

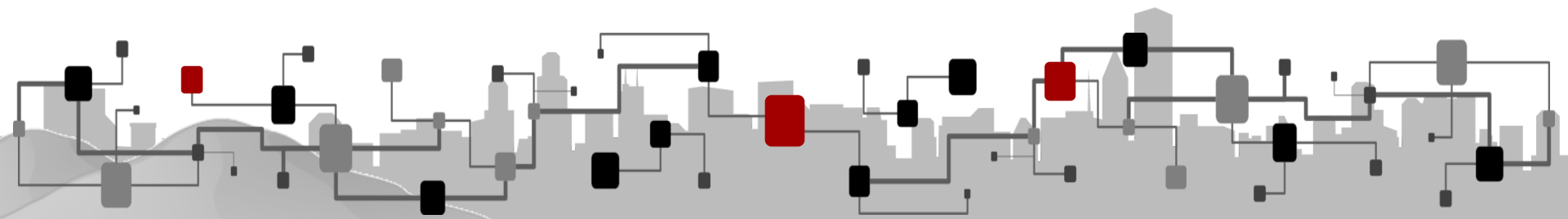
Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz

02. Februar 2020

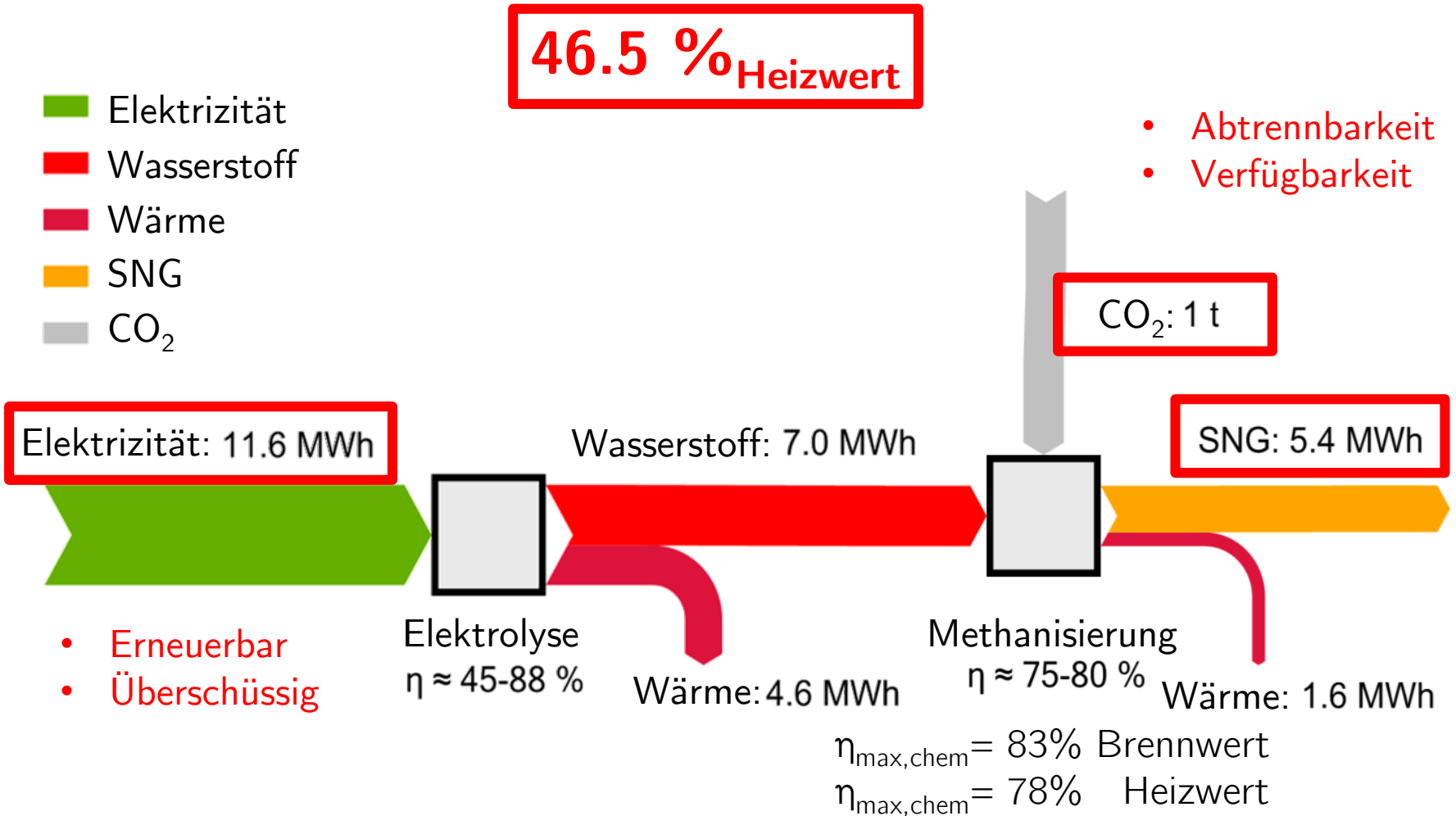
Sinan Teske*, Martin Rüdisüli

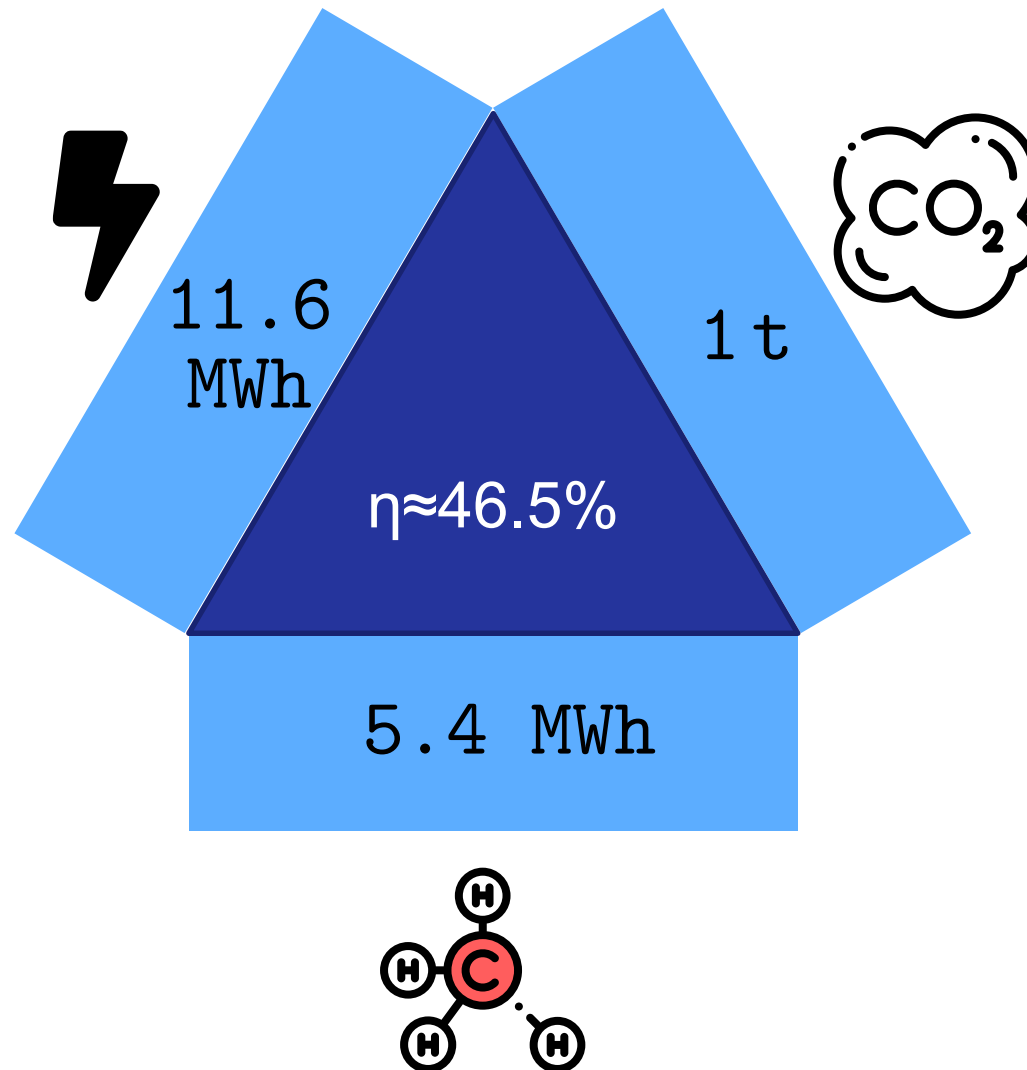
Abteilung Urban Energy Systems – Energy Systems Impacts Research

*sinan.teske@empa.ch

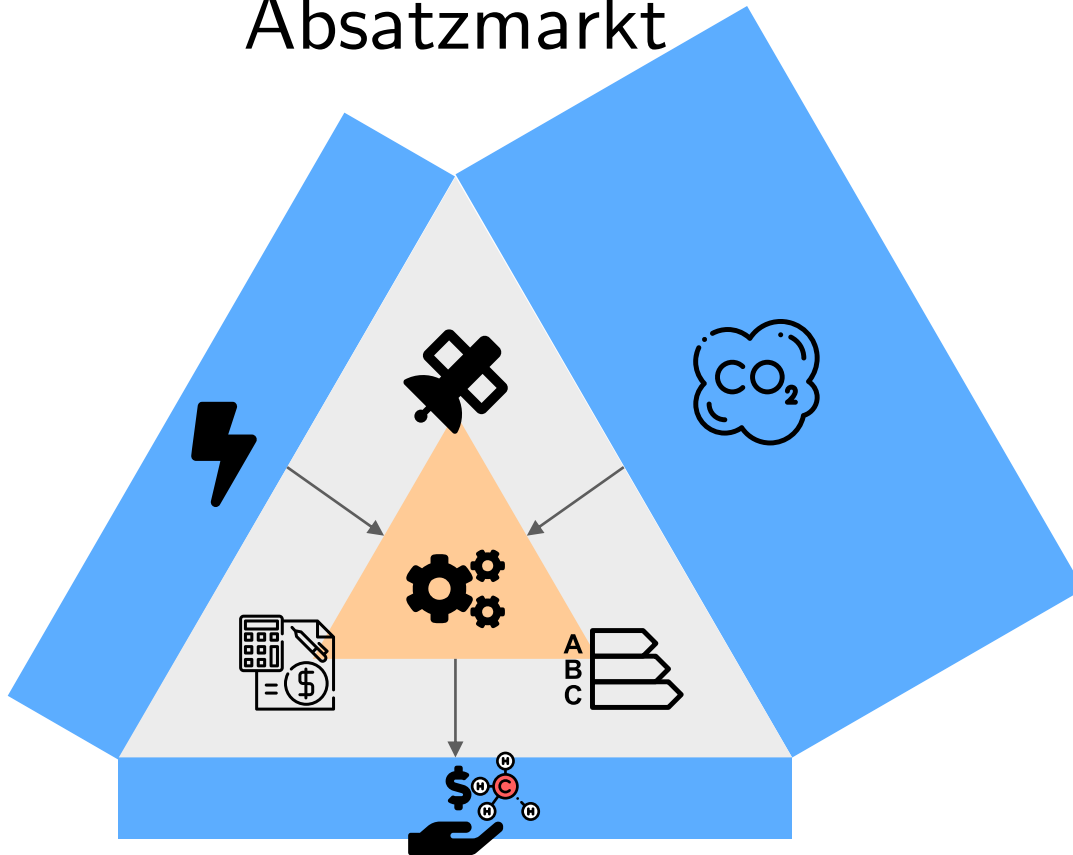


Synthetisches Erdgas (SNG)





limitierender Absatzmarkt



SNG_(äquivalent)



