



UNIVERSITÄT  
DES  
SAARLANDES

## **Wissenschaftliche Arbeit**

im Rahmen des Studiums für das  
Lehramt in der Sekundarstufe I und II im Fach Physik  
in der Fachrichtung Physik der Naturwissenschaftlich-Technischen Fakultät  
der Universität des Saarlandes

# **Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung**

vorgelegt von

**Kevin Rainer Bieringer**

Matrikel-Nr.: 2549008

Johannesstraße 21, 66450 Bexbach

mail@kevin-bieringer.de

31.01.2019

Erstgutachter: Univ.-Prof. Dr. Rolf Pelster

Zweitgutachter: Univ.-Prof. Dr. Christoph Becher

Betreuer: Dr. Gerhard Luther



## Selbstständigkeitserklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Wissenschaftliche Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Die Stellen der Arbeit, die anderen Werken dem Wortlaut oder dem Sinn nach entnommen sind, sind unter Angabe der Quellen als Entlehnung kenntlich gemacht. Bei Zeichnungen, Skizzen oder Plänen sowie bildlichen und grafischen Darstellungen ist angegeben, wenn sie nach eigenen Angaben durch andere ausgeführt oder übernommen worden sind. Sollte ich Teile dieser Arbeit bereits für andere Prüfungen eingereicht haben, habe ich dies ebenfalls kenntlich gemacht. Die eingereichte elektronische Version der Arbeit stimmt mit der vorliegenden schriftlichen überein.

eingereicht am: 31.01.2019

---

*Kevin R. Bieringer*

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen ganz herzlich bedanken, die mich bei der Anfertigung dieser Wissenschaftlichen Arbeit unterstützt und begleitet haben.

Zu aller erst gebührt mein Dank Herrn Prof. Dr. Rolf Pelster, der mir großzügiger Weise ermöglicht hat meine Staatsexamensarbeit bei ihm am Lehrstuhl zu einem eher ungewöhnlichen Themenbereich zu verfassen. Darüber hinaus bedanke ich mich auch für die Übernahme der Erstbegutachtung der Arbeit.

Bei Herrn Prof. Dr. Christoph Becher möchte ich mich bedanken, dass er sich freundlicherweise dazu bereit erklärt hat, sich als Zweitgutachter zur Verfügung zu stellen.

Ein außerordentlicher Dank möchte ich Herrn Dr. Gerhard Luther von der Forschungsstelle Zukunftsenergie der Universität des Saarlandes aussprechen. Er ermöglichte es mir durch die Bereitstellung des Forschungsthemas mich mit einem so hochinteressanten und äußerst aktuellen Sachverhalt beschäftigen zu dürfen, bei dem ich sogar neben dem Fach Physik auch meine beiden anderen Fächer Geographie und Mathematik „fächerübergreifend“ einbringen konnte. Er stand mir über die vergangenen Wochen während der Anfertigung dieser Arbeit als Betreuer stets mit hilfreichen Anmerkungen und konstruktiver Kritik zur Seite und hat damit maßgeblich dazu beigetragen, dass diese Arbeit in dieser Form vorliegt.

Besonders möchte ich auch meinen Kommilitoninnen und Kommilitonen danken, die mich während meines Studiums begleitet haben, allen voran Marc Neuner, mit dem so manche Veranstaltung während des Studiums ein gutes Stück erträglicher und kurzweiliger geworden ist. Des Weiteren bedanke ich mich bei meinen beiden „Zimmergenossen“ Katrin Will und Alexander Maurer für viele unterhaltsame und fröhliche Stunden während der letzten Wochen, die uns auch durch die ein oder andere anstrengende Phase hinweghelfen konnten.

Abschließend möchte ich mich bei meinen Eltern, Margit und Rainer Bieringer, und meiner Familie sowie bei all meinen Freunden und Bekannten, v. a. Johannes Hach, bedanken, die mich immer bei meinem Studium unterstützt haben, mir mit Rat und Tat zur Seite standen und bei denen ich immer ein offenes Ohr bei Problemen und Sorgen gefunden habe.

Saarbrücken, 31.01.2019

Kevin Bieringer

## Inhaltsverzeichnis

<b>Selbstständigkeitserklärung</b> .....	<b>I</b>
<b>Danksagung</b> .....	<b>II</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>III</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>VII</b>
<b>1 Einführung</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Modellierung eines solaren Dargebots</b> .....	<b>5</b>
2.1 Energiequelle „Fusionsreaktor Sonne“ .....	5
2.1.1 Grundlagen der regenerativen Energieversorgung .....	5
2.1.2 Die Sonne.....	7
2.1.3 Solarkonstante und extraterrestrische Bestrahlungsstärke.....	8
2.2 Bestrahlungsstärke ohne atmosphärischen Einfluss .....	10
2.2.1 Bestimmung der Sonnenposition .....	11
2.3 Bestrahlungsstärke mit atmosphärischem Einfluss.....	12
2.3.1 Reduzierende Effekte durch die Atmosphäre (Extinktion).....	12
2.3.2 Unterteilung der Globalstrahlung in direkte und diffuse Bestrahlungsstärke .....	14
2.3.3 Bestimmung der diffusen Bestrahlungsstärke.....	14
2.4 Bestrahlungsstärke auf geneigten Flächen .....	14
2.4.1 Bestimmung des Einfallswinkels auf die geneigte Fläche .....	15
2.4.2 Direkte Strahlung auf die geneigte Fläche .....	15
2.4.3 Diffuse Strahlung auf die geneigte Fläche.....	15
2.4.4 Bodenreflexion .....	17
2.4.5 Globale Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene .....	17
2.5 Bestrahlung .....	18
2.6 Messung der Bestrahlungsstärke und Datenlage der NASA .....	18
2.7 Graham-Verfahren zur Synthese von Stundenwerten der atmosphärischen Transmission..	20
2.7.1 Modellierung des Tagesgangs der deterministischen „mean“-Komponente $k_{tm}$ der atmosphärischen Transmission .....	21
2.7.2 Stochastische Modellierung der stündlichen Störung $a(t)$ .....	21
2.7.3 Umsetzung der Modellierung in Microsoft Excel .....	24
2.7.4 Bestimmung der Bestrahlungsstärke in Microsoft Excel ausgehend von den synthetischen $k_t$ -Werten .....	25
2.8 Überprüfung und Validierung der erzeugten Daten.....	28
2.8.1 Untersuchung der Tagessummen der Ausgangsdaten von NASA und ÜNB .....	29
2.8.1.1 Vergleich der NASA- und ÜNB-Tagessummen-Daten in Deutschland und Baden- Württemberg .....	30
2.8.1.2 Vergleich der ÜNB- und DWD-Daten für Deutschland und Baden-Württemberg..	32

2.8.1.3	Vergleich der DWD- und NASA-Daten.....	34
2.8.1.4	Zusammenfassung und Diskussion der Abweichungen von gemessenen und synthetischen Solarstrom-Einspeisezeitreihen.....	37
2.8.2	Vergleich synthetischer Stundenwerte der Solarstromspeisung mit ÜNB-Daten ..	38
2.8.2.1	Untersuchungsraum Deutschland .....	38
2.8.2.2	Untersuchungsraum Baden-Württemberg.....	43
2.8.3	Zusammenfassende Diskussion und Bewertung der Eignung des Graham-Verfahrens zur Modellierung einer solaren Stromerzeugung.....	49
2.9	Redundanzprüfung des Graham-Verfahrens bei großer räumlicher Mittelung.....	49
<b>3</b>	<b>Das solare Dargebot Nordafrikas.....</b>	<b>53</b>
3.1	Geographische Einordnung .....	54
3.2	Allgemeine klimatologische Betrachtungen.....	54
3.3	Globalstrahlung in Nordafrika .....	54
3.3.1	Räumliche Verteilung der Globalstrahlung .....	55
3.3.2	Bewertung des Solarstrompotentials in Nordafrika .....	57
3.4	Regionalisierung: Marokko als näherer Untersuchungsraum .....	57
3.4.1	Regionalklima Marokkos und Untersuchung verschiedener Klimastationen.....	57
3.4.2	Strahlungsklimatische Verhältnisse Marokkos .....	57
3.4.3	Auswahl Marokkos als genaueren Untersuchungsraum.....	58
3.4.4	Geeignete Solarstrom-Produktionsstruktur in Marokko .....	59
3.5	Synthetische solare Stromerzeugung in Marokko.....	60
3.5.1	Vergleich der deutschen und marokkanischen Solarstromproduktion .....	64
3.5.2	Vergleich der deutschen RE-Stromproduktion mit der marokkanischen Solarstromproduktion.....	80
<b>4</b>	<b>Das Zwei-Speicher-Modell mit Kopplung zu Nordafrika .....</b>	<b>97</b>
4.1	Das Zusammenspiel von Kurz- und Langzeitspeichern .....	97
4.1.1	Grundlegender Aufbau des Zwei-Speicher-Modells .....	98
4.1.2	Erweiterung des Zwei-Speicher-Modells.....	99
4.1.3	Zusammensetzung des RE-Dargebots im Zwei-Speicher-Modell .....	100
4.2	Mathematische Beschreibung des Zwei-Speicher-Modells mit Kopplung von Deutschland und Nordafrika in einem Zeitschritt.....	100
4.2.1	Speicherbewirtschaftung des Kurzzeitspeichers .....	101
4.2.1.1	Bestand/Speicherinhalt $Sp_{80}$ .....	102
4.2.1.2	Einspeicher-Vorgang .....	102
4.2.1.3	Ausspeicher-Vorgang .....	103
4.2.1.4	Vorgabe der minimalen Ein- und Ausspeicherzeit.....	103
4.2.2	Speicherbewirtschaftung des Langzeitspeichers.....	103
4.2.2.1	Bestand/Speicherinhalt $Sp_{25}$ .....	104
4.2.2.2	Einspeicher-Vorgang .....	104

4.2.2.3	Ausspeicher-Vorgang .....	104
4.2.3	Zusammenfassende Speicherbilanz des Zwei-Speicher-Modells .....	105
4.3	Die Überschuss-Faktoren .....	105
4.3.1	Gewichtung der heimischen RE-Produktion über Ausbaufaktoren .....	106
4.3.2	HGÜ-Begrenzung .....	106
4.4	Kostenkalkulation .....	109
4.4.1	Aufbau der Kostenfunktion .....	109
4.4.2	Zugrunde gelegte Kostenparameter .....	110
<b>5</b>	<b>Ergebnisse des Zwei-Speicher-Modells für Marokko .....</b>	<b>114</b>
5.1	Optimale Kurzzeitspeicher-Größe bei „allzeit bereiten“ Speichern .....	114
5.2	Optimierung der Einspeicher-Leistungen $T80_{ein}$ und $P25_{mx}$ .....	119
5.3	Optimierung der Langzeitspeicher-Einspeicher-Leistungen $P25_{mx}$ und der Kurzzeitspeicher-Kapazität $Sp80_{Mx\_Nd}$ bei $T80_{ein} = 7$ h .....	121
5.4	Untersuchung des Zwei-Speicher-Modells für Marokko bei optimaler Konfiguration.....	126
5.5	Betrachtung und Optimierung der Kostenfunktion.....	135
5.6	Ausblick: Kopplung der marokkanischen und deutschen Stromversorgung.....	135
<b>6</b>	<b>Nomenklatur .....</b>	<b>138</b>
6.1	Modellierung eines solaren Dargebots.....	138
6.2	Zwei-Speicher-Modell .....	140
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>142</b>
<b>8</b>	<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>147</b>
8.1	Abbildungsverzeichnis.....	147
8.2	Tabellenverzeichnis.....	157
<b>9</b>	<b>Anhang I: Das solare Dargebot Nordafrikas .....</b>	<b>159</b>
9.1	Geographische Einordnung .....	159
9.2	Allgemeine klimatologische Betrachtungen.....	160
9.2.1	Strahlungsklimatische Grundzüge .....	163
9.2.2	Zirkulationsbedingte Einflüsse.....	163
9.2.3	Ozeanographische und orographisch-topographische Einflüsse auf das Klima .....	164
9.2.4	Hygrische Verhältnisse .....	164
9.2.5	Bewölkung und atmosphärische Transmission .....	166
9.3	Globalstrahlung in Nordafrika .....	167
9.3.1	Räumliche Verteilung der Globalstrahlung .....	168
9.3.2	Bewertung des Solarstrompotentials in Nordafrika .....	170
9.4	Regionalisierung: Marokko als näherer Untersuchungsraum .....	170
9.4.1	Regionalklima Marokkos und Untersuchung verschiedener Klimastationen.....	170
9.4.1.1	Orographisch-topographische Verhältnisse und Reliefstruktur .....	170
9.4.1.2	Klimaklassifikation nach Köppen-Geiger .....	171

9.4.1.3	Hygrische Verhältnisse .....	174
9.4.2	Strahlungsklimatische Verhältnisse Marokkos .....	175
9.4.3	Auswahl Marokkos als genaueren Untersuchungsraum .....	177
9.4.4	Geeignete Solarstrom-Produktionsstruktur in Marokko .....	177
9.5	Synthetische solare Stromerzeugung in Marokko .....	177
<b>10</b>	<b>Anhang II .....</b>	<b>178</b>
10.1	Verfahrensweise zur Erstellung von synthetischen Solarstrom-Zeitreihen für beliebige Standorte .....	178
10.1.1	Download der Daten bei POWER/NASA und Aufarbeitung der Daten .....	178
10.1.2	Ablauf des Einzelimports .....	183
10.1.3	Ablauf des Sammelimports .....	186
10.1.4	Berechnung des gewichteten Mittelwertes aus verschiedenen Stationen nach dem Sammel-Import und Daten-Export .....	187
10.1.5	Daten-Auswertung und -Vergleich direkt in der Arbeitsmappe hWerte .....	188
10.2	VBA-Makro zur Bestimmung der Globalstrahlung auf eine geneigte Ebene .....	190
10.3	Standortwahl zur Datenprüfung .....	193
10.4	Standortwahl der DWD-Stationen zur Prüfung der NASA- und ÜNB-Daten .....	194
10.5	Synthetische Solarstrom-Einspeisezeitreihe für Deutschland im Jahr 2016 bei horizontalen PV-Anlagen .....	195
10.6	Abgrenzung der Klimate nach Köppen-Geiger .....	200
10.7	Synthetische Solarstrom-Einspeisezeitreihe für Marokko im Jahr 2016 bei horizontalen PV-Anlagen gemäß „Flächengewichtung“ .....	201
10.8	Synthetische Solarstrom-Einspeisezeitreihe für Marokko im Jahr 2016 bei optimal nach Süden geneigten PV-Anlagen gemäß „Produktionsstruktur“ .....	206
10.9	Optimierung der Einspeicher-Leistungen $T80_{ein}$ und $P25_{mx}$ bei verschiedenen Sp80-Kapazitäten .....	211
10.10	Jahresdauerlinien des Zwei-Speicher-Systems in Marokko bei optimaler Konfiguration .....	224

## **Abstract**

### **Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung**

Nach der abgeschlossenen Energiewende wird die Stromversorgung Deutschlands vor allem auf Strom aus Windkraft- und Solaranlagen aufgebaut sein. Unter Zuhilfenahme einer Speicherstruktur bestehend aus Kurz- und Langzeitspeichern können die Schwankungen zwischen Verbrauch und Produktion in Einklang gebracht werden („Zwei-Speicher-Modell“). Die Potentiale der Solarkraft sind immens, v. a. in sonnenreichen Regionen wie der Wüste Nordafrikas. Im Rahmen dieser Arbeit werden Überlegungen angestellt, diese Potentiale für die deutsche Stromversorgung zu nutzen. Dazu wird das bestehende Zwei-Speicher-Modell auf eine Kopplung mit Nordafrika erweitert. Mit Hilfe eines stochastischen Verfahrens wird die Sonneneinstrahlung in Nordafrika modelliert und daraus eine solare Stromerzeugungsstruktur am Beispiel von Marokko synthetisiert. Durch eine systematische Untersuchung der Solarstromerzeugung als alleinige Stromquelle in Marokko kann eine geeignete Struktur aus Kurz- und Langzeitspeicher im Zwei-Speicher-Modell abgeleitet werden. Dabei zeigen sich erste, vielversprechende Erkenntnisse in Hinblick auf eine Kopplung der marokkanischen und deutschen Stromversorgung über eine HGÜ-Leitung, was noch weiterer Forschungsanstrengung bedarf.

---

*English version:*

### ***Rough Modelling of a Solar Power Generation in North Africa with Interconnection to the German Power Supply***

*After the completed energy transformation, Germany's power supply will be mainly based on electricity from wind and solar power plants. With the utilisation of a storage structure consisting of short- and long-term storages, the fluctuations between consumption and production can be reconciled ("dual storage model"). The potential of solar power is immense, especially in sunny regions like the desert of North Africa. Within this work considerations are made to use these potentials for the German power supply. For this reason, the existing dual storage model will be expanded to include an interconnection with North Africa. With the aid of a stochastic process, the solar radiation in North Africa is modelled, which is used to synthesise a solar power generation structure by taking the example of Morocco. Through a systematic study of solar power generation as the exclusive power source in Morocco, a suitable structure of short- and long-term storages in the dual storage model can be derived. This shows the first promising findings with regard to an interconnection of the Moroccan and German power supply via a HVDC transmission, which requires further research efforts.*



## 1 Einführung

„Energie“ ist für Physiker omnipräsent, „Energie“ stellt eine fundamentale physikalische Größe dar und ist in so unterschiedlichen Kontexten der physikalischen Forschung relevant. Aber auch im gesellschaftlichen Diskurs spielt „Energie“ eine bedeutende Rolle, wenn auch in einer etwas anderen Konnotationen: Hier beherrschen Begriffe wie „Energieversorgung“, „Energieverbrauch“, „Energiekosten“, „Kernenergie“, „fossile Energieträger“, „erneuerbare Energie“, „Energiewirtschaft“ oder „Energiewende“ die Schlagzeilen. Als Physiker steht der Energieerhaltungssatz außer Diskussion – und dennoch wird vor allem auch über die Frage nach der Art und Weise der „Energieerzeugung“ in Deutschland kontrovers debattiert.

Abbildung 1-1 zeigt, auf welche Energieträger sich der Primärenergieverbrauch<sup>1</sup> in Deutschland im Jahr 2017 aufteilte. Unter Primärenergie werden dabei die Energieträger bzw. Energieformen verstanden, aus denen die letztlich genutzte Energie erzeugt wird. Diese Primärenergie, wie z. B. die in der Steinkohle gespeicherten chemischen Energie, wird dann weiter in Sekundärenergie, wie z. B. elektrische Energie, und schließlich in Endenergieformen umgewandelt, so z. B. in Wärme im Wasserkocher für einen Tee.

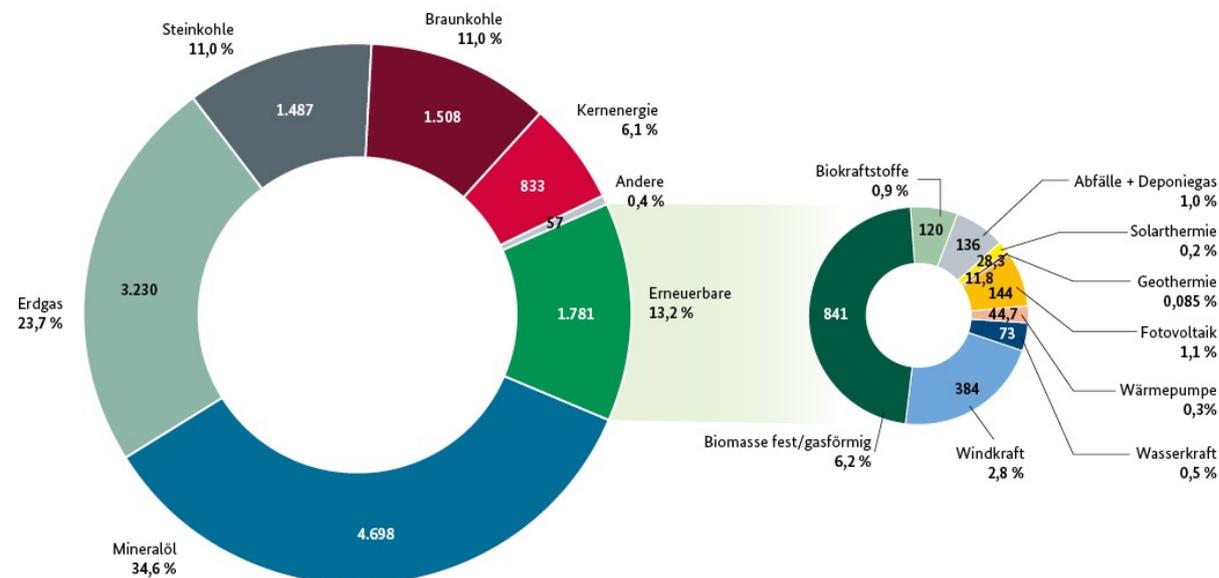


Abbildung 1-1 Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017 (Jahressumme: 13.525 PJ) nach verschiedenen Energieträgern (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018)

Aus der Abbildung geht eindrucksvoll hervor, dass der überwiegende Anteil (86,8 %) des deutschen Primärenergiebedarfs zurzeit durch fossile Energieträger gedeckt wird, v. a. über Mineralöl, Erdgas und Kohle. Der Anteil der Erneuerbaren Energien ist relativ gering. Die sog. „Kohlekommission“ empfahl

<sup>1</sup> Wir bleiben in dieser Arbeit der besseren Lesbarkeit wegen bei den eher umgangssprachlichen Begriffen wie Energieverbrauch und –Erzeugung, auch wenn diese im strengen Sinne physikalisch nicht ganz korrekt sind.

erst kürzlich der Bundesregierung zudem den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens zum Ende des Jahres 2038 (Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, 2019), der Kernenergieausstieg bis zum Ende des Jahres 2022 ist bereits beschlossen. Dabei machen Kernenergie und Kohle zusammen knapp die Hälfte bei der Stromerzeugung in Deutschland aus (AG Energiebilanzen, 2018).

Es stehen also weitreichende Veränderungen in der Energie- und v. a. Stromversorgung Deutschlands an. Die Argumente für die Notwendigkeit für ein Vorantreiben der sog. „Energiewende“ liegen dabei auf der Hand: Fossile Primärenergieträger wie Kohle, Erdgas und Mineralöl verursachen bei ihrer Nutzung zur Stromerzeugung (genauso wie auch als Kraftstoff in der Mobilität bzw. als Brennstoff für die Wärmeengewinnung) Emissionen von Treibhausgasen. Durch Klimamodellierungen und -projektionen konnte nachgewiesen werden, dass diese Treibhausgase – wie beispielsweise von CO<sub>2</sub> (Kohlenstoffdioxid), CH<sub>4</sub> (Methan), N<sub>2</sub>O (Lachgas) und FCKW (Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe) – einen bedeutenden Anteil an der globalen Klimaerwärmung haben (IPCC, 2013; IPCC, 2014). Um das Pariser Klimaabkommen einzuhalten, das die Erhöhung der globalen Mitteltemperatur auf deutlich weniger als 2 °C beschränken will, ist eine deutliche Reduktion dieser Emissionen notwendig, was eine Neuausrichtung der Energiewirtschaft voraussetzt.

Aber auch unabhängig von den Gesichtspunkten des Klimaschutzes ist auf mittel- bis langfristiger Sicht eine Abkehr von fossilen Energieträgern als Grundlage der Energieversorgung notwendig: Fossile Energieträger sind – wie ihr Namen schon andeutet – erschöpflich, d. h. in absehbaren, zeitlichen Horizonten sind die Rohstoffreserven erschöpft bzw. es muss ein immer höherer – auch finanzieller – Aufwand betrieben werden, um diese Ressourcen noch gewinnen zu können.

Ein geeignetes Energiesystem muss also nachhaltig aufgebaut sein. Ein nachhaltiges Energiesystem ruht dabei auf drei Säulen: es genügt der ökologischen Nachhaltigkeit – aber auch ökonomischer und sozialer Nachhaltigkeit. Ein geeignetes Energiesystem muss eben nicht nur die natürlichen Lebensgrundlagen auf lange Sicht erhalten, sondern u. a. auch bezahlbar sein. Denn eine Gesellschaft kann nicht dauerhaft über ihre Verhältnisse leben, weshalb sich die Energieversorgung wirtschaftlich tragen muss. Hinzu kommen die Aspekte der sozialen Nachhaltigkeit, d. h. das Energiesystem darf soziale Spannungen zwischen verschiedenen Teilen der Gesellschaft nicht eskalieren lassen. Auch muss einem weiter steigenden Energiebedarf begegnet werden, der sich aufgrund der Bevölkerungszunahme auf der Erde und der immer fortschreitenden technischen Entwicklung kaum aufhalten lässt.

Bei der globalen Dimension der vorgestellten Problem-Gemengelage sind globale Lösungen und internationale Kooperationen von Nöten. Einer dieser Ansätze stellt das **Projekt „Desertec“** dar (Desertec Foundation, o. J.). Vor ziemlich genau 10 Jahren wurde am 20.01.2009 die „Desertec Foundation“ gegründet und fand schnell bei Klimaschützern wie Stromkonzernen regen Anklang. Das Konzept von Desertec sieht vor, dass in der sonnenreichen Wüste Nordafrikas Solarstrom gewonnen wird und der überschüssige, lokal nicht benötigte Strom über Leitungen nach Europa exportiert wird. Schon kleinste Flächen der Wüste Sahara wären theoretisch gesehen ausreichend, um genug Strom aus Solarkraft zu erzeugen, um damit ganz Europa oder gar die ganze Welt zu versorgen. Nach anfänglicher Euphorie

kam es unter den verschiedenen Projektpartnern bei Desertec zu Unstimmigkeiten über die genaue Ausrichtung des Projektes, sodass die Initiative wieder im Sand verlief und bisher die Investitionen in Nordafrika in dem geplanten Ausmaß nicht realisiert wurden.

Jedoch ist die Idee an sich nicht im Sand verlaufen und scheint immer noch vielversprechend zu sein. Es werden in unserer Forschungsstelle Überlegungen angestellt, unter der Annahme einer abgeschlossenen Energiewende, die deutsche Stromversorgung mit der Stromversorgung Nordafrikas zu koppeln. Dabei muss untersucht werden, wie ein solches Energiesystem aufgebaut sein muss. In diesem Kontext möchte die vorliegende Arbeit einen Beitrag leisten.

Ist die Energiewende abgeschlossen, d. h. die Energieversorgung basiert ausschließlich auf regenerativen Energiequellen, so müssen umfangreiche Stromspeicher vorgehalten werden. Dies ist notwendig, da die Stromerzeugung v. a. mit Hilfe von Photovoltaik- und Windkraftanlagen durchgeführt wird. Das bringt jedoch mit sich, dass die Stromproduktion nicht – wie bislang – gesteuert und dem aktuellen Verbrauch angepasst werden kann, sondern von den äußeren Umständen vorgegeben ist. Die resultierenden Schwankungen in der Produktions- und Verbrauchsstruktur müssen daher über Zwischenspeicherung in Einklang gebracht werden. Dies wird mit dem vereinfachten „Zwei-Speicher-Modell“ nach Luther und Schmidt-Böcking (2014) modelliert. Um in dieses Modell das Desertec-Projekt einzu beziehen, ist die Kenntnis über die Solarstromerzeugung in Nordafrika Grundvoraussetzung.

Daher soll in der vorliegenden Arbeit eine solare Stromerzeugung in Nordafrika modelliert werden, um anschließend die Kopplung zur deutschen Stromversorgung systematisch untersuchen zu können. Die Untersuchung der Kopplung mit Deutschland kann dabei im Rahmen dieser Arbeit nicht abschließend behandelt werden und wird weiter Gegenstand der Forschung sein müssen.

In der Arbeit wird ein Verfahren vorgestellt, das ein solares Dargebot eines beliebigen Standorts auf der Erde in stündlicher Auflösung bereitstellt. Hierzu wird in Kapitel 2 „Modellierung eines solaren Dargebots“ dargestellt, wie mit Hilfe des Verfahrens nach Graham aus Tagesmittelwerten der Globalstrahlung Stundenwerte synthetisiert werden (Graham V. A., 1985; Graham & Hollands, 1990). Ein ausführlicher Teil dieses Kapitels thematisiert auch die Prüfung und Validierung der so gewonnenen Daten.

Anschließend wird in Kapitel 3 „Das solare Dargebot Nordafrikas“ der Raum Nordafrika hinsichtlich seiner Eignung für die solare Stromerzeugung untersucht und Marokko als geeigneter Partner in der Stromversorgung für Deutschland herausgestellt, ehe dann anschließend für eine geeignete Produktionsstruktur eine solare Stromerzeugung gewonnen und untersucht wird.

Das Desertec-Projekt soll im Zwei-Speicher-Modell integriert werden. Diese modelltechnische Integration von Desertec wird im 4. Kapitel „Das Zwei-Speicher-Modell mit Kopplung zu Nordafrika“ vorgenommen. Hier wird der nähere Aufbau des ursprünglichen Zwei-Speicher-Modells auch in seinen mathematischen Zusammenhängen dargestellt und um die Kopplung mit Nordafrika erweitert.

In Kapitel 5 „Ergebnisse des Zwei-Speicher-Modells für Marokko“ wird dann mit der isolierten Untersuchung und Optimierung der solaren Stromerzeugung in Marokko (ohne Export nach bzw. Kopplung mit Deutschland) begonnen. Hier wird abgeleitet, wie das Zwei-Speicher-System konkret aufgebaut

sein muss, um es für Marokko zu optimieren. In einem Ausblick können dann aber bereits vielversprechende Hinweise für eine Kopplung mit Deutschland gewonnen werden, die Mut und Lust auf weitere Forschung in dieser Richtung machen.

Vollständige Daten zu den im Hauptteil vorgestellten Themen sind im Anhang ausführlich aufgeführt. Dort findet sich auch eine für den praktischen Gebrauch geeignete, detaillierte Anleitung zur Übernahme der Rohdaten und Einbindung in das Programmsystem.

## 2 Modellierung eines solaren Dargebots

Im Rahmen der Energiewende wird eine Abkehr von fossilen zugunsten von regenerativen Energieträgern vorangetrieben. Unter dem Szenario einer „vollständig abgeschlossenen Energiewende“ wird die Energieversorgung der Erde (bzw. einer Gesellschaft) ausschließlich auf regenerativen Energieträgern basieren. Hierbei wird die Gewinnung von elektrischer Energie aus dem Energiedargebot der Sonne eine entscheidende Rolle spielen. Im Rahmen dieses Kapitels soll nun zunächst eine Möglichkeit dargestellt werden, wie diese zur Verfügung stehende Sonnenenergie – das „solare Dargebot“ – eines Standorts modelliert werden kann. Dies ist notwendig, um im Anschluss hieraus ableiten zu können, wie unter den modellierten Solarstrahlungsbedingungen eine solare Stromerzeugung aussähe.

In Abschnitt 2.1 werden zunächst die relevanten physikalischen Grundlagen der Sonnenstrahlung dargestellt. Anschließend folgt eine theoretische Diskussion der Bestrahlungsstärke auf der Erde, in Abschnitt 2.2 zunächst ohne und in Abschnitt 2.3 mit dem Einfluss der Erdatmosphäre. Abschnitt 2.4 stellt dar, wie die Bestrahlungsstärke auf geneigte Ebenen bestimmt werden kann, was im Rahmen von Photovoltaik-Anlagen oft von Nöten ist, da diese Anlagen meist nicht horizontal zur Erdoberfläche installiert werden. Abschnitt 2.5 widmet sich der Ableitung der *Bestrahlung* aus der zuvor vorgestellten *Bestrahlungsstärke*, ehe Abschnitt 2.6 sich den physikalischen Messmethoden der Bestrahlungsstärke annimmt. Hierbei wird auch dargelegt, wie die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Solarstrahlungswerte der NASA erhoben werden. Ziel wird es sein, das solare Dargebot in Nordafrika zu modellieren, da hier keine Messdaten in ausreichender Menge und Güte vorliegen. Im Abschnitt 2.7 wird daher in ausführlicher Weise dargelegt, wie anhand des Verfahrens nach Graham (1985) synthetisch stündliche Solarstrahlungswerte ermittelt werden können. Diese werden mithilfe dieses Verfahrens aus von der NASA bereitgestellten Tagesmittelwerten der Solarstrahlung generiert. Der Abschnitt 2.8 stellt die Überprüfung und Validierung der nach dem vorgestellten Verfahren erzeugten Daten dar. Bei der Untersuchung von deutschen Solarstrom-Produktionszeitreihen stellt man fest, dass diese bei deutschlandweiter Mittelung einen ziemlich gleichförmigen Tagesverlauf aufweisen – bei der Betrachtung von einzelnen Standorten jedoch aufgrund von Wettereinflüssen (wie Wolkendurchzügen etc.) hohe Variationen vorliegen. Abschnitt 2.9 hat sich daher zum Ziel gesetzt, nachzuweisen, dass sich bei ausreichend hoher räumlicher Mittelung die zeitliche Volatilität der Sonneneinstrahlung an den einzelnen Standorten herausmittelt.

### 2.1 Energiequelle „Fusionsreaktor Sonne“

#### 2.1.1 Grundlagen der regenerativen Energieversorgung

Aus Gründen des Klimaschutzes, der Nachhaltigkeit und nicht zuletzt der beschränkten Verfügbarkeit von Ressourcen scheint eine Abkehr von fossilen Energieträgern als Grundlage der Energieversorgung unserer Gesellschaft zumindest mittelfristig unumgänglich. Diese Lücke muss daher, auch vor dem Hintergrund eines steigenden Energiebedarfs, durch die sog. **erneuerbaren** bzw. **regenerativen Energieträger** (kurz: RE) geschlossen werden. Quaschnig (2015, S. 34) definiert diese als diejenigen „Energiequellen, die unter menschlichen Zeithorizonten unerschöpflich sind“.

Grundsätzlich können die Quellen regenerativer Energieformen in drei Bereiche kategorisiert werden. Diese drei Energieformen stellen auf der Erde folgendes Energieangebot bereit (Quaschnig, 2015, S. 34):

- Planetenenergie (Gravitation) 94 EJ/a (ca. 26 000 TWh/a)
- Geothermische Energie 996 EJ/a (ca. 277 000 TWh/a)
- Sonnenenergie 3 900 000 EJ/a (ca. 1 Mrd. TWh/a)

Durch natürliche Umwandlungsprozesse entstehen dann weitere regenerative Energieformen (z. B. Wind, Niederschlag, Biomasse) und können letztlich in der durch den Verbraucher angeforderten Sekundär- bzw. Endenergieform (z. B. Elektrizität, Wärme, Brennstoff, Kraftstoff) bereitgestellt werden (vgl. Abbildung 2-1). Auf diese Weise könnte über regenerative Energieformen ein um mehrere Größenordnungen höhere Energie bereitgestellt werden, als weltweit nachgefragt wird (vgl. Abbildung 2-2) (Quaschnig, 2015, S. 34). Zum Vergleich: Der Primärenergieverbrauch Deutschlands betrug im Jahr 2017 ca. 13,5 EJ (ca. 3 753 TWh) (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018) und weltweit im Jahr 2016 ca. 576 EJ (ca. 160 000 TWh) (International Energy Agency, 2018).

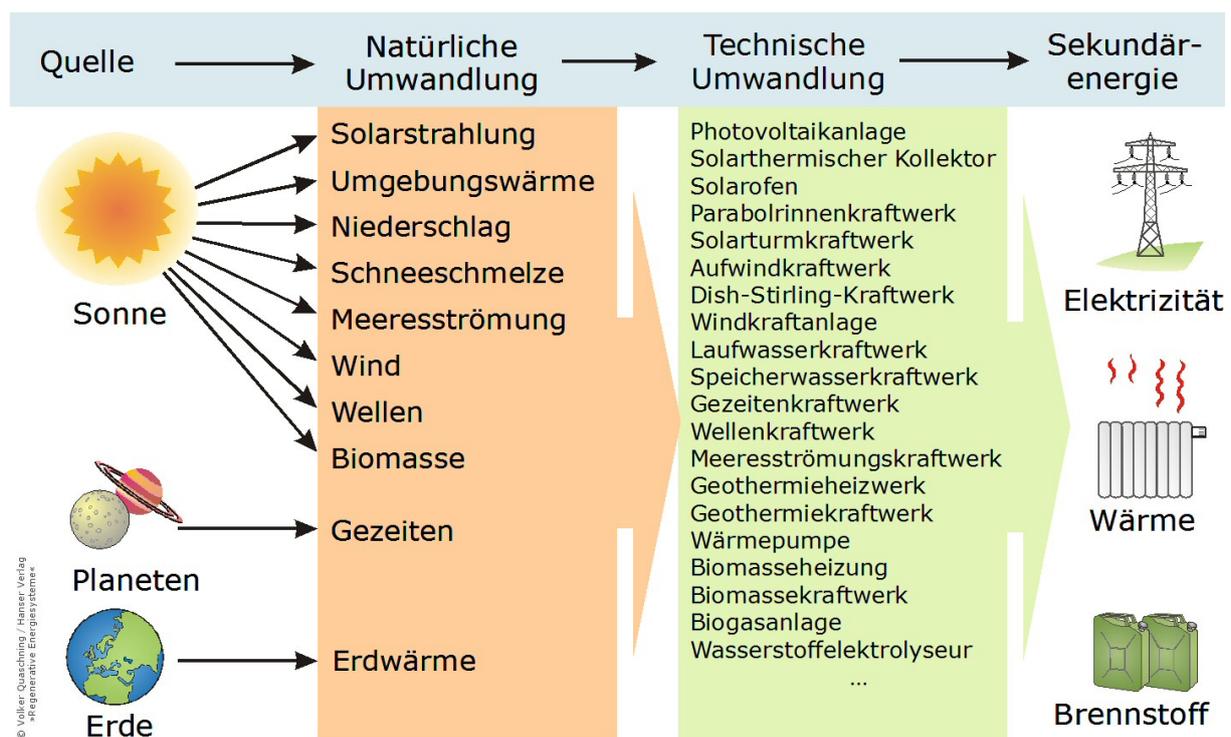


Abbildung 2-1 Quellen und Möglichkeiten zur Nutzung regenerativer Energien (Quaschnig, 2015, S. 35).

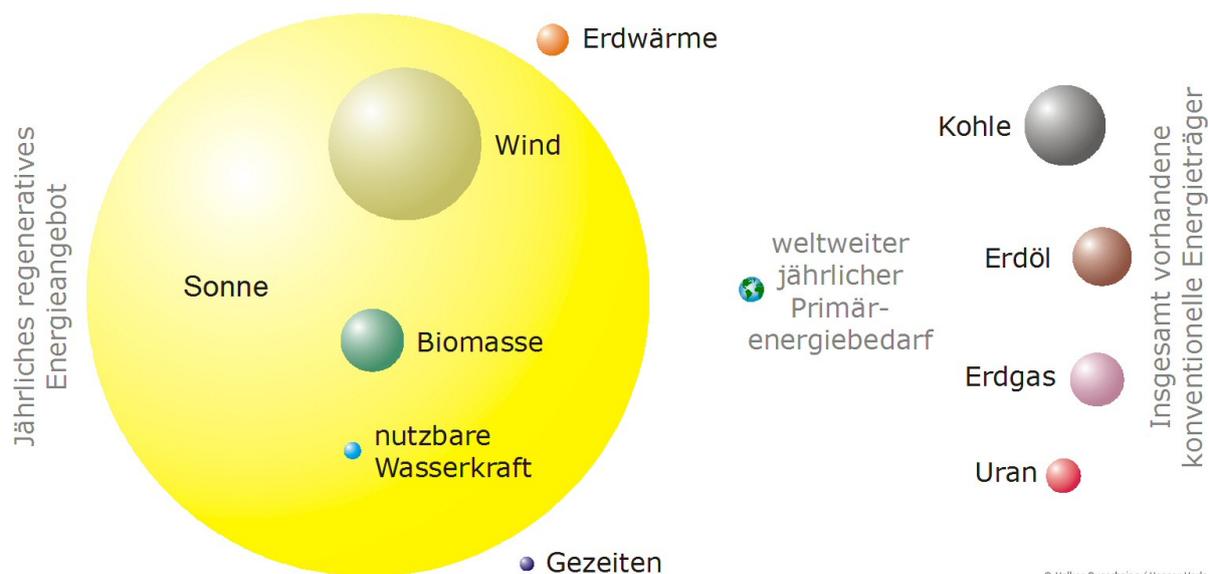


Abbildung 2-2 Energiekugeln. Die jährliche Sonneneinstrahlung übertrifft den Energieverbrauch und sämtliche Energiereserven um ein Vielfaches (Quaschnig, 2015, S. 37).

### 2.1.2 Die Sonne

Wie bereits aus der obigen Übersicht hervorgeht, sind die durch Planeten- bzw. geothermische Energie bereitgestellten Energiemengen verglichen mit der Sonnenenergie nur sehr gering. Die Sonne stellt einen praktisch unerschöpflichen Energielieferanten für die Erde dar. Die Energie bezieht das Zentralgestirn unseres Sonnensystems durch **Kernfusionsprozesse** (Quaschnig, 2015, S. 59). Bei der Sonne handelt es sich um einen ca. 4,55 Mrd. Jahre alten Hauptreihenstern der Spektralklasse G (gelber Zwerg) mit einer Masse von ca.  $1,9891 \cdot 10^{30}$  kg (Spatschek, 2018; Weischet & Endlicher, 2012). Rund 71 % dieser Masse wird von Wasserstoff, 27 % von Helium und nur ca. 2 % von anderen Elementen gebildet. Dabei bildet sich aus dem Wasserstoff beim sog. *Wasserstoffbrennen* über verschiedene Zwischenreaktionen immer mehr Helium. Die Bruttoreaktion des Wasserstoffkerns  ${}^1_1\text{p}$  lautet (Quaschnig, 2015, S. 59; Spatschek, 2018):



Aus dem Wasserstoffkern bildet sich letztlich ein Alpha-Teilchen ( ${}^4_2\alpha$ ), was einem Helium-Kern entspricht. Da das Alpha-Teilchen aus zwei Protonen und zwei Neutronen besteht, müssen sich weiterhin zwei Positronen und zwei Neutrinos bilden. Durch den Massendefekt nach der Reaktion wird bei jeder dieser Kernfusionen gemäß der Einstein'schen Energie-Masse-Äquivalenz

$$\Delta E = \Delta m \cdot c^2 \quad (2-2)$$

eine Energie  $\Delta E$  frei. Diese liegt bei  $\Delta E \approx 3,955 \cdot 10^{-12}$  J = 24,687 MeV *pro Fusionsreaktion*.

Beziehen wir nun bei der Betrachtung die Elektronen in der Atomhülle mit ein, die bisher vernachlässigt wurden: Das Wasserstoff-Atom  ${}^1\text{H}$  hat ein Elektron, das  ${}^2\text{He}$ -Atom zwei Elektronen in der Hülle. Bei der Reaktion (2-1) stehen also auf der linken Seite vier Elektronen zur Verfügung, von denen zwei sich in der Hülle des Helium-Atoms wiederfinden und zwei mit den beiden Positronen annihilieren.

Dabei wird zusätzlich Energie in Form von Strahlung in Höhe der vierfachen Elektronenmasse frei (ca. 2,044 MeV). Insgesamt setzt eine Fusionsreaktion demnach eine Gesamtenergie von 26,731 MeV frei (Quaschnig, 2015, S. 60).

Diese Strahlungsenergie alleine betrachtet, scheint noch wenig beachtenswert. Führt man sich jedoch vor Augen, dass die Sonne  $\dot{m} = 4,278$  Millionen Tonnen Masse pro Sekunde verliert, so ergibt sich eine gewaltige **Strahlungsleistung**  $P_S$  unseres Zentralgestirns

$$P_S = \dot{m} \cdot c^2 = (3,845 \pm 0,006) \cdot 10^{26} \text{ W} \quad (2-3)$$

bzw. pro Fläche die **spezifische Ausstrahlung der Sonne** (mit  $A_S = 6,081 \cdot 10^{12} \text{ km}^2$ )

$$M_S = \frac{P_S}{A_S} = 63,2 \frac{\text{MW}}{\text{m}^2} \quad (2-4)$$

Demnach kann man – unter der Annahme, die Sonne sei ein idealer schwarzer Körper, was in guter Näherung der Fall ist – mittels des *Stefan-Boltzmann-Gesetzes*

$$M = \sigma T^4 \quad (2-5)$$

der Sonne eine (effektive) **Oberflächentemperatur**

$$T_{\text{Sonne}} = \sqrt[4]{\frac{M_S}{\sigma}} \approx 5\,778 \text{ K} \quad (2-6)$$

mit der Stefan-Boltzmann-Konstanten  $\sigma = 5,67051 \cdot 10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$  zuweisen (Quaschnig, 2015, S. 60 f.; Spatschek, 2018).

### 2.1.3 Solarkonstante und extraterrestrische Bestrahlungsstärke

Gemäß der Geometrie aus dem Radius der Sonne  $r_S$  und dem Abstand  $r_{SE}$  zwischen Sonne und Erde kann aus der spezifischen Ausstrahlung der Sonne  $M_S$  die Bestrahlungsstärke  $G$  auf der Erde (genauer: an der Oberfläche der Atmosphäre) bestimmt werden:

Aufgrund der Energieerhaltung muss die über die Oberfläche der Sonne  $A_S$  abgestrahlte Energie gleich der durch die Kugelfläche  $A_{SE}$  mit dem mittleren Radius der Umlaufbahn der Erde  $r_{SE}$  sein (vgl. Abbildung 2-3):

$$M_S \cdot A_S = G \cdot A_{SE} \quad (2-7)$$

Daraus ergibt sich für die **extraterrestrische Bestrahlungsstärke der Erde**  $G$  (gemessen senkrecht zur Sonneneinstrahlung, Einheit:  $\text{W/m}^2$ )

$$G = M_S \cdot \frac{A_S}{A_{SE}} = M_S \cdot \frac{r_S^2}{r_{SE}^2} \quad (2-8)$$

## Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

Modellierung eines solaren Dargebots

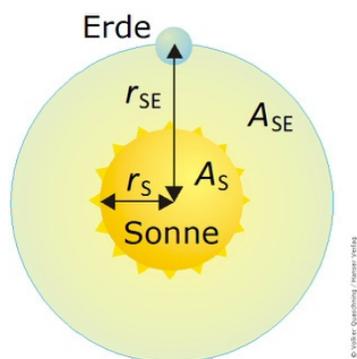


Abbildung 2-3 Durch die Kugeloberfläche mit dem Radius  $r_{SE}$  tritt die gleiche Strahlungsleistung wie durch die Sonnenoberfläche. (Quaschning, 2015, S. 61)

Tatsächlich schwankt aufgrund der Elliptizität der Erdumlaufbahn der Abstand zwischen Sonne und Erde im Jahresverlauf, sodass die extraterrestrische Bestrahlungsstärke  $G$  zwischen  $1\,315\text{ Wm}^{-2}$  und  $1\,406\text{ Wm}^{-2}$  schwankt (Quaschning, 2015, S. 61). Der Mittelwert hiervon (beim Abstand  $r_{SE} = 1\text{ AE}$ ) wird als **Solarkonstante**  $G_{SC}$  bezeichnet:

$$G_{SC} = 1\,360,8\text{ Wm}^{-2} \pm 0,5\text{ Wm}^{-2} \quad (2-9)$$

Der genaue Wert der Solarkonstante ist immer noch Gegenstand aktueller Forschung und es finden bisweilen verschiedene, z. T. höhere Werte Verwendung (vgl. Abbildung 2-4). Die verschiedenen Werte sind auf unterschiedliche Messmethoden zurückzuführen. Der angegebene Wert der Solarkonstanten nach Kopp & Lean (2011), der auch im Rahmen dieser Arbeit genutzt wird, wurde vom *Total Irradiance Monitor* mittels des satellitengestützten *Solar Radiation and Climate Experiments* (SORCE) der NASA ermittelt und wird auch vom IPCC vertreten (IPCC, 2013, S. 689). Aktuelle Untersuchungen bzw. Neuauswertung der Daten im Rahmen dieses Programms bestätigen im Wesentlichen diesen Wert, hier wird von einer Solarkonstanten von  $1361,1\text{ Wm}^{-2} \pm 0,5\text{ Wm}^{-2}$  ausgegangen (Gueymard, 2018).

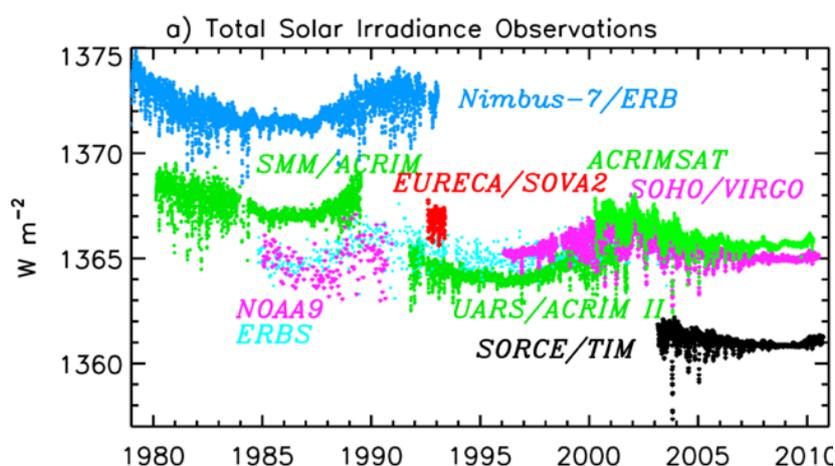


Abbildung 2-4 Messwerte der Solarkonstanten verschiedener Untersuchungsprogramme. Der bei dieser Arbeit berücksichtigte Wert wurde im Rahmen von SORCE/TIM ermittelt. Deutlich bei allen Messreihen zu erkennen sind auch die Schwankungen der Solarkonstanten mit der Sonnenaktivität. (Kopp & Lean, 2011, S. 2)

Zudem unterliegt die Solarkonstante natürlichen Schwankungen aufgrund unterschiedlicher Strahlungsaktivität der Sonne, die neben den jährlichen Schwankungen durch die Exzentrizität der Erdumlaufbahn auftreten. In dieser Arbeit wird die zeitliche Änderung der Solarkonstanten aufgrund der solaren Geometrie über folgenden Zusammenhang berücksichtigt:

$$G_{sc}(n) = G_{sc} \cdot (1 + 0,0334 \cdot \cos(0,9855^\circ \cdot n - 2,7198^\circ)) \quad (2-10)$$

Dabei gibt  $n$  den Tag des Jahres an (Quaschnig, 2015, S. 61).

## 2.2 Bestrahlungsstärke ohne atmosphärischen Einfluss

Die im vorigen Abschnitt eingeführte Solarkonstante  $G_{sc}$  (vgl. (2-9)-(2-10)) gibt die Bestrahlungsstärke außerhalb der Atmosphäre senkrecht zum Lichteinfall an. Die **Bestrahlungsstärke auf der Erdoberfläche**  $G_0$  (nach wie vor ohne atmosphärischen Einfluss) hängt aus geometrischen Überlegungen heraus von der Sonnenhöhe  $\gamma_s$  ab und berücksichtigt, dass die Sonnenstrahlen im Allgemeinen nicht senkrecht auf die Erdoberfläche treffen:

$$G_0 = G_{sc} \cdot \sin \gamma_s = \frac{G_{sc}}{AM} \quad (2-11)$$

Hierbei wurde die Definition der **Air Mass** ( $AM$ ) eingeführt:

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_s} \quad (2-12)$$

Die Air Mass gibt an, wie oft das Sonnenlicht den kürzest möglichen, also senkrechten, Weg durch die Erdatmosphäre durchlaufen müsste, bis es zum Erdboden gelangen würde. Dementsprechend hat ein senkrechter Lichtstrahl ( $\gamma_s = 90^\circ$ ) eine Air Mass von  $AM = 1$  (Quaschnig, 2015, S. 64 f.). In Abbildung 2-5 sind beispielhaft für Berlin (geographische Breite  $\varphi = 52,3^\circ$  N) und Kairo ( $\varphi = 30,1^\circ$  N) an ausgewählten Tagen im Jahr die Sonnenhöchststände mit den jeweiligen Sonnenhöhen und  $AM$ -Werte angegeben.

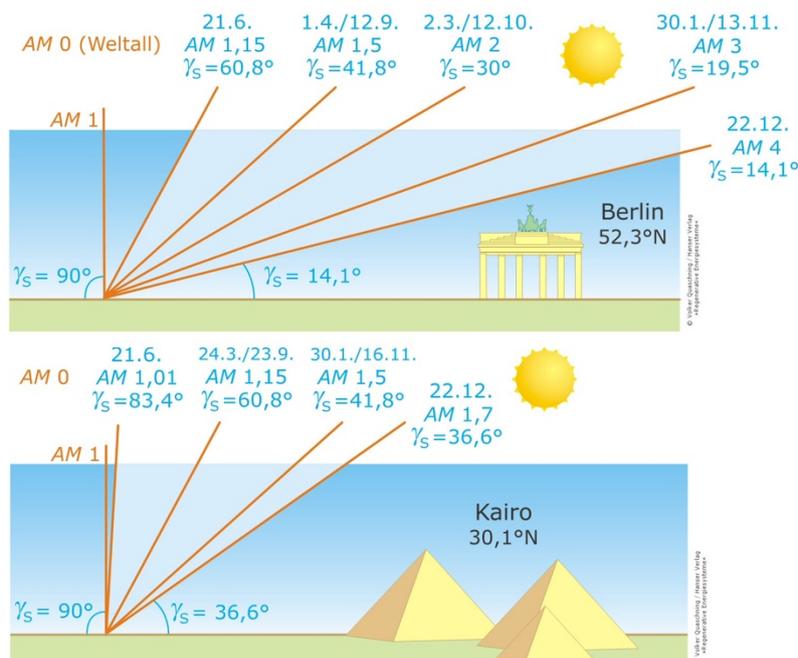


Abbildung 2-5 Höchster Sonnenstand und AM-Werte für verschiedene Tage in Berlin und Kairo im Vergleich (Quaschnig, 2015, S. 65)

### 2.2.1 Bestimmung der Sonnenposition

Die Sonnenhöhe  $\gamma_s$  ist abhängig von mehreren Faktoren: zum einen von der Uhrzeit (morgens und abends steht die Sonne flacher als mittags), vom Tag im Jahr (im Winter steht die Sonne i. A. flacher als im Sommer) und von der geographischen Breite (am Äquator steht die Sonne i. A. höher als an den Polen). Die geographische Länge bestimmt den Zusammenhang zwischen Uhrzeit und solarer Geometrie (Quaschnig, 2015, S. 73).

In dieser Arbeit wird der sog. „**DIN-Algorithmus**“ zur **Bestimmung der Sonnenposition** in Abhängigkeit von geographischer Lage und Zeitpunkt verwendet (vgl. DIN 5034-2 (1985) zitiert nach Quaschnig (2015, S. 72 ff.)):

Ausgehend von einem beliebigen Standort auf der Erde mit geographischer Breite  $\varphi$  und geographischer Länge  $\lambda$  ( $\varphi \in [-90^\circ; 90^\circ], \lambda \in (-180^\circ; 180^\circ]$ ) kann die Sonnenposition durch die beiden Winkel  $\gamma_s$  (**Sonnenhöhe** bzw. **Elevation**) und  $\alpha_s$  (**Sonnenazimut**) angegeben werden. Die Sonnenhöhe ist der Winkel zwischen Sonnenmittelpunkt und Horizont, das Sonnenazimut ist der horizontale Winkel zwischen der geographischen Nordrichtung und der Vertikalen durch den Sonnenmittelpunkt. Dabei gibt per Definition ein Sonnenazimut von  $0^\circ$  eine Ausrichtung der Sonne nach N an,  $90^\circ$  nach O,  $180^\circ$  nach S und  $270^\circ$  nach W.

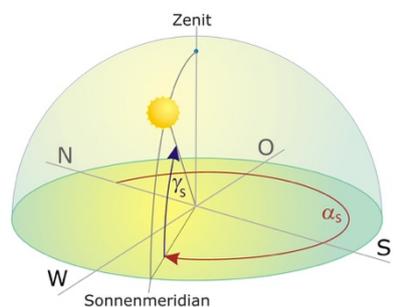


Abbildung 2-6 Konvention der Winkelbezeichnungen (Quaschnig, 2015, S. 73)

Aufgrund der Schiefe der Ekliptik kommt es zunächst zur sog. **Sonnendeklination  $\delta$** , die diejenige geographische Breite angibt, in der die Sonne im Zenit steht. Aufgrund der Erdrevolution schwankt die Sonnendeklination periodisch zwischen  $+23^\circ 26,5'$  und  $-23^\circ 26,5'$  (nördlicher und südlicher Wendekreis). Sie kann in Abhängigkeit des Tags des Jahres bestimmt werden durch die Formel

$$\delta(J) = [0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2J + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3J + 26^\circ)]^\circ \quad (2-13)$$

mit

$$J = 360^\circ \cdot \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Zahl der Tage im Jahr}} \quad (2-14)$$

Über die **Zeitgleichung**

$$\begin{aligned} Zgl(J) = [0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(J + 85,9^\circ) \\ + 9,9359 \cdot \cos(2J + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3J + 105,2^\circ)] \text{ min} \end{aligned} \quad (2-15)$$

kann aus der tatsächlichen Uhrzeit, der **Lokalzeit  $t$** , und der Zeitzone (z. B. MEZ = 1 h, MESZ = 2 h) sowie der geographischen Breite  $\lambda$  die **mittlere Ortszeit  $MOZ$**

$$MOZ = t - \text{Zeitzone} + 4 \cdot \lambda \cdot \frac{\text{min}}{1^\circ} \quad (2-16)$$

ermittelt und hieraus die **wahre Ortszeit  $WOZ$**

$$WOZ = MOZ + Zgl \quad (2-17)$$

bestimmt werden. Damit kann aus dem **Stundenwinkel  $\omega$**

$$\omega = (12.00 \text{ h} - WOZ) \cdot 15 \frac{1^\circ}{\text{h}} \quad (2-18)$$

letztendlich Sonnenhöhe  $\gamma_S$  und Sonnenazimut  $\alpha_S$  errechnet werden:

$$\gamma_S = \text{asin}(\cos \omega \cdot \cos \varphi + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad (2-19)$$

$$\alpha_S = \begin{cases} 180^\circ - \text{acos}\left(\frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \varphi}\right) & \text{für } WOZ \leq 12.00 \text{ h} \\ 180^\circ + \text{acos}\left(\frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \varphi}\right) & \text{für } WOZ > 12.00 \text{ h} \end{cases} \quad (2-20)$$

Mit der hier bestimmten Sonnenhöhe  $\gamma_S$  kann nun über (2-11) entsprechend die **Bestrahlungsstärke auf die horizontale Erdoberfläche ohne atmosphärischen Einfluss** bestimmt werden.

## 2.3 Bestrahlungsstärke mit atmosphärischem Einfluss

### 2.3.1 Reduzierende Effekte durch die Atmosphäre (Extinktion)

Tatsächlich kommt die unter dem Abschnitt 2.2 errechnete Bestrahlungsstärke nicht am Erdboden an, es werden zum Teil nur deutlich geringere Werte gemessen. Dies lässt sich damit erklären, dass bei

der obigen Betrachtung der reduzierende Einfluss der Atmosphäre nicht berücksichtigt wurde. Es treten verschiedene Effekte auf, die die Transmission der Atmosphäre herabsetzen (**Extinktion**):

- Reflexion an der Atmosphäre  
Die Reflexion an einzelnen Kompartimenten der Atmosphäre wird oft als eine Reflexion an einer „fiktiven Obergrenze“ der Atmosphäre zusammengefasst, obwohl tatsächlich in unterschiedlichen Höhen Reflexionsphänomene stattfinden und nur ein Teil tatsächlich zurück ins Weltall reflektiert wird.
- Absorption der Atmosphäre (v. a. an  $O_3$ ,  $H_2O$ ,  $O_2$  und  $CO_2$ )  
Ein Teil des Sonnenlichts wird durch verschiedene Gasteilchen absorbiert. Die Absorption ist dabei selektiv nach bestimmten Wellenlängen je nach absorbierendem Stoff. Durch die Bewölkung treten hier auch starke räumliche und zeitliche Abhängigkeiten auf.
- Rayleigh-Streuung  
Die Rayleigh-Streuung tritt an Partikeln auf, die deutlich kleiner sind, als die Lichtwellenlänge. Daher rufen v. a. Luft-Moleküle (Sauerstoff und Stickstoff) die Rayleigh-Streuung hervor. Mit abnehmender Wellenlänge nimmt die Rayleigh-Streuung zu, weshalb das kurzwelligere blaue Licht stärker gestreut wird, als z. B. das rote. Dies ist mitunter auch der Grund dafür, dass der Himmel tagsüber für den Betrachter blau erscheint.
- Mie-Streuung  
Bei der Mie-Streuung wird das Licht an größeren Partikeln wie Aerosolen (gasförmige oder feste Schwebpartikel wie Wassertropfen, Staub, etc.) gestreut, die Wellenlänge ist also größer als die Streuteilchen.

(vgl. Quaschnig (2015, S. 63 ff.), Schönwiese (2013, S. 116) und Demtröder (2013, S. 337))

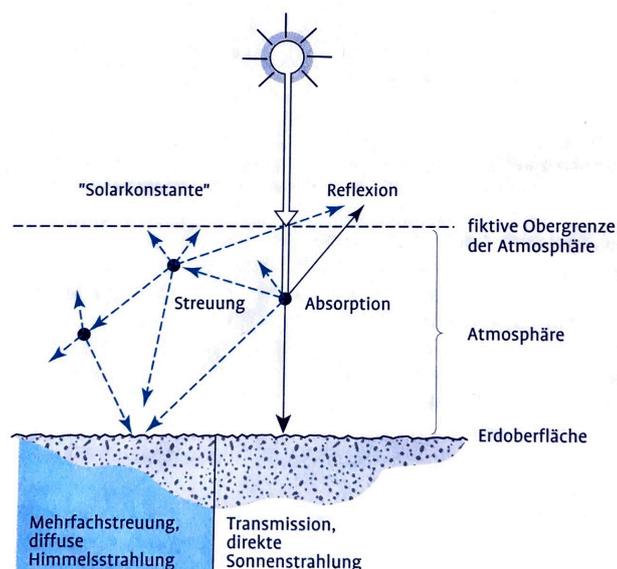


Abbildung 2-7 Schematische Veranschaulichung der atmosphärischen Extinktion der Sonneneinstrahlung durch Absorption und Streuung. Die an der Erdoberfläche resultierende „Globalstrahlung“ ist die Summe aus der verbleibenden direkten Sonnenstrahlung und der diffusen Himmelsstrahlung, die Mehrfachstreuung unterliegt. Auch die die Atmosphäre wieder verlassende reflektierende Strahlung unterliegt der Mehrfachstreuung. (Schönwiese, 2013, S. 116)

### 2.3.2 Unterteilung der Globalstrahlung in direkte und diffuse Bestrahlungsstärke

Wir haben im vorigen Abschnitt gesehen, dass nur ein Teil des Sonnenlichts tatsächlich bis zur Erdoberfläche kommt. Im Weltall besteht die Strahlung im Wesentlichen aus einem direkten Anteil, am Erdboden kommt jedoch durch die Streu- und Reflexionsvorgänge in der Atmosphäre eine diffuse Komponente hinzu (vgl. auch Abbildung 2-7). Beide Komponenten aus **direkter Bestrahlungsstärke**  $G_b$  (b für engl. „beam“) und **diffuser Bestrahlungsstärke**  $G_d$  zusammen werden als **globale Bestrahlungsstärke**  $G_t$  (t für engl. „total“) oder einfach **Globalstrahlung** bezeichnet (Quaschnig, 2015, S. 69 f.):

$$G_t = G_b + G_d \quad (2-21)$$

Mit dem (totalen) **atmosphärischen Transmissionsgrad**  $k_t$  wird der Anteil der extraterrestrischen Strahlung  $G_0$  angegeben, der bis zur Erdoberfläche gelangt (Quaschnig, 2015, S. 71):

$$k_t = \frac{G_t}{G_0} = \frac{G_t}{G_{sc} \cdot \sin \gamma_s} \quad (2-22)$$

Dieser Transmissionsgrad  $k_t$  wird meist und so auch in dieser Arbeit als zentraler Parameter zur Beschreibung der solaren Einstrahlung verwendet.

### 2.3.3 Bestimmung der diffusen Bestrahlungsstärke

Wird die diffuse und direkte Bestrahlungsstärke nicht separat gemessen, so kann mit Hilfe des in (2-22) definierten  $k_t$ -Wertes und der globalen Bestrahlungsstärke die diffuse abgeschätzt werden. Hierzu gibt es mehrere Verfahren, meist wird das hier dargestellte Verfahren nach Reindl, Beckman & Duffie (1989) (zitiert nach Quaschnig (2015, S. 71 f.)) verwendet:

$$G_d = \begin{cases} G_t \cdot (1,020 - 0,254 \cdot k_t + 0,0123 \cdot \sin \gamma_s) & \text{für } k_t \leq 0,3 \\ G_t \cdot (1,400 - 1,749 \cdot k_t + 0,177 \cdot \sin \gamma_s) & \text{für } 0,3 < k_t < 0,78 \\ G_t \cdot (0,486 \cdot k_t - 0,182 \cdot \sin \gamma_s) & \text{für } k_t \geq 0,78 \end{cases} \quad (2-23)$$

Aus der Differenz ergibt sich mit (2-21) dann auch die direkte Bestrahlungsstärke:

$$G_b = G_t - G_d \quad (2-24)$$

## 2.4 Bestrahlungsstärke auf geneigten Flächen

Bislang wurden die Bestrahlungsstärken auf horizontale Flächen (also auf der ebenen Erdoberfläche) betrachtet. Zur Nutzung der Sonnenenergie sind jedoch meist auch geneigte Flächen interessant, da sich durch geschickte Wahl der Neigung und Ausrichtung der Anlage die Strom- und Wärmeproduktion z. T. beträchtlich erhöhen lässt. Hierzu muss zunächst der Einfallswinkel der Sonnenstrahlung auf die geneigte Ebene bestimmt werden.

### 2.4.1 Bestimmung des Einfallswinkels auf die geneigte Fläche

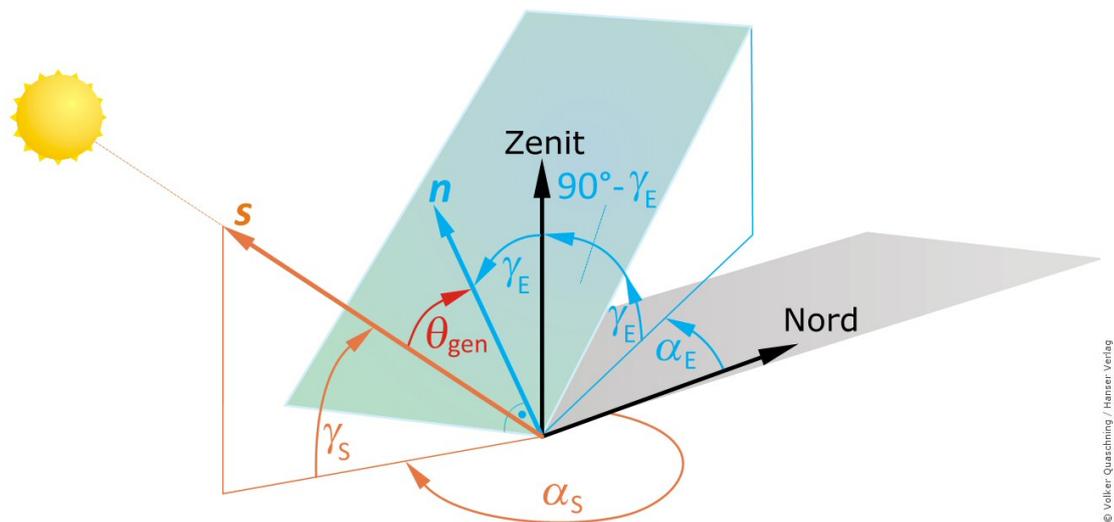


Abbildung 2-8 Bestimmung des Sonneneinfallswinkels auf eine geneigte Ebene (Quaschnig, 2015, S. 75)

Abhängig von Neigung und Ausrichtung der Fläche (angegeben mit dem Höhenwinkel  $\gamma_E$  und dem Azimutwinkel  $\alpha_E$  der Fläche) sowie dem Sonnenstand (angegeben durch Sonnenhöhe  $\gamma_S$  und  $\alpha_S$ ) ergibt sich der **Einfallswinkel  $\beta$  auf die geneigte Ebene**:

$$\beta = \arccos[-\cos \gamma_S \cdot \sin \gamma_E \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin \gamma_S \cdot \cos \gamma_E] \quad (2-25)$$

Für den Fall einer horizontalen Ebene, kann der Einfallswinkel hingegen sehr einfach aus der Sonnenhöhe  $\gamma_S$  bestimmt werden:

$$\beta_{hor} = \beta_z = 90^\circ - \gamma_S \quad (2-26)$$

Dieser Winkel wird auch als **Zenitwinkel  $\beta_z$**  bezeichnet (Quaschnig, 2015, S. 75 f.).

### 2.4.2 Direkte Strahlung auf die geneigte Fläche

Mit dem Einfallswinkel  $\beta$  kann nun einfach die direkte Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene aus derjenigen auf die Horizontale bestimmt werden:

$$G_{b\beta} = G_b \cdot \frac{\cos \beta}{\sin \gamma_S} \quad (2-27)$$

(Quaschnig, 2015, S. 77)

### 2.4.3 Diffuse Strahlung auf die geneigte Fläche

Um die diffuse Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Fläche  $G_{d\beta}$  zu bestimmen, stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. Es werden im Allgemeinen isotrope von anisotropen Verfahren unterschieden. Beim **isotropen Ansatz** wird die Vereinfachung angenommen, dass aus allen Himmelsrichtungen derselbe Anteil diffuser Himmelsstrahlung vorhanden ist. Bei einer um den Neigungswinkel  $\gamma_E$  geneigten Fläche tritt daher im isotropen Modell die diffuse Bestrahlungsstärke

$$G_{d\beta} = G_d \cdot \frac{1}{2} \cdot [1 + \cos \gamma_E] \quad (2-28)$$

auf (Quaschnig, 2015, S. 77).

Für höhere Ansprüche kann das anisotrope **Model nach Perez** et al. (1990) verwendet werden. Es bestimmt über verschiedene Parameter diese aus der diffusen Bestrahlungsstärke auf die horizontale Ebene und ist exakter als isotrope Ansätze oder auch das einfachere, anisotrope Modell von Klucher (Perez, Ineichen, Seals, Michalsky, & Stewart, 1990):

$$G_{d\beta} = G_d \cdot \left[ (1 - F_1) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta \right] \quad (2-29)$$

Dabei ist  $\beta$  der Einfallswinkel auf die geneigte Ebene (vgl. (2-25)) und  $G_d$  die diffuse Bestrahlungsstärke auf die Horizontale (vgl. (2-23)).

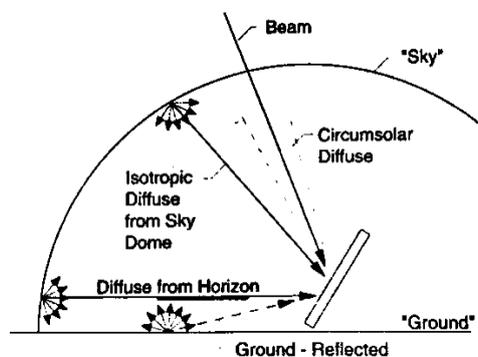


Abbildung 2-9 Aufteilung der Sonnenstrahlung in direkte (beam), diffuse und reflektierte Strahlung auf eine geneigte Fläche: Die direkte Strahlung wurde bereits in Abschnitt 2.4.2 betrachtet. Ein weiterer Teil, der auf die geneigte Ebene fallende Strahlung, wird vom Boden reflektiert (vgl. Abschnitt 2.4.4). Die diffuse Bestrahlungsstärke setzt sich aus drei Komponenten zusammen: 1. eine isotrope Komponente vom Himmel, 2. eine circumsolare Komponente, einem helleren Bereich direkt um der Sonne und 3. eine Horizont-Komponente, durch den helleren Bereich oberhalb des Horizontes. (Duffie & Beckman, 2006, S. 91)

Der circumsolare Helligkeitskoeffizient („Sonnenumgebungshelligkeitskoeffizient“)  $F_1$  und der Horzonthelligkeitskoeffizient  $F_2$  sind jeweils abhängig von drei Helligkeitskoeffizienten, die die atmosphärischen Bedingungen beschreiben. Die Parameter  $a$  und  $b$  sowie  $F_1$  und  $F_2$  sind dann gegeben durch

$$a = \max\{0; \cos \beta\} \quad b = \max\{0,087; \cos \beta_z\} \quad (2-30)$$

sowie durch ( $\beta_z$  in rad!)

$$\begin{aligned} F_1 &= f_{11} + f_{12} \cdot \Delta + f_{13} \cdot \beta_z \\ F_2 &= f_{21} + f_{22} \cdot \Delta + f_{23} \cdot \beta_z \end{aligned} \quad (2-31)$$

Hierbei ist der Helligkeitsparameter  $\Delta$  durch

$$\Delta = \frac{AM \cdot G_d}{G_0} \quad (2-32)$$

gegeben und die Helligkeitskoeffizienten  $f_{11}, f_{12}, f_{13}, f_{21}, f_{22}, f_{23}$  werden mit Hilfe des Klarheitsparameters  $\varepsilon$

$$\varepsilon = \frac{\frac{G_d + G_b}{G_d} + 1,041 \cdot \beta_z^3}{1 + 1,041 \cdot \beta_z^3} \quad (2-33)$$

aus folgender Tabelle 2-1 entnommen. Diese Werte wurden von Perez ausgehend von einer Werteanalyse von neun Stationen ermittelt:

*Tabelle 2-1 Helligkeitskoeffizienten für das Perez-Modell der diffusen Strahlung (Perez, Ineichen, Seals, Michalsky, & Stewart, 1990, S. 282)*

$\varepsilon$ -Bereich	$f_{11}$	$f_{12}$	$f_{13}$	$f_{21}$	$f_{22}$	$f_{23}$
1,000-1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,060	0,072	-0,022
1,065-1,230	0,130	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
1,230-1,500	0,330	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
1,500-1,950	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	0,014
1,950-2,800	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
2,800-4,500	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
4,500-6,200	1,060	-1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
6,200-∞	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

#### 2.4.4 Bodenreflexion

Ein weiterer Effekt, der bei geneigten Flächen auftritt, ist die Reflexion eines Teils der Strahlung, die auf den Boden trifft. Diese kann u. U. selbst wieder auf die geneigte Fläche treffen und dadurch die Bestrahlungsstärke dort erhöhen.

Um diesen Effekt abschätzen zu können macht man einen isotropen Ansatz, dieser reicht hier aus. Mit Hilfe des Neigungswinkels der Ebene  $\gamma_E$  und des Albedo-Wertes  $A$  ist die Bestrahlungsstärke durch Bodenreflexion  $G_{r\beta}$  (r für reflektiert) gegeben durch

$$G_{r\beta} = G_t \cdot \frac{A}{2} \cdot (1 - \cos \gamma_E) \quad (2-34)$$

Die Genauigkeit dieser Berechnung hängt von der Genauigkeit des Albedo-Wertes ab, der verwendet wird. Beim Albedo-Wert handelt es sich um den Reflexionsgrad der Fläche, die vor der geneigten Ebene liegt. Kann diese nicht vermessen werden, so gibt Quaschning (2015, S. 79) Schätzwerte für verschiedene Umgebungen an (z. B. 0,25 für Gras, 0,55 für sauberen Zement, 0,80-0,90 für eine frische Schneedecke). Ist die Umgebung nicht näher bekannt, so wird meist der Wert 0,2 verwendet. Auch in dieser Arbeit wird im Allgemeinen mit diesem Wert gerechnet (Quaschning, 2015, S. 78 f.).

#### 2.4.5 Globale Bestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene

Anhand der vorigen Abschnitte kann nun die globale Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Ebene angegeben werden (Quaschning, 2015, S. 76):

$$G_{t\beta} = G_{b\beta} + G_{d\beta} + G_{r\beta} \quad (2-35)$$

## 2.5 Bestrahlung

Wie bereits dargestellt, gibt die Bestrahlungsstärke  $G$  eine auf eine Bezugsfläche eingestrahelte Leistung in Watt pro Quadratmeter an. Diese kann sich im Allgemeinen auch in sehr kurzen Zeitabständen verändern, etwa beim Durchzug von Wolken. Für Ertragsrechnungen im Bereich der Sonnenenergie werden oft stündliche Zeitreihen verwendet. Hierfür erhält man durch Integration (bzw. Summation bei diskreten Zeitschritten) der Bestrahlungsstärke  $G$  über die Zeit dann die **Bestrahlung  $H$**  in  $\text{Ws/m}^2$  bzw.  $\text{J/m}^2$ :

$$H := \int G(t) dt = \sum G(t) \cdot \Delta t \quad (2-36)$$

Die Bestrahlung  $H$  gibt dann die in einer bestimmten Zeit auf einer Bezugsfläche deponierte Energie an. Bei  $H$  werden dieselben Indizes zur genaueren Spezifizierung verwendet, wie bei der Bestrahlungsstärke  $G$ :  $H_0$  beschreibt die extraterrestrische Bestrahlung,  $H_t$  die globale,  $H_d$  die diffuse und  $H_b$  die direkte Bestrahlung jeweils auf die horizontale Ebene bzw. mit  $\beta$  für eine geneigte Ebene.

Bei der Bestrahlung werden hochgesetzte Indizes verwendet, um anzugeben, über welchen Zeitraum die Bestrahlung gemittelt wurde, also z. B. beschreibt  $H^d$  eine über einen Tag und  $H^h$  eine über eine Stunde gemittelte Bestrahlung.

Zur besseren Übersichtlichkeit ist am Ende der Arbeit in Kapitel 6 nochmal die Nomenklatur der wesentlichen Formelzeichen angegeben.

## 2.6 Messung der Bestrahlungsstärke und Datenlage der NASA

Es wurde bereits dargelegt, dass verschiedene atmosphärische Effekte, so z. B. Wasserdampf bzw. Wolken, Aerosole und sonstige Luftverschmutzung, Einfluss auf die atmosphärische Durchlässigkeit und damit auf die am Erdboden zur Verfügung stehende Bestrahlungsstärke haben. Am genauesten kann die Bestrahlungsstärke (bei guter Wartung) durch geeignete Messapparaturen am Erdboden direkt gemessen werden.

Dies geschieht mit Hilfe sog. **Pyranometer**, die auf Basis von Halbleitersensoren oder thermischen Sensoren die Bestrahlungsstärke messen. Problematisch bei den Halbleitersensoren ist die Abhängigkeit des Messstroms von der Temperatur der Messapparatur sowie die spektrale Sensitivität des Sensors. Bei spektralen Veränderungen, wie z. B. während eines Sonnenuntergangs, wird unter Umständen die



Abbildung 2-10 Messstation zur Messung der globalen, diffusen und direkten Bestrahlungsstärke. Links wird mit einem thermischen Sensor die globale Bestrahlungsstärke, rechts durch den Schattenball die diffuse Bestrahlungsstärke gemessen. Mit dem rohrförmigen Pyrheliometer wird die direkte Bestrahlungsstärke bestimmt. (Quaschnig, 2015, S. 93)

Bestrahlungsstärke nicht korrekt bestimmt. Ihr Vorteil gegenüber den thermischen Sensoren hingegen ist, dass sie sehr schnell auf Veränderungen reagieren. Bei den thermischen Sensoren ist die Trägheit größer. Allerdings ist bei diesem Sensortyp die spektrale Sensitivität gleichbleibend, da die Bestrahlungsstärke über die Erwärmung einer schwarzen Fläche bestimmt wird. Es können ebenfalls über einen Schattenball, der sich genau zwischen Sensor und Sonne befindet sowie über eine rohrförmige Blende (in einem sog. **Pyreheliometer**) der diffuse bzw. direkte Anteil der Bestrahlungsstärke vermessen werden (Quaschnig, 2015, S. 91 ff.).

Für Deutschland wird in einem Netz aus Messstellen mehr oder weniger flächendeckend die Bestrahlungsstärke schon seit mehreren Jahrzehnten amtlich durch den Deutschen Wetterdienst (DWD) über bodengebundene Verfahren bestimmt. Die Daten aus dem Stationsmessnetz werden im Internet im Climate Data Center (CDC) des DWD unter <http://www.dwd.de/cdc> veröffentlicht. Hier werden für gegenwärtig rund 400 aktive Messstationen sowie etliche inzwischen außer Dienst gesetzte Stationen u. a. historische und aktuelle meteorologische Daten bereitgestellt. Darunter werden auch die Stundensumme der globalen, diffusen und direkten Bestrahlungsstärke zur Verfügung gestellt (DWD Climate Data Center (CDC), o. J.; Deutscher Wetterdienst, 2018).

Ein solches Messnetz steht für Nordafrika nicht zur Verfügung, sodass keine bodengebunden generierten Daten in ausreichender räumlicher und zeitlicher Auflösung vorliegen. Daher muss zur Ermittlung der Bestrahlungsstärke hier ein anderer Weg gegangen werden. Man verwendet hier **satellitengestützte Messverfahren**. Der Vorteil von satellitengestützten Messverfahren ist die gleichbleibende Güte der Daten. Bodengebundene Messungen erfordern einen hohen Wartungsaufwand (z. B. zur Reinigung der Messsonden). Dies entfällt bei der Satellitenmessung. Zudem kann durch die Nutzung der Satellitenbilder eine hohe räumliche Abdeckung erreicht werden (Quaschnig, 2015, S. 93 f.).

Die NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) stellt weltweite Satellitenmessungen zu meteorologischen Parametern beim Projekt POWER (*Prediction Of Worldwide Energy Resources*) unter <https://power.larc.nasa.gov> zur Verfügung. Für das Forschungsinteresse dieser Arbeit ist hier vor allem der Parameter *Insolation Clearness Index* relevant. Dies ist der atmosphärische Transmissionsgrad  $k_t$  (vgl. (2-22)). Dieser wird aus den Messwerten der Bestrahlungsstärke oberhalb der Atmosphäre (*Top-of-atmosphere Insolation*) und der Bestrahlungsstärke auf dem Erdboden (*All Sky Insolation on Horizontal Surface*) bestimmt. Bereitgestellt werden Tagesmesswerte in einer räumlichen Auflösung von  $1^\circ$  in Längen- und Breitenrichtung. Die NASA gewinnt die Daten im Rahmen des Programms CERES (*Clouds and the Earth's Radiant Energy System*). Seit dem 01.01.2008 werden diese Daten durchgängig mit Hilfe der Methodik des FLASHFlux-Projekts (*Fast Longwave and Shortwave Flux*) aufbereitet. Dies ermöglicht eine schnelle Auswertung der Daten, sodass über einen längeren Zeitraum vergleichbare Messwerte seit dem 01.01.2008 bis ca. 7 Tage vor dem aktuellen Tag zur Verfügung stehen (Kratz, et al., 2014; National Aeronautics and Space Administration, o. J.; Stackhouse Jr., et al., 2018). Diese Daten werden vor der Weiterverarbeitung im Rahmen dieser Arbeit nochmals aufbereitet. Es sind in den Datensätzen der NASA teilweise einzelne Datenlücken. Dies betrifft oft nur einen Tag pro Jahr oder in seltenen Fällen einige wenige Tage. Diese fehlenden Werte werden durch die arithmetischen Mittel der beiden benachbarten Tage aufgefüllt, um einen lückenlosen Datensatz zu erhalten. Näheres hierzu ist in Anhang 10.1 dargestellt.

## 2.7 Graham-Verfahren zur Synthese von Stundenwerten der atmosphärischen Transmission

Aufgrund der hohen Volatilität der Solarstromproduktion und des Stromverbrauches sind in Hinblick auf eine Verbrauchs- und Produktionsanalyse (mindestens) stündlich aufgelöste Werte der Solarstromproduktion nötig. Da diese jedoch als Messwerte für den Untersuchungsraum in Nordafrika nicht flächendeckend zur Verfügung stehen, wie dies beispielsweise in Deutschland der Fall ist, müssen diese synthetisch über andere Verfahren zumindest näherungsweise generiert werden. Hierzu soll ausgehend von der Sonneneinstrahlung die Solarstromproduktion abgeschätzt werden. Die theoretische Diskussion bzw. Rechtfertigung dieses Vorgehens werden im Abschnitt 2.8 dargelegt.

Die NASA stellt, wie im vorigen Abschnitt dargestellt, beim POWER-Projekt satellitenbasierte Tagesmesswerte des atmosphärischen Transmissionsgrad  $k_t$  bereit. Stündliche Messwerte werden nicht bereitgestellt. Daher muss über ein entsprechend geeignetes Verfahren synthetisch eine zumindest mögliche und wahrscheinliche, stundenweise Sonneneinstrahlung ermittelt werden. Dies wird im Rahmen dieser Arbeit (in Anlehnung an andere Publikationen, z. B. Zubi et al. (2017) oder die Software *iHOGA* (Dufo Lopez, 2018)) mit dem stochastischen Verfahren zur Synthese der solaren atmosphärischen Transmission nach Victor A. Graham (1985) (siehe auch Ergebnisdarstellung in Graham & Hollands (1990)) durchgeführt.

Ziel des Verfahrens von Graham ist die Erzeugung von gleichwahrscheinlichen Sätzen von stündlichen  $k_t$ -Werten zu einem bestimmten, vorgegebenen Tages- $K_t$ -Wert. Im Folgenden wird diese Konvention in der Nomenklatur beibehalten, dass mit den Kleinbuchstaben ( $k_t$  etc.) Stundenwerte und mit den Großbuchstaben ( $K_t$  etc.) Tageswerte verbunden sind. Es sollen also Werte für die atmosphärische Transmission in Abhängigkeit von Zeit  $t$  und dem entsprechenden  $K_t$  generiert werden:  $k_t(t; K_t)$ .

Grundsätzlich kann die atmosphärische Transmission in **zwei Komponenten** aufgeteilt werden:

1. ein deterministischer, über den Tag nahezu konstanter Teil als „Durchschnitts“-Komponente, der je Tag nur vom Wert von  $K_t$  abhängt:  $k_{tm}(t; K_t)$  ( $m$  für engl. „mean“)
2. eine stochastische Störungskomponente, die die stündlichen Veränderungen vom deterministischen Idealwert modelliert:  $a(t; K_t)$

Demnach ergibt sich insgesamt der stündliche Wert für die atmosphärische Transmission als Summe dieser beiden Komponenten:

$$k_t(t; K_t) = k_{tm}(t; K_t) + a(t; K_t) \quad (2-37)$$

Da dieses Modell Werte für alle Bereiche von  $K_t$  liefern soll und die deterministische „mean“-Komponente den vom Zufall unabhängigen Anteil bestimmt, der durch das gegebene  $K_t$  vorgegeben wird, muss die zufallsverteilte Variable  $a(t; K_t)$  den Erwartungswert 0 haben (Graham V. A., 1985, S. 181 ff.).

### 2.7.1 Modellierung des Tagesgangs der deterministischen „mean“-Komponente $k_{tm}$ der atmosphärischen Transmission

Zur Modellierung der deterministischen „mean“-Komponente  $k_{tm}$  wird ein Modell verwendet, das die Atmosphäre als „graues Gas“ betrachtet. Die deterministische Transmission kann anhand der von  $K_t$  abhängigen Parameter  $\lambda$ ,  $\varepsilon$  und  $\kappa$  bestimmt werden:

$$k_{tm}(t; K_t) = \lambda(K_t) + \varepsilon(K_t) \cdot \exp\left(\frac{\kappa(K_t)}{\cos \beta_z}\right) \quad (2-38)$$

Durch eine Regressionsanalyse ausgehend von ca. 2 000 gemessenen Datensätzen für die Städte Toronto, Swift Current und Vancouver konnte Graham als Bestimmungsgleichungen für diese drei Parameter folgende Zusammenhänge ableiten:

$$\begin{aligned} \lambda(K_t) &= K_t - 1,167 \cdot K_t^3 (1 - K_t) \\ \varepsilon(K_t) &= 0,979 \cdot (1 - K_t) \\ \kappa(K_t) &= 1,141 \cdot \frac{1 - K_t}{K_t} \end{aligned} \quad (2-39)$$

(Graham V. A., 1985, S. 183 ff., 187 ff.)

### 2.7.2 Stochastische Modellierung der stündlichen Störung $a(t)$

Die stochastische Abweichung der atmosphärischen Transmission von der deterministischen Komponente ist abhängig von der Charakteristik des Tages, also letztlich von  $K_t$ . Für klare Tage (*clear sky*-Bedingungen) sind die Auswirkungen der stündlichen Störungen gering. Ebenso ist die stochastische Abweichung für sehr stark bewölkte und bedeckte Tage weniger relevant. Dahingegen spielen die stündlichen Veränderungen für locker bewölkte Tage eine große Rolle, da sich die Einstrahlverhältnisse durch die Bewölkung auch schon in kleinen Zeitskalen stärker verändern können. Dies wird auch in den in Abbildung 2-11 beispielhaft dargestellten Tagesgängen für  $k_t$ -Werte zu verschiedenen  $K_t$ -Bereichen deutlich. Die Variation bei niedrigem und hohem  $K_t$  ist gering und bewegt sich meist im Bereich von  $\pm 0,1$ , wohingegen sich im mittleren  $K_t$ -Bereich Änderungen von  $\pm 0,3$  vom Mittelwert feststellen lassen.

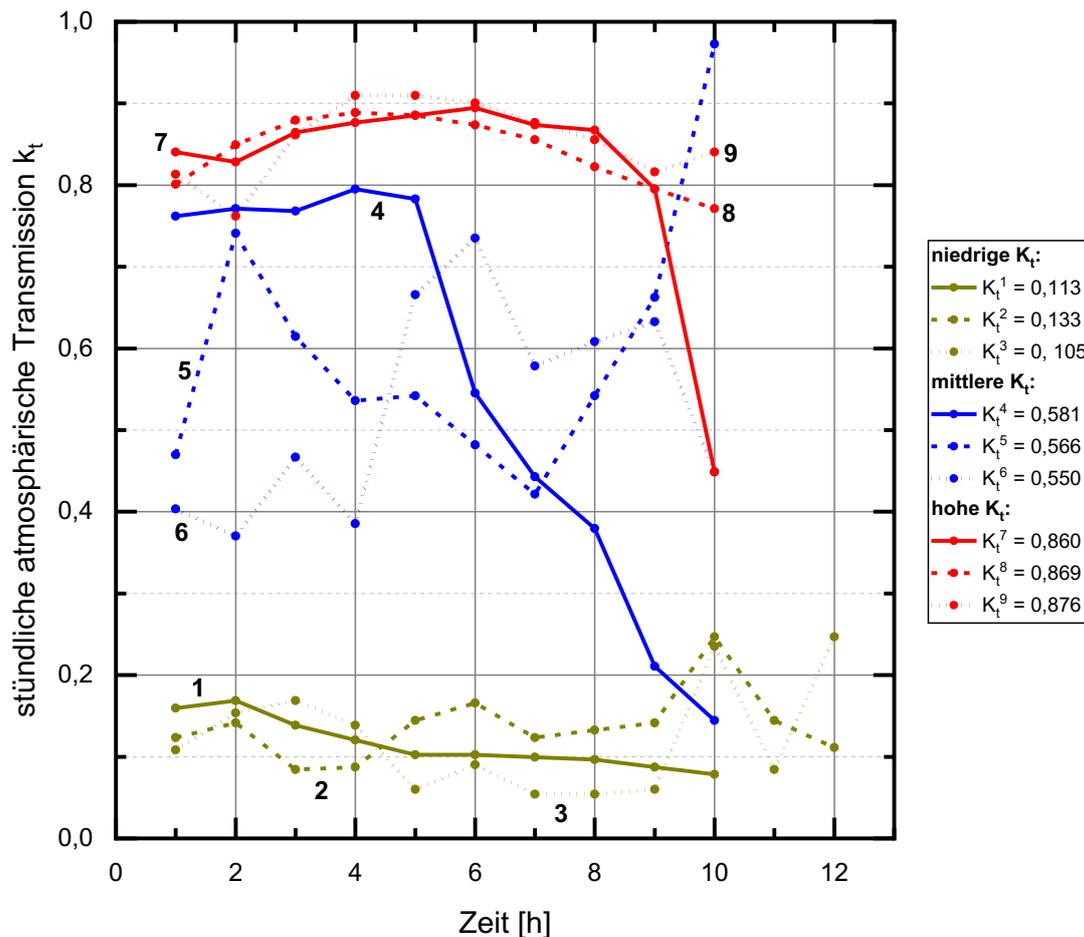


Abbildung 2-11 Plot von stündlichen Transmissionswerten  $k_t(t)$  gegenüber der Zeit für verschiedene  $K_t$ -Werte. (Abbildung erstellt nach Daten von Graham (1985, S. 175))

Die Varianz der stochastischen Komponente,  $\sigma_a^2$ , wird daher von der täglichen Transmission  $K_t$  abhängen, aber unter Umständen auch vom Zenitwinkel der Sonne  $\beta_z$ , also letztlich von der Tageszeit. Die Zufallsvariable  $a(t)$  wird mittels eines Markov-Prozesses modelliert. Das bedeutet, dass der Wert von  $a(t)$  nur von der Ausprägung im Schritt vorher, also in der vorherigen Stunde, abhängt.

Allgemein kann also für die Störung  $a(t)$  folgender Ansatz gemacht werden:

$$a(t; K_t) = r_1(t; K_t) \cdot \frac{\sigma_a(t; K_t)}{\sigma_a(t-1; K_t)} \cdot a(t-1; K_t) + b(t; K_t) \quad (2-40)$$

mit einem Autokorrelationsparameter  $r_1$ , der angibt, wie stark die atmosphärische Durchlässigkeit der vorherigen Stunde auf die aktuelle Stunde Einfluss hat. Die Variable  $b(t; K_t)$  liefert den zufälligen Anteil, der nicht auf der Autokorrelation mit der vorherigen Stunde zurück geht. In erster Näherung nimmt Graham die Parameter  $r_1$  und  $\sigma_a$  als konstant an:

$$\begin{aligned} r_1(t; K_t) &= r_1(K_t) \\ \sigma_a(t; K_t) &= \sigma_a(K_t) \end{aligned} \quad (2-41)$$

Dadurch reduziert sich der Ansatz in (2-40) zu:

$$a(t; K_t) = r_1(K_t) \cdot a(t-1; K_t) + b(t; K_t) \quad (2-42)$$

(Graham V. A., 1985, S. 193 ff.)

Grahams Analyse von historischen atmosphärischen Transmissionswerten zu verschiedenen  $K_t$ -Bereichen hat letztlich folgende Zusammenhänge gezeigt:

Der Autokorrelationsparameter beträgt durchschnittlich  $r_1 = 0,54$ . Eine relevante Abhängigkeit von  $K_t$  konnte nicht gezeigt werden. Die Standardabweichung  $\sigma_a$  hängt stark von  $K_t$  ab. Die Veränderung mit dem Zenitwinkel bzw. der Tageszeit sind gering. Es konnte der folgende sinusförmige Zusammenhang festgestellt werden:

$$\sigma_a(K_t) = 0,156 \cdot \sin\left(\frac{\pi \cdot K_t}{0,93}\right) \quad (2-43)$$

(Graham V. A., 1985, S. 225 f.)

Es hat sich gezeigt, dass eine Beta-Verteilung für  $a(t; K_t)$  geeignet ist. Eine Gauß-Verteilung konnte keine zufriedenstellenden Ergebnisse liefern. Grund hierfür ist, dass die Verteilung von  $a(t; K_t)$  und damit letztlich  $k_t(t; K_t)$  nicht wie bei der Gauß-Verteilung nach oben und unten hin offen ist, sondern sich der Wert für  $k_t$  definitionsgemäß zwischen 0 und 1 bewegt. Dieser Charakteristik kann durch die Beta-Verteilung genüge getan werden (Graham & Hollands, 1990, S. 338).

Zur Bestimmung der Werte für  $k_t$  geht man nun folgendermaßen vor: Aus Gleichung (2-37) geht hervor, dass  $k_t(t; K_t)$  und  $a(t; K_t)$  der gleichen Verteilung unterliegen. Um  $k_t$  zu bestimmen, geht man von einer Gauß-normalverteilten Zufallsvariablen  $\zeta$  (Erwartungswert 0, Varianz 1) aus. Anhand des oben entwickelten stochastischen Modell des Markov-Prozesses, wird der Ansatz

$$v(t) = r_1 \cdot v(t-1) + (1 - r_1^2) \cdot \zeta \quad (2-44)$$

zur Erzeugung einer stündlichen, Gauß-verteilten Zufallsvariable gewählt. Diese kann dann gemäß der Wahrscheinlichkeitsdichte der Beta-Verteilung

$$p(x) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha) \cdot \Gamma(\beta)} \cdot x^{\alpha-1} \cdot (1-x)^{\beta-1} \quad (2-45)$$

mit der Gamma-Funktion  $\Gamma(x) = \int_0^\infty t^{x-1} e^{-t} dt$  und den Parametern

$$\alpha = \frac{k_{tm}^2(t; K_t) \cdot (1 - k_{tm}(t; K_t))}{\sigma_a^2(K_t)} - k_{tm}(t; K_t) \quad (2-46)$$

$$\beta = \alpha \cdot \frac{1 - k_{tm}(t; K_t)}{k_{tm}(t; K_t)}$$

in die Variable  $k_t(t; K_t)$  überführt werden. Hierzu ist zunächst die Bestimmung der kumulativen Wahrscheinlichkeit von  $v(t)$  notwendig, um hieraus mit der inversen Betaverteilungsfunktion die Zufallsvariable  $k_t(t)$  zu bestimmen:

$$k_t(t; K_t) = F_{\alpha, \beta}^{-1} \left( \frac{1}{2} \cdot \left[ 1 + \operatorname{erf} \left( \frac{v(t)}{\sqrt{2}} \right) \right] \right) \quad (2-47)$$

(Graham V. A., 1985, S. 258 f., 218)

Dabei stellt „erf“ die Gaußsche Fehlerfunktion

$$\text{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-\tau^2} d\tau \quad (2-48)$$

dar (Jeschke, Pfeifer, Reinke, Unverhau, & Fienitz, 2013, S. 854).

Die Funktion  $F_{\alpha,\beta}^{-1}(x)$  liefert also den Wert der Beta-verteilten Zufallsvariablen, der zur Wahrscheinlichkeit  $x$  gehört (Jeschke, Pfeifer, Reinke, Unverhau, & Fienitz, 2013, S. 355 ff.).

### 2.7.3 Umsetzung der Modellierung in Microsoft Excel

Das vorgestellte Graham-Verfahren wurde mit Hilfe von Microsoft Excel implementiert (Arbeitsmappe „Bieringer2018\_hWerte\_20181130\_\*.xlsm“). Im Folgenden werden die Grundlagen der Implementierung des Graham-Verfahrens kurz dargelegt. Im Anhang 10.1 „Verfahrensweise zur Erstellung von synthetischen Solarstrom-Zeitreihen für beliebige Standorte“ ist in Form eines „Kochrezepts“ die nähere Bedienung des Programms vom Bezug der Daten bis zum Ergebnisexport näher erläutert.

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
39	Astronomische und Zeit-Parameter													Graham-Generierung von synthetischen Stunden- $k_t$ -Werten									
40	Zeige_DBdata																						
41	Jahres- stunde (h)	lokale Zeit	Tag des Jahres	K_t (Übertra- g von ii.)	J	Sonnen- deklina- tion [°]	Zeit- gleich- ung	mitt- lere Ortszeit [h]	wahre Ortszeit [h]	Stunden- winkel [°]	Sonnen- höhe [°]	Sonnen- azimut [°]	Zenit- winkel [°]	Air Mass	Graham lambda	Graham epsilon	Graham kappa	k_tm Trend/ Mean	SD a	Graham alpha	Graham beta	v(t)	k_t(t)
42	JStd	t	n_	K_t_	J	delta	MOZ	WOZ	omega	gamma_s	alpha_s	beta_z	AM	Glambda	Gepsilon	Gkappa	k_tm	sigma_a	Galpha	Gbeta	vt	k_tt	
43	0	0	1	0,6	1	-23	-3,2	-1,57	-1,62	204	-68	84	158		0,50	0,39	0,76		0,14				
44	1	1	1	0,6	1	-23	-3,2	-0,57	-0,62	189	-80	64	170		0,50	0,39	0,76		0,14				
45	2	2	1	0,6	1	-23	-3,2	0,43	0,38	174	-83	50	173		0,50	0,39	0,76		0,14				
46	3	3	1	0,6	1	-23	-3,2	1,43	1,38	159	-71	81	161		0,50	0,39	0,76		0,14				
47	4	4	1	0,6	1	-23	-3,2	2,43	2,38	144	-58	90	148		0,50	0,39	0,76		0,14				
48	5	5	1	0,6	1	-23	-3,2	3,43	3,38	129	-44	96	134		0,50	0,39	0,76		0,14				
49	6	6	1	0,6	1	-23	-3,2	4,43	4,38	114	-31	102	121		0,50	0,39	0,76		0,14				
50	7	7	1	0,6	1	-23	-3,2	5,43	5,38	99	-18	107	108		0,50	0,39	0,76		0,14				
51	8	8	1	0,6	1	-23	-3,2	6,43	6,38	84	-6	113	96		0,50	0,39	0,76		0,14				
52	9	9	1	0,6	1	-23	-3,2	7,43	7,38	69	6	120	84	9	0,50	0,39	0,76	0,50	0,14	5,866	5,878	0,021	0,503
53	10	10	1	0,6	1	-23	-3,2	8,43	8,38	54	17	129	73	3	0,50	0,39	0,76	0,53	0,14	6,19	5,511	-0,36	0,476
54	11	11	1	0,6	1	-23	-3,2	9,43	9,38	39	27	139	63	2	0,50	0,39	0,76	0,57	0,14	6,564	4,919	0,152	0,598
55	12	12	1	0,6	1	-23	-3,2	10,43	10,38	24	34	153	56	2	0,50	0,39	0,76	0,60	0,14	6,744	4,485	-0,45	0,539
56	13	13	1	0,6	1	-23	-3,2	11,43	11,38	9	39	169	51	2	0,50	0,39	0,76	0,62	0,14	6,809	4,261	0,904	0,748
57	14	14	1	0,6	1	-23	-3,2	12,43	12,38	-6	39	187	51	2	0,50	0,39	0,76	0,62	0,14	6,814	4,238	0,646	0,716
58	15	15	1	0,6	1	-23	-3,2	13,43	13,38	-21	36	204	54	2	0,50	0,39	0,76	0,61	0,14	6,767	4,412	-0,06	0,603
59	16	16	1	0,6	1	-23	-3,2	14,43	14,38	-36	29	218	61	2	0,50	0,39	0,76	0,58	0,14	6,623	4,795	0,996	0,725
60	17	17	1	0,6	1	-23	-3,2	15,43	15,38	-51	20	229	70	3	0,50	0,39	0,76	0,54	0,14	6,298	5,365	1,279	0,722
61	18	18	1	0,6	1	-23	-3,2	16,43	16,38	-66	9	238	81	6	0,50	0,39	0,76	0,50	0,14	5,897	5,848	0,265	0,542
62	19	19	1	0,6	1	-23	-3,2	17,43	17,38	-81	-3	245	93		0,50	0,39	0,76		0,14				
63	20	20	1	0,6	1	-23	-3,2	18,43	18,38	-96	-15	252	105		0,50	0,39	0,76		0,14				
64	21	21	1	0,6	1	-23	-3,2	19,43	19,38	-111	-28	257	118		0,50	0,39	0,76		0,14				
65	22	22	1	0,6	1	-23	-3,2	20,43	20,38	-126	-41	262	131		0,50	0,39	0,76		0,14				
66	23	23	1	0,6	1	-23	-3,2	21,43	21,38	-141	-54	268	144		0,50	0,39	0,76		0,14				
67	24	0	2	0,69	2	-23	-3,7	-1,57	-1,63	204	-67	84	157		0,57	0,30	0,51		0,113				
68	25	1	2	0,69	2	-23	-3,7	0,57	0,63	189	-80	64	170		0,57	0,30	0,51		0,113				

Abbildung 2-12 Ausschnitt aus dem Tabellenblatt „hWerte“ in der Microsoft Excel-Arbeitsmappe „Bieringer2018\_hWerte\_20181130\_\*.xlsm“ mit der Bestimmung der  $k_t$ -Werte mit Hilfe des Verfahrens nach Graham (1985)

In Abbildung 2-12 ist der für die Erzeugung synthetischer  $k_t$ -Stundenwerte relevante Teil des Tabellenblattes abgebildet. Im linken Bereich (Spalte 12-25) werden zunächst einige astronomische Parameter bestimmt, wie sie u. a. in den Abschnitten 2.2 und 2.4 eingeführt wurden. Zudem wird für jede Stunde der  $K_t$ -Tageswert (Spalte 15) für die weiteren Berechnungen abgespeichert. Gemäß der Gleichungen in Formel (2-39) werden dann in den Spalten 26-28 die Parameter  $\lambda$ ,  $\epsilon$  und  $\kappa$  berechnet, um

die deterministische „mean“-Komponente  $k_{tm}$  bestimmen zu können (gemäß (2-38)). Die Parameter  $\lambda$ ,  $\varepsilon$  und  $\kappa$  sind für jeden Tag gleich, dahingegen ist der Wert von  $k_{tm}$  auch vom Zenitwinkel  $\beta_z$ , also der Tageszeit, abhängig. In Spalte 30 wird die Standardabweichung  $\sigma_a$ , wie in Formel (2-43) angegeben, bestimmt. Die Parameter  $\alpha$  und  $\beta$  der Beta-Verteilung werden in den Spalten 31 und 32 nach den Gleichungen (2-46) errechnet. Diese sind im Folgenden für die inverse Beta-Verteilung notwendig. In Spalte 33 wird die Zufallsvariable  $v(t)$  (wie in (2-44)) bestimmt. Dies leistet in Excel folgender Befehl:

$$=0,54*Z(-1)S+(1-0,54^2)*NORM.INV(ZUFALLSZAHLL();0;1)$$

Der Befehl ZUFALLSZAHLL() gibt eine gleichverteilte Zufallszahl zwischen 0 und 1 zurück (Jeschke, Pfeifer, Reinke, Unverhau, & Fienitz, 2013, S. 801). Mit NORM.INV(Wahrscheinlichkeit; Mittelwert; Standardabweichung) erhält man dann das entsprechende Quantil der Normalverteilung, sodass NORM.INV(ZUFALLSZAHLL();0;1) eine normalverteilte Zufallszahl mit Mittelwert 0 und Standardabweichung 1 erzeugt, wie dies in (2-44) gewünscht war (Jeschke, Pfeifer, Reinke, Unverhau, & Fienitz, 2013, S. 462 f.). Der übrige Befehl führt die restlichen gewünschten arithmetischen Berechnungen aus.

Nun kann wie in Gleichung (2-47) dargestellt, der Wert für  $k_t$  bestimmt werden. In Spalte 34 wird hierzu die Berechnung

$$=BETA.INV(0,5*(1+GAUSSF.GENAU(vt/WURZEL(2)));alpha;gbeta)$$

durchgeführt. Die Excel-Funktionsprozedur GAUSSF.GENAU() ruft die Gaußsche Fehlerfunktion ab, BETA.INV() die inverse Beta-Verteilung (Jeschke, Pfeifer, Reinke, Unverhau, & Fienitz, 2013, S. 853 ff., 355 ff.).

#### **2.7.4 Bestimmung der Bestrahlungsstärke in Microsoft Excel ausgehend von den synthetischen $k_t$ -Werten**

Ausgehend von den synthetisch erzeugten  $k_t$ -Werten nach der Methode von Graham (1985) können jetzt in dem Tabellenblatt „hWerte“ in der Microsoft Excel-Arbeitsmappe „Bieringer2018\_hWerte\_20181130\_\*.xlsm“ die eigentlich benötigten Werte für die Bestrahlungsstärke sowohl auf die horizontale, als auch auf die geneigte Ebene bestimmt werden. Hierzu wird entsprechend der Zusammenhänge, die in den Kapiteln 2.2 bis 2.4 dargestellt wurden, vorgegangen.

## Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

### Modellierung eines solaren Dargebots

	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
34		Jahres-Globalstr. ohne Atm.	Jahres-Globalstr. hor.		Jahres-Globalstr. hor. Korrigiert	Jahres-Beam hor.	Jahres-diffus hor.		Jahres-Beam geneigt			Jahres-diffus geneigt	Jahres-reflekt. geneigt	Jahres-Globalstr. Geneigt
35		H_0ha	H_tha		H_thaKor	H_bha	H_dha		H_bBetaha			H_dBetaha	H_rBetaha	H_tBetaha
36		[kWh m^-2]	[kWh m^-2]		[kWh m^-2]	[kWh m^-2]	[kWh m^-2]		[kWh m^-2]			[kWh m^-2]	[kWh m^-2]	[kWh m^-2]
37		3268	2189		2113	1363	750		1502			797	23	2322
38														
39	Solarstrahlung auf horizontale Ebene							Solarstrahlung auf geneigte Ebene						
40														
41	tagesabh. Solarkonst. G_sc(n) [Wm^-2]	Extraterr. Bestrahlung gsst. [Wm^-2]	Globalstr. (mit Atm.) [Wm^-2]	EES-Korrektur-Term eta	Globalstr. (mit Atm.) korrigiert [Wm^-2]	Beam hor. [Wm^-2]	diffus hor. [Wm^-2]	Einfalls-winkel Ebene [°]	beam geneigt [Wm^-2]	Himmelsklarheits-index Perez_epsilon	Helligkeits-index Perez_Delta	diffus geneigt [Wm^-2]	reflekt. geneigt [Wm^-2]	Globalstr. geneigt [Wm^-2]
42	G_scn	G_0	G_t	eta	G_tKor	G_b	G_d	beta	G_bBeta	Perez_epsilon	Perez_Delta	G_dBeta	G_rBeta	G_tBeta
43	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
44	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
45	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
46	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
47	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
48	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
49	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
50	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
51	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
52	1406	151	76	-0,04	70	32	38	71	95	9,26	0,25	56	1	152
53	1406	415	198	-0,04	180	69	112	58	124	4,33	0,27	139	2	265
54	1406	634	379	-0,04	353	200	153	45	313	4,67	0,24	180	4	498
55	1406	792	427	-0,04	393	174	219	34	258	3,08	0,28	264	4	526
56	1406	879	657	-0,04	620	495	125	25	715	7,52	0,14	155	7	876
57	1406	888	636	-0,04	598	443	155	24	639	5,83	0,18	195	6	840
58	1406	820	494	-0,04	460	254	206	31	373	3,69	0,25	254	5	632
59	1406	678	492	-0,04	463	362	101	42	558	8,67	0,15	127	5	690
60	1406	473	342	-0,04	322	259	63	55	444	12,72	0,13	84	3	531
61	1406	218	118	-0,04	109	57	52	68	136	8,50	0,24	73	1	210
62	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0
63	1406	0	0	-0,04	0	0	0	0	0			0	0	0

Abbildung 2-13 Ausschnitt aus dem Tabellenblatt in Microsoft Excel mit der Berechnung der Bestrahlungsstärken anhand der synthetisch generierten  $k_t$ -Werte

Die Implementierung im Tabellenblatt „hWerte“ ist in Abbildung 2-13 dargestellt. Zunächst wird in Spalte 37 für jede Stunde über den Zusammenhang in Gleichung (2-10) die Solarkonstante  $G_{sc}(n)$  bestimmt, was berücksichtigt, dass die Solarkonstante sich im Jahresgang etwas verändert. Hieraus und mithilfe der bereits bestimmten astronomischen Parameter (vgl. Darstellung im vorigen Abschnitt 2.7.3) kann dann in Spalte 38 die Bestrahlungsstärke bzw. Bestrahlung ohne atmosphärischen Einfluss  $G_0$  (gemäß Gleichung (2-11)) bestimmt werden. Allgemein entspricht in dieser Tabelle die stündliche Bestrahlungsstärke  $G$  (gemessen in  $Wm^{-2}$ ) vom Zahlenwert her der stündlichen Bestrahlung  $H$ , also der Energie, die auf eine Fläche trifft, gemessen in  $Whm^{-2}$  (da immer 1 Stunden-Zeitschritte verwendet werden!). Aus der stündlichen Bestrahlung ohne atmosphärischen Einfluss erhält man nach der Definition der atmosphärischen Transmission  $k_t$  (vgl. Gleichung (2-22)) direkt die Globalstrahlung (Spalte 39).

Dadurch, dass die  $k_t$ -Werte zufällig erzeugt wurden, kann es zu (kleinen) Abweichungen in der Tagessumme der stündlichen Bestrahlung kommen. Die stochastische Erzeugung der  $k_t$ -Werte stellt zwar sicher, dass die Statistik dieser über längere Zeiten richtig wiedergegeben wird. Dennoch können an einzelnen Tagen Abweichungen vom Mittelwert auftreten, sodass bei der Summation der stündlichen

Bestrahlungswerte  $H_t^h(t)$  nicht die mit dem Tageswert  $K_t$  bestimmte Tagesbestrahlung  $H_t^d$  korrekt reproduziert wird. Dieses Problem kann durch eine Korrektur der  $k_t$ -Werte allerdings behoben werden.

Grundsätzlich ist die Energieerhaltung erfüllt, wenn gilt:

$$\sum_{t=t_a}^{t_u} \frac{H_0^h(t) \cdot k_t(t)}{H_t^h(t)} = \frac{K_t \cdot H_0^d}{H_t^d} \quad (2-49)$$

Aufgrund der stochastischen Erzeugung der  $k_t$ -Werte ist diese Gleichung nicht notwendigerweise strikt erfüllt. Daher wird pro Tag ein Parameter  $\eta$  zum Energieausgleich eingeführt, sodass die Gleichung

$$\sum_{t=t_a}^{t_u} H_0^h(t) \cdot (k_t(t) + \eta) = K_t \cdot H_0^d \quad (2-50)$$

strikt erfüllt ist. Es folgt hieraus für die Bestimmung von  $\eta$ :

$$\eta \cdot \sum_{t=t_a}^{t_u} H_0^h(t) = K_t \cdot H_0^d - \sum_{t=t_a}^{t_u} H_0^h(t) \cdot k_t(t) \quad (2-51)$$

Identifizieren wir die Summe  $\sum_{t=t_a}^{t_u} H_0^h(t)$  mit  $H_0^d$ , so erhält man direkt:

$$\eta = K_t - \frac{\sum_{t=t_a}^{t_u} H_0^h(t) \cdot k_t(t)}{\sum_{t=t_a}^{t_u} H_0^h(t)} \quad (2-52)$$

In Spalte 40 wird dieses  $\eta$  gemäß Gleichung (2-52) bestimmt und in der Spalte 41 wird dann mit Hilfe des Zusammenhangs

$$H_t^h(t) = H_0^h(t) \cdot (k_t(t) + \eta) \quad (2-53)$$

die korrigierte stündliche Bestrahlung (mit atmosphärischem Einfluss) berechnet (Graham V. A., 1985, S. 227 ff.). In den Spalten 42 und 43 wird dann ausgehend von diesem korrigierten Wert noch der direkte und diffuse Anteil gemäß (2-24) und (2-23) bestimmt.

