



Michael Blümel, BSc

Regionalisierte Potentialanalyse solarer Stromerzeugung für Österreich und Deutschland

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Begutachter

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Betreuer

Mag.rer.soc.oec. Gerald Feichtinger

Graz, November 2015

Danksagung

Mein Dank gilt vor allem meinem Betreuer Mag.rer.soc.oec. Gerald Feichtinger der während des Verfassens der Diplomarbeit stets um meine Anliegen bemüht war. Mein Dank gilt auch Herrn Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für die Möglichkeit diese Diplomarbeit unter seiner Aufsicht am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen zu verfassen. Weiters möchte ich Herrn Univ.-Prof. Mag.rer.soc.oec. Dipl.-Ing. Dr.techn. Heinrich Stigler für den zur Verfügung gestellten Studienplatz am Institut danken.

Ein großer Dank gilt auch meinen Eltern Maria und Peter sowie meiner Familie am Satzberg (Andrea, Heinz, Patrick, Selina, Margaretha, Heribert) für die Unterstützung während der gesamten Studiendauer. Insbesondere möchte ich mich bei meiner Freundin Denise Raimann bedanken, die mit mir die schönen Zeiten des Studiums genoss und mir in schwierigen Momenten mit motivierenden Worten zur Seite stand.

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Kurzfassung

Die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), insbesondere aus solarer Strahlungsenergie, hat mit der Festlegung der EU 2020 Ziele stark zugenommen. Neben dem geförderten Ausbau an Erneuerbaren Energien, sind die bedeutenden Faktoren einerseits die Senkung der Treibhausgase und andererseits eine Effizienzsteigerung im Energieverbrauch. Durch den massiven Ausbau an EE der letzten Jahre, wurden Einspeisevergütungen und Investitionszuschüsse für die Photovoltaik stark heruntergeschraubt. Mit dem Förderende für Freiflächenanlagen wurde ein weiteres Ausbaupotential in den Hintergrund gedrängt. Diese Arbeit soll einen Überblick über die aktuelle Situation der Photovoltaik-Branche sowie der Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken (CSP) verschaffen.

Im ersten Teil dieser Arbeit werden bestehende Technologien, deren Entwicklung sowie aktuelle Forschungsthemen im Bereich der Solarzellen für die Photovoltaik beschrieben. Dazu werden die Grundlagen der Stromerzeugung aus Solarzellen, die Systemtechnik für ganze PV-Anlagen, die Einflussfaktoren auf Photovoltaikmodule sowie deren Wirkungsgrad dargelegt. Nachfolgend werden auch die Technologien im Bereich der solarthermischen Kraftwerke, deren Einsatzorte sowie aktuelle Forschungsthemen und Wirkungsgrade beschrieben.

Der Fokus der Datenanalyse liegt nach einer kurzen historischen Entwicklung über den PV und CSP-Ausbau, auf der Analyse von Ausbauszenarien mit 2050 als Zeithorizont. Dabei erfolgt eine Gliederung nach definierten Parametern, die den weiteren PV-Ausbau beeinflussen. Darunter werden auch die aktuellen Fördersysteme (Stand 2015) für die Länder Österreich, Deutschland, Spanien, Italien und Großbritannien diskutiert. Aktuelle Daten zur derzeit installierten Leistung an Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken werden in der Potentialanalyse dargestellt. Der weitere Ausbau sowie die Regionalisierung auf NUTS 3 Einheit wird anhand der Ausbauszenarien sowie des verfügbaren Dachflächenpotentials für Österreich und Deutschland berechnet. Daraus können die technisch installierbaren Potentiale nach NUTS 3 abgeleitet werden. Anschließend wird durch eine Sensitivitätsanalyse in Zusammenhang mit dem technisch möglichen Ausbaupotential, der Einfluss von Wirkungsgrad, Modulflächenfaktor und dem Verhältnis von Wohngebäude zu Nichtwohngebäude dargestellt.

Abstract

The electric power supply from renewable energies, in particular from solar radiation, increased dramatically with the establishment of the EU 2020 goals. Besides supporting renewable energies, the particular attention is the reduction of greenhouse gases as well as the improvement of the efficiency for electrical consumption. Building up a solid capacity of solar power supply, feed-in tariffs and investment assets have been reduced strongly by the government. With the end of the support scheme for open space PV, the development potential for this technology reduced dramatically.

The first part of this thesis deals with existing technologies, their development and current research topics in the field of solar cells for photovoltaic installations. As an introduction the fundamentals of solar cells for electrical power supply are explained. In the same context the system technology for all PV-plants, the factors influencing the photovoltaic modules as well as their efficiency are presented. Additionally several types of solar thermal power plants as well as their locations, current research topics and efficiencies are explained.

After a brief review of the historical development of PV and CSP, the focus in the data analysis is set on the analysis of outlook scenarios till 2050 as time horizon. Even though a breakdown of parameters affecting the PV expansion are prepared. Including the current support schemes (2015) will be discussed for the countries Austria, Germany, Spain, Italy and the United Kingdom. Data on the currently installed capacity of photovoltaic and solar thermal power plants are shown in terms of a potential analysis. A further expansion and regionalization at NUTS 3 level is calculated using the outlook scenarios and the available roof area potential for Austria and Germany. This technically feasible potential can be derived at the level of NUTS 3 units as well. Finally, a sensitivity analysis with focus to the technically possible potential for expansion, the influence of efficiency, module surface factors and the ratio of residential to non-residential buildings is given.

Danksagung	I
EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG	II
AFFIDAVIT	II
Kurzfassung	III
Abstract	IV
1 Einleitung	1
2 Strahlungsangebot Sonne	3
2.1 Eigenschaften der Sonneneinstrahlung	3
2.2 Ausrichtung von PV-Module	4
3 Photovoltaik.....	6
3.1 Funktion einer Solarzelle	6
3.2 Elektrische Eigenschaften einer Solarzelle	7
3.2.1 Ersatzschaltbild.....	8
3.2.2 Strom- Spannungskennlinie einer Solarzelle	9
3.2.3 Standard Test Conditions	10
3.3 Zelltechnologien	10
3.3.1 Siliziumzellen	11
3.3.2 Dünnschichtsolarzellen.....	13
3.3.3 Technologien im Forschungsstadium.....	17
3.4 Von der Zelle zum Modul.....	20
3.4.1 Verschaltung von Solarzellen	20
3.4.2 Wechselrichter	21
3.5 Photovoltaik-Systeme.....	22
3.5.1 Netzgekoppelte Systeme.....	22
3.5.2 Inselbetrieb	23

3.6	Aufstellungsarten	24
3.7	Wirkungsgrade.....	25
3.7.1	Theoretisches Limit	25
3.7.2	Shockley-Queisser-Grenze	26
3.7.3	Solarzelle	26
3.7.4	Photovoltaikmodul	28
3.7.5	Photovoltaikanlagen	30
3.8	Vor und Nachteile	31
4	Solarthermische Kraftwerke	33
4.1	Funktion eines solarthermischen Kraftwerks.....	33
4.2	Konzentrierende solarthermische Kraftwerke	34
4.2.1	Parabolrinnenkraftwerk.....	34
4.2.2	Linear-Fresnel-Reflektor	36
4.2.3	Solarturmkraftwerk.....	37
4.2.4	Paraboloidkraftwerk.....	38
4.3	Nicht konzentrierende solarthermische Kraftwerke.....	39
4.3.1	Aufwindkraftwerk	39
4.3.2	Solarteich.....	40
4.3.3	Abwindkraftwerk	40
4.4	Forschungsthemen.....	41
4.5	Wirkungsgrade.....	41
4.6	Vor- und Nachteile	43
5	Datenanalyse	44
5.1	Allgemein	44
5.1.1	Historische Entwicklung.....	44
5.1.2	Berücksichtigte Parameter	44
5.1.3	Einteilung der Regionen	45

5.2	Ausbauszenarien	45
5.2.1	National Renewable Energy Action Plans	48
5.2.2	European Photovoltaic Industry Association	48
5.2.3	Fraunhofer ISI	49
5.2.4	European Network of Transmission System Operators for Electricity	49
5.2.5	Green Peace - Energy Outlook	50
5.2.6	Energieperspektiven 2050 für die Schweiz	50
5.2.7	Renewable Energy Outlook 2030	51
5.2.8	World Energy Outlook 2014	52
5.3	Politische Ziele	52
5.3.1	Bedarfsentwicklung Elektrizität	53
5.3.2	Fördersituation für PV und ST in Europa	56
5.3.3	Emissionsziele	60
5.4	Energietechnische Annahmen	61
5.4.1	Netzausbau	61
5.4.2	Strahlungspotential	62
5.4.3	Wirkungsgradiententwicklung	62
5.5	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	63
5.5.1	Investitionskosten	63
5.5.2	Stromgestehungskosten	66
5.5.3	CO ₂ -Preise	68
5.5.4	Demographie	69
5.5.5	Schlussfolgerung für die Potentialanalyse	70
6	Potentialanalyse	71
6.1	Allgemeines	71
6.1.1	Potentialdefinition	71
6.1.2	NUTS-Klassifizierung	71
6.2	Technisch nutzbares Dachflächenpotential	72
6.2.1	Dachflächenpotential nach Kaltschmitt und Wiese 1993	72

6.2.2	Dachflächenpotential nach Quaschnig 2000	73
6.2.3	Dachflächenpotential nach Scheffler 2002	73
6.2.4	Dachflächenpotential nach Kaltschmitt und Streicher 2009	74
6.2.5	Dachflächenpotential nach Kerber 2011	74
6.3	Berechnungsmethode	74
6.4	Österreich	75
6.4.1	Installierte Leistung.....	75
6.4.2	Erhebung der Gebäudegrundfläche	76
6.4.3	PV Potential nach NUTS 3	76
6.5	Deutschland.....	78
6.5.1	Installierte Leistung.....	78
6.5.2	Erhebung der Gebäudegrundfläche	78
6.5.3	PV Potential nach NUTS 3	79
6.6	Ausblick - Solardachkataster Graz	82
6.7	Sensitivitätsanalyse	83
6.7.1	Österreich	83
6.7.2	Deutschland.....	85
6.8	Vergleich mit den Ausbauszenarien	86
7	Zusammenfassung.....	88
8	Literaturverzeichnis	90
9	Abbildungsverzeichnis	99
10	Tabellenverzeichnis.....	102
11	Anhang	104

1 Einleitung

Angesichts des wachsenden Energiebedarfs und der stetig wachsenden Umweltbelastung durch fossile Energieträger, wurde einer nachhaltigen Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen in den letzten Jahren große Aufmerksamkeit und Bedeutung geschenkt. Dabei wurde vor allem der Ausbau an Photovoltaikanlagen, als eine umweltfreundliche und unerschöpfliche Energiequelle, stark gefördert. Bis 2011 stieg die installierte Leistung in Europa derart stark an, dass bereits 3 Prozent des europäischen Bruttostromverbrauchs durch die Photovoltaik (PV) abgedeckt wurden. Für 2012 ergab sich bereits ein Rückgang der neu installierten Leistung (Abbildung 1) auf 17.726 MW. Dies resultierte aus der Änderung der Fördermechanismen und der damit signifikanten Vergütungsabsenkungen durch die Gesetzeslage. Damit ergab sich ein um 20 % bzw. 51% geringerer Zubau an installierte Leistung in den Jahren 2012 und 2013. [1]

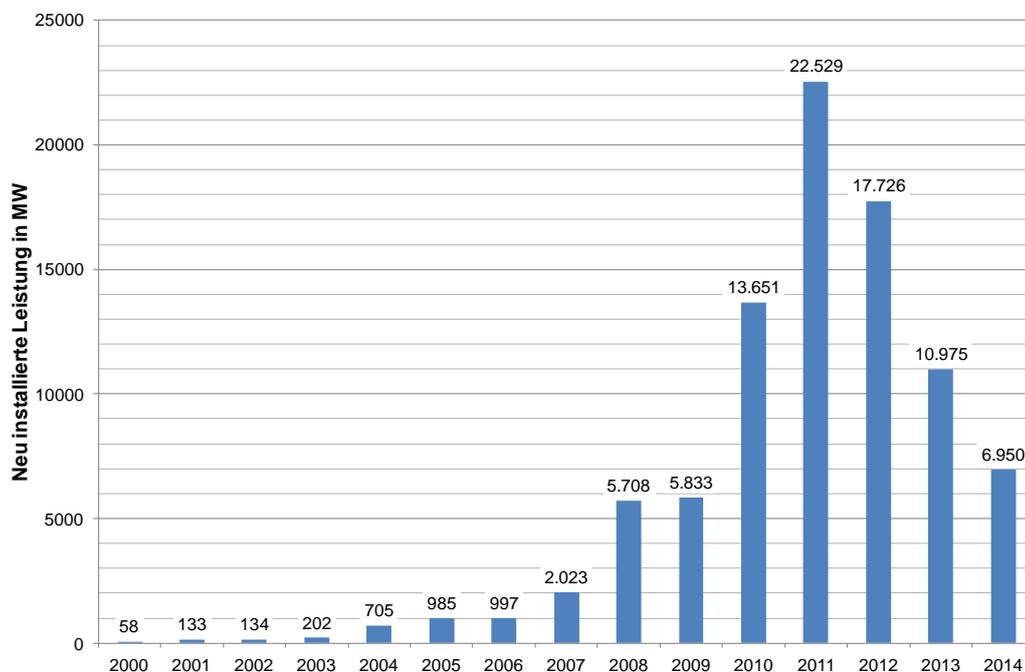


Abbildung 1: Neu installierte Leistung in MW in Europa [1]

Durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Deutschland im Jahr 2014 wurde ein Ausbaupfad von 2500 MW an neu installierte Leistung festgelegt. Diese und weitere Änderungen in der Förderlandschaft Europas reduzieren den exzessiv betriebenen Ausbau für die Stromerzeugung aus solarer Strahlung. Daraus ergibt sich die Fragestellung, inwieweit der Ausbau an Photovoltaik unter den derzeitigen Rahmenbedingungen noch erfolgen kann. Dazu werden in Kapitel 3 – nach einem einführenden Grundlagenkapitel – die Technologie der Solarzelle, deren elektrische Eigenschaften, die Verschaltungsarten sowie die Wirkungsgrade näher betrachtet. Dabei werden nicht nur aktuelle Zelltypen miteinander verglichen, sondern auch Forschungsthemen aufgegriffen. Kapitel 4 gibt einen Überblick über solarthermische Kraftwerke, deren Forschungsbereiche und den derzeitigen Stand der Wirkungsgrade. In der Datenanalyse in Kapitel 5 folgt eine detaillierte Untersuchung der Ausbauszenarien für Photovoltaik und Solarthermie anhand verschiedener Publikationen. Der Zeithorizont richtet sich dabei zumindest bis

2030. Fallweise erstreckt sich der Untersuchungshorizont auch bis 2050. Anhand einer Parameteranalyse werden politische, energietechnische sowie wirtschaftliche Rahmenbedingungen ausgearbeitet. Ein Teil der Analyse spiegelt die aktuelle Situation der Fördermechanismen in Österreich, Deutschland, Spanien, Italien und Großbritannien wieder. Stromgestehungskosten, Investitionskosten, Wirkungsgrade oder auch die Entwicklung der Demographie sollen zu einem Gesamtbild des weiteren PV-Ausbaues in Europa führen.

Kapitel 6 stellt die historische Entwicklung des PV und ST-Ausbaus ab 2000 dar. Dabei erfolgt die Analyse für die Länder Österreich und Deutschland. Auf der Grundlage dieser Daten baut eine weitere Fragestellung in dieser Arbeit auf: Wie fortgeschritten ist der Ausbau von PV nach NUTS 3 Region und welches technische Potential besteht in den jeweiligen NUTS 3 Regionen. Dazu wird eine Erhebung des Gebäude und Wohnungsbestandes aus dem Zensus 2011 herangezogen. Mittels der Berechnungsmethode nach Kaltschmitt und Wiese sowie nach Quaschnig wird ein Dachflächenpotential nach NUTS 3 berechnet. Daraus ergibt sich eine technisch installierbare Leistung in MWp für die jeweiligen NUTS 3 Regionen. In einer Sensitivitätsanalyse werden die maßgebenden Parameter variiert, um sie untereinander vergleichen zu können. Eine Gegenüberstellung mit den Ausbauszenarien aus Kapitel 5 für die Länder Österreich und Deutschland zeigt eine realistische Einschätzung dieser Prognosen. Die Daten des technisch installierbaren PV-Potentials werden außerdem zukünftig in das Simulationsmodell ATLANTIS auf dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen eingebettet, um Effekte eines realistischen PV- und CSP-Ausbaus in Europa analysieren zu können.

2 Strahlungsangebot Sonne

2.1 Eigenschaften der Sonneneinstrahlung

Die Sonne ist mit Abstand die größte theoretische Energiequelle, die durch Strahlung auf der Erde zur Verfügung steht. Mit Hilfe der Photovoltaik und Solarthermie kann die Strahlung direkt in elektrische Energie umgewandelt werden. Da jeder heiße Körper Strahlung an seine Umgebung abgibt, ergibt sich aufgrund der Oberflächentemperatur (5778 K) der Sonne ein gewisses Spektrum. Nur bestimmte Wellenlängen der Solarstrahlung werden von der Erdatmosphäre absorbiert. Für die Photovoltaik und Solarthermie ist nur der optische Anteil der Strahlung, der in einem Wellenlängenbereich von 0,3 - 5,0 μm liegt, von Bedeutung. Die Intensität die auf der Erdoberfläche ankommt, ist sehr stark vom Sonnenstand und dem Wetter abhängig.

Außerhalb der Atmosphäre wird das Spektrum der Sonne mit Air Mass (AM) Null angegeben. Die AM ist ein Maß für die Länge des Weges den das Sonnenlicht bis zur Erde zurücklegt und reduziert somit die Strahlungsleistung auf der Erde. Fällt die Sonneneinstrahlung senkrecht auf die Erdoberfläche ein, beträgt die AM 1. Für Mitteleuropa kann als durchschnittlicher Wert für AM 1,5 angegeben werden. Der jahreszeitliche Verlauf und der damit unterschiedlich hohe Stand der Sonne wird damit durch die AM berücksichtigt. [2] [3] [4] [5]

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s} \quad (1)$$

γ_s Sonnenhöhenwinkel

Durch die Erdatmosphäre wird die Solarstrahlung durch Absorption und Streuung stark gedämpft. Ein Teil der Strahlung trifft als Direktstrahlung auf der Erdoberfläche auf, wobei dies hauptsächlich der sichtbare Anteil ist. Die restliche Strahlung wird durch Reflexion und Streuung abgelenkt und kommt auf der Erde in Form der Diffusstrahlung an. Die nichtsichtbare Strahlung ist sehr nahe dem Wellenlängenbereich der Infrarotstrahlung. Von diesem Anteil der Solarstrahlung wird rund ein Viertel von der Atmosphäre absorbiert. Die Summe aus Direktstrahlung und Diffusstrahlung ergibt die Globalstrahlung.

Für Österreich kann je nach Region eine Globalstrahlung von 900 bis 1300 kWh/m² angegeben werden. In der Sahara können sogar Werte bis 2500 kWh/m² erreicht werden. Die nachfolgende Grafik zeigt die Globalstrahlung in Europa bei einer waagrechten Montage der Photovoltaikmodule in kWh/m². Diese Daten beziehen sich auf einen Durchschnitt aus den Jahren 1998 bis 2011. Nördlich von 58° N beziehen sich die Mittelwerte aus dem Zehnjahresmittelwert von 1981 bis 1990. [6] [7] [8] Die Globalstrahlung nimmt, wie aus der farblichen Markierung gut zu erkennen, von Norden in den Süden stetig zu.

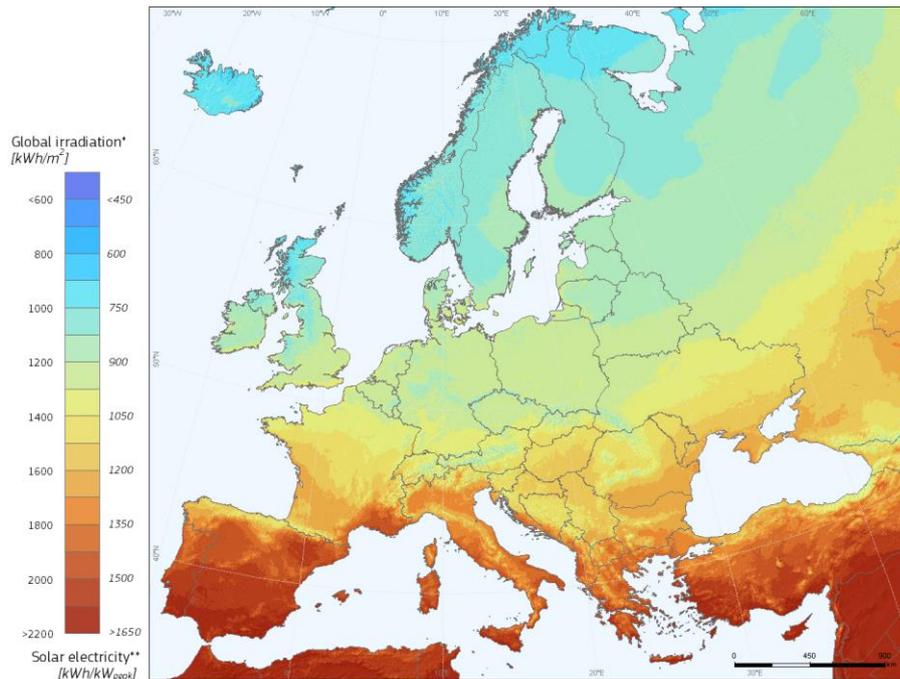


Abbildung 2: Globalstrahlungspotential in Europa in kWh/m² [6] [7] [8]

Tabelle 2.1 zeigt die minimalen und maximalen Werte der Globalstrahlung in ausgewählten Ländern der EU. Diese Werte beziehen sich auf Ballungsgebiete in den jeweiligen Ländern. Für Deutschland werden dabei Werte zwischen 1200 und 1350 kWh/m² und Jahr erreicht, wobei anhand der Abbildung 2 eine deutliche Nord-Süd Gliederung erkennbar ist. Deutlich höhere Werte werden in Spanien oder Italien erreicht, mit Spitzenwerten von bis zu 2200 kWh/m² und Jahr. Dies trifft auf die Regionen in Südspanien, Süditalien sowie Sardinien und Sizilien zu. Die Anzahl der Sonnenstunden im Jahr (Tabelle 2.1) wurde anhand einiger ausgewählter Städte in einer Nord-Süd Ausrichtung ermittelt. Dabei ist die Sonnenscheindauer in Spanien um rund 1000 h höher als in Österreich oder Deutschland.

	Globalstrahlung	Momentanwerte	Durchschnitt	Sonnenstunden
	kWh/m ² /Jahr	W/m ²	W/m ²	h/Jahr
Deutschland	1200 - 1350	137 - 154	146	1403 - 1737
Großbritannien	1100 - 1350	125 - 154	140	1400 - 1586
Italien	1600 - 2150	182 - 245	214	1905 - 2470
Spanien	1550 - 2150	176 - 251	214	2465 - 2925
Österreich	1250 - 1460	142 - 166	154	1776 - 1858

Tabelle 2.1: Vergleichswerte der Globalstrahlung für ausgewählte Länder Europas [9]

2.2 Ausrichtung von PV-Module

Die Ausrichtung der PV-Module hängt vor allem von der Art des Daches und der Ausrichtung des Hauses ab. Auf Flachdächern kann eine PV-Anlage in optimaler Südausrichtung und mit dem optimalen Neigungswinkel am jeweiligen Standort ausgerichtet werden. Für Steildächer ist die Dachneigung und die Ausrichtung der Dachflächen meist vorgegeben womit der Ertrag nur durch die Zelltechnologie und die Modulfläche beeinflusst werden kann. Elektronische Antriebe zur Veränderung der Neigung sind oftmals zu kostenintensiv und würden auch einen höheren Wartungsaufwand mit sich bringen. Abbildung 3 zeigt

den optimalen Winkel für die Ausrichtung einer PV Anlage je nach Standort in Europa. Für einen optimalen Energieertrag wäre in Deutschland ein Winkel zwischen 32 und 36 ° optimal. Sehr gut zu erkennen ist auch der Verlauf der Alpen (violette Färbung). Durch die bereits vorhandene natürliche Landschaftsstruktur reduziert sich der Winkel für eine Montage auf 26 bis 30 °. Bei betreiben einer Anlage im Winter, wird die Neigung der PV-Module etwas steiler gewählt, da der Sonnenhöhenwinkel im Winter kleiner ist. Für einen optimalen Betrieb im Sommer wird die Neigung der Modulflächen geringer ausfallen.

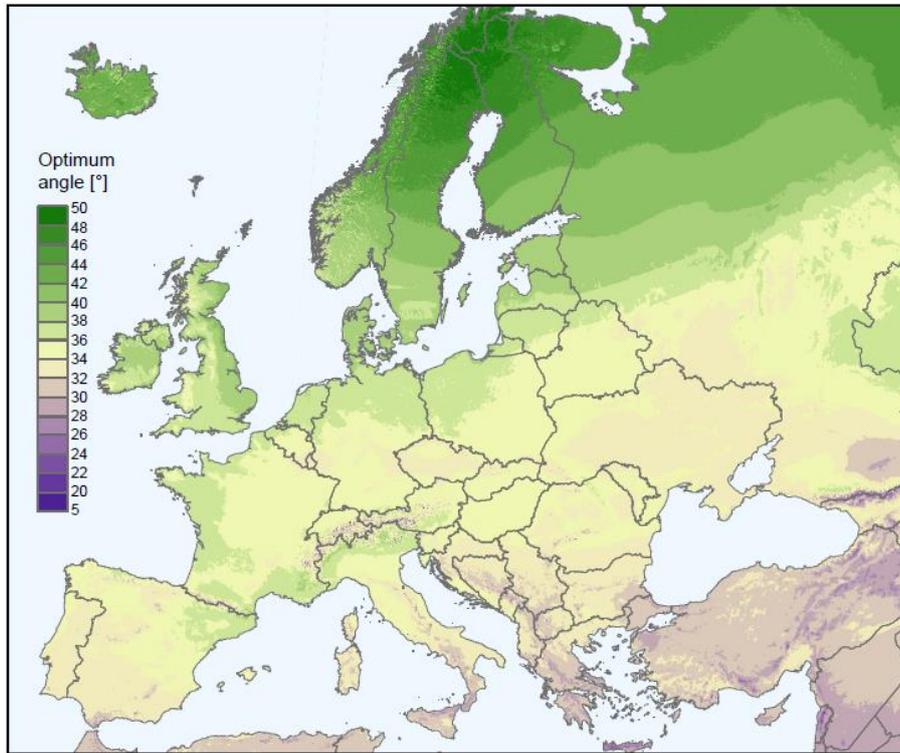


Abbildung 3: Optimale Ausrichtung der PV Module für ein Maximum an Ertrag [7] [8]

Die nachfolgende Grafik zeigt anhand einer Dachmontage beispielhaft die Abhängigkeit des Ertrages vom Ausrichtungswinkel und der Neigung des Daches. Auch bei kleinen Abweichungen Richtung Südwest oder Südost kann noch ein sehr hoher Ertrag im Bereich von 95-99 % erzielt werden. [3] [10]

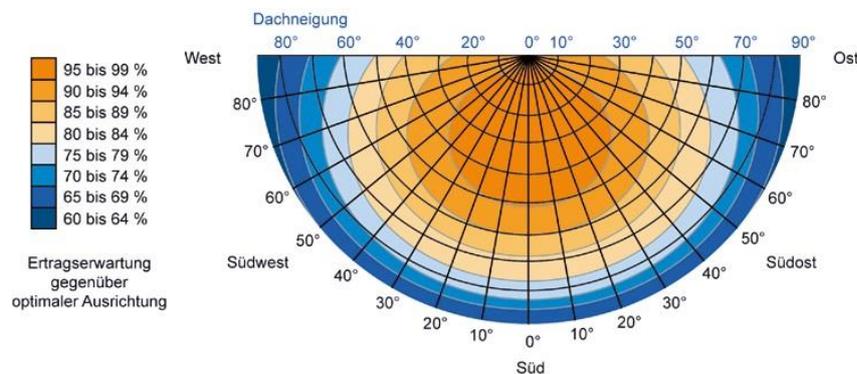


Abbildung 4: Ertrag in Abhängigkeit der Neigung und der Ausrichtung [10]

3 Photovoltaik

Die Photovoltaik beschreibt die direkte Umwandlung von solarer Strahlung in elektrische Energie. Das Herzstück von Photovoltaikanlagen sind Solarzellen mit deren Hilfe diese Umwandlung erfolgt. Im folgenden Kapitel sollen die Zelltypen sowie die Funktion und die elektrischen Parameter einer Solarzelle genauer betrachtet werden. Ausgehend von der Zelle werden auch Verschaltungsarten sowie Betriebsarten bis hin zum Wirkungsgrad einer gesamten PV-Anlage vorgestellt.

3.1 Funktion einer Solarzelle

Zur Herstellung von Solarzellen wird in der Industrie meist auf Halbleiter zurückgegriffen. Einer der wichtigsten Rohstoffe in der Photovoltaikindustrie ist Silizium. Silizium ist ein Element der IV. Gruppe im Periodensystem und hat somit 4 Valenzelektronen. Weitere Elemente der IV. Gruppe wären z.B. Germanium (Ge) oder Zinn (Se). Verbindungen aus der III. und V Gruppe bzw. aus der II. und VI Gruppe haben ebenfalls im Mittel 4 Valenzelektronen. Eine Verbindung der Gruppe III.-V. wäre z.B. Galliumarsenid (GaAs) bzw. eine Verbindung der Gruppen II. und VI. Cadmiumtellurid (CdTe). [3]

Wird nun in das Siliziumgitter ein Atom der V. Gruppe eingebaut, ist ein freies Elektron zur Verfügung. In diesem Fall wird von einer n-Dotierung gesprochen. Die Fremdatome heißen Donatoren. Wird in das Siliziumgitter ein Atom der III. Gruppe im Periodensystem eingebaut ist dies eine p-Dotierung. Die Fremdatome heißen Akzeptoren. Es fehlt somit ein Valenzelektron und es entsteht ein Loch als Störstelle. Die Leitung im n-dotierten Fall erfolgt mittels Elektronen während die Leitung bei einer p-Dotierung mit positiven Ladungsträgern erfolgt. Wird nun ein p-dotierter und ein n-dotierter Halbleiter in Kontakt gebracht entsteht ein p-n-Übergang. Elektronen diffundieren dabei vom n-Gebiet ins p-Gebiet und Löcher vom p-Gebiet ins n-Gebiet. Am Übergang von n- zu p-Gebiet entsteht eine Raumladungszone (Abbildung 5). Durch die Diffusion entsteht eine Ladungsverteilung welche ein elektrisches Feld zwischen n- und p-Gebiet und somit eine Spannung in umgekehrter Richtung zum Transport der Ladungsträger hervorruft. Diese Spannung wird als Diffusionsspannung U_d bezeichnet und kann mit der nachfolgenden Formel berechnet werden. [3]

$$U_d = \frac{k \cdot T}{e} \ln \frac{n_a \cdot n_d}{n_i^2} \quad (2)$$

k	Boltzmann-Konstante: $1,380658 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$
T	Temperatur in K
e	Elementarladung: $1,60217733 \cdot 10^{-19} \text{ As}$
n_a	Anzahl der Akzeptoren
n_d	Anzahl der Donatoren
n_i	intrinsische Ladungsträgerdichte

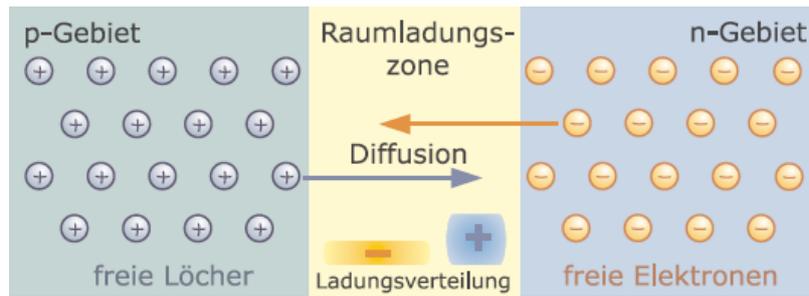


Abbildung 5: p-n-Übergang mit Raumladungszone [3]

Unter Einwirkung einer elektromagnetischen Strahlung in der Raumladungszone werden die Elektronen vom Valenzband ins Leitungsband angehoben. Dieser Effekt wird innerer Photoeffekt genannt und im Gegensatz zum äußeren Photoeffekt werden keine Elektronen aus dem Material herausgelöst. Die mindestens benötigte Energie um Elektronen vom Valenzband ins Leitungsband anzuheben wird mit E_g (Abbildung 6) bezeichnet und ist die Differenz zwischen den beiden Bändern. Die notwendige Energie muss damit mindestens so groß wie $E_{ph} = h \cdot \nu$ sein und ist bei Halbleitern mit $E_g < 5 \text{ eV}$ relativ gering. [11] [3]

$$E_{ph} = h \cdot \nu \geq E_g \quad (3)$$

E_{ph} Photonenenergie
 h Planck'sches Wirkungsquantum
 ν Photonenfrequenz

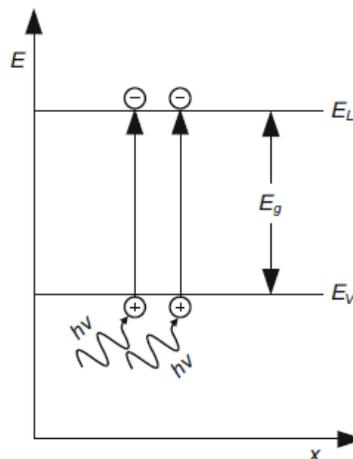


Abbildung 6: Innerer Photoeffekt [11]

Unter Einwirkung der elektromagnetischen Strahlung auf eine Solarzelle wird nicht die komplette Strahlung in elektrische Energie umgesetzt, sondern zum Teil reflektiert und zum Teil tritt die Strahlung durch den Halbleiter ungenutzt hindurch. Wird nun der Stromkreis ohne Verbraucher geschlossen stellt sich der Kurzschlussstrom in Form des Photonenstroms ein. [3]

3.2 Elektrische Eigenschaften einer Solarzelle

Der Aufbau einer typischen kristallinen Solarzelle ist in Abbildung 7 dargestellt. Eine Solarzelle besteht auf der Rückseite meist aus einem ganzflächigen Metall, meist Aluminium. Auf der Vorderseite wird ein gitterartiger Frontkontakt aufgebracht, um möglichst viel Solarstrahlung einzufangen. Zur Minimierung von

Reflexionsverlusten wird auf der Vorderseite eine Antireflexionsschicht aufgebracht welche der Solarzelle die charakteristische dunkelblaue Farbe verleiht. Die untere Schicht besteht aus einem p-dotiertem Silizium und die Oberschicht aus n-dotiertem Silizium. Zwischen diesen beiden Kontaktschichten trennt die Grenzschicht den p-n-Übergang. Durch Veränderung der Oberflächenstruktur der Solarzelle in Form von inversen Pyramiden können der Wirkungsgrad sowie die Reflexionsverluste weiter minimiert werden. Die einfallende Strahlung wird hier auf eine andere Pyramidenfläche reflektiert und somit die Zahl der einfallenden Photonen auf den Halbleiter erhöht. [3] [11]

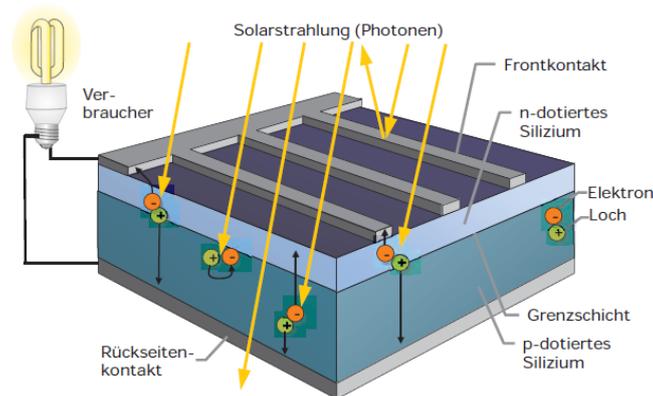


Abbildung 7: Aufbau einer kristallinen Solarzelle [3]

3.2.1 Ersatzschaltbild

Eine Solarzelle kann als eine Stromquelle beschrieben werden, wobei der resultierende Strom I_{ph} proportional der einfallenden Strahlung E ist (Abbildung 8). Die Diffusions- und Rekombinationsvorgänge am p-n-Übergang werden durch die Diode D dargestellt. Der Serienwiderstand R_s berücksichtigt die Verluste an Kontakten und den Zuleitungen sowie dem Halbleitermaterial. Der Parallelwiderstand R_p berücksichtigt die Verluste durch Leckströme. Für die Strom- und Spannungskennlinie einer Solarzelle kann in der nachfolgenden Formel angegeben werden: [11]

$$U = \frac{k \cdot T}{e} \ln \left(1 - \frac{I - I_{ph}}{I_0} \right) \quad (4)$$

- U Spannung der Solarzelle in V
- k Boltzmann-Konstante: $1,380658 \cdot 10^{-23}$ J/K
- T Temperatur in K
- e Elementarladung: $1,60217733 \cdot 10^{-19}$ As
- I Strom in A
- I_{ph} Photostrom in A
- I_D Strom über die Diode in A

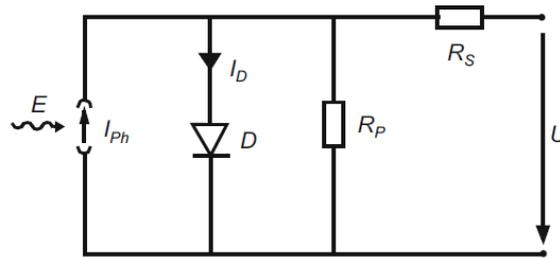


Abbildung 8: Ersatzschaltbild einer Solarzelle [11]

In der Gleichung wird I als der Strom über die Kontakte der Solarzelle, I_{ph} als Photonenstrom, I_0 als Sättigungsstrom, U als Spannung, k als Boltzmann-Konstante, e als Elementarladung, und T als Temperatur in K angegeben. Für verschieden Betriebszustände kann eine Strom- Spannungskennlinie angegeben werden. [11]

3.2.2 Strom- Spannungskennlinie einer Solarzelle

Abbildung 9 zeigt die Strom- Spannungskennlinien unter Veränderung der Bestrahlungsstärke und Temperatur. Der Photostrom steigt linear mit der Bestrahlungsstärke und erreicht bei $U=0$ den Kurzschlussstrom. Falls der Strom $I=0$ erreicht, liegt an der Solarzelle die Leerlaufspannung U_L an. Die Werte für den Strom in Abbildung 9 beziehen sich auf den Kurzschlussstrom und die Werte für die Spannung beziehen sich auf die Leerlaufspannung. Die Leistung der Solarzelle wird aus dem Produkt Strom und Spannung berechnet. Daraus ergibt sich, dass bei der größten Fläche unter der Kurve ein Maximum an Leistung erzielt wird. Dieser Punkt der maximalen Leistung wird MPP (Maximum Power Point) bezeichnet. [11]

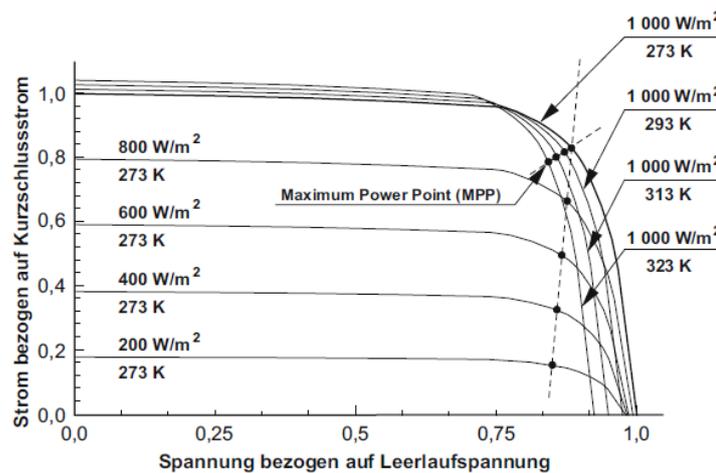


Abbildung 9: I-U-Kennlinie einer Solarzelle in Abhängigkeit der Strahlung und der Temperatur [11]

Weiters ist aus der Strom- Spannungskennlinie ersichtlich, dass mit zunehmender Temperatur der MPP an der strichpunktierten Linie verschoben wird. Dies resultiert aus einer verminderten Leerlaufspannung U_L der Solarzelle. Durch die geringere Leerlaufspannung U_L steigt der Kurzschlussstrom geringfügig an, da sich der Bandabstand zwischen Valenz- und Leitungsband verringert. Somit ist das Rechteck unter der Kurve kleiner und der Ertrag der Solarzelle bei gleicher Bestrahlungsstärke geringer. Bei unterschiedlicher

Bestrahlungsstärke E und gleicher Temperatur, verschiebt sich der Kurvenverlauf einer Solarzelle entlang der Ordinate. Da der Strom direkt proportional der Bestrahlungsstärke E ist, sinkt auch die Leistung direkt proportional mit der Bestrahlungsstärke E . Abbildung 10 zeigt die theoretisch maximal mögliche Leistung $P_{th,max}$ einer Solarzelle, wobei diese immer kleiner als das Produkt aus Leerlaufspannung U_L und Kurzschlussstrom I_K ist. Die Leistung P_{MPP} am Maximum Power Point kann mit der nachfolgenden Formel berechnet werden: [11]

$$P_{MPP} = U_{MPP} * I_{MPP} < U_L * I_K \quad (5)$$

- P_{MPP} Leistung am MPP in W
- U_{MPP} Spannung am MPP in V
- I_{MPP} Strom am MPP in A
- U_L Leerlaufspannung in V
- I_K Kurzschlussstrom in A

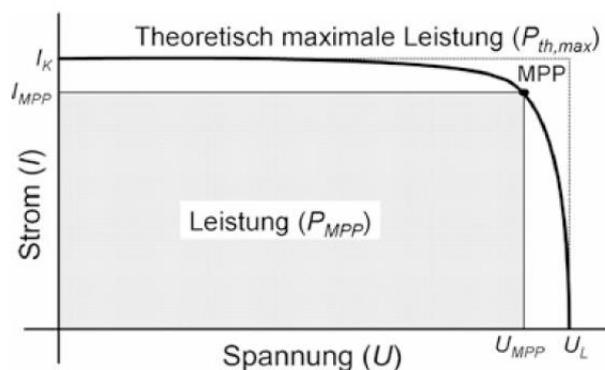


Abbildung 10: Max. theoretisch erzielbare Leistung einer Solarzelle [11]

3.2.3 Standard Test Conditions

Um unterschiedliche Photovoltaikmodule hinsichtlich ihres Ertrages vergleichen zu können, werden Testmessungen immer unter sogenannten Standard Test Conditions (STC) durchgeführt. Dabei werden nur PV-Module gleicher Nennleistung miteinander verglichen. Die Einstrahlung sollte 1000 W/m^2 betragen, die Zelltemperatur der Module 25°C und die Air Mass wird mit 1,5 angegeben. Aus diesen Messungen resultiert die Nennleistung eines PV-Modules, welche in MW_p angegeben wird. Der Wirkungsgrad von Solarzellen wird meistens bei STC angegeben. Zur weiteren Beschreibung von Solarzellen wird der sogenannte Füllfaktor (FF) angegeben. Dieser gilt als Maß für die Qualität einer Solarzelle und ist das Verhältnis aus der maximalen Leistung am MPP zum Produkt aus Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom. Somit ist der Füllfaktor stets kleiner als 1 und dimensionslos. [3] [12]

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_L * I_K} = \frac{U_{MPP} * I_{MPP}}{U_L * I_K} \quad (6)$$

3.3 Zelltechnologien

In diesem Kapitel werden Technologien verschiedenster Solarzellen erläutert. Solarzellen lassen sich nach Ihrem Zellaufbau einteilen, wobei hier zwischen kristallinen Zellen (Dickschichtzellen) aus Silizium,

Dünnschichtzellen und Tandem- bzw. Triplezellen bis hin zu Vierfachzellen unterschieden wird. [11] Ein Ausblick über Technologien im Forschungsstadium gibt Punkt 3.3.3.

Für die unterschiedlichen Technologien ergeben sich Marktanteile, wobei die kristallinen Zellen mit rund 85 % (Abbildung 11) den größten Anteil ausmachen. Eine weltweite Entwicklung der Produktionszahlen ist 2001 in Abbildung 11 dargestellt. Den größten Anteil nehmen dabei monokristalline und multikristalline Siliziumzellen ein (hellblauer und dunkelblauer Balken).

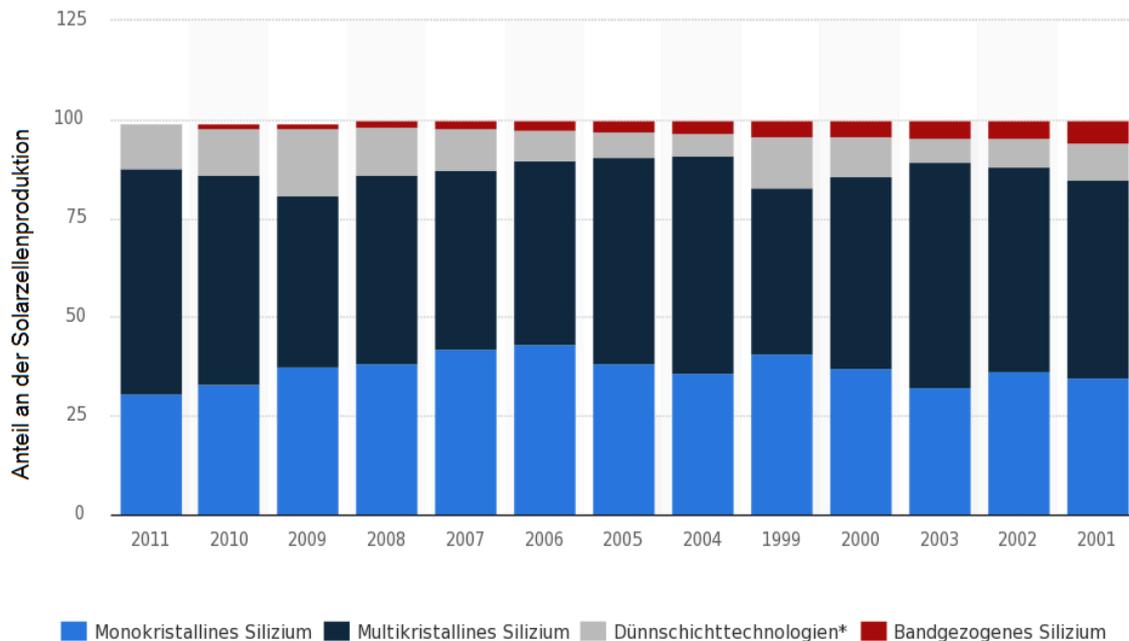


Abbildung 11: Weltweite Produktion nach Zelltyp in den Jahren 2001 bis 2011 [1]

3.3.1 Siliziumzellen

Für die Herstellung von Photovoltaikmodulen werden durch den Stand der Entwicklung rund 85% [12] kristalline Zellen verwendet. Wie aus [12] ersichtlich, werden diese in mono- und multikristalline Zellen unterteilt.

