

**MODELLIERUNG DER DYNAMISCHEN „PV PARITY“
FÜR VERSCHIEDENE EUROPÄISCHE LÄNDER**

**12. Symposium Energieinnovation
Graz, 15.-17. Februar 2012**

1. Dynamische „PV Parity“-Definitionen
2. LCOE – „Levelized Costs of Electricity“ für Photovoltaik
3. Dynamische „Grid Parity“
4. Dynamische „Wholesale Price Parity“
5. Dynamische „Fuel Parity“
6. Dynamische „PV Parity“ für unterschiedliche Marktteilnehmer
7. „PV Parity“-Roadmap

DYNAMISCHE „PV PARITY“ DEFINITIONEN



Dynamisch bedeutet in diesem Zusammenhang, dass ein wirtschaftlicher Vergleich der Barwerte der Kosten und der Einnahmen über die ganze Lebensdauer eines PV-Systems erfolgt.

Für unterschiedliche Marktteilnehmer können unterschiedliche Definitionen von dynamischer „PV Parity“ angewendet werden.

- **Dynamische „Grid Parity“**

Die Stromerzeugung aus PV kann teilweise oder vollständig den Eigenstromverbrauch decken. Der wirtschaftliche Vergleich erfolgt also mit dem Endkundenstrompreis.

- **Dynamische „Wholesale Price Parity“**

Die Stromerzeugung aus PV deckt im allgemeinen wenig oder gar keine Eigenverbräuche ab und steht daher im Wettbewerb mit dem Großhandelspreis.

- **Dynamische „Fuel Parity“**

Die Stromerzeugung aus PV steht mit einer spezifischen Stromerzeugungstechnologie in Konkurrenz, kann diese jedoch nicht ersetzen.

