

# Kurzanalyse der Langfristszenarien des BMWi

Berlin, August 2021



## **Inhaltsverzeichnis**

Inhaltsverzeichnis.....	2
Kurzvorstellung der Szenarien.....	3
Kurzzusammenfassung der Kritikpunkte an den Langfristszenarien.....	4
1 Kurzanalyse der Langfristszenarien .....	6
1.1 Annahmen zu Energieeffizienzen.....	6
1.2 Annahmen zum Erneuerbaren Ausbau in Deutschland.....	7
1.3 Annahmen zur Nachfrageseite in Deutschland.....	9
1.4 Wärme .....	10
1.5 Wasserstoff .....	10
1.6 Übertragungsnetz Strom .....	12
1.7 Verteilnetz Strom.....	13
1.8 Gasfern- und Gasverteilnetz.....	13
1.9 Verkehr .....	14
1.10 Flexibilität im Dispatch.....	15
2 Anhang .....	17
2.1 Abbildungsverzeichnis.....	17
2.2 Tabellenverzeichnis .....	17

## Kurzvorstellung der Szenarien

Mit Hilfe einer großangelegten Szenariendarstellung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) das Ziel, grundlegende Erkenntnisgewinne für die Energiewende in Deutschland abzuleiten. Hierzu betrachtet ein breites wissenschaftliches Konsortium an Instituten (u.a. Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU, TU Berlin und Energy & Resources) einzelne Pfade zur Dekarbonisierung des Energiesystems und bewertet deren techno-ökonomische Wirkung.

Es werden aktuell drei Hauptpfade innerhalb der Studie untersucht, welche sich in Ihrer Ausgestaltung stark voneinander abgrenzen. An mehreren Stellen innerhalb der Kommunikation bzw. auch Darstellungen wird vonseiten der Autoren das TN Strom Szenario (u.a. aufgrund der Kostendebatte bzw. Importgrößen von Energien) als vorteilhaft dargestellt.

- TN Strom Szenario: sehr starker Stromeinsatz zur Dekarbonisierung
- TN H2 Szenario: sehr starker Wasserstoffeinsatz zur Dekarbonisierung
- TN PTG/PTL Szenario: sehr starker Einsatz von synthetischen Kohlenwasserstoffen zur Dekarbonisierung

In diesem Papier sollen zunächst jeweils die grundlegenden Rahmen und Erkenntnisgewinne einzelner Aspekte in den Langfristszenarien dargestellt werden. Hierbei werden sowohl der Kurzbericht (30 Seiten) als auch die Präsentationsfolien der Vertiefungswebinare der einzelnen Bereiche (insgesamt über 400 Seiten) berücksichtigt. Der BEE verweist dabei auf den noch nicht finalen Rahmen der Langfristszenarien, da die bisherigen Ergebnisse nur „Vorabveröffentlichungen“ seitens des BMWi sind.

Die nachfolgenden Analysen basieren neben den BEE-internen Auswertungen auch auf dem Input aus den Spartenverbänden des BEE.

Nachfolgend sollen die wesentlichen Kritikpunkte zu den Annahmen sowie zu den endogen ermittelten Größen der Langfristszenarien in Kurzform dargestellt werden. Danach folgt eine detaillierte Beschreibung. Zur besseren Lesbarkeit sind diese in separaten Punkten beschrieben.

## **Kurzzusammenfassung der Kritikpunkte an den Langfristszenarien**

Nachfolgend wird eine Kurzzusammenfassung der wichtigsten Kritikpunkte innerhalb der Langfristszenarien dargestellt. **Die Reihenfolge der hier genannten Punkte ist keine Prioritätendefinition.**

Zunächst wird darauf aufmerksam gemacht, dass verschiedene Begriffe wie „Quelle“, „Speicher“, „Übertragungsnetzsystem“ und unterschiedliche Techniken zur Wärmeerzeugung nicht klar definiert sind. Um Missverständnissen vorzubeugen, sollte den betrachteten Dokumenten der Langfristszenarien deshalb ein Glossar beigelegt werden.

### **Kritikpunkte an den Annahmen**

- a) Die Autoren setzen zu geringe Ausbaupfade für die nationalen Erneuerbaren Energien an und gehen stattdessen von sehr starken Zubauraten in Regionen in Europa mit aus ihrer Sicht hohem erneuerbarem Potential (u.a. UK, Spanien, Italien, Skandinavien) aus.
- b) Die angenommenen Kostenstrukturen der Erneuerbaren Energien wurden aus BEE-Sicht deutlich zu hoch angesetzt. Teilweise liegen die realen Kosten der Erneuerbaren Technologien aus dem Jahr 2020 nicht nur unter dem in den Langfristszenarien angesetztem Startwert (ebenfalls 2020), sondern sogar noch unter den angesetzten Kosten des Jahres 2030 der Langfristszenarien.
- c) Auf Basis der Analyse des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) wurde zusätzlich die Senkung der Systemkosten von Photovoltaik als zu gering angesehen. Die für das Jahr 2050 angesetzten 40 €/MWh wurden bereits teilweise in Ausschreibungen 2020 realisiert. Aufgrund von weiteren Kostendegressionen ist im Jahr 2050 von spezifischen Kosten deutlich unterhalb von 30 €/MWh auszugehen, was wiederum entsprechende Effekte auf das umsetzbare Potential der Photovoltaik in Deutschland hat.
- d) Die Langfristszenarien sehen eine „Phase Out“ der Bioenergie in den Sektoren Industrie (Wärme, Grundstoff) und Umwandlung (Strom, Fernwärme) bis 2050 exogen vor. Begründet wird dies durch potenziell höhere Kosten dieser Anwendungsbereiche gegenüber dem Einsatz von Bioenergie in anderen Sektoren (u.a. Verkehr und Gebäude). Laut Fachverband Biogas e.V. (FvB) trifft dies nicht zu. Zumal die Bioenergie als steuerbare Erzeugungseinheit ein perfekter Partner für die volatil einspeisenden Erneuerbaren Energien ist.
- e) Die Geothermie wird als wesentliche Quelle für die Wärmeversorgung der Zukunft größtenteils unberücksichtigt. Diese Annahmen decken sich nicht mit politisch kommunizierten Zielen, welche teilweise eine 25% Deckung der Wärmeversorgung durch Geothermie bis 2050 mit Geothermie anstreben, davon 40 GW aus Tiefer Geothermie.
- f) Bei einer Realisierung des PtG-Szenarios besteht die Gefahr, dass blauer Wasserstoff eine wichtige Rolle im neuen Energiesystem spielt. Dies schafft Pfadabhängigkeiten und steht der Energiewende und der Erreichung der Klimaziele entgegen.
- g) Bei den Potenzialanalysen<sup>1</sup> (Folien Vertiefungswebinar zum Energieangebot) wird hinsichtlich Flächen und Einstrahlung die PV betrachtet und die Solarthermie außen vor gelassen. Das ist kein ganzheitlicher Ansatz.

