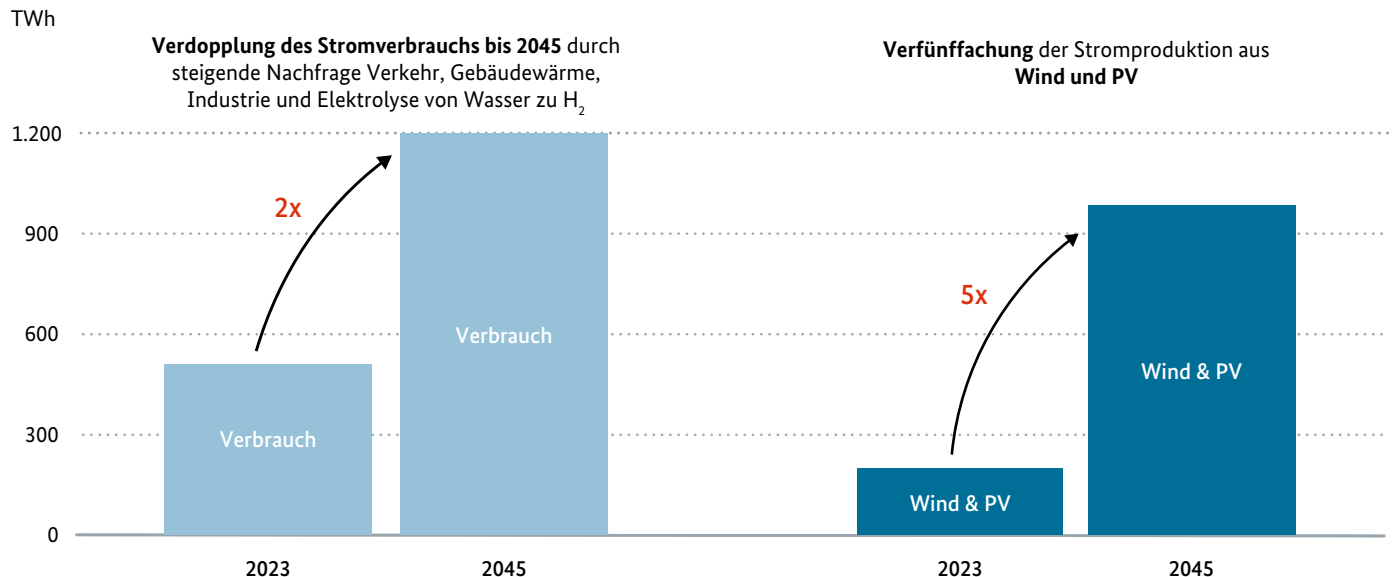


Abbildung 5: Entwicklung Stromverbrauch und Ausbau Wind+PV bis 2045 bei stark strombasierter Sektorkopplung¹¹



Quelle: BMWK Langfristszenarien TN-Strom. In anderen Szenarien Struktur sehr ähnlich. Vereinfachte Darstellung.

Grafik bezieht sich auf Arbeit (TWh): 2023 gut 200 TWh Wind+PV, 2045 gut 1000 TWh inländische Erzeugung.

Auf Leistung (GW) bezogen erfordert Wind auf See Faktor 8 (von 8,4 auf 70 GW), PV Faktor 5 (von 82 auf 400 GW), Wind an Land knapp Faktor 3 (von 61 auf 160 GW).

Der Aufwärtstrend beim EE-Ausbau trifft auf Herausforderungen für die Zukunft

Unsichere und unzureichende Strommarkterlöse sind ein zentrales Investitionsrisiko für die kapitalintensiven Investitionen in erneuerbare Energien. Bei erneuerbaren Energien ist der Anteil der anfänglich zu leistenden Investitionskosten an den Gesamtkosten bedeutend höher als bei anderen Stromerzeugungstechnologien. Zuletzt sind die Investitionskosten gestiegen, unter anderem aufgrund von steigenden Material-, Transport- oder Pachtkosten. Die hohen Investitionskosten müssen dann im Laufe der Lebenszeit der Anlage durch Erlöse amortisiert werden. Die Hauptquelle dieser laufenden Erlöse sind die Strommarkterlöse, die die Anlagen durch die Vermarktung des produzierten Stroms generieren.

Die Refinanzierung durch Strommarkterlöse ist auch wegen des Gleichzeitigkeits-effekts unsicher. Aus heutiger Sicht dürften nach allgemeiner Einschätzung von Expertinnen und Experten die Strommarkterlöse jedoch allein nicht ausreichen um ausreichend Sicherheit zu geben, um alle für die Modernisierung des Stromsystems erforderlichen Investitionen in EE-Anlagen zu refinanzieren. Zentrale Ursache für die geringen Strommarkterlöse ist der so genannte „**Gleichzeitigkeits-effekt**“. Je höher der Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem, desto häufiger treten Stunden auf, in denen Windenergie- und PV-Anlagen gleichzeitig einspeisen. Aufgrund der Grenzkosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen nahe null können diese sehr günstig Strom anbieten. Dies hat den positiven Effekt, dass der Großhandelsstrompreis in diesen Stunden sinkt, aber ebenso gehen die erzielbaren Erlöse am Strommarkt gerade in denjenigen Stunden zurück, in denen EE-Anlagen einspeisen.

11 Szenario T45-Strom. Es handelt sich um eine vereinfachte Darstellung. Die Grafik bezieht sich auf Arbeit (TWh): 2023 gut 200 TWh Wind+PV, 2045 gut 1000 TWh inländische Erzeugung. Auf Leistung (GW) bezogen erfordert Wind auf See Ausbau um Faktor 8 (von 8,4 auf 70 GW), PV um Faktor 5 (von 82 auf 400 GW), Wind an Land um knapp Faktor 3 (von 61 auf 160 GW).