Erneuerbare Energien und Internationaler Stromhandel

Sebastian Rausch
ETH Zürich
&
Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Massachusetts Institute of Technology

for**aus** & Energy Science Center
Energieversorgung 2050: Integration oder Inseldenken?
ETH Zürich, 11. Dezember 2014

Fokus & zentrale Fragestellungen

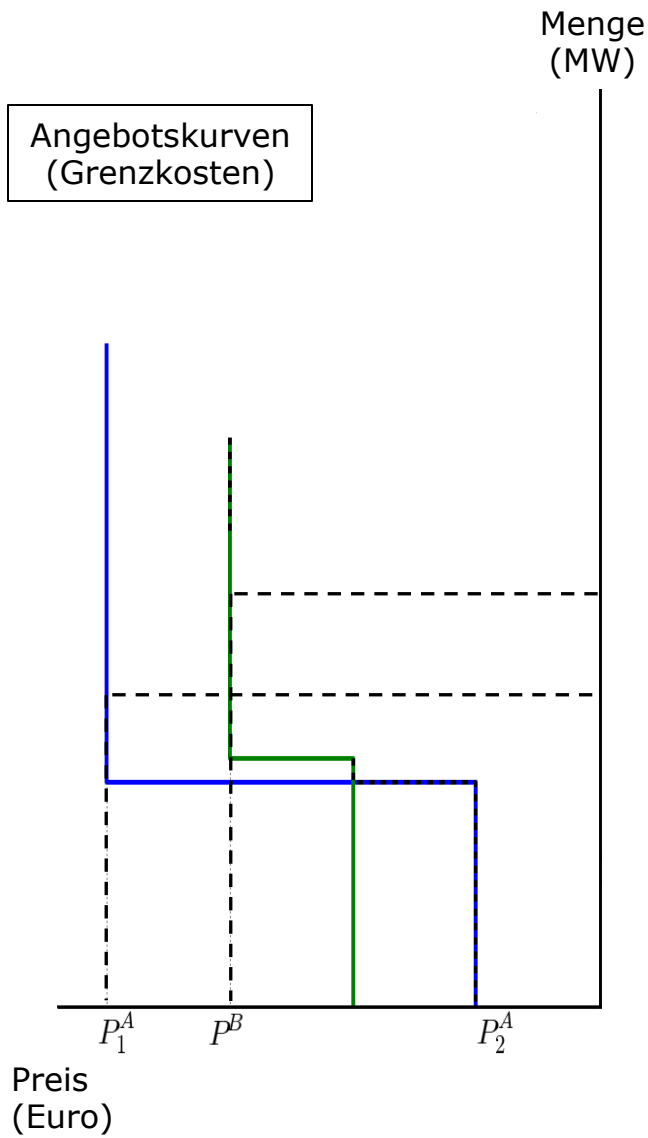
1) Welche ökonomischen und technologischen Faktoren erklären den internationalen Stromhandel? Wann ist Handel «vorteilhaft»?

2) Blick auf die Daten: Bestehende europäische Interdependenzen hinsichtlich Stromproduktion, -nachfrage und -handel

3) Zukünftiger internationaler Stromhandel im Lichte der wachsenden Bedeutung von erneuerbaren Energien und des geplanten Netzausbaus/Marktintegration

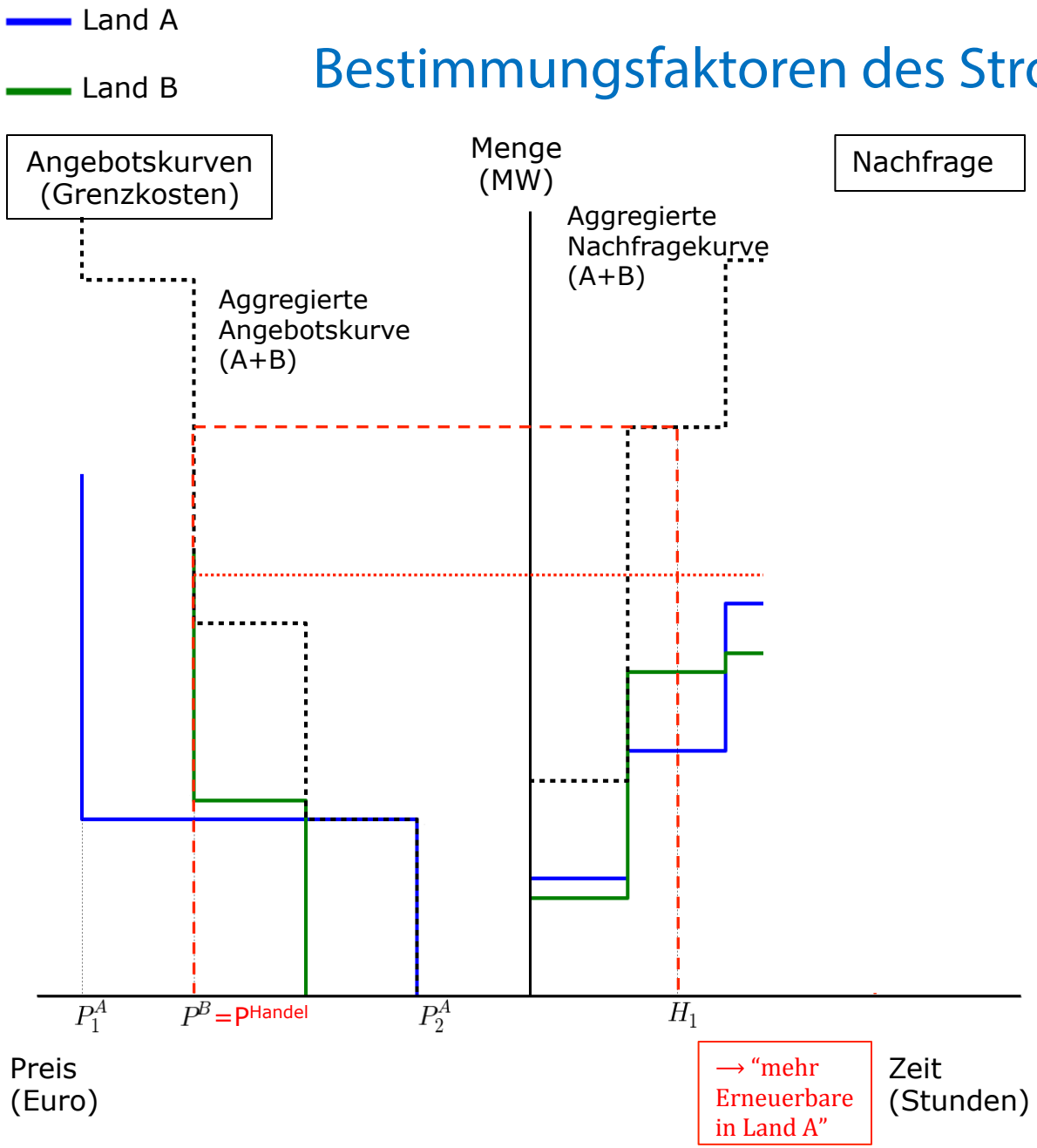
   – Implikationen für die Schweizer Energiepolitik?

