

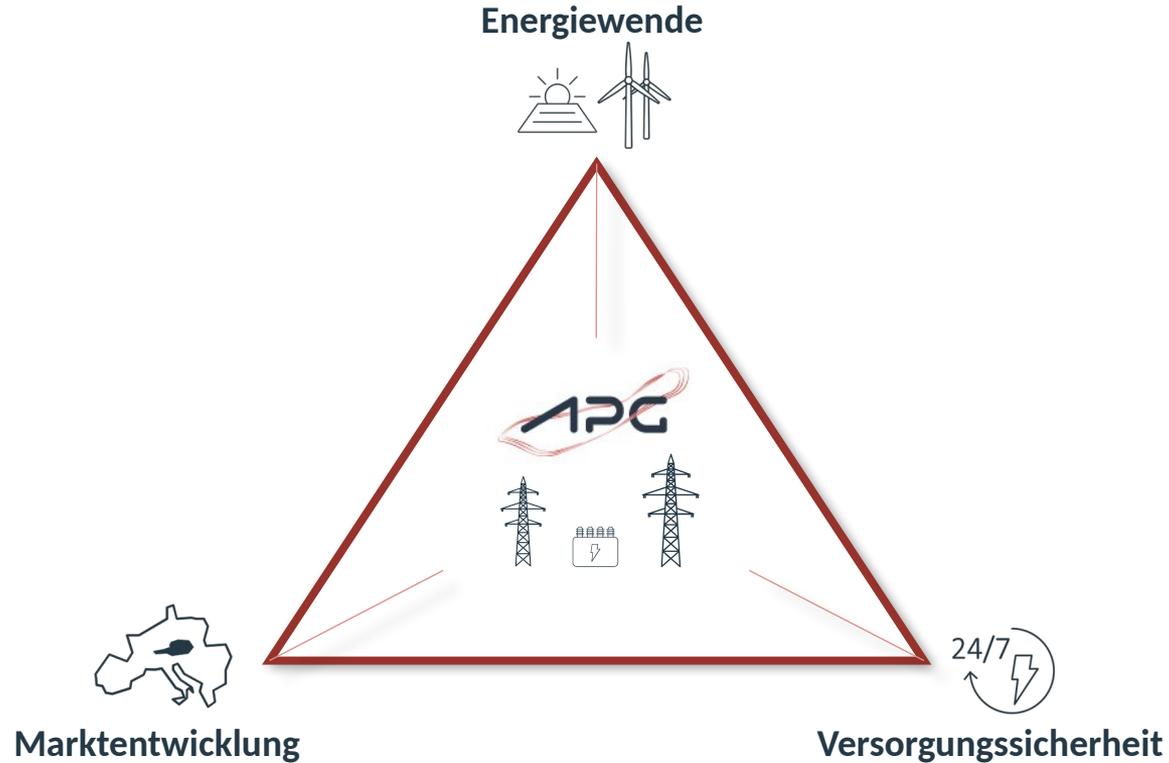


2024 – Schlüsseljahr für die Energiewende?

DI Mag.(FH) Gerhard Christiner
Technischer Vorstandsdirektor

18. Symposium Energieinnovation 2024
Graz, 14. Februar 2024

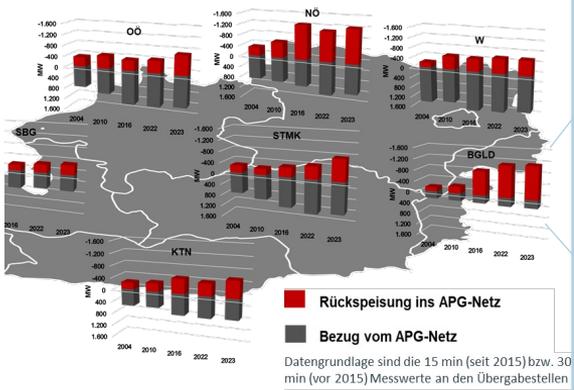
Der Systemumbau ist nicht koordiniert und nicht zu Ende gedacht



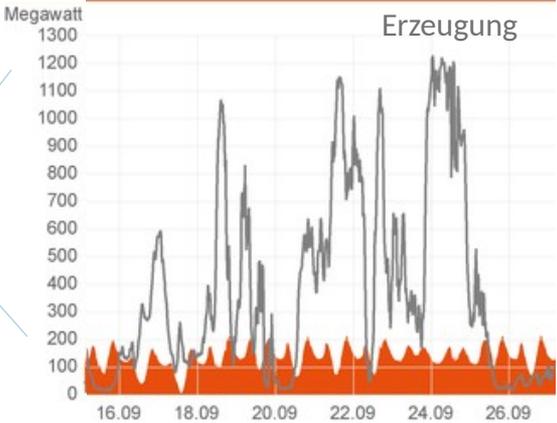
Veränderungen im Stromsystem sind bereits im Systembetrieb spürbar



