



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 2-1

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. Herstellung klimaneutraler Energieträger und Vermeidung von Treibhausgasen (Technischer Werkzeugkasten)

2.1 Regenerative Erzeugung von Strom

Glossar zu 2.1

Szenarien	Beschreibung
Net Zero Emis-	Ein Szenario, das einen engen aber erreichbaren Pfad für den globalen
sions bis	Energiesektor aufzeigt, um bis 2050 Net-Zero-CO ₂ -Emissionen zu errei-
2050 Szenario	chen. Es betrachtet keine Emissionssenkungen außerhalb des Energie-
	sektors, um die eingeplanten Ziele zu erreichen.
Announced Poli-	Ein Szenario, bei dem davon ausgegangen wird, dass die von allen Re-
cies	gierungen weltweit eingegangenen Klimaschutzzusagen, einschließlich
Scenario	der Nationally Determined Contributions (NDCs) und der längerfristigen
	Netto-Null-Ziele, vollständig und pünktlich erfüllt werden.
Stated Policies	Ein Szenario, das die aktuellen politischen Rahmenbedingungen wider-
Szenario	spiegelt, basierend auf einer sektoralen Bewertung der bestehenden und
	der von den Regierungen weltweit angekündigten spezifischen politischen
	Maßnahmen.
Saisonalität	Änderung von Größen wie z.B. dem Energieertrag von PV-Anlagen mit
	den Jahreszeiten. Die Berechnung eines numerischen Wertes erfolgt über
	Verfahren von Zeitreihenanalysen.
Sustainable De-	Ein integriertes Szenario, das darauf abzielt, bis 2030 allen Zugang zu er-
velopment Sze-	schwinglichen, zuverlässigen, nachhaltigen und modernen Energiedienst-
nario	leistungen zu gewährleisten (SDG 7), die Luftverschmutzung erheblich zu
	reduzieren (SDG 3.9) und wirksame Maßnahmen zur Bekämpfung des Kli-
	mawandels zu ergreifen (SDG 13).

2.1.1 Formen der regenerativen Erzeugung

Die Stromverfügbarkeit spielt eine wichtige Rolle für einen weltweiten Wohlstand. Dank der Stromverfügbarkeit können viele nötige Produkte hergestellt werden, Siedlungen, Spitale, Haushalte und Schule werden beleuchtet und Mobilität wird ermöglicht. Auf globaler Ebene ist der Anteil der Menschen mit Zugang zu Elektrizität in den letzten Jahrzehnten stetig gestiegen. Im Jahr 1990 hatten rund 71 % der Weltbevölkerung Zugang zu Elektrizität; im Jahr 2016 waren es 87 %.¹ Knapp über 35 % der globalen CO₂ Emissionen stammen aus dem Stromerzeugungssektor und daher ist man weltweit bestrebt, das Stromnetz durch den Einsatz von Erneuerbarer Energie sukzessive zu dekarbonisieren.²

In letzten zehn Jahren ist die Industrie für erneuerbare Energie rasant gewachsen. Um die Klimazeile erreichen zu können, wird diese Industrie weiterhin schnell wachsen – laut IRENA unter ihrem REMap Szenario muss weltweit der Anteil von erneuerbaren Energien in der globalen Stromerzeugung auf ca. 65 % bis 2050 steigen.³ Erneuerbare Energiequellen fluktuieren stark über die Jahreszeit und den Tagzyklus und daher muss der Stromüberschluss gespeichert werden, damit die Schwankungen im Strombedarf und der -erzeugung ausgeglichen werden können. In diesem Bericht wird die Funktionsweise diverser Arten grüner Stromerzeugung und Stromspeicherung technisch ausgewertet. Es werden die Installationskosten, Stromgestehungskosten bei allen Arten von Kraftwerken zusammen mit ihrem Rohstoffbedarf, Wasserbedarf und ihrer Klimabilanz betrachtet.

Der erste Teil des Kapitels bezieht sich auf die Betrachtung diverser Formen der Erzeugung grünen Stroms. Es wird die Funktionsweise dieser Formen beschrieben. Zu diesen Verfahren gehören Solarphotovoltaik, CSP (siehe Kap. 2.1.1.2), Onshore- und Offshore-Wind, Wasserkraft, Bioenergie und Geothermie. Zweitens werden die Entwicklung der Installationskosten und Stromerzeugungskosten dieser Kraftwerke im letzten Jahrzehnt dargestellt, drittens werden die Kapazitätsfaktoren vorgestellt und das Kapitel 2.1.4 beschäftigt sich mit der Klimabilanz und dem Rohstoffbedarf aller grünen Stromerzeugungsverfahren.

Die Kernenergie ist heute die zweitgrößte Quelle für kohlenstoffarmen Strom: 440 in Betrieb befindliche Reaktoren lieferten im Jahr 2020 ca. 2.600 TWh/a Strom weltweit, was 10 % der weltweiten Stromversorgung entspricht.⁴ In den vergangenen 50 Jahren hat die Nutzung der Kernenergie die CO₂-Emissionen um mehr als 60 Gt reduziert – das sind fast zwei Jahre der weltweiten energiebedingten Emissionen. In den EU-Ländern hat jedoch der Ausstieg aus der Kernenergie begonnen, da sie als nicht nachhaltig angesehen wird und kaum neue

¹ Vgl. Our World in Data, (2019).

² Vgl. Statista, (2020).

³ Vgl. IRENA, (2018).

⁴ Vgl. World Nuclear Association, (2022).

Investitionen in diesem Bereich getätigt werden – und das ausgerechnet zu einem Zeitpunkt, an dem die Welt mehr kohlenstoffarmen Strom benötigt. Aber laut der neuen EU-Taxonomie werden neue Atomkraftwerke bis zum Jahr 2045 als nachhaltig klassifiziert, wenn ein konkreter Plan für die Entsorgung radioaktiver Abfälle ab spätestens 2050 entsteht.

2.1.1.1 Erzeugung durch Photovoltaik

Das Sonnenlicht erzeugt auf den Panels durch den so genannten "Photoelektrischen Effekt" elektrischen Strom. Jedes Panel erzeugt eine relativ kleine Energiemenge, es kann aber mit anderen Panels verbunden werden, um die gewonnene Energiemenge zu vervielfältigen. Von einer Solaranlage wird Gleichstrom erzeugt. Damit der Solarstrom ins Netz eingespeist und genutzt werden kann, muss er mit Hilfe eines Wechselrichters in Wechselstrom umgewandelt werden. Der Wechselstrom kann dann für die lokale Stromversorgung von elektrischen Geräten verwendet oder an das Stromnetz weitergeleitet und anderweitig genutzt werden. Im Folgenden werden die Hauptkomponenten einer Solarphotovoltaikanlage beschrieben:

Solarmodul: Ein Photovoltaikmodul wandelt das Licht der Sonne direkt in elektrische Energie um. Das Modul besteht aus Solarzellen, die in Serie oder parallel geschaltet sind. Solarmodule sind in flexibler und starrer Ausführung verfügbar. Starre Solarmodule bestehen üblicherweise aus siliziumbasierten Solarzellen, die zwischen zwei Glasplatten oder einer Glasplatte und einer rückseitigen Folie mittels Einbettungsmaterial hermetisch verkapselt sind. Es gibt drei Typen: Siliziumpolykristallin, Siliziummonokristallin und Dünnschichtzellen bestehend aus Cadmium-Tellurid oder Kupfer-Indium-Gallium-DiSelenid. Den höchsten Wirkungsgrad haben Siliziumzellen (monokristallin: 21 %, polykristallin: 17 %). Dünnschichtzellen liegen bei 11 bis 12 %, haben aber fertigungstechnisch den Vorteil, dass man sie bei der Herstellung zu einem kompletten Modul verschalten kann.⁵

Wechselrichter: Der Gleichstrom aus der Solaranlage auf der Module-Seite wird in Wechselstrom umwandelt. Diese Umwandlung ist für die meisten elektrischen Geräte oder den Anschluss an das Stromnetz erforderlich. Wechselrichter sind für fast alle Solarenergiesysteme wichtig und sind in der Regel die teuerste Komponente nach den Solarmodulen selbst. Die meisten Wechselrichter haben einen Umwandlungswirkungsgrad von 90 % bis 95 % oder mehr und verfügen über wichtige Sicherheitsfunktionen, wie z. B. Unterbrechung des Erdschlussstromkreises und Islanding-Protection, bei der der Wechselrichter die Einspeisung des Stroms bei Netzausfall unterbricht.

Montage: Mit einem Montage-System werden die Module am Boden oder auf dem Dach befestigt. Dieses wird in der Regel aus Stahl oder Aluminium gefertigt. Das Montagesystem sollte

⁵ Vgl. Mertens, (2014).

so konstruiert sein, dass es extremen Wetterereignissen wie Windgeschwindigkeiten auf Hurrikan- oder Tornado-Niveau und/oder hohen Schneemengen standhalten kann. Bei bodenmontierten PV-Anlagen kann die Anlage ebenfalls entweder mit Ballast oder mit mechanischen Verankerungen am Boden befestigt werden. Einige Freiflächenanlagen sind auch mit Nachführsystemen ausgestattet, die mit Hilfe von Motoren und Sensoren der Sonne nachgeführt werden, wodurch sich die erzeugte Energiemenge erhöht aber auch die Kosten für Installation und Wartung erhöht werden.

Die Stromgestehungskosten ermöglichen den Vergleich der Erzeugungskosten von Solarphotovoltaik mit anderen Energieerzeugungstechnologien. In den meisten Ländern lagen schon im Jahr 2018 die Stromgestehungskosten unter 0,12 USD/kWh und aus der globalen Perspektive lagen die Kosten zwischen 0,06 USD/kWh und 0,26 USD/kWh.⁶



Abbildung 4: Gestehungskosten für Solarphotovoltaikstrom weltweit. Quelle: Global Solar Atlas, (2018).

Ein langfristiger Jahresdurchschnitt des Solarenergiepotenzials pro installierte Leistung betrachtet nicht die Variationen beim Solarenergieertrag über die Jahreszeiten. Daher hat Global Solar Atlas einen Seasonality Index vorgestellt,⁷ der das Verhältnis zwischen den höchsten und den niedrigsten monatlichen gesamten Solarenergieerträgen definiert. Die Länder mit hohem Potenzial haben in der Regel eine niedrige Saisonalität, ca. unter 2. Insgesamt leben 86 % der Weltbevölkerung in 150 Ländern, in denen der durchschnittliche Seasonality Index unter 2 liegt und der Solarenergieertrag pro installierte Leistung beträgt mehr als 3,5 kWh/kWp/tag (siehe Abbildung 6).⁸

⁶ Vgl. Global Solar Atlas, (2018).

⁷ Vgl. Global Solar Atlas, (2018).

⁸ Vgl. Global Solar Atlas, (2018).

Die Stromerzeugung von PV-Anlagen kann auch in Ländern mit einem geringen PV-Potenzial, wie Dänemark,⁹ Großbritannien¹⁰ und Deutschland¹¹ rentabel sein. Wichtig ist, dass es mehrere Länder mit hohen Stromtarifen (über 0,20 USD/kWh) gibt, die gleichzeitig ein hohes PV-Potenzial aufweisen (über 4 kWh/kWp/Tag). Zu dieser Gruppe gehören viele Inselländer und Länder mit weniger entwickelten Stromnetzen, in denen teure und umweltschädliche kleine Dieselgeneratoren heute die Hauptquelle der Stromerzeugung bilden. In diesen Ländern kann kostengünstiger Solarstrom in lokalen Inselnetzen erzeugt werden, statt des Einkaufs von teurem Strom aus einem Stromnetz, das darüber hinaus auch Ausbau und Wartung erfordert. Natürlich gibt es keinen Solarstrom nachts ohne Speicher, aber es könnte zumindest zur Abdeckung des Eigenverbrauchs tagsüber Photovoltaikstrom zum Einsatz kommen. Ein komplettes Bild erhält man durch die Betrachtung der Stromspeicherkosten.



Quelle: Global Solar Atlas, (2018).

⁹ Stromtarife ca. 210 USD/MWh und die Stromgestehungskosten durch Photovoltaik zwischen 110 USD/MWh und 130 USD/MWh

¹⁰ Stromtarife ca. 180 USD/MWh und die Stromgestehungskosten durch Photovoltaik zwischen 130 USD/MWh und 180 USD/MWh

¹¹ Stromtarife ca. 330 USD/MWh und die Stromgestehungskosten durch Photovoltaik zwischen 100 USD/MWh und 120 USD/MWh



Quelle: Global Solar Atlas, (2018).

In einigen afrikanischen Ländern könnte der Solarstrom zu Kosten zwischen 0,06 und 0,08 USD/kWh produziert werden, in manchen sogar unter 0,06 USD/kWh.¹² In Ländern wie Ghana¹³ und Kenia¹⁴ sind die Stromtarife im Durchschnitt höher als die Stromgestehungskosten durch Solarphotovoltaik (siehe Anhang zu 2.1, S. 66) und der Seasonality Index liegt auch unter 2 (siehe Abbildung 6). Darüber hinaus sind in Südspanien die Stromtarife höher als die Stromgestehungskosten durch Solarphotovoltaik. Südspanien besitzt im Durchschnitt ein Solar-PV Potenzial knapp unter 4,5 kWh/kWp/t. Dort beträgt der Seasonality Index durchschnittlich 1,9 (siehe Anhang zu 2.3.4,). Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Regionen mit hohen Strompreisen, ohne angemessene Stromnetzinfrastruktur, mit geringer Saisonabhängigkeit und hohem Solarenergiepotenzial pro kW installierter Leistung mit dezentralen Photovoltaikanlagen kostengünstig produzieren können.