3.3.1.1 Monokristalline Zellen aus Silizium

Für die Herstellung von Solarzellen aus monokristallinem Silizium (c-Si oder mono-Si) wird hochreines Silizium verwendet. Silizium kann aus Quarzsand SiO_2 , das auf der Erde das zweithäufigste Element nach Sauerstoff ist, im elektrischen Lichtbogenofen gewonnen werden. Bei der Gewinnung von metallurgischem Silizium (MG-Si) weist das gewonnene Silizium noch immer starke Verunreinigungen auf. Dies erfolgt durch einen chemischen Reduktionsprozess. Die Reinheit des metallurgischen Siliziums liegt bei ca. 99% [11]. Um die Reinheit von Silizium zu verbessern wird der sogenannte „Siemens-Prozess“ verwendet. Im Siemens-Prozess wird unter Verwendung von Trichlorsilan und Salzsäure (HCl) hochreines polykristallines Silizium hergestellt. In der Halbleitertechnik wird dieses Silizium auch electronic grade silicium (EG-Si) genannt. Es besitzt eine Reinheit >99,999999999 % [3]. Die Korngrößen des polykristallinen Siliziums sind im μm -Bereich. Erst durch Anwendung des Czochralski-Prozesses, benannt nach dem polnischen Erfinder Jan Czochralski, kann das sogenannte Czochralski silicon (Cz-Si) gewonnen werden. Beim Czochralski-

Prozess wird das polykristalline Silizium zerkleinert und in einen Tiegel gegossen. Daraus werden dann runde Siliziumstäbe mit einem Durchmesser von 30 cm und einer Länge von bis zu 2 m gezogen. Diese Stäbe dienen als Ausgangsstoff für monokristalline Siliziumzellen die in Ihrer Kristallstruktur idente Abstände und Winkel haben. Die Siliziumstäbe werden in dünne Scheiben von 150 - 250 μm gesägt. Diese sehr dünnen Scheiben werden Wafer genannt und müssen anschließend noch durch Reinigungsprozesse auf der Oberfläche behandelt werden um die entstandenen Verunreinigungen zu entfernen. Durch die rechteckförmige Form entsteht zwar ein Materialverlust, aber durch die bessere Flächenausnutzung in den PV-Modulen lassen sich bessere Wirkungsgrade erzielen. Dieses Silizium wird auch als Solarsilizium (SOG-Si) bezeichnet. [3] [11] [12]

Um die Kosten bei der Herstellung des monokristallinen Siliziums weiter zu senken, wird immer öfter das neue Wirbelschichtverfahren verwendet. Dabei wird das Silizium-Granulat aus einem Reaktor kontinuierlich entnommen. Es entfallen Aufheiz- und Abkühlphasen des Reaktors, wodurch elektrische Heizleistung von rund 50 % eingespart werden kann. [13]

Der Energieaufwand zur Herstellung von monokristallinen Silizium in der Form von SOG-Si beträgt zwischen 200 und 300 kWh/kg. Um weiter an Energie in der Herstellung zu sparen, wird versucht das metallurgische Silizium in flüssiges Aluminium umzuwandeln, um es später in Form eines aufgewerteten Siliziums (UMG-Si) abscheiden zu können. Durch den unterschiedlichen Schmelzpunkt von Silizium und Aluminium bleiben die Verunreinigungen in der Aluminiumschmelze zurück. So entsteht ein Silizium der UMG-Qualität mit einem Reinheitsgrad von 99,999.9 % [13]. Es wird versucht mit einer Energie von 100 kWh/kg auszukommen. Die Kostenersparnis in der Herstellung des UMG-Siliziums im Vergleich zum SOG-Silizium bringt einen schlechteren Wirkungsgrad mit sich. Die Herstellung erfolgt entweder durch das UMG-Si oder durch das reinere SOG-Si als Zusatzstoff. [13]

3.3.1.2 Polykristalline Zellen aus Silizium

Neben den einkristallinen Zellen werden in der Solarzellenherstellung auch polykristalline Halbleiterplatten verwendet. Das Polysilizium wird, nach durchlaufen des Siemens-Prozesses, in sogenannte Kokillen gegossen. Durch einen geregelten Temperaturverlauf beim Abkühlen entstehen so Siliziumkristalle gleicher Orientierung in größeren Bereichen (mm- bis cm-Bereich). Dabei wird das Wachstum der Kristalle von unten nach oben begünstigt, indem z.B. der obere Bereich der Kokille erwärmt und der Boden gekühlt wird. Dieser Gussblock kann in quadratische Scheiben mit einer Dicke von 0,3 mm zersägt und zu Solarzellen weiter verarbeitet werden. Die Herstellung ist dadurch kostengünstiger und der Materialaufwand ist somit geringer. [13]

Demgegenüber steht ein um 2-4% geringerer Wirkungsgrad im Vergleich zu den monokristallinen Siliziumscheiben. Hier verursachen die Korngrenzen zwischen den Kornquerschnitten größere Verluste als bei den monokristallinen Zellen. Für polykristalline Siliziumscheiben können so Wirkungsgrade zwischen 15 und 20 % erreicht werden. Abbildung 12 links zeigt ein monokristallines Modul in schwarz und in der Mitte eines in dunkelblau, sowie rechts ein polykristallines Modul. Im Fall des polykristallinen Moduls sind die Korngrenzen im Vergleich zum monokristallinen Modul sehr gut erkennbar. [3] [11]



Abbildung 12: v.l.n.r. schwarzes mono-Si Modul, blaues mono-Si Modul, poly-Si Modul [14]

Eine Verbesserung des Wirkungsgrades, aufgrund einer Änderung der Zellstruktur, verfolgt die PERL-Zelle (Passivated Emitter Rear Locally diffused). Hier wird die Oberfläche, wie bereits unter Punkt 3.2 kurz erwähnt, durch einen Ätzprozess pyramidenförmig gestaltet. Durch diese Änderung der Oberfläche wird die Weglänge der einfallenden Strahlung verlängert und dadurch mehr Strahlung absorbiert. Diese Art der Solarzelle zählt zu den Hocheffizienzzellen. Die Anzahl der Prozessschritte zur Herstellung einer PERL-Zelle ist deutlich zu hoch, um diese Solarzelle wirtschaftlich mit anderen Technologien zu vergleichen. [11] [5]

3.3.2 Dünnschichtsolarzellen

Eine Alternative zu den bisher erwähnten kristallinen Siliziumzellen stellen Dünnschichtsolarzellen dar. Die Schichtdicke beträgt bei diesen Zelltypen nur einige Mikrometer, wodurch eine mechanische Stabilität nicht gegeben ist und die Schicht zur Absorbierung der einfallenden Strahlung auf einem Trägermaterial aufgebracht werden muss. Das Trägermaterial wird als Substrat bezeichnet und ist in der Regel Glas. Durch die größere Fläche der Solarzellen in der Produktion und die Verschaltung dieser während dem Herstellungsprozess haben Dünnschichtsolarmodule einen geringeren Material- und Energieeinsatz. Dadurch sinken auch die Herstellungskosten der Module. Nachteilig sind die geringeren Wirkungsgrade die zwischen 5 und 13% liegen. Somit ist bei gleicher Leistung, im Vergleich zu kristallinen Zellen, eine größere Modulfläche nötig. Dünnschichtsolarzellen können in drei Technologieklassen unterteilt werden: „Zu ihnen zählen die amorphen Siliziumzellen (a-Si/ $\mu\text{c-Si}$), die Zellen auf Basis Cadmiumtellurid (CdTe) und die Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) bzw. Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIGS) -Zellen“. Alle drei Technologien haben entweder einen p-n-Übergang oder eine p-i-n Struktur, wobei die photovoltaisch aktive Schicht nur einige 100nm dick ist. Dazwischen liegt eine undotierte intrinsische Schicht. Dünnschichtsolarzellen lassen sich auch auf flexiblere Materialien aufbringen, wodurch sie sehr gut in Gebäuden, als Abschattung zur Ästhetik oder aber zur Wärmeisolierung integriert werden können. [11] [15]

3.3.2.1 Amorphe Siliziumzellen (a-Si)

Amorphe Solarzellen sind neben monokristallinen und polykristallinen Zellen die dritte Variante an Siliziumzellen. Amorphe Solarzellen können gut an der dunkelbraunen Färbung der Module erkannt werden (Abbildung 16). Amorphes Silizium wird aus Silan SiH_4 und Wasserstoff H_2 durch das PECVD-Verfahren (plasmaunterstützte chemische Gasphasenabscheidung) hergestellt. Durch das PECVD-Verfahren lässt sich amorphes Silizium in einer Heizkammer durch Anlegen eines Hochfrequenzfeldes abscheiden. [5]

Durch die sehr dünne Siliziumschicht werden amorphe Siliziumzellen zu den Dünnschichtsolarzellen gezählt, wobei diese hauptsächlich nur für Kleinanwendungen wie Taschenrechner und Uhren eingesetzt werden. Der Unterschied zu den kristallinen Solarzellen auf Siliziumbasis ist der Aufbau. Während in kristallinen Siliziumzellen p-n-Übergänge Verwendung finden, wird bei amorphen Siliziumzellen eine p-i-n-Struktur verwendet. Der Aufbau einer amorphen Siliziumzelle mit einem Trägermaterial aus Stahl ist in Abbildung 13 (links) dargestellt. Zwischen den sehr dünnen n- und p-dotierten Schichten, die in der Herstellung aufgedampft werden, liegt eine undotierte intrinsische Schicht. Als Frontkontakt wird ein transparentes leitfähiges Oxid (TCO) aufgebracht, das zumeist Glas ist. Solarzellen aus amorphen Silizium müssen nicht immer nur eine p-i-n-Struktur haben, sondern werden auch als Tandemzellen oder sogar Tripelzellen ausgeführt. Nachteilig sind bei einfachen amorphen Siliziumzellen die geringeren Wirkungsgrade von 12,5 % im Labor und 7,5 % in der Produktion. Außerdem kommt es bei amorphen Zellen zu einer verminderten elektrischen Leitfähigkeit im Betrieb, wodurch die ohmschen Verluste steigen und der Wirkungsgrad abnimmt. [11]

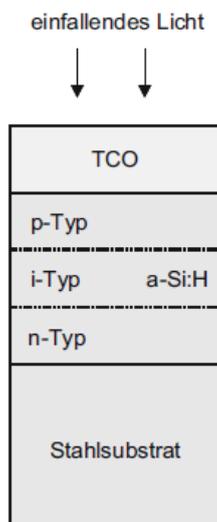


Abbildung 13: Aufbau einer einfachen p-i-n-Zellstrukturen aus amorphen Silizium [11]



Abbildung 14: Aufbau einer CdS/CdTe-Zellstruktur [11]



Abbildung 15: Aufbau einer CIS/CIGS Solarzelle [11]

Die Degradation der amorphen Solarzellen ergibt sich durch die schwachen Kristallverbindungen des Si-Si-Verbundes, wodurch diese unter Lichteinfall aufbrechen. Dieser Effekt wird nach den beiden Wissenschaftlern Stabler und Wronski benannt (Stäbler-Wronski-Effekt) und ist bis heute noch immer nicht völlig verstanden. [5] Der Wirkungsgrad wird dabei in den ersten 1000 Betriebsstunden um ein Viertel kleiner. Diese Abnahme wird jedoch bei der Angabe des Wirkungsgrades in den Datenblättern bereits berücksichtigt. Ein Vorteil der amorphen Siliziumzellen ist der höhere Absorptionskoeffizient, wodurch sich die dünnere Schichtdicke erklären lässt. Amorphe Siliziumzellen können daher auch bei diffusem Licht Energie durch den photovoltaischen Effekt erzeugen. Durch die niedrige Fertigungstemperatur von ca. 200°C kann amorphes Silizium auf viele Trägermaterialien aufgebracht werden. [16]



Abbildung 16: Dünnschichtzellen auf Basis amorpher Siliziumzellen [17]

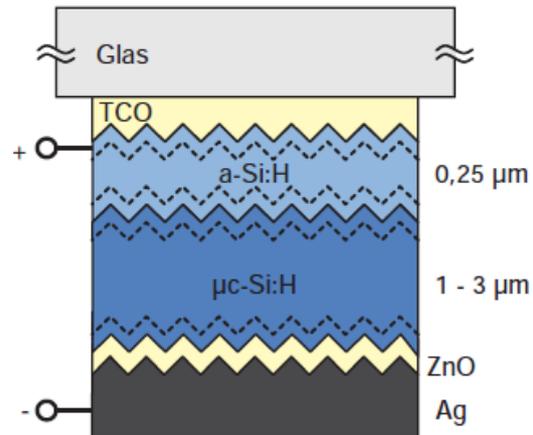


Abbildung 17: Aufbau einer Tandemzelle aus amorphen und mikrokristallinen Siliziumzellen [5]

Eine Kombination aus amorphen und mikrokristallinen Siliziumzellen ($\mu\text{c-Si}$) wird seit Anfang der 90er Jahre entwickelt und ist bereits auf dem Photovoltaikmarkt erhältlich. Mikrokristalline Siliziumzellen bestehen aus Siliziumpartikel die kleiner als $1\mu\text{m}$ sind. Die Herstellung der mikrokristallinen Siliziumpartikel entsteht durch die PECVD-Abscheidung (plasmaunterstützte chemische Gasphasenabscheidung). Durch die Kombination der amorphen mit der mikrokristallinen Zellarchitektur entsteht eine Tandemzelle die einen größeren Teil des Sonnenspektrums abdecken kann. Ein Rückgang des Wirkungsgrades über die Lebensdauer dieser Solarzellen ist nicht vorhanden. Der Absorptionskoeffizient ist im Vergleich zu den monokristallinen und polykristallinen Siliziumzellen geringer. Somit muss die einfallende Sonneneinstrahlung durch verlängern des Lichtweges (Light Trapping) verlängert werden. Durch aufrauen der Oberfläche an den Kontakten wird das Licht schräg gebrochen und die Weglänge beim durchlaufen des Halbleiters verlängert. Der Aufbau einer solchen Tandemzelle ist in Abbildung 17 dargestellt mit Glas als billigem Trägermaterial. Darunter befindet sich eine Schicht aus lichtdurchlässigem leitendem Oxid (TCO) die als Frontkontakt dient. Der negative Rückkontakt besteht aus Aluminium. Aluminium weist einen guten Reflexionskoeffizienten auf, um die einfallende Strahlung möglichst lange im Halbleiter zu behalten. Dazwischen ist die Tandemzelle, bestehend aus einer Schicht a-Si und $\mu\text{c-Si}$, eingebettet. Der Laborwirkungsgrad solcher Tandemzellen ist mit 12,1 % [5] bereits relativ gut. Solarmodule erreichen bereits einen Wirkungsgrad von 10 %. [5]

3.3.2.2 CdTe - Cadmium-Tellurit

Cadmium-Tellurit ist ein Halbleiter aus Elementen der Hauptgruppen II und VI, wie unter 3.1 bereits erwähnt. Solarzellen aus diesem Halbleiter bestehen aus einer Kristallschicht, die mit jener von Si-Zellen vergleichbar ist. Da Cadmiumtellurit nur den p-leitenden Halbleiter eines p-n-Überganges darstellt, muss zusätzlich ein n-leitendes Material hinzugefügt werden. Dieses Material ist in den meisten Fällen Cadmium-Sulfid (CdS). Durch die hohen Absorptionsfähigkeiten von CdTe-Zellen sind die Schichten nur einige μm dick. Der Aufbau einer CdS/CdTe Struktur ist in Abbildung 14 dargestellt. Die Frontelektrode aus Indium-Zinn-Oxid (ITO) wird dabei auf ein Substrat, in diesem Fall Glas, aufgebracht. Darüber werden dann die CdS- und die CdTe-Schicht mit einer Dicke von 0,1 bis 0,2 μm bzw. ca. 3 μm vorzugsweise durch Siebdruck aufgetragen. Die CdTe-Schicht ist hier die photovoltaisch aktive Schicht. Der Metallrückkontakt ist entweder

aus Graphit oder Kupfer oder eine Mischung aus beiden. Zur Herstellung von CdTe-Zellen werden Temperaturen um die 600 °C benötigt. Im Labor konnten bei sehr kleinen Flächen bereits Wirkungsgrade von 21 % [18] erzielt werden. In der Produktion von Solarmodulen können erst Wirkungsgrade von rund 14,4 % [11] erreicht werden, wobei die Effizienz dieser Zelltypen immer weiter verbessert wird. [11]

3.3.2.3 CIS /CIGS - Kupfer Indium Diselenid/Kupfer Indium Gallium-Diselenid

Zu den Dünnschichtsolarzellen werden auch Kupfer-Indium-Diselenid- (CuInSe_2) bzw. Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid-Strukturen (CuInGaSe_2) gezählt. Auch bei diesen Solarzellen ist die photovoltaisch leitende Schicht, CuInSe_2 bzw. CuInGaSe_2 , aus einem p-Leitungstyp. Daher muss auch hier ein n-leitendes Material, in Abbildung 15 als Cadmium-Sulfid (CdS) dargestellt, eingebracht werden. Cadmium-Sulfid kann hier als ein transparentes Fenster gesehen werden, dass für die Solarstrahlung fast zur Gänze durchlässig ist. Der elektrisch leitende Frontkontakt besteht hier aus Aluminium-Zink-Oxid. Für den Rückkontakt, der zu Beginn der Herstellung auf das Substrat Glas durch Deposition aufgebracht wird, verwenden Hersteller eine dünne Schicht Molybdän. Zusammen mit dem photovoltaisch aktiven p-Leitungstyp, werden diese beiden Schichten durch zwei Verfahren, dem Ko-Verdampfen für CIGS-Zellen und der Deposition von Cu, In und Ga für CIS-Zellen verwendet. CIS- und CIGS-Zellen erreichen im Labor bzw. in der Produktion von Solarmodulen den höchsten Wirkungsgrad von Dünnschichtsolarzellen. Im Labor konnten Spitzenwerte von 21,7 % [18] und in der Produktion zwischen 12 % und 15% erreicht werden. [19] Durch Steigerung des Wirkungsgrades und besserer Prozessabläufe bzw. durch verbesserte Materialien und Bauelementstrukturen könnten die Kosten für diese Dünnschichttechnologie in den nächsten Jahren weiter sinken. [11] [15]

3.3.2.4 GaAs - Gallium Arsenid

Ein weiterer Zelltyp der Dünnschichtsolarzellen kann auf Basis von Gallium-Arsenid hergestellt werden. Diese Waferzellen finden nur in der Raumfahrt Anwendung, wo ein hoher Wirkungsgrad gefordert wird und die Kosten nur eine untergeordnete Rolle spielen. Die Ausführung des Aufbaus ist meist nicht als Einkristall, sondern als Tandemzelle, Triplezelle oder sogar Vierfachzelle miteinander verbunden. Die oberste Zelle ist meist aus Gallium und besitzt den größten Bandabstand. Dadurch wird nur kurzwellige Strahlung absorbiert. Für die unterste Zelle wird Germanium verwendet, welches einen größeren Bandabstand aufweist. Somit wird auch langwellige Strahlung von den Zellen absorbiert und der Wirkungsgrad kann durch die große spektrale Abdeckung erhöht werden. Eine Tandemzelle wäre eine Kombination aus Gallium-Indium-Phosphid und Gallium-Indium-Arsenid. Bei einer Triplezelle wäre Germanium das Halbleitermaterial der untersten Zellstruktur. Stand der Forschung sind Vierfachzellen mit Konzentratortechnik die derzeit unter Laborbedingungen getestet werden. [20] Die Stückzahlen in der Produktion sind gering, da der Verarbeitungsprozess für sogenannte Multijunctionzellen sehr teuer ist. Daher wird diese Zelltechnologie auch in den meisten Fällen mit einer Konzentratortechnik verbunden. [12] [5]

3.3.2.5 Konzentratortechnik

Solarsysteme wie eine Triplezelle auf Basis von Galliumarsenid werden durch Konzepte zur Konzentration des Sonnenlichts kostengünstiger im Vergleich zu Zellen auf Siliziumbasis. Bei der Konzentration muss zwischen niedrigem und hohem Faktor unterschieden werden. Ein Konzept das einen geringen Konzentrationsfaktor besitzt wäre z.B. der V-Trog. Hier werden Spiegelflächen V-förmig angebracht und damit ein Faktor von 2-4 erreicht. Eine hohe Konzentration wird mit optischen Linsen erreicht wie die Fresnel-Linse (Abbildung 18 links). Damit wird eine Konzentration um den Faktor 500 erreicht, wobei die Solarzelle durch einen Kühlkörper erweitert werden muss. Eine weitere Methode ist die Bündelung des Lichtes durch einen gebogenen Spiegel. Dies kann mit einem Parabolspiegel erfolgen (Abbildung 18 rechts). Der Nachteil von Konzentrazorzellen besteht darin, dass die Linse nur die direkte Sonneneinstrahlung bündelt und damit eine mechanische Nachführung des Solarzellensystems notwendig wird. Die Nachführung kann dabei einachsig oder zweiachsig erfolgen. [11] [12]

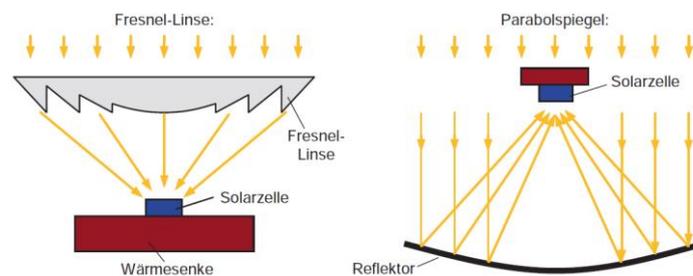


Abbildung 18: Konzentratortechnik mit einer Fresnel-Linse (links) und Parabolspiegel (rechts)

3.3.3 Technologien im Forschungsstadium

3.3.3.1 Organische Solarzellen

Organische Solarzellen werden aus Polymeren aufgebaut die vor allem bei diffusem Licht und hohen Temperaturen eine gute Leistungsfähigkeit aufweisen. Hier wird ähnlich wie bei den anorganischen Halbleitermaterialien, aber mit einem geringeren Bandabstand, zwischen HOMO (highest occupied molecule orbital; entspricht dem Valenzband) und LUMO (lowest unoccupied molecule orbit; entspricht der Leitungsbandkante) unterschieden. Aufgrund des geringen Bandabstandes erfolgt die Absorption der Strahlung nur in einem kleinen Spektralbereich von 200nm. Längere und kürzere Wellenlängen werden von der Polymerschicht durchgelassen. Die Polymerschichten werden von einem transparenten Frontkontakt (meist aus ITO) und einem reflektierenden Rückkontakt (z.B. Gold-Aluminium) eingefasst. Organische Solarzellen haben eine sehr geringe Ladungsträgermobilität und -konzentration, daher können nur Schichtdicken von rund 10nm verwendet werden. Die Schichten zur Absorption der UV-Strahlung werden zu einem Schichtsystem zusammengefasst. Unter Lichteinstrahlung kommt es zu einer Anregung der Elektronen-Lochpaare, und Elektronen werden vom Donator an den Akzeptor abgegeben. [11]

Durch den geringeren Materialeinsatz können die Herstellungskosten relativ gering gehalten werden. Die Schichtdicken der photovoltaischen Schicht sind um 90 % [21] dünner als vergleichsweise Zellen auf Basis der Dünnschichttechnologie. Für eine Siliziumzelle wird eine „Energy-payback-time“ von 1,3 bis 1,5 [22]

Jahren angegeben. „Energy-payback-time“ ist jene Zeit die, die Solarzelle Energie liefern muss um die aufgewendete Energie für die Herstellung zu erreichen. Der Energieaufwand für die Herstellung einer organischen Solarzelle ist im Vergleich zur Siliziumzelle sehr gering, daher wird für eine organische Solarzelle eine „Energy-payback-time“ von Wochen oder sogar Tagen angegeben. [22]

Die sehr flexible Modulgestaltung der organischen Solarzellen ist vor allem für die Baubranche von großem Interesse. Dies resultiert aus den mechanischen Eigenschaften von Kunststoffen. Ein Nachteil von organischen Solarzellen ist die fehlende Langzeitstabilität, wodurch sie nur eine geringe Lebensdauer von einigen tausend Betriebsstunden aufweisen. [23] Durch Tandemstrukturen oder sogar Dreifachstrukturen und neue Absorbermaterialien können verbesserte Wirkungsgrade erzielt werden. Der höchste Wirkungsgrad (Stand Januar 2013) von 12 % [23] konnte von der Firma Heliatek im Labor erreicht werden. Die Fläche dieser Solarzelle betrug dabei 1,1 cm². [23] In der Produktion wird ein Wirkungsgrad von 5% [11] erreicht. Der Forschungsschwerpunkt wird in Zukunft bei organischen Solarzellen auf eine Erhöhung der Effizienz, durch Optimierung des Zellaufbaus, sowie eine bessere Langzeitstabilität sein. [22]

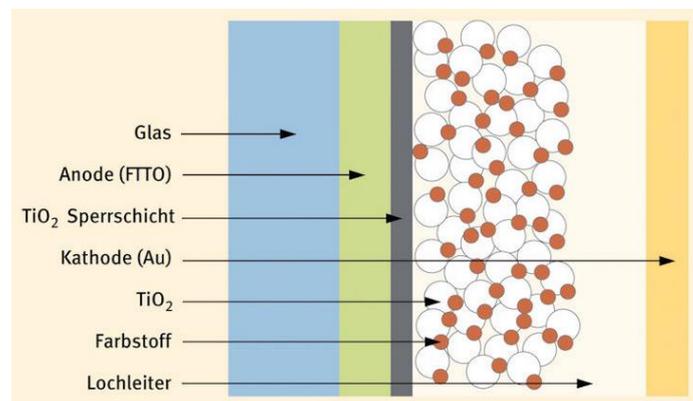


Abbildung 19: Schema einer Farbstoffzelle [24]

3.3.3.2 Farbstoffzellen (Grätzel-Zelle)

Farbstoffzellen oder auch „Grätzel-Zellen“ genannt, wurden nach einem Schweizer Wissenschaftler namens Michael Grätzel Anfang der 90er entdeckt. Bei dieser Art des photovoltaischen Effekts wird die Lichteinstrahlung durch einen Absorber aus Farbstoff eingefangen, der zumeist Chlorophyll ist. Der Aufbau einer Farbstoffzelle besteht aus zwei Kontaktelektroden, die aus Glas sind und in einem Abstand von 10 - 20 µm angeordnet werden. Zur Herstellung der Leitfähigkeit werden beide Elektroden mit einer dünnen Schicht aus Zinnoxid beschichtet. Auf einer Elektrode ist zusätzlich eine Schicht aus Titanoxid TiO₂ von 10 bis 20nm aufgebracht. Zwischen der Partikelschicht aus Titanoxid und dem Rückkontakt befindet sich ein flüssiges Material aus Elektrolyt. Durch einfallendes Licht kommt es zu einer Anregung des Farbstoffes. Dabei wird ein Elektron aus dem Farbstoff emittiert und in den angeregten Zustand des Leitungsbandes aus Titanoxids angehoben. Es entsteht ein Ladungsunterschied zwischen dem Titanoxid und dem Elektrolyt. Die angeregten Photonen wandern durch die Struktur aus Titanoxid zum Frontkontakt (Abbildung 20). Die Funktionsweise der Zelle an sich ist immer noch nicht im Detail geklärt. [11]

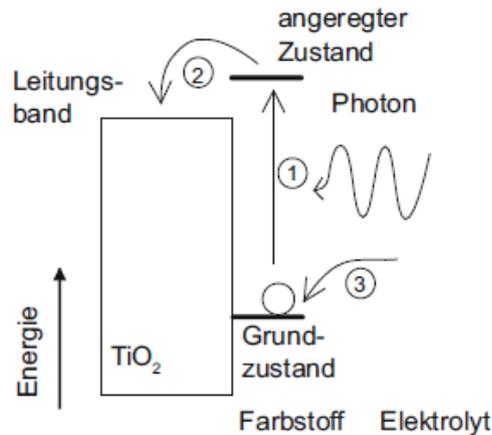


Abbildung 20: Schematische Funktionsweise einer Grätzel-Zelle [11]

Die Vorteile der Farbstoffzellen sind die Umweltverträglichkeit und die kostengünstige Herstellung. Außerdem erreichen auch Farbstoffzellen ähnlich wie organische Solarzellen eine hohe Effizienz bei diffusen Lichtverhältnissen. Ein Nachteil ist die geringe Langzeitstabilität. Der Wirkungsgrad von Farbstoffzellen ist in Laborversuchen bei 11,9 % [25], wobei in der Produktion nur rund 5 % [11] erreicht werden. Bereits 1998, von Michael Grätzel vorgestellt, wurde der flüssige Elektrolyt durch einen Festkörper ersetzt. Dieser Festkörper wird als Lochleiter bezeichnet der p-leitende Löcher aus dem Elektronen-Loch-Paar aufnimmt. [26]

3.3.3.3 Perowskit-Solarzellen

Diese Technologie, das Elektrolyt durch einen Festkörper zu ersetzen, wurde 2012 auf die sogenannten Perowskit-Solarzellen, von Michael Grätzel zusammen mit Nam-Gyu Park von einer Universität in Südkorea, übertragen. Perowskit ist ein sehr häufiges Mineral aus der Gruppe der Titanate. Es besteht aus einer Verbindung aus Calcium-Titan-Oxid. Diese Solarzellen mit dem Elektrolyt aus einem Festkörper hielten bei 65 °C einer permanenten Bestrahlung von rund 1000 h stand. Danach wurde schnell klar, dass die Funktion des Lochleiters auch der Perowskit selbst übernehmen kann. Perowskit-Zellen erreichten innerhalb von wenigen Jahren einen sehr hohen Wirkungsgrad da sie selbst Ladungen transportieren können. [26] Der international anerkannte Wirkungsgradrekord für Perowskit-Zellen wurde 2014 von Forschern am Korean Research Institute of Chemical Technology (KRICT) mit 20,1 % [27] zertifiziert. Das Geheimnis liegt in der Zellspannung. Während Siliziumzellen nur eine Spannung von 0,7 V erzeugen, erreicht das verwendete Perowskit-Material eine Spannung größer als 1 V. Eine Langzeitstabilität über 2000h bei 80 - 85 °C wurde bei intensiver Sonneneinstrahlung bereits nachgewiesen. [28]

Beim Aufbau einer Perowskit-Solarzelle wird zwischen einer Standard- (Abbildung 21 links) und der planaren (Abbildung 21 rechts) Struktur unterschieden. Die Standard-Struktur baut auf der Struktur der Farbstoffzellen auf, wobei bei der planaren Struktur an Stelle der organischen Absorberschicht die Perowskitschicht verwendet wird. Die Sandwichbauweise der planaren Anordnung besteht aus einem Substrat aus Glas. Darunter ist eine lichtdurchlässige leitfähige Schicht, die als Anode dient. Die Anode wird durch eine dünne Schicht aus Titandioxid von der Absorptionsschicht aus Perowskit getrennt. Positive Ladungsträger wandern durch den Lochleiter hin zur Kathode, der positiven Elektrode. [29] Die positive

Elektrode besteht zumeist aus Silber oder Gold, wobei es Wissenschaftlern der Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne auch schon gelungen ist, mit billigeren Eisen- und Nickel-Katalysatoren Elektroden herzustellen. [28] [30] Perowskit-Zellen erreichen in der Produktion einen Wirkungsgrad von rund 15% und kosten zwischen 10 und 13 Cent pro W_p . [27] Bei diesen Angaben sollte immer bedacht werden, dass die Technologie der Perowskit-Solarzelle noch sehr jung ist und daher die Kosten für die Serienproduktion noch nicht genau abzuschätzen sind. In Zukunft könnten Solarzellen dieser Art einer der billigsten und umweltfreundlichsten Energielieferanten auf der Erde werden. Forschungsbedarf besteht aber immer noch hinsichtlich der schlechten Resistenz gegen Feuchtigkeit, wodurch sich die Zelle sehr schnell zersetzt. [26]

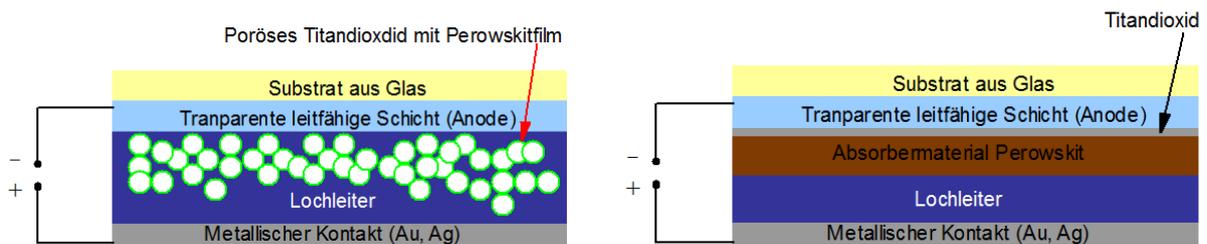


Abbildung 21: Aufbau einer normalen (links) und einer planaren (rechts) Perowskit-Solarzelle [31]

3.4 Von der Zelle zum Modul

3.4.1 Verschaltung von Solarzellen

Die verschiedenen Technologien von Solarzellen und deren Aufbau, sowie Vor- und Nachteile wurden unter Punkt 3.3 bereits erläutert. Eine Solarzelle arbeitet als Gleichspannungsquelle mit einer Leerlaufspannung von 0,6 bis 0,7 V. Unter STC würde eine Solarzelle bei einem Strom von 6 A und einer Spannung von 0,5 V, eine Leistung von 3W abgeben. Da dies für die meisten elektrischen Verbraucher eine zu geringe Leistungsabgabe ist, werden Solarzellen zu sogenannten Strings verschalten. Dabei können diese entweder zu Serien- Parallel- oder eine Kombination aus beidem verschalten werden. [12]

Als Standard hat sich in der Praxis eine Anzahl von 32 bis 40 Zellen pro Modul bewährt. Abbildung 22 zeigt eine Serienschaltung von n Solarzellen, wobei der Strom (I) jeder Zelle gleich groß ist und die Spannung (U) des Moduls über alle Zellen addiert wird. Im Gegensatz dazu wird bei der Parallelschaltung (Abbildung 23) der Strom der n Zellen eines Moduls addiert und die Spannung ist bei allen Zellen gleich groß. [3]

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (7)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (9)$$

$$U = U_1 + U_2 + \dots + U_n \quad (8)$$

$$U = U_1 = U_2 = \dots = U_n \quad (10)$$

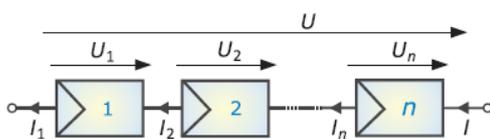


Abbildung 22: Serienschaltung von Solarzellen [3]

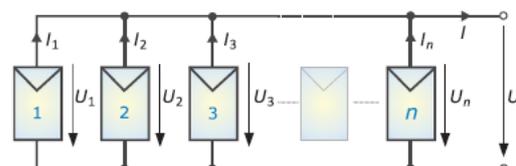


Abbildung 23: Parallelschaltung von Solarzellen [3]

In der Praxis sind die Bedingungen mit jenen im Labor nicht vergleichbar, wodurch Verluste durch Verschattungen der Solarmodule entstehen. Solche Verschattungen können Bäume, Kamine, Verschmutzungen auf der Oberfläche der Module, oder auch vorbeiziehende Wolken sein. Bei der Auslegung der PV-Anlage sollten diese äußeren Einwirkungen mitberücksichtigt werden. Treten aber dennoch Abschattungen auf, arbeitet die betroffene Solarzelle als Last und die Leistung des Moduls sinkt stark ab. Die betroffenen Zellen, die als Last arbeiten, werden dadurch stark erwärmt und können sogar zerstört werden. Kommt es zu einem Schmelzen des Zellmaterials bilden sich Millimeter kleine Hot Spots aus, welche nur mit einer Wärmebildkamera gut erkennbar sind. Um den Ausfall ganzer Module zu verhindern, werden parallel zu den Modulen Bypass-Dioden, meistens über 18 Zellen hinweg, eingebaut. Abbildung 24 zeigt ein Modul mit 36 Zellen, wobei die Bypass-Dioden jeweils über 18 Zellen hinweg verschaltet sind. Links ist der unverschattete und rechts der verschattete Fall (Zelle 1) dargestellt, indem die Bypass-Diode 1 bereits ab einer negativen Spannung von $-0,7\text{ V}$ leitet. [3]

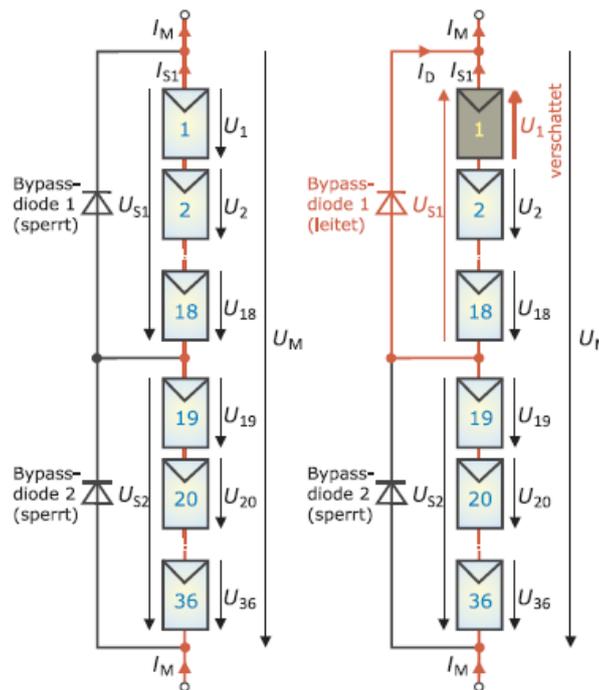


Abbildung 24: Modul mit 36 Zellen und 2 Bypass-Dioden (*links unverschattet, rechts verschattet*) [3]

Für eine genauere Betrachtung der Verschattung in unterschiedlichen Fällen und deren Auswirkung auf die Strom- Spannungskennlinie sei auf die Literatur [3] verwiesen.

3.4.2 Wechselrichter

Neben den Photovoltaikmodulen ist der Wechselrichter eines der Herzstücke einer PV-Anlage. Seine Aufgabe ist es die Gleichspannung, die von den Modulen zur Verfügung gestellt wird, in Wechselstrom oder einen 3-phasigen Drehstrom umzuwandeln, um ihn ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Bei den Wechselrichtern wird zwischen Inselbetrieb und Netzbetrieb unterschieden. Wird ein Wechselrichter im Inselbetrieb verwendet, so muss der Takt für einen 50Hz Wechselstrom intern erzeugt werden, damit dieser alle nötigen Verbraucher versorgen kann. Im Falle des Netzbetriebes wird die Frequenz vom öffentlichen Netz vorgegeben. Kernstück eines Wechselrichters sind die Schaltelemente welche in der Lage sind aus

einer Gleichspannung eine sinusförmige Wechselspannung zu erzeugen. Solche Ventile schalten Spannungen bis 1000 V oder Ströme bis 1000 A. Ventile dieser Art kommen meist aus der Halbleitertechnik und können z.B. bipolare Leistungstransistoren oder Power-MOSFETs sein. [3] [12] Für eine genauere Betrachtung der Wechselrichtertechnologien sei auf die Werke [3] [12] verwiesen.

3.5 Photovoltaik-Systeme

Bei Photovoltaik-Systemen wird zwischen netzgekoppelten Systemen und Systemen im Inselbetrieb unterschieden. Vor einigen Jahren war die Hauptanwendung noch im Inselbetrieb in abgelegenen Regionen ohne Anbindung ans öffentliche Stromnetz, wie z.B. eine Almhütte. Mit der Entwicklung der Zelltechnologien und den steigenden Wirkungsgraden sowie den rentablen Einspeisevergütungen ist diese Art der elektrischen Energiegewinnung einer breiten Masse der Bevölkerung zugänglich gemacht worden.

3.5.1 Netzgekoppelte Systeme

PV-Systeme werden meist direkt ans öffentliche Stromnetz angeschlossen. Dabei fungiert der Wechselrichter (Abbildung 25) des PV-Systems als Schnittstelle zwischen PV-Generator und dem öffentlichen Stromnetz. Dazwischen liegt meistens ein Stromzähler, der die erzeugte Leistung die ans Netz abgegeben wird aufzeichnet. Mit Eventuelle Vergütungen werden anhand des Zählerstandes ausbezahlt. Der Eigenverbrauch wird über einen separaten Stromzähler ausgewertet. Eine Alternative bietet hier ein Stromzähler der Leistungsflüsse in beide Richtungen aufzeichnet, sowohl erzeugte Leistung aus PV-Modulen als auch Eigenverbrauch des Haushaltes. [5]

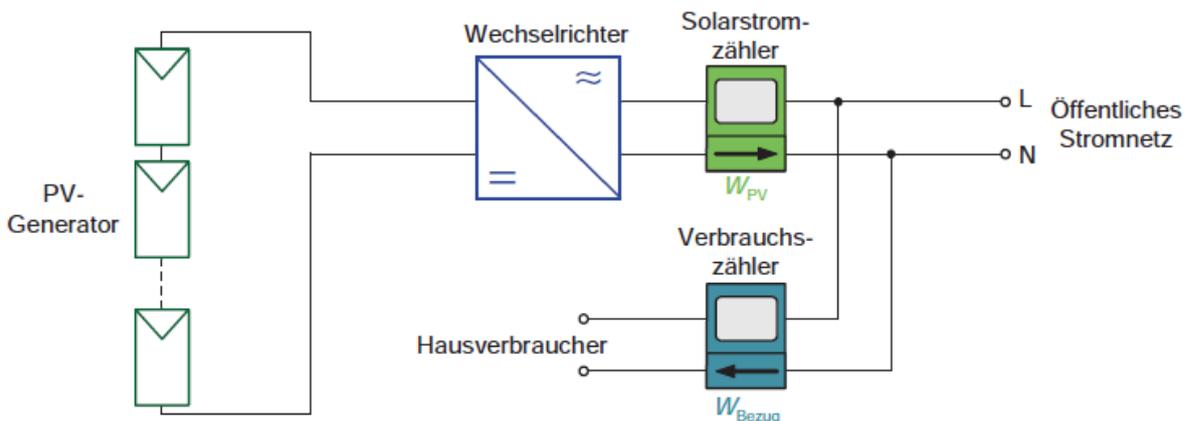


Abbildung 25: Netzgekoppeltes PV-System [5]

PV-Module können dabei in unterschiedlicher Weise ans Netz über den Wechselrichter angebunden werden. Ein Konzept ist, mehrere PV-Module die in Serie verschaltet sind über Generatoranschlussklemmen zu verbinden und über einen Wechselrichter ans Netz anzubinden. Der Vorteil ist, dass nur ein Wechselrichter benötigt wird. Bei Ausfall dieses Wechselrichters kann aber keine Leistung ins Netz eingespeist werden. Daher gibt es auch ein Konzept, jeden String über einen separaten Wechselrichter zu verschalten. Der Verkabelungsaufwand auf der Gleichstromseite ist hierbei aber schon deutlich geringer, gegenüber der Variante mit einem zentralen Wechselrichter. Verluste aufgrund von

Mismatches sind bei der String-Verschaltung deutlich geringer. Jeder Wechselrichter wird dabei über einen eigenen MPP-Tracker geregelt. Mismatching beschreibt hier eine Differenz zwischen der Gesamtleistung aller Module zu der Summe der Einzelleistungen. [5]

Die dritte Variante wäre den Wechselrichter direkt in das PV-Modul zu integrieren. Dabei kann komplett auf die Gleichstromverkabelung verzichtet werden. Ein wesentlicher Nachteil für den Wechselrichter ist hier der Aufstellungsort mit den PV-Modulen auf Dach oder Freiland. Der Wechselrichter ist allen Witterungsverhältnissen ausgesetzt und die Lebensdauer der empfindlichen Halbleiterbauteile wird dadurch beeinträchtigt. Dieses Anlagenkonzept wird daher nur für Forschungszwecke und in Demoversionen verwendet. [5]

3.5.2 Inselbetrieb

Photovoltaik-Systeme im Inselbetrieb finden dann Ihre Anwendung wenn kein öffentliches Stromnetz vorhanden ist bzw. der Anschluss ans Netz zu teuer wäre. Dennoch haben diese Systeme Ihre Berechtigung und kommen bei Almhütten oder aber auch in Entwicklungsländern, wo die Netzanbindung nicht möglich wäre, zum Einsatz. Das Blockschaltbild einer PV-Anlage im Inselbetrieb ist in Abbildung 26 dargestellt. Der Unterschied zu einem netzgekoppelten PV-System ist das Speicherelement in Form eines Akkumulators. Dieser wird über einen Laderegler durch den PV-Generator aufgeladen. Als Schutzelement für den Akku dient ein Schaltelement das bei unterschreiten einer Grenzspannung die Verbraucher vom Akkumulator trennt. Ein Gleichstrom-Verbraucher wäre z.B. ein DC-Motor. AC-Verbraucher werden über einen Insel-Wechselrichter versorgt. [5]

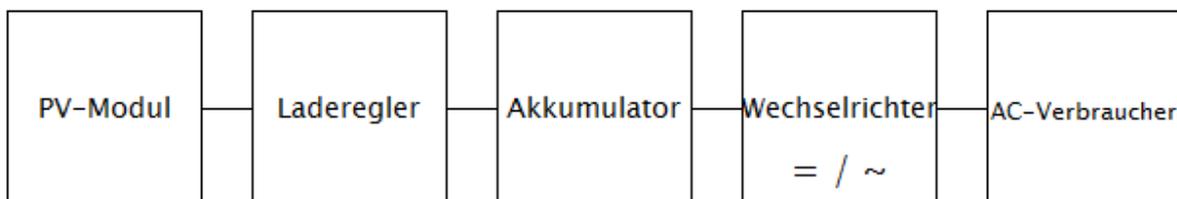


Abbildung 26: Blockschaltbild einer PV-Anlage im Inselbetrieb

Als Speicher werden vorwiegend Bleibatterien verwendet. Diese kommen zum Einsatz, da die Lebensdauer der Speicherelemente rund 10 Jahre beträgt und Bleibatterien, im Vergleich zu anderen Akkumulatoren wie z.B. Lithium-Ionen-Akkus, relativ günstig sind. [5] Auf dem Photovoltaikmarkt werden schon einige Systeme mit Speicherelementen angeboten. Eine Neuheit stellt hier die Synergie zwischen Fronius und Tesla dar. Ab dem vierten Quartal 2015 wird es eine Kombination aus dem Fronius Wechselrichter Symo Hybrid und dem Speichermedium „Solar Battery“ alternativ auch mit dem Speicherelement „Powerwall“ von Tesla geben. Der Vorteil der Powerwall ist die Wandmontage und die Resistenz gegenüber äußeren Bedingungen. [32]

3.6 Aufstellungsarten

Die Errichtung von PV-Anlagen kann in unterschiedlichen Umgebungen und in unterschiedlicher Größe erfolgen. Die Bandbreite reicht dabei von Freilandaufstellungen (Abbildung 27) bis hin zu Kunstwerken (Abbildung 32). Nachgeführte Anlagen wie sie in Abbildung 28 zu sehen ist, können entweder 2-achsig oder 1-achsig ausgeführt werden. Die Kosten für eine nachgeführte PV-Anlage sind dabei aber wesentlich teurer und bringen zusätzlich laufende Wartungsarbeiten der mechanischen Komponenten mit sich. Außerdem muss der Abstand zwischen den Strings groß sein, damit bei tiefer Sonneneinstrahlung keine Verschattung auftritt.



Abbildung 27: Freilandaufstellung einer PV-Anlage (eigens Bild)



Abbildung 28: Nachgeführte PV-Anlage
 Quelle: siemens.com



Abbildung 29: Dachintegrierte PV-Anlage
 Quelle: heinzvonheidenhausbau.wordpress.com



Abbildung 30: Flachdachaufstellung einer PV-Anlage
 Quelle: skytron-energy.com



Abbildung 31: Fassadenintegration einer PV-Anlage
 Quelle: pv-austria.at



Abbildung 32: Kunstwerk der Firma AVL List GmbH
 Quelle: Ertex Solar

Die Hauptanwendung von Photovoltaik-Anlagen ist im privaten Bereich. Solarmodule werden entweder direkt in das Dach integriert (Abbildung 29) oder bei einem Flachdach mit dem gewünschten

Neigungswinkel aufgestellt. Durch die Steigerung des Wirkungsgrades von Zelltechnologien der 3. Generation in den letzten Jahren, wie die der organischen Photovoltaik, können diese dünnen Module in Fassaden von Gebäuden integriert werden. Sie dienen unterstützend zur Versorgung aus dem öffentlichen Stromnetz zur Abdeckung des Strombedarfs. Somit ist anzunehmen, dass diese Art der Nutzung von PV-Modulen in Zukunft einen großen Stellenwert einnehmen wird.

3.7 Wirkungsgrade

Der Wirkungsgrad ist ein zentraler Parameter wenn es darum geht wie Effizient eine Photovoltaikanlage unter Realbedingungen arbeitet. Zur Angabe des Wirkungsgrades einer Solarzelle, eines Solarmoduls sowie einer gesamten Photovoltaikanlage wird in den folgenden Punkten auf dem maximal theoretischen Wirkungsgrad aufgebaut. Danach werden die Restriktionen durch Verluste näher erläutert.

3.7.1 Theoretisches Limit

Der maximale theoretische Wirkungsgrad einer Solarzelle ergibt sich durch die Abschätzung nach Carnot. Dieser beschreibt die Umwandlung von Wärmeenergie in mechanische Energie, wobei die Energie aus der Temperaturdifferenz von 2 Wärmequellen kommt. Im Sinne der Solarzelle ergibt sich der maximal theoretische Wirkungsgrad aus der Temperatur T_{warm} der Sonnenoberfläche und der Temperatur auf der Solarzelle T_{kalt} . Damit folgt für den Wirkungsgrad nach Carnot die nachfolgende Formel:

$$\eta_{th} = 1 - \frac{T_{kalt}}{T_{warm}} \quad (11)$$

Unter der Annahme, dass die Temperatur auf der Solarzelle rund 300K und die Temperatur der Sonnenoberfläche rund 5800K beträgt, ergibt sich ein maximaler theoretischer Wirkungsgrad von rund 95%:

$$\eta_{th} = 1 - \frac{T_{kalt}}{T_{warm}} = 1 - \frac{300\text{ K}}{5800\text{ K}} = 0,948 \quad (12)$$

Dabei wird aber außer Acht gelassen, dass die Energie in Form von Strahlung von der Sonne zur Erde transportiert werden muss. Daher soll vor der Solarzelle ein Absorber die Strahlung absorbieren und einen kleinen Teil strahlt dieser wieder ab. Damit fließt eine Wärmeleistung nach dem Stefan-Boltzmann-Gesetz von $\sigma T_{Sonne}^4 - \sigma T_{Absorber}^4$ von der Sonne zum Absorber. Die Temperatur wird dabei zur vierten Potenz angegeben und σ bezeichnet die Stefan-Boltzmann-Konstante. Zur Herleitung der Stefan-Boltzmann-Konstante sei auf folgendes Werk [33] verwiesen. Nach dem Carnot-Wirkungsgrad ergibt sich demnach folgende Formel:

$$\eta_c = \left(1 - \frac{T_{Solarzelle}}{T_{Absorber}}\right) * \left(1 - \frac{T_{Absorber}^4}{T_{Sonne}^4}\right) \quad (13)$$

Hat der Absorber eine Temperatur von 2500K, die Oberfläche der Sonne 5800K sowie die Solarzelle eine Temperatur von 300K ergibt sich ein Wirkungsgrad von rund 85%. [33] [34]

$$\eta_c = \left(1 - \frac{300\text{ K}}{2500\text{ K}}\right) * \left(1 - \frac{2500^4\text{ K}}{5800^4\text{ K}}\right) = 0,849 \quad (14)$$

3.7.2 Shockley-Queisser-Grenze

Eine Solarzelle kann nicht die ganze Strahlungsenergie, die durch die Sonne zur Verfügung gestellt wird in elektrische Energie umwandeln. Dies ergibt sich, da jede Solarzelle einen unterschiedlichen Bereich des Lichtspektrums besser absorbiert. Wie unter Punkt 3.1 bereits beschrieben, ist die Energie E_g in Form des Bandabstandes zwischen Valenz- und Leitungsband jene Energie, die bei Anhebung eines Elektrons als elektrische Energie durch die Solarzelle abgegeben wird. Bei einer großen Bandlücke kann nur energiereiches Licht (blaues und ultraviolettes Licht) absorbiert werden. Bei einer kleinen Bandlücke kann auch langwelligeres Licht absorbiert werden. Dabei werden mehr Elektronen ins Leitungsband angehoben, jedoch besitzen diese eine geringere Energie. Somit ergibt sich ein Grenzbereich und ein maximal möglicher Wirkungsgrad von 33% mit einer Bandlücke von $E_g=1,15$ eV und $1,34$ eV für Solarzellen mit einem pn-Übergang. [35]

3.7.3 Solarzelle

Der Wirkungsgrad einer Solarzelle ergibt sich unter STC aus dem Quotient abgegebener Leistung zu einfallender Globalstrahlung. Die Globalstrahlung schließt die Diffus- und die Direktstrahlung ein. Wie schon erwähnt ist für die Anhebung eines Elektrons vom Valenz- ins Leitungsband die Wellenlänge der Strahlung ausschlaggebend. Jener Anteil des Spektrums, der größer oder kleiner ist als die Wellenlänge zur Anhebung des Elektrons vom Valenz- ins Leitungsband, kann nicht zur Stromerzeugung genutzt werden. Diese Anteile werden Transmissionsverluste und Thermalisierungsverluste genannt. So kann für jeden Solarzellentyp eine bestimmte Wellenlänge angegeben werden, bei der die Solarzelle ihren maximalen Wirkungsgrad erreicht. Abbildung 33 zeigt den maximalen theoretischen Wirkungsgrad unter STC verschiedener Typen an Solarzellen unter Berücksichtigung der Wellenlänge. Die Bedingungen für den theoretischen Wirkungsgrad sind dabei eine Temperatur von 25 °C, eine Einstrahlung E von 1000 W/m² und ein Spektrum von AM 1,5. Der Kurvenverlauf mit der Konzentration der einfallenden Strahlung $C=1$ zeigt, dass ein Wirkungsgrad von rund 30 % durch Zellen auf Basis von Galliumarsenid möglich wäre. Die Berechnung des theoretischen Wirkungsgrades η_T erfolgt dabei mit nachfolgender Formel und bezieht sich dabei auf eine definierte Fläche der Solarzelle: [5]

$$\eta_T = \frac{P_{MPP}}{P_{opt.}} = \frac{FF \cdot U_L \cdot I_L}{E \cdot A} \quad (15)$$

P_{MPP}	Leistung am Maximum Power Point unter STC in W
$P_{opt.}$	Optimale Leistung in W
E	Einfallende Strahlung in W/m ²
A	Fläche in m ²
U_L	Leerlaufspannung in V
I_k	Kurzschlussstrom in A
FF	Füllfaktor

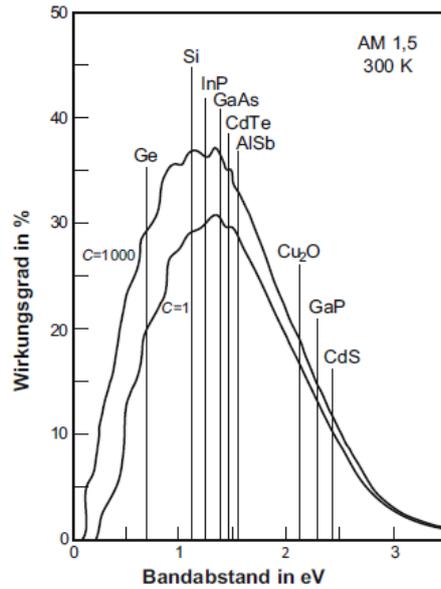


Abbildung 33: Theoretischer Wirkungsgrad verschiedener Solarzellen [11]

Zusätzlich treten Reflexionsverluste an der Zelloberfläche und Verluste durch Abschattungen an den Vorderseitenkontakten bereits vor Strahlungseintritt in die Solarzelle auf. Ein zusätzlicher Faktor der den Wirkungsgrad beeinflusst ist die Temperatur der Solarzellen, wobei hier im Punkt 3.7.4 näher darauf eingegangen wird. Die höchsten Wirkungsgrade (Stand Sept. 2015, NREL [36]) unter Laborbedingungen der unterschiedlichen Zelltypen sind in Abbildung 34 dargestellt.