Bestimmungsfaktoren des Stromhandels?



- Zwei Länder: Land A, Land B
- Angebotskurven unterscheiden sich aufgrund von
  - Produktionstechnologien
  - installierten Kapazitäten
- Zwei Eigenschaften von Strom:
  - starke Variabilität innerhalb von kurzen Zeitskalen & saisonale Schwankungen
  - Produktion muss augenblicklich konsumiert werden
- Menge & zeitliches Profil der Stromnachfragen unterschiedlich
- Autarkiepreise (in H_1)
  - Land A: P^A_1
  - Land B: P^B

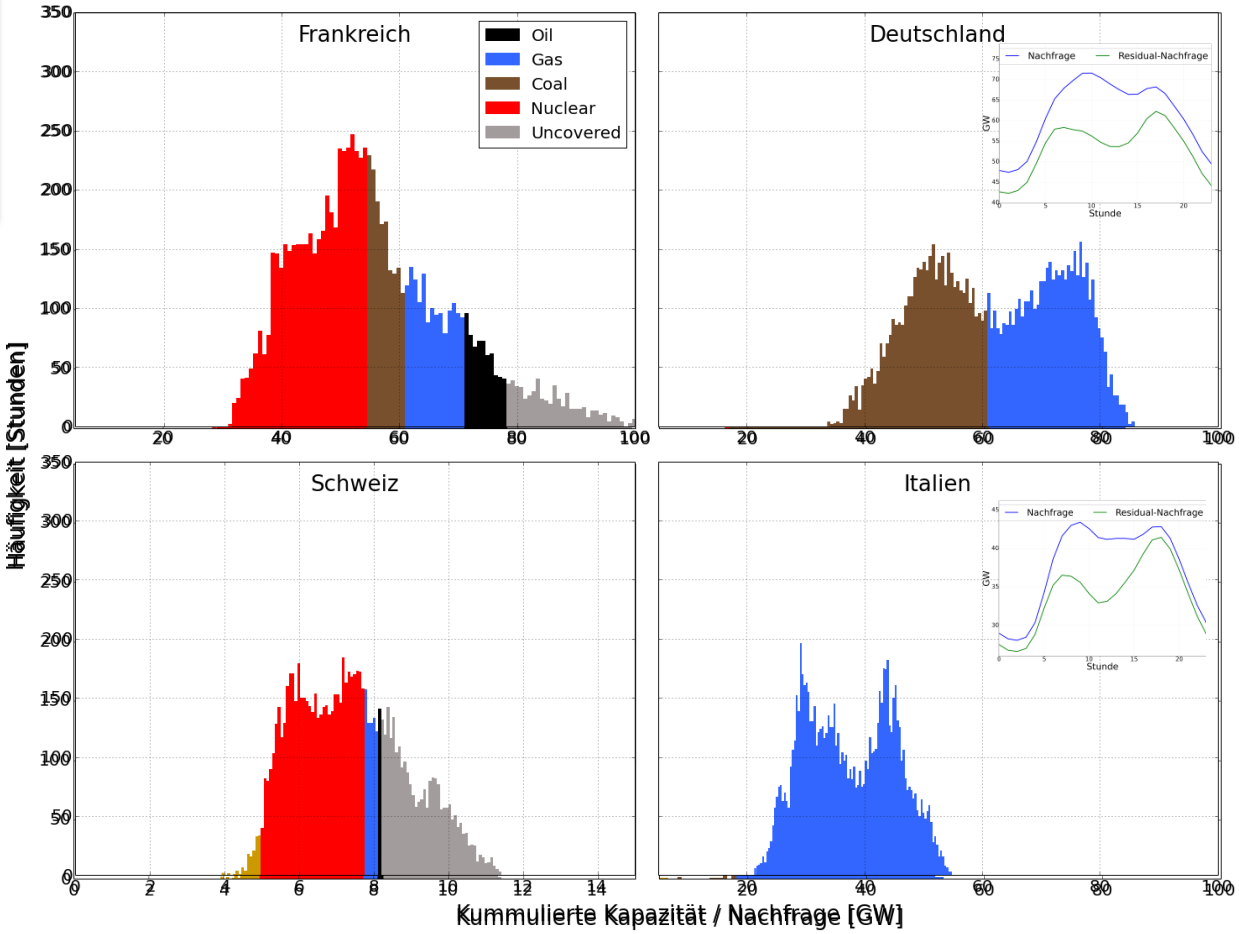
Bestimmungsfaktoren des Stromhandels?



