Monatsbericht Juni 2023:

Last- und Leistungsganglinien der Stromversorgung in Deutschland unter dem besonderen Aspekt der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen

Der Stromverbrauch in Deutschland lag 2022 bei etwa 547 Milliarden kWh (2,2 % des weltweiten Stromverbrauchs). Daraus errechnet sich eine mittlere Leistungseinspeisung des eingesetzten Kraftwerksparks von **62.443 MW** (547 TWh/8760 h).

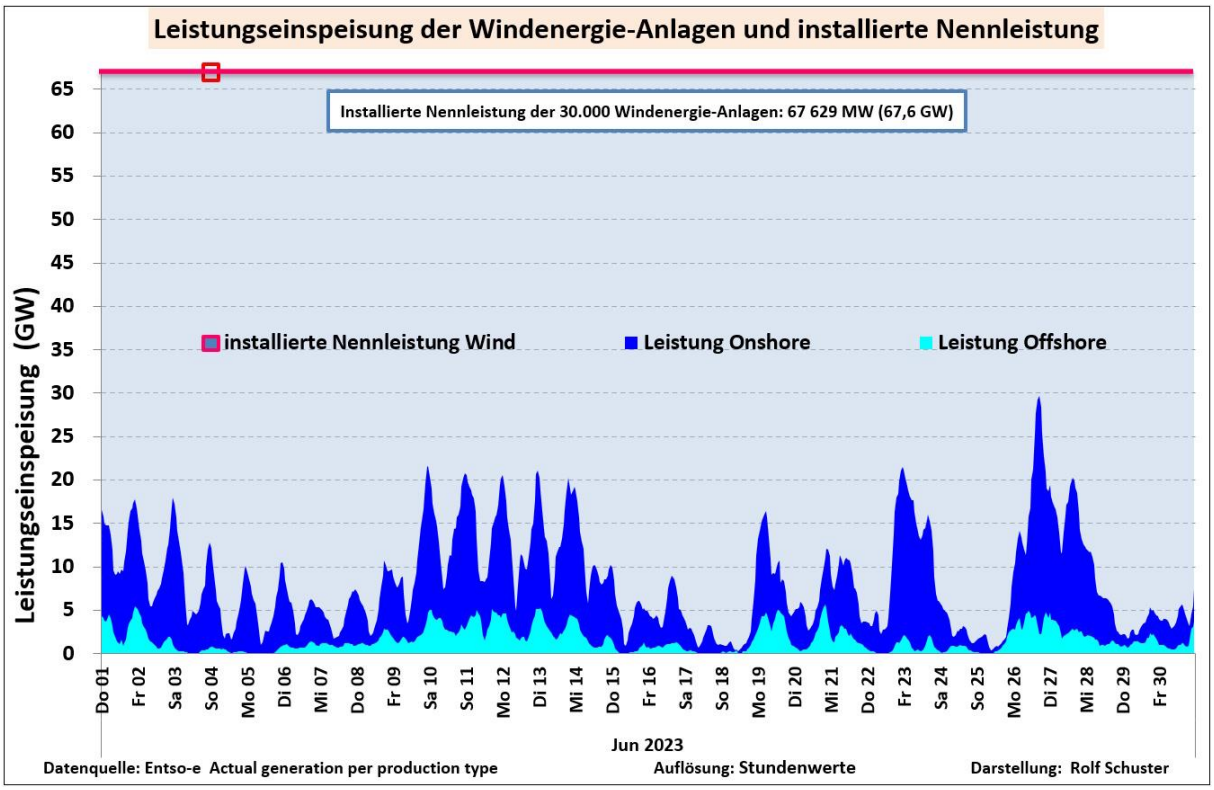
Eine TWh entspricht 1000 GWh bzw. 1 Million MWh bzw. 1 Milliarde kWh (1 TW-> 1.000 GW-> 1.000.000 MW-> 1.000.000.000 kW)

Anmerkung: Last- und Leistungsganglinien sind die elektrotechnischen Fachbegriffe, die den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs (Last) bzw. der Leistungseinspeisung der jeweiligen Erzeugungsanlagen darstellen. Bei Gegenüberstellung der im deutschen Stromnetz benötigten Leistung kann anhand der Leistungsganglinien unmittelbar veranschaulicht werden, welche Energieträger mit welchem prozentualen Anteil den Leistungsbedarf zu jedem aktuellen Zeitpunkt abdecken.

I. Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen im Juni 2023

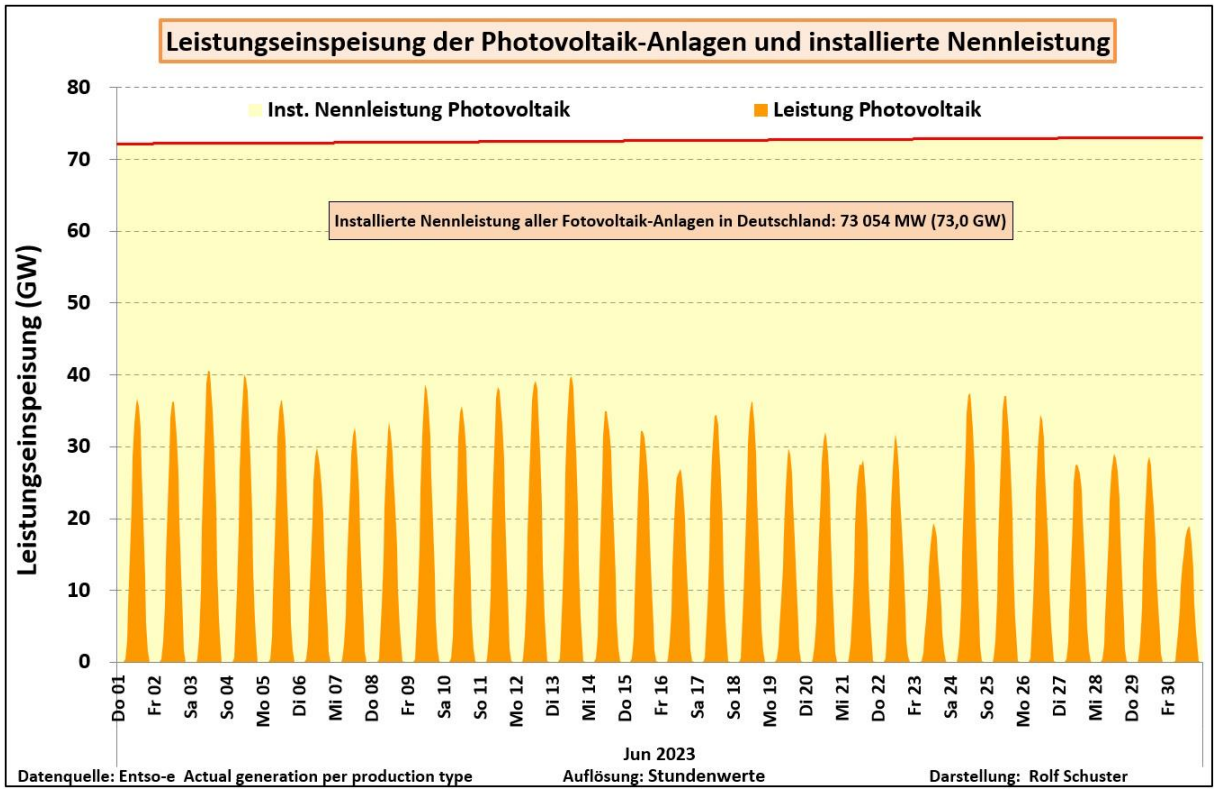
In Deutschland sind Ende Juni 2023 ca. 30.000 Windenergie-Anlagen mit **67.629 MW (67,6 GW) Nennleistung** und mehrere Millionen Photovoltaik-Anlagen mit **73.054 MW (73,0 GW) Nennleistung** installiert. Als Nennleistung einer Anlage wird die höchste Leistung definiert, die bei optimalen Betriebsbedingungen dauerhaft zur Verfügung gestellt werden kann. Die installierten Nennleistungen der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen liegen aktuell jeweils in der Größenordnung der für die Stromversorgung in Deutschland notwendigen mittleren Leistungseinspeisung.

Abb. 1: Leistungsganglinie der Onshore/Offshore-Windenergie-Anlagen in Deutschland Juni 2023



In **Abb. 1** zeigen die Konturen der dunkelblauen Flächen den zeitlichen Verlauf der gesamten Leistungseinspeisung aller deutschen Onshore-Windenergie-Anlagen (59.244 MW Nennleistung im Berichtsmonat) an. Die hellblauen Flächen beziehen sich auf die Offshore-Windenergie-Anlagen in der Nord- und der Ostsee (8.385 MW Nennleistung). Der mit der roten Linie nach oben begrenzte Hintergrund symbolisiert die installierte Nennleistung (67.629 MW; 67,6 GW), die bei zeitlich im Berichtsmonat durchgehend optimalen Wetterbedingungen mit hohen Windgeschwindigkeiten oberhalb 15 m/sec (54 km/h) dauerhaft ins Stromnetz eingespeist werden könnte.

