

Netztarifgestaltung: Einfluss auf Investitions- und Betriebsentscheidungen von dezentraler Photovoltaik

Masterarbeit Karoline Harrer (ETH Zürich, jetzt Montanuniversität
Leoben)

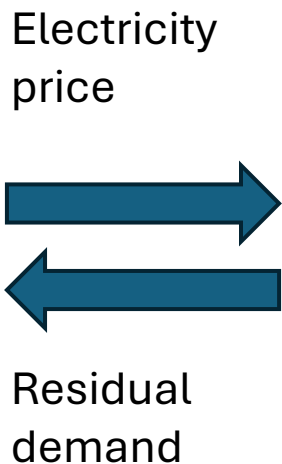
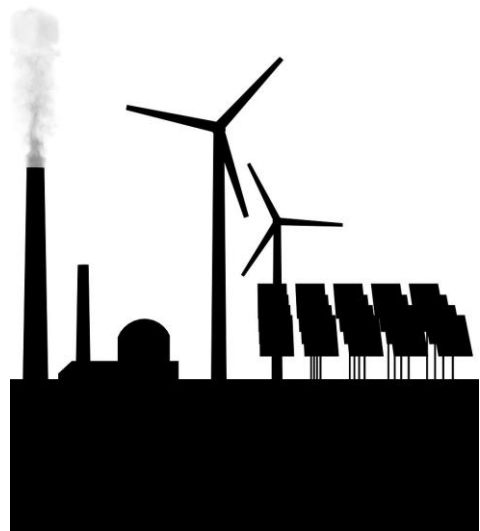
Betreuer*innen: Siobhan Powell (ETH Zürich), Jonas Savelsberg (ETH
Zürich)

Fragestellungen

1. Wie können in einem zentralen Energiesystemmodell dezentrale Energieproduzenten und dezentrale Flexibilität sinnvoll abgebildet werden?
2. Wie werden die Investitions- und die Betriebsentscheidungen von Prosumern beeinflusst?
3. Was sind die Gesamtsystemeffekte von einem großen Anteil dezentraler Produktionsanlagen?

Verwendete Modelle

Model 1: Soft-linked: Centlv – Distlv – Centlv
165 nodes



Nexus-G



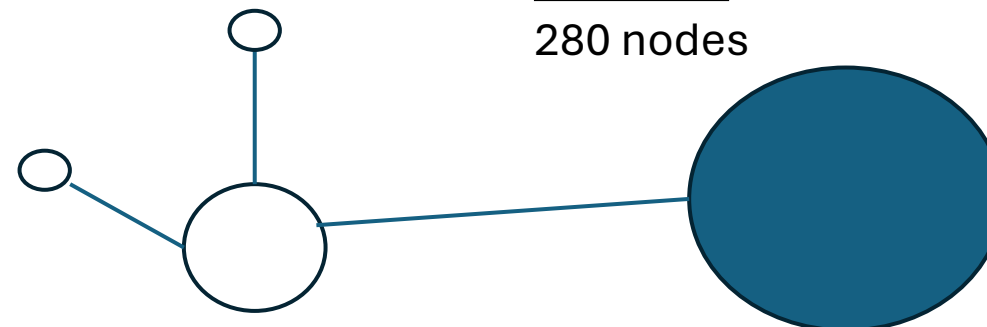
Input data:

- Neighboring countries: TYNDP2024
- Demand, E-mobility, Heat Pumps: Swiss EnergyPerspectives 2050+
- CAPEX annualized PV Roof: 64'921 EUR/MW
- CAPEX annualized PV Alpine: 32'413 & 81'033 EUR/MW
- CAPEX annualized Batteries: 199'566 EUR/MW

Prosumer nodes:

- 70 percent Conventional Load
- 100 percent Heat Pump Load + E-mobility Load
- 0 percent Electrolysis Load
- Rooftop PV Generators
- *Batteries*

Model 2: Hard-linked: Centlv
280 nodes



Regular node

Prosumer node

Verwendete Modelle

$$\text{Obj 1: } \min \sum_{t=1}^{8760} \left(\sum_{i=1}^G c_i \cdot x_i + \sum_{c=1}^C (\mu_p \cdot I_p \cdot P_{max}) + \sum_{p=1}^{\text{prosumernodes}} RD_{p,t} * N + \sum extra \right)$$

$$\text{Obj 2: } \min \sum_{t=1}^{8760} \left(\sum_{i=1}^{G+installed} c_i \cdot x_i + \sum_{p=1}^{\text{prosumernodes}} RD_{p,t} * N + \sum extra \right)$$

$$y = f(x) + \begin{cases} T_1 & \text{if } 0 \\ T_2 & \text{if } RD_+(t) \cdot N_{flat} \\ T_3 & \text{if } RD^{max}(d) \cdot N_{max}, \text{ with } RD_{max}(d) \geq RD_+(t) \\ T_4 & \text{if } RD^{max}(d) \cdot N_{max}, \text{ with } RD_{max}(d) \geq RD_+(t), RD_-(t) \end{cases}$$

