

# Geschäftsmodelle für verschiedene Akteure in hybriden Energiemärkten

## Tarif-Design-Optionen für Haushaltskunden

Daniel Schwabeneder

12. Februar 2015



# Überblick

## Motivation

Das OrPHEuS FP7-Projekt

## Beschreibung des Endkunden-Modells

Notation

Allgemeine Zielfunktion

## Modellannahmen und -skalierung

Haushaltskunden-Typen

Tarif-Design

## Erste exemplarische Ergebnisse

## Schlussfolgerungen und Ausblick

## Das OrPHEuS FP7-Projekt

- **Hybrides Konzept:** Unterschiedliche Energienetze (Strom, Gas & Wärme) werden mit Hilfe von "Coupling Technologies" (KWK, Wärmepumpen, ...) als ein hybrides Energienetz betrachtet.
- **Kooperatives Konzept:** Ziel ist die Entwicklung neuer kooperativer "Control Strategies" und zugehöriger Geschäftsmodelle für verschiedene Marktteilnehmer, die Win-Win-Situationen für alle Beteiligten herbeiführen.

⇒ Entwicklung von Optimierungsmodellen für unterschiedliche Marktteilnehmer (**Endkunden, Energieversorger, Verteilnetzbetreiber**) zur ökonomischen Auswertung von neuen Geschäftsmodellen

In diesem Vortrag wird das **Endkunden**-Modell behandelt.

### Fragestellung:

Auswirkung verschiedener **Tarife** auf die (**Residual**-)Lasten von Endkunden?

Das Modell soll . . .

- . . . mehrere Energieträger und -netze (Strom, Gas & Wärme) gleichzeitig berücksichtigen,
- . . . flexibel an unterschiedliche Technologie-Portfolios anpassbar sein.

## Notation

- Die Nachfrage ist exogen vorgegeben und wird mit  $\mathbf{d}(t)$  (**demand**) bezeichnet.
- Die Preise werden vom Energieversorger bzw. vom Verteilnetzbetreiber festgesetzt und werden als  $\mathbf{p}(t)$  (**prices**) geschrieben.
- Die vom Netz bezogene Energie oder (**Residual**)-Last ist Entscheidungsvariable des Endkunden und wird mit  $\mathbf{q}(t)$  bezeichnet.

Alle Mengen (kWh/h) und Preise (ct/kWh) werden als 3-dimensionale Vektoren geschrieben:

$$\mathbf{d}(t) := \begin{pmatrix} d^{El}(t) \\ d^{Gas}(t) \\ d^{Heat}(t) \end{pmatrix}, \quad \mathbf{q}(t) := \begin{pmatrix} q^{El}(t) \\ q^{Gas}(t) \\ q^{Heat}(t) \end{pmatrix}, \quad \mathbf{p}(t) := \begin{pmatrix} p^{El}(t) \\ p^{Gas}(t) \\ p^{Heat}(t) \end{pmatrix}.$$

Planungszeitraum:  $N$  Jahre; Persönlicher Zinssatz des Endkunden:  $r$ ;

## Allgemeine Zielfunktion

Standard-Endkunde:

$$\min C \stackrel{!}{=} \sum_{k=1}^N \frac{1}{(1+r)^k} \cdot \sum_{t=1}^{8760} \mathbf{p}(t)^T \cdot \mathbf{q}(t)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{q}(t) = \mathbf{d}(t)$$

...mit Erzeugungstechnologie:

$$\min C \stackrel{!}{=} \mathbf{I}_{gen} + \sum_{k=1}^N \frac{1}{(1+r)^k} \cdot \sum_{t=1}^{8760} \left( \mathbf{p}(t)^T \cdot \mathbf{q}(t) + \mathbf{c}_{gen}(t)^T \cdot \mathbf{q}_{gen}(t) - \mathbf{p}_{feed}(t)^T \cdot \mathbf{q}_{feed}(t) \right)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{q}(t) + \mathbf{q}_{gen}(t) = \mathbf{d}(t) + \mathbf{q}_{feed}(t)$$

$$\mathbf{q}_{gen}(t) \leq \bar{\mathbf{q}}_{gen},$$

$$\mathbf{q}(t), \mathbf{q}_{gen}(t), \mathbf{q}_{feed}(t) \geq 0$$

Auf ähnliche Weise können andere Technologien, wie z.B. Energie-Speicher, integriert werden.