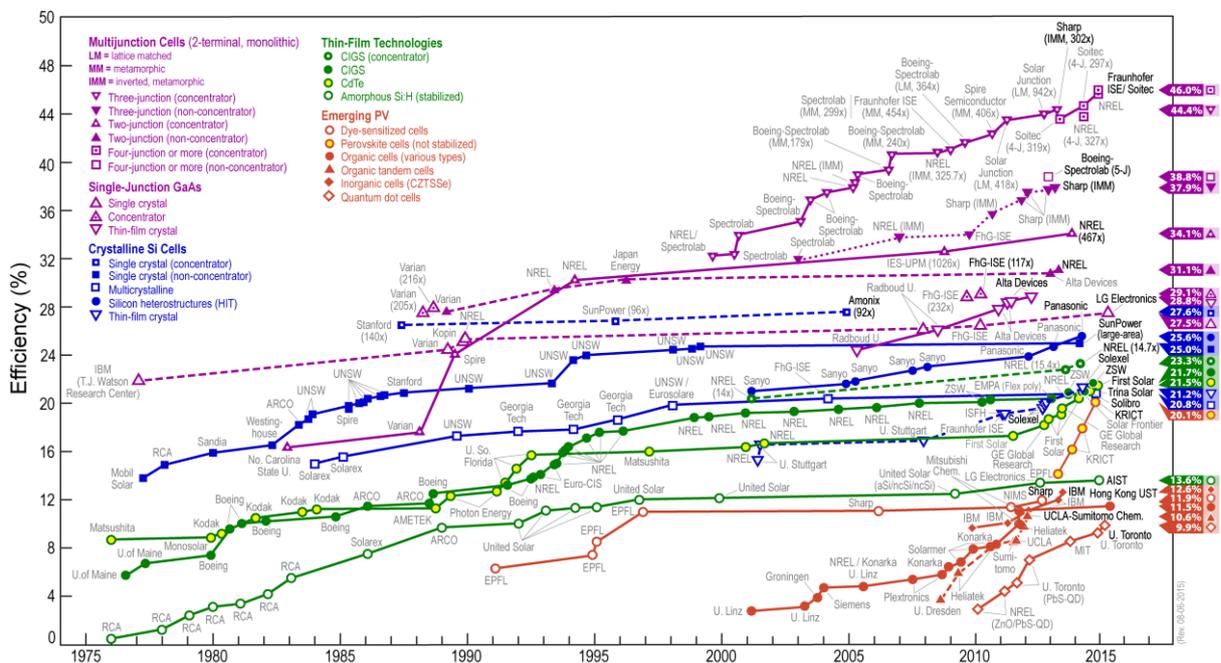


Abbildung 34: Entwicklung der Wirkungsgrade von Solarzellen unter STC ab 1976 bis 2015 [36]

Für eine monokristalline Siliziumzelle ergibt sich dabei ein theoretischer Wirkungsgrad von 28,6 % bei der Annahme von einem einzigen pn-Übergang. [5] Mit dem Laborwirkungsgrad von 25,0 % für monokristalline Siliziumzellen (blaues Quadrat in Abbildung 34) wird der durch die Physik begrenzte theoretische

Wirkungsgrad nach Abbildung 33 von 28,6 % fast erreicht. Um höhere Wirkungsgrade von Solarzellen zu erreichen, werden verschiedene Schichten wie z.B. Elemente der Gruppen III und V verwendet und als Tandemzelle bis hin zur Vierfachzelle monolithisch verbunden. Dies sind meist Dünnschichtzellen die bereits unter Punkt 3.3.2 erläutert wurden. Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) hat zusammen mit National Renewable Energy Laboratory (NREL) eine Solarzelle mit Elementen aus den Gruppen III und V der Periodentabelle einen Rekordwirkungsgrad von 46,0 % (Abbildung 34) erreicht. Dabei wurden die Schichten Gallium-Indium-Phosphid, Gallium-Arsenid, Gallium-Indium-Arsenid-Phosphid und Gallium-Indium-Arsenid miteinander verbunden. [37]

3.7.4 Photovoltaikmodul

Bei einem Solarmodul werden die einzelnen Zellen in Reihe oder parallel geschaltet, um eine gewünschte Ausgangsspannung oder -strom zu erhalten. Die Verschaltungsarten wurden bereits unter Punkt 3.4 näher ausgeführt. Der Wirkungsgrad eines Solarmoduls ist in der Regel geringer als bei einer einzigen Solarzelle. Dies ist durch den Abstand der Zellen zueinander begründet, um die gegenseitige Abschattung der Zellen zu verhindern. Daher gilt: je größer der Abstand der Zellen umso geringer sind die Verschattungsverluste. Abbildung 35 zeigt die Kennlinie eines Solarmoduls ohne Verschattung (schwarze Kennlinie) und mit verschatteter Solarzelle (blaue Kennlinie). Die Verschiebung des MPP ist dabei sehr groß und damit sinkt auch die Ausgangsleistung des Solarmoduls. [5] Durch den Einbau von Bypassdioden kann ein alternativer Pfad für den Stromfluss angeboten werden. Zusätzlich wird dadurch ein überhitzen der verschatteten Zellen (Hotspot) und somit eine eventuelle Zerstörung verhindert. Abbildung 36 zeigt die Modulkennlinie einer unverschatteten und einer verschatteten Solarzelle (blaue Kennlinie), wobei jede Solarzelle mit einer Bypassdiode parallel verschaltet ist. Die gesamte Ausgangsleistung des Solarmoduls ist dabei nur um den Ausfall einer Solarzelle geringer. Bypassdioden werden üblicherweise an 12-24 Solarzellen parallel verschaltet, da die Wärme im Fall einer Verschattung nicht abführbar wäre. Pro Modul ergeben sich damit zwischen 2 und 6 Bypassdioden. [12] [5]

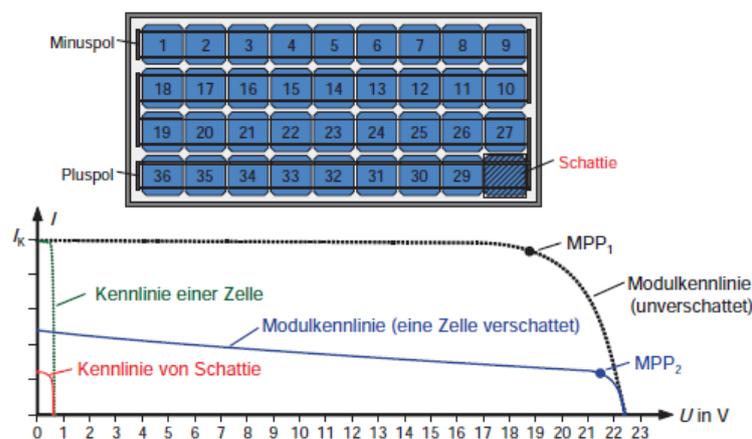


Abbildung 35: Modulkennlinie verschattet und unverschattet mit 36 Zellen in Reihe [5]

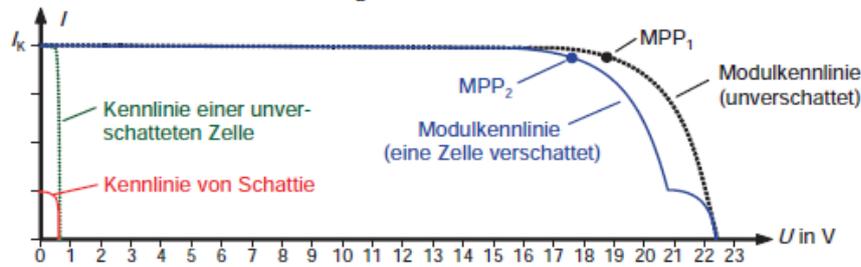


Abbildung 36: Kennlinien eines Moduls unverschattet sowie verschattet mit Bypassdiode [5]

Ein weiterer wichtiger Aspekt für den Wirkungsgrad von Solarmodulen ist die Vorderseite, die einerseits witterungsbeständig und andererseits einen guten Transmissionsgrad aufweisen soll. Um einen hohen Transmissionsgrad zu erhalten wird üblicherweise eisenoxidarmes Weißglas oder Antireflexglas verwendet. Damit wird ein Transmissionsgrad von rund 95 % erreicht. [12]

Neben dem Transmissionsgrad ist auch das Schwachlichtverhalten beim Kauf eines Solarmoduls zu beachten. Viele Hersteller weisen den relativen Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Bestrahlungsstärke im Datenblatt aus. Durch neue Technologien wie Dünnschichtsolarzellen werden Schichten die einen unterschiedlichen Spektralbereich absorbieren miteinander verbunden, um so den Wirkungsgrad zu erhöhen. [5]

Ebenfalls von Relevanz ist das Temperaturverhalten von Solarmodulen. In Datenblättern wird der Temperaturkoeffizient für die Leerlaufspannung, den Kurzschlussstrom und die Leistung am MPP in % je K angegeben. Die Bezeichnung erfolgt dabei meist mit α , β und γ . Die Koeffizienten werden auch hier bei STC angegeben. Abbildung 37 zeigt die Kennlinie eines Beispielsmoduls unter STC mit verschiedenen Temperaturen. Die Bestrahlung wurde hier immer sehr kurz gewählt um einer Erwärmung des Moduls zu vermeiden. Mit steigender Temperatur sinkt dabei die Ausgangsleistung des Moduls. Unter Normalbedingungen kommen noch Parameter wie Aufstellungsort, Windgeschwindigkeit und Umgebungstemperaturen im Jahresverlauf hinzu. Um die Eigenerwärmung des Solarmoduls zu berücksichtigen, wird in Datenblättern die Temperatur unter NOTC (Nominal Operating Cell Temperatur) angegeben. Dies entspricht einer Bestrahlungsstärke von 800 W/m^2 , einer Umgebungstemperatur von $20 \text{ }^\circ\text{C}$ und einer Windgeschwindigkeit von $v = 1,5 \text{ m/s}$. Die Temperatur von Modulen aus monokristallinen Silizium ist dabei im Bereich von $45 - 50 \text{ }^\circ\text{C}$. In Datenblättern finden sich somit Angaben über die Leistung am MPP unter NOTC sowie Leerlaufspannung und Kurzschlussstrom unter NOTC. [5]

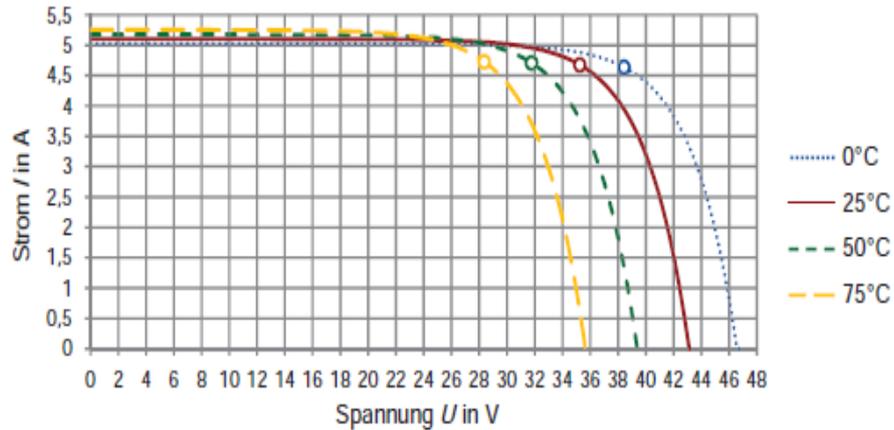


Abbildung 37: Kennlinie eines Solarmoduls unter STC bei verschiedenen Temperaturen [5]

Die Alterung von Solarmodulen bzw. den Solarzellen haben einen geringen Einfluss auf den Wirkungsgrad. Viele Hersteller geben einen sicheren Wirkungsgrad im ersten Jahr, sowie eine Degradation der Module in den darauffolgenden Jahren an. Zusätzlich wird noch der Wirkungsgrad nach 10 Jahren und 25 Jahren angegeben. Diese Werte sind aber mit Vorsicht zu betrachten, da länderspezifisch durch die unterschiedliche klimatischen Bedingungen und äußeren Einflüsse (Schnee, Eis, Regen, Wind) andere Wirkungsgrade erzielt werden können. [5] In Tabelle 3.1 sind die Parameter mit Einfluss auf den Wirkungsgrad nach 3 Kategorien (gering, mäßig, hoch) zusammengefasst. Die Wirkungsgrade für Photovoltaikmodule finden sich in Tabelle 3.2.

	Einfluss auf den Wirkungsgrad eines Solarmoduls		
	gering	mäßig	hoch
Ausrichtung (Süd, 30 ° Neigung)	x		
Verschattungen			x
Solarzellentyp			x
Temperatur			x
Degradation	x		
Variation der Bestrahlungsstärke	x		

Tabelle 3.1: Einteilung der Parameter mit Einfluss auf den Wirkungsgrad

3.7.5 Photovoltaikanlagen

Wirkungsgrade von Solarzellen und ganzen Solarmodulen wurden bereits erläutert. Da aber eine PV-Anlage nicht nur aus einem Solarmodul besteht, wird der Wirkungsgrad durch zusätzliche Verluste gemindert. Dabei kann zwischen den Verlusten des Solarmoduls, wie bereits unter 3.7.4 erläutert, und den Verlusten durch Leitungswiderstände sowie dem Wechselrichter unterschieden werden. Zusammengefasst werden diese Verluste durch das Performance Ratio (PR). Dieser beträgt über die Dauer eines Kalenderjahres im Durchschnitt zwischen 0,8 und 0,9. [38] Die nachfolgende Tabelle 3.2 zeigt eine Übersicht der Wirkungsgrade für Solarzellen im Labor und in der Herstellung sowie für PV-Module (Stand Oktober 2015). Wird der Wirkungsgrad eines PV-Moduls mit dem Performance Ratio multipliziert resultiert daraus der Wirkungsgrad einer PV-Anlage mit den zuvor genannten Verlusten. [5] [19] [25]

Material	Typ	Max. Zellwirkungsgrad (Labor)	Wirkungsgrad in der Herstellung	Typischer Modulwirkungsgrad
-	-	%	%	%
Silizium	Einkristall	25	22,9	20 - 22
Poly-Silizium einfach	Polykristallin	20,8	17,8	15 - 20
Amorphes Silizium	Dünnschicht	13,4	7,6	6
Cadmium-Tellurid	Dünnschicht	21,5	14,4	11
CIS/CIGS	Dünnschicht	21,7	15,1	12
Gallium-Arsenid	Einkristall	27,5	-	-
Gallium-Indium-Phosphid/Gallium-Indium-Arsenid	Tandemzelle	32,0	28,0	-
Gallium-Indium-Phosphid/Gallium-Indium-Arsenid/Ge	Triplezelle	35,8	32	-
Gallium-Indium-Phosphid/Gallium-Indium-Arsenid/Ge (Konzentrator)	Triplezelle	44,4	33,9	-
Kombination aus Gallium-Indium-Phosphid/Gallium-Indium-Arsenid/Ge (Konzentrator)	Vierfachzelle	46,0	-	-
Organische Solarzellen	Dünnschicht	11,5	5	-
Farbstoffzellen	Dünnschicht	11,9	2 - 3	-

Tabelle 3.2: Übersicht der Wirkungsgrade von Solarzellen und PV-Modulen [5] [19] [25]

3.8 Vor und Nachteile

Zusammenfassend kann für die verschiedenen Zelltypen ein Netzdiagramm mit den wichtigsten Charakteristika erstellt werden. Eine zugehörige Bewertungsskala wurde von eins bis zehn gewählt, wobei 10 als sehr gut definiert wurde. In der Auswertung für Dünnschicht solarzellen (Abbildung 38) fallen alle unter Punkt 3.3.2 enthaltenen Technologien. Aus der Gruppe jener Zelltypen die noch im Forschungsstadium sind, wurde die organische Solarzelle (violett) ebenso bewertet. Die Vorteile der monokristallinen Siliziumzellen sind vor allem der hohe Wirkungsgrad in der Anwendung von bis zu 22 % sowie die hohe Lebensdauer von bis zu 30 Jahren. Die Vorteile der Dünnschichttechnologie liegen im Bereich des geringen Produktionsaufwandes sowie der Effizienz bei diffusem Licht. Bei der Bewertung der Degradation wurden einerseits die altersbedingte Degradation und andererseits die Anfangsdegradation berücksichtigt. Vor allem die starke Anfangsdegradation der organischen Solarzelle in den ersten 1000 Betriebsstunden wirkt sich negativ auf den Ertrag aus. Der Produktionsaufwand von monokristallinen Solarzellen ist vergleichsweise hoch gegenüber allen anderen Zelltypen. Dies resultiert aus der Siliziumgewinnung, die ein aufwändiger und energieintensiver Prozess ist. Bei der Wahl des richtigen Zelltyps sind einige Dinge zu beachten, damit im Betrieb die Erwartungen erfüllt werden.

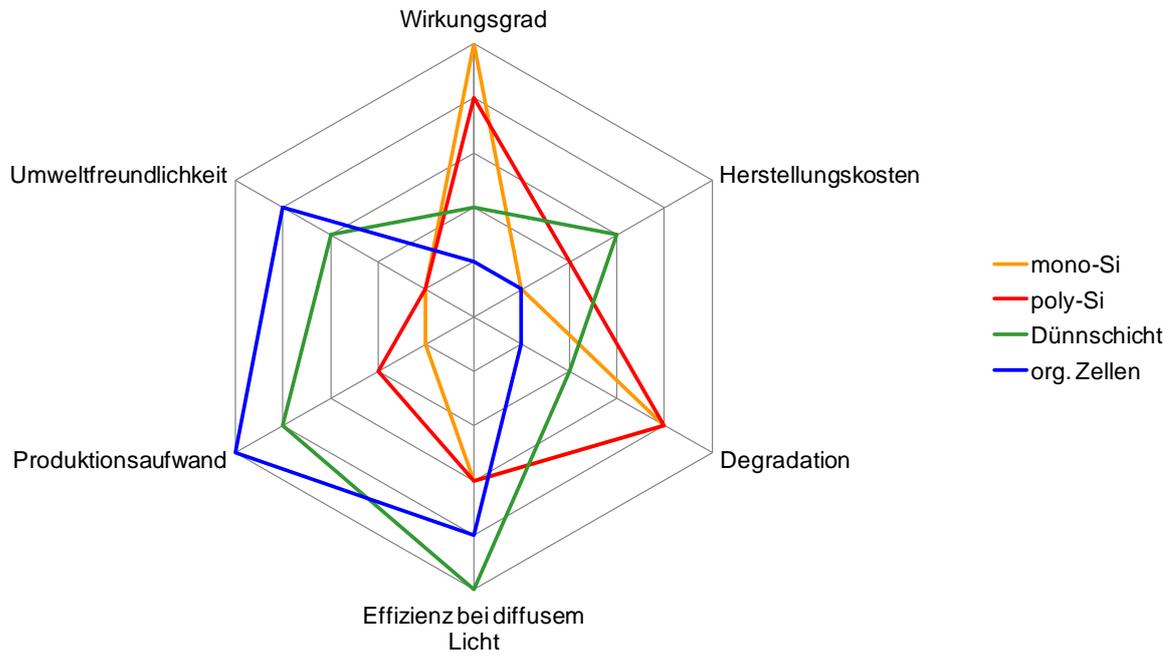


Abbildung 38: Vor- und Nachteile nach Zelltyp

4 Solarthermische Kraftwerke

Mit dem Begriff Kraftwerk wird die Umwandlung eines primären fossilen Energieträgers in elektrische Energie assoziiert. Solarthermische-KW sind nichts anderes als Photovoltaik-Anlagen, wie sie bereits aus Kapitel 3.5 bekannt sind. [39]

4.1 Funktion eines solarthermischen Kraftwerks

Der Unterschied besteht darin, dass die Solarstrahlung auf einen Receiver über reflektierende Kollektoren gebündelt wird. Damit können höhere Temperaturen (100 - 1000 °C) als beispielsweise bei der PV (rund 50 °C) erreicht werden. Höhere Temperaturen bewirken nach dem klassischen Wärme-Kraft-Prozess auch einen höheren Wirkungsgrad. [11] [39]

Die Umwandlungskette von der Sonneneinstrahlung bis hin zur elektrischen Speisung des Netzes ist in Abbildung 39 dargestellt. Das Sonnenlicht wird anders als bei PV-Modulen durch Spiegel oder Linsen auf einen Absorber konzentriert. Im Receiver wird die Wärme auf ein Wärmeträgermedium übertragen. Die thermische Energie wird vom Wärmeträgermedium durch z.B. Wasserdampf über eine Turbine in mechanische Rotationsenergie umgewandelt. Die mechanische Energie wird durch die Kopplung der Turbine mit dem Generator in elektrische Energie umgewandelt und an das Versorgungsnetz abgegeben. [11]

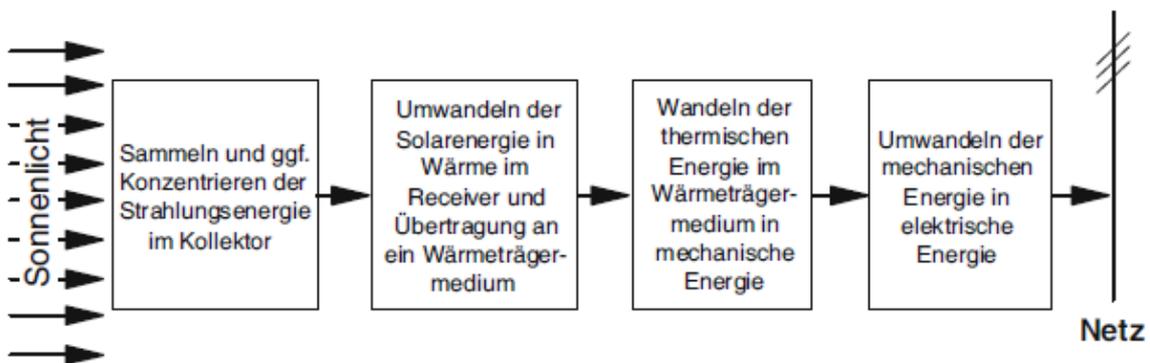


Abbildung 39: Umwandlung von der Sonneneinstrahlung bis zur Anspeisung ins Versorgungsnetz [11]

In den nachfolgenden Punkten wird auf die konzentrierenden sowie nichtkonzentrierenden solarthermischen Kraftwerke eingegangen. Dabei werden keine konventionellen Kraftwerkselemente erläutert, sondern nur auf die solarthermische Energiegewinnung eingegangen. Eine Darstellung der Forschungsschwerpunkte und Wirkungsgrade rundet das Kapitel ab.

Um die Sonneneinstrahlung zu konzentrieren werden fokussierende Linsen oder Spiegel verwendet, die die Intensität der Sonnenstrahlung vergrößern. [39] Meist werden aus Kostengründen und der guten Haltbarkeit Glasspiegel verwendet. [3] Dabei können theoretisch Temperaturen von bis zu 5500 °C erreicht werden, wenn die Sonnenstrahlung um das 46.211 fache konzentriert wird. [39]

Der Reflektor, der als Konzentrator fungiert, muss nachgeführt werden, damit die gebündelte Sonnenstrahlung immer senkrecht auf den Absorber einfällt. Die Nachführung kann dabei einachsig oder zweiachsig erfolgen. Bei der Konzentration wird außerdem zwischen Linien- und Punktkonzentration unterschieden. Für die Linienkonzentration werden Parabolrinnenkollektoren verwendet. Abbildung 40 zeigt einen Linienkonzentrator mit einer Parabolrinne als Konzentrator. Diese Art der Konzentration auf einen Linienabsorber wird auch Fresnelkollektor genannt. [3] Die Nachführung erfolgt dabei 2-achsig. Für eine Punktkonzentration soll beispielhaft Abbildung 41 stehen. Hier werden alle Reflektoren auf einen Brennpunkt gerichtet. [39]

Diffuse Strahlung reicht für konzentrierende solarthermische Kraftwerke nicht aus, daher werden solche Großanlagen meist nur in südlichen Ländern gebaut. Die Anzahl der Sonnentage im Jahr ist hier für eine wirtschaftliche Nutzung ausschlaggebend. In der Europäischen Union sind dies die Länder Spanien, Italien, Frankreich, Portugal, Griechenland und Zypern. Für diese sechs Länder wurden auch Ausbauziele mit installierter Leistung in MW bis 2020 definiert. [3]

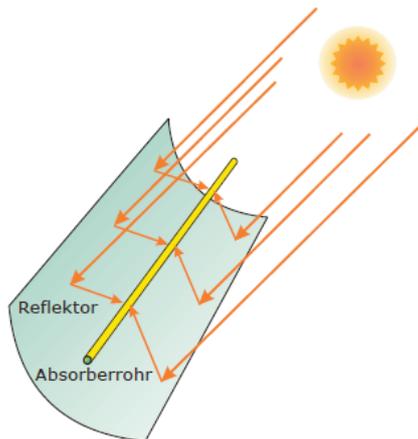


Abbildung 40: Linienkonzentrator mit einer Parabolrinne als Konzentrator [39]

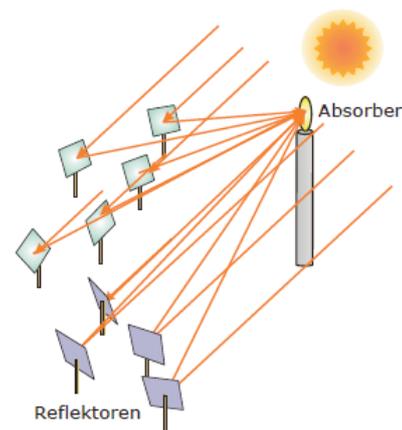


Abbildung 41: Punktkonzentrator mit 2-achsig nachgeführten Konzentratoren [39]

Im Fall von konzentrierenden solarthermischen Kraftwerken bestimmt die Kollektorfläche, die Bestrahlungsstärke, der optische Wirkungsgrad sowie die thermischen Verluste die Menge an elektrischer Energie die pro Jahr erzeugt wird. Angaben zum Wirkungsgrad finden sich im Punkt 4.5. In den nachfolgenden Punkten 4.2.1 bis 4.2.4 werden die konzentrierenden solarthermischen KW näher erläutert. Abschließend folgen eine Möglichkeit eines nichtkonzentrierenden KW sowie eine Bewertung der KW nach definierten Parametern in einem Spinnendiagramm.

4.2 Konzentrierende solarthermische Kraftwerke

4.2.1 Parabolrinnenkraftwerk

Die ersten Versuchsanlagen für Parabolrinnenkraftwerke gehen auf das Jahr 1906 zurück. Diese wurden in den USA und in Ägypten durchgeführt. Bei einem Parabolrinnenkraftwerk wird die Sonne über einen Parabolspiegel auf einen linienförmigen Absorber konzentriert. Dieser Absorber ist so ausgeführt, dass er

möglichst wenig Wärme abstrahlen kann. Thermoöl fließt durch das Absorberrohr, um die Energie durch die konzentrierte Sonneneinstrahlung aufzunehmen. Dieser Kreislauf aus Thermoöl ist über einen Wärmetauscher mit einem Wasserdampfkreislauf gekoppelt. Der Wasserdampf wird unter Druck an die Turbine geführt und treibt diese an. Durch einen mechanische-elektrischen Umwandlungsprozess (Turbine-Generator) wird elektrische Energie über einen Transformator an das elektrische Versorgungsnetz abgegeben. [39]

Zu Beginn der ersten Kraftwerksanlagen wurden Parabolrinnenkraftwerke ohne alternative Zufuehrung betrieben. Um den Ausfall der Energiebereitstellung über Nacht zu überbrücken wurde mit einer Zufuehrung durch z.B. Erdgas begonnen. Die ersten Anlagen (SEGS-Anlagen) mit Zufuehrung wurden in den 1980er Jahren in Kalifornien/USA gebaut. Die Zufuehrung durch Erdgas ist aber nur in geringem Maße möglich, da diese Kraftwerkstechnik eigentlich zur Emissionsminimierung dienen soll. Ein Wärmespeicher sollte die Unterbrechungen in den Nachtstunden kompensieren. Dieser sollte die nötige thermische Energie, die untertags eingelagert wurde, für die Dampfturbine bereitstellen. Die größten Parabolrinnenkraftwerke der Welt stehen mit Andasol 1 bis 3 in Spanien, in der Nähe der Stadt Aldeira in einem Hochtal. Diese drei KW haben zusammen eine maximale Nennleistung von 150 MW. Zur Speicherung der Wärme nach Sonnenuntergang dient ein Salzspeicher, mit dem das Kraftwerk noch 7h im Vollastbetrieb elektrische Energie ins Netz liefern kann. [11] Abbildung 42 zeigt die prinzipielle Funktionsweise eines Parabolrinnenkraftwerks mit heißem und kaltem Tank als Wärmespeicher. Bei der Befüllung des heißen Tanks wird flüssiges Salz vom kalten in den heißen Tank gefüllt. Die Temperatur im heißen Tank beträgt ca. 380 °C und im kalten Tank ca. 280 °C. Damit wird ein Vorrat für die Unterbrechung in den Nachtstunden geschaffen, damit die Anlage auch zu dieser Zeit elektrische Energie ans Netz liefern kann. [3]

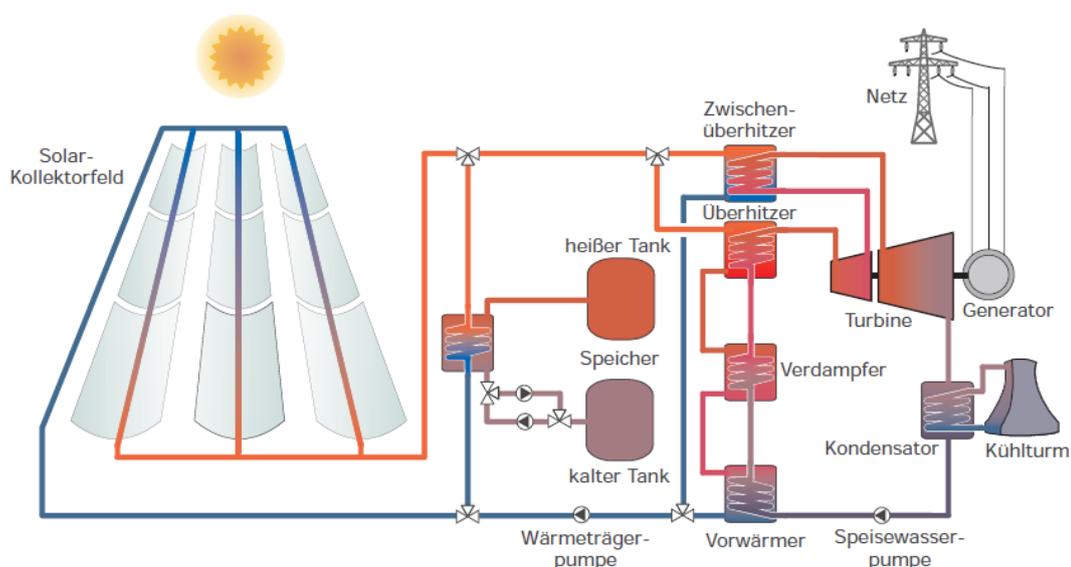


Abbildung 42: Schematische Darstellung eines Parabolrinnenkraftwerks mit Wärmespeicher [3]

Durch Förderungen im Bereich der GuD-Kraftwerke (Gas- und Dampfkraftwerke) ist es möglich, solarthermische Anlagen in ein GuD-Kraftwerk einzubinden. Diese Kraftwerkstechnik fällt unter die Abkürzung ISCCS (Integrated Solar Combined Cycle Power Station) und wird aufgrund der geringen Temperatur über den Abhitzekeessel in den Dampfturbinenkreislauf eingekoppelt. Das größte Kraftwerk

steht in Marokko mit einer Nennleistung von 472 MW. Für eine genaue Beschreibung des ISCCS-Kreislaufes sei auf die Angaben in [3] Kapitel 4.5 verwiesen. [3]

4.2.2 Linear-Fresnel-Reflektor

Eine weitere Variante von Linienkonzentration auf einen Receiver ist der Linear-Fresnel-Reflektor (LFR). Dieser besteht aus bodennahen Spiegellamellen die das Sonnenlicht auf einen feststehenden Receiver reflektieren. Die Lamellen werden dabei im Tagesverlauf von Nord nach Süd nachgeführt. Aufgrund der bodennahen Anordnung ist die mechanische Befestigung mit einem geringeren Aufwand verbunden als bei der Parabolrinne. Durch die Bodennähe sind Reparatur- und Wartungsarbeiten sehr einfach durchzuführen und der Platzbedarf ist im Gegensatz zu Parabolrinnen wesentlich geringer. Abbildung 43 zeigt den Aufbau einer LFR. Die Sonnenstrahlung wird von den Glasspiegeln auf das Metallrohr in der Mitte reflektiert. Das Metallrohr stellt den Receiver dar und wird zur besseren Umwandlung der Sonnenstrahlung mit einer Absorberschicht überzogen. Der Sekundärreflektor reflektiert all jene Strahlung die nicht direkt auf den Absorber trifft zurück. Somit erreicht der LFR einen Jahresertrag von 71%, der im Gegensatz zu einem gleich großen Parabolrinnenkollektor geringer ausfällt. Der geringere Jahresertrag ergibt sich durch die größere Verschattung der Lamellen zueinander in den Morgen- und Abendstunden. Zusätzliche Verluste entstehen durch die längere Brennweite von den Spiegeln zum Brennpunkt am Absorberrohr und durch Streuung am Sekundärreflektor. [40]

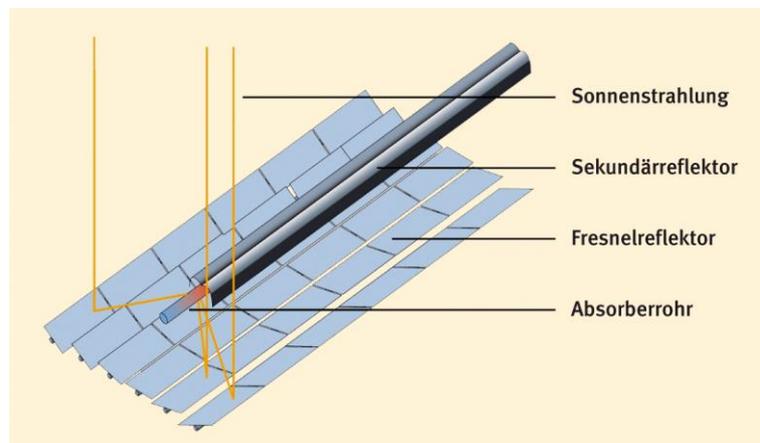


Abbildung 43: Aufbau eines Linear-Fresnel-Kollektors [40]

Derzeit (Stand Ende 2014 [41]) gibt es 3 Prototypen und eine LFR-Anlage, die für die Stromerzeugung verwendet werden. Ein Prototyp befindet sich in Spanien - Puerto Errado 1 mit 1,4 MW und zwei in Frankreich, La Seyne-sur-Mer mit 0,5 MW und Augustin Fresnel 1 mit 0,25 MW. Die einzige Anlage zur Stromerzeugung steht mit Puerto Errado 2 in Spanien und hat eine elektrische Leistung von 30 MW. [41]

Die technischen Entwicklungspotentiale liegen in der Bereitstellung konstanter Dampfparameter und die Handhabung hoher Temperaturen (500 °C) am Receiver. Da bei Linear-Fresnel-Reflektoren meist der Dampf für die Turbine direkt aus der Wärme der Sonne erzeugt wird, werden hier Speichertechnologien angepasst. Die Lastschwankungen durch die unterschiedlichen Bestrahlungsstärken der Sonne im Tagesverlauf oder durch vorbeiziehende Wolkenfelder, werden derzeit durch z.B. Hybridsysteme oder einem Kurzzeit-Dampfspeicher gelöst. Für die Hybridanlagen werden meist fossile Energieträger mittels

Zufeuerung verwendet. Für eine mehrstündige Unterbrechung der Energiebereitstellung wie sie in den Nachstunden vorkommt, gibt es noch keine Nennswerten Speicherkonzepte. Einzig das Konzept des Phasenwechselspeichers, welcher in der Forschung derzeit behandelt wird, ist erwähnenswert. [40] Dabei wird die Wärme des heißen Dampfes durch einen Phasenwechsel des Wärmeträgermediums Salz von fest auf flüssig vollzogen. Wird nun Wärme aus dem Speicher zur Stromerzeugung benötigt, wird Wasser durch den Salzspeicher gepumpt und nimmt die Wärme auf. Dieser nahezu isotherme Vorgang wird Be- und Entladen genannt. Eine Verbesserung dieses Prozesses wird in einem Projekt des Fraunhofer Instituts behandelt. Dabei transportiert ein Schneckenwärmetauscher das Salz bei gleichzeitiger Wärmezufuhr. [20] Weitere Speichertechnologien beschäftigen sich mit Druckluftspeicherung und thermochemischen Speichern. Bei thermochemischen Speichern wird die Wärme aus dem Wasserdampf in z.B. Magnesiumoxyd über einen längeren Zeitraum ein- und ausgespeichert. Bei der Druckluftspeicherung wird die Wärme in einem isolierten Sandbunker unter Meeresniveau unter Druck gespeichert. Der Vorteil ergibt sich aus dem Gegendruck durch das Meerwasser. Dieses Anlagenkonzept kann vor allem in Meeresnähe oder auf Inseln wie Malta oder Zypern zum Einsatz kommen. [42]

4.2.3 Solarturmkraftwerk

Bei einem Solarturmkraftwerk werden mehrere hundert bis tausend Spiegel (Heliostaten) um einen Receiverturm angeordnet. Die Anordnung der Heliostaten kann dabei in einem Nordfeld oder einem Rundumfeld erfolgen. Die Heliostaten bestehen aus einer reflektierenden Oberfläche und können über einen Zentralrechner der Sonne nachgeführt werden. Die reflektierte Sonneneinstrahlung der Spiegel wird dabei gleichmäßig auf die gesamte Fläche des Receivers, der sich im Solarturm befindet, verteilt. Heliostaten werden aus Glasmetall oder Metallmembran ausgeführt, wobei Glasmetall-Heliostaten den Markt dominieren. Verschattungen durch benachbarte Heliostaten sind umso geringer je höher der Receiverturm ist. Dafür müssen ein größerer baulicher Aufwand und Wärmeverluste in Kauf genommen werden. Es muss daher eine ökonomisch wirtschaftliche Lösung beim Bau eines Solarturms gefunden werden. Der Solarturm kann in zwei Konzepten ausgeführt werden. Entweder mit einem Gebläse, das die Umgebungsluft über den Receiver ansaugt und dabei Wärme vom Receiver aufnimmt. Die Luft erwärmt sich dabei durch den volumetrischen Effekt auf 650 bis 850 °C. [39]

Eine Weiterentwicklung dieser Solarturmanlage basiert auf einem Druck-Receiver, der die Luft mit der konzentrierten Sonneneinstrahlung unter 15 bar Druck im Receiver bis auf 1100 °C erwärmt. Abbildung 44 zeigt den schematischen Aufbau einer Solarturmanlage mit volumetrischem Druck-Receiver. Die heiße Luft wird dann einer Gasturbine zugeführt. Die Abwärme der Gasturbine wird über einen Überhitzer dem Dampfturbinen-Prozess zugeführt. Beide Turbinen treiben jeweils einen Generator an, der über einen Transformator die benötigte Energie ins Versorgungsnetz liefert. Durch eine Hybridstruktur, aus fossilen Energieträgern in Kombination mit Solarstrahlung, liefert die Solarturmanlage zusammen mit dem Kanalbrenner stets eine konstante Temperatur für die Turbinen. [39] Solarturmkraftwerke im Leistungsbereich von 5 bis 200 MW können für den Wärme-Kraft-Prozess konventionelle Kraftwerkskomponenten verwenden, die auch bei thermischen Kraftwerken zum Einsatz kommen. Durch die Kombination aus Gas- und Dampf-Prozess kann der Wirkungsgrad von Solarturmanlagen im Vergleich zum reinen Dampfprozess (rund 35%) auf 50% gesteigert werden. [11]



Abbildung 45: 10-kW-Dish-Stirling-Anlage in Spanien [39]

4.3 Nicht konzentrierende solarthermische Kraftwerke

Nicht konzentrierende solarthermische Kraftwerke haben keine nachgeführten Reflektoren, erzeugen aber mit der gesamten Globalstrahlung die auf der Erde auftrifft elektrische Energie. In dieser Arbeit wird nur das Aufwindkraftwerk näher betrachtet. Fallwindkraftwerke und Solarteichkraftwerke werden hier aufgrund der geringen Verbreitung nicht separat angeführt.

4.3.1 Aufwindkraftwerk

Bei Aufwindkraftwerken wird der Dichteunterschied von warmer zu kalter Luft zu Nutze gemacht. Die warme Luft wird zwischen Kollektoren und Erde durch die Sonneneinstrahlung erzeugt. Diese steigt durch die Neigung der Kollektorfläche (Abbildung 46) in Richtung Zentrum des Aufwindkraftwerks auf. Dabei entsteht eine Sogwirkung, ähnlich dem Kamin, im Turm des Aufwindkraftwerks und treibt dabei eine Windturbine an. Die Windturbine wiederum ist mit einem Generator verbunden, der elektrischen Strom erzeugt. Die Kollektorfläche besteht dabei aus Glas und durch die Wärmespeicherung der Erde kann über Nacht Strom erzeugt werden. Eine weitere Verbesserung bieten dabei Wasserschläuche, die unter der Kollektorfläche verlegt werden. Wasser speichert die Wärme besser und so erfolgt die Energieerzeugung gleichmäßig über den Tag. Die Kaminröhre ist eine einfache Betonkonstruktion und stellt die kostengünstigste Variante dar. [11]

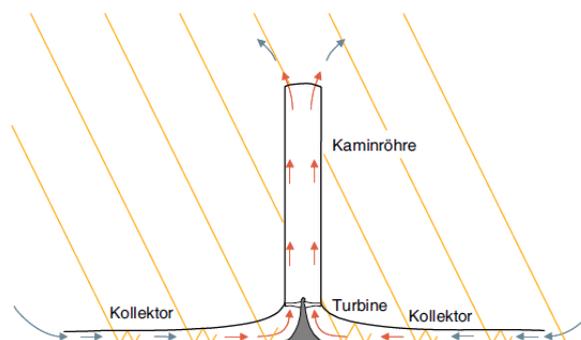


Abbildung 46: Funktionsprinzip eines Aufwindkraftwerks [11]

Ein erster Prototyp einer Anlage mit einer Spitzenleistung von 50 kW wurde in Manzanares in Spanien in den Jahren 1981 und 1982 errichtet. Diese Anlage diente vorwiegend als messtechnischer Vergleich mit den zuvor simulierten Daten im Labor. Weitere Projekte, wie z.B. in Australien mit einer Nennleistung von

200 MW sollten realisiert werden, scheiterten aber an der Finanzierung des für die Realisierung benötigten 1000 m hohen Turmes. [11]

4.3.2 Solarteich

Bei einem Solarteich handelt es sich um einen künstlich angelegten See, Teich oder Becken. Der Solarteich ist aus Schichten unterschiedlichen Salzgehaltes aufgebaut. Die oberste Schicht hat den geringsten Gehalt bis zur untersten mit dem höchsten Salzgehalt. In einem herkömmlichen Teich werden die unteren Wasserschichten durch die solare Strahlung erwärmt. Durch die geringere Dichte des wärmeren Wassers, steigt dieses auf und gibt die aufgenommene Wärme wieder an die Atmosphäre ab. Durch die Schichten unterschiedlichen Salzgehaltes wird dies verhindert. Die Einteilung der Schichten erfolgt dabei von 0,5 m für die oberste über 1 - 2 m für die mittlere und 1,5 bis 5m für die unterste Schicht. Die unterste Schicht fungiert dabei als Absorber. Damit die einzelnen Schichten stabil bleiben müssen der Salzgehalt und die Temperatur ständig überwacht werden. Um einen möglichst hohen Wirkungsgrad zu erreichen, müssen die darüber liegenden Wasserschichten möglichst klar sein. Die Wärmeentnahme erfolgt entweder mit einem Rohrbündel-Wärmetauscher oder über einen Ansaugdiffusor der das warme Wasser aus der Sole absaugt und über einen Wärmetauscher an die Arbeitsmedium für die Wärme-Kraft-Maschine abgibt. Das abgekühlte Wasser wird im Boden der Sole wieder zugeführt um die Wärmeverluste möglichst gering zu halten. Die Umwandlung in elektrische Energie über die Turbine (Abbildung 47) wird mit einem ORC-Prozess realisiert. Der Temperaturunterschied zwischen Vorlauf und Rücklauf der Wärmequelle ist dabei geringer. Um die Turbine trotzdem anzutreiben, wird statt dem herkömmlichen Dampf als Arbeitsmedium eine organische Flüssigkeit mit einer geringeren Verdampfungstemperatur verwendet. [44]

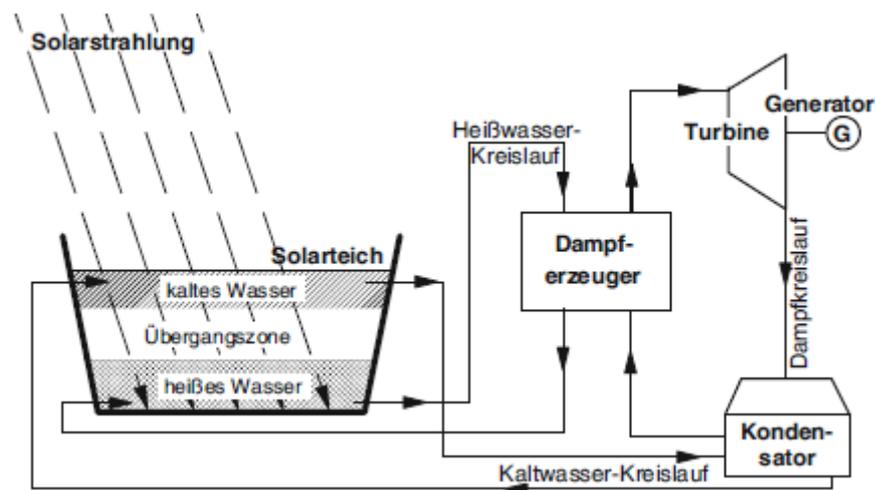


Abbildung 47: Schema einer Solarteichanlage [11]

4.3.3 Abwindkraftwerk

Abwindkraftwerke sind noch nicht realisiert und bestehen nur als theoretisches Kraftwerk zur Energieerzeugung. Dabei soll die Energie aus der herabsinkenden Kaltluft über eine Turbine entnommen werden. Der Aufstellungsort dieser Kraftwerke ist vorzugsweise in tropischen Regionen. Auf einem hohen Turm wird dabei Wassernebel versprüht (Abbildung 48). Durch die warme Luft verdunstet das Wasser. Es

entzieht der Luft Wärmeenergie und wird dadurch schwerer. Somit sinkt die schwere Luft nach unten ab und treibt durch die Luftströmung im Turm eine Turbine an. Die Turmhöhe sollte 1 km sein und der Durchmesser einige hundert m um ähnliche Leistungen wie herkömmliche Kraftwerke zu erreichen. Es kann ein Wirkungsgrad von rund 2,5 % erreicht werden, wobei ein Drittel für die Pumpleistung des Wassers auf den Turm nötig ist. [45]

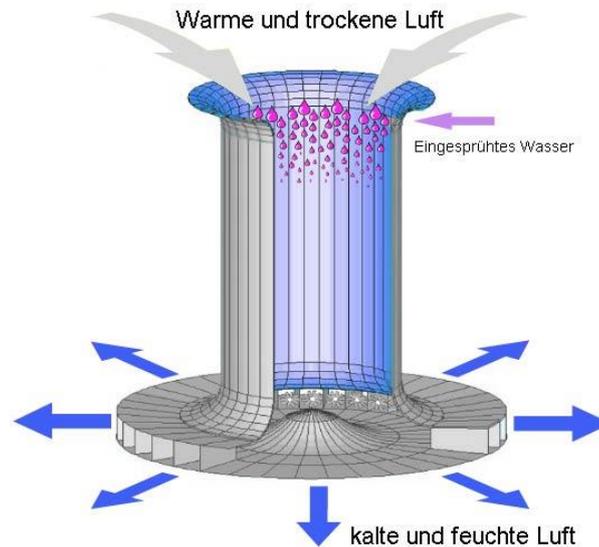


Abbildung 48: Funktionsprinzip eines Abwindkraftwerk [46]

4.4 Forschungsthemen

Auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung von solarthermischen Kraftwerken gibt es eine Vielzahl an Themen die behandelt werden. Alle beruhen aber auf den bisher vorgestellten Technologien. Einige Entwicklungspotentiale wurden bereits bei den einzelnen solarthermischen Kraftwerken beschrieben. Vor allem der Forschungsverbund für Erneuerbare Energien (FVEE) in Deutschland in Kooperation mit der Wirtschaft und den europäischen Ländern setzt immer wieder Impulse auf dem Sektor der Erneuerbaren Energien. So gelten für alle Kraftwerksarten auf dem Sektor der solarthermischen Stromerzeugung als Ziel, die Austrittstemperatur des Wärmeträgermediums zu erhöhen, um gleichzeitig den Wirkungsgrad der Anlagen zu verbessern. Die Abläufe der Systeme müssen weiter automatisiert. Außerdem ist eine kostenoptimierte Verbesserung des optischen Wirkungsgrades notwendig. Notwendige neue Hybridsysteme sollen, wie z.B. die Kombination aus solar/fossil oder solar/Biomasse bei den Dish-Stirling-Anlagen, einen besseren Gesamtwirkungsgrad erzielen. Kostensenkend sollen sich Optimierungen im Bereich der Fertigung sowie der Montagelogistik auswirken. Bei der Parabolrinnen- und Fresneltechnologie sowie bei den Solarturmkraftwerken wird durch Einsatz neuer Wärmeträgermedien ein höherer Temperatureinsatz erhofft. Weiters wird versucht die Kosten für Spiegel und Linsen zu senken, sowie die Absorberschichten für höhere Temperaturen um die 500 °C zu entwickeln. [47]

4.5 Wirkungsgrade

Der Wirkungsgrade von solarthermischen Anlagen zur Elektrizitätserzeugung bewegen sich im Bereich von 1 % für Aufwindkraftwerke sowie maximal 30 % für Dish/Stirling-Anlagen. In Tabelle 4.1 sind die

Wirkungsgrade für die unterschiedlichen Technologien angeführt. Die Wirkungsgrade beziehen sich auf die Nennleistung. Wird die erzeugte elektrische Leistung über ein Jahr betrachtet, so würden die Wirkungsgrade geringer ausfallen. Außerdem sind die Konzentrationsfaktoren sowie die Betriebsarten für alle angeführten Technologien in Tabelle 4.1 zusammen gefasst. Nur Dish/Stirling-Anlagen werden auch für den Inselbetrieb verwendet.

	Anlagenleistung	Konzentrationsfaktor	Wirkungsgrad	Betriebsart
	MW	-	%	-
Parabolrinnenkraftwerk	50 - 200	50 - 90	26 - 27	Netz
Linear-Fresnel Reflektor	30 - 100	25 - 50	15 - 17	Netz
Solarturmkraftwerk	20 - 50	600 - 1000	42 - 44	Netz
Dish/Stirling-Kraftwerk	0,003 - 5	bis 3000	15 - 30	Netz/Insel
Aufwindkraftwerk	30 - 200	1	0,7 - 1,2	Netz
Solarteich	0,07 - 5	1	-	-
Abwindkraftwerk	-	1	~2,5	-

Tabelle 4.1: Wirkungsgrade von solarthermischen Kraftwerken [11]

Bei der Entwicklung des Wirkungsgrades von Mehrschichtszellen wurde bereits ein Rekord von 46,0 % erreicht. [37] Eine Reduktion der Kosten für Module kann aus derzeitiger Sicht nur durch eine Steigerung des Wirkungsgrades erreicht werden. CPV-Module der Firma Soitec (France, 24.Juni 2015) erreichen bereits einen Wirkungsgrad von 38,9 %. Dabei wurden Fresnel-Linsen zur Konzentration verwendet. Die Modultests wurden unter Laborbedingungen und unter realen Bedingungen durchgeführt. Module die bereits im Handel erhältlich sind erreichten dabei einen Wirkungsgrad von rund 30 %. In den nächsten Jahren wird durch Fortschritte in der Entwicklung, eine Steigerung der Zelleffizienz sowie bessere optische Linsen erwartet. [48] Aufgrund der jährlichen Steigerung der Zelleffizienz seit 2002 um 0,9 % pro Jahr ergibt sich Abbildung 49 als Tendenz bis zum Jahr 2035. Dabei wird das Potential der III-V Vierfachzellen auf Galliumarsenid bis 2035 mit der rot strichlierten Linie dargestellt. Die Entwicklung der Modulwirkungsgrade (grün strichlierte Linie) und der Systemwirkungsgrade (blau strichlierte Linie) wird an jene der Zellen angelehnt. Auch sind die derzeit (Stand Oktober 2015) erreichten Wirkungsgrade mit schwarzen Pfeilen markiert. [37]

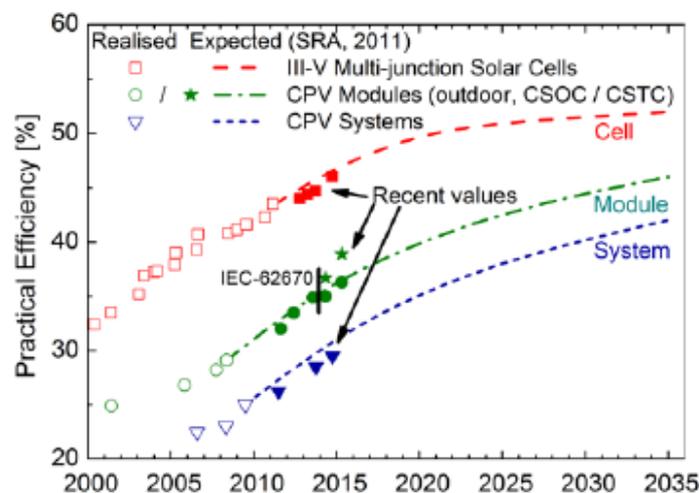


Abbildung 49: Wirkungsgradentwicklung bis 2035 von CPV Zellen, Modulen, Systemen [37]

4.6 Vor- und Nachteile

Eine Darstellung der Vor- und Nachteile aller solarthermischen Kraftwerke bietet Abbildung 50. Die Bewertung erfolgt – analog zu der Photovoltaik – von eins bis zehn, wobei zehn als sehr gut bewertet wurde. Den höchsten Wirkungsgrad unter allen solarthermischen Kraftwerken erreicht dabei die Dish-Stirling Anlage. Den niedrigsten Wirkungsgrad erzielt das Aufwindkraftwerk, woraus die geringe Bewertung resultiert. Die Investitionskosten sind bei allen Kraftwerkstypen ähnlich, wobei das größte Potential zur Minimierung beim Linear-Fresnel-Reflektor und dem Solarturmkraftwerk liegt. Bis auf das Aufwindkraftwerk ist bei allen Anlagen die zusätzliche Nutzung von Wärmespeichern möglich. Der Flächenbedarf ist beim Dish-Stirling-Kraftwerk am geringsten, da hier nur eine Schüssel zur Konzentration der direkten Sonneneinstrahlung dient. Das Umweltfreundlichste Kraftwerk ist das Aufwindkraftwerk. Hier wird weder Thermoöl noch Wasser zur Kühlung verwendet. Den größten Nachteil hat in diesem Bereich das Parabolrinnenkraftwerk, da hier Thermoöl für den Speicher, Wasser für die Kühlung sowie eine Zufeuerung als Hybridisierung möglich ist.

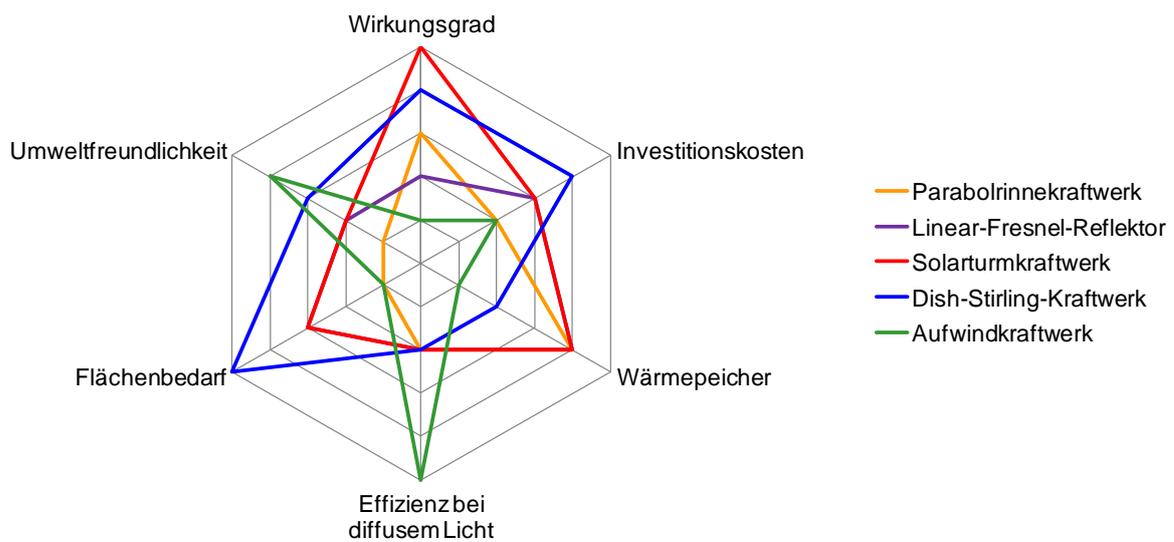


Abbildung 50: Vor- und Nachteile von solarthermischen Kraftwerken

5 Datenanalyse

Die Datenanalyse soll einen Überblick über Ausbauszenarien für PV und CSP in Europa geben. Außerdem werden im Rahmen einer Parameteranalyse die derzeitigen politischen Ziele, darunter fallen auch die aktuelle Fördersituation in ausgewählten Ländern der EU, energietechnische Annahmen sowie wirtschaftliche Rahmenbedingungen behandelt.

5.1 Allgemein

5.1.1 Historische Entwicklung

Für die Erhebung der aktuell (Stand 2014) installierten Nettoleistungen in MW_p für Photovoltaik und Solarthermie wurden die Daten einerseits auf Basis von EurObserv'ER für die Jahre 2001 bis 2014 und andererseits vom Verband für europäische Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für die Jahre 2008 bis 2014 aufbereitet (Anhang Tabelle 11.1, Tabelle 11.2 und Tabelle 11.3). Diese Daten bilden die Grundlage für die Potentialanalyse, die den weiteren Photovoltaik-Ausbau und den Ausbau solarthermischer Kraftwerke in Europa unter den Rahmenbedingungen im Punkt 5.1.2 prognostizieren soll.