Technologie



CO₂ Quelle



Elektrizität



Preis / Markt



Effizienz



Finanzen

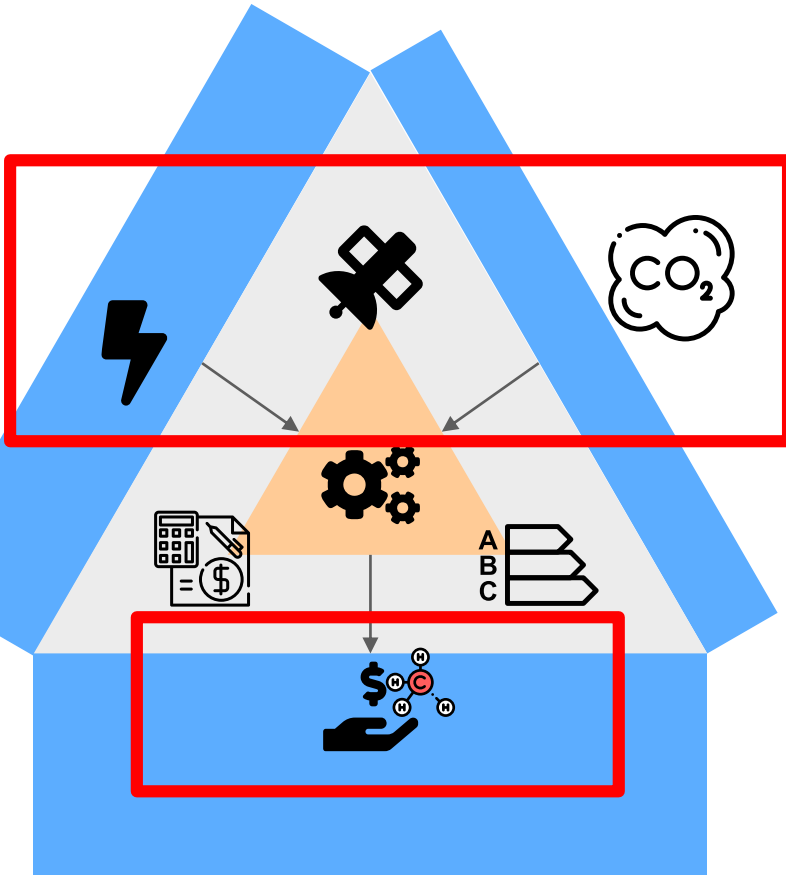


Standort

Icons: <https://fontawesome.com/license>

Icon made by <https://www.flaticon.com/authors/freepik> from www.flaticon.com

limitierende Ressourcen



SNG_(äquivalent)



Technologie



CO₂ Quelle



Elektrizität



Preis / Markt



Effizienz



Finanzen



Standort

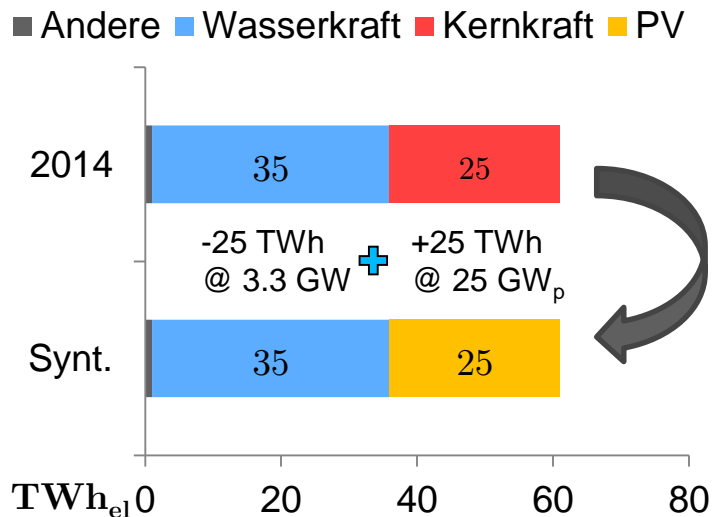
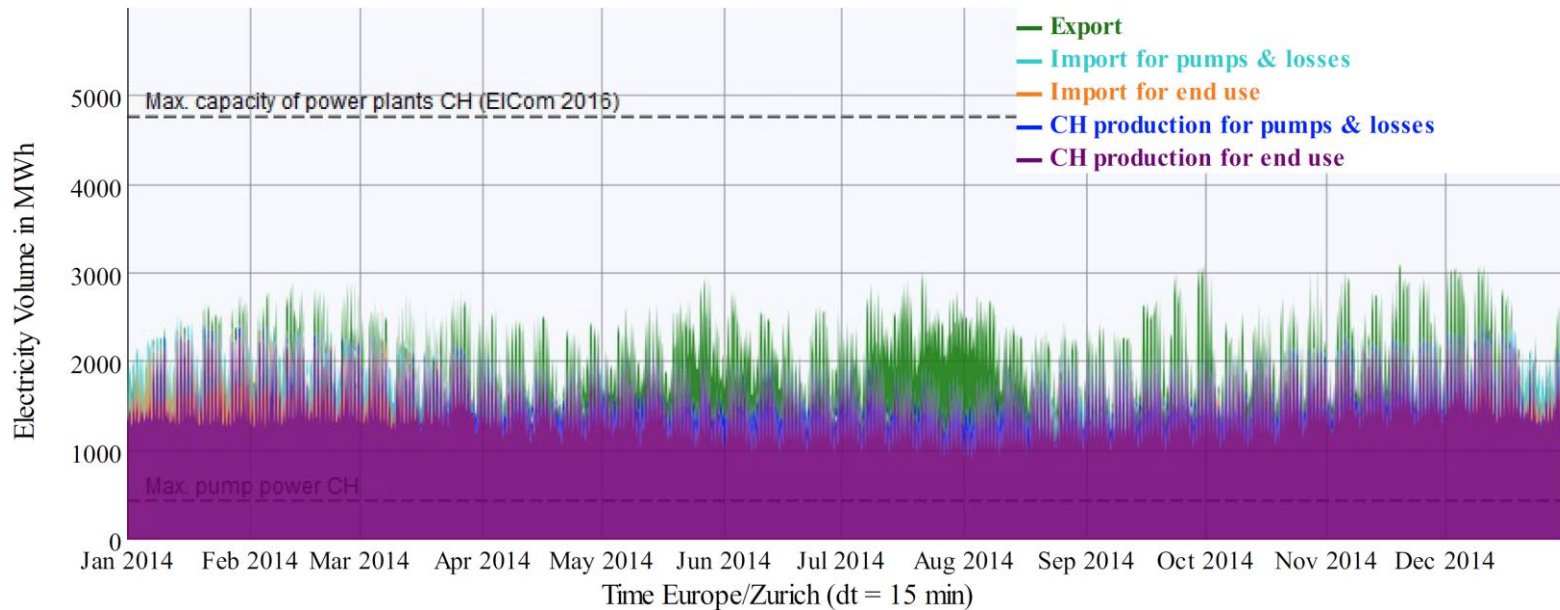


Icons: <https://fontawesome.com/license>

Icon made by <https://www.flaticon.com/authors/freepik> from www.flaticon.com

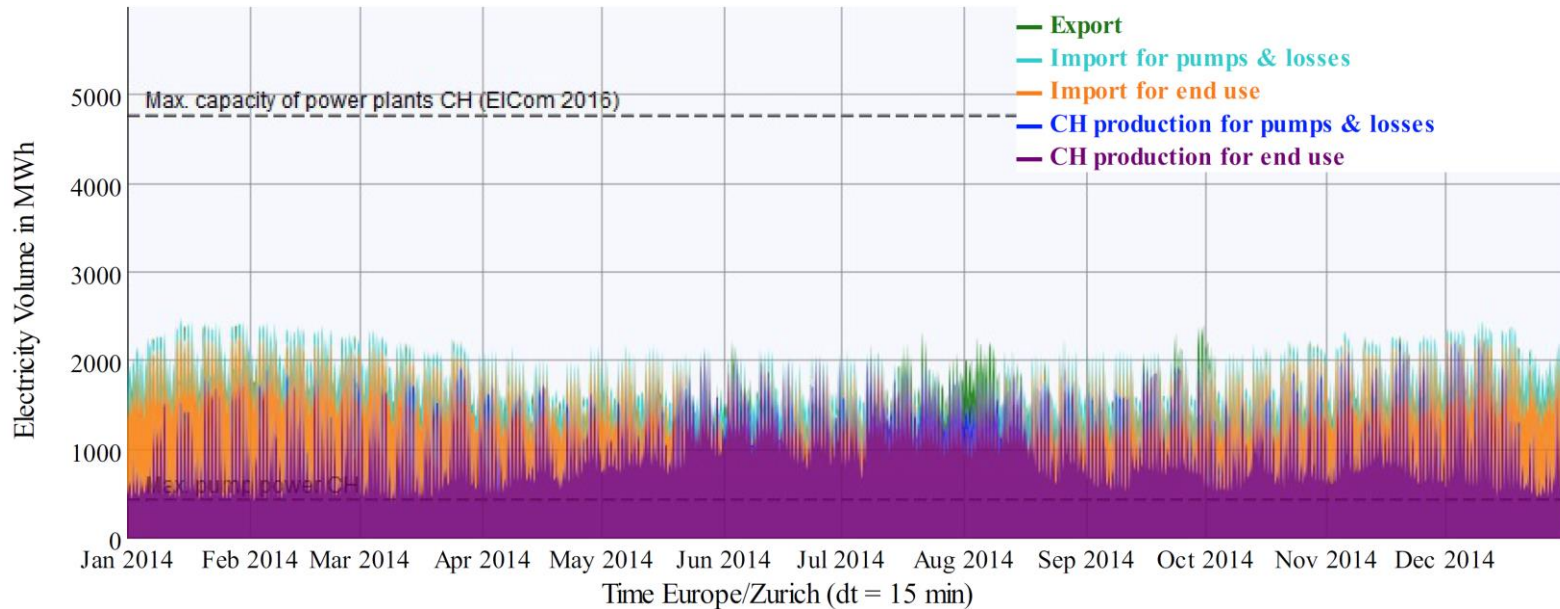
Wie hoch ist das Potential an erneuerbarem **Strom-Überschuss**?



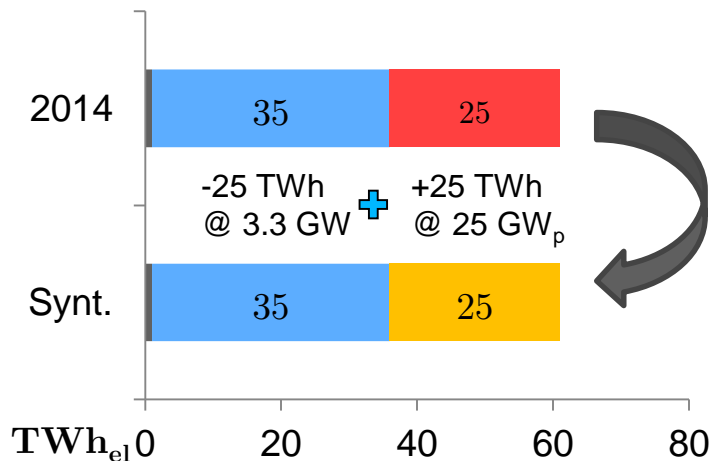


Annahmen:

- PV ersetzt vollständig Kernkraft (25 TWh @25 GW_p vs. 3.3 GW)
- PV auf 50% der «geeigneten» Dachflächen (sonnendach.ch) + Satellitendaten
- Verbrauchsprofil und Wasserkraftproduktion unverändert

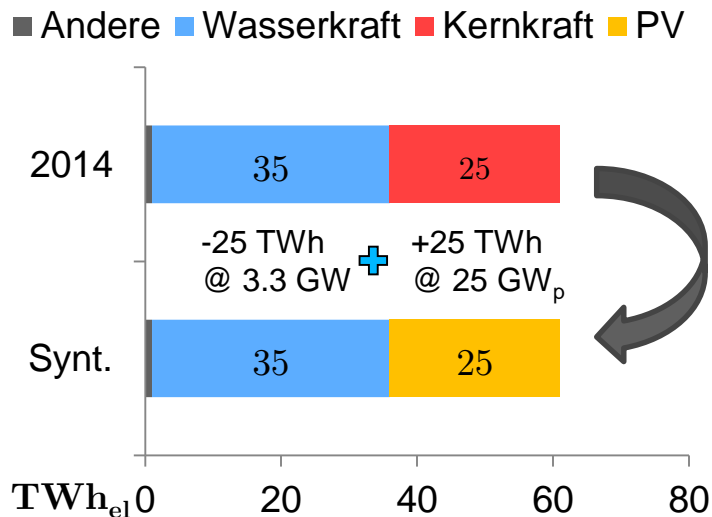
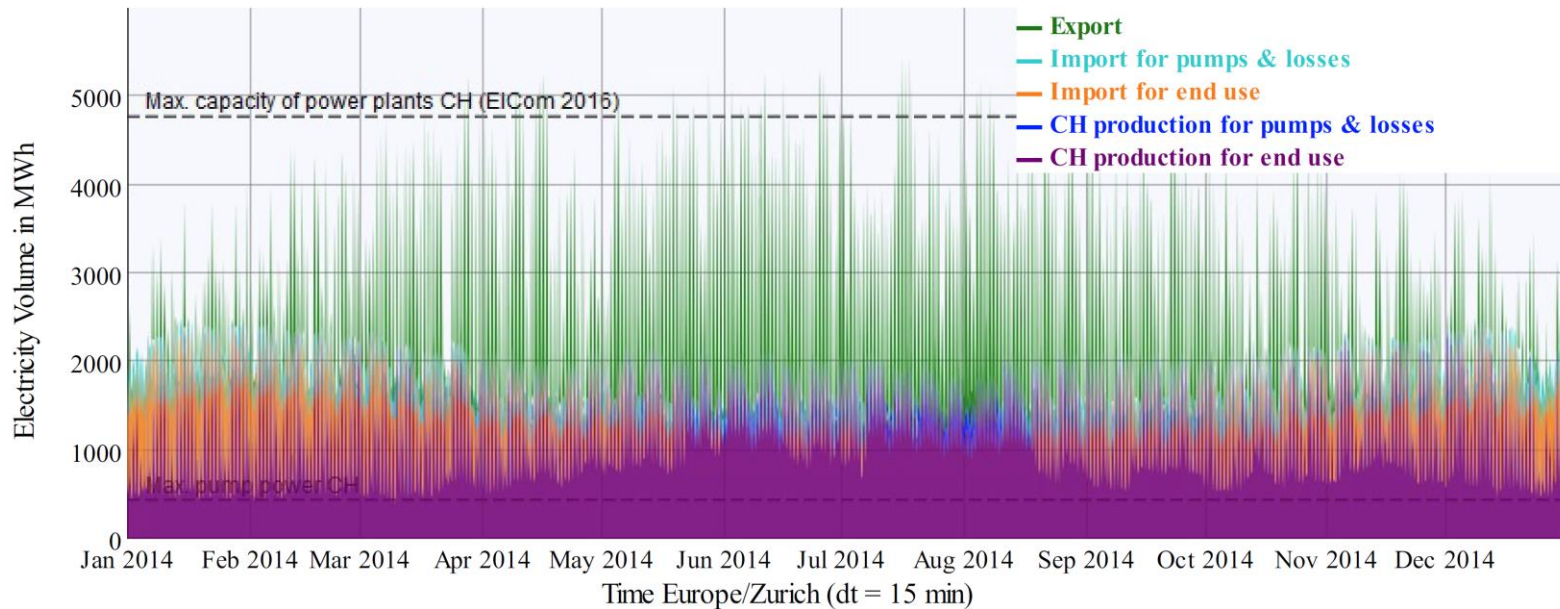


