

**Potentialstudie für photovoltaische Solarenergie
für die Regionen Meknès-Tafilalet, Oriental und
Souss-Massa-Drâa**

für die
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ)
GmbH

giz



aktualisierte Version November 2011

Regionale Potentialstudie zu Photovoltaik für die Regionen Meknès Tafilalet, Oriental und Souss-Massa-Drâa

Erstellt für:

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Projekt: Promotion des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique pour un Développement durable au Maroc (PEREN)

Projektleitung : Dipl. Ing. Dieter Uh

Projekt-Nr. : 06.2167.2

Mit dem Projektpartner „Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique



Erstellt von:

Judith Jäger, Diplom-Geoökologin, Consultant

März und November 2011

Anregungen, Kritik, Hinweise und Lob sind jederzeit willkommen; bitte senden Sie diese an

Katharina Hay, Projektmitarbeiterin katharina.hay@giz.de oder

Dieter Uh, Projektleiter, dieter.uh@giz.de

Rechtliche Informationen:

1. Alle Angaben, Daten und Ergebnisse dieser Studie wurden sorgfältigst vom Autor erarbeitet und geprüft. Es können jedoch keine inhaltlichen Fehler ausgeschlossen werden. Folglich können weder die GIZ noch der Autor für Klagen, Verlust oder Schäden haftbar gemacht werden, die direkt oder indirekt aus der Nutzung oder dem Verlass auf die Informationen der Studie resultieren oder die direkt oder indirekt aus Fehlern, Ungenauigkeiten oder Auslassungen der Informationen der Studie folgen.
2. Vervielfältigung oder Verwendung der ganzen oder Teile der Studie (incl. Übertragung auf Datenträger) und Verteilung für nicht-kommerzielle Verwendungszwecke sind unter der Voraussetzung der Nennung der GIZ als Quelle erlaubt. Andere Nutzungen, incl. Vervielfältigungen oder Verteilung der ganzen oder Teile der Studie für kommerzielle Verwendungszwecke verlangen die schriftliche Genehmigung der GIZ.

VORWORT

Der Ausgangspunkt dieser Studie liegt im Jahr 2008. Einerseits wurde mit dem Projektpartner, der « Agence pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique » (ADEREE) vereinbart, in drei ausgewählten Regionen Marokkos Potenzialanalysen für alle Technologien der erneuerbaren Energien durchzuführen, um den lokalen und regionalen Akteuren genauere Informationen über die konkreten Möglichkeiten der einzelnen Technologien bereit zu stellen. Ziel ist letztlich, Hinweise für interessante konkrete Investitionsprojekte zu geben, die dann in Machbarkeitsstudien aufbereitet werden sollen.

Andererseits waren in der Diskussion um ein „klassisches“ Einspeisegesetz für erneuerbare Energien vor allem die Mehrkosten für die Solartechnologien (CSP und PV) ein kritischer Punkt. Die Energieministerin Mme Benkhadra machte deutlich, dass sie kein Gesetz auf den Weg bringen könne, das durch den Umlagemechanismus der Mehrkosten in einem Einspeisegesetz zu einer Erhöhung der Stromtarife führen würde. „Ich muss auf die Kaufkraft der marokkanischen Bevölkerung achten“ war ihr Hauptargument. Und damit hat sie allerdings Recht: bei einem Haushaltseinkommen von mehrheitlich ca. 200 - 600 € pro Monat werden die bestehenden Stromtarife bereits als sehr hoch empfunden.

So ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz Marokkos durch eine Philosophie der (partiellen oder gänzlichen) Selbstversorgung gekennzeichnet; dabei ist es durchaus möglich, dass Erzeugung und Verbrauch räumlich getrennt sind (dies ist insb. für Wind wichtig). Ansonsten hat jede natürliche oder juristische Person das Recht, Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen und Zugang zum Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz. Der Zugang zum Niederspannungsnetz blieb wegen Bedenken des Innenministeriums und aus Rücksicht auf die Stadtwerke („régies“) und die privaten Stromverteiler („gestion déléguée“) ausgeschlossen.

Diese Restriktionen haben eine breite Entwicklung der erneuerbaren Energien vor allem im Kleinanlagenbereich bisher praktisch verhindert – dies betrifft insbesondere die Photovoltaik.

Die stark gesunkenen Systempreise auf den internationalen Märkten für PV und die – relativ – hohen Strompreise in Marokko veranlassten uns, eingefahrene Denkmuster der „Feed-in-Tarif“ – Logik einmal zu verlassen und gedanklich einen Neuansatz im „Netmetering“- Modus genauer zu untersuchen. Die Fachdiskussion um die sog. „Grid-parity“ gab zusätzlichen Schub, unter marokkanischen Bedingungen einmal genau hinzuschauen, wie sich die ökonomische Situation heute darstellt. Das Ergebnis hat selbst uns in seiner Klarheit überrascht: Marokko hat die sog „Grid-parity“ für einen Großteil der Stromkunden bereits erreicht und wird sogar im Bereich der Hochspannungs-Industriekunden diese Schwelle etwa 2015 erreichen. Die sich daraus ergebenden Potenziale sind gewaltig und es deutet sich für die Zeit um 2020 so etwas wie das „Solarzeitalter“ (Hermann Scheer) an, wenn nämlich die Stromerzeugungskosten aus PV das Niveau von Kohlekraftwerken erreichen.

In diesem Sinne hoffen wir, dass diese Studie dazu beiträgt, in Marokko den Stein der PV ins Rollen zu bringen.

Dieter Uh
Projektleiter GIZ PEREN

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis.....	VIII
Zusammenfassung.....	1
1 Einführung.....	1
2 Photovoltaik - Technologieüberblick.....	3
2.1 Mono- und polykristalline Technologie.....	3
2.2 Dünnschichttechnologien.....	4
2.3 Farbstoffsolarzellen.....	5
2.4 Organische Solarzellen	5
2.5 III-V-Solarzellen.....	5
2.6 Stapsolarzellen.....	5
2.7 Konzentrierende Systeme	6
2.8 Photovoltaische Systemtechnik	6
3 Potential - Definitionen: bisherige Studien und Methodologien	9
3.1 Potentialartendefinitionen in der Literatur.....	9
3.2 Potentialermittlung mit Hilfe von digitalen Stadtmodellen	10
3.3 Dachflächenermittlung für Photovoltaik Anhand des BIP.....	12
3.4 Potentialermittlung nach der GTZ-Studie	13
3.4.1 Freiflächenpotential nach der GTZ-Studie	14
3.4.2 Dachflächenpotential nach der GTZ-Studie	14
3.5 Diskussion der vorgestellten Ansätze.....	14
4 Potentiale nach dem „Bedarfsansatz“	16
4.1 Potentiale Netzferner Anwendungen	18
4.1.1 technisches Potential netzferner Anwendungen	19
4.1.2 Ökonomisches Potential Netzferner anwendungen	19
4.2 Netzgekoppelte Potentiale.....	20
4.2.1 technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen	20

4.2.1.1	Ertragsberechnungen	21
4.2.1.2	Betrachtung der Flächenverfügbarkeit für das technische Potential	22
4.2.2	Ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen.....	27
4.2.2.1	Tarife der ONE	27
4.2.2.2	Tarife und effektive Strombezugskosten im Bereich der Niederspannung	28
4.2.2.3	Strombezugskosten im Bereich der Mittelspannung	30
4.2.2.4	Annahmen zur Entwicklung der Strombezugskosten bis 2030	31
4.2.2.5	Akutelle Stromgestehungskosten von Photovoltaik in Marokko.....	32
4.2.2.6	Entwicklung der Stromgestehungskosten bis 2020	34
5	Annahmen zur Entwicklung des Elektrizitätsbedarfes	36
5.1	Entwicklungsparameter der Szenarien.....	36
5.2	Aktueller Elektrizitätsverbrauch	37
5.3	Annahmen zur Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs	38
5.4	Elektrizitätsbedarf der Region Meknes-Tafilalet bis 2030	38
5.5	Elektrizitätsbedarf der Region Oriental bis 2030	39
5.6	Elektrizitätsbedarf der Region Souss-Massa-Draa bis 2030.....	40
6	Potentiale der Region Meknès-Tafilalet.....	42
6.1	Theoretisches Potential der Region Meknès-Tafilalet	44
6.2	Technisches Potential Netzferner Anwendugen	44
6.3	Ökonomisches Potential netzferner Anwendungen	45
6.4	Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen.....	45
6.5	Ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen.....	46
6.5.1	Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor.....	47
6.5.2	Netzparität im Bereich der Beleuchtung und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich	50
6.5.3	Netzparität des Mittelspannungsbereichs.....	50
6.5.4	Ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen in der Region Meknès-Tafilalet	51
7	Potentiale der Region Oriental.....	54
7.1	Theoretisches Potential der Region Oriental	55
7.2	Technisches Potential Netzferner Anwendugen	55
7.3	Ökonomisches Potential netzferner Anwendungen	56

7.4	Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen.....	56
7.5	Ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen.....	57
7.5.1	Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor.....	58
7.5.2	Netzparität im Bereich der Beleuchtung und der Elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich	61
7.5.3	Netzparität des Mittelspannungsbereichs	61
7.5.4	Ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen in der Region Oriental	62
8	Potentiale der Region Souss-Massa-Drâa	65
8.1	Theoretisches Potential der Region Souss-Massa-Drâa.....	66
8.2	Technisches Potential Netzferner Anwendugen	66
8.3	Ökonomisches Potential netzferner Anwednungen	67
8.4	Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen.....	67
8.5	Ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen.....	68
8.5.1	Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor.....	69
8.5.2	Netzparität im Bereich der Beleuchtung und der Elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich	72
8.5.3	Netzparität des Mittelspannungsbereichs.....	72
8.5.4	Ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen in der Region Souss-Massa-Drâa	73
9	Realisierbarkeit des Ansatzes	76
9.1	Finanzielle Situation der marokkanischen Haushalte	76
9.2	Annahmen zur Entwicklung der Haushalte	77
9.3	Annahmen zur Ausstattung der Haushalte mit Photovoltaik.....	78
9.4	Abschätzung: Einsparpotential und Amortisationszeit einer Photovoltaikinstillation	79
9.5	Realisierbarkeit von Photovoltaik in den drei Regionen	80
10	Mögliche Entwicklungen durch die Umsetzung des ökonomischen Potentials.....	83
10.1	Marktentwicklung	84
10.2	Arbeitsplätze.....	85
10.3	Der Beitrag des Clean Development Mechanism (CDM) zur Finanzierung einer Einführungsstrategie	86
11	Anmerkungen und weiterzuführende Fragestellungen	89
12	Literaturverzeichnis.....	X
	Anhang	XII

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Einstrahlung auf eine 30° geneigte Fläche.....	2
Abbildung 2: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [M-T].....	2
Abbildung 3: Effektive Strombezugspreise (blau) der verschiedenen Tarifgruppen der Haushalte.....	3
Abbildung 4: Entwicklung der Strombezugskosten bis 2030 im Haushaltsektor	3
Abbildung 5: Entwicklung der Stromgestehungskosten von Photovoltaik bis 2020.....	4
Abbildung 6: Netzparität von PV im Haushaltsektor (M-T).....	5
Abbildung 7: Netzparität von PV im Bereich der Beleuchtung und der elektrischen Antriebe	6
Abbildung 8: Netzparität von PV im Bereich der Niederspannung (M-T)	6
Abbildung 9: „Maximales“ ökonomisches Potential der Region Meknès-Tafilalet.....	7
Abbildung 10: Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials [M-T].....	8
Abbildung 11: „maximales“ ökonomisches Potential der drei Regionen und auf nationaler Ebene (hochgerechnet)	9
Abbildung 12: Mögliches Marktvolumen bei Umsetzung des ökonomischen Potentials.....	10
Abbildung 13: Mögliche Arbeitsplätze bei Umsetzung des ökonomischen Potentials.....	10
Abbildung 14: Entwicklung der Amortisationszeit und des Gewinns einer PV-Anlage.....	11
Abbildung 15: Wirkungsgrade verschiedener Konzentratorzellen	6
Abbildung 16: Schematische Darstellung eines Inselsystems.....	7
Abbildung 17: Schematische Darstellung des technischen Anschlusses einer netzgekoppelten PV- Anlage mit Einspeisetarif.....	7
Abbildung 18: Schematische Darstellung des technischen Anschlusses einer netzgekoppelten PV- Anlage nach dem Netmeteringsystem	8
Abbildung 19: Darstellung der verschiedenen Potentiale nach der GTZ-Studie.....	10
Abbildung 20: 3D-Szene mit Nachbarbebauung und Vegetation	11
Abbildung 21: Strahlungsminderung durch Verschattung	11
Abbildung 22: Jahressumme der jährlichen Einstrahlung	11
Abbildung 23: Korrelation des BIP pro Kopf mit der Dachfläche pro Kopf	13
Abbildung 24: Tagesverlauf des Elektrizitätsbedarfs und der Elektrizitätsproduktion von PV	17
Abbildung 25: Solare Einstrahlung Marokko.....	21
Abbildung 26: Repartition der Wohnungstypen	24
Abbildung 27: Repartition der Gebäude nach Stockwerken	25
Abbildung 28: Tarife der ONE und effektive Strombezugskosten im Bereich der Haushalte 2010.....	29
Abbildung 29: Effektive Strombezugskosten für Industrie, Landwirtschaft (LW) und gewerbliche Kunden in der Niederspannung 2010.....	30
Abbildung 30: Lastzeiten im Winter und im Sommer	31
Abbildung 31: Entwicklung der effektiven Strombezugskosten bis 2030 im Haushaltsektor [TK= Tarifklasse].....	32
Abbildung 32: Entwicklung der Systemkosten mit jährlicher Abnahme von 7,5%	35

Abbildung 33: Verschiedene Elektrizitätsszenarien	36
Abbildung 34: Korrelation zwischen dem Elektrizitätsverbrauch pro Kopf und dem KKP pro Kopf	37
Abbildung 35: Elektrizitätsbedarf der Region Meknès-Taïfalet im Bereich der Nieder- und Mittelspannung bis 2030	39
Abbildung 36: Anteile der Konsumentenkategorien an der Niederspannung	39
Abbildung 37: Elektrizitätsbedarf der Region Oriental im Bereich der Nieder- und Mittelspannung bis 2030	40
Abbildung 38: Anteile der Konsumentenkategorien an der Niederspannung	40
Abbildung 39: Elektrizitätsbedarf der Region Souss-Massa-Drâa im Bereich der Nieder- und Mittelspannung bis 2030	41
Abbildung 40: Anteile der Konsumentenkategorien an der Niederspannung	41
Abbildung 41: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [M-T]	46
Abbildung 42: Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor [M-T]	48
Abbildung 43: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2010 im Haushaltssektor [M-T]	49
Abbildung 44: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2012 im Haushaltssektor [M-T]	49
Abbildung 45: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2014 im Haushaltssektor [M-T]	49
Abbildung 46: Netzparität im Beleuchtungssektor und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich [M-T]	50
Abbildung 47: Netzparität im Mittelspannungsbereich [M-T]	51
Abbildung 48: „Minimales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [M-T]	52
Abbildung 49: „Maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [M-T]	52
Abbildung 50: Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials [M-T]	53
Abbildung 51: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [O]	57
Abbildung 52: Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor [O]	59
Abbildung 53: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2010 im Haushaltssektor [O]	60
Abbildung 54: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2012 im Haushaltssektor [O]	60
Abbildung 55: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2014 im Haushaltssektor [O]	60
Abbildung 56: Netzparität im Beleuchtungssektor und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich [O]	61

Abbildung 57: Netzparität im Mittelspannungsbereich [O]	62
Abbildung 58: „Minimales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [O].....	63
Abbildung 59: „Maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [O]	63
Abbildung 60: Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials [O]	64
Abbildung 61: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [SMD]	68
Abbildung 62: Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor [SMD]	70
Abbildung 63: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2010 im Haushaltssektor [SMD].....	71
Abbildung 64: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2012 im Haushaltssektor [SMD].....	71
Abbildung 65: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2013 im Haushaltssektor [SMD].....	71
Abbildung 66: Netzparität im Beleuchtungssektor und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich [SMD].....	72
Abbildung 67: Netzparität im Mittelspannungsbereich [SMD].....	73
Abbildung 68: „Minimales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [SMD].....	74
Abbildung 69: „Maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [SMD]	74
Abbildung 70: Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials [SMD]	75
Abbildung 71: Hypothese zur Entwicklung der Ausstattung mit Klimaanlagen in Marokko	78
Abbildung 72: Amortisationszeit und Gewinn nach verschiedenen Finanzierungsmodellen für eine 1,5kW _p -Anlage	79
Abbildung 73: Realisierbarkeit von PV in den drei Regionen	80
Abbildung 74: Typische Lastkurven in Deutschland, Frankreich, Marokko und Spanien	81
Abbildung 75: Lastkurve Marokkos zwischen 2002 und 2006	82
Abbildung 76: Abschätzung der Entwicklung des ökonomischen Potentials.....	84
Abbildung 77: Jährliches Marktvolumen der drei Regionen bis 2030.....	85
Abbildung 78: Schaffung von Arbeitsplätzen im Bereich der Installation (I) und Wartung und Betrieb (OM).....	86
Abbildung 79: Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor [M-T] und Entwicklung der SGK mit CDM.....	88

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Parameter zur Prüfung der Flächenverfügbarkeit	23
Tabelle 2: Grundfläche nach Wohnungstypen (WG - Wohngebäude).....	25
Tabelle 3: Gebäudeparameter zur Prüfung der Flächenverfügbarkeit	25
Tabelle 4: Höhe der Steuer für die nationale Medienlandschaft nach Elektrizitätsverbrauch 2010....	28
Tabelle 5: Elektrizitätstarife nach Klassen des monatlichen Stromverbrauchs im Haushaltssektor 2010	28
Tabelle 6: Elektrizitätstarif und TPPAN der weiteren Kundenkategorien im Bereich der Niederspannung 2010	29
Tabelle 7: Stromtarife der Mittelspannung nach Lastzeiten (incl. 14% MwSt.).....	30
Tabelle 8: Ermittlung des mittleren Ertrages eines PV-Moduls/Jahr für die Region Meknès-Tafilalet	44
Tabelle 9: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Mittel- und Niederspannung [M-T]	46
Tabelle 10: Mittlerer monatlicher Elektrizitätsverbrauch pro Konsumentenkategorie und Einheit und effektive Strombezugskosten.....	47
Tabelle 11: Einstrahlungswerte auf eine geneigte Fläche (30°) der Region Oriental nach RETScreen.	55
Tabelle 12: Netzferne Haushalte der Region Oriental	56
Tabelle 13: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Mittel- und Niederspannung [O]	57
Tabelle 14: Mittlerer monatlicher Elektrizitätskonsum pro Kunde und entsprechende effektive Strombezugskosten [O]	58
Tabelle 15: Ermittlung des mittleren Ertrages von PV für die Region Souss-Massa-Drâa	66
Tabelle 16: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Mittel- und Niederspannung [SMD]	68
Tabelle 17: Mittlerer monatlicher Elektrizitätskonsum pro Kunde und entsprechende effektive Strombezugskosten [SMD]	69
Tabelle 18: Entwicklung der jährlichen mittleren Ausgaben der Haushalte nach Wohnort zwischen 1985 und 2007 (in Dh)	76
Tabelle 19: Mittlere jährliche Ausgaben pro Person (Dh) nach Dezielen und Wohnort.....	77
Tabelle 20: Arbeitsplätze für die Bereiche Installation und Wartung und Betrieb.....	85

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ADEREE	Agence Nationale pour le Développement des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique
AFD	Agence Française de Développement
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emissions Reductions
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CSP	Concentrating Solar Power
DWD	Deutscher Wetterdienst
EG	Erdgeschoss
EH	Internationaler Emissionsrechtehandel
GTZ/GIZ	Gesellschaft für Technische/Internationale Zusammenarbeit
HCP	Haut Commissariat au Plan
JI	Joint Implementation
MENA	Middle-East and North Africa
MMM	Modernes marokkanisches Haus (Maison Marocaine Moderne)
MMT	Traditionelles marokkanisches Haus (Maison Marocaine Traditionnelle)
MS	Mittelspannung
M-T	Meknès-Tafilalet
NS	Niederspannung
O	Oriental
ONE	Office National de l'Electricité
PERG	Programme d'Electrification Rurale Global
PR	Performance Ratio
PV	Photovoltaik
RADEM	Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Electricité Meknès
SGK	Stromgestehungskosten
SMD	Souss-Massa-Drâa
TK	Tarifklasse
TPPAN	Taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national

Einheiten

Dh	Dirham
€	Euro
\$	United-States Dollar
ct.	Cent
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
d	Tag
a	Jahr
µm	Mikrometer
m	Meter
m ²	Quadratmeter
ha	Hektar
KVA	Kilovoltampere
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
GWh	Gigawattstunde
TWh	Terrawattstunde
kWp/MWp	Spitzenleistung kWpeak/MWpeak (frz. crête)

ZUSAMMENFASSUNG

Nachhaltige Entwicklung ist seit 2009 ein Leitmotiv marokkanischer Politik. Erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind in Marokko mehr und mehr in der politischen Diskussion. Nicht zuletzt stellen sie - bei steigenden Ölpreisen und deren großem Einfluss auf die Handelsbilanz Marokkos - die interessanteste Alternative dar, um die ökonomische Vulnerabilität des Landes im Energiebereich zu reduzieren: Sie sind ein großer, bisher kaum erschlossener Reichtum des Landes.

Bisherige Potentialstudien im Bereich Solarenergie in Marokko ermitteln anhand einer Flächenbetrachtung das nationale theoretische bzw. technische Potential, was aufgrund der hohen Einstrahlung in Marokko und einer großen Flächenverfügbarkeit immens ist: Eine Studie der GTZ (heute GIZ) aus dem Jahr 2008 beziffert das technische Potential zur Stromerzeugung aus Sonne auf rund 40.000 TWh pro Jahr – das entspricht etwa dem 1.500-fachen des gegenwärtigen Stromverbrauchs und zeigt – bei zunehmender wirtschaftlicher Wettbewerbsfähigkeit der Technologien – die enorme strategische Bedeutung der Solarenergie für Marokko.

Im Rahmen des Projektes GIZ-PEREN wurde mit der ADEREE ein Schwerpunkt auf die genauere Untersuchung der Potentiale erneuerbarer Energien in drei Regionen gelegt: Meknès-Taïfalet, Oriental und Souss-Massa-Drâa. Ziel dieser Potentialstudien ist es, den regionalen und lokalen Akteuren Hinweise auf konkrete Investitionsprojekte und ihre Handlungsmöglichkeiten zu geben. Somit stellt sich die Herausforderung, nicht nur die **technischen**, sondern auch die **ökonomischen** Potentiale zu ermitteln. In Marokko gibt es bisher keinen Einspeisetarif oder andere Anreizinstrumente, um die Photovoltaik zu fördern. Dies führt bei einer Suche nach Potentialen der Photovoltaik, die ökonomisch darstellbar sind, zu einem Systemwechsel - von einer Logik des garantierten Einspeisetarifs zu einer Logik des „Netmetering“.

Potentialstudie nach dem „Bedarfsansatz“

In einer **ökonomischen** Betrachtung des „Netmetering“-Modells sind als Referenzwert für die Stromgestehungskosten der Photovoltaik die **Elektrizitätspreise des Endkunden heranzuziehen**. Da dieser Wert immer höher als der Großhandelspreis ist, wird die Wettbewerbsfähigkeit (Netzparität) vor dem Hintergrund der Kostenreduktionskurve der Photovoltaik schneller erreicht.

Technisch hat dies zur Folge, dass die Systeme kleiner sind und **verbrauchsnah installiert** werden müssen. Dachflächen und Flächen der Infrastruktur eines Territoriums stellen ein beachtliches Flächenpotential und damit ein „räumlich verteiltes Kraftwerk“ dar. Es geht also in erster Linie um eine Philosophie der Selbstversorgung der Verbraucher, wobei aber wichtig ist, dass die Anlagen an das Netz der Endkunden (und damit technisch indirekt auch an das nationale Netz) angeschlossen sein müssen.

Potentialdefinition nach dem Bedarfsansatz

Das **technische Potential** ergibt sich nach dem Bedarfsansatz aus der Annahme einer **vollständigen Deckung des Elektrizitätsbedarfes** der Kunden im Bereich der Mittel- und Niederspannung (einer Region) durch **verbrauchsnah installierte** Photovoltaikanlagen.

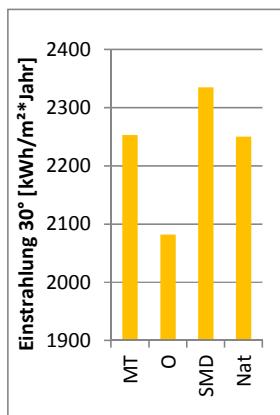
Das **ökonomische Potential** ergibt sich aus dem Erreichen der Wirtschaftlichkeit solcher verbrauchsnah installierter Photovoltaikanlagen aus der Sicht des „Investors“ - der in diesem Fall der Elektrizitätskunde ist. Nach dem Modell des Netmetering ist dies ab dem Erreichen der sogenannten „Netzparität“ von Photovoltaik gegeben.

Ergebnisse der Potentialstudie

Die Ergebnisse der Studie unterscheiden sich aufgrund unterschiedlicher Einstrahlung leicht in den Regionen. So verzeichnet die Region Oriental die niedrigsten Einstrahlungswerte, die Region Souss-Massa-Drâa die höchsten. Die Einstrahlungswerte von Meknès-Tafilalet liegen zwischen den beiden Regionen und entsprechen dem nationalen Mittelwert, weshalb die Region hier ausgewählt wird, um die Ergebnisse der Studie darzustellen.

Zudem wurde im Rahmen einer Prüfung der Flächenverfügbarkeit zur Deckung des Elektrizitätsbedarfes von Haushalten¹ durch verbrauchsnahe photovoltaische Anlagen mit statistischen Mittelwerten festgestellt, dass kein Dachflächenproblem vorliegt.

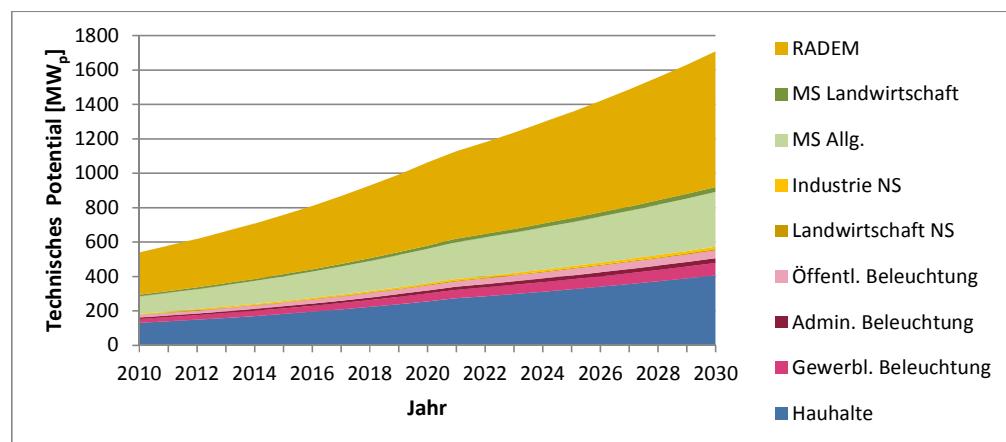
Abbildung 1: Einstrahlung auf eine 30° geneigte Fläche



Technisches Potential der Region Meknès-Tafilalet [M-T]

Um den gesamten Elektrizitätsbedarf im Bereich der Nieder- und Mittelspannung von 973 GWh im Jahr 2010 aus Photovoltaik bereitzustellen, ist eine Leistung von 540 MW_p Photovoltaik nötig. Unter der Annahme einer Zunahme der Elektrizitätsnachfrage von 7% bis 2020 und 4,5% bis 2030 ergibt sich 2030 im Mittel- und Niederspannungsbereich ein Elektrizitätsbedarf von 3.077 GWh. Zur Bedarfsdeckung wäre eine photovoltaische Kapazität von 1.707 MW_p notwendig. In der Logik des Bedarfsansatzes erhöht sich das **technische** Potential netzgekoppelter Photovoltaikanlagen proportional zur Zunahme des Elektrizitätsbedarfes von 540 MW_p im Jahr 2010 auf 1.707 MW_p im Jahr 2030.

Abbildung 2: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [M-T]



Voraussetzungen zur Bestimmung des ökonomischen Potentials der Region Meknès Tafilalet

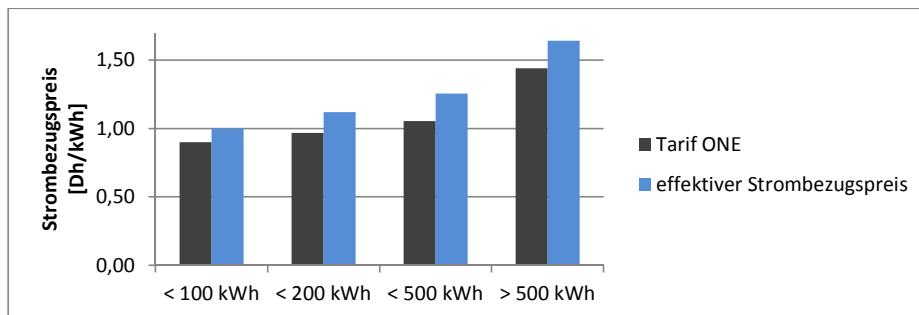
Zur Ermittlung des ökonomischen Potentials ist die Bestimmung der „Netzparität“ notwendig. Hierfür werden verschiedene Parameter untersucht:

¹ Zur Abschätzung der Flächenverfügbarkeit der anderen Sektoren liegen keine Daten vor, weshalb ausschließlich der Haushaltssektor betrachtet wird.

1. Effektiver Strombezugspreis in Marokko

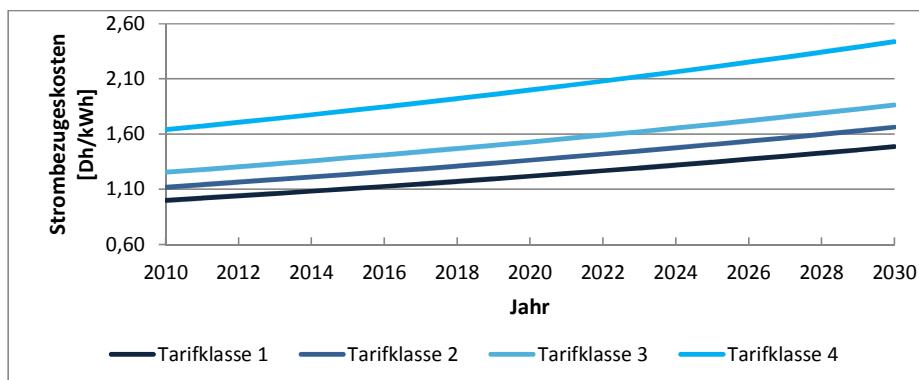
In Marokko addiert sich zu den ministeriell festgelegten Elektrizitätstarifen (incl. MwSt.) eine Steuer für die nationale Medienlandschaft (TPPAN). Diese beträgt je nach monatlichem Elektrizitätsverbrauch zwischen 0,1 und 0,2 Dh/kWh. Abbildung 3 stellt die effektiven Strombezugspreise für die verschiedenen Tarifklassen der Haushalte dar.

Abbildung 3: Effektive Strombezugspreise (blau) der verschiedenen Tarifgruppen der Haushalte



Für die folgenden Berechnungen bis 2030 wird eine jährliche Kostensteigerung von 2% angenommen, was allein im Hinblick auf eine Inflationsrate von 3,9% im Jahr 2008² eine konservative Schätzung ist.³

Abbildung 4: Entwicklung der Strombezugskosten bis 2030 im Haushaltsektor



2. Stromgestehungskosten der Photovoltaik

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten einer Photovoltaik-Anlage werden folgende Annahmen getroffen:

- Systempreis netto 2010: 2,850 €/W_p (kleine Anlagen) bzw. 2,347 €/W_p (größere Anlagen, > 50 kW_p)
- Mehrwertsteuer: 20 %
- Finanzierungskosten: Sie haben einen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Im Rahmen dieser Studie werden zwei Finanzierungsmodelle untersucht, die ein „minimales“ und „maximales“ Szenario darstellen:

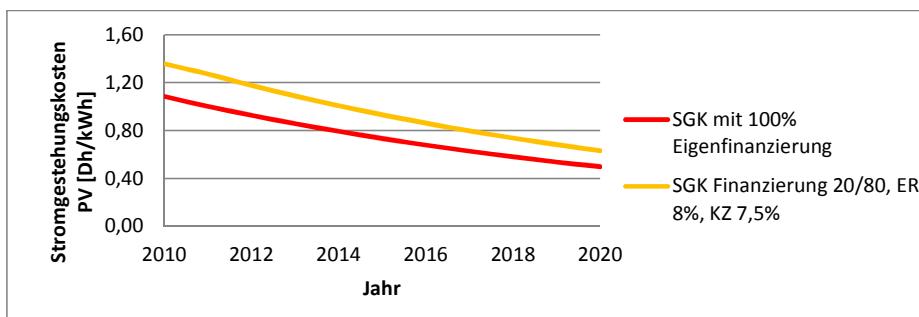
² (Ministère de l'Economie et des Finances, 2009).

³ (Uh, 20.11.2008, S. 4)

- a) Der Kunde bezahlt die Investition in bar; dies entspricht einer Finanzierung mit einem zinslosen Kredit. Dieses Modell wird im Bereich kleiner Installationen zur Deckung des Eigenbedarfs betrachtet (ergibt das „maximale Szenario“).
- b) Die Finanzierung setzt sich aus 20% Eigenkapital und 80% Kredit zusammen. Auf den Kredit mit einer Laufzeit von 10 Jahren werden 7,5% Zinsen erhoben. Das Eigenkapital wird mit 8% Rendite verzinst. Dieses Modell kommt eher für größere Anlagen in Betracht (für Anlagen bis 100 kW_p), da sie ein großes Investitionsvolumen verlangen und daher eher banküblich finanziert werden.⁴ (minimales Szenario).
- o Betriebskosten: jährlich 1% der Investitionskosten
- o solare Einstrahlung: regional unterschiedlich zwischen 2.082 und 2.335 kWh/(m²*Jahr) auf eine geneigte Fläche mit 30°
- o Performance Ratio: 0,8; daraus ergibt sich ein Ertrag zwischen 1.665 und 1.868 kWh/kW_p
- o Degradation: 0,3% jährlich
- o kalkulatorische Lebensdauer der Anlage: 25 Jahre (real: > 35 Jahre)
- o Ein Rückgang der Photovoltaik- Systempreise nach dem Lernkurvenansatz von 7,5% bis 2020.

Für Meknès-Tafilalet ergeben sich Stromgestehungskosten von aktuell 1,08 Dh/kWh für kleine eigenfinanzierte Systeme und 1,36 Dh/kWh für mittelgroße Systeme mit großem Fremdkapitalanteil und Renditen auf das Eigenkapital. Bis zum Jahr 2020 werden die Stromgestehungskosten auf 0,5 bzw. 0,63 Dh/kWh sinken und damit das Niveau des Großhandelspreises für Elektrizität in Marokko erreichen (siehe Abbildung 5).

Abbildung 5: Entwicklung der Stromgestehungskosten von Photovoltaik bis 2020

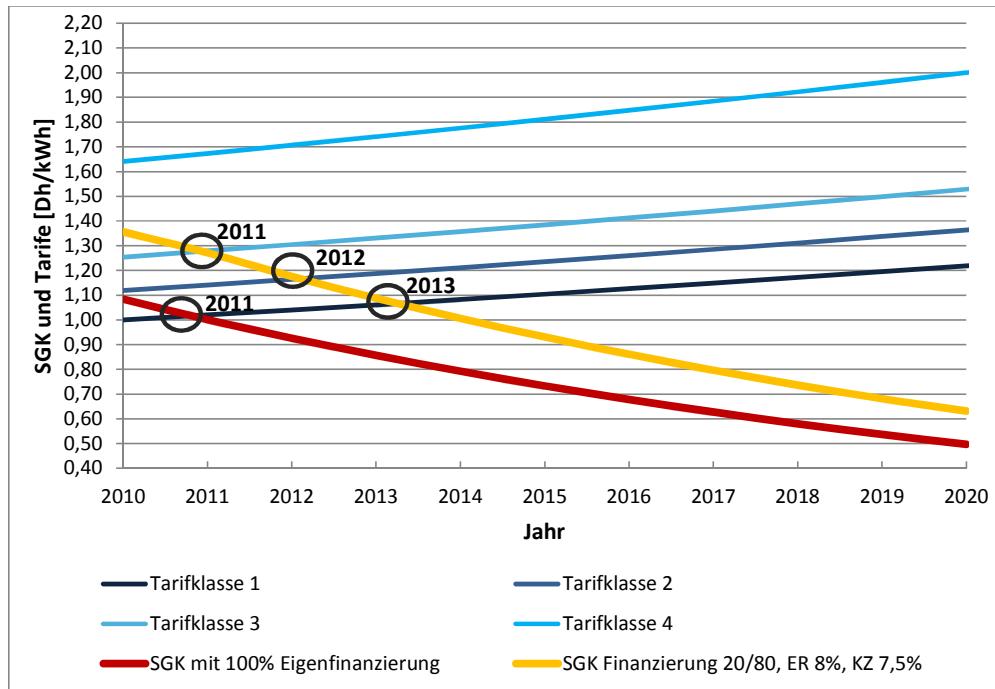


Netzparität

Das Erreichen der **Netzparität** im **Haushaltssektor** ergibt sich aus dem Schnittpunkt der effektiven Strombezugskosten des Endkunden je nach Verbrauch und damit Tarifklasse mit den Kurven der Stromgestehungskosten nach den verschiedenen Finanzierungsmodellen.

⁴ Die Betrachtung unterschiedlicher Systemgrößen beruht auf der Tatsache der auch mit zunehmender Anlagengröße sinkenden Systempreise für PV.

Abbildung 6: Netzparität von PV im Haushaltsektor (M-T)



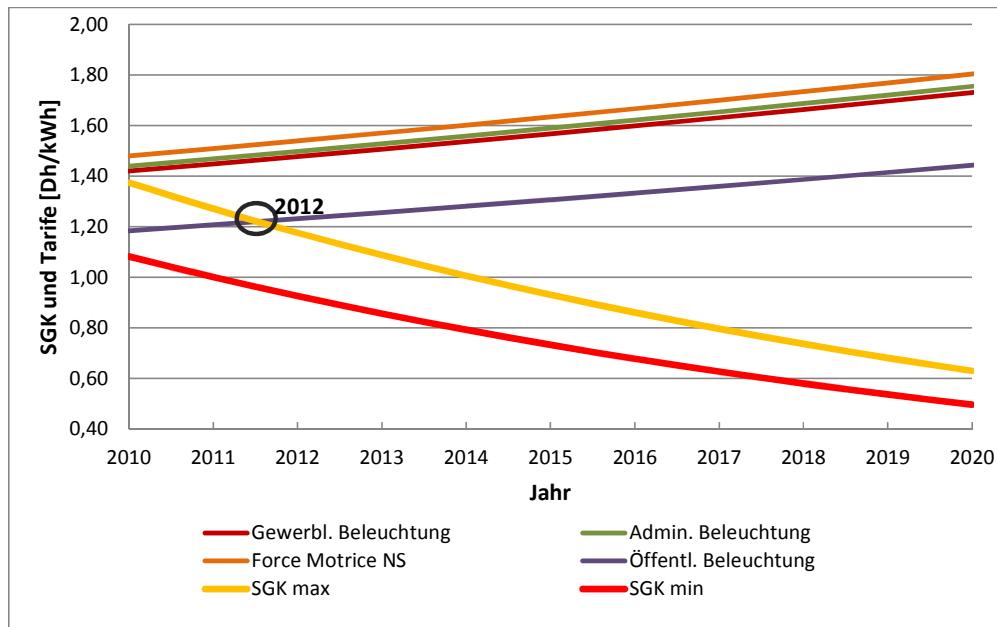
Die Berechnungen ergeben, dass im Fall einer **kompletten Eigenfinanzierung alle Tarifgruppen im Haushaltsektor bereits Netzparität** erreicht haben.

In der Betrachtung der **maximalen Stromgestehungskosten** (nach dem Modell der Fremdfinanzierung) unterscheiden sich die verschiedenen Tarifklassen:

Die **Tarifklasse 4** mit dem höchsten monatlichen Verbrauch hat nach **allen Finanzierungsmodellen Netzparität erreicht. Tarifklasse 3 erreicht Netzparität im Jahr 2011, Tarifklasse 2 folgt im Jahr 2012 und die Tarifklasse 1 erreicht Netzparität im Jahr 2013.**

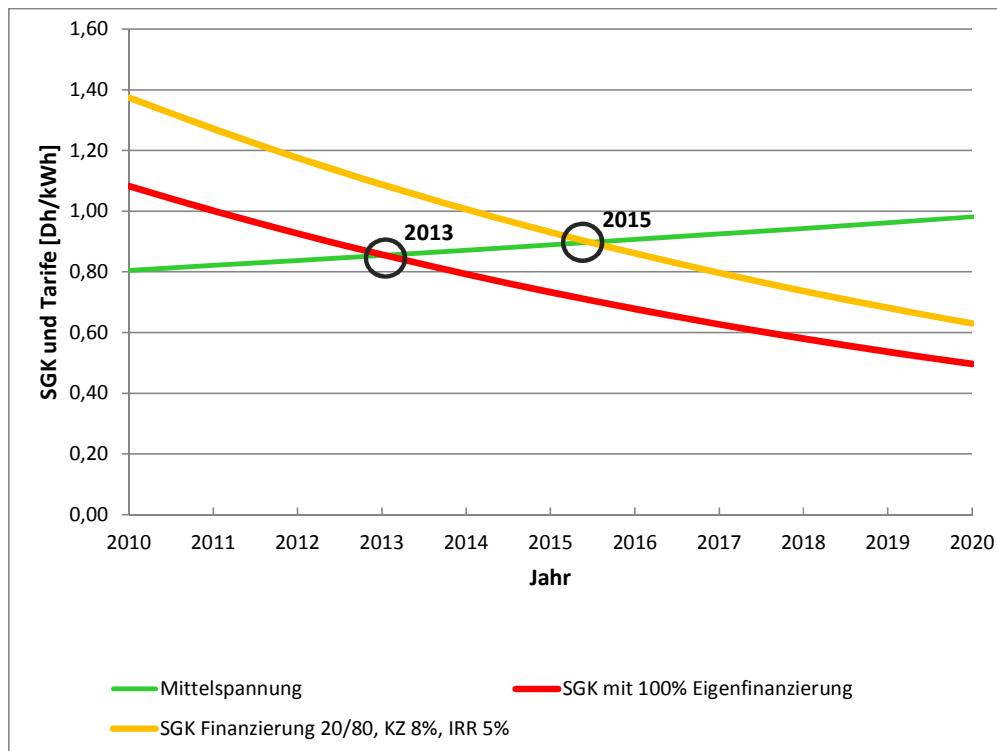
Ebenso haben bereits alle weiteren Sektoren im Bereich der Niederspannung - **elektrische Antriebe, gewerbliche, administrative und öffentliche Beleuchtung** - bis auf eine Ausnahme, nach beiden Finanzierungsmodellen **Netzparität erreicht**. Im Falle einer Fremdfinanzierung zu 80% erreicht der Sektor der **öffentliche Beleuchtung** Netzparität erst im Jahr **2012**.

Abbildung 7: Netzparität von PV im Bereich der Beleuchtung und der elektrischen Antriebe



Der Bereich der Mittelspannung erreicht aufgrund des relativ niedrigen Tagestarifs (und der Nicht-Berücksichtigung des Leistungspreises) später als der Niederspannungsbereich Netzparität. Je nach Finanzierungsmodell wird die Netzparität zwischen 2013 und 2015 erreicht.

Abbildung 8: Netzparität von PV im Bereich der Niederspannung (M-T)



Die Ergebnisse in den anderen Regionen sind ähnlich; aufgrund der unterschiedlichen Einstrahlungswerte verschiebt sich die Netzparität in manchen Sektoren um ein Jahr.

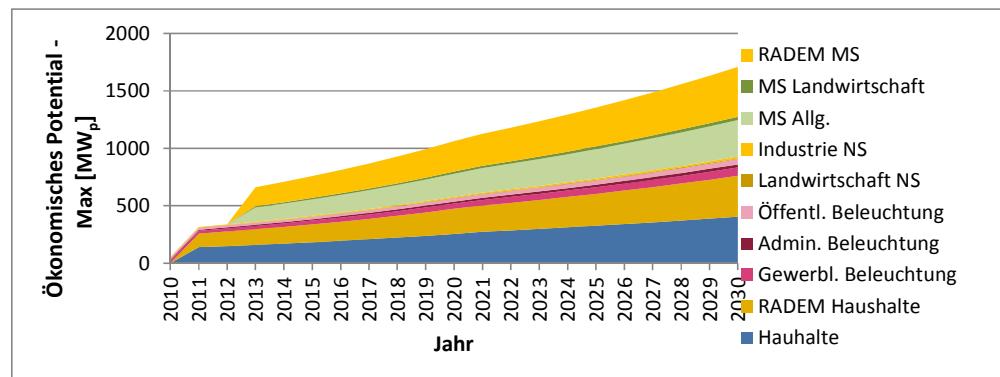
Ökonomisches Potential der Region Meknès Tafilalet

Das ökonomische Potential ergibt sich durch eine vollständige Bedarfsdeckung mit Hilfe von Photovoltaik ab dem Erreichen der Netzparität. Es werden im Rahmen dieser Studie ein „minimales“ und ein „maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen betrachtet.

Das „minimale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen ist das wirtschaftlich realisierbare Potential ab dem Erreichen der Netzparität, das sich im Finanzierungsmodell mit einer 8%igen Rendite auf das Eigenkapital und 80% Fremdkapitalanteil mit 7,5% Zinsen ergibt. Das ökonomische Potential ist deshalb „minimal“, weil aufgrund der höheren Stromgestehungskosten im Finanzierungsmodell die Netzparität der meisten Haushalte erst ab 2013 und der Mittelspannung erst ab 2016 erreicht wird. Es entwickelt sich von 39 MW_p im Jahr 2010, zu 360 MW_p im Jahr 2013, 412 MW_p im Jahr 2015 und erreicht 2030, am Ende des Betrachtungszeitraumes, 1.707 MW_p.

Das „maximale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen beruht auf der Ermittlung der Netzparität mit Stromgestehungskosten und deren zukünftiger Entwicklung, die sich aus einer Eigenfinanzierung ergeben - dies entspricht einer Finanzierungsvariante mit einem zinslosen Kredit. Das „maximale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Nieder- und Mittelspannung verzeichnet bereits im Jahr 2012 336 MW_p. Im Jahr 2013 liegt es bei 661 MW_p, im Jahr 2015 liegt es bei 757 MW_p, um im Jahr 2030 ebenso 1.707 MW_p zu erreichen.

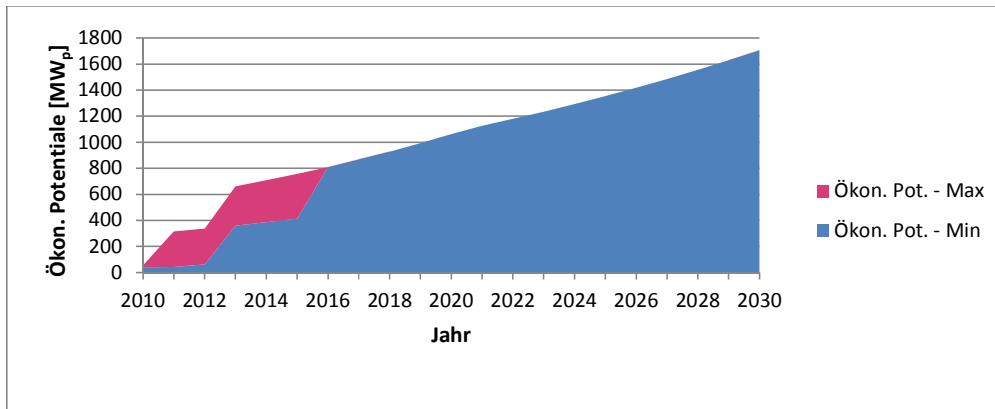
Abbildung 9: „Maximales“ ökonomisches Potential der Region Meknès-Tafilalet



Commentaire [HC1]: Frz-Version:
2015 !

Im Vergleich des“ minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials ist festzustellen, dass sich Unterschiede nur für den Zeitraum bis 2015 ergeben. Ab 2015 haben alle Sektoren Netzparität erreicht und die Potentiale entsprechen sich (siehe Abbildung 10).

