

Die Langzeitspeicherung von Erneuerbarer Energie als dritte Säule der weltweiten Energiewende

Autor: Helmut Ernst, Sprecher AG Saisonspeicher bei [Parents 4 Future](#)

I. Einführung zum Thema

Gesucht ist ein Verfahren, das es weltweit ermöglicht, die Energiegewinnung aus Sonne und Wind auf eine stabile und sichere Grundlage zu stellen, trotz der großen, nicht planbaren, zufälligen Schwankungen dieser Energiequellen im Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresrhythmus, wobei deren Statistik durch den Klimawandel selbst unsicherer wird.

Hierzu muss man in der Lage sein, große Mengen an Energie abrufbereit über lange Zeiträume zu speichern. Es soll sich deshalb um ein Verfahren handeln, das nicht an bestimmte Standortgegebenheiten wie Salzkavernen gebunden ist. Der kurzfristige Ausgleich von Energieerzeugung und -Verbrauch soll aber soweit wirtschaftlich und sinnvoll durch Batterien, ob stationär oder durch Millionen von Autobatterien, geleistet werden.

Das Verfahren soll seinen Ausgangspunkt von Strom aus überall verfügbarer PV und Windkraft nehmen. Elektrische Speicher wie Batterien eignen sich wegen der geringen Zyklenzahl bei Langzeitspeicherung und wegen der geringen Speicherdichte hierzu nicht. Wie die Ergebnisse dieses Berichts zeigen werden, bewegen sich die Speicheranforderungen im Bereich von 20% des gesamten Energieeinsatzes einer Region oder Staates, wie es bisher selbst bei den gut lagerfähigen, bisher benutzten fossilen Brennstoffen der Fall war¹.

Dieser Bericht untersucht die Eignung von Energiespeicherung über Wasserstoff und dessen Lagerung in chemischer Bindung an ein flüssiges organisches Trägermolekül. Dieses Verfahren ist bereits bekannt und erprobt und unter dem Namen LOHC oder „Liquid Organic Hydrogen Carrier“ bekannt. Die Forschung und Anwendung zu LOHC konzentrierte sich bisher sehr auf den gefahrlosen Transport von Wasserstoff von A nach B und nicht auf die langfristige Energiespeicherung als dritte erforderliche Säule des künftigen Energiesystems ohne fossile Brennstoffe. Dieser Bericht wird zeigen, dass es dringend erforderlich ist, sich auf den letzteren Aspekt der langfristigen Energiespeicherung in der Größenordnung von 20% des Energieumsatzes zu fokussieren.

II. Methodik

Am Beispiel der in der BRD geplanten Energiewende wird konkret gezeigt, welche Anforderungen an die langfristige Stromspeicherung ab 2045 bestehen, wenn keine fossilen Brennstoffe mehr zum Einsatz in der Energiewirtschaft kommen sollen. Ausgangspunkt sind dabei die Szenarien ab 2045, die die Bundesnetzagentur (BNA) festgelegt hat. Das betrifft den dann erwarteten Ausbau der PV, der Onshore- und der Offshore-Windkraft und die dann jeweils angenommenen jährlichen Lastfaktoren. Der dann zu erwartende Endverbrauch an Strom und stofflichen Wasserstoff wird aus Veröffentlichungen deutscher Institute und Verbände abgeleitet. Einen Überblick zum angenommenen monatlichen Endverbrauch an Energie ab 2045 gibt **Bild 1**.

Ein weiterer wesentlicher Teil der Methodik betrifft die Berücksichtigung der Volatilität

¹ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024). Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft

der Solar- und Windenergie über einen 9jährigen Zeitraum. Das smard-Datensystem der BNA stellt hierfür seit 2015 monatliche Daten für installierte Leistungen, monatliche Energieerträge und daraus abgeleitete monatliche Lastfaktoren der drei primären Energiequellen zur Verfügung, die repräsentativ für ganz Deutschland sind. Da es um die langfristige Energiespeicherung geht, genügt für den Zweck dieser Studie eine zeitliche Auflösung nach Monaten.

Aus den neunjährigen Monatsdaten wurden dann wahrscheinliche, monatliche Lastfaktoren bestimmt und mit diesen Werten dann untersucht, wieviel des künftigen stofflichen Wasserstoffbedarfs der Industrie und des Verkehrs neben dem des künftigen Strombedarfs aus dem eigenen Energiesystem gewonnen werden kann und wie groß der Importbedarf an Wasserstoff zur 100%igen Deckung des Bedarfs sein würde. Dabei war die Randbedingung, dass die im Sommer gespeicherte überschüssige Energie in LOHC gespeichert und in Zeiten des Energie Defizits diese Energie genau ausreicht, dieses Defizit an Strom auszugleichen. Mit demselben so definierten Produktionssystem wurden dann mit den historischen Lastfaktoren jedes Monats über 9 Jahre gerechnet und dabei das Füllen und Leeren der LOHC-Speicher monatsweise berechnet. Der anfängliche Speicherfüllstand wurde so eingestellt, dass der minimale Speicherfüllstand aus Sicherheitsgründen in den neun Jahren genau 30 Terawattstunden niemals unterschreitet. Der in den neun Jahren auftretende maximale Füllstand der Speicher ist dann ein Maß für die erforderliche Größenauslegung der LOHC-Speicher. Auf diese Weise wird die Volatilität der Erneuerbaren Energie aus Sonne und Wind in seinem Einfluss auf die Auslegung der Langzeitspeicherung berücksichtigt und anschaulich gemacht.

Es wurden 2 Varianten gerechnet:

Bei der ersten Variante wurden die jährlichen Lastfaktoren, die aus den Daten der Bundesnetzagentur für die Jahre von 2015 bis 2023 ableitbar sind, verwendet. Dabei fällt auf, dass vor allem der jährliche Lastfaktor der Onshore Windkraft deutlich kleiner ist als der von der Bundesnetzagentur für die erste Variante genannte künftige jährliche Lastfaktor.

Bei der zweiten Variante wurden die jährlichen Lastfaktoren der Bundesnetzagentur für PV- und Windkraftanlagen zu Land und auf See ab dem Jahr 2045 zugrunde gelegt. Damit die Monatsdaten zu den vorgegebenen jährlichen Lastfaktoren der Bundesnetzagentur ab 2045 passen, wurden die Monatswerte der Jahre 2015 bis 2023 entsprechend ab 2045 linear erhöht, wobei die Charakteristik der statistischen Schwankungen dieselbe bleibt.

Beide Varianten haben ihre Berechtigung. Bei der ersten Variante kann man anführen, dass der kleinere Wert auch die Stillstände und Wartungsarbeiten der Windkraftanlagen berücksichtigen würde. Bei der zweiten Variante kann man sagen, dass durch den Fortschritt der Technik bis 2045 bessere Lastfaktoren zur Anwendung kommen können.

Gleichgültig welche Variante man betrachtet, in beiden Fällen kommen im Verlauf der neun Jahre ähnlich große maximale Speichergrößen als Ergebnis heraus.

Bei der LOHC-Technologie wurden folgende Annahmen bei der Berechnung gemacht:

Es wird die Verwendung von Dibenzyltoluene als Speichermedium angenommen². Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff durch den Elektrolyseur erfolgt mit einem Wir-

² Kommerziell im Einsatz durch Hydrogenious LOHC Technologies: <https://hydrogenious.net/>

kungsgrad von 80%.³ Speicherung von Wasserstoff an LOHC erfolgt mit einem Wirkungsgrad von 72,7%.⁴ Die Rückgewinnung von Wasserstoff aus LOHC erfolgt mit einem defacto-Wirkungsgrad von 100%, da die für die endotherme Reaktion benötigte Wärme aus dem nachfolgenden Prozess der Stromgewinnung mit einer Brennstoffzelle oder einer Gasturbine aus deren Abwärme gewonnen werden kann. Hier wird also angenommen, dass die Brennstoffzelle oder Gasturbine ihre Abwärme auf dem erforderlichen Temperatur-Niveau für die endotherme Reaktion der Dehydrierung des LOHC bereitstellen kann⁵.

Die Stromproduktion der Brennstoffzelle dürfte mit einem Wirkungsgrad von 65% erfolgen.⁶ Gasturbinen als Wärmequelle zur Dehydrierung wurden nicht weiter betrachtet, da bei diesen das erforderliche Temperatur-Niveau von 200 bis 300°C technisch immer erreicht werden kann.

Die optimale Konfiguration von Dehydrier-Einheit und Stromgewinnung aus Wasserstoff in der Brennstoffzelle bzw. Gasturbine wird ein Fokus der künftigen Forschungs- und Entwicklungsarbeit sein müssen. Da Gasturbinen sehr schnelle Laständerungen erlauben, kann mit ihrer Hilfe auch ein Einsatz im Wochen- und Tagesbereich sinnvoll sein und der Einsatz von teuren Batterien auf den Stundenbereich beschränkt bleiben. In dieser Studie geht es nur darum zu zeigen, wie das langfristige Speicherproblem grundsätzlich gelöst werden könnte und wie groß der Speicherbedarf gemessen an der gesamten Primärenergie aus Sonne und Wind sein müsste, um die künftige Energieversorgung mindestens so sicher und zuverlässig wie heute zu gestalten.

