

Gesicherte Produktion mit Erneuerbaren

Jan Remund, Richard Perez und Marc Perez

Die erneuerbare Stromerzeugung ist in den letzten Jahrzehnten stark gewachsen. Mit zunehmender Durchdringung der variablen Ressourcen wird das Management der Residuallast immer komplexer und kostspieliger. Die Herausforderung für die netzgekoppelte Solarenergie besteht in den nächsten Jahren darin, sich von der Ergänzung zum Hauptpfeiler des Stromsystems zu entwickeln. Im Sommer 2023 haben die variablen Erneuerbaren (VRE) in Deutschland eine wichtige Schwelle überschritten: die Leistung hat die Last überschritten. Die Lösung im Juni 2023 mittels Stromexport nach Frankreich und Polen, wird in Zukunft aber nicht mehr funktionieren.

In unseren Arbeiten analysieren wir, wie variable erneuerbare Energieressourcen in eine gesicherte, d. h. effektiv disponierbare Stromerzeugung umgewandelt werden kann. Der Kern unseres Ansatzes besteht darin, das Optimum zwischen Abregelung und Speicherung zu finden (Abbildung 1). Da die Speicherung teurer als die Erzeugung ist, ist eine vollständige Speicherung der VRE nicht sinnvoll. Die verwendeten Modelle optimieren die volkswirtschaftlichen Kosten basierend auf Investitions- und Betriebskosten. Das Netz und der Strommarkt wurden bislang nicht einbezogen.

