

Marktimplikationen für die Dimensionierung des Netzanschlusses

Bern Kursaal, Schweizer Photovoltaik-Tagung
 Dr. Christof Bucher, David Joss, Nicolas Brunner, Matthias Bucher, Thomas Reinthaler
 Labor für Photovoltaiksysteme, Berner Fachhochschule, Burgdorf
 christof.bucher@bfh.ch

Die Nennleistung aller PV-Anlagen in der Schweiz hat bereits die minimale Ausspeisung am Schweizer Übertragungsnetz erreicht. Dass die PV-Anlagen meist nicht regelbar sind, stellt dabei eine grosse Herausforderung für den Strommarkt dar. Unabhängig von der Nachfrage wird Solarstrom ins Netz eingespeist. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die PV-Anlagen Einspeisungen geregelt werden müssen. Dieses Poster untersucht welche Auswirkungen eine marktinduzierte Leistungsabregelung simuliert für die ganze Schweiz mit 25/30 GW PV Kapazität schweizweit auf einzelne PV-Anlagen hätte. Insbesondere wird auch der Energieverlust bei limitierter Netzanschlussleistung, sowie der Einfluss von Speichern auf diese Verluste untersucht.

Einleitung

Die marktbasierete Abregelung von PV-Leistung, nach Marktsituationen von Swissgrid für Zukunftsszenarien REF2040 (25 GW PV) und SC2040 (30 GW PV) wurde untersucht [1]. Die Simulation dient der Systemkosten-Optimierung. Die Abregelung von PV-Leistung bei Marktsättigung wurde dabei als kostenfrei angenommen.

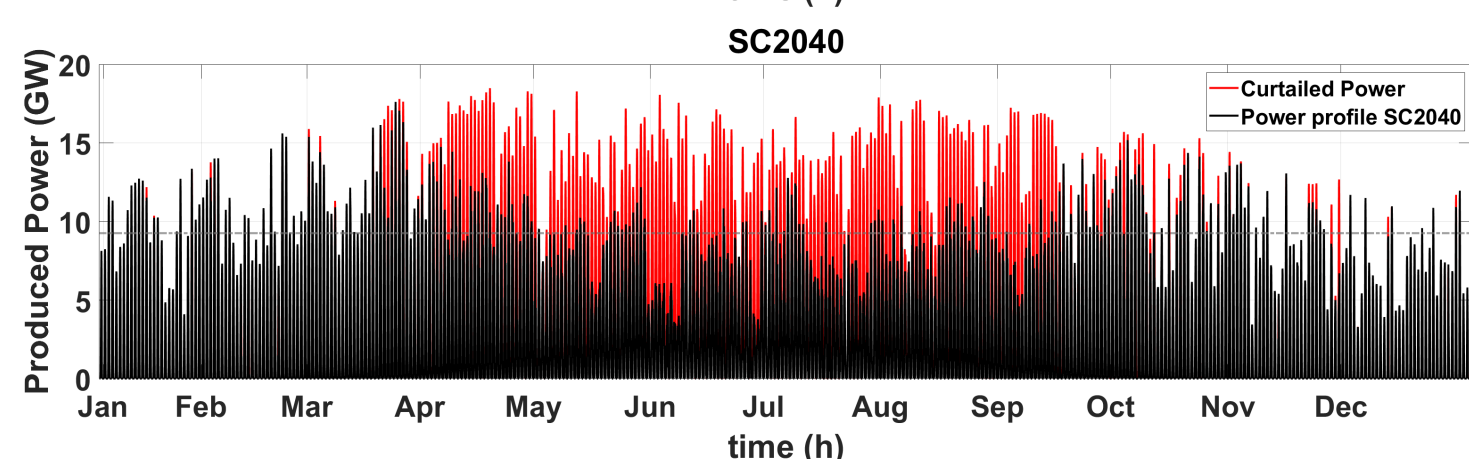
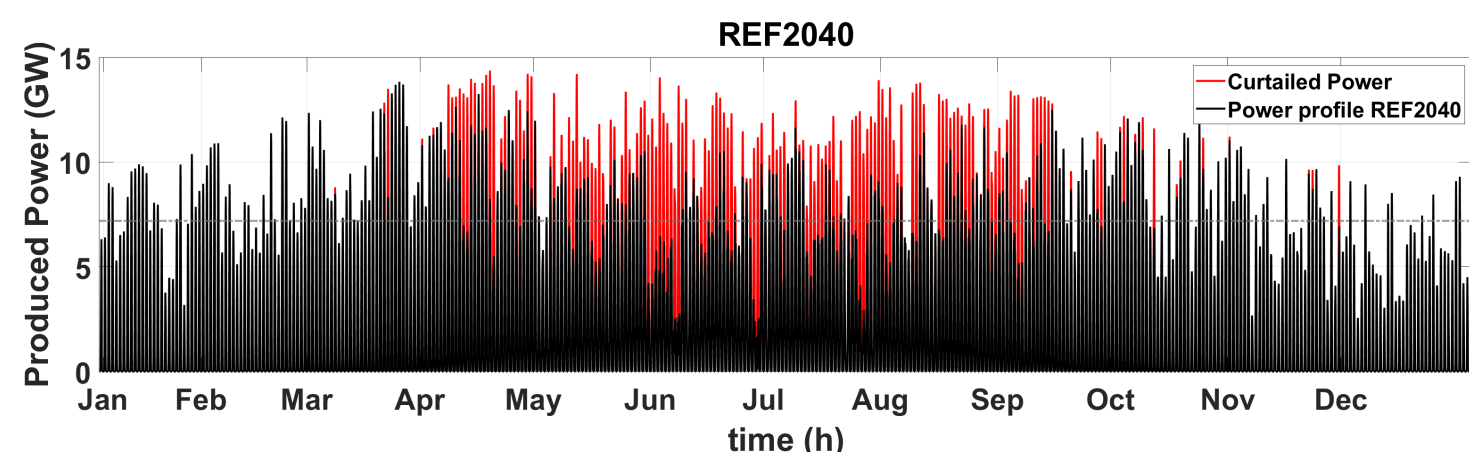