Im rechten Block des Tabellenabschnittes werden dann noch die entsprechenden Berechnungen für eine geneigte Ebene durchgeführt. Vorher werden die Neigung und Ausrichtung der Ebene angegeben. Hieraus leitet sich dann direkt der Einfallswinkel  $\beta$  auf die geneigte Ebene ab (vgl. (2-25)). In der Spalte 45 kann hiermit dann die direkte Strahlung auf die geneigte Ebene über (2-27) ermittelt werden. In den Spalten 46 und 47 werden die Parameter  $\varepsilon$  und  $\Delta$  für die Bestimmung der diffusen Bestrahlung nach Perez (vgl. (2-33) und (2-32)) errechnet. In Spalte 48 erfolgt die Berechnung der diffusen Bestrahlung selbst über ein VBA-Makro (vgl. Anhang 10.2 auf Seite 190). In der Spalte 49 wird die Bestrahlung durch Bodenreflexion mit einem vorher eingestellten, für das Jahr konstanten Wert für den Boden-Albedo bestimmt (über Gleichung (2-34)) und in der letzten Spalte dann über die direkte und diffuse

Bestrahlung und die Bestrahlung durch Bodenreflexion summiert, um die Globalstrahlung auf die geneigte Ebene zu erhalten (Gleichung (2-35)). Über der eigentlichen Datentabelle werden jeweils noch die relevanten Jahressummen gebildet.

**Hinweis zu Schaltjahren:** zur Vereinfachung bzw. Vereinheitlichung der Rechnungen wird bei Schaltjahren jeweils der 1. Januar von der Betrachtung ausgeschlossen, sodass die Jahre grundsätzlich 365 Tage haben. Dabei sollte entweder der erste oder der letzte Tag eines Jahres ausgenommen werden, damit keine Lücke in den Zeitreihen entsteht. Der 1. Januar bietet sich gegenüber dem 31. Dezember an, da so die Tage nur zwei Monate des Jahres um einen Tag verschoben sind, sodass ab dem 1. März eines Schaltjahres die Tage wieder übereinstimmen.

## 2.8 Überprüfung und Validierung der erzeugten Daten

Für die Betrachtungen im Zwei-Speicher-Modell werden Zeitreihen der Solarstrom-Produktion in Stundenaufösung benötigt, um die entsprechenden Salden der Produktion und des Verbrauchs sowie der Speicherzu- und -abflüsse darstellen zu können. In Deutschland liegen diese Daten vor – die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ermitteln diese und stellen diese zur Verfügung (alle in dieser Arbeit verwendeten ÜNB-Daten sind nach der Quelle Borgolte (o. J.) entnommen). Für Nordafrika dahingegen müssen diese Solarstrom-Produktionszeitreihen erst synthetisch erzeugt werden, da keine Messdaten vorliegen. Mit Hilfe der in den vorherigen Kapiteln dargelegten Verfahren können nun die stündlichen *Bestrahlungswerte* für einen beliebigen Standort auf der Erde erzeugt werden. A priori entsprechen allerdings die Globalstrahlungswerte nicht notwendigerweise exakt der Solarstromproduktion. Dies liegt zum einen in der stochastischen Erzeugung der Globalstrahlungswerte, die nicht in der Lage sein wird, die tatsächliche historische Sonnenstrahlung zu reproduzieren. Zum anderen gibt es aber auch unter Umständen weitere Aspekte, die die Solarstromproduktion beeinflussen – abgesehen von der Bestrahlung.

Es wird im Rahmen dieser Arbeit von der These ausgegangen, dass die Solarstromproduktion in ausreichender Güte durch die Globalstrahlung als einzigen Prädiktor abgeschätzt werden kann. Inwiefern diese Annahme zu rechtfertigen ist, muss anhand der verfügbaren Datenlage überprüft werden, was Gegenstand dieses Kapitels ist.

Da für den betrachteten Untersuchungsraum in Nordafrika keine geeigneten Vergleichsdaten in ausreichender Menge und Güte zur Verfügung stehen, um die synthetischen Globalstrahlungszeitreihen mit der Solarstromproduktion direkt zu vergleichen, werden stattdessen über das dargestellte stochastische Verfahren synthetische Werte für Deutschland generiert. Diese können anschließend mit den bekannten Einspeisezeitreihen der Übertragungsnetzbetreiber verglichen werden. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass das Verfahren in Nordafrika mindestens genauso gut funktioniert wie in Deutschland. Wie bei der klimatologischen Untersuchung Nordafrikas im folgenden Kapitel 3 dargelegt wird, ist das Wetter in Nordafrika wesentlich weniger heterogen und wechselhaft als in Deutschland, sodass geringere Schwierigkeiten bei der Modellierung der Globalstrahlung bestehen.

Bevor die synthetischen Zeitreihen der Solarstromproduktion in Stundenaufösung durch den Vergleich mit den ÜNB-Daten selbst untersucht werden, erfolgt im Abschnitt 2.8.1 zunächst eine Konsistenzprüfung der zur Verfügung stehenden Ausgangsdaten der NASA und der ÜNB. Hierbei werden die nicht weiter verarbeiteten *Tageswerte* bzw. *Tagessummen* miteinander verglichen ohne einen möglichen Einfluss des Graham-Verfahrens.

Beim Vergleich der NASA-Globalstrahlung-Tageswerten mit den ÜNB-Tagessummen der Solarstromproduktion (Abschnitt 2.8.1.1) wird sich zeigen, dass die Globalstrahlung ein guter Prädiktor für die Solarstromproduktion ist, jedoch auch weitere, nicht berücksichtigte Faktoren eine Rolle spielen. Fehler in den Daten der NASA wurden durch einen Vergleich mit davon unabhängigen Daten des Deutschen Wetterdienstes ausgeschlossen (vgl. Abschnitt 2.8.1.2 und 2.8.1.3). Eine zusammenfassende Bewertung der Untersuchung der Werte auf Tagesbasis erfolgt dann in 2.8.1.4.

Im Abschnitt 2.8.2 werden dann die *Stundenwerte* der ÜNB-Solarstromproduktion und der synthetischen, mit dem Graham-Verfahren erzeugten Zeitreihen selbst miteinander verglichen. Da für eine spätere Solarstrom-Produktionsstruktur in einem nordafrikanischen Staat sowohl großflächig gemittelte Produktionsstrukturen als auch unter Umständen kleinräumige Solar-Großkraftwerke von Bedeutung sein werden, wurde bei allen folgenden Untersuchungen jeweils einerseits die Datenlage deutschlandweit untersucht, und andererseits nur für Baden-Württemberg. Baden-Württemberg wurde deshalb ausgewählt, da es von einem einzigen Übertragungsnetzbetreiber – nämlich TransnetBW – versorgt wird. TransnetBW ist der flächenmäßig kleinste ÜNB Deutschlands, sodass mit dem Bundesland Baden-Württemberg ein möglichst kleiner, homogener Raum untersucht werden kann.

Wie sich herausstellen wird, ist das Graham-Verfahren bei großen räumlichen Mittelungen besonders gut, um die Solarstromproduktion auch stundenweise vorherzusagen. Bei kleineren Räumen, wie dies bei Baden-Württemberg aufgezeigt wird, sind die Fehler größer. Allerdings kann im Folgenden gezeigt werden, dass bei kleinen Untersuchungsräumen mit geringerer räumlicher Mittelung das Graham-Verfahren auch dann noch brauchbare Werte liefert, wenn man vor allem hohe Solarstrahlungswerte und geringe Bewölkung (also hohe  $K_t$ -Werte) betrachtet, wie sie in Nordafrika sowieso fast ganzjährig anzutreffen sind. Im letzten Abschnitt 2.8.3 erfolgt dann eine abschließende Einordnung, Zusammenfassung und Bewertung der Ergebnisse hinsichtlich der Eignung des vorgestellten Verfahrens zur Modellierung der Solarstrom-Produktion in Nordafrika.

### **2.8.1 Untersuchung der Tagessummen der Ausgangsdaten von NASA und ÜNB**

Wie bereits geschildert, werden in diesem Abschnitt die Tagessummen der NASA-Globalstrahlung und der ÜNB-Solarstromproduktion miteinander verglichen, um zu prüfen, wie gut die Globalstrahlung als Prädiktor für die Solarstromproduktion geeignet ist (vgl. Abschnitt 2.8.1.1). Als zusätzliche unabhängige Referenz werden die vom Deutschen Wetterdienst terrestrisch erhobenen Solar-Einstrahlungsdaten verwendet, um die NASA- und ÜNB-Daten zu prüfen. In der folgenden Abbildung 2-14 sind die ermittelten Korrelationen der verschiedenen Tageswert-Datensätze für das Gebiet Baden-Württemberg und das gesamte Bundesgebiet im Überblick dargestellt. Im Folgenden werden die einzelnen be-

trachteten Zusammenhänge, das Vorgehen und die Ergebnisse näher dargestellt. Für eine zusammenfassende Bewertung und Interpretation dieser Korrelationen sei auf Abschnitt 2.8.1.4 verwiesen. Dort werden die Korrelationen, die in Abbildung 2-14 eingetragen sind, auch näher erläutert.

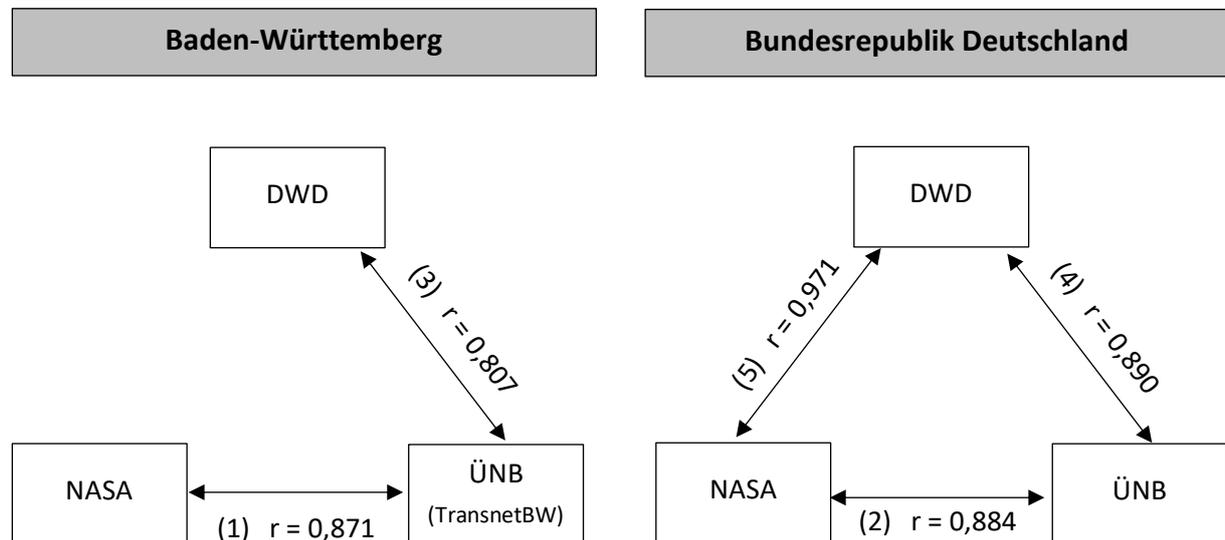


Abbildung 2-14 Übersicht über die Korrelationen zwischen den verschiedenen Tageswert-Datensätzen von Deutschem Wetterdienst (DWD), den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und der NASA.

### 2.8.1.1 Vergleich der NASA- und ÜNB-Tagessummen-Daten in Deutschland und Baden-Württemberg

Für den Vergleich der von der NASA bereitgestellten Tagessummen der Solareinstrahlung und der Tagessumme der ÜNB-Solarstrom-Einspeisung werden für das Bundesgebiet 20 möglichst gleich verteilte Standorte herangezogen und hierfür die NASA-Daten gemittelt. Als Beobachtungszeitraum wurde sowohl für die deutschlandweite als auch die auf Baden-Württemberg bezogene Überprüfung des Verfahrens das Jahr 2016 gewählt. Für das Gebiet von Baden-Württemberg werden nicht wie später bei der Untersuchung der Stundenwerte alle in  $0,5^\circ$ -Abständen in Breiten- und Längenrichtung zur Verfügung stehenden Datensätze untersucht, sondern lediglich die folgenden vier Standorte:

1.  $49,5^\circ \text{ N} / 8,5^\circ \text{ O}$
2.  $49,0^\circ \text{ N} / 10,0^\circ \text{ O}$
3.  $48,0^\circ \text{ N} / 8,0^\circ \text{ O}$
4.  $48,0^\circ \text{ N} / 10,0^\circ \text{ O}$

Bei der Generierung der Stundenwerte wird später eine Abdeckung von Baden-Württemberg in einem  $0,5^\circ$ -Raster genutzt. Tatsächlich stellt die NASA allerdings nur Daten in einer Auflösung von  $1^\circ$  in Längen- und Breitenrichtung zur Verfügung, sodass hier jeweils ein Punkt aus den vier Zellen mit je gleichen NASA-Einstrahlungswerten ausgewählt wurde (vgl. auch Kapitel 2.6). Die genaue Wahl der Standorte ist dem Anhang 10.3 auf Seite 193 zu entnehmen. Die Daten der ÜNB wurden aus der Summe der von den vier einzelnen Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellten Datensätze erstellt.

Die Streudiagramme in Abbildung 2-15 (für Deutschland) und Abbildung 2-16 (für Baden-Württemberg) stellen die Zusammenhänge zwischen NASA- und ÜNB-Daten dar. Die Korrelationskoeffizienten liegen bei 0,884 bzw. 0,871. Die NASA-Daten sind also tatsächlich mit der Solarstromproduktion korreliert, können jedoch nur bis zu einem gewissen Maß die Solarstromproduktion an einem Tag vorher-sagen. Die Ursache für eine eventuell auftretende Abweichung könnte in fehlerhaften Daten auf Seiten der NASA liegen. Dies konnte jedoch durch die weitere Untersuchung durch Korrelation von ÜNB- und DWD-Daten sowie von NASA- und DWD-Daten in den beiden folgenden Abschnitten widerlegt werden. Es muss daher davon ausgegangen werden, dass weitere, nicht berücksichtigte Abhängigkeiten bestehen, die die Solarstromproduktion – neben der Globalstrahlung – erklären. Dies wird im zusammenfassenden Abschnitt 2.8.1.4 diskutiert.

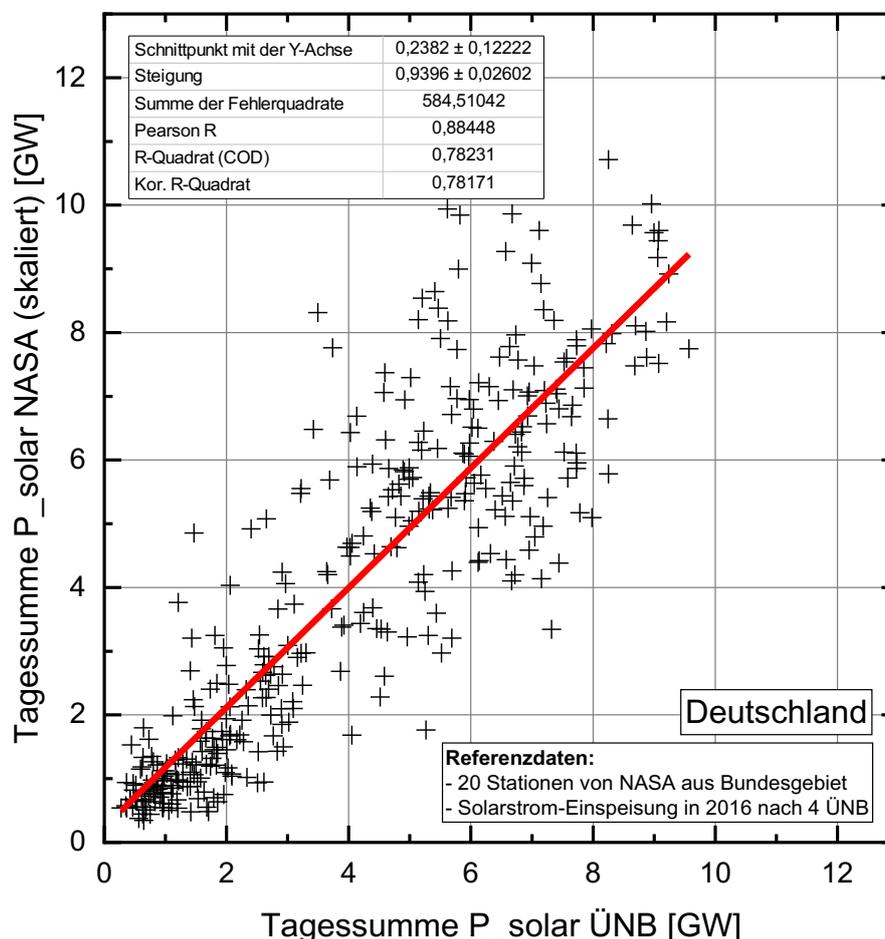


Abbildung 2-15 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der Globalstrahlung (Tageswerte nach NASA aus 20 Stationen, skaliert) und Solarstromzeitreihen (Tagessumme aus den Einzelwerten der vier ÜNB) für das Jahr 2016 über das Bundesgebiet

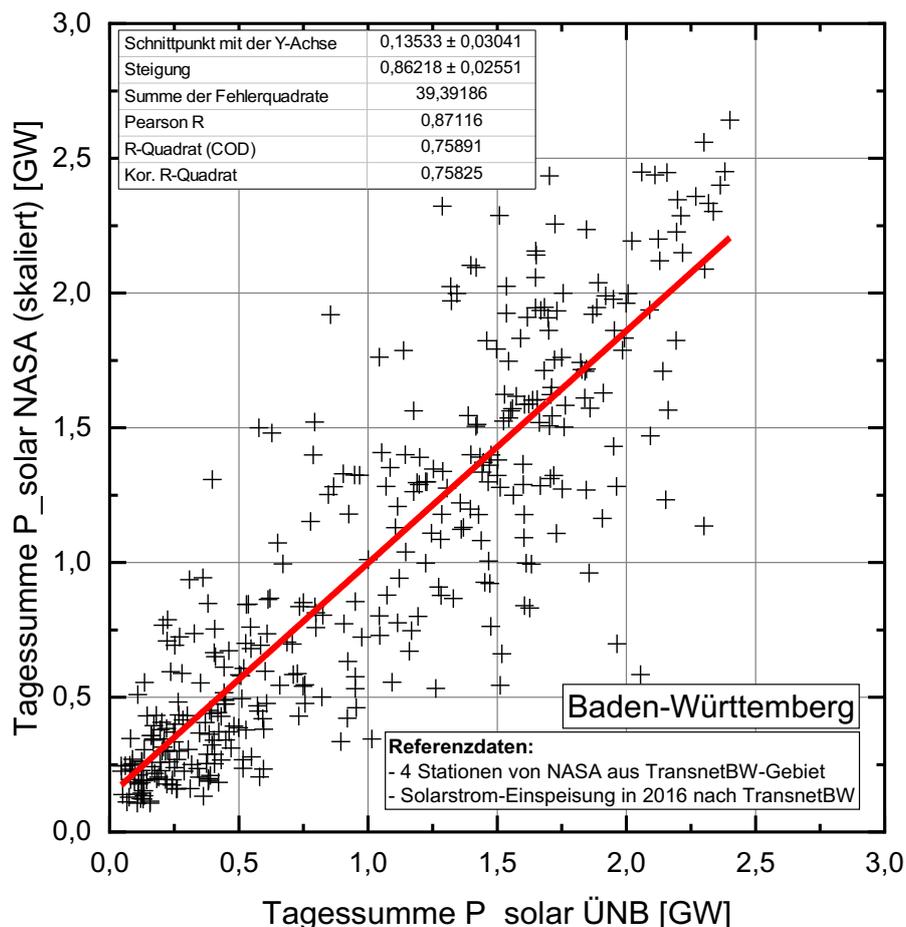


Abbildung 2-16 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der Globalstrahlung (Tageswerte nach NASA aus 4 Stationen in Baden-Württemberg, skaliert) und Solarstromzeitreihen (Tagessumme nach TransnetBW) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg.

### 2.8.1.2 Vergleich der ÜNB- und DWD-Daten für Deutschland und Baden-Württemberg

Wie bereits angedeutet, soll ausgeschlossen werden, dass die Ursache für die auftretenden Abweichungen in fehlerhaften Daten der NASA liegt. Daher werden die Solarstrom-Einspeisewerte mit den unabhängig von der NASA gewonnenen Daten des Deutschen Wetterdienstes verglichen, erneut für die Bundesrepublik Deutschland wie auch für Baden-Württemberg. Der DWD erhebt seine Messwerte nicht durch fernerkundliche Methoden aus Satellitenmessungen, sondern über bodengebundene Pyranometer-Messungen, was auch schon grundsätzlich methodisch unabhängig ist (vgl. Kapitel 2.6). Für die deutschlandweite Untersuchung wurde jeweils eine Messstation aus dem Stationsmessnetz des Deutschen Wetterdienstes je Bundesland – sofern für 2016 verfügbar – ausgewählt (insg. zwölf Stationen). Für Baden-Württemberg wurden zwei Stationen herangezogen, weitere Daten stehen hier nicht zur Verfügung. Die näheren Informationen zu den Stationen sind im Anhang 10.4 auf Seite 194 angegeben.

Abbildung 2-17 und Abbildung 2-18 zeigen die jeweiligen Streudiagramme. Die bundesweite Korrelation zwischen den Einspeisedaten der ÜNB und den DWD-Solardaten ist im gleichen Bereich wie beim Vergleich mit den NASA-Daten (0,890). Bei der isolierten Untersuchung von Baden-Württemberg ist

## Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

Modellierung eines solaren Dargebots

der Korrelationskoeffizient mit 0,807 etwas niedriger. Dies kann allerdings auch darauf zurückgeführt werden, dass nur zwei Stationen im Stationsmessnetz des DWD für Baden-Württemberg zur Verfügung stehen und dadurch keine Flächenabdeckung möglich ist. Die bodengebundenen DWD-Solardaten sind also gleich gut bzw. gleich schlecht dazu geeignet, die Solarstromproduktion vorherzusagen. Auch hier treten z. T. größere Abweichungen auf.

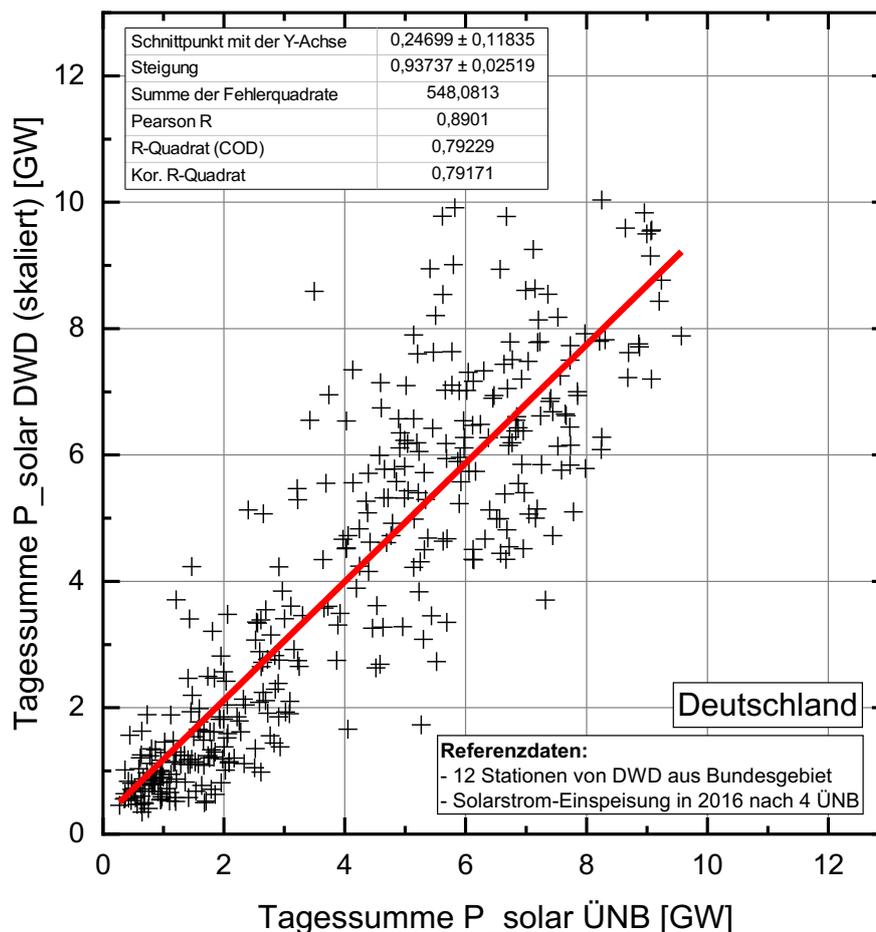


Abbildung 2-17 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der Sonneneinstrahlung (Tageswerte nach DWD aus 12 Stationen, skaliert) und Solarstromzeitreihen (Tagesumme aus den Einzelwerten der vier ÜNB) für das Jahr 2016 über das Bundesgebiet.

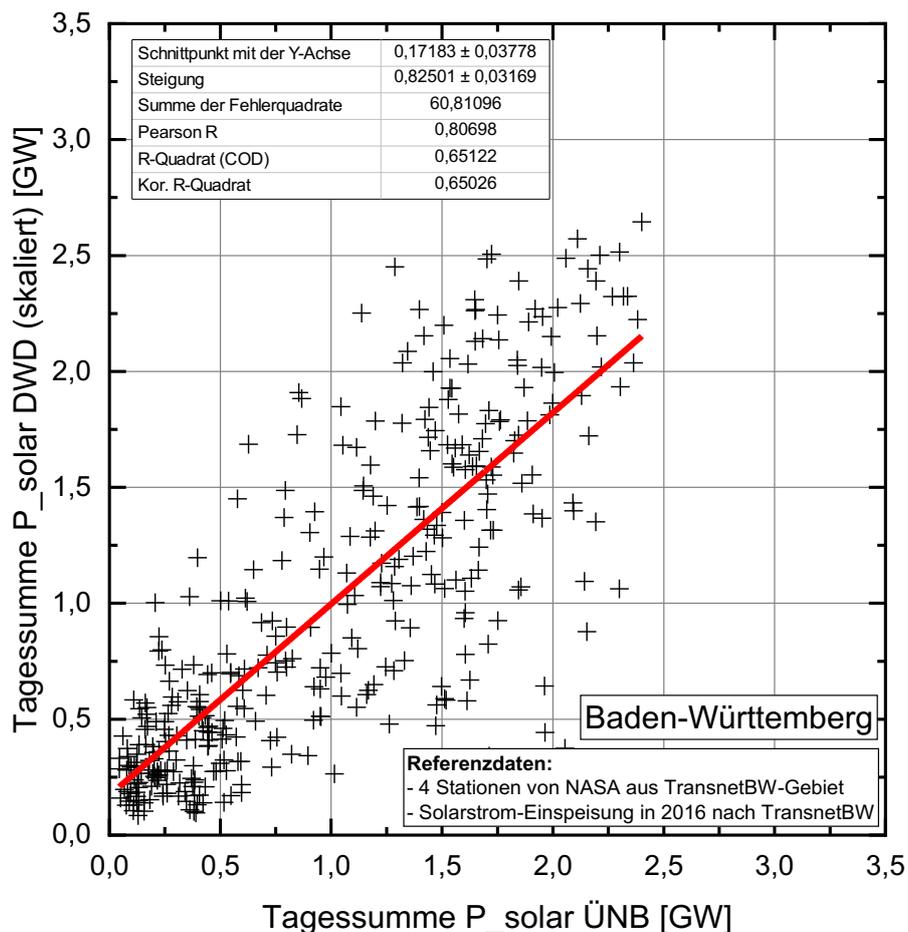


Abbildung 2-18 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der Sonneneinstrahlung (Tageswerte nach DWD aus zwei Stationen in Baden-Württemberg, skaliert) und Solarstromzeitreihen (Tagessumme nach TransnetBW) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg.

### 2.8.1.3 Vergleich der DWD- und NASA-Daten

Da sowohl beim DWD als auch bei der NASA im Vergleich zu den Solarstrom-Einspeisewerten Abweichungen auftreten, wird ein Vergleich dieser beiden Datenquellen vorgenommen. Sind die DWD- und NASA-Daten hoch korreliert, so kann davon ausgegangen werden, dass diese auch auf methodisch unabhängige Weise erhoben wurden, dass die Abweichungen zu den Einspeise-Zeitreihen nicht auf fehlerhafte Ausgangsdaten bei der NASA oder dem DWD zurückzuführen sind.

Hierzu wurden die zwölf in Anhang 10.4 angegebenen Stationen des DWD mit den jeweiligen für diesen Standort von der NASA bereitgestellten Datensätzen tageweise verglichen. Das Streudiagramm in Abbildung 2-19 zeigt den Zusammenhang bei einem Korrelationskoeffizienten von 0,971. Zwar zeigt die Betrachtung der linearen Regression der Werte, dass die NASA-Einstrahlungswerte im Mittel eher niedriger liegen als die des DWD. Dies ist jedoch unerheblich, da die von der Einstrahlung ausgehende Solarstromproduktion sowieso reskaliert wird und dadurch dies keinen Effekt hat. Letztlich zeigt die hohe Korrelation der NASA- und DWD-Daten, dass großes Vertrauen in die NASA-Daten gesetzt werden kann.

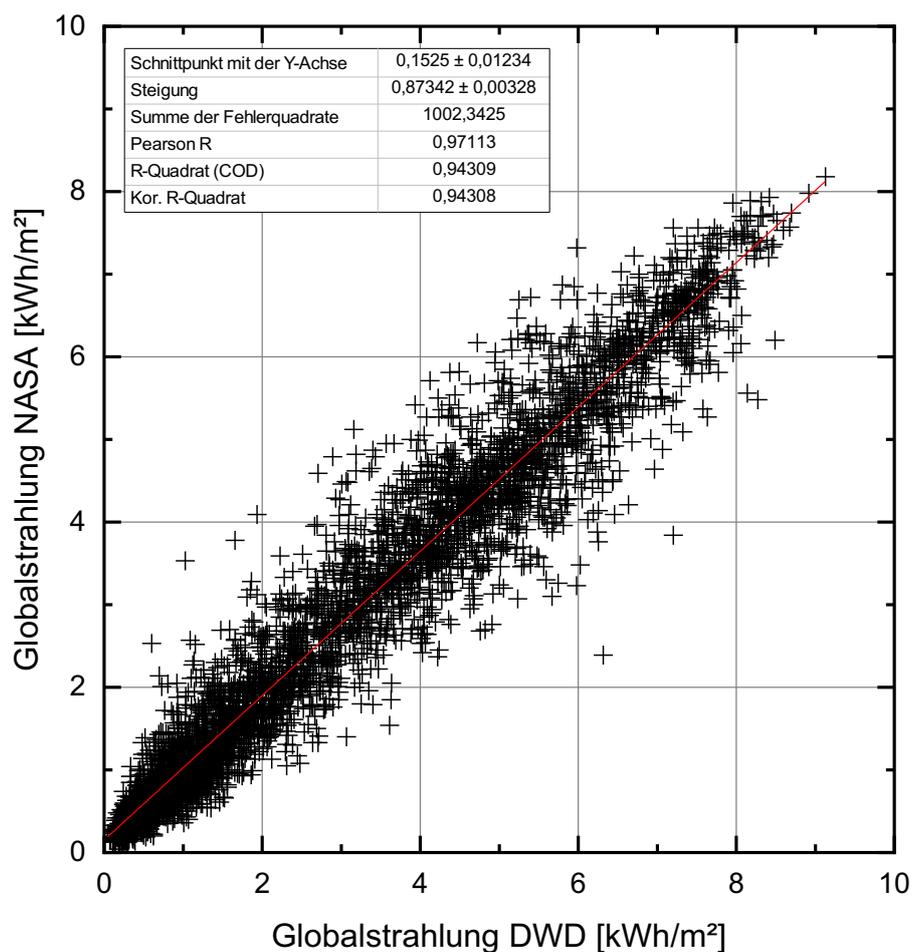


Abbildung 2-19 Streudiagramm zur Korrelation zwischen den Tagessummen der Sonneneinstrahlung basierend auf terrestrischen Messungen des DWD und Satellitenmessungen der NASA für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet.

Dies wird weiter dadurch verstärkt, wenn man sich die jeweilige Abweichung zwischen den NASA- und ÜNB-Daten sowie den DWD- und ÜNB-Daten anschaut. Es wird also geprüft, ob im Falle einer großen Abweichung zwischen der NASA-Sonneneinstrahlung und der Solarstromeinspeisung nach den ÜNB auch eine große Abweichung zwischen der Solareinspeisung und der jeweiligen DWD-Sonneneinstrahlung auftritt. Sind diese beiden Abweichungen miteinander korreliert, so untermauert dies weiter die Annahme, dass die Abweichungen nicht auf fehlerhafte Daten der NASA oder des DWD zurückzuführen sind. Wie die in Abbildung 2-20 gegeneinander aufgetragenen relativen Abweichungen zeigen, ist dies auch tatsächlich der Fall. Der Korrelationskoeffizient zwischen beiden Abweichungen beträgt 0,931.

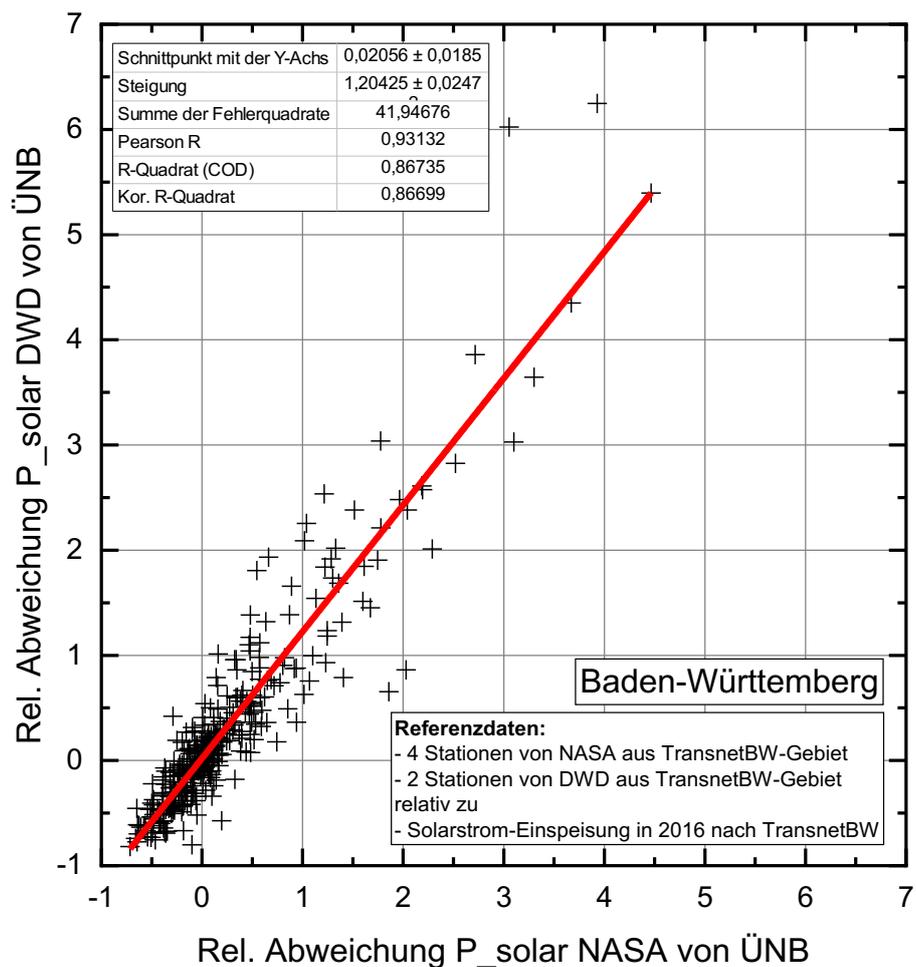


Abbildung 2-20 Streudiagramm zum Vergleich der relativen Abweichungen zwischen den NASA-Einstrahlungswerten und der Solarstrom-Einspeisung der ÜNB einerseits und zwischen den DWD-Einstrahlungswerten und der Solarstrom-Einspeisung der ÜNB andererseits, jeweils Tagessummen für Baden-Württemberg im Jahr 2016.

#### 2.8.1.4 Zusammenfassung und Diskussion der Abweichungen von gemessenen und synthetischen Solarstrom-Einspeisezeitreihen

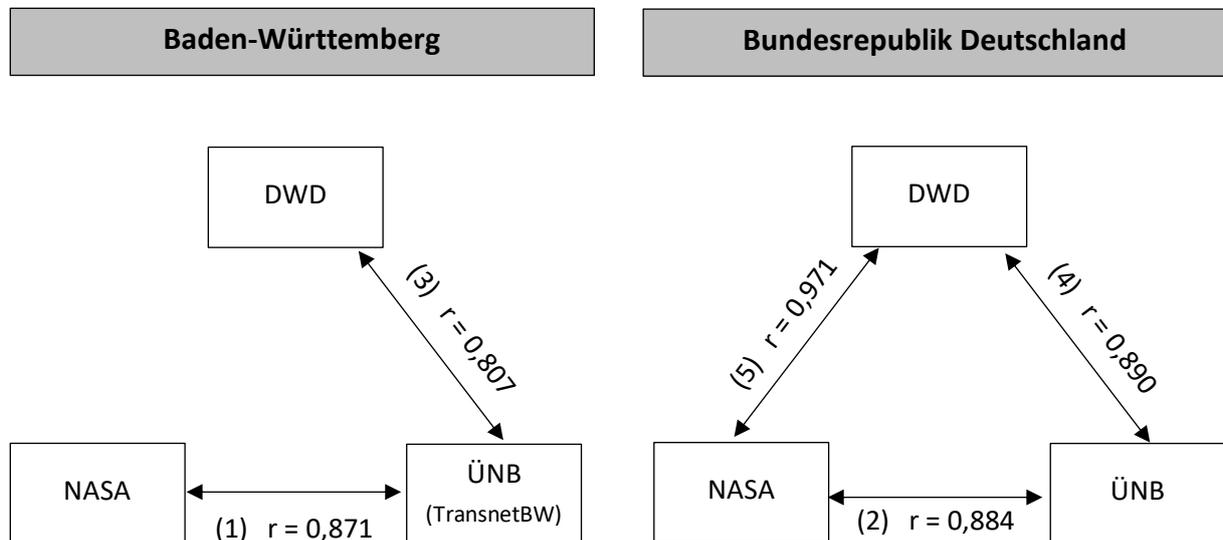


Abbildung 2-21 Übersicht über die Korrelationen zwischen den verschiedenen Datensätzen von Deutschem Wetterdienst (DWD), den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und der NASA.

Wie aus Abschnitt 2.8.1.1 hervorgeht (vgl. Korrelationen (1) und (2) in der Übersichtsdarstellung in Abbildung 2-21) sind die NASA-Globalstrahlungswerte mit den Solarstrom-Einspeisezeitreihen der ÜNB miteinander korreliert (Korrelationskoeffizient von 0,871 bei Baden-Württemberg bzw. 0,884 bei Deutschland). Dennoch muss auch festgestellt werden, dass in den Tagessummen zum Teil größere Abweichungen auftreten zwischen Globalstrahlung und Solarstromproduktion. Dies deutet darauf hin, dass weitere Faktoren neben der Globalstrahlung einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Solarstromproduktion haben. Fehler in den NASA-Daten konnten nicht als Ursache für die Abweichungen ausgemacht werden: Die unabhängig erhobenen Globalstrahlungsdaten des DWD korrelieren in der gleichen Größenordnung mit den ÜNB-Daten wie die Datensätze der NASA (vgl. Korrelationen (3) und (4)). Die Vorhersagekraft der NASA-Daten ist vergleichbar mit denen der DWD-Daten. Die niedrigere Korrelation bei der isolierten Betrachtung von Baden-Württemberg ist wohl auf die geringe Stationszahl des DWD in diesem Bereich zurückzuführen. Auch die hohe Korrelation zwischen den DWD- und NASA-Globalstrahlungsdaten (vgl. Korrelation (5)) sowie die Korrelation der Abweichungen der beiden Datensätze von der Solarstromproduktion untermauern das große Vertrauen in die NASA-Daten.

Nicht anhand unabhängiger Daten geprüft werden können die Solarstrom-Einspeisezeitreihen der ÜNB. Durch eine Anfrage bei dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW teilte Herr Dr.-Ing. Philipp Guthke mit, dass die von ihnen bereitgestellten Einspeise-Werte sehr gut mit der tatsächlichen Einspeisung übereinstimmen. TransnetBW ermittelt die Einspeisezeitreihen durch ein Referenzmessverfahren, da etliche Photovoltaik-Anlagen nicht lastgemessen sind. Bei diesem Referenzmessverfahren

wird von den lokalen Verteilnetzbetreibern an TransnetBW eine Abschätzung der installierten PV-Leistung in ihrem Versorgungsgebiet mitgeteilt. TransnetBW erhält Referenzdaten von mehreren lastgemessenen Referenz-PV-Anlagen. Hierzu werden mehrere Tausend Referenzanlagen verwendet. Durch ein räumliches Interpolationsverfahren werden die Werte der lastgemessenen Referenzanlagen dann auf alle im Gebiet von TransnetBW befindlichen PV-Anlagen hochgerechnet (TransnetBW, o. J.; Guthke, 2018).

Insgesamt muss daher davon ausgegangen werden, dass die Sonneneinstrahlung nicht als einziger Prädiktor für die Solarstromproduktion ausreichend ist. Die Sonneneinstrahlung erklärt nicht alle relevanten physikalischen und meteorologischen Effekte. Vor allem bei der Betrachtung der Streudiagramme zum Vergleich der Solarstrom-Einspeisung mit den NASA- bzw. DWD-Werten (vgl. Abbildung 2-15, Abbildung 2-16, Abbildung 2-17 und Abbildung 2-18) fällt eine hohe Heteroskedastizität auf, die Streuung der Daten nimmt mit höheren Strahlungsleistungen deutlich zu. Dies ist ein Hinweis darauf, dass höherdimensionale Abhängigkeiten vorliegen, die nicht betrachtet wurden. Bei der deutschlandweiten Betrachtung mitteln sich diese Effekte unter Umständen wieder heraus, wodurch die Korrelation verbessert wird. Um noch bessere Korrelationen zu erreichen, müssten weitere Einflussfaktoren in die Modellierung mit einbezogen werden. So spielt beispielsweise die Temperatur eine Rolle in Hinblick auf den Wirkungsgrad von PV-Modulen. Schneebedeckung und starker Pollenflug haben vermindernde Effekte auf die Solarstromproduktion.

Da die Ausgangsdaten für die Tagessummen aber jeweils nur mit einem Korrelationskoeffizient von etwas unter 0,9 miteinander korrelieren (vgl. (1) und (3) bzw. (2) und (4) in Abbildung 2-21), kann auch nicht davon ausgegangen werden, dass die Korrelation wesentlich darüber liegt, wenn man aus den Tageswerten Stundenwerte synthetisiert. Diese Untersuchung wird im folgenden Abschnitt 2.8.2 für Deutschland und für Baden-Württemberg vorgenommen.

## **2.8.2 Vergleich synthetischer Stundenwerte der Solarstromeinspeisung mit ÜNB-Daten**

Für den Vergleich der Stundenwert-Datensätze wurden erneut synthetische Bestrahlungswerte einerseits für verschiedene Standorte in ganz Deutschland und andererseits nur für Baden-Württemberg erstellt. Die entsprechenden Standorte werden gleichgewichtet gemittelt und mit den Einspeisedaten der ÜNB verglichen. Nach wie vor wird das Jahr 2016 betrachtet. Für Deutschland werden die gleichen 20 Städte wie zuvor betrachtet. Für das Gebiet von Baden-Württemberg werden in 0,5°-Abständen in Breiten- und Längsrichtung alle zur Verfügung stehenden Datensätze untersucht. Die genaue Wahl der Standorte ist dem Anhang 10.3 auf Seite 193 zu entnehmen.

### **2.8.2.1 Untersuchungsraum Deutschland**

Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass die entsprechend normierten, synthetisch erzeugten Einspeiszeitreihen mit den von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Daten korreliert sind. Abbildung 2-22 zeigt den Zusammenhang zwischen den synthetischen und den ÜNB-Werten für Deutschland bei horizontalen PV-Modulen. Auf der Abszisse sind die von den ÜNB bereitgestellten Werte abgetragen, auf der Ordinate die entsprechend normierten, synthetischen gewonnenen Werte.

## Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

Modellierung eines solaren Dargebots

Der entsprechende Korrelationskoeffizient beider Datensätze beträgt 0,9548. Dieser liegt sogar noch über der Korrelation der entsprechenden Ausgangs-Tagesdaten. Bei der Bestimmung dieser Korrelation wurden jeweils die Datenpunkte für die Nächte, also die Stunden, in denen die Sonne nicht scheint, herausgenommen. Natürlicherweise stimmen diese Datenpunkte stets perfekt miteinander überein, was den Korrelationskoeffizienten künstlich verbessern würde. Daher wird hierbei nur der „helle“ Tag betrachtet. Wie Abbildung 2-23 zeigt, kann eine einheitliche Ausrichtung der PV-Module nach Süden bei einer Neigung von 30° keine entscheidende Verbesserung der Daten bewirken.

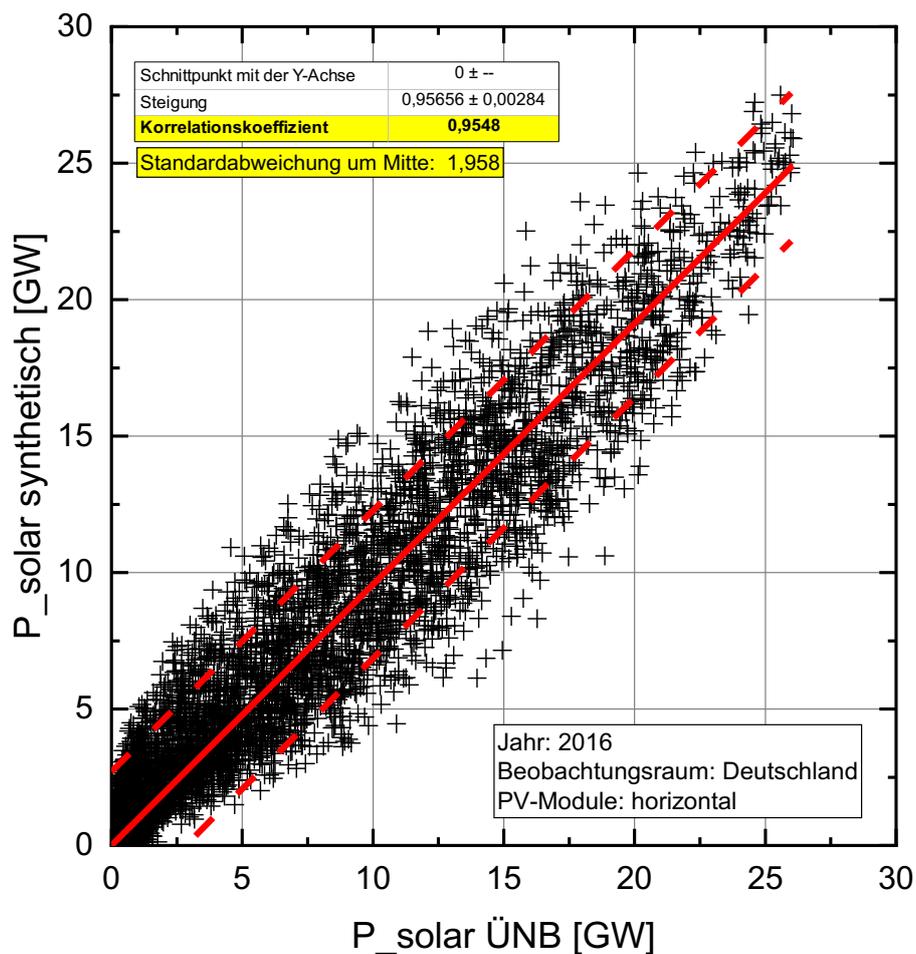


Abbildung 2-22 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung.

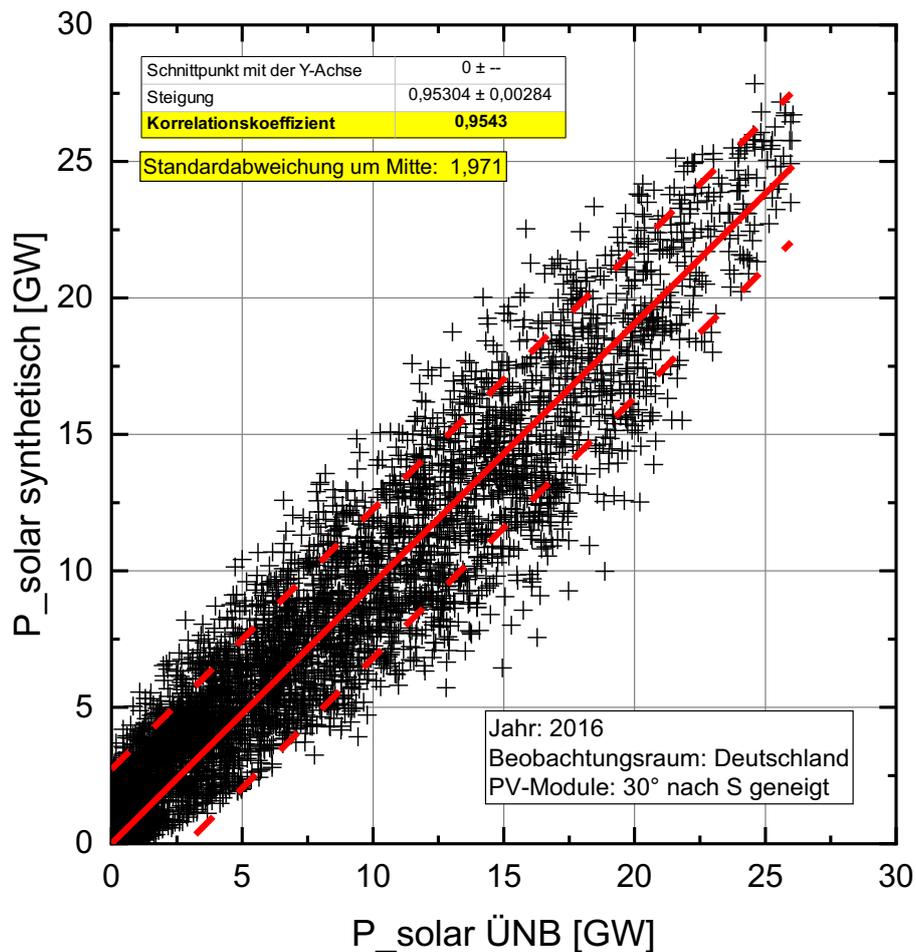


Abbildung 2-23 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei um 30° geneigten, nach Süden ausgerichteten PV-Modulen.

Die synthetischen Daten korrelieren also recht gut mit den Einspeisezeitreihen der Übertragungsnetzbetreiber. Dennoch sind an einzelnen Tagen, wie im Streudiagramm zu erkennen ist, z. T. starke Abweichungen festzustellen. Dies war auch angesichts der bei den Tagessummen bereits festgestellten Abweichungen so zu erwarten. Dies wird umso deutlicher, wenn man sich direkt die Zeitreihen im Vergleich anschaut. In Abbildung 2-24 sind beispielhaft die Monate Januar, April, Juli und Oktober dargestellt, die übrigen Monate sind im Anhang 10.4 auf Seite 194 beigefügt. Bei vielen Tagen kann der Verlauf der Einspeisezeitreihe gut reproduziert werden. Bei einigen treten aber stärkere Abweichungen auf. Dies ändert sich auch bei anderen Ausrichtungen der PV-Module nicht.

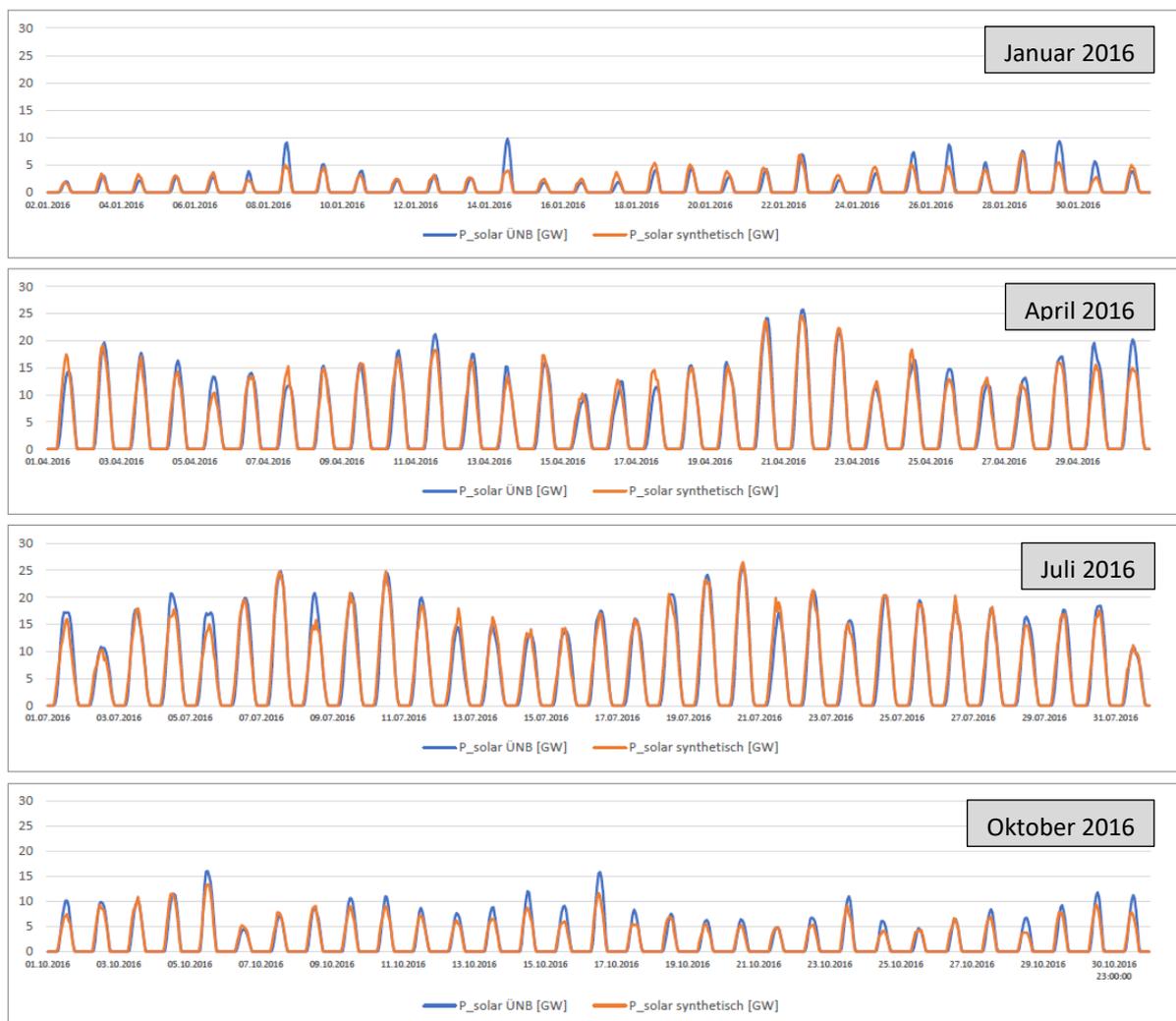


Abbildung 2-24 Gemeinsame Darstellung der synthetisch erzeugten und ÜNB-Einspeisezeitreihen (Januar, April, Juli und Oktober 2016 für die gesamte Bundesrepublik Deutschland, horizontale PV-Module). Im Anhang 10.4 auf Seite 194 sind alle Monate dieser Zeitreihe abgebildet.

Um diese Abweichungen näher quantifizieren zu können und ein Maß für die Streuung der synthetischen Stundenzeitreihen zu erhalten, wurden Histogramme für die Differenzen der synthetischen Werte und der ÜNB-Zeitreihen erstellt und die Standardabweichung dieser Differenzen bestimmt. Wie aus Abbildung 2-25 und Abbildung 2-26 hervorgeht, sind für Deutschland sowohl für horizontale als auch geneigte PV-Anlagen die Differenzen in etwa normalverteilt. Die Standardabweichung der Differenz beträgt 1,958 GW bzw. 1,971 GW. In den Streudiagrammen (siehe Abbildung 2-22 und Abbildung 2-23) wurden in dem entsprechenden Abstand gestrichelte Linien eingezeichnet, die den Datenbereich innerhalb einer Standardabweichung angeben.

## Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung Modellierung eines solaren Dargebots

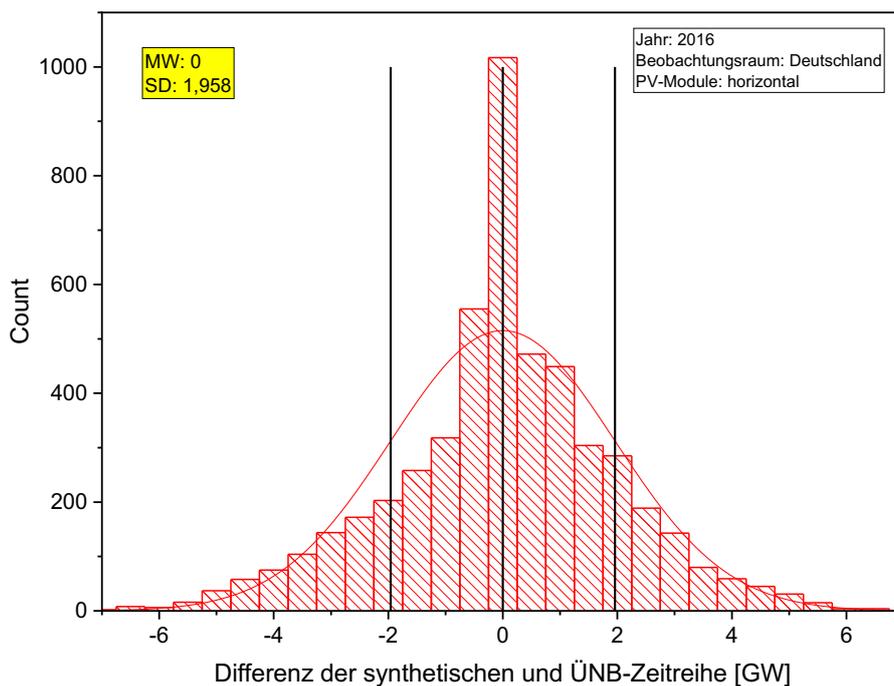


Abbildung 2-25 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung.

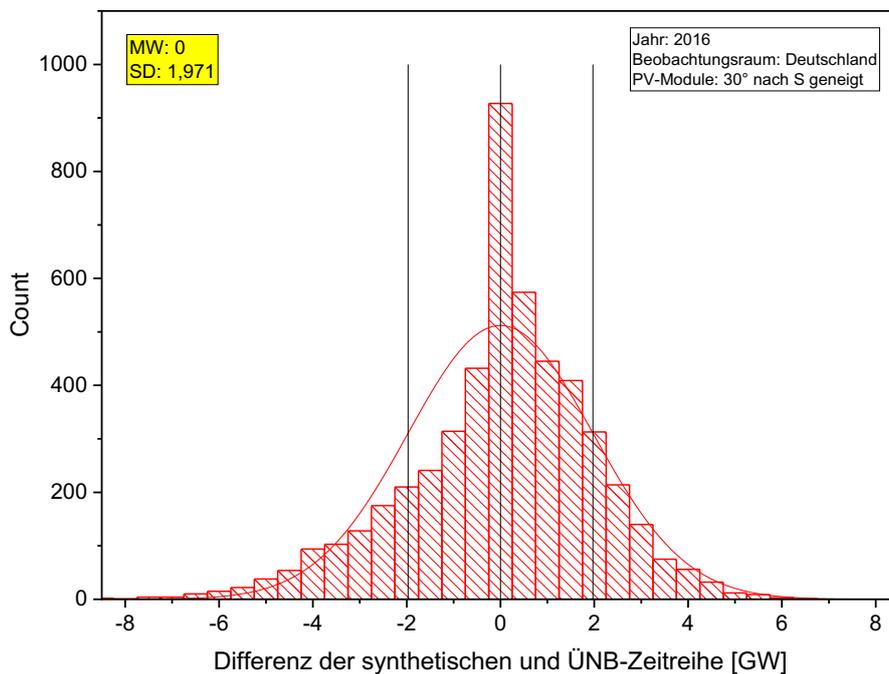


Abbildung 2-26 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei um 30° geneigten, nach Süden ausgerichteten PV-Modulen.

### **2.8.2.2 Untersuchungsraum Baden-Württemberg**

Betrachtet man nur das Gebiet des Bundeslandes Baden-Württemberg (vgl. Abbildung 2-27 und Abbildung 2-29), so zeigt sich, dass die Zeitreihen ebenfalls korreliert sind, jedoch ist der Korrelationskoeffizient hierbei niedriger als bei der deutschlandweiten Betrachtung. Dies ist mit darauf zurückzuführen, dass die Ausgangsdaten der NASA hier in ihrer Genauigkeit limitiert sind und die räumliche Mittelung kleiner ist.

In Abbildung 2-28 und Abbildung 2-30 sind erneut die Histogramme der Differenzen zwischen synthetischen und ÜNB-Zeitreihen dargestellt. Die Standardabweichung für horizontale und geneigte PV-Anlagen-Anordnung liegt bei 0,816 GW bzw. 0,899 GW. Diese Standardabweichungen sind zwar absolut kleiner als die für Deutschland, jedoch muss berücksichtigt werden, dass der Wertebereich in Baden-Württemberg auch nur etwa ein Viertel so groß ist. Daher muss festgestellt werden, dass die synthetischen Zeitreihen bei der kleineren räumlichen Mittelung stärker streuen.

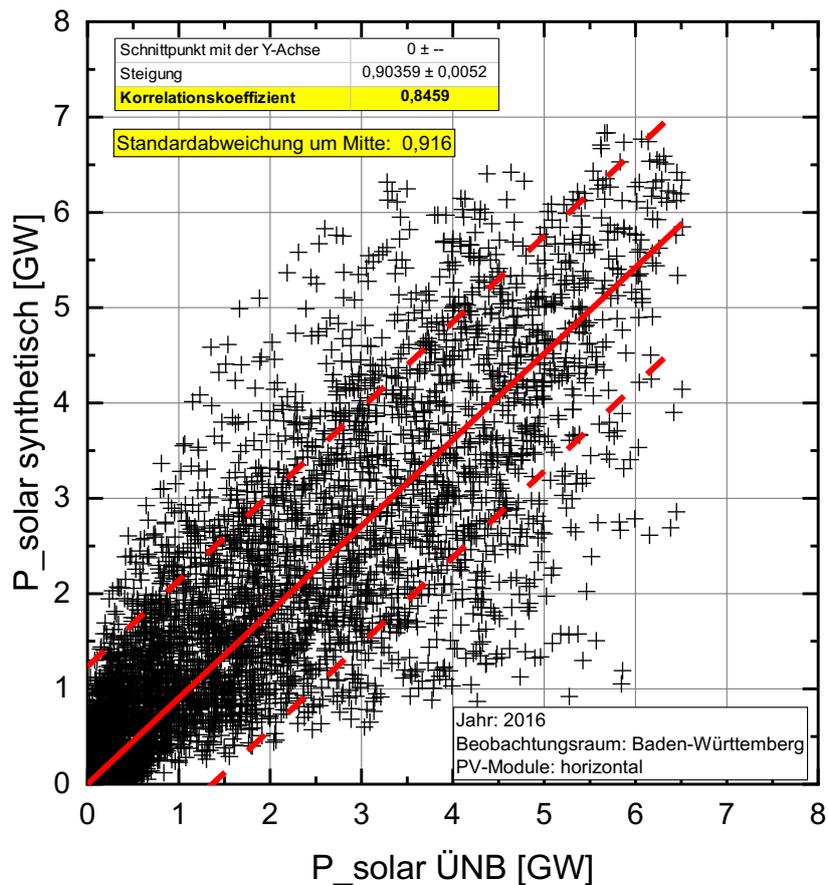


Abbildung 2-27 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung.

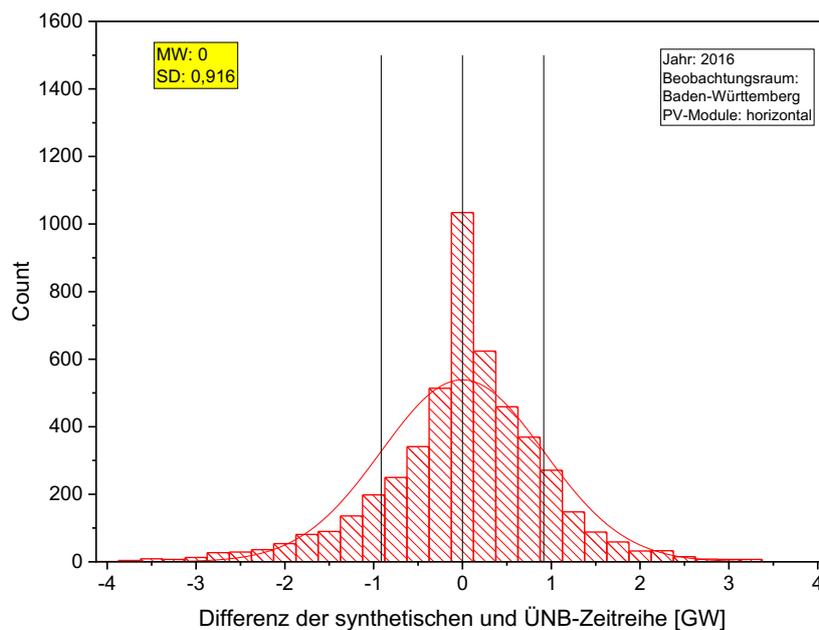


Abbildung 2-28 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung.

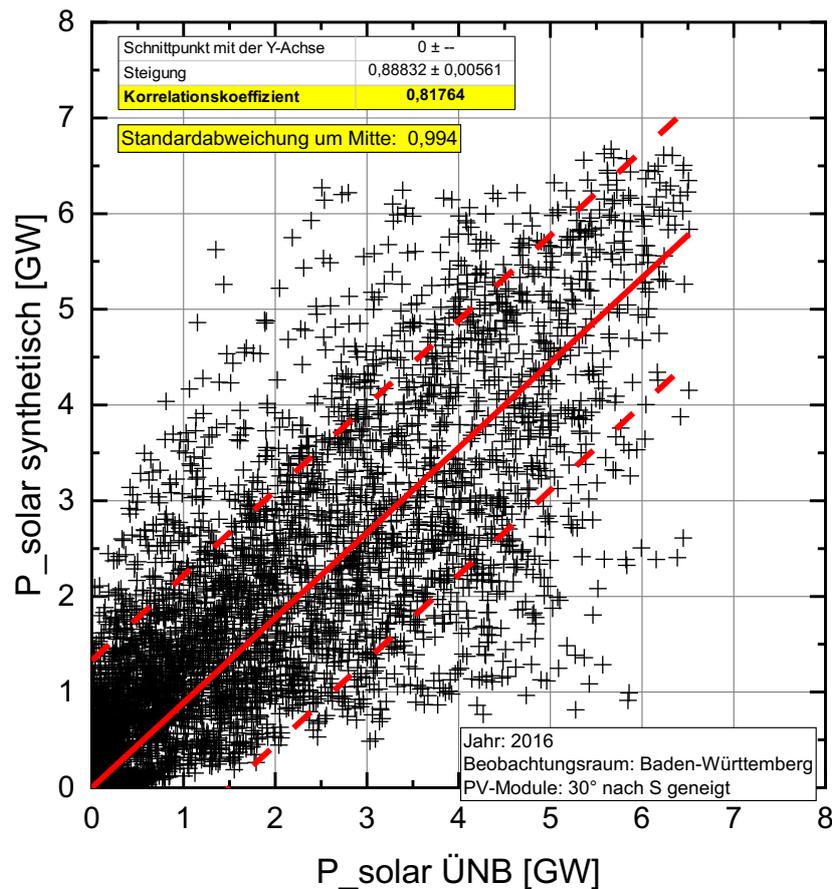


Abbildung 2-29 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei um 30° geneigten, nach Süden ausgerichteten PV-Modulen.

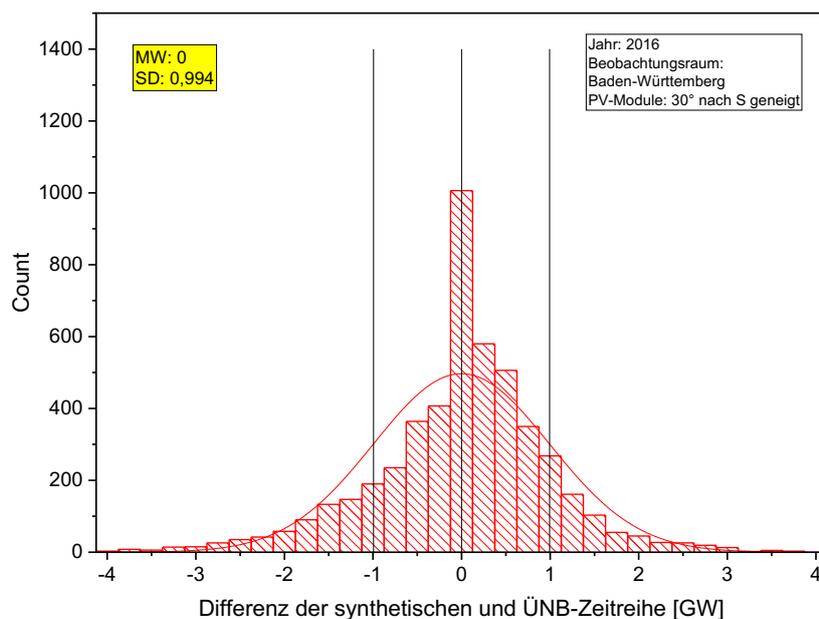


Abbildung 2-30 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei um 30° geneigten, nach Süden ausgerichteten PV-Modulen.

Es wird also deutlich, dass die synthetisch mit Hilfe des dargestellten Graham-Verfahrens erstellten Globalstrahlungswerte vor allem bei größeren räumlichen Mittelungen in der Lage sind, die Solarstrom-Produktion vorherzusagen. Jedoch liefert das Verfahren auch bei diesen kleinräumigen Untersuchungsräumen noch brauchbare Werte, wenn man v. a. Stunden hoher Globalstrahlung bzw. hoher Solarstromproduktion betrachtet. Je höher die Solarstromproduktion ist, desto geringer werden die relativen Abweichungen, wie in Abbildung 2-31 dargestellt ist. Betrachtet man nur Tage geringer Bewölkung ( $K_t > 0,6$ ), so fällt im Streudiagramm (Abbildung 2-32) auf, dass die synthetischen Daten besser mit der tatsächlichen Einspeisung korrelieren. Die Standardabweichung (vgl. Histogramm in Abbildung 2-33) weist einen ähnlichen Wert auf. Folgende Tage werden hierbei berücksichtigt:

*Tabelle 2-2 Tage im Jahr 2016 im Bereich Baden-Württemberg mit  $K_t$ -Werten größer 0,60 (jeweils über Baden-Württemberg gemittelt, 17 Standorte, vgl. Tabelle 10-3 in Anhang 10.2 auf Seite 190)*

<b>Datum</b>	<b><math>K_t</math></b>	<b>Datum</b>	<b><math>K_t</math></b>	<b>Datum</b>	<b><math>K_t</math></b>
27.02.2016:	0,66	10.03.2016:	0,63	14.03.2016:	0,61
17.03.2016:	0,68	18.03.2016:	0,67	11.04.2016:	0,67
20.04.2016:	0,69	21.04.2016:	0,68	02.05.2016:	0,63
04.05.2016:	0,60	05.05.2016:	0,66	06.05.2016:	0,68
07.05.2016:	0,66	08.05.2016:	0,68	21.05.2016:	0,61
22.05.2016:	0,61	26.05.2016:	0,62	06.06.2016:	0,63
07.06.2016:	0,61	23.06.2016:	0,68	24.06.2016:	0,65
07.07.2016:	0,65	10.07.2016:	0,65	19.07.2016:	0,66
20.07.2016:	0,67	07.08.2016:	0,65	13.08.2016:	0,63
14.08.2016:	0,63	15.08.2016:	0,60	16.08.2016:	0,63
23.08.2016:	0,65	24.08.2016:	0,66	25.08.2016:	0,67
26.08.2016:	0,66	27.08.2016:	0,65	28.08.2016:	0,61
30.08.2016:	0,61	31.08.2016:	0,62	02.09.2016:	0,62
07.09.2016:	0,64	08.09.2016:	0,65	10.09.2016:	0,62
11.09.2016:	0,61	12.09.2016:	0,63	13.09.2016:	0,64
14.09.2016:	0,64	24.09.2016:	0,63	25.09.2016:	0,62
29.09.2016:	0,62	16.10.2016:	0,60		

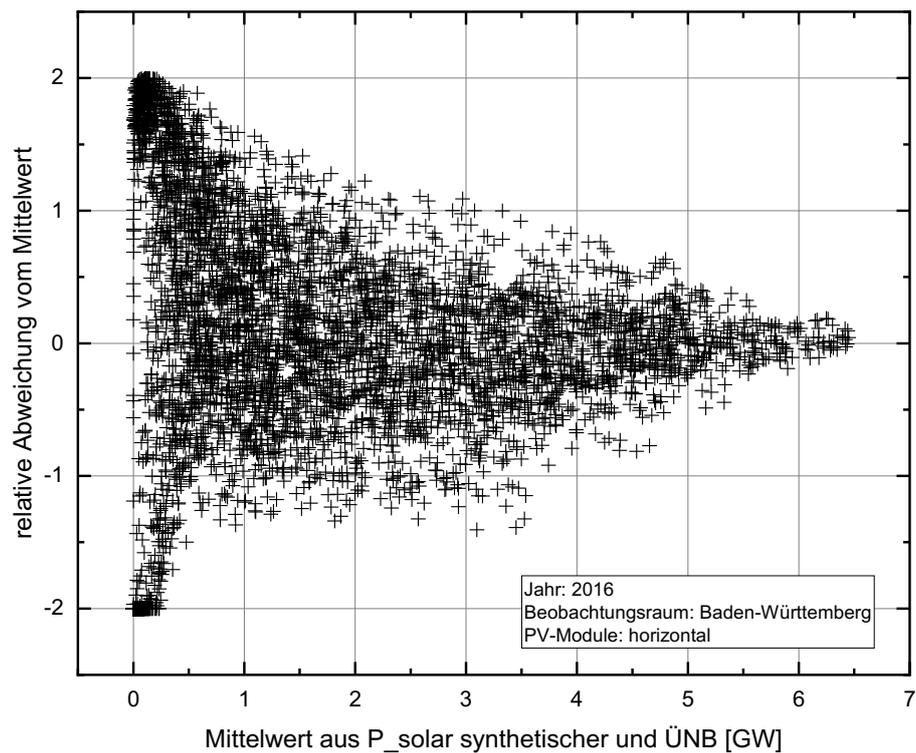


Abbildung 2-31 Relative Abweichung der Differenz aus synthetischer und ÜNB-Solarstromproduktion vom Mittelwert in Abhängigkeit dieses Mittelwerts aus synthetischer und ÜNB-Solarstromproduktion für Baden-Württemberg im Jahr 2016 bei horizontaler Anlagenausrichtung.

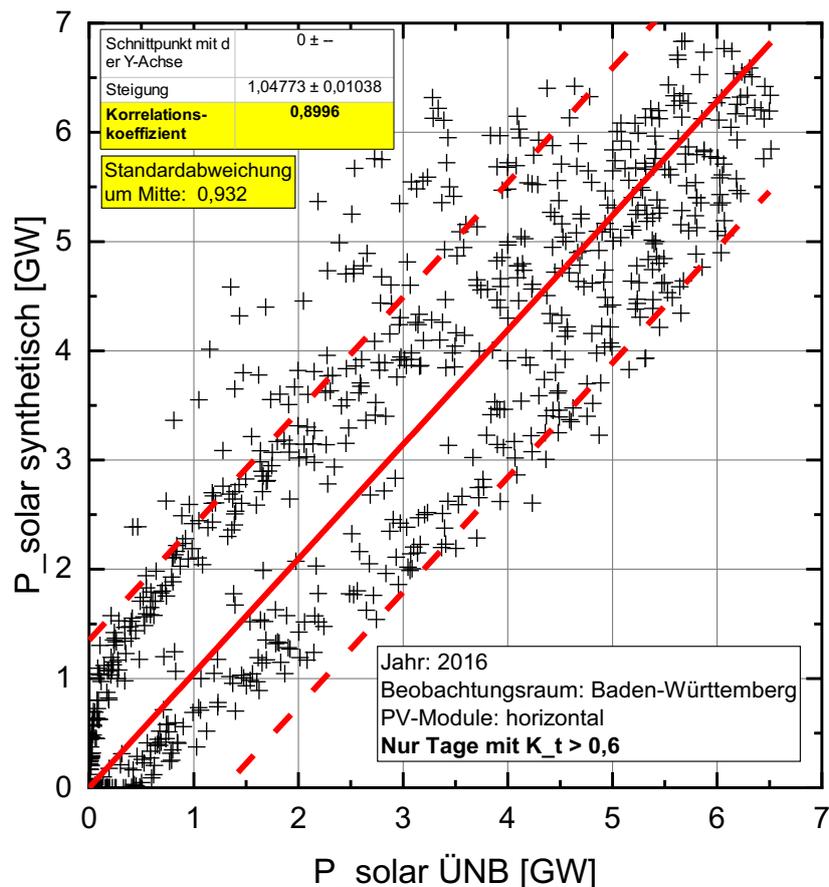


Abbildung 2-32 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung. Es sind nur diejenigen Tage dargestellt, die einen Tages- $K_t$ -Wert über 0,6 haben.

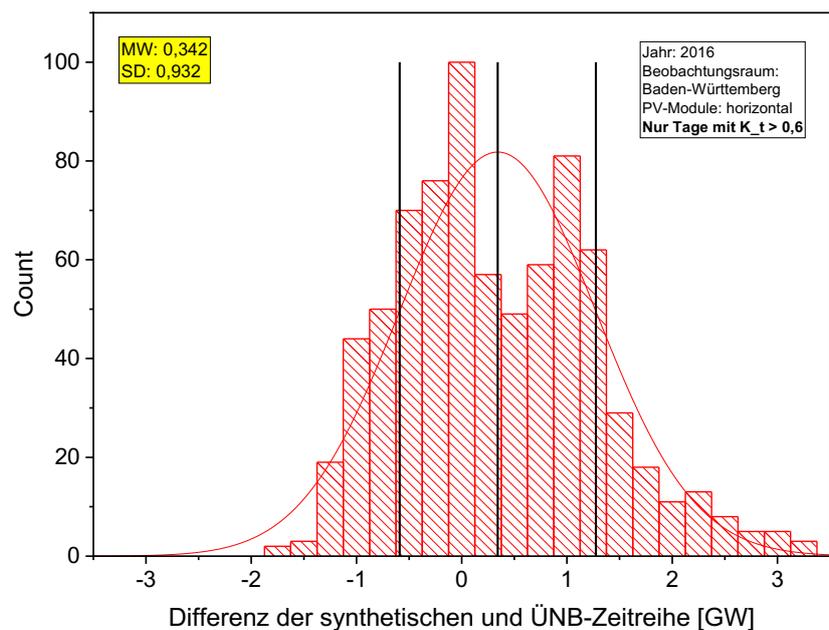


Abbildung 2-33 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung. Es sind nur diejenigen Tage dargestellt, die einen Tages- $K_t$ -Wert über 0,6 haben.

### 2.8.3 Zusammenfassende Diskussion und Bewertung der Eignung des Graham-Verfahrens zur Modellierung einer solaren Stromerzeugung

Es konnte gezeigt werden, dass die Globalstrahlung mit einigen Einschränkungen ein geeigneter Prädiktor für die Solarstromerzeugung ist. Vor allem bei großflächigen Mittelungen konnten synthetisch gewonnene Stundenwerte der Globalstrahlung als Maß für die solare Stromproduktion überzeugen. Im Allgemeinen und vor allem bei kleinräumigen Betrachtungen treten jedoch an einzelnen Tagen Abweichungen zwischen Solarstromproduktion und der Globalstrahlung auf. Wie bereits dargestellt, sind diese darauf zurückzuführen, dass weitere Einflussfaktoren auf die Stromerzeugung, wie z. B. Temperaturabhängigkeit des Wirkungsgrades von Solarzellen, Schneebedeckung, Pollenflug etc., in die Modellierung nicht mit einbezogen werden.

Bei kleinflächigen Untersuchungsräumen liefert das Verfahren nicht mehr ganz so gute Werte, diese sind aber auch dann noch brauchbar, wenn man sich vor allem auf hohe Einstrahlungswerte bzw. hohe  $k_t$ -Werte beschränkt. Daher können mit dem Verfahren in Nordafrika auch kleinflächige Großanlagen noch gut modelliert werden. Das dargestellte Graham-Verfahren zur Modellierung einer solaren Stromerzeugung kann also gut sowohl für großflächige Solarstromerzeugungsstrukturen genutzt werden, aber auch für beispielsweise in der Wüste gelegene Solar-Großkraftwerke.

### 2.9 Redundanzprüfung des Graham-Verfahrens bei großer räumlicher Mittelung

Bei der Betrachtung der ÜNB-Solarstrom-Einspeisezeitreihen (vgl. Abbildung 2-34 und auch Abbildung 2-24) fällt auf, dass die starke Variabilität in der Globalstrahlung, die bei einem bestimmten Standort auftritt (vgl. z. B. den Verlauf der Globalstrahlung in Saarbrücken, dargestellt in Abbildung 2-35), bei räumlicher Mittelung stark abgemildert werden. Die Tagesverläufe der Solarstrom-Produktion sehen näherungsweise gleichförmig aus und unterscheiden sich lediglich in ihrer Höhe deutlicher voneinander. Es scheint also naheliegend zu sein, dass die Solarstrom-Produktion (über größere Flächen gemittelt) nicht so stark von einzelnen Wetterphänomenen und Wolkendurchzügen abhängt, wie dies im Verfahren nach Graham berücksichtigt wird. Unter Umständen kann sogar bei großflächiger Mittelung ganz auf eine Modellierung der stundenweisen Variabilität der  $k_t$ -Werte verzichtet werden und das Graham-Verfahren damit redundant wird.

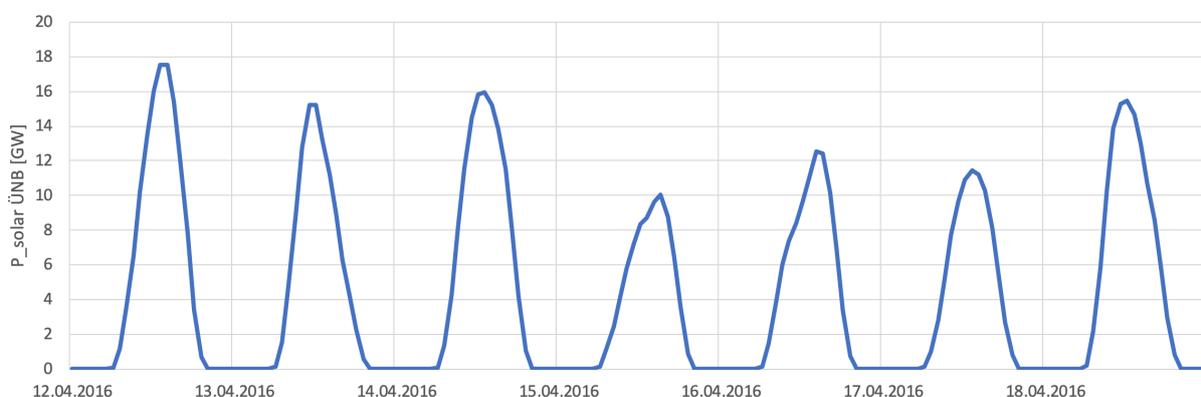


Abbildung 2-34 Auszug aus der bundesweiten Solarstrom-Einspeisezeitreihe (12. bis 18.04.2016)

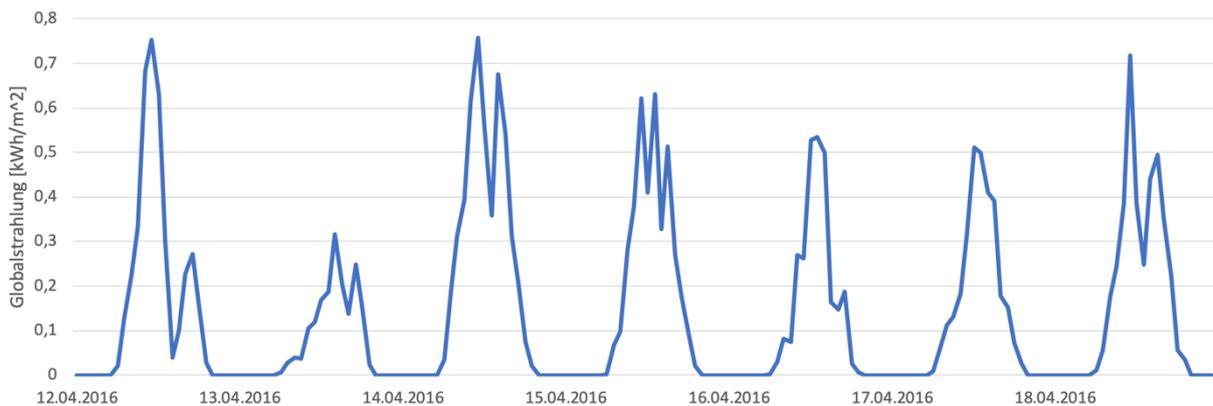


Abbildung 2-35 Verlauf der Globalstrahlung in Saarbrücken-Ensheim (DWD Climate Data Center (CDC), o. J.)

Um diese Vermutung zu überprüfen, werden für die 20 deutschen Städte die Globalstrahlung erneut stundenweise berechnet, wie bereits bei der Daten-Überprüfung und -Validierung (vgl. Abschnitte 2.8.1.1 und 2.8.2.1 sowie Anhang 10.3 auf Seite 193 für die genaue Standortwahl). Allerdings wurde nun für die atmosphärische Transmission nicht der durch das Graham-Verfahren ermittelte Wert genutzt, sondern für jede Stunde den gleichen, einheitlichen Tages- $K_t$ -Wert. Anschließend wurden die so erzeugten Globalstrahlungswerte der 20 Stationen gleichgewichtet gemittelt und auf die Jahres-Solarstromproduktion skaliert. Die so erzeugte, synthetische Solarstrom-Erzeugung wurde mit der tatsächlichen Einspeise-Zeitreihe der ÜNB verglichen.

Die Streudiagramme in Abbildung 2-36 und Abbildung 2-38 stellen die Zusammenhänge zwischen den ÜNB-Einspeise-Zeitreihen und den synthetischen Zeitreihen mit einheitlichen Tages- $K_t$ -Werten sowie veränderlichen Graham- $k_t$ -Stundenwerten gegenüber. Die Korrelation liegt in beiden Fällen bei fast gleichen Werten (0,9668 bzw. 0,9548). Auch die Streuung ist für beide synthetische Solarstrom-Erzeugungen ähnlich (2,042 bzw. 1,958, vgl. Abbildung 2-37 und Abbildung 2-39).

Zusammenfassend ist also festzustellen, dass durch das Graham-Verfahren bei großer räumlicher Mittelung keine statistische Verbesserung in der Abschätzung der Solarstrom-Produktion erreicht werden kann. Lediglich in der optischen Gestalt der Zeitreihen lassen sich Unterschiede feststellen. Mit tages-einheitlichen  $K_t$ -Werten ist die Struktur der Solarstrom-Produktion jeden Tag absolut uniform. Mit dem Graham-Verfahren treten kleinere Abweichungen durchaus gelegentlich auf, wie sie auch in den tatsächlich gemessenen Solarstrom-Einspeisezeitreihen festzustellen sind. Diese Abweichungen können aufgrund der stochastischen Erzeugung der mit Graham erzeugten Solarstrom-Zeitreihe nicht exakt nachgebildet werden, sodass sich statistisch keine Verbesserung abzeichnen kann.

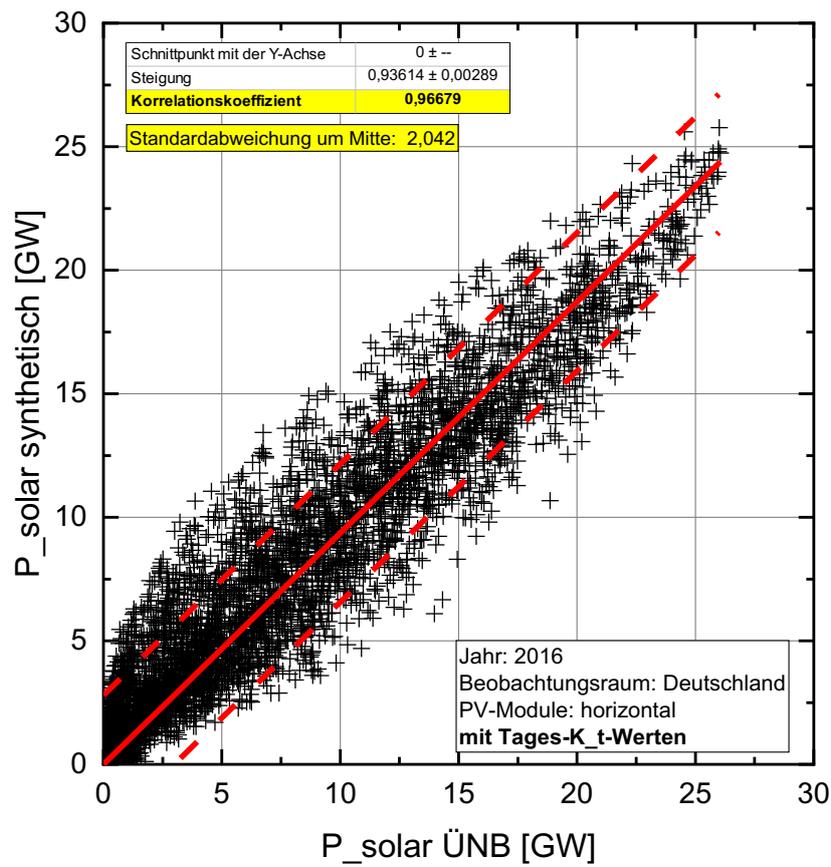


Abbildung 2-36 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der ÜNB-Solarstromzeitreihe (Stundenwerte) und der **mit einheitlichen Tages-K<sub>t</sub>-Werten** generierten, synthetischen Solarstrom-Erzeugung (für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung).

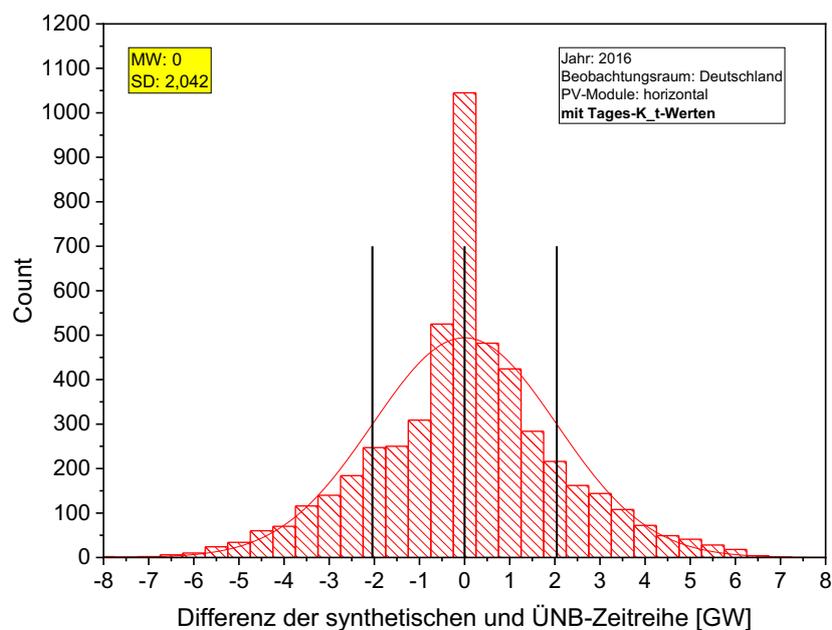


Abbildung 2-37 Histogramm zur Differenz zwischen der ÜNB-Solarstromzeitreihe (Stundenwerte) und der **mit einheitlichen Tages-K<sub>t</sub>-Werten** generierten, synthetischen Solarstrom-Erzeugung (für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung).

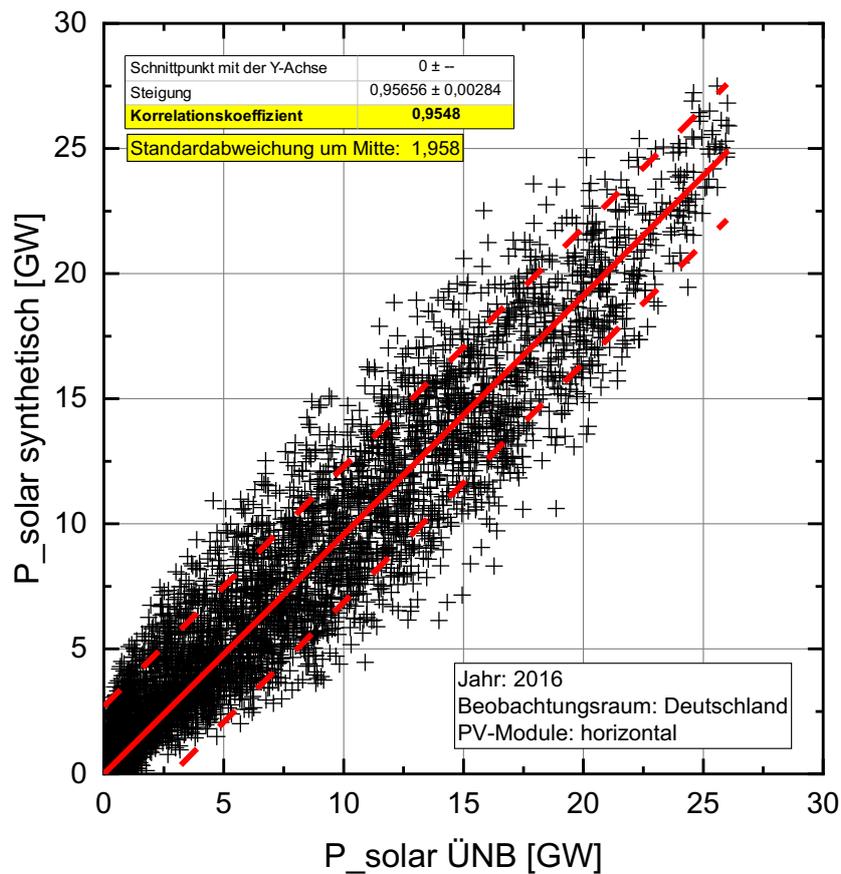


Abbildung 2-38 Zum Vergleich: Streudiagramm zur Korrelation zwischen der ÜNB-Solarstromzeitreihe (Stundenwerte) und der **nach dem Graham-Verfahren erzeugten**, synthetischen Solarstrom-Erzeugung (für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung).

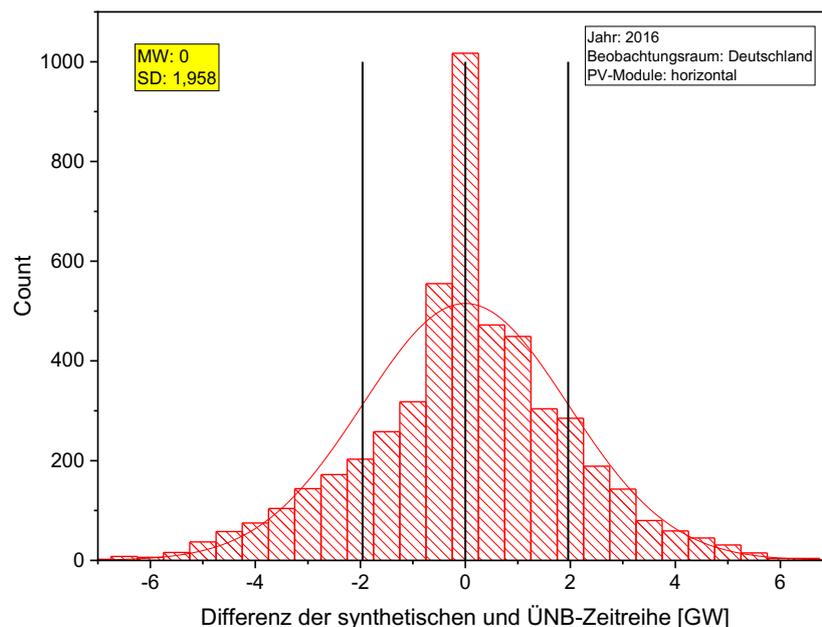


Abbildung 2-39 Zum Vergleich: Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen Solarstrom-Erzeugung **nach dem Graham-Verfahren** und ÜNB-Solarstromzeitreihe (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung.

### **3 Das solare Dargebot Nordafrikas**

Unter dem solaren Dargebot wird die durch die Sonne zur Verfügung gestellte Strahlungsenergie sowohl in räumlicher als auch zeitlicher Abhängigkeit verstanden. Eine fundierte und möglichst genaue Kenntnis des nordafrikanischen Solardargebots ist entscheidend, um die Eignung des Raumes in Hinblick auf eine Stromerzeugung ausgehend von der Sonnenenergie abschätzen zu können und geeignete Standorte für Solarkraftwerke ableiten zu können. Ebenso gibt es Anhaltspunkte dahingehend, wie sich die zeitliche Verteilung der Sonnenstrahlung und ihre Variabilität bzw. Volatilität darstellen.

Um das solare Dargebot Nordafrikas und insbesondere die Verteilung der Globalstrahlung in diesem Raum beurteilen zu können und die kausalgenetischen Zusammenhänge zu verstehen, wird zunächst eine allgemeine klimatologische Betrachtung Nordafrikas vorgenommen. Hier wird zunächst die Verteilung der Klimazonen nach verschiedenen Gesichtspunkten dargelegt, die strahlungsklimatischen Grundzüge vorgestellt und die zirkulationsbedingten sowie ozeanographischen und orographisch-topographischen Einflüsse beleuchtet. Ebenso werden eine Untersuchung der hygrischen Verhältnisse sowie der Bewölkung und atmosphärischen Transmission vorgenommen. Diese umfangreiche Betrachtung wird ausführlich in „Anhang I: Das solare Dargebot Nordafrikas“ (Kapitel 9) ab Seite 159 dargestellt. Diese Hintergrundinformationen sind insbesondere von Bedeutung, um die Vor- und Nachteile verschiedener Standorte gegeneinander abwägen zu können und schließlich die Eingrenzung des Untersuchungsraums auf Marokko und das bestehende Solarstrompotential zu begründen.

Für die weitere Untersuchung in dieser Arbeit kann jedoch auch auf die genauere Darstellung dieser kausalgenetischen Zusammenhänge, die weniger physikalischer und eher geographischer Natur sind, verzichtet werden und sich nur der Ergebnisse dieser Betrachtung bedient werden. Der interessierte Leser ist aber gerne dazu eingeladen den entsprechenden Anhang für weitere Hintergründe zu lesen. Der „Anhang I: Das solare Dargebot Nordafrikas“ mit der Kapitel-Nummer 9 (ab Seite 159) folgt dabei vom Aufbau und der Gliederung der Überschriften genau diesem Kapitel 3 „Das solare Dargebot Nordafrikas“. Insbesondere die ersten Abschnitte dieses Kapitels sind im Anhang weiter ausgeführt, hier wird im Hauptteil der Arbeit nur eine zusammenfassende Darstellung gegeben, die sich auf das Wesentliche beschränkt. Hier wird der Fokus dann auf die Ergebnisdarstellung gelegt. Es kann auch statt der Zusammenfassung hier im Hauptteil nur der Anhang gelesen werden, alle Informationen der Zusammenfassung finden sich auch nochmal im Anhang.

Das Kapitel beginnt, wie bereits erwähnt, nach einer geographischen Einordnung (Kapitel 3.1 bzw. 9.1) mit der allgemeinen klimatologischen Betrachtung Nordafrikas in verschiedener Hinsicht (Kapitel 3.2 und ausführlich 9.2). Es folgt die Darstellung der Verteilung der Globalstrahlung und eine Bewertung des Solarstrompotentials in Nordafrika (Kapitel 3.3 bzw. 9.3). In Kapitel 3.4 bzw. 9.4 wird dann die Einschränkung des Untersuchungsraumes auf Marokko vorgenommen. Hierbei erfolgt erneut eine spezialisierte Betrachtung des Regionalklimas (Abschnitt 3.4.1 bzw. 9.4.1) sowie der strahlungsklima-

tischen Bedingungen Marokkos (Abschnitt 3.4.2 bzw. 9.4.2). In Abschnitt 3.4.3 bzw. 9.4.3 wird die Auswahl Marokkos nochmals anhand verschiedener Gesichtspunkte begründet, ehe dann in Abschnitt 3.4.4 bzw. 9.4.4 eine geeignete Solarstrom-Produktionsstruktur in Marokko abgeleitet werden kann. In Kapitel 3.5 (nur im Hauptteil) wird dann die marokkanische Solarstromproduktion anhand der synthetischen Daten bei dieser Produktionsstruktur untersucht und mit der deutschen Solarstrom-Produktion verglichen.

### **3.1 Geographische Einordnung**

Unter Nordafrika wird im Rahmen dieser Arbeit vor allem der nördliche Teil der afrikanischen Kontinentalplatte (ohne Arabien) verstanden, der nach Westen hin vom Atlantik und nach Norden hin durch das Mittelmeer begrenzt wird. Die südliche Grenze markiert der Übergang zur in West-Ost-Richtung verlaufenden Sahelzone, also die Grenze von der eigentlichen Wüste Sahara zur Dornsavanne bei ca. 19° n. Br. An Nordafrika haben insbesondere die Staaten Marokko, Westsahara, Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten bedeutende Anteile (Michael, 2008).

### **3.2 Allgemeine klimatologische Betrachtungen**

Nordafrika liegt im Bereich der solaren Hauptklimazone der Subtropen, was sich durch hohe Sonnenstände und geringere Tageslängenunterschiede im Jahresgang bemerkbar macht. Im überwiegenden Teil im Süden Nordafrikas finden sich die *subtropischen Trockenklimate*, am Übergang zum Mittelmeer dann die *subtropischen Winterregenklimate* wieder (Schönwiese, 2013, S. 240 f.).

Das Klima Nordafrikas ist also im Allgemeinen gekennzeichnet durch (verglichen mit Deutschland) hohe Temperaturen und geringe Niederschläge. Die Niederschläge fallen in Nordafrika v. a. im Nordwesten, im Kernbereich der Sahara sind die aridesten Verhältnisse anzutreffen.

Der Großteil Nordafrikas, auf dem sich die Vollwüste der Sahara ausgebildet hat, steht ganzjährig unter dem Einfluss des subtropisch-randtropischen Hochdruckgürtels. Diese Tatsache stellt eine wesentliche Grundlage für die geringe Bewölkung und geringen Niederschläge sowie die hohen Bestrahlungswerte in Nordafrika dar. Im Übergangsbereich zum Mittelmeer können im Winter die zyklonalen Einflüsse des Westwinddrifts Bewölkung und Niederschläge bringen (Weischet & Endlicher, 2000, S. 156 ff.).

### **3.3 Globalstrahlung in Nordafrika**

Die auf die horizontale Oberfläche bezogene extraterrestrische Bestrahlung ist in Nordafrika aufgrund der niedrigeren geographischen Breite höher als in unseren Breiten. Nordafrika ist grundsätzlich strahlungsklimatisch begünstigt. Für Saarbrücken liegt die durchschnittliche extraterrestrische Bestrahlung bei ca. 2,5 MWh/m<sup>2</sup>/a. In Nordafrika treten dahingegen um 20-40 % höhere Werte auf. An der Mittelmeerküste bei Algiers (37° N) liegt die extraterrestrische Bestrahlung bei durchschnittlich ca. 3 MWh/m<sup>2</sup>/a, im südlichen Teil Nordafrikas (ca. 19° N) sogar bei bis zu 3,5 MWh/m<sup>2</sup>/a (National Aeronautics and Space Administration, 2018). Welcher Teil dieser extraterrestrischen Strahlung auch tatsächlich nutzbar am Erdboden vorliegt, hängt von der atmosphärischen Transmission ab bzw. dem jeweiligen Bewölkungsgrad. Als besonders günstige Standorte werden also Standorte mit geringer Bewölkung bzw. geringer Jahresniederschlagssumme ins Auge gefasst werden müssen.

### **3.3.1 Räumliche Verteilung der Globalstrahlung**

In der Karte in Abbildung 3-1 ist die räumliche Verteilung der Jahressummen der Globalstrahlung in Europa, Afrika und Asien dargestellt. Angegeben ist die jährliche Globalstrahlung in kWh/m<sup>2</sup> auf eine optimal geneigte (Photovoltaik-Anlagen-)Fläche. In Abbildung 3-2 ist der entsprechende Ausschnitt für Nordafrika dieser Karte vergrößert abgebildet. Die absolut höchsten Werte für die Globalstrahlung werden in der Vollwüste im Südosten Nordafrikas erreicht, also dort wo die geringsten Niederschläge fallen. Hier liegt die Globalstrahlung bei 2,44 MWh/m<sup>2</sup>/a und damit mehr als doppelt so hoch wie in Deutschland (Saarbrücken: 1,10 MWh/m<sup>2</sup>/a). Weite Teile Nordafrikas empfangen über 2 MWh/m<sup>2</sup>/a. Zur Mittelmeerküste hin nimmt die Globalstrahlung grundsätzlich weiter ab. Im östlichen Teil Nordafrikas werden abgesehen von einem schmalen Küstenstreifen noch Werte über 2 MWh/m<sup>2</sup>/a erreicht (Kairo/Ägypten: 2,08 MWh/m<sup>2</sup>/a), direkt an der Küste dann nur noch ca. 1,8 MWh/m<sup>2</sup>/a (Tripolis/Libyen: 1,87 MWh/m<sup>2</sup>/a). Auch in West-Nordafrika liegt die Globalstrahlung bei 2 bis 2,2 MWh/m<sup>2</sup>/a (Nord-Mali: 2,27 MWh/m<sup>2</sup>/a, Reggâne/Algerien: 2,19 MWh/m<sup>2</sup>/a, Ad-Dakhla/West-Sahara: 2,10 MWh/m<sup>2</sup>/a). Im nordwestlichen Küstenbereich zum Atlantik und Mittelmeer ist die Globalstrahlung noch niedriger und sinkt zum Teil bis auf 1,66 MWh/m<sup>2</sup>/a (Tunis/Tunesien), was immer noch 50 % über der Solarstrahlung in Saarbrücken liegt. Überwiegend sind im Küstenbereich sowie im nahegelegenen Hinterland Globalstrahlungswerte von rund 1,8 MWh/m<sup>2</sup>/a festzustellen. Auffällig ist, dass die Globalstrahlung vor allem in Marokko, aber auch in Algerien, direkt hinter den Gebirgszügen des Atlas im Vergleich zur zum Ozean hin exponierten Seite sprunghaft zunimmt (vgl. Daten des Photovoltaik-Geoinformationssystems PVGIS der Europäischen Kommission in Huld & Pinedo-Pascua (2014), Werte bezogen auf horizontale Anlagenflächen nach National Aeronautics and Space Administration (2018)). Dies spiegelt die entsprechend dargestellten Niederschlagsverhältnisse auch gut wider, da hinter dem Atlas die ariden Räume der Vollwüste beginnen (Michael, 2008, S. 142).

Photovoltaic Solar Electricity Potential in Africa, Europe and Asia

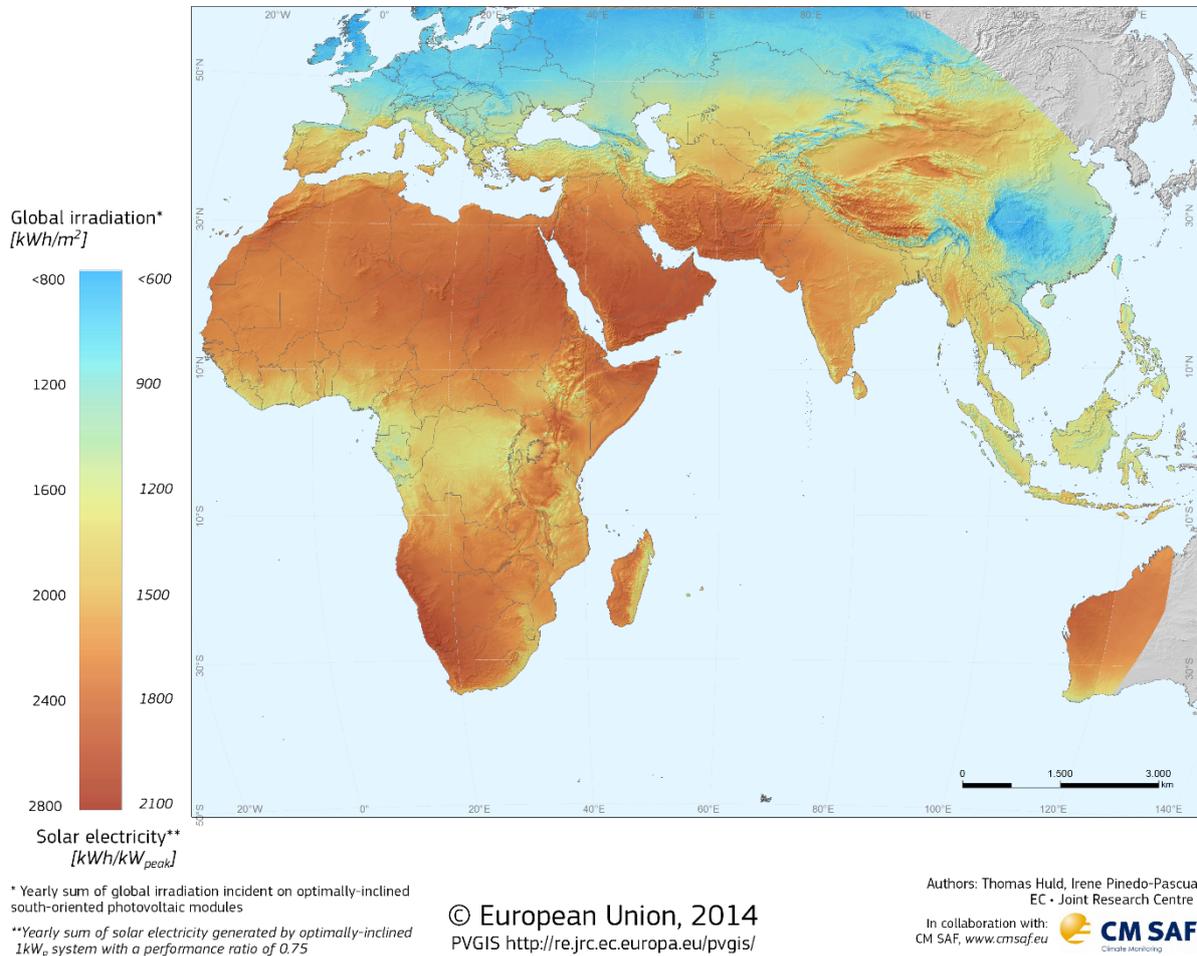


Abbildung 3-1 Globalstrahlung in kWh/m<sup>2</sup> auf eine optimal zum Äquator hin geneigte Fläche in Afrika, Europa und Asien (Huld & Pinedo-Pascua, 2014).

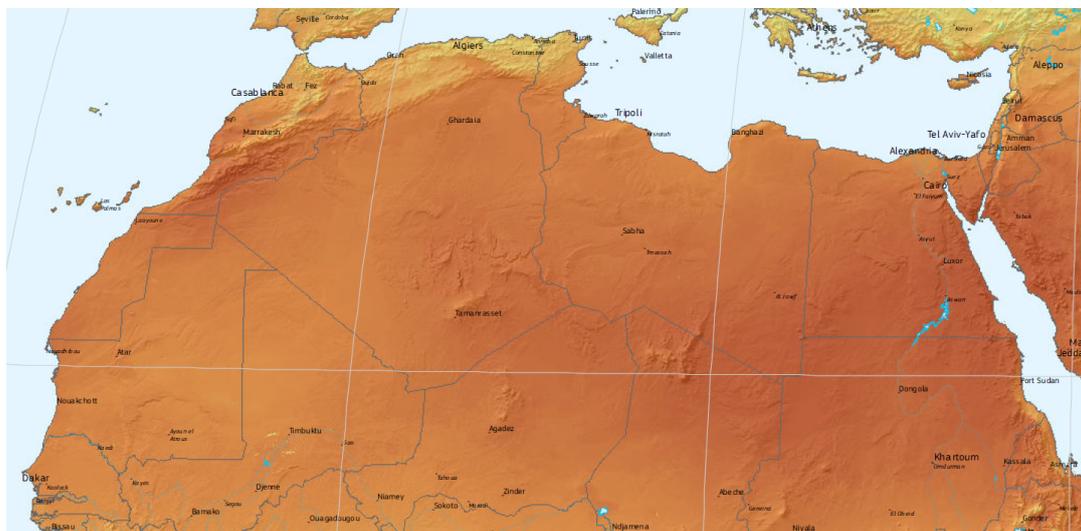


Abbildung 3-2 Ausschnitt Nordafrika der Karte von Abbildung 3-1 (Huld & Pinedo-Pascua, 2014)

### **3.3.2 Bewertung des Solarstrompotentials in Nordafrika**

Das natürliche Potential für die Nutzung der Sonnenenergie ist demnach in Nordafrika besonders hoch. Die ariden Räume eignen sich aufgrund der tellurischen Lage (niedrige Breitenlage) und den damit verbundenen, hohen extraterrestrischen Strahlungswerte sowie gleichzeitig niedriger Bewölkung besonders gut für die Produktion von Solarstrom. Zwar ist die extraterrestrische Strahlung im tropischen Raum noch höher, jedoch kann diese aufgrund der starken Bewölkung dort nicht ihr volles Potential entfalten. Durch die im Vergleich zu Deutschland teilweise doppelt so hohe Globalstrahlung in Nordafrika ist der Ertrag in der photovoltaischen Nutzung auch entsprechend höher (bei gleicher Anlagengröße). Zudem liegt bei der nordafrikanischen Sonneneinstrahlung keine so hohe Variabilität zwischen den Tagen vor, wie in Deutschland.

## **3.4 Regionalisierung: Marokko als näherer Untersuchungsraum**

Im Rahmen dieser Arbeit wird sich zur Untersuchung des Potentials von in Nordafrika erzeugtem Solarstrom zur Kopplung mit der deutschen Stromversorgung auf einen enger umgrenzten Raum beschränkt. Hierzu wurde Marokko gewählt. Die Auswahl dieses kleineren Untersuchungsraums ist nicht nur aus praktischen Gesichtspunkten günstig. Marokko stellt sich auch aus verschiedenen anderen Gesichtspunkten als geeigneten Partner für eine gekoppelte Stromversorgung heraus. Im folgenden Kapitel soll die Eignung Marokkos anhand dieser Aspekte dargelegt werden, um im Anschluss auch geeignete Vorschläge für eine zukünftige Anordnung von Solarstrom-Kraftwerken ableiten zu können.

