

Global Energy Perspectives

gefördert aus Kapitel 2302, Titel 687 01

BMZ-Abschlussreport / Basisdokument

Global Energy Solutions e.V.

Teil 1: Grundelemente zur Vermeidung von Treibhausgasen und Herstellung klimaneutraler Energieträger (technischer Werkzeugkasten)

Stand 08. August 2023

Kapitel 2-3

Autorenteam:	
Siddhant Bane	Joern Becker
Ulrich Begemann	Leon Berks
Christof von Branconi	Simon Göss
Prof. Dr. Estelle Herlyn	Dr. Wilfried Lyhs
Dr. Tobias Orthen	Dr. Ludolf Plass
Dr. Hans-Peter Sollinger	Dr. Jens Wagner
Dr. Hans Jürgen Wernicke	

Erklärung zum Urheberrecht

Das nachfolgende Dokument ist grundsätzlich ausschließlich für den Empfänger bestimmt. Eine Weitergabe an Dritte oder die Nutzung für Dritte ist – auch auszugsweise – nicht gestattet.

Dem Empfänger des Dokuments wird eine einfache, nicht übertragbare, nicht unterlizenzierbare, eingeschränkte Lizenz gewährt, das Dokument für persönliche, nicht kommerzielle, private Zwecke zu nutzen.

Ulm, im Juni 2023

Global Energy Solutions e.V.

Lise-Meitnerstr. 9

89081 Ulm

Vorsitzender: Christof v. Branconi (Christof.Branconi@Global-Energy-Solutions.org)

2.3. Speicherung von Strom

Der zweite Teil des Kapitels bezieht sich auf die Betrachtung diverser Formen der Speicherung des grünen Stroms. Einerseits werden die Funktionsweise deren Formen beschrieben, dazu gehören Lithium-Ion Batterien, Redox-Flow Batterie, Wasserstoff und CAES (siehe Glossar). Andererseits werden die Stromspeicherkosten vorgestellt, und das letzte Unterkapitel beschäftigt sich mit der Klimabilanz und dem Rohstoffbedarf dieser Formen von Stromspeicherung.

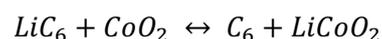
2.3.1 Formen der Speicherung von Strom

2.3.1.1 Lithium-Ionen-Batterien

Eine Lithium-Ionen Batterie (Li-Ion) ist eine Batterietechnologie, die Lithium-Ionen als Schlüsselkomponente ihrer Elektrochemie verwendet. Während des Entladens werden die Lithiumatome in der Anode ionisiert und von ihren Elektronen getrennt. Die Lithium-Ionen verlassen die Anode und wandern durch den Elektrolyten bis zur Kathode, wo sie sich mit ihren Elektronen rekombinieren und elektrisch neutralisieren. Die Lithiumionen sind klein genug, um durch den mikrodurchlässigen Separator zwischen Anode und Kathode fließen zu können.

Reaktionen für eine Lithium-Kobalt-Batterie

- Kathode: $CoO_2 + Li^+ + e^- \rightarrow LiCoO_2$
- Anode: $LiC_6 \rightarrow C_6 + Li^+ + e^-$
- Nettoreaktion (Links nach rechts: Entladen. Rechts nach links: Aufladen):



Die derzeit häufigste Variante der Lithium-Akkus ist die mit Lithium-Kobalt-Oxid (Kathode) und Graphit (Anode), die in Geräten wie Handys und Laptops verbaut wird. Andere Kathodenmaterialien sind Lithiummanganoxid (das in Hybrid- und Elektroautos verwendet wird) und Lithiumeisenphosphat. Lithium-Ionen-Batterien verwenden in der Regel Ether¹³³ als Elektrolyte.¹³⁴

Im Vergleich zu den anderen, wieder aufladbaren Batterietechnologien wie Nickel-Cadmium oder Nickel-Metallhydrid, haben Li-Ionen-Batterien einige Vorteile. Sie haben eine der höchsten Energiedichten aller heutigen Batterietechnologien (siehe Abbildung 48). Li-Ionen-Batterien sind außerdem vergleichsweise wartungsarm und müssen nicht regelmäßig gewechselt werden, um ihre Lebensdauer zu erhalten. Li-Ionen-Batterien haben keinen Memory-Effekt, ein nachteiliger Prozess, bei dem wiederholte Teilentlade-/Ladezyklen dazu führen können,

¹³³ Oder auch Äther bilden eine Klasse organischer Verbindungen, bei denen zwei Radikale über eine Sauerstoffbrücke gebunden sind

¹³⁴ Vgl. Clean Energy Institute: University of Washington, (2020).

dass sich eine Batterie an eine niedrigere Kapazität "erinnert". Dies ist ein Vorteil gegenüber Ni-Cd- und Ni-Metall-Hydrid-Batterien, die diesen Effekt aufweisen. Li-Ionen-Batterien haben außerdem eine geringe Selbstentladung von etwa 1,5–2 % pro Monat.

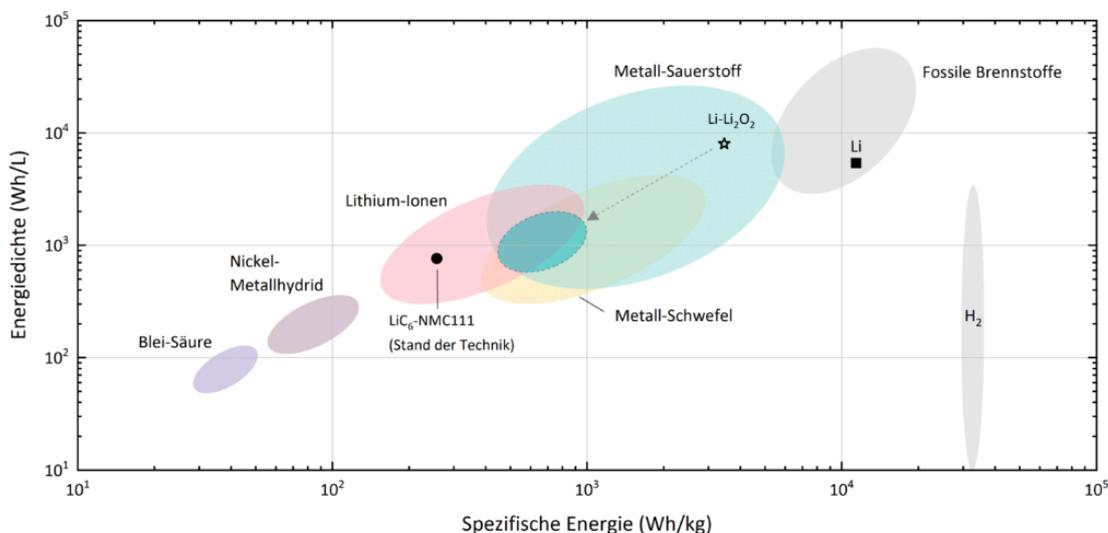


Abbildung 48: Energiedichte verschiedener Batterietypen.

Quelle: Wunderlich, (2020).

Ziel der Forschung an Batterien ist einerseits die spezifische Ladung (in Ah/kg) als auch die spezifische Energie der Zelle (in Wh/kg) zu erhöhen und andererseits auch ihre Wiederaufladbarkeit nach einer erhöhten Anzahl von Ladezyklen zu erhalten. So weisen Lithium-Schwefel-Zellen eine ggü. Li-Ion-Zellen deutlich erhöhte spezifische Energiedichte auf (450 – 500 Wh/kg), befinden sich aber hinsichtlich der Verringerung der Ladekapazität mit wachsender Zyklenzahl noch in der Entwicklung durch z.B. FhG IWS oder Lawrence National Lab in Berkeley. Die bislang leistungsfähigste Li-S-Zelle wurde 2020 in Australien entwickelt.¹³⁵ Da die theoretisch maximale Energiedichte für Li-S-Zellen 2,6 kWh/kg beträgt, ist ein hohes Potenzial für die Weiterentwicklung im Zeitraum 5 – 10 Jahren gegeben.¹³⁶

2.3.1.2 Alternativen zur Lithium-Batterie: Metall-Ionen

Vielversprechende Alternativen zur Lithium-Ionen-Batterie sind die Metall-Ionen-Batterien mit Schwefel oder Sauerstoff, bei denen der kritische Rohstoff durch besser verfügbare Metalle wie z.B. Natrium, Magnesium oder Aluminium ersetzt wird und die Zellen daher kostengünstiger, teilweise auf den gleichen Produktionslinien wie Lithium-Ionen-Batterien produzierbar sind.¹³⁷ Der z.B. im Vergleich zu Lithium größere Durchmesser der Metallionen führt noch zu Problemen an den Elektroden, wo die Ionen während des Betriebes zuverlässig ein- und ausgelagert werden müssen. Auch an geeigneten Elektrolyten, Additiven und Bindern mangelt es

¹³⁵ Vgl. [Wikipedia, 2022a](#).

¹³⁶ Vgl. Batterieforum, 2015.

¹³⁷ Vgl. Batterieforum, (2015); Batterieforum, o. J.

derzeit noch. Vom Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) des amerikanischen DoE wurde im Juli 2022 die Meldung herausgegeben, dass die Instabilität der Natrium-Ionen-Akkus (NIB) verringert werden konnte.¹³⁸ Eine Serienreihe dieses Akku-Typs ist allerdings noch nicht kurzfristig, d.h. innerhalb der nächsten 5 – 10 Jahre in Sicht.

Es werden auch Metall-Luft bzw. Metall-Sauerstoff-Batterien entwickelt (Kathode aus reinem Metall, Anode porös mit Luftkontakt), deren Energiedichte sich bei Berücksichtigung der gesamten Peripherie auf etwa 800 Wh/kg reduziert. Noch sind die Lebensdauern dieser Systeme sehr gering und deren Wiederaufladbarkeit beschränkt oder wie z.B. bei Zink-Luft-Batterien sogar unmöglich.

2.3.1.3 Redox Flow Batterie

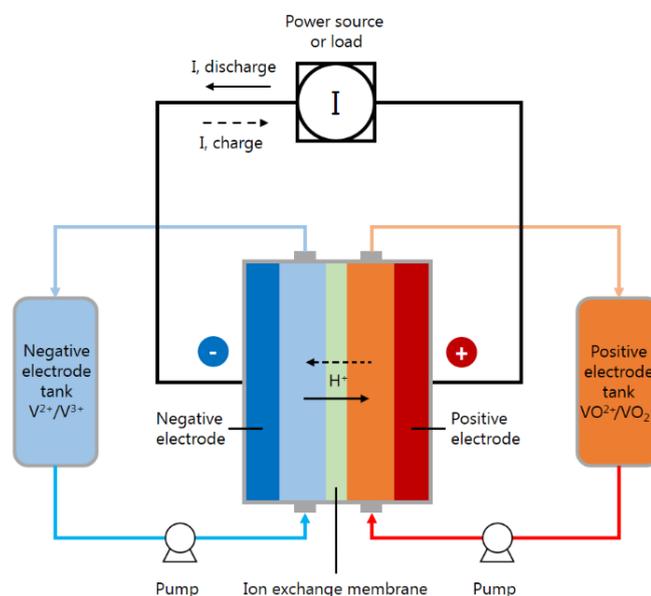


Abbildung 49: Vanadium Redox Flow Batterie.

Quelle: *Energy Storage News & Potter*, (2021).

Eine Redox Flow Batterie ist ein elektrochemisches Speichermedium, das elektrische Energie in chemische Energie beim Aufladen abspeichert sowie bei der Entladung die chemische Energie in elektrische Energie umwandeln könnten. Diese Batterien funktionieren wie eine Brennstoffzelle, wobei die chemische Energie in zwei verschiedenen Arten von Flüssigkeiten gespeichert ist, die in zwei Behältern gelagert werden. Die chemischen Reaktionen finden in einer Zelle statt, die mit diesen zwei Flüssigkeiten (Anolyt und Catholyt) ständig mit Hilfe von zwei Pumpen versorgt wird. Das Volumen der Elektrolyten entspricht der Batterie-Kapazität und die Anzahl der Zellen entspricht der Leistung, d.h. Redox-Flow Batterien sind leicht

¹³⁸ Vgl. Efahrer, (2022), auch Jin, (2022).

skalierbar und haben eine längere Lebensdauer als Lithium-Ion-Batterien, haben aber eine relativ niedrige Energiedichte.

2.3.1.4 Wasserstoff und Wasserstoffderivate

Die Anwendung von Wasserstoff als Speichermedium ist eine der populären Lösungen, besonders für die saisonale Speicherung des überschüssigen grünen Stroms. Die Speicherung von grünem Strom in Wasserstoff erfolgt in drei Schritten – erstens die Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mit Hilfe von Elektrolyseuren, die mit grünem Strom angetrieben werden, zweitens Komprimierung und Lagerung des erzeugten und drittens die Verstromung des lagerten Wasserstoffs durch Brennstoffzellen zur Erzeugung des Stroms bei Strombedarf. Wegen dieser drei Schritte ist der Wirkungsgrad der gesamten Speicherung und des Rückverstromungsprozesses niedriger als bei Lithium-Ion Batteriespeichern. Trotzdem kann die Speicherung von Wasserstoff vorteilhaft sein, da die verlustfreie Speicherdauer länger als bei Lithium-Ion Batterien ist.

