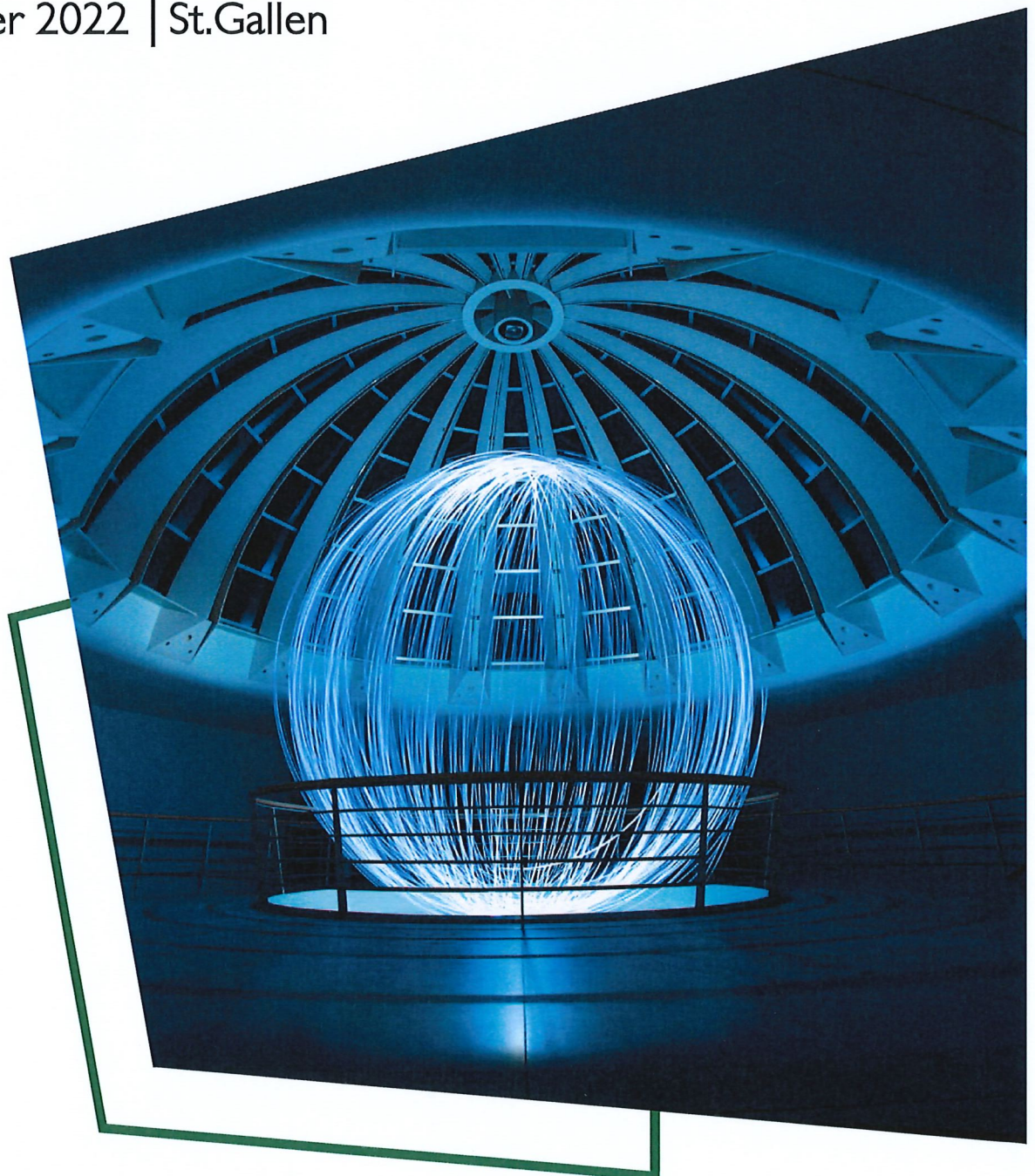




Universität St.Gallen

Neue Wertschöpfung durch Handel mit flexiblen Kapazitäten

15. September 2022 | St.Gallen



Motivation

Bisher ist der Zugang zu den Märkten für Systemdienstleistungen nur grossen Stromversorgern vorbehalten. Mit zunehmenden dezentralen Einspeisungen und Speicherkapazitäten auf Verteilnetzebene wächst der Bedarf an Stabilisierungsmechanismen über alle Spannungsebenen und damit auch an der Einbindung aller Versorger und Verbraucher. Dezentrale flexible Erzeugungs- und Speicherkapazitäten sowie die Umwandlung in weitere Energieträger wie Wasserstoff, synthetische Gase oder Wärme erfordern eine effiziente und effektive Abstimmung. Handelsplattformen für flexible Kapazitäten helfen mit der Stabilisierung des Stromnetzes die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, die Volatilität der stochastischen Einspeisungen zu monetarisieren und damit Mehrwert zu generieren.

Unsere Veranstaltung reflektiert die neuen Strukturen und Qualitäten der Handelsplattformen für flexible Kapazitäten sowie deren Anwendung in der Energieversorgung. Sie richtet sich an alle Marktakteure der Energiewirtschaft, die im Fokus der Energiewende stehen und deren Geschäftsmodelle einer kontinuierlichen Weiterentwicklung unterliegen.



Veranstaltungspartner



From insight to impact.

Programm

15. September 2022 | Kantonsratssaal St.Gallen

ab 08.30 Willkommenskaffee

09.00 – 09.10	Begrüssung	Prof. Dr. K. Frauendorfer
09.10 – 09.40	Von Erzeugungsflexibilität zu Handelsplattformen (TH Ulm)	Prof. Dr. D. Graeber
09.40 – 10.10	Unlocking Smaller Distributed Flexibility in Europe (Equigy)	R. Kerkmeester
10.10 – 10.30	Kaffeepause	
10.30 – 11.00	100% Erneuerbare in Österreich - der Übertragungsnetzbetreiber APG als Flexibilitätsmanager	G. Christiner
11.00 – 11.30	Flexibilitätsplattformen und ihre Potenziale (TransnetBW)	Dr. R. Pflaum
11.30 – 12.00	Die Schweiz und die europäischen Balancing Plattformen – Mittendrin statt (nur) dabei? (Swissgrid)	Th. Reinthaler
12.00 – 13.30	Mittagessen	
13.30 – 14.00	Flexibilität, Plattformen und Digitalisierung. Perspektiven der Schweiz (BFE)	Dr. M. Moser
14.00 – 14.30	Flexibility Markets to Accelerate the Energy Transition (EpexSpot)	D. Orifici
14.30 – 15.00	Modellier-, Simulations- und Optimierungsverfahren für Spannungsübergreifende Flexibilität (KIT)	Prof. Dr. V. Hagenmeyer
15.00 – 15.20	Flexibilitäten an der Schnittstelle zwischen TSO und DSOs (AIT)	T. Esterl
15.20 – 15.40	Qualitäten im Handel mit Flexibilitäten (ior/cf-HSG)	Prof. Dr. K. Frauendorfer
15.40 – 16.00	KI-gestützte Instrumente für den digitalisierten Flexibilitätsmarkt (Fichtner IT)	D. Feldmeyer
16.00 – 16.20	Kaffeepause	
16.20 – 17.30	Flexible Kapazitäten als Rückgrat der Energiewende (Plenardiskussion) • Strommarktdesign • Geschäftsmodelle für TSO, FSP, DSO • Versorgungssicherheit (Speicherreserve)	G. Christiner D. Orifici R. Kerkmeester R. Pflaum Th. Reinthaler
17.30	Zusammenfassung und Verabschiedung	Prof. Dr. K. Frauendorfer

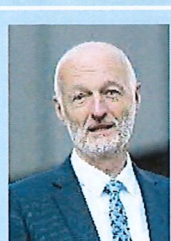
Moderation K. Frauendorfer, D. Graeber

Gemeinsames Mittagessen im Restaurant Schlössli in unmittelbarer Nähe.



Schlössli

Referierende

	Gerhard Christiner Technischer Vorstand Austrian Power Grid		René Kerkmeester CEO Equigy
	Tara Esterl Head of Competence Unit Austrian Institute of Technology		Dr. Michael Moser Bereichsleiter Energieforschung Bundesamt für Energie (BFE)
	Dr. Daniel Florian Feldmeyer Fichtner IT Consulting GmbH (FIT)		Davide Orifici Director of Public & Regulatory Affairs and Communications EPEX SPOT
	Prof. Dr. Karl Frauendorfer Ordinarius für Operations Research Universität St.Gallen		Dr. Rainer Pflaum Mitglied der Geschäftsführung TransnetBW GmbH (D)
	Prof. Dr. Dietmar Graeber Professor für Energiewirtschaft Technische Hochschule Ulm		Thomas Reinthaler Head of Market Strategy Swissgrid
	Prof. Dr. Veit Hagenmeyer Direktor des Institut für Automation und Angewandte Informatik Karlsruher Institut für Technologie (KIT)		Dr. Albrecht Reuter Geschäftsführer Fichtner IT Consulting GmbH (FIT)

From insight to impact.

Von Erzeugungsflexibilität zu Handelsplattformen



Prof. Dr. oec. Dietmar Graeber, Konferenz
„Neue Wertschöpfung im Handel mit
flexiblen Kapazitäten“, St. Gallen
15.09.2022



THU
Technische
Hochschule
Ulm



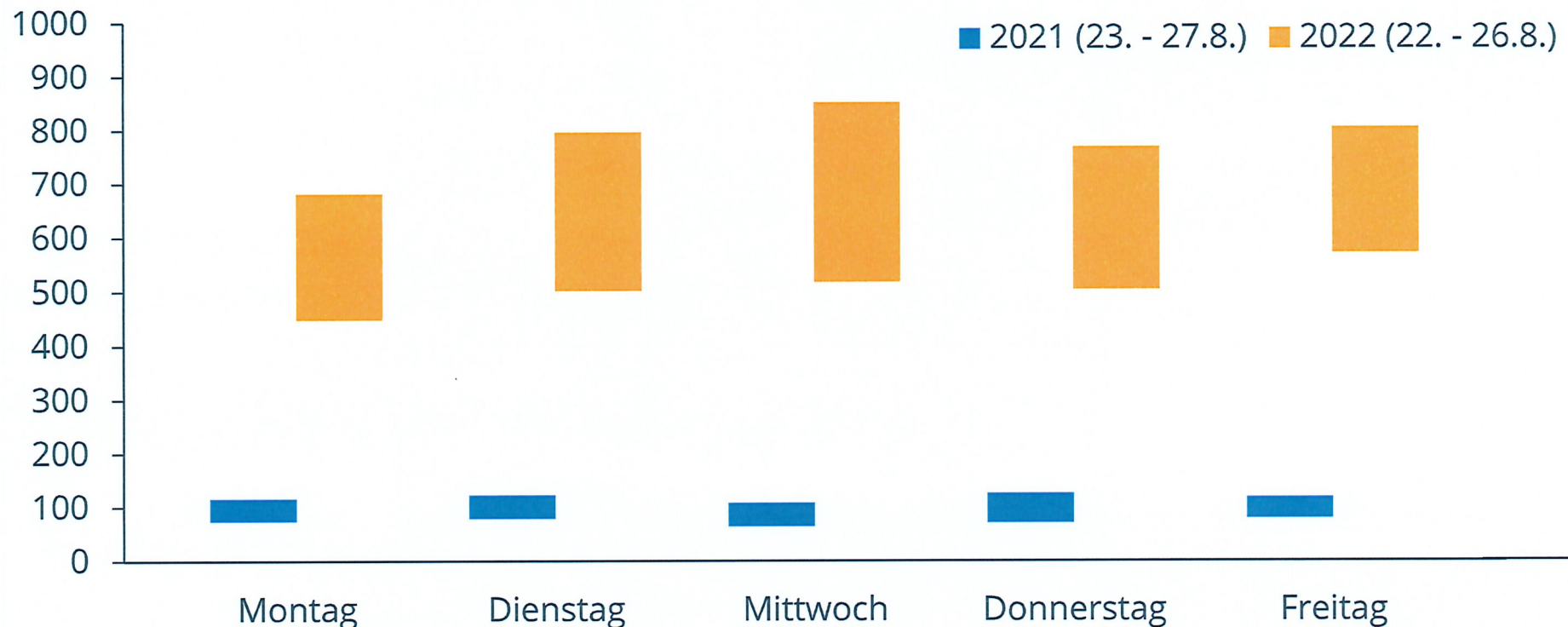
Kernfragen des heutigen Vortrags

- 01 Warum ist in der aktuellen Marktsituation das Wertschöpfungspotential flexibler Kapazitäten besonders groß?
- 02 Wie wird die zunehmende Verbreitung flexibler dezentraler Kapazitäten die Energiemärkte verändern?
- 03 Welche Herausforderungen bringt der Handel mit dezentralen flexiblen Kapazitäten mit sich?

Die Preisdifferenzen an den Spotmärkten sind mit dem Preisniveau angestiegen

Ursache hierfür ist, dass ohne wesentliche Veränderung der relativen Preisvolatilität die absoluten Preisschwankungen mit steigendem Preisniveau zunehmen. Im Vergleich zum Vorjahr stieg so die mittlere Preisspanne der letzten Arbeitswoche im August von 45 EUR auf 271 EUR an. Die relative Preisspanne (gemessen am mittleren Preis) blieb hingegen im Betrachtungszeitraum mit 44% im Vergleich zu 48% nahezu konstant.

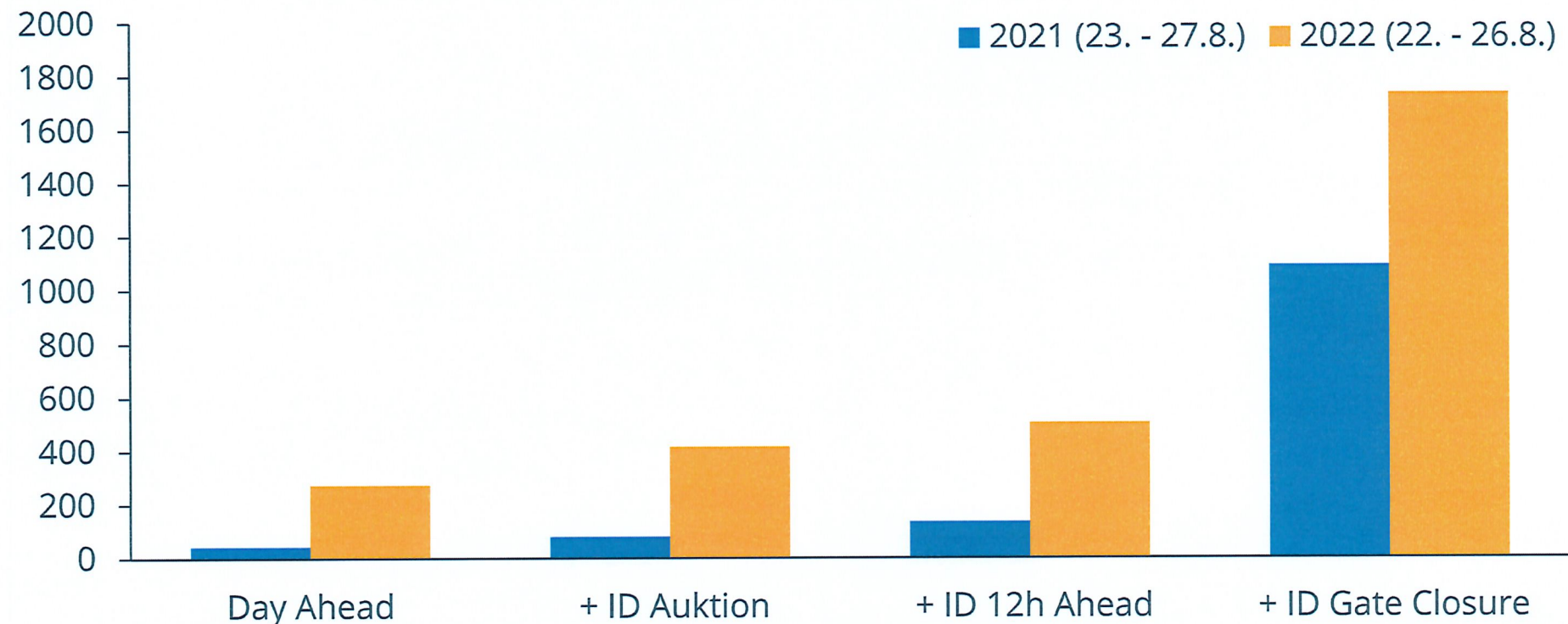
Preisspanne DA Spotmarkt an den Tagen der letzten Arbeitswoche im August in Dtl. [EUR/ MWh]



Dezentrale Kapazitäten mit hohem Lastgradient sind wirtschaftlich besonders attraktiv

Die mittlere Preisspanne im Betrachtungszeitraum stieg im Jahr 2022 von 270 EUR im Day Ahead Markt auf 1.730 EUR unter zusätzlicher Berücksichtigung der Preise am ID Markt bis zu Gate Closure an. Kapazitäten mit hohem Lastgradient bieten daher ein besondere hohes Wertschöpfungspotential. Trotz niedrigerem Preisniveau boten die Anlagen mit hohem Lastgradient auch im Jahr 2021 ein vergleichsweise hohes Potential.

Mittlere Preisspanne an Spotmärkten in der letzten Arbeitswoche im August in Dtl. [EUR/ MWh]



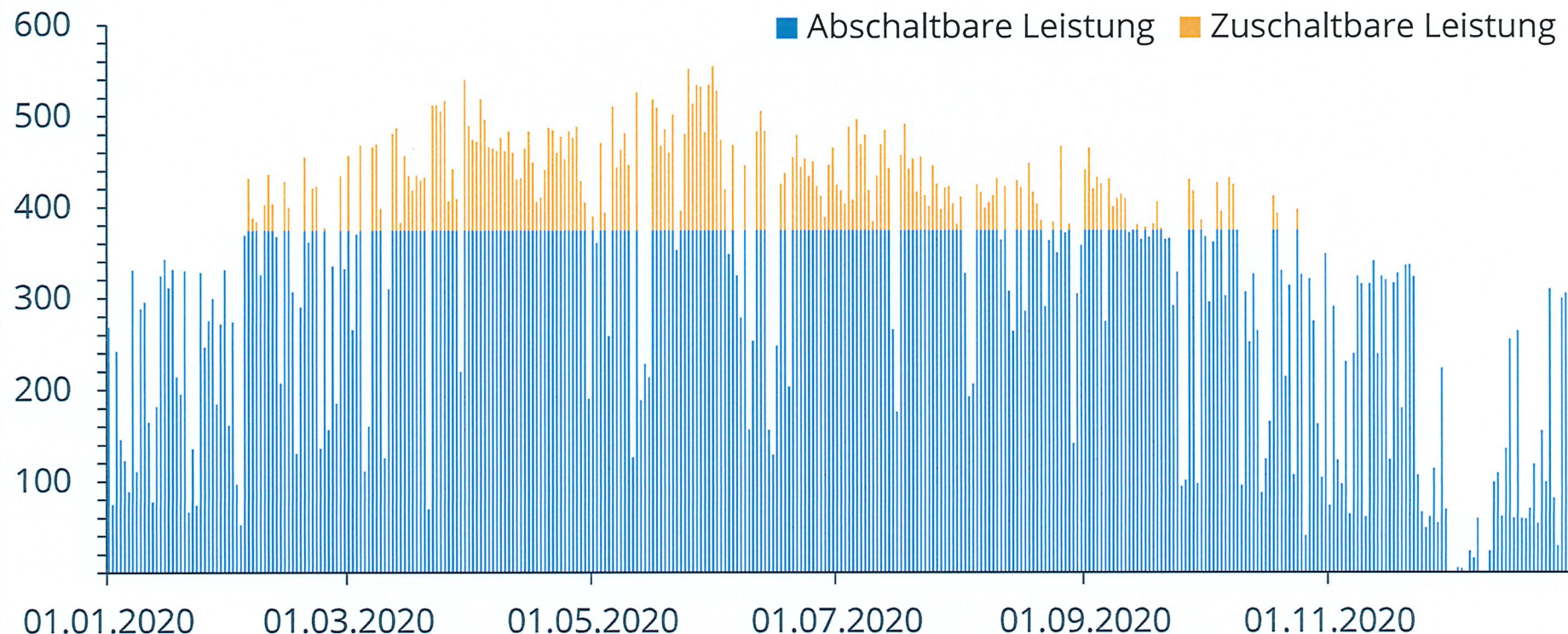
Kernfragen des heutigen Vortrags

- 01 Warum ist in der aktuellen Marktsituation das Wertschöpfungspotential flexibler Kapazitäten besonders groß?
- 02 Wie wird die zunehmende Verbreitung flexibler dezentraler Kapazitäten die Energiemärkte verändern?
- 03 Welche Herausforderungen bringt der Handel mit dezentralen flexiblen Kapazitäten mit sich?

Das Angebot an flexiblen Kapazitäten mit sehr hohen Lastgradienten wird stark zunehmen ...

Durch die hohen Lastgradienten kann die Einsatzentscheidung immer weiter hin zum tatsächlichen Lieferzeitpunkt verschoben werden. Mit steigendem Ausbau werden auch PV- und Windkraftanlagen bei leistungseingeschränktem Betrieb (Netzengpässe, negative Preise) neben negativer auch vermehrt positive Regelleistung anbieten können.

Theoretisches Flexibilitätspotential am Beispiel der 70.000 PV Anlagen < 30 kW in der TransnetBW Regelzone deren Leistung auf 70% der Peak-Leistung gedrosselt ist [MW]



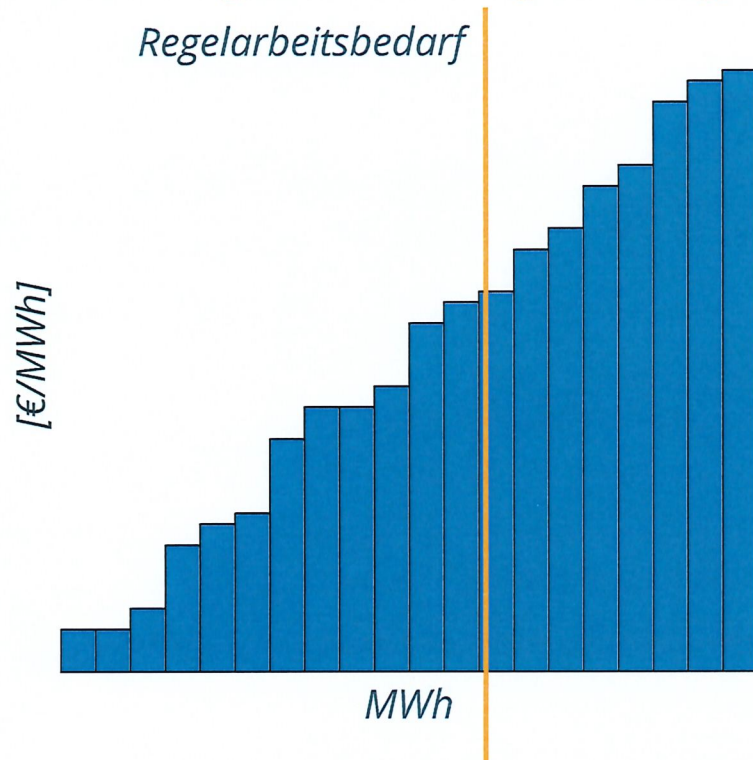
... und Liquiditätsverteilung sowie Marktdesign der Spotmärkte werden sich dadurch verändern

1. Hohe Lastgradienten zusammen mit der zunehmenden Digitalisierung führen zur weiteren Steigerung der Liquidität der Intraday-Märkte bis unmittelbar vor Lieferzeitpunkt
2. Die Notwendigkeit eines (physischen) Hedges am Day-Ahead Spotmarkt nimmt ab, möglicherweise entwickelt sich langfristig ein rein finanzieller Day-Ahead Markt
3. Der Energy-Only-Markt könnte in größerem Umfang durch den Handel mit standardisierten Flexibilitätsoptionen ergänzt werden; konsequent weitergedacht erfolgt die tatsächliche Einsatzentscheidung dann erst in Echtzeit – möglicherweise auch unter Einbeziehung der Netzfrequenz

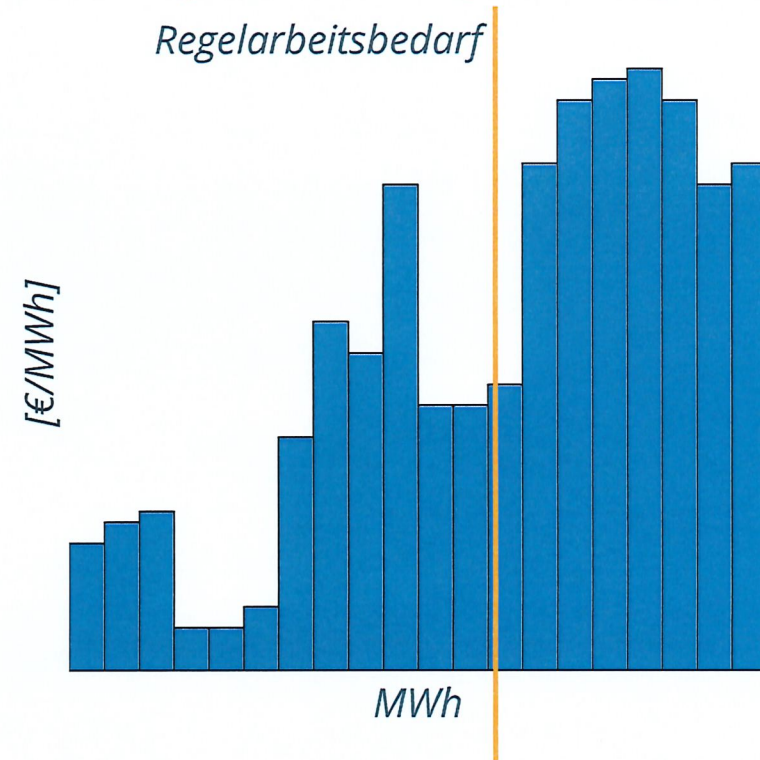
Unterschiedliche Systemdienstleistungen können verknüpft und übergreifend optimiert werden

So könnte beispielsweise der explizite Redispatch durch eine implizite Engpassauflösung im Rahmen der Regelarbeitsleistung ergänzt werden. Im Falle einer Erbringung würde dabei die Merit-Order der Regelenergie in Abhängigkeit der aktuellen Engpasssituation angepasst. Regelarbeit lässt sich in diesem Zusammenhang situationsabhängig auch für einen expliziten Redispatch einsetzen.

Merit-Order Regelarbeit ohne regionale Engpässe



Merit-Order Regelarbeit inkl. regionaler Engpässe



Kernfragen des heutigen Vortrags

- 01 Warum ist in der aktuellen Marktsituation das Wertschöpfungspotential flexibler Kapazitäten besonders groß?
- 02 Wie wird die zunehmende Verbreitung flexibler dezentraler Kapazitäten die Energiemärkte verändern?
- 03 Welche Herausforderungen bringt der Handel mit dezentralen flexiblen Kapazitäten mit sich?

Exkurs: Sinnvolle Standardisierungen und Normierungen sind oft schwer vermittelbar



Die Herausforderungen lassen sich drei Kernbereichen zuordnen

Aus der Energiewirtschaft und der Politik sind weiterhin große Anstrengungen für bessere Rahmenbedingungen für den Handel mit flexiblen Kapazitäten notwendig.



Technische Anbindung

- Kostengünstiger Anschluss von Kleinstflexibilität
- Sichere IT-Anbindung
- Wettbewerb trotz geschlossener Ökosysteme



Interoperabilität von Flexibilitätsplattformen

- Einheitliche und durchgängige Definition von Flexibilität
- Internationale Standards
- Koordinierte Aktivierung über mehrere Spannungsebenen hinweg
- Fehlende Arbeitsgruppen und Gremien



Regulierung

- Fehlende wirtschaftliche Anreize zur Nutzung von Kleinstflexibilität
- Geringe Verbreitung von digitalen Messsystemen
- Hohe Bürokratie auch für Kleinstflexibilität

Herzlichen Dank für die Aufmerksamkeit!

Smart Grids Forschungsgruppe, Prof. Dr. oec. Dietmar Graeber
dietmar.graeber@thu.de, <http://www.thu.de/smartgrids>



EQUIGY

—
**crowd
balancing
platform**

Unlocking Smaller Distributed Flexibility in Europe

—
Rene Kerkmeester

St. Gallen - 15 September 2022

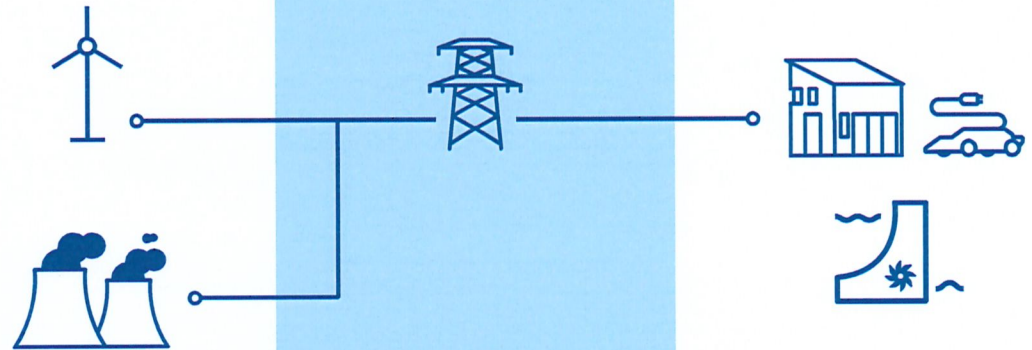
The vision

DECARBONISING BALANCING AND CONGESTION MARKETS

Our mission is to support the energy transition by enabling smaller distributed flexibility assets to participate in the energy system through aggregation.

EQUIGY is a significant driver and enabler for the energy transition: with the European crowd balancing platform, Equigy creates a trusted data exchange to enable aggregators to participate with smaller flexibility devices, such as home batteries and electric vehicles, in electricity balancing markets, turning consumers into prosumers.

EQUIGY



swissgrid

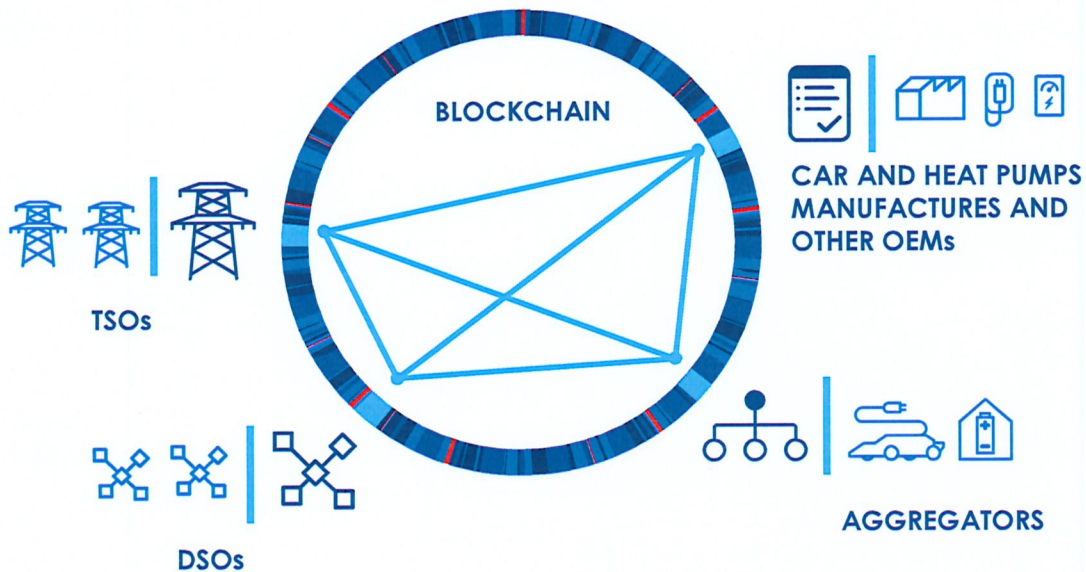


TRANSNET BW

Crowd Balancing Platform

ENABLES SMALL-SCALE FLEXIBILITY SOURCES TO PARTICIPATE
IN THE ANCILLARY SERVICES MARKET

EQUIGY



- Provide the required transparency and allow TSO and DSO to add system constraints
- Facilitate interaction between aggregators & OEMs
- Facilitate an increasingly decentralised energy market
- Improve validation methods for the TSO and DSO
- Scaling possibilities over country borders for Aggregators and BSPs

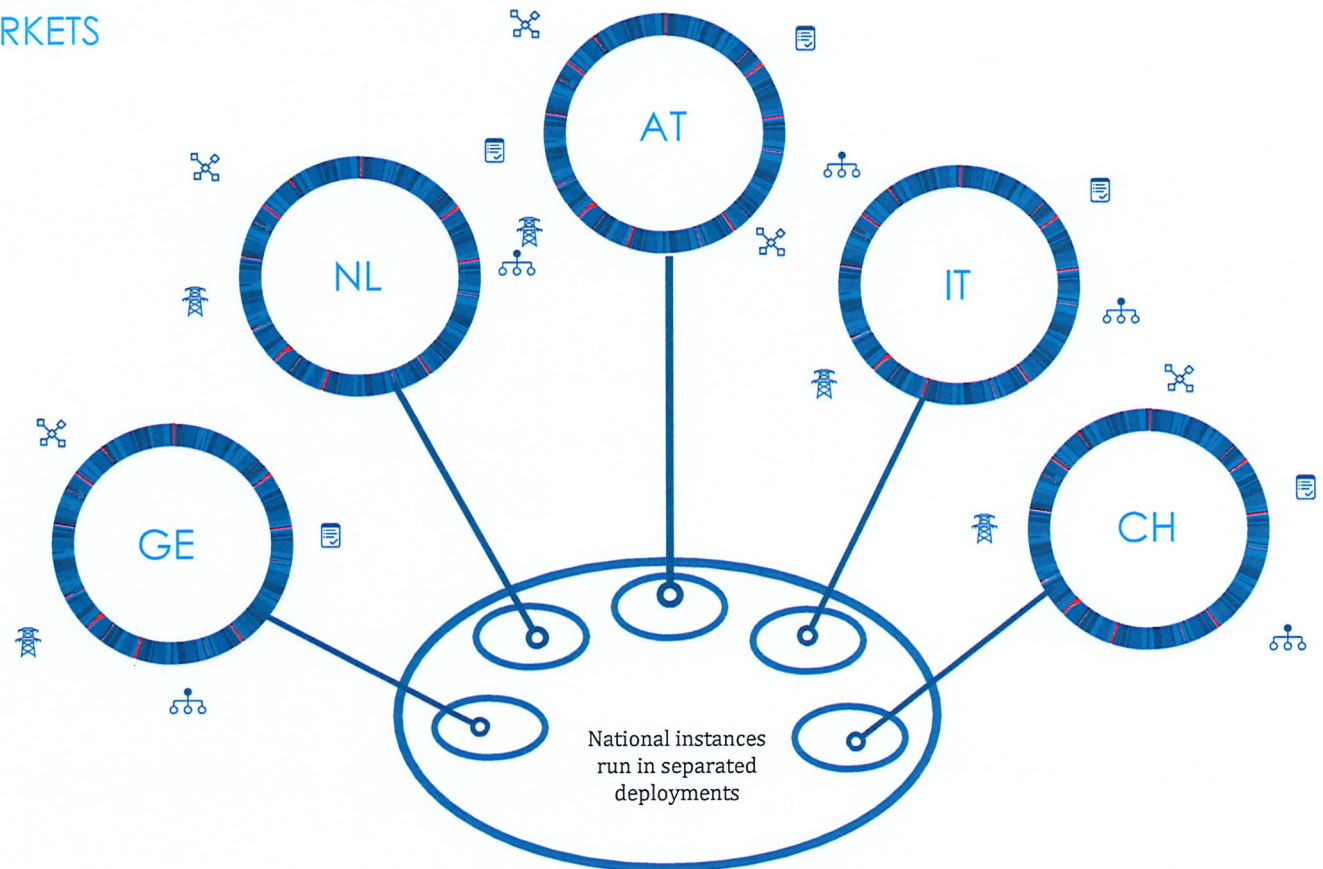
Creating European standards

WHILE MAINTAINING NATIONAL MARKETS

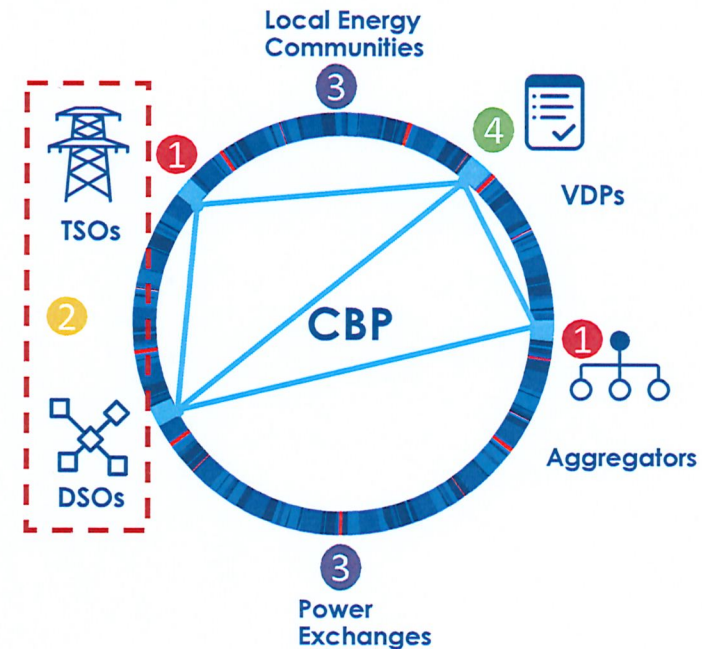
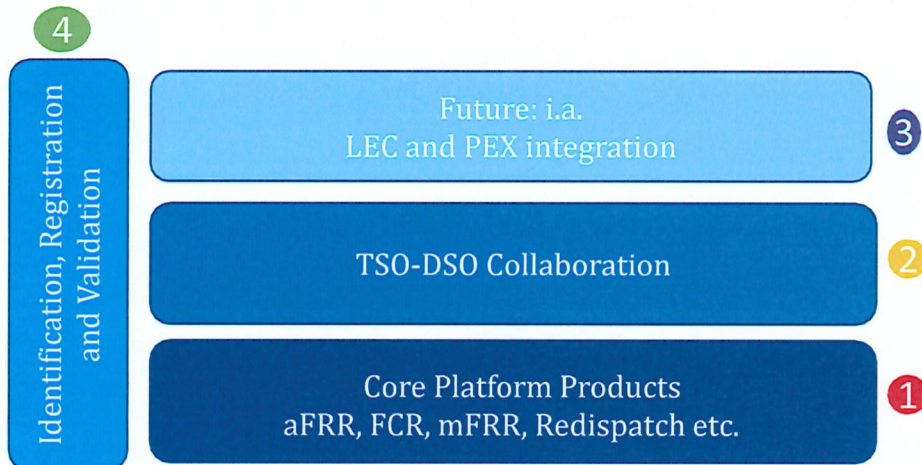
EQUIGY

The platform set-up is designed to:

- Create European standardisation while maintaining independence in national markets
- Share a common core to leverage synergies across markets
- Socialise relevant costs as much as possible between TSOs



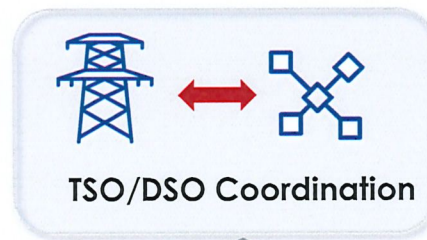
Equigy Strategic Scope



Equigy is proactively enabling the coordination between all parties.

Roadmap – Models DSO - TSO

EQUIGY



MARKET
models

Equal Market

Flexibility is **optimally allocated** between different markets (or in common market)

4

3

Local-priority

DSOs **reserves flexibility** to solve local-grid congestions or voltage problems, and has the **priority** over the TSO

GRID
coordination

Traffic-light

DSOs **constraints** can be applied at any time during the process

2

1

Visibility

DSOs **receives data** on the low-voltage activations from the TSOs

While Model 1 & 2 are necessary for any TSO-DSO coordination mechanism, a decision needs to be made between the market models 3 & 4 as we see different implementations across Europe.

TSO - DSO in the different countries

EQUIGY



In 2021 in many countries the interest for TSO-DSO coordination projects grew, we expect Equigy based implementation in at least three European markets.

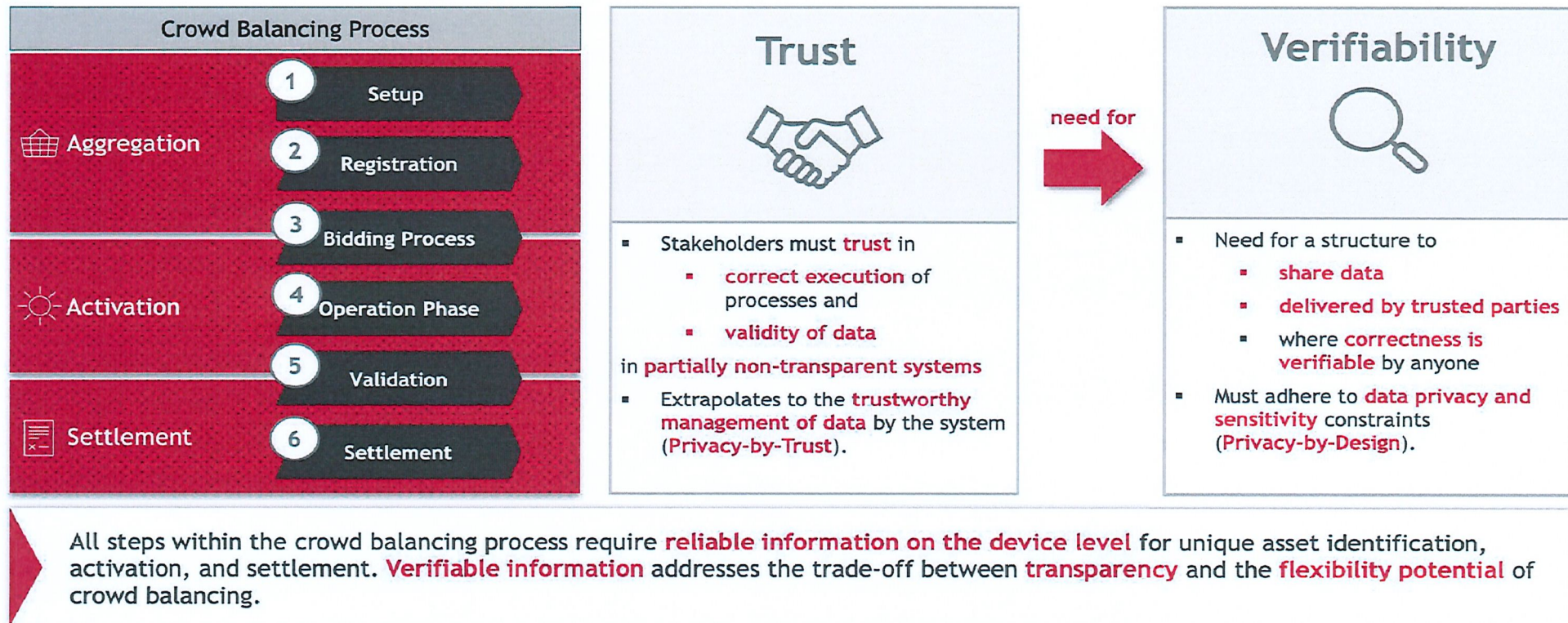
Self Sovereign Identity (SSI)

The Need for Verifiable Data for the Future of Crowd Balancing Markets

EQUIGY



Fraunhofer
FIT



CBP in the 5 markets

EQUIGY

- Product: **aFRR**
- First go-live in 2019-2020 with market release in Q2 2021
- Integration DSO **congestion management** (gopacs) in 2023

- Product: **Redispatch**
- Go-Live Q2 2022 with Viessmann in TenneT and 50Hertz control areas

- Product: **aFRR**
- Go-live expected 2022/Q1 2023
- Scaling phase 2023

- Product: **FCR** (pilot 2020 with Alpiq)
- **TSO-DSO** collaboration WIP (grid filter + DSO congestion management), Phase A expected H2 2022
- Full product **FCR** expected in 2023

- Product: **RR** (UVAM project)
- Phase A go-live Dec-2021, towards full product in 2022
- Innovation projects in 2022, incl **TSO-DSO** collaboration

IT Implementation Partner



Some of the Business Partners



European legislation

2019/944

EQUIGY

Key provisions of Electricity Directive 2019/944

- *Non-discriminatory access of demand response to all electricity markets, either directly or through aggregation (Art. 17)*
- *Full recognition of (independent) aggregators as market participants (Art. 17)*
- *Customer entitlement to contract with independent aggregator of their choice, without need for consent or prior agreement of their supplier (Art. 13)*
- *Strict limits to compensation payments (Art 17(4))*

10 Hurdles slowing down mass adoption of DER

EQUIGY



Technical barriers

- 1 Connecting infrastructures
- 2 TSOs – DSOs coordination
- 3 Technical capabilities of DERs
- 4 Availability of validation data
- 5 Easy, standard access to multiple value pools



Regulatory barriers

- 6 Prequalification
- 7 Minimum bid size requirement
- 8 Enabling independent aggregators
- 9 Grid tariffs
- 10 Incentives

The identified hurdles have a significant economic impact on the business case for aggregators

11

Equigy continues to grow

In collaboration with TSO's, DSO's and PARTNERS



Growing existing markets

Work with aggregators and other partners to:

- Identify and develop new use cases and functionalities
- Connect new devices

Expanding into new markets in collaboration with new TSOs

Engage new TSOs to expand into new markets and continue to establish the European standard

EQ Equipy - crowd balancing platform
T27 Following
2w · 0



45 - 1.2.2019

Drop for Location

Area	Number of cases	Percentage of total cases
Amsterdam Area, Netherlands	71	
Nijmegen Area, Netherlands	59	
Rome Area, Italy	45	7.1%
Utrecht Area, Netherlands	40	6.5%
Zürich Area, Switzerland	31	5.0%
The Hague Area, Netherlands	24	3.9%
Milan Area, Italy	20	3.2%
Azusa Area	19	3.0%
Rotterdam Area, Netherlands	17	2.7%
Paris Area, France	17	2.7%

Statistical Procedures

These followers in the last 30 days

equigymnastics

THE HUGHES • 800 • HOW MANY • ALL DIFFERENT • COMPACT

Equigy

Equigy welcomes Austrian Power Grid as fifth TSO partner.

Enabling APMs to monetize the \$10+ European hydrogen export opportunities for partners with Equigy

Equigy



FEATHERS & JAIL
 Despite intense skepticism, just how passionate is Iowa's Katherine Swenson?

Immunology and Food
 Immunity and food: how to keep your immune system healthy

Immunology and Food
 Immunity and food: how to keep your immune system healthy

Project 1: Develop a system
allowing users with different
types of mobile devices.

Keywords: adolescents; self-esteem; social support; coping strategies

[illegible]

* ALL RIGHTS RESERVED



Design & Construction of a New Refinery
 with a New Type of Refinery
 Technology

For more information, contact us at:
 Tel: +91 22 2610 1111
 Email: info@arabianbusiness.com



Eliminate project risks and save on business.

SWA and Synapse's proven engineering, planning, construction, and program management services are the foundation of our success. We are the only firm that can manage the entire project lifecycle.



January 1, 2010

Partnering with Solar Energy to Top Natural in Discontinued Power

Discontinued fuel projects are now joined by a community's investment to maintain the balance.

EQUIGY
LIVE
SESSIONS

The first European webinar
with all shareholding TSO's.

Press Release: TenneT and GreenCom Networks want to unlock flexibility potential of households

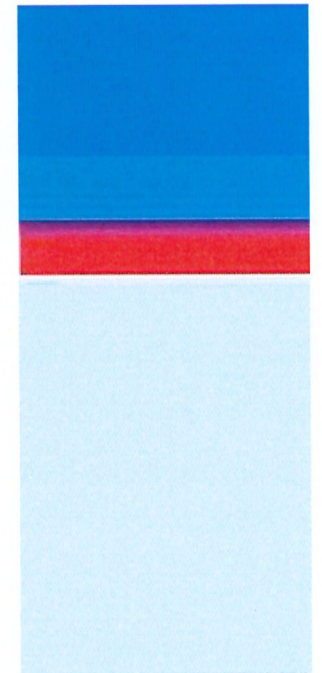
TenneT and GreenCom Networks want to unlock flexibility potential of households to manage bottlenecks in the power grid.

