

# Willkommen zu den 52. Energy-Charts Talks



## 52. Energy-Charts Talks



Bruno Burger

- Stromerzeugung im September und im dritten Quartal 2025



Leonhard Gandhi

- Monitoringbericht zur Energiewende

Mittwoch, 01.10.2025, Live um 17 Uhr

# Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode

ewi und BET im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE)

## Handlungsoptionen:

- 1. Räumliche Koordination verbessern** (räumliche Bündelung systemrelevanter Infrastrukturen)
- 2. Flexibilitäten systemdienlich betreiben** (netzseitige Steuerungsinstrumente für systemdienlichen Betrieb der Flexibilitäten, dynamische Tarife oder flexible Netzentgelte)
- 3. Netze bedarfsgerecht planen** (Überdimensionierung von Erzeugungsanlagen, Freileitungsvorrang)
- 4. Erforderlichen Netzausbau ermöglichen** (Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes, Standardisierung, RED-III)
- 5. Anreizinstrumente effizienter gestalten** (Direktvermarktung, Kosten-/Preisorientierung, systemdienliche Technologien bzw. Technologiekombinationen)
- 6. Versorgungssicherheit gewährleisten** (Kapazitätsmechanismus, Wasserstoffspeicher, beschleunigte Genehmigungsverfahren)
- 7. Digitalisierung beschleunigen** (Smart Meter Rollout, Harmonisierung der technischen Anforderungen, Prozesse und Portale, Interopabilität)

# 10 Schlüsselmaßnahmen zum Monitoringbericht

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE)

- 1. Ehrliche Bedarfsermittlung und Planungsrealismus** (600 TWh bis 700 TWh)
- 2. Erneuerbare Energie markt- und systemdienlich fördern** (Einspeisevergütung, Vergütung bei negativen Preisen)
- 3. Netze, erneuerbare Energie und dezentrale Flexibilität synchron ausbauen** (80%EE 2030, Überbauung)
- 4. Technologieoffenen Kapazitätsmarkt schnell implementieren** (ab 2027, H2-Ready Gaskraftwerke priorisiert)
- 5. Flexibilität und Digitalisierung des Stromsystems voranbringen** (Rollout von Smart Metern, variable Stromtarife)
- 6. Einheitliche und liquide Energiemärkte erhalten und ausbauen** (nur eine Strompreiszone in Deutschland, Netzengpassmanagement verbessern)
- 7. Förderregime überprüfen, Subventionen systematisch senken** (ETS soll führende Rolle übernehmen)
- 8. Forschung zukunftsgerichtet vorantreiben, Innovationen fördern** (Geothermie, Fusion, bunter H2, CCS, CCU)
- 9. Wasserstoff-Hochlauf pragmatisch fördern, überkomplexe Vorgaben abbauen** (kohlenstoffarmer Wasserstoff statt grünen Wasserstoffs)
- 10. Carbon Capture, Utilisation and Storage** (CCS/CCU) als Klimaschutztechnologie etablieren

# Aurora (EnBW) Studie

## Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040

---

- Begrenzung des Offshore-Wind-Ausbaus von 70 auf 55 GW im Jahr 2045
- Begrenzung der vorgesehenen Elektrolyseurleistung von 50 GW auf 10 GW
- **Halbierung der Batteriekapazitäten** von 141 GW (846 GWh) auf 70 GW (420 GWh) im Jahr 2045
- Reduktion des Stromverbrauchs von **1150 TWh auf 760 TWh** (heute 520 TWh)
- **Steigerung der Gas- bzw. Wasserstoff-Kraftwerksleistung** von 35 GW auf 55 GW
- Reduktion der installierten Solarleistung von 400 GW auf 254 GW
- Ausbau von Onshore-Wind wie vorgesehen
- Steigerung des Imports von Wasserstoff
  - **Blauer Wasserstoff** statt grünen Wasserstoffs
    - „Blauer Wasserstoff aus diversifizierten Quellen sollte pragmatisch als kohlenstoffarm anerkannt werden“
- Investitionskosten 979 Mrd. € (Stromnetz 420 Mrd. €, EE + Batterien 430 Mrd. €) statt 1270 Mrd. €