Abbildung 10: Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials [M-T]



Diese Betrachtung ist ein Hinweis darauf, wie durch ein geeignetes Förderprogramm in den nächsten Jahren die Entwicklung der Photovoltaik in Marokko beschleunigt werden kann.⁵ Ein Förderprogramm - beispielsweise Investitionszuschüsse oder günstige Kreditkonditionen - hat eine Senkung der Stromgestehungskosten zur Folge. Damit kann - je nach Ausgestaltung - insbesondere während des Zeitraumes bis 2015 die Erschließung des ökonomischen Potentials beschleunigt werden.

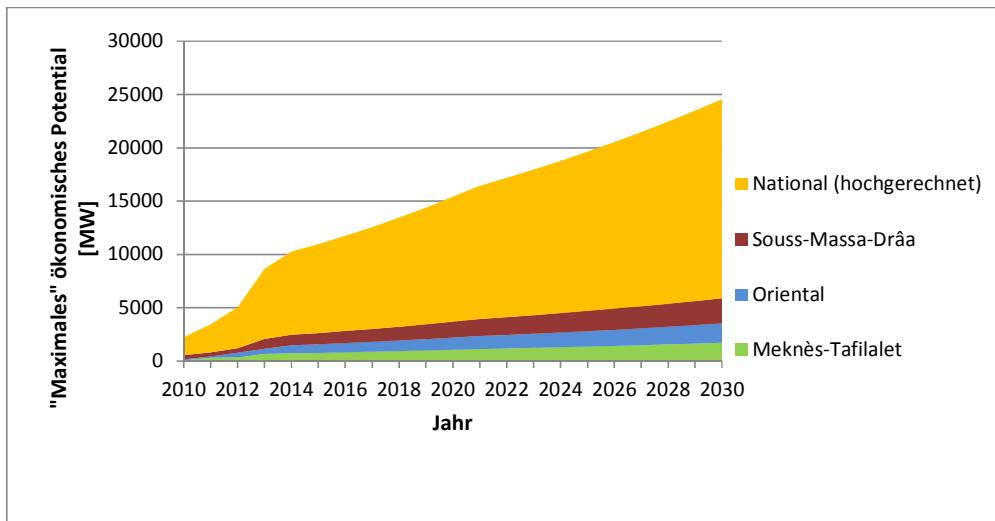
Das ökonomische Gesamtpotential der drei Regionen und auf nationaler Ebene

Die drei Regionen verzeichnen gemeinsam im Jahr 2011 ein ökonomisches Potential von 826 MW. Dieses steigt im Jahr 2014 auf 2.455 MW und auf 3.685 MW im Jahr 2020, um im Jahr 2030 5.878 MW zu erreichen. Um von der detaillierten Untersuchung auf der Ebene der 3 Regionen zu einer Abschätzung auf nationaler Ebene zu kommen, wird hier zunächst eine einfache Annahme unterstellt. Da die Ermittlung des Potentials über die Anzahl der Haushalte, der Einwohner und den Verbrauch erfolgte, reicht für eine erste Ermittlung des nationalen Potentials eine Extrapolation über die Bevölkerungszahl.

Eine Abschätzung des nationalen Potentials ergibt sich durch eine Hochrechnung - gemäß dem Bevölkerungsanteil mit einem Faktor 4,2 - des Potentials der drei Regionen. Es steigt von 3.448 MW im Jahr 2011 auf 24.554 MW im Jahr 2030 – das ist das Vierfache der heute installierten Kraftwerksleistung. Diese Leistung würde allein durch privates Investment der Privathaushalte und kleiner und mittlerer Unternehmen entstehen. Gleichzeitig wird dem elektrischen System Marokkos durch die räumliche Verteilung der Anlagen eine netzstabilisierende Kapazität zur Verfügung gestellt, die sonst erhebliche Investitionen der ONE verlangen würde.

⁵ Möglichkeiten eines Förderprogramms werden in der Diplomarbeit Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko“ behandelt. Die Studie von IDE-E “La marge de manœuvre et les opportunités des acteurs locaux (notamment des autorités régionales, provinciales et communales) relatives à la promotion des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique au Maroc“ stellt die Handlungsmöglichkeiten regionaler bis lokaler Entscheidungsträger dar.

Abbildung 11: "maximales" ökonomisches Potential der drei Regionen und auf nationaler Ebene (hochgerechnet)



Das ökonomische Potential ist enorm. Eine Umsetzung hätte Auswirkungen für Marokko auf makro-, wie auch auf mikroökonomischer Ebene:

1. Makroökonomische Effekte

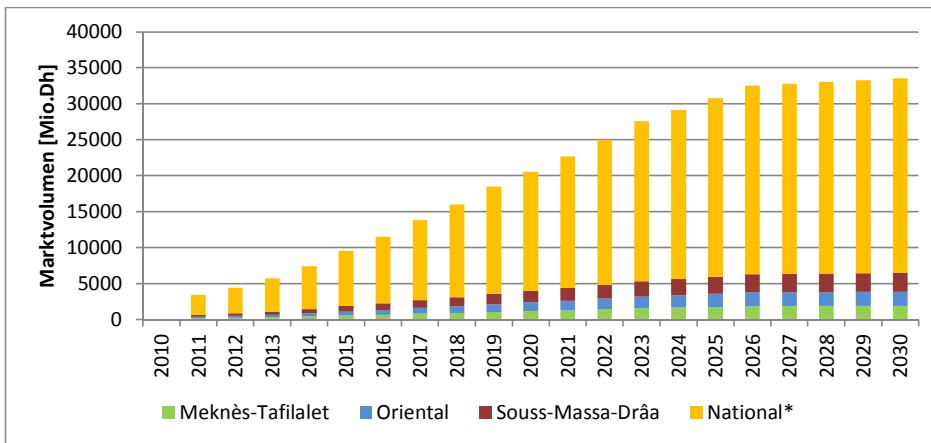
a. Mögliches Marktvolumen durch Umsetzung des ökonomischen Potentials

Wird von einer Umsetzung des ökonomischen Potentials bis 2030 ausgegangen, so ergibt sich ein **Marktvolumen** für die drei Regionen dadurch, dass die jährlich installierte Leistung in MW_p mit dem im jeweiligen Jahr zu erwartenden Preis pro MW_p multipliziert wird. Der Markt für Photovoltaik-Anlagen für verbrauchsnah installierte kleine Systeme entwickelt sich in den drei Regionen von 656 Mio.Dh im Jahr 2011 zu 6.480 Mio. Dh im Jahr 2030. Für ganz Marokko⁶ wächst das Marktvolumen 2.741 Mio.Dh im Jahr 2011 zu 27.067 Mio. Dh im Jahr 2030.

Die bereits etwa 2020 erreichte Wettbewerbsfähigkeit (bezogen auf den Großhandelspreis im System der ONE) für klassisch bankfinanzierte Photovoltaik-Projekte wird spätestens 2020 auch die vermehrte Realisierung von Großanlagen in Gang setzen. Dadurch werden weitere ökonomische Potentiale zur Bereitstellung von Elektrizität aus Photovoltaik erschlossen. Dieser Markt wird in seiner Entwicklung völlig anderen Logiken folgen (Bereitstellung von Spitzenlast am Mittag, Export nach Europa etc.). Gleichzeitig wird sich aber auch die Notwendigkeit von ausreichenden Speicherkapazitäten erhöhen. Inwieweit dann solare Mobilität bereits eine Rolle als neues Verbrauchssegment und als dezentrale Speicherkapazität spielen wird, muss in weiteren speziellen Studien untersucht werden.

⁶ Die nationalen Werte ergeben sich durch eine Hochrechnung des Potentials der drei Regionen nach dem Bevölkerungsanteil. Siehe auch *National** in den Abbildungen.

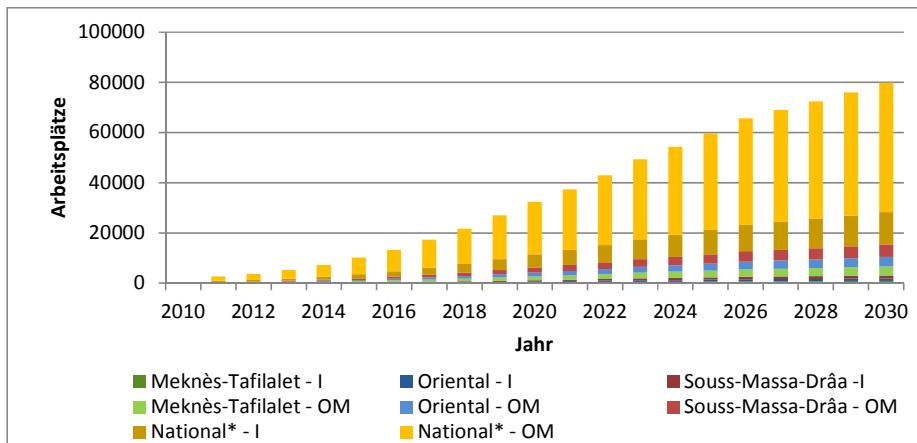
Abbildung 12: Mögliches Marktvolumen bei Umsetzung des ökonomischen Potentials



b. Mögliche Arbeitsplätze durch Umsetzung des ökonomischen Potentials

Bei einer Umsetzung des ökonomischen Potentials entstehen 4,9 Arbeitsplätze pro neu installiertem MW Photovoltaik (I). Die Arbeitsplätze im Bereich der Wartung und des Betriebs (OM) - 2,1 Arbeitsplätze pro MW - beziehen sich auf das bereits realisierte ökonomische Potential. Die Anzahl der Arbeitsplätze wächst in den drei Regionen (bzw. auf nationalem Niveau) von 515 (2.151) Arbeitsplätzen im Jahr 2010 auf 15.421 (64.415) Arbeitsplätze im Jahr 2030. Eine Ausdehnung der Wertschöpfungskette auf Vorstufen der Herstellung von Systemkomponenten erhöht dieses Arbeitsplatzpotential noch einmal erheblich (bis zu 35 AP/MW) etwa um einen Faktor 5 – also auf bis zu etwa 300.000 Arbeitsplätze im Jahr 2030.

Abbildung 13: Mögliche Arbeitsplätze bei Umsetzung des ökonomischen Potentials



2. Mikroökonomischer Effekt: Reduzierung der Elektrizitätsrechnung eines Haushaltes durch eine Photovoltaik - Dachanlage

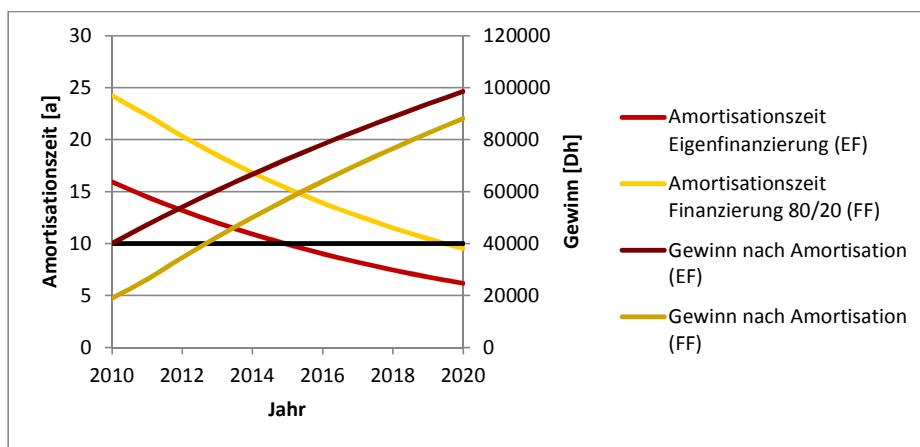
Im nationalen Mittel produzieren im Durchschnitt in Marokko 1,5 kW_p 2.700 KWh pro Jahr; das ergibt eine jährliche Einsparung und Reduzierung der Elektrizitätsrechnung von bis zu

4.428 Dh⁷ im Jahr 2010. Die Amortisationszeit sinkt im Laufe der Zeit mit den abnehmenden Systempreisen und den zeitgleich zunehmenden Elektrizitätspreisen. Der Gewinn, der sich für den Investor einer Photovoltaikanlage nach deren Amortisationszeit ergibt, steigt mit der sinkenden Amortisationszeit.

So liegen im Jahr 2010 je nach Finanzierungsmodell die **Amortisationszeiten** zwischen dem „minimalen“ Wert einer eigenfinanzierten Anlage von 15,9 Jahren und einem „maximalen“ Zeitraum von 24,2 Jahren. Bereits 2015 erreicht eine eigenfinanzierte Anlage eine Amortisationszeit von 10 Jahren. Im Falle einer Anlage mit einem Fremdkapitalanteil von 80% liegt die Amortisationszeit 2015 noch bei 15 Jahren. Zu berücksichtigen ist, dass die Anlage in diesem Fall bereits eine jährliche Rendite erwirtschaftet.

Der **Gewinn**, der sich für eine Photovoltaikanlage im Laufe der Lebensdauer der Anlage ergibt, steigt mit der sinkenden Amortisationszeit. Er liegt im Jahr 2010 im Falle einer eigenfinanzierten Anlage von 1,5 kWp bei ungefähr 40.000 Dh und wächst auf knapp 100.000 Dh im Jahr 2020. Nach dem Modell einer hohen Fremdfinanzierung mit Rendite auf das Eigenkapital berechnet sich der erwirtschaftete Ertrag durch den Gewinn der Anlage nach deren Amortisation und die Rendite. Er liegt im Jahr 2010 bei etwa 19.000 Dh und erreicht im Jahr 2020 88.000 Dh.

Abbildung 14: Entwicklung der Amortisationszeit und des Gewinns einer PV-Anlage



Weiterzuführende Fragestellungen

A. Schaffung günstiger Rahmenbedingungen, Anreize, Begleitmaßnahmen

Die Schaffung **förderlicher legislativer Rahmenbedingungen** wie z.B. die Aufnahme des Niederspannungsbereichs in das Gesetz 13-09 bzw. durch Verordnungen und einfache administrative Prozeduren sind unerlässliche Vorbedingung für eine Erschließung des vorhandenen Potentials.

Allerdings stellt die Höhe des anfänglichen Investitionsvolumens im Vergleich zu der verfügbaren Investitionsfähigkeit eines großen Teils der marokkanischen Bevölkerung eine bedeutende Barriere für die Realisierung der Selbstversorgung der Haushalte durch Photovoltaik in Marokko dar.

⁷ Zur Berechnung der Einsparung wird angenommen, dass Photovoltaik in einer ersten Phase von wohlhabenden Haushalten installiert wird, die einen hohen Elektrizitätsverbrauch verzeichnen. Die von der Photovoltaik produzierte Elektrizität ersetzt in erster Linie die Elektrizitätsmenge der höchsten Tarifklasse mit effektiven Strombezugskosten von 1,64 Dh/kWh.

Um vor diesem Hintergrund eine Einführung der Photovoltaik zu beschleunigen, ist die Etablierung von **Anreizen** beispielsweise in Form einer Investitionssubvention, Senkung der Mehrwertsteuer oder der Gewährleistung günstiger Kreditbedingungen für eine begrenzte Zeit, sowie die Etablierung von weiteren **Begleitmaßnahmen** (Aus- und Weiterbildung, Marketingmaßnahmen zur Sensibilisierung der Bevölkerung, Förderung von Unternehmensgründungen/ eines Industrieaufbaus...) notwendig.

B. Reserve- und Regelenergie

Anzumerken ist, dass normalerweise in einer Region weitere Elektrizitätserzeugungsoptionen (Wind, Wasserkraft, Biomasse, fossile Kraftwerke) bestehen, die aber in Zukunft (nur noch) vorwiegend als Reserve- und Regelenergie in den Zeiten fehlender oder nicht ausreichender Solarstrahlung (nachts, bedeckter Himmel) benötigt werden. In diesem Sinne stellt das Photovoltaikpotential nach dem Bedarfsansatz einen Maximalwert für die verbrauchsnahe Erzeugung dar, der nicht notwendigerweise ausgeschöpft werden muss bzw. für wachsenden Bedarf zur Verfügung steht. Diese Frage muss im Rahmen von weiterführenden Szenarienbetrachtungen genauer untersucht werden.

C. Auswirkungen auf das nationale Elektrizitätsnetz

Mit den weltweit steigenden Installationszahlen von Photovoltaik nimmt auch die Diskussion um die Integrationsfähigkeit dieser Technologie in das elektrische Verteil- und Übertragungsnetz zu. Photovoltaik liefert Elektrizität während des Tages - abhängig von der Einstrahlungsintensität der Sonne. Für einen bedarfsoorientierten Ansatz, wie er im Rahmen dieser Studie behandelt wird, kommt es während des Tages durch Photovoltaik zu einer Netzentlastung: Sie korreliert mit der in Zukunft durch zunehmende Installation von Klimaanlagen ausgelösten Mittagsspitze und dem wachsenden Bedarf der Industrie. Zur Deckung der ausgeprägten Abendspitze Marokkos kann Photovoltaik zunächst - allerdings nur auf den ersten Blick - nichts beitragen. Das Problem kann nur auf der Ebene des elektrischen Gesamtsystems gelöst werden (Kraftwerks- und Netzmanagement, DSM, Speicher). Im Rahmen dieser Studie wird die Frage der Netzintegration von Photovoltaik nicht weiter untersucht, es sei an dieser Stelle nur auf zahlreiche Studien in Europa zu dieser Thematik verwiesen. Für eine qualitative und quantitative Betrachtung dieses Aspektes für Marokko ist eine vertiefende Netzstudie notwendig.

1 EINFÜHRUNG

Erneuerbare Energien sind in Marokko mehr und mehr im Gespräch und in der politischen Diskussion. Nicht zuletzt stellen sie bei steigenden Ölpreisen und einem großen Einfluss auf die Handelsbilanz Marokkos die interessanteste Alternative dar, um die ökonomische Vulnerabilität des Landes im Energiebereich zu reduzieren: Sie sind ein großer, bisher kaum erschlossener Reichtum des Landes.

Eine Studie der GTZ (heute GIZ) aus dem Jahre 2008 beziffert das technische Potential zur Stromerzeugung aus Sonne auf rund 40.000 TWh pro Jahr – das entspricht dem 1.500-fachen des gegenwärtigen Stromverbrauchs und zeigt – bei zunehmender wirtschaftlicher Wettbewerbsfähigkeit der Technologien – die enorme strategische Bedeutung der erneuerbaren Energien für Marokko.

König Mohamed VI hat in seinen Reden und den „Hautes Orientations Royales“ den regenerativen Energien und der Energieeffizienz eine bedeutende Stellung zugeschrieben.⁸ Die Regierung hat in den „Assises de l’Energie“ von 2009 einen Anteil der regenerativen Energien am Primärenergieverbrauch von 8% und am Elektrizitätsbedarf von 18% im Jahr 2012 festgelegt. Im November 2009 wurde das nationale Programm im Bereich der Solarenergie (Projet intégré de production d’électricité solaire - 2.000 MW bis 2020), im Juli 2010 das Windprogramm von ebenfalls 2.000 MW vorgestellt. Institutionell wurden wichtige Grundlagen für eine Realisierung dieser Programme gelegt: Zur Umsetzung des Solarvorhabens wurde die „Marokkanische Agentur für Solarenergie“ (MASEN) gegründet. Das „Centre de Développement des Energies Renouvelables“ (CDER) wird in eine nationale Energieagentur überführt, womit auch die Energieeffizienz in das Portfolio integriert wird.

Ein Fonds von 1 Mrd. \$, gestiftet von Saudi-Arabien, den Emiraten und dem Fonds Hassan II, soll hauptsächlich der Förderung regenerativer Energien und der Energieeffizienz dienen – je zur Hälfte für rentable Projekte und Zuschussvorhaben. Für die Unterstützung von „rentablen“ Projekten wurde die „Société d’Investissement Énergétique“ gegründet, eine öffentlich-private Gesellschaft, die sowohl Projekte zur Nutzung von erneuerbaren Energien (auch der Biomasse) als auch Unternehmensgründungen durch Beteiligungskapital erleichtern soll. Der „Fonds de Développement Énergétique“ unterstützt nicht-rentable Vorhaben wie Studien, Forschung und Entwicklung, aber auch z.B. die Rekapitalisierung der ONE.

Ein weiterer politischer Prozess in Marokko ist der Prozess der Regionalisierung, der ebenso durch den König SM Mohamed VI im Juli 2009 erneut an Bedeutung gewonnen hat.⁹ Dies ist insofern für die erneuerbaren Energien von Bedeutung, da sie grundsätzlich im Vergleich zu fossilen Energieerzeugungsanlagen sehr viel dezentraler „geerntet“ werden müssen: Dies bedeutet, dass sehr viel mehr Akteure – einschließlich des Privatsektors und der Bürger – in Entscheidungen über ihre Nutzung und die Stromerzeugung einbezogen sind.

Die „Potentialstudie für photovoltaische Solarenergie für die Regionen Meknès-Tafilalet, Oriental und Souss-Massa-Drâa“ hat zum Ziel, die Potentiale von Photovoltaik auf der Ebene dieser Regionen zu

Commentaire [HC2]: nämlich: (in die Agence pour le Développement des Energies renouvelables et de l’Efficacité énergétique » (ADEREE)

⁸ (Sa Majesté le Roi Mohammed VI, 2009, S. 2ff).

⁹ Discours Royal, Juillet 2009.

erfassen und damit den regionalen und lokalen Entscheidern eine Vorstellung zu vermitteln, welche Möglichkeiten sich in der Region zu Investitionen, Wertschöpfung und Arbeitsplätzen daraus ergeben. Darüber hinaus gibt sie eine Abschätzung für die nationale Ebene.

Aufbau der Studie

Die Studie gibt zu Beginn einen Technologieüberblick zu Photovoltaik und bisher realisierten Potentialstudien solarelektrischer Technologien. Im Weiteren wird der Bedarfsansatz dieser Studie hergeleitet und die Potentiale im Einzelnen definiert und diskutiert (Kapitel 4). Mit den Annahmen von Kapitel 5 zum aktuellen und zukünftigen Elektrizitätsbedarf sind alle Parameter beschrieben und definiert, um die verschiedenen Potentiale für die drei Regionen zu berechnen (Kapitel 6 bis 8). Da eine vollständige Umsetzung des ökonomischen Potentiales als unwahrscheinlich gilt, wurde versucht, die Realisierbarkeit des ökonomischen Potentials abzuschätzen. Der Begriff „versucht“ weist bereits darauf hin, dass es sich nur um eine möglichst plausible Abschätzung handeln kann, da aufgrund fehlender Erfahrungswerte für netzgekoppelte Photovoltaik viele Annahmen getroffen werden müssen. Abschließend diskutiert die Studie mögliche Entwicklungen im Bereich einer Marktentwicklung und der Schaffung von Arbeitsplätzen durch eine Umsetzung des ökonomischen Potentials. Weiter werden die Fragen der Netzintegration von Photovoltaik in das elektrische Netz Marokkos und Fragen der finanziellen Unterstützung durch den Clean Development Mechanism beleuchtet.

2 PHOTOVOLTAIK - TECHNOLOGIEÜBERBLICK

Solarzellen wandeln Sonnenenergie direkt in elektrische Energie um. Mehr als 90% der Solarzellen und damit der Photovoltaikmodule basieren auf kristallinem Silizium.¹⁰ Die restlichen knapp 10% sind Dünnschichtmodule und weitere neue Technologien.

Der weltweite Photovoltaikmarkt wuchs im letzten Jahrzehnt jährlich im Mittel um 50%. Diese Entwicklung wurde lange Zeit systematisch unterschätzt. Laut einem Artikel der Zeitschrift Photon haben 38 von 40 wissenschaftlichen Studien sowohl die Marktdynamik als auch die Entwicklung der Produktionskapazitäten für Photovoltaik unterschätzt und zu niedrig vorhergesagt. Die Photovoltaik gehört zu den Technologien, die den Einfluss einer förderlichen politischen Rahmengesetzgebung sehr deutlich nachweist.¹¹

Mit dem stark wachsenden Markt nahm auch die Vielfalt an Photovoltaiktechnologien zu. Die besondere Eigenschaft der Photovoltaik ist - neben dem physikalischen Stromwandlermechanismus – ihre Modularität: sie ist in allen Größenordnungen, von Milliwatt als Zelle bis hin zu Anlagen im dreistelligen MW- Bereich, realisierbar.

Im Jahr 2010 lag das weltweite Installationsvolumen von Photovoltaik laut dem Marktforschungsunternehmen IMS Research mit einer Zunahme von 130% im Vergleich zum Vorjahr bei 17,5 GW. Für das Jahr 2011 wird eine Installationsleistung von 20,5 GW vorhergesagt, was die weltweit installierte Gesamtleistung bis Ende 2011 auf 58 GW erhöhen würde.¹²

2.1 MONO- UND POLYKRISTALLINE TECHNOLOGIE

Silizium ist seit Jahrzehnten das wichtigste Solarzellenmaterial. Die heute produzierten Solarzellen basieren sind je zur Hälfte mono- und polykristallin. Die Reinheitsanforderungen an das Silizium sind sehr hoch. Auf 1 Mrd. Siliziumatome kommt nur 1 Fremdatom.

Die Herstellung ähnelt der von Computerchips. Monokristalline Solarzellen werden nach dem Czochralski- Verfahren hergestellt, bei dem ein massiver „Ingot“ aus einer Schmelze gezogen und anschließend in dünne Scheiben (Wafer) geschnitten wird. Polykristallines Silizium wird gegossen und langsam abgekühlt. Dadurch entsteht die typische Eisblumenstruktur und durch das einfachere Herstellungsverfahren sind die Herstellungskosten geringer.¹³ Der Nachteil an polykristallinem Silizium ist, dass es mehr Kontaminationen und Defekte wie Korngrenzen und Versetzungen aufweist. Dadurch sinkt der Wirkungsgrad; um den Wirkungsgrad jedoch hoch zu halten, müssen spezielle Getter- und Passivierungsschritte durchgeführt werden.¹⁴

Siliziumzellen wiesen 1990 noch eine Dicke von 400 µm auf, heute haben sie in der Regel eine Dicke von 200 µm.¹⁵ Das Fraunhofer-Institut fertigte eine Solarzelle mit einer Dicke von nur 40 µm und

¹⁰ (EU PV Technology Platform, 2007a, S. 18).

¹¹ (Podewils, Juni 2009, S. 12).

¹² (IMS Research, 2011).

¹³ (EU PV Technology Platform, 2007b).

¹⁴ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2007, S. 3).

¹⁵ (EU PV Technology Platform, 2007b, S. 10).

einem Wirkungsgrad von 20% an.¹⁶ Auch der Wirkungsgrad steigerte sich von anfänglich 10% auf durchschnittlich 14 bis 16%¹⁷ für polykristalline Zellen und auf 17 bis 20% für monokristalline Zellen. Die Nachfrage nach Silizium ist sehr stark angestiegen. Solarzellen wurden lange Zeit vor allem aus Resten der Chipherstellung gewonnen. Von jährlichen Produktionsumfängen von 1 bis 5 MW_p 1990 stiegen diese auf mehrere hundert MW_p an. Nach einer Phase von Siliziummangel in den Jahren nach 2003¹⁸ wurden weltweit Produktionskapazitäten ausgebaut, aber auch technologische Innovationen entwickelt: Neben der Entwicklung eines speziellen „solar grade“ Siliziums (das einen geringeren Reinheitsgrad aufweist) wurde die Entwicklung dünnerer Zellen vorangetrieben und die Entwicklung der Dünnschichttechnologien bekam einen deutlichen Schub.

2.2 DÜNNSCHICHTTECHNOLOGIEN

Die Kategorie der Dünnschichttechnologien umfasst verschiedene Materialien. Ihr Vorteil ist, dass sie um den Faktor 100 dünner sind als eine Standard-Siliziumzelle. Die bekanntesten Dünnschichttechnologien beruhen auf amorphem Silizium, Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) und Kadmium-Tellurid (CdTe).¹⁹

Amorphes Silizium (a-Si) besteht aus ungeordneten Siliziumatomen, die auf ein Substrat aufgedampft werden. Sein hohes Absorptionsvermögen erlaubt besonders dünne Schichtdicken von 3 µm²⁰ bis 20 µm. Der Nachteil ist allerdings, dass der kommerzielle Wirkungsgrad bei nur 6 bis 8% liegt. Um diesen zu steigern, werden mehrere Schichten kombiniert, Silizium-Germanium-Legierungen (a-SiGe) oder mikromorphe Schichten (μ -Si) verwendet.

Die Vorteile von Dünnschichtzellen sind

- die geringe Temperatur- und Verschattungsempfindlichkeit,
- die Möglichkeit, sie auf flexible Materialien wie Stahlbleche oder sogar Plastikfolien aufzubringen und
- die gute Empfindlichkeit bei diffusem und schwachem Licht.

Die II-VI-Verbindungshalbleiter Kadmium-Tellurid (CdTe) und Kupfer-Indium-Diselenid (CIS, CuInSe₂), die heute am meisten für Dünnschichttechnologien verwendet werden, haben bereits deutliche Preissenkungen erreicht. So lagen im Dezember 2010 die Modulpreise zwischen 1,22 und 1,38 €/W_p.²¹ Die kommerziellen Wirkungsgrade liegen zwischen 8 und 12%. Der maximale Laborwert für eine CdTe-Zelle liegt bei 16,5%. Manche Hersteller ersetzen bei CIS-Zellen aufgrund seiner Toxizität das Diselenid durch Disulfid oder fügen Gallium (CIGS) hinzu.²² Für CIGS-Dünnschichtmodule wurde am 31.01.2011 von Avancis ein Wirkungsgrad von 15,1% bekanntgegeben.²³ Das Spektrum der Zellkonfigurationen ist weltweit Gegenstand von intensiver Forschung; wie weit „Technologiesprünge“ – auch im Bereich der Produktionstechnologie – die Kosten der Photovoltaik

¹⁶ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2007, S. 3).

¹⁷ (EU PV Technology Platform, 2007b, S. 10).

¹⁸ (Weber, 2008, S. 28).

¹⁹ (EU PV Technology Platform, 2007a, S. 25).

²⁰ (EU PV Technology Platform, 2007b, S. 12).

²¹ (Solarserver, 2010).

²² (Weber, 2008, S. 40).

²³ (Photon, 01.02.2011).

weiter senken werden, ist zwar bis etwa 2020 abschätzbar, schließt aber völlig innovative Konzepte nicht aus.

2.3 FARBSTOFFSOLARZELLEN

Bei Farbstoffsolarzellen, auch Grätzelzellen genannt, wandelt ein organischer Farbstoff das Sonnenlicht in elektrische Energie um.²⁴ Die Herstellung erfolgt durch ein einfaches Siebdruckverfahren, was niedrige Produktionskosten ermöglicht und auch verschiedene Gestaltungsmöglichkeiten bietet. Die Solarzellen können zum Beispiel für Fassaden und Werbezwecke eingesetzt werden. Farbstoffsolarzellen können diffuses Licht nutzen. Am Fraunhofer-Institut wurden Wirkungsgrade von 8% erreicht.²⁵

2.4 ORGANISCHE SOLARZELLEN

Organische Solarzellen sind eine noch junge Technologielinie. Für die Entdeckung der aus einem Nanokomposit organischer Halbleitermaterialien bestehenden Solarzellen wurde 2001 der Nobelpreis verliehen. Sie können auf Folien und evtl. Textilien Strom erzeugen. Im Moment liegt der Wirkungsgrad zwischen 3 und 5%. Ein geringer Materialverbrauch und die Anwendung von effizienten Produktionstechnologien ergeben ein großes Potential für eine kostengünstige Produktion. Um die Effizienz zu steigern und eine kostengünstige Herstellung zu ermöglichen, sind noch große Forschungsanstrengungen notwendig.²⁶

2.5 III-V-SOLARZELLEN

Die bisher leistungsfähigsten Dünnschicht-Solarzellen sind Verbindungshalbleiter aus der dritten und fünften Gruppe des Periodensystems. Es gibt eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten, die mit zunehmender Leistungsfähigkeit teurer werden: Die bekannteste Verbindung ist Galliumarsenid (GaAs), die für die Stromversorgung von Satelliten verwendet wird. Es lassen sich durch verschiedene Materialkombinationen Solarzellen produzieren, die unterschiedliche Bereiche des Solarspektrums in Strom umwandeln. Obwohl schon viel geforscht wurde, sind die Möglichkeiten in diesem Segment noch lange nicht ausgeschöpft.²⁷

2.6 STAPELSOLARZELLEN

Stapelsolarzellen nutzen die Eigenschaft der Absorption verschiedener Lichtspektren der III-V-Solarzellen. Die oberste Zelle ist die mit dem höchsten Absorptionsbereich im Sonnenspektrum. Alles was energetisch höher ist, wird in Wärme umgesetzt, die niedrigere Energie trifft auf die darunter liegende Zelle. Die übereinander liegenden Zellen sind in Serie geschaltet. Unter konzentriertem Licht können sie Wirkungsgrade von bis zu 40% erreichen. Andere Bezeichnungen für Stapelsolarzellen (je nach Anzahl der Schichten) sind Tandem-, Tripel-, Kaskaden- oder Mehrfachzellen.²⁸

²⁴ (Weber, 2008, S. 40).

²⁵ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2007, S. 5).

²⁶ (EU PV Technology Platform, 2007b, S. 43).

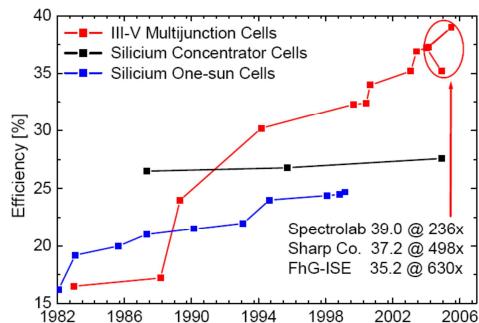
²⁷ (EU PV Technology Platform, 2007a, S. 51ff.).

²⁸ (Luther, 2007, S. 40).

2.7 KONZENTRIERENDE SYSTEME

Konzentrierende Systeme bestehen aus einer Linsenanordnung oder Spiegeln, die das Sonnenlicht auf eine sehr kleine Solarzelle bündeln. Konzentratorsysteme benötigen direkte Sonnenstrahlung, weshalb sie der Sonne nachgeführt werden müssen. Neben hocheffizienten Siliziumzellen werden vor allem III-V-Stapelzellen verwendet, da diese den höchsten Wirkungsgrad erlauben.²⁹

Abbildung 15: Wirkungsgrade verschiedener Konzentratorzellen



Quelle: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2009).

Das Fraunhofer-Institut für Solar-Energiesysteme ISE hat laut Pressemitteilung im Januar 2009 einen Wirkungsgrad von 41,1% für eine Konzentratorzelle erreicht. Das Sonnenlicht wird 454-fach auf eine 5 mm² kleine Mehrfachsolarezelle aus den III-V-Halbleitern Gallium-Indium-Phosphid/Gallium-Indium-Arsenid/Germanium konzentriert.³⁰ Diese Konzentratorzelle ist so aufgebaut, dass sie dem terrestrischen Sonnenspektrum exakt stromangepasst ist.³¹

Seit September 2008 produziert Concentrix Solar (heute Soitec SA) in einer vollautomatisierten industriellen Fertigung mit einer jährlichen Produktionskapazität von 25 MW_p Module mit Konzentratorzellen (Flatcon-Technologie).³² Aber auch andere Unternehmen forschen bzw. produzieren in einem prä-industriellen Stadium (Isofoton et.al.).

2.8 PHOTOVOLTAISCHE SYSTEMTECHNIK

Die Grundeinheit einer Photovoltaikanlage ist das Solarmodul, in dem zahlreiche Solarzellen elektrisch verschaltet sind. Mehrere Module werden zu einem Solargenerator verbunden.

Grundsätzlich ist zwischen Inselanlagen und netzgekoppelten Anlagen zu unterscheiden. Inselanlagen speichern den Strom in Batterien (Akkumulatoren), netzgekoppelte Anlagen speisen den erzeugten Strom in ein Stromnetz ein.

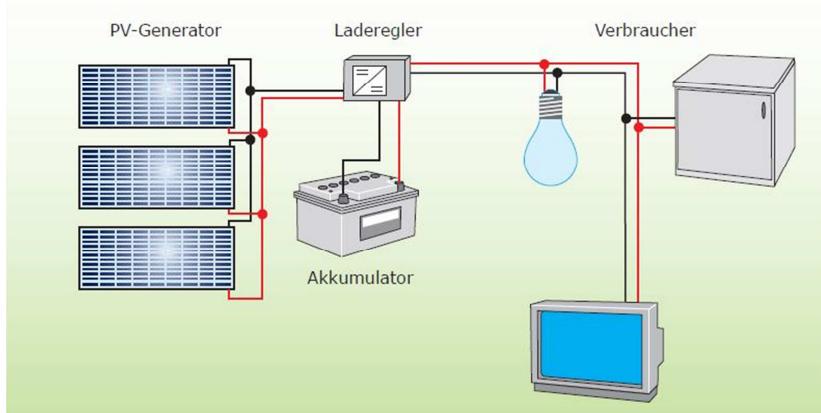
²⁹ (EU PV Technology Platform, 2007a, S. 51).

³⁰ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2009).

³¹ Computeranimation über den Aufbau und Funktionsweise der FLATCON®-Kraftwerke. (Concentrix Solar GmbH, 2008b).

³² (Concentrix Solar GmbH, 2008a).

Abbildung 16: Schematische Darstellung eines Inselsystems³³

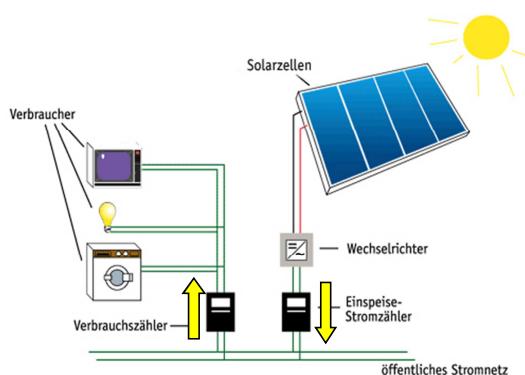


Bei einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage wird der von den Solarzellen produzierte Gleichstrom in einem Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt, der über einen Zähler in das Hausnetz oder öffentliche Stromnetz eingespeist wird.

Dabei wird zwischen zwei Schaltungsvarianten unterschieden, die ökonomische Konsequenzen für den Investor (egal ob Bürger, Unternehmen oder Projektentwickler) haben:

1. Im Falle eines **Systems mit Einspeisetarifen** (politisch festgelegte, erhöhte Tarife), wie es in mehr als 40 Ländern vorzufinden ist, wird der gesamte, von der Photovoltaikanlage produzierte Strom ins Netz eingespeist. Die eingespeiste Menge wird durch einen eigenen Zähler geleitet, der die zu vergütende Menge an Elektrizität misst. Der Erzeuger bekommt den Strom zu dem erhöhten Tarif vom Netzbetreiber bezahlt und finanziert damit das Investment. Der Verbrauch des Konsumenten wird – wie bisher – über einen zweiten Zähler bestimmt (Abbildung 17) und der Kunde bezahlt seinen Verbrauch zu den üblichen Tarifkonditionen.

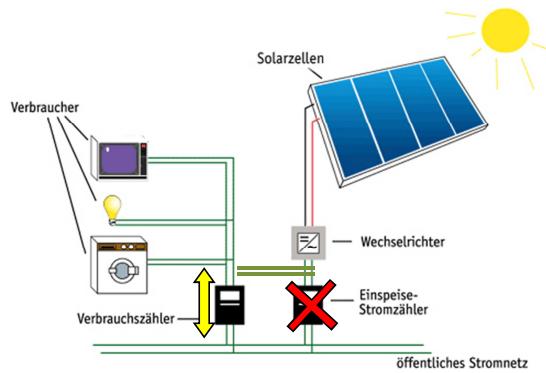
Abbildung 17: Schematische Darstellung des technischen Anschlusses einer netzgekoppelten PV-Anlage mit Einspeisetarif



³³ (Österreichische Umwelttechnologie (ACT), 2011).

2. Im Falle eines **Netmeteringsystems** wird die Anlage an das interne Netz des Kunden angeschlossen und die produzierte Elektrizität deckt in erster Linie den Eigenbedarf.

Abbildung 18: Schematische Darstellung des technischen Anschlusses einer netzgekoppelten PV-Anlage nach dem Netmeteringsystem



Liegt die Produktion der Photovoltaikanlage über dem Eigenbedarf, wird der Überschuss in das Netz eingespeist, liegt sie unter dem Eigenbedarf, so bezieht der Konsument Elektrizität aus dem Netz. Zur Realisierung dieses Systems ist nur ein Zähler erforderlich, der aber in beide Zählrichtungen den Elektrizitätsfluss messen kann.

3 POTENTIAL - DEFINITIONEN: BISHERIGE STUDIEN UND METHODOLOGIEN

Die meisten Potentialstudien im Bereich der Solarenergie beruhen auf der Bestimmung des Flächenpotentials, da die Solarstrahlung mit einer örtlich unterschiedlichen Intensität auf die Erdoberfläche auftrifft und somit nur über flächenbezogene Größen erfasst werden kann. Auch die technischen Umwandlungssysteme sind mit ihren Leistungsgrößen direkt mit der Empfängerfläche verbunden. Anhand der Flächen und der technischen Parameter der jeweiligen Solartechnologie können die verschiedenen Arten von Potentialen bestimmt werden. Im Folgenden werden in Kapitel 3.1 Potentialdefinitionen aus der Literatur vorgestellt um in den darauf folgenden Kapiteln 3.2 bis 3.4 verschiedene bereits existierende Methodologien und Studien zur Potentialerhebung vorzustellen.

3.1 POTENTIALARTENDEFINITIONEN IN DER LITERATUR

Das **theoretische Potential** beschreibt das physikalisch nutzbare Energieangebot einer Region unter Berücksichtigung von geographischen Strukturen, die die Nutzung der Energiequelle ausschließen. Es kann aufgrund von technischen, ökologischen, strukturellen und administrativen Einschränkungen nie voll ausgeschöpft werden.

Das **technische Potential** beschreibt den Anteil des theoretischen Potentials, der nach dem heutigen Stand der Technologie und bei einer vollständigen Nutzung der zur Verfügung stehenden Fläche erreichbar ist. Es werden hierbei strukturelle und ökologische Einschränkungen berücksichtigt.³⁴ Das **ökonomische Potential** beschreibt das Potential, das im Falle eines Business-As-Usual realisiert würde. Es ergibt sich aus dem least-cost-Ansatz, der verschiedene Kosten und Technologien vergleicht, um die billigste Lösung zu finden.³⁵ Es werden folglich z.B. solare Anlagen installiert, sobald sie wirtschaftlich wettbewerbsfähig sind. Das ökonomische Potential kann als untere Grenze des ausschöpfbaren Potentials betrachtet werden.

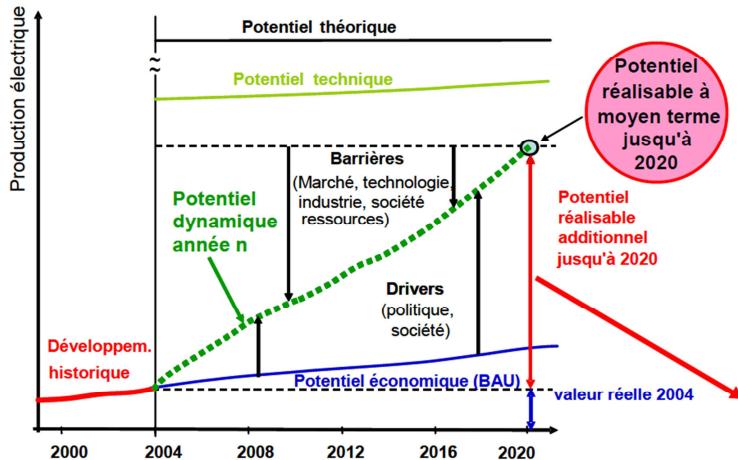
Das „**realisierbare**“ Potential befindet sich zwischen dem technischen und dem ökonomischen Potential. Es berücksichtigt Barrieren oder Faktoren, die die Entwicklung der regenerativen Energien beeinflussen und die Ausschöpfung des technischen Potentials – auch in zeitlicher Hinsicht – beschleunigen oder verzögern. Dazu gehören strukturelle, legislative, ökonomische, gesellschaftliche und psychologische Faktoren, der Vergleich mit der konventionellen Elektrizitätsversorgung und die vorhersehbare Preisentwicklung der jeweiligen Technologie sowie alle Formen der finanziellen Förderung. Die Abbildung 19 stellt sehr anschaulich dar, dass die „realisierbaren“ Potentiale durch verschiedene Barrieren vermindert, aber auch von diversen Treibern vergrößert werden können und somit Annahmen über diese Faktoren die Abschätzungen sehr stark beeinflussen.³⁶ Dies zu berücksichtigen ist sehr wichtig, da die „realisierbaren“ Potentiale somit keine festen Größen mehr bedeuten, sondern durch politische Anreize, Entwicklungen in der Forschung, auf dem Markt und in den Kosten verändert werden können.

³⁴ ((GTZ), 2007, S. 53).

³⁵ (Asian Development Bank, 2010).

³⁶ ((GTZ), 2007, S. 53).

Abbildung 19: Darstellung der verschiedenen Potentiale nach der GTZ-Studie



3.2 POTENTIALERMITTlung MIT HILFE VON DIGITALEN STADTMODELLEN

In Deutschland sind von Instituten und Ingenieurbüros Methoden entwickelt worden, um das Dachflächenpotential mit Hilfe von Laserscanndaten und digitalen Stadtmodellen zu quantifizieren. Die visualisierten Ergebnisse sind für Bürger auf einer Internetseite verfügbar.³⁷ Eine Potentialanalyse basiert in diesem Fall auf einer dreidimensionalen Modellierung der untersuchten Gebäude, ihrer Umgebung und des entsprechenden lokalen Einstrahlungspotentials. Es werden dabei fünf Faktoren berücksichtigt:

- die Größe der Dachflächen
- die Ausrichtung
- die Neigung der Dachflächen
- die Verschattung der Dachflächen durch umliegende Gebäude
- die mittlere ortsspezifische solare Einstrahlung auf eine ebene Fläche.

Die Daten zur Bestimmung der ersten vier Faktoren werden durch Luftaufnahmen ermittelt.³⁸ Mit Hilfe der ersten drei Punkte wird ein 3D-Modell erstellt, welches das Gebäude mit der Nachbarbebauung und der umgebenden Vegetation abbildet (siehe Abb. 1).

³⁷ (Solaranlagen-Portal, 2010b), (Freiburg im Breisgau, 2011).

³⁸ (AEROWEST, 2010).

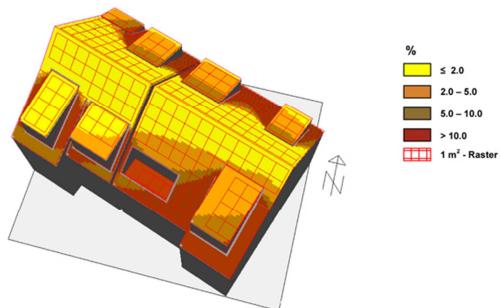
Abbildung 20: 3D-Szene mit Nachbarbebauung und Vegetation



Quelle: Aerowest 2010.

Die Verschattung durch umgebende Gebäude, Bäume sowie das Geländerelief wird in einer zeitlichen Auflösung von zwei Minuten und einer räumlichen Auflösung von $0,04 \text{ m}^2$ ermittelt und ermöglicht eine Zonierung des Daches nach der Stärke der Strahlungsverminderung durch Verschattung (Abb.2).

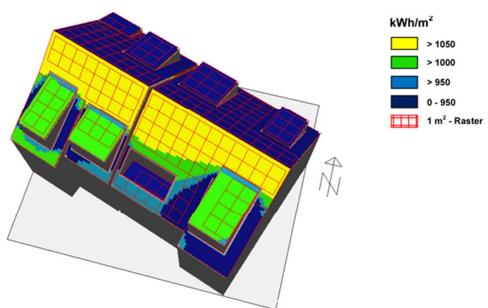
Abbildung 21: Strahlungsverminderung durch Verschattung



Quelle: AEROWEST 2010.

Mit Hilfe von Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) kann die jährliche Strahlungssumme abgeleitet werden. Die Kombination der fünf Faktoren ergibt die jährlichen Strahlungsmengen auf dem untersuchten Dach (Abbildung 22).

Abbildung 22: Jahressumme der jährlichen Einstrahlung



Quelle: AEROWEST 2010.