Abb. 2: Leistungsganglinie der Photovoltaik-Anlagen in Deutschland im Juni 2023



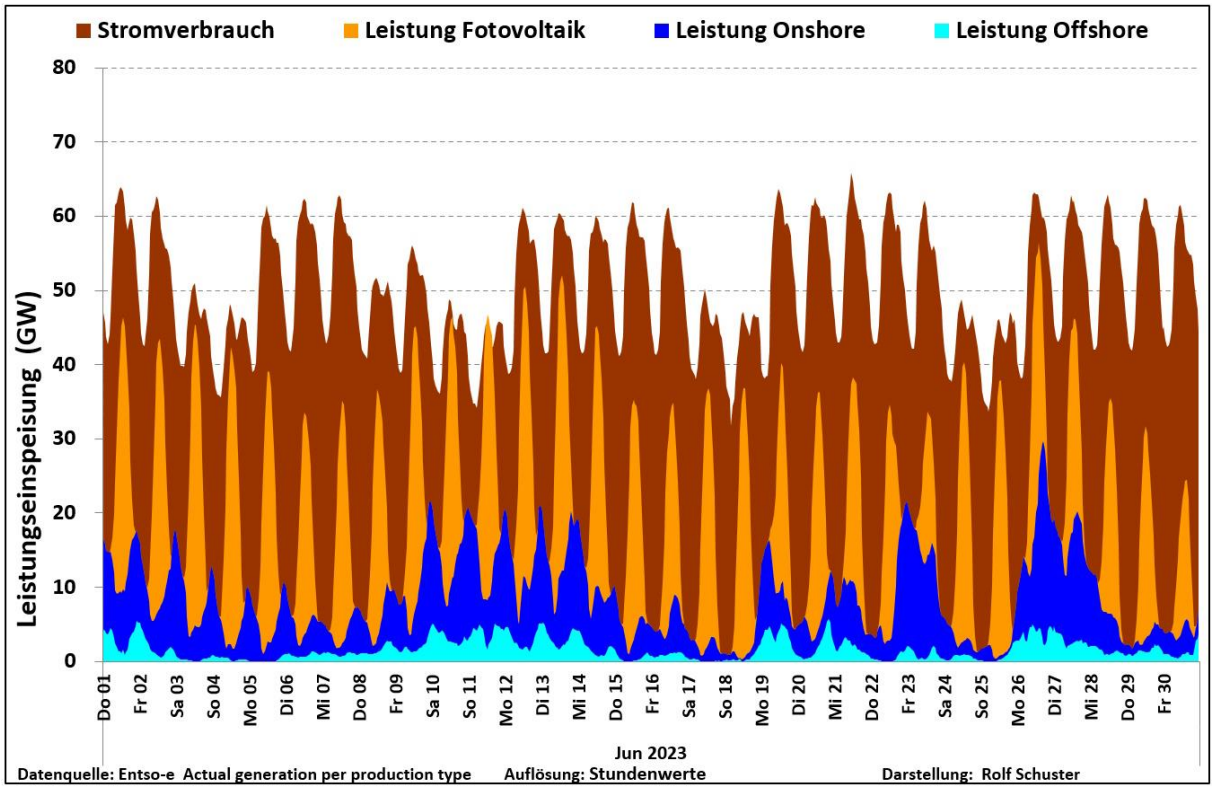
In **Abb. 2** wird die Leistungsganglinie aller deutschen Photovoltaik-Anlagen vor dem Hintergrund der installierten Nennleistung dieser Anlagen mit aktuell 73.054 MW (73,0 GW) im Berichtsmonat Juni 2023 dokumentiert. Nach gängiger Faustformel entspricht diese Nennleistung einer Kollektorfläche von ca. 600 Millionen m² (600 km² oder anschaulich 85.000 Fußballplätze).

