



# Ganzheitlicher Ausbau der Netzinfrasturktur für zukünftige Versorgungssicherheit

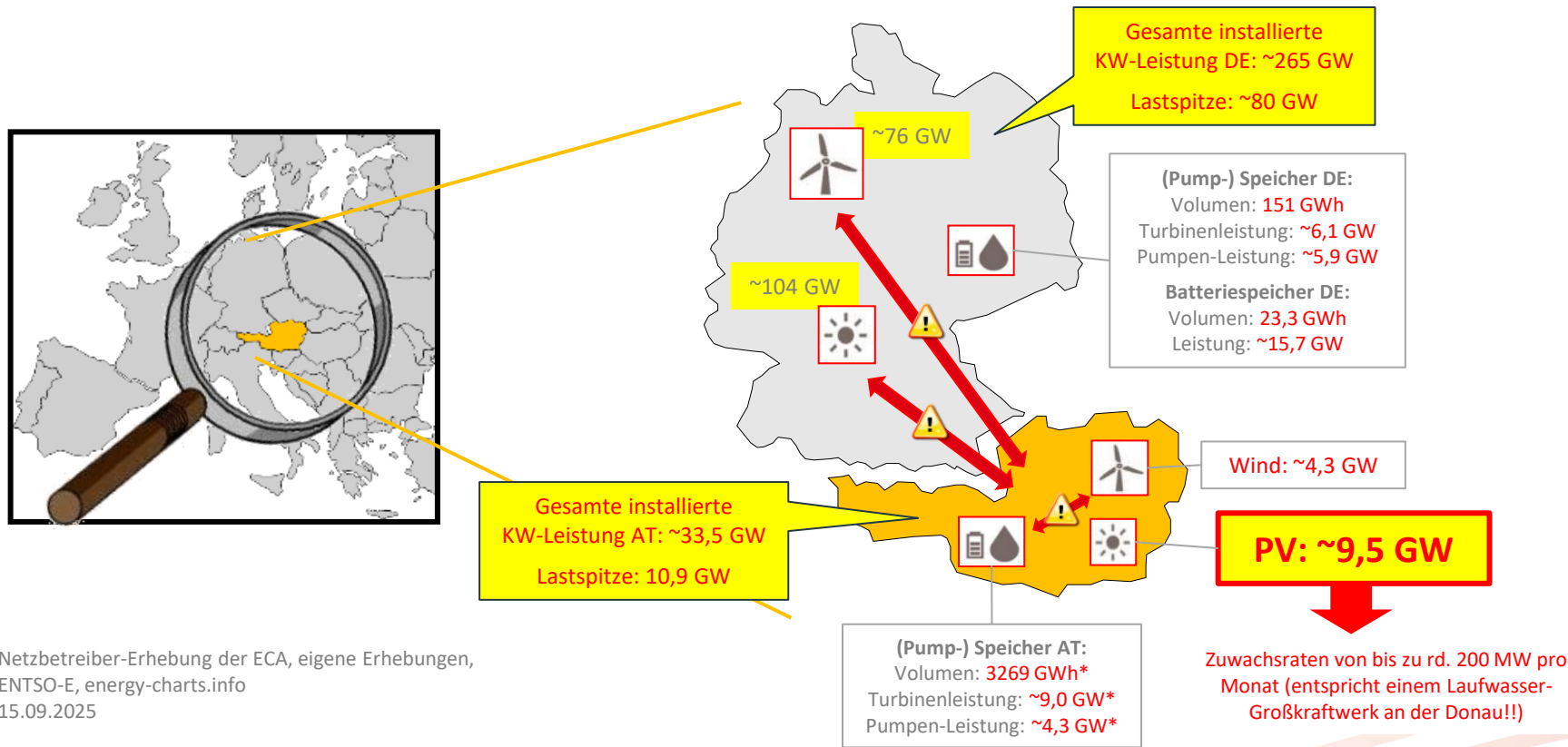
ÖGEW/DGMK Herbsttagung in Wien

DI Kurt Misak-Huber, Abteilungsleiter Versorgungssicherheit und operative Energiewirtschaft

Wien, 20.11.2025

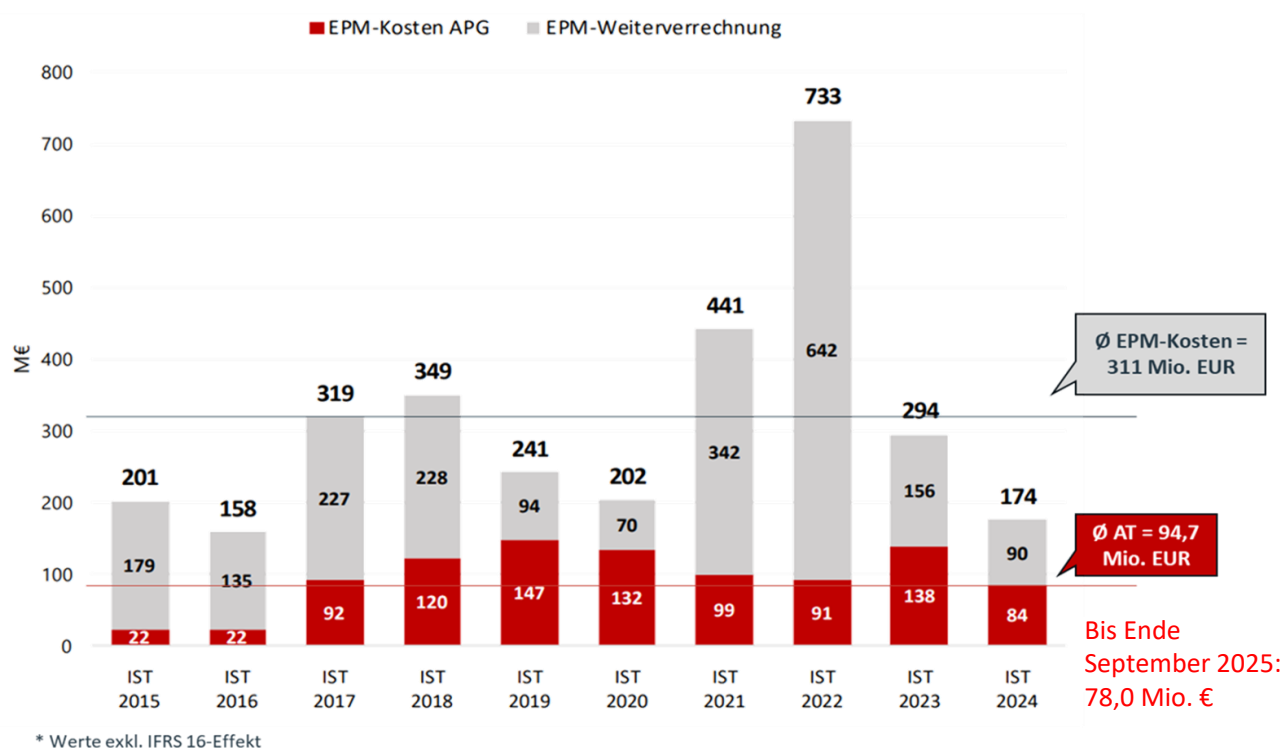
# Ausbau Erneuerbarer – aktueller Stand in Österreich und Deutschland

(installierte Speicher- und Gesamtkapazitäten beziehen sich auf österreichisches Staatsgebiet und nicht auf die Regelzone APG)



Quelle: Netzbetreiber-Erhebung der ECA, eigene Erhebungen,  
ENTSO-E, energy-charts.info  
Stand: 15.09.2025

# Entwicklungen beim Engpassmanagement



Jahr	Anzahl Tage mit Redispatch
2018	282
2019	268
2020	261
2021	261
2022	237
2023	217
2024	203
2025	148 (bis Ende 09/2025)

# Ausblick 2040 zeigt Herausforderungen einer vollkommen neuen Dimension



Österreich 2040 (ÖNIP Transition-Szenario<sup>1</sup>)

Meistern dieser Volatilität braucht MEHR!  
(Speicher, Flexibilität, etc.)