Abb. 1: Jahresprofile nach Szenarien, Rot abgeregte Leistung, schwarz restliches Leistungs Profil.

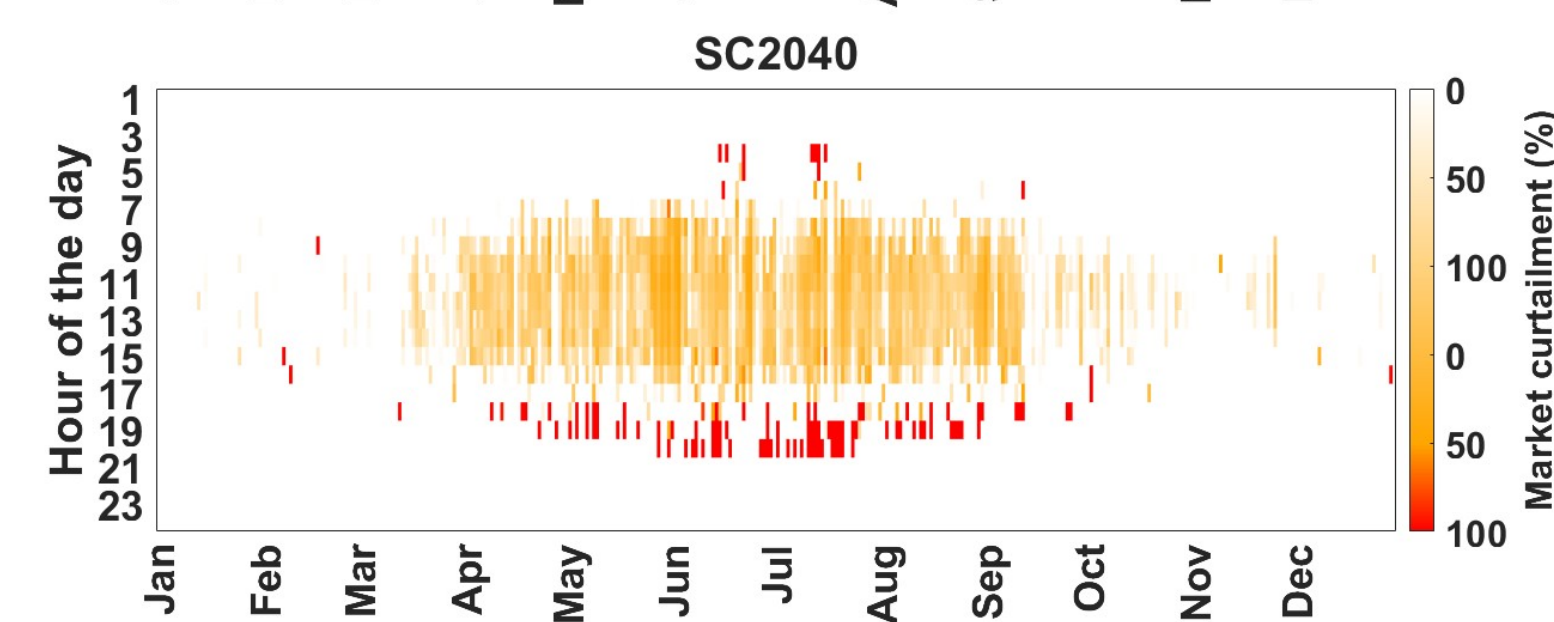
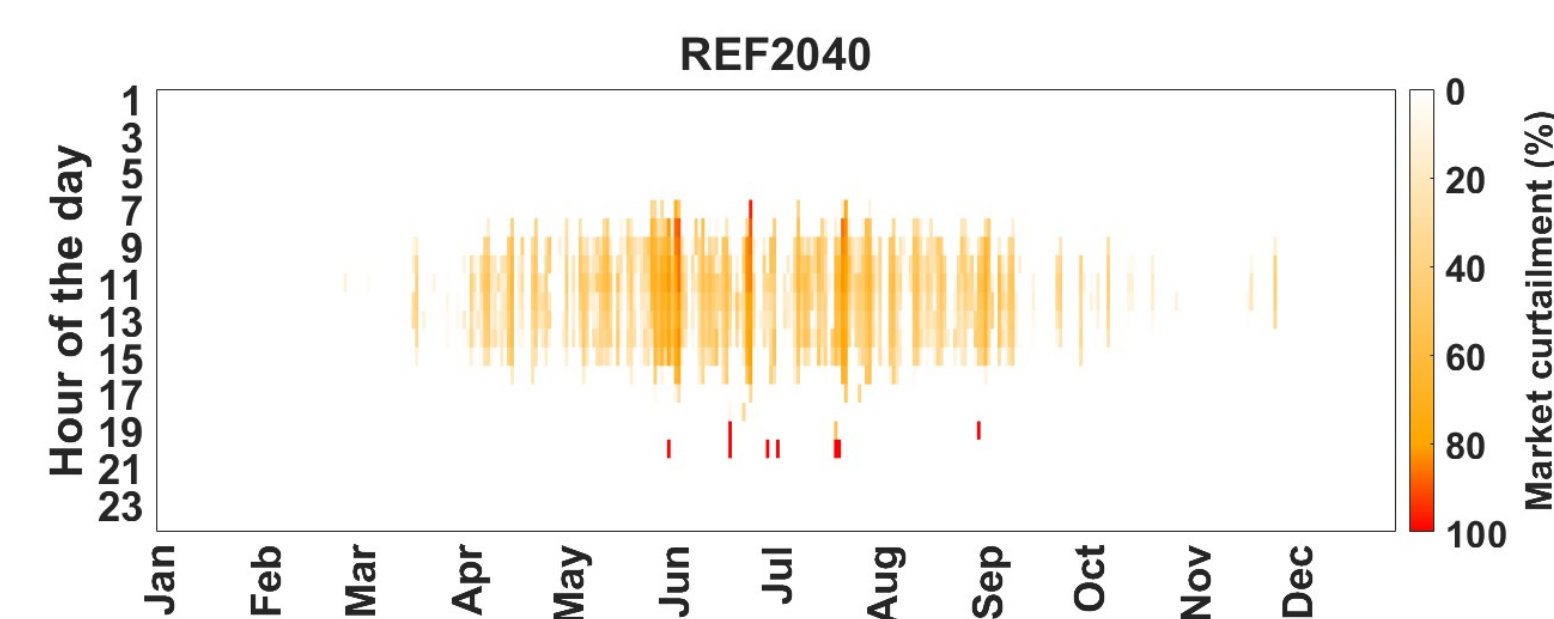


Abb. 2: Übersicht Abgeregelter Leistungsmenge nach Stunden/Tagen, 100% ist totale Abregelung.

Methodik Simulierte PV-Anlagen

Der Einfluss der Marktregelung auf einzelne PV-Anlagen wird untersucht. Anlagen von 1 kW Leistung werden von der BFH mit einem eigenen Algorithmus simuliert. Meteodaten von 2009 werden verwendet wie bei der Marktsimulation von Swissgrid.

