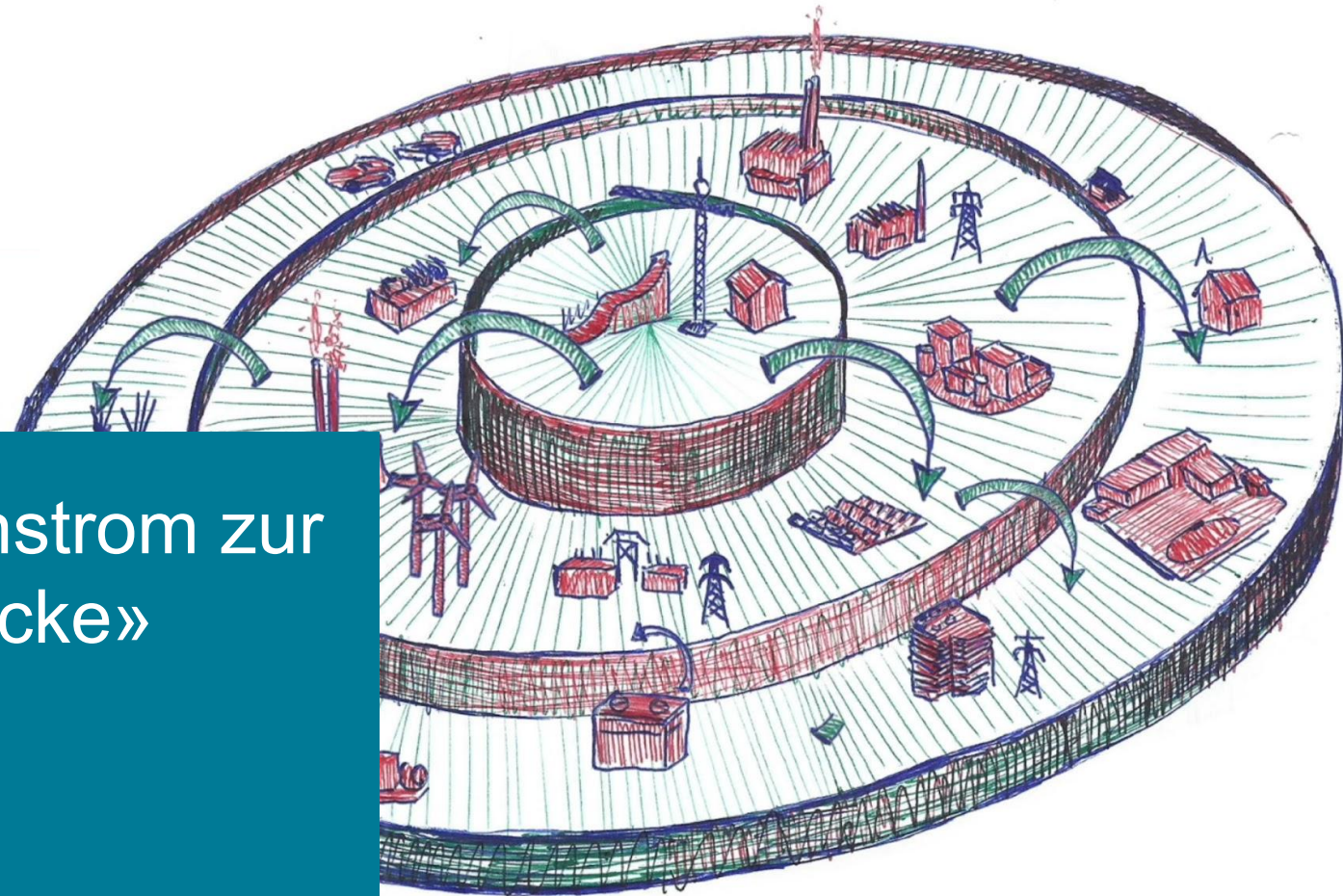
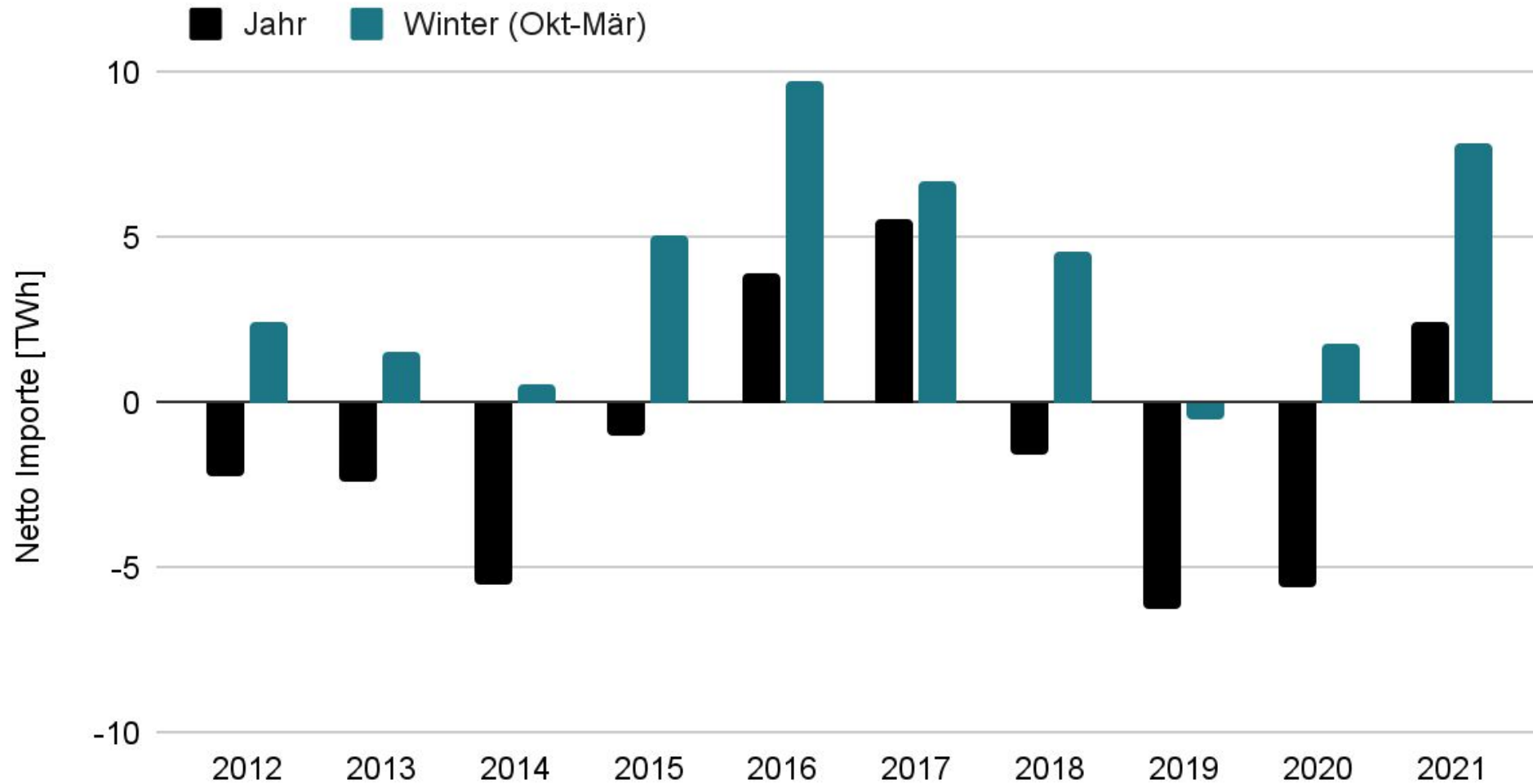


