

Lastmanagement auf Verteilnetzebene:  
**Wann lassen sich erneuerbare Energien  
wirtschaftlich integrieren?**  
**Ein Gestehtungskostenmodell.**

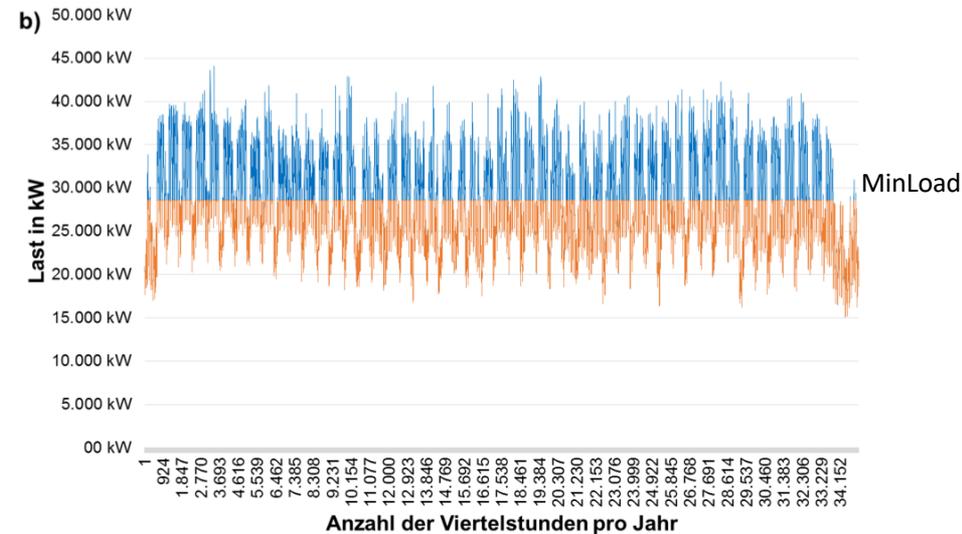
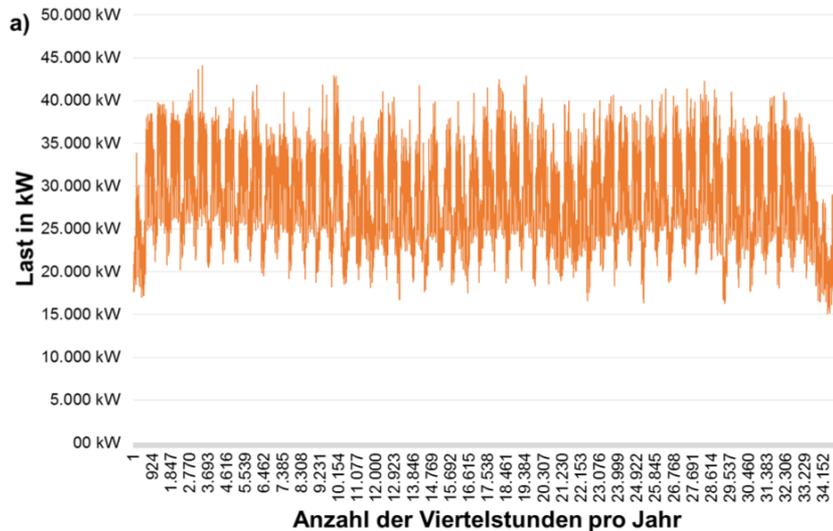
**Marlene Gruber, M. Sc. (TUM)**

EnInnov 2018

Session 2B: Erneuerbare Energien und Markt

15. Februar 2018, Graz, Austria

- Marktverzerrungen in Form diverser Umlagen, Befreiungen, etc.
  - Entwicklung in Richtung Markt  
(Bsp.: Ausschreibungsverfahren statt fixer Einspeisevergütung)
  - Diskussion um vermiedene Netznutzungsentgelte und EEG-Umlage
  - Klimaziele und Atomausstieg
  - Stromnetzausbau auf Transportnetzebene
  - ...
- Wann ist die Investition in welche Technologie sinnvoll?

