

Power to Hydrogen

Ein geeigneter Ansatz zur Vermeidung von solarstromverursachten
Netzengpässen?

Prof. Dr. Thomas Kienberger

Outline:

1. Österreichische Ziele zur Energiewende:
#mission 2030 und ihre Herausforderungen

2. Power to Gas zur Netzentlastung: Konkrete
Problemstellung und methodische Herangehensweise

3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Outline:

- 1.** Österreichische Ziele zur Energiewende:
#mission 2030 und ihre Herausforderungen
- 2.** Power to Gas zur Netzentlastung: Konkrete
Problemstellung und methodische Herangehensweise
- 3.** Ergebnisse und Schlussfolgerungen

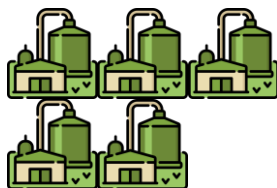
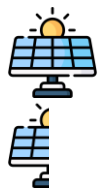
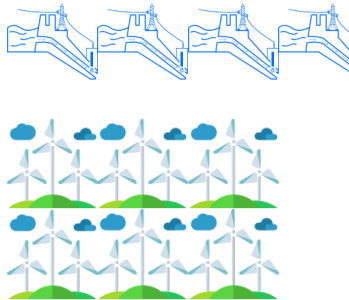
#Mission2030

**Zeithorizont:
10 Jahre!**

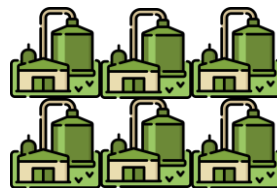
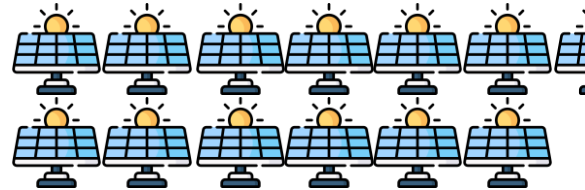
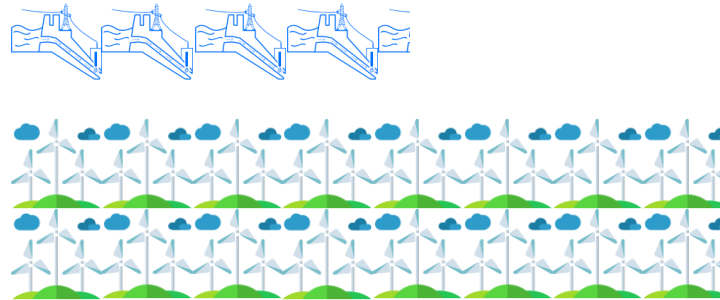
Ausbau eines Großteils der Erneuerbaren technischen Strompotentiale

Ein Ziel: 100% Erneuerbarer Strom, bilanziert über ein Jahr.

2018



2030



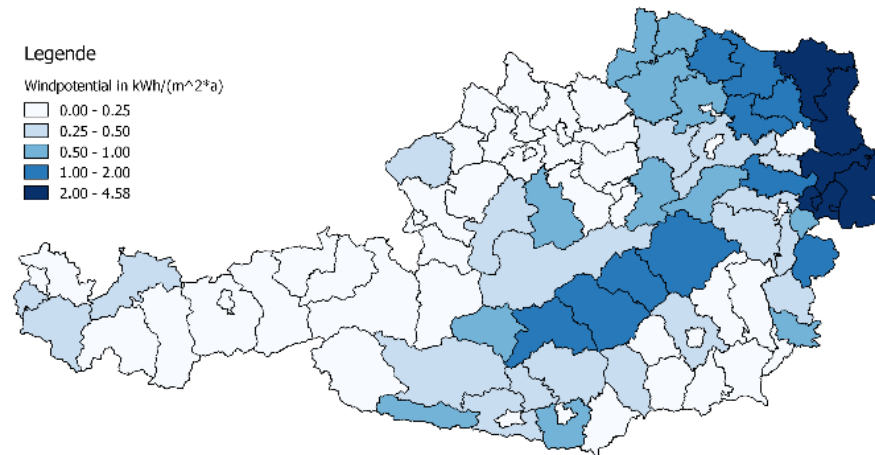
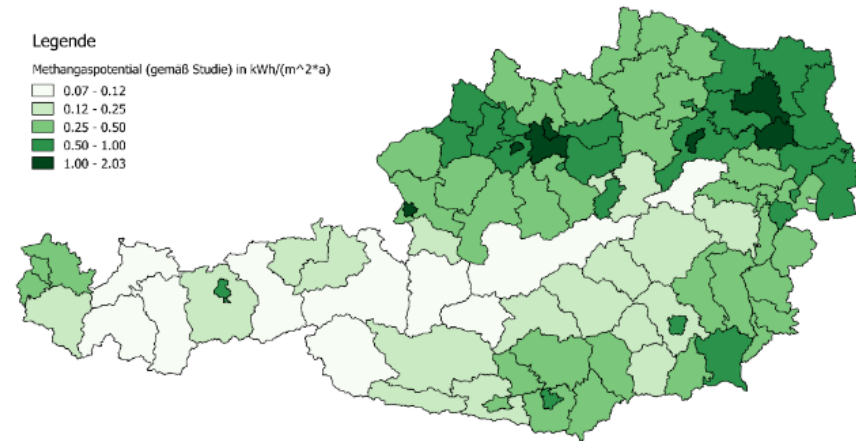
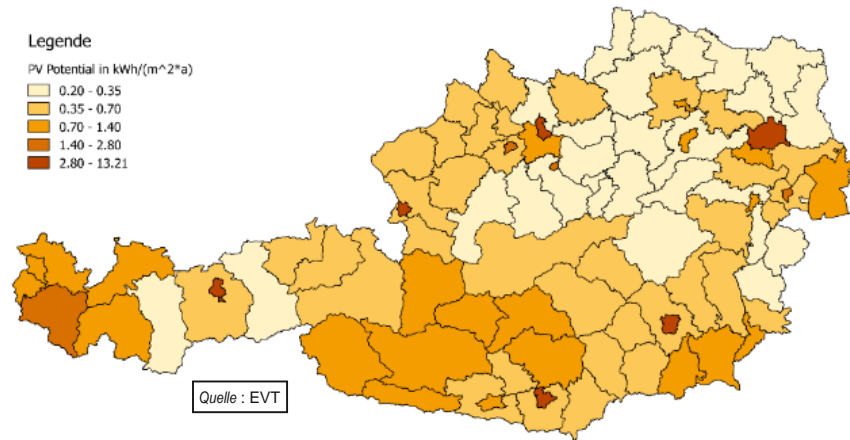
**#mission2030:
+27 TWh
Erneuerbarer Strom**