## Fragestellung:

Auswirkung verschiedener **Tarife** auf die **(Residual-)Lasten** von Endkunden?

- Kein flexibles Verhalten von Endkunden wurde angenommen.  
⇒ Nur der Betrieb verschiedener Technologien kann das Residuallastprofil beeinflussen.
- Investitionskosten für die verschiedenen Technologien wurden nicht berücksichtigt.
- Es wurde nur ein Jahr simuliert.

## Haushaltskunden-Typen

Nachfrage: Elektrisches Standardlastprofil skaliert auf 4000 kWh/a und Wärmelastprofil skaliert auf 12000 kWh/a.

### Typ **Passiv**

- Stromanschluss
- Fernwärmeanschluss

### Typ **$\mu$ KWK**

- Stromanschluss
- Gasanschluss
- Gas-befeuertes  $\mu$ KWK  
( $P_{\max}$ : 4.7 kW<sub>el</sub>, 12 kW<sub>th</sub>,  
 $\eta_{el}$ : 25%,  $\eta_{th}$ : 65%)
- Thermischer  
Energiespeicher  
(Kapazität: 12 kWh,  $\eta$ : 90%  
Std. Stand-by-Verluste: 2%  
 $P_{\max}$ : 2kW)

### Typ **PV**

- Stromanschluss
- PV-Anlage  
( $P_{\max}$ : 2 kWp)
- Wärmepumpe  
( $P_{\max}$ : 9 kW<sub>th</sub>, CoP: 3.41)
- Therm. Energiespeicher
- Batterie-Speicher  
(Kapazität: 2kWh,  $\eta$ : 90%,  
Std. Stand-by-Verluste: 1%)  
 $P_{\max}$ : 1kW)

## Tarif-Design

### Angenommene “Standard-Tarife”

Die angenommenen “Standard-Tarife” bestehen aus einem jährlichen Grundpreis und einem konstanten Arbeitspreis:

	<b>Jährlicher Grundpreis</b>	<b>Arbeitspreis</b>
<b>Strom</b>	90 EUR	18 ct/kWh
<b>Gas</b>	55 EUR	7.5 ct/kWh
<b>Fernwärme</b>	216 EUR	5.75 ct/kWh

Stromkunden mit Erzeugungstechnologien bekommen einen Einspeisetarif von 7 ct/kWh.