$$RD_{p,t} = D_{p,t} + \sum_{g \in G_p} x_{g,t}^{cons} + LS_{p,t}^{\uparrow} + HP_{p,t} + EM_{p,t}^{\uparrow} - LL_{p,t} - LS_{p,t}^{\downarrow} - EM_{p,t}^{\downarrow} - \sum_{g \in G_p} x_{g,t}^{gen}$$

$$x_{g,t}^{gen} = \text{Production} + \text{Curtailment}$$

$$RD_+ + RD_- = RD$$

t: hours d: days

Insgesamt wurden 8 Szenarien gerechnet. Ein technical basecase als Vergleichsszenario mit und ohne einem erneuerbaren Ausbauziel (Subventionen für Erneuerbare vs. unregulierter Markt) und drei unterschiedliche Netztarifoptionen jeweils wieder mit und ohne Ausbauziel.

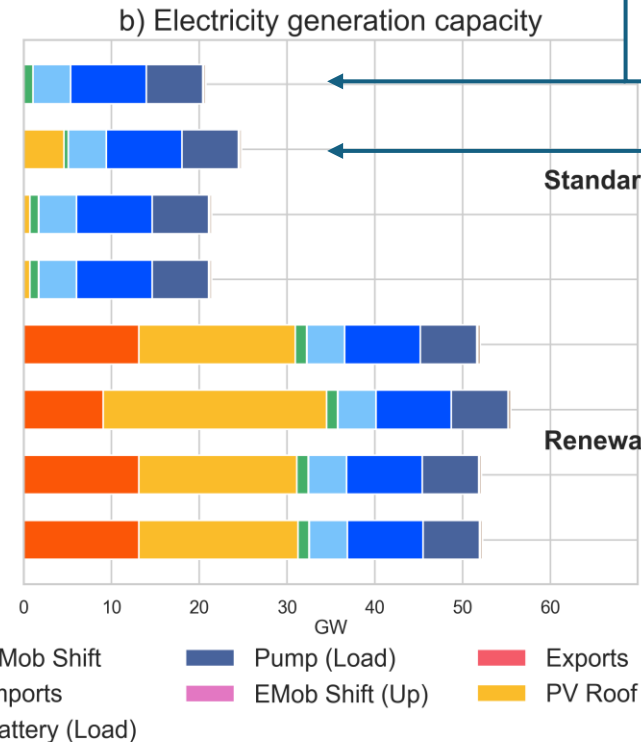
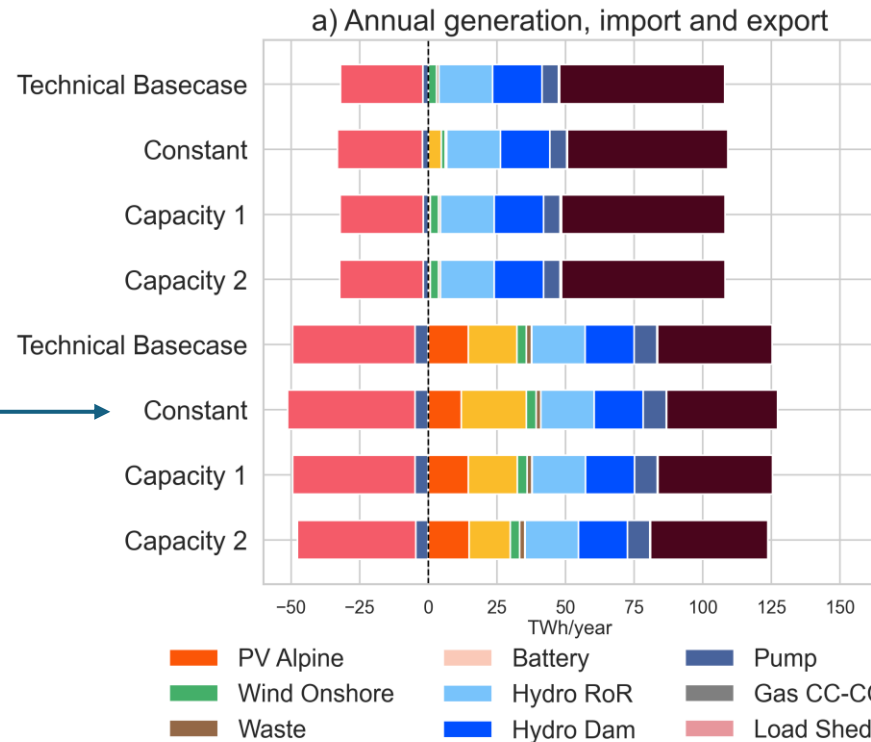
Berücksichtigte Szenarien:

Tariff configuration	45 TWh Renewable target	
	No	Yes
Technical basecase		
Constant		
Max 1		
Max 2		

Auswirkungen Energiemix aggregiert

Alle heimischen Photovoltaikanlagen sind im Energiesystem 2050 am europäischen Energiemarkt nicht kompetitiv.

