

Geschäftsmodelle für verschiedene Akteure in hybriden Endkundenmärkten

Eine Power-to-Heat-Fallstudie

Daniel Schwabeneder
Energy Economics Group (EEG)
TU Wien

EnInnov2016
14. Symposium Ennergieinnovation
10.-12. Februar 2016
TU Graz



- Motivation
- Beschreibung der Fallstudie
- Methode
- Annahmen und Szenarien
- Ergebnisse
- Schlussfolgerungen

Das FP7-Projekt **OrPHEuS**: (OPTimising Hybrid Energy grids for smart citieS)



- **Hybrides Konzept:**

Verschiedene Energieverteilnetze (Strom, Gas, Wärme) werden mit Hilfe von Kopplungstechnologien (KWK, Wärmepumpen, etc.) als ein hybrides (energieträgerübergreifendes) Energienetz betrachtet.

- **Kooperatives Konzept:**

Ziel ist die Entwicklung neuer kooperativer Steuerungsstrategien und zugehöriger Geschäftsmodelle für verschiedene Marktteilnehmer → Win-Win-Situationen für alle Beteiligten.

Testgebiet Einsingen (Ulm, Deutschland)



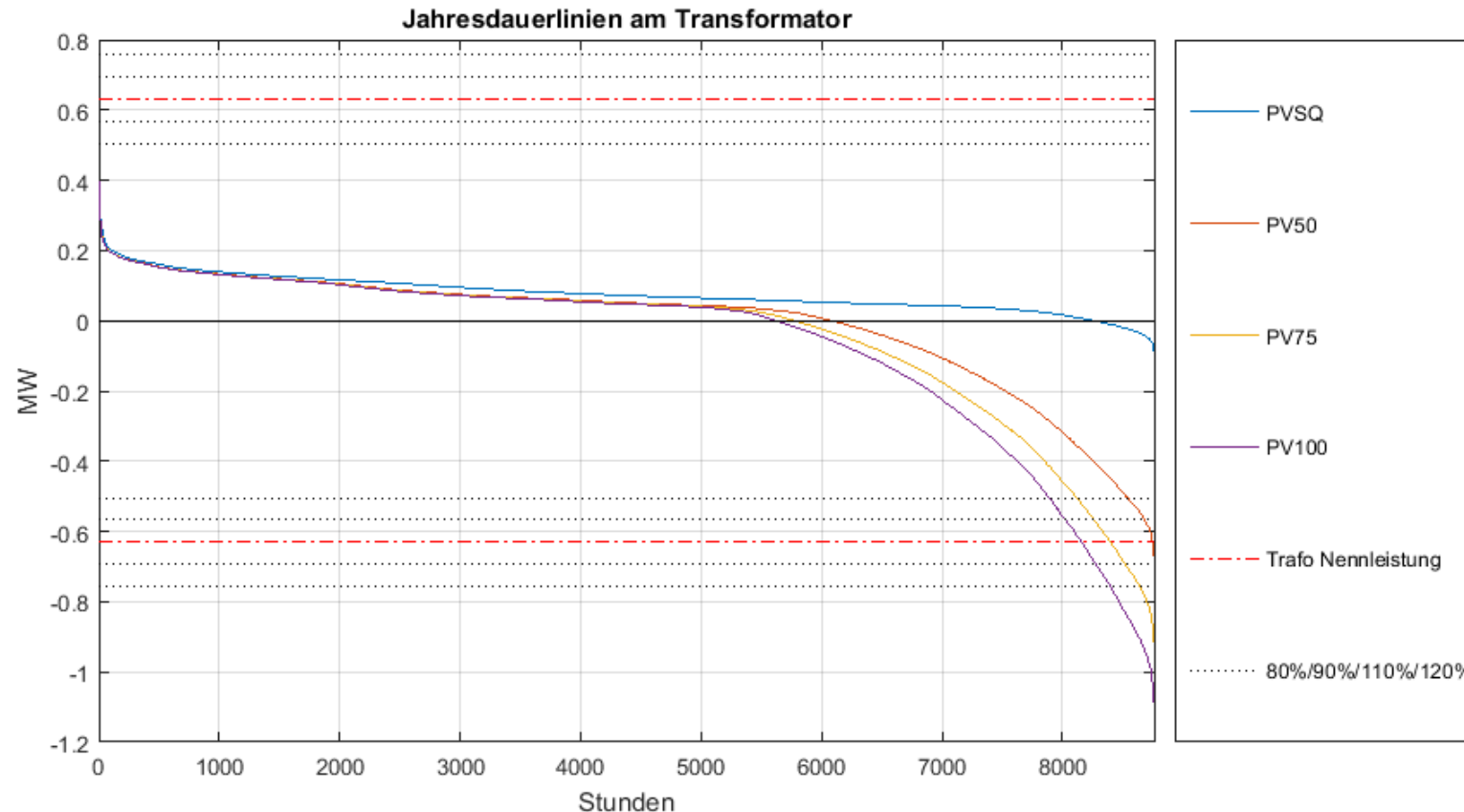
PV Ausbauszenarien
anhand des
Dachflächenpotentials:

- **PVSQ:**
233 kWp, ~ 230 MWh/a
- **PV50:**
~ 1 MWp, ~ 1 GWh/a
- **PV75:**
~ 1.3 MWp, ~ 1.3 GWh/a
- **PV100:**
~ 1.5 MWp, ~ 1.5 GWh/a

133 Haushalte

Heizsysteme: Gas (95 Haushalte), Öl (32 Haushalte), Biomasse (6 Haushalte)

Transformator: 630 kVA, 10 / 0.4 kV



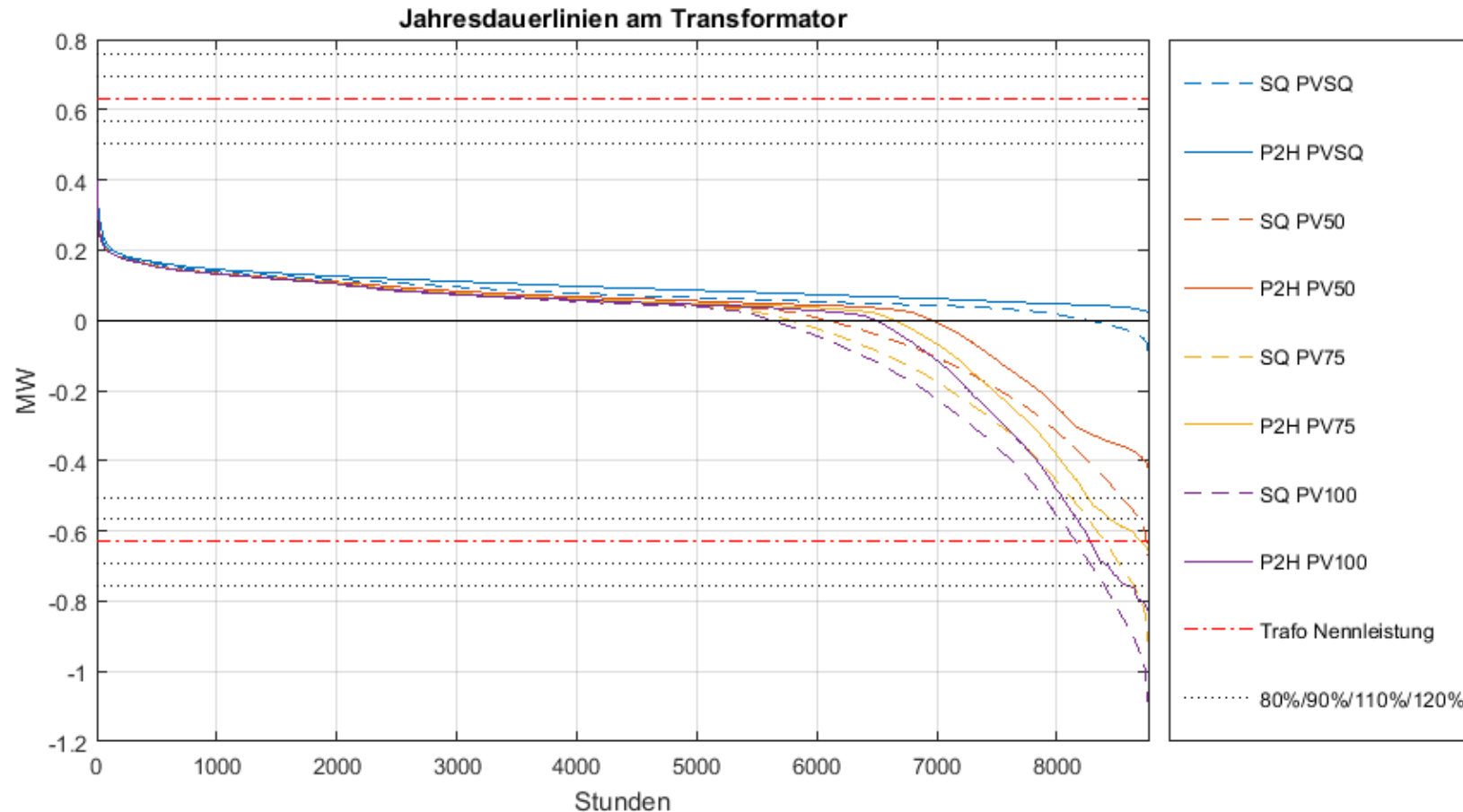
Fragestellung:

Investition in 1 MVA Transformator versus Installation von elektrischen Heizstäben ($133 \cdot 2 \text{ kW}$) in den Warmwasserspeichern der Endkunden und Reduktion der PV-Überschuss-Einspeisung in das MV-Netz durch koordinierte Steuerung?

Um die Auswirkungen des Betriebs von elektrischen Heizstäben auf die Residuallasten der Endkunden zu ermitteln, wurde ein lineares Optimierungsmodell erstellt:

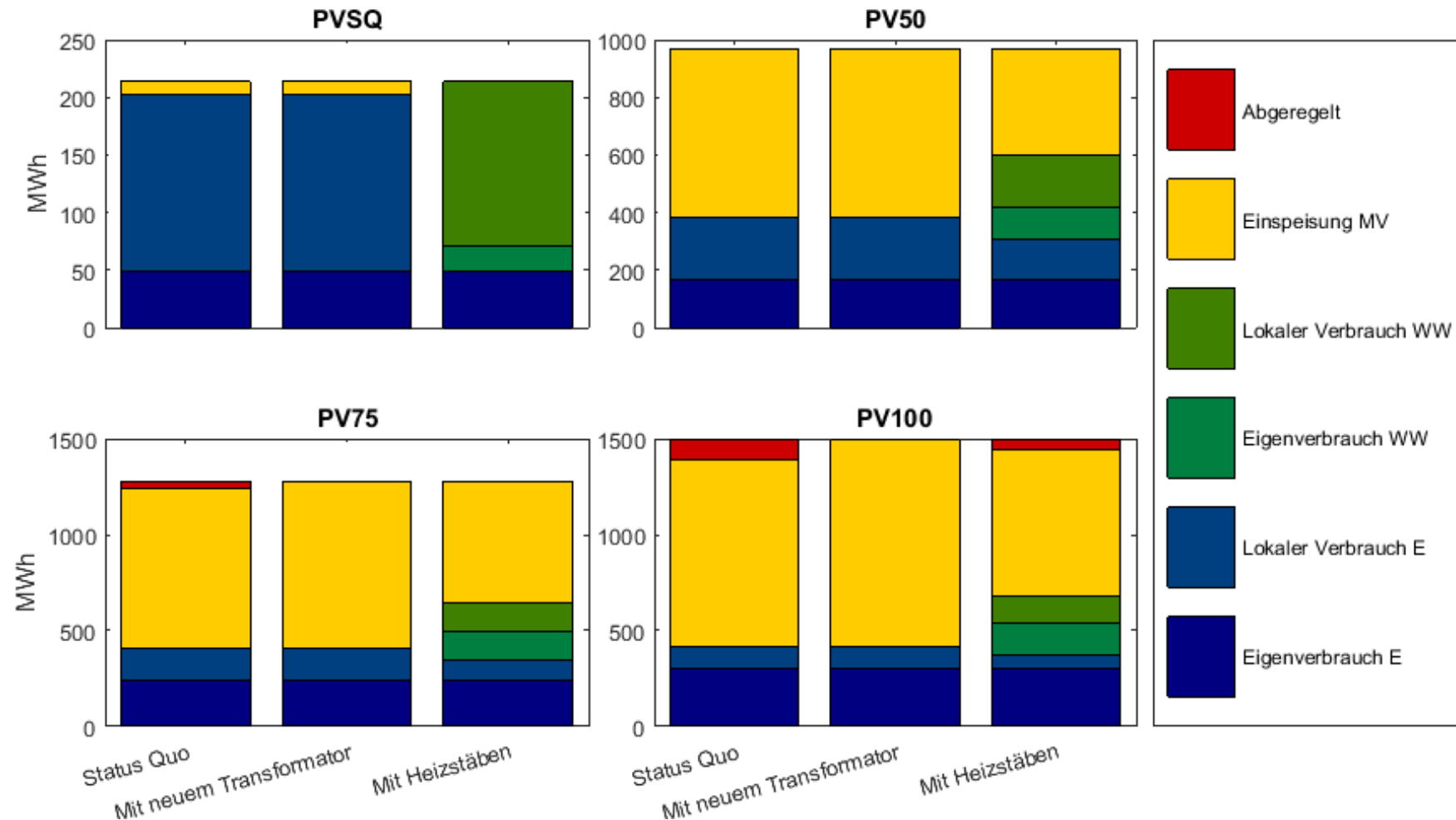
- Modellierung des Energiebezugs der 133 Endkunden unter Berücksichtigung von:
 - Stromnachfrage
 - Warmwassernachfrage
 - PV Erzeugung
 - Warmwasserspeicher
 - Heizsysteme
 - Elektrische Heizstäbe
- Zielfunktion: Minimiere Kosten der Endkunden und maximale Einspeisung ins MV-Netz
- Zeitliche Auflösung: 1 Jahr, viertelstündlich
- Software: MATLAB, YALMIP, Gurobi