Source : EVT

-  ≙ 10 TWh
-  ≙ 1 TWh
-  ≙ 1 TWh
-  ≙ 1 TWh

#Mission2030

Ausbau eines Großteils der Erneuerbaren
technischen Strompotentiale



*Flächenaufgelöste technische erneuerbare
Potentiale für*

- Biomasse
- PV (Dach und Freifläche)
- Wind

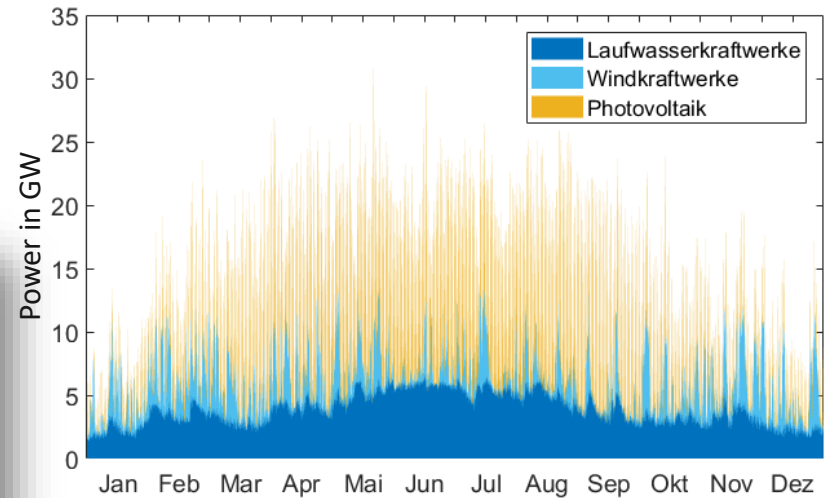
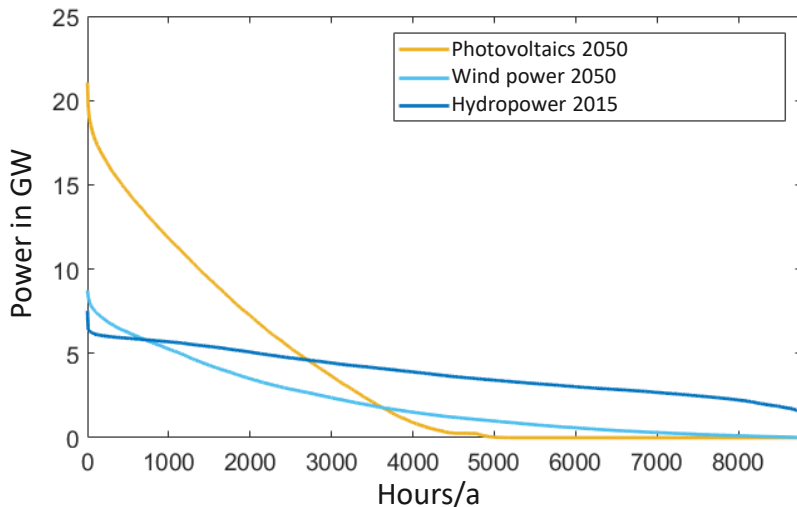
#Mission2030

Ausbau eines Großteils der Erneuerbaren technischen Strompotentiale

- Inländische Strompotentiale sind größtenteils dezentral und räumlich ziemlich verteilt
- ...und (außer Biomasse) zeitlich gesehen volatil

Potentiale

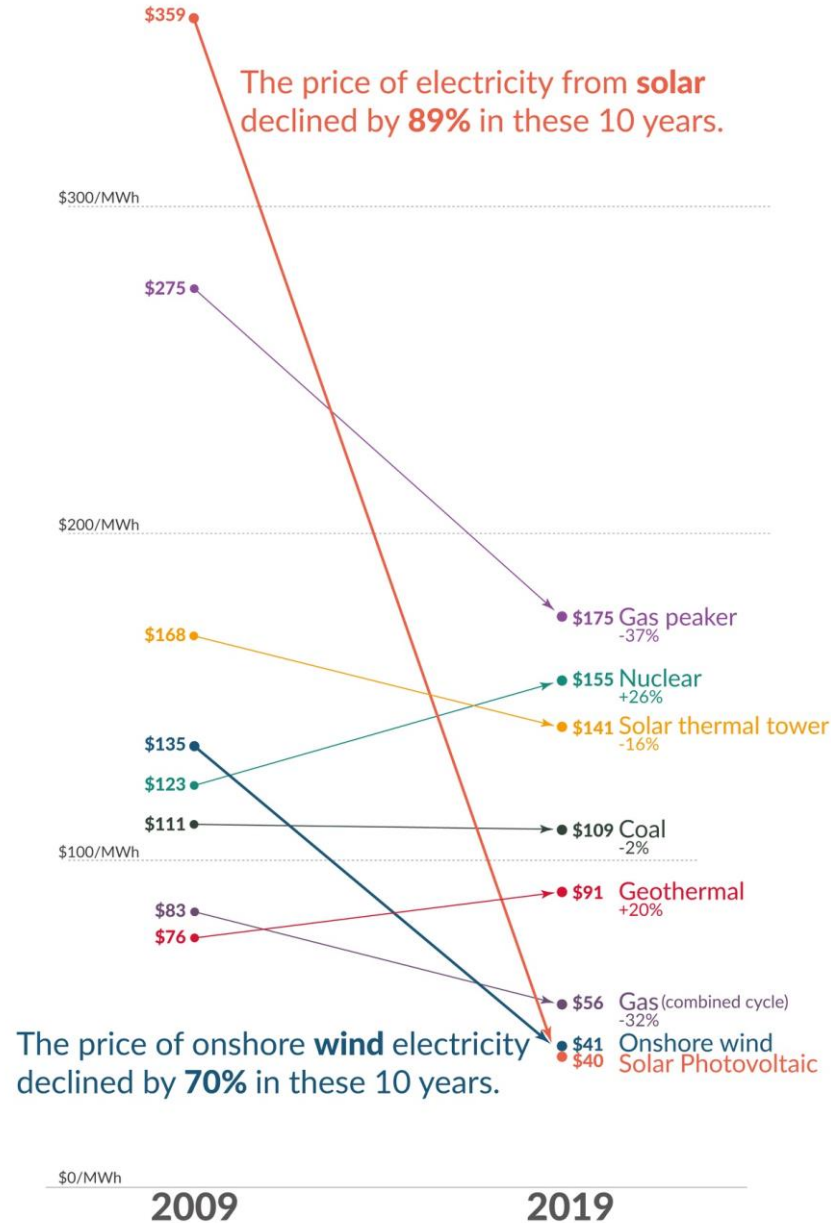
- *PV auf Dach- und Freiflächen*
- *Wind-power*
- *Hydro-power*