Modellierung von Alpenstrom zur Deckung der «Winterlücke»

ETH Zürich, 2022
Dr. Marius Schwarz

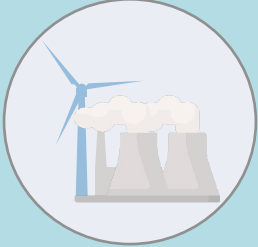


Motivation | In fast allen Jahren ist die Schweiz auf Importe im Winter angewiesen ¹




Methodik | Nexus-e Plattform ²

Energiesystem Optimierung ⁱ

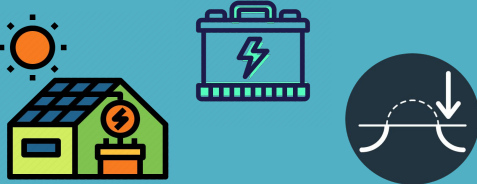


Stromsystem Optimierung

Zentrale Stromerzeuger und -speicher



Dezentrale Stromerzeuger und -speicher ⁱⁱ



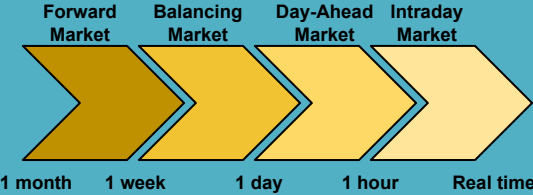
i: in Entwicklung

ii: Zwei unterschiedliche Versionen: Optimierung und Simulation

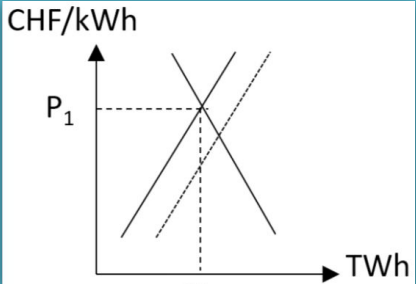
Lebenszyklusanalyse ⁱ



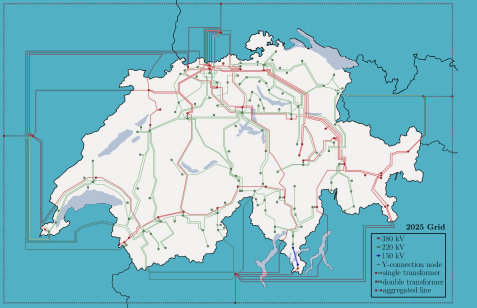
Strommarkt Optimierung