- Internat. Stromhandel in H_1:
  - $P^A_1 > P^{Handel} = P^B$
  - Land A importiert, Land B exportiert
- Wie beeinflussen erneuerbare Energien internat. Stromhandel?
  - Mehr Erneuerbare in Land A ($H_1 \rightarrow H_2$)
  - Autarkiepreis in A fällt ($P^A_2 < P^A_1$)
  - Gleichgewichtspreis: P^{Handel}
  - Handelsmuster kehrt sich hier um: Land A exportiert, Land B importiert
- **Internat. Handelsströme determiniert durch:**
  - installierte Kapazitäten
  - relative Grenzkosten
  - Korrelation der Nachfrage
  - aggregierte Angebots- vs. aggregierte Nachfrage-kurve

Welches sind die preissetzenden "marginalen" Technologien?
(für beobachtete Produktionskapazitäten & Verteilung der Nachfrage in 2012)

Residuale Nachfrage = Nachfrage "abzüglich" erneuerbare Energien



Datenquellen:

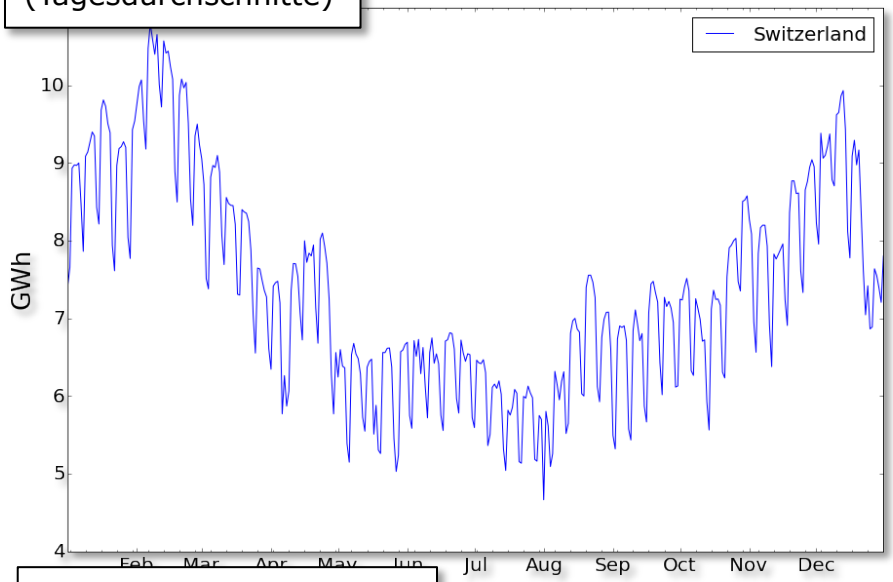
- Installierte Kapazitäten (*Platts, 2013*)
- Stündliche Nachfrage (*ENTSO-E, 2013*)
- Stündliche Stromproduktion aus Erneuerbaren (*eigene Berechng. basierend auf Daten nationaler TSOs*)

- **Signifikante Unterschiede zwischen Ländern hinsichtlich:**
  (1) Verteilung der Nachfrage
  (2) installierte (marginale) Produktionskapazitäten
  (3) Überschusskapazitäten & ungedeckte Nachfrage

→ **Starke Anreize für internationalen Stromhandel**

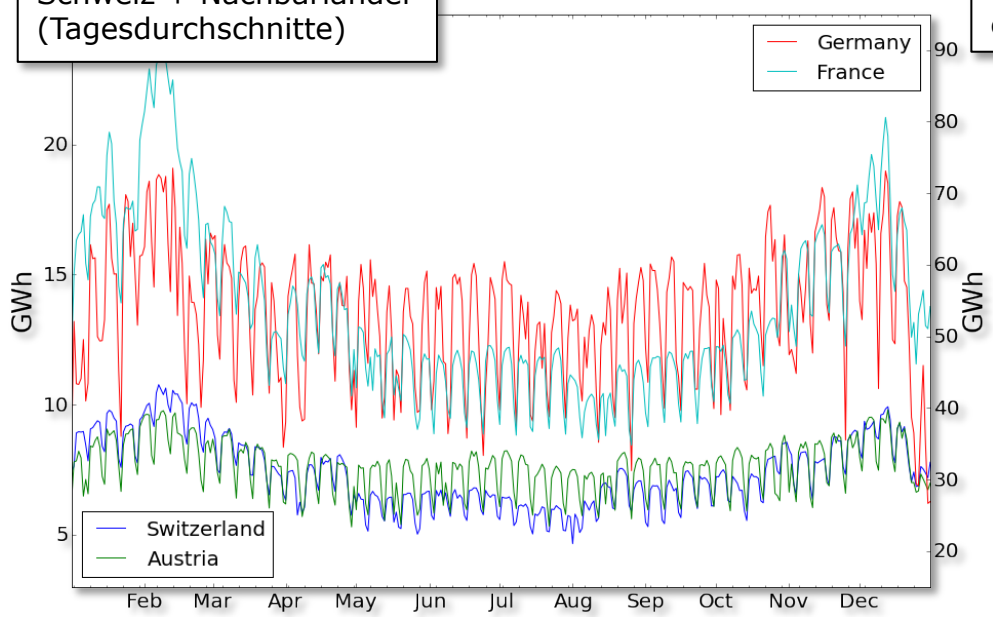
Korrelation der Stromnachfrage

Schweiz (Tagesdurchschnitte)

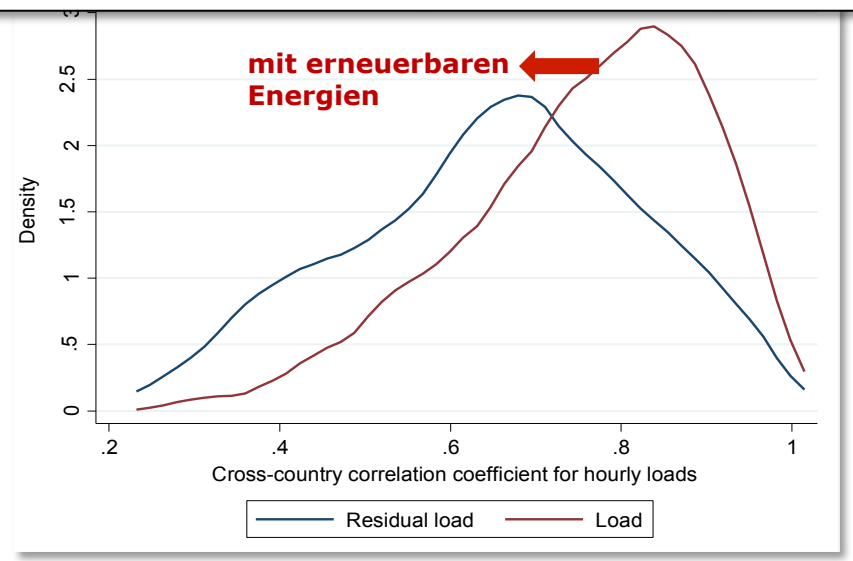


- *Ceteris paribus* je kleiner Korrelation der Nachfragen zwischen zwei Ländern, desto höher ist der Stromhandel
- Empirische stündliche Korrelations-koeffizienten signifikant < 1 (μ =0.75, σ=0.13, max=0.96)
- Erneuerbare Energien reduzieren Cross-Country Korrelation (μ =0.65, σ=0.16, max=0.95)