Source: Renewables4Industry: Sejkora, Christoph; Kienberger, Thomas (2018)

The price of electricity from new power plants

Electricity prices are expressed in 'levelized costs of energy' (LCOE). LCOE captures the cost of building the power plant itself as well as the ongoing costs for fuel and operating the power plant over its lifetime.



Outline:

1. Österreichische Ziele zur Energiewende:
#mission 2030 und ihre Herausforderungen

2. Power to Gas zur Netzentlastung: Konkrete
Problemstellung und methodische Herangehensweise

3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

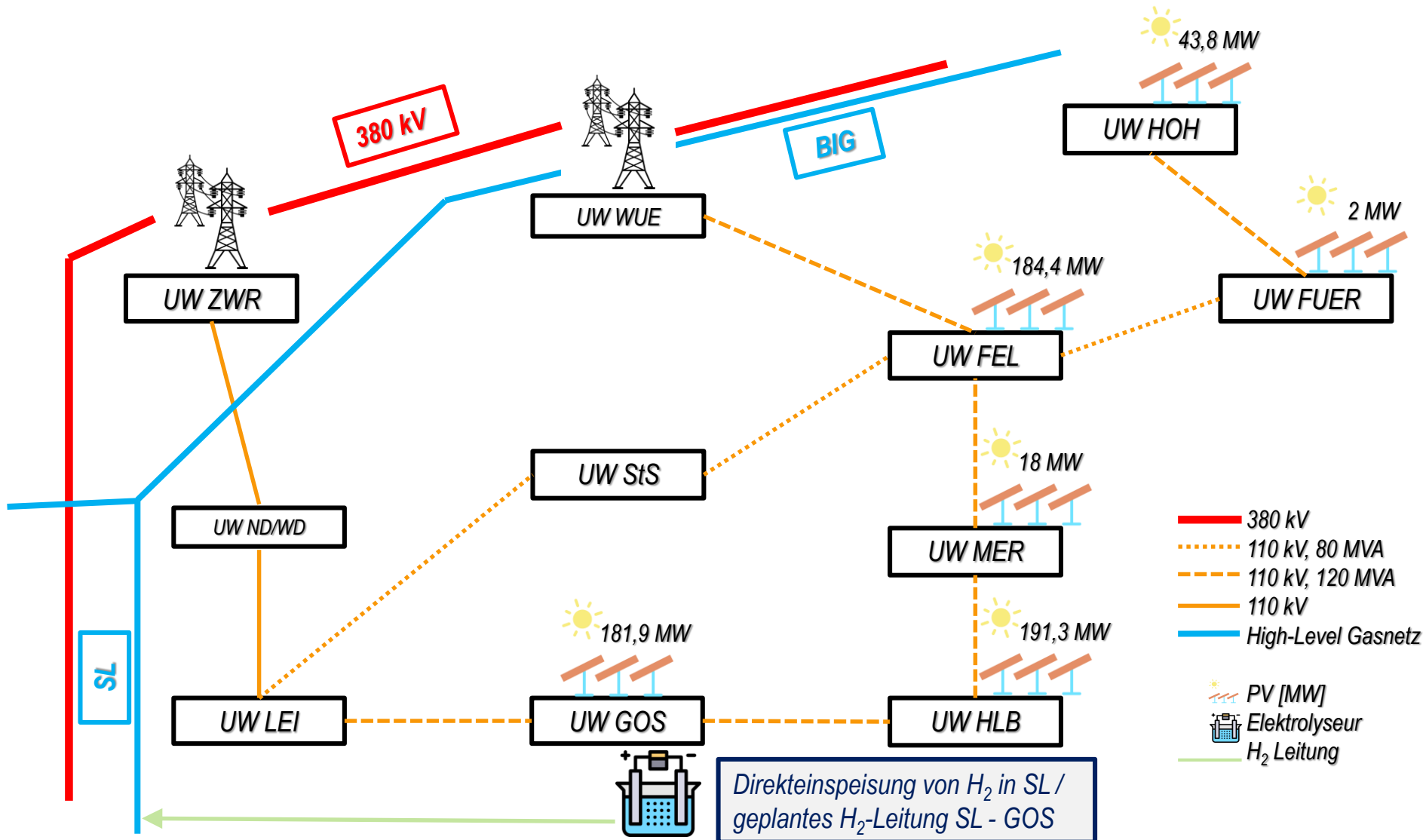
Outline:

1. Österreichische Ziele zur Energiewende:
#mission 2030 und ihre Herausforderungen

2. Power to Gas zur Netzentlastung: Konkrete
Problemstellung und methodische Herangehensweise

3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

zentraler PEM Elektrolyseur zur Reduktion von PV-Lastspitzen im 110 kV Netz



des PEM-Elektrolyseurs über negative Residuallasten

$$P_{Res}(t) = P_{Load}(t) - (P_{Volat.}(t) + P_{CHP}(t))$$

Residuallast: Last – ungesteuerter Erzeugung (PV)