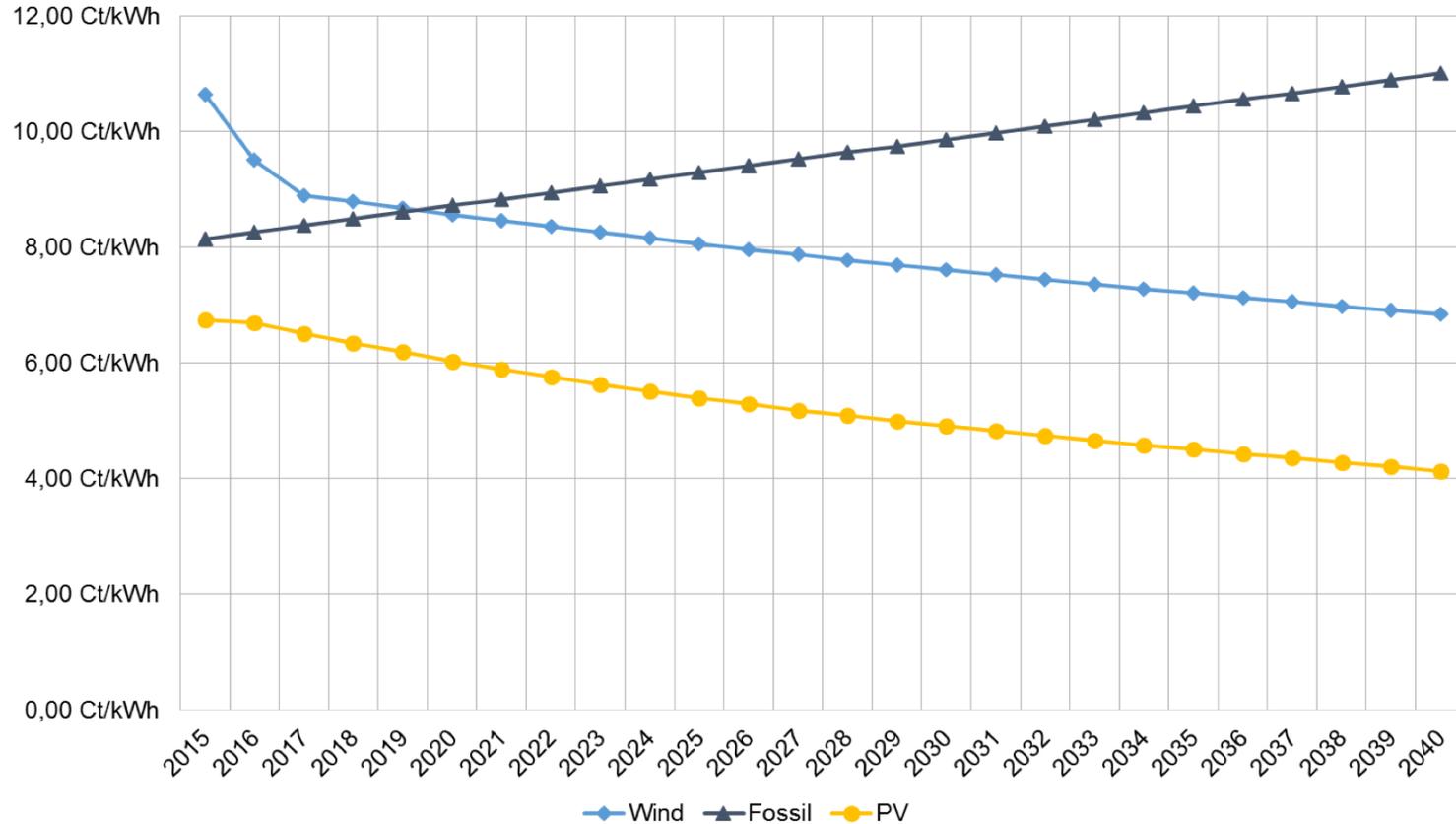


- Verteilnetzgebiet des Praxispartners = Modellregion
- Keine Marktverzerrungen
- Vergleichsgröße: Stromgestehungskosten
- Kein Atom- und Kohlestrom
- Fossile Alternative: Gas
- Erneuerbare Energien: Windanlagen, PV-Freiflächenanlagen
- Betrachtungszeitraum: 2015 - 2040

$$\text{LCOE}_{\text{kWh}, t} = \frac{A_{\text{kap}} + K_{\text{bet}, t} + K_{\text{ver}, t}}{Q_{\text{kWh}, t}}$$

	Technologie		
	Gaskraftwerk	Windenergieanlage	PV-Freiflächenanlage
Spez. Energieertrag	-	1.800 kWh/kW/a	1.200 kWh/kW/a
Kapitalgebundene Kosten	854 €/kW	1.667 €/kW	1.085 €/kW
Nutzungsdauer	15 Jahre	20 Jahre	25 Jahre
Kalkulationszinssatz	4,39%	4,39%	4,39%
Betriebsgebundene Kosten	18 €/kW	55 €/kW	14 €/kW
Fixer Anteil der Betriebskosten	70%	37%	67%
Verbrauchsgebundene Kosten	6,75 Ct/kWh	0,20 Ct/kWh	0,15 Ct/kWh
Wirkungsgrad Erzeuger	48%	-	-

## Vergleich der Stromgestehungskosten bei EE-Volleinspeisung 2015 - 2040



## Dezentrale Spitzenlasterzeugung vs. Bezug aus dem vorgelagerten Netz

**Bedingung 1:**  $A_{\text{kap,Gas,vO}} \leq vNE_{4,t}$

**Bedingung 2:**  $K_{\text{betrGas,vO}} + K_{\text{ver,Gas,vO}} \leq K_{\text{VB}}$

	Variante: Vollbezug	Variante: MinLoad-Bezug	<b>Spitzenlast</b>
Jahresstrommenge	249.660.000 kWh	229.000.000 kWh	<b>20.660.000 kWh</b>
Jahreshöchstlast	44.000 kW	28.500 kW	<b>15.500 kW</b>
Vollbenutzungsstunden	5.680 h/a	8.033 h/a	<b>1.333 h/a</b>
Jährliche Gesamtkosten	19.900.000 €	17.565.000 €	<b>2.335.000 €</b>
Stromgestehungskosten	7,97 Ct/kWh	7,67 Ct/kWh	<b>11,30 Ct/kWh</b>
Netzentgelte pro Jahr	5.300.000 €	3.500.000 €	<b>1.800.000 €</b>