### **3.4.1 Regionalklima Marokkos und Untersuchung verschiedener Klimastationen**

Marokko ist klimatisch gesehen dreigeteilt, wobei das SW-NO-streichende Atlas-Gebirge die Klimascheide darstellt. Im Nordwesten an der Küste Marokkos zu Atlantik und Mittelmeer herrscht mediterranes Winterregenklima. Im Atlas-Gebirge selbst ist Gebirgsklima vorherrschend. Weiter landeinwärts breitet sich dann der saharisch-kontinentale Trockenraum im SO aus.

### **3.4.2 Strahlungsklimatische Verhältnisse Marokkos**

Abbildung 3-3 zeigt die räumliche Verteilung der Globalstrahlung in Marokko. Die Globalstrahlung spiegelt sehr genau die Niederschlagsverhältnisse in Marokko wider. Die arideren Räume empfangen entsprechend mehr Sonnenenergie als die Räume geringerer Aridität, was durch die geringere Bewölkung bedingt ist. Insbesondere die Ebene westlich Marrakeschs, die saharischen Gebiete jenseits des Atlas (einschließlich der Ostseiten der Gebirge) und im Süden des Landes weisen besonders hohe Globalstrahlungswerte von über  $2 \text{ MWh/m}^2/\text{a}$  auf. Hier liegt die Globalstrahlung damit bei etwa dem doppelten Wert verglichen mit Deutschland und reicht nahe an die maximalen Werte in Nordafrika heran (Huld & Pinedo-Pascua, 2014; National Aeronautics and Space Administration, 2018).

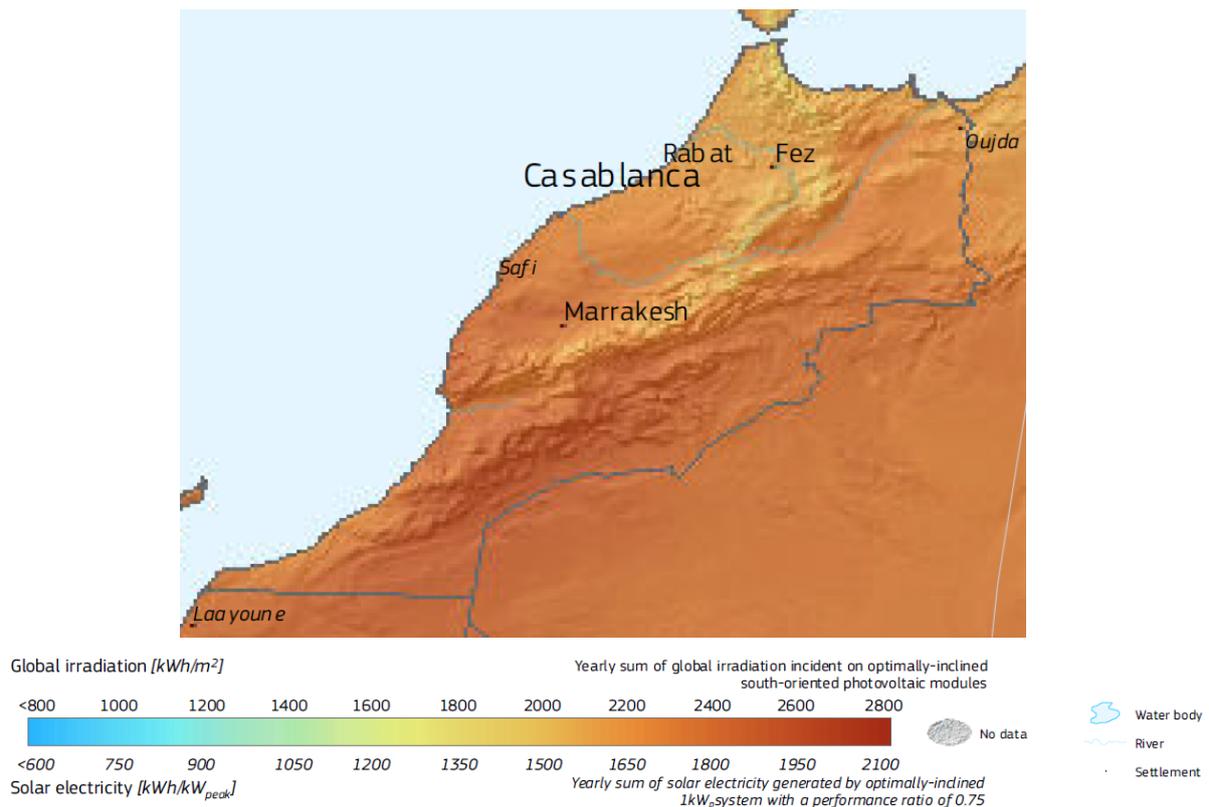


Abbildung 3-3 Ausschnitt Marokko der Karte von Abbildung 3-1 (Huld & Pinedo-Pascua, 2014)

### 3.4.3 Auswahl Marokkos als genaueren Untersuchungsraum

Die Landesfläche von Marokko bietet, wie aus dem vorherigen Abschnitt hervorgeht, geeignete Flächen zur Installation von Solarstrom-Kraftwerken – auch im großen Stil. Insbesondere die saharischen Landesteile sind gut für die photovoltaische Nutzung geeignet und dünn besiedelt, sodass diese Flächen potentiell auch im großen Stil genutzt werden können. Darüber hinaus liegt Marokko energiegeographisch besonders günstig. Das Land ist nur durch die Straße von Gibraltar vom europäischen Kontinent getrennt, sodass einem Transport solar gewonnener Energie (in Form von Strom oder daraus gewonnenem Gas) weniger Hindernisse gesetzt sind, als beispielsweise bei einem östlich gelegeneren Staat des Maghreb oder Nordafrikas, die z. T. sogar noch bessere Globalstrahlungsverhältnisse aufweisen würden. Durch die günstige Lage des Atlas-Gebirges treten die kontinental-ariden, strahlungsreichen Räume in Marokko schon vergleichsweise nahe am Ozean auf, näher als dies ohne diese Regenfänger zu vermuten wäre.

Ein weiterer Aspekt, der für das Land Marokko spricht, ist die Rohstoffknappheit des Landes. Marokko verfügt über kaum eigene Vorkommen fossiler Energieträger. Daher ist Marokko elementar daran interessiert, um die eigene Importabhängigkeit zu verringern, die Eigenproduktion regenerativ gewonnener Energie durch Solar- und Windkraft zu intensivieren. Schon heute wird in Marokko hier sehr stark investiert (vgl. Großprojekte wie „Noor“). Des Weiteren ist Marokko politisch stabiler als viele andere nordafrikanische Staaten und weniger von politischen Krisen geschwächt. Das macht Marokko

zu einem verlässlicheren Partner (Auswärtiges Amt, 2017a; 2017b). Darüber hinaus kooperieren Marokko und die Europäische Union schon heute zum Beispiel im Rahmen der Europäischen Nachbarschaftspolitik (ENP) (Lippert, 2013).

### 3.4.4 Geeignete Solarstrom-Produktionsstruktur in Marokko

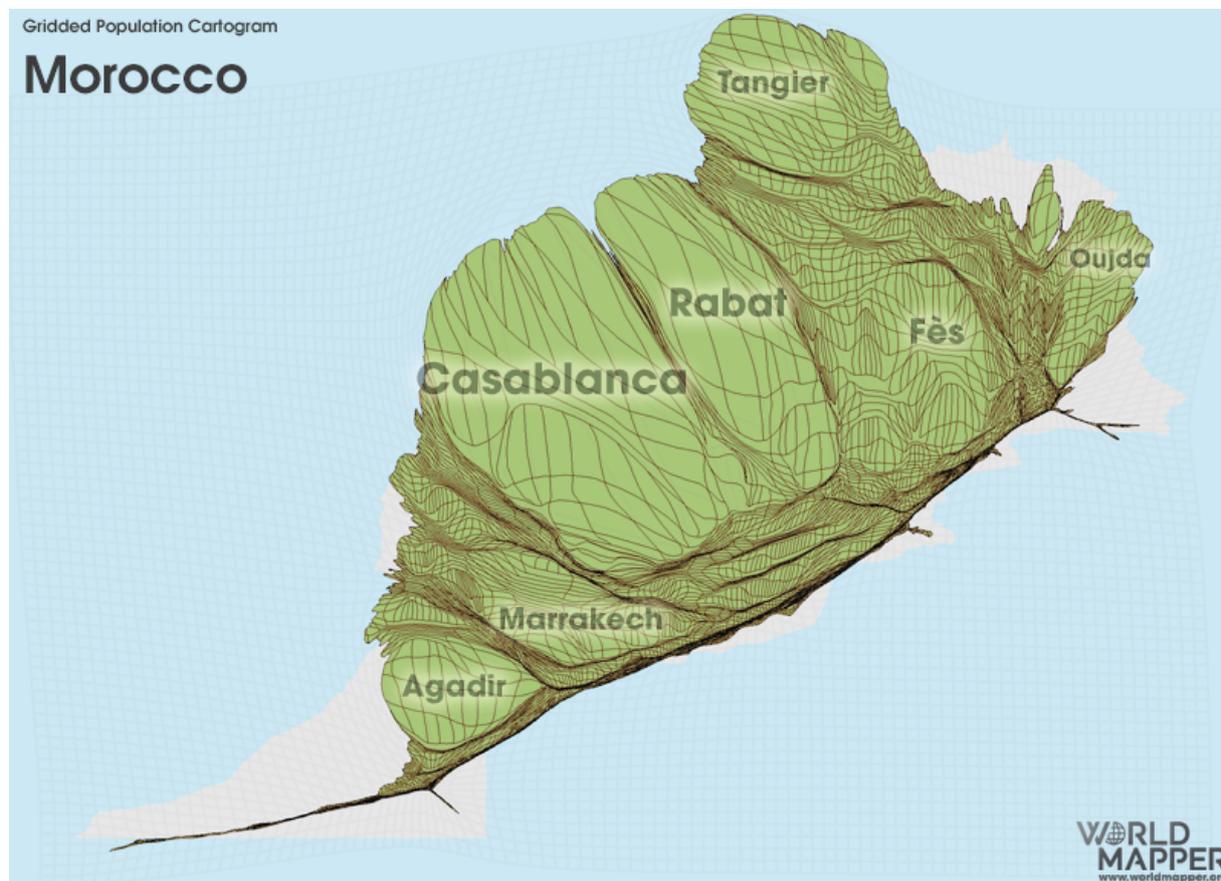


Abbildung 3-4 Darstellung der Bevölkerungsverteilung Marokkos in einer sog. „Kartenanamorphose“, d. h. die Größe der einzelnen Gebiete ist entsprechend proportional zur jeweiligen Einwohnerzahl vergrößert bzw. verkleinert dargestellt (Worldmapper, 2012).

Eine geeignete Produktionsstruktur für elektrischen Strom muss sowohl die Bedürfnisse der lokalen Bevölkerung befriedigen, als auch die Ressourcen für den Export bereithalten. Die Bevölkerung Marokkos konzentriert sich im Wesentlichen auf einen schmalen Küstenstreifen, die größten Städte mit über einer Million Einwohner sind Casablanca, Rabat und Fes. Andererseits ist der aride Ostteil Marokkos fast bevölkerungsleer (vgl. Abbildung 3-4). Die Gebiete des Atlas sind für eine In-Wert-Setzung mittels Photovoltaik-Großanlagen auch auf ihren stark der Solarstrahlung ausgesetzten Ostseiten aufgrund der Topographie weniger geeignet, als beispielsweise die ebenen Vollwüsten Marokkos.

Als Produktionsstruktur wird daher die in Abbildung 3-5 angegebene Verteilung betrachtet. Die größten Siedlungsagglomerationen – teilweise gewichtet – sind als Produktionsstandorte für den Eigenbedarf berücksichtigt. Weiterhin wird im Südosten an einem klimatisch günstigen Standort (z. B. Quarzazate) eine Großanlage zur Stromproduktion v. a. für den Export vorgesehen. Dies wird auch bereits in Großprojekten wie „Noor“ umgesetzt (Auswärtiges Amt, 2017b).

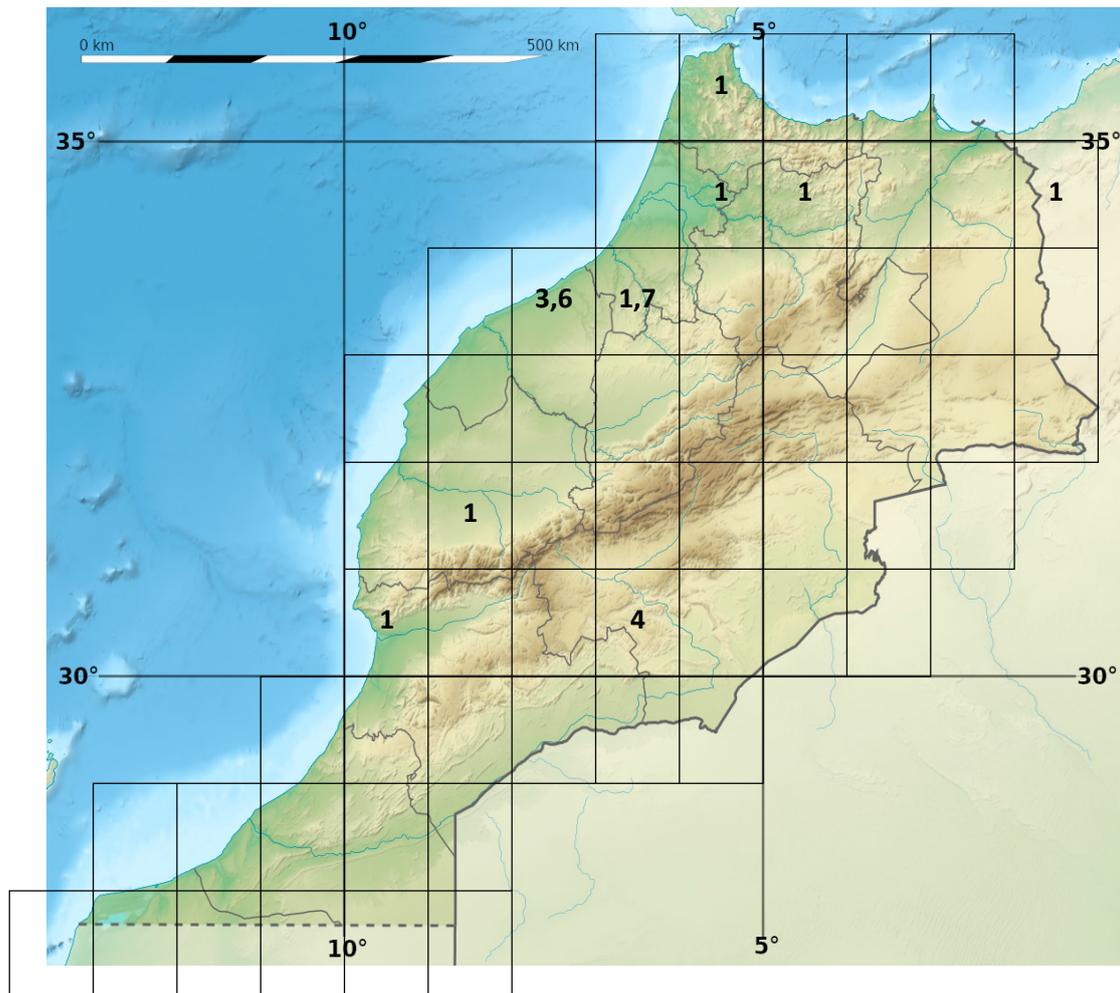


Abbildung 3-5 Mögliche Produktionsstruktur in Marokko. Angegeben sind die jeweiligen Gewichte der 1°-Quadrate, die für die solare Stromproduktion vorgesehen sind. (Karten-Abbildung im Hintergrund verändert nach Gaba (2009))

### 3.5 Synthetische solare Stromerzeugung in Marokko

Marokko wurde als geeigneter Untersuchungsraum ausgewählt. Anhand des dargestellten Verfahrens nach Graham (1985) kann nun in ausreichender Genauigkeit anhand der täglichen Globalstrahlung die stündliche solare Stromerzeugung in Marokko abgeschätzt werden. Hierfür wurde das Staatsgebiet von Marokko in ein 1°-Raster in meridionaler und zonaler Richtung eingeteilt. Dieses Raster ist in Abbildung 3-6 dargestellt. Mit 60 dieser Rasterfelder kann die Fläche des marokkanischen Staatsgebietes komplett abgedeckt werden. Die Rasterfelder sind durchnummeriert und werden mit den Breiten- und Längengraden angegeben.

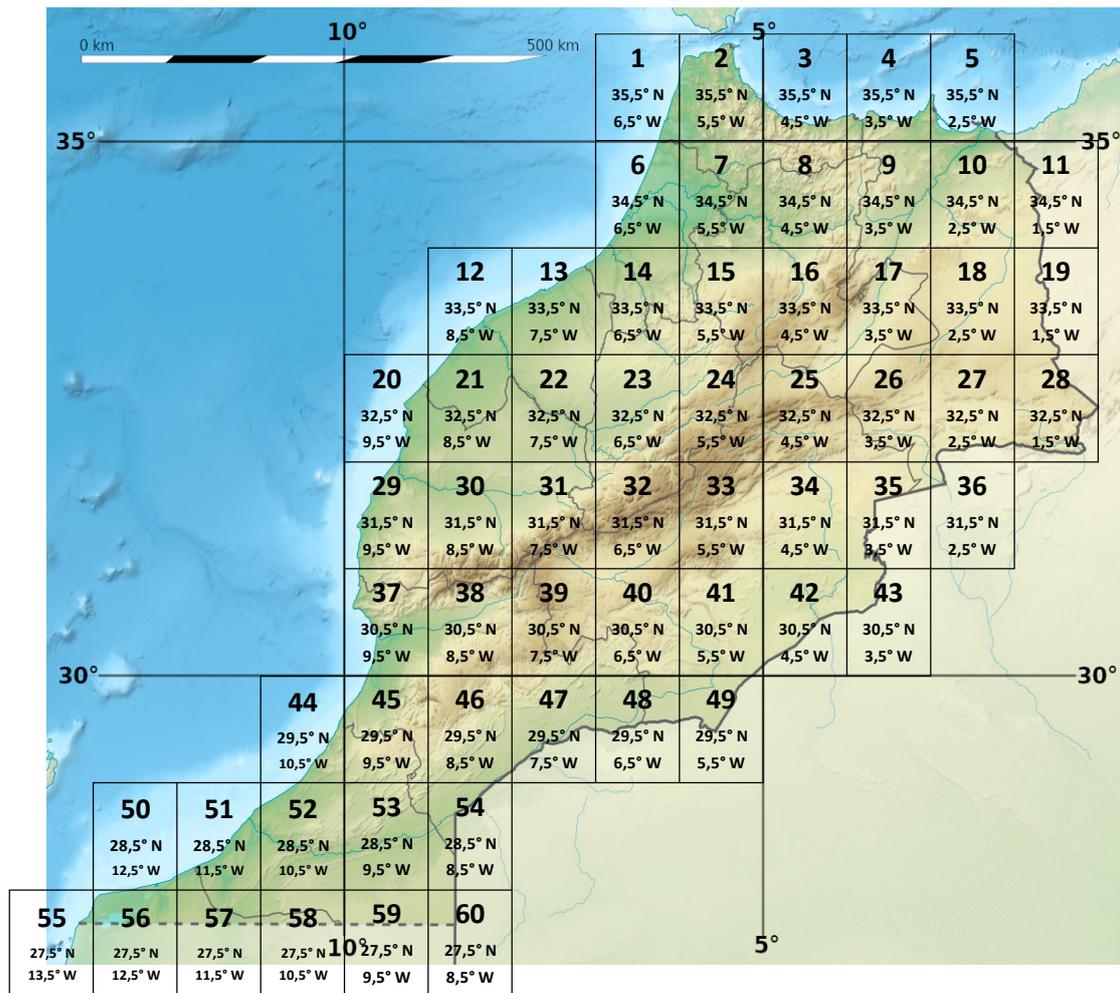


Abbildung 3-6 Ein-Grad-Raster über Marokko zur Wahl und Bezeichnung der Stationen bei der Generierung der solaren Stromerzeugung, jeweils mit Nummer des Rasterfeldes und den geographischen Koordinaten des Mittelpunktes. (Karten-Abbildung in Hintergrund verändert nach Gaba (2009))

Tatsächlich liegen aber am Rand nicht alle Rasterfelder komplett auf der marokkanischen Landesfläche, teilweise ragen sie ins Meer bzw. in benachbarte Hoheitsgebiete. In der folgenden Übersicht in Abbildung 3-7 werden die jeweiligen Anteile der Rasterfelder an Marokko angegeben. Diese wurden grob mit Hilfe einer GIS-Software händisch abgeschätzt.



**Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika  
mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung**  
Das solare Dargebot Nordafrikas

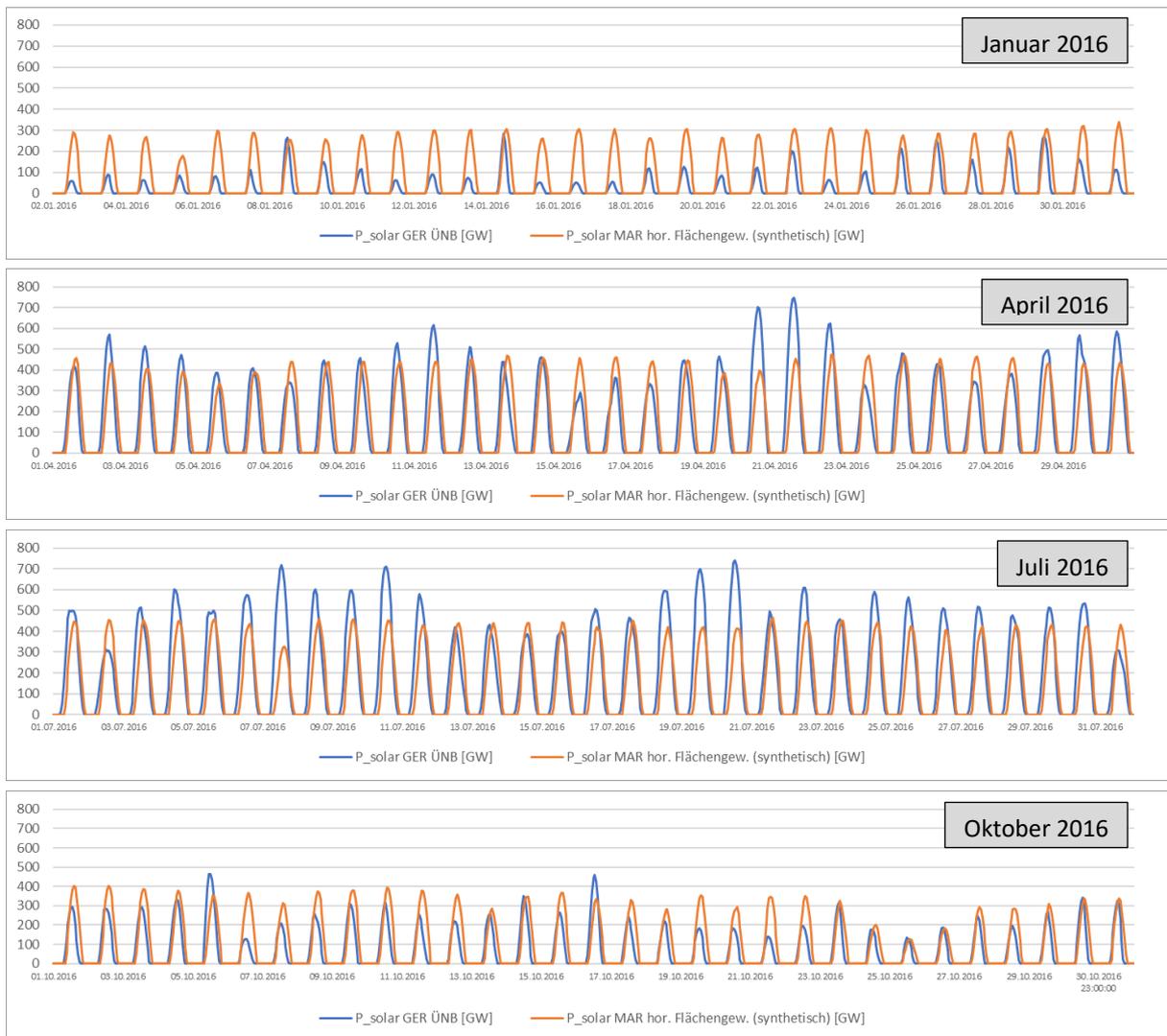


Abbildung 3-8 Gemeinsame Darstellung der synthetisch erzeugten Solarstrom-Einspeisung in Marokko (gemäß „**Flächengewichtung**“, **horizontale PV-Anlagen**) und den deutschen ÜNB-Einspeisezeitreihen (Januar, April, Juli und Oktober 2016, beide Zeitreihen jeweils auf 1000 TW Jahressumme normiert). Im Anhang 10.7 auf Seite 201 sind alle Monate dieser Zeitreihe abgebildet.



Abbildung 3-9 Gemeinsame Darstellung der synthetisch erzeugten Solarstrom-Einspeisung in Marokko (gemäß „Produktionsstruktur“, optimal nach Süden geneigte PV-Anlagen) und den deutschen ÜNB-Einspeiszeitreihen (Januar, April, Juli und Oktober 2016, beide Zeitreihen jeweils auf 1000 TW Jahressumme normiert). Im Anhang 10.8 auf Seite 206 sind alle Monate dieser Zeitreihe abgebildet und näheres zur PV-Anlagen-Ausrichtung dargestellt.

### 3.5.1 Vergleich der deutschen und marokkanischen Solarstromproduktion

Im Folgenden sollen die Solarstrom-Einspeiszeitreihen in Deutschland und in Marokko miteinander verglichen werden. In Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 sind jeweils die Streudiagramme dargestellt, die die marokkanische gegen die deutsche Solarstrom-Produktion zu je gleichen Zeiten auftragen. Dabei wurden erneut die horizontale Anordnung der PV-Module bei der „Flächengewichtung“ sowie die optimal geneigten Anlagen bei der „Produktionsstruktur“ untersucht. Die beiden Zeitreihen wurden jeweils auf eine „handliche“ Jahressumme von 1000 TW normiert.

Wie schon durch die Abbildung 3-8 und Abbildung 3-9 zu vermuten war, geht auch aus den beiden Streudiagrammen (Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11) deutlich hervor, dass die deutsche und die marokkanische Solarstromproduktion stark streuen, bei der „Produktionsstruktur“ noch mehr als bei

## Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

Das solare Dargebot Nordafrikas

der „Flächengewichtung“. Dies ist wenig verwunderlich, da bei letzterer sowieso eine stärkere Flächenmittelung stattfindet. Dieser „optische Eindruck“ wird auch durch die statistischen Kenngrößen gestützt. Die Solarstromproduktion-Zeitreihen sind zwar noch mäßig miteinander korreliert, jedoch zeigen die niedrigeren Bestimmtheitsmaße (Pearson  $R^2$ ) die starke Streuung. Die Korrelationen der beiden Zeitreihen liegen bei 0,848 bei der „Flächengewichtung“ bzw. 0,808 bei der „Produktionsstruktur“ und sind auch deshalb so hoch, weil der grobe Tagesgang durch die Sonnenverhältnisse schon eine bestimmte Korrelation bedingt (etliche Nachtstunden stimmen sogar exakt überein, da hier keine Solarstromproduktion in Marokko und Deutschland vorliegt). Die Streuung der beiden Variablen ist hoch, so liegen bei der „Flächengewichtung“ ein Bestimmtheitsmaß von  $R^2 = 0,719$  und bei der „Produktionsstruktur“ von lediglich  $R^2 = 0,652$  vor.

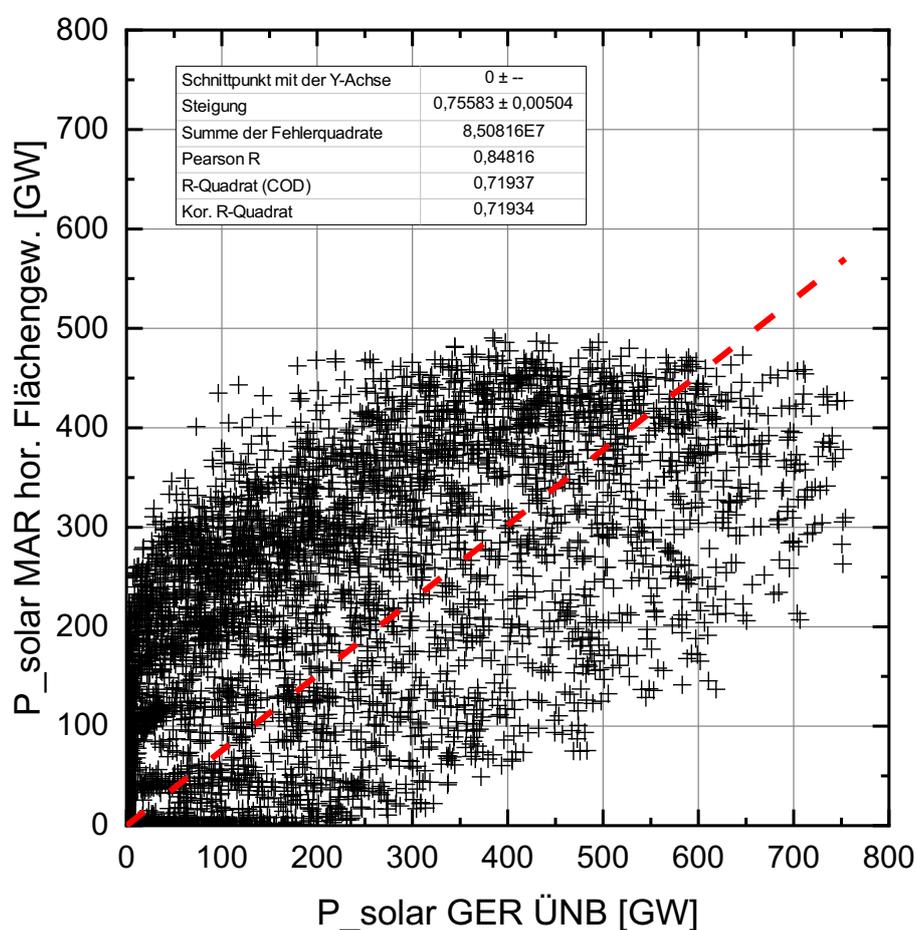


Abbildung 3-10 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen Solarstromzeitreihe für Marokko (horizontalen PV-Anlagen, „Flächengewichtung“) und ÜNB-Solarstromzeitreihen (gesamtes Bundesgebiet, jeweils Stundenwerte) für das Jahr 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).

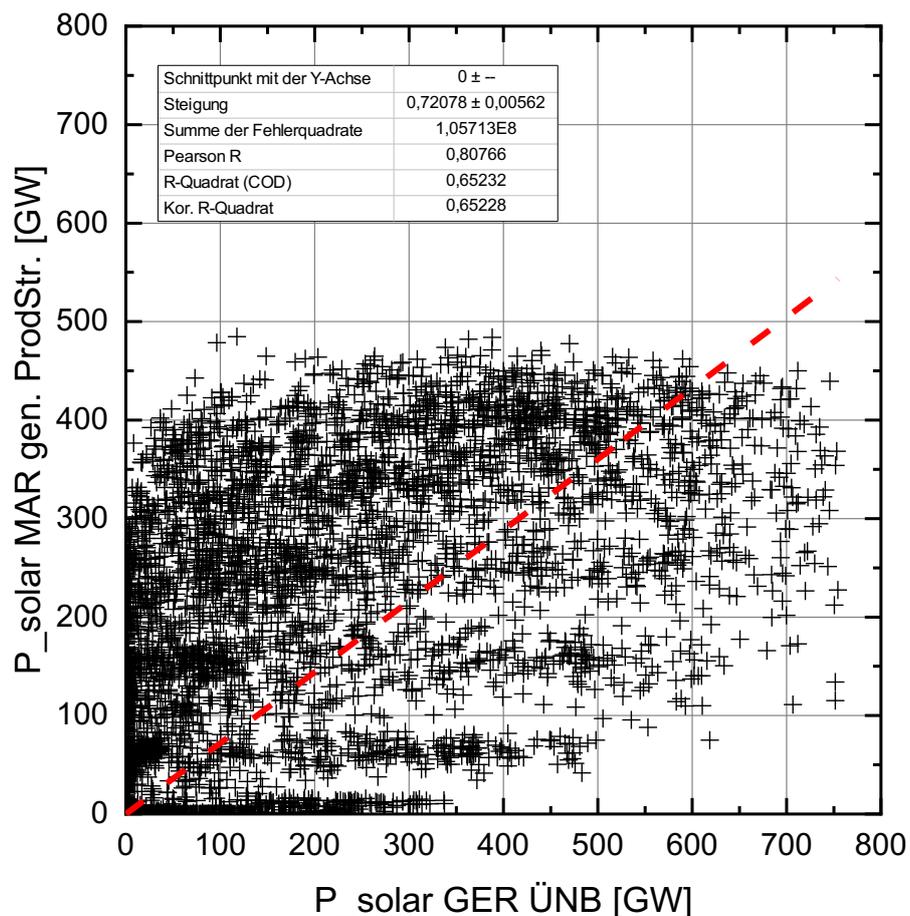


Abbildung 3-11 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen Solarstromzeitreihe für Marokko (**optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“**) und ÜNB-Solarstromzeitreihen (gesamtes Bundesgebiet, jeweils Stundenwerte) für das Jahr 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).

In Abbildung 3-12 und Abbildung 3-13 sind die Verläufe der deutschen und marokkanischen Solarstromproduktion (erneut nach „Flächengewichtung“ und „Produktionsstruktur“) im Jahresüberblick dargestellt. Dabei wurden die deutsche Einspeise-Zeitreihe in Grau als Liniendiagramm im Hintergrund und die marokkanische in Rot als Punktdiagramm gezeichnet. Wichtig für das Verständnis der Abbildungen ist, dass jeweils jede Stunde des Jahres dargestellt wird, auch wenn v. a. bei der deutschen Solarstrom-Produktion der Eindruck entstehen kann, dass so gut wie immer über 5 GW Produktion vorhanden sei, so gehen die Linien in jeder Nacht doch tatsächlich bis auf 0 zurück. Dies ist bedingt durch die Auflösung in dieser Übersichtsdarstellung jedoch nicht zu erkennen, wohl aber wenn man sich einzelne Tage vergrößert anschaut (wie in Abbildung 3-16). Dennoch können einige Erkenntnisse aus diesen Darstellungen gewonnen werden:

1. Die marokkanische Solarstrom-Produktion ist im Jahresverlauf wesentlich ausgeglichener als die deutsche. Die maximale Produktionsleistung liegt bei der „Flächengewichtung“ im Winter bei 300 GW, im Sommer bei 450 GW. In Deutschland ist die Jahresamplitude wesentlich größer, sodass eine Spanne von 300 GW bis über 750 GW festzustellen ist. Bei der „Produktionsstruktur“ ist die Jahresvariabilität durch die größere Gewichtung der saharischen Gebiete Marokkos sogar noch geringer.

2. Bei der Einspeisezeitreihe Marokkos ist eine deutliche Linienstruktur zu erkennen. Diese ergibt sich aus einem besonders gleichförmigen Tagesgang der Sonneneinstrahlung, sodass die Solarstromproduktion zu gleichen Tagesstunden benachbarter Tage fast immer sehr ähnlich ist. So kann man anhand dieser Linien die einzelnen Stunden sehr gut rekonstruieren. Bei genauer Betrachtung v. a. der niedrigeren Linien kann man sogar eine Linie für den Morgen und eine für den Abend ausmachen. Diese sind nicht exakt deckungsgleich, da die Sonne nicht um Punkt 12.00 Uhr *Lokalzeit* im Zenit steht. Der solare Mittag („solar noon“) ist entsprechend der Zeitgleichung (vgl. (2-15)) verschoben. Da die Zeitgleichung von der Jahreszeit abhängt, ist die Aufspaltung nicht über das gesamte Jahr gleichermaßen zu beobachten. Außerdem tritt der Effekt bei den frühen und späten Stunden des Tages stärker auf, als um die Mittagszeit, da am Mittag sowieso ähnlichere Strahlungsverhältnisse anzutreffen sind. Würde man sich diese Abbildungen zu annähernd gleicher Solarzeit anschauen, so würden diese etwas anders aussehen. Da im Mittel Marokko ca. 15° westlicher als Deutschland liegt, macht die Differenz gerade etwa eine Stunde aus.

Zu den Mittagsstunden hin (die obersten Linien) wird die Streuung dann etwas größer, da leichte Veränderungen in der atmosphärischen Transmission hier direkt einen stärkeren Einfluss auf die absolut gesehene Solarstromproduktion haben. Da bei der „Produktionsstruktur“ eine geringere räumliche Mittelung vorliegt, sind hier die Streuungen eher größer als bei der „Flächengewichtung“. Hier wird aber erneut durch einen flacheren Verlauf der Linien deutlich, dass bei der betrachteten „Produktionsstruktur“ eine geringere jahreszeitliche Veränderung anzutreffen ist, welche auf die größere Bedeutung der Produktion in der Sahara zurückzuführen ist.

3. In Abbildung 3-14 und Abbildung 3-15 sind die gleichen Abbildungen nochmals mit umgekehrter Darstellung gezeigt, also mit dem Unterschied, dass die Punkt- und Liniensignatur der beiden Datenreihen nun vertauscht wurde. Es wird also nun mit rotem Liniendiagramm die marokkanische und mit grauem Punktdiagramm die deutsche Solarstromproduktion im Jahresverlauf gezeigt. So wird deutlich, dass die beschriebene Linienstruktur in Deutschland nicht anzutreffen ist. Die deutsche Solarstromproduktion ist wesentlich ungleichmäßiger verteilt, was auf die stärkere Variabilität der Sonneneinstrahlung und des Wetters in Deutschland zurückzuführen ist. Es wird deutlich, dass die Solarstromproduktion im Marokko wesentlich besser vorhergesagt werden kann, als in Deutschland.

Die stärkere Streuung der deutschen Solarstrom-Produktion wird ebenfalls nochmal in Abbildung 3-17 deutlich. Diese Abbildung entspricht der Darstellung von Abbildung 3-12, jedoch wurden hier die 9 Uhr-Werte herausgefiltert (die anderen Stunden-Darstellungen sind in Abbildung 2-22 dargestellt), sodass nur Solarstrom-Produktionswerte an verschiedenen Tagen zu gleicher Uhrzeit<sup>2</sup> verglichen werden können. Die Linienstruktur in Marokko ist offensichtlich, wobei die deutsche Solarstromproduktion stark streut.

---

<sup>2</sup> Zu beachten ist, dass beide Zeitreihen in der „deutschen Zeitzone“ UTC+1 (= MEZ) angegeben sind. Die marokkanische Zeitreihe ist also nicht in der (amtlichen) Lokalzeit angegeben!

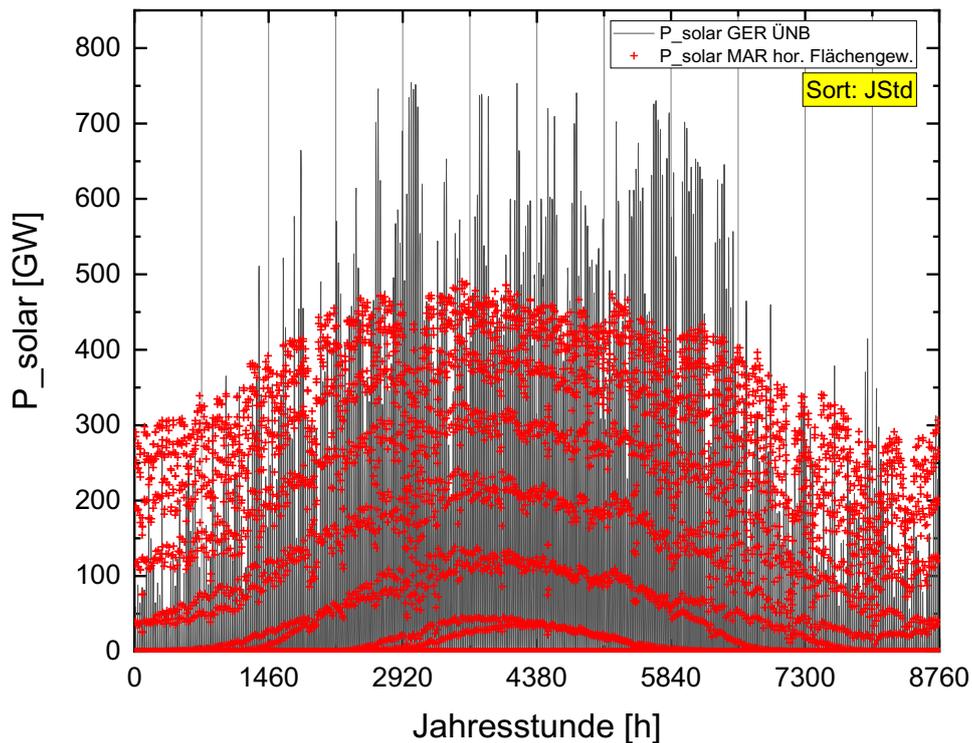


Abbildung 3-12 Verlauf der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau im Hintergrund, nach ÜNB) und in Marokko (rot im Vordergrund) über das Jahr (**horizontale PV-Anlagen in Marokko, „Flächengewichtung“**) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Die senkrechten Hilfslinien teilen das Jahr in die einzelnen Monate.

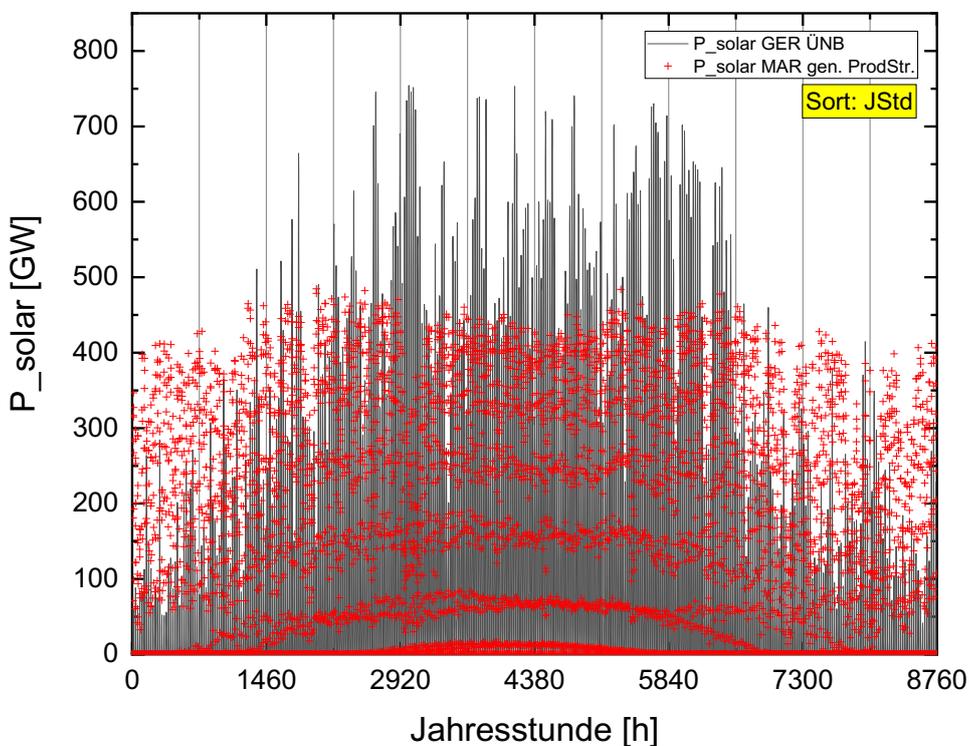


Abbildung 3-13 Verlauf der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau im Hintergrund, nach ÜNB) und in Marokko (rot im Vordergrund) über das Jahr (**optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko, „Produktionsstruktur“**) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).

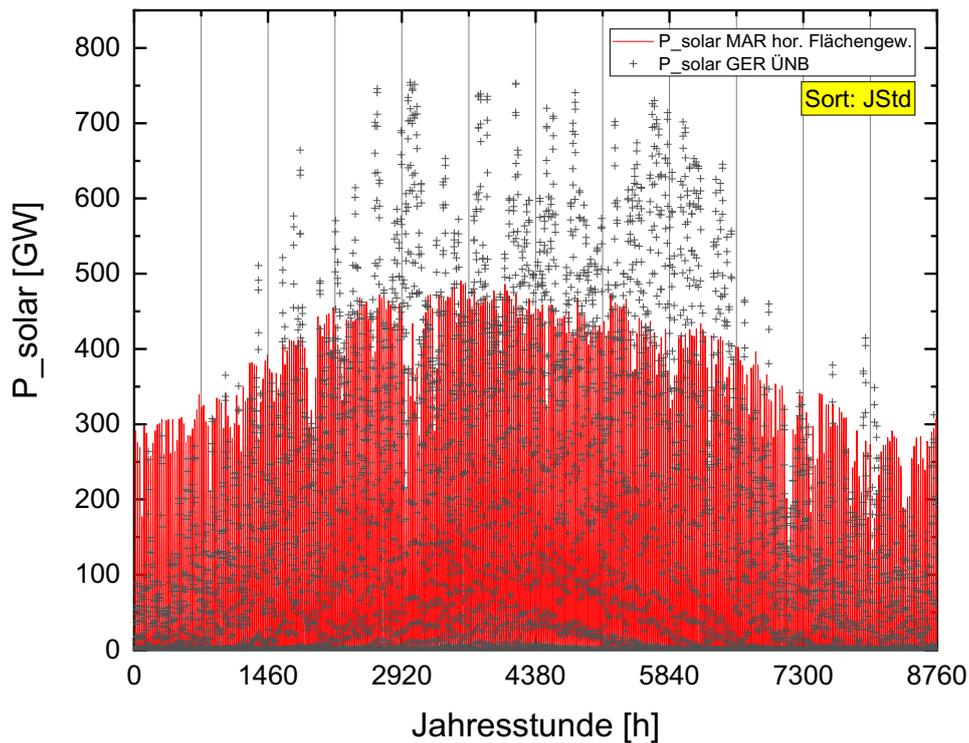


Abbildung 3-14 Wie Abbildung 3-12, nur mit umgekehrter Signatur: rote Linien im Hintergrund für Marokko, graue Kreuze für Deutschland.

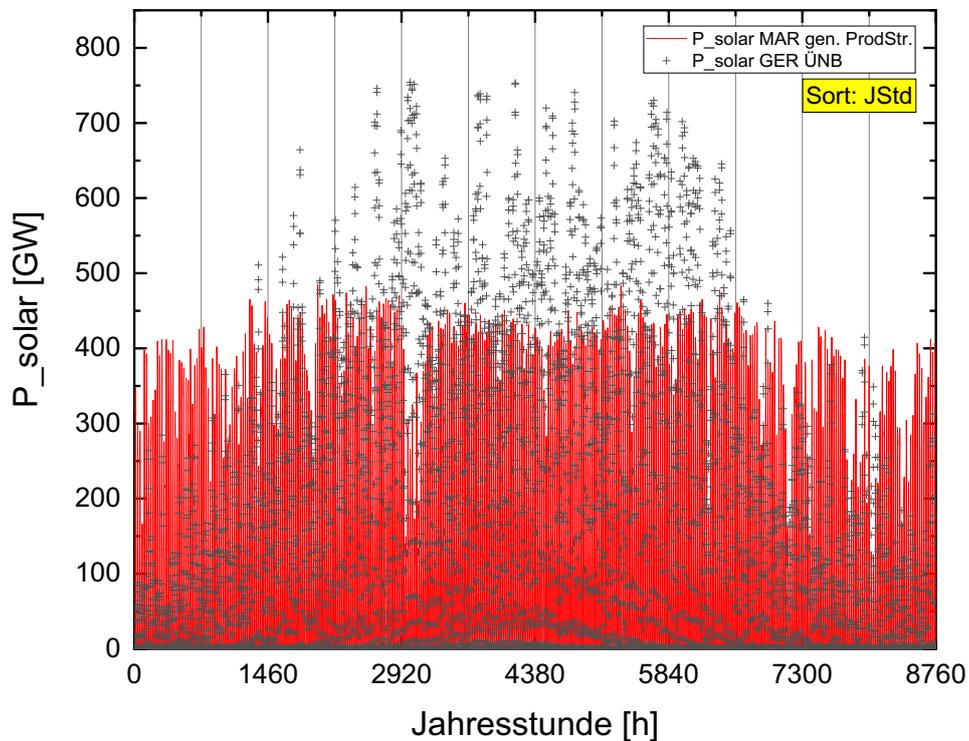


Abbildung 3-15 Wie Abbildung 3-13, nur mit umgekehrter Signatur: rote Linien im Hintergrund für Marokko, graue Kreuze für Deutschland.

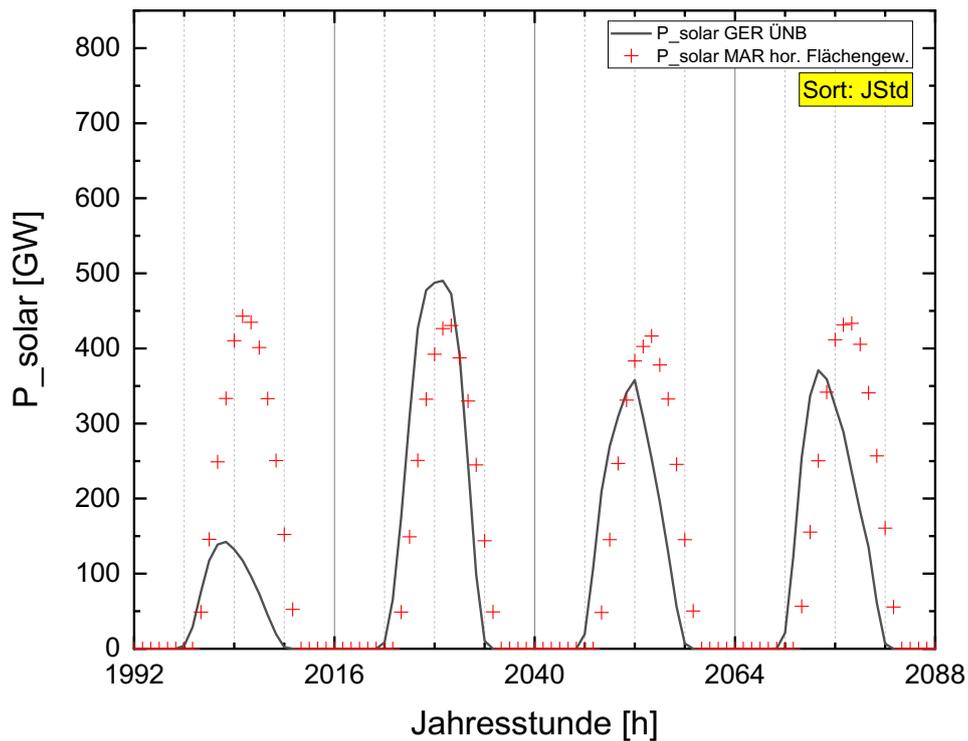


Abbildung 3-16 Ausschnitt der Jahresstunden 1992 bis 2088 (24.03.2016 bis 27.03.2016) von Abbildung 3-12

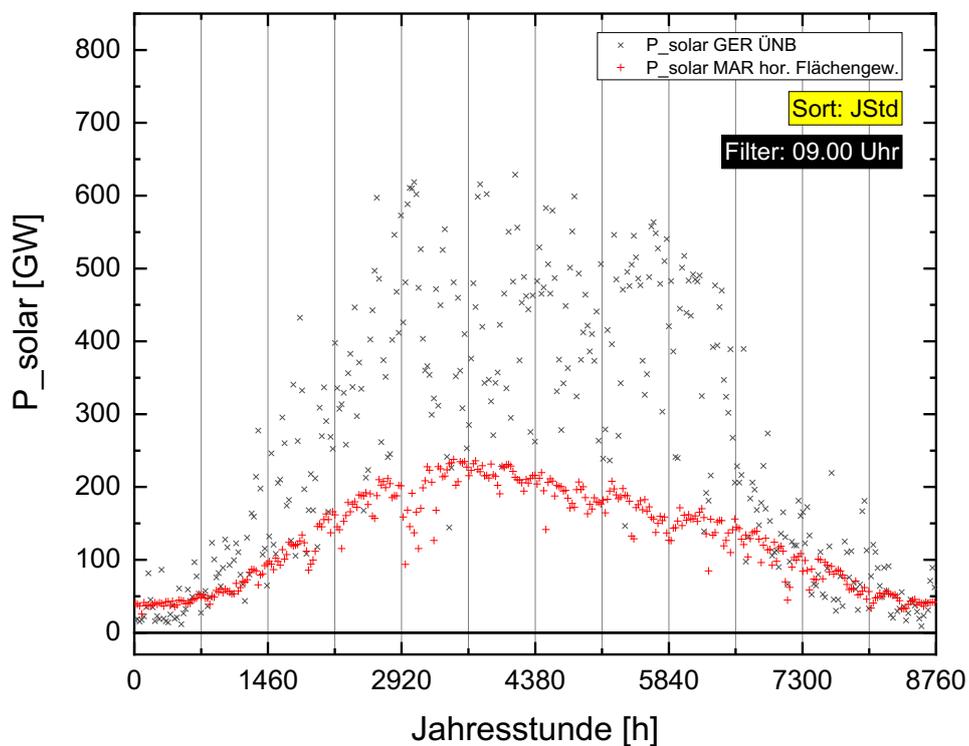


Abbildung 3-17 Auszug der 9 Uhr-Werte (UTC+1 = MEZ) von Abbildung 3-12

Ordnet man die Solarstrom-Produktion nicht wie in den bisherigen Abbildungen nach der Jahresstunde im zeitlichen Verlauf, sondern jeweils der Größe der Produktion nach, so erhält man die sog. **geordneten Jahresdauerlinien** der beiden Zeitreihen. In Abbildung 3-18 und Abbildung 3-19 sind diese Jahresdauerlinien für die „Flächengewichtung“ und die „Produktionsstruktur“ dargestellt.

Der Verlauf der marokkanischen Jahresdauerlinie verläuft flacher und bildet keine so deutliche Spitze aus, wie die Jahresdauerlinie Deutschlands. Dies verdeutlicht, dass in Marokko gleichmäßigere Verhältnisse vorliegen und die Schwankungen der Solarstromproduktion nicht so stark ausfallen wie in Deutschland.

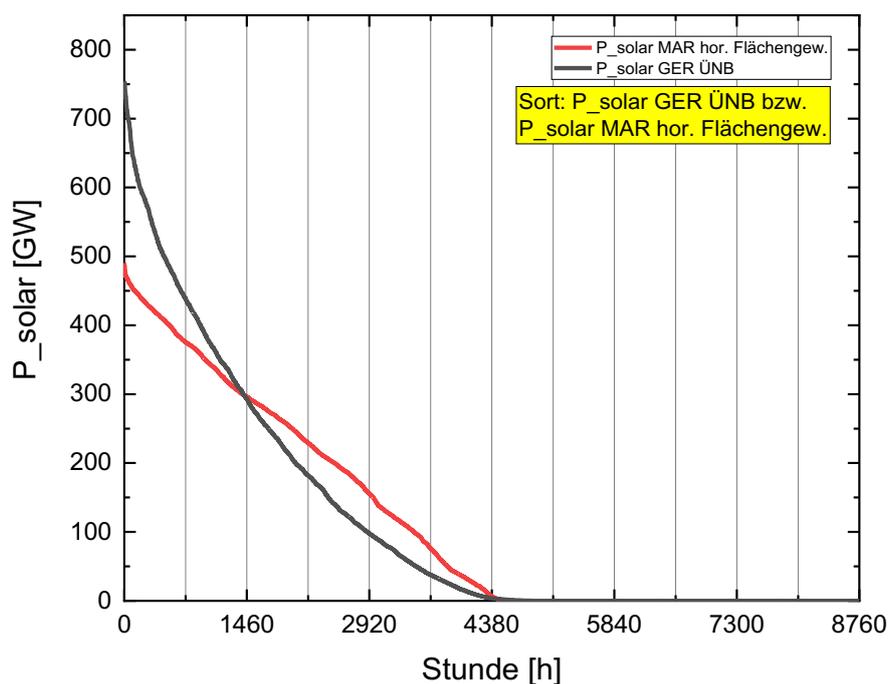


Abbildung 3-18 Geordnete Jahresdauerlinien der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und in Marokko (rot, **horizontale PV-Anlagen in Marokko**, „**Flächengewichtung**“) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Beide Zeitreihen sind jeweils unabhängig voneinander der Größe nach sortiert.

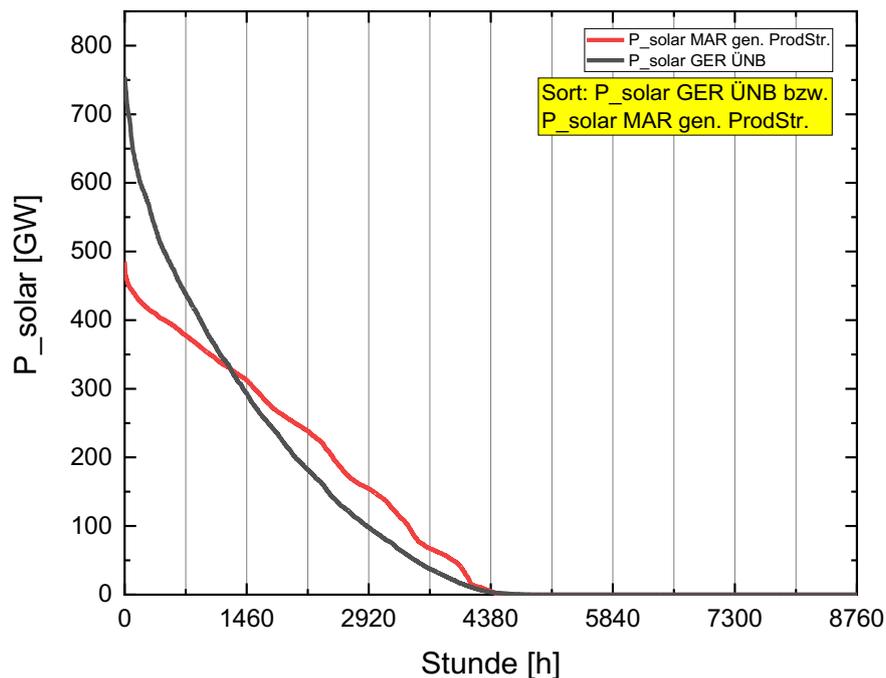


Abbildung 3-19 Geordnete Jahresdauerlinien der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und in Marokko (rot, **optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko**, „Produktionsstruktur“) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Beide Zeitreihen sind jeweils unabhängig voneinander der Größe nach sortiert

Sortiert man die Jahresdauerlinie nach der deutschen Solarstromproduktion und bildet die entsprechende marokkanische Solarstrom-Erzeugung zu jeweils diesen Zeiten ab, so erhält man die Jahresdauerlinien in Abbildung 3-20 und Abbildung 3-21. Haben mehrere Stunden den gleichen Wert  $P_{solar\ GER\ ÜNB}$ , was v. a. zu den Nachtstunden der Fall ist, so wird die natürliche Reihenfolge der Vorsortierung mit der Jahresstunde beibehalten.

Aus diesen Jahresdauerlinien geht hervor, dass zu einigen Stunden, in denen in Deutschland kein Strom aus Sonnenenergie gewonnen werden kann, in Marokko jedoch noch – zumindest etwas – Solarstrom produziert wird. Sowohl bei der „Flächengewichtung“ als auch bei der „Produktionsstruktur“ gibt es zu den Zeiten, in denen anteilig in Marokko mehr oder aber auch weniger Solarstrom produziert wird (Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass die beiden Zeitreihen auf die gleiche Jahressumme von 1000 TW normiert sind!). Dies drückt abermals die starke Streuung der deutschen und marokkanischen Solarstromproduktion aus. Aber vor allem zu den Zeiten der Spitzenproduktion in Deutschland treten in Marokko keine niedrigsten Werte mehr auf, sodass auch in diesen Abbildungen die leichte Korrelation der beiden Zeitreihen noch zu erkennen ist.

Ein weiteres Augenmerk muss auf die Stunden, in denen in Deutschland kein Solarstrom mehr produziert wird, gelegt werden. Etwa ab Stunde 4380 in der geordneten Jahresdauerlinie wird in Deutschland kein Strom über Photovoltaik mehr generiert. Ab hier ist in der Darstellung die natürliche Reihenfolge der Jahresstunde aufgrund der Vorsortierung erhalten, d. h. die Darstellung reicht hier von Januar bis Dezember. Die Darstellung macht hier deutlich, dass v. a. im Winter zu Beginn und am Ende des Jahres in Marokko noch durch Sonnenenergie Strom gewonnen werden kann, wenn zu diesen Zeiten in Deutschland keine Sonne mehr scheint.

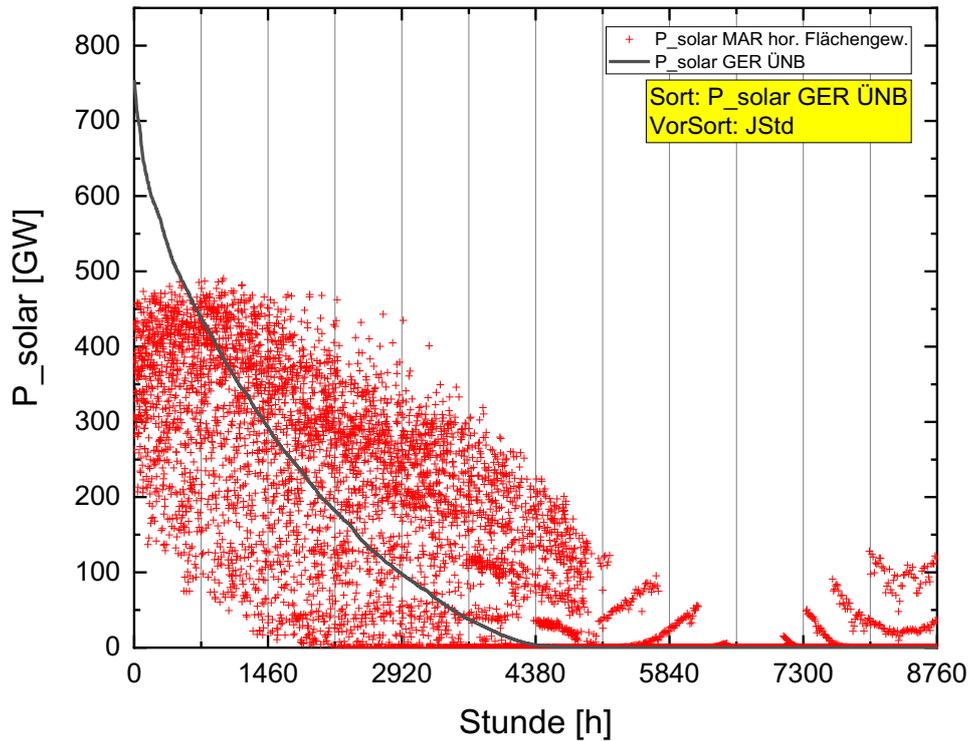


Abbildung 3-20 Geordnete Jahresdauerlinien der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und in Marokko (rot, **horizontale PV-Anlagen in Marokko**, „Flächengewichtung“) für 2016 sortiert nach der deutschen Solarstrom-Produktion bei Vorsortierung nach der Jahresstunde.

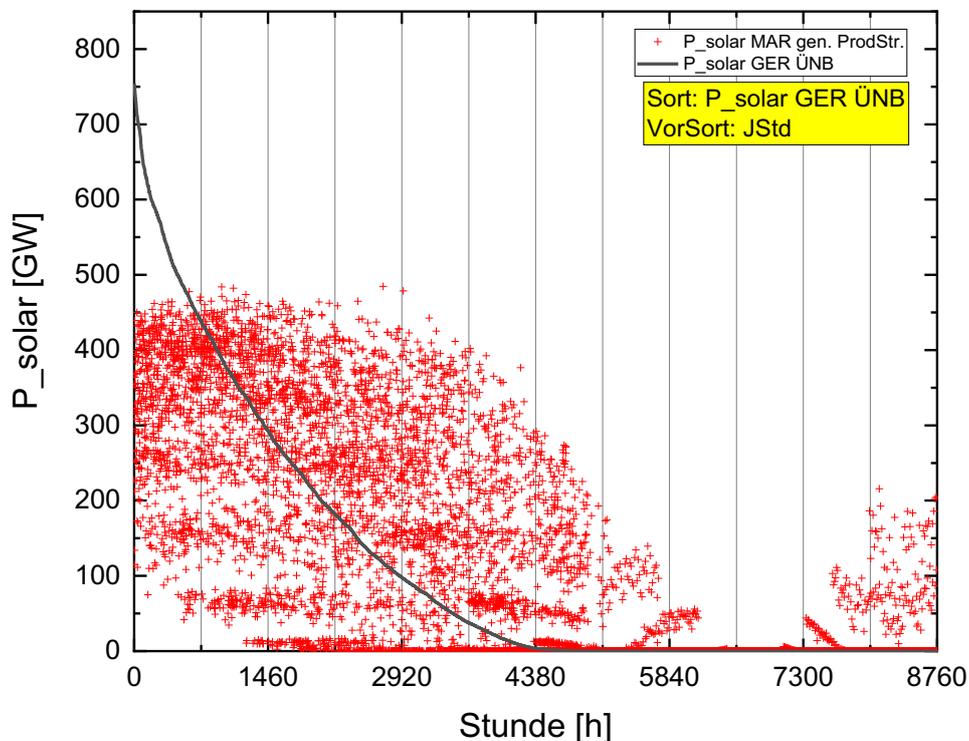
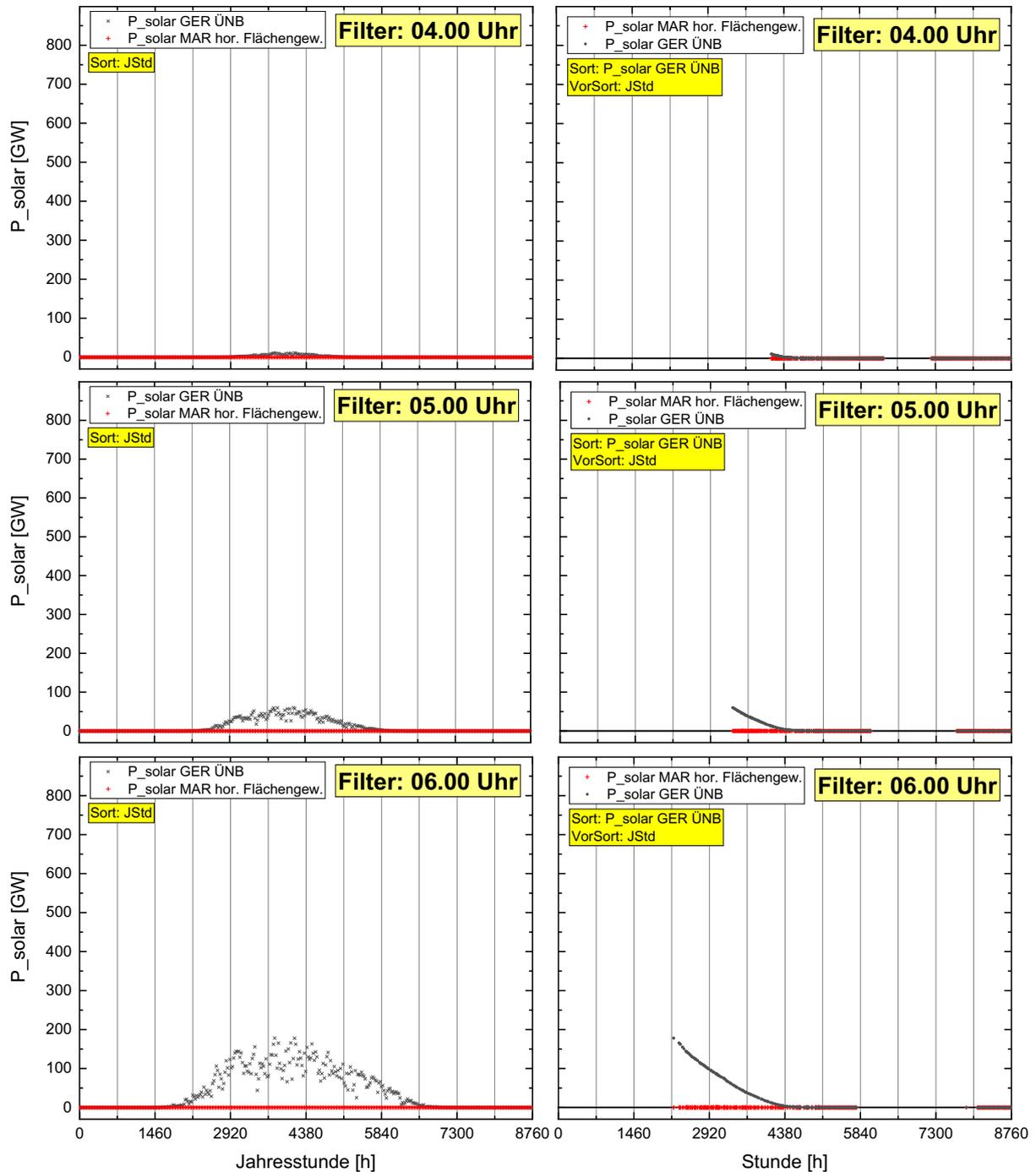


Abbildung 3-21 Geordnete Jahresdauerlinien der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und in Marokko (rot, **optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko**, „Produktionsstruktur“) für 2016 sortiert nach der deutschen Solarstrom-Produktion bei Vorsortierung nach der Jahresstunde.

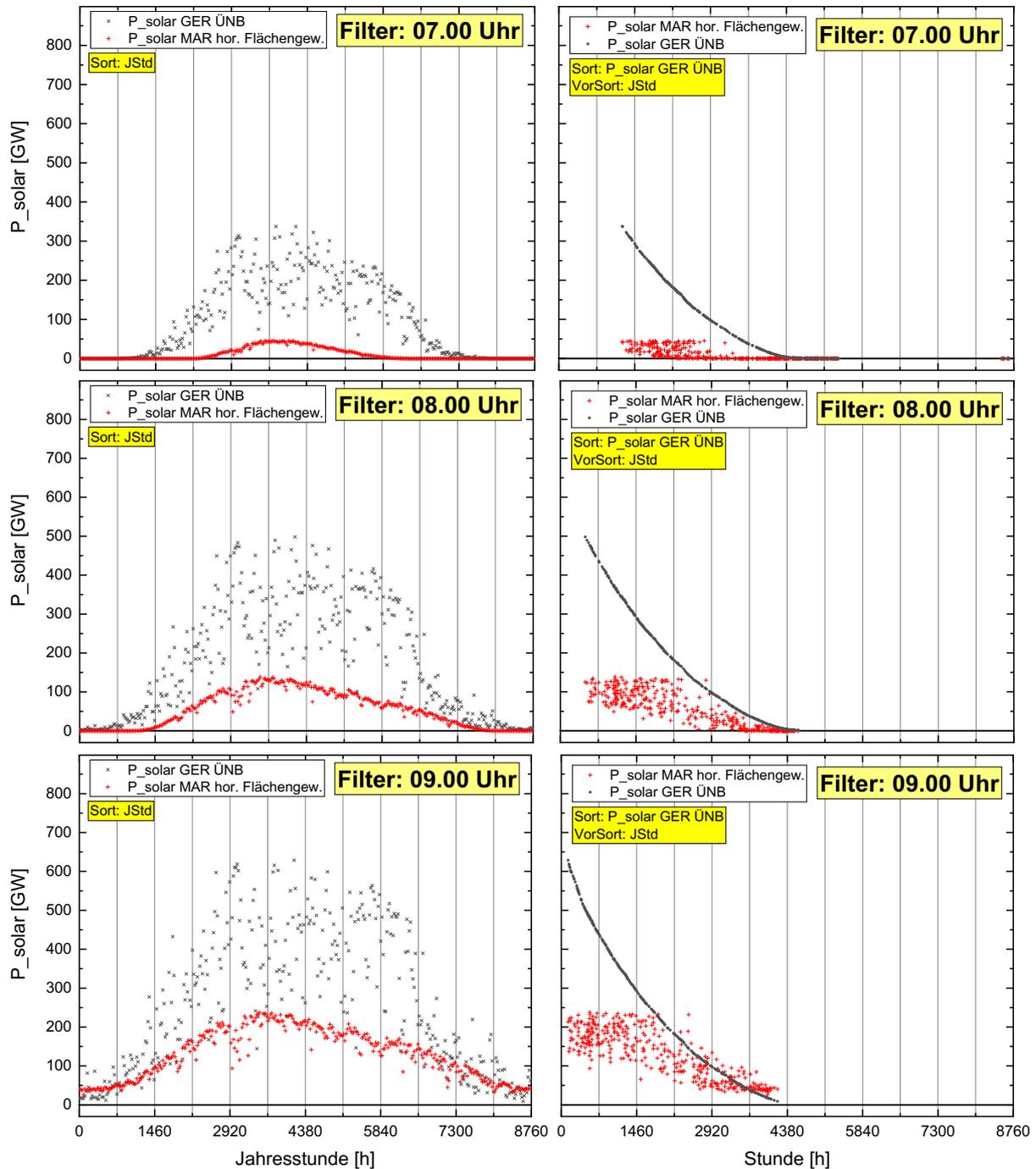
Interessanterweise bildet sich hier eine deutliche Linienstruktur aus, aber auch im restlichen Bereich – v. a. bei der „Produktionsstruktur“ – lassen sich scheinbar linienförmige Häufungen ausmachen. Diese Linienstrukturen sind vermutlich abermals auf eine Häufung gleicher Solarstrom-Produktionswerte zu bestimmten Uhrzeiten an verschiedenen Tagen zurückzuführen. In Abbildung 3-22 sind daher in Analogie zu Abbildung 3-12 bzw. Abbildung 3-20 die Diagramme erneut wiedergegeben, nun werden aber die einzelnen Stunden gefiltert in getrennten Abbildungen dargestellt. Es ist jeweils die Sortierung nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts) angegeben.

Aus diesen Abbildungen geht deutlich hervor, dass die Solarstromproduktion in Deutschland früher beginnt und vormittags in Deutschland auch höher ist als in Marokko. Abermals wird die v. a. in den Mittagsstunden stärkere Streuung der deutschen Solarstromproduktion deutlich. Insbesondere nachmittags und dann abends wird die marokkanische Solarstrom-Produktion stärker und übersteigt die in Deutschland z. T. deutlich. Ab 17.00 Uhr kann dann auch festgestellt werden, dass im Winter in Deutschland die Sonne bereits untergegangen ist, aber in Marokko noch Photovoltaik-Strom produziert wird. Die Aufspaltung der Linienstruktur am Morgen bzw. Abend ist in diesen stundenweise getrennten Abbildungen verschwunden, sodass die verschiedenen Zweige des „Liniendubletts“ tatsächlich auf unterschiedliche Tagesstunden zurückzuführen sind.

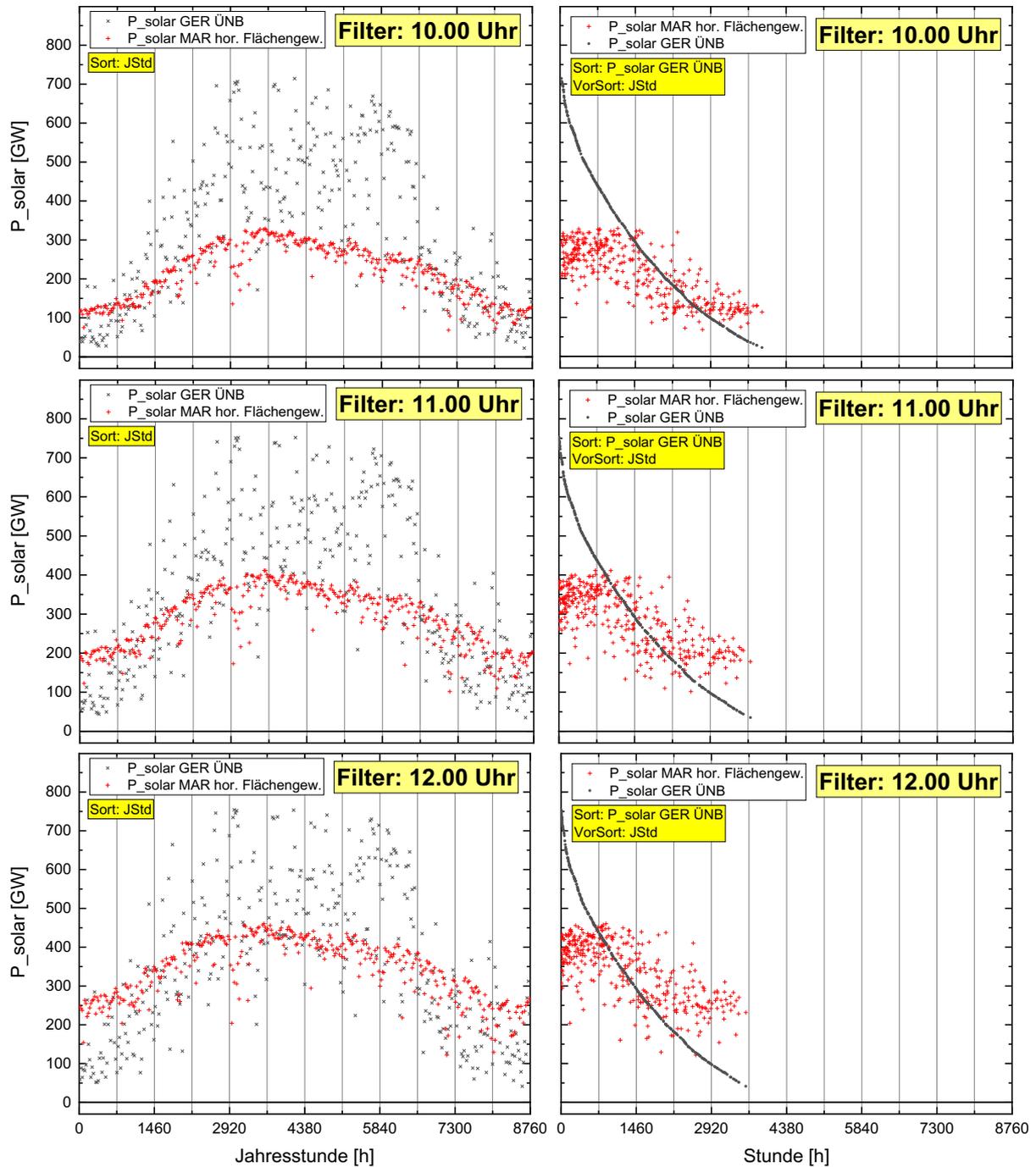
Insgesamt stellt man also eine stärkere deutsche Produktion am Morgen und eine stärkere marokkanische Produktion am Nachmittag und Abend fest. Dies ist natürlich auch auf die unterschiedliche geographische Länge der beiden Standorte zurückzuführen. Dieser Effekt wirkt sich aber durchaus positiv auf eine mögliche Kopplung der deutschen und marokkanischen Stromversorgung aus: Wie sich bei der Modellierung des Zwei-Speicher-Systems herausstellen wird, muss v. a. zum Ende der Nacht bzw. am frühen Morgen in Marokko elektrische Energie aus den Langzeitspeichern bezogen werden, wenn die Kapazität der Kurzzeitspeicher nicht ausreicht (bei einer nur auf Solarstrom ausgelegten Stromproduktion in Marokko, vgl. Abschnitt 5.4). Es werden daher in unserer Forschungsstelle Überlegungen angestellt, zu diesen Zeiten aus den Überkapazitäten in Deutschland über eine HGÜ-Leitung Strom nach Marokko zu exportieren und evtl. dort sogar die Infrastruktur der Langzeitspeicher und Umwandler einzusparen. Daher ist es günstig, dass genau zu diesen Zeiten in Deutschland eine höhere Produktion vorliegt.



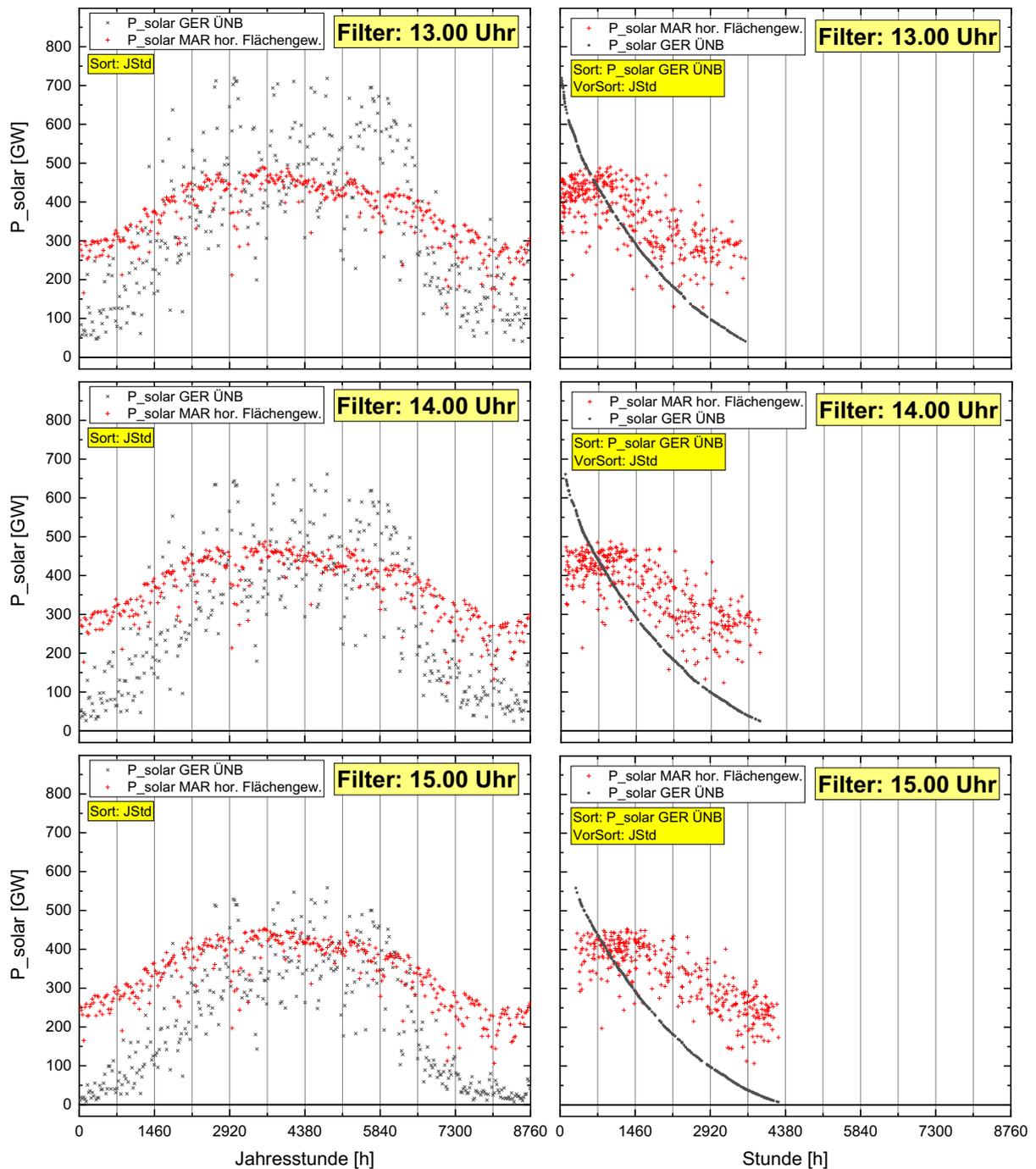
Fortsetzung von Abbildung 3-22 (vgl. Seite 80): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen (nach ÜNB) und marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach normierter deutscher Solarstromproduktion (rechts).



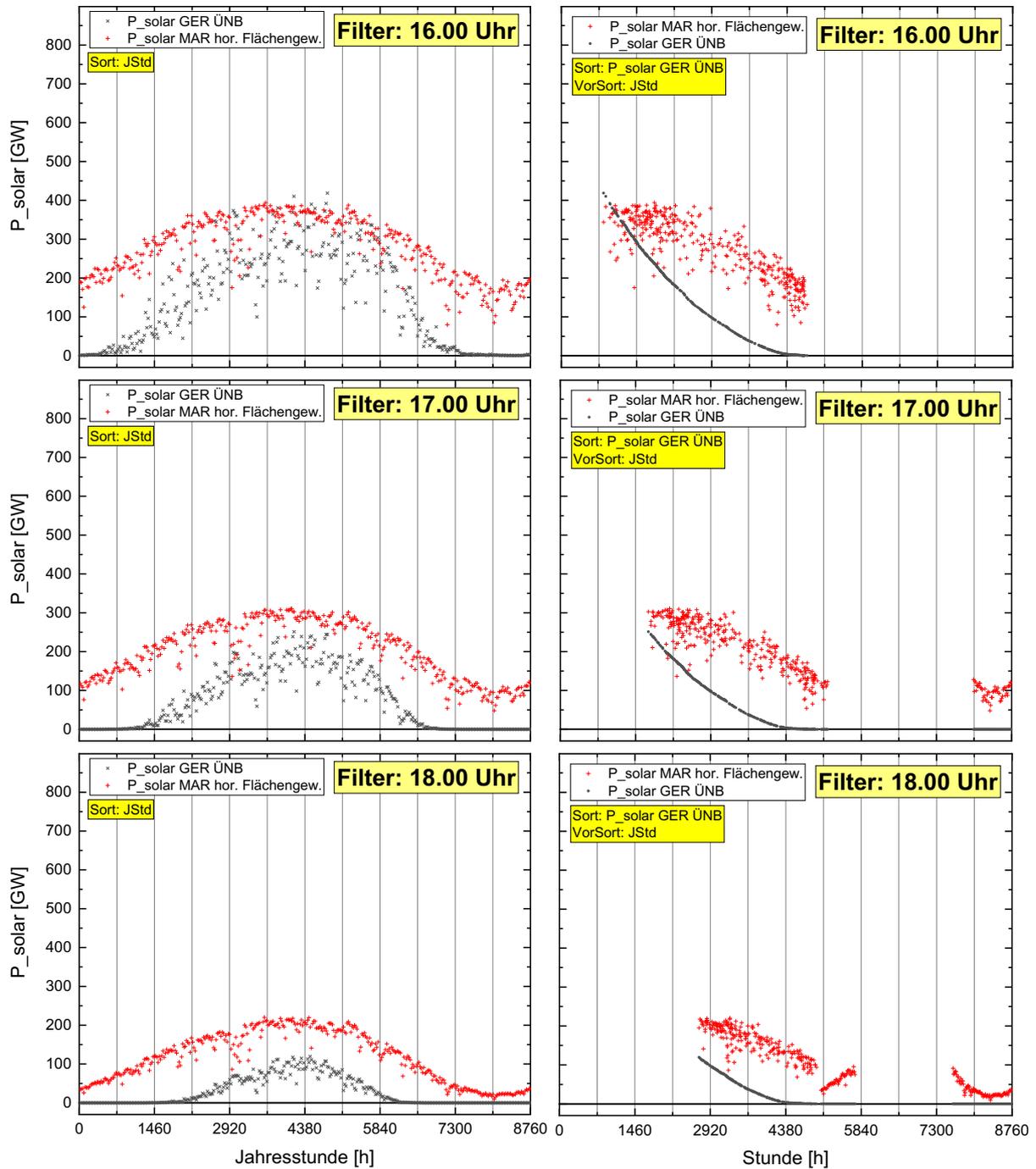
Fortsetzung von Abbildung 3-22 (vgl. Seite 80): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen (nach ÜNB) und marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach normierter deutscher Solarstromproduktion (rechts).



Fortsetzung von Abbildung 3-22 (vgl. Seite 80): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen (nach ÜNB) und marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach normierter deutscher Solarstromproduktion (rechts).



Fortsetzung von Abbildung 3-22 (vgl. Seite 80): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen (nach ÜNB) und marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach normierter deutscher Solarstromproduktion (rechts).



Fortsetzung von Abbildung 3-22 (vgl. Seite 80): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen (nach ÜNB) und marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach normierter deutscher Solarstromproduktion (rechts).

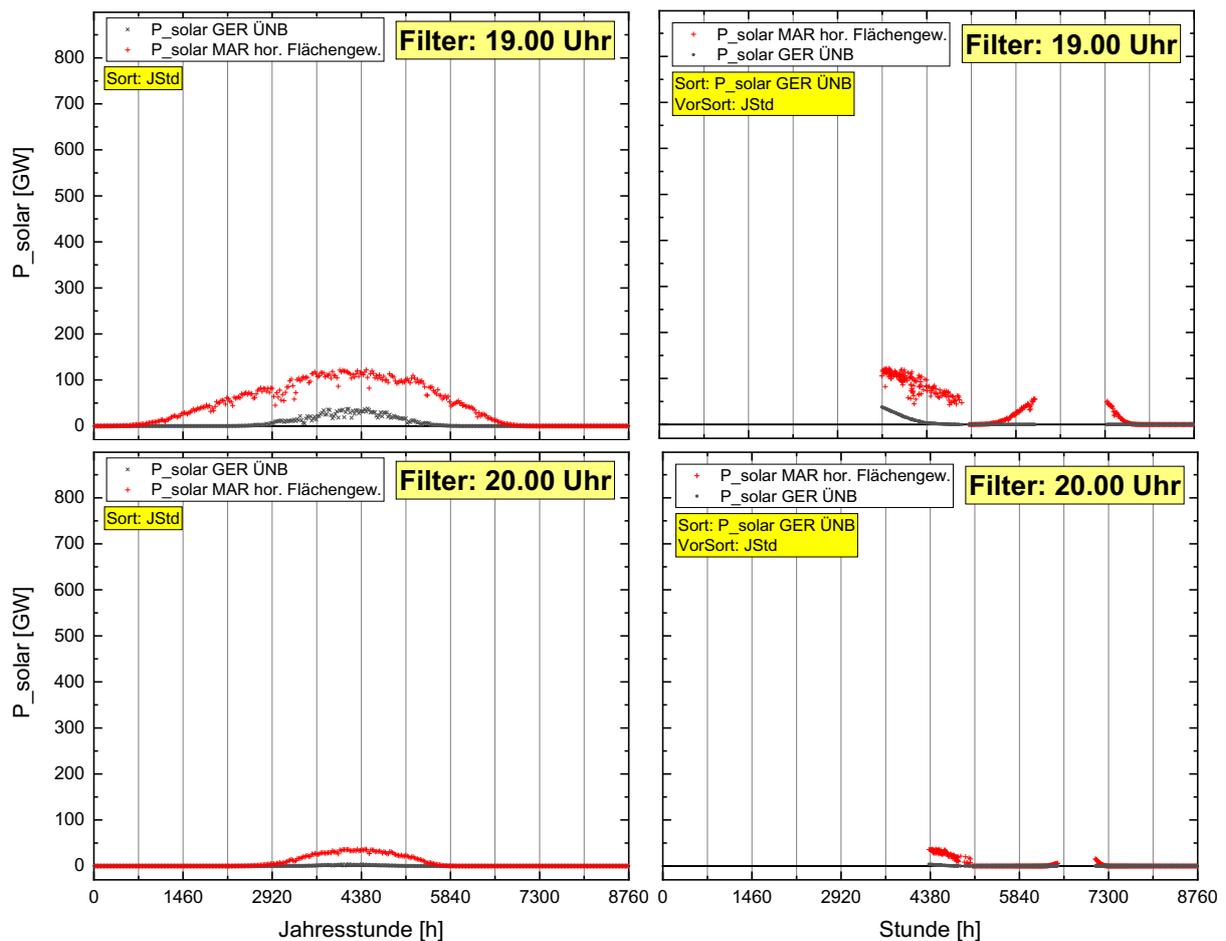


Abbildung 3-22 Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen (nach ÜNB) und marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach normierter deutscher Solarstromproduktion (rechts).

### 3.5.2 Vergleich der deutschen RE-Stromproduktion mit der marokkanischen Solarstromproduktion

Analog zum vorherigen Kapitel erfolgt nun ein Vergleich der marokkanischen Solarstrom-Einspeisezeitreihe mit der gesamten deutschen RE-Einspeise-Zeitreihe (also zusammengesetzt aus Solarkraft sowie On- und Offshore-Windkraft). Beide Zeitreihen sind erneut auf eine Jahressumme von 1000 TW normiert. Die Streudiagramme (Abbildung 3-23 für „Flächengewichtung“ und Abbildung 3-24 für die gewählte „Produktionsstruktur“), die die beiden Einspeise-Zeitreihen miteinander vergleichen, zeigen die noch größere Streuung dieser Datensätze. Die Korrelation der marokkanischen Solarstromproduktion mit der deutschen RE-Produktion liegt nun nur noch bei etwa 0,7. Die hohe Streuung drückt sich durch niedrige Bestimmtheitsmaße von ca.  $R^2 = 0,51$  aus. Diese niedrigeren Werte sind (verglichen mit dem Vergleich der beiden reinen Solarstrom-Zeitreihen) durch den Einfluss des unabhängigen Verlaufs der Windkraft zu erklären.

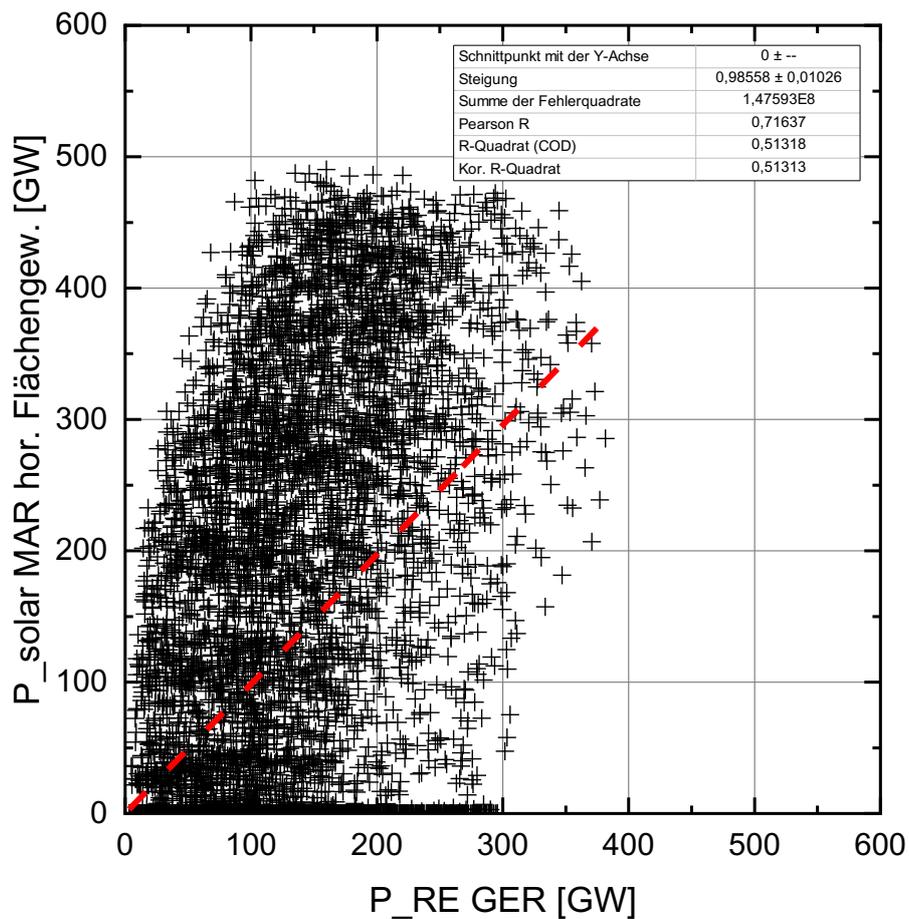


Abbildung 3-23 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen Solarstromzeitreihe für Marokko (horizontalen PV-Anlagen, „Flächengewichtung“) und ÜNB-RE-Stromzeitreihen (gesamtes Bundesgebiet, jeweils Stundenwerte) für das Jahr 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).

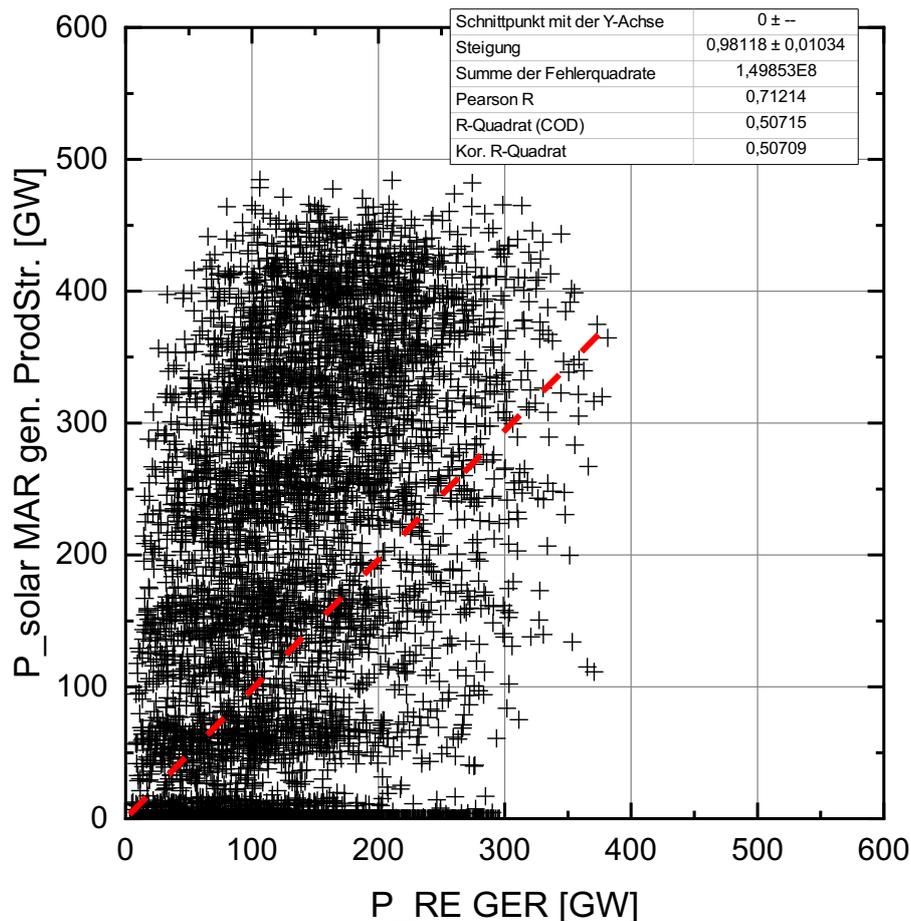


Abbildung 3-24 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen Solarstromzeitreihe für Marokko (**optimal geneigte PV-Anlagen**, „Produktionsstruktur“) und ÜNB-RE-Stromzeitreihen (gesamtes Bundesgebiet, jeweils Stundenwerte) für das Jahr 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).

Untersuchen wir nun den Jahresverlauf der deutschen RE-Strom-Produktion im Vergleich mit der marokkanischen Solarstromproduktion in Abbildung 3-25 bzw. Abbildung 3-26. In der Abbildung 3-27 und Abbildung 3-28 sind diese beiden Abbildungen nochmals in umgekehrter Signatur dargestellt. Die jeweilige Normierung der Zeitreihen beträgt wie bisher auch 1000 TW im Jahr. Daher reichen die Spitzenwerte der marokkanischen Solarstrom-Produktion weit höher als die der deutschen RE-Produktion, da in den Nächten in Marokko ja gar keine Stromproduktion auftritt. Dahingegen ist bei der deutschen RE-Produktion festzustellen, dass dank der Windkraft auch nachts noch Strom produziert werden kann und daher die RE-Stromproduktion in Deutschland so gut wie nie vollständig zum Erliegen kommt. Die Linienstruktur in der marokkanischen Zeitreihe wurde bereits oben erläutert. Schon bei der deutschen Solarstrom-Produktion hat diese nicht vorgelegen. Auch bei der RE-Produktion im Gesamten ist diese nicht festzustellen – was auch nicht zu erwarten gewesen ist. Deutlich wird bei der deutschen RE-Produktion, dass hier scheinbar keine jahreszeitlichen Schwankungen auftreten – der Wind kann also die geringere solare Stromerzeugung im Winter kompensieren.

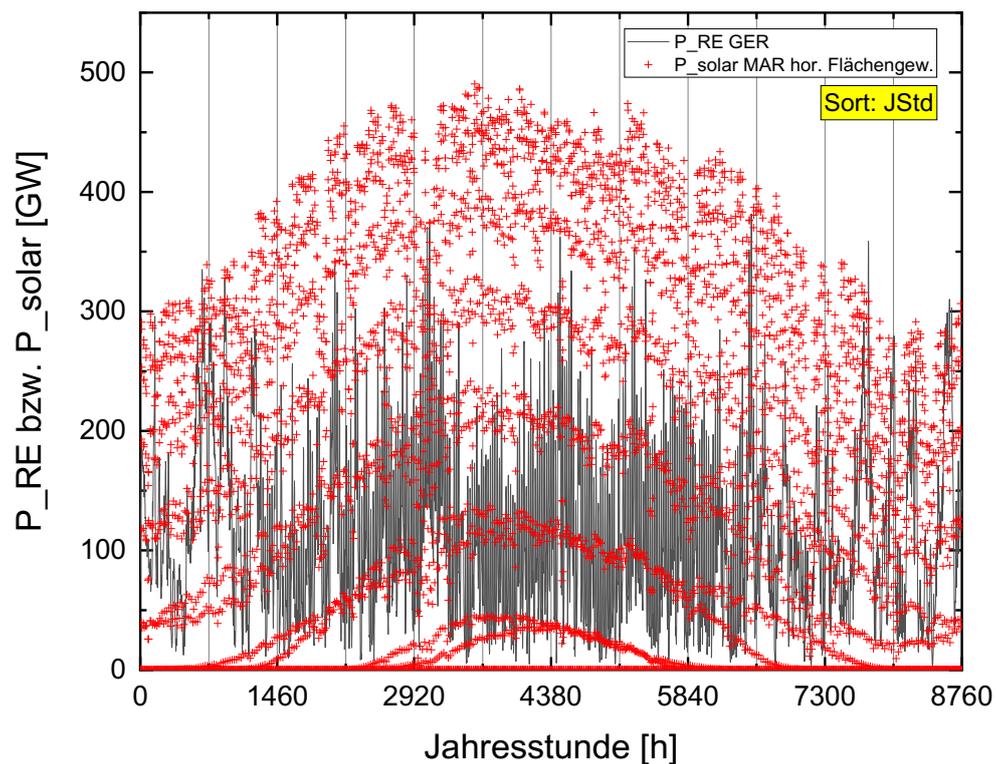


Abbildung 3-25 Verlauf der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau im Hintergrund, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot im Vordergrund, **horizontalen PV-Anlagen**, „Flächengewichtung“) über das Jahr für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).

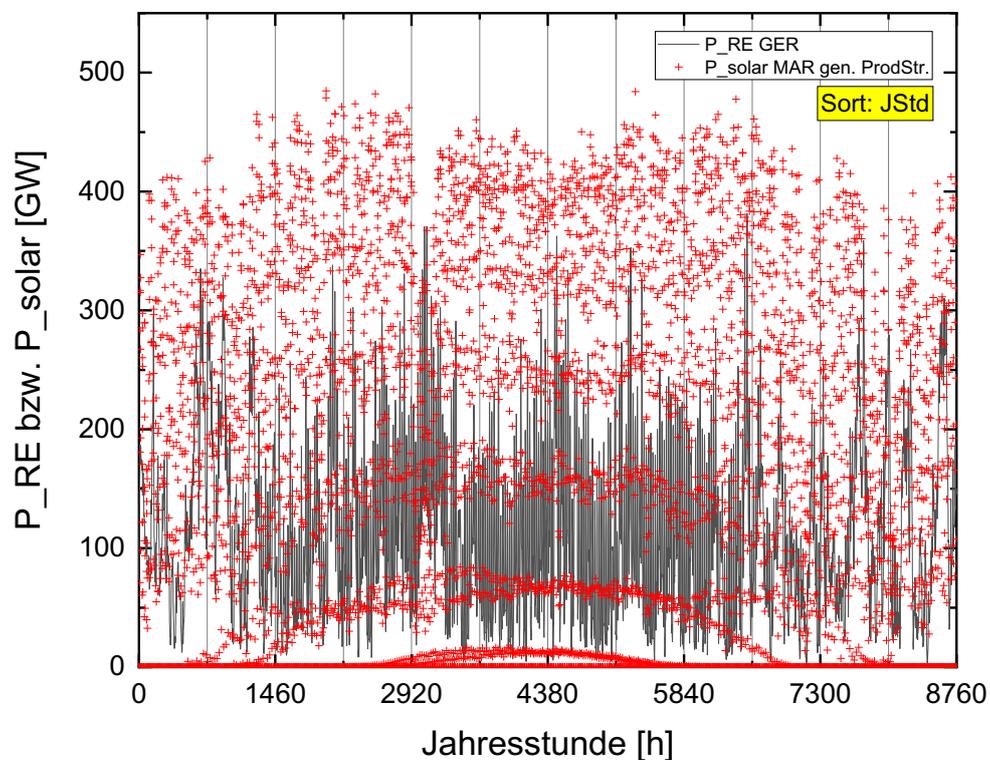


Abbildung 3-26 Verlauf der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau im Hintergrund, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot im Vordergrund, **optimal geneigte PV-Anlagen**, „Produktionsstruktur“) über das Jahr für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).

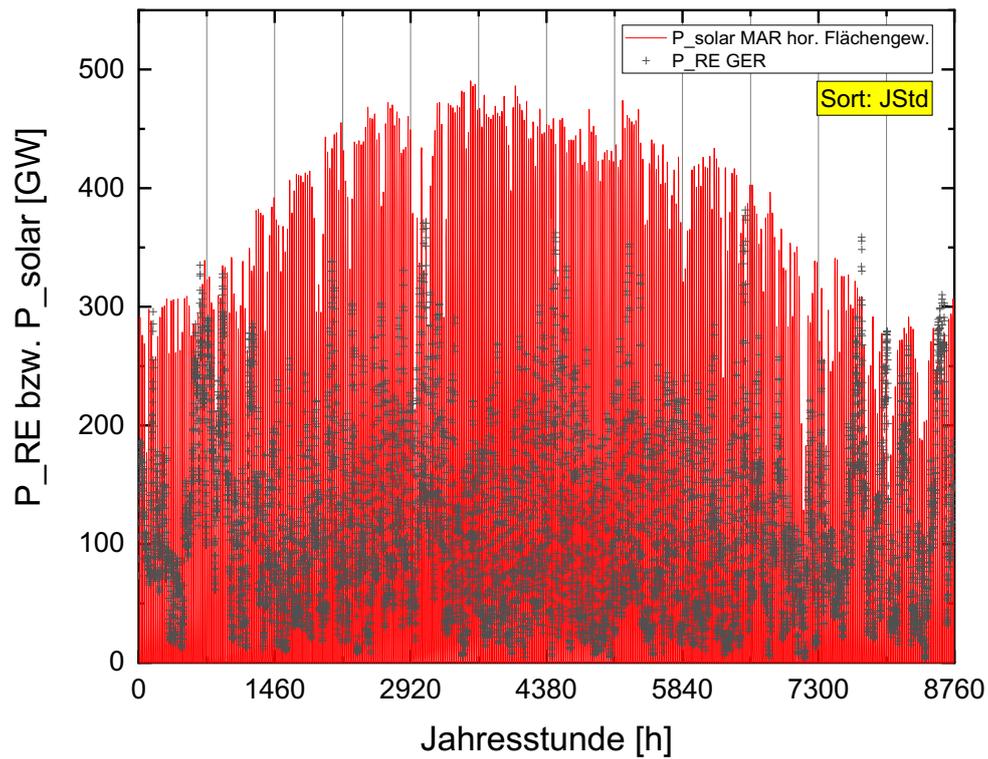


Abbildung 3-27 Wie Abbildung 3-25, nur mit umgekehrter Signatur: rote Linien im Hintergrund für Marokko, graue Kreuze für Deutschland.

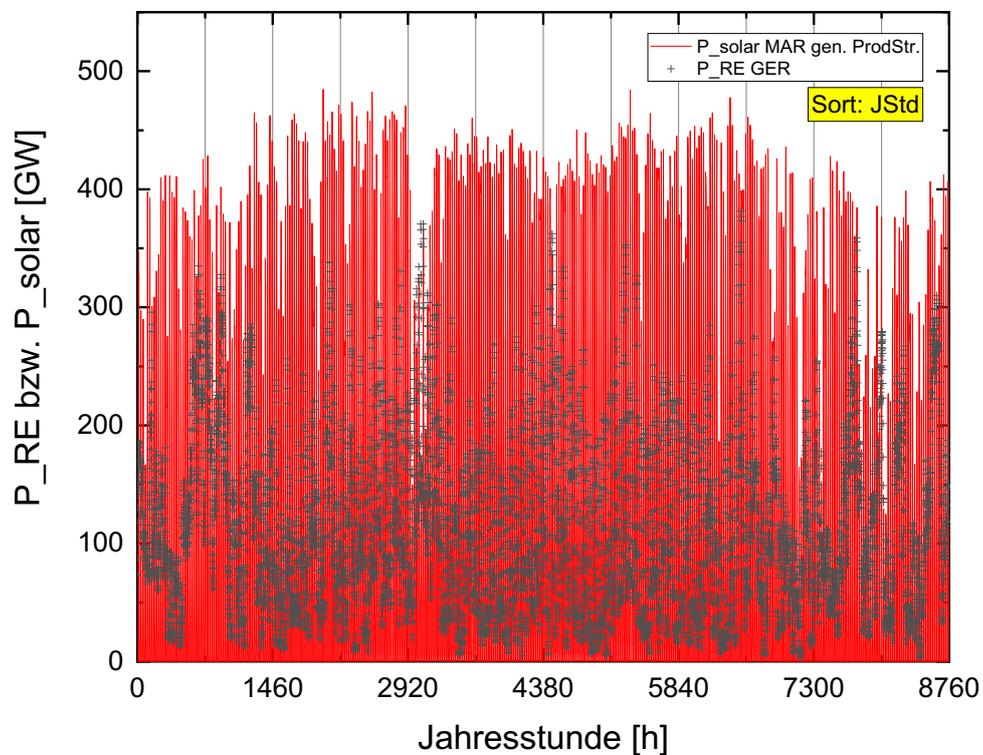


Abbildung 3-28 Wie Abbildung 3-26, nur mit umgekehrter Signatur: rote Linien im Hintergrund für Marokko, graue Kreuze für Deutschland.

Die geordneten Jahresdauerlinien der beiden Zeitreihen sind in Abbildung 3-29 und Abbildung 3-30 abgebildet. Hier sieht man erneut, dass die Spitzenwerte bei der Solarstrom-Produktion in Marokko über den der deutschen RE-Produktion liegen, was auf die entsprechende Normierung zurückzuführen ist (schließlich muss anschaulich gesehen das Integral unter diesen beiden Kurven übereinstimmen). Die deutsche RE-Strom-Erzeugung weist wie schon die solare Stromproduktion eine deutliche Spitze auf. Man sieht auch, dass quasi zu jeder Stunde des Jahres zumindest eine geringe Stromerzeugung durch RE vorliegt.

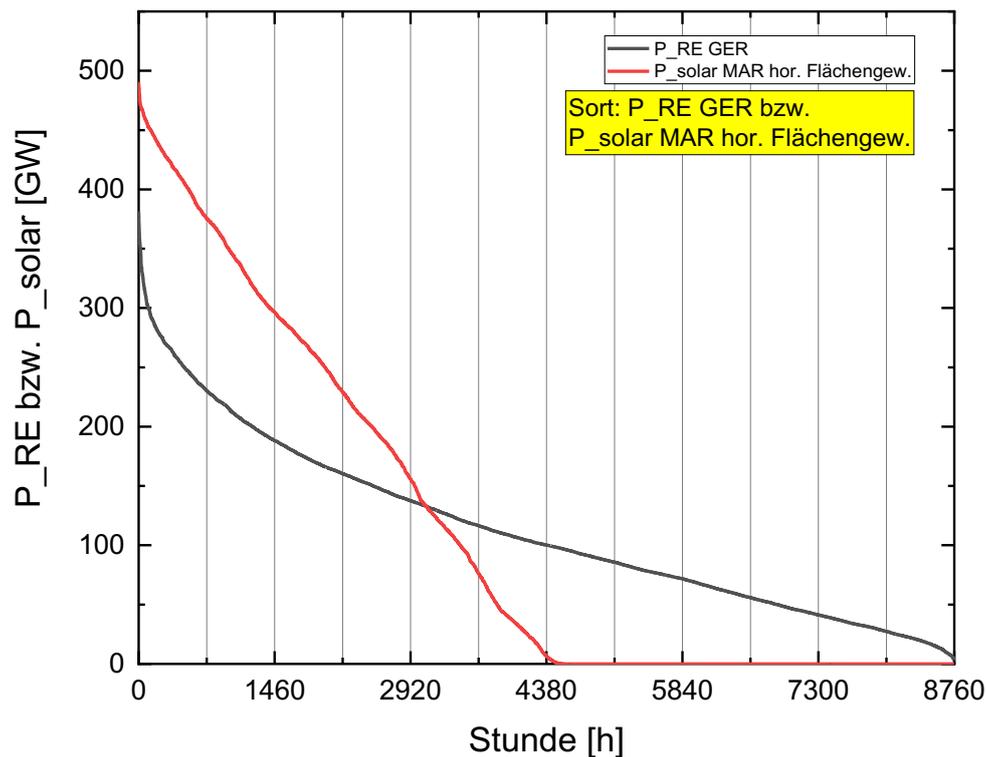


Abbildung 3-29 Geordnete Jahresdauerlinien der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot, **horizontale PV-Anlagen in Marokko, „Flächengewichtung“**) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Beide Zeitreihen sind jeweils unabhängig voneinander der Größe nach sortiert.

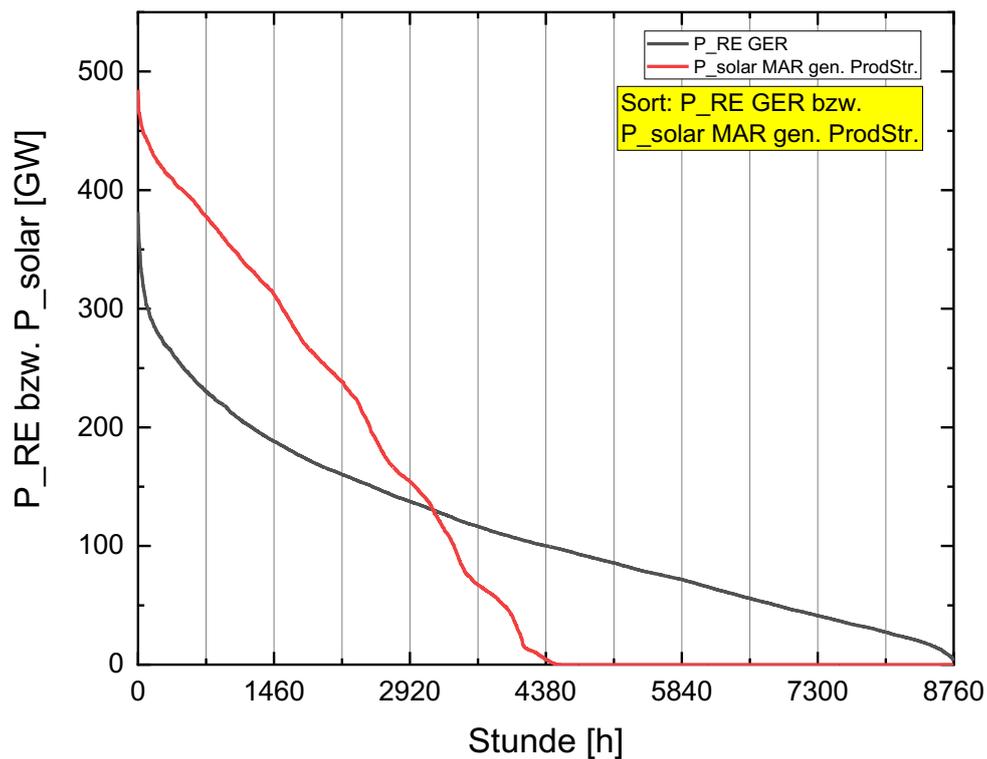


Abbildung 3-30 Geordnete Jahresdauerlinien der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot, **optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko**, „Produktionsstruktur“) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Beide Zeitreihen sind jeweils unabhängig voneinander der Größe nach sortiert.