III. Ergebnisse der beiden Varianten bei einem 9-jährigen Betrieb

III. 1 Lastfaktoren für PV und Windkraft zwischen 1.1.2015 und 31.12.2023

Die Bundesnetzagentur (BNA) stellt über das smard-Portal für alle Stromerzeugungsanlagen sehr detaillierte Daten zu Installierter Leistung und Produktion seit 2015 in hoher zeitlicher Auflösung zum Herunterladen zur Verfügung. Für den Zweck dieser Studie zur Langzeitspeicherung genügte es, die Auflösung nach Monaten zu wählen. Wenn die installierten Leistungen nur für Kalenderjahre verfügbar waren, wurden die Monatswerte näherungsweise interpoliert, um einigermaßen passende Werte zu den monatlichen Produktionszahlen zu erhalten. Die monatlichen Lastfaktoren ergeben sich dabei aus dem Verhältnis vom Monatsertrag in MWh zur jeweiligen installierten Leistung in MW multipliziert mit den Monatsstunden. Die so für die Jahre von 2015 bis 2023 gültigen Lastfaktoren für PV-Anlagen und Onshore- und Offshore-Windkraft-Anlagen sind repräsentativ für ganz Deutschland. Diese Daten ergeben außerdem einen repräsentativen Wert für den Jahreslastfaktor der jeweiligen erneuerbaren Energie.

Die **Bilder 2 bis 4** zeigen das Ergebnis dieser Auswertungen für Offshore-, und Onshore-Windkraft sowie für die PV-Installationen in Deutschland. Die große Variabilität dieser Werte von Jahr zu Jahr ist offensichtlich und ist sehr relevant für die Frage, wieviel Energie für eine sichere und stabile Energieversorgung längerfristig gespeichert werden müsste.

³ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484722020625>

⁴ Hydrogenious LOHC Technologies: Webseite, 9 kWh/kg H₂ Reaktionswärme

⁵ Hydrogenious LOHC Technologies: Webseite, 11 kWh/kg H₂ Reaktionswärme

⁶ <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-brennstoffzelle/>

Will man ein gesamtes Energieversorgungssystem für einen längeren Zeitraum auslegen, so braucht man für jeden Monat einen langfristigen Mittelwert, der im Lauf der Jahre gleichermaßen über- und unterschritten wird. **Bild 5** zeigt die in neun Jahren gemittelten monatlichen Beiträge der drei Primärenergie-Quellen zum Jahresertrag.

III.2 Ergebnisse für die Variante 1

Mit den Monats-Werten aus **Bild 5** und den mittleren Jahreserträgen der Jahre 2015 - 2023 aus PV (10,22%), Onshore Windkraft (20,21%) und Offshore Windkraft (38,50%) wurde die Variante 1 so definiert, dass Defizite im Jahresverlauf aus den Überschüssen an Strom gegenüber dem Verbrauch genau ausgeglichen werden konnten.

Bei Variante 1 wurden zunächst die von der BNA vorgegebenen Installationsziele für 2045 angenommen (PV 445 GWp, Onshore 180 GW, Offshore 70 GW). Mit den mittleren monatlichen Lastfaktoren der Jahre 2015 bis 2023 zeigt die Rechnung aber, dass die gesamte Energieproduktion nicht ausreicht, um die Endenergienachfrage nach Strom zu befriedigen, geschweige zusätzlich die nach stofflichem Wasserstoff für die Industrie und den Verkehr. Deshalb wurde die PV-Installationskapazität von 445 auf 497 GWp erhöht, bei der die Stromnachfrage genau gedeckt wird und gleichzeitig das Stromdefizit im Winter durch die LOHC+-Produktion in den sonnenreichen Monaten genau ausgeglichen wird. Der Grund für die schwache Gesamtproduktion an Erneuerbarer Energie ist der schwache Beitrag der Onshore Windkraft zur Gesamtproduktion in den 9 ausgewerteten Jahren von 2015 bis 2023 mit einem mittleren Jahreslastwert von nur 20,2% für alle Windkraftwerke der BRD. Die monatlichen prozentualen Beiträge zur Jahresproduktion entsprechen dabei den in **Bild 5** gezeigten Prozentzahlen.

Bild 6 gibt einen Überblick über das gesamte Energiesystem der BRD. Die Endenergie wird dabei planbar aus der Primärenergie aus Sonne und Wind mit einer Effizienz von 92% bereitgestellt. Der jährlich benötigte stoffliche Wasserstoff in Höhe von 286 TWh muss dabei vollständig importiert werden. Das entspricht einer ständigen Elektrolyseleistung verteilt auf die ganze Welt von 40 GW rund um die Uhr.

Mit der Variante 1 kann jetzt durch eine Simulation mit echten Solar- und Winddaten der Jahre 2015 - 2023 ermittelt werden, wie groß die bundesweite, langfristige Speicherkapazität für LOHC+ ab 2045 ausgelegt sein müsste, damit die Sicherheit der Strom- und Wasserstoff-Versorgung immer wie heute gewährleistet wäre.

Das Zusammenspiel der monatlichen Lastfaktoren für die Konfiguration von installierten Leistungen für PV, Onshore- und Offshore-Windkraft ab 2045 resultiert in monatlichen Produktions-Überschüssen oder -Defiziten, wie in **Bild 7** dargestellt.

Aus diesen Daten ergibt sich durch Integration der Verlauf des Speicherstands an LOHC+ in 9 Jahren. Dabei wurde der anfängliche Speicherstand für LOHC+ so eingestellt, dass in den neun Jahren ein Mindestfüllstand von 30 TWh nie unterschritten wurde. Der maximale Füllstand von LOHC+ erreichte dann innerhalb von 9 Jahren 220 TWh.

Bild 8 zeigt die Speicherstände für LOHC+ für jeden Monat dieses Zeitraums. Sollten in der ungewissen Zukunft die Mindest- oder Maximal-Füllstände nicht eingehalten werden können, so könnte der Import von stofflichen Wasserstoff entsprechend kurzfristig gedrosselt oder erhöht werden.

III.3 Ergebnisse für die Variante 2

Die Variante 2 beruht wie auch Variante 1 auf den Mittelwerten der prozentualen monatlichen Beiträge zum Jahresertrag an Primärenergie. Der Unterschied betrifft die Höhe der jährlichen bundesweiten Lastfaktoren, die die Bundesnetzagentur für die Zeit ab 2045 explizit angegeben hat: für PV 10,84%, Onshore Windkraft 28,54%, Offshore Windkraft 42,24%.

Das Energiesystem der BRD nach Variante 2 ist in **Bild 9** dargestellt. Variante 2 kann wesentlich mehr Strom produzieren als Variante 1, sodass der von der BNA vorgesehene Leistungsausbau an PV und Windkraft völlig ausreicht. Entsprechend reduziert sich der Importbedarf an Wasserstoff von 286 auf 158 TWh, da 128 TWh an Wasserstoff inländisch mit 160 TWh Strom erzeugt werden kann. Die Systemeffizienz ist bei Variante 2 mit 95,2 deutlich besser, da der Windkraftanteil deutlich größer ist als bei Variante 1.

Bei der Simulation von 9 Jahren Betrieb wurden die monatlichen Lastfaktoren entsprechend den verbesserten Jahreslastfaktoren gegenüber der Variante 1 linear vergrößert (**Bilder 10 bis 12**). Die Überschüsse bzw. Defizite der Produktion gegenüber dem Verbrauch sind somit größer als bei Variante 1 (**Bild 13**).

Analog zu Variante 1 stellt **Bild 14** die Speicherstände an Wasserstoff gebunden an LOHC+ dar. Die Jahre und Monate, wann die Tiefst-Füllstände und Maximal-Füllstände erreicht werden, sind ähnlich wie bei Variante 1. Die maximal benötigte Speichergröße ist mit 213 TWh sogar etwas kleiner als bei Variante 1.

III.4 Variante 2 bei Berücksichtigung der Sonderrolle der Offshore Windkraft

Bislang wurde die Offshore Windkraft genauso wie die PV und Onshore Windkraft behandelt. Man kann mit Recht einwenden, die Windkraft auf dem Meer muss wegen der geographischen Sonderstellung weit entfernt von Solarparks und inländischen Windparks getrennt behandelt werden, wenn man plausible Aussagen über die Langzeit-Speicherung von Energie und die Verluste, die dabei entstehen, machen möchte. Deshalb soll die Variante 2 im Folgenden etwas differenzierter betrachtet werden.

Da stofflicher Wasserstoff neben Strom in großen Mengen in Zukunft benötigt werden wird, liegt es nahe, die Offshore Windkraft mit Priorität zur Wasserstoffproduktion einzusetzen. Da die PV und Onshore-Windkraft aber nicht den gesamten Strombedarf von 948 TWh befriedigen können, muss ein Teil der Offshore-Windkraft auch zur Stromversorgung eingesetzt werden. **Bild 15** zeigt das in sich schlüssige Ergebnis: Von der Offshore Jahresproduktion von 259 TWh werden 102 TWh für die Stromproduktion benötigt.