# Durchschnittlicher Förderbedarf im Monitoringbericht

Tabelle 6: Status Quo der Stromgestehungskosten und der Marktintegration

	Stromgestehungskosten 2024	Jahresmarktwertfaktor 2024 <sup>17</sup>	Durchschnittlicher För- derbedarf 2023	Anteil der Stunden Ein- speisung zu negativen Preisen 2024 <sup>18</sup>
PV-Aufdach < 30 kWp	10 ct/kWh <sup>a</sup>	58,9 %	27,7 ct/kWh <sup>b</sup>	18 %
PV-Aufdach > 30 kWp	8,6 ct/kWh <sup>a</sup>	58,9 %	27,7 ct/kWh <sup>b</sup>	18 %
PV-Freifläche > 1 MWp	4,9 ct/kWh <sup>e</sup>	58,9 %	7,4 ct/kWh <sup>c</sup>	18 %
Windenergie an Land	7,3 ct/kWh <sup>d,e</sup>	80,2 %	1,4 ct/kWh <sup>c</sup>	6 %
Windenergie auf See	7,7 ct/kWh <sup>a</sup>	86,3 %	8,8 ct/kWh <sup>c</sup>	5 %
Biomasse	18 ct/kWh <sup>e</sup>	100 %	10,6 ct/kWh <sup>c</sup>	5 %

a: Mittlere LCOE aus Fraunhofer (2024a) | b: Einspeisevergütung (durchschnittlicher Satz der Einspeisevergütung, dem Markterlöse für das EEG-Konto gegenüberstehen, die hier nicht betrachtet sind.) | c: Direktvermarktung | d: Für Anlagen am Referenzstandort | e: Anzulegender Wert der Auktionen in 2024

- Es wird nicht der Förderbedarf gezeigt, die Spaltenüberschrift ist falsch
- Relevant für Weiterentwicklung von politischen Rahmenbedingungen sind die Vergütungen von Altanlagen irrelevant, es sind Neuanlagen entscheidend
- Marktprämie stark abhängig von Börsenstrompreisen
- Anteil der Einspeisung zu neg. Day-Ahead-Preisen ohne weitere Erläuterung irreführend
- Diverse weitere Fehler und Ungenauigkeiten, z.B. Direktvermarktung, Marktwertberechnung, Vermischung von LCOE mit anzulegenden Werten

Quelle: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html>

# EEG-Abrechnung 2024

## Einspeisevergütung

	Wasserkraft	Deponie-, Klär-, Grubengas	Biomasse	Geothermie	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Solare Strahlungsener gie*	Strommengen gesamt (kWh)
50Hertz	70.077.141	6.675.026	482.094.999	0	299.859.895	0	4.918.282.112	5.776.989.173
Amprion	165.457.712	17.789.926	342.684.507	0	166.452.919	0	8.910.244.457	9.602.629.521
TenneT	554.567.282	7.340.487	698.231.302	0	559.979.302	264.343.953	14.009.043.247	16.093.505.573
TransnetBW	176.357.293	4.501.810	246.042.061	2.150.950	1.545.222	0	5.542.323.724	5.972.921.060
<b>Summe</b>	<b>966.459.428</b>	<b>36.307.249</b>	<b>1.769.052.869</b>	<b>2.150.950</b>	<b>1.027.837.338</b>	<b>264.343.953</b>	<b>33.379.893.540</b>	<b>37.446.045.327</b>
Anteil:	2,58%	0,10%	4,72%	0,01%	2,74%	0,71%	89,14%	100,00%

	Wasserkraft	Deponie-, Klär-, Grubengas	Biomasse	Geothermie	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Solare Strahlungsener gie*	Einspeisevergü tung gesamt (EUR)
50Hertz	7.842.851,62	434.827,66	90.633.094,10	0	22.634.224,16	0	1.115.827.678	1.237.372.675,94
Amprion	16.967.457,62	1.261.872,81	71.959.015,48	0	14.779.299,17	0	2.179.932.379,04	2.284.900.024,12
TenneT	58.367.693,77	511.375,00	149.342.774,57	0	48.893.653,79	39.651.592,80	3.652.594.905,18	3.949.361.995,11
TransnetBW	19.525.314,29	305.309,23	52.645.299,42	430.190,00	4.011,18	0	1.460.270.358,57	1.533.180.482,69
<b>Summe</b>	<b>102.703.317,30</b>	<b>2.513.384,70</b>	<b>364.580.183,57</b>	<b>430.190,00</b>	<b>86.311.188,30</b>	<b>39.651.592,80</b>	<b>8.408.625.321,19</b>	<b>9.004.815.177,86</b>
Anteil:	1,14%	0,03%	4,05%	0,00%	0,96%	0,44%	93,38%	100,00%