In Abbildung 7 ist die installierte Solarphotovoltaikleistungen aller Länder dargestellt. Der Anteil von Solarenergie wird in Abbildung 8 dargestellt¹⁵ – ein wesentlicher Teil davon ist Solarphotovoltaik, da die installierte Leistung von Photovoltaik weltweit ist großer als die von CSP (siehe Abbildung 7 und Abbildung 12). In meisten Ländern ist der Anteil von PV immer noch unter 4 %. Luxembourg mit 13 %, Italien mit ca. 10 %, Malta mit ca. 9,5 % und Chile und Japan mit

¹² Vgl. Global Solar Atlas, (2018).

¹³ Seasonality Index: 1,39, Stromtarife: ca. 220 USD/MWh und die Stromgestehungskosten durch Photovoltaik: 110 USD/kWh und 120 USD/MWh

¹⁴ Seasonality Index: 1,38, Stromtarife: ca. 210 USD/MWh und die Stromgestehungskosten durch Photovoltaik: zwischen 80 USD/kWh und 110 USD/MWh

¹⁵ Photovoltaik und CSP inklusiv. Photovoltaik globale Gesamtleistung: 1.134 GW. CSP globale Gesamtleistung: 10 GW

9 % sind die führenden Länder mit großem Anteil an Solarenergie im Strommix (siehe Abbildung 8).



Abbildung 8: Anteil von Solarstrom (Solarphotovoltaik und CSP) im Strommix verschiedener Länder. Quelle: Our World in Data, (2022).

Trotz der hohen installierten Leistungen in China, USA und Japan sind die Anteile von Solarenergie am Strommix in diesen Ländern bzw. knapp über 3 %, 3,5 % und 9 % (siehe Abbildung 7 und Abbildung 8).

2.1.1.2 Erzeugung durch CSP

CSP-Technik verwendet Spiegel, um das Sonnenlicht auf einen Receiver zu konzentrieren. Die Energie des konzentrierten Sonnenlichts erhitzt eine Hochtemperaturflüssigkeit im Receiver. Die thermische Energie wird genutzt, um eine Turbine und folglich einen Generator zur Stromerzeugung anzutreiben. Die solarthermische Energie kann auch für eine Vielzahl anderer industrieller Anwendungen wie Wasserentsalzung, verbesserte Ölgewinnung, Lebensmittelverarbeitung, chemische Produktion und Mineralienverarbeitung genutzt werden. Im Folgenden werden verschiedene Arten der CSP-Technologie erklärt:

Solarturm-System: Zentrale Receiver-Systeme nutzen sonnennachgeführte Spiegel, so genannte Heliostaten, um das Sonnenlicht auf einen Receiver an der Spitze eines Turms zu konzentrieren. Eine im Receiver auf etwa 600 °C erhitzte Wärmeträgerflüssigkeit wird zur Dampferzeugung verwendet, die wiederum in einem Turbinengenerator zur Stromerzeugung genutzt wird. Zahlreiche Forschungsprojekte befassen sich mit verschiedenen anderen Wärmeübertragungs- oder Energiespeichermaterialien, da diese das Potenzial haben, höhere Temperaturen zu erreichen, was zu Effizienzsteigerungen und niedrigeren Kosten führt. Diese möglichen Energiespeichermaterialien reichen von Luft über Sandpartikel bis hin zu alternativen Mischungen von Chemikalien.¹⁶



Abbildung 9: Zentralenturm-System von konzentrierter Solarthermie. Quelle: Karatairi & Ambrosini, (2018).

Parabolrinnen System: In einem Parabolrinnensystem wird die Sonnenenergie durch parabolisch gekrümmte, rinnenförmige Parabolic Reflektoren auf ein Receiverrohr – das Wärmeabsorberrohr – konzentriert, das etwa einen Meter über der gekrümmten Oberfläche der Spiegel verläuft. Die Temperatur der durch das Rohr fließenden

¹⁶ Vgl. Solar PACES, (2021).

Wärmeträgerflüssigkeit, in der Regel Thermoöl, wird (von 293°C bis auf 393°C) erhöht, und die Wärmeenergie wird im Wärmekraftwerk zur Stromerzeugung in einem Dampferzeuger genutzt. Ein Rinnensolarkollektorfeld besteht aus mehreren parabolrinnenförmigen Spiegeln in parallelen Reihen, die so ausgerichtet sind, dass diese einachsigen rinnenförmigen Spiegel der Sonne tagsüber von Osten nach Westen nachgeführt werden können, um sicherzustellen, dass die Sonne kontinuierlich auf die Receiverrohre fokussiert wird.



Abbildung 10: Parabolic Trough Collector. Quelle: Joardder et al., (2017).

Paraboloidsystem: Ein Parabolspiegel System besteht aus einem parabelförmigen Punktfokus-Konzentrator in Form einer Schüssel, der die Sonnenstrahlung auf einen im Brennpunkt montierten Empfänger reflektiert. Diese Konzentratoren sind auf einer Struktur mit einem zweiachsigen Nachführsystem montiert, um der Sonne zu folgen. Die gesammelte Wärme wird direkt von einem Stirling-Wärmemotor genutzt, der auf dem Empfänger montiert ist und sich mit der Schüsselstruktur bewegt. Die Schüssel kann extrem hohe Temperaturen erreichen und ist vielversprechend für den Einsatz in Solarreaktoren zur Herstellung von Brennstoffen, die sehr hohe Temperaturen erfordern.



Abbildung 11: Parabolspiegel Kollektor. Quelle: Blanco & Miller, (2017). In Abbildung 12 werden die weltweit installierten Leistungen für CSP dargestellt. Im Vergleich zur Solarphotovoltaik sind die installierten Leistungen wesentlich niedriger. Spanien hat die größte installierte Kapazität an solarthermischen Kraftwerken von ca. 2.300 MW (siehe Abbildung 12).



Abbildung 12: Installierte Leistung von CSP gewisser Länder. Quelle: IRENA, (2021).

2.1.1.3 Erzeugung durch Onshore- und Offshore-Windkraftwerke

Eine Windkraftanlage wandelt Windenergie in Strom um, indem sie die aerodynamische Kraft auf die Rotorblätter nutzt. Wenn der Wind über das Blatt strömt, nimmt der Luftdruck auf einer Seite des Blattes ab. Der Unterschied im Luftdruck auf den beiden Seiten des Blattes erzeugt sowohl Auftrieb als auch Widerstand. Der Auftrieb ist stärker als der Luftwiderstand, wodurch sich der Rotor dreht. Der Rotor ist mit dem Generator verbunden, entweder direkt oder über eine Welle und ein Getriebe, die die Drehung beschleunigen und einen physikalisch kleineren Generator ermöglichen. Durch diese Umsetzung der aerodynamischen Kraft in die Rotation eines Generators wird Strom erzeugt. Die Hauptkomponenten einer Windkraftanlage sind in Abbildung 13 dargestellt.



Abbildung 13: Onshore-Windanlage Komponenten. Quelle: Năstase, (2017).