Rückspeisespitzen ins Übertragungsnetz nehmen zu



Burgenland als exemplarisches Beispiel:



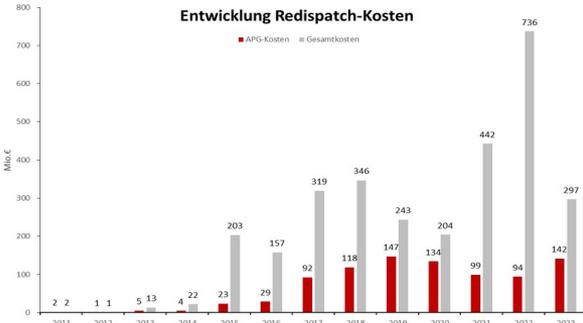
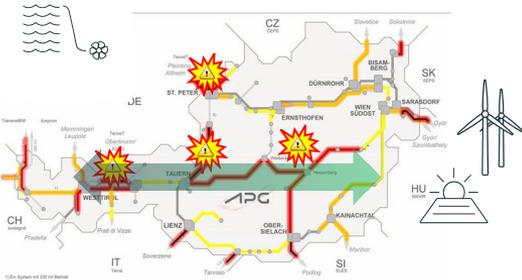
Stromverbrauch

Quelle: [Netz Burgenland: Kundenservice](#)

- Max. Last: ≈350 MW
- Max. Erzeugung: ≈1.500 MW

Gesamtsystemische Defizite werden sichtbar

→ Engpässe im Stromnetz



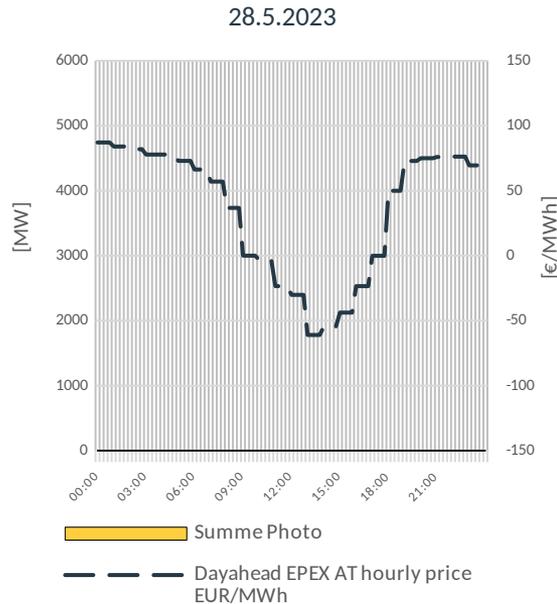
Nationaler und internationaler Stromaustausch nur über das Übertragungsnetz möglich