Die Kombination der Einstrahlung mit der Strahlungsminderung durch Verschattung mündet in eine Zonierung des Daches mit einer Fläche bester Einstrahlung A_{eff} (gelbe Fläche in Abbildung 22).³⁹ Die erzeugte Elektrizität oder der Ertrag der Fläche mit der besten Einstrahlung durch eine Photovoltaikinstallation berechnet sich folglich nach der Formel

$$E_f [\text{kWh/Jahr}] = A_{eff} [\text{m}^2] * I_\alpha [\text{kWh}/(\text{m}^2*\text{Jahr})] * PR$$

mit

E_f ... Elektrizitätsertrag einer Photovoltaikinstallation auf der Fläche A_{eff} [kWh/Jahr]

A_{eff} ... nutzbare Dachfläche

I_α ... Einstrahlung auf die geneigte Fläche [kWh/(m²*Jahr)]

α ... Neigungswinkel

PR...Performance Ratio

Das **technische Potential** in kW_p für eine Stadt/Region/Land ergibt sich nach der Formel

$$P_{te}[\text{kW}_p] = P_M [\text{kW}_p/\text{m}^2] * A_{eff-ges} [\text{m}^2]$$

mit

P_{te} ... technisches Potential der Fläche $A_{eff-ges}$ [kW_p]

P_M ...nominale Modulleistung [kW_p/m²]

$A_{eff-ges}$...nutzbare Fläche einer Stadt/Region/Land

3.3 DACHFLÄCHENERMITTLUNG FÜR PHOTOVOLTAIK ANHAND DES BIP

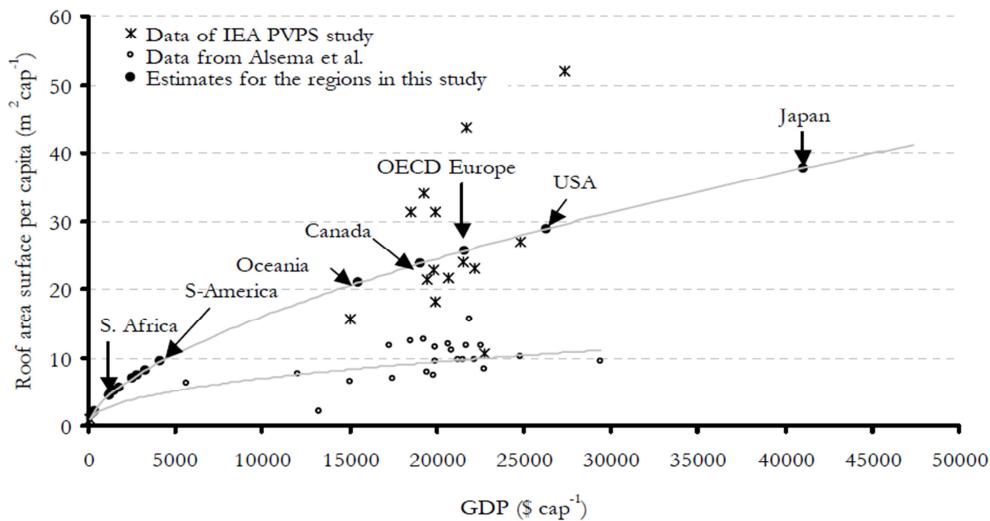
Nach einer Studie von Hoogwijk kann das Flächenpotential für Photovoltaik- bzw. Solarthermieanlagen über das Bruttoinlandsprodukt pro Kopf (BIP_i) berechnet werden. Die Autorin nimmt an, dass mit einer Zunahme des Lebensstandards die Anzahl und die Größe von Siedlungen zunehmen. Zur Überprüfung der These wurden zwei Studien herangezogen⁴⁰, die für verschiedene Länder und Erdteile die Dachfläche pro Kopf abgeschätzt haben. Die Ergebnisse der beiden Studien wurden in Korrelation mit dem BIP des jeweiligen Landes gesetzt. Die Korrelation zwischen BIP und der Flächenverfügbarkeit pro Person zeigt Abbildung 23.⁴¹ Anzumerken ist, dass die Studie mit Zahlen des BIP vom Jahr 1995 rechnet.

³⁹ (AEROWEST, 2010).

⁴⁰ (Alsema & Brummelen, 1993); (IEA/OECD, 2001).

⁴¹ (Hoogwijk, 2004, S. 162).

Abbildung 23: Korrelation des BIP pro Kopf mit der Dachfläche pro Kopf



Quelle: Hoogwijk (2004). Zahlen für Marokko siehe Fußnote 34 und 36.⁴²

Die von Hoogwijk für die zur Photovoltaiknutzung zur Verfügung stehende Dachfläche pro Person ($R_{c,i}$) entwickelte Formel lautet⁴³:

$$R_{c,i} = 0,06 * BIP_i^{0,6}$$

Die Dachfläche für photovoltaische Anwendungen für eine Region ($R_{c,reg}$) ergibt sich folgend aus

$$\begin{aligned} R_{c,reg} &= R_{c,i} * \text{Anzahl der Bewohner} \\ &= 0,06 * BIP_{i/reg}^{0,6} * \text{Einwohneranzahl der Region}. \end{aligned}^{44}$$

3.4 POTENTIALERMITTlung NACH DER GTZ-STUDIE

Die GTZ-Studie "Etude sur le cadre organisationnel, institutionnel et législatif pour la promotion des Energies Renouvelables" bestimmt ein Frei- und Dachflächenpotential für Photovoltaik.

Zur Berechnung des Stromerzeugungspotentials werden folgende Annahmen gemacht:

- Eine jährliche horizontale Einstrahlung von 2.030 kWh/m²;
- Ein Wirkungsgrad des Photovoltaikmoduls von 15%;
- Eine Südausrichtung und Aufstellwinkel von 30° der Module;
- Performance Ratio = 0,7;

Der Flächenbedarf für Photovoltaik wird mit durchschnittlich 10 m² pro kW_p angegeben (für kristalline Module mit 8 m²/kW_p und 14 m²/kW_p für Dünnschichtmodule).

⁴² Mit Hilfe der Formel zur Berechnung der Dachfläche pro Person für PV ergibt sich für Marokko 1995 eine Fläche von ungefähr 4 m² pro Person. Es wurde das BIP des Jahres 1995 genutzt, da dies auch die Datengrundlage der Abbildung 23 ist. Das BIP pro Person (konstante Preise 2000) lag bei 1161 \$ pro Person (Université de Sherbrooke, 2010). Marokko liegt in Abbildung 23 ungefähr bei Südafrika.

⁴³ (Hoogwijk, 2004, S. 163).

⁴⁴ Aktuell ergibt sich für Marokko nach dieser Formel mit einem BIP von 2009 von 2770 \$/Kopf und 31,5 Mio. Einwohnern ein Dachflächenpotential von 220 km². (Weltbank, 15.12.2010).

3.4.1 FREIFLÄCHENPOTENTIAL NACH DER GTZ-STUDIE

Die Flächenberechnung für Photovoltaikanwendungen auf Freiflächen stützt sich auf GIS-Daten. Es werden geographische Strukturen, die von der Studie als ungeeignet für Photovoltaik- und CSP-Nutzungen betrachtet werden, ausgeschlossen und von der Gesamtfläche Marokkos abgezogen. Dazu gehören Flächen mit einer Neigung von mehr als 2° und einer Höhe von mehr als 2.000 m. Zudem werden alle Flächen ausgeschlossen, die Seen, Wälder, waldfähnliche oder gemischte Bewuchsformen aufweisen oder regelmäßig Überschwemmungen ausgesetzt sind.⁴⁵ Für das Freiflächennpotential wurde eine Fläche von 508.604 km² für Photovoltaik mit einem **theoretischen Potential** zur Elektrizitätserzeugung von 37.450 TWh/Jahr berechnet.

3.4.2 DACHFLÄCHENPOTENTIAL NACH DER GTZ-STUDIE

Zur Berechnung der Dachflächenpotentiale wird die Formel von Hoogwijk verwendet bzw. leicht modifiziert. Die Autoren der GTZ-Studie multiplizieren die für Photovoltaik zur Verfügung stehenden Dachflächen nicht mit der Anzahl der Gesamtbevölkerung, sondern nur mit der Anzahl der aktiven Bevölkerung, die zum BIP beiträgt.

Für das **theoretische Dachflächen-Potential** ergeben sich 133 km², was eine Stromerzeugung aus dachinstallierten Photovoltaikanlagen von 21,2 TWh erlaubt.

Zur Bestimmung des **technischen Dachflächenpotentials** wird angenommen, dass nur die Hälfte der theoretisch verfügbaren Dachfläche für solare Anwendungen zur Verfügung steht, da diese Flächen auch für andere Nutzungen oder Installationen Verwendung finden. Weiter wird angenommen, dass die verbleibende Fläche zwischen solarthermischen Kollektoren zur Warmwasserbereitstellung und Photovoltaik aufgeteilt wird. Für jede der Anwendungen in der Betrachtung des technischen Potentials verbleiben 33 km².⁴⁶ Das technische Dachflächenpotential beträgt mit einer verbleibenden Dachfläche für Photovoltaik von 33 km² ca. 5,28 TWh, was gut 20% des Stromverbrauches Marokkos im Jahr 2008 entspricht.

Zur Bestimmung des **realisierbaren Potentials** wurde die historische Entwicklung mit einem Installationsvolumen von 6 MW_p Photovoltaik-Inselsystemen im Rahmen des Programms PERG zur ländlichen Elektrifizierung⁴⁷ betrachtet. Die GTZ-Studie nimmt bei moderatem Wachstum von 10 MW_p/Jahr an, dass bis 2010 35 MW_p erreicht werden können. Ausgehend von einem jährlichen Marktwachstum von 50%, das sich unter der Voraussetzung politischer Rahmenbedingungen der Energiepolitik und guter Förderbedingungen entwickeln kann, ergibt sich für das realisierbare Potential bis 2012 eine installierte Leistung von 80 MW_p; bis 2020 kann eine kumulierte installierte Leistung von bis zu 2.000 MW_p Photovoltaik erreicht werden.⁴⁸

3.5 DISKUSSION DER VORGESTELLTEN ANSÄTZE

Die Potentialermittlung anhand von digitalen Stadtmodellen ist eine sehr genaue und kleinteilige, anwendungsorientierte Potentialanalyse. Sie ist jedoch für größere Bereiche (Regionen, Staaten) sehr

⁴⁵ ((GTZ), 2007, S. 52ff.).

⁴⁶ ((GTZ), 2007, S. 62).

⁴⁷ Programme d'Electrification Rurale Global.

⁴⁸ ((GTZ), 2007, S. 68).

aufwändig und teuer. Dies gilt für Marokko in besonderer Weise. Die Orientierung und die Neigung der Dächer spielt in Marokko im Gegensatz zu Deutschland aufgrund der überwiegenden Flachdachkonstruktion keine Rolle, was den Aufwand dieser Methode noch weniger rechtfertigt. Die Methode nach Hoogwijk hingegen ist eine sehr globale und grobe Potentialermittlung. Sie wurde entwickelt, um weltweite Potentiale zu ermitteln.⁴⁹ Sie ist für einen Gesamtüberblick hilfreich, für eine lokal präzisere Potentialerhebung jedoch ungeeignet. Dasselbe gilt für die GTZ-Studie, die auf der Methode nach Hoogwijk beruht. Weiter ist für die GTZ-Studie anzumerken, dass bei der Berechnung der verfügbaren Fläche die gleichen Annahmen für CSP und Photovoltaik getroffen wurden. Das ist vor allem beim Ausschluss aller Freiflächen mit einer Neigung von mehr als 2% problematisch, da Photovoltaik ohne Probleme auch auf Flächen mit größerer Neigung installiert werden kann. Das theoretische Potential der GTZ-Studie für Photovoltaik ist also ein eher "konservativ" berechnetes Potential.

⁴⁹ (Hoogwijk, 2004)

4 POTENTIALE NACH DEM „BEDARFSANSATZ“

Die Potentialdefinitionen des Bedarfsansatzes lehnen sich an die Potentialdefinitionen und die Potentialermittlung der GTZ-Studie an. Allerdings berücksichtigt dieser Ansatz die Tatsache, dass das Solarpotential speziell für Photovoltaik nicht allein auf „Flächen“ im weiteren Sinne realisiert werden kann, sondern dass Dachflächen und Flächen der Infrastruktur eines Territoriums ein beachtliches Flächenpotential und damit ein „räumlich verteiltes Kraftwerk“ darstellen. Insbesondere ökonomische Gründe sprechen dafür, zunächst und überwiegend das verbrauchsnahe Potential zu erschließen. Da i.d.R. das theoretische, oft auch das technische Potential der Photovoltaik den Bedarf (in einem gegebenen Areal) signifikant übersteigt, liegt es nahe, zunächst sich mit der Frage zu befassen, wie groß das Potential der Photovoltaik in diesen „verbrauchsnahen“ Anwendungen ist. Unter „verbrauchsnah“ werden hier Photovoltaikinstallationen verstanden, die mehr oder weniger den vor Ort verbrauchten Strom direkt erzeugen (smart grid-Philosophie): Photovoltaikinstallationen auf Hausdächern, auf Dächern von Supermärkten, Industriehallen oder anderen Infrastruktur-Trägern (z.B. Lärmschutzwände von Autobahnen/Eisenbahn oder Überdachungen von Parkplätzen) stellen ein beachtliches Stromerzeugungspotential für den in diesen Gebäuden bzw. in der Nähe stattfindenden Stromverbrauch dar. Der Bedarfsansatz geht daher der Frage nach, ob der Stromverbrauch in einem definierten Gebiet über das verfügbare Potential an solchen Flächen gedeckt werden kann bzw. nur durch die zusätzliche Inanspruchnahme von „verbrauchsfernen“ Flächen gedeckt werden kann. Normalerweise bestehen in einer Region weitere Elektrizitätserzeugungsoptionen (Wind, Wasserkraft, Biomasse, fossile Kraftwerke), die gerade auch als Reserve- und Regelenergie in den Zeiten fehlender oder nicht ausreichender Solarstrahlung (nachts, bedeckter Himmel) von Bedeutung sind. In diesem Sinne stellt das Photovoltaikpotential nach dem Bedarfsansatz einen Maximalwert für die verbrauchsnahe Erzeugung dar, der nicht notwendigerweise ausgeschöpft werden muss bzw. für wachsenden Bedarf zur Verfügung steht.

Wie bereits in Kapitel 3.1 dargestellt, ergibt sich das **theoretische Potential** anhand des „physikalisch nutzbaren Energieangebots einer Region unter Berücksichtigung von geographischen Strukturen, die die Nutzung der Energiequelle ausschließen“. Die GTZ-Studie berechnet für Marokko ein theoretisches Potential im Bereich der Photovoltaik von 37.450 TWh/a.⁵⁰ Um auf die regionalen Werte zu kommen, wird das nationale Potential über die Flächenanteile der Regionen berechnet. Für Meknès-Tafilalet ergibt sich beispielsweise mit diesem Ansatz ein theoretisches Potential für Photovoltaik von 4.173 TWh/a. Der Elektrizitätsbedarf im Jahr 2009 lag in Meknès-Tafilalet bei ungefähr 1,5 TWh.⁵¹ Vergleicht man nun das theoretische Potential und den jährlichen Elektrizitätsverbrauch der Region, so kann man feststellen, dass der Bedarf der Region rein rechnerisch ungefähr 2.800 Mal mit Photovoltaik gedeckt werden könnte. Dies bedeutet, dass die Frage der Wettbewerbsfähigkeit der Stromerzeugung aus Photovoltaik gegenüber dem Großhandelspreis (Großanlagen ohne Feed-in-System) bzw. dem Endkundenpreis (Netmetering) nicht nur ein ökonomisches Potential definiert, sondern auch – in einer ersten Phase bis zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik auch für Großanlagen mit Finanzierungskosten –

⁵⁰ ((GTZ), 2007).

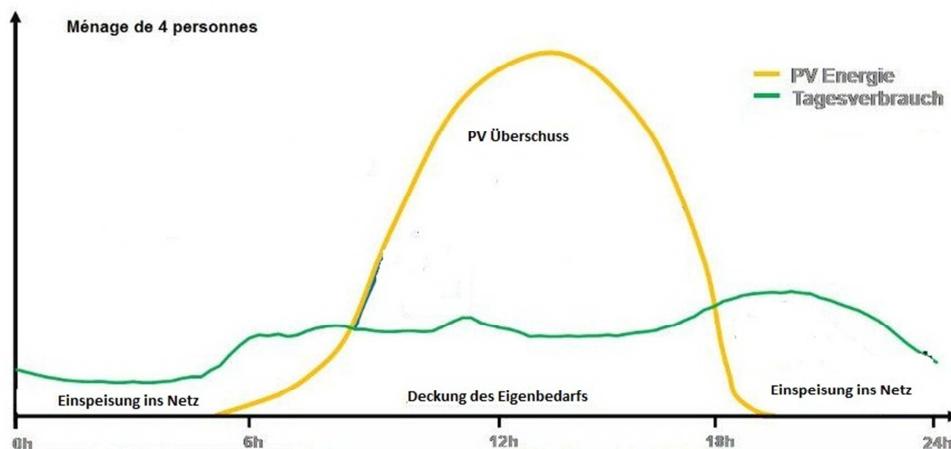
⁵¹ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010d).

ein technisches Potential. Der Ansatz einer verbrauchsnahen Erzeugung von Solarstrom – der „Bedarfsansatz“ – hat den Vorteil, dass die Wirtschaftlichkeitsschwelle gegenüber dem Endkundenpreis zeitlich früher als gegenüber dem Großhandelspreis erreicht wird. Damit entfällt die Notwendigkeit, zur Förderung der Photovoltaik ein Feed-in-System mit der bisher üblichen Umlage der Mehrkosten auf die Stromtarife zu etablieren. Auch wenn die absolute Höhe der Feed-in-Tarif-Umlage in der Anfangsphase sehr gering ist, stellt solch ein Fördermechanismus für ein Land wie Marokko angesichts des Einkommensniveaus und der bereits als hoch empfundenen Strompreise ein erhebliches soziales und politisches Problem dar.

Weiterhin erscheint es angesichts des enormen Potentials, das nach Erreichen der Wirtschaftlichkeitsschwelle von Großanlagen auf Freiflächen realisiert werden kann, eine vernünftige Überlegung, zunächst in einem Netmetering-Ansatz des Eigenverbrauchs die Einführung der Photovoltaik zu untersuchen.

In dieser Studie wird aufgrund dieser Sachverhalte das technische und ökonomische Potential nach dem Bedarfsansatz definiert. Grundlage des Ansatzes ist das technisch-ökonomische Modell des Netmetering. Netmetering verfolgt ein Modell der Autoproduktion, d.h. die Erträge einer Photovoltaikanlage dienen vorrangig der Deckung des Eigenbedarfs eines Verbrauchers. Im Falle einer zeitweise höheren Produktion der Photovoltaikinstillation gegenüber dem momentanen Bedarf wird der Überschuss ins Netz eingespeist, im umgekehrten Fall bezieht der Konsument zeitweise Elektrizität aus dem Netz. Netmetering erfordert somit die unmittelbare räumliche Nähe von Photovoltaik-Stromerzeugung und Verbrauch.

Abbildung 24: Tagesverlauf des Elektrizitätsbedarfs und der Elektrizitätsproduktion von PV



Nach dem Bedarfsansatz ergibt sich das **technische Potential** aus der Annahme einer vollständigen Deckung des Bedarfes im Bereich der Mittel- und Niederspannung einer Region durch dachinstallierte Photovoltaikanlagen. Spricht man von dachinstallierten Anlagen, stellt sich die Frage, ob ausreichend Dachfläche zur Verfügung steht, um diesen Bedarf vollständig zu decken. Für die Sektoren der öffentlichen und gewerblichen Beleuchtung, der Landwirtschaft und der Industrie im Bereich der Mittel- und Niederspannung stehen keine Daten zur bebauten Fläche oder den Dachflächen zur Verfügung. Im Haushaltssktor hingegen wird die Flächenverfügbarkeit von Dächern genauer geprüft (siehe Kapitel 4.2.1.2).

Das **ökonomische Potential** dieser Studie richtet sich in seiner Definition nach der GTZ-Studie, d.h. es wird das Potential ermittelt, das nach Erreichen der Wirtschaftlichkeit umgesetzt werden könnte.

In den folgenden Kapiteln 4.1 und 4.2 werden die Potentialdefinitionen des Bedarfsansatzes für Photovoltaikanwendungen im netzfernen und netzgekoppelten Bereich für Marokko angewendet und erläutert.

4.1 POTENTIALE NETZFERNER ANWENDUNGEN

Zur Bestimmung der Potentiale von netzfernen Anwendungen werden nur Haushalte betrachtet, da sie quantitativ die größte Bedarfsgruppe im ländlichen Bereich darstellen und es auch im Rahmen der Recherchen zu dieser Studie nicht möglich war, Informationen zu nicht elektrifizierten Schulen oder öffentlichen Gebäuden aufzufinden.

Zur Berechnung des technischen und des ökonomischen Potentials im Bereich der netzfernen Elektrifizierung mit Hilfe von Photovoltaik werden zwei Ansätze verfolgt. Sie stellen jeweils ein minimales und ein maximales Potential dar.

- Minimales Potential netzferner Anwendungen „PERG⁵²-Solar“

Die Potentialermittlung orientiert sich an den bisher installierten Photovoltaik-Kit-Größen, die im Rahmen des Programms zur ländlichen Elektrifizierung PERG-Solar installiert wurden. Die dominierende Größe ist 75 W_p, die einem Haushalt die Beleuchtung, zwei Stunden schwarz-weiß Fernseher pro Tag und eine Steckdose zum Handyladen gewährleistet. Haushalte, die zusätzlich einen Kühlschrank betreiben wollen, benötigen ein Photovoltaik-Kit mit einer Leistung von 200 W_p.⁵³ Laut eines Experten von Isofoton waren es weniger als 1% der Haushalte, die im Rahmen des solaren PERG-Programms ausgestattet wurden, die das 200 W_p-Photovoltaik-Kit nachgefragt haben.⁵⁴ Zur Berechnung der unteren Grenze des Potentials netzferner Anwendungen wird der Ausstattungsgrad des PERG-Programms mit 75 W_p pro Haushalt angenommen.

- Maximales Potential netzferner Anwendungen „Lebensstandard“

Die Potentialermittlung nach diesem Ansatz geht davon aus, dass jeder Haushalt zur Erfüllung eines angemessenen Lebensstandards einen Bedarf von 4 Glühbirnen à 10 W und 6 Stunden Nutzungsdauer, einem Fernseher à 50 W mit jeweils 5 Stunden täglicher Nutzungsdauer und einen Bedarf von einem Kühlschrank à 80 W während 10 Stunden täglich hat.⁵⁵ Mit Hilfe von RETScreen wird die benötigte Leistung an Photovoltaikmodulen zur Deckung dieses Bedarfs auf regionaler Ebene berechnet. Sie liegen je nach regionaler Einstrahlung bei etwa 0,26 kW_p.

Es gibt zwei Faktoren, die auf die Potentiale netzferner Anwendungen Einfluss haben, die aber nach dem Wissensstand im Rahmen dieser Studie als nur schwer quantifizierbar betrachtet werden:

⁵² Programme d'Electrification Rurale Global.

⁵³ (Tomasol).

⁵⁴ Isofoton hat im Rahmen des PERG 14.000 Haushalte mit PV ausgestattet, davon nur 30 mit einem 200 W_p-System.

⁵⁵ Bedarfsbestimmung in Abstimmung mit einem Experten der ADEREE.

- (a) Unklar ist, inwieweit sich eine Steigerung des Lebensstandards auf die nachgefragte Größe der Photovoltaik-Kits auswirkt. Aus Erfahrungen des bisherigen Programms PERG-Solar ist bekannt, dass zum Teil Nutzer von 75 W_p-Anlagen nach einer Aufstockung der Kapazität fragen.
- (b) Aufgrund fehlender Informationen wird nicht berücksichtigt, ob und wie die ONE im Bereich der ländlichen Elektrifizierung weiter vorgeht. Im Jahr 2009 wurden so gut wie keine Haushalte durch Photovoltaik-Kits ausgestattet⁵⁶, da das Programm PERG-Solar 2008 ausgelaufen ist. Es ist jedoch ein weiteres Programm zur ländlichen Elektrifizierung durch Photovoltaik mit Mitteln der AFD⁵⁷ geplant. Zu der Frage, inwieweit oder in welchem zeitlichen Rahmen die ONE die ländliche Elektrifizierung durch Netzanschluss weiter verfolgt, ist gegenwärtig keine verlässliche Auskunft von der ONE zu bekommen.

Die Potentiale netzferner Anwendungen sind also Richtwerte, die durch eine Verbesserung des Lebensstandards und zukünftige Maßnahmen der ONE beeinflusst werden können.

4.1.1 TECHNISCHES POTENTIAL NETZFERNER ANWENDUNGEN

Nach dem Bedarfsansatz ergibt sich das technische Potential aus der Annahme einer vollständigen Deckung des Bedarfes durch dachinstallierte Photovoltaikanlagen. Für das technische Potential netzferner Anwendungen bedeutet dies eine Ausstattung aller nicht-elektrifizierten Haushalte mit Photovoltaik-Kits. Laut der ONE liegt der momentane Elektrifizierungsgrad Marokkos bei 96,5% der Haushalte. Mit Hilfe der aktuellen Bevölkerungszahl von etwa 32 Mio. Einwohnern⁵⁸ und einer mittleren Anzahl von 5 Personen pro Haushalt⁵⁹ wurde berechnet, dass auf nationaler Ebene noch ungefähr 224.000 Haushalte nicht elektrifiziert sind.

Auf nationalem Niveau ergibt sich für Marokko ein technisches Potential netzferner Anwendungen nach dem Ansatz „PERG“ von 16,8 MW_p und nach dem Ansatz „Lebensstandard“ von 58,2 MW_p.

4.1.2 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZFERNER ANWENDUNGEN

Das Programm zur ländlichen Elektrifizierung PERG besteht aus 2 Tranchen. Zum einen werden Dörfer und Haushalte durch einen Netzanschluss, zum anderen durch die Ausstattung mit Photovoltaik-Kits elektrifiziert. Zu Beginn des Programms wurde eine Erhebung durchgeführt, welche der bisher nicht-elektrifizierten Dörfer und Haushalte ans Netz angeschlossen werden oder welche mit Photovoltaik ausgestattet werden sollen.

Das Kriterium waren Anschlusskosten ans Netz von höchstens 27.000 Dirham pro Haushalt. Wurde dies überschritten, so fiel die Entscheidung auf eine dezentrale Elektrifizierung, was laut ONE 150.000 Haushalte betrifft. Bis Ende des Jahres 2009 wurden 51.559 Haushalte in 3.663 Dörfern mit Photovoltaik ausgestattet, 1.049 Haushalte in 48 Dörfern mit Mikro-Wasserkraftanlagen und 103 Haushalte wurden mit kleinen Windanlagen versorgt.⁶⁰ Auf nationaler Ebene sind folglich allein in diesem Programm noch 97.289 Haushalte nicht-elektrifiziert, die dem Kriterium eines zu teuren

⁵⁶ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010).

⁵⁷ Agence Française de Développement.

⁵⁸ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2011).

⁵⁹ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008, S. 78).

⁶⁰ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010c).

Netzanschlusses entsprechen. Das ökonomische Potential ergibt sich also aus dieser Anzahl der nicht-elektrifizierten Haushalte. Für Marokko ergeben sich nach dem Ansatz des PERG-Programms ein minimales technisches Potential netzferner Anwendungen von 7,2 MW_p und ein maximales technisches Potential netzferner Anwendungen von 25,3 MW_p.

4.2 NETZGEKOPPELTE POTENTIALE

Bisher gibt es in Marokko nur drei ans Netz gekoppelte Anlagen. Eine befindet sich auf dem Dach der ONE in Casablanca (46 kW_p), die zweite Anlage befindet sich in Ouarzazate (etwa 120 W_p), die dritte ist eine dachintegrierte Anlage im Terminal 2 des Flughafens von Casablanca. Die Anlage in Ouarzazate wurde von Temasol installiert, die eine Ausschreibung des Programms Chourouk⁶¹ über 200 Mikroanlagen mit Größen zwischen 500 und 1.000 W pro Dach gewonnen hat. Im Laufe der Realisierung stellte sich jedoch das Konzept der Installation dieser 200 Photovoltaiksysteme auf den Dächern von privaten Haushalten als nicht umsetzbar heraus, weshalb es zur Installation von 18 Systemen mit jeweils 3 - 18 kW_p kam.⁶² Anfang 2011 sollen die Systeme von der ONE ans Netz angeschlossen werden. Es gab aufgrund des Stopps von Chourouk keine weiteren Installationen. Die Installationen von Temasol wurden realisiert, da die Finanzierung mit Gebermitteln aus Europa bereits gesichert war.⁶³

Commentaire [HC3]: sollten ???

4.2.1 TECHNISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN

Ein technisches Potential ergibt sich unter der Annahme einer vollständigen Deckung des Elektrizitätsbedarfes der Region im Bereich der Mittel- und Niederspannung mit Hilfe von ans Netz gekoppelten Photovoltaikanlagen unter dem aktuellen Stand der Technik. Der Bedarf wird über die Verkaufsmengen der ONE ermittelt, die sich aus den Lieferungen an die privaten Elektrizitätsverteilern und den Eigenverkauf zusammensetzen.⁶⁴

Aus der Datenbank von RETScreen werden, zur Berechnung des spezifischen Ertrags einer Photovoltaikinstallation, die Einstrahlungsdaten auf eine mit 30° geneigte Fläche verwendet.

Das Potential, das der Kapazität von netzgekoppelter Photovoltaik zur Deckung dieses Bedarfes entspricht, ergibt sich durch folgende Formel:

$$\frac{\text{Elektrizitätskonsum [MWh]}}{\text{spez. Ertrag einer PV-Anlage [MWh/MW}_p\text{]}} = \text{maximales technisches PV- Potential [MW}_p\text{]}$$

Nicht berücksichtigt wird, dass die Stromerzeugung zeitlich schwankt. Diese Studie führt folglich eine quantitative Bilanz ohne zeitliche Auflösung durch. Das ist insofern zunächst eine rein rechnerische Größe, weil damit gezeigt wird, dass prinzipiell eine Deckung des Bedarfs durch Photovoltaik teilweise oder völlig möglich ist. Es berücksichtigt aber noch nicht, dass beispielsweise am Abend

⁶¹ Die Ausschreibung für die Chourouk-Initiative der ONE, die bis 2015 150 MW netzgekoppelte PV-Kapazität realisieren soll, lief bis zum 12. Januar 2009. Geplant waren im Rahmen dieses Pilotprojekts ca. 200.000 kleine PV-Systeme mit einer gesamten Kapazität von 150 MW auf Dächern von Privathäusern oder Firmen, die ans Niederspannungsnetz angeschlossen sind (Office National de l'Electricité (ONE), 2008). Allerdings ist das Programm aufgrund finanzieller Probleme der ONE gestoppt und es ist noch nicht klar, wann es wieder aufgenommen wird.

⁶² Aus Interview mit einem Mitarbeiter von Temasol.

⁶³ Aus Interview mit einem Mitarbeiter von Isofoton.

⁶⁴ (Office National de l'Electricité (ONE) , 2009, S. 3).

oder bei schlechtem Wetter andere Erzeugungs- oder auch Speicherkapazitäten vorhanden sein müssen, um die Versorgung gewährleisten zu können.

Diese Studie will zunächst nur untersuchen, ob

- a) eine vollständige Bedarfsdeckung (vorrangig: der Haushalte) durch Photovoltaik in der jeweiligen Region mit Hilfe von verbrauchsnahen Flächen (tendenziell: Dachflächen) möglich ist
- b) die Dachflächen ausreichen, um bedarfsgerechte Photovoltaikanlagen zu installieren und
- c) wann die einzelnen Kunden- bzw. Tarifgruppen mit ihren realen Strombezugskosten die sogenannte Netzparität erreichen und damit
- d) die Frage nach einem Subventionsbedarf zur Einführung beantwortet werden kann.

Die Studie hat zum Ziel, die Potentiale der Photovoltaik in Marokko zu ermitteln und somit deren zukünftige Möglichkeiten im Strommix Marokkos aufzuzeigen.

4.2.1.1 ERTRAGSBERECHNUNGEN

Zur Berechnung des Ertrages einer Photovoltaikanlage wird die jährliche Einstrahlung auf eine geneigte Fläche mit der Performance Ratio eines Moduls multipliziert.

Die in dieser Studie verwendeten **Einstrahlungsdaten** beruhen auf RETScreen, einer Software mit integrierter Datenbank weltweiter Einstrahlungsdaten.⁶⁵ Eine grobe Übersicht über die solare Einstrahlung in Marokko gibt Abbildung 25. In weiten Teilen Marokkos liegt die Einstrahlung mit 3.000 Stunden pro Jahr im Bereich von 5,5 kWh/m²*d.⁶⁶

Abbildung 25: Solare Einstrahlung Marokko

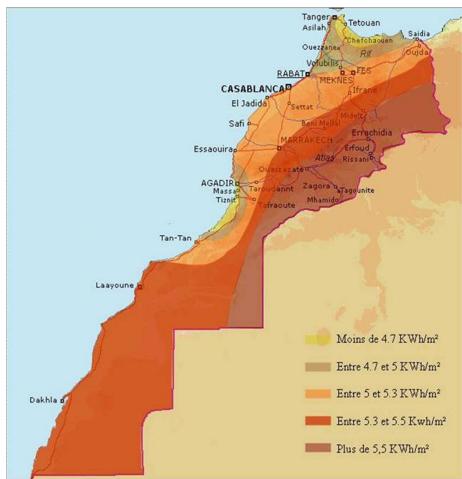
⁶⁵ RETScreen ist eine kanadische Software mit deren Hilfe Energieproduktion und -Einsparungen, Lebenszykluskosten, Emissionsreduzierungen und finanzielle Risiken verschiedener Technologien erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz berechnet werden können.

Das RETScreen Photovoltaik Projektmodell umfasst folgende Anwendungen: 1. Netzgekoppelte Anwendungen für Zentralnetze und isolierte Netzsysteme. 2. Netzerne Anwendungen für PV-Batterie- und PV-Hybrid-Systeme und 3. Photovoltaik betriebene Wasserpumpen.

Die Software besteht aus sechs Arbeitsblättern (Energy Model, Solar Resource & System Load Calculation (SR&SLC), Cost Analysis, Greenhouse Gas Reduction Analysis, Financial Summary and Sensitivity Analysis), von denen für diese Potentialstudie vor allem die ersten beiden Arbeitsblätter verwendet werden. Das Arbeitsblatt SR&SLC definiert das zu betrachtende System und berechnet die monatliche elektrische Produktion. Zudem ermittelt es mit Hilfe monatlicher Sonneneinstrahlung auf eine horizontale Fläche die jährliche Sonneneinstrahlung auf eine geneigte PV-Anordnung für jegliche Orientierung der PV. Die Klimadatenbank, die in die Software integriert ist, nutzt Daten aus Bodenmessstationen und/oder NASA Satellitendaten. Die NASA- Daten werden vor allem dann verwendet, wenn keine Bodenmessungen vorliegen. Welche der jeweiligen Daten den Berechnungen zugrunde liegen werden von der Software angegeben.⁶⁵

PV Systeme bestehen aus relativ wenigen Komponenten, dennoch ist deren Verhalten nicht linear und ihre Interaktionen komplex. RETScreen benutzt vereinfachte Algorithmen um den Dateninput zu minimieren und die Berechnungen zu beschleunigen und gleichzeitig eine akzeptable Genauigkeit zu gewährleisten. Das Modell der solaren Einstrahlung beruht weitgehend auf dem von Klein und Theilacker (Duffie und Beckmann, 1991). Größere PV Anordnungen beruhen auf einer Arbeit von Evans (1981) und berücksichtigt Temperatur- und Orientationseffekte. (Natural Resources Canada, 2010).

⁶⁶ (Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), S. 5).



Quelle: Berdai, Mohamed (2008).

Die **Neigung der Photovoltaikanlage** wird durch den Aufstellwinkel bestimmt, der vom Einstrahlungswinkel der Sonne und somit von der geographischen Breite abhängig ist. Laut eines Experten von Temasol werden in Marokko bei Standardinstallationen im kleinen Maßstab (Photovoltaik-Inselsysteme) Module mit einem Winkel von 45° aufgestellt (Winterorientierung). Bei größeren Anlagen wird der Aufstellwinkel nach lokalen Einstrahlbedingungen optimiert. Anlagen in Ouarzazate wurden beispielsweise mit einem Winkel von 30° errichtet.⁶⁷ Ein Aufstellwinkel von 30° wird auch in den Ertragsberechnungen dieser Studie angewendet.

Die **Performance Ratio** ist das Verhältnis von Nutzertrag und Sollertrag einer Photovoltaikanlage. Sie fasst zahlreiche technische Parameter und die Qualität der Anlagenauslegung und seiner Komponenten zusammen. Die Performance Ratio wird deshalb oft auch als Qualitätsfaktor (Q) bezeichnet. Module auf der Basis von kristallinen Zellen erreichen einen Qualitätsfaktor von 0,85 bis 0,95; netzgekoppelte Anlagen liegen im Durchschnitt bei 70 bis 75%.⁶⁸ In den Berechnungen der Stromgestehungskosten für Photovoltaik in Marokko wird eine PR von 0,8 verwendet.

4.2.1.2 BETRACHTUNG DER FLÄCHENVERFÜGBARKEIT FÜR DAS TECHNISCHE POTENTIAL

Im Rahmen einer Prüfung der Flächenverfügbarkeit zur Deckung des Elektrizitätsbedarfes von Haushalten durch verbrauchsnahe Photovoltaikanlagen müssen verschiedene Parameter betrachtet werden:

- Die Höhe des zu deckenden **Elektrizitätsverbrauchs pro Haushalt und Gebäude** und dessen zukünftige Entwicklung.

Im Rahmen dieser Studie wird von einem mittleren Elektrizitätsbedarf von 904 kWh/Haushalt*Jahr ausgegangen. 904 kWh/Haushalt*Jahr entspricht einem nationalen

⁶⁷ Interview mit Experten von Temasol.

⁶⁸ (Solarserver, 2011).

Mittel. Die mittleren Verbrauchszahlen der drei Regionen Meknès-Tafilalet, Oriental und Souss-Massa-Drâa sind in Tabelle 1 dargestellt.⁶⁹

Für die zukünftige Entwicklung werden die Annahmen dieser Studie auf den aktuellen Elektrizitätsbedarf der Haushalte angewendet: Als jährliche Elektrizitätszunahme werden 7% bis 2020 und 4,5% von 2020 bis 2030 angenommen (siehe Kapitel 5.3).

- Die benötigte **Fläche von Photovoltaik** zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs ist mit einer PR von 0,8 und einer mittleren Fläche von 10 m² abhängig von der solaren Einstrahlung. Es wird ein nationales Mittel von 1.800 kWh/m²*Jahr festgelegt. Die regionalen Werte finden sich in Tabelle 1.
- Die **zur Verfügung stehende Dachfläche** für eine photovoltaische Installation.

Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass aufgrund der kubischen Bauart die Dachfläche der Grundfläche entspricht. Die zur Verfügung stehende Dachfläche ist somit abhängig vom Wohnungstyp, deren mittlere Grundfläche, der Wohnungsdichte (der Anzahl der Wohnungen pro Wohngebäude) und den weiteren Nutzungen der Dachfläche. Von der Dachfläche wurde geschätzt, dass ca. 60% der Fläche für Parabolspiegel, Wäscheleinen und weitere Verwendungen der Bewohner genutzt wird. Die restlichen 40% der Dachfläche stehen Photovoltaikanlagen zur Verfügung.⁷⁰ (Detaillierte Angaben im nachfolgenden Unterkapitel „Der marokkanische Wohnungssektor“ und die für die Prüfung der Flächenverfügbarkeit relevanten Gebäudeparameter in Tabelle 3).

Tabelle 1: Parameter zur Prüfung der Flächenverfügbarkeit

	National	M-T	Oriental	SMD
Mittlerer Verbrauch [kWh/(Haushalt*a)]	904	857	1100	992
Bedarfszunahme 2010-2020	7%	7%	7%	7%
Bedarfszunahme 2020-2030	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Flächenbedarf PV [m²/kW_p]	10,0	10,0	10,0	10,0
Ertrag PV [kWh/kW_p*a]	1.800	1.802	1.666	1.868
erf. Fläche [m²*a/kWh]	0,006	0,006	0,006	0,005

Der marokkanische Wohnungssektor

Der marokkanische Wohnungssektor umfasst verschiedene **Wohntypen**: Villen, mehrstöckige Wohngebäude⁷¹, traditionelle marokkanische Häuser (MMT) und moderne marokkanische Häuser (MMM), Slums und Häuser des ländlichen Raumes. Die jeweiligen Anteile der Wohntypen am gesamten Wohnsektor sind in Abbildung 26 dargestellt.⁷²

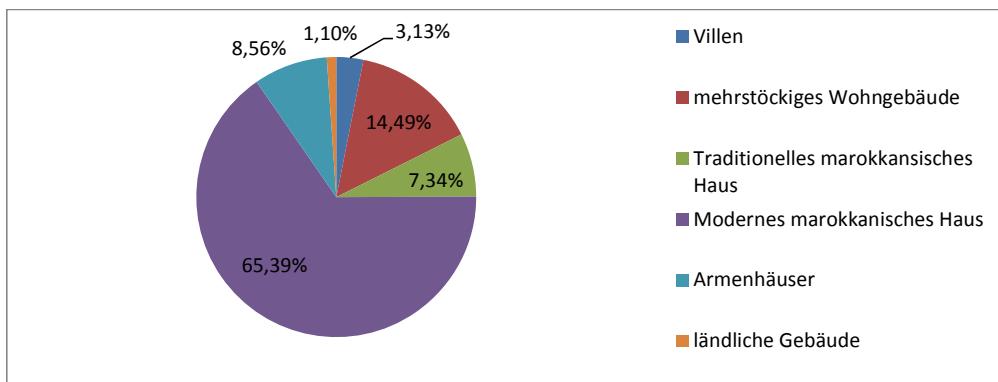
⁶⁹ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010d).

⁷⁰ (GTZ), 2007, S. 65.

⁷¹ Der Begriff mehrstöckige Wohngebäude ist die Übersetzung des französischen « immeuble ». Es handelt sich um ein Gebäude mit mehreren Stockwerken und Wohneinheiten.

⁷² (Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Environnement, de l'Urbanisme et de l'Habitat, November 2001, S. 22).

Abbildung 26: Repartition der Wohnungstypen



Quelle: Eigene Darstellung.

Das nationale Mittel der **Wohnungsdichte** in Marokko liegt bei 1,6 Wohnungen pro Gebäude. Das moderne und das traditionelle marokkanische Haus liegen in diesem Mittel, die Gebäude in den Armenvierteln liegen bei 1,5, die im ländlichen Raum bei 1,3 Wohnungen pro Gebäude. Villen haben den niedrigsten Schnitt mit 1,2; mehrstöckige Wohngebäude den höchsten Schnitt mit 6,4 Wohnungen pro Gebäude.⁷³

Die **mittlere Grundfläche** der verschiedenen Wohnungstypen wird in den Studien „Enquête Logement 2000“⁷⁴ und „Enquête sur le parc logement au niveau de la ville de Meknès“⁷⁵ dargestellt. Für die Dachflächenbetrachtung sind vor allem die Wohnungstypen der mehrstöckigen Wohngebäude und der traditionellen und modernen marokkanischen Wohngebäude aufgrund der höchsten Wohnungsdichten von 6,4 bzw. 1,6 von Bedeutung. Im Vergleich der mittleren nationalen Parzellenwerte der „Enquête Logement 2000“ und der Gebäudegrundflächen der Studie von Meknès ist festzustellen, dass die Werte keine allzu großen Unterschiede aufweisen. Es werden im Rahmen der Prüfung der Flächenverfügbarkeit die Werte der „Enquête sur le parc logement au niveau de la ville de Meknès“ verwendet, da die Herangehensweise über die Berücksichtigung des Bebauungskoeffizienten genauer erscheint.

⁷³ (Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Environnement, de l'Urbanisme et de l'Habitat, November 2001, S. 12).

⁷⁴ (Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Environnement, de l'Urbanisme et de l'Habitat, November 2001, S. 38).

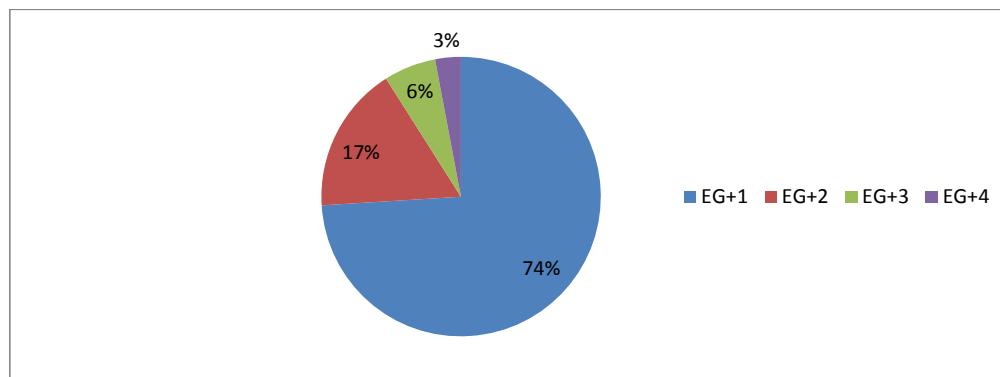
⁷⁵ (Monographie Meknès, 2006, S. 7).

Tabelle 2: Grundfläche nach Wohnungstypen (WG - Wohngebäude)

	Enquête Logement 2000			Enquête Meknès		
	Oberfläche Grundstück					
	Minimal	Mittel	Maximal	Oberfläche Grundstück	Gebäude-grundfläche	Bebauungs-koeffizient
Villa	184	347	4.920	561	139	0,2
mehrstöckiges WG	48	233	2.000	275	262	0,9
MMT	18	105	4.000	127	101	0,8
MMM	24	89	225	81	76	0,9
Slums	12	71	230	37	35	0,9
ländliches WG	27	151	450	30	30	1
Mittelwert		111		94	84	0,9

Betrachtet man die **Anzahl der Stockwerke** pro Gebäude auf nationalem Niveau, so ist festzustellen, dass 74% nicht mehr als das Erdgeschoss (EG) und ein Stockwerk aufweisen. 91% des Gebäudebestandes hat nicht mehr als zwei Stockwerke. Der Anteil der Gebäude mit 3 und mehr Stockwerken liegt bei 9% (Abbildung 27). Für die drei in dieser Studie betrachteten Regionen sind die Werte noch niedriger. So verzeichnet Meknès-Tafilet einen Anteil der Gebäude mit drei und mehr Stockwerken von 3,7% des Gebäudebestands, Oriental hat einen Anteil von 4,9% und Souss-Massa-Drâa verzeichnet den niedersten Anteil mit 2,8%.⁷⁶

Abbildung 27: Repartition der Gebäude nach Stockwerken



Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 3: Gebäudeparameter zur Prüfung der Flächenverfügbarkeit

	Mittlere Grundfläche [m ²]	Für PV zur Verfügung stehende Dachfläche [m ²]	Wohnungsdichte
Immeuble	262	105	6,4
MMT	101	40	1,6
MMM	76	30	1,6

⁷⁶ (Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Environnement, de l'Urbanisme et de l'Habitat, November 2001, S. 28ff).

Prüfung der aktuellen Flächenverfügbarkeit auf nationalem Niveau

Die benötigte Fläche an Photovoltaik zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs eines Haushaltes beträgt unter den oben getroffenen Annahmen im nationalen Mittel im Jahr 2010 5 m² und entwickelt sich aufgrund der Bedarfszunahme auf 15 m².

Für die Wohnungstypen - **ländliche Wohngebäude und Villen** - mit weniger als 1,6 Wohneinheiten pro Gebäude und ausreichend großer Gebäudegrundfläche reicht die Dachfläche aus, um den Elektrizitätsbedarf bis ins Jahr 2030 durch Photovoltaik zu decken.

Für den Wohnungstyp der **mehrstöckigen Wohngebäude** wird überprüft, ob die mittlere zur Verfügung stehende Dachfläche zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs von im Durchschnitt 6,4 Haushalten pro Wohngebäude durch Photovoltaik ausreicht. Unter den oben getroffenen Annahmen auf nationalem Niveau ergibt sich auch für diesen Wohnungstyp kein Dachflächenproblem.

Nach dieser Vorgehensweise ergibt sich für die **traditionellen und modernen marokkanischen Häuser** dasselbe Ergebnis.

Es gibt unter der Betrachtung eines nationalen Mittels momentan kein Problem der zur Verfügung stehenden Dachfläche und es wird in einem Zeitraum bis zum Jahr 2030 auch kein Problem geben.

Prüfung der aktuellen Flächenverfügbarkeit auf regionalem Niveau

Im Rahmen dieser Studie wird für die Flächenverfügbarkeit auf regionalem Niveau nur die Region Oriental untersucht. Die Region Meknès-Tafilalet liegt mit einem mittleren Ertrag einer Photovoltaikanlage von 1.802 kWh/(kW_p*Jahr) auf dem nationalen Mittel. Der mittlere Elektrizitätsbedarf eines Haushaltes liegt hier mit 857 kWh/a leicht unter dem nationalen Mittel. Die Region Souss-Massa-Drâa liegt zwar mit 992 kWh/(Haushalt*Jahr) höher als das nationale Mittel, hat jedoch auch mit 1.868 kWh/(kW_p*Jahr) einen höheren mittleren Ertrag einer Photovoltaikinstillation.