Bedingung 1:  $A_{\text{kap,Gas,vO},2015} \leq vNE_{4,2015} \rightarrow 883.000 \text{ €} \leq 1.800.000 \text{ €} \rightarrow$  erfüllt

Bedingung 2:

$K_{\text{betrGas,vO},2015} + K_{\text{ver,Gas,vO},2015} \leq K_{\text{VB},2015} \rightarrow 8,14 \text{ Ct/kWh} \leq 11,30 \text{ Ct/kWh} \rightarrow$  erfüllt

## Dezentrale Spitzenlasterzeugung vs. ~~Bezug aus dem vorgelagerten Netz~~

$$\text{Bedingung 1: } A_{\text{kap,Gas,vO}} \leq vNE_{4,t}$$

$$\text{Bedingung 2: } K_{\text{betrGas,vO}} + K_{\text{ver,Gas,vO}} \leq K_{\text{VB}}$$

	Variante: Vollbezug	Variante: MinLoad-Bezug	Spitzenlast
Jahresstrommenge	249.660.000 kWh	229.000.000 kWh	<b>20.660.000 kWh</b>
Jahreshöchstlast	44.000 kW	28.500 kW	<b>15.500 kW</b>
Vollbenutzungsstunden	5.680 h/a	8.033 h/a	<b>1.333 h/a</b>
Jährliche Gesamtkosten	19.900.000 €	17.565.000 €	<b>2.335.000 €</b>
Stromgestehungskosten	7,97 Ct/kWh	7,67 Ct/kWh	<b>11,30 Ct/kWh</b>
Netzentgelte pro Jahr	5.300.000 €	3.500.000 €	<b>1.800.000 €</b>

$$\text{Bedingung 1: } A_{\text{kap,Gas,vO,2015}} \leq vNE_{4,2015} \rightarrow 883.000 \text{ €} \leq 1.800.000 \text{ €} \rightarrow \text{erfüllt}$$

Bedingung 2:

$$K_{\text{betrGas,vO,2015}} + K_{\text{ver,Gas,vO,2015}} \leq K_{\text{VB,2015}} \rightarrow 8,14 \text{ Ct/kWh} \leq 11,30 \text{ Ct/kWh} \rightarrow \text{erfüllt}$$

### Dezentrale Spitzenlasterzeugung Einsatz Gaskraftwerk vs. Einsatz erneuerbarer Energien

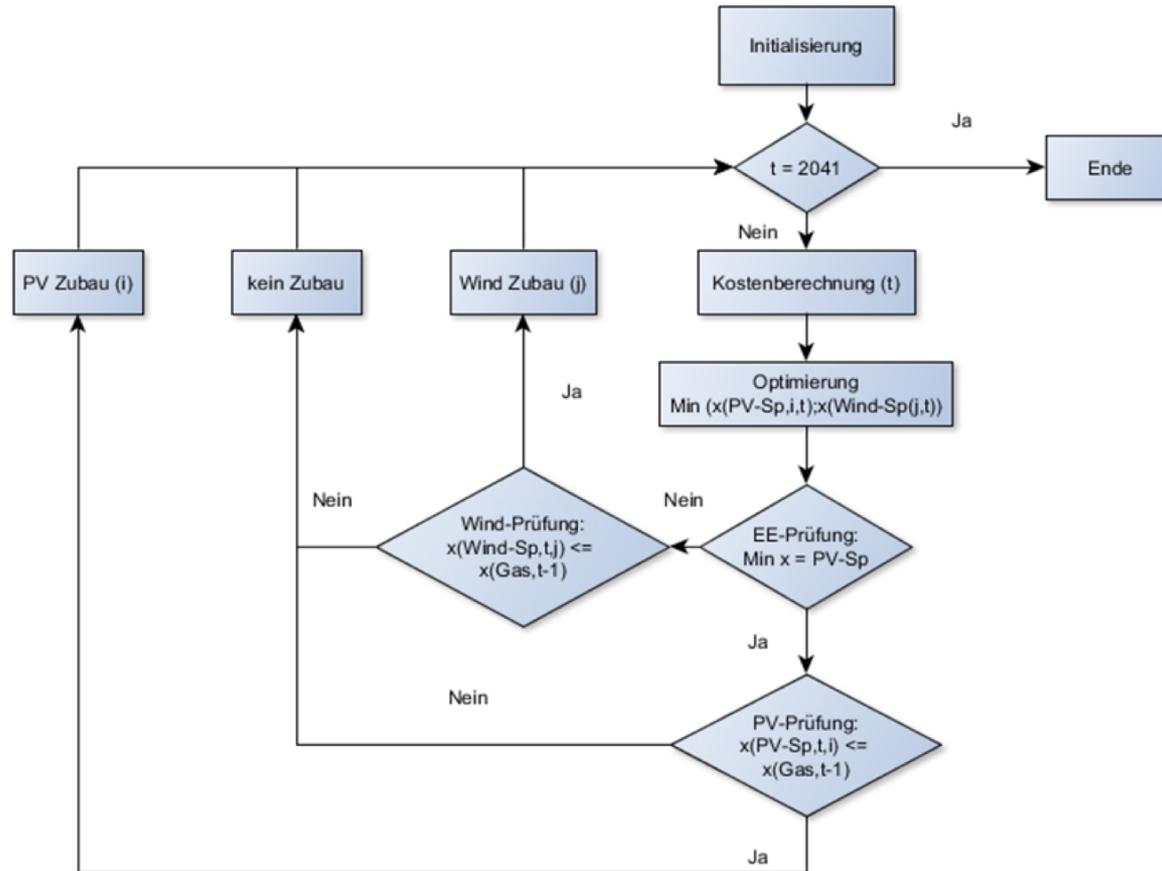
$$\text{Bedingung 3: } x_{\text{Min}} (\text{EE-SL}_t) \leq K_{\text{betrGas,vO}} + K_{\text{ver,Gas,vO}}$$