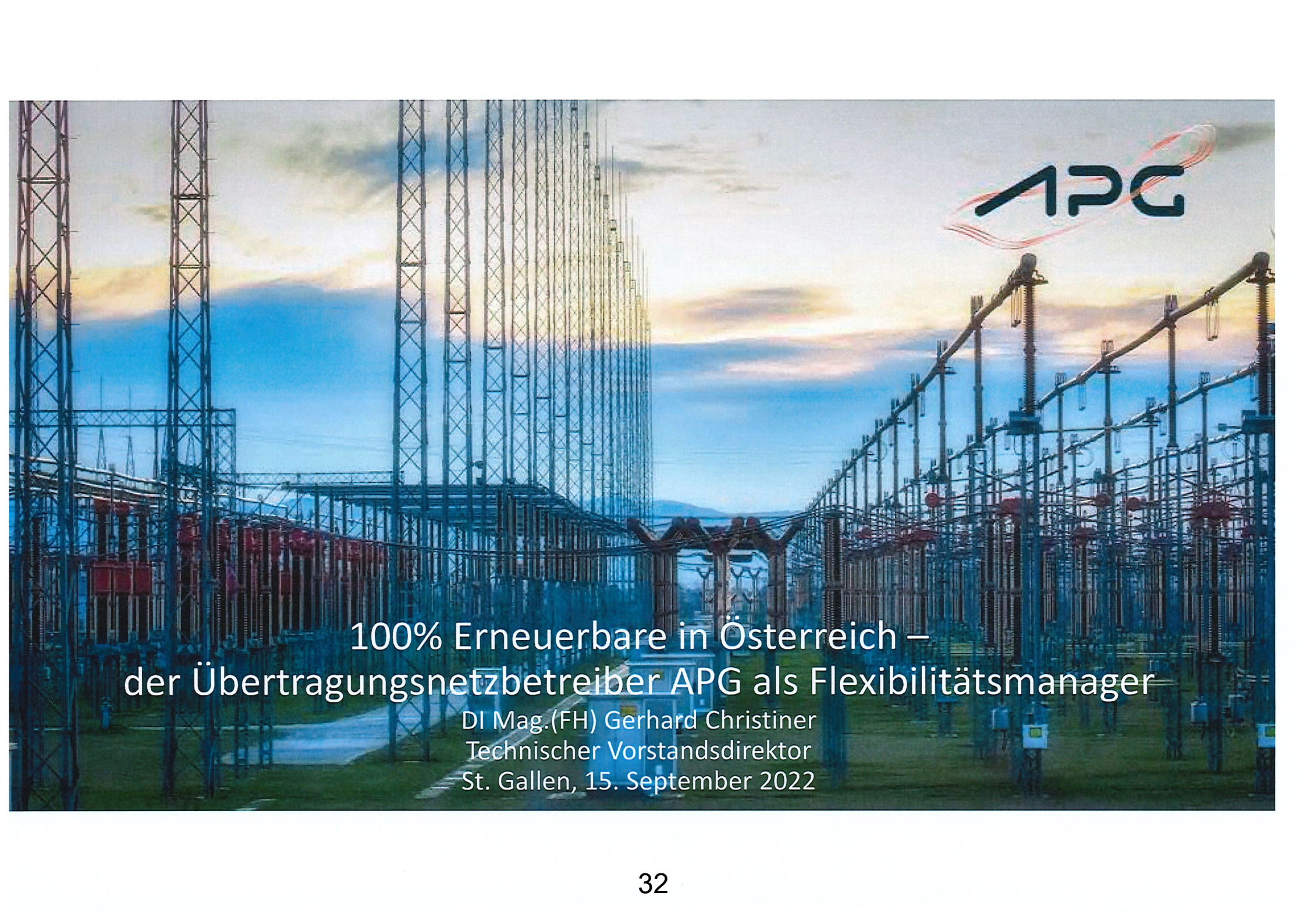
- A pilot project plans to source quantities such as how decentralized energy producers, consumers and storage systems can alleviate bottlenecks in the power grid
- Virtual platform brings together and manages test instruments
- Integration of decentralized plants via Energy Cloud Software Platform enables access directly to the energy transition

Bayreuth/Munich, 1 June 2012 – The transmission system operator TenneT and GreenCom Networks ("GreenCom") are conducting a field trial to test ways in which decentralised energy producers, consumers, and storage can be integrated to



**Together we enable
the balancing of the
renewable energy
supply of the future.**

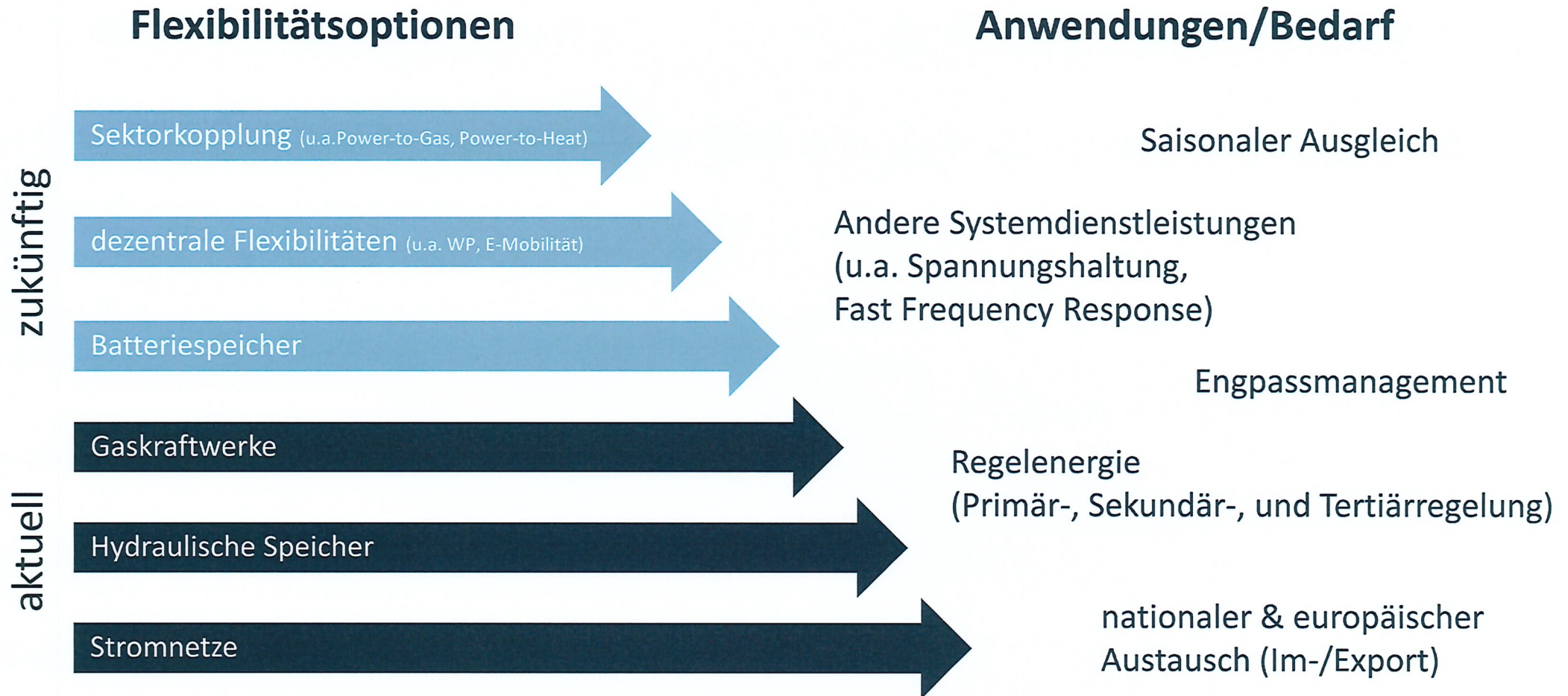




100% Erneuerbare in Österreich – der Übertragungsnetzbetreiber APG als Flexibilitätsmanager

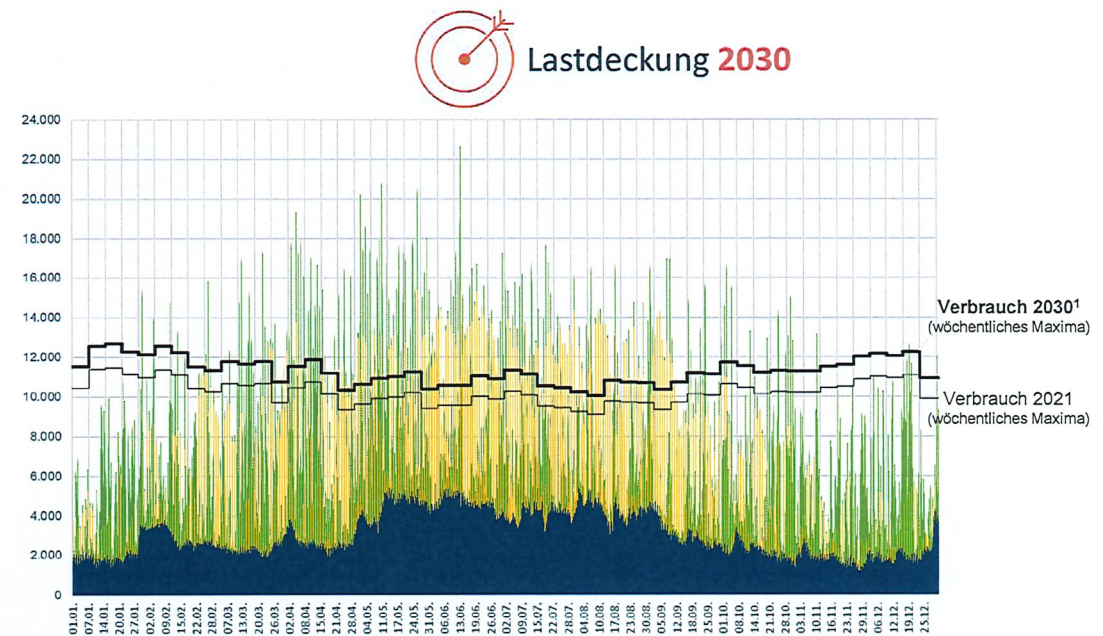
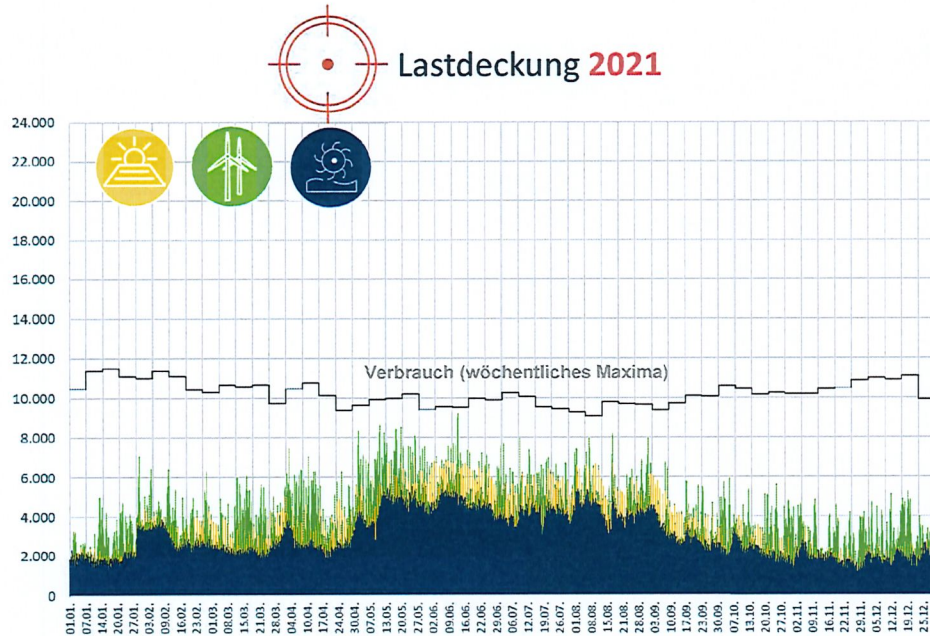
DI Mag.(FH) Gerhard Christiner
Technischer Vorstandsdirektor
St. Gallen, 15. September 2022

Flexibilitäten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers!



Österreich: 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2030

Systemische Herausforderungen mitdenken ...



Wind: 3,3 GW



9 GW

PV: 2,8 GW



12 GW



Verbrauch

(gesamter Verbrauch)



Wasserkraft

[1] Verbrauch 2030 basiert auf dem Szenario TYNDP 2020 NT 2030

Das europäische Übertragungsnetz - Rückgrat der Stromversorgung und die „physische“ Flexibilitätsplattform

„Sichere, wirtschaftliche und ökologische Stromversorgung für alle Europäer“

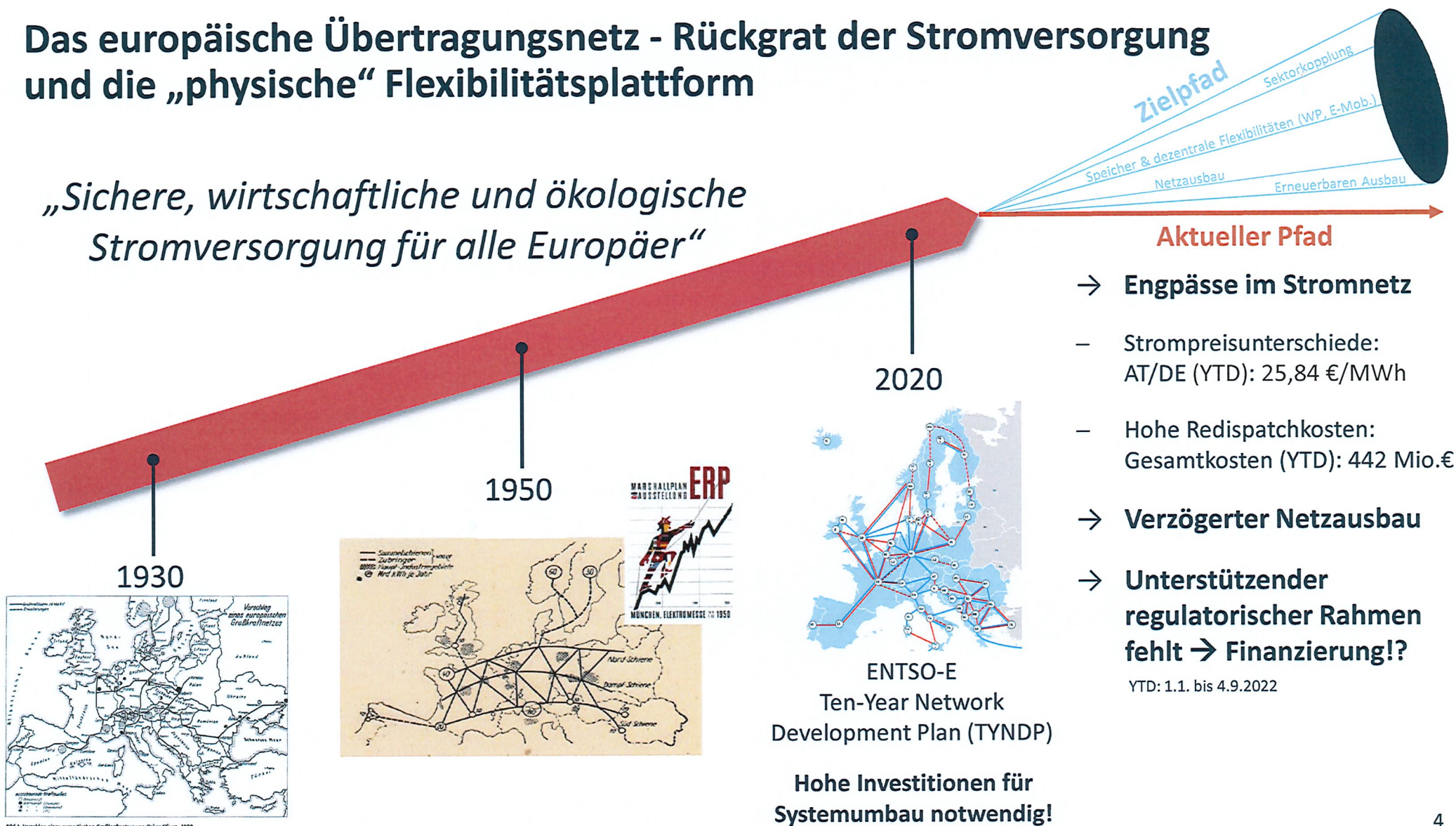


Bild 1: Vorschlag eines europäischen Großkraftnetzes von Oskar Glöckner, 1930
Quelle: ew, Jg. 109 (2010), Heft 22

Das NOVA Prinzip als effektive Vorgehensweise



Physik

Optimierung Bestandsnetz & Netzausbau

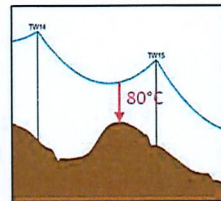
→ **Mehr Flexibilität durch Thermal Rating** -
optimale Ausnutzung der vorhandenen Hochspannungsleitungen

220-kV- Bestandsleitung



Übertragungskapazität
(Sommertag)
rd. 500 MW²

80°C-Ertüchtigung



ohne Thermal Rating

Übertragungskapazität
rd. 650 MW²

Thermal Rating

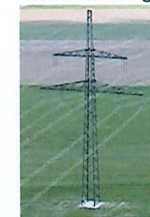
Allgemein:
RD-Kostenreduktion > 350 Mio. €
[kumuliert seit 2016¹]



Übertragungskapazität
(Winter)
rd. 1000 MW^{2,3}

Hochtemperatur- leiterseil

Ausblick:
Hochtemperaturseil &
Thermal Rating



Übertragungskapazität
rd. 1400 MW⁴

Annahmen bei der Ermittlung der Übertragungskapazität; n-1 Grenze: 60%; U = 235 kV; 2-Systeme

[1] Simulation der Redispatchkostenreduktion

[2] Maximale Strombelastbarkeit bezogen auf Standardbedingungen (35°C, 0,6m/s Windgeschwindigkeit) bei Tag.

[3] Bei Thermal Rating hängt die maximale Strombelastbarkeit von den Wetterbedingungen ab und ist somit dynamisch. +50% ist jedoch die Obergrenze

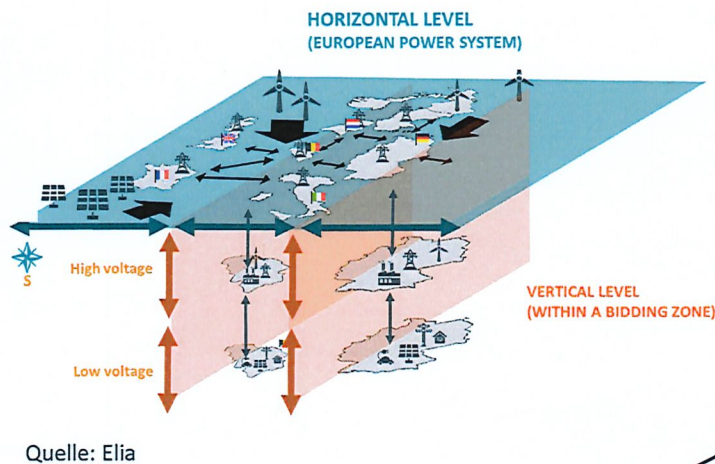
[4] n-1 Grenze: 60%; U = 235 kV; 2-Systeme, Zweierbündel



In den letzten Jahren starker Fokus auf “horizontale” Marktintegration!



Horizontal



Physik
Markt

Optimierung Bestandsnetz & Netzausbau

Day Ahead
Markt

Intraday-
Markt

Balancing
Markt

SDAC

SIDC

MARI
PICASSO

Volatilität der
Erneuerbaren
erfordert künftig
mehr Handel
nahe „Echtzeit“

- ✓ 2015-2016: Marktkopplung mit IT und SI
- ✓ 2018: Integration der Grenze AT-DE in CWE Flow-Based Market Coupling
- ✓ 2021: Marktkopplung mit CZ und HU
- ✓ 2022: Flow-Based Market Coupling in gesamter Core-Region

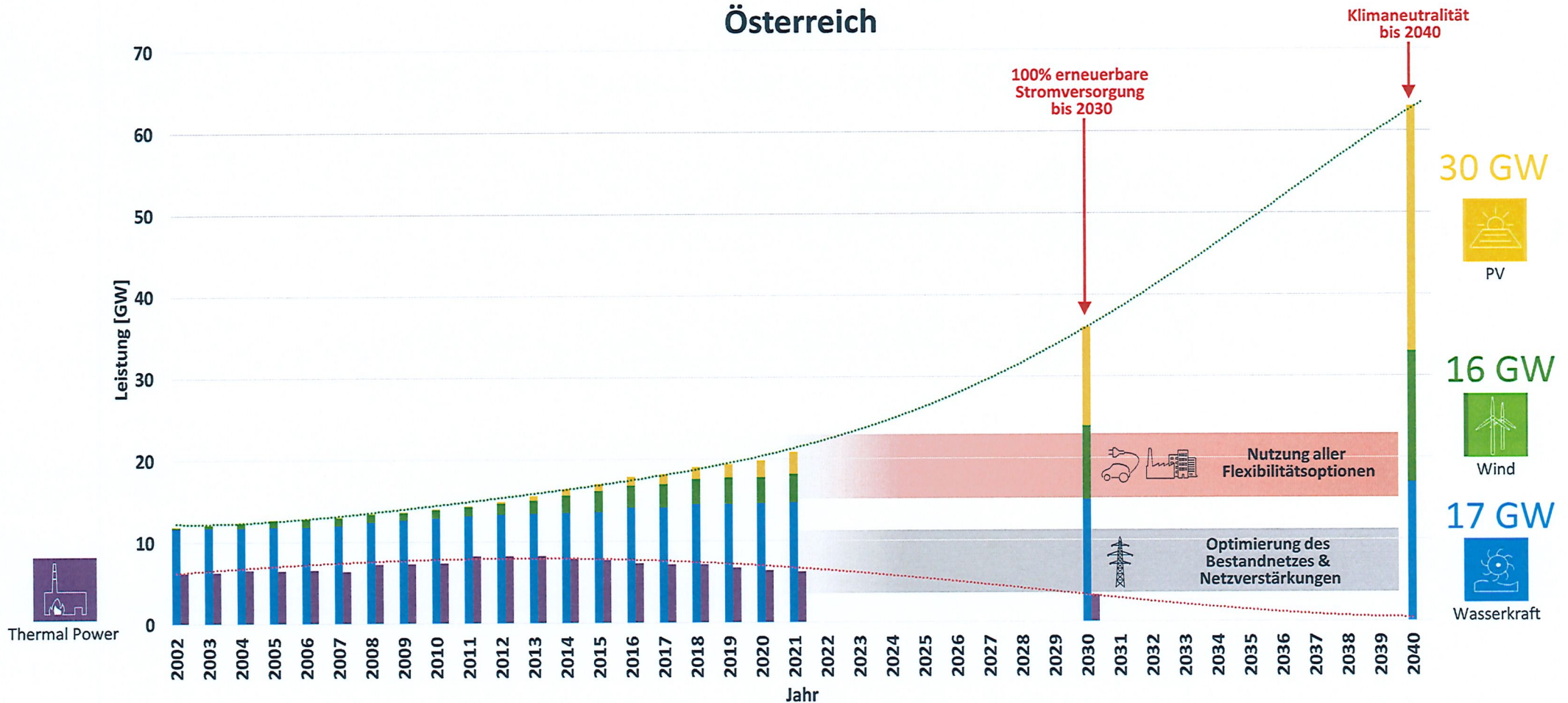
- ✓ 2018: Kontinuierlicher ID-Handel an der Grenze DE-AT
- ✓ 2019: Integration der Ost-Grenzen in den kontinuierlichen ID-Handel (CZ, HU, SI)
- ✓ 2020: Bilaterale effiziente plattformbasierte Vergabe von ID-Kapazitäten Grenze AT-CH
- ✓ 2021: Integration der Grenze AT-IT

- ✓ 2013-2016: Start internationaler Kooperationen zu koordiniertem kostenoptimalem RR-Abruf
- ✓ 2017-2020: Geografische Erweiterungen + Verkürzung Produkte (4h), tgl. Ausschreibungen...
- ✓ 2020: Einführung Regelarbeitsmarkt SRR/TRR
- ✓ 2022: Start Europäische Balancing Plattform „PICASSO“ (mit DE und CZ)

APG arbeitet intensiv an der Erschließung und Nutzung dezentraler Flexibilitätspotenziale



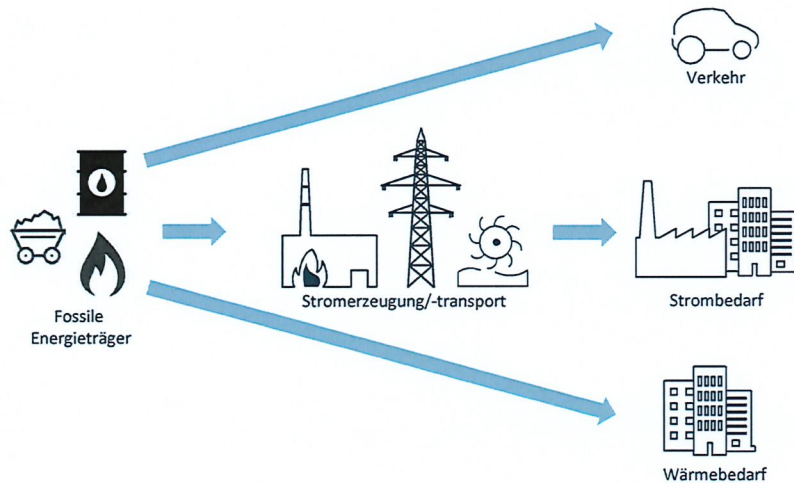
Österreich



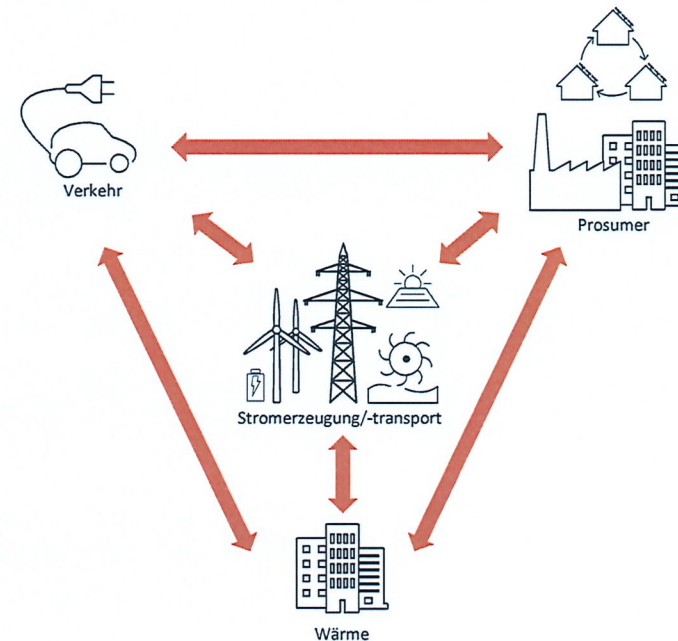
Vertikale Marktintegration erfordert mehr Vernetzung im Stromsystem



Früher: Lineares Energiesystem



Morgen: Digitales & vernetztes Energiesystem

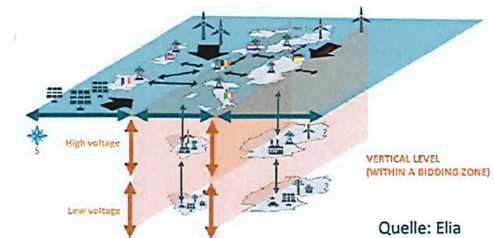
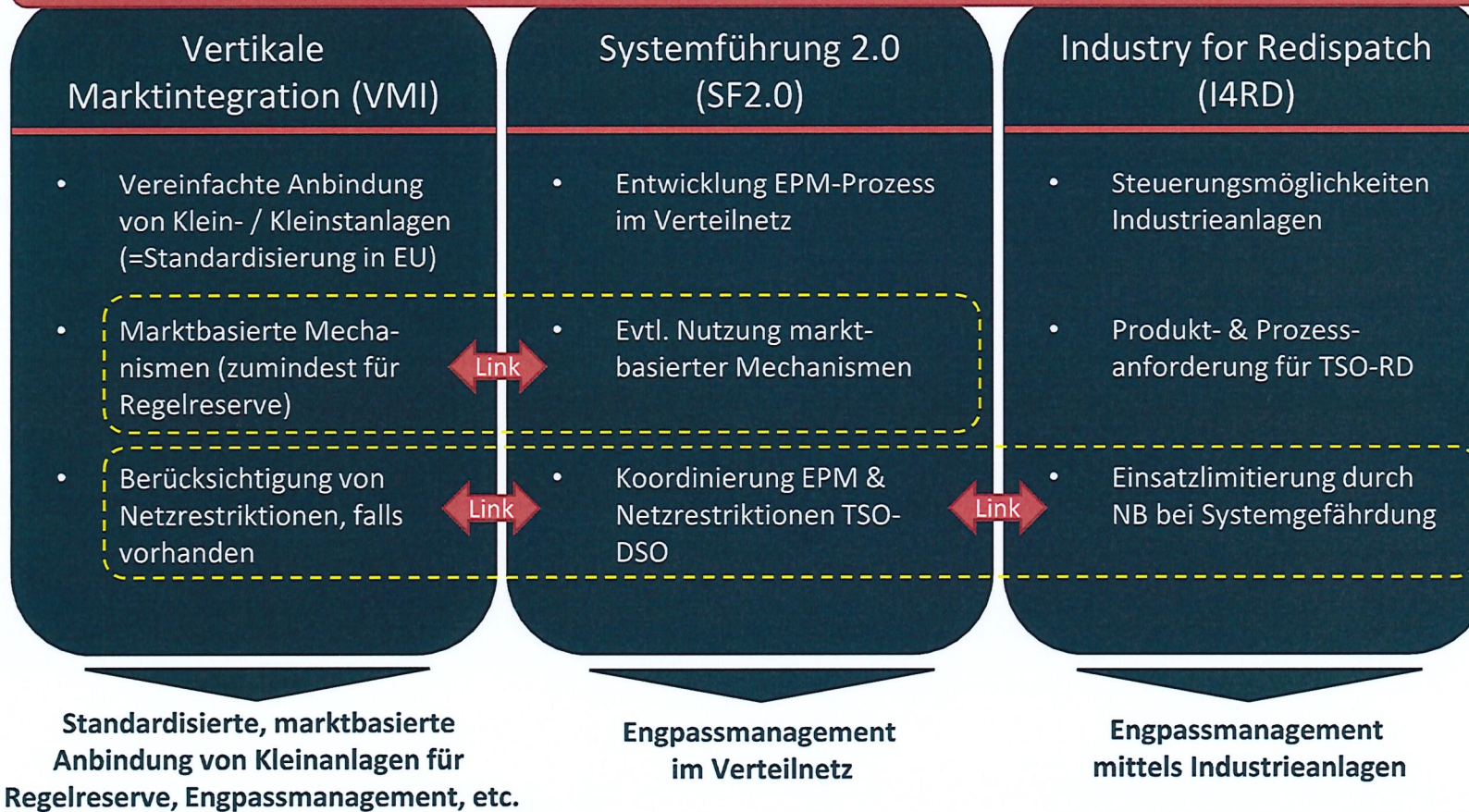


Ziel:
Kundenzentriertes Energiesystem

Voller Fokus auf die vertikale Integration zur Einbindung dezentraler Flexibilitäten



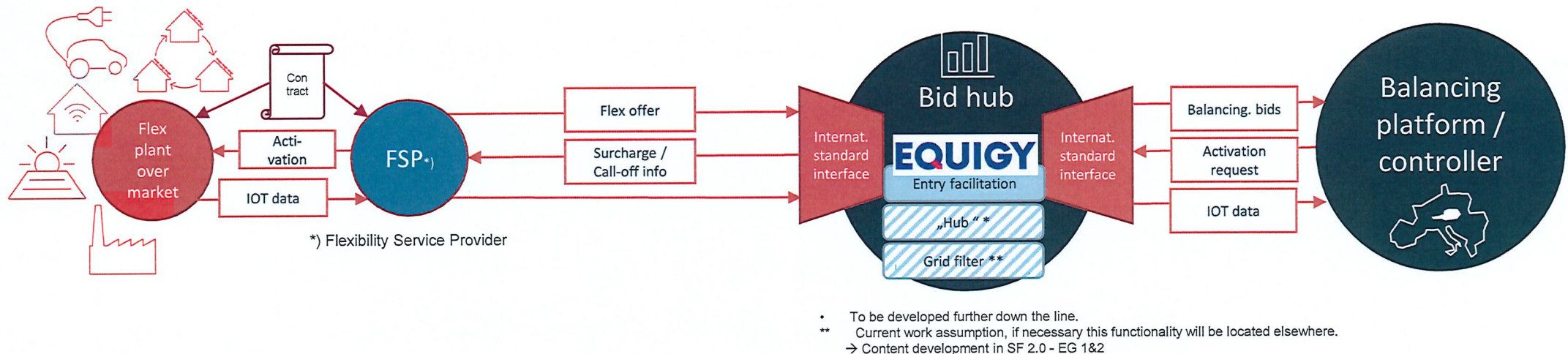
Entwicklung dezentraler Flexibilitätsnutzung in Österreich



Vertikale Integration

- ↕ Optimierung der Schnittstelle Übertragungs-/Verteilnetze
- ↕ Einbindung von dezentralen Flexibilitäten bzw. Industrieanlagen
- ↕ Berücksichtigung von Limits (Netzrestriktionen) für Nutzung von Flex in „Fremdnetzen“

APG ermöglicht Einbindung von Flexibilitäten in Regelreservemarkt



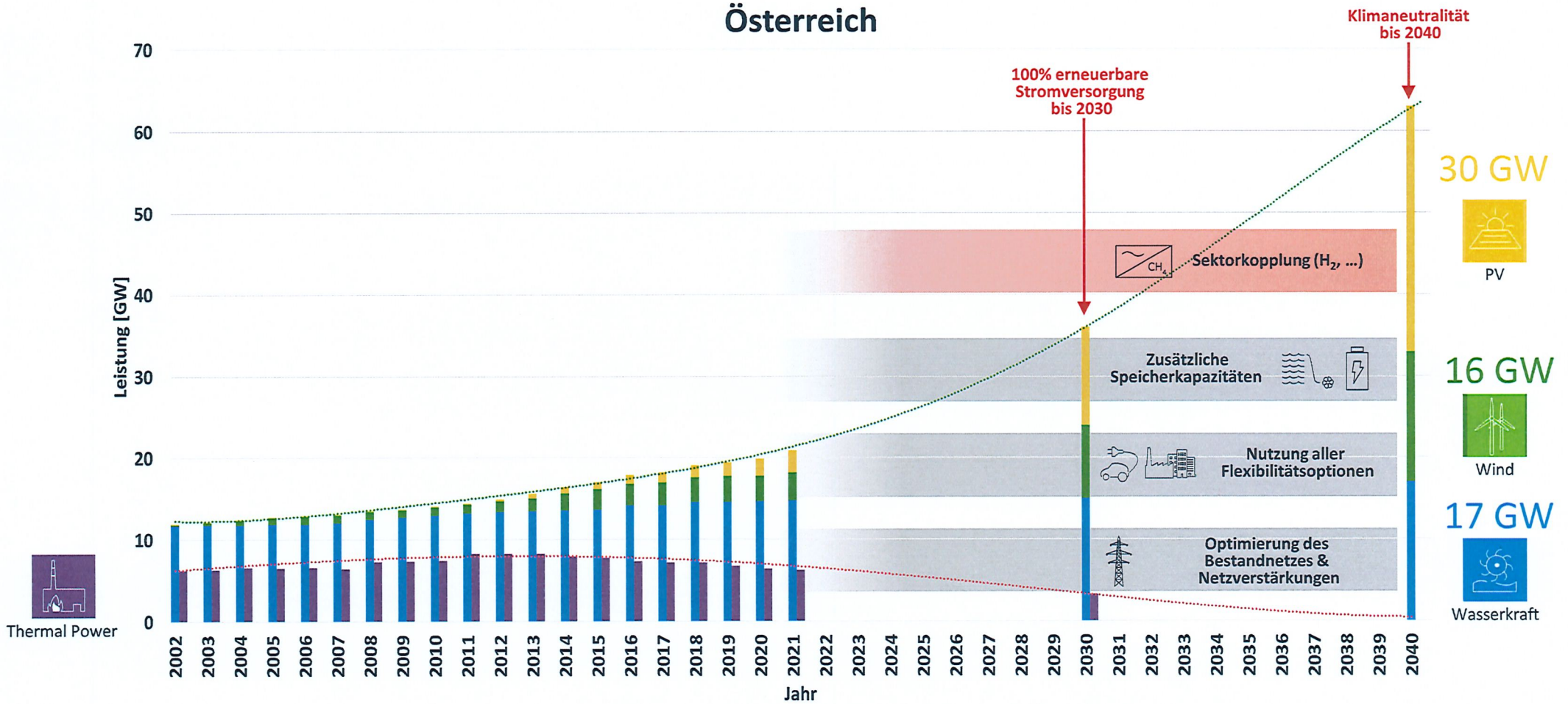
Ziel 1: Einfache Teilnahme am Regelreservemarkt (**SEKUNDÄRREGELRESERVE - aFRR**) für “small scale flexibility providers” über vereinfachte Anbindung (Internet) und international standardisierte Schnittstellen

Ziel 2: Erweiterung des Konzepts auf weitere Use Cases („scaling“), z.B: Redispatch...

Klimaneutralität bis 2040 als Mammutaufgabe

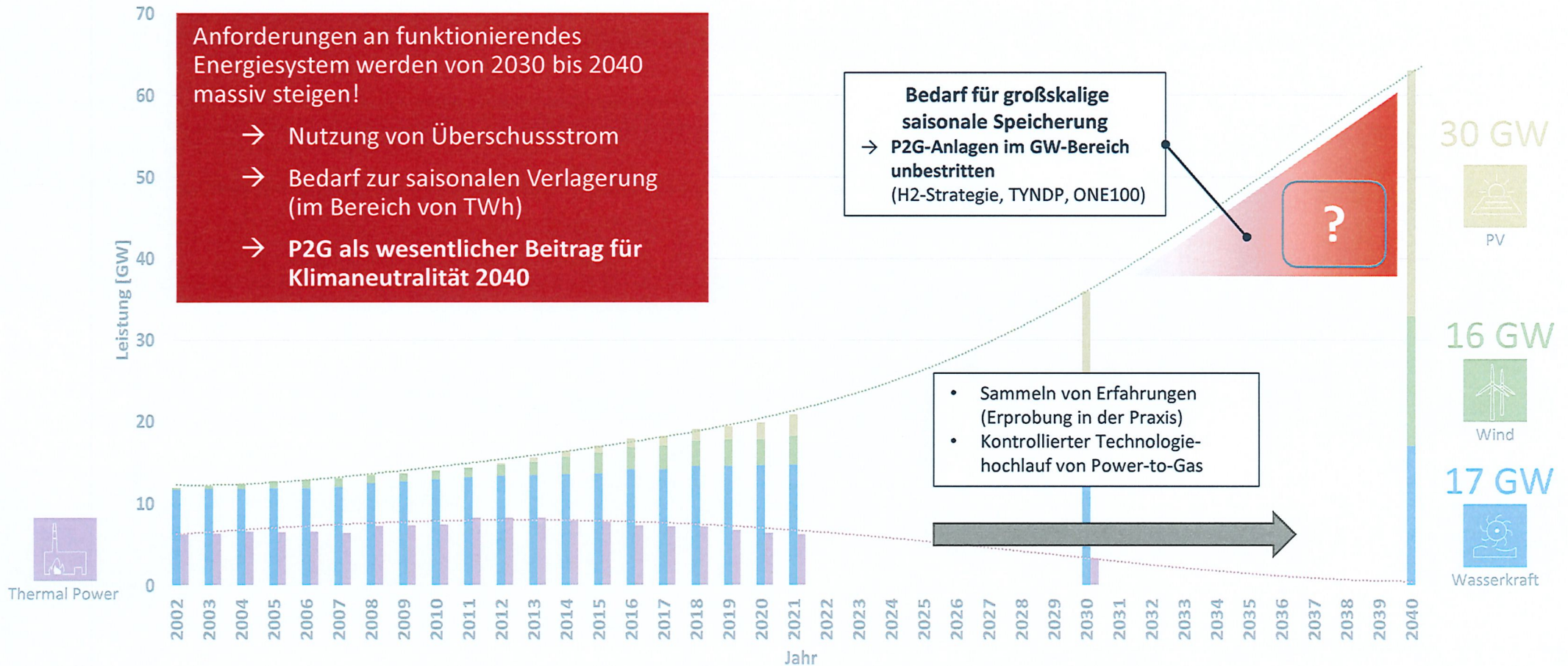


Österreich

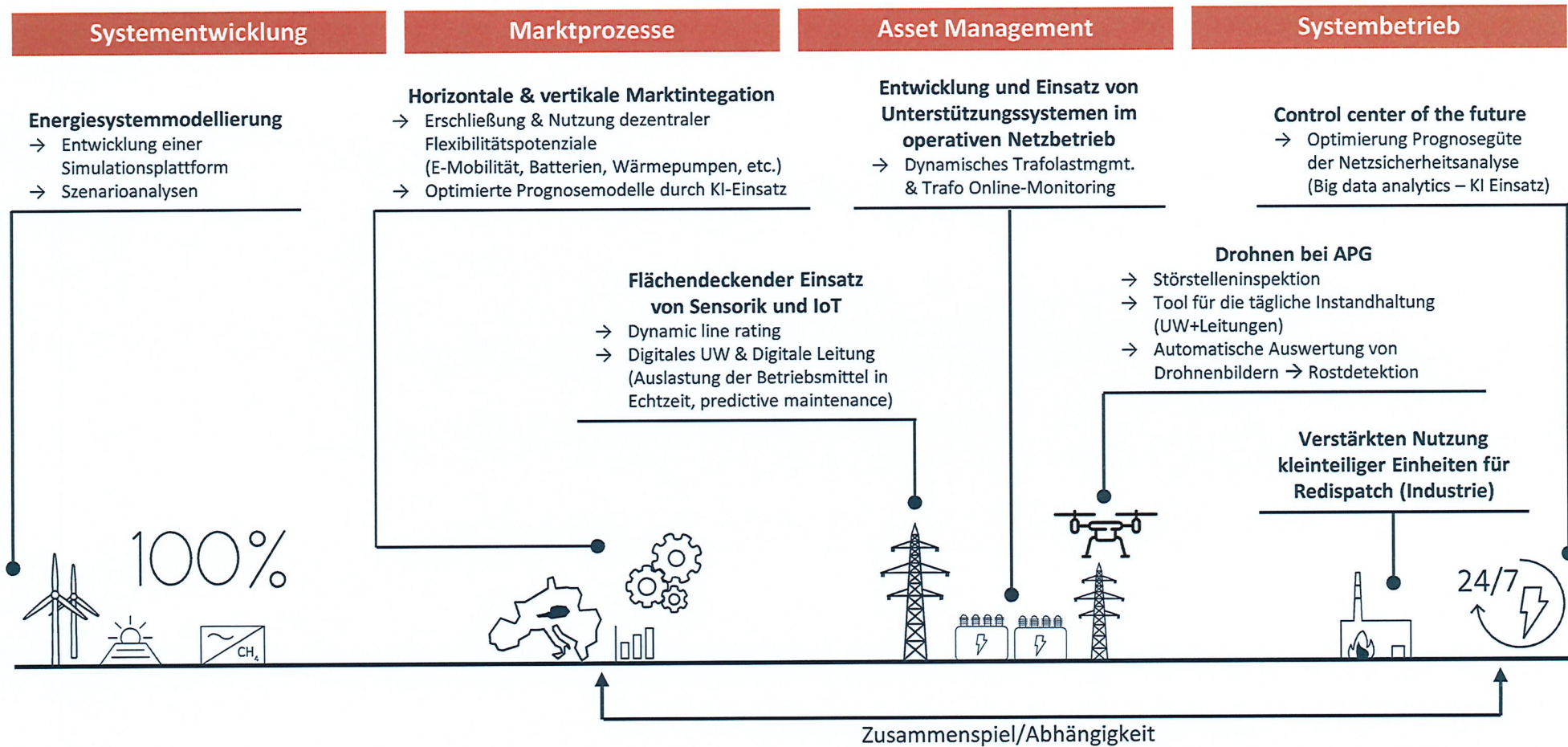


Quelle: [1] historische Werte E-Control BeStGes-JR_KWEPL (gesamt AT); Ausblick: TYNDP 2022 (PEMMDB v2.3) beziehen sich auf die Regelzone APG

Zeitnahe P2G-Projekte in AT entscheidend zur Erfüllung der politischen Vorgaben Richtung Klimaneutralität 2040



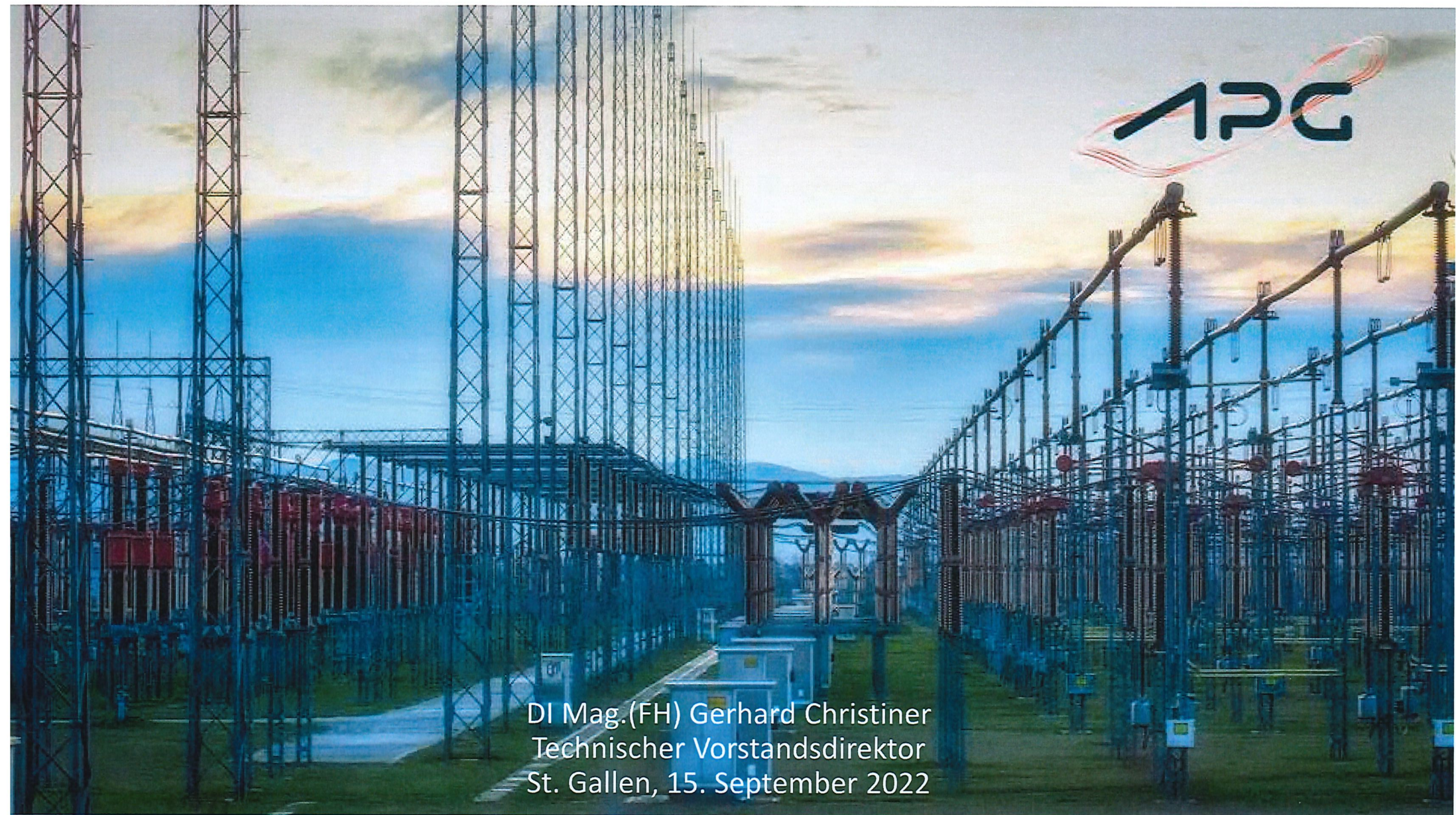
Flexibilisierung erfordert eine wesentlich stärkere Digitalisierung entlang der gesamten Wertschöpfungskette – APG als Data Driven Utility



- › **Die Transformation des Energiesystems braucht einen anderen Zugang:**
 - weniger Gesinnung – mehr Systemverantwortung
 - weniger Regulatorik – mehr Physik
 - weniger Knappheit – mehr Reserven

- › **Integration der Erneuerbaren erfordert Innovationen in allen Sektoren**

- › **Netzausbau ist wirkungsvollster Beitrag zur Steigerung der Systemsicherheit und Flexibilisierung des Gesamtsystems.**



Konferenz: Neue Wertschöpfung durch Handel mit flexiblem Kapazitäten

FLEXIBILITÄTSPLATTFORMEN UND IHRE POTENTIALE

DR. RAINER PFLAUM
St. Gallen, 15.09.2022

Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

KERNPUNKTE

1. Die dezentrale Flexibilität gewinnt rasant an Bedeutung
2. Um die dezentrale Flexibilität zu orchestrieren braucht man interoperable Plattformen
3. Dezentrale Flexibilität muss sich lohnen und lohnt sich
4. Digitalisierung braucht einen neuen Rahmen



KERNPUNKTE

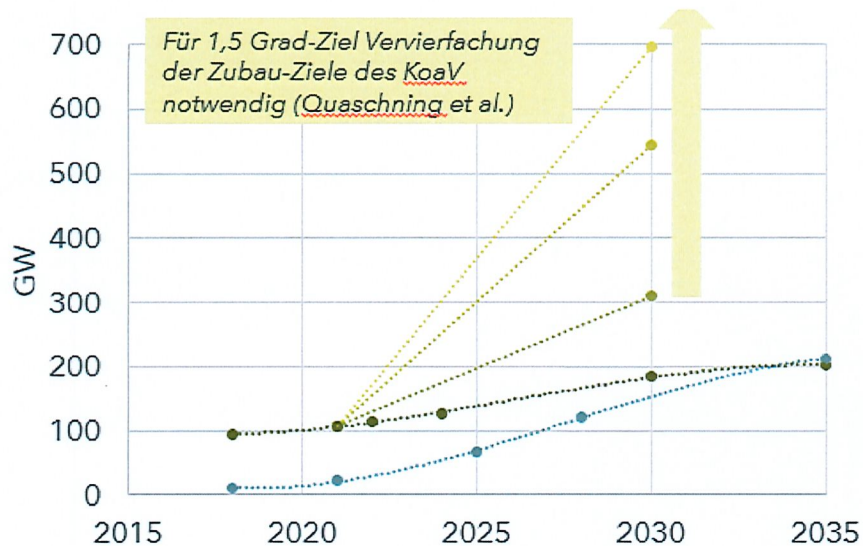
1. Die dezentrale Flexibilität gewinnt rasant an Bedeutung
2. Um die dezentrale Flexibilität zu orchestrieren braucht man interoperable Plattformen
3. Dezentrale Flexibilität muss sich lohnen und lohnt sich
4. Digitalisierung braucht einen neuen Rahmen



Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

HOCHLAUF DER KLEINTEILIGEN „SYSTEMTEILNEHMER“: TREIBER UND HERAUSFORDERUNG DER TRANSFORMATION

Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland



- Nur PV für 1,5 Grad (Quaschnig et al.)
- PV, Wind on- & offshore für 1,7 Grad (Quaschnig et al.)
- PV, Wind on- & offshore lt. KoaV (Quaschnig et al.)
- PV & Wind onshore (Diverse Quellen*)
- Dezentrale Flexibilität** (Klempp et al. 2021)

** Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, PV-Heimspeicher, Raumlufttechnische Anlagen

- **Simultane Entwicklung:**
 - /Zubau volatiler erneuerbarer Energien
 - /Hochlauf neuer dezentraler und flexibler Verbraucher
- **Netzdienlichkeit und Anreiz:**
 - /Dezentrale Flexibilität als Chance
 - /Passende **Wertschöpfungskette** benötigt
- **Ein entscheidender Faktor: Beherrschung der „Datenflut“**
 - /Gesetzesrahmen (u.a. Digitalisierung der Energiewende)
 - /Systeme, v.a. **IT-Plattformen** (z.B. DA/RE)

* smard.de, Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber, Langfristszenarien 3, Netzentwicklungsplan 2021.

** Klempp et al. (2021): Potentiale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten?. Klempp et al., Universität Stuttgart.
<https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/mit-e-autos-und-waermepumpen-die-energiewende-voranbringen>.

Quaschnig et al. (2021): Solarstromausbau für den Klimaschutz.

