



THLEmV e.V.

Mohrental 8, 99448 Rittersdorf

Thüringer Landtag
Ausschuss für Umwelt, Energie und Naturschutz
Jürgen-Fuchs-Str. 1
99096 Erfurt

THÜR. LANDTAG POST
15.01.2024 07:09

Per Mail

An: poststelle@landtag.thueringen.de

1067/2024

**Den Mitgliedern des
AfUEN**

Thüringer Landtag
Zuschrift
7/3150

zu Drs. 7/8233

zu VL 7/5916 / zu ZS 7/3128

Rittersdorf, 12.01.2024

Schriftliches Anhörungsverfahren gemäß §79 GO des Thüringer Landtags
Betr. Thüringer Gesetz über die Beteiligung von Einwohnerinnen und Einwohnern sowie
Gemeinden an Windparks (ThürWindBeteilG)

Sehr geehrte Mitglieder im Ausschuss für Umwelt, Energie und Naturschutz des Thüringer Landtags,
sehr geehrte Damen und Herren in der Landtagsverwaltung,

vielen Dank für die Übersendung der Eingangsbestätigung zu unserer Stellungnahme vom 08.01.2024.
Ergänzend übersenden wir Ihnen zum ThürWindBeteilG zur weiteren Untermauerung der dargestellten
Argumente einen **Faktencheck zur Windenergie in Deutschland**.

Beim Erarbeiten der Stellungnahme lagen die Daten zum statistischen Jahresabschluss 2023 noch nicht vor.

Insgesamt sind in Deutschland **Ende 2023 (31.12.2023)** - Vgl. **Anlage 1**

Onshore: 29.611 WEA mit einer installierten Leistung von **60.903,2 MW in Betrieb**.

Offshore: 1.564 WEA mit einer installierten Leistung von **8.463,5 MW in Betrieb** und

Solar (PV): 3.659.576 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von **81.515,98 MW am Netz**.

Die derzeit installierte Leistung der **Onshore-WEA** (60.903,2 MW), **Offshore-WEA** (8.463,5 MW) und **Solar (PV)-Anlagen** (81.515,98 MW) ergibt insgesamt eine volatile Leistung von **150.882,68 MW**. Dies entspricht im Ertragsvergleich einer Leistung von **ca. 107 Kernkraftwerken (KKW)**.

Ein mittleres Kernkraftwerk (KKW) wie z. B. das Kernkraftwerk Emsland hat eine Nennleistung von etwa 1.400 Megawatt, das entspricht nach Angaben des Betreibers RWE jährlich elf Milliarden Kilowattstunden (KWh) Strom für 3,5 Millionen Haushalte. Demzufolge könnte eine solche KKW-Kapazität (107 KKW) **374,5 Millionen Haushalte** versorgen.

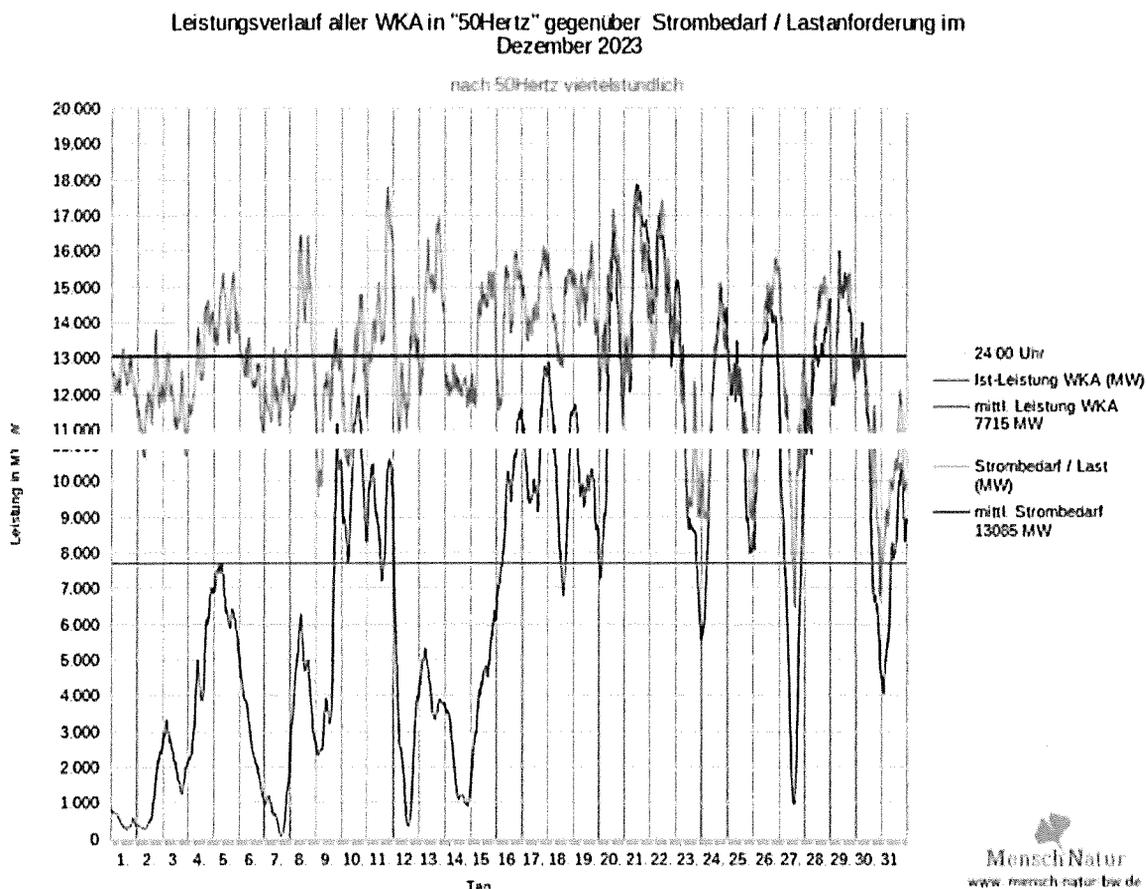
Bei der Vergleichsrechnung bleiben die in Planung befindlichen Anlagen außer Betracht. Die Statistisch weist in Deutschland 2023 **40,9 Mio. Haushalte** (dav. 13, 8Mio. Einpersonenhaushalte) aus.

Schon der Zahlen-Vergleich belegt, wie unverhältnismäßig hoch der Investitionsaufwand, der Flächenverbrauch für WEA (Onshore und PV) und der Ressourcenbedarf zur Gewährleistung einer erwiesenermaßen volatilen Stromerzeugung in Deutschland und demzufolge auch in Thüringen sind.

Die o. a. Angaben können über das amtliche Marktstammregister (Stichtag 31.12.2023) überprüft werden.
Vgl.: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Zur **Volatilität von WEA** und zum **Speicherproblem** muss aktuell und faktisch festgestellt werden: In der Zeit vom **1.12.2023** bis **12.12.2023** schwankte die Stromerzeugung bei Windenergie (Onshore) zwischen **14.784,31 MW** (am 04.01.2023) und **220,09 MW** (am 12.12.2023). D. h. der Ertrag der minimalen Stromerzeugung von WEA (Onshore) im Vergleich zur maximalen Stromerzeugung betrug **1/67!** oder anders ausgedrückt nur **1,5 %**. So kann keine bedarfsgerechte, geschweige denn sichere Stromversorgung (zur gesetzlich vorgeschriebenen Daseinsvorsorge) realisiert werden. Eine notwendige Speicherlösung müsste in dem Fall **14.564 MW Speicherleistung** (in der/den erforderlichen Zeit/Std.) abdecken (Speicherkapazität = elektrische Leistung x Zeit in MWh).

Wie der **Leistungsverlauf der Windleistung gegen den Strombedarf (Last)** in der **Regelzone von 50Hertz** vom 01.12 bis 31.12.2023 verlief, wird im folgenden Bild (vgl. **Grafik im Anhang – Anlage 2**) dargestellt.



Quelle: <https://www.50hertz.com/de/Markt/EU-Strombinnenmarkt>

Der **Strombedarf** war in der **Regelzone (50Hertz)** im Mittel **1,7-mal** so hoch wie die Windenergie an Land und in der Ostsee durch die **50Hertz Transmission GmbH** im Mittel bereitstellen konnte. In Zeiten mit Windleistungen von ca. 1 % der installierten Leistung ist der Strombedarf mehrere hundertmal so groß (siehe blau markierte Bereiche im **Anhang – Anlage 2**). Im Dezember 2023 erreichte die WEA-Leistung teilweise den Strombedarf, (rot markiert). Wäre die installierte Leistung doppelt so hoch (wie geplant ist!), hätten die **WEA 3.880.906,0 MWh = 3.880,9 GWh = 3,881 TWh** mehr Strom an 437,25 h = 18,2 Tage erzeugt als tatsächlich gebraucht wurde.

Am 26.12.23 um 15:15 Uhr fiel die **Windleistung von 14.868 MW** bis zum 27.12.23 13:45 Uhr auf nur **970 MW = -13.898 MW!!** (bzw. bei WEA x 2: -27.796 MW!!) und stieg bis Mitternacht wieder auf 11.602 MW!! (bzw. bei WEA x 2 um 21.264 MW!!).

In der angeführten aktuellen Zeitspanne wird deutlich: **Zusätzliche WEA verschärfen das Problem!**

Vorhandene leistungsfähige **Strom-Netze** bilden die Grundlage einer modernen Industriegesellschaft und sind unabdingbare Voraussetzung für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung („Energiepolitisches Zieldreieck“).

Die mit der Energiewende erforderliche Umstellung des Energieversorgungssystems stellt die Netz-Infrastruktur vor völlig neue komplexe Herausforderungen. Die vor Jahrzehnten angelegte Netzstruktur wurde auf eine Stromerzeugung mit Grundlast fähigen Kraftwerken ausgerichtet und kann den speziellen Anforderungen einer vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien nicht annähernd entsprechen (übermäßig große und sehr schwankende Lasten). Das sieht das TMUEN ebenso:

<https://umwelt.thueringen.de/themen/energie/stromnetze#:~:text=Netzausbau%20und%20anpassung,-Um%20dem%20verstärkten&text=Danach%20erstellen%20die%20vier%20Übertragungsnetzbetreiber,der%20Bundesnetzagentur%20zur%20Bestätigung%20vorlegen>

Ein grundlegender Strukturwandel (Paradigmenwechsel) von einer vormals zentralen zu einer verstärkt dezentralen Energieerzeugung und das unstete Aufkommen von Wind- und Sonnenstrom machen eine grundlegende Erneuerung und den Umbau der Stromnetze erforderlich. Nur mit einer langfristigen, planungsrechtlich aufwendigen und kostenträchtigen Schaffung neuer (Neubau) und erweiterter (verstärkter) Übertragungskapazitäten ist die Integration von zunehmend volatilen erneuerbaren Energien überhaupt möglich.

Die Unterhaltung der für den Energietransport notwendigen Infrastruktur fällt in die Zuständigkeit der **Netzbetreiber**, die aus nachvollziehbaren Gründen (Daseinsvorsorge) der staatlichen Aufsicht unterstehen. Man unterscheidet organisatorisch **Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber**. Die Netzstruktur gliedert sich in **Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetze** für den Strom.

Elektrizitäts-**Versorgungsnetze** gliedern sich nach den **Spannungsebenen**: **Verteilnetze** in 110 kV für die großräumige Verteilung **in der Fläche**, sowie die 20 kV und 0,4 kV im **örtlichen Bereich (Ortsnetz)**.

Der Ausbaubedarf der Verteilnetze wird bundesweit auf bis zu **380.000 km Leitung** geschätzt und fällt dabei regional unterschiedlich aus. Für die Stromerzeugung aus **WEA** sind die 110 kV und 20 kV Spannungsebenen betroffen. Der Ausbau von **Photovoltaik-Anlagen** wird überwiegend im **20 kV und 0,4 kV Spannungsbereich** realisiert.

Beim **Netzausbau** geht es immer um **ausgesprochen komplexe, teure und langwierige Infrastrukturprojekte**, die stets erhebliche Eingriffe in die Natur verursachen, mit hohen Belastungen für Menschen und Tier verbunden sind und **im Ortsnetz sogar jedes einzelne Grundstück betreffen**.

Ohne eine Trendwende wird die **Energiewende** in den kommenden Jahren in Deutschland **Investitionen in Rekordhöhe**, d. h. in **Billionenhöhe**, verursachen.

Zu diesem Schluss kommt auch das Handelsblatt Research Institute (HRI), nachdem es Prognosen und Studien zum Thema recherchiert und analysiert hat. Das HRI ist ein **unabhängiges** wirtschaftswissenschaftliches Forschungsinstitut der Handelsblatt Media Group.