### Einspeisevergütung in ct/kWh

50Hertz	11,19	6,51	18,80		7,55		22,69	21,42
Amprion	10,25	7,09	21,00		8,88		24,47	23,79
TenneT	10,52	6,97	21,39		8,73	15,00	26,07	24,54
TransnetBW	11,07	6,78	21,40	20,00	0,26		26,35	25,67
<b>Summe</b>	<b>10,63</b>	<b>6,92</b>	<b>20,61</b>	<b>20,00</b>	<b>8,40</b>	<b>15,00</b>	<b>25,19</b>	<b>24,05</b>

# EEG-Abrechnung 2024

## Marktpremienmodell

		Wasserkraft	Deponie-, Klär-, Grubengas	Biomasse	Geothermie	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Solare Strahlungsenergie	Marktpremie gesamt (EUR)
50Hertz		13.898.666,49	240.708,48	858.250.925,75	0	718.332.706,21	376.445.926,45	744.945.434,83	2.712.114.368,21
Amprion		25.537.309,44	635.447,79	709.734.500,56	3.185.713,85	459.736.296,34	0	248.959.992,33	1.447.789.260,31
TenneT		46.998.650,17	22.321,15	2.046.743.629,24	32.844.116,51	921.223.576,05	1.687.400.905,21	539.680.196,81	5.274.913.395,14
TransnetBW		23.479.082,65	17.261,30	402.804.648,92	0	66.561.817,12	0	141.233.709,06	634.096.519,05
<b>Summe</b>		<b>109.913.708,75</b>	<b>915.738,72</b>	<b>4.017.533.704,47</b>	<b>36.029.830,36</b>	<b>2.165.854.395,72</b>	<b>2.063.846.831,66</b>	<b>1.674.819.333,03</b>	<b>10.068.913.542,71</b>
Anteil:		1,09%	0,01%	39,90%	0,36%	21,51%	20,50%	16,63%	100,00%
		Wasserkraft	Deponie-, Klär-, Grubengas	Biomasse	Geothermie	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Solare Strahlungsenergie	Strommenge gesamt (kWh)
50Hertz		372.365.037	39.534.868	7.951.293.390	0	29.460.783.142	4.316.251.736	9.093.238.285	51.233.466.458
Amprion		946.201.489	267.940.706	6.074.970.735	18.489.763	20.171.463.071	0	2.801.630.859	30.280.696.623
TenneT		1.864.413.655	3.385.551	15.580.197.916	194.073.648	40.651.458.152	16.944.507.987	6.515.370.079	81.753.406.988
TransnetBW		1.022.024.078	2.259.919	3.289.930.390	0	2.999.990.314	0	1.469.991.598	8.784.196.299
<b>Summe</b>		<b>4.205.004.259</b>	<b>313.121.044</b>	<b>32.896.392.431</b>	<b>212.563.411</b>	<b>93.283.694.679</b>	<b>21.260.759.723</b>	<b>19.880.230.821</b>	<b>172.051.766.368</b>
Anteil:		2,44%	0,18%	19,12%	0,12%	54,22%	12,36%	11,55%	100,00%
<b>Marktpremie in ct/kWh</b>									
50Hertz		3,73	0,61	10,79		2,44	8,72	8,19	5,29
Amprion		2,70	0,24	11,68	17,23	2,28		8,89	4,78
TenneT		2,52	0,66	13,14	16,92	2,27	9,96	8,28	6,45
TransnetBW		2,30	0,76	12,24		2,22		9,61	7,22
<b>Summe</b>		<b>2,61</b>	<b>0,29</b>	<b>12,21</b>	<b>16,95</b>	<b>2,32</b>	<b>9,71</b>	<b>8,42</b>	<b>5,85</b>

