

Parameterstudie zur Dimensionierung einer PV- optimierten Wasserstoffversorgungsanlage

Wolfgang Maurer

Agenda

- Motivation und Ziel
- Methode
 - Simulationsmodell
 - Szenario
- Ergebnisse
- Schlussfolgerungen und Ausblick

Motivation und Ziele

- Anlage möglichst genau auf die Kundenbedürfnisse ausgelegt

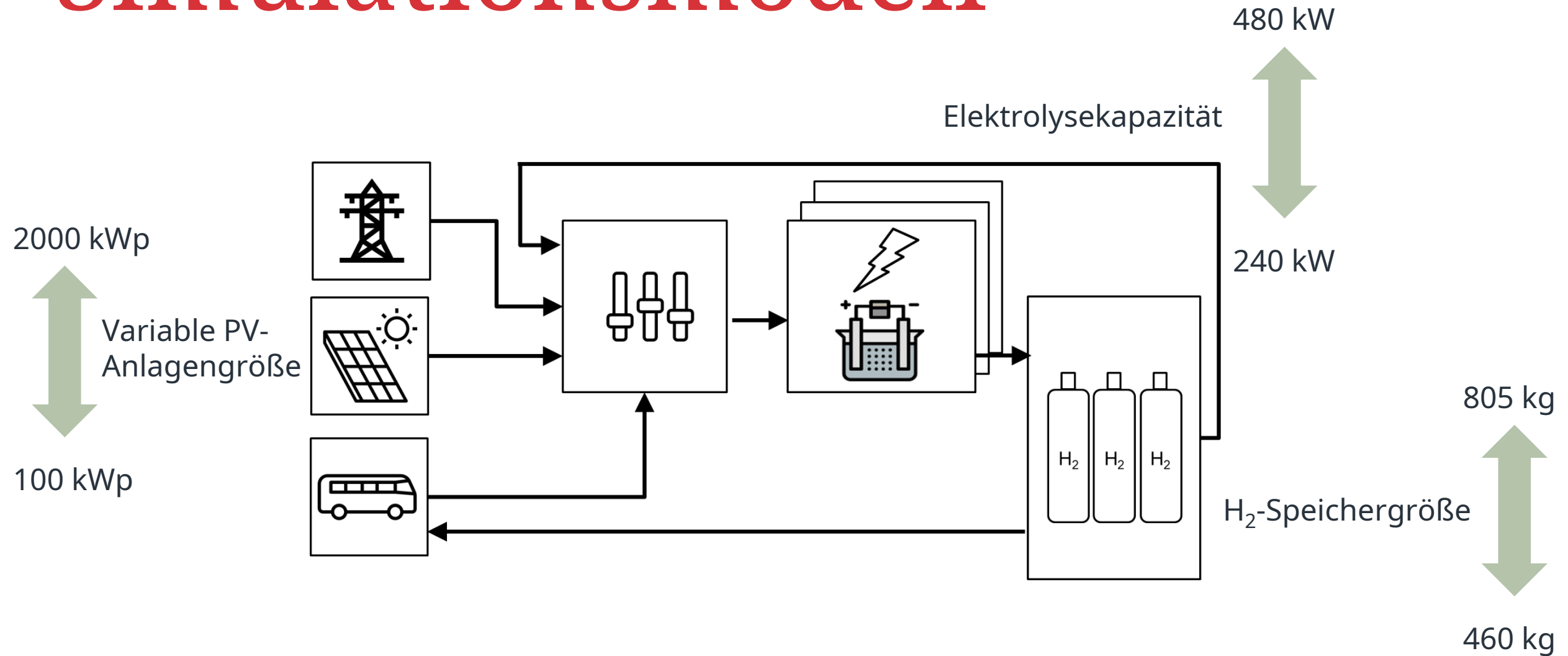
Ziele:

- Modell zur Variation der Anlageparameter
 - PV-Anlagengröße
 - Elektrolysekapazität
 - Wasserstoffspeicher
- Errechnen verschiedener Entscheidungskriterien für die jeweiligen Parameterkombinationen
 - Wasserstoffgestehungskosten
 - Deckungsgrad der Wasserstofferzeugung durch PV-Strom