LCOE – „LEVELIZED COSTS OF ELECTRICITY“



$$LCOE_{PVSystem,i} = \frac{CAPEX_i + OPEX_i}{EP_i}$$

$$CAPEX_i = C_{Invest} \cdot crf$$

$$crf = \frac{WACC \cdot (1+WACC)^n}{(1+WACC)^n - 1}$$

$$WACC = \frac{E}{E+D} \cdot k_E + \frac{D}{E+D} \cdot k_D \cdot (1-s_C)$$

$$i = 1, 2, \dots, N \quad n \leq N$$

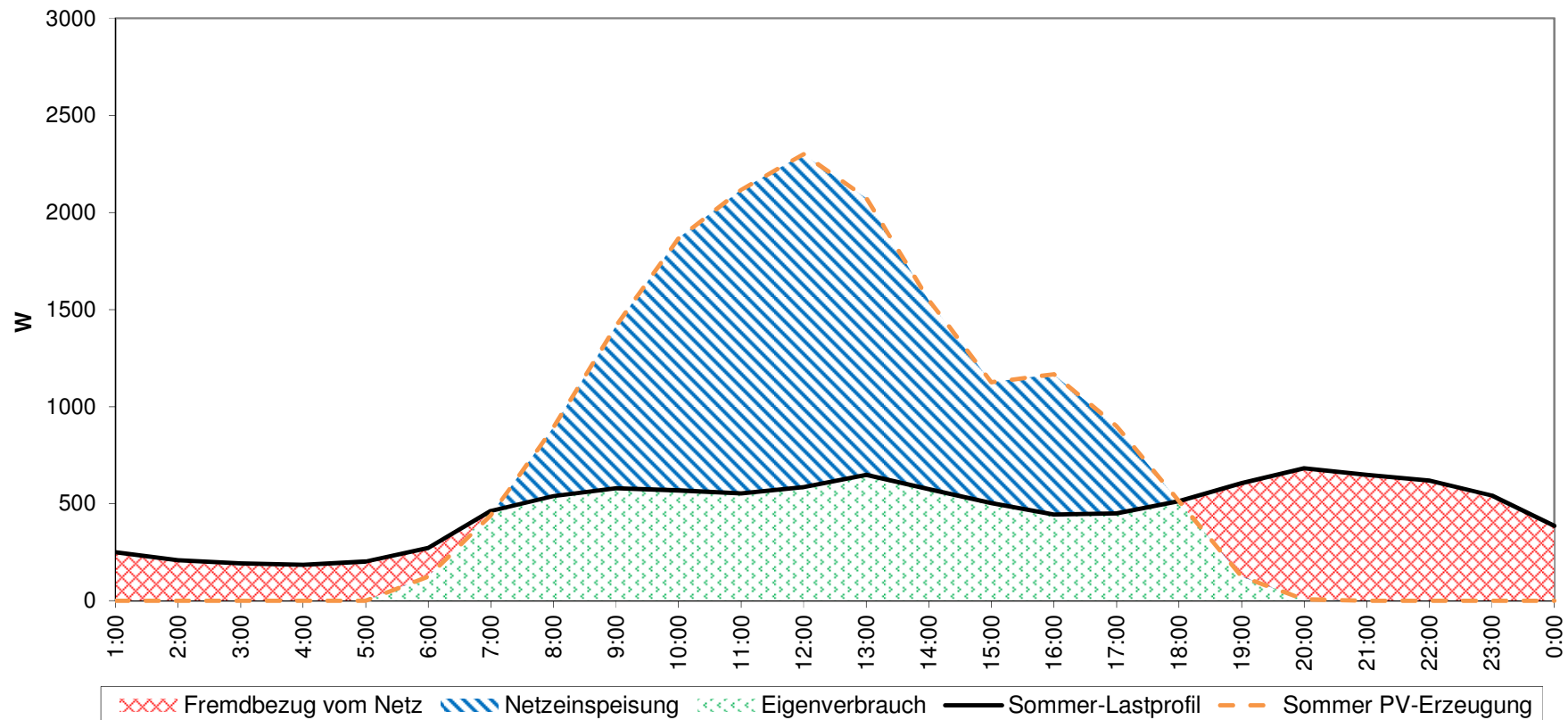
$$\text{für } i > n : CAPEX_i = 0$$

- LCOE_{PVSystem,i}Levelized Costs of Electricity pro Jahr in €/kWh
- CAPEX_iInvestitionsausgaben (CAPitel EXpenditure) pro Jahr in €
- OPEX_iBetriebskosten (Operational EXpenditure) pro Jahr in €
- EP_iEnergieertrag pro Jahr in kWh
- C_{Invest}Investitionskosten in €
- crfAnnuitätenfaktor (Capital Recovery Factor)
- WACCgewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital)
- EEigenkapital (Equity) in €
- DFremdkapital (Debt) in €
- k_EVerzinsungskosten für Eigenkapital
- k_DVerzinsungskosten für Fremdkapital
- s_CErtragssteuersatz
- NLebensdauer des PV-Systems
- nAbschreibungsdauer