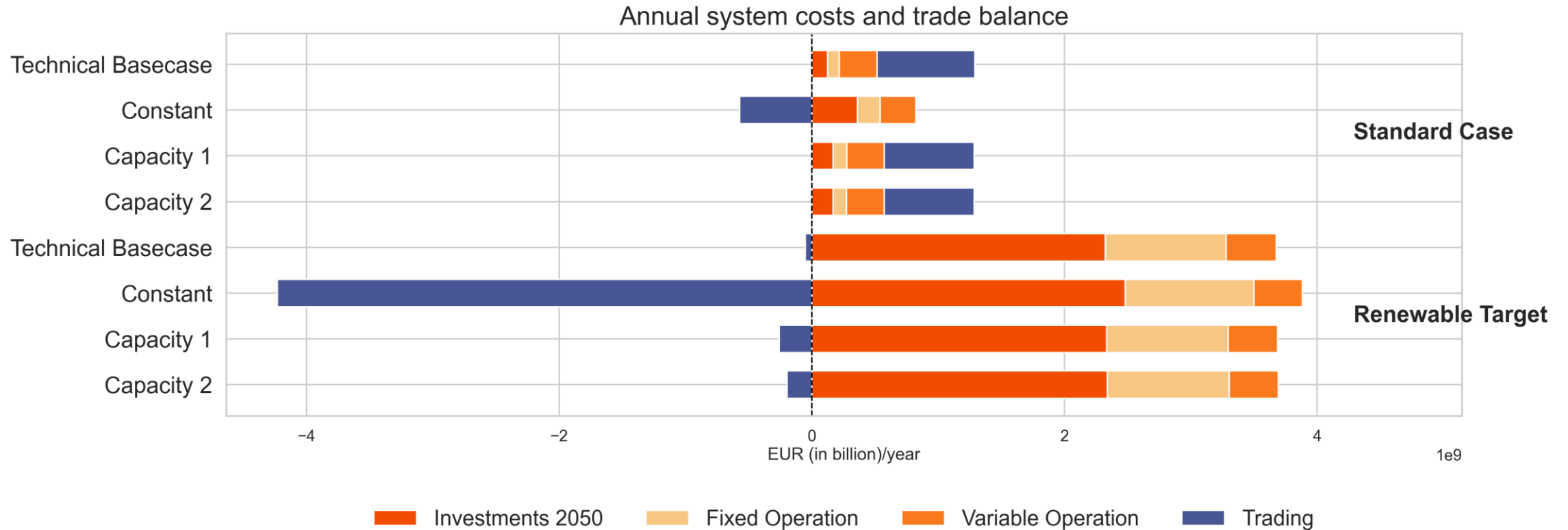
Unter Subvention: Verschiebung Ausbau Richtung dezentrale Photovoltaik



Konstanter Netztarif macht kleinen Anteil an dezentraler Photovoltaik rentabel.

Fazit: Ein konstanter Netztarif macht dezentrale Photovoltaikanlagen in einem unregulierten Energiemarkt wirtschaftlich. Weiters verschiebt er unter Berücksichtigung von Subventionen mehr Investitionen zu dezentralen, als zentralen Photovoltaikanlagen. Kapazitätsbasierte Netztarife haben diesen Effekt nicht.