Demnach könnte es Deutschland ca. **1,1 Billionen Euro** kosten, **um bis 2045 die gesetzlich festgelegte Klimaneutralität zu erreichen**.

Den größten Teil der zu erwartenden Kosten dürfte dabei die Erweiterung und Umstrukturierung der Stromnetze verursachen. Insgesamt rechnet das HRI mit **496 Milliarden Euro**, die der Aus- und Umbau von **On- und Offshore-Übertragungsnetzen (156 und 157 Milliarden Euro)** sowie **Verteilernetzen (183 Milliarden Euro)** verursachen können. Dabei sind die sehr hohen Investitionen und Kosten auf der untersten Verteilnetzebene bundesweit (in den 0,40 kV-Ortsnetze) noch **nicht berücksichtigt**. Die Ortsnetze stoßen bei den festgelegten politischen Zielen, wie **E-Mobilität** und der **Wärmewende im Wohnbereich**, schon heute in der Auslastung an ihre Grenzen. Die enormen Kosten im Ortsnetzbereich müssen zuständigkeitshalber die deutschen Stromversorger und Stadtwerke tragen und **werden sicher auf die Stromkunden umgelegt**.

Ebenfalls teuer wird der **Ausbau Erneuerbarer Energien** sein: **440 Milliarden Euro** prognostiziert das HRI in seinen Berechnungen. Neben dem Staat, der die Kosten nur gesetzlich veranlasst, müssen diese Kosten tatsächlich von Unternehmen (mit hohem Risiko), den Finanzinstituten (mit wenig Risiko) sowie die Lasten in letzter Konsequenz von den Steuerzahlern getragen werden.

Die von der Ampel-Koalition **schon für 2023 angekündigt** schlüssige **Kraftwerksstrategie**, als Planungsgrundlage für die Energiewirtschaft, steht immer noch aus. Geplant ist demnach der Bau hocheffizienter Gaskraftwerke (GKW) mit bis zu 25 Gigawatt Leistung. GKW sollen ab 2030 Kohlekraftwerke ersetzen und fortan immer dann als Back-up dienen, wenn Windräder und Photovoltaik-Anlagen nicht ausreichend Strom produzieren. Derzeit wartet die Energiebranche noch auf eine Strategie des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi). Im November 2023 musste Wirtschaftsminister Robert Habeck diese wegen der Haushaltskrise der Bundesregierung aufschieben. Die Realisierung ist derzeit ungewiss.

Auf die **Wärmewende** (die durch das sogenannte Wärmeplanungsgesetz realisiert werden soll), das im Dezember 2023 den Bundesrat passiert hat und ab 2024 gilt, soll an der Stelle nicht tiefer eingegangen werden. Das Wärmeplanungsgesetz (WPG) vom 20. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394) regelt, dass Großstädte bis Ende Juni 2026 und kleinere Gemeinden bis Ende Juni 2028 Wärmepläne erstellen müssen. Durch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) soll den Ausbau in 2024 mit insgesamt **750 Millionen Euro bezuschusst** werden. Weitere enorme Aufwände in noch nicht bezifferbarer Höhe dürften in den Bereichen der Fernwärme- und Wasserstoffnetze anfallen.

Ein Artikel der FR vom 07.01.2024 belegt, dass der THLEmV mit seiner Auffassung nicht allein steht. Im Interview kommt der Experte **Florian Bieberbach, Chef der Münchner Stadtwerke**, zu Problemen beim Ausbau der Fernwärme, dem Auf und Ab der Stromtarife und immer höheren CO2-Preisen zu Wort. **Frankfurter Rundschau (FR) : „Es braucht Milliarden für die Wärmewende“**

<https://www.fr.de/wirtschaft/es-braucht-milliarden-fuer-die-waermewende-92762736.html>

Zur Beschleunigung der **E-Mobilität** unterstützt die Bundesregierung den Bau einer großen **Batteriefabrik** für E-Autos in Deutschland mit rund **900 Millionen Euro**. Die EU-Kommission hat der Förderung der Batteriefabrik des **schwedischen Konzerns Northvolt** in Schleswig-Holstein schon zugestimmt. Außerdem muss der Steuerzahler noch weitere **Hunderte Millionen Euro** für den Bau bereitstellen.

U. E. kommt Northvolt auch nur wegen der außerordentlich hohen Subventionen nach Deutschland.

Gesamtvotum

Der THLEmV lehnt das Thüringer Gesetz über die Beteiligung von Einwohnerinnen und Einwohnern sowie Gemeinden an Windparks (ThürWindBeteilG) aus grundsätzlichen, wirtschaftlichen, moralischen und faktischen Gründen weiterhin und vollständig ab.

Der weitere Ausbau der Windenergie und anderer Formen volatiler Stromerzeugung schwächen das bislang schon sehr instabile Stromnetz weiter. Die **Redispatch-Kosten** (Netzengpassmanagement) – lt. BNetzA im zweiten Quartal 2023 **584 Mio. Euro** (Jahresschätzung über **1 Milliarde Euro**) sind sehr hoch, die Stromversorgung (Grundversorgung) sowie die Stabilität des Netzes (Verfügbarkeit) wird mit dem beabsichtigten Ausbau von Windenergie noch mehr gefährdet.

Deshalb sollten auch keinerlei weitere Anreize geschaffen werden. Über zwanzig Jahre „Anschubfinanzierung“ mit immer höheren Subventionen bei den Erneuerbaren haben bislang zu keiner markt- und wettbewerbsfähigen wirtschaftlichen und sicheren Stromerzeugung geführt. Um nicht noch mehr Probleme zu schaffen, die weder dem Bürger noch der Natur und dem Klima nützen, sollte von dem Antrag zum ThürWindBeteilG Abstand genommen werden.

Mit freundlichen Grüßen

2 Anlagen:

1 Auswertung Marktdatenstammregister der BNetzA

2 Leistungsverlauf Windstrom vs. Strombedarf (Last)

in der Regelzone von 50Hertz (vom 01.12. bis 31.12.2023)

Auswertung des Marktdatenstammregister der Bundesnetzagentur Stand: 31.12.2023
<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

		Anzahl Windenergieanlagen (WEA)					Σ Leistung Windenergieanlagen (WEA)					
			In Planung	In Betrieb	Vorüberg. stillgelegt	stillgelegt			In Planung	In Betrieb	Vorüberg. stillgelegt	stillgelegt
L_Nr	BL	JJJJ	31	35	37	38	L_Nr	JJJJ	31	35	37	38
1	Schleswig-Holstein	<=2009		1056			1	<=2009		1.566,1 MW		
1	Schleswig-Holstein	2010		128			1	2010		221,2 MW		
1	Schleswig-Holstein	2011		150			1	2011		284,0 MW		
1	Schleswig-Holstein	2012		162			1	2012		323,7 MW		
1	Schleswig-Holstein	2013		170			1	2013		408,7 MW		
1	Schleswig-Holstein	2014		487			1	2014		1.306,7 MW		
1	Schleswig-Holstein	2015		330			1	2015		899,0 MW		
1	Schleswig-Holstein	2016		218			1	2016		627,3 MW		
1	Schleswig-Holstein	2017		197			1	2017		577,7 MW		
1	Schleswig-Holstein	2018		60			1	2018		138,8 MW		
1	Schleswig-Holstein	2019		19			1	2019		39,6 MW		
1	Schleswig-Holstein	2020		47			1	2020		125,3 MW		
1	Schleswig-Holstein	2021	4	83		27	1	2021	16,8 MW	269,1 MW		35,1 MW
1	Schleswig-Holstein	2022	52	138	2	122	1	2022	253,2 MW	544,6 MW	0,5 MW	164,0 MW
1	Schleswig-Holstein	2023	311	252	2	139	1	2023	1.610,1 MW	1.191,2 MW	0,2 MW	137,8 MW
2	Hamburg	<=2009		31			2	<=2009		31,8 MW		
2	Hamburg	2010		2			2	2010		5,0 MW		

2	Hamburg	2011		1				2	2011		3,4 MW		
2	Hamburg	2013		1				2	2013		2,4 MW		
2	Hamburg	2014		3				2	2014		5,0 MW		
2	Hamburg	2015		4				2	2015		8,0 MW		
2	Hamburg	2016		2				2	2016		4,7 MW		
2	Hamburg	2017		20				2	2017		50,2 MW		
2	Hamburg	2018		5				2	2018		11,4 MW		
2	Hamburg	2019		1				2	2019		0,0 MW		
2	Hamburg	2023		1				2	2023		3,6 MW		
3	Niedersachsen	<=2009		3779				3	<=2009		5.167,0 MW		
3	Niedersachsen	2010		149				3	2010		279,8 MW		
3	Niedersachsen	2011		173				3	2011		399,8 MW		
3	Niedersachsen	2012		169				3	2012		373,3 MW		
3	Niedersachsen	2013		159				3	2013		390,3 MW		
3	Niedersachsen	2014		221				3	2014		587,4 MW		
3	Niedersachsen	2015		158				3	2015		416,8 MW		
3	Niedersachsen	2016		322				3	2016		912,7 MW		
3	Niedersachsen	2017		492				3	2017		1.424,3 MW		
3	Niedersachsen	2018		222				3	2018		736,0 MW		
3	Niedersachsen	2019	2	59				3	2019	5,8 MW	174,9 MW		
3	Niedersachsen	2020	2	68				3	2020	6,9 MW	170,5 MW		
3	Niedersachsen	2021	10	116		5		3	2021	37,3 MW	421,2 MW		3,1 MW
3	Niedersachsen	2022	125	106	2	110		3	2022	596,5 MW	462,0 MW	0,8 MW	123,6 MW
3	Niedersachsen	2023	330	146	2	133		3	2023	1.738,2 MW	618,9 MW	0,6 MW	189,3 MW
4	Bremen	<=2009		47				4	<=2009		83,3 MW		

4	Bremen	2010		11				4	2010		25,9 MW		
4	Bremen	2011		9				4	2011		21,6 MW		
4	Bremen	2012		5				4	2012		10,2 MW		
4	Bremen	2013		3				4	2013		7,0 MW		
4	Bremen	2014		4				4	2014		11,8 MW		
4	Bremen	2015		4				4	2015		11,4 MW		
4	Bremen	2016		1				4	2016		3,0 MW		
4	Bremen	2017		2				4	2017		11,4 MW		
4	Bremen	2018		4				4	2018		12,8 MW		
4	Bremen	2019		1				4	2019		0,0 MW		
4	Bremen	2023	2	1	2	1		4	2023	14,0 MW	3,6 MW	0,9 MW	2,0 MW
5	Nordrhein-Westfalen	<=2009		2017				5	<=2009		2.324,3 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2010		52				5	2010		91,6 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2011		91				5	2011		157,3 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2012		82				5	2012		160,1 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2013		116				5	2013		243,2 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2014		134				5	2014		301,9 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2015		156				5	2015		381,8 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2016		223				5	2016		590,8 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2017		315				5	2017		877,0 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2018		114				5	2018		347,4 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2019	5	38				5	2019	14,4 MW	128,2 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2020	1	94				5	2020	4,0 MW	320,2 MW		
5	Nordrhein-Westfalen	2021	11	77		3		5	2021	34,6 MW	304,5 MW		1,3 MW
5	Nordrhein-Westfalen	2022	100	101	2	90		5	2022	477,8 MW	420,8 MW	0,2 MW	84,0 MW

5	Nordrhein-Westfalen	2023	524	122	8	113		5	2023	2.585,1 MW	522,4 MW	23,0 MW	124,0 MW
6	Hessen	<=2009		443				6	<=2009		446,2 MW		
6	Hessen	2010		24				6	2010		42,1 MW		
6	Hessen	2011		45				6	2011		98,3 MW		
6	Hessen	2012		51				6	2012		111,6 MW		
6	Hessen	2013		74				6	2013		182,4 MW		
6	Hessen	2014		79				6	2014		201,9 MW		
6	Hessen	2015		80				6	2015		213,2 MW		
6	Hessen	2016		103				6	2016		294,4 MW		
6	Hessen	2017		103				6	2017		300,6 MW		
6	Hessen	2018		75				6	2018		232,0 MW		
6	Hessen	2019	1	4				6	2019	3,4 MW	13,8 MW		
6	Hessen	2020		26				6	2020		82,1 MW		
6	Hessen	2021	7	19	1	1		6	2021	27,9 MW	61,7 MW	1,0 MW	0,0 MW
6	Hessen	2022	21	16	3	10		6	2022	106,4 MW	63,6 MW	3,0 MW	6,8 MW
6	Hessen	2023	99	40		6		6	2023	527,1 MW	163,7 MW		6,0 MW
7	Rheinland-Pfalz	<=2009		769				7	<=2009		1.105,0 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2010		65				7	2010		120,7 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2011		109				7	2011		243,9 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2012		103				7	2012		291,9 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2013		157				7	2013		422,2 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2014		167				7	2014		456,9 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2015		76				7	2015		213,4 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2016		71				7	2016		209,3 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2017		94				7	2017		273,5 MW		