Methode

Simulationsmodell



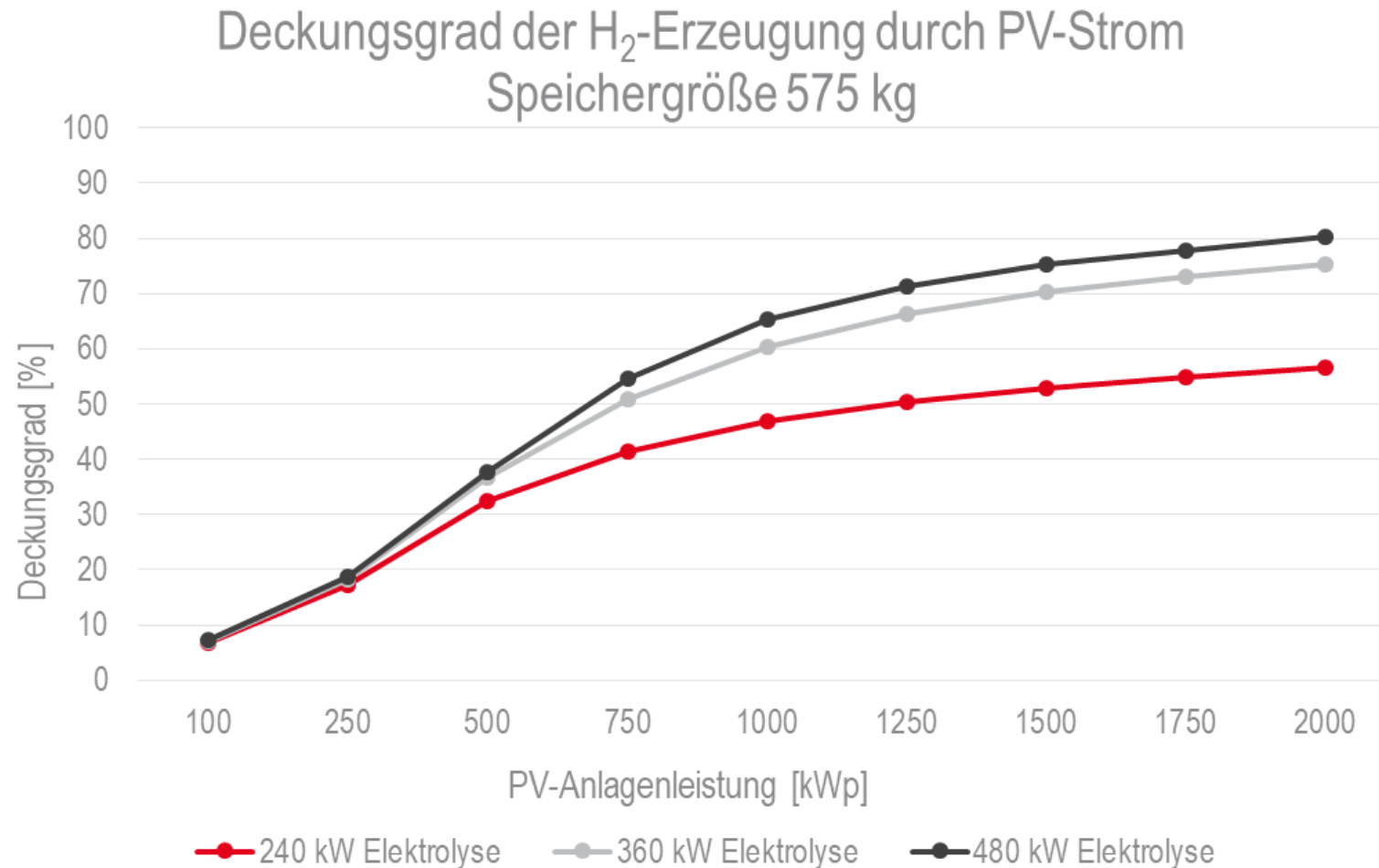
Szenario

- 5 Brennstoffzellenbusse fahren jeweils 225km pro Tag
- Wasserstoffverbrauch 90 kg/d
- Busbetrieb Mo-Fr
- PV-Anlage liefert 986 kWh/kWp