---

<sup>1</sup> Siehe Folien des Vertiefungswebinars zum Energieangebot.

- h) Im Szenario PtG/PtL wird die direkte Verbrennung synthetischen Methans in Heizkesseln angenommen. Die Solarthermie wird hierbei als Kombinationsmöglichkeit, vor allem bei hohen PtG Preisen, angesehen. Die der Solarthermie zugeschriebene Bedeutung sieht der BSW dennoch als zu gering an.

### **Kritikpunkte in den Simulationen und endogen Größen**

- a) Der steuerbaren Erzeugerflexibilitäten wird in den Langfristszenarien grundsätzlich ein zu geringes Potenzial zugeschrieben.
- b) Kurzfristspeicher spielen in den Simulationen keinerlei Rolle. Die Kurzstudie führt hier aus, dass keine zusätzlichen Stromspeicher installiert werden. Der BEE weist darauf hin, dass Speicher eine wichtige Flexibilität darstellen und unbedingt ausgebaut werden sollten.
- c) Die EE-Ausbaupfade der Studie orientieren sich größtenteils an den EE-Potentialen in verschiedenen europäischen Ländern. Das führt dazu, dass zu starke Zubauraten im europäischen Ausland und zu geringe EE-Ausbaupfaden in Deutschland angenommen werden. Eine solche Vorgehensweise würde unsere Energiewende stark abhängig vom Verhalten und Handeln anderer Staaten machen.
- d) Die starke Optimierung der Ausbaupfade anhand der angesetzten EE-Potentiale in den einzelnen europäischen Ländern führt zu einem zusätzlich deutlich stärkeren, und massiv teureren Übertragungsnetzausbau sowie Grenzkuppelleistung als im aktuellen NEP Plan der Übertragungsnetzausbau (ÜNB) angenommen.
- e) Die ermittelte Größe der heimischen Wasserstoffherzeugung im Jahr 2030 (< 7 TWh) ist weniger als die Hälfte des von der Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) selbst gesteckte Ziel für dieses Stichjahr (14 TWh).
- f) Innerhalb der Langfristszenarien wird Deutschland einen Großteil seines Wasserstoffbedarfs aus dem europäischen Ausland importieren. Auch hierbei wird Deutschland abhängig vom Handeln anderer Staaten. Der BEE fordert deshalb die heimischen Potentiale, etwa durch die Nutzung von Ü20-Anlagen, stärker zu berücksichtigen.
- g) Positive sekundäre Effekte von Flexibilitäten wie u.a. der Elektrolyse (z.B. Marktwertstabilisierung der Erneuerbaren Energien) werden nicht ausreichend in die Betrachtung einbezogen. Dadurch wird der Zubau von solchen Flexibilitäten (u.a. Elektrolyse) in Deutschland nicht ausreichend gesehen, so dass die Kosten der Erneuerbaren Energien künstlich hochgehalten werden.
- h) Innerhalb der Langfristszenarien wird die These aufgestellt, dass Wasserstoff aus außereuropäischen Gebieten nicht konkurrenzfähig sei. Einen entsprechenden Nachweis / Zahlen zu dieser These gibt es aktuell noch nicht.
- i) Innerhalb der Simulationsergebnisse ist auffällig, dass für den Dispatch hoher erneuerbarer Einspeisungen extrem starke Wärmeeinträge u.a. in Haushalten (teilweise >50 GW/h) in Zeitfenstern mit den höchsten Außentemperaturen des Jahres (teilweise >30° C) unterstellt werden.

# 1 Kurzanalyse der Langfristszenarien

Die oben in Kurzform aufgeführten, sich auf die einzelnen Bereiche des Energiesystems beziehenden Kritikpunkte werden nachfolgend detaillierter dargestellt. Hierzu wird im Anschluss an eine Zusammenfassung der in den Langfristszenarien getätigten Grundaussagen zu den jeweiligen Bereichen eine Bewertung erstellt.

An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass die aktuellen Veröffentlichungen keine finalen Fassungen der Langfristszenarien sind. Daher können sich noch Anpassungen ergeben.

## 1.1 Annahmen zu Energieeffizienzen

Die in Tabelle 1 dargestellten Reduktionen im Endenergieverbrauch sollen unter anderem mit Hilfe starker Energie- und Materialeffizienzensteigerungen, der Elektrifizierung (bessere Wirkungsgrade), besserer Wärmedämmung sowie effizienterer Geräte erreicht werden.