Die **Region Oriental** bedarf jedoch einer Überprüfung der Dachflächenverfügbarkeit, da die Region mit 1.100 kWh/(Haushalt*Jahr) im Vergleich mit den beiden anderen Regionen den höchsten mittleren Elektrizitätsbedarf und den –relativ - niedrigsten Ertrag einer Photovoltaikanlage aufweist. Die benötigte Fläche an Photovoltaik zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs eines Haushaltes in der Region Oriental beträgt unter den oben getroffenen Annahmen im nationalen Mittel im Jahr 2010 6,1 m² und entwickelt sich aufgrund der Bedarfszunahme auf 18,2 m². Zur Prüfung der Verfügbarkeit der verbrauchsnahen Dachflächen wird vorgegangen wie auf dem nationalen Niveau. Für die Region Oriental steht aktuell wie auch in Zukunft für alle Wohnungstypen, bis auf die mehrstöckigen Gebäude, ausreichend Dachfläche für eine Deckung des Elektrizitätsbedarfes der Haushalte durch Photovoltaik zur Verfügung. Für ein mehrstöckiges Wohngebäude mit durchschnittlich 6,4 Wohneinheiten reicht die Dachfläche ab dem Jahr 2028 nicht mehr aus, um den gesamten Elektrizitätsbedarf dieser Haushalte zu decken. Im Falle einer 100%-igen Deckung des Elektrizitätsbedarfs müsste auf Freiflächenanlagen zurückgegriffen werden.

Diskussion der Parameter und des Ergebnisses

In einer Betrachtung der eingesetzten Parameter zur Prüfung der Dachflächenverfügbarkeit ist anzumerken, dass Einzelfälle in diesen Ergebnissen nicht repräsentiert sind. So gibt es mehrstöckige

Wohngebäude mit mehr als 6,4 Wohneinheiten pro Gebäude, mit unterschiedlichen Grundflächen und unterschiedlichem Dachnutzungsverhalten, Haushalte mit deutlich größerem oder kleinerem jährlichen Elektrizitätsverbrauch als das nationale oder regionale Mittel. Zudem gibt es regionale Unterschiede des Gebäudeparks. So lebten in der Region Oriental im Jahr 2004 nur 2,6% der Haushalte in Wohnungen mehrstöckiger Wohngebäude (auf nationaler Ebene sind es 7,6%)⁷⁷ und laut dem statistischen Jahresbuch der HCP von 2009 lag die mittlere Wohnungsdichte der neu genehmigten mehrstöckigen Wohngebäude bei 3,42%.⁷⁸

Das Ergebnis der Prüfung der Dachflächenverfügbarkeit zur Deckung des Elektrizitätsbedarfes durch bedarfsnahe photovoltaische Anlagen ist, dass, in einer Betrachtung mit statistischen Mittelwerten, kein Dachflächenproblem vorliegt.

4.2.2 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN

Das ökonomische Potential gibt das Installationsvolumen nach Erreichen der Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik für die einzelnen Tarifklassen, d.h. Konsumentengruppen, an. Wirtschaftlichkeit bedeutet also in diesem Kontext, dass die Stromgestehungskosten einer Photovoltaikanlage geringer sind als die **effektiven** Strombezugskosten vom Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Den Punkt der Gleichheit der Stromgestehungskosten und der effektiven „realen“ Strombezugskosten (siehe Kapitel 4.2.2.1) nennt man Netzparität oder auch Netz-Gleichwertigkeit. Erreicht Photovoltaik Netzparität, so ist es für den Einzelnen (Haushalt, Industriebetrieb, Administration...) wirtschaftlich, in eine Photovoltaikanlage zu investieren und seinen „eigenen“ Strom zu produzieren.

Netzparität ist somit abhängig von

- a) den landesspezifischen Tarifen und deren Ausgestaltung (Tarifklassen, Zeitabhängigkeit der Tarife, Abgaben, Steuern, usw.) sowie deren wahrscheinlicher Entwicklung in der Zukunft und
- b) der Entwicklung der spezifischen Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen.⁷⁹

4.2.2.1 TARIFE DER ONE

Die Elektrizitätspreise der ONE setzen sich aus verschiedenen Komponenten zusammen:

- einem Elektritätstarif pro verbrauchter kWh⁸⁰ incl. 14% Mehrwertsteuer
- eine monatliche Gebühr für den Zähler und den Netzanschluss je nach Anschlusswert/Zählergröße
- eine Steuer für die nationale Medienlandschaft⁸¹.

Wird nun im Zuge eines Netmeteringsystems die produzierte und ins Netz eingespeiste Elektrizität abgerechnet, so spart der Eigentümer der Photovoltaikanlage im Bereich der Niederspannung nicht nur den Tarif pro kWh, sondern auch die Mehrwertsteuer und die Steuer für die nationale Medienlandschaft für die selbst erzeugte Elektrizitätsmenge.

⁷⁷ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2007b).

⁷⁸ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

⁷⁹ (Breyer & Gerlach, 2010).

⁸⁰ (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009, S. 583ff.).

⁸¹ Taxe pour la promotion du paysage audiovisuel national (TPPAN).

Die Tarife sind je nach Kundenkategorie verschieden. Auch die Mediensteuer hängt von der monatlichen Verbrauchsmenge ab und variiert zwischen 0,1 Dh und 0,2 Dh pro kWh (siehe Tabelle 4). Im gewerblichen und industriellen Niederspannungsbereich⁸² ist die TPPAN auf maximal 100 Dh pro Monat limitiert.⁸³

Tabelle 4: Höhe der Steuer für die nationale Medienlandschaft nach Elektrizitätsverbrauch 2010

Verbrauchskategorien [kWh/Monat]	TPPAN [Dh/kWh]
unter 50 kWh	steuerfrei
50 bis 100 kWh	0,1
101 bis 200 kWh	0,15
Mehr als 200 kWh	0,2

4.2.2.2 TARIFE UND EFFEKTIVE STROMBEZUGSKOSTEN IM BEREICH DER NIEDERSPANNUNG

Haushalte

Die Elektrizitätstarife für die konsumierte kWh variieren je nach Menge des monatlichen Verbrauchs zwischen 0,90 Dh/kWh und 1,44 Dh/kWh. Tabelle 5 gibt die Kategorien im Detail an.⁸⁴

Tabelle 5: Elektrizitätstarife nach Klassen des monatlichen Stromverbrauchs im Haushaltssektor 2010

	Klassen des monatlichen Stromverbrauchs	Preis pro kWh (incl. 14% MwSt)
1	0 bis 100 kWh	0,901
2	101 bis 200 kWh	0,9689
3	201 bis 500 kWh	1,0541
4	> à 500 kWh	1,4407

Zur Berechnung der effektiven Strombezugspreise P_{eff} wird folgende Formel verwendet:

$$P_{eff} [\text{Dh}/\text{kWh}]$$

$$= \{K [\text{kWh}/\text{Monat}] * T [\text{Dh}/\text{kWh}] + K [\text{kWh}/\text{Monat}] * TPPAN [\text{Dh}/\text{kWh}]\} / K [\text{kWh}/\text{Monat}]$$

mit

P_{eff} ... effektiver Strombezugspreis in [Dh/kWh]

K...monatlicher Konsum in [kWh]

T... Bruttotarif in [Dh/kWh](incl. TVA)

TPPAN ... Steuer für die nationale Mediensteuer in [Dh/kWh]

Anzumerken ist, dass diese Formel nicht zur Berechnung der effektiven Strombezugspreise über mehrere Verbrauchskategorien (siehe zum Beispiel in Tabelle 5) geeignet ist. Er muss für jede Verbrauchskategorie einzeln berechnet werden und dann in einen Mischpreis überführt werden.

Nach dieser Formel ergeben sich für die verschiedenen Verbrauchsklassen im Bereich der Haushalte effektive Strombezugspreise, die zwischen 1,0 Dh/kWh und 1,64 Dh/kWh variieren.

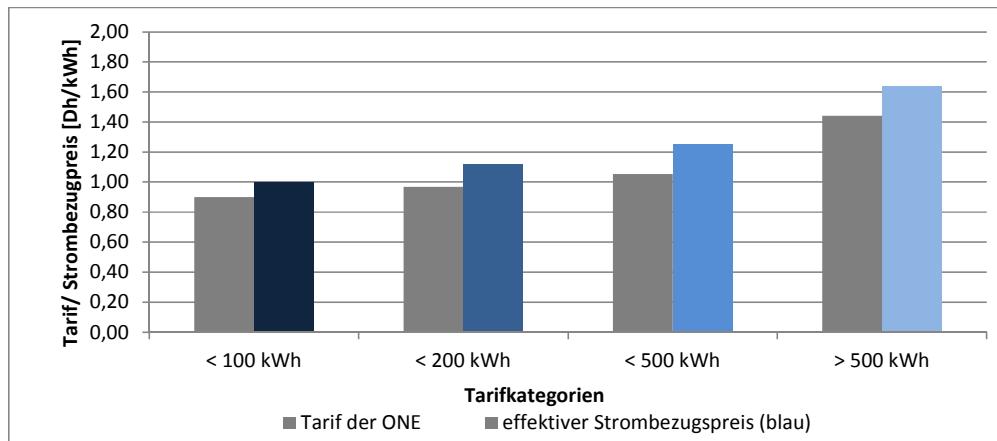
Hinweis: in der Elektrizitätsrechnung des Stromversorgers wird mit Netto-Tarifen gerechnet und die MwSt und TPPAN erst am Ende hinzugefügt.

⁸² Zum gewerblichen und industriellen Niederspannungsbereich gehören die Sektoren der „Force Motrice industriels et agricoles“ und die gewerblichen Kunden.

⁸³ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010c).

⁸⁴ (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009).

Abbildung 28: Tarife der ONE und effektive Strombezugskosten im Bereich der Haushalte 2010



Effektive Strombezugskosten für elektrische Antriebe, gewerbliche Kunden, öffentliche und administrative Beleuchtung

Für die weiteren Kundengruppen im Bereich der Niederspannung gibt Tabelle 6 die jeweiligen Tarife (incl. Mehrwertsteuer) und die TPPAN an.⁸⁵ Die effektiven Strombezugskosten sind in Abbildung 29 dargestellt.

	Elektrizitätstarif (incl 14% TVA)	TPPAN
Industrie/Landwirtschaft NS		
0 - 100 kWh	1,19	0,1
101 - 200 kWh	1,28	0,15
201 - 500	1,28	0,2
> 500 kWh	1,46	0,2
Gewerbliche Kunden		
0 - 100 kWh	1,32	0,1
100 - 150	1,32	0,15
> 150 kWh	1,49	0,15
> 200 kWh	1,49	0,2
Öffentliche Beleuchtung	1,18	
Administrative Beleuchtung	1,44	

Abbildung 29

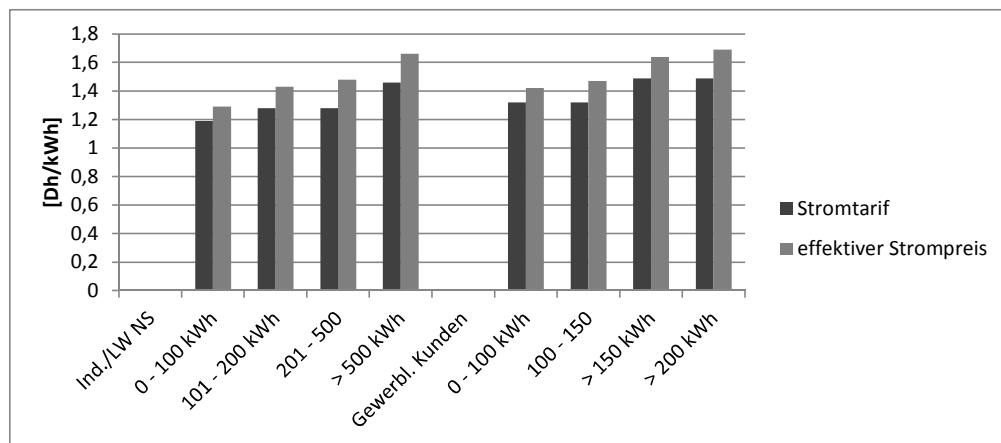
Tabelle 6: Elektrizitätstarif und TPPAN der weiteren Kundenkategorien im Bereich der Niederspannung 2010

	Elektrizitätstarif (incl 14% TVA)	TPPAN
Industrie/Landwirtschaft NS		
0 - 100 kWh	1,19	0,1
101 - 200 kWh	1,28	0,15
201 - 500	1,28	0,2
> 500 kWh	1,46	0,2

⁸⁵ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010c), (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009).

Gewerbliche Kunden		
0 - 100 kWh	1,32	0,1
100 - 150	1,32	0,15
> 150 kWh	1,49	0,15
> 200 kWh	1,49	0,2
Öffentliche Beleuchtung	1,18	
Administrative Beleuchtung	1,44	

Abbildung 29: Effektive Strombezugskosten für Industrie, Landwirtschaft (LW) und gewerbliche Kunden in der Niederspannung 2010



4.2.2.3 STROMBEZUGSKOSTEN IM BEREICH DER MITTELSPANNUNG

Im Bereich der Mittelspannung gibt es eine feste Grundgebühr, aber keine Steuer für die marokkanische Medienlandschaft. Der Tarif pro kWh ist abhängig vom Zeitpunkt der Stromnachfrage. In Stunden geringer Nachfrage kostet die kWh 0,5136 Dh, dagegen liegt in Zeiten der Spitzenlast der Preis pro kWh bei 1,1252 Dh (Tabelle 7). Die Zeiten der verschiedenen Auslastungen sind in Abbildung 30 dargestellt.⁸⁶

Für die Bestimmung der Netzparität im Bereich der Mittelspannung ist vor allem der Tagestarif wichtig, da Photovoltaik aufgrund seiner Produktivität am Tag nur Elektrizität während der Tagesstunden ersetzen kann. Der Mittelspannungsbereich bezahlt keine Mediensteuer, weshalb der Tagestarif einschl. MWSt. aus Tabelle 7 zur Bestimmung der Netzparität verwendet wird.

Tabelle 7: Stromtarife der Mittelspannung nach Lastzeiten (incl. 14% MwSt.)

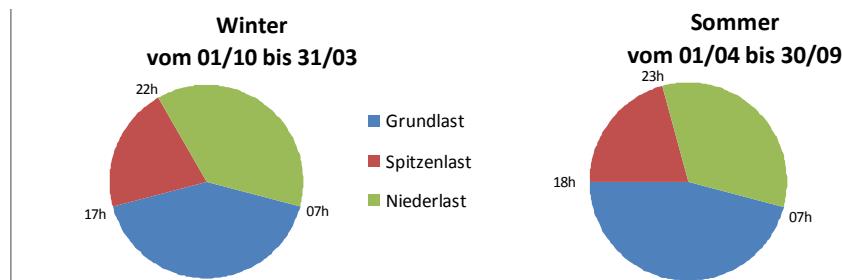
Gebühr pro KVA und Jahr (Dh)	381,4
Gebühr pro kWh und Monat	
Stunden Abendtarif (Spitzenlast)	1,2265
Stunden Tagtarif (Grundlast)	0,8051
Stunden Nachttarif (Niederlast)	0,5239

In der Realität ist die Berechnung komplexer, da sie vom Lastprofil des Verbrauchers und der Reduzierung der abgerufenen Lastspitze („puissance appelée“) abhängt. So ergab eine Analyse der

⁸⁶ (Secrétariat Général du Gouvernement, 2009, S. 583ff).

effektiven Strompreise des Energieministerium einen Wert von 1,35 Dh/ kWh (Gebäude A) und 1,24 Dh/ kWh. Das bedeutet, dass vermutlich ein Großteil der Mittelspannungskunden ebenfalls bereits Netzparität erreicht hat.

Abbildung 30: Lastzeiten im Winter und im Sommer



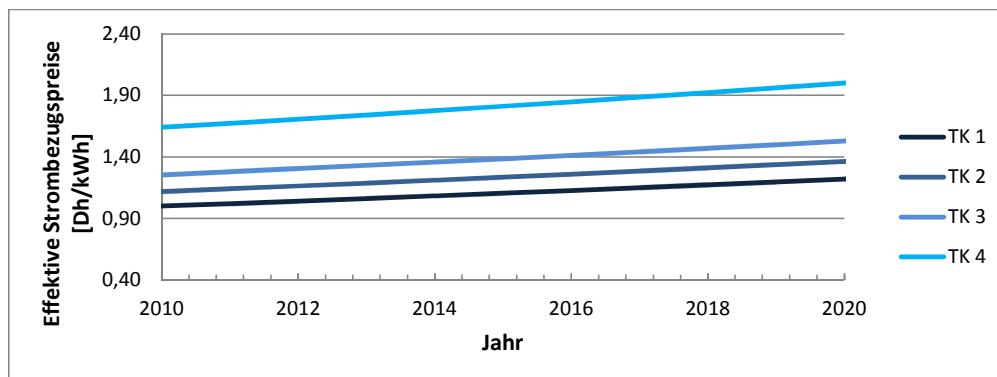
4.2.2.4 ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DER STROMBEZUGSKOSTEN BIS 2030

Verschiedene Kostenfaktoren wie z.B. Inflation, steigende Gehälter, steigende Nebenkosten sowie die Steigerung der Preise für fossile Energieträger auf dem Weltmarkt führen zu einer Erhöhung der Stromgestehungskosten, die letztlich an die Konsumenten weitergegeben werden müssen. Für die folgenden Berechnungen bis 2030 wird eine jährliche Kostensteigerung von 2% angenommen, was allein im Hinblick auf eine Inflationsrate von 3,9% im Jahr 2008⁸⁷ eine konservative Schätzung ist.⁸⁸ Beispielhaft stellt Abbildung 31 die Entwicklung der effektiven Strombezugspreise bis 2030 für die verschiedenen Tarifklassen des Haushaltsektors dar.

⁸⁷ (Ministère de l'Economie et des Finances, 2009).

⁸⁸ (Uh, 20.11.2008, S. 4)

Abbildung 31: Entwicklung der effektiven Strombezugskosten bis 2030 im Haushaltsektor [TK= Tarifklasse]



4.2.2.5 AKTUELLE STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON PHOTOVOLTAIK IN MAROKKO

Die spezifischen Stromgestehungskosten (pro kWh/MWh) der Photovoltaik werden durch mehrere Faktoren beeinflusst:

- **Investitionskosten**

Laut eines Experten im Bereich der Photovoltaik in Marokko entsprechen die Preise von Photovoltaik ungefähr den Preisen in Europa.⁸⁹ In Europa dokumentiert PHOTON im Oktober 2010 einen Anlagenpreis von 2,995 €/W_p⁹⁰ (ohne MWSt) für Anlagen bis 10 kW_p und laut einem Paper von Q-Cells liegen die Systempreise für Aufdachanlagen bei 2,700€/W_p, für Industrieanlagen bei 2,400 €/W_p⁹¹. Im Rahmen dieser Studie wird mit Systempreisen der PHOTON von 2.850 €/kW_p für kleine Anlagen (bis 10 kW_p) zur Deckung des Eigenbedarfes und von 2.347 €/kW_p für Anlagen mit einer Größe zwischen 30 und 100 kW_p gerechnet.⁹²

- **Mehrwertsteuer**

In Marokko liegt die Mehrwertsteuer für Komponenten eines Photovoltaiksystems bei 20%. Dieser MwSt.-Satz wurde in die Kostenrechnung einbezogen. Eine Modifikation auf Grund politischer Entscheidungen verändert also auch die nachfolgenden Berechnungen.

- **Finanzierungskosten**

Die Finanzierung hat einen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Erfahrungsgemäß werden Photovoltaik - Großanlagen von institutionellen Investoren grundsätzlich in einem Finanzierungsmodell realisiert, das erhebliche Finanzierungskosten (durch Kreditzinsen und Renditen auf das Eigenkapital) herbeiführt, die sich letztlich auf die Stromgestehungskosten auswirken. Kleinanlagen von Bürgern, Hausbesitzern und Unternehmen hingegen werden – wenn genügend Investitionskapital zur Verfügung steht – ohne Finanzierung realisiert.

⁸⁹ Der Zoll für Importe von Equipment im Bereich der Erneuerbaren Energien liegt bei 2,5%.

⁹⁰ (Photon Consulting, 2010).

⁹¹ (Beyer, 2010, S. 6).

⁹² Siehe Ausgaben der PHOTON der zweiten Jahreshälfte 2010.

Im Rahmen dieser Studie werden zwei Finanzierungsmodelle untersucht, die im Effekt ein „minimales“ und „maximales“ Ausbauszenario bestimmen:

1. Es wird keine Finanzierung über Kredite in Anspruch genommen. Der Kunde bezahlt die Investition direkt. Dieses Modell wird im Bereich kleiner Installationen zur Deckung des Eigenbedarfs betrachtet.
2. Die Finanzierung setzt sich aus 20% Eigenkapital und 80% Kredit zusammen. Auf den Kredit werden 7,5% Zinsen erhoben. Auf das Eigenkapital kommen 8% Rendite. Dieses Modell wird für Anlagen (ab etwa 5 kW_p) bis 100 kW_p betrachtet⁹³. Dieses Modell ist grundsätzlich dann auch für Großanlagen auf Freiflächen (verbrauchsfern) anwendbar – wodurch sich bei gegebener Wettbewerbsfähigkeit das ökonomische Potential nochmals erheblich erhöht.

- **Betriebskosten** - Kosten von Wartung und Reparatur

Photovoltaikanlagen sind in der Regel wartungsarm. Typische Punkte einer Wartung sind die Überprüfung des Wechselrichters auf Funktionsfähigkeit und dessen in der Regel einmaliges Auswechseln, Prüfung der Leitungen und der Photovoltaikmodule, Prüfung der Modulstränge auf Funktionsfähigkeit und Prüfung des Montagesystems. Meist geht man von jährlichen Betriebskosten von 0,5 bis 2 % der Anschaffungskosten aus.⁹⁴ Im Rahmen dieser Studie werden jährlich 1 % der Investitionskosten zur Deckung der Wartungs- und Reparaturkosten der Installation berechnet.

- **Solare Einstrahlung** auf die Anlage [kWh/(m²*a)] – je nach Region
- **Performance-Ratio (PR)** (siehe Kapitel 4.2.1.1)
- **Degradation** des jährlichen Ertrages einer Photovoltaikanlage

Durch die Alterung der Module und einem daraus resultierenden Rückgang des Wirkungsgrades kommt es zu einem Leistungsverlust der Photovoltaikanlage. Im Rahmen dieser Studie wird eine jährliche Degradation von 0,3% angenommen.⁹⁵

- **Projektdauer**

In der Regel wird in Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage eine Projektlebensdauer von 20 bis 25 Jahren angenommen. Im Rahmen dieser Studie werden 25 Jahre Projektlaufzeit festgesetzt, da im Gesetz Nr. 13-09 zu regenerativen Energien in § 13 verankert ist, dass eine Genehmigung für eine genehmigungspflichtige Anlage während 25 Jahren gültig ist.⁹⁶ Auch wenn der hier überwiegend betrachtete Fall von Kleinanlagen nach dem Gesetz genehmigungsfrei ist, so erscheint doch diese Festlegung aus Gründen der Vergleichbarkeit mit anderen Technologien der ER sinnvoll.

Die Stromgestehungskosten sind aufgrund der unterschiedlichen Einstrahlung regional leicht unterschiedlich und werden in den Kapiteln zu den einzelnen Regionen im Rahmen der Diskussion der Netzparität aufgeführt.

⁹³ Die Betrachtung unterschiedlicher Systemgrößen beruht auf der Tatsache der sinkenden Systempreise für PV mit zunehmender Anlagengröße.

⁹⁴ (Energie-bau.at, 2010).

⁹⁵ (Kost & Dr.Schlegel, Dezember 2010, S. 8).

⁹⁶ (Bulletin officiel N° 5822, 2010, S. 229).

4.2.2.6 ENTWICKLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BIS 2020

Zur Abschätzung der Entwicklung der Stromgestehungskosten bis ins Jahr 2030 werden Abschätzungen der PV-Technology Platform und von Q-cells betrachtet. Im Weiteren wurden mit einem durchschnittlichen jährlichen Preisrückgang der Photovoltaiksysteme von 7,5% für die nächsten 10 Jahre Stromgestehungskosten nach den Berechnungen dieser Studie festgesetzt.

Stromgestehungskosten nach der PV-Technology-Platform

Für die Entwicklung der Stromgestehungskosten von Photovoltaik wurden Annahmen der „Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology“ der PV-Technology-Platform betrachtet. Den Berechnungen liegen eine durchschnittliche Performance Ratio von 0,75 und ein spezifischer Energieertrag pro kW_p von 1.000 kWh/ kW_p /Jahr in Nord- und Mitteleuropa und 1.700 kWh/ kW_p /Jahr in Südeuropa zugrunde. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass 1% des Systempreises jährlich für Betrieb- und Instandhaltung aufgewendet werden muss, 4% Zinsen erhoben werden und nach 25 Jahren das Photovoltaiksystem seinen Wert verloren hat.⁹⁷ Daraus ergeben sich Stromgestehungskosten von 15 ct€/kWh im Jahr 2015 und 6ct€/kWh im Jahr 2030.

Stromgestehungskosten nach Q-Cells

Q-Cells liegt in seinen Prognosen zur Entwicklung der Stromgestehungskosten niedriger als die PV-Technology-Platform. Sie gehen von einem Rückgang der spez. Stromgestehungskosten von 15 ct\$/kWh (10,71ct€/kWh) im Jahr 2015 auf 6ct\$/kWh (0,43ct€/kWh) im Jahr 2020 aus. Hinter den Berechnungen stehen die Annahmen von Photovoltaikinstallationen in der MENA-Region, die größer als 50 MW_p sind, von 5% WACC⁹⁸, einer Performance Ratio von 0,78, einer Lebensdauer der Photovoltaikanlage von 25 Jahren, einem Investitionspreis im Wohnbereich von 2.700 €/ W_p und im Bereich der Industrie von 2.400 €/ W_p , 1,5% der Investitionskosten jährlich für Betrieb- und Instandhaltung, einem Wechselkurs von 1,4 \$/€, einem an die lokalen Bedingungen angepassten System, 30 % Industriewachstum und 20% Lernrate. Für Marokko geht Q-Cells von einer durchschnittlichen Einstrahlung von 2.150 kWh/(m²*Jahr)⁹⁹ aus.

Stromgestehungskosten nach eigenen Berechnungen

Zur Berechnung von Stromgestehungskosten im Jahr 2020 werden die Annahmen und Parameter aus dem vorherigen Kapitel 4.2.2.5 verwendet. Dabei sind vor allem zwei Parameter zu berücksichtigen:

1. Für die Bestimmung nationaler Stromgestehungskosten werden jährliche Ertragswerte einer Photovoltaikanlage von 1.800 kWh/(kW_p *Jahr) angenommen; in den Regionen ist dies jeweils ausdifferenziert und bedeutet einen (sehr) konservativen Ansatz.
2. Die zeitliche Abnahme der Systemkosten für Photovoltaik nach dem Lernkurvenansatz ist zu berücksichtigen. Laut einer Studie vom Fraunhofer-Institut ISE nahmen die Systempreise für

⁹⁷ (EU PV Technology Platform, 2007a, S. 8).

⁹⁸ WACC - Weighted Average Cost of Capital (dt. gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten). Der Kapitalkostensatz setzt sich demnach zusammen aus einem Zinssatz auf das Fremdkapital sowie einer auf das Eigenkapital angesetzten Verzinsung. <http://www.wirtschaftslexikon24.net/d/wacc/wacc.htm>.

⁹⁹ Die angenommenen Einstrahlungsdaten von Q-cells liegen leicht über den mittleren horizontalen Einstrahlungen Marokkos von 2007 kWh/m²*Jahr

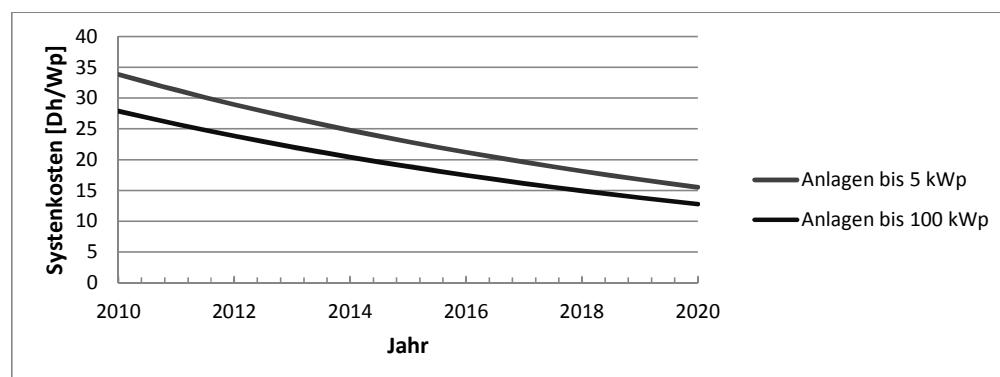
Photovoltaik während der letzten 10 Jahre zwischen 5 - 10 % jährlich ab.¹⁰⁰ Im Rahmen dieser Studie wird für den Zeitraum bis 2020 eine durchschnittliche jährliche Abnahme des Systempreises von 7,5% angenommen.

Für das Jahr 2020 ergeben sich auf nationalem Niveau Stromgestehungskosten von 0,50 Dh/kWh für kleine, komplett eigenfinanzierte Anlagen und für mittelgroße Anlagen mit dem Finanzierungsmodell 20/80, das Rendite auf das Eigenkapital und Zinsen auf das Fremdkapital berücksichtigt, Stromgestehungskosten von 0,63 Dh/kWh.

Stromgestehungskosten bis 2020 dieser Studie

Im Rahmen dieser Studie werden für die zukünftige Annahme der Stromgestehungskosten von Elektrizität aus Photovoltaik die Ergebnisse nach den eigenen Berechnungen verwendet, da sie zwischen den beiden anderen Annahmen liegen. Die Vorhersage der PV-Technology Platform beruht auf europäischen Einstrahlungswerten, weshalb die Stromgestehungskosten von 6ct€/kWh im Jahr 2030 als zu hoch eingeschätzt werden. Q-Cells hingegen berechnet spezifische Stromgestehungskosten für die MENA-Region; sie legen jedoch ihren Annahmen Anlagengrößen von mehr als 50 MW_p zugrunde. Für den Rahmen einer Potentialstudie nach einem Bedarfsansatz wird dies als zu hoch und aufgrund dessen die von Q-Cells vorhergesagten Stromgestehungskosten von 0,06 \$/kWh als leicht zu niedrig betrachtet. Es ist anzumerken, dass es sich um Annahmen für die Zukunft handelt und sich Entwicklungen in der Technologie und im Preis schneller und auch langsamer vollziehen können. Ein Beispiel hierfür ist eine Pressemeldung vom 15.01.2011, die für das Jahr 2010 einen Rückgang der Photovoltaiksystempreise von 3.450 €/kW_p auf 2.740 €/kW_p feststellte. Dies sind gut 20% Preisrückgang innerhalb eines Jahres, wohingegen die Annahmen der eigenen Berechnungen von durchschnittlichen jährlichen Preissenkungen von 7,5% konservativ erscheinen.

Abbildung 32: Entwicklung der Systemkosten mit jährlicher Abnahme von 7,5% (inkl. MWSt)



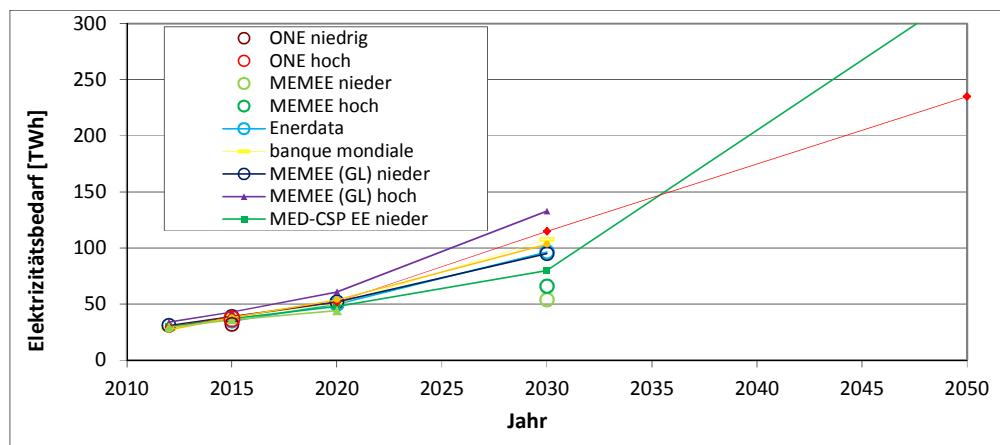
Die Bestimmung der Netzparität erfolgt somit anhand der aktuellen und der für das Jahr 2020 angenommenen effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten von Photovoltaik, die sich aus der angenommenen Preisentwicklung der Photovoltaik-Systeme ergeben.

¹⁰⁰ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Februar 2010).

5 ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DES ELEKTRIZITÄTSBEDARFES

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs bis 2030 wurden verschiedene Studien¹⁰¹ untersucht. Wie in Abbildung 33 zu erkennen ist, nimmt im Laufe der Entwicklung die Differenz zwischen den einzelnen Elektrizitätsszenarien stark zu. Im Elektrizitätssektor liegt 2030 die Bandbreite zwischen 54 TWh und 133 TWh. Für das Jahr 2050 macht nur noch der MED-CSP-Bericht Angaben, die sich zwischen 235 TWh und 330 TWh bewegen.

Abbildung 33: Verschiedene Elektrizitätsszenarien



Quelle: Eigene Darstellung.

5.1 ENTWICKLUNGSPARAMETER DER SZENARIEN

Die wichtigsten Entwicklungsfaktoren, die diesen Szenarien zugrunde liegen, sind die Entwicklung des Bevölkerungswachstums, des Bruttoinlandprodukts (BIP) und des Energieverbrauchs pro Kopf.

Bevölkerungswachstum

Marokko zählt Anfang des Jahres 2010 gut 32 Mio. Einwohner.¹⁰² Für die Annahmen bis 2030 bildet die Studie zur *Entwicklung der Bevölkerung und der Haushalte 2004-2030*¹⁰³ des HCP die Grundlage. Zwischen 1960 und 2004 nahm die Bevölkerung mit einem Faktor von 2,57 zu. Dies entspricht einer jährlichen Zunahme von 415.000 Menschen. Für den Zeitraum 2004 bis 2030 wird eine Zunahme von 300.000 Menschen pro Jahr vorhergesagt. Bis zum Jahr 2030 wird die marokkanische Bevölkerung knapp 38 Millionen ausmachen.¹⁰⁴

Wirtschaftswachstum

Für das BIP gibt es verschiedene Annahmen. Sie liegen alle im Bereich von 3-6% jährlichem Wachstum. Auf nationaler Ebene sind Programme geplant, die das Wirtschaftswachstum auf 6%

¹⁰¹ Quellen der Szenarien : (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2005); (El Hafidi, Stratégie énergétique nationale. Volet Electricité, 2009); ((GTZ), 2007); (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008); (Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE) , 2008).

¹⁰² Am 27.01.2011 zählt Marokko 32.044.775 Einwohner. (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2011).

¹⁰³ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008).

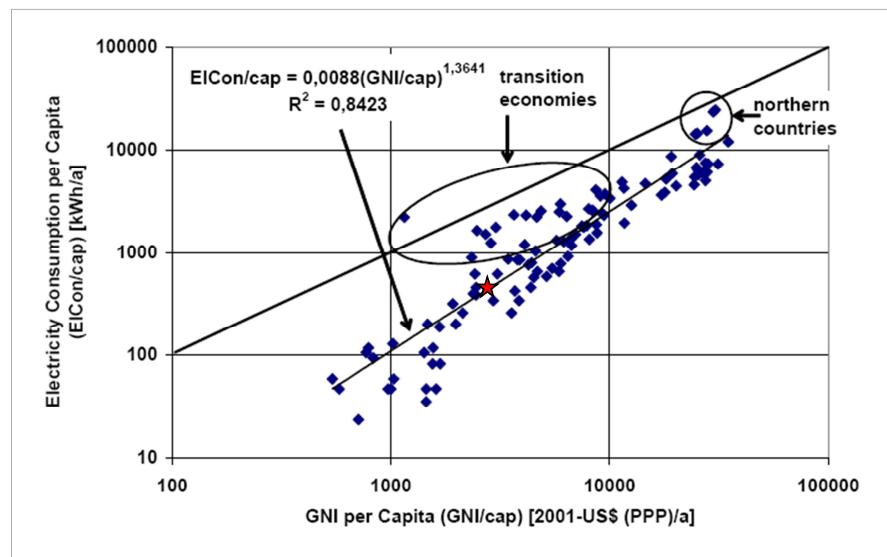
¹⁰⁴ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008, S. 24f).

anheben sollen. Dazu gehören der jährliche Bau von 150.000 neuen Wohnungen, das Programm „Emergence“ im Industriesektor zur Schaffung neuer Industriezonen, der „Plan Azur“ zur Stärkung der touristischen Infrastruktur und der „Plan Vert“ zur Modernisierung der Landwirtschaft.¹⁰⁵

Elektrizitätsverbrauch pro Kopf

Es besteht ein Zusammenhang zwischen dem Elektrizitätsverbrauch pro Kopf und der Kaufkraftparität pro Kopf (KKP)¹⁰⁶. Wie Abbildung 34 darstellt, steigt mit zunehmender KKP der Elektrizitätsverbrauch (Marokko Stern).¹⁰⁷ Es ist daher offensichtlich, dass der Elektrizitätsverbrauch pro Kopf einen Rückschluss auf den Lebensstandard zulässt. Umgekehrt gilt der Schluss, dass bei der Entwicklung eines Landes wie Marokko der Elektrizitätsbedarf sehr schnell anwächst und die Bereitstellung von ausreichend Elektrizität ein wichtiger Faktor für die erfolgreiche (auch ökonomische) Entwicklung des Landes ist.

Abbildung 34: Korrelation zwischen dem Elektrizitätsverbrauch pro Kopf und dem KKP pro Kopf



Quelle: Studie MED-CSP. Marokko verzeichnet ein BIP/Kopf (PPP) 2001 von 2.730 \$ und einen Elektrizitätsverbrauch pro Kopf von ungefähr 470 kWh/Kopf/Jahr¹⁰⁸.

5.2 AKTUELLER ELEKTRIZITÄTSVERBRAUCH

Die Daten zum regionalen Elektrizitätsverbrauch entstammen einer Statistik zu den Verkaufszahlen der ONE¹⁰⁹. Sie gibt den Elektrizitätsverbrauch der Jahre 2009 und 2010 auf regionalem Niveau für die Mittel- und Niederspannung von Januar bis Ende April an. Um auf die Jahreswerte zu kommen,

¹⁰⁵ (Berdai, 28.10.2008, S. 11).

¹⁰⁶ Kaufkraftparität: „Übereinstimmung des Austauschverhältnisses zweier Währungen mit dem Verhältnis der jeweiligen Binnenkaufkraft. Nach der Kaufkraftparitätentheorie entsprechen die Wechselkurve zweier Währungen ihrer Kaufkraftparität: In der Realität wird der Wechselkurs jedoch nicht nur von Preisentwicklungen und Güterströmen, sondern u.a. auch von Devisenspekulationen, Zinsdifferenzen und politischen Faktoren bestimmt.“ (Brockhaus S.3112).

¹⁰⁷ (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2005, S. 83).

¹⁰⁸ (Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE), 2009, S. 3).

¹⁰⁹ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010d).

wurde der Verbrauch mit dem Faktor 3 multipliziert. Für die Region Oriental steht von der Regionaldirektion der ONE ein weiteres Dokument zum regionalen Elektrizitätsverbrauch im Jahr 2009 zur Verfügung (*Données Régionales sur la Consommation en Électricité*). Es gibt für das Jahr 2009 einen Konsum im Bereich der Niederspannung von 707 GWh an. Nach Verkaufszahlen der ONE ergibt sich für die Region im selben Jahr ein Verbrauch an Elektrizität von knapp 690 GWh. Der Unterschied ist vernachlässigbar klein, so dass die Hochrechnung auf den Jahresbedarf als hinreichend genau angenommen wird. Aufgrund fehlender Verbrauchszahlen der anderen Regionen und der anderen Kategorien basieren die gesamten Rechnungen zum zukünftigen Elektrizitätsbedarf auf den Verkaufszahlen der ONE.

5.3 ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DES ELEKTRIZITÄTSVERBRAUCHS

Die Zunahme des Elektrizitätsverbrauchs wird mit Blick auf die betrachteten Szenarien im Laufe der Zeit abnehmen. Es wird eine Wachstumsrate von 7% zwischen 2010 und 2020 erwartet. Während der Jahre 2020 bis 2030 wird ein Rückgang der Verbrauchszunahme auf 4,5% angenommen. Diese Raten werden auf den Elektrizitätsverbrauch der einzelnen Regionen angewendet.

5.4 ELEKTRIZITÄTSBEDARF DER REGION MEKNES-TAFILALET BIS 2030

Der Elektrizitätsbedarf der Region Meknès-Tafilalet entwickelt sich im Bereich der Niederspannung von 330 GWh im Jahr 2010 zu 1.032 GWh im Jahr 2030 (siehe Abbildung 35). Die größte Konsumentengruppe sind die Haushalte mit einem Anteil von 70,8% an der gesamten Niederspannung (siehe Abbildung 36). Im Bereich der Mittelspannung entwickelt sich der Bedarf von 200 GWh im Jahr 2010 auf 626 GWh im Jahr 2030. In der Region Meknès-Tafilalet wird die Stadt Meknès und ihre Umgebung von einem privaten Verteiler, der RADEM¹¹⁰, versorgt. Er deckt im Jahr 2010 einen Bedarf von 443 GWh, für 2030 werden 1.419 GWh angenommen. Insgesamt liegt der Bedarf an Elektrizität im Bereich der Nieder- und Mittelspannung der Region im Jahr 2010 bei 973 GWh. Für 2030 werden 3.077 GWh angenommen.

¹¹⁰ Régie Autonome de Distribution d'Eau et d'Electricité Meknès.

Abbildung 35: Elektrizitätsbedarf der Region Meknès-Tafilalet im Bereich der Nieder- und Mittelspannung bis 2030

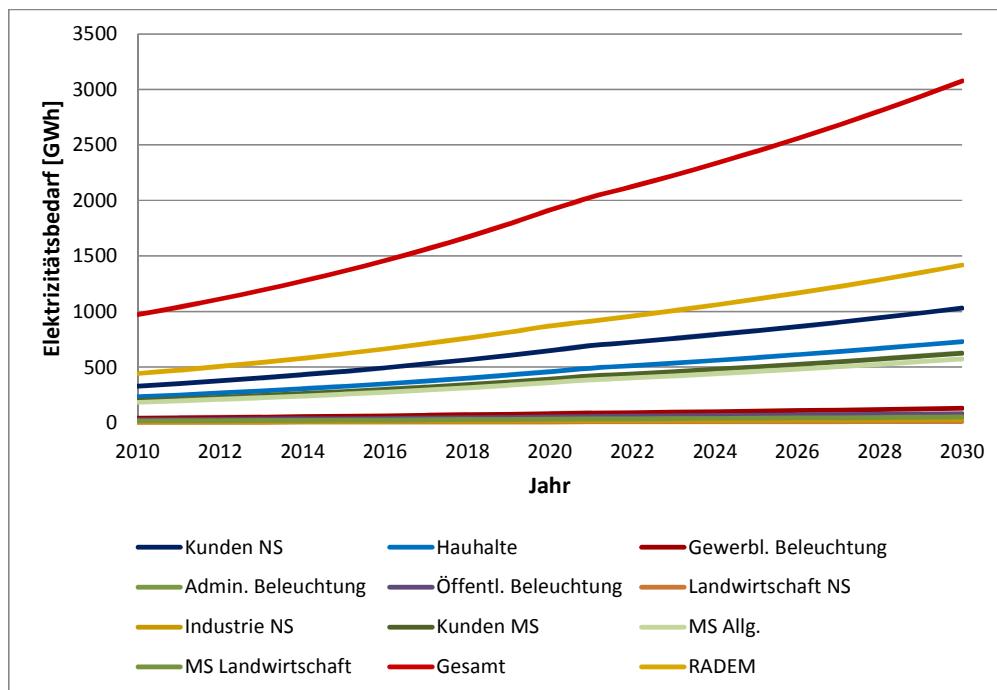
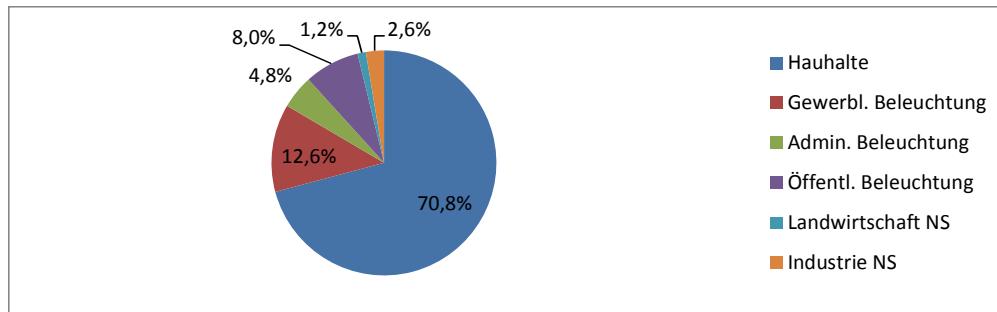


Abbildung 36: Anteile der Konsumentenkatagorien an der Niederspannung



5.5 ELEKTRIZITÄTSBEDARF DER REGION ORIENTAL BIS 2030

Der Elektrizitätsbedarf der Region Oriental entwickelt sich im Bereich der Niederspannung von 645 GWh im Jahr 2010 zu 2.018 GWh im Jahr 2030 (siehe Abbildung 37). Die größte Konsumentengruppe sind die Haushalte mit einem Anteil von 72% an der gesamten Niederspannung (siehe Abbildung 38). Der Elektrizitätsbedarf im Bereich der Mittelspannung nimmt von 295 GWh auf 921 GWh im Jahr 2030 zu. Insgesamt liegt der Bedarf an Elektrizität im Bereich der Nieder- und Mittelspannung der Region im Jahr 2010 bei 563 GWh. Für 2030 werden 1.760 GWh angenommen.

Abbildung 37: Elektrizitätsbedarf der Region Oriental im Bereich der Nieder- und Mittelspannung bis 2030

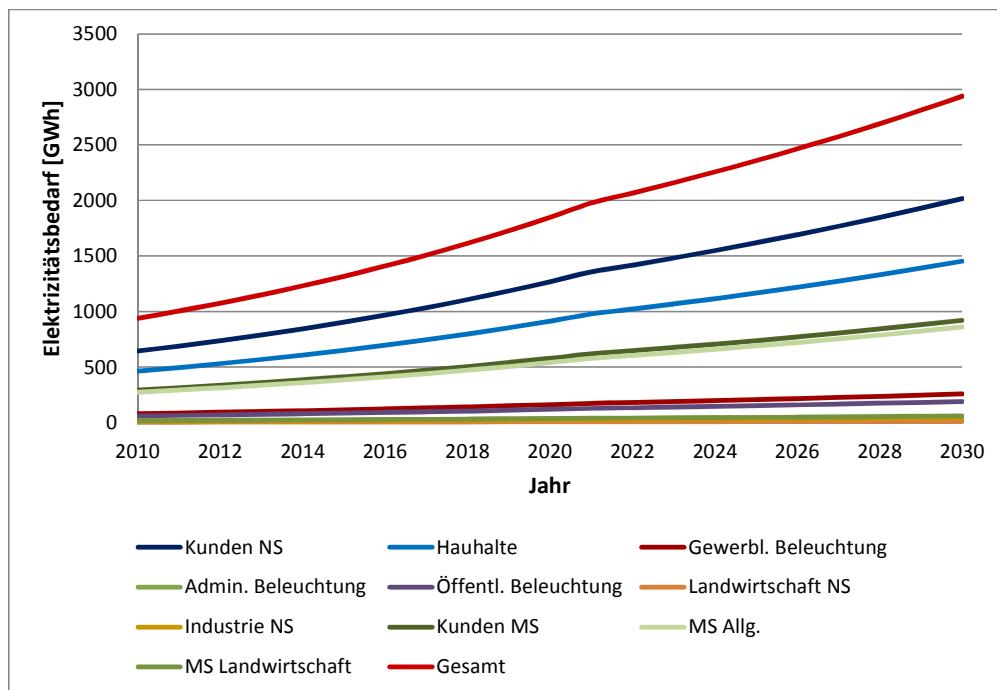
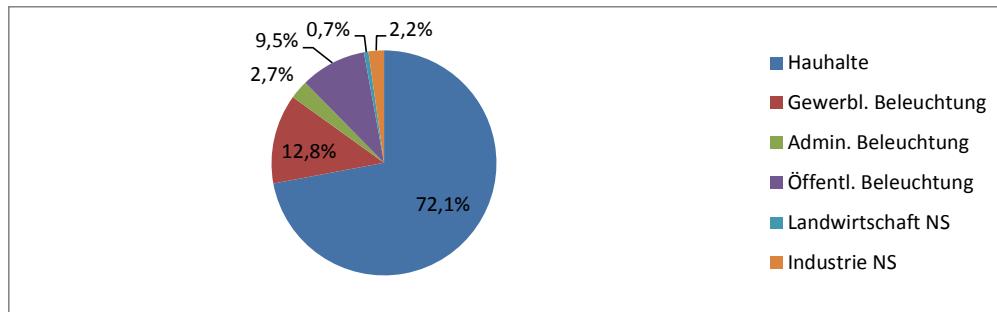


Abbildung 38: Anteile der Konsumentenkategorien an der Niederspannung



5.6 ELEKTRIZITÄTSBEDARF DER REGION SOUSS-MASSA-DRAA BIS 2030

Der Elektrizitätsbedarf der Region Souss-Massa-Draa entwickelt sich im Bereich der Niederspannung von 687 GWh im Jahr 2010 zu 2.149 GWh im Jahr 2030 (siehe Abbildung 39). Die größte Konsumentengruppe sind die Haushalte mit einem Anteil von 71,5% an der gesamten Niederspannung (siehe Abbildung 40). Der Elektrizitätsbedarf im Bereich der Mittelspannung nimmt von 731 GWh auf 2.285 GWh im Jahr 2030 zu. Insgesamt liegt der Bedarf an Elektrizität im Bereich der Nieder- und Mittelspannung der Region im Jahr 2010 bei 1.418 GWh. Für Jahr 2030 werden 4.434 GWh angenommen.