Der große Rest wird sinnvollerweise an der Küste zu Wasserstoff verwandelt, den die Industrie und der Verkehrssektor zusätzlich zu den Importen zur Dekarbonisierung dringend brauchen. Der Vergleich der Daten aus **Bild 15** mit **Bild 9** zeigt nur kleine Veränderungen der gesamten Energieversorgung der BRD:

Die Systemeffizienz nimmt insgesamt um 1,1% Punkt auf 94,1% ab, wofür man aber eine bedarfsgerechte und netzdienliche Energieversorgung bekommt. Die 102 TWh vom Meer für den Strommarkt werden das überregionale Verbundnetz mit insgesamt 11 bis 15 GW belasten, was aber beherrschbar sein sollte. Die maximale Speichermenge für LOHC+ wird, wie **Bild 16** zeigt, etwas größer und steigt von 213 auf 225 TWh an.

III.5 Generelle Bemerkungen zum künftigen Energiesystems der BRD

Der Zweck dieser Studie ist, das Bewusstsein in der Fachwelt für die künftige Notwendigkeit einer Langzeitspeicherung von Erneuerbarer Energie zu wecken. LOHC als Speichermedium wurde - wie bereits erwähnt – gewählt, weil a) die vorhandenen Kavernenspeicher von der Kapazität sehr begrenzt sind (max. 33 TWh⁷) und b) ein weltweit anwendbares Speicherverfahren benötigt wird. Für diesen Zweck genügte es, das Energiesystem der BRD summarisch, ohne räumliche Auflösung bis auf die Sonderrolle der Offshore-Windkraft abzubilden.

Tatsächlich eignet sich das LOHC-Verfahren hervorragend am Ort großer Wind- und Solarfarmen zur Langzeitspeicherung der dort erzeugten Energie, sodass die dortige Netzeinspeisung immer bedarfsgerecht erfolgen kann und nicht von den Jahreszeiten und deren Unwägbarkeiten abhängt. Mit anderen Worten, das LOHC-Speicher-Verfahren erlaubt den Aufbau einer dezentralen Energieversorgungsstruktur auf Landkreisebene, das durch die Bürgerbeteiligung die lokale Wertschöpfung maximiert und eine sehr resiliente Energieversorgung in diesen unsicheren Zeiten ermöglicht.

Bei einer dezentralen Energieversorgungs-Struktur würde überall in der Fläche in Zeiten des Überschusses an Energie Wasserstoff zur Abspeicherung in LOHC erzeugt werden. Damit bestünde grundsätzlich die Möglichkeit, Wasserstoff der Industrie und dem Verkehr auch in der Fläche zur Verfügung zu stellen und nicht nur durch Importe und an der Küste durch Offshore-Strom.

Um die Importe von 161 TWh gemäß **Bild 15** im Inland z.B. durch zusätzliche PV zu ersetzen, bräuchte man 269 GWp zusätzliche PV oder insgesamt eine PV-Installation von 714 GWp. Hat die BRD so viel Potenzial für die PV? Die Antwort ist ja, wenn man die Energiepflanzungen durch eine gemischte Nutzung für Ernährung und PV, also für Agri-PV ersetzt. **Bild 17** erläutert nicht nur, dass allein die Agri-PV ein Potenzial von 1.150 GWp besitzt, sondern auch zusätzlich die Nahrungsmittelversorgung für die Menschen um 57% bzw. absolut von 24,4 auf 38,3 % verbessern könnte.

IV. Erforderliche Schritte zur Einführung der LOHC-Langzeitspeicherung

Bislang wird LOHC im Wesentlichen als allseitig sicheres Transportmedium für Wasserstoff von A nach B, über Tankfahrzeuge auf der Straße oder Schiene, und auch per Schiff genutzt. Da LOHC, bekannt auch als Malotherm in der Industrie, ein Mineralöl vergleichbar mit Dieselöl ist, ist dessen Handhabung identisch mit den Techniken für nicht leicht entflammbare Mineralölprodukte, also absolut erprobt und allgemein bekannt. Selbst das mit Wasserstoff beladene LOHC ist nicht leicht entflammbar.

Die Herausforderung für die Einführung der Langzeitspeicherung von LOHC als stationäre Anlage für die Energiewirtschaft besteht in der Optimierung, Erprobung und Skalierung der gesamten Speicherkette beginnend mit der Wasserstoffelektrolyse, der exothermen Hydrierung (auch Hydrogenation genannt), dem Lagermanagement beider Formen des LOHC in einem Tank, der endothermen Dehydrierung (auch De-Hydrogenation genannt) und schließlich der Stromgewinnung aus dem Wasserstoff mit einer Brennstoffzelle oder Gasturbine. Bei den beiden letzten Verfahrensstufen kommt es auf die optimale Abstimmung der Technologien an, damit der Wärmebedarf der Dehydrierung bei ca. 300 °C aus der Abwärme der nachgeschalteten Brennstoffzelle oder Gasturbine gedeckt werden kann. Dieses Ziel ist auch deshalb anspruchsvoll, weil es nicht um Kleinanlagen, sondern um die Bewältigung von Speichervolumina im 200

⁷ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024). Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern – Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten

TWh-Bereich geht. Das **Bild 18** zeigt in Form von mehr anschaulichen, regionalen Mittelwerten, wie groß die Anlagen und Speichereinrichtungen z.B. in einem durchschnittlichen Landkreis oder einer Region sein würden.

Um diese Anlagen optimal zu gestalten und im großen Stil kostengünstig bauen zu können, müsste ab jetzt viel in Entwicklung, Optimierung und Anlagenauslegung und in Fertigungskapazitäten investiert werden, damit diese Technologie ab 2045 im erforderlichen Umfang nicht nur hier, sondern weltweit zum Einsatz kommen kann.

V. Schlussbemerkung

Ohne eine Lösung, wie man mit den großen Überschüssen an Energie in den sonnenreichen Monaten und mit der Defizit-Situation in den sonnenarmen Monaten umgeht, wird man viel Erneuerbare Energie in Zeiten des Energieüberschusses nicht nutzen können und bei Defizit-Situationen immer wieder auf die fossilen Brennstoffe zurückgreifen müssen – und das weltweit.

Als Technologienation trägt Deutschland hier einerseits eine große Verantwortung, neben der Photovoltaik und der Windenergie auch die dritte Säule der Energiewende, nämlich die langfristige Vorratshaltung von erneuerbarer Energie in der Größenordnung von 20% des Primärenergiebedarfs, marktreif zu entwickeln. Andererseits hat Deutschland die Chance, diese neuen erforderlichen Technologien weltweit zu exportieren und so den selbstverschuldeten Verlust bisheriger Absatzmärkte für PV und Windkraft auszugleichen. Es sprechen also nicht nur ökologische, sondern auch rein wirtschaftliche und politische Argumente für einen Fokus und entschlossene Investition in die vorgeschlagene Speichertechnologie auf Basis von LOHC.

Bild 1: Monatliche Strombedarf ab 2045, wenn genügend Strom erzeugt werden kann, um auch einen Teil des benötigten stofflichen Wasserstoffs zu erzeugen (Variante 2)

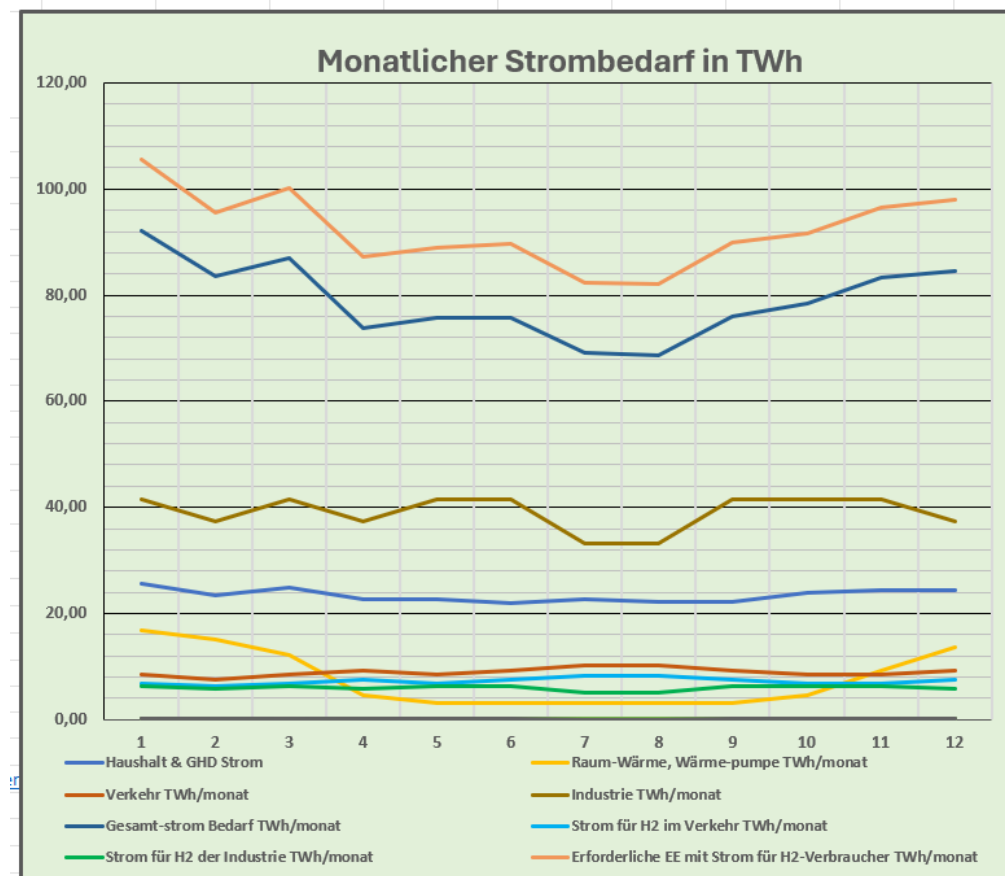


Bild 2: Monatliche Off-Shore Lastfaktoren

(BNA-smard 2015-2023, mittlerer Jahres-LF= 38,50%)