Tabelle 1: Übersicht über Endenergieverbrauchsänderungen bis 2050 in einzelnen Sektoren

Sektor	Industrie	Gebäude-wärme	Verkehr	GHD + HH
Endenergieverbrauch 2050	18% bis 23% Reduktion ggü. 2015	33% bis 47% Reduktion ggü. 2008	42% bis 52% Reduktion ggü. 2018	12% GHD und 33% HH Reduk- tion ggü. 2018

### **Bewertung BEE:**

Der angesetzte starke Effizienzgewinn wird vom BEE als zu hoch eingestuft und ist besonders im Gewerbe/Handel/Dienstleistungs- (GHD) und Haushaltsbereich (HH) aufgrund teilweise größeren Stromverbrauchs (u.a. Rechenzentren, Endgeräte bis hin zur Klimatisierung) sehr fraglich. Auch die Transformationsgewinne bzw. -geschwindigkeit im Industriebereich erscheinen überschätzt.

Innerhalb des Bereichs der Gebäudewärme wird in einzelnen Szenariopfaden neben einem teilweisen starken Anstieg der Anforderung an die Gebäudehülle (+15% bis +25%) auch zeitgleich eine Beschleunigung der Sanierungszyklen angenommen (+20% im TN Strom Szenario). Diese Optimierungen hält der BEE für zu optimistisch.

Die Entwicklung des Endenergiebedarfs im Verkehr ist realistisch, da durch Elektrifizierung die Effizienz deutlich steigt.

## 1.2 Annahmen zum Erneuerbaren Ausbau in Deutschland

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird in den Langfristszenarien mit ca. 215 GW im Jahr 2030 bzw. im Jahr 2050 in einer Schwankungsbreite von ca. 315 GW bis 500 GW angenommen. Hierbei betonen die Studienautoren, dass mit diesen Zahlen der „Ausbau der Erneuerbaren Energien an Land extrem“ wäre und dies einer starken Ausschöpfung der Potenziale an Land in Deutschland entspräche.

Die Autoren haben den Zubau verstärkt im europäischen Rahmen gesetzt und den dafür notwendigen Netz- und Interkonnektorenausbau unterstellt (siehe unter Kapitel 1.6 „Übertragungsnetze Strom“).

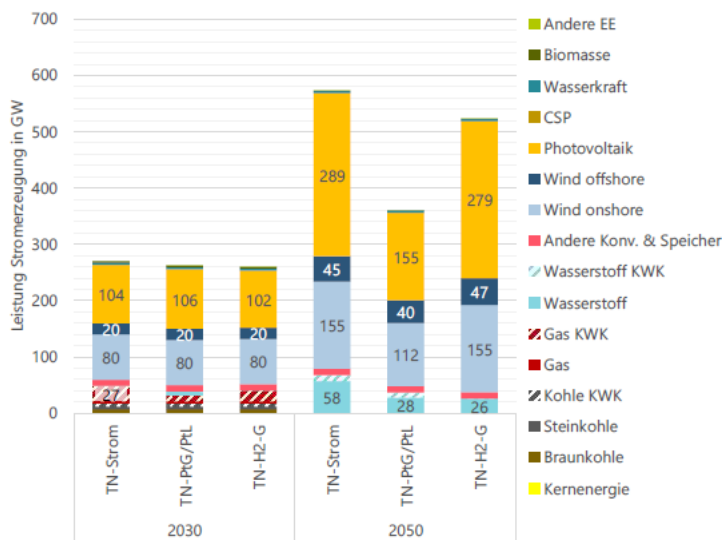


Abbildung 1: Übersicht Erneuerbare Energieleistung in Deutschland über alle 3 Szenarien in 2030 und 2050 der Langfristszenarien

### Bewertung BEE:

Der angesetzte Ausbaupfad Erneuerbarer Energien in Deutschland liegt deutlich unterhalb verschiedener anderer Studien.

Eine weitestgehende „Ausschöpfung der Potentiale“ für Erneuerbare Energien an Land in Deutschland sieht der BEE hierbei nicht gegeben. Am ehesten verdeutlicht dies die Photovoltaik.

Im Jahr 2030 wird mit ca. 100 GW ein stagnierender Ausbaupfad zum heutigen Rahmen (aktuell 5 GW/a) unterstellt. Verglichen mit anderen Studien (u.a. AGORA<sup>2</sup>, Fraunhofer ISE<sup>3</sup>), die einen geschätzten PV

Ausbau bis 2030 von jährlich 10 GW bis 15 GW sehen, sind die Annahmen der Autoren der Langfristszenarien um den Faktor 2 bis 3 zu niedrig angesetzt.

Im Jahr 2050 werden in den Langfristszenarien nur zwischen 155 bis 290 GW an Photovoltaikleistung in Deutschland ausgebaut sein (siehe Abbildung 1). Aktuelle Studien wie das Fraunhofer ISE „Update unter einer Zielvorgabe von 65% CO<sub>2</sub>-Reduktion in 2030 und 100% in 2050“ kommen im gleichen Zeitraum auf 450 GW und Enervis in der Studie „Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende“<sup>4</sup> sogar auf ca. 1.000 GW, was um den Faktor 2 und den Faktor 4 höher liegt. Einzig die Wind Offshore-Leistungen in Deutschland im Jahr 2030 entsprechen der aktuellen Studienlage.