Windparks können nicht nur onshore, sondern auch offshore installiert werden, um die stärkeren und weniger turbulenten Winde auf See zu nutzen. Derzeit befinden sich Offshore-Windparks in flachen Gewässern und weit entfernt von der Küste,¹⁷ von Seeverkehrswegen, strategischen Marineeinrichtungen und ökologisch zu schützenden Bereichen. Abbildung 14 zeigt verschiedene Stützstrukturen für Offshore-Windenergieanwendungen. In flachen Gewässern und in Übergangsgewässern werden die Monopile- bzw. Jacket-Konstruktionen eingesetzt. Moderne Offshore-Windparks benötigen möglicherweise keine in den Meeresboden eingegrabenen Fundamente, sondern können mit schwimmenden Plattformen und Verankerungen errichtet werden, wie in Abbildung 14 dargestellt. Solche Konstruktionen können die Errichtung von Windparks in tieferen Gewässern erleichtern und dazu beitragen, die hohen Windkapazitäten in tiefen Offshore-Gewässern zu nutzen.

¹⁷ bis zu 60 Meter tief



Abbildung 14: Offshore-Windkraft. Quelle: Windpower Engineering & Development, (2022).

Abbildung 16 und Abbildung 15 zeigen die Installierte Leistung von Offshore- und Onshore-Windkraft weltweit. Das Vereinigte Königreich ist das Land mit der höchsten installierten Offshore-Kapazität von insgesamt 29 % aller globalen Offshore-Windenergieanlagen.



Abbildung 15: Installierte Leistung von Offshore-Windkraft weltweit. Quelle: IRENA, (2021).



Abbildung 16: Installierte Leistung von Onshore-Windkraft weltweit. Quelle: IRENA, (2021).



Abbildung 17:Anteil von Onshore- und Offshore-Windkraft im Strommix weltweit. Quelle: Our World in Data, (2022).

Onshore- und Offshore-Windkraft tragen zwischen 20 % und 40 % zur Stromerzeugung in Ländern wie Deutschland,¹⁸ Großbritannien¹⁹ und Uruguay²⁰ bei (siehe Abbildung 17). In China,

- ¹⁸ 22 % am Strommix
- ¹⁹ 24 % am Strommix
- ²⁰ 40 % am Strommix

Australien, Brasilien und in den USA sind die Anteile von Windkraft in der Stromerzeugung zwischen 5 % und 10 %.²¹ In Kenia liegt der Stromanteil von Windkraft im Strommix bei ca. 11 %. Der größte Anteil von Windkraft im Strommix wurde von Dänemark mit ca. 54 % aufgebaut (siehe Abbildung 17).

Bemerkenswert sind die niedrigen Anteile von Windstrom im Strommix in Russland, Australien und in den USA. Abbildung 18 zeigt die durchschnittlichen jährlichen Nettokapazitätsfaktoren für alle Landgebiete und die ausschließlichen Wirtschaftszonen,²² die sich bis 200 Seemeilen vor den Küsten erstrecken.²³ Die räumliche Verteilung der Kapazitätsfaktoren korreliert gut mit den globalen Windgeschwindigkeitskarten, d. h. die Kapazitätsfaktoren sind in den oberen und unteren Breitengraden am höchsten und in der Nähe des Äquators am niedrigsten.

In einigen Studien wurde untersucht, ob der Luftwiderstand durch den Ausbau von Windparks in großem Maßstab die Erträge von Windparks weltweit durch die Verlangsamung großräumiger Winde verringern könnte. Es wurde festgestellt,²⁴ dass die Kapazitätsfaktoren von Windparks von der Gesamtwindkapazität abhängig sind, weil der großräumige Ausbau die Windgeschwindigkeiten über den lokalen Maßstab hinaus erheblich absenkt. Beide weisen darauf hin, dass die Windproduktion bei einer Installationsdichte von 1,0 MW/km² in die Sättigung der globalen Windressourcen geht und die Schätzungen in einigen Studien von viel höheren Leistungsdichten ausgehen. Einige Autoren geben sogar eine maximale Dichte in der Größe von 5,0 MW/km² an. Unter der Annahme, dass Windturbinen mit maximal 1,0 MW/km² über ein großes Gebiet verteilt sein sollten, um nur vernachlässigbare Auswirkungen auf die Windgeschwindigkeit zu haben, dann müssten die Schätzungen des Windenergiepotenzials in der Studie mit 5,0 MW/km² um den Faktor fünf reduziert werden.²⁵

Abbildung 19 zeigt die größten Öl- und Gas-Exporteure wie Russland und Norwegen. Sie besitzen auch ein sehr großes Onshore Windenergie Potenzial und dies könnte in der Zukunft gewonnen werden, nicht nur, um den Strombedarf in diesen Ländern abzudecken, sondern auch, um grünen Wasserstoff herstellen zu können. Dieses Potenzial jedes einzelnen Landes wäre ein Fünftel des in der Abbildung 19 aufgeführten Potenzial, wenn dies auf eine Installationsdichte von 1 MW/km² für Windparks bezogen wird. Darüber hinaus ist die Entfernung der möglichen Windparks vom vorhandenen Stromnetz ebenfalls in Abbildung 19 dargestellt. In Russland und den Vereinigten Staaten befinden sich Onshore-Windkraftanlagen mit Kapazitätsfaktoren zwischen 26 % und 30 % recht nahe an der bestehenden Netzinfrastruktur. In

²¹ Onshore und Offshore

²² ohne Antarktis

²³ für 90 m Windturbine Nabenhöhe, IEC-Klasse I/II-Turbine (Klasse I für Offshore und Klasse II für Land), Verfügbarkeit und Array Effizienz der Anlagen

²⁴ Vgl. Amanda & David, 2013.

²⁵ Vgl. Eurek et al., (2017).

Australien und Argentinien hingegen befinden sich viele Windressourcen mit Kapazitätsfaktoren bzw. zwischen 30 %–34 % und 34 %–46 % weit entfernt von der bestehenden Stromnetzinfrastruktur.



Abbildung 18: Globale durchschnittliche jährliche Nettokapazitätsfaktoren (einschließlich Verfügbarkeit und Array-Effizienz der Anlagen) für Landgebiete (ohne Antarktis) und Offshore-Gebiete, die 200 Seemeilen von der Küstenlinie entfernt sind. Quelle: Eurek et al., (2017).



Abbildung 19: Das Onshore-Windenergiepotenzial und Kapazitätsfaktoren (nCF0) in exklusiven Wirtschaftszonen (EEZ). Quelle: Eurek et al., (2017).

Der Ausbau von Windparks weit entfernt von der Küste in tiefen Wässern wäre teurer als Onshore-Windparks oder Windparks nahe der Küste. Aber in Zukunft könnte mit Hilfe von schwimmenden Windparks in tiefem Wasser die Erzeugung von kostengünstigem grünem Wasserstoff möglich sein. Das Potenzial und die höheren Kapazitätsfaktoren sind attraktiv, z.B. in den USA liegt das Offshore-Windpotenzial bei 4 PWh.^{26.}In den tiefen Gewässern der russischen,

²⁶ Vgl. Terdiman, (2021).

norwegischen, amerikanischen, australischen und kanadischen Meereszonen sind hohe Kapazitätsfaktoren zwischen 30 % und 46 % verfügbar (siehe Abbildung 20).



