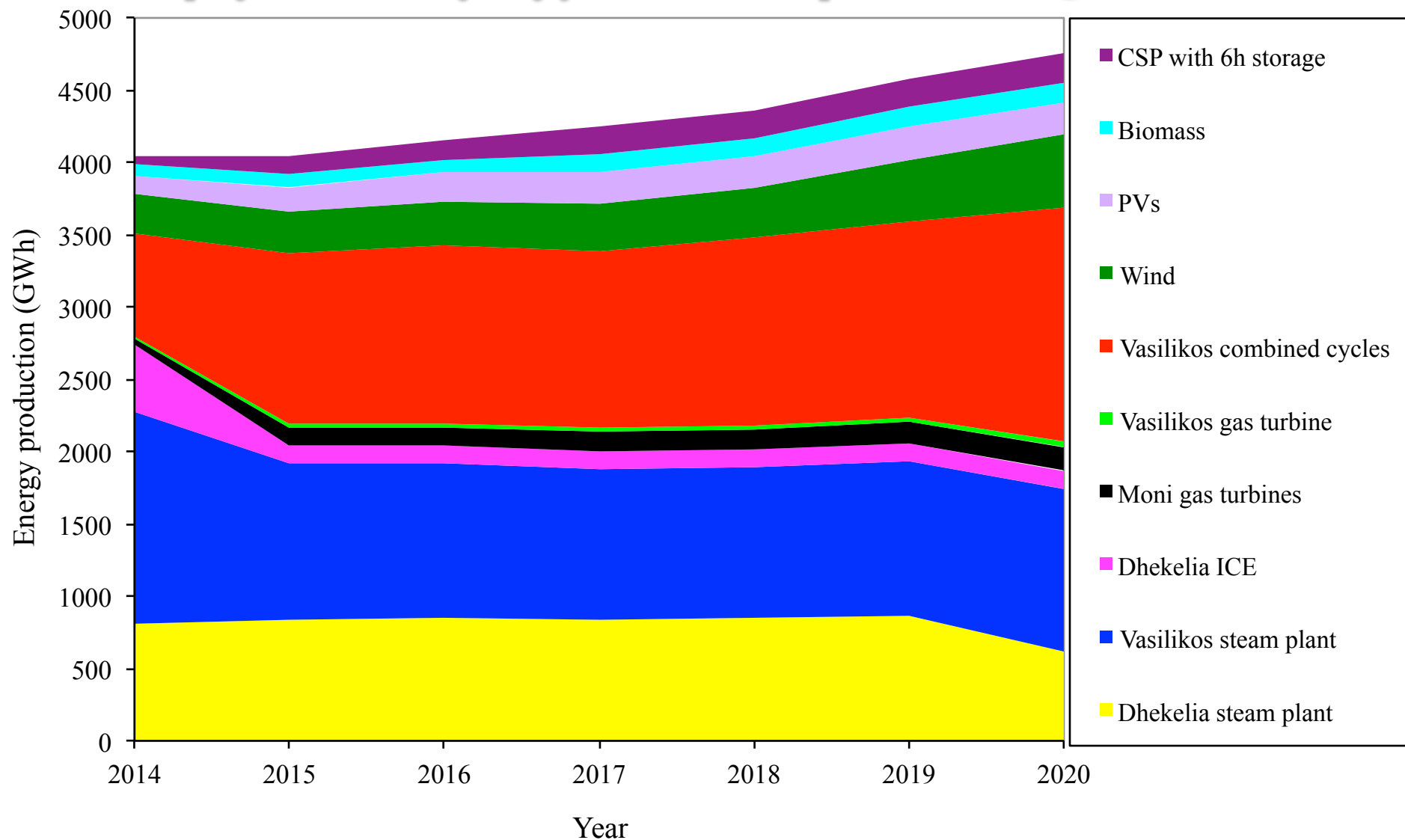
Περιθώριο εφεδρείας σενάριο PV-3