Die statistischen Daten der ENTSO-E (rote Kennlinie in Abbildung 51) beziehen sich auf die installierte Leistung der 41 Mitgliedsstaaten. Für die Datenanalyse wurden nur die Daten der EU-28 übernommen und im Anhang in Tabelle 11.3 zusammengefasst. Seit 2009 ist die ENTSO-E als alleiniges Datencenter innerhalb des Zentraleuropäischen Raumes installiert. Vor dem Jahr 2009 umfasste die UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) alle Länder des zentraleuropäischen Raumes. Die Daten wurden erst ab Jänner 2010 durch die ENTSO-E erfasst, davor war dies die Aufgabe der ETSO (European Transmission System Operator). Die angegebenen Werte im Anhang in Tabelle 11.3 stellen die durch solare Strahlungsenergie installierte Nettoleistung dar. Die Nettoleistung ist die installierte Bruttoleistung abzüglich der elektrischen Energie für den Eigenbedarf des Kraftwerkes und der Verluste des Transformators auf Kraftwerksseite. [49]

Die Datenerhebung auf Basis von EurObserv'ER wird durch die Europäische Kommission im Zuge des Projektes „Intelligent Energy Europe“ unterstützt. Unterstützung kommt dabei auch von der französischen Agentur für Umwelt und Energie (Ademe) und der französischen Caisse des Dépôt. Jeder erneuerbaren Energiesektor (Photovoltaik und Solarthermische Kraftwerke) wird separat ausgewiesen und in Barometer Dokumenten angegeben. Die Daten der installierten Leistung in MW_p kumuliert sind für PV in Tabelle 11.1 und für CSP in Tabelle 11.2 dargestellt. [41] Die Szenarien für den PV-Ausbau werden in den nachfolgenden Punkten genauer betrachtet.

5.1.2 Berücksichtigte Parameter

Der Ausbau an Photovoltaik und Solarthermie in Europa im Sinne der Elektrizitätserzeugung hängt von einigen Faktoren ab, auf die im weiteren Verlauf der Rechercharbeit näher eingegangen wird. Für die berücksichtigten Parameter ergeben sich drei Bereiche, die im Folgenden aufgelistet werden.

Politische Ziele:

- Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs in Europa sowie Anteile an PV und CSP
- Fördersituation für Photovoltaik und konzentrierende solarthermische Kraftwerke
- Emissionsziele in Europa

Energetechnische Annahmen:

- Netzausbau in Europa
- Strahlungspotential
- Wirkungsgradentwicklung der Technologien für PV und CSP

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen:

- Entwicklung der Investitionskosten für PV und CSP
- Entwicklung der Stromgestehungskosten für PV und CSP
- CO₂-Preise
- Demographie

5.1.3 Einteilung der Regionen

Das Ziel der Analyse fokussiert auf Europa bzw. die EU 28. Da die EU erst seit 1 Juli 2013 (Beitritt von Kroatien) 28 Mitgliedstaaten umfasst, ist in den meisten Publikationen der Fokus hinsichtlich PV und ST Ausbau auf die Mitgliedsstaaten der EU 27 gelegt. Die nachfolgende Liste sollte einen Überblick über die angegebenen Regionen innerhalb Europas geben, die in den untersuchten Publikationen angegeben werden.

- EU-28 ist die aktuelle Anzahl der Mitgliedsstaaten in der EU
- EU-27 sind die Mitgliedsstaaten bis einschließlich 30. Juni 2013 (exkl. Kroatien)
- EU-25 sind die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union bis einschließlich 31. Dezember 2006
- Europa(I): EU-27, zusätzlich die Balkanstaaten, Norwegen, Schweiz, Türkei, exklusive den früheren Sowjetrepubliken (GUS), welche nicht EU Mitglieder sind
- ENTSO-E Mitglieder umfasst die EU-28 ohne Malta, aber mit Bosnien-Herzegowina, Schweiz, Island, Montenegro, Mazedonien, Norwegen und Serbien

5.2 Ausbauszenarien

Im Rahmen dieser Arbeit wurden acht Publikationen bzw. Outlooks untersucht, in welchen der Ausbau an Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken dargestellt wurde. All diese Publikationen oder Outlooks geben einen unterschiedlichen Zeithorizont an. Dieser reicht von 2020 bei den nationalen Aktionsplänen der NREAP (EU) bis 2050 durch das Fraunhofer ISE, die Energieperspektiven der Schweiz oder auch durch veröffentlichte Szenarien von Green Peace. Außerdem unterscheiden sich die Publikationen durch die betrachtete Region, die Anzahl der Szenarien und deren Zielsetzungen. Zumeist wird Europa in einem eigenen Kontext behandelt, oder Europa ist separat ausgewiesen, wie z.B. beim World Energy Outlook 2014 von der IEA. Die acht Publikationen bzw. Outlooks sind nachfolgend aufgelistet.

- NREAP: National Renewable Energy Action Plan 2010 ([50], 2008)
- EPIA (European Photovoltaic Industry Association): Connecting the Sun - Solar Photovoltaics on the road to large-scale grid integration ([51], 2012)
- Fraunhofer ISI (Institut für System- und Innovationsforschung): Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050) ([20], 2011)
- ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014 - 2030 ([49], 2014)
- GP (Green Peace): energy [r]evolution – A Sustainable EU-27 Energy Outlook ([52], 2012)
- Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalysen PV für die Schweiz ([53], 2012)
- EWG (Energy Watch Group): Renewable Energy Outlook 2030 - Energy Watch Group Global Renewable Energy Scenarios ([54], 2008)
- IEA (International Energy Agency): World Energy Outlook 2014 ([55], 2014)

Nach dem derzeitigen Verlauf des PV-Ausbaues (Abbildung 51) anhand der Daten von EurObserv'ER (dunkelblaue Kennlinie) und der ENTSO-E (rote Kennlinie), wird sich die installierte Leistung nach den Szenarien der IEA entwickeln. Eine kumulierte Leistung nach EPIA(A), EPIA (B) oder dem „energy [r]evolution Szenario“ von Green Peace gelten als eher unwahrscheinlich. Dabei könnte aber auch das Erscheinungsjahr der Publikationen eine Rolle spielen. EPIA und Green Peace publizierten 2012, wobei die PV im Jahr 2011 die größten Zubauraten verzeichnete (Abbildung 1 sowie Tabelle 11.1). Die Studie der IEA erschien im Jahr 2014 wo bereits ein starker Rückgang des PV-Ausbaues bekannt war und mit Prognosen vorsichtiger umgegangen wurde.

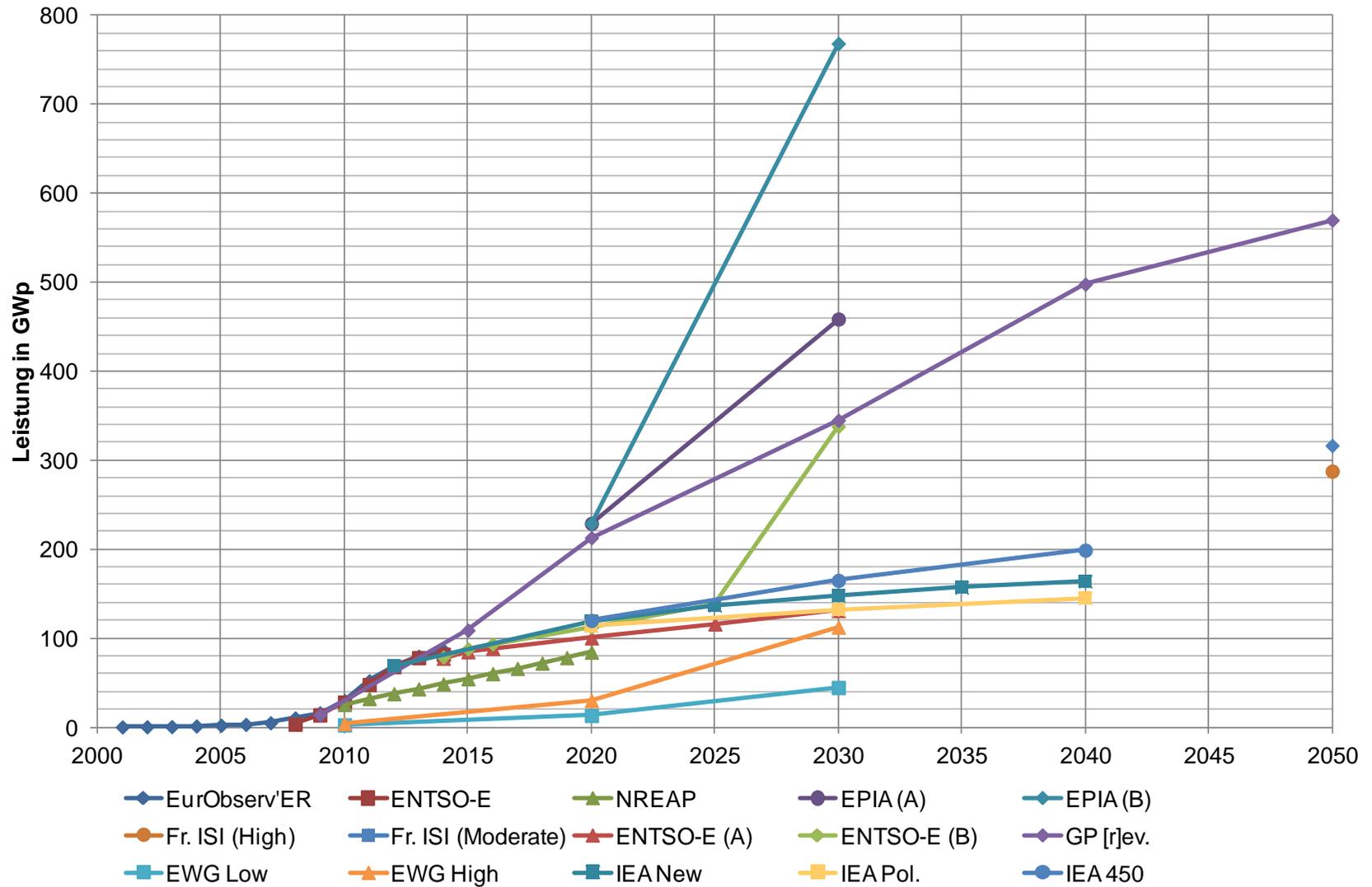


Abbildung 51: Historische und zukünftige Entwicklung für PV in Europa [41] [50] [51] [52] [54] [55] [56] [57]

5.2.1 National Renewable Energy Action Plans

Die nationalen Aktionspläne zur Förderung der Energie aus erneuerbaren Quellen basieren auf der Richtlinie 2009/28/EG die von der europäischen Kommission 2010 vorgegebenen wurde. Dabei soll der Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 für die gesamte EU auf 20% gesteigert werden. Als Basisjahr dient den Mitgliedsstaaten 2005 wonach Sie ihre Zielvorgaben richten. In Österreich z.B. soll der Anteil an erneuerbarer Energie von 23,3 % auf 34 % im Jahr 2020 gesteigert werden. Die Aufteilung zur Zielerreichung erfolgt dabei in die Sektoren Wärme und Kälte, Elektrizität und Verkehr. Zusätzlich zu den Zielen für erneuerbare Energien wurden auch Klimaziele durch die EU festgelegt. Als Ausgangsniveau wird das Jahr 1990 angenommen, wonach eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 20 % und eine Steigerung der Energieeffizienz um 20 % bis zum Jahr 2020 erreicht werden soll. [58]

Die Daten am Elektrizitätssektor werden für die Jahre 2010 bis 2020 nach installierter Leistung in MW_p sowie für die Bruttostromproduktion in GWh nach der jeweiligen erneuerbaren Energiequelle angegeben. Außerdem wird in den nationalen Aktionsplänen auf die Fördermodelle für die Bereiche Wärme und Kälte, Elektrizität und Verkehr eingegangen. Die Ausbauziele der NREAP für Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke sind im Anhang in Tabelle 11.4 und

Tabelle 11.5 zusammen gefasst. Ein Vergleich der Ausbauziele mit der installierten Leistung bis zum Jahr 2014 zeigt (Tabelle 11.1 und Tabelle 11.2 rechte Spalte), das die Ziele der EU für den Ausbau an Photovoltaik im überwiegenden Teil der Länder bereits erfüllt wurde. Nur einige wenige Länder (rote Markierung) haben diese noch nicht erreicht. Im Bereich der CSP wäre die Vorgabe durch die NREAP für die EU zu einem Drittel erfüllt.

5.2.2 European Photovoltaic Industry Association

Der Report „Connecting the Sun - Solar Photovoltaics on the Road to Large-Scale Grid Integration“ wurde im Jahr 2012 von der EPIA publiziert. Diese Publikation soll einen Einblick geben, wie der Ausbau an solaren Energiequellen in das europäische Übertragungsnetz integriert werden soll. dazu hat die EPIA 3 Szenarien ausgearbeitet.

- Das „Baseline scenario“ gibt einen normalen Anstieg der installierten Nettoleistung für PV in der EU an. Für 2020 wird ein Elektrizitätsbedarf von 4 % und für 2030 von 10 % angenommen.
- Das „Accelerated scenario“ gibt für PV einen Elektrizitätsbedarf von 8 % im Jahr 2020 und 15 % im Jahr 2030 an. Dabei stützen sich alle Daten auf Marktforschungen und Trends in der Photovoltaik.
- Das dritte Szenario ist das „Paradigm Shift scenario“. In diesem Szenario werden alle Barrieren die dem PV Ausbau im Weg stehen könnten vernachlässigt um die Ziele 12 % an installierter PV im Jahr 2020 und 25 % im Jahr 2030 zu erreichen. [51]

Der Fokus der Publikation geht dabei auf das "Accelerated" 15 % im Jahr 2030 Szenario. Beim Ausbau der erneuerbaren Energieträger wurde der Fokus nur auf PV und Wind gelegt. Wasserkraft, Biomasse und Geothermale Anlagen wurden dabei nicht berücksichtigt. Außerdem wurde angenommen, dass die konzentrierte Solarthermie im Energiemix von 2030 nur eine untergeordnete Rolle spielt. Die Annahmen für den Elektrizitätsverbrauch im Jahr 2020 und 2030 stützen sich auf die gemittelte Lastverteilung im Jahr 2011

[59] in den europäischen Ländern. Die Daten der installierten Nettoleistung für die Länder der Region EU 27 ist im Anhang in Tabelle 11.6 zu finden. [51]

5.2.3 Fraunhofer ISI

Die Publikation [57] versucht Wege im Bereich des Elektrizitätssektors zu finden um die globale Erwärmung bis 2050 unter 2°C zu halten. Dabei wird im speziellen versucht die mögliche Entwicklung am Elektrizitätssektor, mit geringen CO₂-Emissionen und einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien in der EU 27, Norwegen und der Schweiz bis zum Jahr 2050 darzustellen. Dazu werden von der Fraunhofer ISI 2 Szenarien durchgeführt. Szenario A "High efficiency" verfolgt ein sehr ehrgeiziges Ziel den Elektrizitätsverbrauch zu verringern. In Szenario B "Moderate efficiency" ist der Elektrizitätsverbrauch höher als in Szenario A angenommen. In beiden Szenarien wird aber von einer CO₂-Reduktion im Jahr 2050 von 95 % zum Vergleichsjahr 1990 ausgegangen. Beide Szenarien stützen sich dabei nicht auf den weiteren Ausbau der Kernenergie oder die Anwendung der Carbon Capture Storage Technik.¹ [57] Die Datenreihe der beiden Szenarien findet sich im Anhang in Tabelle 11.7 und stellt die installierte Leistung je Land für 2030 und 2050 in MW_p dar.

5.2.4 European Network of Transmission System Operators for Electricity

Durch die ENTSO-E wurde der "Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2014" erstellt der sich auf den Zehnjahres Netzausbauplan in Übereinstimmung mit der Richtlinie (EC) Nummer 714/2009 stützt. Beim SO&AF 2014 werden 3 Szenarien verfolgt. [56]

- Das EU2020 Szenario, dass auf den Nationalen Ausbauplänen (NREAP) für erneuerbare Energien, in Kombination mit den Klimazielen der EU basiert.
- Szenario A ist eher konservativ ausgelegt und berücksichtigt daher nur die gesicherten erneuerbaren Energiequellen. Es wird von normalen klimatischen Bedingungen ausgegangen und der Elektrizitätsbedarf wird mit den günstigsten Bedingungen, die durch die TSOs zur Verfügung stehen, angenommen.
- Szenario B steht hier für die beste Prognose in Bezug auf den Ausbau an erneuerbaren Energien und sieht auch weitere Investitionen in diesem Bereich vor. Der Elektrizitätsbedarf wird aus Szenario A übernommen. [56]

Der Zeithorizont für Szenario A und B ist mit 2025 limitiert. Für 2030 werden daher 4 Visionen angegeben, die sich auf unterschiedlichen Annahmen stützen und eine Brücke zwischen den EU 2020 Zielen und den Vorgaben für 2050 bilden. Die Visionen reichen von einer geringen Marktintegration der Elektrizität (Vision 1) bis hin zu einer hohen Marktintegration mit guten finanziellen Bedingungen für erneuerbare Energiequellen (Vision 4). Für eine genauere Betrachtung der Visionen sei auf den Report der ENTSO-E SO&AF verwiesen. [56] Die zusammengefassten Daten der ENTSO-E finden sich im Anhang in Tabelle 11.8, wobei der Fokus

¹ CCS bedeutet hier die Abscheidung von CO₂-Partikeln direkt im Kraftwerk und die anschließende Einlagerung in unterirdische Lagerstätten.

der Szenarienanalyse auf die Vision 4 fällt, die speziell im PV-Ausbau die höchste installierte Leistung für 2030 angibt.

5.2.5 Green Peace - Energy Outlook

Green Peace publizierte zusammen mit dem European Renewable Energy Council 2012 den "Energy [r]evolution – A Sustainable EU-27 Energy Outlook". Dabei soll die elektrische Energieerzeugung bis 2050 im Bereich der fossilen Energieträger um 80 % reduziert und die CO₂-Emissionen im Zuge der Energieerzeugung auf maximal 3,5 Gt reduziert werden. Ein weiterer Grundsatz soll der gesamten Bevölkerung den Zugang zu elektrischen Stromversorgung ermöglichen. Die Energieversorgung soll dezentralisiert und vorwiegend durch erneuerbare Energiequellen wie Photovoltaik oder Windparks realisiert werden. Kernkraftwerke und fossile Kraftwerke sollten im Zuge eines Umbaus der europäischen Energieversorgung nicht mehr gebaut werden. [52]

Der energy [r]evolution beinhaltet dabei zwei Szenarien, indem Daten für den PV und ST Ausbau bis 2050 angegeben werden. Im Referenz-Szenario werden die derzeitige Ziele und Energiestrategien bis 2050 fortgeführt. Im Energy-[R]evolution-Szenario sollen die CO₂-Emissionen durch die Energieerzeugung bis zum Jahr 2050 unter 4 Gigatonnen fallen, damit die globale Erwärmung nicht über einen Wert von +2 °C ansteigt. [52] Die Daten für Photovoltaik und Solarthermische Kraftwerke sind in Tabelle 5.1 zusammen gefasst. Die installierte Nettoleistung in GW ist nur für die gesamte EU (27 Mitgliedsstaaten) verfügbar, womit eine Regionalisierung der installierten Leistung bis 2050 nicht möglich ist.

Green Peace: A Sustainable EU-27 Energy Outlook (2012)							
		2009	2015	2020	2030	2040	2050
		GW	GW	GW	GW	GW	GW
PV	Reference Szenario	14	67	77	110	137	163
	Energy [R]evolution Szenario	14	109	213	345	498	570
Solar thermal power plants	Reference Szenario	0	1	2	4	5	6
	Energy [R]evolution Szenario	0	2	11	31	62	81

Tabelle 5.1: Green Peace Energy Outlook 2012 - Ausbaudaten für PV und ST bis 2050 [52]

5.2.6 Energieperspektiven 2050 für die Schweiz

Die Prognos AG hat im Auftrag des Schweizer Bundesamtes für Energie 2013 eine Sensitivitätsanalyse für Photovoltaik in der Schweiz durchgeführt. [53] Diese Analysen sollen einzelne Aspekte wie Zubaugeschwindigkeit und -höhe der Photovoltaik im Zeitraum bis 2050 untersuchen. Dabei werden der Kraftwerkspark und damit auch die Deckung der Stromversorgung, primär mit einem hohen Ausbau an erneuerbaren Energien und sekundär durch Gaskombikraftwerke realisiert. Durch den schnellen Zubau an Photovoltaik soll vor allem die Frage nach zusätzlichen Speicherkapazitäten und der Ausgleich bei Über- oder Unterproduktion gelöst werden. In der Sensitivitätsanalyse werden drei Szenarien behandelt, „Weiter wie

bisher”, „Politische Maßnahmen” und „Neue Energiepolitik”. In allen drei Szenarien wird zwischen Sensitivität 1 - 3 unterschieden. Der Photovoltaik Zubau wird in den einzelnen Sensitivitäten durch einen logistischen Wachstumspfad erreicht. In der Sensitivität 2 wird bei den Szenarien „Weiter wie bisher”, „Politische Maßnahmen” und „Neue Energiepolitik” zusätzlich zwischen Alternative I - III unterschieden, wobei hier auf den Report der Prognos AG ([53] S.33 ff) verwiesen wird. Die Zusammenfassung der Daten für den PV Ausbau der Prognos AG finden sich in Tabelle 5.2 wieder. [53] In der Sensitivität 3 wird der PV-Ausbau in der Schweiz sehr stark forciert. Wie aus der Tabelle 5.2 ersichtlich wird bis 2030 mit rund 13 TWh_{el}/a und im Jahr 2035 bereits mit rund 14 TWh_{el}/a gerechnet.

Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalyse für PV in der Schweiz								
		2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
	Szenario	TWh _{el} /a						
Sensitivität 1	weiter wie bisher	0,01	0,08	1,26	4,03	7,03	8,93	11,12
	Neue Energiepolitik	0,01	0,08	1,26	4,03	7,03	8,93	11,12
	Politische Maßnahmen	0,01	0,08	1,26	4,03	7,03	8,93	11,12
Sensitivität 2	weiter wie bisher	0,01	0,08	0,92	5,86	10,69	12,95	14,04
	Neue Energiepolitik	0,01	0,08	0,92	5,86	10,69	12,95	14,04
	Politische Maßnahmen	0,01	0,08	0,92	5,86	10,69	12,95	14,04
Sensitivität 3	weiter wie bisher	0,01	0,08	5,80	12,96	14,03	14,04	14,04
	Neue Energiepolitik	0,01	0,08	5,80	12,96	14,03	14,04	14,04
	Politische Maßnahmen	0,01	0,08	5,80	12,96	14,03	14,04	14,04

Tabelle 5.2: Sensitivitätsanalyse PV für die Schweiz in TWh_{el}/a [53]

5.2.7 Renewable Energy Outlook 2030

Der „Renewable Energy Outlook 2030” wurde von EWG (Energy Watch Group) 2008 veröffentlicht. In diesem Bericht wird vor allem der starke Ausbau an erneuerbaren Energieträgern simuliert, wobei nicht das technologische mögliche Maximum für die jeweilige Energiequelle herangezogen wird. Die Annahmen basieren auf einem Rückgang der Ressourcen an fossilen Energieträgern, einer Versorgungssicherheit in der elektrischen Stromversorgung und einem moderaten Investment in erneuerbare Energieträger. Zwei Szenarien werden dabei erstellt, das „Low Variant” und das „High Variant”, wobei letzteres einen größeren Investitionsrahmen für erneuerbare Energieträger vorsieht. [54] Für OECD² Europa ist der Ausbau an Photovoltaik und konzentrierte solarthermischen Kraftwerke (CSP) in GW ausgewiesen und ist in der nachfolgenden Tabelle 5.3 für beide Szenarien bis 2030 zusammengefasst.

² Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung

EWG: Renewable Energy Outlook 2030				
		2010	2020	2030
		GW	GW	GW
Low Variant	PV	2,6	13,2	44,6
	CSP	0,1	1,9	13,9
High Variant	PV	4,1	29,9	112,5
	CSP	0,1	3,6	32,0

Tabelle 5.3: Renewable Energy Outlook 2030 - Ausbaudaten für PV und ST für Europa [54]

5.2.8 World Energy Outlook 2014

Die International Energy Agency (IEA) publiziert jährlich den World Energy Outlook, wobei in dieser Arbeit der aktuellst verfügbare Bericht aus dem Jahr 2014 untersucht wurde. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf den Ausbau an Photovoltaik und konzentrierte solarthermische Kraftwerke gelegt. Die Modellberechnungen welche bis zum Jahr 2040 (Tabelle 5.4) angegeben sind, beziehen sich nur auf die installierte Bruttoleistung für die Europäische Union. Eine Unterteilung in Ländern der NUTS-1 Ebene ist nicht verfügbar. In der Publikation der IEA werden 3 Szenarien unterschieden. New Policies Scenario (NPS) ist dabei jenes Szenario das im WEO - 2014 am ausführlichsten behandelt wird. Hier werden Strategien die bis Mitte 2014 umgesetzt wurden berücksichtigt als auch Strategien die den weiteren Ausbau an erneuerbarer Energie, Energieeffizienz und alternative Kraftstoffe und Fahrzeuge beinhalten. Das Current Policies Scenario (CPS) beinhaltet im Vergleich zum NPS nur Strategien und Regelungen die bis Mitte 2014 bereits umgesetzt wurden. Somit beschreibt das Szenario nur den Ausbau an erneuerbaren Energieträgern unter den aktuellen Rahmenbedingungen. Das dritte Szenario (450ppm), soll die globale Erwärmung minimieren bei einem maximalen Temperaturanstieg von 2 °C im Jahresmittel. Außerdem soll sich die Konzentration der Treibhausgasemissionen auf einem konstanten Level von 450ppm³ CO₂ Äquivalent einpendeln. [55]

IEA: World Energy Outlook 2014							
		2012	2020	2025	2030	2035	2040
		GW	GW	GW	GW	GW	GW
NPS	PV	69,0	119,0	137,0	148,0	157,0	164,0
	CSP	2,0	3,0	4,0	6,0	9,0	11,0
CPS	PV	-	114,0	-	132,0	-	145,0
	CSP	-	3,0	-	5,0	-	9,0
450ppm	PV	-	120,0	-	165,0	-	199,0
	CSP	-	3,0	-	10,0	-	22,0

Tabelle 5.4: World Energy Outlook 2014 - Ausbaudaten für PV und ST für Europa bis 2040 [55]

5.3 Politische Ziele

Unter der Kategorie „Politische Ziele“ werden jene Parameter eingeordnet, die den Ausbau an Photovoltaik und Solarthermischen Kraftwerken in Zukunft in Europa durch politische Entscheidungen beeinflussen

³ Parts per million steht für 10⁻⁶ und ist die Einheit für den millionsten Teil in der Wissenschaft und Technik.

können. Die Politik steuert diese Parameter durch Gesetze und Richtlinien, sowie Förderungen für den Ausbau als auch für die Forschung und Entwicklung von neuen Technologien.

5.3.1 Bedarfsentwicklung Elektrizität

Die Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs in Europa wird in die Kategorie „Politische Ziele“ eingeordnet. Der Fokus erfolgt dabei auf den Elektrizitätsbedarf in den Mitgliedsstaaten der EU 28 sowie einem Ausblick bis 2050 sofern dieser in Publikationen angegeben wird.

Der derzeitige Verbrauch an elektrischer Energie in Europa für die Jahre 2009 bis 2014 ist in Tabelle 5.5 dargestellt. Der Anteil an solarer Energie ist separat ausgewiesen und hat sich innerhalb von 5 Jahren von 20,9 TWh auf 90,9 TWh mehr als vervierfacht. Insgesamt ist der Anteil von solarer Energie am Elektrizitätsverbrauch mit 2,83 % im Jahr 2014 immer noch gering. [60]

Publikation	ENTSO-E	ENTSO-E	ENTSO-E	ENTSO-E	ENTSO-E
Region	EU 28	EU 27	Mitglieder	Mitglieder	Mitglieder
Einheit	TWh	TWh	TWh	TWh	%
-	-	-	-	Anteil Solar	Anteil Solar
2009	3.000,0	2.982,5	3.230,8	-	-
2010	3.091,9	3.074,3	3.376,8	20,9	0,6189
2011	3.030,1	3.012,6	3.308,3	43,6	1,3179
2012	3.041,7	3.024,4	3.323,0	68,6	2,0644
2013	3.094,1	3.077,0	3.307,9	80,4	2,4305
2014	2.933,2	2.916,8	3.210,5	90,9	2,8313

Tabelle 5.5: Energiebedarf nach ENTSO-E in TWh sowie der solare Anteil in % [60]

Der mögliche Bedarf an elektrischer Energie umfasst Recherchearbeiten zu allen unter Punkt 5.2 angeführten Publikationen. Dabei ist der Bedarf nicht in allen Publikationen angeführt. Bei den Angaben in TWh sind die Übertragungsverluste und der Eigenbedarf der Kraftwerke bereits abgezogen. Der größte Bedarf an Elektrizität wird von Green Peace im Referenz-Szenario angenommen und beträgt 3934 TWh an elektrischer Energie.

Publikation	EPIA	ISI	ISI	GP	GP	IEA
Szenario	Reference	Szenario A	Szenario B	Reference	[r]evolution	NPS
Region	EU-25	EU-27+2	EU-27+2	EU-27	EU-27	EU-28
Einheit	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
2010	2.792	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-
2015	2.999	-	-	2.964	2.891	-
2020	3.139	3.436	3.677	3.144	2.930	3.028
2025	3.327	-	-	-	-	3.121
2030	3.457	3.316	3.861	3.485	3.076	3.197
2035	-	-	-	-	-	3.286
2040	-	3.062	3.774	3.734	3.314	3.374
2050	-	2.805	3.376	3.934	3.296	-

Tabelle 5.6: Energiebedarf bis 2050 in TWh nach Publikation, Szenario und Region [51] [52] [55] [57]

Der Anteil der Stromproduktion durch Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke ist in Tabelle 5.7 und Tabelle 5.8 nach Publikation, Szenario und Region in TWh dargestellt. Verluste durch Übertragungsnetzbetreiber und der Eigenbedarf der Kraftwerke ist hier nicht berücksichtigt. Vor allem das [r]evolution-Szenario von Green Peace sticht mit einer Stromerzeugung von 729 TWh im Jahr 2050 durch Photovoltaik aus allen Publikationen heraus.

Publikation	GP	GP	IEA	IEA	IEA
Szenario	Reference	[r]evolution	NPS	CPS	450ppm
Region	EU-27	EU-27	EU-28	EU-28	EU-28
Einheit	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
	PV	PV	PV	PV	PV
2010	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-
2012	-	-	67	-	-
2015	71	115	-	-	-
2020	86	238	130	124	131
2025	-	-	150	-	-
2030	132	414	164	146	186
2035	-	-	177	-	-
2040	175	637	189	163	238
2050	209	729	-	-	-

Tabelle 5.7: Stromerzeugung in TWh aus PV nach Publikation, Szenario und Region [52] [55]

Die Stromerzeugung durch solarthermische Kraftwerke ist auch im [r]evolution-Szenario von Green Peace mit 406 TWh gegenüber den anderen Szenarien am höchsten. Der Unterschied zwischen den Szenarien nach GP und IEA ist die Angabe der Kraftwerksart. Hier wird zwischen solarthermischen Kraftwerken und konzentrierten solarthermischen Kraftwerken (exklusive Aufwindkraftwerke) unterschieden.

Publikation	GP	GP	IEA	IEA	IEA
Szenario	Reference	[r]evolution	NPS	CPS	450ppm
Region	EU-27	EU-27	EU-28	EU-28	EU-28
Einheit	TWh	TWh	TWh	TWh	TWh
	ST	ST	CSP	CSP	CSP
2010	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-
2012	-	-	4	-	-
2015	2	7	-	-	-
2020	8	45	10	10	10
2025	-	-	14	-	-
2030	14	141	21	18	35
2035	-	-	30	-	-
2040	20	297	38	32	73
2050	27	406	-	-	-

Tabelle 5.8: Stromproduktion in TWh aus ST nach Publikation, Szenario und Region [52] [55]

Gemessen am Gesamtstrombedarf für die Publikationen Green Peace und International Energy Agency ergibt sich die Erzeugung in % aus Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken in Tabelle 5.9. Ein Vergleich der Werte der ENTSO-E bis 2014 mit jenen von GP nach dem Referenz-Szenario zeigt für die Erzeugung aus PV und CSP gemessen am Gesamtstrombedarf eine gute Übereinstimmung. Die ENTSO-E hat hier die Übertragungsverluste und den Eigenbedarf bereits abgezogen. In den Studien von Green Peace und der IEA ist dies nicht angegeben.

Publikation	ENTSO-E	GP	GP	IEA
Szenario	-	Reference	[r]evolution	NPS
Region	Mitglieder	EU-27	EU-27	EU-28
Einheit	%	%	%	%
2010	0,62			
2011	1,32			
2012	2,06			
2013	2,43	-	-	-
2014	2,83	-	-	-
2015		2,46	4,22	-
2020		2,99	9,66	4,62
2025		-	-	5,25
2030		4,19	18,04	5,79
2035		-	-	6,30
2040		5,22	28,18	6,73
2050		6,00	34,44	-

Tabelle 5.9: Anteile am Strombedarf in % aus PV und ST nach Energy Outlook [52] [55] [60]

5.3.2 Fördersituation für PV und ST in Europa

In diesem Abschnitt wird auf sechs der insgesamt 28 EU-Mitgliedsstaaten (Deutschland, Italien, Spanien, Frankreich, Großbritannien und Österreich) hinsichtlich ihrer Förderung im Bereich der PV und ST näher eingegangen. Im Zuge der Richtlinie 2009/28/EC schreibt die EU den Mitgliedsstaaten eine Förderung der RES vor, jedoch nicht mit welchen Instrumenten dies umgesetzt werden soll. Somit kann jeder Mitgliedsstaat ein gewünschtes Förderinstrument für den nationalen PV und ST-Ausbau als politische Maßnahme zur Reduktion der THG anwenden. Zu den Hauptförderinstrumenten zählen feed-in tariffs (FIT), feed-in premiums (FIP), tender schemes (TND) und mengenorientierte Förderungen durch tradeable green certificates (TGC). Zusätzlich wird noch eine Reihe von ergänzenden Instrumenten eingesetzt. In diesem Abschnitt wird auf zwei dieser Förderinstrumente besonders eingegangen, einerseits das Förderinstrument FIT und andererseits handelbaren Grün-Zertifikate TGCs. [61] In der EU-27 nutzen 18 Mitgliedsstaaten das FIT-System, welches zur Gruppe der preisorientierten Systeme gehört. Dabei wird dem Erzeuger aus EE-Quellen ein garantierter Preis pro erzeugter kWh bezahlt. Das FIT-System wurde von Deutschland entwickelt und auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt eingeführt. Dieses System kann durch die Förderdauer oder die Höhe der Fördergelder an die aktuelle Marktsituation und den Kapazitätswachstum durch neue Kraftwerke angepasst werden. [62] Eine Alternative zum FIT-System sind TGCs, die von sechs EU-Mitgliedern genutzt werden. TGCs sind handelbare grüne Zertifikate und werden zur Gruppe der mengenorientierten Fördersysteme gezählt. Dem Erzeuger wird dabei eine gewisse Menge an kWh vorgeschrieben. Im Gegenzug erhält dieser grüne Zertifikate welche auf einem separaten Markt gehandelt werden können. Der Verbraucher oder Netzbetreiber muss eine gewisse Quote an EE-Quellen nachweisen, die durch Zertifikate erfolgt. Erfüllt dieser die Quote nicht, wird dies mit Geldstrafen geahndet. Eine detailliertere Darstellung der gesamten Fördersituation von Erneuerbaren Energieträgern in Europa findet sich in [62] S.38ff. Die nachfolgenden Punkte stellen die Förderung von Photovoltaik und Solarthermie zur Stromerzeugung in oben genannten sechs Ländern der europäischen Union genauer dar.

5.3.2.1 Fördersituation für Strom aus solarer Strahlungsenergie in Österreich

In Österreich wird der Ausbau an PV durch das FIT-System gefördert. Investitionszuschüsse gibt es zusätzlich für kleine und mittelgroße Wasserkraftwerke sowie für PV-Anlagen. Die Investitionsförderung nach Anwendergruppe und installierter Anlagenleistung, ist in Tabelle 5.10 zusammengestellt. Die Förderung von Inselanlagen, wie z.B. auf Berghütten ist bis zu einer max. 35 % der förderungsfähigen Kosten möglich. Die Voraussetzung dafür ist eine Mindestinvestition von 10.000 €. Zuschläge von 5 % werden gewährt bei hochalpinem Gelände (ab 1200 m über Seehöhe), bei der Umsetzung von Mehrfachmaßnahmen, bei der Beteiligung des Umweltmanagementsystems „Eco-Management und Audit Scheme“ sowie für Umweltzeichen, wobei hier der Zuschlag mit max. 10.000 € begrenzt ist. Bei der bundesweiten Tarifförderung gibt es seit 2015 eine Neuerung. Keine Förderung erhalten Anlagen auf Freiflächen oder Anlagen mit einer Engpassleistung⁴ > 200 kWp.

⁴ Unter Engpassleistung wird die maximal abgebbare Dauerleistung eines Kraftwerks im Normalbetrieb verstanden. Sie wird durch den schwächsten Anlagenteil begrenzt.

Fördersituation von PV-Anlagen in Österreich						
Bereich	Förderungsart	Anlagengröße	Förderzeitraum/Ende	Anlagenart	Förderpauschale	Voraussetzungen
Land & Forstwirtschaft	Investitionsförderung	> 5 kWp - 30 kWp	Förderende 13.11.2015	Dach & Freiflächenaufstellung Gebäudeintegriert	275 €/kWp 375 €/kWp	LFBIS-Nummer Einwohner < 30.000 max. 40% der förderfähigen Kosten Mindestpunkteanzahl = 5 Reihung der Anträge nach Punkten Auswahl 4 x jährlich
private Anlagen	Investitionsförderung	≤ 5 kWp	23. Febr. - 14. Dez. 2015	Dach & Freiflächenaufstellung Gebäudeintegriert	275 €/kWp 375 €/kWp	Errichtungszeit 12 Wo. ab Registrierung Förderung von Gemeinschaftsanlagen mind. 2 Wohneinheiten mit max. 5 kWp/Person oder 30 kWp in Summe Antragstellung an versch. Standorten durch einen Antragsteller möglich
öffentliche Gebäude (Sportvereine, Seniorenheime, etc.)	Investitionsförderung	5 kWp - 150 kWp	Förderende 9.10.2015	Dach & Freiflächenaufstellung Gebäudeintegriert	375 €/kWp 475 €/kWp	Max. 40% der anrechenbaren Kosten Keine Inanspruchnahme von Bundesförderung Keine Inanspruchnahme von Ökostromeinspeisetarifen Prüfprotokoll nach ÖNORM 8001 alle Genehmigungen und Bescheide nötig Zustimmung durch Modellregionsmanager
betriebliche genutzte und öffentliche Gebäude	Investitionsförderung Sanierung	max. 100 kWp	23.10.2015	PV-Anlagen	Förderbasis sind die umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einem fossilen Heizkessel der gleichen Kapazität	Voraussetzung ist eine thermische Sanierung

Tabelle 5.10: Fördersituation von PV-Anlagen in AT [63]

5.3.2.2 Fördersituation für Strom aus solarer Strahlungsenergie in Deutschland

Deutschland ist mit Abstand das Land, mit der größten installierten Leistung von rund 40.000 MWp an Photovoltaik, in Europa. Im Jahr 2000 wurde das erste Gesetz zur Förderung von EE erlassen. Damit wurde der Ausbau an PV massiv gefördert. In Deutschland gibt es neben FIT und FIP auch noch günstige Darlehens durch die KfW Bankengruppe. Diese vergibt Kredite mit niedrigen Kreditzinsen für Neuanlagen oder den Ausbau von bestehen Anlagen. Voraussetzung ist die Einspeisung eines Teiles der erzeugten Strommenge in das öffentliche Stromnetz. Förderungswürdig sind Privatpersonen, Organisationen und Unternehmen. [64]

Die Entwicklung der installierten Leistung verlief durch die hohen Fördersummen rasant und so musste 2012 eine Novelle erlassen werden in dem die Förderung für den PV-Ausbau drastisch gekürzt wurde. Diese Novelle beinhaltet unter anderem eine Neugestaltung der Vergütungsklassen (nach Leistung), eine Begrenzung des Ausbaues auf 52 GW für PV, eine Zubau-abhängige Degression („atmender Deckel“) sowie das Instrument „Markintegrationsmodell und Eigenverbrauchsbonus“. Der Zubau pro Jahr wurde dabei auf 2,5 - 3,5 GW konzipiert. Wird dieser Wert überschritten, kommt die zubauabhängige Degression ins Spiel und die Degressionswerte steigen um 1 bis 2,8 %. Das Instrument „Markintegrationsmodell und Eingebverbrauchsbonus“ sieht für Anlagen ab 2014 mit einer Leistung von 10 kW bis 1000 kW nur noch eine Vergütung von 90 % der erzeugten Strommenge vor. Die letzte Novelle zur Förderung des Ausbaus an Erneuerbaren Energien wurde im Juli 2014 verabschiedet. [65] Darin wurde der Ausbau an EE für 2025 mit 40 - 45 %, für 2035 mit 55 - 60 % und für 2050 mit 80 % am Bruttostromverbrauch festgelegt. Die Steigerung der installierten Leistung zur Erzeugung aus solarer Strahlungsenergie soll zwischen 2,4 und 2,6 GW pro Jahr betragen. Die Leistung wird hier als Bruttowert, ohne Verluste und Eigenbedarf der Anlage angegeben. Bei überschreiten oder unterschreiten des Zielkorridors kommt es, je nach Differenzleistung zum Zielkorridor, zu einer Absenkung oder Erhöhung der Förderung. Die Förderdauer beträgt 20 Jahre. Die maximale Vergütung von 90 % der erzeugten Strommenge aus dem EEG von 2012 wurde nicht in die Novelle von 2014 übernommen. [65]

Einige weitere Neuerungen in der Novelle des EEG von 2014 sind nachfolgend kompakt erläutert. Die Förderung von Freiflächenanlagen wird 2015 mit einem Pilotprojekt gestartet. Dabei wird die Förderung von Freiflächenanlagen mit einem Ausschreibungsvolumen von 150 MW begrenzt. Ab 2017 soll es auch eine verpflichtende Direktvermarktung⁵ für Neuanlagen geben. Derzeit ist dies nur für Anlagen ab 5 MW nötig. Ausgenommen ist jener Strom der direkt in der Nähe der Anlage, nicht über ein Stromnetz durchgeleitet, verbraucht wird. Der Anlagenbetreiber hat einen Anspruch, gegenüber dem Netzbetreiber, auf eine Marktprämie. Im Gegenzug kann der Netzbetreiber den Strom als „Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“ deklarieren. Eine weitere Möglichkeit zur Förderung besteht für den Anlagenbetreiber durch Einspeisevergütungen. Diese richten sich aktuell nach Anlagengröße, Aufbauart (Freiflächen oder Dachanlagen) und Ausbaugrad zur Zielerreichung von 2,4 bis 2,6 GW installierter Leistung pro Jahr. Für eine genauere Beschreibung der Einspeisevergütungen sei auf das EEG 2014 §38 und §51 [65] unter Berücksichtigung der Degression verwiesen. [65]

⁵ Unter Direktvermarktung wird die Veräußerung des Stromes aus EE durch den Anlagenbetreiber direkt an Dritte verstanden.

5.3.2.3 Fördersituation für Strom aus solarer Strahlungsenergie in Frankreich

In Frankreich ist das Hauptförderinstrument das FIT-System. Daneben wird durch staatliche Ausschreibungen auch noch der Bau von Freiflächenanlagen gefördert sowie Steuerbegünstigungen werden zusätzlich als Förderinstrument angeboten. Das FIT-System gliedert sich, ähnlich wie nach dem EEG, nach Anlagentyp und Leistung. Die Förderungsdauer beträgt in Frankreich 20 Jahre. Bei den Ausschreibungen zur Vergabe von PV-Förderungen wird vierteljährlich durch Gewichtung der Anlagen eine Reihung der eingebrachten Anträge erstellt. Die förderungswürdigen Anlagen erhalten verbesserte Einspeisetarife. [62]

Als neues Vermarktungsmodell soll ab 1. Januar 2016 das Modell der Direktvermarktung plus Markt- und Managementprämien eingeführt werden. Kleine Anlagen und nicht marktreife Technologien sollen dabei gesicherte Einspeisevergütungen erhalten. Größere Anlagen ab 500 kWp sollen zusätzlich zum Marktpreis eine gleitende Marktprämie erhalten. Außerdem sollen gebäudeintegrierte Anlagen höhere Vergütungen als bisher erhalten. [66] [67]

Das deutsch-französische Büro für erneuerbare Energien (DFBEE) setzte neue Ziele hinsichtlich EE fest. Die Ziele sollen dabei durch ein Energiewendegesetz (LTECV) erreicht werden. Das Gesetz wurde bereits von der Nationalversammlung angenommen und tritt voraussichtlich im Herbst 2015 in Kraft. Eine genaue Zielbeschreibung für Effizienz, Emissionen und Förderungen von EE ist in [67] aufgelistet.

5.3.2.4 Fördersituation für Strom aus solarer Strahlungsenergie in Spanien

Fixe Einspeisetarife gibt es in Spanien für die Errichtung von Neuanlagen seit 2012 nicht mehr. Trotzdem kann es in Spanien oftmals noch rentabel sein eine PV-Anlage in Betrieb zu nehmen. Ab April 2016 sollen spanische Betreiber von PV-Anlagen Abgaben auf die erzeugte Strommenge und die installierte Leistung bezahlen. Anlagen mit weniger als 10 kWp sollen von den Abgaben ausgenommen sein. Anlagen mit weniger als 100 kWp sollen den eingespeisten Strom nicht mehr vergütet bekommen. Anlagen mit mehr als 100 kWp müssen sich registrieren um ihre erzeugte Strommenge an der Strombörse verkaufen zu können. Die Regierung in Spanien ist derzeit nicht bestrebt die Förderungsmaßnahmen wieder aufzunehmen. Die aktuelle Situation in Spanien spiegelt auch die neu installierten Leistung 2014 von rund 21 MW wieder (Tabelle 11.1). [68]

5.3.2.5 Fördersituation für Strom aus solarer Strahlungsenergie in Italien

In Italien wird die Stromproduktion aus solarer Strahlungsenergie durch verschiedene Fördermechanismen unterstützt. Hauptanwendungen sind FIT und FIP-Systeme. Außerdem gibt es geförderte Ausschreibungen, Steuerbegünstigungen für Investitionen in EE-Anlagen und für Interessierte wird auch „Net-Metering“ bei PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 20 - 200 kW zur Verfügung gestellt. Net-Metering ist ein Vergütungssystem speziell für kleinere PV-Anlagen. Dabei wird der erzeugte Strom mit dem tatsächlichen Verbrauch innerhalb einer Abrechnungsperiode gegenverrechnet. Ein Plus oder Minus an kWh, wird in die nächste Periode als Guthaben oder Schuld übernommen. [62] Eine genaue Aufstellung der Förderungen für PV und solarthermische Kraftwerke findet sich in [63].

Die Förderung für Photovoltaik ist mit 6. Juli 2015 mit einer Fördersumme von 6,7 Milliarden Euro erreicht worden. Für Projekte die bereits eine Genehmigung haben aber sich noch im Bau befinden ist somit Eile

geboten. Vor allem Kleinanlagen müssen bis Mitte 2015 in Betrieb genommen werden um überhaupt noch eine Einspeisevergütung zu erhalten. [69]

5.3.2.6 Fördersituation für Strom aus solarer Strahlungsenergie Vereinigtes Königreich

Im Vereinigten Königreich (England, Wales und Schottland) werden zur Förderung der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie das FIT-System, ein Differenzkontraktssystem und handelbare grüne Zertifikate angeboten. Für gewerbliche und industrielle Anwender gibt es eine zusätzliche Steuer auf den Verbrauch von fossilen Energieträgern und die Nutzung von fossilen Brennstoffen zur Stromerzeugung. In Großbritannien wird im Winter 2015/16 erstmals mit einer Versorgungslücke gerechnet, da zahlreiche Kohle- und Gaskraftwerke nicht mehr den Anforderungen der EU entsprechen. Daher wird versucht die handelbaren grünen Zertifikate durch das System des Differenzkontraktes (CfD, Contract for Difference) zu ersetzen. Aus der Finanzwelt bekannt, soll dieses System dem Erzeuger einen fixen Abnahmepreis („strike price“) garantieren. Steigt der Strompreis am Markt über den Basispreis („strike price“) muss der Erzeuger den Differenzbetrag an die staatlichen Unternehmen zahlen. Die Einführung in Wales, Schottland und England erfolgte bereits 2015. Ab dem Jahr 2016 soll auch Nordirland bei der Stromerzeugung aus EE durch dieses Fördersystem profitieren. Ab April 2017 soll dies das einzige Förderungssystem im Vereinigten Königreich sein für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien größer als 5 MW. Die Förderdauer soll dabei 15 Jahre betragen. Die Basispreise in €/MWh⁶ für das CfD-System sind in Tabelle 5.11 dargestellt. [63]

Basispreis für das CfD-Förderungsschema					
	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
Technology	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Solar > 5 MW	166,89	166,89	159,94	152,98	139,08

Tabelle 5.11: Basispreis des CfD-Förderungsschemas für das Vereinigte Königreich [70]

5.3.3 Emissionsziele

Die Klimapolitik hat in der EU einen sehr große Priorität und verfügt über ein Budget von rund 20% des 960 Milliarden hohen EU-Haushaltsbudgets für den Zeitraum 2014 - 2020. Die 2020-Ziele der EU umfassen, 20% erneuerbare Energiequellen gemessen am Gesamtenergieverbrauch zu installieren, eine Verringerung der Emissionen um 20% gegenüber dem Stand von 1990 sowie eine Steigerung der Energieeffizienz um 20%. Die Kernziele für 2030 sind die Verringerung der Treibhausgase um 40 % gegenüber dem Stand von 1990, den Gesamtenergieverbrauch durch erneuerbaren Energiequellen im Ausmaß von 27 % abzudecken, sowie die Erhöhung der Energieeffizienz um 27 %. Die langfristigen Ziele der EU sehen eine Verringerung der Treibhausgase um 80 % bis sogar 90 % gegenüber dem Stand von 1990 im Jahr 2050 vor. [71]

Um diese Ziele zu erreichen wurde 2005 das ETS (Emission Trading System) für den weltweit ersten Emissionshandel eingeführt. Die ersten beiden Stufen bis 2013 sind bereits abgeschlossen. Die dritte Stufe des ETS läuft im Zeitraum von 2013 bis 2020. Eine vierte Stufe ist in Planung. Das ETS sieht eine Verringerung der Emissionen kosteneffizient vor, wobei die Umsetzung dem Markt überlassen wurde. Aktuell umfasst das

⁶ Die Umrechnung von Pfund Sterling auf Euro basiert auf der Plattform der Bank Austria und wurde am 12. Juli 2015 durchgeführt. [70]

ETS die EU 28 Mitgliedsstaaten sowie Island, Norwegen und Lichtenstein. Im Bereich Verkehr soll der CO₂-Austoß durch Aktionen der Automobilhersteller verringert werden. Staatliche Gebäude müssen den Energieverbrauch senken, sowie Industriehersteller von Haushaltsgeräten die Effizienz ihrer Produkte verbessern. Der Klimawandel und der damit verbundene Temperaturanstieg soll unter 2 °C, verglichen mit der vorindustriellen Zeit, begrenzt werden. Um dieses ehrgeizige Ziel zu erreichen, müssen alle Länder der Welt den Anstieg der Treibhausgase bis 2020 ökonomisieren und bis 2050 um 60 % gegenüber 2010 verringern. [71] Eine detaillierte Analyse zur Entwicklung der CO₂-Emissionen durch ausgewählte Publikationen bis zum Jahr 2050 findet sich in folgender Quelle [61].

5.4 Energietechnische Annahmen

Als energietechnische Annahmen wurde der Netzausbau in Europa, das Strahlungspotential sowie die Wirkungsgradentwicklung von PV und solarthermischen Kraftwerken analysiert. Bei der Regionalisierung des PV und ST-Ausbaus wird vor allem der Fokus auf das Strahlungspotential innerhalb der Länder in Europa gelegt. Da sich in den unter 5.2 genannten Studien keine Analysen zum Netzausbau in Europa befinden werden zusätzliche Literaturquellen der ENTSO-E untersucht. Für den Netzausbau in Europa ist dabei der TYNPD (10-Year Network Development Plan 2014) eine gute Übersicht der geplanten Erweiterungen.

5.4.1 Netzausbau

Die größte Herausforderung für Übertragungsnetzbetreiber im Ausbau des Netzes wird die dezentrale Energieversorgung sein. Dieser Abschnitt soll die geplanten Netzerweiterungen sowie die Investitionen für das europäische Übertragungsnetz zusammenfassen. Im TYNPD 2014 wird der Netzausbau mit langfristigen Visionen bis 2030 prognostiziert. Vision 4 ist dabei die Variante mit dem größten Zubau an EE in Europa von rund 60 % an installierter Leistung für PV. Durch den großen Zubau ergeben sich unbeständige Lastflüsse über größere Distanzen durch ganz Europa. Vor allem die Nord-Süd Verbindungen sind davon betroffen. Abbildung 73 zeigt den geplanten Netzausbau ab 2018 in Europa. Die Ellipsen stehen dabei für Regionen, in denen ein Projekt geplant ist, aber der Standort noch nicht genau fixiert wurde. Die geplanten Punkte für den Netzausbau in Europa bis 2030 sind nachfolgend zusammengefasst. [72]

- Ausbau an EE, vor allem Wind und Solar. Im Vergleich zu 2013 mit rund 200 GW installierter Leistung soll diese auf rund 900 GW in Vision 4 ausgebaut werden.
- Der Ausbau an EE erfolgt hauptsächlich in Deutschland mit 20 - 25 %, sowie in Regionen mit guten Windbedingungen wie der iberischen und italienischen Halbinsel und den angrenzenden Staaten zur Nordsee.
- Nuklearausstieg von Deutschland, Belgien und der Schweiz bis 2030. Zusätzliche Kapazitäten an Nuklearenergie werden im Vereinigten Königreich, Finnland und Zentraleuropa geplant.
- Neue Windparks könnten eventuell an der Westküste Europas, in der Nordsee, in der Ostsee, in Häfen oder gar im Atlantik entstehen.
- Durch die Abschaltung der nuklearen und fossil-befeuerten Kraftwerke entlang des Rheins wird es zu größeren Distanzen zwischen Stromerzeugung und Last kommen. Dies fördert auch den Ausbau des Übertragungsnetzes in Europa.