Fehlende Systemintegration führt zum Wertverlust der Erneuerbaren

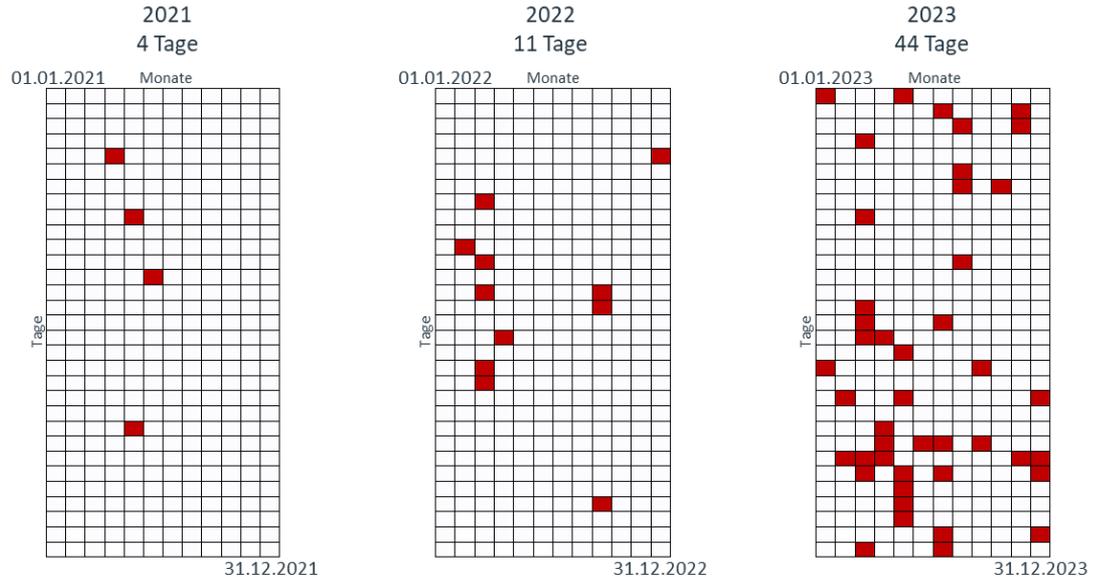


- Erneuerbaren-Überschüsse führen zu negativen bzw. niedrigen Strompreisen
- Marktgetriebene Abregelung von EE-Erzeugung nimmt zu

„Duck Curve“ als Indikator



Einsenkung von dargebotsabhängiger Erzeugung - Entwicklung¹

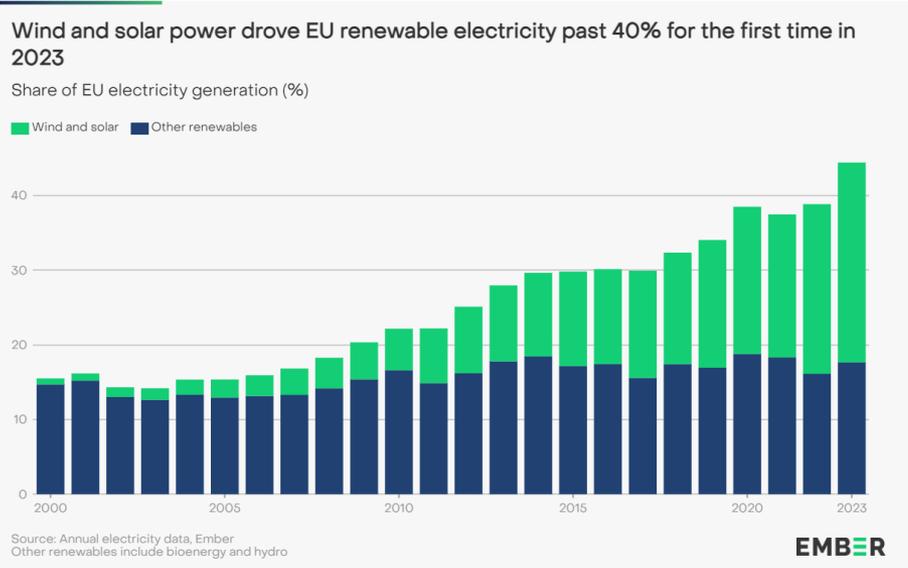


[1] Anzahl der Tage; Wind und PV; excl. Einsenkung durch EPM

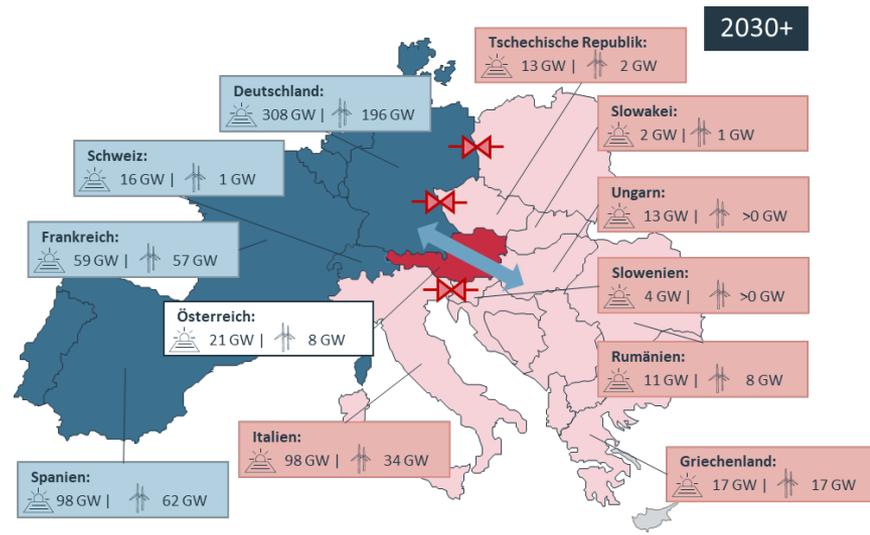
Wachstum der Erneuerbaren folgt „verhalten“ den europäischen Zielen