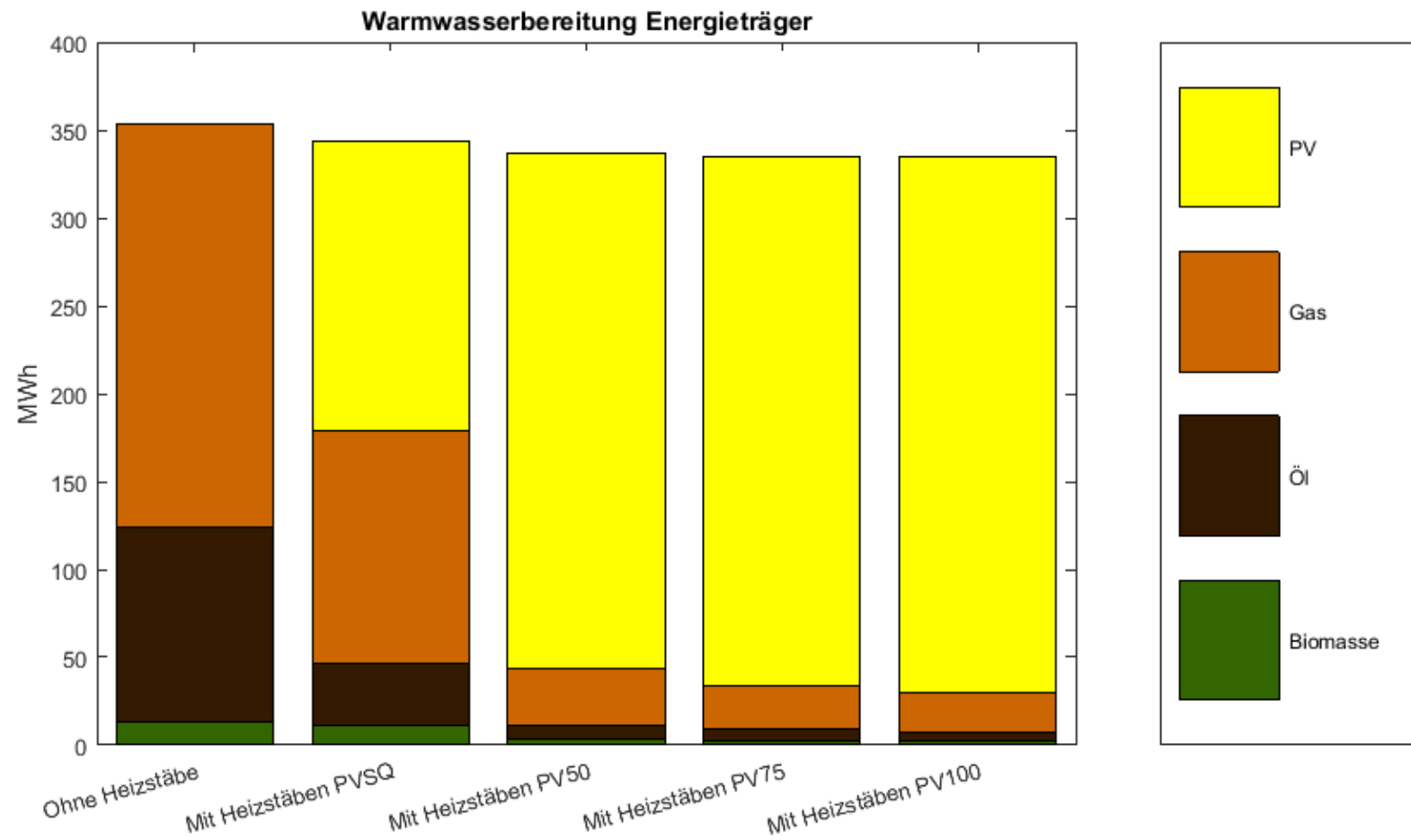
- Die Investitionen tätigt der Verteilnetzbetreiber. → Die Kosten werden über den arbeitsabhängigen Netztarif oder über die jährliche fixe Netztarifkomponente an die Endkunden weitergegeben.
- Interner Zinsfuß des Verteilnetzbetreibers: 5%
- Lebensdauer des Transformators: 30 Jahre
- Lebensdauer der Heizstäbe: 10 Jahre
- Für den Bezug von PV-Strom zur Warmwasseraufbereitung ist kein Netztarif zu bezahlen. (Die Steuerung wird vom Verteilnetzbetreiber geregelt.)
- Die PV-Kunden erhalten keine Einspeisevergütung. Der eingespeiste Strom wird jedoch mit dem Spot-Markt-Preis bewertet.
- Zwei Szenarien:
 - **Szenario 1:** Die PV-Kunden tragen selbst die Kosten für nicht eingespeisten Strom (abgeregelt oder von anderen Kunden zur Warmwasserbereitung verwendet).
 - **Szenario 2:** Der Verteilnetzbetreiber entschädigt die PV-Kunden für nicht eingespeisten Strom in der Höhe des aktuellen Spot-Markt-Preises. (Die Kosten werden über den Netztarif an alle Endkunden weitergegeben.)