41 GW



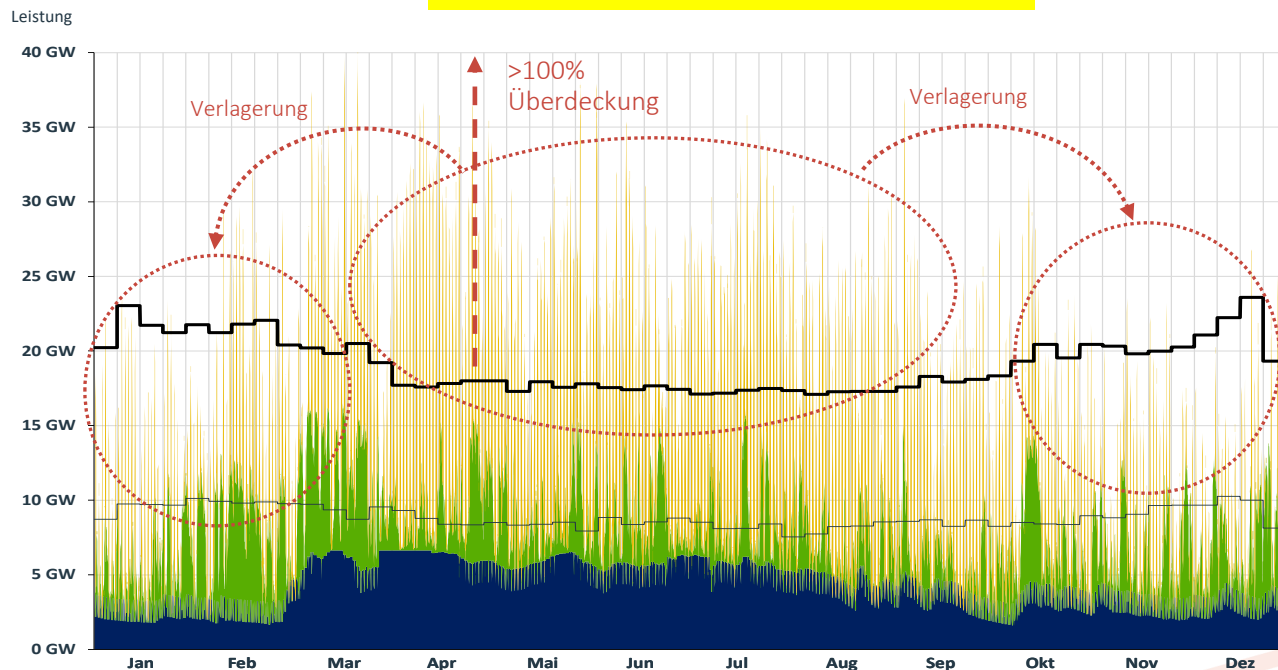
12 GW



6 GW



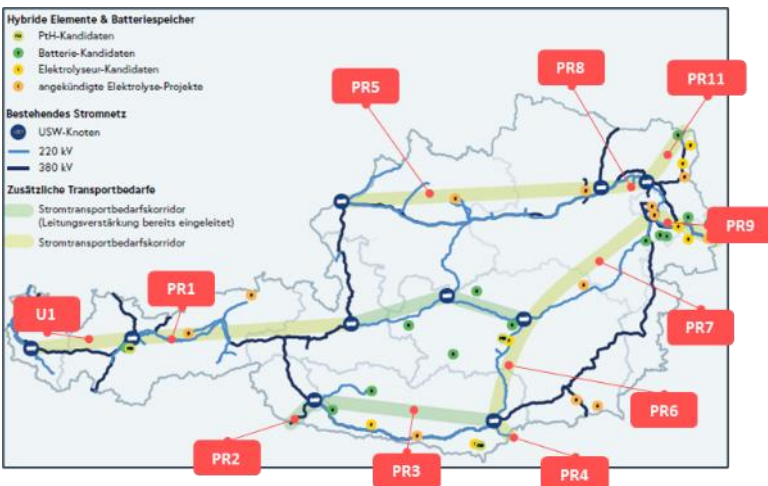
Netzlast  
(Wochenmaxima)



[1] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan (2024); ÖNIP Szenario: Transition S.39





# ÖNIP als Richtschnur für die Netzentwicklung

## ÖNIP als rahmensetzender Plan



**Netzentwicklungsplan 2024 -2033**  
Investitionsvolumen der APG wird sich  
im vgl. zum NEP21 mehr als verdoppeln!

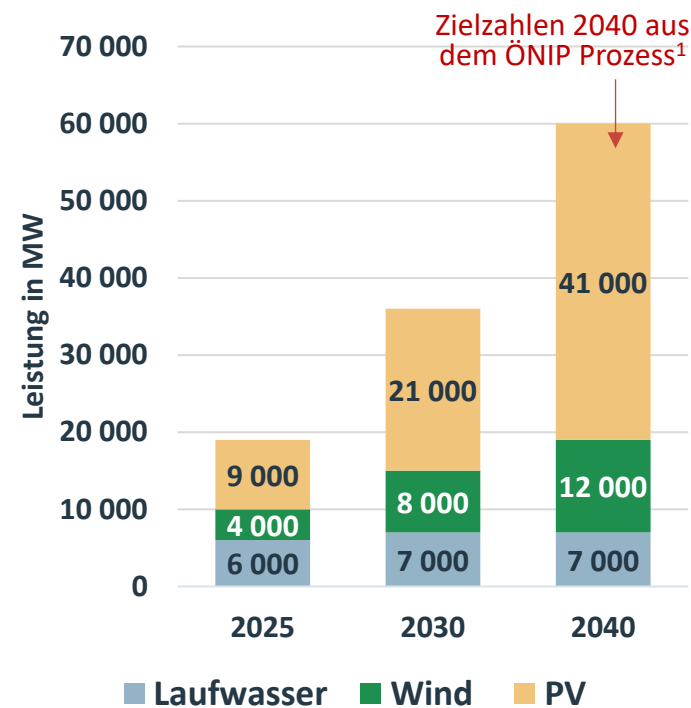
## Herausforderungen bis 2030+

	Heute	Morgen (ÖNIP 2030+)	Anstieg
Trassenlänge [380 kV]	1.200 km (in 60 Jahren)	+ 1.200 km (in 13 Jahren)	 <b>+100%</b>
UVP- Verfahren	(max.) 2	5-6 (parallel)	 <b>+200%</b>
UWs	65	+45	 <b>+70%</b>
Trafos	95	+110	 <b>+120%</b>

Heute Morgen (ÖNIP)

**Das Gelingen der Energiewende wird im Stromnetz entschieden!**  
**Allein APG investiert bis 2033 rd. 9 Mrd. € in den Netzaus- und -umbau!**