Abbildung 39: Elektrizitätsbedarf der Region Souss-Massa-Drâa im Bereich der Nieder- und Mittelspannung bis 2030

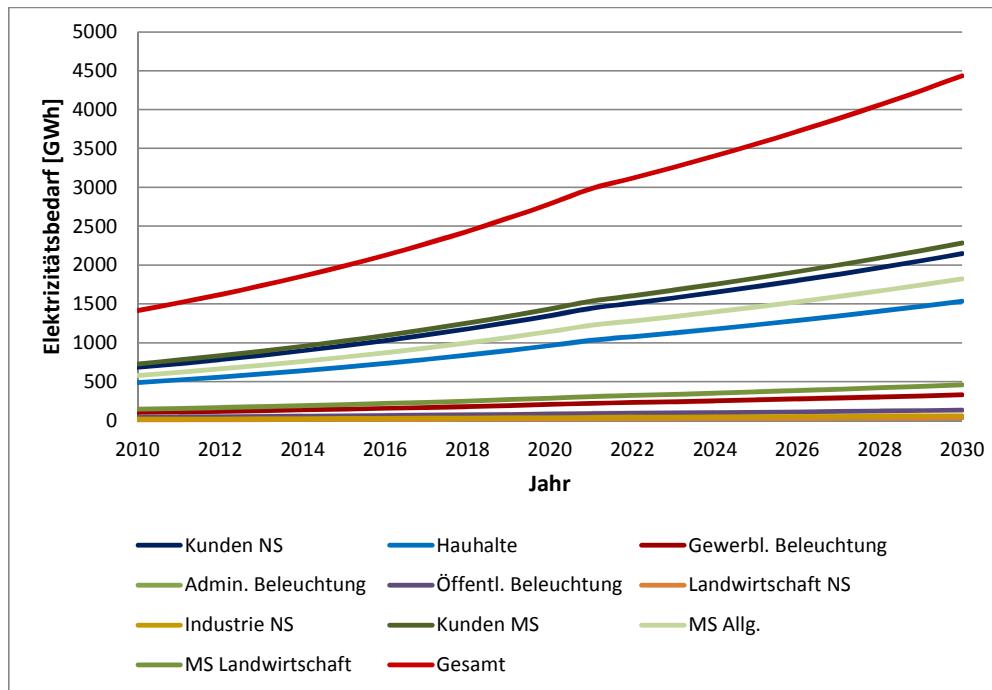
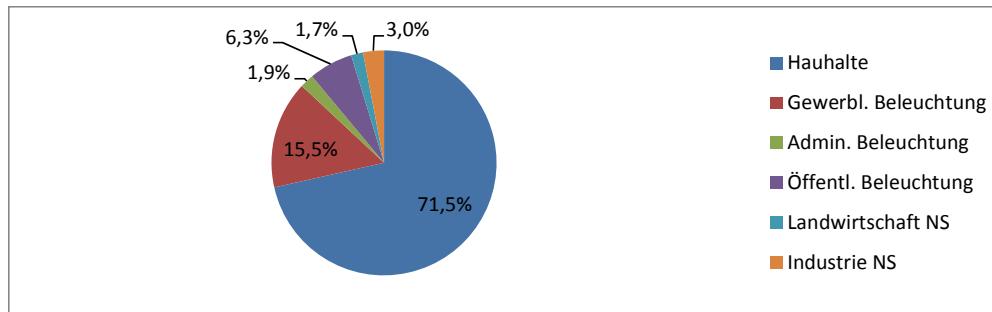


Abbildung 40: Anteile der Konsumentenkategorien an der Niederspannung



6 POTENTIALE DER REGION MEKNÈS-TAFILALET

Die Region Meknès-Tafilalet umfasst eine Fläche von 79.210 km². Sie hat eine lange Nord-Süd-Ausdehnung und grenzt an sieben weitere Regionen Marokkos und im Süden an Algerien. Die Region mit der Hauptstadt Meknès unterteilt sich in fünf Provinzen (El Hajeb, Errachidia, Ifrane, Khénifra, Meknès).

In der Region Meknès-Tafilalet herrscht ein kontinentales Klima. In der Kategorisierung des Nationalen Instituts für Meteorologie¹¹¹ umfasst die Region Meknès-Tafilalet 3 Klimazonen. Im Norden sind die Temperaturen im Sommer in den Bergen gemäßigt, im restlichen Teil der Region sind die Sommer heiß. Der Winter ist in der ganzen Region kalt.¹¹²

Im Jahr 2008 zählt die Region Meknès-Tafilalet 2,21 Mio. Einwohner mit einer Urbanisierungsquote von 58,5%. Die Bevölkerung ist jung; 50,9% sind jünger als 25 Jahre. Die Arbeitslosenquote liegt im urbanen Bereich bei Frauen bei 24,7%, bei Männern bei 14,2%. Im ländlichen Raum ist sie allgemein niedriger und die Geschlechterverteilung umgekehrt. Für Frauen liegt die Arbeitslosigkeit bei 0,7%, für Männer bei 2,4%.¹¹³

Im Jahr 2007 liegt das BIP pro Einwohner bei 14.709 Dirham, womit die Region an 13. Stelle der 16 Regionen steht. Die jährlichen Konsumausgaben pro Person betragen 10.005 Dirham. Die Region Meknès-Tafilalet trägt 5,2% zum nationalen BIP bei. Die drei Hauptanteile am BIP der Region verzeichnen im Jahr 2007 die Landwirtschaft mit 22,4%, der Bildungs- und Gesundheitssektor mit 12,6% und der Handel mit 10,7%.¹¹⁴

In der Region Meknès-Tafilalet stehen in der Software RETScreen für alle Provinzen (bis auf die Provinz El Hajeb) Klimadaten zur Berechnung des Ertrages eines Photovoltaikmoduls zur Verfügung.

¹¹¹ Direction de La Météorologie Nationale.

¹¹² (Wilaya de Meknès Tafilalet).

¹¹³ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

¹¹⁴ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010a).

Tabelle 8 gibt die Elektrizitätsproduktion von Photovoltaik während eines Jahres an. Für die Provinz El Hajeb liegen keine Klimadaten in RETScreen vor, so dass angenommen wird, dass die Elektrizitätsproduktion ein Mittelwert der beiden umliegenden Provinzen (Ifrane und Meknès) ist. Die höchste Produktion liegt in der Provinz von Errachidia mit 1.849 kWh/kW_p . Um auf ein regionales Mittel zu kommen, wurden die anteilmäßige Gewichtung der Einstrahlungsdaten nach der Repartition der Bevölkerung in den entsprechenden Provinzen berechnet.

Tabelle 8: Ermittlung des mittleren Ertrages eines PV-Moduls/Jahr für die Region Meknès-Tafilalet

	Prod. PV [kWh/kW]	Anzahl der Einwohner	Anteile der Provinzen
Meknès	1.774	713.609	33%
Errachidia	1.849	556.612	26%
Ifrane	1.764	143.380	7%
Khenifra	1.821	511.538	24%
El Hajeb	1.774	216.388	10%
Region	1.802	2.141.527	

Die mittlere Einstrahlung auf eine mit 30° geneigt Fläche liegt bei 2.253 kWh/(m²*Jahr). Der mittlere Ertrag einer Photovoltaikanlage mit einer Performance Ratio von 0,8 beträgt in der Region Meknès-Tafilalet folglich 1.802 kWh/(kW_p*Jahr).

6.1 THEORETISCHES POTENTIAL DER REGION MEKNÈS-TAFILALET

Das theoretische Potential für das Gesamtgebiet Marokkos beträgt für Photovoltaik 37.450 TWh/Jahr bzw. 40.700 TWh/Jahr für CSP (GTZ-Studie)¹¹⁵ - das ist mehr als das 1000-fache des gegenwärtigen Verbrauchs von ca. 25 TWh.¹¹⁶ Berechnet man zunächst näherungsweise das regionale theoretische Potential für Photovoltaik mit Hilfe der anteiligen Fläche der Region Meknès-Tafilalet an der nationalen Fläche, ergibt sich ein regionales **theoretisches Potential** für Photovoltaik von 4.173 TWh/Jahr. Der Vergleich des theoretischen Potentials mit dem Elektrizitätsbedarf der Region im Bereich der Mittel- und Niederspannung von 1,5 TWh im Jahr 2010¹¹⁷ ergibt einen Faktor 2.777 - die Region kann sich also tausendfach allein aus Solarenergie versorgen. Technisch ist es dabei nicht relevant, ob die Elektrizität mit Hilfe von Photovoltaik oder CSP erzeugt wird - ökonomisch ist der Unterschied jedoch beachtlich.

6.2 TECHNISCHES POTENTIAL NETZFERNER ANWENDUNGEN

Zur Ermittlung des **technischen Potentials netzferner Anwendungen** wurde zur Berechnung der Gesamtzahl der nicht elektrifizierten Haushalte in der Region Meknès-Tafilalet - aufgrund nicht vorhandener Daten - der nationale Elektrifizierungsanteil von 96,5% im Jahr 2009 verwendet. 2009 verzeichnete die Region 457.660 Haushalte.¹¹⁸ Die verbleibenden 3,5 % entsprechen 16.018 nicht-elektrifizierten Haushalten.

¹¹⁵ Die GTZ-Studie nutzt zur Berechnung der theoretischen Potentiale für Photovoltaik und CSP die gleiche, für solare Anwendungen verfügbare, Fläche. Sie teilt also die Fläche nicht unter den Technologien auf, sondern berechnet für jede Technologie ein theoretisch maximales Potential. Angesicht des immensen theoretischen Potentials stellt sich jedoch kein Konkurrenzproblem der beiden Technologien.

¹¹⁶ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010, S. 9).

¹¹⁷ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010d).

¹¹⁸ Vorhersagen zur Entwicklung der Haushalte auf nationaler Ebene beruhen auf der Studie „Projections de la Population et des Ménages 2004-2030“ des HCP. Da auf regionaler Ebene Vorhersagen zur Anzahl der Haushalte nicht verfügbar sind, wird der nationale Wachstumsfaktor der HCP-Vorhersage auf die aktuelle

Nach dem Ansatz, der auf der Elektrifizierung nach dem Programm **PERG-Solar** beruht (siehe Kapitel 4.1.1), ergibt sich ein technisches Potential netzferner Anwendungen von 1.201 kW_p. Nach dem Ansatz der Gewährleistung eines gewissen **Lebensstandards**¹¹⁹ ergibt sich laut RETScreen ein Bedarf an Elektrizität von 471 kWh pro Jahr. Die Deckung dieses Bedarfes eines Haushaltes in der Region Meknès-Tafilalet verlangt eine Photovoltaikanlage mit 0,26 kW_p. Das technische Potential für netzferne Anwendungen nach dem Ansatz „Lebensstandard“ beträgt daher in der Region Meknès-Tafilalet 4.187 kW_p.

6.3 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZFERNER ANWENDUNGEN

In der Region Meknès-Tafilalet gibt es noch ungefähr 8.000 nicht-elektrifizierte Haushalte, die im Rahmen des Programms PERG zur Ausstattung mit Photovoltaik-Kits ermittelt wurden.¹²⁰

Nach dem Ansatz „**PERG**“ ergibt sich für die Region Meknès-Tafilalet für das Jahr 2010 ein **ökonomisches Potential netzferner Anwendungen** von 600 kW_p. Für das ökonomische Potential netzferner Anwendungen, dem Ansatz „**Lebensstandard**“ folgend, ergeben sich 2.093 kW_p.

6.4 TECHNISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN

In der Region Meknès-Tafilalet übersteigt das theoretische Potential der Stromerzeugung anhand solarer Technologien den Verbrauch um einen Faktor 2.777. Dies führt, wie bereits in Kapitel 4 diskutiert, zu einer Logik eines Bedarfsansatzes. Nach diesem Ansatz wird insbesondere aufgrund ökonomischer Überlegungen und auch mit Blick auf die ausreichende Dachflächenverfügbarkeit im Haushaltsektor und dessen hohem Anteil am Niederspannungsbedarf von 70,8% das verbrauchsnahe Potential zur Bestimmung des technischen Potentials genauer untersucht.

Das **technische Potential netzgekoppelter Photovoltaik** zur Deckung des Elektrizitätsbedarfes im Bereich der Mittel- und Niederspannung der Region Meknès-Tafilalet ergibt sich durch folgende Formel:

$$\text{Elektrizitätskonsum [MWh]} / 1802 \text{ MWh/MW}_p = P_{PV}-\text{Leistung [MW}_p]$$

Um **den gesamten Elektrizitätsbedarf im Bereich der Nieder- und Mittelspannung** im Jahr 2010 (siehe Kapitel 5.5) aus Photovoltaik bereitzustellen, ist eine Leistung von 540 MW_p Photovoltaik nötig. Unter der Annahme eines Bedarfszuwachses der Elektrizität von 7% bis 2020 und 4,5% bis 2030 (siehe Kapitel 5.3) ergibt sich 2030 im Mittel- und Niederspannungsbereich ein Elektrizitätsbedarf von 3.077 GWh. Zur Bedarfsdeckung wäre eine photovoltaische Kapazität von 1.707 MW_p notwendig. In der Logik des Bedarfsansatzes entwickelt sich das **technische Potential netzgekoppelter Photovoltaikanlagen** proportional zur Zunahme des Elektrizitätsbedarfes von 540 MW_p im Jahr 2010 zu einer Leistung von 1.707 MW_p im Jahr 2030.

Das technische Potential im Bereich der **Niederspannung** liegt 2010 bei 183 MW_p und erreicht im Jahr 2030 572 MW_p.

Anzahl der regionalen Haushalte angewendet wird. Die regionalen Zahlen entstammen der Studie „Recensement général de la Population et de l'Habitat 2004“ des HCP.¹¹⁸

¹¹⁹ 4 Glühlampen, 1 Fernseher und 1 Kühlschrank siehe Kapitel 4.1.1.

¹²⁰ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010b).

Für die **Mittelspannung** nimmt das technische Potential von 111 MW_p auf 347 MW_p im Zeitraum von 2010 bis 2030 zu.

Abbildung 41 stellt die Entwicklung des Potentials der einzelnen Kunden- und Konsumkategorien bis 2030 dar und Tabelle 9 gibt das gesamte Potential und die Potentiale der Nieder- und Mittelspannung und der Haushalte für die Jahre 2010, 2020 und 2030 in Zahlen an.

Signifikant ist, dass die Haushalte einen Anteil von 70,8% am Bedarf der Niederspannung ausmachen (siehe Kapitel 5.5), für die es nach der Prüfung der Flächenverfügbarkeit im Haushaltsbereich (siehe Kapitel 4.2.1.2) keine Einschränkungen gibt.

Abbildung 41: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [M-T]

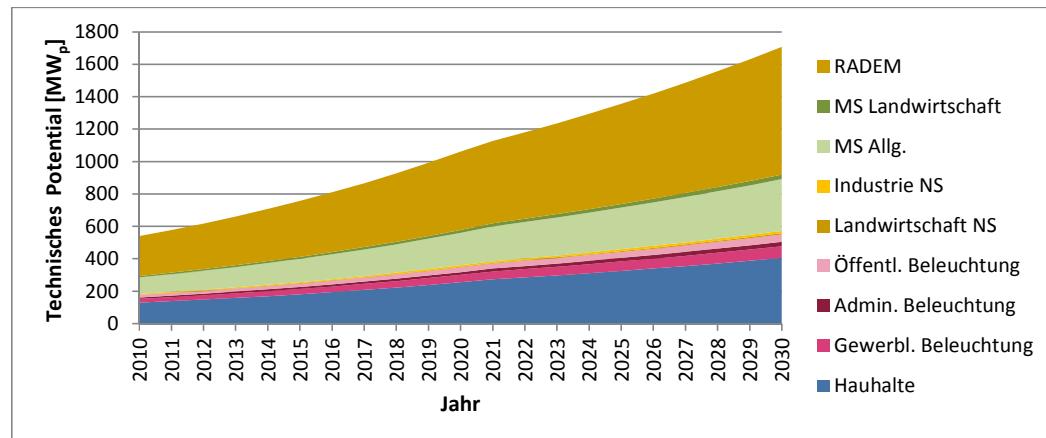


Tabelle 9: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Mittel- und Niederspannung [M-T]

	Kunden NS [MW _p]	Haushalte [MW _p]	Kunden MS [MW _p]	Verteiler [MW _p]	Gesamt [MW _p]
2010	183	130	111	246	540
2020	360	255	218	483	1.062
2030	572	405	347	788	1.707

6.5 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN

Die Berechnung des ökonomischen Potentials verbrauchsnaher netzgekoppelter Photovoltaik-Anlagen setzt die Bestimmung der Netzarität für die Region Meknès-Tafilalet im Bereich der Nieder- und Mittelspannung voraus. Wie bereits in Kapitel 4.2.2 erwähnt müssen dafür die effektiven Strombezugskosten und die Stromgestehungskosten der Photovoltaik auf der Basis der regionalen Einstrahlung bekannt sein. Die Betrachtung wird einerseits für 2010, aber auch in einem möglichst realitätsnahen Szenario bis 2030 durchgeführt.

Effektive Strombezugskosten der Region Meknès-Tafilalet

Die Ermittlung der „regionalen“ Verbrauchscharakteristik erfolgt anhand der Verkaufszahlen der ONE. Es wird der durchschnittliche monatliche Verbrauch pro Kunde einer Tarifkategorie berechnet (siehe Spalte 2, Tabelle 10) und es werden die in Kapitel 4.2.2 ermittelten effektiven Strombezugspreise angewandt. (Spalte 3, Tabelle 10). Bemerkenswert ist, dass der durchschnittliche

Elektrizitätsverbrauch eines Haushaltes in der Region Meknès-Tafilalet unter 100 kWh liegt und somit in die niedrige Tarifkategorie fällt. Es ist jedoch hinzuzufügen, dass in der Berechnung des durchschnittlichen Verbrauchs der Haushalte die Stadt Meknès nicht berücksichtigt wurden, da sie von einem Stadtwerk (RADEM) versorgt wird, von dem keine Daten über die Verkaufsstatistik zur Verfügung stehen. Der monatlich durchschnittliche Verbrauch eines Haushaltes für die Region Meknès-Tafilalet liegt höchstwahrscheinlich etwas höher, da der Elektrizitätsbedarf von Haushalten in den Städten größer ist als im ruralen Gebiet.¹²¹

Tabelle 10: Mittlerer monatlicher Elektrizitätsverbrauch pro Konsumentenkategorie und Einheit und effektive Strombezugskosten

Kategorien NS	monatlicher Verbrauch [kWh]	Effektive Strombezugskosten 2010 [Dh/kWh]
Hauhalte	71	1,00
Gewerb. Beleuchtung	98	1,42
Admin. Beleuchtung	381	1,44
Öffentl. Beleuchtung	1275	1,18
Landwirtschaft NS	212	1,48
Industrie NS	366	1,48

Stromgestehungskosten von Photovoltaik in der Region Meknès-Tafilalet

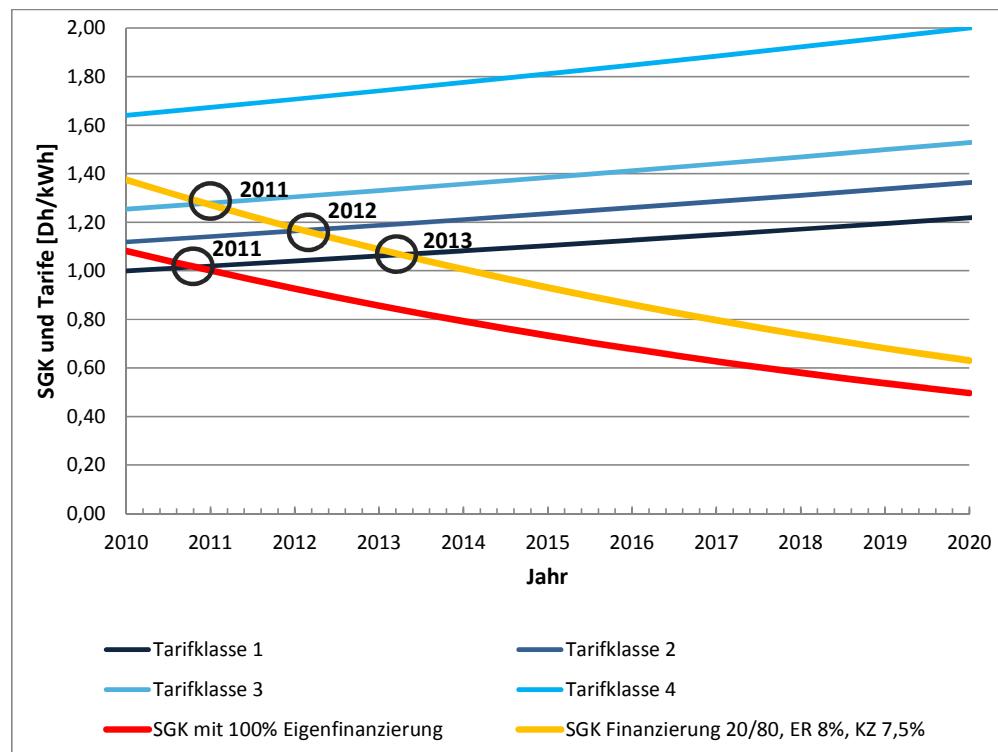
Die regionalen Stromgestehungskosten werden nach den Annahmen in Kapitel 4.2.2.5 und 4.2.2.6 berechnet. Sie liegen für die Region Meknès-Tafilalet im Jahr 2010 nach dem Finanzierungsmodell einer kompletten Eigenfinanzierung bei 1,08 Dh/kWh und im Falle einer Finanzierung mit 8% Renditen auf das Eigenkapital und einem Fremdkapitalanteil von 80% bei 1,37 Dh/kWh. Im Jahr 2020 werden sie je nach Finanzierungsmodell zwischen 0,5 und 0,63 Dh/kWh liegen (siehe Kapitel 4.2.2.6). In den folgenden Abbildungen zur Netzparität sind die Stromgestehungskosten für Photovoltaik und deren Entwicklung in der Region Meknès-Tafilalet dargestellt. Die **rote Kurve als minimale Stromgestehungskosten** stellt deren Entwicklung mit einer kompletten Eigenfinanzierung dar; die **gelbe Kurve als maximale Stromgestehungskosten** repräsentiert den Fall einer 80%igen Fremdfinanzierung und Renditen von 8% auf das Eigenkapital (20%). Der **Bereich** zwischen den Kurven bildet die Bandbreite der Stromgestehungskosten ab, die sich durch die **unterschiedlichen Finanzierungsmodelle** einer Photovoltaik-Anlage ergeben können. (Beispiele für zwei weitere Finanzierungsmodelle und daraus resultierende aktuelle Stromgestehungskosten für Anwendungen der netzgekoppelten Photovoltaik finden sich in Anhang 1.)

6.5.1 NETZPARITÄT DER VERSCHIEDENEN TARIFKLASSEN IM HAUSHALTSEKTOR

Das Erreichen der Netzparität im Haushaltsektor ist neben den Unterschieden durch verschiedene Finanzierungsmodelle sehr stark von der Menge der monatlich konsumierten Elektrizität und der damit zusammenhängenden Tarifklasse (siehe Kapitel 4.2.2.2) abhängig. Netzparität ist in den folgenden Abbildungen durch die schwarzen Umrandungen der Schnittstellen der Stromgestehungskosten mit den effektiven Strombezugskosten markiert.

¹²¹ Laut eines Telefonats mit RADEM liegt der Anteil der Haushaltskunden bei mindestens 70%. Der mittlere Verbrauch eines Haushaltes beträgt etwa 150 kWh.

Abbildung 42: Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor [M-T]



In der Region Meknès-Tafilet liegen die Haushalte im Durchschnitt in der **Tarifklasse 1** mit einem monatlichen Verbrauch von bis zu 100 kWh. Diese Tarifklasse erreicht Netzparität nach dem Finanzierungsmodell einer kompletten Eigenfinanzierung im Jahr 2011. Für die maximalen Stromgestehungskosten mit einem Finanzierungsmodell von 80% Fremdkapital und 8% Renditen auf das Eigenkapital erreicht die Tarifklasse 1 Netzparität im Laufe des Jahres 2013.

Nicht alle Haushalte liegen jedoch in der Verbrauchsklasse eines monatlichen Verbrauchs von weniger als 100 kWh. Vor allem im urbanen Milieu liegen die Verbrauchszahlen höher. Es ist festzustellen, dass Haushalte, deren Verbrauch über dem regionalen Durchschnitt liegt (**Tarifklassen 2 bis 4**) im Fall des Minimalszenarios einer **kompletten Eigenfinanzierung bereits Netzparität erreicht haben**.

In der Betrachtung der **maximalen Stromgestehungskosten** unterscheiden sich die verschiedenen Tarifklassen: So erreicht die **Tarifklasse 2** mit einem monatlichen Verbrauch von bis zu 200 kWh Netzparität im Jahr **2012**; die **Tarifklasse 3** mit einem monatlichen Verbrauch zwischen 200 und 500 kWh folgt im Jahr **2011**. Die **Tarifklasse 4** mit dem höchsten monatlichem Verbrauch hat nach **allen Finanzierungsmodellen Netzparität erreicht**.

Die Abbildung 43 bis Abbildung 45 stellen die Tarife, bzw. effektiven Strombezugskosten und die Stromgestehungskosten der Elektrizität anhand von Photovoltaik für die Jahre 2010, 2012 und 2014 dar. Erreichen die Strombezugskosten den gelben Bereich, ist nach den minimalen Stromgestehungskosten Netzparität erreicht. Je weiter sich die Strombezugskosten den maximalen Stromgestehungskosten nach dem Finanzierungsmodell der 8% Rendite auf das Eigenkapital und

dem 80%igen Fremdkapitalanteil nähert (gelbe Linie), desto größer sind die verschiedenen Finanzierungsmöglichkeiten. Erreichen die Strombezugskosten die gelbe Maximallinie oder wächst über die gelbe Fläche hinaus, so ist nach allen Finanzierungsmöglichkeiten Netzparität erreicht. Im Jahr 2014 (Abbildung 45) ist dies in einer Betrachtung der effektiven Strombezugskosten der Region Meknès-Tafilalet in allen Fällen erreicht.

Abbildung 43: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SGK min/max) für das Jahr 2010 im Haushaltssektor [M-T]

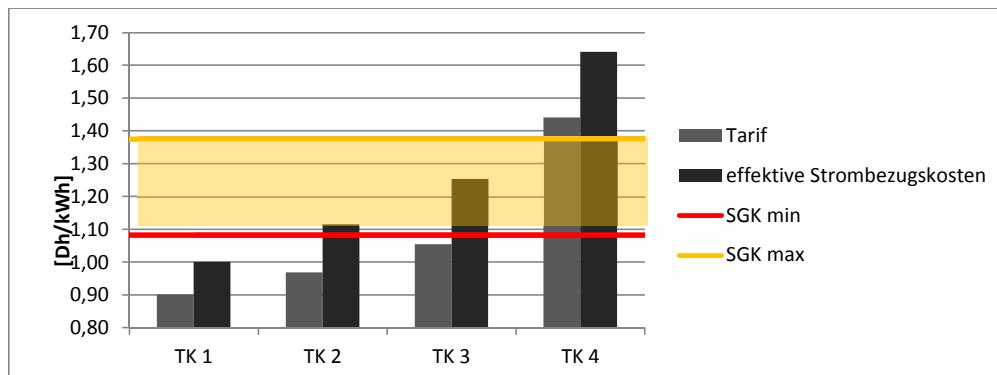


Abbildung 44: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SGK min/max) für das Jahr 2012 im Haushaltssektor [M-T]

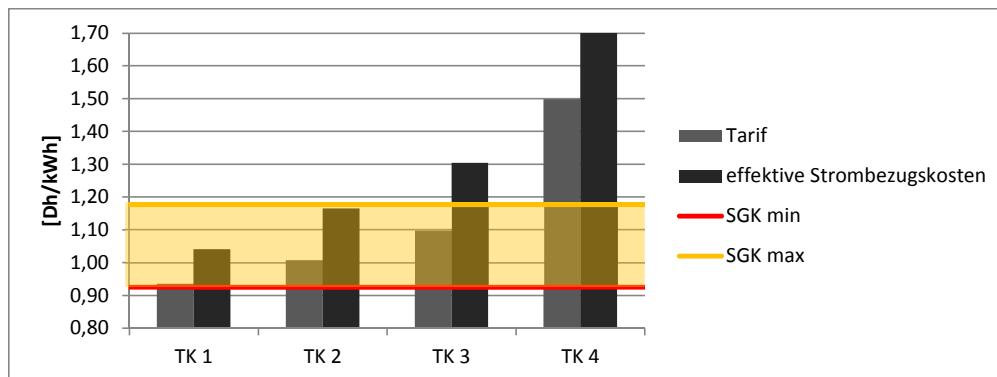
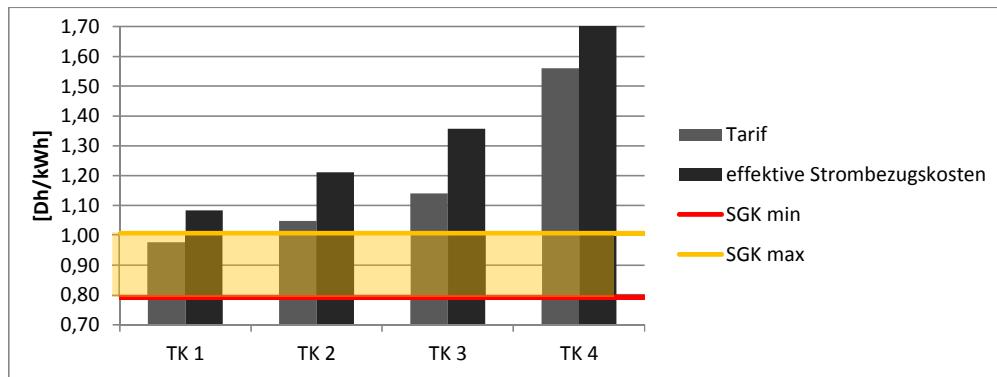


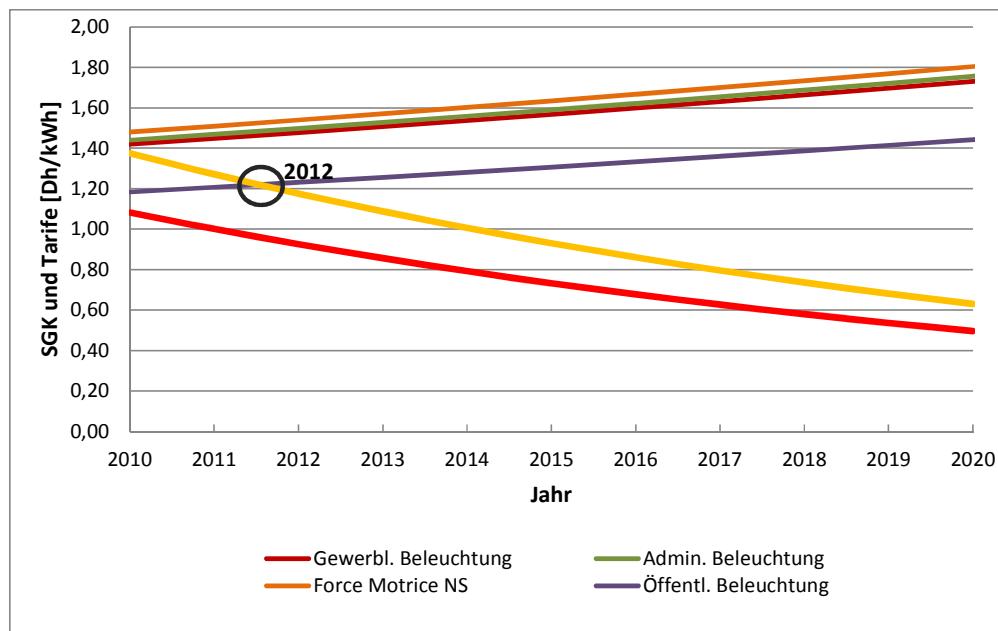
Abbildung 45: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SGK min/max) für das Jahr 2014 im Haushaltssektor [M-T]



6.5.2 NETZPARITÄT IM BEREICH DER BELEUCHTUNG UND DER ELEKTRISCHEN ANTRIEBE IM NIEDERSPANNUNGSBEREICH

Abbildung 46 stellt die effektiven Strombezugskosten für den Bereich der Beleuchtung und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich und die Stromgestehungskosten von Photovoltaik dar. Netzparität ist an deren Schnittpunkt erreicht und durch die schwarze Umrandung gekennzeichnet.

Abbildung 46: Netzparität im Beleuchtungssektor und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich [M-T]



Die Tarifgruppen der **gewerblichen und administrativen Beleuchtung** und der **Industrie und Landwirtschaft im Niederspannungsbereich** haben nach allen Finanzierungsmodellen bereits **Netzparität** erreicht.

Für den Sektor der **öffentlichen Beleuchtung** ist nach dem Finanzierungsmodell einer kompletten **Eigenfinanzierung Netzparität erreicht**. Für den Fall der **maximalen Stromgestehungskosten** einer Finanzierung mit Rendite von 8% auf das Eigenkapital und 80%igem Anteil Fremdkapital wird Netzparität gegen Ende des Jahres **2012** erreicht.

6.5.3 NETZPARITÄT DES MITTELSPANNUNGSBEREICHES

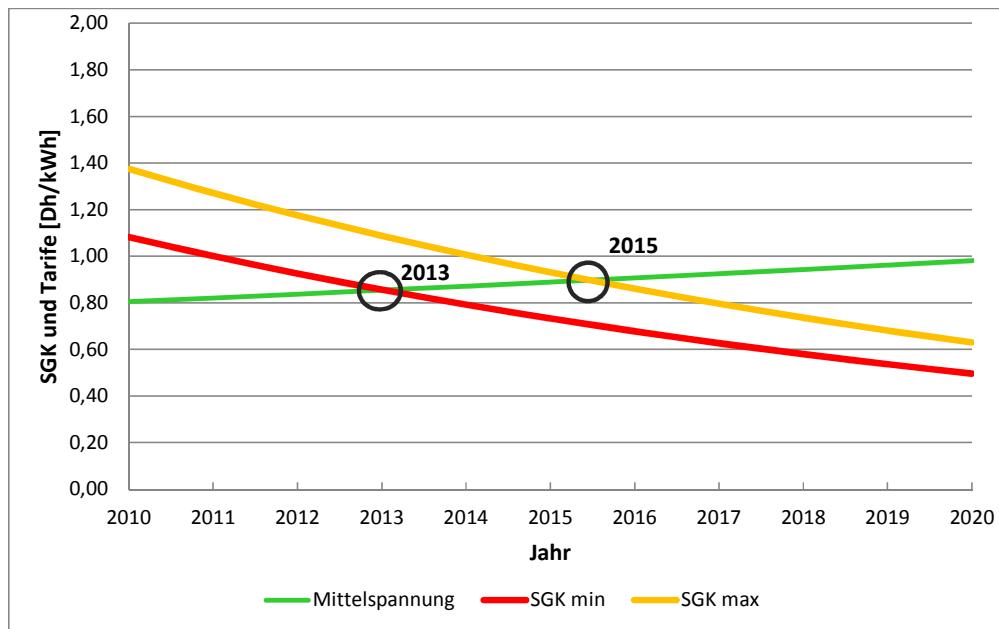
Im Mittelspannungsbereich gibt es keine Tarifikation nach verschiedenen Kundengruppen. Die Kalkulation eines „mittleren“ realen Bezugspreises ist aus zwei Gründen schwierig und sollte daher projektbezogen überprüft werden.¹²² Einerseits gibt es Leistungspreise, die sich nach der abgerufenen Leistung richten und bei Überschreitung erhebliche Strafgebühren nach sich ziehen. Andererseits wird nach Nutzungszeiten im Tagesverlauf unterschieden, weshalb, aufgrund der

¹²² Siehe hierzu: Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko“.

Stromproduktion der Photovoltaik während des Tages, zur Bestimmung der Netzparität der Tagestarif im Mittelspannungsbereich betrachtet wird.

Das Erreichen der Netzparität für den **Mittelspannungsbereich** liegt in der Region Meknès-Tafilalet je nach Finanzierungsmodell zwischen **2013** und **2015**, im Einzelfall jedoch auch schon früher.

Abbildung 47: Netzparität im Mittelspannungsbereich [M-T]

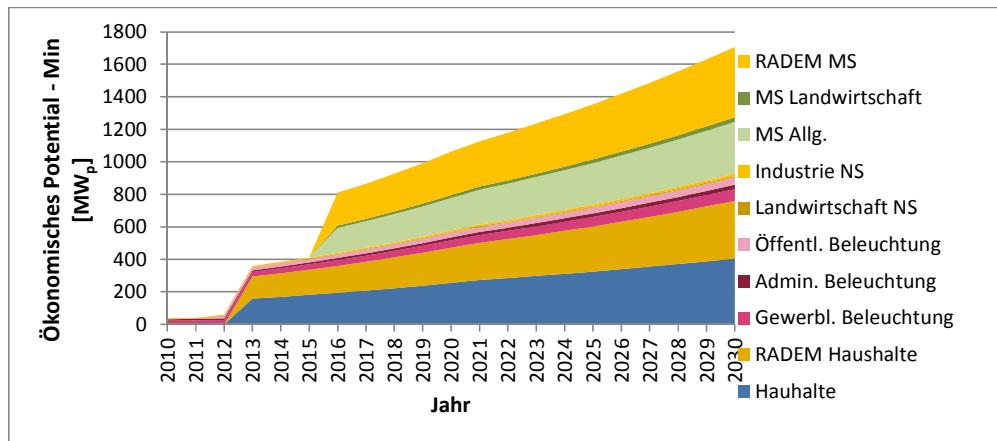


6.5.4 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN IN DER REGION MEKNÈS-TAFILALET

Wie bereits in Kapitel 4 erwähnt, ergibt sich das ökonomische Potential durch Bedarfsdeckung der benötigten Leistung mit Hilfe von Photovoltaik ab dem Erreichen der Netzparität. Es werden im Rahmen dieser Studie ein „minimales“ und ein „maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen betrachtet.

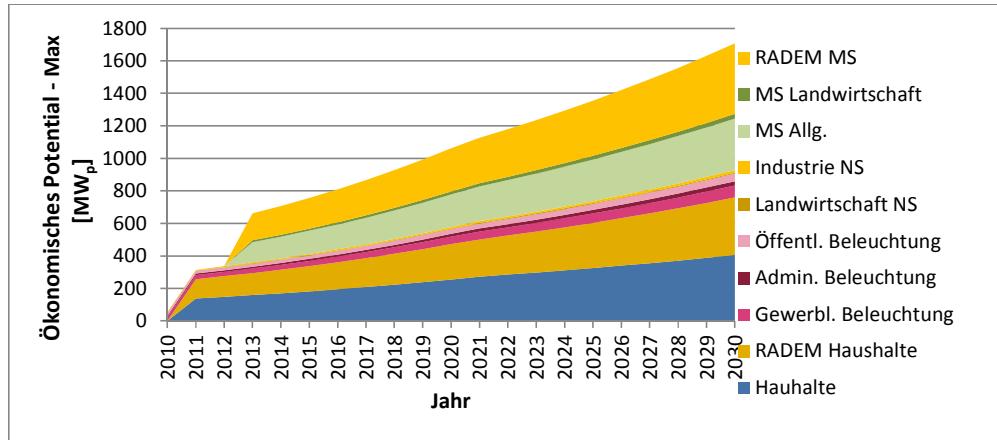
Das „minimale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen beruht auf den Stromgestehungskosten und deren Entwicklung, die sich im Finanzierungsmodell mit Renditen auf das Eigenkapital und 80% Fremdkapitalanteil ergeben. Abbildung 48 stellt das „minimale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Mittel- und Niederspannung für die Region Meknès-Tafilalet dar. Festzustellen ist, dass die Sektoren, die Netzparität bereits erreicht haben aufgrund ihres geringen Bedarfes nur ein „geringes minimales“ Potential aufweisen. Das „minimale“ ökonomische Potential wird mit dem Erreichen der Netzparität der Haushalte ab 2013 und der Mittelspannung ab 2015 bedeutend. Es entwickelt sich von 39 MW_p im Jahr 2010 zu 360 MW_p im Jahr 2013, 412 MW_p 2015 und erreicht am Ende des Betrachtungszeitraumes 2030 1.707 MW_p.

Abbildung 48: „Minimales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [M-T]



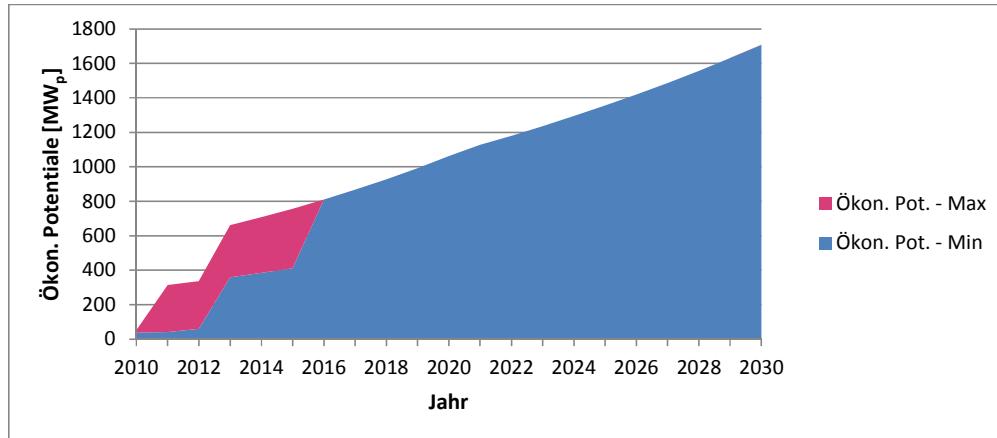
Das „maximale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen beruht auf der Ermittlung der Netzparität mit Stromgestehungskosten und deren zukünftiger Entwicklung, die sich aus einer kompletten Eigenfinanzierung ergeben. Das „maximale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Nieder- und Mittelspannung verzeichnet bereits im Jahr 2012 336 MW_p. Im Jahr 2013 liegt es bei 661 MW_p, 2015 liegt es bei 757 MW_p um ebenso im Jahr 2030 1.707 MW_p zu erreichen.

Abbildung 49: „Maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [M-T]



Im Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials ist festzustellen, dass sich Unterschiede nur für den Zeitraum bis 2015 ergeben. Ab 2015 haben alle Sektoren Netzparität erreicht und die Potentiale entsprechen sich (siehe Abbildung 60).

Abbildung 50: Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials [M-T]



Diese Betrachtung ist ein Hinweis darauf, wie durch ein geeignetes Förderprogramm in den nächsten Jahren die Entwicklung der Photovoltaik in Marokko beschleunigt werden kann.¹²³ Ein Förderprogramm - beispielsweise Investitionszuschüsse oder günstige Kreditkonditionen - hat eine Senkung der Stromgestehungskosten zur Folge. Damit kann - je nach Ausgestaltung - insbesondere während des Zeitraumes bis 2015 die Erschließung des ökonomischen Potentials beeinflusst werden.

¹²³ Möglichkeiten eines Förderprogramms wird in der Diplomarbeit.... behandelt. Eine weitere Studie ... setzt ebenso an dem Punkt der Handlungsmöglichkeiten regionaler bis lokaler Entscheidungsträger an.

7 POTENTIALE DER REGION ORIENTAL

Die Region Oriental ist mit 11,6% der nationalen Oberfläche und 82.820 km² flächenmäßig die zweitgrößte Region Marokkos. Im Norden wird die Region Oriental durch das Mittelmeer, im Osten durch die Grenze zu Algerien, im Süden durch die Region Meknès-Tafilalet begrenzt und im Westen grenzt Sie an die Provinzen Al Hoceima, Taza, Boulmane und Meknès-Tafilalet. Die Region unterteilt sich in eine Präfektur mit der Hauptstadt Oujda und fünf Provinzen (Jerada, Berkane, Taourirt, Figuig und Nador).

In der Kategorisierung des Nationalen Instituts für Meteorologie¹²⁴ umfasst die Region Oriental 3 Klimazonen. Im Norden findet sich ein Klima unter Einfluss des Mittelmeeres, das sich zu einem ariden Wüstenklima im Süden verändert. Die Niederschläge nehmen von Norden mit 400 mm nach Süden ab, wo sie 100 mm nicht mehr überschreiten.¹²⁵

Im Jahr 2008 zählte die Region Oriental 1,967 Mio. Einwohner mit einer Urbanisierungsquote von 64,3%.¹²⁶ Die Bevölkerung ist jung; 49,9% sind jünger als 25 Jahre. Die Bevölkerungsdichte liegt bei 23 Einwohner/km².¹²⁷ Die Arbeitslosenquote ist mit 20% im Vergleich zum nationalen Niveau (9,6%) sehr hoch.¹²⁸

Das BIP pro Einwohner lag 2007 bei 16.214 Dirham pro Jahr, womit die Region an 11. Stelle der 16 Regionen steht. Die jährlichen Konsumausgaben pro Person betragen im selben Jahr 11.570 Dirham. Die Region Oriental trägt 5,1% zum nationalen BIP bei. Die drei Hauptanteile zum BIP der Region im Jahr 2007 tragen die Landwirtschaft mit 13,5%, der Immobiliensektor mit 12,9% und die Extraktions- und die verarbeitende Industrie mit 12,1% bei.¹²⁹

Die Vision der Region Oriental ist es, ein „pôle d'excellence“ in Bezug auf Investitionen und die Schaffung von Arbeitsplätzen zu werden. Das Programm „MedEst“ ist ein Industrieentwicklungsprogramm, dessen Schwerpunkte im Bereich der Landwirtschaft in der Provinz Berkane (Boughriba-Park), im Bereich des Offshoring (z.B. Call Center) und der Logistik in Oujda sowie im Bereich der Hafenerweiterung von Nador liegen.¹³⁰ Der Technologiepark in Oujda ist ein weiteres Leuchtturmpunkt des Programms „MedEst“ mit den Säulen Umwelttechnik, Handel, Service und Bildung. Im Bereich der Umwelttechnik ist vor allem der Kyotopark (Clean Tech) interessant - ein Cluster, das Industrie und Zulieferer, Forschung, Bildung und Logistik für den Bereich der regenerativen Energien und Energieeffizienz sowie weiterer sog. „sauberer Technologien“ umfasst.¹³¹

Für die Region Oriental sind Klimadaten von Oujda, Nador und Figuig in RETScreen vorhanden. Aufgrund fehlender Daten der anderen Provinzen wird ein Mittelwert der Einstrahlung dieser Orte verwendet, um den mittleren Ertrag einer Photovoltaikanlage für die Region Oriental zu bestimmen.

¹²⁴ Direction de La Météorologie Nationale.

¹²⁵ (Agence de l'Oriental, 2010).

¹²⁶ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

¹²⁷ (Chambre de Commerce d'Industrie et de Services d'Oujda, 2007, S. 11).

¹²⁸ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

¹²⁹ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010a).

¹³⁰ (Chambre de Commerce d'Industrie et de Services d'Oujda, 2007, S. 22ff.)

¹³¹ (Bouatia, 17.10.2009).