Mit einer koordinierten Steuerung kann eine Reduktion der maximalen Einspeisung in das MV-Netz um 266 kW erreicht werden

Nutzung des PV Stroms in den unterschiedlichen Szenarien:





Im Folgenden werden die Kosten für das PV-Ausbauszenario **PV100** analysiert:

Maximale Investitionskosten (um aktuelle Gesamtkosten der Endkunden nicht zu überschreiten):

- Transformator: 60.95 kEUR
- Heizstäbe: 53.7 kEUR oder 404 EUR pro Haushalt

Würde man diese Kosten auf den variablen oder fixen Netztarif der Endkunden umwälzen, würde sich dieser so erhöhen:

Szenario 1:

(PV-Endkunden werden nicht entschädigt)

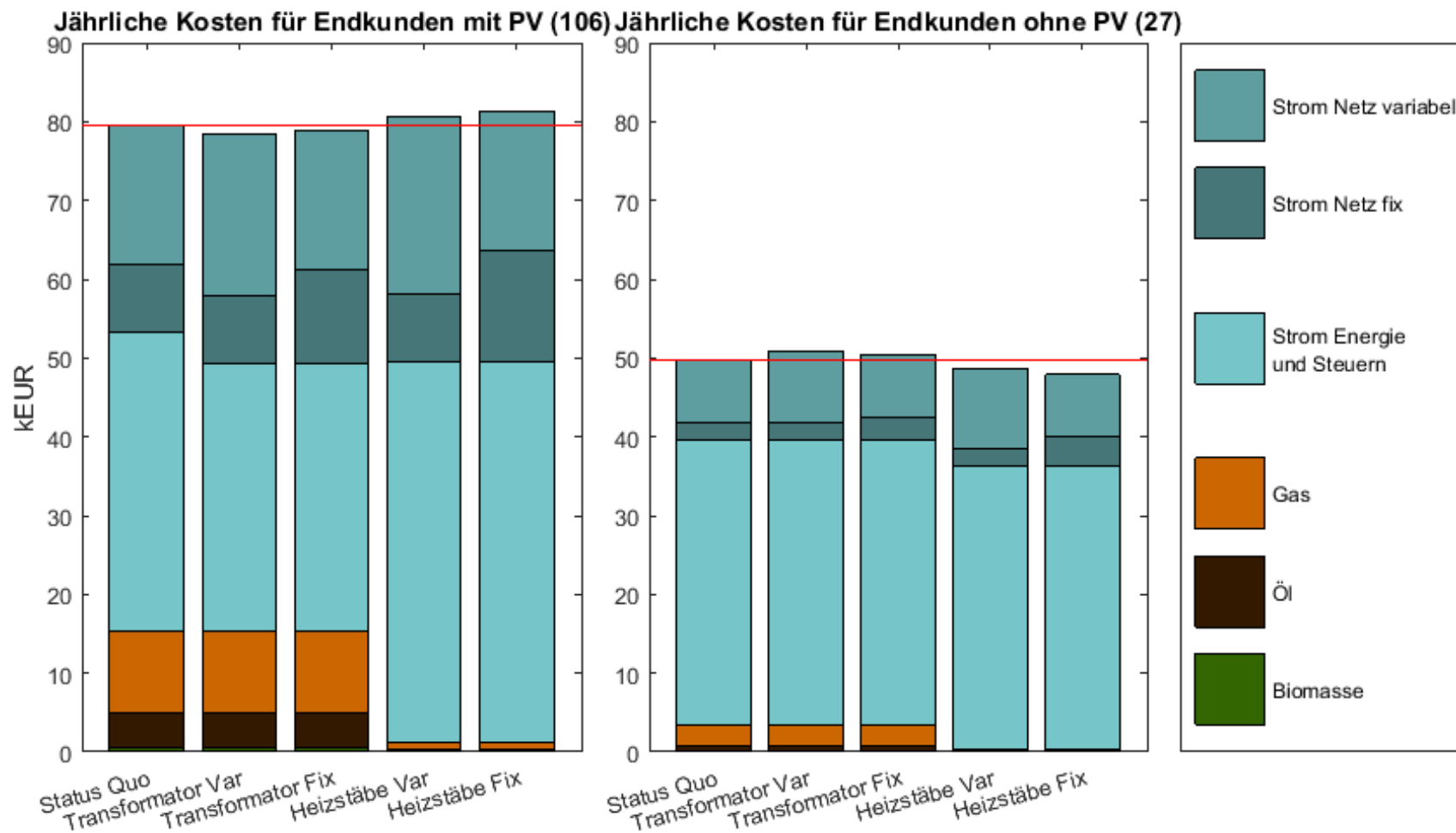
	Bestehender Netztarif	Zusätzlicher Netztarif	Gesamt
Transformator variabel	4.26 ct/kWh	0.66 ct/kWh	4.92 ct/kWh
Transformator fix	82.06 EUR/a	29.81 EUR/a	111.87 EUR/a
Heizstäbe variabel	4.26 ct/kWh	1.16 ct/kWh	5.42 ct/kWh
Heizstäbe fix	82.06 EUR/a	52.30 EUR/a	134.36 EUR/a