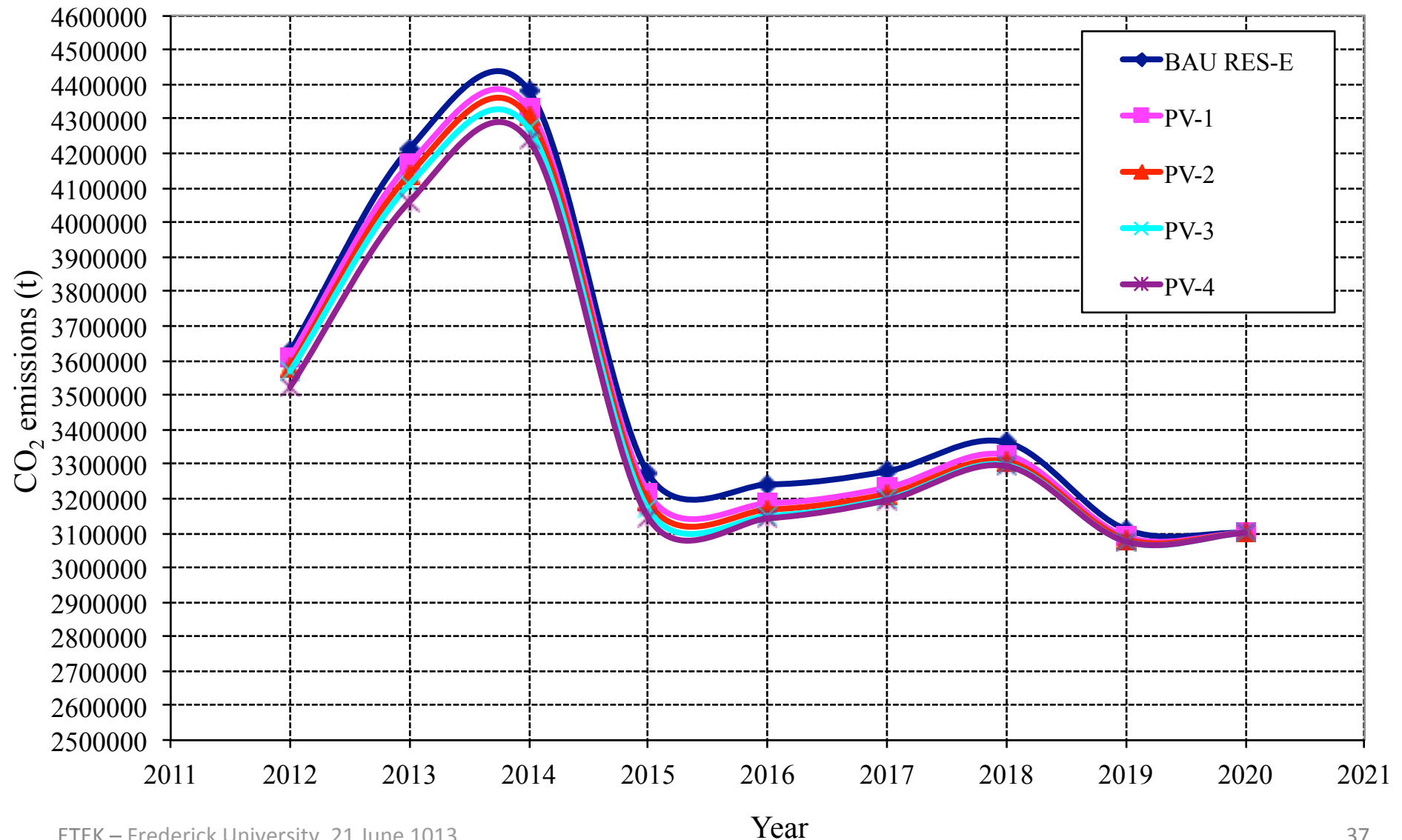
Κατανάλωση καυσίμου σενάριο PV-3