Abbildung 2-31 und Abbildung 2-32 gibt die Jahresdauerlinie bei Sortierung nach der deutschen RE-Produktion wieder. Die starke Streuung ist leicht zu erkennen. Die Dichte der roten Datenpunkte für die marokkanische Solarstrom-Erzeugung deutet jedoch auch an, dass eine (wenn auch niedrige) Korrelation zwischen beiden Zeitreihen anzutreffen ist: bei hoher RE-Strom-Produktion in Deutschland scheint auch die Solarstrom-Produktion in Marokko eher höher zu sein. Die Nachtstunden, also respektive die Stunden ohne Solarstrom-Produktion in Marokko, scheinen auch eher mit den Zeiten niedriger RE-Strom-Produktion in Deutschland zusammen zu fallen.

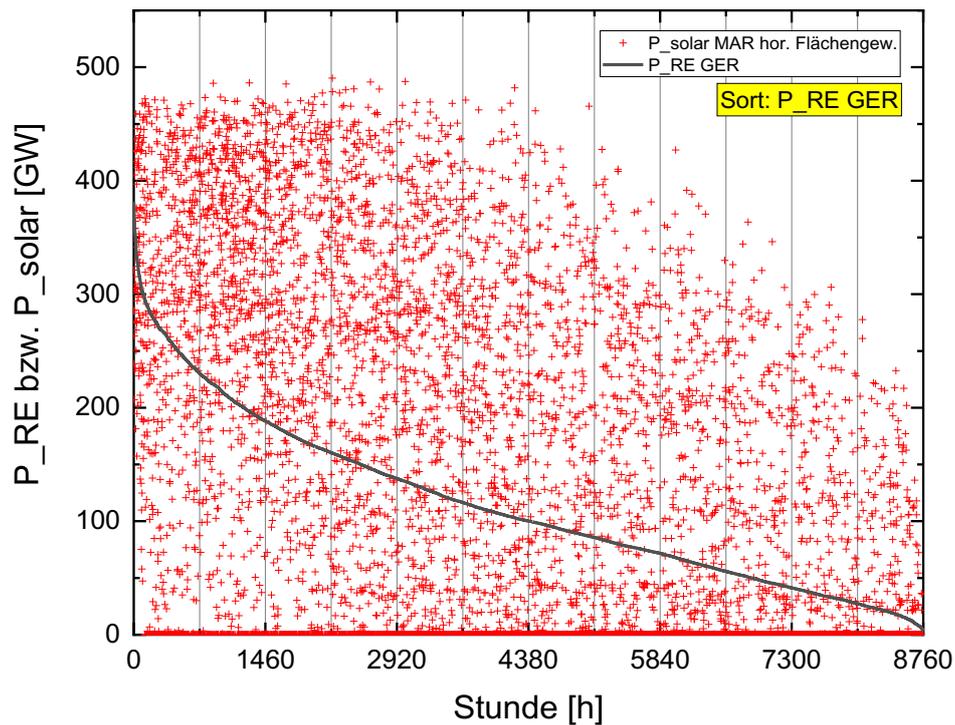


Abbildung 3-31 Geordnete Jahresdauerlinien der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot, **horizontale PV-Anlagen in Marokko, „Flächengewichtung“**) für 2016 sortiert nach der deutschen Solarstrom-Produktion bei Vorsortierung nach der Jahresstunde.

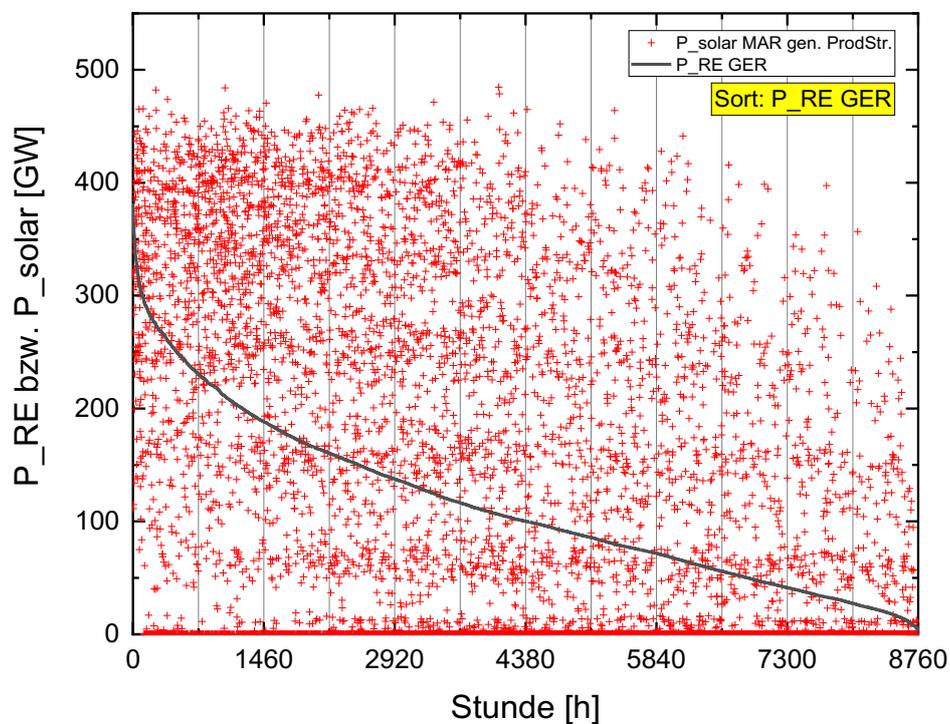
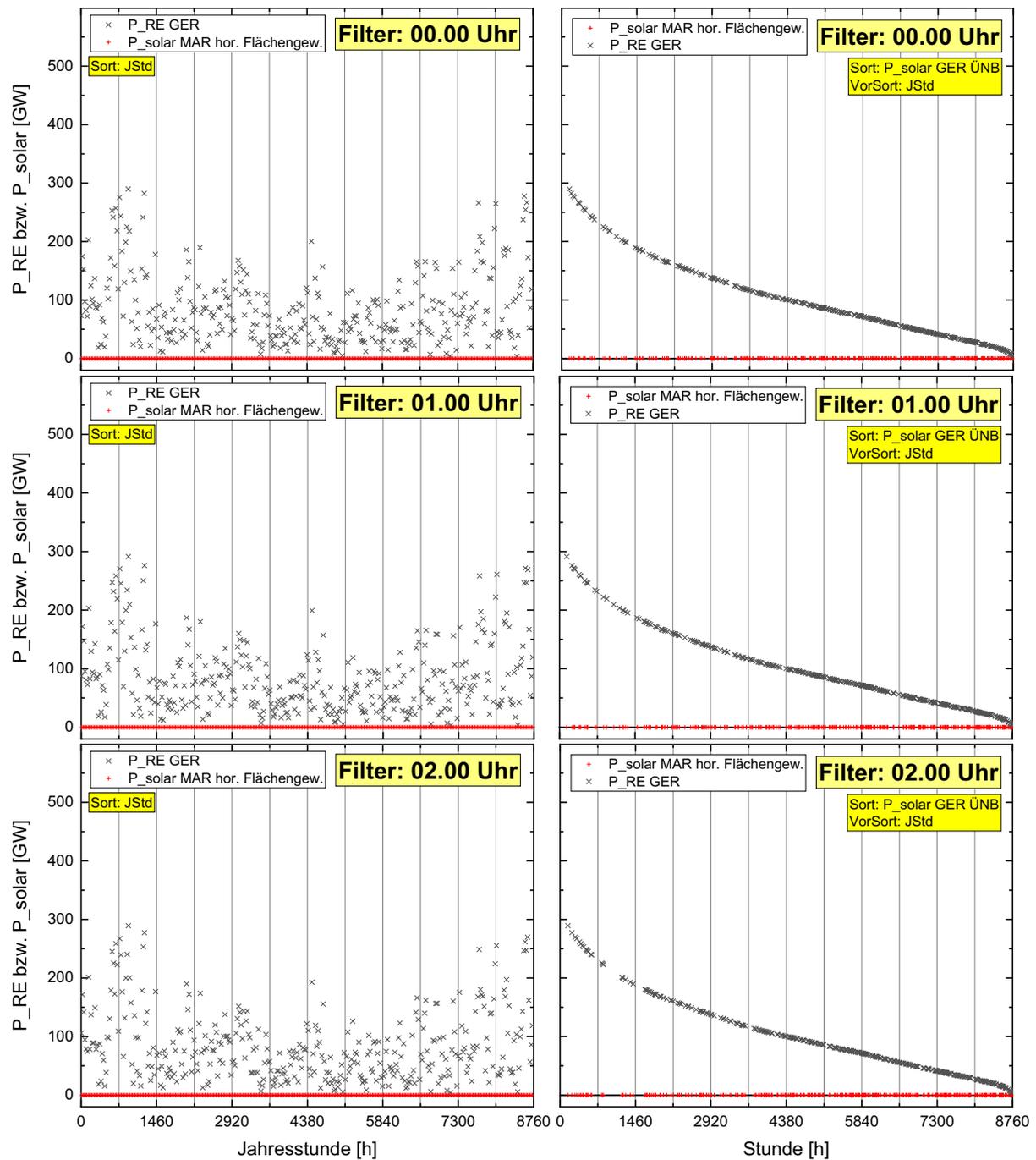
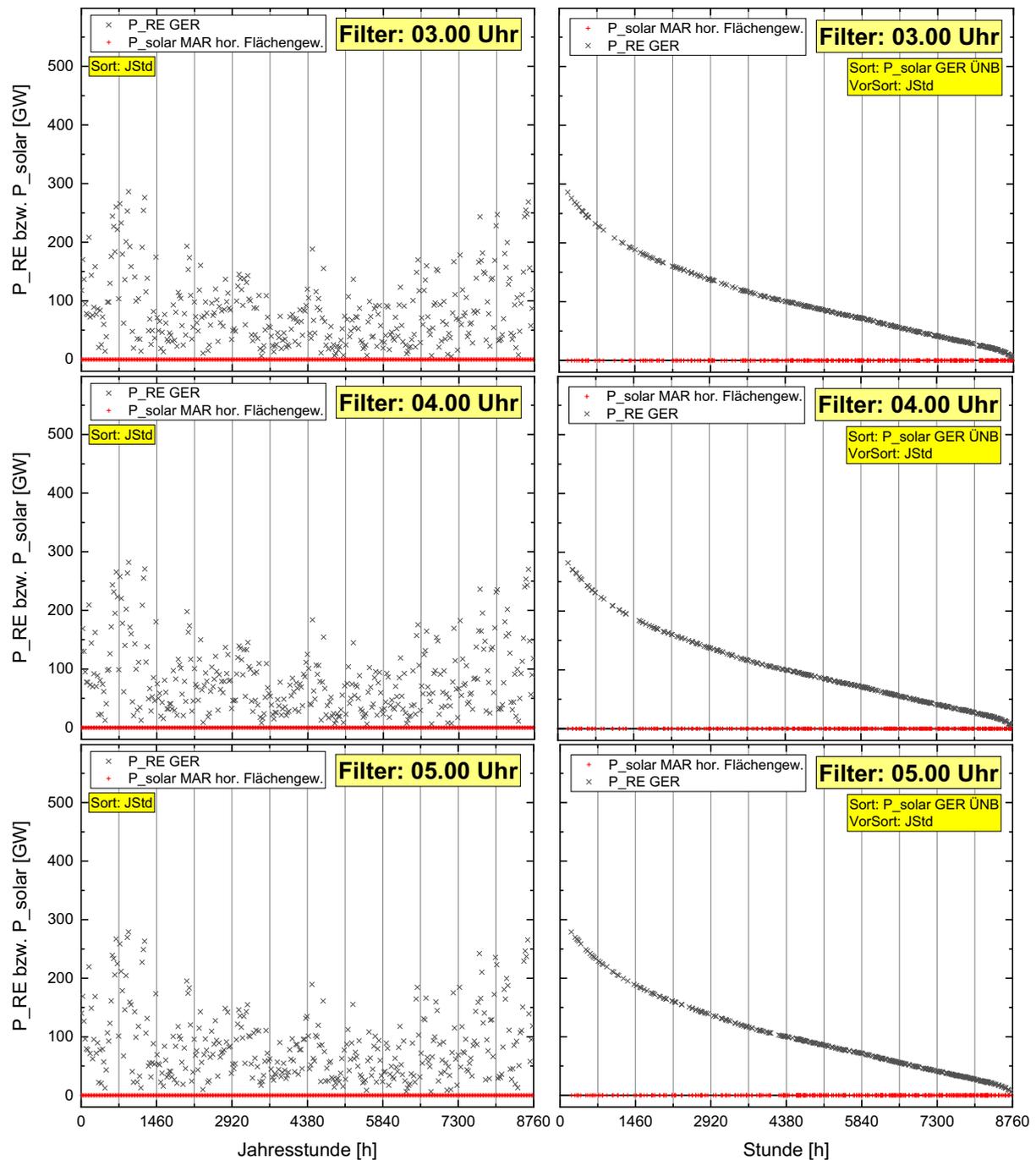


Abbildung 3-32 Geordnete Jahresdauerlinien der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot, **optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko, „Produktionsstruktur“**) für 2016 sortiert nach der deutschen Solarstrom-Produktion bei Vorsortierung nach der Jahresstunde.

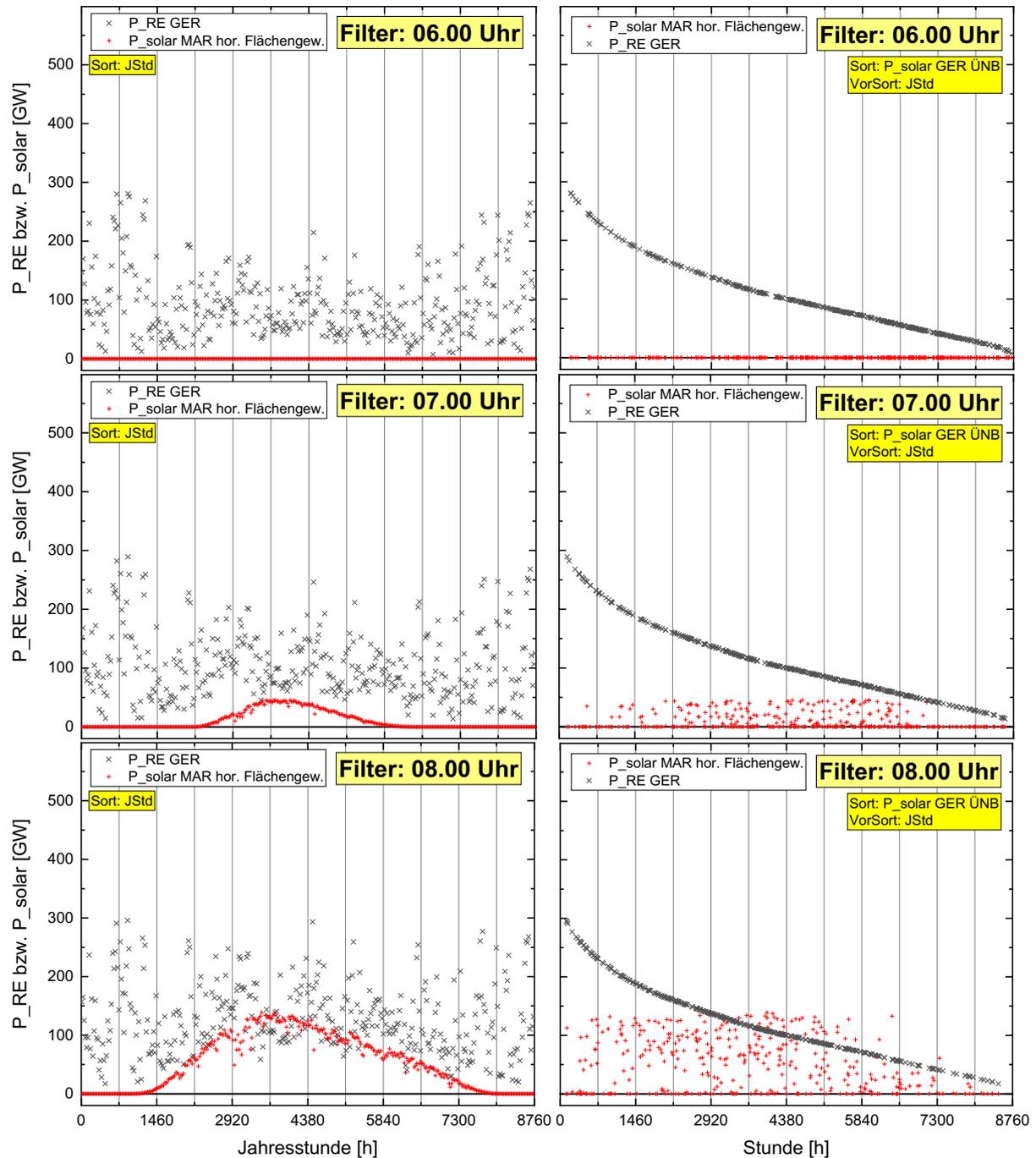
Eine Linienstruktur, wie sie noch beim Vergleich der solaren Produktionszeitreihen zu erkennen war, scheint sich beim Vergleich mit der RE-Produktion in Deutschland nicht abzuzeichnen. In Abbildung 3-33 wurden die einzelnen Stunden wieder gefiltert dargestellt, um diesen Eindruck zu überprüfen. Die Darstellungen bestätigen die bereits gewonnene Erkenntnis, dass die Stromerzeugung durch Windkraft im Winter höher ist, als im Sommer. Dies geht aus den entsprechenden Nachtstunden hervor, in denen keine Sonne scheint und damit die Stromerzeugung nur auf die Windkraft zurückzuführen ist. Es bestätigt sich ebenfalls die Tendenz, dass vor allem am Nachmittag die marokkanische Solarstrom-Produktion der deutschen RE-Storm-Produktion anteilmäßig überlegen ist – wie dies auch schon beim Vergleich mit der deutschen Solarstrom-Erzeugung festzustellen war.



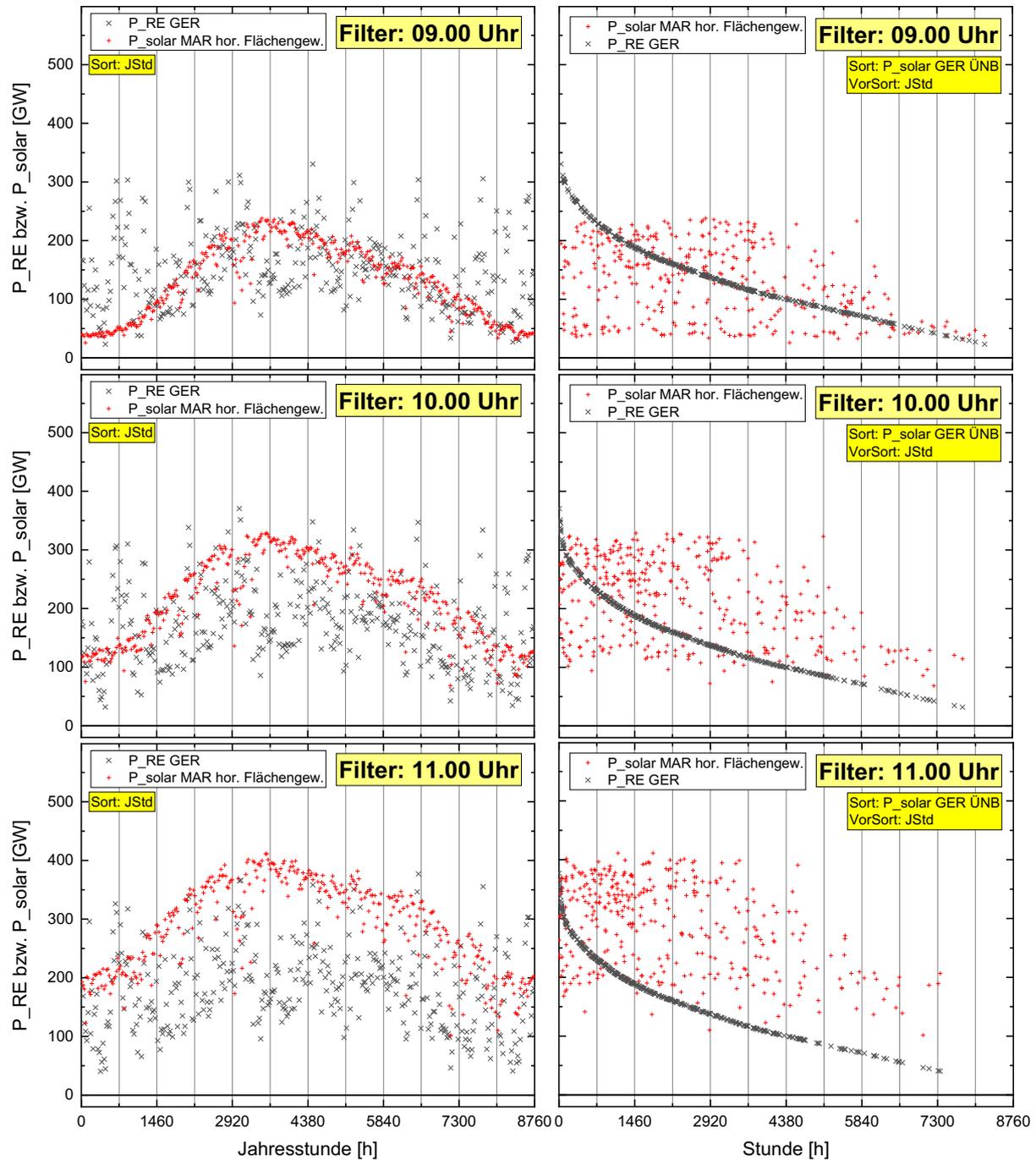
Fortsetzung von Abbildung 3-33 (vgl. Seite 96): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen RE-Strom- (nach ÜNB) und der marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts).



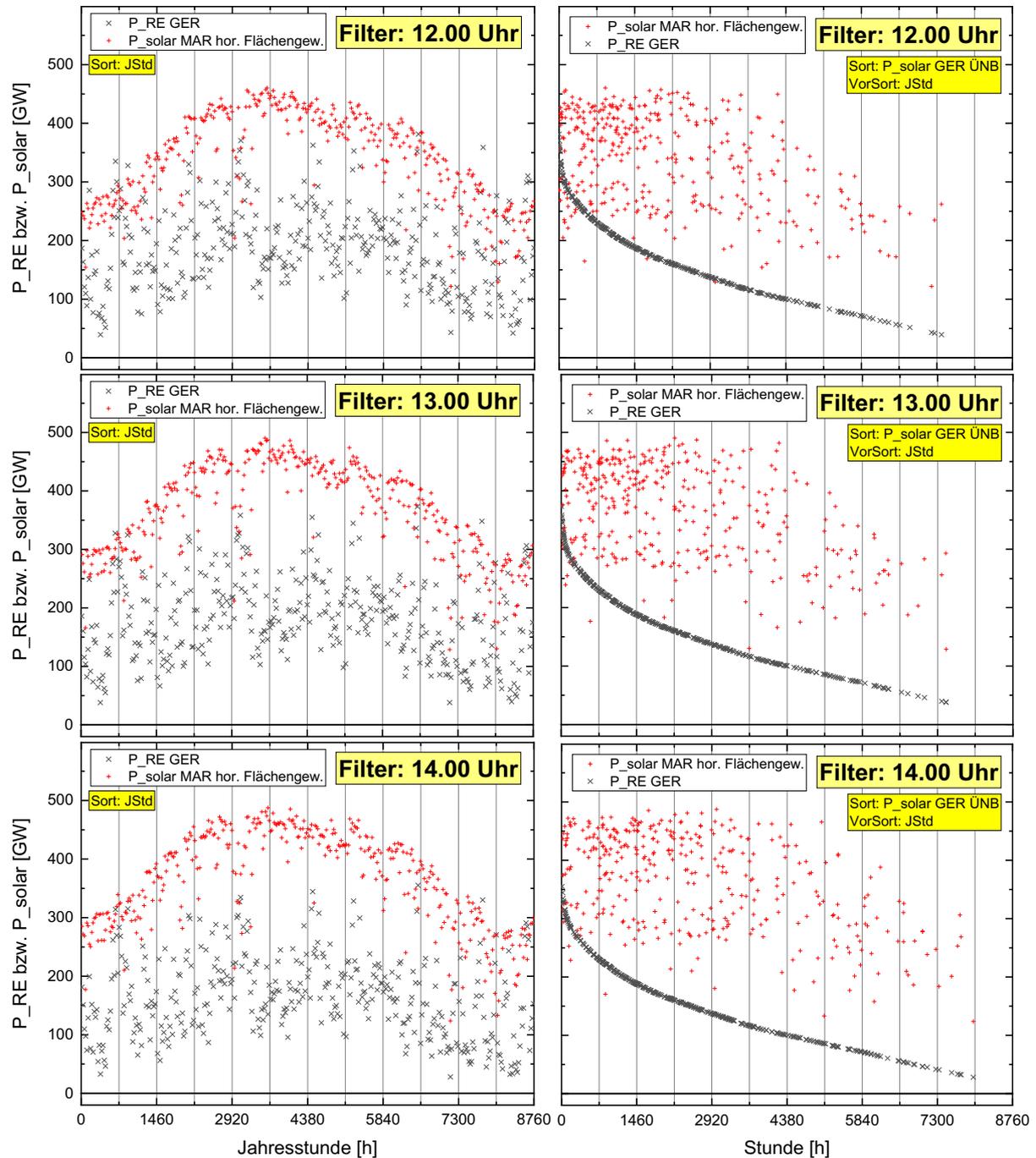
Fortsetzung von Abbildung 3-33 (vgl. Seite 96): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen RE-Strom- (nach ÜNB) und der marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts).



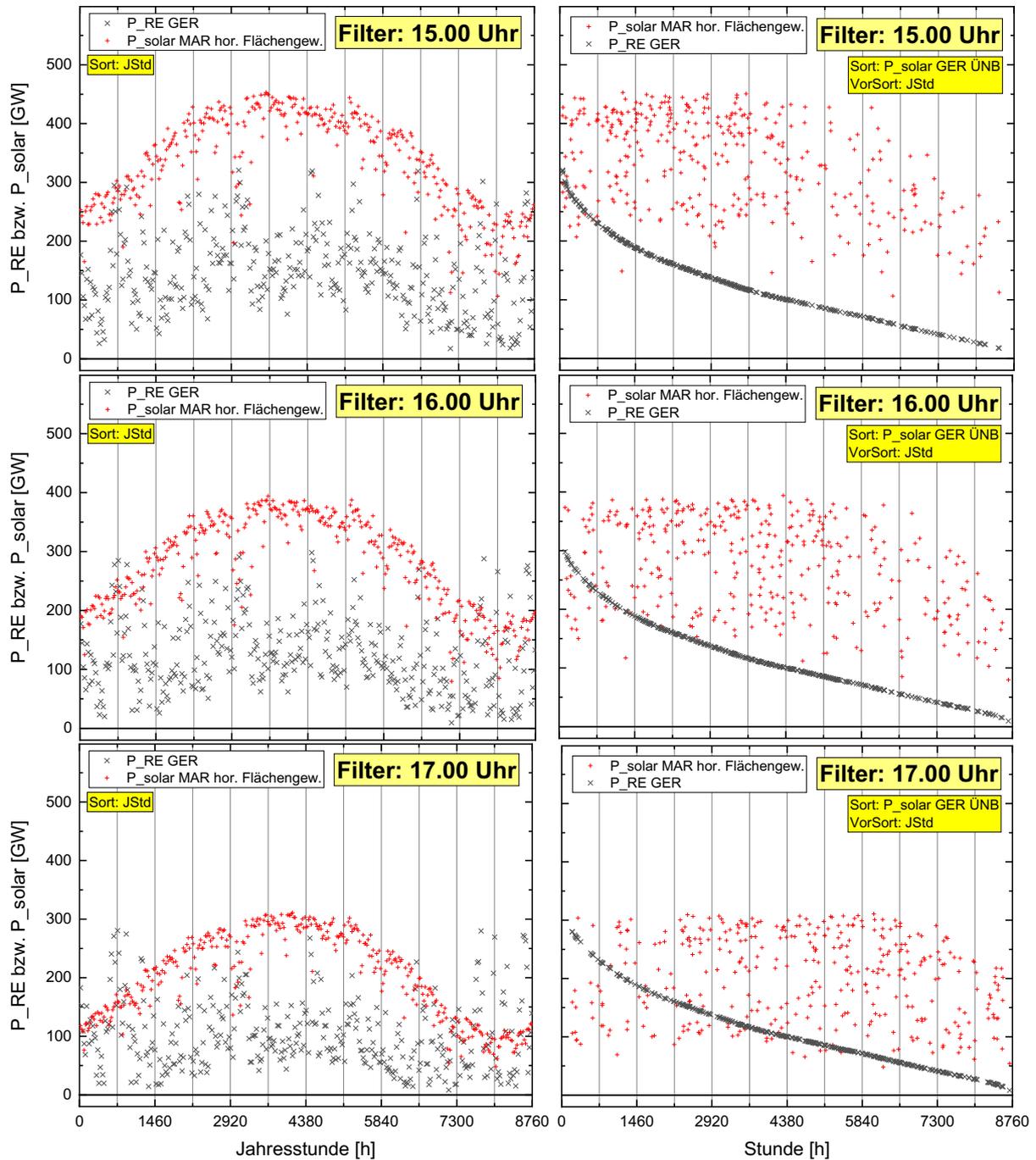
Fortsetzung von Abbildung 3-33 (vgl. Seite 96): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen RE-Strom- (nach ÜNB) und der marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts).



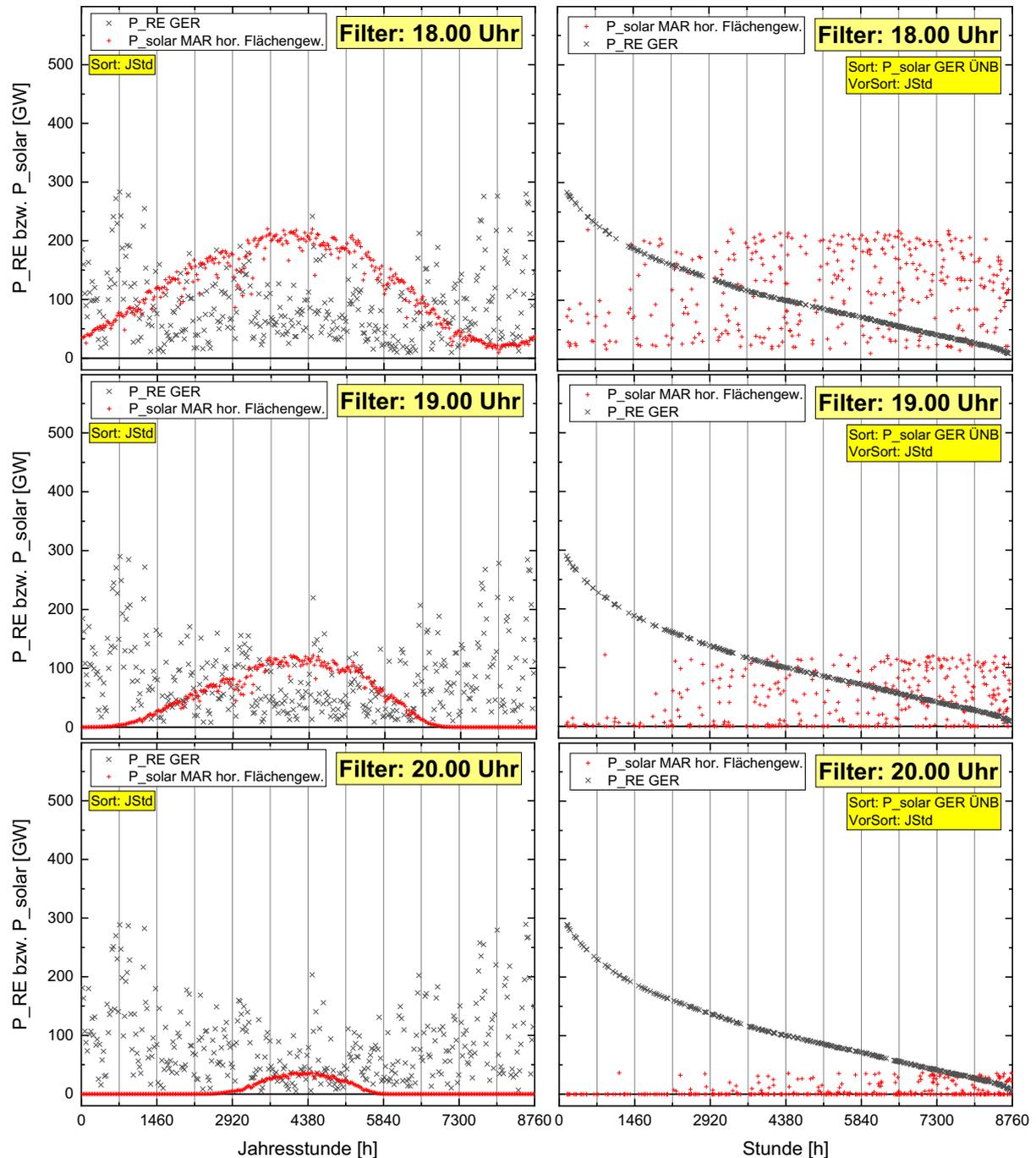
Fortsetzung von Abbildung 3-33 (vgl. Seite 96): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen RE-Strom- (nach ÜNB) und der marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts).



Fortsetzung von Abbildung 3-33 (vgl. Seite 96): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen RE-Strom- (nach ÜNB) und der marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts).



Fortsetzung von Abbildung 3-33 (vgl. Seite 96): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen RE-Strom- (nach ÜNB) und der marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts).



Fortsetzung von Abbildung 3-33 (vgl. Seite 96): Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen RE-Strom- (nach ÜNB) und der marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts).

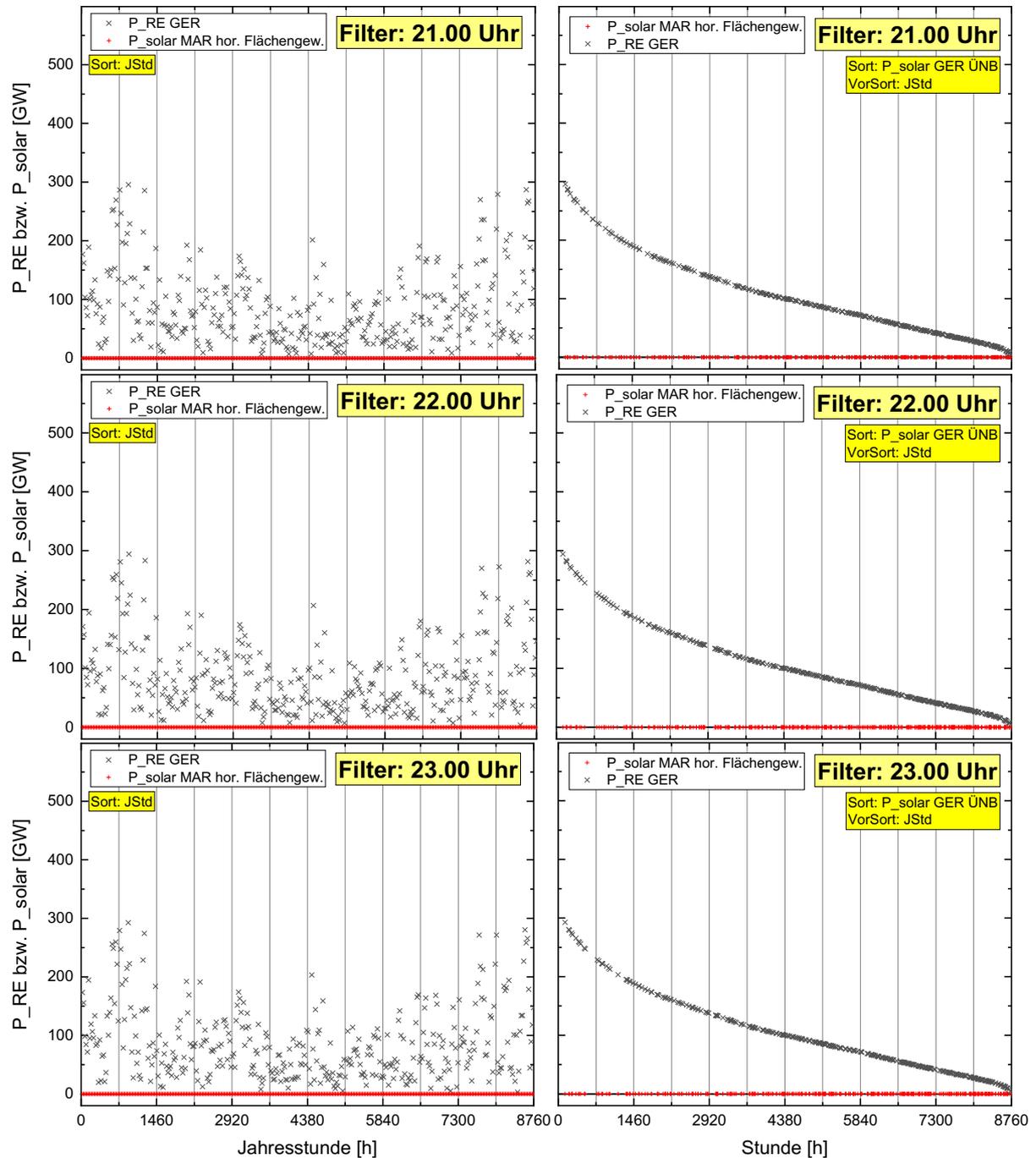


Abbildung 3-33 Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen RE-Strom- (nach ÜNB) und der marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts).

## 4 Das Zwei-Speicher-Modell mit Kopplung zu Nordafrika

Betrachtet man eine Stromversorgung im Falle einer vollständig abgeschlossenen Energiewende, d. h. der Strombedarf wird ausschließlich mithilfe regenerativen Energien (RE) gedeckt, so muss elektrische Energie zwischengespeichert werden, um Schwankungen in Verbrauch und in Stromproduktion ausgleichen zu können. Nicht selten wird daraus sogar abgeleitet, dass die Energiewende aufgrund des Speicherproblems gänzlich unmöglich bzw. unwirtschaftlich sei. Beispielsweise stellte der Nationalökonom Prof. Hans-Werner Sinn in verschiedenen Vorträgen dar, dass die Speicherkosten untragbar hoch wären und führt damit die Energiewende scheinbar ad absurdum (vgl. hierzu beispielsweise die Vorträge: „Energiewende ins Nichts“ (Sinn, 2013) und „Wie viel Zappelstrom verträgt das Netz? Bemerkungen zur deutschen Energiewende“ (Sinn, 2017)). Sinn geht bei seinen Betrachtungen von einem Speichermodell aus, das ausschließlich auf Pumpspeicherkraftwerken basiert. Zieht man jedoch einen weiteren Speichertypus in die Betrachtung mit ein, so lassen sich erhebliche Einsparungen bei den Speicherkapazitäten der Pumpspeicherkraftwerke erzielen.

### 4.1 Das Zusammenspiel von Kurz- und Langzeitspeichern

Luther und Schmidt-Böcking (2014) stellen ein erweitertes Speichermodell vor, das aus zwei verschiedenen Speicher-Arten aufgebaut ist (vgl. auch Luther (2016; 2017; o. J.) und Düren (2018; 2017)): In dem „Zwei-Speicher-Modell“ werden Kurz- und Langzeitspeicher verwendet. Bei der Betrachtung der deutschen RE-Stromproduktion fallen Schwankungen einerseits zwischen Tag und Nacht und andererseits im jahreszeitlichen Verlauf auf. Diesen unterschiedlich charakterisierten Schwankungen kann mit Hilfe des vorgestellten Zwei-Speicher-Modells begegnet werden.

Als **Langzeitspeicher** werden Gasspeicher vorgestellt, die sich durch niedrige Investitionskosten und große Speicherkapazität auszeichnen. Jedoch sind diese Gasspeicher von einem schlechten Wirkungsgrad von rund 25 % gekennzeichnet. Dieser ist auf die Umwandlung von Strom zu Methan (über Elektrolyseure und Reformer, vgl. Power-to-Gas-Verfahren) und die anschließende Rückverstromung (z. B. über ein Gaskraftwerk oder Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk, kurz GuD) zurückzuführen. Die für die Rückverstromung nötigen Gaskraftwerks- oder GuD-Anlagen müssen als „Backup“ sicherheitshalber sowieso vorgehalten werden, um im Bedarfsfall bei einer „Dunkelflaute“ die Stromversorgung sicherstellen zu können.

Im Bereich der **Kurzzeitspeicher** werden Pumpspeicherkraftwerke betrachtet. Sie haben einen wesentlich besseren Wirkungsgrad (insg. ca. 80 % für Ein- und Ausspeicherung), haben allerdings höhere Investitionskosten. Daher müssen entsprechend eine hohe Nutzungsdauer bzw. ein hoher Jahresumschlag diese hohen Investitionskosten amortisieren. Als saisonaler Speicher wäre dieser Speichertypus wohl zu teuer. Neben klassischen Pumpspeicherkraftwerken können auch beispielsweise Batterien, Druckluftspeicher sowie unkonventionelle Pumpspeicherkraftwerke wie Tiefschacht-Pumpspeicherkraftwerke, das „Meerei“ als Meeres-Pumpspeicherkraftwerk (Schmidt-Böcking, Luther, Lay, & Bard, 2013) o. ä. in Betracht gezogen werden.

Im Folgenden werden die näheren Details dieses Zwei-Speicher-Modells vorgestellt. Die Darstellung orientiert sich an Luther & Schmidt-Böcking (2014) und Luther (o. J.).

#### 4.1.1 Grundlegender Aufbau des Zwei-Speicher-Modells

In Abbildung 4-1 ist die schematische Struktur des Zwei-Speicher-Modells dargestellt. Es handelt sich hierbei um eine reduzierte, vorläufige Form des Modells, das später noch erweitert werden muss. Zu einem bestimmten Zeitpunkt  $x$  steht eine gegebene Stromproduktion  $RE_x$  aus regenerativen Energien (RE) zur Verfügung. Diese wird zunächst zur Deckung des anfallenden Verbrauchs  $Q_h$  genutzt. Wird nicht die gesamte zur Verfügung stehende RE benötigt, so können die Überschüsse in die Speicher gegeben werden. Zunächst wird eine Einspeicherung in die Kurzzeitspeicher Sp80 (80 wg. des Wirkungsgrads von ca. 80 %) erfolgen, da diese einen besseren Wirkungsgrad haben, als die Langzeitspeicher Sp25 (entsprechend Wirkungsgrad von 25 %) haben. Sind die Kurzzeitspeicher vollständig gefüllt bzw. übersteigt der Überschuss die verarbeitbare Leistung, die zum Einspeichern in die Kurzzeitspeicher verfügbar ist, so wird der restliche Teil nun in die Langzeitspeicher eingespeist.

Reicht andererseits die aktuelle Stromproduktion  $RE_x$  nicht zur Deckung des Verbrauchs aus (Defizit), so muss auf die Speicher zurückgegriffen werden. Zunächst wird hierbei der Kurzzeitspeicher verwendet. Erst wenn dieser den aktuellen Bedarf nicht mehr decken kann, wird Strom aus dem Langzeitspeicher bezogen.

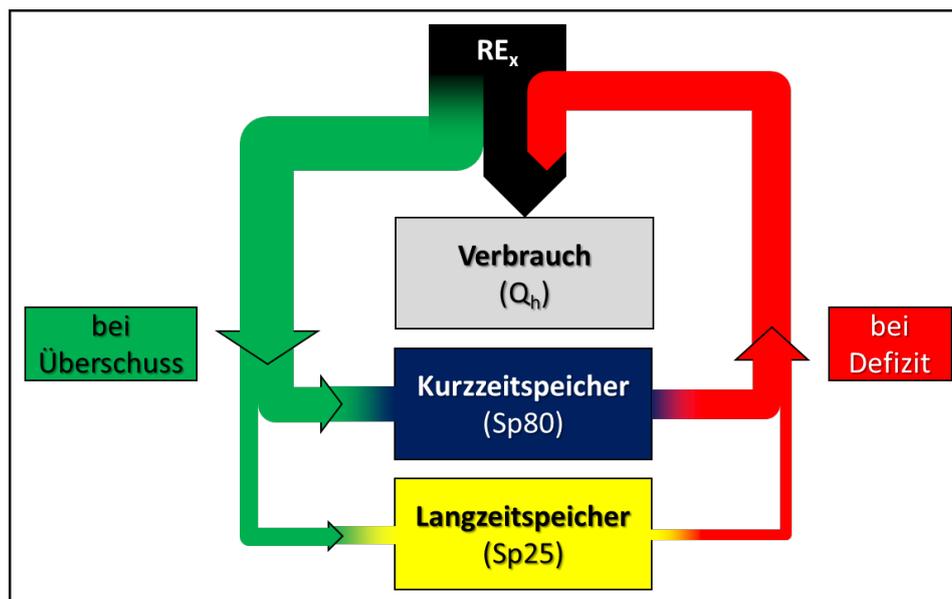


Abbildung 4-1 Schematische Darstellung eines reduzierten Zwei-Speicher-Modells aufgebaut aus Kurz- und Langzeitspeichern (eigene Abbildung angelehnt an Luther (o. J., S. 11)).

Beim Zwei-Speicher-Modell herrscht also grundsätzlich eine strikte Priorität bei der Ein- bzw. Ausspeicherung von elektrischer Energie. Zunächst wird die anfallende RE-Produktion zur Deckung des Verbrauchs genutzt. Anschließend werden mit erster Priorität die Kurzzeitspeicher gefüllt und erst dann mit zweiter Priorität die Langzeitspeicher beliefert. Beim Abrufen von Energie aus den Speichern, werden dann erneut mit erster Priorität die Kurz- und erst mit zweiter die Langzeitspeicher genutzt.

Wichtig zu bemerken ist, dass aufgrund der Verluste bei den Umwandlungsprozessen beim Ein- und Ausspeichern ein Teil der elektrischen Energie verloren geht. Daher muss die Jahresproduktion an RE

den tatsächlichen Bedarf der Verbraucher um den Teil übersteigen, der bei den Umwandlungsprozessen verloren geht. Bei der installierten Leistung muss also ein entsprechender Überschuss (im Folgenden angegeben durch den Überschussfaktor  $\ddot{U}SF$ ) vorhanden sein, damit – in Abhängigkeit der jeweiligen Konfiguration des Systems – genügend elektrische Energie produziert wird.

#### 4.1.2 Erweiterung des Zwei-Speicher-Modells

Aus praktischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten sind die **Einspeicher-Leistungen** der Speicher begrenzt. Dies bedingt einige Konsequenzen, die in dem umfassenden Zwei-Speicher-Modell in Abbildung 4-2 eingearbeitet wurden. Es kann also unter Umständen nicht die gesamte zur Verfügung stehende Energie in den Kurzzeitspeicher eingespeichert werden, auch wenn dieser freie Speicherkapazitäten hätte. In Zeiten höchster RE-Produktion kann selbst der Langzeitspeicher nicht die zur Verfügung stehende elektrische Leistung verarbeiten, sodass bei einem solchen Konverter-Engpass ein Teil der Energie als Abfall durch Abschaltung von Anlagen nicht genutzt wird (bezeichnet als Sp\_2).

Die Größe der Speicher Sp80 und Sp25 sind grundsätzlich ebenfalls beschränkt. Beim Sp80 spielt diese Größe aufgrund der hohen Investitionskosten auch eine bedeutende Rolle. Dahingegen kann die Größe des Sp25 als „riesig“ angenommen werden, da das Speichervolumen hier sehr preiswert ist. Der Sp25 ist also grundsätzlich nie voll bzw. leer.

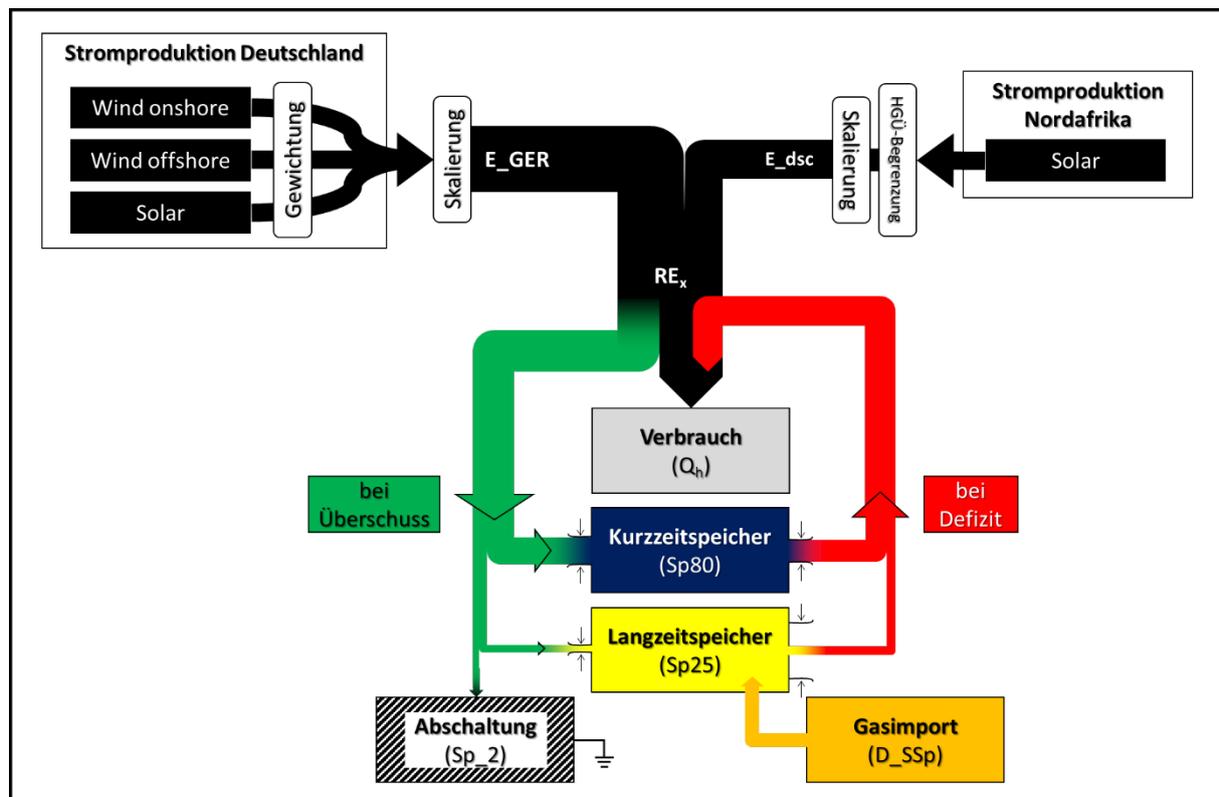


Abbildung 4-2 Schematische Darstellung des umfassenden Zwei-Speicher-Modells mit Strom-Import aus Nordafrika über eine HGÜ-Leitung (eigene erweiterte Abbildung basierend auf Luther (o. J., S. 11)).

Ein weiteres Element zur Steuerung des Zwei-Speicher-Systems ist der Import von Gas aus Drittländern ( $D_{SSp}$ ). Gasimport kann dazu genutzt werden, um die Jahresbilanz auszugleichen. Dies ist nötig, wenn

der zugrunde gelegte Ausbau der RE nicht ausreicht, um den Jahresbedarf zu decken. Dies macht dann ein Import von Gas notwendig und kann unter Umständen günstiger sein, als den RE-Ausbau zu steigern. Andererseits kann ggf. bei hohem RE-Ausbau auch ein „negativer Import“ von Gas anfallen, so dass netto gesehen sogar überschüssiges Gas in Drittländer exportiert werden könnte.

### 4.1.3 Zusammensetzung des RE-Dargebots im Zwei-Speicher-Modell

Abschließend muss noch das verfügbare RE-Dargebot näher erläutert werden. In seiner ursprünglichen Form des Zwei-Speicher-Modells nach Luther und Schmidt-Böcking (2014) arbeitet das Zwei-Speicher-Modell mit einer RE-Produktion *nur* in Deutschland, was in Abbildung 4-2 oben links dargestellt ist. Der **deutsche RE-Strom** wird im Wesentlichen durch Solar-Kraftwerke sowie on- und offshore-Wind-Kraftwerke erzeugt. Anschließend kann eine beliebige Gewichtung dieser drei „Produktionsarten“ durchgeführt werden, um unterschiedliche zukünftige Ausbauszenarien simulieren zu können. Nach dieser Gewichtung findet eine Skalierung der Produktionszeitreihen statt, um die Produktion anhand des Jahresverbrauchs zu skalieren. Hierbei wird der sog. Überschussfaktor  $\dot{U}SF$  verwendet, um den aufgrund der Umwandlungsprozesse anfallende Verlust auszugleichen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird nun eine zusätzliche, konzeptuell getrennte Stromproduktionsstätte mit in die Betrachtung einbezogen: In **Nordafrika** wird entsprechend eine **solare Stromproduktion** eingerichtet und anschließend ebenfalls entsprechend an den Verbrauch skaliert. Hierzu wird dann ein weiterer Überschussfaktor „Desertec“,  $\dot{U}SF_{dsc}$ , verwendet. Zusätzlich kann vor der Skalierung noch eine **Begrenzung der HGÜ-Leitung** mit in die Untersuchung einbezogen werden. Hierfür wird eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung angenommen, die eine maximale Übertragungsleistung hat. Somit wird die aus Nordafrika importierte Leistung begrenzt. Des Weiteren kann als untere Schwelle eine Mindestleistung für den Stromexport angegeben werden, sodass erst oberhalb dieses Schwellenwertes Strom nach Deutschland exportiert wird. Dies scheint sinnvoll, da bis zu diesem Schwellenwert (v. a. in den Morgen- und Abendstunden) die niedrige Stromproduktion wohl erst komplett zur Deckung des lokalen Verbrauchs genutzt wird und in dieser Zeit unter Umständen auch elektrischer Strom von Deutschland nach Marokko (in umgekehrter Richtung) über die HGÜ-Leitung fließen könnte.

## 4.2 Mathematische Beschreibung des Zwei-Speicher-Modells mit Kopplung von Deutschland und Nordafrika in einem Zeitschritt

Die Stromproduktion wird stundenweise aufgelöst betrachtet. Da sich das entsprechende Dargebot  $RE_x$  an regenerativer Energie RE zum Zeitpunkt x entsprechend ständig ändert, muss anhand des Verbrauchs in jeder Stunde<sup>3</sup> eine Speicherbilanz durchgeführt und die Zu- und Abflüsse bestimmt werden.

---

<sup>3</sup> Die Darstellung geht hier von Stunden-Zeitschritten aus. In allgemeiner Weise kann auch von beliebigen „Zeitstufen“ ausgegangen werden, sodass z. B. alle 15 min eine Speicher-Bilanzierung durchzuführen ist. Da im Rahmen dieser Arbeit jedoch stets die Zeitstufe mit 1 h betrachtet wird, wird diese allgemeine Betrachtung hier nicht durchgeführt, was eine zusätzliche Verkomplizierung des Sachverhalts darstellen würde.

Hierzu muss neben der aktuellen Produktion  $RE_x$  der aktuelle Verbrauch  $Q_h$  bekannt sein. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Verbrauch als zeitunabhängig angenommen. Für diese Arbeit wurde hierfür mit dem angesetzten Jahresverbrauch  $Q_a$  von 1 000 TWh der folgende Wert genutzt:

$$Q_h = \frac{Q_a}{1 \text{ a}} = \frac{1000 \text{ TWh}}{8760 \text{ h}} = 114,16 \text{ GWh} \quad (4-1)$$

Aus dem Verbrauch  $Q_h$  und der Produktion  $RE_x$  kann nun zu jeder Stunde das entsprechende Residuum  $dSp$  gebildet werden. Die RE-Produktion stellt sich ihrerseits wiederum zusammen aus der deutschen  $E_{GER}$  (solar, on- und offshore-Wind) und nordafrikanischen Stromproduktion ( $E_{desertec} = E_{dsc}$ ).

$$\begin{aligned} dSp &= RE_x - Q_h \\ &= \underbrace{E_{\text{solar}} + E_{\text{onshore}} + E_{\text{offshore}}}_{E_{GER}} + E_{\text{dsc}} - Q_h \end{aligned} \quad (4-2)$$

Dieses Residuum  $dSp$  gibt die Summe der Speicherflüsse an, mit dem Vorzeichen aus „Speichersicht“:

- $dSp = RE_x - Q_h > 0 \Rightarrow$  **Überschuss** kann in Speicher fließen.
- $dSp = RE_x - Q_h < 0 \Rightarrow$  **Defizit** muss aus Speicher entnommen werden.

Beim Defizit gibt  $dSp$  gerade die von den Speichern zu beziehende Leistung an. Daher ist es zweckmäßig den Speicherinhalt immer schon als „Nettoenergie“ anzugeben, also als tatsächlich zur Verfügung stehende elektrische Energie, die nach den Umwandlungsverlusten im System zur Verfügung steht. Bei der Bilanzierung der Speicher wird also bereits beim Einspeichern der Wirkungsgrad des späteren Aus-speicherns berücksichtigt, um die Nettoenergie zu erhalten.

#### 4.2.1 Speicherbewirtschaftung des Kurzzeitspeichers

Als Kurzzeitspeicher wird im Allgemeinen von Pumpspeicher-Kraftwerken ausgegangen, was jedoch die gesamte Klasse von Speichern dieser Art miteinschließt und sich nicht nur auf die klassischen Pumpspeicher-Kraftwerke im strengen Wortsinn beschränkt. Es können also auch Batterien o. ä. unter diesem Speichertypus verstanden werden. Es wurde bereits dargelegt, dass die Kurzzeitspeicher aufgrund ihrer hohen Investitionskosten in ihrer Größe beschränkt sind. Weiterhin sind die Leistungen des Ein- und Ausspeicherns durch begrenzte Umwandlungskapazitäten beschränkt. Außerdem sind diese Umwandlungsprozesse mit entsprechenden Wirkungsgraden behaftet. Abbildung 4-3 stellt die wichtigsten Kenngrößen des Kurzzeitspeichers im Überblick dar, die im Folgenden näher erläutert und in den Zusammenhang gesetzt werden.



Abbildung 4-3 Wichtige Kenngrößen des Kurzzeitspeichers  $Sp_{80}$  im Überblick.

#### 4.2.1.1 Bestand/Speicherinhalt $Sp80$

Der aktuelle Speicherinhalt wird durch  $Sp80$  angegeben, i. d. R. in der Einheit GWh oder TWh. Dieser Speicherinhalt ist begrenzt durch die Kapazität des Kurzzeitspeichers,  $Sp80_{mx}$ . Diese Größe ist für den Praktiker jedoch recht unhandlich, sodass stattdessen die Kapazität des Kurzzeitspeichers als Bruchteil der mittleren Tagesarbeit angegeben wird. Diese Größe wird mit  $Sp80_{mx\_Nd}$  in Tagen angegeben:

$$Sp80_{mx\_Nd} = \frac{Sp80_{mx}}{\left(\frac{Q_a}{365 d}\right)} \quad [d] \quad (4-3)$$

Eine Kurzzeitspeichergröße von 1 d besagt also, dass der (mittlere) Verbrauch einen Tag lang *nur* aus dem Kurzzeitspeicher gedeckt werden kann.

#### 4.2.1.2 Einspeicher-Vorgang

$P80_{mx}$  gibt die maximale Einspeiseleistung in den Kurzzeitspeicher in GW an. Es gilt zu beachten, dass hiermit die nutzbare Leistung der Pumpe des Pumpspeicherkraftwerks gemeint ist. Die aufzubringende elektrische Leistung, um die maximal mögliche Energie in einer bestimmten Zeit mit der Pumpe in das höhergelegene Reservoir zu fördern, entspricht daher  $P80_{mx}/\eta_{Pmp}$ . Dabei gibt  $\eta_{Pmp}$  den Wirkungsgrad der Pumpe an. Da der Speicherinhalt immer in nutzbarer Nettoenergie angegeben wird, erhöht sich  $Sp80$  nach der Zeit  $\Delta t$  dahingegen nicht um  $P80_{mx} \cdot \Delta t$ . Hier muss zusätzlich der Wirkungsgrad der Wasserturbine  $\eta_{WT}$  berücksichtigt werden. Maximal kann also in einer Stunde

$$dSp80n_{mx} = P80_{mx} \cdot \eta_{WT} \cdot 1 \text{ h} \quad (4-4)$$

in den  $Sp80$  eingespeichert werden<sup>4</sup>.

Von der zur Verfügung stehenden elektrischen Energie  $dSp$  wird also

$$dSp80 = dSp \cdot \underbrace{\eta_{Pmp} \cdot \eta_{WT}}_{\eta_p} \quad \text{bei } dSp > 0 \quad (4-5)$$

in den  $Sp80$  eingespeichert, sofern

- dieses „nominelle“  $dSp80$  nicht das maximale  $dSp80n_{mx}$  übersteigt **und**
- nach dem Einspeichern der Inhalt  $Sp80$  nicht über die Kapazitätsgrenze  $Sp80_{mx}$  hinausgeht.

Werden die Leistungs- oder die Kapazitätsgrenzen erreicht, so wird versucht den restlichen Teil von  $dSp$  in den Langzeitspeicher zu verarbeiten.

In dieser Arbeit wird – wie bereits angedeutet – als Gesamt-Strom-zu-Strom-Wirkungsgrad für die Pumpspeicherkraftwerke

$$\eta_p = 0,8 \quad (4-6)$$

angenommen. Es wird der Einfachheit halber angesetzt, dass sich die Verluste zu gleichen Teilen auf das Ein- und Ausspeichern aufteilen, sodass

---

<sup>4</sup> Beachte:  $P80_{mx}$  gibt eine Leistung (in W bzw. GW) an. Der Speicherinhalt beschreibt jedoch eine Energie bzw. verfügbare Arbeit (in GWh bzw. TWh). Daher wird hier mit 1 h multipliziert. Allgemein müsste mit der entsprechend gewählten „Zeitstufe“ multipliziert werden, um die in einem Zeitschritt deponierte bzw. abgerufene Energie zu erhalten. In unserem Kontext beträgt die Zeitstufe jedoch stets 1 h (vgl. Fußnote 3 auf Seite 76).

$$\eta_{Pmp} = \eta_{WT} = \sqrt{\eta_p} = \sqrt{0,8} \approx 0,894 \quad (4-7)$$

folgt.

#### 4.2.1.3 Ausspeicher-Vorgang

Bei der Ausspeicherung des Kurzzeitspeichers müssen aufgrund der Nettoenergie-Angabe bei  $Sp80$  keine weiteren Gewichtungen mit den Wirkungsgraden erfolgen. Hier muss lediglich die Leistungsgrenze der Wasserturbine berücksichtigt werden, sodass maximal  $P80n_{out}$  aus dem Kurzzeitspeicher entnommen werden kann. Demnach beträgt

$$dSp = dSp80 \quad \text{bei } dSp < 0, \quad (4-8)$$

sofern dieses kleiner als  $P80n_{out}$  ist. Ansonsten muss zusätzlich der Langzeitspeicher Energie bereitstellen.

#### 4.2.1.4 Vorgabe der minimalen Ein- und Ausspeicherzeit

Die Angabe der maximalen Ein- und Ausspeicher-Leistung ist in der Praxis oft wenig praktisch. Stattdessen wird hier die entsprechende minimale Zeit (in Stunden) angegeben, die nötig ist, um den gesamten Speicher zu füllen ( $T80_{ein}$ ) bzw. komplett zu entleeren ( $T80_{out}$ ). Dies trägt der Tatsache Rechnung, dass bei einem größeren Speicher auch die Ein- und Ausspeicher-Leistung entsprechend größer sein sollte. Es ergeben sich die folgenden Zusammenhänge:

$$P80_{mx} = \frac{Sp80_{mx}}{\eta_{WT}} \cdot \frac{1}{T80_{ein}} \quad (4-9)$$
$$P80n_{out} = \min \left\{ \frac{Sp80_{mx}}{T80_{out}}; Q_P \right\}$$

Dabei wird die Netto-Ausspeicher-Leistung zusätzlich auf die Verbraucher-Engpassleistung  $Q_P$  begrenzt. Es muss nämlich zu keiner Zeit eine höhere Leistung abrufbar sein, als durch die Verbraucher benötigt wird.

#### 4.2.2 Speicherbewirtschaftung des Langzeitspeichers

Die Betrachtung und Bilanzierung des Langzeitspeichers erfolgt analog zum Kurzzeitspeicher, jedoch natürlich mit anderen Wirkungsgraden und Ein- bzw. Ausspeicher-Leistungen. Zudem besteht beim Langzeitspeicher keine Limitierung der Kapazität. Als Langzeitspeicher werden Gasspeicher (Methanspeicher) angedacht, deren Kosten im Wesentlichen unabhängig von der Größe sind. Die entsprechenden Parameter des Langzeitspeichers sind in der Übersicht in Abbildung 4-4 dargestellt.


 Abbildung 4-4 Wichtige Kenngrößen des Langzeitspeichers  $Sp_{25}$  im Überblick.

#### 4.2.2.1 Bestand/Speicherinhalt $Sp_{25}$

Der aktuelle Speicherinhalt wird analog durch  $Sp_{25}$  angegeben, i. d. R. in der Einheit GWh oder TWh. Da dieser Speicherinhalt nicht begrenzt ist, entfällt eine entsprechende Größe „ $Sp_{25_{mx}}$ “.

#### 4.2.2.2 Einspeicher-Vorgang

Die maximale Einspeiseleistung in den Langzeitspeicher wird durch  $P_{25_{mx}}$  in GW angegeben. Auch hier ist damit die nutzbare Leistung des Umwandlers gemeint, in diesem Fall des Elektrolyseurs und Reformers, mit gemeinsamem Wirkungsgrad  $\eta_{ER}$ . Es muss also hier  $P_{25_{mx}}/\eta_{ER}$  aufgebracht werden, um die maximale Leistung des Elektrolyseurs/Reformers abzurufen. Netto wird in einer Stunde in den Langzeitspeicher schließlich maximal die Energie

$$dSp_{25n_{mx}} = P_{25_{mx}} \cdot \eta_{GT} \cdot 1 \text{ h} \quad (4-10)$$

aufgenommen, wobei  $\eta_{GT}$  den Wirkungsgrad der Gasturbine bzw. des GuD-Kraftwerks angibt.

Von der zur Verfügung stehenden elektrischen Energie  $dSp_1$  (der Teil von  $dSp$ , der noch nicht verarbeitet wurde) wird also

$$dSp_{25} = dSp_1 \cdot \underbrace{\eta_{ER} \cdot \eta_{GT}}_{\eta_g} \quad \text{mit } dSp > 0 \quad (4-11)$$

in den  $Sp_{25}$  eingespeichert, sofern die maximale Einspeicher-Leistung  $dSp_{25n_{mx}}$  nicht überstiegen wird. Wird diese Leistungsgrenze erreicht, so kann der überschüssige Teil der elektrischen Energie nicht mehr verarbeitet werden und es muss abgeschaltet werden. Um zu bilanzieren, wie viel Energie dies in einem Jahr darstellt, wird ein fiktiver „Speicher“  $Sp_{2_{Rest}}$  eingerichtet, der die Überschüsse netto aufsummiert (mit „Wirkungsgrad“ 1).

In dieser Arbeit wird für die Gasspeicher ein Strom-Strom-Umwandlungswirkungsgrad von

$$\eta_g = 0,25 \quad (4-12)$$

angenommen. Auch dieser wird zu gleichen Teilen auf Elektrolyseur/Reformer und Gasturbine/GuD-Kraftwerk aufgeteilt:

$$\eta_{ER} = \eta_{GT} = \sqrt{\eta_g} = \sqrt{0,25} = 0,5 \quad (4-13)$$

#### 4.2.2.3 Ausspeicher-Vorgang

Die Ausspeicherung erfolgt aus dem Langzeitspeicher mit maximal  $P_{25n_{out}}$ . Da aus Sicherheitsgründen in Dunkelflauten-Phasen stets ein Backup zur Verfügung stehen muss, wird  $P_{25n_{out}} = Q_p$ , also gleich

der Verbraucher-Engpassleistung gewählt. Somit kann jederzeit der gesamte Verbrauch durch die Gaskraftwerke abgedeckt werden.

#### 4.2.3 Zusammenfassende Speicherbilanz des Zwei-Speicher-Modells

Insgesamt kann das Residuum  $dSp$  nun anhand des Verbrauchs sowie der Speichersalden angegeben werden:

$$\begin{aligned}
 dSp &= RE_x - Q_h \\
 &= \underbrace{E_{\text{solar}} + E_{\text{onshore}} + E_{\text{offshore}}}_{E_{GER}} + E_{\text{dsc}} - Q_h \\
 &= \begin{cases} dSp_{80} + dSp_{25} & dSp < 0 \\ \frac{dSp_{80}}{\eta_p} + \frac{dSp_{25}}{\eta_g} + dSp_{\text{Rest}} & dSp > 0 \end{cases}
 \end{aligned} \tag{4-14}$$

### 4.3 Die Überschuss-Faktoren

Der aktuelle Ausbau der RE in Deutschland reicht nicht aus, um den (aus praktischen Gründen) mit Jahresbedarf 1 000 TWh angenommenen Bedarf an elektrischer Energie zu decken. Daher wird die RE-Produktion in Deutschland sowie entsprechend in Nordafrika auf diesen Jahresverbrauch von 1 000 TWh skaliert. Würde nun stets genau so viel Strom verbraucht, wie in diesem Moment durch RE erzeugt wird, so würde sich eine exakt ausgeglichene Jahresbilanz einstellen. Tatsächlich ist dies jedoch nicht der Fall und es muss Energie in den Speichern zwischengespeichert werden. Hierbei treten aber – in Abhängigkeit vom genutzten Speichertypus – Umwandlungsverluste auf, sodass aus dem Speicher nicht mehr die gesamte vor dem Abspeichern verfügbare Energie abgerufen werden kann. Dementsprechend ist es notwendig die Stromproduktion entsprechend durch weiteren RE-Ausbau in Deutschland oder Nordafrika zu steigern oder aber direkt zusätzliche Energie von Drittstaaten in Form von Gas zu importieren ( $E_{\text{Import},a}$ ), damit die Jahresbilanz (4-15) ausgeglichen ist:

$$Q_a = RE_{\text{nutz},a}(\ddot{U}SF; \ddot{U}SF_{\text{dsc}}) + E_{\text{Import},a} \tag{4-15}$$

$RE_{\text{nutz},a}$  gibt dabei die nutzbare elektrische Energie aus Produktion (in Deutschland und Nordafrika) und dem Speichersystem an, also nach den Umwandlungsverlusten.

Um die notwendige Erhöhung des RE-Ausbaus zu berücksichtigen, wird die deutsche und nordafrikanische Brutto-Produktion  $E_{GER}$  bzw.  $E_{\text{dsc}}$  durch Überschuss-Faktoren beschrieben. Diese sind durch das Verhältnis aus Jahres-Stromproduktion und Jahresverbrauch definiert:

$$\begin{aligned}
 \ddot{U}SF &= \frac{E_{GER,a}}{Q_a} \\
 \ddot{U}SF_{\text{dsc}} &= \frac{E_{\text{dsc},a}}{Q_a}
 \end{aligned} \tag{4-16}$$

Die jeweilige RE-Produktion in jedem Zeitschritt wird mit diesem Überschuss-Faktor multipliziert. Dieser Faktor gibt damit letztlich an, die wieviel-fache RE-Leistung im Vergleich zum Jahresverbrauch installiert werden muss. Ein Überschuss-Faktor von 1 bedeutet demnach, dass gerade so viel Leistung

installiert ist, wie dem Jahresverbrauch entspricht. Dann wäre die Jahresbilanz ohne Import-Gas im Allgemeinen nicht ausgeglichen. Es sind also höhere Überschussfaktoren nötig, um die Jahresbilanz auszugleichen. Durch Variation der Anteile der Überschuss-Faktoren auf  $\ddot{U}sF$  und  $\ddot{U}sF_{dsc}$  können dann verschiedene Anteile bzw. Gewichtungen deutscher und nordafrikanischer Stromproduktion realisiert werden.

### 4.3.1 Gewichtung der heimischen RE-Produktion über Ausbaufaktoren

Durch die Wahl des Überschuss-Faktors  $\ddot{U}sF$  kann die deutsche RE-Produktion nur im Gesamten skaliert werden. Das Verhältnis des Ausbaus von Solar- und Onshore- bzw. Offshore-Windkraft wird dabei aber auf dem aktuellen Stand belassen. Will man diese Gewichtung ändern, kann vor der Skalierung diese mit entsprechenden Ausbaufaktoren ( $AF_w$ ,  $AF_{woff}$ ,  $AF_s$ ) angepasst werden (vgl. Abbildung 4-5).

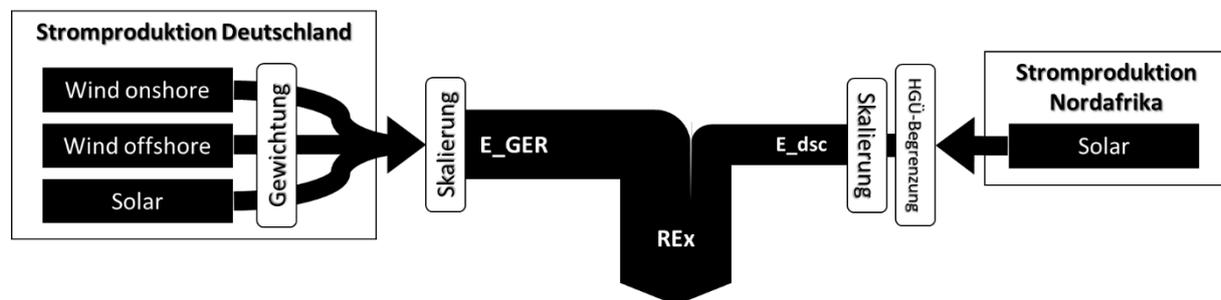


Abbildung 4-5 Produktionsstruktur des Zwei-Speicher-Modells in der Übersicht.

### 4.3.2 HGÜ-Begrenzung

Bei einer Übertragung der in Nordafrika durch Solarkraft gewonnenen elektrischen Energie mittels einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (HGÜ) nach Deutschland muss realistischerweise auch davon ausgegangen werden, dass diese Übertragungsleitung eine obere Leistungsgrenze hat. Zudem kann es ebenfalls sinnvoll sein, den Export nach Deutschland erst ab einem bestimmten Schwellenwert zu betrachten. Der Teil unterhalb dieses Schwellenwertes wird dann komplett für die Deckung des Eigenbedarfs in Nordafrika einbehalten.

Zur Einstellung der HGÜ-Begrenzung werden indirekt die minimale Leistung  $E_{dsc\_min}$  und maximale Leistung  $E_{dsc\_max}$  angegeben. Die indirekte Angabe ist nötig, da die Leistungen mit  $\ddot{U}sF_{dsc}$  mitskaliert werden. Das genaue Vorgehen wird am Ende des Abschnitts erläutert.

In Abbildung 4-6 bis Abbildung 4-8 sind beispielhaft die Auswirkungen einer HGÜ-Begrenzung dargestellt. Betrachtet wird hier eine Stromversorgung für Deutschland, die rein auf einer solaren Stromerzeugung in Marokko beruht. Es wurde ein Standardfall betrachtet mit relativ großen Kurzzeit-Speichern ( $Sp80_{mx\_Nd} = 0,6$  d) und hoher Einspeicher-Leistung in den Langzeitspeicher ( $P25_{mx} = 130$  GW) in Deutschland.

Bei Abbildung 4-6 wurde keine HGÜ-Begrenzung vorgenommen. Der Überschussfaktor  $\ddot{U}sF_{dsc}$  wurde so gewählt, dass „Autarkie“ besteht, d. h.  $D\_SSp = 0$  TWh ist. Dargestellt ist die geordnete Jahresdauerlinie bei Sortierung nach  $E_{dsc}$ . In Abbildung 4-7 wurde bei gleichem Überschussfaktor nun eine obere Leistungsbegrenzung sowie eine Schwell-Leistung ausgewählt, sodass die „Spitze“ sowie der

# Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

Das Zwei-Speicher-Modell mit Kopplung zu Nordafrika

„Schwanz“ der geordneten Jahresdauerlinie abgeschnitten wurden und anschließend die Skalierung auf die exportierte Jahressumme erfolgte, d. h. es wird insgesamt die gleiche Energie (gemäß des gewählten  $\dot{U}S_{dsc}$ ) exportiert. Durch diese Skalierung liegen die absoluten Werte höher als bei der Jahresdauerlinie ohne Leistungsbegrenzung. Es fällt hierbei allerdings auf, dass nun aufgrund der veränderten Struktur des Exportes aus Nordafrika – trotz gleicher Jahressumme wg. gleichem  $\dot{U}S_{dsc}$  – ein Defizit von  $D\_SSp = -70$  TWh entsteht. In Abbildung 4-8 wurde deshalb der Überschussfaktor  $\dot{U}S_{dsc}$  entsprechend erhöht, sodass wieder Autarkie besteht. Entsprechend wurden die minimale und maximale Leistung der HGÜ-Leitung um den gleichen Faktor angepasst.

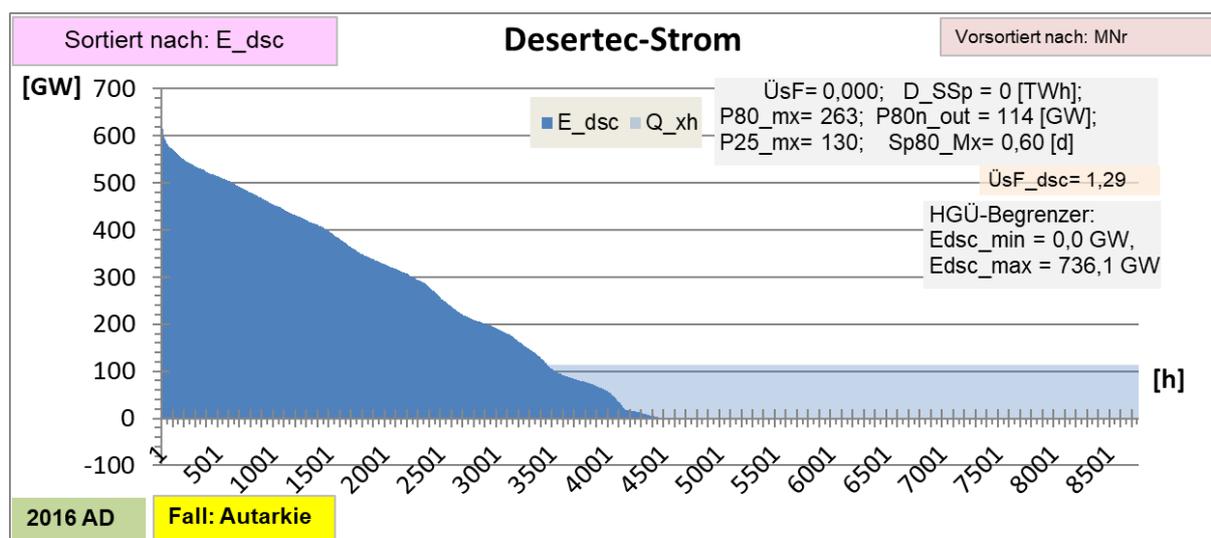


Abbildung 4-6 Geordnete Jahresdauerlinie des Desertec-Stroms (sortiert nach  $E_{dsc}$ ) ohne HGÜ-Begrenzung. Autarkie ( $D\_SSp = 0$  TWh) wird erreicht.

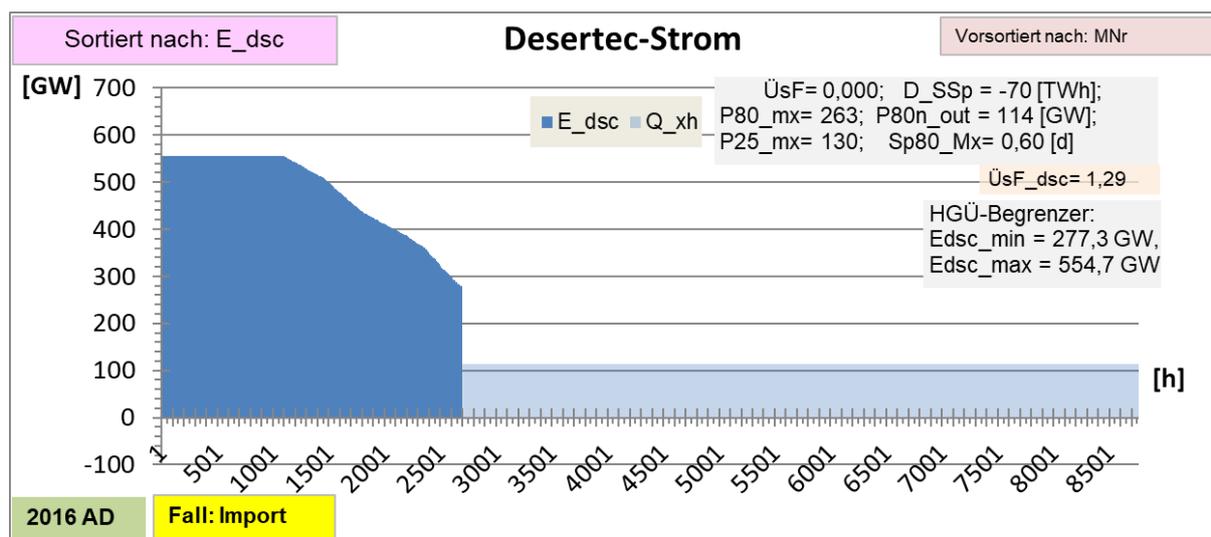


Abbildung 4-7 Geordnete Jahresdauerlinie des Desertec-Stroms (sortiert nach  $E_{dsc}$ ) mit HGÜ-Begrenzung bei gleichem  $\dot{U}S_{dsc}$  wie in Abbildung 4-6. Zur Bedarfsdeckung ist noch ein Import von  $D\_SSp = -70$  TWh nötig.

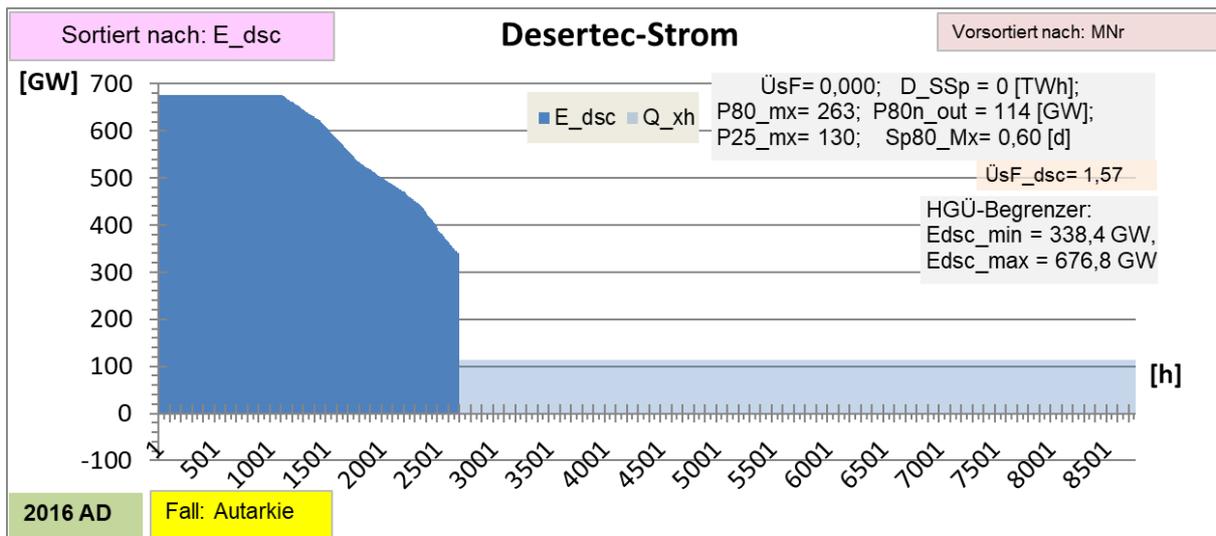


Abbildung 4-8 Geordnete Jahresdauerlinie des Desertec-Stroms (sortiert nach  $E_{dsc}$ ) mit HGÜ-Begrenzung bei erhöhtem  $\dot{U}S_{dsc}$ , sodass wieder Autarkie besteht.

Wie bereits angedeutet wurde, muss die minimale Leistung  $E_{dsc\_min}$  und maximale Leistung  $E_{dsc\_max}$  der HGÜ-Leitung indirekt angegeben. Dies ist notwendig, da der Überschuss-Faktor  $\dot{U}S_{dsc}$  sich auf die gesamte Energie bezieht, die über die HGÜ-Leitung von Nordafrika nach Deutschland transportiert wird und diese nicht durch die Wahl der HGÜ-Begrenzung verändert werden soll. Es soll stattdessen durch die HGÜ-Begrenzung nur die Struktur des Exportes von Nordafrika nach Deutschland verändert werden – eben nicht jedoch die exportierte Energiemenge. Wie schon in Abbildung 4-5 angedeutet ist, wird daher die HGÜ-Begrenzung vor die Skalierung durch den Überschussfaktor  $\dot{U}S_{dsc}$  geschaltet. Dies macht jedoch eine direkte, absolute Angabe der Leistung der HGÜ-Leitung in GW nicht möglich. Es wird stattdessen anders vorgegangen: Die Ausgangsdaten der Solarstrom-Produktion liegen in einer beliebigen Skalierung als Datensatz vor. Von dieser Zeitreihe wird nun der Mittelwert gebildet, sodass relativ zu diesem Mittelwert ein Schwellenwert  $HG\ddot{U}_{Schwell}$  und ein Ausbauwert  $HG\ddot{U}_{Ausb}$  angegeben werden kann. Diese geben jeweils das Vielfache dieses Mittelwertes an, das bei der unskalierten Zeitreihe der „Rohdaten“ als Schwellenwert bzw. als Leistungsbegrenzung fungiert. Das bedeutet, dass bei der unskalierten Zeitreihe alle Werte, die unterhalb von  $HG\ddot{U}_{Schwell}$  multipliziert mit dem ermittelten Mittelwert liegen, zu Null gesetzt werden sowie alle Werte, die oberhalb von  $HG\ddot{U}_{Ausb}$  mal Mittelwert liegen, auf dieses Maximum gesetzt werden. Die so veränderte Zeitreihe hat bereits die zeitliche Struktur der tatsächlich über die HGÜ-Leitung übertragenen Energie. Nun wird sie entsprechend des gewählten Überschussfaktors  $\dot{U}S_{dsc}$  skaliert, sodass sich die tatsächlich übertragene Zeitreihe ergibt.

## 4.4 Kostenkalkulation

Letztendlich muss zur Einführung eines neuartigen Energiesystems aufgebaut aus regenerativen Energieträgern die Nachhaltigkeit sichergestellt sein. Nachhaltiges Handeln baut dabei stets auf drei Säulen auf: ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit (vgl. Abbildung 4-9). Neben den ökologischen und sozialen Nachhaltigkeitskomponenten ist hierfür sicherlich auch die ökonomische Nachhaltigkeitskomponente von zentraler Bedeutung, denn auf Dauer wird sich ein Energieversorgungssystem nicht halten können, wenn es nicht wirtschaftlich arbeitet – auch wenn es höchsten ökologischen und sozialen Standards genügt.

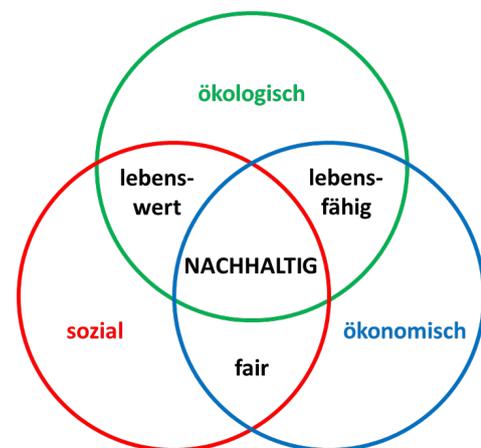


Abbildung 4-9 Die drei Säulen der Nachhaltigkeit (vgl. auch Michael (2008, S. 67) und Wallroth (2009)).

Um die ökonomische Nachhaltigkeit abschätzen zu können, reicht es nicht aus, dass ein Energieversorgungssystem aus physikalisch-technischen Gesichtspunkten „machbar“ ist, sondern die Gesamtkosten für das Energiesystem müssen in einem zu bewältigenden Rahmen liegen. Das Problem hierbei ist jedoch, dass die zukünftigen Kosten der einzelnen Bausteine eines Energiesystems, wenn überhaupt, nur mit großen Unsicherheiten abzuschätzen sind. Die genauen technischen und preislichen Entwicklungen sind heute noch völlig unklar. Daher sind die Ergebnisse der dargestellten Kostenfunktion *mit höchster Vorsicht* zu betrachten!

### 4.4.1 Aufbau der Kostenfunktion

Die Kostenfunktion des mit Nordafrika gekoppelten Zwei-Speicher-Modells setzt sich aus drei wesentlichen Teilen zusammen:

1. den Kosten für die Stromerzeugung,
2. den Kosten für die Speicheranlagen (samt Umwandlungsanlagen) und
3. die Kosten für die Übertragung zwischen Nordafrika und Deutschland (also der HGÜ-Leitung).

Die Stromerzeugung muss nochmals differenzierter betrachtet werden: Hier entfallen Kosten zum einen auf die Stromproduktion in Deutschland sowie in Nordafrika sowie zum anderen evtl. auf einen Import von Gas (zum Jahresausgleich).

Bei den Kosten für die Speicheranlagen sind natürlich die Kurz- und Langzeitspeicher getrennt zu betrachten:

- Die Kurzzeitspeicher haben hohe Kosten für die Speicher-Kapazitäten, da die Ein- und Ausspeicher-Anlagen in ihrer Größe meist direkt von der Kapazität des Speichers abhängen, werden die Kosten für die Kurzzeitspeicher inklusive der Umwandlungsanlagen angegeben.
- Die Langzeitspeicher haben geringere Kosten für die Speicherkapazität, die Umwandlungsanlagen – also Gas- bzw. GuD-Kraftwerke und Elektrolyseur-Reformer-Anlagen – müssen jedoch zusätzlich betrieben werden und werden bei der Kostenbetrachtung getrennt aufgeführt. Dies

ist auch wichtig, da im späteren Verlauf die Dimensionierung der Einspeicher-Leistung in den Langzeitspeicher variiert wird.

Als letztes werden die Kosten für eine HGÜ-Leitung von Nordafrika nach Deutschland in die Betrachtung mit einbezogen. Insgesamt ergibt sich also für die Kostenfunktion der Gesamt-Jahreskosten:

$$\begin{aligned}
 K_{ges.}^a &= [K_{RE}^a + K_{RE_{dsc}}^a + K_{Gas}^a] + [(K_{Sp80}^a) + (K_{Sp25}^a + K_{GKW25}^a + K_{ER25}^a)] + [K_{HGÜ}^a] \\
 &= [K_{RE} \cdot \dot{U}SF \cdot Q_a + K_{RE_{dsc}} \cdot \dot{U}SF_{dsc} \cdot Q_a + D_{Sp} \cdot K_{Gas}] \\
 &\quad + \left[ (K_{Sp80} \cdot Sp80_{mx}) \right. \\
 &\quad \left. + \left( K_{Sp25} \cdot Sp25_{mx} + K_{GKW25} \cdot \underbrace{P25_{nout}}_{=Q_P} + K_{ER25} \cdot P25_{mx} \right) \right] \\
 &\quad + \left[ K_{HGÜ} \cdot \frac{8000 \text{ h}}{T_{dsc\_voll}} \cdot \dot{U}SF_{dsc} \cdot Q_a \right]
 \end{aligned} \tag{4-17}$$

In der obigen Formel (4-17) wurde ebenfalls die nähere Berechnung der einzelnen Jahreskosten anhand der vorgegebenen bzw. eingestellten Parameter angegeben. Dabei steht „ $K_{...}^a$ “ immer für die jeweiligen Jahreskosten. Als Jahreskosten werden die jährlichen Kosten bezeichnet, die aufzubringen sind. Bei Investitionen in baulichen und maschinellen Anlagen werden dabei auch die entsprechenden Abschreibungen und die zukünftige Zins- und Inflationsentwicklung über Annuitäten berücksichtigt, die durch entsprechende Annuitätsfaktoren einbezogen werden. „ $K_{...}$ “ gibt dann jeweils die spezifischen Jahreskosten, also je GW bzw. installierter GWh, an.

Wie gut die Kostenfunktion die tatsächlichen Kosten abschätzen kann, hängt von der Güte der Wahl dieser letztgenannten Parameter, also von den spezifischen Kosten  $K_{RE}$ ,  $K_{RE_{dsc}}$ ,  $K_{Gas}$ ,  $K_{Sp80}$ ,  $K_{Sp25}$ ,  $K_{GKW25}$ ,  $K_{ER25}$  und  $K_{HGÜ}$  ab. Diese können nur mit großer Unsicherheit, zum Teil auch nur pauschal, angenommen werden, da die zukünftige Kostenentwicklung von vielen Faktoren abhängt und nicht abgesehen werden kann.

Die Kosten der HGÜ-Leitung hängen in erster Linie von der Leistung, die sie übertragen kann, und der Länge der Leitung ab. Für eine gegebene Verbindung kann man dann unter Benutzung der jährlichen Volllast-Betriebszeit die Kosten auf die kWh umlegen. Dies wurde mit dem Term

$$\left[ K_{HGÜ} \cdot \frac{8000 \text{ h}}{T_{dsc\_voll}} \cdot \dot{U}SF_{dsc} \cdot Q_a \right] \tag{4-18}$$

in Gleichung (4-17) berücksichtigt. Dabei wird davon ausgegangen, dass maximal etwa eine Volllaststundenzahl von 8000 h vorliegt.

#### 4.4.2 Zugrunde gelegte Kostenparameter

- **Strompreis aus Regenerativen Energieträger (RE):**  $K_{RE}$  und  $K_{RE_{dsc}}$

Die Kosten für Solarstrom sind in den vergangenen Jahren bereits stark gefallen. Im Jahr 2017 wurden bereits Stromgestehungskosten von unter 2 \$-ct/kWh (entspricht ca. 1,76 €-ct/kWh) in Saudi-Arabien und Mexiko erreicht (Parkinson, 2017), die in zu Marokko vergleichbarer Breitenlage liegen. In Deutschland wird für die Kosten bei etwa halb so großer Sonnenstrahlung

(vgl. Abschnitt 3.3.1 auf Seite 55) das Doppelte angenommen. Demnach wird (um runde Werte zu erhalten)  $K_{RE} = 0,04 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  und  $K_{RE_{dsc}} = 0,02 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  gesetzt. Unter Umständen sind aufgrund von technischer Weiterentwicklung in Zukunft noch niedrigere Kosten möglich. Es sei darauf hingewiesen, dass die Stromgestehungskosten auch durch den hohen Windkraft-Anteil beeinflusst werden. Dies wird in dieser Betrachtung der Einfachheit halber vernachlässigt, der Strom aus Windkraftanlagen ist aber eher etwas günstiger.

- **Kosten für Strom aus Importgas:**  $K_{Gas}$

Die Kosten für Strom, das aus Importgas erzeugt wird, liegen heute bei ca. 7,5 ct/kWh = 75 €/MWh (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2010). Unter Umständen wird der Gaspreis in Zukunft steigen, das bleibt jedoch spekulativ. Es wird  $K_{Gas} = 75 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  gesetzt.

- **Kosten für Kurzzeitspeicher:**  $K_{Sp80}$

Die Kosten der Kurzzeitspeicher hängen vom Speichertypus und von der jeweiligen Realisierung ab. Für das Jahr 2030 wurde für verschiedene Speichertypen eine Kostenrecherche durchgeführt. Es wurde sich v. a. an der Metastudie „Energiespeicher“ (Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT & Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 2014) orientiert und bei den Pumpspeichern noch weitere Quellen hinzugezogen. Eine Zusammenstellung der Kosten findet sich in Tabelle 4-1.

*Tabelle 4-1 Übersicht über die Kosten für verschiedene Kurzzeitspeicher-Technologien für das Jahr 2030.*

Speicherart	Kosten [€/kWh]	Literatur- quelle	Hier angenommene Annuitätsfaktoren <sup>(1)</sup> [1/a]	Kosten p. a. [€/a/kWh]
Druckluftspeicher	183,33	(A)	1/20	9,17
Schwungrad <sup>(2)</sup>	147,57	(A)	1/20	7,38
Bleisäure-Batterie	125,00	(A)	1/20	6,25
Lithium-Batterie	383,33	(A)	1/20	19,17
Redox-Flow-Batterie	316,67	(A)	1/15	21,11
NaS-Batterie	183,33	(A)	1/15	12,22
Pumpspeicher	102,00 <sup>(3)</sup>	(A)	1/10	10,20
	175,00 <sup>(4)</sup>	(A)	1/10	17,50
	309,50 <sup>(5)</sup>	(B)	1/10	30,95
	101,43	(C)	1/10	10,14

<sup>(1)</sup> geschätzte Werte, z. T. orientiert an Lebensdauer der Speicher. <sup>(2)</sup> nur für Leistungsspitzen bzw. Ausgleich im Sekundenbereich.

<sup>(3)</sup> Wert aus Tabelle auf S. 88 in (A) für 2020, dort angegeben Preise zw. 7 und 102 €/kWh <sup>(4)</sup> Wert von Ergebnistabelle auf S. 136 in (A) bei einer angenommenen Ausspeicherzeit von 6 h. <sup>(5)</sup> Tiefsee-Pumpspeicher („Meerei“).

(A): (Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT & Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 2014)

(B): (Garg, Glowienka, & Meyer, 2013), vgl. auch (Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT & Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 2014, S. 88)

(C): (Kloess, 2012)

Von den Kurzzeitspeicher-Technologien sind v. a. Batterien und Pumpspeicher von ihrer Machbarkeit her interessant. Es zeigt sich eine große Bandbreite bei den Kosten. Bei den Pumpspeichern liefert die Metastudie des Fraunhofer-Instituts nur inkonsistente und schlecht vergleichbare Werte.

Als Beispiel für eine marktorientierte Kostenschätzung für einen neuartigen Kurzzeitspeicher wurden die Zielkosten für ein Projekt der Firma Hochtief herangezogen. In Verbindung mit dem Turbinenhersteller Voith gibt sie im Jahr 2012 für das Projekt StEnSea (= Stored Energy in the Sea, auch als „Meerei“ bezeichnet) Zielkosten von 1238 €/kW an. Geht man hier von einer 30 m-Hohlkugelspeicher in 700 m Meerestiefe und einem Speicherinhalt von 20 MWh bei 5-6 MW Turbinenleistung aus, so ergibt sich bei einer Ausspeicher-Leistung von 5 MW eine Ausspeicherzeit von 4 h, also ca. 300 €/kWh (Garg, Glowienka, & Meyer, 2013). In Kloess (2012) werden für Pumpspeicher partielle Kosten von 500 €/kW für den leistungsabhängigen und 30 €/kWh für den energieabhängigen Teil angegeben. Hieraus ergeben sich bei Umrechnung mit einer Ausspeicherzeit von  $T_{80_{out}} = 7$  h Kosten von rund 100 €/kWh.

Da wir bei den sonstigen Kosten die angenommenen Kostenreduzierungen bis zum Jahr 2030 einbezogen haben, gehen wir daher auch bei den Kurzzeitspeicher-Kosten von einem randständig vertretbaren günstigen Wert von  $K_{Sp80} = 10 \frac{\text{€}}{\text{kWh}\cdot\text{a}}$  aus (bei einem Annuitätsfaktor von  $0,1 \text{ a}^{-1}$ ). Auch die Batterie-Speicher liegen in diesem Bereich.

- **Kosten für Langzeitspeicher (ohne Umwandler):  $K_{Sp25}$**

Die Kosten für die Gasspeicher werden  $K_{Sp25} = 0$  gesetzt; zum einen wird in dem dargestellten Zwei-Speicher-Modell von „riesigen“ Langzeitspeichern ausgegangen, ohne dies zu quantifizieren, zum anderen sind die spezifischen Kosten für Gasspeicher sowieso recht gering und fallen nicht ins Gewicht. Sie werden vermutlich eher nach Kriterien wie Versorgungssicherheit und sonstigen politischen Vorgaben ausgelegt.

- **Kosten für Gaskraftwerk zur Stromrückgewinnung aus Sp25:  $K_{GKW25}$**

Die Gaskraftwerke für die Stromrückgewinnung aus dem Gas werden mit der Engpassleistung vorgehalten, sodass auch zu Zeiten komplett ohne Wind- und Solarstromproduktion die Stromversorgung sichergestellt ist. Dadurch gehen die Kosten für die Gaskraftwerke immer nur als konstanter Summand in die Kostenfunktion ein und ändern sich nicht mit den Konfigurationen des Zwei-Speicher-Systems. Es werden für das Jahr 2030 Kosten in Höhe von im Mittel 500 €/kW angegeben (Agentur für Erneuerbare Energien, 2012), was bei einem Annuitätsfaktor von  $0,1 \text{ a}^{-1}$   $K_{GKW25} = 50 \frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{a}}$  entspricht.

- **Kosten für Elektrolyseur und Reformer zur Gaserzeugung:  $K_{ER25}$**

Die Kosten für die Erzeugung von Methan aus Strom variieren ebenfalls sehr stark. Es werden Kosten für das Jahr 2030 zwischen 360 €/kW und 1250 €/kW angegeben (Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT & Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, 2014, S. 133). Die Entwicklung solcher Anlagen ist zurzeit noch stark im Fluss. Gegenwärtig ist der Markt hier noch klein. Es wird daher optimistisch von

mittleren Kosten bei einem Annuitätsfaktor von  $0,1 \text{ a}^{-1}$  in Höhe von  $K_{ER25} = 50 \frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{a}}$  ausgegangen.

- **Kosten der HGÜ-Leitung:**  $K_{HGÜ}$

Für eine HGÜ-Leitung von Nordafrika nach Deutschland werden Kosten (bei fast Volllastbetrieb von 8000 h im Jahr) von 1-2 ct/kWh angegeben (Moser, 2013, S. 20). Geht man von einer Volllastbetriebszeit von 8000 h im Jahr aus, so können mit der jeweiligen tatsächlichen Nutzungsdauer die Kosten hochgerechnet werden. Dies erfolgt gemäß dem Zusammenhang in Gleichung (4-18). Es wird demnach  $K_{HGÜ} = 1,5 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} = 15 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$  gesetzt.

## 5 Ergebnisse des Zwei-Speicher-Modells für Marokko

Um die solare Stromproduktion in Marokko besser verstehen zu können, wird im Folgenden zunächst eine isolierte Betrachtung dieses Landes durchgeführt, also ohne Strom nach Deutschland zu exportieren. Es wird dabei von einer rein solaren Stromproduktion in Marokko ausgegangen. Die zugrunde liegenden Daten wurden gemäß der in Abschnitt 3.4.4 auf Seite 59 angegebenen Produktionsstruktur mit optimal geneigten PV-Modulen anhand des dargestellten Verfahrens generiert. Es soll nun systematisch eine nach physikalischen Gesichtspunkten optimale Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems für Marokko abgeleitet werden.

Die Berechnungen werden dabei bereits in dem Excel-Tabellenblatt „GroßSpRE2016\_aktivJDL\_1h\_exp\*\*.xslm“ zur gemeinsamen Untersuchung des gekoppelten Stromsystems von Marokko und Deutschland durchgeführt. Der Überschussfaktor  $\dot{U}SF$  für die deutsche RE wird allerdings auf null gesetzt, sodass nur noch der Überschussfaktor für den marokkanischen Solarstrom ( $\dot{U}SF_{dsc}$ ) einen Beitrag liefert.

### 5.1 Optimale Kurzzeitspeicher-Größe bei „allzeit bereiten“ Speichern

Ausgangspunkt für die Untersuchung ist die Konfiguration „allzeit bereit“, d. h. die Ein- und Ausspeicher-Leistungen der Speicher sind so groß gewählt, dass sie keine Einschränkung darstellen (Konkret wurden  $T80_{ein} = 0,1$  h,  $P25_{mx} = 10.000$  GW gewählt, was weit größer ist, als tatsächlich nötig). Die einzigen verbleibenden Parameter, die noch variabel sind, sind die Größe des Kurzzeitspeichers ( $Sp80_{Mx\_Nd}$ ) und der Überschuss-Faktor ( $\dot{U}SF_{dsc}$ ). Die Kurzzeitspeichergröße wurde systematisch zwischen 0,0 d und 1,0 d variiert und jeweils der Überschuss-Faktor bestimmt, sodass eine ausgeglichene Jahresbilanz („Autarkie“) vorlag, also kein zusätzliches Gas importiert werden musste.

In Abbildung 5-1 ist im unteren Teil  $\dot{U}SF_{dsc}$  gegen die Sp80-Größe  $Sp80_{Mx\_Nd}$  aufgetragen. Hieraus geht hervor, dass mit steigender Kurzzeitspeicher-Kapazität der Überschuss-Faktor zunächst linear fällt und dann sich einem Plateau-Wert nähert. Ab einer gewissen Kurzzeitspeicher-Größe kann sich eine weitere Vergrößerung des Speichers kaum noch günstig auf  $\dot{U}SF_{dsc}$  auswirken.

Als optimales  $Sp80_{Mx\_Nd}$  wird diejenige Kurzzeitspeicher-Kapazität gewählt, bei der sich die Steigung der  $\dot{U}SF_{dsc}$ -Kurve am stärksten ändert, d. h. die zweite Ableitung der  $\dot{U}SF_{dsc}(Sp80_{Mx\_Nd})$ -Kurve ihr Maximum hat. Dies scheint sinnvoll, da an diesem Punkt mit einer Erweiterung der Kapazität des Sp80 auch tatsächlich noch eine bedeutsame Einsparung beim Überschuss-Faktor erzielt werden kann. Zwar ist auch bei noch größeren Sp80-Kapazitäten eine Einsparung zu erzielen. Dieser Ertrag fällt jedoch kaum ins Gewicht bei den hohen Investitionen, die nötig wären.

In Abbildung 5-1 wurden entsprechend die erste und zweite Ableitung dargestellt, die numerisch ermittelt wurden. Es wurden zwei verschiedene Schrittweiten gewählt. Bei der schwarz dargestellten Datenreihe wurde die Schrittweite für  $Sp80_{Mx\_Nd}$  bei 0,025 d gewählt, bei der blau dargestellten Reihe im „kritischen Bereich“ beträgt sie nur 0,01 d (um zu sehen, ob sich eine weitere Verfeinerung der Schrittweite positiv auf das Ergebnis auswirkt). Die Werte für die erste und zweite Ableitung wurden anhand der zentralen Differenzenquotienten ermittelt:

Für die erste Ableitung wird der (zentrale) Differenzenquotient an einer Stelle  $v$  aus den Funktionswerten an den benachbarten Stellen berechnet, die Schrittweite wird durch  $h$  angegeben (vgl. auch Bronstein et al. (2000, S. 931)):

$$y'_v = \frac{y_{v+1} - y_{v-1}}{2h} \quad (5-1)$$

Entsprechend ergibt sich für die zweite Ableitung:

$$y''_v = \frac{y_{v+1} - 2y_v + y_{v-1}}{h^2} \quad (5-2)$$

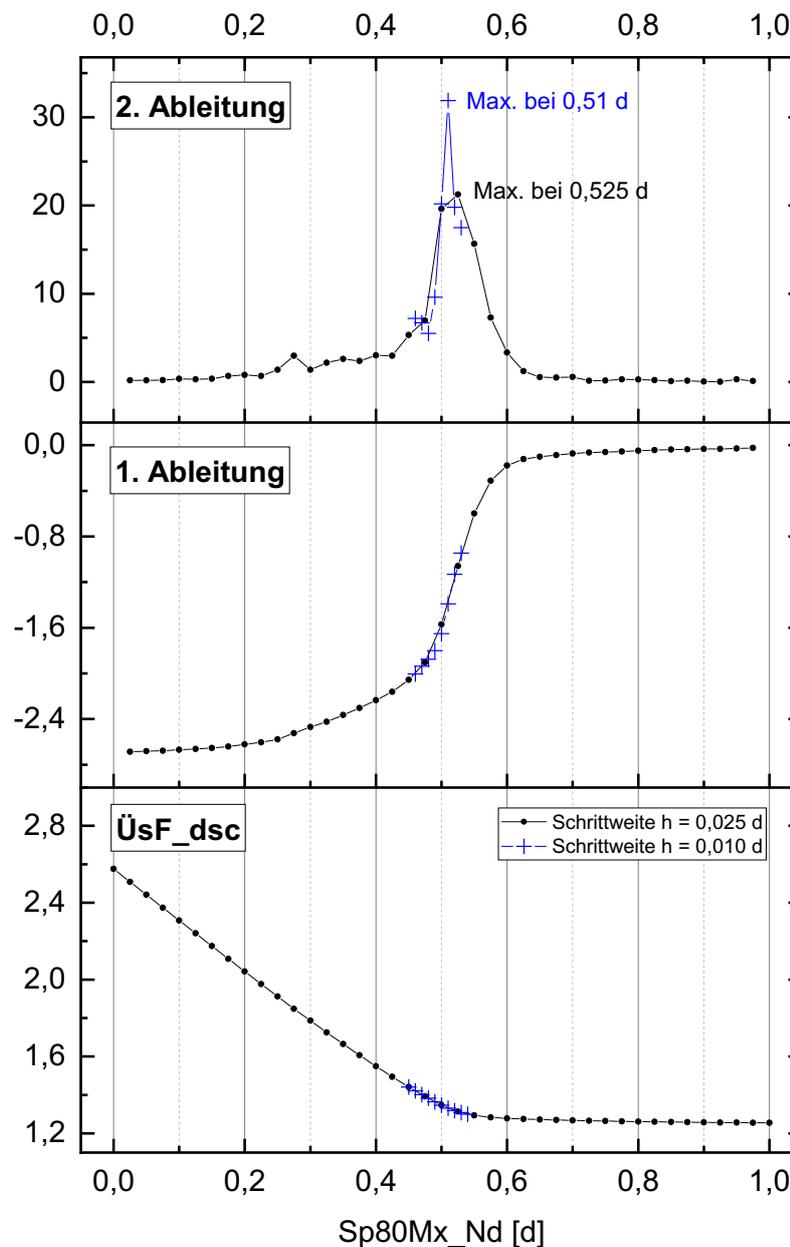


Abbildung 5-1 Gemeinsame Darstellung des  $\text{ÜsF}_{dsc}$  mit der ersten und zweiten Ableitung (Ermittelt über Differenzenquotienten) bei verschiedenen  $\text{Sp80}$ -Kapazitäten zwischen 0 und 1 d und allzeit bereiten Einspeicher-Anlagen ( $T80_{ein} = 0,1 \text{ h}$ ,  $P25_{mx} = 10.000 \text{ GW}$ ).

Da die numerischen Werte bei den verschiedenen Schrittweiten z. T. stark voneinander abweichen, wurde zusätzlich eine Anpassung der Sigmoid-förmigen ersten Ableitung vorgenommen. Hierbei wurde die schwarz dargestellte, numerisch ermittelte Kurve mit Schrittweite 0,025 d zugrunde gelegt. Es wurden sieben verschiedene Funktionen zur Anpassung untersucht, die in Abbildung 5-2 eingezeichnet wurden. Die Anpassung wurde mit der Software Origin durchgeführt, die sieben gezeigten Funktionen stellten sich gegenüber anderen als überlegen heraus (vgl. OriginLab Corporation (2017; o. J.)).

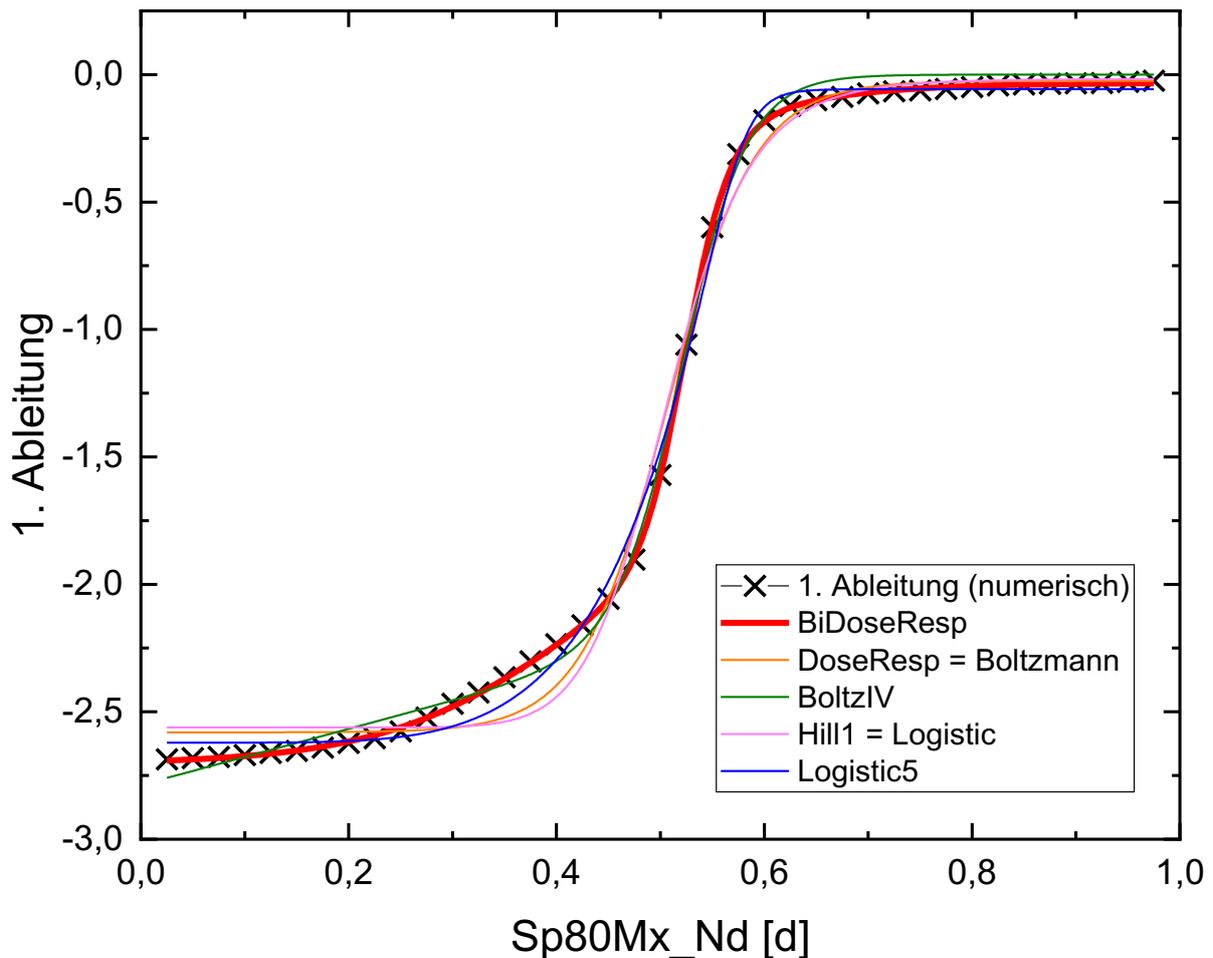


Abbildung 5-2 Anpassung der 1. Ableitung mit verschiedenen Funktionen.

