

Netzentgelte – quo vadis?

Erfolgreiche Energiewende braucht starke Netze,
und daher
Netzentgelte in ausreichender Höhe

Agenda

1. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

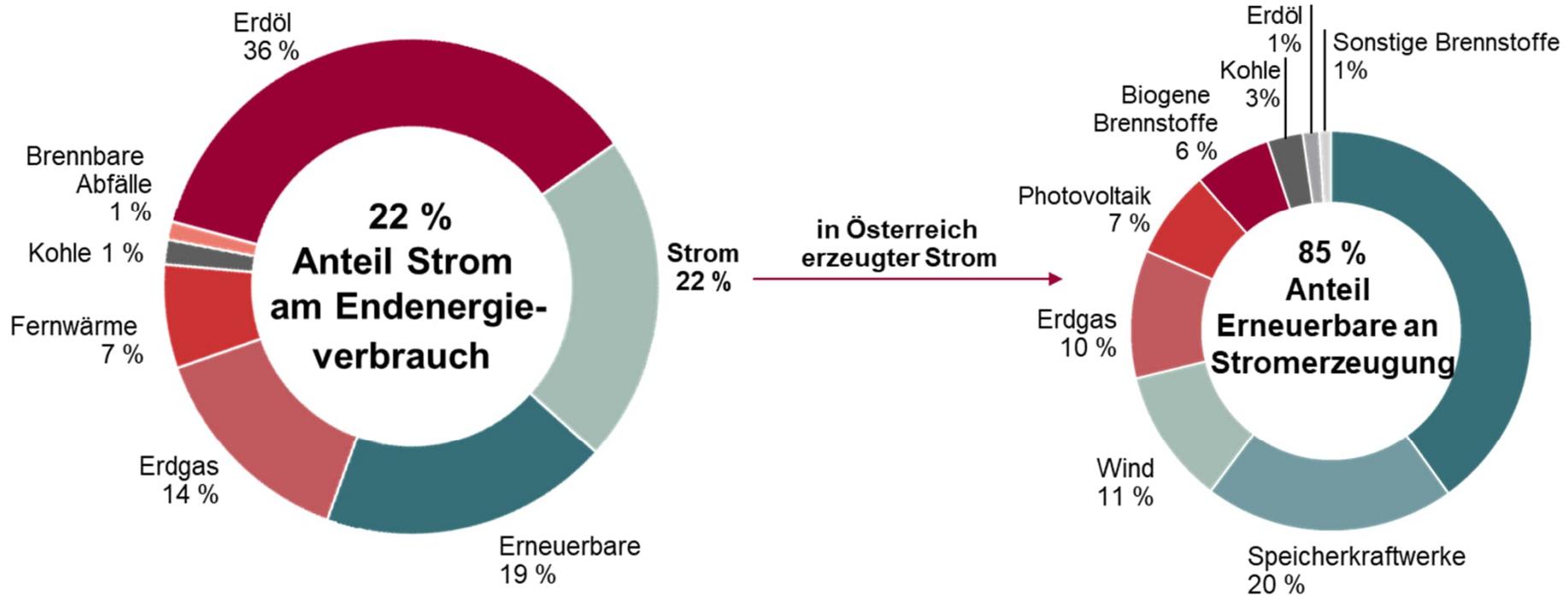
2. Lokale und regionale Herausforderungen

3. Netzausbau, Netzausbau, Netzausbau ...

4. Netztarife – Strukturanpassung und Entwicklung

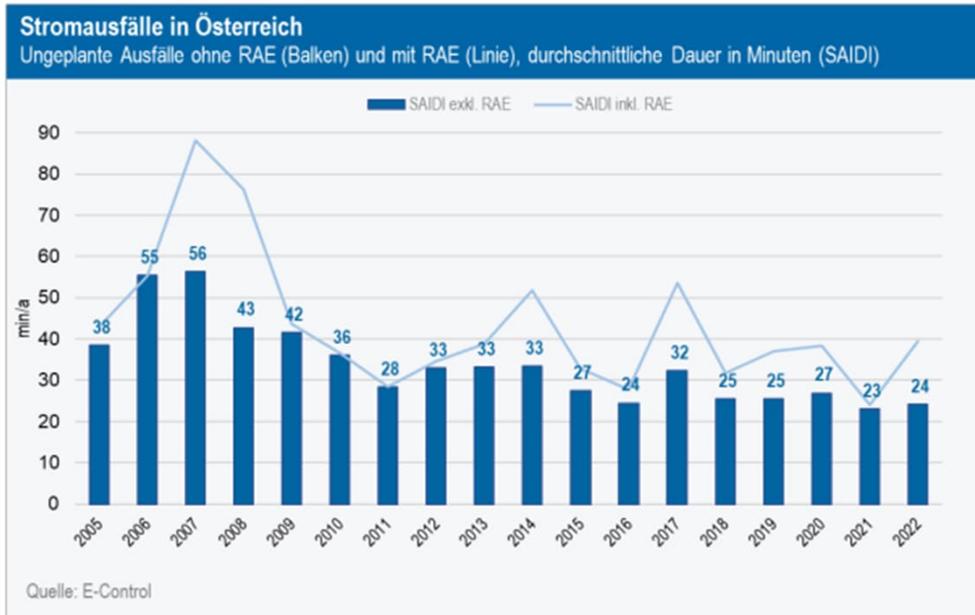
5. Resümee & Ausblick

Energie- und Stromerzeugungsmix in Österreich 2023



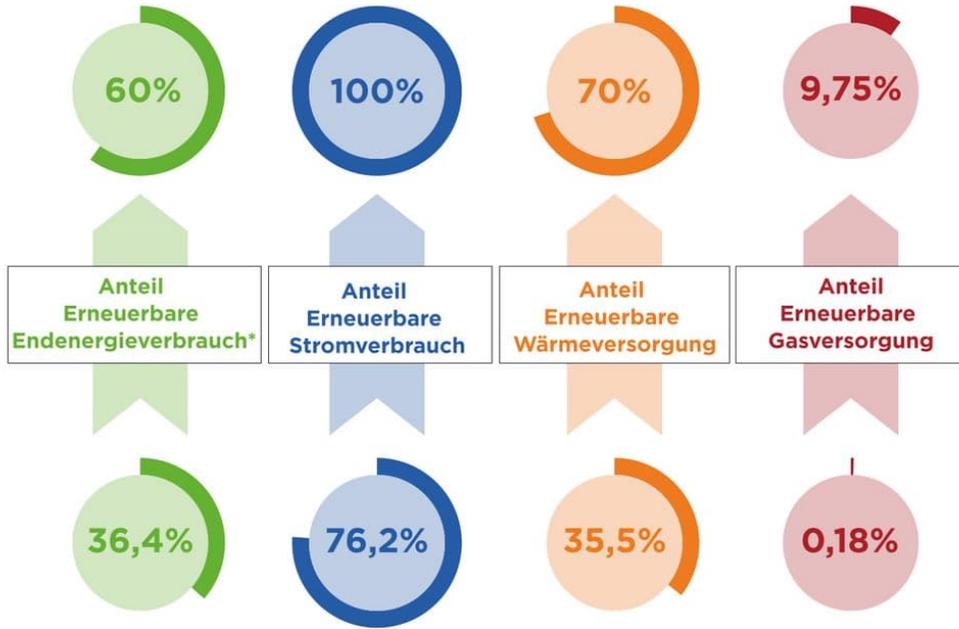
Quelle: Statistik Austria; Energiebilanz; E-Control, Datenstand 2023

Hohe Versorgungssicherheit in Österreich muss auch bei geänderten Rahmenbedingungen erhalten bleiben



Jährliche ungeplante Nichtverfügbarkeit in Österreich und Europa

Aktuelle Ausbauziele für Österreich 2030



Basisjahr 2021 bzw. 2022

*Bruttoendenergieverbrauch

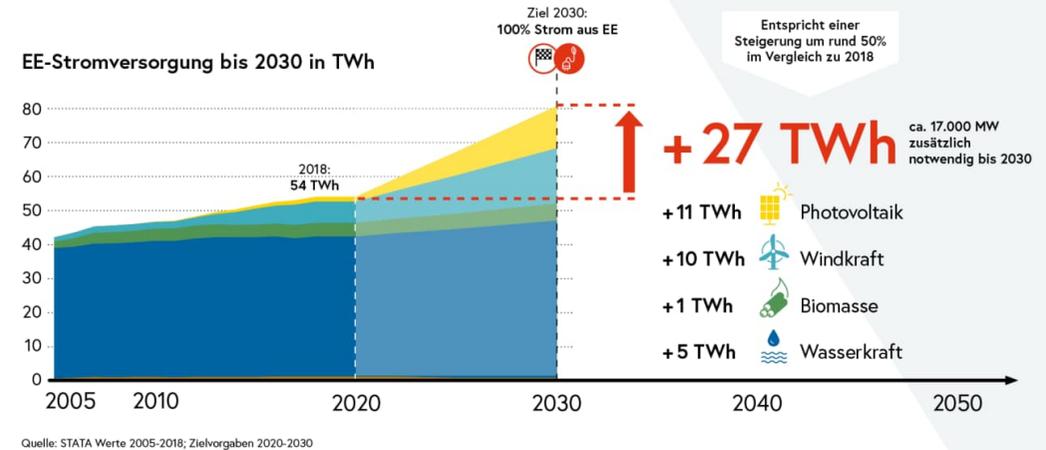
Quellen: Richtlinie (EU) 2023/2413 des europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023
Eigene Berechnungen

Erneuerbare Energie
Österreich

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

bmk.gv.at

Steigerung um 50% notwendig für 100% Strom aus EE bis 2030



Ein robustes und klimaneutrales Stromsystem bis 2040 ist grundsätzlich machbar – jedoch kein Selbstläufer. Wir brauchen dafür die richtigen Rahmenbedingungen.

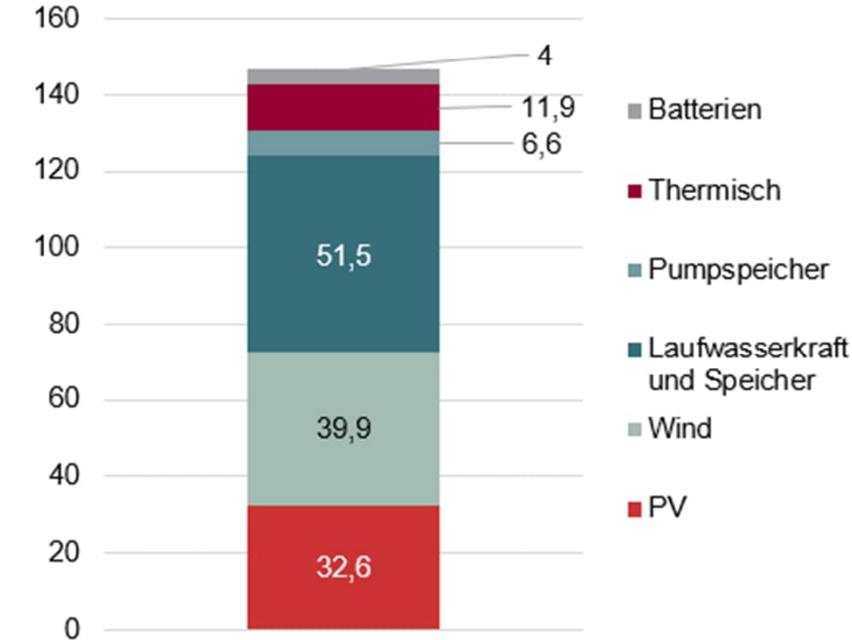
	Es ist möglich	Ein klimaneutrales und robustes Stromsystem , das auch andere Sektoren bei der Dekarbonisierung unterstützt, ist möglich – wenngleich nicht unter den aktuellen Rahmenbedingungen .
	Der Mix macht's	Ein ausgewogenes Verhältnis der verschiedenen Erzeugungstechnologien ermöglicht Synergien und reduziert Schwankungen auf ein Minimum.
	Flexibilität ist Voraussetzung	Voraussetzung für eine sichere Bedarfsdeckung in allen Situationen ist der umfangreiche Ausbau von Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie eine enge Integration in den europäischen Strommarkt .