Die Erzeugung des Wasserstoffs mit grünem Strom läuft über Elektrolyseure und hier kommen Polymer Elektrolyte Membran,¹³⁹ Alkalie und Anionenaustauschmembran Elektrolyseuren zum Einsatz.¹⁴⁰ Die Wasserstoffgestehungskosten, laut Lazard,¹⁴¹ können abhängig von den Elektrolyseur Volllaststunden, von CAPEX und den Stromgestehungskosten stark variieren. Je niedriger die Projekt-CAPEX und Stromkosten sind, desto niedriger sind die Wasserstoffherstellungskosten. Darüber hinaus werden die Wasserstoffkosten umso stärker gesenkt je mehr Volllaststunden die Elektrolyseure in Betrieb sind (siehe Abbildung 50). Bei Alkaline Elektrolyseuren sind die Wasserstoffherstellungskosten niedriger als bei PEM.

¹³⁹ PEM

¹⁴⁰ AEM

¹⁴¹ Vgl. Lazard, (2021b).

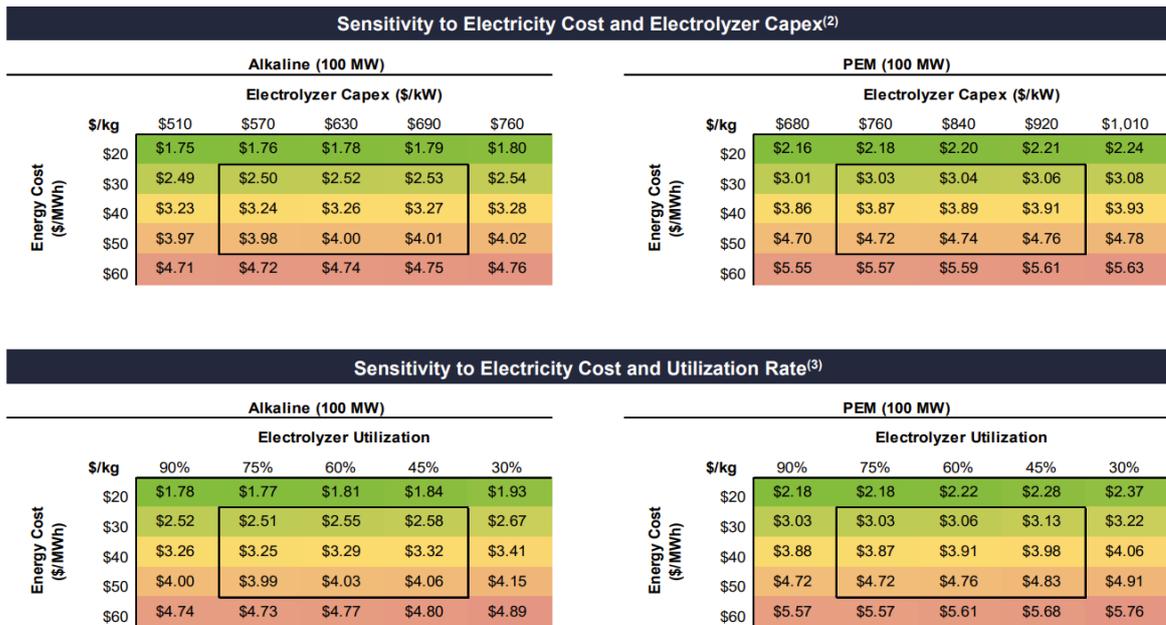


Abbildung 50: Wasserstoffherstellungskosten.

Quelle: Lazard, (2021a).

Bei stationären Speicher-Anwendungen, wie Wasserstoff als Stromspeicher, ist eine hohe volumetrische Dichte vorzuziehen, da das Gewicht kein dominierender Faktor ist, der die Effizienz des Systems beeinträchtigt. Es gibt zwei Arten von etablierten Methoden zur Wasserstoffspeicherung:

- Physikalische Speicherung als komprimiertes Gas: Wasserstoff kann komprimiert und als Gas in Flaschen, Behältern oder sogar in unterirdischen Kavernen gespeichert werden, wobei der Druck in geeigneten Flaschen bis zu 700 bar betragen kann. Die Speicherung von gasförmigem Wasserstoff unter hohem Druck ist derzeit die beliebteste und am weitesten verbreitete Methode.¹⁴²
- Physikalische Speicherung als kryogener Flüssigwasserstoff: Bei der Speicherung von Wasserstoff in flüssiger Form kann im Vergleich zur Speicherung von komprimiertem Wasserstoffgas eine höhere Dichte erreicht werden. Daher kann mehr Energie pro Volumeneinheit gespeichert werden. Es gibt jedoch weit verbreitete Kritik an den hohen Kosten und dem hohen Energieverbrauch für die Verflüssigung. So muss der Wasserstoff für die Verflüssigung auf 21 K abgekühlt werden, dass für diesen Prozess mehr als 30 % des unteren Heizwerts des Wasserstoffs verbraucht werden, was im Vergleich zum Energieverbrauch bei der Komprimierung sehr viel höher ist.¹⁴³ Das „Boil-Off“-Phänomen ist ein weiterer Faktor, der die Effizienz weiter verringert. Aufgrund des

¹⁴² Vgl. Zhang et al., (2016).¹⁴³ etwa 15 % Fall¹⁴⁴ Vgl. Klell et al., 2009.

unvermeidlichen Wärmeeintrags in den Speicherbehälter gehen 2 – 3 % des verdampften Wasserstoffs pro Tag verloren.¹⁴⁵

Im Rahmen der Forschungsinitiative HYPOS startet im Jahr 2019 ein Pilotprojekt zur unterirdischen Speicherung von Wasserstoff als Gas in Mitteldeutschland. Der Speicher wurde am Standort Bad Lauchstädt des Gasspeicherbetreibers VNG Gasspeicher GmbH errichtet und anschließend in den Forschungsbetrieb überführt werden. Die Anlage wäre der erste Wasserstoff-Kavernenspeicher in Kontinentaleuropa und der erste Kavernenspeicher weltweit, der grünen Wasserstoff als Gas aus erneuerbaren Energien speichert.¹⁴⁶

Die Stromerzeugung aus Wasserstoff könnte technisch entweder aus direkter Verbrennung in Gaskraftwerken oder durch die Verstromung von Wasserstoff durch Brennstoffzellen verfolgen. Ein Beispiel dafür ist das EU-geförderte HYFLEXPOWER-Projekt, wobei der überschüssige Strom mit Elektrolyseuren in Wasserstoff umgewandelt und dann komprimiert und gespeichert wird. Der Wasserstoff könnte mit Erdgas beigemischt und in Gaskraftwerken zur Erzeugung des Stroms und Wärme verbrannt werden (siehe Abbildung 51). Siemens Energy wird eine bestehende SGT-400-Industriegasturbine zur Erzeugung von Strom und Wärmeenergie mit gespeichertem Wasserstoff aufrüsten und eine Power-to-H₂-to-Power-Lösung im industriellen Maßstab demonstrieren.¹⁴⁷

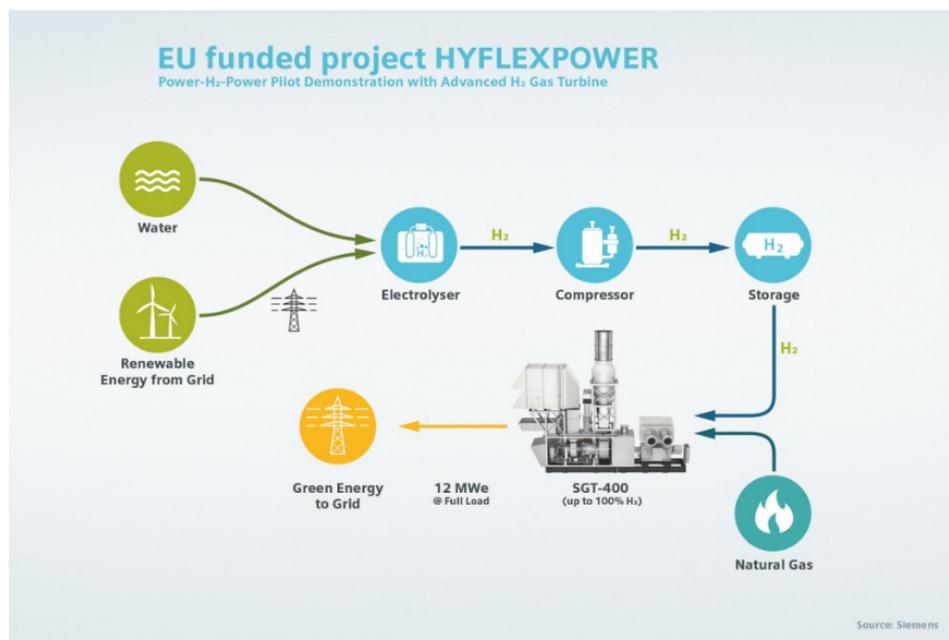


Abbildung 51: Power-to-Hydrogen-to-Power Model. Quelle: Siemens, (2022).

Zur wesentlichen Reduktion der Emissionen von Gaskraftwerken durch die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas, müssten höhere Anteile von Wasserstoffvolumenströmen zum Erdgas beigemischt werden (siehe Abbildung 52), da der untere Heizwert (LHV) von Wasserstoff

¹⁴⁵ Vgl. Zhang et al., (2016).

¹⁴⁶ Vgl. Thamm, (2019).

¹⁴⁷ Vgl. Siemens, (2022).

10,8 MJ/Nm³ beträgt und im Vergleich dazu beträgt der LHV von Methan 35,8 MJ/Nm³. Daher ist ein dreifach größerer Volumenstrom an Wasserstoff erforderlich, um die gleiche Wärmeerzeugung wie bei Methan zu erhalten.

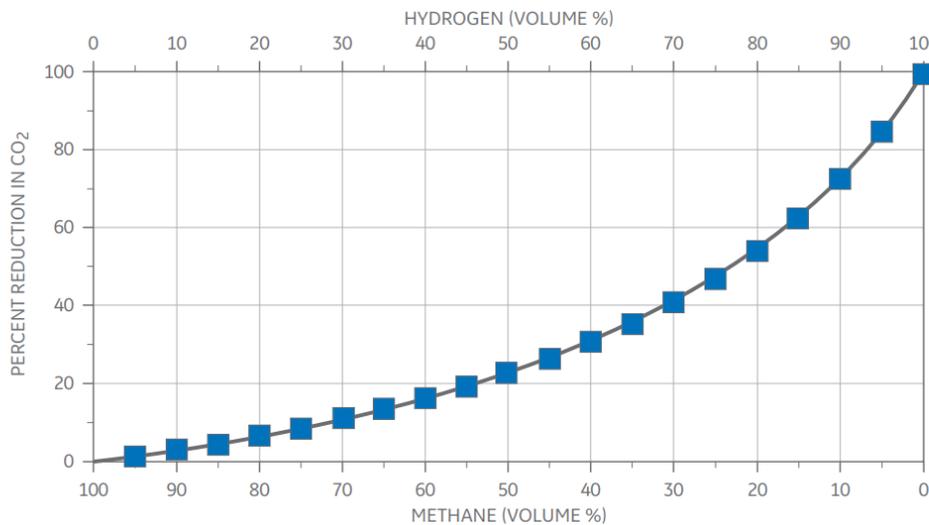


Abbildung 52: Verhältnis von Kohlendioxidemissionen und Volumenstrom für ein Kraftstoffgemisch aus Methan und Wasserstoff, für gleichen Brennwert
Quelle: Goldmeer, (2021).

Für den Betrieb einer Gasturbine mit 100 % Wasserstoff sind andere Steuerungssysteme erforderlich, die solche höhere Volumendurchflüsse liefern und regulieren könnten.¹⁴⁸

Aufgrund des erheblichen Unterschieds der Flammgeschwindigkeiten von Methan und Wasserstoff sind Verbrennungssysteme, die für den Betrieb mit Methan (oder Erdgas) ausgelegt sind, möglicherweise nicht geeignet für den Betrieb mit einem wasserstoffreichen Brennstoff. In vielen Fällen erfordert das Gaskraftwerk, das mit einem wasserstoffreichen Brennstoff angetrieben wird, eine Brennkammer, die speziell für die unterschiedlichen Verbrennungsbedingungen ausgelegt wurde.

Es gibt weitere betriebliche Probleme mit Wasserstoff, die die allgemeine Sicherheit betreffen. Erstens hat eine Wasserstoffflamme eine geringe Leuchtkraft im Bereich des sichtbaren Lichts und ist daher visuell schwer zu erkennen. Dies erfordert Flammenerkennungssysteme, die speziell für Wasserstoffflammen ausgelegt sind. Zweitens kann Wasserstoff durch Dichtungen entweichen, die als luftdicht oder undurchlässig für andere Gase gelten. Daher müssen herkömmliche Dichtungssysteme, die bei Erdgas verwendet werden, durch geschweißte Verbindungen oder andere geeignete Komponenten ersetzt werden.¹⁴⁹

Die alkalische Elektrolyse ist eine ausgereifte Technologie für große Anlagen, während PEM-Elektrolyseure (Proton Exchange Membrane) flexibler sind und für kleine dezentrale Lösungen verwendet werden können. Der Umwandlungswirkungsgrad liegt bei beiden Technologien bei etwa 65 % bis 70 % (niedrigerer Heizwert).¹⁵⁰ Hochtemperatur-Elektrolyseure befinden sich

¹⁴⁸ Vgl. Goldmeer, (2021).