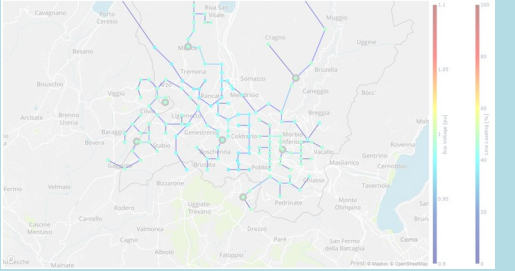
Makroökonomische Analyse



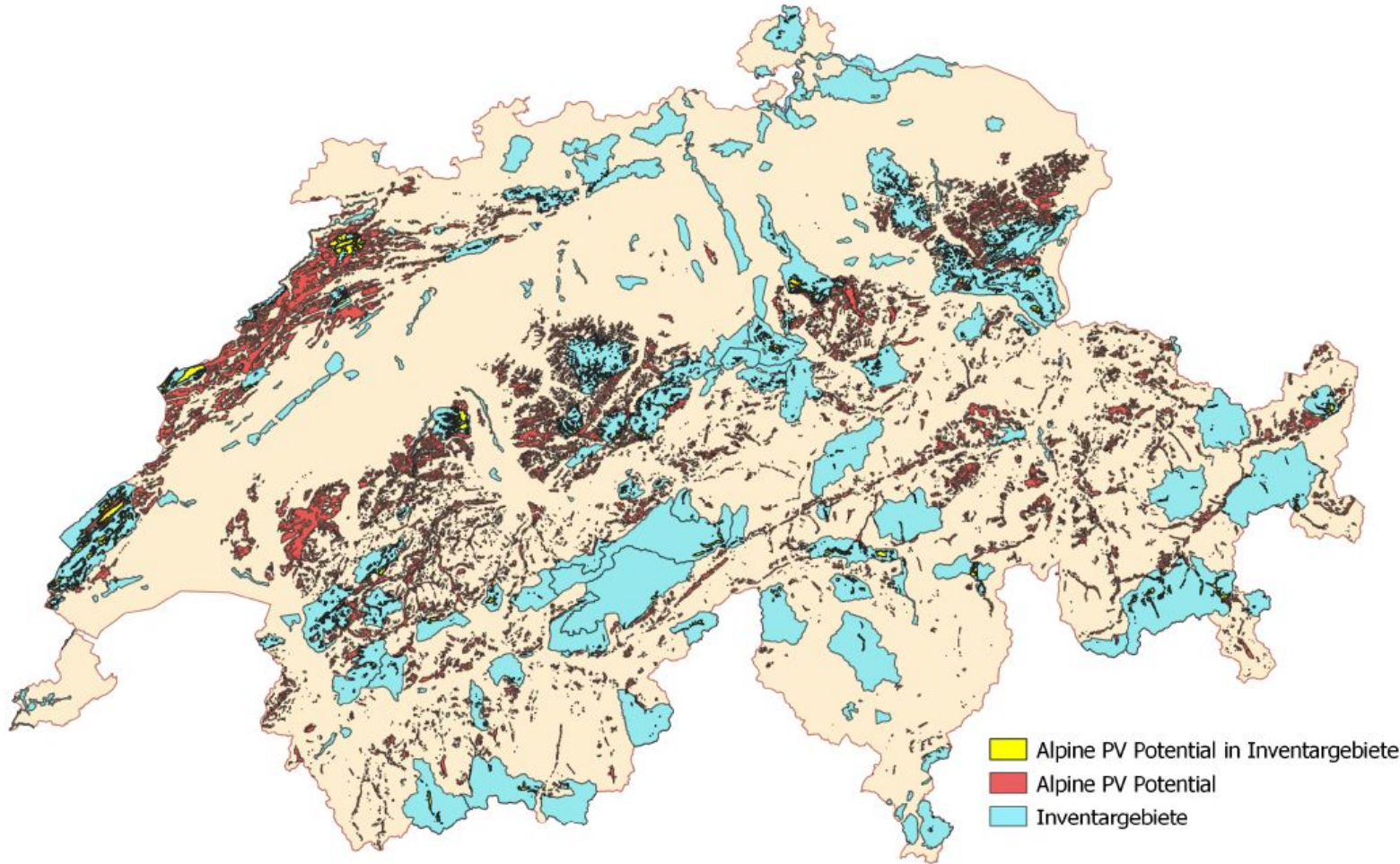
Analyse des Übertragungsnetzes



Analyse des Verteilnetzes ⁱ

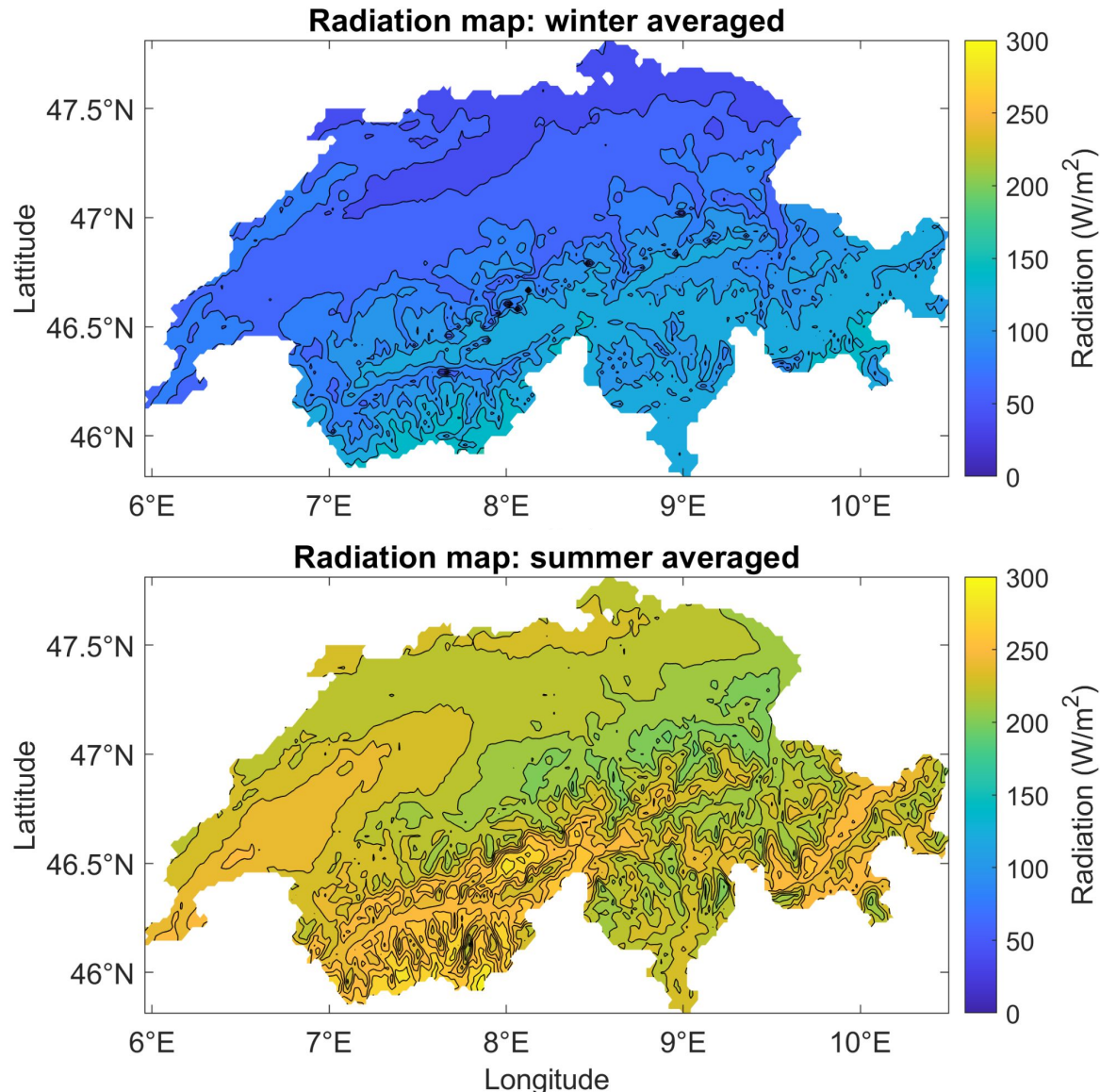


Datensatz 1 | GIS Daten zu geeigneten Standorte und Flächen für PV in den Alpen^{3,4}



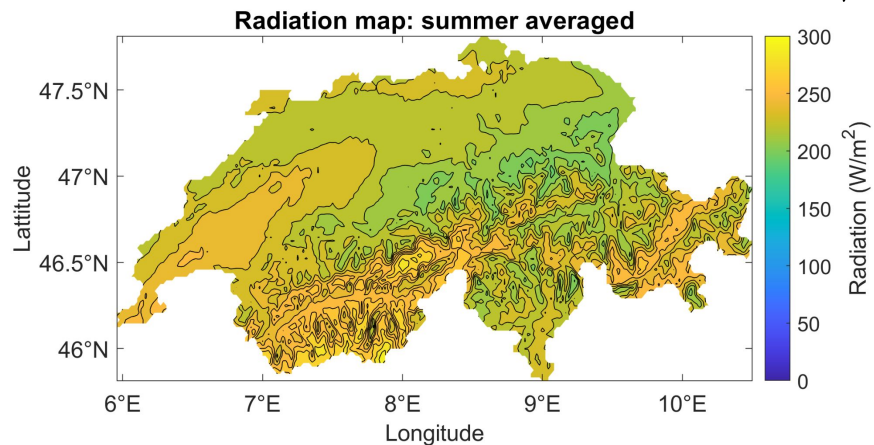
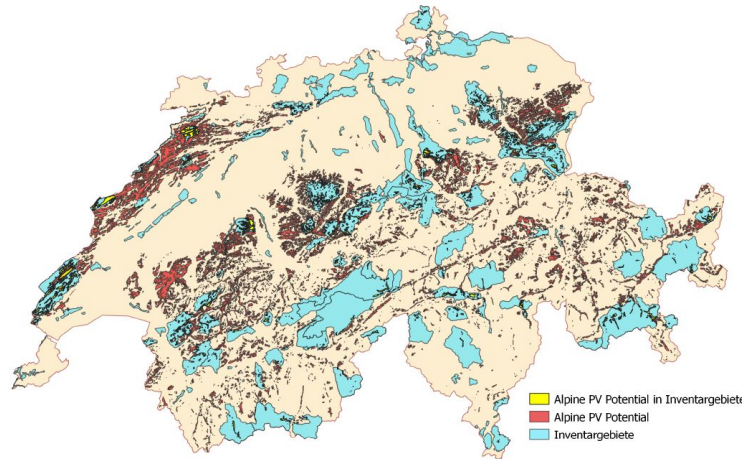
- 50 x 50 Meter “Pixel”
- 5 Kriterien
 - Höhenlage zwischen 800 und 2700 Meter
 - Hang nicht nach Norden ausgerichtet
 - Minimaler Abstand von 150 Metern zu Hängen steiler als 30°
 - Befahrbare Strasse in 500 Meter Nähe
 - Geeignete Bodenbeschaffenheit (z.B. kein Gletscher) und kein Naturpark