## Untersuchte modifizierte Tarife

- **Time-Of-Use (TOU) Tarif für Stromkunden:**

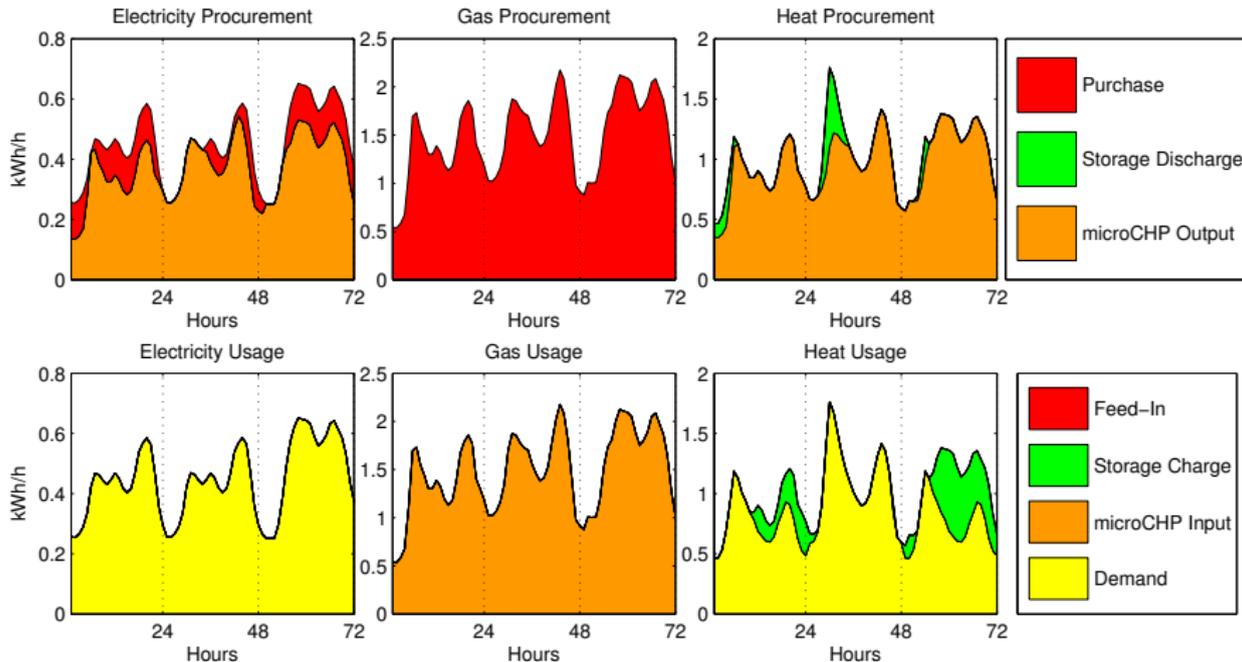
$$18 \text{ ct/kWh} \mapsto \left\{ \begin{array}{l} \text{An Werktagen:} \\ \text{Sonst:} \end{array} \right. \left\{ \begin{array}{ll} 21 \text{ ct/kWh} & 08:00-14:00 \text{ und } 17:00-21:00 \\ 17.5 \text{ ct/kWh} & 06:00-08:00 \text{ und } 14:00-17:00 \\ 15 \text{ ct/kWh} & 00:00-06:00 \text{ und } 21:00-00:00 \\ 17.5 \text{ ct/kWh} & 06:00-21:00 \\ 15 \text{ ct/kWh} & 00:00-06:00 \text{ und } 21:00-00:00 \end{array} \right.$$

- **Leistungspreis:** Der jährliche Grundpreis wurde durch einen monatlichen Leistungspreis in EUR/kW<sub>max</sub> für die höchste Last während eines Monats ersetzt:

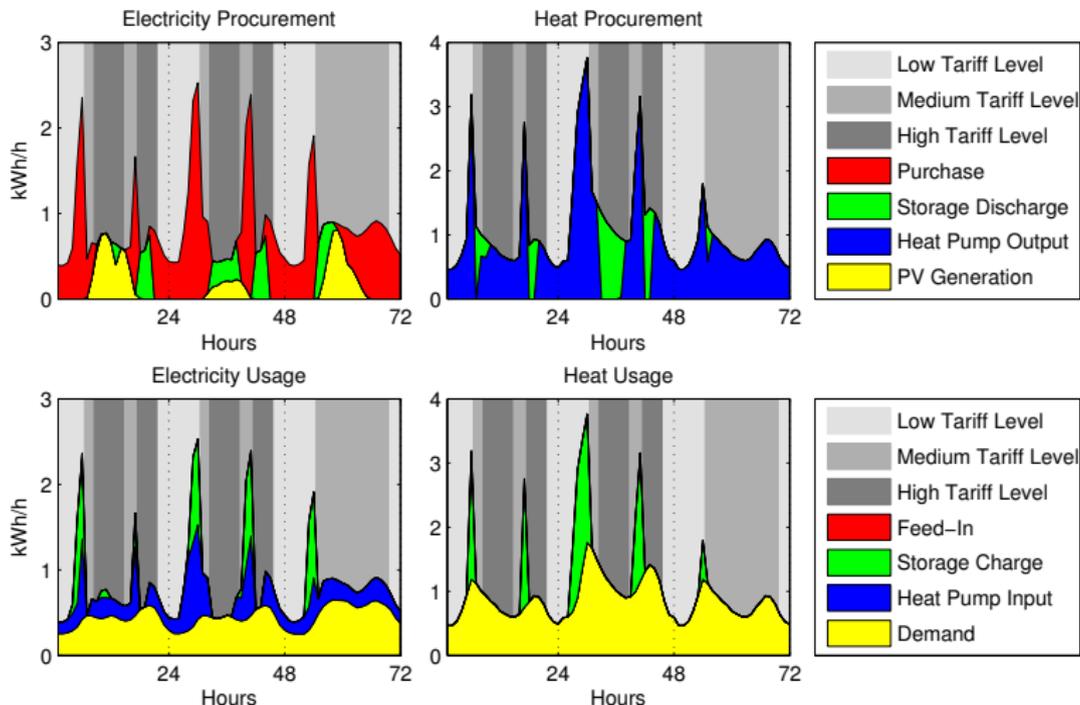
<b>Strom</b>	90 EUR jährlich		10 EUR/kW <sub>max</sub> monatlich
<b>Gas</b>	55 EUR jährlich	↔	0.90 EUR/kW <sub>max</sub> monatlich
<b>Fernwärme</b>	216 EUR jährlich		5.48 EUR/kW <sub>max</sub> monatlich