# ÖNIP 2024 setzt den Rahmen für den APG-Netzentwicklungsplan 2025



Transportkorridore im ÖNIP



# NEP 2025: Erstmals vollständige Abbildung der ÖNIP-Korridore und Planung bis 2040

- ▶ Öffentliche Konsultation abgeschlossen
- ▶ Einreichung zur Genehmigung bei E-Control Anfang September 2025 erfolgt
- ▶ NEP-Zeitraum 2026 – 2035 inkl. Planung bis 2040
- ▶ ÖNIP-Achsen vollständig abgebildet -> fünf neue 380-kV-Projekte
- ▶ Kohärenz des NEP2025 mit ÖNIP2024 und TYNDP2024 (und V-NEPs) aus APG-Sicht erfüllt

 Bundesministerium  
Klimaschutz, Umwelt,  
Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie

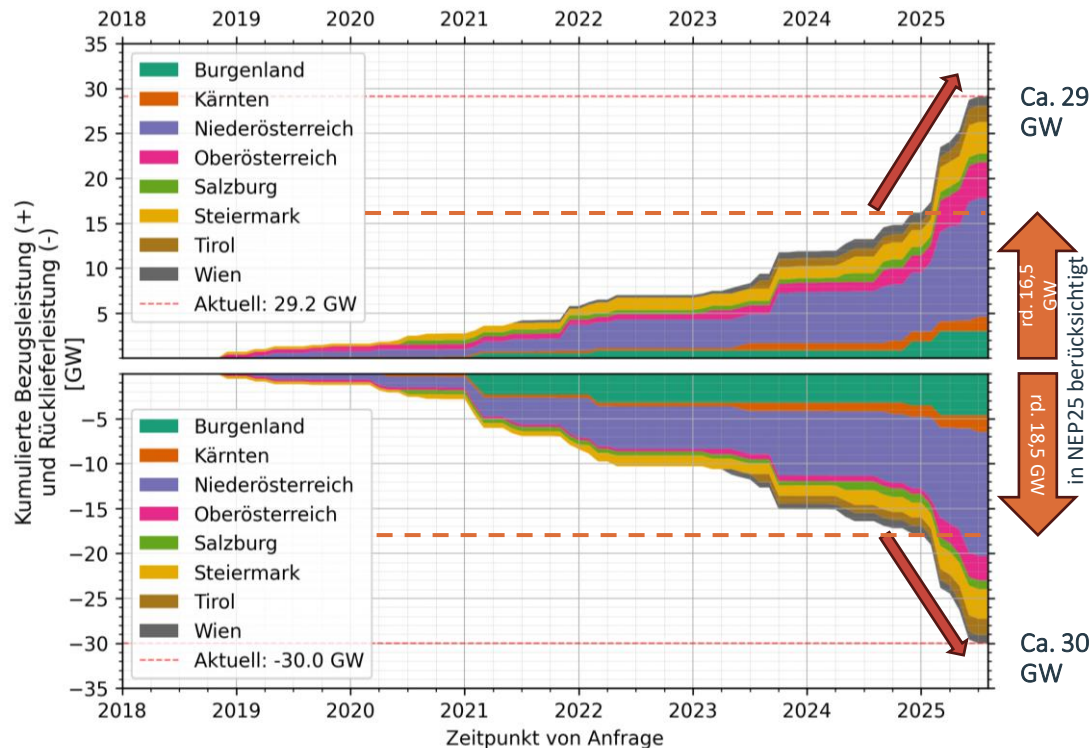
## Integrierter österreichischer Netzinfrasturkturplan

Entwurf zur Stellungnahme



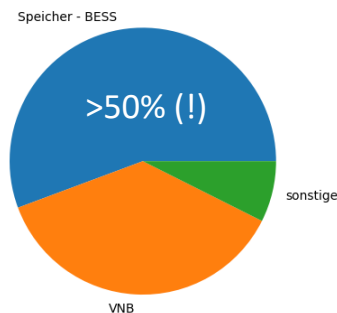
# Kumulierte Netzzutrittsanfragen an das APG-Netz

Kumulierte angefragte Leistung pro Bundesland ab 2018  
Stand: 08-2025



- ▶ Starker Anstieg der Netzzugangsanfragen 2025
- ▶ Rd. die Hälfte der angefragten Leistung ist im NEP25 berücksichtigt
- ▶ Haupttreiber aktuell
  - ▶ Batteriespeicher (rd. 7 GW)
  - ▶ Datacenter (rd. 2,3 GW)
  - ▶ VNB (Erneuerbare)
- ▶ Schwerpunkt im Osten (W, NÖ, Bgld, Stmk)

Angefragte Anschlussleistung je Kategorie und Quartal im Osten im Jahr 2025





# Das Zielnetz entsteht durch den Ausbau der wichtigen ÖNIP-Korridore (380-kV) – versorgungssichere Transformation des Energiesystems braucht weitere Bausteine!

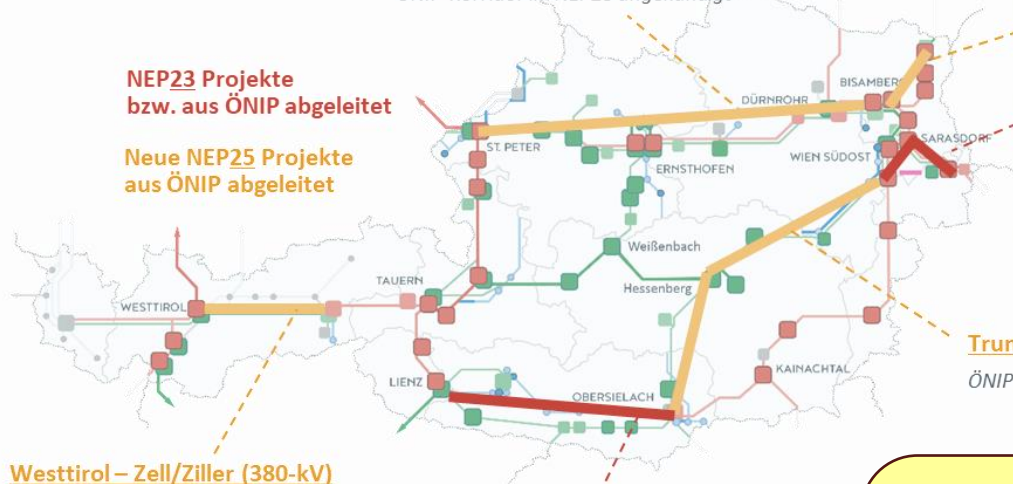


## St. Peter – Dürnrohr/Weinviertel

ÖNIP-Korridor im NEP23 angekündigt

NEP23 Projekte  
bzw. aus ÖNIP abgeleitet

Neue NEP25 Projekte  
aus ÖNIP abgeleitet



## Westtirol – Zell/Ziller (380-kV)

ÖNIP-Korridor im NEP23 angekündigt

## Netzraum Kärnten

380-kV-Leitungsprojekt aus dem NEP23

## Netzausbau im Osten Österreichs dient der Netz-Integration von EE

### „Weinviertelleitung-2“

ÖNIP-Projekt zur Integration der EE

### Netzraum Ost

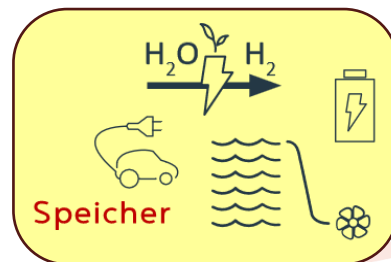
380-kV-Leitungsprojekt aus dem NEP23

### 16 UW-Projekte in AT-Ost\*

Neue Umspannwerke zur Integration der EE und Generalerneuerungen von bestehenden UW (Betriebsinvestitionen)