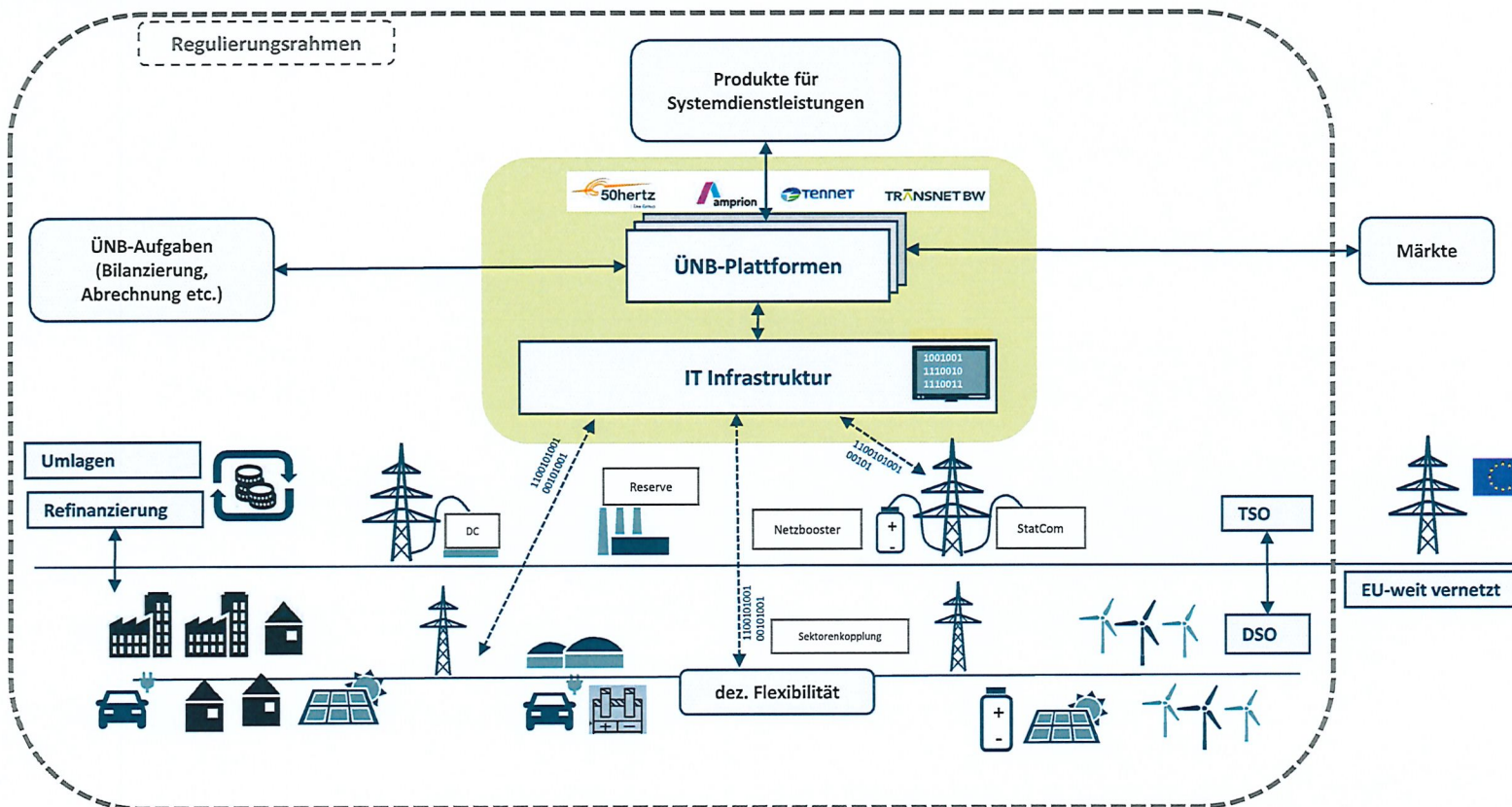
KERNPUNKTE

1. Die dezentrale Flexibilität gewinnt rasant an Bedeutung
2. **Um die dezentrale Flexibilität zu orchestrieren braucht man interoperable Plattformen**
3. Dezentrale Flexibilität muss sich lohnen und lohnt sich
4. Digitalisierung braucht einen neuen Rahmen



Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

DAS ENERGIESYSTEM WIRD DEZENTRALER, UND IT NIMMT EINE IMMER ZENTRALERE ROLLE EIN

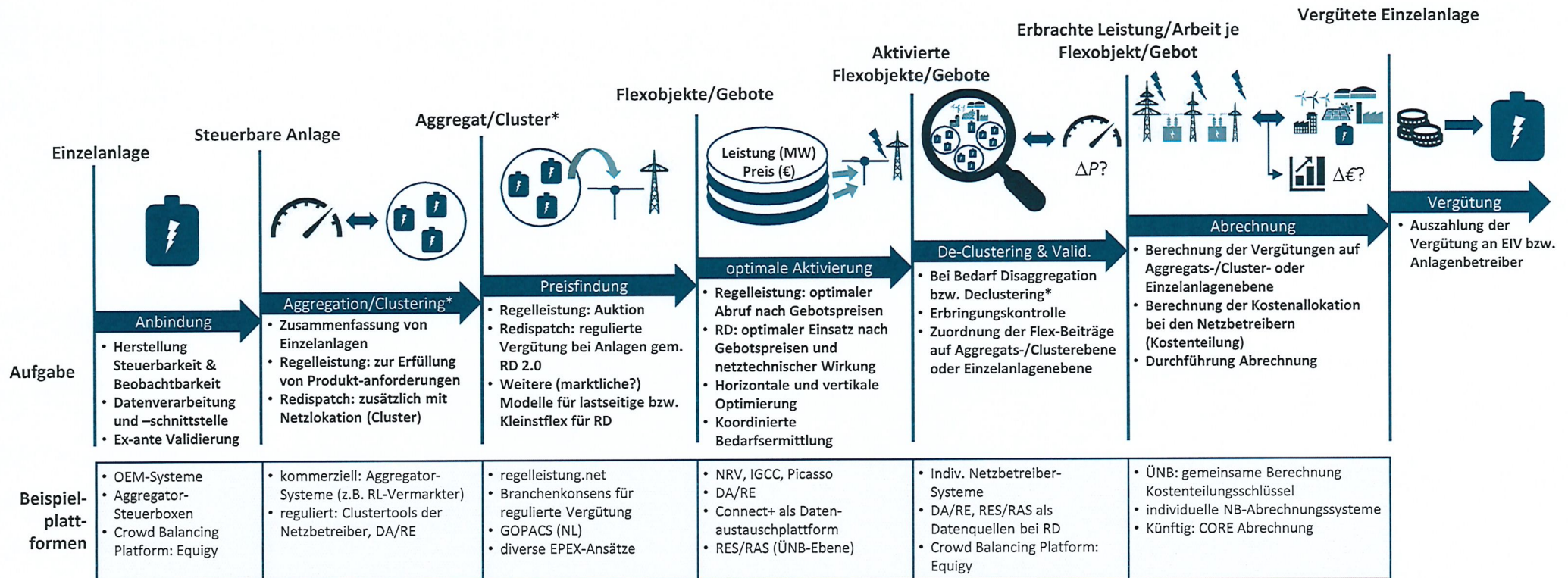


Unsere Thesen

- 1) Stromnetze gewinnen in Zukunft durch die Elektrifizierung & Sektorenkopplung noch mehr Bedeutung.
- 2) Kernelemente des Systems bleiben, sind jedoch dezentraler, digitaler und vernetzter, und verbinden Netze mit Märkten - ein Smart System entsteht.
- 3) Digitalisierung erzeugt Massen an Daten, ermöglicht Vernetzung, Steuerung und neue Geschäftsmodelle.
- 4) ÜNB-Plattformen als Dreh- und Angelpunkte und Enabler.

Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

PLATTFORMEN UNTERSTÜTZEN DIE WERTSCHÖPFUNGSKETTEN FÜR FLEXIBILITÄT



* Clustering und Declustering nur für Redispatch

Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

BEISPIEL REDISPATCH – DA/RE ERMÖGLICHT EFFIZIENTE NETZBETREIBERKOORDINATION

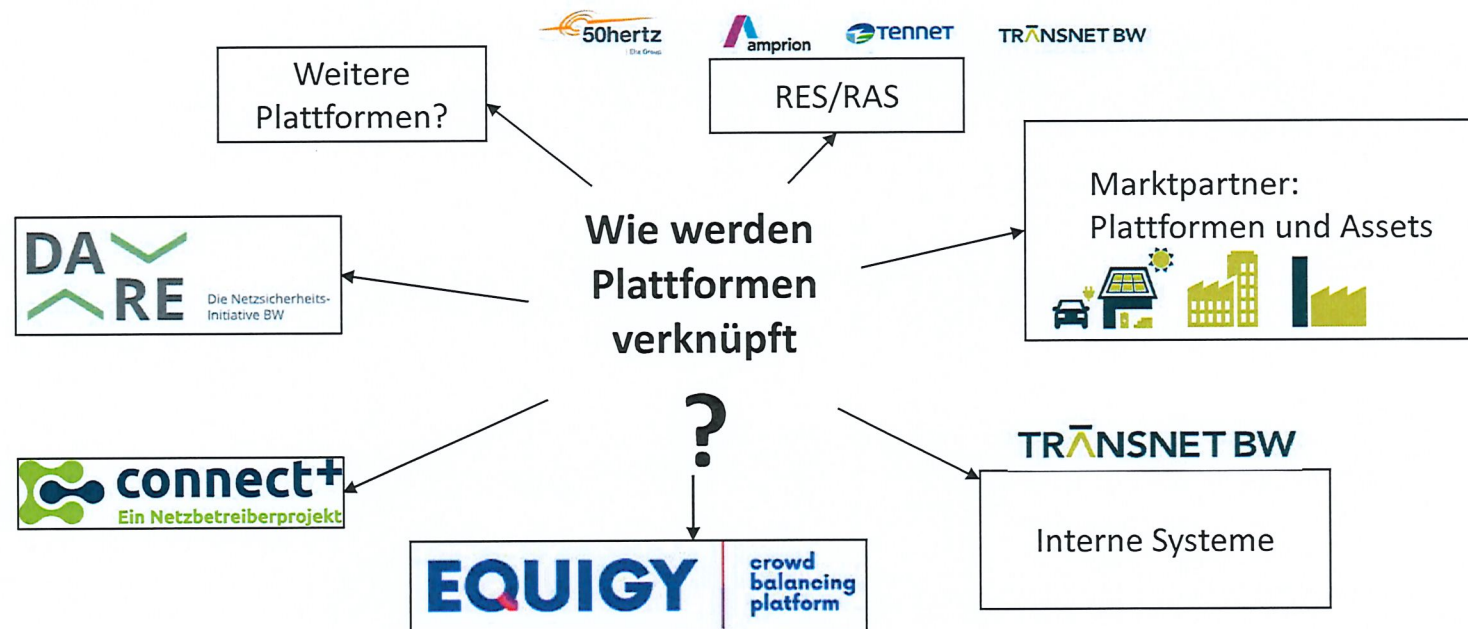
Spannungsebenenübergreifende Koordination von
Redispatch-Bedarfen und –Potenzialen



Da steckt mehr dahinter! Erlebe, was DA/RE kann. (dare-plattform.de)

Digitale Infrastrukturen, die Netz und Markt verbinden

BEISPIEL REDISPATCH – PLATTFORMEN MÜSSEN SINNVOLL GEKOPPELT WERDEN



/ Ziel ist eine vollständige Abdeckung der Wertschöpfungskette mit einem effizienten und sicheren System von Plattformen

Beitritt TransnetBW zu Equigy: <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation?id=394>

Digitale Infrastrukturen, die Netz und Markt verbinden

ALLGEMEIN: INTEROPERABILITÄT MUSS GESTALTET WERDEN

/ Das länderübergreifende F&E Projekt DigiPlat wird wichtige Bausteine liefern

Titel	/ DigiPlat (Digital Solutions for Interoperability of Flexibility Platforms)
Rahmen	/ Gefördertes F&E Projekt (ERA-NET Smart Energy Systems Initiative, Horizon 2020, MICall20)
Partner	/ DACH Region: TH Ulm (Smart Grids), Fichtner IT Consulting, TransnetBW, APG, AIT Wien, Universität St. Gallen (ior/cf-HSG), KIT (IAI)
Laufzeit	/ Projektlaufzeit: 01.05.2022 – 30.04.2025 (3 Jahre)
Ziele	/ Beschleunigung der Umsetzung, der Einführung und des Aufbaus von Wissen über digitale Lösungen, die auf die Interoperabilität von Flexibilitätsplattformen einzahlen
Inhalte	/ länderübergreifender Wissenstransfer / Austausch in der DACH Region (Wesen des ERA-NET calls) / Beiträge zur Standardisierung bzgl. Interoperabilität von Plattformen / Implementierung erster technischer Lösungen / Verknüpfung zwischen DA/RE, Equigy und weiteren Plattformen analysieren / nationale Schwerpunkt in CH (Märkte), AT (FlexHub) und DE (DA/RE)



Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

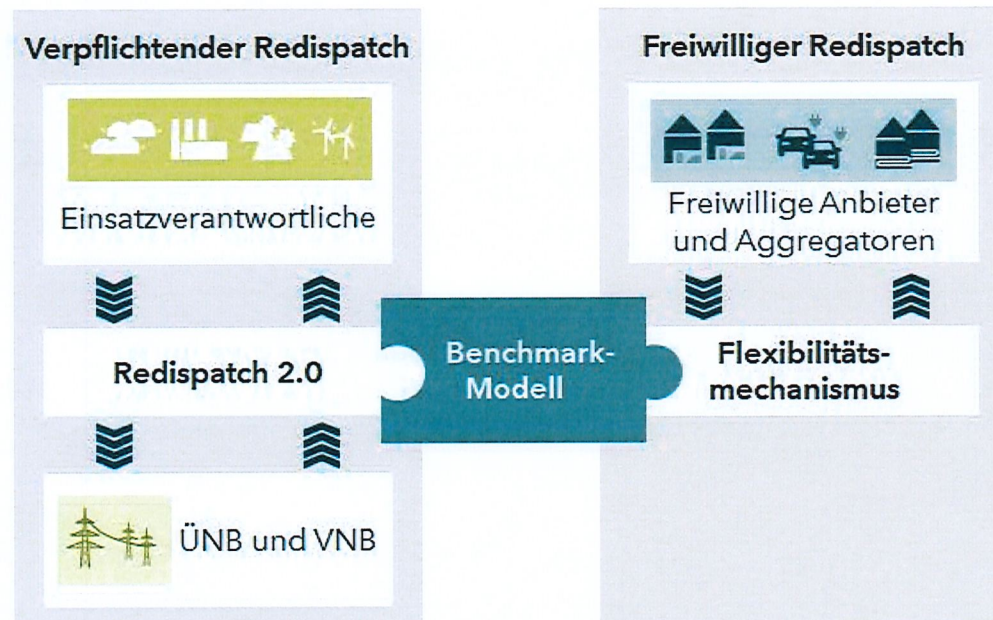
KERNPUNKTE

1. Die dezentrale Flexibilität gewinnt rasant an Bedeutung
2. Um die dezentrale Flexibilität zu orchestrieren braucht man interoperable Plattformen
3. **Dezentrale Flexibilität muss sich lohnen und lohnt sich**
4. Digitalisierung braucht einen neuen Rahmen



Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

DAS BENCHMARK-MODELL VERBINDET RD 2.0 UND RD 3.0

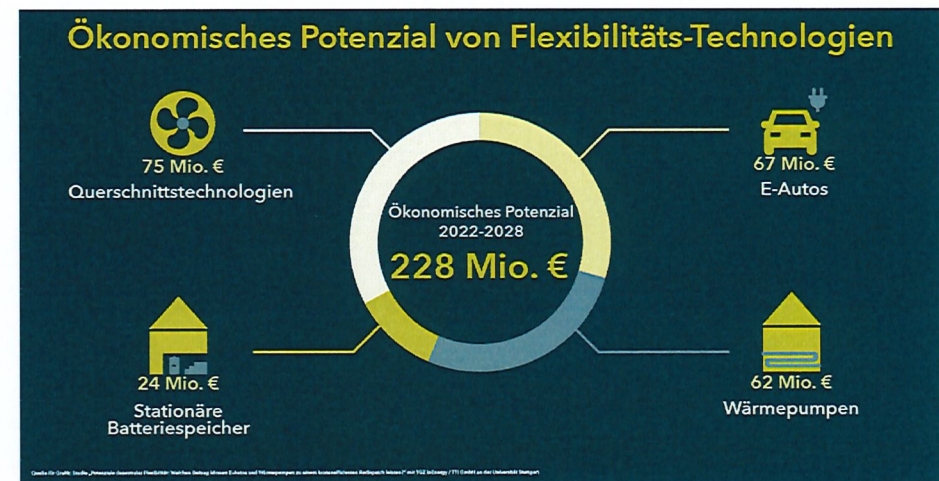
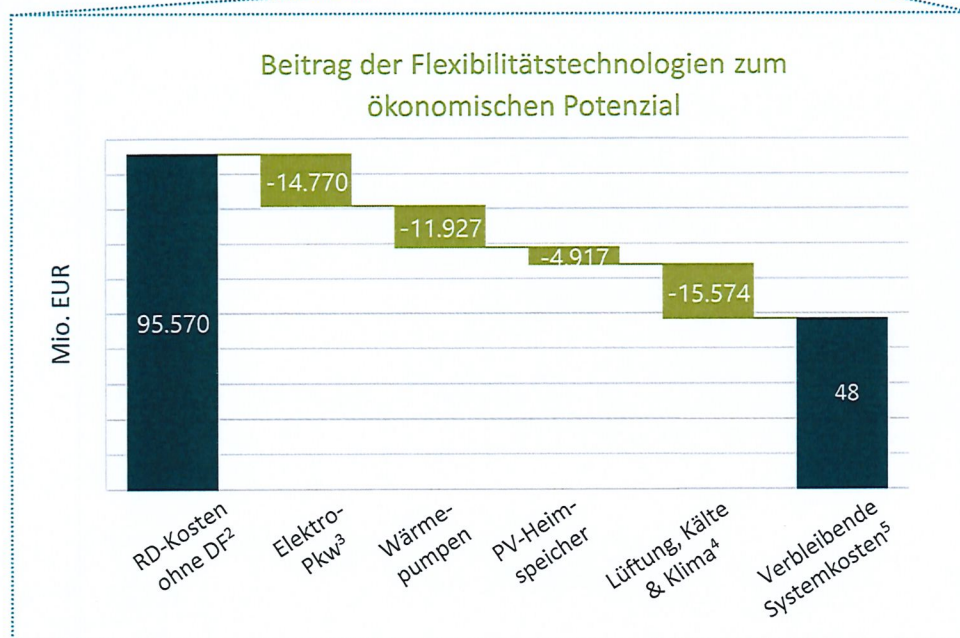


- / Erschließung dezentraler (erzeugungs- und lastseitiger) Flexibilität für Redispatch
- / **Freiwilliger** Redispatch
- / **Nicht-regulierte Preisfindung**
- / Marktbezogene Elemente
- / **Hybrides EPM-System** zur Kopplung von reguliertem Redispatch-Regime mit nicht-regulierter Flexibilität
 - / Schnittstelle zu Redispatch 2.0
 - / **Kommunikation** des zeitabhängigen Benchmarks (= Grenzkosten des teuersten Marktkraftwerks)
 - / **Auswahl und Einsatz** dezentraler Flexibilität, wenn Opportunitätskosten der dezentralen Flexibilität < Grenzkosten der Marktkraftwerke

Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

ÖKONOMISCHE POTENZIALE IN BW: 15 – 47 MIO. €/A

Berechnete Stützjahre:	2022	2025	2028
Ökonom. Potentiale ¹ [Mio. €]:	29 (29%)	47 (49%)	15 (71%)



- 1 Aufteilung auf EPM-Kostenreduktion, Erlöse von Flex.-Anbietern & Aggregatoren, Kosten für die Erschließung (Hardware & Software)
- 2 RD-Kosten exkl. Kosten für Netzreserve ohne dezentrale Flexibilität
- 3 nur unidirektional
- 4 Lüftungssysteme, Kälte- und Klimatechnik (v. a. Gewerbe & Bürogebäude)
- 5 Systemkosten = Redispatch-Kosten – Kosten für die Erschließung – Gewinne anderer Marktakteure

Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

KERNPUNKTE

1. Die dezentrale Flexibilität gewinnt rasant an Bedeutung
2. Um die dezentrale Flexibilität zu orchestrieren braucht man interoperable Plattformen
3. Dezentrale Flexibilität muss sich lohnen und lohnt sich
4. **Digitalisierung braucht einen neuen Rahmen**



Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

NEBEN DEM „KUPFER“ WÄCHST FÜR NETZBETREIBER DIE BEDEUTUNG VON „BITS & BYTES“ – UND DAMIT DER OPEX

- / **Digitalisierung ist Voraussetzung für einen langfristig sicheren Betrieb kritischer Infrastrukturen** in einem immer komplexer werdenden Energiesystem.
- / Flexible, skalierbare und nachhaltige IT-Lösungen basieren zunehmend auf Open Source- und Cloud-Anwendungen, wodurch v.a. der **OPEX-Anteil der IT-Kosten zunehmen wird**.
- / **Starre, vergangenheitsorientierte Regulierungsansätze** sind immer weniger kompatibel mit den kurzzyklischen Entwicklungen im IT-Bereich sowie den **teils sprunghaften Änderungen im politischen und gesellschaftlichen Umfeld**.
- / **Netzbetreiber und Regulator** haben zunehmende **Schwierigkeiten mit der Anerkennung von Kosten** für volkswirtschaftlich eigentlich sinnvolle Maßnahmen. Das geht stark **zu Lasten von Anreizen für Innovationen**.

Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

REGULIERUNG MUSS FÜR INNOVATION & DIGITALISIERUNG EINEN RAHMEN GEBEN - STUDIE MACHT VORSCHLÄGE

- / TransnetBW möchte als innovativer Übertragungsnetzbetreiber weiterhin Maßstäbe setzen und hat deshalb eine **Studie gemeinsam mit der Jacobs University/Prof. Brunekreeft und Oxera** durchgeführt:



„Weiterentwicklung der Anreize für Digitalisierung und Innovation in der Anreizregulierung der ÜNB“

- / Die Studie macht u.a. folgende Vorschläge
 - / **Experimentierbudget**, das Netzbetreiber externen Dritten zur Verfügung stellen können, um ihnen stärkere Anreize zur Teilnahme an Experimenten zu setzen
 - / **Regulatory Innovation Trial (RIT)**, d.h. die Schaffung eines geeigneten Rahmens, um auch Änderungen im Regulierungsrahmen an sich testen zu können
 - / **Pioniergeistprämie**, die Netzbetreiber für die Umsetzung eines innovativen Kooperationsprojekts erhalten, um das Aufstellen und die Finanzierung von einzelnen Innovationen branchenspezifisch flexibler und fokussierter zu machen.

Quelle: <https://www.transnetbw.de/uploads/2021-11-05-12-11-29-71-1.pdf>

Seite 17

Flexibilitätsplattformen und ihre Potentiale

FAZIT

1. Die dezentrale Flexibilität gewinnt rasant an Bedeutung
Die ÜNB müssen für dezentrale Flexibilität für Systemdienstleistung (SDL) nutzen können
2. Um die dezentrale Flexibilität zu orchestrieren braucht man interoperable Plattformen
Den ÜNB kommt als Plattformentwickler und –Betreiber im Bereich SDL eine zentrale Rolle zu
3. Dezentrale Flexibilität muss sich lohnen und lohnt sich
Wertschöpfung über Einführung marktliche Mechanismen ermöglichen (da wo sinnvoll) und Potential für Senkung der Systemkosten heben.
4. Digitalisierung braucht einen neuen Rahmen
Der Regulierungsrahmen muss angepasst werden, um Innovationen zu fördern

HINWEIS ZUR NUTZUNG VON PRÄSENTATIONEN:

Urheberrechte:

- / Diese Unterlage ist urheberrechtlich geschützt. Die Vervielfältigung, Weitergabe oder anderweitige Nutzung der Unterlage ist nur mit ausdrücklicher Zustimmung der TransnetBW GmbH gestattet.

Haftung:

- / Diese Unterlage wurde mit großer Sorgfalt erstellt. Die TransnetBW GmbH übernimmt keine Haftung für Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der Unterlage.



Die Schweiz und die europäischen Balancing Plattformen

Mittendrin statt (nur) dabei?

Thomas Reinthaler, Head of Market Strategy
St. Gallen, 15. September 2022

swissgrid



-
- 1 Swissgrid, Schweiz und Europa**
 - 2 Der Balancing Markt**
 - 3 Herausforderungen Markt vs. Physik**
 - 4 Fazit**

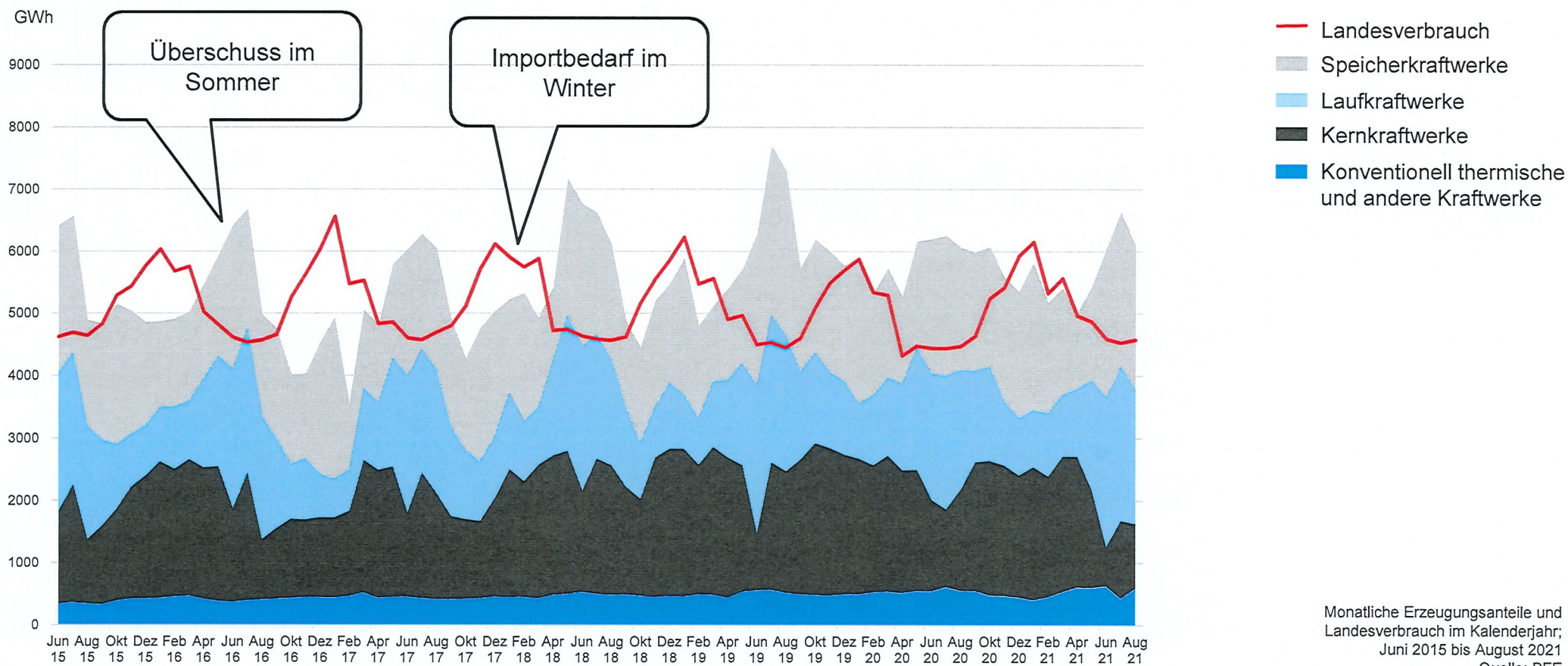
-
- 1 Swissgrid, Schweiz und Europa**
 - 2 Der Balancing Markt**
 - 3 Herausforderungen Markt vs. Physik**
 - 4 Fazit**

Swissgrid – ein «junger» TSO

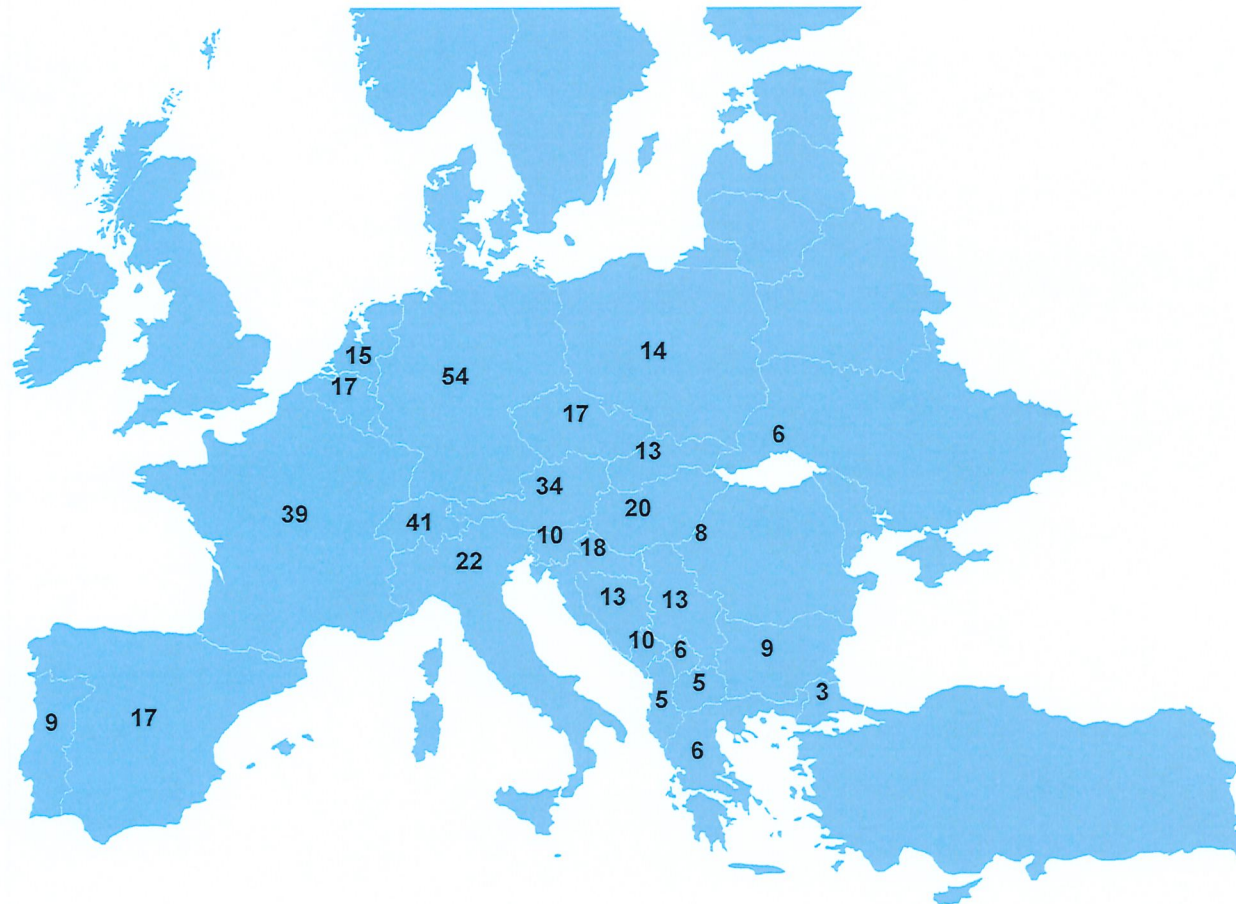


Schweizer Stromproduktion – Saisonalität durch Wasserkraft

monatliche Produktion und Verbrauch Juni 2015 bis August 2021

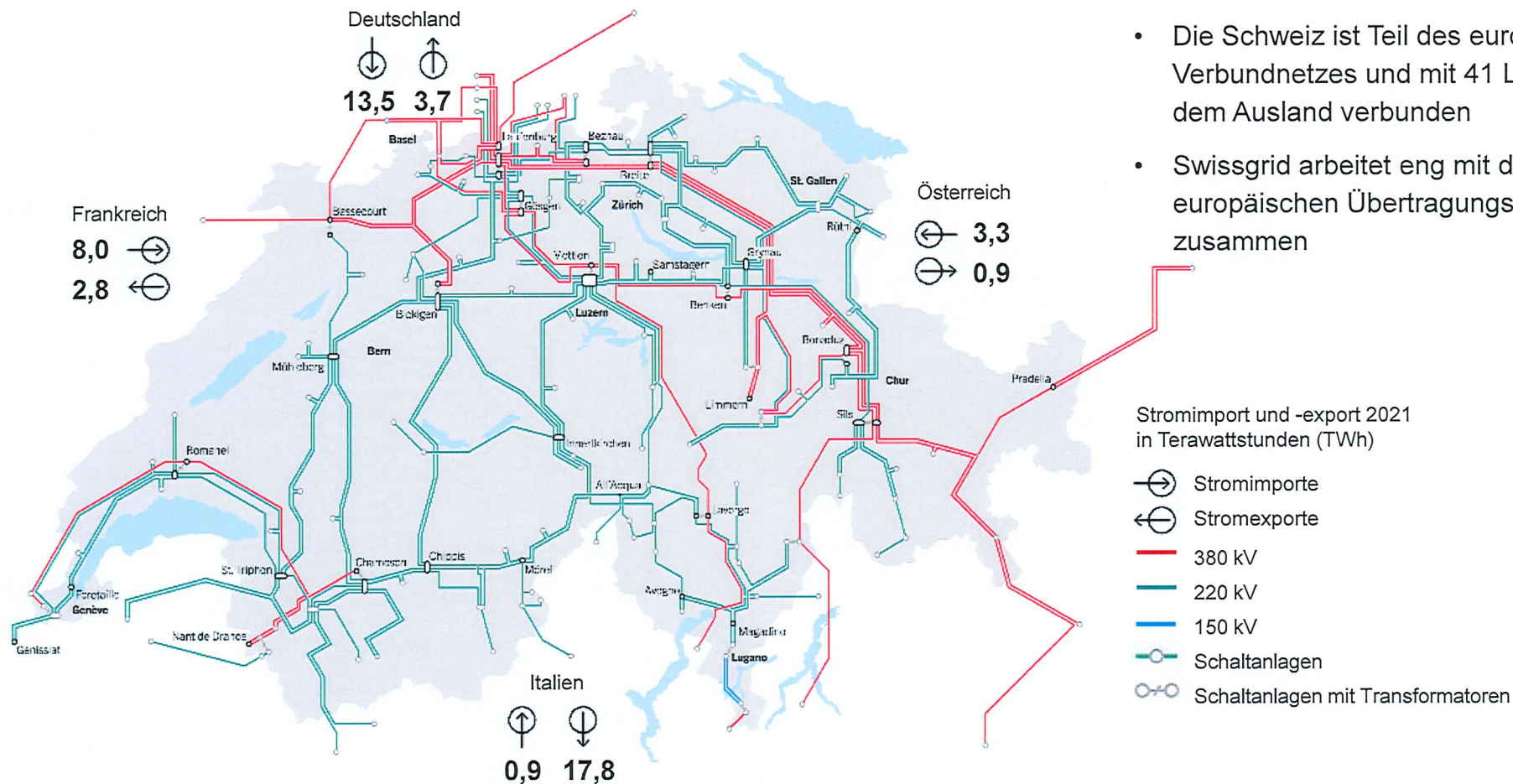


Um welche Zahlen handelt es sich?



Anzahl grenzüberschreitender
Übertragungsnetzleitungen
(220 & 380kV)

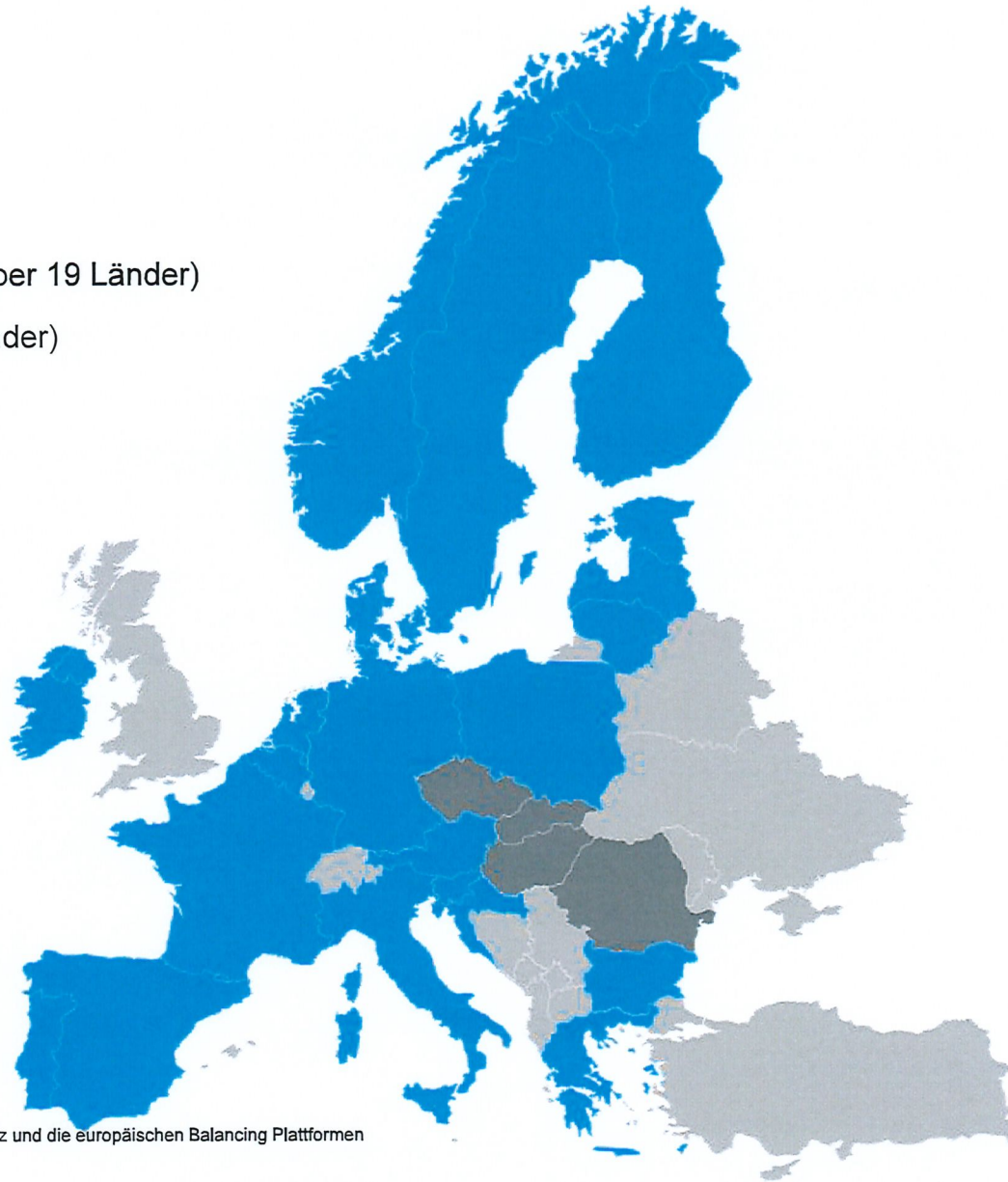
Eng verknüpft mit Europa



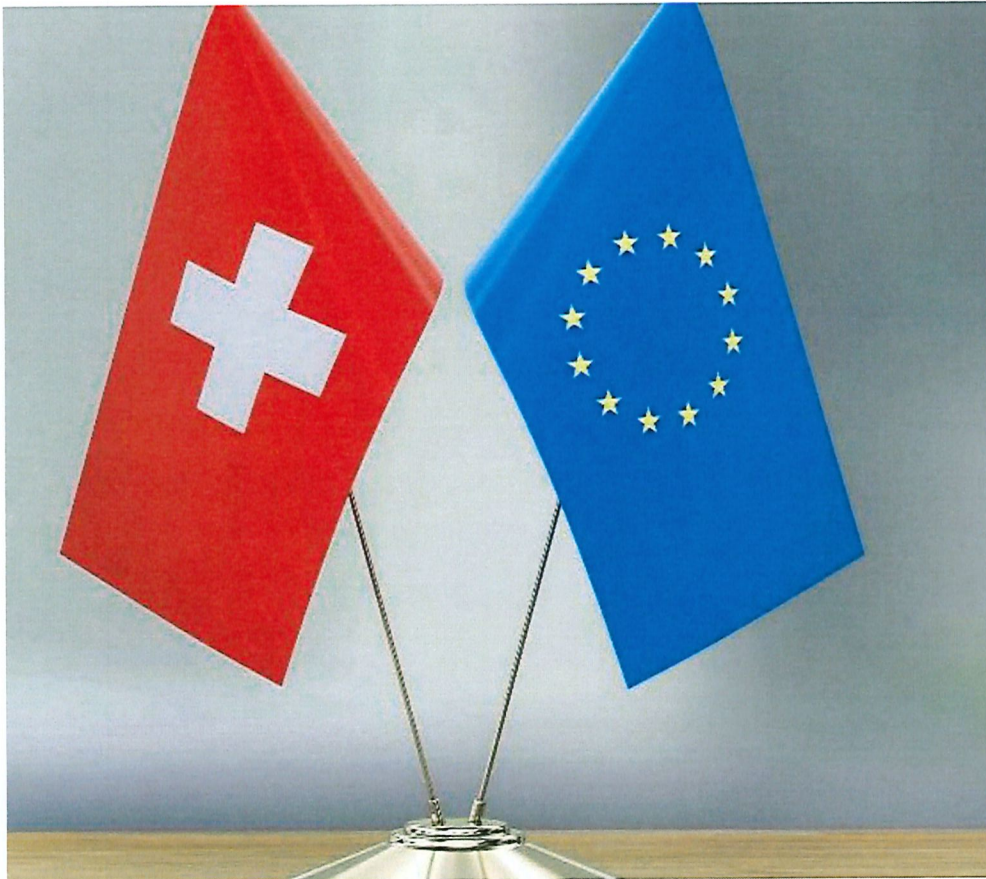
- Die Schweiz ist Teil des europäischen Verbundnetzes und mit 41 Leitungen mit dem Ausland verbunden
- Swissgrid arbeitet eng mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern zusammen

ABER...

- Multi-Regional Coupling (über 19 Länder)
- 4M Market Coupling (4 Länder)



Schweiz - Europa



BEZIEHUNGSSTATUS

Beziehungsstatus

Es ist kompliziert mit

—

Single

In einer Beziehung

Verlobt

Verheiratet

In einer eingetragenen Lebenspartnerschaft

In einer Lebensgemeinschaft

In einer offenen Beziehung

Es ist kompliziert

Getrennt

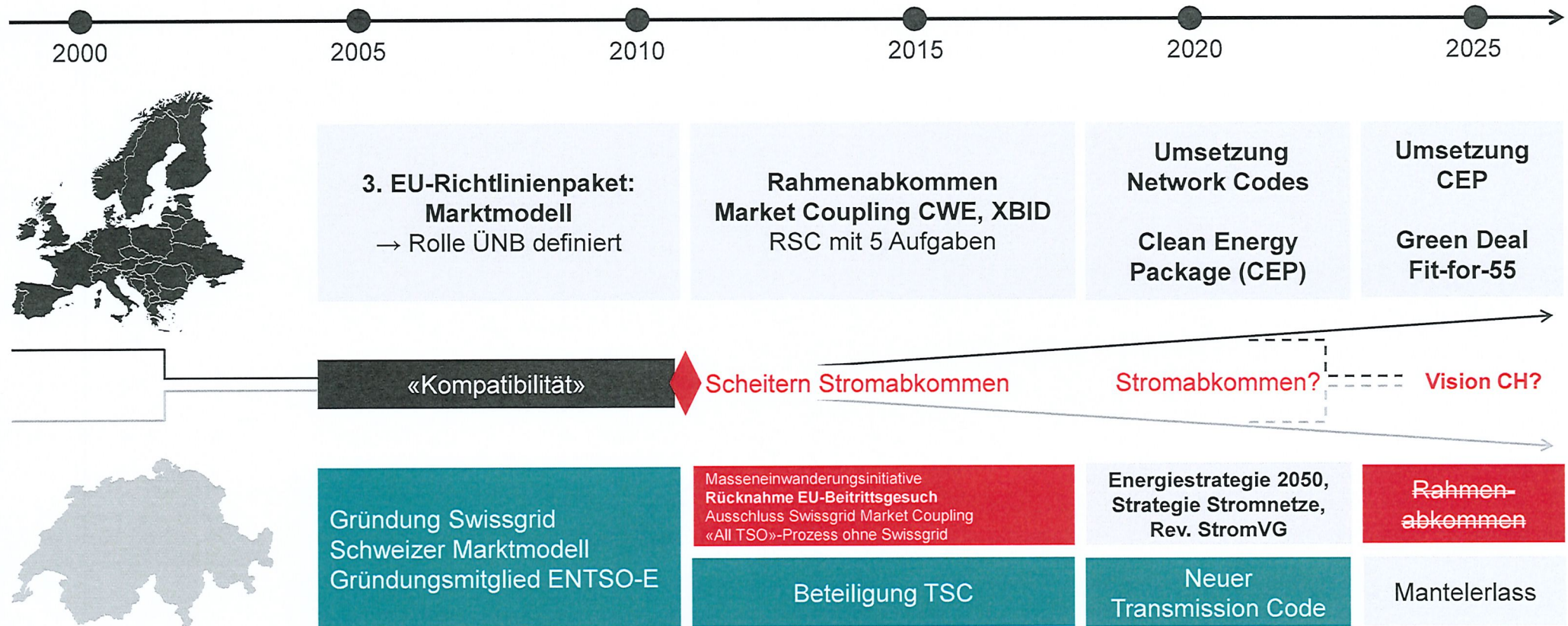
Geschieden

Verwitwet

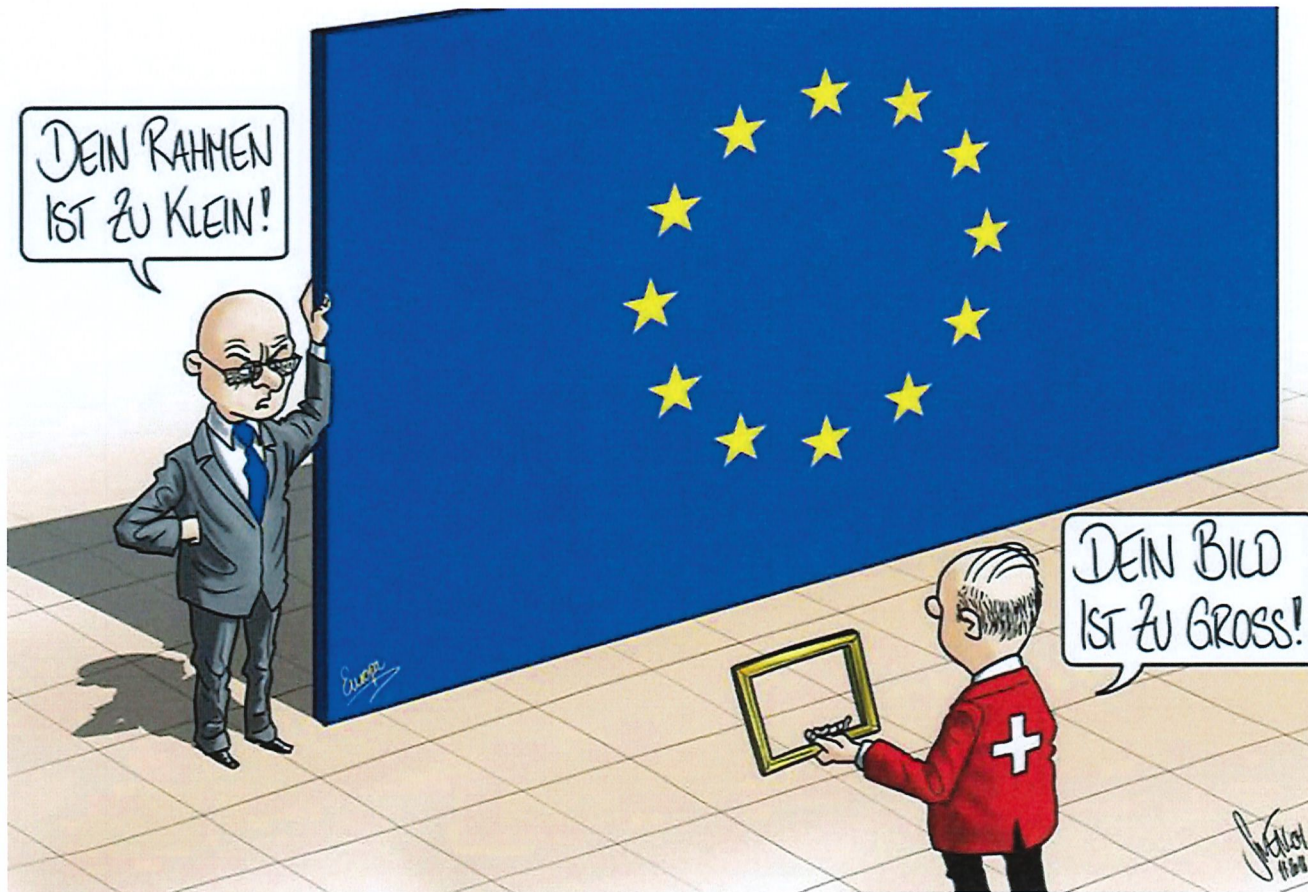
Nur ich

Screenshot Facebook

Die Spielregeln der Strommärkte Schweiz und EU zunehmend auseinander



Rahmenabkommen Schweiz – EU



Framework Agreement (Cartoon-Nr. 7598) dated 27.10.2018, Permission of use granted by: Silvan Wegmann (www.swen.ch)

Kein Rahmenabkommen

→ kein Stromabkommen

→ zunehmender Ausschluss vom Strommarkt

-
- 1 **Swissgrid, Schweiz und Europa**
 - 2 **Der Balancing Markt**
 - 3 **Herausforderungen Markt vs. Physik**
 - 4 **Fazit**

Bei Schwankungen aktiviert Swissgrid Regelenergie in drei Stufen



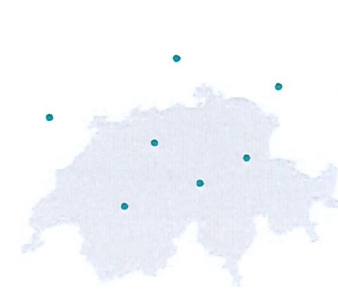
Primärregelung: 0,5 min nach Ausfall

- Frequenzmessung bei den Kraftwerken
- Wird automatisch am Generator des Kraftwerks aktiviert
- europaweit



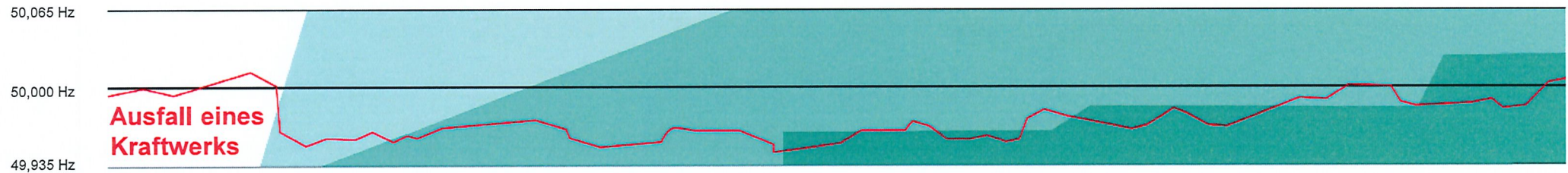
Sekundärregelung: 5 min nach Ausfall

- Messungen an den Schweizer Grenzleitungen
- Wird durch den zentralen Netzregler bei Swissgrid aktiviert
- schweizweit



Tertiärregelung: 15 min nach Ausfall

- Aushilfeverträge mit einzelnen Anbietern im Ausland
- Entlastung der Sekundärregelung
- Wird durch den Operateur aktiviert



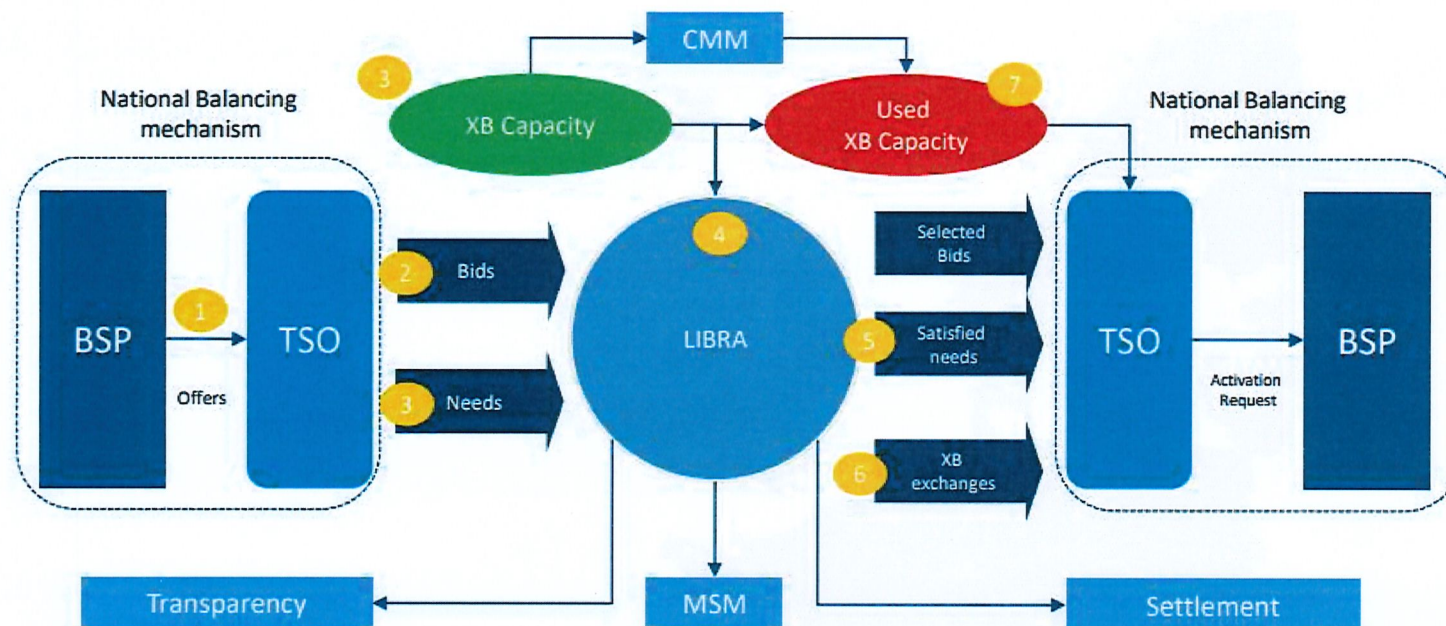
Systemdienstleistungen in der Schweiz – Kennzahlen

Regelenergie	Primärregelleistung	+/-	64	MW
	Sekundärregelleistung positiv	+	ca. 405	MW
	Sekundärregelleistung negativ	-	ca. 400	MW
	Tertiärregelleistung positiv	+	ca. 480	MW
	Tertiärregelleistung negativ	-	ca. 510	MW
	Regelenergiemenge pro Jahr		ca. 600	GWh
Weitere SDL	Wirkverlustenergie pro Jahr		ca. 970	GWh
	Blindenergie pro Jahr (für Spannungshaltung)		ca. 19	TVArh
	Schwarzstartfähige Kraftwerke am Übertragungsnetz		9	

Weiterentwicklung des Regelreservemarktes



Das Prinzip einer grenzüberschreitenden Balancing Plattform (Bsp. TERRE)



1. TSO receive bids from BSPs from their local balancing area/bidding zone.
2. TSOs put the valid RR bids on the LIBRA platform
3. TSOs send their needs and ATC values to the platform.
4. Platform runs the algorithm with offers and needs.
5. Communication of accepted offers, satisfied needs and marginal prices
6. Calculation of the bilateral exchanges between balancing areas and TSO-TSO settlement.
7. Residual ATC and net positions are communicated to TSOs

Quelle: ENTSO-E; TERRE Stakeholder Workshop 16th March 2021

swissgrid

Swissgrid engagiert sich in den folgenden internationalen Kooperationen

Primärregelung

Internationale
Kooperation

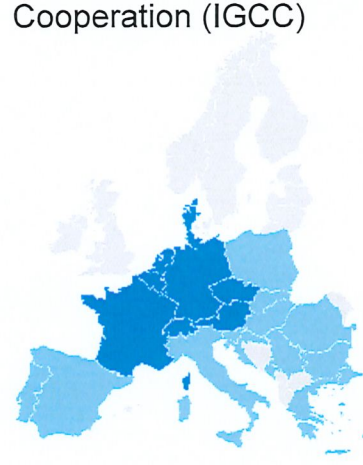


Gründungsmitglied

Internationale
Koordination zur
Beschaffung von
Primärregelleistung

Sekundärregelung

International Grid Control
Cooperation (IGCC)



Mitglied seit 2012

Internationale
Koordination des Abrufs
von Sekundärregel-
energie durch den IGCC
seit 2012

PICASSO



Go-Live (CH) Juni 2022

Aufbau einer Plattform für
den Abruf von
Sekundärregelenergie.
Wird den IGCC
voraussichtlich ablösen.