¹⁴⁹ Vgl. Goldmeer, (2021).

¹⁵⁰ Vgl. ESA, (2021).

derzeit in der Entwicklung und könnten eine sehr effiziente Alternative zu PEM- und alkalischen Systemen mit Wirkungsgraden von bis zu 90 % darstellen. Wasserstoff kann in Brennstoffzellen mit einem Wirkungsgrad von bis zu 50 % re-elektrifiziert oder alternativ in Gaskombikraftwerken verbrannt werden (Wirkungsgrad bis zu 60 %). Daraus ergibt sich für die Wasserstoffspeicherung ein Rundlauf-Wirkungsgrad zwischen 32 % und 42 %.

Der grüne Wasserstoff könnte auch zur Synthese von Derivaten wie Methan, Methanol oder Ammoniak und eventuell zur Rückverstromung verwendet werden; dies wird im Englischen als „Power-to-X-to-Power“ bezeichnet. Die Speicherung von E-Methan hat den Vorteil, dass die existierende Erdgas-Infrastruktur weiterhin betrieben werden könnte. Aber dies benötigt einen Ausbau von Carbon Capture Anlagen, damit der mit überschüssigem Strom erzeugte grüne Wasserstoff und das abgefangene CO₂ in Methan verarbeitet werden können.

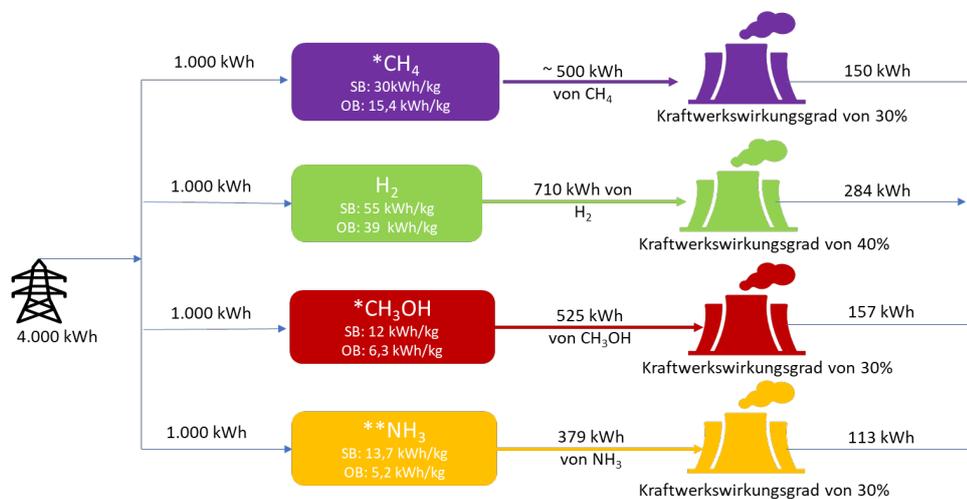


Abbildung 53: Diverse Power-to-X-to-Power-Lösungen;

Quelle: Prognos 2020

Die Synthese von Ammoniak eliminiert die Notwendigkeit des Ausbaus von Carbon Capture Anlagen aber für den Haber-Bosch-Prozess muss der Stickstoff der Luft durch „Pressure-Swing-Absorption“ Verfahren entfernt werden. Die Nutzung von Wasserstoffderivaten zur Speicherung und Rückverstromung bedeutet einen höheren Energieaufwand und daher sind die Rundlauf-Wirkungsgrade dieser Methoden niedriger als der für die Wasserstoff-Schiene (siehe Abbildung 53). Hier wird ein Überschuss von 4.000 kWh elektrischen Stroms gleichmäßig auf die Herstellung von Wasserstoff und die Herstellung seiner Derivate verteilt. Die Treibstoffe werden bei Stromunterdeckung in den entsprechenden Kraftwerken verbraucht. In dem Modell werden die Energiebedarfe zur Speicherung sowie Transport von Wasserstoff und Derivaten nicht berücksichtigt.

2.3.1.5 Komprimierte Luft

Ein CAES-System speichert Energie in Form von komprimierter Luft (Druckenergie) in einem Reservoir. Großvolumige Luftspeicher sind für große CAES-Anlagen unerlässlich. Um geeignete Speicherkavernen für die Druckluft zu finden, können alte, natürliche Salzlagerstätten oder erschöpfte Gasfelder genutzt werden. Die Stromspeicher CAPEX (siehe Glossar) sind deutlich geringer, wenn eine geeignete Kaverne vorhanden ist. Der Bau einer eigens dafür errichteten Kaverne zur Aufnahme der Druckluft erhöht die Kosten für die Energiespeicherung Kosten drastisch. Metallbehälter als Reservoir sind technisch machbar, aber in den meisten Fällen zu teuer, um wirtschaftlich sinnvoll zu sein.

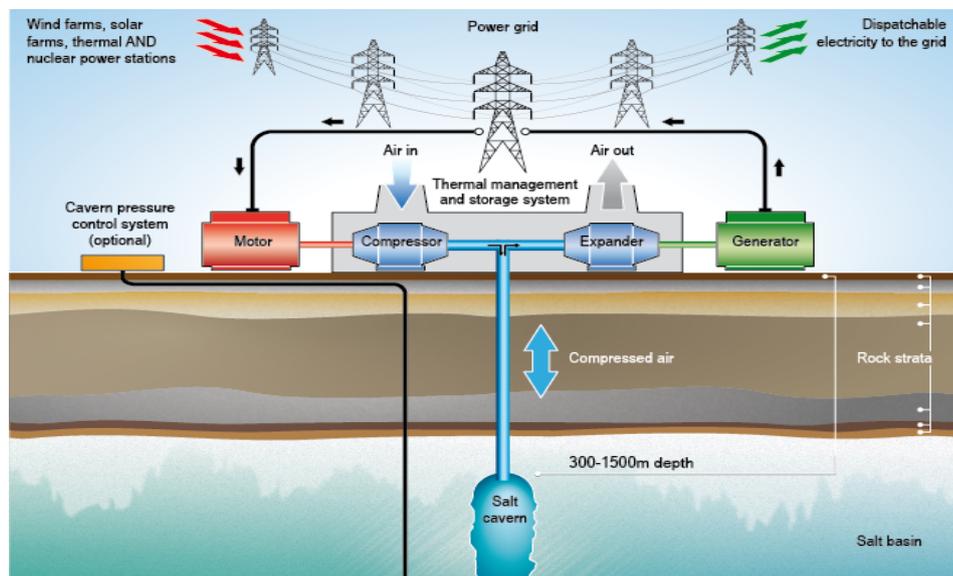


Abbildung 54: Komprimiertes Luft-Speichersystem.

Quelle: Oil Free Air, (2021).

CAES-Systeme arbeiten nach ähnlichen Prinzipien wie konventionelle Gasturbinen, obwohl bei CAES-Systemen die Verdichtungs- und Expansionsphasen entkoppelt sind und nicht gleichzeitig ablaufen. Beim Aufladen wird überschüssiger Strom oder Strom aus Schwachlastzeiten in einen Motor geleitet, der eine Kette von Verdichtern antreibt, die Luft im Reservoir speichern. Während dieses Prozesses erwärmt sich die Luft. In einem klassischen (adiabatischen) CAES-System wird diese Wärme durch einen Luftkühler an die Atmosphäre abgegeben und geht verloren. Beim Entladen, wenn der Energiebedarf hoch ist, wird mit der gespeicherten Luft normalerweise ein gasbefuehrter Turbinengenerator betrieben. Wenn die komprimierte Luft aus dem Speicher entweicht (d. h. expandiert), kühlt sie sich folglich ab und muss erwärmt werden, um den Prozesswirkungsgrad zu verbessern. Dies wird erreicht durch Mischung von Druckluft mit Brennstoff (z. B. Erdgas) in einer Brennkammer zum Antrieb der Turbine. Oft werden die Verbrennungsabgase rekuperiert, um den Wirkungsgrad zu verbessern. In fortgeschrittenen adiabatischen komprimierten Energiespeichersystemen (AA-CAES)

wird die Wärme, die normalerweise während der Kompressionsphase an die Atmosphäre abgegeben würde, in einem thermischen Speichersystem gespeichert und beim Entladen, d.h. der Expansion wieder verwendet, um den Prozesswirkungsgrad zu erhöhen.

Es sind einige Arten von CAES-Projekten in Entwicklung und Bau weltweit, bspw. ein 350 MW und 1,4 GWh Speicherkapazität „Adiabatic-CAES“ Projekt wird in Shandong Region Chinas bis 2024 im Betrieb genommen.¹⁵¹ Das kanadische Unternehmen „Hydrostor“ nutzt die isobare CAES Technologie zur Speicherung vom überschüssigen Strom. Hydrostor baute im Jahr 2022 solche Anlagen mit einer Speicherkapazität von 1,6 GWh und einer Leistung von ca. 200 MW.¹⁵² Das Unternehmen wurde auch mit bekannten Institutionen wie Goldman Sachs Assests Management unterstützt. Energy Dome, ein italienisches Unternehmen, entwickelt Energiespeicher mit CO₂ als Speichermedium statt der Nutzung von Luft. Gemäß Unternehmenskommunikation könnte dieser Speicher einen Rundlauf-Wirkungsgrad bis zu 70 % liefern.

2.3.1.6 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke sind eine etablierte Form der Energiespeicherung durch Wasserkraft, die in Stromnetzen zum Lastausgleich eingesetzt wird. Bei dieser Methode wird Energie in Form von potenzieller Schwerkraftenergie des Wassers gespeichert, das aus einem tiefer gelegenen Stausee in einen höher gelegenen Stausee gepumpt wird. Für den Betrieb der Pumpen wird in der Regel kostengünstiger, überschüssiger Strom aus Schwachlastzeiten verwendet. In Zeiten hohen Stromverbrauchs wird das gespeicherte Wasser über Turbinen abgelassen, um Strom zu erzeugen. Obwohl das Kraftwerk aufgrund der Pumpverluste insgesamt ein Nettoenergieverbraucher ist, steigert das System die Einnahmen durch den Verkauf von mehr Strom in Zeiten der höchsten Nachfrage, wenn die Strompreise am höchsten sind. Die Effizienz der Hin- und Rückfahrt basiert auf einer Literaturübersicht von einer Studie die eine Spanne von 70–87 % in verschiedenen Quellen angibt.¹⁵³

Pumpspeicherkraftwerke dominieren derzeit die gesamte installierte Speicherkapazität mit 96 % der insgesamt 176 GW weltweit im Jahr 2017 installierten Pumpspeicherkraftwerke.¹⁵⁴ Die gesamte installierte Batteriespeicherkapazität lag Ende 2020 bei 17 GW weltweit. Weltweit wurden im Jahr 2020 zusätzlich 5 GW an Speicherkapazität installiert, angeführt von China und den Vereinigten Staaten.

¹⁵¹ Vgl. Energy Storage News, (2022).

¹⁵² Vgl. Hydrostor, (2022).

¹⁵³ Vgl. Mongird, et al., (2020).

¹⁵⁴ Vgl. Center for Climate and Energy Solutions, (2020).

2.3.2 Kosten der Speicherung von Strom

Lazard (2021b) hat in seinem jährlichen Bericht die Stromspeicherungskosten von Lithiumeisenphosphat, Lithiumnickelmangan-Cobalt Oxid, Vanadium Redox Flow Batterien und Zinkbromide Redox Flow Batterien für diverse Zwecke im Stromnetz analysiert. In Strommärkten könnten diese Arten von Stromspeichern umgesetzt werden, um die Schwankungen in Last und Frequenz ausgleichen zu können, oder den Umbau der Unterstationen zu vermeiden sowie die Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien Anlagen zu minimieren. Darüber hinaus könnten die oben genannten Lithium-Ion und Redox-Flow Batterien auf einer relativ kleineren Skala in Gewerben, Haushalten oder in Wohnquartieren zur Speicherung des grünen Stroms oder Ersatz der Generatoren für Lastspitzen zum Einsatz kommen. Es sind zwei Parameter entscheidend für die Auswahl einer geeigneten Speicher Technologie:¹⁵⁵

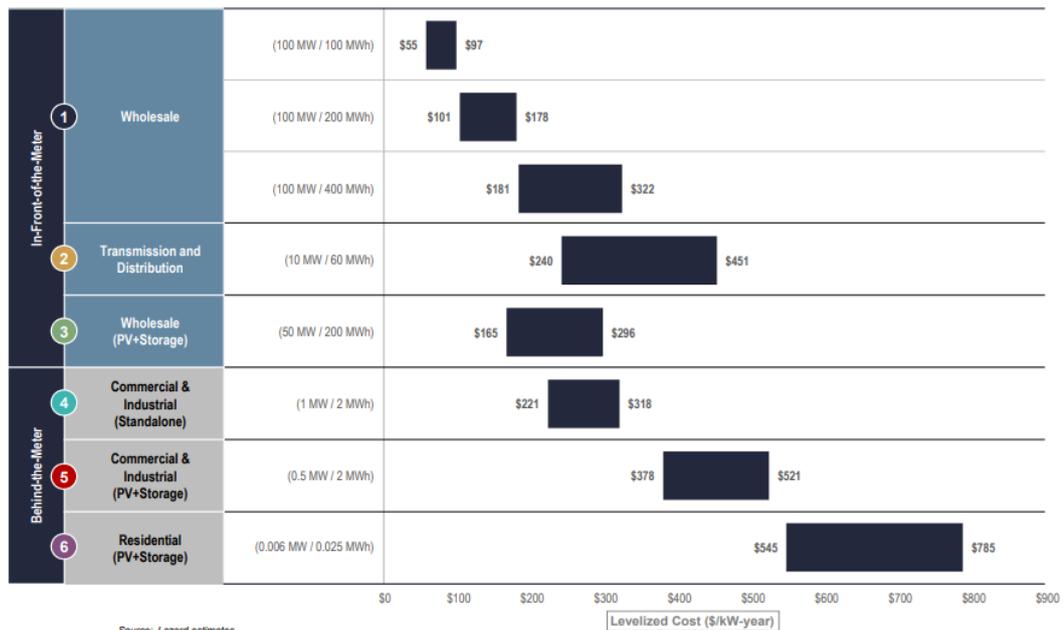
- Stromspeicherungskosten: Die Kosten pro Energieeinheit kWh oder MWh für die Speicherung von Strom in einem Speicher, wobei alle während der Lebensdauer des Speichers anfallenden Kosten berücksichtigt werden.
- Annuitierte Kapazitätskosten: Die Kosten für die Bereitstellung einer elektrischen Leistung in einem Speicher für einen bestimmten Zeitraum (z. B. eine Woche, ein Jahr) unter Berücksichtigung aller Kosten über die Lebensdauer. Die Einheit dieses Faktors ist z.B. USD/MW-a.