■ Andere ■ Wasserkraft ■ Kernkraft ■ PV



Annahmen:

- PV ersetzt vollständig Kernkraft (25 TWh @25 GW_p vs. 3.3 GW)
- PV auf 50% der «geeigneten» Dachflächen (sonnendach.ch) + Satellitendaten
- Verbrauchsprofil und Wasserkraftproduktion unverändert



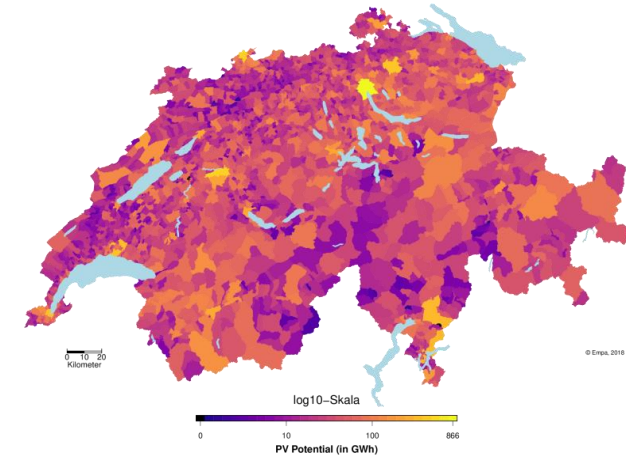
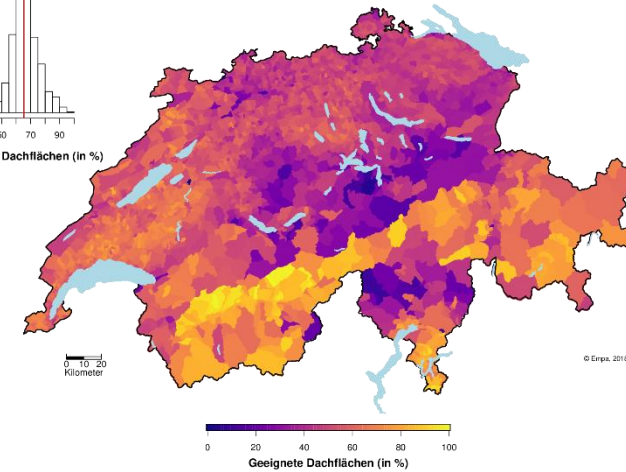
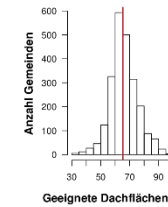
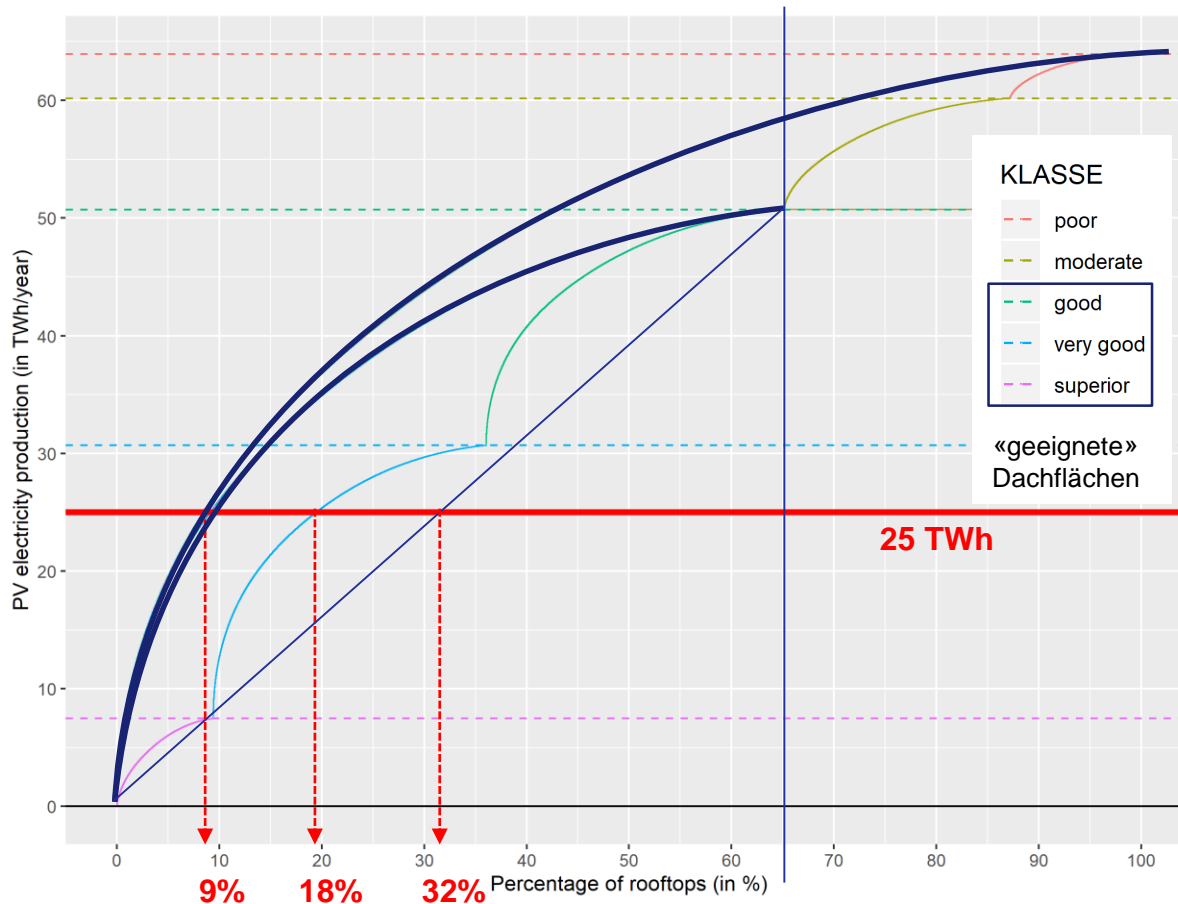
Annahmen:

- PV ersetzt vollständig Kernkraft (25 TWh @25 GW_p vs. 3.3 GW)
- PV auf 50% der «geeigneten» Dachflächen (sonnendach.ch) + Satellitendaten
- Verbrauchsprofil und Wasserkraftproduktion unverändert

Wachstumspotential PV

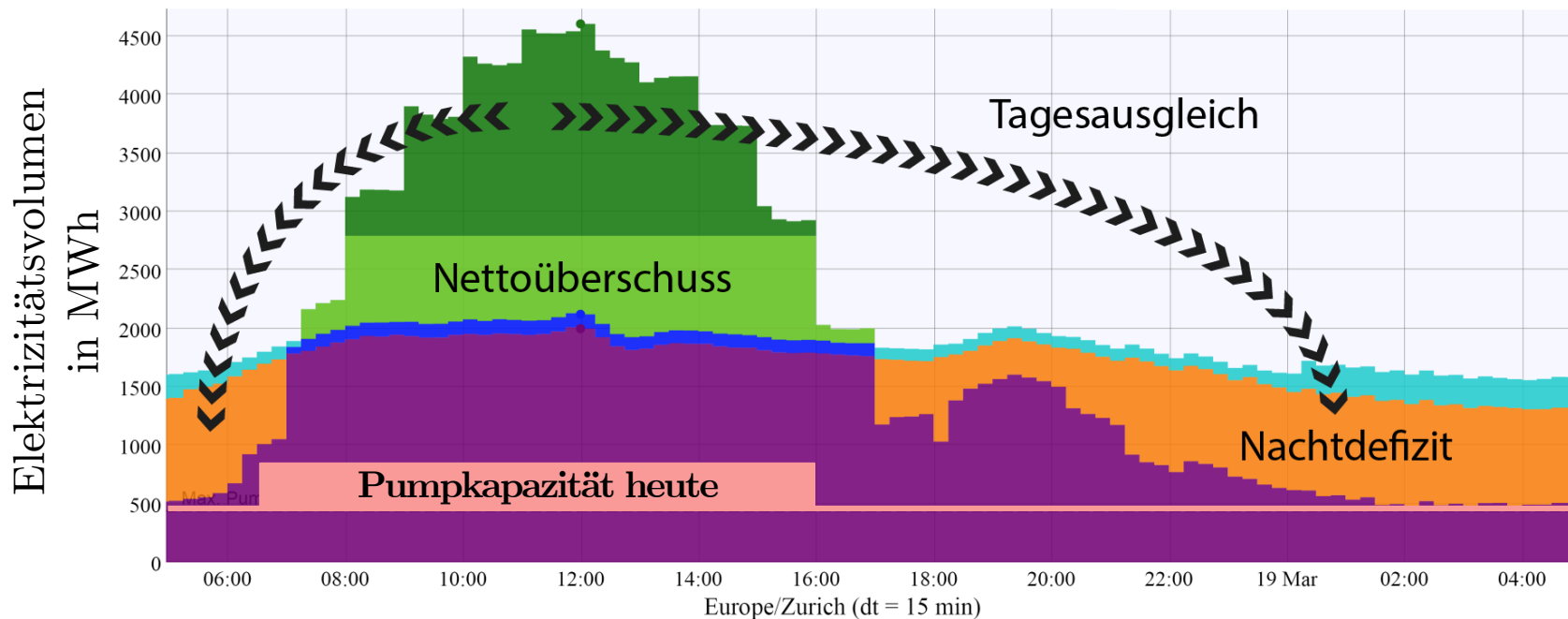
Für **25 TWh** PV pro Jahr braucht es

- proportional: 50% «geeignete» Dachflächen (32%)
- priorisiert: 30% «geeignete» Dachflächen (18%)
(nur «sehr gut» und «überragend»)
- optimal: 15% «geeignete» Dachflächen (9%)

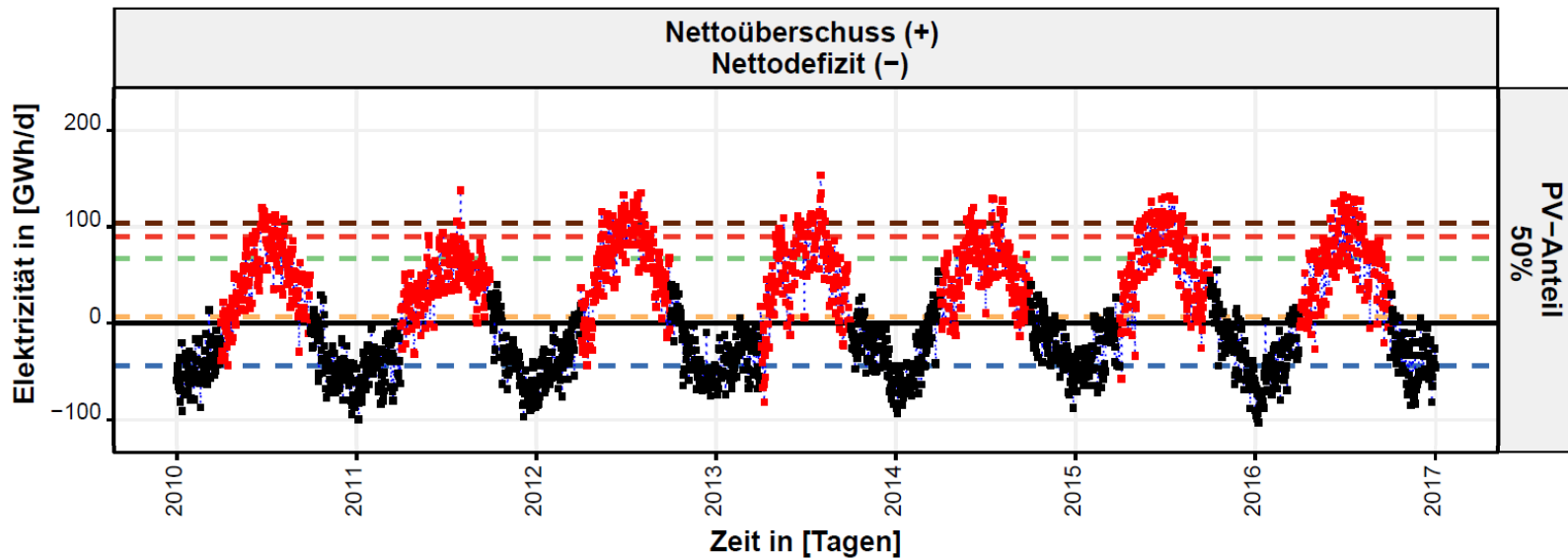


ca. 2/3 der Dachflächen sind «geeignet»