In Tabelle 5-1 sind die verwendeten Funktionen mit Gleichung angegeben. Ebenfalls ist die jeweilige Summe der Fehlerquadrate sowie die Bestimmtheitsmaße Pearson  $R^2$  bzw. das korrigierte  $R^2$  für die jeweiligen Anpassungen angegeben. Die Funktionen „Boltzmann“ und „DoseResp“ sowie „Logistic5“ und „Hill1“ stellen äquivalente Funktionen dar, sodass die entsprechenden Anpassungen die gleichen Funktionen liefern.

Tabelle 5-1 Übersicht über die verwendeten Funktionen bei der Anpassung in Abbildung 5-2 mit Funktionsgleichungen und statistischen Fehler-Parametern

Origin-Name der Funktion	Gleichung	Summe der Fehler- quadrate	Pearson R <sup>2</sup>	Korrigiertes R <sup>2</sup>
<b>Logistic</b>	$y = A_2 + \frac{A_1 - A_2}{1 + \left(\frac{x}{x_0}\right)^p}$	0,34255	0,99354	0,99298
<b>Logistic5</b>	$y = A_{min} + \frac{A_{max} - A_{min}}{\left(1 + \left(\frac{x_0}{x}\right)^h\right)^s}$	0,11943	0,99775	0,99748
<b>Boltzmann</b>	$y = A_2 + \frac{A_1 - A_2}{1 + \exp\left(\frac{x - x_0}{dx}\right)}$	0,26354	0,99503	0,9946
<b>BoltzIV</b>	$y = \frac{(x - v_{rev}) \cdot g_{max}}{1 + \exp\left(\frac{x - x_{vhalf}}{dx}\right)}$	0,08361	0,99842	0,99829
<b>DoseResp</b>	$y = A_1 + \frac{(A_2 - A_1)}{1 + 10^{(LOG_{x0} - x) \cdot p}}$	0,26354	0,99503	0,9946
<b>BiDoseResp</b>	$y = A_1 + (A_2 - A_1) \cdot \left[ \frac{p}{1 + 10^{(LOG_{x01} - x) \cdot h_1}} + \frac{1 - p}{1 + 10^{(LOG_{x02} - x) \cdot h_2}} \right]$	0,0015	0,99997	0,99997
<b>Hill1</b>	$y = S + \frac{(E - S) \cdot x^n}{k^n + x^n}$	0,34255	0,99503	0,9946

Wie aus Tabelle 5-1 hervorgeht, ist als Anpassungsfunktion die zweiphasige Dosis-Wirkungsfunktion (engl. *Biphasic Dose Response Function* bzw. kurz *BiDoseResp*) am besten geeignet. Diese gehorcht der Funktionsvorschrift (vgl. OriginLab Corporation (2017) bzw. OriginLab Corporation (o. J.))

$$y(x) = A_1 + (A_2 - A_1) \cdot \left[ \frac{p}{1 + 10^{(LOG_{x01} - x) \cdot h_1}} + \frac{1 - p}{1 + 10^{(LOG_{x02} - x) \cdot h_2}} \right] \quad (5-3)$$

und wurde in Abbildung 5-3 in grau hinter den numerisch ermittelten Werten der ersten Ableitung eingezeichnet. Als Werte für die Fit-Parameter der Funktion ergaben sich

$$\begin{aligned} A_1 &= -2,70516 \pm 0,00402 \\ A_2 &= -0,03195 \pm 0,00261 \\ LOG_{x01} &= 0,40913 \pm 0,00401 \\ LOG_{x02} &= 0,52379 \pm 3,56847E-4 \\ h_1 &= 4,77741 \pm 0,08083 \\ h_2 &= 20,30824 \pm 0,3725 \\ p &= 0,36467 \pm 0,00857 \end{aligned}$$

bei einem Bestimmtheitsmaß von  $R^2 = 0,99997$ .

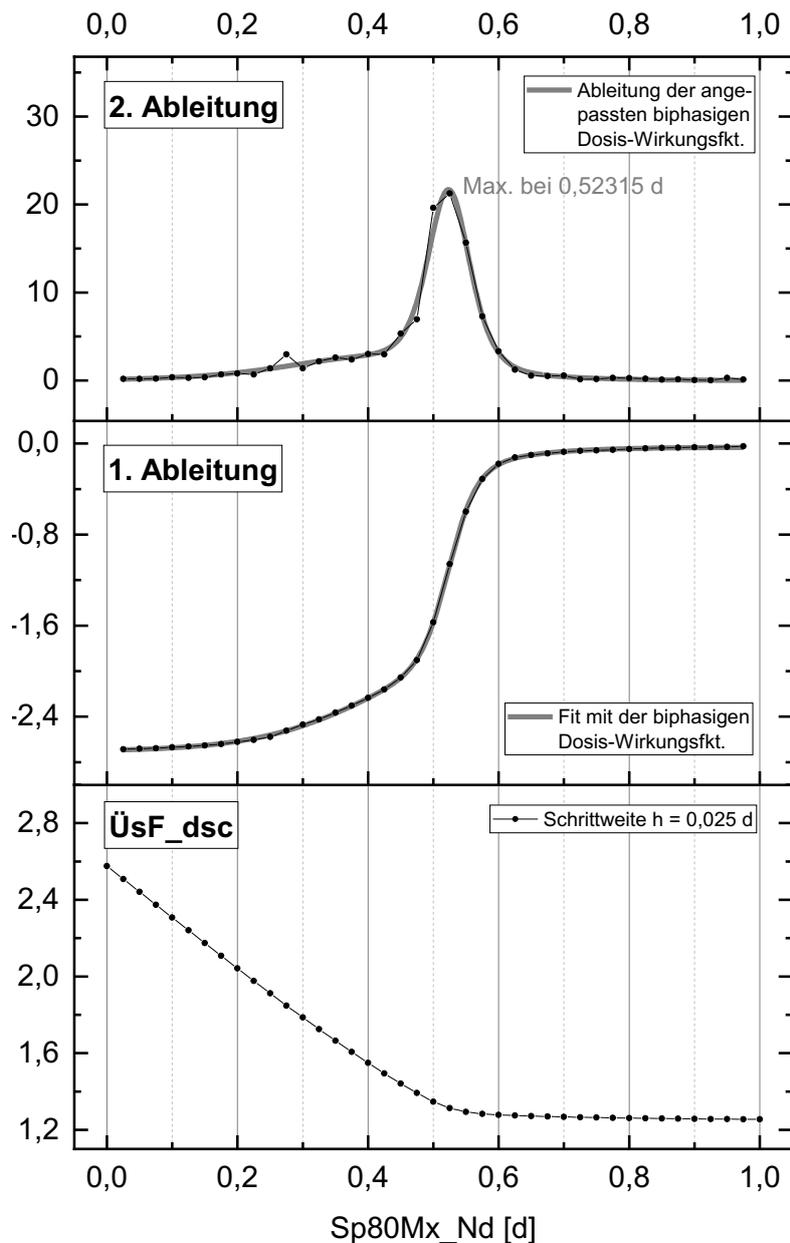


Abbildung 5-3 Gemeinsame Darstellung des  $\dot{U}S_{dsc}$  mit der ersten und zweiten Ableitung (Ermittelt über Differenzenquotienten) bei verschiedenen Sp80-Kapazitäten zwischen 0 und 1 d und allzeit bereiten Einspeicher-Anlagen ( $T80_{ein} = 0,1$  h,  $P25_{mx} = 10.000$  GW) sowie der angepassten zweiphasigen Dosis-Wirkungsfunktion der 1. Ableitung und deren analytischen Ableitung.

Leitet man die so erhaltene Funktion für die erste Ableitung der  $\dot{U}S_{dsc}(Sp80_{Mx\_Nd})$ -Kurve ab, so erhält man die bei der zweiten Ableitung in Abbildung 5-4 grau eingezeichnete Kurve. Diese wurde durch einsetzen der oben angegebenen Parameter in die analytisch gewonnene Form der Ableitung der zweiphasigen Dosis-Wirkungsfunktion ermittelt:

$$y'(x) = \ln(10) \cdot (A_2 - A_1) \cdot \left[ \frac{h_1 \cdot p \cdot 10^{h_1 \cdot (\text{LOG}_{x01} + x)}}{(10^{h_1 \cdot \text{LOG}_{x01}} + 10^{h_1 \cdot x})^2} - \frac{h_2 \cdot (p - 1) \cdot 10^{h_2 \cdot (\text{LOG}_{x02} + x)}}{(10^{h_2 \cdot \text{LOG}_{x02}} + 10^{h_2 \cdot x})^2} \right] \quad (5-4)$$

Es stellt sich also insgesamt heraus, dass eine **Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,51$  Tagen** in Marokko bei allzeit bereiten Speichern unter diesen Gesichtspunkten optimal ist, wenn man die numerisch ermittelten Werte der zweiten Ableitung heranzieht (bei der kleineren Schrittweite). Betrachtet man das Maximum der zweiten Ableitung, das auf der Anpassung der ersten Ableitung mit der zweiphasigen Dosis-Wirkungsfunktion beruht, so liegt dieses bei etwas größeren Sp80-Kapazitäten von ca.  **$Sp80_{Mx\_Nd} = 0,523$  Tagen** (abgelesen aus der Werte-Tabelle der Funktion, die Untersuchung einer weiteren Ableitung  $y''$  der zugrunde gelegten Funktion zur analytischen Bestimmung des Hochpunktes erscheint bei der notwendigen Genauigkeit nicht sinnvoll bzw. zielführend).

Die durch die Anpassung gewonnene zweite Ableitung reproduziert die numerischen Werte der zweiten Ableitung bei der größeren Schrittweite recht gut. Die „Ausreißer“ bei der kleineren Schrittweite zeigen, dass eine Verfeinerung der Schrittweite nicht mehr sinnvoll ist. Das Maximum der numerisch ermittelten zweiten Ableitung bei großer Schrittweite fällt fast mit dem durch die Anpassung gewonnenen Maximum zusammen. Daher wird dieser Wert von 0,523 Tagen im Weiteren als Optimum angesehen.

## **5.2 Optimierung der Einspeicher-Leistungen $T80_{ein}$ und $P25_{mx}$**

Die im vorigen Abschnitt angenommenen, „allzeit bereiten“, also sehr großen Einspeicher-Anlagen sind aus praktischen und wirtschaftlichen Gründen nicht realistisch. Um zu untersuchen, welche Einstellungen von  $T80_{ein}$  und  $P25_{mx}$  günstig erscheinen, werden bei fester Sp80-Kapazität diese beiden Parameter systematisch variiert. Neben der oben als optimal ermittelten Sp80-Größe werden diese Rechnungen auch für kleinere und größere Kurzzeitspeicher durchgeführt, da sich die optimale Sp80-Größe nur mit begrenzter Genauigkeit bestimmen ließ und somit auch eine Untersuchung des Einflusses von  $Sp80_{Mx\_Nd}$  erfolgen kann.

In Abbildung 5-4 sind der Überschussfaktor  $\dot{U}f_{dsc}$  und der Ausschuss  $Sp2_{Rest}$  jeweils in Abhängigkeit von  $T80_{ein}$  und  $P25_{mx}$  für  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,523$  d dargestellt, also der optimalen Kurzzeitspeicher-Größe. In Anhang 10.9 ab Seite 211 sind auch die entsprechenden Diagramme für weitere Sp80-Größen ( $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,41$  d; 0,46 d; 0,51 d; 0,56 d; 0,61 d) abgebildet, welche zeigen, dass bei so kleinen Änderungen der Sp80-Kapazität keine grundsätzlich anderen Verhältnisse vorliegen. Ein niedriger Überschussfaktor  $\dot{U}f_{dsc}$  sowie geringerer Ausschuss  $Sp2_{Rest}$  sind dabei in den Abbildungen Anzeichen für eine günstige Konfiguration.

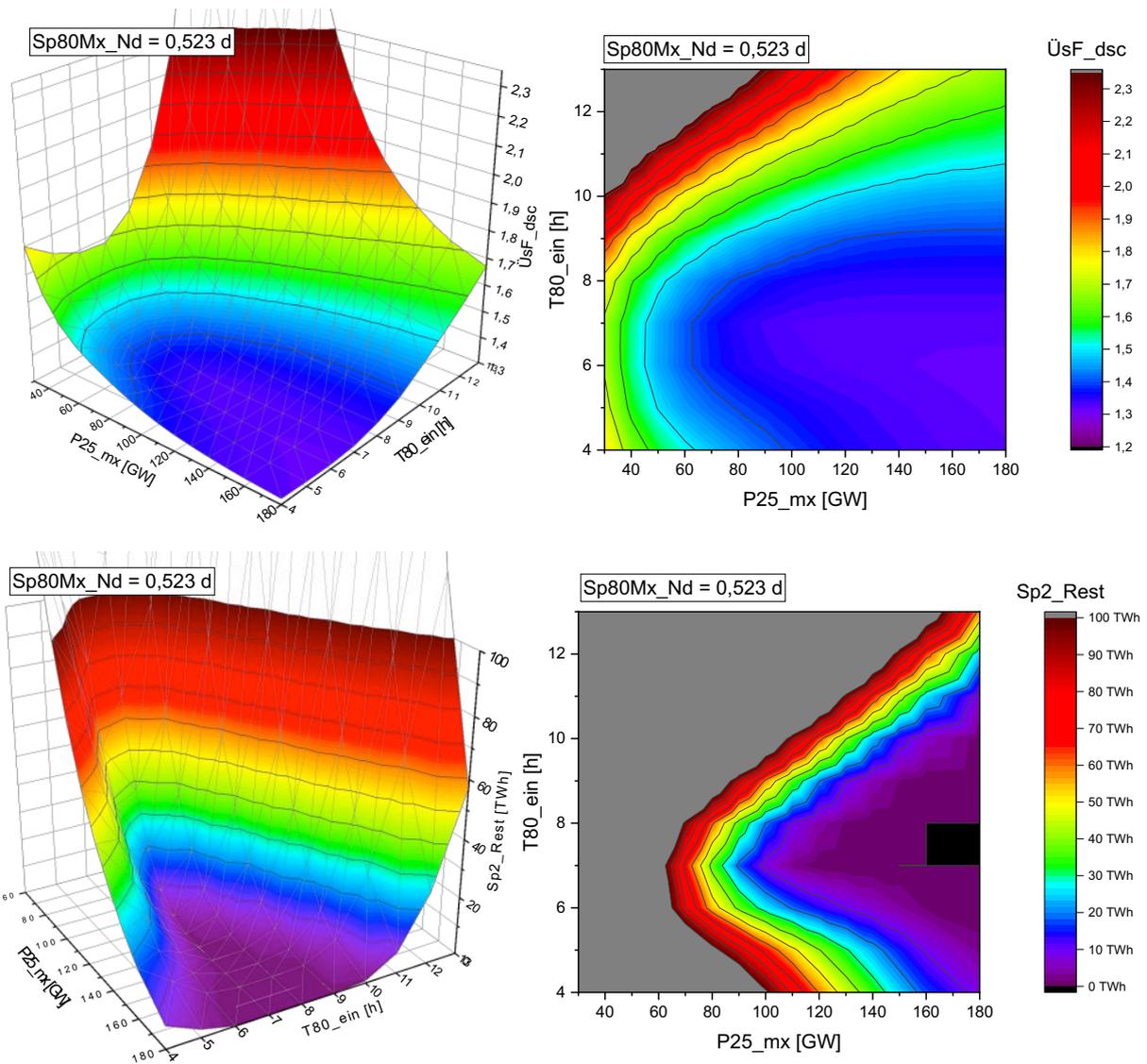


Abbildung 5-4 Darstellung des Überschussfaktors ( $ÜsF_{dsc}$ ) und des Ausschusses ( $Sp_{2\_Rest}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P_{25\_mx}$  und  $T_{80\_ein}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp_{80Mx\_Nd} = 0,523$  d.  $T_{80\_ein}$  wurde in 1 h-Schritten zwischen 4 h und 13 h variiert, für  $P_{25\_mx}$  wurden 180 GW und in 10 GW-Schritten alle Werte zwischen 30 GW und 160 GW gewählt.

Aus Abbildung 5-4 sowie den Abbildungen in Anhang 10.9 ab Seite 211 geht hervor, dass sowohl der Ausschuss  $Sp_{2\_Rest}$  wie auch der Überschuss-Faktor  $ÜsF_{dsc}$  mit abnehmenden Einspeicher-Leistungen zunächst wenig und dann immer mehr zunimmt. Dies ist nachvollziehbar, da bei geringerer Einspeicher-Leistung weniger des RE-Dargebots genutzt werden kann, wodurch der Ausschuss steigt, und gleichzeitig der Ausbau gesteigert werden muss, um die Jahresbilanz auszugleichen. Bei der Betrachtung von hohen Einspeicher-Leistungen des Kurzzeitspeichers steigt der Überschussfaktor sowie der Ausschuss sogar wieder an.

Bei allen betrachteten  $Sp_{80}$ -Kapazitäten erwies sich gleichsam ein Wert von  $T_{80\_ein} = 7$  h anderen Einspeicher-Leistungen als überlegen (vgl. Abbildungen im Anhang 10.9 ab Seite 211). Es scheint daher im

Weiteren wenig sinnvoll, den Parameter  $T80_{ein}$  weiter als variabel zu betrachten. Die Größe des Kurzzeitspeichers  $Sp80_{Mx\_Nd}$  erweist sich in den Betrachtungen als wichtigerer Parameter, sodass im folgenden Abschnitt nun  $P25_{mx}$  und  $Sp80_{Mx\_Nd}$  bei  $T80_{ein} = 7$  h optimiert werden soll.

### **5.3 Optimierung der Langzeitspeicher-Einspeicher-Leistungen $P25_{mx}$ und der Kurzzeitspeicher-Kapazität $Sp80_{Mx\_Nd}$ bei $T80_{ein} = 7$ h**

Die Einspeicher-Leistung des Kurzzeitspeichers mit  $T80_{ein} = 7$  h hat sich in der vorigen Betrachtung als besonders günstig herausgestellt, wobei die Einspeicher-Leistung  $P25_{mx}$  und die Kurzzeitspeicher-Kapazität  $Sp80_{Mx\_Nd}$  einen großen Einfluss auf die Effizienz des Zwei-Speicher-Systems einer marokkanischen Solarstromversorgung aufwiesen. Daher werden als Kriterien für eine optimale Konfiguration dieser beiden Parameter der Überschussfaktor  $\dot{U}F_{dsc}$ , der Ausschuss  $Sp2_{Rest}$  und die Jahresumschlagszahl des Kurzzeitspeichers  $N80_{cycle}$  betrachtet. Der Überschussfaktor  $\dot{U}F_{dsc}$  sollte möglichst gering sein, beim Ausschuss  $Sp2_{Rest}$  nehmen wir 5 % des Jahresverbrauchs, also 50 TWh, noch hin, wobei diese Wahl einer gewissen Willkür unterliegt. Da die Kurzzeitspeicher sehr teuer sind und in Marokko aber dennoch große Kurzzeitspeicher nötig sind, sind für diese Speicher sehr hohe Jahresumschlagszahlen nötig, um eine entsprechende Auslastung zu erzielen. Hier sind Umschlagszahlen von über 300 leicht zu erreichen.

In den Diagrammen in Abbildung 5-5 sind diese drei Größen in Abhängigkeit von  $Sp80_{Mx\_Nd}$  und  $P25_{mx}$  dreidimensional sowie als entsprechendes Isolinien-Diagramm mit Farbverlauf dargestellt. Für  $P25_{mx}$  wurden bei dem Messraster alle Werte zwischen 0 GW und 220 GW in 20 GW-Schritten sowie für  $Sp80_{Mx\_Nd}$  alle zwischen 0,40 d und 0,70 d in 0,25 d-Schritten gewählt.

Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika  
mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung  
Ergebnisse des Zwei-Speicher-Modells für Marokko

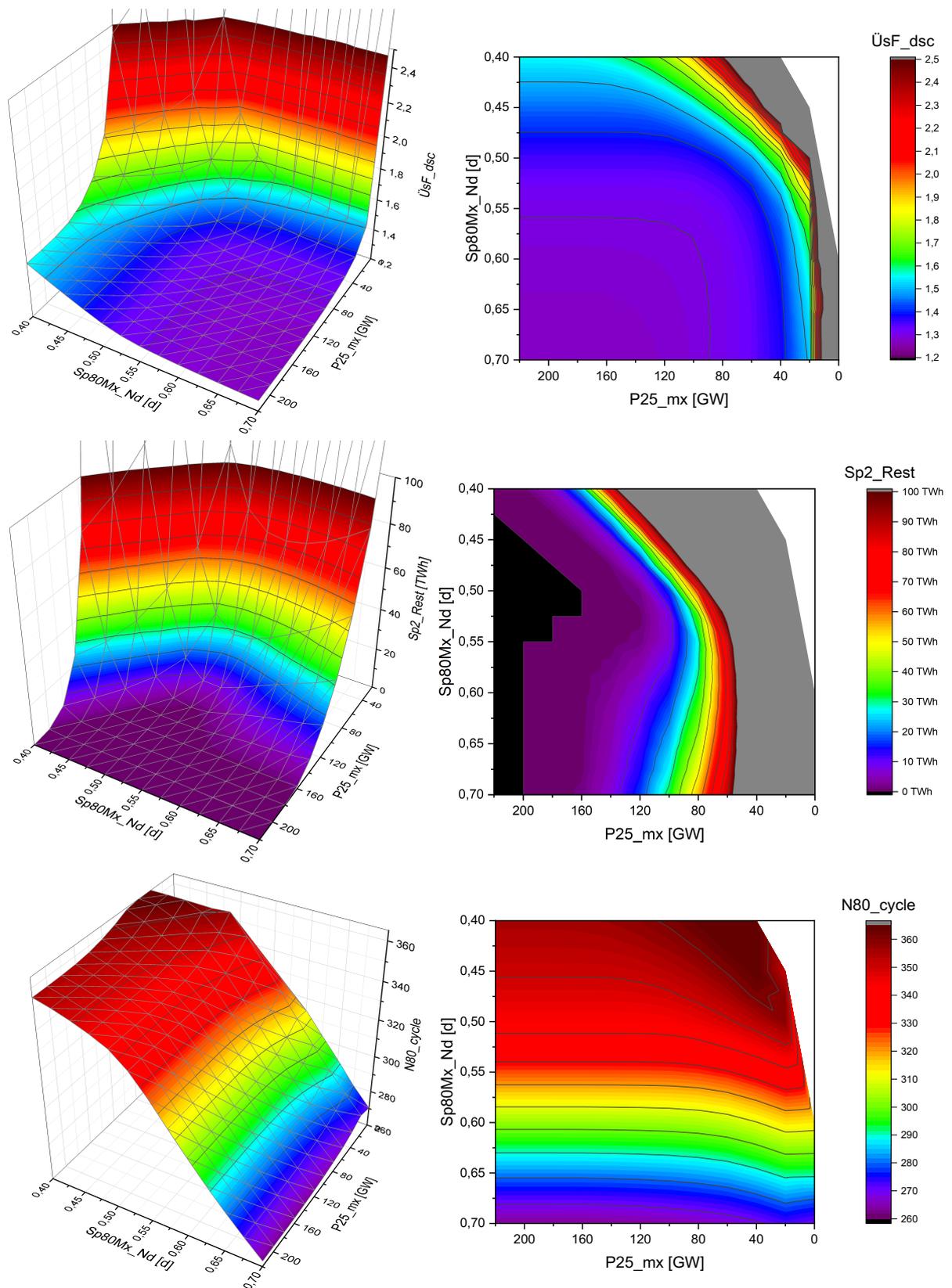


Abbildung 5-5 Darstellung des Überschuss-Faktors  $\ddot{U}sF_{dsc}$ , des Ausschusses  $Sp2_{Rest}$  und der Jahresumschlagszahl des Kurzzeitspeichers  $N80_{cycle}$  in Abhängigkeit der Langzeitspeicher-Einspeicher-Leistung  $P25_{mx}$  und der Kurzzeitspeicher-Kapazität  $Sp80Mx\_Nd$  bei  $T80_{ein} = 7$  h.

Zunächst untersuchen wir nur den Verlauf des  $\ddot{U}F_{dsc}$ . Der Verlauf des Diagramms legt nahe, dass vor allem bei kleinen P25-Einspeicherleistungen und kleinen Sp80-Kapazitäten zu hohe Überschussfaktoren nötig sind. In diesem Bereich ist der Verlauf des  $\ddot{U}F_{dsc}$ -Graphen aber auch sehr steil und die Isolinien liegen sehr nahe zusammen, sodass schon geringe Erhöhungen der Einspeicher-Leistung bzw. der Kurzzeitspeicher-Kapazität große Ersparnisse beim Überschussfaktor ermöglichen. Dieser Effekt nimmt jedoch immer mehr ab, sodass irgendwann in Abhängigkeit von  $P25_{mx}$  mit steigenden Sp80-Kapazitäten (fast) keine Reduktion des Überschussfaktors mehr möglich ist. Das ist ab der 1,5-Isolinie der Fall, spätestens ab einem  $\ddot{U}F$ -Wert von 1,4. Dies zeigt sich durch ein starkes Abflachen des Graphen im dreidimensionalen Diagramm bzw. durch weit auseinanderliegende Isolinien. Geht man von der  $\ddot{U}F_{dsc}$ -1,4-Isolinie aus, so erweist sich eine Konfiguration von  $P25_{mx} = 70$  GW und  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,513$  d als optimal. Allerdings ist hierbei der Ausschuss ( $Sp2_{Rest}$ ) sehr hoch und liegt zwischen 80 und 90 TWh. Um hier auf den angestrebten Grenzwert von max. 50 TWh (was 5 % des Jahresverbrauchs entspricht) zu gelangen, ist eine Vergrößerung der Sp25-Einspeicher-Leistung auf 80 GW nötig. Noch größere Einspeicher-Leistungen würden den Ausschuss noch deutlich verringern. Auffällig ist, dass auch bei sehr günstigen Konfigurationen hinsichtlich des Überschussfaktors schon nicht mehr zu vernachlässigende Ausschüsse entstehen, die v. a. durch höhere  $P25_{mx}$ -Werte vermieden werden könnten, diese jedoch angesichts des  $\ddot{U}F_{dsc}$  eigentlich nicht notwendig sind. Daher erscheint es sinnvoll, zwei grundsätzlich verschiedene Konfigurationsfälle zu unterscheiden:

- Fall A: Es wird versucht, alle Parameter in einem vernünftigen Maß bei den oben beschriebenen, hohen  $P25_{mx}$ -Werten möglichst zu optimieren.
- Fall B: Es wird versucht, eine optimale Konfiguration mit niedrigeren  $P25_{mx}$ -Werten zu erstellen, wobei der Ausschuss hingenommen wird. Dies ist auch nachvollziehbar, da im gegenwärtigen Modell eine isolierte Untersuchung von Marokko betrachtet wird. Wird jedoch eine Kopplung des marokkanischen und deutschen Strommarkten vorgenommen, so könnten die bei niedrigeren  $P25_{mx}$ -Leistungen anfallenden Ausschüsse nach Deutschland exportiert werden, sodass trotz der niedrigen Sp25-Einspeicher-Leistungen der Ausschuss gering bleibt. Die bei der isolierten Untersuchung anfallenden Überschüsse können in Deutschland genutzt werden.

Für den Fall A erhalten wir also eine optimale Konfiguration von etwa  $P25_{mx} = 80$  GW und  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,513$  d. Geht man in Fall B von niedrigeren  $P25_{mx}$ -Leistungen aus, so sind etwas höhere Kurzzeitspeicher-Kapazitäten nötig. Hier sind Werte von  $P25_{mx} = 40$  GW und  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  bis 0,6 d nötig. Hierbei würden Ausschüsse von über 160 TWh anfallen, die jedoch aufgrund einer möglichen Export-Option nach Deutschland hier in Kauf genommen werden.

In beiden Fällen sind die Kurzzeitspeicher recht groß. Da diese mit hohen Investitionskosten verbunden sind, müssen diese entsprechend stark genutzt werden. Die Jahresumschlagszahlen des Kurzzeitspeichers sind auch ausgesprochen hoch: In Fall A liegt sie bei gut 340 vollständigen Nutzungszyklen pro Jahr, in Fall B immerhin bei noch 310 bis 320 Zyklen. Die Nutzung der Kurzzeitspeicher stellt also keinen limitierenden Faktor dar.

In Abbildung 5-6 ist u. a. die Abhängigkeit der Zahl der Stunden dargestellt, in denen der Kurzzeitspeicher operiert, also ein- oder ausspeichert ( $N80_{op}$ ). In den übrigen Stunden des Jahres, in denen der Kurzzeitspeicher nicht operiert ist er also entweder komplett leer oder komplett gefüllt, sodass in dieser Zeit in den Langzeitspeicher ein- oder ausgespeichert werden muss.

Grundsätzlich ist es aufgrund des wesentlich höheren Wirkungsgrades günstiger den Kurz- statt den Langzeitspeicher zu nutzen. Bei der Betrachtung von  $N80_{op}$  fällt auf, dass bei einem Kurzzeitspeicher von 0,55 Tagen Kapazität die Zahl der Stunden, in denen der Sp80 operiert, maximal wird. Dies fällt besonders deutlich bei einer Einspeicher-Leistung des Sp25 von 40 GW aus. Die Konfiguration des „Fall B“ fällt also fast in dieses globale Maximum. Im „Fall A“ operiert der Kurzzeitspeicher ca. 300 Stunden weniger pro Jahr.

In den übrigen Zeiten operiert der Kurzzeitspeicher nicht, hier ist v. a. wichtig, wie viele Stunden hier von der Kurzzeitspeicher leer ist. In dieser Zeit muss der Strombedarf i. A. durch den Langzeitspeicher sichergestellt werden.  $N80_{leer}$  in Abbildung 5-6 stellt dies dar. In „Fall A“ ist der Kurzzeitspeicher ca. 900 h pro Jahr leer, in „Fall B“ hingegen nur gut 400 Stunden – das entspricht nicht einmal einem Zwanzigstel eines Jahres! Analog geht aus der Betrachtung des Anteils  $\frac{Sp25v_{ein}/\eta_g}{Sp_{ein}}$  (das ist der Teil der im Jahr insgesamt einzuspeichernden Energie (die je nach Konfiguration sehr unterschiedlich sein kann), der in den Gasspeicher eingespeichert wird), dass der Langzeitspeicher weit weniger genutzt wird als der Kurzzeitspeicher. In „Fallt B“ wird dieser nur gut 15 % genutzt, in „Fall B“ knapp 30 %.

Zusammenfassend lässt sich also feststellen, dass die Konfiguration aus Fall B ( $P25_{mx} = 40$  GW und  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  bis 0,6 d) unter vielerlei Gesichtspunkten günstig für Marokko erscheint, jedoch mit hohen Ausschüssen verbunden ist (über 160 TWh pro Jahr). Will man diese Ausschüsse auf ein akzeptables Maß reduzieren (unter 50 TWh pro Jahr), so ist die Konfiguration aus Fall A zu wählen. Diese geht jedoch mit einer wesentlich höheren Nutzung des Gasspeichers einher.

Verfolgt man das Ziel einer Kopplung des marokkanischen und deutschen Strommarktes, so rücken die Ausschüsse, die bei der Konfiguration „B“ anfallen, in ein anderes Licht: diese können Ressourcen für einen möglichen Export nach Deutschland darstellen bzw. es kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Kopplung aufgrund des Exports wesentlich geringere Ausschüsse anfallen. In diesem Fall wird der Langzeitspeicher kaum noch genutzt: Die marokkanische Solarstromproduktion ist so regelmäßig und planbar mit dem Gang der Sonne verknüpft, sodass kaum saisonale oder episodische Variationen auftreten. Daher lohnt es sich, die Kurzzeitspeicher so groß zu gestalten. Am Tage können diese geladen werden, um dann über Nacht ihre Energie abgeben zu können. Nur für sehr seltene Schlechtwetter-Perioden (v. a. im Winter) wäre Marokko für einige Tage auf einen Gas- bzw. Langzeitspeicher angewiesen. Hier eröffnet sich ein weiteres Potential für die Kopplung des deutschen und marokkanischen Stromnetzes: Unter Umständen kann durch eine Episoden-Optimierung und ein rechtzeitig beginnender Import von deutschem Strom, der auch aus den deutschen Backup-Reserven stammen kann, in Marokko bei Schlechtwetter-Perioden die Kurzzeitspeicher schon aus Deutschland gefüllt werden, sodass Marokko gänzlich auf eine Langzeitspeicher-Infrastruktur verzichten kann. Dies muss jedoch durch weitere Untersuchungen noch abgesichert werden.

Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika  
mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung  
Ergebnisse des Zwei-Speicher-Modells für Marokko

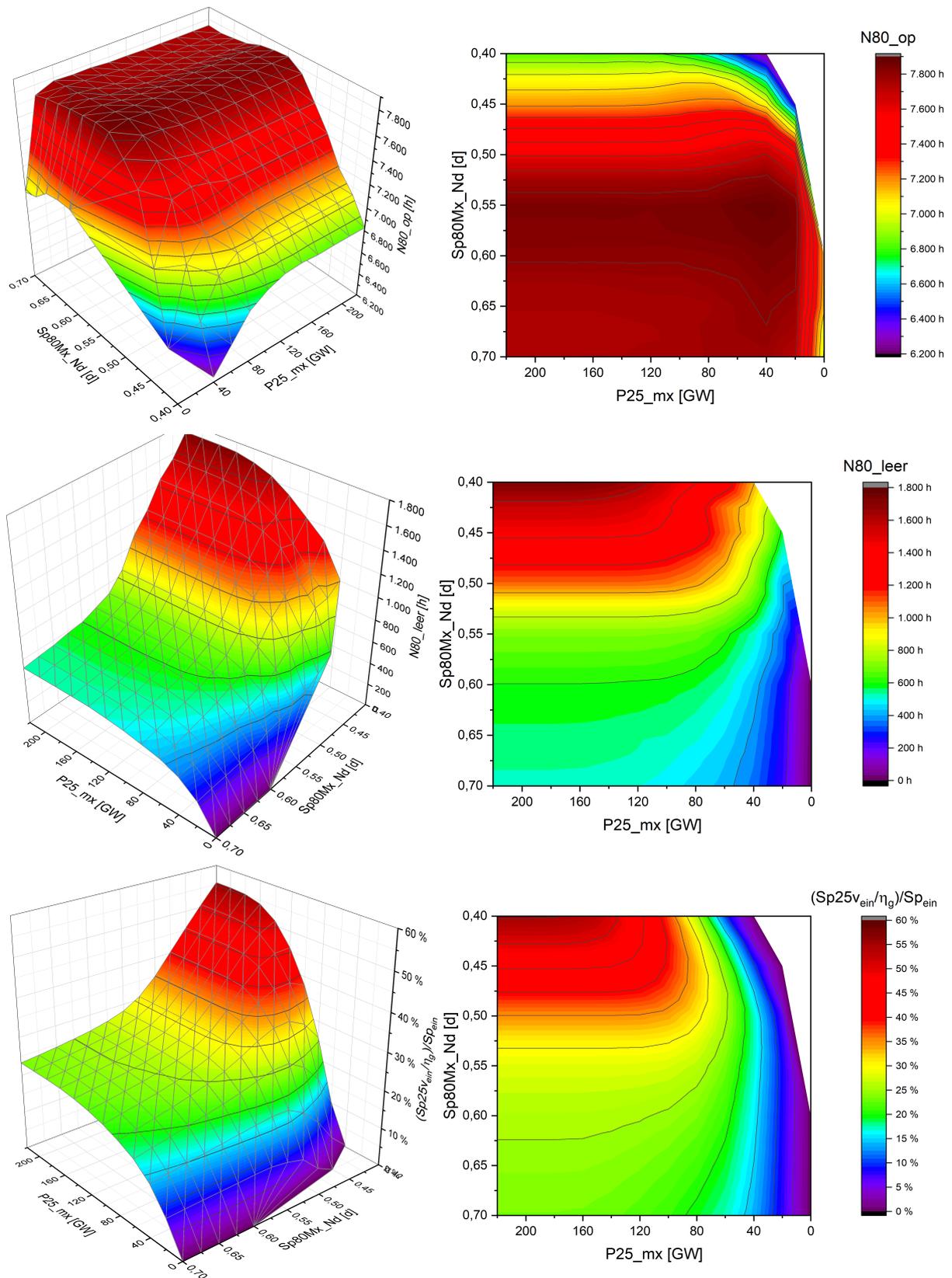


Abbildung 5-6 Darstellung der Zahl der Stunden, in denen der  $Sp80$  operiert ( $N80_{op}$ ), der Zahl der Stunden, in denen der  $Sp80$  leer ist ( $N80_{leer}$ ) und des Anteils der einzuspeichernden elektrischen Energie, die in den Langzeitspeicher eingespeichert wird, in Abhängigkeit der Langzeitspeicher-Einspeicher-Leistung  $P25_{mx}$  und der Kurzzeitspeicher-Kapazität  $Sp80Mx\_Nd$  bei  $T80_{ein} = 7$  h.

## 5.4 Untersuchung des Zwei-Speicher-Modells für Marokko bei optimaler Konfiguration

In diesem Abschnitt sollen anhand der zuvor ermittelten optimalen Konfiguration die Speicherflüsse im Jahresverlauf näher untersucht werden. Es wurde folgender Fall betrachtet (dies entspricht Fall B im vorigen Abschnitt 5.3):

$$\begin{aligned}
 Sp80_{Mx\_Nd} &= 0,575 \text{ d} \\
 P25_{mx} &= 40 \text{ GW} \\
 T80_{ein} &= 7 \text{ h} \quad (\text{entspricht } P80_{mx} = 252 \text{ GW}) \\
 P80_{out} &= 114 \text{ GW} \\
 \dot{U}F_{dsc} &= 1,424 \\
 D\_SSp &= 0 \text{ TWh („Autarkie“) }
 \end{aligned}$$

Nach wie vor wird hier Marokko isoliert betrachtet, die Solarstrom-Einspeisezeitreihe wurde gemäß der „Produktionsstruktur“ bei optimal nach Süden geneigten PV-Anlagen.

In Abbildung 5-7 bis Abbildung 5-10 sind die Jahresdauerlinien der Produktion und der einzelnen Speicherflüsse und –inhalte bei verschiedenen Sortierungen dargestellt. Es werden stets die Energien, die in einer Stunde in den bzw. aus dem Speicher fließen angegeben. Dies kann also auch als „mittlere Leistung“ (in GWh/h) aufgefasst werden. Im Anhang 10.10 sind die weiteren Abbildungen nach den restlichen Sortierungen angegeben.

Aus der Darstellung in Abbildung 5-7 mit „natürlicher“ Sortierung nach den Jahresstunden ist der Jahresverlauf der entsprechenden Größen im Überblick zu erkennen. Aus dem Diagramm von  $E_{dsc}$  geht hervor, dass die Solarstromproduktion – v. a. in Hinblick auf die Spitzenleistungen – vergleichsweise ausgeglichen über das Jahr ist. Ein deutlicher Jahresverlauf wie in Deutschland liegt nicht vor. Dies deckt sich mit den Ergebnissen der Untersuchung des solaren Dargebots in Marokko (vgl. Abschnitt 3.5.1). Es wird ebenfalls deutlich, dass der Gasspeicher (vgl.  $dSp25$ ) überwiegend im Winter Strom liefern muss. Im Sommer wird sogar monatelang gar keine Energie ausgespeichert. Dies spiegelt sich auch im Verlauf des Speicherinhalts  $Sp25$  wieder. Er füllt sich nahezu gleichmäßig über das Jahr auf, ehe er dann in den Wintermonaten wieder entleert wird. Die Jahresamplitude beträgt lediglich knapp 30 TWh. Ebenfalls geht aus dieser Abbildung hervor, dass der Ausschuss (vgl.  $dSp\_2$ ) überwiegend im Sommer anfällt. Dann reichen die Einspeicher-Leistungen nicht mehr aus, um die gesamte Solarstrom-Produktion umzusetzen.

In der Abbildung 5-8 erfolgte die Sortierung nach der marokkanischen Solarstromproduktion  $E_{dsc}$ . Es ergibt sich die bekannte Jahresdauerlinie aus Abschnitt 3.5.1. Da die Größe  $dSp$  die Energie, die in den Speicher bzw. aus ihm herausfließt, sich aus  $E_{dsc}$  durch Abzug des als konstant angenommenen, stündlichen Verbrauchs ergibt, ist auch nach dieser Größe hier sortiert. Der Verlauf der einzelnen Speicherflüsse des Kurz- und Langzeitspeichers ( $dSp80$  bzw.  $dSp25$ ) sieht von der Form her genauso aus,

wie bei dSp. Nur aufgrund der begrenzten Einspeicher-Leistung ist die obere Spitze abgeschnitten. Da beide Speicher in dieser Konfiguration die maximal benötigte Ausspeicher-Leistung haben, erfolgt nach unten hin keine Begrenzung. Zudem sind im Verlauf der Zeitreihe auch Lücken, die aufgrund der geringen Auflösung v. a. beim Kurzzeitspeicher nicht aufgelöst werden können.

Aus der Sortierung nach dem Kurzzeitspeicher-Inhalt Sp80 (vgl. Abbildung 5-9) geht hervor, dass der Sp80 in fast allen Stunden des Jahres operiert. Nur zu wenigen Stunden ist er komplett leer oder komplett gefüllt. Dies schlägt sich auch in der hohen Jahresumschlagszahl des Sp80 von  $N80_{cycle} = 325$  nieder. Man kann auch beobachten, dass v. a. dann Ausschuss (vgl. dSp\_2) anfällt, wenn der Sp80 bereits voll ist. Dies ist mit der geringen Einspeicher-Leistung des Sp25 von nur 40 GW zu begründen.

Vergleicht man diese Ergebnisse mit der Sortierung nach den Langzeitspeicher-Flüssen dSp25 (siehe Abbildung 5-10), so fällt auf, dass der Langzeitspeicher zu den überwiegenden Stunden des Jahres inaktiv ist. In dieser Zeit können alle Speicherzu- und -abflüsse durch den Kurzzeitspeicher bedient werden. In den wenigen Stunden, in denen der Langzeitspeicher liefern muss, ist jedoch fast immer die volle Leistung nötig. Hier muss also die gesamte Stromversorgung aus dem Langzeitspeicher bezogen werden. Insgesamt wird jedoch genauso viel Energie in den Langzeitspeicher eingespeichert, wie auch wieder entnommen wird. Klarerweise fällt auch nur Ausschuss an (dSp\_2), wenn der Langzeitspeicher aufgrund der Einspeicher-Begrenzung keine weitere Energie mehr aufnehmen kann.

Die zuvor erläuterten Abbildungen haben eine zu geringe Auflösung, um einzelne Stunden noch erkennen zu können. Daher wurden ebenfalls die in Abbildung 5-7 dargestellte Sortierung nach der Jahresstunde in einzelnen Abbildungen vergrößert für die Monate dargestellt. In Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12 sind die Zeitreihen für den Juni und den Dezember aufgeführt, im Anhang 10.10 sind die übrigen Monate angefügt.

Der Juni (vgl. Abbildung 5-11) ist ein typischer „Sommermonat“. Die Solarstromproduktion ist hoch und sehr gleichmäßig. Tagsüber werden die Kurzzeitspeicher gefüllt und nachts die Stromversorgung über diese dargestellt. Es wird sogar am Tag so viel produziert, dass täglich auch Energie im Langzeitspeicher gespeichert werden kann. Da die Stromversorgung nachts komplett aus dem Kurzzeitspeicher gedeckt werden kann, erfolgt keine Ausspeicherung aus dem Langzeitspeicher. Die Solarstromproduktion ist sogar so hoch, dass die Kurzzeitspeicher nachts nicht ganz leer werden, es verbleibt immer ein Rest von knapp 200 GWh.

Beim Dezember sind die Verhältnisse dahingegen anders (vgl. Abbildung 5-12): Bei diesem „Wintermonat“ liegen wechselhafte Solarproduktionsverhältnisse vor. Zwar sind die maximalen Werte immer noch fast so hoch wie im Juni, allerdings bei weitem nicht an allen Tagen. Hinzu kommt, dass die Tage kürzer sind, sodass im Dezember auch an den Tagen hoher Solarstrom-Produktion nicht so viel Energie gewonnen wird, wie im Juni. Daher werden die Kurzzeitspeicher nicht mehr ganz voll und auch nicht mehr so viel Energie im Langzeitspeicher eingespeichert. Dadurch, dass die Kurzzeitspeicher nicht mehr ganz voll sind, muss v. a. gegen Ende der Nacht – kurz vor Sonnenaufgang – Energie aus dem Langzeitspeicher entnommen werden. Bei den Tagen besonders niedrigerer Solarstromproduktion müssen sogar über weite Teile des Tages die Langzeitspeicher die Stromversorgung sicherstellen. Wie

bereits aber in der Betrachtung des ganzen Jahres ersichtlich war, sind diese Verhältnisse auf eine vergleichsweise geringe Periode im Winter beschränkt.

Aus den bisherigen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass sich die Langzeitspeicher-Infrastruktur in Marokko evtl. einsparen lässt. Stattdessen könnten die überschaubaren Energiemengen, die der Langzeitspeicher bereitstellen müsste (dies sind etwa 30 TWh, also nur 3 %, im Jahr), im Falle einer Kopplung des marokkanischen und deutschen Stromsystems über eine HGÜ-Leitung aus Deutschland importiert werden. Hierbei könnte für den Export nach Marokko auch Strom aus den in Deutschland notwendigen Backup-Reserven bezogen werden. Dies scheint unter Umständen möglich, da der Langzeitspeicher absolut nur geringe Energiemengen bereitstellen muss und auch meist nur kurz am Ende der Nacht bzw. am frühen Morgen gebraucht wird. Im Winter sind auch einige Episoden festzustellen, in denen über mehrere Tage in Folge nachts umfangreichere Energiemengen aus dem Langzeitspeicher benötigt würden. Es werden daher in unserer Forschungsstelle Überlegungen angestellt, ob über eine Episodenoptimierung diese „Durststrecken“ in Marokko durch Importe aus Deutschland überdauert werden könnten. Diese Forschungshypothese sollte noch weiter untersucht und abgesichert werden.

Durch diesen Ansatz könnte auch die Ausnutzung der HGÜ-Leitung ausgebaut werden. Die obige Untersuchung hat gezeigt, dass im Sommer sogar meist die Kurzzeitspeicher nachts gar nicht leer werden. Diese Energie könnte über die HGÜ-Leitung nach Deutschland exportiert werden und u. U. dort in die Langzeitspeicher eingelagert werden. Sollten sich diese Ansätze als günstig herausstellen, wäre eine Kooperation in der Stromversorgung Marokkos und Deutschlands zusätzlich noch attraktiver.

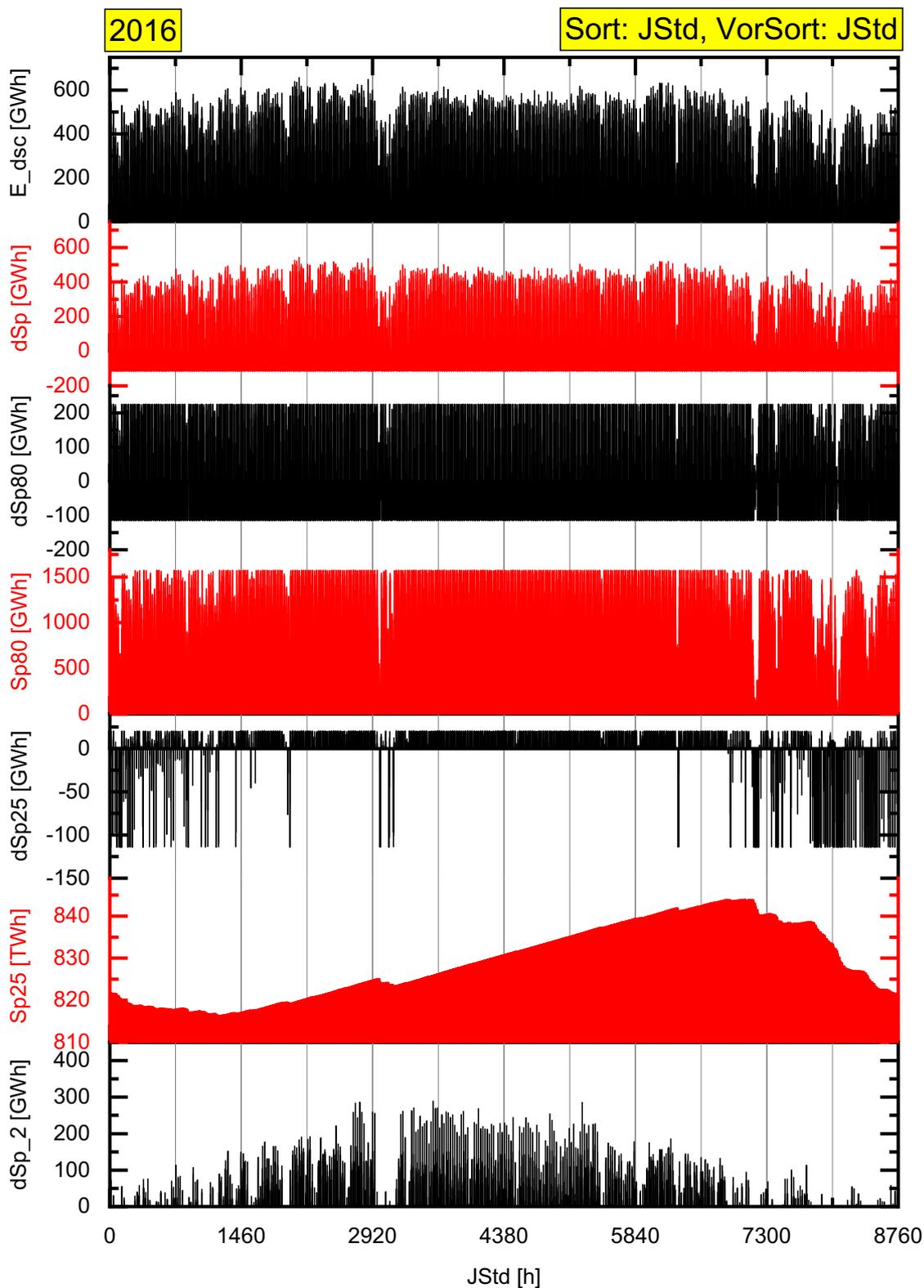


Abbildung 5-7 Darstellung der Parameter „ $E\_dsc$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp\_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D\_SSp = 0$  TWh) sortiert nach Jahresstunde für 2016.

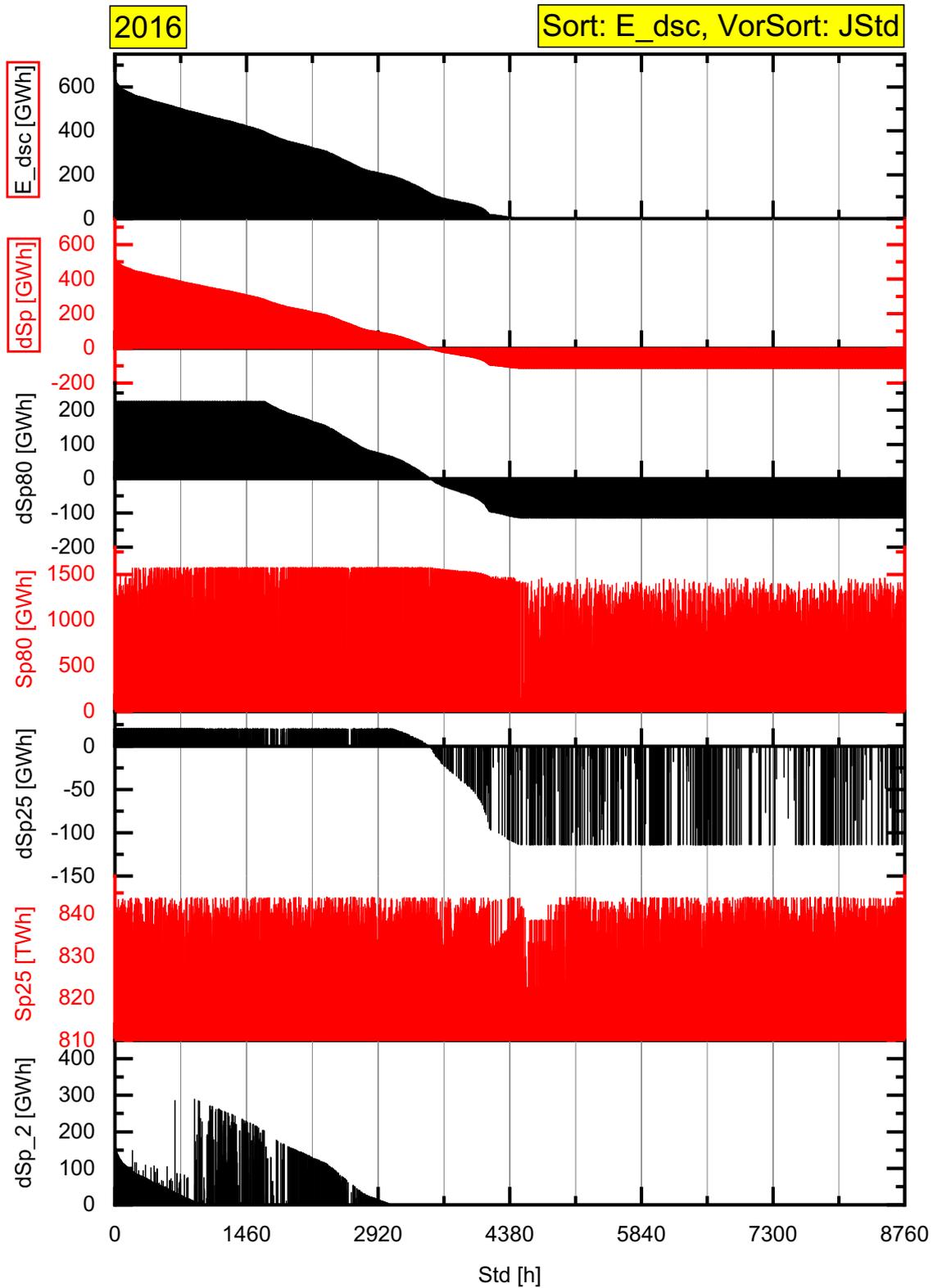


Abbildung 5-8 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach E\_dsc für 2016.

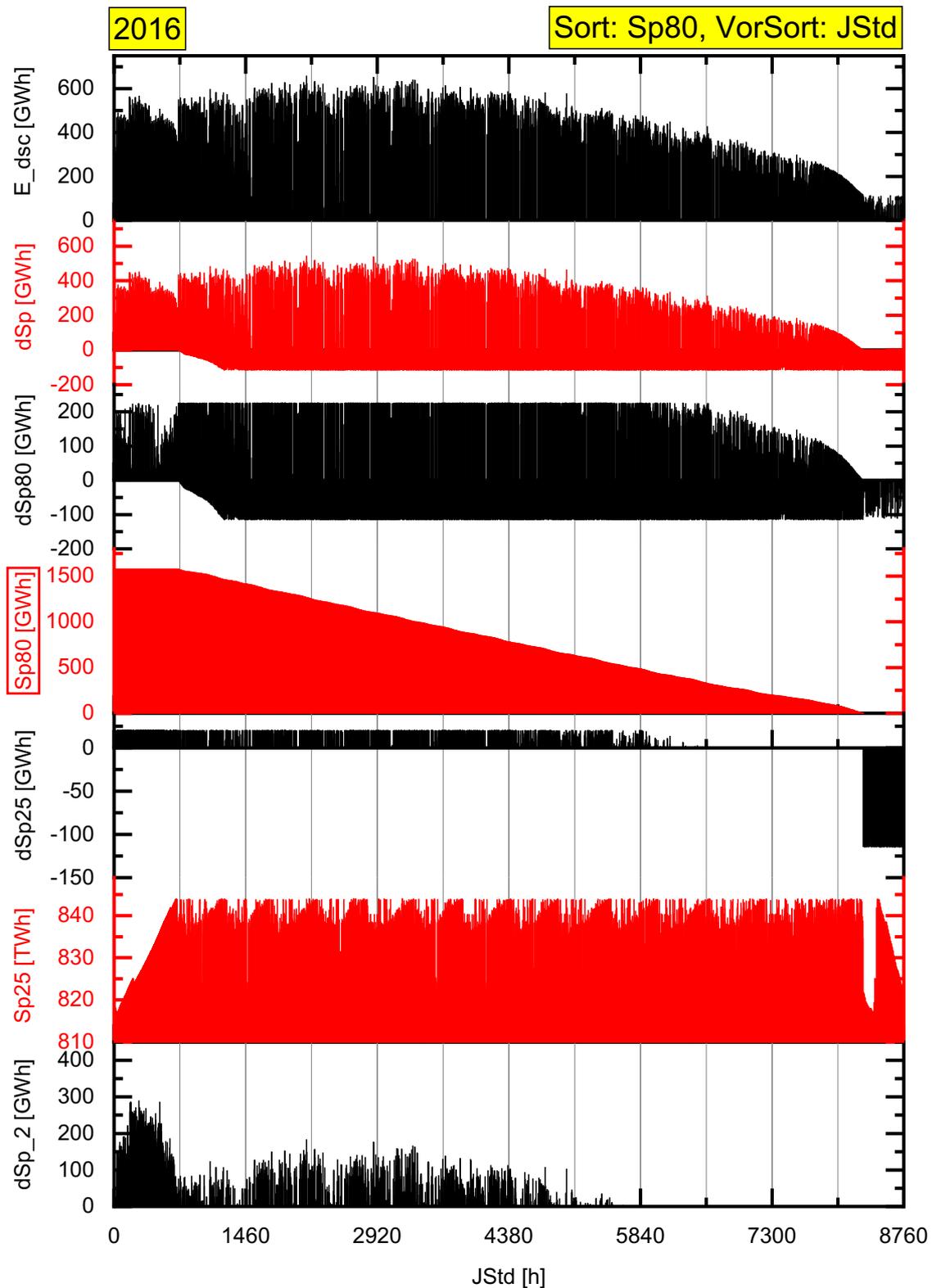


Abbildung 5-9 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach Sp80 für 2016.

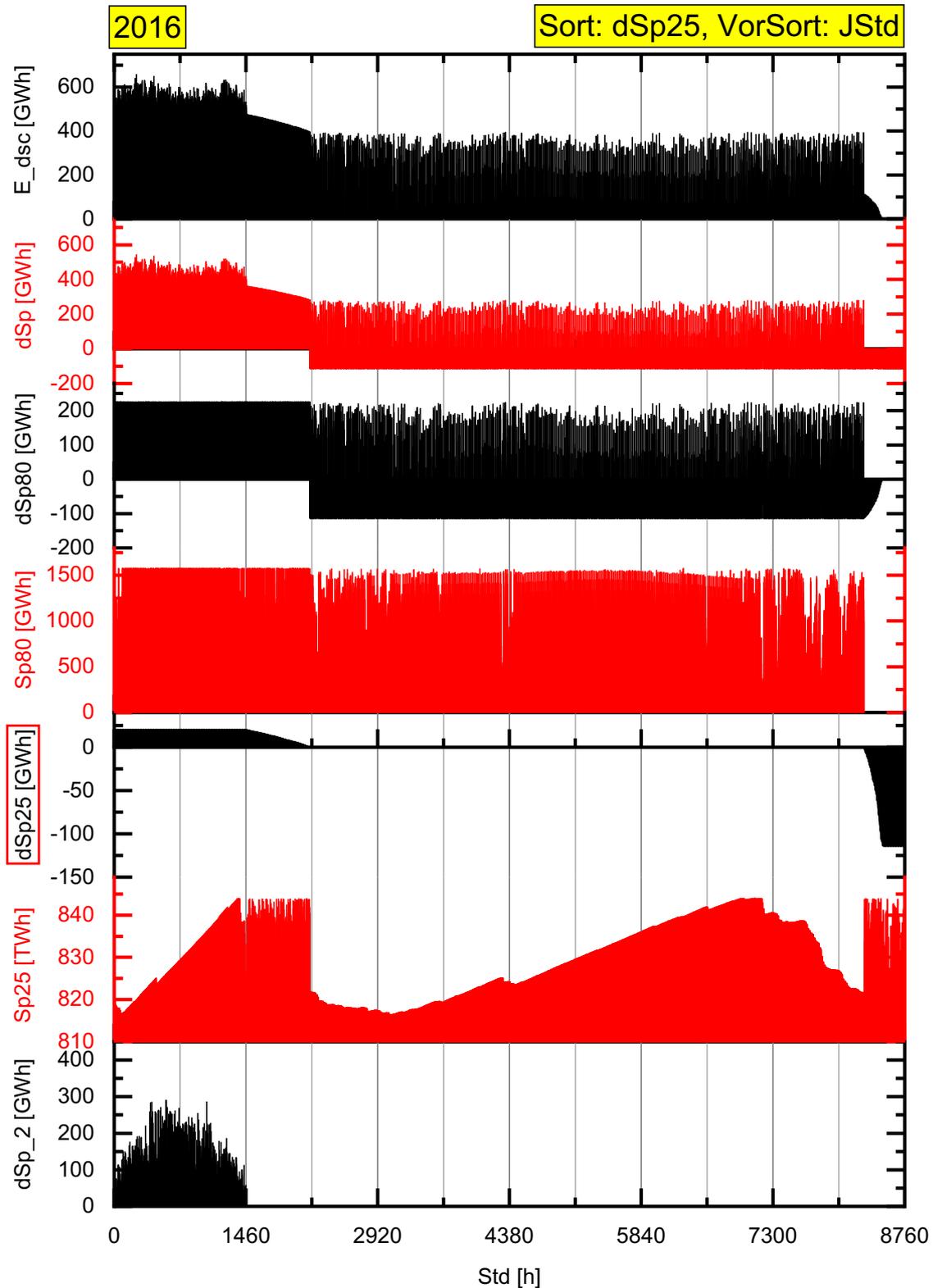


Abbildung 5-10 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geeignete PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach dSp25 für 2016.

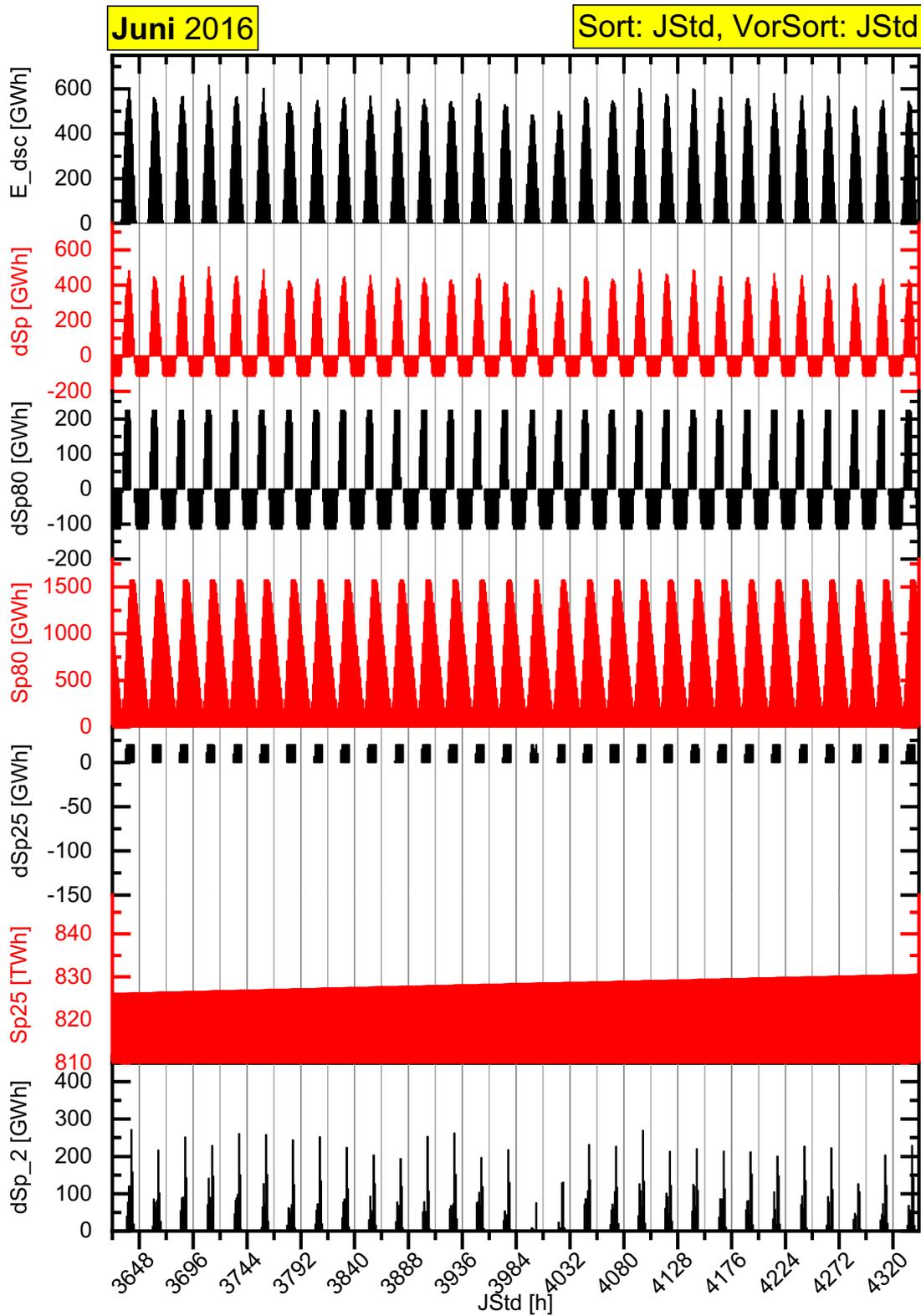


Abbildung 5-11 Auszug von Abbildung 5-7 auf Seite 129 für den Juni.

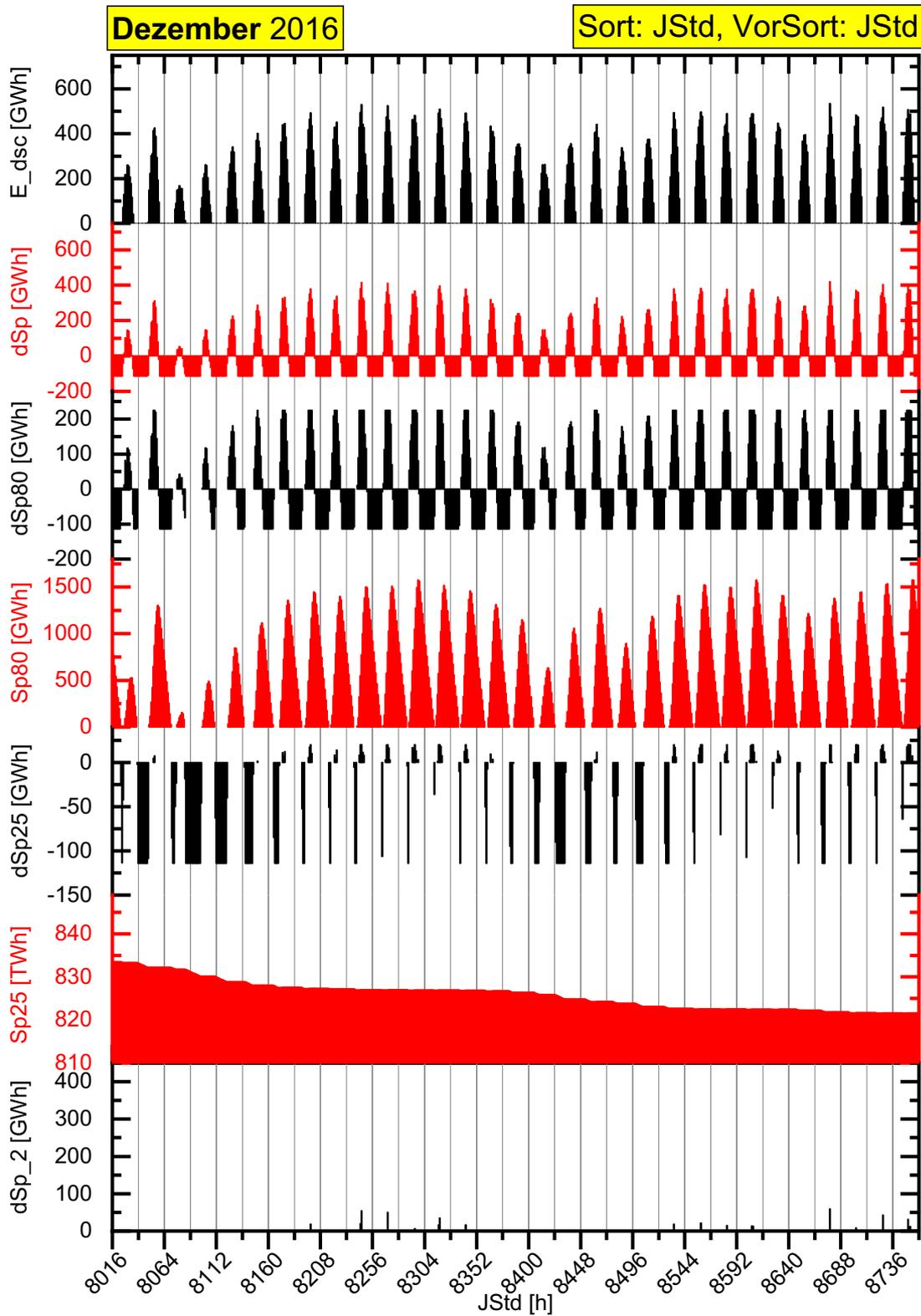


Abbildung 5-12 Auszug von Abbildung 5-7 auf Seite 129 für den Dezember.

## 5.5 Betrachtung und Optimierung der Kostenfunktion

Im Vorigen wurden über mehre Schritte eine optimale Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems nach „physikalisch-technischen“ Gesichtspunkten abgeleitet. Die Kosten der einzelnen Bestandteile des Energiesystems wurden dabei nicht explizit betrachtet. Im Folgenden soll nun die in Abschnitt 4.4 vorgestellte Kostenfunktion minimiert werden. Dabei wurde über den Solver in Microsoft Excel durch Variation der Parameter „ $Sp80_{Mx\_Nd}$ “ (Kurzzeitspeicher-Größe), „ $P25_{mx}$ “ (Einspeicher-Leistung des Langzeitspeichers) und „ $ÜsF_{dsc}$ “ (Überschussfaktor) das Minimum der Kostenfunktion bestimmt, unter der Nebenbedingung „Autarkie“ ( $D\_SSp = 0$  TWh).

Als Ausgangspunkt für die Optimierung wurde die nach physikalischen Gesichtspunkten „optimale“ Konfiguration wie in Abschnitt 5.4 gewählt. Als Kostenoptimum stellt sich im Vergleich zum physikalischen die folgende Konfiguration heraus:

	<b>Physikalisches Optimum</b>	<b>Kostenoptimum</b>
$Sp80_{Mx\_Nd}$	0,575 d	0,535 d
$P25_{mx}$	40 GW	68 GW
$ÜsF_{dsc}$	1,424	1,358
$T80_{ein}$	7 h (entspricht $P80_{mx} = 252$ GW)	7 h (entspricht $P80_{mx} = 234$ GW)
$P80_{out}$	114 GW	114 GW
$D\_SSp$	0 TWh („Autarkie“)	0 TWh („Autarkie“)
<i>Jahresverbrauch</i>	1 000 TWh	1 000 TWh
<i>Jahreskosten</i>	51 940 M€/a	50 937 M€/a

Das Kostenoptimum liegt also relativ nahe bei dem Optimum nach physikalischen Gesichtspunkten – obwohl die Kosten nur sehr ungenau abgeschätzt werden können. Die Kostenfunktion ergibt für das Kostenoptimum eine Summe von 50 937 M€/a. Das physikalische Optimum hat bei der zugrunde gelegten Kostenfunktion<sup>5</sup> nur ca. 2 % höhere Jahreskosten (51 940 M€/a).

## 5.6 Ausblick: Kopplung der marokkanischen und deutschen Stromversorgung

Letztendlich ist das Ziel der in unserer Forschungsstelle bearbeiteten Forschungsfrage, zu untersuchen, inwiefern eine Kopplung der deutschen mit der marokkanischen Stromversorgung sinnvoll ist. Diese Frage kann im Rahmen dieser Arbeit nicht abschließend nachgegangen werden. Es zeigten sich aber bereits in den bisher dargestellten Ergebnissen Hinweise, dass Potentiale für eine Kopplung bestehen. Die Vorbereitungen für eine systematische Untersuchung einer Kopplung sind nun gemacht und im Rechenprogramm implementiert. In der folgenden Übersicht (Tabelle 5-2) sind beispielhaft die Parameter verschiedener Konfigurationen eines Zwei-Speicher-Systems in Deutschland mit unterschiedlich starker Kopplung mit Marokko dargestellt.

<sup>5</sup> Hinweis: Die Kosten für die HGÜ-Leitung wurden bei dieser Betrachtung nicht berücksichtigt, da es sich um eine isolierte Untersuchung von Marokko handelt. Es wurde also angenommen, dass kein Export erfolgt und somit der gesamte Strom für den eigenen Verbrauch in Marokko genutzt wird.

Tabelle 5-2 Parameter der verschiedenen Kopplungsszenarien. Gelb markiert sind jeweils die eingestellten bzw. variierten Variablen.

Parameter	nur GER	Kopplung bei $\dot{U}SF = 1$	„deutsche Sonne“ ersetzen	Kostenoptimum bei $\dot{U}SF = 1$
$\dot{U}SF$	1,3077	1,0000	0,9377	1,0000
$\dot{U}SF_{dsc}$	0,0000	0,2800	0,3692	0,2840
$AF_S$	10		0	10
$AF_W$	10			
$AF_{Woff}$	10			
$P_{dsc\_max}$	--	100 GW		87 GW
$T_{dsc\_voll}$	--	2 758 h	3 692 h	3 254 h
$D\_SSp$	0 TWh			
Jahresverbrauch	1000 TWh			
$P25_{mx}$	130 GW			86,4 GW
$Sp80_{Mx\_Nd}$	0,25 d			0,27 d
$T80_{ein}$	6 h			
$P80_{mx}$	128 GW			137 GW
$P80_{nout}$	114 GW			
Jahreskosten	71 366 M€/a	76 841 M€/a	75 950 M€/a	73 511 M€/a

Der Fall „nur GER“ wurde als Referenz angegeben. Es handelt sich um eine „typische“ Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Deutschland. Wir vergleichen diesen Fall mit dem Fall „Kopplung bei  $\dot{U}SF = 1$ “: Unter sonst gleichen Einstellungen wurde nun der Überschussfaktor in Deutschland reduziert und auf 1 gesetzt und  $\dot{U}SF_{dsc}$  so weit erhöht, dass wieder Autarkie ( $D\_SSp = 0$  TWh) bestand. Es wurde eine HGÜ-Leitung mit 100 GW Leistungsvermögen gewählt. Es fällt auf, dass nun insgesamt der Überschussfaktor nur bei 1,28 liegt und somit niedriger als bei der isolierten Stromerzeugung in Deutschland (1,3077) ist. Das bedeutet, dass alleine durch die andere Struktur in der Solarstrom-Produktion in Marokko sich positive Einflüsse abzeichnen könnten.

In einem weiteren Fall wurde die deutsche Solarstromproduktion komplett durch eine entsprechende marokkanische Solarstrom-Produktion ersetzt (vgl. Spalte „deutsch Sonne“ ersetzen“): Der deutsche Überschussfaktor  $\dot{U}SF$  wird um den entsprechenden Anteil, der durch die Sonnenenergie hervorgerufen wird, vermindert und anschließend der Ausbaufaktor für die Solarkraft  $AF_S$  auf null gesetzt. Daraufhin wird  $\dot{U}SF_{dsc}$  erhöht, bis abermals Autarkie ( $D\_SSp = 0$  TWh) vorlag. Insgesamt ist dann ein Überschussfaktor von 1,3069 nötig, also etwas weniger als beim Fall „nur GER“. Es wurde erneut eine 100 GW-HGÜ-Leitung angenommen. Im letzten Fall wurde für einen deutschen Überschussfaktor von  $\dot{U}SF = 1,0$  das Kostenoptimum bei Variation von  $\dot{U}SF_{dsc}$ ,  $P25_{mx}$  und  $Sp80_{Mx\_Nd}$  gesucht. Die entsprechende Konfiguration ist in der Tabelle 5-2 angegeben. Die Kostenfunktion liegt für die hier betrachteten Fälle stets über den Kosten für den Fall „nur GER“. Ob tatsächlich die Kopplung des deutschen und marokkanischen Stromnetzes über eine HGÜ-Leitung unwirtschaftlich ist oder nicht bzw. eine andere

## Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

Ergebnisse des Zwei-Speicher-Modells für Marokko



Form der Kopplung sinnvoller ist, muss eine weitere, systematische Untersuchung zeigen. Die vergleichsweise höheren Kosten resultieren v. a. durch die niedrige Nutzung der HGÜ-Leitung. Durch eine bessere Ausnutzung der HGÜ-Leitung, also eine Erhöhung von  $T_{dsc\_voll}$ , würden sich die Jahreskosten noch reduzieren. Dies kann z. B. durch zusätzliche, ausgleichende Speicher in Marokko erreicht werden. Darüber hinaus kann die Auslastung der HGÜ-Leitung erhöht werden, indem v. a. zu den späten Nachtstunden, in denen die Langzeitspeicher in Marokko gebraucht würden, elektrische Energie aus Deutschland über die HGÜ-Leitung nach Marokko exportiert würde. Es bestehen Hinweise, dass dadurch unter Umständen die Langzeitspeicher-Infrastruktur in Marokko eingespart werden könnte.

## 6 Nomenklatur

### 6.1 Modellierung eines solaren Dargebots

- $\varphi$  = geogr. Breite, [ $1^\circ$ ]
- $\lambda$  = geogr. Länge, [ $1^\circ$ ]
- $t$  = Zeit, [h]
- $t_a$  = Stunde des Sonnenaufgangs, [h]
- $t_u$  = Stunde des Sonnenuntergangs, [h]
- $n$  = Tag im Jahr, [d]
- $\delta$  = Sonnendeklination, [ $1^\circ$ ] ..... vgl. (2-13)
- $\omega$  = Stundenwinkel, [ $1^\circ$ ] ..... vgl. (2-18)
- $\gamma_S$  = Sonnenhöhe, [ $1^\circ$ ] ..... vgl. (2-19)
- $\beta_Z$  = Zenitwinkel, [ $1^\circ$ ] ..... vgl. (2-26)
- $\alpha_S$  = Sonnenazimut, [ $1^\circ$ ] ..... vgl. (2-20)
- $AM$  = Air Mass, [1] ..... vgl. (2-12)
- $G$  = allg. Bestrahlungsstärke, [ $\text{Wm}^{-2}$ ]
- $G_{sc}$  = Solarkonstante, [ $\text{Wm}^{-2}$ ] ..... vgl. (2-9), (2-10)
- $G_0$  = extraterrestrische Bestrahlungsstärke, entspricht Bestrahlungsstärke auf Erdboden ohne Atmosphäreinfluss, [ $\text{Wm}^{-2}$ ] ..... vgl. (2-11)
- $G_t$  = „totale“, globale Bestrahlungsstärke bzw. „Globalstrahlung“ auf horizontale Ebene, [ $\text{Wm}^{-2}$ ] ..... vgl. (2-21)
- $k_t$  = (totaler/globaler) atmosphärischer Transmissionsgrad, [1] ..... vgl. (2-22)
- $K_t$  = Tages(mittel)wert des atmosphärischer Transmissionsgrad, [1] ..... vgl. Seite 20
- $k_{tm}$  = „mean“-/Durchschnittskomponente des atmosphärischen Transmissionsgrads, deterministisch, [1] ..... vgl. (2-37)
- $a$  = stochastische Störungskomponente des atmosphärischen Transmissionsgrads, [1] ..... vgl. (2-37)
- $\lambda$  = Graham-Parameter zur Bestimmung von  $k_{tm}$ , [1] ..... vgl. (2-39)
- $\varepsilon$  = Graham-Parameter zur Bestimmung von  $k_{tm}$ , [1] ..... vgl. (2-39)
- $\kappa$  = Graham-Parameter zur Bestimmung von  $k_{tm}$ , [1] ..... vgl. (2-39)
- $r_1$  = Autoregressions-Paramter zur Graham-Bestimmung von  $a(t)$  bzw.  $v(t)$ , [1] ..... vgl. (2-40)
- $\sigma_a$  = Standardabweichung von  $a$ , ..... vgl. (2-43)
- $\sigma_a^2$  = Varianz von  $a$ , [1]
- $v(t)$  = Markov-Zufallsvariable zur Graham-Erzeugung von  $k_t$ , [1] ..... vgl. (2-44)
- $p(x)$  = Wahrscheinlichkeitsdichte, [1]
- $\alpha$  = Beta-Verteilungsparameter zur Graham-Erzeugung von  $k_t$ , [1] ..... vgl. (2-46)
- $\beta$  = Beta-Verteilungsparameter zur Graham-Erzeugung von  $k_t$ , [1] ..... vgl. (2-46)

- $F_{\alpha,\beta}^{-1}$  = Inverse Beta-Verteilung..... vgl. (2-47)
- $G_d$  = diffuse Bestrahlungsstärke auf horizontale Ebene, [ $\text{Wm}^{-2}$ ] ..... vgl. (2-23)
- $G_b$  = „beam“-Komponente der Bestrahlungsstärke/direkte Bestrahlungsstärke auf horizontale Ebene, [ $\text{Wm}^{-2}$ ] ..... vgl. (2-24)
- $\beta$  = Einfallswinkel auf eine geneigte Ebene, [ $1^\circ$ ] ..... vgl. (2-25)
- $G_{t\beta}$  = „totale“, globale Bestrahlungsstärke bzw. „Globalstrahlung“ auf geneigte Ebene, [ $\text{Wm}^{-2}$ ] ..... vgl. (2-35)
- $G_{b\beta}$  = „beam“-Komponente der Bestrahlungsstärke/direkte Bestrahlungsstärke auf geneigte Ebene, [ $\text{Wm}^{-2}$ ]..... vgl. (2-27)
- $G_{d\beta}$  = diffuse Bestrahlungsstärke auf geneigte Ebene, [ $\text{Wm}^{-2}$ ]..... vgl. (2-29)
- $G_{r\beta}$  = Bestrahlungsstärke auf geneigte Ebene durch Bodenreflexion, [ $\text{Wm}^{-2}$ ].... vgl. (2-34)
- $H$  = allg. Bestrahlung, [ $\text{Jm}^{-2}$ ] ..... vgl. (2-36)
- $H_0$  = extraterrestrische Bestrahlung, entspricht Bestrahlung auf Erdboden ohne Atmosphäreneinfluss, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_0^d$  = extraterrestrische Bestrahlung, gemittelt über einen Tag, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_0^h$  = extraterrestrische Bestrahlung, gemittelt über eine Stunde, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_t$  = „totale“, globale Bestrahlung bzw. „Globalstrahlung“ auf horizontale Ebene, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_t^d$  = „totale“, globale Bestrahlung, gemittelt über einen Tag, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_t^h$  = „totale“, globale Bestrahlung, gemittelt über eine Stunde, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_d$  = diffuse Bestrahlung auf horizontale Ebene, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_b$  = „beam“-Komponente der Bestrahlung/direkte Bestrahlung auf horizontale Ebene, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_{t\beta}$  = „totale“, globale Bestrahlung bzw. „Globalstrahlung“ auf geneigte Ebene, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_{b\beta}$  = „beam“-Komponente der Bestrahlung/direkte Bestrahlung auf geneigte Ebene, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_{d\beta}$  = diffuse Bestrahlung auf geneigte Ebene, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $H_{r\beta}$  = Bestrahlung auf geneigte Ebene durch Bodenreflexion, [ $\text{Jm}^{-2}$ ]
- $\eta$  = Energieausgleichsparameter
- $P$  = allg. Strahlungsleistung, [W]
- $P_S$  = Strahlungsleistung der Sonne, [W] ..... vgl. (2-3)
- $M$  = allg. spezifische Ausstrahlung (Leistung), [ $\text{Wm}^{-2}$ ]
- $M_S$  = spezifische Ausstrahlung (Leistung) der Sonne, [ $\text{Wm}^{-2}$ ]..... vgl. (2-4)
- $T$  = Temperatur, [K]
- $\sigma$  = Stefan-Boltzmann-Konstante,  $\sigma = 5,67051 \cdot 10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$
- $A$  = allg. Oberfläche, [ $\text{m}^{-2}$ ]
- $A_S$  = Oberfläche der Sonne, [ $\text{m}^{-2}$ ]
- $J$  = Tageswinkel für Zeitgleichung, [ $1^\circ$ ] ..... vgl. (2-14)
- $a$  = Parameter zur Perez-Berechnung der diffusen Strahlung auf der geneigten Fläche,

- [1] ..... vgl. (2-30)
- $b$  = Parameter zur Perez-Berechnung der diffusen Strahlung auf der geneigten Fläche, [1] ..... vgl. (2-30)
- $F_1$  = Parameter zur Perez-Berechnung der diffusen Strahlung auf der geneigten Fläche (Circumsolar Brightening Coefficient), [1] ..... vgl. (2-31)
- $F_2$  = Parameter zur Perez-Berechnung der diffusen Strahlung auf der geneigten Fläche (Horizon Brightening Coefficient), [1] ..... vgl. (2-31)
- $\Delta$  = Parameter zur Perez-Berechnung der diffusen Strahlung auf der geneigten Fläche (Himmelshelligkeit), [1] ..... vgl. (2-32)
- $\varepsilon$  = Parameter zur Perez-Berechnung der diffusen Strahlung auf der geneigten Fläche (Himmelsklarheit), [1] ..... vgl. (2-33)
- $A$  = Albedo (Reflexionsgrad), [1] ..... vgl. (2-34)

## 6.2 Zwei-Speicher-Modell

- $Q_a$  = Jahresverbrauch, [TWh] ..... vgl. (4-1)
- $Q_h$  = Verbrauch in einer Zeitstufe, [GWh] ..... vgl. (4-1)
- $Q_P$  = Verbraucher-Engpassleistung, [GWh] ..... vgl. (4-9)
- $RE_x$  = Produktion an Strom aus Regenerativen Energien in einer Zeitstufe, [GWh] ..... vgl. (4-2)
- $E_{GER}$  = Produktion an Strom aus Regenerativen Energien in Deutschland in einer Zeitstufe, [GWh] ..... vgl. (4-2)
- $E_{dsc}$  = Produktion an Strom aus Regenerativen Energien in Nordafrika in einer Zeitstufe, [GWh] ..... vgl. (4-2)
- $dSp$  = Residuum aus Speicherzu- und -abflüssen in einer Zeitstufe, [GWh] ..... vgl. (4-2), (4-14)
- $Sp80$  = Speicher-Inhalt des Kurzzeitspeichers, [GWh] ..... vgl. Seite 101
- $Sp80_{mx}$  = maximale Speicher-Kapazität des Kurzzeitspeichers, [GWh]
- $Sp80_{mx\_Nd}$  = maximale Speicher-Kapazität des Kurzzeitspeichers, angegeben in Tagen der Volllast-Leistung, [d] ..... vgl. (4-3)
- $dSp80$  = Residuum aus Zu- und Abflüssen des Kurzzeitspeichers in einer Zeitstufe, [GWh] ..... vgl. (4-5)
- $P80_{mx}$  = maximale Einspeicher-Leistung des Kurzzeitspeichers, [GW] ..... vgl. (4-4), (4-9)
- $P80_{out}$  = maximale Ausspeicher-Leistung des Kurzzeitspeichers, [GW] ..... vgl. (4-9)
- $T80_{ein}$  = minimale Einspeicher-Zeit des Kurzzeitspeichers, [h] ..... vgl. (4-9)
- $T80_{out}$  = minimale Ausspeicher-Zeit des Kurzzeitspeichers, [h] ..... vgl. (4-9)
- $dSp80_{n_{mx}}$  = maximales stündliches Residuum des Kurzzeitspeichers beim Einspeichern, [GWh] ..... vgl. (4-4)
- $\eta_{Pmp}$  = Wirkungsgrad des Einspeicherns in den Kurzzeitspeicher (also: der Pumpe des Pumpspeicherkraftwerks), [1] ..... vgl. (4-5), (4-7)

- $\eta_{WT}$  = Wirkungsgrad des Ausspeicherns aus dem Kurzzeitspeicher (also: der Wasserturbine des Pumpspeicherkraftwerks), [1] ..... vgl. (4-5), (4-7)
- $\eta_p$  = kombinierter, „turn around“-Wirkungsgrad des Ein- und Ausspeicherns beim Kurzzeitspeicher [1] ..... vgl. (4-5), (4-6)
- $Sp_{25}$  = Speicher-Inhalt des Langzeitspeichers, [GWh] ..... vgl. Seite 103
- $dSp_{25}$  = Residuum aus Zu- und Abflüssen des Langzeitspeichers in einer Zeitstufe, [GWh] ..... vgl. (4-11)
- $P_{25_{mx}}$  = maximale Einspeicher-Leistung des Langzeitspeichers, [GW] ..... vgl. (4-10)
- $P_{25n_{out}}$  = maximale Ausspeicher-Leistung des Langzeitspeichers, [GW]
- $dSp_{25n_{mx}}$  = maximales stündliches Residuum des Langzeitspeichers beim Einspeichern, [GWh]..... vgl. (4-10)
- $\eta_{ER}$  = Wirkungsgrad des Einspeicherns in den Langzeitspeicher (also: des Elektrolyseurs und des Reformers), [1] ..... vgl. (4-11), (4-13)
- $\eta_{GT}$  = Wirkungsgrad des Ausspeicherns aus dem Langzeitspeicher (also: der Gasturbine bzw. des GuD-Kraftwerks), [1] ..... vgl. (4-11), (4-13)
- $\eta_g$  = kombinierter, „turn around“-Wirkungsgrad des Ein- und Ausspeicherns beim Langzeitspeicher [1]..... vgl. (4-12)
- $\ddot{U}SF$  = Überschuss-Faktor der deutschen RE-Produktion..... vgl. (4-16)
- $\ddot{U}SF_{dsc}$  = Überschuss-Faktor der nordafrikanischen RE-Produktion..... vgl. (4-16)
- $AF_W$  = Ausbaufaktor der Onshore-Windkraft in Deutschland ..... vgl. Seite 106
- $AF_{Woff}$  = Ausbaufaktor der Offshore-Windkraft in Deutschland..... vgl. Seite 106
- $AF_S$  = Ausbaufaktor der Solarkraft in Deutschland ..... vgl. Seite 106
- $HG\ddot{U}_{Schwell}$  = Schwellwert-Faktor des HGÜ-Begrenzers (min. Übertragung) .... vgl. Seite 106 f.
- $HG\ddot{U}_{Ausb}$  = Ausbaufaktor-Faktor des HGÜ-Begrenzers (max. Übertragung) .... vgl. Seite 106 f.
- $E_{dsc_{min}}$  = minimale Übertragungsleistung der HGÜ-Leitung ..... vgl. Seite 106 f.
- $E_{dsc_{max}}$  = maximale Übertragungsleistung der HGÜ-Leitung..... vgl. Seite 106 f.

## 7 Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen. (2018). *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern*. Abgerufen am 29. Januar 2019 von <https://www.ag-energiebilanzen.de/>
- Agentur für Erneuerbare Energien. (2012). *Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke*. Abgerufen am 28. Januar 2019 von [http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Investitionskosten\\_nov12.pdf](http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Investitionskosten_nov12.pdf)
- Auswärtiges Amt. (2017a). *Marokko*. Abgerufen am 22. Januar 2019 von <https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/marokko-node/marokko/224060>
- Auswärtiges Amt. (2017b). *Wirtschaft Marokko*. Abgerufen am 22. Januar 2019 von <https://www.auswaertiges-amt.de/de/aussenpolitik/laender/marokko-node/wirtschaft/224082>
- Borgolte, G. (o. J.). Aufbereitete Daten zur Stromerzeugung aus RE-Quellen in Deutschland 2016, zusammengestellt nach den Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). RWTH Aachen: private Mitteilung an Herrn Dr. Luther.
- Bronstein, I. N., Semendjaev, K. V., Musiol, G., & Mühlig, H. (2000). *Taschenbuch der Mathematik*. Thun, Frankfurt a. M.: Harri Deutsch.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2018). *Primärenergieverbrauch in Deutschland 2017 (13.525 PJ\*)*. Abgerufen am 20. Oktober 2018 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html>
- Düren, M. (2017). *Understanding the Bigger energy Picture - DESERTEC and Beyond, SpringerBriefs in Energy*. Springer. doi:<https://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-57966-5>
- Düren, M. (2018). Strom und Gas aus der Wüste als Option für eine globale Energiewende. In H. Bruhns (Hrsg.), *Energie - Optionen für die Energie- und Wärmewende. Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung Erlangen 2018* (S. 23-41). Bad Honnef.
- Demtröder, W. (2013). *Experimentalphysik 2: Elektrizität und Optik* (6. Ausg.). Berlin, Heidelberg: Springer Spektrum.
- Desertec Foundation. (o. J.). *Desertec*. Abgerufen am 29. Januar 2019 von <http://www.desertec.org/about-desertec>
- Deutscher Wetterdienst. (2018). *Deutscher Wetterdienst*. Abgerufen am 04. 09 2018 von CDC FTP-Server Messwerte: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/cdcftp-messwerte/cdcftp-messwerte.html?nn=17626>
- Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN). (1985). *DIN 5034 Teil 2, Tageslicht in Innenräumen*. Berlin: Beuth.
- Dietze, G. (1957). *Einführung in die Optik der Atmosphäre*. Leipzig: Akademische Verlagsgesellschaft Geest & Portig K. G. .
- Duffie, J. A., & Beckman, W. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes* (3. Ausg.). New York, Chichester, Brisbane, Toronto: John Wiley.

- Dufo Lopez, R. (2018). *iHOGA User's manual*. Abgerufen am 31. Oktober 2018 von <https://ihoga.unizar.es/en/descarga/>
- DWD Climate Data Center (CDC). (o. J.). *Stündliche Stationsmessungen der Solarstrahlung (global/diffus) und der atmosphärischen Gegenstrahlung für Deutschland, Version recent, abgerufen am 04.09.2018*.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2010). *Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2008. Berücksichtigt wurden nur konventionelle Kraftwerke, also keine regenerativen oder KWK-Anlagen*. Abgerufen am 24. Januar 2019 von [https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Merit\\_Order\\_2008.PNG](https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Merit_Order_2008.PNG)
- Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT & Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. (2014). *Abschlussbericht Metastudie "Energiespeicher": Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)*.
- Gaba, E. (2009). *Morocco relief location map*. Abgerufen am 31. Oktober 2018 von Wikipedia: [https://commons.m.wikimedia.org/wiki/File:Morocco\\_relief\\_location\\_map.jpg#mw-jump-to-license](https://commons.m.wikimedia.org/wiki/File:Morocco_relief_location_map.jpg#mw-jump-to-license)
- Garg, A., Glowienka, S., & Meyer, J. (2013). STENSEA - Die bauliche Konzeption eines Tiefsee-Energiespeichers. *Bauingenieur*, 88, S. 291-300.
- Graham, V. A. (1985). *Stochastic Synthesis of the Solar Atmospheric Transmittance*. Waterloo, Ontario: Univ. Waterloo, Ph.D.Thesis.
- Graham, V., & Hollands, K. (1990). A Method to Generate Synthetic Hourly Solar Radiation Globally. *Solar Energy*, 44/1990(6), S. 333-341.
- Gueymard, C. A. (2018). A reevaluation of the solar constant based on a 42-year total solar irradiance time series and a reconciliation of spaceborne observations. *Solar Energy*, 168/2018(7), S. 2-9.
- Guthke, P. (2018). E-Mail-Verkehr zur Genauigkeit der Einspeisezeitreihen von TransnetBW im August 2018.
- Huld, T., & Pinedo-Pascua, I. (2014). *Photovoltaic Solar Electricity Potential in Africa, Europe and Asia*. (European Commission Joint Research Centre, Hrsg.) Abgerufen am 25. Oktober 2018 von Photovoltaic Geographical Information System: [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_index\\_c.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html)
- International Energy Agency. (2018). *Total Primary Energy Supply (TPES) by source*. Abgerufen am 20. Oktober 2018 von <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Electricity&indicator=TPESbySource&mode=chart&categoryBrowse=true&dataTable=BALANCES&showDataTable=true>
- IPCC. (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. (T. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S. Allen, J. Boschung, . . . P. Midgley, Hrsg.) Cambridge, United Kingdom und New York, NY, USA: Cambridge University Press.

- IPCC. (2014). *Klimaänderung 2014: Synthesebericht. Beitrag der Arbeitsgruppen I, II und III zum Fünften Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC)*. (P. Pachauri, & L. Meyer, Hrsg.) Genf, Schweiz: IPCC. Deutsche Übersetzung durch Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle, Bonn, 2016.
- Jeschke, E., Pfeifer, E., Reinke, H., Unverhau, S., & Fienitz, B. (2013). *Microsoft Excel - Formeln & Funktionen - Das Maxibuch* (3. Ausg.). Köln: O'Reilly Verlag.
- Kloess, M. (2012). *Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien*. Abgerufen am 7. Januar 2019 von [https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR\\_Kloess.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/pr/PR_Kloess.pdf)
- Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. (2019). *Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*. Abgerufen am 29. Januar 2019 von <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/pdf-zum-download-abschlussbericht-der-kohlekommission-als-pdf-zum-download/23912864.html?ticket=ST-330197-kh4ydoX0a9LZvmUZQo1F-ap2>
- Kopp, G., & Lean, J. L. (2011). A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance. *Geophysical Research Letters*, 38, L01706. doi:10.1029/2010GL045777
- Kratz, D., Stackhouse Jr., P., Gupta, S. K., Wilber, A., Sawaengphokhai, P., & McGarragh, G. (April 2014). The Fast Longwave and Shortwave Flux (FLASHFlux) Data Product: Single-Scanner Footprint Fluxes. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 53, S. 1059-1079.
- Lippert, B. (2013). Europäische Nachbarschaftspolitik (ENP). In M. G. Hüttmann, & H.-G. Wehling (Hrsg.), *Das Europalexikon*. Bonn: Dietz. Abgerufen am 22. Januar 2019 von <http://www.bpb.de/nachschlagen/lexika/das-europalexikon/176887/europaeische-nachbarschaftspolitik-enp>
- Luther, G. (2016). Wärmepumpe oder KWK - was passt zur Wärmewende. In H. Bruhns (Hrsg.), *Energie - Forschung und Perspektiven. Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung Regensburg 2016* (S. 123-139). Bad Honnef.
- Luther, G. (2017). *Speicher*. Abgerufen am 17. Januar 2019 von Forschungsstelle Zukunftsenergie der Universität des Saarlandes: <http://www.fze.uni-saarland.de/Speicher.htm>
- Luther, G. (o. J.). *Energiewende im ZweiSpeicher-Modell*. Saarbrücken: nicht veröffentlicht, Bearbeitungsstand 20.11.2018.
- Luther, G., & Schmidt-Böcking, H. (2014). Pumpspeicherkraftwerke - Unsichtbare Speicher für die Energiewende. *ew-Spezial(III)*, S. 22-24.
- Mühr, B. (o. J.). *Klimadiagramme Nordwestafrika - Marokko und Kanarische Inseln*. Abgerufen am 26. Oktober 2018 von [www.klimadiagramme.de](http://www.klimadiagramme.de): [http://www.klimadiagramme.de/pics/st\\_mar.html](http://www.klimadiagramme.de/pics/st_mar.html)
- Michael, T. (Hrsg.). (2008). *Diercke Weltatlas*. Braunschweig: Westermann.
- Moser, M. (2013). *Markteinführung solarthermischer Kraftwerke*. Abgerufen am 17. Januar 2019 von [https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/syskol/SysKol\\_Stuttgart\\_DLR\\_Moser.pdf](https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/syskol/SysKol_Stuttgart_DLR_Moser.pdf)
- National Aeronautics and Space Administration. (2018). *POWER Data Access Viewer*. Abgerufen am 25. Oktober 2018 von <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

- National Aeronautics and Space Administration. (o. J.). *CERES: Clouds and the Earth's Radiant Energy System*. Abgerufen am 04. September 2018 von [https://ceres.larc.nasa.gov/ceres\\_brochure2.php](https://ceres.larc.nasa.gov/ceres_brochure2.php)
- OriginLab Corporation. (2017). OriginPro 2018G (64-bit) SR1 - Funktionsauswahl Nichtlinearer Fit: Growth/Sigmoidal. Northampton, MA, USA.
- OriginLab Corporation. (o. J.). *Origin Help*. Von Curve Fitting Functions: <https://www.originlab.com/doc/Origin-Help/Curve-Fitting-Function> abgerufen
- Parkinson, G. (2017). *Solar heads to 1c/kWh before 2020 after Mexico sets record low*. Abgerufen am 17. Januar 2019 von Renew Economy: <https://reneweconomy.com.au/solar-heads-to-1ckwh-before-2020-after-mexico-sets-record-low-62163/>
- Peel, M., Finlayson, B., & McMahon, T. (2007). Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. *Hydrology and Earth System Sciences*, 11, S. 1633-1644. Abgerufen am 24. Oktober 2018 von [www.hydrol-earth-syst-sci.net/11/1633/2007/](http://www.hydrol-earth-syst-sci.net/11/1633/2007/)
- Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J., & Stewart, R. (1990). Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, 44(5), S. 271-289.
- Peterson, A. (2016). *Köppen climate types in Morocco*. Abgerufen am 26. Oktober 2018 von [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Morocco\\_K%C3%B6ppen.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Morocco_K%C3%B6ppen.svg)
- Quaschnig, V. (2015). *Regenerative Energiesysteme* (9., aktualisierte und erweiterte Ausg.). München: Hanser.
- Ragala, R., & Refass, M. (2002). *Atalas du Maroc*. Paris: Les éditions J. A. .
- Reindl, D., Beckman, W., & Duffie, J. (1989). Diffuse Fraction Correlations. *Proceedings of ISES Solar World Conference 1989*, S. 3846-3850.
- Sadalmelik. (2007). *Topographic map of Morocco*. Abgerufen am 26. Oktober 2018 von [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Morocco\\_Topography.png](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Morocco_Topography.png)
- Schönwiese, C.-D. (2013). *Klimatologie*. Stuttgart: Ulmer UTB.
- Schmidt-Böcking, H., Luther, G., Lay, C., & Bard, J. (2013). Speicherung elektrischer Energie am Meeresboden: Das Meer-Ei. *Physik in unserer Zeit* (4/2013 (44)), S. 194-198. doi:10.1002/piuz.201301330
- Sinn, H.-W. (2013). *Energiewende ins Nichts. Vortrag am 16.12.2013 in der LMU München*. Von [www.cesifo-group.de/de/ifoHome/events/individual-events/Archive/2013/vortrag-sinn-lmu-20131216.html](http://www.cesifo-group.de/de/ifoHome/events/individual-events/Archive/2013/vortrag-sinn-lmu-20131216.html) abgerufen
- Sinn, H.-W. (2017). *"Wie viel Zappelstrom verträgt das Netz? Bemerkungen zur deutschen Energiewende": Vortrag im Rahmen der Münchner Seminare an der Ludwig-Maximilians-Universität München, 18. Dezember 2017*. Von [http://www.hanswernersinn.de/de/Weihnachtsvorlesung\\_18122017](http://www.hanswernersinn.de/de/Weihnachtsvorlesung_18122017) abgerufen
- Spatschek, K.-H. (2018). *Astrophysik - Eine Einführung in Theorie und Grundlagen*. Berlin: Springer Spektrum.
- Stackhouse Jr. , P., Zhang, T., Westberg, D., Barnett, A., Bristow, T., Macpherson, B., & Hoell, J. (1. Mai 2018). *POWER Release 8 (with GIS Applications) Methodology (Data Parameters, Sources, &*

- Validation*). Abgerufen am 4. September 2018 von [www.power.larc.nasa.gov/documents/POWER\\_Data\\_v8\\_methodology.pdf](http://www.power.larc.nasa.gov/documents/POWER_Data_v8_methodology.pdf)
- TÜV-Rheinland. (1984). *Atlas über die Sonnenstrahlung in Europa*. TÜV-Verlag.
- TransnetBW. (o. J.). *Erstellung & Übermittlung von Photovoltaikreferenzzeitreihen*. Abgerufen am 5. Juli 2018 von <https://www.transnetbw.de/de/transparenz/weiteredienstleistungen/fotovoltaik-referenzzeitreihen>
- Wallroth, S. (2009). *Nachhaltige Entwicklung*. Abgerufen am 25. Januar 2019 von Wikipedia: [https://de.wikipedia.org/wiki/Nachhaltigkeit#/media/File:Developpement\\_durable\\_de.svg](https://de.wikipedia.org/wiki/Nachhaltigkeit#/media/File:Developpement_durable_de.svg)
- Weischet, W., & Endlicher, W. (2000). *Regionale Klimatologie - Teil 2 Die Alte Welt (Europa, Afrika, Asien)*. Stuttgart, Leipzig: Teubner.
- Weischet, W., & Endlicher, W. (2012). *Einführung in die Allgemeine Klimatologie*. Berlin, Stuttgart: Gebr. Borntraeger.
- Worldmapper. (2012). *Morocco Gridded Population*. Abgerufen am 26. Oktober 2018 von <https://worldmapper.org/maps/gridded-population-mar/>
- Zubi, G., Spertino, F., Carvalho, M., Adhikari, R. S., & Khatib, T. (2017). Development and assessment of a solar home system to cover cooking and lighting needs in developing regions as a better alternative for existing practices. *Solar Energy*, 155/2017(5), S. 7-17.