Für die vorgenannten Zwecke im Stromnetz werden die Stromspeicherungskosten in Abbildung 55 dargestellt. Die niedrigsten Stromspeicherungskosten gelten für Solar-PV + Storage und betragen zwischen 85 und 160 USD/MWh für eine Leistung von 50 MW und Speicherkapazität von 200 MWh. Die höchsten Kosten sind bei kleinen Solar-PV Anlagen mit Stromspeicher für ca. 600 kW Peak-Leistung und 250 kWh Speicherkapazität. Für Großstromspeicher-Anwendungen liegen die Kosten zwischen 130 und 280 USD/MWh.

¹⁵⁵ Vgl. Storage Labs, (2021).

Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison—Capacity (\$/kW-year)

Lazard's LCOS analysis evaluates storage systems on a levelized basis to derive cost metrics based on nameplate capacity



Source: Lazard estimates

Abbildung 55: Stromspeicherungskosten (LCOS) von Lithium Batterien und Redox Flow Batterien für verschiedenen Anwendungen und auf Basis der Speicherkapazität.

Quelle: Lazard, (2021b).

Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison—Energy (\$/MWh)

Lazard's LCOS analysis evaluates storage systems on a levelized basis to derive cost metrics based on annual energy output

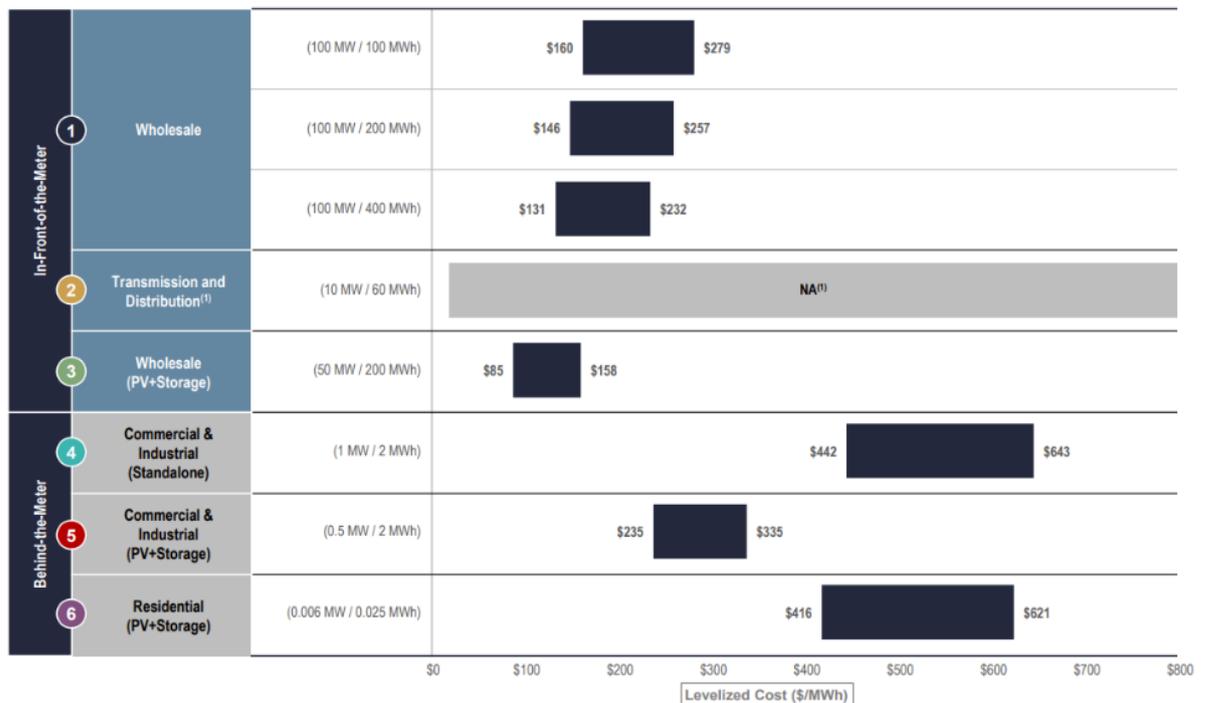


Abbildung 56: Annuierte Kapazitätskosten (ACC) von Lithium-Batterien und Redox-Flow-Batterien für verschiedene Anwendungen und auf Basis der Leistung.

Quelle: Lazard, (2021b).

Auf Basis des ACC-Parameters sind die Stromspeicherungskosten am niedrigsten bei 100 MW Peak-Leistung und 100 MWh Speicherkapazität (siehe Abbildung 56). Bei Groß-Solarphotovoltaik und Speicher Anlagen liegen die Kosten zwischen ca. 180 USD/kW-a und

450 USD/kW-a und bei kleinen Anlagen z.B. Einfamilienhäusern sind die Kosten wesentlich höher und liegen zwischen 550 USD/kW-a und 790 USD/kW-a.

Für langfristige Speicherzeiten sind Redox-Flow-Batterien, Thermische Speicher, Pumpspeicherspeicher, Wasserstoffspeicher und CAES geeignet. CAES kosten zwischen 116 USD/MWh und 140 USD/MWh und daher ist CAES die kostengünstigste Lösung auf Basis der Stromspeicherungskosten, verfolgt von etablierten Pumpspeichertechnologie (siehe Abbildung 57). Die Stromspeicherungskosten von Redox Flow Speichern liegen zwischen 315 USD/MWh und ca. 700 USD/MWh. Laut einer Studie ist CAES schätzungsweise die kostengünstigste Speichertechnologie (119 USD/kWh) in den Vereinigten Staaten, ist aber in hohem Maße vom Standort in der Nähe natürlich vorkommender Kavernen abhängig, was die Gesamtkosten des Projekts erheblich senkt.¹⁵⁶

Unsubsidized Levelized Cost of Storage Comparison

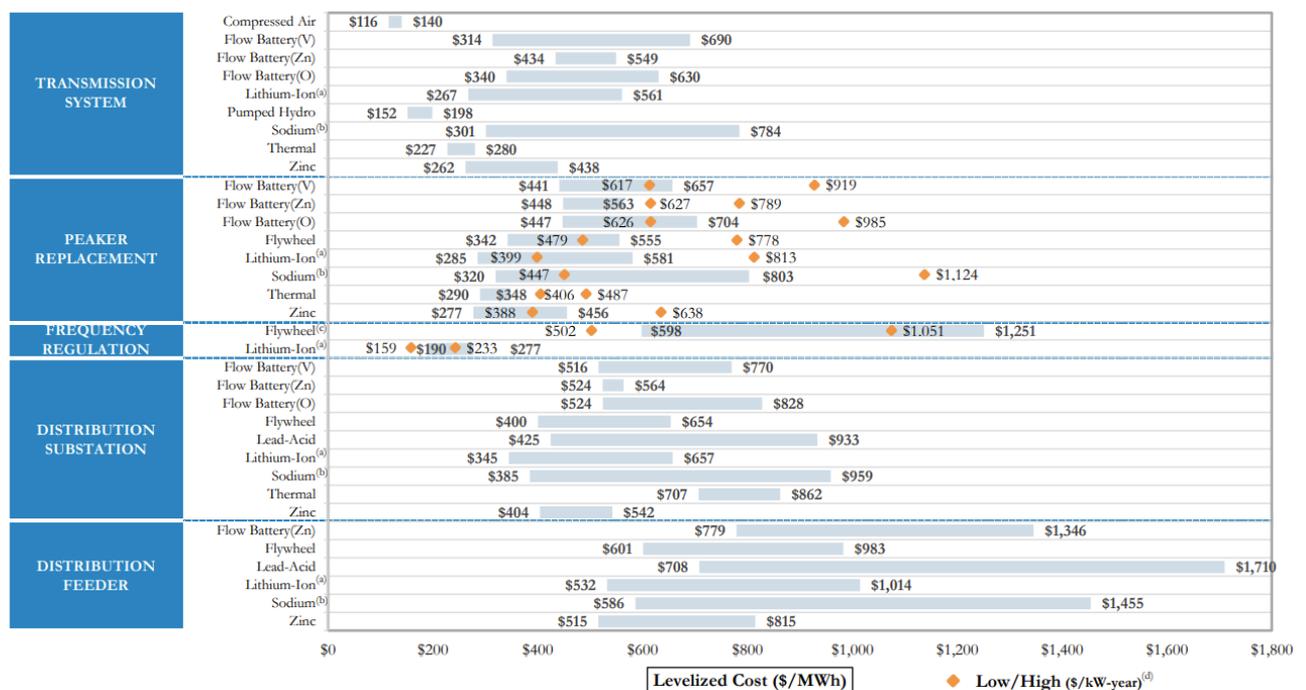


Abbildung 57: Stromspeicherungskosten (LCOS) von CAES, Pumpspeicherkraftwerk für verschiedene Zwecke im Stromnetz (geordnet nach Speicherkapazität).

Quelle: Lazard, (2016).

Obwohl neue politische Maßnahmen und Projekte das Wachstum des Batteriemarkts beschleunigen werden, ist ein noch schnellerer Anstieg erforderlich, um das Szenario "Net-Zero Emissionen bis 2050" zu erreichen, in dem bis zum Jahr 2030 fast 600 GW an Batteriespeicherkapazität installiert werden müssten, laut IEA.¹⁵⁷ Lithium-Ionen-Batteriespeicher sind weiterhin am weitesten verbreitet und machen die Mehrheit aller neu installierten Kapazitäten aus.

¹⁵⁶ Vgl. Mongird, et al., (2020).

¹⁵⁷ Vgl. IEA, (2021a).

Mauler et al. (2021) haben 53 Studien identifiziert, die zeit- oder technologiespezifische Schätzungen für Lithium-Ionen-, Festkörper-, Lithium-Schwefel- und Lithium-Luft-Batterien unter mehr als 2000 Veröffentlichungen zu diesem Thema liefern. Die relevanten Veröffentlichungen werden in Mauler et al. (2021) nach vier angewandten Prognosemethoden geclustert: technologisches Lernen, literaturbasierte Prognosen, Expertenbefragungen und Bottom-up-Modellierung. Trajektorie der Kosten zusammengefasst, die im Jahr 2050 ein Niveau von etwa 70 USD/kWh erreicht, sowie zu 12 technologiespezifischen Prognosebereichen, die Kostenpotenziale unter 90 USD/kWh für fortschrittliche Lithium-Ionen- und 70 USD/kWh für Lithium-Metall-Batterien anzeigen.

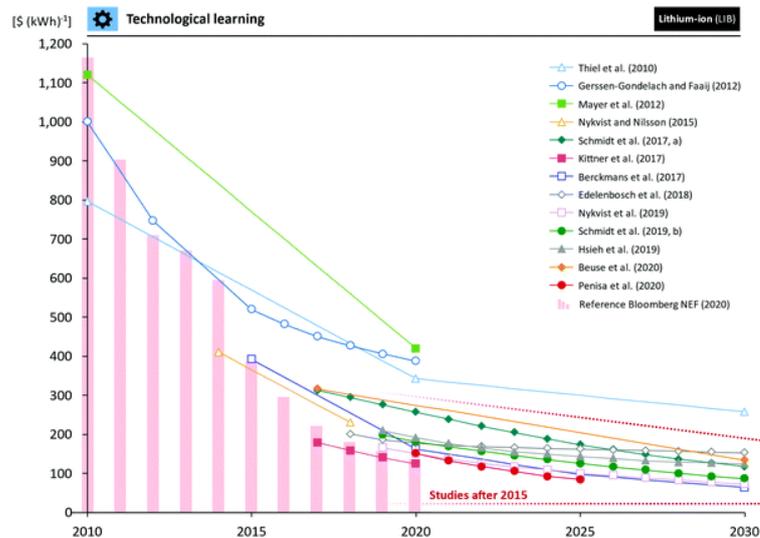


Abbildung 58: Lithium-Ionen-Batterie LCOS-Prognosen diverser veröffentlichten Studien.