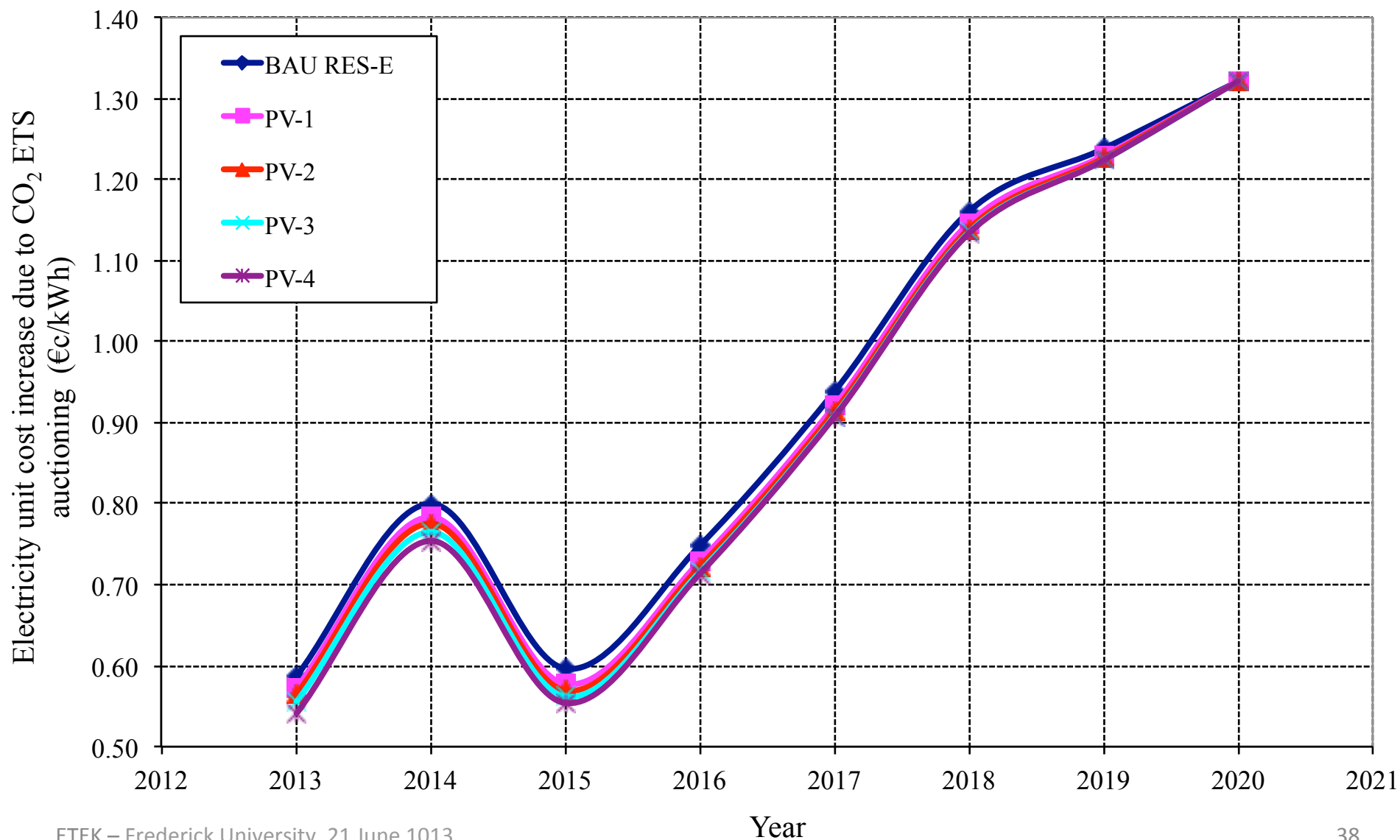
Ενεργειακό μίγμα σενάριο PV-3



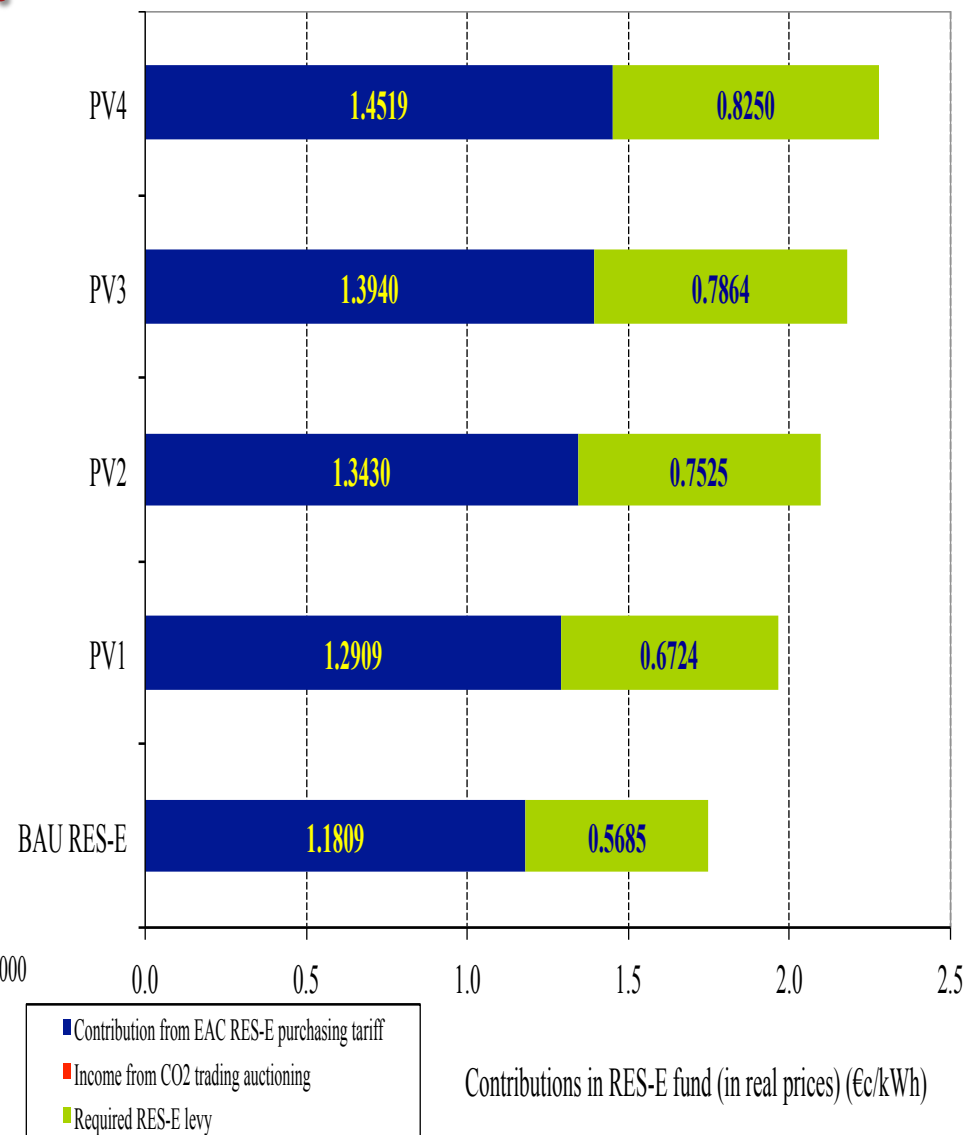