Zusätzlich zur Erzeugung aus EE soll auch die Versorgungssicherheit gegeben sein. Dabei liegt auf einigen Regionen im TYNPD 2014 ein besonderes Augenmerk. [72]

- Ausbau der Versorgungssicherheit der baltischen Staaten (Estland, Lettland, Litauen) mit anderen EU-Ländern.
- Die Verbindung von Großbritannien und Irland mit dem europäischen Festland.
- Die Verbindung von Italien mit den nördlichen Nachbarstaaten.
- Die Verbindung der iberischen Halbinsel mit Zentraleuropa.

Im TYNPD 2014 werden rund 48.000 km an bestehenden Leitungen durch Erneuerung oder durch den Ausbau von neuen Hochspannungsleitungen erwartet. Insgesamt sind rund 120 Projekte in den nächsten 10 Jahren geplant. Aus Abbildung 73 ist gut ersichtlich, dass der Netzausbau hauptsächlich durch Höchstspannungsleitungen ≥ 220 kV und Hochspannungs-Gleichstrom-Leitungen (HVDC) besteht. HVDC Leitungen werden vor allem als Kabel für Überseeverbindungen eingesetzt (violette Linien bzw. Ellipsen in Abbildung 73). Auch der hohe Ausbau an Wasserkraft im Alpenbereich fördert den Netzausbau in Zentraleuropa (rote Linien in Abbildung 73). Die Investitionen in den Netzausbau in den nächsten zehn Jahren werden zu 80 % für erneuerbare Energien ausgegeben. Dafür werden rund 150 Billionen € in ganz Europa bis 2030 investiert. Fast die Hälfte der Investitionssumme wird dabei von Deutschland und Großbritannien mit rund 70 Billionen € investiert. Für den Netzausbau auf der iberischen und italienische Halbinsel werden Investitionen von rund 11 Billionen € erwartet. Der Ausbau an Wasserkraft im Alpenraum wirkt sich mit rund 3,5 Billionen € auf den Netzausbau aus. Eine genauere Auflistung der Investitionssummen nach Ländern findet sich in [72] S. 80. Die detaillierte Darstellung aller 120 Projekte im Bezug auf den Netzausbau in den nächsten 10 Jahren ist in [72] Anhang 1, S.104ff zu finden. Die Ausarbeitung dieser Projekte im Bezug auf die Regionalisierung des PV und ST-Ausbaus würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen. [72]

5.4.2 Strahlungspotential

Eine Darstellung des Strahlungspotentials in Europa wurde bereits unter Punkt 2.1 in Abbildung 2 dargestellt. Die langjährigen Mittelwerte der Globalstrahlung sind hier farblich in allen Ländern dargestellt. Der PV-Ausbau ist dabei in allen Ländern der EU möglich. Für den Ausbau an solarthermischen Kraftwerken ist die Anzahl der Sonnentage im Jahr ausschlaggebend, somit liegt der Fokus hier auf den Ländern Spanien, Italien, Griechenland, Zypern und Malta. In den übrigen Ländern der EU wäre die Anzahl der Tage mit direkter Sonneneinstrahlung zu gering, womit ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich wäre.

5.4.3 Wirkungsgradentwicklung

Wird die Entwicklung der Wirkungsgrade von Solarzellen (Abbildung 34) seit dem Jahr 1976 betrachtet, kann festgestellt werden, dass Technologien auf Siliziumbasis und Dünnschichttechnologien (CIS, CIGS, CdTe), in den letzten Jahren nur sehr geringe Steigerungen verzeichnen konnten. Trotzdem stellen diese den größten Anteil an installierter Leistung mit rund 85 % (Abbildung 11) dar. Höhere Wirkungsgrade werden derzeit nur durch Kombination von mehreren Solarzellenschichten erreicht, wie z.B. auf Basis von Galliumarsenid. Entwicklungspotential versprechen auch relativ neue Technologien wie jene der Perowskit-Zelle oder Solarzellen auf Basis organischer Materialien. Beide Technologien wurden bereits unter Punkt 3.3 vorgestellt. Wird die Entwicklung aus Sicht des Fortschritts betrachtet, haben diese Technologien bereits einen hohen Standard erreicht.

Für die Entwicklung der Modulwirkungsgrade wird ein Anstieg nach Abbildung 52 bis 2050 abgeschätzt. Der Anstieg bei Siliziumzellen wird vor allem durch neue Zellstrukturen erwartet. Bei den Dünnschichtsolarzellen soll durch alternative Materialien eine Wirkungsgradsteigerung erreicht werden. Für Module auf Basis der CIGS-Technologie wird im Jahr 2025 ein Wirkungsgrad von 22 % prognostiziert. [73]

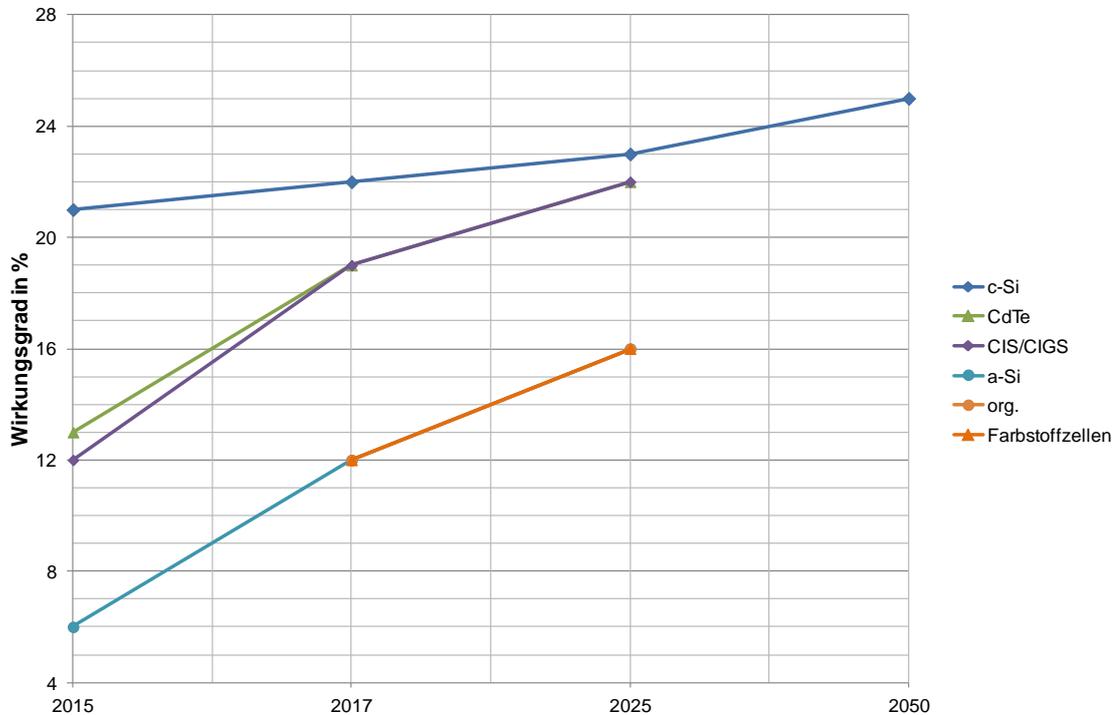


Abbildung 52: Wirkungsgradentwicklung für PV-Zellen bis 2050 [73]

Bei konzentrierten solarthermischen Kraftwerken (CSP) wurde die Entwicklung des Wirkungsgrades bereits in Punkt 4.5 Abbildung 49 dargestellt. Es kann für 2035 ein Wirkungsgrad für Vierfach-Solarzellen von rund 52 % erwartet werden. Der Modulwirkungsgrad würde dabei auf rund 45 % und der Systemwirkungsgrad auf rund 40 % steigen.

5.5 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

In diesem Abschnitt werden Parameter wie Investitionskosten oder Stromgestehungskosten behandelt. Dabei soll vor allem die Entwicklung bis zum Jahr 2050 durch die Untersuchung von den genannten Studien unter 5.2 prognostiziert werden. Der CO₂-Preis kann als treibender Parameter für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien gesehen werden. Die Entwicklung der Bevölkerungszahl hat einen Einfluss auf die Anzahl der Wohngebäude und somit auch auf das zur Verfügung stehende Dachflächenpotential.

5.5.1 Investitionskosten

Bei der Entwicklung der Investitionskosten für PV und CSP weisen nur drei der unter Punkt 5.2 aufgelisteten Publikationen eine Prognose bis 2030 bzw. 2050 auf. Bei den Angaben muss berücksichtigt werden, dass keine Angaben bezüglich installierter Leistung, Zelltyp oder Aufstellungsart gemacht wird. Daher wird nur von Mittelwerten über den erhobenen Gebietsraum ausgegangen.

Das Fraunhofer Institut gibt für Szenario A & B idente Werte in €/kW_p an. Dabei wird bis 2050 ein Reduktion der Investitionskosten unter 1000 €/kW_p erwartet (Abbildung 53 blaue Linie). Die Werte beziehen sich dabei nur auf Photovoltaik und nicht auf konzentrierte solarthermische Kraftwerke.

In der Publikation von Green Peace "Energy [r]evolution – A Sustainable EU-27 Energy Outlook" wird in beiden Szenarien für Photovoltaik und konzentrierte solarthermische Kraftwerke der Preis in \$/kW_p⁷ angegeben. Die Kurven für Photovoltaik (Abbildung 53) als auch für solarthermische Kraftwerke (Abbildung 54) von Green Peace überlappen sich. Einzig die Prognose für das Jahr 2050 wird beim Advanced Energy [R]evolution Szenario für Photovoltaik mit 502 €/kW_p im Gegensatz zu 518 €/kW_p im Energy [R]evolution Szenario angenommen. Bei den solarthermischen Kraftwerken wird für das Jahr 2050 ein Wert von 2803 €/kW_p für das Advanced Energy [R]evolution Szenario und 2830 €/kW_p für das Energy [R]evolution Szenario angenommen.

Die dritte untersuchte Publikation stammt von der Energy Watch Group, 2008. Investitionskosten werden für Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke bis 2030 angegeben. Die beiden Szenarien, Low und High Variant unterscheiden sich dabei nur sehr gering. Im Jahr 2030 werden die Investitionskosten für Photovoltaik (Abbildung 53) im Low Szenario mit 1752 €/kW_p und im High Szenario mit 1504 €/kW_p angegeben. Für solarthermische Kraftwerke (Abbildung 54) ist dies im Jahr 2030 für das Low Szenario 2480 €/kW_p und im High Szenario 2314 €/kW_p.

Für die Investitionskosten in der Photovoltaik ergibt sich im Jahr 2050 ein Wert von 640 €/kW_p (Abbildung 53). Die aktuellen Investitionskosten für Photovoltaik bewegen sich zwischen 900 und 1700 €/kW_p je nach Solarzellentyp und Anbieter sowie installierter Leistung. [74] Die Publikation nach Green Peace wurde zwar schon 2010 erstellt kommt aber den derzeitigen Investitionskosten mit 1776 €/kW_p sehr nahe. Die Energy Watch Group würde in beiden Szenarien erst 2030 mit ähnlichen Investitionskosten rechnen. Aufgrund der unterschiedlichen Lernperioden der untersuchten Studien verlaufen einige nur bis 2030 oder aber beginnen erst ab 2010.

⁷ Die Umrechnung in €/ kW_p erfolgt dabei mit dem Jahresdurchschnitt des Wechselkurses aus dem Jahr 2008. Dabei wird ein Umrechnungsfaktor von Euro in Dollar von 1,47 zugrunde gelegt. [92]

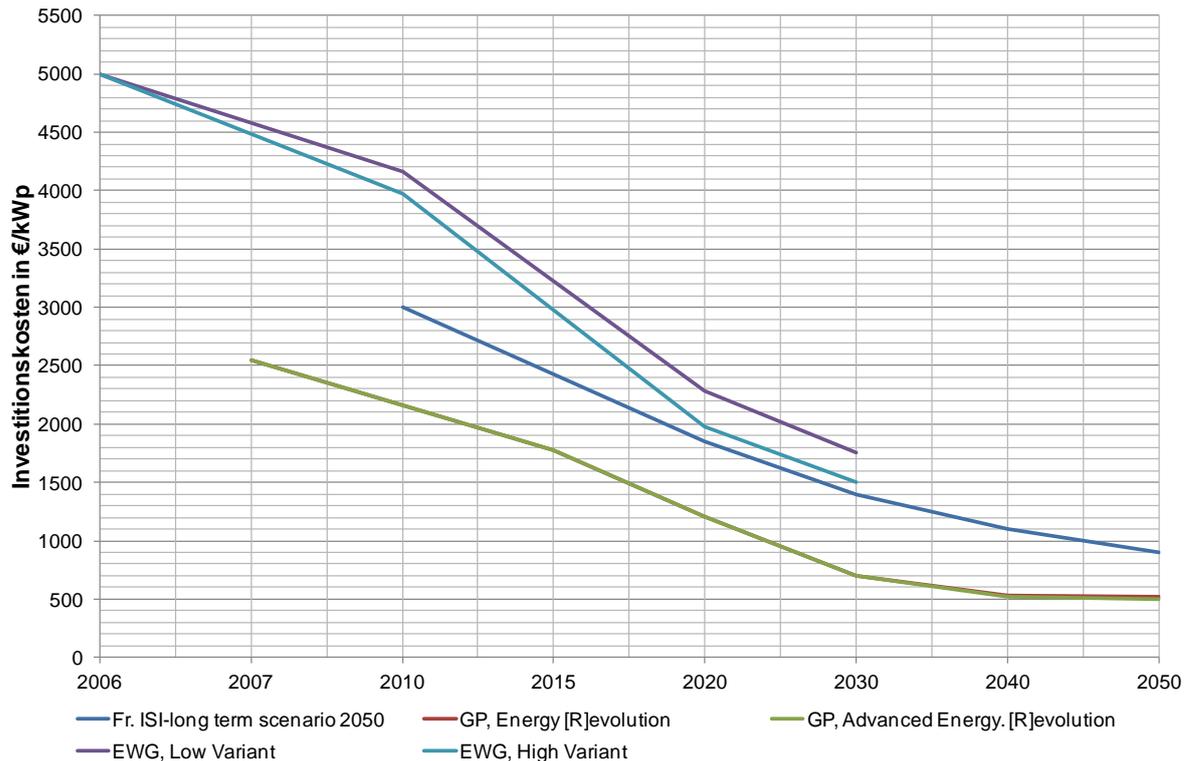


Abbildung 53: Entwicklung der Investitionskosten für PV bis 2050 [52] [54] [57]

Die Investitionskosten von solarthermischen Kraftwerken orientieren sich nach der installierten Leistung, der Speichergröße für die Überbrückung von Dargebotsunterbrechungen sowie nach Anlagentyp. Bei den untersuchten Publikationen wurden zu diesen Randbedingungen leider keine Angaben gemacht. Das Observatorium für Erneuerbare Energien EurObserv'ER beziffert in einigen Projekten die in Bau sind die Investitionssummen. Für eine Linear Fresnel-Anlage in Alba Nova 1 (Frankreich) mit einer Nennleistung von 12 MW ergeben sich Investitionskosten in der Höhe von 5000 €/kW_p. Über einen Speicher verfügt dieses Kraftwerk aber nicht. Für ein Parabolrinnenkraftwerk, Xinga Solar One mit dem Standort in Südafrika werden die Investitionskosten mit 6600 €/kW_p abgeschätzt. Dieses Kraftwerk hat eine Leistung von 100 MW und einen Speicher von 5h. [75] Die Investitionskosten aller untersuchten Studien wurden zwischen 3600 und 5500 €/kW_p angegeben. Bei einem Kraftwerk mit einem 6h Speicher wird zwischen 4000 und 5000 €/kW_p gerechnet. [76] 2011 würden sich diese Werte noch mit jenen der Energy Watch Group in Abbildung 54 decken. Zum heutigen Stand (Oktober 2015) sind die Investitionskosten jedoch deutlich höher als in den Publikationen prognostiziert.

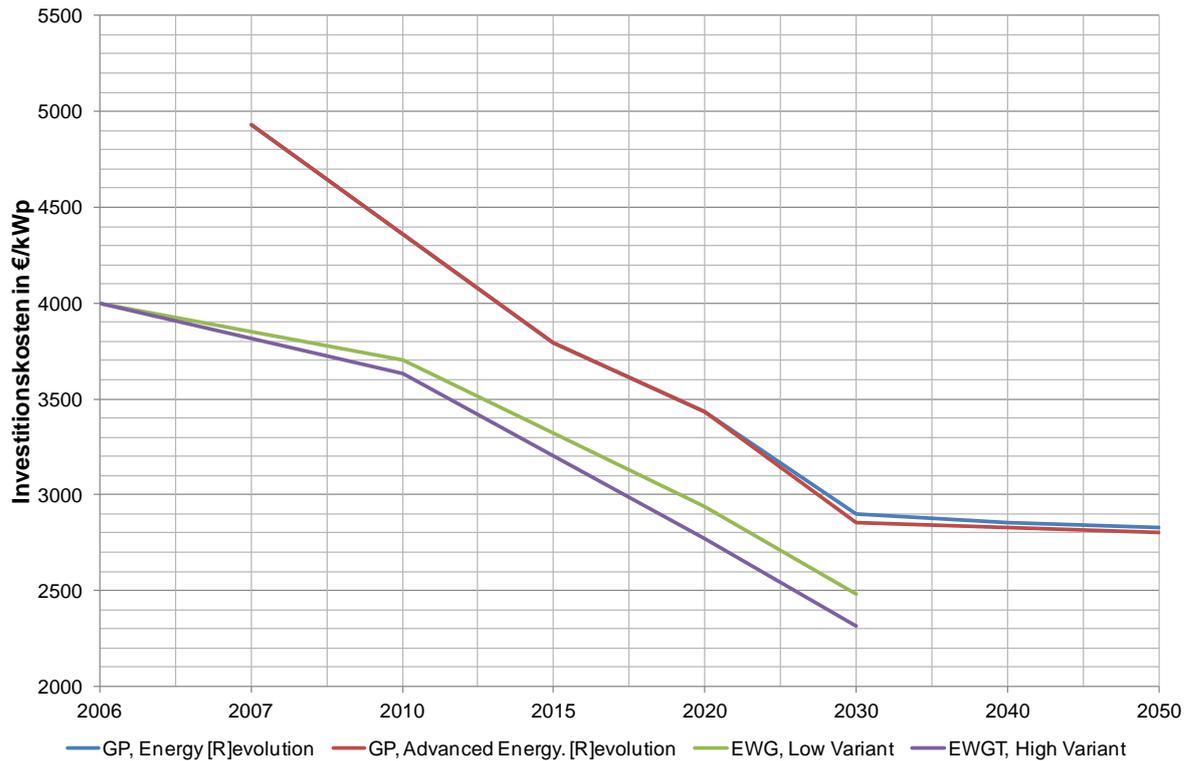


Abbildung 54: Entwicklung der Investitionskosten für CSP bis 2050 [52] [54]

5.5.2 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten von PV und CSP-Anlagen umfassen alle Kosten, die für die Erzeugung von Strom aus solarer Energie auftreten. Zu den Kosten zählen die Anschaffungskosten, die Finanzierungskosten und die Betriebskosten. Alle anfallenden Kosten über die gesamte Laufzeit der Anlage werden addiert und durch den Ertrag der erzeugten Energie in kWh über die Laufzeit dividiert. Die Laufzeit für PV und CSP wird dabei mit rund 25 bis 30 Jahren angenommen. Die erzeugte Energie hängt dabei sehr stark von der Globalstrahlung am jeweiligen Standort ab. In einer Studie⁸ werden diese für PV, CPV und CSP berechnet. Abbildung 55 zeigt diesen Verlauf bis 2030 für alle drei genannten Technologien. Dabei wird für alle Standorte die gleichen Investitionskosten angenommen und die Lebensdauer mit 25 Jahren angenommen. Die unterschiedlichen installierten Leistungen, die unterschiedliche Globalstrahlung nach Region und die unterschiedliche Anlagenart werden durch die obere und untere Grenze der Stromgestehungskosten als Parameter Abbildung 55 berücksichtigt. Das gelbe Band definiert dabei die Stromgestehungskosten für PV und würde 2030 einen Wert zwischen 0,046 bis 0,068 €/kWh annehmen. Hier wird aber von einer Globalstrahlung von 1800 bis 2000 kWh/m² und Jahr ausgegangen. Dies entspricht einem Standort wie Spanien oder Nordafrika. Für dachinstallierte Kleinanlagen, die bis 10 kWp in Deutschland installiert werden, können 2030 Stromgestehungskosten von 0,055 bis 0,094 €/kWh je nach Szenarienannahme identifiziert werden. Dabei wird von einer Globalstrahlung zwischen 1000 und 1200 kWh/(m² a) ausgegangen. Damit könnten PV-Anlagen bis Ende 2030 auch mit Braunkohle (0,06 - 0,08 €/kWh) bzw. Steinkohle (0,08 bis 0,11 €/kWh) oder GuD-Kraftwerken (0,09 bis 0,12 €/kWh) konkurrieren. [77]

⁸ Fraunhofer ISI, Thema: „Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien“, 2013

CPV-Anlagen nutzen nur den direkte Strahlungsanteil der Globalstrahlung und können deshalb nur an Standorten wie Spanien (2000 kWh/(m² a) oder Nordafrika (2500 kWh/m² a) als rentable Energieerzeuger installiert werden. Dabei würden 2030 die Stromgestehungskosten auf 0,043 bis 0,064 €/kWh sinken (Abbildung 55, gelbe Markierung). Werden die Stromgestehungskosten für CSP-Anlagen betrachtet, könnten diese bis 2030 auf 0,097 bis 0,135 €/kWh sinken (Abbildung 55, rote Markierung). Dies würde für ein Parabolrinnenkraftwerk Investitionskosten von 2900 bis 3700 €/kW_p bedeuten. Dabei werden auch ein Speicherelement und der Vorteil der besseren Regelbarkeit der Energie einberechnet. Ein großer Unsicherheitsfaktor bei der Marktentwicklung von CSP und CPV ist einerseits die wirtschaftlich unsichere Lage in südlichen Ländern, im Gegensatz zu Mitteleuropa, und andererseits die politische Entwicklung im Hinblick auf EE. Die Studie des Fraunhofer Instituts ISE zeigt das Potential zur Senkung der Stromgestehungskosten vorhanden ist eine Entwicklung der noch jungen Technologien wie CPV oder CSP durch wirtschaftliche und politische Unterstützung als lohnend erachtet werden kann. [77]

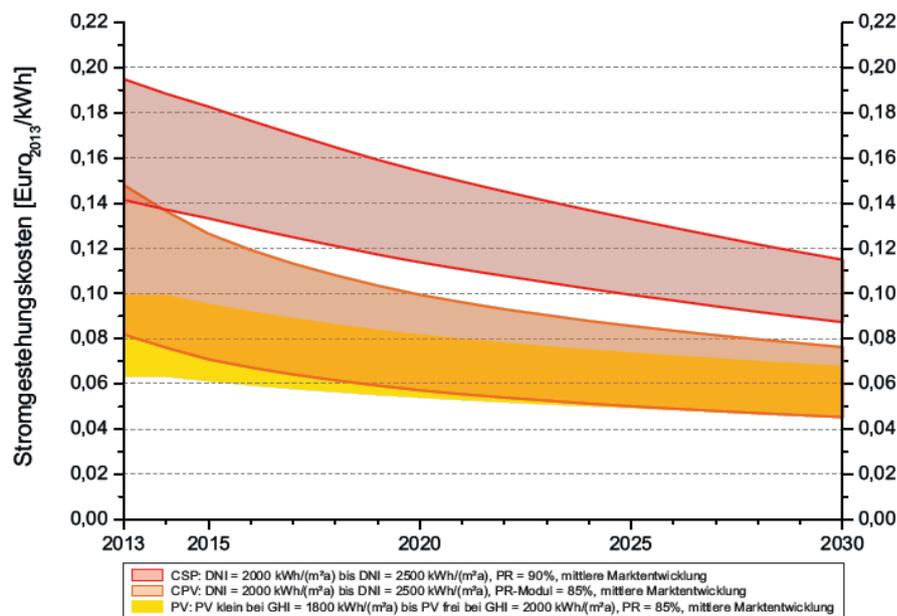


Abbildung 55: Stromgestehungskosten nach der Studie des ISE bis zum Jahr 2030 [77]

Ein Vergleich der Stromgestehungskosten für PV und CSP mit jenen von konventionellen Kraftwerken, würde sich anhand der Studie des Fraunhofer Instituts eine Entwicklung nach Abbildung 56 ergeben. Dabei wird bei allen Stromerzeugungsarten eine Lernkurve hinterlegt die den Verlauf bis 2030 prognostiziert. Die Parameter mit Einfluss auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten sind dabei die Volllaststunden, die Brennstoffkosten bei fossilen Energieträgern, die Wirkungsgrade, die CO₂-Preise sowie die solare Strahlung bei PV und CSP. Bis zum Jahr 2030 sollten die Stromgestehungskosten von PV annähernd die Werte von Onshore-WEA (Windenergieanlagen) erreichen. Dabei ist die Kostensenkung bei Onshore-WEA größtenteils ausgeschöpft, wodurch nur die Standortwahl oder die Anzahl der Volllaststunden zu geringeren Stromgestehungskosten führt. Für Offshore-WEA sinken die Stromgestehungskosten von 0,119 - 0,194 €/kWh auf 0,094 - 0,151 €/kWh je nach Standort. Für Biogasanlagen wird nur ein sehr geringes Potential zur Senkung der Kosten prognostiziert, wodurch die Stromgestehungskosten, verglichen mit 2013, auf denselben Werten von 0,135 - 0,215 €/kWh stagnieren. Die Stromgestehungskosten der fossilen Kraftwerke verzeichnen bis 2030 den umgekehrten Trend zu den EE. Die Stromgestehungskosten für Braunkohle steigen im selben

Zeitraum auf 0,06 - 0,08 €/kWh, für Steinkohle auf 0,08 - 0,11 €/kWh und für GuD auf 0,09 - 0,12 €/kWh. Dieser Anstieg ist hauptsächlich den geringeren Volllaststunden sowie den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen geschuldet. Den größten Einfluss haben dabei die Volllaststunden gefolgt von den CO₂-Zertifikatspreisen und den Brennstoffkosten. [77]

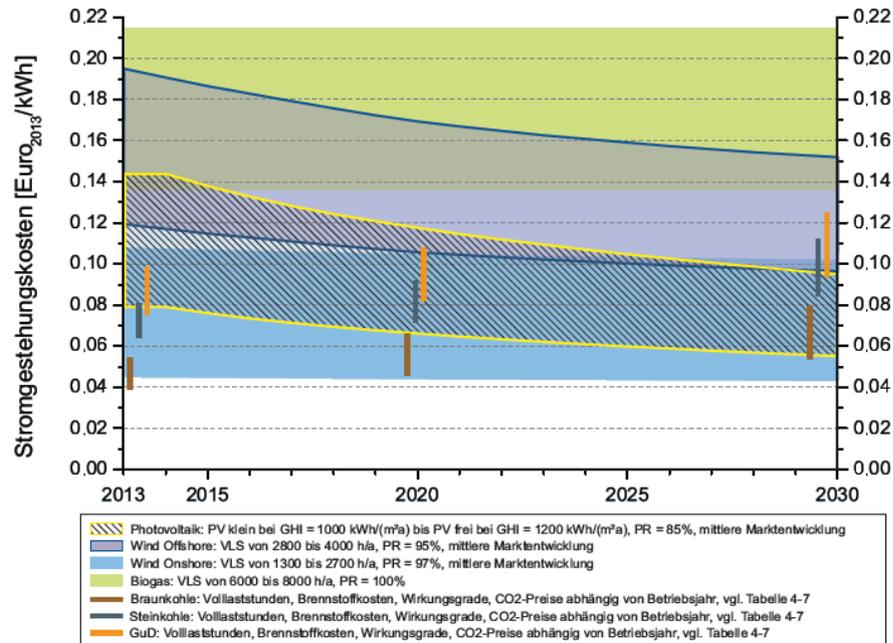


Abbildung 56: Stromgestehungskosten von EE und konventionellen Kraftwerken bis 2030 [77]

PV-Anlagen sowie Onshore-WEA besitzen langfristig die geringsten Stromgestehungskosten womit diese die fossilen Anbieter bis 2030 deutlich unterbieten können. [77]

5.5.3 CO₂-Preise

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit CO₂-Preisen in der EU. Der Einfluss durch politische Rahmenbedingungen ist dabei sehr groß, weshalb nur Schätzungen für den weiteren Verlauf der Preise angegeben wird. Dennoch könne diese Preise als Antreiber für den PV und CSP-Ausbau in Europa gesehen werden. Die Daten stützen sich dabei auf die Untersuchungen der Arbeit [61]. Dabei werden aus drei Publikationen Daten für CO₂-Preisen entnommen und verglichen.

Die Daten des World Energy Outlook (WEO) 2012 wurden durch Daten der neusten Version (WEO 2014) ersetzt.⁹ Im World Energy Outlook 2014 der IEA werden drei Szenarien angenommen, die bereits unter 5.2.8 erläutert wurden. Zusätzlich zu dieser Studie finden sich in Tabelle 5.12 CO₂-Preise nach der Publikation von Green Peace und des World Energy Technology Outlooks mit zwei Szenarien. Den größten Anstieg für den CO₂-Preis prognostiziert das CCC-Szenario (Carbon Constraint Case) mit 182 €₂₀₁₀/t im Jahr 2050. [61]

⁹ Die Umrechnung der CO₂-Preise in \$₂₀₁₃/t wurden anhand des Jahresdurchschnitts des Wechselkurses aus dem Jahr 2013 umgerechnet. [94] Die Berechnung in \$₂₀₁₀/t wurde durch den Harmonisierten Verbraucherpreisindex (HPVI) auf die Basis von 2010 umgerechnet um diese mit den vorhandenen Daten zu vergleichen. [93]

Publikation	IEA WEO	IEA WEO	IEA WEO	GP - ER	EC- WETO	EC - WETO
Szenario	NPS	CPS	450ppm	-	Reference	CCC
Einheit	€ ₂₀₁₀ /t					
Region	EU-28	EU-28	EU-28	Ann. B**	Eur.(I)*	Eur.(I)*
2010	-	-	-	0	9	9
2015	-	-	-	11	-	-
2020	15	14	15	19	-	-
2030	26	21	70	30	18	-
2040	35	28	98	42	-	-
2050	-	-	-	57	27	182

Tabelle 5.12: CO2-Preise nach Publikationen [61]

5.5.4 Demographie

Ein weiterer zulässiger Parameter für den Ausbau an PV und CSP in Europa, ist die Entwicklung der Bevölkerungszahl. Je nach Prognose der europäischen Gesamtbevölkerung ergibt sich daraus auch der Bedarf an Elektrizität. Die Entwicklung der Population wird in vielen Publikationen angegeben. An dieser Stelle wird für genauere Betrachtungen auf die Arbeit [61] verwiesen. Im World Energy Prospect 2012 der Vereinten Nationen wurden Prognosen auf Basis von drei Szenarien gebildet. Abbildung 57 zeigt die Entwicklung der Bevölkerung bis zum Jahr 2100 der vorhergehend genannten Publikationen. Aus den Verläufen ist ersichtlich, dass die Bevölkerungszahl in der EU-27 bis zum Jahr 2050 stagniert oder sogar leicht abnimmt. Im mittleren Entwicklungsszenario der Vereinten Nationen wird ein Abfall der Population im Jahr 2100 auf 461 Mill. Europäer im Vergleich mit 2010 von 502 Mill. Einwohnern prognostiziert. Einzig das High-Szenario der Vereinten Nationen prognostiziert einen Anstieg der Bevölkerung welcher aber nicht als realistisch betrachtet werden kann. [61]

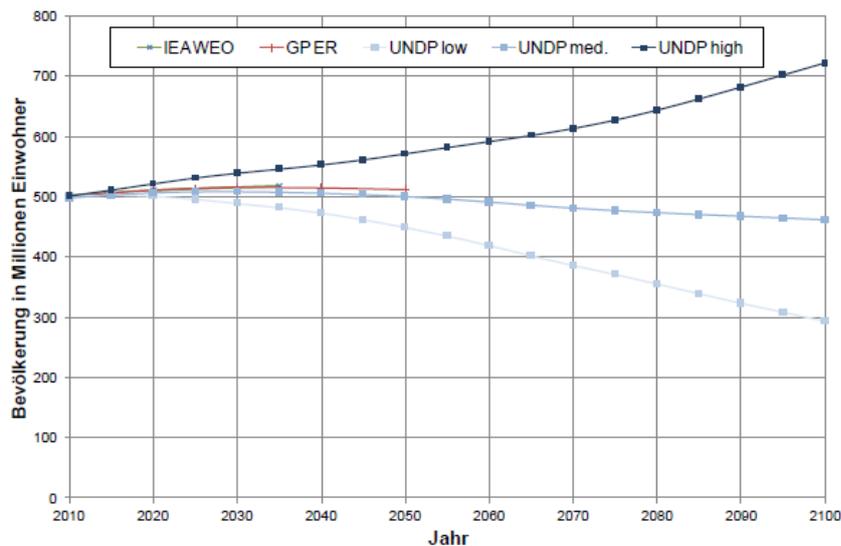


Abbildung 57: Bevölkerungsentwicklung nach Outlooks bis 2100 [61]

5.5.5 Schlussfolgerung für die Potentialanalyse

Als mögliche Entwicklung des Elektrizitätsbedarfs sind die Daten des Fraunhofer Instituts und der IEA mit rund 2800 bis 3300 TWh im Jahr 2050 als durchaus realistisch einzuschätzen. Ob sich der Strommix im Jahr 2050 wirklich zu rund 19 % aus PV-Anlagen und 10 % durch solarthermische Kraftwerke (Green Peace) zusammensetzt bleibt abzuwarten.

Einen großen Einfluss auf den PV-Ausbau, hat mit Sicherheit die Förderung durch Einspeisetarife (FIT), Einspeiseprämien (FIP), Ausschreibungen (TND) oder auch durch grünen Zertifikate verursacht. Die nationalen Aktionspläne zur Erhöhung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind in den meisten Ländern der EU bereits erfüllt (Tabelle 11.1). Die Förderungen wurden in den untersuchten Ländern reduziert bzw. komplett eingestellt. Durch die Definition der Emissionsziele bis 2030 und 2050 ist anzunehmen, dass der PV und ST-Ausbau in Europa trotzdem fortgeführt wird. Durch die unklare Situation im Bereich der Förderung ist aber eher von einem gemäßigeren Ausbau der Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerke auszugehen.

Unter den Energietechnische Annahmen sind das Strahlungspotential und die Wirkungsgradentwicklung die beiden wichtigsten Faktoren für den weiteren Photovoltaik und Solarthermie-Ausbau. Besonders für solarthermische Anlagen ist die Anzahl der Tage mit direkter Sonneneinstrahlung wichtig. Je besser der Wirkungsgrad, desto geringer sind die Stromgestehungskosten und dadurch auch die Konkurrenzfähigkeit auf dem Strommarkt. Der TYNPD 2014 gibt einen guten Überblick über alle Projekte, die zum Netzausbau in den nächsten zehn Jahren in Europa beitragen. Es stehen auch detaillierte Informationen zu den einzelnen Projekten aufgeschlüsselt nach Ländern zur Verfügung. Durch den Ausbau der Windkraft im Norden und der PV im Süden von Deutschland ist eine Vielzahl der neu installierten Übertragungsleitungen zur Verstärkung der Nord-Süd-Verbindung.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie Investitionskosten oder Stromgestehungskosten müssen für den weiteren Ausbau an PV und CSP in Europa berücksichtigt werden. Vor allem die starke Degression der Investitionskosten sowie der Stromgestehungskosten bis 2030, führt zu einer verbesserten Wettbewerbsfähigkeit auf dem liberalisierten Strommarkt. Ob diese Entwicklung tatsächlich Eintritt ist trotzdem mit einer großen Unsicherheit behaftet, da der Ausbau an PV und CSP in den letzten Jahren (Statista, 2014) stark rückläufig ist und dadurch die Konkurrenz am Markt geringer wird. Verglichen mit den Investitionskosten und den Stromgestehungskosten ist der CO₂-Preis ein Parameter, der sich nur sehr gering auf den Zuwachs an PV und CSP auswirkt. Der EU-Emissionshandel mit CO₂-Zertifikaten brachte in den letzten Jahren nicht den gewünschten Effekt zur Reduzierung der Treibhausgase, womit die Klimaziele bis 2030 nur schwer erreicht werden können. Dies wird einerseits durch die billigen Zertifikatspreise pro Tonne CO₂ und andererseits durch die Unzuverlässigkeit und Intransparenz bei der Zertifizierung verschuldet. Als letzten Parameter der wirtschaftlichen Faktoren wird die Demographie untersucht. Die Entwicklung der Bevölkerung in Europa wird nach Abbildung 57 bis 2050 stagnieren bzw. sogar leicht abnehmen, womit das nutzbare Dachflächenpotential in etwa gleich bleiben wird. Somit bietet dieser Parameter keine wirksame Aussage über den weiteren Zubau an PV oder CSP.

6 Potentialanalyse

Im Zuge der Potentialanalyse soll mit Hilfe der Parameter aus Abschnitt 5.1.2 sowie mit der Ermittlung der technisch nutzbaren Dachfläche eine Abschätzung des PV-Ausbaues bis 2050 erfolgen. Die Berechnungen werden dabei für die Länder Österreich (AT) und Deutschland (DE) vorgenommen. Der Ausbau an solarthermischen Kraftwerken wird aus zwei Aspekten vernachlässigt. Einerseits ist der Bau und Betrieb von CSP-Anlagen aufgrund des Strahlungspotentials regional beschränkt und andererseits sind im einzigen nennenswerten Land (Spanien) die Förderungen zur Stromerzeugung aus CSP derzeit eingefroren.

Der Ausbau von Photovoltaik wird nur für die Aufdachanlagen betrachtet, da hier nach Punkt 5.3.2 im Bereich der Freiflächenanlagen keine Förderungen mehr vorgesehen sind. Durch die Abschätzung der Dachflächen auf NUTS 3 Ebene kann eine Regionalisierung für Deutschland und Österreich vorgenommen werden. In weitere Folge wird durch eine Sensitivitätsanalyse der Ausbau anhand Parametervariationen untersucht. Alle weiteren Berechnungen für die übrigen Länder der EU-28 würden den Rahmen dieser Arbeit sprengen.

6.1 Allgemeines

6.1.1 Potentialdefinition

Das theoretische installierbare Potential P_{th} zur Stromerzeugung ergibt sich aus der Flächenleistung von 1000 W/m^2 multipliziert mit dem maximalen Flächenangebot A . Für Österreich A_{AT} mit einer Gebietsfläche von 83.879 km^2 würde das ein theoretisches Potential von 83.879 GW an installierbarer Leistung ergeben:

$$P_{th} = E * A_{AT} = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * 83.879 \text{ km}^2 = 83.879 \text{ GW} \quad (16)$$

Das technisch installierbare Potential $P_{pot,instal}$ ergibt sich aus der zur Verfügung stehenden Dachfläche A_{Dach} , der regionalen Strahlungsleistung und der derzeitigen Anlagentechnik. Für die Strahlungsleistung wird der Wert von 1000 W/m^2 unter STC angenommen, um die verschiedenen Länder miteinander vergleichen zu können. Bei den Solarmodulen erfolgt die Berechnung für monokristalline Siliziumzellen und für die Dünnschichtzellen der CIGS- und a-Si- Technologie. Diese Technologien wurden gewählt, da sie eine große Bandbreite des Wirkungsgrades abdecken. [5] [78]

6.1.2 NUTS-Klassifizierung

Die „Nomenclature des unités territoriales statistiques“ (NUTS) beschreibt eine hierarchisch gegliederte Systematik der europäischen Gebietseinheiten. Diese Einteilung wurde durch die Eurostat in Zusammenarbeit mit den Mitgliedsstaaten der EU etabliert. Die Ebene NUTS 0 entspricht dabei dem Mitgliedsstaat. NUTS 1 entspricht der Regionen der europäischen Gemeinschaft. Österreich wäre dabei in 3 Einheiten unterteilt (Ostösterreich, Südösterreich und Westösterreich). NUTS 2 definiert die Grundverwaltungseinheiten. Am Beispiel von Österreich wären dies neun Bundesländer. NUTS 3 unterteilt die Grundverwaltungseinheiten und umfasst mehrere Gemeinden in einer Einheit zusammen. Am Beispiel Österreich entfallen dabei 35 Einheiten auf NUTS 3. [79]

6.2 Technisch nutzbares Dachflächenpotential

Das technisch nutzbare Dachflächenpotential A_{pot} soll anhand einiger Publikationen veranschaulicht werden. Dazu werden die einzelnen Literaturquellen hinsichtlich einer nachvollziehbaren Berechnung zur nutzbaren Dachfläche untersucht. Aus diesen Studien soll eine Vorgehensweise resultieren, mit Hilfe derer das Dachflächenpotential in den Ländern Österreich und Deutschland bestimmt werden kann.

Zur Ermittlung von A_{pot} wurden die Publikationen nach Kaltschmitt und Streicher 2009 [78] und Kaltschmitt und Wiese 1993 [80], der Bericht von Quaschnig 2000 [81], die Studie des Fraunhofer Instituts 2012 [82], die Veröffentlichung nach Lödl, Kerber, Witzmann, Hoffmann und Metzger 2010 [83] und die Dissertationen nach Kerber 2011 [84] sowie die Dissertation nach Scheffler 2002 [85] untersucht. Die Veröffentlichung nach Lödl 2010 wurde vernachlässigt, da hier regionale Siedlungsstrukturen auf ganz Deutschland hochgerechnet wurden. Außerdem sind hier keine genaueren Angaben auf NUTS 3 Ebene vorhanden. Die Studie des Fraunhofer Instituts von 2012 ist lediglich eine Untersuchung aller Publikationen in Bezug auf das Dachflächenpotential für PV-Anlagen und kann somit ebenfalls vernachlässigt werden. Die restlichen fünf Untersuchungen zum Dachflächenpotential werden nachfolgend näher erläutert. Daraus wird eine Vorgehensweise definiert, die eine Regionalisierung in AT und DE möglich macht.

6.2.1 Dachflächenpotential nach Kaltschmitt und Wiese 1993

In dieser Publikation wird das solartechnisch nutzbare Dachflächenpotential für Wohngebäude (WG) auf Basis der Daten der Volkszählung in Deutschland von 1987 ermittelt. Die Fläche A_{pot} der Nichtwohngebäude (NWG) wurde über den Zubau neuer Gebäude ermittelt. Viele der nachfolgenden Publikationen oder Studien stützen sich auf dieses Werk, sodass diese Publikation trotz des frühen Erscheinungsjahres berücksichtigt werden muss.

Im ersten Schritt zur Bestimmung des Dachflächenpotentials wird die Anzahl der WG und NWG in Kategorien ermittelt. Diese Anzahl wird mit einer mittleren Wohnfläche multipliziert sowie durch die Anzahl der Stockwerke nach Gebäudekategorie (Wohngebäude mit einer, zwei, drei bis sechs sowie sieben und mehr Wohnungen) dividiert. Hinzu kommt noch ein Zuschlag für Treppenhäuser, woraus sich die mittlere Gebäudegrundfläche ergibt. Die mittlere Dachfläche für Steil- und Flachdächer wird für die Gebäudekategorien mit einem Faktor von 1,20 - 1,39 für Schrägdächer und 1,025 - 1,051 für Flachdächer multipliziert. Dieser Faktor berücksichtigt vor allem Vordächer bei Wohngebäuden mit Steildach. Die Ausrichtung der Dächer wird über alle Himmelsrichtungen als gleichverteilt angenommen. Daher ergibt sich eine günstige Ausrichtung der Dächer von $\pm 45^\circ$ um die Südlage. Bei der Aufteilung der Gebäudekategorien in Steil- bzw. Flachdächer variieren die Prozentsätze für Wohngebäude zwischen 98 % Steildächer und 2 % für Flachdächer sowie 75 % Steildächer und 25 % Flachdächer. Für NWG, darunter fallen Büro- und Verwaltungsgebäude, landwirtschaftliche Betriebsgebäude, Werkstattgebäude und Fabriken, ergibt sich eine Aufteilung zwischen Steildächern und Flachdächern von 80 % zu 20 % für Büro- und Verwaltungsgebäude sowie 20 zu 80 % für landwirtschaftliche Betriebsgebäude, Werkstattgebäude und Fabriken. Diese verfügbare Dachfläche kann nicht als nutzbare Modulfläche verwendet werden. Die Restriktionen ergeben sich durch die Ausrichtung der Dachflächen bei Steildächern, sowie bauliche Einrichtungen wie Lüftungsschächte, Dachfenster, Antennenanlagen, Ausstiegsluken und ähnlichem. Bei dichter Bebauung kommen noch Abschattungseffekte durch Teile anderer

Dächer oder Bäumen hinzu. Einige Dächer können auch aufgrund ungeeigneter Statik nicht als solartechnisch nutzbare Dachfläche angesehen werden. Somit ergibt sich unter Berücksichtigung aller Einschränkungen eine nutzbare Kollektorfläche von 16 % für Steildächer und 25 % für Flachdächer aus der zur Verfügung stehenden Dachfläche. [80]

6.2.2 Dachflächenpotential nach Quaschnig 2000

In der Studie [81] wird die Abschätzung zum Dachflächenpotential für Deutschland ermittelt. Die Datengrundlage beruht dabei auf der Studie [80], wobei diese Daten durch die Erhebung des Gebäudebestandes, auf das Jahr 1994 hochgerechnet wurden. Die Abschätzung des Dachflächenpotentials beruht auf dem Verhältnis von 0,8 zwischen Gebäudegrundfläche zu Dachfläche. Die Einteilung der Dächer erfolgt dabei in Wohngebäude (WG) und Nichtwohngebäude (NWG). Für die WG wird von einem Anteil an Flachdächern zwischen 0 und 13 % ausgegangen. Der Anteil an Flachdächern bei NWG wird mit 60 % angegeben. Aufgrund von baulichen Restriktionen, Abschattungen, Schornsteinen, Gaupen u.dgl. wird von einer nutzbaren Dachfläche von 60 % ausgegangen. Weiters werden die Dächer in zwei Klassen unterteilt. Dächer die in Richtung Süden ausgerichtet sind und eine Abweichung von maximal $\pm 45^\circ$ in azimutaler Richtung aufweisen, werden der Klasse I zugeordnet. Klasse II berücksichtigt Dächer die von der optimalen Südausrichtung 90° abweichen und einen Neigungswinkel von maximal 60° aufweisen. Außerdem werden größere Abschattungen toleriert (Abbildung 58). [81]

Klasse	Dachart	Azimutwinkel	Neigungswinkel	Verluste durch		Gesamtverluste (im Mittel)
				Neigung (mittel)	Abschattung und Verschmutzung f_B	
Klasse I	Schrägdächer	bis $\pm 45^\circ$	bis 60°	10 %	5 %	15 %
	Flachdächer	0°	30°	0 %	10 %	10 %
Klasse II	Schrägdächer	$\pm 90^\circ$	bis 60°	15 %	5 bis 15 %	25 %
	Flachdächer	0°	30°	0 %	10 bis 20 %	15 %

Abbildung 58: Einteilung der Dachflächen nach Volker Quaschnig [81]

Tabelle 6.1 fasst die Unterteilung in Wohngebäude und Nichtwohngebäude sowie in Schrägdächer und Flachdächer an der gesamt nutzbaren Dachfläche, unter Berücksichtigung aller Restriktionen, von rund 60 % zusammen. [81]

Einteilung der nutzbaren Dachfläche		
		Anteil an der gesamten nutzbaren Dachfläche
		%
WG	Schrägdächer	93
	Flachdach	7
NWG	Schrägdächer	40
	Flachdach	60

Tabelle 6.1: Einteilung der nutzbaren Dachfläche nach Quaschnig [81]

6.2.3 Dachflächenpotential nach Scheffler 2002

Die Dissertation [85] gibt das Dachflächenpotential aufgrund von Gebäudegrundflächen unterschiedlicher Siedlungstypen an. Die nutzbare Dachfläche wird bei Flachdächern und Steildächern mit jeweils 40 % der

Gebäudegrundfläche angegeben. Bei den Steildächern reduziert sich die nutzbare Dachfläche aufgrund der zweiseitigen Ausrichtung der Dächer auf die Hälfte. Zusätzliche Abzüge werden aufgrund von Kaminen, Gaupen und Laufstegen gemacht. Die Ausrichtung der Dächer $\pm 45^\circ$ von der optimalen Südausrichtung sowie einem Neigungswinkel zwischen 15° und 35° führt zu sehr geringen Verlusten um die 5 %, die nach Angaben von [85] vernachlässigt werden können. Bei den Flachdächern ergibt sich die nutzbare Dachfläche von 40 % durch den nötigen Modulabstand von 1 zu 2,5 aufgrund von Verschattungen. [85]

6.2.4 Dachflächenpotential nach Kaltschmitt und Streicher 2009

In der Publikation nach Kaltschmitt und Streicher aus dem Jahr 2009 wird das Dachflächenpotential für Österreich aus der Gebäudegrundfläche berechnet. Die Daten der Gebäudegrundfläche stammen von der Statistik Austria aus den Jahren 2007 und 2008. Es wird eine Gebäudegrundfläche für Österreich von 634 km^2 angegeben. Auf Flachdächer entfallen dabei rund 25 % und auf Steildächer 75 %. Die technisch nutzbare Dachfläche wird dabei für Steildächer mit 16,5 % sowie für Flachdächer mit 22,5 % angegeben. Für AT würde sich dabei ein technisch nutzbares Dachflächenpotential A_{pot} von 118 km^2 ergeben. [78]

6.2.5 Dachflächenpotential nach Kerber 2011

In der Studie [84] erfolgt die Abschätzung des Dachflächenpotentials für Bayern wiederum aus einem Verhältnis von Gebäudegrundfläche zu Dachfläche. Die Gebäudegrundfläche inklusive Nebengebäude (A_{GRF}) wird dabei durch ein geografisches Informationssystem erstellt. Das Verhältnis der Gebäudegrundfläche zu nutzbarer Dachfläche (A_N) beruht auf der Abschätzung nach [85]. Die nutzbare Dachfläche wird dabei durch Kamine, Gaupen und ähnlichem reduziert. Weiters wird bei Steildächern aufgrund der Ausrichtung nur die Hälfte der Dachfläche als nutzbare Modulfläche angesehen. Durch die Dachneigung vergrößert sich die nutzbare Modulfläche wiederum, womit sich eine Näherungsformel für die technisch nutzbare Dachfläche in der nachfolgenden Formel angeben lässt: [84]

$$A_N \approx 0,5 * A_{GRF} \quad (17)$$

6.3 Berechnungsmethode

Für die weitere Vorgehensweise wird die Berechnung der nutzbaren Dachfläche kurz erläutert. Die Berechnung wird auf Basis von zwei Studien durchgeführt. Dies sind die Publikation [80] und [81]. Beide Publikationen bauen als Berechnungsgrundlage auf der Gebäudegrundfläche ($A_{\text{Gebäude}}$) unterteilt nach NUTS 3 Einheit sowie der Aufteilung in Wohngebäude und Nichtwohngebäude auf. Für die weitere Berechnung des installierbaren Potentials in MW_p werden einerseits STC angenommen, um die Ergebnisse zwischen Deutschland und Österreich vergleichbar zu machen, und andererseits werden die Wirkungsgrade 21%, 12% und 6 % für die PV-Module auf Basis mono-Si, CIGS und a-Si herangezogen.

Für die Berechnung des Dachflächenpotentials nach Kaltschmitt und Wiese wird die Gebäudegrundfläche der Wohngebäude mit dem Faktor 0,97 zu 0,03 in Steil- und Flachdächer aufgeteilt. Für Nichtwohngebäude erfolgt diese Aufteilung mit den Faktoren 0,2 zu 0,8 für Steil- und Flachdächer. Daraus resultiert die Gebäudegrundflächen ($A_{\text{Gebäude}}$) für WG und NWG nach Art des Daches. Nun kann die unterteilte Gebäudegrundfläche mit den Faktoren 1,2 für WG und 1,05 für NWG auf die Dachfläche (A_{Dach}) umgerechnet

werden. Durch die Multiplikation mit dem Modulflächenfaktor von 0,16 für Steildächer und 0,25 für Flachdächer berechnet sich das Dachflächenpotential (A_{pot}) in km^2 nach NUTS 3 Einheiten.

Für die Berechnung des Dachflächenpotentials nach Quaschnig wurde folgende Vorgehensweise definiert. Die Basis bildet wieder die Gebäudegrundfläche ($A_{\text{Gebäude}}$) nach NUTS 3 Einheit sowie nach WG und NWG. Die Werte für die Gebäudegrundfläche können nun mit dem Faktor 0,8 auf die Dachfläche (A_{Dach}) umgerechnet werden. Die Dachfläche wird für WG im Verhältnis 0,93 zu 0,07 in Steil und Flachdächer aufgeteilt. Für Nichtwohngebäude erfolgt die Aufteilung in Steil und Flachdächer im Verhältnis von 0,4 zu 0,6. Diese Aufteilung wird nun in zwei Klassen kategorisiert, wie bereits unter 6.2.2 erläutert. Dabei wird die Dachfläche mit den Modulflächenfaktoren 0,075 (Steildach) und 0,15 (Flachdach) für WG sowie mit 0,225 (Steildach) und 0,15 (Flachdach) für NWG multipliziert. Die Summe aus beiden Dachflächen ergibt das Dachflächenpotential nach Quaschnig.

Für beide Methoden wird im Anschluss an das berechnete Dachflächenpotential die installierbare Leistung ($P_{\text{pot,install.}}$) nach Zelltechnologie ermittelt. Dabei wird das Dachflächenpotential mit den Modulwirkungsgraden für mono-Si, CIGS und a-Si in der Produktion, sowie der solaren Einstrahlung von 1000 W/m^2 unter STC multipliziert. Als Modulwirkungsgrade wurden 21 % für mono-Si, 12 % für CIGS und 6 % für a-Si nach Tabelle 3.2 angenommen.