7	Rheinland-Pfalz	2018		57				7	2018		177,1 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2019		36				7	2019		124,2 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2020		26				7	2020		88,3 MW		
7	Rheinland-Pfalz	2021	14	16		5		7	2021	48,7 MW	68,6 MW		4,5 MW
7	Rheinland-Pfalz	2022	18	18	1	20		7	2022	83,1 MW	71,5 MW	0,1 MW	22,5 MW
7	Rheinland-Pfalz	2023	115	37	1	17		7	2023	569,8 MW	138,9 MW	0,6 MW	28,0 MW
8	Baden-Württemberg	<=2009		346				8	<=2009		440,2 MW		
8	Baden-Württemberg	2010		11				8	2010		17,6 MW		
8	Baden-Württemberg	2011		9				8	2011		14,3 MW		
8	Baden-Württemberg	2012		16				8	2012		18,9 MW		
8	Baden-Württemberg	2013		18				8	2013		36,9 MW		
8	Baden-Württemberg	2014		16				8	2014		16,5 MW		
8	Baden-Württemberg	2015		58				8	2015		150,9 MW		
8	Baden-Württemberg	2016		125				8	2016		335,6 MW		
8	Baden-Württemberg	2017		125				8	2017		389,0 MW		
8	Baden-Württemberg	2018		35				8	2018		114,5 MW		
8	Baden-Württemberg	2019	1	9				8	2019	3,0 MW	17,7 MW		
8	Baden-Württemberg	2020	2	16				8	2020	3,0 MW	37,3 MW		
8	Baden-Württemberg	2021	13	32	1	2		8	2021	57,4 MW	114,4 MW	0,0 MW	3,0 MW
8	Baden-Württemberg	2022	29	15		13		8	2022	104,3 MW	37,5 MW		9,9 MW
8	Baden-Württemberg	2023	127	24	1	10		8	2023	639,6 MW	59,1 MW	2,7 MW	6,2 MW
9	Bayern	<=2009		323				9	<=2009		417,1 MW		
9	Bayern	2010		24				9	2010		44,9 MW		
9	Bayern	2011		89				9	2011		152,0 MW		
9	Bayern	2012		115				9	2012		206,8 MW		

9	Bayern	2013		114				9	2013		234,5 MW		
9	Bayern	2014		184				9	2014		432,7 MW		
9	Bayern	2015		147				9	2015		361,7 MW		
9	Bayern	2016		115				9	2016		291,5 MW		
9	Bayern	2017		116				9	2017		320,0 MW		
9	Bayern	2018		13				9	2018		23,5 MW		
9	Bayern	2019	1	12				9	2019	3,2 MW	17,9 MW		
9	Bayern	2020		11				9	2020		31,7 MW		
9	Bayern	2021	10	11	1	2		9	2021	23,7 MW	26,9 MW	0,0 MW	1,5 MW
9	Bayern	2022	4	18	1	14		9	2022	12,6 MW	44,4 MW	0,0 MW	0,6 MW
9	Bayern	2023	37	16	4	6		9	2023	135,4 MW	25,6 MW	1,5 MW	2,2 MW
10	Saarland	<=2009		46				10	<=2009		67,8 MW		
10	Saarland	2010		7				10	2010		13,8 MW		
10	Saarland	2011		15				10	2011		29,4 MW		
10	Saarland	2012		6				10	2012		9,9 MW		
10	Saarland	2013		11				10	2013		31,6 MW		
10	Saarland	2014		17				10	2014		40,7 MW		
10	Saarland	2015		23				10	2015		64,0 MW		
10	Saarland	2016		16				10	2016		43,0 MW		
10	Saarland	2017		36				10	2017		106,9 MW		
10	Saarland	2018		21				10	2018		60,0 MW		
10	Saarland	2019		2				10	2019		6,9 MW		
10	Saarland	2020		8				10	2020		24,9 MW		
10	Saarland	2021	1	3				10	2021	2,0 MW	9,6 MW		
10	Saarland	2022	1	3				10	2022	4,2 MW	11,8 MW		

10	Saarland	2023	7	8		2		10	2023	33,0 MW	24,2 MW		3,0 MW
11	Berlin	<=2009		2				11	<=2009		2,0 MW		
11	Berlin	2014		1				11	2014		2,3 MW		
11	Berlin	2015		2				11	2015		4,7 MW		
11	Berlin	2016		4				11	2016		3,4 MW		
11	Berlin	2021		1				11	2021		4,2 MW		
12	Brandenburg	<=2009		2419				12	<=2009		3.801,0 MW		
12	Brandenburg	2010		123				12	2010		230,0 MW		
12	Brandenburg	2011		85				12	2011		165,0 MW		
12	Brandenburg	2012		118				12	2012		268,3 MW		
12	Brandenburg	2013		114				12	2013		263,3 MW		
12	Brandenburg	2014		189				12	2014		475,7 MW		
12	Brandenburg	2015		159				12	2015		426,3 MW		
12	Brandenburg	2016		170				12	2016		481,7 MW		
12	Brandenburg	2017		174				12	2017		540,7 MW		
12	Brandenburg	2018		92				12	2018		298,0 MW		
12	Brandenburg	2019	13	59				12	2019	42,8 MW	201,3 MW		
12	Brandenburg	2020		72				12	2020		242,3 MW		
12	Brandenburg	2021	25	105		5		12	2021	94,0 MW	414,5 MW		3,7 MW
12	Brandenburg	2022	55	93	4	91		12	2022	275,3 MW	424,7 MW	3,1 MW	86,1 MW
12	Brandenburg	2023	199	72	2	44		12	2023	1.012,8 MW	388,4 MW	0,5 MW	39,8 MW
13	Mecklenburg-Vorpomm	<=2009		1015				13	<=2009		1.266,9 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2010		34				13	2010		61,8 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2011		29				13	2011		65,9 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2012		121				13	2012		304,4 MW		

13	Mecklenburg-Vorpomme	2013		147				13	2013		425,3 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2014		129				13	2014		345,4 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2015		85				13	2015		228,4 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2016		77				13	2016		216,8 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2017		59				13	2017		174,1 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2018		38				13	2018		125,6 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2019	4	33				13	2019	13,8 MW	103,3 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2020		33				13	2020		100,4 MW		
13	Mecklenburg-Vorpomme	2021	6	21		8		13	2021	21,1 MW	70,1 MW		8,9 MW
13	Mecklenburg-Vorpomme	2022	25	15	1	28		13	2022	121,2 MW	57,4 MW	0,5 MW	22,0 MW
13	Mecklenburg-Vorpomme	2023	158	39	2	27		13	2023	830,7 MW	163,0 MW	3,4 MW	31,7 MW
14	Sachsen	<=2009		685				14	<=2009		840,2 MW		
14	Sachsen	2010		26				14	2010		48,9 MW		
14	Sachsen	2011		20				14	2011		34,5 MW		
14	Sachsen	2012		21				14	2012		29,1 MW		
14	Sachsen	2013		19				14	2013		35,5 MW		
14	Sachsen	2014		20				14	2014		35,8 MW		
14	Sachsen	2015		34				14	2015		66,0 MW		
14	Sachsen	2016		18				14	2016		28,5 MW		
14	Sachsen	2017		18				14	2017		49,1 MW		
14	Sachsen	2018		19				14	2018		55,7 MW		
14	Sachsen	2019		8				14	2019		16,8 MW		
14	Sachsen	2020		5				14	2020		8,1 MW		
14	Sachsen	2021		1		4		14	2021		0,8 MW		2,0 MW
14	Sachsen	2022	16	18	2	18		14	2022	78,1 MW	58,9 MW	0,1 MW	11,8 MW

14	Sachsen	2023	37	14		16		14	2023	195,3 MW	46,8 MW		9,2 MW
15	Sachsen-Anhalt	<=2009		1914				15	<=2009		3.014,1 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2010		67				15	2010		151,7 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2011		69				15	2011		148,0 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2012		95				15	2012		199,7 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2013		83				15	2013		215,2 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2014		107				15	2014		286,6 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2015		99				15	2015		269,5 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2016		99				15	2016		272,6 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2017		96				15	2017		284,7 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2018		10				15	2018		24,5 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2019		15				15	2019		55,1 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2020		42				15	2020		139,7 MW		
15	Sachsen-Anhalt	2021	1	18		5		15	2021	4,4 MW	70,0 MW		4,4 MW
15	Sachsen-Anhalt	2022	13	26		117		15	2022	50,6 MW	103,8 MW		112,6 MW
15	Sachsen-Anhalt	2023	124	17	1	81		15	2023	695,9 MW	87,3 MW	0,0 MW	104,6 MW
16	Thüringen	<=2009		445				16	<=2009		594,4 MW		
16	Thüringen	2010		26				16	2010		44,5 MW		
16	Thüringen	2011		24				16	2011		48,6 MW		
16	Thüringen	2012		52				16	2012		106,1 MW		
16	Thüringen	2013		50				16	2013		109,2 MW		
16	Thüringen	2014		66				16	2014		153,2 MW		
16	Thüringen	2015		26				16	2015		72,0 MW		
16	Thüringen	2016		51				16	2016		138,5 MW		
16	Thüringen	2017		48				16	2017		143,5 MW		

16	Thüringen	2018		32				16	2018		107,8 MW		
16	Thüringen	2019	1	16				16	2019	3,4 MW	53,1 MW		
16	Thüringen	2020		17				16	2020		59,9 MW		
16	Thüringen	2021	5	14		4		16	2021	19,9 MW	64,8 MW		6,0 MW
16	Thüringen	2022	16	24	1	16		16	2022	85,8 MW	104,7 MW	0,0 MW	22,6 MW
16	Thüringen	2023	67	8		9		16	2023	360,2 MW	32,5 MW		9,4 MW

Faktencheck: Was leistet Windkraft – „Säule der Energiewende“ – wirklich?

Situation im Dezember 2023 :

Der Strombedarf war im Mittel 1,7 mal so hoch wie die Windenergie an Land und in der Ostsee im Mittel bereitstellen konnte.

Bei Zeiten mit Windleistungen bei 1 % der installierten Leistung ist der Strombedarf mehrere hundert mal so groß (insb. blau markierte Bereiche).

Im Dezember erreicht die WKA-Leistung ztw. den Strombedarf, (rot).

Wäre die inst. WKA-Leistung doppelt so hoch (wie geplant ist !), hätten die WKA 3.880.906,0 MWh = 3.880,9 GWh = 3,881 TWh mehr Strom an 437,25 h = 18,2 Tage erzeugt als gebraucht wurde.