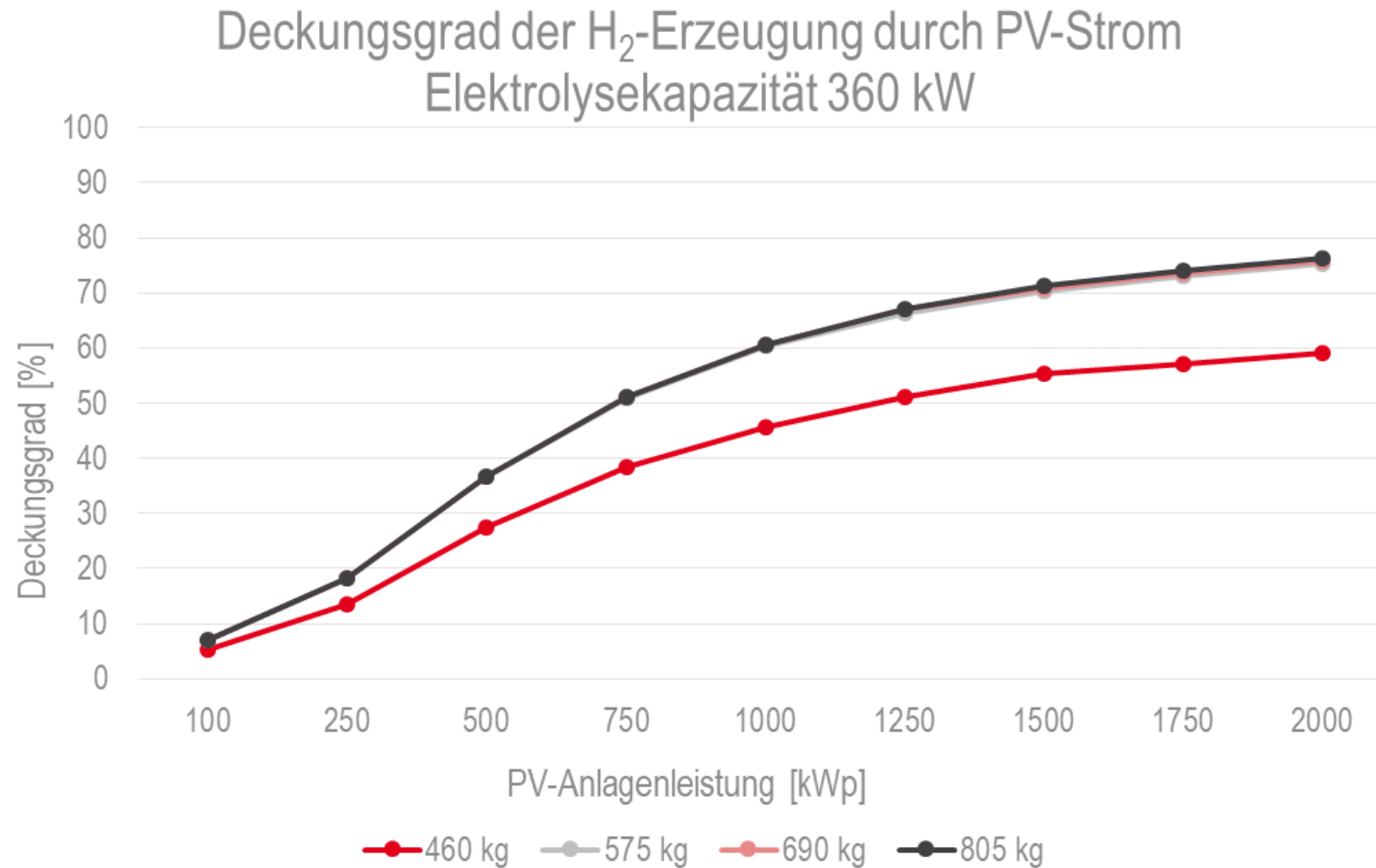


Ergebnisse

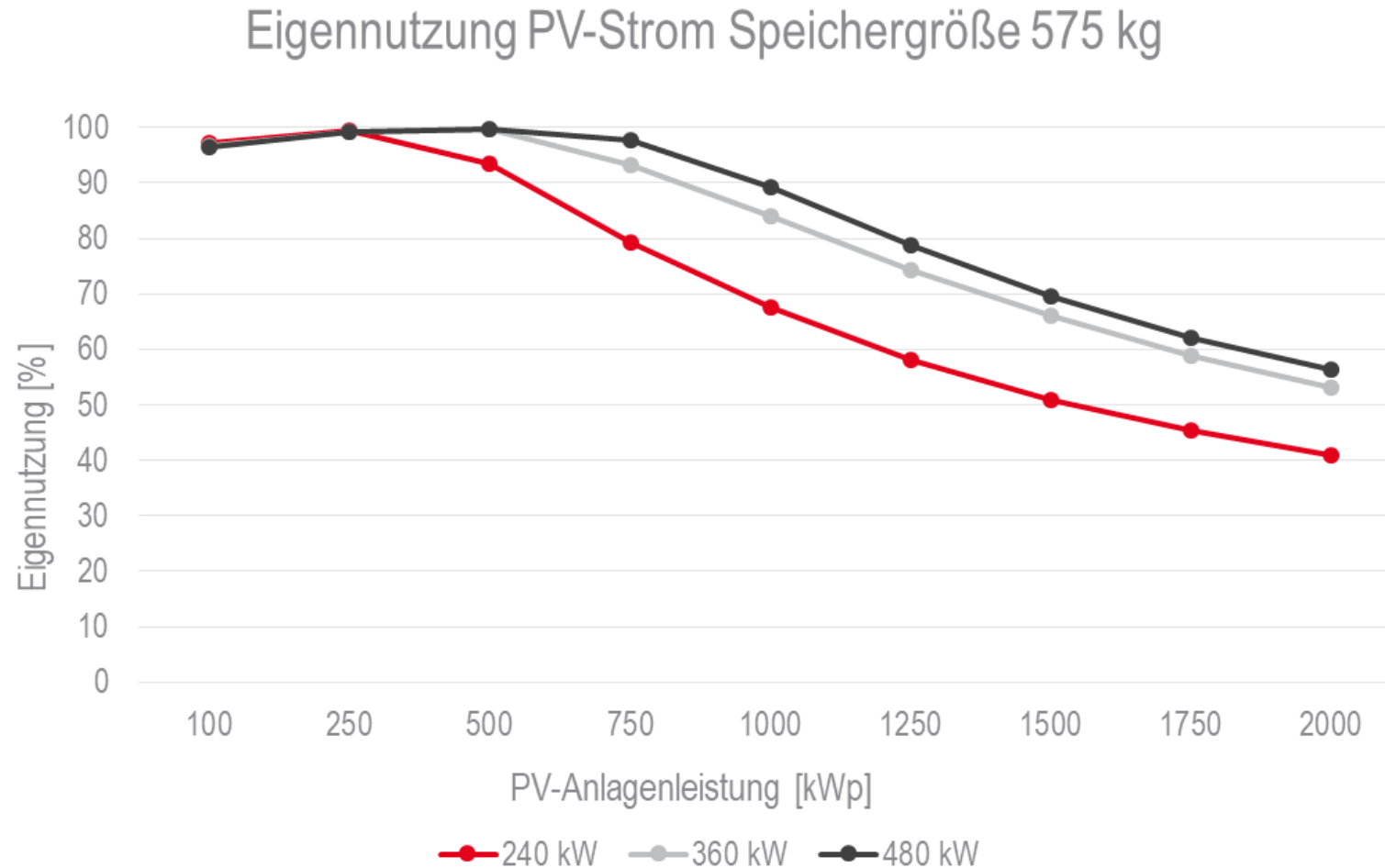