6.4 Österreich

6.4.1 Installierte Leistung

Derzeit (Stand 31.12.2014) sind in Österreich nach den Daten von EurObserv'ER rund 770 MW_p an Photovoltaik installiert. [41] Die ENTSO-E gibt für die installierte Leistung rund 324 MW_p an. [60] Die installierte Leistung als Summe der OeMAG und des Klimafonds ergeben eine installierte Leistung von rund 510 MW_p von 2008 bis Ende Juni 2015. OeMAG und Klimafond sind dabei eine Förderstelle die nach dem Ökostromgesetz von 2012 Photovoltaikanlagen fördert. Die Fördersituation wurde bereits unter 5.3.2 zusammen gefasst. [86] Aus Angaben des Bundesverband Photovoltaic Austria wurden bis 2008 $32,4 \text{ MW}_p$ an PV installiert. [87] Daraus lässt sich ableiten, dass die Angaben von EurObserv'ER als Summe der installierten Leistung mit der tatsächlich installierten Leistung konform ist. Für die Regionalisierung des PV-Ausbaues werden nur die Daten aus den Angaben von OeMAG und Klimafonds herangezogen, da diese nach NUTS 3 Einheiten statistisch erfasst sind. Eine graphische Darstellung der installierten Leistung auf NUTS 3 Einheiten bietet Abbildung 59. Darin ist zu erkennen, dass in den Regionen von Oberösterreich, Niederösterreich und der Oststeiermark der größte Anteil an installierter PV-Leistung vorhanden ist.

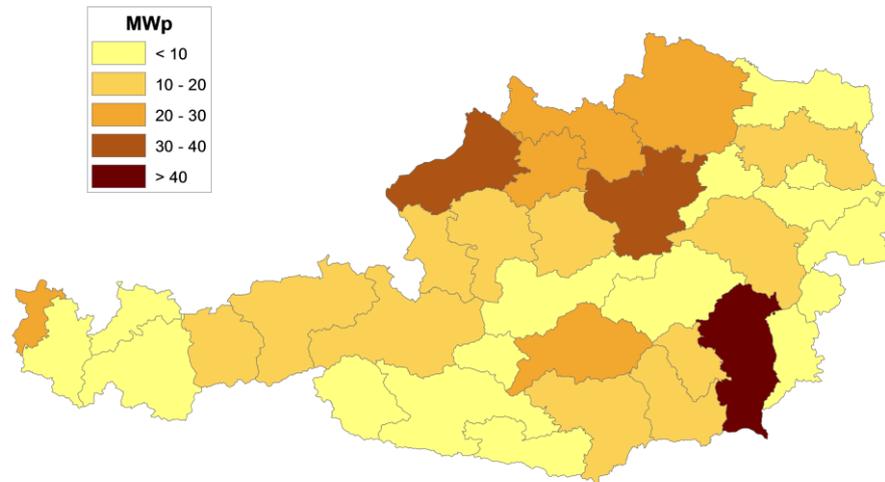


Abbildung 59: Installierte Leistung in AT nach NUTS 3 in MWp (Daten basieren auf [86])

6.4.2 Erhebung der Gebäudegrundfläche

Die Gebäudegrundfläche ($A_{\text{Gebäude}}$) wurde für Österreich anhand der Daten der Statistik Austria berechnet. Dabei wird die Anzahl der Wohngebäude und Nichtwohngebäude mit dem Median der Nettogebäudefläche multipliziert. Die Anzahl der Wohngebäude und Nichtwohngebäude resultieren aus der Volkszählung 2011. Anschließend wird die Summe über die jeweilige NUTS 3 Einheit gebildet. Diese Nettogebäudefläche in km^2 wird in die Dachfläche nach 6.3 umgerechnet.

Tabelle 11.9 zeigt die Werte für Österreich nach NUTS 3, WG und NWG sowie Art des Daches für die Gebäudegrundfläche, Dachfläche sowie die mögliche installierbare Leistung. Die Berechnung basiert dabei auf der Studie von Kaltschmitt und Wiese und ergibt ein Dachflächenpotential von 640 km^2 . Die Daten aus der Berechnung nach Quaschnig finden sich in Tabelle 11.10 und liefern als Ergebnis ein Dachflächenpotential von 517 km^2 . Ein Vergleich mit der Studie [80], in der ein Dachflächenpotential von 634 km^2 berechnet wird, liefert durchaus konforme Ergebnisse.

6.4.3 PV Potential nach NUTS 3

Die gesamte technisch installierbare Leistung an PV anhand der Berechnungsmethode nach [80] sowie nach [81] ist in Tabelle 11.9 bzw. Tabelle 11.10 dargestellt. Ein Auszug der Tabelle 11.9 ist in Abbildung 60 dargestellt. Für die NUTS 3 Einheit Mittelburgenland würde sich ein installierbares Potential von $142,88 \text{ MW}_p$ mit der Technologie von monokristallinen Siliziumzellen (Wirkungsgrad 21 %) auf Steil- und Flachdächern ergeben. Mit der Methode nach [81] berechnet sich ein PV-Potential von $163,4 \text{ MW}_p$ bei gleicher Zelltechnologie. In Österreich beträgt die Summe an technisch installierbarer Leistung rund 28.704 MW_p .

NUTS-3							mono-Si	CIGS	a-Si
Code	Region	Gebäudeart	Dachart	A _{Gebäude} km ²	A _{Dach} km ²	A _{pot} km ²	P _{Pot, instal} MW _p	P _{Pot, instal} MW _p	P _{Pot, instal} MW _p
-	-	-	-						
AT111	Mittelburgenland	WG	Steildach	2,26	2,71	0,43	90,97	51,98	25,99
			Flachdach	0,17	0,18	0,04	9,36	5,35	2,67
		NWG	Steildach	0,16	0,20	0,03	6,58	3,76	1,88
			Flachdach	0,65	0,69	0,17	35,97	20,55	10,28

Abbildung 60: Photovoltaikpotential in Österreich nach (Methode nach [80], eigene Berechnung)

Tabelle 11.11 zeigt die Daten der technisch installierbaren Leistung sowie das verfügbare Potential für den weiteren Ausbau. Derzeit wären rund 1,78 % der maximal installierbaren Leistung ausgeschöpft. Abbildung 61 zeigt die Leistungspotentiale in den NUTS 3 Einheiten. Das größte Potential von 4.450 MW_p ergibt sich dabei im Raum Wien. Die Potentiale zwischen 1.100 und 1.500 MW_p ergeben sich für das Wiener-Umland, den Raum Linz-Wels, die Umgebung von Salzburg sowie für das Grazer Becken. Die technisch installierbare Leistung richtet sich demnach sehr stark nach der verfügbaren Dachfläche. Wird das technisch installierbare Potential auf die Anzahl der Einwohner in den NUTS 3 Einheiten umgerechnet (Abbildung 74 im Anhang), ergibt sich eine konträre Darstellung zu der Potentialkarte in Abbildung 61. In den ländlichen Regionen von Tirol und Vorarlberg findet sich das höchste Leistungspotential pro Kopf. Dies könnte einerseits aus großen Gebäudeflächen im Verhältnis zu der Anzahl der Einwohner oder andererseits aus einem geringen Anteil an Hochhäusern resultieren. Der tatsächliche Ausbaugrad (in Prozent) im Vergleich zum technisch installierbaren Potential liefert Abbildung 75 im Anhang. Führend sind die Regionen Oststeiermark, Innviertel, Mühlviertel sowie das Mostviertel-Eisenwurzen.

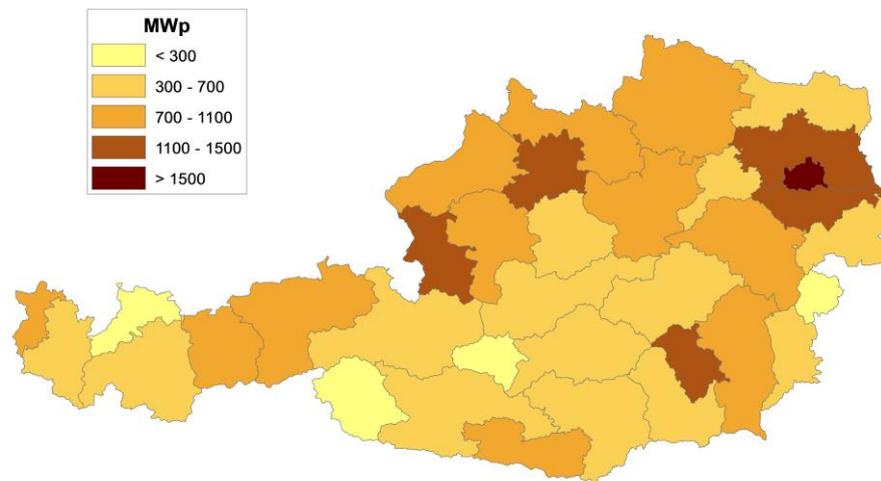


Abbildung 61: Technisch installierbares Potential in AT nach NUTS 3 in MW_p

Abbildung 62 zeigt das Potential der technisch installierbaren Leistung mit unterschiedlichen Zellwirkungsgraden. Dabei soll veranschaulicht werden wie sich die Leistung durch einen besseren Zellwirkungsgrad verändert. Mit einem – rekordverdächtigen – Wirkungsgrad von 46 % (Vierfach-Zellen) könnte, im Vergleich zur monokristallinen Siliziumzelle, fast die doppelte Leistung installiert werden.

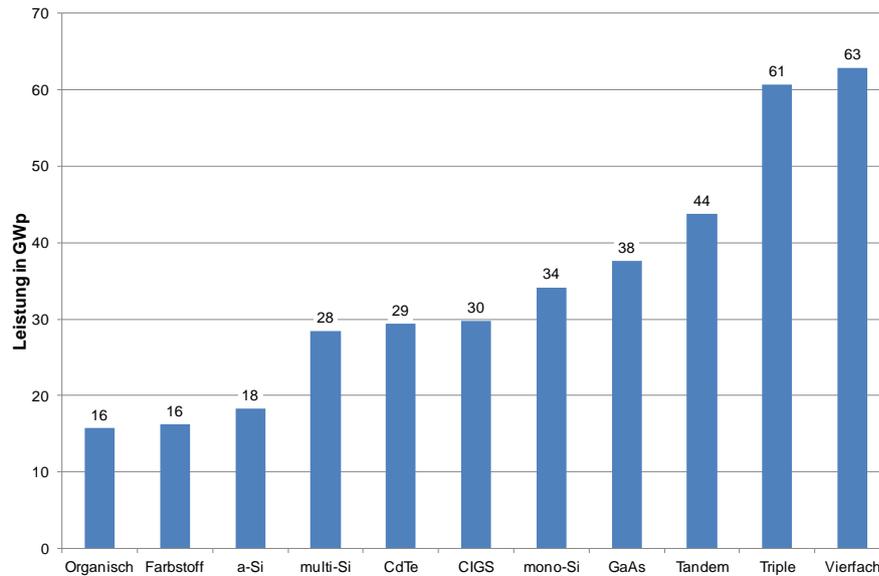


Abbildung 62: Technisch installierbare Leistung in AT nach Zellwirkungsgrad

6.5 Deutschland

6.5.1 Installierte Leistung

Nach den Angaben von EurObserv'ER sind 38.301 MW_p an PV-Leistung installiert. [41] Die ENTSO-E gibt eine Leistung von 37.981 MW_p an. [60] Für die Erhebung nach NUTS 3 Region fehlt die Datengrundlage. Einzig die Bundesnetzagentur erhebt seit 2009 eine Liste aller in Betrieb genommenen PV-Anlagen. Diese Liste ist einerseits nicht vollständig und andererseits fehlt der Bezug zu den NUTS Einheiten. Somit kann der Vergleich des technisch installierbaren PV-Potentials mit dem derzeitigen Stand nicht durchgeführt werden.

6.5.2 Erhebung der Gebäudegrundfläche

Die Erhebung der Gebäudegrundfläche für Wohngebäude wurde aus den Daten der Zensusdatenbank der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder ermittelt. [88] Diese Daten basieren auf der Gebäude- und Wohnungszählung von 2011. Die Daten sind dabei für jede NUTS 3 Einheit verfügbar und werden nach Wohnraum in Wohngebäuden sowie in Nichtwohngebäuden unterschieden. Der Wohnraum in NWG ist dabei kleiner als 50 % der Gebäudegrundfläche. Die Kategorien WG und NWG unterteilen sich wieder in Gebäuden mit 1, 2, 3 bis 6, 7 bis 12 sowie 13 und mehr Wohnungen. Die Anzahl der Wohnungen werden mit der mittleren Wohnungsfläche für die jeweilige Unterteilung multipliziert. Für die Kategorie über 220 m² wurde die Angabe des statistischen Bundesamtes herangezogen mit 239,8 m². [88] Daraus ergibt sich eine Gebäudefläche, welche durch die Anzahl der Stockwerke bereinigt werden muss. Die Anzahl der Stockwerke wurde durch die Gebäude- und Wohnungszählung 2011 nicht miterfasst. Deshalb wird auf Daten früherer statistischer Erhebungen zurückgegriffen. [89] Tabelle 6.2 zeigt die mittlere Geschoszahl nach WG und NWG sowie nach Anzahl der Wohnungen. Für ein Wohngebäude mit einer Wohnung ergibt sich damit eine mittlere Geschoszahl von 1,73. Die zuvor berechnete Gebäudefläche wird durch die Anzahl der Geschosse dividiert. Daraus ergibt sich eine Gebäudegrundfläche ($A_{\text{Gebäude}}$) für Wohngebäude in Deutschland von 1691 km² und in weiterer Folge eine nutzbare Dachfläche von 2012 km². Kaltschmitt und Streicher ermittelten 2013 eine

nutzbare Dachfläche von 3037 km². [44] Quaschnig berechnet in der Studie aus dem Jahr 2000 eine Dachfläche von 2345 km² auf Wohngebäuden. [81]

WG		mittlere Geschosshöhe in Deutschland
	1 Wohnung	1,73
	2 Wohnungen	2,03
	3-6 Wohnungen	2,72
	7-12 Wohnungen	4,76
	13 und mehr Wohnungen	6,01
NWG	weniger als 50% der Wohnfläche für Wohnzwecke	2,51

Tabelle 6.2: Statistische Erhebung der mittleren Stockwerkzahl in Deutschland ([89], eigene Berechnung)

Die Gebäudegrundfläche der Nichtwohngebäude wurde im Rahmen des Zensus 2011 nicht erhoben. Laut Auskunft des Statistischen Bundesamts wurde die Fläche der Nichtwohngebäude noch nie erfasst. Um trotzdem eine Abschätzung für das technisch nutzbare Potential zu machen, wurden zwei Studien gewählt, in denen die Gebäudegrundfläche abgeschätzt wurde. Dies sind die Studien nach Kaltschmitt und Streicher [44] sowie nach Quaschnig [81] mit einer Fläche von 1038 km² sowie 2000 km² für NWG. Diese Fläche wurde anhand der Erwerbstätigen nach NUTS 3 Einheit prozentuell verteilt. Die weitere Berechnungsmethode erfolgte mit den in 6.3 beschriebenen Schritten.

6.5.3 PV Potential nach NUTS 3

In Deutschland würde sich nach der Berechnungsmethode nach [80] eine technisch installierbare Leistung zwischen 54 und 196 GW_p (Tabelle 11.14) ergeben. Bei der Berechnung nach [81] ergibt sich eine installierbare Leistung zwischen 43 und 211 GW_p (Tabelle 11.15). Beide Ergebnisse stützen sich dabei auf Wirkungsgrade zwischen 6 und 21 %. Andere Abschätzungen ergeben ähnliche Ergebnisse für das Dachflächenpotential. Die Studien [80] und [81] geben eine Leistung von 53 bis 116 GW_p sowie 130 GW_p an. Die höheren Werte in Tabelle 11.14 und Tabelle 11.15 könnten durch die Annahme eines höheren Wirkungsgrades resultieren. In [80] wird ein Wirkungsgrad von 15 % für monokristalline Siliziumzellen angegeben. Die Berechnungen nach [81] beruhen auf einem Wirkungsgrad von 16 %. Außerdem konnten beide Publikationen nicht auf die Gebäude- und Wohnungszählung von 2011 zurückgreifen wodurch sich auch Abweichungen in der Erhebung der Gebäudegrundfläche ergeben.

Tabelle 11.12 zeigt das PV-Potential der WG nach NUTS 2 Einheiten. Bei Wirkungsgraden zwischen 6 und 21 % würde sich ein technisch installierbares Potential $P_{pot, install.}$ zwischen 20 und 70 GW_p ergeben. Für die Nichtwohngebäude (Tabelle 11.13) ergibt sich ein Potential zwischen 34 und 126 GW_p. Die große Bandbreite resultiert aus dem Unterschied der solartechnisch nutzbaren Fläche A_{pot} von 190 und 600 km² sowie der Spreizung durch die verwendeten Wirkungsgrade. Tabelle 11.14 fasst die beiden Ergebnisse nach WG und NWG zusammen. Die Bezeichnung mit Fläche A und B bezieht sich dabei auf die Verwendung der Angaben für die Gebäudegrundfläche aus den oben genannten Studien. Die Kategorien Fläche A und B in Tabelle 11.15 sind ebenfalls auf Basis dieser Studien erstellt.

Eine anschauliche Darstellung, des installierbaren Potentials in Deutschland, gibt Abbildung 63. Die größten Potentiale aufgrund der Ballungsgebiete ergeben sich in Berlin, München, Hannover dem Ruhrgebiet sowie der Region um Stuttgart. Wird das technisch installierbare Potential auf die Einwohneranzahl umgelegt, sind

die Leistungen in kW_p pro Kopf lediglich in ausgewählten Städten wie Ulm, Passau oder Ingolstadt größer als 3,3 kW_p pro Kopf.

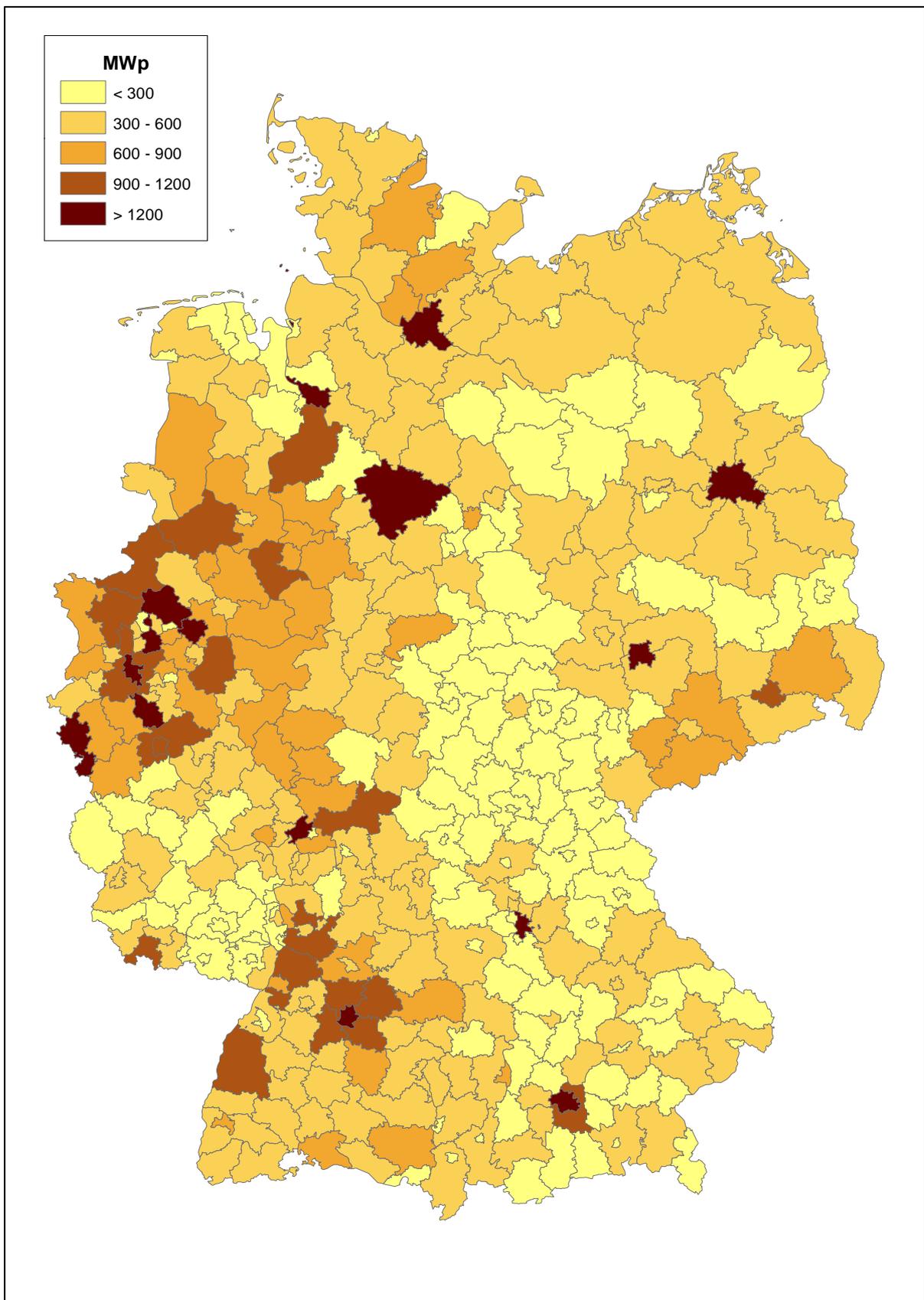


Abbildung 63: Technisch installierbares Potential in DE nach NUTS 3 in MW_p

Abbildung 64 zeigt das Potential der technisch installierbaren Leistung mit unterschiedlichen Zellwirkungsgraden. Die blauen und roten Balken stehen dabei für die Summe aus der solartechnisch nutzbaren Fläche. In der blauen Balkendarstellung wird die Fläche der Nichtwohngebäude nach Quaschnig [81] berücksichtigt. Für die roten Balken die Fläche nach Kaltschmitt und Streicher [11]. Mit dem Rekordwirkungsgrad von 46 % (Vierfach-Zellen), wäre das Potential um rund 200 GW_p höher als im Vergleich zur monokristallinen Siliziumzelltechnologie (21 %).

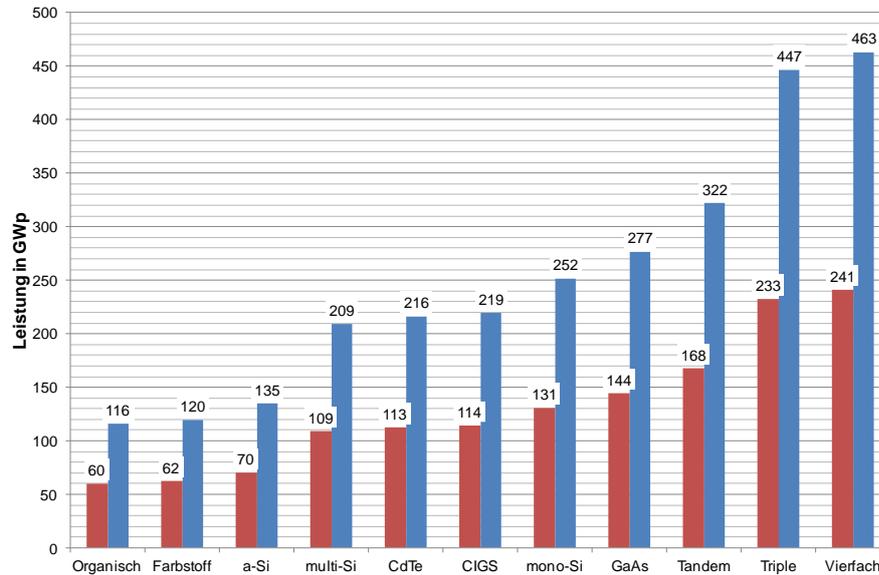


Abbildung 64: Technisch installierbare Leistung in DE nach Zellwirkungsgrad

Um die Anschaulichkeit und Reproduzierbarkeit zu verbessern, wurde ein Vergleich mit Österreich durchgeführt (Abbildung 65). Dabei wurde einerseits das Gesamtpotential durch die Anzahl der Einwohner und andererseits die solartechnisch nutzbare Fläche für Nichtwohngebäude durch die Anzahl der Erwerbstätigen dividiert. Ein dritter Vergleich wurde anhand der solartechnisch nutzbaren Gesamtfläche durch die Anzahl der Einwohner erstellt. Dabei liegt das Potential pro Kopf in Österreich mit 3,37 kW zwischen den Werten von Deutschland mit einem Minimum von 1,62 und einem Maximum von 5,58 kW_p pro Kopf. Der Vergleich anhand der Fläche pro Erwerbstätigen und der Fläche pro Einwohner (Abbildung 65) bestätigt, dass die Abschätzung der solartechnisch angenommenen Fläche in Deutschland aus den Studien [11] und [81] durchaus konform mit den Werten in Österreich sind. Nur das Flächenpotential pro Einwohner ist in AT größer als in DE, aufgrund der weitläufigeren Siedlungsstruktur.

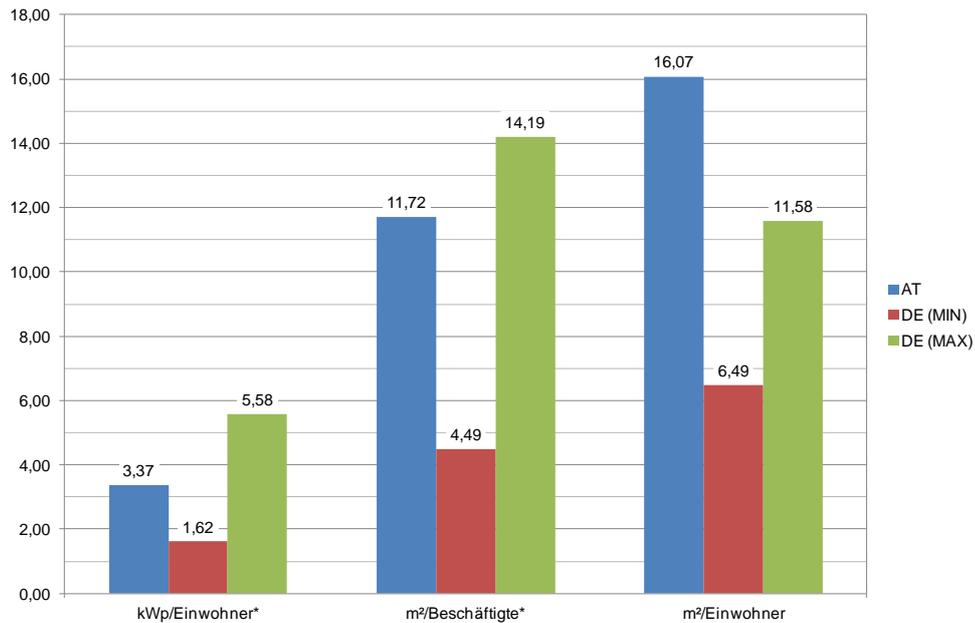


Abbildung 65: Vergleich der berechneten Werte zwischen AT und DE

6.6 Ausblick - Solardachkataster Graz

Eine weitaus genauere Bestimmung des nutzbaren Dachflächenpotentials wird von vielen regionalen Institutionen mit Solarkatastern realisiert. Der Solardachkataster für das Stadtgebiet Graz ist seit dem 1. Jänner 2010 verfügbar. Dieser ist frei auf dem Geoportal der Stadt Graz zugänglich. Das Planen von Neuanlage wird durch dieses Werkzeug wesentlich erleichtert. Es können Abschätzungen der zur Verfügung stehenden Dachfläche in m² sowie dem erzeugten Jahresertrag in kWh für eine bestimmte Adresse gemacht werden. Die Ermittlung des PV-Potentials stützt sich dabei auf das digitale Oberflächenmodell (kurz DOM) Graz sowie den photogrammetrisch erfassten Dachlandschaften. Das DOM generiert aus den Bilddaten, die durch einen Bildflug über Graz erzeugt wurden, die Höhe der natürlichen und künstlichen Objekte. Die Dachlandschaften werden ebenfalls aus den Bilddaten mittels Bildmessung erfasst. Berücksichtigt werden dabei Verschattungen, Dachflächenneigung, Dachflächenexposition (SW, S, SO) und die Größe des Daches. Anhand dieser Daten entsteht eine Klassifizierung der Gebäude mit „sehr gut geeignet“ und „gut geeignet“. Statik und denkmalgeschützte Auflagen werden dabei nicht berücksichtigt. Bei Dächern mit einer Neigung wird ein praxisnahes PV-Potential erst ab 20 m² Fläche angenommen. Bei Flachdächern wird eine Errichtung einer PV-Anlage erst ab 45 m² Dachfläche als sinnvoll vorausgesetzt. Damit ergibt sich ein Dachflächenpotential für Graz von 3.780.000 m². Unter Berücksichtigung der Globalstrahlung sowie der Wirkungsgrade von Photovoltaikmodulen ergibt sich ein Energiepotential von 318 GWh. [90] Abbildung 66 zeigt das Dachflächenpotential in der Inffeldgasse 18 mit rund 652 m². Die dunkelblau markierten Flächen stehen dabei für die sehr gut geeigneten Flächen Dachflächen und die hellblauen für gut geeignet. Es würde sich dadurch ein Jahresertrag von 53,795 MWh ergeben. [90]

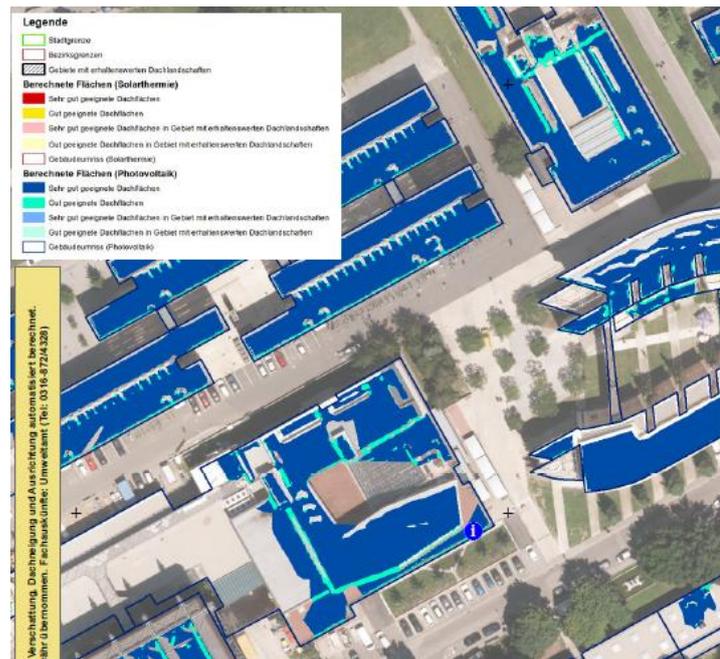


Abbildung 66: Dachflächenpotential für PV Inffeldgasse [90]

Die Abschätzung des nutzbaren Dachflächenpotentials ist dabei weitaus genauer, im Vergleich zu den unter 6.2 vorgestellten Methoden. Nachteilig ist leider die regionale Verfügbarkeit der Anwendungen.

6.7 Sensitivitätsanalyse

Im Zuge der Sensitivitätsanalyse wurden sechs Parameter mit Einfluss auf das technisch nutzbare Potential untersucht. Dabei wurde der Modulflächenfaktor für Steil- und Flachdach, der Wirkungsgrad, die Einstrahlung und das Verhältnis von Gebäudegrundfläche zu Dachfläche für Flachdach und Steildach im Bereich von $\pm 20\%$ ausgehend vom Referenzwert verändert. Ziel ist es die Abhängigkeit des technisch nutzbaren Potentials von den genannten Parametern darzustellen. Als Referenzparameter wurden die Werte aus 6.3 übernommen. Es wird die Berechnungsmethode nach [80] sowie die monokristalline Zelltechnologie zugrundegelegt.

6.7.1 Österreich

Für Österreich wurde nach Punkt 6.4.3 ein technisch nutzbares PV Potential von 28.704 MW_p berechnet. Die größte Abhängigkeit ergibt sich nach Abbildung 67 durch den Wirkungsgrad und die Globalstrahlung. Dabei kann die solare Strahlung durch die Standortwahl sehr stark beeinflusst werden. Der Wirkungsgrad hängt von sehr vielen Faktoren wie z.B. vom Stand der Technik, vom Herstellungsprozess, vom Modulhersteller oder auch von der Degradation ab. Für einen Wirkungsgrad von 80 % des Referenzwerts von 21% würde sich eine technisch installierbare Leistung von rund 23.000 MW_p ergeben. Wird der Wirkungsgrad auf 120 % des Referenzwerts erhöht, berechnet sich eine Leistung von rund 34.500 MW_p. Der Wirkungsgrad und die solare Einstrahlung sind direkt proportional zur Leistung, woraus der idente Kurvenverlauf für die Kennlinien Wirkungsgrad und Strahlung entsteht. Die Kurvenverläufe „Verhältnis Dachart-WG“ (türkise Kennlinie) und „Verhältnis Dachart-NWG“ (orange Kennlinie) stammen aus dem Verhältnis von Steildach zu Flachdach für die Kategorie WG und NWG. Die Referenzwerte sind 93 % Steildach sowie 7 % Flachdach für die Kategorie WG. Bei NWG verhalten sich die Beiden Dacharten in einem Verhältnis von 40 % zu 60 %. Beide Parameter

haben einen sehr geringen Einfluss auf das Potential der technisch installierbaren Leistung. Die Kennlinie „Verhältnis Dachart-WG“ endet bei 107,52 % da hier der maximale Wert von 100 % für Steildächer ausgereizt wird. Die Kennlinie „Flächenfaktor-Steildach“ (hellblau) endet bei 83,33 % da hier das Verhältnis von Gebäudegrundfläche zu Dachfläche mit dem Faktor 1 erreicht wird. Dabei wird, bei Veränderung des Parameters, eine minimale Leistung von 125.778 MWp erreicht.

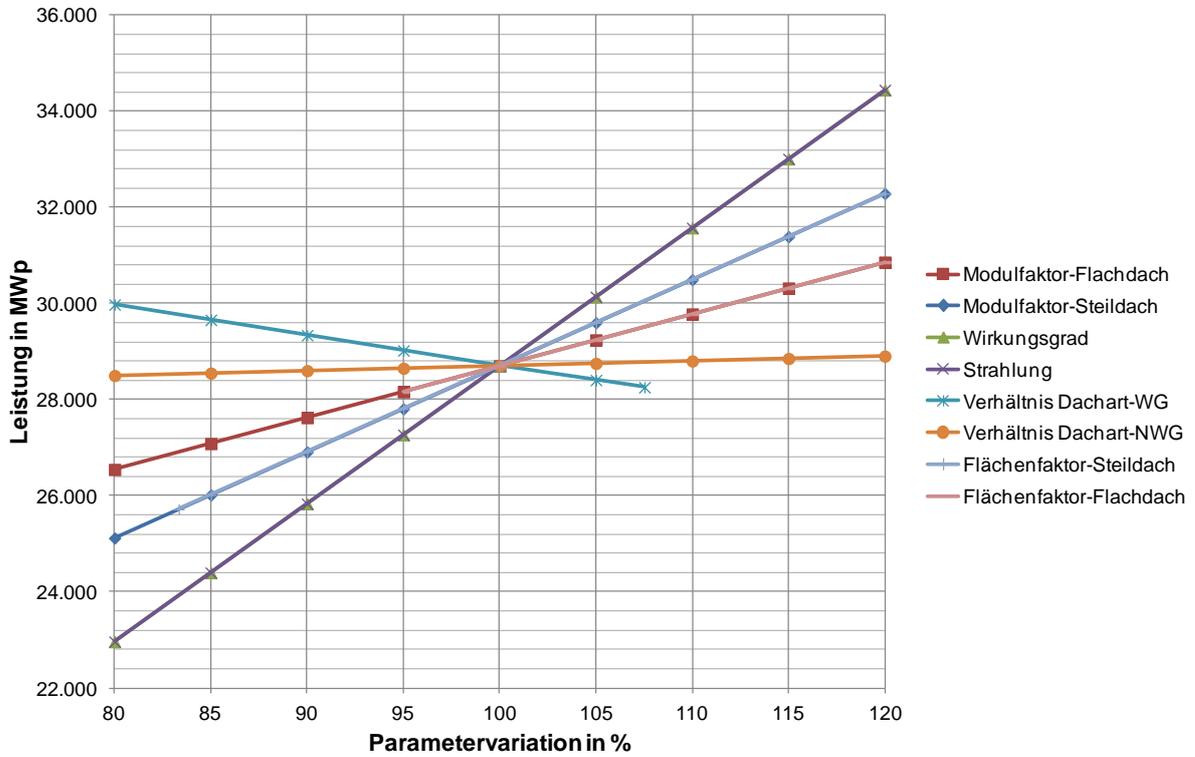


Abbildung 67: Variation der wesentlichen Einflussgrößen auf das technisch nutzbare Potential in MWp

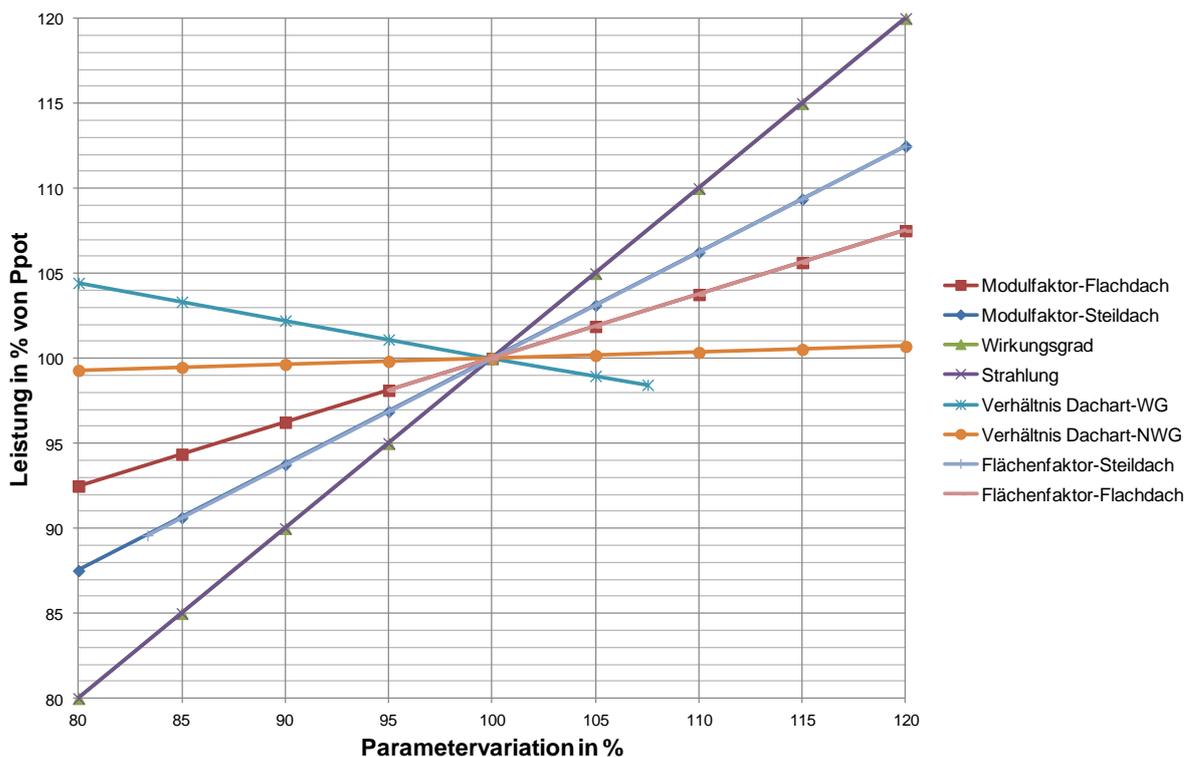


Abbildung 68: Variation der wesentlichen Einflussgrößen auf das technisch nutzbare Potential in % von Ppot

6.7.2 Deutschland

Für Deutschland ergibt sich nach der Berechnung von [80] in Punkt 6.5.3 eine technisch installierbare Leistung von rund 196 GW_p. Die größte Abhängigkeit ergibt sich wie schon in Punkt 6.7.1 durch die solare Strahlung (orange Kennlinie) und den Wirkungsgrad (türkise Kennlinie). Für einen Wirkungsgrad oder eine solare Einstrahlung von 80 % des Referenzwerts würde die technisch installierbare Leistung auf rund 156 GW_p fallen. Im Gegenzug dazu wäre bei einer Steigerung auf 120 % des Referenzwerts eine Leistung von 235 GW_p möglich. Die linearen Kurvenverläufe der solaren Strahlung und des Wirkungsgrades überlappen sich, wodurch die Kennlinie des Wirkungsgrades nur sehr schwer erkennbar ist. Den geringsten Einfluss hat die Änderung aus dem Verhältnis von Steil- zu Flachdach der Nichtwohngebäude (violette Kennlinie). Hier ändert sich die installierbare Leistung nur um 10 GW_p. Die Kennlinie „Verhältnis Dachart-WG“ endet bei 107,52 %, da der maximale Wert von 100 % für Steildächer erreicht wird. Die Kennlinie „Flächenfaktor-Steildach“ endet bei 83,33 %, da hier das Verhältnis von Gebäudegrundfläche zu Dachfläche mit dem Faktor 1 ausgereizt wird.

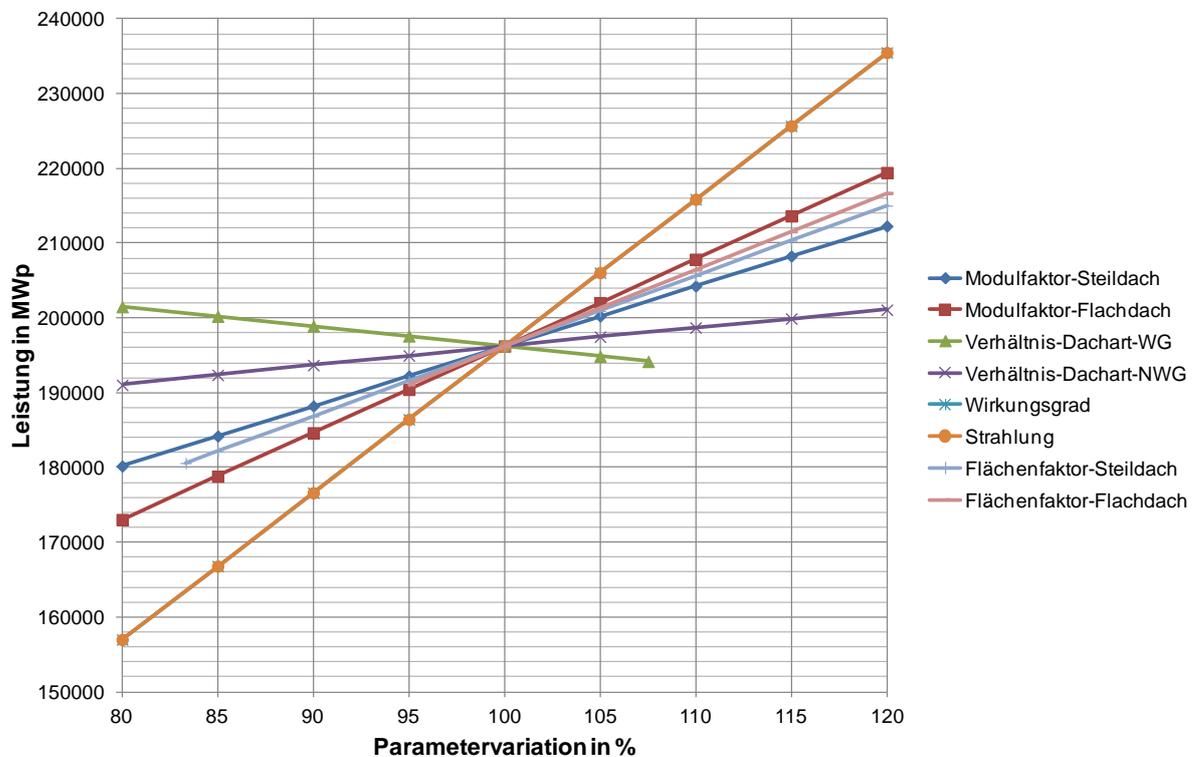


Abbildung 69: Variation der wesentlichen Einflussgrößen auf das technisch nutzbare Potential in MWp

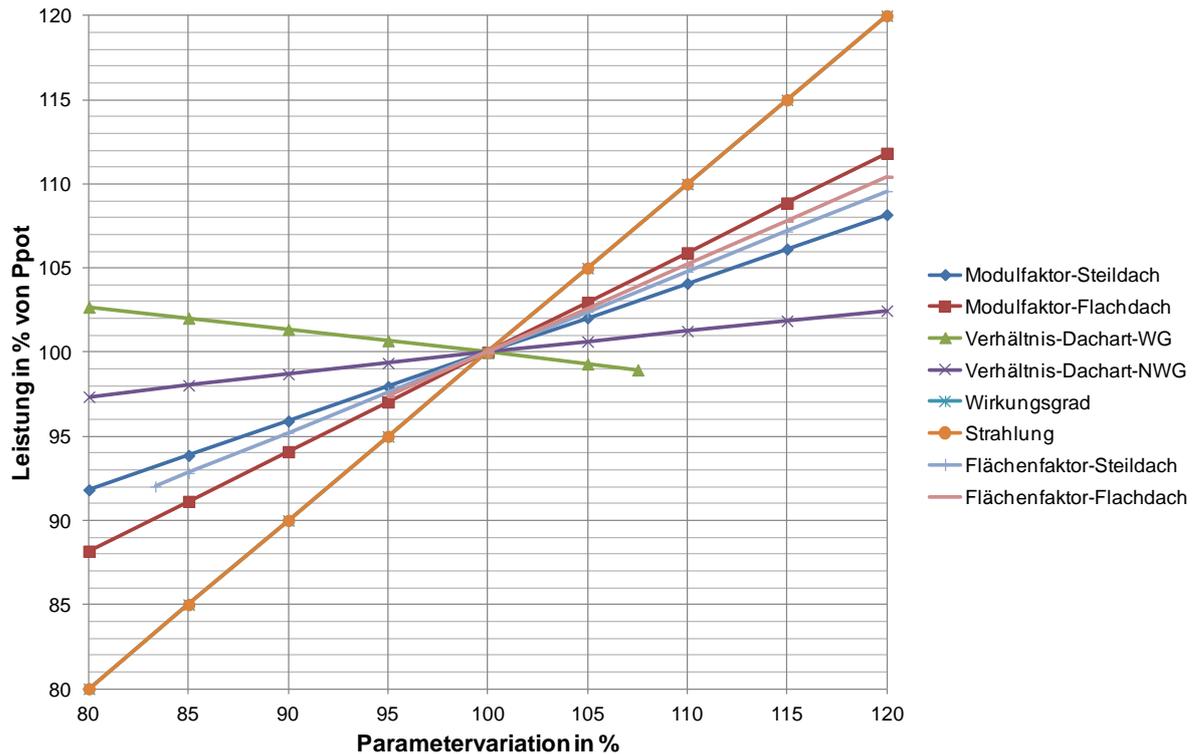


Abbildung 70: Variation der wesentlichen Einflussgrößen auf das technisch nutzbare Potential in %

6.8 Vergleich mit den Ausbauszenarien

Abschließend erfolgt anhand der installierten Leistung in Österreich, eine prozentuelle Aufteilung der Ausbauziele der ENTSO-E (Tabelle 11.8) bis zum Jahr 2030. Als extremer Vergleich dient dabei das Paradigm Shift Szenario der EPIA (Tabelle 11.6), das ebenfalls bis 2030 den PV-Ausbau prognostiziert. Die Werte nach NUTS 3 Einheiten sind in Tabelle 11.16 zusammengefasst. Für die Ausbauziele der ENTSO-E wird keines der technisch installierbaren Potentiale nach Tabelle 11.11 erreicht. Die Anteile bewegen sich zwischen 0,3 % für Wien und 46,7 % für die Oststeiermark. Die Angabe für Wien ist relativ gering, wobei hier das größte nutzbare Dachflächenpotential zur Verfügung stehen würde. Ein Vergleich des hochgerechneten Ausbaus mit der Studie von EPIA zeigt für 2030 in einigen NUTS 3 Einheiten eine deutliche Fehleinschätzung. Am Beispiel der Oststeiermark wäre die installierte Leistung 200 %, obwohl dies kein realistischer Ausbauwert ist.

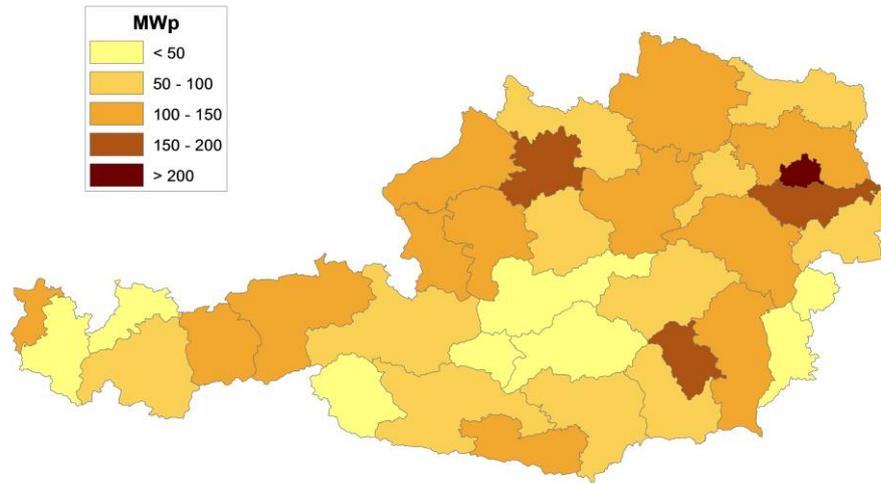


Abbildung 71: Hochgerechnete Ausbauziele der ENTSO-E im Jahr 2030 für AT in MWp

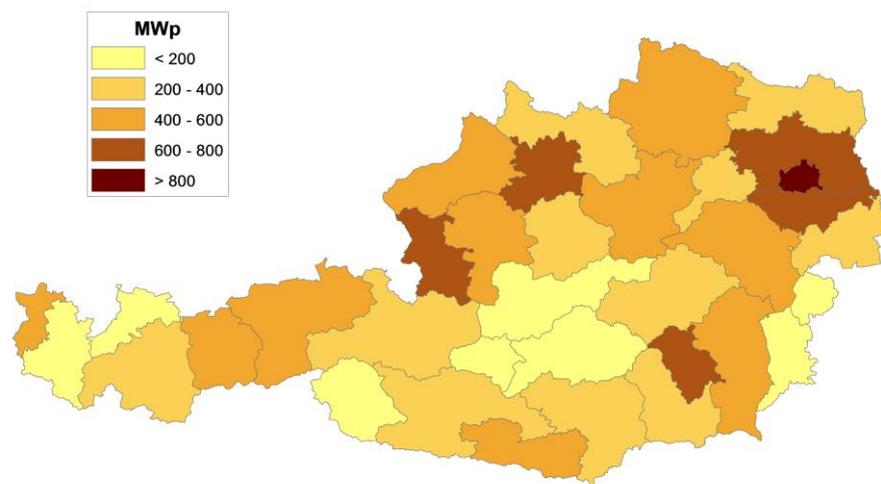


Abbildung 72: Hochgerechnete Ausbauziele der EPIA im Jahr 2030 für AT in MWp

7 Zusammenfassung

Durch die Analyse der Ausbauszenarien für PV in Europa konnten einerseits die Ziele der EU und andererseits die Ziele in einigen Energy Outlooks näher betrachtet werden. Dabei ist besonders die vorzeitige Zielerreichung nach den Vorgaben von NREAP in vielen Ländern der EU hervorzuheben (Tabelle 11.1 im Anhang). Wie sich der weitere Ausbau an PV entwickeln wird ist nur äußerst schwer zu prognostizieren. Die Ausbauszenarien des Fraunhofer Instituts und Green Peace prognostizieren innerhalb der EU eine installierte Leistung von 280 bis 570 GW_p für das Jahr 2050. Für 2030 wird ein Ausbauszenario mit 40 GW_p durch die Energy Watch Group sowie 770 GW_p durch die Studie von EPIA angesetzt. Ein Vergleich dieser Werte mit der derzeitig installierten Leistung nach Tabelle 11.1 von rund 86 GW_p für die Länder der EU-28, werden die Werte der Energy Watch Group aus heutiger Sicht bereits übertroffen. Aufgrund des rapiden Rückganges der neu installierten Leistung in letzten 3 Jahren, scheint der Wert der Studie durch die EPIA für 2030 nicht erreichbar. Die großen Differenzen in den Ausbauszenarien sowie die fluktuierende Marktentwicklung zeigen eine starke Abhängigkeit von Faktoren wie Subventionen oder geförderten Einspeisetarifen. Durch die Streichung der Förderungen für Freiflächenanlagen wird sich der Ausbau vorwiegend auf ausgewiesenen Dachflächen sowie Gebäudefassaden und Lärmschutzwände konzentrieren. Hier könnte in Zukunft die Dünnschichttechnologie eine entscheidende Rolle einnehmen, aufgrund der Vorteile bei diffusen Lichtverhältnissen gegenüber der kristallinen Zellstruktur.

Die Abschätzung der Potentiale erfolgte für die Länder Österreich und Deutschland, wobei letztere maßgeblich für die schnell wachsenden PV-Branche in Europa verantwortlich sind. Zur Abschätzung des Dachflächenpotentials wurden zwei unterschiedliche Berechnungsmethoden untersucht. Bei der Ermittlung der Gebäudegrundfläche für Deutschland konnte aus dem Zensus 2011 nur die Fläche für WG bzw. die Wohnflächen in NWG ermittelt werden. Die Gebäudegrundfläche für NWG wurde aus Studien nach [80] sowie nach [81] angenommen, da jegliche statistische Erfassung über NWG nicht vorhanden ist. Außerdem ist festzuhalten, dass das PV-Potential von 196 GW_p in Deutschland höher ausfällt als im Vergleich mit den Studien [44] und [81]. Durch die Annahme der Gebäudegrundfläche für NWG konnte die Regionalisierung nach NUTS 3 Einheit in Deutschland nur durch die Anzahl der Erwerbstätigen durchgeführt werden, wodurch die Abschätzung des technisch installierbaren Potentials mit einer gewissen Abweichung behaftet ist. Weiters konnte im Rahmen der Arbeit die derzeit installierte Leistung in Deutschland nach NUTS 3 Einheit nicht erhoben werden. Damit lässt sich keine Aussage über das verfügbare Restpotential auf der NUTS 3 Ebene zu. Zusammenfassend kann das ermittelte Photovoltaikpotential in Deutschland nur als grobe Abschätzung angesehen werden.