## Trumau – Hessenberg – Obersielach

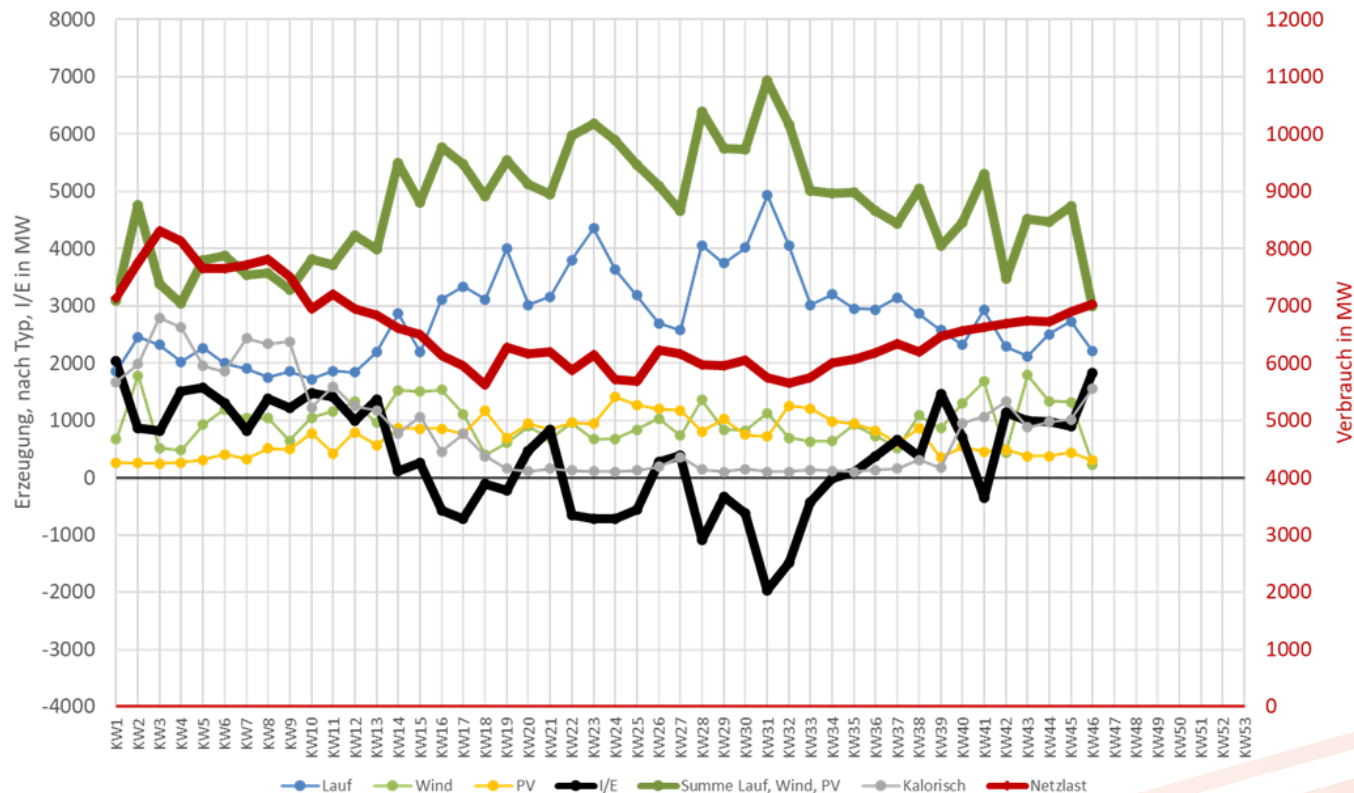
ÖNIP-Korridor im NEP23 angekündigt



# Erzeugung aus Laufwasserkraft aktuell noch immer dominant für Import-/Export-Verhalten der Regelzone

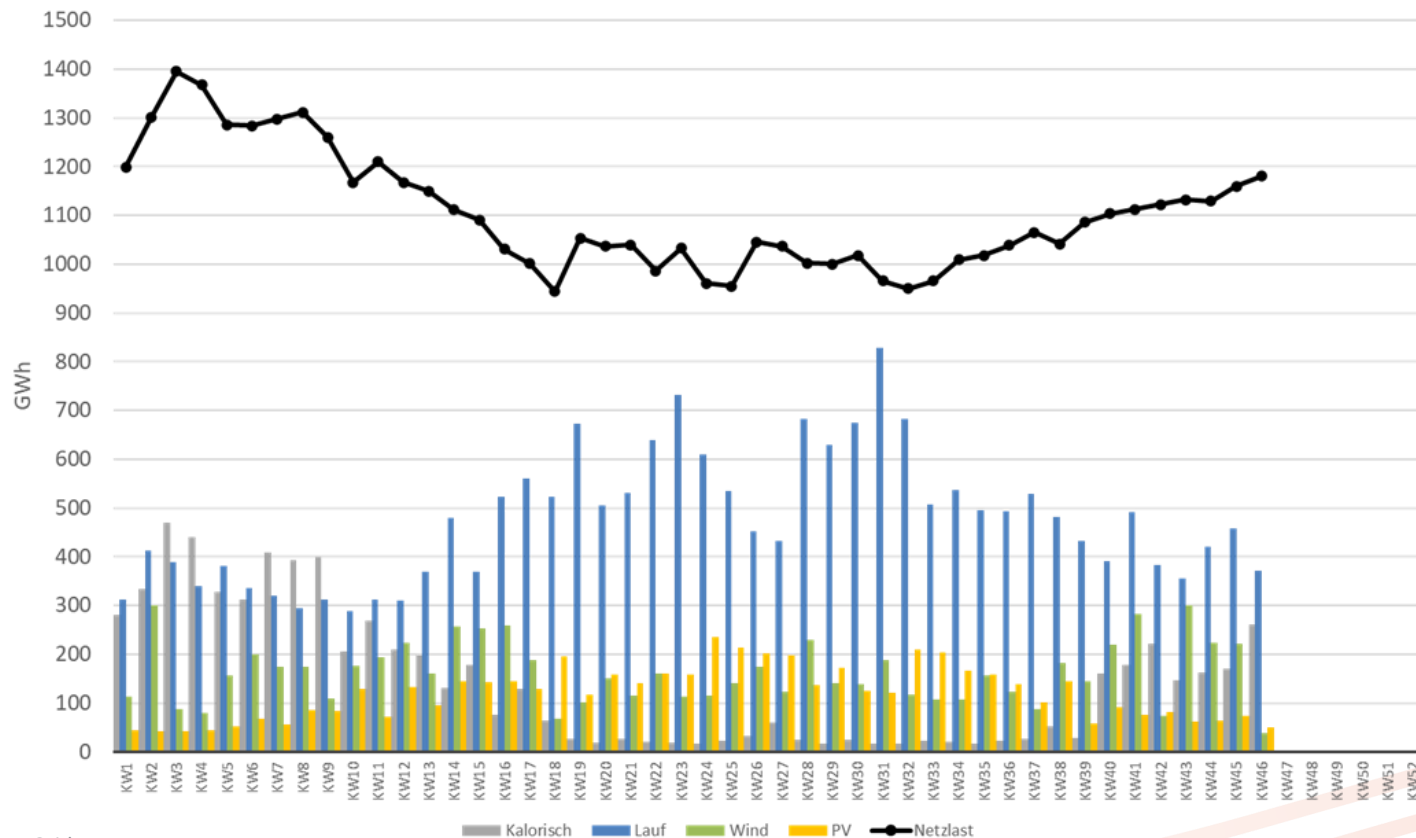


durchschnittliche Leistung pro Woche 2025 bis inkl. KW 46 (16.11.2025); Kalorische KW, Lauf, Wind, PV; gemessener I/E