$$x (\text{EE-SL}_t) = \frac{X (\text{EE}_t) - X (\text{Rück}_t)}{Q (\text{EE-SL}_t)}$$

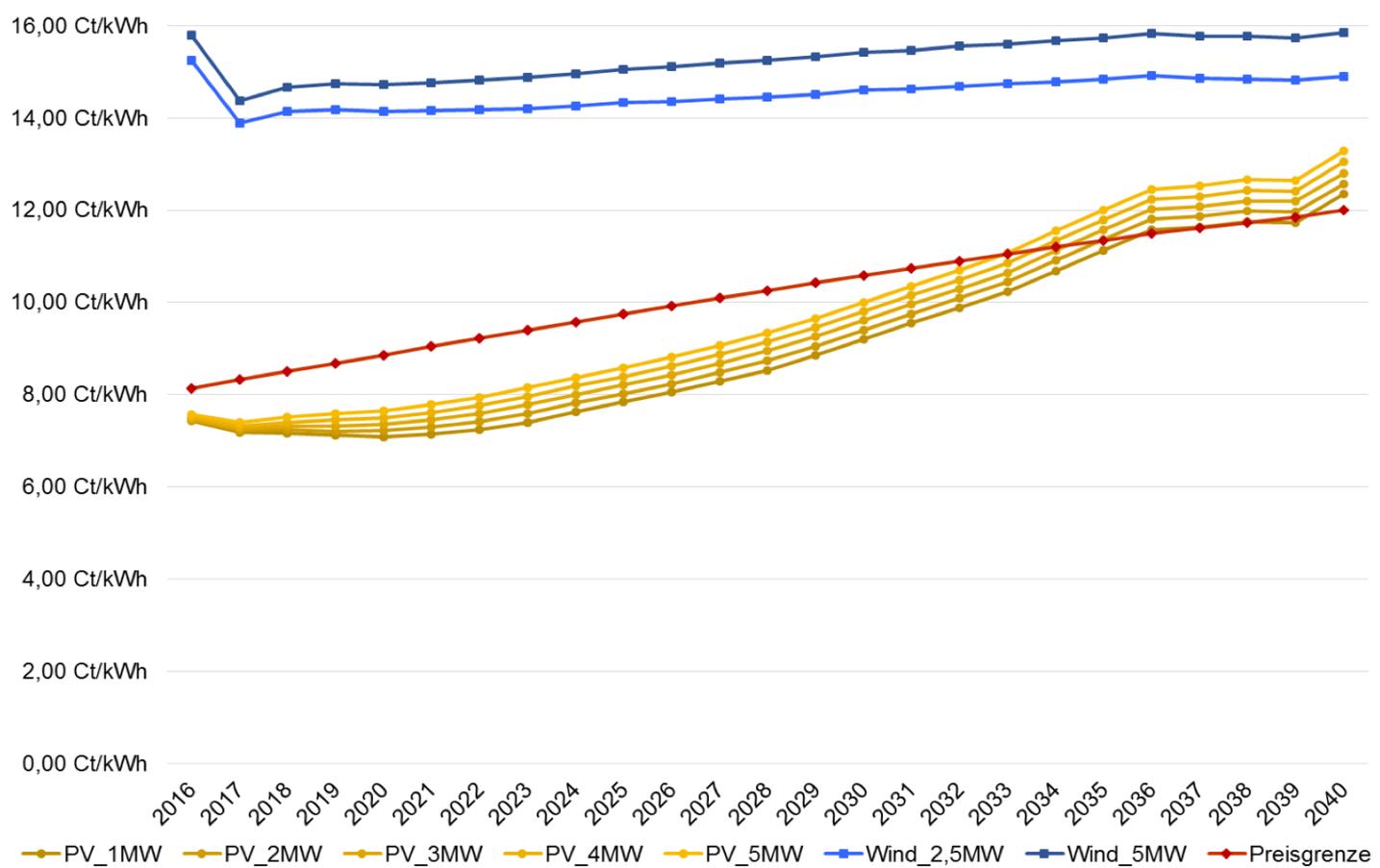
Rüchspreispreis 2016: 5,11 Ct/kWh