Tab. 1: Übersicht Simulierte PV-Anlagen.

Standort	Azimet und Neigungen
Zollikofen	East-west 10°, South 20°/90°
Grimsel	East-west 10°, South 20°/70°/90°

Resultate: Energetische Verluste

Tab. 2: Jährlicher Energieverlust durch Marktregelung.

Standort	REF 2040	SC2040
Zollikofen	17.9% - 18.5% (164.1-184.8 kW)	26.8% - 27.6% (245.9-276.2 kW)
Grimsel	16.9% - 17.5% (168.1-187.3 kW)	25.6% - 26.9% (254.8-283.4 kW)

Die marktbasierete Abregelung erfolgt hauptsächlich bei Spitzenproduktionszeiten bei hoher Sonneneinstrahlung.

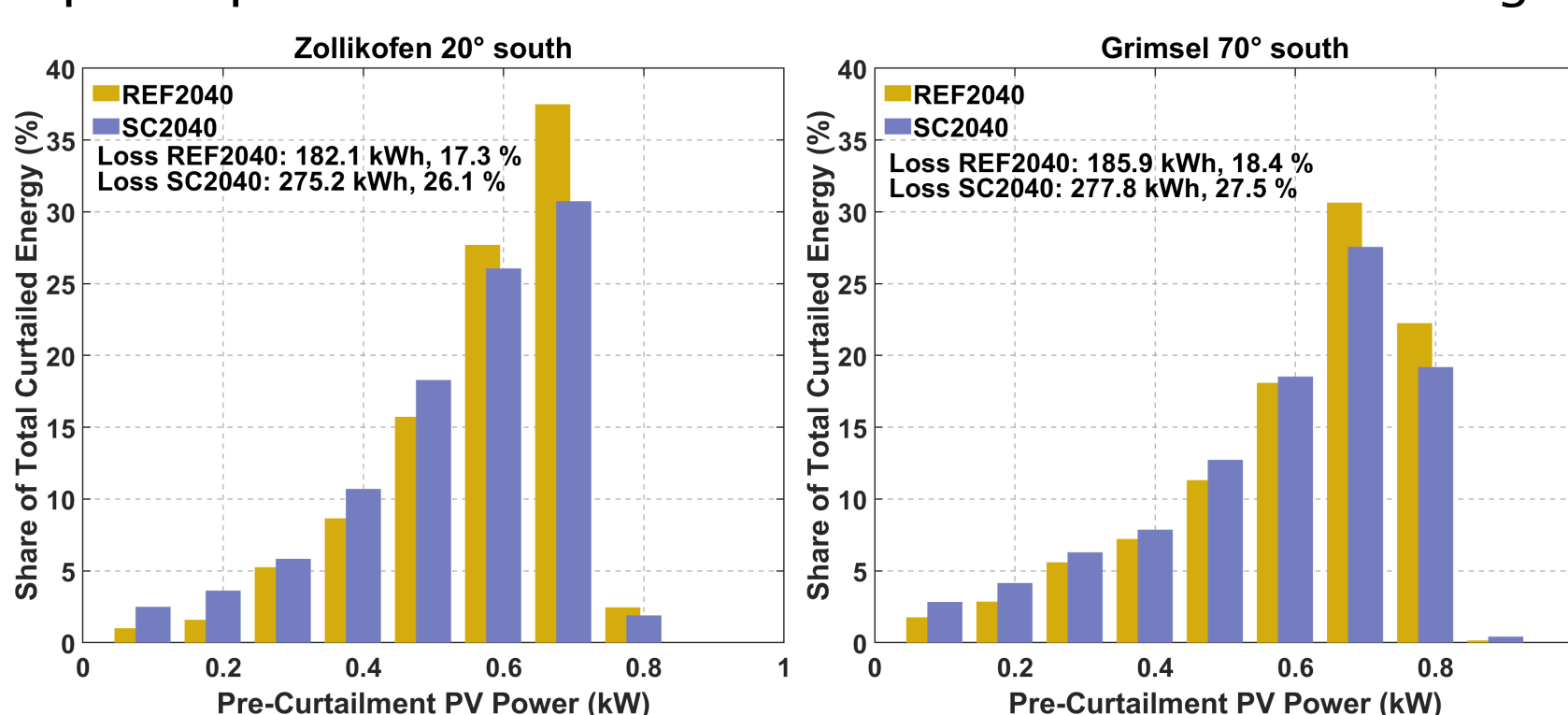


Abb. 3: Relative Abregelungsverluste sortiert nach dazugehöriger voller Leistung der PV-Anlage.