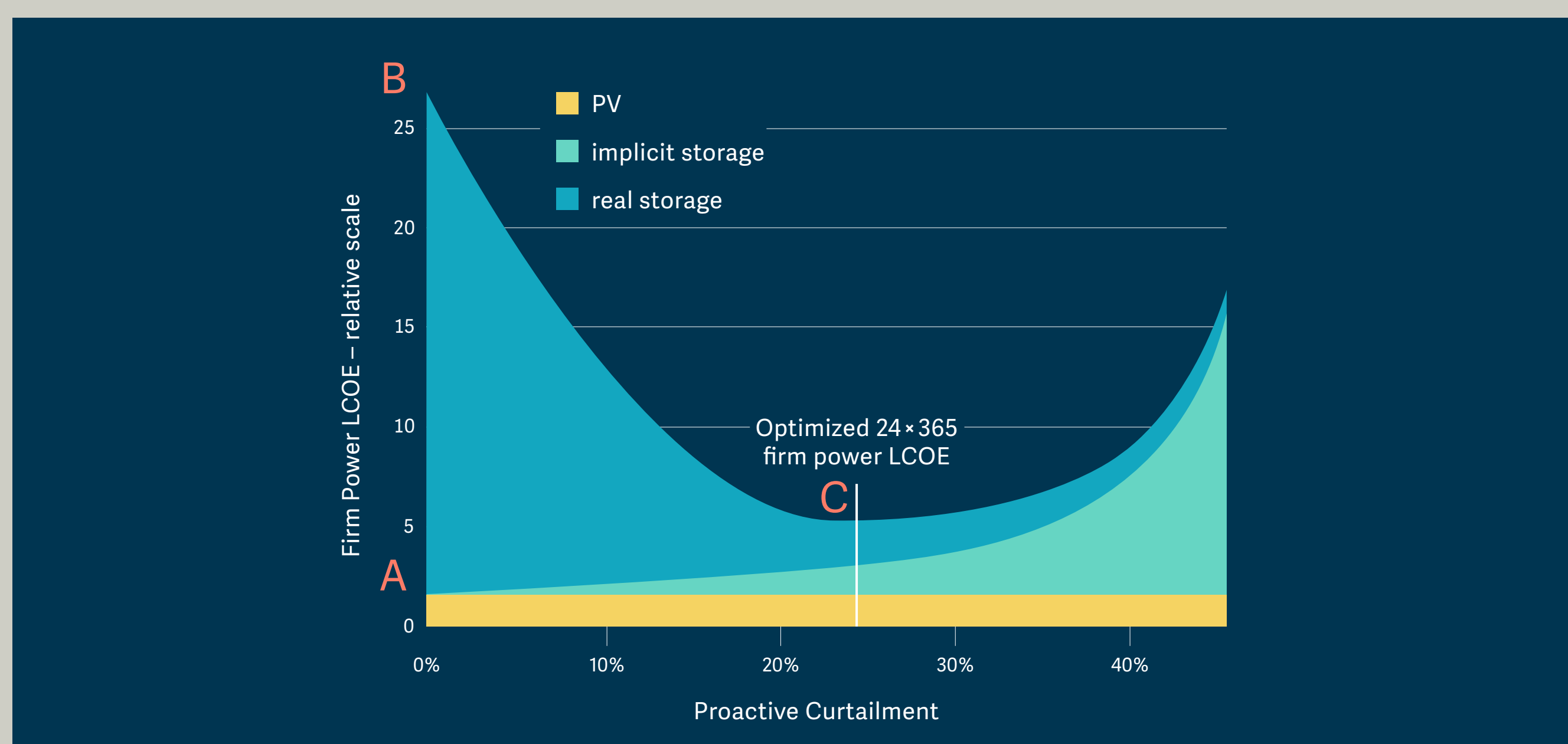


Abbildung 1: Der Einfluss der Abregelung der PV-Produktion auf die Gestehungskosten (LCOE). Punkt A: PV-Produktionskosten; B: Kosten falls jede kWh gespeichert wird; C: Optimum (Minimum der Kosten).

Diverse Studien

Studien wurden in verschiedenen Regionen durchgeführt^{1,2}. Diese umfassen sehr diverse Gebiete, Modellansätze und Speicher- und Produktionsarten. In den Studien liegt das Optimum der Kosten bei einer Abregelung von 10–30% der erzeugten Stromproduktion. In der Schweiz wurden zwei Studien in Zusammenarbeit mit der Clean Power Research und der State University von New York, Albany USA, durchgeführt auf Basis der umfassenden Szenarien (Energieperspektiven 2050+) des Bundesamts für Energie^{2,3}, welche auch Wärme und Transport beinhalten. Die Arbeiten basieren auf den Kostenszenarien «Annual Technology Base» (ATB) des US-Forschungslabors NREL (Tabelle 1). Im März 2024 erschien die neuste Schweizer Studie. Sie umfasst eine optimierte Windkraftproduktion (3–5 TWh) und zusätzlich 0–4.5 TWh Atomstrom – also je maximal ca. 5% Anteil an der gesamten Stromproduktion von knapp 86 TWh in 2050 (die Schweizer AKWs produzieren aktuell jährlich 23 TWh Strom).

| Nr. | Installationskosten CHF/kW | Stromproduktionskosten CHF Rp/kWh |
|---|--|-----------------------------------|
| PV auf Gebäuden | 790 | 6.9 |
| Batteriespeicher | 250 | 9.0 |
| Wind | 1240 | 11.0 |
| Stromkosten mit e-fuels | | 20.2 |
| Atomkraft*: Laufzeit-Verlängerung um 10 Jahre | 1000 | 6.0 |
| Atomkraftwerk neu* | 7200 | 12.0 |
| Alle Szenarien | 85.7 TWh Strombedarf (20 TWh mehr als heute); limitierter Import im Winter (5 TWh) | |

* Ohne Versicherungskosten

Tabelle 1: Die wichtigsten Annahmen zu Investitionskosten und Stromproduktionskosten in der aktuellsten Studie für die Schweiz (die gesamten Werte sind im Tagungsband zu finden).

Referenzen

- Perez, R., Perez M., J. Remund et al., 2023 Firm Power Generation. IEA PVPS Task 3.5 Report. ISBN 978-3-907281-38-3. <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/01/Report-IEA-PVPS-T16-04-2023-Firm-Power-generation.pdf>
- Remund, J., Perez, R., Perez, M., Pierro, M., & Yang, D. (2023). Firm Photovoltaic Power Generation: Overview and Economic Outlook. Solar RRL, 7(23). <https://doi.org/10.1002/solr.202300497>
- Remund J., M. Perez & R. Perez, (2022): FIPPS (Firm PV Power Switzerland) SFOE report. <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=49486>
- SFOE, 2021: Swiss Federal Office of Energy, 2021: Swiss Energy Perspectives 2050+. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/policy/energy-perspectives-2050-plus.html>
- Kepler, J. H., Quemin, S., & Saguan, M. (2022). Why the sustainable provision of low-carbon electricity needs hybrid markets Energy Policy, 171. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113273>
- <https://iea-pvps.org/research-tasks/solar-pv-in-100-res-power-system>
- <https://www.sapowernetworks.com.au/industry/flexible-exports>
- <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/bundesgesetz-erneuerbare-stromversorgung.html>
- <https://nexus-e.org>
- <https://www.balmorel.com>