Quelle: Mauler et al., (2021).

Schmidt et al. (2017) leiten Erfahrungskurven aus historischen Produktpreisen und kumulierten installierten Kapazitäten ab, die auf Daten aus Fachliteratur, Forschungs- und Industrieberichten, Nachrichten, Energiespeicherdatenbanken und Interviews mit Herstellern basieren. Die Abbildung 59 zeigt, dass die Produktpreise mit zunehmender kumulierter installierter Kapazität für die meisten elektrischen Energiespeichertechnologien sinken. Pumpspeicher (System), Blei-Säure-Speicher (Modul), alkalische Elektrolyseure und Lithium-Ionen-Speicher (Li-Ion) für die Unterhaltungselektronik (Batterie) weisen bei einer installierten Leistung von über 100 GWh derzeit Preise unter 300 USD/kWh auf. Der relativ niedrigen Erfahrungsrate (ER) der Erfahrungskurve unter 5 % der ersten beiden stehen 18 % für Elektrolyseure (Pack) und 30 % für Li-Ion gegenüber. Technologien mit einer kumulierten installierten Kapazität zwischen 1 GWh und 100 GWh, wie Li-Ion für E-Fahrzeuge, Nickel-Metallhydrid (Pack) oder Natrium-Schwefel (System), weisen aktuelle Preise unter 500 USD/kWh und Erfahrungsraten von 11 % und 16 % auf. Diejenigen unter 1 GWh wie stationäre Li-Ionen, Blei-Säure, Redox-Flow und Brennstoffzellen kosten mehr als 1.000 USD/kWh mit Erfahrungsraten zwischen 11 % und

18 %.¹⁵⁸ Für Lithium-Ionen-Batterietechnologien wird prognostiziert, dass die Kosten für Batteriepacks, die einen Löwenanteil der gesamten Speicherkosten ausmachen, von 160 USD/kWh auf etwa 100 USD/kWh im Jahr 2030 sinken werden.¹⁵⁹

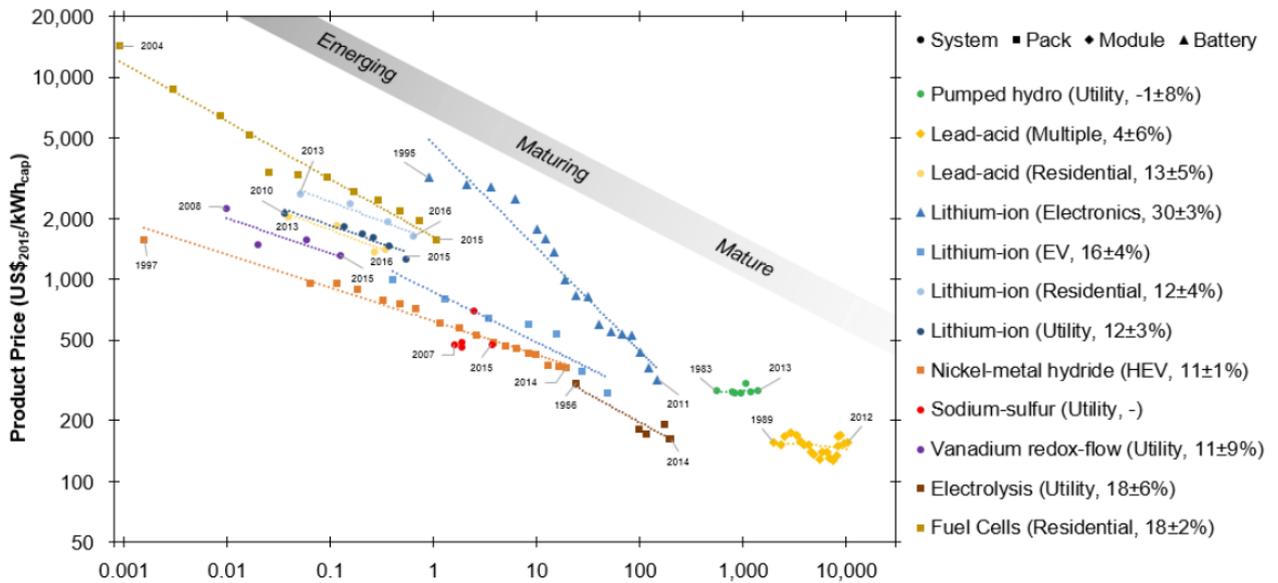


Abbildung 59: Produktpreisentwicklung diverser Arten von Stromspeichern.

Quelle: Schmidt et al., (2017).

Es wird nicht erwartet, dass die Kosten für Expander und Kompressoren für die CAES-Speicherung weiter sinken werden, da diese Technologien ausgereift sind (siehe Abbildung 60).

¹⁵⁸ Vgl. Schmidt et al., (2017).

¹⁵⁹ Vgl. PNNL, (2020).

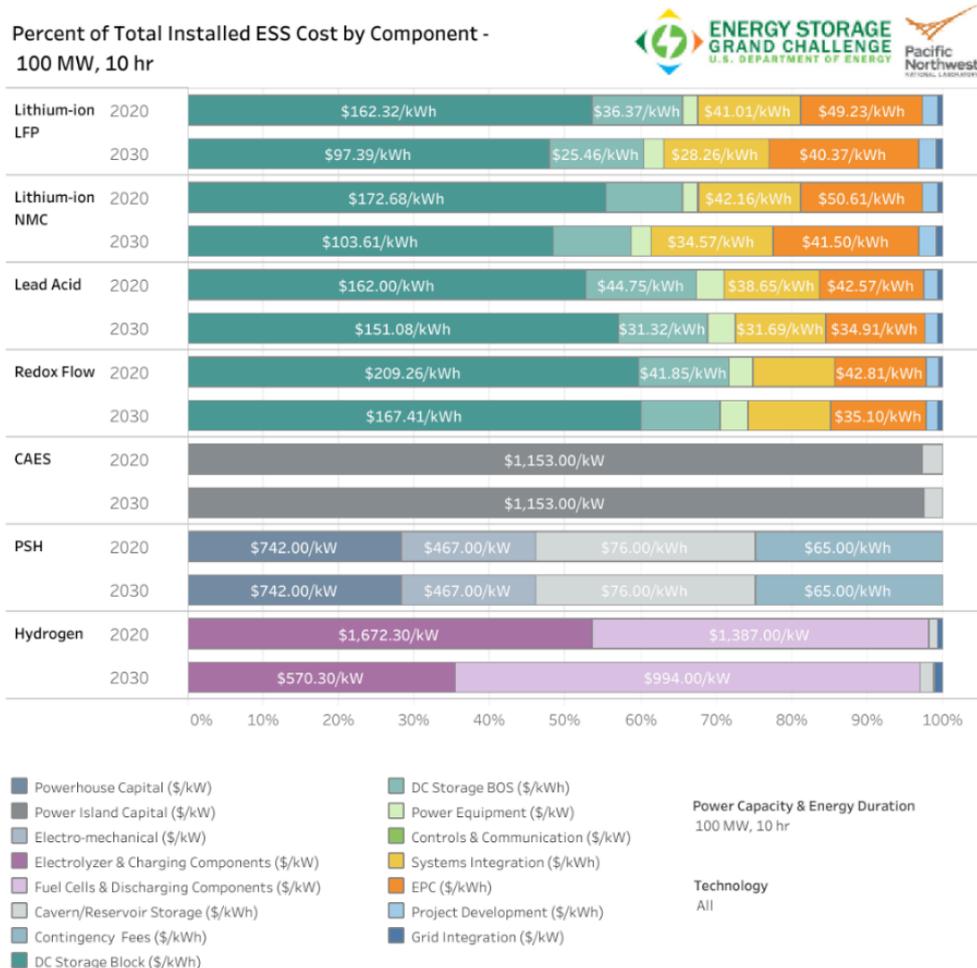


Abbildung 60: Der Prozentanteil der gesamten installierten Stromspeicher-Kosten nach Kostenkomponenten für jede Technologie.¹⁶⁰ Dies veranschaulicht die Aufschlüsselung der Kostenkomponenten innerhalb jeder Speichertechnologie und wie jede zu den installierten Gesamtkosten beiträgt.

Quelle: PNNL, (2020).

Die Kosten der CAES-Speicherung hängen auch von der Verfügbarkeit von Salzkavernen ab. Salzstockkavernen sind in der Regel die kostengünstigste Option für CAES, da sie sowohl tief als auch breit sind, während geschichtete Kavernen, die eine geringere Tiefe haben, teurer sind. Der Druck der Druckluftspeicherung nimmt mit der Tiefe zu und führt zu einem Rückgang des Preises pro Kilowattstunde.¹⁶¹ In einer Tiefe von 3.500 Feet (1.067 m) werden zum Beispiel 3.000 psi (ca. 207 bar) erreicht. Bei der richtigen Tiefe und Breite der Salzstöcke können die Kosten für die Kaverne bis zu 2 USD/kWh betragen, was jedoch immer von der Geologie und der Region abhängt.¹⁶² Für einen hohen Energiebedarf und langfristige Lösungen sind CAES, Pumpspeicherkraftwerke und Wasserstoff realisierbar und wirtschaftlicher (siehe

¹⁶⁰ Für eine installierte Leistung von 100 MW und 10 Stunden Speicherzeit

¹⁶¹ Vgl. Farley, (2020).

¹⁶² Vgl. Mongird et al., (2020).

Abbildung 61 und Abbildung 62), da die mögliche Leistungskapazitäten und Speicherdauer erheblicher als Lithium-Ionen und Redox-Flow Batterien sind.

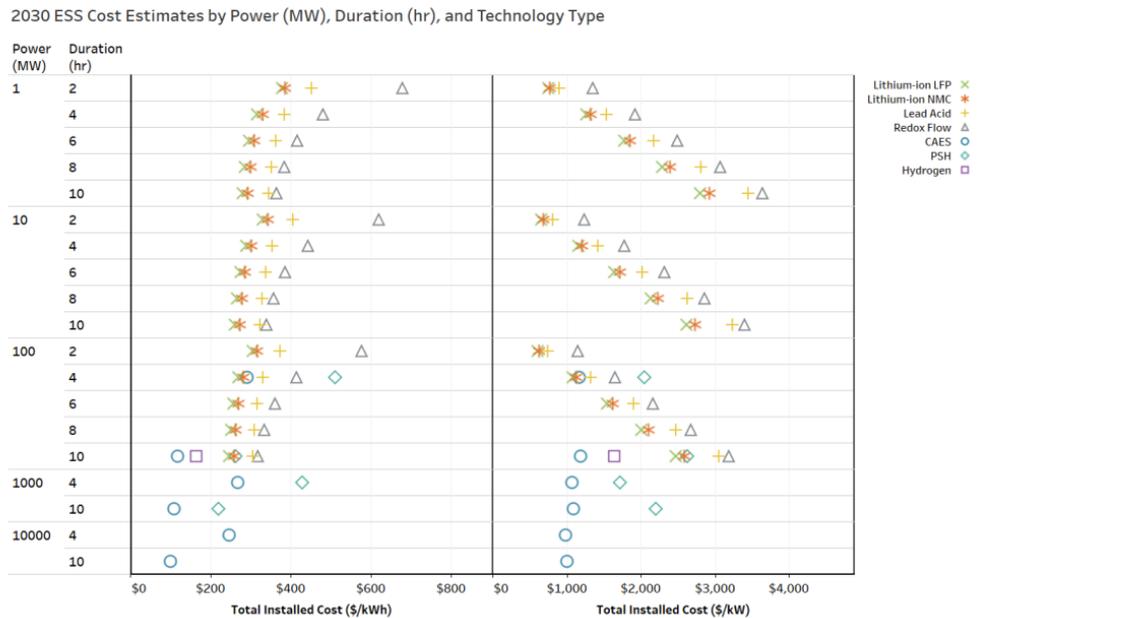


Abbildung 61: Installationskosten (USD/kWh) und Speicherkosten nach Speicherkapazität (USD/kWh) diverser Arten von Stromspeicher.¹⁶³

Quelle: Mongird et al., (2020).

Aus Abbildung 61 und Abbildung 62 geht hervor, dass Lithium-Ionen-Batterien für eine maximale Speicherzeit von etwa 8 Stunden und eine Leistung von etwa 100 MW geeignet sind. Diese Systeme können aufgrund ihrer schnellen Reaktionszeit zum Ausgleich von täglichen Stromschwankungen eingesetzt werden. Solche Systeme können an Orten eingesetzt werden, an denen die Saisonabhängigkeit der Solar- oder Windenergie geringer ist. Ganz ähnliche Speichieranforderungen können von Flow-Batterien erfüllt werden. Ihre Energiedichte ist zwar geringer als die von Lithium-Ionen-Batterien, aber das spielt bei stationären Anwendungen keine große Rolle, wo ihr Leistungsgewicht keine so große Rolle spielt wie in der Elektromobilität. Für die Feinabstimmung und Frequenzregelung im Netz können Kondensatoren, Schwungräder und Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt werden. Für Leistungen im GW-Bereich bietet die Pumpspeicherung seit langem eine robuste und effiziente Stromspeicherung. CAES sind zwar nicht so weit verbreitet wie die Pumpspeicherkraftwerke und nicht so populär wie die Lithium-Ionen-Batterien, können aber an Orten, die über unterirdische Kavernen für die Speicherung verfügen, kostengünstige Speicherlösungen bieten. Für die saisonale Speicherung

¹⁶³ In Mongird et al., 2020 wurde für Batteriespeichersysteme (BESS) die Analyse für Systeme in den USA mit einer Nennleistung von 1, 10 und 100 MW und einer Dauer von 2, 4, 6, 8 und 10 Stunden durchgeführt. Für Pumpspeicherkraftwerke wurden 100- und 1.000-MW-Systeme mit einer Laufzeit von 4 und 10 Stunden betrachtet. Für CAES wurden zusätzlich zu diesen Leistungs- und Laufzeitstufen auch 10.000 MW berücksichtigt. Für HESS wurden nur 100 MW bei einer Dauer von 10 Stunden bewertet.

können Wasserstoff und seine Derivate, die durch Power-to-X-Verfahren hergestellt werden, eingesetzt werden. Wie im Kapitel 2.1 über die Stromerzeugung dargelegt, gibt es kein Pauschallösungskonzept für die Energiespeicherung. Die optimale Lösung hängt vom Standort ab, an dem die erneuerbaren Energien eingesetzt werden, von der Dauer der Speicherung, dem maximalen Energiebedarf und der Reaktionszeit zur Bewältigung der Schwankungen im Netz.