Stromstrategie 2040: Erzeugung und Nachfrage

Verdopplung der Stromnachfrage bis 2040 erfordert enorme Anstrengungen beim Ausbau der Erneuerbaren.

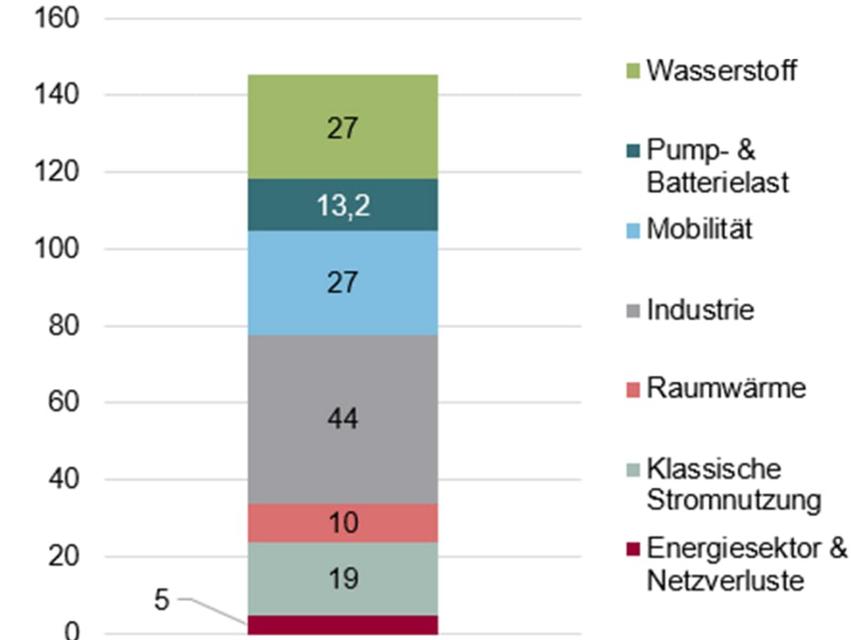
Erzeugung 2040 inkl. Speicher: 146,5 TWh

Angaben in TWh



Nachfrage 2040 inkl. Speicher: 145,2 TWh

Angaben in TWh



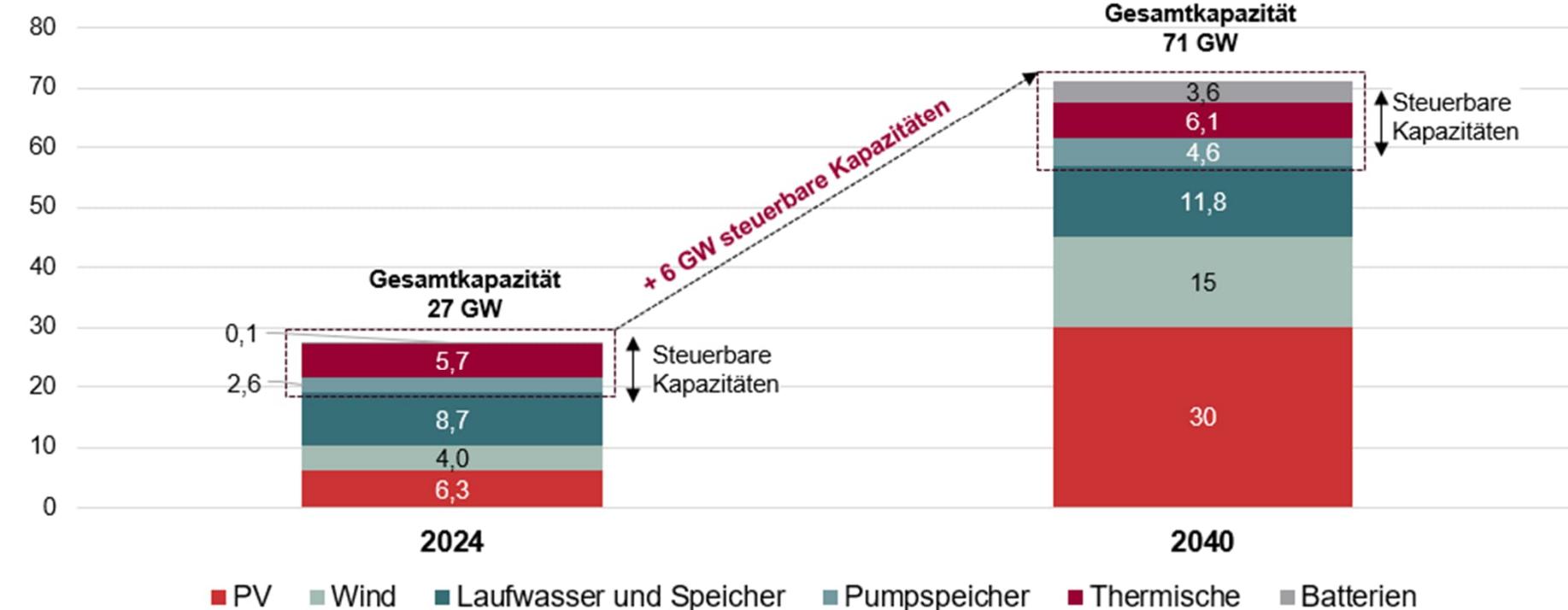
Quelle: Compass Lexecon

Stromstrategie 2040: Mehr Steuerbarkeit und deutlich mehr Leistung

Verdopplung der Energie erfordert Verdreifachung der Leistung – und mehr steuerbare Kapazitäten.

Installierte Kraftwerksleistung

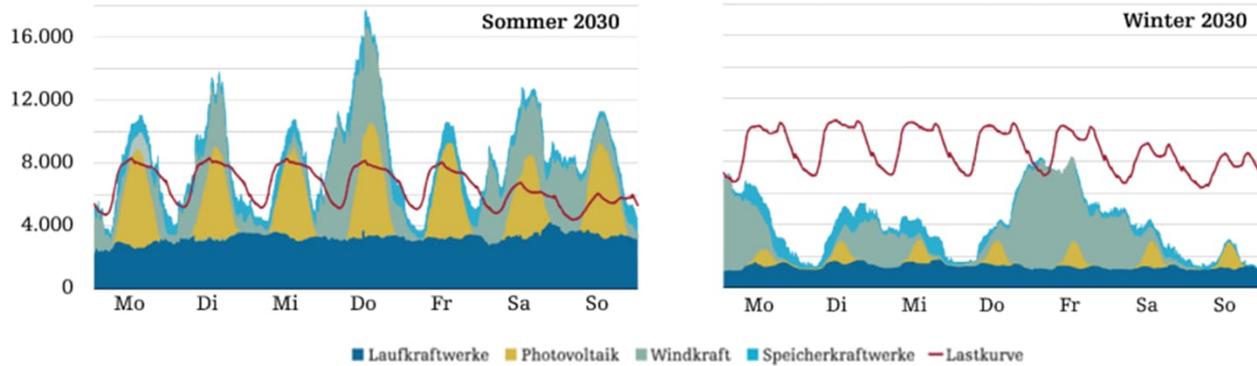
Angaben in GW



Wie kommt die Energie vom Sommer in den Winter?

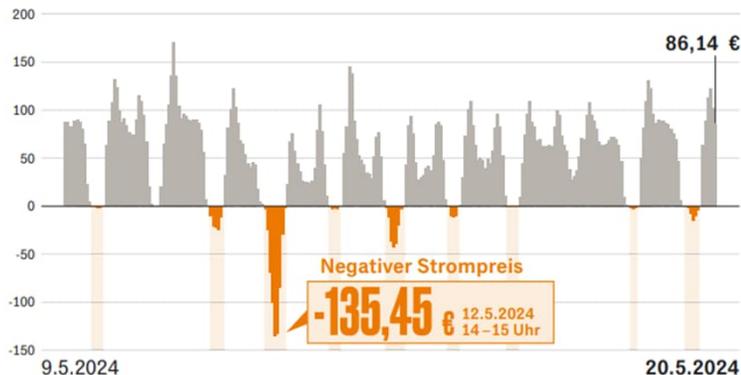
Speicher, Flexibilität, Power2x, thermische Kraftwerke...

Angaben in MW



Immer öfter negative Strompreise

Großhandelspreise in Deutschland in Euro pro Megawattstunde

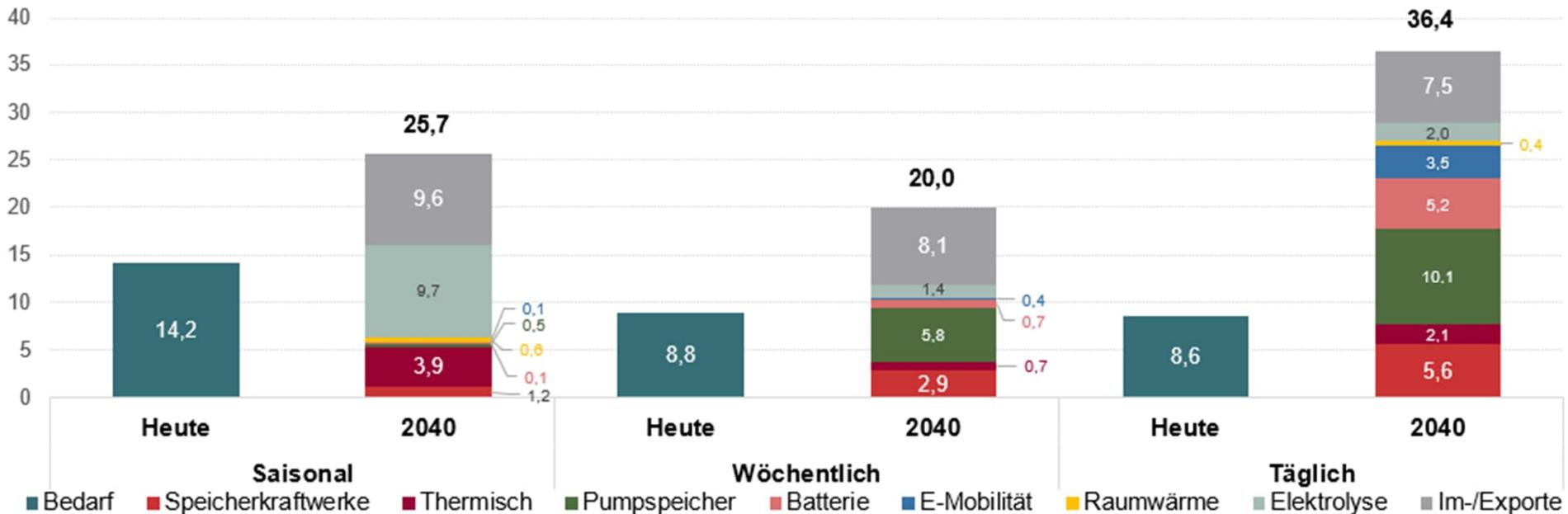


	2020		2021		2022		2023		2024		Mittelwert 2020-2024		
	DE	AT	DE	AT	DE	AT	DE	AT	DE	AT	DE	AT	DE+AT
Jänner	3	0	0	0	4	0	14	7	16	2	7	2	5
Februar	84	8	9	3	4	0	0	0	4	0	20	2	11
März	41	16	27	0	6	0	9	0	12	6	19	4	12
April	40	25	22	12	5	0	11	0	50	53	26	18	22
Mai	36	32	38	21	16	0	33	24	78	73	40	30	35
Juni	8	5	9	9	3	0	20	16	66	72	21	20	21
Juli	24	13	11	2	2	0	56	28	81	45	35	18	26
August	4	0	11	15	0	0	23	14	68	26	21	11	16
September	6	0	0	0	0	0	22	2	26	8	11	2	6
Oktober	18	9	7	2	0	0	38	2			16	3	10
November	9	3	0	0	0	0	3	0			3	1	2
Dezember	25	0	5	0	29	0	72	18			33	5	19
Summe DE	298		139		69		301		401		252		
Summe AT		111		64		0	111		285			116	

Stromstrategie 2040: Ausbau der Flexibilität ist entscheidend

Täglich, wöchentlich, saisonal – Flexibilität gewinnt in allen Dimensionen stark an Bedeutung.