Abbildung 20: Das Offshore-Windenergiepotenzial in exklusiven Wirtschaftszonen (EEZ). Quelle: Eurek et al., (2017).



Abbildung 21: Leistungsdichte der Windkraft (W/m²) weltweit. Quelle: Global Wind Atlas, (2022).

In afrikanischen Ländern entlang des Äquators, Brasilien, Indien sowie Südost Asien sind die Windenergie Potenziale eher begrenzt, siehe Abbildung 21.

2.1.1.4 Erzeugung durch Wasserkraftwerke

Bei der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft wird das Wasser an einem höher gelegenen Ort gesammelt oder gespeichert und durch große Rohre oder Stollen zu einem niedrigeren Ort geleitet. Am Ende seines Weges durch die Rohre bringt das fallende Wasser Turbinen zum Drehen. Die Turbinen wiederum treiben Generatoren an, die die mechanische Energie der Turbinen in Strom umwandeln. Transformatoren wandeln dann die für die Generatoren geeignete Wechselspannung in eine höhere, für die Fernübertragung geeignete Spannung um. Das Gebäude, in dem die Turbinen und Generatoren untergebracht sind und in das die Leitungen oder Druckleitungen geführt werden, wird als Generatorhalle bezeichnet. Die verschiedenen Arten von Wasserkraftwerken werden im Folgenden beschrieben, laut NREL:²⁷

Staumaueranlage: Der häufigste Typ von Wasserkraftwerken ist eine Staumaueranlage. Eine Stauanlage, in der Regel eine große Wasserkraftanlage, nutzt einen Staudamm, um das Flusswasser in einem Stausee zu speichern. Das Wasser kann entweder zur Deckung eines wechselnden Strombedarfs oder zur Aufrechterhaltung eines konstanten Niveaus des Reservoirs verwendet werden.

Umleitungsanlage: Eine Umleitungsanlage leitet einen Teil eines Flusses durch einen Kanal oder eine Druckleitung.²⁸ Ein Staudamm ist hierfür nicht erforderlich.

Laufwasserkraftwerk: Ein Laufwasserkraftwerk nutzt das Wasser innerhalb des natürlichen Abflussbereichs des Flusses und benötigt keine oder nur eine geringe Aufstauung.

Pumpspeicherkraftwerk: Wenn die Nachfrage nach Strom gering ist, speichert ein Pumpspeicherkraftwerk Energie durch das Pumpen von Wasser aus einem unteren Reservoir in ein oberes Reservoir. Während Zeiten mit hohem Strombedarf wird das Wasser wieder in das untere Reservoir geleitet, um Strom zu erzeugen.

Abbildung 22 zeigt die weltweite installierte Leistung vom Wasserkraftanlagen. Auf Basis der gesamten installierten Leistung aus Wasserkraft belegt China den Spitzenplatz gefolgt von Brasilien, USA und Kanada. Aber die größten Anteile aus Wasserkraft im Landesstrommix gibt es in Tajikistan und Norwegen (siehe Abbildung 23).



Abbildung 22: Installierte Leistung von Wasserkraft weltweit. Quelle: IRENA, (2021).

²⁷ Vgl. NREL, (2021).

²⁸ Wie in den klassischen Wassermühlen



Abbildung 23: Anteil von Wasserkraft am Strommix weltweit gewisser Länder. Quelle: Our World in Data, (2022).

Südamerika, Kanada und Zentralafrika haben die größten Wasserkraftpotenziale pro Kopf, obwohl Asien fast 50 % des globalen Gesamtpotenzials besitzt. Das gesamte theoretische Wasserkraftpotenzial drückt die Gesamtmenge an Strom aus, die potenziell erzeugt werden könnte, wenn alle verfügbaren Wasserressourcen für diese Nutzung eingesetzt würden. Insgesamt könnten global theoretisch ca. 25 PWh/Jahr (bei einem Kapazitätsfaktor von 50 %) aus Wasserkraft erzeugt werden.²⁹

Laut einer Studie beträgt das weltweite theoretische Wasserkraftpotenzial jedoch etwa 52 PWh/Jahr, welches auf 11,8 Millionen Orte aufgeteilt ist, basiert auf den 7,5 arcsec GMTED2010 Elevationsdaten und den Abflussdaten des Global Runoff Data Centre.30 Dieses Potenzial kann jedoch aufgrund ökologischer und wirtschaftlicher Einschränkungen nicht ausgeschöpft werden. Abbildung 24 zeigt die weltweite Verteilung des theoretischen Wasserkraftpotenzials.Tabelle *1* werden diese für die Kontingente quantifiziert.

²⁹ Vgl. EIA, (2021).

³⁰ Vgl. Hoes et al., (2017). Unter die in der Studie erwähnte Randbedingungen: Nur Flussstandorte mit einem Höhenunterschied größer als 1 m zwischen zwei benachbarten Zellen von 7,5 arcsec (≈225m am Äquator) und einem Abfluss Q ≥ 0,1 m³/s wurden als geeignete Wasserkraftstandorte ausgewählt.



Abbildung 24: Das theoretische Wasserkraftpotenzial weltweit – Gesamtpotenzial und Pro-Kopf-Potenzial. Quelle: Hoes et al., (2017).

Die installierten Leistungen von Large-Hydro³¹ Kraftwerke liegen typischerweise über 100 MW, von Small-Hydro Kraftwerke zwischen 1 MW und 10 MW, von Mini-Hydro Kraftwerke zwischen 100 kW und 1 MW, und von Micro-Hydro zwischen 5 kW und 100 kW.³² Wasserkraftwerke können die Fischwanderung behindern, die natürlichen Wassertemperaturen, die Wasserchemie, die Fließeigenschaften und die Schlammmengen verändern, so EIA.

Tabelle 1: Das gesamte theoretische Wasserkraftpotenzial diverser Kontinente.

Plants:	Large (TWh/year)	Small (TWh/year)	Mini (TWh/year)	Micro (TWh/year)	Total (TWh/year)	
Asia	17,631	5,062	1,582	276	24,551	48%
North America	3,815	2,243	712	149	6,919	13%
Europe	971	854	328	86	2,240	4%
Africa	5,657	1,325	535	162	7,680	15%
South America	7,020	1,779	692	236	9,727	19%
Oceania	168	166	44	5	382	0.7%
Australia	34	84	46	14	177	0.3%
Global 35 68	35,296	11,513	3,939	929	51,677	100%
	68%	22%	8%	2%	100%	

Quelle: Hoes et al., (2017).

Note that these numbers are the gross potential multiplied by a capacity factor of 0.5.

2.1.1.5 Erzeugung durch Bioenergie

Bioenergieanlagen wandeln erneuerbare Biomasse-Brennstoffe in Wärme und Strom um, wobei ähnliche Verfahren wie bei fossilen Brennstoffen zum Einsatz kommen. Es gibt drei Möglichkeiten, die in der Biomasse gespeicherte Energie z.B. zur Stromerzeugung zu nutzen: direkte Verbrennung, bakterielle Fermentierung zur Erzeugung von Biogasen und

³¹ Wasserkraftwerk

³² Vgl. Renewables First, (2016).