Energy storage solutions vary depending on storage size and discharge time performances

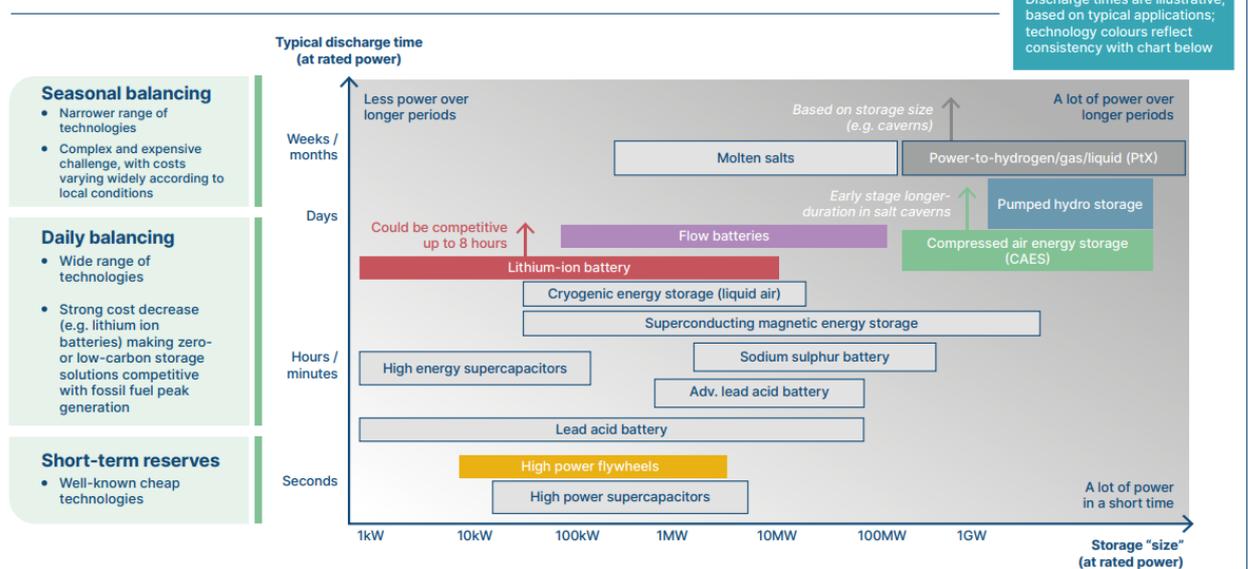


Abbildung 62: Zusammenfassung von Speicherdauer und Leistung diverser Arten von Stromspeicherung.
Quelle: Energy Transition Commission, (2021).

2.3.3 Rohstoffbedarf, Emissionen und Umweltbelastung der Speicherung von Strom

Laut IEA (2021) könnte in 2040 der Lithium Bedarf in der Lithium-Batterie-Industrie sich knapp über zehnfach bei Stated Policies Szenario (siehe Kapitel 2.2.1) und ca. vierzigfach in Sustainable Energy Szenario (siehe auch Glossar) im Vergleich zum Verbrauch im Jahr 2020 vergrößern. Der Verbrauch für andere Metalle wie Mangan, Cobalt, Nickel wird auch gleichzeitig zunehmen, wie in Abbildung 63 dargestellt wird.

Kurland (2019) hat zusammengefasst, dass diese Lithium-Ion Batterien während der Produktion etwa 50 – 65 kWh Strom pro kWh Lithium-Ion Batteriekapazität verbrauchen, wobei andere Schritte in der Lieferkette, wie z. B. der Abbau und die Verarbeitung von Materialien, nicht berücksichtigt werden.

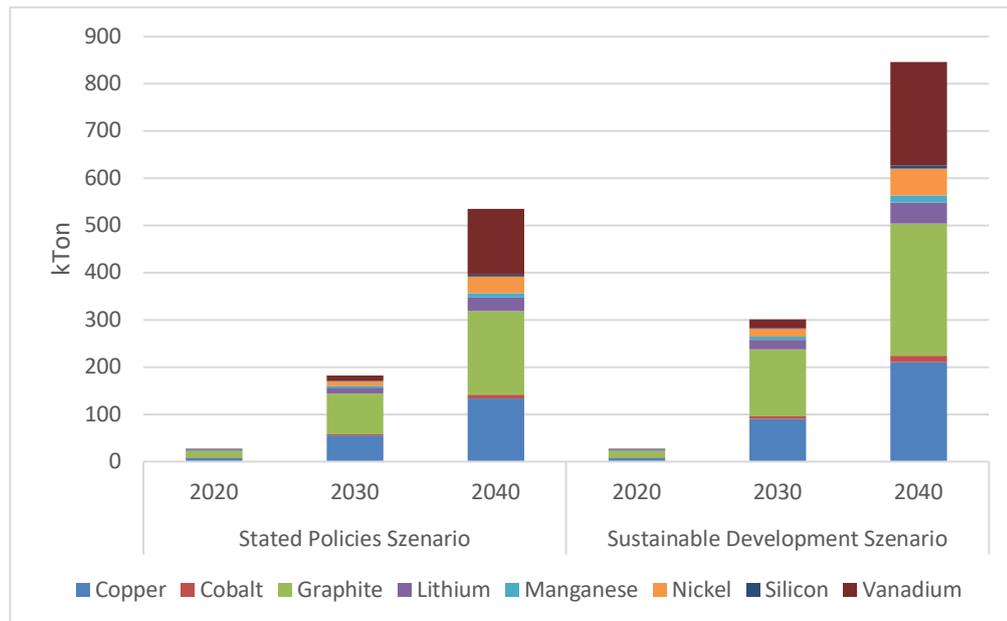


Abbildung 63: Rohstoffbedarf-Prognosen in der Batterie-Industrie bei STEP & SDS.

Quelle: IEA, (2021b).

Lithium wird im Allgemeinen aus Sole oder Hartgestein (Spodumen) gewonnen. Die Gewinnung von Lithium aus Sole umfasst das Bohren und Pumpen von Flüssigkeiten aus unterirdischen Salar-Solen in Verdunstungsteiche. Die Gewinnung von Lithium aus Hartgestein besteht in der Gewinnung von Lithium aus dem Erz. Im Jahr 2019 waren die meisten Spodumen Reserven in Australien konzentriert, während die meisten Lithium-Sole-Reserven in Chile, Argentinien, Bolivien und China konzentriert waren.¹⁶⁴ Die Lieferkette den Abbau (aus Sole oder Hartgestein) umfasst sich in der Regel die Aufbereitung und Raffination zu Lithiumcarbonat. Das raffinierte Lithiumkarbonat wird dann zu Batterie-Vorprodukten gereinigt, die von den Herstellern zur Herstellung aktiver Kathodenmaterialien und Elektrolyte verwendet werden.

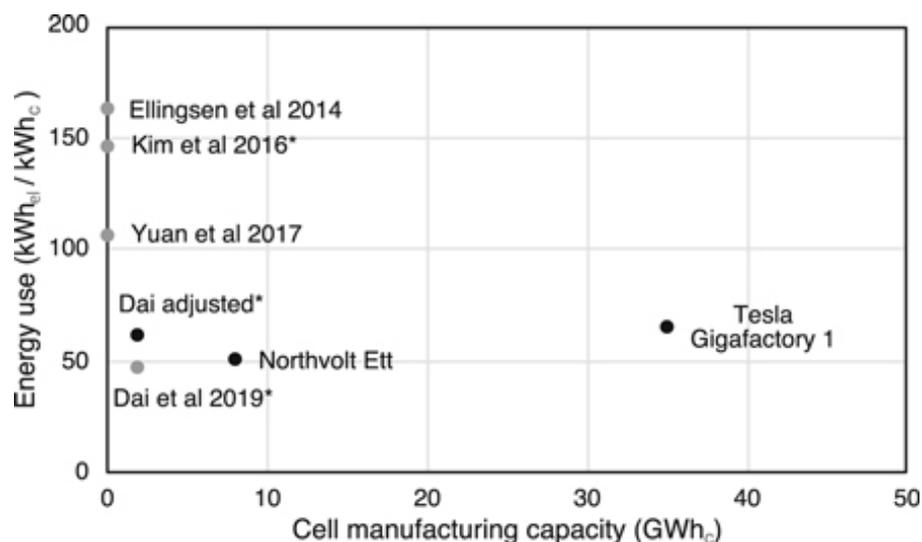


Abbildung 64: Strombedarf per kWh Lithium-Ion Stromspeicherkapazität.

Quelle: Kurland, (2019).

¹⁶⁴ Vgl. USGS, (2021).

Das Altiplano-Puna-Plateau beherbergt das "Lithium-Dreieck", Salzebenen, die sich über Chile, Argentinien und Bolivien erstrecken und über 75 % der weltweit bekannten Lithiumvorräte enthalten. Allein im bolivianischen Salar de Uyuni befinden sich schätzungsweise 17 % der weltweiten Lithiumvorkommen.¹⁶⁵ Der Lithiumabbau in Südamerika hat negative Auswirkungen auf das Wasser, die Rechte indigener Bevölkerungsteile und die traditionellen Lebensgrundlagen der lokalen Gemeinschaften. In Chile hat der Lithiumabbau die Rechte und den Lebensunterhalt indigener Gemeinschaften beeinträchtigt (einschließlich des Volkes der Lickanantay in Chile) mit Verstößen gegen das Selbstbestimmungsrecht, das Recht auf freie Meinungsäußerung sowie Land- und Wasserrechte.

Laut Gonzales (2020) in seinem Bericht „Battery Paradox“ entnimmt Albemarle für die Lithiumproduktion in Chile, die Sole mit einer Rate von 442 Liter/s und 23 Liter/s Süßwasser. Während SQM (Sociedad Química y Minera) die Sole mit 1700 Liter/s und Süßwasser mit 450 Liter/s fördert. Diese beiden Lithium-Bergbauunternehmen zusammen mit zwei Kupferbergbauunternehmen (Minera Escondida im Besitz von BHP Billiton und Compañía Minera Zaldívar) entziehen dem Grundwasser zusammen 4.230 Liter Süßwasser pro Sekunde, was zu einem hydrologischen Stress für die Atacama-Salzebenen führt. Der Bericht weist darauf hin, dass 70 % des Wassers für den Bergbau und 17 % für die Landwirtschaft verwendet werden und nur 13 % für den menschlichen Verbrauch übrigbleiben.¹⁶⁶ Der bolivianischen Regierung wird vorgeworfen, die riesigen Lithiumvorkommen des Landes zu plündern, die sich auf Gebiete konzentrieren, die vom indigenen Volk der Aymara bewohnt werden.

Mit der zunehmenden Beliebtheit von Elektrofahrzeugen und Lithium-Ionen-Batteriespeichersystemen für Haushalte und den Netzausgleich wächst auch der Haufen verbrauchter Lithium-Ionen-Batterien, die diese Fahrzeuge einst angetrieben haben. Branchenanalysten sagen voraus, dass bis 2020 allein in China rund 500.000 Tonnen gebrauchte Lithium-Ionen-Batterien anfallen werden und dass bis 2030 die weltweite Menge 2 Millionen Tonnen pro Jahr erreichen wird.¹⁶⁷ Dies bedeutet, dass die Batterien recycelt, einer zweiten Verwendung zugeführt und die Lithium-Ressourcen effizienter genutzt werden. Mit dem anhaltenden weltweiten Wachstum von Elektrofahrzeugen (EV) entsteht eine neue Chance für den Energiesektor: die stationäre Speicherung von Strom aus gebrauchten EV-Batterien, die bis 2030 mehr als 200 GWh betragen könnte.¹⁶⁸ Der globale Markt für Lithium-Ionen-Batterie-Recycling, der im Jahr 2020 auf 3,6 Milliarden US-Dollar geschätzt wurde, wird bis 2026 voraussichtlich eine revidierte Größe von 10,7 Milliarden US-Dollar erreichen und im Analysezeitraum mit einer CAGR von 19,4 % wachsen. Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt (Li-NMC), eines der im Bericht analysierten

¹⁶⁵ Vgl. Baxter, (2021).

¹⁶⁶ Vgl. Gonzales, (2020).

¹⁶⁷ Vgl. Jacoby, (2019).

¹⁶⁸ Vgl. Engel et al., (2019).