Deckung der Flexibilitätsbedarfe (TWh)



Agenda

1. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

2. Lokale und regionale Herausforderungen

3. Netzausbau, Netzausbau, Netzausbau ...

4. Netztarife – Strukturanpassung und Entwicklung

5. Resümee & Ausblick

Aktuelle Versorgungssituation Strom

Netzlast 110-kV - Aktuelle Entwicklung

Netzlastprofil 110-kV stark von der PV-Produktion abhängig

fehlende Mittagseinsenkung an Schlechtwettertagen bei gleichbleibender Netzinanspruchnahme

Montag, 23.10.2023

vs.

Dienstag, 24.10.2023

vs.

Sonntag, 07.04.2024

110-kV Lastgang
Tagesbetriebsbericht 23.10.2023

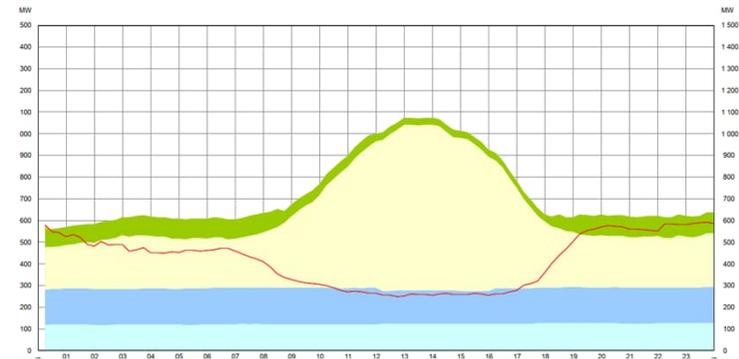
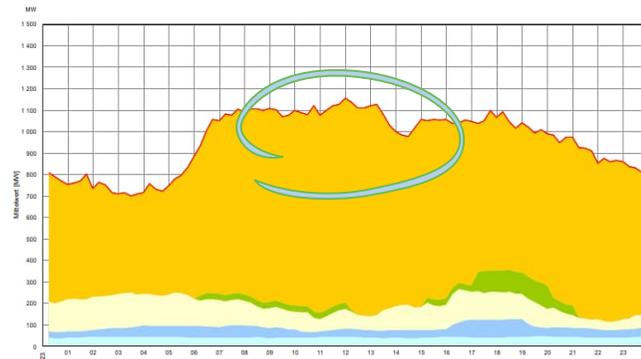
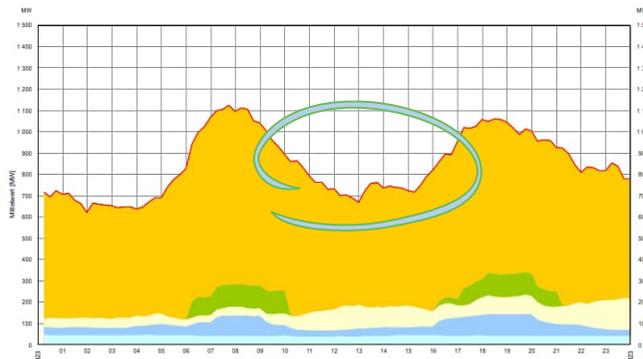
110-kV Lastgang
Tagesbetriebsbericht 24.10.2023

110-kV Lastgang
Tagesbetriebsbericht 07.04.2024

Max. Netzlast: 1122,376 MW um: 07:45 Uhr - Min. Netzlast: 620,376 MW um: 02:00 Uhr

Max. Netzlast: 1156,079 MW um: 12:00 Uhr - Min. Netzlast: 698,93 MW um: 03:30 Uhr

Max. Netzlast: 590,897 MW um: 23:45 Uhr - Min. Netzlast: 247,671 MW um: 12:45 Uhr



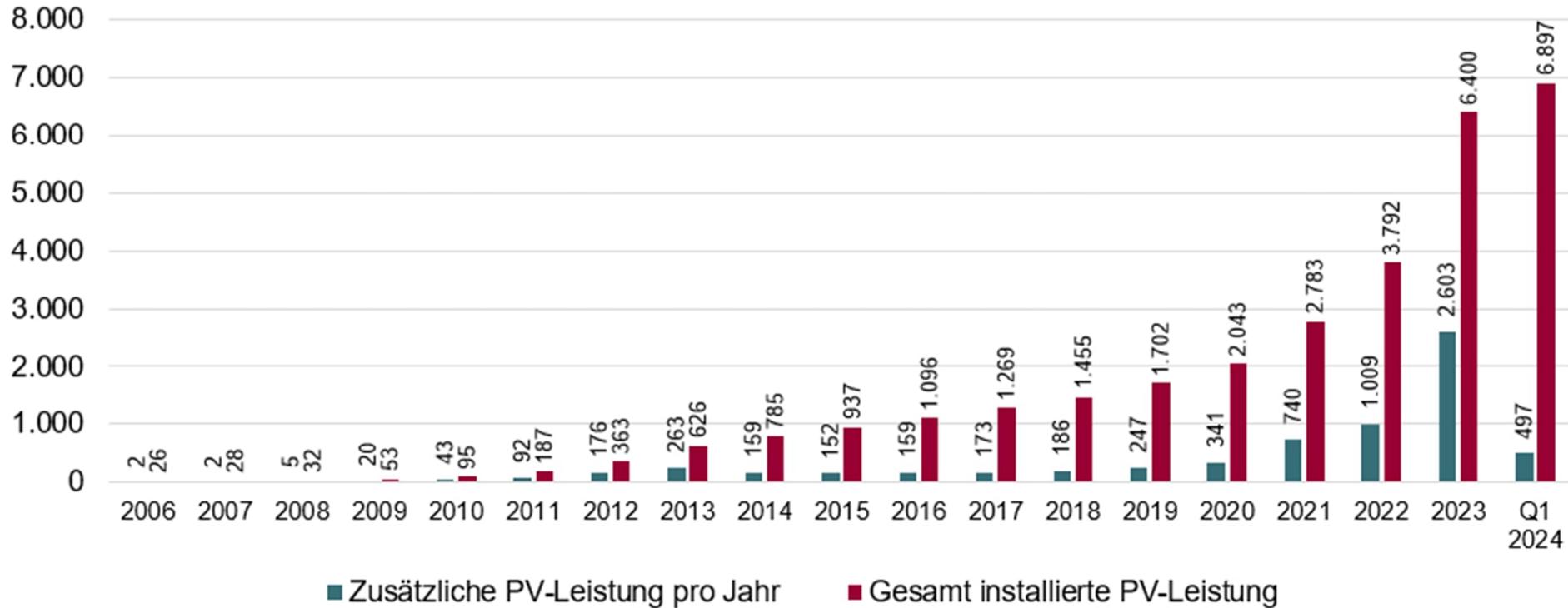
Erzeugung Mur-KW Erzeugung Enns-KW Rücklieferung MSP Erzeugung Speicher-KW Erzeugung them. KW Bezug APG Netzlast

PHOTOVOLTAIK - ENTWICKLUNG SEIT 2006

INSTALLIERTE LEISTUNG [MW]