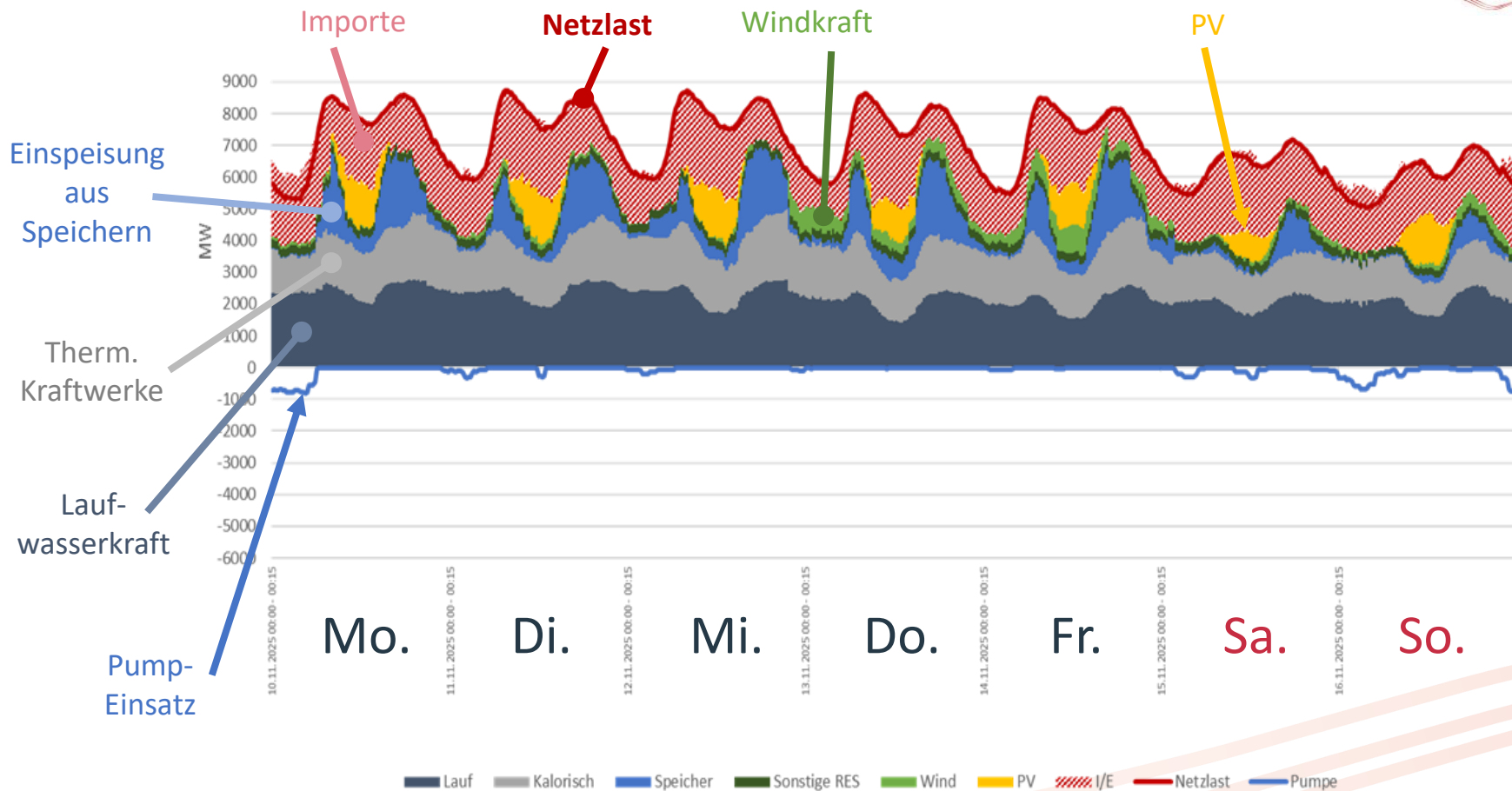
# Einspeisung in der Regelzone APG

Energie pro Woche 2025 bis inkl. KW 46 (16.11.2025); Kalorisch, Lauf, Wind, PV; Messwerte