Ein möglicher Grund für diese zu geringen nationalen erneuerbaren Ausbaupotentiale liegt potenziell in zu hohen Kostenannahmen der erneuerbaren Energien. Im Verhältnis zu den

<sup>2</sup> <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-vollversion/>

<sup>3</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Zielverschaerfung.pdf>

<sup>4</sup> <https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/erneuerbare-gase-ein-systemupdate-der-energiewende/>

Kosten aus dem Jahr 2020 (als Startwert der Kostendegression für die Langfristszenarien) lässt sich eine deutliche Überschätzung der Kosten aufzeigen. So lagen die realen Kosten 2020 für eine PV-Freifläche mit ca. 550 €/kW um 28% niedriger als der angesetzte Startwert der Langfristszenarien mit 770 €/kW für das Jahr 2020. Damit liegen die realen Kosten 2020 sogar immer noch niedriger als die ermittelten Kosten für dieses erneuerbare Segment im Jahr 2030, trotz angenommener Lernkurve und Kostendegression. Kostenüberschätzungen in den Langfristszenarien können auch für die PV-Dachfläche und die Windenergie aufgezeigt werden.

Aufgrund des „Phase Out“ der Bioenergie aus den Sektoren Umwandlung (u.a. Strom) und Industrie müsste die elektrische Leistung der Bioenergie (größtenteils in Süddeutschland) zusätzlich ersetzt bzw. über entsprechenden Ausbau der Übertragungsnetze kompensiert werden. Der BEE stellt deshalb die Sinnhaftigkeit einer solchen exogenen Annahme in Frage und verweist diesbezüglich auf die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesregierung:

- Die ÜNB gehen in ihrem NEP Plan 2040 von 8,2 GW Biomasseleistung aus.
- Der Zuwachs der energetischen Biomassenutzung in der Prozesswärme ist signifikant und von der Bundesregierung und Industrie gewollt und gefördert (95% Szenario der BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“<sup>5</sup> = 197 TWh Biomasse und erneuerbare Abfälle in der Industrie).
- Altholz, Resthölzer und Landschaftspflegematerial werden auch in Zukunft anfallen und energetisch genutzt werden. Aus diesem Grund ist es nicht nachvollziehbar warum Bioenergie 2050 in bestimmten Bereichen kaum noch berücksichtigt wird.
- Vor allen in ländlichen Wärmenetzen und in zu dekarbonisierenden Bestandsnetzen wird Biomasse eine maßgebliche Rolle spielen (u.a. Abfallvergärung, Klärschlammvergärung und Güllevergärung sowie NawaRo Anlagen)

Auffällig ist auch die deutliche Reduktion der Volllaststunden im Wind Onshorebereich in den Szenarien TN Strom und TN H2 gegenüber dem Szenario TN PtG/PtL. Ein Grund könnte die Vergrößerung der Installation um ca. 20% und die potenzielle Verdichtung von Windparks in den beiden Szenarien sein. Jedoch sieht der BEE hierbei eine Reduktion von mehr als 10% der Volllaststunden auf das Gesamtportfolio Deutschland als zu groß an.

---

<sup>5</sup> <https://www.prognos.com/de/projekt/klimapfade-fuer-deutschland>



## 1.3 Annahmen zur Nachfrageseite in Deutschland

### Endenergieverbrauch (EEV)

Die Autoren der Langfristszenarien nehmen für 2030 einen Endenergieverbrauch (EEV) von ca. 2.300 TWh für Deutschland an. Zusätzlich wird der EEV in den einzelnen Szenarien bis 2050 um weitere 400 bis 600 TWh gesenkt.

### Stromverbrauch

Innerhalb der Langfristszenarien wurde für das Jahr 2030 je Szenario ein Stromverbrauch zwischen 594 und 638 TWh ermittelt. Der Stromverbrauch steigt bis 2050 je nach Szenario auf 810 bis 1.075 TWh.

### Bewertung BEE

Der EEV im Jahr 2030 ist plausibel und entspricht mit etwa 2.300 TWh den Annahmen des BEE-Szenarios. Die ermittelte Reduktion um 400-600 TWh in den drei Hauptszenarien ist aus BEE-Sicht möglich. Es werden zwar zunehmend Verluste für die Erzeugung von Wasserstoff, Methan und flüssigen Kohlenwasserstoffen aus erneuerbarem Strom entstehen, diese Verluste werden aber nicht im EEV bilanziert oder fallen im Ausland an, da in den Langfristszenarien Wasserstoff, sonstige PtG und PtL größtenteils importiert werden.

*Tabelle 2: Übersicht Stromverbrauchsprognose 2030  
Deutschland diverser Studien*

Studien	Prognose für 2030	Zusätzl. Mehrverbrauch gegenüber 2019 in TWh
BEE-Szenario 2030	745	174
dena Leitstudie 2018, Szenario TM80	745	174
dena Leitstudie 2018, Szenario EL80	886	315
BMVI Studie IEK 2050 <sup>11</sup>	750 bis 790	179 bis 219
EWI 2019	748	177
AGORA 2020	643	72
Fraunhofer 2021	700 bis 780	129 bis 209

Der ermittelte Stromverbrauch für Deutschland liegt, wie in Tabelle 2 dargestellt, im Jahr 2030 deutlich unterhalb anderer aktueller Studien (u.a. BEE Szenario<sup>6</sup>, Fraunhofer ISE, DENA Leitstudie<sup>7</sup>, EWI<sup>8</sup>).