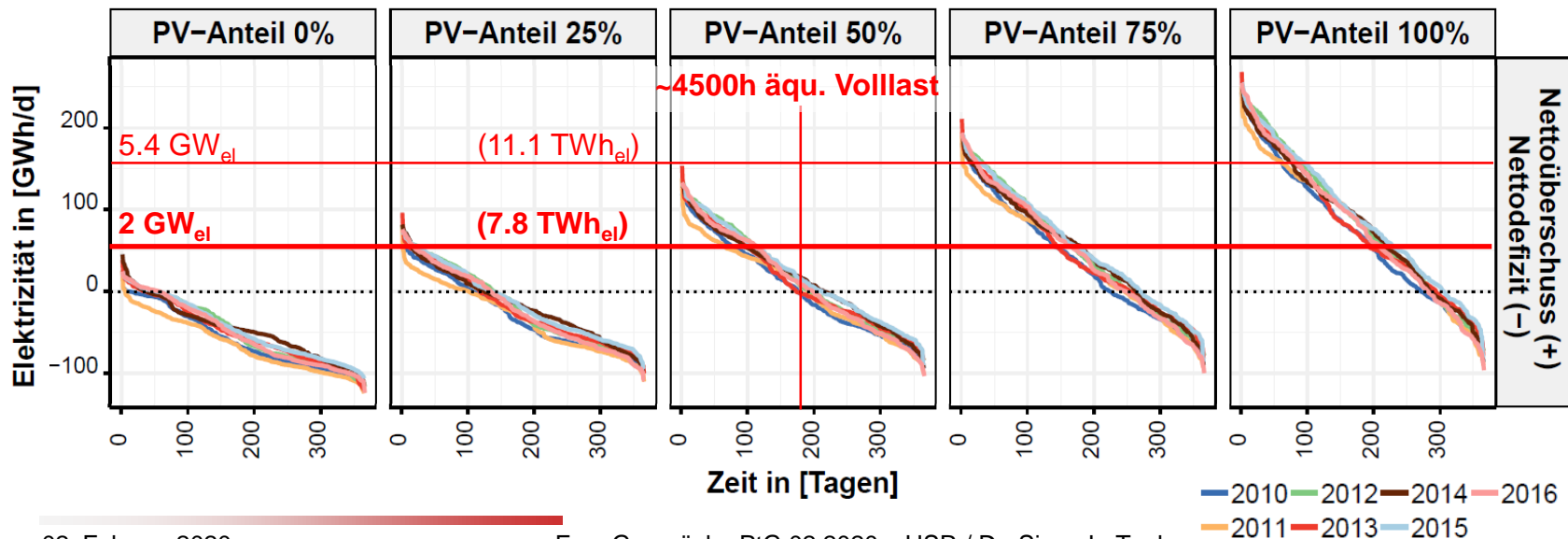
- **momentaner Überschuss = momentane Produktion > momentaner Verbrauch**
- Priorisierte Nutzung für **Nachtdefizite** mittels 24-h Speicherung
- Verbleibender Überschuss (Nach Tag-/Nachtausgleich) → **Nettoüberschuss**
- Tagesspeicher sind für die **Steigerung der Betriebsstunden** und zur **Reduktion der installierten Leistung** von Power-to-Gas nötig



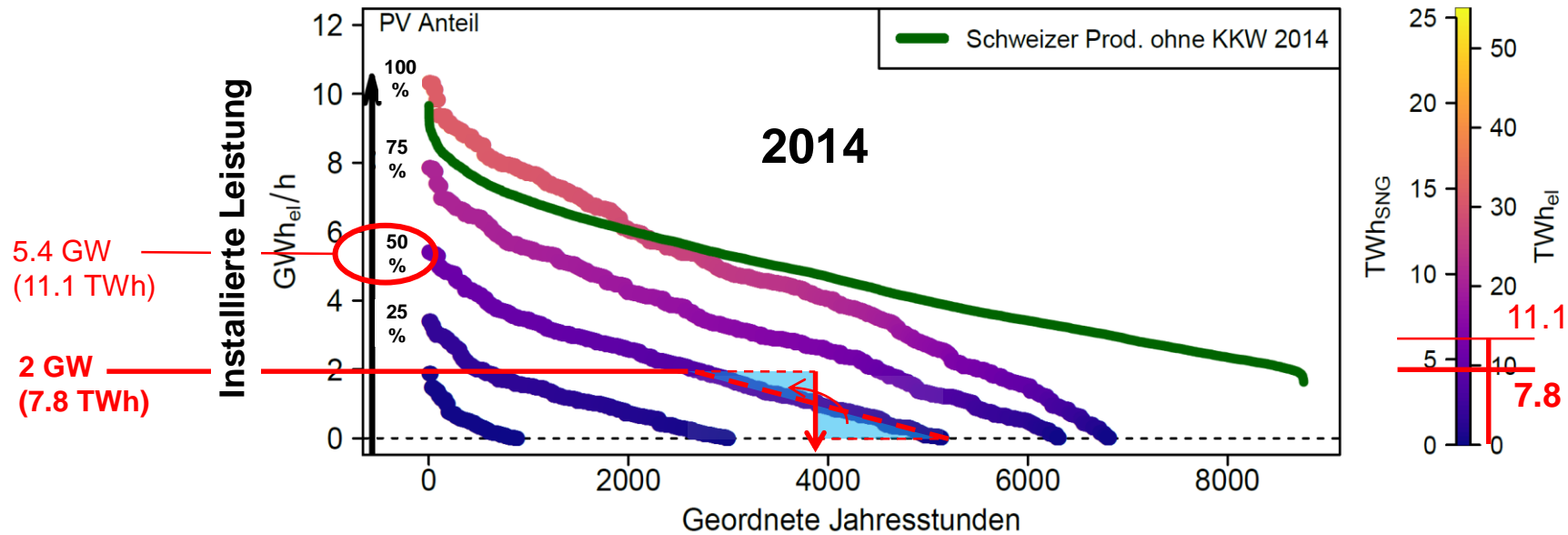
Speicherkapazitäten & Überschüsse



— 20% Quantil — 50% Quantil — 80% Quantil — 90% Quantil — 95% Quantil ■ hydr. Winter ■ hydr. Sommer



Nettoüberschüsse
24 h Speicher nach Tag/Nacht Ausgleich



- 70% des Überschusses könnte mit weniger als 50% der Maximalleistung genutzt werden. (7.8 TWh von 11.1 TWh)
- Geringere installierte PtG-Leistung erhöht die äquivalenten Volllaststunden (ca. 4000 h)
- Maximale Betriebsstunden 5120 h mit Überschuss-Strom