In den Wintermonaten tendiert die Leistungseinspeisung der Photovoltaik-Anlagen auch um die Mittagszeit zu relativ kleinen Werten, wobei im Dezember und Januar nur etwa 10 % der elektrischen Arbeit (Flächenintegral in kWh) der Sommermonate erzeugt wird. In den Monaten April bis August werden die Höchstwerte der Leistungseinspeisung der Photovoltaikanlagen erreicht. In Abhängigkeit von der Dauer der täglichen Sonneneinstrahlung gleicht die Leistungseinspeisung mit ihrer Pulsform generell einer zufälligen Anhäufung von „Nadeln unterschiedlicher Länge“.

In **Abb. 3** ist der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs (braune Fläche) mit den charakteristisch großen Lastschwankungen aufgrund unterschiedlicher Nachfrage zwischen Tag und Nacht und zwischen Werk- und Wochenendtagen dargestellt. Die Spitzennachfrage nach Strom (Höchstlast) aus dem Netz der allgemeinen Versorgung liegt in Deutschland bei 70.000 bis 80.000 MW. In der Regel werden die

Höchstlasten am frühen Abend der Werktage im Winter erreicht. Auf der Verbraucherseite sind große Lastschwankungen innerhalb eines Tages im Sommer und im Winter bis über 30.000 MW (30 GW) nicht unüblich.

Abb. 3: Stromverbrauch und Leistungsganglinien der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen



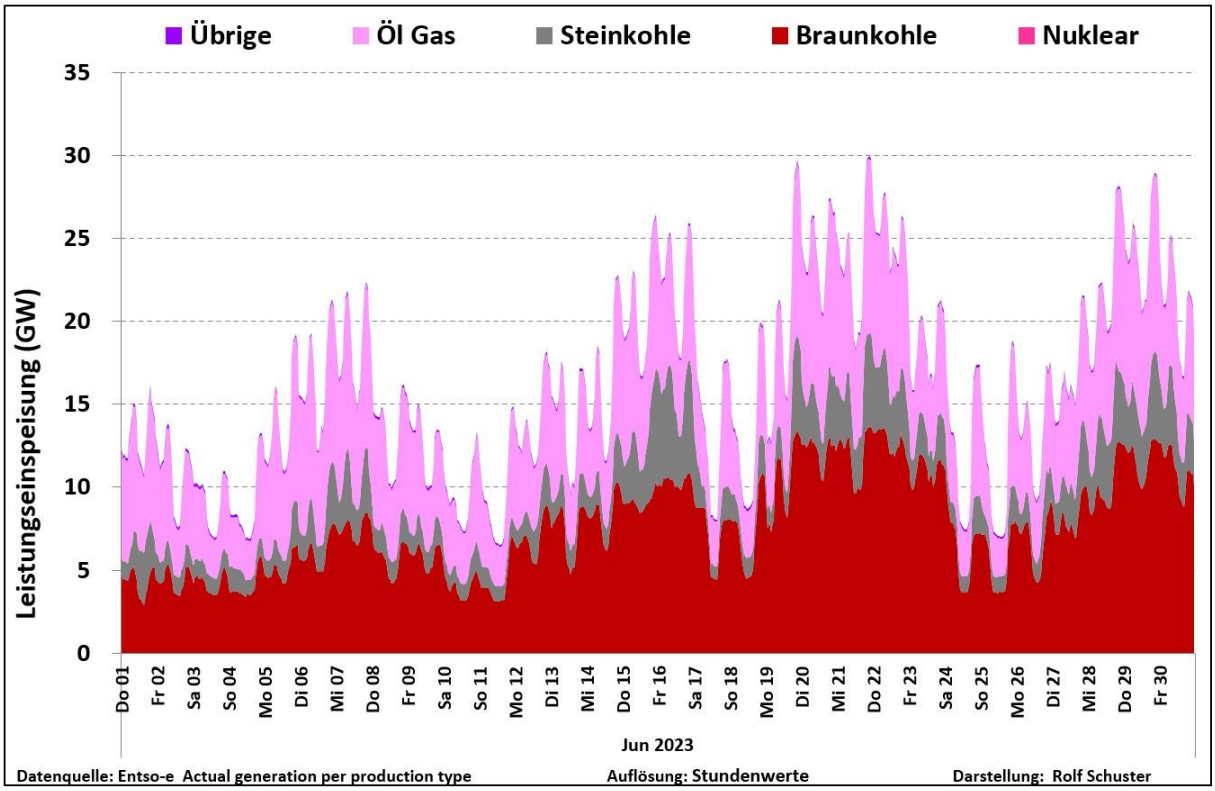
Die Konturen der blauen und gelben Flächen für Wind und Sonne (vergleiche **Abb. 1** und **Abb. 2**) dokumentieren den zeitlichen Verlauf der gesamten Leistungseinspeisungen aller deutschen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen im Berichtszeitraum.