Szenario 2:

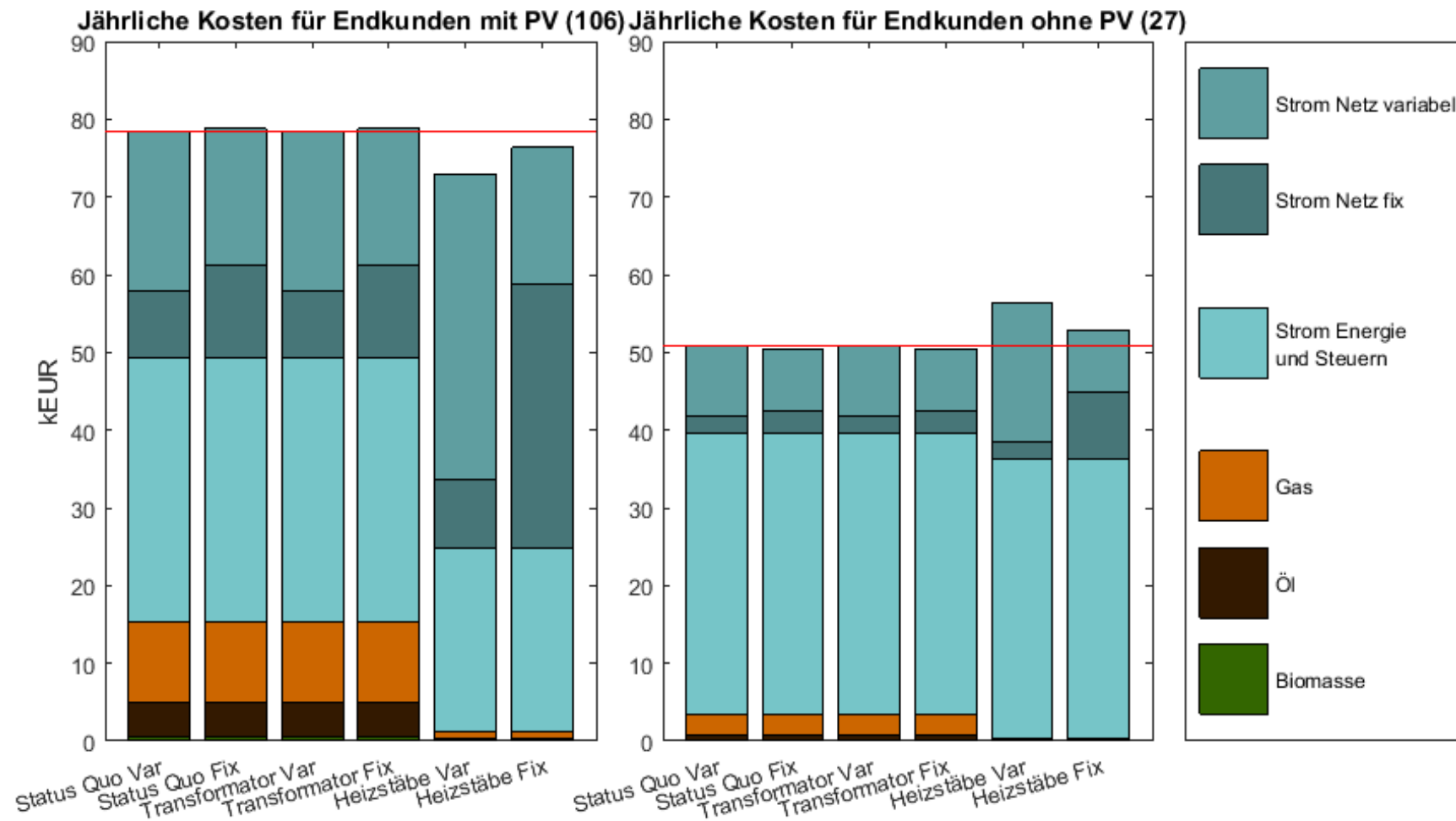
(PV-Endkunden werden entschädigt)