Installierte PV-Leistung in Österreich

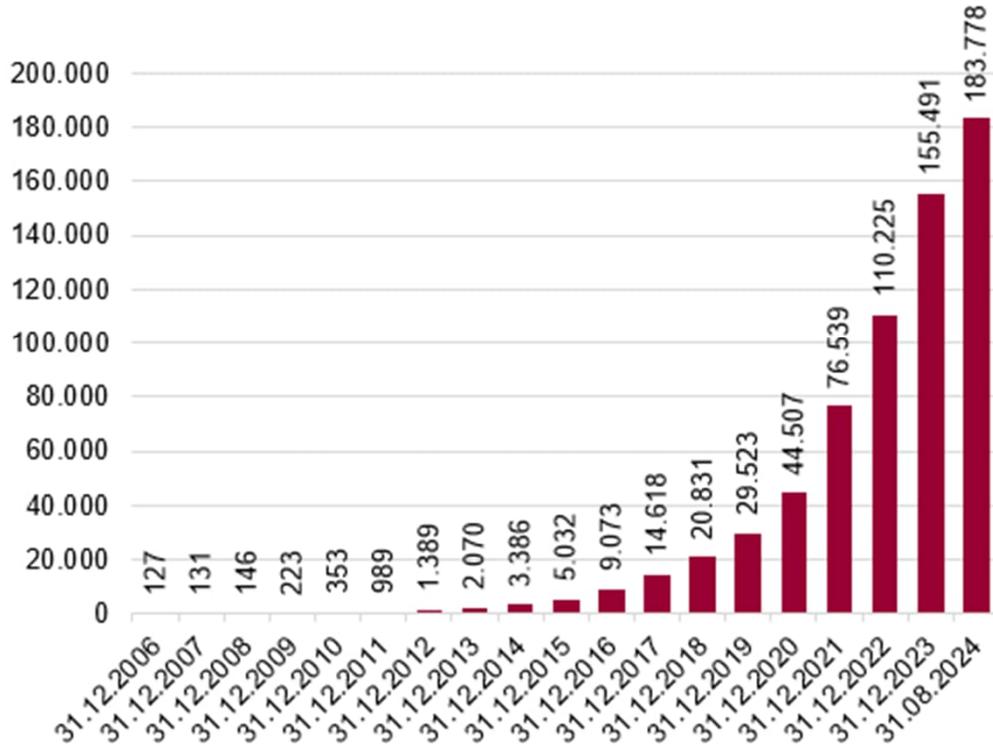
Angaben in MWp



Quelle: BMK: Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung

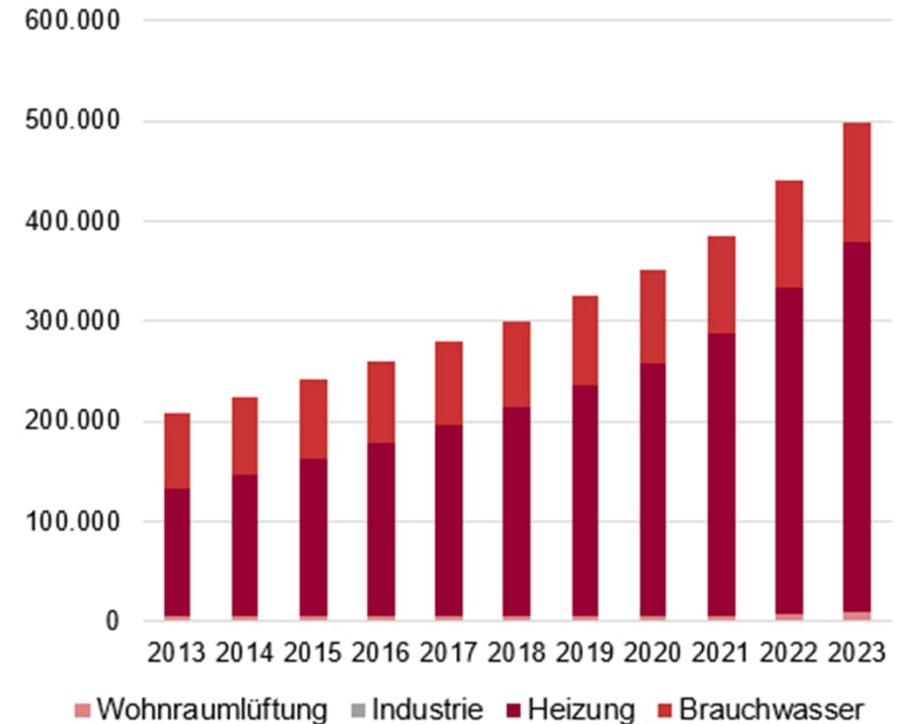
HOCHLAUF VON E-MOBILITÄT, WÄRMEPUMPEN

Anzahl an E-Autos in Österreich



Quelle: Statistik Austria, Oesterreichs Energie

Bestand an Wärmepumpen in Österreich

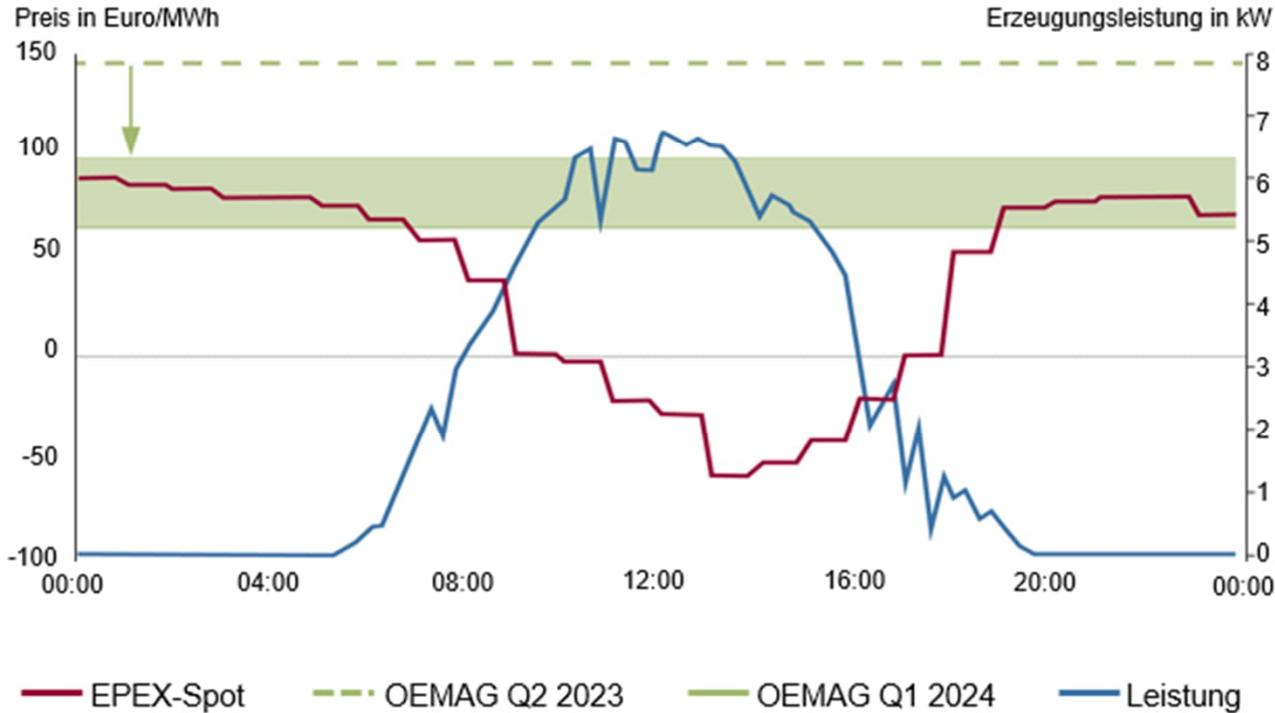


Quelle: BMK, Oesterreichs Energie

Erzeugung und Strompreise an einem sonnigen Sommertag

Erzeugung und Strompreise an einem sonnigen Sommertag

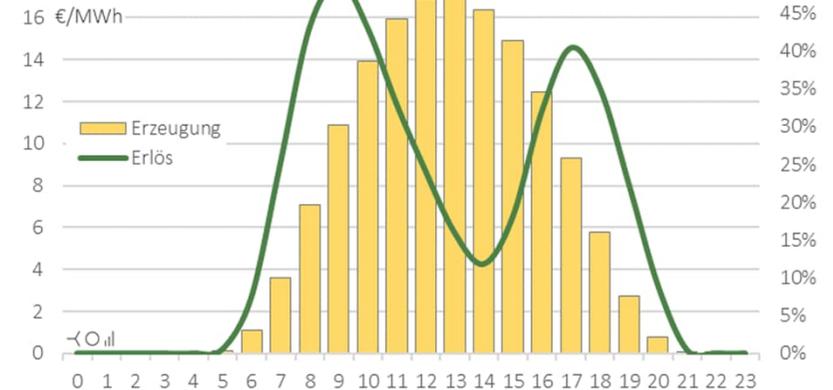
Angaben in Euro/MWh



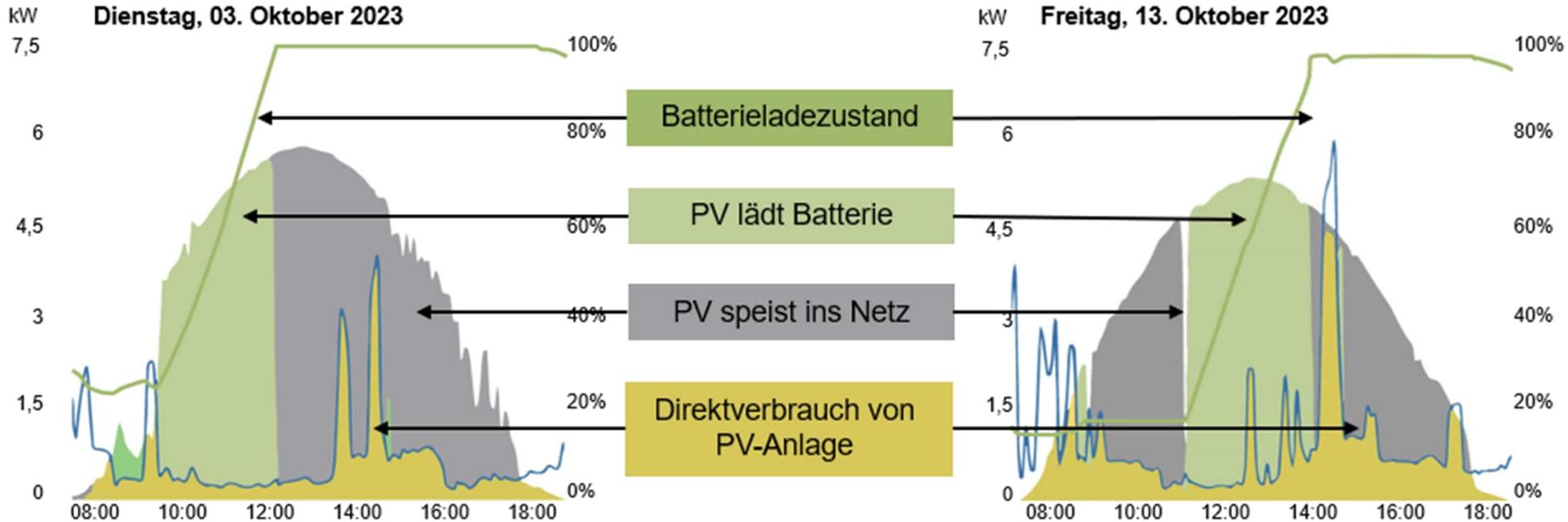
Quelle: Forum
Versorgungssicherheit

- Das hohe Dargebot an PV-Strom führt zu negativen Spotpreisen um die Mittagszeit

Solarerzeugung im Juli 2024



Quelle: Neon.Energy



Standardeinstellung:

- PV-Anlage lädt am Vormittag die Batterie
- Batterie = 100 % geladen vor der Mittagsspitze
- Höchste Leistung wird voll ins Netz eingespeist
- Batteriestrom wird über Nacht verbraucht

Optimierte Einstellung (bisher kaum genutzt):

- PV-Erzeugung wird abhängig vom Strommarkt und Netzengpässen flexibel in die Batterie eingespeist
- Verbrauch, wenn es für Strommarkt und Netz am besten ist

Agenda

1. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

2. Lokale und regionale Herausforderungen

3. Netzausbau, Netzausbau, Netzausbau ...

4. Netztarife – Strukturanpassung und Entwicklung

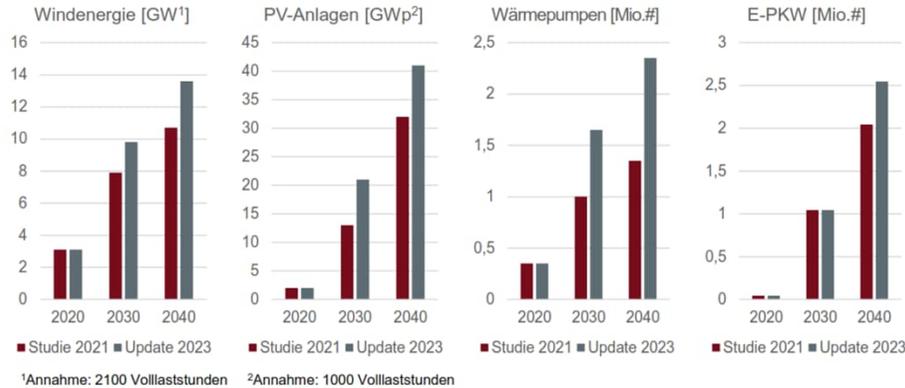
5. Resümee & Ausblick

Netzausbau, Netzausbau, Netzausbau ...

Verteilnetze als Enabler der Energiewende

Hoher Investitionsbedarf und integrierte Planung der Netzinfrasturktur notwendig

Aktualisierung der Zukunftsszenarien auf Basis ÖNIP



- mehr Einspeisung durch Windkraftwerke und PV
- mehr Wärmepumpen und E Fahrzeuge
- höhere spez. Kosten für Investitionen

* frontier economics / AIT (2022): „Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“

Deutlich höher Investitionen erforderlich



- Bis 2030:
Regelinvestition 14,6 Mrd. + 14,3 Mrd. Zusatzinvestition
- Bis 2040:
Regelinvestition 19,7 Mrd. + 24,7 Mrd. Zusatzinvestition
- Übertragungsnetz: + 9 Mrd. bis 2030

Netzausbau, Netzausbau, Netzausbau ...

... aber nicht nur Netzausbau

**Robuste, flexible
Stromnetze**



**Flexibilität in der
Erzeugung**



**Saisonale und
Kurzfristige Speicher**



**Flexibilität im
Stromverbrauch**



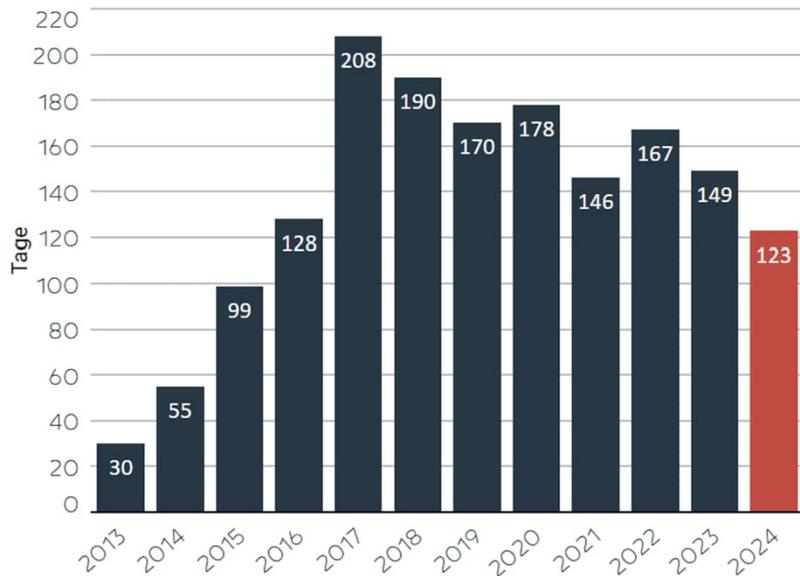
Netzausbau, Netzausbau, Netzausbau ...