Für Österreich sind die erhobenen Daten der Gebäudegrundfläche der Statistik Austria weitaus detaillierter verfügbar, wonach sich auch eine sehr geringe Abweichung der erhobenen Gesamtfläche von 6 km² im Vergleich mit der Studie [78] ergibt. Die kleine Abweichung kann auf den aktuelleren Stand des Zensus (2011) zurückgeführt werden. Die Potentiale für Deutschland und Österreich berücksichtigen keine Restriktionen wie Denkmalschutz, natürliche Abschattungen in der Umgebung wie z.B. Bäume oder bereits installierte Solarthermieanlagen. Vor allem die Berechnungsmethode nach [80] nimmt einen Winkel von $\pm 45^\circ$ von der Südlage als solartechnisch günstig an, wodurch sich ein großes Dachflächenpotential ergibt. Ein weiterer fraglicher Punkt ist der Ausbau in Regionen mit einer geringeren solaren Einstrahlung wie etwa

Norddeutschland oder das Alpengebiet in Österreich. Weitere Restriktionen des Potentials könnten durch Unstimmigkeiten der Mieter in Reihenhäuser oder Wohngebäuden entstehen. Für eine genauere Abschätzung ist daher der Solarkataster eine durchaus gute Alternative, um das vorhandene Dachflächenpotential abzuschätzen. Durch die regionale Einschränkung dieser Berechnung, ist dies bis heute leider nur in wenigen Regionen möglich.

Für den weiteren PV-Ausbau sind nicht nur vorhandene Potentiale maßgebend, sondern vor allem die andere notwendigen Rahmenbedingungen, um die Konkurrenzfähigkeit dieser Stromerzeugungstechnologie am Markt zu gewährleisten. Politische und wirtschaftliche Aspekte werden in den nächsten Jahren im Vordergrund stehen. Außerdem sind energietechnische Erweiterungen im Netz notwendig, um die erzeugte Energie dem Endkunden zur Verfügung zu stellen.

8 Literaturverzeichnis

- [1] S. GmbH, „statista,“ [Online]. Available: <http://de.statista.com/statistik/suche/?q=Photovoltaik>. [Zugriff am 30 Oktober 2015].
- [2] U. Bachhiesl, „Skriptum zur Vorlesung Erneuerbare Energien SS2014,“ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation TU Graz, Graz, 2014.
- [3] V. Quaschnig, Regenerative Energiesysteme Technologie - Berechnung - Simulation, München: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2013.
- [4] „Bundesverband PHOTOVOLTAIC AUSTRIA,“ [Online]. Available: <http://www.pvaustria.at/daten-fakten/technologie/pv-auslegung/>. [Zugriff am 21 Mai 2015].
- [5] K. Mertens, Photovoltaik, Lehrbuch zu Grundlagen, Technologien und Praxis, München: Carl Hanser Verlag München, 2013.
- [6] E. Kommission, „Europäische Kommission,“ Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm>. [Zugriff am 21 Mai 2015].
- [7] M. Suri, T. A. Huld, E. D. Dunlop und H. A. Ossenbrink, „Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries,“ Ispra (Italien), 2007.
- [8] T. Huld, R. Müller und A. Gambardella, „A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa,“ Ispra (Italien), Offenbach (Deutschland), 2012.
- [9] K. Iten, „iten-online.ch,“ [Online]. Available: <http://www.iten-online.ch/klima/europa/europa.htm>. [Zugriff am 12 November 2015].
- [10] A. S. /. Solaranlagen. [Online]. Available: <http://www.ac-solartechnik.de/solaranlagen-ausrichtung-wirkung.html>. [Zugriff am 21 Mai 2015].
- [11] M. Kaltschmitt, W. Streicher und A. Wiese, Erneuerbare Energien Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2013.
- [12] V. Wesselak und S. Voswinkel, Photovoltaik Wie Sonne zu Strom wird, Nordhausen, Deutschland: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.

- [13] H.-G. Wagemann und H. Eschrich, Photovoltaik Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben, Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2010.
- [14] D. D. A. GmbH, „Solaranlagen-Portal,“ [Online]. Available: <http://www.solaranlagen-portal.com/solarmodule/systeme/vergleich>. [Zugriff am 28 Mai 2015].
- [15] M. Powalla, H.-W. Schock und U. Rau, „Dünnschichtsolarzellen – Technologie der,“ FVEE Forschungsverbund Erneuerbare Energien, Berlin, 2010.
- [16] C. M. GmbH, „Photovoltaik.org,“ Christian Münch GmbH, [Online]. Available: <http://www.photovoltaik.org/wissen/amorphes-silizium>. [Zugriff am 29 Mai 2015].
- [17] B. M. GmbH, „Baunetz Wissen Solar,“ BauNetz Media GmbH, [Online]. Available: http://www.baunetzwissen.de/standardartikel/Solar_Duennschichtzellen_-module_165794.html. [Zugriff am 29 Mai 2015].
- [18] P.-T. S. M. Limited, „PVTECH,“ PV-Tech Solar Media Limited, [Online]. Available: http://www.pv-tech.org/news/first_solar_hits_21.0_thin_film_pv_record. [Zugriff am 30 Mai 2015].
- [19] U. Acker, „Photovoltaik.org,“ Christian Münch GmbH, [Online]. Available: <http://www.photovoltaik.org>. [Zugriff am 6 Oktober 2015].
- [20] F.-I. f. S. E. ISE, „Fraunhofer ISE,“ [Online]. Available: <http://www.ise.fraunhofer.de>. [Zugriff am 12 Oktober 2015].
- [21] „DETAIL - Zeitschrift für Architektur + Baudetail,“ Institut für internationale Architektur-Dokumentation GmbH & Co. KG, [Online]. Available: <http://www.detail.de/research/forschung-entwicklung/organische-photovoltaik-neue-generation-gebaeudeintegrierter-solartechnologie-023010.html>. [Zugriff am 31 Mai 2015].
- [22] S. Schiefer, „Durchkontaktierte organische Solarzelle,“ Fraunhofer Verlag, Freiburg, 2014.
- [23] H. GmbH, „Heliathek the future is light,“ [Online]. Available: http://www.heliathek.com/newscenter/latest_news/neuer-weltrekord-fur-organische-solarzellen-heliathek-behauptet-sich-mit-12-zelleffizienz-als-technologiefuehrer/. [Zugriff am 31 Mai 2015].

- [24] F. K. –. L.-I. f. I. GmbH, „BINE Informationsdienst“, [Online]. Available: <http://www.bine.info/themen/publikation/photovoltaik-innovationen/neue-zellentwicklungen-ii/>. [Zugriff am 1 Juni 2015].
- [25] U. D. o. Energy, „National Renewable Energy Laboratory“, [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/ncpv/>. [Zugriff am 31 Mai 2015].
- [26] S. AG, „PV Magazine“, Solarpraxis AG, [Online]. Available: [http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/die-groe-hoffnung-perowskite_100016619/720/?tx_ttnews\[backCat\]=319&cHash=3575a11ac061d73aa203d59bb7952aa0](http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/die-groe-hoffnung-perowskite_100016619/720/?tx_ttnews[backCat]=319&cHash=3575a11ac061d73aa203d59bb7952aa0). [Zugriff am 31 Mai 2015].
- [27] H. GmbH, „Wirtschaftswoche Green Economy“, Handelsblatt GmbH, [Online]. Available: <http://green.wiwo.de/durchbruch-billig-solarzelle-erreicht-20-prozent-wirkungsgrad/>. [Zugriff am 31 Mai 2015].
- [28] D. LTD, „Dyesol Global leader in dye solar cell technology“, [Online]. Available: <http://www.dyesol.com/deutsch/asx-mitteilungen>. [Zugriff am 1 Juni 2015].
- [29] NZZ, „Neue Zürcher Zeitung (NZZ)“, [Online]. Available: <http://www.nzz.ch/wissen/wissenschaft/kometenhafter-aufstieg-von-perowskit-solarzellen-1.18164082>. [Zugriff am 1 Juni 2015].
- [30] M. N. M. GmbH, „scinexx.de Das Wissensmagazin“, [Online]. Available: <http://www.scinexx.de/wissen-aktuell-18057-2014-09-26.html>. [Zugriff am 1 Juni 2015].
- [31] ZSW, „Zentrum for Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)“, [Online]. Available: <http://www.zsw-bw.de/themen/pv-materialforschung/pv-materialien.html#c3348>. [Zugriff am 1 Juni 2015].
- [32] F. I. GmbH, „Fronius International“, [Online]. Available: http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-5F391211-6E965618/fronius_international/hs.xsl/83_35610_DEU_HTML.htm. [Zugriff am 11 Juni 2015].
- [33] K. Stierstadt, Thermodynamik, Von der Mikrophysik zur Makrophysik, Heidelberg: Springer Verlag, 2010.
- [34] J. Nelson, „The physics of solar cells“, Imperial College Press, 2003.

- [35] F. Knauer, „Hocheffizienz solarzellen aus einkristallinem Silizium,“ Universität Stuttgart, 2013.
- [36] N. N. R. E. Laboratory, „National Center for Photovoltaics,“ NREL, [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/ncpv/>. [Zugriff am 15 September 2015].
- [37] S. P. Philipps, A. W. Bett, K. Horowitz und S. Kurtz, „Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE,“ [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/current-status-of-concentrator-photovoltaic-cpv-technology-in-englischer-sprache.pdf>. [Zugriff am 12 Oktober 2015].
- [38] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Fraunhofer ISE, Freiburg, 2015.
- [39] V. Quaschnig, Erneuerbare Energien und Klimaschutz, München: Hanser Verlag, 2013.
- [40] F. K. –. L.-I. f. I. GmbH, „BINE Informationsdienst,“ [Online]. Available: www.bine.info (Thema: Solarthermische Kraftwerke). [Zugriff am 22 Juni 2015].
- [41] Observ'ER, „EurObserv'ER,“ [Online]. Available: www.eurobserv-er.org. [Zugriff am 22 Juni 2015].
- [42] W.-V. G. m.b.H., „industriweb.at,“ [Online]. Available: <http://www.industriweb.at/forschung/interview-mit-markus-haider-von-der-tu-wien/837826/>. [Zugriff am 24 Juni 2015].
- [43] V. V. GmbH, „VDI Nachrichten,“ [Online]. Available: <http://www.vdi-nachrichten.com/Technik-Wirtschaft/Gross-Solarkraftwerk-Kinderkrankheiten>. [Zugriff am 16 Juni 2015].
- [44] M. Kaltschmitt, W. Streicher and A. Wiese, Erneuerbare Energien Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2014.
- [45] U. Acker, „solarthermie.net,“ Christian Münch GmbH, [Online]. Available: <http://www.solarthermie.net/wissen/fallwindkraftwerk>. [Zugriff am 12 November 2015].
- [46] M. Oropeza, „Paradigma,“ Paradigma Deutschland GmbH, [Online]. Available: <http://www.paradigma.de>. [Zugriff am 12 November 2015].
- [47] F. E. Energien, „Forschungsziele 2014 - Gemeinsam forschen für die Energie der Zukunft,“ Energien, Forschungsverbund Erneuerbare, Berlin, 2014.

- [48] P. Boudre, „Soitec,“ Soitec, [Online]. Available: <http://www.soitec.com/en/news/press-releases/article-1737/>. [Zugriff am 12 Oktober 2015].
- [49] ENTSO-E, „ENTSO-E Reliable Sustainable Connected,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/Pages/default.aspx>. [Zugriff am 19 Juni 2015].
- [50] E. Commission, „European Commission, Energy,“ [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>. [Zugriff am 26 Oktober 2015].
- [51] E. E. P. I. Association, „Connecting the Sun - Solar Photovoltaics on the Road to Large-Scale Grid Integration,“ EPIA, Belgien, Brüssel, 2012.
- [52] E. R. E. C. (. Greenpeace International, „Energy [r]evolution - A Sustainable EU-27 Energy Outlook,“ Greenpeace International, European Renewable Energy Council (EREC), Belgien, 2012.
- [53] A. Kirchner, „Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalyse Photovoltaik - Ergebnisse der Modellrechnung,“ Prognos AG, Basel, 2013.
- [54] S. Peter und H. Lehmann, „Renewable Energy Outlook 2030 - Energy Watch Group Global Renewable Energy Scenarios,“ Energy Watch Group / Ludwig-Boelkow-Foundation, Berlin, 2008.
- [55] F. Birol, „World Energy Outlook 2014,“ IEA - International Energy Agency, Paris, 2014.
- [56] E.-E. E. N. o. T. S. O. f. Electricity, „Scenario Outlook an Adequacy Forecast 2014-2030,“ ENTSO-E, Brüssel, 2014.
- [57] B. Pfluger, F. Sensfuß, G. Schubert und J. Leisenritt, „Tangible ways towards climate protection in the European Union - EU long-term scenarios 2050,“ Fraunhofer ISI, Karlsruhe, 2011.
- [58] E.-C. A. f. d. R. d. E.-. u. Erdgaswirtschaft, „E-Control,“ [Online]. Available: <http://www.e-control.at> (Thema Energie und Klima). [Zugriff am 25 Juni 2015].
- [59] E. Kommission, „EU energy trends to 2030 - update 2009,“ Europäische Kommission, Luxemburg, 2010.

- [60] E.-E. R. S. Connected, „European network of transmission system operators for electricity,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/statistics/statistical-factsheet/Pages/default.aspx>. [Zugriff am 19 Oktober 2015].
- [61] H. F. Gruber, *Szenarienentwicklung für die europäische Energiewirtschaft*, Graz: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen, TU Graz, 2014.
- [62] D. Polenda, „Aspekte der Förderlandschaft für die gesamte Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien in Europa,“ Fakultät für Elektrotechnik, Graz, 2013.
- [63] e. GmbH, „RES LEGAL,“ eclareon GmbH, [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/>. [Zugriff am 07 Juli 2015].
- [64] K. Bankengruppe, „KfW Band aus Verantwortung,“ [Online]. Available: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilien/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-Photovoltaik-%28274%29/>. [Zugriff am 09 Juli 2015].
- [65] B. f. J. u. V. u. j. GmbH, „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014),“ Berlin, 2015.
- [66] F. H. C. c/o, „oekonews.at,“ [Online]. Available: http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1097016. [Zugriff am 9 Juli 2015].
- [67] S. Rösner, „Photovoltaik in Frankreich - Bestandsaufnahme und Ausblick,“ in *DFBEE*, Paris, 2015.
- [68] p. magazine, „pv magazine,“ pv magazine group GmbH & Co. KG, [Online]. Available: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/spanien-beschliet-sonnensteuer-auf-solaren-eigenverbrauch_100020770/. [Zugriff am 12 November 2015].
- [69] S. AG, „PV Magazine Deutschland,“ [Online]. Available: <http://www.pv-magazine.de/service/impressum/>. [Zugriff am 12 Juli 2015].
- [70] U. B. A. AG, „Bank Austria,“ UniCredit Bank Austria AG, [Online]. Available: <http://www.bankaustria.at>. [Zugriff am 12 Juli 2015].
- [71] E. Kommission, „Europäische Kommission Klimapolitik,“ [Online]. Available: http://ec.europa.eu/clima/citizens/eu/index_de.htm. [Zugriff am 14 Juli 2015].

- [72] ENTSO-E, „10-Year Network Development Plan 2014,“ ENTSO-E, Brüssel, 2014.
- [73] M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte und F. Genoese, Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung Speicherung Effizienz und Netze, Wiesbaden: Springer Verlag, 2015.
- [74] H.-S. Finke, „Solarstrom Rechner Photovoltaik,“ spondeus solar, [Online]. Available: <http://www.photovoltaiksolarstrom.de/photovoltaik-kosten>. [Zugriff am 14 Oktober 2015].
- [75] R. Buss, „EurObserv'ER,“ [Online]. Available: <http://www.eurobserv-er.org/category/all-solar-thermal-and-concentrated-solar-power-barometers/>. [Zugriff am 14 Oktober 2015].
- [76] B. Braun, „Wirtschaftlichkeit solarthermischer Kraftwerke (CSP) am Beispiel Desertec-Projekt unter besonderer Berücksichtigung der Clean Development Mechanism (CDM),“ Diplomice Verlag GmbH, Hamburg, 2011.
- [77] J. N. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Philipps, S. Nold, S. Lude und T. Schlegl, „Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE,“ November 2013. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>. [Zugriff am 15 Oktober 2015].
- [78] M. Kaltschmitt und W. Streicher, „Regenerative Energien in Österreich - Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung,“ Vieweg+Teubner, Wiesbaden, 2009.
- [79] B. S. Österreich, „STATISTIK AUSTRIA,“ [Online]. Available: http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/nuts_einheiten/index.html. [Zugriff am 21 Oktober 2015].
- [80] M. Kaltschmitt und A. Wiese, „Erneuerbare Energieträger in Deutschland - Potentiale und Kosten,“ Springer-Verlag, Berlin, 1993.
- [81] V. Quaschnig, „Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert,“ VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf, 2000.
- [82] A. Oehsen, Y.-M. Saint-Drenan, T. Stetz und M. Braun, „Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung,“ Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 2012.

- [83] M. Lödl, G. Kerber, R. Witzmann, C. Hoffmann und M. Metzger, „Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland,“ TU München und Siemens AG, Symposium Energieinnovation Graz/Austria, 2010.
- [84] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen,“ TU München, München, 2011.
- [85] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,“ Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Chemnitz, 2002.
- [86] O. A. f. Ö. AG, „OeMAG,“ [Online]. Available: <http://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/foerderlandkarten/>. [Zugriff am 23 Oktober 2015].
- [87] B. P. AUSTRIA, „PV Austria,“ [Online]. Available: www.pvaustria.at. [Zugriff am 8 Juli 2015].
- [88] Z. Z. 2. d. S. Ä. d. B. u. d. Länder, „Zensus 2011,“ [Online]. Available: <https://ergebnisse.zensus2011.de/#dynTable:>. [Zugriff am 2 Oktober 2015].
- [89] S. Bundesamt, „Bautätigkeit und Wohnungen, Gebäude und Wohnungszählung vom 30. September 1995 in den neuen Ländern und Berlin-Ost,“ Metzler-Poeschl, Stuttgart, 1997.
- [90] S. Graz, „Geoportal Graz,“ Stadt Graz, [Online]. Available: <http://www.geoportal.graz.at/cms/ziel/5163127/DE/>. [Zugriff am 19 Juli 2015].
- [91] D. L. Staebler und C. R. Wronski, Optically induced conductivity changes in discharge-produced hydrogenated amorphous silicon, J. Appl. Physics 51, 3262, 1980.
- [92] S. GmbH, „Das Statistik Portal,“ Statista GmbH, [Online]. Available: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/200194/umfrage/wechselkurs-des-euro-gegenueber-dem-us-dollar-seit-2001/>. [Zugriff am 13 Oktober 2015].
- [93] E. Union, „eurostat,“ [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=de&pcode=tec00033>. [Zugriff am 16 Oktober 2015].
- [94] E. Kommission, „eurostat,“ [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/hicp/data/database>. [Zugriff am 16 Oktober 2015].

- [95] S. Graz, „Graz Geoportal,“ Stadt Graz, [Online]. Available:
<http://www.geoportal.graz.at/cms/beitrag/10189544/4515617/>. [Zugriff am 20 Juni 2015].

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Neu installierte Leistung in MW in Europa [1]	1
Abbildung 2: Globalstrahlungspotential in Europa in kWh/m ² [6] [7] [8]	4
Abbildung 3: Optimale Ausrichtung der PV Module für ein Maximum an Ertrag [7] [8]	5
Abbildung 4: Ertrag in Abhängigkeit der Neigung und der Ausrichtung [10]	5
Abbildung 5: p-n-Übergang mit Raumladungszone [3]	7
Abbildung 6: Innerer Photoeffekt [11]	7
Abbildung 7: Aufbau einer kristallinen Solarzelle [3]	8
Abbildung 8: Ersatzschaltbild einer Solarzelle [11]	9
Abbildung 9: I-U-Kennlinie einer Solarzelle in Abhängigkeit der Strahlung und der Temperatur [11]	9
Abbildung 10: Max. theoretisch erzielbare Leistung einer Solarzelle [11]	10
Abbildung 11: Weltweite Produktion nach Zelltyp in den Jahren 2001 bis 2011 [1]	11
Abbildung 12: v.l.n.r. schwarzes mono-Si Modul, blaues mono-Si Modul, poly-Si Modul [14]	13
Abbildung 13: Aufbau einer einfachen p-i-n-Zellstrukturen aus amorphen Silizium [11]	14
Abbildung 14: Aufbau einer CdS/CdTe-Zellstruktur [11]	14
Abbildung 15: Aufbau einer CIS/CIGS Solarzelle [11]	14
Abbildung 16: Dünnschichtzellen auf Basis amorpher Siliziumzellen [17]	15
Abbildung 17: Aufbau einer Tandemzelle aus amorphen und mikrokristallinen Siliziumzellen [5]	15
Abbildung 18: Konzentratortechnik mit einer Fresnel-Linse (links) und Parabolspiegel (rechts)	17
Abbildung 19: Schema einer Farbstoffzelle [24]	18
Abbildung 20: Schematische Funktionsweise einer Grätzel-Zelle [11]	19
Abbildung 21: Aufbau einer normalen (links) und einer planaren (rechts) Perowskit-Solarzelle [31]	20
Abbildung 22: Serienschaltung von Solarzellen [3]	20
Abbildung 23: Parallelschaltung von Solarzellen [3]	20
Abbildung 24: Modul mit 36 Zellen und 2 Bypass-Dioden (<i>links</i> unverschattet, <i>rechts</i> verschattet) [3]	21
Abbildung 25: Netzgekoppeltes PV-System [5]	22
Abbildung 26: Blockschaltbild einer PV-Anlage im Inselbetrieb	23
Abbildung 27: Freilandaufstellung einer PV-Anlage (eigens Bild)	24
Abbildung 28: Nachgeführte PV-Anlage Quelle: siemens.com	24
Abbildung 29: Dachintegrierte PV-Anlage Quelle: heinzvonheidenhausbau.wordpress.com	24
Abbildung 30: Flachdachaufstellung einer PV-Anlage Quelle: skytron-energy.com	24

Abbildung 31: Fassadenintegration einer PV-Anlage Quelle: pv-austria.at	24
Abbildung 32: Kunstwerk der Firma AVL List GmbH Quelle: Ertex Solar	24
Abbildung 33: Theoretischer Wirkungsgrad verschiedener Solarzellen [11]	27
Abbildung 34: Entwicklung der Wirkungsgrade von Solarzellen unter STC ab 1976 bis 2015 [36].....	27
Abbildung 35: Modulkennlinie verschattet und unverschattet mit 36 Zellen in Reihe [5].....	28
Abbildung 36: Kennlinien eines Moduls unverschattet sowie verschattet mit Bypassdiode [5].....	29
Abbildung 37: Kennlinie eines Solarmoduls unter STC bei verschiedenen Temperaturen [5]	30
Abbildung 38: Vor- und Nachteile nach Zelltyp	32
Abbildung 39: Umwandlung von der Sonneneinstrahlung bis zur Anspeisung ins Versorgungsnetz [11]	33
Abbildung 40: Linienkonzentrator mit einer Parabolrinne als Konzentrator [39].....	34
Abbildung 41: Punktkonzentrator mit 2-achsig nachgeführten Konzentratoren [39].....	34
Abbildung 42: Schematische Darstellung eines Parabolrinnenkraftwerks mit Wärmespeicher [3].....	35
Abbildung 43: Aufbau eines Linear-Fresnel-Kollektors [40].....	36
Abbildung 44: Solarturmkraftwerk mit volumetrischem Druck-Receiver [39].....	38
Abbildung 45: 10-kW-Dish-Stirling-Anlage in Spanien [39].....	39
Abbildung 46: Funktionsprinzip eines Aufwindkraftwerks [11]	39
Abbildung 47: Schema einer Solarteichanlage [11]	40
Abbildung 48: Funktionsprinzip eines Abwindkraftwerk [46].....	41
Abbildung 49: Wirkungsgradentwicklung bis 2035 von CPV Zellen, Modulen, Systemen [37]	42
Abbildung 50: Vor- und Nachteile von solarthermischen Kraftwerken.....	43
Abbildung 51: Historische und zukünftige Entwicklung für PV in Europa [41] [50] [51] [52] [54] [55] [56] [57].....	47
Abbildung 52: Wirkungsgradentwicklung für PV-Zellen bis 2050 [73]	63
Abbildung 53: Entwicklung der Investitionskosten für PV bis 2050 [52] [54] [57]	65
Abbildung 54: Entwicklung der Investitionskosten für CSP bis 2050 [52] [54].....	66
Abbildung 55: Stromgestehungskosten nach der Studie des ISE bis zum Jahr 2030 [77].....	67
Abbildung 56: Stromgestehungskosten von EE und konventionellen Kraftwerken bis 2030 [77].....	68
Abbildung 57: Bevölkerungsentwicklung nach Outlooks bis 2100 [61].....	69
Abbildung 58: Einteilung der Dachflächen nach Volker Quaschnig [81].....	73
Abbildung 59: Installierte Leistung in AT nach NUTS 3 in MW _p (Daten basieren auf [86]).....	76
Abbildung 60: Photovoltaikpotential in Österreich nach (Methode nach [80], eigene Berechnung)	77
Abbildung 61: Technisch installierbares Potential in AT nach NUTS 3 in MW _p	77

Abbildung 62: Technisch installierbare Leistung in AT nach Zellwirkungsgrad	78
Abbildung 63: Technisch installierbares Potential in DE nach NUTS 3 in MW _p	80
Abbildung 64: Technisch installierbare Leistung in DE nach Zellwirkungsgrad	81
Abbildung 65: Vergleich der berechneten Werte zwischen AT und DE	82
Abbildung 66: Dachflächenpotential für PV Inffeldgasse [90]	83
Abbildung 67: Variation der wesentlichen Einflussgrößen auf das technisch nutzbare Potential in MWp	84
Abbildung 68: Variation der wesentlichen Einflussgrößen auf das technisch nutzbare Potential in %	84
Abbildung 69: Variation der wesentlichen Einflussgrößen auf das technisch nutzbare Potential in MWp	85
Abbildung 70: Variation der wesentlichen Einflussgrößen auf das technisch nutzbare Potential in %	86
Abbildung 71: Hochgerechnete Ausbauziele der ENTSO-E im Jahr 2030 für AT in MWp	87
Abbildung 72: Hochgerechnete Ausbauziele der EPIA im Jahr 2030 für AT in MWp	87
Abbildung 73: Übersicht über geplante Projekte für den Netzausbau in Europa nach 2018 [72]	104
Abbildung 74: Technisch installierbare Leistung in AT in MWp pro Kopf	105
Abbildung 75: Prozentwerten anhand der installierten Leistung vom Potential nach NUTS 3 in AT	105
Abbildung 76: Technisch installierbare Leistung in DE in MWp pro Kopf	106

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Vergleichswerte der Globalstrahlung für ausgewählte Länder Europas [9]	4
Tabelle 3.1: Einteilung der Parameter mit Einfluss auf den Wirkungsgrad	30
Tabelle 3.2: Übersicht der Wirkungsgrade von Solarzellen und PV-Modulen [5] [19] [25]	31
Tabelle 4.1: Wirkungsgrade von solarthermischen Kraftwerken [11]	42
Tabelle 5.1: Green Peace Energy Outlook 2012 - Ausbaudaten für PV und ST bis 2050 [52]	50
Tabelle 5.2: Sensitivitätsanalyse PV für die Schweiz in TWh _{el} /a [53]	51
Tabelle 5.3: Renewable Energy Outlook 2030 - Ausbaudaten für PV und ST für Europa [54]	52
Tabelle 5.4: World Energy Outlook 2014 - Ausbaudaten für PV und ST für Europa bis 2040 [55]	52
Tabelle 5.5: Energiebedarf nach ENTSO-E in TWh sowie der solare Anteil in % [60]	53
Tabelle 5.6: Energiebedarf bis 2050 in TWh nach Publikation, Szenario und Region [51] [52] [55] [57]	54
Tabelle 5.7: Stromerzeugung in TWh aus PV nach Publikation, Szenario und Region [52] [55]	54
Tabelle 5.8: Stromproduktion in TWh aus ST nach Publikation, Szenario und Region [52] [55]	55
Tabelle 5.9: Anteile am Strombedarf in % aus PV und ST nach Energy Outlook [52] [55] [60]	55
Tabelle 5.10: Fördersituation von PV-Anlagen in AT [63]	57
Tabelle 5.11: Basispreis des CfD-Förderungsschemas für das Vereinigte Königreich [70]	60
Tabelle 5.12: CO ₂ -Preise nach Publikationen [61]	69
Tabelle 6.1: Einteilung der nutzbaren Dachfläche nach Quaschnig [81]	73
Tabelle 6.2: Statistische Erhebung der mittleren Stockwerkzahl in Deutschland ([89], eigene Berechnung)	79
Tabelle 11.1: EurObserv'ER - Installierte Leistung an PV in MWp kumuliert von 2001 bis 2014 [41]	107
Tabelle 11.2: EurObserv'ER - Installierte Leistung an CSP in MWp kumuliert von 2010 bis 2014 [41]	108
Tabelle 11.3: ENTSO-E - Installierte Leistung an PV in MW von 2006 bis 2014 kumuliert [60]	109
Tabelle 11.4: NREAP - Ausbauziele für PV von 2010 bis 2020 in MW kumuliert [50]	110
Tabelle 11.5: NREAP - Ausbauziele für CSP von 2010 bis 2020 in MW kumuliert [50]	110
Tabelle 11.6: EPIA - Ausbauziele für PV bis 2030 [51]	111
Tabelle 11.7: PV-Ausbaue durch die Studie des Fraunhofer ISE bis 2050 [57]	112
Tabelle 11.8: Ausbauziele der ENTSO-E an PV bis 2030 [56]	113
Tabelle 11.9: Photovoltaikpotential in Österreich nach [80] in MW _p	114
Tabelle 11.10: Photovoltaikpotential in Österreich nach [81] in MW _p	118
Tabelle 11.11: Potential an Photovoltaik in Österreich nach NUTS 3 in MW _p	122
Tabelle 11.12: Photovoltaikpotential der WG in Deutschland (Berechnung nach [80])	123

Tabelle 11.13: PV-Potential der NWG in DE nach NUTS 2 (Berechnung nach [80])	124
Tabelle 11.14: PV-Potential in DE nach NUTS 2 (Berechnung nach [80])	125
Tabelle 11.15: PV-Potential in DE nach NUTS 2 (Berechnung nach [81])	126
Tabelle 11.16: Hochrechnung bis 2030 anhand von P_{pot} nach den Szenarien [51] [56].....	127

11 Anhang

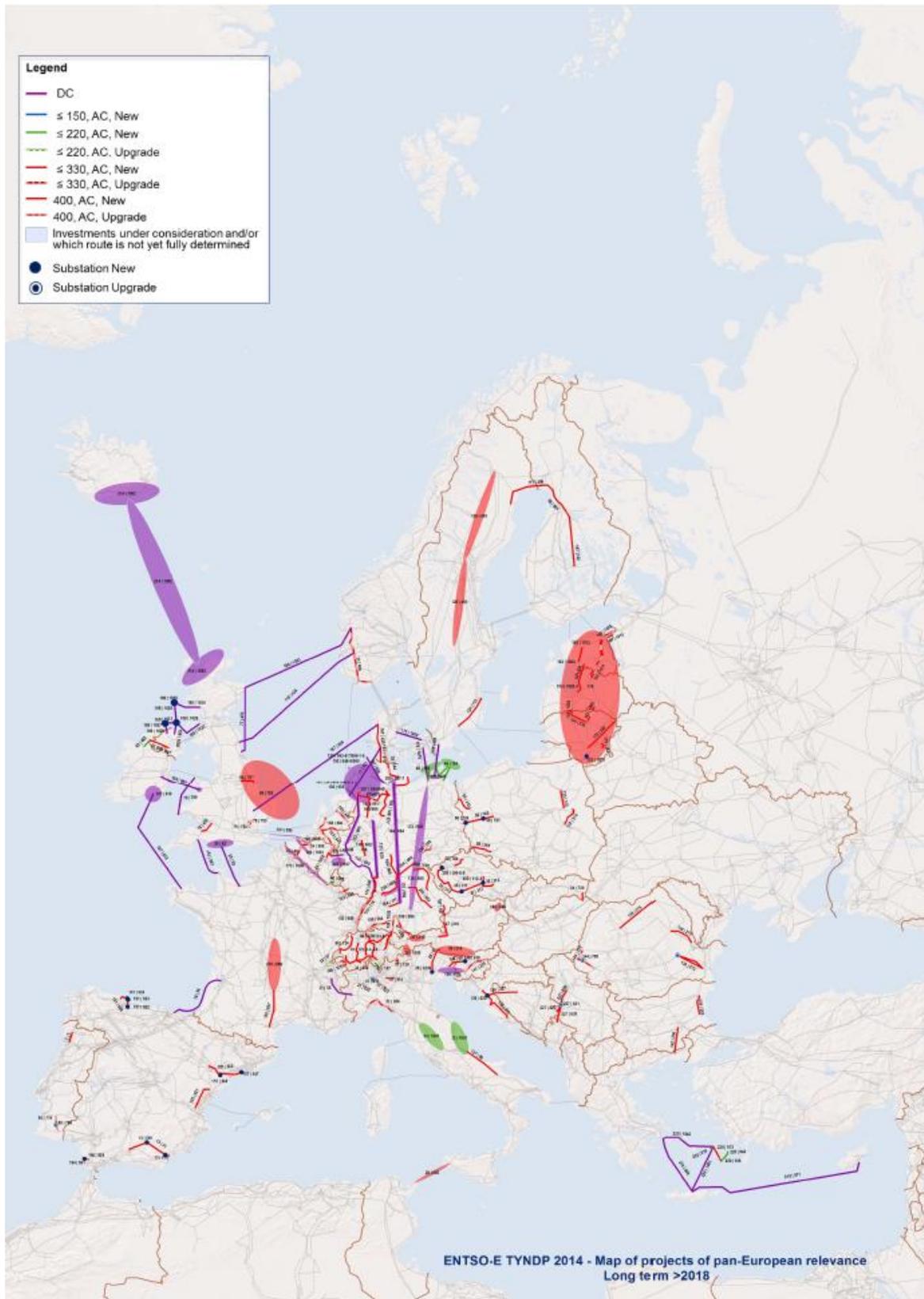


Abbildung 73: Übersicht über geplante Projekte für den Netzausbau in Europa nach 2018 [72]

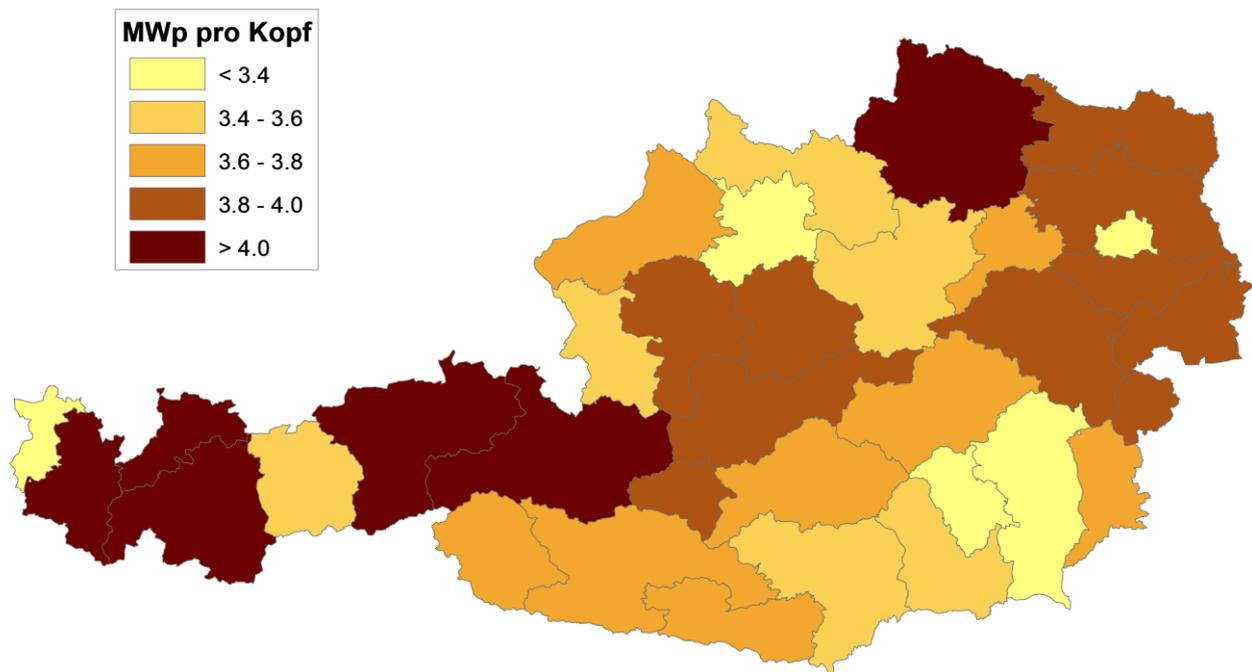


Abbildung 74: Technisch installierbare Leistung in AT in MWp pro Kopf

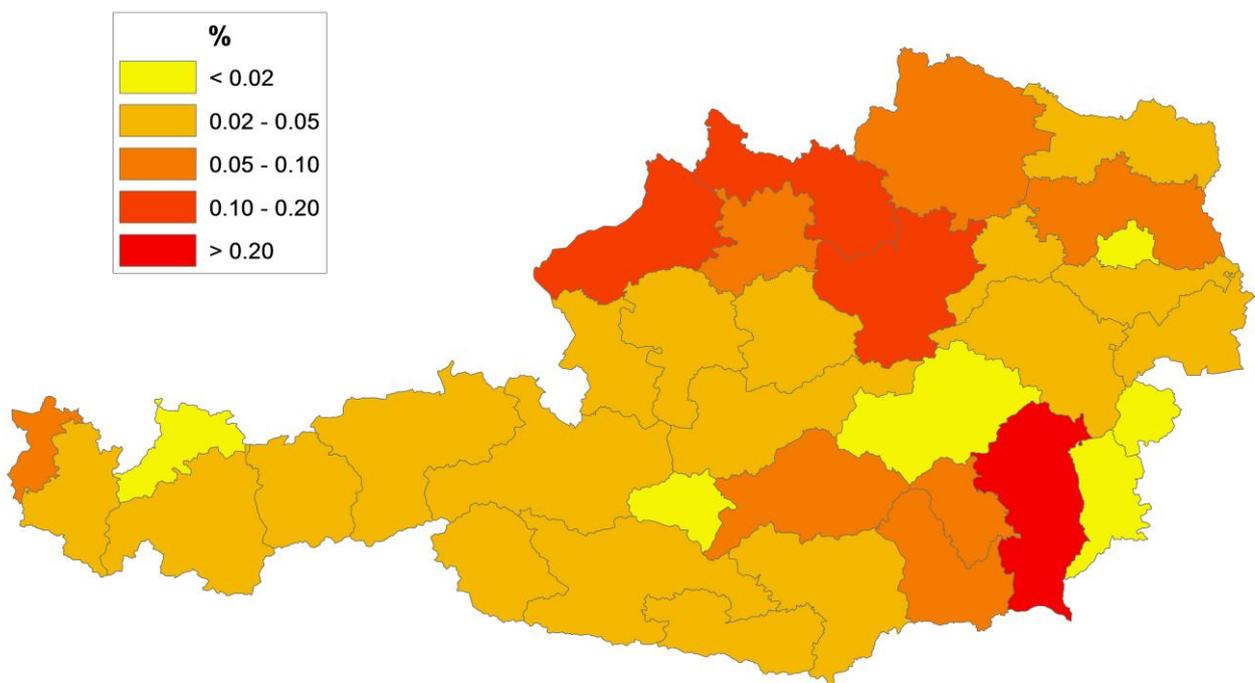


Abbildung 75: Prozentwerten anhand der installierten Leistung vom Potential nach NUTS 3 in AT

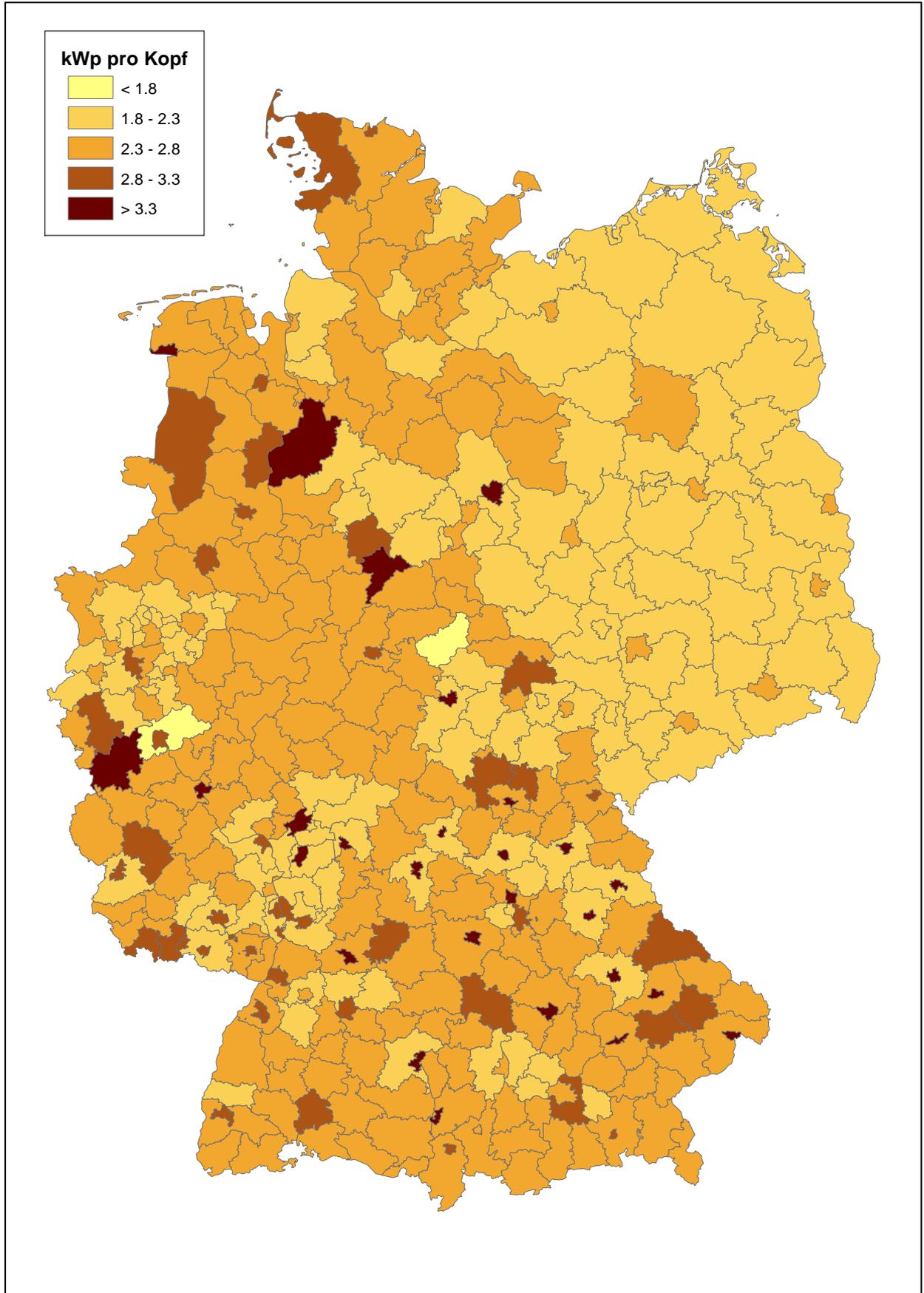


Abbildung 76: Technisch installierbare Leistung in DE in MWp pro Kopf

Tabelle 11.1: EurObserv'ER - Installierte Leistung an PV in MW_p kumuliert von 2001 bis 2014 [41]

Installierte Leistung in der EU je Mitgliedsstaat in MW _p kumuliert															
Staat	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	P/NREAP
	MW _p	%													
Belgien	0,4	0,7	0,9	1,3	2,1	4,2	21,5	70,9	374,0	1.037,0	2.051,0	2.768,0	3.040,0	3.105,3	232%
Bulgarien	-	-	-	-	-	0,1	0,1	1,4	5,7	32,3	212,0	915,0	1.019,2	1.020,4	337%
Dänemark	1,5	1,6	1,8	2,3	2,7	2,9	3,1	3,3	4,7	7,1	16,7	376,0	572,4	601,5	10025%
Deutschland	202,0	316,0	458,0	1.131,0	1.910,0	2.743,0	3.846,0	6.019,0	9.959,0	17.370,0	25.094,0	32.703,0	36.402,0	38.301,0	74%
Estland	-	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	-
Finnland	2,8	3,1	3,4	3,7	4,0	4,5	5,1	5,6	7,6	9,6	10,2	10,2	10,2	10,2	102%
Frankreich	13,9	17,1	21,1	20,9	26,3	33,9	46,7	104,0	335,0	1.197,0	2.949,0	4.085,0	4.625,0	5.600,0	115%
Griechenland	1,4	2,4	3,2	4,5	5,4	6,7	9,2	18,5	55,0	205,0	631,0	1.543,0	2.585,8	2.602,8	118%
Großbritannien	2,8	4,1	5,9	8,2	10,9	14,3	18,1	22,5	29,6	76,9	978,0	1.708,0	2.782,3	5.230,3	195%
Irland	-	-	0,1	0,1	0,3	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,9	1,0	1,1	-
Italien	20,0	22,0	26,0	30,7	46,3	50,0	120,0	458,0	1.157,0	3.484,0	12.783,0	16.152,0	18.065,0	18.450,0	231%
Lettland	-	-	0,0	0,0		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,5	1,5	1,5	1,5	75%
Litauen	-	-	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	6,2	68,1	68,1	681%
Luxemburg	1,6	1,6	13,0	23,5	23,6	23,7	23,9	24,6	26,4	29,5	40,7	76,7	95,0	110,0	97%
Malta	-	-	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	1,5	3,8	6,6	18,7	28,2	54,2	194%
Niederlande	20,5	26,3	43,4	49,1	50,8	52,7	53,3	57,2	67,5	88,0	146,0	365,0	739,0	1.100,0	152%
Österreich	6,1	10,3	16,8	21,1	24,0	25,6	27,7	32,4	52,6	95,5	187,0	422,0	630,5	770,5	239%
Polen	-	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	1,0	1,4	1,8	2,2	3,6	4,2	24,4	813%
Portugal	1,3	1,7	2,1	2,7	3,0	3,4	17,9	68,0	102,0	131,0	161,0	228,0	302,8	419,0	42%
Rumänien	-	-	-	-	-	0,2	0,3	0,5	0,6	1,9	3,5	49,3	1.022,0	1.292,6	497%
Schweden	3,0	3,3	3,8	3,9	4,2	4,9	6,2	7,9	8,8	11,4	15,7	24,1	43,2	79,4	993%
Slowakei	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	174,0	487,0	543,0	588,1	590,1	197%
Slowenien	-	-	0,1	0,1	0,2	0,4	1,0	2,0	9,0	45,5	100,0	222,0	248,1	256,0	184%
Spanien	15,6	20,4	26,9	43,1	57,6	175,0	734,0	3.421,0	3.438,0	3.859,0	4.322,0	4.603,0	4.766,0	4.787,3	57%
Tschechien	-	-	0,3	0,4	0,5	0,8	4,0	54,7	463,0	1.959,0	1.913,0	2.022,0	2.063,9	2.061,0	122%
Ungarn	-	-	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	1,8	2,7	12,3	34,9	38,2	61%
Zypern	-	-	0,2	-	0,5	1,0	1,3	2,2	3,3	6,2	10,1	17,2	34,8	64,8	34%
Kroatien													20,0	34,2	66%
EU-28	292,8	430,5	627,4	1.347,0	2.173,2	3.148,9	4.941,3	10.376,2	16.103,5	29.828,3	52.124,9	68.875,9	79.793,4	86.674,1	103%

Tabelle 11.2: EurObserv'ER - Installierte Leistung an CSP in MWp kumuliert von 2010 bis 2014 [41]

Installierte Leistung an CSP in der EU je Mitgliedsstaat in MW kumuliert						
	2010	2011	2012	2013	2014	P/NREAP
Staat	MW	MW	MW	MW	MW	%
Deutschland	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	
Frankreich	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,14%
Griechenland						0,00%
Italien	5,00	5,00	5,00	5,35	5,35	0,89%
Portugal						0,00%
Spanien	632,40	1.151,40	1.953,90	2.303,90	2.303,90	45,36%
Zypern						0,00%
EU-28	639,7	1.158,7	1.961,2	2.311,5	2.311,5	32,82%

Tabelle 11.3: ENTSO-E - Installierte Leistung an PV in MW von 2006 bis 2014 kumuliert [60]

ENTSO-E Net Generation Capacity (NGC)									
Staat	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Belgien				339	766	1.901	2.501	2.680	2.986
Bulgarien				1	25	154	1.013	1.035	1.039
Dänemark						28	407	552	606
Deutschland				7.900	16.600	22.306	33.100	36.913	37.981
Estland									
Finnland									
Frankreich				185	762	2.584	3.727	4.373	5.292
Griechenland				46	153	439	1.424	2.419	2.436
Großbritannien									
Irland									
Italien			431	1.142	3.470	12.773	16.420	18.420	18.620
Lettland									
Litauen							8	68	69
Luxemburg				25	27	90		106	109
Malta									
Niederlande				55	68	51	71	760	1.000
Österreich						55	172	324	324
Polen						1	1		23
Portugal			53	95	122	155	220	282	396
Rumänien							21	565	1.162
Schweden							24	43	79
Slowakei					82	507	524	537	531
Slowenien									260
Spanien			2.955	3.550	4.104	4.916	6.313	6.897	6.902
Tschechien				465	1.959	1.971	2.086	2.132	2.061
Ungarn						0	0	2	6
Zypern									
Kroatien							4	20	30
EU-27	0	0	3.439	13.803	28.138	47.931	68.032	78.108	81.882
EU-28	0	0	3.439	13.803	28.138	47.931	68.036	78.128	81.912

Tabelle 11.4: NREAP - Ausbauziele für PV von 2010 bis 2020 in MW kumuliert [50]

EU Ausbauziele nach Mitgliedsstaat (EU28) für PV in MW kumuliert											
Staat	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	MW _p										
Belgien	350	428	485	542	628	713	827	941	1.074	1.207	1.340
Bulgarien	9	16	46	83	186	251	265	275	285	293	303
Dänemark	3	3	3	3	4	4	4	4	4	6	6
Deutschland	15.784	20.284	23.783	27.282	30.781	34.279	37.777	41.274	44.768	48.262	51.753
Estland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Finnland	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10
Frankreich	504	778	1.080	1.402	1.752	2.151	2.597	3.091	3.632	4.222	4.860
Griechenland	184	357	531	778	1.024	1.270	1.456	1.642	1.828	2.014	2.200
Großbritannien	50	140	280	490	730	1.070	1.400	1.720	2.040	2.360	2.680
Irland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Italien	2.500	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500	8.000
Lettland	-	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Litauen	1	2	3	5	8	10	10	10	10	10	10
Luxemburg	27	27	39	45	66	88	100	106	110	112	113
Malta	4	5	11	26	27	27	27	27	27	28	28
Niederlande	92	149	185	229	273	317	398	479	560	641	722
Österreich	90	104	120	138	157	179	202	228	256	288	322
Polen	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3
Portugal	156	228	300	385	460	540	630	725	810	900	1.000
Rumänien	0	8	43	78	113	148	183	200	220	240	260
Schweden	5	6	6	6	6	7	7	7	8	8	8
Slowakei	60	90	130	140	150	160	170	190	210	250	300
Slowenien	12	17	22	27	32	37	49	63	82	107	139
Spanien	4.021	4.498	4.921	5.222	5.553	5.918	6.319	6.760	7.246	7.780	8.367
Tschechien	1.650	1.660	1.665	1.670	1.675	1.680	1.685	1.690	1.690	1.695	1.695
Ungarn	0	2	6	9	14	19	25	32	41	52	63
Zypern	6	8	10	17	33	37	63	75	125	145	192
Kroatien	0	6	6	10	16	52	52	52	52	52	52
EU-28	25.509	32.317	37.678	43.090	48.690	54.460	60.249	66.096	72.093	78.186	84.428

Tabelle 11.5: NREAP - Ausbauziele für CSP von 2010 bis 2020 in MW kumuliert [50]

EU Ausbauziele nach Mitgliedsstaat (EU28) für CSP in MW kumuliert											
Staat	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-	MW _p										
Frankreich	0	0	20	68	135	203	270	338	405	473	540
Griechenland	0	0	0	0	0	30	110	140	170	220	250
Italien	5	11	14	26	38	62	96	155	243	388	600
Portugal	0	30	40	80	130	180	230	280	350	425	500
Spanien	632	1.379	2.028	2.471	2.746	3.048	3.381	3.747	4.149	4.592	5.079
Zypern	0	0	0	0	50	50	50	75	75	75	75
EU 28	637	1.420	2.102	2.645	3.099	3.573	4.137	4.735	5.392	6.173	7.044

Tabelle 11.6: EPIA - Ausbauziele für PV bis 2030 [51]

EPIA Szenarien für PV 2020 und 2030 in MW			
	Accelerated Scenario 2020	Accelerated Scenario 2030	Paradigm Shift Scenario 2030
Staat	MW _p	MW _p	MW _p
Belgien	7.000,0	13.000,0	26.000,0
Bulgarien	3.000,0	6.500,0	9.000,0
Dänemark	1.000,0	2.500,0	5.000,0
Deutschland	65.000,0	100.000,0	150.000,0
Estland	400,0	800,0	2.000,0
Finnland	1.000,0	2.000,0	8.000,0
Frankreich	30.000,0	70.000,0	125.000,0
Griechenland	8.000,0	16.000,0	20.000,0
Großbritannien	20.000,0	40.000,0	70.000,0
Irland	400,0	2.000,0	4.000,0
Italien	42.000,0	65.000,0	97.000,0
Lettland	400,0	800,0	2.000,0
Litauen	400,0	1.000,0	2.000,0
Luxemburg	400,0	1.000,0	2.000,0
Malta	250,0	400,0	500,0
Niederlande	3.000,0	15.000,0	32.000,0
Österreich	4.000,0	10.000,0	15.000,0
Polen	5.000,0	20.000,0	40.000,0
Portugal	3.000,0	8.000,0	13.000,0
Rumänien	5.000,0	10.000,0	16.000,0
Schweden	1.000,0	6.000,0	12.000,0
Slowakei	3.000,0	6.000,0	10.000,0
Slowenien	1.500,0	3.000,0	5.000,0
Spanien	18.000,0	45.000,0	76.000,0
Tschechien	4.000,0	9.000,0	18.000,0
Ungarn	2.000,0	5.000,0	8.000,0
Zypern	300,0	800,0	1.000,0
Kroatien	-	-	-
EU-27	229.050,0	458.800,0	768.500,0