Deckungsgrad H₂-Erzeugung



Deckungsgrad H₂-Erzeugung



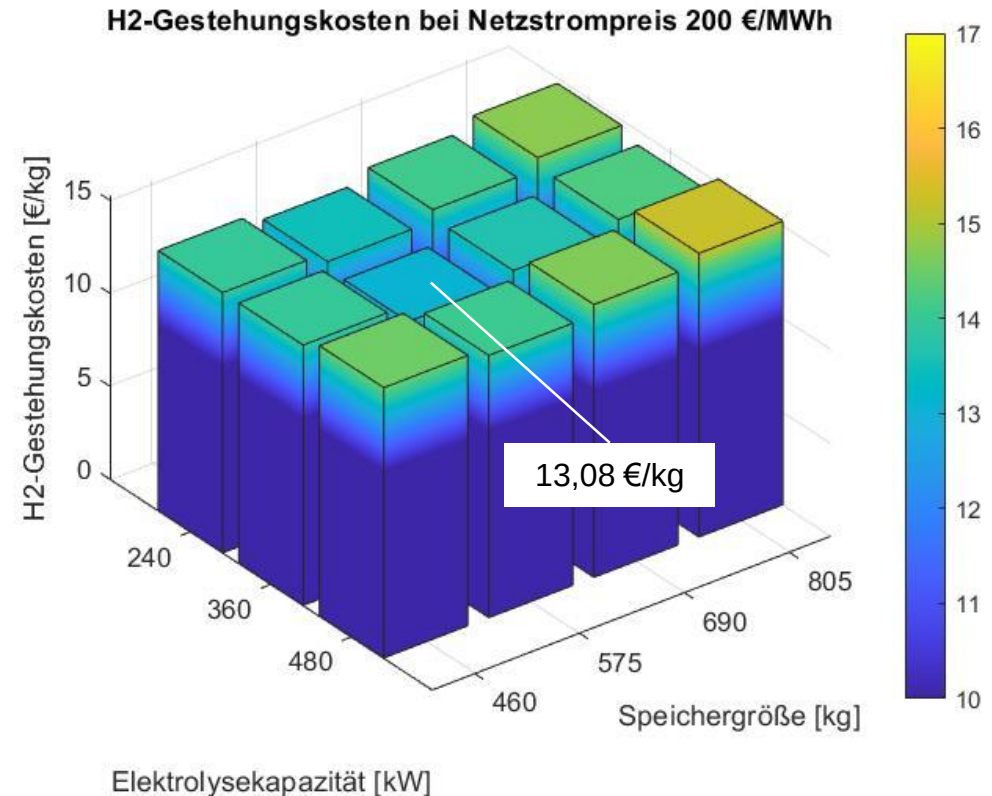
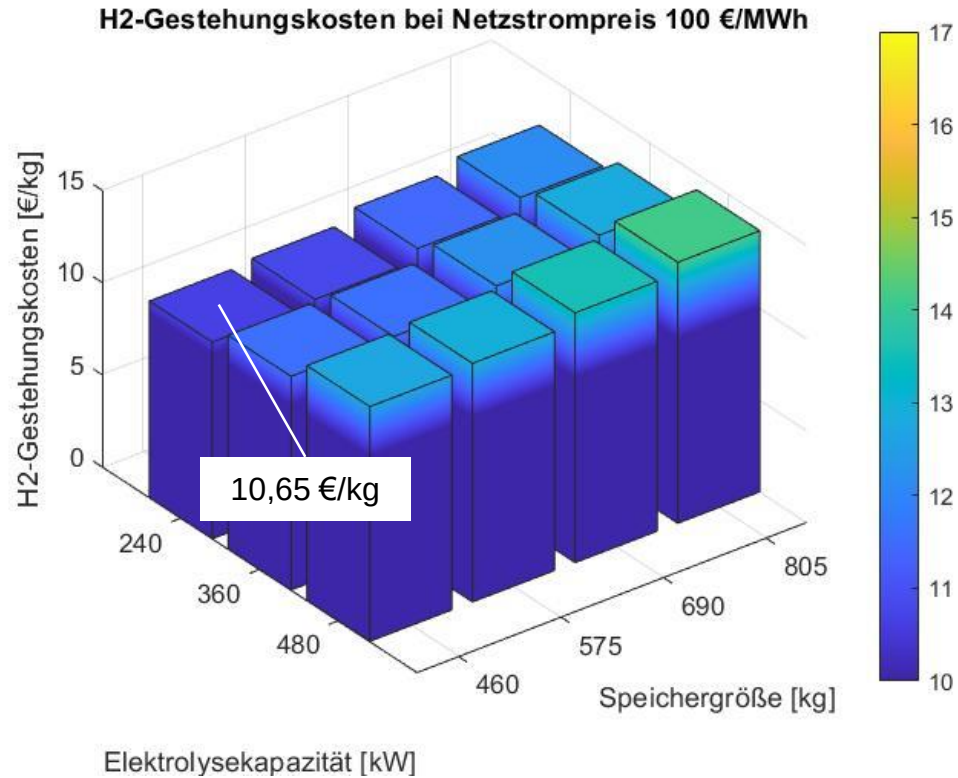
Ergebnisse