II. Konventionelle Anlagen

Der Stromverbrauch in Deutschland entfällt mit ca. 45 % auf die Industrie, mit einem Viertel auf die Haushalte. Die restlichen ca. 30 % verbrauchen Handel, Gewerbe, Dienstleistung und Verkehr.

Nach dem **Erneuerbare-Energien-Gesetz** (EEG) erfolgt die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien privilegiert. Die Differenz zwischen den vorrangig eingespeisten Strommengen aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen und dem Stromverbrauch (Residuallast: Restnachfrage nach regelbaren Kraftwerken) muss wegen des hoch volatilen Charakters der EEG-Anlagen fortlaufend durch den konventionellen Kraftwerkspark ausgeglichen werden. In **Abb. 4** ist die durch die konventionellen Leistungserzeuger eingespeiste Leistung dokumentiert, die sich aus der Differenz zwischen der Lastganglinie des Stromverbrauchs (braune Fläche in Abb. 3) und den Leistungsganglinien der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen (Abb. 1 und 2) einschließlich der Biomasse- und Laufwasseranlagen ergibt.

Abb. 4 Leistungsganglinien der konventionellen Anlagen Kohle, Öl, Gas und Kernenergie



Im Berichtsmonat Juni 2023 lag die Leistungseinspeisung der konventionellen Kraftwerke (Nuklear, Kohle, Gas, Müll) in der Spitze um die 30.000 MW (30 GW). Da zeitweise über längere Zeiträume nur minimale Leistungseinspeisungen der Windenergie-Anlagen erfolgten und die Photovoltaik-Anlagen außerhalb der Sonnenstunden keine Einspeisung bereitstellten (Abb. 3), musste jederzeit der konventionelle Kraftwerkspark als Backup betriebsbereit zur Verfügung stehen.

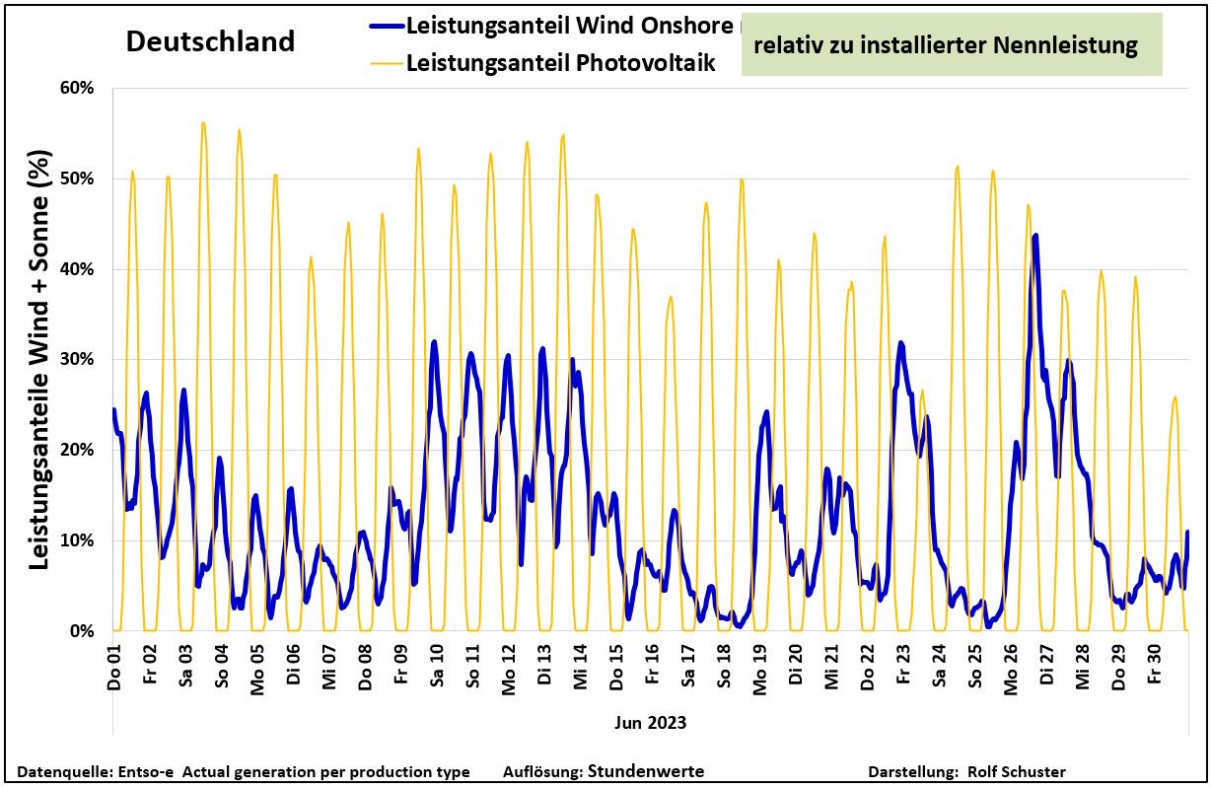
III. Prozentualer Anteil der Erneuerbaren Energien