Die modifizierten Tarife wurden so gewählt, dass der **passive** Endkunde jährlich die gleichen (oder etwas niedrigere) Kosten hat, wie mit dem “Standard-Tarif”.

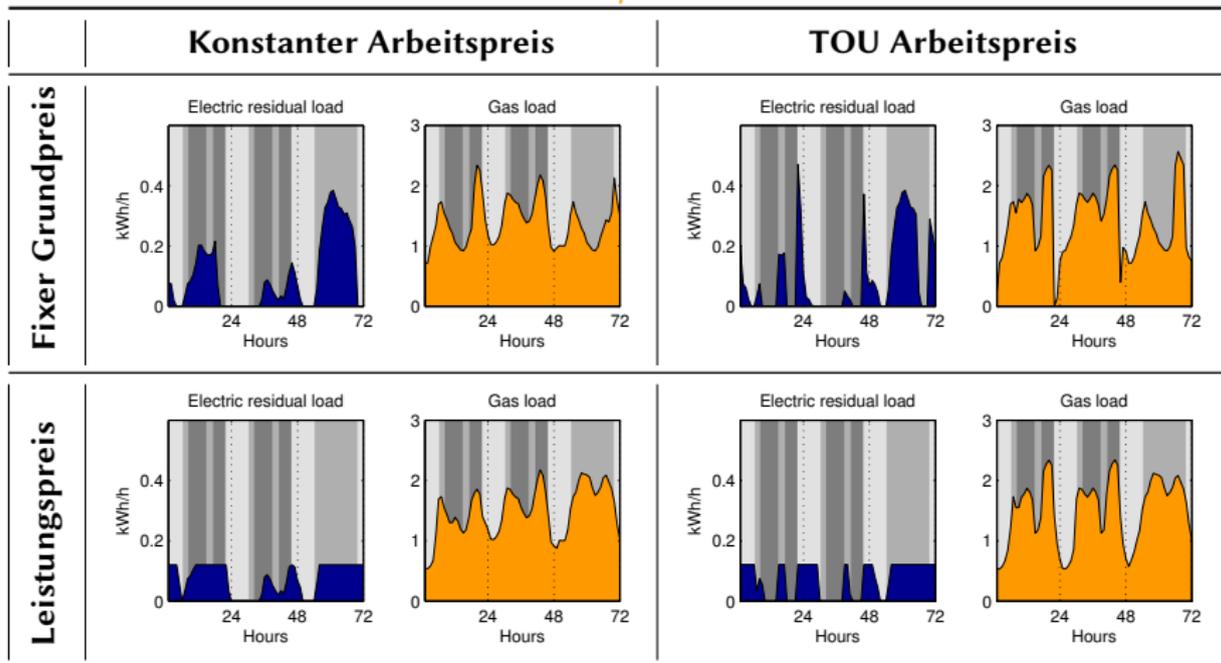
## Betrieb des $\mu$ KWK-Endkunden mit monatlichem Leistungspreis