Segmente, wird voraussichtlich mit einer CAGR von 20,6 % wachsen und bis zum Ende des Analysezeitraums 7,7 Mrd. USD erreichen.¹⁶⁹

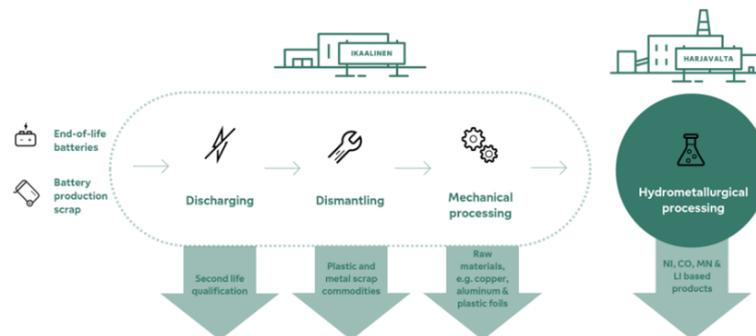


Abbildung 65: Das Verfahren des Lithium-Ionen-Batterien-Recyclings.

Quelle: Fortum, (2022).

Lithium-Ionen-Batterien bestehen aus Metallen wie Lithium, Mangan, Kobalt und Nickel. Wenn eine Batterie das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht hat, kann der Batteriesatz gesammelt, entladen, zerlegt und geschreddert werden. Das geschredderte Material wird dann zu so genannter "schwarzer Masse" verarbeitet (siehe Abbildung 65). Nach Angaben von Fortum können 80 % der Batterieteile mit einer Kombination aus mechanischen und hydrometallurgischen Recyclingverfahren recycelt werden, und 95 % der Metalle werden aus der schwarzen Masse der Batterie zurückgewonnen.¹⁷⁰ Firmen wie Duesenfeld GmbH erreichen im mechanischen Recycling eine Recyclingquote von 72 %, mit der Aufbereitung der schwarzen Masse aus den Batterien in der Hydrometallurgie steigt die stoffliche Recyclingquote auf 91 %.¹⁷¹ Lediglich die Separatormembran und der hochsiedende Anteil des Elektrolyten in der Batterie werden derzeit nicht verwertet.

Lander et al. (2021) lieferten einen globalen und umfassenden techno-ökonomischen Rahmen, der die Zuweisung eines \$/kWh Wertes für den Netto-Recyclinggewinn verschiedener Batteriechemie (LiMn2O4 (LMO), LiFePO4 (LFP), LiNiCoAlO2 (NCA) und LiNiMnCoO2 (NMC)), Recyclingverfahren (Pyrometallurgisch, Hydrometallurgisch, Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden., Direkt Recycling) und Recyclingstandorte (Südkorea, China, USA, Belgien und Großbritannien) ermöglichte. Das Vereinigte Königreich als Ursprungsland der Lithiumbatterie und die Recyclingstandorte in Belgien, China, Südkorea und den USA wurden ausgewählt, um repräsentativ für die derzeitige globale Batteriewirtschaft zu sein, in der die Nutzung und das Recycling von Batterien oft in verschiedenen Teilen der Welt stattfinden.

¹⁶⁹ Vgl. Research and Markets, (2022).

¹⁷⁰ Vgl. Fortum, (2022).

¹⁷¹ Vgl. Duesenfeld GmbH, (2021).

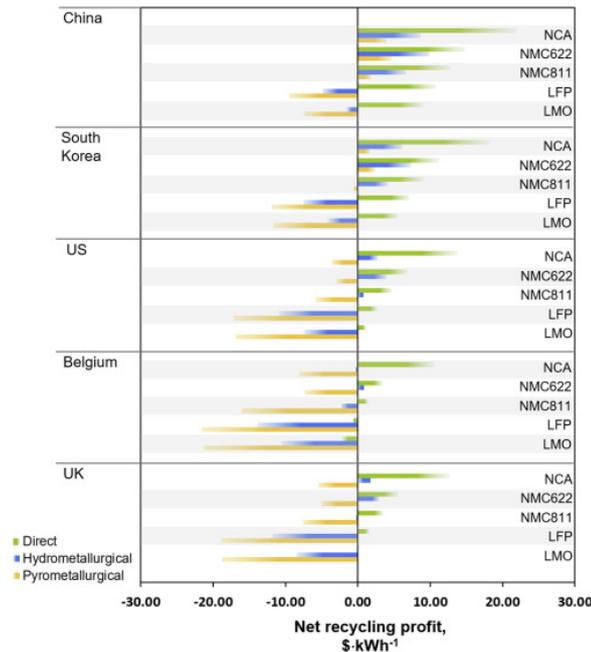


Abbildung 66: Netto-Recyclinggewinne in $\$/kWh$, verglichen für fünf Länder, unter Verwendung der in der Studie angegebenen Transportkosten. Nach links zeigende Balken zeigen einen Gesamtverlust, nach rechts zeigende Balken einen Gesamtgewinn an.

Quelle: Lander et al., (2021).

Das Vereinigte Königreich als Recyclingstandort wurde als Beispiel für das In-Country-Recycling ausgewählt. Abbildung 66 fasst den Netto-Recycling-Gewinn (NRP) für ein Batteriepaket mit 240 Wh/kg zusammen. Es werden verschiedene Chemikalien, Recyclingverfahren und Standorte verglichen. Die höchsten NRP werden beim Recycling in China, beim direkten Recycling und bei NCA-Batterien erzielt. Die niedrigsten Gewinne werden für das Recycling in Belgien, die Pyrometallurgie und die LMO- und LFP-Chemie erzielt Lander et al. (2021).

Tabelle 6: Steigerung des Rohstoffbedarfs für den Aufbau der Elektrolyseure für 8.100PJ von grünem Wasserstoff in der EU.

Quelle: Wieclawska, (2020).

Stack	CRM	Amount required for green hydrogen in 2050, as % of current global annual production	Also used in
PEM	Iridium	122%	Electronics (43%), electrochemistry (27%), chemical industry (7%)
PEM&AEL	Platinum	25%	Car catalysts (80%), jewelry (10%), chemical industry (5%)
AEL	Raney-Ni	0.4%	Ni: stainless steel, magnets, batteries, coinage, alloys, chemical industry
AEL	Nickel (class 1)	2%	Same as described for Ni above
AEL	Cobalt	0.1%	Batteries (42%), alloys (23%), materials (10%)

AEL-Elektrolyseure enthalten Platin, Kobalt und Nickel. Die wichtigsten Vorteile der AEL-Elektrolyseure sind, dass die Technologie etabliert ist, sie relativ kostengünstig sind, die Anzahl der

Elektrolyseur-Stacks leicht erhöht werden kann und sie im Vergleich zu PEM weniger kritische Materialien enthalten. Nachteilig der AEL sind die geringeren Stromdichten, der geringere Wirkungsgrad und die Tatsache, dass die Elektrolytflüssigkeit korrosiv ist. PEM-Elektrolyseure verwenden eine Membran (einen festen Polymerelektrolyten) zwischen Kathode und Anode anstelle einer Flüssigkeit. Sie enthalten Iridium, Platin und Tantal. Die wichtigsten Vorteile der PEM sind die hohen Stromdichten und Wirkungsgrade, die schnelle Systemreaktion, die es für den dynamischen Betrieb geeignet macht, und die Tatsache, dass das System kompakter ist als AEL.

In Abbildung 67 sieht man die über 100 % Steigerung des jährlichen Iridium Bedarfs in verschiedenen Industrien relativ zum Jahr 2021. Laut Wieclawska (2020) kann die Verfügbarkeit von Materialien für die Herstellung von PEM-Elektrolyseuren nicht als selbstverständlich vorausgesetzt werden, so dass Pläne für die Energiewende, die diese Materialien nicht berücksichtigen, unrealisierbar sein könnten. Details zu Iridium sind im Kapitel 2.13.2.8 nachzulesen. Während die Länder ihre Anstrengungen zur Emissionsreduzierung verstärken, müssen sie auch dafür sorgen, dass die Energiesysteme widerstandsfähig und sicher bleiben. Die heutigen internationalen Mechanismen zur Sicherung der Energieversorgung sind so konzipiert, dass sie eine Versicherung gegen die Risiken von Unterbrechungen oder Preisspitzen bei der Versorgung mit Kohlenwasserstoffen, insbesondere Öl, bieten. Mineralien stellen eine ganz andere Herausforderung dar, aber ihre zunehmende Bedeutung in einem dekarbonisierten Energiesystem erfordert von den energiepolitischen Entscheidungsträgern, ihren Horizont zu erweitern und potenzielle neue Schwachstellen zu berücksichtigen. Die Bedenken hinsichtlich der Preisvolatilität und der Versorgungssicherheit werden in einem elektrifizierten, an erneuerbaren Energien reichen Energiesystem nicht verschwinden.

Amount of iridium required annually for various applications, ton/year

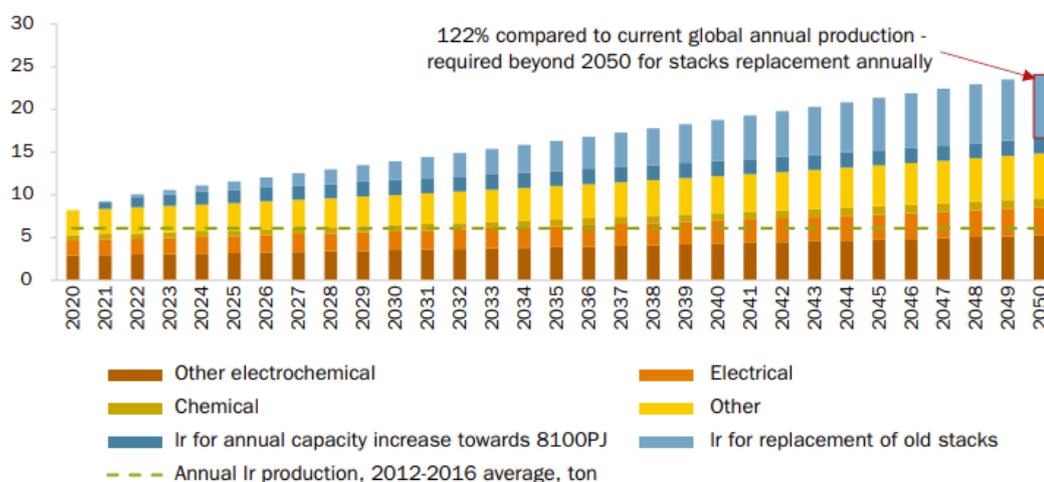


Abbildung 67: Iridium-Bedarf-Prognosen in diversen Industrien.

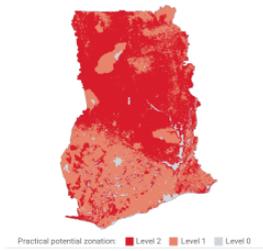
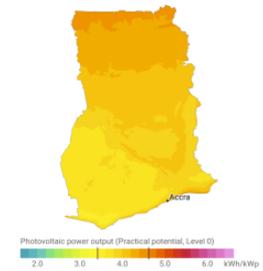
Quelle: Wieclawska, (2020).

2.3.4 Beispelsdaten von Ghana, Kenia und Spanien

GLOBAL PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL | Country Factsheet

Page 1 of 3

Ghana

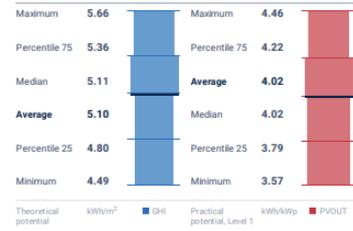


The boundaries, colors, denominations and any other information shown on the maps do not imply on the part of The World Bank, any judgment on the legal status of any territory, or any endorsement or acceptance of such boundaries.

INDICATORS

Total area / Evaluated area	238,540 / 238,540 km ²
Population (2018)	29,767,108
GDP per capita (2018)	2,202 USD
HDI / rank (2017)	0.59 / 136
Electricity consumption per capita (2014)	351 kWh/year
PV installed capacity (2018)	64 MWp
Average theoretical potential (GHI) / rank	5.096 kWh/m ² / 105
Average practical potential, level 1 / rank	4.020 kWh/kWp / 135
PV equivalent area	0.022%
PVOUT seasonality index (country range)	1.39 (1.25 - 1.52)
LCOE average (country range)	0.11 (0.10 - 0.12)

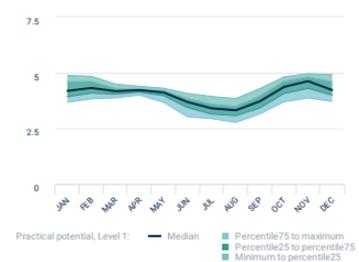
SUMMARY STATISTICS



DISTRIBUTION OF PHOTOVOLTAIC POWER OUTPUT



MONTHLY VARIATION OF PHOTOVOLTAIC POWER OUTPUT



WORLD BANK GROUP ESMAP SOLARGIS

© 2022 The World Bank Group

The World Bank Group has published this fact-sheet as a part of the Global Photovoltaic Power Potential study. Disclaimer: Neither Solargis nor the World Bank Group shall be held responsible for the accuracy and/or completeness of the data and liable for any errors or omissions. It is strongly advised that the data be limited to use in informing policy discussions on the subject. As such, neither Solargis nor the World Bank Group will be liable for any damages related to the use of the study for financial commitments or any similar cases.