Datensatz 2 | GIS Daten zur Einstrahlung auf die Oberfläche von PV Modulen ⁵



- 1.6 x 2.3 km “Pixel”
- Stündliche Einstrahlung welche die Oberfläche eines PV Moduls erreicht
- Neigung des PV Moduls ist für die Stromerzeugung im Winter (Okt-Dez) optimiert (60-70°)
- Berücksichtigt komplexe Bestrahlungsbedingungen in alpinen Gebieten
 - topografische Abschattung
 - Bewölkung
 - stark schwankende Reflexion des Bodens, da die Schneedecke im Laufe des Jahres variiert.

Datensatz kombiniert | Für jeden der 50 x 50 Meter Pixel kennen wir die Stündliche Einstrahlung



Höhenlage	geeignete Fläche [km2]	Winteranteil [%]	Stromerzeugung [kWh/m2]	Kapazität [kWp/m2]
800 bis 1200	1'560	33.1	266	0.151
1200 bis 1600	483	35.2	275	0.154
1600 bis 2000	310	36.6	289	0.158
2000 bis 2400	214	37.0	305	0.162
2400 bis 2700	43	36.7	315	0.166

Datensatz 3 | Kosten

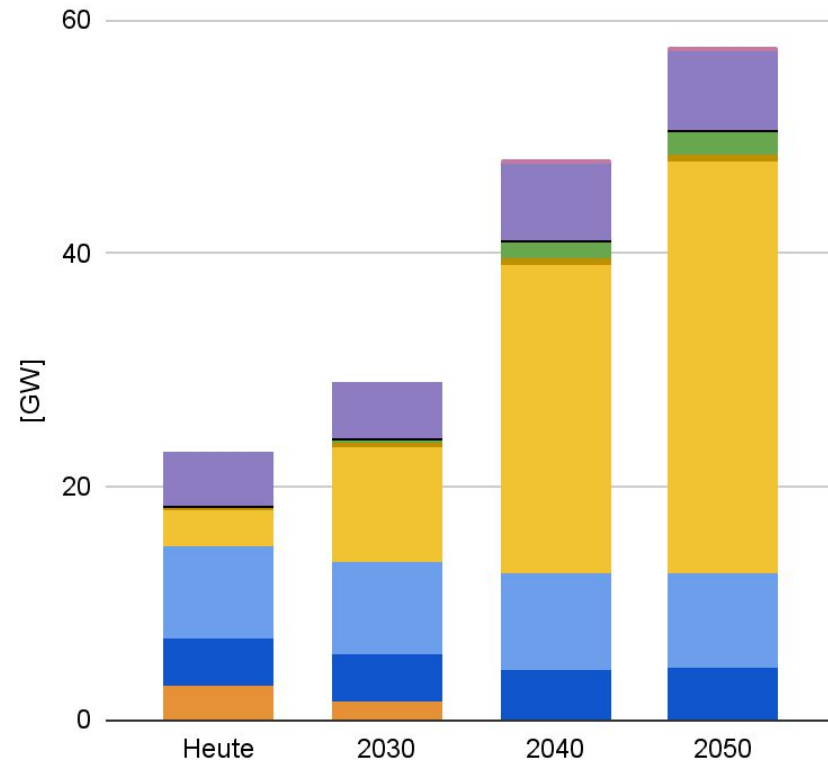
Vergleich der angenommenen Kosten für alpine Freiflächen-PVA und Aufdach-PVA für 2020–2030

	Alpine Freiflächen-PVA	Aufdach PVA
Solarzelle	616 Fr./kWp	
Bauarbeiten	867 Fr./kWp	
Anschlusskosten und Stromleitungen*	344 Fr./kWp	
Investitionskosten Gesamt	1827 Fr./kWp	775 Fr./kWp (>100 kWp) bis 1870 Fr./kWp (<10 kWp)
Variable Kosten (inkl. Wartungs- und Instandhaltungskosten, Arbeitskosten für Netzanschluss)	0.027 Fr./kWh	0.027 Fr./kWh

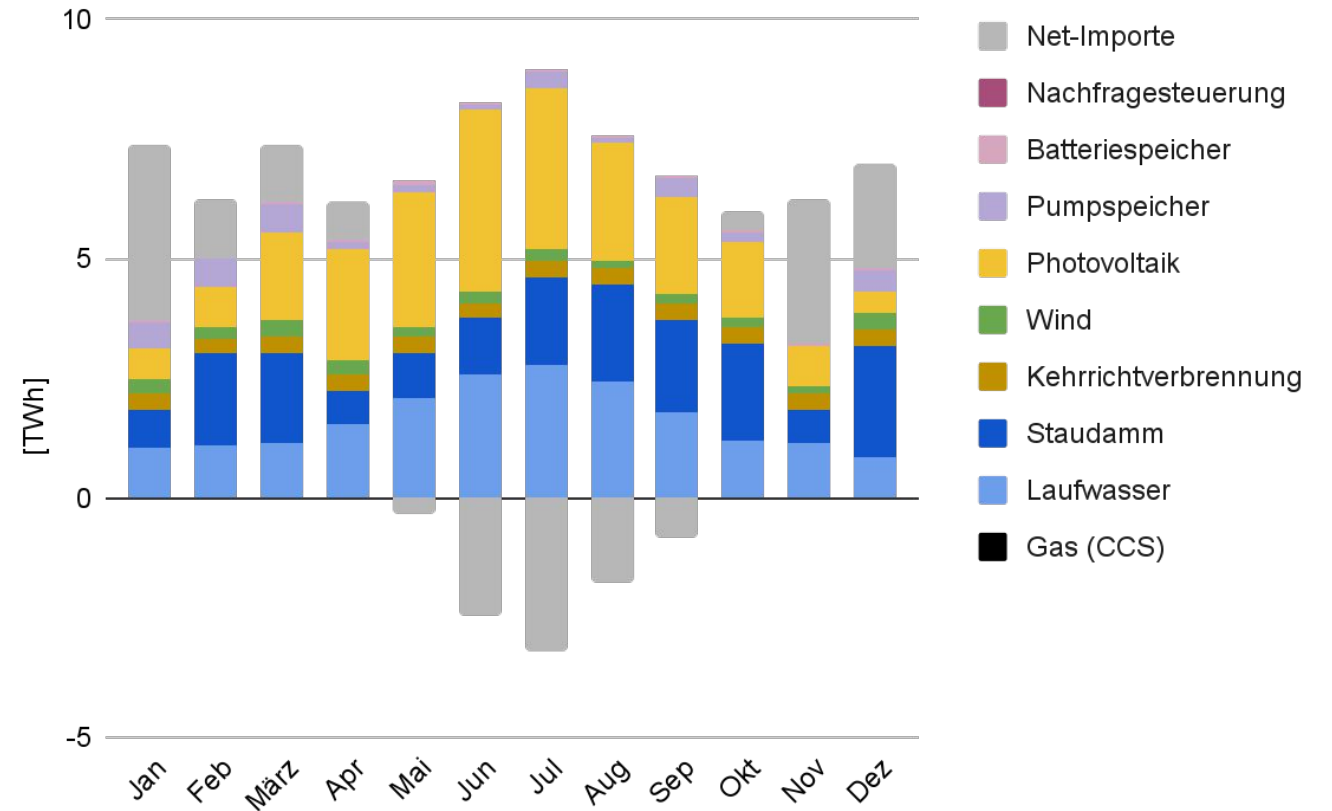
* Wir haben hier eine durchschnittliche Länge der neuen Stromleitungen von 10 km angenommen