Ansonsten Redispatch, das kostet ...

2023 musste APG an 217 Tagen eingreifen. Allein im August 2024 waren es 19 Tage.

2023 wurden dadurch Kosten in der Höhe von 141,6 Millionen Euro verursacht. 2024 betrug die Kosten für RD-Maßnahmen bis Ende August rd. 73,1 Millionen Euro.

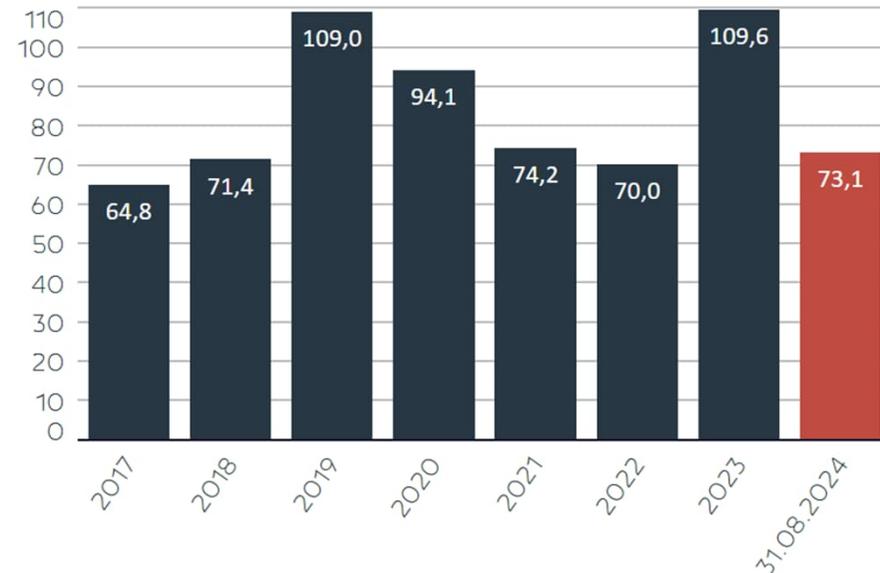
Tage mit Redispatch im Vergleichszeitraum
Jänner–August



Redispatch-Kosten 2017 - 2024 im
Vergleichszeitraum Jänner–August



In Mio. €



Agenda

1. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

2. Lokale und regionale Herausforderungen

3. Netzausbau, Netzausbau, Netzausbau ...

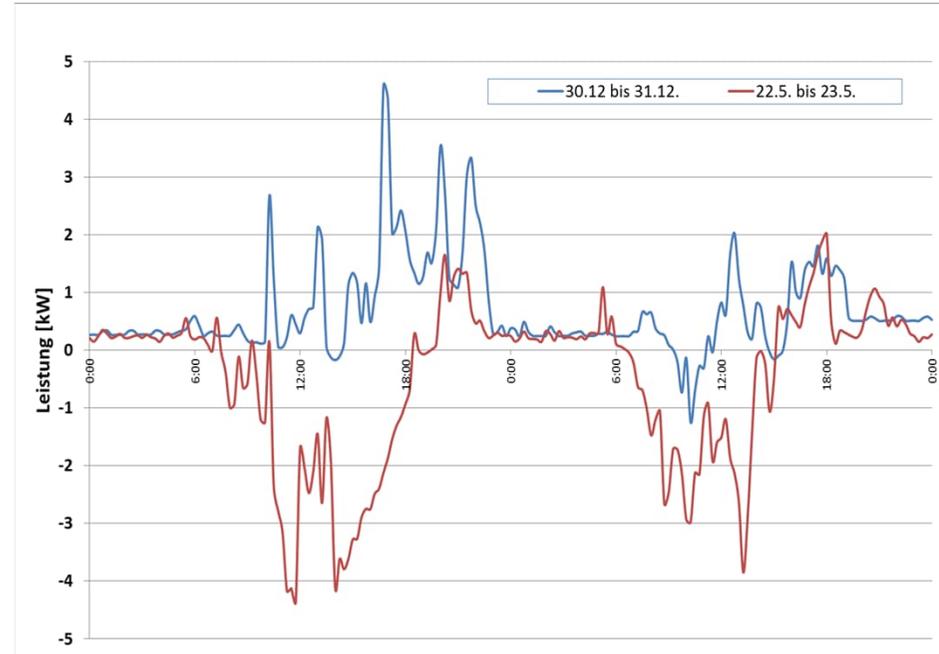
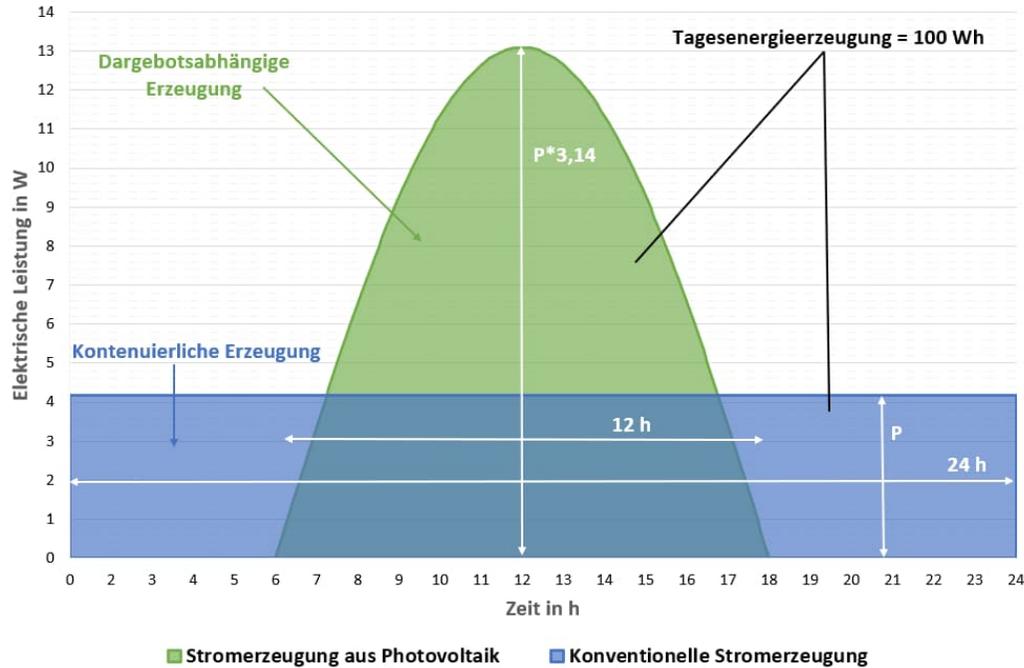
4. Netztarife – Strukturanpassung und Entwicklung

5. Resümee & Ausblick

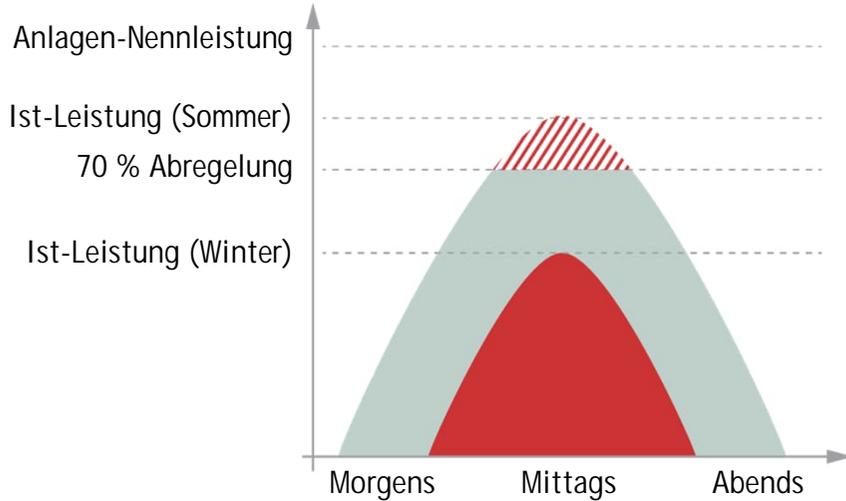
PV-Ausbau: Erzeugte Strommenge, installierte Leistung und Netzauslastung

Hohen **Gleichzeitigkeiten** in Verbrauch sowie Erzeugung

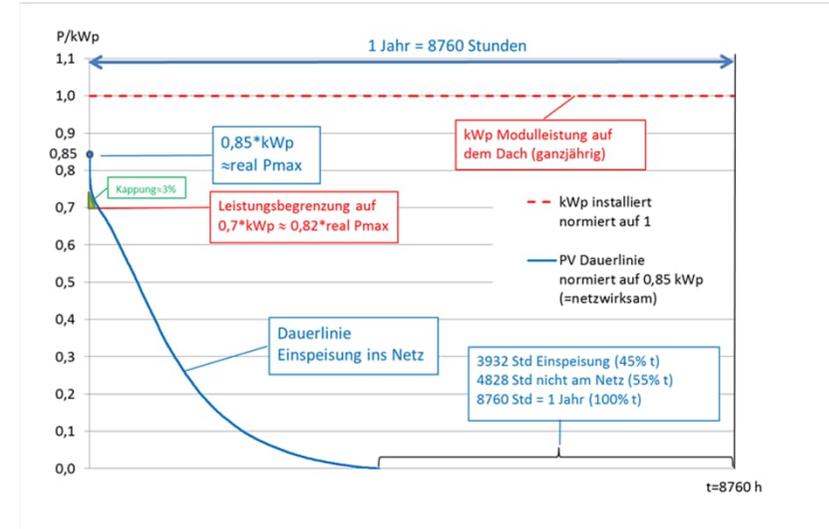
Verminderter Energiebezug ABER erhöhter Leistungsbedarf