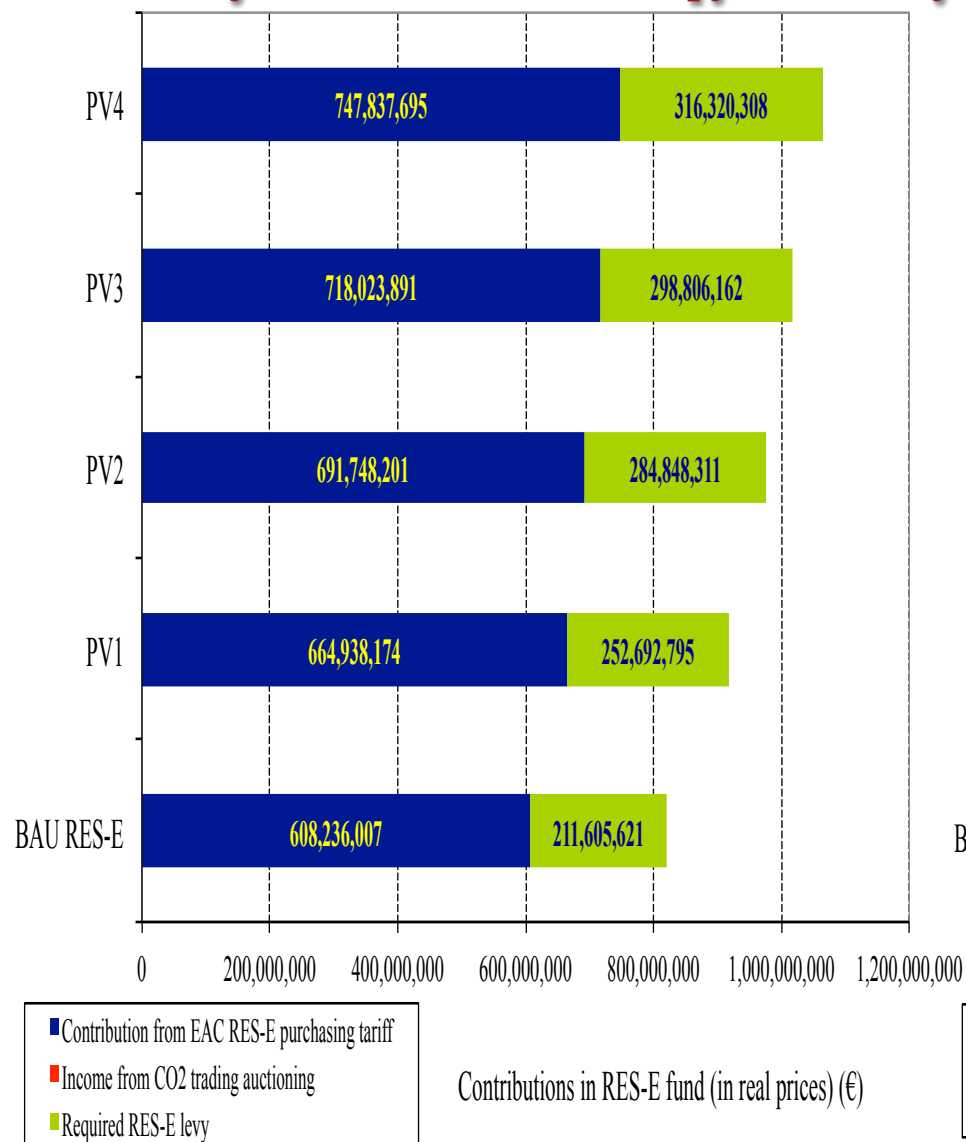
Ετήσιες εκπομπές CO₂