DYNAMISCHE „GRID PARITY“



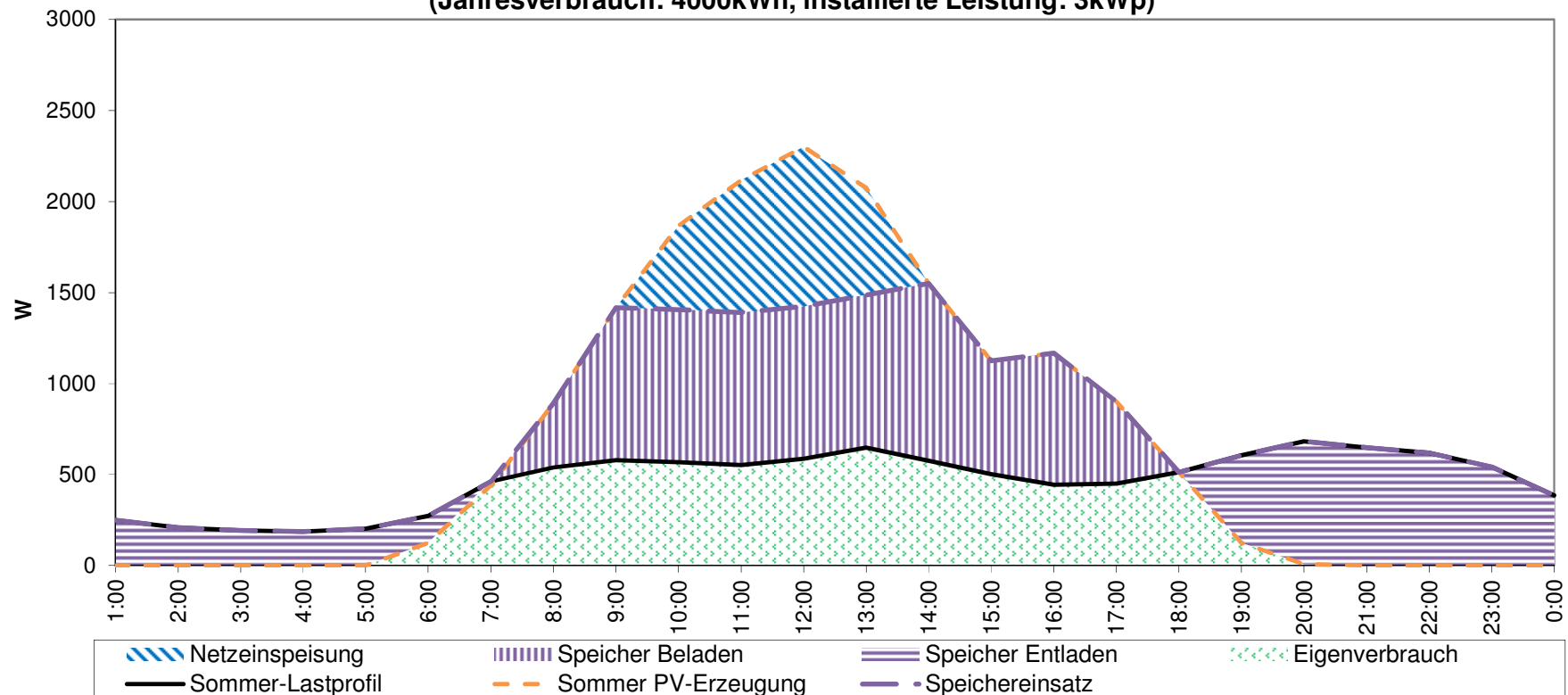
Beispiel für den Vergleich eines Haushaltslastprofils gegenüber eines für einen typischen Sommertag in Wien
(Jahresverbrauch: 4000kWh, installierte Leistung: 3kWp)



DYNAMISCHE „GRID PARITY“



Beispiel für den Vergleich eines Haushaltslastprofils gegenüber eines PV-Erzeugungsprofils inkl. Speichertechnologie für einen typischen Sommertag in Wien
(Jahresverbrauch: 4000kWh, installierte Leistung: 3kWp)