Aus diesem Zusammenwirken von regelbaren konventionellen Kraftwerken und volatilen Erneuerbaren Energien mit steigender Tendenz stellt sich selbstredend die Frage, wie stark die Leistungsanteile zwischen konventionellen und erneuerbaren Leistungsträgern variieren. In **Abb. 5.** sind die prozentualen Anteile der Leistungseinspeisung der Erneuerbaren Energien Wind (Onshore) und Sonne in Prozent im Verhältnis zu den jeweils installierten Nennleistungen dieser Energieträger als Kurven eingetragen. Der Prozentanteil der hochvolatilen Windenergie-Leistungseinspeisung schwankt im Tages- und Monatsverlauf zwischen annähernd Null und 45 %. Die Leistungsanteile der Photovoltaik-Anlagen variieren im Berichtsmonat zwischen Null % in der Nacht und ca. 55 % in der Mittagsspitze.

Für eine sichere Stromversorgung ist zu jedem Zeitpunkt eine dem jeweiligen Stromverbrauch äquivalente gesicherte Leistungseinspeisung aller verfügbaren Erzeugungsarten (MW) ausschlaggebend, um die Frequenz (50 Hz) und die Spannung konstant halten zu können. Bereits relativ geringe Abweichungen können zu Netzabschaltungen führen.

Die auf Werte nahe Null abfallenden Anteile der Leistungserzeuger aus Wind und Sonne an der Leistungsbereitstellung für eine sichere Stromversorgung sind die Knackpunkte der Energiewende.

Abb. 5: Prozentuale Anteile der Erneuerbaren Energien Wind (Onshore) und Solar an der Leistungserzeugung



Nachstehend eine Übersicht der Ausnutzung der installierten Nennleistungen aller Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen im **Juni 2023** in Stunden und Prozent der Monatszeit für jeweils zwei Leistungsstufen.