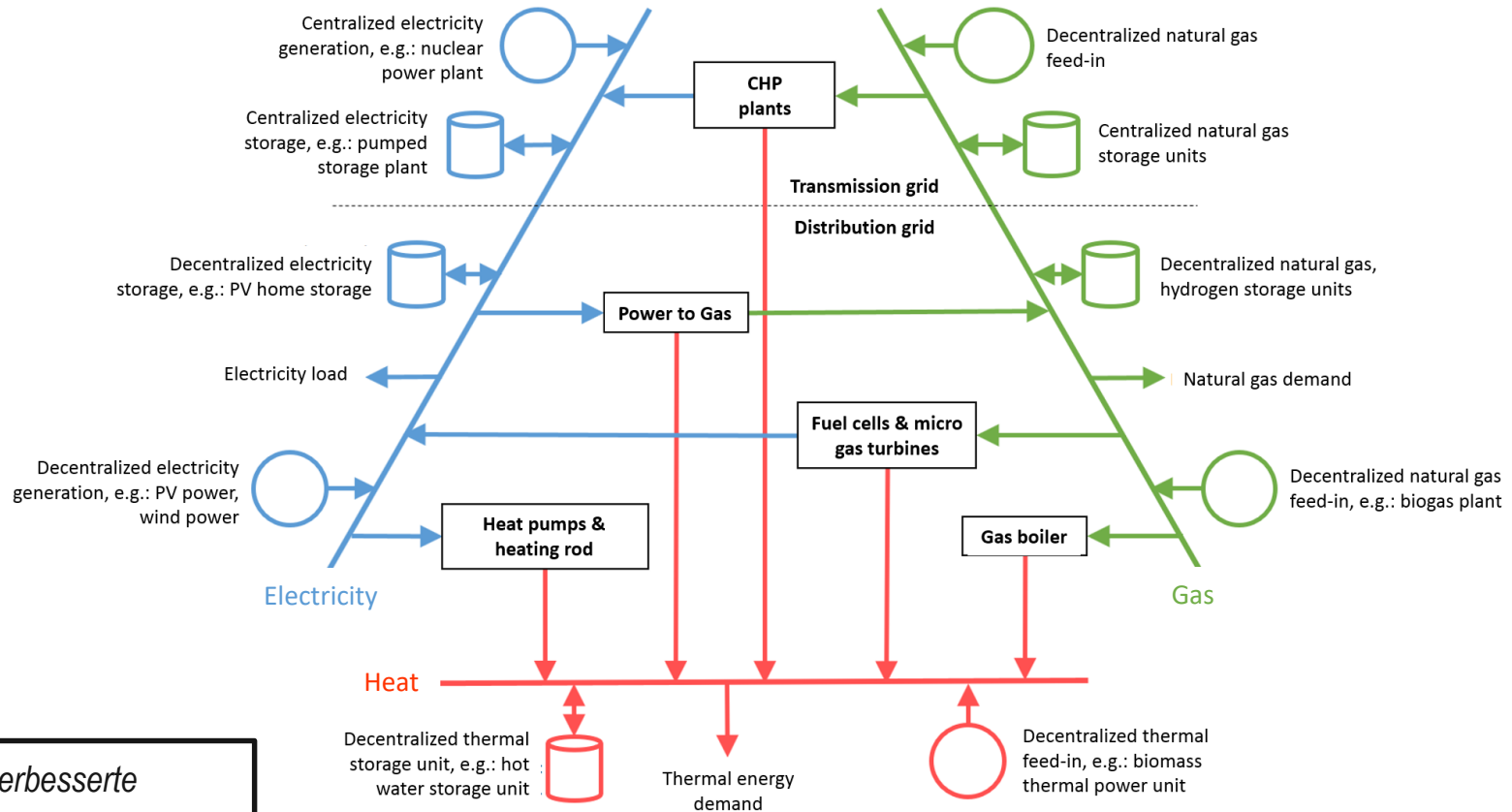
- *Positive Residuallasten: Last wird nicht durch PV-Erzeugung gedeckt*
- *Negative Residuallasten: PV-Überschuss*

- **Strategie 1:** Berücksichtigung der Residuallast des gesamten Netzgebiets
- **Strategie 2:** Berücksichtigung der Residuallast in den Umspannwerken GOS und HLR

Anmerkung:

Besonderes interessant erscheinen Ansätze, die eine netzdienliche Steuerung mit einer Steuerung mittels Marktpulsen (Strompreise an der Börse) kombinieren.

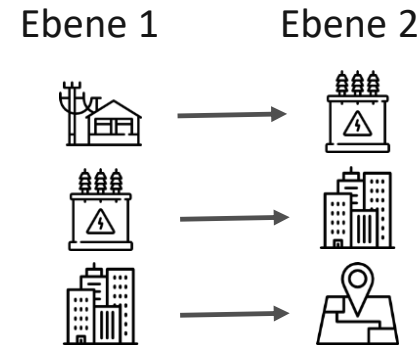
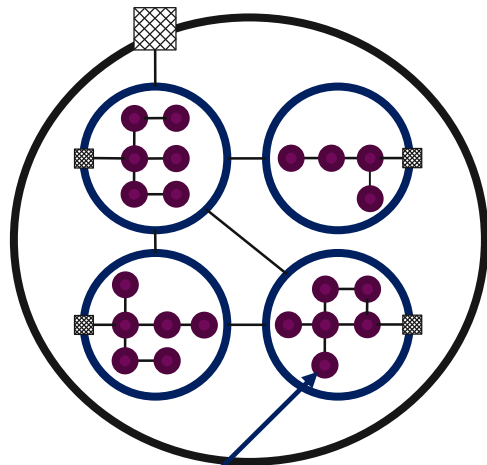
Softwareframework zur lastflussberechnungsunterstützten Untersuchung von Multi-Energy-Systemen



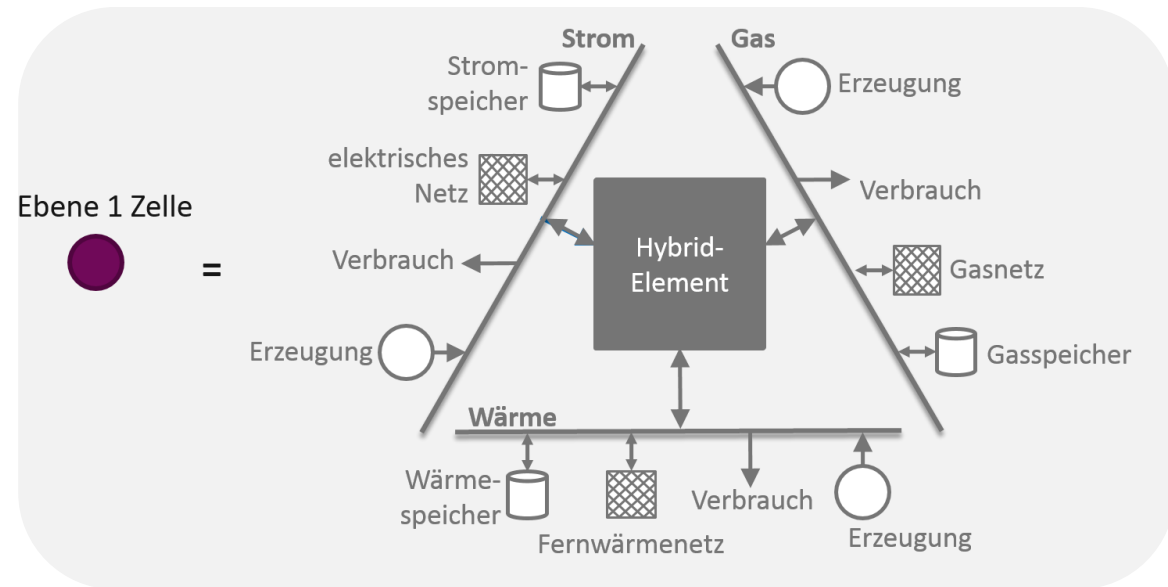
*Erlauben verbesserte
Integration von
Erneuerbaren z.B. durch
netzdienlichen Betrieb und
saisonale Speicherung.*