Wachstum von Wind und Solar in der EU



Ambitionierte Ziele der Nationalstaaten



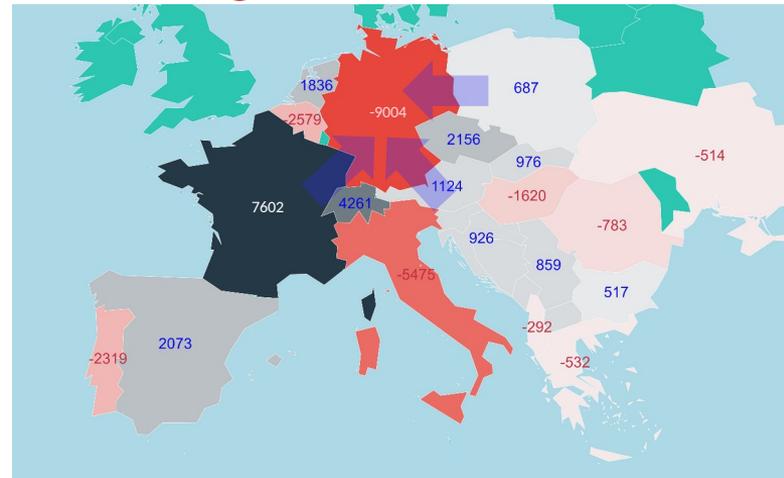
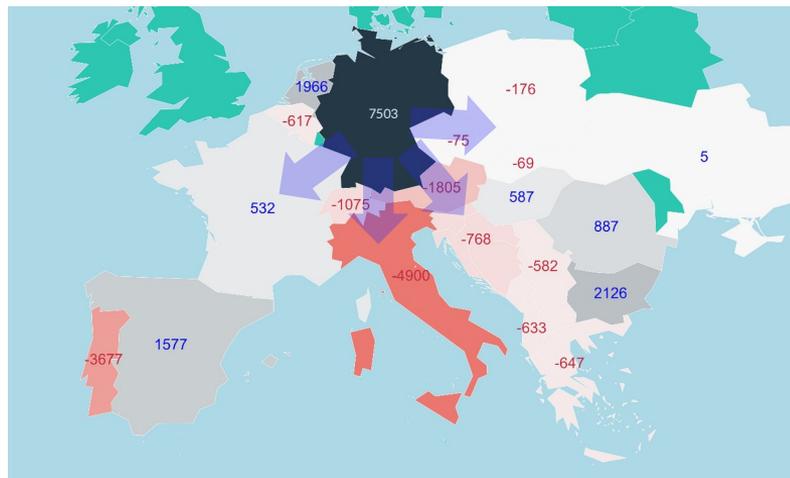
Erneuerbare führen zu dynamischen europaweiten Stromflüssen!



Ländersalden¹

1 30.09.2023 13:30

2 30.09.2023 18:30



■ Import
 ■ Export
 ■ Export
 ➔ keine Daten vorhanden
 Stromflüsse



[1] Median der stündlichen Day Ahead Ländersalden in MW (vor Redispatch); Blau: Export; Rot: Import; Grün: keine Daten vorhanden; Quelle: Vulcanus;

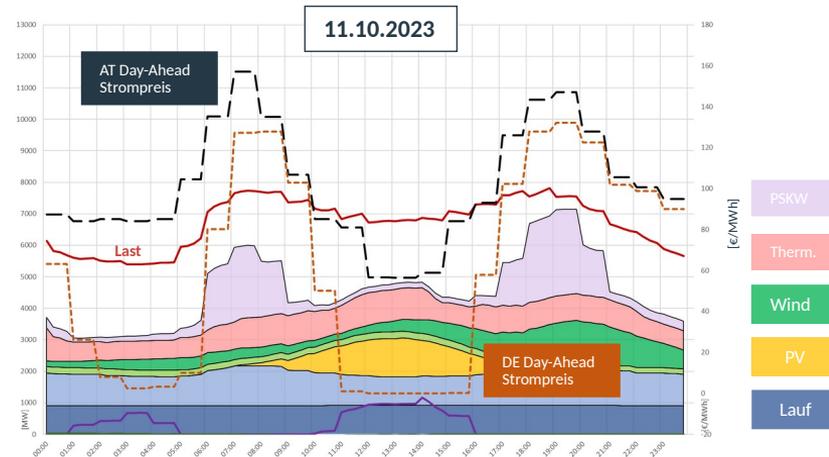
Wir zahlen einen gewaltigen Preis für ein zu schwaches Stromnetz!