Schweiz + Nachbarländer (Tagesdurchschnitte)

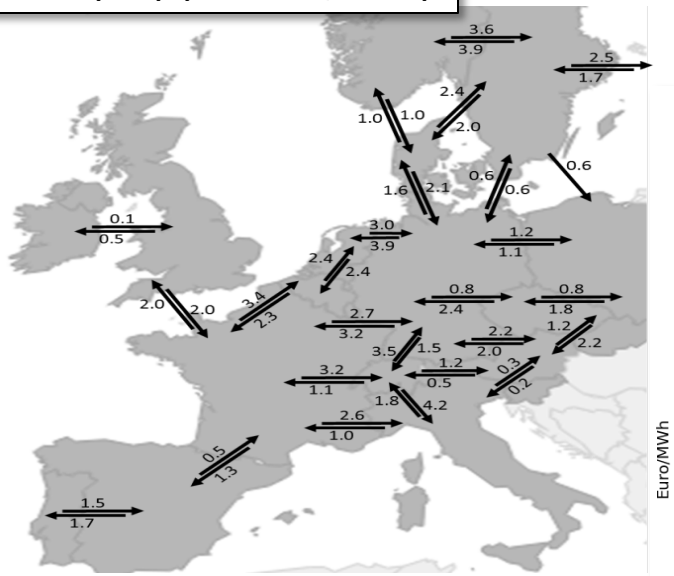


Verteilung von Korrelationskoeff. für stündliche Nachfragen europäischer Nachbarländer (*Kerndichteschätzung*)

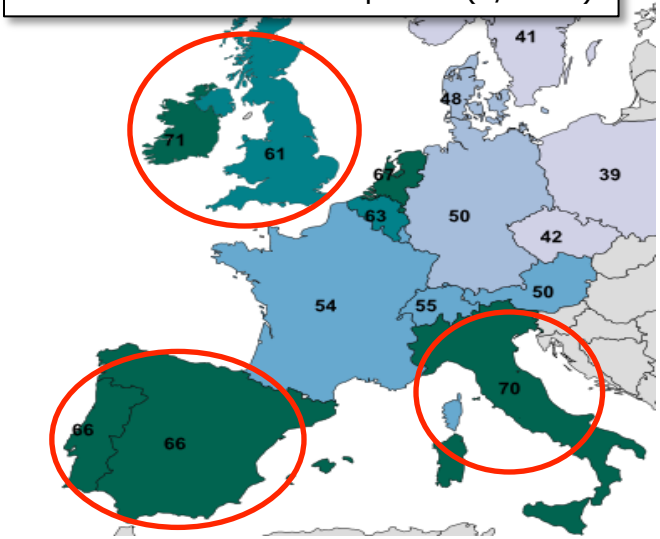


Net Transfer Capacities & Strompreisdifferenzen

NTCs (GW) (ENTSO-E, 2011)

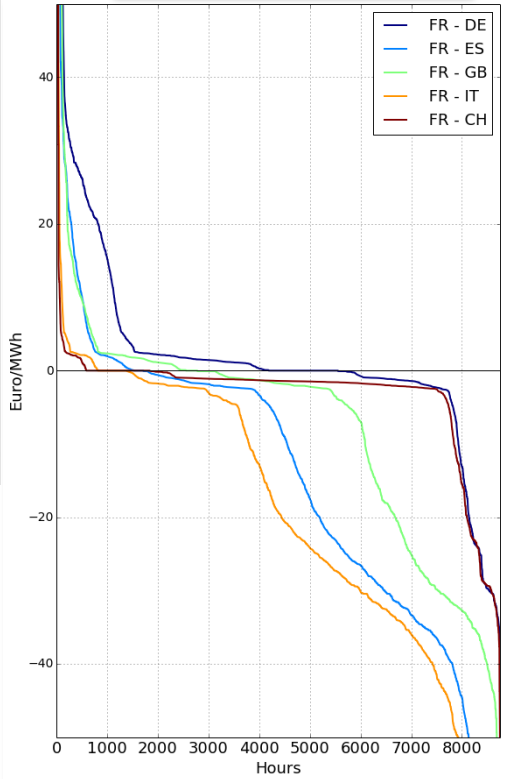


Jährliche Durchschnittspreise (€/MWh)

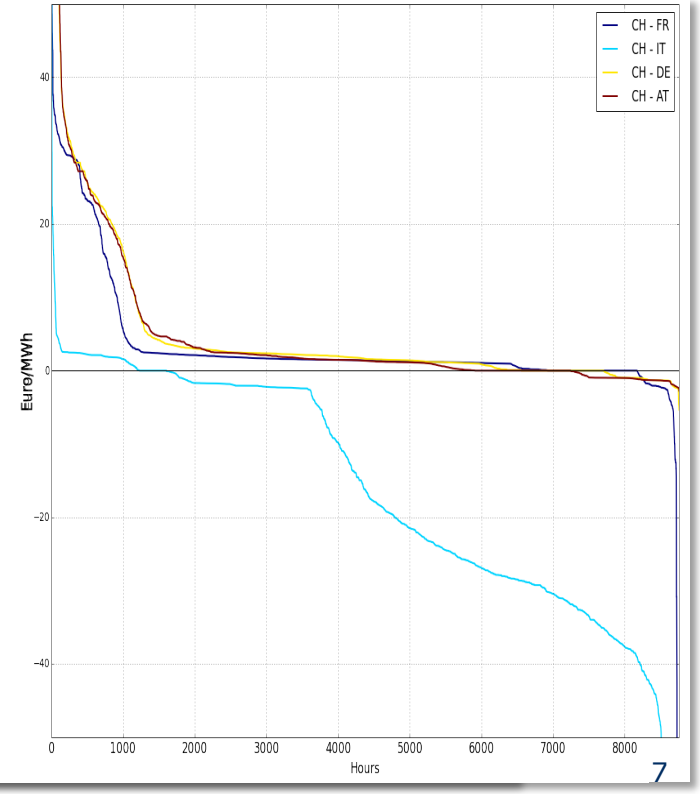


Stündliche Preisdifferenzen (€/MWh)