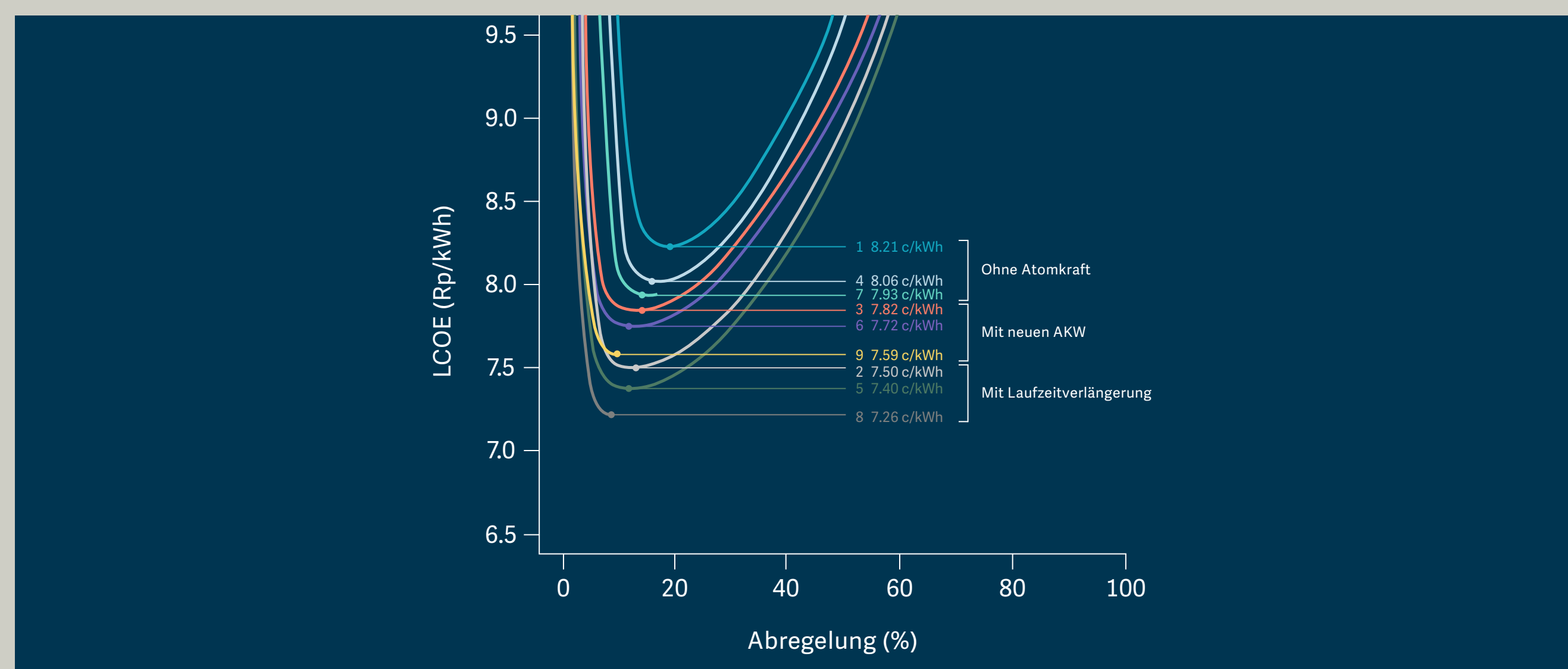


Abbildung 2: Stromgestehungskosten im Schweizer Stromnetz in Abhängigkeit von der Abregelung der PV-Produktion für alle Szenarien für das meteorologische Jahr 2021.

| Szenario | PV Installiert GW | PV Produkt. TWh | PV Prod. Abgeregelt % | Batterie-Kapazität GWh | Wind Produkt. TWh | AKW Produkt. TWh | LCOE Rp/kWh |
|----------|-------------------|-----------------|-----------------------|------------------------|-------------------|------------------|-------------|
| 1 | 47.8 | 37.7 | 25 | 26.5 | 3.0 | 0.0 | 8.2 |
| 2 | 38.9 | 33.3 | 15 | 17.7 | 3.0 | 4.4 | 7.4 |
| 3 | 38.9 | 33.3 | 15 | 17.7 | 3.0 | 4.4 | 7.7 |
| 4 | 45.0 | 36.2 | 22 | 23.5 | 4.5 | 0.0 | 8.0 |
| 5 | 36.5 | 31.8 | 13 | 15.2 | 4.5 | 4.4 | 7.3 |
| 6 | 36.5 | 31.8 | 13 | 15.2 | 4.5 | 4.4 | 7.7 |
| 7 | 42.7 | 35.6 | 18 | 19.1 | 5.1 | 0.0 | 7.8 |
| 8 | 34.6 | 30.9 | 10 | 12.2 | 5.4 | 4.4 | 7.2 |
| 9 | 34.6 | 30.9 | 10 | 12.2 | 5.4 | 4.4 | 7.6 |

Tabelle 2: Zusammenfassung der Resultate. Mittlere Werte für die 5 Wetterjahre (2018–2022).