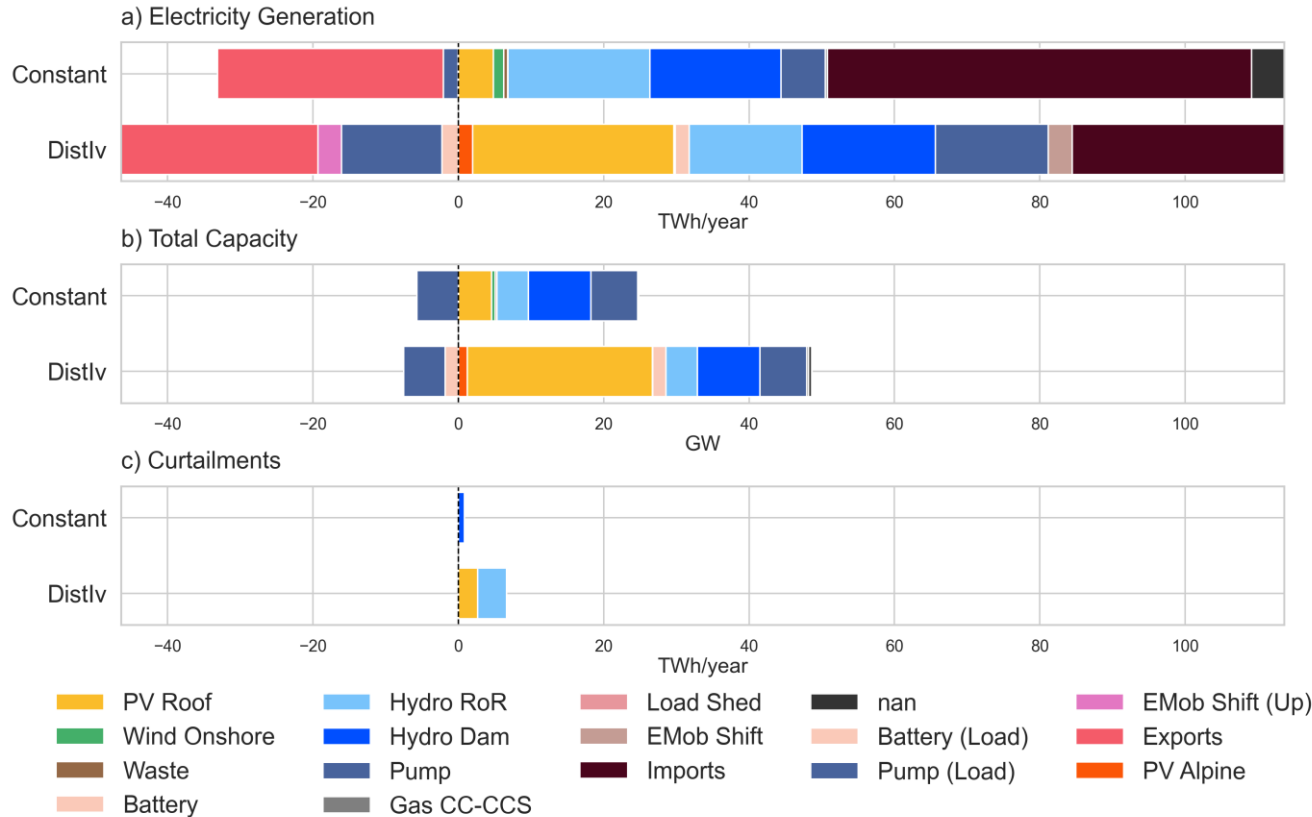
Auswirkungen Systemkosten



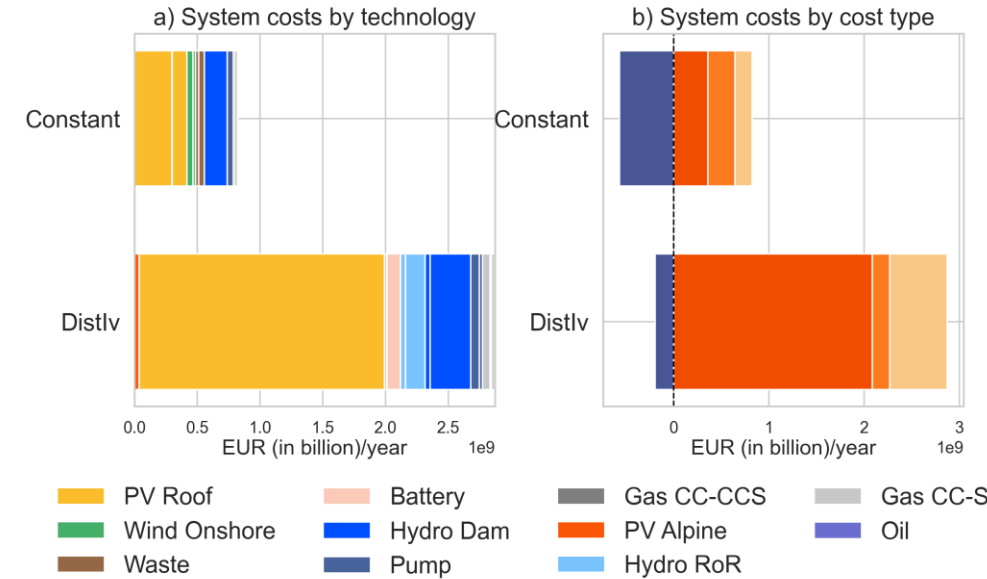
Fazit: Dadurch erhöhen sich die Investitionskosten, im unregulierten Markt weil mehr investiert wird, obwohl Stromimporte billiger wären und unter Subventionen, weil reguläre dezentrale Photovoltaikanlagen nicht die kompetitivsten Photovoltaikanlagen sind.