NettoÜberschüsse = ProduktionsÜberschuss – Tagesdefizit

Tägliche Überschüsse

bis zu **150 GWh/d**

Tägliche Defizite

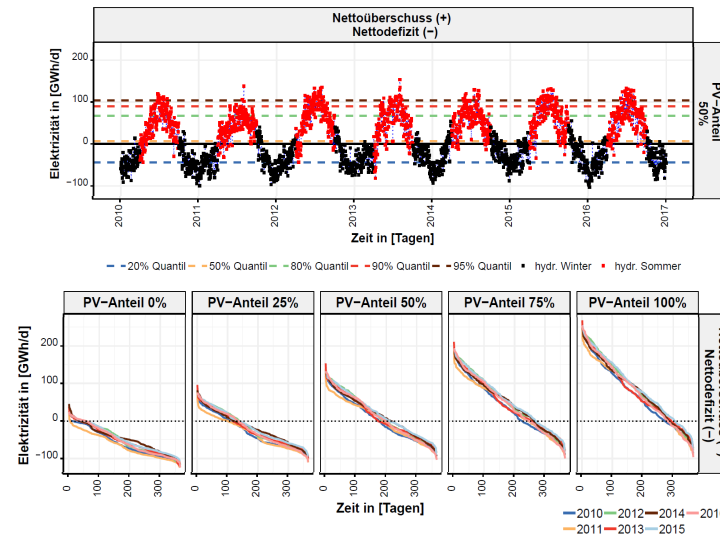
bis zu **100 GWh/d**

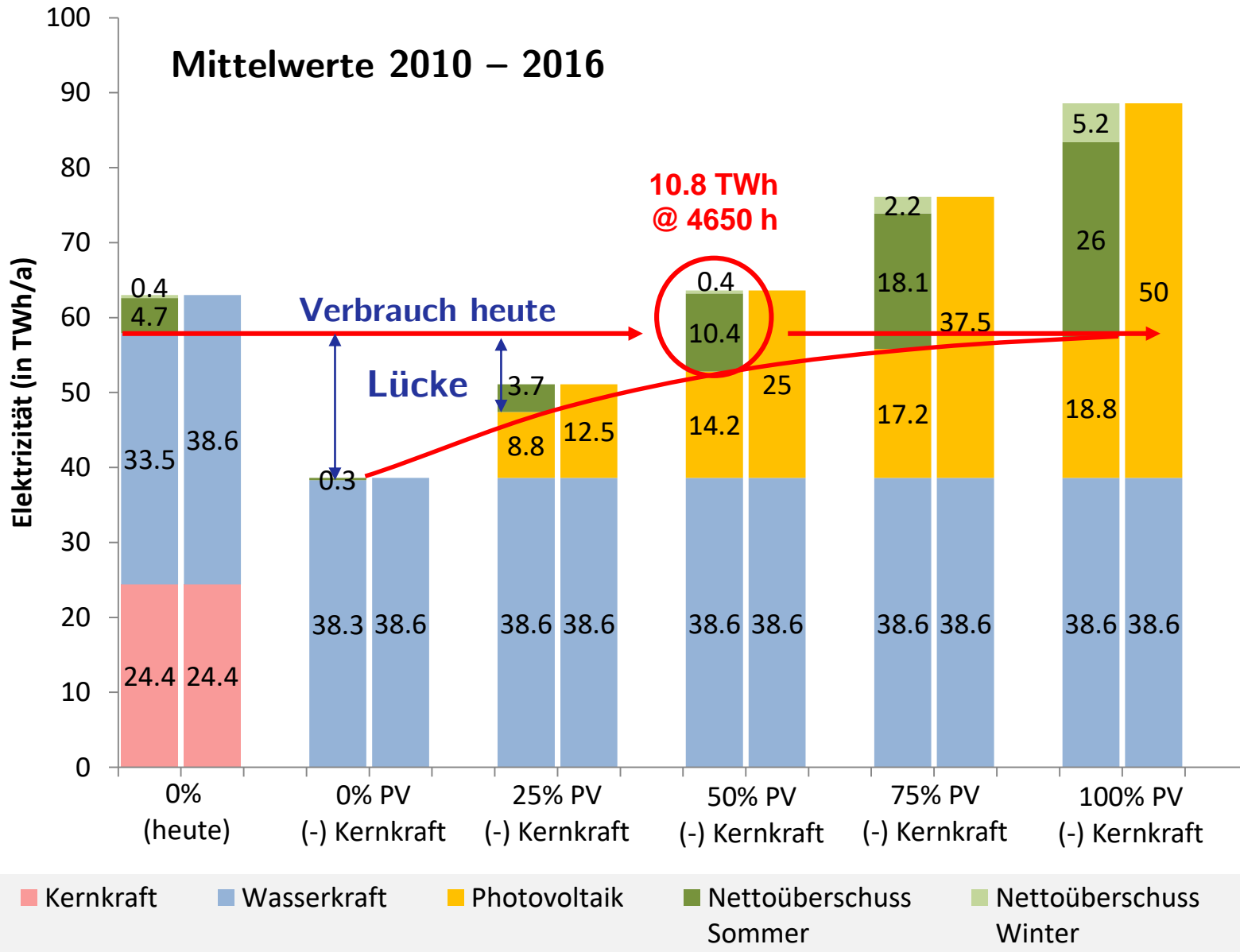
Überschuss: 10.8 TWh @ 4650 h

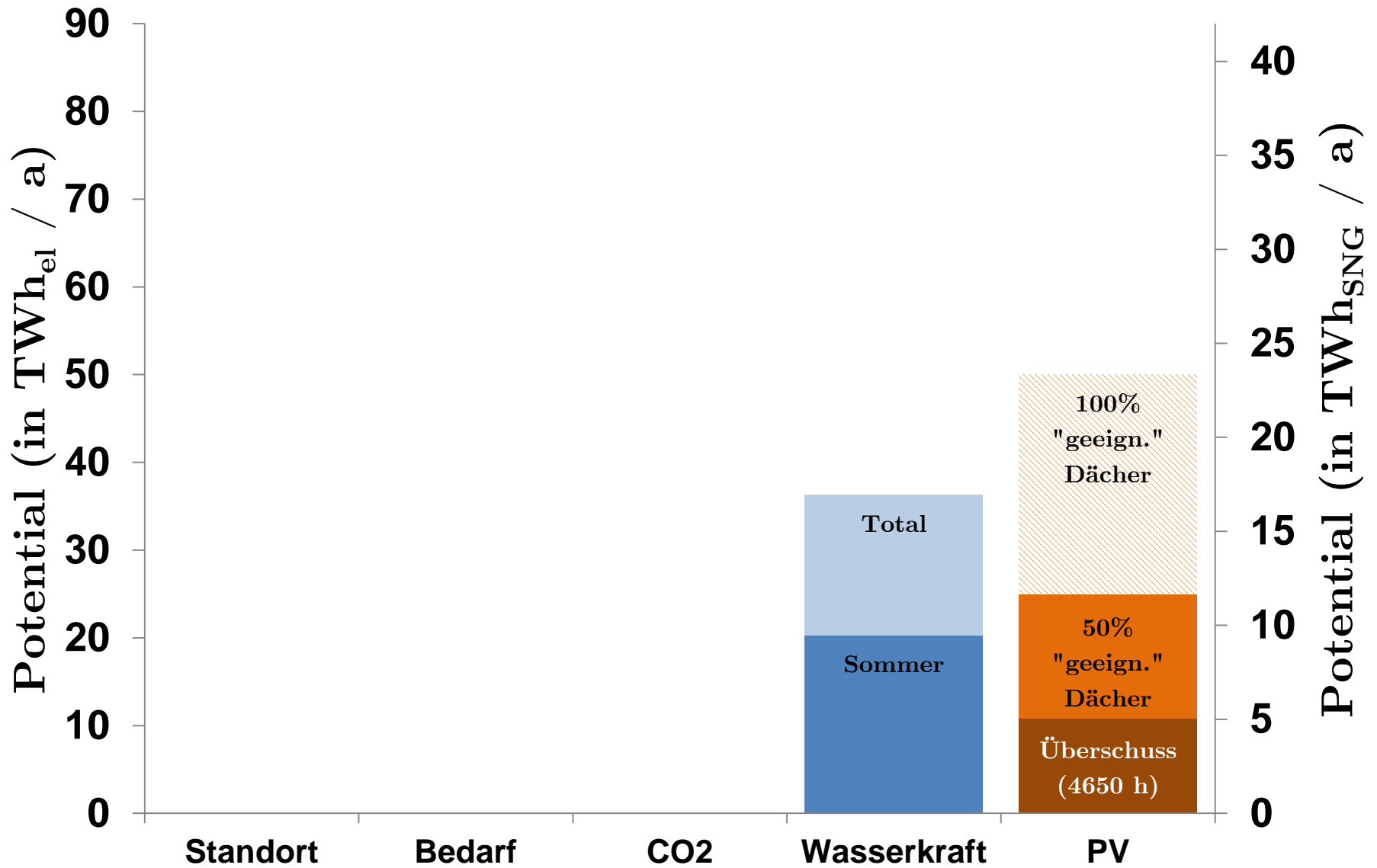
Defizite: 6.7 TWh @ 4120 h

Sommer: 10.4 TWh (4100 h)

Winter: 0.4 TWh (550 h)



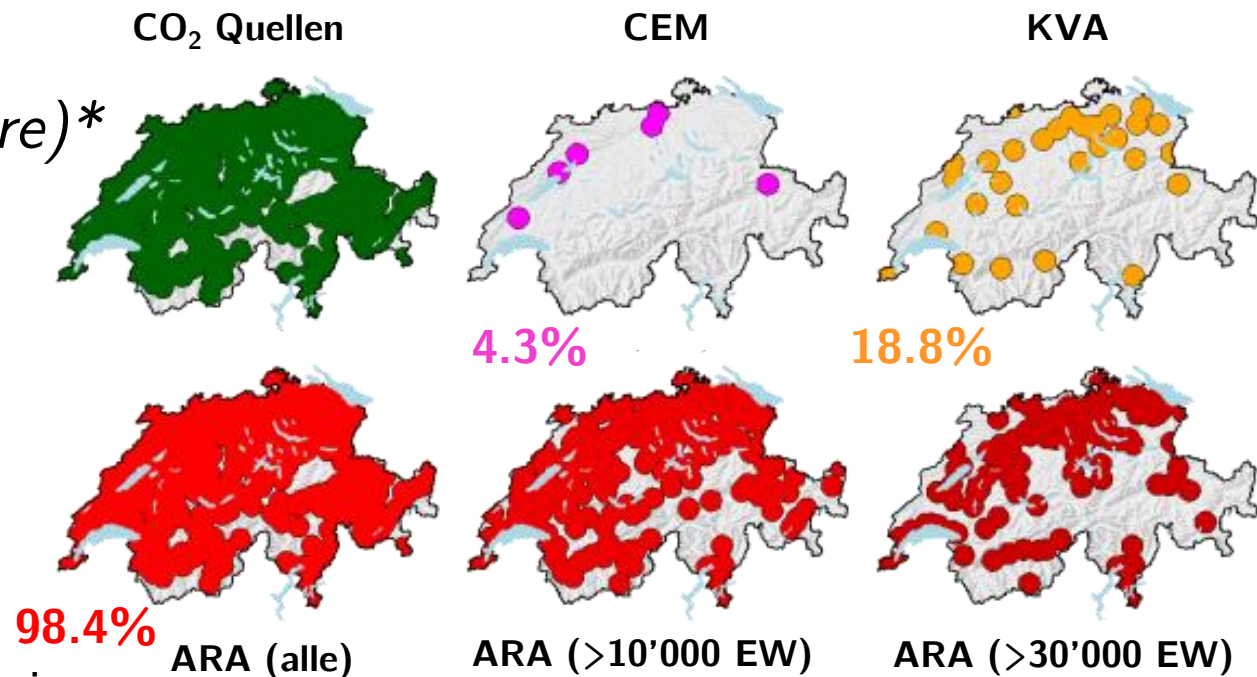




Wie hoch ist das Potential von nutzbarem CO₂?



- Kehrlicht-Verbrennungs-Anlagen (KVA)
- Abwasser-Reinigungs-Anlagen (ARA)
- Zementwerke (CEM)
- (*Biogas-Anlagen*)*
- (*Industrie*)*
- (*Athmosphäre*)*



■ *nicht berücksichtigt

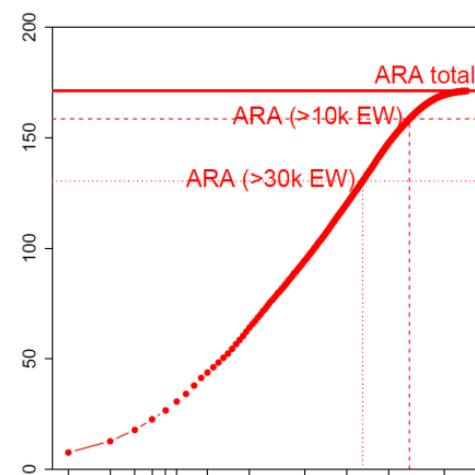
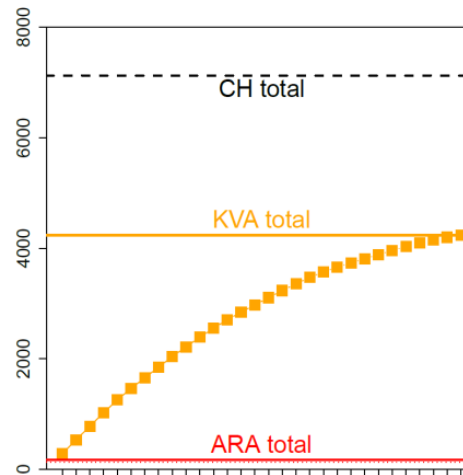
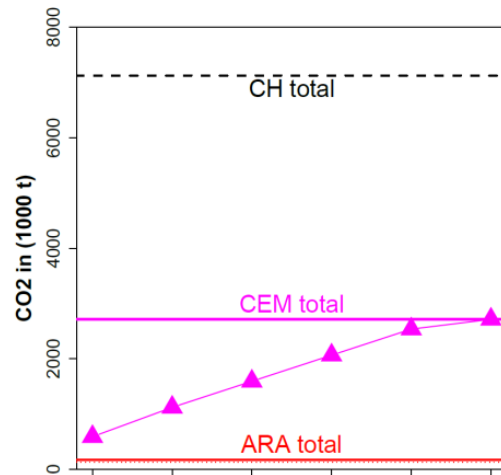
© 2018 swisstopo (JD160090)

■ KVA + CEM

- 98% der CO₂ Emissionen
- 75-90% Abtrennleistung
- kleinste KVA $\approx 30 \text{ MW}_{\text{SNG}}$
- grösstes CEM $\approx 300 \text{ MW}_{\text{SNG}}$

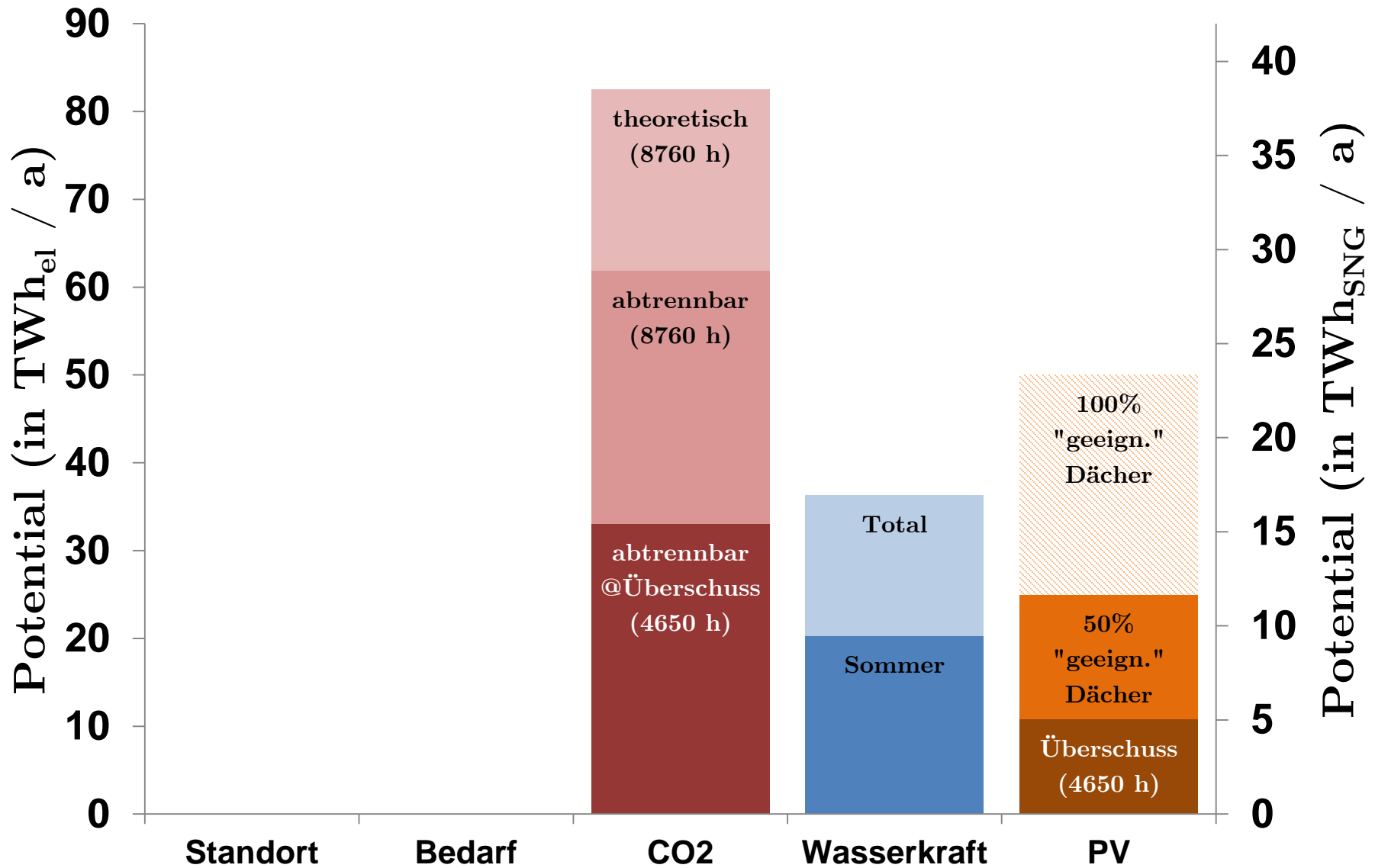
■ ARA

- 2% der CO₂ Emissionen
- keine CO₂ Abtrennung nötig!
- 130 «grosse» ARA (>30'000 Personen äqu.)
- grösste ARA $\approx 6 \text{ MW}_{\text{SNG}}$



Gesamte (technische) Potential: 28 TWh_{SNG}





Wo sind potentielle Power to Gas Anlagen-Standorte?