H₂-Gestehungskosten

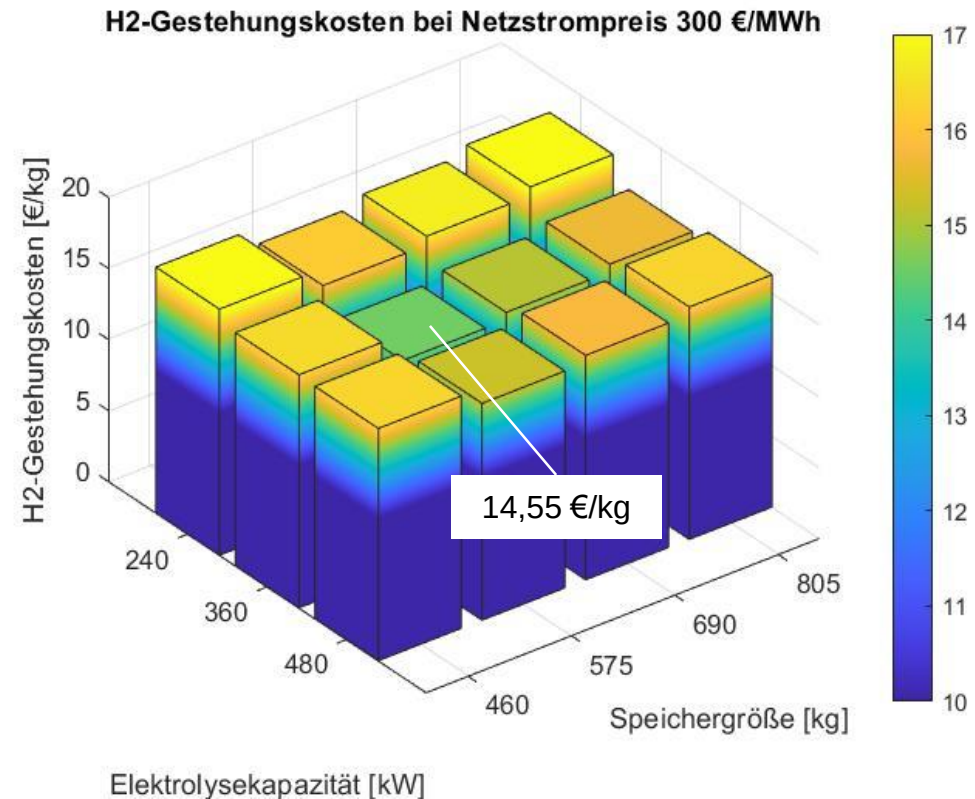
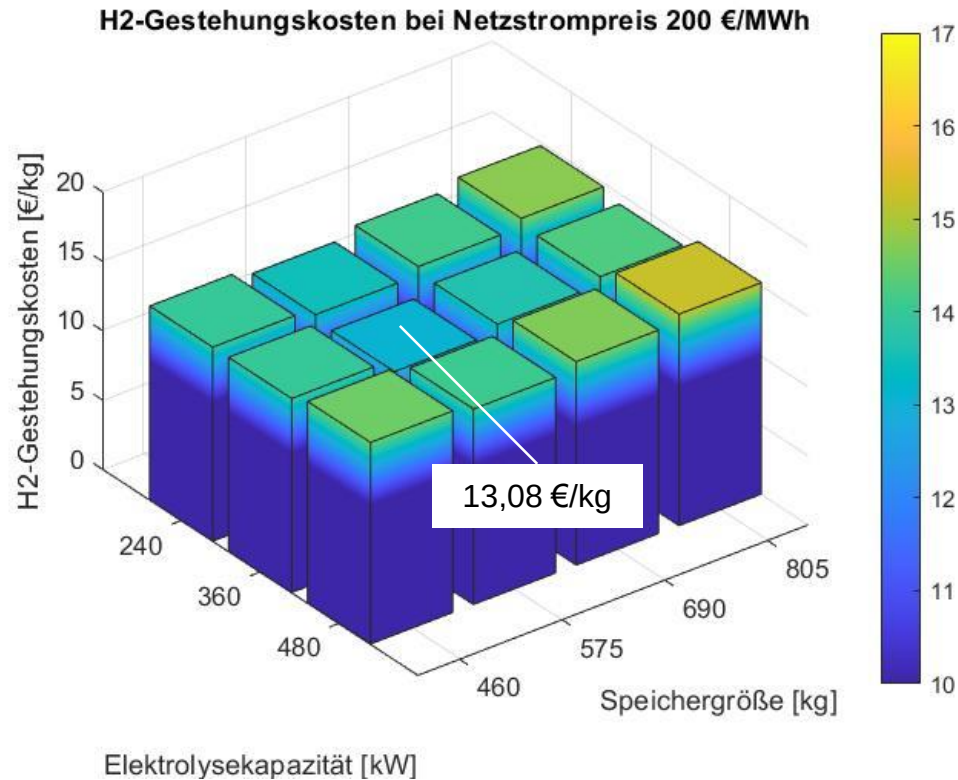
Netzstromkosten	100 €/MWh	200 €/MWh	300 €/MWh
PV-Anlagenleistung	2000 kWp	2000 kWp	2000 kWp
Elektrolysekapazität	240 kW	360 kW	360 kW
H ₂ -Speichergröße	460 kg	575 kg	575 kg
H ₂ -Gestehungskosten	10,65 €/kg	13,08 €/kg	14,55 €/kg