Investitions- und Betriebsentscheidungen: Model 1 vs. Model 2

Model comparison constant network tariff design without renewable target vs Centlv-Distlv-Centlv

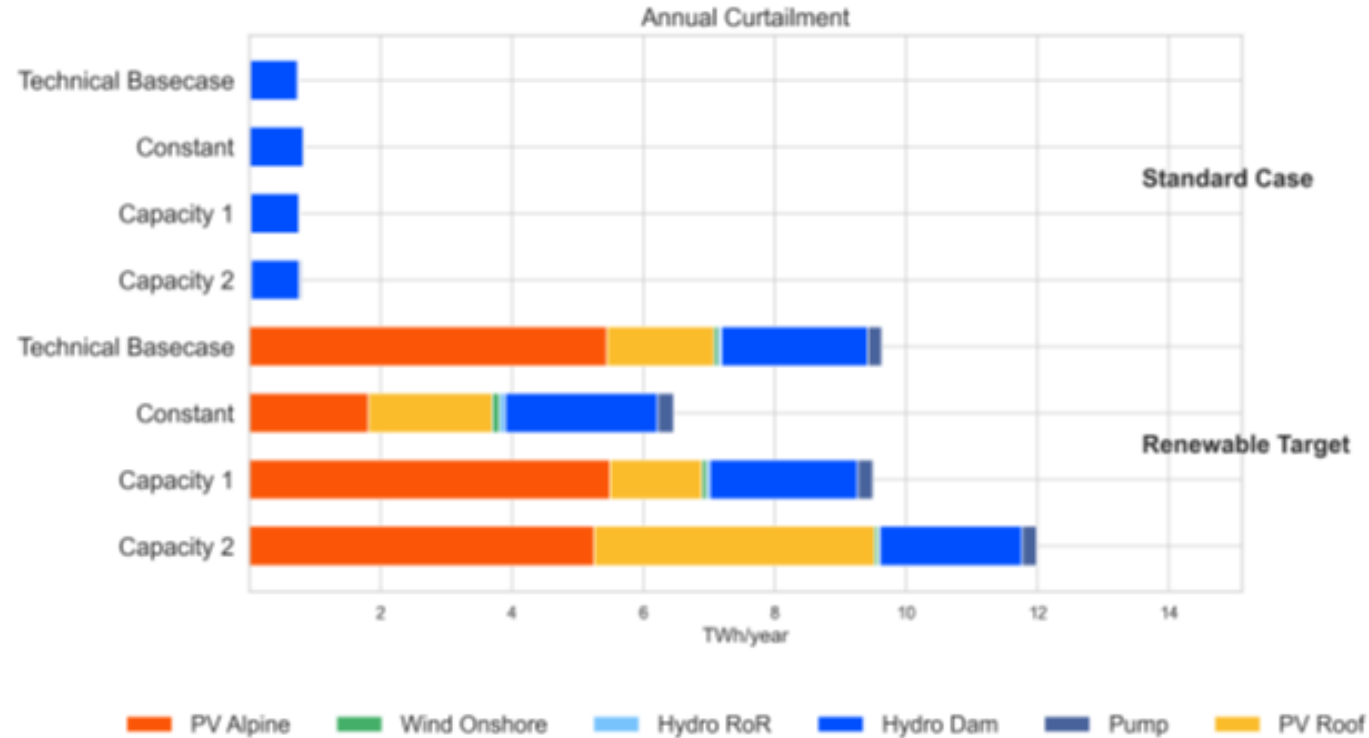


Model comparison constant network tariff design without renewable target vs Centlv-Distlv-Centlv



Fazit: Der beobachtete Effekt in Modell 2 ist viel kleiner als in Modell 1, in dem regionalisierte konstante Energietarife und Steuern und Abgaben neben den Netztarifen ebenfalls berücksichtigt werden. Dadurch sind auch die Investitionskosten kleiner, weil viel weniger ausgebaut wird.