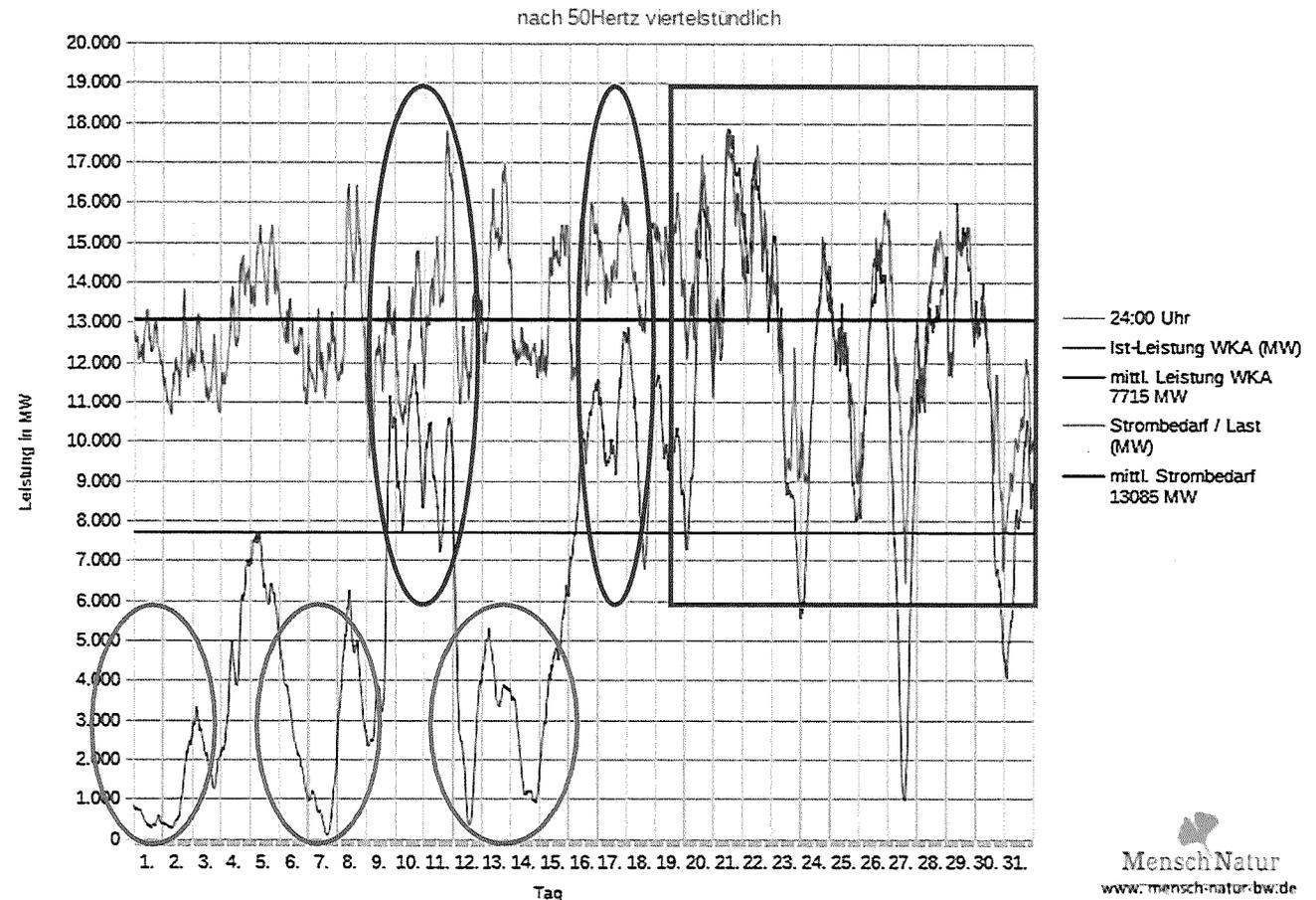
Am 26. um 15:15 Uhr fiel die Windleistung von 14.868 MW bis zum 27. 13:45 Uhr auf 970 MW = -13.898 MW !! (bzw. bei WKA x 2: -27.796 MW !!) und stieg bis Mitternacht wieder auf 11.602 MW !! (bzw. bei WKA x 2 um 21.264 MW!!)

Zusätzliche WKA verschärfen das Problem!

Erklärung:

- Diagramm zum Strombedarf („Netzlast“) und dazu der Deckungsbeitrag der Windleistung.
- Magenta Linie : sie gibt an, wie groß der tatsächliche Strombedarf im Verlauf des Monats ist.
- Dunkelrote horizontale Linie: Mittelwert des Strombedarfs des Monats
- Grüne Kurve in der unteren Hälfte: die Windleistung anteilig
- Grüne horizontale Linie: Mittelwert der Windleistung

Leistungsverlauf aller WKA in "50Hertz" gegenüber Strombedarf / Lastanforderung im Dezember 2023



Leistungsverlauf Windleistung gegen Strombedarf (Last)
50Hertz

Faktencheck: Was leistet Windkraft – „Säule der Energiewende“ – wirklich?

Situation im Dezember 2023 :

Hier wird nun zusätzlich dargestellt, wenn die Photovoltaik ins Spiel kommt. Durch den aktuellen Ausbauzustand von PVA wird zusammen mittags oft mehr Strom erzeugt, als benötigt wird: siehe 21. – 23., 28. – 30.

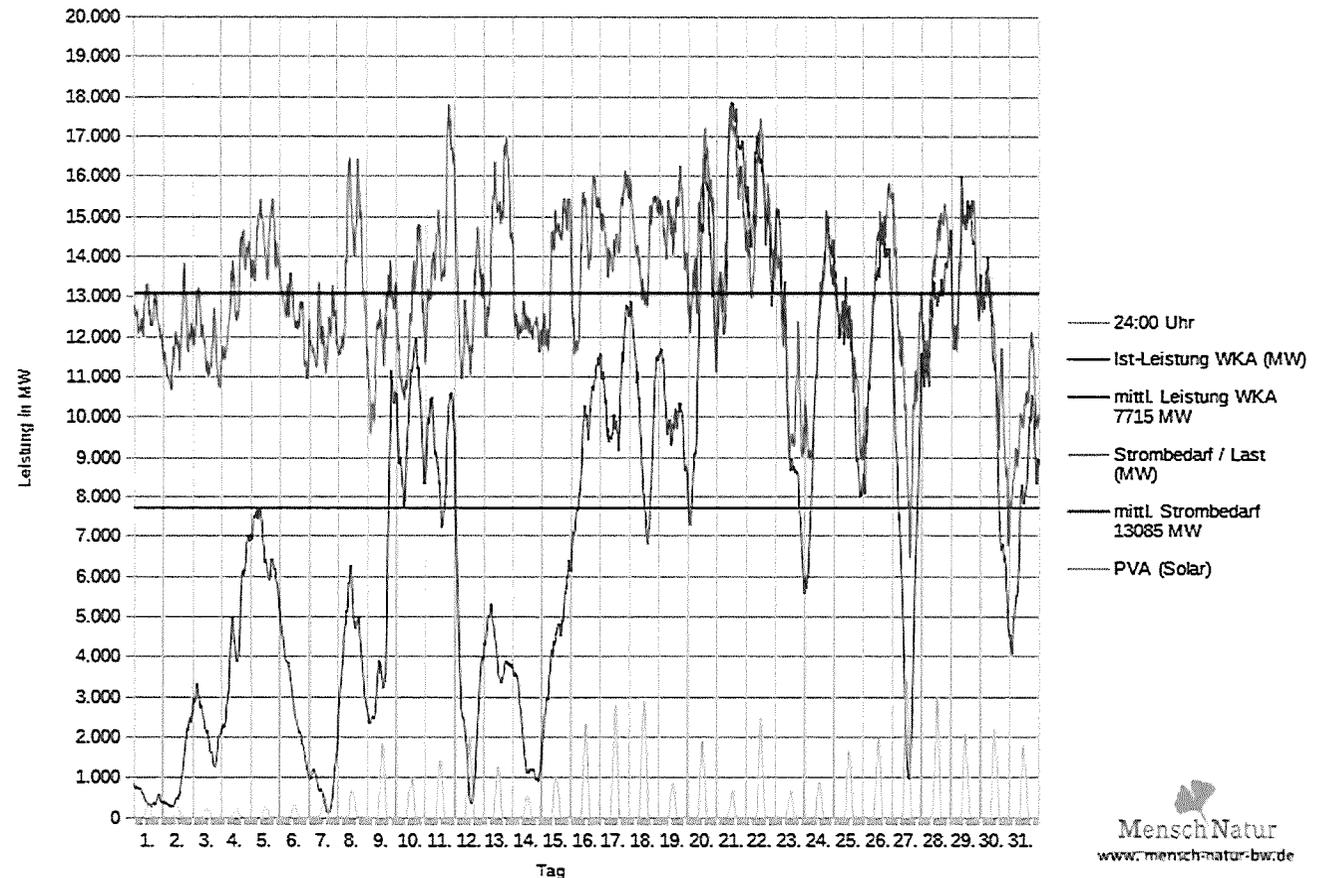
An insgesamt 118,25 Stunden = 4,9 Tage lang wurden 86.594,1 MWh = 86,6 GWh mehr Strom erzeugt als verbraucht wurde! Besonders deutlich am 22. und 29. zu sehen mit einer maximalen Überschussleistung von 2.108 MW.

Erklärung:

- Diagramm zum Strombedarf („Netzlast“) und dazu der Deckungsbeitrag der Windleistung.
- Magenta Linie : sie gibt an, wie groß der tatsächliche Strombedarf im Verlauf des Monats ist.
- Dunkelrote horizontale Linie: Mittelwert des Strombedarfs des Monats
- Grüne Kurve in der unteren Hälfte: die Windleistung anteilig
- Grüne horizontale Linie: Mittelwert der Windleistung

Leistungsverlauf aller WKA + PVA in "50Hertz" gegenüber Strombedarf / Lastanforderung im Dezember 2023

nach "50Hertz" viertelstündlich



Leistungsverlauf Windleistung gegen Strombedarf (Last) 50Hertz

Situation im Dezember 2023 :

4 ½ Stunde lang trugen die WKA lediglich 0 % - 1,2 % der installierten Leistung an Land und See zur Stromerzeugung bei, weitere 32 ¼ Stunden zw. 1,2 % - 2,4 %, weitere je 16 ¾ Stunden 2,4 % - 3,6 % bzw. 10 Stunden 3,6 % - 4,8 %.

50 % der installierten Leistung wurde 255 Stunden erreicht / überschritten.

Der am häufigsten vorkommende Zustand der Leistungsabgabe ist der Trudelbetrieb sehr vieler WKA.

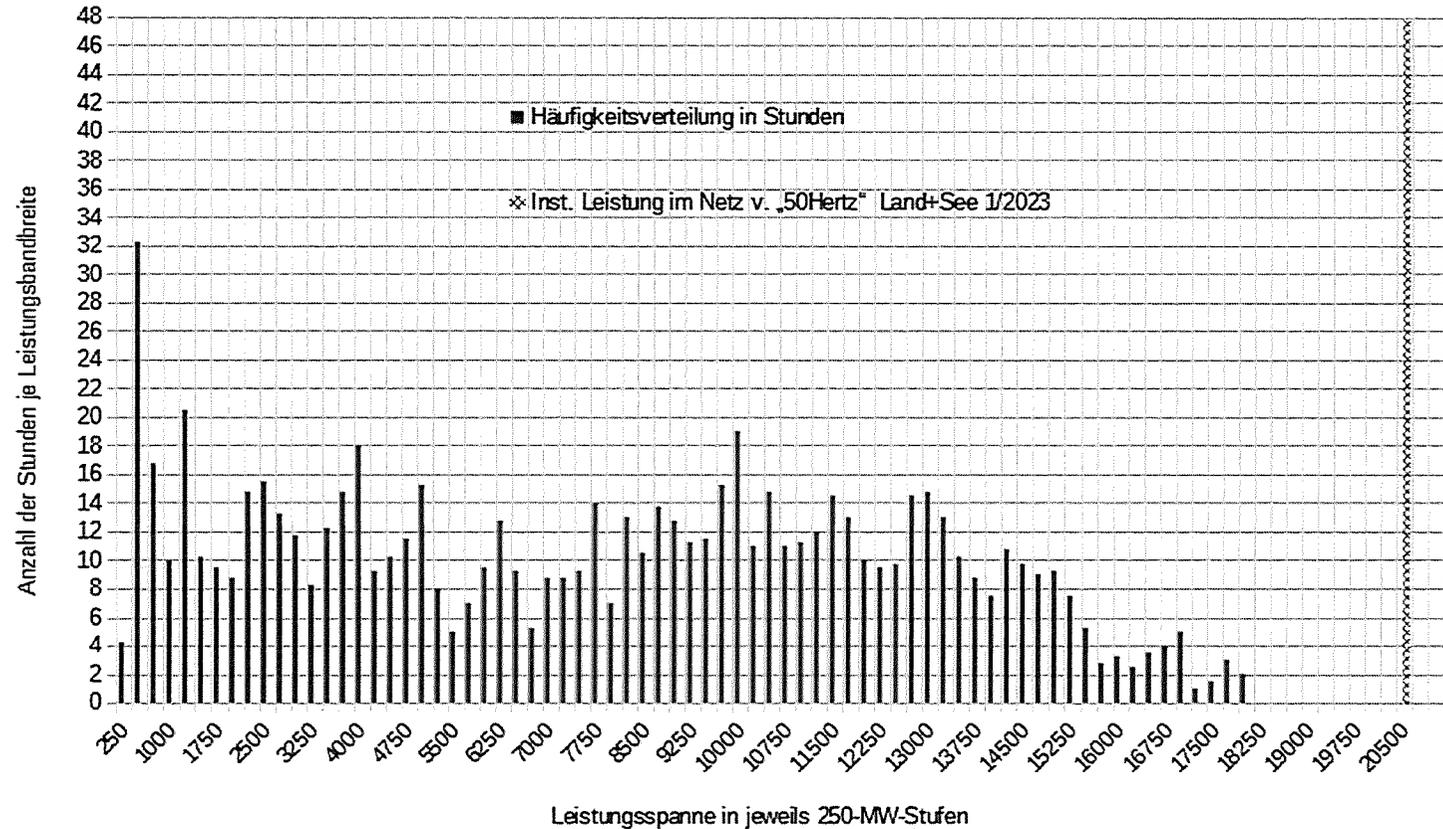
Erklärung:

Balken-Diagramm: Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Leistungen

- Blaue Säule : Anzahl der Stunden, bei der eine Leistung von z.B. 0 – 250 MW vorgelegen hat (ganz links), das sind 1,2 % der installierten Leistung. Stufung jeweils 250 MW
- Gemusterte rote Linie rechts: zeigt die installierte Leistung an.