Auch der für das Jahr 2050 ermittelte Stromverbrauch in Deutschland liegt deutlich unterhalb anderer Studien (u.a. Fraunhofer ISE (>+50%) bzw. Enervis (>+50%)). Gründe hierfür sind neben der

in den Langfristszenarien unterstellte niedrigen inländischen Wasserstoffherzeugung auch die hohen angenommenen Energieeffizienzsteigerungen. Eine weitere potenzielle Ursache liegt in dem für das Jahr 2030 zu niedrig angesetztem Ausbau der Elektromobilität einiger Szenarien (siehe Kapitel 1.9).

<sup>6</sup> <https://www.bee-ev.de/presse/mitteilungen/detailansicht/auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-bee-stellt-aktualisiertes-szenario-2030-vor>

<sup>7</sup> <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-leitstudie-integrierte-energie-wende/>

<sup>8</sup> [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/07/200106\\_EWI-Analyse-Anteil-Erneuerbare-in-2030\\_final.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/07/200106_EWI-Analyse-Anteil-Erneuerbare-in-2030_final.pdf)

## 1.4 Wärme

Fossile Energieträger spielen 2050 keine Rolle in der Wärmeerzeugung. Der Einsatz von PtG bzw. Wasserstoff ist vor allem in den jeweils dafür entwickelten Szenariopfaden deutlich ausgebaut. Die Biomasse bewegt sich in einem annähernd konstanten, leicht abfallenden Nutzungspfad (hierbei Verschiebung Scheitholz zu Pellets und Hackschnitzel). Die Verwendung von Wärmepumpen steigt stark an, vor allem in kleinen und effizienten Gebäuden. Die Solarthermie spielt im Gebäudebereich im H2- und PtG-Szenario eine größere Rolle. Im TN Strom Szenario (sehr starker Zubau an Wärmepumpen) hingegen besteht laut Autorenschaft die Gefahr der Kannibalisierung zwischen Wärmepumpen und Solarthermie. Die Nutzung der Solarthermie im zentralen Aspekt (Großsolarthermieranlagen) ist in allen Szenarienfaden bei 16 bis 20 TWh im Jahr 2050. Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird auch im Jahr 2050 eine Rolle in Wärmenetzen spielen, allerdings mit geringeren Volllaststunden (VLLH).

Die Autorenschaft setzt klar drei wichtige Statements:

- a) Aufgrund langer Nutzungszyklen von Bauteilen muss jede Sanierung ab sofort zur Zielerreichung beitragen
- b) Als „no-regret“ Maßnahme ist ein massiver Wärmenetzausbau in allen Szenarien identifiziert worden.
- c) Hohe Anteile der Wärmepumpe sind auch außerhalb des TN Strom Szenarios (H2 und PtG/PtL) zu erkennen und stellen somit ebenfalls eine „no-regret“ Maßnahme dar.

### **Bewertung BEE**

Die gesetzten Annahmen zur Effizienz und der Sanierungstiefe erscheinen zu optimistisch. Hierzu gilt es sowohl die Investitionsbereitschaft im Privaten HH und GHD Bereich zu steigern als auch einen potenziellen Handwerker-mangel vorzubeugen. In den Szenarien TN H2 und TN PtG/PtL wäre zusätzlich ein sehr ambitionierter Ausbau der Wärmenetze notwendig. Bei beiden Szenarien bestehen Unwägbarkeiten in der Preisbildung aufgrund von Sektorenkonkurrenzen.

Die skizzierte Verschiebung von der dezentralen hin zur zentralen Solarthermie deckt sich mit den Erfahrungen aus anderen Staaten.

## 1.5 Wasserstoff

Im TN Strom.Szenario wird im Jahr 2050 von einer starken Nachfrage ausgegangen, welche allerdings zu etwa zwei Dritteln aus Importe gedeckt werden (siehe Abbildung 2). Das PtG/PtL Szenario stellt aufgrund seiner Ausgestaltung<sup>9</sup> die geringste Wasserstoffherzeugung dar, welcher zu 100 Prozent aus inländischer Erzeugung generiert werden muss. Im Szenario TN H2 kommt es zu einem deutlichen Anstieg des Wasserstoffbedarfs aufgrund der Integration des Verkehrs- und Gebäudebereichs, allerdings werden auch hier etwa zwei Drittel durch Importe gedeckt.

---

<sup>9</sup> Im PtG/PtL Szenario wird exogen keine Importmöglichkeiten von Wasserstoff vorgesehen.

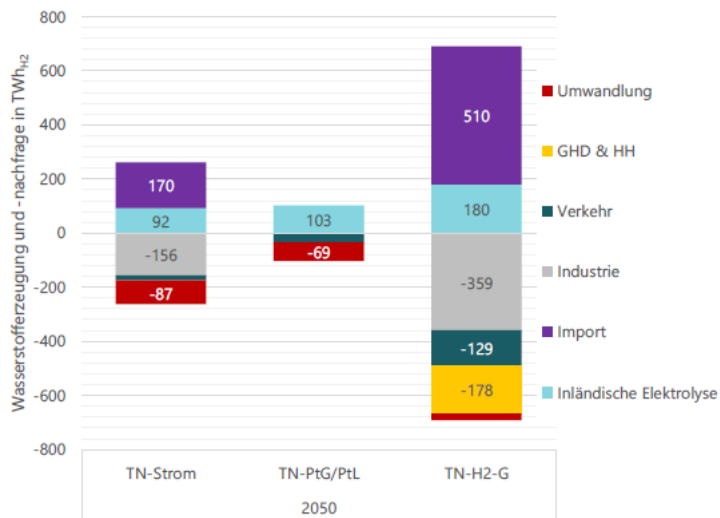


Abbildung 2: Übersicht der Wasserstoffproduktion bzw. -nachfrage in den einzelnen Szenarien bis 2050

Die Autoren halten die Produktion ausreichender Mengen an heimischen Wasserstoff für nicht realistisch und setzen aus diesem Grund sehr stark auf das europäische Ausland (UK, Skandinavien und Spanien).