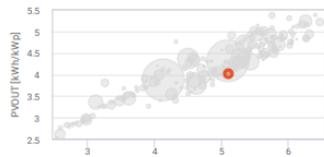
globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/

GLOBAL PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL | Country Factsheet

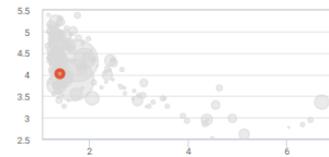
Page 2 of 3

Ghana

Average theoretical potential (GHI, kWh/m²) **5.096**



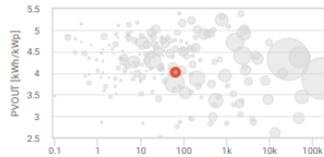
Seasonality index **1.39**



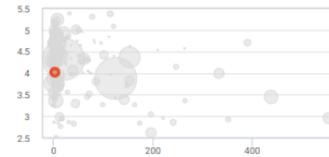
Human development index (2018) **0.59**



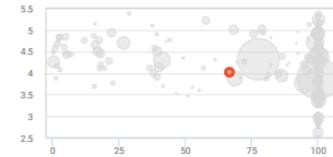
PV installed capacity (MWp, 2018) **64**



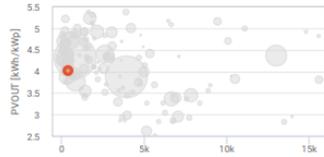
PV installed capacity per capita (Wp, 2018) **2**



Access to electricity (% of rural population, 2016) **66.6**



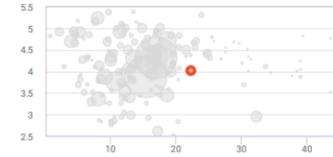
Electricity consumption (kWh/capita/year, 2014) **351**



Reliability of supply and transparency of tariff **4.0**



Approximate electricity tariffs (USD cents, 2019) **22.2**



WORLD BANK GROUP ESMAP SOLARGIS

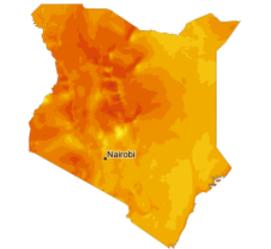
© 2022 The World Bank Group

The World Bank Group has published this fact-sheet as a part of the Global Photovoltaic Power Potential study. Disclaimer: Neither Solargis nor the World Bank Group shall be held responsible for the accuracy and/or completeness of the data and liable for any errors or omissions. It is strongly advised that the data be limited to use in informing policy discussions on the subject. As such, neither Solargis nor the World Bank Group will be liable for any damages related to the use of the study for financial commitments or any similar cases.

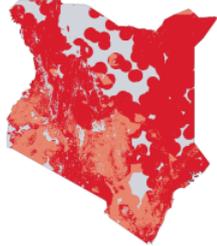
globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/

Abbildung 68: Daten aus Ghana zu Solarstrompotenzial und -produktion

Kenya



Photovoltaic power output (Practical potential, Level 0)
2.0 3.0 4.0 5.0 6.0 kWh/kWp



Practical potential zonation: ■ Level 2 ■ Level 1 ■ Level 0

The boundaries, colors, denominations and any other information shown on the maps do not imply, on the part of The World Bank, any judgment on the legal status of any territory, or any endorsement or acceptance of such boundaries.

INDICATORS

Total area / Evaluated area	580,370 / 580,370 km ²
Population (2018)	51,393,010
GDP per capita (2018)	1,711 USD
HDI / rank (2017)	0.59 / 138
Electricity consumption per capita (2014)	164 kWh/year
PV installed capacity (2018)	93 MWp
Average theoretical potential (GHI) / rank	5.780 kWh/m ² / 31
Average practical potential, level 1 / rank	4.504 kWh/kWp / 74
PV equivalent area	0.006%
PVOID seasonality index (country range)	1.38 (1.14 – 2.02)
LCOE average (country range)	0.09 (0.08 – 0.11)

DISTRIBUTION OF PHOTOVOLTAIC POWER OUTPUT

kWh/kWp	60.8 %	82.1 %	100.0 %	of evaluated area
over 5.0	3.1 %	3.4 %	4.3 %	
5.0 – 4.8	11.8 %	13.5 %	17.9 %	
4.8 – 4.6	8.2 %	12.4 %	17.2 %	
4.6 – 4.4	9.6 %	14.6 %	17.9 %	
4.4 – 4.2	19.8 %	28.1 %	31.3 %	
below 4.2	8.5 %	10.1 %	11.4 %	

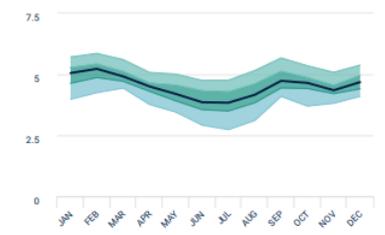
Practical potential: ■ Level 2 ■ Level 1 ■ Level 0

SUMMARY STATISTICS

Maximum	6.59	Maximum	5.15
Percentile 75	6.06	Percentile 75	4.75
Average	5.75	Average	4.50
Median	5.65	Median	4.43
Percentile 25	5.45	Percentile 25	4.26
Minimum	5.12	Minimum	4.04

Theoretical potential kWh/m² ■ GHI Practical potential, Level 1 kWh/kWp ■ PVOID

MONTHLY VARIATION OF PHOTOVOLTAIC POWER OUTPUT



Practical potential, Level 1: — Median ■ Percentile75 to maximum ■ Percentile25 to percentile75 ■ Minimum to percentile25



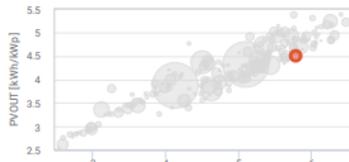
© 2022 The World Bank Group

The World Bank Group has published this fact-sheet as a part of the [Global Photovoltaic Power Potential study](#). Disclaimer: Neither Solargis nor the World Bank Group shall be held responsible for the accuracy and/or completeness of the data and liable for any errors or omissions. It is strongly advised that the data be limited to use in informing policy discussions on the subject. As such, neither Solargis nor the World Bank Group will be liable for any damages related to the use of the study for financial commitments or any similar cases.

globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/

Kenya

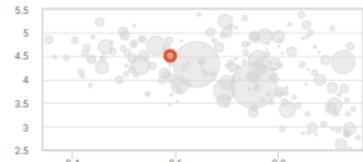
Average theoretical potential (GHI, kWh/m²) **5.780**



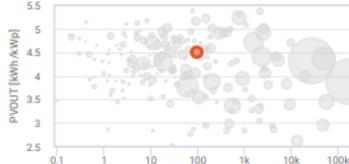
Seasonality index **1.38**



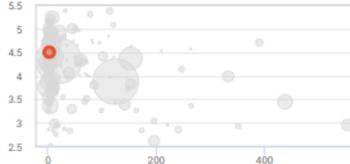
Human development index (2018) **0.59**



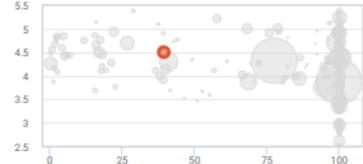
PV installed capacity (MWp, 2018) **93**



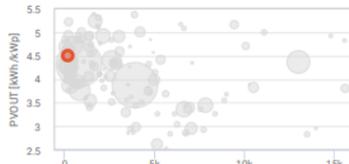
PV installed capacity per capita (Wp, 2018) **2**



Access to electricity (% of rural population, 2016) **39.3**



Electricity consumption (kWh/capita/year, 2014) **164**



Reliability of supply and transparency of tariff **4.0**



Approximate electricity tariffs (USD cents, 2019) **21.5**



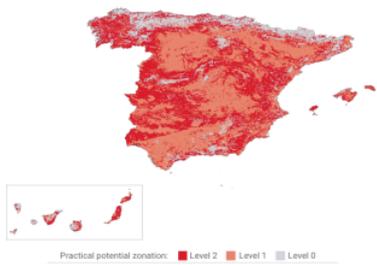
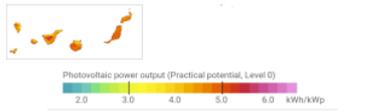
© 2022 The World Bank Group

The World Bank Group has published this fact-sheet as a part of the [Global Photovoltaic Power Potential study](#). Disclaimer: Neither Solargis nor the World Bank Group shall be held responsible for the accuracy and/or completeness of the data and liable for any errors or omissions. It is strongly advised that the data be limited to use in informing policy discussions on the subject. As such, neither Solargis nor the World Bank Group will be liable for any damages related to the use of the study for financial commitments or any similar cases.

globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/

Abbildung 69: Daten aus Kenia zu Solarstrompotenzial und -produktion

Spain



The boundaries, colors, denominations and any other information shown on the maps do not imply on the part of The World Bank, any judgment on the legal status of any territory, or any endorsement or acceptance of such boundaries.

INDICATORS

Total area / Evaluated area	505,935 / 505,040 km ²
Population (2018)	46,723,749
GDP per capita (2018)	30,524 USD
HDI / rank (2017)	0.89 / 24
Electricity consumption per capita (2014)	5,356 kWh/year
PV installed capacity (2018)	4,744 MWp
Average theoretical potential (GHI) / rank	4.575 kWh/m ² / 140
Average practical potential, level 1 / rank	4.413 kWh/kWp / 83
PV equivalent area	0.35%
PVOUT seasonality index (country range)	1.93 (1.43 – 2.67)
LCOE average (country range)	0.08 (0.07 – 0.11)

DISTRIBUTION OF PHOTOVOLTAIC POWER OUTPUT

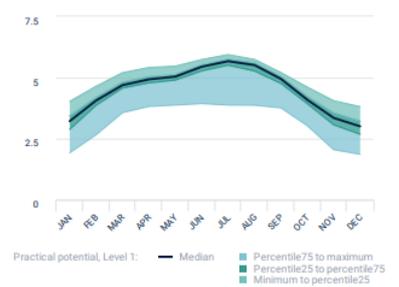
kWh/kWp	40.5%	85.7%	100.0%	of evaluated area
over 4.8	1.0%	2.3%	2.6%	
4.8 – 4.6	4.7%	18.5%	19.5%	
4.6 – 4.4	17.7%	35.5%	37.5%	
4.4 – 4.2	8.9%	17.3%	19.6%	
4.2 – 4.0	2.3%	4.0%	5.9%	
4.0 – 3.8	1.5%	2.7%	4.1%	
3.8 – 3.6	1.6%	2.3%	3.5%	
3.6 – 3.4	1.5%	1.7%	2.9%	
3.4 – 3.2	1.1%	1.2%	2.8%	
below 3.2	0.2%	0.3%	1.6%	

Practical potential: Level 2 Level 1 Level 0

SUMMARY STATISTICS



MONTHLY VARIATION OF PHOTOVOLTAIC POWER OUTPUT



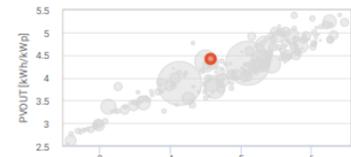
© 2022 The World Bank Group

The World Bank Group has published this fact-sheet as a part of the [Global Photovoltaic Power Potential study](https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/). Disclaimer: Neither Solargis nor the World Bank Group shall be held responsible for the accuracy and/or completeness of the data and liable for any errors or omissions. It is strongly advised that the data be limited to use in informing policy discussions on the subject. As such, neither Solargis nor the World Bank Group will be liable for any damages related to the use of the study for financial commitments or any similar cases.

globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/

Spain

Average theoretical potential (GHI, kWh/m²) **4.575**



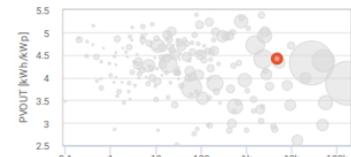
Seasonality index **1.93**



Human development index (2018) **0.89**



PV installed capacity (MWp, 2018) **4,744**



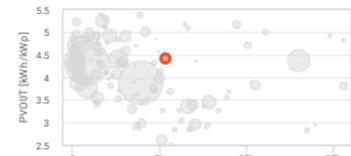
PV installed capacity per capita (Wp, 2018) **102**



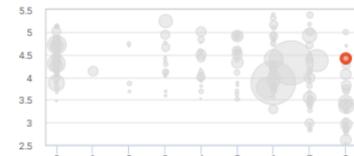
Access to electricity (% of rural population, 2016) **100.0**



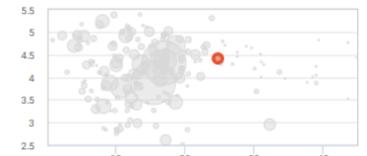
Electricity consumption (kWh/capita/year, 2014) **5,356**



Reliability of supply and transparency of tariff **8.0**



Approximate electricity tariffs (USD cents, 2019) **24.8**



© 2022 The World Bank Group

The World Bank Group has published this fact-sheet as a part of the [Global Photovoltaic Power Potential study](https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/). Disclaimer: Neither Solargis nor the World Bank Group shall be held responsible for the accuracy and/or completeness of the data and liable for any errors or omissions. It is strongly advised that the data be limited to use in informing policy discussions on the subject. As such, neither Solargis nor the World Bank Group will be liable for any damages related to the use of the study for financial commitments or any similar cases.

globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study/

Abbildung 70: Daten aus Spanien zu Solarstrompotenzial und -produktion