Häufigkeit d. Leistungen aller WKA Land + See im Netz von "50Hertz" Dezember 2023

Häufigkeitsverteilung der Leistungsbandbreiten nach Daten von "50Hertz"



Häufigkeitsverteilung der Leistung Land und See
50Hertz

Situation im Dezember 2023 mit 744 h:

In Folie 3 ist erkennbar, welche Leistung wie lange von der Windkraft erbracht wurde. Hier wird nun dargestellt, wie viel Zeit noch für eine höhere Leistung im Monat zur Verfügung stehen:

Für die Bereitstellung von 0 – 500 MW = 0% – 2,4 % der installierten Leistung wurden 744 – 707 ½ = 36 ½ h des Monats verbraucht.

Für die Bereitstellung von 0 – 1500 MW = 0% - 7,2 % der installierten Leistung wurden 94 h verbraucht.

Für eine Leistung von mehr als 5000 MW = ¼ der inst. Leistung waren noch 477 h vorhanden

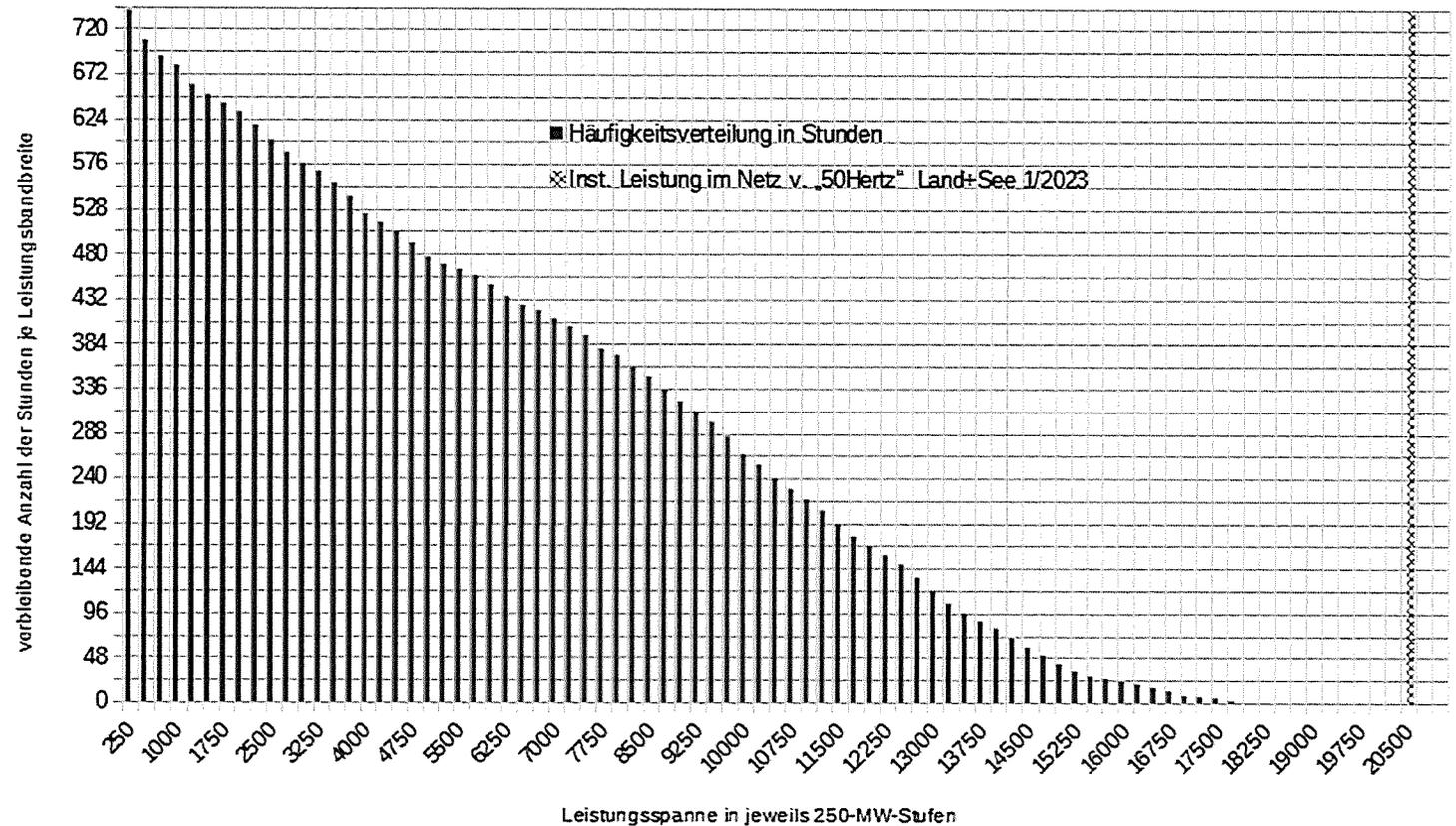
Erklärung:

Balken-Diagramm: Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Leistungen in Stunden

- Blaue Säule: Sie zeigen an, wie viele Stunden des Monats bis zur Leistungsstufe mit schwächerem Wind bereits vergangen sind und noch für höhere Leistungen mit mehr Wind zur Verfügung stehen.
- Gemusterte rote Linie rechts: zeigt die installierte Leistung an.

Häufigkeit d. Leistungen aller WKA Land + See im Netz von "50Hertz" Dezember 2023

verfügbare Leistung in Stunden



Häufigkeitsverteilung Land und See über die monatliche Gesamtstunden mit verfügbaren Leistungsstufen in Stunden 50Hertz

Situation im Dezember 2023 :

24 h lang betrug die Leistung maximal 381 MW, weitere 24 h maximal 696 MW;

5 % der installierten Leistung wurden nach 66 h erreicht.

Einen halben Monat lang betrug die WKA-Leistung 0% bis 39,1 % der installierten Leistung; nach 15 Tagen wurde der Mittelwert erreicht, 37,7 % der installierten Leistung.

Man beachte die steilen Flanken der Stromerzeugung!

Erklärung:

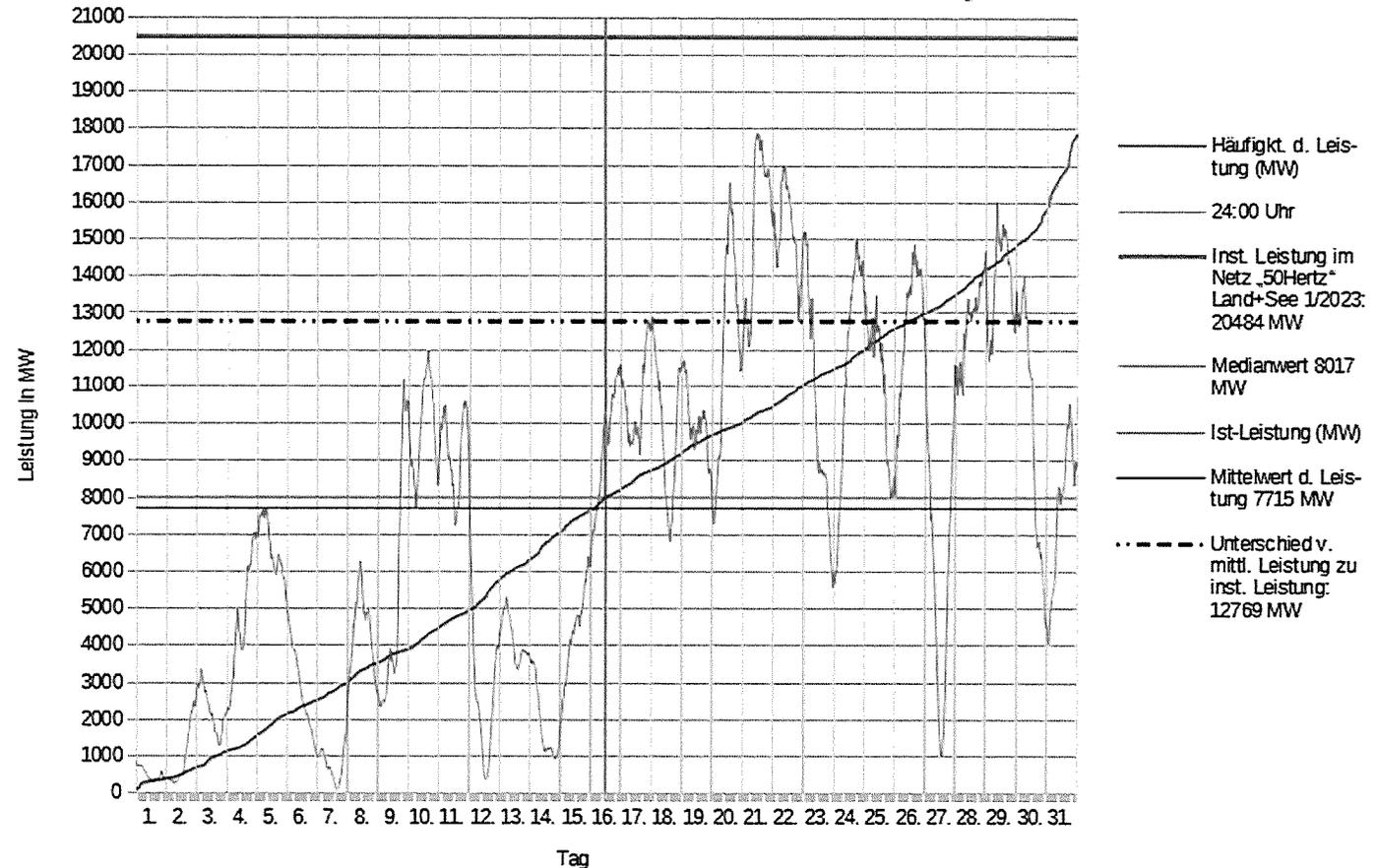
- Grüne Linie oben: installierte Leistung der WKA im Netz von „50Hertz“
- Darunter magenta gestrichelt: Höhe der nicht genutzten installierten Windkraftleistung
- Rote Linie: Verlauf der Windleistung
- Vertikale magenta Linie: Monatsmitte = Median aller Meßwerte
- Horizontale magenta Linie: Wert des Median: die Hälfte aller Werte links sind kleiner, rechts größer als der Medianwert
- Blaue Linie: sortierter Leistungsverlauf vom Kleinstwert zum Größtwert der Leistung, Kurve schneidet das Median-Kreuz mittig
- Dunkelrot: Mittelwert der Leistung

Leistungsverlauf aller WKA an Land + See im Netz "50Hertz" im Dezember 2023



MenschNatur
www.mensch-natur-bw.de

nach "50Hertz" viertelstündlich mit dem Median der Leistung



Analyse der Leistungsverteilung von Windenergie zur installierten Leistung 50Hertz

Situation im Dezember 2023 :

13 ½ Stunden lang trugen die WKA lediglich mit bis zu 1,3 % der installierten Leistung an Land zur Stromerzeugung bei, weitere 28 ½ Stunden zw. 1,3 % - 2,6 %, weitere 16 ¼ Stunden 2,6 % - 3,9 % bzw. 15 Stunden 3,9 % – 5,2 %.

50 % der installierten Leistung wurde für 248 Stunden erreicht / überschritten.