Auswirkungen Curtailment aggregiert

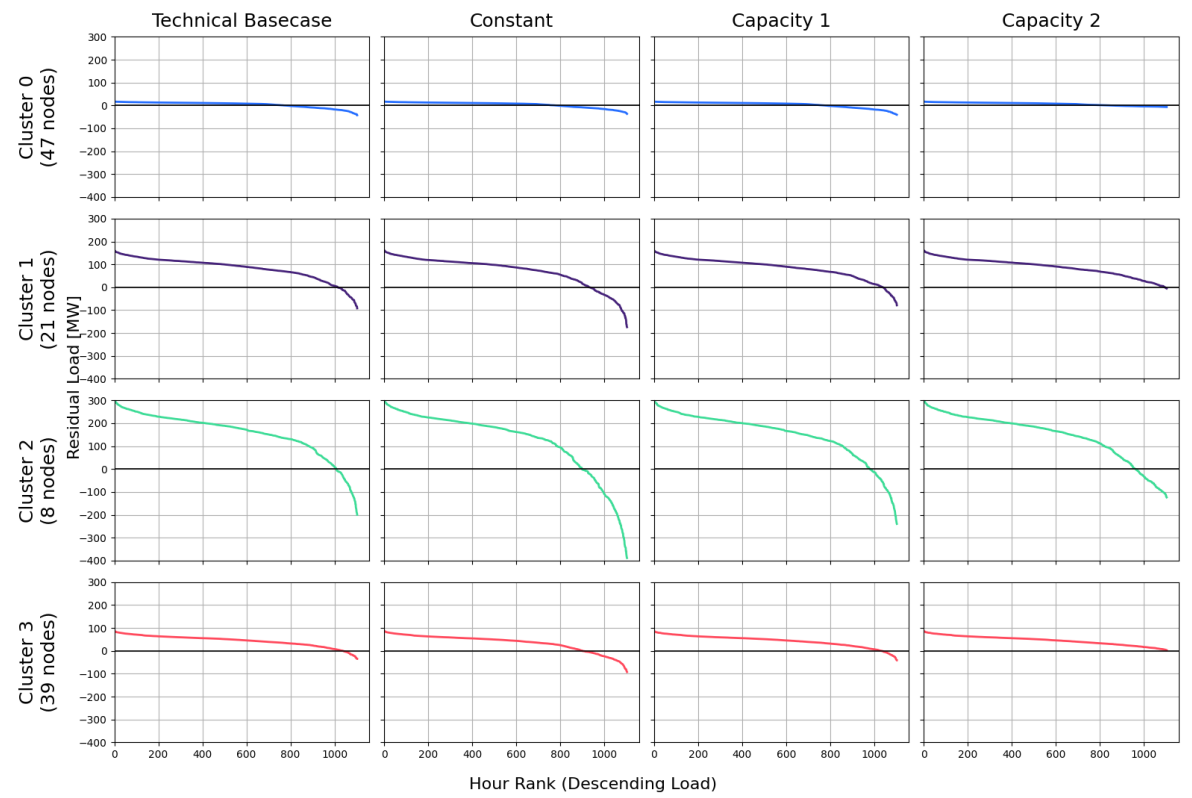
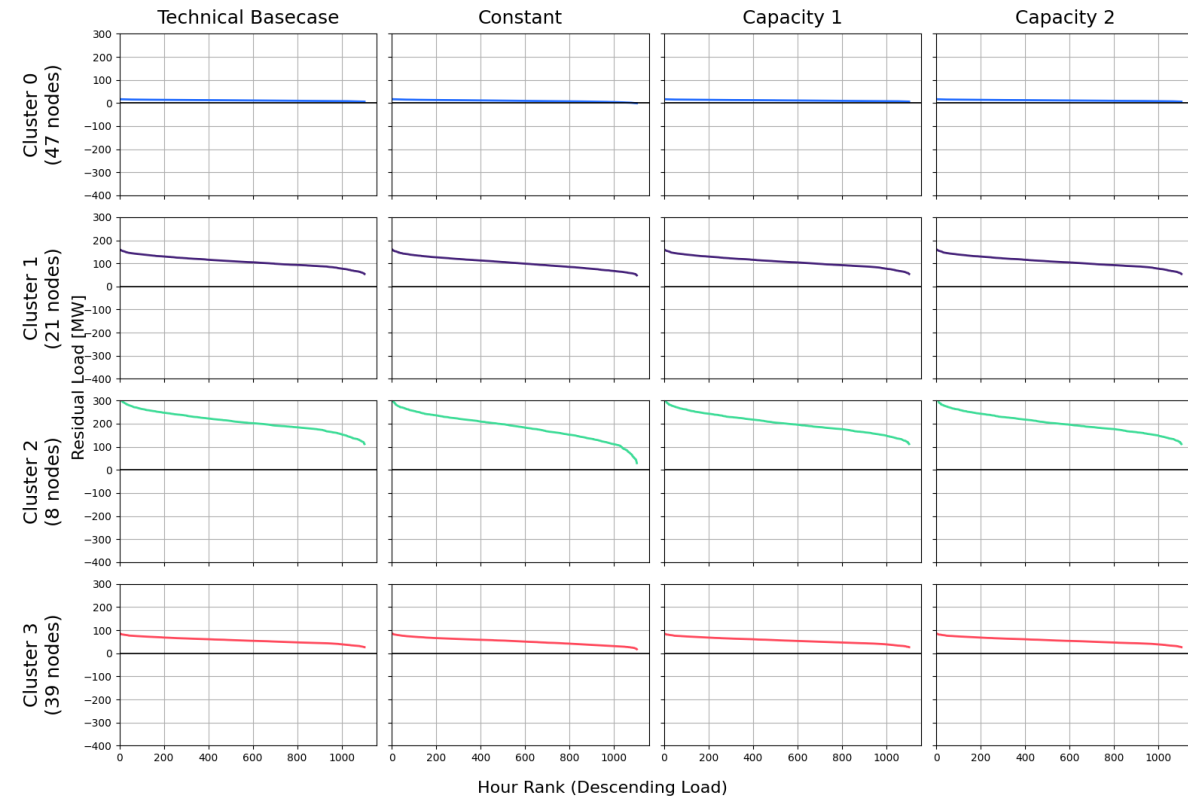


Fazit: Im freien Marktszenario gibt es kaum Curtailment, unter Subvention schon. Dezentrale Photovoltaikanlagen haben tendenziell weniger Curtailment, weil sie im Jahr weniger produzieren. Der kapazitätsbasierte Netztarif auf Einspeisung auf das Tagesmaximum erhöht das Curtailment von dezentraler Photovoltaik **leicht**.