FR vs. Nachbarländer

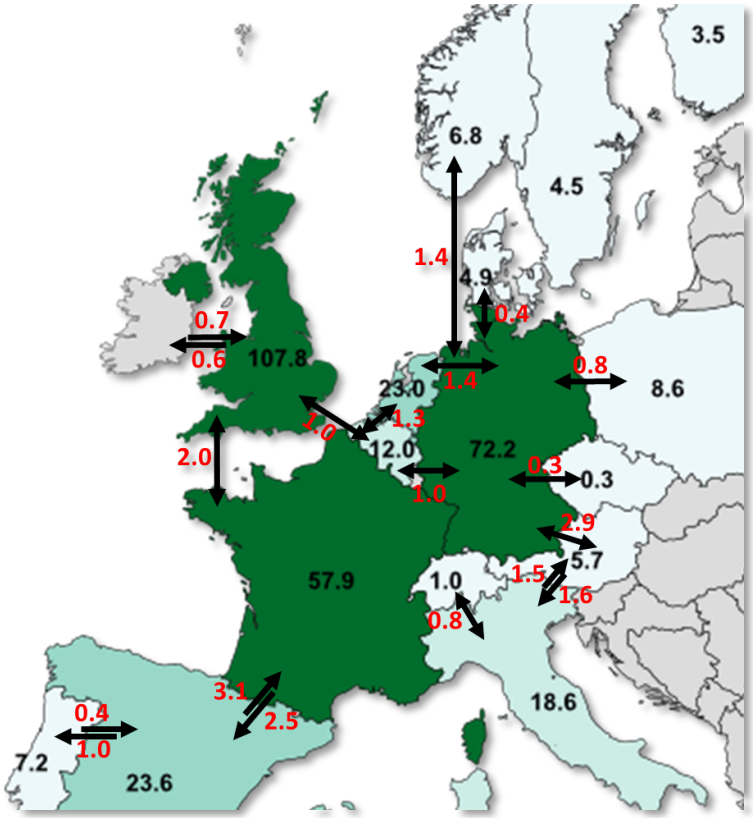


CH vs. Nachbarländer



Zukünftiger Strommarkt in 2020?—Europäischer Kontext für die Schweiz

- Mehr erneuerbare Energien (→ europäische Energie- und Klimapolitik)
- Netzausbau/Marktintegration (*Ten Year Network Development Plan, TYNDP*)



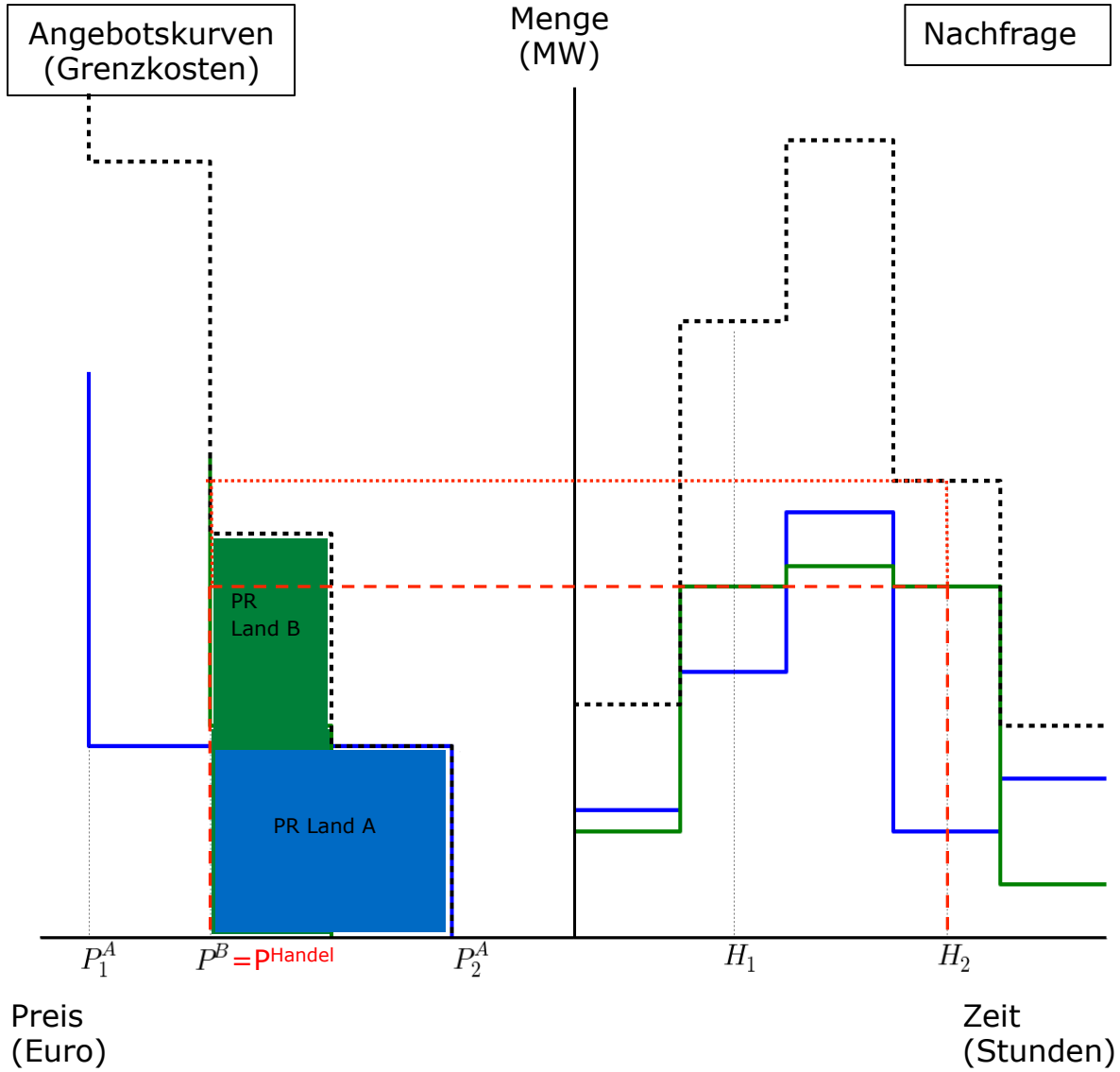
Geplanter Ausbau

- Übertragungskapazität (**rot**, GW) TYNDP
- Produktion von erneuerbaren Energien (**schwarz**, TWh)

Zu untersuchende Fragen:

1. Welche Effizienzgewinne entstehen auf europäischer Ebene durch geplanten Netzausbau/ Marktintegration?
2. Verteilungseffekte für einzelne Länder? Volkswirtschaftliche Effekte für die Schweiz?
3. Wohlfahrtseffekte einer weiteren Marktintegration der Schweiz (über den geplanten Netzausbau hinaus)?