EE: 33,6 % \* 0 Ct/kWh + Gas: 66,4 % \* 7,67 Ct/kWh

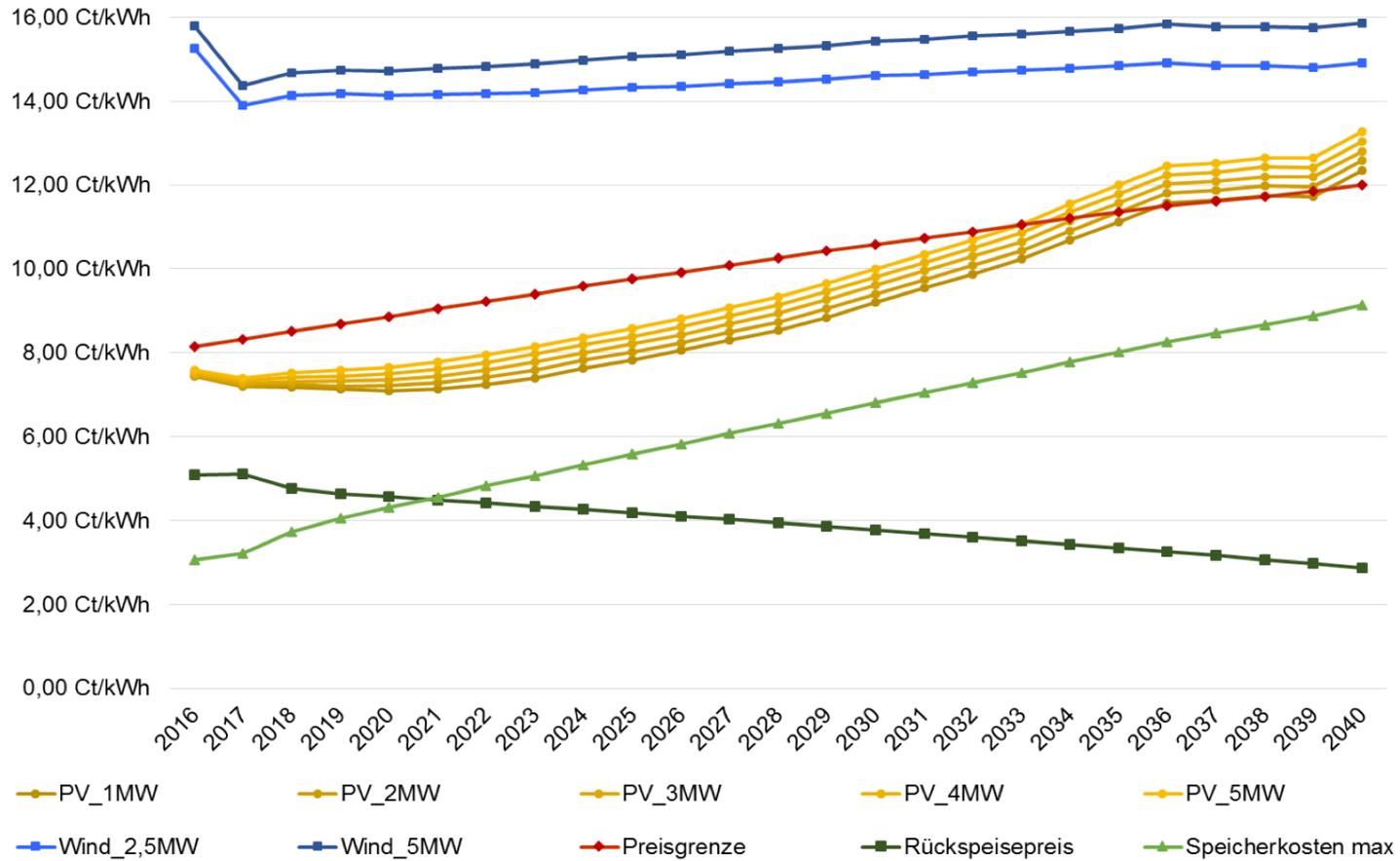
# Modellschritt 2: Erneuerbare Energien



# Modellschritt 2: Erneuerbare