Jahresdauerkurve Residuallast: unterschiedliche Prosumerknotentypen

Residual load duration curves without renewable target

Residual load duration curves with renewable target



Fazit: Ohne Subventionen kommt es auch unter konstantem Netztarif bei keinem Knotentyp zu so viel Photovoltaikausbau, dass negative Residuallasten beobachtet werden. Bei Subventionen verhindert der kapazitätsbasierte Netztarif negative Residuallasten auf allen Knoten ausgenommen den Knoten mit sehr viel Last und sehr viel Erzeugung (6 von 160 Knoten in der Schweiz entsprechen diesem Typ).

Gesamtsystemeffekte

$$\text{Systemkosten} = \text{Inv} + \text{Var. Op} + \text{Fix. Op} + \text{Trading}$$

Tariff Case	Elec. Price		Subsidy	Subsidy Total	Network Income		System Cost	
	base	45RET	45RET	45RET	base	45RET	base	45RET
	[€/MWh]		[CHF/MWh]	[million CHF]	[million €]		[million €]	
Technical Basecase	48.8	34.3	9.31	4'189.5	0	0	515.9	3'624.7
Constant	436.5	85.2	7.24	3'258.0	3'773.4	3'042.1	824.2	3'881.8
Capacity 1	85.2	70.1	8.88		3'996.0	3'702.2	572.7	3'686.8
Capacity 2	85.2	69.5	8.86	3'987.0	3'762.8	3'697.5	572.7	3'691.8

Constant:
253 -350
Capacity 1:
1'285 3'430
Capacity 2:
1'285 3'495

Fazit 1: Der kapazitätsbasierte Netztarif erhöht den Elektrizitätspreis (duale Variable) viel geringer als der konstante Netztarif, obwohl er zu den gleichen Netzeinnahmen führt. Das liegt daran, dass die Erhöhung des Elektrizitätsverbrauchs bzw. der Einspeisung in sehr vielen Stunden des Tages keine Erhöhung der Kosten bedeutet, da in Bezug auf den Netztarif bis zur Tagesspitze kostenlos erhöht werden kann -> neue Interpretation der dualen Variable

Fazit 2: Die Implementation eines Netztarifs für die Schweiz in einem Europamodell, welches keine Netztarife im Ausland berücksichtigt führt zu einer künstlichen Reduktion der Systemkosten für die Schweiz, da Strompreise für Exporte durch die Implementierung von Netzkosten künstlich überbewertet werden

Fazit 3: Netztarife vermindern die notwendigen Subventionen für das Erreichen des 45 TWh erneuerbaren Ziels, da es einen verstärkten Eigenproduktionsanreiz gibt. Die verminderten Kosten sind Umverteilungskosten von Prosumern zu reinen Konsumenten.

Kleine Photovoltaikanlagen stellen zur Zeit 1/3 der Schweizer PV Kapazität

Nutzen die gleiche (oder höhere) Netzkapazität, aber bezahlen weniger Netztarif

Direkte Subvention:
- Einspeisevergütung
- Investitionszuschuss



Self-consumption incentive

Indirekte Subvention



1)



price/kWh



2)



change cost-recovery system

-> Wettbewerbsfähigkeit dezentrale Photovoltaik

Fazit: Eine Netztariferhöhung von 2 Rp./kWh wurde in unserem Fall für das Szenario erneuerbare Energie Subventionen und konstanter Netztarif berechnet.

Herausforderungen

- Durch das Einfügen eines Netztarifs wird die duale Variable der Energiebilanz verändert. Diese spiegelt somit nicht mehr den Spot Market Preis. Wenn im Ausland kein Netztarif berücksichtigt wird, führt das zu nicht gewollten Modellanomalien.
- Die Interpretation der dualen Variable unterscheidet sich im Falle von kapazitätsbasierten Netztarifen.
- Flexibilität konnte gegen Ende der Arbeit nicht mehr implementiert werden, da ein Modell, welches Investitions- und Betriebsentscheidungen knotenscharf berücksichtigt, bereits sehr viele Entscheidungsvariablen hat.

Schlussfolgerungen

- Die direkte Integration von Netztarifen in ein zentrales Energiesystem birgt Vorteile in Laufzeit, aber ist nicht immer mit dem klassischen Modellierungsansatz vereinbar, der rund um einen Energie Spot Markt aufgebaut ist, da Energiekosten und Netzkosten vermischt werden.
- Dynamische Energiepreise (+ Nichtberücksichtigung der Steuern) reduzieren den dezentralen Photovoltaikausbau bereits stark.
- Eigenverbrauchsanreiz macht dezentrale Photovoltaikanlagen in einem freien Markt kompetitiv.
- Subventionen können mit Netztarifen eingespart werden, es kommt allerdings zu einer Umverteilung zwischen Prosumern und reinen Konsumenten.