Netzanschluss Einflüsse Energie

Der Einfluss von Netzanschlusslimitierungen (GC) auf den Energieertrag der Anlagen wird untersucht. Allein und zusätzlich zu bereits angewandeter Marktregelung.

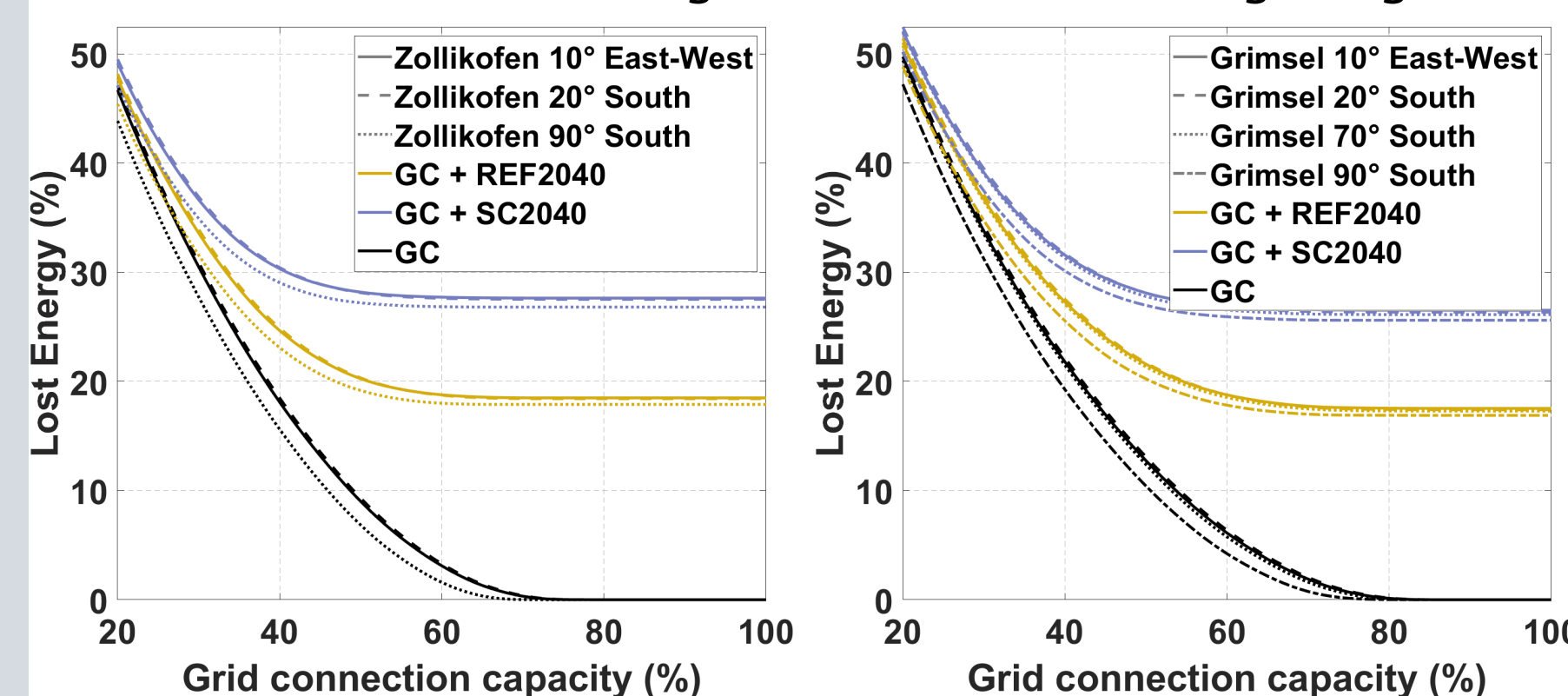


Abb. 4: Einfluss Netzanschlusslimitierung auf energetische Verluste, alle Standorte.

Netzanschluss Einflüsse Energie

Die Grenzkosten der Marktsimulation wurden als Proxy für die Vergütung definiert, um die finanziellen Verluste zu analysieren. Es wurden keine negativen Preise angenommen.