Energien

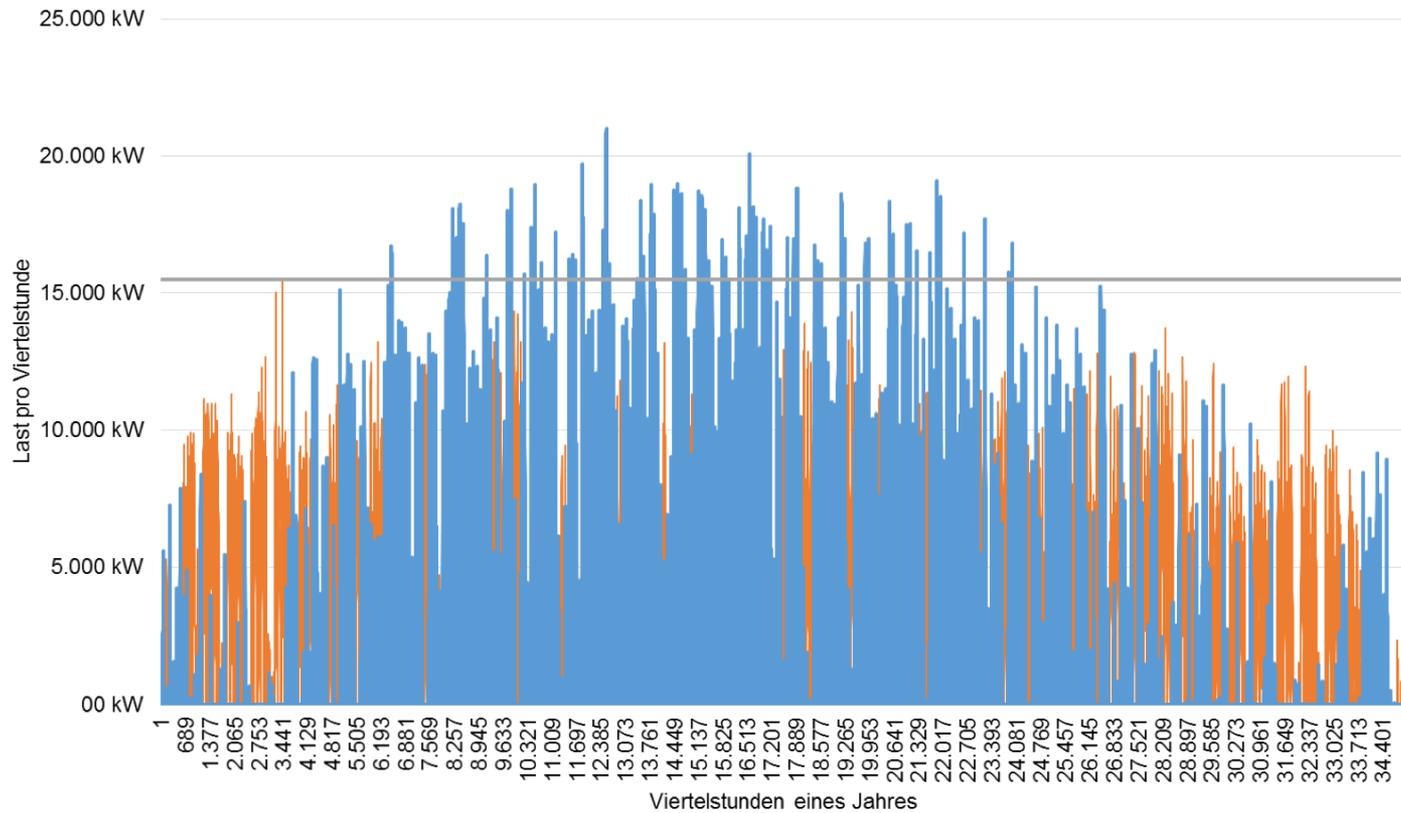


# Modellschritt 2: Erneuerbare Energien

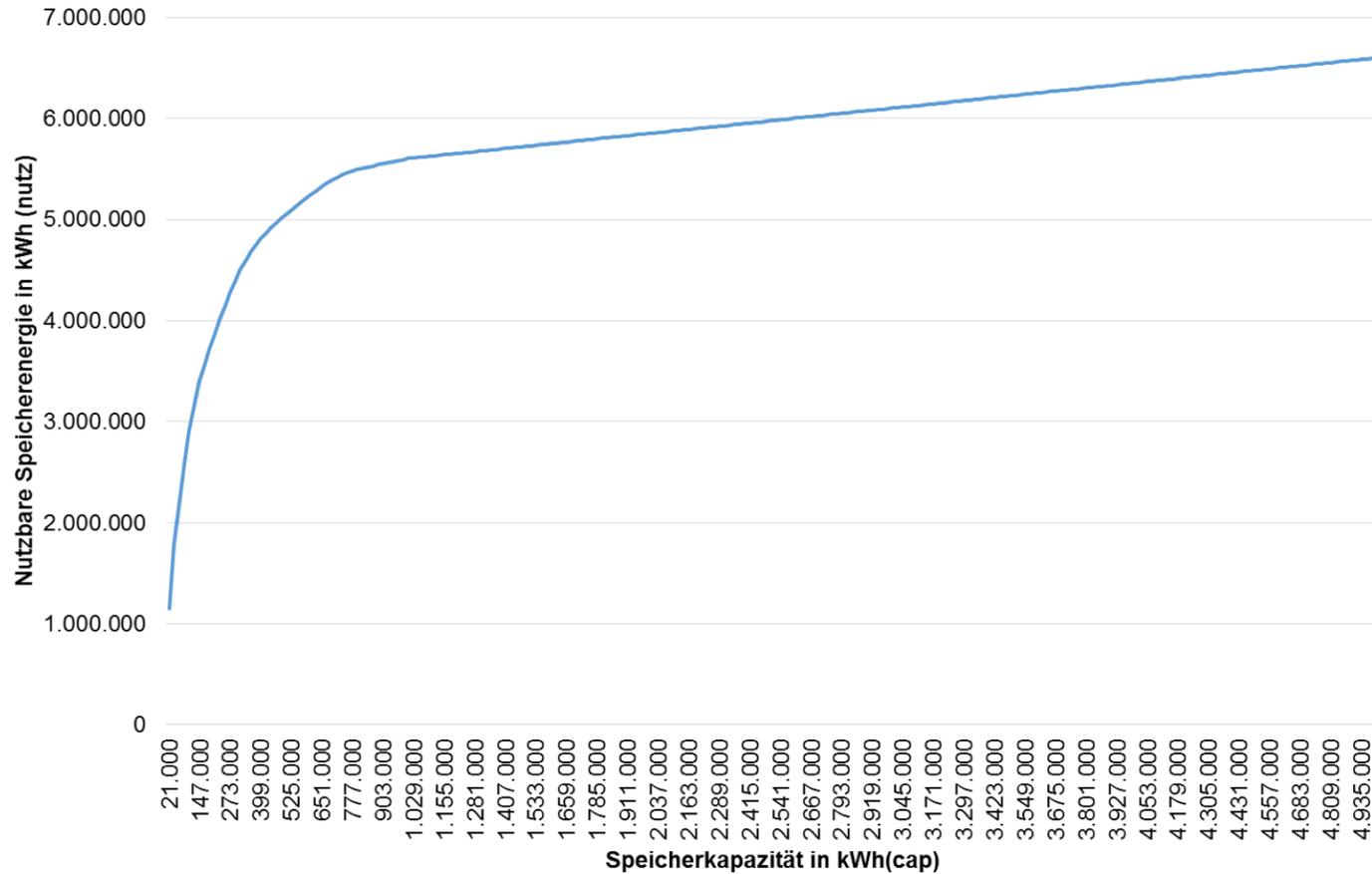


# Modellschritt 2: Ergebnisdarstellung

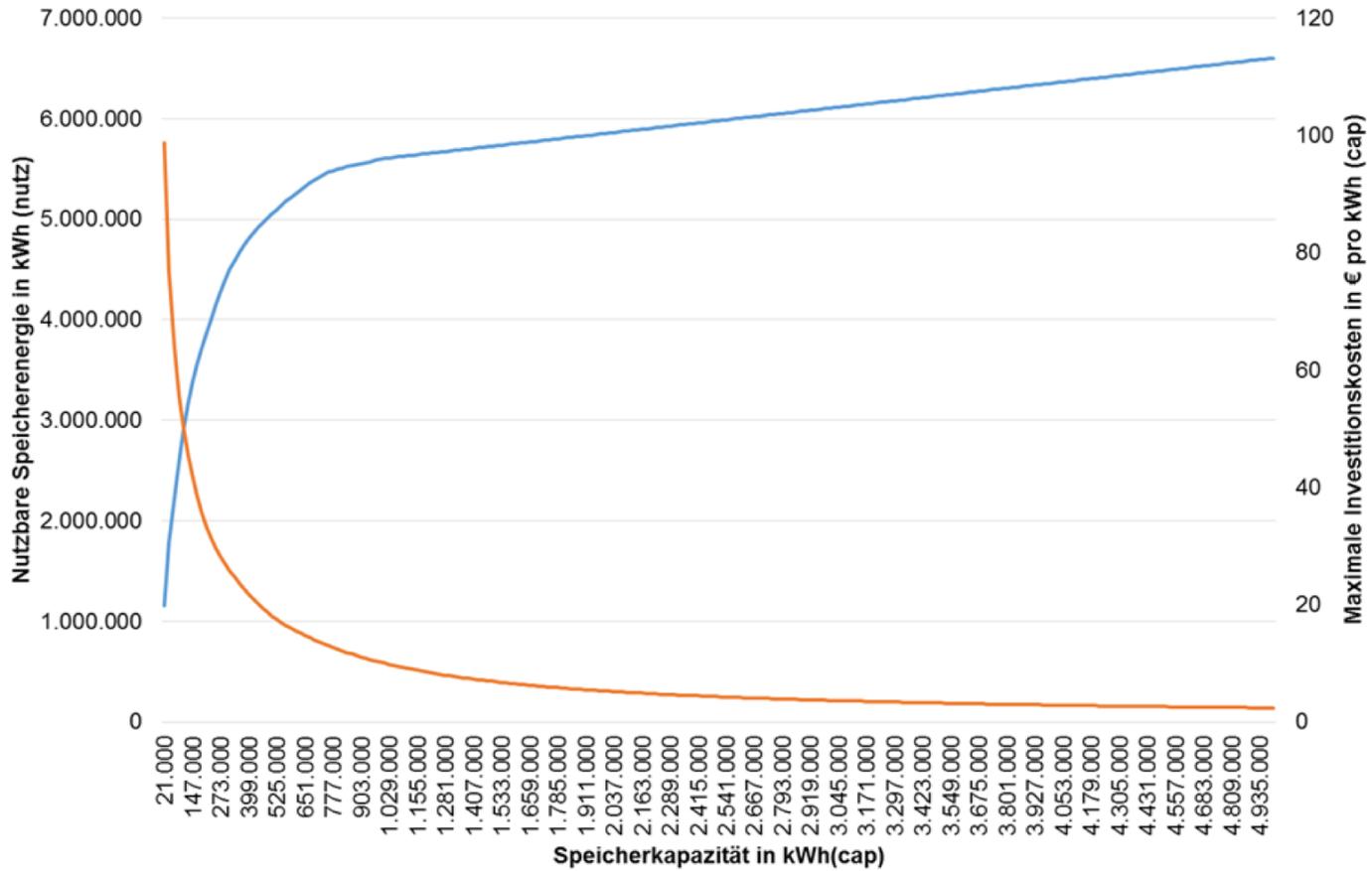
Ergebnis der Simulation aus Schritt 2: Abdeckung der Restlast vor Ort durch Zubau von 21.000 kW PV-Leistung