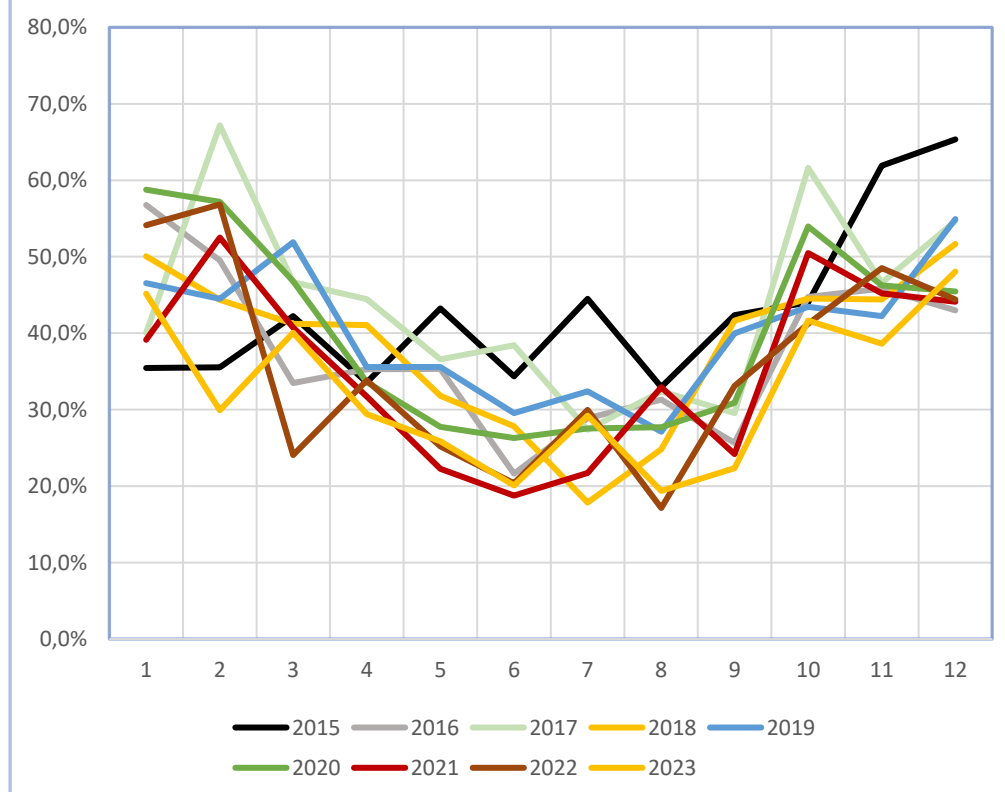


Bild 3: Monatliche On-Shore Lastfaktoren

(BNA-smard 2015-2023, mittlerer Jahres-LF = 20,21%)

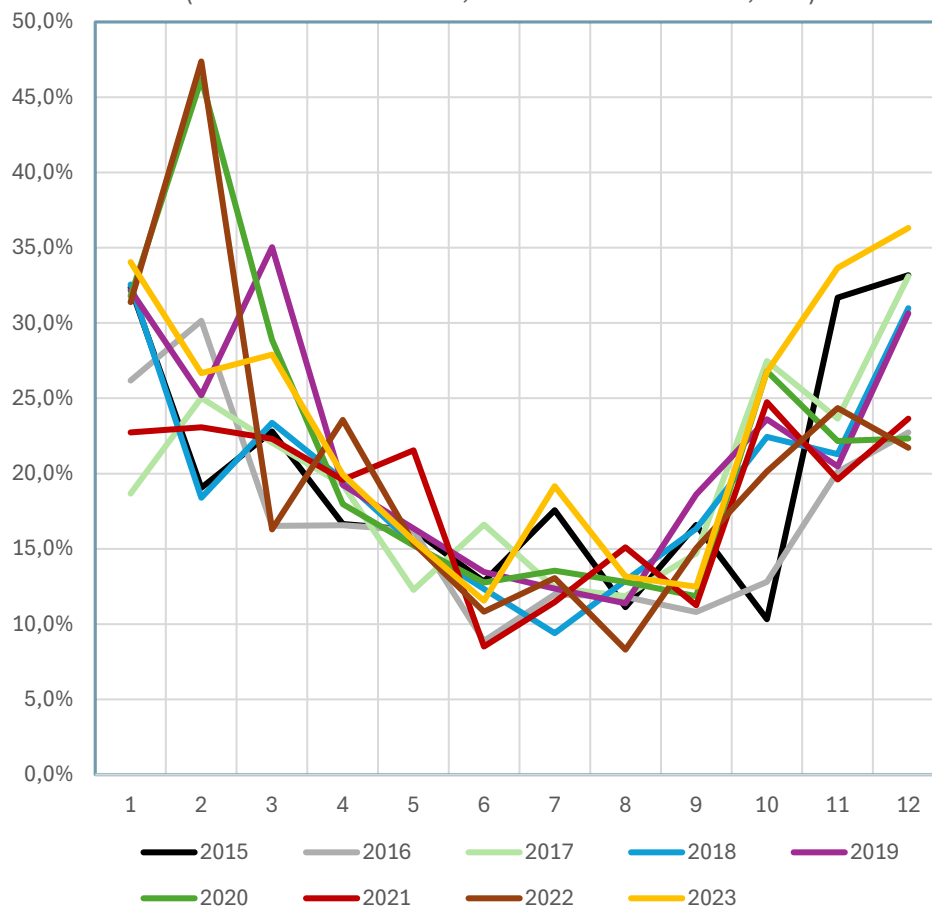


Bild 4: Monatliche PV Lastfaktoren

(BNA-smard 2015-2023, mittlerer Jahres-LF = 10,22%)

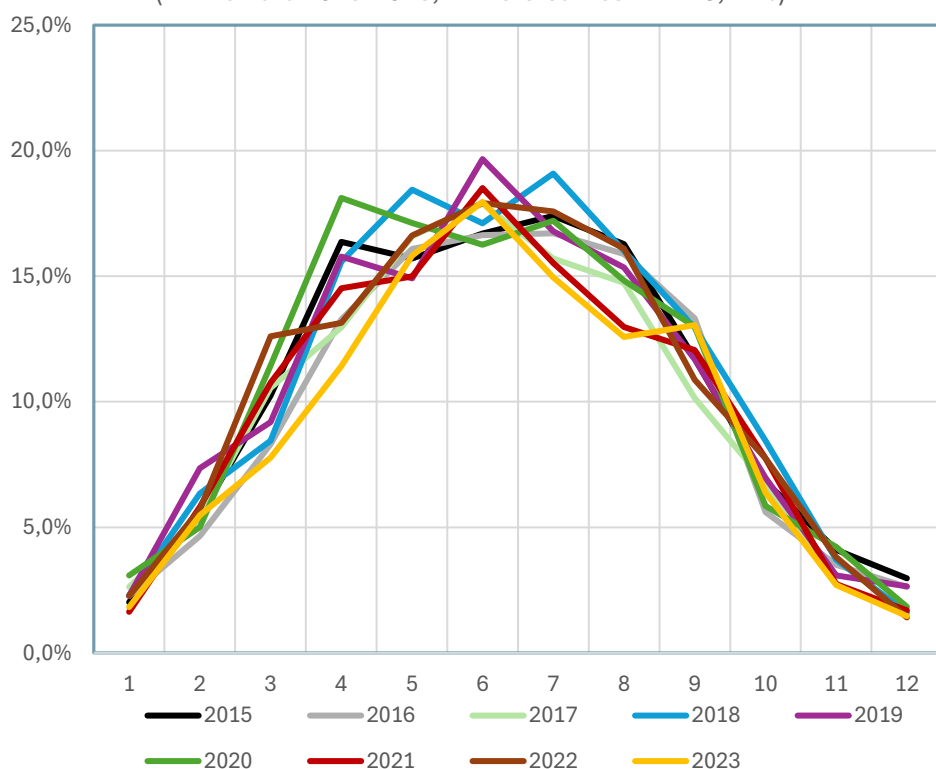


Bild 5: Mittlere monatliche Anteile an Jahreserzeugung
(BNA-smard 2015-2023,)