Tertiärregelung

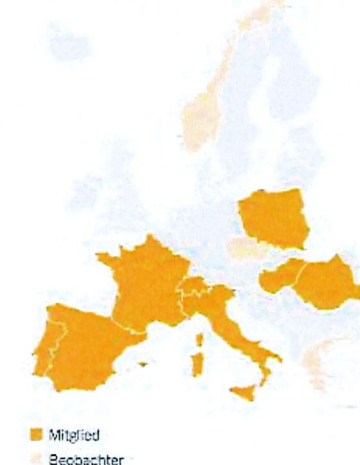
MARI



Go-Live (CH) August 2022

Entwicklung einer
Plattform für den
koordinierten Abruf von
Tertiärregelenergie
(Aktivierungszeit von
12,5 Minuten)

TERRE



Go-Live Oktober 2020

Gemeinsame
Koordination des Abrufs
von Tertiärregelenergie
(Aktivierungszeit von
30 Minuten)

The «Balancing» Case

VERORDNUNG (EU) 2017/2195 DER KOMMISSION vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

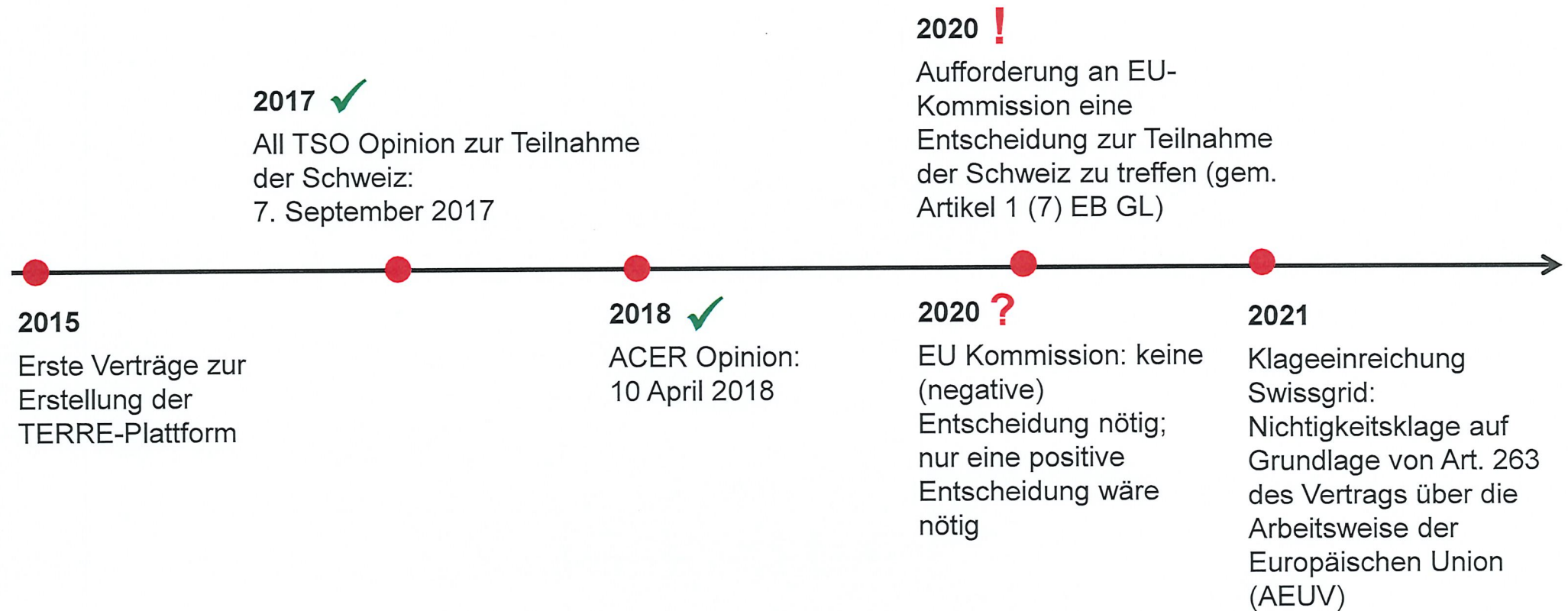
Guideline on electricity balancing (EB GL)

Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich

[...]

- (6) In die europäischen Plattformen für den Austausch von Standardprodukten für Regularbeit **können auch in der Schweiz tätige ÜNB einbezogen werden**, sofern die wesentlichen Bestimmungen des Unionsrechts für den Strommarkt in Schweizer Recht umgesetzt wurden und **ein zwischenstaatliches Abkommen** über die Zusammenarbeit zwischen der Union und der Schweiz im Elektrizitätsbereich besteht oder **wenn der Ausschluss der Schweiz zu ungeplanten physischen Leistungsflüssen durch die Schweiz führen könnte, die die Systemsicherheit der Region gefährden.**
- (7) Soweit die Bedingungen in Absatz 6 erfüllt sind, **entscheidet die Kommission auf der Grundlage einer Stellungnahme der Agentur und aller ÜNB [...]** über die Beteiligung der Schweiz an den europäischen Plattformen für den Austausch von Standardprodukten für Regularbeit. Im Interesse eines reibungslos funktionierenden Regelreservemarkts auf Unionsebene und gleicher Wettbewerbsbedingungen für alle Interessenträger entsprechen die Rechte und Pflichten der schweizerischen ÜNB dabei den Rechten und Pflichten der in der Union tätigen ÜNB.

Historie «Balancing» Case



Die Schweiz ist bereit...

TERRE

Schweiz operativ seit 8. Oktober 2020



PICASSO

Schweiz operativ seit 1. Juni 2022
(vorerst keine Verbindung zur Plattform)



MARI

Schweiz operativ seit 24. August 2022
(vorerst keine Verbindung zur Plattform)



Ausschluss bei internationalen Kooperationen für Regelenergie – Swissgrid wird gesetzlichen Auftrag nicht erfüllen können

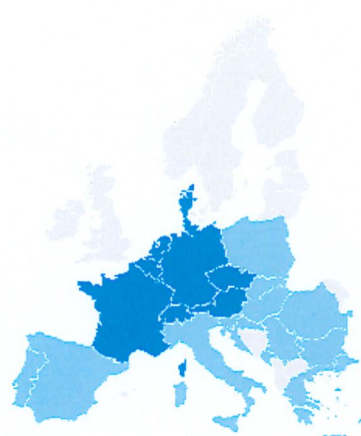
Primärregelung
Internationale
Kooperation

Ausschluss denkbar



Sekundärregelung
International Grid Control
Cooperation (IGCC)

**DG ENER strebt
Ausschluss an**



PICASSO

**DG ENER strebt
Ausschluss an**



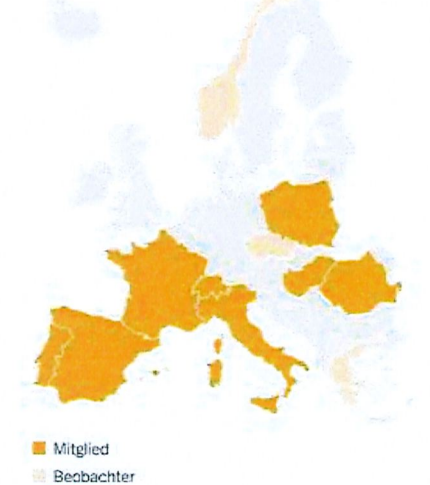
Tertiärregelung
MARI

**DG ENER strebt
Ausschluss an**



TERRE

**DG ENER strebt
Ausschluss an**



-
- 1 **Swissgrid, Schweiz und Europa**
 - 2 **Der Balancing Markt**
 - 3 **Herausforderungen Markt vs. Physik**
 - 4 **Fazit**

Mehr Energie und Flexibilität im Energiesystem sind notwendig

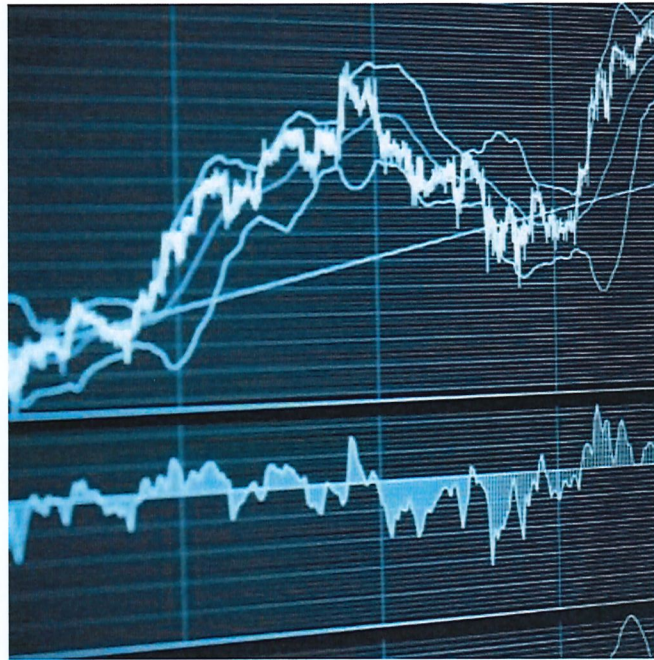
Netzausbau

Langwierige Genehmigungsverfahren für die Modernisierung des Netzes



Marktdesign

Integration von Erneuerbaren und Speichern, Nutzen von Flexibilität, Erhöhung von Datenaustausch und Transparenz

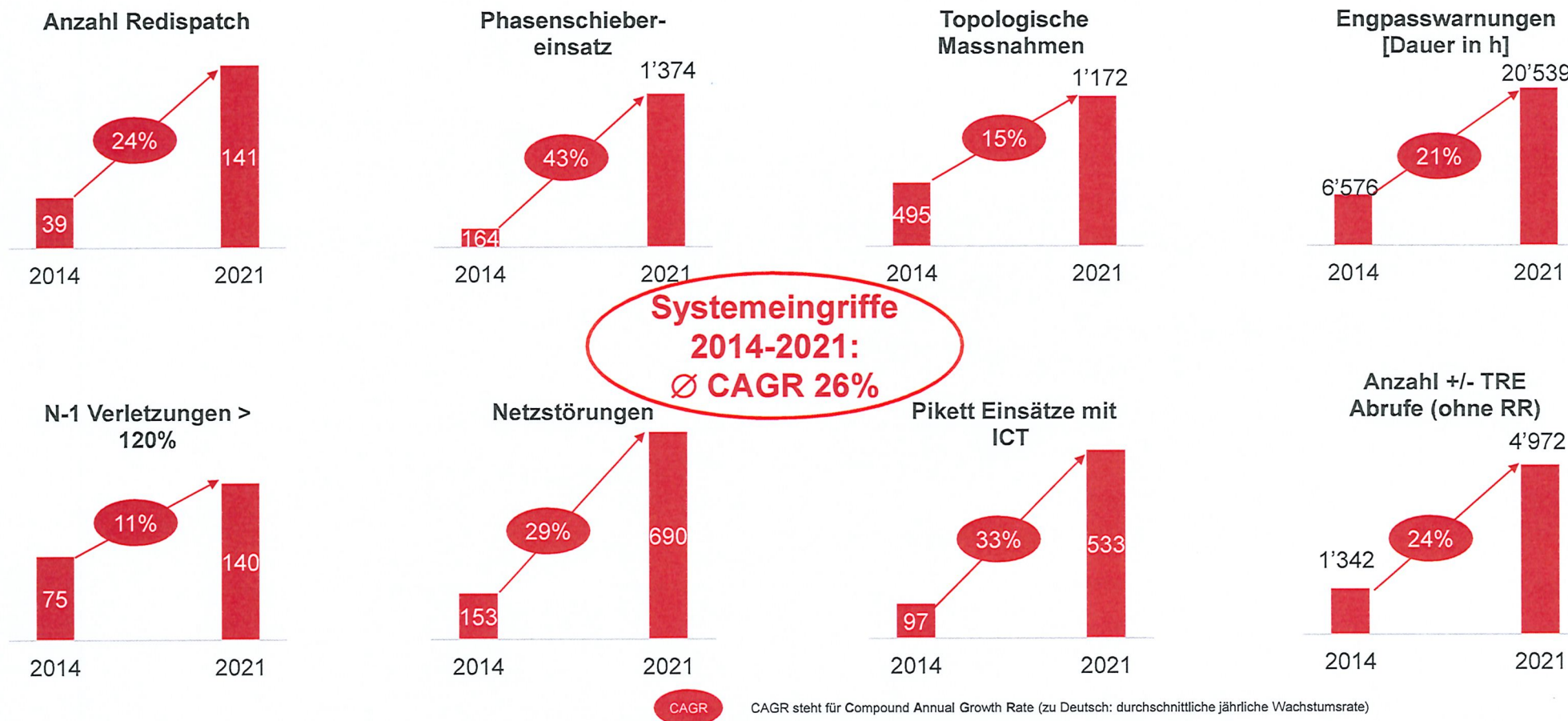


Versorgungssicherheit

Aufbau von Energiereserven aufbauen, Sicherstellung Importfähigkeit, Begrenzung Winterlücke



Systemstörungen nehmen massiv zu: Swissgrid muss zunehmend eingreifen



Der Systemstress nimmt zu

» Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021

ICS Investigation Expert Panel » Final Report » 25 March 2022
Executive Summary

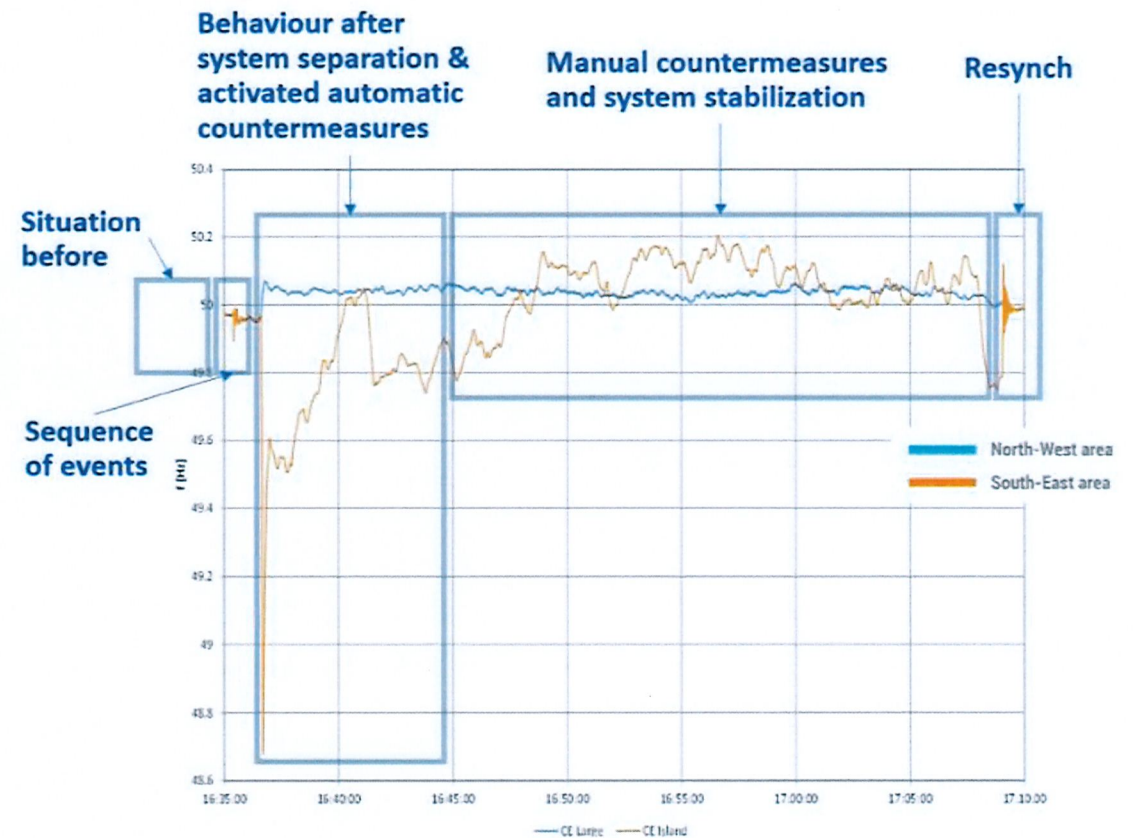
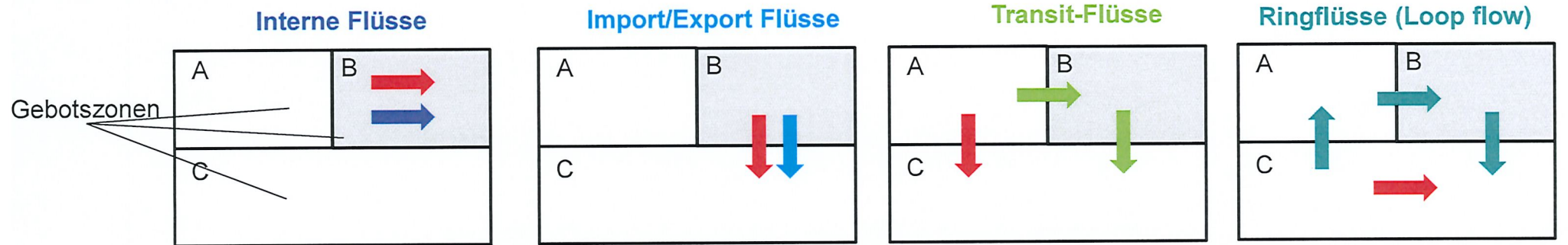


Figure 1: Phases of the system split.

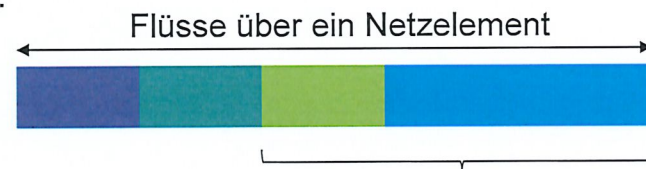
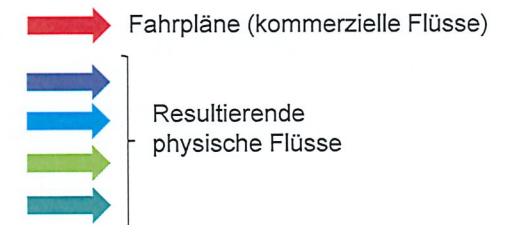
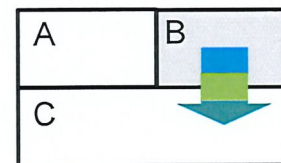
Das Problem der ungeplanten Flüsse

Handelsgeschäfte (Fahrpläne) verursachen unterschiedliche Flüsse. Alle Flüsse zusammen ergeben den tatsächlichen physischen Fluss.



- Der (marginale) physische Flüsse über eine Grenze (z.B.) $B \rightarrow C$ setzt sich zusammen aus der Summe von **Import/Export**-, **Transit**- und **Loop flows**.

- Die Flüsse über ein Netzelement bestehen aus **Internal**-, **Import/Export**-, **Transit**- und **Loop flows**.

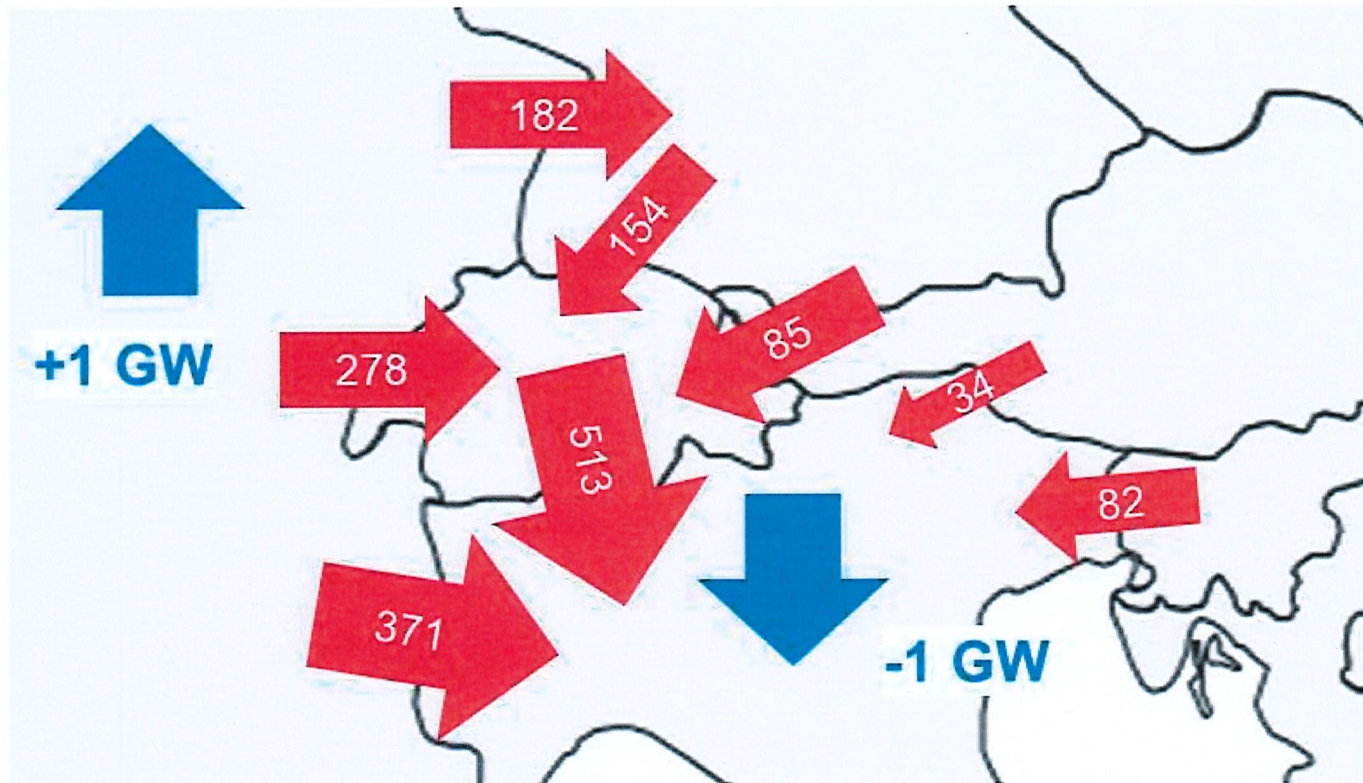


Transit + Loop flows =
«ungeplante Flüsse»

>70% der max. Kapazität eines Netzelements

swissgrid

Beispiel «Ungeplante Flüsse» durch TERRE



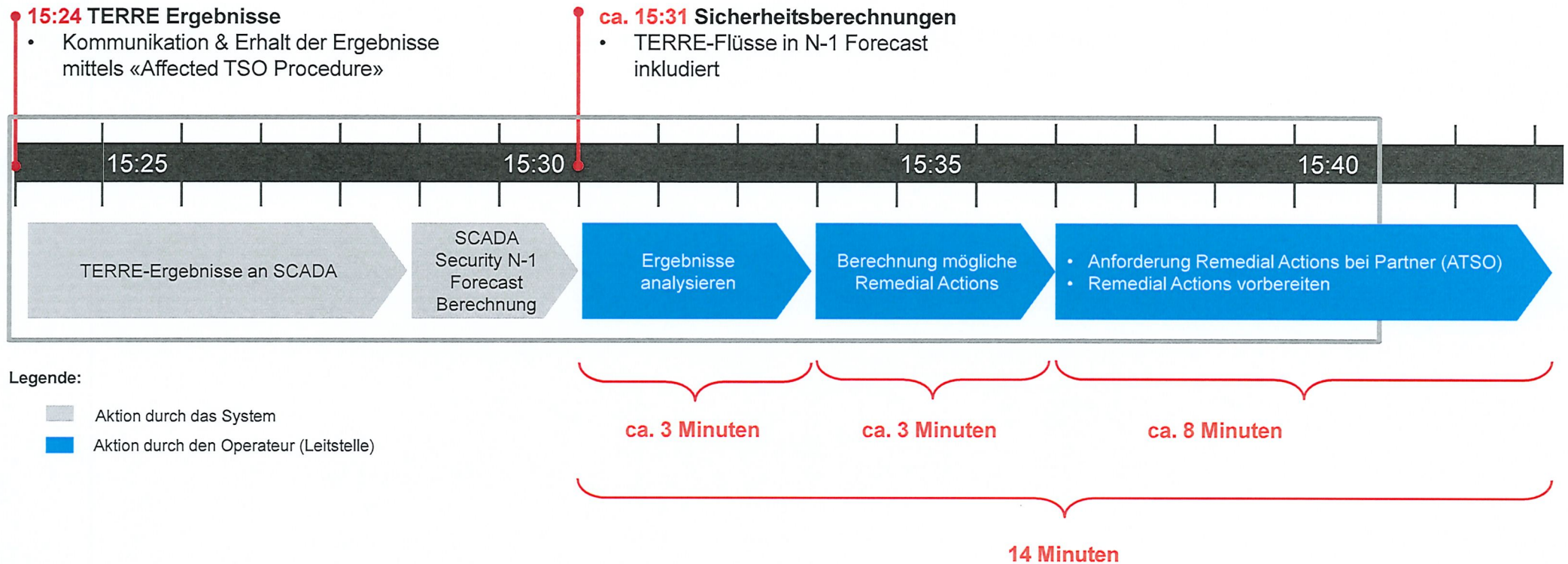
Physische Flüsse in MW verursacht durch einen TERRE Austausch von 1 GW FR → IT

Quelle: Report "Balancing Platforms: Risks and Technical Challenges of Swissgrid Exclusion"

swissgrid

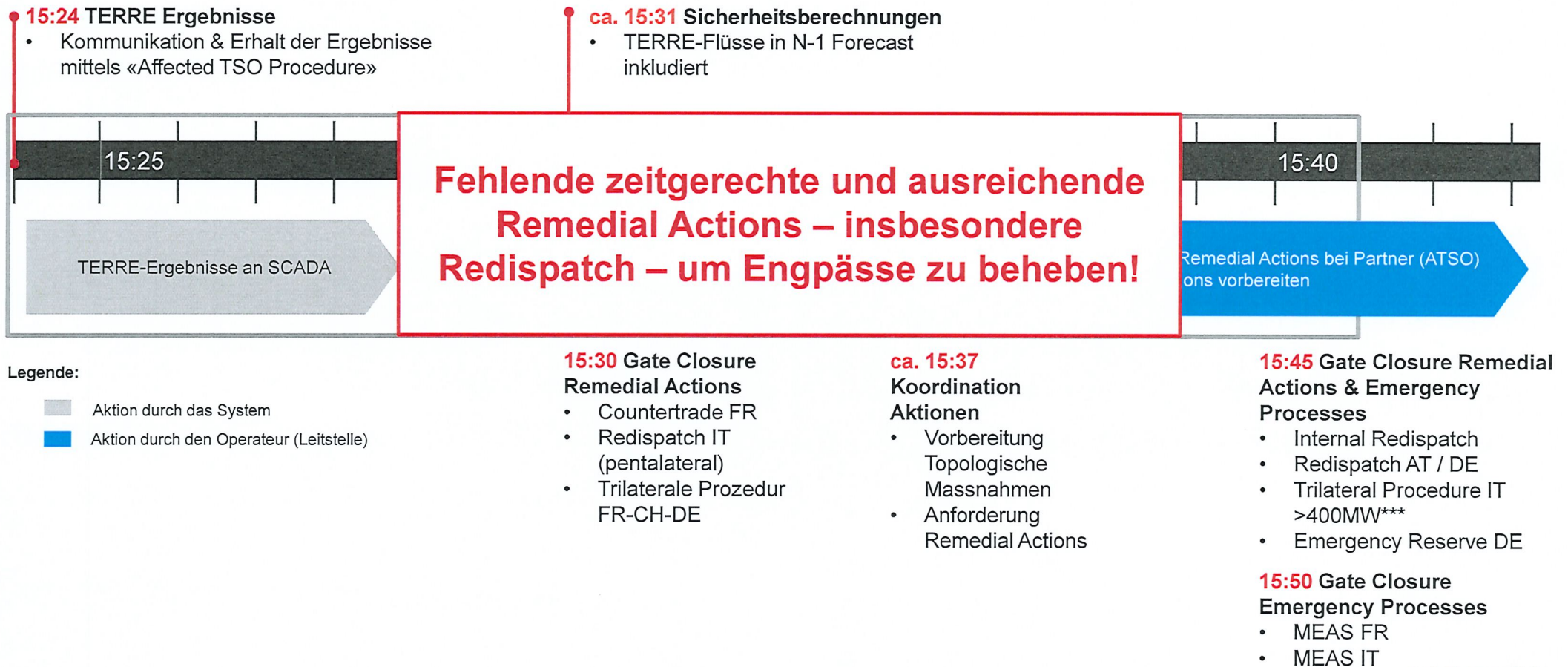
Balancing Zeitfenster bei TERRE

Beispiel für Lieferperiode Start 16:00



Balancing Zeitfenster bei TERRE

Beispiel für Lieferperiode Start 16:00



swissgrid

Beispiel TERRE Aktivierung 14. Januar 2021

Ausgangslage

Negativer Bedarf FR -1100MW

+967 MW aktiviert in Italien & +66 MW in der Schweiz

→ geplanter Flüsse 1'033 MW über die Grenze FR → IT und 66 MW über Grenze CH → IT



Ausschluss aus «Balancing Plattformen»: Marktausschluss ohne technische Integration führt zu Netzsicherheitsrisiken



«Marktausschluss»

versus



«Technische Integration»

«Balancing Plattformen» – Quo vadis?



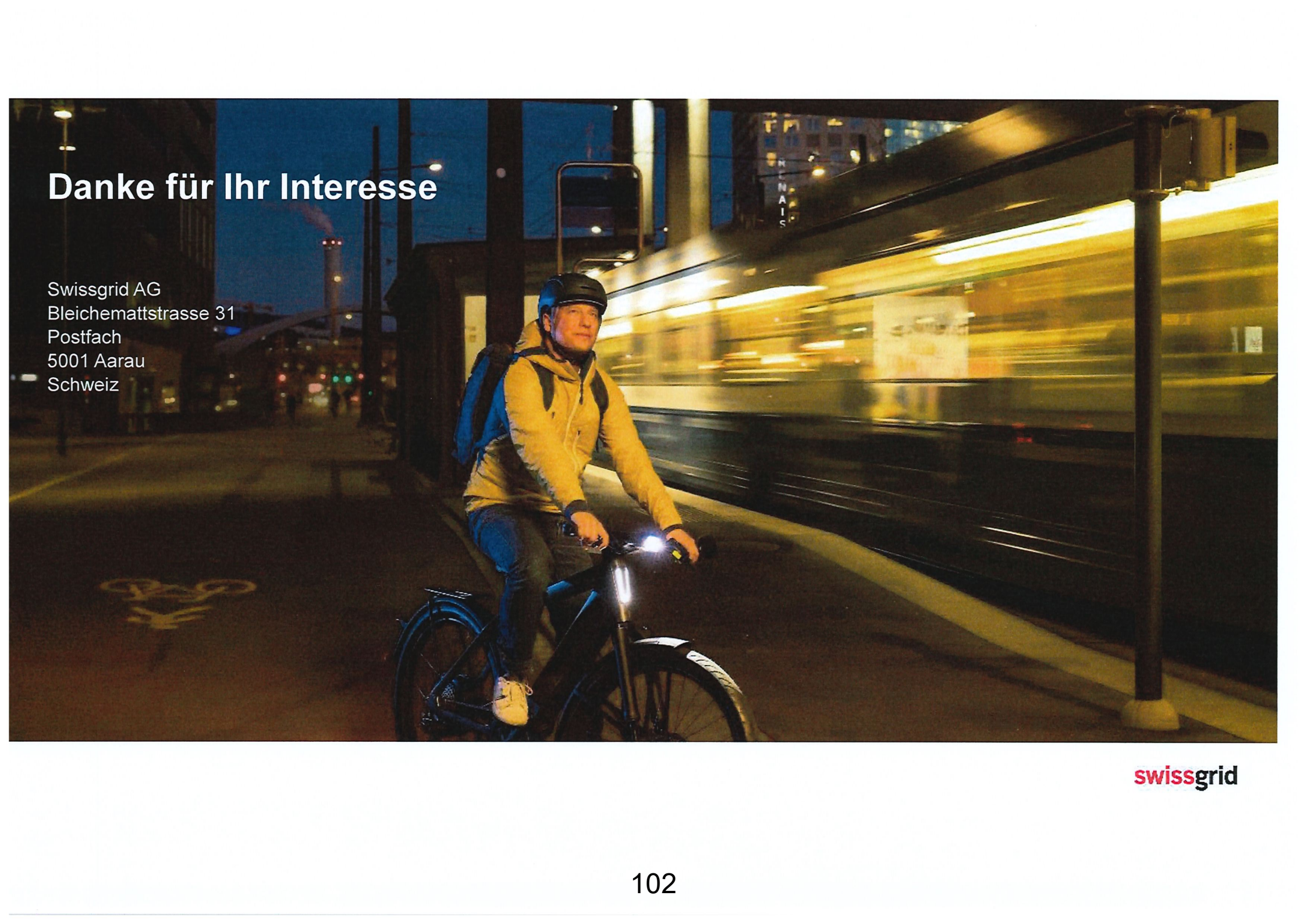
-
- 1 **Swissgrid, Schweiz und Europa**
 - 2 **Der Balancing Markt**
 - 3 **Herausforderungen Markt vs. Physik**
 - 4 **Fazit**

Es gibt kein Schweizer Netz – es gibt nur ein Europäisches Netz

Marktaktivitäten und physikalische Effekte können nicht losgelöst betrachtet werden

Integration ist win/win – Separation ist lose/lose

**Swissgrid unternimmt alles um Netzsicherheit zu gewährleisten
→ Einbindung in Balancing Plattformen nötig**

A man wearing a yellow jacket, a black helmet, and a backpack is riding a bicycle at night. He is positioned in the center-left of the frame. To his right, a train is moving rapidly, creating a significant horizontal blur. The scene is set on a city street at night, with streetlights and building lights visible in the background. The overall atmosphere is urban and dynamic.

Danke für Ihr Interesse

Swissgrid AG
Bleichemattstrasse 31
Postfach
5001 Aarau
Schweiz

swissgrid



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

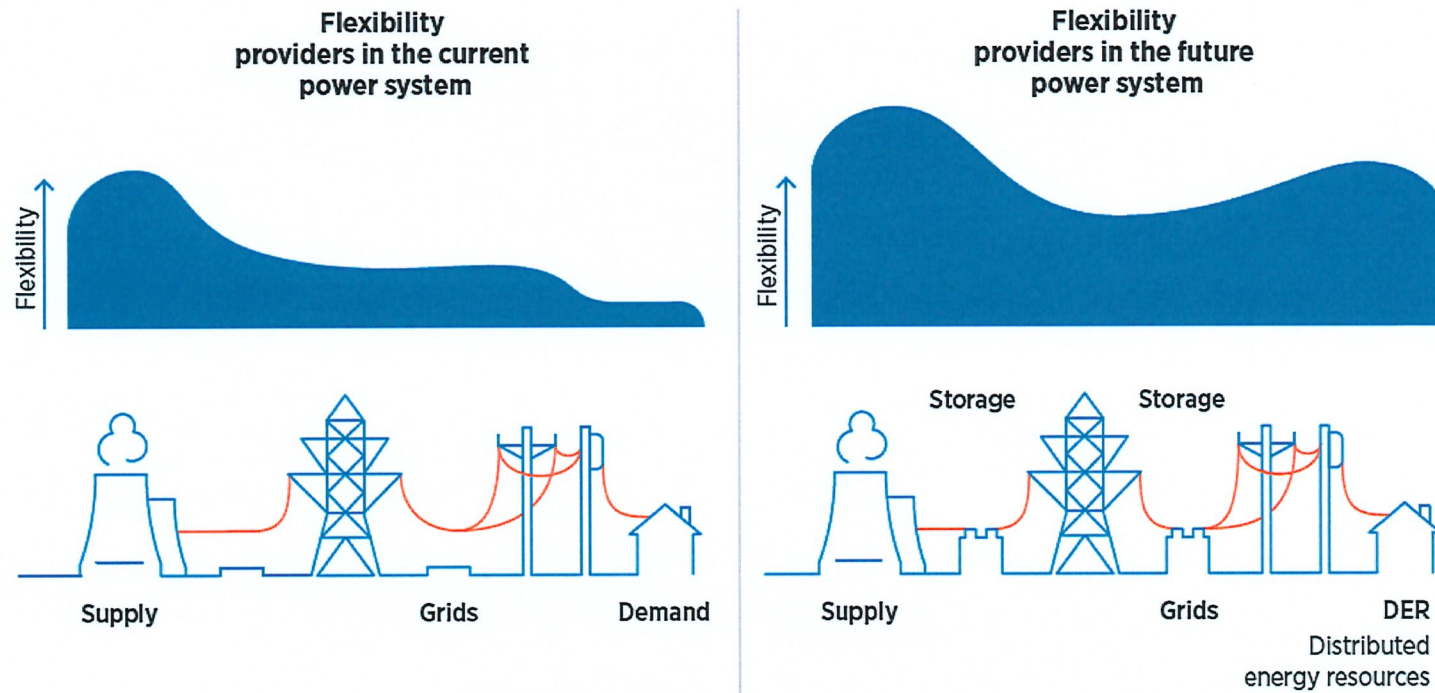
Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN
Ufficio federale dell'energia UFE
Swiss Federal Office of Energy SFOE



FLEXIBILITÄT, PLATTFORMEN UND DIGITALISIERUNG – PERSPEKTIVEN DER SCHWEIZ –

Matthias Galus, Michael Moser

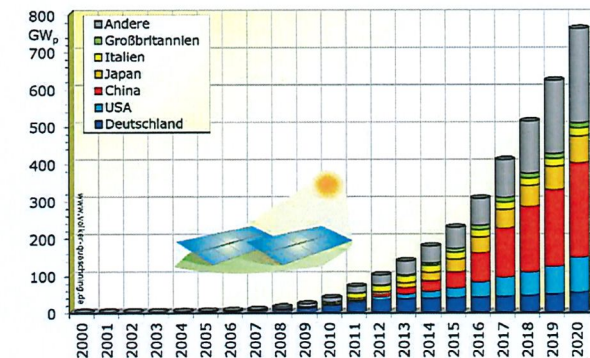
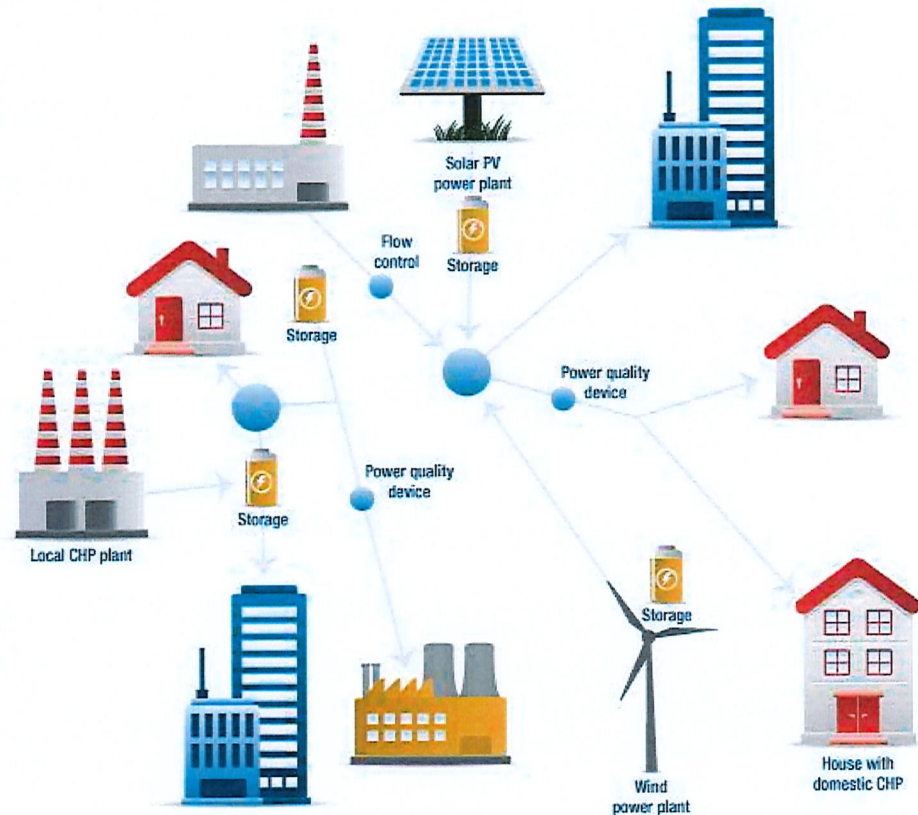
Bedeutung Flexibilität im Energiesystem



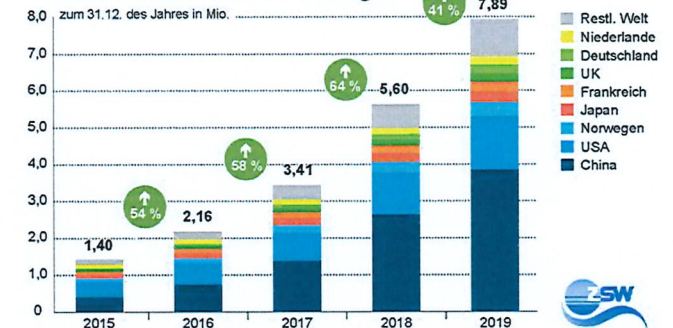
Im Stromsektor beispielsweise ermöglichen dezentrale Energietechnologien und Digitalisierung eine höhere Systemflexibilität entlang der Wertschöpfungskette (mit Zuwächsen auf der Verbraucherseite).



Trend 1: Dekarbonisierung der Energiesysteme und ansteigender Koordinierungsbedarf

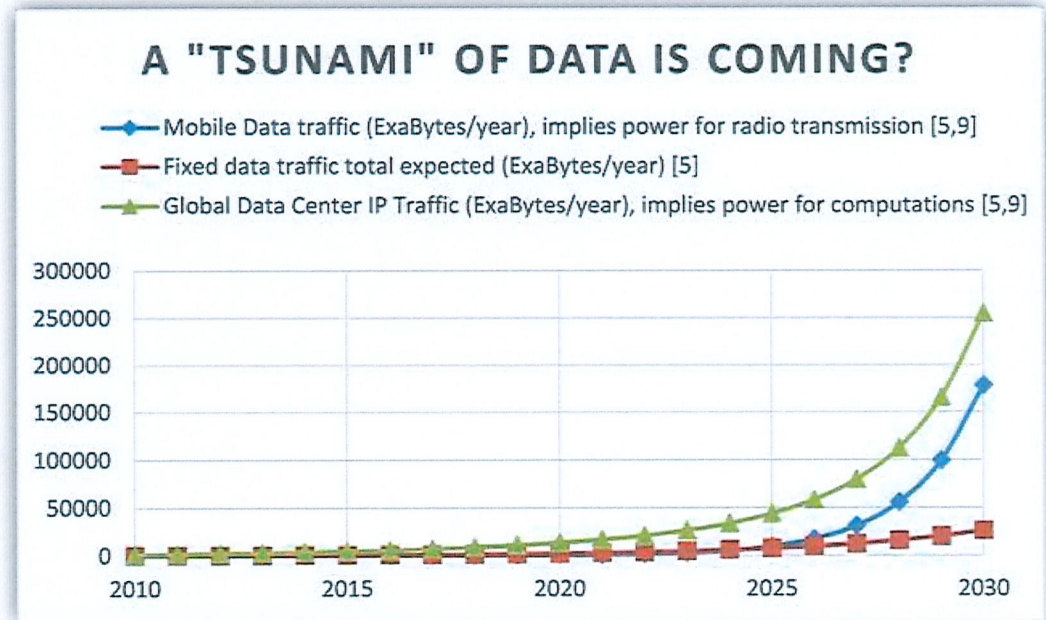
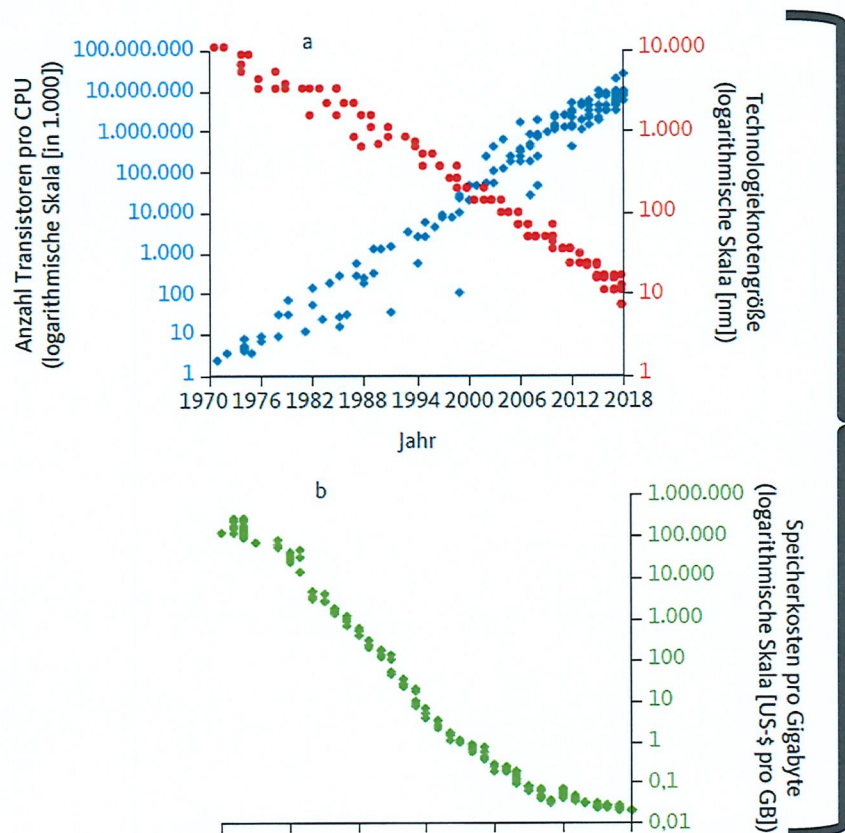


Bestand an Elektrofahrzeugen*



Quellen: [What is Distributed Energy Resources \(DER\) | by Jairam R Prabhu | IEEE MEC SB | Medium](#); [Die Zahl der Elektroautos steigt weltweit \(electrosuisse.ch\)](#); [Weltweit installierte Photovoltaikleistung \(volker-quaschnig.de\)](#)

Trend 2: Digitalisierung und Datenexplosion

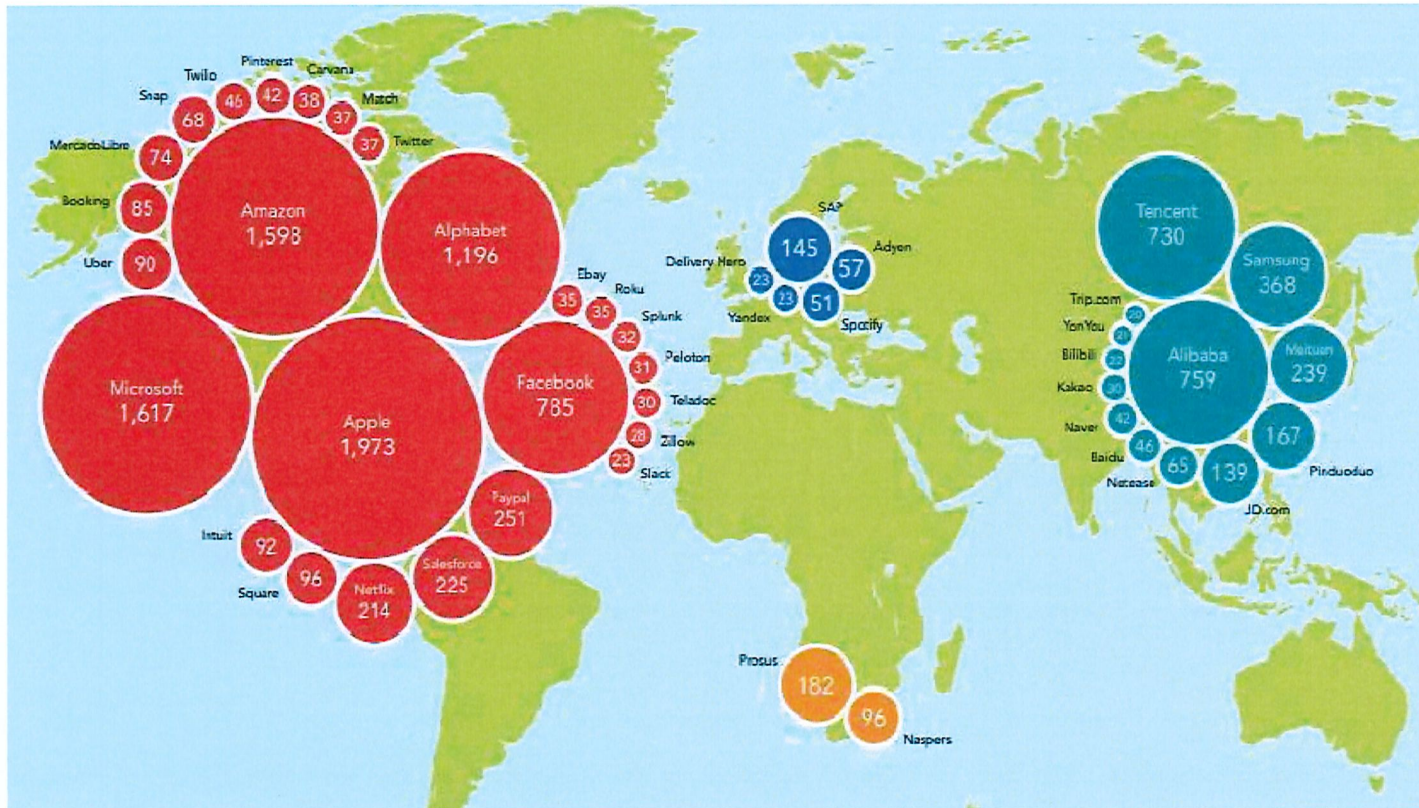


Eine drastische Kostenreduktion der Rechenleistung und Datenspeicher wird die weltweite Datenmenge und -verkehr in den kommenden 10 Jahren exponentiell vergrößern.



Quellen: WBGU (2019): Unsere gemeinsame digitale Zukunft, Hauptgutachten, Berlin, 517pp.