## 8 Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

### 8.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1 Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017 (Jahressumme: 13.525 PJ) nach verschiedenen Energieträgern (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018).....	1
Abbildung 2-1 Quellen und Möglichkeiten zur Nutzung regenerativer Energien (Quaschning, 2015, S. 35). .....	6
Abbildung 2-2 Energiekugeln. Die jährliche Sonneneinstrahlung übertrifft den Energieverbrauch und sämtliche Energiereserven um ein Vielfaches (Quaschning, 2015, S. 37).....	7
Abbildung 2-3 Durch die Kugeloberfläche mit dem Radius $r_{SE}$ tritt die gleiche Strahlungsleistung wie durch die Sonnenoberfläche. (Quaschning, 2015, S. 61) .....	9
Abbildung 2-4 Messwerte der Solarkonstanten verschiedener Untersuchungsprogramme. Der bei dieser Arbeit berücksichtigte Wert wurde im Rahmen von SORCE/TIM ermittelt. Deutlich bei allen Messreihen zu erkennen sind auch die Schwankungen der Solarkonstanten mit der Sonnenaktivität. (Kopp & Lean, 2011, S. 2) .....	9
Abbildung 2-5 Höchster Sonnenstand und AM-Werte für verschiedene Tage in Berlin und Kairo im Vergleich (Quaschning, 2015, S. 65).....	11
Abbildung 2-6 Konvention der Winkelbezeichnungen (Quaschning, 2015, S. 73).....	11
Abbildung 2-7 Schematische Veranschaulichung der atmosphärischen Extinktion der Sonneneinstrahlung durch Absorption und Streuung. Die an der Erdoberfläche resultierende „Globalstrahlung“ ist die Summe aus der verbleibenden direkten Sonnenstrahlung und der diffusen Himmelsstrahlung, die Mehrfachstreuungen unterliegt. Auch die die Atmosphäre wieder verlassende reflektierende Strahlung unterliegt der Mehrfachstreuung. (Schönwiese, 2013, S. 116) .....	13
Abbildung 2-8 Bestimmung des Sonneneinfallswinkels auf eine geneigte Ebene (Quaschning, 2015, S. 75) .....	15
Abbildung 2-9 Aufteilung der Sonnenstrahlung in direkte (beam), diffuse und reflektierte Strahlung auf eine geneigte Fläche: Die direkte Strahlung wurde bereits in Abschnitt 2.4.2 betrachtet. Ein weiterer Teil, der auf die geneigte Ebene fallenden Strahlung, wird vom Boden reflektiert (vgl. Abschnitt 2.4.4). Die diffuse Bestrahlungsstärke setzt sich aus drei Komponenten zusammen: 1. eine isotrope Komponente vom Himmel, 2. eine circumsolare Komponente, einem helleren Bereich direkt um der Sonne und 3. eine Horizont-Komponente, durch den helleren Bereich oberhalb des Horizontes. (Duffie & Beckman, 2006, S. 91).....	16
Abbildung 2-10 Messstation zur Messung der globalen, diffusen und direkten Bestrahlungsstärke. Links wird mit einem thermischen Sensor die globale Bestrahlungsstärke, rechts durch den Schattenball die diffuse Bestrahlungsstärke gemessen. Mit dem rohrförmigen Pyrheliometer wird die direkte Bestrahlungsstärke bestimmt. (Quaschning, 2015, S. 93) .....	18
Abbildung 2-11 Plot von stündlichen Transmissionswerten $k_t(t)$ gegenüber der Zeit für verschiedene $K_t$ -Werte. (Abbildung erstellt nach Daten von Graham (1985, S. 175)) .....	22

Abbildung 2-12 Ausschnitt aus dem Tabellenblatt „hWerte“ in der Microsoft Excel-Arbeitsmappe „Bieringer2018_hWerte_20181130_*.xlsx“ mit der Bestimmung der $k_t$ -Werte mit Hilfe des Verfahrens nach Graham (1985).....	24
Abbildung 2-13 Ausschnitt aus dem Tabellenblatt in Microsoft Excel mit der Berechnung der Bestrahlungsstärken anhand der synthetisch generierten $k_t$ -Werte .....	26
Abbildung 2-14 Übersicht über die Korrelationen zwischen den verschiedenen Tageswert-Datensätzen von Deutschem Wetterdienst (DWD), den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und der NASA..	30
Abbildung 2-15 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der Globalstrahlung (Tageswerte nach NASA aus 20 Stationen, skaliert) und Solarstromzeitreihen (Tagessumme aus den Einzelwerten der vier ÜNB) für das Jahr 2016 über das Bundesgebiet .....	31
Abbildung 2-16 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der Globalstrahlung (Tageswerte nach NASA aus 4 Stationen in Baden-Württemberg, skaliert) und Solarstromzeitreihen (Tagessumme nach TransnetBW) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg. ....	32
Abbildung 2-17 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der Sonneneinstrahlung (Tageswerte nach DWD aus 12 Stationen, skaliert) und Solarstromzeitreihen (Tagessumme aus den Einzelwerten der vier ÜNB) für das Jahr 2016 über das Bundesgebiet.....	33
Abbildung 2-18 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der Sonneneinstrahlung (Tageswerte nach DWD aus zwei Stationen in Baden-Württemberg, skaliert) und Solarstromzeitreihen (Tagessumme nach TransnetBW) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg. ....	34
Abbildung 2-19 Streudiagramm zur Korrelation zwischen den Tagessummen der Sonneneinstrahlung basierend auf terrestrischen Messungen des DWD und Satellitenmessungen der NASA für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet.....	35
Abbildung 2-20 Streudiagramm zum Vergleich der relativen Abweichungen zwischen den NASA-Einstrahlungswerten und der Solarstrom-Einspeisung der ÜNB einerseits und zwischen den DWD-Einstrahlungswerten und der Solarstrom-Einspeisung der ÜNB andererseits, jeweils Tagessummen für Baden-Württemberg im Jahr 2016. ....	36
Abbildung 2-21 Übersicht über die Korrelationen zwischen den verschiedenen Datensätzen von Deutschem Wetterdienst (DWD), den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und der NASA. ....	37
Abbildung 2-22 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung.....	39
Abbildung 2-23 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei um 30° geneigten, nach Süden ausgerichteten PV-Modulen. ....	40
Abbildung 2-24 Gemeinsame Darstellung der synthetisch erzeugten und ÜNB-Einspeisezeitreihen (Januar, April, Juli und Oktober 2016 für die gesamte Bundesrepublik Deutschland, horizontale PV-Module). Im Anhang 10.4 auf Seite 194 sind alle Monate dieser Zeitreihe abgebildet. ....	41

Abbildung 2-25 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung.....	42
Abbildung 2-26 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei um 30° geneigten, nach Süden ausgerichteten PV-Modulen. ....	42
Abbildung 2-27 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung.....	44
Abbildung 2-28 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung.....	44
Abbildung 2-29 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei um 30° geneigten, nach Süden ausgerichteten PV-Modulen.....	45
Abbildung 2-30 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei um 30° geneigten, nach Süden ausgerichteten PV-Modulen.....	45
Abbildung 2-31 Relative Abweichung der Differenz aus synthetischer und ÜNB-Solarstromproduktion vom Mittelwert in Abhängigkeit dieses Mittelwerts aus synthetischer und ÜNB-Solarstromproduktion für Baden-Württemberg im Jahr 2016 bei horizontaler Anlagenausrichtung.....	47
Abbildung 2-32 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung. <b>Es sind nur diejenigen Tage dargestellt, die einen Tages-<math>K_t</math>-Wert über 0,6 haben.</b> ....	48
Abbildung 2-33 Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen und ÜNB-Solarstromzeitreihen (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das Bundesland Baden-Württemberg bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung. <b>Es sind nur diejenigen Tage dargestellt, die einen Tages-<math>K_t</math>-Wert über 0,6 haben.</b> ....	48
Abbildung 2-34 Auszug aus der bundesweiten Solarstrom-Einspeisezeitreihe (12. bis 18.04.2016) ...	49
Abbildung 2-35 Verlauf der Globalstrahlung in Saarbrücken-Ensheim (DWD Climate Data Center (CDC), o. J.) .....	50
Abbildung 2-36 Streudiagramm zur Korrelation zwischen der ÜNB-Solarstromzeitreihe (Stundenwerte) und der <b>mit einheitlichen Tages-<math>K_t</math>-Werten</b> generierten, synthetischen Solarstrom-Erzeugung (für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung). ..	51
Abbildung 2-37 Histogramm zur Differenz zwischen der ÜNB-Solarstromzeitreihe (Stundenwerte) und der <b>mit einheitlichen Tages-<math>K_t</math>-Werten</b> generierten, synthetischen Solarstrom-Erzeugung (für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung). .....	51

Abbildung 2-38 Zum Vergleich: Streudiagramm zur Korrelation zwischen der ÜNB-Solarstromzeitreihe (Stundenwerte) und der <b>nach dem Graham-Verfahren erzeugten</b> , synthetischen Solarstrom-Erzeugung (für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung).....	52
Abbildung 2-39 Zum Vergleich: Histogramm zur Differenz zwischen synthetischen Solarstrom-Erzeugung <b>nach dem Graham-Verfahren</b> und ÜNB-Solarstromzeitreihe (Stundenwerte) für das Jahr 2016 über das gesamte Bundesgebiet bei horizontaler PV-Modul-Ausrichtung. ....	52
Abbildung 3-1 Globalstrahlung in kWh/m <sup>2</sup> auf eine optimal zum Äquator hin geneigte Fläche in Afrika, Europa und Asien (Huld & Pinedo-Pascua, 2014). ....	56
Abbildung 3-2 Ausschnitt Nordafrika der Karte von Abbildung 3-1 (Huld & Pinedo-Pascua, 2014) ....	56
Abbildung 3-3 Ausschnitt Marokko der Karte von Abbildung 3-1 (Huld & Pinedo-Pascua, 2014).....	58
Abbildung 3-4 Darstellung der Bevölkerungsverteilung Marokkos in einer sog. „Kartenanamorphose“, d. h. die Größe der einzelnen Gebiete ist entsprechend proportional zur jeweiligen Einwohnerzahl vergrößert bzw. verkleinert dargestellt (Worldmapper, 2012). ....	59
Abbildung 3-5 Mögliche Produktionsstruktur in Marokko. Angegeben sind die jeweiligen Gewichte der 1°-Quadrate, die für die solare Stromproduktion vorgesehen sind. (Karten-Abbildung im Hintergrund verändert nach Gaba (2009)) .....	60
Abbildung 3-6 Ein-Grad-Raster über Marokko zur Wahl und Bezeichnung der Stationen bei der Generierung der solaren Stromerzeugung, jeweils mit Nummer des Rasterfeldes und den geographischen Koordinaten des Mittelpunktes. (Karten-Abbildung in Hintergrund verändert nach Gaba (2009)).....	61
Abbildung 3-7 Marokkanische Flächenanteile der Rasterfelder des Ein-Grad-Rasters über Marokko. (Karten-Abbildung in Hintergrund verändert nach Gaba (2009)) .....	62
Abbildung 3-8 Gemeinsame Darstellung der synthetisch erzeugten Solarstrom-Einspeisung in Marokko (gemäß „ <b>Flächengewichtung</b> “, <b>horizontale PV-Anlagen</b> ) und den deutschen ÜNB-Einspeisezeitreihen (Januar, April, Juli und Oktober 2016, beide Zeitreihen jeweils auf 1000 TW Jahressumme normiert). Im Anhang 10.7 auf Seite 201 sind alle Monate dieser Zeitreihe abgebildet. ....	63
Abbildung 3-9 Gemeinsame Darstellung der synthetisch erzeugten Solarstrom-Einspeisung in Marokko (gemäß „ <b>Produktionsstruktur</b> “, <b>optimal nach Süden geneigte PV-Anlagen</b> ) und den deutschen ÜNB-Einspeisezeitreihen (Januar, April, Juli und Oktober 2016, beide Zeitreihen jeweils auf 1000 TW Jahressumme normiert). Im Anhang 10.8 auf Seite 206 sind alle Monate dieser Zeitreihe abgebildet und näheres zur PV-Anlagen-Ausrichtung dargestellt. ....	64
Abbildung 3-10 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen Solarstromzeitreihe für Marokko ( <b>horizontalen PV-Anlagen</b> , „ <b>Flächengewichtung</b> “) und ÜNB-Solarstromzeitreihen (gesamtes Bundesgebiet, jeweils Stundenwerte) für das Jahr 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).....	65
Abbildung 3-11 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen Solarstromzeitreihe für Marokko ( <b>optimal geneigte PV-Anlagen</b> , „ <b>Produktionsstruktur</b> “) und ÜNB-Solarstromzeitreihen	

(gesamtes Bundesgebiet, jeweils Stundenwerte) für das Jahr 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).....	66
Abbildung 3-12 Verlauf der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau im Hintergrund, nach ÜNB) und in Marokko (rot im Vordergrund) über das Jahr ( <b>horizontale PV-Anlagen in Marokko, „Flächengewichtung“</b> ) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Die senkrechten Hilfslinien teilen das Jahr in die einzelnen Monate.....	68
Abbildung 3-13 Verlauf der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau im Hintergrund, nach ÜNB) und in Marokko (rot im Vordergrund) über das Jahr ( <b>optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko, „Produktionsstruktur“</b> ) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).....	68
Abbildung 3-14 Wie Abbildung 3-12, nur mit umgekehrter Signatur: rote Linien im Hintergrund für Marokko, graue Kreuze für Deutschland.....	69
Abbildung 3-15 Wie Abbildung 3-13, nur mit umgekehrter Signatur: rote Linien im Hintergrund für Marokko, graue Kreuze für Deutschland.....	69
Abbildung 3-16 Ausschnitt der Jahresstunden 1992 bis 2088 (24.03.2016 bis 27.03.2016) von Abbildung 3-12.....	70
Abbildung 3-17 Auszug der 9 Uhr-Werte (UTC+1 = MEZ) von Abbildung 3-12.....	70
Abbildung 3-18 Geordnete Jahresdauerlinien der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und in Marokko (rot, <b>horizontale PV-Anlagen in Marokko, „Flächengewichtung“</b> ) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Beide Zeitreihen sind jeweils unabhängig voneinander der Größe nach sortiert.....	71
Abbildung 3-19 Geordnete Jahresdauerlinien der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und in Marokko (rot, <b>optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko, „Produktionsstruktur“</b> ) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Beide Zeitreihen sind jeweils unabhängig voneinander der Größe nach sortiert.....	72
Abbildung 3-20 Geordnete Jahresdauerlinien der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und in Marokko (rot, <b>horizontale PV-Anlagen in Marokko, „Flächengewichtung“</b> ) für 2016 sortiert nach der deutschen Solarstrom-Produktion bei Vorsortierung nach der Jahresstunde. 73	
Abbildung 3-21 Geordnete Jahresdauerlinien der Solarstrom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und in Marokko (rot, <b>optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko, „Produktionsstruktur“</b> ) für 2016 sortiert nach der deutschen Solarstrom-Produktion bei Vorsortierung nach der Jahresstunde. ....	73
Abbildung 3-22 Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen (nach ÜNB) und marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach normierter deutscher Solarstromproduktion (rechts).....	80
Abbildung 3-23 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen Solarstromzeitreihe für Marokko ( <b>horizontalen PV-Anlagen, „Flächengewichtung“</b> ) und ÜNB-RE-Stromzeitreihen (gesamtes Bundesgebiet, jeweils Stundenwerte) für das Jahr 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).....	81

Abbildung 3-24 Streudiagramm zur Korrelation zwischen synthetischen Solarstromzeitreihe für Marokko ( <b>optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“</b> ) und ÜNB-RE-Stromzeitreihen (gesamtes Bundesgebiet, jeweils Stundenwerte) für das Jahr 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).....	82
Abbildung 3-25 Verlauf der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau im Hintergrund, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot im Vordergrund, <b>horizontalen PV-Anlagen, „Flächengewichtung“</b> ) über das Jahr für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).....	83
Abbildung 3-26 Verlauf der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau im Hintergrund, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot im Vordergrund, <b>optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“</b> ) über das Jahr für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW).....	83
Abbildung 3-27 Wie Abbildung 3-25, nur mit umgekehrter Signatur: rote Linien im Hintergrund für Marokko, graue Kreuze für Deutschland.....	84
Abbildung 3-28 Wie Abbildung 3-26, nur mit umgekehrter Signatur: rote Linien im Hintergrund für Marokko, graue Kreuze für Deutschland.....	84
Abbildung 3-29 Geordnete Jahresdauerlinien der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot, <b>horizontale PV-Anlagen in Marokko, „Flächengewichtung“</b> ) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Beide Zeitreihen sind jeweils unabhängig voneinander der Größe nach sortiert.....	85
Abbildung 3-30 Geordnete Jahresdauerlinien der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot, <b>optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko, „Produktionsstruktur“</b> ) für 2016 (jeweils normiert auf eine Jahressumme von 1000 TW). Beide Zeitreihen sind jeweils unabhängig voneinander der Größe nach sortiert.....	86
Abbildung 3-31 Geordnete Jahresdauerlinien der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot, <b>horizontale PV-Anlagen in Marokko, „Flächengewichtung“</b> ) für 2016 sortiert nach der deutschen Solarstrom-Produktion bei Vorsortierung nach der Jahresstunde.....	87
Abbildung 3-32 Geordnete Jahresdauerlinien der RE-Strom-Einspeisung in Deutschland (grau, nach ÜNB) und der Solarstrom-Einspeisung in Marokko (rot, <b>optimal geneigte PV-Anlagen in Marokko, „Produktionsstruktur“</b> ) für 2016 sortiert nach der deutschen Solarstrom-Produktion bei Vorsortierung nach der Jahresstunde.....	87
Abbildung 3-33 Stundenweise herausgefilterte Darstellung der deutschen RE-Strom- (nach ÜNB) und der marokkanischen Solarstrom-Produktion bei horizontaler PV-Anlagen-Ausrichtung bei „Flächengewichtung“ in Marokko im Jahr 2016 – sortiert jeweils nach Jahresstunde (links) und nach deutscher Solarstromproduktion (rechts).....	96
Abbildung 4-1 Schematische Darstellung eines reduzierten Zwei-Speicher-Modells aufgebaut aus Kurz- und Langzeitspeichern (eigene Abbildung angelehnt an Luther (o. J., S. 11)).....	98

Abbildung 4-2 Schematische Darstellung des umfassenden Zwei-Speicher-Modells mit Strom-Import aus Nordafrika über eine HGÜ-Leitung (eigene erweiterte Abbildung basierend auf Luther (o. J., S. 11)).....	99
Abbildung 4-3 Wichtige Kenngrößen des Kurzzeitspeichers Sp80 im Überblick.....	101
Abbildung 4-4 Wichtige Kenngrößen des Langzeitspeichers Sp25 im Überblick.....	104
Abbildung 4-5 Produktionsstruktur des Zwei-Speicher-Modells in der Übersicht.....	106
Abbildung 4-6 Geordnete Jahresdauerlinie des Desertec-Stroms (sortiert nach $E_{dsc}$ ) ohne HGÜ-Begrenzung. Autarkie ( $D_{SSp} = 0$ TWh) wird erreicht.....	107
Abbildung 4-7 Geordnete Jahresdauerlinie des Desertec-Stroms (sortiert nach $E_{dsc}$ ) mit HGÜ-Begrenzung bei gleichem $\dot{U}F_{dsc}$ wie in Abbildung 4-6. Zur Bedarfsdeckung ist noch ein Import von $D_{SSp} = - 70$ TWh nötig. ....	107
Abbildung 4-8 Geordnete Jahresdauerlinie des Desertec-Stroms (sortiert nach $E_{dsc}$ ) mit HGÜ-Begrenzung bei erhöhtem $\dot{U}F_{dsc}$ , sodass wieder Autarkie besteht.....	108
Abbildung 4-9 Die drei Säulen der Nachhaltigkeit (vgl. auch Michael (2008, S. 67) und Wallroth (2009)). .....	109
Abbildung 5-1 Gemeinsame Darstellung des $\dot{U}F_{dsc}$ mit der ersten und zweiten Ableitung (Ermittelt über Differenzenquotienten) bei verschiedenen Sp80-Kapazitäten zwischen 0 und 1 d und allzeit bereiten Einspeicher-Anlagen ( $T80_{ein} = 0,1$ h, $P25_{mx} = 10.000$ GW).....	115
Abbildung 5-2 Anpassung der 1. Ableitung mit verschiedenen Funktionen.....	116
Abbildung 5-3 Gemeinsame Darstellung des $\dot{U}F_{dsc}$ mit der ersten und zweiten Ableitung (Ermittelt über Differenzenquotienten) bei verschiedenen Sp80-Kapazitäten zwischen 0 und 1 d und allzeit bereiten Einspeicher-Anlagen ( $T80_{ein} = 0,1$ h, $P25_{mx} = 10.000$ GW) sowie der angepassten zweiphasigen Dosis-Wirkungsfunktion der 1. Ableitung und deren analytischen Ableitung.....	118
Abbildung 5-4 Darstellung des Überschussfaktors ( $\dot{U}F_{dsc}$ ) und des Ausschusses ( $Sp2_{Rest}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P25_{mx}$ und $T80_{ein}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,523$ d. $T80_{ein}$ wurde in 1 h-Schritten zwischen 4 h und 13 h variiert, für $P25_{mx}$ wurden 180 GW und in 10 GW-Schritten alle Werte zwischen 30 GW und 160 GW gewählt...	120
Abbildung 5-5 Darstellung des Überschuss-Faktors $\dot{U}F_{dsc}$ , des Ausschusses $Sp2_{Rest}$ und der Jahresumschlagszahl des Kurzzeitspeichers $N80_{cycle}$ in Abhängigkeit der Langzeitspeicher-Einspeicher-Leistung $P25_{mx}$ und der Kurzzeitspeicher-Kapazität $Sp80_{Mx\_Nd}$ bei $T80_{ein} = 7$ h. ....	122
Abbildung 5-6 Darstellung der Zahl der Stunden, in denen der Sp80 operiert ( $N80_{op}$ ), der Zahl der Stunden, in denen der Sp80 leer ist ( $N80_{leer}$ ) und des Anteils der einzuspeichernden elektrischen Energie, die in den Langzeitspeicher eingespeichert wird, in Abhängigkeit der Langzeitspeicher-Einspeicher-Leistung $P25_{mx}$ und der Kurzzeitspeicher-Kapazität $Sp80_{Mx\_Nd}$ bei $T80_{ein} = 7$ h. ....	125
Abbildung 5-7 Darstellung der Parameter „ $E_{dsc}$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $\dot{U}F_{dsc} = 1,352$ , $D_{SSp} = 0$ TWh) sortiert nach Jahresstunde für 2016. ....	129
Abbildung 5-8 Darstellung der Parameter „ $E_{dsc}$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte	

PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $ÜsF_{dsc} = 1,352$ , $D\_SSp = 0$ TWh) sortiert nach $E\_dsc$ für 2016. ....	130
Abbildung 5-9 Darstellung der Parameter „ $E\_dsc$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp\_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $ÜsF_{dsc} = 1,352$ , $D\_SSp = 0$ TWh) sortiert nach $Sp80$ für 2016. ....	131
Abbildung 5-10 Darstellung der Parameter „ $E\_dsc$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp\_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $ÜsF_{dsc} = 1,352$ , $D\_SSp = 0$ TWh) sortiert nach $dSp25$ für 2016. ....	132
Abbildung 5-11 Auszug von Abbildung 5-7 auf Seite 129 für den Juni. ....	133
Abbildung 5-12 Auszug von Abbildung 5-7 auf Seite 129 für den Dezember. ....	134
Abbildung 9-1 Übersicht über die Klimaklassifikation nach Köppen-Geiger in Nordafrika (Peel, Finlayson, & McMahon, 2007) .....	161
Abbildung 9-2 Temperaturen im Januar in Afrika (Michael, 2008, S. 132) .....	162
Abbildung 9-3 Temperaturen im Juli in Afrika (Michael, 2008, S. 132) .....	162
Abbildung 9-4 Niederschläge im Jahr in Afrika (Michael, 2008, S. 132) .....	162
Abbildung 9-5 Zahl der ariden Monate und Dürrewahrscheinlichkeit in Afrika (Michael, 2008, S. 132) .....	162
Abbildung 9-6 Klimadiagrammkarte von Nordafrika mit Verteilung der Jahresniederschläge in mm (s. eingezeichnete Isohyeten). (Weischet & Endlicher, 2000) .....	166
Abbildung 9-7 Mittlere Wolkenbedeckung in Zehntel der Himmelsfläche im Januar (Schönwiese, 2013, S. 222) .....	167
Abbildung 9-8 Mittlere Wolkenbedeckung in Zehntel der Himmelsfläche im Juli (Schönwiese, 2013, S. 223) .....	167
Abbildung 9-9 Globalstrahlung in $kWh/m^2$ auf eine optimal zum Äquator hin geneigte Fläche in Afrika, Europa und Asien (Huld & Pinedo-Pascua, 2014). ....	169
Abbildung 9-10 Ausschnitt Nordafrika der Karte von Abbildung 3-1 (Huld & Pinedo-Pascua, 2014) .	169
Abbildung 9-11 Großlandschaften und Topographie Marokkos (verändert nach Sadalmelik (2007))	171
Abbildung 9-12 Klimazonen Marokkos nach Köppen-Geiger (Peterson, 2016) .....	172
Abbildung 9-13 Walter/Lieth-Klimadiagramme von Tanger, Melilla, Rabat, Casablanca, Meknes, Fes, Marrakesch, Agadir und Quarzazate und entsprechende Stationskarte (Mühr, o. J.) .....	173
Abbildung 9-14 Verteilung der Jahresniederschlagssummen in Marokko (verändert nach Ragala & Refass (2002, S. 17)) .....	174
Abbildung 9-15 Ausschnitt Marokko der Karte von Abbildung 9-9 (Huld & Pinedo-Pascua, 2014) ....	175
Abbildung 9-16 Exemplarischer Jahresgang des Tages- $K_t$ -Wertes für die Klimastationen aus Abbildung 9-13 für das Jahr 2016, x-Achse im Format DD.MM.JJJJ. Je arider die Station ist, desto höher fallen die $K_t$ -Werte aus und desto weniger volatil erscheinen diese. Entsprechend des vorliegenden Winterregenklimas sind v. a. die Winter von Tagen niedriger $K_t$ -Werte gekennzeichnet, was durch die hohe Bewölkung im Rahmen des Durchzugs einer zyklonalen Front zu erklären ist. So weist	

die im Regenschatten der Atlas-Gebirgszüge gelegene Station Quarzazate beispielsweise im Vergleich zu Tanger schon absolut höhere Werte für $K_t$ auf und die Perioden mit niedrigeren $K_t$ -Werten sind seltener, auch im Winter (Werte nach National Aeronautics and Space Administration, 2018).....	176
Abbildung 10-1 Benutzer-Oberfläche des POWER Data Access Viewer-Systems der NASA (National Aeronautics and Space Administration, 2018).....	178
Abbildung 10-2 Darstellung der einzelnen Kontext-Menüs zum Download bzw. zur Darstellung der verschiedenen Datensätze (National Aeronautics and Space Administration, 2018).....	179
Abbildung 10-3 Übersicht über die bei der Benutzer-Gruppe „SSE-Renewable Energy“ zur Verfügung stehenden Parameter (National Aeronautics and Space Administration, 2018).....	180
Abbildung 10-4 Download-Kontext-Menü. Über die Schaltfläche „CSV“ kann die angeforderte Datei heruntergeladen werden. Es können auch noch direkt zeitliche Verläufe der ausgewählten Parameter sowie deren statistische Verteilung untersucht werden. ....	181
Abbildung 10-5 Auszug aus einer beispielhaften CSV-Datei heruntergeladen vom POWER Data Access Viewer für einen Standort in Marokko zum Jahr 2016 (National Aeronautics and Space Administration, 2018).....	182
Abbildung 10-6 Menü-Kachel des Einzelimport-Manuals auf dem Tabellenblatt hWerte. ....	183
Abbildung 10-7 Kontextmenü „Dateizugriff erteilen“ zur Freigabe der Importdatei (hier für Apple MacOS). ....	184
Abbildung 10-8 Übersicht über „DBnasa“.....	185
Abbildung 10-9 Übersicht über „DBdata“.....	185
Abbildung 10-10 Menü-Kachel des Ausgabe-Panels auf dem Tabellenblatt hWerte. ....	186
Abbildung 10-11 Menü-Kachel des Sammel-Import-Manuals auf dem Tabellenblatt hWerte. ....	186
Abbildung 10-12 Übersicht des Stationsspeichers im Tabellenblatt hWerte. ....	187
Abbildung 10-13 Menü-Kachel des Daten-Exports auf dem Tabellenblatt hWerte.....	188
Abbildung 10-14 (folgende vier Seiten) Synthetische Solarstrom-Zeitreihe für Deutschland im Jahr 2016 bei horizontalen PV-Anlagen .....	195
Abbildung 10-15 Beschreibung der Köppen-Klima-Symbole und Definitionskriterien (Peel, Finlayson, & McMahon, 2007, S. 1636).....	200
Abbildung 10-16 (folgende vier Seiten) Synthetische Solarstrom-Zeitreihe für Marokko (orange) im Jahr 2016 bei horizontalen PV-Anlagen gemäß „Flächengewichtung“, deutsche ÜNB-Einspeisezeitreihe zum Vergleich (blau). Beide Zeitreihen sind auf eine Jahressumme von 1000 TW normiert.....	201
Abbildung 10-17 (folgende vier Seiten) Synthetische Solarstrom-Zeitreihe für Marokko (orange) im Jahr 2016 bei optimal geneigten PV-Anlagen gemäß „Produktionsstruktur“, deutsche ÜNB-Einspeisezeitreihe zum Vergleich (blau). Beide Zeitreihen sind auf eine Jahressumme von 1000 TW normiert.....	206
Abbildung 10-18 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $\dot{U}F_{dsc}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,41$ d. ....	212

Abbildung 10-19 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp_{2_{Rest}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,41$ d. ....	213
Abbildung 10-20 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $Üs_{F_{dsc}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,46$ d. ....	214
Abbildung 10-21 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp_{2_{Rest}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,46$ d. ....	215
Abbildung 10-22 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $Üs_{F_{dsc}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,51$ d. ....	216
Abbildung 10-23 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp_{2_{Rest}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,51$ d. ....	217
Abbildung 10-24 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $Üs_{F_{dsc}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,523$ d. ....	218
Abbildung 10-25 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp_{2_{Rest}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,523$ d. ....	219
Abbildung 10-26 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $Üs_{F_{dsc}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,56$ d. ....	220
Abbildung 10-27 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp_{2_{Rest}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,56$ d. ....	221
Abbildung 10-28 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $Üs_{F_{dsc}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,61$ d. ....	222
Abbildung 10-29 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp_{2_{Rest}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen $P_{25_{mx}}$ und $T_{80_{ein}}$ für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,61$ d. ....	223
Abbildung 10-30 Darstellung der Parameter „E <sub>dsc</sub> “, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp <sub>2</sub> “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp_{80_{Mx\_Nd}} = 0,575$ d, $T_{80_{ein}} = 7$ h, $P_{25_{mx}} = 40$ GW, $Üs_{F_{dsc}} = 1,352$ , $D_{SSp} = 0$ TWh) sortiert nach Jahresstunde für 2016. ....	225
Abbildung 10-31 Darstellung der Parameter „E <sub>dsc</sub> “, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp <sub>2</sub> “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte	

PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $ÜsF_{dsc} = 1,352$ , $D\_SSp = 0$ TWh) sortiert nach $E_{dsc}$ für 2016. ....	226
Abbildung 10-32 Darstellung der Parameter „ $E_{dsc}$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $ÜsF_{dsc} = 1,352$ , $D\_SSp = 0$ TWh) sortiert nach $dSp80$ für 2016. ....	227
Abbildung 10-33 Darstellung der Parameter „ $E_{dsc}$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $ÜsF_{dsc} = 1,352$ , $D\_SSp = 0$ TWh) sortiert nach $Sp80$ für 2016. ....	228
Abbildung 10-34 Darstellung der Parameter „ $E_{dsc}$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $ÜsF_{dsc} = 1,352$ , $D\_SSp = 0$ TWh) sortiert nach $dSp25$ für 2016. ....	229
Abbildung 10-35 Darstellung der Parameter „ $E_{dsc}$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $ÜsF_{dsc} = 1,352$ , $D\_SSp = 0$ TWh) sortiert nach $Sp25$ für 2016. ....	230
Abbildung 10-36 Darstellung der Parameter „ $E_{dsc}$ “, „ $dSp$ “, „ $dSp80$ “, „ $Sp80$ “, „ $dSp25$ “, „ $Sp25$ “ und „ $dSp_2$ “ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“, $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$ d, $T80_{ein} = 7$ h, $P25_{mx} = 40$ GW, $ÜsF_{dsc} = 1,352$ , $D\_SSp = 0$ TWh) sortiert nach $dSp2$ für 2016. ....	231
Abbildung 10-37 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Januar. ....	232
Abbildung 10-38 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Februar. ....	233
Abbildung 10-39 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den März. ....	234
Abbildung 10-40 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den April. ....	235
Abbildung 10-41 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Mai. ....	236
Abbildung 10-42 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Juni. ....	237
Abbildung 10-43 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Juli. ....	238
Abbildung 10-44 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den August. ....	239
Abbildung 10-45 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den September. ....	240
Abbildung 10-46 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Oktober. ....	241
Abbildung 10-47 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den November. ....	242
Abbildung 10-48 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Dezember. ....	243

## 8.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1 Helligkeitskoeffizienten für das Perez-Modell der diffusen Strahlung (Perez, Ineichen, Seals, Michalsky, & Stewart, 1990, S. 282).....	17
Tabelle 2-2 Tage im Jahr 2016 im Bereich Baden-Württemberg mit Kt-Werten größer 0,60 (jeweils über Baden-Württemberg gemittelt, 17 Standorte, vgl. Tabelle 10-3 in Anhang 10.2 auf Seite 190)..	46

Tabelle 4-1 Übersicht über die Kosten für verschiedene Kurzzeitspeicher-Technologien für das Jahr 2030.....	111
Tabelle 5-1 Übersicht über die verwendeten Funktionen bei der Anpassung in Abbildung 5-2 mit Funktionsgleichungen und statistischen Fehler-Parametern .....	117
Tabelle 5-2 Parameter der verschiedenen Kopplungsszenarien. Gelb markiert sind jeweils die eingestellten bzw. variierten Variablen.....	136
Tabelle 9-1 Mittagssonnenhöhe, Tageslänge und Dämmerungsverhältnisse in den strahlungsklimatischen Subtropen.....	163
Tabelle 10-1 Albedo für verschiedene Umgebungen (vgl. Dietze (1957) und TÜV-Rheinland (1984), zitiert nach Quaschnig (2015, S. 79)).....	184
Tabelle 10-2 Name und geographische Länge und Breite der betrachteten Stationen für die deutschlandweiten Untersuchungen .....	193
Tabelle 10-3 geographische Länge und Breite der betrachteten Stationen für die Untersuchungen bezogen auf Baden-Württemberg .....	193
Tabelle 10-4 Informationen zu den Messstationen des Deutschen Wetterdienstes .....	194
Tabelle 10-5 Optimale Neigungswinkel bei Süd-Ausrichtung für die betrachteten geographischen Breiten (Quaschnig, 2015, S. 91).....	206

## **9 Anhang I: Das solare Dargebot Nordafrikas**

Unter dem solaren Dargebot wird die durch die Sonne zur Verfügung gestellte Strahlungsenergie sowohl in räumlicher als auch zeitlicher Abhängigkeit verstanden. Eine fundierte und möglichst genaue Kenntnis des nordafrikanischen Solardargebots ist entscheidend, um die Eignung des Raumes in Hinblick auf eine Stromerzeugung ausgehend von der Sonnenenergie abschätzen zu können und geeignete Standorte für Solarkraftwerke ableiten zu können. Ebenso gibt es Anhaltspunkte dahingehend, wie sich die zeitliche Verteilung der Sonnenstrahlung und ihre Variabilität bzw. Volatilität darstellen.

Um das solare Dargebot Nordafrikas und insbesondere die Verteilung der Globalstrahlung in diesem Raum beurteilen zu können und die kausalgenetischen Zusammenhänge zu verstehen wird zunächst eine allgemeine klimatologische Betrachtung Nordafrikas vorgenommen. Hier wird zunächst die Verteilung der Klimazonen nach verschiedenen Gesichtspunkten dargelegt, die strahlungsklimatischen Grundzüge vorgestellt und die zirkulationsbedingten sowie ozeanographischen und orographisch-topographischen Einflüsse beleuchtet. Ebenso werden eine Untersuchung der hygrischen Verhältnisse sowie der Bewölkung und atmosphärischen Transmission vorgenommen. Diese umfangreiche Betrachtung wird hier ausführlich dargestellt, im Hauptteil wird eine Zusammenfassung dieses Kapitels gegeben (vgl. Kapitel 3 ab Seite 53).

Das Kapitel beginnt, wie bereits erwähnt, nach einer geographischen Einordnung (Kapitel 9.1) mit der allgemeinen klimatologischen Betrachtung Nordafrikas in verschiedener Hinsicht (Kapitel 9.2). Es folgt die Darstellung der Verteilung der Globalstrahlung und eine Bewertung des Solarstrompotentials in Nordafrika (Kapitel 9.3). In Kapitel 9.4 wird dann die Einschränkung des Untersuchungsraumes auf Marokko vorgenommen. Hierbei erfolgt erneut eine spezialisierte Betrachtung des Regionalklimas (Abschnitt 9.4.1) sowie der strahlungsklimatischen Bedingungen Marokkos (Abschnitt 9.4.2). In Abschnitt 9.4.3 wird die Auswahl Marokkos nochmals anhand verschiedener Gesichtspunkte begründet, ehe dann in Abschnitt 3.4.4 (nur im Hauptteil) eine geeignete Solarstrom-Produktionsstruktur in Marokko abgeleitet werden kann. In Kapitel 3.5 (nur im Hauptteil) wird dann die marokkanische Solarstromproduktion anhand der synthetischen Daten bei dieser Produktionsstruktur untersucht und mit der deutschen Solarstrom-Produktion verglichen.

### **9.1 Geographische Einordnung**

Unter Nordafrika wird im Rahmen dieser Arbeit vor allem der nördliche Teil der afrikanischen Kontinentalplatte (ohne Arabien) verstanden, der nach Westen hin vom Atlantik und nach Norden hin durch das Mittelmeer begrenzt wird. Die südliche Grenze markiert der Übergang zur in West-Ost-Richtung verlaufenden Sahelzone, also die Grenze von der eigentlichen Wüste Sahara zur Dornsavanne bei ca. 19° n. Br. An Nordafrika haben insbesondere die Staaten Marokko, Westsahara, Algerien, Tunesien, Libyen und Ägypten bedeutende Anteile. Der Großteil Nordafrikas ist von der Wüste Sahara bedeckt. Nur an der nordwestlichen Küste Marokkos zum Atlantik sowie an der Mittelmeerküste im Norden

finden sich andere Vegetationszonen wieder. In der Sahara befinden sich mehrere Gebirge mit Erhebungen z. T. über 3 000 m (Ahaggar 3 003 m, Tibesti 3 265 m). Von der marokkanischen Atlantikküste zieht sich parallel zur Mittelmeerküste das Atlasgebirge als bedeutender Küstengebirgszug bis nach Tunesien. Das Atlasgebirge erreicht im Südwesten Höhen von über 4 000 m (Toubkal 4 165 m, höchster Punkt Nordafrikas) und im Nordosten gut 2 000 m (Michael, 2008).

## 9.2 Allgemeine klimatologische Betrachtungen

Von einem **strahlungsklimatischen Standpunkt** aus gesehen, liegt Nordafrika also im Bereich der solaren Hauptklimazone der *Subtropen* (Nord-Süd-Erstreckung von ca. 19° N bis 37° N). Im überwiegenden Teil im Süden Nordafrikas finden sich die *subtropischen Trockenklimate*, am Übergang zum Mittelmeer dann die *subtropischen Winterregenklimate* wieder (Schönwiese, 2013, S. 240 f.). Ordnet man den Raum in die allgemeine **planetarische Zirkulation** ein, so liegt (mit jahreszeitlicher Schwankung) zentral über Nordafrika der *subtropisch-randtropische Hochdruckgürtel* mit sich nördlich anschließendem zyklonalen Westwinddrift und südlicher Passatzirkulation (Weischet & Endlicher, Einführung in die Allgemeine Klimatologie, 2012, S. 268).

Der **effektiven Klimaklassifikation nach Köppen-Geiger** folgend, sind in Nordafrika gemäß der Übersichtsdarstellung nach Peel, Finlayson & McMahon (2007) hauptsächlich folgende Klimazonen anzutreffen (vgl. für die Verbreitung die Übersichtskarte in Abbildung 9-1):

- BWh: heißes Wüsten-Trockenklima
- BWk: kaltes Wüsten-Trockenklima
- BSh: heißes Savannen-Trockenklima
- BSk: kaltes Savannen-Trockenklima
- Csa: sommertrockenes und -heißes, gemäßigttes Klima

Für die nähere Definition und hier angewandte Abgrenzung der Klimate nach Köppen-Geiger sei auf die Tabelle im Anhang 10.6 auf Seite 200 verwiesen.

## Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

Anhang I: Das solare Dargebot Nordafrikas

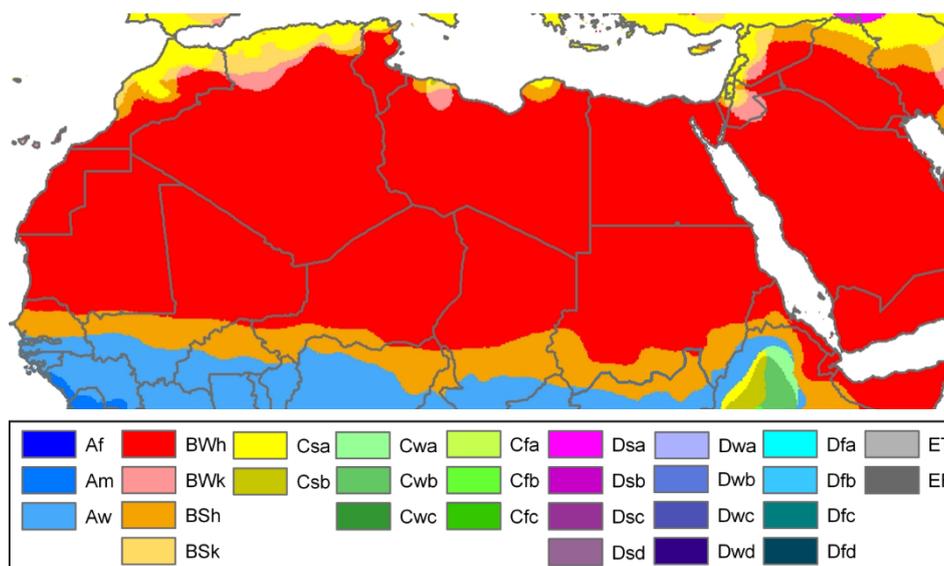


Abbildung 9-1 Übersicht über die Klimaklassifikation nach Köppen-Geiger in Nordafrika (Peel, Finlayson, & McMahon, 2007)

Das Klima Nordafrikas ist also im Allgemeinen gekennzeichnet durch (verglichen mit Deutschland) hohe Temperaturen und geringe Niederschläge. Wie aus Abbildung 9-2 hervorgeht, sind selbst ganz im Norden die Temperaturen im Winter noch mild (5-10 °C), größtenteils sind die Winter sogar mäßig warm bis warm (10-20 °C). Die Sommer dahingegen (vgl. Abbildung 9-3) sind in weiten Teilen Nordafrikas heiß bis sehr heiß (> 25 °C). Lediglich an einigen Teilen der Küste, v. a. im Nordwesten, sind die Juli-Temperaturen mit 20-25 °C zwar noch sehr warm, aber dennoch erträglicher.

Die Niederschläge fallen in Nordafrika v. a. im Nordwesten, im Kernbereich der Sahara sind die ariden Verhältnisse anzutreffen (s. Abbildung 9-4). Hier fällt mit unter 20 mm so gut wie kein Niederschlag. Diese geringen Niederschlagsmengen schlagen sich auch bei den in Abbildung 9-5 dargestellten Verteilung der Anzahl der ariden Monate nieder. Lediglich der bereits angesprochene Küstenstreifen hat weniger als 10 Monate mit ariden Verhältnissen. Näheres zu den hygrischen Verhältnissen ist in Abschnitt 9.2.4 dargestellt.

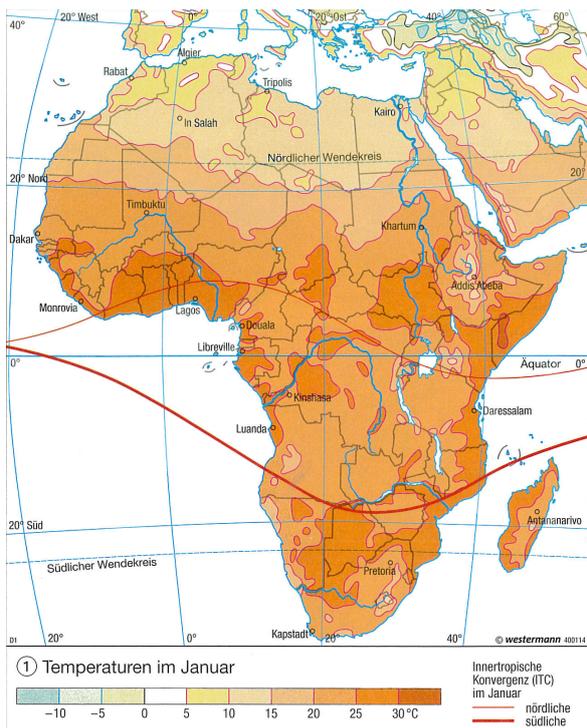


Abbildung 9-2 Temperaturen im Januar in Afrika (Michael, 2008, S. 132)

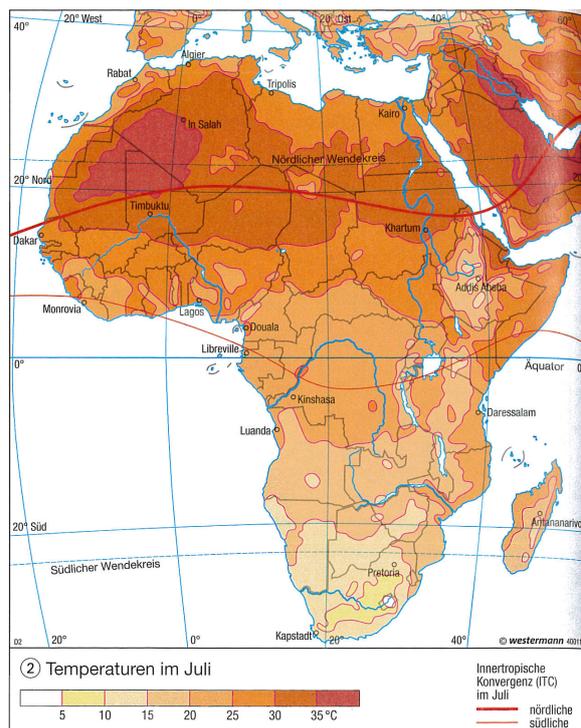


Abbildung 9-3 Temperaturen im Juli in Afrika (Michael, 2008, S. 132)

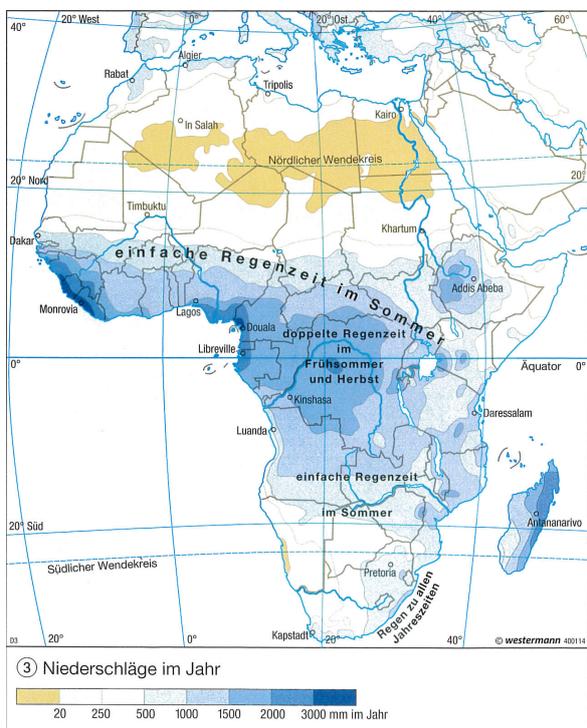


Abbildung 9-4 Niederschläge im Jahr in Afrika (Michael, 2008, S. 132)

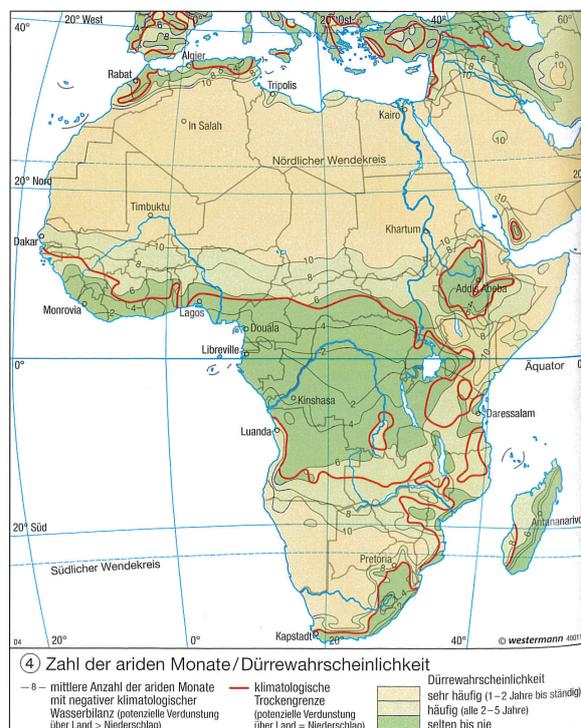


Abbildung 9-5 Zahl der ariden Monate und Dürrewahrscheinlichkeit in Afrika (Michael, 2008, S. 132)

### 9.2.1 Strahlungsklimatische Grundzüge

Es wurde bereits festgestellt, dass Nordafrika strahlungsklimatisch zu den *Subtropen* gehört. Das drückt sich durch den – verglichen mit Mitteleuropa – höheren Sonnenstand aus. Selbst im Winter während ihres niedrigsten Standes erreicht die Sonne mittags noch mittlere Höhen (zwischen ca. 32° und 42°). Die Tage sind zwar kürzer als im Sommer, jedoch ist der Unterschied in der Tageslänge zwischen Sommer und Winter hier deutlich geringer als in den mittleren Breiten. So kann beim subtropischen Winter nicht von einem echten „Hochwinter“ gesprochen werden, die Tage sind licht und verhältnismäßig lang. Im Sommer steht die Sonne in den Subtropen mittags fast senkrecht (zwischen ca. 79° und 89°). Man müsste also im Vergleich zu Mitteleuropa von einem „Über-Hochsommer“ sprechen. Die Tageslänge ist kürzer als in unseren Breiten. Zudem geht die Sonne schneller unter, sodass die Dämmerungsverhältnisse deutlich kürzer sind (Weischet & Endlicher, 2000, S. 153 f. ).

*Tabelle 9-1 Mittagssonnenhöhe, Tageslänge und Dämmerungsverhältnisse in den strahlungsklimatischen Subtropen*

Geogr. Breite	Mittagssonnenhöhe		Tageslänge		Dämmerungsver- hältnisse (bürgerl. Dämmerung)
	Subtropen- sommer (21.06.)	Subtropen- winter (21.12.)	Subtropen- sommer (21.06.)	Subtropen- winter (21.12.)	
25° N	89°	42°	13 h 45 min	10 h 33 min	23 – 26 min
30° N	84°	37°	14 h 05 min	10 h 12 min	24 – 27 min
35° N	79°	32°	14 h 31 min	9 h 48 min	25 – 30 min
40° N	74°	27°	15 h 01 min	9 h 20 min	27 – 33 min
45° N	69°	22°	15 h 37 min	8 h 46 min	30 – 38 min

### 9.2.2 Zirkulationsbedingte Einflüsse

Der Großteil Nordafrikas, auf dem sich die Vollwüste der Sahara ausgebildet hat, steht ganzjährig unter dem Einfluss des subtropisch-randtropischen Hochdruckgürtels. Diese Tatsache stellt eine wesentliche Grundlage für die geringe Bewölkung und geringen Niederschläge sowie die hohen Bestrahlungswerte in Nordafrika dar. Im Bereich der „Rossbreiten“ (ca. 30° nördlicher und südlicher Breite) sinken ständig im Rahmen der Passat-Zirkulation in der Hadley-Zelle Luftmassen ab, die sich hierbei stetig erwärmen. Hieraus resultieren eine stabile Luftmassenschichtung und autochthone Strahlungswetterlagen (Schönwiese, 2013, S. 163 ff.). Vor allem für den nördlichen Teil Nordafrikas und den Mittelmeerraum spielen jedoch weitere Elemente der atmosphärischen Zirkulation sowie die entsprechende jahreszeitliche Verlagerung der Druckgebilde eine entscheidende Rolle. Einerseits sind Islandtief und Azorenhoch als semipermanente Aktionszentren, andererseits die thermischen Druckgebilde des eurasischen Kontinents (Hitzetief über Zentralasien/Monsuntief über dem Persischen Golf im Sommer bzw. Kältehoch im Winter) ausschlaggebend.

Im Hochsommer hat das Azorenhoch seine nördlichste Lage eingenommen (ca. 40° N) und bestimmt v. a. im westlichen Mittelmeerraum die Witterung. Dieses dynamische, hoch reichende Rossbreitenhoch bleibt hier über längere Zeit relativ stabil und es resultieren trockene, stabil geschichtete Luftmassen, die autochthones Strahlungswetter mit sich bringen (sonnig, bewölkungsarm, strahlungsreich, heiß, beständig). Die Auswirkungen des Westwinddrifts sind im Sommer hier gering, denn die zyklonalen Fronten können aufgrund ihrer polwärtigen Lage kaum Einfluss in Nordafrika geltend machen.

Dahingegen ist das Azorenhoch im Winter nur recht schwach ausgebildet und liegt mit dem Zentrum bei ca. 30° N auch deutlich südlicher als im Sommer. Auch der Wirkungsbereich des Westwinddrifts ist im Winter südwärts verlagert, der zudem aufgrund des nun maximalen, strahlungsbedingten Druckunterschieds zwischen subpolarer Tiefdruckrinne und Subtrophenhoch besonders stark ausgeprägt ist. Daher kommt auch zumindest der nördlichste Teil von Nordafrika in den Einflussbereich von Polarfronten und dynamischen Zyklonen. Hieraus resultieren die winterlichen Niederschläge im Mittelmeerraum. Dies erklärt zudem, dass v. a. die westexponierten Küstenteile stärker dem Niederschlag ausgesetzt sind als die vergleichsweise trockeneren Ostseiten (Weischet & Endlicher, 2000, S. 156 ff.).

### **9.2.3 Ozeanographische und orographisch-topographische Einflüsse auf das Klima**

Der ozeanographische Einfluss auf das Klima der Mittelmeerregion und somit für den nördlichen Rand von Nordafrika ist sehr stark. Dadurch, dass das Mittelmeer als Binnenmeer weit in die afroeurasiatische Kontinentmasse hineinragt, werden die atlantisch-ozeanischen Einflüsse ca. 4 000 km zonal nach Osten hin verlängert. Diese Wassermassen können ausgleichend auf das Klima des Küstenbereichs wirken, sodass hier im Vergleich zum kontinental-saharischen Hinterland die Winter- und Sommertemperaturen abgemildert sind. Im Sommer hat das Mittelmeer eine Wassertemperatur von ca. 24-25 °C und ist somit kühler als die untere Troposphäre. Dadurch wird die Atmosphäre zusätzlich stabilisiert, was sich günstig auf die Strahlungsverhältnisse auswirkt. Vor allem im Nordwesten Nordafrikas im Bereich von Marokko wirkt sich zusätzlich aufsteigendes, kaltes Meereswasser verstärkend auf diesen Effekt aus. Hier liegen die maximalen Wassertemperaturen nur bei 21-24 °C. Im Winter dahingegen ist das Mittelmeer mit 14-15 °C vor der afrikanischen Küste wärmer als die Atmosphäre, wodurch die Luftschichtung labilisiert wird und Niederschlag begünstigt wird (Weischet & Endlicher, 2000, S. 158 f.).

Vor allem die Gebirgszüge im Nordwesten Afrikas stellen sich als klimawirksam heraus. So ragt direkt aus dem Mittelmeer mit 2 450 m das Rif-Gebirge im Norden Marokkos heraus. Etwas dahinter folgen die Gebirgszüge des Atlas. Die Westseiten dieser Gebirge, die dem Atlantik hin exponiert sind, liegen v. a. im Winter im Luv und bilden damit Regenfänger. Direkt im Lee der Gebirge beginnt die Vollwüste mit deutlich niedrigeren Niederschlagssummen (Weischet & Endlicher, 2000, S. 199 ff.).

### **9.2.4 Hygrische Verhältnisse**

Wie bereits angedeutet, fallen in weiten Teilen Nordafrikas so gut wie keine Niederschläge, allenfalls im Nordwesten sind höhere Jahressummen festzustellen. Untersucht man die Verteilung der Niederschläge genauer, so fällt schon in Abbildung 9-4 und in der Isohyeten-Karte in Abbildung 9-6 auf, dass grundsätzlich eine Abnahme der Jahresniederschlagssummen von Norden nach Süden hin vorliegt.

Dies geht auch aus der näheren Untersuchung der Klimastationen hervor. So fallen beispielsweise an der Westseite Nordafrikas in Tanger noch 895 mm, in Rabat 496 mm, in Agadir nur noch 224 mm und in Nouadhibou gar nur noch 27 mm im langjährigen Mittel (siehe Karte in Abbildung 9-6). Auch im östlicheren Teil ist dieser Trend zu beobachten: Benina empfängt jährlich im Mittel 258 mm, Alexandria 191 mm, Kairo schon nur noch 24 mm und Luxor gar nur durchschnittlich 1 mm. Erst weiter im Süden nehmen beim Übergang zu den Savannen die Niederschlagsmengen durch die sommerlichen Zenitalregen wieder zu (Weischet & Endlicher, 2000, S. 172 sowie Karte 4).

Grundsätzlich ist auch eine Abnahme der Niederschläge von West nach Ost hin zu beobachten. Dieser Effekt ist allerdings weniger durch den geringer werdenden ozeanographischen Einfluss aufgrund der Ausbreitung des Mittelmeeres zu erklären, auch wenn der Einfluss des Atlantiks nach Osten hin abnimmt und sich mehr kontinentale Einflüsse etablieren können. Entscheidender ist, dass Nordost-Afrika eine geringere Norderstreckung hat und somit im Winter weniger in den Einflussbereich der Westwinddrift-Zyklonen ragt und die Niederschläge somit entsprechend niedriger ausfallen.

Der Jahresgang der Niederschläge in Nordafrika ist überall grundsätzlich gleich. Sofern Niederschläge fallen, so fallen diese, wie für die Mittelmeerregion typisch, hauptsächlich in den Wintermonaten, wenn die zyklonalen Fronten bis nach Nordafrika reichen und Niederschläge mit sich bringen. Nordafrika ist von einer ausgeprägten Sommeraridität gekennzeichnet. Hier fallen dann so gut wie gar keine Niederschläge.

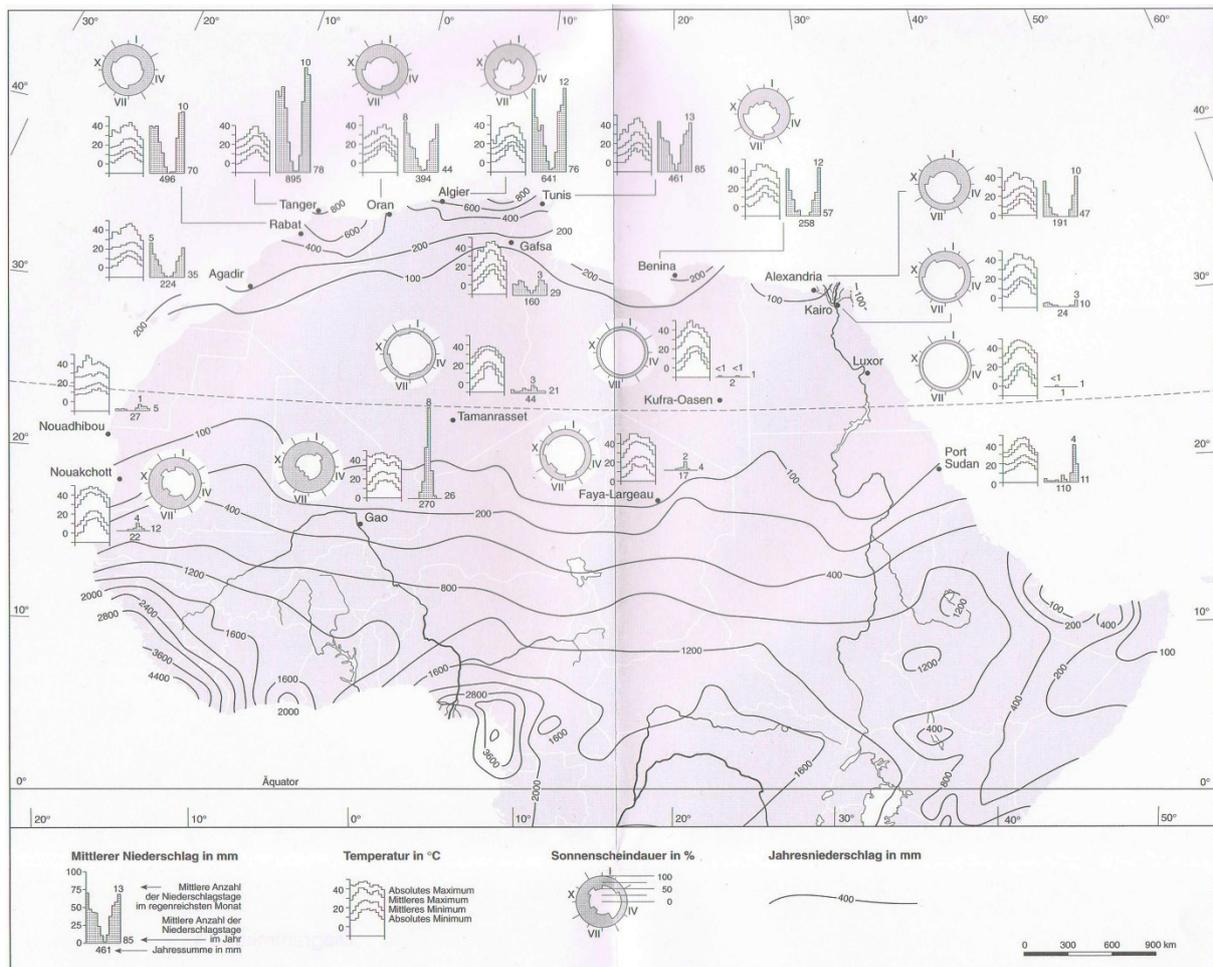


Abbildung 9-6 Klimadiagrammkarte von Nordafrika mit Verteilung der Jahresniederschläge in mm (s. eingezeichnete Isohyeten). (Weischet & Endlicher, 2000)

### 9.2.5 Bewölkung und atmosphärische Transmission

Die Niederschlagsverhältnisse sind direkt in Zusammenhang mit der Bewölkung bzw. atmosphärischen Transmission zu setzen, sodass bei geringeren Niederschlagssummen von einem geringeren Bewölkungsgrad und demnach auch höheren Bestrahlungswerten auszugehen ist. Abbildung 9-7 und Abbildung 9-8 zeigen die mittlere Wolkenbedeckung in Zehntel im Januar und im Juli. Im Sommer liegt die Bewölkung in weiten Teilen Nordafrikas bei unter 10 %, lediglich der westliche Teil weist Werte zwischen 20 und 30 % auf. Dies ist verglichen mit den Bewölkungswerten in Deutschland in dieser Zeit bei bis zu 50 % immer noch gering. Im Winter ist die Bewölkung auch in Nordafrika höher, jedoch immer noch niedriger als in Deutschland (hier: 60-70 %). Nordafrika weist Bewölkungswerte von überwiegend 20 % auf, im Osten bis zu 30 %, im Westen nur bis 10 %. Der Küstenstreifen zum Mittelmeer ist mit 30-40 % Bewölkung bedeckter.

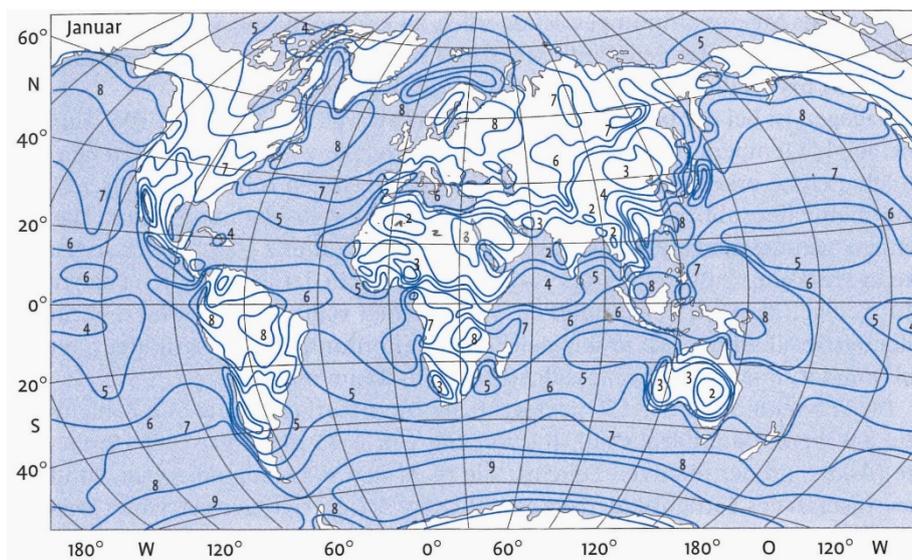


Abbildung 9-7 Mittlere Wolkenbedeckung in Zehntel der Himmelsfläche im Januar (Schönwiese, 2013, S. 222)

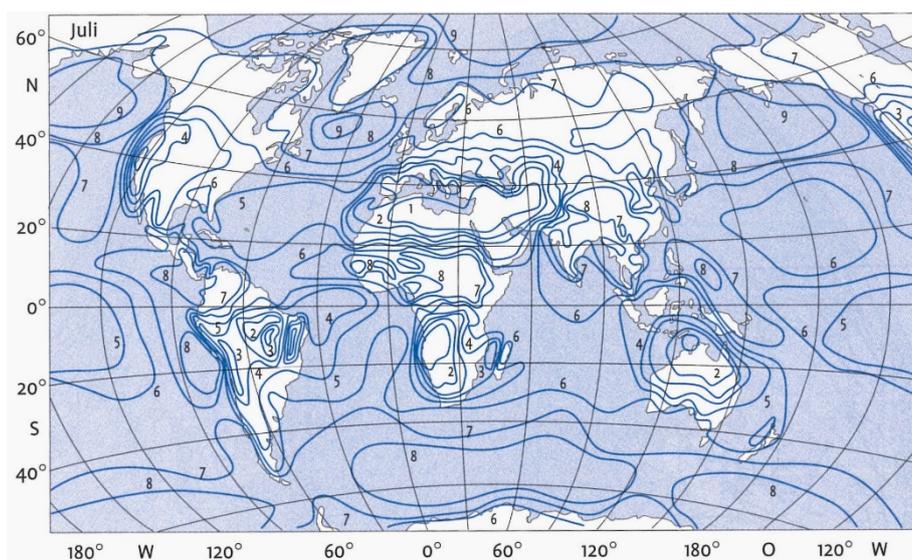


Abbildung 9-8 Mittlere Wolkenbedeckung in Zehntel der Himmelsfläche im Juli (Schönwiese, 2013, S. 223)

### 9.3 Globalstrahlung in Nordafrika

Die Globalstrahlungsverhältnisse Nordafrikas können nun als Summe der bisherigen klimatologischen Betrachtung v. a. in Hinblick auf die resultierenden hygrischen Verhältnisse sowie der atmosphärischen Transmission abgeleitet werden.

Die auf die horizontale Oberfläche bezogene extraterrestrische Bestrahlung ist in Nordafrika aufgrund der niedrigeren geographischen Breite höher als in unseren Breiten. Nordafrika ist grundsätzlich strahlungsklimatisch begünstigt. Für Saarbrücken liegt die durchschnittliche extraterrestrische Bestrahlung bei ca.  $2,5 \text{ MWh/m}^2/\text{a}$ . In Nordafrika treten dahingegen um 20-40 % höhere Werte auf. An der Mittelmeerküste bei Algiers ( $37^\circ \text{ N}$ ) liegt die extraterrestrische Bestrahlung bei durchschnittlich ca.  $3 \text{ MWh/m}^2/\text{a}$ , im südlichen Teil Nordafrikas (ca.  $19^\circ \text{ N}$ ) sogar bei bis zu  $3,5 \text{ MWh/m}^2/\text{a}$  (National

Aeronautics and Space Administration, 2018). Welcher Teil dieser extraterrestrischen Strahlung auch tatsächlich nutzbar am Erdboden vorliegt, hängt von der atmosphärischen Transmission ab bzw. dem jeweiligen Bewölkungsgrad. Als besonders günstige Standorte werden also Standorte mit geringer Bewölkung bzw. geringer Jahresniederschlagssumme ins Auge gefasst werden müssen.

### 9.3.1 Räumliche Verteilung der Globalstrahlung

In der Karte in Abbildung 9-9 ist die räumliche Verteilung der Jahressummen der Globalstrahlung in Europa, Afrika und Asien dargestellt. Angegeben ist die jährliche Globalstrahlung in kWh/m<sup>2</sup> auf eine optimal geneigte (Photovoltaik-Anlagen-)Fläche. In Abbildung 9-10 ist der entsprechende Ausschnitt für Nordafrika dieser Karte vergrößert abgebildet. Die absolut höchsten Werte für die Globalstrahlung werden in der Vollwüste im Südosten Nordafrikas erreicht, also dort wo die geringsten Niederschläge fallen. Hier liegt die Globalstrahlung bei 2,44 MWh/m<sup>2</sup>/a und damit mehr als doppelt so hoch wie in Deutschland (Saarbrücken: 1,10 MWh/m<sup>2</sup>/a). Weite Teile Nordafrikas empfangen über 2 MWh/m<sup>2</sup>/a. Zur Mittelmeerküste hin nimmt die Globalstrahlung grundsätzlich weiter ab. Im östlichen Teil Nordafrikas werden abgesehen von einem schmalen Küstenstreifen noch Werte über 2 MWh/m<sup>2</sup>/a erreicht (Kairo/Ägypten: 2,08 MWh/m<sup>2</sup>/a), direkt an der Küste dann nur noch ca. 1,8 MWh/m<sup>2</sup>/a (Tripolis/Libyen: 1,87 MWh/m<sup>2</sup>/a). Auch in West-Nordafrika liegt die Globalstrahlung bei 2 bis 2,2 MWh/m<sup>2</sup>/a (Nord-Mali: 2,27 MWh/m<sup>2</sup>/a, Reggâne/Algerien: 2,19 MWh/m<sup>2</sup>/a, Ad-Dakhla/West-Sahara: 2,10 MWh/m<sup>2</sup>/a). Im nordwestlichen Küstenbereich zum Atlantik und Mittelmeer ist die Globalstrahlung noch niedriger und sinkt zum Teil bis auf 1,66 MWh/m<sup>2</sup>/a (Tunis/Tunesien), was immer noch 50 % über der Solarstrahlung in Saarbrücken liegt. Überwiegend sind im Küstenbereich sowie im nahegelegenen Hinterland Globalstrahlungswerte von rund 1,8 MWh/m<sup>2</sup>/a festzustellen. Die höheren Niederschläge und stärkere Bewölkung lassen schon darauf schließen. Auffällig ist, dass die Globalstrahlung vor allem in Marokko, aber auch in Algerien, direkt hinter den Gebirgszügen des Atlas im Vergleich zur zum Ozean hin exponierten Seite sprunghaft zunimmt (vgl. Daten des Photovoltaik-Geoinformationssystems PVGIS der Europäischen Kommission in Huld & Pinedo-Pascua (2014), Werte bezogen auf horizontale Anlagenflächen nach National Aeronautics and Space Administration (2018)). Dies spiegelt die entsprechend dargestellten Niederschlagsverhältnisse auch gut wider, da hinter dem Atlas die ariden Räume der Vollwüste beginnen (Michael, 2008, S. 142).

## Photovoltaic Solar Electricity Potential in Africa, Europe and Asia

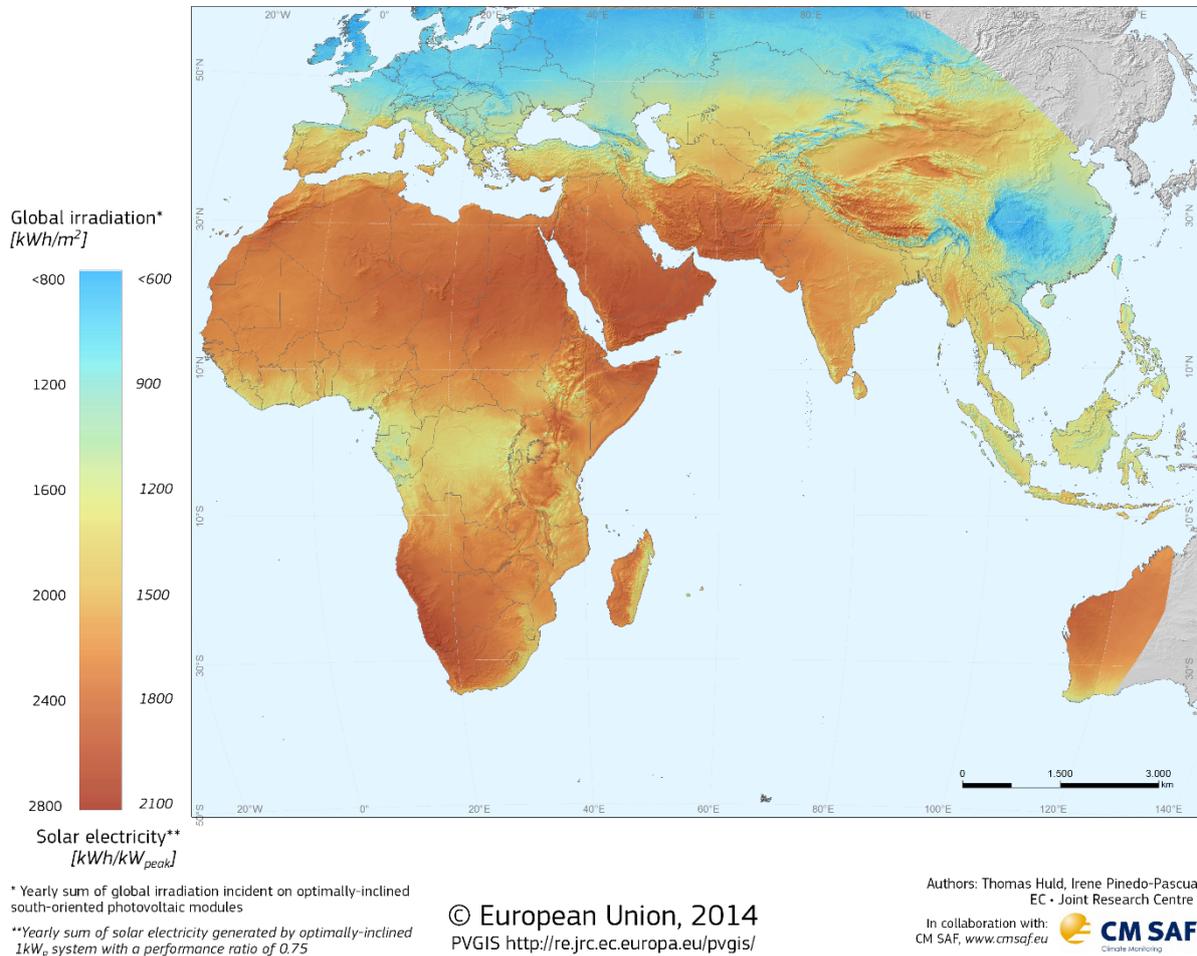


Abbildung 9-9 Globalstrahlung in kWh/m<sup>2</sup> auf eine optimal zum Äquator hin geneigte Fläche in Afrika, Europa und Asien (Huld & Pinedo-Pascua, 2014).

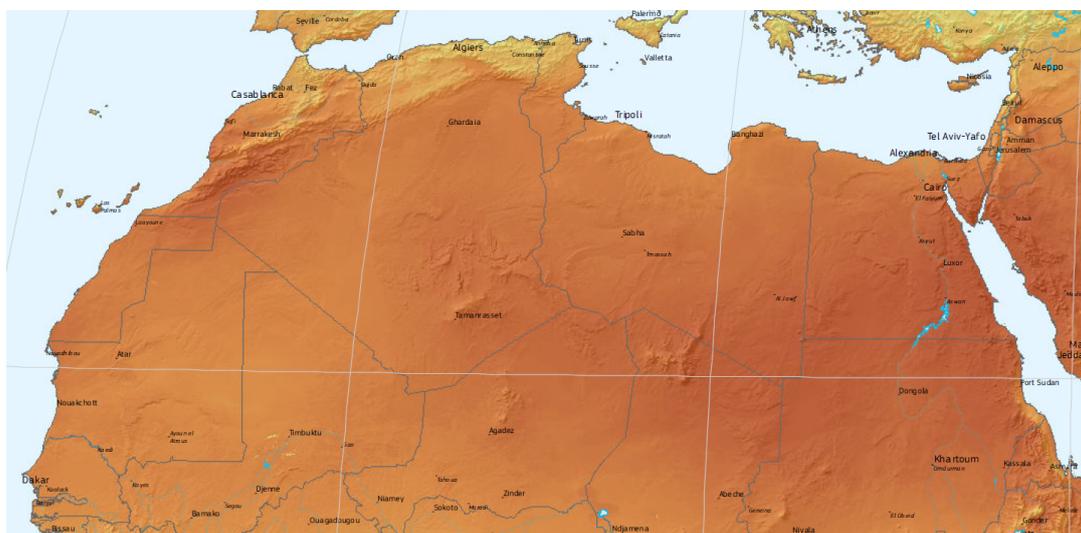


Abbildung 9-10 Ausschnitt Nordafrika der Karte von Abbildung 3-1 (Huld & Pinedo-Pascua, 2014)

### **9.3.2 Bewertung des Solarstrompotentials in Nordafrika**

Das natürliche Potential für die Nutzung der Sonnenenergie ist demnach in Nordafrika besonders hoch. Die ariden Räume eignen sich aufgrund der tellurischen Lage (niedrige Breitenlage) und den damit verbundenen, hohen extraterrestrischen Strahlungswerte sowie gleichzeitig niedriger Bewölkung besonders gut für die Produktion von Solarstrom. Zwar ist die extraterrestrische Strahlung im tropischen Raum noch höher, jedoch kann diese aufgrund der starken Bewölkung dort nicht ihr volles Potential entfalten. Durch die im Vergleich zu Deutschland teilweise doppelt so hohe Globalstrahlung in Nordafrika ist der Ertrag in der photovoltaischen Nutzung auch entsprechend höher (bei gleicher Anlagengröße). Zudem liegt bei der nordafrikanischen Sonneneinstrahlung keine so hohe Variabilität zwischen den Tagen vor, wie in Deutschland.

## **9.4 Regionalisierung: Marokko als näherer Untersuchungsraum**

Im Rahmen dieser Arbeit wird sich zur Untersuchung des Potentials von in Nordafrika erzeugtem Solarstrom zur Kopplung mit der deutschen Stromversorgung auf einen enger umgrenzten Raum beschränkt. Hierzu wurde Marokko gewählt. Die Auswahl dieses kleineren Untersuchungsraums ist nicht nur aus praktischen Gesichtspunkten günstig. Marokko stellt sich auch aus verschiedenen anderen Gesichtspunkten als geeigneten Partner für eine gekoppelte Stromversorgung heraus. Hierzu sind neben den allgemein-klimatologischen und strahlungsklimatischen Bedingungen in Marokko auch Einflüsse der geographischen Lage sowie der wirtschaftlichen und politischen Struktur relevant. Im folgenden Kapitel soll die Eignung Marokkos anhand dieser Aspekte dargelegt werden, um im Anschluss auch geeignete Vorschläge für eine zukünftige Anordnung von Solarstrom-Kraftwerken ableiten zu können.

### **9.4.1 Regionalklima Marokkos und Untersuchung verschiedener Klimastationen**

Bereits bei der allgemeinen Darstellung von Nordafrika hat sich herausgestellt, dass die Untersuchung der klimatischen Verhältnisse wichtige Rückschlüsse auf die Eignung von Standorten in Hinblick auf die photovoltaische Nutzung zulässt. Daher werden im Folgenden die regionalklimatischen Gegebenheiten Marokkos näher untersucht, um verschiedene Räume zur Nutzbarkeit als Photovoltaik-Standort abgrenzen zu können.

#### **9.4.1.1 Orographisch-topographische Verhältnisse und Reliefstruktur**

In Abbildung 9-11 sind die topographischen Großlandschaften Marokkos dargestellt. Für das Klima Marokkos entscheidend sind die Hochgebirgsreliefstrukturen. Im Norden ragt an der Mittelmeerküste das Rif-Gebirge mit bis zu 2 450 m Höhe hinauf. Etwas dahinter folgen küstenparallel die drei vom Südwesten nach Nordosten streichende Gebirgsketten des Mittleren Atlas (3 340 m), des Hohen Atlas (4 165 m) und des Anti-Atlas (2 530 m). Diese setzen sich nach einem sich anschließenden Hochplateaus schließlich in Algerien im Tell- und Saharaatlas fort. An der Atlantik-Küste schließt südwestlich des Rif-Gebirges ein breiteres Küstentiefland an, gefolgt von einem breiten Hügelland bis hin zu den Atlas-Gebirgen. Jenseits des Atlas erstreckt sich die Ebene der Wüste (Weischet & Endlicher, 2000, S. 199 f.).

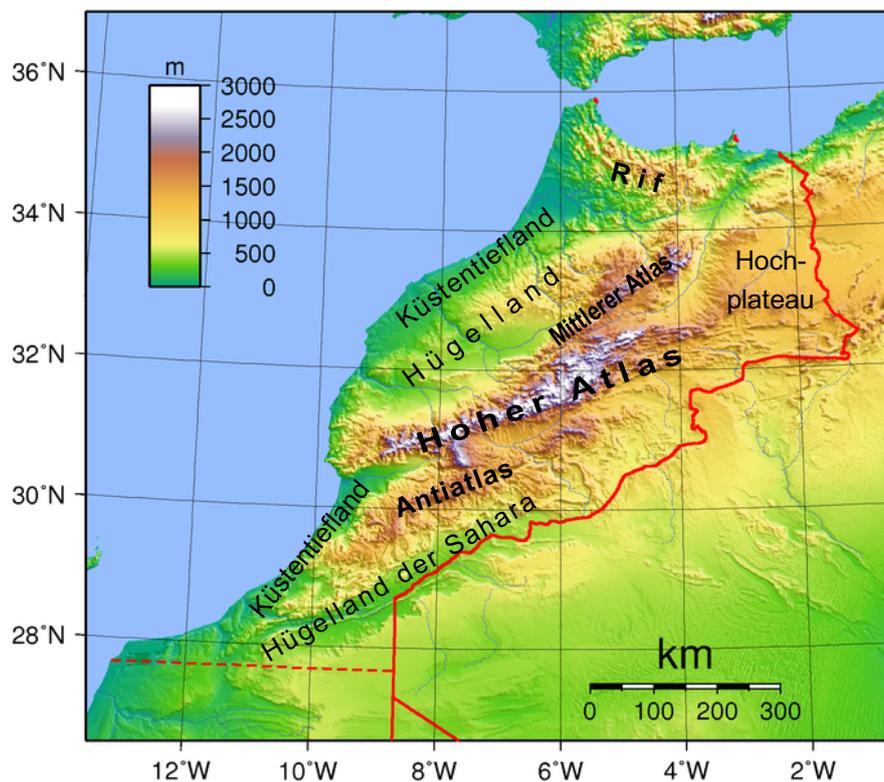
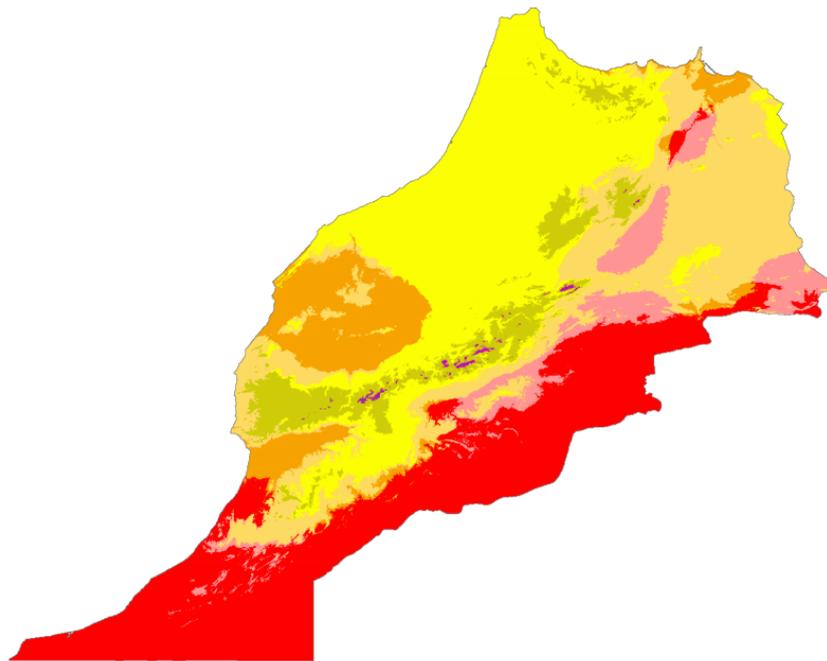


Abbildung 9-11 Großlandschaften und Topographie Marokkos (verändert nach Sadalmelik (2007))

#### 9.4.1.2 Klimaklassifikation nach Köppen-Geiger

Es wurde bereits in der allgemeinen Darstellung dargelegt, welchen Einfluss diese orographischen Verhältnisse für das Klima haben. Dies spiegelt sich insbesondere in der Niederschlagsverteilung wider und dadurch auch in der Verbreitung der Klimazonen nach Köppen-Geiger. In der Karte in Abbildung 9-12 ist die räumliche Verteilung der verschiedenen Klimate nach Köppen-Geiger dargestellt. Diese entspricht grundsätzlich der Übersichtsdarstellung in Abbildung 9-1, ist jedoch höher aufgelöst. Weite Teile des nördlichen Küstentief- und Hügellandes sowie des Rif-Gebirges liegen im Bereich des mediterranen Winterregenklimas (Csa, in höheren Lagen Csb, vgl. Klimadiagramme von Tanger, Rabat, Meknes und Fes in Abbildung 9-13). Weiter nach Süden im Küstenraum schließen sich mit zunehmender Aridität dann zunächst kaltes Savannenklima (BSk, vgl. Casablanca) und landeinwärts durch zunehmende Kontinentalität und je nach Höhenlage bzw. weiter südlich heißes Savannenklima (BSh, vgl. Marrakesch und Agadir) an. Im äußersten Süden folgt dann heißes Wüstenklima (BWh). Hier fehlen die winterlichen Niederschläge fast völlig. Das heiße Wüstenklima erstreckt sich an der Südostgrenze Marokkos nach Nordosten hin bis vor das Hochplateau an der Rückseite der Atlasgebirgszüge entlang (vgl. Quarzazate). Der Antiatlas, der im Mittel lediglich Höhen von gut 2 000 m erreicht, liegt noch im Bereich des mediterranen Winterregenklimas (Csa) und an der Ostseite, die weniger den Niederschlägen ausgesetzt sind, dann kaltes Savannenklima (BSk). Der Hohe Atlas erreicht größere Höhen und das Klima ändert sich mit zunehmender Höhe dann von Csa über Csb zu sommertrockenen Schneeklimaten (Dsb und Dsc). Landeinwärts schließen sich zunächst die sommertrockenen, kalten Savannenklimata (BSk), dann die kalten Wüsten (BWk) und schließlich die bereits erwähnten heißen Wüsten (BWh) an. Das Klima des Mittleren Atlas wandelt sich analog in zunehmender Höhe über kalte Savannenklimata

(BSk) zu mediterranen Winterregenklimate (Csb). Die höchsten Erhebungen reichen auch hier in den Bereich der sommertrockenen Schneeklimate (Dsb). Das sich hinter Rif und Mittlerem Atlas anschließende Hochplateau weist überwiegend ein kaltes, sommertrockenes Savannenklima (BSk) auf, im direkten Regenschatten sogar kaltes, in Teilen heißes, Wüstenklima (BWk bzw. BWh), ebenso auch weiter landeinwärts. Im Küstenbereich tritt hier auch heißes Steppenklimate (BSh, um Melilla) auf (Peterson, 2016).



### Köppen climate type

 BWh (Hot desert)	 Csa (Hot-summer mediterranean)
 BWk (Cold desert)	 Csb (Warm-summer mediterranean)
 BSh (Hot semi-arid)	 Dsb (Warm-summer mediterranean continental)
 BSk (Cold semi-arid)	 Dsc (Dry-summer subarctic)

\*Isotherm used to separate temperate (C) and continental (D) climates is  $-3^{\circ}\text{C}$   
Data source: Climate types calculated from data from WorldClim.org

Abbildung 9-12 Klimazonen Marokkos nach Köppen-Geiger (Peterson, 2016)

# Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

## Anhang I: Das solare Dargebot Nordafrikas

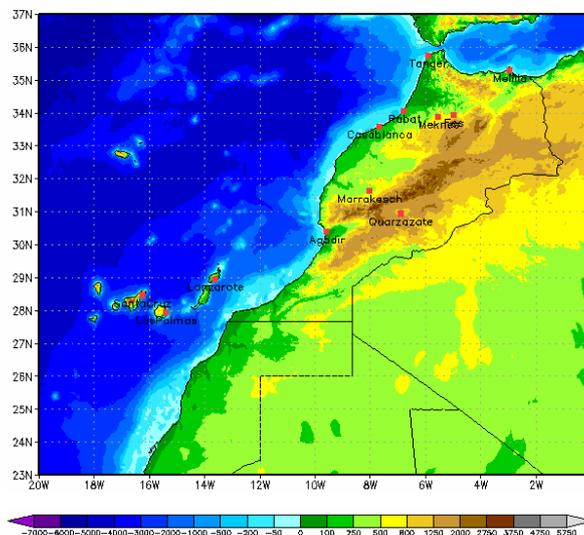
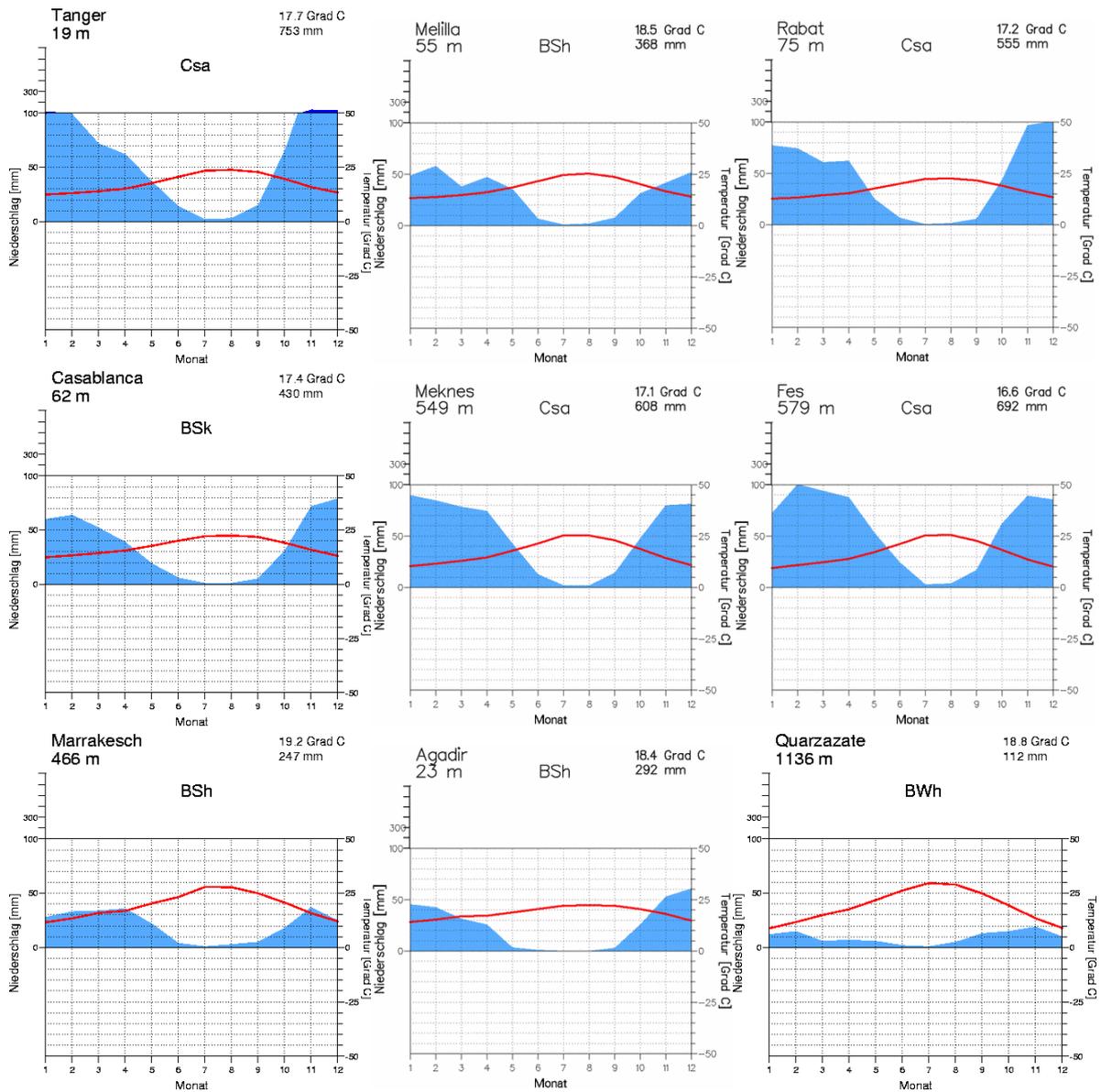


Abbildung 9-13 Walter/Lieth-Klimadiagramme von Tanger, Melilla, Rabat, Casablanca, Meknes, Fes, Marrakesch, Agadir und Quarzazate und entsprechende Stationskarte (Mühr, o. J.)

### 9.4.1.3 Hygrische Verhältnisse

Die Verbreitung der Köppen-Geiger-Klimate spiegelt die hygrischen Verhältnisse, die das entscheidende Klimatelement für Marokko sind, wider. Grundsätzlich ist eine Abnahme der Niederschläge von Nord nach Süd festzustellen. So fallen bei Betrachtung der Atlantikküste in Tanger im Schnitt 753 mm, in Rabat 555 mm, in Casablanca 430 mm und in Agadir nur noch 292 mm (vgl. Klimadiagramme in Abbildung 9-13 sowie auch Abbildung 9-14). Aus den Klimadiagrammen geht auch die jahreszeitliche Verteilung der Niederschläge hervor: Es ist ausschließlich Winterregen anzutreffen. Diese räumliche und zeitliche Verteilung der Niederschläge ist, wie bereits im allgemeinen Teil dargelegt, auf den Einfluss der zyklonalen Fronten bzw. des subtropisch-randtropischen Hochdruckgürtels zurückzuführen. Das erklärt auch, wieso die Niederschläge mit zunehmender Höhe jeweils an den Gebirgen, v. a. an den Westseiten, zunehmen. So sind die absolut höchsten Jahressummen an Niederschlägen im Norden im Rif-Gebirge anzutreffen. Im Lee der Gebirge sind die Niederschläge wesentlich geringer, bis hin zur vollariden Wüste (vgl. Quarzazate). Der Atlas stellt für Marokko also eine entscheidende Klimascheide dar: Er trennt den atlantisch-mediterran-feuchte Nordwesten vom kontinental-saharisch-trockenen Südosten Marokkos (Weischet & Endlicher, 2000, S. 200 ff.).

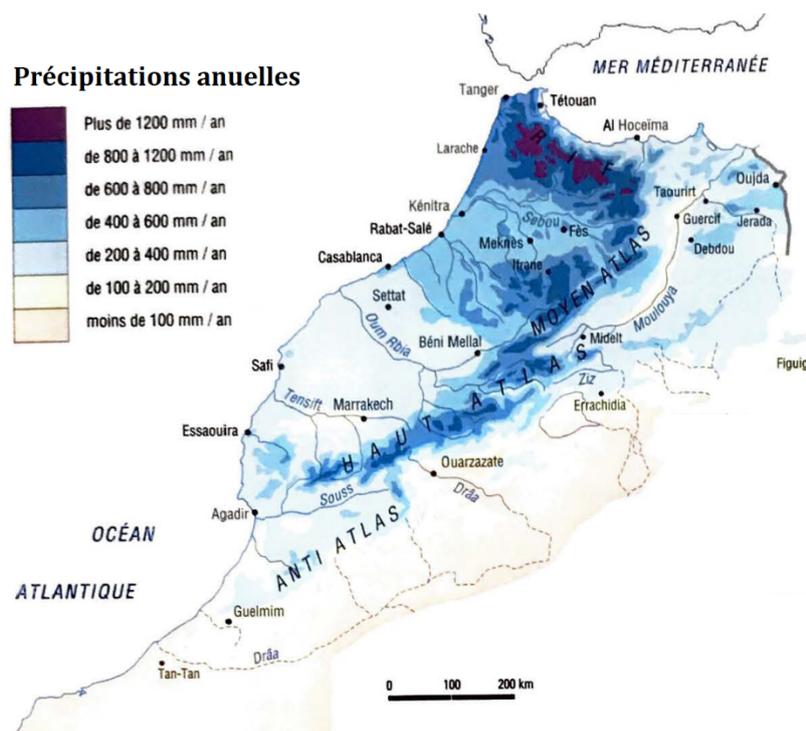


Abbildung 9-14 Verteilung der Jahresniederschlagssummen in Marokko (verändert nach Ragala & Refass (2002, S. 17))

#### 9.4.2 Strahlungsklimatische Verhältnisse Marokkos

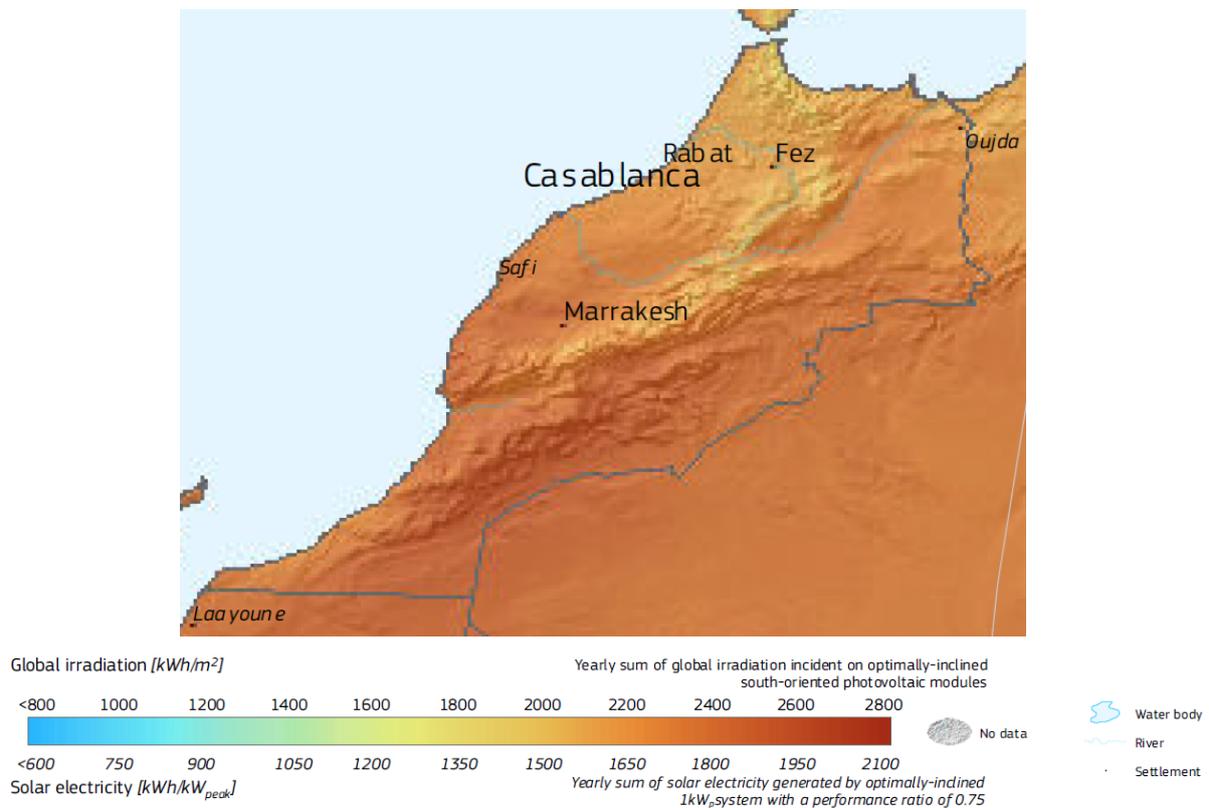


Abbildung 9-15 Ausschnitt Marokko der Karte von Abbildung 9-9 (Huld & Pinedo-Pascua, 2014)

Abbildung 9-15 zeigt die räumliche Verteilung der Globalstrahlung in Marokko. Die Globalstrahlung spiegelt sehr genau die Niederschlagsverhältnisse in Marokko wider. Die arideren Räume empfangen entsprechend mehr Sonnenenergie als die Räume geringerer Aridität, was durch die geringere Bevölkerung bedingt ist. Dies zeigen auch die Diagramme des  $K_t$ -Verlaufs in Abbildung 9-16 (nähere Erläuterung siehe Bildunterschrift). Insbesondere die Ebene westlich Marrakeschs, die saharischen Gebiete jenseits des Atlas (einschließlich der Ostseiten der Gebirge) und im Süden des Landes weisen besonders hohe Globalstrahlungswerte von über 2 MWh/m<sup>2</sup>/a auf. Hier, im Bereich der BW-Klimate, liegt die Globalstrahlung damit bei etwa dem doppelten Wert verglichen mit Deutschland und reicht nahe an die maximalen Werte in Nordafrika heran (Huld & Pinedo-Pascua, 2014; National Aeronautics and Space Administration, 2018).

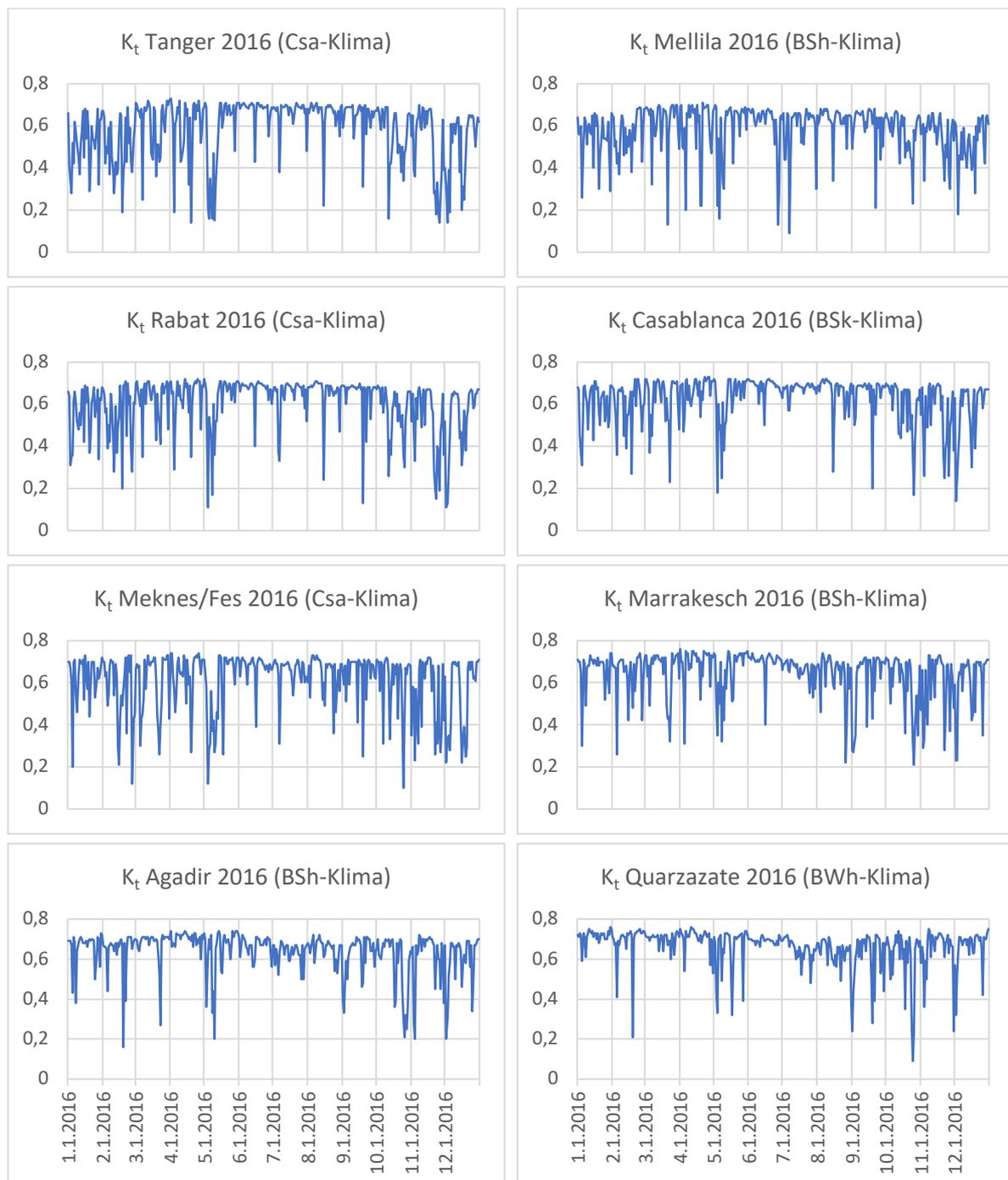


Abbildung 9-16 Exemplarischer Jahresgang des Tages- $K_t$ -Wertes für die Klimastationen aus Abbildung 9-13 für das Jahr 2016, x-Achse im Format DD.MM.JJJJ. Je arider die Station ist, desto höher fallen die  $K_t$ -Werte aus und desto weniger volatil erscheinen diese. Entsprechend des vorliegenden Winterregenklimas sind v. a. die Winter von Tagen niedriger  $K_t$ -Werte gekennzeichnet, was durch die hohe Bewölkung im Rahmen des Durchzugs einer zyklonalen Front zu erklären ist. So weist die im Regenschatten der Atlas-Gebirgszüge gelegene Station Quarzazate beispielsweise im Vergleich zu Tanger schon absolut höhere Werte für  $K_t$  auf und die Perioden mit niedrigeren  $K_t$ -Werten sind seltener, auch im Winter (Werte nach National Aeronautics and Space Administration, 2018).

### **9.4.3 Auswahl Marokkos als genaueren Untersuchungsraum**

Die Landesfläche von Marokko bietet, wie aus dem vorherigen Abschnitt hervorgeht, geeignete Flächen zur Installation von Solarstrom-Kraftwerken – auch im großen Stil. Insbesondere die saharischen Landesteile sind gut für die photovoltaische Nutzung geeignet und dünn besiedelt, sodass diese Flächen potentiell auch im großen Stil genutzt werden können. Darüber hinaus liegt Marokko energiegeographisch besonders günstig. Das Land ist nur durch die Straße von Gibraltar vom europäischen Kontinent getrennt, sodass einem Transport solar gewonnener Energie (in Form von Strom oder daraus gewonnenem Gas) weniger Hindernisse gesetzt sind, als beispielsweise bei einem östlich gelegeneren Staat des Maghreb oder Nordafrikas, die z. T. sogar noch bessere Globalstrahlungsverhältnisse aufweisen würden. Durch die günstige Lage des Atlas-Gebirges treten die kontinental-ariden, strahlungsreichen Räume in Marokko schon vergleichsweise nahe am Ozean auf, näher als dies ohne diese Regenfänger zu vermuten wäre.

Ein weiterer Aspekt, der für das Land Marokko spricht, ist die Rohstoffknappheit des Landes. Marokko verfügt über kaum eigene Vorkommen fossiler Energieträger. Daher ist Marokko elementar daran interessiert, um die eigene Importabhängigkeit zu verringern, die Eigenproduktion regenerativ gewonnener Energie durch Solar- und Windkraft zu intensivieren. Schon heute wird in Marokko hier sehr stark investiert (vgl. Großprojekte wie „Noor“). Des Weiteren ist Marokko politisch stabiler als viele andere nordafrikanische Staaten und weniger von politischen Krisen geschwächt. Das macht Marokko zu einem verlässlicheren Partner (Auswärtiges Amt, 2017a; 2017b). Darüber hinaus kooperieren Marokko und die Europäische Union schon heute zum Beispiel im Rahmen der Europäischen Nachbarschaftspolitik (ENP) (Lippert, 2013).

### **9.4.4 Geeignete Solarstrom-Produktionsstruktur in Marokko**

Sie Hauptteil, Abschnitt 3.4.4 „Geeignete Solarstrom-Produktionsstruktur in Marokko“ ab Seite 59.

## **9.5 Synthetische solare Stromerzeugung in Marokko**

Sie Hauptteil, Kapitel 3.5 „Synthetische solare Stromerzeugung in Marokko“ ab Seite 60.

## 10 Anhang II

### 10.1 Verfahrensweise zur Erstellung von synthetischen Solarstrom-Zeitreihen für beliebige Standorte

#### 10.1.1 Download der Daten bei POWER/NASA und Aufarbeitung der Daten

Unter dem Link

<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

kann das Data Access Viewer-System von LARC/NASA erreicht werden. Es öffnet sich direkt die Übersichtskarte mit dem entsprechenden Modul zum Download der benötigten Solarstrahlungstagesdaten (vgl. Abbildung 10-1):

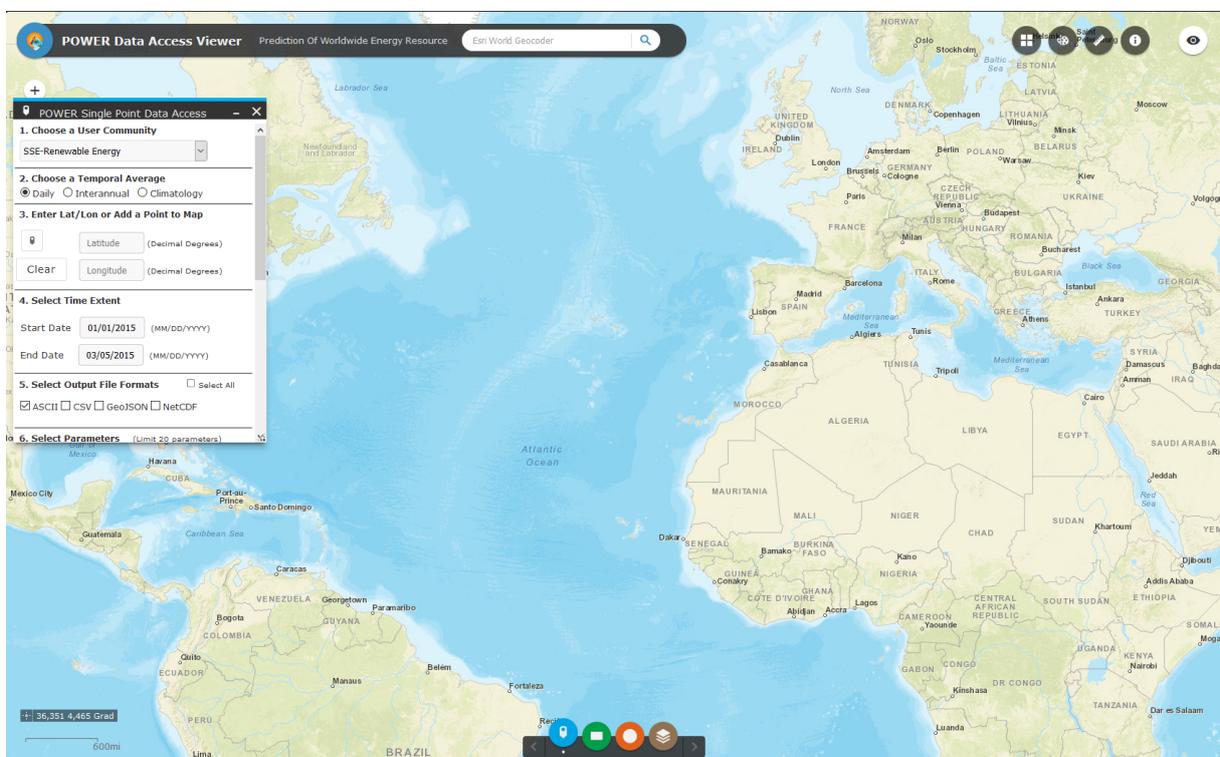


Abbildung 10-1 Benutzer-Oberfläche des POWER Data Access Viewer-Systems der NASA (National Aeronautics and Space Administration, 2018).

Über die Schaltflächen in der Mitte am unteren Bildschirmrand kann ausgewählt werden, ob Daten

- eines bestimmten geographischen Punktes („POWER Single Point Data Access“),
- eines ganzen Bereiches („POWER Regional Data Access“),
- weltweite Mittelwerte („POWER Global Downloads“) bezogen werden sollen oder
- eine graphische Wiedergabe eines Datensatzes in der Kartendarstellung angezeigt werden soll („POWER Layer List“).



In Abbildung 10-2 sind die entsprechenden Kontextmenüs zur näheren Wahl der gewünschten Daten dargestellt. Für unsere Betrachtung werden von den jeweils zu betrachtenden Standorten einzeln die Datensätze über das Kontextmenü *POWER Single Point Data Access* bezogen.

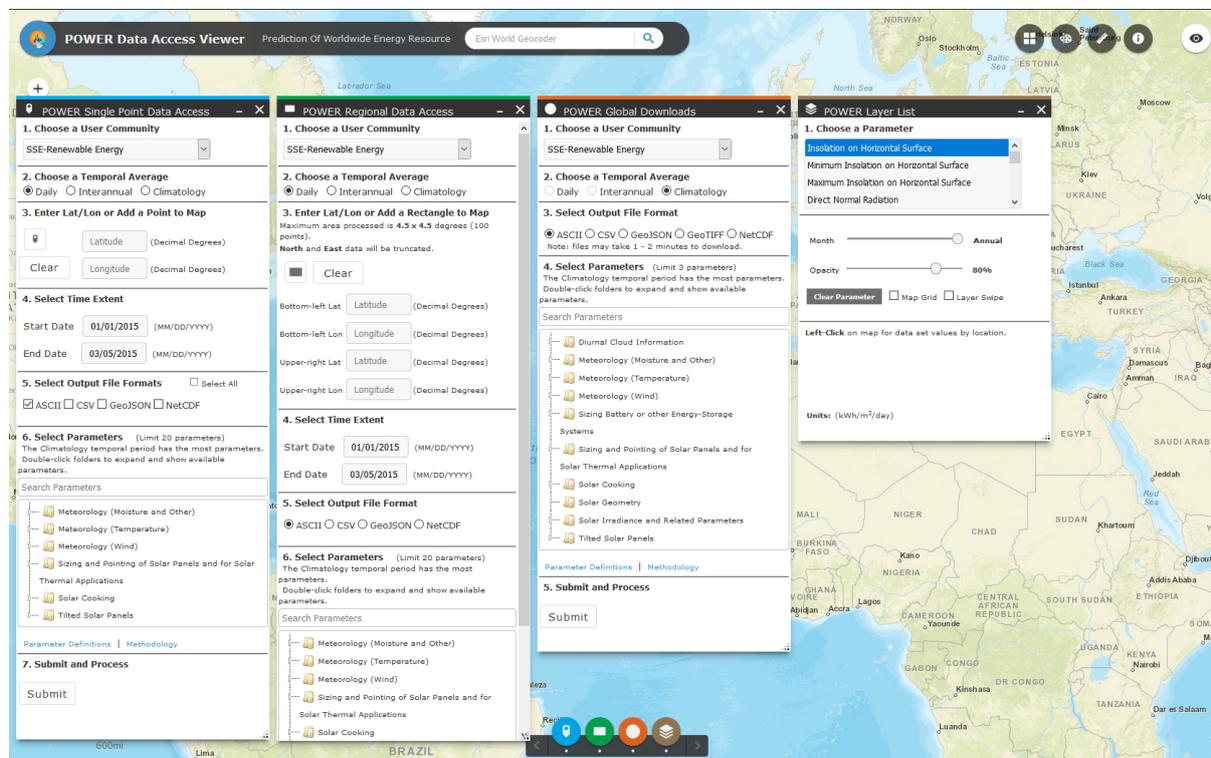


Abbildung 10-2 Darstellung der einzelnen Kontext-Menüs zum Download bzw. zur Darstellung der verschiedenen Datensätze (National Aeronautics and Space Administration, 2018).

Das Kontextmenü *POWER Single Point Data Access* ist in sieben Abschnitte unterteilt:

1. Choose a User Community: Hier kann eine bestimmte Benutzer-Gruppe aus den drei Möglichkeiten *SSE-Renewable Energy*, *Sustainable Buildings* und *Agroclimatology* gewählt werden. Es stehen dann unterschiedliche Parameter zur Verfügung und die Daten werden in den in der Benutzer-Gruppe gängigen Einheit bereitgestellt. Für unsere Zwecke ist die voreingestellte Wahl *SSE-Renewable Energy* am zweckmäßigsten.
2. Choose a Temporal Average: Es besteht hier die Wahl, ob Tagesmittelwerte (*Daily*) oder mehrjährige Mittelwerte geliefert werden sollen. Bei den mehrjährigen Mittelwerten kann bei der Option *Interannual* der Zeitraum im Abschnitt 4 in Jahren näher gewählt werden, bei der Option *Climatology* wird automatisch ein langjähriger Zeitraum von 22 bzw. 30 Jahren für solare bzw. klimatologische Parameter gewählt. Für unsere Zwecke müssen Tageswerte (also **Daily**) bezogen werden.
3. Enter Lat/Lon or Add a Point to Map: Über die beiden Textfelder kann die geographische Breite (*Latitude*) und Länge (*Longitude*) direkt in Dezimalgrad (Format: XX.YY) eingegeben werden. Alternativ kann durch die Auswahl der Stecknadel-Schaltfläche direkt ein beliebiger Punkt durch Klicken auf der Karte ausgewählt werden.

4. Select Time Extent: Hier wird die Start- und Endzeit (*Start Date* bzw. *End Date*) angegeben (Format beim Bezug von Tagesmittelwerten: MM/DD/YYYY). Es werden dann jeweils die Tagesmittelwerte in diesem Zeitraum zurückgegeben. Für die Verwendung im hWerte-Programm müssen hier stets ganze Jahre, also vom 01.01. bis zum 31.12. des betrachteten Jahres ausgewählt werden.
5. Select Output Files Format: Hier kann die Wahl des Datei-Formates der entsprechenden Ausgabe vorgenommen werden. Es stehen die Formate *ASCII*, *CSV*, *GeoJSON* und *NetCDF* zur Verfügung. Für die spätere Verwendung im hWerte-Programm ist der Download als **CSV** am günstigsten, da hierbei die einzelnen Datenspalten durch Kommata voneinander getrennt sind, was im ASCII-Format nicht der Fall ist. Das macht den automatischen Import in Excel einfacher.
6. Select Parameters: Hier werden die einzelnen Parameter ausgewählt, die in die Export-Datei geschrieben werden. Es können bis zu 20 verschiedenen Parameter gleichzeitig ausgewählt werden. In Abbildung 10-3 sind die im Rahmen der Benutzer-Gruppe *SSE-Renewable Energy* zur Verfügung stehenden Parameter aufgelistet. Für das hWerte-Programm müssen mindestens die Parameter *All Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface*, *Insolation Clearness Index*, *Temperature at 2 Meters* und *Wind Speed at 50 Meters* ausgewählt werden.
7. Submit and Process: Durch Klicken auf den *Submit*-Button wird die Anfrage gestartet. Nach einiger Zeit öffnet sich das Fenster zum Download der Daten (vgl. Abbildung 10-4). Dort kann dann die CSV-Datei heruntergeladen werden (Klick auf den CSV-Button). Über die Schaltfläche *Back* gelangt man anschließend zurück zum ursprünglichen Kontext-Menü und kann einen neuen Datensatz anfordern.

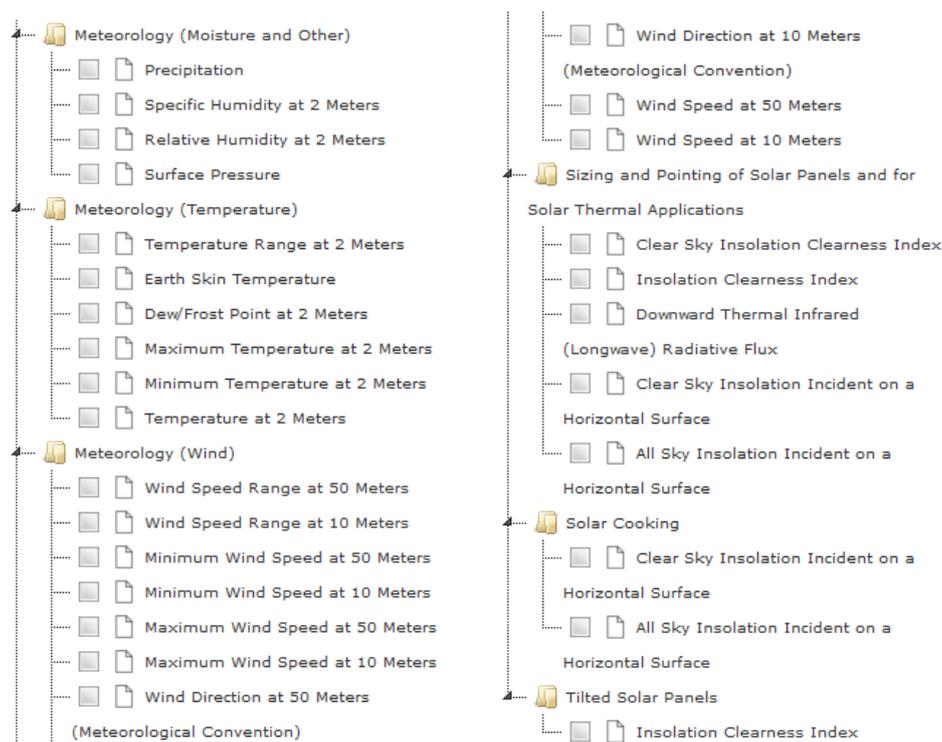


Abbildung 10-3 Übersicht über die bei der Benutzer-Gruppe „SSE-Renewable Energy“ zur Verfügung stehenden Parameter (National Aeronautics and Space Administration, 2018)

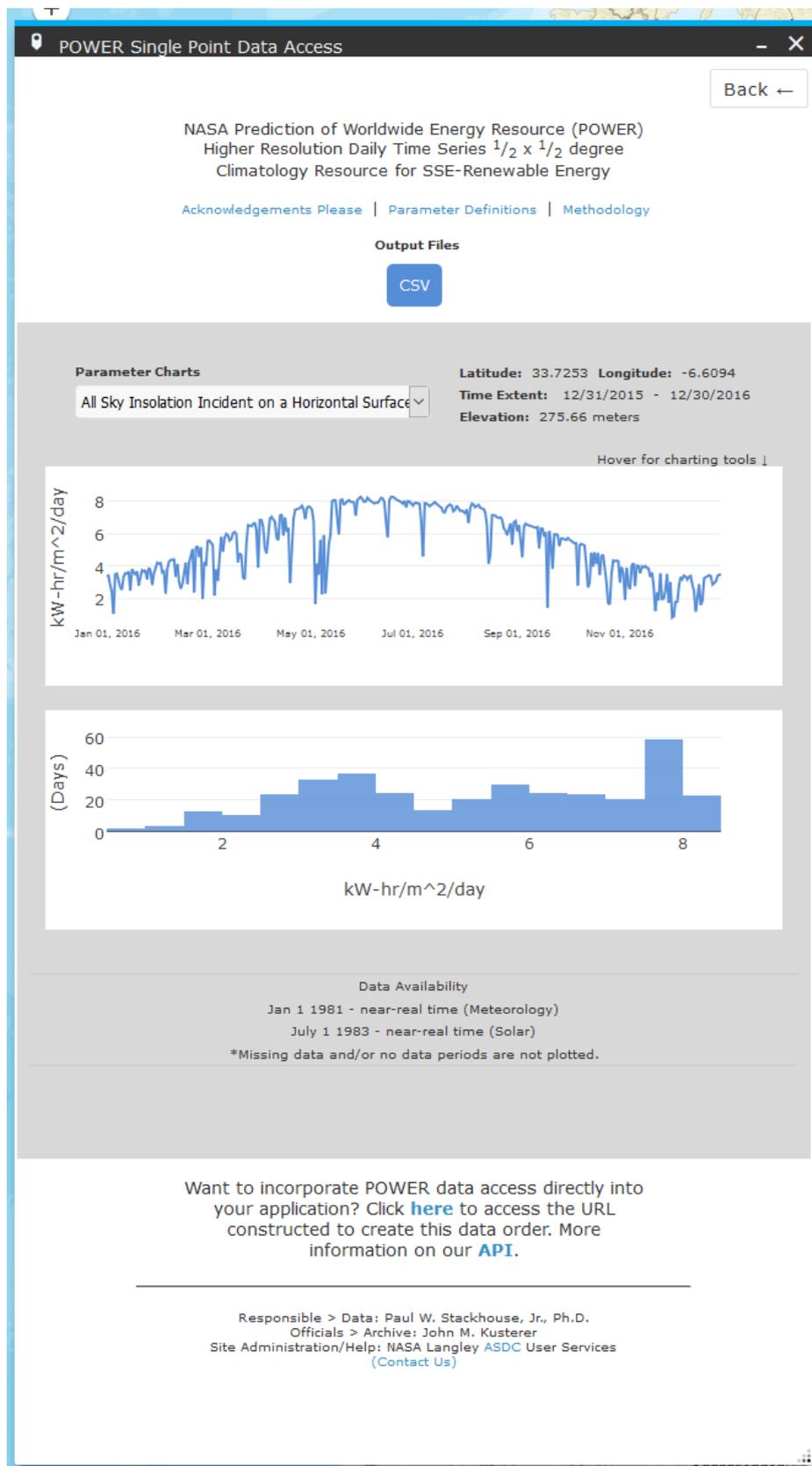


Abbildung 10-4 Download-Kontext-Menü. Über die Schaltfläche „CSV“ kann die angeforderte Datei heruntergeladen werden. Es können auch noch direkt zeitliche Verläufe der ausgewählten Parameter sowie deren statistische Verteilung untersucht werden.