DYNAMISCHE „GRID PARITY“



Vergleich der jährlichen Kosten mit und ohne PV-Systems

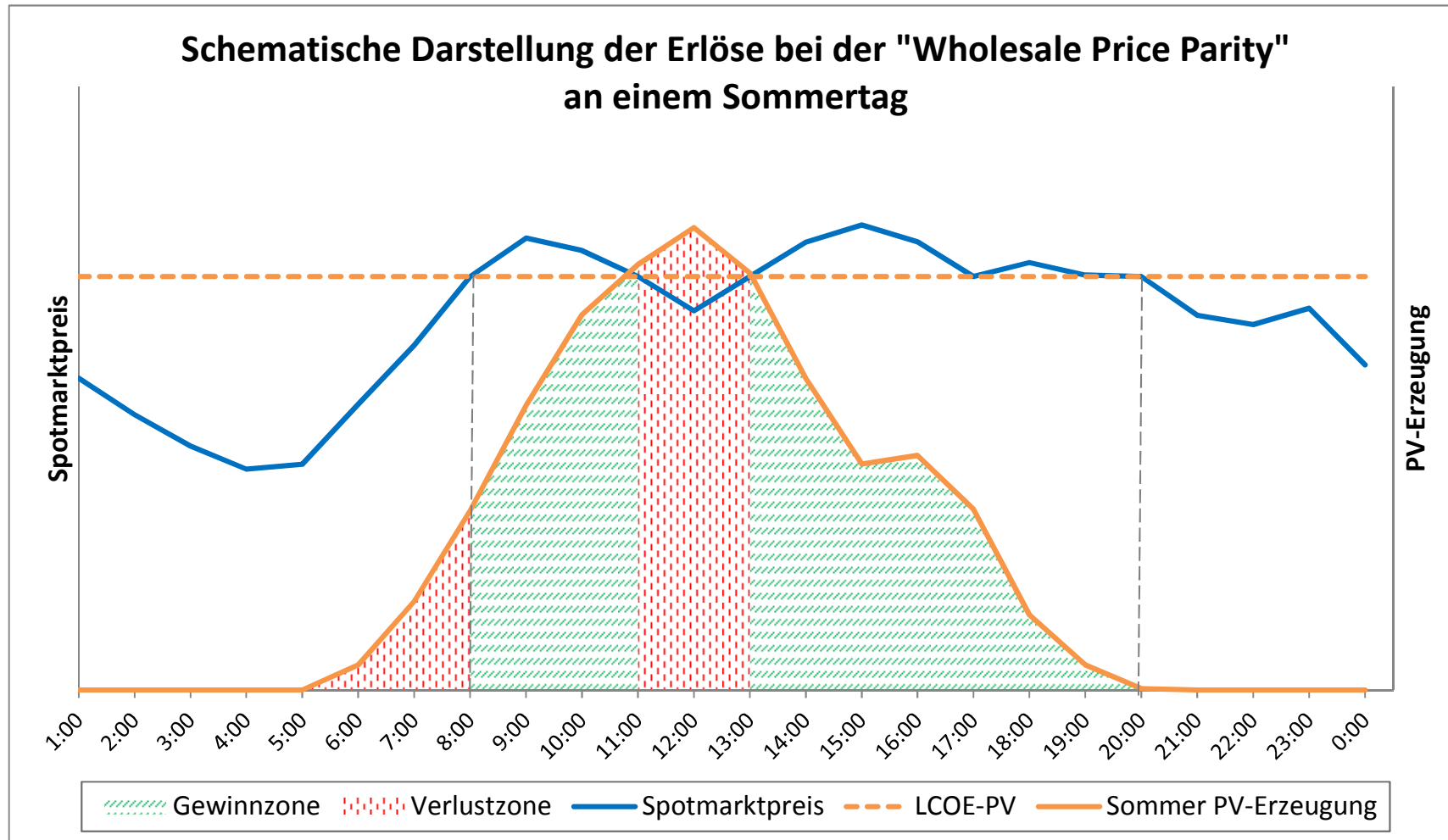
$$\begin{aligned} NPVof C_{PVSystem,i} = & p_{Retail,i} \cdot (Demand_i - Selfconsumption \& Storage_i) + \\ & + LCOE_{PVSystem,i} \cdot Selfconsumption \& Storage_i + \\ & + (LCOE_{PVSystem,i} - p_{Market,i}) \cdot Feedin_i \end{aligned}$$

$$NPVof C_{withoutPVSystem,i} = p_{Retail,i} \cdot Demand_i$$

Wirtschaftliche „Trade Off“-Bedingung über die Lebensdauer des PV-Systems

$$\sum_i^N NPVof C_{PVSystem,i} \leq \sum_i^N NPVof C_{withoutPVSystem,i}$$

DYNAMISCHE „WHOLESALE PRICE PARITY“



Jährlichen Kosten eines PV-Systems das am Großhandelsmarkt anbietet

$$NPV_{\text{of } C_{PVSystem,i}} = CAPEX_i + OPEX_i - Rev_i$$

$$Rev_i = \sum_{t=0}^{8760} Gen_{PVSystem,i,t} \cdot (p_{Market,i,t} - LCOE_{PVSystem,i})$$