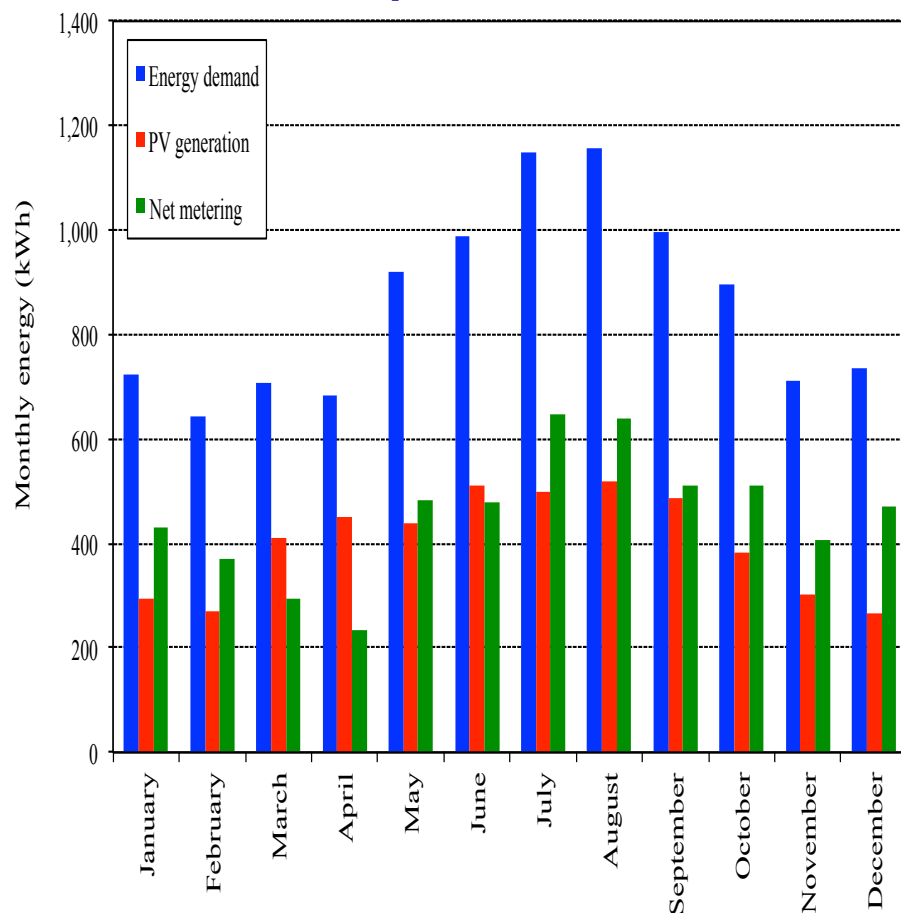
Αύξηση κόστους ηλεκτροπαραγωγής από εμπορία CO₂