# Speichereinsatz



# Speichereinsatz



- Speicherpreise passen aktuell nicht mit den maximalen Investitionskosten zusammen → Entwicklung abwarten
- Erneuerbare Energien können wirtschaftlich in die Verteilnetze integriert werden
- Netzausbau sollte genau analysiert werden → dezentrale Varianten möglicherweise kostengünstiger

**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!**

**Fragen?**

Marlene Gruber, M. Sc. (TUM)

Fachgebiet Betriebswirtschaftslehre Nachwachsender Rohstoffe

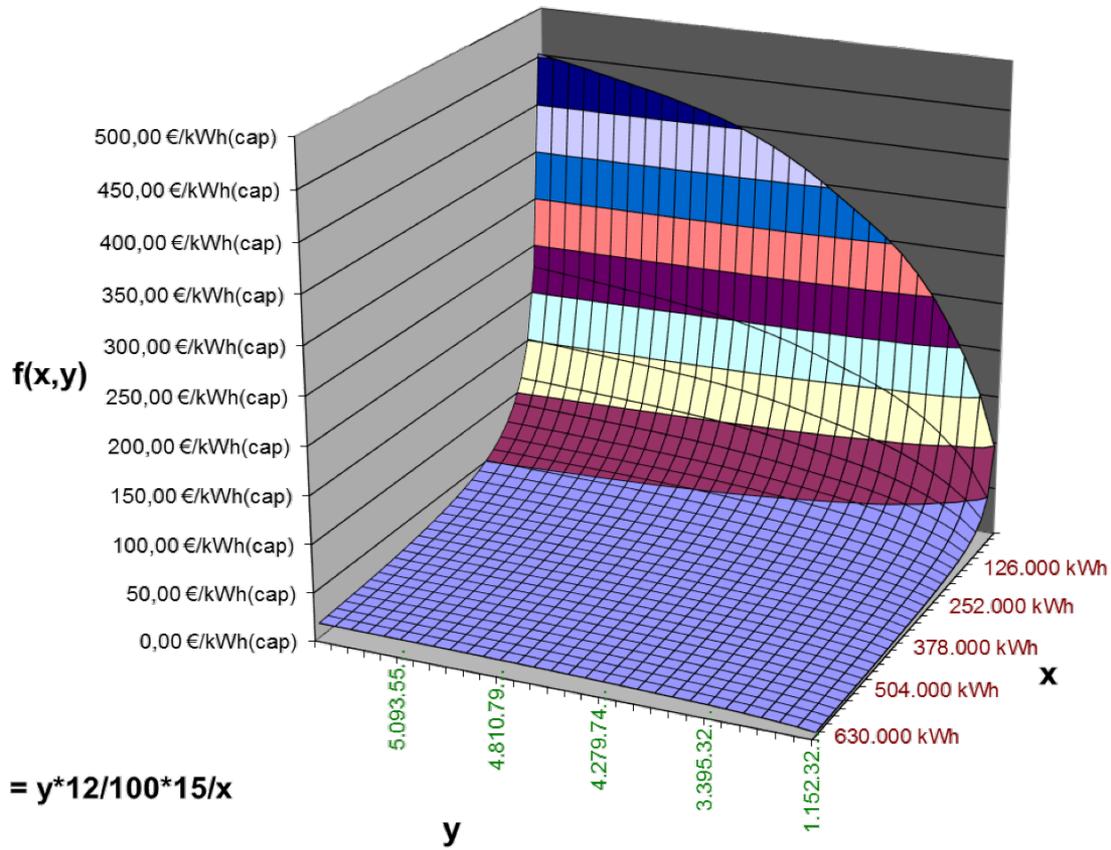
TUM Campus Straubing für Biotechnologie und Nachhaltigkeit

Petersgasse 18

D-94315 Straubing

Tel.	+49 9421 187 264
Fax	+49 9421 187 211
Email	<a href="mailto:m.gruber@wz-straubing.de">m.gruber@wz-straubing.de</a>
Internet	<a href="http://www.cs.tum.de">www.cs.tum.de</a>





$f(x, y) = y \cdot 12 / 100 \cdot 15 / x$

y