Auch die neuste Untersuchung zeigt, dass das Konzept der Überdimensionierung sinnvoll ist. Die Abregelung senkt die mittlere Produktionskosten je nach Szenario und Wetterjahr zwischen 30 und 80%. Der Anteil der PV liegt zwischen 36 und 44%. Die Kostenunterschiede (6.8–8.6 Rp/kWh) zwischen den 9 Szenarien sind gering. Sie liegen innerhalb der Unsicherheit der Kostenannahmen und der jährlichen Schwankungen. Das bedeutet, dass alle untersuchten Kombinationen umsetzbar und bezahlbar sind. Die niedrigsten Kosten ergeben sich in Szenario 8 mit 35 GW PV, 3 GW Wind, 1 GW laufzeitverlängerter Kernenergie, 10% PV-Abregelung und 12 GWh Batteriespeicher.

Der Ausbau der Windenergie senkt den Preis, auch wenn die Windenergie teurer ist als die Solarenergie. Der Betrieb eines teuren Kernkraftwerks mit reduzierten Betriebsstunden (7 Monate) senkt die Gesamtkosten ebenfalls leicht. Dies ist auf den ersten Blick überraschend. Die Gründe für die tieferen Kosten sind vor allem die reduzierte Bedarf an Überdimensionierung der PV und der Sonnenarme Winter in der Schweiz. Der gleiche Effekt zeigt sich auch beim Einbezug von rund 5% teurem Strom aus Erneuerbaren.

- Die Abregelung von PV-Strom senkt die Gesamtkosten
- Kleine Anteile (je ca. 5%) von teurem Strom aus Gaskraftwerken mit Erneuerbaren, Atomkraft und Wind senken die Gesamtkosten. Sie wirken wie ein Katalysator.

Der derzeitige regulatorische Rahmen genügt nicht, um Investitionen auslösen, um das volkswirtschaftliche Optimum zu erreichen: Bei größeren Anteilen wird sich die PV selbst karnalisieren. Zur Mittagszeit wird die PV-Produktion die Last oft übersteigen und die Preise werden nahe Null oder negativ sein. Vorgesehene «contract-of-difference»-Vereinbarungen oder Einspeisevergütungen auf der Basis von Amortisationsberechnungen können helfen, Investitionen zu sichern, sind aber wahrscheinlich nicht ausreichend. In Zukunft sollte vermehrt die Kapazitäten vergütet werden anstatt die Energieproduktion. Ein möglicher Vorschlag ist auch die Einführung von hybriden, separaten Märkten für langfristige und für kurzfristige Investitionen⁵.

Jemand muss für die abgeregelte Energie bezahlen, damit die Investitionssicherheit genügend hoch bleibt und die Zubau Ziele der Erneuerbaren erreicht werden.

Netz-Regulierung

In unseren Studien haben wir die Auswirkungen auf das Netz nicht modelliert. Die Abregelung von PV und Wind trägt sicherlich dazu bei, die Kosten für die Netzausbauten zusätzlich zu senken.

Eine andere Frage ist, wie man die Abregelungen der Verteilnetze regelt. Eine Arbeitsgruppe des IEA PVPS Task 14¹ hat im Frühjahr 2024 einen Bericht zu diesem Thema veröffentlicht. Der Verteilnetzbetreiber von Südastralien hat im Juli 2023 eine neue intelligente und faire Regelung zur Drosselung von PV-Anlagen auf Gebäuden eingeführt². Das neue Schweizer Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien³, erlaubt es den Netzbetreibern, die PV-Produktion zu drosseln. Das sind positive Entwicklungen, die zeigen, dass auch die Netzregulierungen und die VNB in Bewegung sind. Sie reichen aber bei weitem nicht aus.

Interessant wäre eine Studie in der Schweiz mit oder ohne Einbezug der Netze und Vergleiche mit Resultaten von bestehenden Energiemodellen. Bislang zeigen viele der komplexeren Modelle (wie z.B. nexus-e⁹ oder Balmorel¹⁰) deutlich weniger hohe Werte der Abregelung. Der Grund für diese Differenz ist unklar.