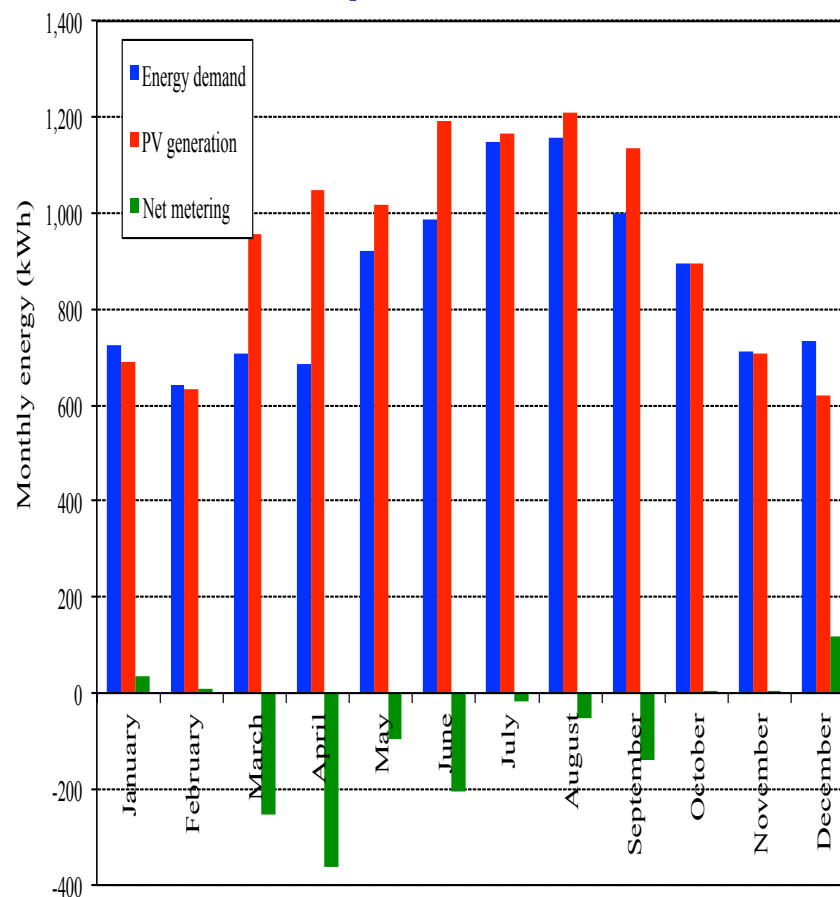
Αναγκαίο εισόδημα Ταμείου ΑΠΕ



3kWp PV installation



7kWp PV installation



* Poullikkas A., 2013, "A comparative assessment of net metering and feed-in tariff schemes for residential PV systems", *Sustainable Energy Technologies and Assessments*

Μελλοντικές ενέργειες

1η Επικαιροποίηση Εθνικού Σχέδιο Δράσης ΑΠΕ-Η

- σε εξέλιξη
- Ένταξη και συμμετοχή των ΑΠΕ-Η στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας
 - ✓ μετάβαση από το σημερινό σύστημα εγγυημένων διατιμήσεων αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ανεξάρτητο από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας) σε ένα μηχανισμό που θα στηρίζεται στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας όπως το Sliding Premium-Price FiT Payments
- Μειοδοτικός διαγωνισμός και net metering*
- Εξέταση εγκατάστασης συστήματος αντλαιοταμείωσης**

* Poullikkas A., 2013, “A comparative assessment of net metering and feed-in tariff schemes for residential PV systems”, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*

** Poullikkas A., 2013, “Optimization analysis for pumped energy storage systems in small isolated power systems”, *Journal of Power Technologies*