■ @ CO₂ Quellen

- Netzentgelt für Strom (ca. 4.5 Rp/kWh)
- Kein CO₂ Transport
- Meist Zugang zum Gasnetz (feed-in)
- **Potential: 7 GW_{el}**



■ @ Wasserkraftwerk (WKW)

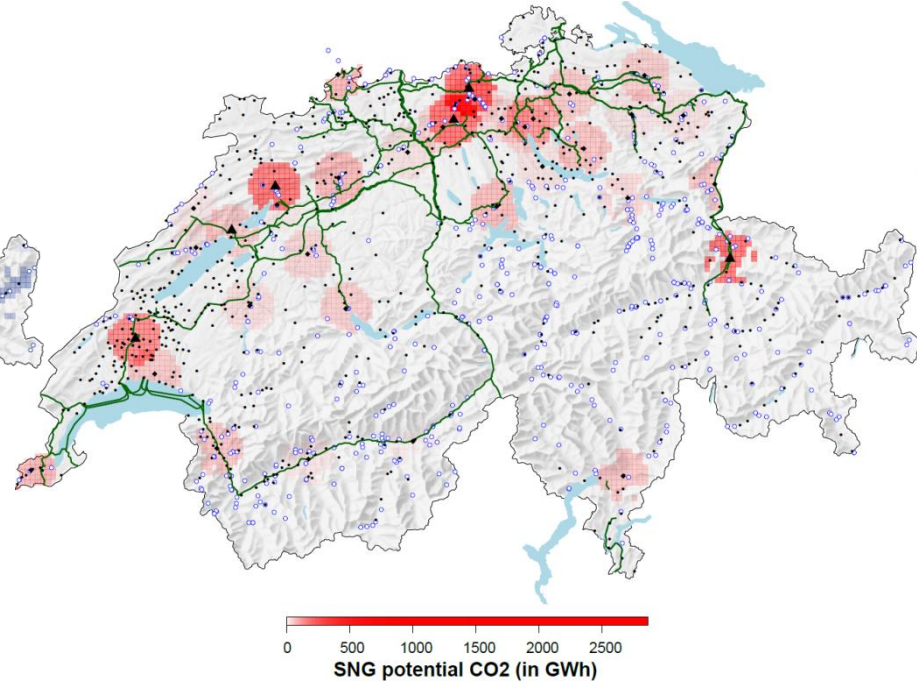
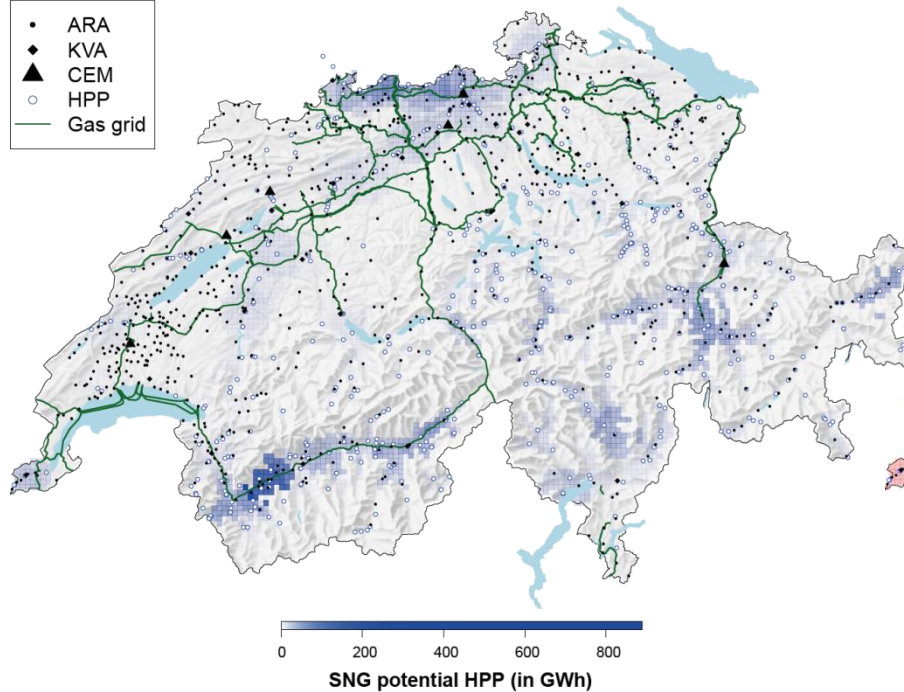
- Hohe Leistungen (>100 MW_{el})
- Direkte Nutzung des Stroms
→ ohne Netznutzung (Verluste klein)
- Kein Netzentgelt für Strom
- CO₂ Transport nötig
- Selten Gasnetz in den Bergen nahe WKW
- **Potential: 1 GW_{el}**



Verfügbarer WKW Strom [0 - ~900] GWh_{SNG}

Verfügbares CO₂ [0 - ~3000] GWh_{SNG}

- ARA
- ◆ KVA
- ▲ CEM
- HPP
- Gas grid



- Annahme: Max. CO₂ Transport in 10 km Radius

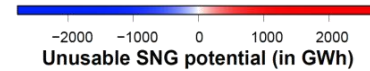
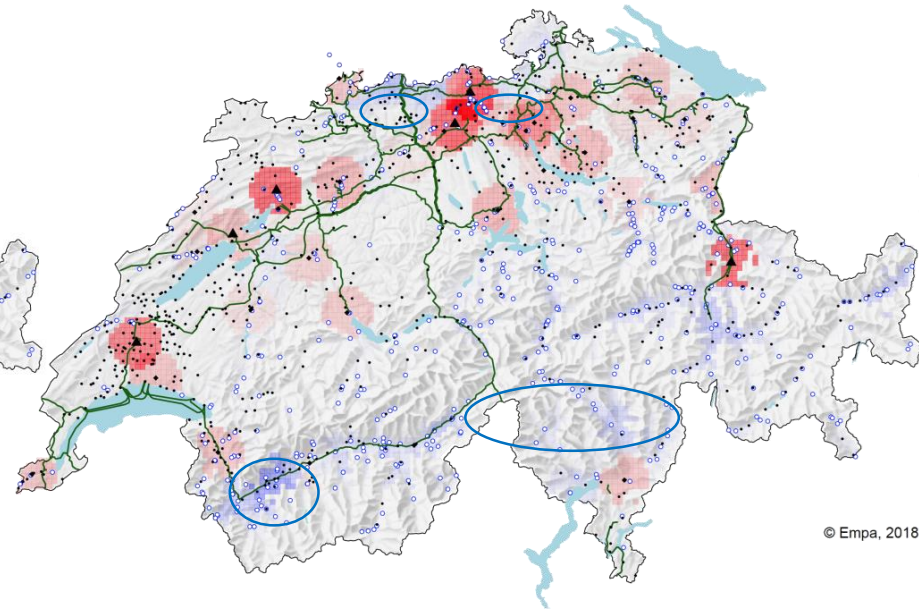
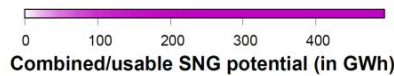
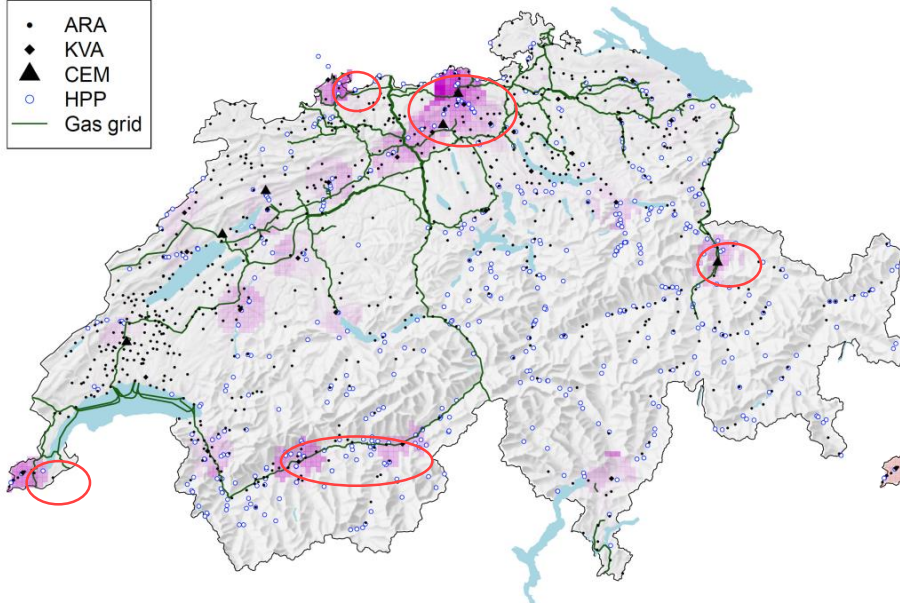
© 2018 swisstopo (JD160090)



Kombiniertes Potential [0, ~500] GWh_{SNG}

nicht nutzbares Potential [-2500, 2500] GWh_{SNG}

- ARA
- ◆ KVA
- ▲ CEM
- HPP
- Gas grid



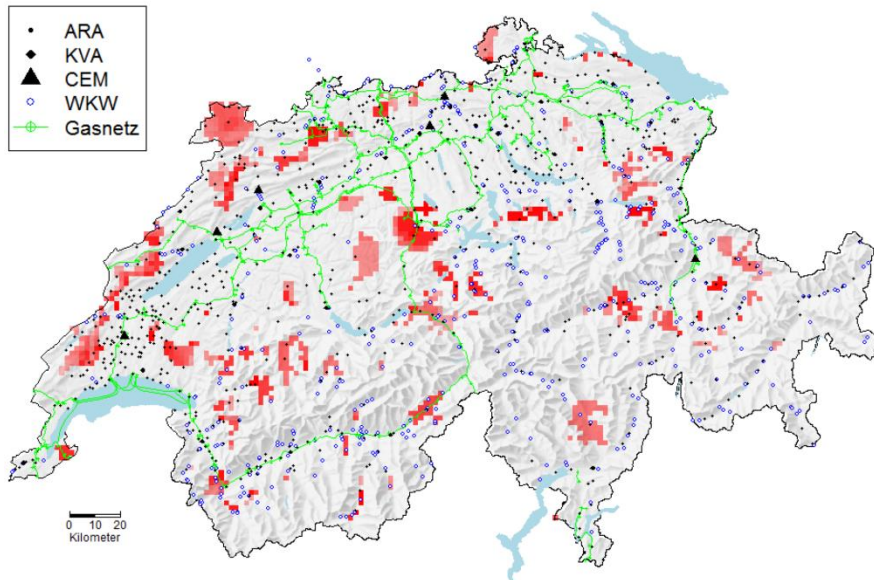
Hydro

CO₂

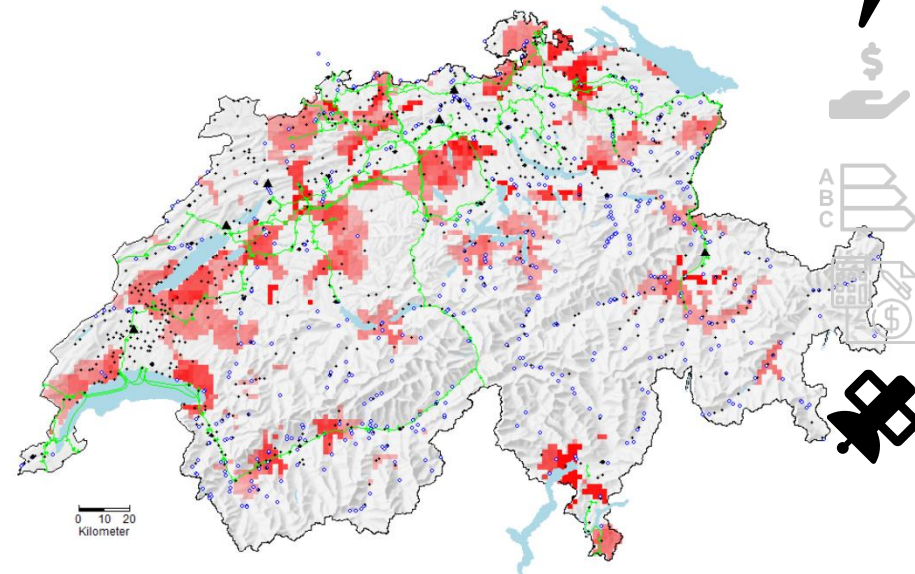
© Empa, 2018

© 2018 swisstopo (JD160090)