*Multi-Energy-Systems: Energiesysteme die die unterschiedliche
wirtschaftliche Sektoren (Elektrizität, Gas, Verkehr, Wärme..) über
netzgebundene Energieträger koppeln.*

Softwareframework zur lastflussberechnungsunterstützten Untersuchung von Multi-Energy-Systems



Level 1 Zelle:



HyFlow:

- Verschiedene Optionen zur Steuerung der Hybridelemente möglich
- Berechnung der Lastflüsse aller beteiligten Energieträger

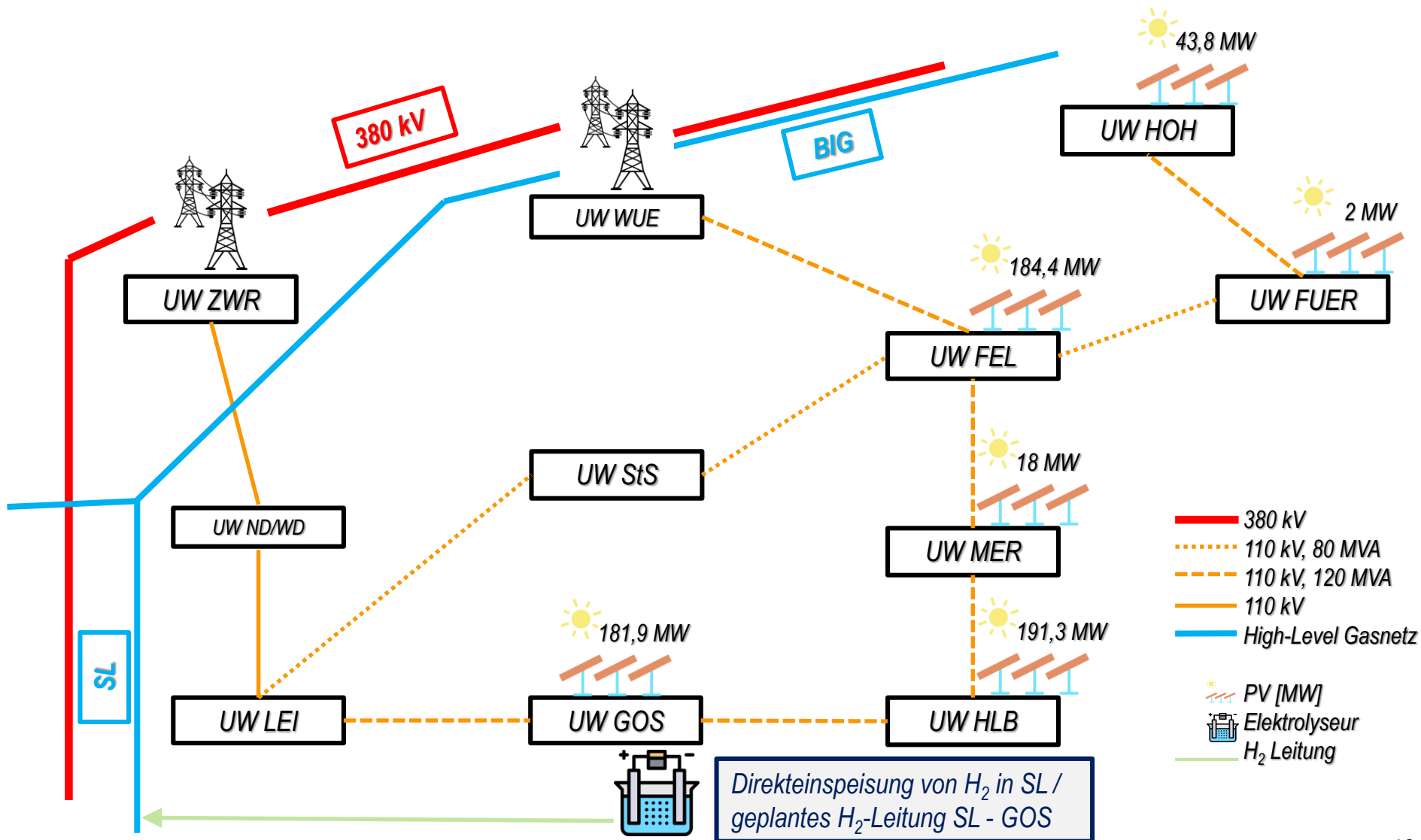
Outline:

1. Österreichische Ziele zur Energiewende:
#mission 2030 und ihre Herausforderungen