Digitale Plattformen aggregieren Daten und ermöglichen neue Wertschöpfung und Geschäftsmodelle



- Die sieben grössten Chinesischen and US-amerikanischen **digitalen Plattformen** haben einen **Marktwert von 9 Trillionen USD** (entspricht ca. 50% BIP der EU-27).
- Steigende Besorgnis zur **Marktmacht digitaler Plattformen**, wo wenige, grosse Firmen die Regeln der der Digitalwirtschaft definieren und Gesetzgebung zu ihrer Gunst beeinflussen.
- Politische Entscheidungsträger und Regulatoren untersuchen derzeit weltweit **Möglichkeiten zur Regulierung digital. Plattformen**.



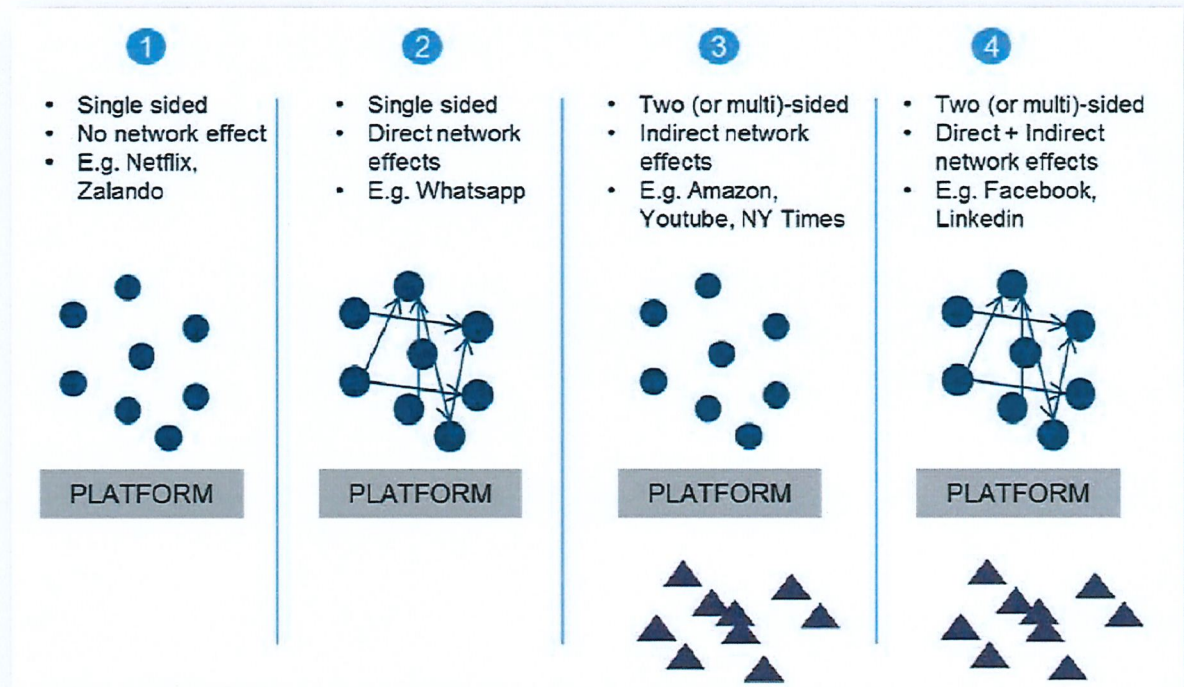
Quelle: H. van Til, N. van Gorp, and K. Price, "Big data and competition law," Rotterdam, Netherlands, 2017.

Digitale Plattformen: Es besteht weltweit eine hohe Diversität an Wirkmechanismen und Typologien

Netzwerkeffekte = ein Wert für Güter/Dienstleistungen/Plattformen steigt mit Nutzer-/Anbieter-/Kundenzahl

Economies of scale: Geringere Durchschnittskosten bei höherer Kundenzahl. Economies of scale sind oft in netzgebundenen Industrien zu finden und besonders akzentuiert bei digitalen Plattformen (da hier Grenzkosten gegen 0 tendieren).

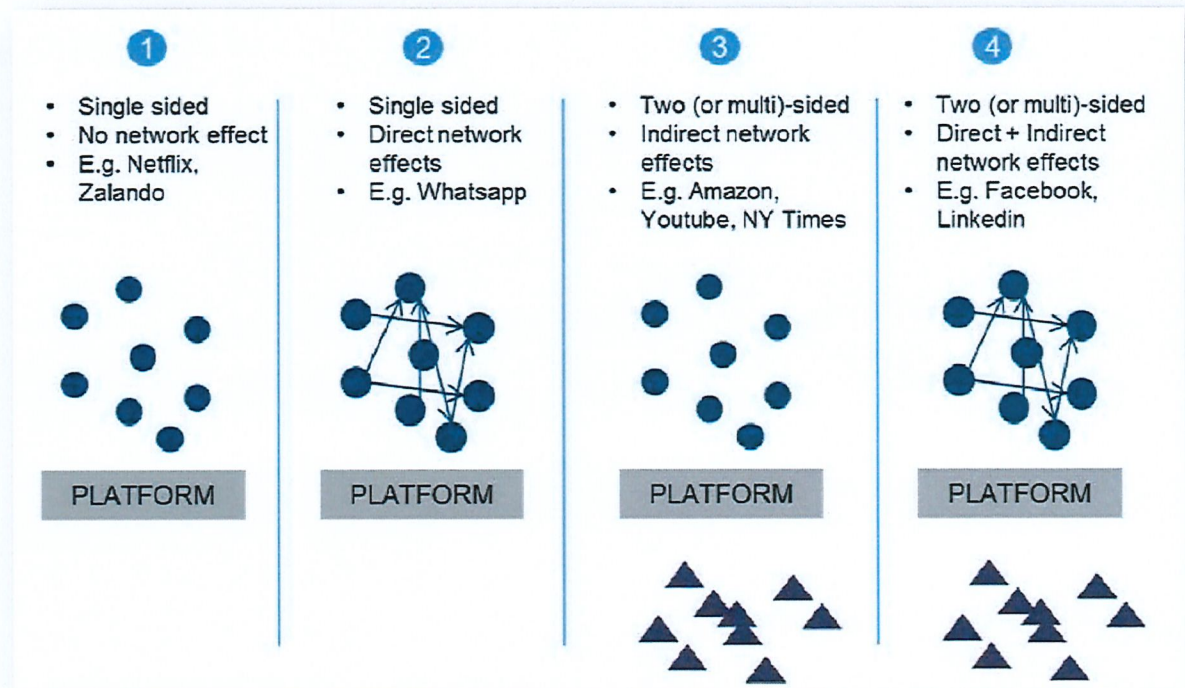
Economies of scope: Synergien welche durch eine breitere Fülle an Produkten und Dienstleistungen entstehen. Zum Beispiel, die Vermarktung durch Online-Videodienste an bestehende Bücherkunden (Amazon).



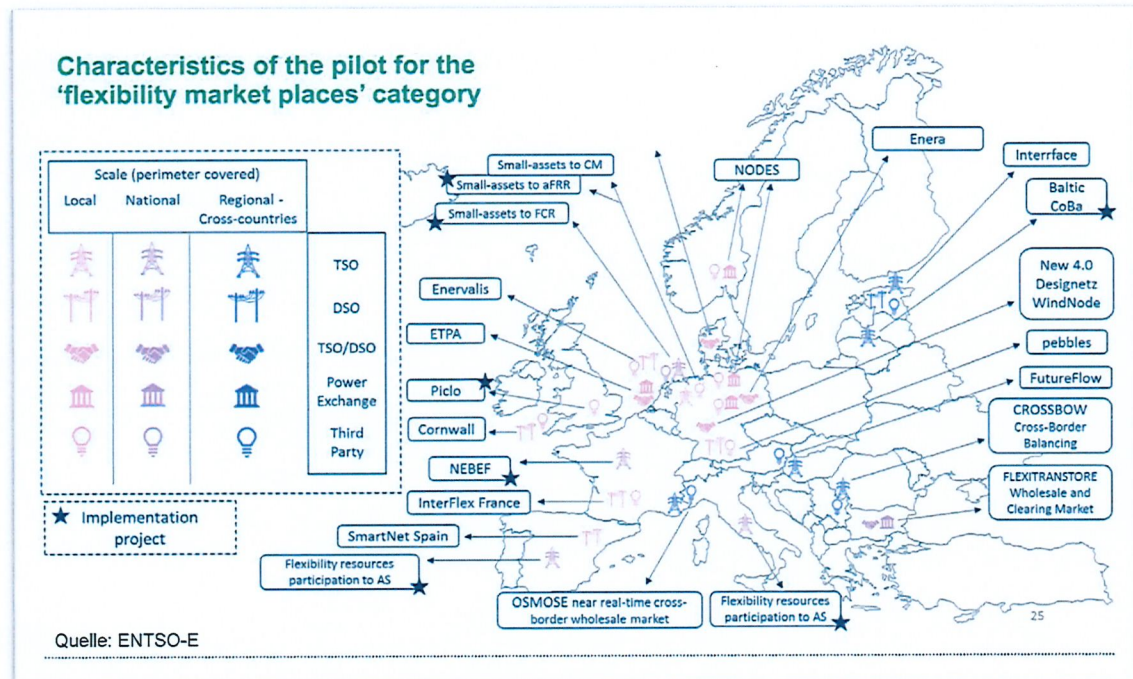
Digitale Plattformen wichtig für die Flexibilitätsnutzung

Plattform ermöglicht effiziente und automatisierte Zusammenführung vieler Nachfrager und Anbieter

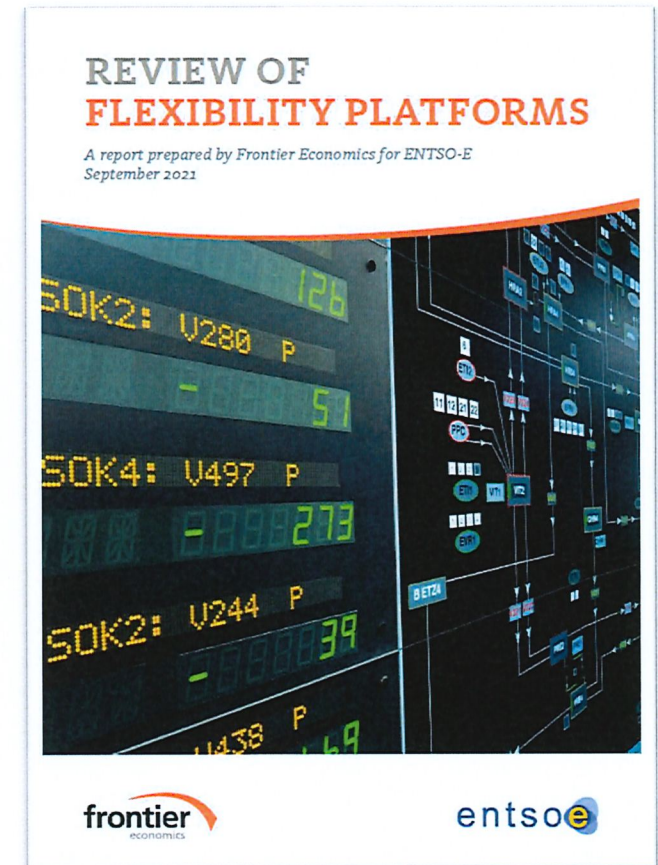
- Bei Flexibilitätsnutzung gibt es viele Anbieter kleinteiliger Flexibilität.
- Nachfrageseitig gibt es unterschiedliche Nutzer wie Netzbetreiber, Lieferanten, Arealbewirtschafter, etc.
- Plattformen reduzieren Transaktionskosten für alle.
- Digitale Plattformen ermöglichen die wichtige Koordination zwischen den Teilnehmern.



Internationale zeigt «Plattformisierung» in der Flexibilitätsnutzung

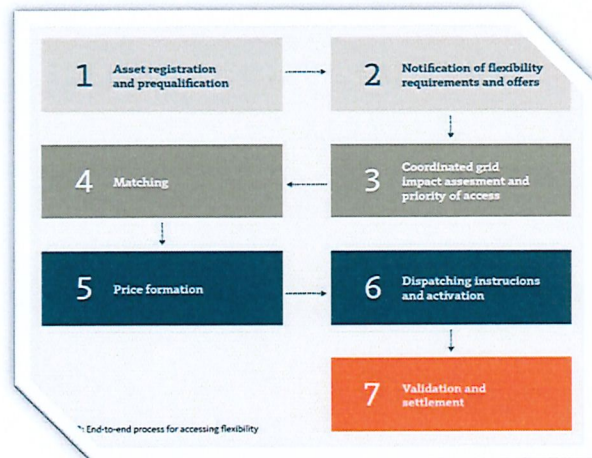


- Viele Flexibilitätsplattformen in Entwicklung.
- Grundlage oft Forschungsprogramm Europäische Kommission (Horizon 2020 o.a.).



Übersicht europäischer Flex-Plattformen

- Plattformen unterscheiden nach
 - ✓ Datenaustausch-Plattformen «Datahub»
 - ✓ Flexibilitätsplattformen
 - ✓ Aggregatoren
- Netzbetreiber oft verantwortlich.
- Viele Aggregatoren schon am Markt.



Flexibilitätsplattform-Funktionen

Data exchange platforms	Flexibility platforms		Aggregators	
	Network operator	Independent operator		
Grid data	Network procurer	Any procurer	Network procurer	
• EDSN • Open Networks Project • SII (Italy) • TDX ASSIST • TSO-DSO communication platform (IO.E) • TSO-DSO Flexhub	• ARGE FNB – 50Hertz • bne Flexmarkt • Baltic CoBa • Coordinet • CROSSBOW: Regional DSM Integration platform, wholesale, and ancillary market toolset • DA/RE • Dynamo Flexmarkt in Nijmegen-Noord • EUniversal (German demo) • EUniversal (Polish demo) • EUniversal (Portuguese demo) • FUSION • GOPACS • IGCC: imbalance netting project • MARI • NEBEF (Block Exchange Notification of Demand Response) • Parity	• eSIOS-CECRE • INTERFACE (IEGSA) • Equigy • PICASSO • Platone • ReFlex (Enedis) • TERRE • X-flex Concluded projects: • InterFlex: Dutch pilot • InterFlex: French pilot • InterFlex: Swedish pilot • Flexibility resource participation to Ancillary Services (Terna) • FutureFlow • OSMOSE: WP2, WP6 • Power Potential (TDI 2.0) • SINTEG C/sells • SINTEG C/sells: Comax • SINTEG C/sells: ReFLEX Dillenburg	• pebbles • FEVER: German pilot • Concluded projects: • Cornwall Local Energy Market • Enera (from SINTEG) • NorFlex (NODES) • IntraFlex (NODES) • Sthlmflex (NODES) • PicloFlex • FLEXITRANSTORE: Wholesale and Clearing Market • Orsted – Renewable Balancing Reserve • Orsted – Market Price Optimisation • Flexity • eBalance Plus • Merlon Concluded projects • Project TraDER (Orkney) • SINTEG C/sells: Altdorfer Flexmarkt (ALF) • SINTEG DESIGNETZ • SINTEG New 4.0: ENKO • SINTEG WindNODE: Flexibilitätsplattform	• Agregio • AutoGrid • Crowd Charge • e2m • Entelios • ev.energy • Innowatio • Jedlix (VGI) • Kaluza • Limejump • Newmotion • Next Kraftwerke • NextFlex (ENGIE) • NUVVE • Open Energi • Powerhouse • Resilience Energy • REstore • Sonnen • Upside Energy • Urban Chain • Voltalis • Yuso
Market data				
• Atrias • ECCo SP • Elhub (from Statnett) • CROSSBOW: Wide Area Monitoring Awareness System				
Meter data				
• DataHub from Fingrid • Energinet DataHub • EDA Flex • EDSN • Elhub (from Statnett) • Estfeed • MRSO • SIMEL				

Regulated domain

Commercial domain

Quelle: Frontier Economics

Regulated domain
Quelle: Frontier Economics

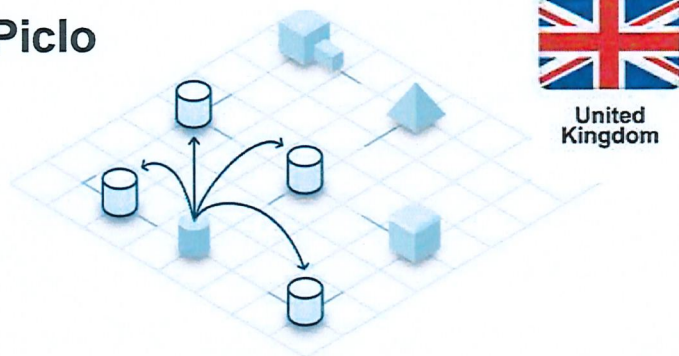
Commercial domain



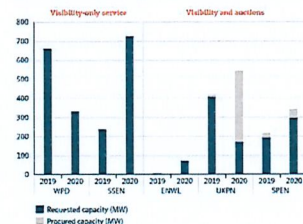
Digitale Plattformen für verbesserte Flexibilitätsnutzung

Beispiele

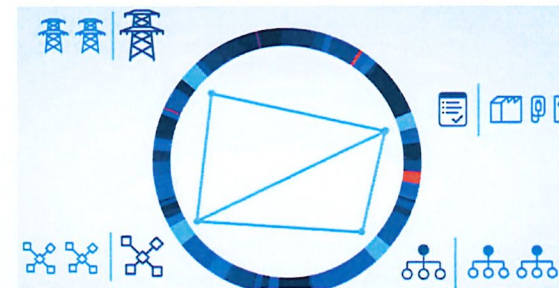
Piclo



- Nutzung durch verschiedene Netz- und Systembetreiber in GB.
- Über 300 Flexibilitätsanbieter
- Über 10 GW flexible Kapazität
Bereits 1200+ Ausschreibungen



Equigy



<https://equigy.com/>

- «Equigy» wurde gegründet durch Swissgrid (CH), Tennet (DE/NL) and Terna (IT).
- Eine Crowd Balancing Plattform für den Primärregelleistungsmarkt.
- Nutzt Internet-of-Things und Blockchain für vereinfachte Transaktionen von vielen kleinen Speichereinheiten.

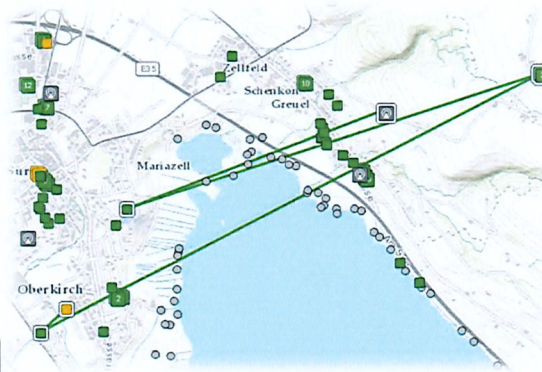
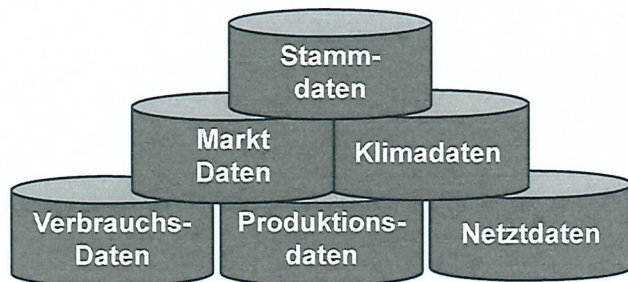


<https://www.piclo.energy/>

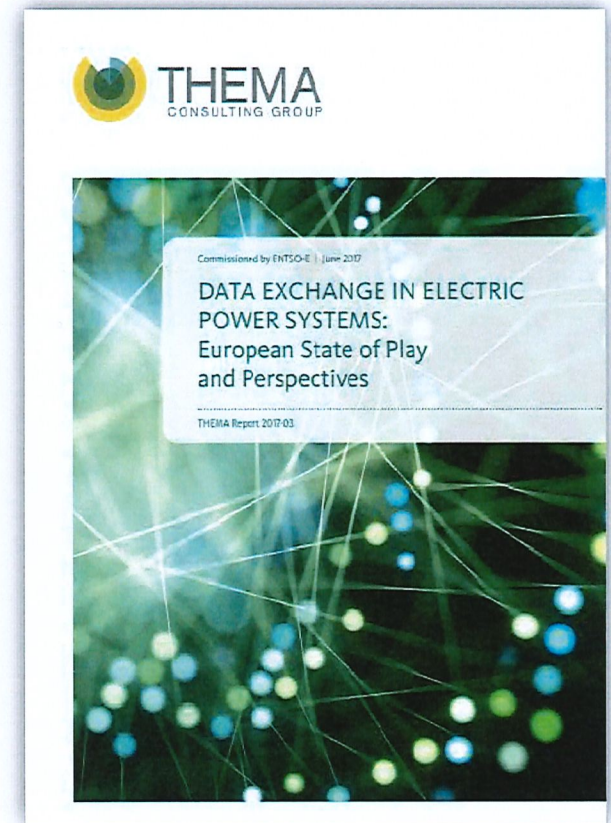
Trends der Energiewirtschaft wichtig für die Nutzung von Flexibilität: Sensoren und Daten

- Smart Meter Rollout bis Ende 2027: 80% Schweizer Netzknoten sollen mit Smart Meter ausgerüstet sein. Heute sind es ca. 20%.
- Diese Daten können durch Data Analytics und Datahub strukturiert und einfach nutzbar werden.
- Es besteht aktuell in der Schweizer Energiewirtschaft noch eine grosse Fragmentierung der Systeme mit vielen Schnittstellen. Viele Daten / Informationen sind nicht verfügbar: z.B. Verbrauch, Flexibilitätspotential, etc.

Eine Klassifizierung der Energiedaten



Smart Meter Solution | CKW

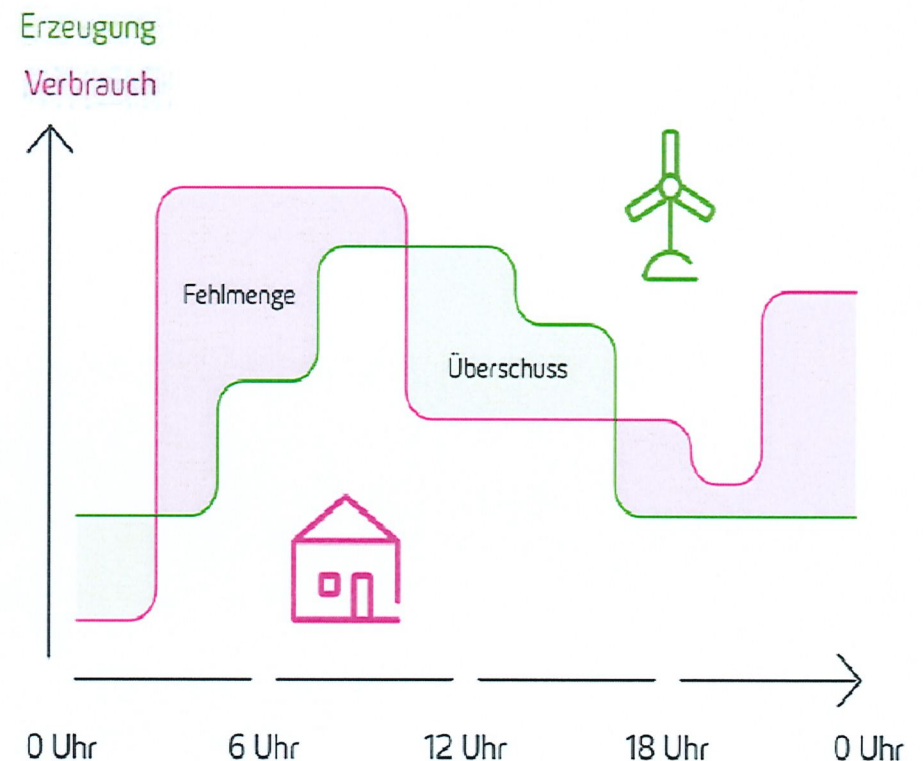


Die Zukunft der Flexibilitätsnutzung in der Schweiz

Revision Stromversorgungsgesetz

Derzeit ungenügende Voraussetzungen für Flexibilitätsmarkt:

Keine klaren Inhaberrechte der Flexibilität und keine Regelungen zum sinnhaften Einbezug von Flexibilität in Netzplanung (inkl. Abregelung) und Strommarkt.



Grundregelungen Flexibilitätsmarkt Schweiz

Art. 17^{bis} Nutzung von Flexibilität

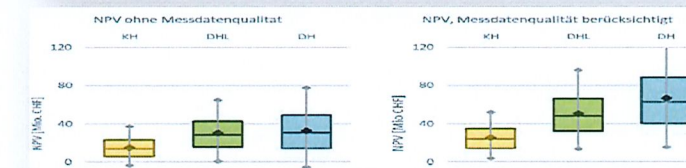
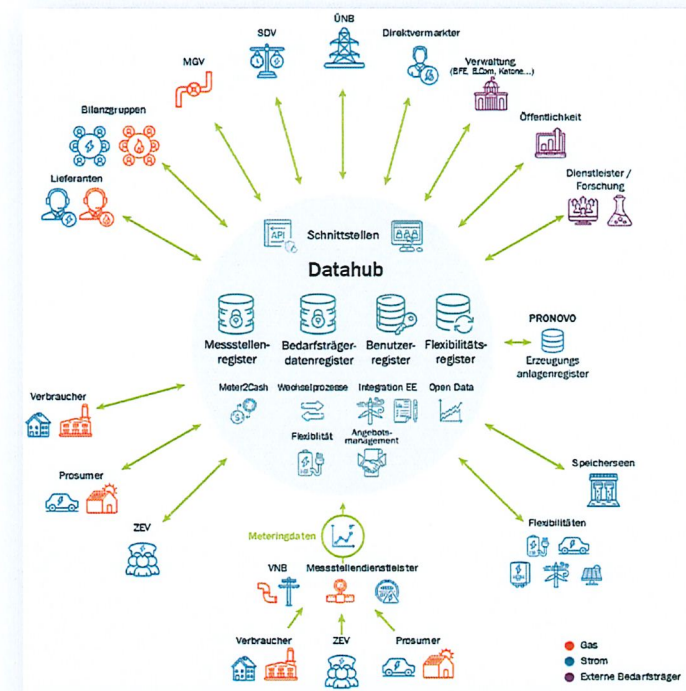
- Endverbraucher, Speicherbetreiber & Erzeuger sind Inhaber Flexibilität, die mit Steuerbarkeit des Bezugs, Speicherung oder Einspeisung verbunden sind. Nutzung durch Dritte via Vertrag.
- Netzdienliche Nutzung VNB: Einheitliche Vertragskonditionen bei Last bzw. Erzeugung. Bei Flexibilitäten mit grosser Netzdienlichkeit individualisierte Verträge möglich.
- Flexibilitätsnutzung ist in Netzplanung einzubeziehen.
- Angemessene Vergütung bei Abregelung Einspeisung & überbrückungsweise Nutzung. Bei unmittelbare erhebliche Gefährdung kostenlose Nutzung.
- BR legt pro Erzeugungstechnologie abregel- oder steuerbaren Anteil an der garantierten Nutzung fest. Missbrauchsaufsicht durch ElCom.



Datahub als Stromdatenaustauschplattform Schweiz

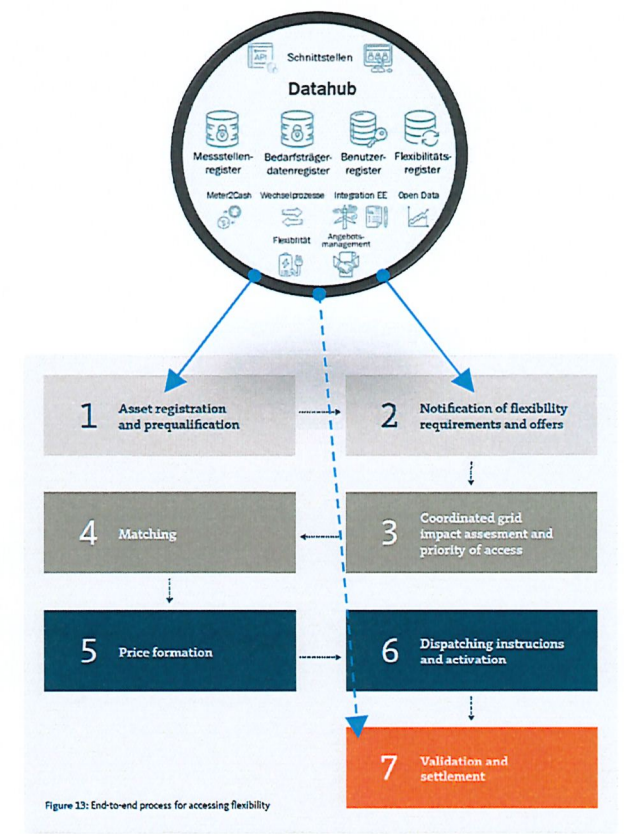
Art. 17^{ter} ff. Datenaustausch über Datenregister

- Austausch von Mess- und Stammdaten über zentrales Datenregister für I) Wechselprozesse, II) Netz-, Energie-, Messkosten, III) Prognose bei Bilanzmanagement, IV) Erfassung HKN.
- Stammdaten zentral gespeichert. Messdaten werden geroutet. Zentrales Stammdatenmanagement.
- Erweiterung Funktionalitäten möglich in Bezug auf I) Analyse Qualität Datenaustausch, II) Speicherung Messdaten, III) Bekanntgabe Datenaggregate für Forschung, Versorgungssicherheit, Stärkung Wettbewerb und Energiedienstleistungen.
- Gewährleistung Datenportabilität.
- Governance möglichst neutral. Unabhängig von Energiewirtschaft. Schweizerisch beherrscht. Nicht gewinnorientiert. Sitz Gesellschaft Schweiz.



Einordnung Zusammenhang Datahub Schweiz und Flexibilitätsplattformen

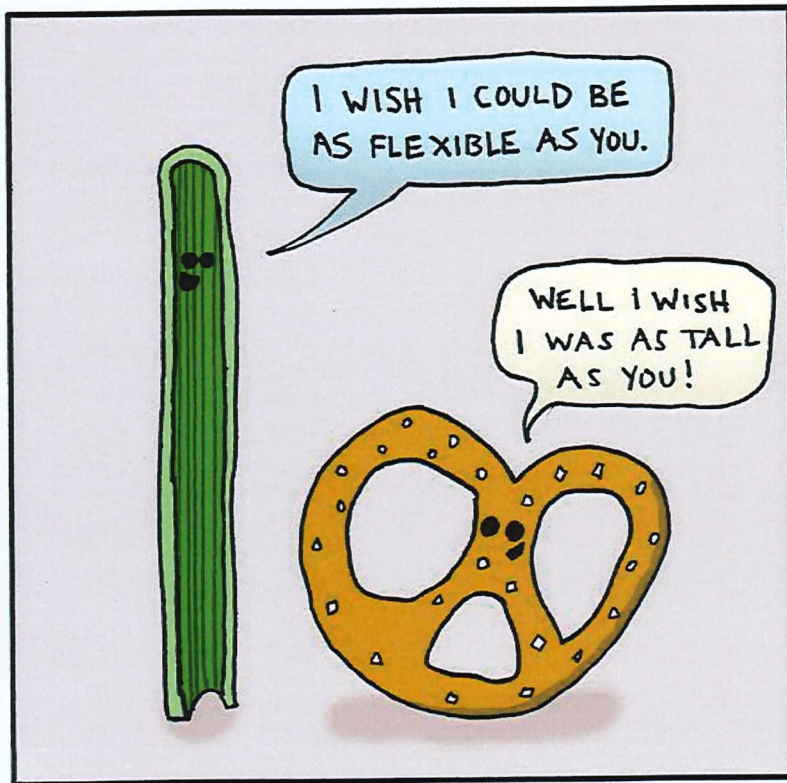
- Datahub Schweiz keine Flexibilitätsplattform im eigentlichen Sinne sondern ein Enabler für den Flexibilitätsmarkt.
- Stammdaten zu Flexibilität können zentral vorgehalten und einfach verfügbar werden, sodass Registrierung auf unterschiedlichen Flexibilitätsplattformen automatisiert werden kann.
- Nationales Asset-Registry / Flexibilitätsregister unterstützt Digitalisierung, Automatisierung und reduziert Transaktionskosten.
- Messdaten zu Validierung können über Datahub wie Messdaten zu Stromverbrauch / -produktion geroutet werden.
- Dienstleister, Aggregatoren und Drittplattformen erhalten einfach Zugang zu wichtigen Informationen. Präqualifikationen können ggf. gespart werden.
- Transaktionskosten werden reduziert und Flex-Markt dynamisiert.



Herausforderungen und Ausblick

- Digitale Plattformen bieten grosses Potential zur Nutzbarmachung von (kleinteiliger) Flexibilität im Energiesystem.
- Europaweit wachsen zunehmend digitale Flexibilitätsplattformen oft unterstützt durch staatliche Förderungen der EU-Kommission.
- Der Flexibilitätsmarkt in verschiedenen Ländern dynamisiert sich zusehends aufgrund Digitalisierung und Automatisierung.
- Schweiz im Vergleich noch eher rückschrittlich durch fehlende Marktöffnung und fehlenden Wettbewerb, fehlende Anreize/Druck im Netzbereich und fragmentierte, kaum funktionale Dateninfrastruktur.
- Flexibilitätsregulierung und nationaler Datahub bieten grosse Potentiale, den Flexibilitätsmarkt in der Schweiz zu dynamisieren.
- Daten und Digitalisierung, Smart Meter und andere Sensoren zwingend nötig für Abrechnungen, Validierungen und Koordination.





HERZLICHEN DANK

Flexibility markets to accelerate the energy transition

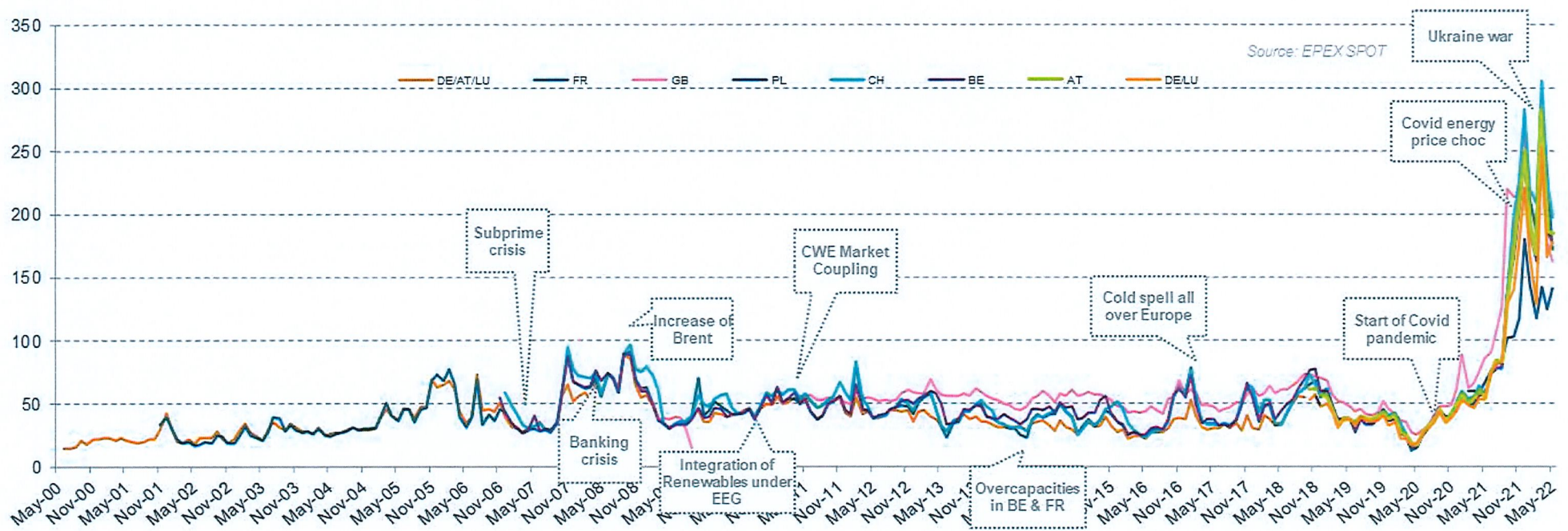
Davide Orifici

Director Public and Regulatory Affairs, EPEX SPOT SE

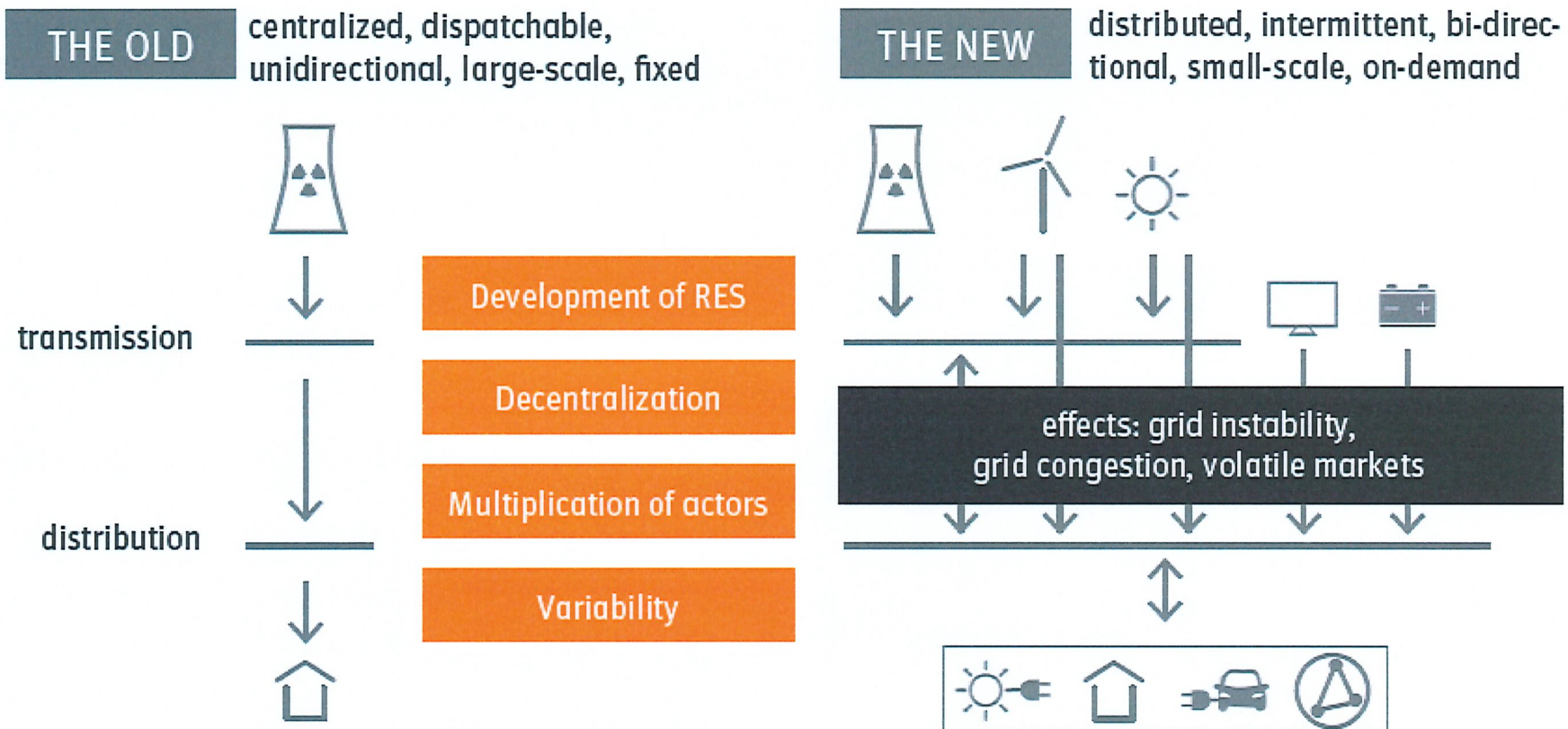
St. Gallen Conference on Flexibility Platforms

15 September 2022, St. Gallen, Switzerland

An exceptional context triggered by tensions on the gas market...
likely to last for a bit longer



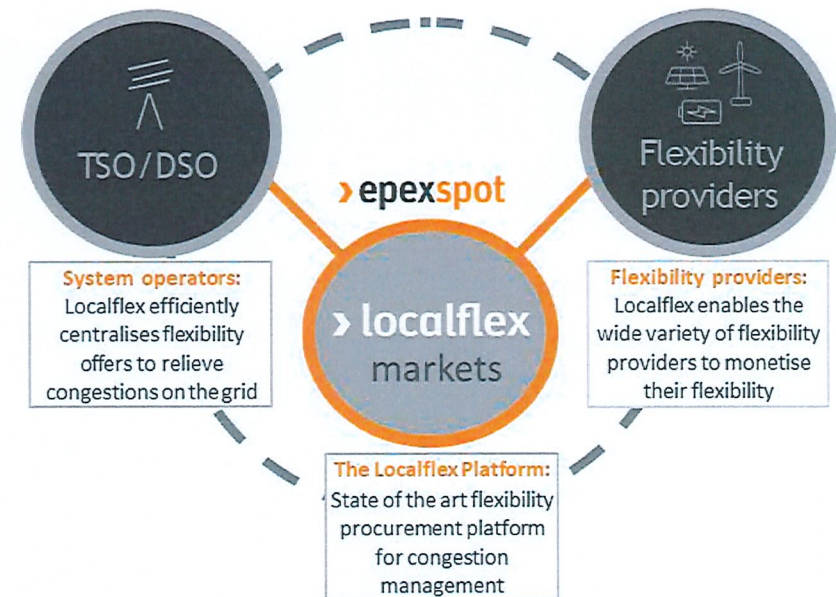
Flexibility is the only solution in the short term and a necessary condition for the long term



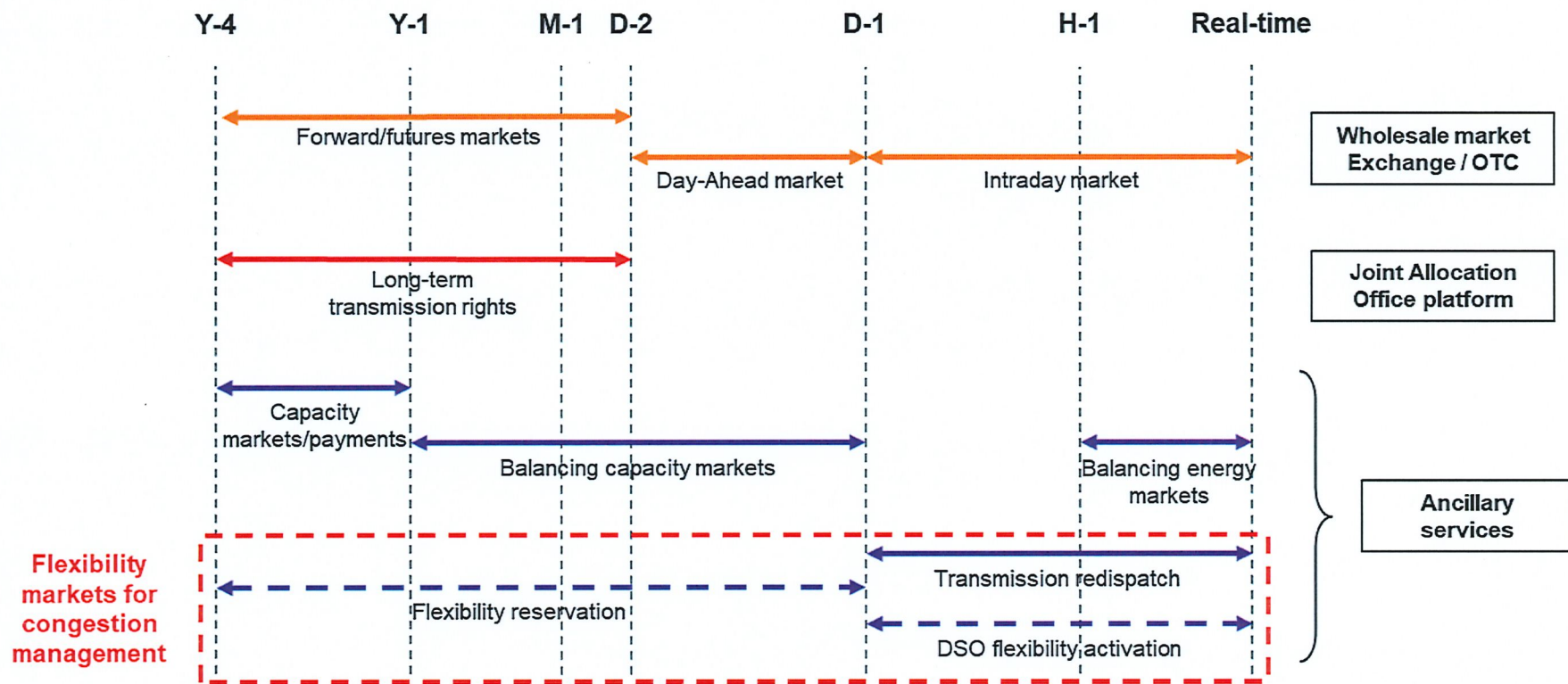
Local flexibility markets create the right economic space for the development of flexibility

Local flexibility markets are about the implementation of a **market mechanism** to:

1. **Efficiently centralize** localized physical flexibility **where and when needed**
2. Facilitate grid-oriented **TSO/DSO coordination and optimization**
3. Foster the **development of new decentralized flexibility sources**



Local flexibility markets are complementary to the landscape of European electricity markets & services



The emergence of market platforms is a key enabler for the development of local flexibility markets

Emergence of market platforms

Market platforms and neutral market operations for flexibility markets are key to:

- (1) ensure a level-playing field and easy market access for all market participants and all flexibility technologies
- (2) foster innovation and new product development for congestion-management

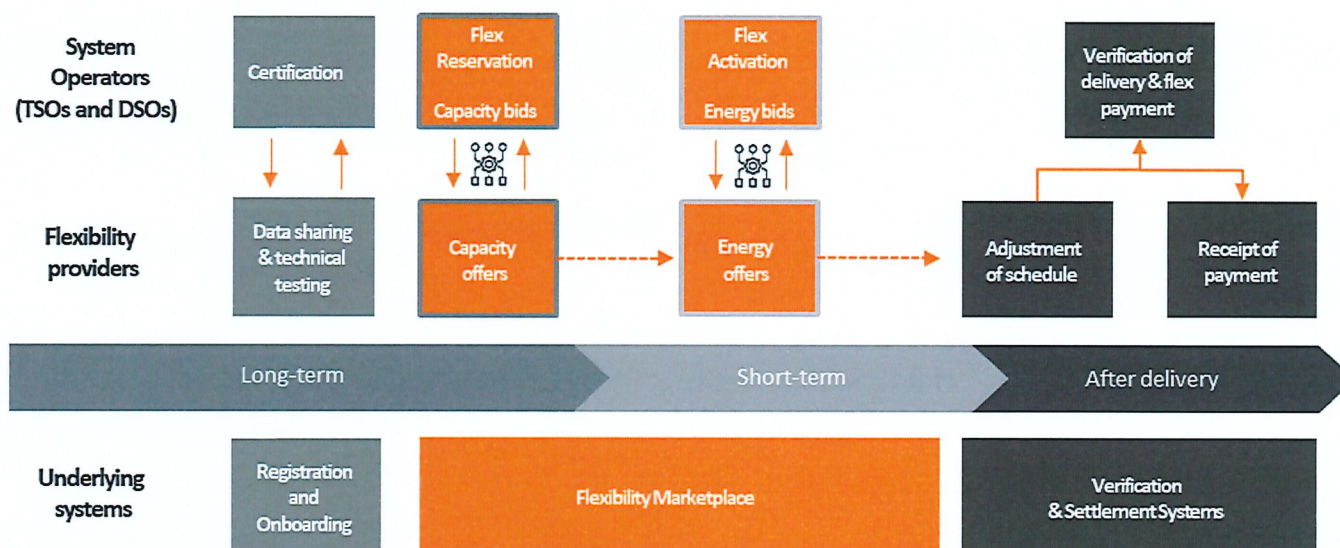
EPEX SPOT'S RECOMMENDATIONS FOR A DECARBONISED ELECTRICITY SYSTEM

June 2022
Paris

Important principles for a flexibility market:

Transparency – Open to all technologies – Harmonized products – Platform synergies

Neutral market operation – Price signals for flexibility – Contractual framework



The right incentives must be put in place for System Operators to procure flexibility and optimize costs

TSO and DSO incentives

The regulatory framework of the Clean Energy Package states clear guidelines for:

- **Market-based redispatch (TSO)**
- **DSO procurement of flexibility to optimize grid investments**

1. **Strong paradigm shift for DSOs.** Explicit flexibility use instead of full grid reinforcement.
2. **New incentives** are needed for the DSOs to procure flexibility such as the TOTEX (total expenditure) approach.
3. **Renewed processes** must be built for **TSO-DSO coordination** to utilize the limited pool of flexibility in the most efficient way across different voltage levels.

Several studies show the benefits of using flexibility at a local level in terms of grid investment and operations costs.

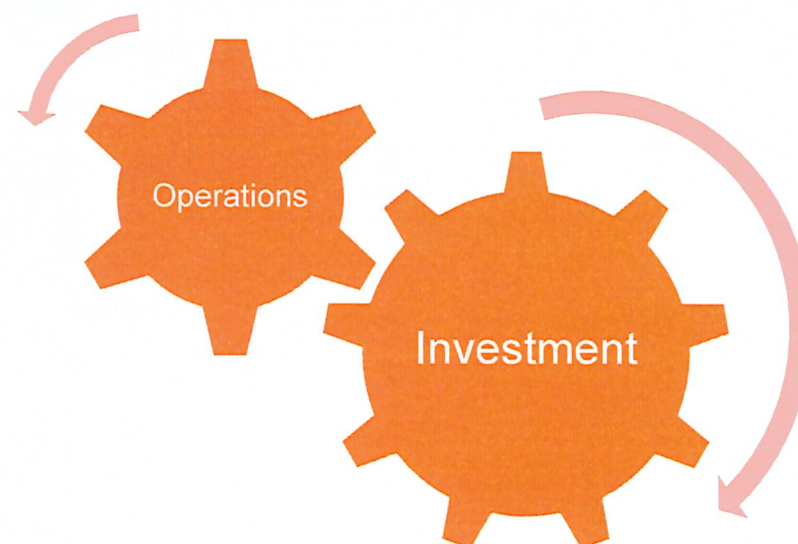
How to create the right incentives for System Operators to use flexibility?

➔ The **TOTEX approach** (Capital expenditure + Operational expenditure) is a promising way forward (already implemented in the UK incentive regulation).

This approach allows the implementation of a more economically efficient balance between:

- a) **Long-term investments** in the grid (engineering, reinforcement, ...)
- b) **Short-term grid operation costs** (pro-active grid management, flexibility use)

... which can yield high welfare benefits for the end consumers.



Local flexibility markets in practice at EPEX SPOT – past and current initiatives



The enera project

The enera project aimed at finding an efficient solution to improve the integration of renewable energy sources in Germany. A short-term flexibility market has been demonstrated by EPEX SPOT from February 2019 to June 2020.

1 TSO, 2 DSOs, 6 flexibility service providers, 360+ MW, 3000+ orders submitted



The EPEX - GOPACS partnership

GOPACS and EPEX SPOT will cooperate to utilize more flexible power in the Dutch national electricity grid. Both parties have entered into an agreement committing to establishing a connection between the EPEX market platform and the GOPACS platform. GOPACS is the coordination platform for Dutch grid operators that allows them to reduce congestion in the electricity grid.

Go-live expected in the first half of 2023!

The Localflex market platform

EPEX SPOT's Localflex market platform is a new solution to implement local flexibility markets and support an efficient flexibility procurement by System Operators. It features:

- An end-to-end flexibility procurement value chain covering both Long-term and Short-term flex products
- A unique TSO & DSO vertical coordination process

New projects to be announced shortly!