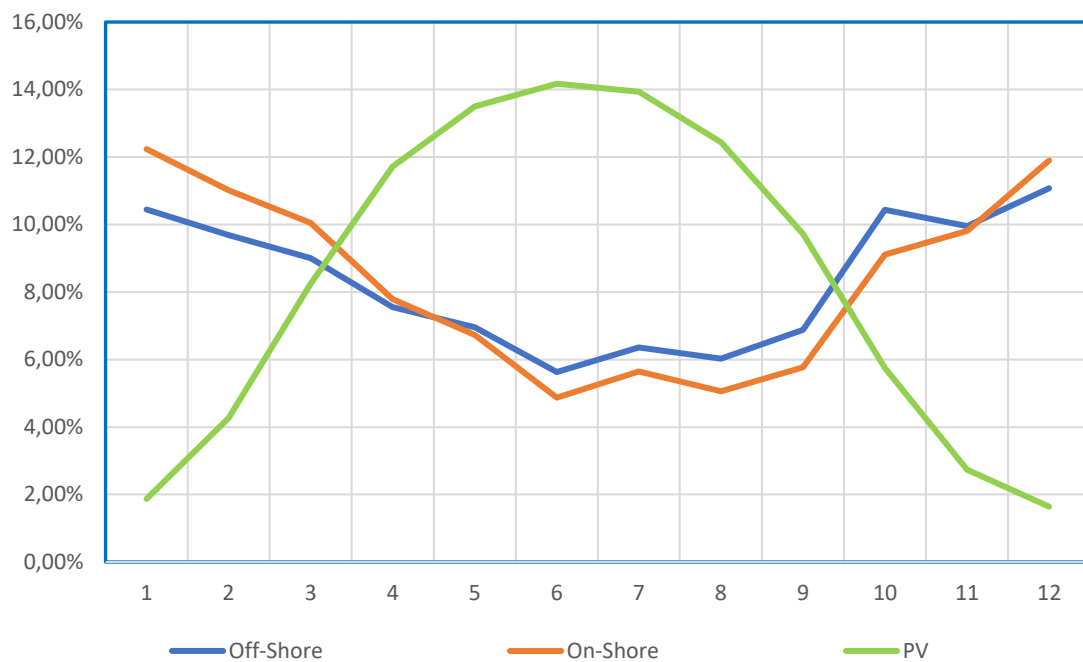
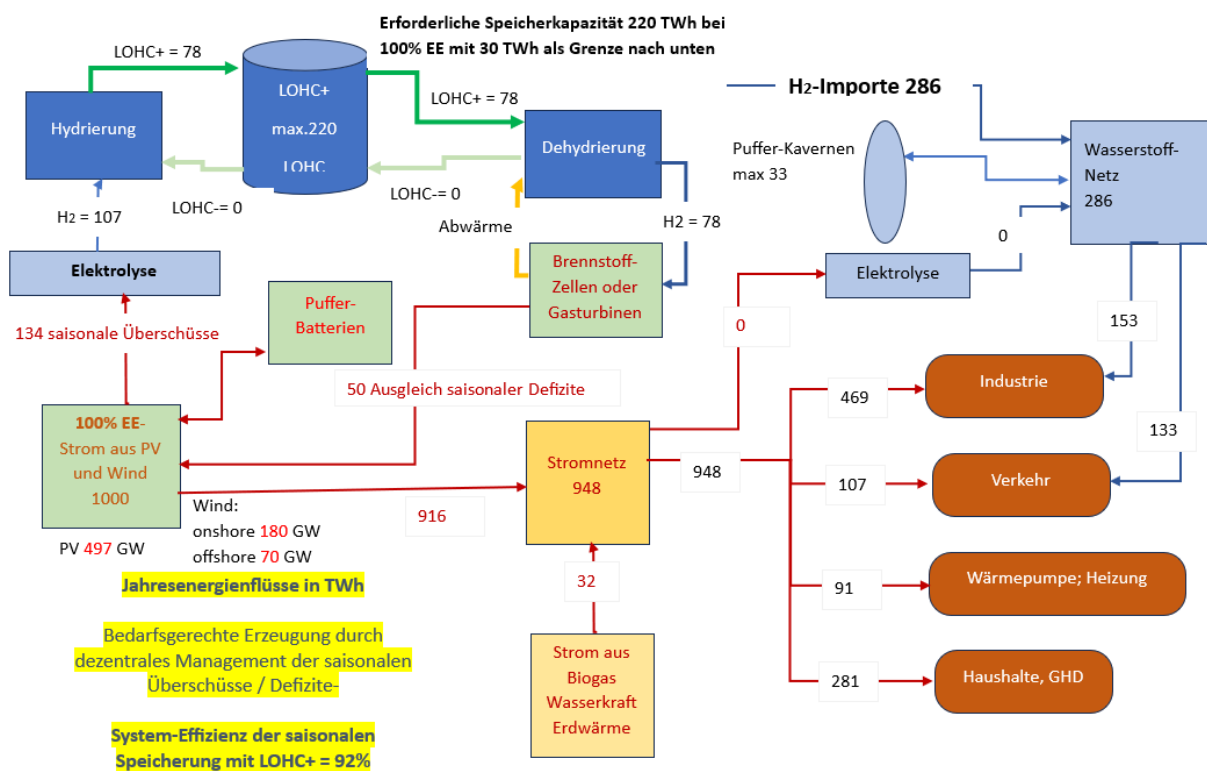


Bild 6: Variante 1 des BRD -Energiesystems ab 2045 mit jährlichen smard-Lastfaktoren 2015-2023



Energiebilanzen der BRD-Energieversorgung bei Ausbauplanung nach BNA-C-2045 Szenario mit mittleren monatlichen smard Lastfaktoren 2015-2023

Bild 7: Monatliche Überschüsse/Defizite in TWh
(BNA-smard 2015-2023, **Ausbau-Variante 1**)

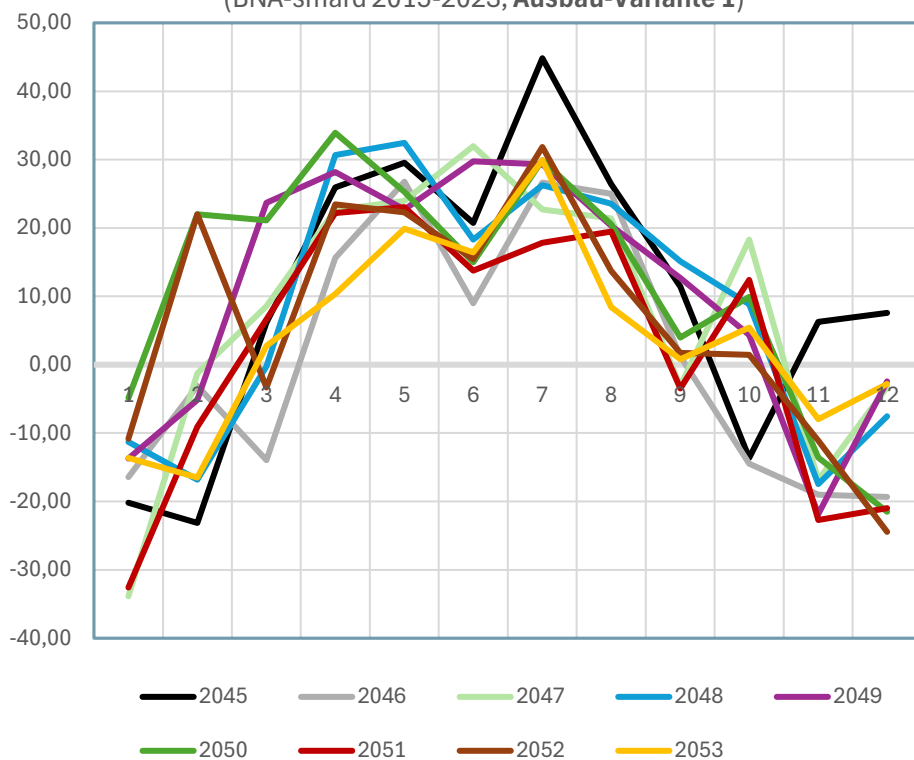


Bild 8: Monatliche LOHC Füllstände in TWh H₂
(BNA-smard 2015-2023, **Ausbau-Variante 1**)