Flexibler Netzzugang Begrenzung / Steuermöglichkeit

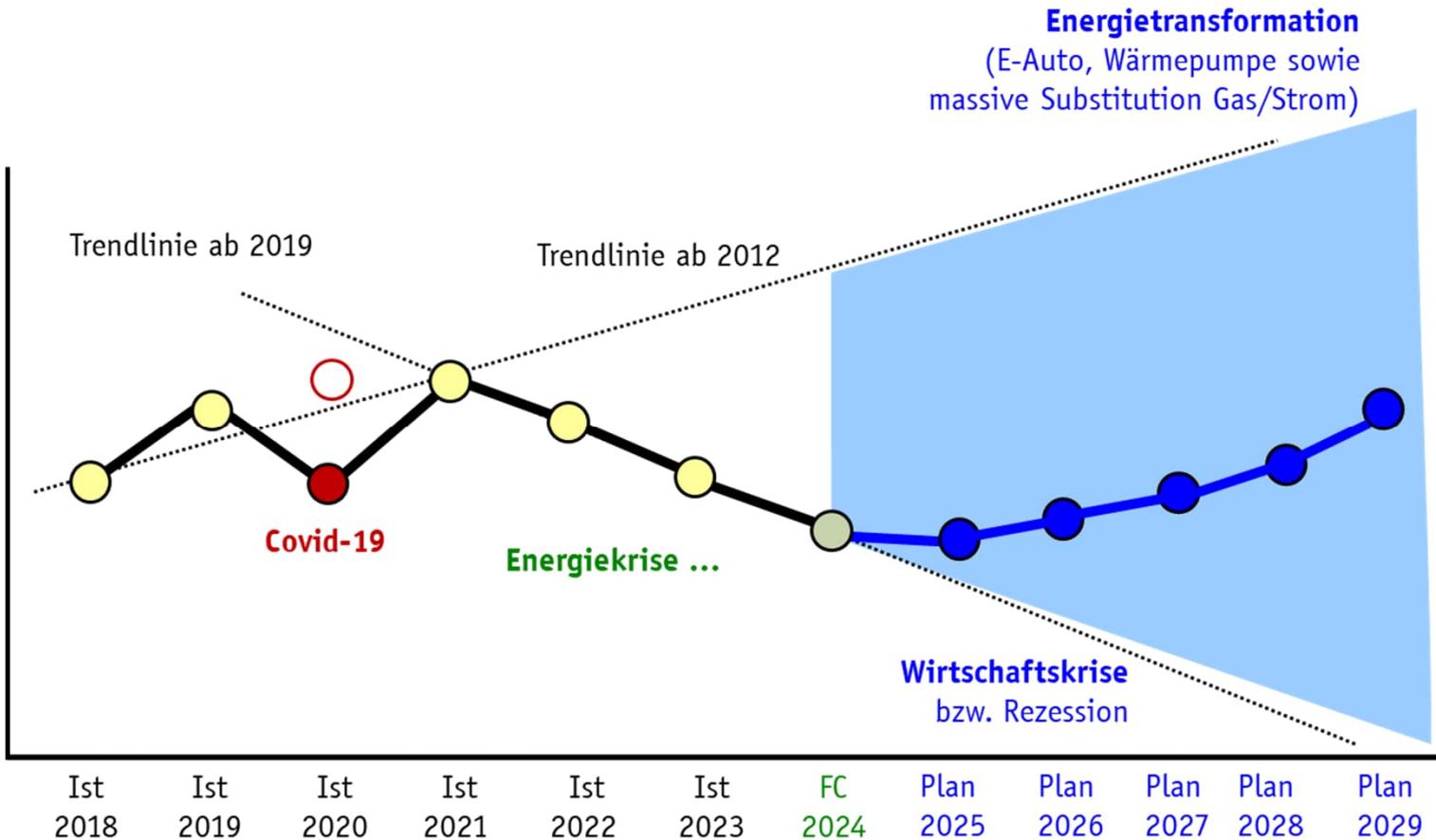


- 0 % - 25 % Erzeugungslleistung ► 50 % Energiemenge.
- 25 % - 50 % Erzeugungslleistung ► weitere 30 % Energiemenge.
- 50 % - 75 % Erzeugungslleistung ► weitere 15 % Energiemenge.
- Max. 5 % der erzeugten Jahresenergiemenge werden im Leistungsbereich zw. 75 % und 100 % der installierten Leistung erzeugt.



- Begrenzung/Steuerungsmöglichkeit ermöglicht mehr Anlagen im Netz
- In Folge steht deutlich mehr Energie für Kunden und Netz zur Verfügung
- Bei Überschussanlagen mit hohem Eigenverbrauch meist geringer oder kein Jahresverlust
- Batteriespeichieranlagen für Eigenverbrauchs-optimierung reduzieren Ertragsverluste gegen Null

Aktuelle Einflüsse auf die Entwicklung der Verbrauchsmengen Hohe Unsicherheiten im Markt führen zum Rückgang



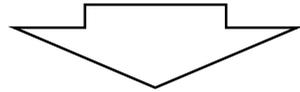
Mögliche Einflussgrößen:

- Ukraine Konflikt / Gaslieferungen
- weitere wirtschaftliche Entwicklung
- Entwicklung Energiepreise
- Lieferkettenproblematik für Industrie
- Inflation / Preisentwicklungen
- staatliche Eingriffe / Subventionen
- Direktleitungen / Netzebenen
- mögliche Substitution Gas / Strom

- Energieeinsparungen
(Energiespardgedanke, Kostendruck)
- dezentrale Erzeugung (PV / Wind)
- Prosumer / Energiegemeinschaften
- Entwicklung Wärmepumpen
- Entwicklung E-Mobility

Wie entsteht eine Tarifierhöhung ?

Hohe Kosten und Rückgang der Verbrauchsmengen ...



§ 51. (1) EIWOG 2010; Bestimmung der Systemnutzungsentgelte

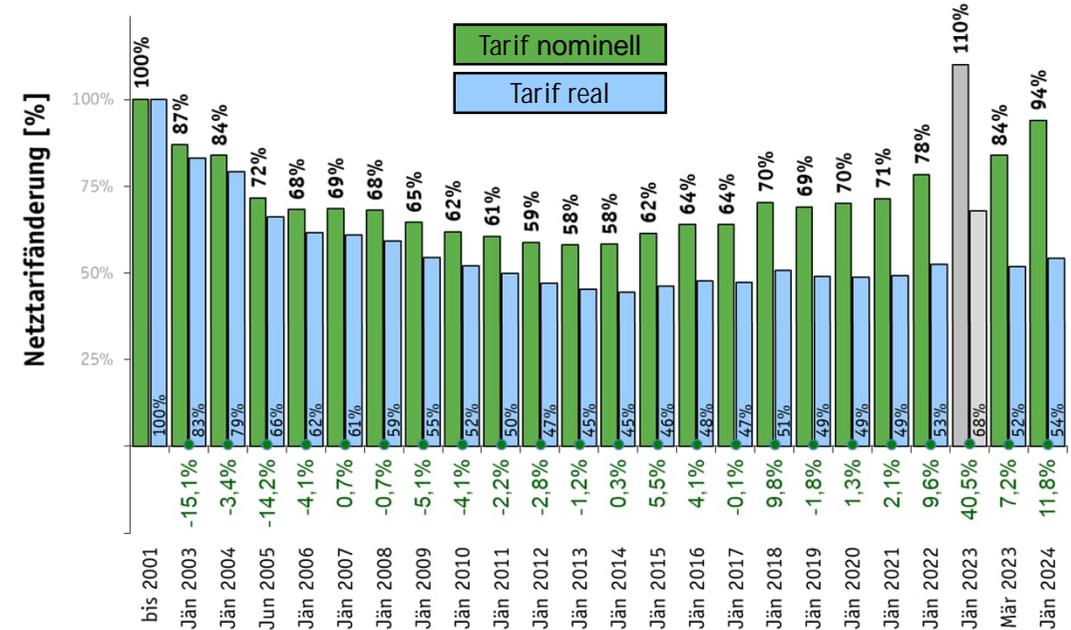
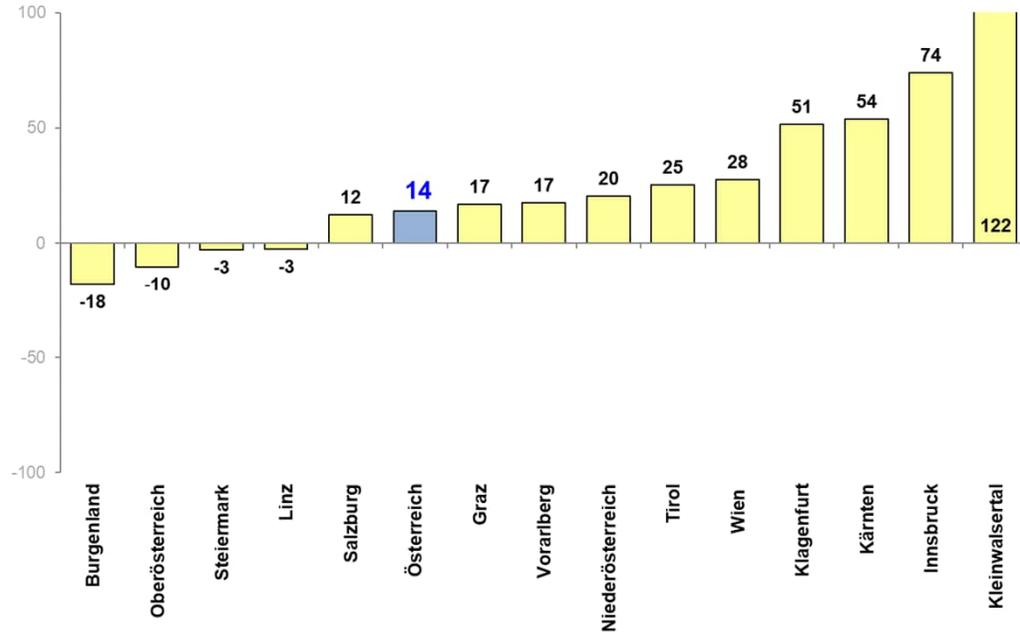
„Das Systemnutzungsentgelt hat dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Kostenorientierung und weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen und zu gewährleisten, dass elektrische Energie effizient genutzt wird und das Volumen verteilter oder übertragener elektrischer Energie nicht unnötig erhöht wird.“

Grundsatz der Europäischen Kommission
für die Netztarifstruktur:

(Clean Energy for all Europeans)

Network tariffs should allocate distribution costs in a fair way among users taking into account their individual impact on the grid, not only energy volume and capacity, and send the right signals for efficient grid usage.

Netztarifentwicklung in Österreich 2001 bis 2024 Netznutzung und Netzverluste



Quelle: E-Control; EN-Analysen

2001 = 100%

Strompreiszusammensetzung 2020

Bestandteile der Stromrechnung

Angaben in Prozent

Netzkosten

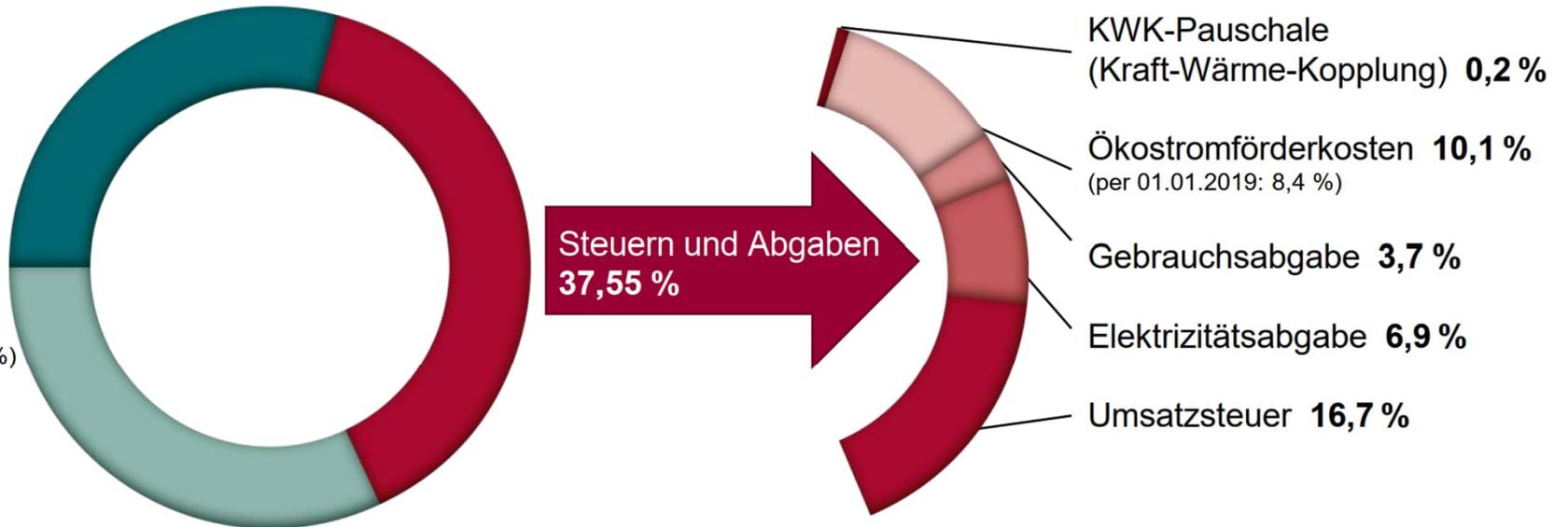
25 % (per 01.01.2019: 27,9 %)

- Netznutzungsentgelt
- Netzverlustentgelt
- Entgelt für Messleistungen

Stromlieferung (Energie)