Umwandlung in gasförmigen/flüssigen Brennstoff.³³ Abbildung 25 zeigt die aus Bioenergie erzeugte Strommenge auf der Grundlage der Art des Brennstoffs. Ein großer Teil dieser Elektrizität stammt aus festen Brennstoffen, der restliche Anteil der Elektrizität wird aus Biogas, Bagasse und Kommunalabfällen gewonnen.³⁴ Die Art des Verfahrens, das bei den einzelnen Brennstoffen angewandt wird, um daraus Strom zu erzeugen, wird von IRENA jedoch nicht erwähnt.³⁵ Typischerweise wird holzige Biomasse wie Holzspäne, Pellets und Sägemehl verbrannt oder vergast, um Strom zu erzeugen.³⁶ Maisstroh und Weizenstroh werden zur Verbrennung in Ballen gepresst oder in einem anaeroben Fermenter in Gas umgewandelt. Sehr feuchte Abfälle, wie tierische und menschliche Abfälle, werden in einem anaeroben Fermenter in ein Gas mit mittlerem Energiegehalt umgewandelt und anschließend wird daraus Strom und Wärme erzeugt.



Abbildung 25. Stromerzeugung aus diversen Bioenergiequellen. Quelle: IRENA, (2021).

 Verbrennung: Der größte Stromanteil aus Biomasse wird durch direkte Verbrennung erzeugt. Biomasse wird in einem Kessel verbrannt, um Hochdruckdampf zu erzeugen. Dieser Dampf treibt eine Turbine und einen Generator an. Biomasse kann auch als Ersatz für einen Teil der Kohle in einem bestehenden Kohlekraftwerk dienen, und zwar in einem Verfahren, das als Mitverbrennung bezeichnet wird.³⁷ Anstatt auf einer Deponie zu landen, kann der Abfall als Brennstoff verwendet werden.

³³ Vgl. US Department of Energy Efficieny and Renewable Energy, (2021).

³⁴ Vgl. IRENA, (2021).

³⁵ Vgl. IRENA, (2021).

³⁶ Vgl. FEMP, (2016).

³⁷ Vgl. Victoria State Government, (2022).



Direct Combustion / Steam Turbine System

In Schweden beispielsweise wird der Abfall als Brennstoff in Energie umgewandelt und in das schwedische Fernwärmesystem eingespeist, um damit den Wärmebedarf von 1.250.000 Wohnungen und den Strombedarf von 680.000 Wohnungen abdecken zu können.³⁸

Die Systemkosten sinken tendenziell mit zunehmender Größe des Systems. Für ein reines Stromerzeugungssystem³⁹ im Bereich von 5 bis 25 MW liegen die Kosten im Allgemeinen zwischen 3.000 USD/kW und 5.000 USD/kW.⁴⁰ Die Stromgestehungskosten für dieses System liegen bei 0,08 bis 0,15 USD/kWh, können aber mit den Brennstoffkosten erheblich steigen.⁴¹ Große Systeme erfordern erhebliche Mengen an Brennstoff,⁴²⁴³ was zu längeren Transportwegen und steigenden Materialkosten führt. Kleine Systeme haben höhere Betriebs- und Wartungskosten pro erzeugter Energieeinheit und einen geringeren Wirkungsgrad als große Systeme.⁴⁴ Daher ist die Bestimmung der optimalen Systemgröße für eine bestimmte Anwendung ein iterativer Prozess.

 Bakterielle Fermentierung: Organische Abfälle mit hohem Wassergehalt wie Gülle, Grünschnitt und Resthölzer werden unter Luftausschluss fermentiert.⁴⁵ Hauptprodukt ist (neben CO₂) Biomethan, welches nach weiterer Konditionierung entweder ins Erdgasnetz eingespeist wird oder über einen Gasmotor der Stromerzeugung dient.

Abbildung 26: Direkte Verbrennung der Biomasse zur Stromerzeugung. Quelle: FEMP, (2016).

³⁸ Vgl. Vattenfall AB, (2021).

³⁹ Ohne Kraft-Wärme-Kopplung

⁴⁰ Vgl. FEMP, (2016).

⁴¹ Vgl. FEMP, (2016).

⁴² Der Heizwert von Anthrazitkohle ist bspw. doppelt so hoch wie der von Holzpellets

⁴³ Vgl. Forest Research, (2021).

⁴⁴ Vgl. FEMP, (2016).

⁴⁵ anaerob



Abbildung 27: Strom und Wärmeerzeugung aus Biogasen. Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien, (2022).

 Vergasung: Biomasse kann durch Vergasung und Pyrolyse in einen gasförmigen oder flüssigen Brennstoff umgewandelt werden. Bei der Vergasung wird festes Biomassematerial hohen Temperaturen und sehr wenig Sauerstoff ausgesetzt, um Synthesegas zu erzeugen⁴⁶ – ein Gemisch, das hauptsächlich aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff besteht. Das Gas kann dann in einem Gasmotor verbrannt werden, um Strom sowie Wärme zu erzeugen, wie in Abbildung 28.



Abbildung 28. Vergasung der Biomasse zur Stromerzeugung. Quelle: NREL, 2009.

Abbildung 29 zeigt die installierten Bioenergie-Kapazität weltweit. Es wurden verschiedene Kategorien von Biomasseressourcen in Betracht gezogen werden: Abfälle aus der Forst- und Landwirtschaft, verschiedene organische Klärschlammströme und Biomasseproduktion auf Flächen unterschiedlicher Kategorien, z. B. Grasproduktion auf Weideland, Holzplantagen und Zuckerrohr auf Ackerland.



Abbildung 29: Installierte Leistung von Bioenergiekraftwerken weltweit. Quelle: IRENA, (2021).

Das Potenzial für Energiepflanzen hängt weitgehend von der Verfügbarkeit von Land ab, da weltweit eine wachsende Nachfrage nach Nahrungsmitteln befriedigt werden muss, und zwar in Verbindung mit Umweltschutz, nachhaltiger Bewirtschaftung von Böden und Wasserreserven. Da ein großer Teil der künftigen Verfügbarkeit von Biomasseressourcen für Energie und Materialien von diesen komplexen und miteinander verbundenen Faktoren abhängt, ist es nicht möglich, das genaue Bioenergiepotenzial auswerten zu könne, laut IEA. Das künftige Biomasse Potenzial wird zwischen 40 EJ/a und 1.100 EJ/a prognostiziert.⁴⁷

2.1.1.6 Erzeugung durch Geothermie

Geothermische Anlagen funktionieren im Wesentlichen genauso wie ein Kohle- oder Kernkraftwerk, der Hauptunterschied besteht in der Wärmequelle. Bei der Geothermie ersetzt die Wärme der Erde den Kessel eines Kohlekraftwerks oder den Reaktor eines Kernkraftwerks. Die Turbinen werden mit dem heißen Dampf aus der Erde angetrieben und sind am Generator angeschlossen, der den Strom erzeugt.