Resultate | Basisszenario

Installierte Stromerzeugungskapazität 2020-2050



Monatliche Stromerzeugung in 2040



Exkurs | Warum kann die Schweiz im Winter Strom importieren und im Sommer exportieren?

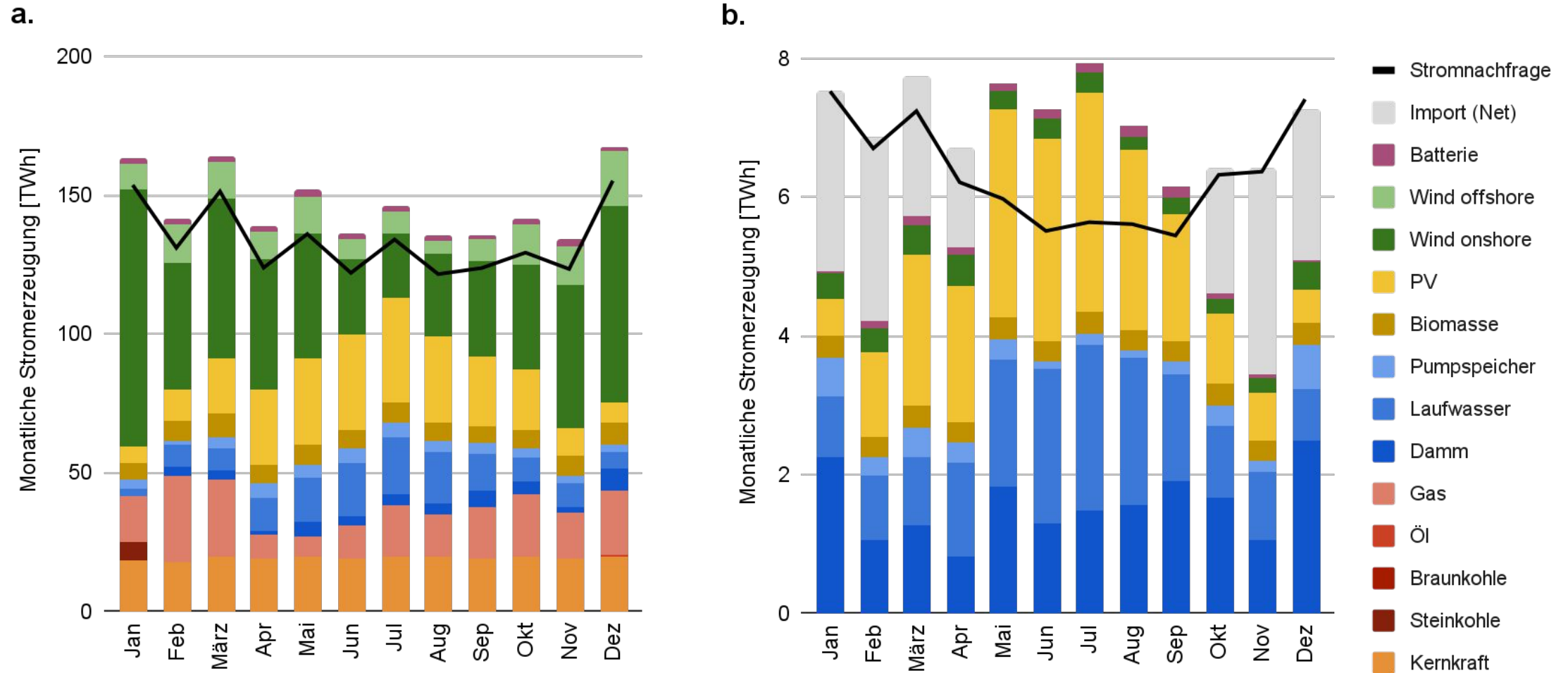
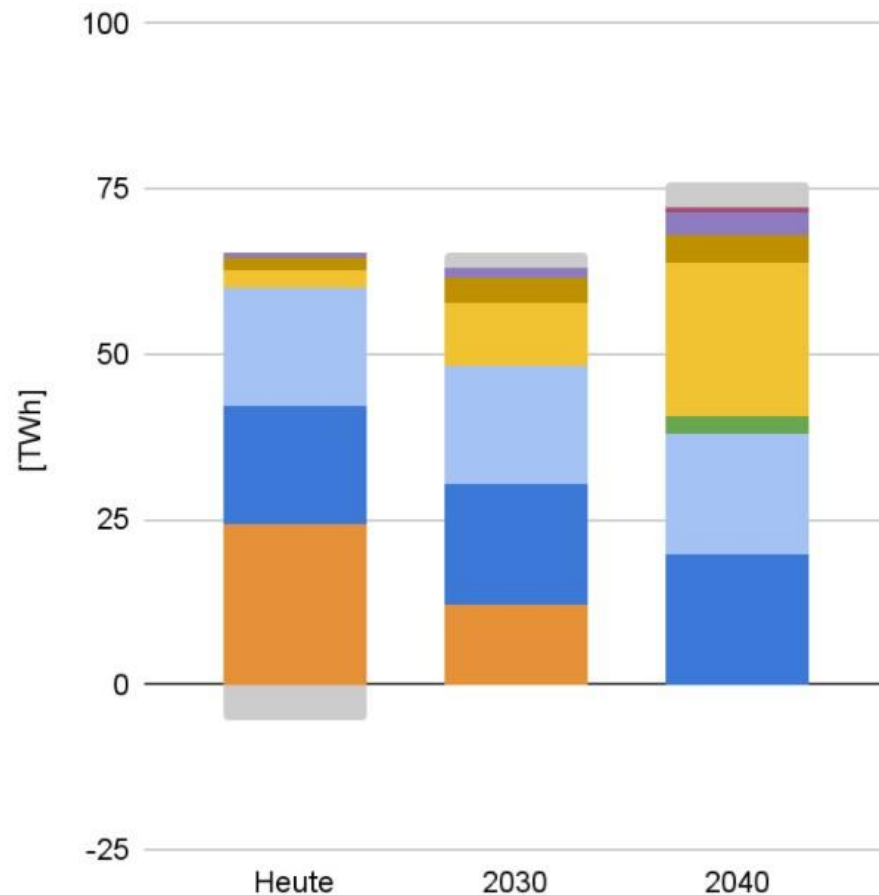