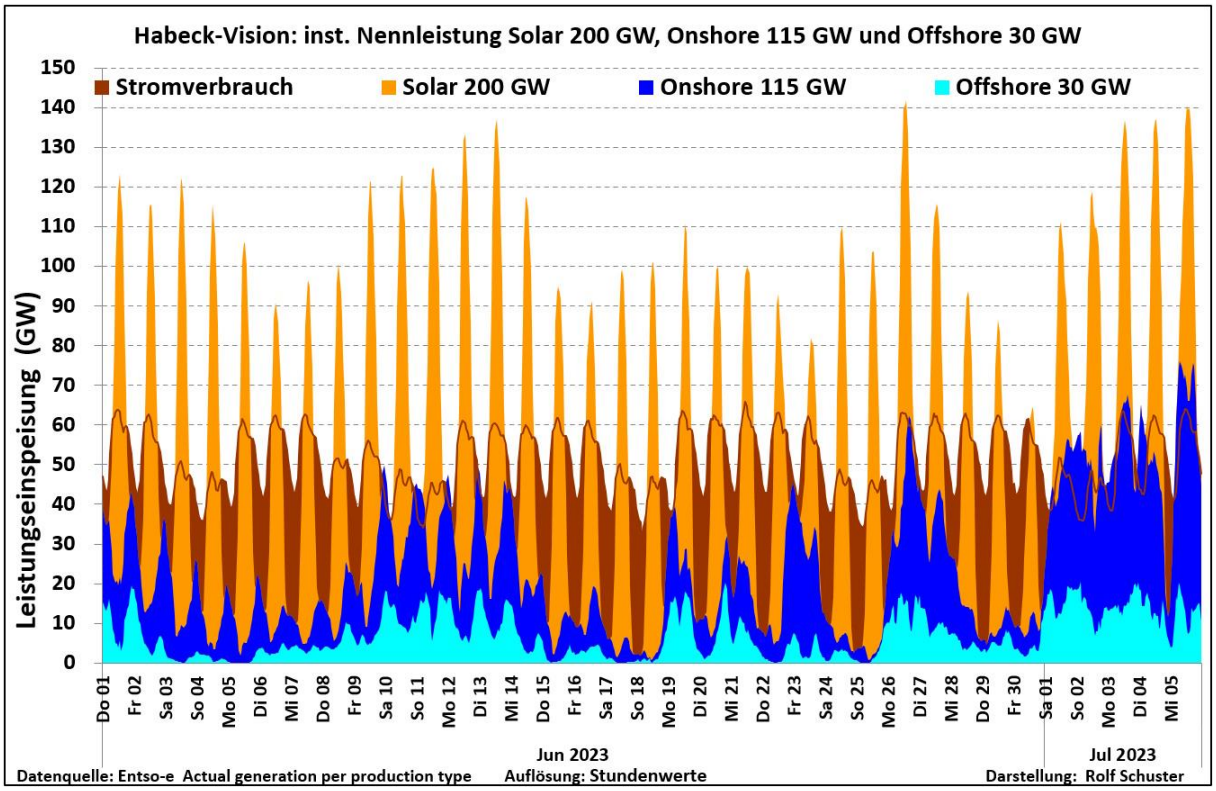
Ausnutzung der installierten Nennleistung		Juni 2023	
Wind	Null bis 10 % der Nennleistung	352,3 h	48,9 %
	11 % bis 30 % der Nennleistung	335,0 h	46,5 %
Sonne	Null-Leistungseinspeisung	170,3 h	23,6 %
	1% bis 20 % der Nennleistung	294,5 h	40,9 %

IV. Habeck-Vision der Bereitstellung der Primärenergie mit Wind und Sonne

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz plant mit Nennleistungs-Ausbauzielen bis 2030 für die Onshore Windenergie-Anlagen von 100.000 MW, für Offshore-Anlagen von 30.000 MW und für Photovoltaik-Anlagen von 200.000 MW, in der Summe also 330.000 MW (aktueller Stand 134.000 MW). Auch mit dieser geplanten (annähernden) Verdreifachung der installierten Nennleistung der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen bis 2030 ist der Verzicht auf den regelbaren konventionellen Backup-Kraftwerkspark nicht darstellbar. Wenn 30.000 Windenergie-Anlagen nur wenige Prozent Leistungsanteile erbringen, würden auch eine aberwitzige Verzehnfachung auf 300.000 Windenergie-

Anlagen in Verbindung mit der Vervielfachung von Photovoltaik-Anlagen (Nadelspitzenprofile) keine sichere Stromversorgung ermöglichen. **Übrigens:** bei 300.000 Anlagen wäre fast auf jedem km² in Deutschland (357.588 km²) ein Windrad installiert.

Abb. 6: Habeck-Vision (Ausbau der installierten Nennleistungen Windenergie auf 130.000 MW und Solar auf 200.00 MW); Leistungseinspeisung Wind+Sonne auf diese Nennleistungen hochskaliert.



In den verschiedenen Niedriglast-Phasen im Juni 2023 hätten die für 2030 geplanten Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen selbst mit der von Robert Habeck vorgegebenen Nennleistung von 330.000 MW nicht annähernd die zur Lastbereitstellung erforderliche Leistung von bis zu 70.000 MW bereitstellen können (siehe braune Restflächen des Stromverbrauchs in Abb. 6). Die Photovoltaik liefert in den Wintermonaten nur marginale Leistungsbeiträge. Der Vergleich mit Abb. 3 ist frappierend und sollte hinsichtlich der für einen Industriestandort eminent wichtigen Versorgungssicherheit zu denken geben.

V. Strom-Import/Export

Seit dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke wird massiv Strom aus dem europäischen Ausland importiert (grüne Flächen). Abb. 7 dokumentiert die Notwendigkeit hoher Stromimporte trotz hoher Photovoltaik-Spitzen im Zeitraum Juni 2023 bei Börsenstrompreisen von im Mittel 120 €/MWh. Im Gegensatz dazu wurde z.B. im Wintermonat Januar 2021 bei einem hohen Stromverbrauch bis 80 000 MW Strom an der Börse auf einem mittleren Niveau von ca. 60 €/MWh (6 Cent/kWh) gehandelt.