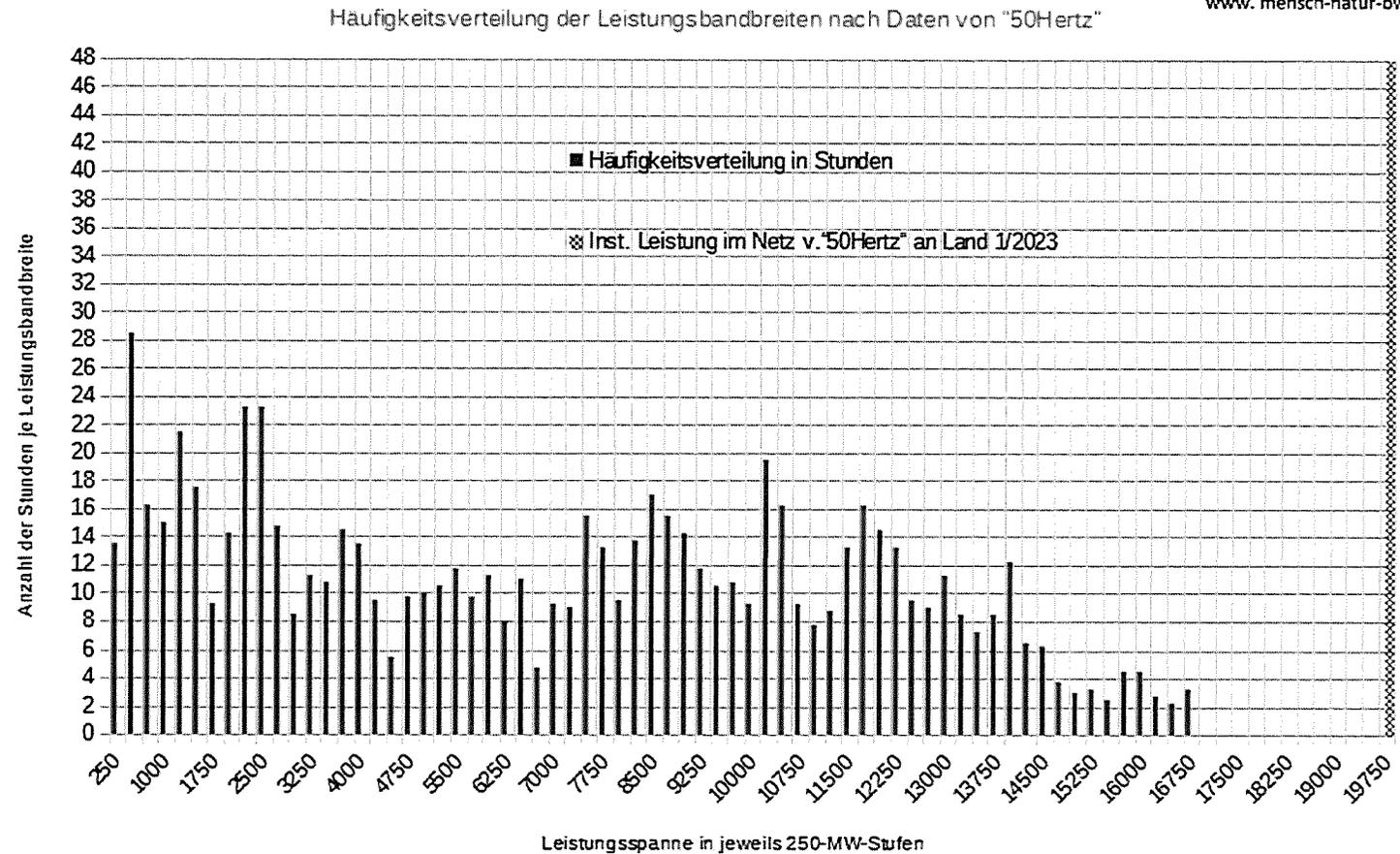
Der am häufigsten vorkommende Zustand der Leistungsabgabe ist der Trudelbetrieb der meisten WKA.

Erklärung:

Balken-Diagramm: Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Leistungen

- Blaue Säule : Anzahl der Stunden, bei der eine Leistung von z.B. 0 – 250 MW vorgelegen hat (ganz links), das sind 1, % der installierten Leistung. Stufung jeweils 250 MW
- Gemusterte rote Linie rechts: zeigt die installierte Leistung an.

Häufigkeit der Leistungen der WKA an Land im Netz von "50Hertz" Dezember 2023



Häufigkeitsverteilung der Leistung an Land
50Hertz

Situation im Dezember 2023 mit 744 h:

In Folie 6 ist erkennbar, welche Leistung wie lange von der Windkraft erbracht wurde. Hier wird nun dargestellt, wie viel Zeit noch für eine höhere Leistung im Monat zur Verfügung stehen:

Für die Bereitstellung von 0 – 500 MW = 0% – 2,6 % der installierten Leistung wurden 744 – 702 = 42 h des Monats verbraucht.

Für die Bereitstellung von 0 – 1500 MW = 0% - 7,8 % der installierten Leistung wurden 112 h verbraucht.

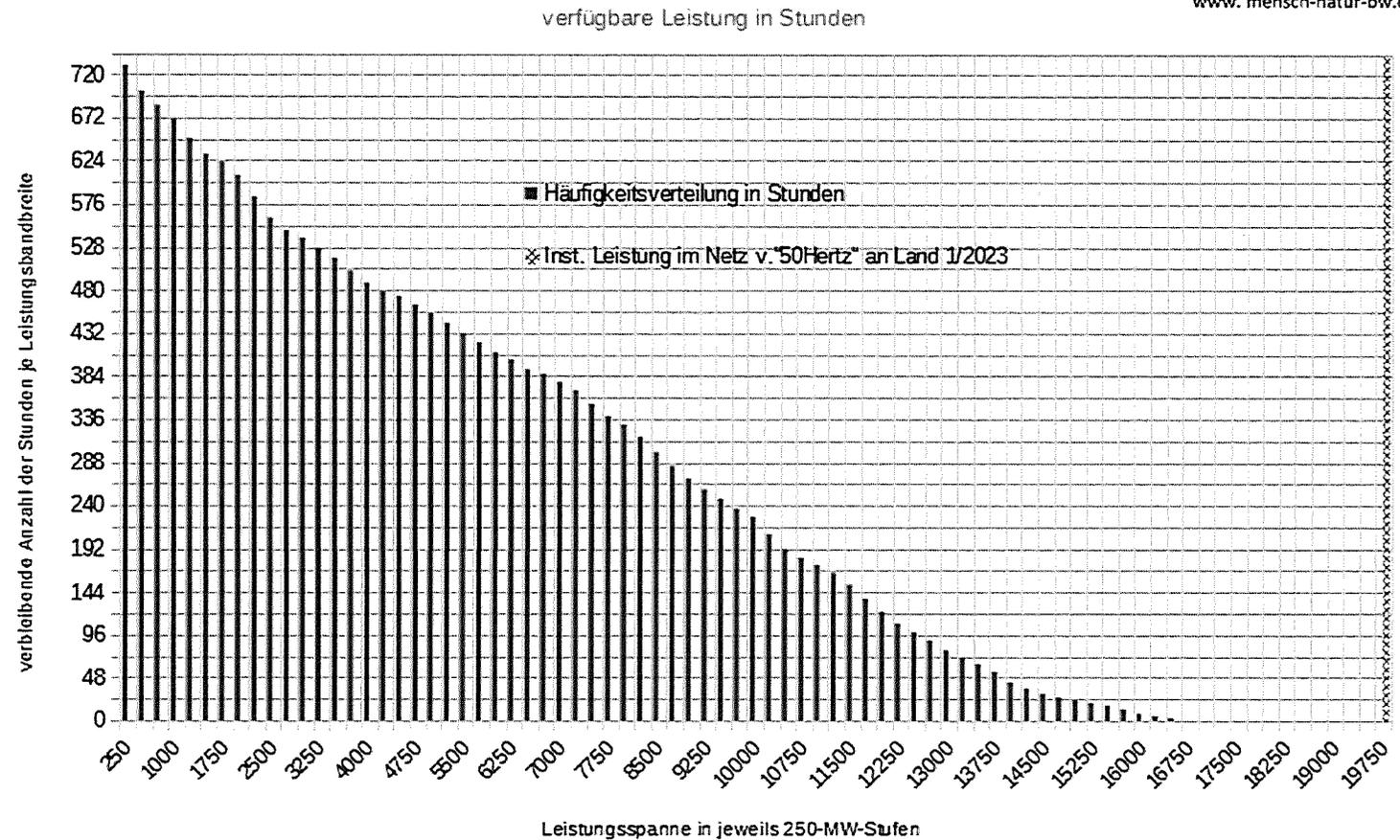
Für eine Leistung von mehr als 4750 MW = ¼ der inst. Leistung waren noch 464 h vorhanden.

Erklärung:

Balken-Diagramm: Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Leistungen in Stunden

- Blaue Säule: Sie zeigen an, wie viele Stunden des Monats bis zur Leistungsstufe mit schwächerem Wind bereits vergangen sind und noch für höhere Leistungen mit mehr Wind zur Verfügung stehen.
- Gemusterte rote Linie rechts: zeigt die installierte Leistung an.

Häufigkeit der Leistungen aller WKA an Land im Netz von "50Hertz" Dezember 2023



Häufigkeitsverteilung an Land über die monatliche Gesamtstunden mit verfügbaren Leistungsstufen in Stunden 50Hertz

Situation im Dezember 2023 :

24 h lang betrug die Leistung maximal 313 MW, weitere 24 h maximal 575 MW;

5 % der installierten Leistung wurden nach 71 h erreicht.

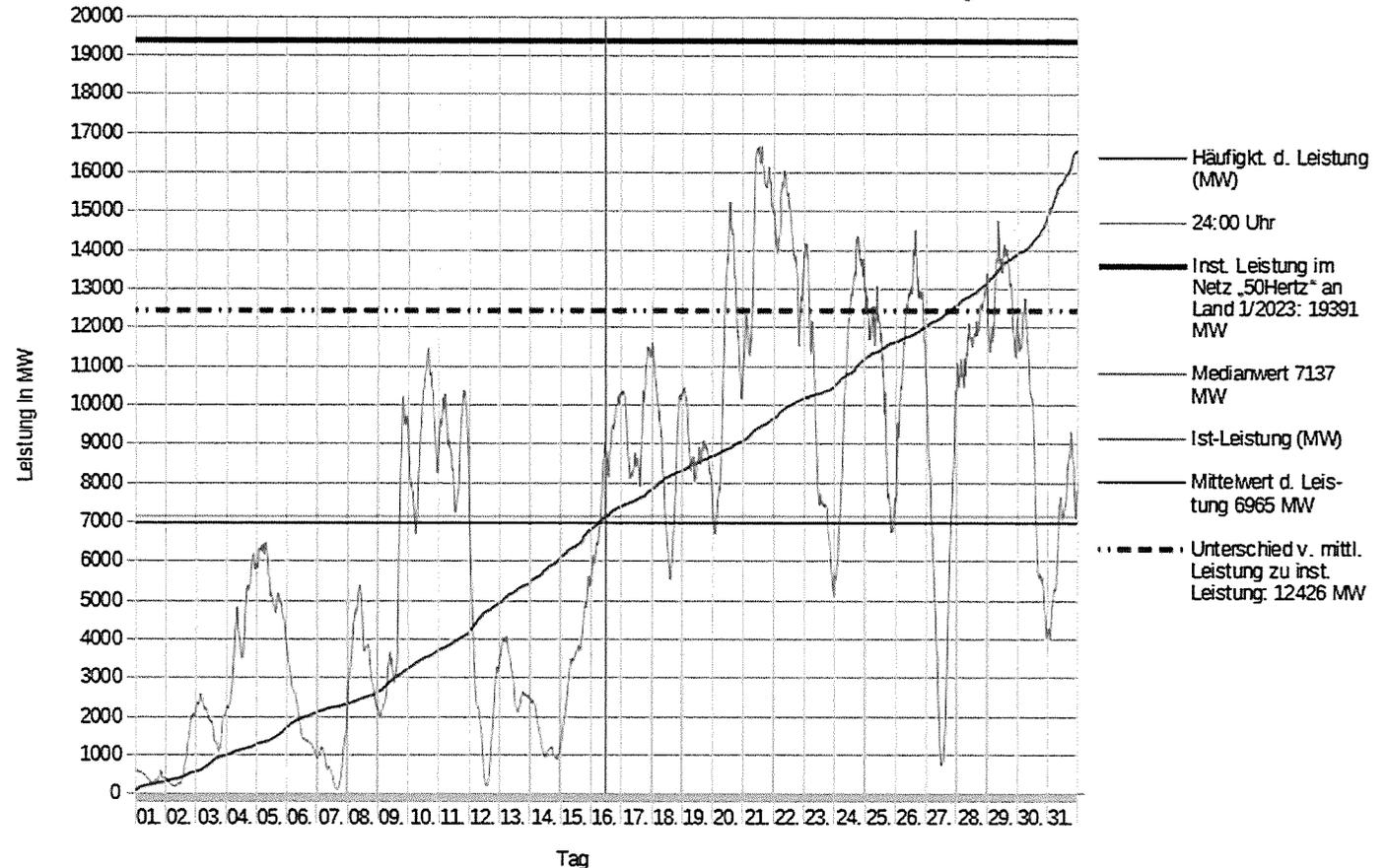
Einen halben Monat lang betrug die WKA-Leistung 0% bis 36,8 % der installierten Leistung; nach 15 Tagen wurde der Mittelwert erreicht, 35,9 % der installierten Leistung.