# Marktwert und Marktprämien von Wind Onshore

2023

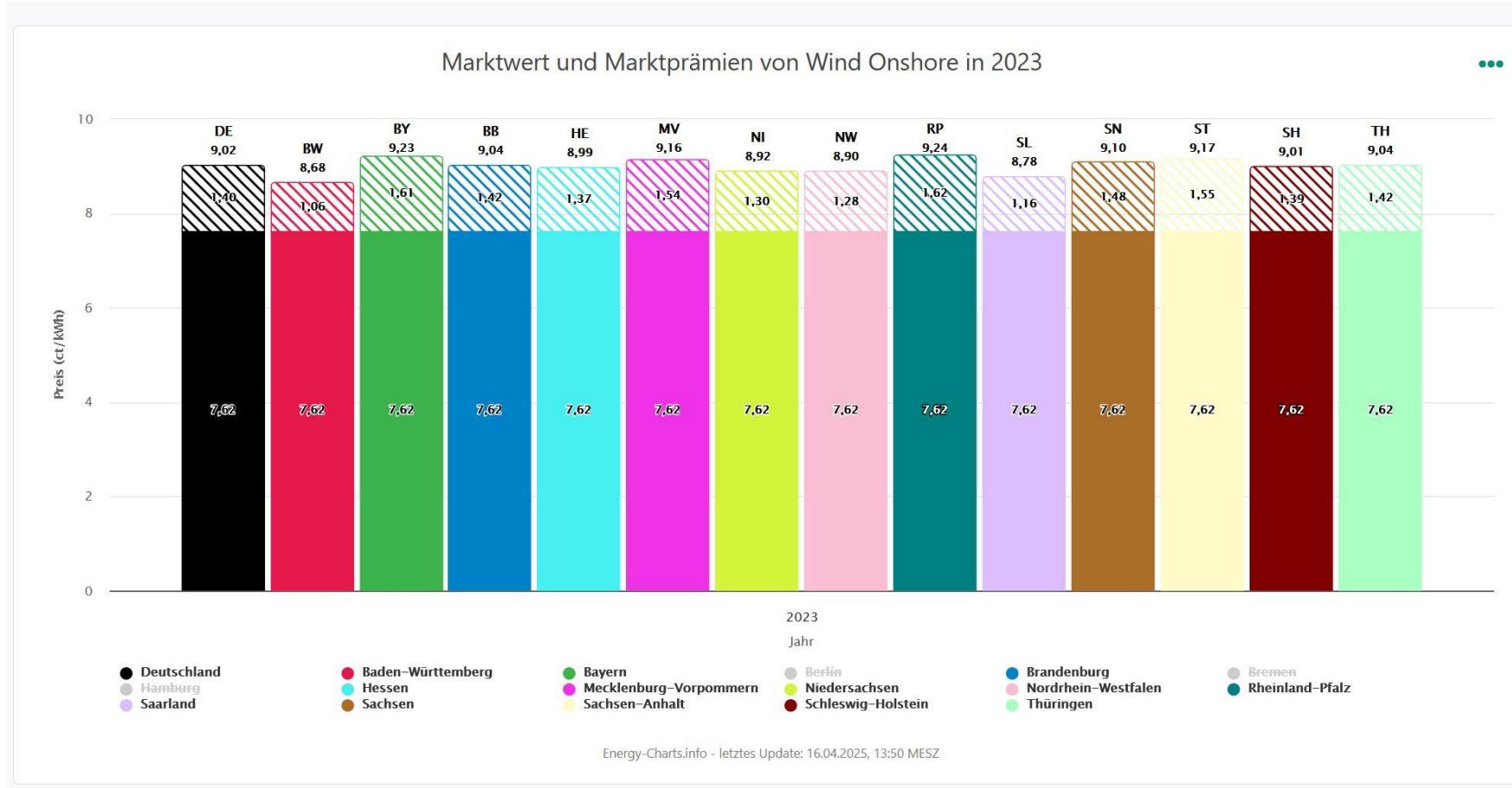
Energy-Charts 

Leistung ▾ Energie ▾ Infos ▾

Fraunhofer  
ISE

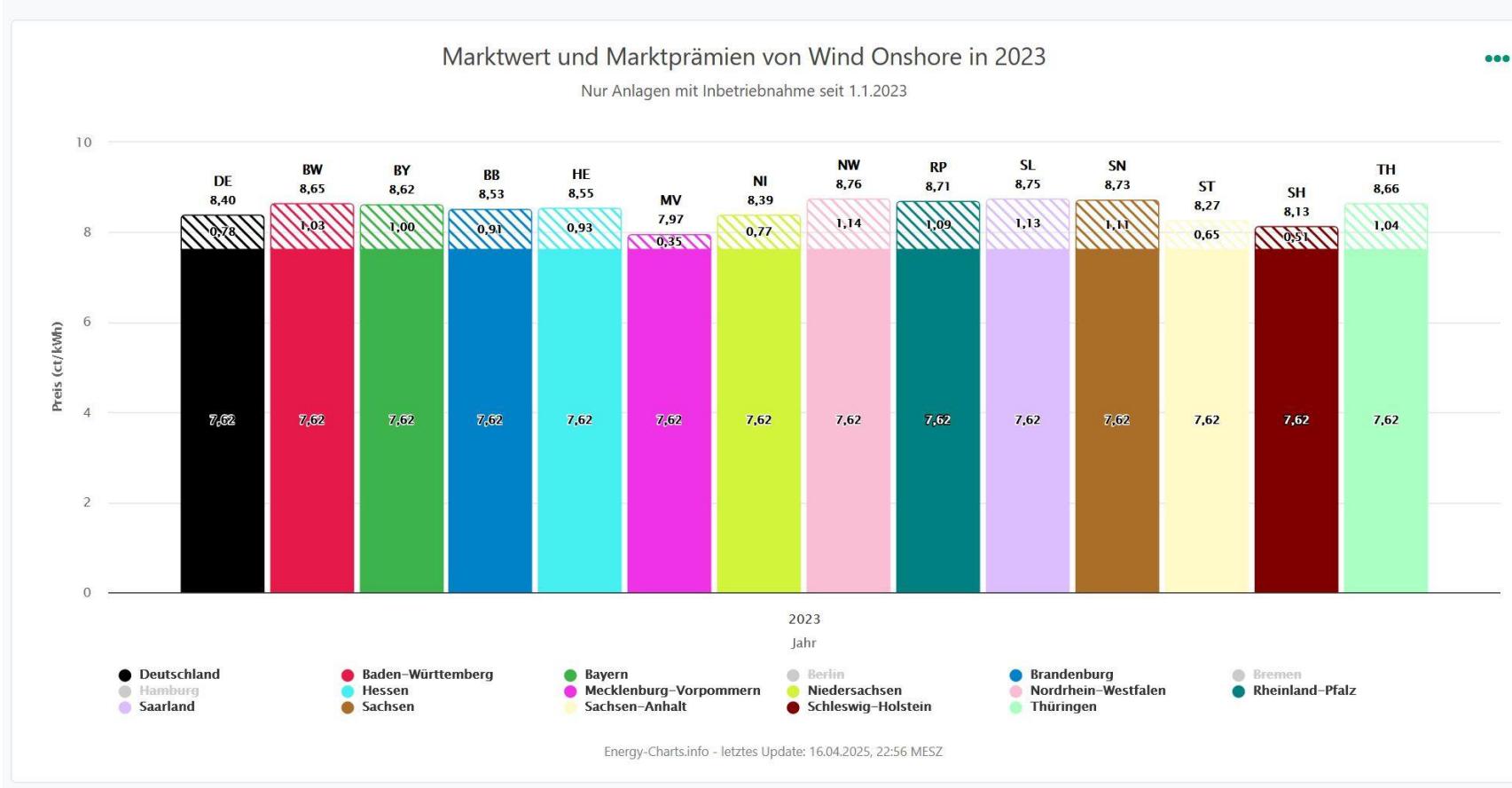
Land Sprache

Marktwert und Marktprämien von Wind Onshore in 2023

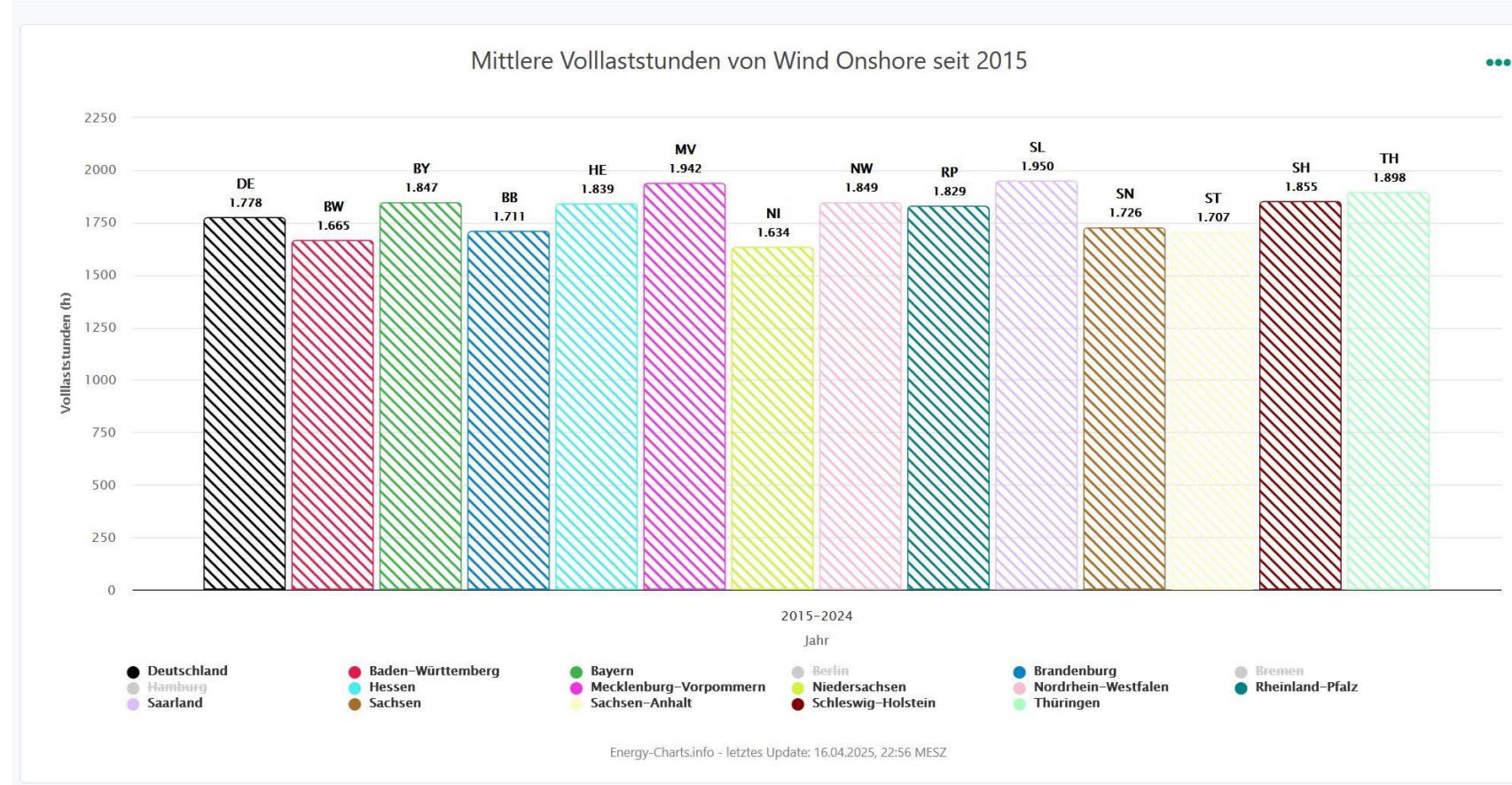


# Marktwert und Marktprämien von Wind Onshore – nur Neuanlagen

## 2023

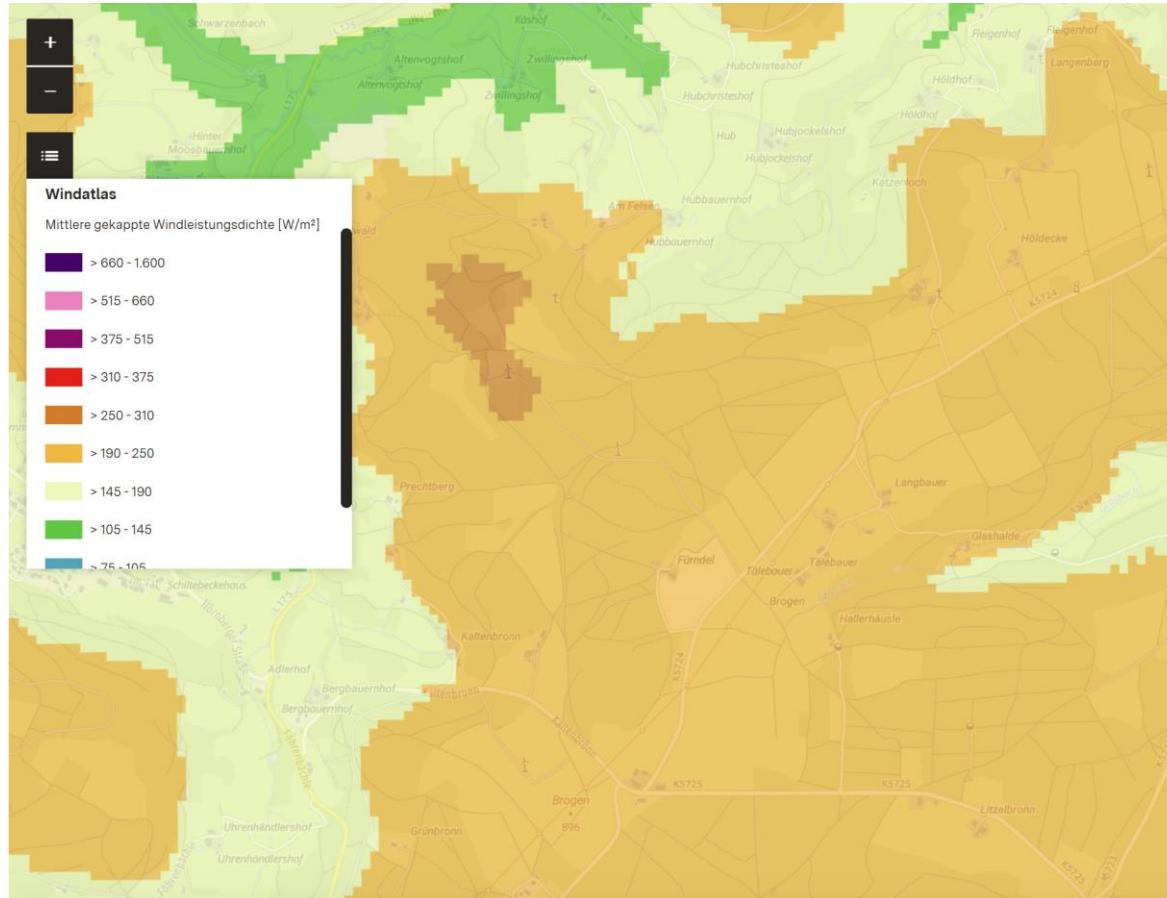


# Mittlere Vollaststunden von Wind Onshore von 2015 - 2023



# Auswertung auf Anlagenebene

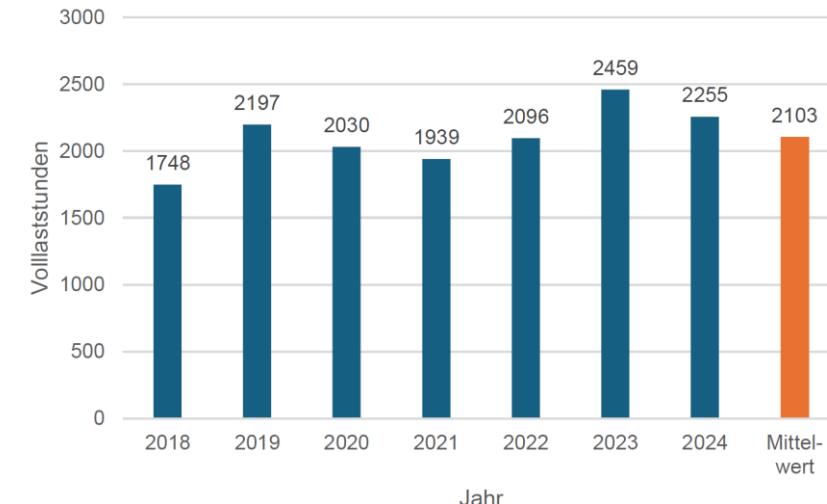
Königsfeld, Anlage WEA85418-1, MaStR-Nr.: SEE916126231276<sup>[2]</sup>