Hierbei wird der Wasserstoff-Import auf europäische Staaten (keine Importe aus MENA Region) angenommen, so dass eine europäisch gedachte H2 Infrastruktur als sinnvoll gehalten wird.

Die Autoren unterstreichen mehrfach die Relevanz der Speicherfunktion von Wasserstoff.

### Bewertung BEE:

Aufgrund des geringen Ausbaus der Erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 1.2) und der fehlenden Betrachtung sekundärer positiver Effekte der Elektrolyse (u.a. Stabilisierung des Strommarktes bei hoher EE-Einspeisung) wird in der Studie über alle drei Szenarien hinweg der Ausbau der Elektrolyse in Deutschland zum Teil stark eingeschränkt realisiert (Ausbau-rahmen bis 2050: 41 GW bis 75 GW).

Der ausländische Zubau an Elektrolyse und die Ausweitung der Wasserstoffnetze ist stark zu hinterfragen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang klarzustellen, dass ausschließlich grüner Wasserstoff importiert werden sollte, der klare Nachhaltigkeitskriterien erfüllt. Ob insbesondere Großbritannien, das sich außerhalb der EU-Gesetzgebung befindet, bereit und in der Lage ist, unter diesen Voraussetzungen die angenommenen Mengen Wasserstoff (mit einer Gesamtinstallation von 115 GW) zu liefern, erscheint fraglich.

Auch der Umbau der europäischen Gasnetzinfrastruktur müsste zur Realisierung der Annahmen sehr stark forciert werden und würde eine immense Herausforderung darstellen.

Der BEE weist aus diesen Gründen noch einmal darauf hin, dass die Nutzung aller heimischen Kapazitäten zur grünen Wasserstoffproduktion dem Import aus dem (europäischen) Ausland vorausgehen muss.

## 1.6 Übertragungsnetz Strom

Die Autoren stellen die erneuerbare Stromerzeugung in ihren Langfristszenarien als gesamt-europäisches Optimierungsproblem dar. Die Optimierung der EE-Erzeugung erfordert jedoch einen hohen Übertragungsnetzausbau sowie die Vergrößerung der Interkonnektorenleistung zwischen den europäischen Ländern. Die Interkonnektorenleistung müsste laut den Autoren von heute 30 GW in Deutschland auf 80 bis 100 GW (je nach Szenariorahmen) ausgebaut werden (→ Verdreifachung).

Dies bedeutet, dass der bisherige Netzausbaupfad (u.a. im NEP 2019, BBPIG + EnLAG) bis 2050 noch deutlich stärker ausgebaut werden muss. Hierbei gehen die Autoren von einem zusätzlichen Rahmen in der Größenordnung von +80% bis +120% des bisherigen Stromnetzausbaus aus. Da diese Größenordnung in allen 3 Szenarien (TN Strom, H2, PtG/PtL) ermittelt wurde, wird klar, dass dies ein wichtiger Baustein der Energiewende sein wird. Die annuitätischen Netzkosten für das Übertragungsnetz werden auf das Drei- bis Vierfache des Wertes von 2020 steigen.

Die Autoren sehen Deutschland in allen drei Szenarien als Stromimporteur.

### **Bewertung BEE:**

Grundsätzlich ist eine stärkere Integration des europäischen Stromnetzes zu begrüßen, um ausgleichende Effekte der volatilen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zu nutzen.

Da die Autoren viele wichtige Aspekte der deutschen Energiewende (u.a. erneuerbare Erzeugung, Wasserstoffproduktion) ins Ausland versetzen, kommt es allerdings zu den benötigten zusätzlichen starken Übertragungsnetzausbaus und den damit verbundenen zusätzlich hohen Kosten.

Hierbei ist nicht geklärt, ob die anderen europäischen Länder diesem Ausbau in Höhe und zeitlichen Rahmen nachkommen werden / können / wollen. Somit ist die Energiewende in Deutschland stark abhängig von anderen Ländern.

Der aktuelle Netzausbauplan bis 2040 wird mit viel Kraftanstrengung erreicht werden können. Die Annahme eines dermaßen starken zusätzlichen Ausbaus des Übertragungsnetzes und der Grenzkuppelstellen ist aus BEE-Sicht sehr schwer umsetzbar.

Der Netzausbaupfad auf Übertragungsnetzebene könnte mit Hilfe einer stärkeren nationalen Ausrichtung der Erneuerbaren Energien als auch nationaler Elektrolyse deutlich reduziert werden. Zusätzlich ließe sich auch mit einer ähnlichen Interkonnektorenleistung wie heute (ca. 40 GW) ein stabiles nationales wie auch internationales Stromnetz.

Das Ergebnis, dass Deutschland in Zukunft ein Stromimporteur wird, liegt aus BEE-Sicht nur an den zu geringen nationalen erneuerbaren Ausbauzielen.

## 1.7 Verteilnetz Strom

Die Autoren sehen einen starken Kostenanstieg der annuitätischen Kosten aufgrund eines starken Netzausbaus auf der Verteilnetzebene. Je nach Szenario steigen die jährlichen Kosten von heute ca. 7,5 Mrd. €/a auf 11,8 Mrd. €/a (TN PtG/PtL Szenario) bis im TN Strom Szenario auf 15,4 GW an (→ **Verdopplung**). Als Gründe werden hier der starke EE-Ausbau als auch die Anbindung neuer Stromlasten (u.a. Sektorenkopplung) genannt.