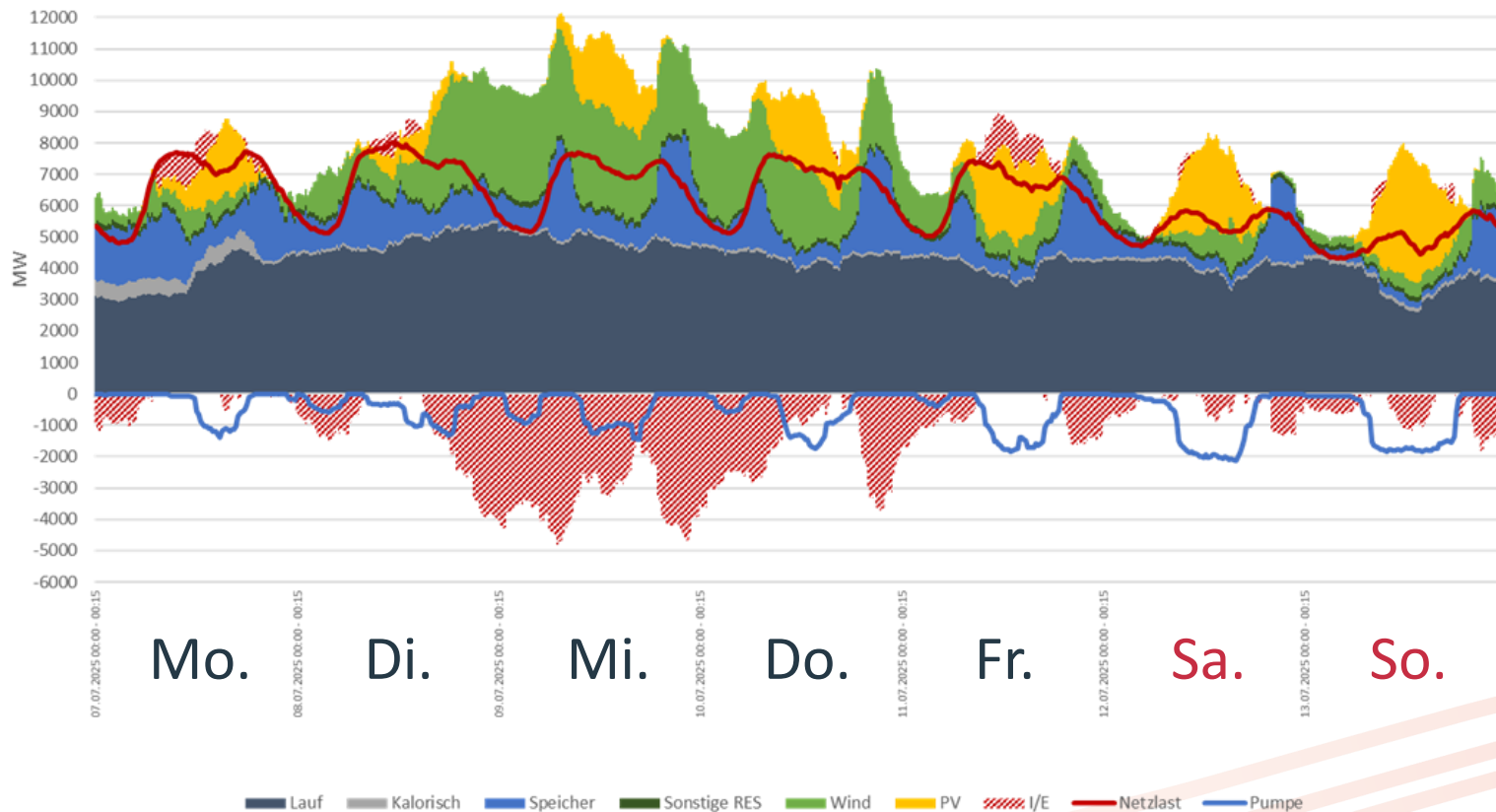


# Wöchentliche Deckung der Netzlast in der Regelzone APG

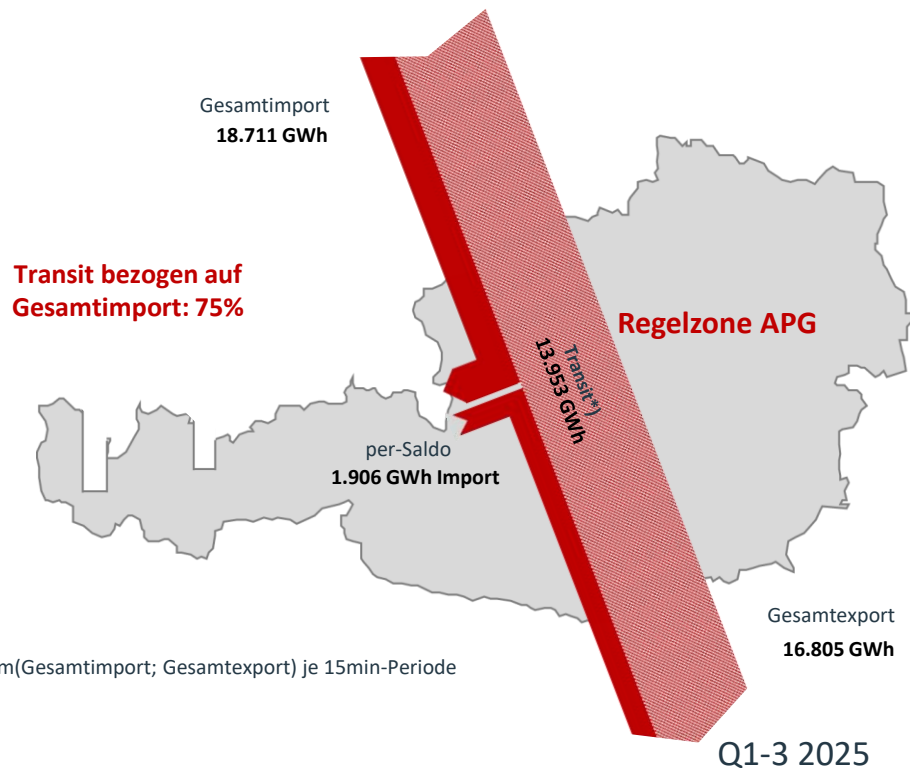
am Beispiel der KW 46/2025 (10.-17.11.2025), 15-Minuten-Messwerte



# Wöchentliche Deckung der Netzlast in der Regelzone APG am Beispiel der KW 28/2025 (07.-13.07.2025), 15-Minuten-Messwerte



# Österreich ist als zentral gelegenes Binnenland von Transitflüssen besonders stark betroffen



## Maximale Leistung (Messwerte)

	MW
Import	6.736
Export	5.979
Transit	4.292

\*) Transit = Minimum(Gesamtimport; Gesamtexport) je 15min-Periode (Messwerte)



# Vergleich der Größenordnungen von Speichern

Simplifizierte Betrachtung, Zahlenbasis: Statistik Austria, Oesterreichs Energie, PV-Batteriespeichersysteme – Marktentwicklung 2024, BMWET
 

## Energiemengen

2025

(Pump-) Speichervolumen AT



≈



Haustaltsspeicher  
à 15 kWh<sup>1</sup>

3.269 GWh

(= 3.269.000.000 kWh)

~218 Mio.

(~24 Stk./Einwohner)

oder ~32.269.000

(z. B. Audi Q6 e-tron mit 100 kWh-Batterie)



Energie

Zukunft  
(2040)

Pumpspeichervolumen



3,2 TWh

75% aller Haushalte<sup>2</sup> in AT  
mit Speicher à 20 kWh



~0,067 TWh



← Faktor ~50 → •

## Maximale Momentanleistungen

Pumpspeicherkraftwerke

\*Pumpleistung AT inkl. Vbg. & Tirol



4,3 GW

~ 70.000 PV-Speichersysteme (2024)<sup>1</sup>

à 15 kWp



~ 1 GW



← Faktor ~4 →



Pumpspeicherkraftwerke

\*Pumpleistung AT inkl. Vbg. & Tirol



4,3 GW

75% aller Haushalte<sup>2</sup> in AT  
mit Speicher à 20 kWh  
(Entladung mit 20 kWp)



68 GW



← Faktor ~15 →



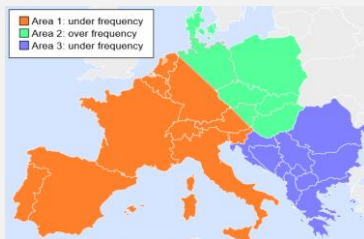
Flexibilität

# Europäische Großstörungen

## Überlastung von Netz-Betriebsmitteln



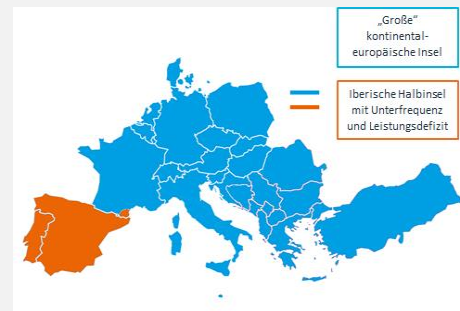
**2003** 28.9. Italien-Blackout



**2006** 4.11. Splitting



**2021** 8.1. Splitting

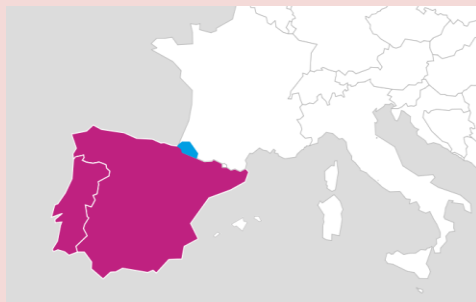


**2021** 24.7. Splitting

## Überspannung im Netz



**2024** 21.6. Blackout in Dalmatien, Bosnien-Herzegovina, Montenegro, Albanien



**2025** 28.4. Blackout in Spanien und Portugal



**2025** 18.5. Teil-Blackout in Nordmazedonien

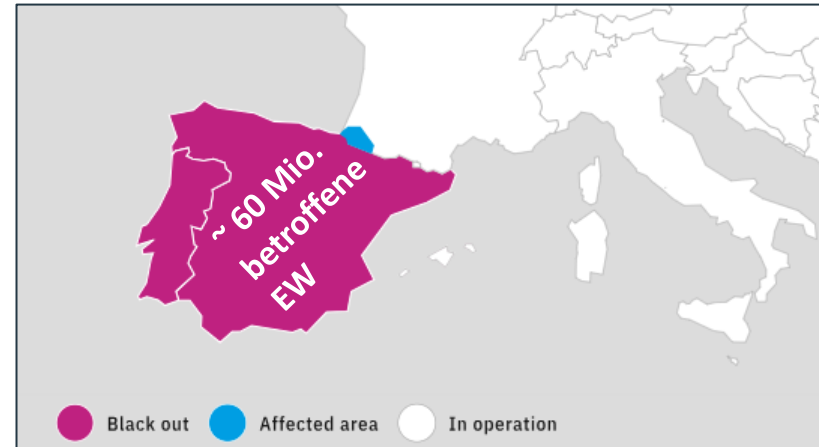


**2025** 4.7. Teil-Blackout in Tschechien

# Blackout in Spanien und Portugal am 28. April 2025

„Das ‘lawinenartige’ Überspannungsereignis im Stromnetz, das zum Blackout auf der Iberischen Halbinsel führte, ist nach Einschätzung der Expertenkommission das ‚erste seiner/ihrer Art‘ gewesen.“