Im Folgenden ist ein Ausschnitt aus einer beispielhaft heruntergeladenen Datei dargestellt (Abbildung 10-5):

```

1  -BEGIN HEADER-
2  NASA/POWER SRB/FLASHFlux/MERRA2/GEOS 5.12.4 (FP-IT) 0.5 x 0.5 Degree Daily Averaged Data
3  Dates (month/day/year): 01/01/2016 through 12/31/2016
4  Location: Latitude 33.7253 Longitude -6.6094
5  Elevation from MERRA-2: Average for 1/2x1/2 degree lat/lon region = 275.66 meters Site = na
6  Climate zone: na (reference Briggs et al: http://www.energycodes.gov)
7  Value for missing model data cannot be computed or out of model availability range: -999
8  Parameter(s):
9  KT SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 Insolation Clearness Index (dimensionless)
10 T2M MERRA2 1/2x1/2 Temperature at 2 Meters (C)
11 ALLSKY_SFC_SW_DWN SRB/FLASHFlux 1/2x1/2 All Sky Insolation Incident on a Horizontal Surface
    (kW-hr/m^2/day)
12 WS50M MERRA2 1/2x1/2 Wind Speed at 50 Meters (m/s)
13 -END HEADER-
14 LAT,LON,YEAR,MO,DY,T2M,WS50M,KT,ALLSKY_SFC_SW_DWN
15 33.72531,-6.60939,2016,01,01, 14.94, 4.08, 0.69, 3.41
16 33.72531,-6.60939,2016,01,02, 14.14, 4.98, 0.68, 3.39
17 33.72531,-6.60939,2016,01,03, 14.73, 6.79, 0.57, 2.83
18 33.72531,-6.60939,2016,01,04, 15.81, 8.02, 0.47, 2.38
19 33.72531,-6.60939,2016,01,05, 14.33, 7.36, 0.20, 1.01
20 33.72531,-6.60939,2016,01,06, 12.58, 2.69, 0.69, 3.46
    ...
39 33.72531,-6.60939,2016,01,25, 15.38, 3.59, 0.56, 3.15
40 33.72531,-6.60939,2016,01,26, 14.39, 2.70,-999, 3.89
41 33.72531,-6.60939,2016,01,27, 13.18, 3.29, 0.64, 3.69
    ...
375 33.72531,-6.60939,2016,12,26, 12.27, 4.33, 0.58, 2.84
376 33.72531,-6.60939,2016,12,27, 13.18, 3.01, 0.60, 2.93
377 33.72531,-6.60939,2016,12,28, 12.54, 3.25, 0.62, 3.04
378 33.72531,-6.60939,2016,12,29, 12.47, 5.01, 0.68, 3.37
379 33.72531,-6.60939,2016,12,30, 12.21, 3.51, 0.70, 3.45
380 33.72531,-6.60939,2016,12,31, 12.30, 3.38, 0.70, 3.45

```

Abbildung 10-5 Auszug aus einer beispielhaften CSV-Datei heruntergeladen vom POWER Data Access Viewer für einen Standort in Marokko zum Jahr 2016 (National Aeronautics and Space Administration, 2018).

Wichtig für den Import im Excel-Programm „Bieringer2018\_hWerte\_\*.xlsm“ (im Folgenden kurz als „hWerte“ bzw. „hWerte-Programm“ bezeichnet) ist, dass diese CSV-Datei nun zunächst händisch in das txt-Format konvertiert wird. Dies kann beispielsweise über das Microsoft-Programm *Editor* geschehen. Man öffnet die Datei im Editor und wählt die Option „Speichern unter...“. Fügt man an den Dateinamen die Endung „.txt“ an, so wird die Datei entsprechend konvertiert abgespeichert. In diesem Format kann der Import im Excel-Programm hWerte erfolgen.

In diesem Schritt müssen auch noch eine Überprüfung und ggf. eine Aufarbeitung der Rohdaten erfolgen. Fehlen einzelne Datensätze, so wird an Stelle des fehlenden Wertes -999 in der Datei ausgegeben. Dies kommt in den meisten Dateien vor, allerdings meist nur ein-, selten zweimal vor. Da für die Berechnungen im Programm hWerte eine lückenlose Datenlage bei der Globalstrahlung bzw. bei der atomosphärischen Durchlässigkeit notwendig ist, müssen die fehlenden Werte ergänzt werden. Hierzu wird jeweils das arithmetische Mittel der Werte der beiden benachbarten Tage verwendet. So würde beispielsweise beim Datensatz in Abbildung 10-5 beim 26.01.2016 für den  $K_t$ -Wert  $0,6\theta$  ergänzt. Die so aufgearbeiteten Datensätze können nun im hWerte-Programm importiert und weiterverarbeitet werden.

### 10.1.2 Ablauf des Einzelimports

Zur Durchführung eines Einzelimports im Excel-Programm „Bieringer2018\_hWerte\_\*.xlsm“ steht das „Einzelimport-Manual“ auf dem Tabellenblatt „hWerte“ zur Verfügung (vgl. Abbildung 10-6). Im oberen Abschnitt des Menüs ist der Dateiname der Importdatei anzugeben. Die Endung „.txt“ muss hierbei mit angegeben werden. Die Importdatei muss sich im gleichen Ordner befinden wie die Excel-Arbeitsmappe. In den beiden Feldern im mittleren Abschnitt muss i. d. R. keine Anpassung vorgenommen werden. Die geographische Breite und Länge wird automatisch aus der Importdatei geladen und hier eingetragen. Die Zeitzone steht im Allgemeinen auf 1 h, also mitteleuropäischer Zeit. Dies hat sich bewährt, da so die Daten immer im deutschen Zeitformat vorliegen. Ggf. könnte hier aber auch eine andere Zeitzone eingestellt werden, wenn dies zweckmäßig erscheint. Der Modell-Parameter Graham\_r\_1 beträgt nach Angaben von Graham & Hollands (1990)  $0,54$  und muss auf diesem Wert eingestellt bleiben.

Im unteren Abschnitt der Menü-Kachel werden Höhen- und Azimutwinkel der Photovoltaik-Anlagenflächen angegeben, um eine geneigte Anlage zu betrachten. Die Solarkonstante kann ebenfalls hier zentral geändert werden. Um die Bodenreflexion entsprechend zu modellieren, muss ein mittlerer Albedo-Wert der Bodenfläche angegeben werden. Ist der genaue Wert nicht bekannt kann man sich an Tabelle 10-1 orientieren. Ist der Untergrund unbekannt, wird meist mit einem Wert von  $0,2$  gerechnet.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
17	<b>1. Einzelimport-Manual</b>													
18														
19														
20	<b>Import</b>		Dateiname: BspKochreze		<b>Speichern</b>									
21	<b>(Einzeldaten)</b>		Status_Import		<b>(Ergebnisdaten)</b>									
22			1											
23														
24	Geogr. Breite phi=		27,50 °											
25	Geogr. Länge lambda=		-8,5 °											
26	Zeitzone		1 h		<b>Modell-Parameter</b>									
27					Graham_r_1=		0,54							
28														
29	<b>PV-Ebene</b>		vgl. Quaschnig, p. 73 f.											
30	Höhenwinkel		gamma_f 26,75 °		Albedo		A=		0,2					
31	Azimutwinkel		alpha_E= 0 °											
32	Solarkonstante		G_sc 1361 W/m <sup>2</sup>											

Abbildung 10-6 Menü-Kachel des Einzelimport-Manuals auf dem Tabellenblatt hWerte.

Tabelle 10-1 Albedo für verschiedene Umgebungen (vgl. Dietze (1957) und TÜV-Rheinland (1984), zitiert nach Quaschnig (2015, S. 79))

Untergrund	Albedo A	Untergrund	Albedo A
Grad (Juli, August)	0,25	Asphalt	0,15
Rasen	0,18 ... 0,23	Wälder	0,05 ... 0,18
Trockenes Grad	0,28 ... 0,32	Heide- und Sandflächen	0,10 ... 0,25
Nicht bestellte Felder	0,26	Wasserfläche ( $\gamma_s > 45^\circ$ )	0,05
Nackter Boden	0,17	Wasserfläche ( $\gamma_s > 30^\circ$ )	0,08
Schotter	0,18	Wasserfläche ( $\gamma_s > 20^\circ$ )	0,12
Beton, verwittert	0,20	Wasserfläche ( $\gamma_s > 10^\circ$ )	0,22
Beton, sauber	0,30	Frische Schneedecke	0,80 ... 0,90
Zement, sauber	0,55	Alte Schneedecke	0,45 ... 0,70

Sind alle Parameter eingestellt, kann durch Auswahl der Schaltfläche „Import (Einzeldaten)“ das entsprechende Makro aufgerufen werden, das die Datei einliest und direkt weiterverarbeitet. Wird die Datei zum ersten Mal eingelesen, so muss der entsprechende Dateizugriff zunächst gewährt werden. Es erscheint folgende Meldung, bei der man die entsprechende Datei auswählt.

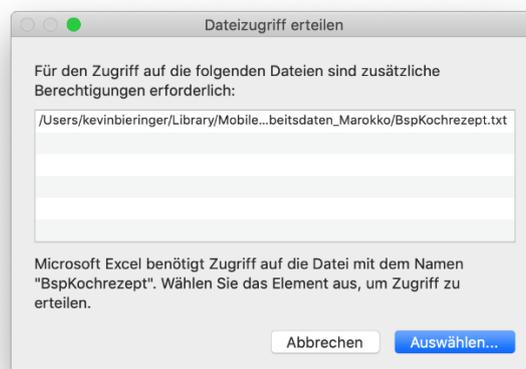


Abbildung 10-7 Kontextmenü „Dateizugriff erteilen“ zur Freigabe der Importdatei (hier für Apple MacOS).

Das aufgerufene Makro lädt die angegebene Datei in das Tabellenblatt „Import“ und kopiert die entsprechenden Werte in das Arbeitstabellenblatt „hWerte“. In der linken Tabelle „DBnasa“ werden die importierten Werte für jeden Tag noch einmal aufgelistet dargestellt (vgl. Abbildung 10-8). Hieraus werden für die stündliche Berechnung der Solarstrahlungswerte in der daneben gelegenen Tabelle „DBdata“ (vgl. Abbildung 10-9) die Werte bezogen.

# Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

## Anhang II

	1	2	3	4	5	6	7	8	
34	DBnasa				NASA Jahres- energie hor.		Markiere_	DBnasa	
35					H_tda				
36					[kWh/m <sup>2</sup> ]				
37					2081				
38									
39	Dateneingang: Tageswerte von NASA								
40	YEAR	MO	DY	F_SFC	SW	KT	T2M	WSSOM	
41	Tag des Jahres	Jahr	Monat	Tag	Globalstr. (kWh/m <sup>2</sup> 2/d)	K_t	T_2m [°C]	ws_50 m [m/s]	
42	n	Jahr	Monat	Tag	G_td	K_t	T2M	WSSOM	
43		1	2016	1	1	3,64	0,69	14,94	4,08
44		2	2016	1	2	3,8	0,68	14,14	4,98
45		3	2016	1	3	3,75	0,57	14,73	6,79
46		4	2016	1	4	1,38	0,47	15,81	8,02
47		5	2016	1	5	3,9	0,2	14,33	7,36
48		6	2016	1	6	3,86	0,69	12,58	2,69
49		7	2016	1	7	3,39	0,69	13,43	2,57
50		8	2016	1	8	3,11	0,6	15,76	7,37

Abbildung 10-8 Übersicht über „DBnasa“

	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50																															
34	DBdata										Astronomische und Zeit-Parameter										Graham-Generierung von synthetischen Stunden-kt-Werten										Solarstrahlung auf horizontale Ebene										Solarstrahlung auf geneigte Ebene																													
35	Entferne Gleichungen										Sonnendeklination										Sonnenhöhe										Zenitwinkel										Sonnenschein										Globalstrahlung										Reflektierte Globalstrahlung									
36	Entferne Formeln										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
37	Entferne Links										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
38	Entferne Formeln										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
39	Zeige DBdata										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
40	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
41	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
42	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
43	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
44	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
45	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
46	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
47	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
48	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
49	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									
50	Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein										Sonnenschein									

Abbildung 10-9 Übersicht über „DBdata“

In „DBdata“ (vgl. Abbildung 10-9) werden im ersten Teil (bis Spalte 25) zunächst die benötigten astronomischen bzw. Zeit-Parameter bestimmt (wie Sonnendeklination, Sonnenhöhe, Zenitwinkel etc.). Anschließend erfolgt die synthetische Generierung der stündlichen  $k_t$ -Werte nach dem Graham-Verfahren. In der letzten Spalte dieses Blocks (Spalte 34) werden dann die synthetischen  $k_t$ -Werte je Stunde angegeben.

Der zweite Teil (Spalte 37 bis 50) beschäftigt sich dann mit der Bestimmung der Globalstrahlung aus direkter, diffuser und reflektierter Strahlung bei horizontalen und geneigten PV-Anlagen. Die Spalten 39 und 50 geben jeweils die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene ( $G_t$ ) bzw. geneigte Ebene ( $G_{t\beta}$ ) an.

Jeweils über den einzelnen Spalten werden die Spalten-/Jahressummen der verschiedenen Größen gebildet und in kWh/m<sup>2</sup> angegeben.

Im Ausgabe-Panel (vgl. Abbildung 10-10) werden die Jahressummen noch einmal übersichtlich zusammengefasst dargestellt. Zum Vergleich bzw. zur Kontrolle wird auch die Jahressumme der direkt von der NASA gelieferten Tages-Globalstrahlungswerte angegeben. Diese stimmt bei den Berechnungen stets fast mit der Jahressumme der synthetisch gewonnenen Werten überein.

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
17	<b>2. Ausgabe-Panel</b>																
18	Ausgabe-Panel des jeweiligen Einzelimports																
19	Ausgabe-Panel des jeweiligen Einzelimports																
20	Horizontale PV-Module	Beam-Strahlung im Jahr	H_bha		1207	kWh/m <sup>2</sup>											
21		Diffuse Strahlung im Jahr	H_dha		723,2	kWh/m <sup>2</sup>		Kontroll-Wert (von NASA) H_tda: <input type="text"/>									
22		Globalstrahlung im Jahr unkor.	H_tha		1976	kWh/m <sup>2</sup>											
23			Globalstrahlung im Jahr	H_thaKor		1930	kWh/m <sup>2</sup>		1935 kWh/m <sup>2</sup>								
24	geneigte PV- Module	Beam-Strahlung im Jahr	H_bBetaha		1365	kWh/m <sup>2</sup>											
25		Diffuse Strahlung im Jahr	H_dBetaha		782,9	kWh/m <sup>2</sup>											
26		reflekt. Strahlung im Jahr	H_rBetaha		21	kWh/m <sup>2</sup>											
27				Globalstrahlung im Jahr	H_tBetaha		2168	kWh/m <sup>2</sup>		Speichern (Ergebnisdaten)							
28	<input type="button" value="Neu berechnen (Neue ZufZahlen)"/> <input type="button" value="Neu berechnen + Entferne_GI"/>																
29																	

Abbildung 10-10 Menü-Kachel des Ausgabe-Panels auf dem Tabellenblatt hWerte.

Durch die Schaltfläche „**Neu berechnen (Neue ZufZahlen)**“ werden im Graham-Verfahren neue Zufallszahlen erzeugt und mit diesen dann die Berechnungen erneut durchgeführt. Somit kann geprüft werden, ob die Ergebnisse stark von den konkret erzeugten Zufallszahlen abhängen. Dies ist jedoch nicht der Fall. Mit der Schaltfläche „**Neu berechnen + Entferne\_GI**“ wird ebenfalls eine neue Berechnung gestartet, allerdings anschließend direkt die Gleichungen aus der Tabelle entfernt und durch die jeweiligen Zahlenwerte ersetzt. Wenn anschließend weitere Aktionen auf dem Tabellenblatt durchgeführt werden, kann somit vermieden werden, dass immer wieder automatisch neue, langwierige Berechnungen gestartet werden.

Mit der Schaltfläche „**Speichern (Ergebnisdaten)**“ werden die zwei Ergebnisspalten (Globalstrahlung auf horizontale und geneigte Ebene, Spalte 41 und 50) in den Stationsspeicher kopiert und dort abgespeichert. So können nach und nach mehrere Datensätze geladen, verarbeitet und abgespeichert werden und anschließend gemittelt werden (hierzu später mehr).

### 10.1.3 Ablauf des Sammelimports

Mit Hilfe der Sammel-Import-Funktion können automatisch mehrere Datensätze hintereinander importiert und verarbeitet werden. Es werden jeweils die Ergebnisspalten im Stationsspeicher angelegt. Anschließend können die Daten dann noch mit einer beliebigen Gewichtung gemittelt werden.

	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78
16	<b>3. Sammel-Import-Manual</b>																
17																	
18	<b>Sammel-Import</b>		Dateien laden		Uhrzeit Start: 03.12.18 11:27				Uhrzeit Ende: 03.12.18 13:16								
19					Sammel_import_Start_Nr=				1								
20	Dateiname		marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05	marocco_035d05
21	Zeitzone	Albedo	1	0,2	1	0,2	1	0,2	1	0,2	1	0,2	1	0,2	1	0,2	1
22	PV-Höhenw.	PV-Azimit	32,0	0,0	32,0	0,0	32,0	0,0	32,0	0,0	32,0	0,0	32,0	0,0	31,3	0,0	31,3
23																	
24																	

Abbildung 10-11 Menü-Kachel des Sammel-Import-Manuals auf dem Tabellenblatt hWerte.

Abbildung 10-11 zeigt das sog. „Sammel-Import-Manual“. Hier werden die Dateinamen der Quelldaten-Datei, die jeweilige Zeitzone, der Boden-Albedo sowie Höhen- und Azimut-Winkel der PV-Anlage für jede Station angegeben, die importiert und verarbeitet werden soll. Es können (theoretisch) beliebig viele Stationen hier angegeben werden und anschließend automatisch importiert werden. Bevor

der „Sammel-Import“ durchgeführt wird, kann mit der Schaltfläche „Dateien laden“ die Freigabe für die einzelnen Dateien der Datensätze erteilt werden. Nun kann der Sammel-Import über die entsprechende Schaltfläche angestoßen werden. Es besteht die Möglichkeit auszuwählen, mit welchem Datensatz beim Sammelimport begonnen werden soll. Hierzu wird die entsprechende Nummer mit der Variablen „Sammel\_Import\_Start\_Nr“ angegeben. Der Sammel-Import endet, sobald eine Spalte mit leerem Dateinamen-Feld gefunden wird, auch wenn weiter rechts noch weitere ausgefüllte Felder kämen.

	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	
26	3.1. Stationsspeicher						Datensatz-Nr	9		▲	DatensatzDelete				Gleichgewichtung				gewMittelwert	
27							arocco_034d05N_03d05W.t			▼	DatensatzDeleteAll				Nullgewichtung					
28	Speichern (Ergebnisdaten)																			
29																				
30				1		2		3		4		5		6		7		8		
31	Geogr. Breite/Länge [°]		35,5	-6,5	35,5	-5,5	35,5	-4,5	35,5	-3,5	35,5	-2,5	34,5	-6,5	34,5	-5,5	34,5	-4,5	3	
32	Zeitzone [h]		1		1		1		1		1		1		1		1			
33	Dateiname		marocco_035d05N_06d05W.txt	marocco_035d05N_05d05W.txt	marocco_035d05N_04d05W.txt	marocco_035d05N_03d05W.txt	marocco_035d05N_02d05W.txt	marocco_035d05N_06d05W.txt	marocco_034d05N_05d05W.txt	marocco_034d05N_04d05W.txt	marocco_034d05N_04d05W.txt	marocco_034d05N_04d05W.txt	marocco_034d05N_04d05W.txt	marocco_034d05N_04d05W.txt	marocco_034d05N_04d05W.txt	marocco_034d05N_04d05W.txt	marocco_034d05N_04d05W.txt	marocco_034d05N_04d05W.txt	ma	
34	Name der Station		marocco_035d05N_06d05W.t	marocco_035d05N_05d05W.t	marocco_035d05N_04d05W.t	marocco_035d05N_03d05W.t	marocco_035d05N_02d05W.t	marocco_035d05N_06d05W.t	marocco_034d05N_05d05W.t	marocco_034d05N_04d05W.t	marocco_034d05N_04d05W.t	marocco_034d05N_04d05W.t	marocco_034d05N_04d05W.t	marocco_034d05N_04d05W.t	marocco_034d05N_04d05W.t	marocco_034d05N_04d05W.t	marocco_034d05N_04d05W.t	marocco_034d05N_04d05W.t	ma	
35	PV-Höhen-/Azimutwinkel [°]		32,0	0,0	32,0	0,0	32,0	0,0	32,0	0,0	32,0	0,0	31,3	0,0	31,3	0,0	31,3	0,0	3	
36	Albedo [1]		0,2		0,2		0,2		0,2		0,2		0,2		0,2		0,2			
37	Gewichtungsfaktor [1]		0		1		0		0		0		0		1		1			
39	Kopiere in Auswertung		EndCopy Mode																	
40	Kopiere Ausgabe																			
41	Globalstr. mit Atm. gew. Mittelwert [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. geneigt gew. Mittelwert [Wm <sup>-2</sup> ]	Jahresstunde [h]	Globalstr. (mit Atm.) korrigiert [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. geneigt [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. (mit Atm.) korrigiert [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. geneigt [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. (mit Atm.) korrigiert [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. geneigt [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. (mit Atm.) korrigiert [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. geneigt [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. (mit Atm.) korrigiert [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. geneigt [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. (mit Atm.) korrigiert [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. geneigt [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. (mit Atm.) korrigiert [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. geneigt [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. (mit Atm.) korrigiert [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. geneigt [Wm <sup>-2</sup> ]	Globalstr. (mit kor [W
42	G_tMW	G_tBetaMW	JStd	G_tKor	G_tBeta	G														
43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
47	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	61	156	9	13	27	48	131	53	164	51	69	57	96	50	144	64	184	70	211	
53	221	397	10	57	91	102	139	144	252	119	153	168	258	151	234	155	228	192	352	
54	393	610	11	100	167	120	210	164	437	188	280	406	717	286	421	250	343	245	600	

Abbildung 10-12 Übersicht des Stationsspeichers im Tabellenblatt hWerte.

Mit den Schaltflächen „DatensatzDelete“ und „DatensatzDeleteAll“ können entweder ein bestimmter Datensatz (der links mit Datensatz-Nr. angegeben wird) oder alle Datensätze gelöscht werden (wieder bis zum ersten Datensatz ohne Eintrag in „Dateiname“), um beispielsweise anschließend einen neuen Import durchzuführen.

### 10.1.4 Berechnung des gewichteten Mittelwertes aus verschiedenen Stationen nach dem Sammel-Import und Daten-Export

Liegen mehrere Solarstrahlungsdaten im Stationsspeicher vor, so kann in Zeile 38 jeweils eine entsprechende Gewichtung eingetragen werden (vgl. Abbildung 10-12). Anschließend kann mit Hilfe der Schaltfläche „gewMittelwert“ der nach der angegebenen Gewichtung erzeugte Mittelwert in die Spalten 63 bzw. 64 links des Stationsspeichers eingetragen werden.

Nun können die erzeugten Werte über das „Daten-Export“-Manual (vgl. Abbildung 10-13) exportiert werden. Es stehen mehrere verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Zunächst sollten im Kopf der

Kachel die nötigen Meta-Daten zur Neigung der PV-Anlagen, die zugrunde gelegte Zeitzone, der betrachtete Raum, die Gewichtung der Stationen, ggf. weitere Notizen und die Skalierung der Daten eingetragen werden. Mit Hilfe der Schaltfläche „Kopiere Formeln P\_sAusgabe“ wird anschließend eine Skalierung der Daten auf die angegebene Jahressumme vorgenommen. Über „Entf\_Gleich P\_sAusgabe“ können die Gleichungen in den Export-Spalten, die zur Berechnung der Skalierung nötig sind, wieder entfernt werden, was ggf. beim Kopieren der Daten vorteilhaft ist.

Über die „copy“-Schaltflächen oben im Export-Menü können die einzelnen Spalten in die Zwischenablage kopiert werden. Der Meta-Daten-Kopf wird hierbei nicht berücksichtigt. Über die Schaltfläche „EndCopyMode“ kann bei Bedarf die Kopier-Markierung wieder einfach entfernt werden. Über die Schaltfläche „Kopiere P\_sAusgabe\_“ werden beide Ergebnis-Spalten incl. Meta-Daten markiert und in die Zwischenablage kopiert. Durch die Auswahl der Schaltfläche „EXPORT“ wird der gleiche Bereich markiert und in eine neue Excel-Mappe kopiert. Diese kann anschließend abgespeichert werden.

	55	56	57	58	59	60
26	<b>4. Daten-Export</b>					
27						
28						
29	<i>EndCopy Mode</i>	copy		copy		
30	<b>Kopiere P_sAusgabe_</b>					
31	<b>E X P O R T</b>	Neigung	optimal nach Quaschnig			
32		Zeitzone	1 h (MEZ)			
33		betr. Raum	Marokko gesamt			
34		Gewichtung	Produktionsstruktur			
35		Notizen/ Skal.	skaliert auf P_solar ÜNB GER			
36		Jahresleistung zur Noi				
37		P_sJahr	1.000.000	[GW]		
38						
39	<i>Gl. weg</i>					
40						
41	<i>Kopiere Formeln P_sAusgabe</i>	Jahresstunde [h]	P_solar horizontal [GW]	P_solar geneigt [GW]		
42	<i>Entf_Gleich P_sAusgabe</i>	JStd	P_sHor	P_sGen		
43		0	0,00	0,00		
44		1	0,00	0,00		
45		2	0,00	0,00		
46		3	0,00	0,00		
47		4	0,00	0,00		
48		5	0,00	0,00		
49		6	0,00	0,00		
50		7	0,00	0,00		
51		8	0,00	0,00		
52		9	31,18	71,11		
53		10	113,17	180,92		
54		11	196,39	282,86		

Abbildung 10-13 Menü-Kachel des Daten-Exports auf dem Tabellenblatt hWerte.

### 10.1.5 Daten-Auswertung und -Vergleich direkt in der Arbeitsmappe hWerte

Im hWerte-Programm stehen einige Funktionalitäten zur Auswertung bzw. zum Vergleich der Daten mit einer anderen Zeitreihe zur Verfügung. I. d. R. werden die erzeugten Solardaten mit den deutschen Solar-Einspeisezeitreihen verglichen, wie sie die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Verfügung stel-

len. Die Blätter „Vergleich“, „Vergleich geneigt“ und „Vergleich Tagesskalierung“ stellen diese Informationen bereit. Sie sind alle grundsätzlich gleich aufgebaut. Über die Schaltfläche „Kopiere in Auswertung“ über den gewichteten Spalten (Spalte 63 und 64, vgl. Abbildung 10-12) im Blatt „hWerte“ werden diese Daten in die Auswertungsblätter kopiert. Dort werden diese dann auf die jeweilige Jahressumme der zu vergleichenden Datenreihe skaliert. Es werden dann Diagramme, in denen die beiden Zeitreihen monatsweise dargestellt werden angegeben. Jeweils in einer Detail-Ansicht, in der jede Stunde einzeln zu erkennen ist bzw. in einer verkleinerten Version, die sich zum Drucken eignet. Ebenfalls wird jeweils ein Streudiagramm angegeben, das die einzelnen Stunden der beiden Datensätze vergleicht sowie die entsprechenden Korrelationen berechnet. Das Blatt „Vergleich“ untersucht dabei jeweils die Datenreihe mit horizontalen PV-Anlagen, „Vergleich geneigt“ mit geneigten PV-Anlagen und „Vergleich Tagesskaliert“ die mit horizontalen PV-Anlagen, wobei hier nicht auf die entsprechende Jahressumme normiert wird, sondern jeder Tag einzeln auf die entsprechende Tagessumme.

## 10.2 VBA-Makro zur Bestimmung der Globalstrahlung auf eine geneigte Ebene

In dem VBA-Makro „PerezCalc“ wird eine benutzerdefinierte Tabellenfunktion erzeugt, die die Globalstrahlung auf eine geneigte Ebene anhand der vorher bestimmten Eingangsparameter  $\varepsilon$  („eps“),  $\delta$  („delta“),  $\beta_z$  („thetaHor“),  $\beta$  („thetaGen“),  $\gamma_S$  („gammaS“),  $\gamma_E$  („gammaE“) und  $G_d$  („Ediffhor“) entsprechend des vorgestellten Verfahrens nach Graham et al. (1990) bestimmt:

```

1  Public Function PerezCalc(eps As Variant, delta As Double, thetaHor As Double, _
2      thetaGen As Double, gammaS As Double, gammaE As Double, Ediffhor As Double)
3
4      Dim F1 As Double
5      Dim F2 As Double
6      Dim a As Double
7      Dim b As Double
8
9      If eps = "" Then 'Abfrage, ob eine Einstrahlung stattfindet,
10         'damit kein Fehlerwert ausgegeben wird.
11     Else
12         a = Application.WorksheetFunction.Max(0, Cos( _
13             Application.WorksheetFunction.Radians(thetaGen)))
14         b = Application.WorksheetFunction.Max(0.087, Sin( _
15             Application.WorksheetFunction.Radians(gammaS)))
16         F1 = Application.WorksheetFunction.Max(0, FwertTab(11, eps) _
17             + FwertTab(12, eps) * delta + _
18             FwertTab(13, eps) * thetaHor * Application.WorksheetFunction.Pi() / 180)
19         F2 = FwertTab(21, eps) + FwertTab(22, eps) * delta + FwertTab(23, eps) * thetaHor _
20             * Application.WorksheetFunction.Pi() / 180
21         PerezCalc = Ediffhor * (0.5 * (1 + Cos( _
22             Application.WorksheetFunction.Radians(gammaE))) * (1 - F1) + _
23             a / b * F1 + F2 * Sin(Application.WorksheetFunction.Radians(gammaE)))
24     End If
25 End Function
  
```

Dabei wird die Funktion „FwertTab“ aufgerufen. Diese gibt den Wert der Tabelle 2-1 zurück:

```

1  Public Function FwertTab(Wert As Integer, eps As Variant)
2      Select Case eps
3          Case Is < 1.065
4              F11 = -0.008
5              F12 = 0.588
6              F13 = -0.062
7              F21 = -0.06
8              F22 = 0.072
9              F23 = -0.022
10         Case Is < 1.23
11             F11 = 0.13
12             F12 = 0.683
13             F13 = -0.151
14             F21 = -0.019
15             F22 = 0.066
16             F23 = -0.029
  
```

```
17      Case Is < 1.5
18          F11 = 0.33
19          F12 = 0.487
20          F13 = -0.221
21          F21 = 0.055
22          F22 = -0.064
23          F23 = -0.026
24      Case Is < 1.95
25          F11 = 0.568
26          F12 = 0.187
27          F13 = -0.295
28          F21 = 0.109
29          F22 = -0.152
30          F23 = 0.014
31      Case Is < 2.8
32          F11 = 0.873
33          F12 = -0.392
34          F13 = -0.362
35          F21 = 0.226
36          F22 = -0.462
37          F23 = 0.001
38      Case Is < 4.5
39          F11 = 1.132
40          F12 = -1.237
41          F13 = -0.412
42          F21 = 0.288
43          F22 = -0.823
44          F23 = 0.056
45      Case Is < 6.2
46          F11 = 1.06
47          F12 = -1.6
48          F13 = -0.359
49          F21 = 0.264
50          F22 = -1.127
51          F23 = 0.131
52      Case Else
53          F11 = 0.678
54          F12 = -0.327
55          F13 = -0.25
56          F21 = 0.156
57          F22 = -1.377
58          F23 = 0.251
59      End Select
60      Select Case Wert
61          Case 11
62              FwertTab = F11
63          Case 12
64              FwertTab = F12
65          Case 13
66              FwertTab = F13
67          Case 21
68              FwertTab = F21
69          Case 22
70              FwertTab = F22
```

```
71         Case 23
72             FwertTab = F23
73         Case Else
74             FwertTab = 0
75     End Select
76 End Function
```

### 10.3 Standortwahl zur Datenprüfung

Für Deutschland werden 20 Städte möglichst gleichmäßig über das Bundesgebiet verteilte Standorte betrachtet. Es handelt sich hierbei um die folgenden Punkte:

*Tabelle 10-2 Name und geographische Länge und Breite der betrachteten Stationen für die deutschlandweiten Untersuchungen*

<b>Stationsname</b>	<b>geogr. Länge/Breite</b>
Bad Hersfeld	50,9° N / 7,0° O
Berlin	52,5° N / 7,5° O
Cottbus	51,7° N / 14,3° O
Dortmund	51,5° N / 7,5° O
Frankfurt am Main	50,1° N / 8,7° O
Göttingen	50,4° N / 7,6° O
Hamburg	53,5° N / 10,0° O
Hannover	52,3° N / 9,8° O
Kiel	54,3° N / 10,1° O
Koblenz	50,4° N / 7,6° O
Köln	50,9° N / 7,0° O
Leipzig	51,3° N / 12,4° O
Magdeburg	52,1° N / 11,6° O
München	48,1° N / 11,6° O
Nürnberg	49,4° N / 11,1° O
Oberbexbach	49,4° N / 7,3° O
Osnabrück	52,3° N / 8,1° O
Rostock	54,1° N / 12,1° O
Stuttgart	48,7° N / 9,2° O
Wittenberge	53,0° N / 11,9° O

Für das Gebiet von Baden-Württemberg werden in 0,5°-Abständen in Breiten- und Längenrichtung alle im Gebiet des Bundeslandes liegende Punkte ausgewählt:

*Tabelle 10-3 geographische Länge und Breite der betrachteten Stationen für die Untersuchungen bezogen auf Baden-Württemberg*

49,5° N / 8,5° O	49,5° N / 9,0° O	49,5° N / 9,5° O	49,0° N / 8,5° O
49,0° N / 9,0° O	49,0° N / 9,5° O	49,0° N / 10,0° O	48,5° N / 8,0° O
48,5° N / 8,5° O	48,5° N / 9,0° O	48,5° N / 9,5° O	48,5° N / 10,0° O
48,0° N / 8,0° O	48,0° N / 8,5° O	48,0° N / 9,0° O	48,0° N / 9,5° O
48,0° N / 10,0° O			

## 10.4 Standortwahl der DWD-Stationen zur Prüfung der NASA- und ÜNB-Daten

In der folgenden Tabelle sind die untersuchten Messstationen für das Bundesgebiet und den Bereich Baden-Württemberg aufgeführt mit den jeweiligen Informationen zu den Messstationen des Deutschen Wetterdienstes.

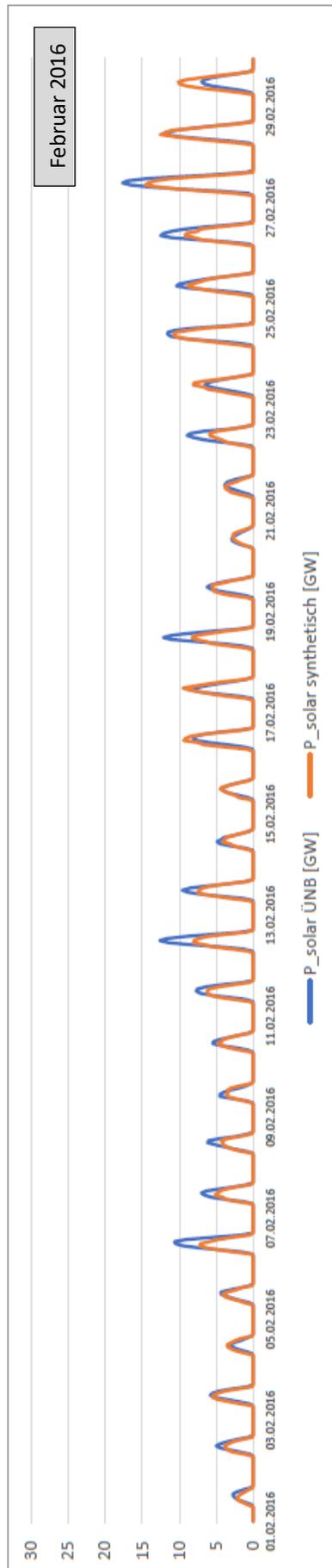
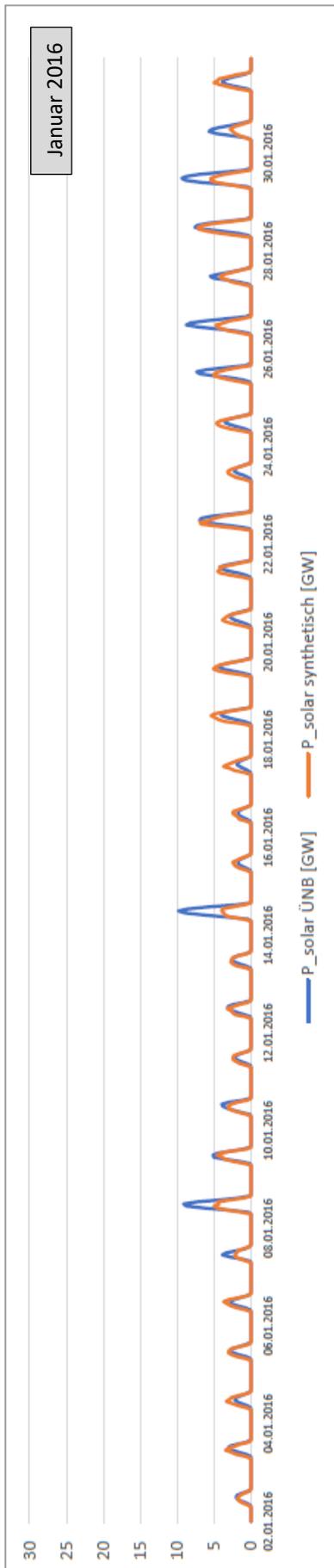
*Tabelle 10-4 Informationen zu den Messstationen des Deutschen Wetterdienstes*

DWD-ID	Stations- höhe [m]	Geogr. Breite [°]	Geogr. Länge [°]	Stationsname	Bundesland
<i>Messstationen für die Untersuchung des Bereichs der gesamten Bundesrepublik Deutschland:</i>					
183	42	54,6792	13,4343	Arkona	Mecklenburg-Vorpommern
662	81	52,2915	10,4464	Braunschweig	Niedersachsen
691	4	53,045	8,7979	Bremen	Bremen
853	418	50,7913	12,872	Chemnitz	Sachsen
1975	11	53,6332	9,9881	Hamburg-Fuhlsbüttel	Hamburg
2290	977	47,8009	11,0108	Hohenpeiflenberg	Bayern
3015	98	52,2085	14,118	Lindenberg	Brandenburg
4336	320	49,2128	7,1077	Saarbrücken-Ensheim	Saarland
4393	5	54,3279	8,6031	Sankt Peter-Ording	Schleswig-Holstein
4642	21	52,8911	11,7297	Seehausen	Sachsen-Anhalt
4928	314	48,8282	9,2	Stuttgart (Schnarrenberg)	Baden-Württemberg
5100	265	49,7479	6,6582	Trier-Petrisberg	Rheinland-Pfalz
<i>Messstationen für die Untersuchung des Bereichs der Landes Baden-Württemberg:</i>					
2712	443	47,6774	9,1901	Konstanz	Baden-Württemberg
4928	314	48,8282	9,2	Stuttgart (Schnarrenberg)	Baden-Württemberg

## **10.5 Synthetische Solarstrom-Einspeisezeitreihe für Deutschland im Jahr 2016 bei horizontalen PV-Anlagen**

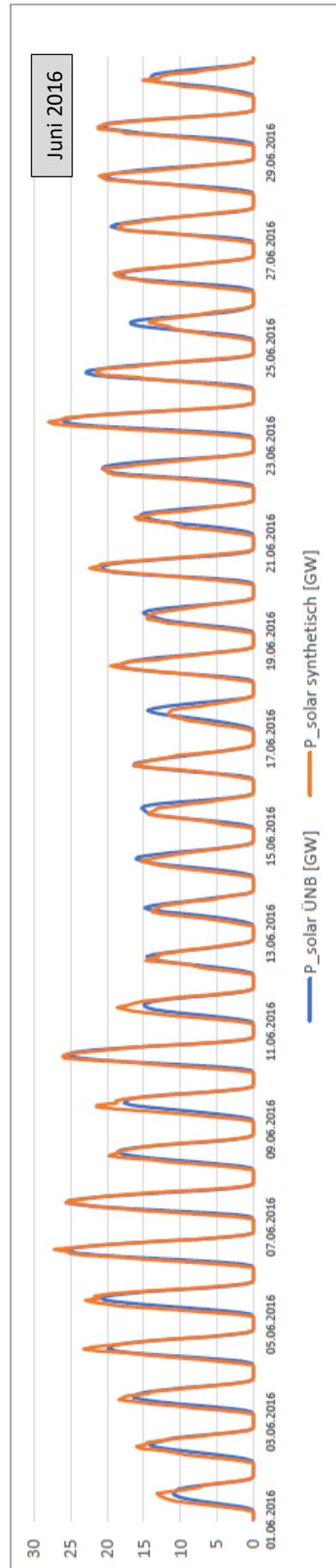
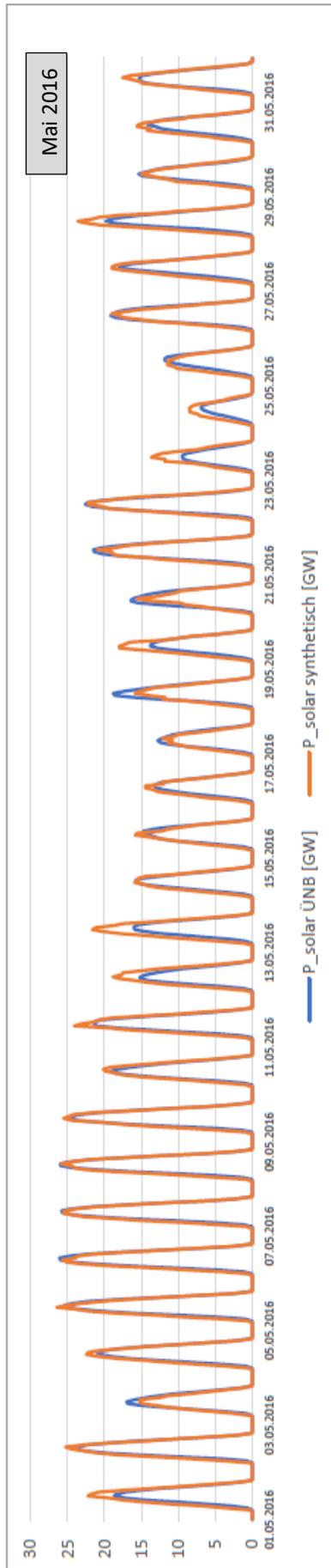
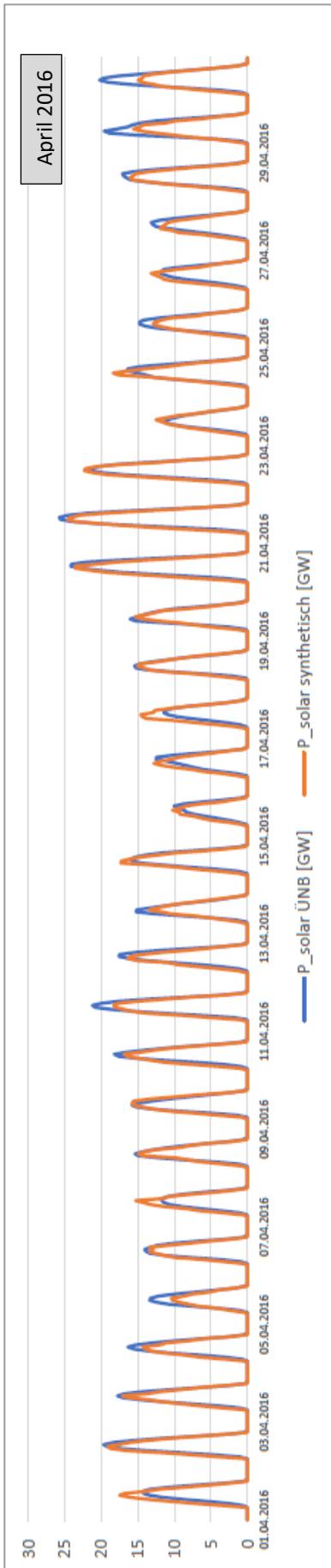
Auf den folgenden vier Seiten sind monatsweise die synthetisch erzeugten Stundenwerte einer Solarstromproduktion für die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2016 abgebildet (orange). Grundlage ist hierfür eine gleichgewichtige Mittelung über 20 über die Bundesrepublik Deutschland verteilte Stationen. Die errechneten Werte gehen von horizontal angeordneten Photovoltaik-Anlagen aus. Es ist ebenfalls jeweils die von den ÜNB ermittelte, tatsächliche Solarstrom-Einspeisung abgebildet (blau).

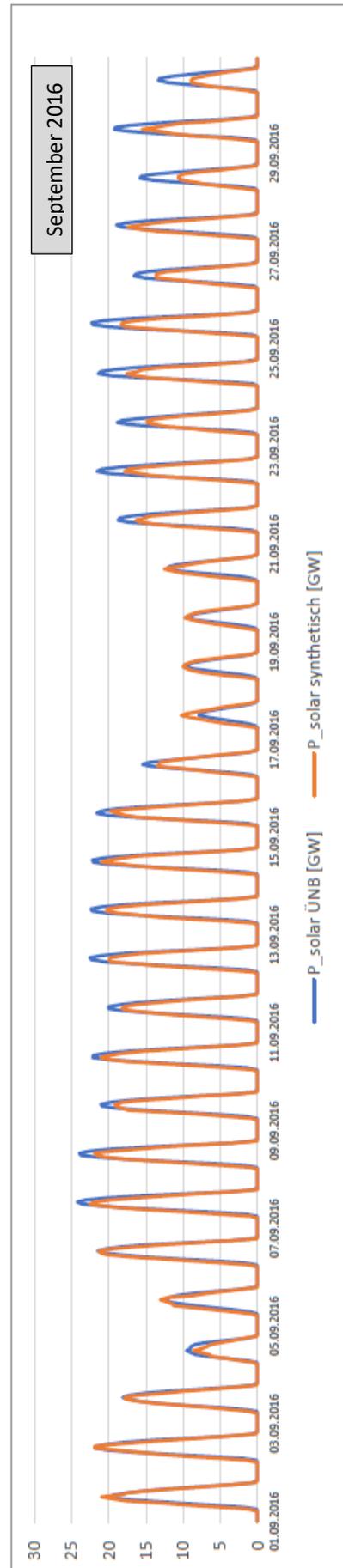
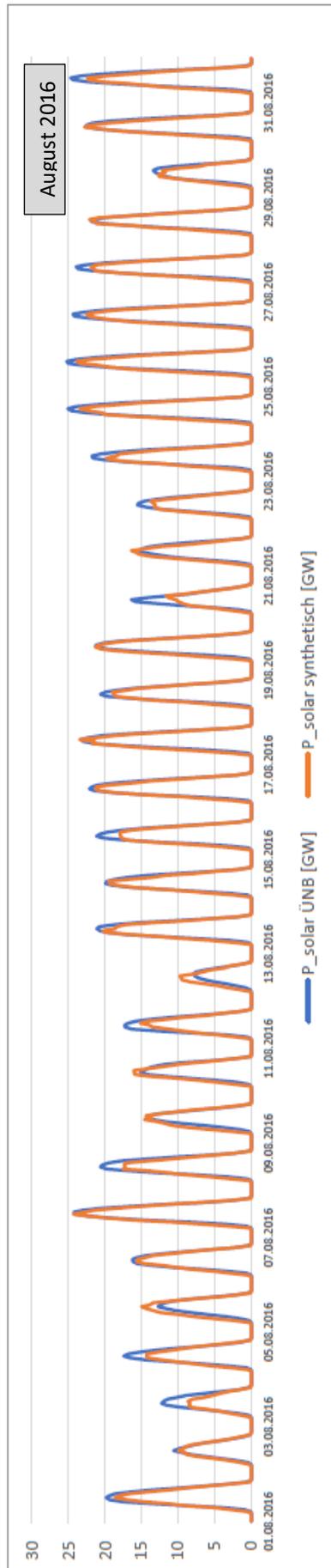
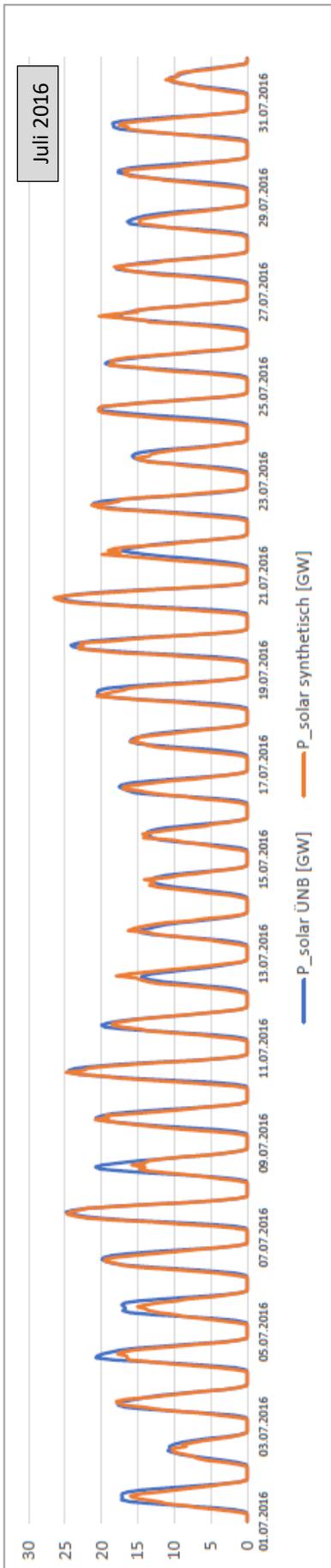
*Abbildung 10-14 (folgende vier Seiten) Synthetische Solarstrom-Zeitreihe für Deutschland im Jahr 2016 bei horizontalen PV-Anlagen*



# Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

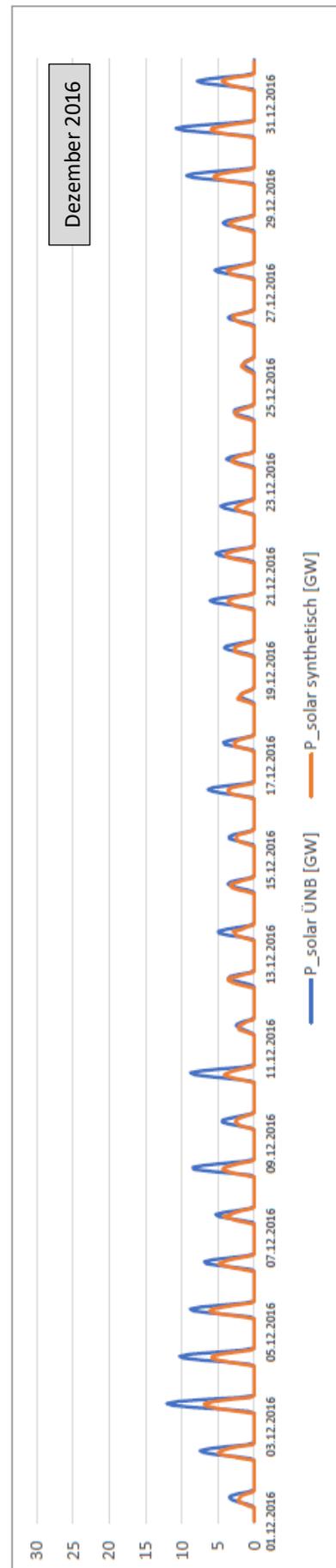
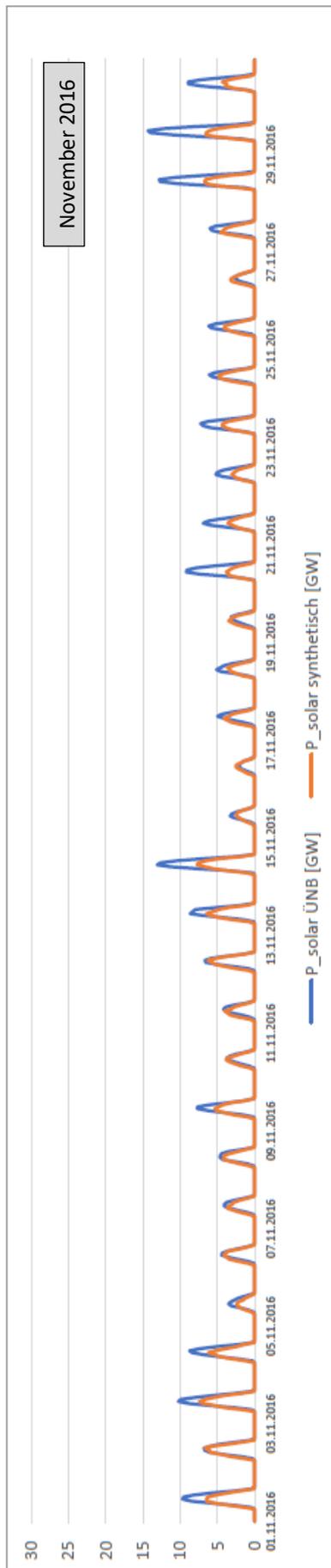
## Anhang II





# Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

Anhang II



## 10.6 Abgrenzung der Klimate nach Köppen-Geiger

1st	2nd	3rd	Description	Criteria*
A			Tropical	$T_{\text{cold}} \geq 18$
	f		- Rainforest	$P_{\text{dry}} \geq 60$
	m		- Monsoon	Not (Af) & $P_{\text{dry}} \geq 100 - \text{MAP}/25$
	w		- Savannah	Not (Af) & $P_{\text{dry}} < 100 - \text{MAP}/25$
B			Arid	$\text{MAP} < 10 \times P_{\text{threshold}}$
	W		- Desert	$\text{MAP} < 5 \times P_{\text{threshold}}$
	S		- Steppe	$\text{MAP} \geq 5 \times P_{\text{threshold}}$
		h	- Hot	$\text{MAT} \geq 18$
		k	- Cold	$\text{MAT} < 18$
C			Temperate	$T_{\text{hot}} > 10$ & $0 < T_{\text{cold}} < 18$
	s		- Dry Summer	$P_{\text{sdry}} < 40$ & $P_{\text{sdry}} < P_{\text{wwet}}/3$
	w		- Dry Winter	$P_{\text{wdry}} < P_{\text{swet}}/10$
	f		- Without dry season	Not (Cs) or (Cw)
		a	- Hot Summer	$T_{\text{hot}} \geq 22$
		b	- Warm Summer	Not (a) & $T_{\text{mon10}} \geq 4$
		c	- Cold Summer	Not (a or b) & $1 \leq T_{\text{mon10}} < 4$
D			Cold	$T_{\text{hot}} > 10$ & $T_{\text{cold}} \leq 0$
	s		- Dry Summer	$P_{\text{sdry}} < 40$ & $P_{\text{sdry}} < P_{\text{wwet}}/3$
	w		- Dry Winter	$P_{\text{wdry}} < P_{\text{swet}}/10$
	f		- Without dry season	Not (Ds) or (Dw)
		a	- Hot Summer	$T_{\text{hot}} \geq 22$
		b	- Warm Summer	Not (a) & $T_{\text{mon10}} \geq 4$
		c	- Cold Summer	Not (a, b or d)
		d	- Very Cold Winter	Not (a or b) & $T_{\text{cold}} < -38$
E			Polar	$T_{\text{hot}} < 10$
	T		- Tundra	$T_{\text{hot}} > 0$
	F		- Frost	$T_{\text{hot}} \leq 0$

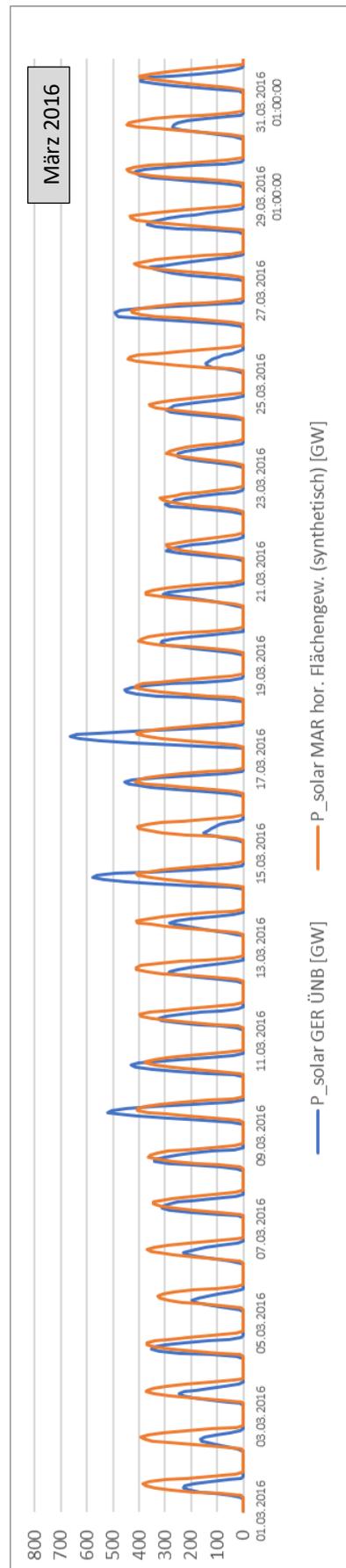
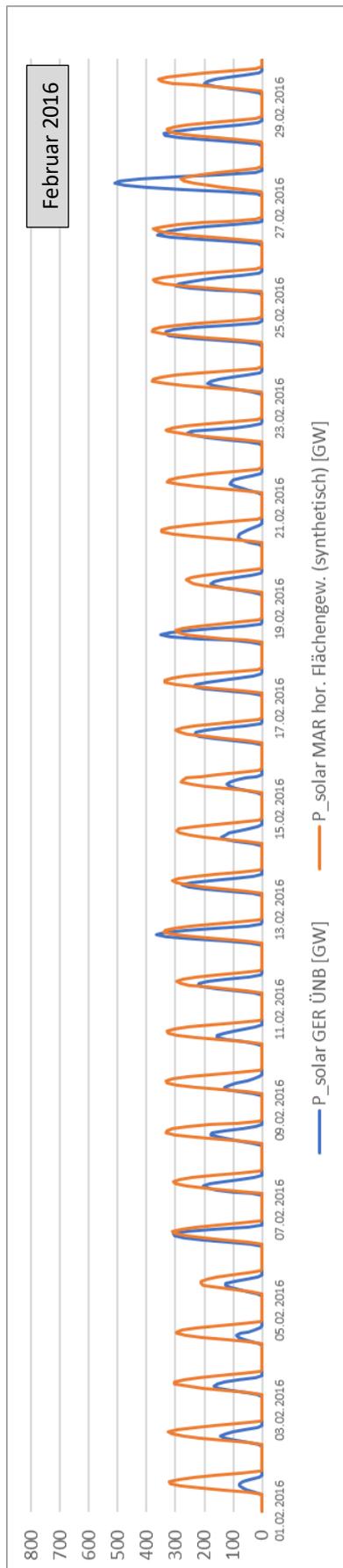
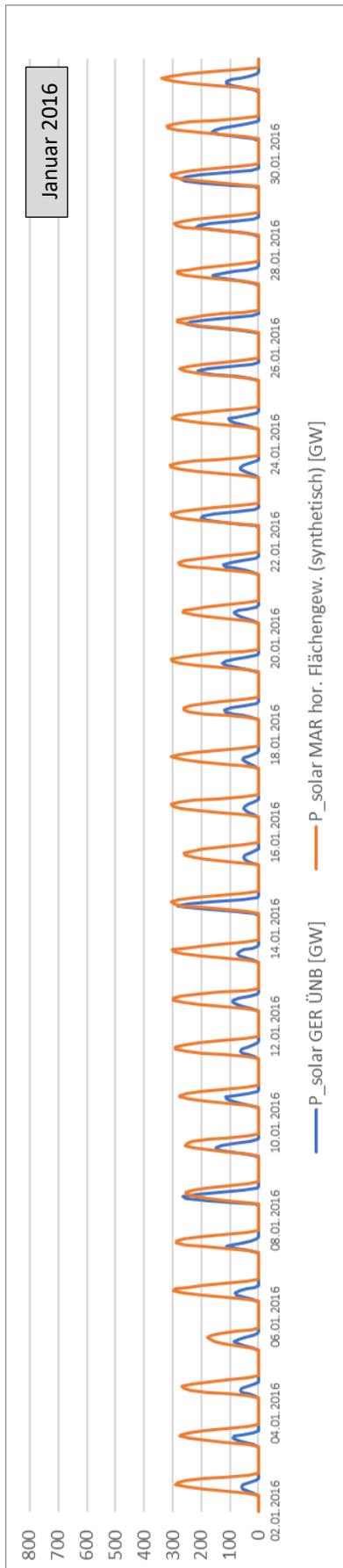
\*MAP = mean annual precipitation, MAT = mean annual temperature,  $T_{\text{hot}}$  = temperature of the hottest month,  $T_{\text{cold}}$  = temperature of the coldest month,  $T_{\text{mon10}}$  = number of months where the temperature is above 10,  $P_{\text{dry}}$  = precipitation of the driest month,  $P_{\text{sdry}}$  = precipitation of the driest month in summer,  $P_{\text{wdry}}$  = precipitation of the driest month in winter,  $P_{\text{swet}}$  = precipitation of the wettest month in summer,  $P_{\text{wwet}}$  = precipitation of the wettest month in winter,  $P_{\text{threshold}}$  = varies according to the following rules (if 70% of MAP occurs in winter then  $P_{\text{threshold}} = 2 \times \text{MAT}$ , if 70% of MAP occurs in summer then  $P_{\text{threshold}} = 2 \times \text{MAT} + 28$ , otherwise  $P_{\text{threshold}} = 2 \times \text{MAT} + 14$ ). Summer (winter) is defined as the warmer (cooler) six month period of ONDJFM and AMJJAS.

Abbildung 10-15 Beschreibung der Köppen-Klima-Symbole und Definitionskriterien (Peel, Finlayson, & McMahon, 2007, S. 1636)

## **10.7 Synthetische Solarstrom-Einspeisezeitreihe für Marokko im Jahr 2016 bei horizontalen PV-Anlagen gemäß „Flächengewichtung“**

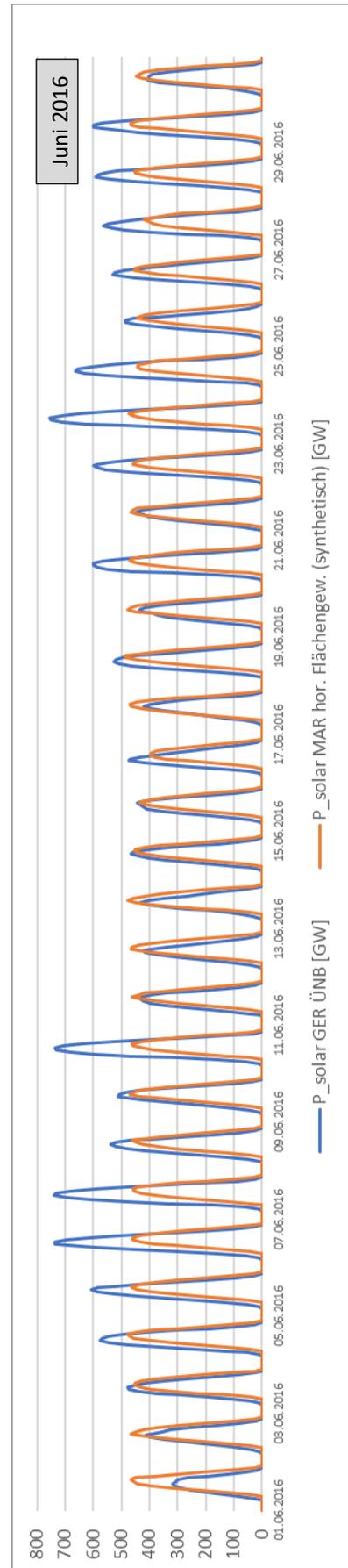
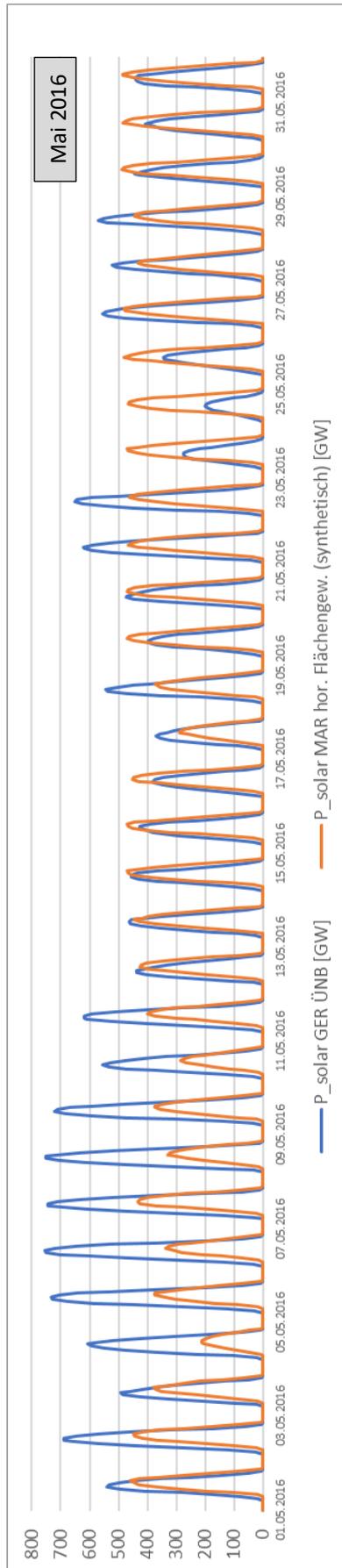
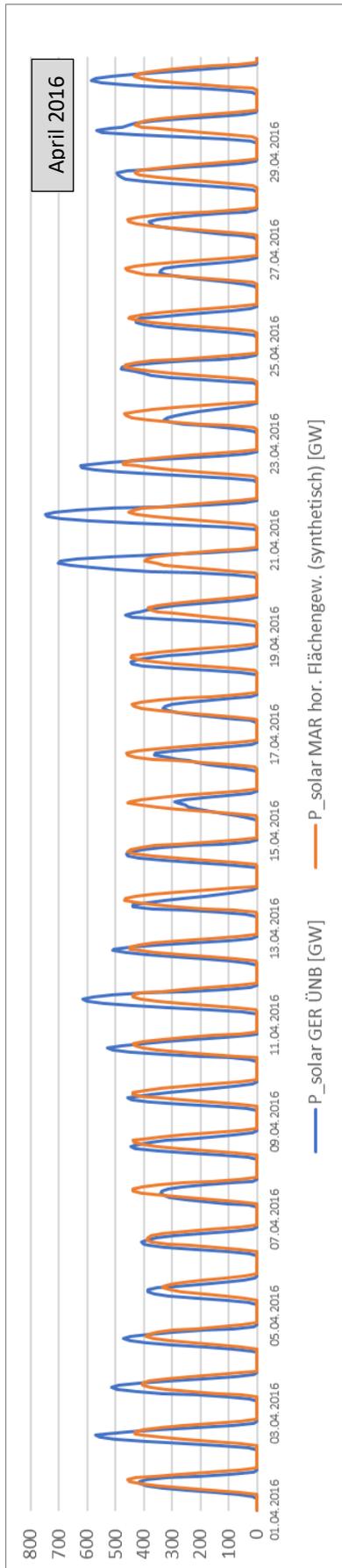
Auf den folgenden vier Seiten sind monatsweise die synthetisch erzeugten Stundenwerte einer Solarstromproduktion für Marokko im Jahr 2016 gemäß der Gewichtung „Flächengewichtung“ abgebildet (orange). Grundlage ist hierfür die in Abbildung 3-7 dargestellte Gewichtungsstruktur. Die errechneten Werte gehen von horizontal angeordneten Photovoltaik-Anlagen aus. Es ist ebenfalls jeweils die von den ÜNB ermittelte, tatsächliche Solarstrom-Einspeisung in Deutschland abgebildet (blau). Die marokkanische und die deutsche Zeitreihe sind auf die deutsche Jahressumme 1000 TW normiert, also es stimmen beide Jahressummen überein.

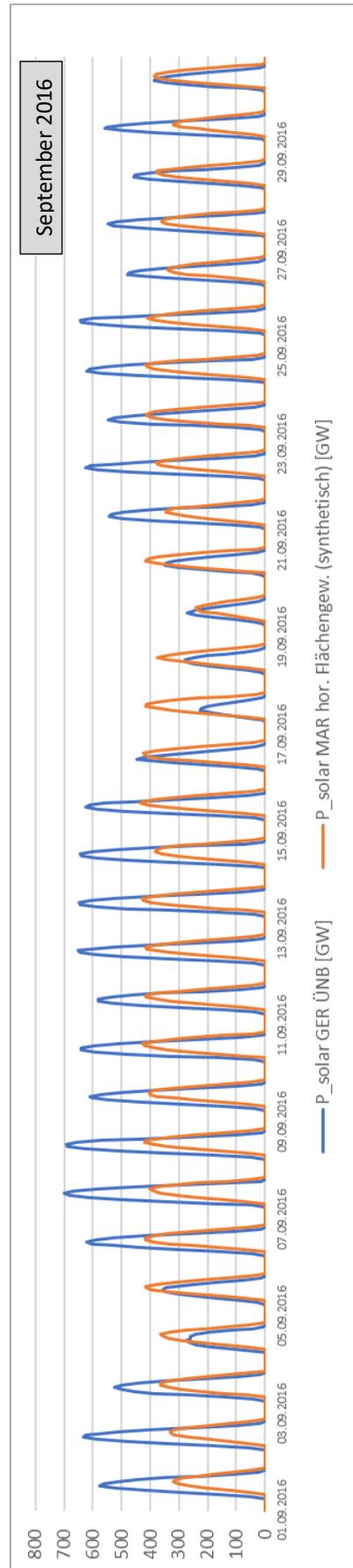
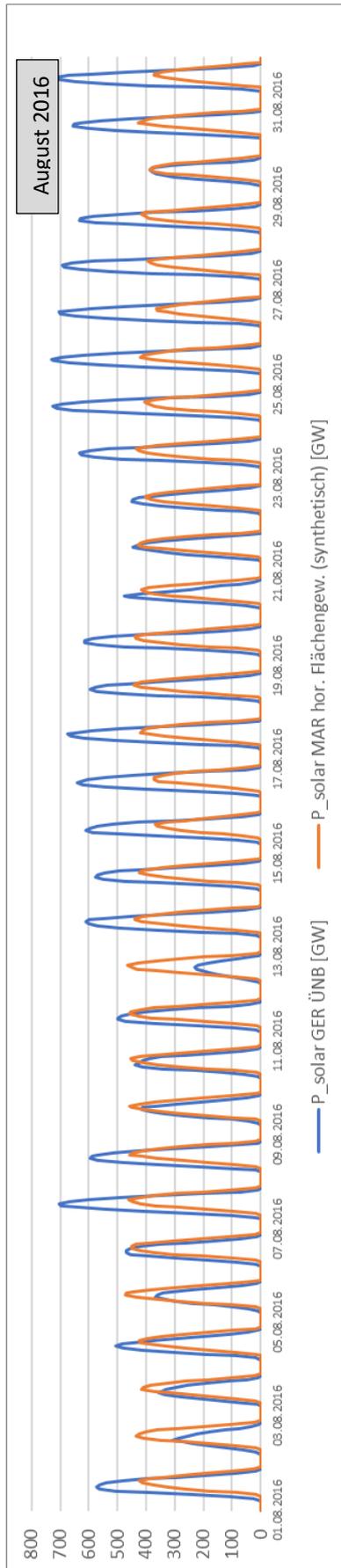
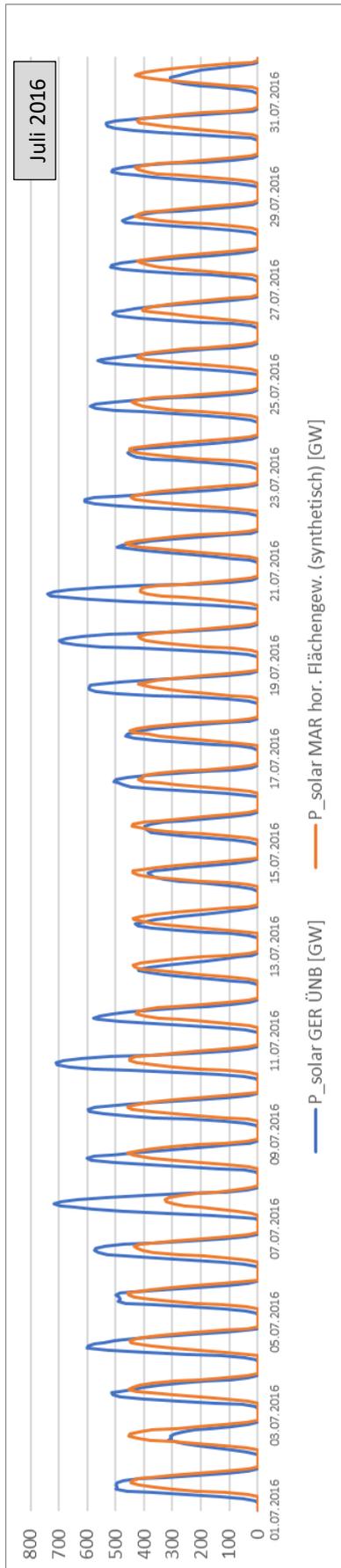
*Abbildung 10-16 (folgende vier Seiten) Synthetische Solarstrom-Zeitreihe für Marokko (orange) im Jahr 2016 bei horizontalen PV-Anlagen gemäß „Flächengewichtung“, deutsche ÜNB-Einspeisezeitreihe zum Vergleich (blau). Beide Zeitreihen sind auf eine Jahressumme von 1000 TW normiert.*



# Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

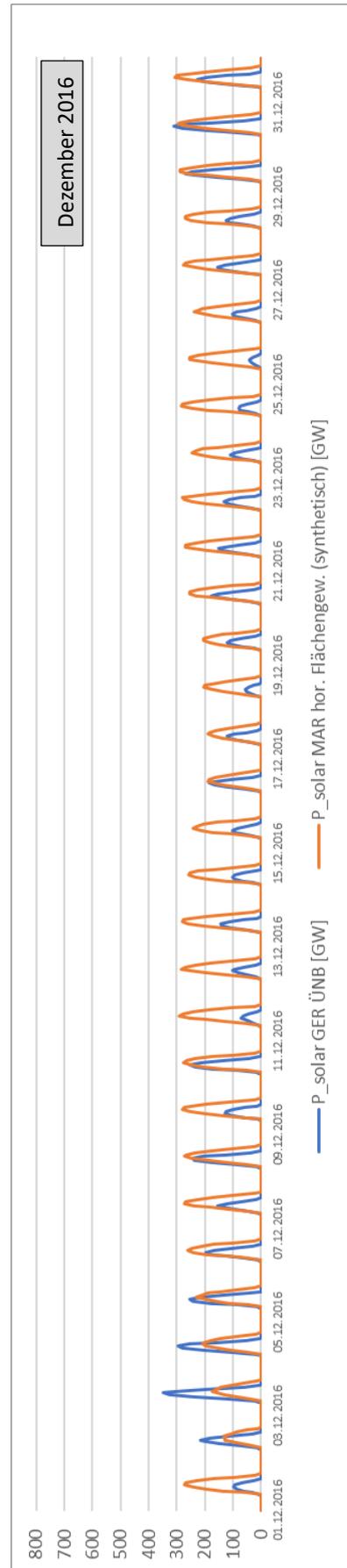
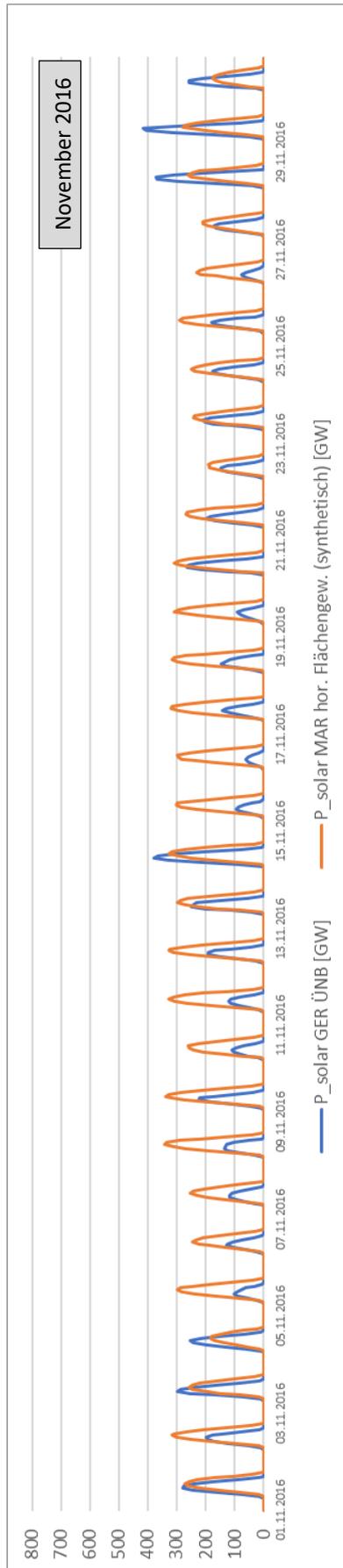
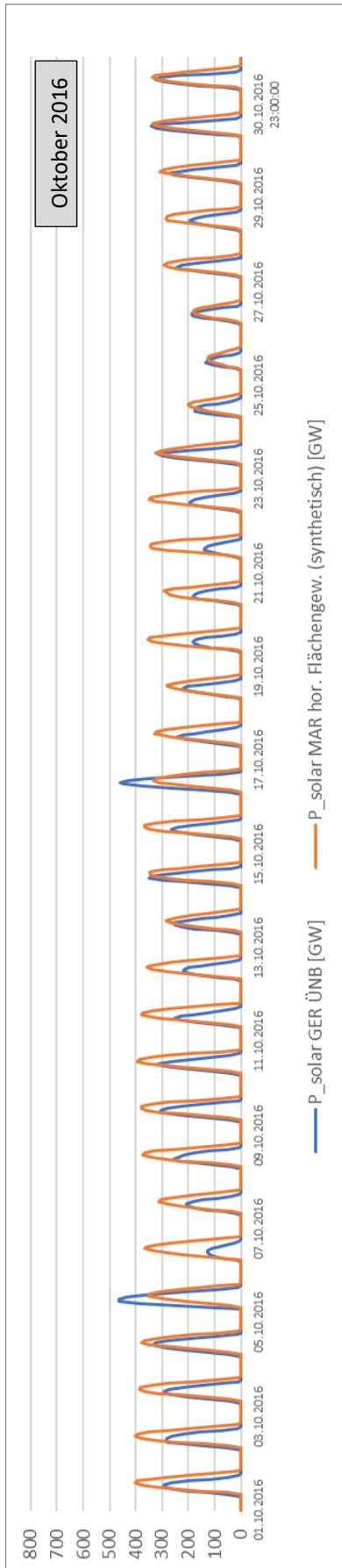
## Anhang II





# Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

## Anhang II



## 10.8 Synthetische Solarstrom-Einspeisezeitreihe für Marokko im Jahr 2016 bei optimal nach Süden geneigten PV-Anlagen gemäß „Produktionsstruktur“

Auf den folgenden vier Seiten sind monatsweise die synthetisch erzeugten Stundenwerte einer Solarstromproduktion für Marokko im Jahr 2016 gemäß der Gewichtung „Produktionsstruktur“ abgebildet (orange). Grundlage ist hierfür die in Abbildung 3-5 dargestellte Gewichtungsstruktur. Die errechneten Werte gehen von optimal nach Süden geneigten Photovoltaik-Anlagen aus (vgl. Quaschnig, 2015, S. 91). Demnach wurden für die einzelnen Breitengrade folgende Neigungswinkel bei Süd-Ausrichtung gewählt:

*Tabelle 10-5 Optimale Neigungswinkel bei Süd-Ausrichtung für die betrachteten geographischen Breiten (Quaschnig, 2015, S. 91)*

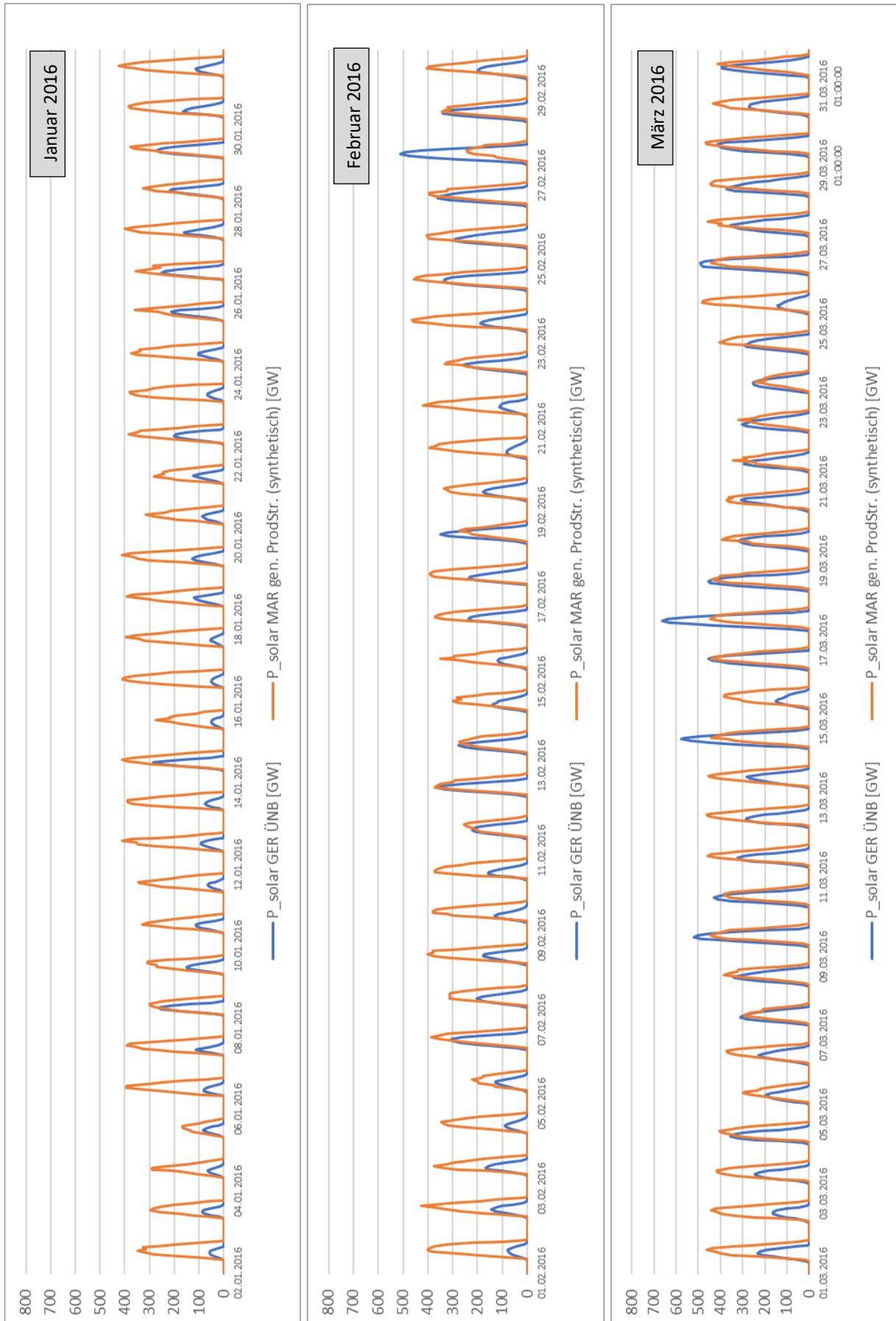
<b>Geographische Breite</b>	<b>optimaler Neigungswinkel bei S-Ausrichtung</b>
35,5° n. Br.	32°
34,5° n. Br.	31,25°
33,5° n. Br.	30,5°
32,5° n. Br.	29,8°
31,5° n. Br.	29,1°
30,5° n. Br.	28,4°
29,5° n. Br.	27,8°
28,5° n. Br.	27,25°
27,5° n. Br.	26,75°

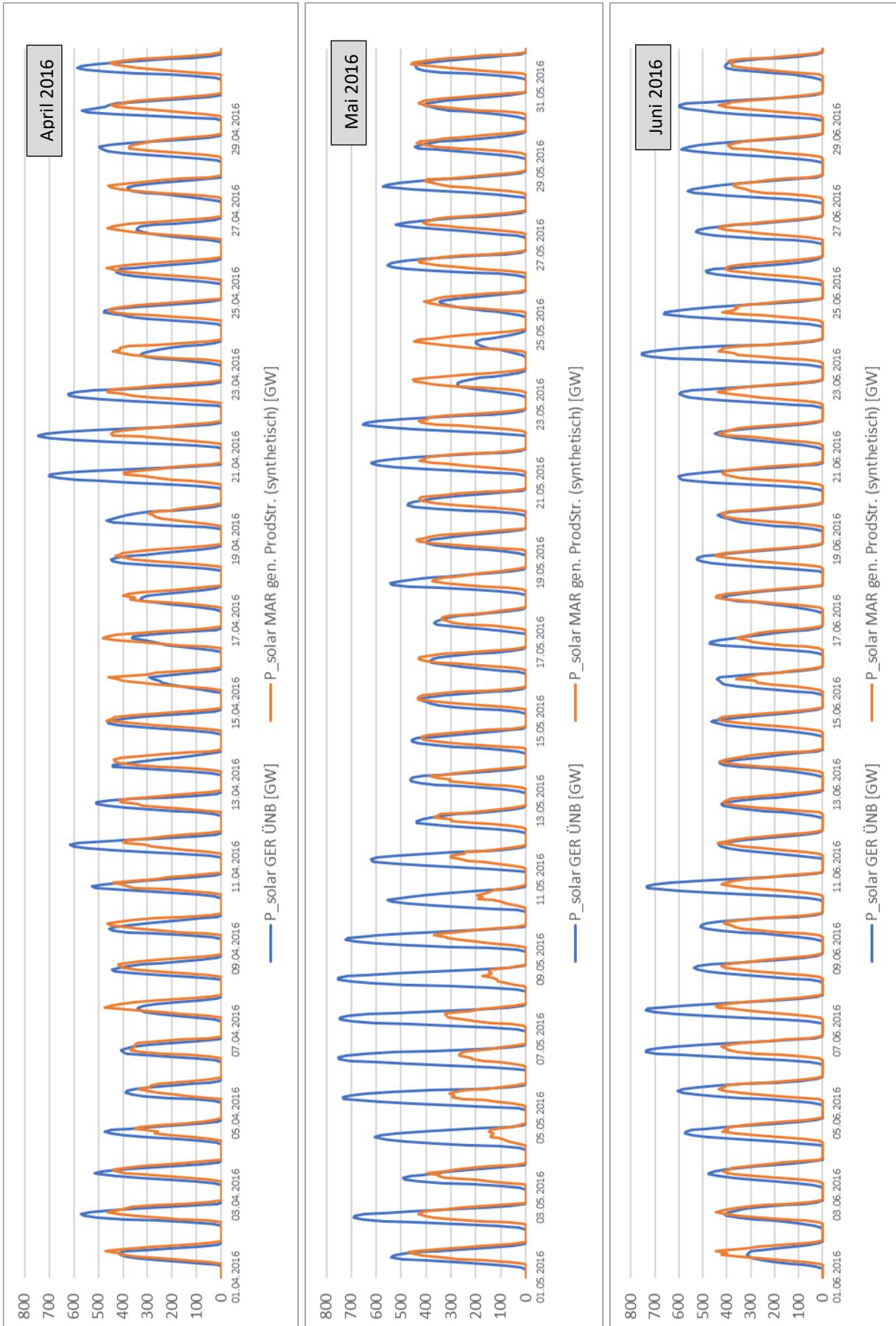
Es ist ebenfalls jeweils die von den ÜNB ermittelte, tatsächliche Solarstrom-Einspeisung in Deutschland abgebildet (blau). Die marokkanische und die deutsche Zeitreihe sind auf 1000 TW normiert, also es stimmen beide Jahressummen überein.

*Abbildung 10-17 (folgende vier Seiten) Synthetische Solarstrom-Zeitreihe für Marokko (orange) im Jahr 2016 bei optimal geneigten PV-Anlagen gemäß „Produktionsstruktur“, deutsche ÜNB-Einspeisezeitreihe zum Vergleich (blau). Beide Zeitreihen sind auf eine Jahressumme von 1000 TW normiert.*

# Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

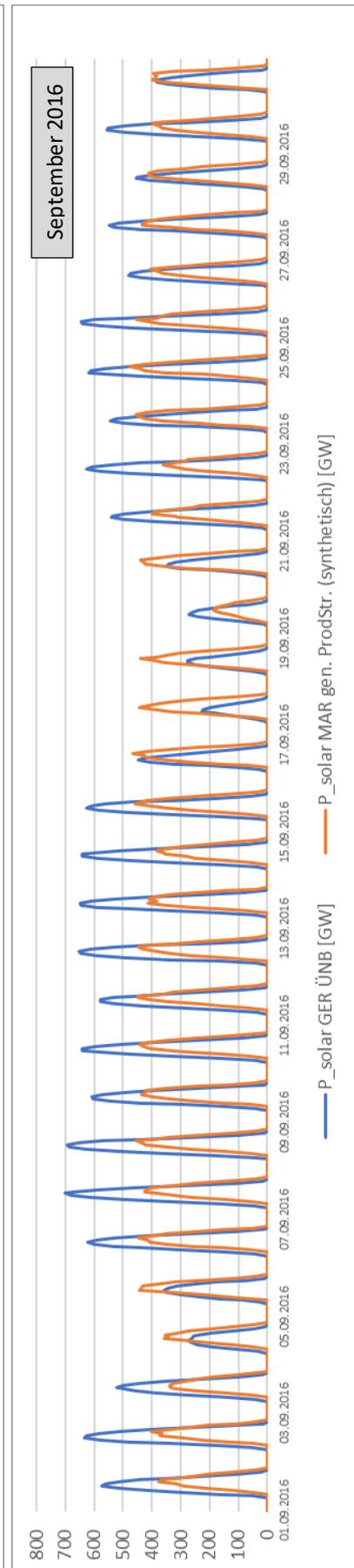
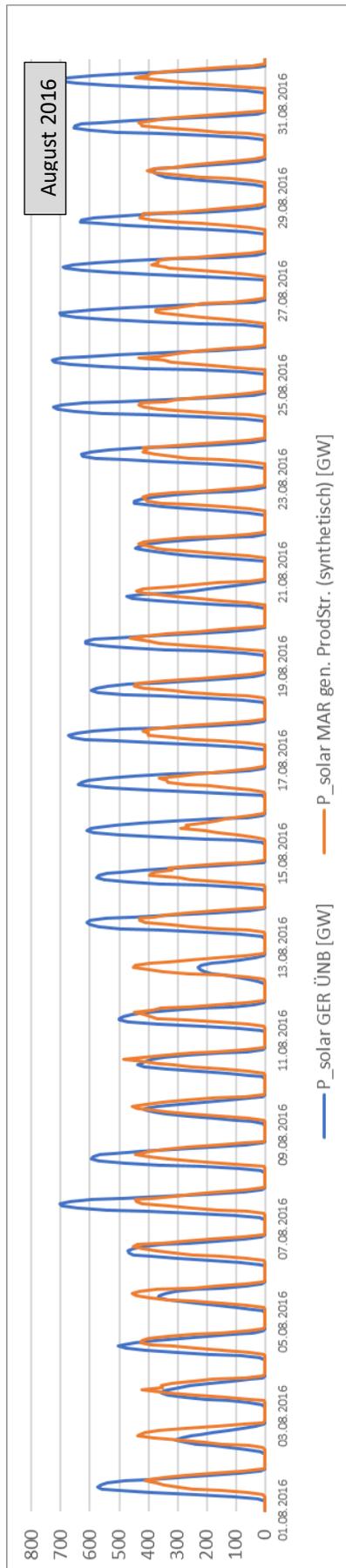
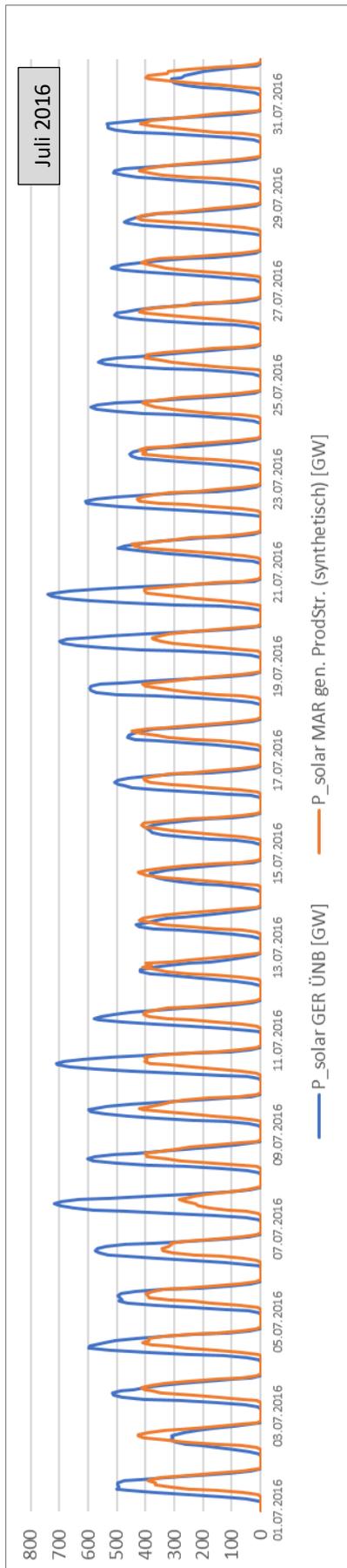
## Anhang II





# Grobe Modellierung einer solaren Stromerzeugung in Nordafrika mit Kopplung zur deutschen Stromversorgung

## Anhang II





## 10.9 Optimierung der Einspeicher-Leistungen $T80_{ein}$ und $P25_{mx}$ bei verschiedenen $Sp80$ -Kapazitäten

Vgl. Abschnitt 5.2 auf Seite 119.

### Übersicht

	$\ddot{U}F_{dsc}$	$Sp2_{Rest}$
• $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,41$ d:	Seite 212	Seite 213
• $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,46$ d:	Seite 214	Seite 215
• $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,51$ d:	Seite 216	Seite 217
• $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,523$ d:	Seite 218	Seite 219
• $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,56$ d:	Seite 220	Seite 221
• $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,61$ d:	Seite 222	Seite 223

Parametrisierung von  $T80_{ein}$ : 4 h, 5 h, 6 h, 7 h, 8 h, 9 h, 10 h, 11 h, 12 h, 13 h\*

Parametrisierung von  $P25_{mx}$ : 30 GW\*\*, 40 GW, 50 GW, 60 GW, 70 W, 80 GW, 90 GW, 100 GW,  
110 GW, 120 GW, 130 GW, 140 GW, 160 GW

\* nur bei  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,51$  d und 0,523

\*\* nicht bei  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,41$  d

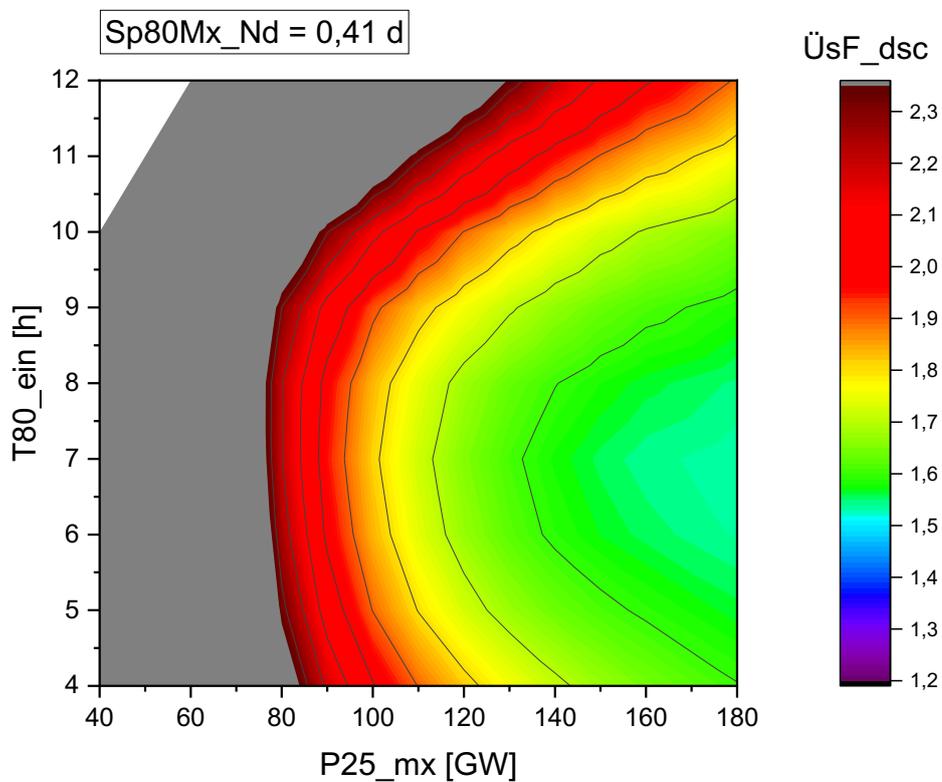
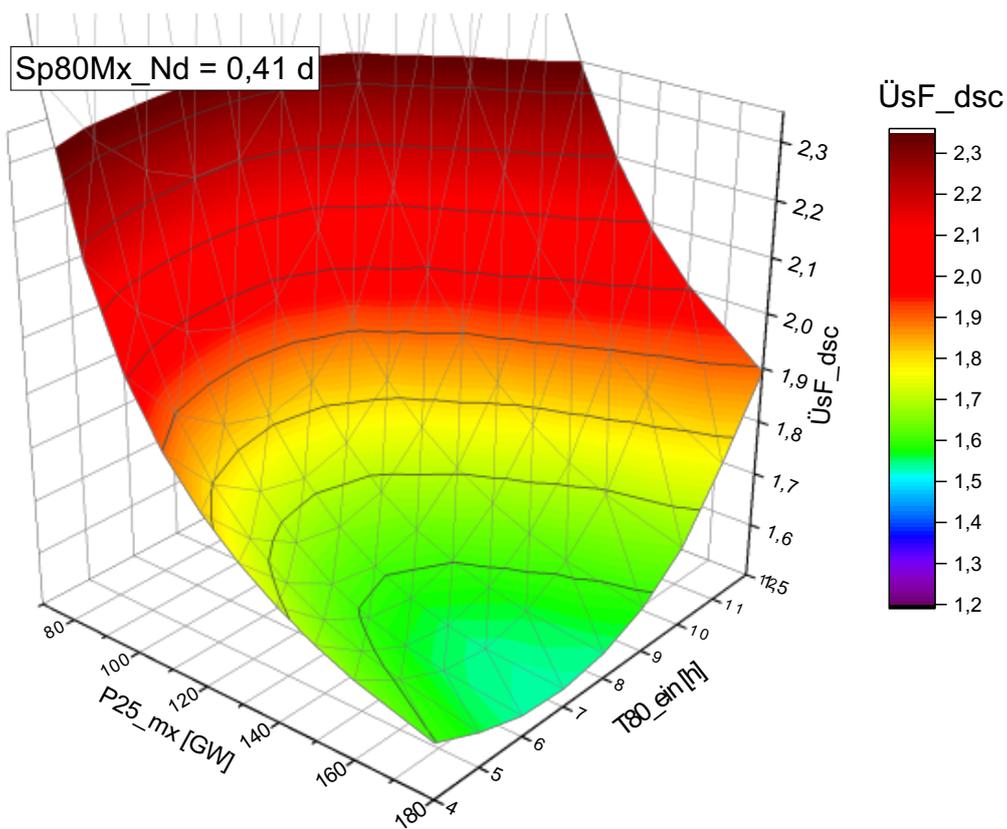


Abbildung 10-18 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $\text{ÜsF}_{dsc}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P_{25_{mx}}$  und  $T_{80_{ein}}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp_{80Mx\_Nd} = 0,41$  d.

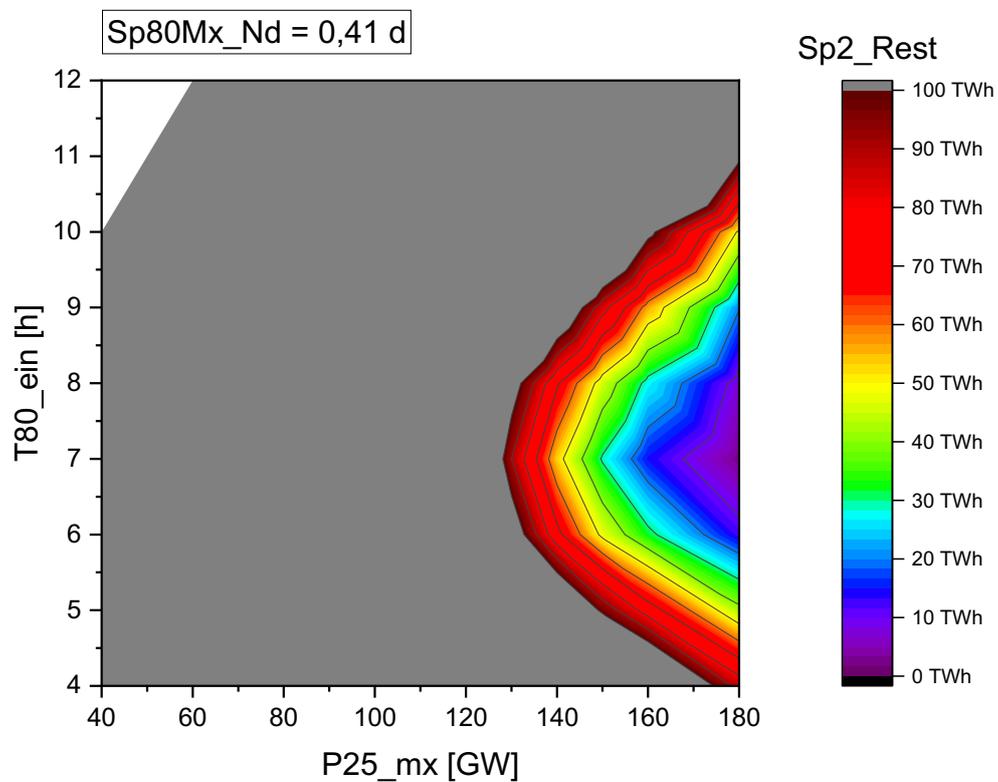
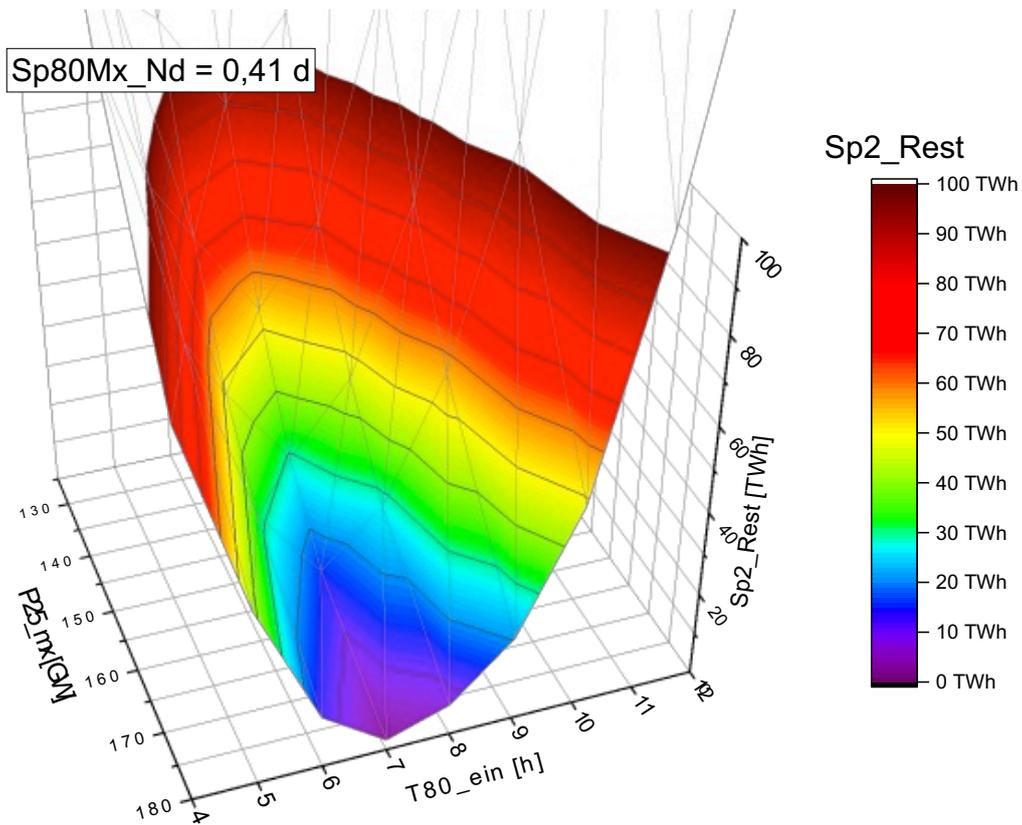


Abbildung 10-19 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp_{2_{Rest}}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P_{25_{mx}}$  und  $T_{80_{ein}}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp_{80Mx\_Nd} = 0,41$  d.

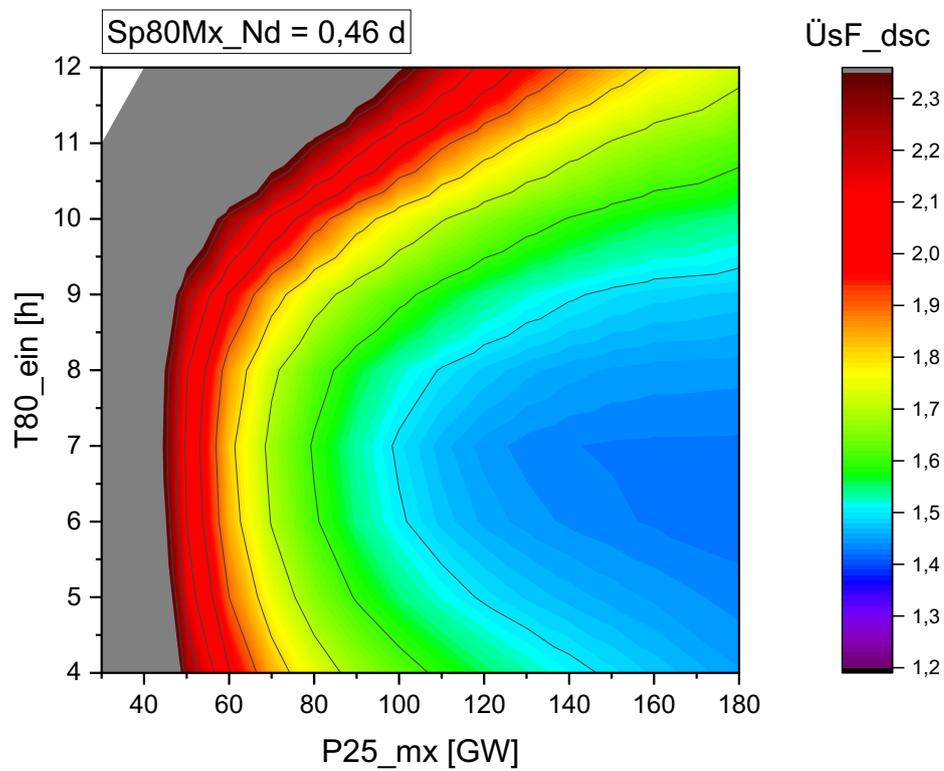
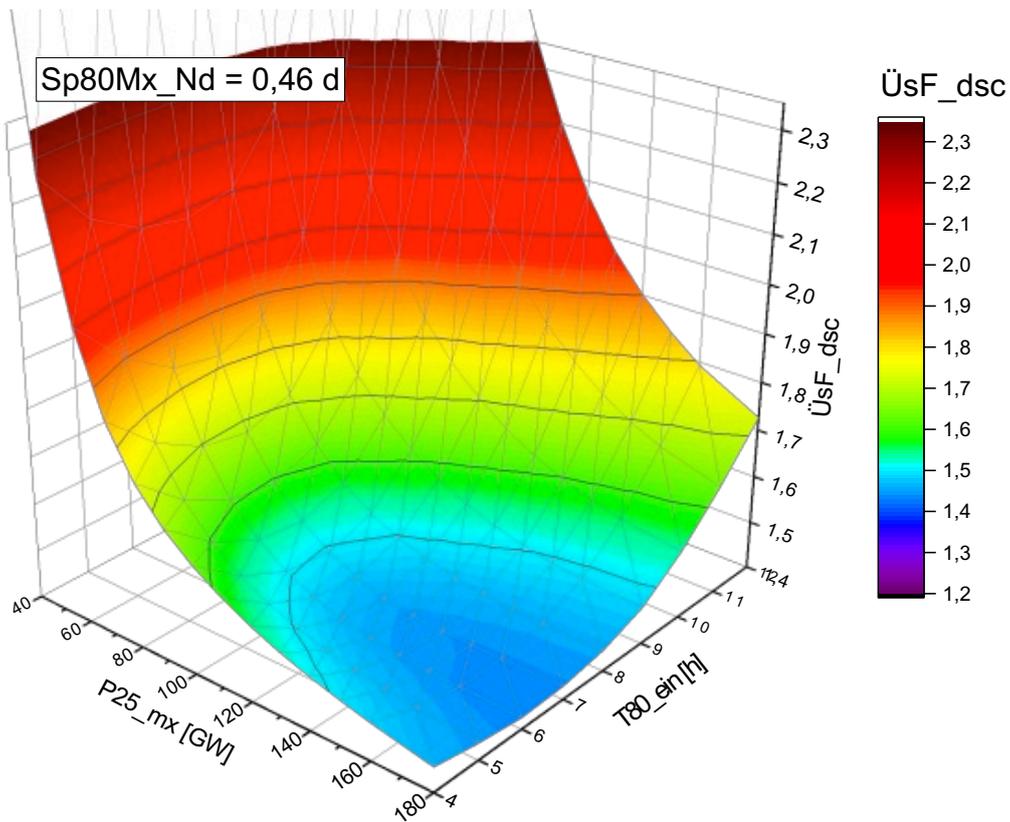


Abbildung 10-20 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $\text{ÜsF}_{dsc}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P_{25_{mx}}$  und  $T_{80_{ein}}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp_{80Mx\_Nd} = 0,46$  d.