Abbildung 30: Diverse Arten von Geothermiekraftwerken. Quelle: EIA, (2022).

⁴⁷ Vgl. IEA Bioenergy, 2007.

Es gibt drei Arten von geothermischen Kraftwerken laut EIA:48

- Trockendampf-Kraftwerke: Diese nutzen Dampf direkt aus einem geothermischen Reservoir, um Generatorturbinen anzutreiben. Das erste geothermische Kraftwerk wurde 1904 in der Toskana, Italien, gebaut, wo aus natürlichen Quellen der Dampf aus der Erde aufstieg.
- Flash-Dampf-System Kraftwerke: In diesem Kraftwerkstyp wird heißes Wasser unter hohem Druck aus dem Erdinneren entnommen und durch Entspannung (Flash) in Dampf umgewandelt, der dann Generatorturbinen antreibt. Wenn der Dampf abkühlt, kondensiert er zu Wasser und wird zur erneuten Nutzung wieder in den Boden eingeführt.
- *Binärer Kreislauf*: Bei Kraftwerken mit binärem Kreislauf wird die geothermische Energie in einem Wärmetauscher auf ein Arbeitsfluid übertragen, das dadurch verdampft wird. Der so generierte Dampf wird zum Antrieb einer Turbine verwendet.

Abbildung 31 zeigt die installierten Leistungen von Geothermiekraftwerken weltweit – die USA hat die größte installierte Geothermie Leistung von ca. 2,6 GW. Das weltweite Potenzial der geothermischen Stromerzeugung liegt zwischen 70 und 80 GW. Allerdings werden nur 15 % der weltweit bekannten geothermischen Reserven für die Stromerzeugung genutzt und damit nur 13 GW umgesetzt. ⁴⁹ Geothermische Energie ist nach der Wasserkraft die zweitgrößte erneuerbare Energiequelle in Indonesien und eine saubere Alternative zur Kohleverstromung.

⁴⁸ Vgl. EIA, (2022).

⁴⁹ Vgl. World Bank, (2017).



Abbildung 31: Installierte Leistung von Geothermiekraftwerken gewisser Länder. Quelle: IRENA, (2021).

Geothermische Anlagen befinden sich an geologischen "Hot Spots", die tendenziell ein höheres Erdbebenrisiko aufweisen. Es gibt Hinweise darauf, dass geothermische Anlagen zu einer noch größeren Erdbebenhäufigkeit führen können.

Bei diesem Verfahren wird Wasser mit hohem Druck ins Erdreich gepumpt, um unterirdische heiße Gesteinsvorkommen aufzubrechen, ähnlich wie bei der Technologie der hydraulischen Gewinnung von Erdgas.⁵⁰ Das Erdbebenrisiko im Zusammenhang mit verbesserten geothermischen Systemen lässt sich verkleinern, indem die Anlagen in angemessener Entfernung von größeren Verwerfungslinien errichtet werden. Bei geschlossenen Kreislaufsystemen gelangen die aus dem Bohrloch entnommenen Gase nicht in die Atmosphäre, sondern werden nach der Wärmeabgabe wieder in den Boden eingespeist, so dass die Luftemissionen gering sind. Im Gegensatz dazu werden bei offenen Kreislaufsystemen Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Ammoniak und Methan in die Luft freigesetzt.

⁵⁰ Vgl. Scientific American, (2010).

2.1.2 Stromgestehungskosten und Lernkurven

Aufgrund der hohen Kostendegression durch Serien- und Massenfertigung von Solarmodulen, Wechselrichtern, MPPT sind die Stromgestehungskosten von Utility-Scale Photo–voltaikanlagen im Jahr 2020 um 85 % in Vergleich zu denen im Jahr 2010. gesunken. Daher ist der Strom von Großsolarphotovoltaikanlagen einer der günstigsten Arten der Stromerzeugung geworden.

Windräder werden zunehmend höher und können mit längeren Laufschaufeln günstiger aufgebaut werden.⁵¹ Somit kann mehr Energie aus Wind zu geringeren Kosten gewonnen werden. Der Strom von Onshore-Windkraftwerken ist die kostengünstigste Art von grünem Strom gefolgt von grüner Wasserkraft und Solarstrom (siehe Abbildung 32). Auch die Stromgestehungskosten von Offshore-Wind haben sich in den letzten Jahrzehnten halbiert, aber sie sind wegen der höheren Installationskosten bei Offshore immer noch fast doppelt zu hoch wie bei Onshore-Wind. Die LCOE von CSP-Anlagen sind in den letzten Jahrzehnten auf ein Drittel gesunken. Bei anderen Arten der Stromerzeugung gab es keine bemerkenswerten Senkungen der Stromgestehungskosten (siehe Abbildung 32).

Am Anfang des vergangenen Jahrzehnts betrugen die Installationskosten großer Solaranlagen etwa 4.500 USD/kW_p und im Jahr 2010 waren weltweit insgesamt nur 40 GW Photovoltaik installiert. Nach der Rezession im Jahr 2009 stieg der Bedarf für alternative und CO₂-arme Energieerzeuger wie Photovoltaik. Ein rasantes Wachstum der Herstellungsindustrie für Photovoltaikmodule in Deutschland, China und USA, ein wachsender Bedarf für Solar-PV Equipment weltweit, sowie Automatisierung der Produktion verursachten die Senkung der Installationskosten. Bis zum Jahr 2020 sind die Installationskosten einer großen PV-Anlage aus globaler Perspektive auf 850 USD/kW_p im Durchschnitt gesunken, It. IRENA (siehe Abbildung 33). Im Gegensatz dazu sind die Installationskosten für Onshore-Windkraftwerke nicht so rasant gesunken wie die Installationskosten der Photovoltaik, obwohl die gesamte installierte Leistung um 350 % gewachsen ist.

⁵¹ Vgl. Wind Energy: The Facts, (2022).



Abbildung 32: Vergleich der LCOE diverser Arten von Stromerzeugung im Jahr 2010 und im Jahr 2020. Quelle: IRENA, (2021).



Abbildung 33: Lernkurven von Solarphotovoltaik und Onshore-Windkraft, von 2010 bis 2020. Quelle: IRENA, (2021).

Die Installationskosten von CSP-Anlagen haben sich in letzten Jahrzehnten halbiert. Die gesamte installierte Leistung sowie die Installationskosten im Jahr 2020 waren wesentlich niedriger als die für große Solarphotovoltaikanlagen. Photovoltaikanlagen sind nicht ortsabhängig und könnten auch auf Dächern installiert werden. Im Gegensatz hierzu müssen CSP-Anlagen in Sonnenwüsten installiert werden und benötigen einen Spiegel/Reflektor, um die Sonnenstrahlung auf den Turm oder auf Öl in Rohrleitungen zu konzentrieren und zusätzlich Salz aufzuschmelzen, um die Wärme zu speichern, sowie anderes Equipment wie Solar-Tracking, Kondensatoren und Dampfturbinen. Die Installationskosten für Offshore-Wind sind selbstverständlich höher als für Onshore-Windanlagen und sie sind nicht so deutlich gesunken wie die Installationskosten von Großsolarphotovoltaik.