Volkswirtschaftliche Wohlfahrtseffekte des Stromhandels?



- Internat. Handel (für H_2) erhöht Produzentenrente (PR) = Gewinne von Firmen in Land A
- Gesamteffekt = Produzentenrente (PR) + Konsumentenrente (KR)
- Bisherige Analyse → **vier vereinfachende Annahmen:**
  1. Konsumentenrente + preiselastische Nachfrage
  2. Stromnachfrage (Haushalte, Industrie) abhängig von Strompreis, Preisen anderer Güter, Einkommen
  3. Strom ist essentieller Input für Produktionsaktivitäten ausserhalb d. Stromsektors
     a) Interdependenzen mit anderen Sektoren
     b) PR + KRenten in anderen Sektoren

Methodisches Vorgehen: Integriertes Simulationsmodell

Makroökonomisches (CGE) Modell

- 18 europäische Länder
- gesamtwirtschaftliche & sektorale Produktion u. Nachfrage (5 Energie-, 5 Nicht-Energiesektoren)
- Entstehung & Verwendung von Einkommen
- bi-laterale internationale Handelsflüsse für alle Güter
- preisabhängige Markt-interaktionen & kosten-minimierendes Produzenten u. Konsumentenverhalten

Abrell & Rausch (2014)

Stromsektormodell

- Klassisches Dispatchmodell mit «unit commitment» Elementen
- Technologisches Detail + Flexibilitätsrestriktionen
- konventionelle Stromerzeugung u. Speicher
- Exogene Produktionsprofile für erneuerbare Energien
- 1 Jahr mit stündlicher Auflösung (8760 h)
- Grenzflüsse beschränkt durch "net transfer capacities (NTC)"
- Reservemärkte

Daten

- «Social Accounting Matrix» Data für 18 Länder
- **Strom:** installierte Kapazitäten, stündliche Nachfrage, stündliche Produktion erneuerbarer Energien (Wind & Sonne), Technologie-merkmale/kosten

Modelloutput

- Gleichgewichtige Mengen & Preise für 18 Länder

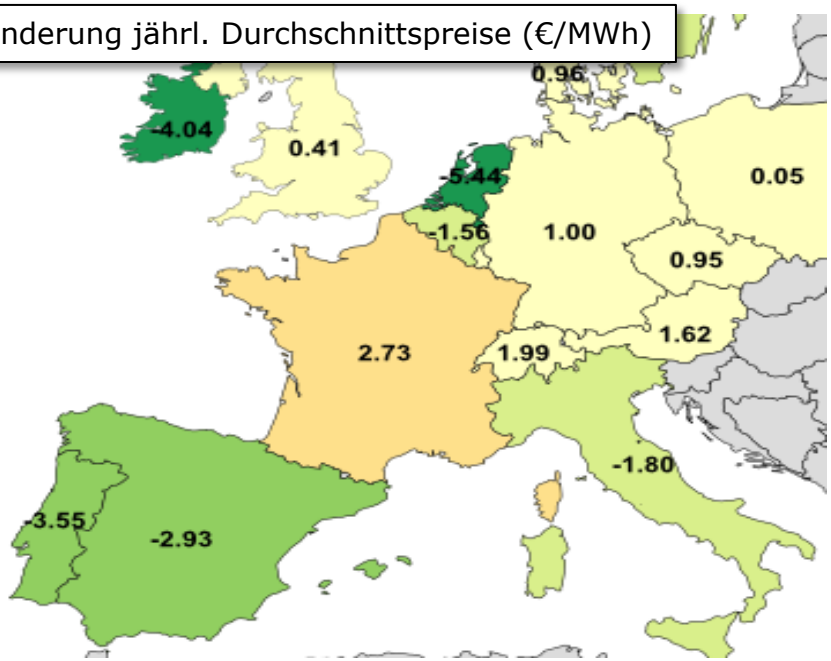
  z.B. Industrieproduktion, Stromerzeugung nach Technologie, bilaterale Handelsströme, Nachfrage, Einkommen, Güter- u. Faktorpreise

Effizienzgewinne auf europäischer Ebene & Verteilungseffekte

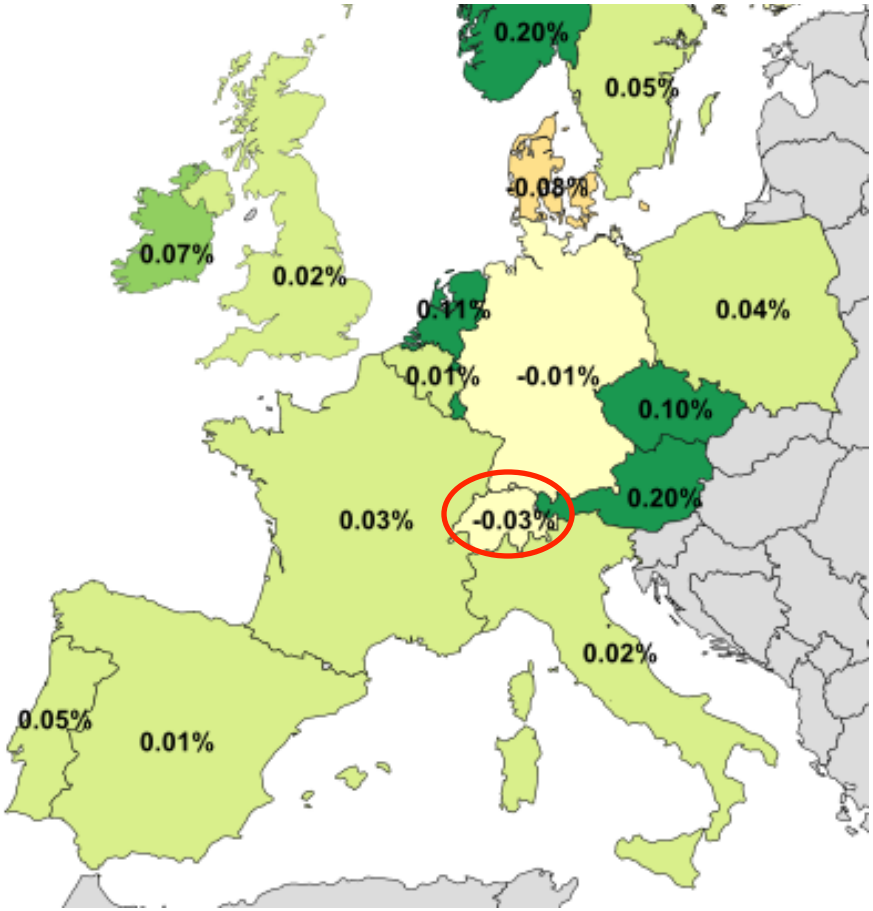
Wohlfahrtsgewinne aufgrund des Netzausbaus/TYNDP