- Entkopplung Österreichs vom europäischen Markt an

≈6.000 Stunden (2023)

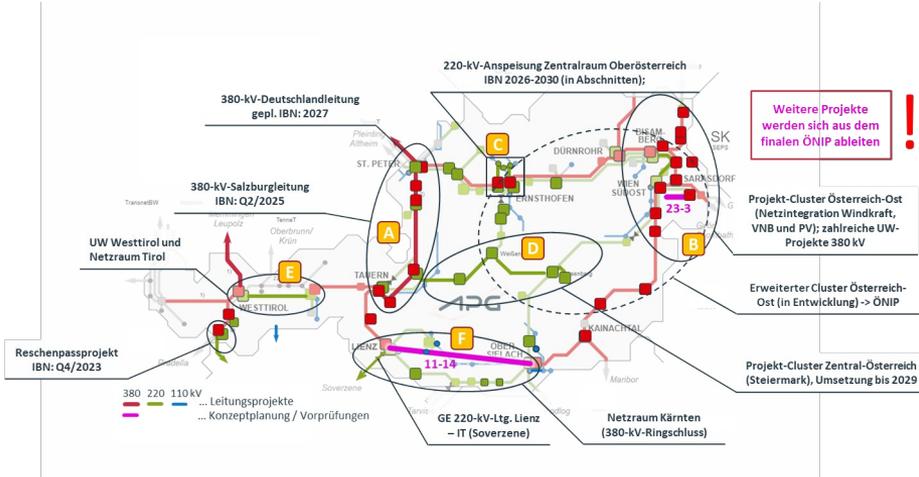
- Limitierung der österreichischen Marktteilnehmer auf die nationale Bidding Zone (**fehlende Liquidität**)
- Preisspread AT/DE 2023: **6,97 €/MWh**
- **Volkswirtschaftliche Mehrkosten: rd. 500 Mio.€**



Netzausbau ist "no regret" Maßnahme

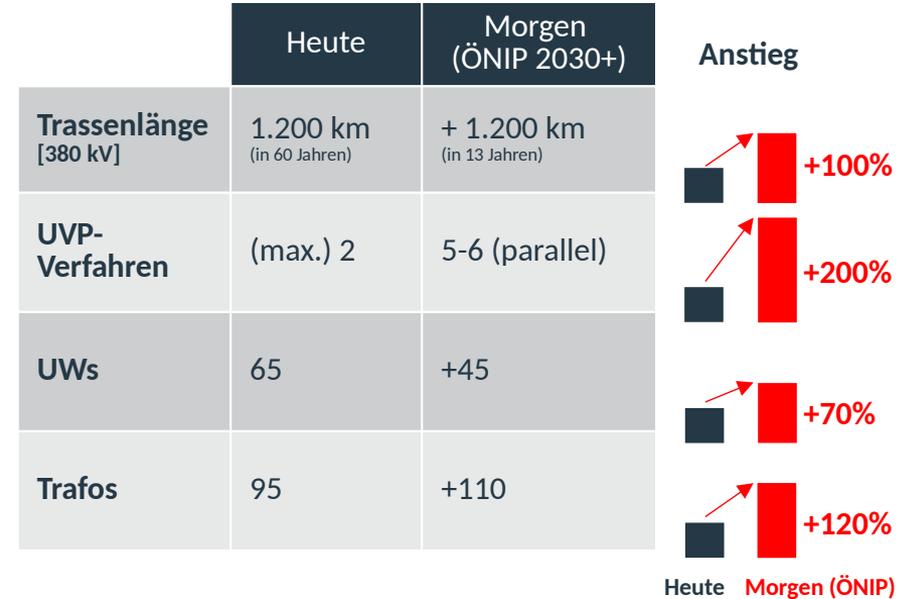


Netzentwicklungsplan 2024 -2033



APG investiert € 9 Mrd.
(in den kommenden 10 Jahren)