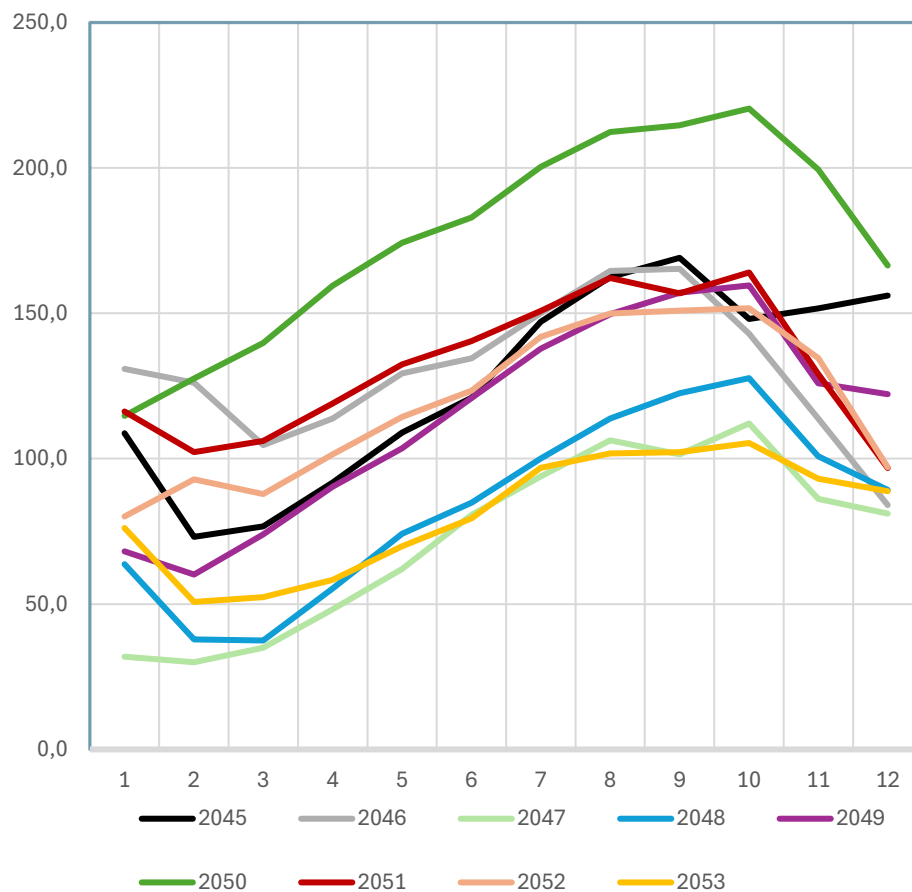
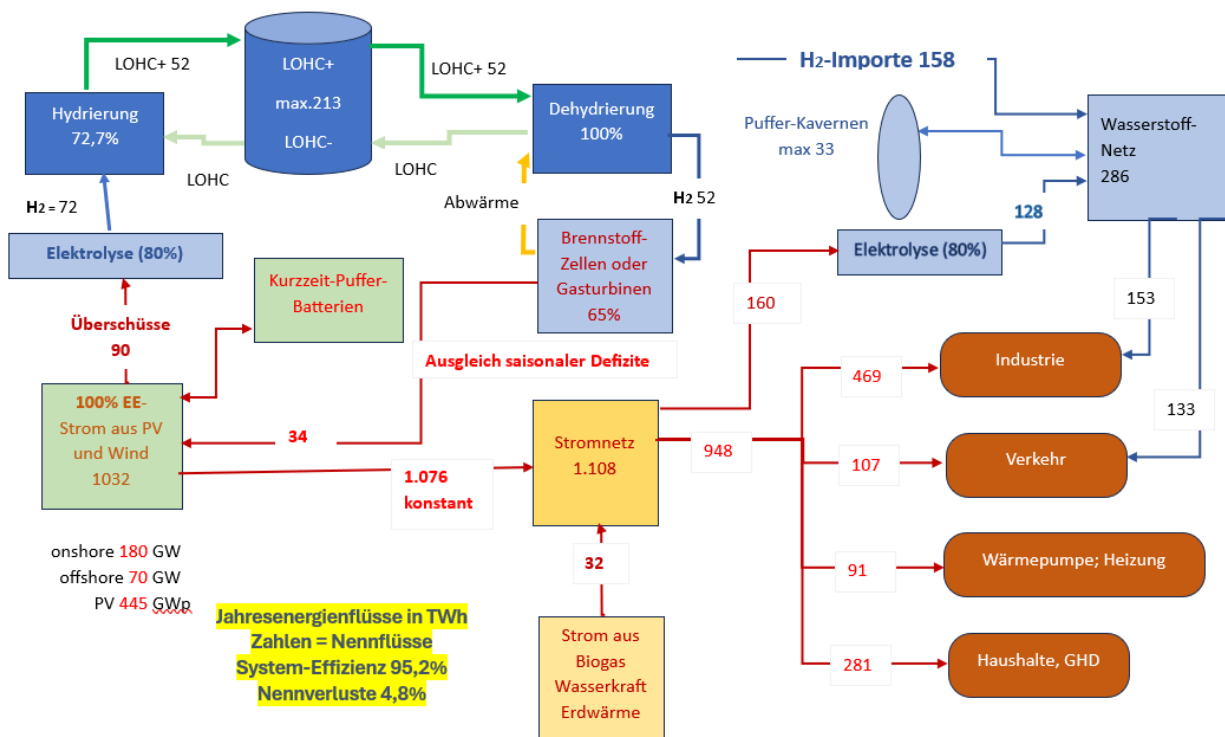


Bild 9: Variante 2 des BRD -Energiesystems ab 2045 mit künftigen Jahreslastfaktoren nach BNA



Energiebilanzen der BRD-Energieversorgung bei Ausbauplanung mit mittleren, monatlichen smard Lastfaktoren 2015-2023 der BNA

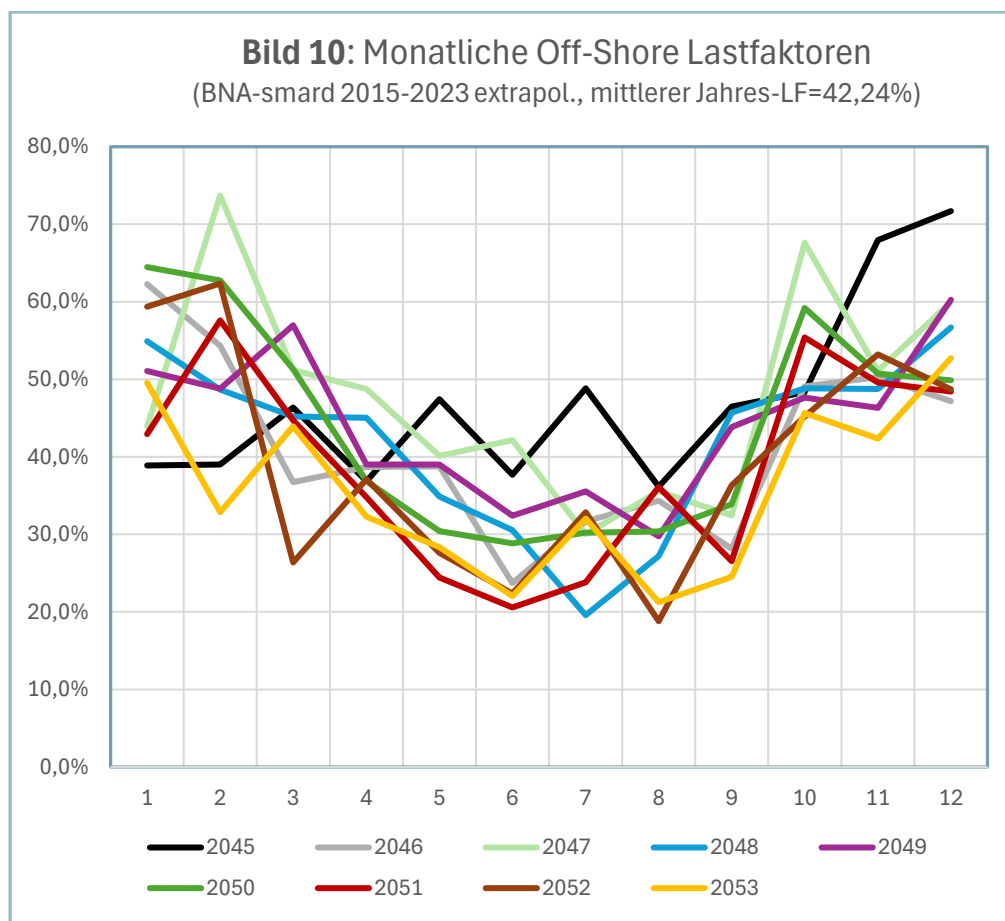


Bild 11: Monatliche On-Shore Lastfaktoren

(BNA-smard 2015-2023 extrapol., mittlerer Jahres-LF = 28,54%)

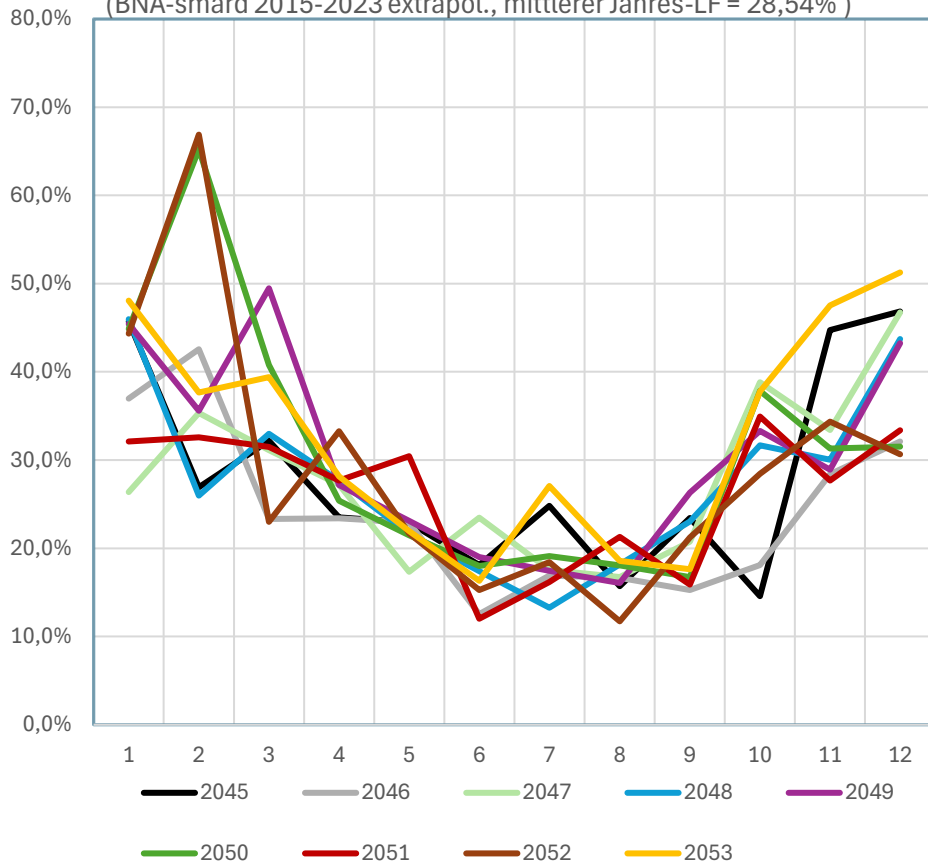


Bild 12: Monatliche PV Lastfaktoren

(BNA-smard 2015-2023 extrapol., mittlerer Jahres-LF = 10,84%)