Tab. 3: Finanzielle Verluste durch Marktregelung pro Jahr.

Standort	REF 2040	SC2040
Zöllikofen	0.024% - 0.025%	1.4% - 1.7%
Grimsel	0.029% - 0.031%	2.1% - 2.3%

Aufgrund von Marktsättigung mit PV-Leistung ist die Vergütung (Grenzkosten) in Spitzenproduktionszeiten sehr klein, daher ergeben sich nur kleine finanzielle Verluste.

Es werden auch der zusätzliche Einfluss der Netzanschlusslimitierung, kombiniert mit der Markt-Abregelung auf die finanziellen Verluste untersucht.

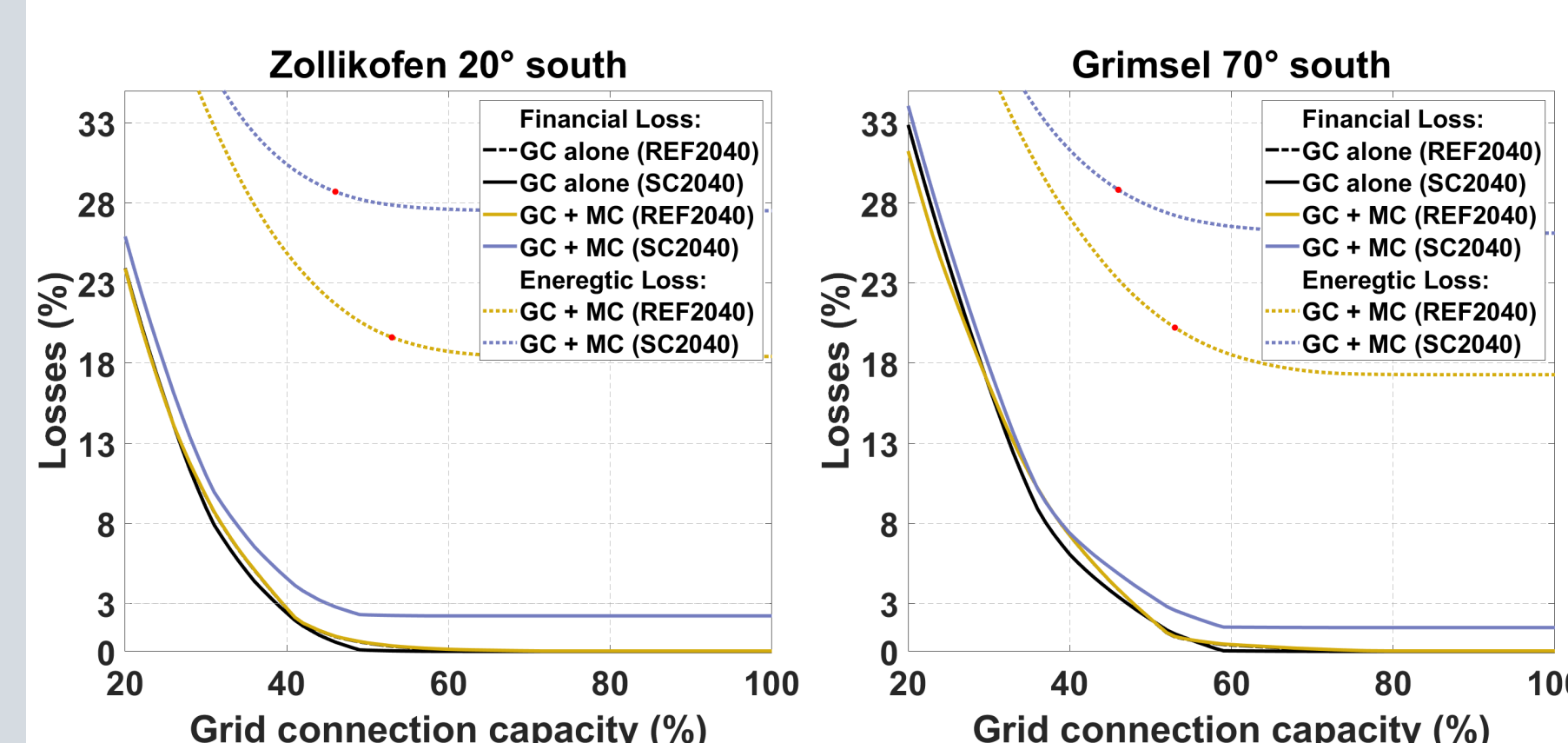


Abb. 4: Zusätzlicher Einfluss der Netzanschlusslimitierung auf finanzielle Verluste.