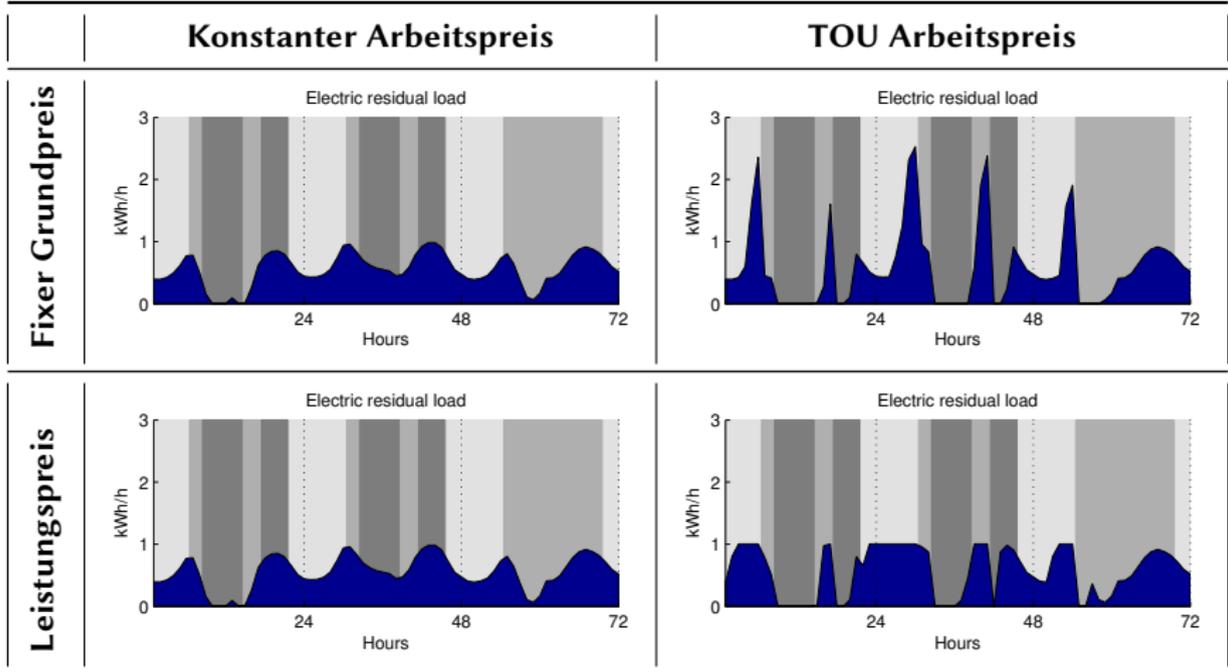
## Betrieb des PV-Endkunden mit einem TOU Stromtarif



## Residuallasten des $\mu$ KWK-Endkunden



## Residuallasten des PV-Endkunden



## Schlussfolgerungen

- Ein TOU-Tarif schafft Anreize, Residuallasten auf Stunden mit geringerem Preisniveau zu verlagern.
- Ein Leistungspreis schafft Anreize, die maximale Leistung zu reduzieren.

## Ausblick

- Mitberücksichtigung von Investitionskosten und zusätzlichen Technologien  
⇒ Langfristiges Investitionsplanungsmodell.
- Entwicklung der Modelle für Energieversorger und Verteilnetzbetreiber.
- Analyse von weiteren Tarif-Design-Optionen (Real Time Pricing (RTP), Tarife, die Wettervorhersagen mitberücksichtigen, ...).

**Danke für Ihr Interesse!**