→ **Blackout durch Überspannungskollaps**

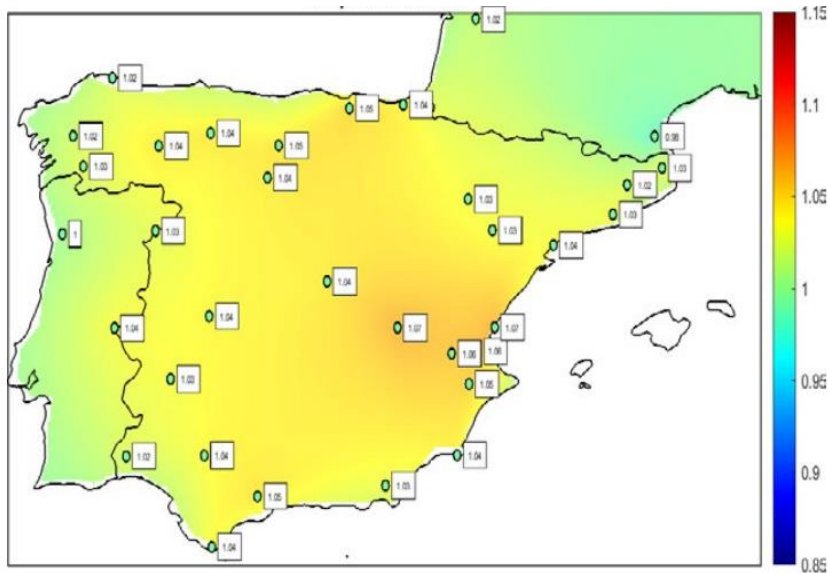


Land	Betroffene Last (MW) *	ICS Scale
FR	<10 (0%)	0
PT	5900 (100%)	OB3
ES	25200 (100%)	OB3

\*) Die Last von PSPKW im Pumpmodus ist nicht berücksichtigt

# Zur Verfügung stehende Maßnahmen zur Spannungshaltung

Spannungsheatmap um 10:45 MESZ



## Manuelle topologische Maßnahmen:

- Zu-/Abschaltung von Leitungen
- Zu-/Abschaltung von Drosseln od. C-Batterien
- Trafo-Regelung

## Automatische Maßnahmen:

- Blindleistungsbereitstellung Netznutzer (z.B. Erzeugungsanlagen)
- Blindleistungsbereitstellung ÜNB-Betriebsmittel (z.B. STATCOM, HGÜ,...)