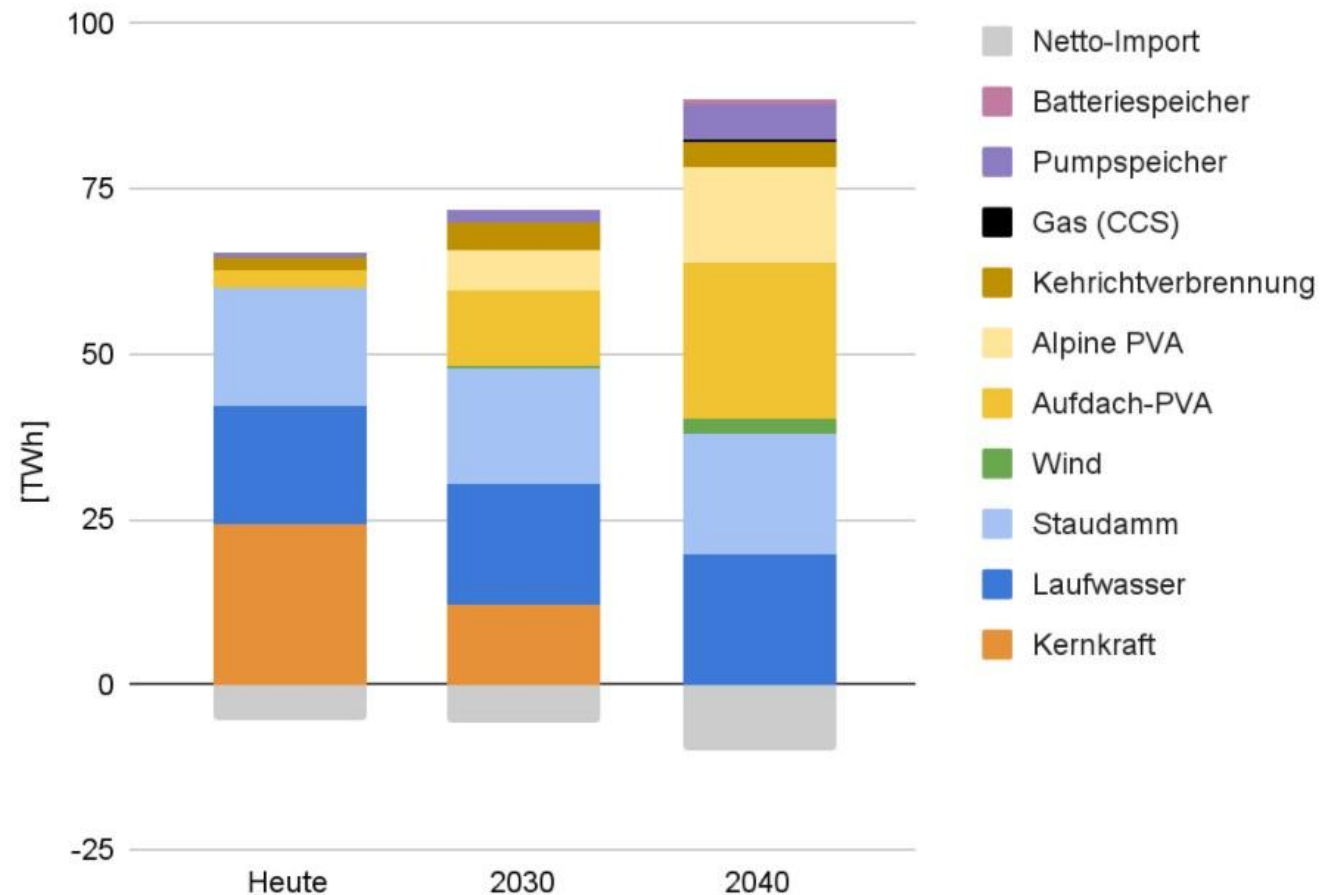
Abbildung: Installierte Stromerzeugungskapazität in 2050 in a. den Nachbarländer (FR, DE, IT, AU) und b. der Schweiz Quelle: ENTSO-e TYNDP "Global Ambition Scenario" und eigene Berechnung