[1]

- Nabenhöhe: 120 m
- Rotordurchmesser: 117 m
- Hersteller: Nordex Energy GmbH
- Typenbezeichnung: N117/2400kW

Vollaststunden Königsfeld WEA 85418-1



# Netzentwicklungsplan Strom 2030

Genehmigung des Szenariorahmens am 30. Juni 2016

Installierte Leistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2015	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
Kernenergie	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	30,3	30,5	37,8	41,5	37,8
Öl	4,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,4	11,9	11,9	13,0	11,9
sonstige konv. Erzeugung	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<b>Summe konv. Erzeugung</b>	<b>106,9<sup>1)</sup></b>	<b>80,6</b>	<b>79,0</b>	<b>79,3</b>	<b>74,5</b>
Wind Onshore	41,2	54,2	58,5	61,6	62,1
Wind Offshore	3,4	14,3	15,0	19,0	15,0
Photovoltaik	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8
Biomasse	7,0	5,5	6,2	6,0	7,0
Wasserkraft	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2
sonstige reg. Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
<b>Summe reg. Erzeugung</b>	<b>97,8</b>	<b>138,8</b>	<b>152,9</b>	<b>168,8</b>	<b>168,4</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>204,7</b>	<b>219,4</b>	<b>231,9</b>	<b>248,1</b>	<b>242,9</b>
Nettostromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch <sup>2)</sup>	532	517	547	547	577

# Nulleinspeisung als Übergangslösung

Beispiel FairNetz GmbH (Reutlingen)

**SWR»**

Nachrichten Sport Kultur Leben Wetter Verkehr

**A** Nachrichten Übersicht Baden-Württemberg ▾ Rheinland-Pfalz ▾

Home > SWR Aktuell > Baden-Württemberg > Tübingen

Immer mehr Photovoltaik-Anlagen

## Reutlinger Stromnetz überlastet: Private dürfen nicht mehr so viel Strom einspeisen

Der Reutlinger Stromnetz-Betreiber FairNetz erlaubt nicht mehr allen privaten Stromerzeugern, ihren Strom einzuspeisen. Grund: Das Stromnetz verkraftet das technisch nicht.