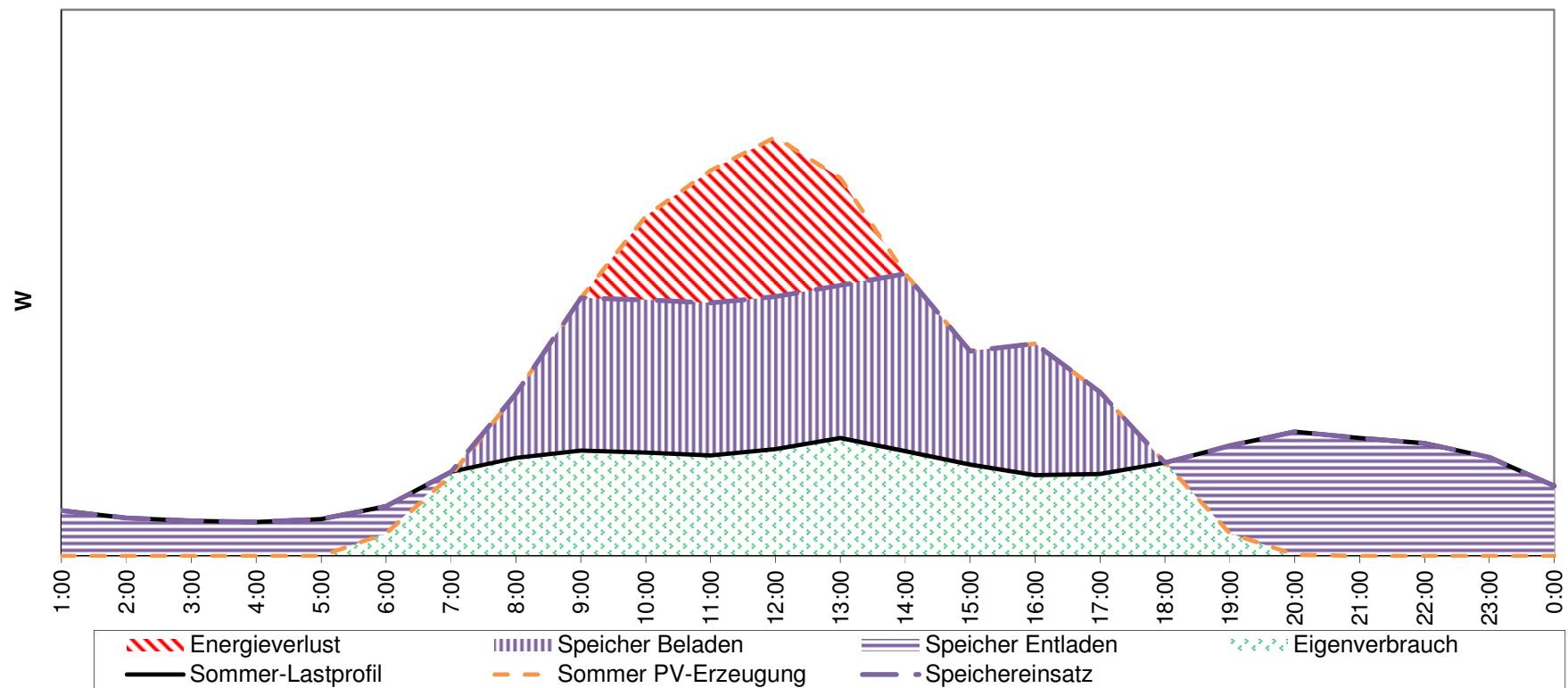
Wirtschaftliche „Trade Off“-Bedingung über die Lebensdauer des PV-Systems

$$\sum_i^N NPV_{\text{of } C_{PVSystem,i}} \leq 0$$

DYNAMISCHE „FUEL PARITY“



Schematische Darstellung eines Lastprofils gegenüber eines PV-Erzeugungsprofils inkl. Speichertechnologie für einen typischen Sommertag