Tabelle 11: Einstrahlungswerte auf eine geneigte Fläche (30°) der Region Oriental nach RETScreen

	[kWh/(m ² *Jahr)]
Nador	2158
Oujda	1968
Figuig	2119
Mittelwert Oriental	2082

Die mittlere Einstrahlung auf eine mit 30° geneigten Fläche liegt bei 2.082 kWh/(m²*Jahr). Der mittlere Ertrag einer Photovoltaikanlage mit einer Performance Ratio von 0,8 in der Region Oriental beträgt folglich 1.666 kWh/(kW_p*Jahr).

7.1 THEORETISCHES POTENTIAL DER REGION ORIENTAL

Das theoretische Potential für das Gesamtgebiet Marokkos beträgt für Photovoltaik 37.450 TWh/Jahr bzw. 40.700 TWh/Jahr für CSP (GTZ-Studie)¹³² - das ist mehr als das 1.000-fache des gegenwärtigen Verbrauchs von ca. 25 TWh.¹³³ Berechnet man zunächst näherungsweise das regionale **theoretische Potential** mit Hilfe der anteiligen Fläche der Region Oriental an der nationalen Fläche, ergibt sich ein regionales theoretisches Potential für Photovoltaik von 4.363 TWh/Jahr. Der Vergleich des theoretischen Potentials mit dem Elektrizitätsbedarf der Region im Bereich der Mittel- und Niederspannung im Jahr 2010¹³⁴ ergibt einen Faktor 2.312 - die Region kann sich also tausendfach allein aus Solarenergie versorgen. Technisch ist es dabei nicht relevant, ob die Elektrizität mit Hilfe von Photovoltaik oder CSP erzeugt wird - ökonomisch ist der Unterschied jedoch beachtlich.

7.2 TECHNISCHES POTENTIAL NETZFERNER ANWENDUNGEN

Zur Ermittlung des **technischen Potentials netzferner Anwendungen** wurde zur Berechnung der Gesamtzahl der nicht elektrifizierten Haushalte in der Region Oriental - aufgrund nicht vorhandener Daten - der nationale Elektrifizierungsanteil von 96,5% im Jahr 2009 verwendet. 2009 verzeichnete die Region 409.800 Haushalte.¹³⁵ Die verbleibenden 3,5 % entsprechen 14.344 nicht-elektrifizierten Haushalten.

Nach dem Ansatz, der auf der Elektrifizierung nach dem Programm **PERG-Solar** beruht (siehe Kapitel 4.1.1), ergibt sich ein technisches Potential netzferner Anwendungen von 1.076 kW_p. Nach dem Ansatz der Gewährleistung eines gewissen **Lebensstandards**¹³⁶ ergibt sich laut RETScreen ein Bedarf an Elektrizität von 471 kWh pro Jahr. Die Deckung dieses Bedarfes eines Haushaltes in der Region

¹³² Die GTZ-Studie nutzt zur Berechnung der theoretischen Potentiale für Photovoltaik und CSP die gleiche, für solare Anwendungen verfügbare, Fläche. Es teilt also die Fläche nicht unter den Technologien auf, sondern berechnet für jede Technologie ein theoretisch maximales Potential. Angesicht des immensen theoretischen Potentials stellt sich jedoch kein Konkurrenzproblem der beiden Technologien.

¹³³ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010, S. 9).

¹³⁴ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010d).

¹³⁵ Vorhersagen zur Entwicklung der Haushalte auf nationaler Ebene beruhen auf der Studie „Projections de la Population et des Ménages 2004-2030“ des HCP. Da auf regionaler Ebene Vorhersagen zur Anzahl der Haushalte nicht verfügbar sind, wird der nationale Wachstumsfaktor der HCP-Vorhersage auf die aktuelle Anzahl der regionalen Haushalte angewendet wird. Die regionalen Zahlen entstammen der Studie „Recensement général de la Population et de l'Habitat 2004“ des HCP.¹³⁵

¹³⁶ 4 Glühlampen, 1 Fernseher und 1 Kühlschrank siehe Kapitel 4.1.1.

Oriental verlangt eine Photovoltaikanlage mit $0,29 \text{ kW}_p$. Das technische Potential für netzferne Anwendungen nach dem Ansatz „Lebensstandard“ in der Region Oriental beträgt daher 4.132 kW_p .

7.3 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZFERNER ANWENDUNGEN

In der Region Oriental gibt es laut Angaben der ONE noch 9.541 nicht-elektrifizierte Haushalte, die im Rahmen des Programms PERG zur Ausstattung mit Photovoltaik-Kits ermittelt wurden.¹³⁷

Tabelle 12: Netzferne Haushalte der Region Oriental

Région	Anzahl der vorhergesehenen Haushalte (Abkommen)	Realisierungen	Realisierungsrate	Anzahl der noch nicht-elektrifizierten Haushalte
Jerada	1.000	563	56%	437
Taourirt	3.000	409	14%	2.591
Bouarfa	1.000	359	36%	641
Oujda	1.000	84	8%	916
Berkane	1.000	44	4%	956
Nador	4.000	0	0%	4.000
Total	11.000	1.459	13%	9.541

Nach dem Ansatz „PERG“ ergibt sich für die Region Oriental für das Jahr 2010 ein **ökonomisches Potential netzferner Anwendungen** von 716 kW_p . Für das ökonomische Potential netzferner Anwendungen, dem Ansatz „Lebensstandard“ folgend, ergeben sich 2.748 kW_p .

7.4 TECHNISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN

In der Region Oriental übersteigt das theoretische Potential der Stromerzeugung anhand solarer Technologien den Verbrauch um einen Faktor 2.312. Dies führt, wie bereits in Kapitel 4 diskutiert, zu einer Logik eines Bedarfsansatzes. Nach diesem Ansatz wird insbesondere aufgrund ökonomischer Überlegungen und auch mit Blick auf die ausreichende Dachflächenverfügbarkeit im Haushaltsektor und dessen hohem Anteil am Niederspannungsbedarf von 72% das verbrauchsnahe Potential zur Bestimmung des technischen Potentials genauer untersucht.

Das **technische Potential netzgekoppelter Photovoltaik** zur Deckung des Elektrizitätsbedarfes im Bereich der Mittel- und Niederspannung der Region Oriental ergibt sich durch folgende Formel:

$$\text{Elektrizitätskonsum [MWh] / 1.666 MWh/MW}_p = P_{PV}\text{-Leistung [MW}_p\text{]}$$

Um **den gesamten Elektrizitätsbedarf im Bereich der Nieder- und Mittelspannung** im Jahr 2010 (siehe Kapitel 5.5) aus Photovoltaik bereitzustellen, ist eine Leistung von 575 MW_p Photovoltaik nötig. Unter der Annahme eines Bedarfszuwachses der Elektrizität von 7% bis 2020 und 4,5% bis 2030 (siehe Kapitel 5.3) ergibt sich 2030 im Mittel- und Niederspannungsbereich ein Elektrizitätsbedarf von 2.939 GWh. Zur Bedarfsdeckung wäre eine photovoltaische Kapazität von 1.797 MW_p notwendig. In der Logik des Bedarfsansatzes entwickelt sich das technische Potential netzgekoppelter Photovoltaikanlagen proportional zur Zunahme des Elektrizitätsbedarfes von 575 MW_p im Jahr 2010 zu einer Leistung von 1.797 MW_p im Jahr 2030.

¹³⁷ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010b).

Das technische Potential im Bereich der **Niederspannung** liegt 2010 bei 394,4 MW_p und erreicht im Jahr 2030 1234 MW_p.

Für die **Mittelspannung** nimmt das technische Potential von 180 MW_p auf 563,1 MW_p im Zeitraum von 2010 bis 2030 zu.

Abbildung 51 stellt die Entwicklung des Potentials der einzelnen Kunden- und Konsumkategorien bis 2030 dar und Tabelle 13 gibt das gesamte Potential und die Potentiale der Nieder- und Mittelspannung und der Haushalte für die Jahre 2010, 2020 und 2030 in Zahlen an.

Signifikant ist, dass die Haushalte einen Anteil von 72% am Bedarf der Niederspannung ausmachen (siehe Kapitel 5.5), für die es nach der Prüfung der Flächenverfügbarkeit im Haushaltbereich (siehe Kapitel 4.2.1.2) so gut wie keine Einschränkungen gibt. Die einzige Einschränkung ergibt sich im Bereich der mehrstöckigen Wohngebäude ab 2028. Im Jahr 2030 kann die verfügbare Dachfläche nur noch 90% des Elektrizitätsbedarfes nach dem heutigen Stand der Technik und unter den getroffenen Annahmen decken. Vor dem Hintergrund, dass die getroffenen Annahmen modifizierbare Größen sind (so bestünde beispielsweise die Möglichkeit, die nutzbare Dachfläche für Photovoltaik auf 50% der Dachfläche zu vergrößern) und unter der zusätzlichen Betrachtung, dass der Anteil der Haushalte, die in mehrstöckigen Wohngebäuden leben, relativ gering ist (im Jahr 2004 lag dieser Anteil in der Region Oriental bei 2,6%), stellt sich kein ernsthaftes Problem der verfügbaren Dachfläche zur verbrauchsnahen Deckung des Elektrizitätsbedarfs durch Photovoltaik.

Abbildung 51: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [O]

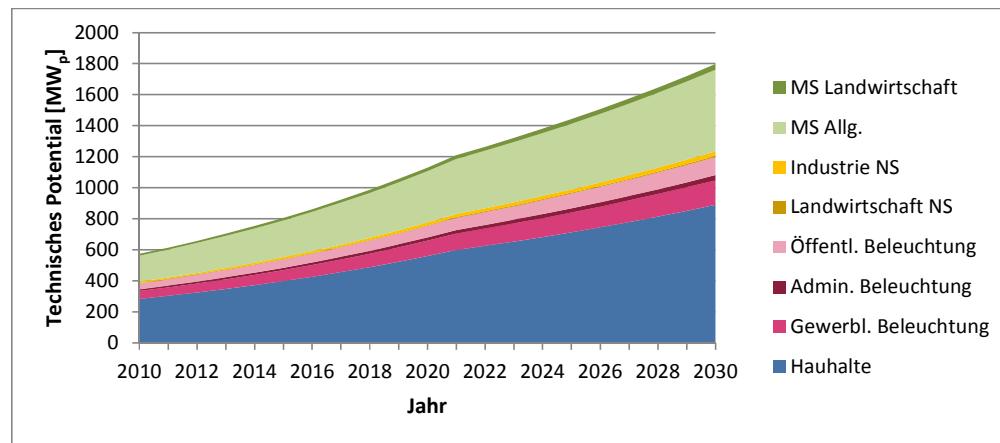


Tabelle 13: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Mittel- und Niederspannung [O]

	Kunden NS [MW _p]	davon Haushalte [MW _p]	Kunden MS [MW _p]	Gesamt [MW _p]
2010	394	284	180	575
2020	776	559	354	1.130
2030	1.234	889	563	1.797

7.5 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN

Die Berechnung des ökonomischen Potentials verbrauchsnaher netzgekoppelter Photovoltaik-Anlagen setzt die Bestimmung der Netzparität für die Region Oriental im Bereich der Nieder- und Mittelspannung voraus. Wie bereits in Kapitel 4.2.2 erwähnt, müssen dafür die effektiven

Strombezugskosten und die Stromgestehungskosten der Photovoltaik auf der Basis der regionalen Einstrahlung bekannt sein. Die Betrachtung wird einerseits für 2010, aber auch in einem möglichst realitätsnahen Szenario bis 2030 durchgeführt.

Effektive Strombezugskosten der Region Oriental

Die Ermittlung der „regionalen“ Verbrauchscharakteristik erfolgt anhand der Verkaufszahlen der ONE. Es wird der durchschnittliche monatliche Verbrauch pro Kunde einer Tarifkategorie berechnet (siehe Spalte 2, Tabelle 14) und es werden die in Kapitel 4.2.2.2 ermittelten effektiven Strombezugskosten angewandt. (Spalte 3, Tabelle 14). Bemerkenswert ist, dass der durchschnittliche Elektrizitätsverbrauch eines Haushaltes in der Region Oriental unter 100 kWh liegt und somit in die niederste Tarifkategorie fällt.

Tabelle 14: Mittlerer monatlicher Elektrizitätskonsum pro Kunde und entsprechende effektive Strombezugskosten [O]

Kategorien NS	Monatl. Verbrauch pro Kunde [kWh]	Effektive Strombezugskosten [Dh/kWh]
Hauhalte	92	1,00
Gewerbl. Beleuchtung	137	1,47
Admin. Beleuchtung	429	1,44
Öffentl. Beleuchtung	1.966	1,18
Landwirtschaft NS	185	1,43
Industrie NS	290	1,48

Stromgestehungskosten von Photovoltaik in der Region Oriental

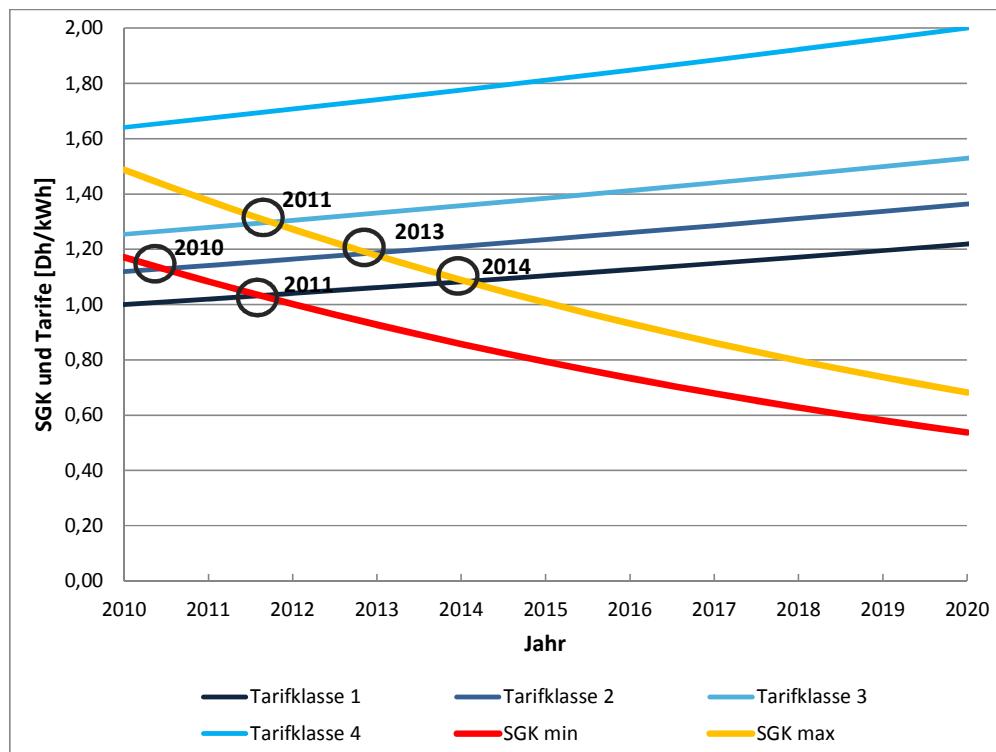
Die regionalen Stromgestehungskosten werden nach den Annahmen in Kapitel 4.2.2.5 und 4.2.2.6 berechnet. Sie liegen für die Region Oriental im Jahr 2010 nach dem Finanzierungsmodell einer kompletten Eigenfinanzierung bei 1,17 Dh/kWh und im Falle einer 20/80 Finanzierung mit Rendite auf das Eigenkapital und Fremdkapital bei 1,49 Dh/kWh. Im Jahr 2020 werden sie je nach Finanzierungsmodell zwischen 0,54 und 0,68 Dh/kWh liegen (siehe Kapitel 4.2.2.6).

In den folgenden Abbildungen zur Netzparität sind die Stromgestehungskosten für Photovoltaik und deren Entwicklung in der Region Oriental dargestellt. Die **rote Kurve als minimale Stromgestehungskosten** stellt deren Entwicklung ohne jegliche Fremdfinanzierung dar; die **gelbe Kurve als maximale Stromgestehungskosten** repräsentiert den Fall einer 80%igen Fremdfinanzierung und mit Renditen von 8% auf das Eigenkapital (20%). Der **Bereich** zwischen den Kurven bildet die Bandbreite der Stromgestehungskosten ab, die sich durch die **unterschiedlichen Finanzierungsmodelle** einer Photovoltaik-Anlage ergeben können. (Beispiele für zwei weitere Finanzierungsmodelle und daraus resultierende aktuelle Stromgestehungskosten für Anwendungen der netzgekoppelten Photovoltaik finden sich in Anhang 2.)

7.5.1 NETZPARITÄT DER VERSCHIEDENEN TARIFKLASSEN IM HAUSHALTSEKTOR

Das Erreichen der Netzparität im Haushaltsektor ist neben den Unterschieden durch verschiedene Finanzierungsmodelle sehr stark von der Menge der konsumierten Elektrizität und der damit zusammenhängenden Tarifklasse (siehe Kapitel 4.2.2.2) abhängig. Netzparität ist in den folgenden Abbildungen durch die schwarzen Umrandungen der Schnittstellen der Stromgestehungskosten mit den effektiven Strombezugskosten markiert.

Abbildung 52: Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor [O]



In der Region Oriental liegen die Haushalte im Durchschnitt in der **Tarifklasse 1** mit einem monatlichen Verbrauch von bis zu 100 kWh. Diese erreicht Netzparität nach dem Finanzierungsmodell einer kompletten Eigenfinanzierung im Jahr 2011. Für die maximalen Stromgestehungskosten mit einem Finanzierungsmodell von 80% Fremdkapital und 8% Renditen auf die 20% Eigenkapital erreicht die Tarifklasse 1 Netzparität im Jahr 2014.

Nicht alle Haushalte liegen jedoch in der Verbrauchsklasse eines monatlichen Verbrauchs von weniger als 100 kWh. Es ist festzustellen, dass Haushalte, deren Verbrauch über dem regionalen Durchschnitt liegt (**Tarifklassen 2 bis 4**) im Fall des Minimalszenarios einer **kompletten Eigenfinanzierung bereits Netzparität** erreicht haben.

In der Betrachtung der **maximalen Stromgestehungskosten** unterscheiden sich die verschiedenen Tarifklassen. So erreicht die **Tarifklasse 2** mit einem monatlichen Verbrauch von bis zu 200 kWh Netzparität im Jahr 2013; die **Tarifklasse 3** mit einem monatlichen Verbrauch zwischen 200 und 500 kWh folgt im Jahr 2011. Die **Tarifklasse 4** mit dem höchsten monatlichem Verbrauch hat nach **allen Finanzierungsmodellen Netzparität erreicht**.

Die Abbildung 53 bis Abbildung 55 stellen die Tarife bzw. effektiven Strombezugskosten und die Stromgestehungskosten der Elektrizität anhand von Photovoltaik für die Jahre 2010, 2012 und 2014 dar. Erreichen die effektiven Strombezugskosten den gelben Bereich, ist nach den minimalen Stromgestehungskosten Netzparität erreicht. Je weiter sich die Strombezugskosten den maximalen Stromgestehungskosten nach dem Finanzierungsmodell der 8% Rendite auf das Eigenkapital und dem 80%igen Fremdkapital nähert (gelbe Linie), desto größer sind die verschiedenen

Finanzierungsmöglichkeiten. Erreicht der Strombezugskosten die gelbe Maximallinie oder wächst über die gelbe Fläche hinaus, so ist nach allen Finanzierungsmöglichkeiten Netzparität erreicht. Im Jahr 2014 (Abbildung 55) ist dies in einer Betrachtung der effektiven Strombezugskosten in allen Fällen erreicht.

Abbildung 53: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SGK min/max) für das Jahr 2010 im Haushaltssektor [O]

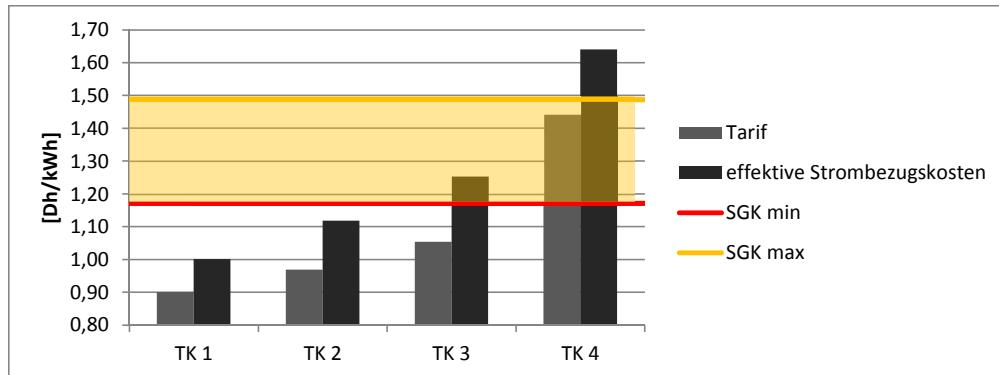


Abbildung 54: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SGK min/max) für das Jahr 2012 im Haushaltssektor [O]

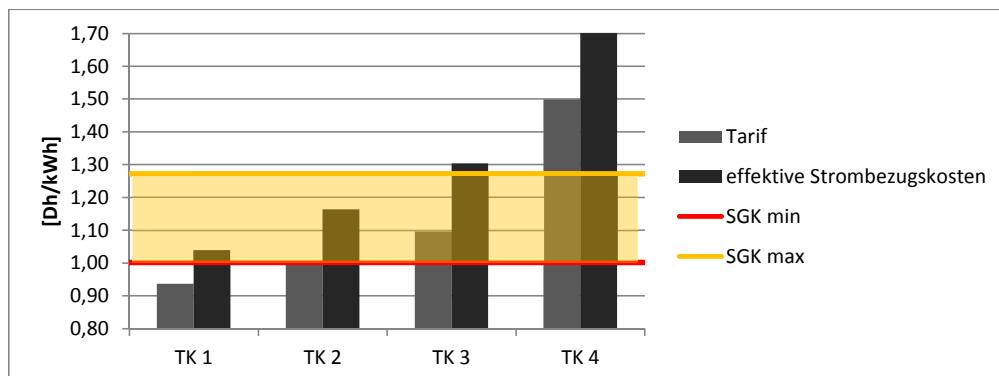
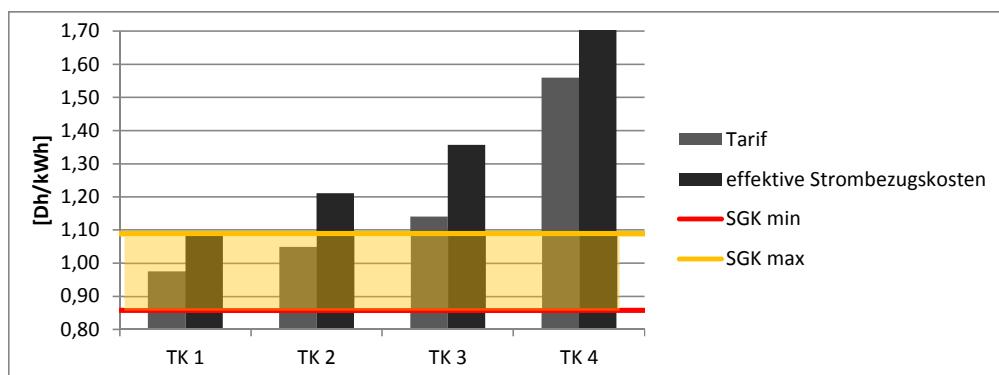


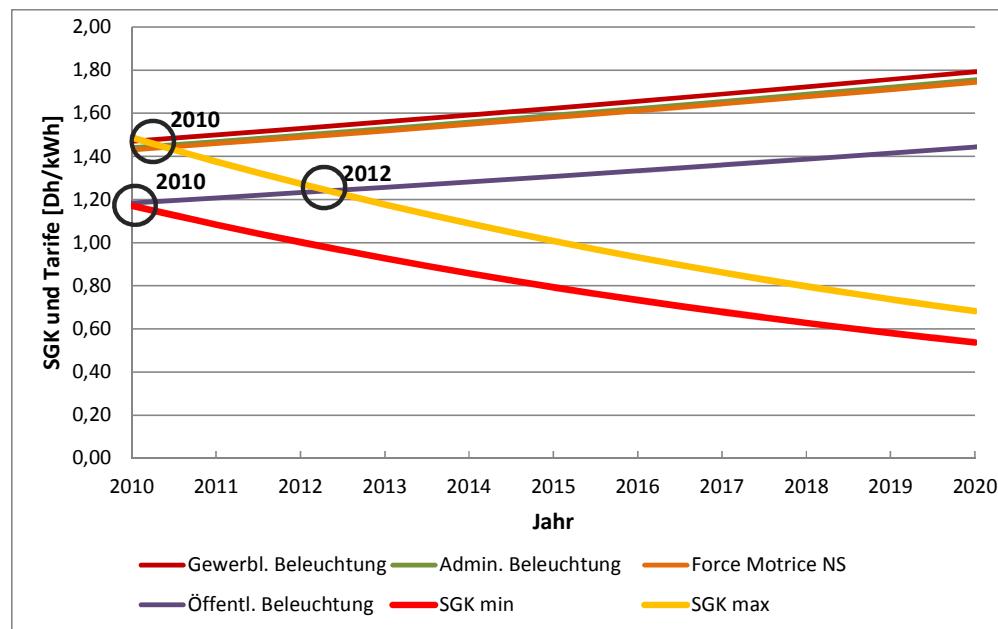
Abbildung 55: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SGK min/max) für das Jahr 2014 im Haushaltssektor [O]



7.5.2 NETZPARITÄT IM BEREICH DER BELEUCHTUNG UND DER ELEKTRISCHEN ANTRIEBE IM NIEDERSPANNUNGSBEREICH

Abbildung 56 stellt die effektiven Strombezugskosten für den Bereich der Beleuchtung und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich und die Stromgestehungskosten von Photovoltaik dar. Netzparität ist an deren Schnittpunkten erreicht und durch die schwarze Umrandung gekennzeichnet.

Abbildung 56: Netzparität im Beleuchtungssektor und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich [O]



Die Tarifgruppen der **gewerblichen und administrativen Beleuchtung** und der **Industrie und Landwirtschaft im Niederspannungsbereich** haben nach allen Finanzierungsmodellen bereits **Netzparität** erreicht.

Für den Sektor der **öffentlichen Beleuchtung** ist nach dem Finanzierungsmodell einer kompletten **Eigenfinanzierung Netzparität erreicht**. Für den Fall der **maximalen Stromgestehungskosten** einer Finanzierung mit Rendite von 8% auf das Eigenkapital und 80%igen Anteil Fremdkapital wird Netzparität gegen Ende des Jahres **2012** erreicht.

7.5.3 NETZPARITÄT DES MITTELSPANNUNGSBEREICH

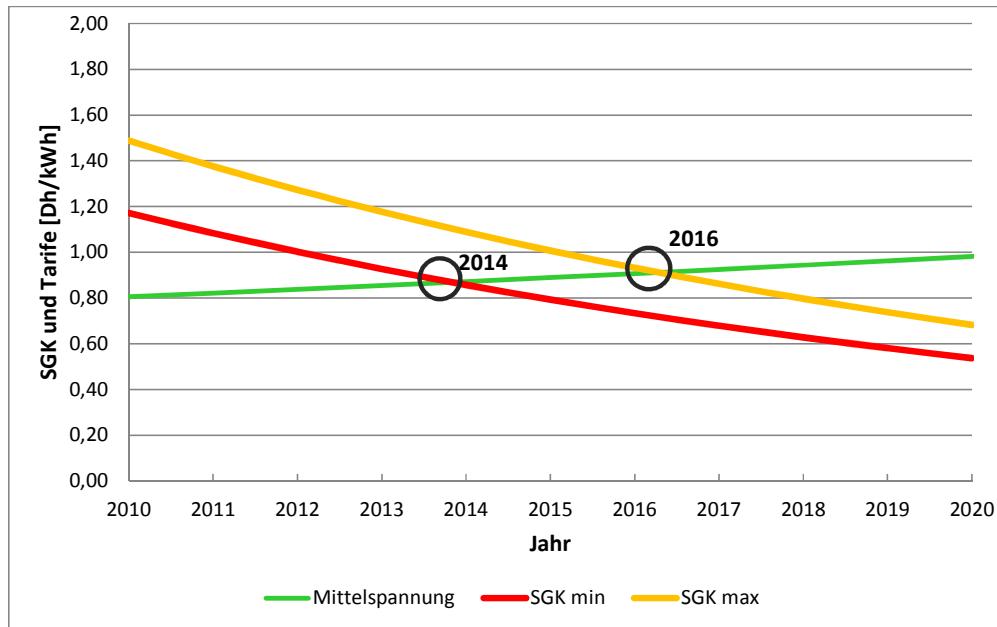
Im Mittelspannungsbereich gibt es keine Tarifikation nach verschiedenen Kundengruppen. Die Kalkulation eines „mittleren“ realen Bezugspreises ist aus zwei Gründen schwierig und sollte daher projektbezogen überprüft werden.¹³⁸ Einerseits gibt es Leistungspreise, die sich nach der abgerufenen Leistung richten und bei Überschreitung erhebliche Strafgebühren nach sich ziehen. Andererseits wird nach Nutzungszeiten im Tagesverlauf unterschieden, weshalb, aufgrund der

¹³⁸ Siehe hierzu: Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko“.

Stromproduktion der Photovoltaik während des Tages, zur Bestimmung der Netzparität der Tagestarif im Mittelspannungsbereich betrachtet wird.

Das Erreichen der Netzparität für den **Mittelspannungsbereich** liegt in der Region Oriental je nach Finanzierungsmodell zwischen **2014** und **2016**.

Abbildung 57: Netzparität im Mittelspannungsbereich [O]

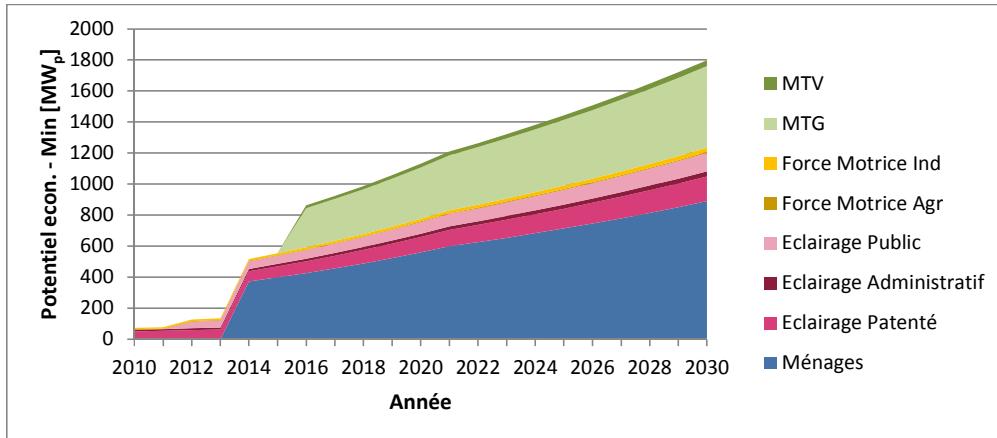


7.5.4 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN IN DER REGION ORIENTAL

Wie bereits in Kapitel 4 erwähnt, ergibt sich das ökonomische Potential durch Bedarfsdeckung der benötigten Leistung mit Hilfe von Photovoltaik ab dem Erreichen der Netzparität. Es werden im Rahmen dieser Studie ein „minimales“ und ein „maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen betrachtet.

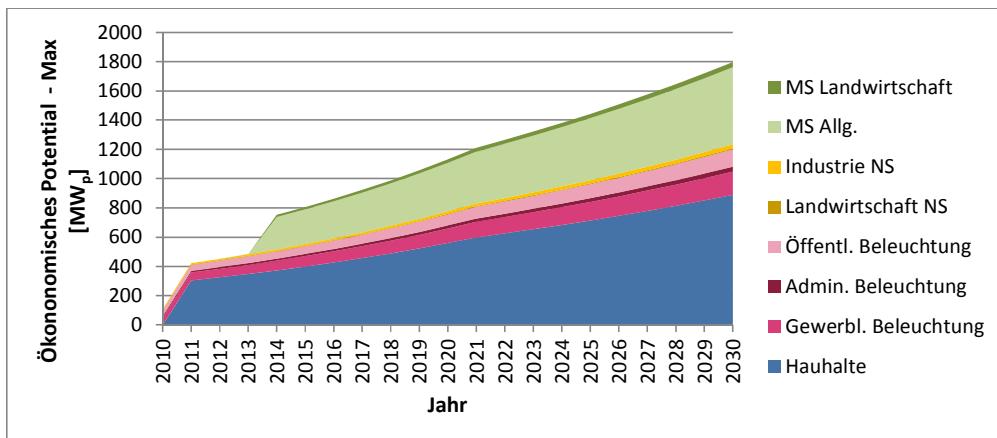
Das „minimale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen beruht auf den Stromgestehungskosten und deren Entwicklung, die sich im Finanzierungsmodell mit Renditen auf das Eigenkapital und 80% Fremdkapitalanteil ergeben. Abbildung 58 stellt das „minimale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Mittel- und Niederspannung für die Region Oriental dar. Festzustellen ist, dass die Sektoren, die bereits Netzparität erreicht haben, aufgrund ihres geringen Bedarfes nur ein „geringes minimales“ Potential aufweisen. Das „minimale“ ökonomische Potential wird mit dem Erreichen der Netzparität der Haushalte ab 2014 und der Mittelspannung ab 2016 bedeutend. Es entwickelt sich von 73 MW_p im Jahr 2010 zu 517 MW_p im Jahr 2014, 862 MW_p im Jahr 2016 und erreicht am Ende des Betrachtungszeitraumes 2030 1.797 MW_p.

Abbildung 58: „Minimales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [O]



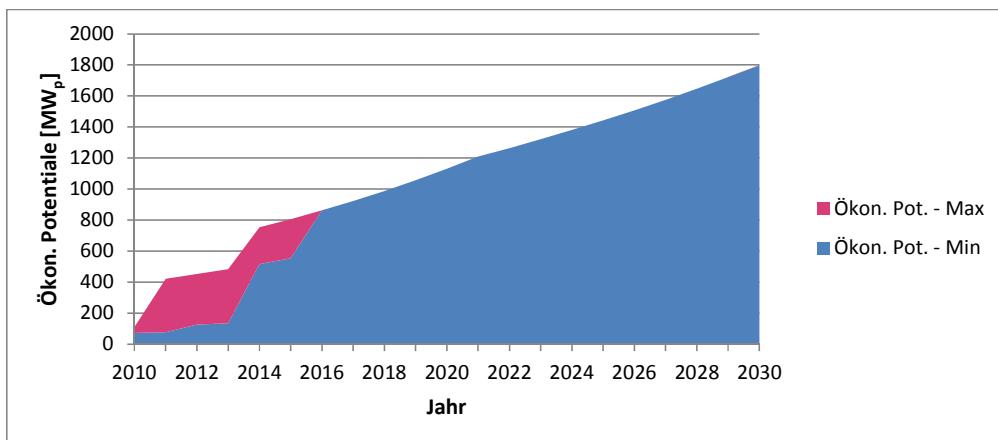
Das „maximale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen beruht auf der Ermittlung der Netzparität mit Stromgestehungskosten und deren zukünftiger Entwicklung, die sich aus einer kompletten Eigenfinanzierung ergeben. Das „maximale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Nieder- und Mittelspannung verzeichnet bereits im Jahr 2011 422 MW_p. Im Jahr 2014 liegt es bei 753 MW_p, im Jahr 2016 bei 862 MW_p um ebenso im Jahr 2030 1.797 MW_p zu erreichen.

Abbildung 59: „Maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [O]



Im Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials ist festzustellen, dass sich Unterschiede nur für den Zeitraum bis 2016 ergeben. Ab 2016 haben alle Sektoren Netzparität erreicht und die Potentiale entsprechen sich (siehe Abbildung 60).

Abbildung 60: Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials [O]



Diese Betrachtung ist ein Hinweis darauf, wie durch ein geeignetes Förderprogramm in den nächsten Jahren die Entwicklung der Photovoltaik in Marokko beschleunigt werden kann.¹³⁹ Ein Förderprogramm - beispielsweise Investitionszuschüsse oder günstige Kreditkonditionen - hat eine Senkung der Stromgestehungskosten zur Folge. Damit kann - je nach Ausgestaltung - insbesondere in der Zeit bis 2016 die Erschließung des ökonomischen Potentials beeinflusst werden.

¹³⁹ Möglichkeiten eines Förderprogramms werden in der Diplomarbeit Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko“ behandelt. Die Studie von IDE-E “La marge de manœuvre et les opportunités des acteurs locaux (notamment des autorités régionales, provinciales et communales) relatives à la promotion des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique au Maroc“ stellt die Handlungsmöglichkeiten regionaler bis lokaler Entscheidungsträger dar.

8 POTENTIALE DER REGION SOUSS-MASSA-DRÂA

Die Region Souss-Massa-Drâa wurde am 16.Juni 1971 per Dekret gegründet und umfasst eine Fläche von 72.506 km², was 10,0% der nationalen Oberfläche sind. Im Norden wird die Region Souss-Massa-Drâa durch die Region Marrakech Tensift Al Haouz begrenzt, im Osten durch Meknès-Tafilalet, im Süden durch die Region Guélmim Es Semara und im Westen grenzt sie an den Atlantik. Die Region unterteilt sich in zwei Präfekturen (Agadir Ida Outanane und Inezgane Ait Melloul) und fünf Provinzen (Chtouka Ait Baha, Tiznit, Taroudant, Ouarzazate und Zagora). Die Hauptstadt der Region ist Agadir.¹⁴⁰

Im Jahr 2008 zählte die Region Souss-Massa-Drâa 3,29 Mio. Einwohner mit einer Urbanisierungsquote von 43,4%; Die Bevölkerung ist jung. 53,3% sind jünger als 25 Jahre. Die Arbeitslosenquote ist im Vergleich zum nationalen Niveau (9,6%) niedrig. Sie lag 2008 bei 7,1%.¹⁴¹

Im Jahr 2007 liegt das PIB pro Einwohner bei 15.158 Dirham, womit die Region an 12. Stelle der 16 Regionen steht. Die jährlichen Konsumausgaben pro Person betragen 9731 Dirham. Die Region Souss-Massa-Drâa trägt 8% zum nationalen BIP bei. Die drei Hauptanteile am PIB der Region verzeichnen im Jahr 2007 die Landwirtschaft mit 16,4%, der Immobiliensektor mit 11,7% und der Handel mit 10,7%.¹⁴²

Die wichtigsten Projekte für die Zukunft der Region Souss-Massa-Drâa sind:

- Der „Technopôle“ in Agadir ist ein Projekt, das universitäre Bildung, wissenschaftliche Forschung und Unternehmen vereint. Mit einem Investitionsvolumen von 100 Mio. Dirham und auf einer Fläche von 6 ha soll für 2500 Studenten und 400 Arbeitnehmer Raum geschaffen werden.¹⁴³
- Die Installation von 500 MW_p Solarenergie in der Nähe von Ouarzazate bis 2015 im Rahmen des Projektes 2.000 MW_p Solarenergie bis 2020 in Marokko.¹⁴⁴

Für die Region Souss-Massa-Drâa stellt die Software RETScreen für alle Provinzen der Region Klimadaten zur Berechnung des Ertrages eines Photovoltaikmoduls zur Verfügung.

Tabelle 15 gibt die jährliche Elektrizitätsproduktion von Photovoltaik in der Region an. Die höchste Produktion liegt in der Provinz von Ouarzazate mit 1.953 kWh/(kW_p*Jahr). Um auf ein regionales Mittel zu kommen, wurde die anteilmäßige Gewichtung der Einstrahlungsdaten nach der Repartition der Bevölkerung in den entsprechenden Provinzen berechnet.¹⁴⁵

¹⁴⁰ (Union Régionale de la CGEM Souss-Massa-Drâa, 2010, S. 5ff.)

¹⁴¹ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010e).

¹⁴² (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010a).

¹⁴³ (Union Régionale de la CGEM Souss-Massa-Drâa, 2010, S. 55).

¹⁴⁴ (Moroccan Agency for Solar Energy (MASEN), 2010).

¹⁴⁵ Die mittlere Einstrahlung und somit der mittlere Ertrag von Photovoltaik in der Region wird aufgrund des Bedarfsansatzes dieser Studie nach der Repartition der Bevölkerung und nicht nach Flächenanteilen der Provinzen berechnet.

Tabelle 15: Ermittlung des mittleren Ertrages von PV für die Region Souss-Massa-Drâa

	Prod. PV [kWh/(kW _p *Jahr)]	Anzahl der Einwohner	Anteile der Provinzen
Agadir/Inezgane	1.849	414.670	13%
Al Massira	1.896	486.048	16%
Ouarzazate	1.953	496.536	16%
Taroudannt	1.858	777.316	25%
Tiznit	1.726	342.244	11%
Zagora	1.943	283.070	9%
Chtouka	1.821	295.101	10%
Region	1.868	3.094.985	

Die mittlere Einstrahlung auf eine mit 30° geneigt Fläche liegt bei 2.335 kWh/(m²*Jahr). Der mittlere Ertrag einer Photovoltaikanlage mit einer Performance Ratio von 0,8 beträgt in der Region Souss-Massa-Drâa folglich 1.868 kWh/(kW_p*Jahr).

8.1 THEORETISCHES POTENTIAL DER REGION SOUSS-MASSA-DRÂA

Das theoretische Potential für das Gesamtgebiet Marokkos beträgt für Photovoltaik 37.450 TWh/Jahr bzw. 40.700 TWh/Jahr für CSP (GTZ-Studie)¹⁴⁶ - das ist mehr als das 1.000-fache des gegenwärtigen Verbrauchs von ca. 25 TWh.¹⁴⁷ Berechnet man zunächst näherungsweise das regionale theoretische Potential mit Hilfe der anteiligen Fläche der Region Souss-Massa-Drâa an der nationalen Fläche, ergibt sich ein regionales **theoretisches Potential** für Photovoltaik von 4.820 TWh/Jahr. Der Vergleich des theoretischen Potentials mit dem Elektrizitätsverbrauch der Region von 1,4 TWh im Bereich der Mittel- und Niederspannung im Jahr 2010¹⁴⁸ ergibt einen Faktor 2.695 – die Region kann sich also tausendfach allein aus Solarenergie versorgen. Technisch ist es dabei nicht relevant, ob die Elektrizität mit Hilfe von Photovoltaik oder CSP erzeugt wird - ökonomisch ist der Unterschied jedoch beachtlich.

8.2 TECHNISCHES POTENTIAL NETZFERNER ANWENDUGEN

Die Daten über die Anzahl der nicht-elektrifizierten Haushalte zur Ermittlung des technischen Potentials netzferner Anwendungen stammen von der Regionaldirektion der ONE in Agadir. Laut dieser Quelle sind in der Region Souss-Massa-Drâa noch 10.000 Haushalte nicht elektrifiziert.

¹⁴⁶ Die GTZ-Studie nutzt zur Berechnung der theoretischen Potentiale für Photovoltaik und CSP die gleiche, für solare Anwendungen verfügbare, Fläche. Es teilt also die Fläche nicht unter den Technologien auf, sondern berechnet für jede Technologie ein theoretisch maximales Potential. Angesicht des immensen theoretischen Potentials stellt sich jedoch kein Konkurrenzproblem der beiden Technologien.

¹⁴⁷ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010, S. 9).

¹⁴⁸ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010d).

Nach dem Ansatz, der auf der Elektrifizierung nach dem Programm **PERG-Solar** beruht (siehe Kapitel 4.1.1), ergibt sich ein **technisches Potential netzferner Anwendungen** von 750 kW_p. Nach dem Ansatz der Gewährleistung eines gewissen **Lebensstandards**¹⁴⁹ ergibt sich laut RETScreen ein Bedarf an Elektrizität von 471 kWh pro Jahr. Die Deckung dieses Bedarfes eines Haushaltes in der Region Souss-Massa-Drâa verlangt eine Photovoltaikanlage mit 0,25 kW_p. Das technische Potential für netzferne Anwendungen nach dem Ansatz „Lebensstandard“ in der Region Souss-Massa-Drâa beträgt daher 2.521 kW_p.

8.3 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZFERNER ANWENDUNGEN

In der Region Souss-Massa-Drâa gibt es laut der Regionaldirektion der ONE noch 4.600 nicht-elektrifizierte Haushalte, die im Rahmen des Programms PERG zur Ausstattung mit Photovoltaik-Kits ermittelt wurden.¹⁵⁰

Nach dem Ansatz „**PERG**“ ergibt sich für die Region Souss-Massa-Drâa für das Jahr 2010 ein **ökonomisches Potential netzferner Anwendungen** von 345 kW_p. Für das ökonomische Potential netzferner Anwendungen, dem Ansatz „**Lebensstandard**“ folgend, ergeben sich 1.160 kW_p.

8.4 TECHNISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN

In der Region Souss-Massa-Drâa übersteigt das theoretische Potential der Stromerzeugung anhand solarer Technologien den Verbrauch um einen Faktor 2.695. Dies führt, wie bereits in Kapitel 4 diskutiert, zu einer Logik eines Bedarfsansatzes. Nach diesem Ansatz wird insbesondere aufgrund ökonomischer Überlegungen und auch mit Blick auf die ausreichende Dachflächenverfügbarkeit im Haushaltsektor und dessen hohem Anteil am Niederspannungsbedarf von 71,5% das verbrauchsnahe Potential zur Bestimmung des technischen Potentials genauer untersucht.

Das **technische Potential netzgekoppelter Photovoltaik** zur Deckung des Elektrizitätsbedarfes im Bereich der Mittel- und Niederspannung der Region Souss-Massa-Drâa ergibt sich durch folgende Formel:

$$\text{Elektrizitätskonsum [MWh]} / 1.868 \text{ MWh/MW}_p = P_{PV\text{-Leistung}} [\text{MW}_p]$$

Um **den gesamten Elektrizitätsbedarf im Bereich der Nieder- und Mittelspannung** im Jahr 2010 (siehe Kapitel 5.5) aus Photovoltaik bereitzustellen, ist eine Leistung von 759 MW_p Photovoltaik nötig. Unter der Annahme eines Bedarfzuwachses der Elektrizität von 7% bis 2020 und 4,5% bis 2030 (siehe Kapitel 5.3) ergibt sich 2030 im Mittel- und Niederspannungsbereich ein Elektrizitätsbedarf von 4.434 GWh. Zur Bedarfsdeckung wäre eine photovoltaische Kapazität von 2.374 MW_p notwendig. In der Logik des Bedarfsansatzes entwickelt sich das technische Potential netzgekoppelter Photovoltaikanlagen proportional zur Zunahme des Elektrizitätsbedarfes von 759 MW_p im Jahr 2010 zu einer Leistung von 2.374 MW_p im Jahr 2030.

Das technische Potential im Bereich der **Niederspannung** liegt 2010 bei 368 MW_p und erreicht im Jahr 2030 1.150 MW_p.

¹⁴⁹ 4 Glühlampen, 1 Fernseher und 1 Kühlschrank siehe Kapitel 4.1.1.

¹⁵⁰ (Office Nationale de l'Electricité (ONE), 2010b).

Für die **Mittelspannung** nimmt das technische Potential von 391 MW_p auf 1.223 MW_p im Zeitraum von 2010 bis 2030 zu.

Abbildung 61 stellt die Entwicklung des Potentials der einzelnen Kunden- und Konsumkategorien bis 2030 dar und Tabelle 16 gibt das gesamte Potential und die Potentiale der Nieder- und Mittelspannung und der Haushalte für die Jahre 2010, 2020 und 2030 in Zahlen an.

Signifikant ist, dass die Haushalte einen Anteil von 71,5% am Bedarf der Niederspannung ausmachen (siehe Kapitel 5.5), für die es nach der Prüfung der Flächenverfügbarkeit im Haushaltsbereich (siehe Kapitel 4.2.1.2) keine Einschränkungen gibt.

Abbildung 61: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [SMD]

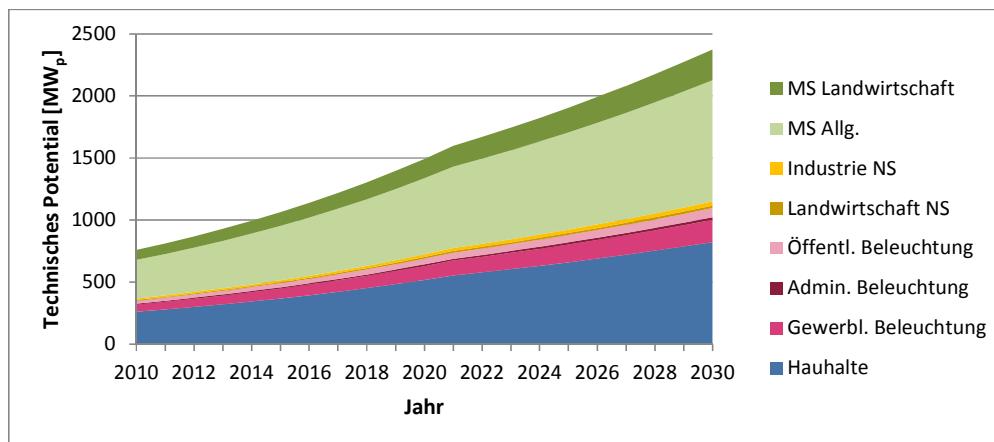


Tabelle 16: Technisches Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Mittel- und Niederspannung [SMD]

	Kunden NS [MW _p]	Haushalte [MW _p]	Kunden MS [MW _p]	Gesamt [MW _p]
2010	368	263	391	759
2020	723	517	769	1493
2030	1150	823	1223	2374

8.5 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN

Die Berechnung des ökonomischen Potentials verbrauchsnaher netzgekoppelter Photovoltaik-Anlagen setzt die Bestimmung der Netzparität für die Region Souss-Massa-Drâa im Bereich der Nieder- und Mittelspannung voraus. Wie bereits in Kapitel 4.2.2 erwähnt, müssen dafür die effektiven Strombezugskosten und die Stromgestehungskosten der Photovoltaik auf der Basis der regionalen Einstrahlung bekannt sein. Die Betrachtung wird einerseits für 2010, aber auch in einem möglichst realitätsnahen Szenario bis 2030 durchgeführt.