37,45 % (per 01.01.2019: 35,6 %)

- Beschaffungs- und Erzeugungskosten
- Vertriebskosten
- Kosten für Herkunftsnachweise/Labeling



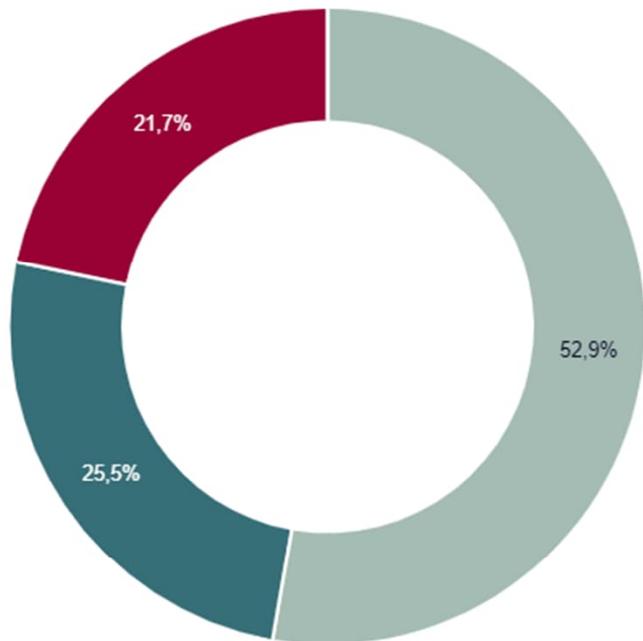
Quelle: Oesterreichs Energie, E-Control 1.1.2020

Strompreiszusammensetzung 2024

Bestandteile der Stromrechnung

Strompreiszusammensetzung in Prozent

2024 ▾ ohne Details ▾

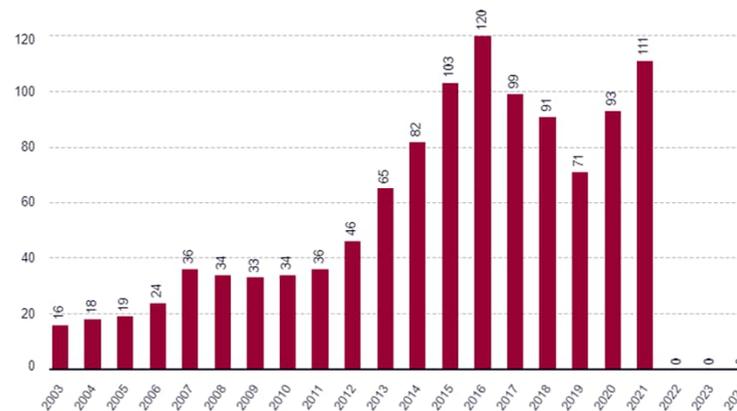


■ Energie ■ Netznutzungsentgelt ■ Steuern und Abgaben

Quelle: E-Control, Oesterreichs Energie

Jährliche Ökostromkosten pro Haushalt

Angaben in Euro (inkl. Ust) bei einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr



Quelle: E-Control, Oesterreichs Energie

Strompreise für Haushalte in Österreich

Angaben in Euro-Cent/kWh

Bestandteile des Strompreises ▾



■ Energie und Netz ■ Steuern und Abgaben

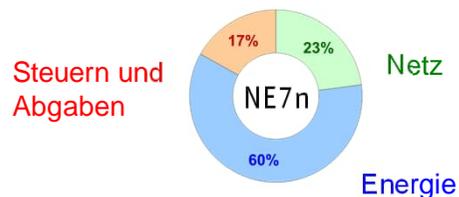
Quelle: Eurostat (Verbrauch 2.500 bis 4.900 kWh), Oesterreichs Energie

Netztarif- und Strompreisentwicklung 2004 bis 2024

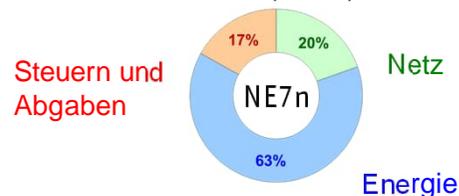
Strompreisaufteilung NE7n

(Netz / Energie / Steuerung und Abgaben)

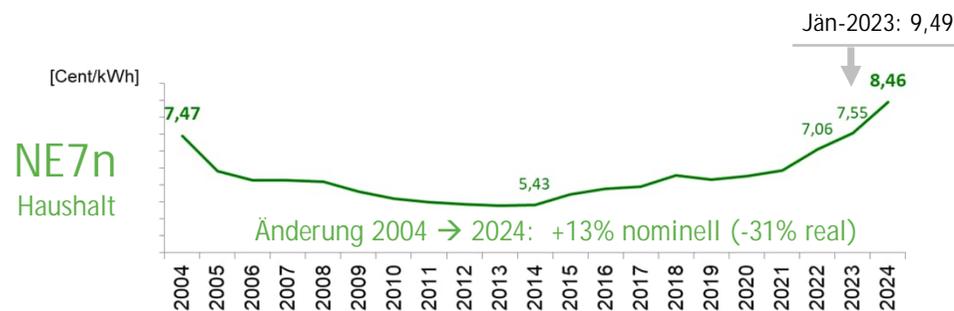
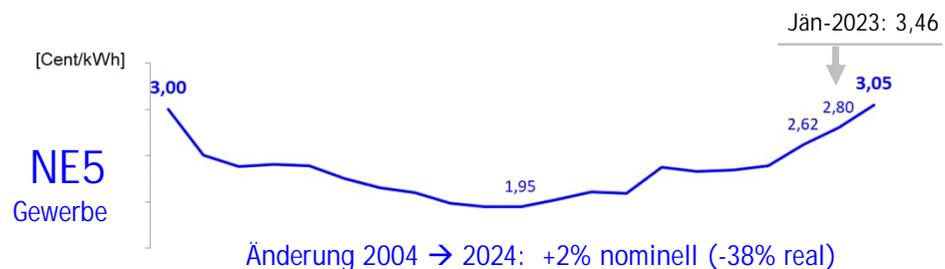
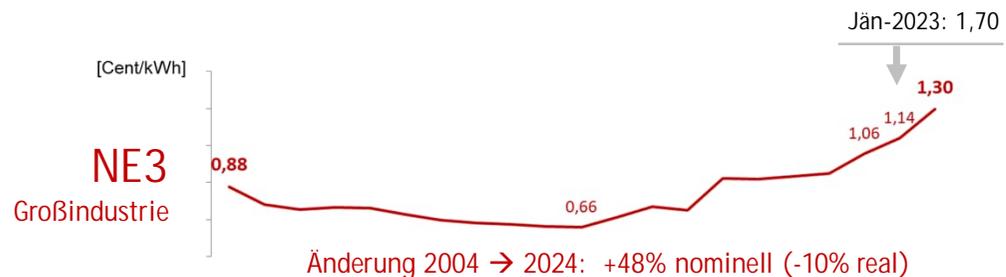
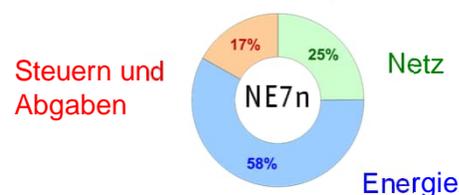
Jän. 2023 – Haushalt (NE7n): 1.576 Euro



Mär. 2023 – Haushalt (NE7n): 1.494 Euro

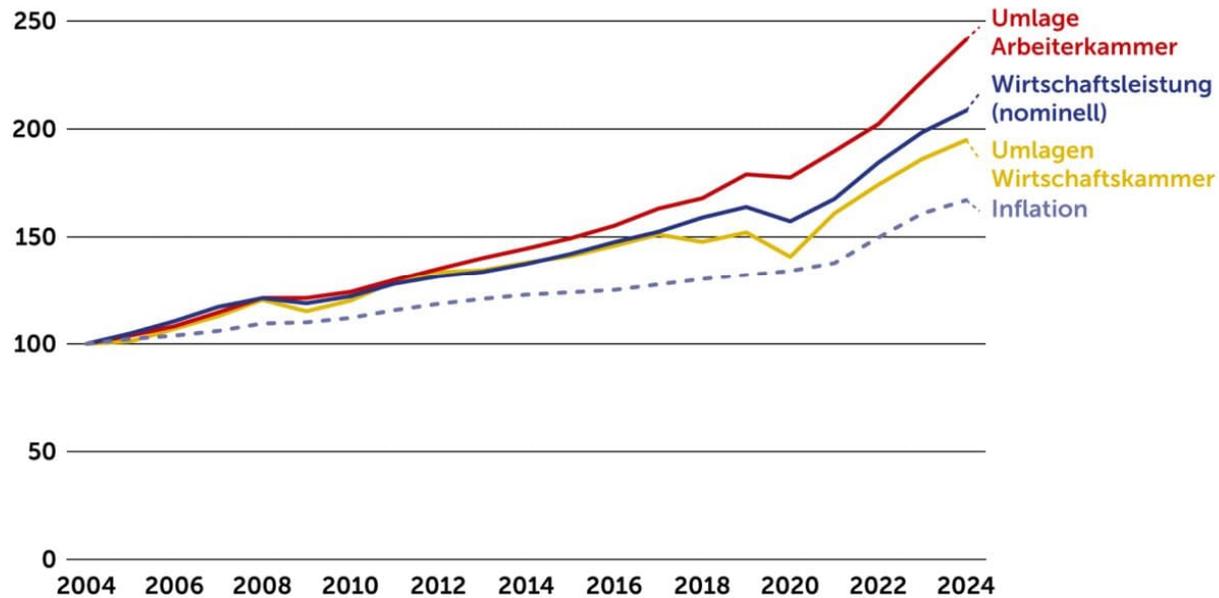


Jän. 2024 - Haushalt (NE7n): 1.304 Euro



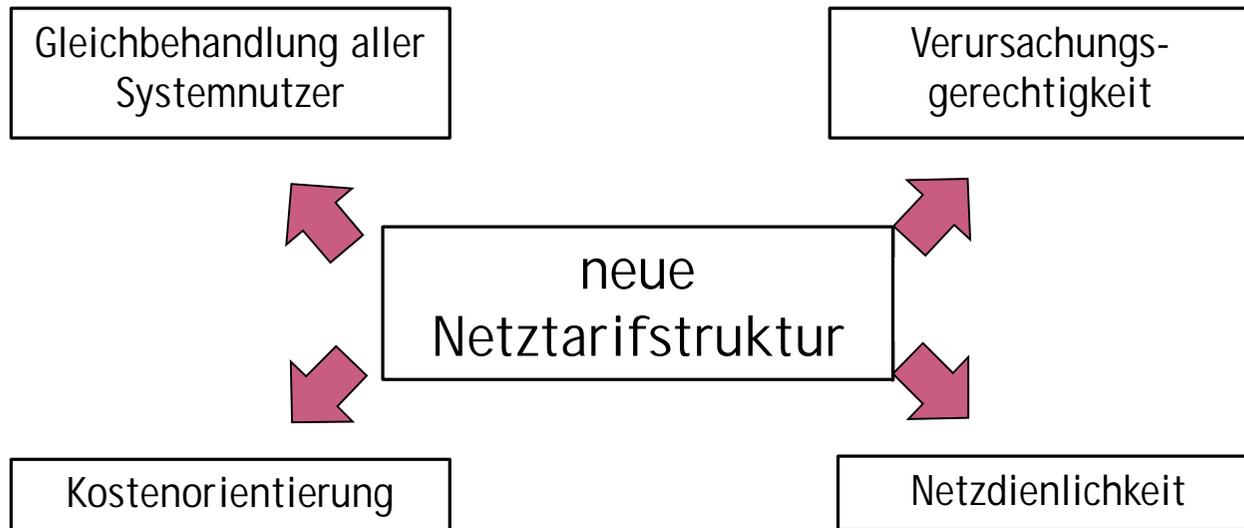
Die Kammerumlagen wachsen schneller als die Inflation

– Entwicklung der jährlichen Kammerumlagen von Arbeiter- und Wirtschaftskammer im Vergleich zur Entwicklung des BIP und der Inflation in Österreich (Index, 2004 = 100)



Quelle: Agenda Austria, Parlamentarische Anfragen, Wifo.
Anmerkung: Schätzung für 2022 bis 2024.