Standorte & PtG Kapazität (kleine Anlagen)

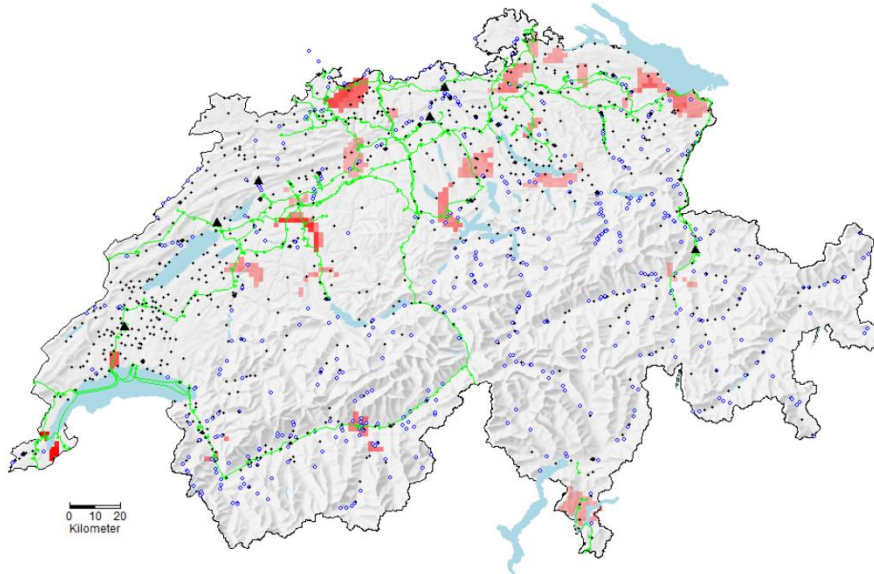


0.5 – 1 MW_{el}

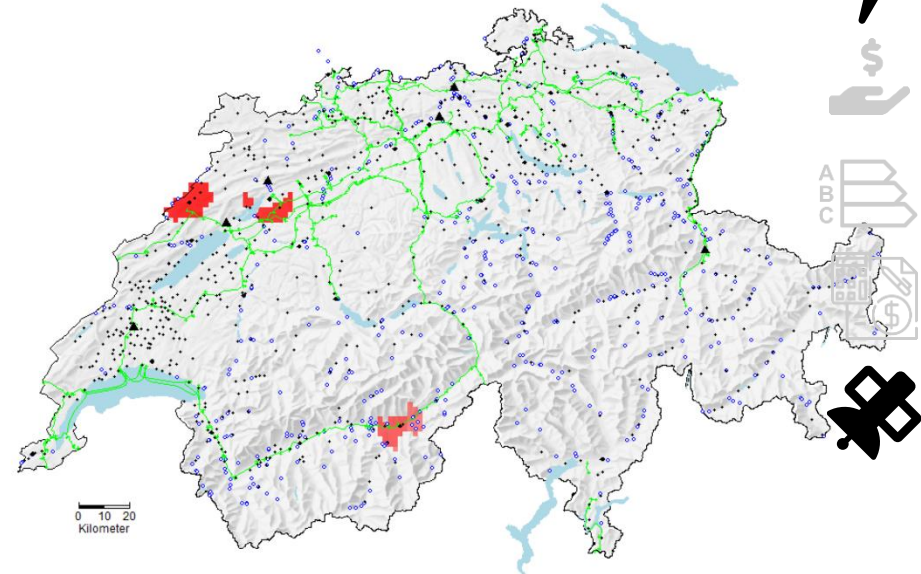


1 – 5 MW_{el}

Keine Anlagengrößen zwischen 20 – 50 MW_{el}



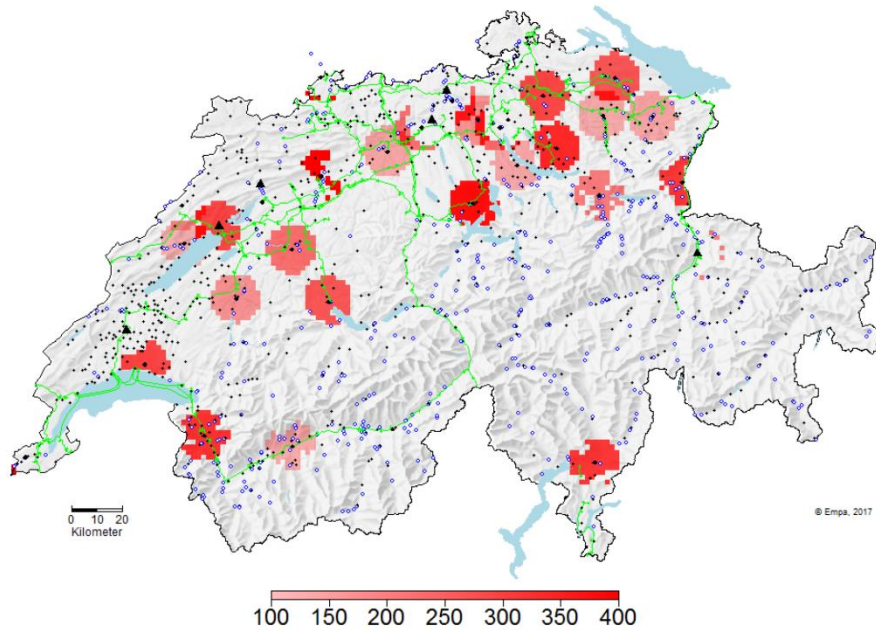
5 – 20 MW_{el}



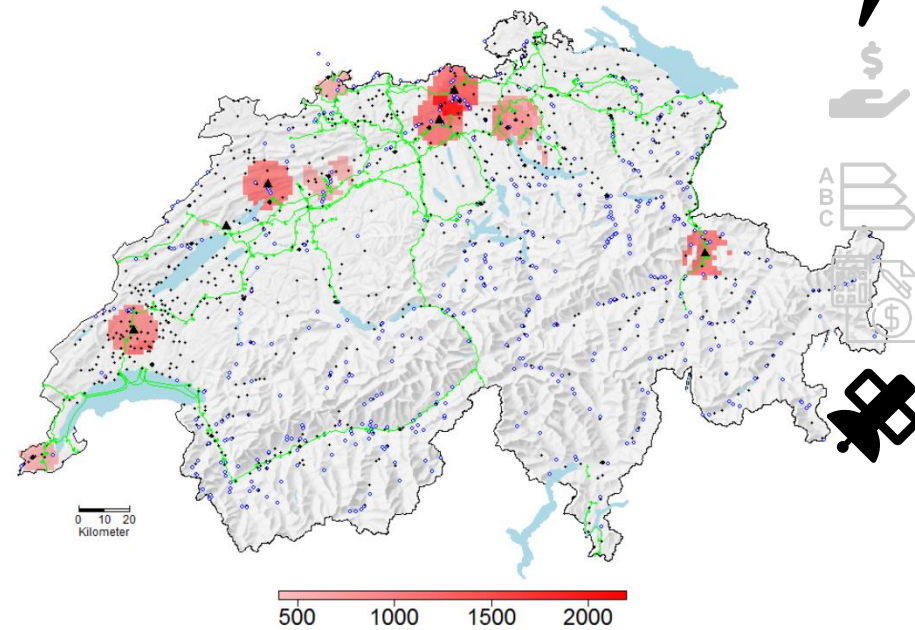
50 – 100 MW_{el}



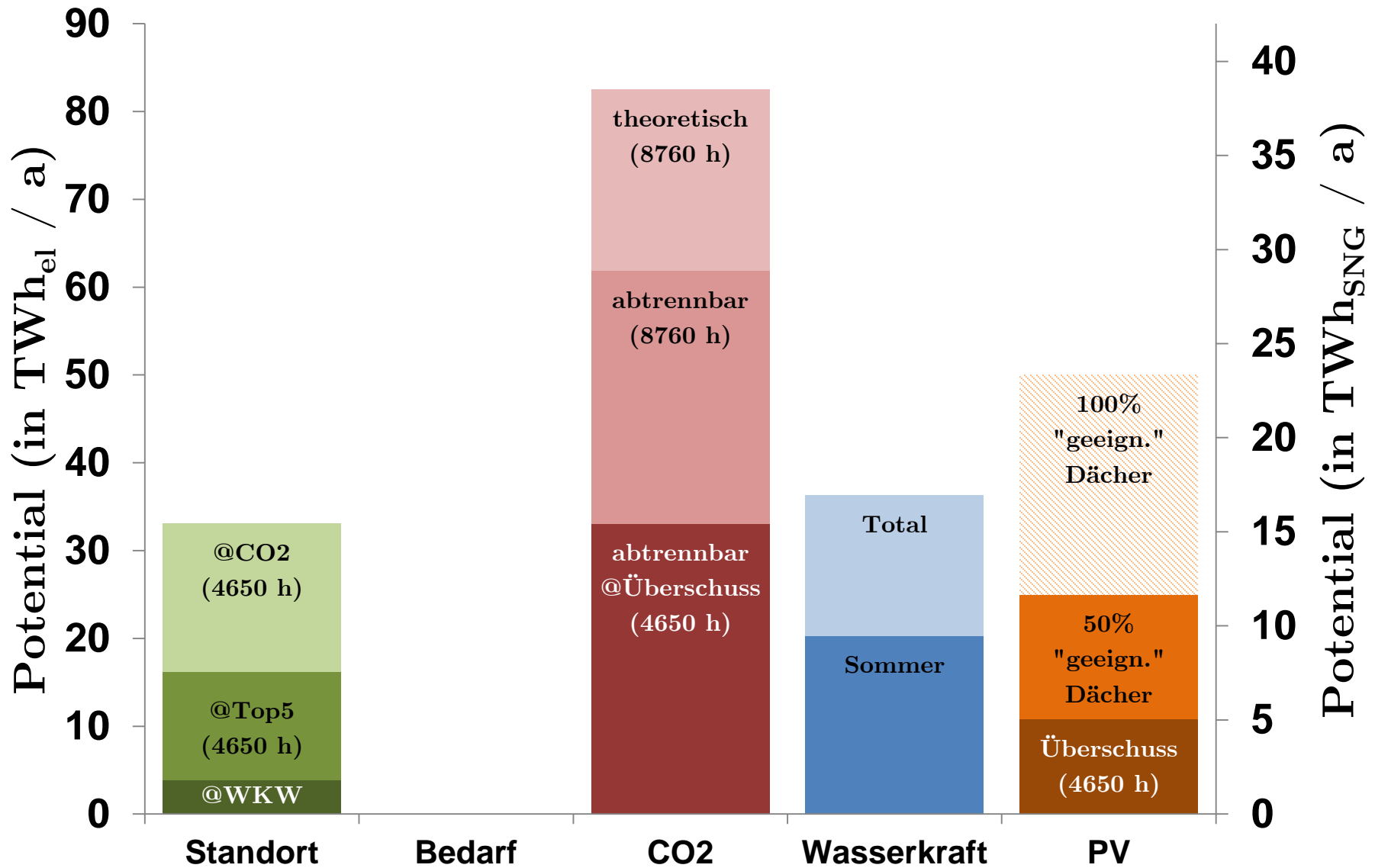
Standorte & PtG Kapazität (grosse Anlagen)



100 – 400 MW_{el}



>400 MW_{el}





Wie hoch sind die Kosten?