Herausforderungen bis 2030+

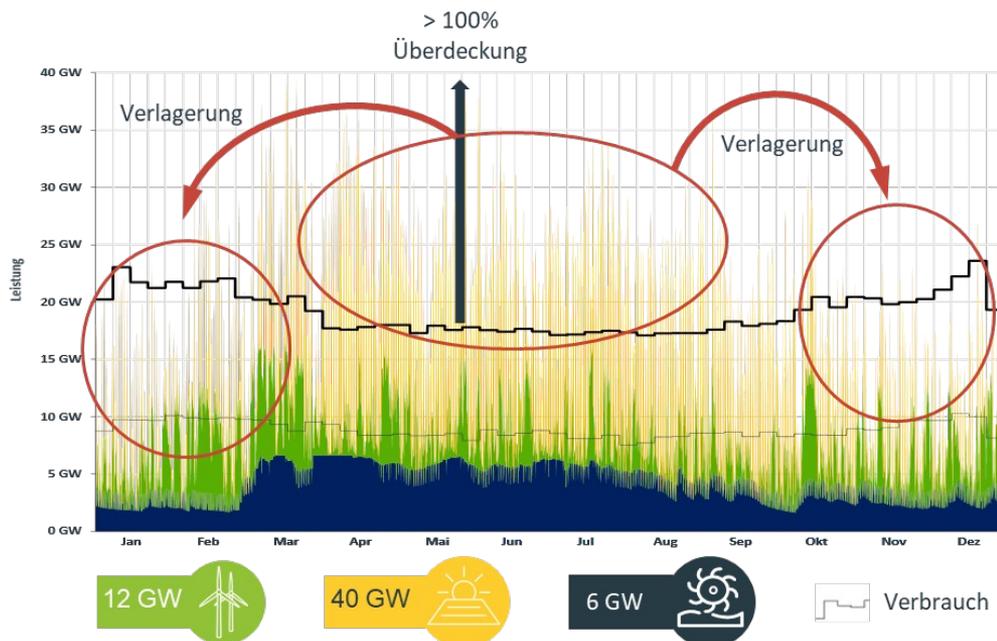


Volatilitäten brauchen mehr Flexibilitäten!