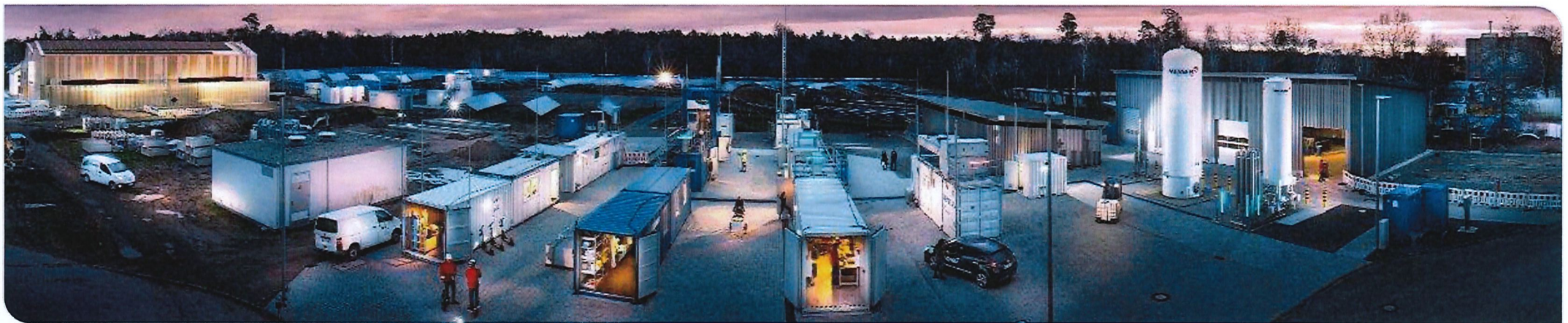
Thank you for your attention!

Any questions?

Modellier-, Simulations- und Optimierungsverfahren für Spannungsübergreifende Flexibilität

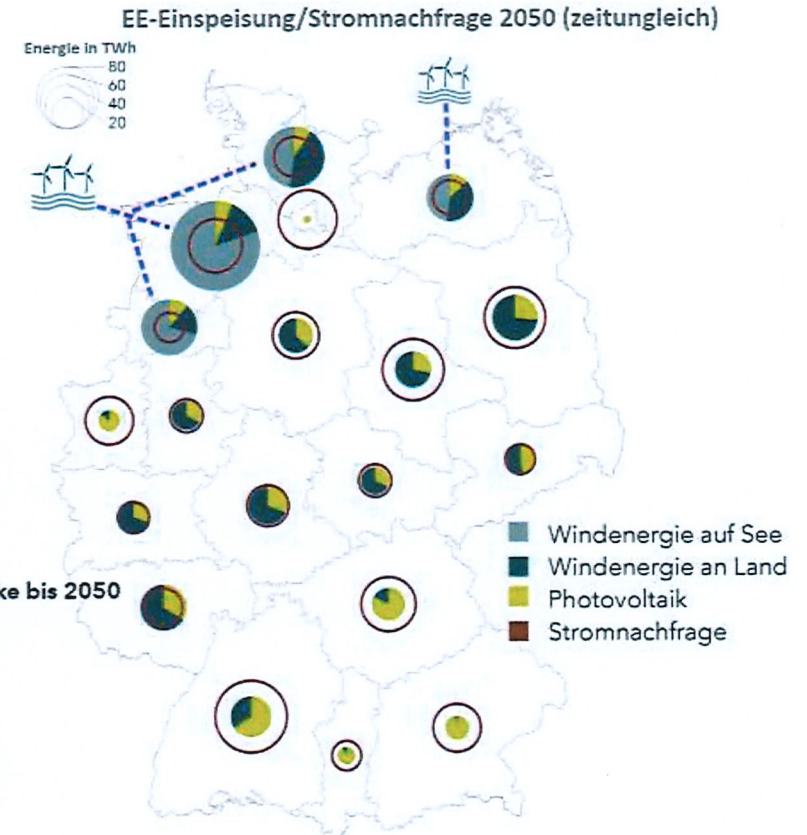
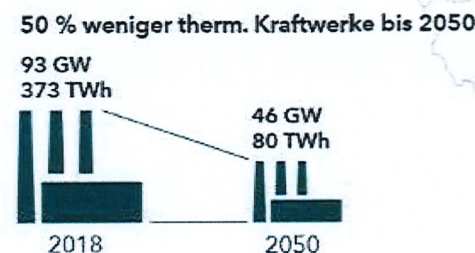
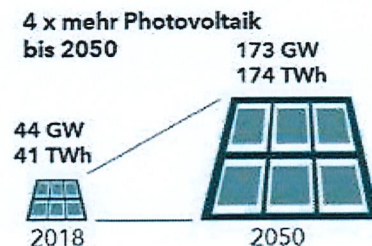
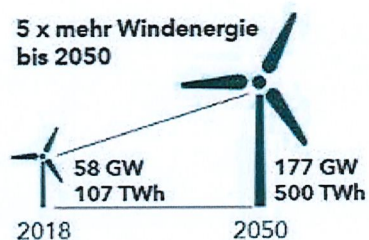
Prof. Dr. Veit Hagenmeyer

Institut für Automation und angewandte Informatik



Netzentwicklung bis 2050

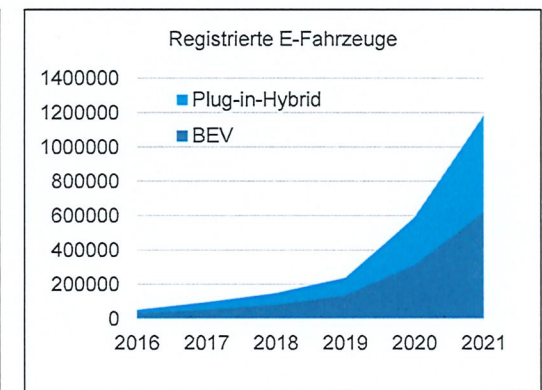
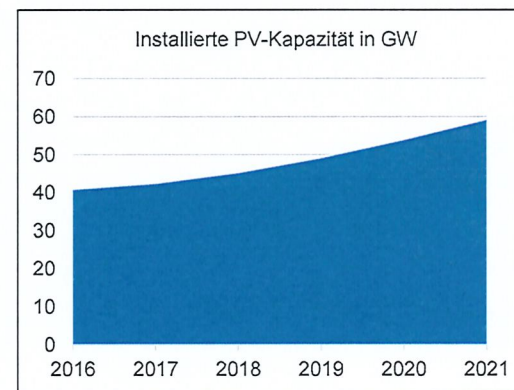
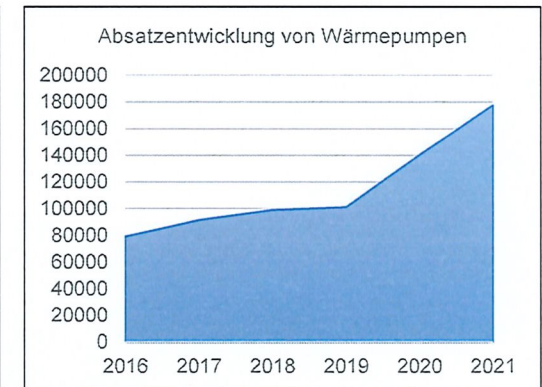
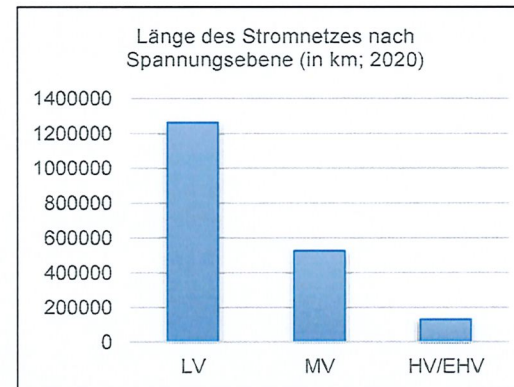
- Erzeugungsdefizit in BaWü steigt von 8 TWh in 2018 auf rund 60 TWh in 2050 an
- Massiver Ausbau von Windenergie und Photovoltaik (80 % EE-Anteil an der Netto-Stromnachfrage)
- Kritischer Engpass „Nord-Süd-Korridor“



Quelle: TransnetBW - energysystem2050.net

Netzentwicklung im Verteilnetz

- Elektrizität wird zur primären Energiequelle
- Massiver Photovoltaik-Ausbau im Koalitionsvertrag im Bund
 - Bis 2030 200 GW PV-Leistung installiert
- Photovoltaikpflicht in Baden-Württemberg
 - Für Neubauten im Wohnbereich (ab 1.5.22), für grundlegende Dachsanierungen (ab 1.1.23)
 - Modulfläche der PV-Anlage = Min. 60% der Dachfläche
- Steigende Anzahl von Wärmepumpen
- Steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen
- Energiesystem der Zukunft, das zu 100% auf volatilen erneuerbaren Energien basiert
→ **All Electrical Society (AES)**



Quellen: waermepumpe.de, volker-quaschnig.de, adac.de, statista

Flexibilität - Netzstabilität - Versorgungssicherheit

BNetzA: Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen

IRENA: Die Flexibilität eines Stromnetzes ist die Fähigkeit, die Schwankungen und Unwägbarkeiten von Angebot und Nachfrage über alle relevanten Zeiträume hinweg zuverlässig und kosteneffizient zu bewältigen



Übersicht

EnergyLab 2.0 – ein Reallabor am KIT

Versorgungssicherheit in Übertragungsnetzen

- Netzanalyse zur Versorgungssicherheit in Übertragungsnetzen
- Flexibilitätsoptionen am Beispiel von HVDC, PSW, Hybrid-Booster

Flexibilitätpotenziale in Verteilnetzen

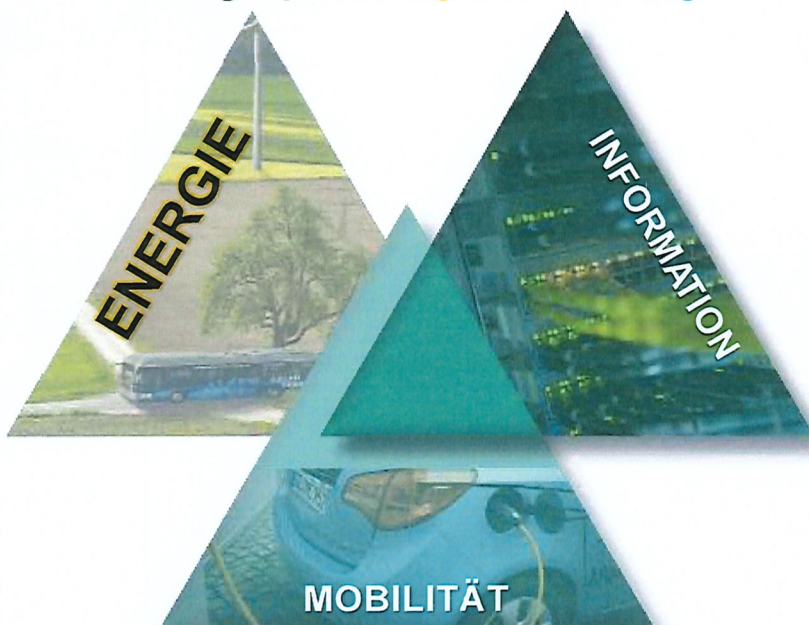
- Erwartete Netzungpässe im Verteilnetz
- Schaffung von Flexibilitäten mit innovativen Konzepten: DSM, Ladestrategien für Elektroautos, DC-Netze, LRDF, Energiepakete, Energiesystemkopplung

Das Karlsruher Institut für Technologie



Das Karlsruher Institut für Technologie

Erneuerbare Energien Energieumwandlung
Effiziente Energienutzung Energiesystemanalyse
Fusionstechnologie Nukleare Sicherheitsforschung
Energiespeicherung und -verteilung



Große Forschungsinfrastrukturen am KIT



Akustik-Allrad-Rollen-Prüfstand



KARA Synchrotron Radiation Facility



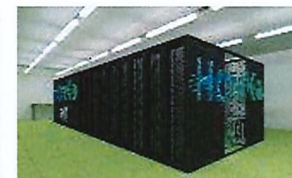
Biomass to Liquid (bioliq®)



EnergyLab 2.0



European Zebrafish Resource Center



Forschungshochleistungsrechner



Grid Computing Centre (GridKa)



Karlsruhe Nano Micro Facility (KNMF)



Karlsruhe Tritium Neutrino Experiment



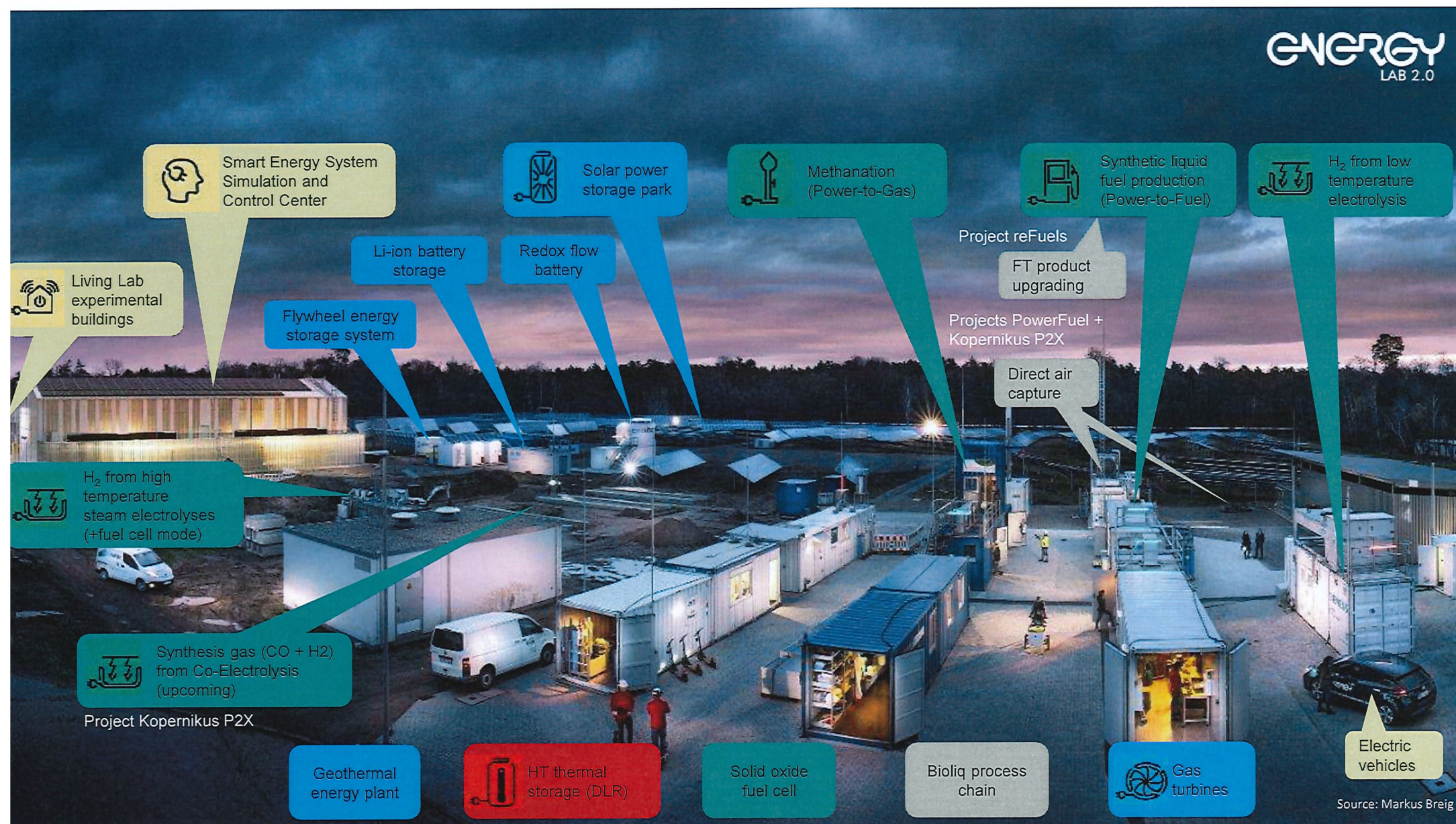
Theodor-Rehbock-Flussbaulaboratorium



Vehicle Efficiency Laboratory



WolkenkammerAIDA



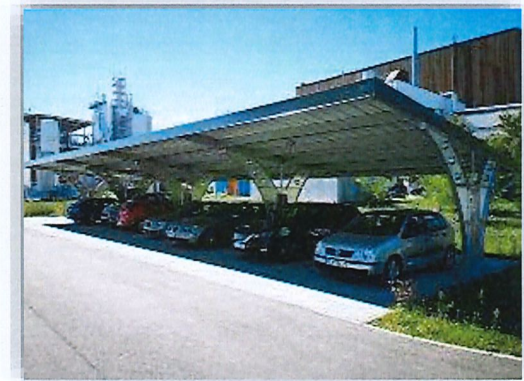
Großskaliges Testlabor im EnergyLab 2.0



Busbar Switching Matrix



Smart Energy System Simulation & Control Center



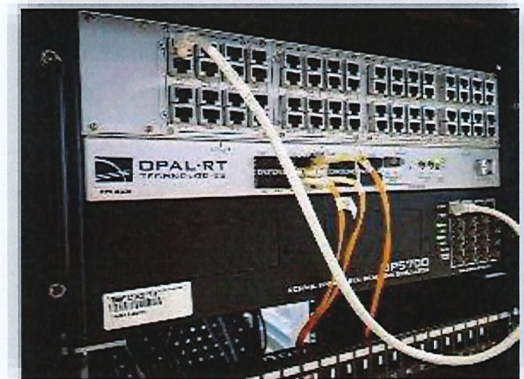
PV, Ladestation & Elektrofahrzeuge



Echtzeitsimulatoren (RTDS)



Living Lab Experimental Buildings



Power Hardware-in-the-Loop (PHIL)

Forschungsprojekt „DiglPlat“



Beitrag des KIT-IAI

- Erstellung und Bereitstellung von Netzmodellen des Übertragungsnetzes für die DACH-Region
- Methoden zur Erstellung umfangreicher generischer sowie detaillierter Verteilnetzmodelle für ausgewählte Regionen
- Erstellung einer Simulationsplattform mit externem Zugriff auf die umfangreichen Netzmodelle des KIT-IAI
- Kopplung der Simulationsplattform mit Flexibilitätsplattformen für die Untersuchung von Flexibilitätspotenzialen
- Modellierung und Simulation der gemeinsamen Beschaffung von standardisierter Flexibilität durch Analyse von Netzeinschränkungen und Durchführung von Redispatch



Vom Europäischen Transportnetz zum Verteilnetz

Stromnetz DE im ENTSO-E CE Verbundnetz

- CE-Netz: $P_{\max} \sim 300$ GW
- DE: $P_{\max} \sim 82$ GW
- 2022: 27 (32) TSOs (+Türkei, N-Afrika)

Koppelleitungen DE $\leftrightarrow$ Nachbarländer

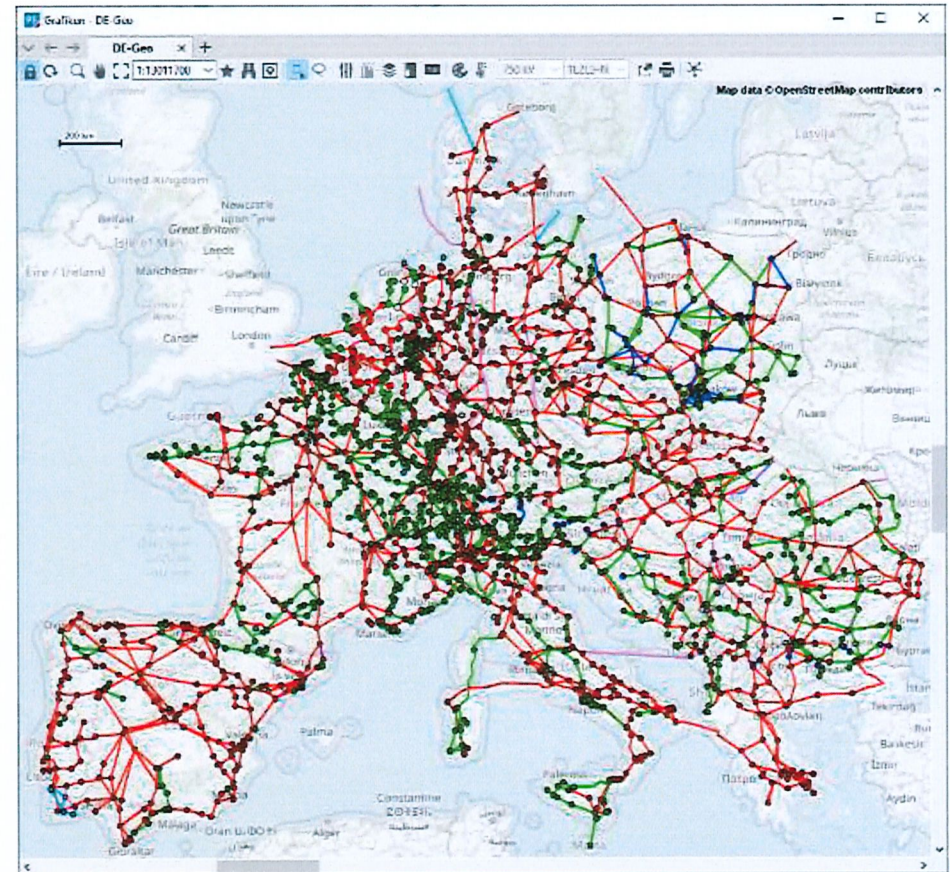
- 69 Interkonnektoren (AC, DC)
- Max. Austauschleistung DE:
2022: ~ 70 GW $\rightarrow$ 2030: ~ 85 GW

HGÜ Projekte (HansaLink, NeuConnect)

Geplante Neu-Synchronisation von TSOs in das CE-Netz

- Baltikum 2022/2023 (3 TSOs)
- Ukraine 2023, **Notsynchronisation März 2022**

Re-bundling: Integration Netze verschiedener Betreiber (ÜNB, VNB) und aller Spannungsebenen



PowerFactory-Modell CE-Netz (Kühnappel, KIT), ENSURE-2, ENTSO-E

Übertragungsnetz Deutschland

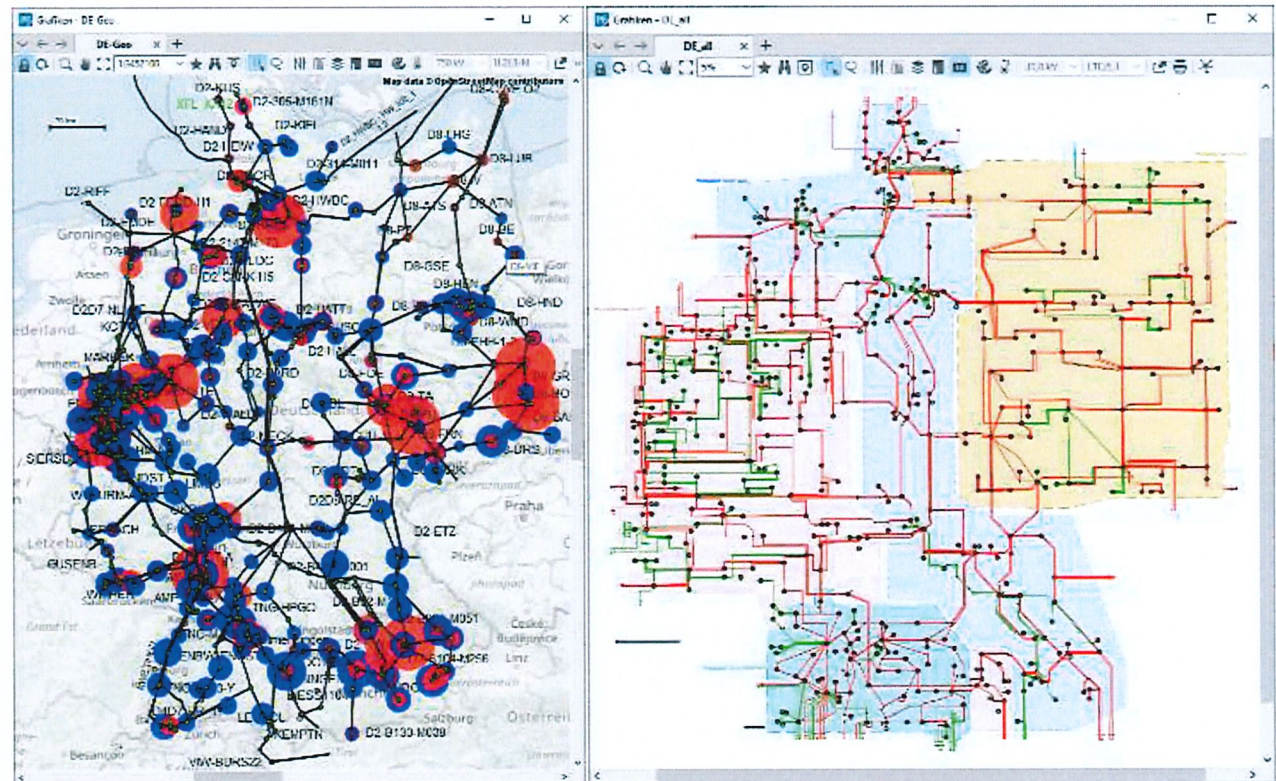
Beispiele für Untersuchungen zur Versorgungssicherheit

Beispiel 1

- Zone D21 (SH), TenneT
- Hoher WK-Erzeugung On- bzw. Offshore (heute $P_{\max, WK} \sim 8 \text{ GW}$)
- Max Verbrauch ca. 2 GW
- $P_{\max, HGÜ} = 6 \text{ GW}$ ($2 \times 2 + 1,4 + 0,6$)

Ziele für Netzbetrieb

- Minimierung Re-Dispatch
- Maximaler Transfer der WK-Leistung über **HGÜ-Strecken nach Süden** (SuedLink A,B) und Skandinavien (NordLink, BalticCable)



PowerFactory-Modell Ausschnitt CE-Netz, Region DE CE-Netz (Kühnapfel, KIT), ENSURE-2, ENTSO-E

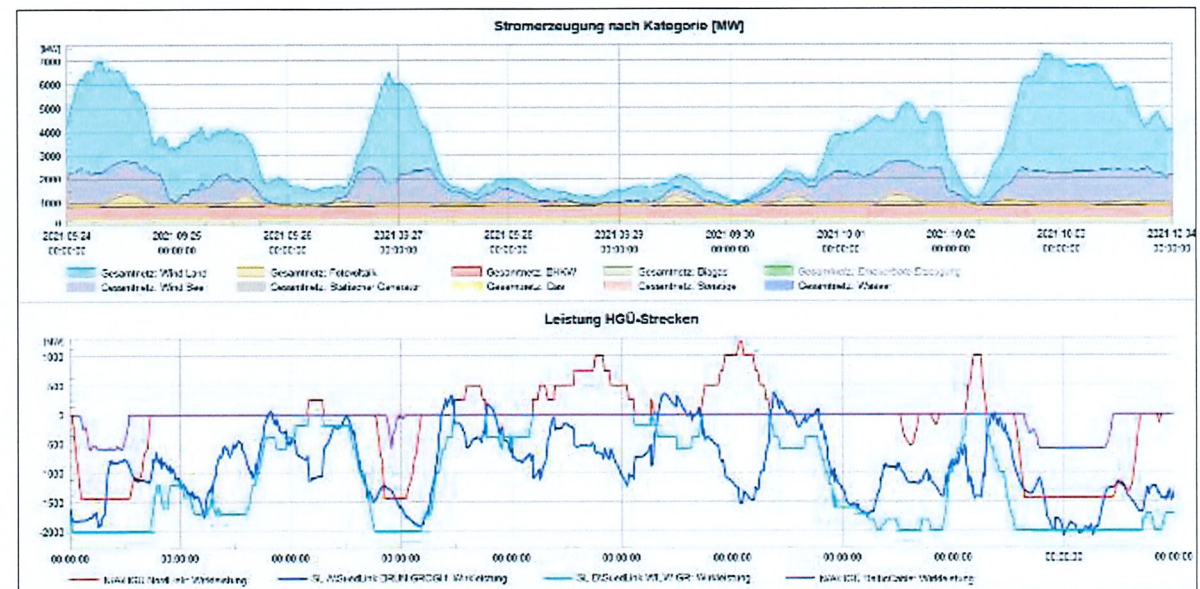
Übertragungsnetz Deutschland

Ergebnis Beispielstudie 1

- Ziele weitestgehend erreichbar ✓
- Grid-Code wird eingehalten ✓
(ΔU , $I_{\max}$), aber nur wenn alle HGÜ verfügbar!

Problem

- Augenblickliche Planung sieht Inbetriebnahme von SüdLink A-B erst im Jahr 2026 vor
- Weiterer Ausbau von Onshore-WK in SH bis auf 10 GW geplant (2030).
- Power-to-X Anlagen bieten Möglichkeit zur Verwertung



Quasi-Dynamische Lastfluss-Simulation 2020 mit

- realem 10-Tage Wettergeschehen: 24.9. – 4.10.
- 3 Tage wenig Wind (27.9. – 30.9.)
- Durchzug von 4 Frontsystemen

Übertragungsnetz Baden-Württemberg

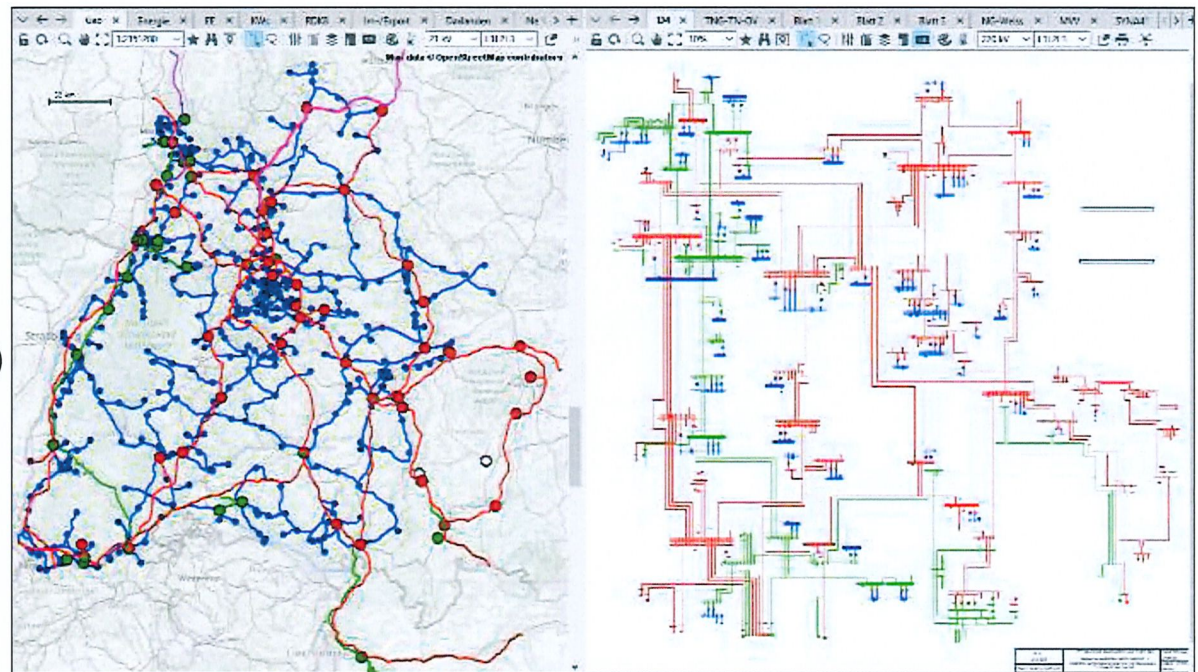
Beispiele für Untersuchungen zur Versorgungssicherheit

Beispiel 2

- Zone D4 (BW), TransnetBW
- Geplanter Ersatz von Grundlast-KW (Nuklear, Steinkohle) 2019 - 2030, Größenordnung 8 GW
- Max. Last in BW heute: ca. 11 GW
- Hoher Anteil PV-Anlagen ($P_{\max}$: 4,5 GW)
- **Stabilisierung durch 2 HGÜ-Strecken (ULTRANET, SuedLink A)**

Ziele für Netzbetrieb

- Versorgungssicherheit
- Geringer Re-Dispatch (PV)



PowerFactory-Modell Baden-Württemberg (Übertragungsnetz plus 110 kV Verteilnetz)
Varianten: 2022, 2026+ (Kühnapfel, KIT)

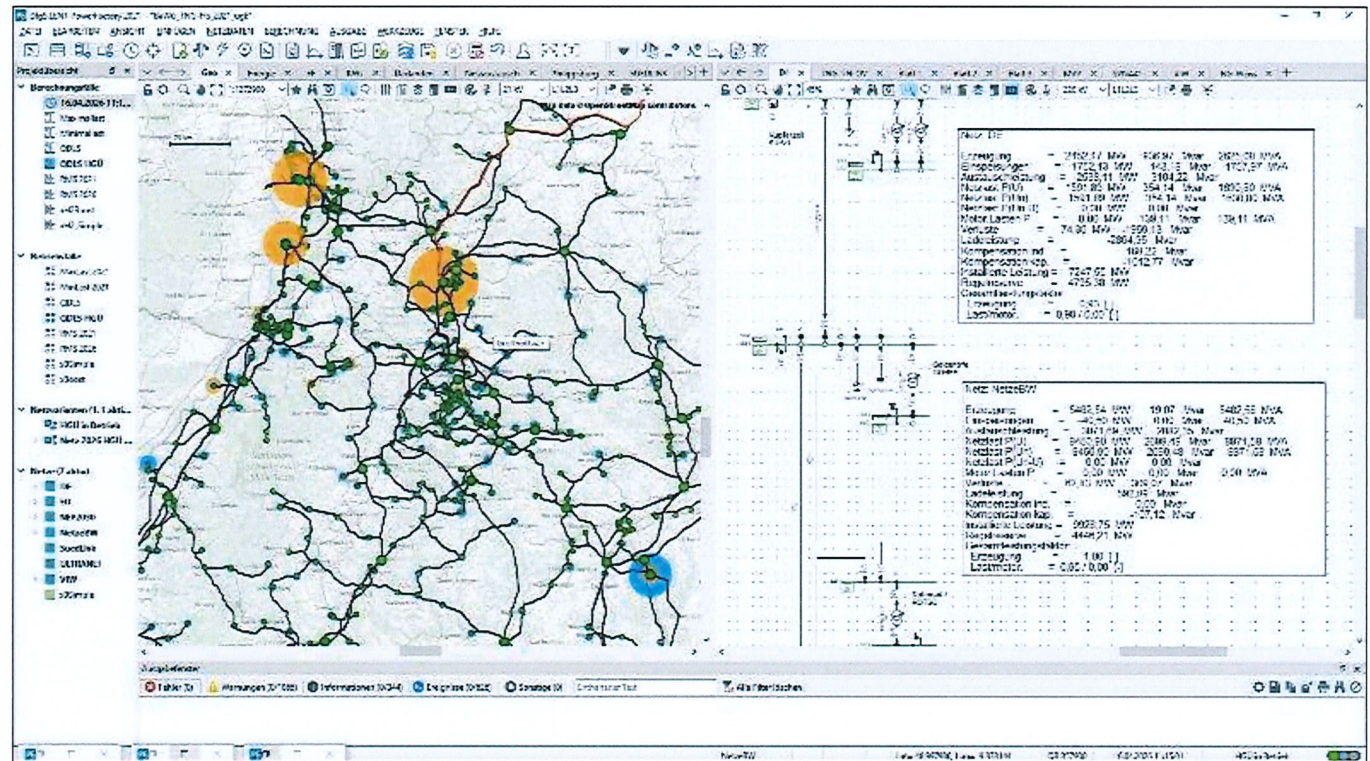
Übertragungsnetz Baden-Württemberg

Beispiele für Untersuchungen zur Versorgungssicherheit

Lastfluss Analyse für die Beispielstudie 2026 (BW)

Untersuchung

- Last- und Erzeugungsprofile
- Anteil EE-Erzeugung [%]
- Im-/Export mit F-CH-A [MW]
- Kraftwerkseinsatz D4, D76
- Erzeugung BW mit D76



Lastfluss Simulation für Beispielstudie 2026 (BaWü) für 16.04.2026 11:15 Uhr

Übertragungsnetz Baden-Württemberg

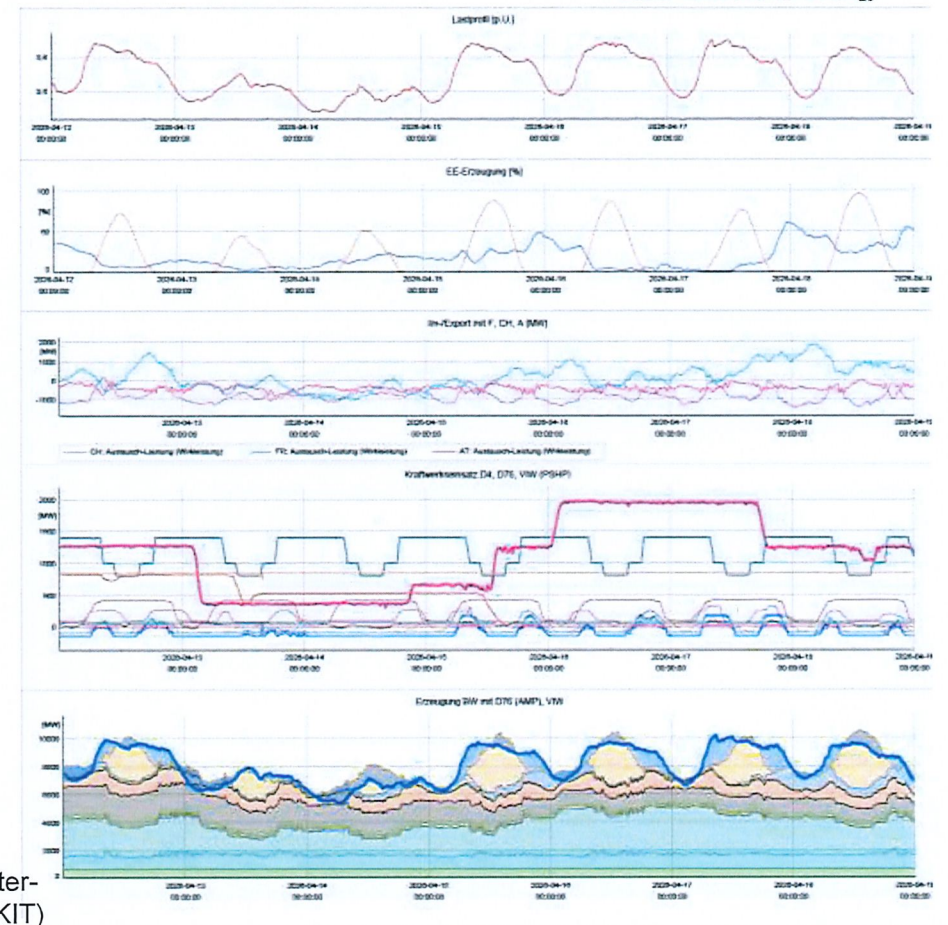
Ergebnis Beispielstudie 2026 (BaWü)

- Ziele mit 2 HGÜ erreichbar (ab 2026) ✓
- Grid-Code wird eingehalten (ΔU , $I_{\max}$) ✓
- **Pumpspeicher-KW** und NG-KW gleichen notwendige **Regelleistung** des hohen $\Delta P / \Delta t$ der PV-KW am Morgen und am Abend aus

Probleme

- Inbetriebnahme von ULTRANET und SuedLink A erst 2026. Weitere HGÜ geplant (Niedersachsen ↔ Altbach)
- EnBW: Ersatz der HKW Heilbronn, Altbach, S-Münster, RDK7 durch NG-KW (Ziel: Betrieb mit grünem H₂) als Übergangstechnologie.
- Erdgas-Versorgung durch Ukraine-Konflikt gefährdet.

QDSL-Simulation 19.4.-25.4.2026 mit realem 7-Tage Wettergeschehen und Lastprofil 2019 (vor Corona) (Kühnapfel, KIT)



Pumpspeicherwerke für die Energiewende

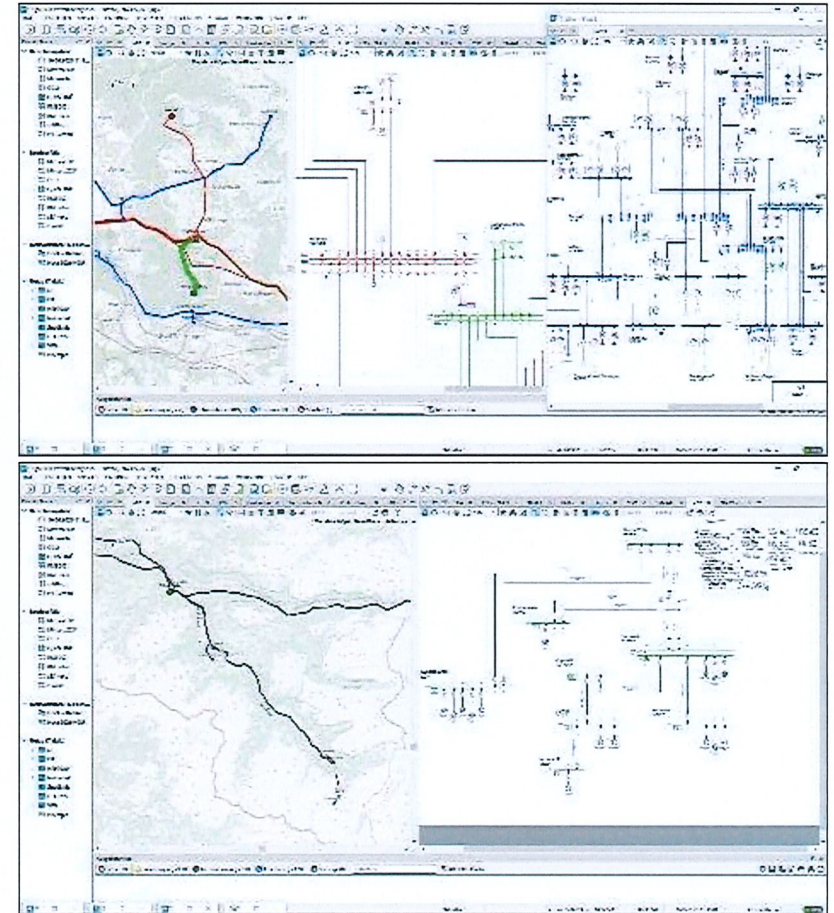
Vorhandene PSW Kapazitäten

In Regelzone D4 (TransnetBW) 3,7 GW PSW-Leistung:

- PSW im Südschwarzwald mit 1,7 GW Maximalleistung im Turbinenbetrieb ins 110kV-Netz
- VIW (Vorarlberger Illwerke) mit 2 GW auf 220kV-Ebene

Vorteile

- Schwarzstartfähigkeit
- KW mit hoher Dynamik (von 0 auf 100% in 30 Sekunden)
- Für den Maximalausbau der EE in Deutschland wird eine erforderliche Dynamik in den Regelzonen DE mit Lastrampen von ca. 7 Gigawatt pro 15 min, andere Quellen bis 700 MW pro min, prognostiziert
- Anstieg und Abfall der PV-Leistung morgens und abends. z.B. Sonnenfinsternis 2015, mit geringerem PV-Ausbau.

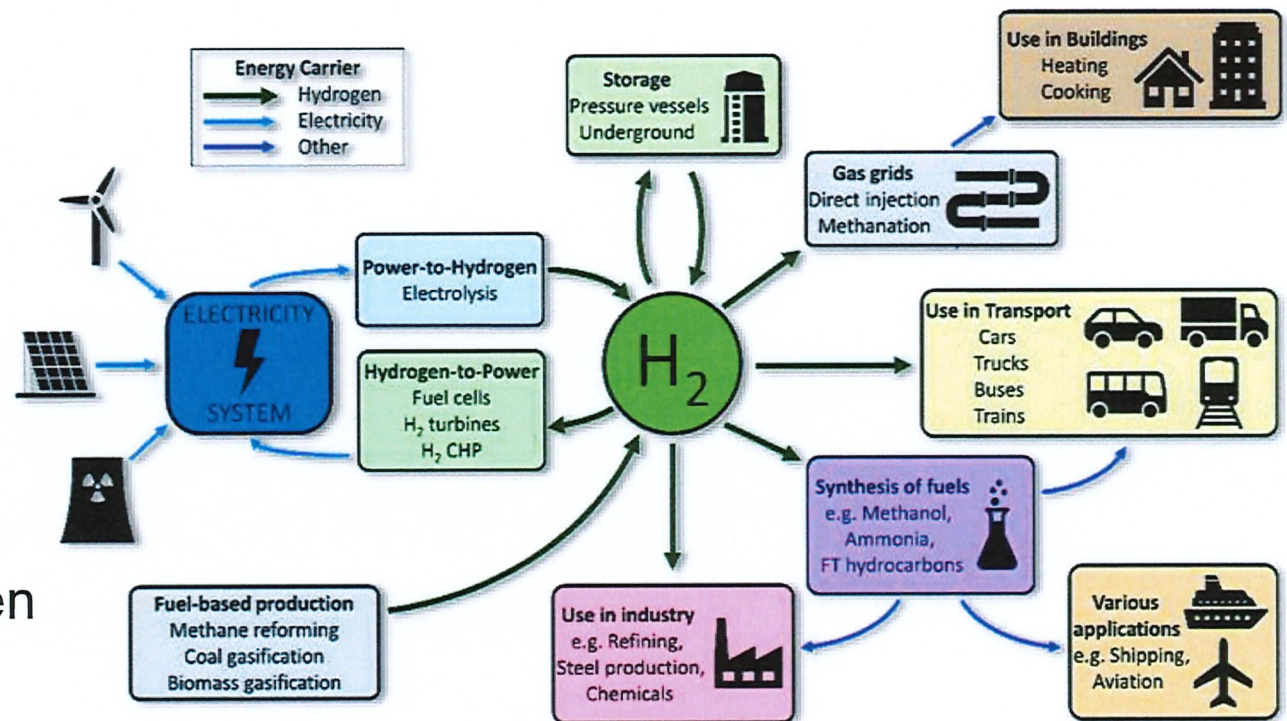


Flexibilitäten durch H₂-Einsatz

Bereitstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse für andere Sektoren

H₂ wird laut IRENA bis 2050

- 12 % des weltweiten Energiebedarfs decken
- 10 % der CO₂-Emissionen reduzieren



Quelle: IRENA

Flexibilität durch H2-Hybrid-Netzbooster

Einsatz von grünem Wasserstoff auf Basis des Netzbooster-Konzept zur Erhöhung der Netzstabilität

- Flexibilitäten durch H2-Kopplung
- Versorgungssicherheit „Nord-Süd-Korridor“
- Mögliche Höherauslastung der Übertragungskapazität im (n-0)-Betrieb
- Bisher (n-1) Reserven für den Störfall
- Im Falle einer Störung Stromversorgung bis zu 1,5h bis ein Redispatch erfolgt



Forschungsprojekt
„HydrogREenBoost“
Zukunftsprogramm Wasserstoff BW



Quelle: Netzstudie 2050 - TransnetBW



Übersicht

EnergyLab 2.0 – ein Reallabor am KIT

Versorgungssicherheit in Übertragungsnetzen

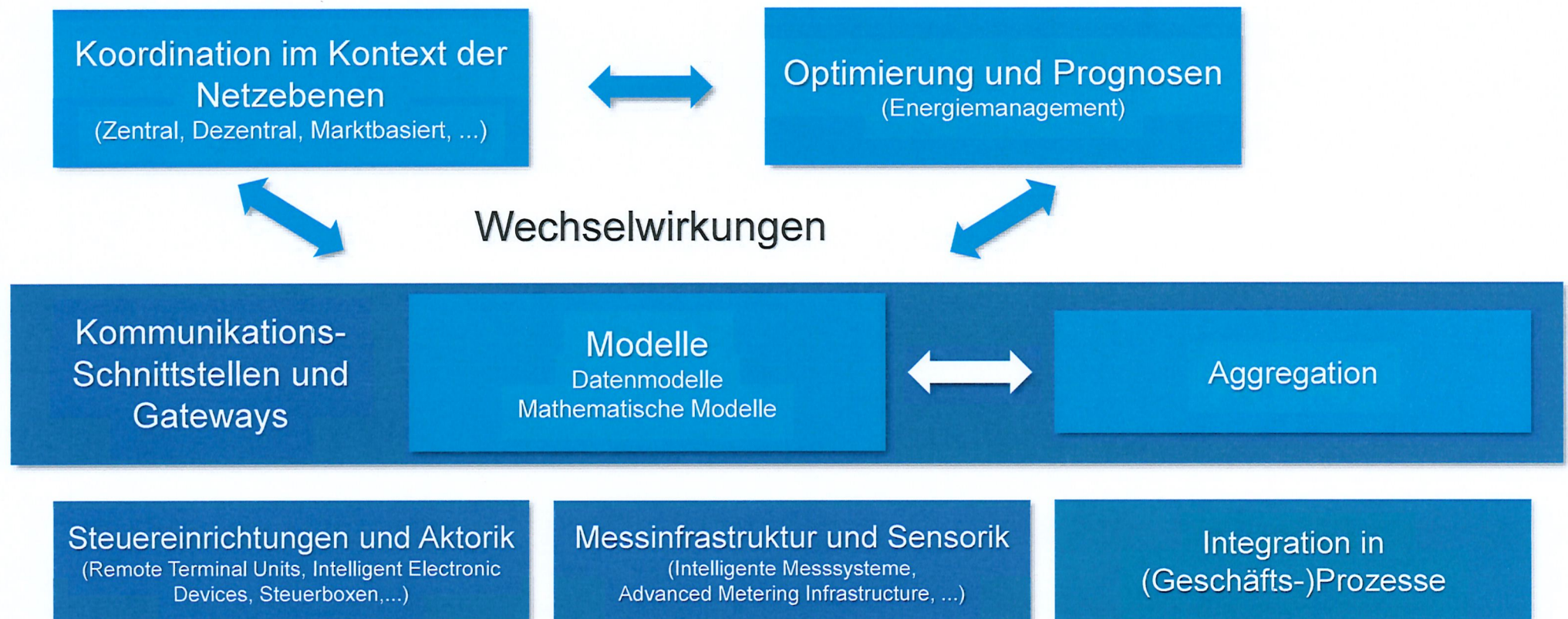
- Netzanalyse zur Versorgungssicherheit in Übertragungsnetzen
- Flexibilitätsoptionen am Beispiel von HVDC, PSW, Hybrid-Booster

Flexibilitätspotenziale in Verteilnetzen

- Erwartete Netzenspässe im Verteilnetz
- Schaffung von Flexibilitäten mit innovativen Konzepten: DSM, Ladestrategien für Elektroautos, DC-Netze, LRDF, Energiepakete, Energiesystemkopplung

KIT
Karlsruhe Institute of Technology

IKT als Grundlage für Flexibilitätsanalysen



Modelle für das „Demand Side Management“

Trade-Off zwischen Detailgrad und Komplexität von Modellen, i.A., je genauer die Beschreibung desto mehr Randbedingungen

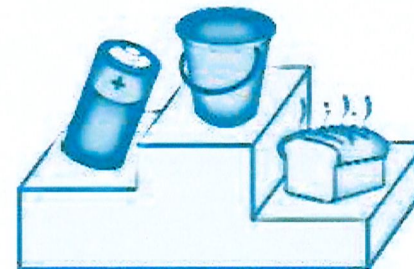
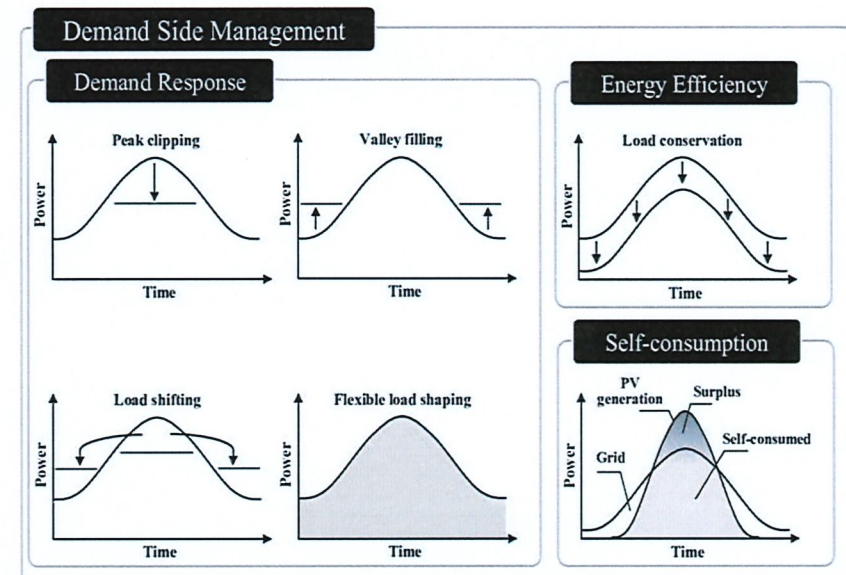
Anlagenmodelle

Sehr detaillierter Standards, z.B. *IEC 61850* oder *EEBus*

Flexibilitätsmodelle

Vorschläge aus wiss. Literatur:

- „Buckets, Batteries and Bakeries“ nach Petersen (2013)
- abregelbar vs. verschiebbar



Taxonomie für die Modellierung von Flexibilität in intelligenten Netzen

Maschinelles Lernen für das Smart-Grid

Methode

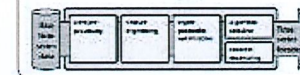
Automatisierte Prognosen für Zeitreihen für Stromangebot/-nachfrage im Smart-Grids zur Vermeidung der Überlastung des Netzes durch prediktiven Lastausgleich



Automation level 1

Python Workflow Tool for Time Series (pyWATTS) [1]

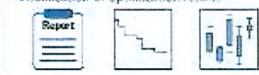
- Uniform programming interface
- Plug-and-play architecture
- End-to-end forecasting pipeline



Automation level 2

Optimization tool for time series forecasting pipelines [2]

- Definition of configuration spaces
- Optimization of parametrized forecasting pipelines
- Visualization of optimization results



Automation level 3

Templates for photovoltaic & wind power forecasting [2]

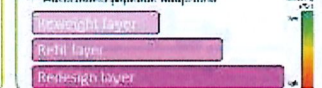
- Generalized templates for new plants and plants with little data recorded
- Collection of metadata (e.g. PV inclination and azimuth angle) to make the model explainable



Automation level 4

Pipeline wizard for automated electricity demand forecasting

- Automated pipeline optimization
- Layered monitoring and drift detection
- Automated pipeline adaptations

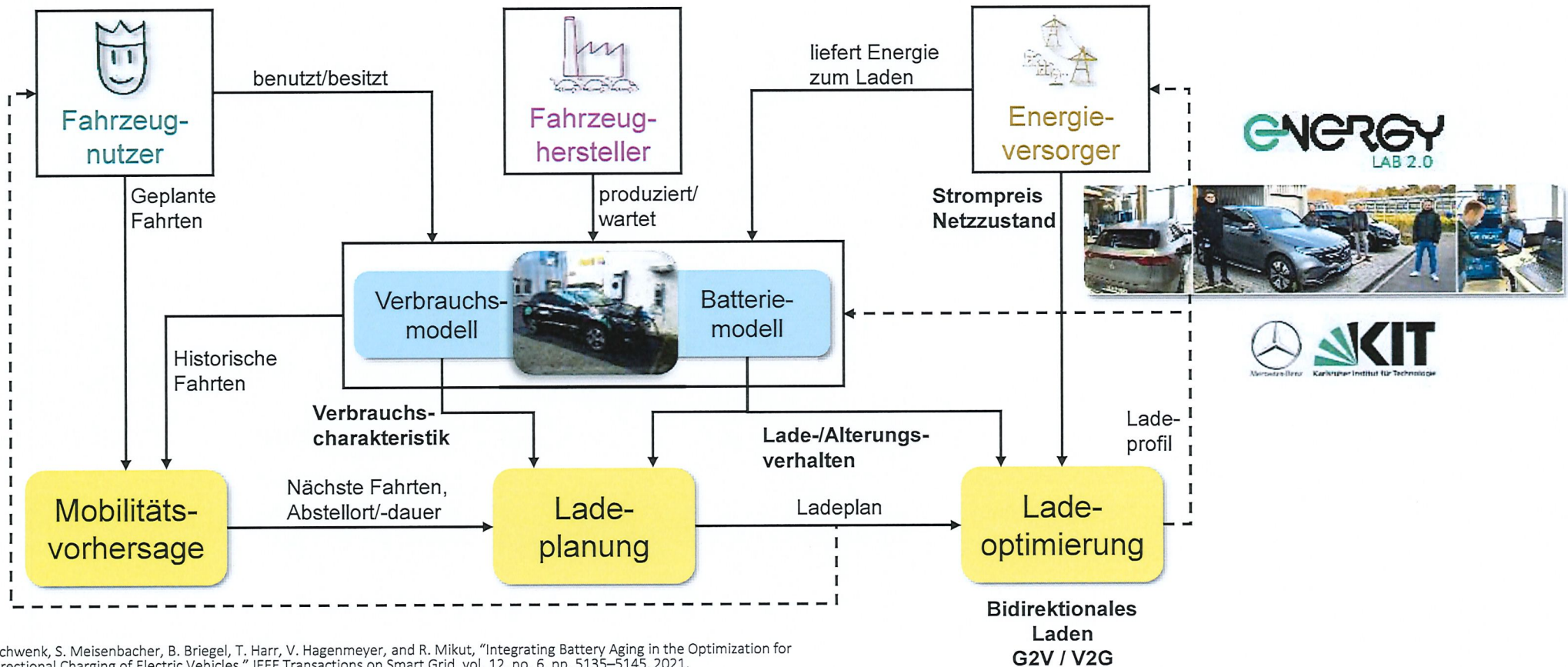


Anwendungsfälle

- **Vorhersage der Stromerzeugung** aus erneuerbaren Energien für Redispatch 2.0
- **Nachfragesteuerung** der Gebäudeklimatisierung durch vorausschauende Steuerung
- **Intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen** unter Berücksichtigung lokaler photovoltaischer Stromerzeugung und stationärer **Batteriespeicher**

Meisenbacher, Stefan & Schwenk, Karl & Galenzowski, Johannes & Waczowicz, Simon & Mikut, Ralf & Hagenmeyer, V.. (2021). Smart Charging of Electric Vehicles with Cloud-based Optimization and a Lightweight User Interface: A Real-World Application in the Energy Lab 2.0: Poster. 284-285. 10.1145/3447555.3466571.