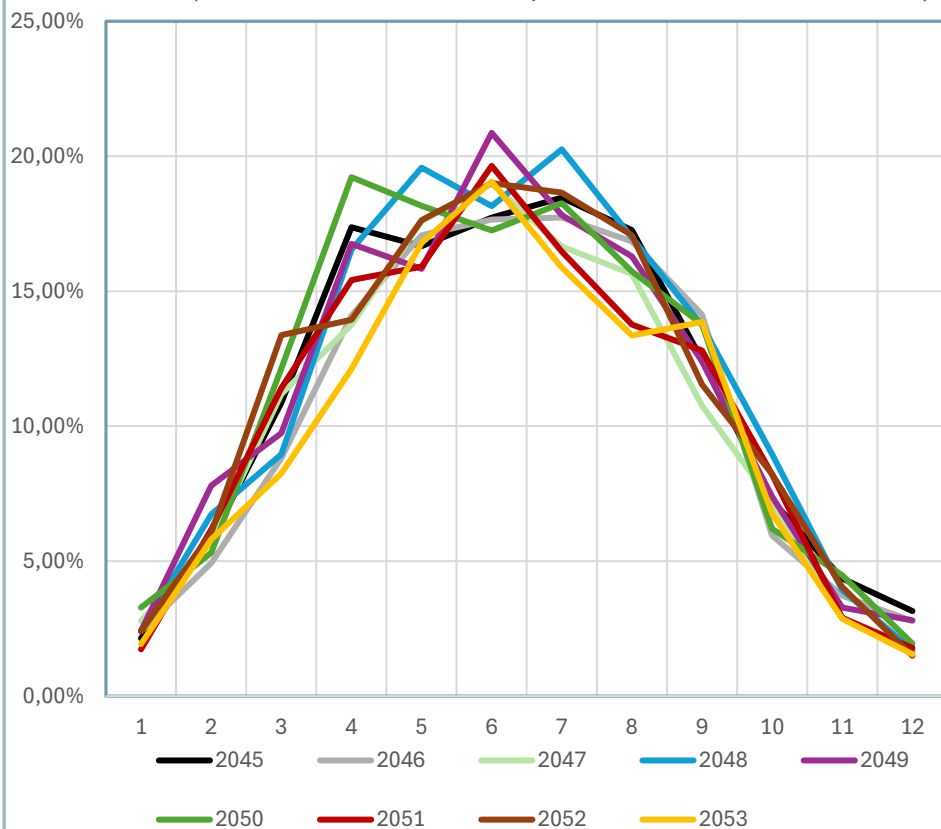


Bild 13: Monatliche Überschüsse/Defizite in TWh
(BNA-smard 2015-2023, Ausbau-Variante 2)

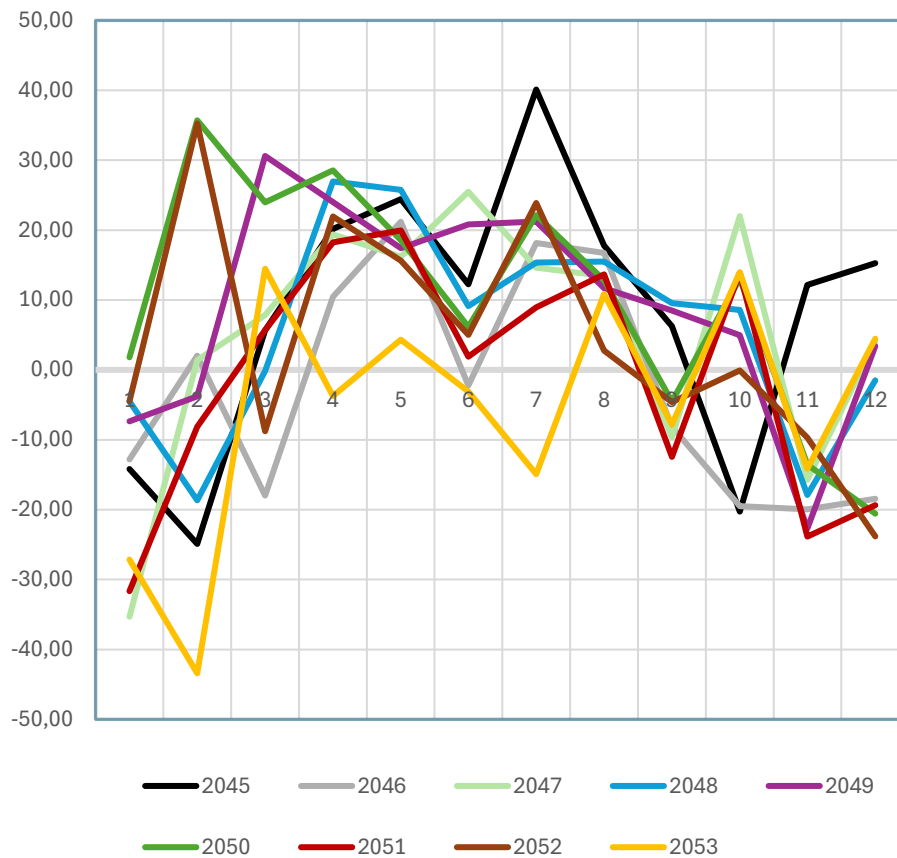


Bild 14: Monatliche LOHC Füllstände in TWh
(BNA-smard 2015-2023, Ausbau-Variante 2)