Resultate | Auswirkungen von alpine PV Anlagen auf das optimierte Stromsystem

Jährliche Stromerzeugung 2020-2040
Basisszenario

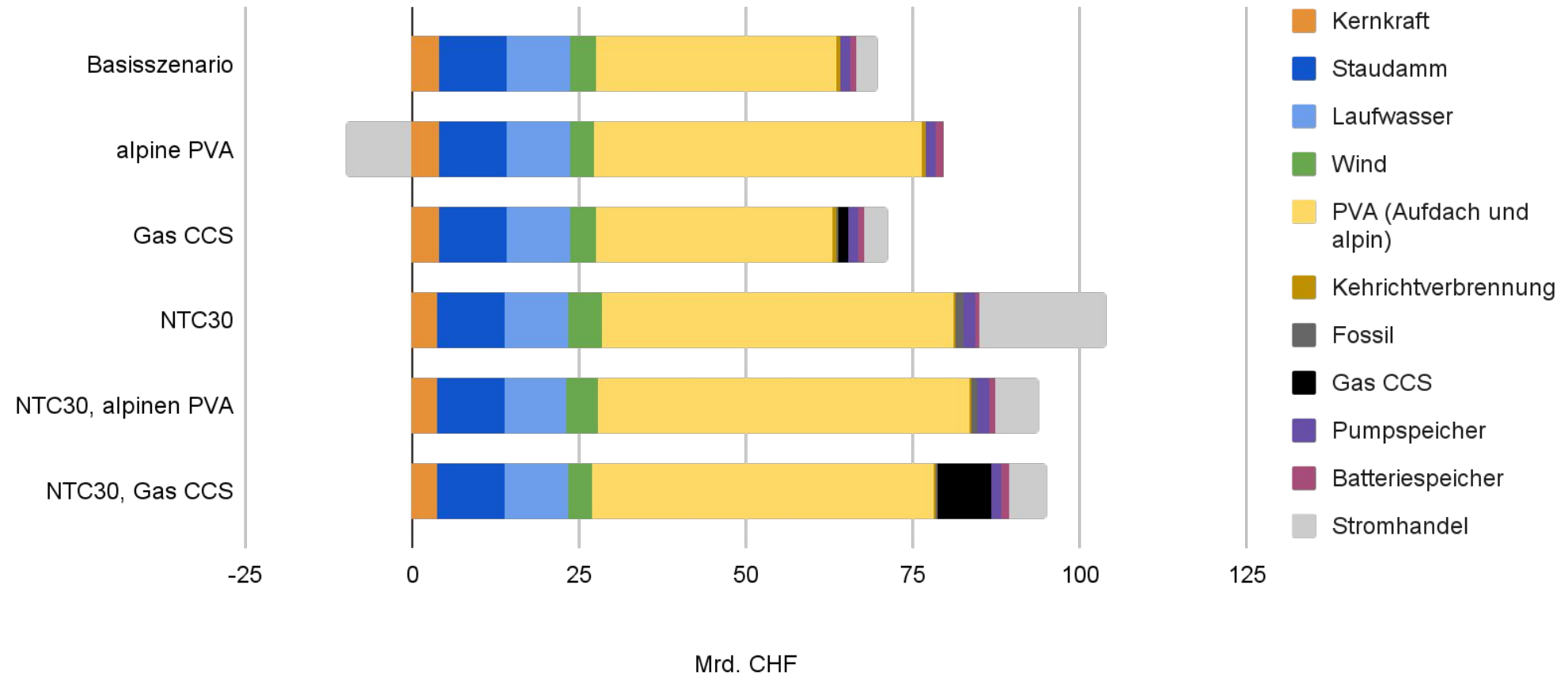


Jährliche Stromerzeugung 2020-2040
Aktueller Stromhandel mit alpinen PVA



Resultate | Gesamtkosten der verschiedenen Szenarien

Gesamtkosten bis 2040



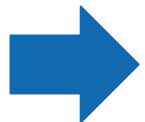
Zusammenfassung | Unsere Analyse unterliegt noch starken Annahmen – weitere Forschung/Austausch notwendig

Alpine PV Anlagen geeignet um Importe im Winter zu reduzieren. Dafür müssen:

- Regulatorische Hürden abgebaut werden
- Installationskosten in alpinen Gebieten gering gehalten werden
- wirtschaftliche Attraktivität (z.B. durch auktionierte Einspeisevergütung?) ermöglicht werden
- Akzeptanz im alpinen Raum gegeben/geschaffen werden

Weitere Forschung notwendig zu:

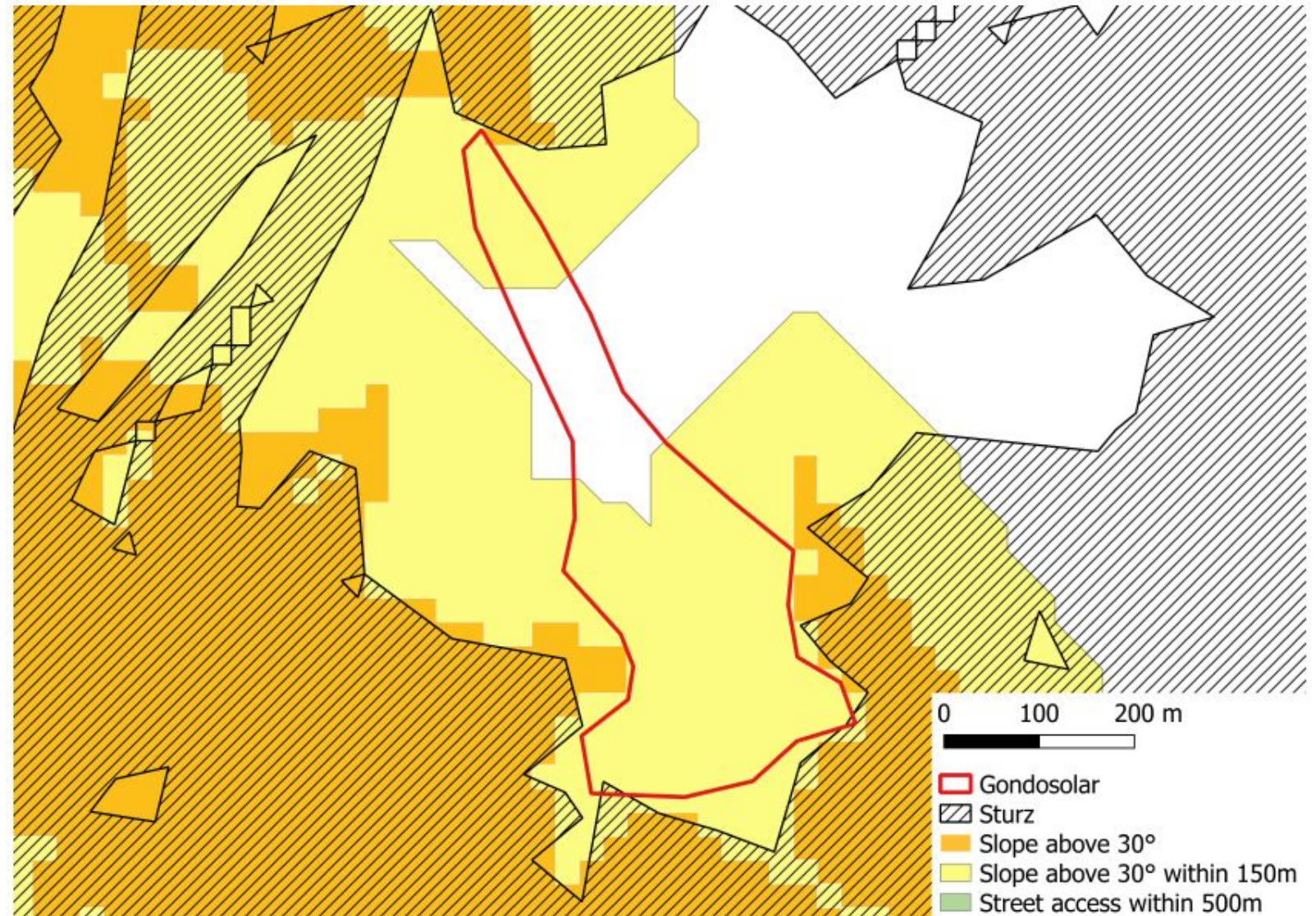
- Verfeinerung der bestehenden Datensätze zu (Potentialgebiete, Einstrahlung, Kosten)
- Extremszenarien, Sensitivitätsanalysen
- Entfernung zum Übertragungs,- Verteilnetz
- Doppelnutzung Wind und Solar
- Vergleich PV im alpinen Bereich und im Flachland (z.B. Agrovoltaik)



Mehr Austausch notwendig um Potential besser abschätzen zu können.