Keine zeitliche und mengenmäßige Konvergenz von Erzeugung und Verbrauch

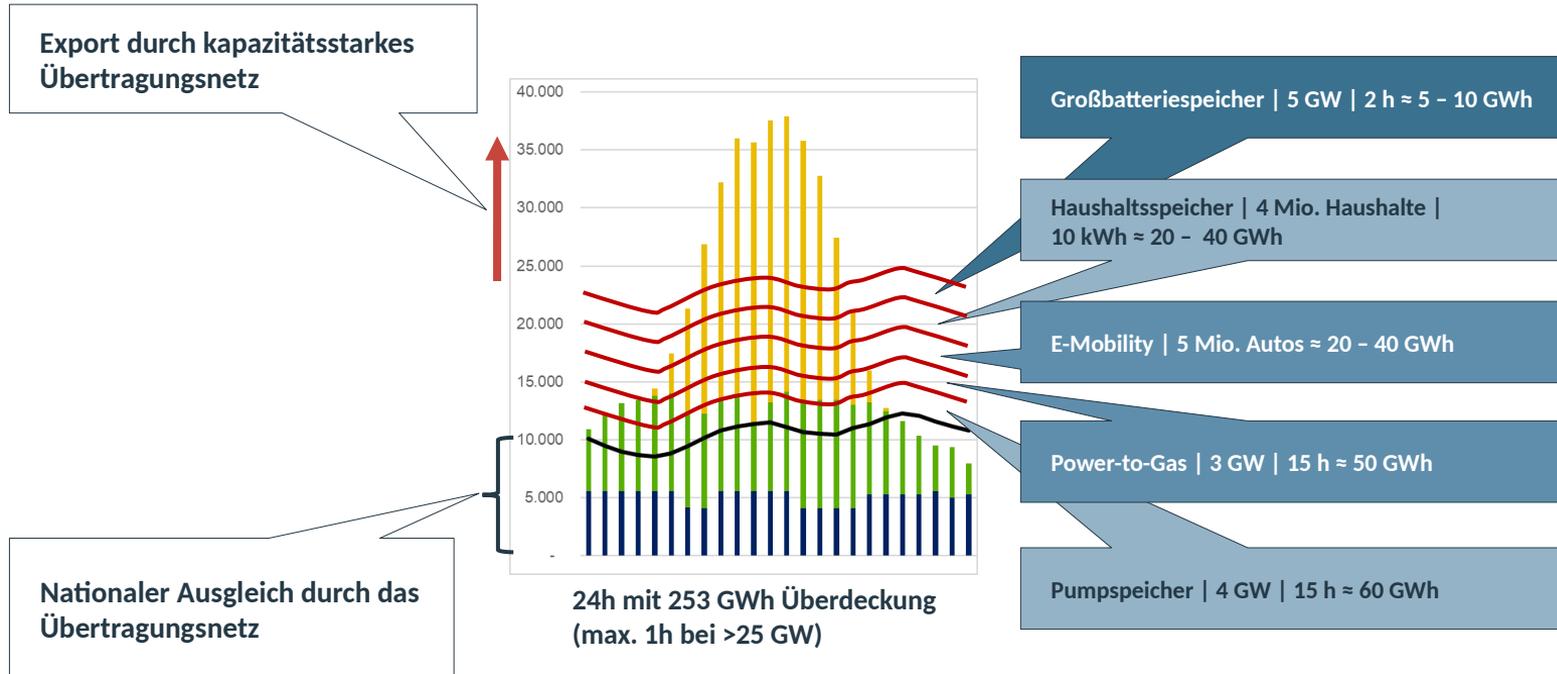
Ausblick: 2040



Essenzielle Bausteine für das Gelingen

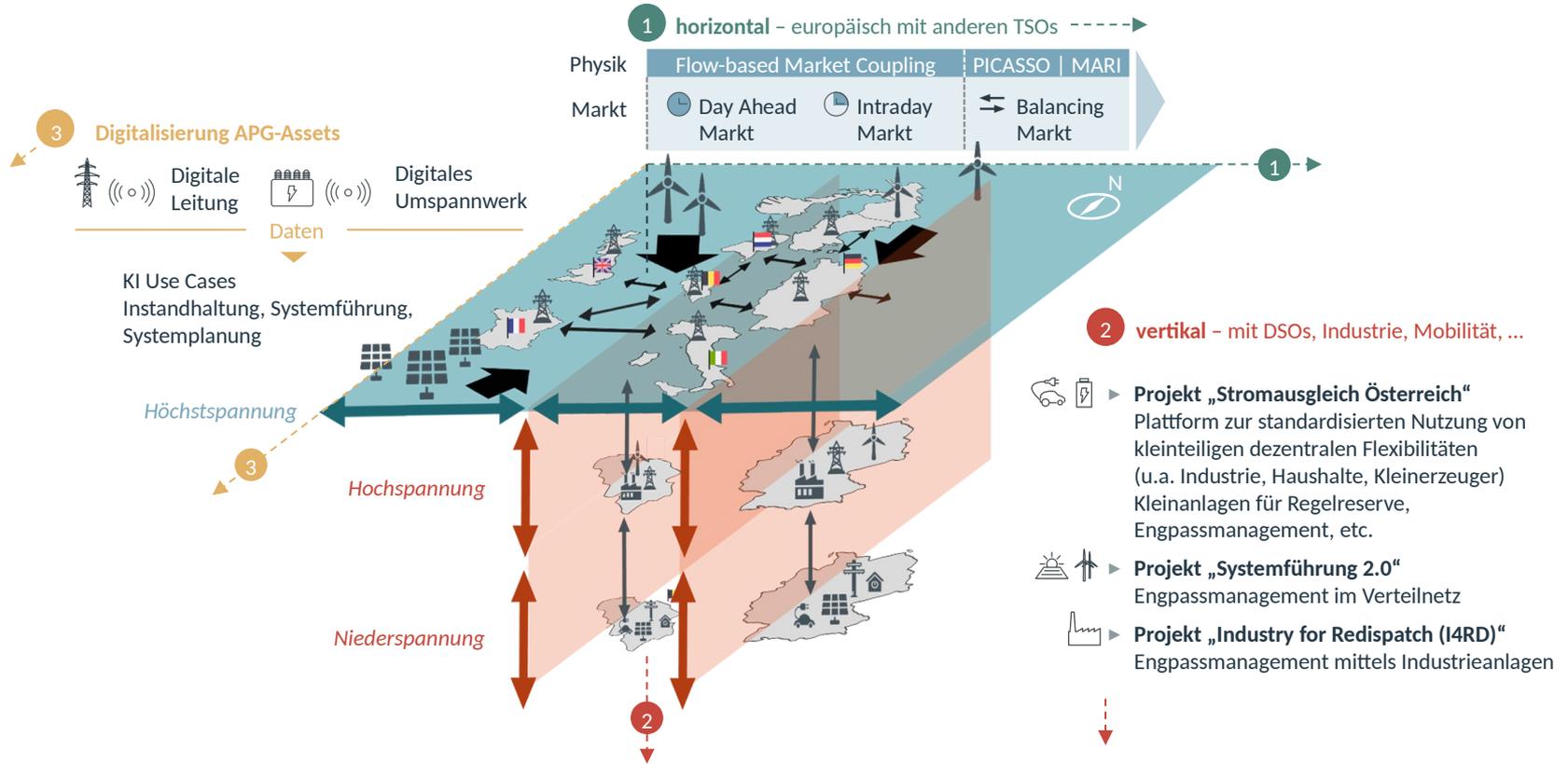
- > Baustein 1: Zügiger Netzausbau / schnellere Genehmigungen
- > Baustein 2: Speicher
- > Baustein 3: Digitale Transformation
- > Baustein 4: Modernes Regulierungssystem
- > Baustein 4: Zukunftsfähiges Marktdesign