2. Power to Gas zur Netzentlastung: Konkrete
Problemstellung und methodische Herangehensweise

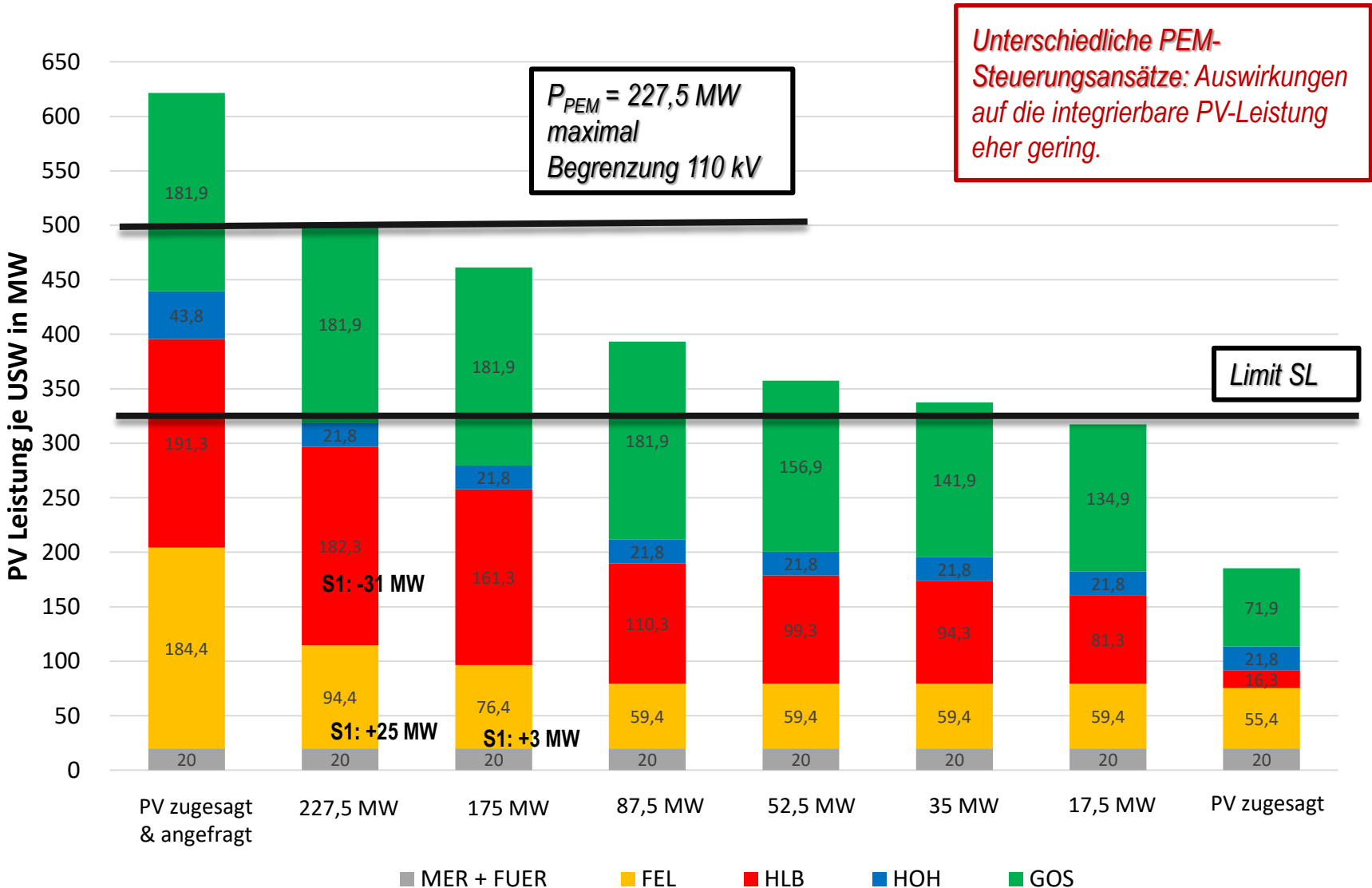
3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Wiederholung: untersuchter Netzausschnitt