Hohe Börsenpreise und hohe Strom-Importraten belegen eindeutigen Strommangel in Deutschland, der nur durch hohe Importe ausgeglichen werden kann. Frankreich, Schweiz, Dänemark, Niederlande und Österreich trugen mit jeweils etwa 3 000 MW an Leistung zur Bilanzierung des Stromimports bei. Weitere kleinere Anteile bis 1 500 MW wurden von Belgien, Norwegen, Tschechien und Schweden bereitgestellt. Importspitzen von bis zu 15 000 MW wurden im Juni 2023 fast durchgängig jeweils in

den Nachtstunden erreicht. Preisspitzen bis 180 €/MWh (18 Cent/kWh) und darüber waren keine Seltenheit.

Abb. 7 zeigt eine weitere Besonderheit am Sonntag, den 02. Juli 2023: Um 14 Uhr wurde an der Börse ein Negativstrompreis von exakt minus 500 €/MWh (50 Cent/kWh) bezahlt, um den überschüssigen Strom im Ausland in das Netz einspeisen zu dürfen.

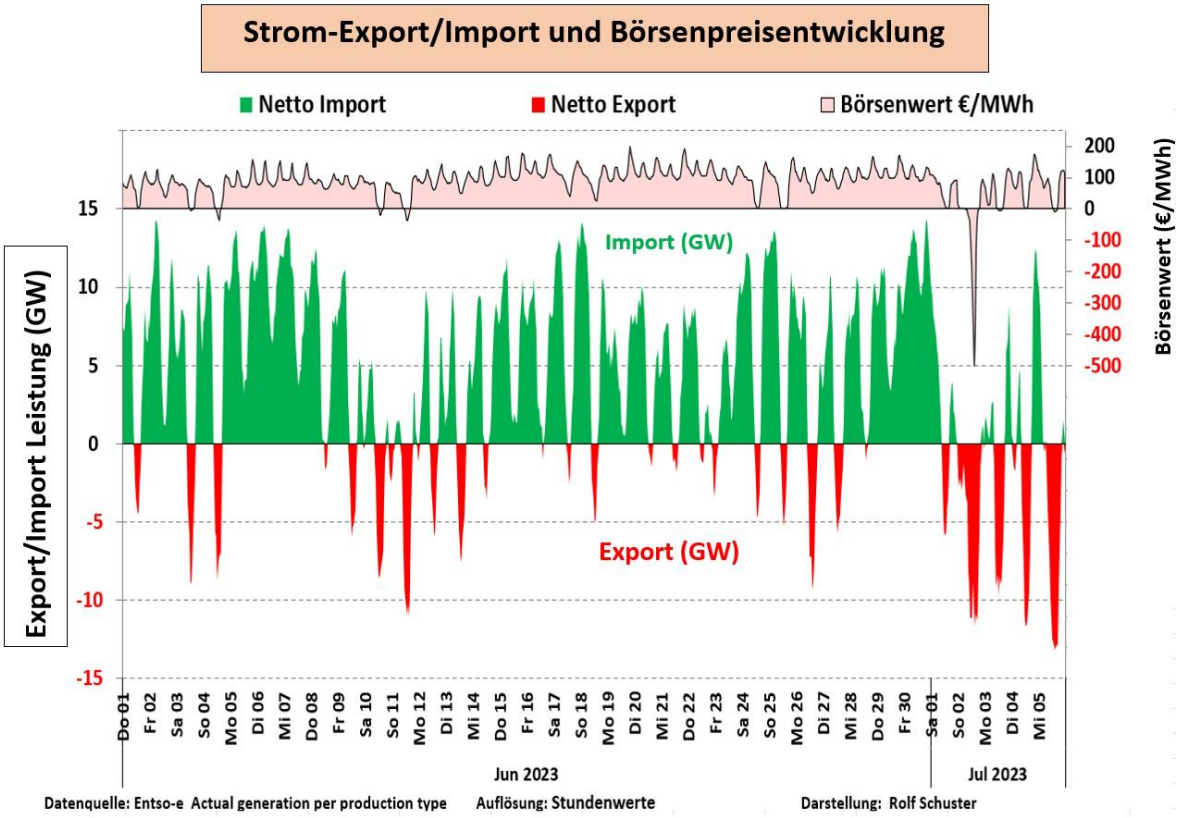



Abb. 7: Strom-Export/Import und Börsenentwicklung