Minimieren der Verluste durch Speicher

Ein Batteriespeicher-Algorithmus wird verwendet, um die energetischen Verluste, welche durch Marktregelung und Netzanschlusslimitierung entstanden sind, mit verschiedenen Speichergrossen aufzufangen und zu definieren bei welcher Speichergösse noch welche Verluste entstehen.

Abb. 6 zeigt die Resultate für Netzanschlusslimitierungen ohne Marktregelung, dafür mit und ohne Eigenverbrauch (ISC). Abb. 7 zeigt die Resultate für Markt und zusätzlicher Netzanschlusslimitierung.

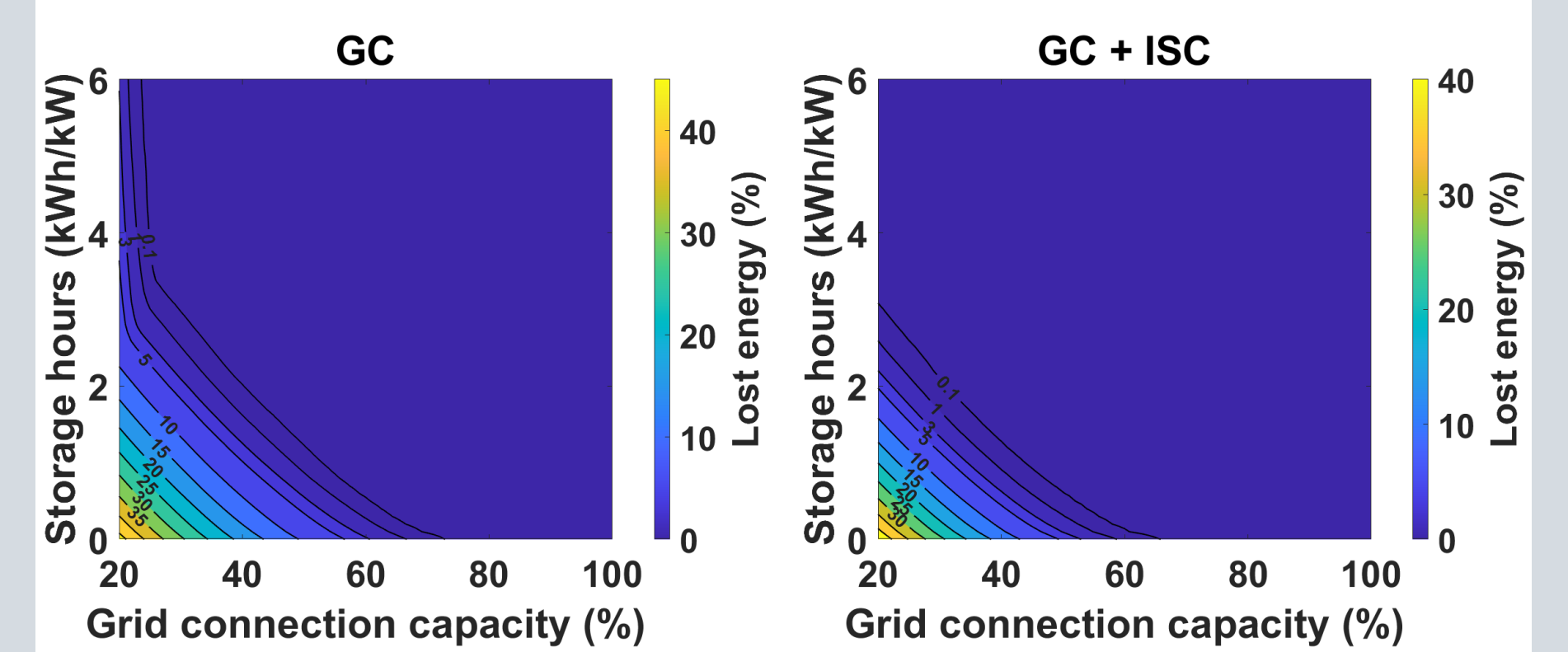


Abb. 6: Verluste als Funktion von Speichergösse für Netzanschlusslimitierung mit und ohne Eigenverbrauch.