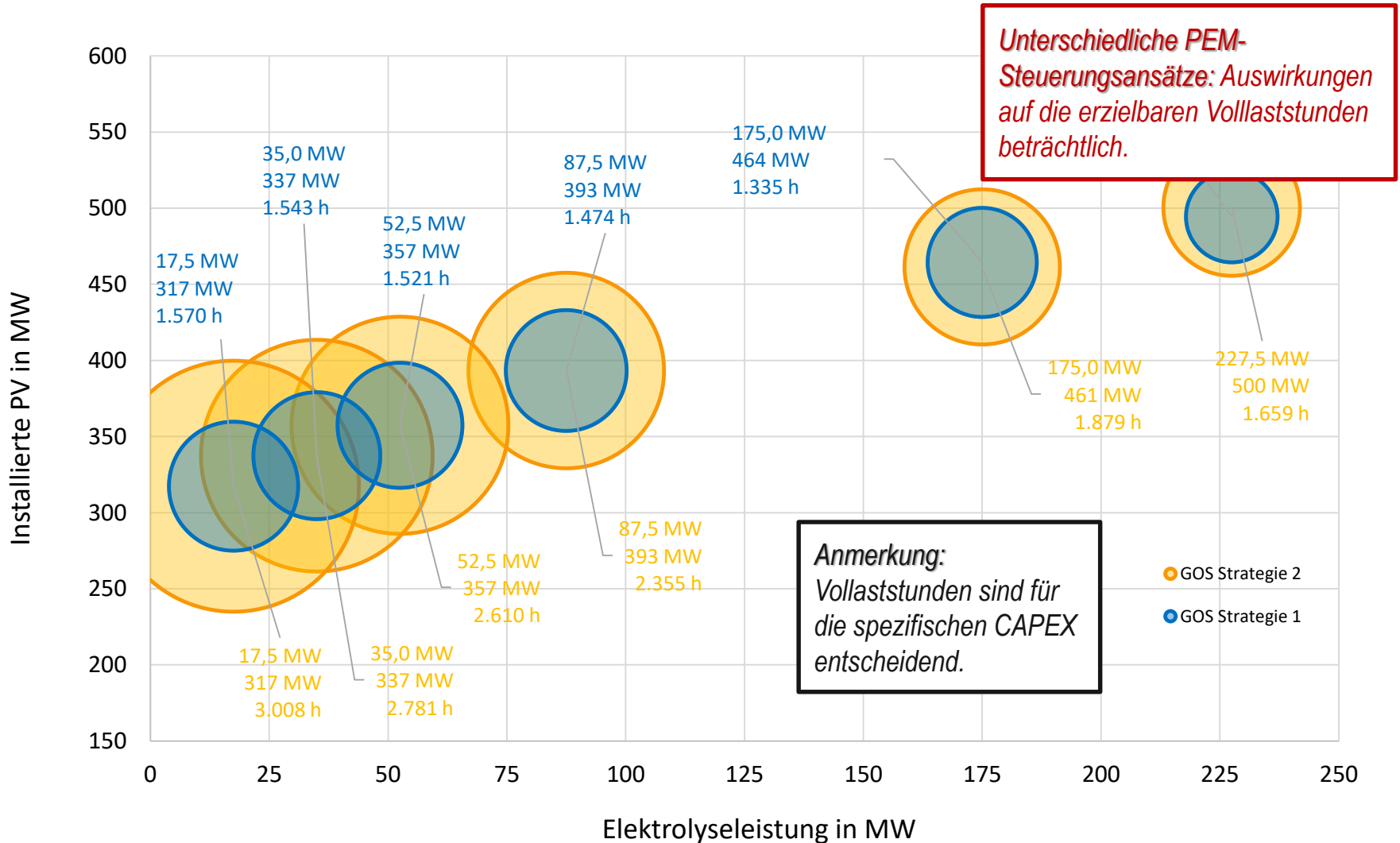
Netzentlastung

PV Ausbau je USW in Abhängigkeit der Elektrolyseurleistung



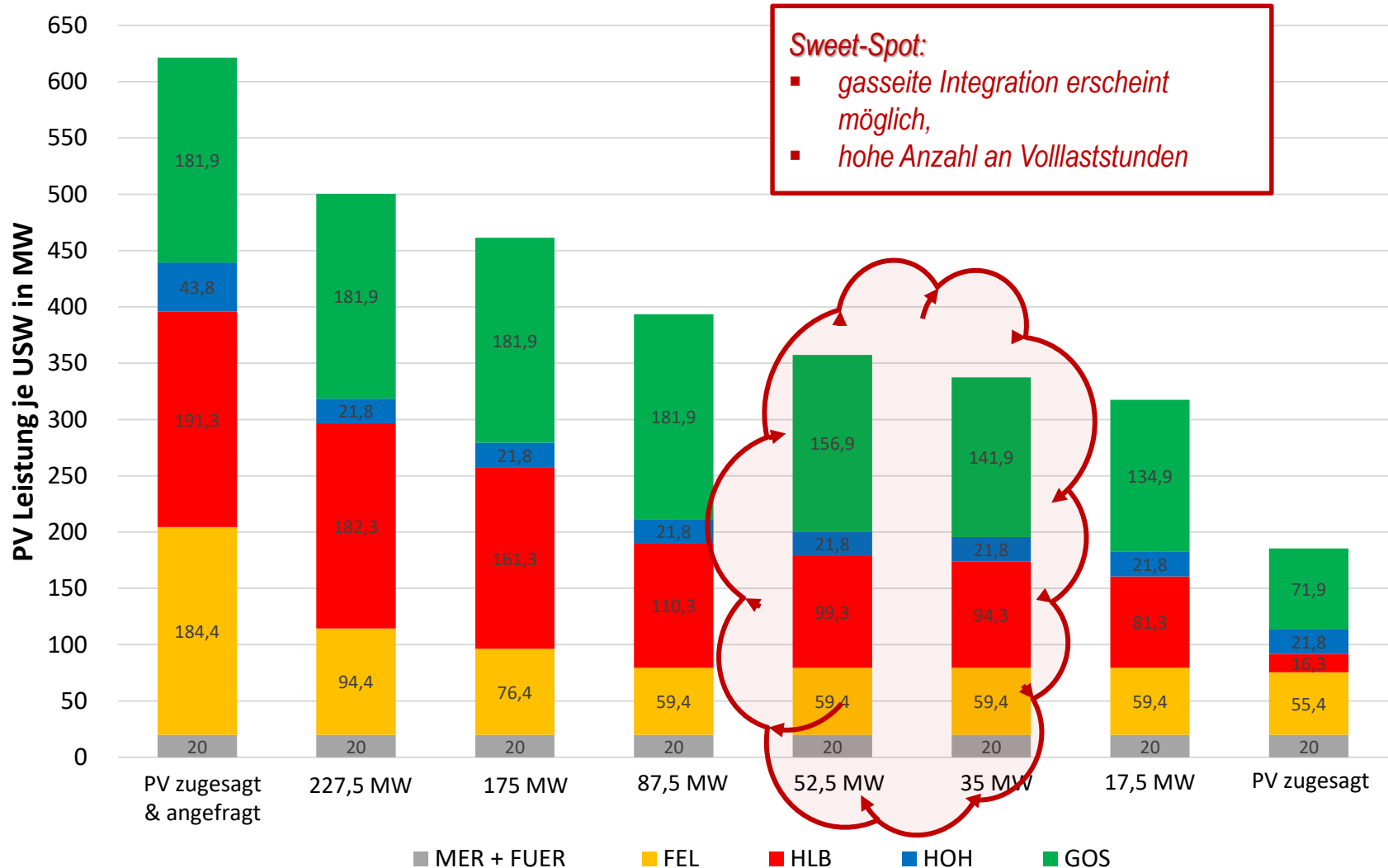
Netzentlastung

Elektrolyseur-Volllaststunden in Abhängigkeit der installierten PV



Netzentlastung

PV Ausbau je USW in Abhängigkeit der Elektrolyseurleistung



techno-ökonomische Analyse

Vergleich der Betriebsdaten im Sweet-Spot

Szenario, Elektrolyseur Leistung, Standort	35 MW GOS	52,5 MW GOS
zusätzliche PV-Leistung	152 MW	172 MW
Volllaststunden Elektrolyseur pro Jahr ¹⁾	2.770 h	2.598 h
Strombedarf Elektrolyseur pro Jahr	97,0 GWh	136,4 GWh
Erzeugte Menge Wasserstoff pro Jahr ²⁾	20,7 Mio. Nm ³ ≅ 72,7 GWh	29,2 Mio. Nm ³ ≅ 102,3 GWh
max. auskoppelbare Wärme pro Jahr ³⁾	bis zu 19,4 GWh	bis zu 27,3 GWh

Über die Hälfte der angefragten PV-Leistung.