Effektive Strombezugskosten der Region Souss-Massa-Drâa

Die Ermittlung der „regionalen“ Verbrauchscharakteristik erfolgt anhand der Verkaufszahlen der ONE. Es wird der durchschnittliche monatliche Verbrauch pro Kunde einer Tarifkategorie berechnet (siehe Spalte 2, Tabelle 17) und es werden die in Kapitel 4.2.2.2 ermittelten effektiven Strombezugskosten angewandt. (Spalte 3, Tabelle 17). Bemerkenswert ist, dass der durchschnittliche Elektrizitätsverbrauch eines Haushaltes in der Region Souss-Massa-Drâa unter 100 kWh liegt und somit in die niedrigste Tarifkategorie fällt.

Tabelle 17: Mittlerer monatlicher Elektrizitätskonsum pro Kunde und entsprechende effektive Strombezugskosten [SMD]

Kategorien NS	monatlicher Verbrauch [kWh]	Effektive Strombezugskosten [Dh/kWh]
Hauhalte	83	1,00
Gewerbl. Beleuchtung	137	1,47
Admin. Beleuchtung	296	1,44
Öffentl. Beleuchtung	1157	1,18
Landwirtschaft NS	342	1,48
Industrie NS	378	1,48

Stromgestehungskosten von Photovoltaik in der Region Souss-Massa-Drâa

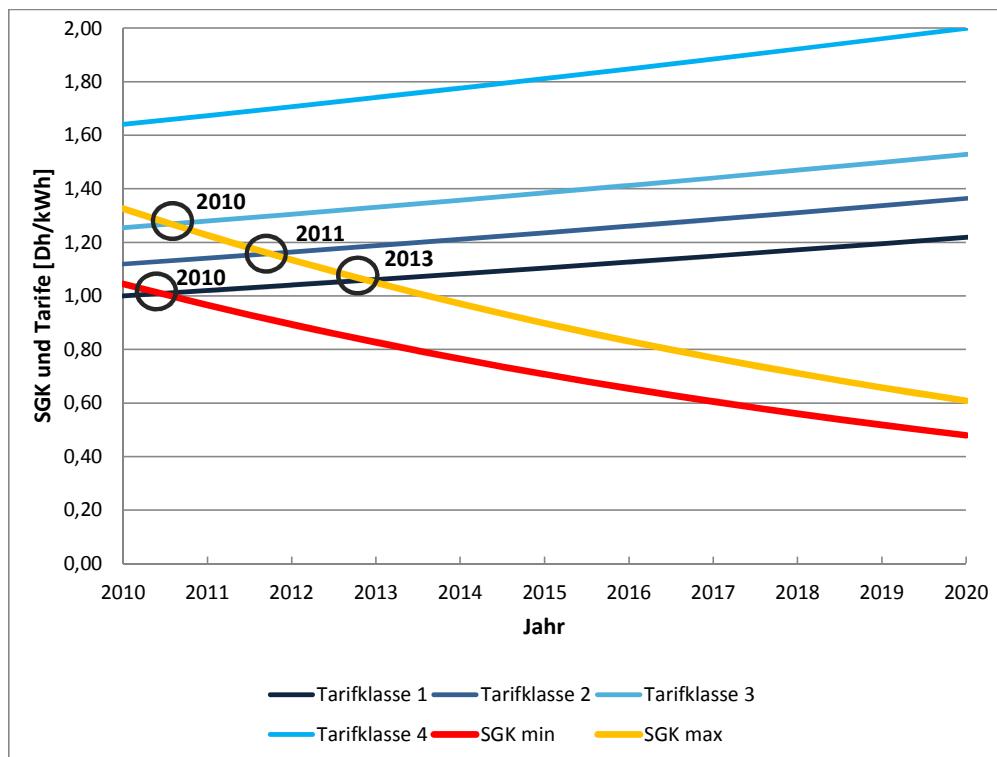
Die regionalen Stromgestehungskosten werden nach den Annahmen in Kapitel 4.2.2.5 und 4.2.2.6 **Erreue ! Source du renvoi introuvable.** berechnet. Sie liegen für die Region Souss-Massa-Drâa im Jahr 2010 nach dem Finanzierungsmodell einer kompletten Eigenfinanzierung bei 1,04 Dh/kWh und im Falle einer 20/80 Finanzierung mit Rendite auf das Eigenkapital und Fremdkapital bei 1,33 Dh/kWh. Im Jahr 2020 werden sie je nach Finanzierungsmodell zwischen 0,50 und 0,63 Dh/kWh liegen (siehe Kapitel 4.2.2.6).

In den folgenden Abbildungen zur Netzparität sind die Stromgestehungskosten für Photovoltaik und deren Entwicklung in der Region Souss-Massa-Drâa dargestellt. Die **rote Kurve als minimale Stromgestehungskosten** stellt deren Entwicklung mit kompletter Eigenfinanzierung dar; die **gelbe Kurve als maximale Stromgestehungskosten** repräsentiert den Fall einer 80%igen Fremdfinanzierung und mit Renditen von 8% auf das Eigenkapital (20%). Der **Bereich** zwischen den Kurven bildet die Bandbreite der Stromgestehungskosten ab, die sich durch die **unterschiedlichen Finanzierungsmodelle** einer Photovoltaik-Anlage ergeben können. (Beispiele für zwei weitere Finanzierungsmodelle und daraus resultierende aktuelle Stromgestehungskosten für Anwendungen der netzgekoppelten Photovoltaik finden sich in Anhang 3.)

8.5.1 NETZPARITÄT DER VERSCHIEDENEN TARIFKLASSEN IM HAUSHALTSEKTOR

Das Erreichen der Netzparität im Haushaltsektor ist neben den Unterschieden durch verschiedene Finanzierungsmodelle sehr stark von der Menge der konsumierten Elektrizität und der damit zusammenhängenden Tarifklasse (siehe Kapitel 4.2.2.2) abhängig. Netzparität ist in den folgenden Abbildungen durch die schwarzen Umrandungen der Schnittstellen der Stromgestehungskosten mit den effektiven Strombezugskosten markiert.

Abbildung 62: Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor [SMD]



In der Region Souss-Massa-Drâa haben alle Tarifklassen im Haushaltssektor mit dem Finanzierungsmodell einer **kompletten Eigenfinanzierung Netzparität** bereits erreicht.

Bei der Betrachtung der Entwicklung der maximalen Stromgestehungskosten mit einem Finanzierungsmodell von 80% Fremdkapital und 8% Renditen auf die 20% Eigenkapital ergeben sich für die verschiedenen Tarifklassen folgende Netzparitäten:

Die Tarifklasse 1 mit einem monatlichen Verbrauch bis 100 kWh erreicht Netzparität im Jahr 2013.

Die Tarifklasse 2, die einen monatlichen Verbrauch zwischen 100 und 200 kWh abdeckt, erreicht Netzparität im Jahr 2011.

Die Tarifklasse 3 und Tarifklasse 4 haben bereits mit **allen Finanzierungsmodellen Netzparität** erreicht.

Die Abbildung 63 bis Abbildung 65 stellen die Tarife bzw. effektiven Strombezugskosten und die Stromgestehungskosten der Elektrizität anhand von Photovoltaik für die Jahre 2010, 2012 und 2013 dar. Erreichen die Strombezugskosten den gelben Bereich, ist nach den minimalen Stromgestehungskosten Netzparität erreicht. Je weiter sich die Strombezugskosten den maximalen Stromgestehungskosten nach dem Finanzierungsmodell der 8% Rendite auf das Eigenkapital und dem 80%igen Fremdkapital nähert (gelbe Linie), desto größer sind die verschiedenen Finanzierungsmöglichkeiten. Erreichen die Strombezugskosten die gelbe Maximallinie oder wächst über die gelbe Fläche hinaus, so ist nach allen Finanzierungsmöglichkeiten Netzparität erreicht. Im

Jahr 2013 (Abbildung 65) ist dies in einer Betrachtung der effektiven Strombezugskosten der Region Souss-Massa-Drâa in allen Fällen erreicht.

Abbildung 63: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2010 im Haushaltssektor [SMD]

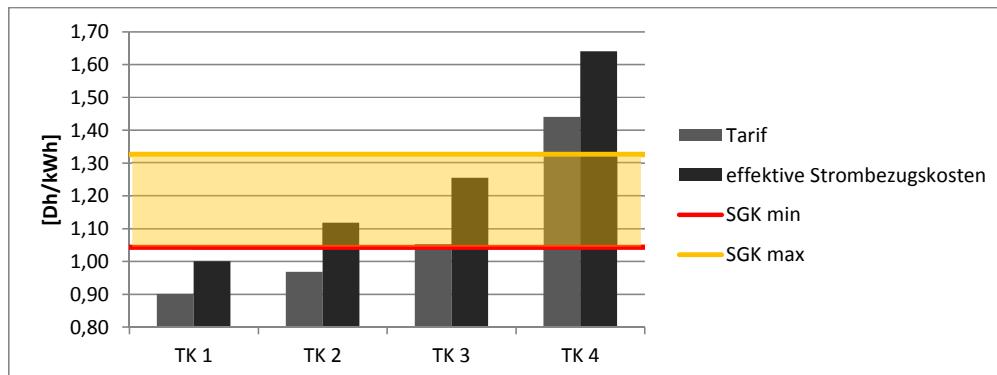


Abbildung 64: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2012 im Haushaltssektor [SMD]

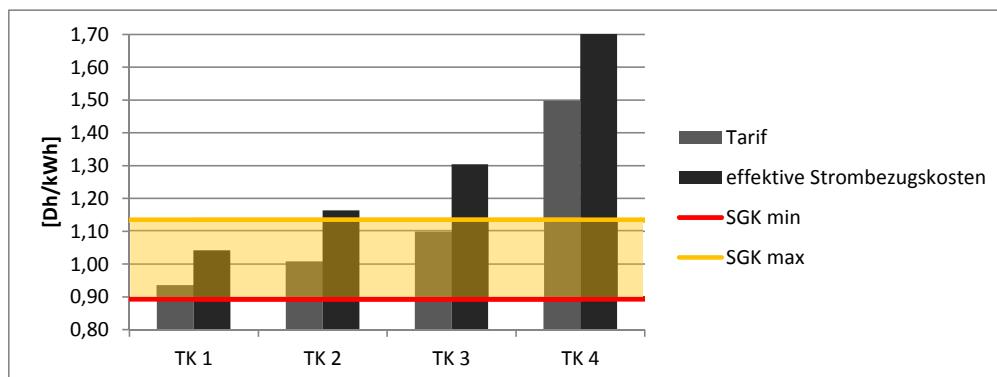
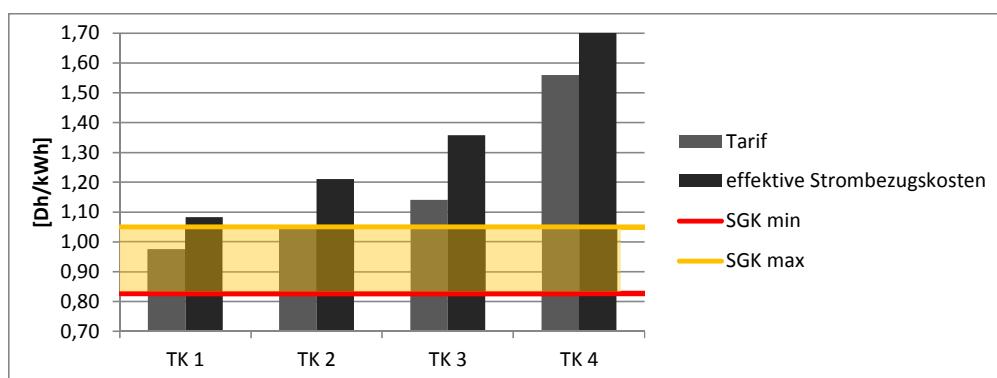


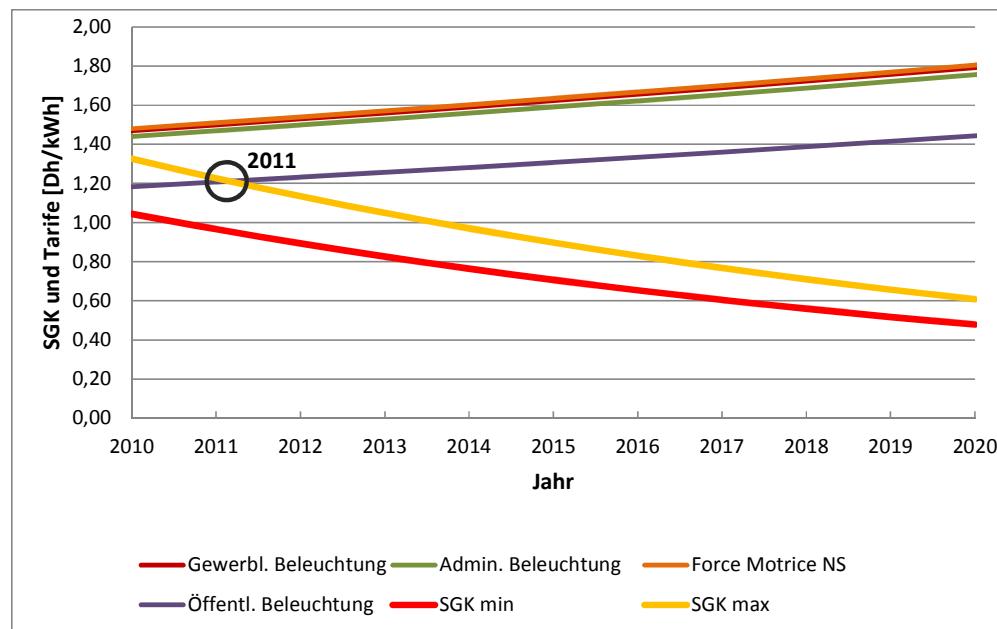
Abbildung 65: Darstellung der Tarife, effektiven Strombezugskosten und der Stromgestehungskosten [Dh/kWh] nach verschiedenen Finanzierungsszenarien (SKG min/max) für das Jahr 2013 im Haushaltssektor [SMD]



8.5.2 NETZPARITÄT IM BEREICH DER BELEUCHTUNG UND DER ELEKTRISCHEN ANTRIEBE IM NIEDERSPANNUNGSBEREICH

Abbildung 66 stellt die effektiven Strombezugskosten für den Bereich der Beleuchtung und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich und die Stromgestehungskosten von Photovoltaik dar. Netzparität ist an deren Schnittpunkten erreicht und durch die schwarze Umrandung gekennzeichnet.

Abbildung 66: Netzparität im Beleuchtungssektor und der elektrischen Antriebe im Niederspannungsbereich [SMD]



Die Tarifgruppen der **gewerblichen und administrativen Beleuchtung** und der **Industrie und Landwirtschaft im Niederspannungsbereich** haben nach allen Finanzierungsmodellen bereits **Netzparität** erreicht.

Für den Sektor der **öffentlichen Beleuchtung** ist nach dem Finanzierungsmodell einer kompletten **Eigenfinanzierung** **Netzparität erreicht**. Für den Fall der **maximalen Stromgestehungskosten** einer Finanzierung mit Rendite von 8% auf das Eigenkapital und 80%igem Anteil Fremdkapital wird **Netzparität** gegen Ende des Jahres **2011** erreicht.

8.5.3 NETZPARITÄT DES MITTELSPANNUNGSBEREICHES

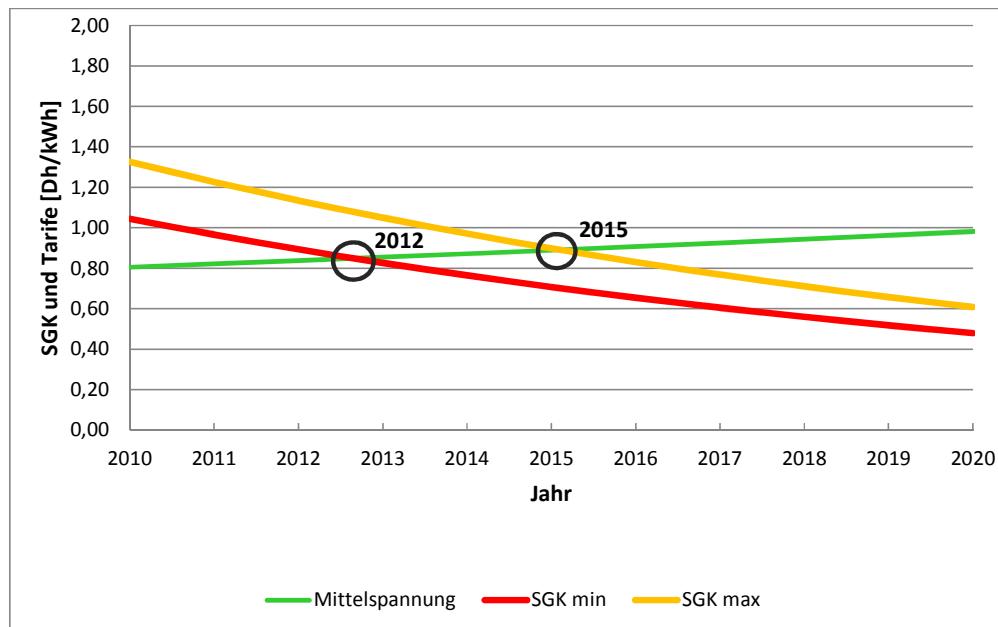
Im Mittelspannungsbereich gibt es keine Tarifikation nach verschiedenen Kundengruppen. Die Kalkulation eines „mittleren“ realen Bezugspreises ist aus zwei Gründen schwierig und sollte daher projektbezogen überprüft werden.¹⁵¹ Einerseits gibt es Leistungspreise, die sich nach der abgerufenen Leistung richten und bei Überschreitung erhebliche Strafgebühren nach sich ziehen. Andererseits wird nach Nutzungszeiten im Tagesverlauf unterschieden, weshalb, aufgrund der

¹⁵¹ Siehe hierzu: Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko“.

Stromproduktion der Photovoltaik während des Tages, zur Bestimmung der Netzparität der Tagestarif im Mittelspannungsbereich betrachtet wird.

Das Erreichen der Netzparität für den **Mittelspannungsbereich** liegt in der Region Souss-Massa-Drâa je nach Finanzierungsmodell zwischen **2012** und **2016**.

Abbildung 67: Netzparität im Mittelspannungsbereich [SMD]

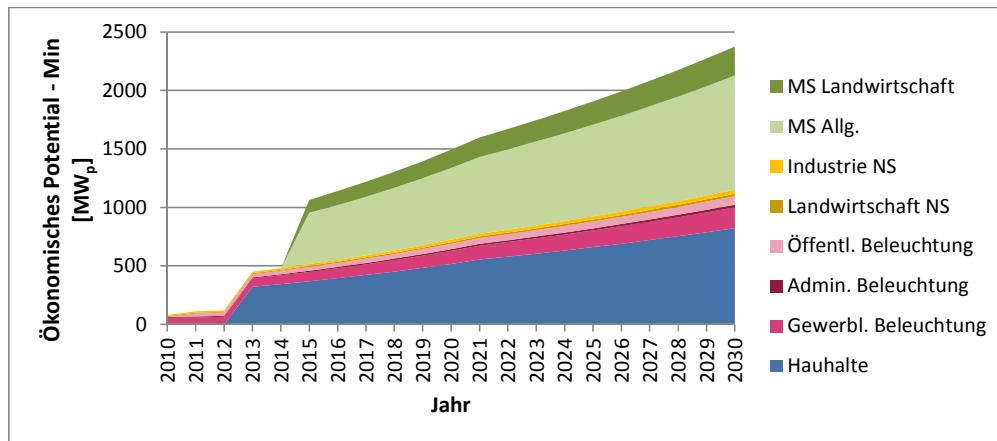


8.5.4 ÖKONOMISCHES POTENTIAL NETZGEKOPPELTER ANWENDUNGEN IN DER REGION SOUSS-MASSA-DRÄA

Wie bereits in Kapitel 4 erwähnt, ergibt sich das ökonomische Potential durch Bedarfsdeckung der benötigten Leistung mit Hilfe von Photovoltaik ab dem Erreichen der Netzparität. Es werden im Rahmen dieser Studie ein „minimales“ und ein „maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen betrachtet.

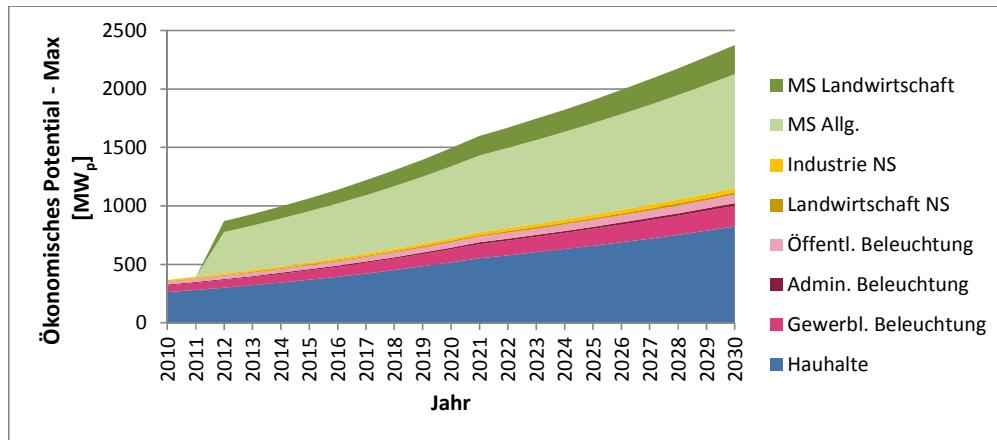
Das „minimale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen beruht auf den Stromgestehungskosten und deren Entwicklung, die sich im Finanzierungsmodell mit Renditen auf das Eigenkapital und 80% Fremdkapitalanteil ergeben. Abbildung 68 stellt das „minimale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Mittel- und Niederspannung für die Region Souss-Massa-Drâa dar. Festzustellen ist, dass die Sektoren, die Netzparität bereits erreicht haben aufgrund ihres geringen Bedarfes nur ein „geringes minimales“ Potential aufweisen. Das „minimale“ ökonomische Potential wird mit dem Erreichen der Netzparität der Haushalte ab 2013 und der Mittelspannung ab 2015 bedeutend. Es entwickelt sich von 81 MW_p im Jahr 2010 zu 451 MW_p im Jahr 2013, 1.064 MW_p im Jahr 2015 und erreicht am Ende des Betrachtungszeitraumes 2030 2.374 MW_p.

Abbildung 68: „Minimales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [SMD]



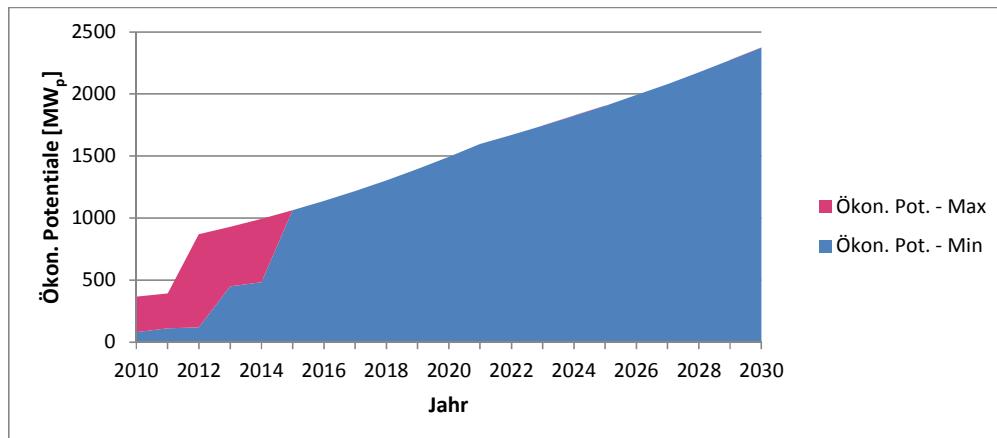
Das „maximale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen beruht auf der Ermittlung der Netzparität mit Stromgestehungskosten und deren zukünftiger Entwicklung, die sich aus einer kompletten Eigenfinanzierung ergeben. Das „maximale“ ökonomische Potential netzgekoppelter Anwendungen im Bereich der Nieder- und Mittelspannung verzeichnet bereits im Jahr 2011 393 MW_p. Im Jahr 2013 liegt es bei 869 MW_p. Ab diesem Zeitpunkt wächst es proportional zur Zunahme des Elektrizitätsbedarfes und erreicht ebenso im Jahr 2030 2.374 MW_p.

Abbildung 69: „Maximales“ ökonomisches Potential netzgekoppelter Anwendungen [SMD]



Im Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials ist festzustellen, dass sich nur für den Zeitraum bis 2015 Unterschiede ergeben. Ab 2015 haben alle Sektoren Netzparität erreicht und die Potentiale entsprechen sich (siehe Abbildung 70).

Abbildung 70: Vergleich des „minimalen“ und „maximalen“ ökonomischen Potentials [SMD]



Diese Betrachtung ist ein Hinweis darauf, wie durch ein geeignetes Förderprogramm in den nächsten Jahren die Entwicklung der Photovoltaik in Marokko beschleunigt werden kann.¹⁵² Ein Förderprogramm - beispielsweise Investitionszuschüsse oder günstige Kreditkonditionen - hat eine Senkung der Stromgestehungskosten zur Folge. Damit kann - je nach Ausgestaltung - insbesondere in der Zeit bis 2015 die Erschließung des ökonomischen Potentials beeinflusst werden.

¹⁵² Möglichkeiten eines Förderprogramms werden in der Diplomarbeit Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko“ behandelt. Die Studie von IDE-E “La marge de manœuvre et les opportunités des acteurs locaux (notamment des autorités régionales, provinciales et communales) relatives à la promotion des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique au Maroc“ stellt die Handlungsmöglichkeiten regionaler bis lokaler Entscheidungsträger dar.

9 REALISIERBARKEIT DES ANSATZES

Nach der Potentialdefinition der GTZ-Studie stellt das ökonomische Potential das Minimalpotential dar, das nach einem Least-Cost-Ansatz auf jeden Fall installiert werden kann. Ein Least-Cost-Ansatz bezieht sich nur auf die kompetitive Wirtschaftlichkeit einer Technologieoption gegenüber anderen Optionen und lässt viele andere Faktoren außer Betracht. In Marokko gibt es jedoch Barrieren wie beispielsweise ein geringes Investitionsvermögen eines großen Teils der marokkanischen Bevölkerung oder eine bisher nicht klare gesetzliche Grundlage für den Netzanschluss im Bereich des nationalen Niederspannungsnetzes, die die Umsetzung des ökonomischen Potentials einschränken. Aufgrund dieser Tatsachen wird im Rahmen dieser Studie versucht, eine Art „realisierbares“ Potential zu ermitteln, das sich aus einer vertieften Beschäftigung mit diesen beiden limitierenden Faktoren ergibt. Es wird allerdings nur für den Haushaltssektor bestimmt, da für die anderen Sektoren keine Daten zur Verfügung stehen.

Der Ansatz zur Betrachtung der Realisierbarkeit von Photovoltaikinstallationen in Marokko berücksichtigt die finanzielle Situation der marokkanischen Haushalte in dem Sinne, dass die Einführung der Photovoltaik in Marokko realistischerweise über die wohlhabende Schicht der Bevölkerung stattfinden wird. Im zeitlichen Verlauf - nach einer weiteren Senkung des Preises durch Skaleneffekte, gewonnenem Know-How, evtl. eigenen Produktionslinien für Zubehörteile (siehe Kapitel 10.2) diffundiert Photovoltaik in die Einkommensschichten mit mittlerem und geringerem Einkommen. **Dies geschieht je nach Förderung durch den Staat unterschiedlich stark und schnell.** Der Ansatz wird durch die Aussage eines Isofoton-Mitarbeiters gestützt, dass vermehrt Anfragen der wohlhabenden Bevölkerung nach Photovoltaik kommen, diese jedoch aufgrund des bisher nicht möglichen Netzanschlusses scheitern.¹⁵³

9.1 FINANZIELLE SITUATION DER MAROKKANISCHEN HAUSHALTE

In einer Betrachtung der mittleren jährlichen Ausgaben von Haushalten der letzten 25 Jahre ist festzustellen, dass sich diese zwischen 1985 und 2007 mehr als verdoppelt (siehe Tabelle 18) haben.¹⁵⁴

Tabelle 18: Entwicklung der jährlichen mittleren Ausgaben der Haushalte nach Wohnort zwischen 1985 und 2007 (in Dh)

	1984/85	1998	2000/01	2007	Jährl. Zunahme 85-2007	Faktor 85-2007
Gesamt	21.478	46.351	49.333	57.925	4,6%	2,7
Urban	26.667	56.810	58.900	66.723	4,3%	2,5
Rural	16.824	32.371	33.994	43.334	4,4%	2,6

Im Weiteren ist bei einer Berücksichtigung verschiedener sozialer Bevölkerungsschichten bemerkenswert, dass in Marokko im Jahr 2007 die wohlhabendsten 20% der Bevölkerung 48,7% der gesamten Ausgaben der Haushalte tätigen. Die ärmsten 20% hingegen verbrauchen 6,7% der nationalen Haushaltungsausgaben.¹⁵⁵ Die wohlhabendsten 10% der Bevölkerung geben im Durchschnitt

¹⁵³ Netzgekoppelte Systeme kosten ungefähr 33 Dh/Wp, nicht gekoppelte Systeme liegen bei 70 bis 80 Dh/Wp.

¹⁵⁴ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010c, S. 150).

¹⁵⁵ Zu den Haushaltungsausgaben gehören Ausgaben für Nahrung und Getränke, Kleidung, Wohnung und Energieausgaben, Haushaltsausstattung, Hygiene- und Gesundheitsartikel, Transport und Kommunikation,

20 388 Dh pro Person und Jahr aus. Im urbanen Milieu sind es durchschnittlich 25.531 Dh, wohingegen die jährlichen Ausgaben pro Person im ruralen Milieu 13.516 Dh betragen.¹⁵⁶ Laut einer anderen Tabelle in derselben Studie ist der Unterschied noch größer. So geben im urbanen Bereich die wohlhabendsten 10% im Durchschnitt jährlich 38.262 Dh pro Person, die Ärmsten hingegen nur 3.151 Dirham pro Person (siehe Tabelle 19) aus.¹⁵⁷ Das entspricht einem Faktor von 12,14.¹⁵⁸

Tabelle 19: Mittlere jährliche Ausgaben pro Person (Dh) nach Dezilen und Wohnort

Klassen der Bevölkerungsdezile	Wert des Dezils ¹⁵⁹		
	Gesamt	Rural	Urban
1	2.960	2.895	3.151
2	4.382	4.375	4.392
3	5.399	5.389	5.411
4	6.391	6.358	6.423
5	7.480	7.488	7.474
6	8.745	8.717	8.763
7	10.331	10.312	10.341
8	12.656	12.640	12.665
9	16.783	16.728	16.800
10	37.175	29.878	38.262

9.2 ANNAHMEN ZUR ENTWICKLUNG DER HAUSHALTE

Die **Annahmen dieser Studie zur Entwicklung der Haushalte** bis zum Jahr 2030 basieren auf der Studie „Projections de la Population et des Ménages 2004-2030“. Die Haushalte nahmen zwischen 1960 und 2004 mit einem Faktor 2,4 zu. Für das Jahr 2030 werden 10,1 Mio. Haushalte geschätzt. Dies entspricht einer jährlichen Zunahme von 168.000 Haushalten.¹⁶⁰

Die Größe der Haushalte wird sich von 5,2 Personen/Haushalt im Jahr 2004 auf 3,8 Personen/Haushalt im Jahr 2030 reduzieren.¹⁶¹ Im urbanen Milieu lag die Größe der Haushalte im Jahr 2004 bei 4,75 Personen. Zur Bestimmung der Haushaltsgröße der wohlhabendsten Bevölkerung wird angenommen, dass die Anzahl der Personen pro Haushalt mit steigendem Lebensstandard sinkt. Mit Hilfe einer Verlängerung des Trends von 5,2 Personen pro Haushalt im nationalen Mittel zu 4,75

Bildung und Kultur und diverse Ausgaben wie Schmuck, Tabak, Versicherungen. (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010b, S. 219).

¹⁵⁶ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010b, S. 48f).

¹⁵⁷ Unter der Annahmen einer durchschnittlichen Haushaltsgröße von 5,2 Personen gibt ein Haushalt der wohlhabendsten Bevölkerungsschicht knapp 200.000 Dh pro Jahr aus. Für einen Haushalt der ärmsten Bevölkerungsschicht betragen die jährlichen Ausgaben ungefähr 16.400 Dirham. Betrachtet man den Preis einer Photovoltaikinstallation mit 33.000 Dirham pro kWp ist festzustellen, dass dies das Doppelte der jährlichen Ausgaben eines Haushaltes der armen Bevölkerungsschicht darstellt und selbst für die wohlhabende Bevölkerung dieser Betrag 16% deren jährlichen Ausgaben entsprechen. Es ist jedoch anzumerken, dass dies immer noch mittlere Werte sind. Die Herstellung hochwertiger Investitionsgüter (z.B. Gebäude- und Immobiliensektor) ist ein Indiz dafür, dass diese Werte von einzelnen Bevölkerungsschichten mit Sicherheit weit übertroffen werden.

¹⁵⁸ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010b, S. 45).

¹⁵⁹ Der Wert des Dezils stellt die obere Grenze des Dezils dar.

¹⁶⁰ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008, S. 75ff).

¹⁶¹ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2008, S. 78).

Personen/Haushalt im urbanen Bereich werden im Rahmen dieser Studie für die wohlhabende Bevölkerung 4 Personen/Haushalt angenommen.

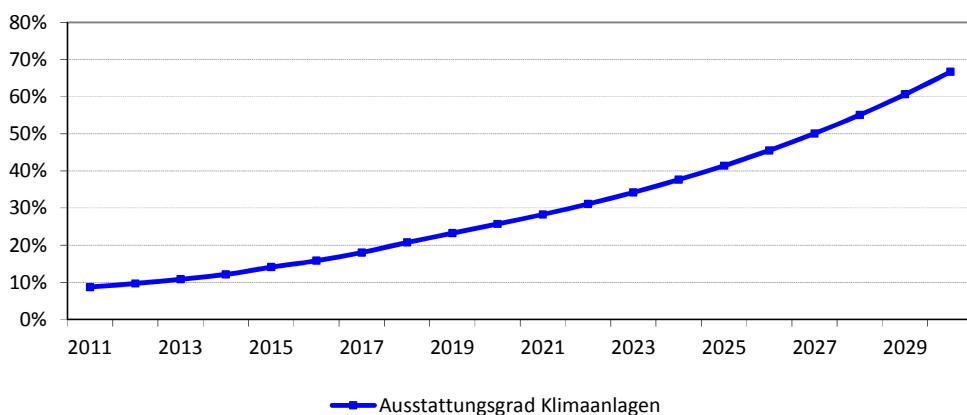
Die Vorhersagen zur Entwicklung der Bevölkerung und der Haushalte beziehen sich auf die nationale Ebene. Diese Studie hingegen untersucht die Potentiale von Regionen. **Auf regionaler Ebene** sind Vorhersagen zur Anzahl der Haushalte nicht verfügbar, weshalb der nationale Wachstumsfaktor der HCP-Vorhersage auf die aktuelle Anzahl der regionalen Haushalte angewendet wird. Die regionalen Zahlen entstammen der Studie „Recensement général de la Population et de l’Habitat 2004“ des HCP.¹⁶²

Zur Berechnung der Anzahl der Haushalte der wohlhabendsten 20% der Bevölkerung wird die Anzahl der wohlhabenden Bevölkerung durch eine mittlere Haushaltsgröße von 4 Personen geteilt.

9.3 ANNAHMEN ZUR AUSSTATTUNG DER HAUSHALTE MIT PHOTOVOLTAIK

Da es bisher keine Ausstattung der Haushalte mit Photovoltaik gibt, kann für die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung auch keine historische Entwicklung betrachtet und in die Zukunft weitergeführt werden. Die Entwicklung in anderen Ländern zeigt, wie stark diese durch Maßnahmen der Politik beeinflusst werden kann. Hilfsweise wurde nach einem Ausstattungsgut gesucht, dessen Marktdurchdringung nach logischem Ermessen der Einführung der Photovoltaik ähnlich sein könnte. Im Rahmen dieser Studie fiel die Entscheidung auf die Entwicklung der Klimaanlagen, da diese ein Gut sind, das hauptsächlich von der wohlhabenden Bevölkerungsschicht nachgefragt wird - mit der Einschränkung, dass der Investitionsbetrag der Photovoltaik 3 – 6 mal höher ist.¹⁶³ Laut eines tunesischen Experten, der mit dem marokkanischen Markt vertraut ist, wird sich die Ausstattung von Haushalten mit Klimaanlagen von 9% im Jahr 2010 auf 67% im Jahr 2030 erhöhen.

Abbildung 71: Hypothese zur Entwicklung der Ausstattung mit Klimaanlagen in Marokko



¹⁶² (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2007b).

¹⁶³ Der Vergleich der beiden Güter - Photovoltaik und Klimaanlagen - hat seinen Schwachpunkt in der unterschiedlichen absoluten Höhe des Investitionsvolumens. Der Bezug der beiden technischen Ausstattungsgüter ist aber auch ein Hinweis darauf, dass in einigen Jahren der Kauf einer Klimaanlage über die Bauordnung verpflichtend die Installation eines PV-Systems (zumindest im Bürobereich) nach sich ziehen muss (auch weil es ökonomisch vorteilhaft für den Eigentümer ist).

Für die wohlhabendsten 20% der marokkanischen Bevölkerung wird angenommen, dass sie für die Installation von Photovoltaiksystemen dem Ausstattungsverlauf der Klimaanlagen folgen. Da bereits eine Nachfrage vorhanden ist, wird angenommen, dass es fünf Jahre dauern wird, bis der Ausstattungsgrad von 9% erreicht sein wird.

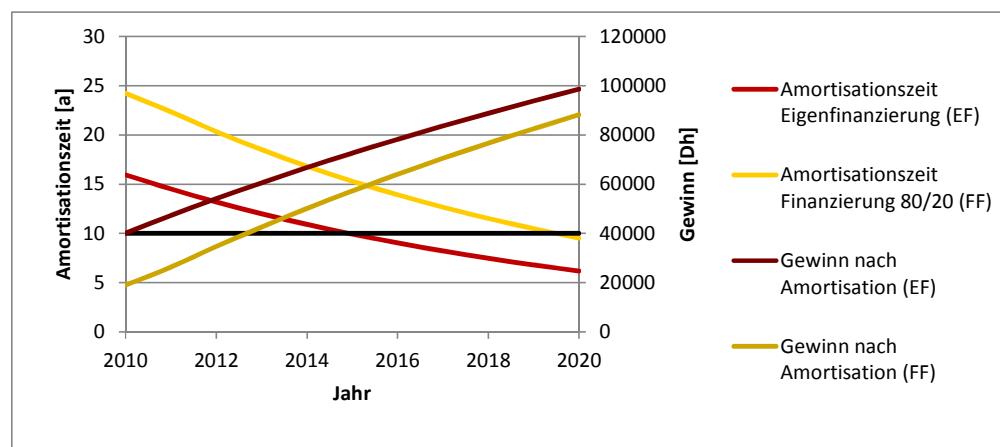
Auf der Grundlage eines steigenden Lebensstandards (siehe Tabelle 18¹⁶⁴) wird angenommen, dass mit dessen weiterer Zunahme zusätzliche 20% der Haushalte gegen 2020 mit der Installation von Photovoltaik beginnen und dieselbe Ausstattungsentwicklung wie auch die ersten 20% durchlaufen. Es gibt keine Anhaltspunkte zu bisherigen **Installationsgrößen von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen** im Haushaltsektor und auch keine Verbrauchsangaben für Elektrizität nach Einkommensklassen. Es wird im Rahmen dieser Studie davon ausgegangen, dass ein Haushalt im Durchschnitt 1,5 kW_p installieren könnte. Dies bedeutet Anfang 2011 für einen Haushalt ein Investitionsvolumen von ungefähr 50.000 Dh.

9.4 ABSCHÄTZUNG: EINSPARPOTENTIAL UND AMORTISATIONSZEIT EINER PHOTOVOLTAIKINSTALLATION

Zur Abschätzung des Einsparpotentials im Vergleich zur konventionellen Elektrizität und der Amortisationszeit der Anlagenkosten werden folgende Parameter berücksichtigt:

- Die 20 wohlhabendsten Prozent der Bevölkerung gehören mit großer Wahrscheinlichkeit zu den Elektrizitätskunden, die die höchste Tarifklasse mit „effektiven“ Strombezugskosten im Jahr 2010 von 1,64 Dh/kWh (siehe 4.2.2.2) erreichen.
- Im nationalen Mittel produzieren im Durchschnitt in Marokko 1,5 kW_p ungefähr 2.700 KWh pro Jahr. Dies ergibt eine Einsparung und Reduzierung der Elektrizitätsrechnung von 4.428 Dh im Jahr 2010.
- Zur Berechnung der Amortisationszeit werden die gesamten Kosten der Photovoltaikinstallation über 25 Jahre durch die jährliche Einsparung geteilt.

Abbildung 72: Amortisationszeit und Gewinn nach verschiedenen Finanzierungsmodellen für eine 1,5kW_p-Anlage



¹⁶⁴ (Haut Commissariat au Plan (HCP), 2010c, S. 150).

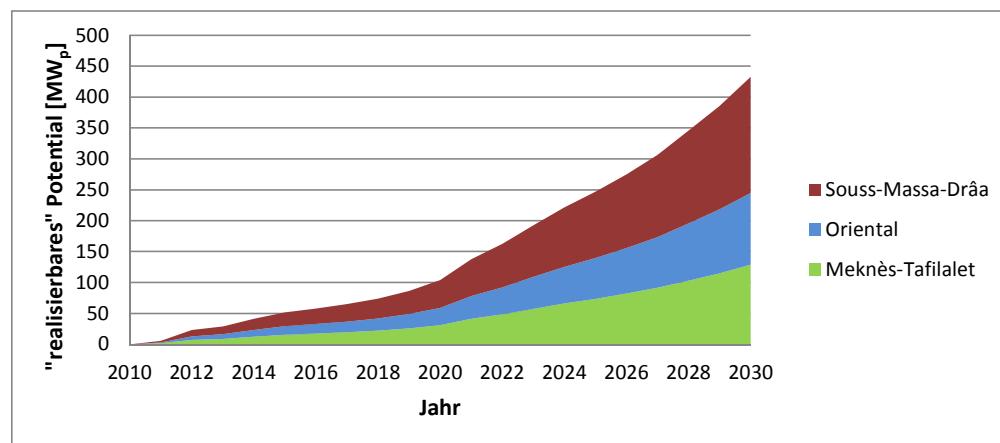
Die Amortisationszeit sinkt im Laufe der Zeit mit den abnehmenden Systempreisen und den zeitgleich zunehmenden Elektrizitätspreisen.

So liegen im Jahr 2010 je nach Finanzierungsmodell die **Amortisationszeiten** zwischen dem „minimalen“ Wert einer eigenfinanzierten Anlage von 15,9 Jahren und einem „maximalen“ Zeitraum von 24,2 Jahren. Bereits 2015 erreicht eine eigenfinanzierte Anlage eine Amortisationszeit von 10 Jahren. Im Falle einer Anlage mit einem Fremdkapitalanteil von 80% liegt die Amortisationszeit 2015 noch bei 15 Jahren. Zu berücksichtigen ist, dass die Anlage in diesem Fall bereits eine jährliche Rendite erwirtschaftet.

Der **Gewinn**, der sich für eine Photovoltaikanlage nach deren Amortisationszeit ergibt, steigt mit der sinkenden Amortisationszeit. Er liegt im Jahr 2010 im Falle einer eigenfinanzierten Anlage bei ungefähr 40.000 Dh und entwickelt sich zu knapp 100.000 Dh im Jahr 2020. Nach dem Modell einer hohen Fremdfinanzierung mit Rendite auf das Eigenkapital berechnet sich der erwirtschaftete Ertrag durch den Gewinn der Anlage nach deren Amortisation und die Rendite. Er liegt im Jahr 2010 bei etwa 19.000 Dh und erreicht im Jahr 2020 88.000 Dh.

9.5 REALISIERBARKEIT VON PHOTOVOLTAIK IN DEN DREI REGIONEN

Abbildung 73: Realisierbarkeit von PV in den drei Regionen



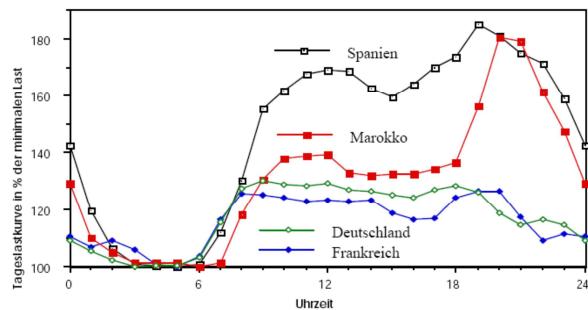
Das „realisierbare“ Potential erreicht angesichts der oben beschriebenen Barrieren in der **Region Meknès-Tafilalet** im Bereich der Haushalte im Jahr 2030 ein Installationsvolumen von Photovoltaik von 129 MW_p. Es schöpft das ökonomische Potential nur zu etwa 6,4 % aus. Die **Region Oriental** erreicht ohne Förderprogramm im Jahr 2030 ein Installationsvolumen von Photovoltaik von 115,8 MW_p (Ausschöpfung des ökonomischen Potentials 5%). Die Region Souss-Massa-Drâa verzeichnet im Jahr 2030 ein realisierbares Potential im Bereich der Haushalte von 178,8 MW_p (Ausschöpfung des ökonomischen Potentials 7,9%). Eine deutliche Zunahme zeichnet sich in den Regionen ab dem Jahr 2020 ab, wenn jeweils weitere Gesellschaftsschichten Zugang zu Photovoltaik bekommen.

Diese Betrachtung macht deutlich, dass neben der Option, direkt Zuschüsse zu den Investitionskosten im Rahmen eines Förderprogramms zu gewähren, der Zugang zu einem zinsgünstigen Kreditprogramm essentiell für die Entwicklung der Photovoltaik in Marokko ist¹⁶⁵.

Anmerkungen zu Marokkos Lastkurve und Klimaanlagenmarkt

Marokkos Lastkurve hat einen charakteristischen Verlauf für ein Land, das sich noch in der Entwicklung befindet. Wie in Abbildung 75 und Abbildung 74 zu sehen ist, erreicht die Lastkurve ihr Maximum am Abend zwischen 20 und 22 Uhr. Dies resultiert aus der noch geringen Industrialisierung Marokkos, so dass der am Abend stark zunehmende häusliche Bedarf signifikant in der Lastkurve zu erkennen ist.¹⁶⁶

Abbildung 74: Typische Lastkurven in Deutschland, Frankreich, Marokko und Spanien



Quelle: Bennouna A., Staiß F. (1999).