Vergleich der jährlichen Kosten mit und ohne PV-Systems

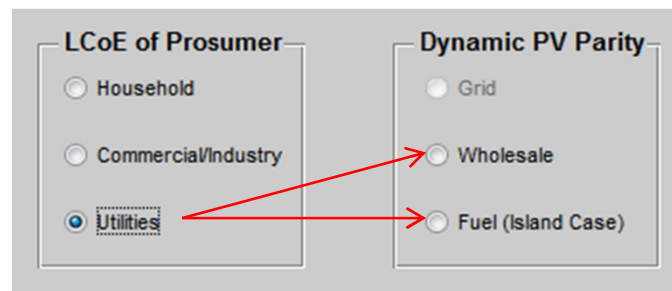
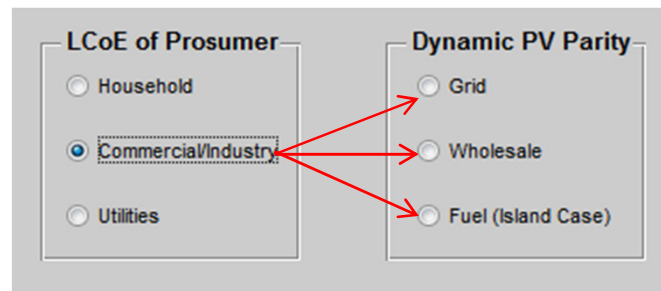
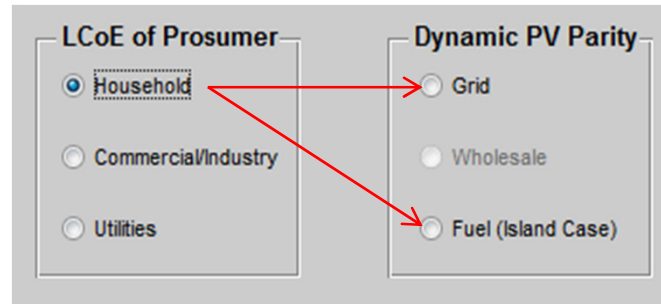
$$NPVof C_{PVSystem,i} = \frac{P_{Fuel,i}}{\eta_{el}} \cdot (Demand_i - Selfconsumption \& Storage_i) + LCOE_{PVSystem,i} \cdot Selfconsumption \& Storage_i$$

$$NPVof C_{withoutPVSystem,i} = \frac{P_{Fuel,i}}{\eta_{el}} \cdot Demand_i$$

Wirtschaftliche „Trade Off“-Bedingung über die Lebensdauer des PV-Systems

$$\sum_i^N NPVof C_{PVSystem,i} \leq \sum_i^N NPVof C_{withoutPVSystem,i}$$

DYNAMISCHE „PV PARITY“ FÜR UNTERSCHIEDLICHE MARKTTETEILNEHMER

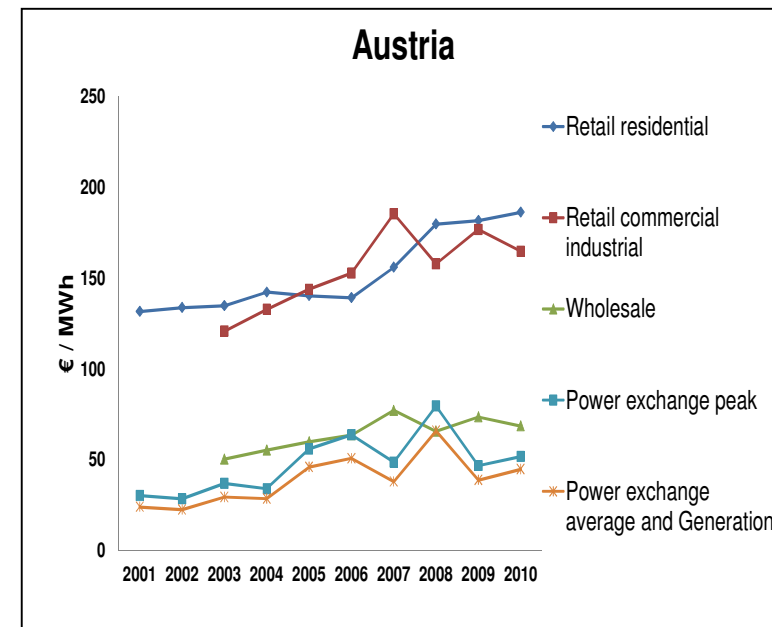


„PV PARITY“ ROADMAP

Analyse und Szenarien



- Sensitivitätsanalysen der Einflussparameter auf die LCOE (PV-Systempreise, Abschreibungsdauer, WACC, Effizienz,...)
- Anwendung von Erfahrungskurven und Lernraten (PV-Systempreise, Effizienz,...)
- Parametervariation durch Monte-Carlo-Simulation
- Entwicklung von Preisszenarien (Endkundenstrompreis, Großhandelspreise, Primärenergieträgerpreise)



„PV PARITY“ ROADMAP

Grafische Benutzeroberfläche des „PV Parity“-Modells (Entwurf)



Country: AT

Prosumer

Household

Commercial/Industry

Utilities

Start Calculation

Static Parameter:

Demand:	4000	kWh/year
Time:		
Sytem Lifetime (Year)	25	
Depreciation Time (Year)	15	
Feed in Tariff Duration (Year)	10	
System:		
System Size (kW)	1	
Efficiency annual decrease (%)	0.5	
Average Energy Yield (kWh/kW/Year)	1000	
Costs:		
System Cost (€/kW)	1000	
Public Financing (€/kW)	0	
Annual Cost of Insurance, Operation and Maintenance (% of the System Cost/Year)	10	
Connexion Cost (€)	0	
Income Tax Credit (% of the Investment)	10	
Dynamic Parameter:		
Annual decrease of electricity prices (%/Year)	2	
Financial:		
Income Tax (% of the Energy Income)	20	
Cost of Equity (%/year)	5	
Share of Equity (%)	100	
Debt Cost (%/year)	7	
Debt Share (%)	0	
WACC (%/year)	5	
Economic Effects:		
Average scheduled Inflation Rate (%)	0	
Compensation of the Inflation Rate (%)	0	

Dynamic Parameter:

Annual decrease of electricity prices (%/Year): 2

Feed in Tariff Calculation:

possible FIT for an amortization over the FIT duration and with average energy yield: 28.0611

Storage Capacity

Calculate&Plot

Annual Trade Off

Annual comparison of the "Trade Off" constraint

Cumulated Trade Off

Cumulated comparison of the "Trade Off" constraint

Year of Parity cumulated "Trade Off": 2025

Year of Parity annual "Trade Off": 2019

PV Parity reached: YES

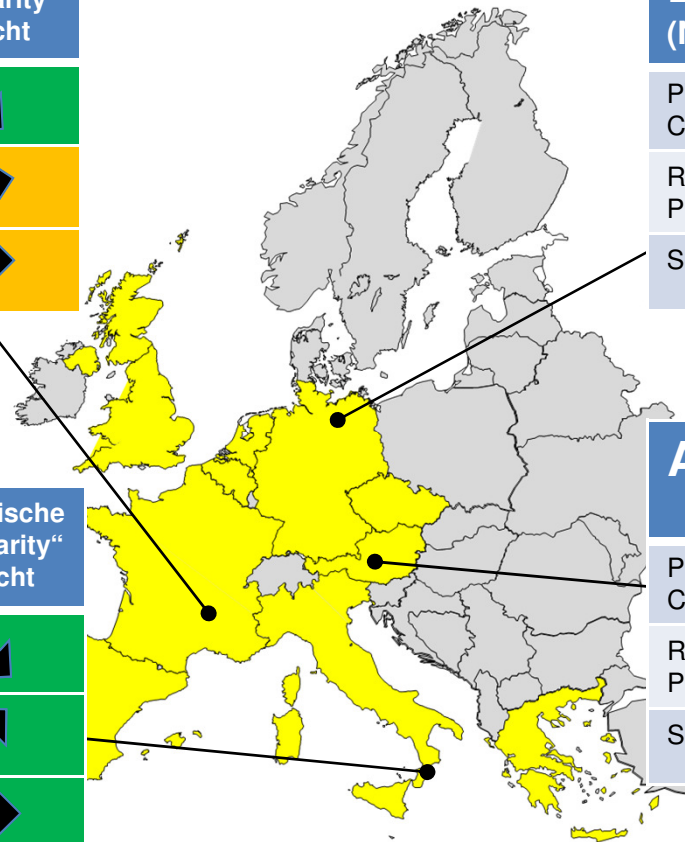
„PV PARITY“ ROADMAP



„Grid Parity“-Roadmap für unterschiedliche europäische Länder (Entwurf)

FR (Süden)	Jahr 2012	Dynamische „GridParity“ erreicht
PV Investitionskosten	M	↓
Endkundenstrompreis	L	→
Sonneneinstrahlung	M	→

DE (Norden)	Jahr 2012	Dynamische „GridParity“ erreicht
PV Investment Cost	L	→
Retail Electricity Price	H	↑
Solar Irradiation	L	→



IT (Süden)	Jahr 2012	Dynamische „GridParity“ erreicht
PV Investment Cost	M	↓
Retail Electricity Price	M	↑
Solar Irradiation	H	→

AT	Jahr 2012	Dynamische „GridParity“ erreicht
PV Investment Cost	M	→
Retail Electricity Price	M	↑
Solar Irradiation	M	→

Danke für die Aufmerksamkeit!!!

lettner@eeg.tuwien.ac.at