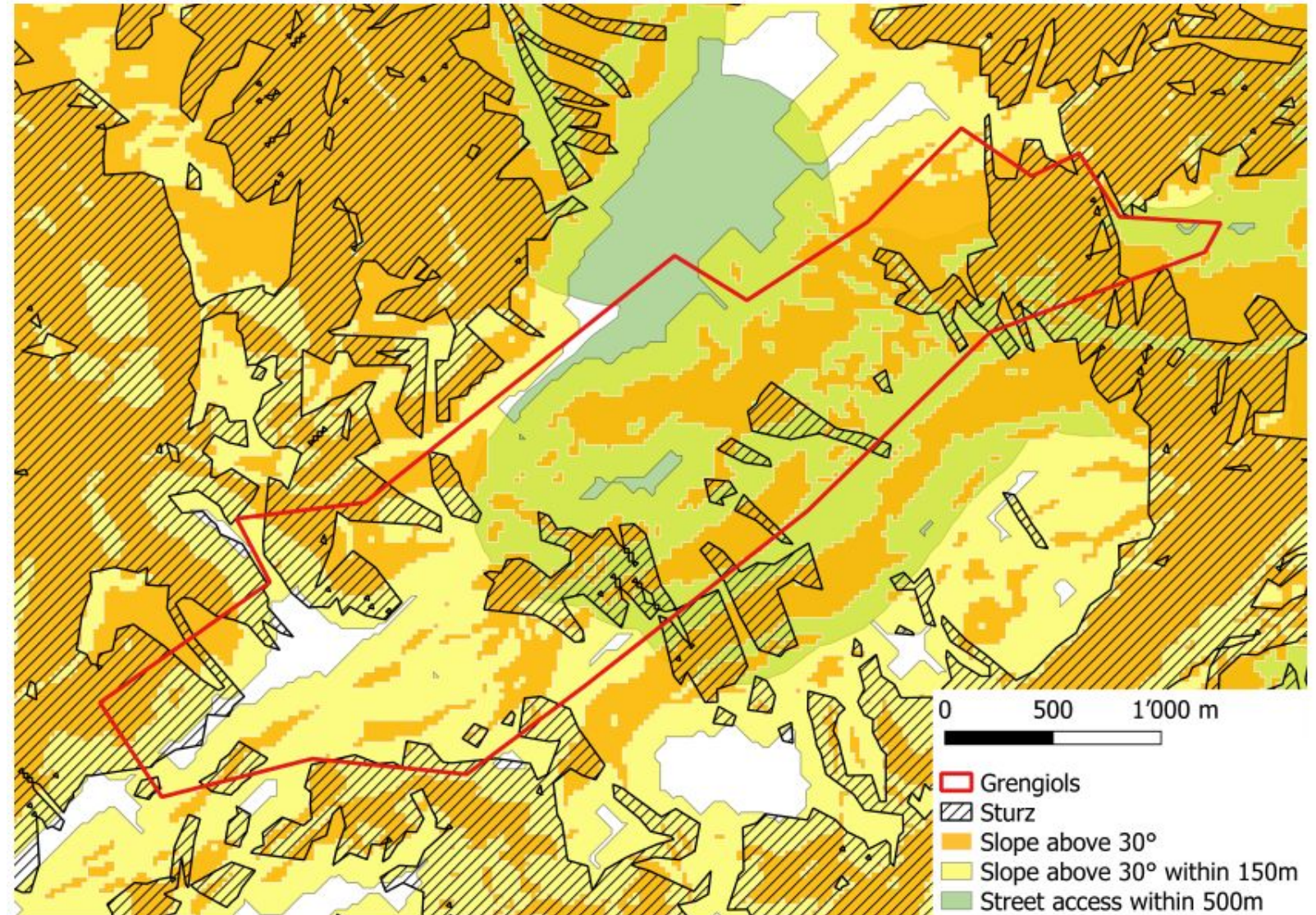
Zusammenfassung | Verfeinerung der bestehenden Datensätze - Gondo

Kriterium	Erfüllt
Höhenlage zwischen 800 und 2700 Meter	ja
Hang nicht nach Norden ausgerichtet	ja
Minimaler Abstand von 150 Metern zu Hängen steiler als 30°	nein
Befahrbare Strasse in 500 Meter Nähe	nein
Geeignete Bodenbeschaffenheit (z.B. kein Gletscher) und kein Naturpark	ja
<hr/>	
Hang nicht steiler als 30°	ja
Sturz	ja



Zusammenfassung | Verfeinerung der bestehenden Datensätze - Grengiols

Kriterium	Erfüllt
Höhenlage zwischen 800 und 2700 Meter	ja
Hang nicht nach Norden ausgerichtet	ja
Minimaler Abstand von 150 Metern zu Hängen steiler als 30°	nein
Befahrbare Strasse in 500 Meter Nähe	teilweise
Geeignete Bodenbeschaffenheit (z.B. kein Gletscher) und kein Naturpark	ja
Hang nicht steiler als 30°	teilweise
Sturz	teilweise





Prof. Dr. Gabriela Hug
Power System Lab
(PSL)



Dr. Turhan Hilmi
Demiray
Research Center for
Energy Networks (FEN)



Prof. Dr. Giovanni
Sansavini
Reliability and Risk
Engineering Laboratory
(RRE)



Prof. Dr. Massimo
Filippini
Chair of Energy and
Public Economics
(EEPE)



Prof. Dr. Andre Bardow
Chair of Energy and
Process Systems
Engineering (EPSE)



Dr. Christian Schaffner
Energy Science Center
(ESC)

Danke für ihre Aufmerksamkeit.

Dr. Marius Schwarz
mschwarz@ethz.ch

More information on:
www.nexus-e.ethz.ch



Dr. Jared Garrison
FEN



Dr. Blazhe Gjorgiev
RRE



Dr. Mengshuo Jia
PSL



Dr. Florian Landis
EEPE



Ludger Leenders
EPSE



Elena Raycheva
PSL



Han Xuejiao
PSL



Dr. Marius Schwarz
ESC



Pranjai Jain
ESC

ETH zürich

FEN
RESEARCH CENTER FOR ENERGY NETWORKS
FORSCHUNGSSTELLE ENERGIENETZE

PSL | Power
Systems
Laboratory

epse
ENERGY & PROCESS SYSTEMS ENGINEERING

**Energy
Science
Center**

RRE
Reliability and Risk Engineering

ETH zürich

Energy Science Center (ESC)