Intelligente Ladeassistenzsysteme für EV



K. Schwenk, S. Meisenbacher, B. Briegel, T. Harr, V. Hagenmeyer, and R. Mikut, "Integrating Battery Aging in the Optimization for Bidirectional Charging of Electric Vehicles," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 12, no. 6, pp. 5135–5145, 2021.

Skalierbares Ladesystem für Elektrofahrzeuge

Problem

Lastspitzen durch viele gleichzeitig ladende Elektrofahrzeuge

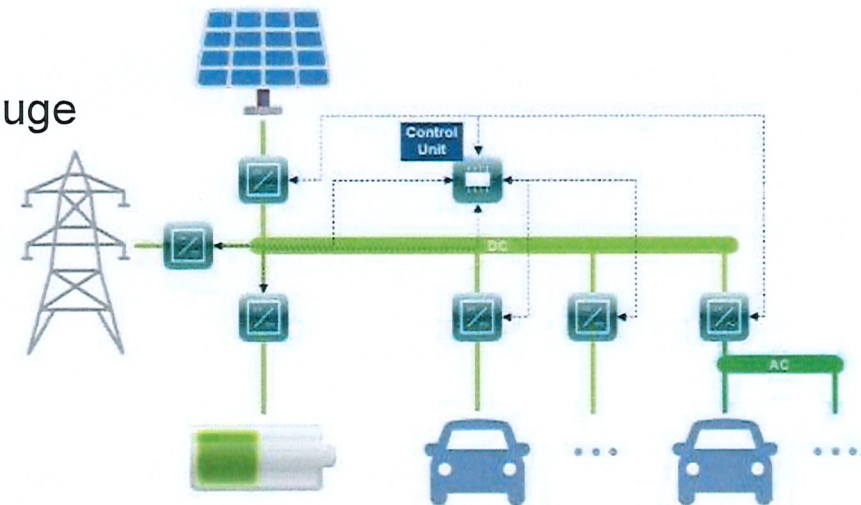
Lösung

Gleichspannungs-Ladeinfrastruktur (DC-Netz)

Kopplung der Ladepunkte mit dezentralen erneuerbaren Energiequellen und stationären Batteriespeichern mit intelligentem Lademanagement

Ziele

- Örtliche Flexibilität und hohe Effizienz
- Reduktion der Netzauslastung
- Stabilität des Stromnetzes
- Steigern von Ladeleistung und Wirkungsgrad
- Senkung der Kosten



Projekt SKALE

KIT Elektrotechnisches Institut (ETI)

Robert Bosch GmbH

PowerInnovation GmbH

2020-2024 Fördervolumen: 4,3 Mio

Quelle:

https://www.batterietechnikum.kit.edu/170_995.php

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

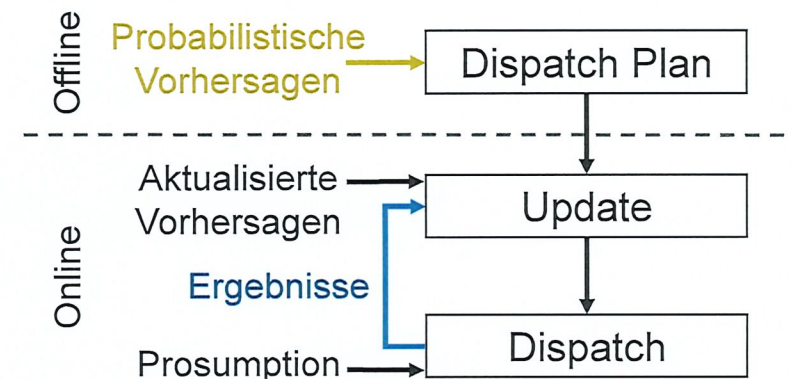
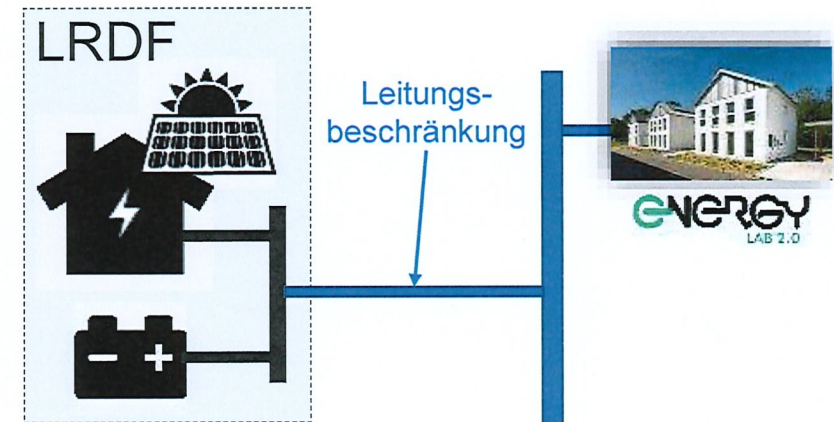
Line-Restricted Dispatchable Feeder: Ziele

Optimierungsansatz LRDF-Modell

- Modellierung der Prosumer als LRDF
- Unflexible Prosumption: Unsicherheiten in Erzeugung
- Flexible, aber kapazitätsbeschränkte Batterie
- Berücksichtigung der Leitungsbeschränkung

Batteriemanagement

- Berücksichtigung der Unsicherheiten durch Probabilistische Vorhersagen
- Planbarkeit: Erstellung und Einhaltung eines Dispatch Plans für den nächsten Tag
- Rescheduling: Kontinuierliche Anpassung des Leistungsaustauschs



 D. Werling, B. Heidrich, H. Çakmak, and V. Hagenmeyer. 2022. Towards line-restricted dispatchable feeders using probabilistic forecasts for PV-dominated low-voltage distribution grids. In Proceedings of the Thirteenth ACM International Conference on Future Energy Systems (e-Energy '22). Association for Computing Machinery, New York, NY, USA, 395–400. <https://doi.org/10.1145/3538637.3538868>

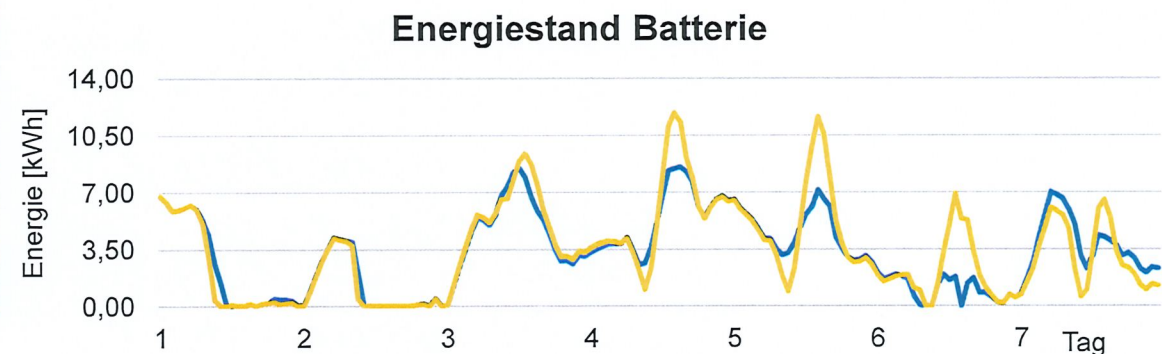
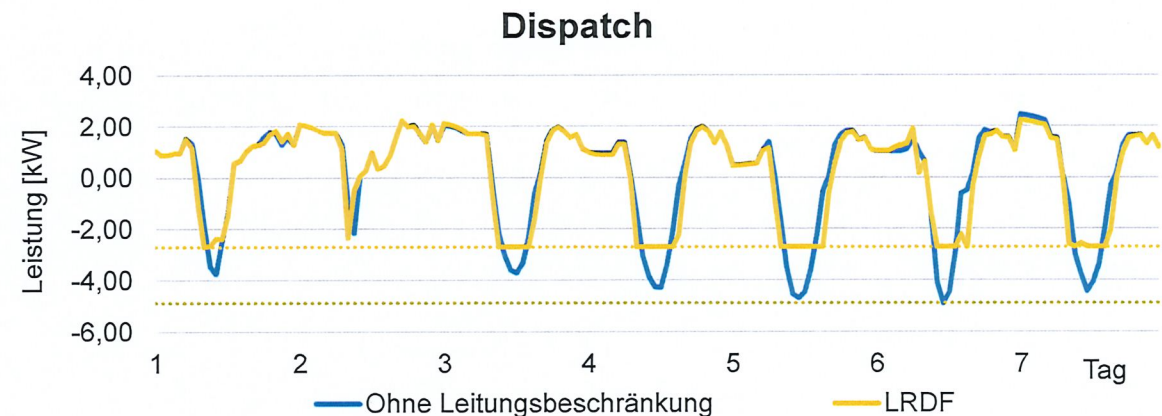
Line-Restricted Dispatchable Feeder: Umsetzung

Vorteile: LRDF

- nutzt Batterie intensiver um den Leistungsaustausch über die Leitung zu verringern
- verringert die Leitungsüberlastung
- verbessert die Ausnutzung der Leitung

	Perfekte Vorhersage	Deterministische Vorhersage	Probabilistisch LRDF
Woche 1	100 %	79 %	83 %
Woche 2	100 %	64 %	64 %
Woche 3	100 %	56 %	80 %

Kleinstmögliche Leitungsbeschränkung relativ zur besten Lösung (100%)



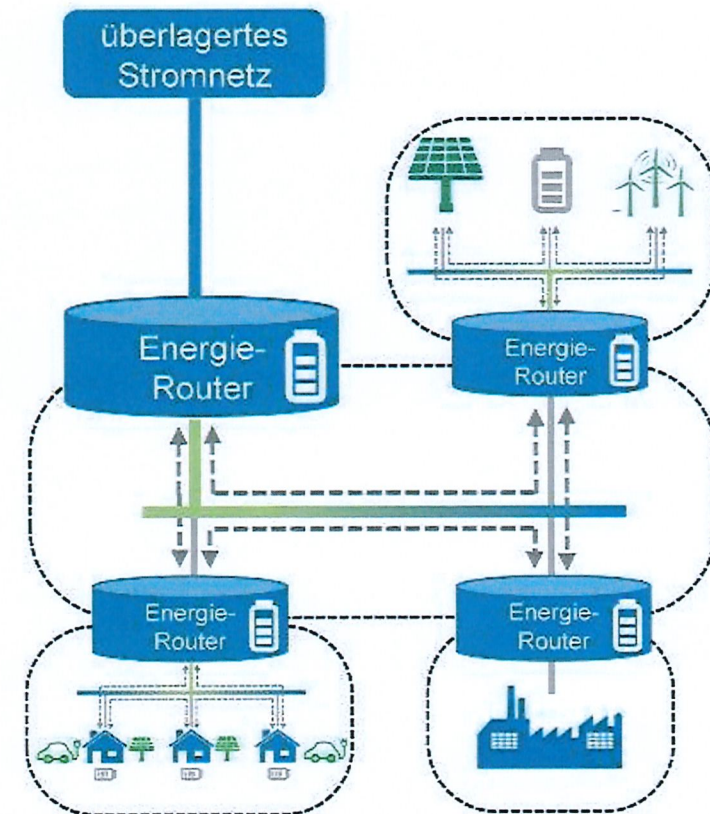
Energiepaketbasiertes Smart Grid

Konzept

- Übertragung der Konzepte aus dem Internet auf das Stromnetz
- Transformation des starr gekoppelten Stromnetzes in gekoppelte autonome Teilnetze mit Möglichkeit der Selbstorganisation lokaler Teilnetze bei Ausfall z.B. der höheren Transportebenen
- Energiepaketbasierte Übertragung des Stroms

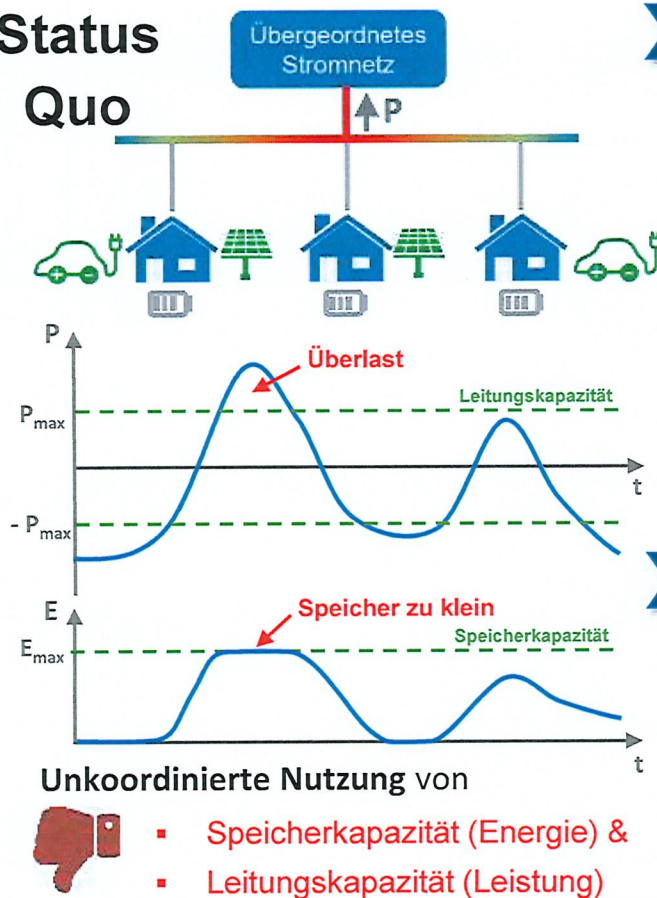
Ziel

- Erhöhung der Robustheit und Stabilität des Stromnetzes
- Bessere und flexiblere Nutzung der Leitungs- und Speicherkapazitäten

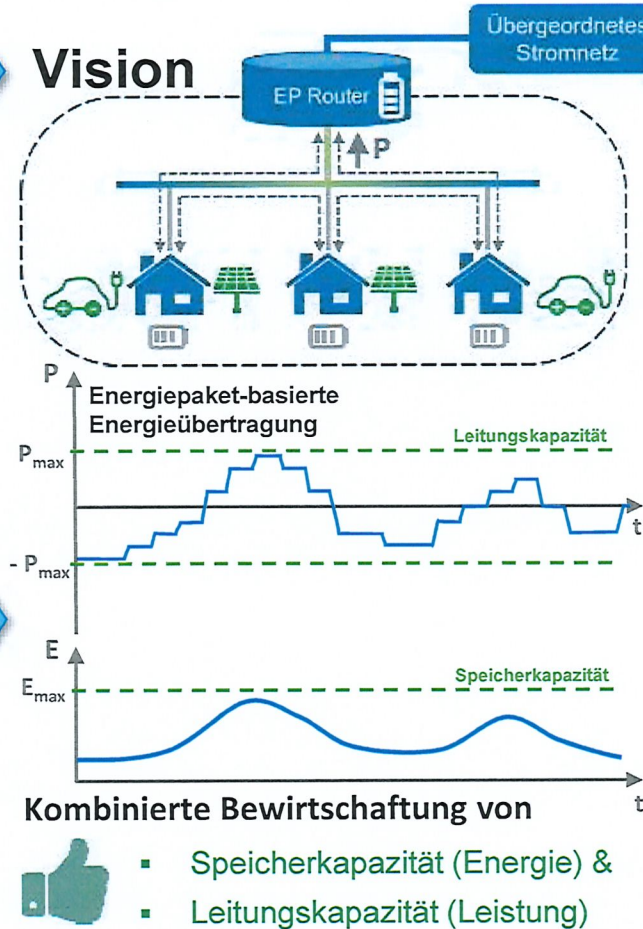


Energiepaketbasiertes Smart Grid: Vorteile

Status Quo



Vision



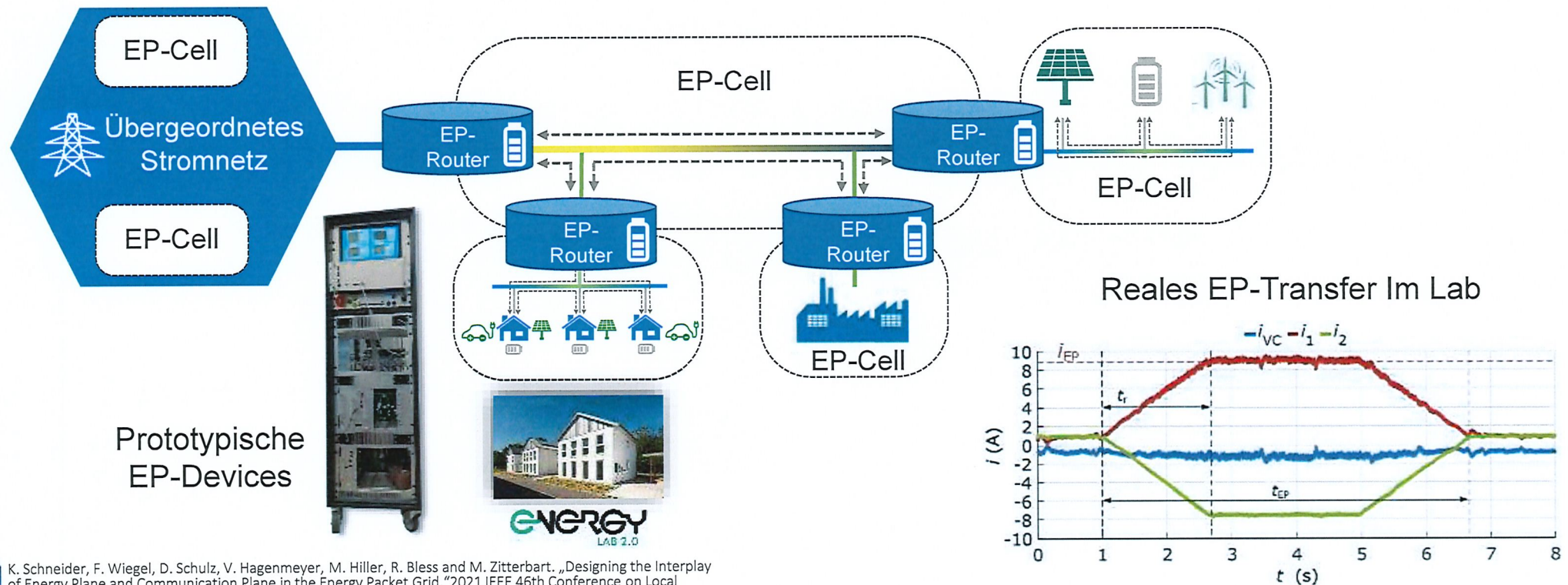
Systemischer Ansatz

- Anforderungsgesteuerte, zielgerichtete Übertragung
- Punkt-zu-Punkt-Verbindungen Sender und Empfänger von Energie
- Leitungskapazität respektierend
- Routing- und Energiepaket-basiertes Stromnetz

→ Effizientere Nutzung der installierten Infrastruktur
→ Analogien mit dem Internet

Energiepaketbasiertes Smart Grid: Umsetzung

EP-Grid: Netzwerk aus EP-Cells verbunden durch EP-Router



K. Schneider, F. Wiegel, D. Schulz, V. Hagenmeyer, M. Hiller, R. Bless and M. Zitterbart. „Designing the Interplay of Energy Plane and Communication Plane in the Energy Packet Grid.“ 2021 IEEE 46th Conference on Local Computer Networks (LCN), 2021, pp. 331-334, doi: 10.1109/LCN52139.2021.9525020

Der Energy Hub als lokaler Flexibilitätslieferant

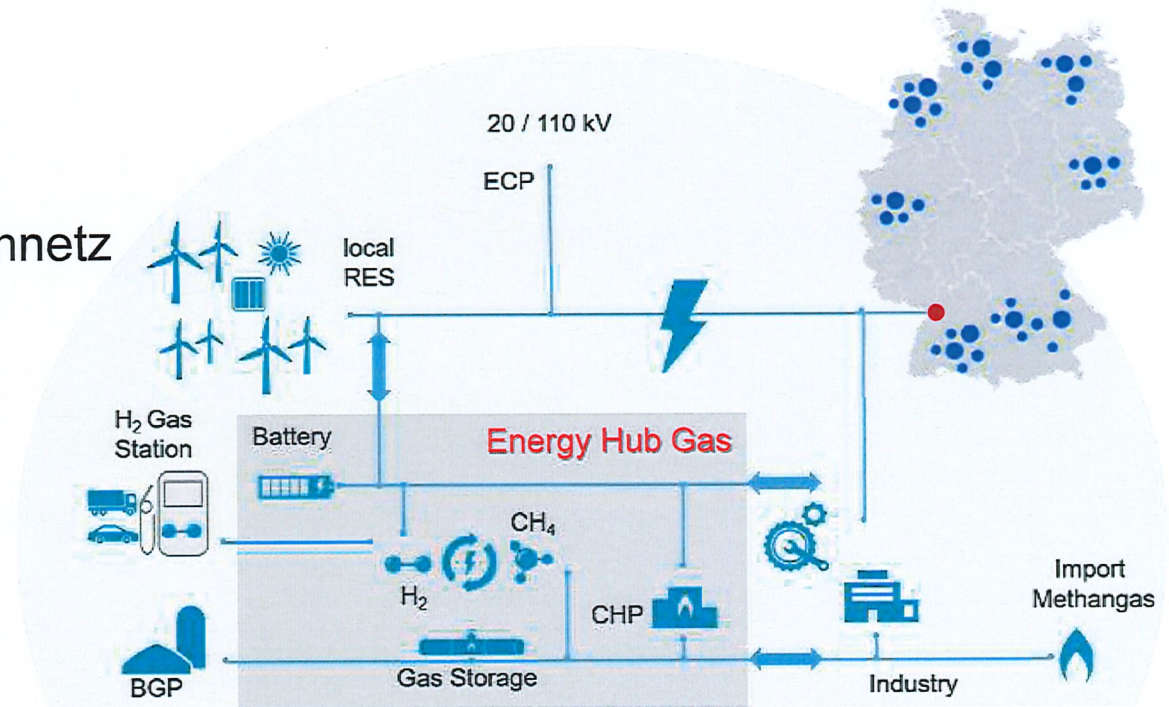
Energy Hub Gas als skalierbarer und flexibler Anlagenverbund zur Bereitstellung und Verwertung erneuerbarer Energieträger in verschiedensten Sektoren und Stoffen

Ziel

- Flexible Integration fluktuierender EE-Erzeugung
- Vorbeugung lokaler Engpässe im Stromnetz
- Dekarbonisierung der Sektoren

Methoden

- Einsatz evolutionärer Algorithmen mit mehreren Zielfunktionen für Optimierte Betriebsstrategie
- Co-Simulation zur ganzheitlichen und systemischen Untersuchung



 R. Poppenborg, J. Ruf, M. Chlosta, J. Liu, C. Hotz, C. Düpmeier, T. Kolb, and V. Hagenmeyer, "Energy Hub Gas: A Multi-Domain System Modelling and Co-Simulation Approach" in 2021 9th Workshop on Modelling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES), 2021

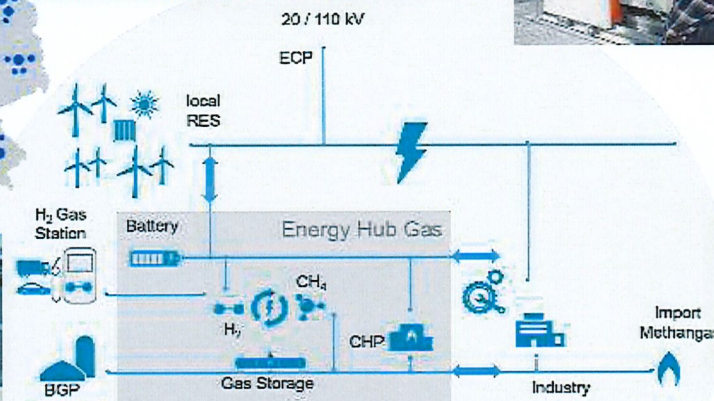
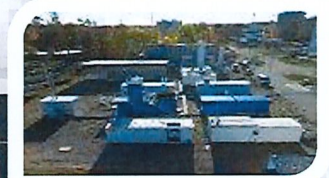
Anlagenkomponenten im Energy Lab 2.0

Speichertechnologien

Li-Ionen Batterie, Gasspeicher



Lokale EE-Erzeugung KIT 1MW Solarfeld



Konversionsanlagen

CHP (Blockheizkraftwerk),
P2X (Elektrolyse, Methanisierung)



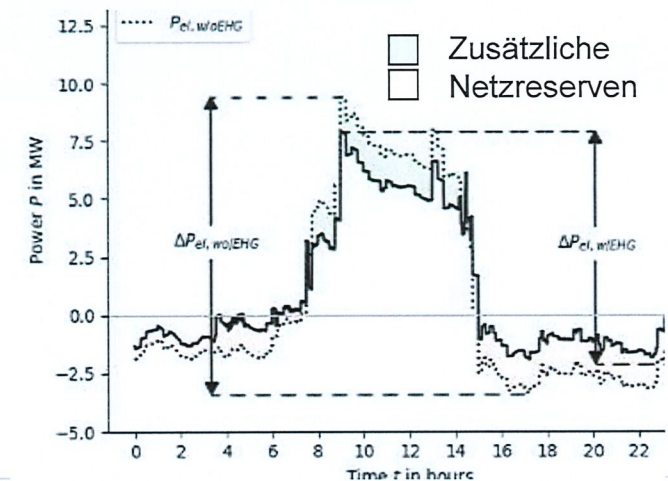
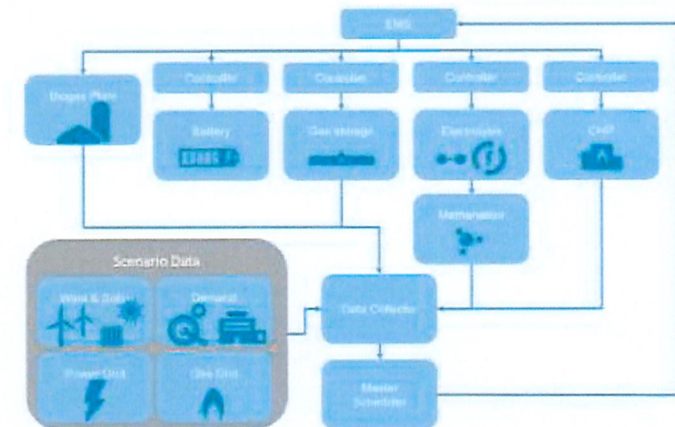
Energy Hub als lokaler Flexibilitätslieferant

Analyse

„Wie und in welchem Umfang kann Energy Hub Gas Netzreserven für weitere EE-Erzeugung sowie für effiziente und flexible Nutzung der Netzkapazitäten schaffen?“

Ergebnisse

- Reduktion der elektrischen Leistungsschwankung am Netzanschlusspunkt von bis zu 30%
- Durchschnittlich ca. 8% geringerer Energiefluss am Netzanschlusspunkt
- Bereitstellung von grünem Wasserstoff und weiteren stofflichen Energieträgern



 R. Poppenborg, M. Chlosta, J. Ruf, C. Hotz, C. Düpmeier, T. Kolb, and V. Hagenmeyer, "Energy Hub Gas: A Modular Setup for the Evaluation of Local Flexibility and Renewable Energy Carriers Provision" 2022 IEEE 10th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), 2022

Fazit



- Der Strombedarf in Deutschland wird bis 2030 um 50% steigen, wobei **dezentral erzeugter erneuerbarer Strom der wichtigste Energieträger** ist. Laut ZVEI können 90% des zukünftigen Energiebedarfs hiermit gedeckt und der Primärenergiebedarf in Deutschland bis 2045 um 40% gesenkt werden
- Dringende Notwendigkeit von **Netzausbau, Netzmodernisierung und Digitalisierung** (insb. im Verteilnetz) als Voraussetzung für **Klimaneutralität**
- Fokus auf effiziente Interaktion zwischen Übertragungs- und Verteilnetz als zukünftige Aufgabe der TSO und DSO, z.B. durch **interoperable Vernetzung von digitalen Plattformen** wie im **Projekt „DigIPlat“**
- **Neue Technologien und innovative Forschung** für mehr **Netzstabilität, Versorgungssicherheit und Flexibilität** im Kontext der **Energiewende**

Modellier-, Simulations- und Optimierungsverfahren für Spannungsübergreifende Flexibilität

Prof. Dr. Veit Hagenmeyer

Institut für Automation und angewandte Informatik



Dr. Uwe Kühnappel

Mohammed Abdaljawwad

Dorina Werling

Kevin Förderer

Dr. Hüseyin K. Çakmak

Burak Dindar

Friedrich Wiegel

Simon Waczowicz

apl. Prof. Dr. Ralf Mikut

Karl Schwenk

Raphael Poppenborg

Stefan Meisenbacher



FLEXIBILITÄTEN AN DER SCHNITTSTELLE ZWISCHEN TSO UND DSOs

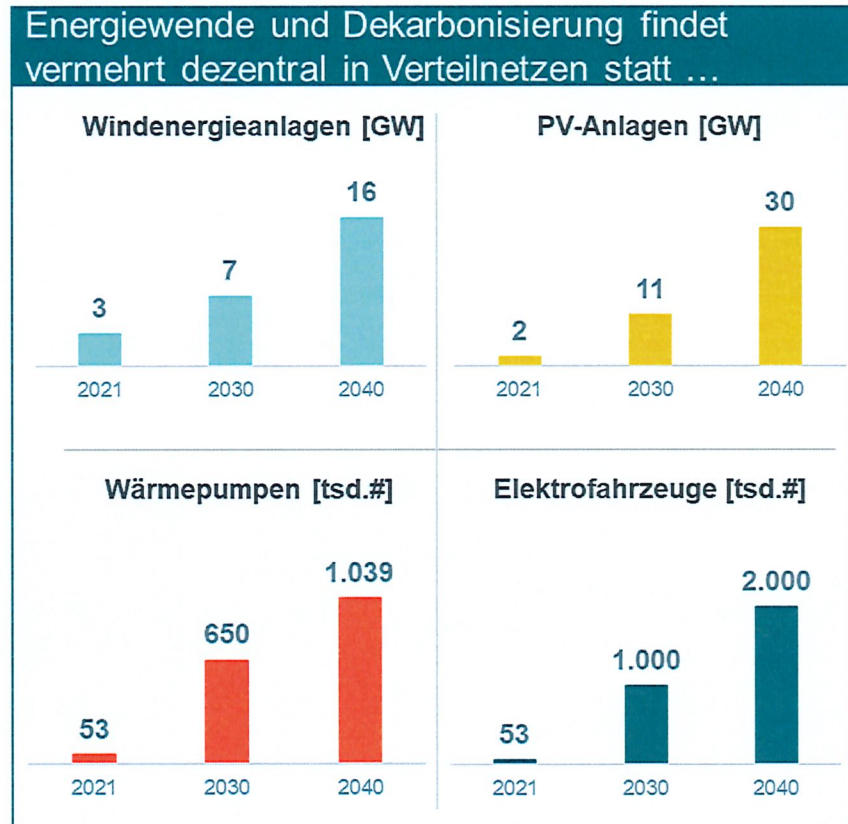
PROJEKT INDUSTRY4REDISPATCH

Tara Esterl, AIT Austrian Institute of Technology
Tagung "Handel mit flexiblen Kapazitäten"
Sankt Gallen, 15.9.2022

NEFI is an Energy Model Region funded by the Austrian Climate and Energy Fund

HERAUSFORDERUNG VERTEILERNETZE

HERAUSFORDERUNG: AUSBAU RES & WÄRMEPUMPEN SOWIE E-AUTOS



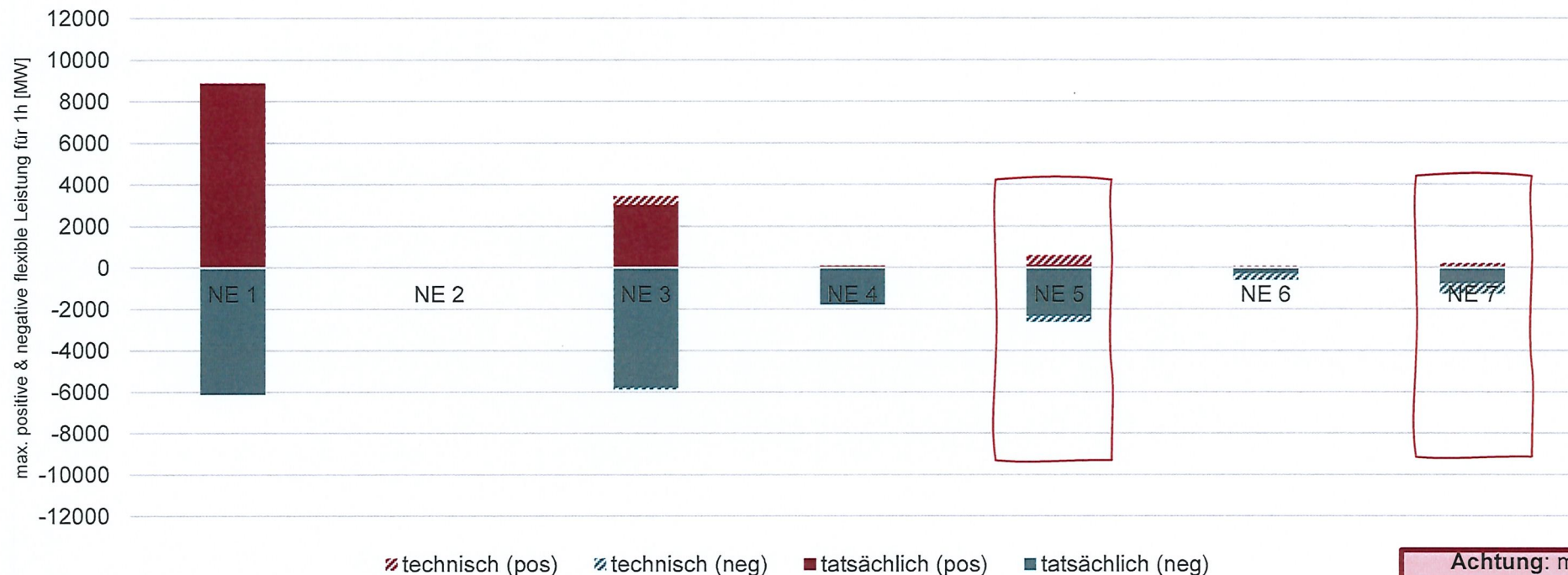
Quelle: AIT

Quelle: Studie Österreichs Energie „der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich, 2022 (noch nicht veröffentlicht) 2

19.09.2022

FLEXIBILITÄTSANGEBOT JE NETZEBENE 2020

AUFADDIERTE MAXIMALE FLEXIBILITÄTSPOTENTIALE FÜR EINE ABRUFDAUER VON 1H
(OHNE BERÜCKSICHTIGUNG VON GLEICHZEITIGKEITEN, EXKL. IMPORT & EXPORT)

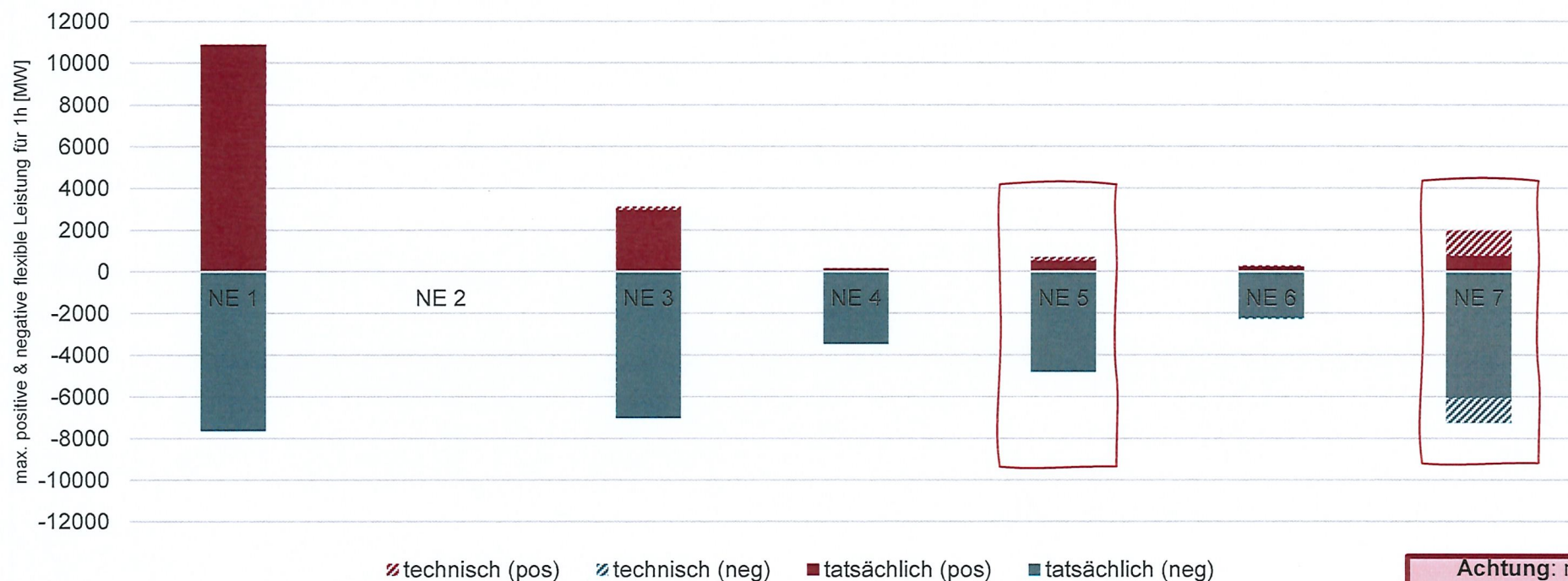


19.09.2022 Quelle: AIT, FfE, EEG im Auftrag der E-Control (2022) „Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem 2020/2030“

Achtung: maximal verfügbar, keine Berücksichtigung von z.B. Saisonalität, etc.

FLEXIBILITÄTSANGEBOT JE NETZEBENE 2030

AUFADDIERTE MAXIMALE FLEXIBILITÄTSPOTENTIALE FÜR EINE ABRUFDAUER VON 1H
(OHNE BERÜCKSICHTIGUNG VON GLEICHZEITIGKEITEN, EXKL. IMPORT & EXPORT)



19.09.2022 Quelle: AIT, FfE, EEG im Auftrag der E-Control (2022) „Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem 2020/2030“

Achtung: maximal verfügbar, keine Berücksichtigung von z.B. Saisonalität, etc.

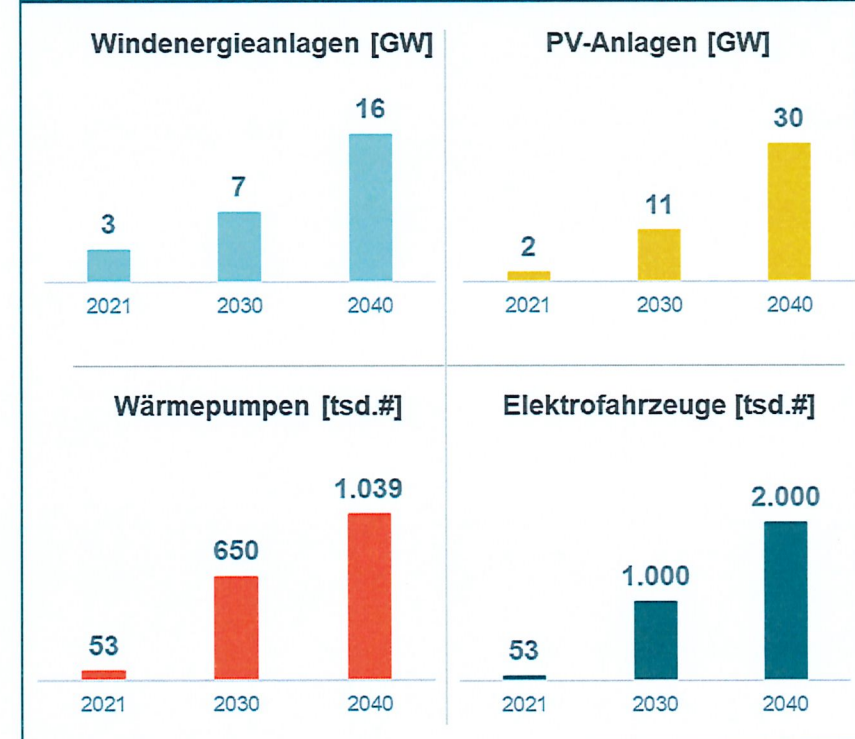
HERAUSFORDERUNG VERTEILERNETZE

HERAUSFORDERUNG: AUSBAU RES & WÄRMEPUMPEN SOWIE E-AUTOS

LÖSUNGEN

1. „Klassischer“ Netzausbau
2. Neue Regelungen der Komponenten, um den Netzausbau zu reduzieren
→ Flexibilität kann Netzausbau reduzieren
3. Flexibilitätsabruf für die Märkte oder den Übertragungsnetzbetreiber kann die Herausforderungen im Verteilernetz noch erhöhen → TSO-DSO Koordination notwendig

Energiewende und Dekarbonisierung findet vermehrt dezentral in Verteilnetzen statt ...



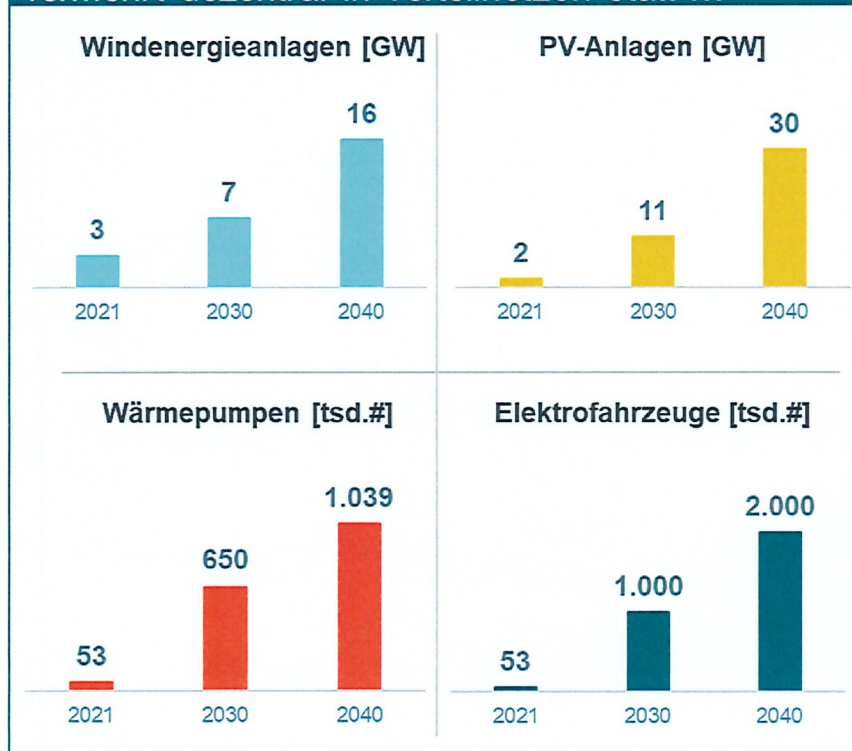
Quelle: AIT

Quelle: Studie Österreichs Energie „der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich, 2022 (noch nicht veröffentlicht) 5

19.09.2022

NETZAUSBAU: 30 MRD. € BIS 2040

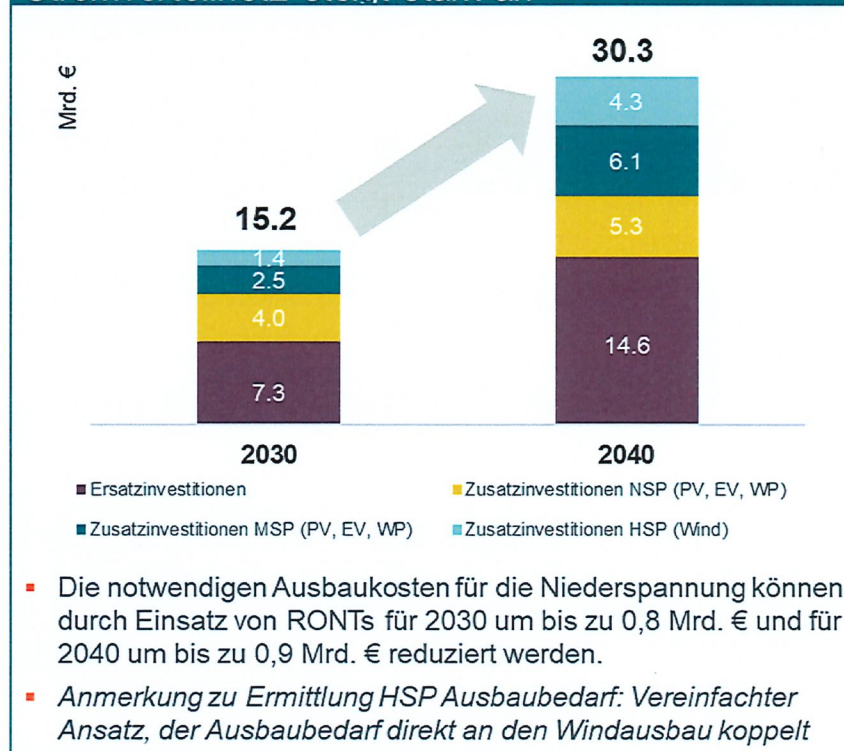
Energiewende und Dekarbonisierung findet vermehrt dezentral in Verteilnetzen statt ...