Im Vergleich ist in Abbildung 74 der auf die minimale Last normierte Tagesverlauf einer Lastkurve in Spanien, Frankreich und Deutschland dargestellt. Die Lastkurven der drei europäischen Länder zeichnen sich durch eine „gleichmäßige“ Verteilung über den Tag ohne die Spitze am Abend aus. Dies hängt mit dem Einfluss von Industrie und Gewerbe auf den Verbrauch zusammen, da ihr Bedarf überwiegend am Tag auftritt. Hinzu kommt, dass in heißen industrialisierten Ländern die Lastspitze am Mittag durch den hohen Einsatz von Klimaanlagen verstärkt wird.¹⁶⁷ Die Entwicklung einer Mittagsspitze ist bei einer Betrachtung der marokkanischen Lastspitze der letzten Jahre bereits festzustellen (siehe Abbildung 75) und lässt auf einen verstärkten Einsatz von Klimaanlagen rückschließen. Dies bestätigt ein Artikel des l'Economiste, nach dessen Angaben 40-80% der Klimaanlagen vom Tourismus- und Immobiliensektor nachgefragt werden. Im Haushaltssektor sind es die reiche und die Mittelschicht, die sich den Komfort einer Klimaanlage leisten. Laut eines Fachmanns werden in neuen Gebäuden in den heißen Städten wie Marrakesch oder Fes Klimaanlagen systematisch eingebaut.¹⁶⁸

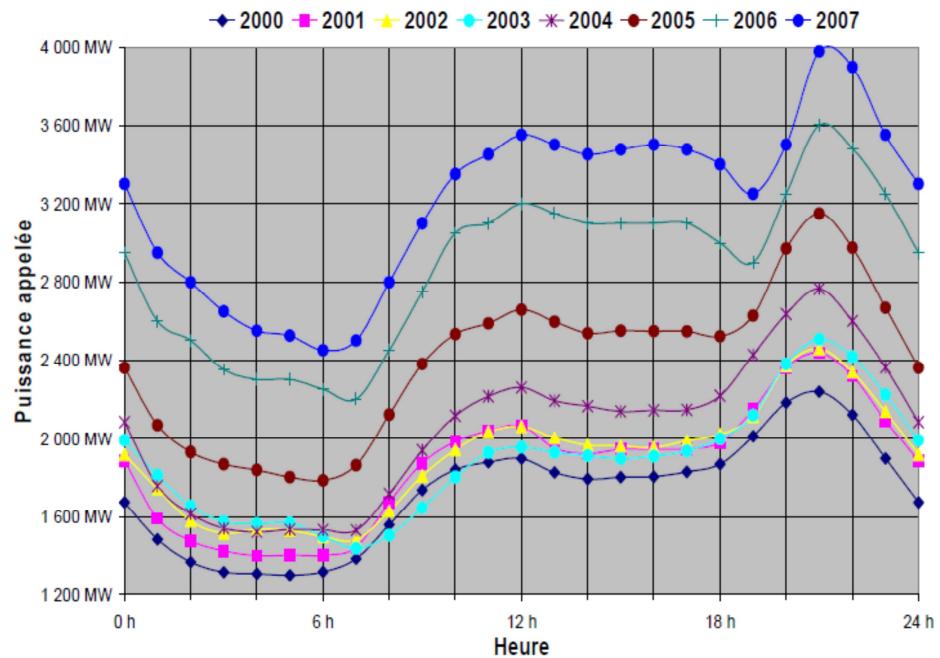
¹⁶⁵ Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko“

¹⁶⁶ (Czisch, Mai 1999, S. 11).

¹⁶⁷ (Greenpeace, 2009, S. 63).

¹⁶⁸ (Zakaria, 2010).

Abbildung 75: Lastkurve Marokkos zwischen 2002 und 2006



Quelle: CDER (2008).

Im Blick auf die Photovoltaik ist die steigende Klimatisierung interessant, da die Nachfrage nach Klimaanlagen und die Elektrizitätsproduktion der Photovoltaikanlagen zeitlich korrelieren. Der Elektrizitätsbedarf der Mittagsspitze könnte ohne große Probleme durch Photovoltaik bereitgestellt werden.

10 MÖGLICHE ENTWICKLUNGEN DURCH DIE UMSETZUNG DES ÖKONOMISCHEN POTENTIALS

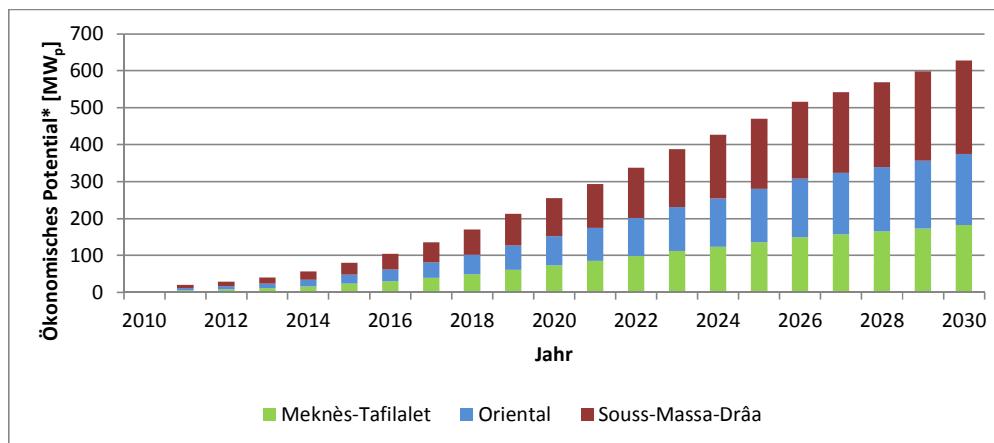
Eine Umsetzung des ökonomischen Potentials - kumuliert etwa 6.000 MW bis im Jahr 2030 allein in den drei Regionen - hätte erhebliche Auswirkungen auf mehrere Sektoren in Marokko und darüber hinaus. Ruft man sich in Erinnerung, dass der aktuelle Kraftwerkspark Marokkos 6.135 MW umfasst¹⁶⁹ und es sich beim hier untersuchten ökonomischen Potential von Photovoltaik nur um drei von 16 Regionen handelt, so ist festzustellen, dass das nationale Potential noch erheblich größer ist: vereinfacht hochgerechnet, über die Bevölkerungsanteile, ergibt sich eine Größenordnung von kumuliert 28 GW (= 28.000 MW) bis im Jahr 2030 für das ganze Land Marokko. Eine Umsetzung dieses enormen Potentials – realisiert durch das private Investment der Bürger und von Institutionen – wird erhebliche sozio-ökonomische Auswirkungen haben. Im Rahmen dieser Studie werden die Aspekte einer Marktentwicklung und der Schaffung von Arbeitsplätzen für den Fall einer Umsetzung des ökonomischen Potentials in den Regionen betrachtet. Zudem werden die Fragen der Netzintegration von Photovoltaik auf das elektrische Netz Marokkos und Fragen der finanziellen Unterstützung durch den Clean Development Mechanism beleuchtet.

Es ist anzumerken, dass die Ergebnisse dieses Kapitels eine Größenordnung und eine Orientierung für eine mögliche Entwicklung darstellen und aufgrund der Komplexität der sie beeinflussenden Faktoren und der Dauer des betrachteten Zeitraumes keine Vorhersage im Sinne einer Prognose darstellen können.

Das Potential wächst bei Erreichen der Netzparität einer Tarifgruppe rein rechnerisch jeweils sprunghaft an (siehe beispielsweise Abbildung 49). In der Realität wird dieses sprunghafte Anwachsen des Potentials aus vielfältigen Gründen nur mit Zeitverzug umgesetzt werden. Die Erfahrung der Marktdurchdringung mit innovativen Produkten (Computer, Handy etc.) in den letzten Jahren zeigt eine S-förmige Entwicklungskurve. In Analogie dazu wurde eine Entwicklung des ökonomischen Potentials angenommen, das sich – ausgehend von einer sehr kleinen Marktgröße – von einer jährlichen Zunahme von 40% in den ersten Jahren zu 5% am Ende des Betrachtungszeitraumes entwickelt (Sättigungsphase). Abbildung 76 stellt eine dieser Logik folgende Kurve für die jährlich zu installierende Kapazität für die drei Regionen dar.

¹⁶⁹ (Office National de l'Electricité (ONE), 2010).

Abbildung 76: Abschätzung der Entwicklung des ökonomischen Potentials



10.1 MARKTENTWICKLUNG

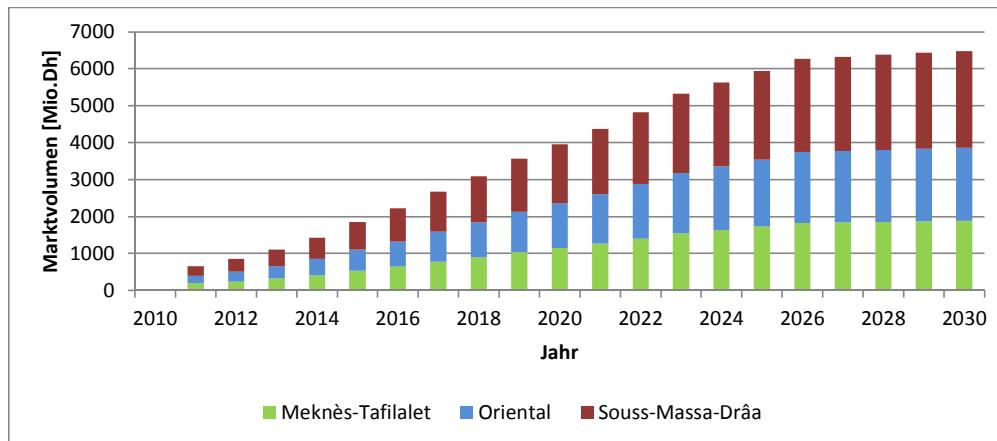
Der Preis pro W_p eines Photovoltaiksystems liegt in Europa momentan bei 2,5-3 €/W_p. Nach Aussage eines Experten von Temasol ist der Preis in Marokko ähnlich. In dieser Studie wird von einem Preis von 3 €/W_p für das Jahr 2010 ausgegangen (siehe auch Kapitel 4.2.2.5). Für eine Abschätzung der zukünftigen Systempreise wird eine durchschnittliche jährliche Abnahme für den Zeitraum bis 2020 von 7,5%¹⁷⁰, bis 2030 von 4% angenommen (siehe Kapitel 4.2.2.6).

Wird nun von einer Umsetzung des ökonomischen Potentials bis 2030 ausgegangen, so ergibt sich ein Marktvolumen für die drei Regionen dadurch, dass die jährlich angenommene Leistung in MW_p mit dem im jeweiligen Jahr zu erwartenden Preis pro MW_p multipliziert wird.

In einer jährlichen Betrachtung entwickelt sich in den drei Regionen ein Markt mit einem Volumen von 656 Mio. Dh im Jahr 2011 auf 1.846 Mio. Dh im Jahr 2015 und 3.961 Mio. Dirham im Jahr 2020. Im Jahr 2030 wird ein Marktvolumen von 6.480 Mio. Dh für alle drei Regionen kalkuliert (siehe Abbildung 77). In einer kumulierten Betrachtung ergibt sich für Meknès-Tafilalet ein mögliches Marktvolumen bis im Jahr 2030 von 23,1 Mrd.Dh. Das mögliche kumulierte Marktvolumen der Region Oriental liegt bei 24,3 Mrd. Dh, das der Region Souss-Massa-Drâa bei einem Gesamtbetrag bis im Jahr 2030 von 32,1 Mrd.Dh.

¹⁷⁰ (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Februar 2010, S. 11).

Abbildung 77: Jährliches Marktvolumen der drei Regionen bis 2030



10.2 ARBEITSPLÄTZE

Zur Abschätzung der Arbeitsplätze, die durch eine Umsetzung des ökonomischen Potentials entstehen können, wurden zwei Quellen herangezogen:

1. Die GTZ-Studie "Etude sur le cadre organisationnel, institutionnel et législatif pour la promotion des Énergies Renouvelables".
2. Ein Dokument des „Renewable Energy Policy Project“ (REPP) zur Arbeitsplatzabschätzung¹⁷¹.

Beide Dokumente unterscheiden zwischen Arbeitsplätzen, die bei Herstellung der Komponenten, der Installation und bei Wartung und Betrieb entstehen (siehe Tabelle 20).

Tabelle 20: Arbeitsplätze für die Bereiche Installation und Wartung und Betrieb

		AP Herstellung	AP Installation	AP O&M
REPP	AP (FTE) 2003-2013	16662	4817	1661
	Installierte MW (kum)	664	664	664
	AP/MW	25,1	7,3	2,5
GTZ	AP/MW		4,9	2,1

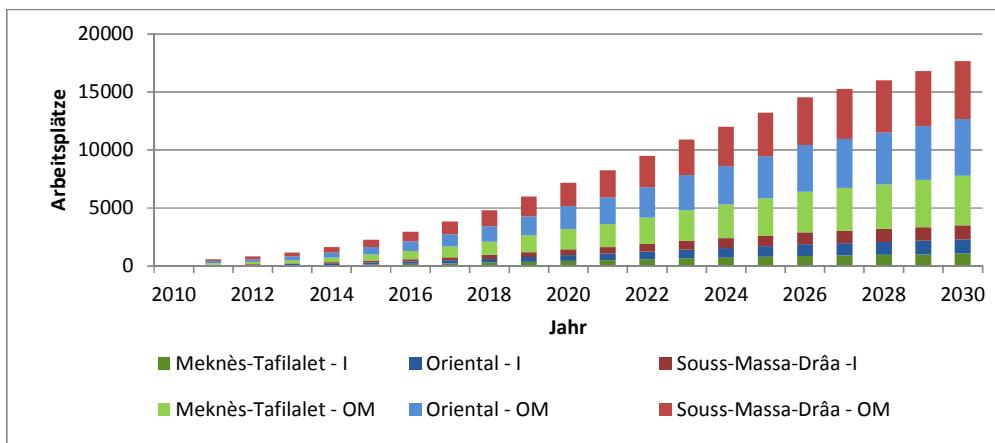
Im Rahmen dieser Studie werden die konservativeren Annahmen zur Schaffung von Arbeitsplätzen der GTZ-Studie verwendet. Dabei werden Arbeitsplätze, die bei der Herstellung von Photovoltaiksystemen entstehen, nicht betrachtet. Im Falle eines Industrieaufbaus im Bereich der Photovoltaik in Marokko liegt die Möglichkeit der Schaffung von Arbeitsplätzen weit höher als in dieser Studie abgeschätzt.

Es ist anzumerken, dass dies Schätzungen sind, die auf Erfahrungswerten im internationalen Bereich bzw. in Deutschland beruhen. Da es in Marokko bisher keine Erfahrungswerte gibt, stellen sie - nur für Installation und Wartung - eine ungefähre Größenordnung für Marokko dar.

Bei einer Umsetzung des ökonomischen Potentials entstehen 4,9 Arbeitsplätze pro neu installiertem MW Photovoltaik. Die Arbeitsplätze im Bereich Wartung und Betrieb -2,1 AP/MW - beziehen sich auf das bereits realisierte ökonomische Potential.

¹⁷¹ (Renewable Energy Policy Project (REPP), 2003).

Abbildung 78: Schaffung von Arbeitsplätzen im Bereich der Installation (I) und Wartung und Betrieb (OM)



In allen drei Regionen zusammen werden im Jahr 2015 im Falle einer Realisierung des ökonomischen Potentials 2262 Arbeitsplätze geschaffen - davon 451 durch die im Jahr 2015 zu installierende Leistung und 1.811 Arbeitsplätze durch die Wartung und den Betrieb der seit 2011 installierten Leistung. Für das Jahr 2020 wird die Anzahl der Arbeitsplätze auf 7.169 berechnet, wobei 1.430 Arbeitsplätze im Bereich der Installation und 5.739 Arbeitsplätze im Bereich Wartung und Betrieb entstehen. Im Jahr 2030 können 17.639 Menschen im Falle einer Umsetzung des ökonomischen Potentials beschäftigt werden. Wiederum werden dabei 3.519 Arbeitsplätze im Installationsbereich und 14.120 Arbeitsplätze im Wartungs- und Betriebssektor entstehen.

10.3 DER BEITRAG DES CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM (CDM) ZUR FINANZIERUNG EINER EINFÜHRUNGSSTRATEGIE

Marokko ratifizierte im Jahr 2002 das Kyoto-Protokoll und hat somit Mitverantwortung für den Klimawandel übernommen.¹⁷²

Das **Ziel des Kyoto-Protokolls** ist eine Reduzierung der Treibhausgase. Um diese möglichst kostengünstig zu erreichen, wurden drei flexible Mechanismen, der (internationale) Emissionsrechtehandel (ET), der Clean Development Mechanism (CDM)¹⁷³ und die Joint Implementation (JI) eingeführt.¹⁷⁴

Beim **CDM** investiert ein Industrieland oder ein Unternehmen aus einem Industrieland (Annex-I-Staat) in ein Projekt zur Emissionsminderung oder -vermeidung in einem Entwicklungs- oder Schwellenland (Non-Annex-I-Staat). Es handelt sich bei diesen Projekten oft um Projekte erneuerbarer Energien oder um Projekte der Steigerung der Energieeffizienz. Als Referenzwert gilt die so genannte Baseline, d.h. ein Referenzwert, der darstellt, wie hoch die Emissionen ohne das neu finanzierte Projekt gewesen wären.¹⁷⁵ Die Emissions-Einsparungen im Vergleich zur Baseline können sich die Staaten oder Unternehmen in Form von Certified Emissions Reductions (CERs) zertifizieren

¹⁷² Vgl. Europäische Kommission (2007), S.33.

¹⁷³ Auf Französisch: Mécanisme de développement propre (MDP)

¹⁷⁴ Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2001).

¹⁷⁵ Vgl. Fraunhofer- Institut, System- und Innovationsforschung (2005), S. 335ff.

lassen. Ein CER entspricht einer Tonne CO₂-Äquivalenten. Die Laufzeit eines CDM-Projekts liegt in der Regel bei zehn oder drei Mal sieben Jahren. Im Falle einer 21-jährigen Laufzeit ist jeweils eine umfangreiche Prüfung des Projektes nach sieben Jahren erforderlich.¹⁷⁶ Ein besonderes Augenmerk beim CDM liegt auch auf dem Prinzip der Additionalität (Zusätzlichkeit). Es muss jeweils geprüft werden, ob das Projekt zur Emissionsminderung und zur Erlangung von Emissionszertifikaten allein durch die Finanzierung mit den Erlösen der Zertifikate wirtschaftlich darstellbar ist.¹⁷⁷ Daneben sind weitere Kriterien für die Additionalität formuliert worden. Es bleibt genau zu prüfen, ob ein Programm zur dezentralen Anwendung der Photovoltaik den Kriterien des CDM entsprechen würde.

Option: Senkung der Stromgestehungskosten in Marokko durch Teilnahme am CDM

Sofern ein nationales Programm zur dezentralen Nutzung von Photovoltaik den Kriterien des CDM entspricht, könnten die Stromgestehungskosten durch die Einnahmen aus dem Verkauf der Zertifikate gesenkt werden. Die Höhe der Erträge aus dem CO₂-Handel pro kWh ergibt sich aus zwei Informationen:

- a) Der CO₂-Einsparung pro kWh Elektrizität des konventionellen Strommixes: In Marokko können laut der ADEREE pro kWh 0,766 kg CO₂ eingespart werden.¹⁷⁸
- b) Dem Preis von CO₂-Zertifikaten: Laut der EEX belaufen sich die Preise im Emissionshandel im Jahr 2011 bei 11,5 €/CER. Sie werden bis 2012 als relativ stabil betrachtet.¹⁷⁹

Anhand dieser beiden Parameter ergibt sich aktuell im Rahmen des CDM ein Preis für CO₂ von ungefähr 0,88 ct€ (= 0,1 Dh/kWh) pro eingesparter kWh konventioneller Elektrizität in Marokko.

Würde man nun ein Photovoltaik-Programm in Marokko ins Leben rufen, so werden mit jeder produzierten kWh einer Photovoltaikanlage CO₂-Emissionen von derzeit 0,766 kg vermieden und im Rahmen des CDM könnten 0,1 Dh/kWh während der nächsten zehn bzw. 21 Jahre zur Finanzierung des Programms beitragen.

Aus dem Blickwinkel einer Betrachtung der Stromgestehungskosten könnten diese somit um 0,1 Dh/kWh gesenkt werden, was die Netzparität um ungefähr ein Jahr auf der Zeitachse nach vorn verschieben würde (siehe Beispiel Netzparität der Haushalte der Region Meknès-Tafilalet in Abbildung 79) und eine Einführung von Photovoltaik in Marokko beschleunigen könnte.

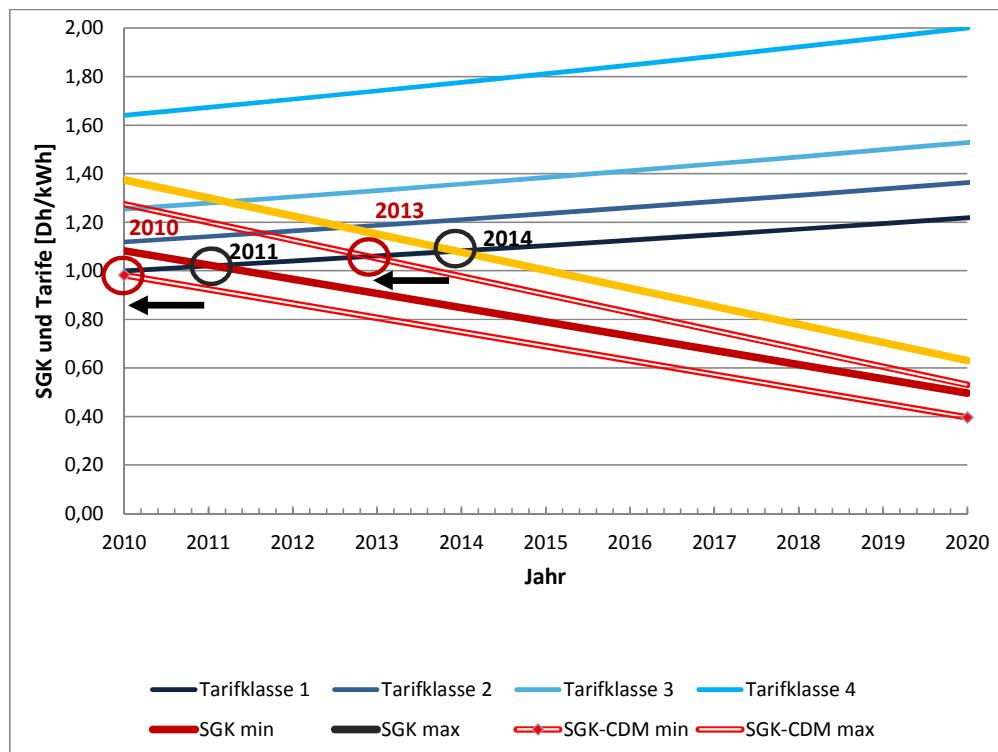
¹⁷⁶ (Atmosfair, 2011).

¹⁷⁷ Vgl. Fraunhofer- Institut, System- und Innovationsforschung (2005), S.388ff.

¹⁷⁸ (Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), 2008).

¹⁷⁹ (EEX, 2011).

Abbildung 79: Netzparität der verschiedenen Tarifklassen im Haushaltssektor [M-T] und Entwicklung der SGK mit CDM



Erlöse einer Photovoltaikanlage durch Teilnahme am CDM

Unter einer anderen Betrachtung ergibt sich durch den Handel mit CO₂ ein Gewinn von 180 Dh pro Jahr und kWp bei einem mittleren jährlichen Ertrag der Photovoltaik von 1.800 kWh/(kW_p*Jahr). Dies ist für den Projektträger eines Förderprogramms interessant. Angenommen, dieser würde ein nationales Förderprogramm für Photovoltaik lancieren und es als CDM-Projekt anmelden, so könnte der Projektträger ebenso die Erlöse aus dem eingesparten CO₂ einnehmen. Die Erlöse können einen Teil der Kosten des Förderprogramms decken.

Zieht man einen Beitrag des CDM zur Förderung von Photovoltaik in Marokko in Betracht, so gilt es besonders zwei Aspekte genauer zu prüfen:

1. Ist die **Additionalität** eines Photovoltaik-Programmes gegeben? Welche Bedeutung haben die Wirtschaftlichkeit nach Erreichen der Netzparität und zum anderen die Amortisationszeit für die Anerkennung als CDM-Projekt?
2. Wie wird die Entwicklung des Emissionshandels **nach dem Ende der momentanen Handelsperiode und des Kyoto-Protokolls im Jahr 2012 (Post-Kyoto)** eingeschätzt?

Vor einer Entscheidung für ein größeres staatliches Programm müssen diese Fragen genau geprüft werden.

11 ANMERKUNGEN UND WEITERZUFÜHRENDE FRAGESTELLUNGEN

1. Reserve-und Regelenergie

Normalerweise bestehen in einer Region weitere Elektrizitätserzeugungsoptionen (Wind, Wasserkraft, Biomasse, fossile Kraftwerke), die gerade als Reserve- und Regelenergie in den Zeiten fehlender oder nicht ausreichender Solarstrahlung (nachts, bedeckter Himmel) von Bedeutung sind. In diesem Sinne stellt das Photovoltaikpotential nach dem Bedarfssatz einen Maximalwert für die verbrauchsnahe Erzeugung dar, der nicht notwendigerweise ausgeschöpft werden muss bzw. für wachsenden Bedarf zur Verfügung steht.

2. Netzintegration von Photovoltaik

Durch die weltweit steigenden Installationszahlen von Photovoltaik nimmt auch die Diskussion um die Integration dieser Technologie in das elektrische Verteil- und Übertragungsnetz zu. Photovoltaik liefert Elektrizität während des Tages - abhängig von der Einstrahlungsintensität der Sonne. Für einen bedarfsoorientierten Ansatz, wie er im Rahmen dieser Studie behandelt wird, kommt es während des Tages durch Photovoltaik zu einer Netzentlastung: Sie korreliert, wie beispielsweise im vorherigen Kapitel diskutiert, mit der in Zukunft durch zunehmende Installation von Klimaanlagen ausgelösten Mittagsspitze und dem wachsenden Bedarf der Industrie. Zur Deckung der ausgeprägten Abendspitze Marokkos kann Photovoltaik zunächst - und allerdings nur auf den ersten Blick - nichts beitragen. Dieser Sachverhalt führt zu zwei Ansätzen in einer Lösungsstrategie, die die Betrachtung auf die Ebene des gesamten elektrischen Systems Marokkos erweitert:

- 1) In einer Region bzw. Regelzone ist eine schnell regelbare Energie vorhanden - wie zum Beispiel Wasserkraft, Biogas aus organischen Abfällen oder Erdgas - oder kann erschlossen werden, um Schwankungen der Photovoltaik auszugleichen.
- 2) Es werden Speicherkapazitäten in einer Regelzone aufgebaut, die überschüssige Elektrizität von Photovoltaik während des Tages speichern und in Zeiten großen Bedarfes wieder abgeben können. Ein klassisches Beispiel hierfür ist ein Pumpspeicherkraftwerk. An neuen Speichertechniken wird in Europa geforscht (z.B. Druckluftspeicher, moderne Batteriespeicher). Ein besonders interessantes Feld stellt zukünftig in diesem Zusammenhang die Einführung von Elektromobilität in Marokko dar: durch die notwendigen Batteriespeicher in den Elektrofahrzeugen kann eine Speicherkapazität entstehen, die durchaus energiewirtschaftliche Dimensionen in den nächsten 20 Jahren erreichen kann.

Im Rahmen dieser Studie wird die Frage der Netzintegration von Photovoltaik nicht tiefer untersucht, es sei an dieser Stelle nur auf zahlreiche Studien in Europa zu dieser Thematik verwiesen. Für eine qualitative und quantitative Betrachtung dieses Aspektes für Marokko ist eine vertiefende Netzstudie notwendig.

3. Schaffung günstiger Rahmenbedingungen, Anreize, Begleitmaßnahmen

Eine bedeutende Barriere in Marokko zur Realisierung der Autoproduktion durch Photovoltaik ist die Höhe des anfänglichen Investitionsvolumens im Vergleich zu den verfügbaren Mitteln eines großen Teils der marokkanischen Bevölkerung.

Um vor diesem Hintergrund eine Einführung der Photovoltaik in dezentraler Form nach dem Prinzip der Autoproduktion zu beschleunigen, sind verschiedene Maßnahmen notwendig:

1. Die Schaffung günstiger Rahmenbedingungen (z.B. Aufnahme des Niederspannungsbereich im Gesetz 13-09 bzw. durch Verordnungen) und einfacher administrativer Prozeduren,
2. die Schaffung finanzieller Anreize (z.B. zeitlich befristete Senkung der TVA, zeitlich befristeter Investitionszuschuss, günstige Kreditkonditionen im Rahmen eines Kreditprogramms¹⁸⁰)
3. und die Etablierung diverser Begleitmaßnahmen wie beispielsweise Aus- und Weiterbildung, Förderung von Unternehmensgründungen, eines Industrieaufbaus und Marketingmaßnahmen zur Sensibilisierung der Bevölkerung.

¹⁸⁰ Möglichkeiten eines Förderprogramms werden in der Diplomarbeit Sidki, Wafaa (2011): Diplomarbeit über „Technische und ökonomische Betrachtungen zur Entwicklung der Photovoltaik in Marokko“ behandelt.

12 LITERATURVERZEICHNIS

- EU PV Technology Platform. (2007b). *EU PV Technology Platform. Crystalline Silicon - Appendix*. Stand: 27.08.2007. <http://www.eupvplatform.org/index.php?id=125>.
- Abbildung Netmetering*. (2010). Abgerufen am 18. 01 2010 von http://farm4.static.flickr.com/3422/3202438222_4b64455b3c_o.gif
- AEROWEST. (2010). *Solarpotential*. http://www.aerowest.de/?page_id=81: Stand: 03.05.2010, 17.44 MEZ.
- Agence de l'Oriental. (2010). Abgerufen am 14. September 2010 von <http://www.oriental.ma/>
- Alsema, E., & Brummelen, M. v. (1993). *Het potentieel van pv-systemen in OECD landen*. Utrecht University, Department of Science, Technology and Society.
- Asian Development Bank. (2010). *Guidelines for the Economic Analysis of Projects. Least-Cost and Cost-Effectiveness Analysis*. Stand: 2010. http://www.adb.org/documents/guidelines/eco_analysis/least-cost.asp.
- Atmosfair. (2011). Abgerufen am Februar 2011 von <http://www.atmosfair.de/unsere-projekte/projektablauf/cdm-und-gold-standard/>
- Berdai, M. (28.10.2008). *Energies Renouvelables au Maroc. Le développement de la filière photovoltaïque dans une approche intégrée sectorielle et régionale. Vision 2020. Expert Workshop: Mediterranean Solar Plan*.
- Beyer, C. (2010). *Value of solar PV electricity in MENA region. Large-Scale Solar Power in MENA: Vision and Reality*. Q-Cells.
- Bouatia, C. (17.10.2009). *Technopole Oujda. Oujda - MED EST*. Oujda.
- Breyer, C., & Gerlach, A. (2010). *Global Overview on Grid-Parity Event Dynamics*. Q-cells.
- Bulletin officiel N° 5822. (2010). *Dahir n° 1-10-16 du 26 safar 1431 (11 février 2010) portant promulgation de la loi n° 13-09 relative aux énergies renouvelables*.
- CDER, C. d. (2009). *Etude des filières liées à l'énergie solaire dans la région de Meknès-Tafilalet*. Rabat.
- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). (2008). *Evaluation du programme PROMASOL. Rapport final*. Resing.
- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). (2008). *Hypothèse de calcul (Bâtiment)*.
- Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER). *Promasol. Rapport final. L'énergie du soleil, un choix tout naturel*. Rabat.
- Chambre de Commerce d'Industrie et de Services d'Oujda. (2007). *Monographie de la Région Oriental*.
- Chatre, B. (2010). *Energies Renouvelables au Maroc. Etat des Lieux et Perspectives*. Settat: Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE).
- Concentrix Solar GmbH. (2008a). *Meilensteine*. Stand: 10.3.2009, <http://www.concentrix-solar.de/unternehmen/meilensteine/>.
- Concentrix Solar GmbH. (2008b). *Von der Zelle zum Kraftwerk*. Abgerufen am 10. 01 2011 von <http://www.concentrix-solar.de/technologie/computeranimation/>.
- Czisch, G. (Mai 1999). *Potentiale der regenerativen Stromerzeugung in Nordafrika*.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2011). *Abbildung netzgekoppelte Anlage*. Abgerufen am 18. 01 2011 von <http://www.thema-energie.de/energie-erzeugen/erneuerbare-energien/solarstrom/aufbau-der-anlage/aufbau-einer-pv-anlage.html>

- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). (2005). *MED-CSP. Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Final Report*. Stand: 16.04.2005, <http://www.dlr.de/tt/>.
- Direction de la Météorologie Nationale. (2010). *Zonage Climatique du Maroc*. Von <http://www.marocmeteo.ma/> abgerufen
- EEX. (2011). *European Energy Exchange AG*. Abgerufen am Februar 2011 von <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Emissionsrechte/Certified%20Emission%20Reductions%20Futures%20|%20Terminmarkt>
- El Hafidi, A. (2008). *Morocco. Power Investment Opportunities*. Rabat: Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE).
- El Hafidi, A. (30. Januar 2009). Stratégie énergétique nationale. Volet Electricité. Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE), Rabat.
- Energie-bau.at. (2010). *FAQ Photovoltaik*. Von <http://www.energie-bau.at/index.php/wissen/photovoltaik/> abgerufen
- EU PV Technology Platform. (2007a). *A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology*. Stand: 04.06.2007. <http://www.eupvplatform.org/index.php?id=125>.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (Februar 2010). *Ermittlung einer angemessenen zusätzlichen Absenkung der Einspeisevergütung für Solarstrom im Jahr 2010*. Freiburg.
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2007). *Solarzellen. Prospekt*. .
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. (2009). *Weltrekord: 41,1% Wirkungsgrad für Mehrfachsolarzellen am Fraunhofer ISE*. Stand: 14.01.2009. <http://www.ise.fraunhofer.de/presse-und-medien/>.
- Freiburg im Breisgau. (2011). *Freiburgs erneuerbare Energie: Sonne*. Von http://www.freiburg.de/servlet/PB/menu/1206098_I1/index.html abgerufen
- Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). (2007). *Etudes sur les potentiels, le cadre organisationnel, institutionnel et législatif pour la promotion des Energies Renouvelables. Rapport préfinal- Version longue. Juillet/Décembre 2007*. Project no.: 2003.3505.9-000.00, Reference no.: 810887707.
- Greenpeace. (2009). *Globaler Ausblick auf die Entwicklung solarthermischer Kraftwerke 2009. Sauberer Strom aus den Wüsten*.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2010e). *Annuaire Statistique du Maroc 2009*. Rabat.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2010a). *Comptes Régionaux. Produit intérieur brut et dépenses de consommation finale des ménages. 2004 et 2007*.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2010b). *Enquête nationale sur les revenus et les niveaux de vie des ménages 2006/2007*.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2011). *Horloge de la Population*. <http://www.hcp.ma/>.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2010c). *Les indicateurs sociaux du Maroc en 2008*. Rabat: Direction de la Statistique.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (19. November 2008). *Maroc 2030. Prospectives. Energie 2030. Quelles options pour le Maroc?* Von <http://www.forums.hcp.ma/maroc2030/LinkClick.aspx?fileticke> abgerufen
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2008). *Prospections de la Population et des Ménages 2004-2030*. Rabat.
- Haut Commissariat au Plan (HCP). (2006). *Recensement général de la Population et de l'Habitat 2004. Caractéristiques démographique et socio-économiques. Région Meknès-Tafilalet*.

Haut Commissariat au Plan (HCP). (2007b). *Recensement général de la Population et de l'Habitat 2004. Données régionales*. Rabat: www.hcp.ma/Profil.aspx. Condition d'Habitat des Ménages.

Hoogwijk, M. (2004). *On the global and regional potential of renewable energy resources*. Utrecht.

IEA/OECD. (2001). *Potential for building integrated photovoltaics*. Paris.

IMS Research. (17. 01 2011). *Solar PV Installations Reached 17.5 GW in 2010. Press Release*. Abgerufen am 19. 01 2010 von http://imsresearch.com/news-events/press-template.php?pr_id=1857

Kost, C., & Dr.Schlegel, T. (Dezember 2010). *Studie. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Fraunhofer ISE.

LP ELECTRIC SRL. *Solar Panels*. Stand: 10.11.2010.

http://www.lpelectric.ro/en/products/solar/panels_en.html.

Luther, J. (2007). *Photovoltaische Energiekonversion, Status und Perspektiven*. Stand: 10.01.2007, <http://www.ise.fraunhofer.de/veroeffentlichungen/ausgewahlte-vortraege/vortraege-luther/photovoltaische-energiekonversion-status-und-perspektiven>.

Ministère de l'Aménagement du Territoire, de l'Environnement, de l'Urbanisme et de l'Habitat.

(November 2001). *Enquête Logement 2000. Synthèse des résultats*. Rabat.

Ministère de l'Economie et des Finances. (27. 10 2009). *Inflation et cours internationaux*. Abgerufen am 05. 01 2011 von http://www.finances.gov.ma/portal/page?_pageid=53,17844066&_dad=portal&_schema=PORTAL

Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE) . (21. Juli 2008). *Grandes Lignes de la stratégie énergétique 2020- 2030. Dossier de Presse*. Von <http://www.mem.gov.ma/Actualites/PresseStratg.pdf>. abgerufen

Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE) . (15.02.2010). *Chiffres de l'énergie. Chiffres clés. Année 2009*. Rabat.

Ministère de l'Energie, des Mines, de l'Eau et de l'Environnement (MEMEE) . (2009). *Secteur énergétique. Stratégie*.

Monographie Meknès. (2006). *Enquête sur le parc logement au niveau de la ville de Meknès*.

Moroccan Agency for Solar Energy (MASEN). (2010). *Site d'Ouarzazate*.

http://www.masen.org.ma/index.php?id=43&lang=fr#/_.

Natural Resources Canada. (2009). *RETSscreen Climate Database*. Stand: 19.05.2009.

http://www.retscreen.net/ang/d_data_w.php.

Natural Resources Canada. (2010). *RETSscreen International. Empowering Cleaner Energy Decisions*. Stand: 09.09.2010. <http://www.retscreen.net/ang/version4.php>.

Office National de l'Electricité (ONE) . (2009). *L'offre de service Optima pour l'efficacité énergétique*. Präsentation, 13.01.2009.

Office National de l'Electricité (ONE) . (2008). *"The Chourouk" Initiative 500 MW Solar by 2015*.

Office National de l'Electricité (ONE) . (2010). *Rapport d'activité 2009*.

Office Nationale de l'Electricité (ONE) . (2010a). *Direction Régionale d'Agadir*.

Office Nationale de l'Electricité (ONE) . (2010b). *Direction Régionale Oujda*.

Office Nationale de l'Electricité (ONE) . (2010c). *Homepage*.

Office Nationale de l'Electricité (ONE) . (2010d). *Tableau de bord comparatif des ventes d'énergie*.

Österreichische Umwelttechnologie (ACT). (2011). *Schematische Darstellung eines Photovoltaik-Inselsystems*. Abgerufen am 18. 01 2011 von <http://www.act->

- center.at/de/technologien/energie/energieproduktion/photovoltaik/grundlagen_zur_photovoltaik/Photo voltaikGrundlagen17.jpg
- Ourraoui, D. (2008). *Grand Projets Eoliens Marocains*. Office Nationale de l'Electricité (ONE).
- Photon Consulting. (2010). *The True Cost of Solar Power: How Low Can You Go?*
- Photon. (Dezember 2010). Finanzierung. Entwicklung der Anlagenpreise. S. 119.
- Photon. (01.02.2011). *Newsletter. Word record efficiency for CIGS sub-module from Avancis certified by NREL*.
- Podewils, C. (Juni 2009). *Was von der Zukunft übrig bleibt*. Photon.
- Possharp. (2010). *Solar Panel Database Sorting with Manufacturers. Shell Solar*.
- <http://possharp.com/photovoltaic/database.aspx?cid=vjbwgxcccqzml&sort=mfg&dt=Desc&pg=159>.
- Renewable Energy Policy Project (REPP). (2003). *The REPP Labor Calculator*.
- http://www.repp.org/articles/static/1/binaries/Labor_Calculator.pdf.
- Sa Majesté le Roi Mohammed VI . (2009). *Sa Majesté le Roi Mohammed VI aux Premières Assises Nationales de l'Energie*. <http://www.mem.gov.ma/Assises2009/PDF/DiscoursRoyalFr.pdf>.
- Secrétariat Général du Gouvernement. (2009). *Arrêté du ministre délégué auprès du Premier ministre, chargé des affaires économiques et générales n° 528-09 du 29 safar 1430 (25 février 2009) réglementant les structures tarifaires et les tarifs de vente de l'énergie électrique aux clients consommateurs*.
- Solaranlagen-Portal. (2010b). Von Solarkataster & Solaratlas - kostenlose Ertragsinformation: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/ratgeber/solarkataster> abgerufen
- Solaranlagen-Portal. (2010a). *Glossar Photovoltaik*. Abgerufen am Juni 2010 von <http://www.solaranlagen-portal.de/glossar-photovoltaik/kwp.html>
- Solarserver. (26. 01 2011). *Performance Ratio*. Von <http://www.solarserver.de/wissen/lexikon/p/performance-ratio.html> abgerufen
- Solarserver. (Dezember 2010). *Photovoltaik Preise: PVX Spotmarkt Preisindex auf dem Solarserver*. Abgerufen am 19. 01 2011 von <http://www.solarserver.de/service-tools/photovoltaik-preisindex.html>
- Temasol. *L'Electricité Solaire au Maroc*.
- Uh, D. (20.11.2008). *Résultats préliminaires du Scénario 2008 et quelques remarques de l'extérieur. Contexte – Résultats - Perspectives*.
- Union Régionale de la CGEM Souss-Massa-Drâa. (2010). *Monographie de la Région Souss-Massa-Drâa*.
- Université de Sherbrooke. (2010). *Perspective Monde. Maroc. PIB par habitant (\$US constant 2000)*.
- Banque Mondial. Abgerufen am 2. September 2010 von <http://perspective.usherbrooke.ca/bilan/servlet/BMTendanceStatPays?langue=fr&codePays=MAR&codeTheme=2&codeTheme2=2&codeStat=NY.GDP.PCAP.KD&codeStat2=x>
- Weber, E. R. (2008). *Photovoltaik und Solarthermie - Energielieferanten der Zukunft*. Fach.Journal 2008, S.36-44.
- Weltbank. (15.12.2010). *Gross national income per capita 2009, Atlas method*. World Development Indicators database.
- Westfalen Solar. (8. 11 2010). *Photovoltaik*. Von <http://www.westfalensolar.de/photovoltaik.html#flaecheoprokwp> abgerufen
- Wilaya de Meknes Tafilalet. *Portail de la Meknès-Tafilalet*. <http://www.region-meknes-tafilalet.ma/>.
- Zakaria, O. (2010). *Climatisation. Après le coup de froid, la bouffée de chaleur*. l'Economiste. <http://www.leconomiste.com/article.html?a=101609>.

ANHANG

ANHANG 1

Stromgestehungskosten (SGK) der Region Meknès-Tafilalet nach verschiedenen Finanzierungsmodellen und unterschiedlichen Anlagengrößen in Dirham 2010

Projektparameter	1 kWp PV-Anlage	50 kWp PV-Anlage
Projektlaufzeit in Jahren	25	25
Investitionskosten [Dh]	33.849	27.878
Investitionskosten incl. MwSt [Dh]	38.588	31.781
Betriebskosten/Jahr [Dh] (1% der Investitionskosten)	338	279
Betriebskosten gesamt [Dh]	8.462	6.970
Projektkosten [Dh]	47.050	38.750
Kreditlaufzeit in Jahren	10	10
Kreditrate jährlich	8%	8%
Rendite jährlich	5%	8%
Renditenlaufzeit in Jahren	25	25
Ertrag/Jahr [kWh/KWp/Jahr]	1.802	1.802
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	43.465	43.465
100% Eigenkapital		
Eigenkapital [Dh]	38.588	31.781
Fremdkapital [Dh]	0	0
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	0	0
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	47.050	38.750
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	43.465	43.465
SGK [Dh/kWh]	1,08	0,89
80% Eigenkapital - 20% Fremdkapital		
Eigenkapital [Dh]	30.870	25.425
Fremdkapital [Dh]	7.718	6.356
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	3.784	3.116
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	50.834	41.867
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	43.465	43.465
SGK [Dh/kWh]	1,17	0,96
50% Eigenkapital - 50% Fremdkapital		
Eigenkapital [Dh]	19.294	15.890
Fremdkapital [Dh]	19.294	15.890
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	9.460	7.791

Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	56.510	46.541
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	43.465	43.465
SGK [Dh/kWh]	1,30	1,07
20% Eigenkapital mit Rendite; 80% Fremdkapital		
Eigenkapital [Dh]	7.718	6.356
Rendite auf Eigenkapital [Dh]	10.357	8.530
Fremdkapital [Dh]	30.870	25.425
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	15.135	12.466
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	72.542	59.746
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	43.465	43.465
SGK [Dh/kWh]	1,67	1,37

ANHANG 2

Stromgestehungskosten (SGK) der Region Oriental nach verschiedene Finanzierungsmodellen und unterschiedlichen Anlagengrößen in Dirham

Projektparameter	1 kWp PV-Anlage	50 kWp PV-Anlage
Projektaufzeit in Jahren	25	25
Investitionskosten [Dh]	33.849	27.878
Investitionskosten incl. MwSt [Dh]	38.588	31.781
Betriebskosten/Jahr [Dh] (1% der Investitionskosten)	338	279
Betriebskosten gesamt [Dh]	8.462	6.970
Projektkosten [Dh]	47.050	38.750
Kreditlaufzeit in Jahren	10	10
Kreditrate jährlich	8%	8%
Rendite jährlich	5%	8%
Renditenlaufzeit in Jahren	25	25
Ertrag/Jahr [kWh/KWp/Jahr]	1.635	1.635
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	39.435	39.435
100% Eigenkapital		
Eigenkapital [Dh]	38.588	31.781
Fremdkapital [Dh]	0	0
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	0	0
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	47.050	38.750
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	39.435	39.435
SGK [Dh/kWh]	1,19	0,98
80% Eigenkapital - 20% Fremdkapital		
Eigenkapital [Dh]	30.870	25.425
Fremdkapital [Dh]	7.718	6.356
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	3.784	3.116
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	50.834	41.867
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	39.435	39.435
SGK [Dh/kWh]	1,29	1,06
50% Eigenkapital - 50% Fremdkapital		
Eigenkapital [Dh]	19.294	15.890
Fremdkapital [Dh]	19.294	15.890
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	9.460	7.791
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	56.510	46.541
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	39.435	39.435

SGK [Dh/kWh]	1,43	1,18
20% Eigenkapital mit Rendite; 80% Fremdkapital		
Eigenkapital [Dh]	7.718	6.356
Rendite auf Eigenkapital [Dh]	10.357	8.530
Fremdkapital [Dh]	30.870	25.425
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	15.135	12.466
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	72.542	59.746
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	40.173	39.435
SGK [Dh/kWh]	1,81	1,52

ANHANG 3

Stromgestehungskosten (SGK) der Region Souss-Massa-Drâa nach verschiedene Finanzierungsmodellen und unterschiedlichen Anlagengrößen in Dirham 2010

Projektparameter	1 kWp PV-Anlage	50 kWp PV-Anlage
Projektaufzeit in Jahren	25	25
Investitionskosten [Dh]	33.849	27.878
Investitionskosten incl. MwSt [Dh]	38.588	31.781
Betriebskosten/Jahr [Dh] (1% der Investitionskosten)	338	279
Betriebskosten gesamt [Dh]	8.462	6.970
Projektkosten [Dh]	47.050	38.750
Kreditlaufzeit in Jahren	10	10
Kreditrate jährlich	8%	8%
Rendite jährlich	8%	8%
Renditenlaufzeit in Jahren	25	25
Ertrag/Jahr [kWh/KWp/Jahr]	1.868	1.868
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	45.057	45.057
100% Eigenkapital		
Eigenkapital [Dh]	38.588	31.781
Fremdkapital [Dh]	0	0
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	0	0
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	47.050	38.750
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	45.057	45.057
SGK [Dh/kWh]	1,04	0,86
80% Eigenkapital - 20% Fremdkapital		
Eigenkapital [Dh]	30.870	25.425
Fremdkapital [Dh]	7.718	6.356
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	3.784	3.116
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	50.834	41.867
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	45.057	45.057
SGK [Dh/kWh]	1,13	0,93
50% Eigenkapital - 50% Fremdkapital		
Eigenkapital [Dh]	19.294	15.890
Fremdkapital [Dh]	19.294	15.890
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	9.460	7.791
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	56.510	46.541
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	45.057	45.057

SGK [Dh/kWh]	1,25	1,03
20% Eigenkapital mit Rendite; 80% Fremdkapital		
Eigenkapital [Dh]	7.718	6.356
Rendite auf Eigenkapital [Dh]	10.357	8.530
Fremdkapital [Dh]	30.870	25.425
Zinsen auf Fremdkapital [Dh]	15.135	12.466
Betriebskosten [Dh]	8.462	6.970
Gesamtkosten der Anlage [Dh]	72.542	59.746
Gesamtertrag Anlage über 25 Jahre (Degradation 0,3%) [kWh]	45.057	45.057
SGK [Dh/kWh]	1,61	1,33

ANHANG 4

Klimazonen Marokkos -

Nationales Institut für Meteorologie (Direction de la Météorologie Nationale)



ZONAGE CLIMATIQUE DU MAROC