Ein Sonntag im Jahr 2040 – alle Flexibilitätspotenziale müssen genutzt werden



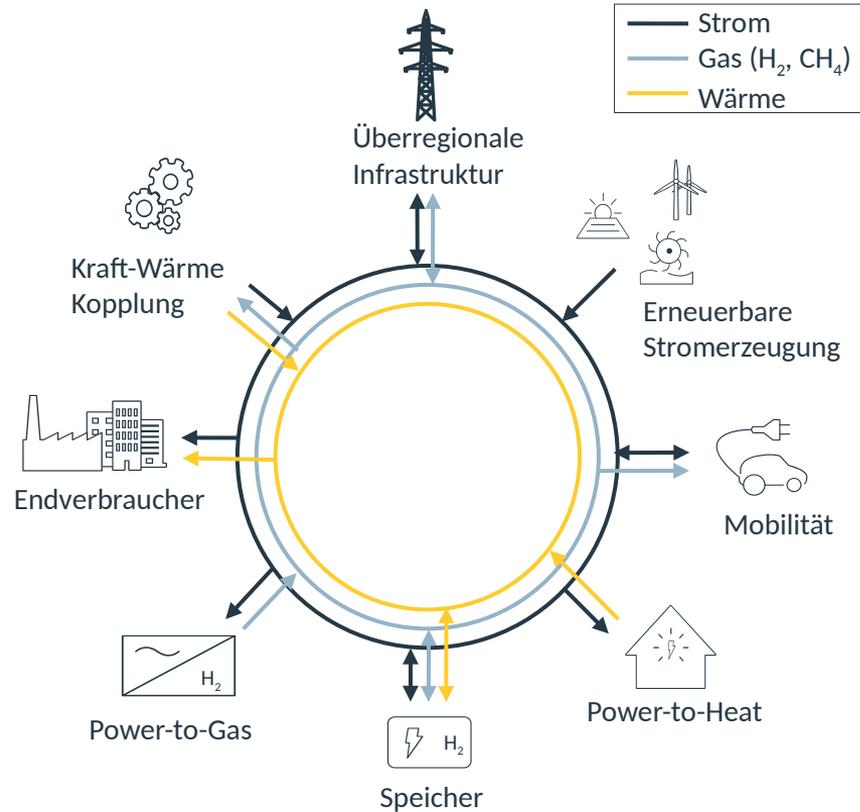
Anmerkung: Erzeugung basierend auf ÖNIP Transition Szenario, Demand skaliert Basis auf TYNDP 2022 NT 2040; climate year 2009. Potenziale abgeschätzt, ohne Anspruch auf Vollständigkeit. Annahme E-Mobilität: ca. 10-20% vom e-Mobilität Flexpotenzial nutzbar. Darstellung der Leistungen exemplarisch.

APG als aktiver Marktgestalter – jetzt und zukünftig



Energiesystem muss gemeinsam gedacht werden!

Stromsystem wird dominant (Ankopplung aller anderen Energieträger)



2024 müssen die Weichen richtig gestellt werden



- › **Die Transformation des Energiesystems braucht einen anderen Zugang:**
 - weniger Ideologie – mehr Systemverständnis
 - weniger Regulatorik – mehr Pragmatik und Weitblick
 - weniger Knappheit – mehr Resilienz

- › **Zusätzliche Gesetzesbestimmungen für einen beschleunigten Netzausbau.**
 - **EABG** inklusive Netzausbau als Umsetzung der RED III.
Ziel: Netzausbau beschleunigen als Voraussetzung zum Erneuerbaren-Ausbau.

- › **Unterstützender regulatorischer Rahmen, um die hohen Investitionen in das Stromnetz zu attraktivieren!**



2024 – Schlüsseljahr für die Energiewende?

DI Mag.(FH) Gerhard Christiner
Technischer Vorstandsdirektor

18. Symposium Energieinnovation 2024
Graz, 14. Februar 2024