- ~2.2 Milliarden € pro Jahr (entspricht ca. 0.02% des europäischen Konsums)
- Kostenschätzung ENTSO-E für geplanten Netzausbau: min/max 11.4/15.5 Milliarden €
- Payback period: 5-7 Jahre

Veränderung jährl. Durchschnittspreise (€/MWh)



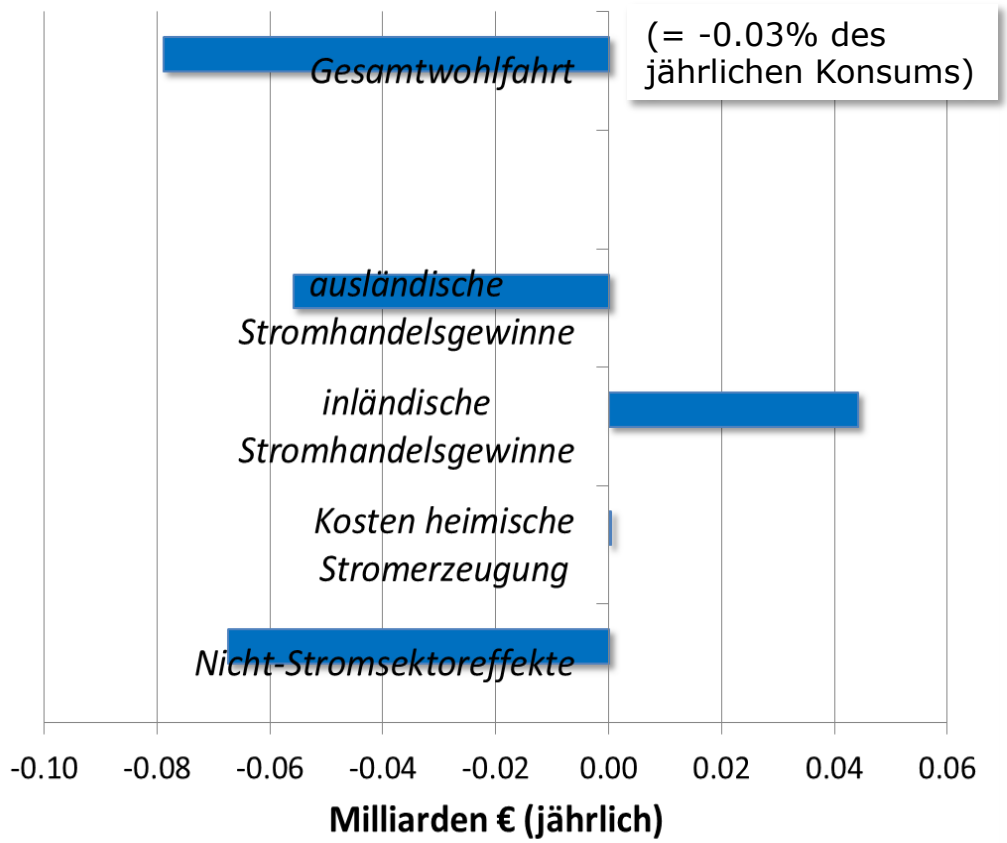
Prozentuale jährliche Wohlfahrts-veränderung aufgrund Netzausbau/ Martkintegration*



** unter 2020 Ausbauzielen der EU hinsichtlich erneuerbaren Energien*

Volkswirtschaftliche Effekte für die Schweiz

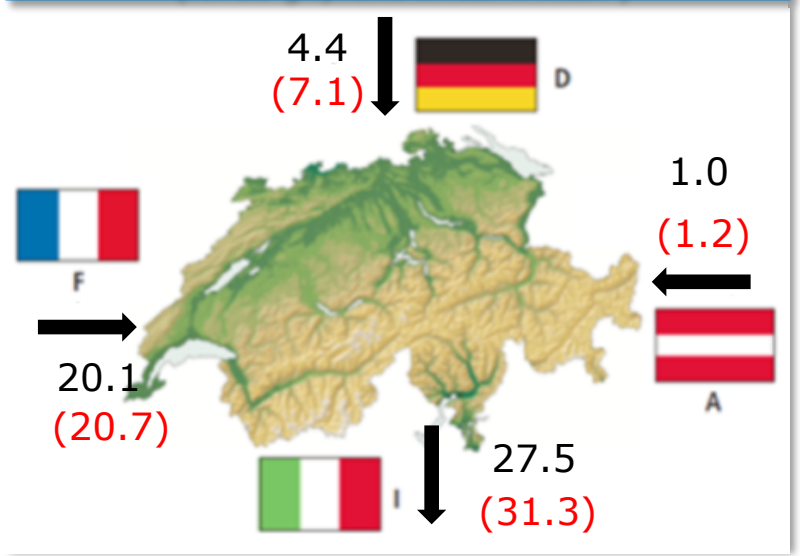
Jährliche Wohlfahrtsveränderung aufgrund Netzausbaus/Martkintegration*