### **Bewertung BEE:**

Durch den starken Ausbau der Erneuerbaren Energien als auch durch den vermehrten Einsatz neuer Verbraucher im Niederspannungsbereich (Elektromobilität, Wärmepumpen) wird ein Ausbau der Verteilnetze zwingend notwendig werden. Allerdings kann durch stärkere lastnahe erneuerbare Erzeugung und die effektive Nutzung von Flexibilitäten wie Speichern und Lastmanagement (u.a. realisierbar durch das BEE-Auktionsmodell<sup>10</sup>) der benötigte Netzausbau und auch die jährlichen Kosten deutlich begrenzt werden. Eine stärkere Koordination des Verteilnetzausbaus untereinander sowie mit den Übertragungsnetzbetreibern ist hierbei zu begrüßen, um Synergieeffekte zu heben und den Netzausbau zu optimieren.

## 1.8 Gasfern- und Gasverteilnetz

Die Autoren sehen in den TN Strom und TN H2 Szenarien den Gasnetztransport von Methan rückläufig. Demgegenüber wird in diesen Szenarien ein Wasserstoffnetz hochgefahren, welches beim Einsatz in der Wärme dem heutigen Methanetz ähnelt. Der Rückbau des Methanetzes kann im Zuge der Stilllegung oder im bestimmten Maße über deren Umwidmung erfolgen.

Im TN PtG/PtL Szenario wird das heutige Methanetz fast vollständig weitergenutzt.

Im TN Strom Szenario hingegen erfolgt ein stärkerer Rückgang der benötigten Gasverteilnetzinfrastuktur.

Die annuitätischen Kosten für die Fernleitungsgasnetze sind stark vom Wasserstofftransportvolumen abhängig. Während die annuitätischen Kosten gegenüber 2020 im PtG/PtL Szenario (begrenzter Wasserstoffeinsatz) „nur“ um 50% steigen, ist diese Kostensteigerungen im TN Strom Szenario (ca. +200%) bzw. TN H2 Szenario (+350%) deutlich ausgeprägter.

Im Gasverteilungsnetz ist eine deutliche Reduktion aufgrund von nachfragebedingten Stilllegungen zu erkennen. Dadurch sinken die jährlichen Kosten im TN H2 Szenario (-40%) als auch im TN Strom Szenario (-70%). Im TN PtG/PtL Szenario hingegen steigen durch die Wasserstoffertüchtigung die jährlichen Kosten gegenüber 2020 um bis zu +50 Prozent.

---

<sup>10</sup> [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/BEE/20210510\\_BEE-Positionspapier\\_SteuerbareVerbraucher.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20210510_BEE-Positionspapier_SteuerbareVerbraucher.pdf)

### **Bewertung BEE:**

Maßnahmen zum langfristigen Umbau der Infrastruktur im Gasbereich müssen sich aus Sicht des BEE immer daran messen lassen, ob sie für den Transport, sowie die dezentrale Einspeisung und Speicherung von Wasserstoff und anderen EE-Gasen benötigt werden. Aufgrund des Rückbaus von Heizkesseln in Wohngebäuden ist von einem Rückgang der Nachfrage im Gasverteilnetz auszugehen.

Hierzu ein Auszug aus der Netz-Konsultation zur Regulierung von Wasserstoffnetzen:

---

"Ein derartig enges Verteilnetz wie es heute beim Erdgas der Fall ist, wird deshalb in Zukunft voraussichtlich nicht mehr benötigt, da sich die Kundenstruktur von vielen Haushalten hin zu wenigen großen Industriekunden und Tankstellen an zentralen Knotenpunkten ändern wird. Die Umwidmung einiger bestehender Verteilnetzleitungen in Kombination mit der punktgenauen Schaffung neuer Wasserstoffleitungen ist deshalb die wahrscheinlichste Variante."

---

## **1.9 Verkehr**

Alle drei Langfristszenarien gehen für den überwiegenden Teil der PKW als auch für leichte und mittlere LKW von einer Elektrifizierung aus. Daher ist eine Ausweitung der Ladeinfrastruktur als sinnvoll anzusehen

Die Umsetzung von Wasserstofffahrzeugen hängt im gesamten Verkehrsbereich von unterschiedlichen Parametern ab (u.a. Produktionskapazitäten bei kleinen Marktanteilen, verfügbare Infrastruktur, technische Entwicklungen).

Die Autoren der Langfristszenarien gehen im Jahr 2030 – je nach Szenario - im Automobilverkehr von ca. 7,5 bis 11,5 Mio. Fahrzeugen aus. Im Jahr 2050 wird dies auf ca. 25 Mio. Fahrzeuge (TN PtG/PtL Szenario) bis ca. 40 Mio. Fahrzeuge (TN Strom Szenario) anwachsen. Das TN PtG/PtL Szenario geht auch noch 2050 von ca. 18 Mio. Diesel / Benzin Fahrzeugen aus.

### **Bewertung BEE**

Der angenommene Ausbau der Elektrofahrzeugflotte bis zum Jahr 2030 wird als zu niedrig bewertet. Im BEE-Szenario wird von etwa 13 Mio. Fahrzeuge ausgegangen. In der Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ liegt die E-Fahrzeugzahl mit insgesamt rund 15 Mio. ebenfalls deutlich höher als in den Langfristszenarien. Im Fraunhofer ISE-Szenario für das 65%-THG-Minderungs-Update werden sogar 19 Mio. E-Fahrzeuge als notwendig angesehen, um auf eine THG-Minderung von insgesamt 65% in allen Sektoren bis 2030 zu kommen.