	Bestehender Netztarif	Zusätzlicher Netztarif	Gesamt
Transformator variabel	4.26 ct/kWh	0.67 ct/kWh	4.93 ct/kWh
Transformator fix	82.06 EUR/a	30.07 EUR/a	112.13 EUR/a
Heizstäbe variabel	4.26 ct/kWh	5.26 ct/kWh	9.52 ct/kWh
Heizstäbe fix	82.06 EUR/a	237.26 EUR/a	319.32 EUR/a

Szenario 1: Kosten für Strombezug und Warmwasserbereitung



Szenario 2: Kosten für Strombezug und Warmwasserbereitung



Maximale Investitionskosten für den Transformator bzw. die Heizstäbe in Abhängigkeit von der Bewertung des eingespeisten PV-Stroms

Wert PV-Einspeisung	Maximale Transformator-Investitionskosten [EUR]			
[ct/kWh]	PVBase	PV50	PV75	PV100
0	0.00	0.00	0.00	0.00
1	0.00	36.19	5,572.00	15,809.41
2	0.00	72.38	11,144.00	31,618.81
3	0.00	108.57	16,716.00	47,428.22
4	0.00	144.76	22,288.01	63,237.63
5	0.00	180.94	27,860.01	79,047.04
6	0.00	217.13	33,432.01	94,856.44
7	0.00	253.32	39,004.01	110,665.85

Wert PV-Einspeisung	Maximale Heizstab-Investitionskosten [EUR/Haushalt]			
[ct/kWh]	PVBase	PV50	PV75	PV100
0	531.42	957.36	985.91	1,000.77
1	435.70	787.05	832.10	854.73
2	339.98	616.75	678.30	708.68
3	244.25	446.45	524.50	562.63
4	148.53	276.14	370.69	416.58
5	52.81	105.84	216.89	270.53
6	-42.91	-64.47	63.08	124.49
7	-138.63	-234.77	-90.72	-21.56

Maximale Investitionskosten (pro Haushalt) für Heizstäbe I_H in Abhängigkeit der Investitionskosten für den Transformator I_T :