Verhältnis PV/PEM:

- 4,3
- 3,3

Entspricht dem Wärmebedarf (10 MWh/a) von

- 1940
- 2730

Haushalten. Das würde des im betrachteten Gebiet halbwegs darstellen lassen...

$$^1) \text{ Volllaststunden} = \frac{W_{el}}{P_{el}}$$

W_{el} ... zugeführte elektrische Arbeit
 P_{el} ... elektrische Nennleistung

$$^2) \eta_{\text{Elektrolyse}} = 0,75$$

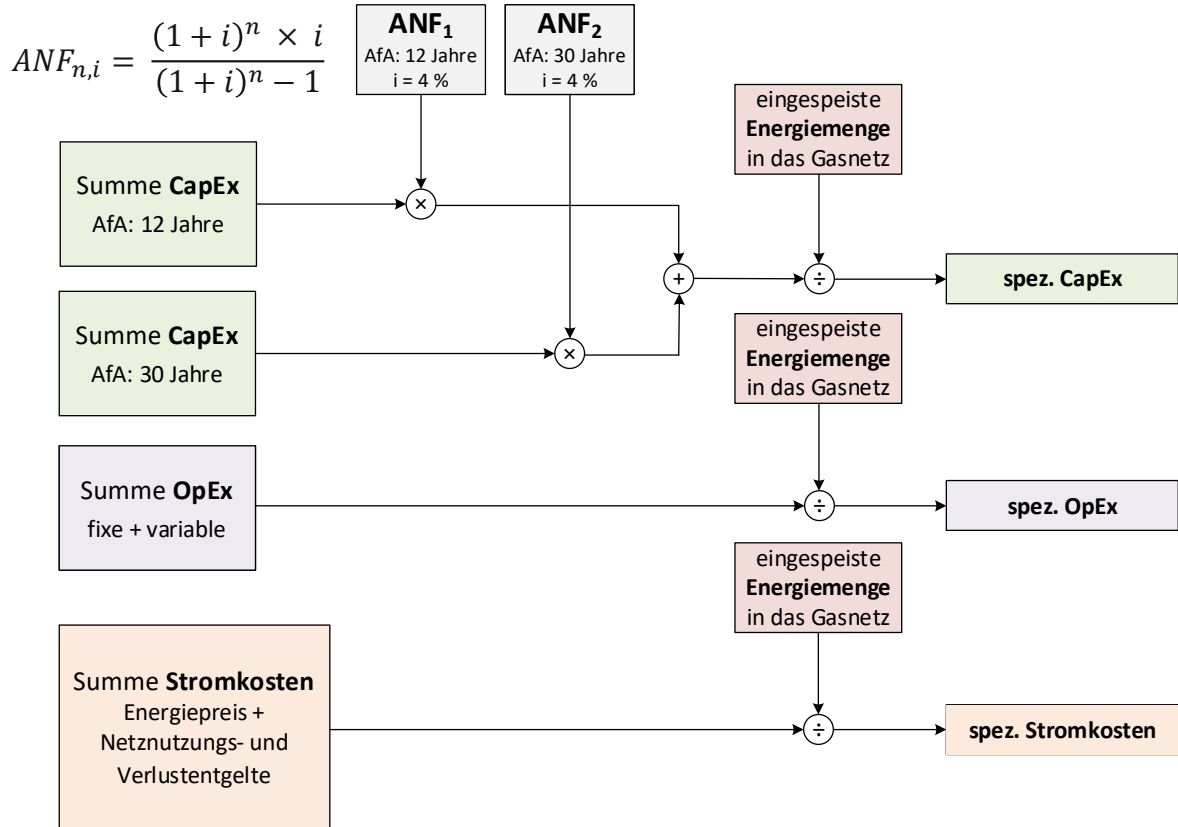
Bezogen auf $BW = 3,5 \text{ kWh/Nm}^3$
 Betriebsweise Elektrolyse: Strategie 2

$$^3) \text{ Niedertemperaturabwärme, Elektrolyseur-Ausgangstemperatur } \sim 65^\circ \text{ C (H-tec PEM)}$$

η_{th} bis zu 20 %

techno-ökonomische Analyse

angewendete Kostenansätze, Preisbasis 2025



CapEx:

- PEM: Abschreibedauer 12a
- Leitungen, Speicher: 30a

Stromkosten für PEM-Bezug:

- Energiekosten: 3 ct/kWh
- Netzkosten NE3: 1,15 ct/kWh

Anlagentyp	CapEx	OpEx	
		fix	variabel
PEM Elektrolyse	800 €/kW _{el}	3 %/a CapEx	---
H ₂ -Leitung	500 €/m	1 €/(m · a)	---
H ₂ -Speicher	50 €/Nm ³	1,5 %/a CapEx	---
Wasserstoff	1.500 €/kW _{el}	2,5 %/a CapEx	7e ⁻³ P _{VD} · h _{voll}

techno-ökonomische Analyse

Ergebnisse: Investitionskosten sowie LCOH

Anlagentyp	35 MW	52,5 MW
H ₂ -Einspeisemenge	72,7 GWh	102,3 GWh
Elektrolyse	28 Mio. €	42. Mio. €
H ₂ -Speicher	---	2,6 Mio. € ¹⁾
H ₂ -Leitung	5,5 Mio. €	5,5 Mio. €
H ₂ -Verdichter	645.000 € ²⁾	645.000 € ²⁾
Investitionsbedarf ³⁾	37,1 Mio. €	55,1 Mio. €
spez. CapEx	0,0503 €/kWh _{H₂}	0,0532 €/kWh _{H₂}
spez. OpEx	0,0120 €/kWh _{H₂}	0,0132 €/kWh _{H₂}
spez. Energiekosten	0,0553 €/kWh _{H₂}	0,0553 €/kWh _{H₂}
spez. Gesamtkosten	0,1176 €/kWh_{H₂}	0,1217 €/kWh_{H₂}

In Kostenangabe nicht enthalten:

- Grundstück
- Infrastruktur

¹⁾ Pufferdauer 12 h,
Zu puffernde H₂ Menge 4.300 Nm³/h
²⁾ isentrope Verdichtung,
Verdichtungsverhältnis 1:3

³⁾ Enthaltet Kosten für die
Planung sowie Kosten für den
Bau der Anlage

Fazit

- Investkosten für PEM-basierte Netzentlastung liegt bereits im Bereich des Stromnetzausbaus
- Neue Geschäftsmodelle werden möglich, wenn sektorkoppelnde Umwandlungstechnologien als netzdienliche Elemente eingesetzt werden

Besonders interessant wird es, wenn sich integrierte Geschäftsmodelle realisieren lassen:

- netzdienlich UND marktorientiert
- Nutzung der PEM Abwärme z.B. für industrielle Bedarfe

Nächste Schritte:

- Pilotumsetzung
- Diskussion über zukünftige Regulierungsanreize