Die Annahmen zur Entwicklung der Verkehrsleistung in den Langfristszenarien sind insgesamt plausibel. Die Personenverkehrsleistung stagniert bis 2050, während der Güterverkehr auf der Straße, in der Luft und auf dem Wasser zunimmt.

Die Annahmen zur Entwicklung des Modal splits<sup>11</sup> erscheinen dagegen zu optimistisch. Im Personenverkehr verdreifacht sich der Anteil des Radverkehrs nahezu von heute 2,8 Prozent

---

<sup>11</sup> Ist eine Kenngröße zur Aufteilung der Verkehrsnachfrage.

auf 7,9 Prozent bis 2030. Der Anteil des Schienenverkehrs wächst im gleichen Zeitraum um 64 Prozent. So große Änderungen des Verkehrsverhaltens hält der BEE in dem sehr kurzen Zeitraum von weniger als zehn Jahren für unrealistisch, da die hierfür benötigte Erweiterung des Schienennetzes auch die kurzfristige Aufstockung des Zugparks und lange Planungs-, Ausschreibungs- und Beschaffungszeiträume bedingt. Die Hürden für die Ausweitung des Güterschienenverkehrs sind aufgrund der Lärmbelastung besonders hoch.

## **1.10 Flexibilität im Dispatch**

Die Studienautoren sehen Rolle der Flexibilität von Sektorenkopplungstechnologien als auch Speichern und Lastmanagement als zentral. Hierbei wird unter anderem sehr stark die Wärme als Speichermedium verwendet.

Wasserstoff spielt ebenso eine wichtige Rolle für den Dispatch. Im Sommer werden PV-Spitzen abgefangen, während im Winter Windflauten ausgeglichen werden. Dadurch stabilisiert Wasserstoff das Energiesystem. Das dargestellte System ist aufgrund mehrerer Iterationsschleifen eine Perfektion in der Abstimmung zwischen EE-Einspeisung und Flexibilität. Kurzfristspeicher spielen in den Simulationen keinerlei Rolle. Die Kurzstudie führt hier aus, dass keine zusätzlichen Stromspeicher installiert werden.

### **Bewertung BEE:**

Auch der BEE weist den unterschiedlichen Flexibilitäten eine zentrale Rolle bei der Erreichung der Energiewende zu.

Auffällig und stark zu hinterfragen ist jedoch die teilweise sehr extreme Wärmespeichernutzung im Sommer. So werden gerade in den heißesten Stunden des Jahres (KW 25 und KW 26) bei 30° C im Schatten, teilweise 60 GW Leistung thermisch über Wärmepumpen in die Häuser gebracht. Zwar existieren kleinere Warmwasserspeicher in Häusern, doch dermaßen große Wärmeeinträge über Stunden sind nach Auffassung des BEE nicht realistisch. Hinzu kommt, dass die eingespeicherte Energie nicht vollständig entladen wird bis zum nächsten Einspeisungsereignis (Summationsproblem).

Zusätzlich ist die hier der dargestellte Einsatz von Flexibilitäten über mehrere Iterationsschleifen in der Simulation perfektioniert, so dass dies einen sehr effizienten regulatorischen Rahmen (inkl. Eingriffe) sowie entsprechende technische Infrastruktur voraussetzen würde. Kommt es nicht zu diesem „perfekt ausgeglichen Verhältnis“ zwischen volatiler Erzeugung und Flexibilität führt dies u.U. zu anderen Ergebnissen innerhalb der Langfristszenarien (u.a. Strompreise).

Auch das Ergebnis, dass bei der Umsetzung der Energiewende Kurzfristspeicher keine erweiterte Rolle spielen, nicht nachvollziehbar. Die Kurzstudie führt hier aus, dass keine zu-

sätzlichen Stromspeicher installiert werden. Dies ist konträr zu den meisten anderen Studien<sup>12</sup>, die von einem deutlichen Zubau an Kurzfristspeichern im hohen zweistelligen Gigawatt-Bereich ausgehen und diesen für notwendig erachten (u.a. zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzstabilisierung).

---

<sup>12</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>, <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/stromspeicher-in-der-energiewende/>; [https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion\\_EEStrom\\_Waerme\\_Verkehr\\_Endbericht.pdf](https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf); <https://www.prognos.com/de/projekt/klimapfade-fuer-deutschland>



## 2 Anhang

### 2.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Erneuerbare Energieleistung in Deutschland über alle 3 Szenarien in 2030 und 2050 der Langfristszenarien .....	7
Abbildung 2: Übersicht der Wasserstofferzeugung bzw. -nachfrage in den einzelnen Szenarien bis 2050.....	11

### 2.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über Endenergieverbrauchsänderungen bis 2050 in einzelnen Sektoren	6
Tabelle 2: Übersicht Stromverbrauchsprognose 2030 Deutschland diverser Studien .....	9

**Verantwortlich:**

**Wolfram Axthelm**

Geschäftsführer

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

E-Mail: [wolfram.axthelm@bee-ev.de](mailto:wolfram.axthelm@bee-ev.de)

**Dr. Matthias Stark**

Leiter Erneuerbare Energiesysteme

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

Fon: 0 30 / 2 75 81 70 – 22

Fax: 030 / 2 75 81 70 –20

E-Mail: [Matthias.Stark@bee-ev.de](mailto:Matthias.Stark@bee-ev.de)

**Björn Pieprzyk**

Referent für Energiewirtschaft

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)

Fon: 030 / 2 75 81 70 – 0

Fax: 030 / 2 75 81 70 –20

E-Mail: [Bjoern.Pieprzyk@bee-ev.de](mailto:Bjoern.Pieprzyk@bee-ev.de)