Erklärung:

- Grüne Linie oben: installierte Leistung der WKA im Netz von „50Hertz“
- Darunter magenta gestrichelt: Höhe der nicht genutzten installierten Windkraftleistung
- Rote Linie: Verlauf der Windleistung
- Vertikale magenta Linie: Monatsmitte = Median aller Meßwerte
- Horizontale magenta Linie: Wert des Median: die Hälfte aller Werte links sind kleiner, rechts größer als der Medianwert
- Blaue Linie: sortierter Leistungsverlauf vom Kleinstwert zum Größtwert der Leistung, Kurve schneidet das Median-Kreuz mittig
- Dunkelrot: Mittelwert der Leistung

Leistungsverlauf aller WKA an Land im Netz von "50Hertz" im Dezember 2023

nach "50Hertz" viertelstündlich mit dem Median der Leistung



Analyse der Leistungsverteilung von Windenergie an Land zur installierten Leistung 50Hertz

Situation im Dezember 2023 :

22 ¾ Stunden lang trugen die WKA lediglich mit bis zu 1,4 % der installierten Leistung zur Stromerzeugung bei, weitere 20 ¾ Stunden zw. 1,4 % - 2,8 %, weitere 10 ¼ Stunden 2,8 % - 4,2 % und 12 ½ Stunden 4,2 % – 5,6 %.

50 % der installierten Leistung wurde für 464 Stunden erreicht / überschritten.

Der häufigste vorkommende Zustand der Leistungsabgabe ist Vollast aller WKA (sturmbedingt).

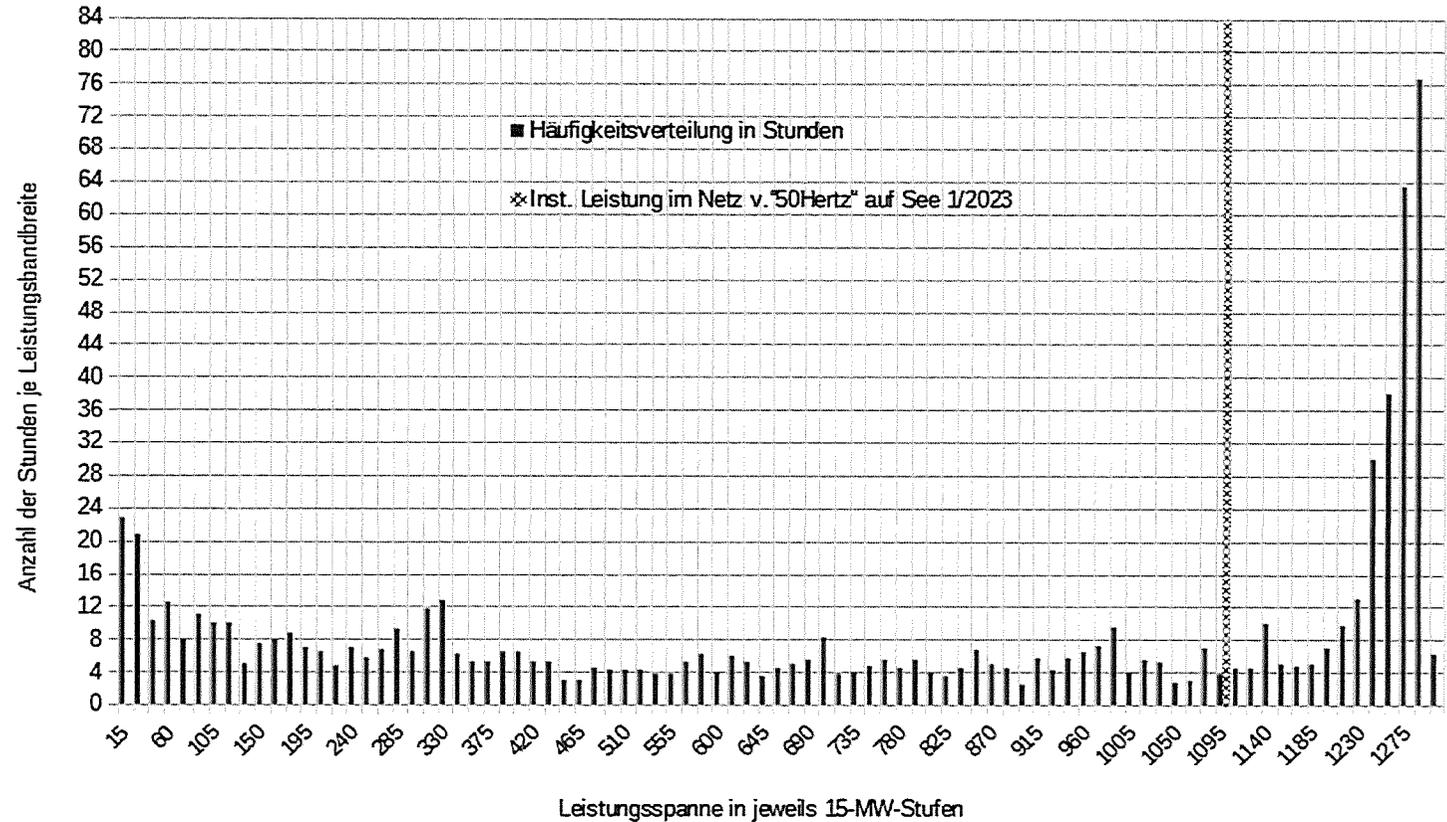
Erklärung:

Balken-Diagramm: Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Leistungen

- Blaue Säule : Anzahl der Stunden, bei der eine Leistung von z.B. 0 – 15 MW vorgelegen hat (ganz links), das sind 1,4 % der installierten Leistung. Stufung jeweils 15 MW
- Gemusterte rote Linie rechts: zeigt die installierte Leistung an.

Häufigkeit der Leistungen aller WKA auf See im Netz "50Hertz" im Dezember 2023

Häufigkeitsverteilung der Leistungsbandbreiten nach Daten von "50Hertz"



Häufigkeitsverteilung der Leistung auf See
50Hertz

Situation im Dezember 2023 mit 744 h:

In Folie 9 ist erkennbar, welche Leistung wie lange von der Windkraft erbracht wurde. Hier wird nun dargestellt, wie viel Zeit noch für eine höhere Leistung im Monat zur Verfügung stehen:

Für die Bereitstellung von 0 – 15 MW = 0% – 1,4 % der installierten Leistung wurden 744 – 721 ¼ = 22 ¾ h des Monats verbraucht.

Für die Bereitstellung von 0 – 150 MW = 0% - 14 % der installierten Leistung wurden 118 h verbraucht.

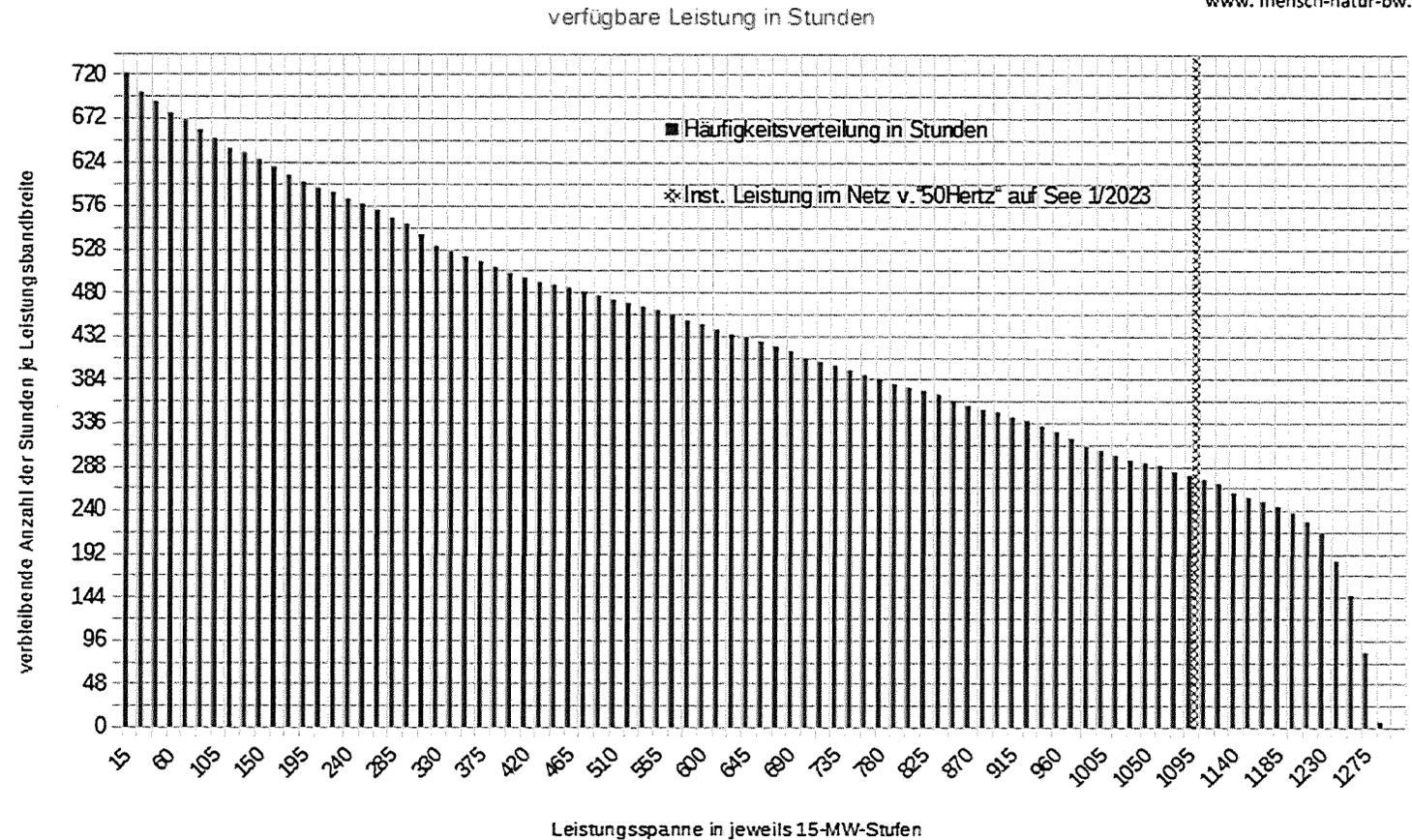
Für eine Leistung von mehr als 275 MW = ¼ der inst. Leistung waren noch 570 h vorhanden.

Erklärung:

Balken-Diagramm: Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Leistungen in Stunden

- Blaue Säule: Sie zeigen an, wie viele Stunden des Monats bis zur Leistungsstufe mit schwächerem Wind bereits vergangen sind und noch für höhere Leistungen mit mehr Wind zur Verfügung stehen.
- Gemusterte rote Linie rechts: zeigt die installierte Leistung an.

Häufigkeit der Leistungen aller WKA auf See im Netz von "50Hertz" Dezember 2023



Häufigkeitsverteilung auf See über die monatliche Gesamtstunden mit verfügbaren Leistungsstufen in Stunden TransnetBW

Situation im Dezember 2023 :

24 h lang betrug die Leistung maximal 16 MW, weitere 24 h maximal 38 MW;

1 % der installierten Leistung wurden nach 72 h erreicht.

Einen halben Monat lang betrug die WKA-Leistung 0 % bis 75,3 % der installierten Leistung; nach 14 Tagen wurde der Mittelwert erreicht, 68,6 % der installierten Leistung.