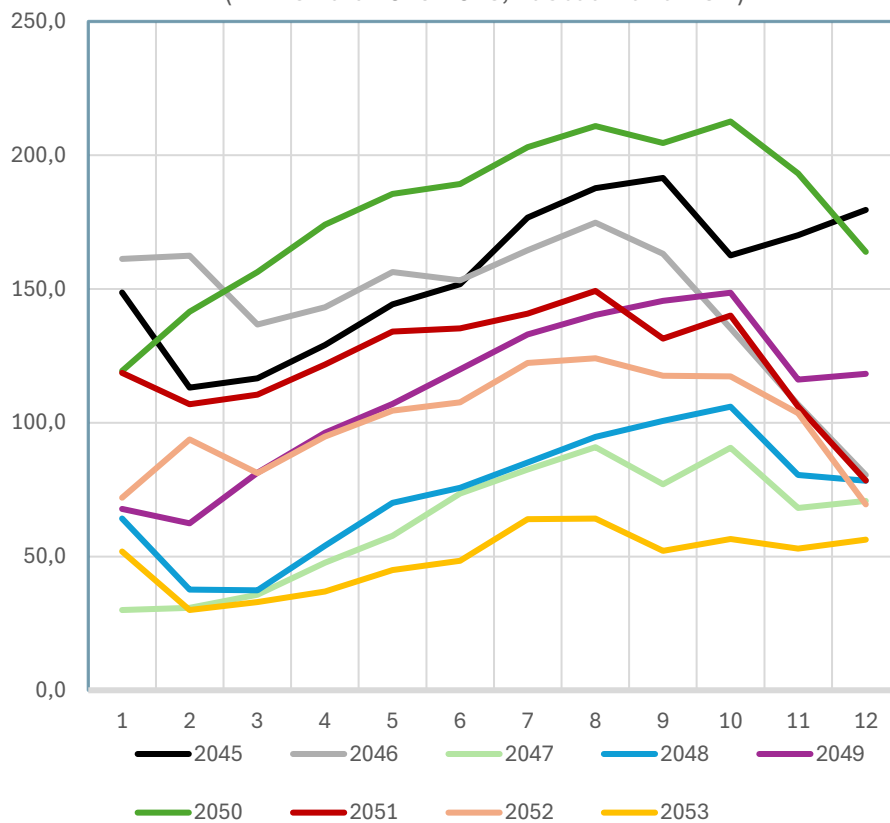
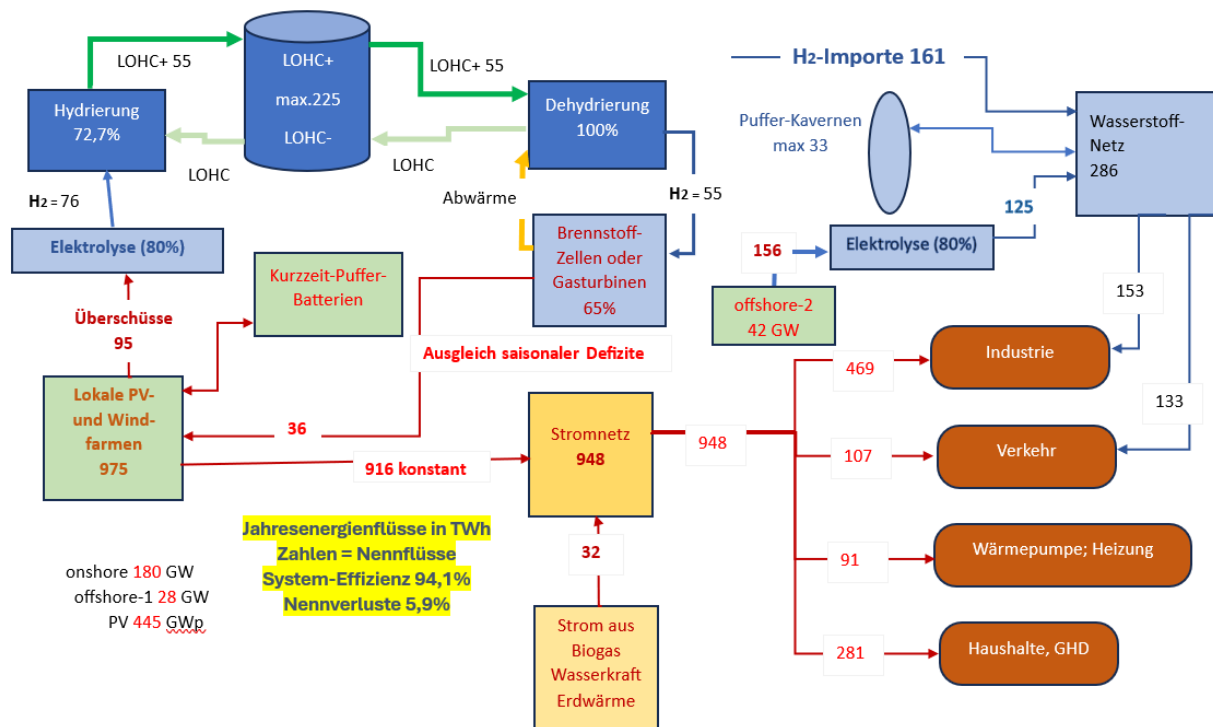


Bild 15: Variante 2 des BRD-Energiesystems ab 2045 mit Wasserstoffherzeugung nur aus Offshore-Windkraft



Energiebilanzen der BRD-Energieversorgung bei Ausbauplanung mit mittleren, monatlichen smard Lastfaktoren 2015-2023

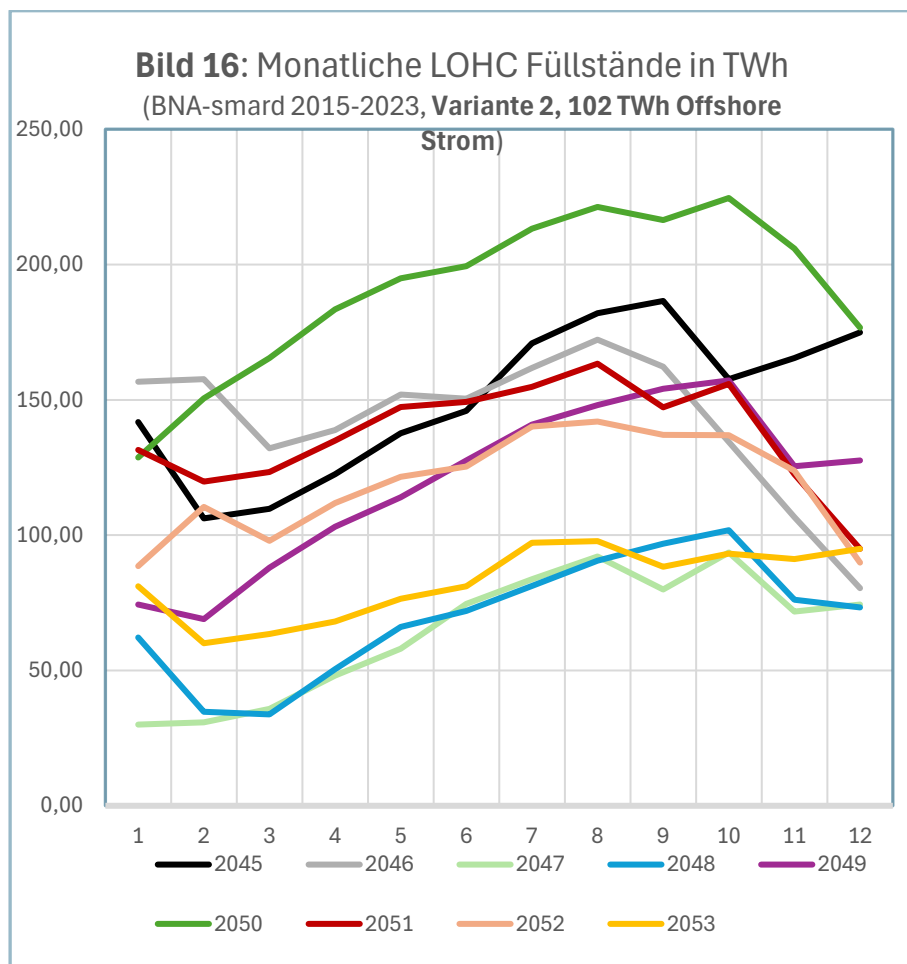


Bild 17: Potenzial der deutschen Landwirtschaft für Ernährung und Energiegewinnung

Nutzung der Agrarflächen der BRD 2020							
	Referenz	1000 ha				Fall mit	Fall mit
Agrarfläche mit Grünland	1	16.595		100,0%		Energiepflanzen	Agri-PV
Ackerfläche	1	11.664	100,0%	70,3%		100,0%	100%
Futterpflanzen auf Ackerfläche	2	5.026	43,1%	30,3%		60,0%	60,0%
Energiepflanzen	3 + 1	2.300	19,7%	13,9%		13,9%	0,0%
Nachwachsende Rohstoffe	1	281	2,4%	1,7%		1,7%	1,7%
Acker für Ernährung		4.057	34,8%	24,4%		24,4%	38,3%
Referenzen							
1	https://www.bmel-statistik.de/landwirtschaft/ernte-und-qualitaet/bodennutzung/						
2	https://www.dvtiernahrung.de/aktuelles-detail/zu-viel-fuer-futteranbau-in-deutschland-agrarflaechen-und-ihre-nutzung						
3	https://www.weltagrabericht.de/aktuelles/nachrichten/news/de/33208.html						

Potenzial der Agri-PV auf heutiger Fläche für Energiepflanzen ist 1093 TWh/a, zusätzlich nimmt die Ackerfläche für die Ernährung um 56% zu.

Agri-PV auf Fläche für Energiepflanzen

2.300	1000 ha		
25%	PV-beschattet		
575	1000 ha PV		
0,2	kWp/m ²		
950	kWh/kWp	Energieertrag	
1.150	GWp	1.092.500	GWh/a
1,15	TWp	1.092,5	TWh/a

Bild 18: Veranschaulichung des künftigen Energiesystems der BRD durch Mittelwerte auf regionaler Ebene

Energie-Mittelwerte zur Veranschaulichung			
200	TWh-H ₂ -Speicherung insgesamt angenommen		
300	Landkreise		
8,47E+07	Einwohner in BRD		
14.000	m ³ /Behälter H=20m, D=30m		
1.800	kWh-H ₂ /m ³		
25,2	GWh-H ₂ /Behälter		
16,4	GWh-Strom/Behälter		
667	GWh-H ₂ /Landkreis		
27	Behälter/Landkreis		
7.936	Behälter/BRD		
9	Behälter/100.000 Einwohner		
2.361	kWh-H ₂ /Einwohner		
1.535	kWh-Strom-Speicherung/Einwohner		
Leistungsdaten insgesamt in BRD			
445	GWp PV		
180	GWp On-Shore Windkraft		
70	GWp Off-Shore Windkraft		
Produktionsleistungen im Mittel, PV und On-Shore Wind			
2,1	GWp/Landkreis		
5	Anlagen/Landkreis		
417	MWp/Anlage im Landkreis		
1.500	solche Anlagen in BRD		
Monatliche Speicher-Umsätze im Mittel, die aus dem Netz gespeichert oder ins Netz eingespeist werden			
	BRD		
49	GWe, max. Leistung aus dem Speicher in 9 Jahren		
60,3	GWe, max. Leistung in den Speicher in 9 Jahren		
	eine Anlage im Landkreis		
32	MWe max. Brennstoffzellen Leistung je Anlage		
40	MWe max. Elektrolyse Leistung je Anlage		