Stand: 20.8.2025, 10:31 Uhr

Von [Bertram Schwarz](#)

[Teilen](#)

<https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/tuebingen/weniger-privater-strom-im-reutlinger-stromnetz-100.html>

## Photovoltaik-Boom belastet Stromnetz



Veröffentlicht am: 16.07.2025

Presse

Photovoltaik-Boom belastet Stromnetz: Einspeisungen nicht in jedem Fall möglich – FairNetz bietet Nulleinspeisung als Übergangslösung

<https://www.fairnetzgmbh.de/de/veroeffentlichungen/presse/photovoltaik-boom-belastet-stromnetz>

# Netzausbauplanung 2024

FairNetz GmbH



[1]

Seite 45:

## 6. Spitzenkappung nach § 11 Absatz 2 EnWG

Um den Netzausbaubedarf zu reduzieren, gibt es seit 2016 nach §11 Abs.2 EnWG die Möglichkeit, ein gezieltes Abregeln von Einspeisespitzen im Rahmen der Netzplanung zu berücksichtigen. Diese sogenannte Spitzenkappung kann jeder Netzbetreiber nur auf die jeweils unmittelbar an das eigene Netz angeschlossenen Wind- und PV-Anlagen anwenden. Die Betrachtung wurde nach dem [FNN-Hinweis](#) „Spitzenkappung – Ein neuer planerischer Freiheitsgrad“ mit bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren durchgeführt. Hierbei können Windkraftanlagen mit 87 % ihrer Nennleistung und PV-Anlagen mit 70 % ihrer Modulleistung berücksichtigt werden. [3]

Nach Auswertung der aktuellen Ergebnisse führt eine Spitzenkappung der Erzeugungsleistung nicht zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs in der HS-, HS/MS- und MS-Ebene.

## INFO

[2]

### Neue Möglichkeiten für Verteilnetzbetreiber

- Zukünftig darf bei der Netzplanung die Reduzierung der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen um bis zu 3% angenommen werden.
- Im FNN-Hinweis werden sechs Verfahren zur Umsetzung beschrieben.

### 3% Abregelungspotenzial bei der Auslegung der Netze soll Netzausbaubedarf verringern

Ziel der Spitzenkappung ist ein zielgerichteter Netzausbau, der die vorhandene Netzinfrastruktur effizient ausnutzt sowie Überkapazitäten und Fehlinvestitionen vermeidet. Wie stark sich die Spitzenkappung in einzelnen Netzen auswirken kann, zeigt die Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (2014). Demnach ist eine Berücksichtigung der Abregelung von drei Prozent der jährlichen Einspeisung von Photovoltaikanlagen und Onshore-Windanlagen in der Netzplanung ausreichend, um den Netzausbaubedarf zu halbieren. Nach dem neuen Strommarktgesezt können Verteilnetzbetreiber die Abregelung von Erzeugungsanlagen bei Netztengpässen bereits bei der Auslegung ihrer Netze berücksichtigen. Wie hoch der Nutzen der Spitzenkappung im Einzelfall ausfällt, hängt auch davon ab, nach welchem Verfahren die Abregelung von Einspeisespitzen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen der Netzdimensionierung berücksichtigt wird.

- Das Regionalszenario der Planungsregion SÜDWEST beruht wiederum auf dem Szenariorahmen des NEP der ÜNB Version 2023

[3]

Energieträger	Installierte Leistung [GW]						
	Referenz 2020*/2021	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Wind Onshore	56,1	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind Offshore	7,8	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	59,3	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Stromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch	478*	828	891	982	999	1025	1222
Bruttostromverbrauch	533*	899	961	1053	1079	1106	1303



## Kontakt

---

**Leonhard Gandhi (geb. Probst)**

**Tel. +49 761 4588-2278**

**[leonhard.gandhi@ise.fraunhofer.de](mailto:leonhard.gandhi@ise.fraunhofer.de)**

**<https://www.energy-charts.info>**