Quelle: AIT

19.09.2022

... und der Bedarf an Investitionen im Stromverteilnetz steigt stark an



Quelle: AIT

Quelle: Studie Österreichs Energie „der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich, 2022 (noch nicht veröffentlicht)

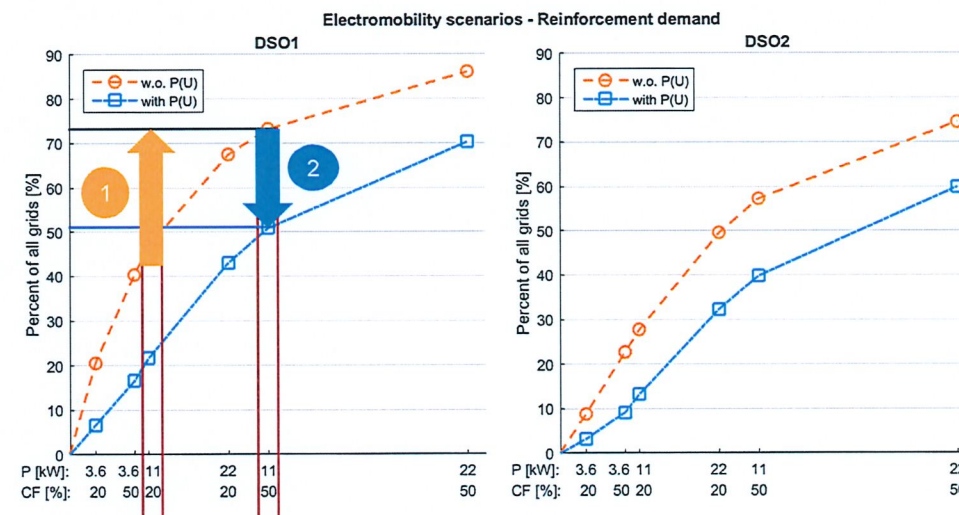
EINFLUSS VON REGELUNG AUF NETZAUSBAU

ÜBERBLICK ÜBER DIE SIMULATIONEN

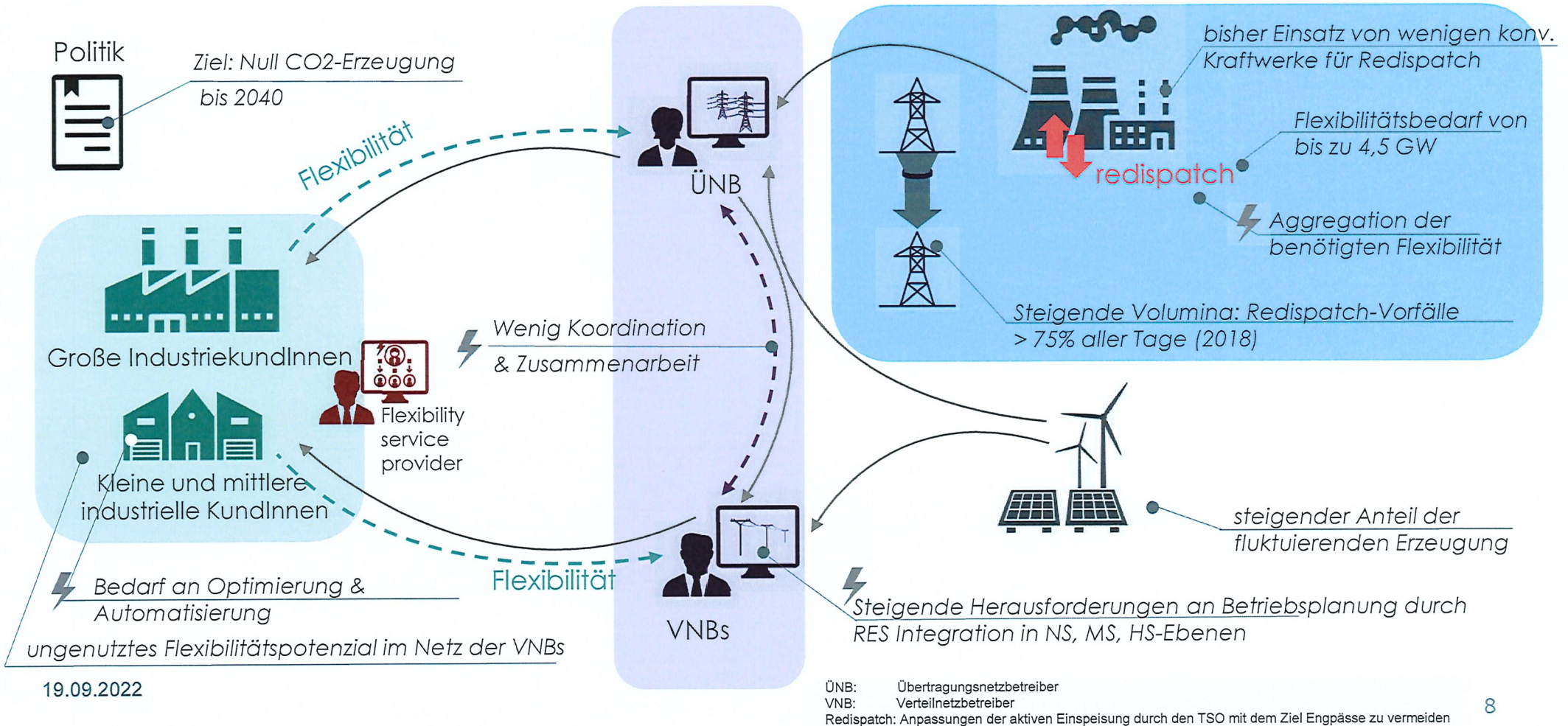
- Simulation von ~10.000 Österreichischen Verteilernetzen (NE7)
- Jeder Haushalt und Landwirtschaftskunde hat 1 E-Auto
- Szenarien:
 - Gleichzeitigkeit der Ladung: 20% (Normalbetrieb) and 50% (marktbasierter Betrieb) mit höherer Gleichzeitigkeit
 - Ladeleistung pro Auto: 3,6 / 11 / 22 kW
 - Mit und ohne netzfreundlicher Leistungssteuerung

ERGEBNIS

- Höhere Gleichzeitigkeit sorgt für deutlich höheren Netzausbaubedarf in den Verteilernetzen
- Netzfreundliche Maßnahmen können den Netzausbau drastisch reduzieren



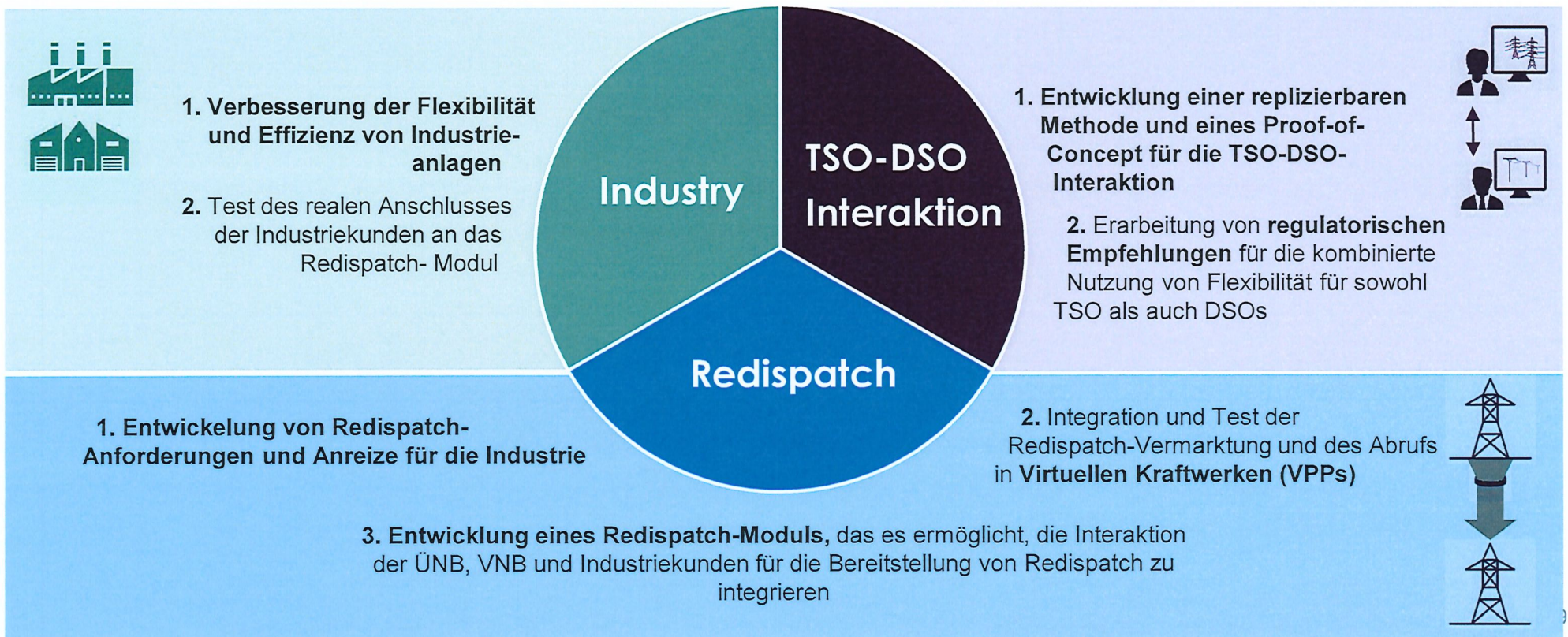
MOTIVATION INDUSTRY4REDISPATCH



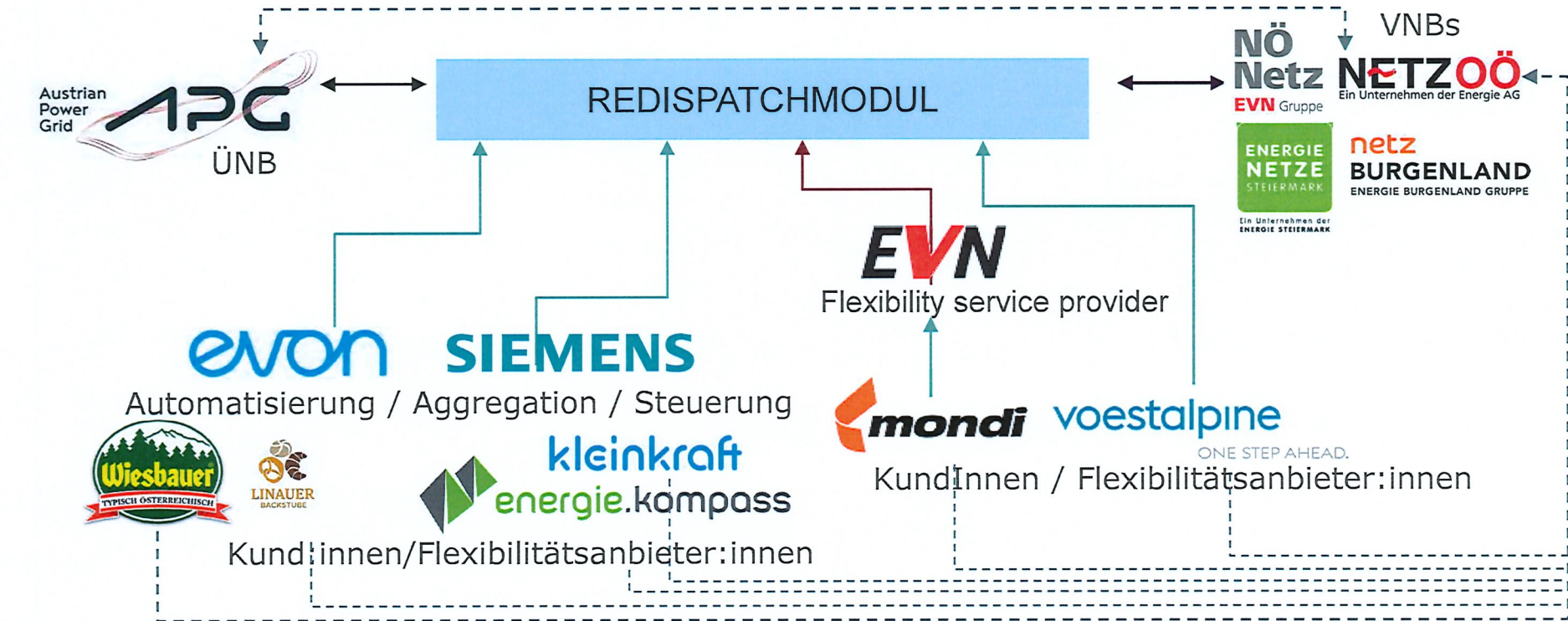
19.09.2022

GEPLANTE ERGEBNISSE

Industry4Redispatch beabsichtigt, die Bereitstellung von Redispatch von Industrie- und großen Gewerbekunden für Systemdienstleistungen unter enger Zusammenarbeit und Abstimmung zwischen dem ÜNB und den VNB zu ermöglichen.



PARTNER INDUSTRY4REDISPATCH



Forschung:



Integrated Energy Systems, Electric Energy Systems, Thermal Energy Systems



Institut f. Energietechnik und Thermodynamik
Institut f. Mechanik und Mechatronik

Mit Unterstützung:



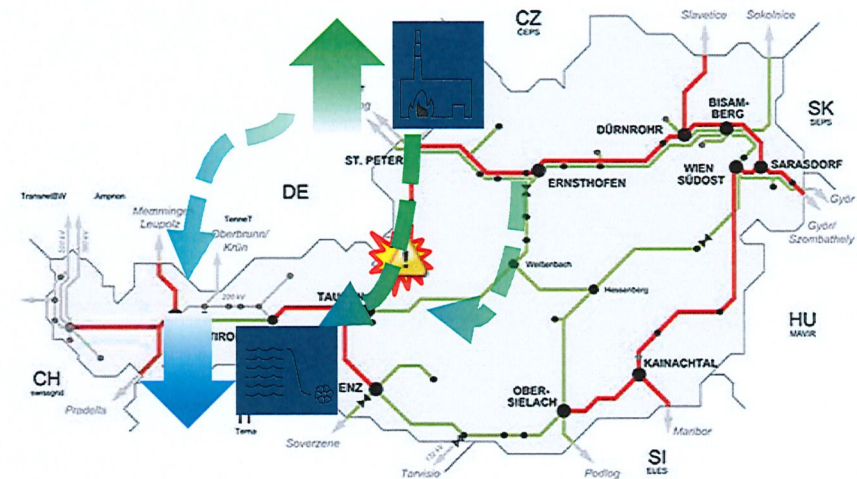
REDISPATCH



ÄNDERUNG VON LAST- UND EINSPEISEFAHRPLÄNEN ZUR BEEINFLUSSUNG DES LASTFLUSSES

Redispatch bezeichnet die kurzfristige Änderung von Erzeugungs- und Verbrauchsfahrplänen auf Anforderung eines Netzbetreibers zur Vermeidung von Netzengpässen und um die Stabilität des Netzes zu wahren. Es handelt sich dabei um eine Maßnahme des Engpassmanagements.

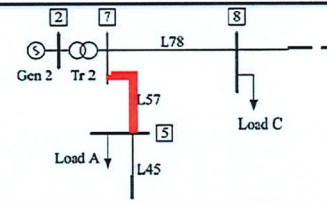
Auf der einen Seite des Engpasses wird die Leistungseinspeisung erhöht und auf der anderen abgesenkt. Dadurch wird ein dem Engpass entgegen gerichteter Stromfluss erzeugt und der Engpass wird entlastet.



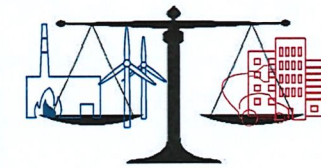
REGELRESERVEN UND REDISPATCH

GEMEINSAMKEITEN UND UNTERSCHIEDE

Redispatch



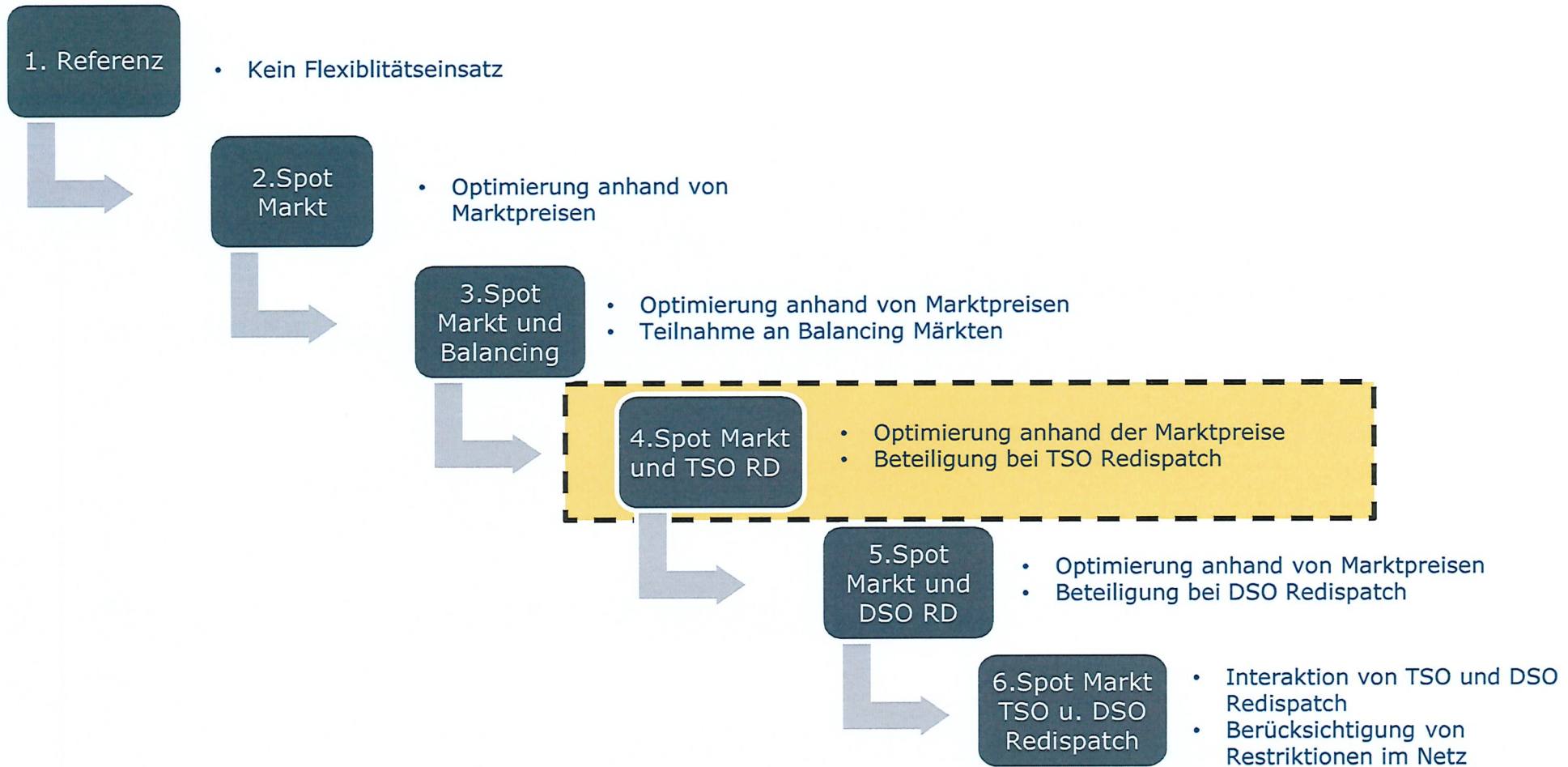
Regelreserven



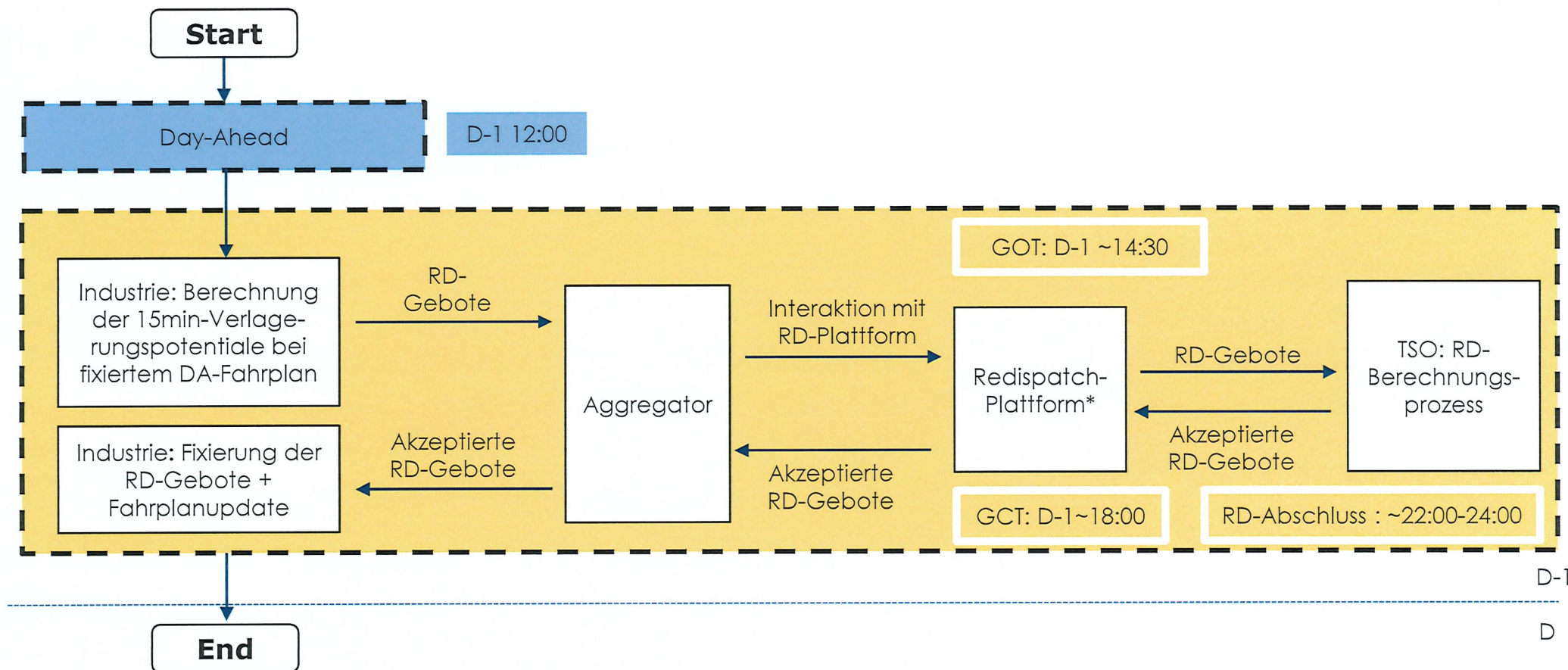
Zweck	Lokale Entlastung von Betriebsmitteln	Sicherung des Bilanzgleichgewichts / Frequenz
Produktdefinitionen	Produktspezifikationen für ein zukünftiges Redispatchprodukt werden im Rahmen des Projekts I4RD definiert	Primär-, Sekundär-, Tertiärregelreserve
Monitoring	Für Kleinanlagen erst zu entwickeln	Hoch verfügbar, Austausch von 2 Sekunden-Werte
Wirksamkeit/Standort	Standort entscheidend	Innerhalb der Regelzone (Ausnahme: PRL) *
Vorlaufzeit zwischen Abruf und Aktivierung	Zumindest 1h vorher, im Normalfall deutlich länger	Je nach Reserve 30 Sekunden bis 10 Minuten nach Aktivierung
Richtung der Aktivierung	Leistungserhöhung an einem Ort im Netz und Leistungsreduktion an einem anderen	Entweder Leistungserhöhung oder Leistungsreduktion

* Zusätzlich existieren Kooperationen zum internationalen Bilanzausgleich

USE CASES



UC4: DAY-AHEAD MARKET + REDISPATCH (TSO)



* Wording noch offen

REDISPATCH: GEBOTSGRÖSSEN UND GEOGRAPHISCHE AUFLÖSUNG

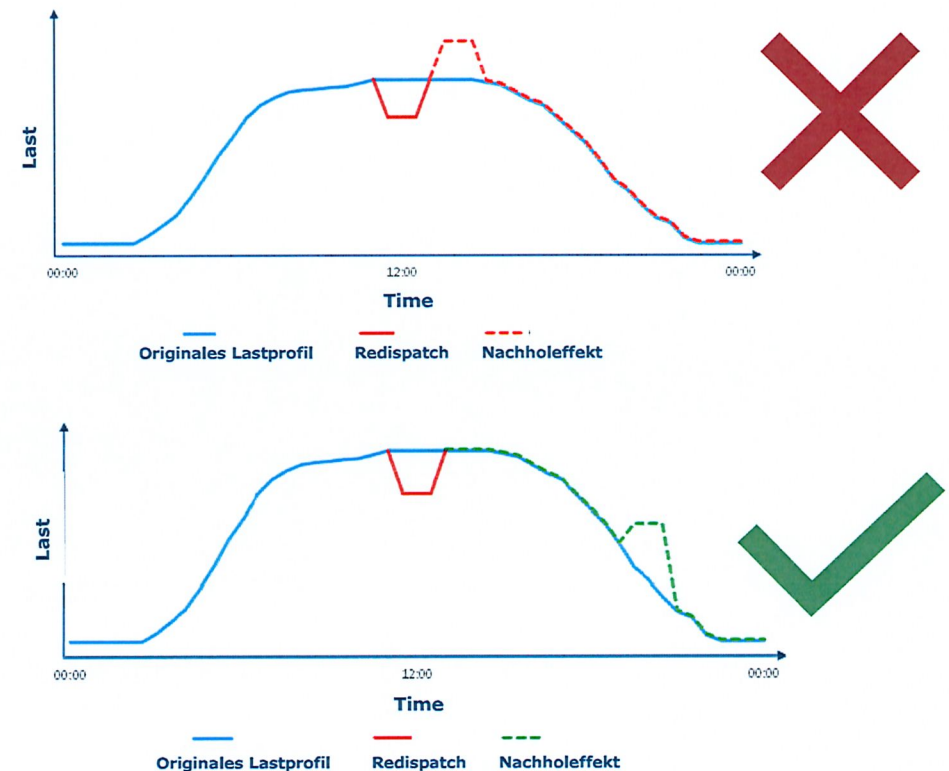
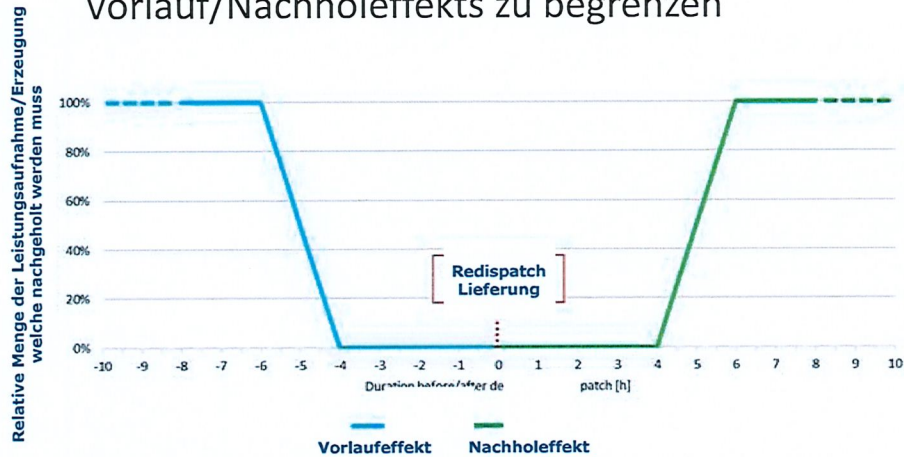
GEEIGNET FÜR ANLAGENBETREIBER UND GLEICHZEITIG VNB/ÜNB

Parameter	Wert	Begründung
Min. Gebotsgröße	1 MW	Eine bestimmte Mindestgröße wird benötigt um effektiv Engpässe lösen zu können. Diese Größe ist auch durch die Rechenkapazitäten der Redispatchnutzer begrenzt.
Min. Gebotsinkrement	0,5 MW	Redispatch wird symmetrisch aktiviert, daher sollten Gebote einheitliche Größen haben, um sie einfach ausgleichen zu können.
Max. Gebotsgröße	400 MW	Es soll vermieden werden, dass einzelne Gebote die benötigte RD-Gesamtmenge stark überschreiten.
Min. Größe eines Assets im Pool	0,5 MW	Ab dieser Assetgröße ist die Beobachtbarkeit in den Netzebenen 5 und 6 üblicherweise gegeben.
Max. Größe eines Assets im Pool	50 MW	Assets dieser Größe sind üblicherweise fähig, alleine die für RD benötigte Mindestgebotsgröße zu erfüllen. Damit sollen unerwünschte Ineffizienzen vermieden werden.
Aggregationsbereich	110 kV Verteilnetzebene	Trade-off zwischen Granularität der geographischen Information und der Anzahl der Aggregationsmöglichkeiten zur Erreichung der Mindestgebotsgröße (wird im weiteren Projekt noch näher evaluiert).

BERÜCKSICHTIGUNG VON NACHHOLEFFEKTEN

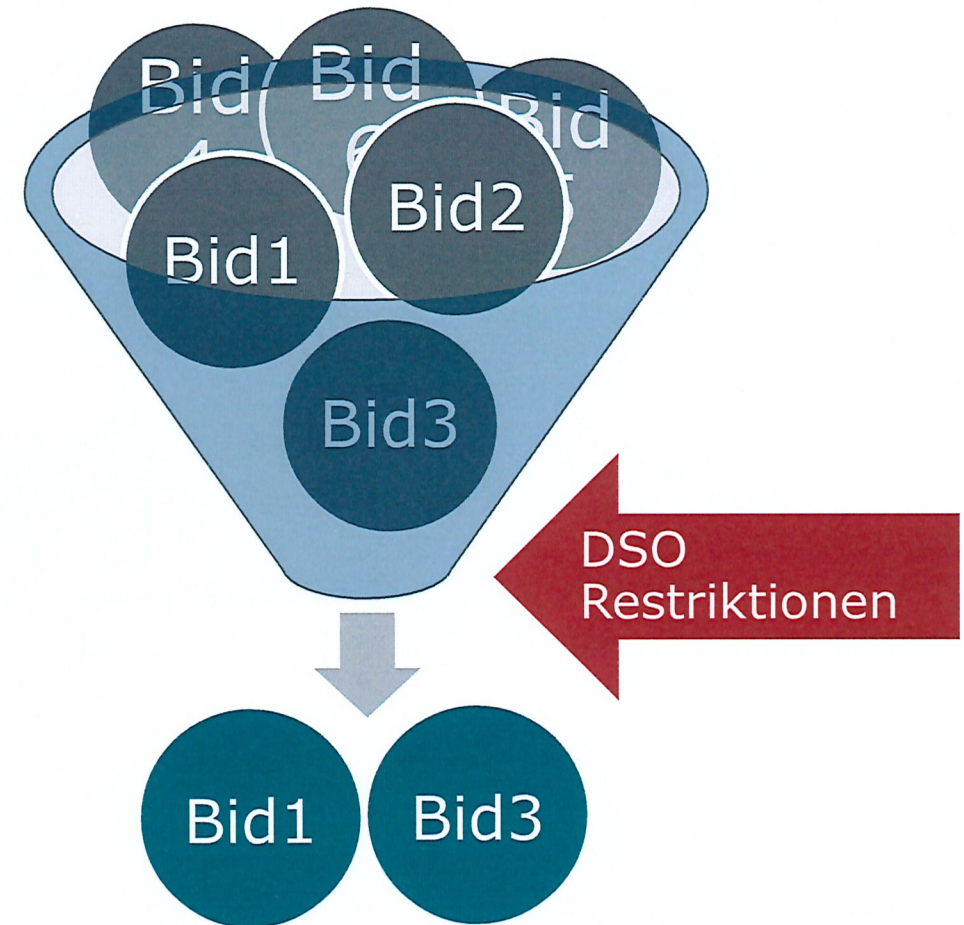
ZUR VERMEIDUNG DER ZEITLICHEN VERSCHIEBUNG DES ENGPASSES

- Zeitserie mit den geplanten Vorlauf/Nachholeffekten als Teil des Gebots
- Hüllkurve, um Zeitpunkt und Menge des Vorlauf/Nachholeffekts zu begrenzen



DSO-TSO INTERAKTION

1. Die Aktivierung von Geboten darf keine Einschränkungen im Verteilnetz verursachen
2. Berechnung der verfügbaren Verteilnetzkapazitäten/Restriktionen um die Aktivierung von Geboten (transparent) zu beschränken → Kapazitätsberechnungsmethode derzeit in Entwicklung
3. Basierend auf DSO Netzkapazitäten werden die kosteneffizientesten und netzverträglichsten Gebote transparent ausgewählt und aktiviert → Mechanismus ist in Entwicklung



Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Tara Esterl, AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Qualitäten im Handel mit Flexiblen Kapazitäten

Karl Frauendorfer, Gido Haarbrücker, Claus Liebenberger, Michael Schürle
Institut für Operations Research und Computational Finance, Universität St. Gallen

Tagung “Neue Wertschöpfung im Handel mit Flexiblen Kapazitäten”
Kantonsratsaal SG, 15. September 2022

Charakteristik für Wertschöpfung

***«Flexible Kapazitäten» beinhalten Optionsrechte
mit «komplexen» Ausübungsstrukturen***

Anwendungen

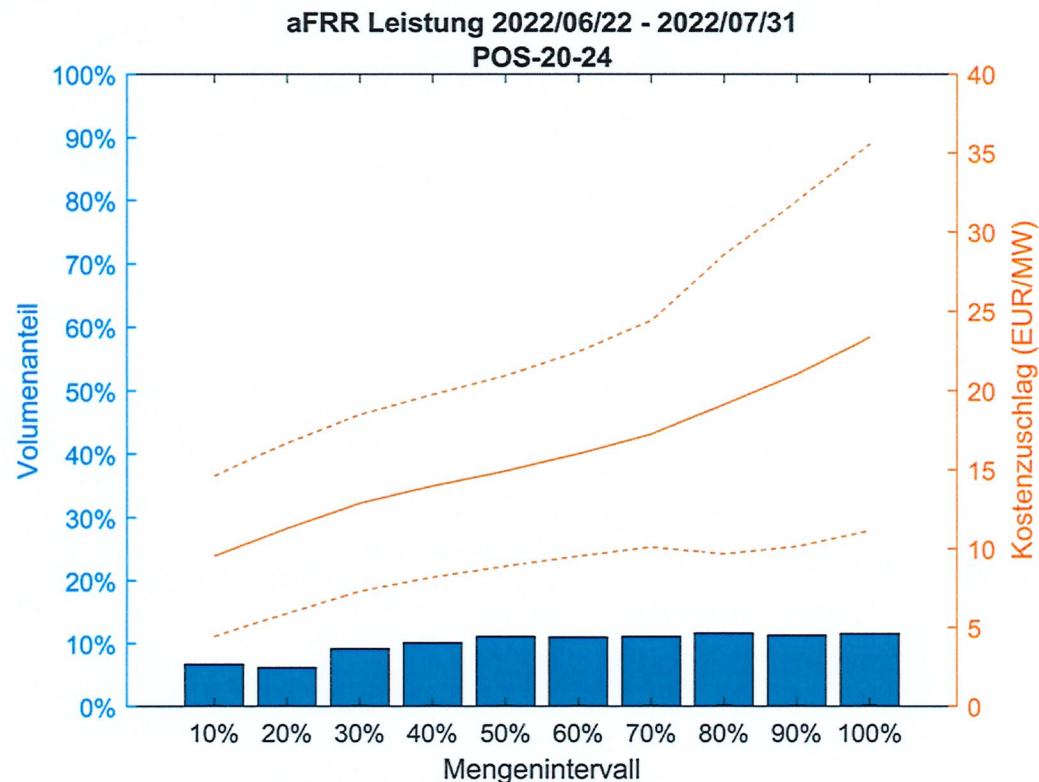
❖ Markt für Systemdienstleistungen

- ❖ Reserve-Leistung (-Energie)
- ❖ Congestion Management

❖ Spotmarkt (Epex-Spot)

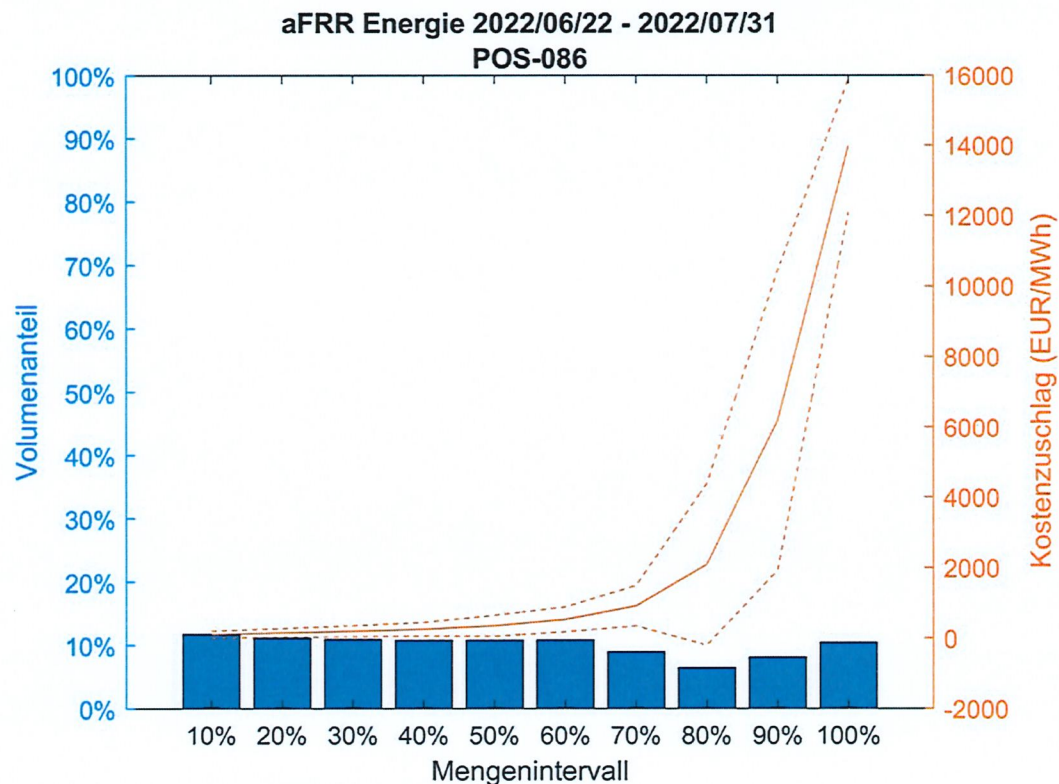
- ❖ Day-Ahead
- ❖ Intra-Day

aFRR: Leistung- und Preis-Verteilung («implizite» Bewertung)



Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis
www.regelleistung.net;
www.netztransparenz.de

aFRR: Energie- und Preis-Verteilung («implizite» Bewertung)



Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis
www.regelleistung.net;
www.netztransparenz.de



This project has received funding in the framework of the joint programming initiative ERA-Net Smart Energy Systems' focus initiative Digital Transformation for the Energy Transition, with support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation program under grant agreement No 883973.

Wertbestimmende Faktoren für Optionsrechte

✦ Angebot & Nachfrage im Zeitpunkt t

- ✦ Preisniveau
- ✦ Volatilitäten, Korrelationen
- ✦ Technologie
- ✦ Spannungsebene

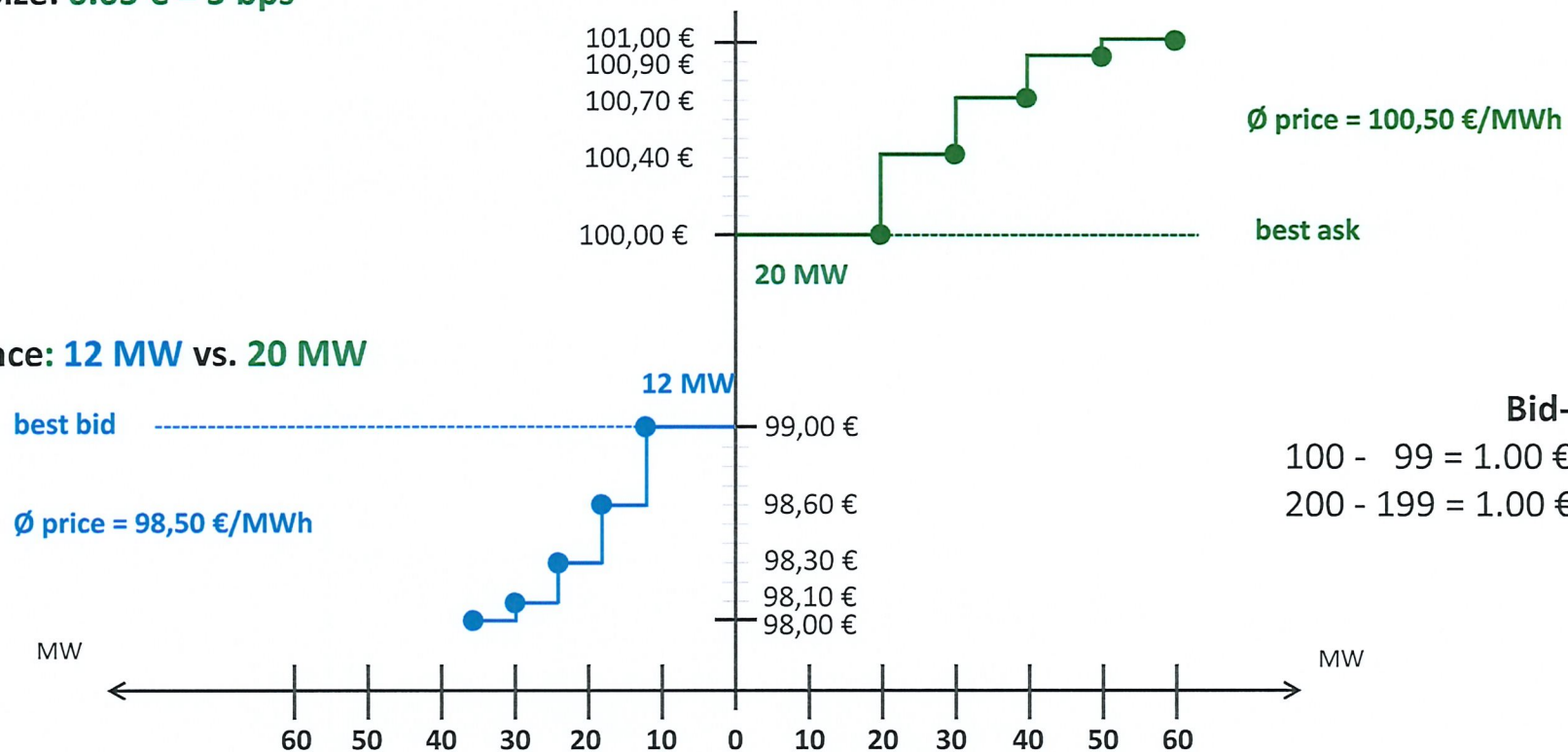
✦ Kosten- & Liquidität im Order-Buch (Micro-Structure)

- ✦ Tick-Size
- ✦ Bid-Asks Spread
- ✦ Imbalance
- ✦ Resilience
- ✦ Depth

Intra-Day: Order Shape A im Zeitpunkt t (in *mms*)

Tick-Size: **0.05 € = 5 bps**

Imbalance: **12 MW** vs. **20 MW**



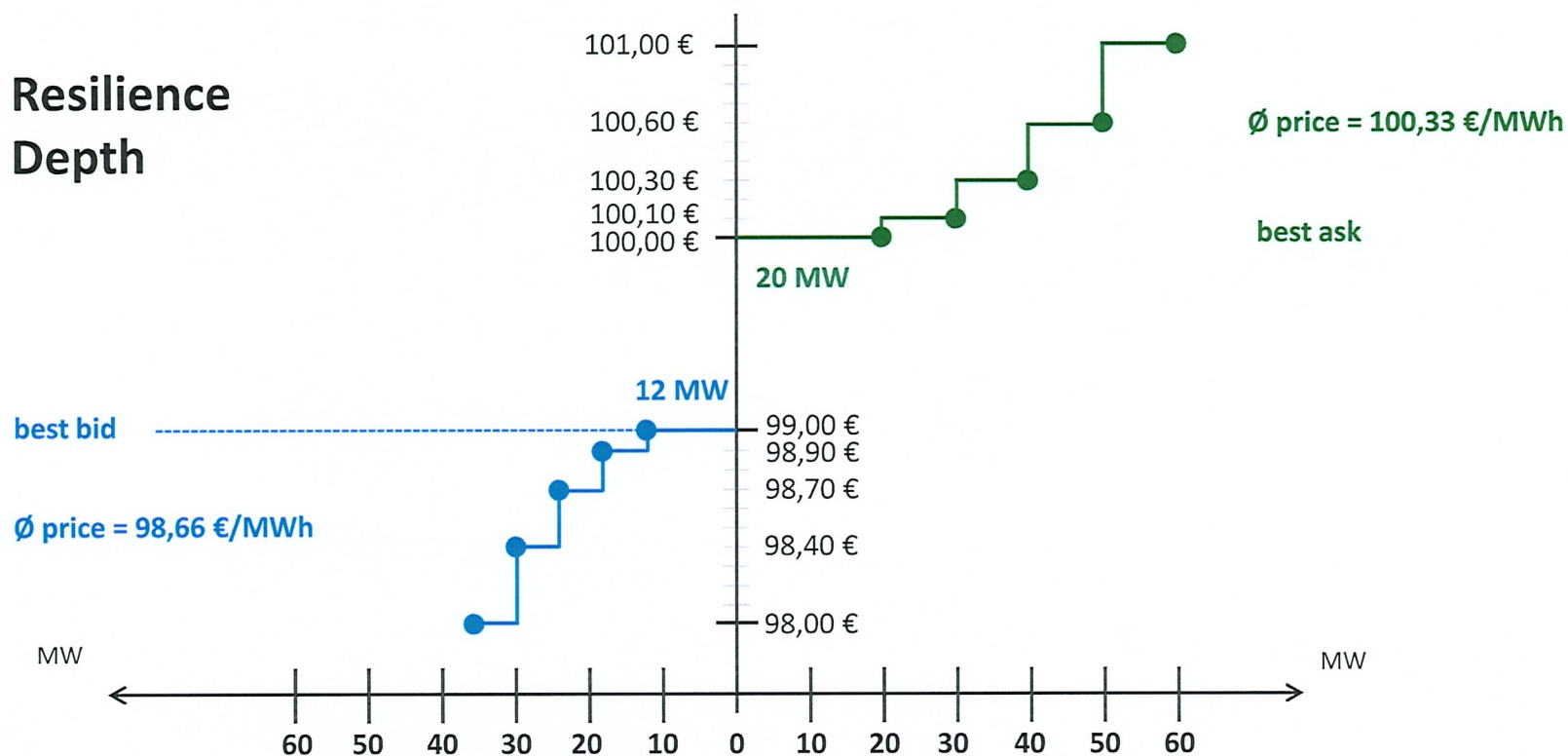
Bid-Ask Spread:

100 - 99 = 1.00 € ... = 100 bps

200 - 199 = 1.00 € ... = 50 bps

Intra-Day: Order Shape B im Zeitpunkt $t+$ (in *mms*)

- Resilience
- Depth



Order Shape & Vermarktungsstrategie

- ✦ Glättstellung von Prognoseänderungen
 - ✦ Stabilität (Regelleistung), Volumen-Exposure reduzieren
- ✦ Replikation der Optionsstruktur, Delta-Hedging
 - ✦ Volatilität monetisieren
- ✦ Intrinsic Strategy (Rolling)
 - ✦ Spread monetisieren
- ✦ Hedging
 - ✦ Glättung Cash Flow, Risiko Exposure reduzieren
- ✦ Spekulation
 - ✦ Extreme Ereignisse abschöpfen, Technische Analyse

Ziele

- ❖ Effizienz von Handelsstrategien
- ❖ Price-Discovery an der Epex-Spot
- ❖ Geschäftsmodelle
 - ❖ Produzenten
 - ❖ TSO
 - ❖ DSO, Flexibility Service Provider (FSP)
 - ❖ Endkunden
- ❖ Beitrag zur Effizienzmessung von **Bidding-Zones** (ACER* 2020, EU**2021)
- ❖ **Wohlfahrtsgewinne** abschätzen

*ACER (Oct. 2020): *Liquidity and Transactions Costs: Methodology to estimate the Impact of a Bidding Zone Reconfiguration on Market Liquidity and Transaction Costs*; Report No.: 2020-0379, Rev. 1

** European Commission (2021): *Asset Study on: Smaller Bidding Zones in European Power Markets: Liquidity Considerations*, Luxembourg: Publications Office of the European Union.

Für Fragen

Prof. Dr. Karl Frauendorfer

Ordinarius für Operations Research
Direktor des Instituts für Operations Research
und Computational Finance (ior/cf-HSG)

Email: karl.frauendorfer@unisg.ch

Plenardiskussion: Themenschwerpunkte und Thesen

Konferenz “Neue Wertschöpfung im Handel mit Flexiblen Kapazitäten”

Kantonsratsaal SG, 15. September 2022



This project has received funding in the framework of the joint programming initiative ERA-Net Smart Energy Systems' focus initiative Digital Transformation for the Energy Transition, with support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation program under grant agreement No 883973.

Topic I: Geschäftsmodelle für Flexible Kapazitäten

Das Wachstum an flexiblen Kapazitäten erstreckt sich über die gesamte Wertschöpfungskette. Damit sind die Geschäftsmodelle verschiedener Marktakteure betroffen:

TSO – Flexibility Service Provider (FSP) – DSO

These I: Transparenz und gleichberechtigter Zugang der Marktakteure zu einer effektiven Interface-Plattform bilden die Basis für einen funktionierenden Flexibilitätsmarkt und den Erfolg von Geschäftsmodellen.

- Wie werden aktuell die Anpassungen & Erneuerungen aus Sicht eines TSO beurteilt?
- Welchen Einfluss haben die möglichen Ausgestaltungen der Geschäftsmodelle auf das Design der Plattform “Equigy” ?
- Welche Anreizsysteme und/oder regulatorischen Rahmenbedingungen sind vorzusehen, um eine effiziente Einbindung der Sektorkopplung als wesentliche Flexibilitätsquelle in der Vermarktung sicherzustellen?
- Wird mit der Zunahme verschiedener Vermarktungsmöglichkeiten für die Priorisierung ein Regelwerk für die Kooperation zwischen TSO und DSO erforderlich?
- Wird die Industrie zum Wertschöpfungshub für die Energieversorgung?
- In welchem Teil der Wertschöpfungskette ist der Beitrag der Digitalisierung besonders zu würdigen?

Topic II: Verwerfungen an den Energiemärkten & ihre Auswirkungen auf Flexibilitäten

Aktuell führen die Verwerfungen an den Energiemärkten zu Krisenszenarien in der Stromversorgung. Das Instrument der „Wasserkraftreserve“ – gedacht zur *Absicherung in ausserordentlichen, nicht absehbar kritischen Knappheitssituationen** - bindet grosse zentrale, flexible Kapazitäten. Ungeklärt sind Dimensionierung und Wirksamkeit dieses Instruments. (*ElCom, 23. August 2022, SRF news)

These II: Die Dimensionierung und Wirksamkeit der „Wasserkraftreserve“ hängt zukünftig stark von der Interoperabilität der Flexibilitätsplattformen ab.

- Wie lassen sich die Begriffe „Interoperabilität“ und „Kopplung“ voneinander abgrenzen?
- Welche Technologien bzw. Kenngrössen dezentraler Kapazitäten stärken die „Wasserkraftreserve“?
- Ist für Krisenzeiten das Zusammenspiel zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen NEU zu charakterisieren?
- Wonach ist die Dimensionierung und Ausgestaltung auszurichten?
- Ist eine dynamisch regulierte Preisobergrenze nützlich bzw. notwendig für die Wirksamkeit?
- Wie schätzt man – komplementär zur Wasserkraftreserve - das Potential von abschaltbaren Endkundenprodukten ein?

T

Topic III: Strommarktdesign vs. Regulatorische Massnahmen

“Flexible Kapazitäten” werden auch im Day-Ahead Markt angeboten. Aktuell wird aufgrund der Verwerfungen an den Energiemärkten die Merit-Order mit “Paid-as-Cleared” von der Politik in Frage gestellt. Der ökonomische Mehrwert der flexiblen Kapazitäten definiert sich primär durch die Volatilität im Spotmarkt und im Markt für Systemdienstleistungen.

These III: Ein Eingriff in die Merit-Order und damit in die Day-Ahead Auktion ist gefährlich, da darauf die Preisbildung für Futures und Forwards basiert und zu disruptiven Auswirkungen auf das Risiko-Exposure der Handelsportfolien führen könnte. Alternativ ist eine gerechte Umverteilung eines Überschussgewinns auf Industrie-, Gewerbe- und Endkunden auszugestalten.

- Ist in Krisenzeiten eine Umlage eines Überschussgewinns durchsetzbar?
- Auf welchen Kenngrössen wäre ein Cap zu definieren ?
- Welche Anforderungen sind an die Daten zu stellen, um eine faire Umverteilung zu erreichen?
- Besitzt bzgl. Datenverfügbarkeit die Schweiz aufgrund ihrer Teilliberalisierung eine bessere Ausgangsbasis für eine Umsetzung?



DigIPlat



This project has received funding in the framework of the joint programming initiative ERA-Net Smart Energy Systems' focus initiative Digital Transformation for the Energy Transition, with support from the European Union's Horizon 2020 research and innovation program under grant agreement No 883973.