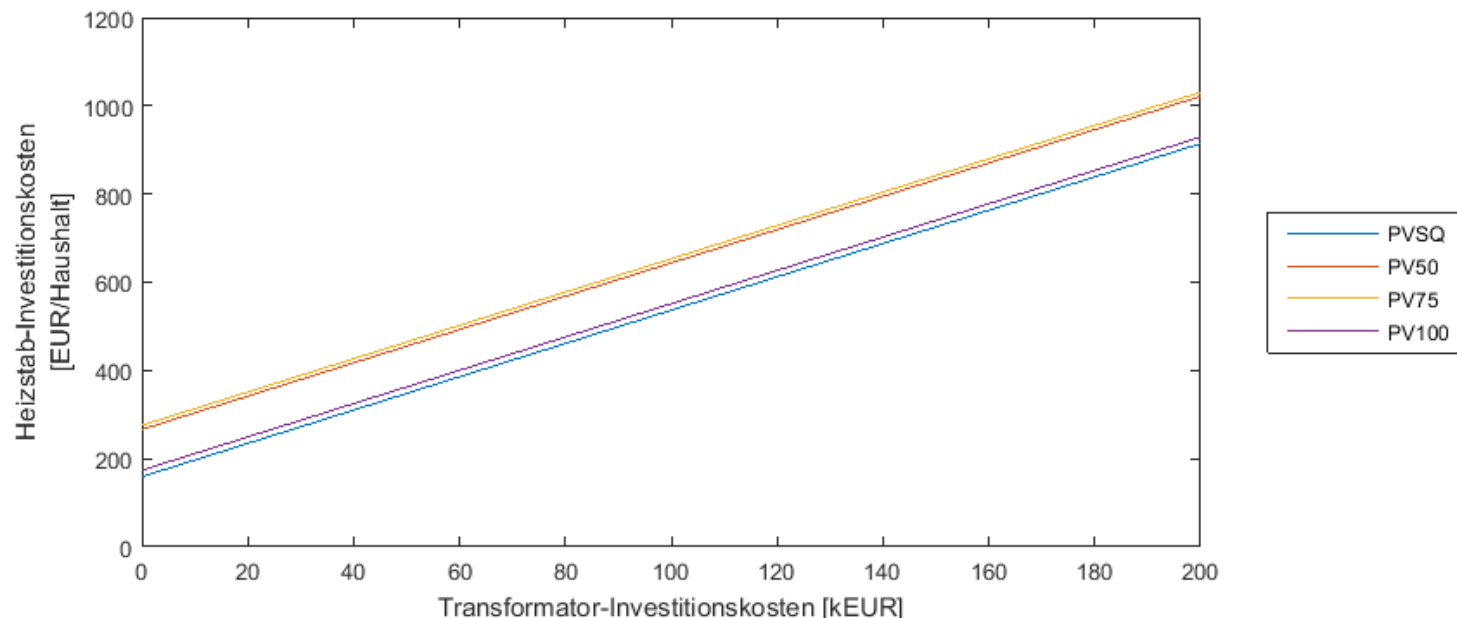
$$I_H \leq \frac{1}{133 \cdot \alpha_H} \cdot (\alpha_T \cdot I_T + RK_H - RK_T)$$

α_H ... Annuitätenfaktor der Heizstab-Investition

α_T ... Annuitätenfaktor der Transformator-Investition

RK_H ... Jährlich Reduktion der Kosten durch Betrieb der Heizstäbe

RK_T ... Jährlich Reduktion der Kosten nach Installation des Transformators



- Bis zu einem gewissen Grad ließe sich die maximale Einspeisung in das MV-Netz mit Hilfe von Heizstäben reduzieren und eine Reinvestition in den Transformator vermeiden. (Maximale Reduktion $133 \cdot 2 \text{ kW} = 266 \text{ kW}$)
- Die lokale Nutzung des Stroms aus PV-Anlagen ließe sich signifikant erhöhen (um $\sim 250 \text{ MWh/a}$)
- Aus Sicht der **PV-Kunden** ist in **Szenario 1** (ohne Entschädigung) eine Investition in den Transformator von Vorteil und in **Szenario 2** eine Investition in Heizstäbe. Für **Endkunden ohne PV** verhält es sich genau umgekehrt.
- In allen Szenarien und bei allen Investitionen würden **Endkunden ohne PV** eine Umwälzung der Kosten auf die fixe Netztarifkomponente bevorzugen. Für **PV-Kunden** hingegen ist eine Umwälzung auf die arbeitsabhängige Komponente vorteilhafter.

- Je höher der (nicht) eingespeiste PV-Strom bewertet wird, desto wirtschaftlicher ist eine Investition in den Transformator (aus Gesamtkosten-Sicht).
- Je niedriger der (nicht) eingespeiste PV-Strom bewertet wird, desto wirtschaftlicher ist eine Investition in Heizstäbe (entgangene Kosten für PV-Einspeisung vs. Kosten für Gas/Öl/Biomasse).
- Die maximalen Kosten für Heizstab-Investitionen werden eher überschätzt:
 - Perfekte Voraussicht im Modell
 - Kosten müssen auch IKT-Infrastruktur und Regler beinhalten
 - Rückgang des Gas-Absatzes kann Erhöhung des Gas-Netztarifs nach sich ziehen → Höhere Gesamtkosten für Endkunden

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Daniel Schwabeneder
Energy Economics Group (EEG)
TU Wien
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at