** unter 2020 Ausbauzielen der EU hinsichtlich erneuerbaren Energien*

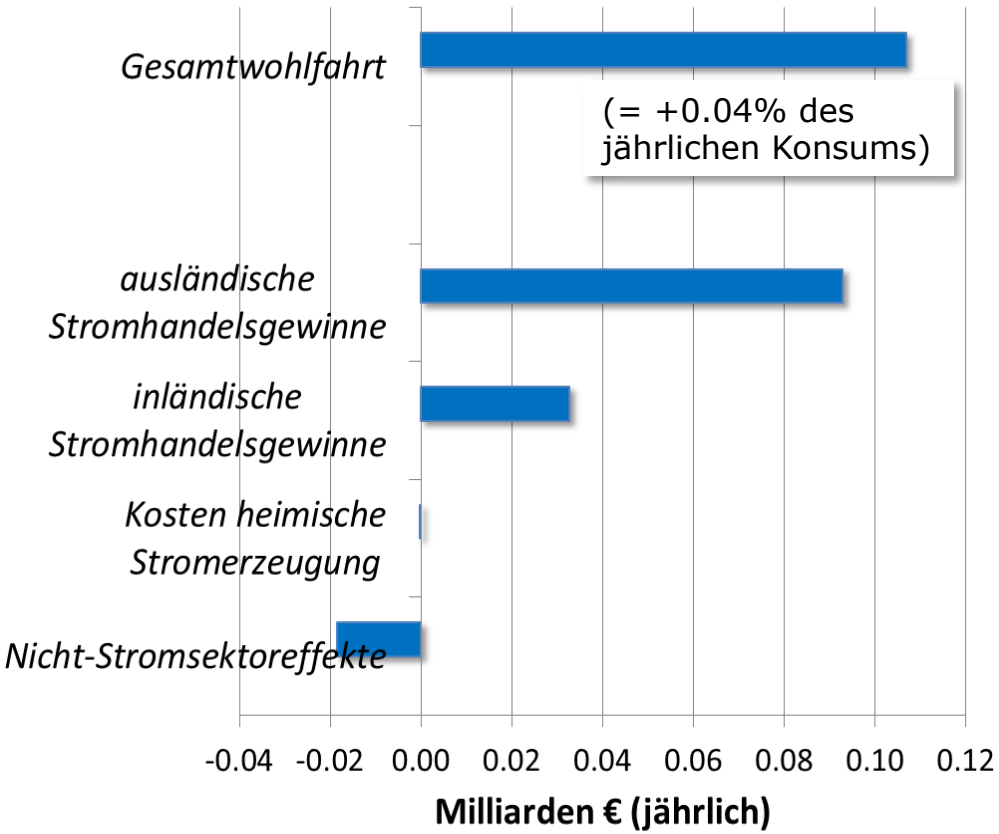
- Leichter volkswirtschaftlicher Verlust für Schweiz (~0.08 Millarden €/Jahr)
  - Reduktion der internationalen Handelsgewinne
  - Negative Nicht-Stromsektoreffekte (Faktoreinkommen ↓, Strompreis + Konsumentenpreisindex ↑),

Bilaterale Nettoexporte (TWh)
unter heutigen NTCs
(NTCs geplant unter TYNDP)



Erhöhte Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt ➔ positive Wohlfahrtseffekte

Jährliche Wohlfahrtsveränderung aufgrund Netzausbaus/Martkintegration*



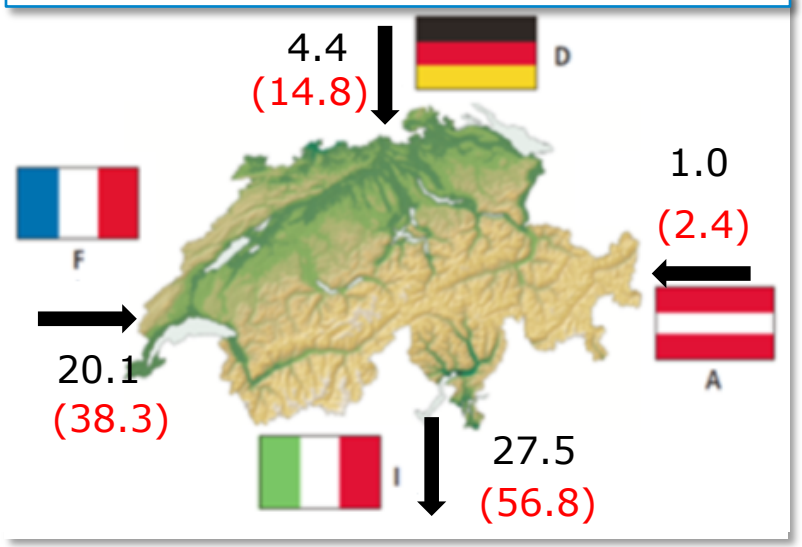
** unter 2020 Ausbauzielen der EU hinsichtlich erneuerbaren Energien*

- Leichte volkswirtschaftliche Gewinne für Schweiz (~0.11 Millard. € pro Jahr)
  - Anstieg der internationalen Handelsgewinne
  - Negative Nicht-Stromsektoreffekte (Faktoreinkommen ↓, Strompreis + Konsumentenpreisindex ↑)

Bilaterale Nettoexporte (TWh)

Unter heutigen NTCs

(NTCs unter TYNDP + Verdopplung der NTCs zwischen Schweiz und Nachbarländern)



Schlussbemerkungen—Integration oder Inseldenken?

- Signifikante bereits bestehende Verflechtungen beim Stromhandel zwischen der Schweiz und Europa

- Internationaler Stromhandel erlaubt effizientere Nutzung der Ressourcen, insbesondere im Lichte des geplanten massiven Ausbaus von erneuerbaren Energien → positive volkswirtschaftliche Effekte

- Volkswirtschaftliche Effekte für die Schweiz? Legt man die im Rahmen der europäischen Energie- und Klimapolitik geplanten Ausbauziele für erneuerbare Energien zugrunde
  - bei geplantem Netzausbau: leichte volkswirtschaftliche Verluste für die Schweiz
  - bei erhöhter Marktintegration: positive Wohlfahrtseffekte

"Integration > Inseldenken"