Notwendige Eigenschaften der neuen Netztarifstruktur

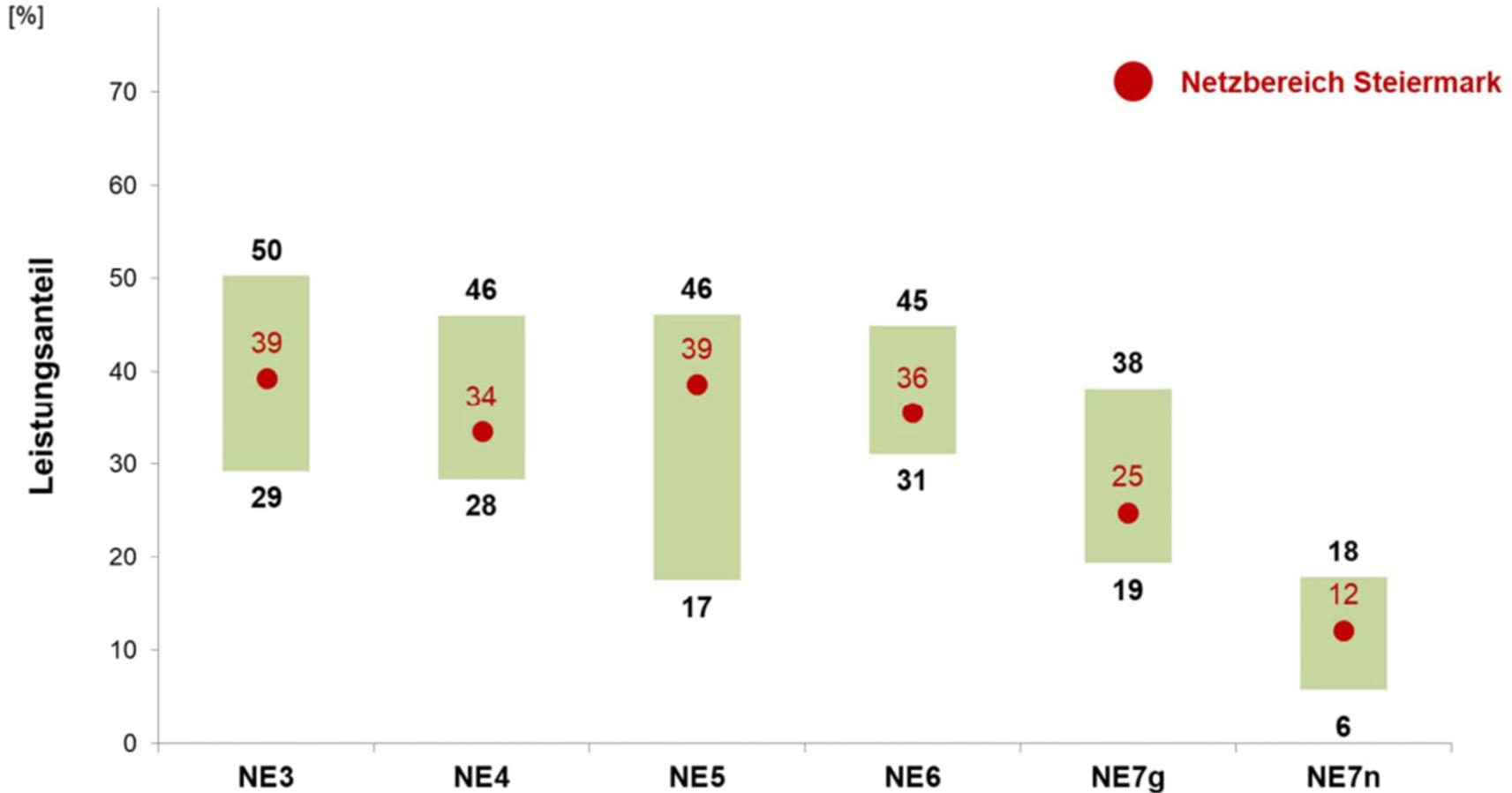


- Die Kostentragung und der Kostenbeitrag der Kunden muss im Ausmaß der Inanspruchnahme erfolgen.
- Dies manifestiert sich durch die erworbene Leistung jedes Kunden
- Ansonsten droht unsachgemäße Quersubventionierung

Grundsatz der Europäischen Kommission für die Netztarifstruktur: (“Saubere Energie für alle Europäer”, November 2016)

- Network tariffs should allocate distribution costs in a fair way among users taking into account their individual impact on the grid, not only energy volume and capacity, and send the right signals for efficient grid usage.

Leistungsanteil je Netzebene Bandbreite in Österreich



Weiterentwicklung der Netztarifstruktur

Anforderung an die neue Netzinfrastruktur – Umsetzung des Leistungspreises NE7

Gestaltungsoptionen einer Tarifstruktur für den durchschnittlichen Jahresbeitrag iHv 245 €:
(3.500 kWh mit 4-5 kW)

	Grundpreis € pro Jahr	Arbeitspreis € pro Einheit	Leistungspreis € pro Spitze	Anreizwirkung
Flat-Rate	245 € / Jahr	-	-	Kein Anreiz zum Sparen – kein Anreiz zur Spitzenvermeidung – unsachgerechte Entlastung von Großverbrauchern
reiner Volumentarif (Mengentarif)	-	~7 cent / kWh	-	Anreiz zum Sparen – kein Anreiz zur Spitzenvermeidung – kein Fixkostenbeitrag bei Kleinstverbrauch und Prosumern
Kombi aus Flat + Volumen	64 € / Jahr	5 cent / kWh	-	Anreiz zum Sparen – kein Anreiz zur Spitzenvermeidung – Fixkostenbeitrag bei Kleinstverbrauch und Prosumern
reiner Spitzenpreis	-	-	60 € / kW	Starker Anreiz zur Spitzenvermeidung – kein Anreiz zum Sparen – geringe Fixkostenbeteiligung bei Kleinstverbrauch
Kombi aus Spitzenpreis + Volumentarif	-	3,1 cent / kWh	30 € / kW	Anreiz zur Spitzenvermeidung – Anreiz zum Sparen – optional mit Fixkostenbeitrag bei definierter Mindestverrechnungsleistung

} zukunftsorientierte Umsetzung

Kontinuierliche Weiterentwicklung Regulierung
Kosten-Plus Systematik bis zur aktuellen 4. Periode

Kosten-Plus Regulierung (01.10.2001 – 31.12.2005)
Abschöpfung von Monopolrente – laufende jährliche Kostenangemessenheitsprüfungen
- fehlende Planungssicherheit für Netzbetreiber

1. & 2. Anreizregulierungsperiode (01.01.2006 – 31.12.2013)
Einführung effizienzbasierter Anreizregulierung – Kostenprüfung zu Beginn der Periode - Kosten-/Erlöspfad mittels Xgen, Benchmarking Xind und Inflationsbereinigungsfaktor (NPI) - Mengen-Kosten Faktor (1.RP) - Investitions- und Betriebskostenfaktor (2.RP) – Carry-Over

3. Anreizregulierungsperiode (01.01.2014 – 31.12.2018)
Einführung Regulierungskonto Lösung „t-2“ Problematik – Investitionssicherheit (Weiterentwicklung Investitionsfaktor, keine Abschläge auf Neuanlagen – Abbildung Kosten SM Rollout (Kosten-Plus)

Status Quo
4. Regulierungsperiode (01.01.2019 – 31.12.2023)
Abbildung Investitionen/CAPEX mittels „Kapitalkostenabgleich“ (u.a. iZm Integration dezentrale Erzeugung Wind&PV) – Einführung effizienzabhängige Rendite (WACC_effizienzabhängig) - Smart Meter Betriebskostenfaktor – Einführung Smart Meter Monitoring

Forderung ehestmögliche Umsetzung neue Tarifstruktur 2.1.
Geänderte Rahmenbedingungen (u.a. dezentrale Einspeisung, verstärkte Eigenproduktion, Energieeffizienzmaßnahmen, Smart Meter Roll-Out) erfordern faire Kostentragung der Netznutzer im Ausmaß der tatsächlichen Netzananspruchnahme, „kostenverursachungsgerechte“ Tarifierung



Anforderungen an neue Regulierung
5. Regulierungsperiode (5.RP) 2024 bis 2028

I. Sicherstellung angemessener Investitionsanreize
für Realisierung des stark steigenden Investitionsbedarfes iZm dem Systemumbau zur Dekarbonisierung
Marktüblicher WACC auf das eingesetztes Kapital
Berücksichtigung stark steigendes Zinsniveau und Inflation mit Aktualisierung auf letztgültige Zinssätze, „Pluralistischer WACC-Ansatz“ mit erforderlicher Verprobung mit Alternativansätzen

II. Abbildung erhöhter Betriebskosten/OPEX innerhalb der 5. RP iZm **Integration erneuerbarer Erzeugung** ins Netz sowie **Anforderungen iZm „Netz Cyber-Security“**
Einführung Betriebskostenfaktor_neu (BKF) in 5.RP (Einspeiser & „NIS-GL / Cybersecurity“)

III. NPI Aufrollung „t-2“ Verzug + Zusammensetzung
Abbildung außergewöhnliche Inflationsentwicklung (Inflationsspikes 2022 und 2023) → Aufrollung „t-2“ Verzug
Sicherstellung Grundsatz Kostenanerkennung gem. § 59 ELWOG

IV. Weiterentwicklung Benchmarkingsystematik & Xgen Ermittlungsmethodik
Berücksichtigung **massive Netzausbauerfordernisse** für Systemumbau (Aufrechterhaltung hohe Versorgungssicherheit) sowie bisherige **Effizienzabschläge -43%** (für die eff. NB seit Einführung AN 2006)

V. Innovationskomponente & zukünftige Flexibilität der Regulierungssystematik
Anreize zur Realisierung gesamtwirtschaftlicher Zielsetzungen iZm Dekarbonisierung, Digitalisierung und Sektorenkopplung



NOTIZ:
„große Verantwortung“ iZm der sorgsamsten Ausgestaltung der Regulierungssystematik für die 5.RP Strom.
Diese hat die Umsetzung der Energiewende in den Verteilnetzen zu ermöglichen und zu unterstützen, sodass der Systemumbau im Invest-/CAPEX und OPEX-Bereich auch tatsächlich von den Netzbetreibern durchgeführt werden kann



„Regulierungswende“ in der 5.RP konnten auf Basis der finalen ECA-Regulierungssystematik teilweise umgesetzt werden.
Werthaltigkeit der Netze muss sichergestellt sein!!

Planbarkeit, Finanzierbarkeit, Werthaltigkeit müssen sichergestellt sein!

Agenda

1. Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen & Zielsetzungen

2. Lokale und regionale Herausforderungen

3. Netzausbau, Netzausbau, Netzausbau ...

4. Netztarife – Strukturanpassung und Entwicklung

5. Resümee & Ausblick

Wer **JA** sagt zu **Ökostrom**, muss auch **JA** sagen zum **Netzausbau!**

Beschleunigung und
Effizienzsteigerung von
Genehmigungsverfahren.

Gemeinsame Anstrengung aller
Stakeholder für den Ausbau Erneuerbarer
Stromerzeugung und Netze.

Zukunftsorientierte intelligente
Regulierung, Tarifstruktur und
Marktdesign.



VIEL ENERGIE

Energienetze Steiermark GmbH
Dipl.-Ing. Dr. Franz Strempl