Abbildung 34: Lernkurven von CSP und Offshore-Windkraft von 2010 bis 2020. Quelle: IRENA, (2021).

2.1.3 Kapazitätsfaktoren

Volllaststunden sind ein Maß für den optimalen Nutzungsgrad einer technischen Anlage. Mit Volllaststunden wird die Zeit bezeichnet, für die eine Anlage bei Nennleistung betrieben werden müsste, um die gleiche elektrische Energie zu erzeugen, wie die Anlage innerhalb eines festgelegten Zeitraums, in dem auch Betriebspausen oder Teillastbetrieb vorkommen können, tatsächlich umgesetzt hat. Die Angabe bezieht sich meist auf einen Zeitraum von einem Kalenderjahr und wird vor allem auf Kraftwerke angewendet. Der aus der Zahl der Volllaststunden abgeleitete Jahresnutzungsgrad oder Kapazitätsfaktor ist die relative Volllast-Nutzung in einem Jahr,⁵² also die Anzahl der Volllaststunden geteilt durch 8.760 Stunden, die Anzahl der Stunden in einem Jahr mit 365 Tagen.⁵³

Dank der Unabhängigkeiten vom Wetter und täglichen Änderungen bei Sonneneinstrahlungen und Windgeschwindigkeiten haben die Geothermie- und Bioenergie-Kraftwerke höhere Kapazitätsfaktoren. Wasserkraftanlagen sind typischerweise von zuverlässigen Wasserquellen bzw. Regen abhängig, diese Anlagen haben einen Kapazitätsfaktor von ca. 45 % aus der globalen Perspektive (siehe Abbildung 35). Im Vergleich zu Onshore bekommen die Offshore-

⁵² engl. Capacity Factor

⁵³ Vgl. Wikipedia, 2022b.

Windanlagen stabilen und turbulenzfreien Wind und haben daher höhere Volllaststunden (siehe Abbildung 35).

Abbildung 35: Kapazitätsfaktoren diverser Arten von Stromerzeugung. Quelle: IRENA, (2021).

Der Kapazitätsfaktor bei Solarphotovoltaik ist niedriger und stärker variabel als bei einem Kohlekraftwerk oder Atomkraftwerk, da die PV-Standorte, Sonneneinstrahlung, Wolken und Lufttemperaturen den Ertrag einer Solaranlage stark beeinflussen und sich über den Tag und die Jahreszeiten ständig ändern und damit auch den Solarenergieertrag verändern. Genau aus diesem Grund und wegen eines fehlenden kostengünstigen Stromspeichersystems kann das Stromnetz nicht so leicht mit der Umsetzung der großen Solaranlagen defossilisiert werden, obwohl die Installationskosten pro kW so verringert werden (siehe Abbildung 35). Im Durchschnitt liegt der Kapazitätsfaktor weltweit für große Solaranlagen bei 16 % und ist im Vergleich zum Jahr 2010 leicht gestiegen (siehe Abbildung 35).

Der Kapazitätsfaktor für Solaranlagen ist stark standortabhängig. Nach Angaben von einer Studie können die Kapazitätsfaktoren in Mitteleuropa bei etwa 15 % liegen, in Südspanien bei fast 20 %.⁵⁴ Im Norden Chinas, in Kalifornien, Arizona, Nord- und Zentralafrika, im Südwesten Chinas und in weiten Teilen Australiens können die Kapazitätsfaktoren dagegen rund 25 % betragen.

2.1.4 Rohstoffbedarf, Emissionen und Umweltbelastung der regenerativen Stromerzeugung

NREL hat etwa 3.000 veröffentlichte Lebenszyklusstudien der Stromerzeugung aus Wind, Photovoltaik, CSP, Bioenergie, Geothermie, Wasserkraft, Kernkraft, Erdgas- und Kohle-

⁵⁴ Vgl. Wu et al., (2022).

technologien sowie Lithium-Ion Batterien, Pumpspeicherkraftwerk und Wasserstoffspeicher ausgewertet. Einige Experten haben strenge Kriterien definiert, um diese Studien systematisch zu evaluieren und daraus die Emissionen über den Lebenszyklus der Stromerzeugungstechnologie herausfinden zu können.

Im Durchschnitt liegen die Emissionen von Kristallinen Silizium- sowie Dünnschichtzellen PV-Anlagen bei ca. 50 g CO₂eq/kWh. CdTe (siehe Glossar).

Dünnschichtzellen-Module haben eine bessere Emissionsbilanz als Silizium-basierte Module. Die maximale Emission beträgt etwa 200 g CO₂eq/kWh. Die Emissionen schädlicher Schadstoffe (z. B. SO₂, NOx, Partikel) während des Lebenszyklus einer PV-Anlage sind weitgehend proportional zur Menge an fossilen Brennstoffen, die in den verschiedenen Phasen der Herstellung diverser Komponenten einer PV-Anlage verbrannt werden, insbesondere bei der Materialverarbeitung und -herstellung; daher sind die Emissionsprofile ähnlich denen der Treibhausgasemissionen. Die SO₂-Emission über den Lebenszyklus liegen bei 120, 100 und 60 mg/kWh für Polykristalline, Monokristalline und bzw. CdTe Module, und die NOx Emissionen bei 65, 58 und 30 mg/kWh.⁵⁵ Die CSP-Anlagen haben auch im Vergleich zu Kohlekraftwerken oder Gaskraftwerken eine bessere Emissionsbilanz über den Lebenszyklus (siehe Abbildung 37).

Laut der Zusammenarbeit von IEA und IRENA, wird das Recycling oder die Wiederverwendung von Solarmodulen am Ende ihrer etwa 30-jährigen Lebensdauer wahrscheinlich bis zum Jahr 2050 weltweit schätzungsweise 78 Millionen Tonnen Rohstoffe und andere wertvolle Komponenten verfügbar machen (siehe Abbildung 36). Bei vollständiger Rückführung in die Wirtschaft könnte der Wert des zurückgewonnenen Materials bis 2050 mehr als 15 Mrd. USD betragen.

⁵⁵ Vgl. Fthenakis et al., 2011

Abbildung 37: Emissionen im Lebenszyklus diverser Arten von Stromerzeugung. Quelle: NREL, (2020).

Abbildung 38: Lebenszyklus-THG-Emissionen von auf Dächern montierten PV-Anlagen für die europäische Produktion und Installation bei einer südeuropäischen Sonneneinstrahlung von 1700 kWh/m2/a, einer Performance Ratio von 0,75 und einer Lebensdauer von 25 Jahren.

Quelle: Fthenakis et al., 2011.

In Kapitel 2.13 wird die Situation der knappen Rohstoffe detailliert beschrieben.

Anhang zu 2.1

Beispiele für die Stromerzeugung einiger Länder (Ghana, Kenya, Spanien) sind im Kapitel 2.3.7. auf Seite 119 dargestellt.