Tabelle 11.7: PV-Ausbaue durch die Studie des Fraunhofer ISE bis 2050 [57]

Fraunhofer ISI Szenarien für PV bis 2050		
	Szenario A "High Efficiency"	Szenario B "Moderate Efficiency"
Staat	MW _p	MW _p
Belgien	1.300,0	1.300,0
Bulgarien	4.900,0	4.900,0
Dänemark	300,0	0,0
Deutschland	69.000,0	69.000,0
Estland	0,0	0,0
Finnland	0,0	0,0
Frankreich	33.800,0	33.100,0
Griechenland	10.400,0	12.200,0
Großbritannien	2.900,0	2.900,0
Irland	0,0	0,0
Italien	64.000,0	69.900,0
Lettland	1.200,0	1.400,0
Litauen	700,0	1.000,0
Luxemburg	1.200,0	2.100,0
Malta	400,0	400,0
Niederlande	7.800,0	7.800,0
Österreich	1.100,0	6.300,0
Polen	0,0	5.200,0
Portugal	4.900,0	9.700,0
Rumänien	13.900,0	14.000,0
Schweden	0,0	0,0
Slowakei	7.600,0	5.400,0
Slowenien	1.100,0	800,0
Spanien	42.400,0	48.500,0
Tschechien	11.400,0	11.400,0
Ungarn	6.700,0	7.900,0
Zypern	800,0	700,0
Kroatien	-	-
Schweiz	4.400,0	8.600,0
Norwegen	-	-
EU-27	287.800,0	315.900,0
EU-27 + SUI, NOR	292.200,0	324.500,0

Tabelle 11.8: Ausbauziele der ENTSO-E an PV bis 2030 [56]

ENTSO-E SCENARIO OUTLOOK AND ADEQUACY FORECAST 2014-2030															
Staat	EU 2020	Szenario A					Szenario B					Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
	2020	2014	2015	2016	2020	2025	2014	2015	2016	2020	2025	2030	2030	2030	2030
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Belgien	4.050	2.680	3.080	3.280	4.050	4.900	2.680	3.080	3.280	4.050	4.900	4.050	4.050	5.740	6.740
Bulgarien	2.300	1.050	1.110	1.180	1.220	1.350	1.050	1.200	1.350	1.520	1.700	2.500	2.500	3.500	7.900
Dänemark	1.250	560	620	690	940	1.270	560	620	690	940	1.270	1.110	1.110	3.430	3.430
Deutschland	49.670	36.330	40.470	42.630	48.580	54.800	36.330	40.470	42.630	48.920	56.000	55.100	55.100	68.800	72.190
Estland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100
Finnland	40	0	0	0	0	0	0	0	0	10	210	10	10	40	40
Frankreich	15.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	5.100	5.900	6.700	8.000	13.500	12.000	12.000	30.000	49.600
Griechenland	2.000	2.450	2.800	3.120	4.000	4.500	2.450	3.000	3.220	4.500	4.800	4.250	4.250	5.300	11.200
Großbritannien	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.870	0	5.800
Irland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	50	50
Italien	30.000	18.380	18.980	19.580	21.980	24.980	18.380	19.300	20.200	24.580	28.500	24.160	24.600	48.900	68.500
Lettland	10	0	0	0	0	10	0	0	0	10	10	10	10	20	20
Litauen	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Luxemburg	0	0	40	40	40	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Malta	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Niederlande	3.500	500	500	500	500	500	760	1.340	1.920	4.000	5.000	4.000	4.000	8.000	9.100
Österreich	320	400	600	700	1.200	1.200	400	600	700	1.200	1.900	820	820	3.500	6.500
Polen	270	0	0	0	0	0	0	0	0	200	300	500	500	1.000	5.300
Portugal	640	230	310	390	390	390	230	310	390	640	790	550	550	710	4.510
Rumänien	260	840	2.000	2.000	2.000	2.000	840	2.000	2.000	2.000	2.000	550	550	650	9.450
Schweden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.000	1.000
Slowakei	550	520	520	530	540	590	520	520	530	570	600	600	600	720	1.420
Slowenien	550	250	250	250	250	250	250	290	350	550	830	440	440	1.120	1.920
Spanien	12.100	6.950	6.880	7.060	7.800	11.510	6.950	6.880	7.060	7.800	11.510	16.000	16.000	37.000	65.000
Tschechien	2.500	2.150	2.230	2.290	2.500	3.060	2.150	2.230	2.290	2.500	3.060	3.620	3.620	3.620	3.620
Ungarn	60	0	100	100	100	100	0	20	30	60	70	60	60	200	3.600
Zypern	280	130	180	190	260	450	130	180	190	260	590	630	630	890	890
Kroatien	0	0	0	0	0	100	0	0	0	100	100	100	100	100	100
EU-27	125.420	77.490	84.740	88.600	100.420	115.970	78.850	88.010	93.600	112.380	137.610	131.050	133.360	224.360	337.950
EU-28	125.420	77.490	84.740	88.600	100.420	116.070	78.850	88.010	93.600	112.480	137.710	131.150	133.460	224.460	338.050

Tabelle 11.9: Photovoltaikpotential in Österreich nach [80] in MW_p

Bundesland	NUTS-3		Gebäudeart	Dachart	A _{Gebäude} km ²	A _{Dach} km ²	A _{pot} km ²	mono-Si	CIGS	a-Si
	Code	Region						P _{Pot, instal} MW _p	P _{Pot, instal} MW _p	P _{Pot, instal} MW _p
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Burgenland	AT111	Mittelburgenland	WG	Steildach	2,26	2,71	0,43	90,97	51,98	25,99
				Flachdach	0,17	0,18	0,04	9,36	5,35	2,67
			NWG	Steildach	0,16	0,20	0,03	6,58	3,76	1,88
				Flachdach	0,65	0,69	0,17	35,97	20,55	10,28
	AT112	Nordburgenland	WG	Steildach	8,66	10,40	1,66	349,35	199,63	99,81
				Flachdach	0,65	0,68	0,17	35,95	20,54	10,27
			NWG	Steildach	0,71	0,86	0,14	28,80	16,46	8,23
				Flachdach	2,86	3,00	0,75	157,52	90,01	45,00
	AT113	Südburgenland	WG	Steildach	5,36	6,43	1,03	216,00	123,43	61,71
				Flachdach	0,40	0,42	0,11	22,23	12,70	6,35
			NWG	Steildach	0,48	0,57	0,09	19,23	10,99	5,49
				Flachdach	1,91	2,00	0,50	105,14	60,08	30,04
Niederösterreich	AT121	Mostviertel-Eisenwurzen	WG	Steildach	12,11	14,54	2,33	488,46	279,12	139,56
				Flachdach	0,91	0,96	0,24	50,27	28,72	14,36
			NWG	Steildach	1,25	1,50	0,24	50,49	28,85	14,42
				Flachdach	5,01	5,26	1,31	276,10	157,77	78,88
	AT122	Niederösterreich-Süd	WG	Steildach	13,39	16,07	2,57	539,95	308,54	154,27
				Flachdach	1,01	1,06	0,26	55,56	31,75	15,88
			NWG	Steildach	1,40	1,68	0,27	56,49	32,28	16,14
				Flachdach	5,60	5,88	1,47	308,93	176,53	88,27
	AT123	St. Pölten	WG	Steildach	7,46	8,96	1,43	300,98	171,99	85,99
				Flachdach	0,56	0,59	0,15	30,97	17,70	8,85
			NWG	Steildach	0,80	0,97	0,15	32,44	18,54	9,27
				Flachdach	3,22	3,38	0,84	177,42	101,38	50,69
	AT124	Waldviertel	WG	Steildach	12,43	14,91	2,39	501,12	286,35	143,18
				Flachdach	0,94	0,98	0,25	51,57	29,47	14,73
			NWG	Steildach	1,35	1,62	0,26	54,59	31,19	15,60
				Flachdach	5,42	5,69	1,42	298,54	170,59	85,30
	AT125	Weinviertel	WG	Steildach	7,50	9,00	1,44	302,55	172,89	86,44
				Flachdach	0,56	0,59	0,15	31,13	17,79	8,90
			NWG	Steildach	0,61	0,73	0,12	24,53	14,02	7,01
				Flachdach	2,43	2,56	0,64	134,17	76,67	38,34
	AT126	Wiener Umland-Nordteil	WG	Steildach	18,29	21,94	3,51	737,31	421,32	210,66
				Flachdach	1,38	1,45	0,36	75,87	43,36	21,68
			NWG	Steildach	1,37	1,64	0,26	55,05	31,46	15,73
				Flachdach	5,46	5,73	1,43	301,07	172,04	86,02
	AT127	Wiener Umland-Südteil	WG	Steildach	17,18	20,62	3,30	692,83	395,90	197,95
				Flachdach	1,29	1,36	0,34	71,30	40,74	20,37
			NWG	Steildach	1,81	2,17	0,35	72,92	41,67	20,83

				Flachdach	7,23	7,60	1,90	398,78	227,87	113,94
Wien	AT130	Wien	WG	Steildach	66,32	79,59	12,73	2674,21	1528,12	764,06
				Flachdach	4,99	5,24	1,31	275,19	157,25	78,63
			NWG	Steildach	5,76	6,91	1,11	232,06	132,61	66,30
				Flachdach	23,02	24,17	6,04	1269,08	725,19	362,59
Kärnten	AT211	Klagenfurt-Villach	WG	Steildach	13,89	16,66	2,67	559,88	319,93	159,97
				Flachdach	1,05	1,10	0,27	57,62	32,92	16,46
			NWG	Steildach	1,62	1,95	0,31	65,39	37,36	18,68
				Flachdach	6,49	6,81	1,70	357,59	204,34	102,17
	AT212	Oberkärnten	WG	Steildach	6,42	7,71	1,23	258,94	147,97	73,98
				Flachdach	0,48	0,51	0,13	26,65	15,23	7,61
			NWG	Steildach	0,74	0,89	0,14	29,93	17,10	8,55
				Flachdach	2,97	3,12	0,78	163,69	93,53	46,77
	AT213	Unterkärnten	WG	Steildach	7,50	9,00	1,44	302,52	172,87	86,43
				Flachdach	0,56	0,59	0,15	31,13	17,79	8,89
			NWG	Steildach	0,72	0,87	0,14	29,17	16,67	8,33
				Flachdach	2,89	3,04	0,76	159,54	91,16	45,58
Steiermark	AT221	Graz	WG	Steildach	18,48	22,18	3,55	745,25	425,85	212,93
				Flachdach	1,39	1,46	0,37	76,69	43,82	21,91
			NWG	Steildach	2,04	2,45	0,39	82,37	47,07	23,54
				Flachdach	8,17	8,58	2,15	450,48	257,42	128,71
	AT222	Liezen	WG	Steildach	4,12	4,94	0,79	165,93	94,82	47,41
				Flachdach	0,31	0,33	0,08	17,08	9,76	4,88
			NWG	Steildach	0,50	0,60	0,10	20,33	11,61	5,81
				Flachdach	2,02	2,12	0,53	111,16	63,52	31,76
	AT223	Östliche Obersteiermark	WG	Steildach	8,01	9,62	1,54	323,12	184,64	92,32
				Flachdach	0,60	0,63	0,16	33,25	19,00	9,50
			NWG	Steildach	1,02	1,22	0,19	40,94	23,40	11,70
				Flachdach	4,06	4,26	1,07	223,91	127,95	63,97
	AT224	Oststeiermark	WG	Steildach	12,58	15,09	2,41	507,05	289,74	144,87
				Flachdach	0,95	0,99	0,25	52,18	29,82	14,91
			NWG	Steildach	1,26	1,51	0,24	50,60	28,92	14,46
				Flachdach	5,02	5,27	1,32	276,73	158,13	79,07
	AT225	West- und Südsteiermark	WG	Steildach	9,37	11,24	1,80	377,83	215,90	107,95
				Flachdach	0,71	0,74	0,19	38,88	22,22	11,11
			NWG	Steildach	0,88	1,06	0,17	35,45	20,26	10,13
				Flachdach	3,52	3,69	0,92	193,87	110,78	55,39
	AT226	Westliche Obersteiermark	WG	Steildach	5,01	6,01	0,96	201,87	115,35	57,68
				Flachdach	0,38	0,40	0,10	20,77	11,87	5,94
			NWG	Steildach	0,58	0,69	0,11	23,24	13,28	6,64
				Flachdach	2,31	2,42	0,61	127,11	72,63	36,32
Oberösterreich	AT311	Innviertel	WG	Steildach	13,90	16,68	2,67	560,31	320,18	160,09
				Flachdach	1,05	1,10	0,27	57,66	32,95	16,47

			NWG	Steildach	1,54	1,85	0,30	62,16	35,52	17,76
				Flachdach	6,17	6,47	1,62	339,92	194,24	97,12
	AT312	Linz-Wels	WG	Steildach	25,85	31,02	4,96	1042,33	595,62	297,81
				Flachdach	1,95	2,04	0,51	107,26	61,29	30,65
			NWG	Steildach	3,63	4,36	0,70	146,41	83,66	41,83
				Flachdach	3,63	3,81	0,95	200,16	114,38	57,19
	AT313	Mühlviertel	WG	Steildach	10,20	12,23	1,96	411,07	234,90	117,45
				Flachdach	0,77	0,81	0,20	42,30	24,17	12,09
			NWG	Steildach	0,95	1,14	0,18	38,29	21,88	10,94
				Flachdach	3,80	3,99	1,00	209,39	119,65	59,83
	AT314	Steyr-Kirchdorf	WG	Steildach	7,37	8,85	1,42	297,31	169,89	84,95
				Flachdach	0,56	0,58	0,15	30,60	17,48	8,74
			NWG	Steildach	1,03	1,24	0,20	41,62	23,78	11,89
				Flachdach	4,13	4,34	1,08	227,61	130,07	65,03
	AT315	Traunviertel	WG	Steildach	11,97	14,36	2,30	482,60	275,77	137,89
				Flachdach	0,90	0,95	0,24	49,66	28,38	14,19
			NWG	Steildach	1,40	1,68	0,27	56,37	32,21	16,10
				Flachdach	5,59	5,87	1,47	308,25	176,14	88,07
Salzburg	AT321	Lungau	WG	Steildach	0,91	1,09	0,17	36,51	20,86	10,43
				Flachdach	0,07	0,07	0,02	3,76	2,15	1,07
			NWG	Steildach	0,15	0,18	0,03	5,94	3,40	1,70
				Flachdach	0,59	0,62	0,15	32,50	18,57	9,29
	AT322	Pinzgau-Pongau	WG	Steildach	7,51	9,01	1,44	302,86	173,06	86,53
				Flachdach	0,57	0,59	0,15	31,17	17,81	8,90
			NWG	Steildach	1,31	1,57	0,25	52,75	30,14	15,07
				Flachdach	5,23	5,50	1,37	288,50	164,85	82,43
	AT323	Salzburg-Umgebung	WG	Steildach	15,35	18,42	2,95	618,92	353,67	176,83
				Flachdach	1,16	1,21	0,30	63,69	36,39	18,20
			NWG	Steildach	1,97	2,37	0,38	79,58	45,47	22,74
				Flachdach	7,89	8,29	2,07	435,20	248,69	124,34
Tirol	AT331	Außerfern	WG	Steildach	1,56	1,88	0,30	63,05	36,03	18,01
				Flachdach	0,12	0,12	0,03	6,49	3,71	1,85
			NWG	Steildach	0,25	0,31	0,05	10,26	5,86	2,93
				Flachdach	1,02	1,07	0,27	56,10	32,06	16,03
	AT332	Innsbruck	WG	Steildach	12,99	15,59	2,49	523,73	299,28	149,64
				Flachdach	0,98	1,03	0,26	53,90	30,80	15,40
			NWG	Steildach	1,67	2,00	0,32	67,33	38,47	19,24
				Flachdach	6,68	7,01	1,75	368,22	210,41	105,20
	AT333	Osttirol	WG	Steildach	2,32	2,78	0,45	93,48	53,42	26,71
				Flachdach	0,17	0,18	0,05	9,62	5,50	2,75
			NWG	Steildach	0,30	0,36	0,06	12,19	6,97	3,48
				Flachdach	1,21	1,27	0,32	66,66	38,09	19,05
	AT334	Tiroler Oberland	WG	Steildach	4,46	5,35	0,86	179,65	102,65	51,33

				Flachdach	0,34	0,35	0,09	18,49	10,56	5,28
			NWG	Steildach	0,95	1,14	0,18	38,42	21,96	10,98
				Flachdach	3,81	4,00	1,00	210,13	120,07	60,04
	AT335	Tiroler Unterland	WG	Steildach	12,22	14,67	2,35	492,82	281,61	140,81
				Flachdach	0,92	0,97	0,24	50,71	28,98	14,49
			NWG	Steildach	1,86	2,24	0,36	75,11	42,92	21,46
				Flachdach	7,45	7,82	1,96	410,74	234,71	117,36
Vorarlberg	AT341	Bludenz-Bregenzer Wald	WG	Steildach	4,46	5,35	0,86	179,67	102,67	51,33
				Flachdach	0,34	0,35	0,09	18,49	10,57	5,28
			NWG	Steildach	0,65	0,78	0,12	26,07	14,90	7,45
				Flachdach	2,59	2,72	0,68	142,56	81,46	40,73
	AT342	Rheintal-Bodenseegebiet	WG	Steildach	12,89	15,47	2,48	519,82	297,04	148,52
				Flachdach	0,97	1,02	0,25	53,49	30,57	15,28
			NWG	Steildach	1,37	1,64	0,26	55,18	31,53	15,76
				Flachdach	5,47	5,75	1,44	301,74	172,42	86,21
Summe					640,1	738,7	136,7	28704,0	16402,3	8201,1

Tabelle 11.10: Photovoltaikpotential in Österreich nach [81] in MW_p

NUTS-3						Klasse I	Klasse II	$\sum A_{K1}+A_{K2}$	mono-Si	CIGS	a-Si		
Bundesland	Code	Region	Art des Gebäudes	Art des Daches	A _{Dach}	A _{K1}	A _{K2}	A _{pot}	P _{Pot, instal}	P _{Pot, instal}	P _{Pot, instal}		
-	-	-	-	-	km ²	km ²	km ²	km ²	MW _p	MW _p	MW _p		
Burgenland	AT111	Mittelburgenland	WG	Steildach	1,80	0,14	0,41	0,54	113,7	65,0	32,5		
				Flachdach	0,14	0,02	0,02	0,04	8,6	4,9	2,4		
			NWG	Steildach	0,26	0,02	0,06	0,08	16,4	9,4	4,7		
				Flachdach	0,39	0,06	0,06	0,12	24,7	14,1	7,0		
			AT112	Nordburgenland	WG	Steildach	6,93	0,52	1,56	2,08	436,7	249,5	124,8
						Flachdach	0,52	0,08	0,08	0,16	32,9	18,8	9,4
	NWG	Steildach	1,14	0,09	0,26	0,34	72,0	41,1	20,6				
		Flachdach	1,71	0,26	0,26	0,51	108,0	61,7	30,9				
	AT113	Südburgenland	WG	Steildach	4,29	0,32	0,96	1,29	270,0	154,3	77,1		
				Flachdach	0,32	0,05	0,05	0,10	20,3	11,6	5,8		
			NWG	Steildach	0,76	0,06	0,17	0,23	48,1	27,5	13,7		
				Flachdach	1,14	0,17	0,17	0,34	72,1	41,2	20,6		
Niederösterreich	AT121	Mostviertel-Eisenwurzen	WG	Steildach	9,69	0,73	2,18	2,91	610,6	348,9	174,5		
				Flachdach	0,73	0,11	0,11	0,22	46,0	26,3	13,1		
			NWG	Steildach	2,00	0,15	0,45	0,60	126,2	72,1	36,1		
				Flachdach	3,01	0,45	0,45	0,90	189,3	108,2	54,1		
			AT122	Niederösterreich-Süd	WG	Steildach	10,71	0,80	2,41	3,21	674,9	385,7	192,8
						Flachdach	0,81	0,12	0,12	0,24	50,8	29,0	14,5
	NWG	Steildach	2,24	0,17	0,50	0,67	141,2	80,7	40,4				
		Flachdach	3,36	0,50	0,50	1,01	211,8	121,1	60,5				
	AT123	St. Pölten	WG	Steildach	5,97	0,45	1,34	1,79	376,2	215,0	107,5		
				Flachdach	0,45	0,07	0,07	0,13	28,3	16,2	8,1		
			NWG	Steildach	1,29	0,10	0,29	0,39	81,1	46,3	23,2		
				Flachdach	1,93	0,29	0,29	0,58	121,7	69,5	34,8		
AT124	Waldviertel	WG	Steildach	9,94	0,75	2,24	2,98	626,4	357,9	179,0			
			Flachdach	0,75	0,11	0,11	0,22	47,1	26,9	13,5			
		NWG	Steildach	2,17	0,16	0,49	0,65	136,5	78,0	39,0			
			Flachdach	3,25	0,49	0,49	0,97	204,7	117,0	58,5			
AT125	Weinviertel	WG	Steildach	6,00	0,45	1,35	1,80	378,2	216,1	108,1			
			Flachdach	0,45	0,07	0,07	0,14	28,5	16,3	8,1			
		NWG	Steildach	0,97	0,07	0,22	0,29	61,3	35,0	17,5			
			Flachdach	1,46	0,22	0,22	0,44	92,0	52,6	26,3			
AT126	Wiener Umland-Nordteil	WG	Steildach	14,63	1,10	3,29	4,39	921,6	526,6	263,3			
			Flachdach	1,10	0,17	0,17	0,33	69,4	39,6	19,8			
		NWG	Steildach	2,18	0,16	0,49	0,66	137,6	78,6	39,3			
			Flachdach	3,28	0,49	0,49	0,98	206,4	118,0	59,0			

	AT127	Wiener Umland-Südteil	WG	Steildach	13,75	1,03	3,09	4,12	866,0	494,9	247,4
				Flachdach	1,03	0,16	0,16	0,31	65,2	37,2	18,6
			NWG	Steildach	2,89	0,22	0,65	0,87	182,3	104,2	52,1
				Flachdach	4,34	0,65	0,65	1,30	273,4	156,3	78,1
Wien	AT130	Wien	WG	Steildach	53,06	3,98	11,94	15,92	3342,8	1910,2	955,1
				Flachdach	3,99	0,60	0,60	1,20	251,6	143,8	71,9
			NWG	Steildach	9,21	0,69	2,07	2,76	580,2	331,5	165,8
				Flachdach	13,81	2,07	2,07	4,14	870,2	497,3	248,6
Kärnten	AT211	Klagenfurt-Villach	WG	Steildach	11,11	0,83	2,50	3,33	699,9	399,9	200,0
				Flachdach	0,84	0,13	0,13	0,25	52,7	30,1	15,1
			NWG	Steildach	2,59	0,19	0,58	0,78	163,5	93,4	46,7
				Flachdach	3,89	0,58	0,58	1,17	245,2	140,1	70,1
	AT212	Oberkärnten	WG	Steildach	5,14	0,39	1,16	1,54	323,7	185,0	92,5
				Flachdach	0,39	0,06	0,06	0,12	24,4	13,9	7,0
			NWG	Steildach	1,19	0,09	0,27	0,36	74,8	42,8	21,4
				Flachdach	1,78	0,27	0,27	0,53	112,2	64,1	32,1
	AT213	Unterkärnten	WG	Steildach	6,00	0,45	1,35	1,80	378,2	216,1	108,0
				Flachdach	0,45	0,07	0,07	0,14	28,5	16,3	8,1
			NWG	Steildach	1,16	0,09	0,26	0,35	72,9	41,7	20,8
				Flachdach	1,74	0,26	0,26	0,52	109,4	62,5	31,3
Steiermark	AT221	Graz	WG	Steildach	14,79	1,11	3,33	4,44	931,6	532,3	266,2
				Flachdach	1,11	0,17	0,17	0,33	70,1	40,1	20,0
			NWG	Steildach	3,27	0,25	0,74	0,98	205,9	117,7	58,8
				Flachdach	4,90	0,74	0,74	1,47	308,9	176,5	88,3
	AT222	Liezen	WG	Steildach	3,29	0,25	0,74	0,99	207,4	118,5	59,3
				Flachdach	0,25	0,04	0,04	0,07	15,6	8,9	4,5
			NWG	Steildach	0,81	0,06	0,18	0,24	50,8	29,0	14,5
				Flachdach	1,21	0,18	0,18	0,36	76,2	43,6	21,8
	AT223	Östliche Obersteiermark	WG	Steildach	6,41	0,48	1,44	1,92	403,9	230,8	115,4
				Flachdach	0,48	0,07	0,07	0,14	30,4	17,4	8,7
			NWG	Steildach	1,62	0,12	0,37	0,49	102,4	58,5	29,2
				Flachdach	2,44	0,37	0,37	0,73	153,5	87,7	43,9
	AT224	Oststeiermark	WG	Steildach	10,06	0,75	2,26	3,02	633,8	362,2	181,1
				Flachdach	0,76	0,11	0,11	0,23	47,7	27,3	13,6
			NWG	Steildach	2,01	0,15	0,45	0,60	126,5	72,3	36,1
				Flachdach	3,01	0,45	0,45	0,90	189,8	108,4	54,2
	AT225	West- und Südsteiermark	WG	Steildach	7,50	0,56	1,69	2,25	472,3	269,9	134,9
				Flachdach	0,56	0,08	0,08	0,17	35,5	20,3	10,2
			NWG	Steildach	1,41	0,11	0,32	0,42	88,6	50,6	25,3
				Flachdach	2,11	0,32	0,32	0,63	132,9	76,0	38,0

	AT226	Westliche Obersteiermark	WG	Steildach	4,01	0,30	0,90	1,20	252,3	144,2	72,1
				Flachdach	0,30	0,05	0,05	0,09	19,0	10,9	5,4
			NWG	Steildach	0,92	0,07	0,21	0,28	58,1	33,2	16,6
				Flachdach	1,38	0,21	0,21	0,42	87,2	49,8	24,9
Oberösterreich	AT311	Innviertel	WG	Steildach	11,12	0,83	2,50	3,34	700,4	400,2	200,1
				Flachdach	0,84	0,13	0,13	0,25	52,7	30,1	15,1
			NWG	Steildach	2,47	0,18	0,55	0,74	155,4	88,8	44,4
				Flachdach	3,70	0,55	0,55	1,11	233,1	133,2	66,6
	AT312	Linz-Wels	WG	Steildach	20,68	1,55	4,65	6,20	1302,9	744,5	372,3
				Flachdach	1,56	0,23	0,23	0,47	98,1	56,0	28,0
			NWG	Steildach	5,81	0,44	1,31	1,74	366,0	209,2	104,6
				Flachdach	5,81	0,87	0,87	1,74	366,0	209,2	104,6
	AT313	Mühlviertel	WG	Steildach	8,16	0,61	1,84	2,45	513,8	293,6	146,8
				Flachdach	0,61	0,09	0,09	0,18	38,7	22,1	11,1
			NWG	Steildach	1,52	0,11	0,34	0,46	95,7	54,7	27,3
				Flachdach	2,28	0,34	0,34	0,68	143,6	82,0	41,0
	AT314	Steyr-Kirchdorf	WG	Steildach	5,90	0,44	1,33	1,77	371,6	212,4	106,2
				Flachdach	0,44	0,07	0,07	0,13	28,0	16,0	8,0
			NWG	Steildach	1,65	0,12	0,37	0,50	104,1	59,5	29,7
				Flachdach	2,48	0,37	0,37	0,74	156,1	89,2	44,6
	AT315	Traunviertel	WG	Steildach	9,58	0,72	2,15	2,87	603,2	344,7	172,4
				Flachdach	0,72	0,11	0,11	0,22	45,4	25,9	13,0
			NWG	Steildach	2,24	0,17	0,50	0,67	140,9	80,5	40,3
				Flachdach	3,36	0,50	0,50	1,01	211,4	120,8	60,4
Salzburg	AT321	Lungau	WG	Steildach	0,72	0,05	0,16	0,22	45,6	26,1	13,0
				Flachdach	0,05	0,01	0,01	0,02	3,4	2,0	1,0
			NWG	Steildach	0,24	0,02	0,05	0,07	14,9	8,5	4,2
				Flachdach	0,35	0,05	0,05	0,11	22,3	12,7	6,4
	AT322	Pinzgau-Pongau	WG	Steildach	6,01	0,45	1,35	1,80	378,6	216,3	108,2
				Flachdach	0,45	0,07	0,07	0,14	28,5	16,3	8,1
			NWG	Steildach	2,09	0,16	0,47	0,63	131,9	75,4	37,7
				Flachdach	3,14	0,47	0,47	0,94	197,8	113,0	56,5
	AT323	Salzburg-Umgebung	WG	Steildach	12,28	0,92	2,76	3,68	773,7	442,1	221,0
				Flachdach	0,92	0,14	0,14	0,28	58,2	33,3	16,6
			NWG	Steildach	3,16	0,24	0,71	0,95	198,9	113,7	56,8
				Flachdach	4,74	0,71	0,71	1,42	298,4	170,5	85,3
Tirol	AT331	Außerfern	WG	Steildach	1,25	0,09	0,28	0,38	78,8	45,0	22,5
				Flachdach	0,09	0,01	0,01	0,03	5,9	3,4	1,7
			NWG	Steildach	0,41	0,03	0,09	0,12	25,6	14,7	7,3
				Flachdach	0,61	0,09	0,09	0,18	38,5	22,0	11,0

	AT332	Innsbruck	WG	Steildach	10,39	0,78	2,34	3,12	654,7	374,1	187,0
				Flachdach	0,78	0,12	0,12	0,23	49,3	28,2	14,1
			NWG	Steildach	2,67	0,20	0,60	0,80	168,3	96,2	48,1
				Flachdach	4,01	0,60	0,60	1,20	252,5	144,3	72,1
	AT333	Osttirol	WG	Steildach	1,85	0,14	0,42	0,56	116,9	66,8	33,4
				Flachdach	0,14	0,02	0,02	0,04	8,8	5,0	2,5
			NWG	Steildach	0,48	0,04	0,11	0,15	30,5	17,4	8,7
				Flachdach	0,73	0,11	0,11	0,22	45,7	26,1	13,1
	AT334	Tiroler Oberland	WG	Steildach	3,56	0,27	0,80	1,07	224,6	128,3	64,2
				Flachdach	0,27	0,04	0,04	0,08	16,9	9,7	4,8
			NWG	Steildach	1,52	0,11	0,34	0,46	96,1	54,9	27,4
				Flachdach	2,29	0,34	0,34	0,69	144,1	82,3	41,2
	AT335	Tiroler Unterland	WG	Steildach	9,78	0,73	2,20	2,93	616,0	352,0	176,0
				Flachdach	0,74	0,11	0,11	0,22	46,4	26,5	13,2
			NWG	Steildach	2,98	0,22	0,67	0,89	187,8	107,3	53,6
				Flachdach	4,47	0,67	0,67	1,34	281,7	160,9	80,5
Vorarlberg	AT341	Bludenz-Bregenzer Wald	WG	Steildach	3,56	0,27	0,80	1,07	224,6	128,3	64,2
				Flachdach	0,27	0,04	0,04	0,08	16,9	9,7	4,8
			NWG	Steildach	1,03	0,08	0,23	0,31	65,2	37,2	18,6
				Flachdach	1,55	0,23	0,23	0,47	97,8	55,9	27,9
	AT342	Rheintal-Bodenseegebiet	WG	Steildach	10,31	0,77	2,32	3,09	649,8	371,3	185,6
				Flachdach	0,78	0,12	0,12	0,23	48,9	27,9	14,0
			NWG	Steildach	2,19	0,16	0,49	0,66	137,9	78,8	39,4
				Flachdach	3,28	0,49	0,49	0,99	206,9	118,2	59,1
Summe					517,9	48,4	107,0	155,4	32625,1	18642,9	9321,5

Tabelle 11.11: Potential an Photovoltaik in Österreich nach NUTS 3 in MW_p

Potential an Photovoltaik nach NUTS-3						
Bundesland	NUTS 3-Code	NUTS 3-Benennung	P _{install}	P _{pot, techn.}	P _{pot}	P _{pot}
-	-	-	MW _p	MW _p	MW _p	%
Burgenland	AT111	Mittelburgenland	1,32	142,88	141,55	99,1
	AT112	Nordburgenland	6,82	571,62	564,80	98,8
	AT113	Südburgenland	5,38	362,59	357,21	98,5
Niederösterreich	AT121	Mostviertel-Eisenwurzen	36,10	865,31	829,21	95,8
	AT122	Niederösterreich-Süd	10,51	960,94	950,43	98,9
	AT123	St. Pölten	8,38	541,82	533,44	98,5
	AT124	Waldviertel	20,47	905,82	885,35	97,7
	AT125	Weinviertel	7,10	492,39	485,30	98,6
	AT126	Wiener Umland-Nordteil	19,05	1169,30	1150,25	98,4
	AT127	Wiener Umland-Südteil	9,69	1235,82	1226,13	99,2
Wien	AT130	Wien	1,89	4450,55	4448,66	100,0
Kärnten	AT211	Klagenfurt-Villach	9,40	1040,48	1031,08	99,1
	AT212	Oberkärnten	7,83	479,21	471,37	98,4
	AT213	Unterkärnten	13,47	522,36	508,89	97,4
Steiermark	AT221	Graz	16,65	1354,79	1338,14	98,8
	AT222	Liezen	7,34	314,49	307,16	97,7
	AT223	Östliche Obersteiermark	4,68	621,22	616,54	99,2
	AT224	Oststeiermark	60,33	886,56	826,23	93,2
	AT225	West- und Südsteiermark	19,59	646,03	626,44	97,0
	AT226	Westliche Obersteiermark	23,45	372,99	349,54	93,7
Oberösterreich	AT311	Innviertel	37,48	1020,05	982,57	96,3
	AT312	Linz-Wels	23,79	1496,17	1472,38	98,4
	AT313	Mühlviertel	29,20	701,05	671,85	95,8
	AT314	Steyr-Kirchdorf	11,32	597,14	585,82	98,1
	AT315	Traunviertel	10,99	896,88	885,89	98,8
Salzburg	AT321	Lungau	4,80	78,72	73,92	93,9
	AT322	Pinzgau-Pongau	11,20	675,27	664,07	98,3
	AT323	Salzburg-Umgebung	14,13	1197,39	1183,26	98,8
Tirol	AT331	Außerfern	1,93	135,90	133,97	98,6
	AT332	Innsbruck	13,51	1013,18	999,67	98,7
	AT333	Osttirol	7,06	181,96	174,90	96,1
	AT334	Tiroler Oberland	6,06	446,68	440,62	98,6
	AT335	Tiroler Unterland	12,32	1029,38	1017,07	98,8
Vorarlberg	AT341	Bludenz-Bregenzer Wald	8,41	366,79	358,38	97,7
	AT342	Rheintal-Bodenseegebiet	28,01	930,22	902,21	97,0
Summe			509,66	28703,96	28194,30	98,22

Tabelle 11.12: Photovoltaikpotential der WG in Deutschland (Berechnung nach [80])

NUTS 2			mono-Si	CIGS	a-Si
Code	Einheit	A _{pot}	P _{pot, install.}	P _{pot, install.}	P _{pot, install.}
-	-	km ²	MW _p	MW _p	MW _p
DE11	Stuttgart	15,4	3244	1854	927
DE12	Karlsruhe	11,3	2380	1360	680
DE13	Freiburg	9,4	1966	1123	562
DE14	Tübingen	8,2	1714	979	490
DE21	Oberbayern	17,0	3572	2041	1021
DE22	Niederbayern	6,2	1305	745	373
DE23	Oberpfalz	5,3	1108	633	316
DE24	Oberfranken	5,3	1104	631	316
DE25	Mittelfranken	7,1	1485	849	424
DE26	Unterfranken	6,3	1324	756	378
DE27	Schwaben	8,1	1694	968	484
DE30	Berlin	7,7	1613	922	461
DE40	Brandenburg	9,9	2072	1184	592
DE50	Bremen	1,6	332	190	95
DE60	Hamburg	3,9	812	464	232
DE71	Darmstadt	14,9	3135	1791	896
DE72	Gießen	5,2	1085	620	310
DE73	Kassel	6,0	1260	720	360
DE80	Mecklenburg-Vorpommern	6,1	1280	731	366
DE91	Braunschweig	7,4	1553	888	444
DE92	Hannover	9,5	1988	1136	568
DE93	Lüneburg	8,9	1877	1072	536
DE94	Weser-Enns	13,0	2731	1561	780
DEA1	Düsseldorf	18,6	3914	2237	1118
DEA2	Köln	17,5	3683	2104	1052
DEA3	Münster	10,9	2289	1308	654
DEA4	Detmold	9,3	1946	1112	556
DEA5	Arnsberg	14,1	2966	1695	847
DEB1	Koblenz	8,1	1698	970	485
DEB2	Trier	2,9	616	352	176
DEB3	Rhein Hessen-Pfalz	9,8	2062	1178	589
DEC0	Saarland	5,4	1128	644	322
DED2	Dresden	5,4	1129	645	323
DED4	Chemnitz	5,3	1115	637	319
DED5	Leipzig	3,2	663	379	190
DEE0	Sachsen-Anhalt	9,1	1904	1088	544
DEF0	Schleswig-Holstein	12,9	2709	1548	774
DEG0	Thüringen	8,6	1803	1030	515
	Summe	335	70257	40147	20073

Tabelle 11.13: PV-Potential der NWG in DE nach NUTS 2 (Berechnung nach [80])

NUTS 2		Fläche A		Fläche A			Fläche B		
Code	Einheit	A _{pot}	A _{pot}	mono-Si	CIGS	a-Si	mono-Si	CIGS	a-Si
-	-	km ²	km ²	P _{pot, install.}					
				MW _p					
DE11	Stuttgart	32,4	10,2	6802	3887	1943	2152	1229	615
DE12	Karlsruhe	21,3	6,7	4481	2560	1280	4481	2560	1280
DE13	Freiburg	16,6	5,3	3489	1994	997	3489	1994	997
DE14	Tübingen	14,0	4,4	2946	1683	842	2946	1683	842
DE21	Oberbayern	37,3	11,8	7835	4477	2239	7835	4477	2239
DE22	Niederbayern	9,1	2,9	1902	1087	544	1902	1087	544
DE23	Oberpfalz	8,5	2,7	1780	1017	509	1780	1017	509
DE24	Oberfranken	8,0	2,5	1687	964	482	1687	964	482
DE25	Mittelfranken	13,9	4,4	2913	1664	832	2913	1664	832
DE26	Unterfranken	10,0	3,2	2099	1200	600	2099	1200	600
DE27	Schwaben	13,7	4,3	2887	1650	825	2887	1650	825
DE30	Berlin	25,2	8,0	5286	3021	1510	5286	3021	1510
DE40	Brandenburg	15,4	4,9	3224	1842	921	3224	1842	921
DE50	Bremen	5,9	1,9	1241	709	355	1241	709	355
DE60	Hamburg	16,7	5,3	3516	2009	1005	3516	2009	1005
DE71	Darmstadt	30,3	9,6	6364	3637	1818	6364	3637	1818
DE72	Gießen	7,1	2,3	1501	858	429	1501	858	429
DE73	Kassel	9,0	2,8	1886	1078	539	1886	1078	539
DE80	Mecklenburg-Vorpommern	10,4	3,3	2175	1243	621	2175	1243	621
DE91	Braunschweig	11,4	3,6	2400	1372	686	2400	1372	686
DE92	Hannover	15,4	4,9	3226	1843	922	3226	1843	922
DE93	Lüneburg	10,1	3,2	2113	1207	604	2113	1207	604
DE94	Weser-Enns	18,3	5,8	3844	2196	1098	3844	2196	1098
DEA1	Düsseldorf	37,9	12,0	7953	4544	2272	7953	4544	2272
DEA2	Köln	32,2	10,2	6766	3866	1933	6766	3866	1933
DEA3	Münster	17,7	5,6	3707	2118	1059	3707	2118	1059
DEA4	Detmold	15,1	4,8	3171	1812	906	3171	1812	906
DEA5	Arnsberg	25,4	8,0	5336	3049	1525	5336	3049	1525
DEB1	Koblenz	10,2	3,2	2148	1227	614	2148	1227	614
DEB2	Trier	3,7	1,2	767	438	219	767	438	219
DEB3	Rhein Hessen-Pfalz	13,8	4,4	2902	1658	829	2902	1658	829
DEC0	Saarland	7,4	2,3	1547	884	442	1547	884	442
DED2	Dresden	11,2	3,5	2343	1339	669	2343	1339	669
DED4	Chemnitz	10,1	3,2	2118	1210	605	2118	1210	605
DED5	Leipzig	7,3	2,3	1528	873	437	1528	873	437
DEE0	Sachsen-Anhalt	14,4	4,6	3025	1729	864	3025	1729	864
DEF0	Schleswig-Holstein	18,9	6,0	3974	2271	1135	3974	2271	1135
DEG0	Thüringen	14,9	4,7	3120	1783	891	3120	1783	891
	Summe	600	190	126000	72000	36000	121350	69343	34671

Tabelle 11.14: PV-Potential in DE nach NUTS 2 (Berechnung nach [80])

NUTS 2		Fläche A		Fläche A			Fläche B		
		Fläche A	Fläche B	mono-Si	CIGS	a-Si	mono-Si	CIGS	a-Si
Code	Einheit	A _{pot}	A _{pot}	P _{pot, install.}					
-	-	km ²	km ²	MW _p					
DE11	Stuttgart	47,8	25,7	10046	5740	2870	5396	3083	1542
DE12	Karlsruhe	32,7	18,1	6861	3921	1960	6861	3921	1960
DE13	Freiburg	26,0	14,6	5454	3117	1558	5454	3117	1558
DE14	Tübingen	22,2	12,6	4660	2663	1331	4660	2663	1331
DE21	Oberbayern	54,3	28,8	11407	6518	3259	11407	6518	3259
DE22	Niederbayern	15,3	9,1	3207	1833	916	3207	1833	916
DE23	Oberpfalz	13,8	8,0	2888	1650	825	2888	1650	825
DE24	Oberfranken	13,3	7,8	2791	1595	798	2791	1595	798
DE25	Mittelfranken	20,9	11,5	4398	2513	1257	4398	2513	1257
DE26	Unterfranken	16,3	9,5	3423	1956	978	3423	1956	978
DE27	Schwaben	21,8	12,4	4581	2618	1309	4581	2618	1309
DE30	Berlin	32,9	15,6	6899	3942	1971	6899	3942	1971
DE40	Brandenburg	25,2	14,7	5296	3026	1513	5296	3026	1513
DE50	Bremen	7,5	3,5	1573	899	449	1573	899	449
DE60	Hamburg	20,6	9,2	4328	2473	1236	4328	2473	1236
DE71	Darmstadt	45,2	24,5	9499	5428	2714	9499	5428	2714
DE72	Gießen	12,3	7,4	2586	1478	739	2586	1478	739
DE73	Kassel	15,0	8,8	3146	1798	899	3146	1798	899
DE80	Mecklenburg-Vorpommern	16,5	9,4	3455	1974	987	3455	1974	987
DE91	Braunschweig	18,8	11,0	3954	2259	1130	3954	2259	1130
DE92	Hannover	24,8	14,3	5213	2979	1490	5213	2979	1490
DE93	Lüneburg	19,0	12,1	3989	2280	1140	3989	2280	1140
DE94	Weser-Enns	31,3	18,8	6575	3757	1879	6575	3757	1879
DEA1	Düsseldorf	56,5	30,6	11867	6781	3390	11867	6781	3390
DEA2	Köln	49,8	27,7	10449	5971	2985	10449	5971	2985
DEA3	Münster	28,5	16,5	5995	3426	1713	5995	3426	1713
DEA4	Detmold	24,4	14,0	5117	2924	1462	5117	2924	1462
DEA5	Arnsberg	39,5	22,2	8302	4744	2372	8302	4744	2372
DEB1	Koblenz	18,3	11,3	3846	2197	1099	3846	2197	1099
DEB2	Trier	6,6	4,1	1384	791	395	1384	791	395
DEB3	Rheinhessen-Pfalz	23,6	14,2	4964	2836	1418	4964	2836	1418
DEC0	Saarland	12,7	7,7	2675	1528	764	2675	1528	764
DED2	Dresden	16,5	8,9	3472	1984	992	3472	1984	992
DED4	Chemnitz	15,4	8,5	3233	1848	924	3233	1848	924
DED5	Leipzig	10,4	5,5	2192	1252	626	2192	1252	626
DEE0	Sachsen-Anhalt	23,5	13,6	4929	2817	1408	4929	2817	1408
DEF0	Schleswig-Holstein	31,8	18,9	6683	3819	1909	6683	3819	1909
DEG0	Thüringen	23,4	13,3	4923	2813	1406	4923	2813	1406
Summe		935	524	196257	112147	56073	191607	109490	54745

Tabelle 11.15: PV-Potential in DE nach NUTS 2 (Berechnung nach [81])

		Fläche A	Fläche B	Fläche A			Fläche B		
NUTS 2		\sum A _{K1} +A _{K3}	\sum A _{K1} +A _{K2}	mono-Si	CIGS	a-Si	mono-Si	CIGS	a-Si
Code	Einheit	A _{pot}	A _{pot}	P _{pot,} install.					
-	-	km ²	km ²	MW _p					
DE11	Stuttgart	51,1	35,6	10737	6136	3068	7466	4266	2133
DE12	Karlsruhe	35,1	24,8	7369	4211	2105	5214	2979	1490
DE13	Freiburg	28,0	20,0	5874	3356	1678	4195	2397	1199
DE14	Tübingen	23,9	17,2	5025	2872	1436	3608	2062	1031
DE21	Oberbayern	57,9	40,0	12169	6954	3477	8401	4800	2400
DE22	Niederbayern	16,6	12,2	3485	1992	996	2570	1469	734
DE23	Oberpfalz	14,9	10,8	3124	1785	893	2268	1296	648
DE24	Oberfranken	14,4	10,5	3027	1730	865	2215	1266	633
DE25	Mittelfranken	22,4	15,8	4714	2694	1347	3313	1893	947
DE26	Unterfranken	17,6	12,8	3705	2117	1059	2696	1540	770
DE27	Schwaben	23,5	16,9	4942	2824	1412	3554	2031	1015
DE30	Berlin	34,5	22,4	7243	4139	2069	4701	2686	1343
DE40	Brandenburg	27,3	19,9	5738	3279	1639	4187	2393	1196
DE50	Bremen	7,8	5,0	1644	939	470	1047	598	299
DE60	Hamburg	21,4	13,4	4501	2572	1286	2810	1605	803
DE71	Darmstadt	48,4	33,8	10167	5810	2905	7106	4061	2030
DE72	Gießen	13,4	10,0	2817	1610	805	2095	1197	599
DE73	Kassel	16,3	11,9	3415	1951	976	2507	1433	716
DE80	Mecklenburg-Vorpommern	17,8	12,8	3728	2130	1065	2682	1532	766
DE91	Braunschweig	20,4	14,9	4285	2449	1224	3130	1789	894
DE92	Hannover	26,8	19,5	5637	3221	1611	4086	2335	1167
DE93	Lüneburg	20,9	16,1	4390	2508	1254	3373	1928	964
DE94	Weser-Enns	34,1	25,3	7157	4090	2045	5308	3033	1517
DEA1	Düsseldorf	60,5	42,3	12701	7258	3629	8876	5072	2536
DEA2	Köln	53,5	38,0	11234	6420	3210	7980	4560	2280
DEA3	Münster	30,9	22,4	6483	3705	1852	4700	2686	1343
DEA4	Detmold	26,3	19,1	5533	3161	1581	4007	2290	1145
DEA5	Arnsberg	42,5	30,3	8934	5105	2553	6367	3639	1819
DEB1	Koblenz	20,0	15,1	4208	2404	1202	3175	1814	907
DEB2	Trier	7,2	5,5	1515	866	433	1146	655	327
DEB3	Rheinessen-Pfalz	25,7	19,1	5404	3088	1544	4008	2290	1145
DEC0	Saarland	13,9	10,3	2915	1666	833	2171	1241	620
DED2	Dresden	17,7	12,3	3713	2122	1061	2586	1478	739
DED4	Chemnitz	16,5	11,7	3471	1984	992	2453	1401	701
DED5	Leipzig	11,1	7,6	2333	1333	667	1598	913	457
D EE0	Sachsen-Anhalt	25,4	18,5	5335	3049	1524	3880	2217	1109
DEF0	Schleswig-Holstein	34,6	25,5	7261	4149	2075	5349	3057	1528
DEG0	Thüringen	25,3	18,1	5307	3033	1516	3807	2175	1088
Summe		1006	717	211240	120709	60354	150634	86077	43038

Tabelle 11.16: Hochrechnung bis 2030 anhand von P_{pot} nach den Szenarien [51] [56]

					ENTSO-E, Szenario A Vision 3						EPIA, Paradigm Shift		
					2015	2016	2020	2025	2030	2030	2020	2030	2030
Bundesland	NUTS 3-Code	NUTS 3-Einheit	P_{pot}	P_{pot}	P_{ENTSO}	P_{ENTSO}	P_{ENTSO}	P_{ENTSO}	P_{ENTSO}	P_{ENTSO}	$PEPIA$	$PEPIA$	$PEPIA$
-	-	-	MW_p	%	MW_p	MW_p	MW_p	MW_p	MW_p	%	MW_p	MW_p	%
Burgenland	AT111	Mittelburgenland	142,9	0,50	3,0	3,5	6,0	6,0	17,4	12,2	19,9	74,7	52,3
	AT112	Nordburgenland	571,6	1,99	11,9	13,9	23,9	23,9	69,7	12,2	79,7	298,7	52,3
	AT113	Südburgenland	362,6	1,26	7,6	8,8	15,2	15,2	44,2	12,2	50,5	189,5	52,3
Niederösterreich	AT121	Mostviertel-Eisenwurzen	865,3	3,01	18,1	21,1	36,2	36,2	105,5	12,2	120,6	452,2	52,3
	AT122	Niederösterreich-Süd	960,9	3,35	20,1	23,4	40,2	40,2	117,2	12,2	133,9	502,2	52,3
	AT123	St. Pölten	541,8	1,89	11,3	13,2	22,7	22,7	66,1	12,2	75,5	283,1	52,3
	AT124	Waldviertel	905,8	3,16	18,9	22,1	37,9	37,9	110,5	12,2	126,2	473,4	52,3
	AT125	Weinviertel	492,4	1,72	10,3	12,0	20,6	20,6	60,0	12,2	68,6	257,3	52,3
	AT126	Wiener Umland-Nordteil	1169,3	4,07	24,4	28,5	48,9	48,9	142,6	12,2	162,9	611,0	52,3
	AT127	Wiener Umland-Südteil	1235,8	4,31	25,8	30,1	51,7	51,7	150,7	12,2	172,2	645,8	52,3
Wien	AT130	Wien	4450,5	15,51	93,0	108,5	186,1	186,1	542,7	12,2	620,2	2325,8	52,3
Kärnten	AT211	Klagenfurt-Villach	1040,5	3,62	21,7	25,4	43,5	43,5	126,9	12,2	145,0	543,7	52,3
	AT212	Oberkärnten	479,2	1,67	10,0	11,7	20,0	20,0	58,4	12,2	66,8	250,4	52,3
	AT213	Unterkärnten	522,4	1,82	10,9	12,7	21,8	21,8	63,7	12,2	72,8	273,0	52,3
Steiermark	AT221	Graz	1354,8	4,72	28,3	33,0	56,6	56,6	165,2	12,2	188,8	708,0	52,3
	AT222	Liezen	314,5	1,10	6,6	7,7	13,1	13,1	38,3	12,2	43,8	164,3	52,3
	AT223	Östliche Obersteiermark	621,2	2,16	13,0	15,1	26,0	26,0	75,7	12,2	86,6	324,6	52,3
	AT224	Oststeiermark	886,6	3,09	18,5	21,6	37,1	37,1	108,1	12,2	123,5	463,3	52,3
	AT225	West- und Südsteiermark	646,0	2,25	13,5	15,8	27,0	27,0	78,8	12,2	90,0	337,6	52,3
	AT226	Westliche Obersteiermark	373,0	1,30	7,8	9,1	15,6	15,6	45,5	12,2	52,0	194,9	52,3
Oberösterreich	AT311	Innviertel	1020,1	3,55	21,3	24,9	42,6	42,6	124,4	12,2	142,1	533,1	52,3
	AT312	Linz-Wels	1496,2	5,21	31,3	36,5	62,5	62,5	182,4	12,2	208,5	781,9	52,3
	AT313	Mühlviertel	701,1	2,44	14,7	17,1	29,3	29,3	85,5	12,2	97,7	366,4	52,3
	AT314	Steyr-Kirchdorf	597,1	2,08	12,5	14,6	25,0	25,0	72,8	12,2	83,2	312,1	52,3
	AT315	Traunviertel	896,9	3,12	18,7	21,9	37,5	37,5	109,4	12,2	125,0	468,7	52,3

Salzburg	AT321	Lungau	78,7	0,27	1,6	1,9	3,3	3,3	9,6	12,2	11,0	41,1	52,3
	AT322	Pinzgau-Pongau	675,3	2,35	14,1	16,5	28,2	28,2	82,3	12,2	94,1	352,9	52,3
	AT323	Salzburg-Umgebung	1197,4	4,17	25,0	29,2	50,1	50,1	146,0	12,2	166,9	625,7	52,3
Tirol	AT331	Außerfern	135,9	0,47	2,8	3,3	5,7	5,7	16,6	12,2	18,9	71,0	52,3
	AT332	Innsbruck	1013,2	3,53	21,2	24,7	42,4	42,4	123,5	12,2	141,2	529,5	52,3
	AT333	Osttirol	182,0	0,63	3,8	4,4	7,6	7,6	22,2	12,2	25,4	95,1	52,3
	AT334	Tiroler Oberland	446,7	1,56	9,3	10,9	18,7	18,7	54,5	12,2	62,2	233,4	52,3
	AT335	Tiroler Unterland	1029,4	3,59	21,5	25,1	43,0	43,0	125,5	12,2	143,4	537,9	52,3
Vorarlberg	AT341	Bludenz-Bregenzer Wald	366,8	1,28	7,7	8,9	15,3	15,3	44,7	12,2	51,1	191,7	52,3
	AT342	Rheintal-Bodenseegebiet	930,2	3,24	19,4	22,7	38,9	38,9	113,4	12,2	129,6	486,1	52,3
		Summe	28704	100	600	700	1200	1200	3500		4000	15000	