Literature

- Adeline Guéret, Wolf-Peter Schill, Felix Schmidt, 2025. Effects of system-blind prosumers in energy models.
- BFE, Consentec GmbH, EBP Schweiz AG, Polynomics AG, 2022. Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze.
- Bloch, L., Sauter, Y., Jacqmin, F., 2025. Photovoltaikmarkt: Preisbeobachtungsstudie 2024.
- Dukan, M., Gut, D., Steffen, B., Gumber, A., 2024. Harnessing solar power in the Alps: A study on the financial viability of mountain PV systems.
- EBP Schweiz AG, BFE, 2024. Konzept Photovoltaik-Förderung und Nutzungsstrategie Photovoltaik Potenziale.
- Eicke, A., Hirth, L., Mühlenpfordt, J., 2024. Mehrwert dezentraler Flexibilität.
- Gambardella, C., Pahle, M., Schill, W.-P., 2020. Do Benefits from Dynamic Tariffing Rise? Welfare Effects of Real-Time Retail Pricing Under Carbon Taxation and Variable Renewable Electricity Supply. *Environ. Resour. Econ.* 75, 183–213. <https://doi.org/10.1007/s10640-019-00393-0>
- Hartner, M., Ortner, A., Hiesl, A., Haas, R., 2015. East to west – The optimal tilt angle and orientation of photovoltaic panels from an electricity system perspective. *Appl. Energy* 160, 94–107. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.08.097>
- Heinisch, V., Dujardin, J., Gabrielli, P., Jain, P., Lehning, M., Sansavini, G., Sasse, J.-P., Schaffner, C., Schwarz, M., Trutnevyte, E., 2023. Inter-comparison of spatial models for high shares of renewable electricity in Switzerland. *Appl. Energy*, 121700 350. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121700>
- Hinz, F., Schmidt, M., Möst, D., 2018. Regional distribution effects of different electricity network tariff designs with a distributed generation structure: The case of Germany. *ELSEVIER Energy Policy* 113, 97–111. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.055>
- Hirth, L., 2025. Eigenverbrauch – Ein Steuersparmodell [WWW Document]. *Pv Mag. Dtschl.* URL <https://www.pv-magazine.de/2025/05/28/eigenverbrauch-ein-steuersparmodell/> (accessed 8.13.25).
- Holweger, J., 2021. Flexibility for large-scale deployment of PV systems in low-voltage grids.
- Jeannin, N., Frischholz, Y., Heymann, F., Duenas, P., 2023. What drives electricity tariffs in Switzerland? Two-stage statistical and geospatial analysis of structural differences across 1913 municipalities, in: 2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE). Presented at the 2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE). <https://doi.org/10.1109/ISGTEUROPE56780.2023.10407610>

Literature

- Johannsen, R.M., Arberg, E., Sorknæs, P., 2021. Incentivising flexible power-to-heat operation in district heating by redesigning electricity grid tariffs. *Smart Energy* 2, 100013. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100013>
- Lanz, L., Brandes, J., Juon, S., Perch-Nielsen, S., Koller, L., 2024. Fehlanreize beim Energieverbrauch. Analyse der Bundesgesetzgebung. Teil B: Dossier mit Vertiefungen ausgewählter Fehlanreize. EBP.
- Lohr, C., 2024. Dynamischer Einspeisetarif für PV-Kleinstanlagen.
- Lonergan, K., Sansavini, G., 2022. Business structure of electricity distribution system operator and effect on solar photovoltaic uptake: An empirical case study for Switzerland. *Energy Policy*, 112683 160. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112683>
- Ossenbrink, J., 2017. How feed-in remuneration design shapes residential PV prosumer paradigms. *Energy Policy* 108, 239–255. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.030>
- Powell, S., Cezar, G.V., Min, L., Azevedo, I.M.L., Rajagopal, R., 2022. Charging infrastructure access and operation to reduce the grid impacts of deep electric vehicle adoption. *Nat. Energy* 7, 932–945. <https://doi.org/10.1038/s41560-022-01105-7>
- Say, K., Schill, W.-P., John, M., 2020. Degrees of displacement: The impact of household PV battery prosumage on utility generation and storage. *ELSEVIER Appl. Energy* 276. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115466>
- Schmidt, T., Stadelmann-Steffen, I., Dukan, M., Giger, D., Schmid, N., Schneuwly, V., 2023. Quantifying the degree of fragmentation of policies targeting household solar PV in Switzerland. <https://doi.org/10.3929/ETHZ-B-000596612>
- Van Liedekerke, A., Gjorgiev, B., Savelsberg, J., Wen, X., Dujardin, J., Darudi, A., Sasse, J.-P., Trutnevyte, E., Lehning, M., Sansavini, G., 2025. Policy-relevance of a model inter-comparison: Switzerland in the European energy transition. *Appl. Energy* 391, 125906. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125906>
- Zapparoli, L., Oneto, A., Herrera, M.P., Blazhe, G., Hug, G., Sansavini, G., 2025. Future Deployment and Flexibility of Distributed Energy Resources in the Distribution Grids of Switzerland.