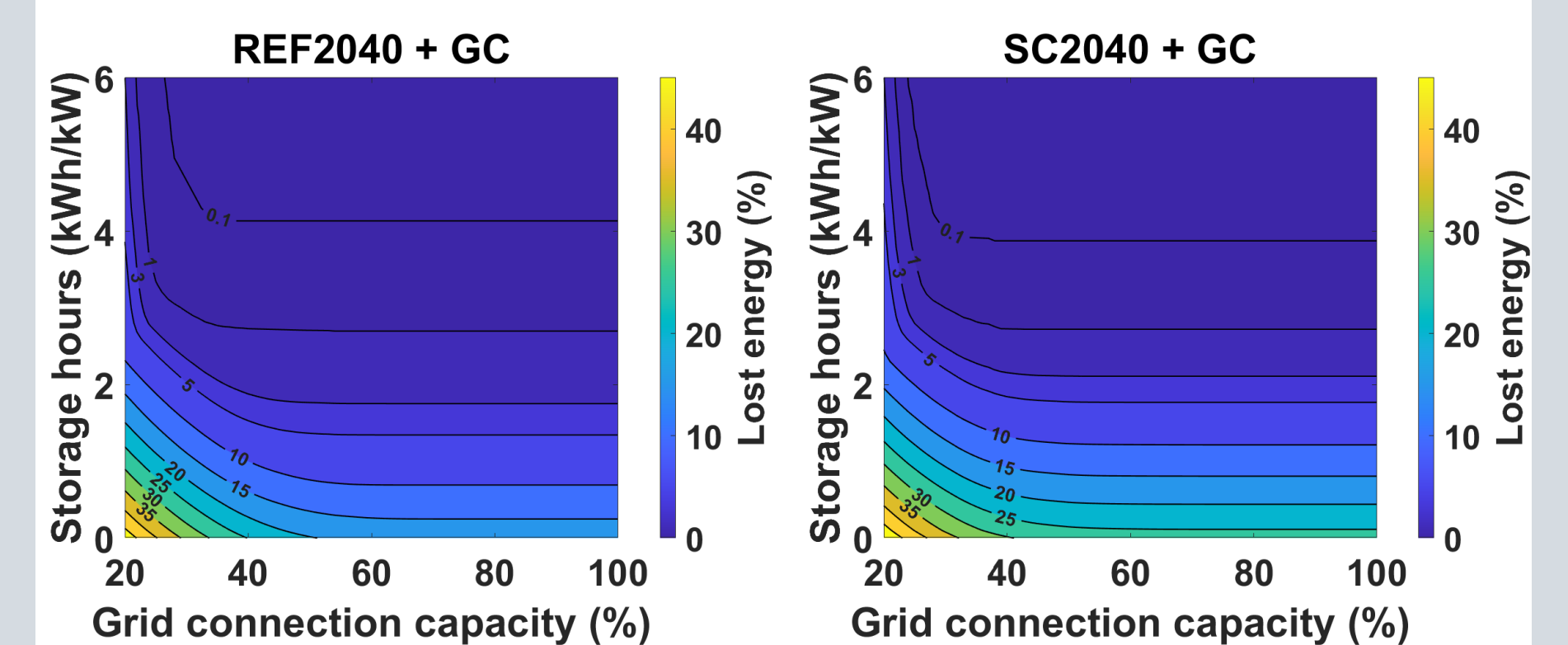


Abb. 7: Verluste als Funktion von Speichergösse sowie Netzanschlusslimitierung für beide Szenarien.

Schlussfolgerung

Die Studie zeigt, dass die zu erwartende finanzielle Verluste sowohl einer markt- als auch einer netzbasierten Reduktion der PV-Einspeisung gering sind.

Investitionen in Speicher und Flexibilität erscheinen daher vorteilhafter als Investitionen in Netzausbau um die volle Anschlussleistung für PV-Anlagen zu ermöglichen. Es ist wahrscheinlich, dass Leistungsspitzen von PV-Anlagen nicht vom Markt absorbiert werden können.

Danksagung swissgrid

Für das Zurverfügungstellen der Resultate ihrer Marktsimulation.

Referenzen

[1] Sebastian Willemsen *et al.*, 'Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze', Bundesamt für Umwelt BFE, Oct. 2022. [Online]. Available: <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74145.pdf>