# Allgemeine Informationen zu Spanien & Portugal

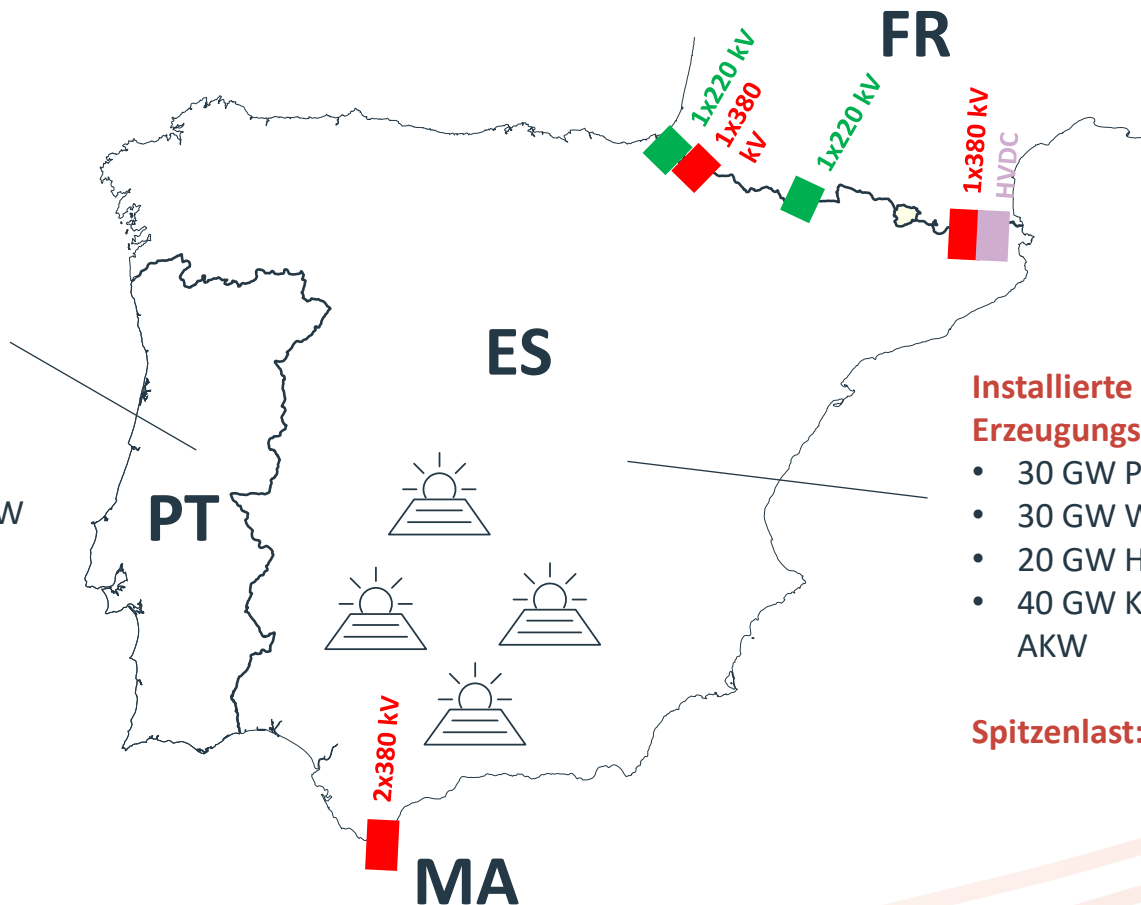


## Installierte

### Erzeugungsleistung:

- 2,5 GW PV
- 5 GW Wind
- 7 GW Hydraulisch
- 4 GW Kalorisch

**Spitzenlast:** ca. 10 GW



**Max. kommerzielle Übertragungskapazität ES/FR:**  
ca. 2800 MW

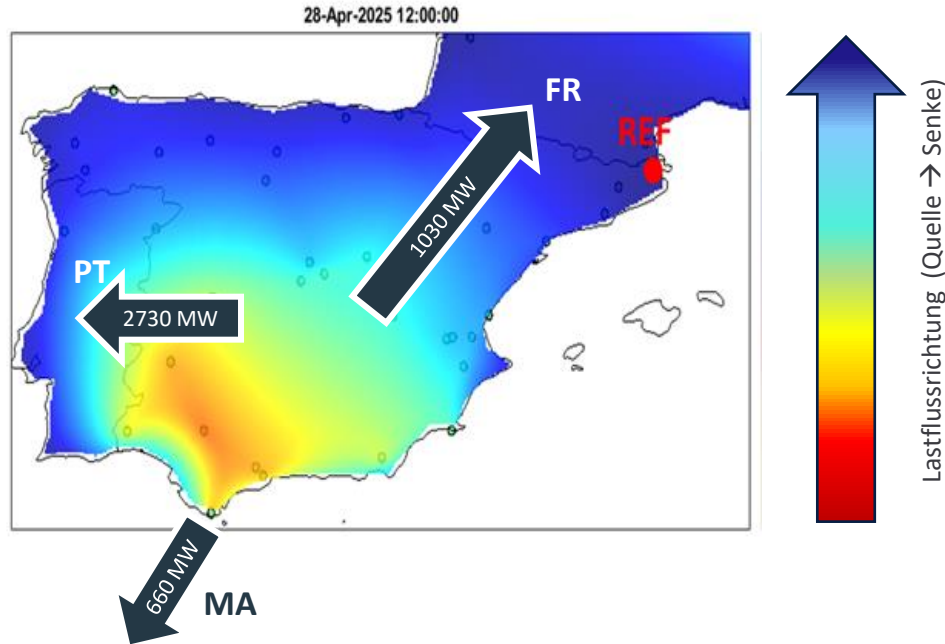
## Installierte

### Erzeugungsleistung:

- 30 GW PV
- 30 GW Wind
- 20 GW Hydraulisch
- 40 GW Kalorisch + AKW

**Spitzenlast:** ca. 38 GW

# Systembedingungen um 12:00 MESZ



## Technische Interpretation der Winkeldifferenzen-Heatmap:

- Heterogene Verteilung der Erzeugung in Spanien
- Südwesten Spaniens (Erzeugungsschwerpunkt) „drückt“ Wirkleistung in die benachbarten Regionen/Länder



# Blackout in Spanien und Portugal am 28.4.2025

## Zusammenfassung

In der **halben Stunde vor dem Störfall** traten zwischen 12:03 und 12:07 Uhr MEZ sowie zwischen 12:19 und 12:21 Uhr MEZ in der kontinentaleuropäischen Synchronzone **Netzschwankungen** auf. Die Übertragungsnetzbetreiber Spaniens (Red Elctrica) und Frankreichs (RTE) ergriffen Maßnahmen, um diese Schwankungen zu stabilisieren. **Zum Zeitpunkt des Störfalls traten keine Schwankungen auf**, und die betrieblichen Parameter lagen im normalen Bereich.

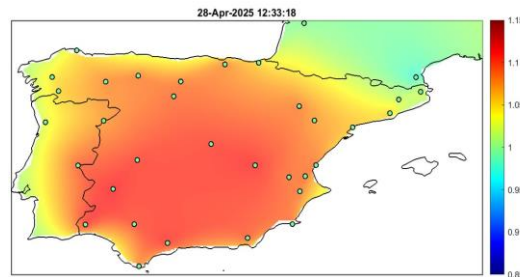
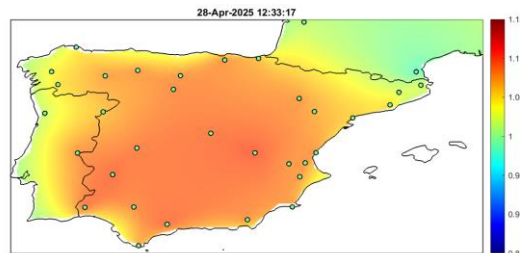
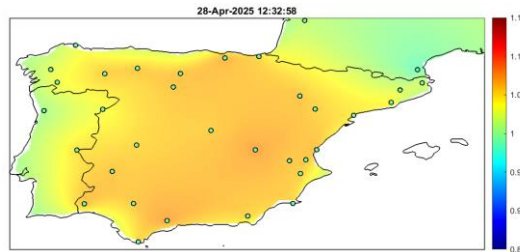
**Ab 12:32:57 Uhr MEZ und innerhalb von 20 Sekunden danach wurde in Südspanien eine Serie von Stromausfällen registriert, nicht jedoch in Portugal und Frankreich.**

Infolge dieser Ereignisse **sank die Frequenz**, und in **Spanien und Portugal** kam es zu einem **Spannungsanstieg**.

Zwischen 12:33:18 Uhr und 12:33:21 Uhr MEZ **sank die Frequenz** des Stromnetzes der Iberischen Halbinsel **weiter und erreichte 48,0 Hz**. Die **automatischen Lastabwurfpläne** Spaniens und Portugals wurden aktiviert.

Um 12:33:21 Uhr MEZ wurden die **Wechselstrom-Freileitungen** zwischen Frankreich und Spanien **durch Schutzeinrichtungen gegen Synchronisationsverlust** abgeschaltet.

**Um 12:33:24 Uhr MEZ brach das iberische Stromnetz vollständig zusammen**, und die HGÜ-Leitungen zwischen Frankreich und Spanien stellten die Stromübertragung ein.



~ 20 Sekunden!

# Blackout: Einschätzung der aktuellen Lage



## Maßnahmen seitens APG zur Blackout-Prävention

- 1) Netzausbau
- 2) Netzreserve-Kraftwerke unter Vertrag
- 3) Massive Beteiligung an Markt-Weiterentwicklung  
Market Coupling – Core Region, Regelenergiekooperation
- 4) Resilienzstrategien
  - IT-/OT-/Objektschutz-Strategien
  - Systemschutzplan
  - Netzschutzgeräte-Konzept
  - Überwachung der (n-1)-Netzsicherheit
  - vorbereitete, abgestimmte und beübte Notfallkonzepte, etc.
  - laufende Abstimmung mit allen relevanten 110-kV-Netzpartnern
- 5) Optimierte Wartungs- und IH\*-Strategien
- 6) Feingranularere Prognosen für Netzsicherheit (Intensivierung Datenaustausch)
- 7) Aus- und Weiterbildung sowie Trainings, Partnerschaften, regelmäßige Abstimmungs-sitzungen mit allen Stakeholdern



**Keine „akute“  
Blackout-Gefahr!**

# Conclusio

- ▶ **Großstörungen** stets Ergebnis eines **zeitgleichen Aufeinandertreffens ungeplanter Ereignisse**
- ▶ **Planungsunsicherheiten nehmen zu** → **zusätzliche Risiken** müssen daher **aktiv mitigiert** (und nicht zu Lasten von notwendigen Sicherheitsreserven toleriert) werden:
  - ▶ **Ausbau der Infrastruktur** (Netze, Speicher) - begleitend zum Ausbau der Erneuerbaren und nicht danach
  - ▶ **Absicherung bestehender Infrastruktur** (Gas-KW) während der Transformation
  - ▶ **Nutzung der Digitalisierung und Technologiefortschritt**
    - Erweiterung Datenaustausch und digitale Zwillinge (bereits heute unverzichtbare Betriebsmittel)
    - Steuerbarkeit von Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten auf allen Netzebenen des Energiesystems
    - Intelligente Anreize/Vorschriften für systemdienliches Verhalten und Flexibilität
- ▶ **Weiterentwicklung des Rechtsrahmens** zur Absicherung obiger Maßnahmen (EIWG, EABG, Network-Codes, Fördersysteme, etc.)

**Das Gelingen der Energiewende wird aktuell im Stromnetz entschieden.**

Dieser Kraftakt gelingt nur durch gemeinsames Verständnis und durch Nutzung aller Flexibilitätsoptionen!



# Ganzheitlicher Ausbau der Netzinfrastruktur für zukünftige Versorgungssicherheit

ÖGEW/DGMK Herbsttagung in Wien

DI Kurt Misak-Huber, Abteilungsleiter Versorgungssicherheit und operative Energiewirtschaft

Wien, 20.11.2025