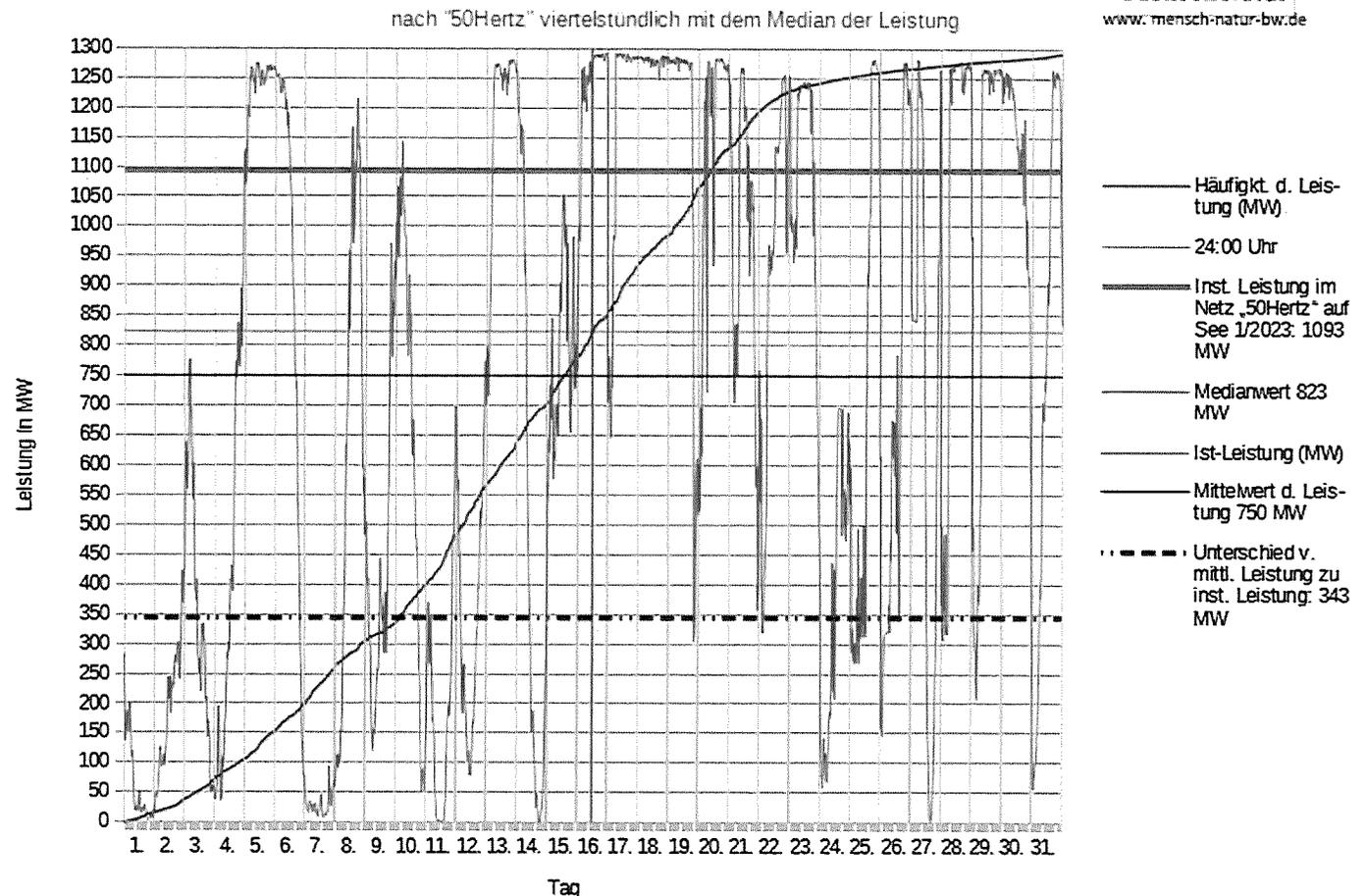
Man beachte die extremen, raschen Schwankungen der Windleistung!

Am 27. um 06:15 Uhr fiel die Leistung von 1280 MW auf 2 MW um 16:45 und stieg bis um 24:00 Uhr auf 1235 MW !!

Erklärung:

- Grüne Linie oben: installierte Leistung der WKA im Netz von „50Hertz“
- Darunter magenta gestrichelt: Höhe der nicht genutzten installierten Windkraftleistung
- Rote Linie: Verlauf der Windleistung
- Vertikale magenta Linie: Monatsmitte = Median aller Meßwerte
- Horizontale magenta Linie: Wert des Median: die Hälfte aller Werte links sind kleiner, rechts größer als der Medianwert
- Blaue Linie: sortierter Leistungsverlauf vom Kleinstwert zum Größtwert der Leistung, Kurve schneidet das Median-Kreuz mittig
- Dunkelrot: Mittelwert der Leistung

Leistungsverlauf aller WKA auf See im Netz "50Hertz" im Dezember 2023



Analyse der Leistungsverteilung von Windenergie auf See zur installierten Leistung 50Hertz

Situation im Dezember 2023 :

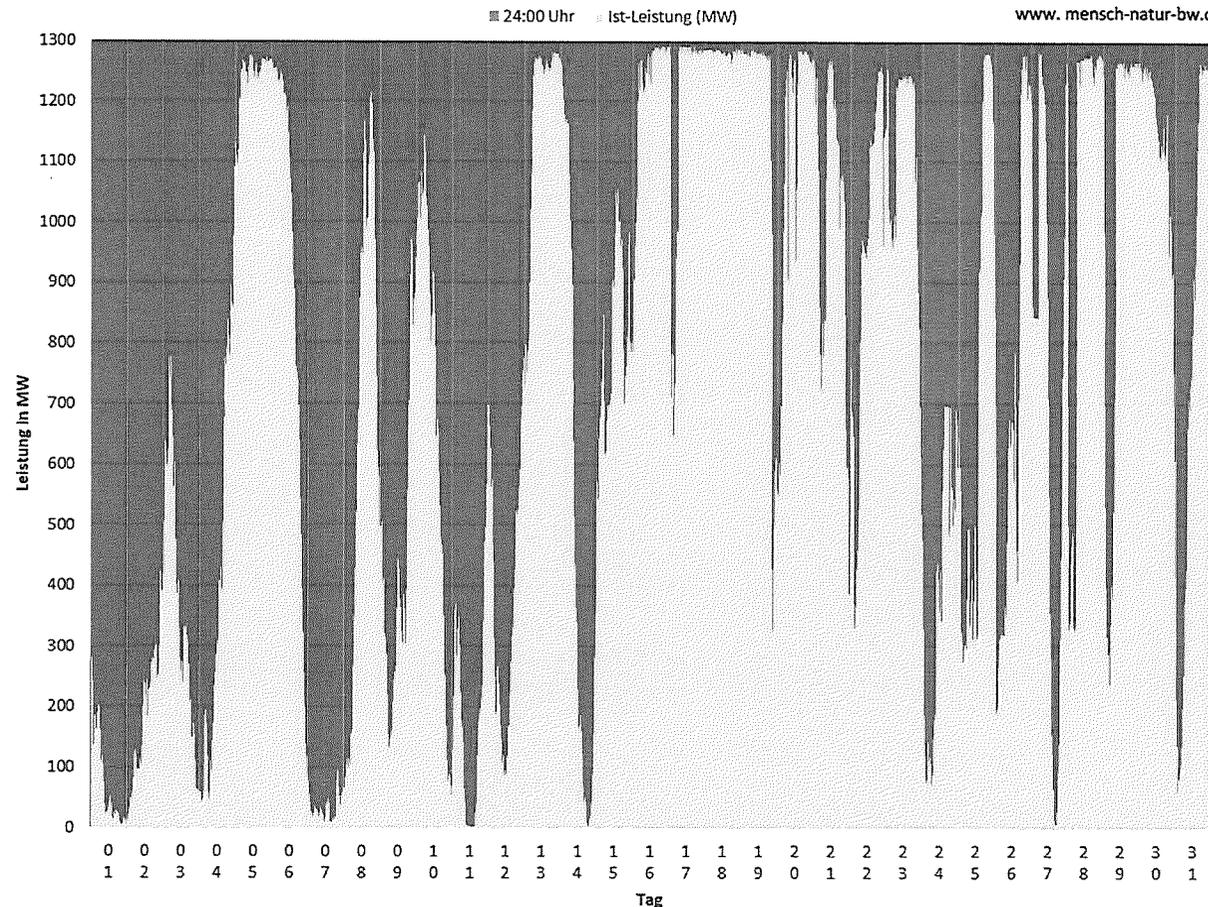
Vorherige Folie 11 in anderer Darstellung, die die extrem sprunghafte Leistungsbereitstellung der Windkraft in der Ostsee zeigt. Mehrere 100 MW in einer Stunde rauf oder runter sind möglich und sind problematisch für die Netzstabilität! Windleistung auf See kann nicht geplant werden!

Erklärung:

Diagramm zur installierten Leistung auf See und dazu der Deckungsbeitrag der Windleistung.

- Oberer Rand der blauen Diagrammfläche: sie gibt an, wie groß die installierte Leistung ist.
- Gelbe Fläche unten: Verlauf der Windleistung aller WKA in der Ostsee des Monats in Netz von „50Hertz“.

Leistungsverlauf aller WKA in der Ostsee im Dezember 2023 nach 50Hertz viertelstündlich gegen installierte Leistung 1093 MW



Vergleich Leistungsverlauf Windleistung gegen installierte Leistung im entsprechenden Monat 50Hertz

Situation im Dezember 2023 :
 Anteil der Windleistung in der Ostsee im Verhältnis zur Spitzen-Leistungsanforderung am 11.12. (siehe Folie 1).

Erklärung:

Diagramm zur installierten Leistung auf See und dazu der Deckungsbeitrag der Windleistung.

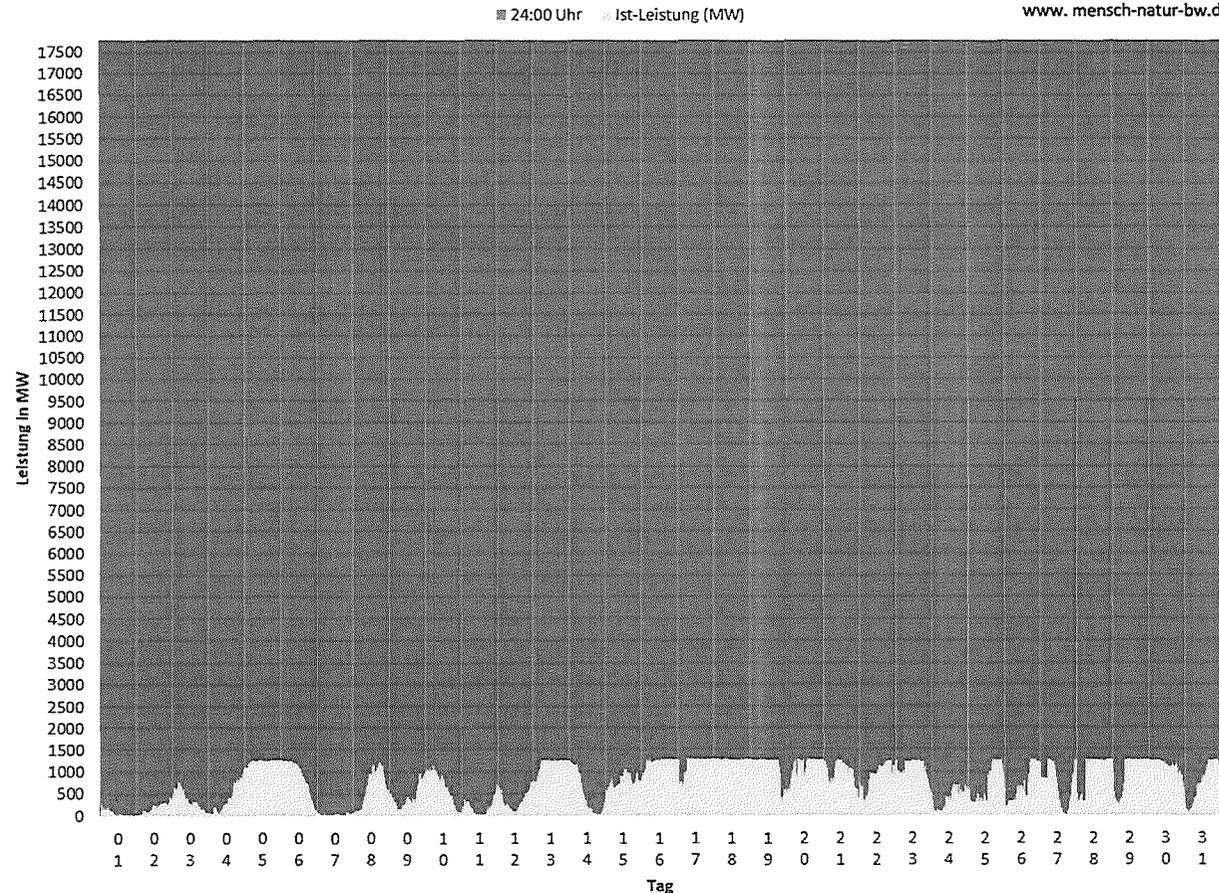
- Oberer Rand der blauen Diagrammfläche: sie gibt an, wie groß der maximale Strombedarf („Last“) ist.
- Gelbe Fläche unten: Verlauf der Windleistung aller WKA in der Ostsee des Monats in Netz von „50Hertz“.

Leistungsverlauf aller WKA in der Ostsee im Dezember 2023

nach 50Hertz viertelstündlich gegen max. Last 17818 MW am 11.12. abends



MenschNatur
 www.mensch-natur-bw.de



Vergleich Leistungsverlauf Windleistung gegen den maximalen Leistungsbedarf im entsprechenden Monat 50Hertz

Das Dokument wurde zum Zweck der Veröffentlichung in der BTB bearbeitet.