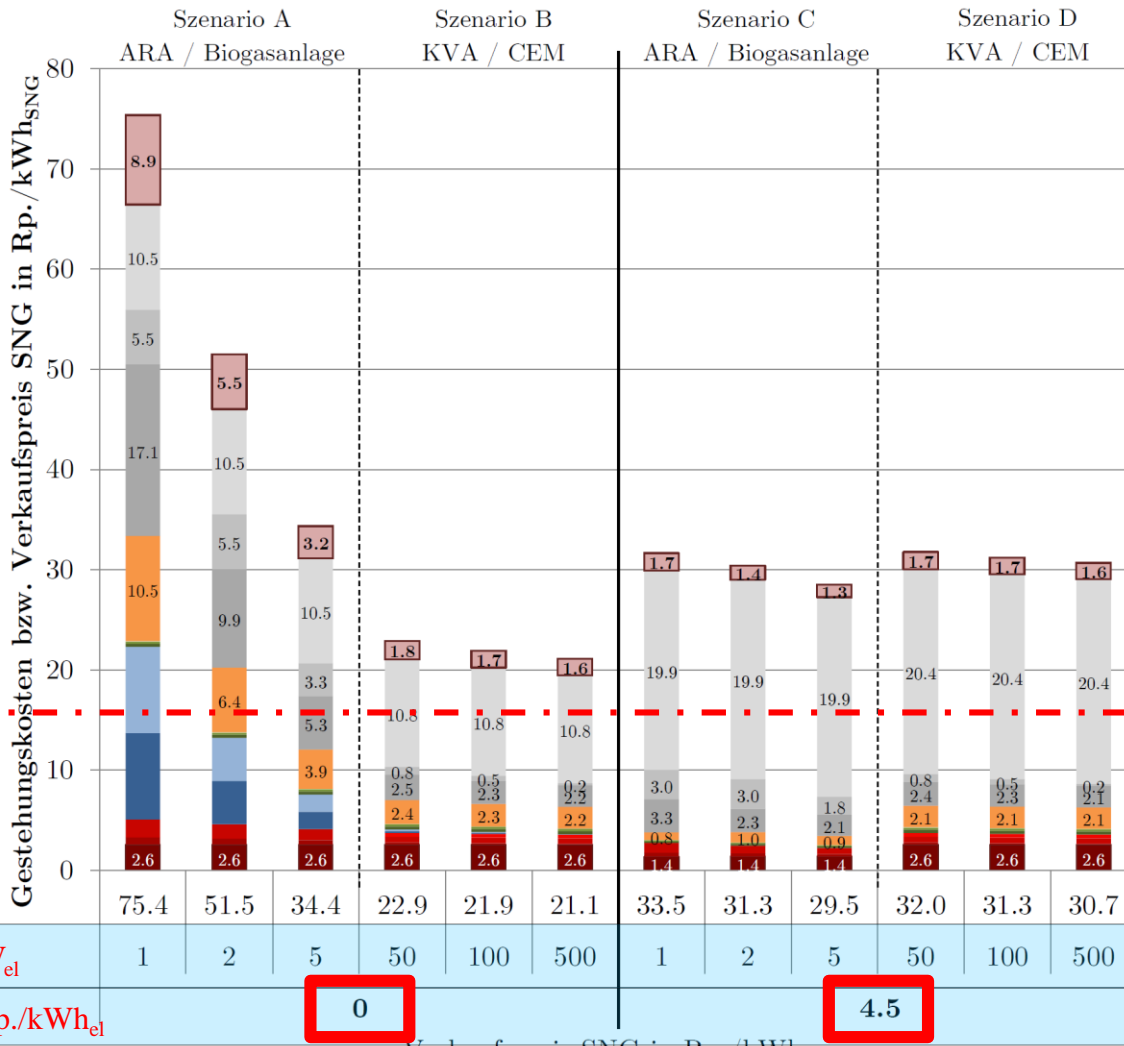


		@ WKW (ohne Netzentgelt)	@ CO ₂ Quelle (mit Netzentgelt)	
		Szenario A	Szenario C	
1, 2, 5* MW_{el} (@ARA)	Betriebsstunden	h/a	5120	8600
	CO ₂ Abtrennung	CHF/t	0	0
	CO ₂ Leitung	km	6	0
	Erdgas Leitung	km	6	2 or 6*
	Netzentgelt	Rp. / kWh _{el}	0	4.5
		Szenario B	Szenario D	
50, 100, 500 MW_{el} (@KVA, CEM)	Betriebsstunden	h/a	5120	5120
	CO ₂ Abtrennung	CHF/t	21	21
	CO ₂ Leitung	km	6	0
	Erdgas Leitung	km	6	6
	Netzentgelt	Rp. / kWh _{el}	0	4.5

* Gasanschluss einer 5 MW Anlage da höhere Kosten tragbar sind

Verkaufspreise SNG

Heutige Treibstoffkosten

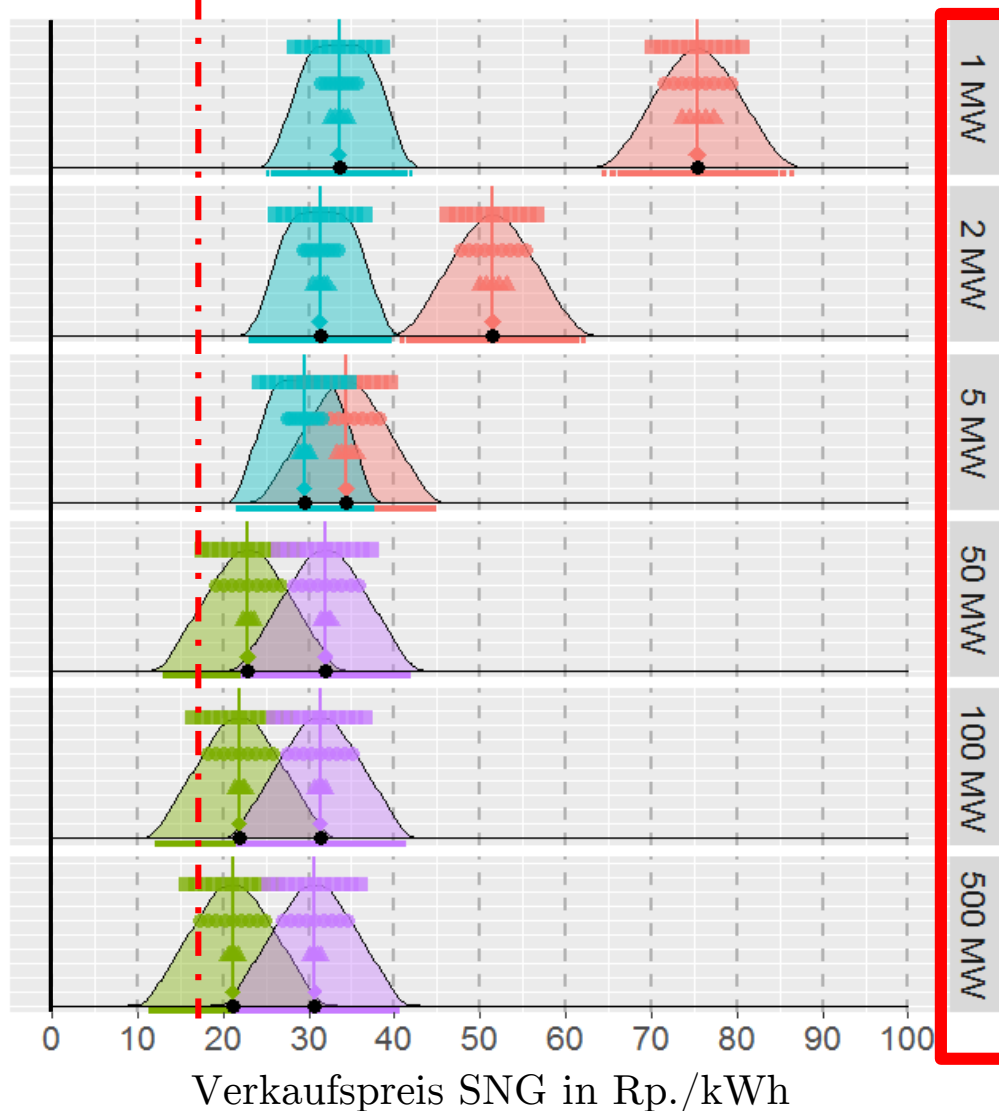


- Aufschlag für EK Ertrag
- OPEX Anteil Stromkosten (5 Rp./kWh)
- OPEX Anteil Personal + Div
- OPEX Anteil Betrieb + Unterhalt
- Durchschn. Zinskosten
- CAPEX Baurecht / Miete Land, Erschließung, Strassen etc.
- CAPEX Invest Nebenbetriebe
- CAPEX Gebäude
- CAPEX CO2 Leitung
- CAPEX Gasanschluss
- CAPEX CO2 Abtrennung
- CAPEX Methanisierung (1000 CHF/kW_{SNG})
- CAPEX H2 Speicherung (800 CHF/kgH₂)
- CAPEX Elektrolyse (1200 CHF/kW_{el})



Sensitivität modellierter Verkaufspreise SNG (ohne Steuern und Abgaben)

Heutige Treibstoffpreise



Sensitivität bzgl.:

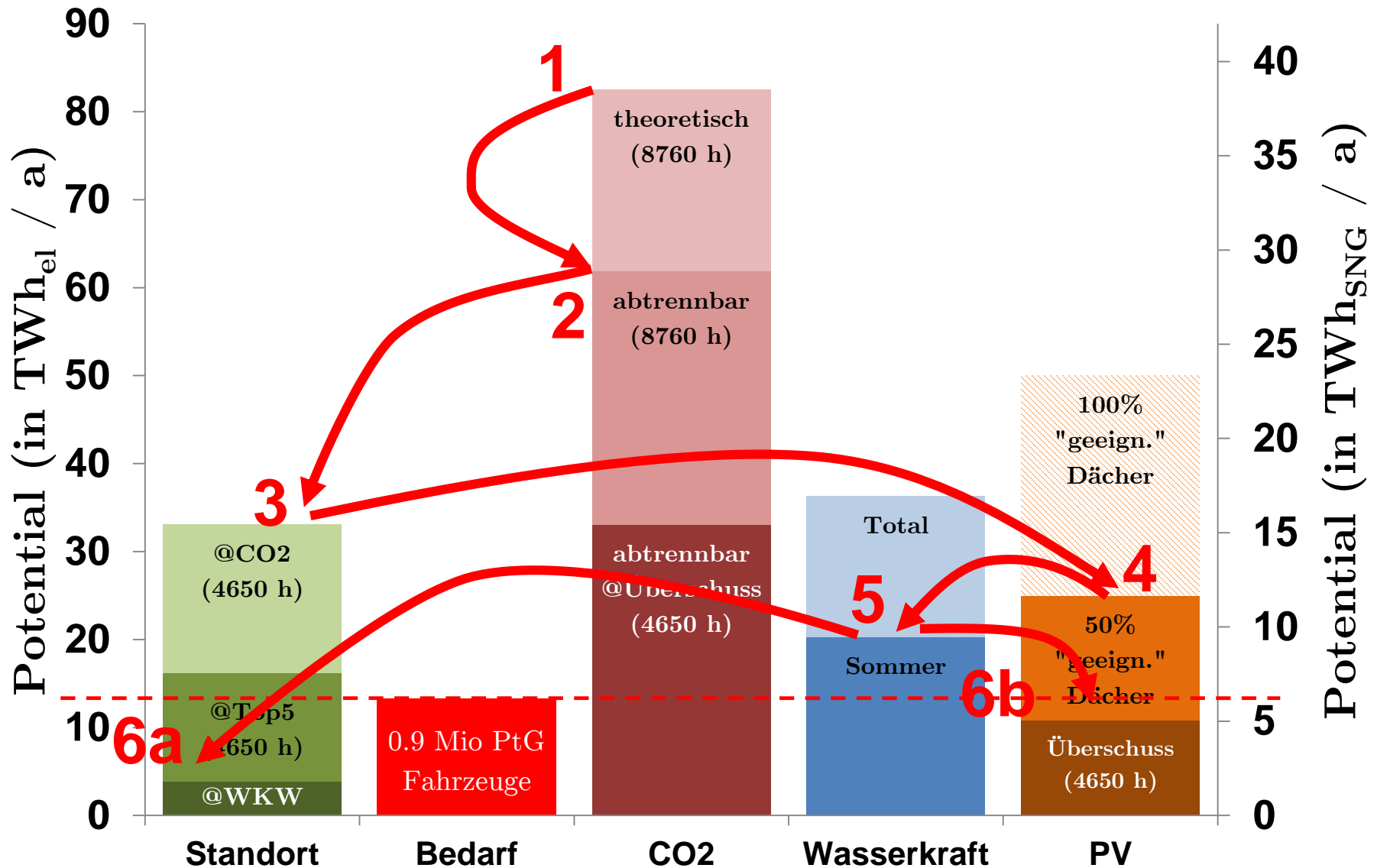
- Strompreis
- CAPEX Elektrolyse
- ▲ CAPEX Methanisierung
- ◆ CAPEX H2 Speicher
- Referenzfall

Szenario

- @ARA
- @KVA / CEM
- @ARA + Netzentgelt
- @KVA / CEM + Netzentgelt



Zusammenfassung aller Potentiale



- Autoren: «Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz» (2019)
 - Dr. Sinan Teske
 - Dr. Martin Rüdisüli
 - Christian Bach
 - Dr. Tilman Schildhauer
- DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2649817>

- Finanzierung:
 - Teilfinanziert vom BAFU + Empa

- Quellenangaben
 - Icons:
 - <https://fontawesome.com/license>
 - made by <https://www.flaticon.com/authors/freepik> from www.flaticon.com

Vielen Dank