H₂-Gestehungskosten



Alle verglichenen Anlagevarianten nutzen eine 2000 kWp PV-Anlage

H₂-Gestehungskosten



Alle verglichenen Anlagevarianten nutzen eine 2000 kWp PV-Anlage

Schlussfolgerungen

Für das gewählte Szenario konnten folgende Erkenntnisse gefunden werden:

- Große PV-Anlagen führen zu geringeren Wasserstoffgestehungskosten
- Es ist sinnvoll, den Wasserstoffspeicher nicht in Minimalgröße auszuführen
 - Signifikant mehr PV-Strom nutzbar
 - Führt bei etwas höheren Netzstrompreisen zu deutlich verringerten Kosten (0.5-1.5 €/kg)
- Je höher die Netzstrompreise umso günstiger ist es in zusätzliche Elektrolysekapazität zu investieren

Ausblick:

- Sinkende Investitionskosten verschieben Kostenoptimum hin zu Anlagevarianten mit hohem Deckungsgrad der H₂-Erzeugung aus PV-Strom [4][5]



Kontakt: maurer.wolfgang@fronius.com

Referenzen

- [1] Somlinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip, et. Al., 2018. Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland S. 48
- [2] Pratt, J.; Terlip, D.; Ainscough, D.; Kurtz, J.; Elgowainy, A., 2015. H2FIRST Reference Station Design Task. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5400- 64107 S. 4
- [3] Parks, G.; Boyd, R.; Cornish, J.; Remick, R., 2014. Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/BK-6A10-58564 S. 15
- [4] Mayyas, Ahmad, Mark Ruth, Bryan Pivovar, Guido Bender, and Keith Wipke. 2018. Manufacturing Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-72740.
- [5] IRENA, 2020. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, Abu Dhabi, International Renewable Energy Agency.



All information is without guarantee in spite of careful editing – liability excluded.

Intellectual property and copyright: all rights reserved.
Copyright law and other laws protecting intellectual property apply to the content of this presentation and the documentation enclosed (including texts, pictures, graphics, animations etc.) unless expressly indicated otherwise. It is not permitted to use, copy or alter the content of this presentation for private or commercial purposes without explicit consent of Fronius.