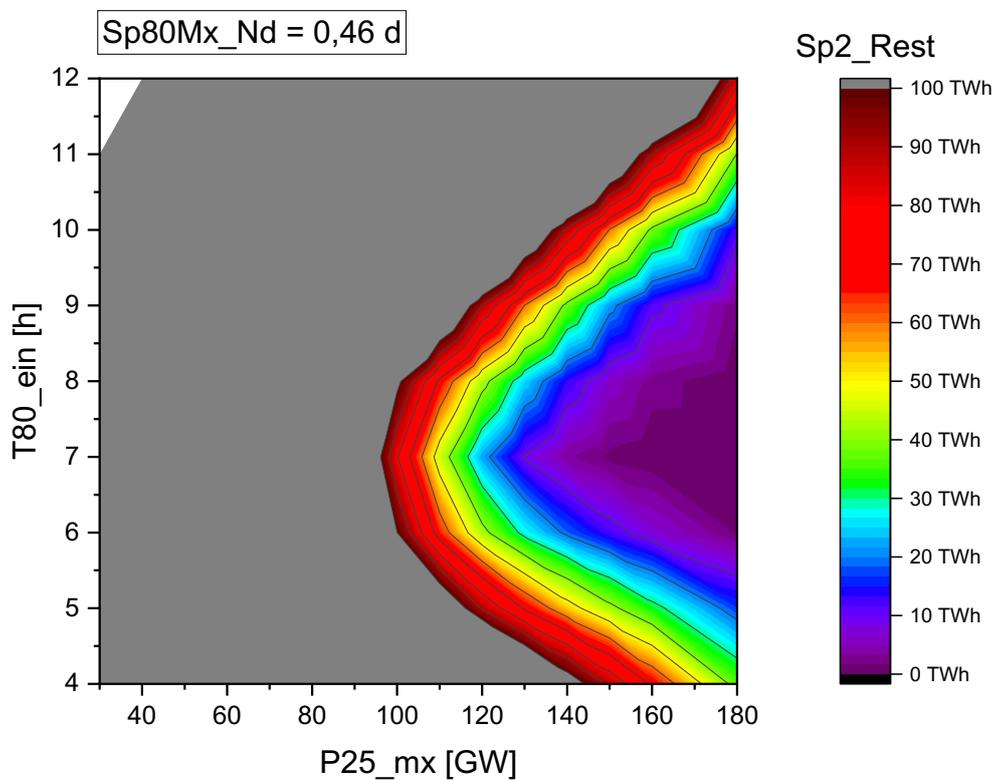
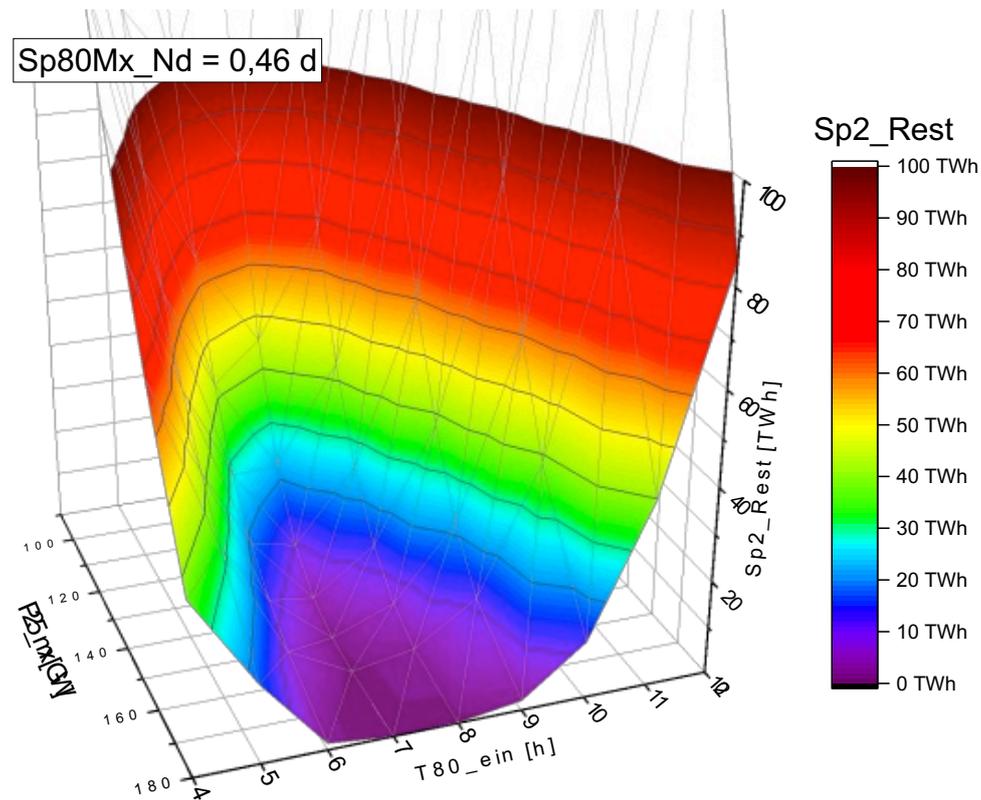


Abbildung 10-21 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp2_{Rest}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P25_{mx}$  und  $T80_{ein}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp80Mx_{Nd} = 0,46$  d.

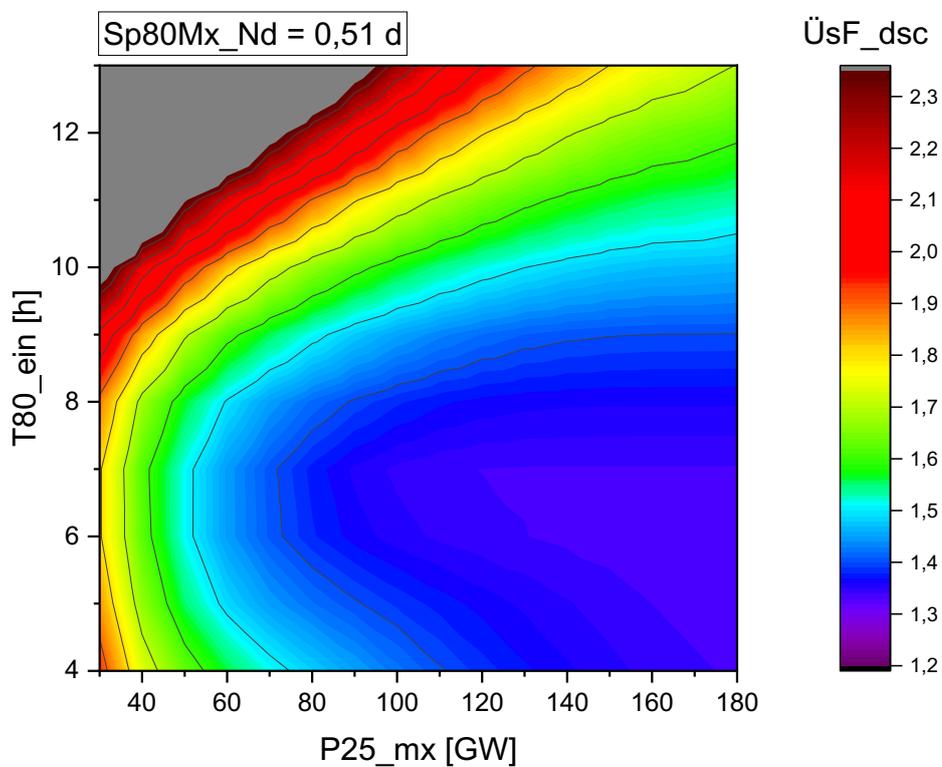
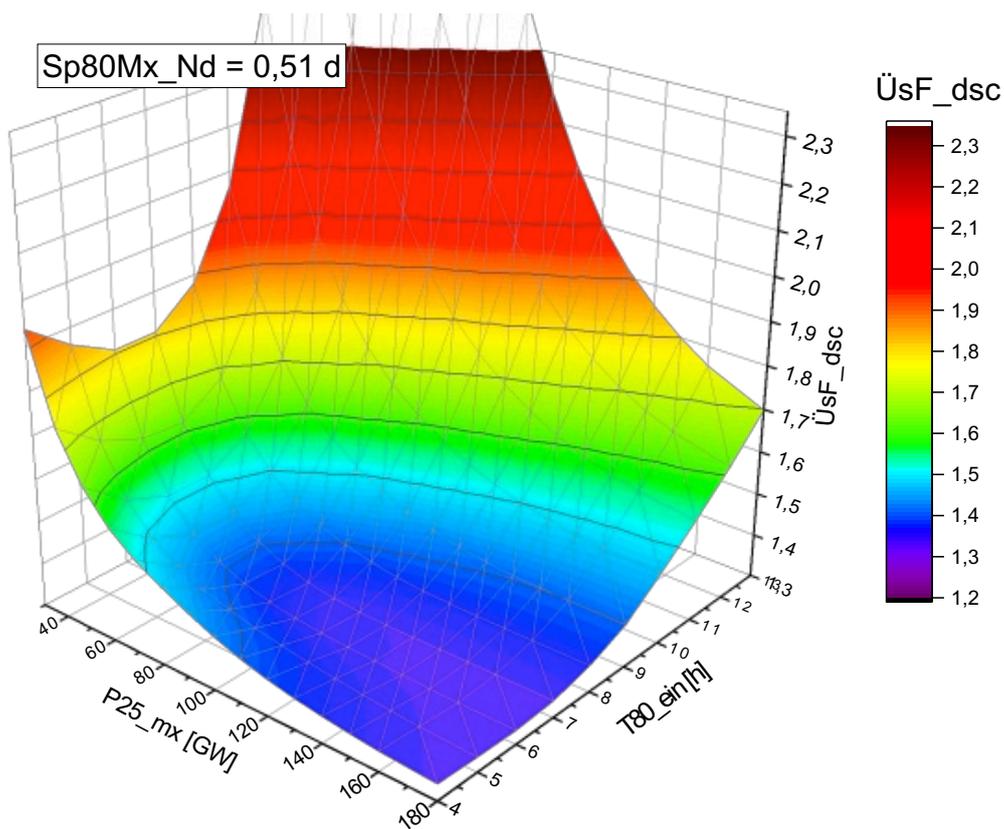


Abbildung 10-22 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $\text{ÜsF}_{dsc}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P_{25_{mx}}$  und  $T_{80_{ein}}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp_{80Mx\_Nd} = 0,51$  d.

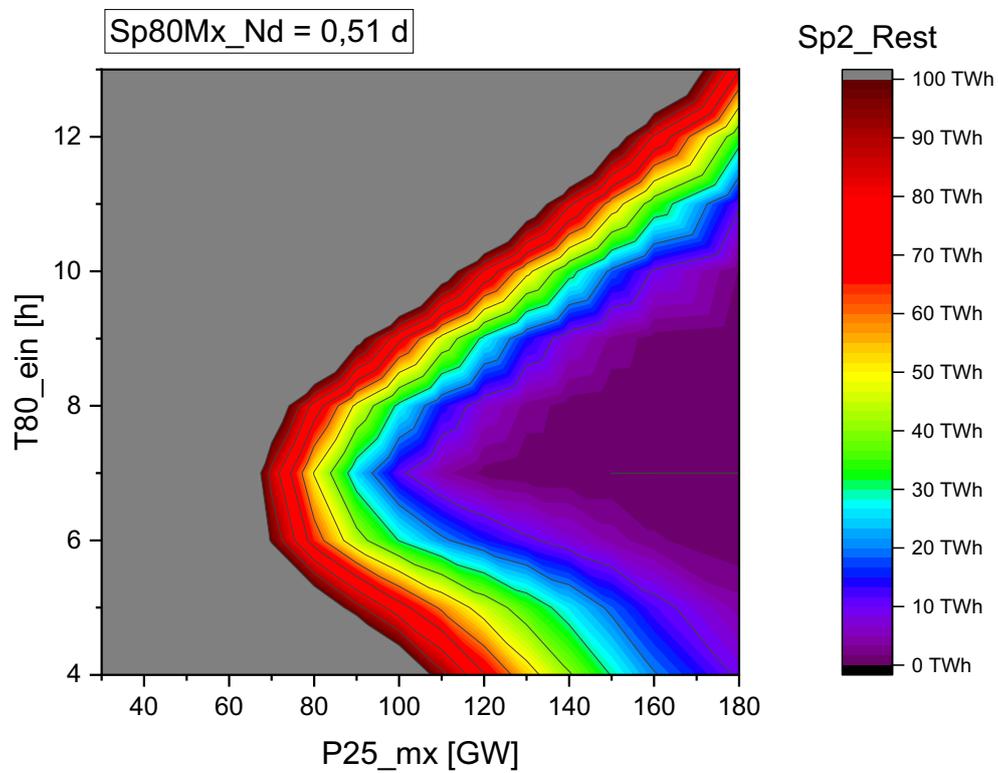
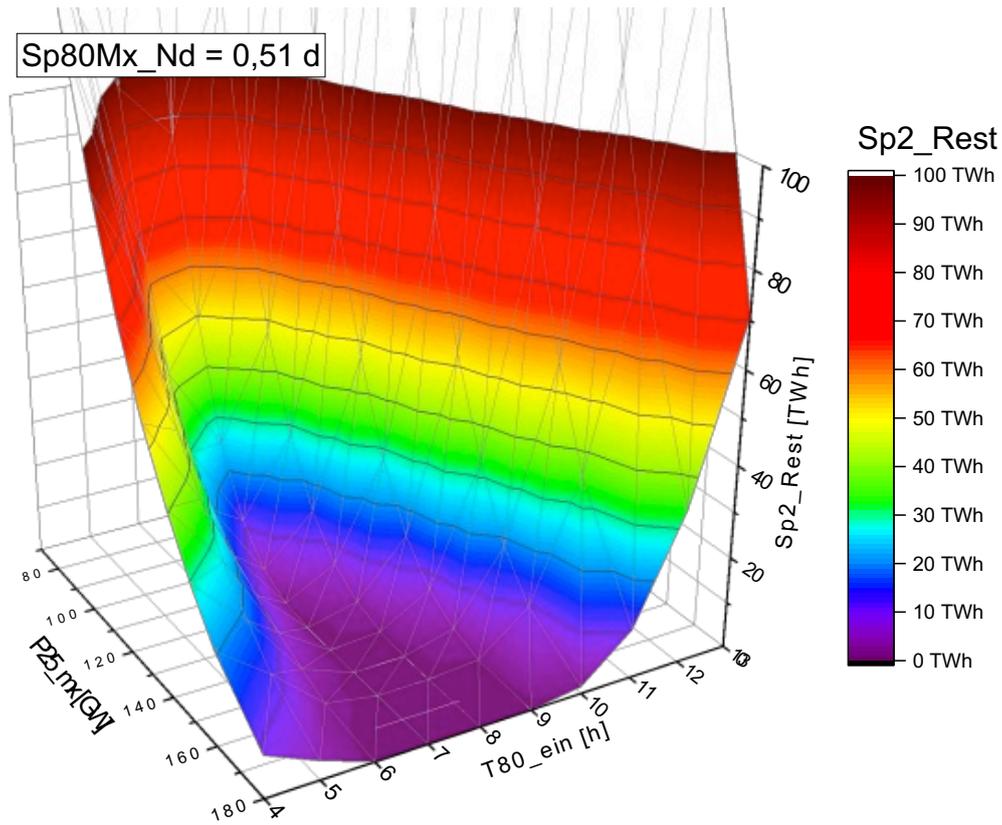


Abbildung 10-23 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp2_{Rest}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P25_{mx}$  und  $T80_{ein}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp80Mx_{Nd} = 0,51$  d.

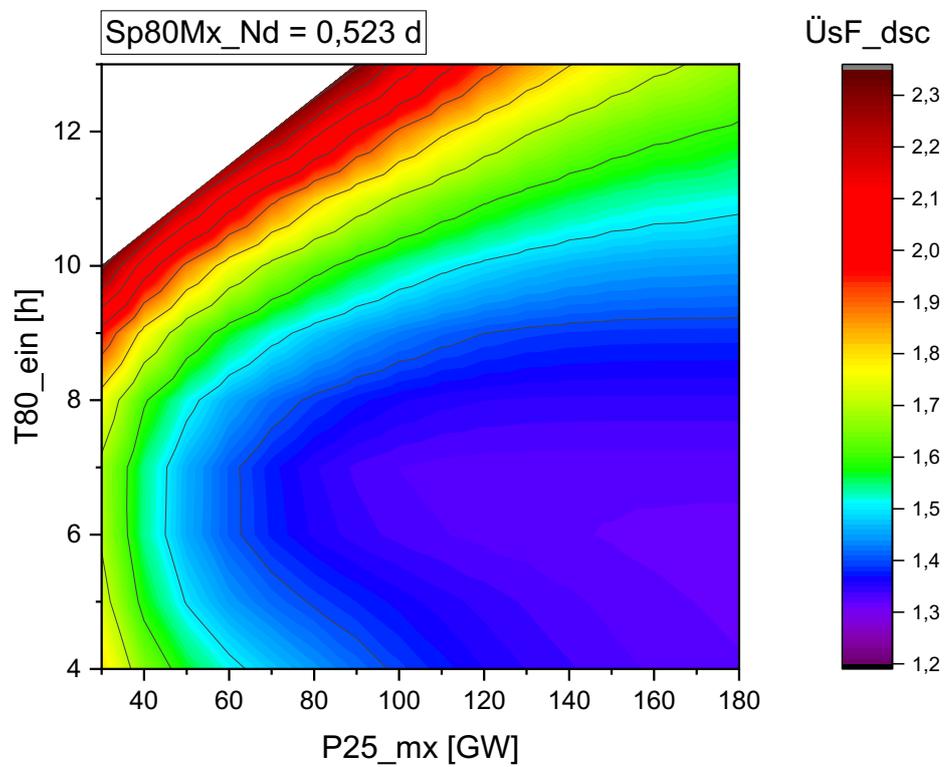
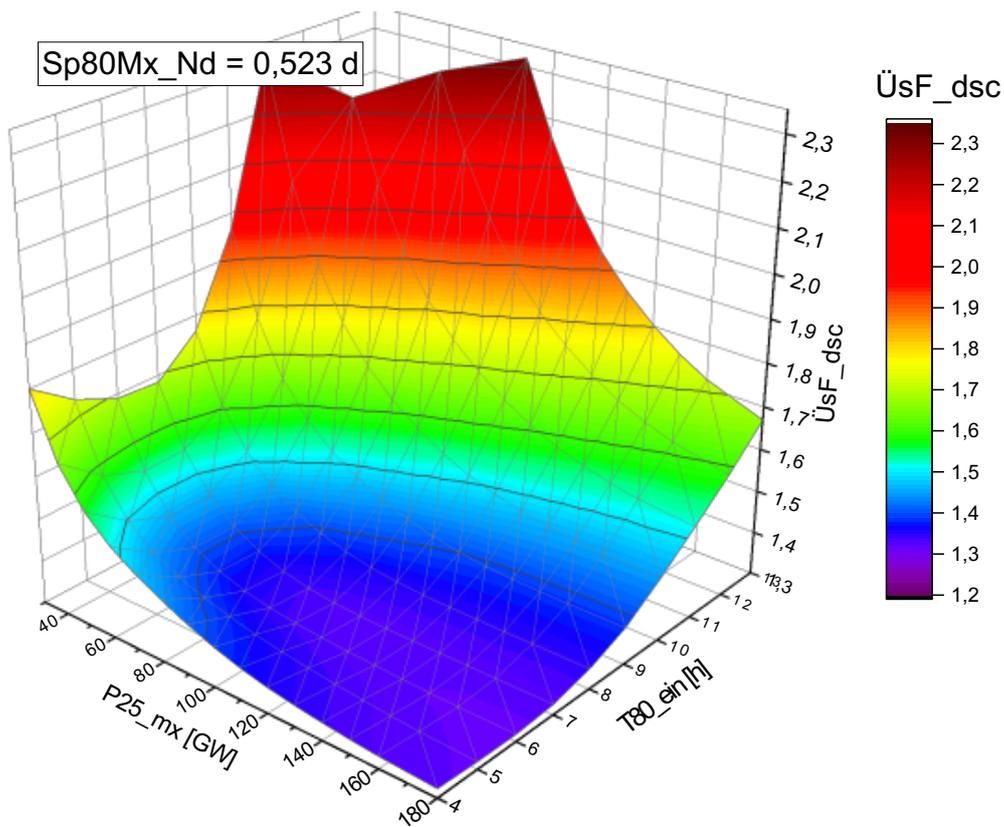


Abbildung 10-24 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $\text{ÜsF}_{dsc}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P_{25_{mx}}$  und  $T_{80_{ein}}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp_{80Mx_{Nd}} = 0,523$  d.

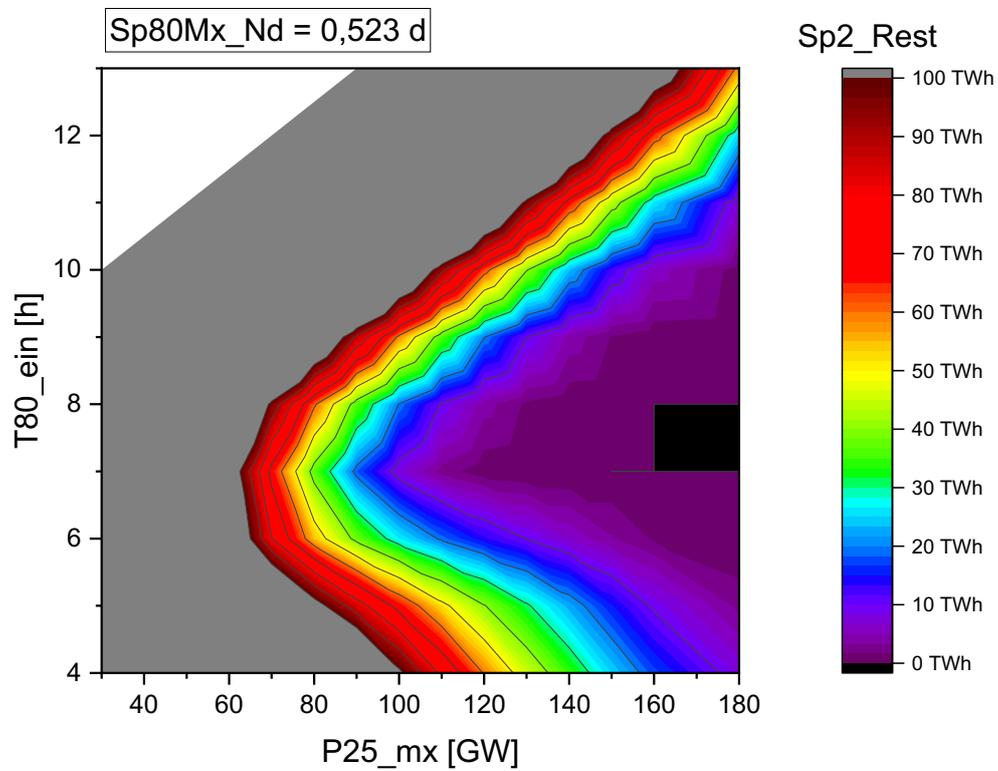
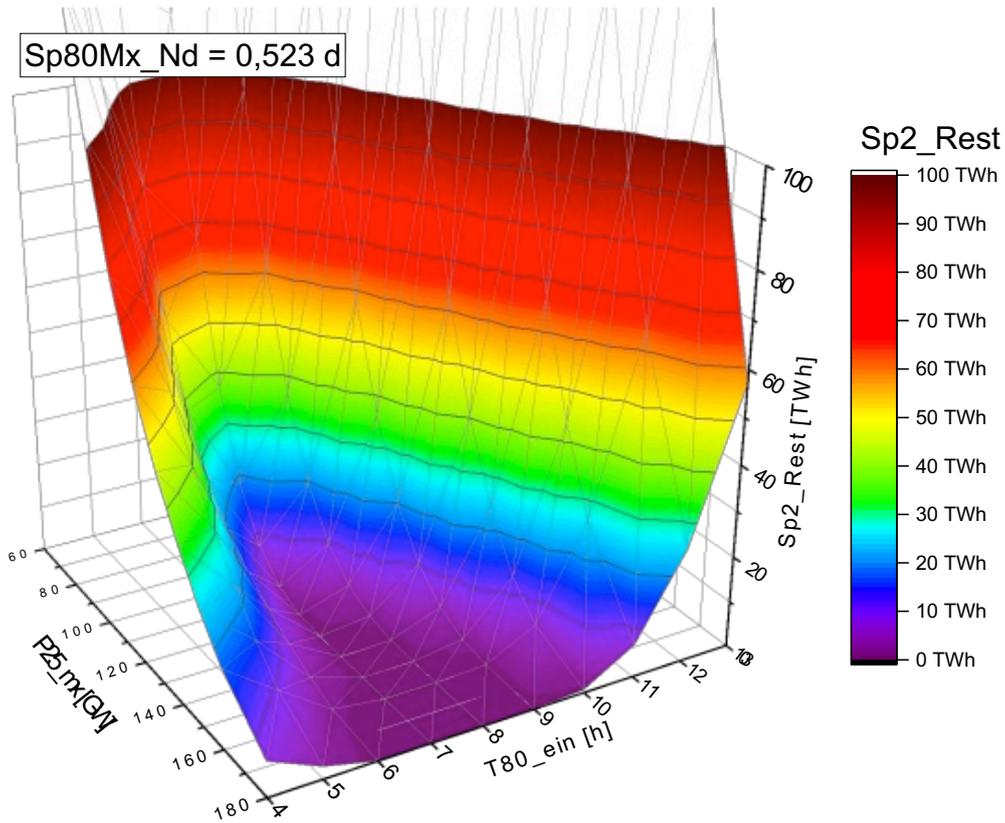


Abbildung 10-25 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp2_{Rest}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P25_{mx}$  und  $T80_{ein}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp80Mx_{Nd} = 0,523$  d.

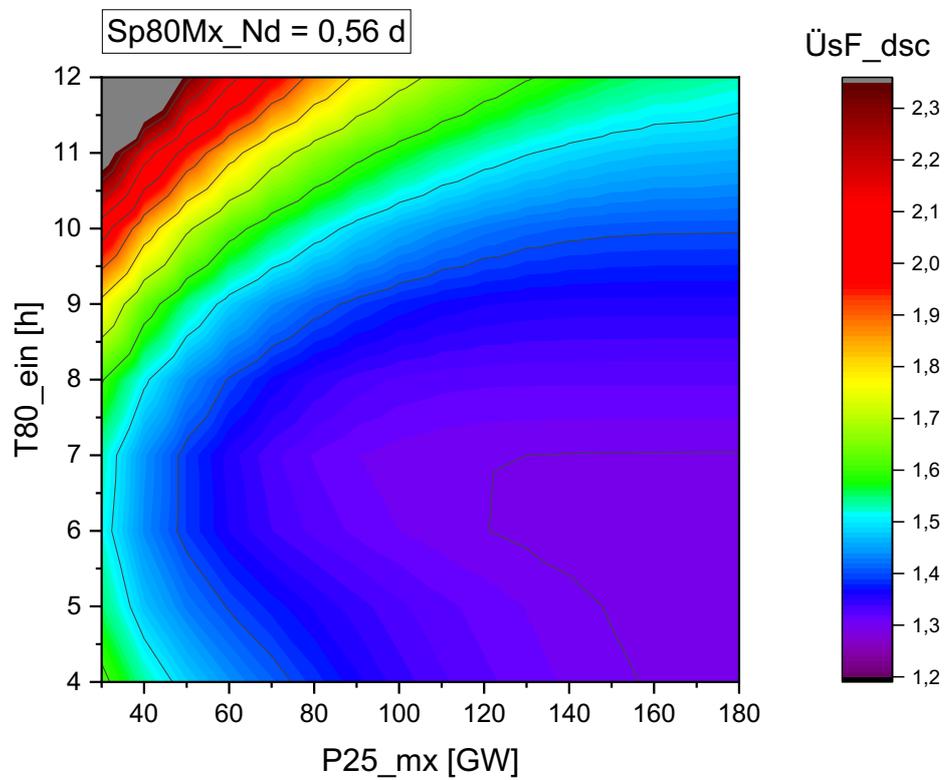
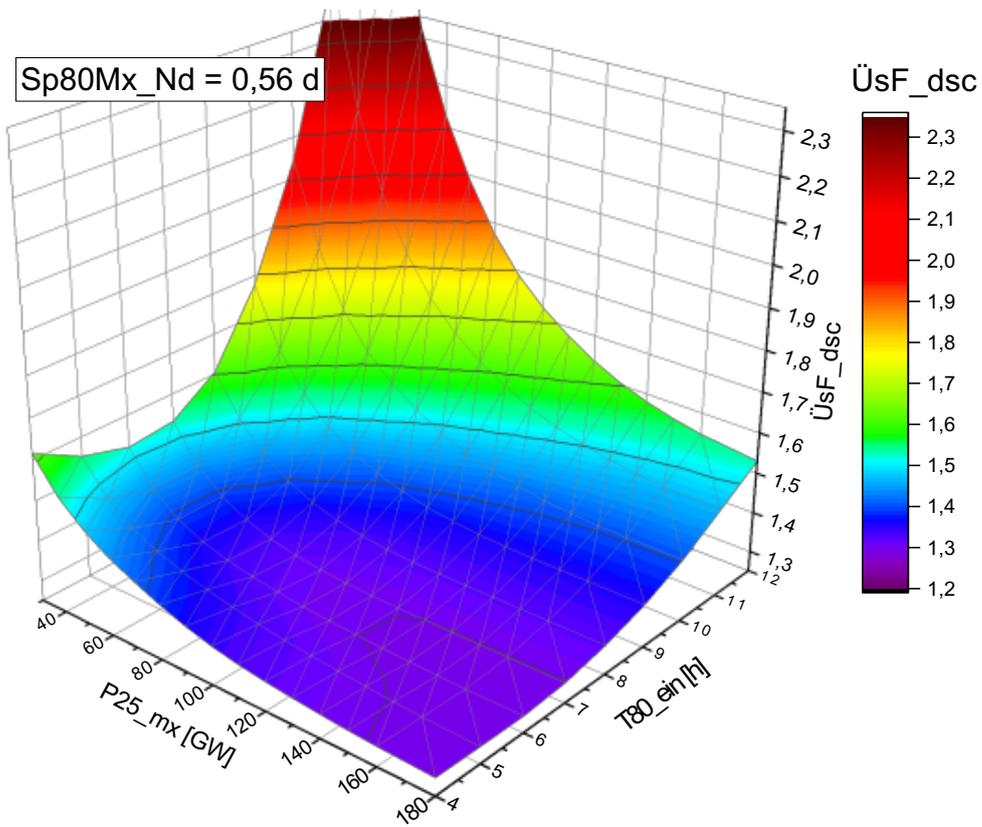


Abbildung 10-26 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $\text{ÜsF}_{dsc}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P_{25_{mx}}$  und  $T_{80_{ein}}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp_{80Mx\_Nd} = 0,56$  d.

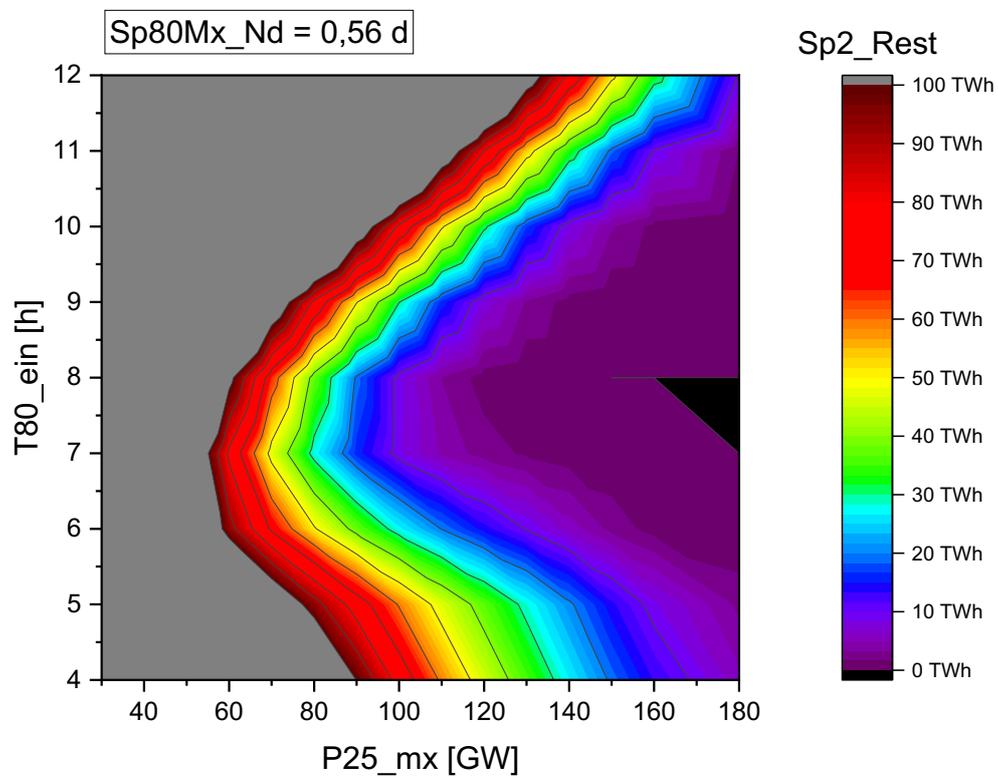
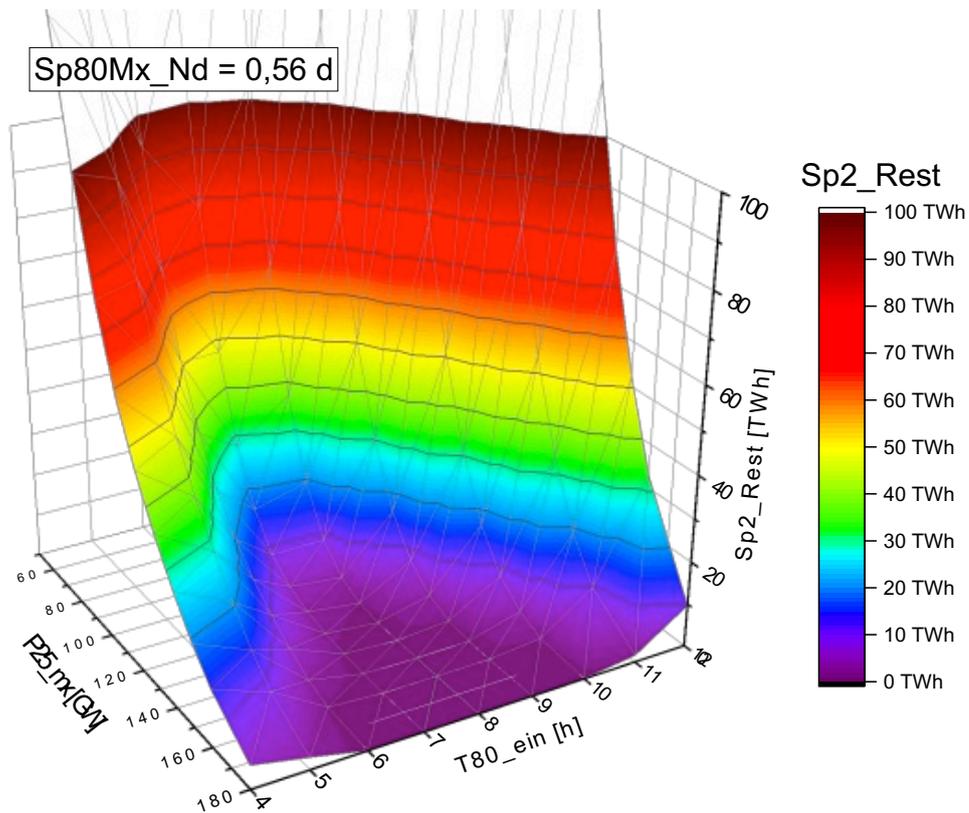


Abbildung 10-27 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp2_{Rest}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P25_{mx}$  und  $T80_{ein}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp80Mx_{Nd} = 0,56$  d.

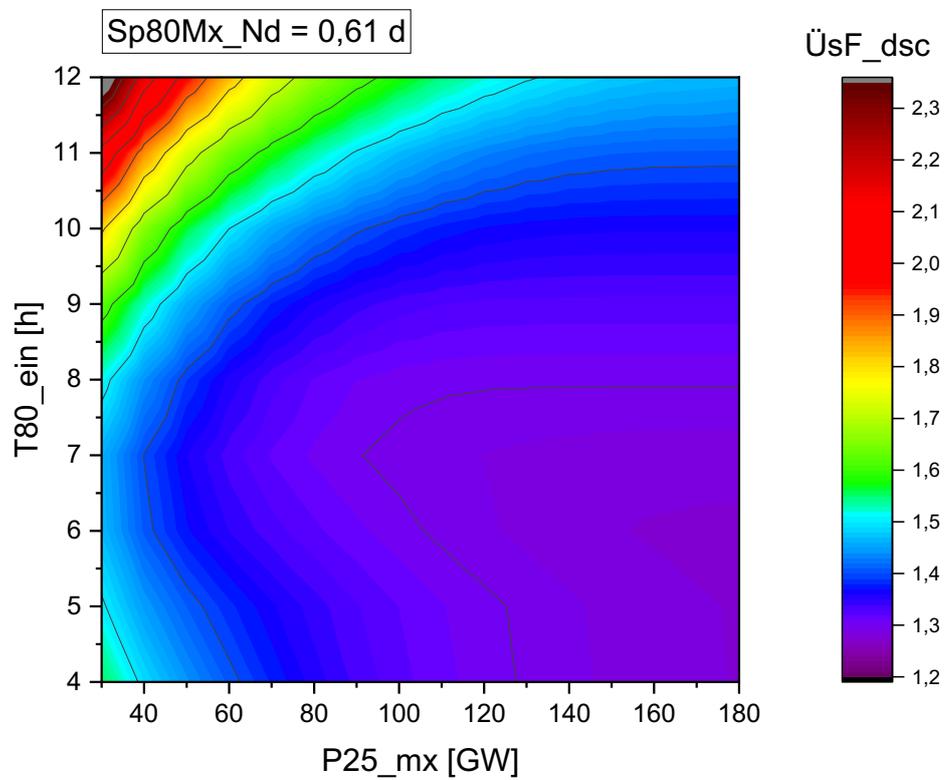
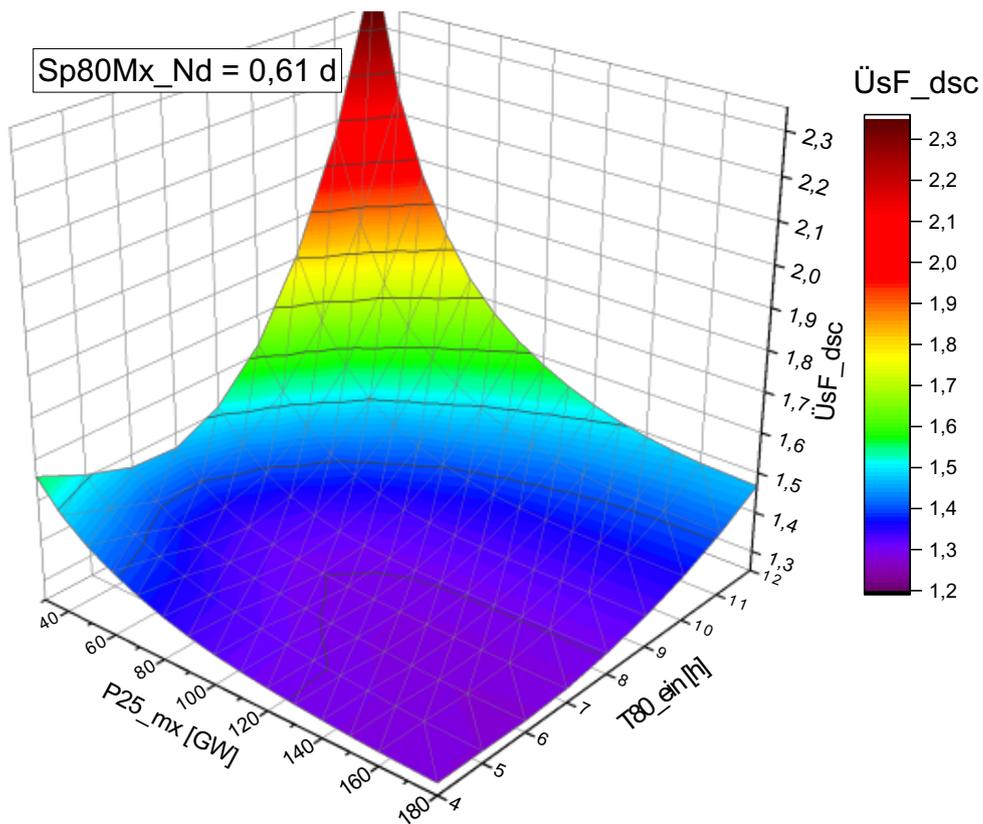


Abbildung 10-28 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Überschussfaktors ( $\text{ÜsF}_{dsc}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P_{25_{mx}}$  und  $T_{80_{ein}}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp_{80Mx\_Nd} = 0,61$  d.

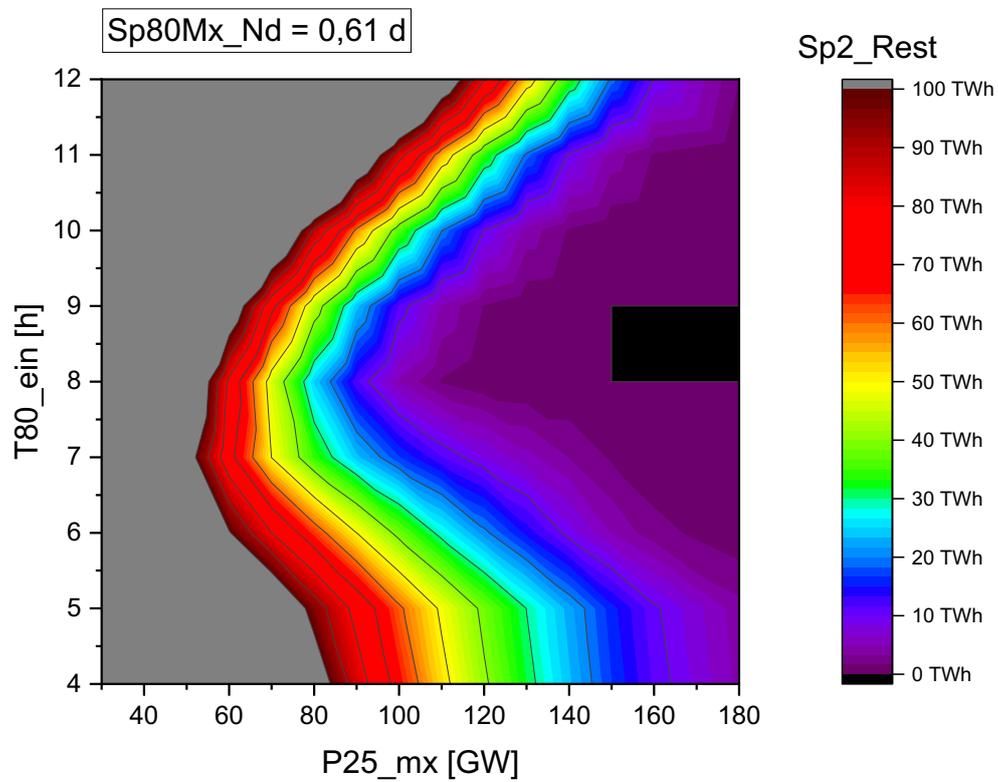
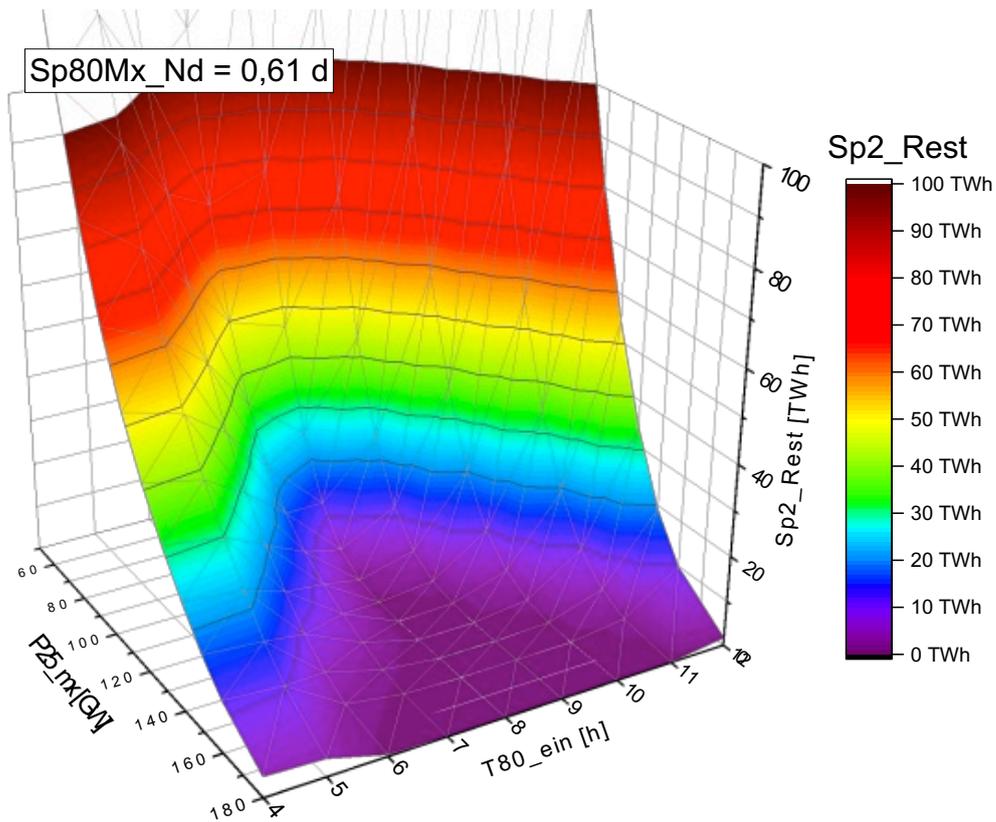


Abbildung 10-29 Räumliche und flächenhafte Darstellung des Ausschusses ( $Sp2_{Rest}$ ) in Abhängigkeit der Einspeicher-Leistungen  $P25_{mx}$  und  $T80_{ein}$  für die Kurzzeitspeicher-Kapazität von  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,61$  d.

## 10.10 Jahresdauerlinien des Zwei-Speicher-Systems in Marokko bei optimaler Konfiguration

Im folgenden Abschnitt werden die weiteren Abbildungen, die in der Untersuchung in Abschnitt 5.4 „Untersuchung des Zwei-Speicher-Modells für Marokko bei optimaler Konfiguration“ nicht abgebildet wurden. Die bereits dargestellten Abbildungen wurden der Vollständigkeit halber hier ebenfalls nochmals abgedruckt.

Es handelt sich um die Jahresdauerlinien bei optimaler Konfiguration sowie um die einzelnen monatweisen Darstellungen. Folgende Parameter wurden verwendet:

$$Sp80_{Mx_{Nd}} = 0,575$$

$$P25_{mx} = 40 \text{ GW}$$

$$T80_{ein} = 7 \text{ h (entspricht } P80_{mx} = 252 \text{ GW)}$$

$$P80_{out} = 114 \text{ GW}$$

$$\ddot{U}F_{dsc} = 1,352$$

$$D_{SSp} = 0 \text{ TWh („Autarkie“)}$$

Es werden immer jeweils die Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ auf den folgenden Seiten dargestellt:

- Sortierung nach Jahresstunde Seite 225
- Sortierung nach E\_dsc/dSp Seite 226
- Sortierung nach dSp80 Seite 227
- Sortierung nach Sp80 Seite 228
- Sortierung nach dSp25 Seite 229
- Sortierung nach Sp25 Seite 230
- Sortierung nach dSp\_2 Seite 231
- Sortierung nach Jahresstunde Januar Seite 232
- Sortierung nach Jahresstunde Februar Seite 233
- Sortierung nach Jahresstunde März Seite 234
- Sortierung nach Jahresstunde April Seite 235
- Sortierung nach Jahresstunde Mai Seite 236
- Sortierung nach Jahresstunde Juni Seite 237
- Sortierung nach Jahresstunde Juli Seite 238
- Sortierung nach Jahresstunde August Seite 239
- Sortierung nach Jahresstunde September Seite 240
- Sortierung nach Jahresstunde Oktober Seite 241
- Sortierung nach Jahresstunde November Seite 242
- Sortierung nach Jahresstunde Dezember Seite 243

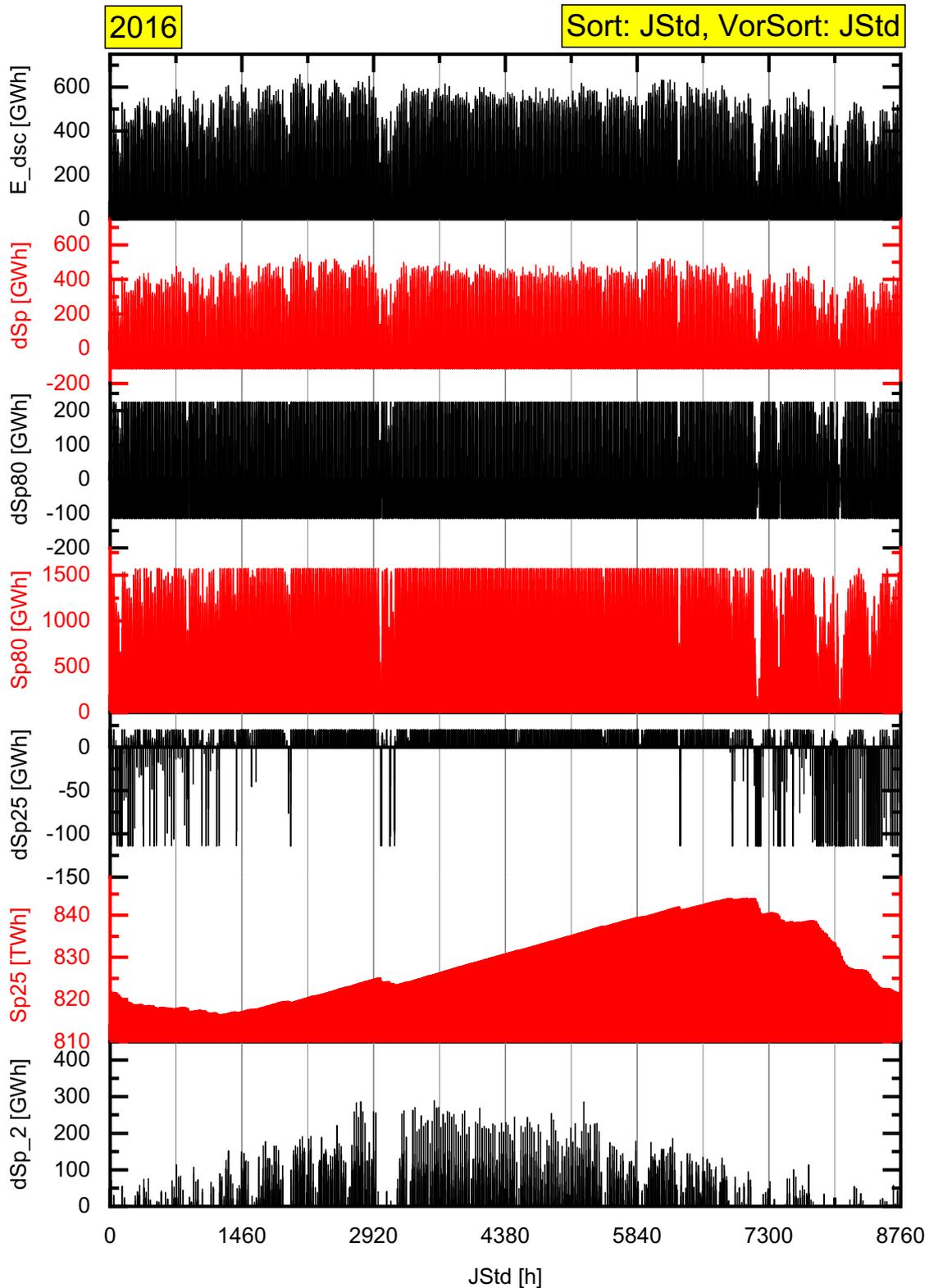


Abbildung 10-30 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach Jahresstunde für 2016.

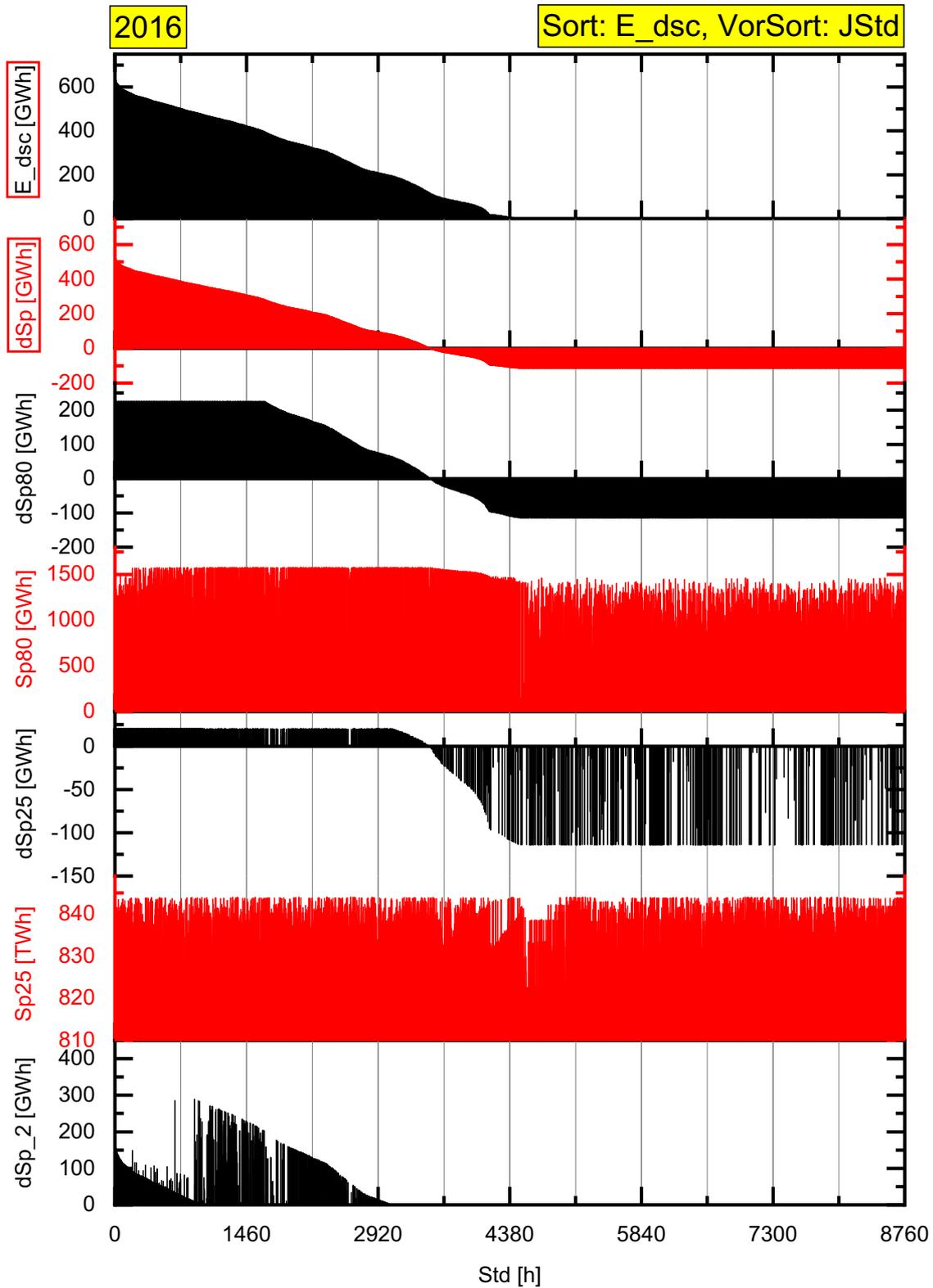


Abbildung 10-31 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach E\_dsc für 2016.

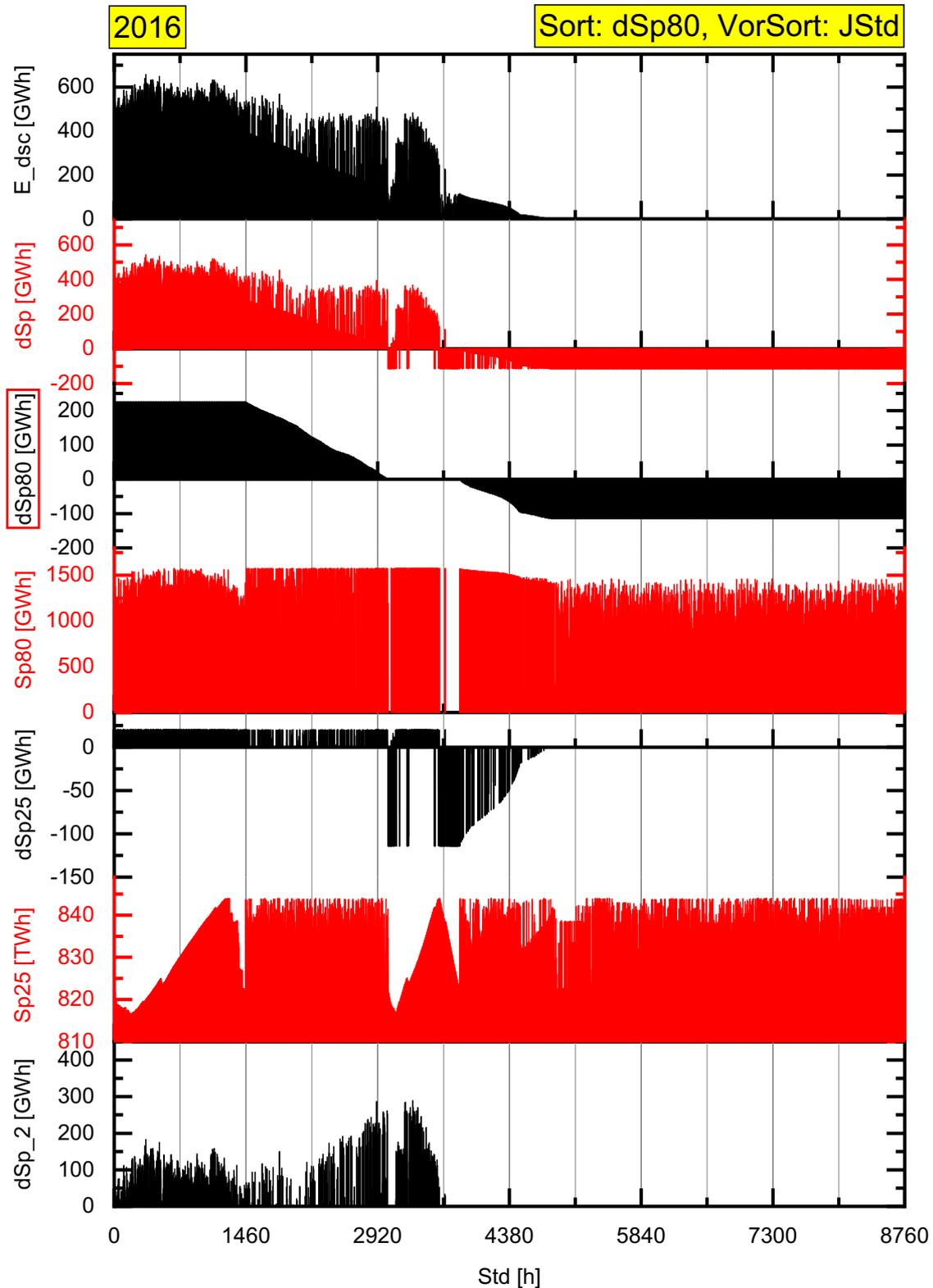


Abbildung 10-32 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach dSp80 für 2016.

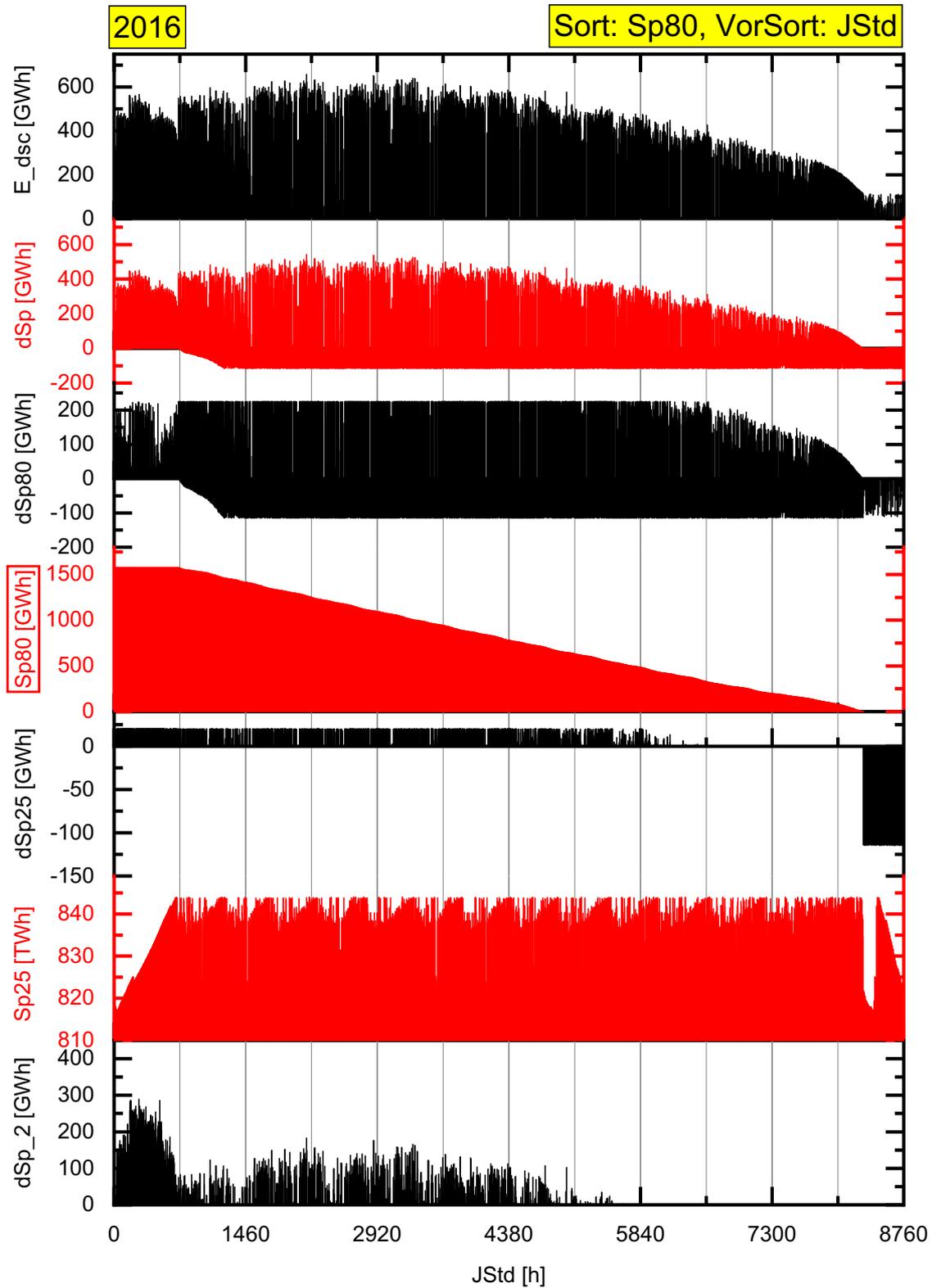


Abbildung 10-33 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geeignete PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach Sp80 für 2016.

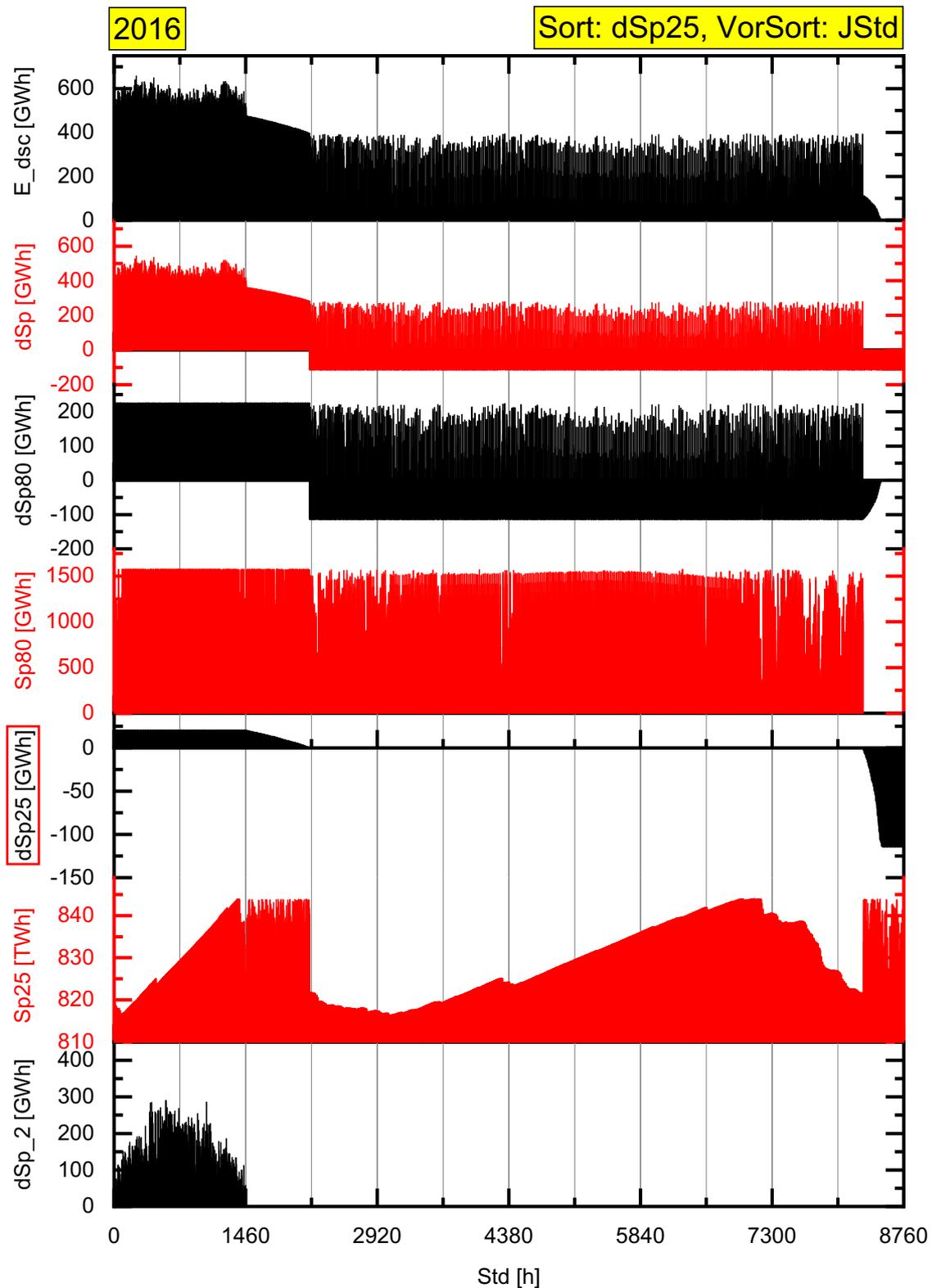


Abbildung 10-34 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach dSp25 für 2016.

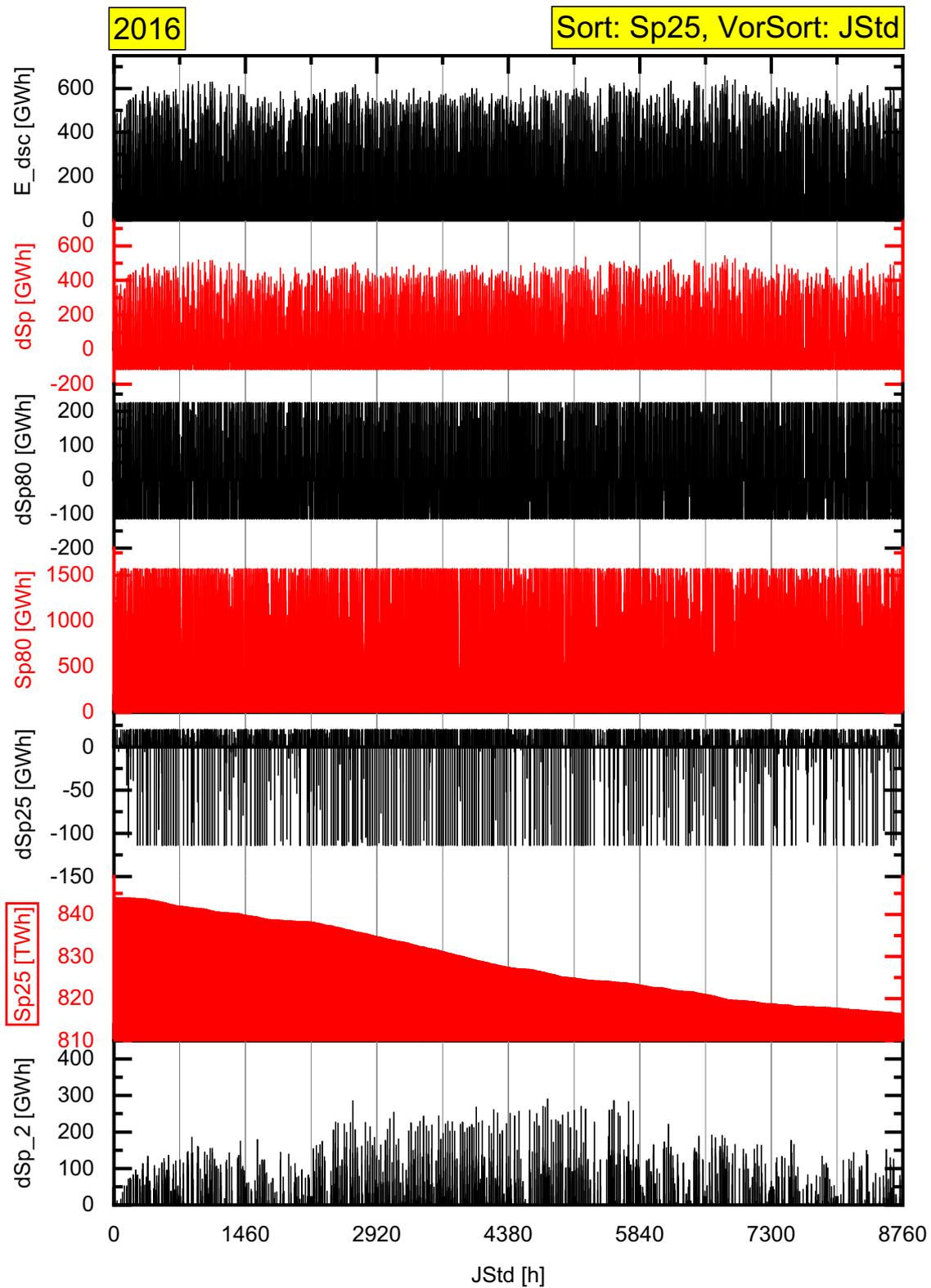


Abbildung 10-35 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach Sp25 für 2016.

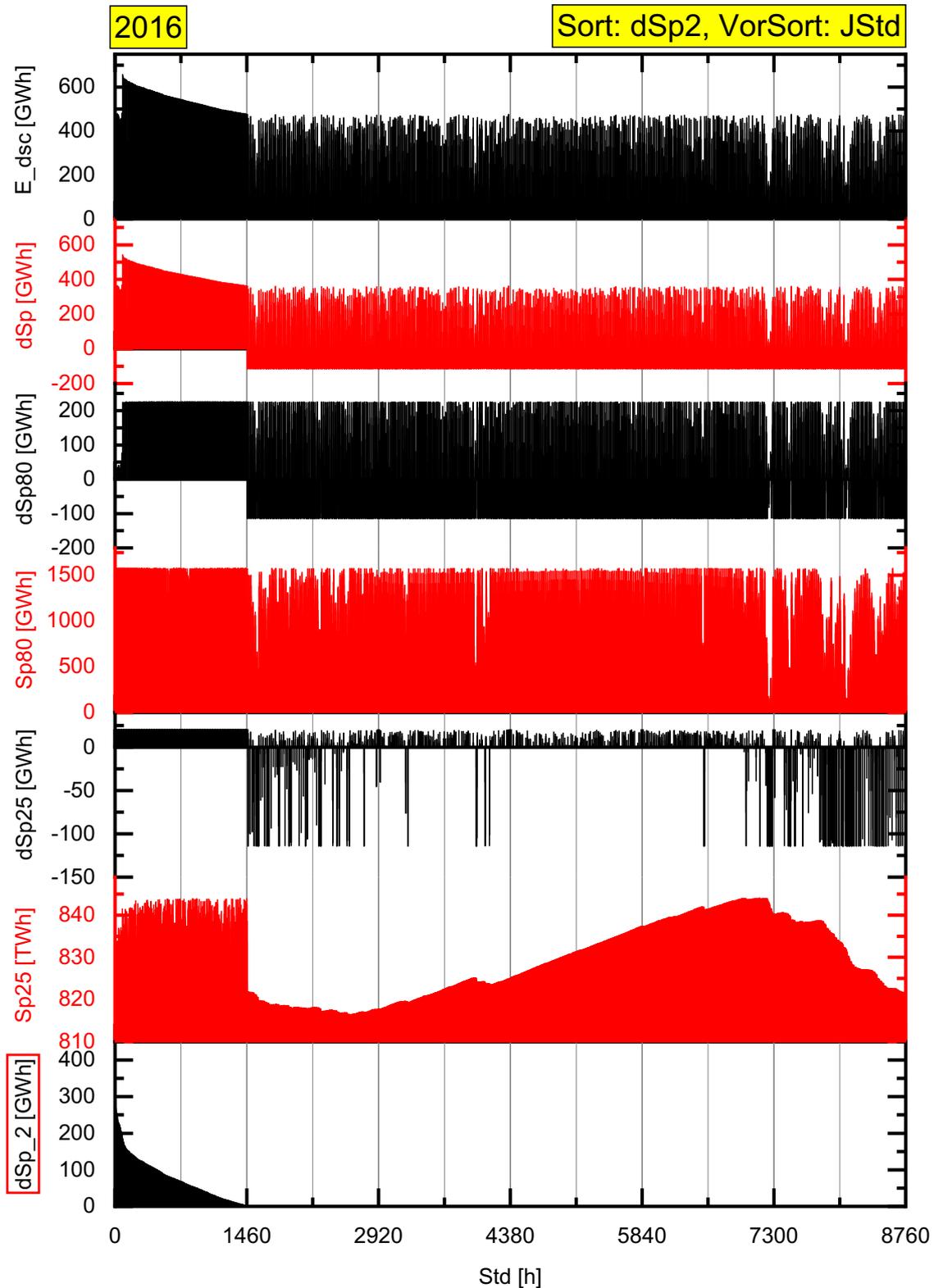


Abbildung 10-36 Darstellung der Parameter „E\_dsc“, „dSp“, „dSp80“, „Sp80“, „dSp25“, „Sp25“ und „dSp\_2“ bei optimaler Konfiguration des Zwei-Speicher-Systems in Marokko (optimal geneigte PV-Anlagen, „Produktionsstruktur“,  $Sp80_{Mx\_Nd} = 0,575$  d,  $T80_{ein} = 7$  h,  $P25_{mx} = 40$  GW,  $ÜsF_{dsc} = 1,352$ ,  $D_{SSp} = 0$  TWh) sortiert nach dSp2 für 2016.

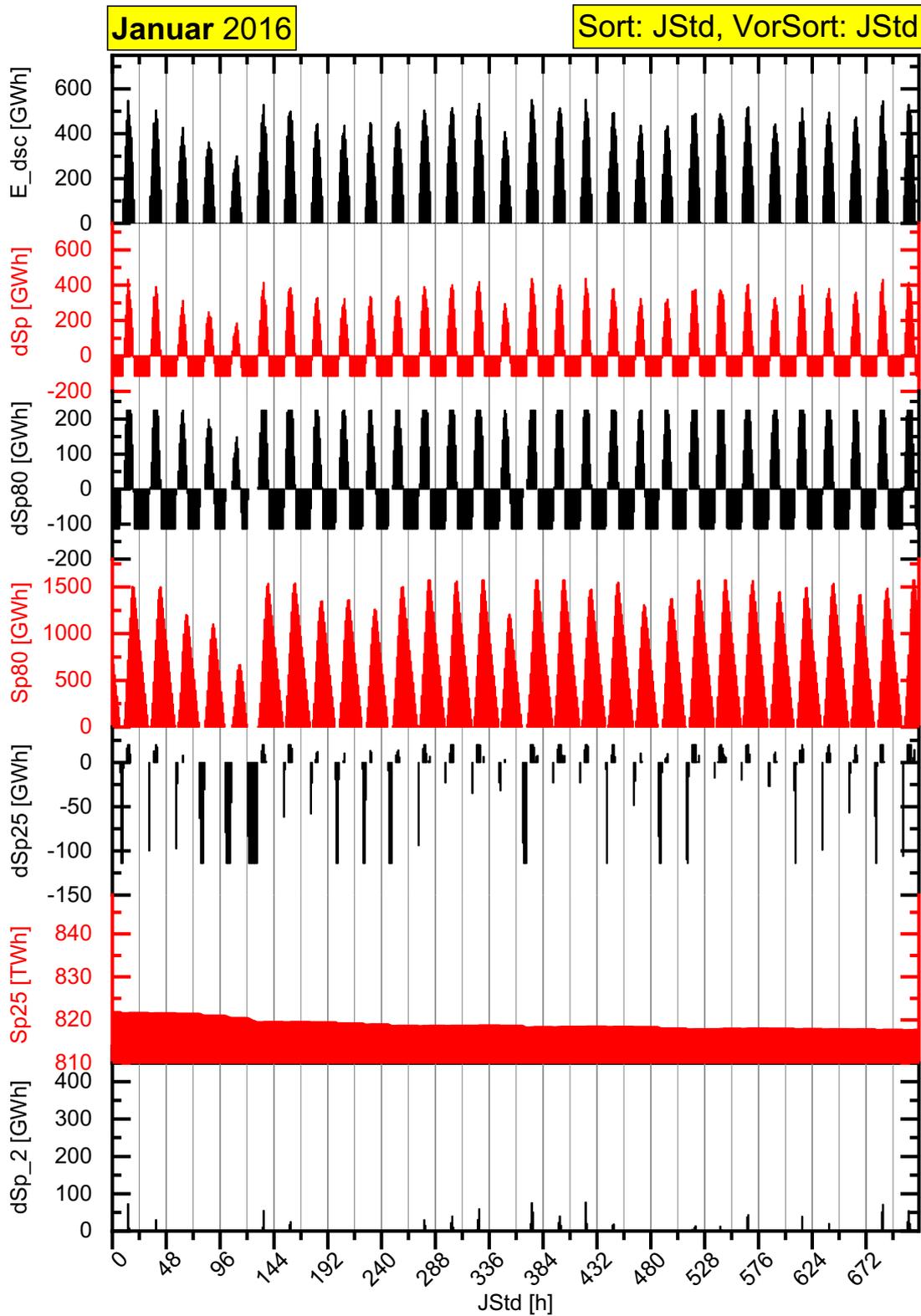


Abbildung 10-37 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Januar.

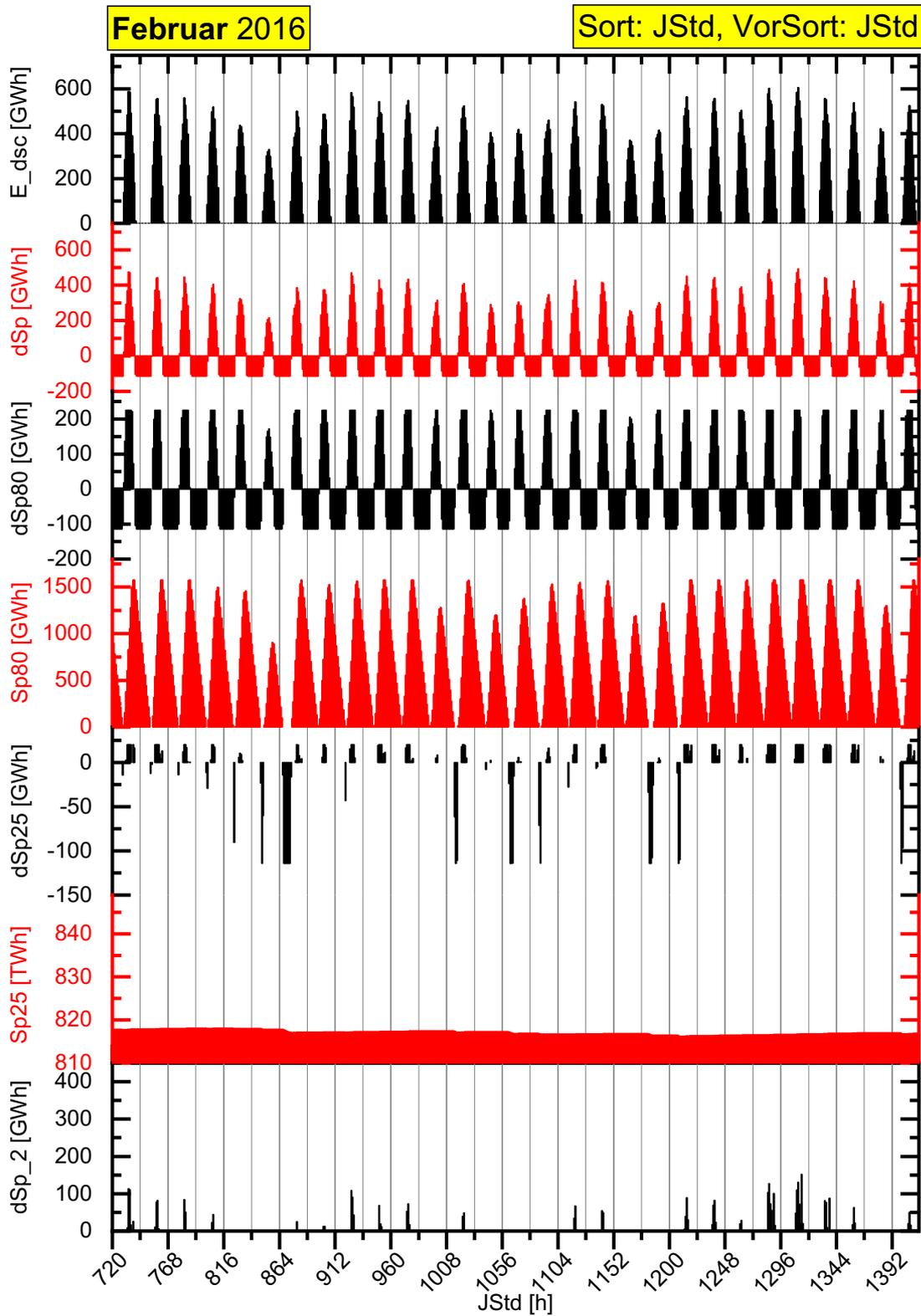


Abbildung 10-38 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Februar.

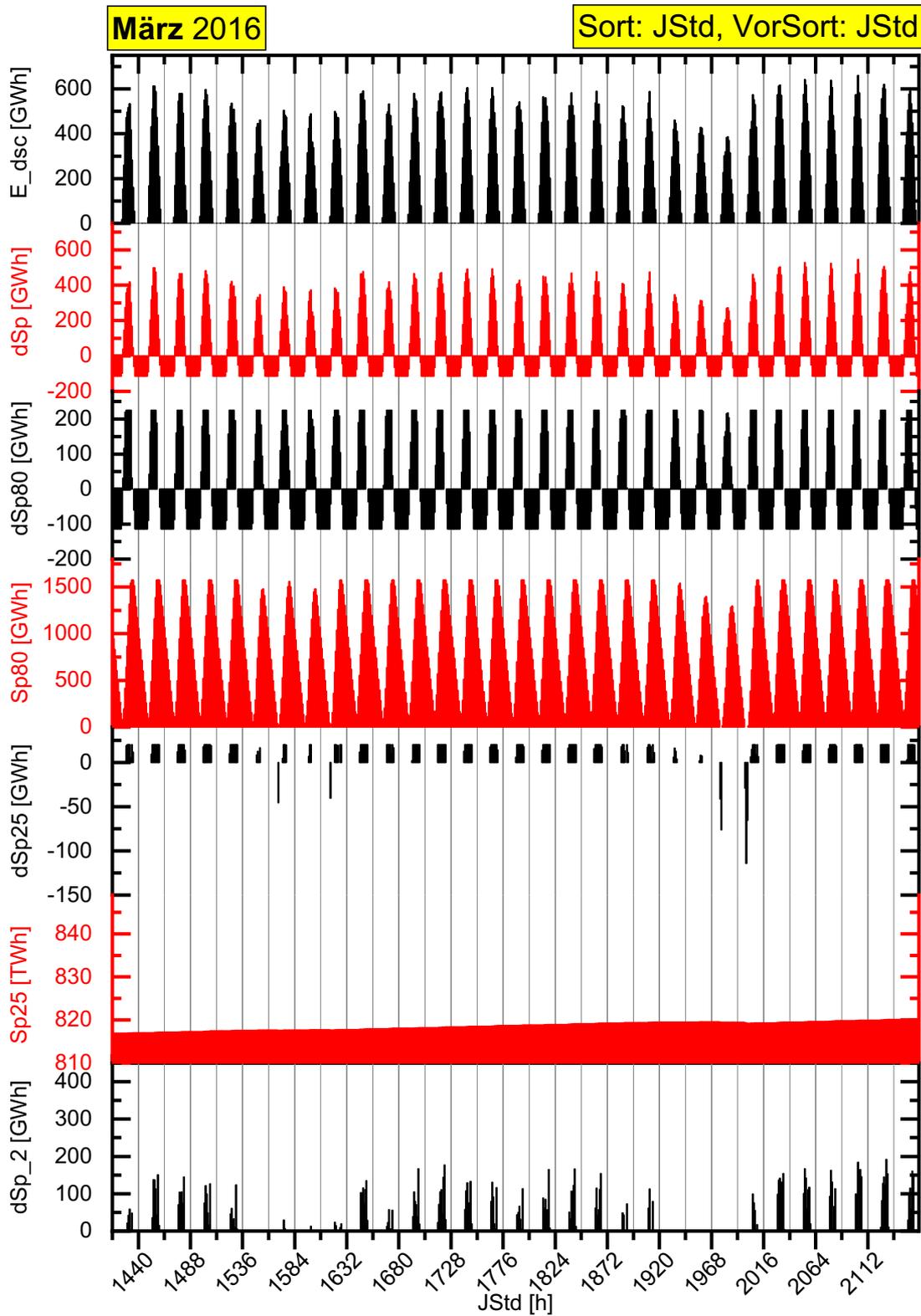


Abbildung 10-39 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den März.

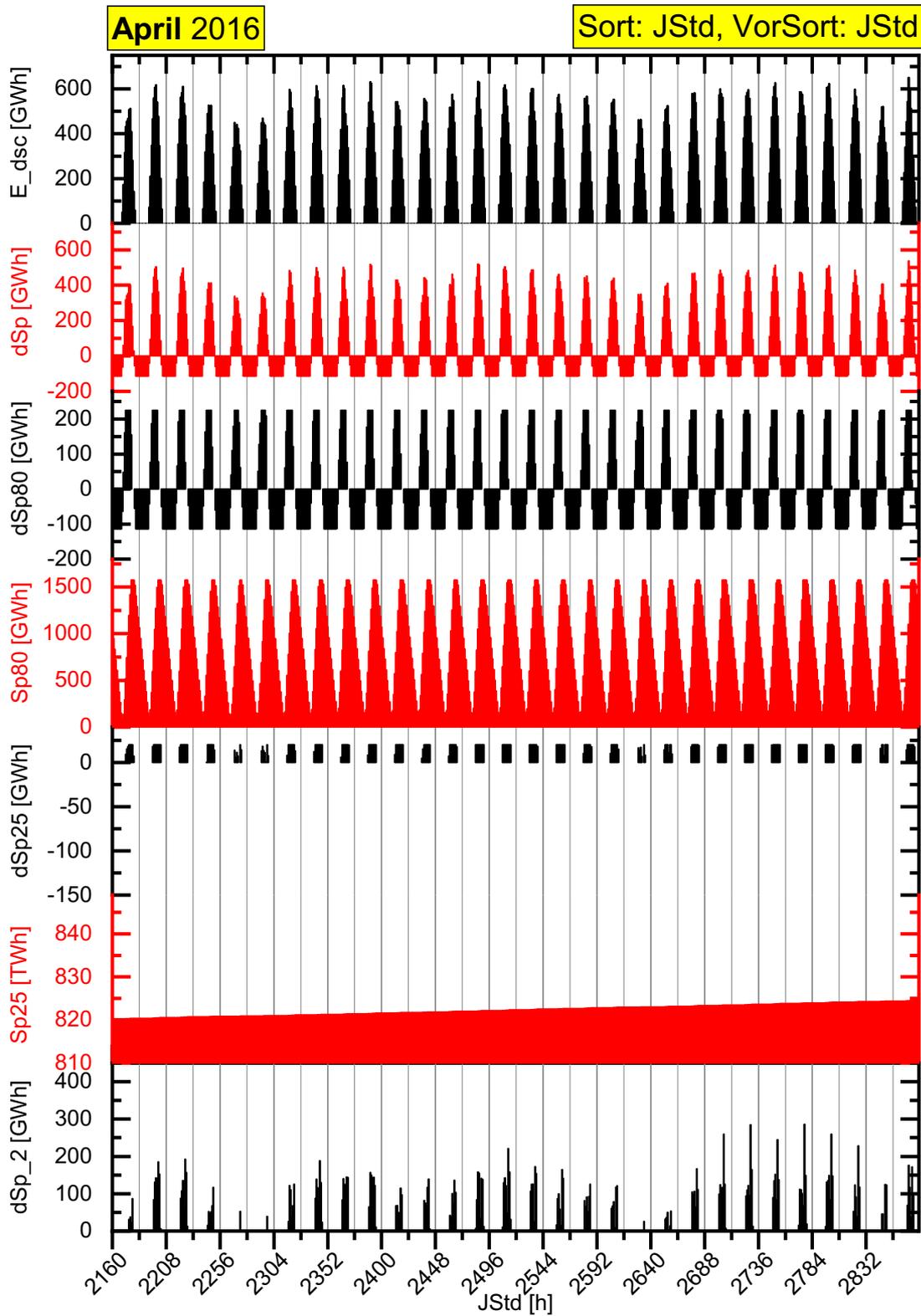


Abbildung 10-40 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den April.

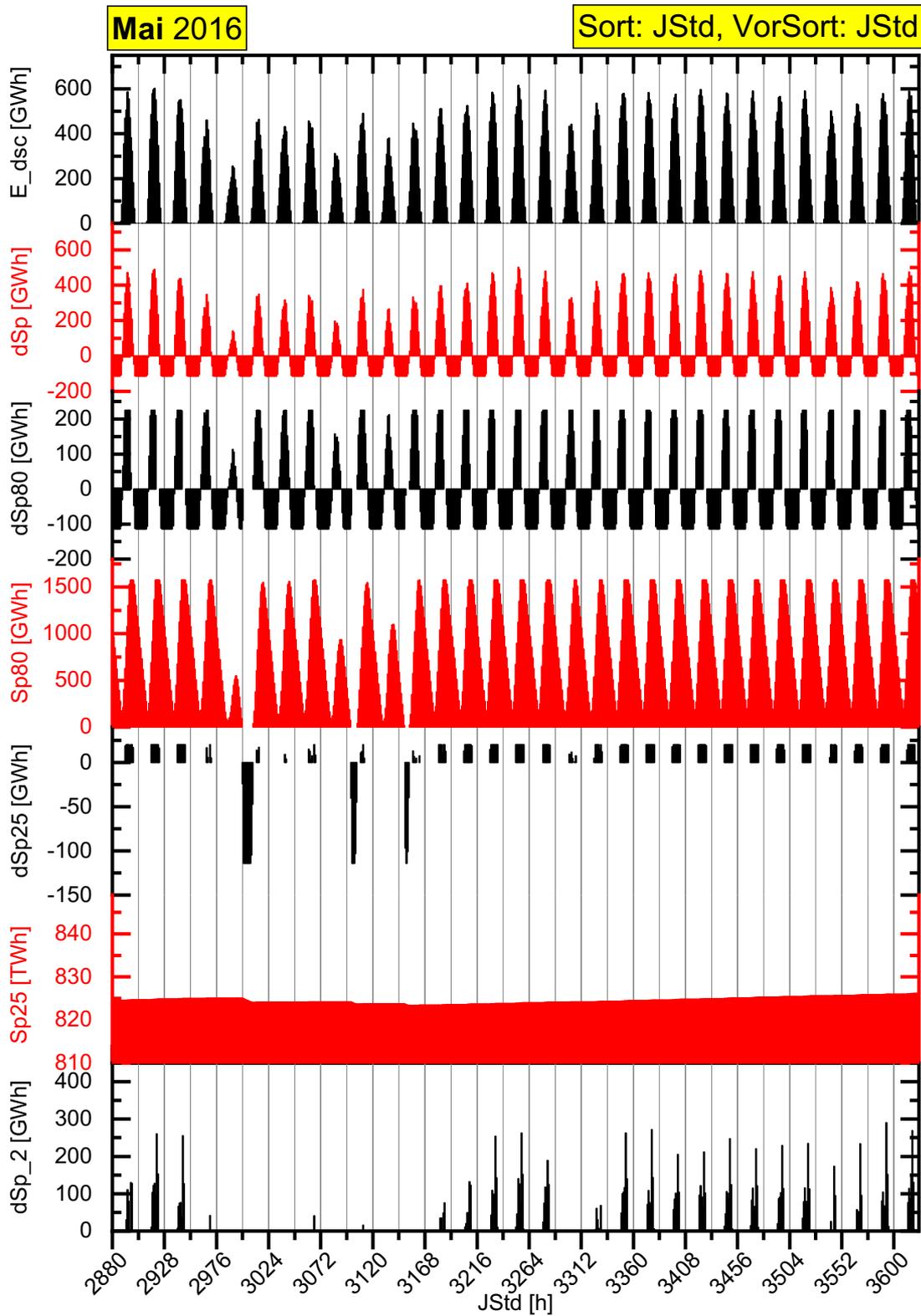


Abbildung 10-41 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Mai.

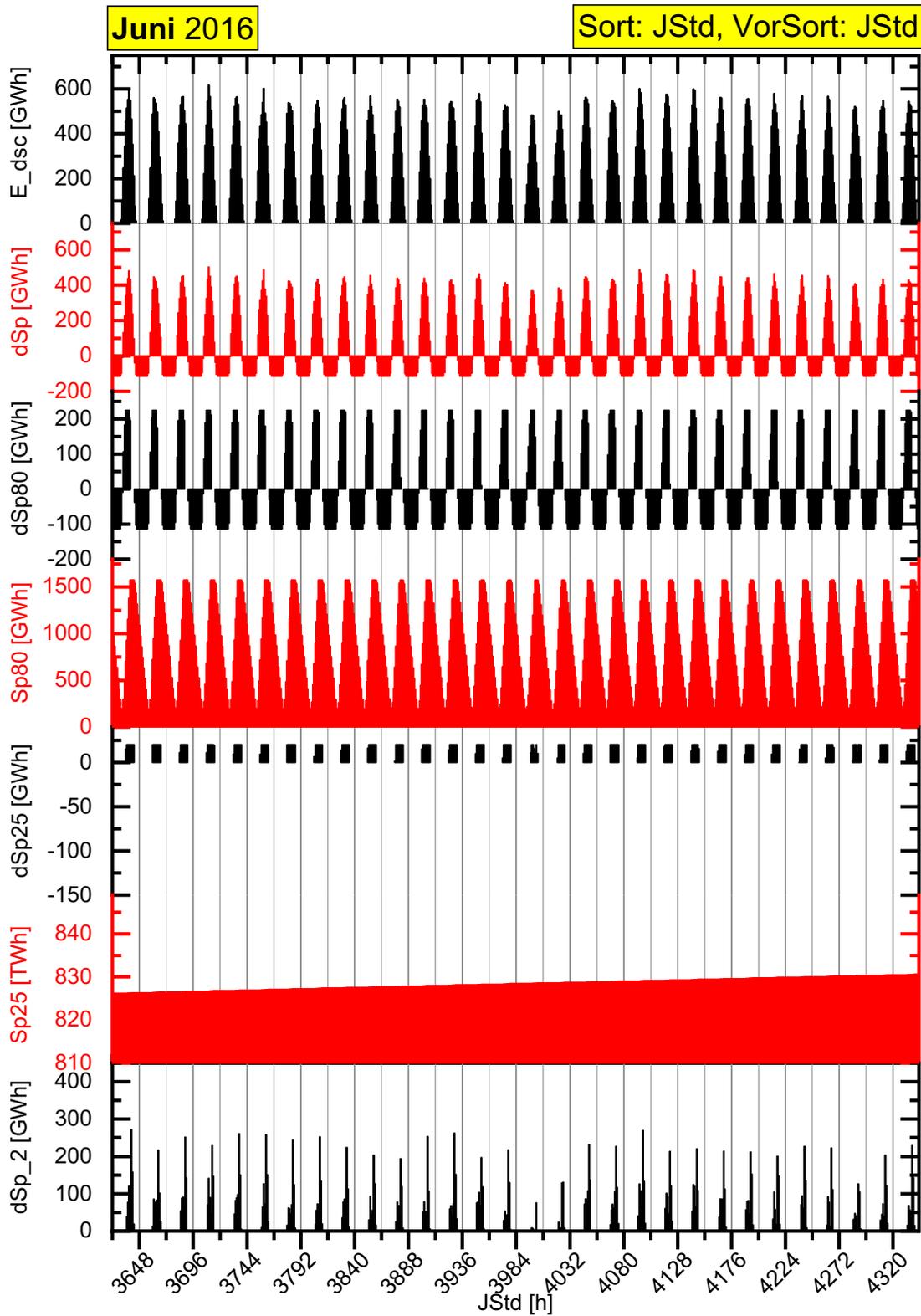


Abbildung 10-42 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Juni.

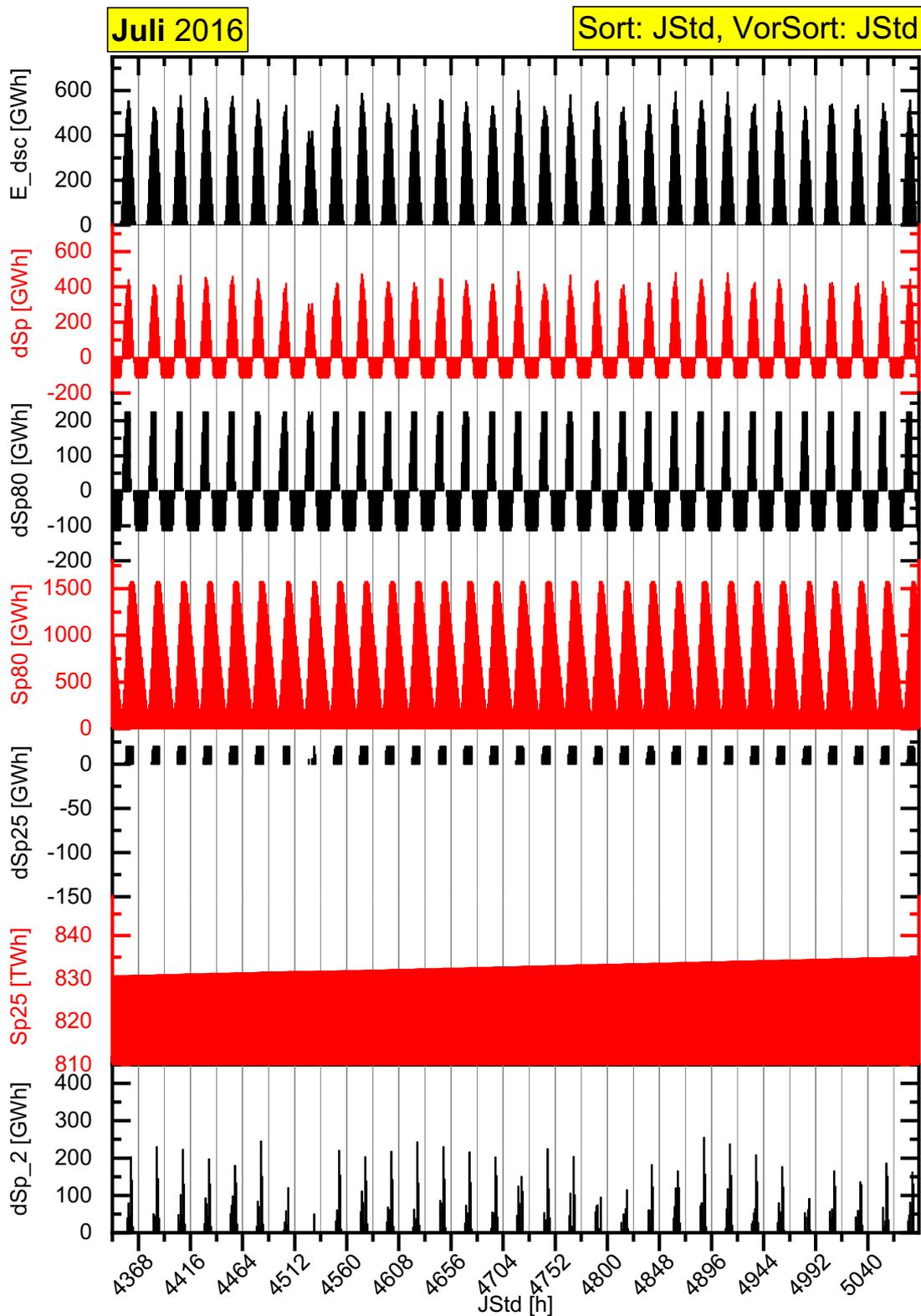


Abbildung 10-43 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Juli.

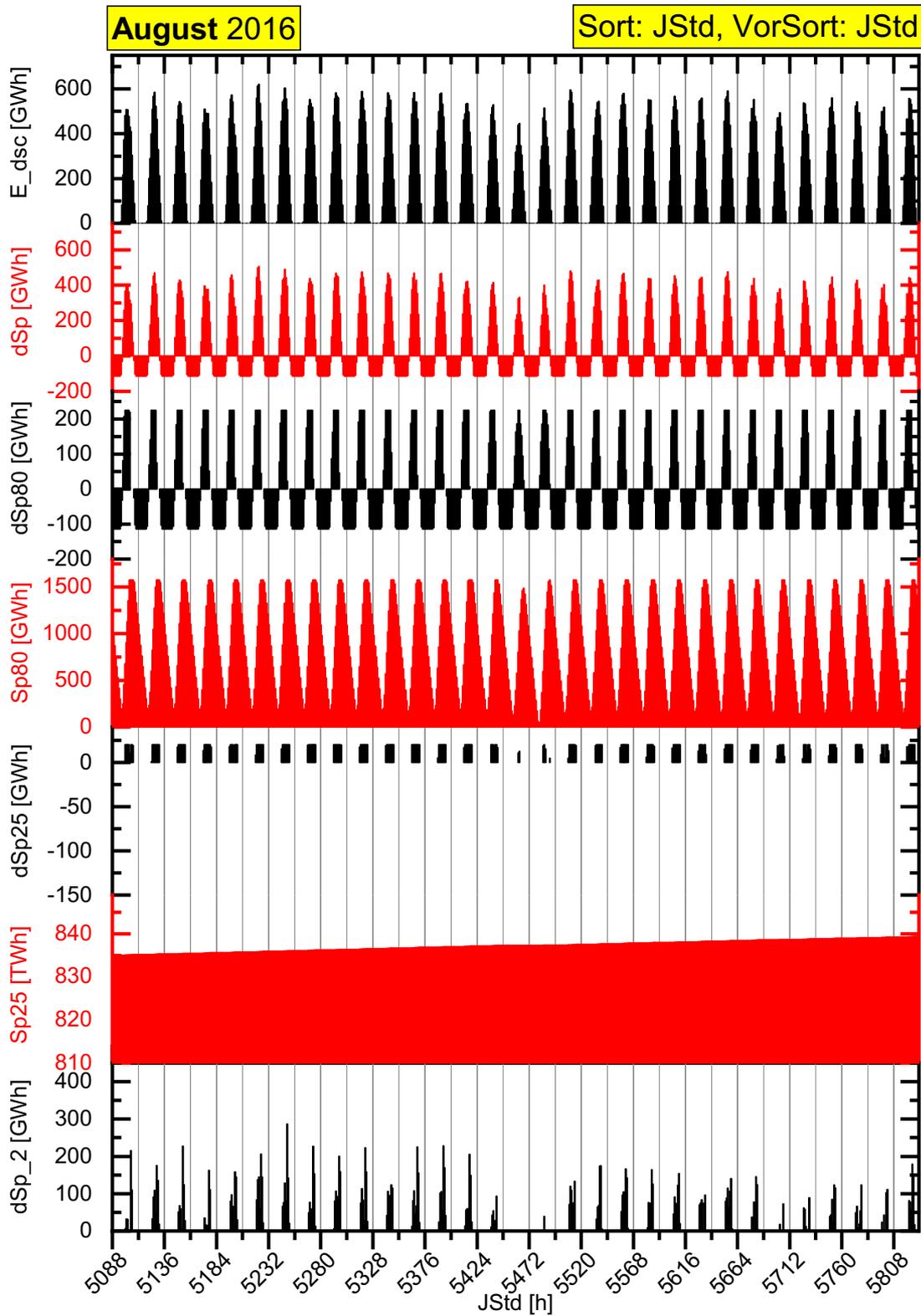


Abbildung 10-44 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den August.

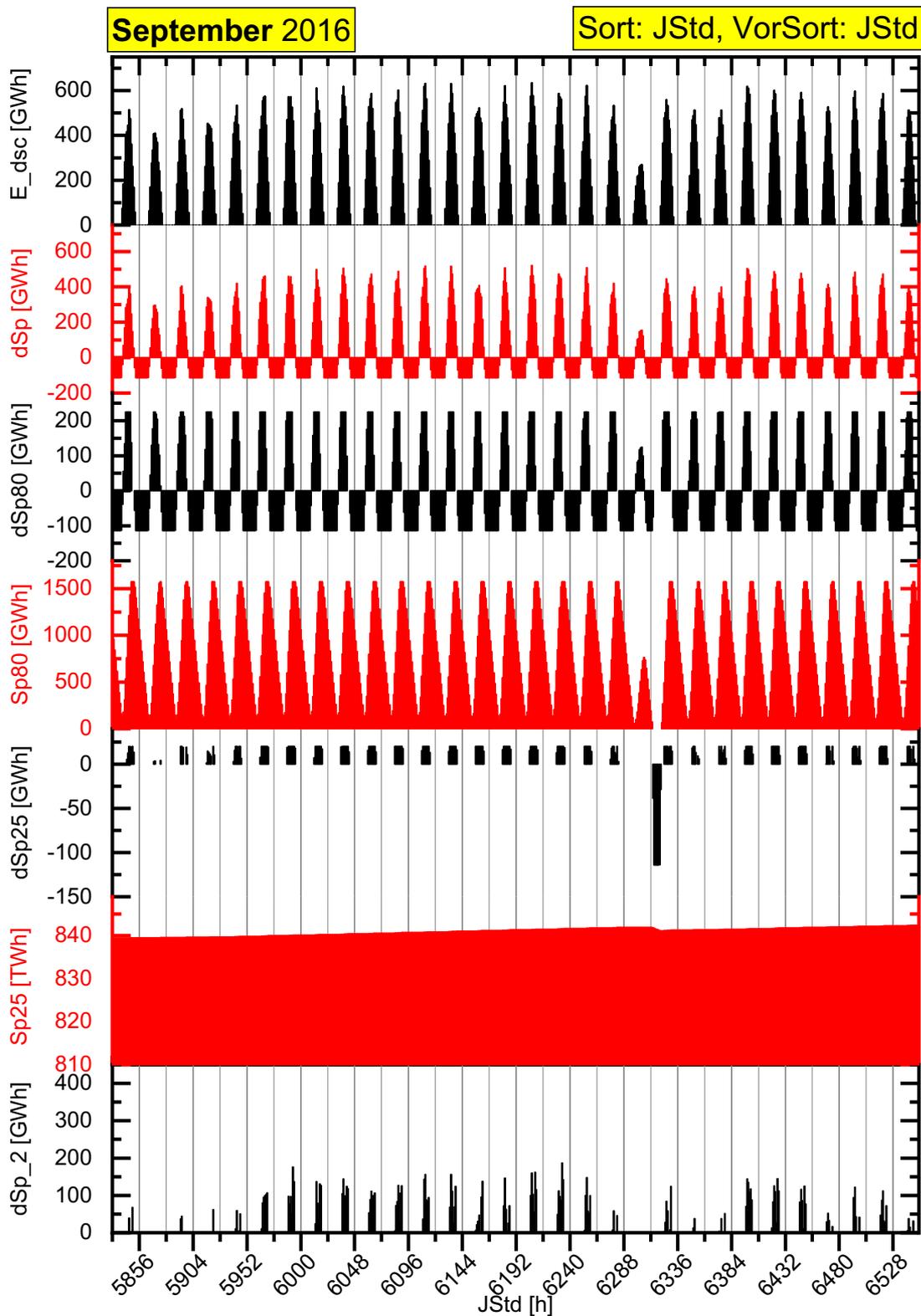


Abbildung 10-45 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den September.

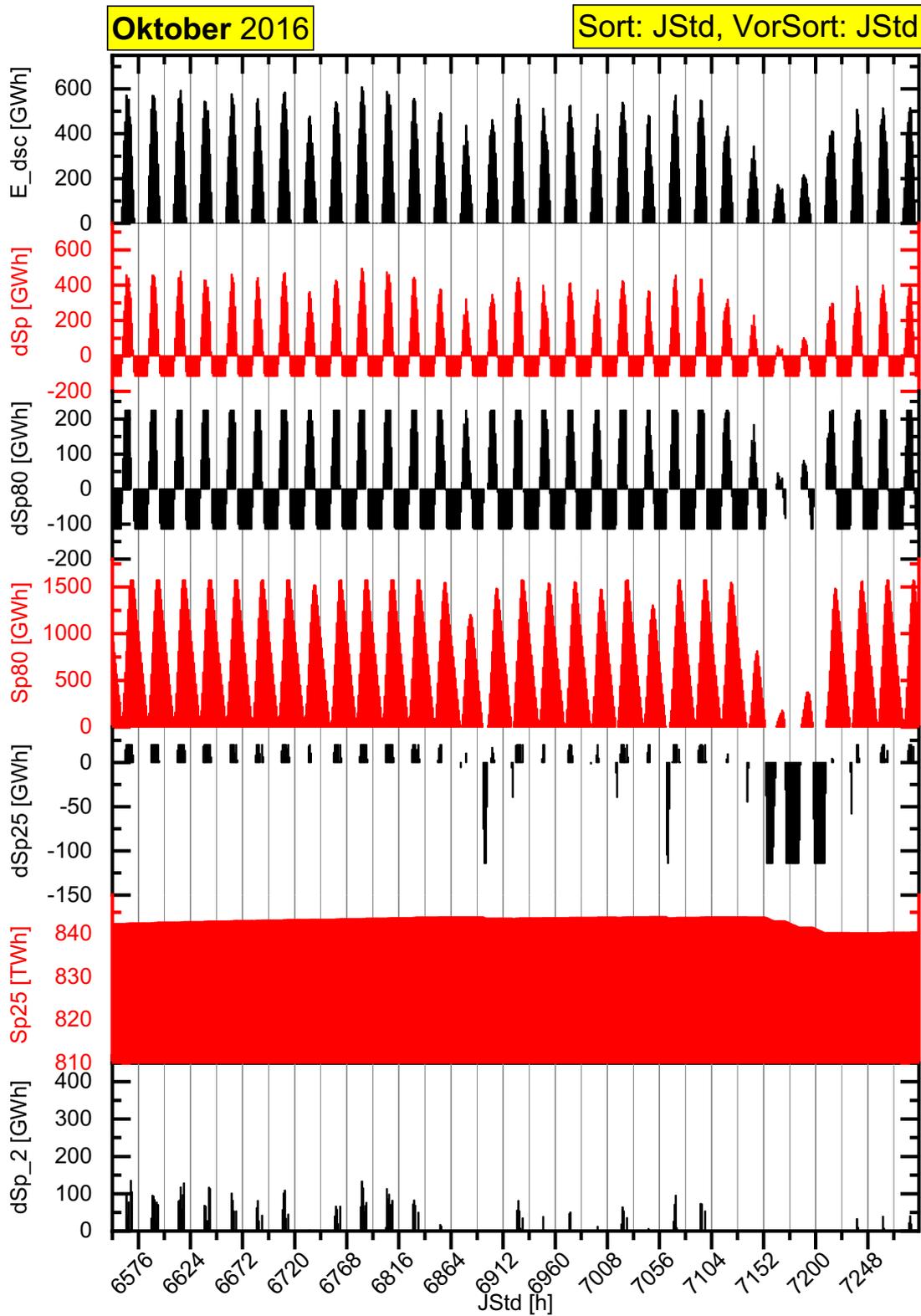


Abbildung 10-46 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Oktober.

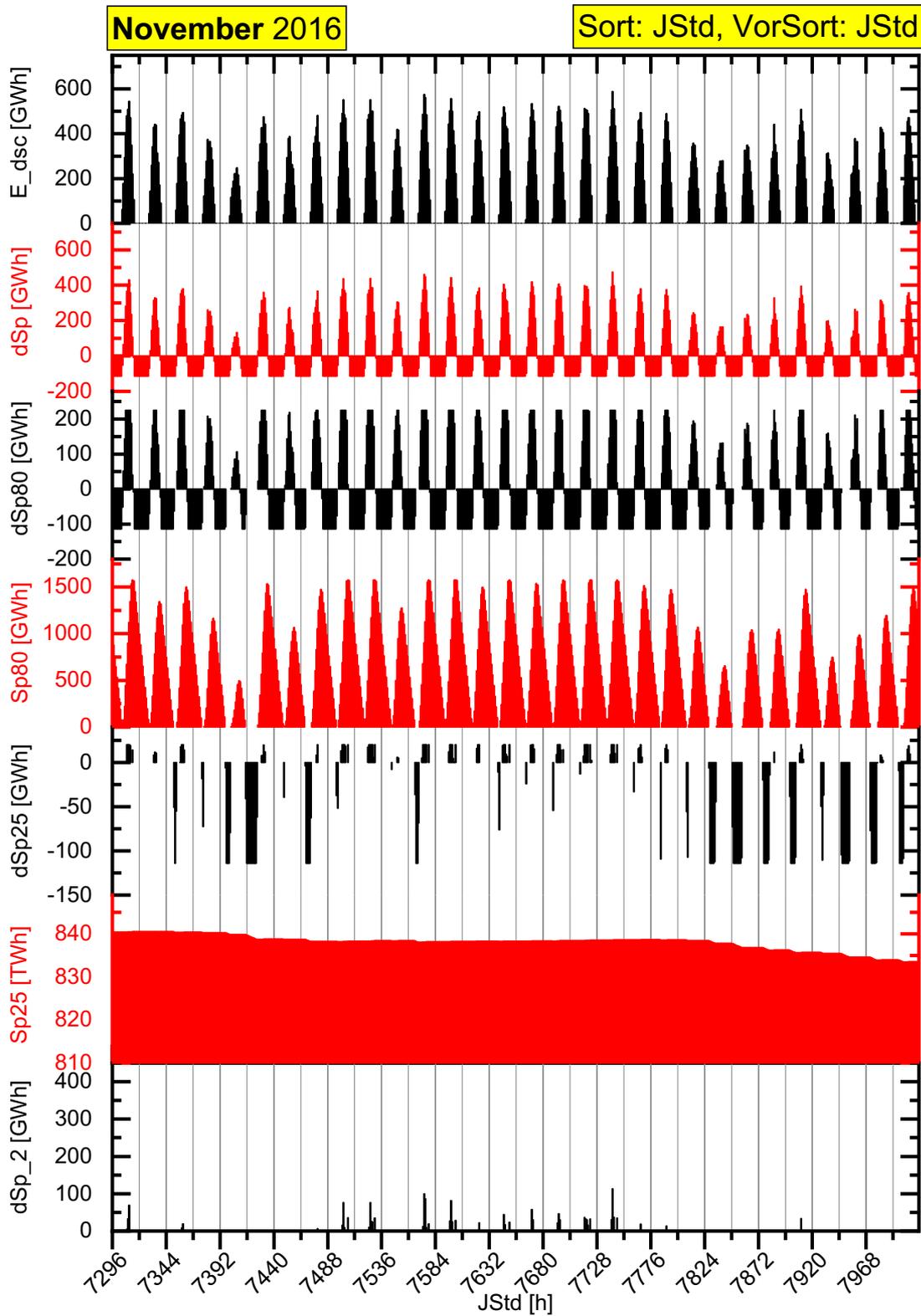


Abbildung 10-47 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den November.

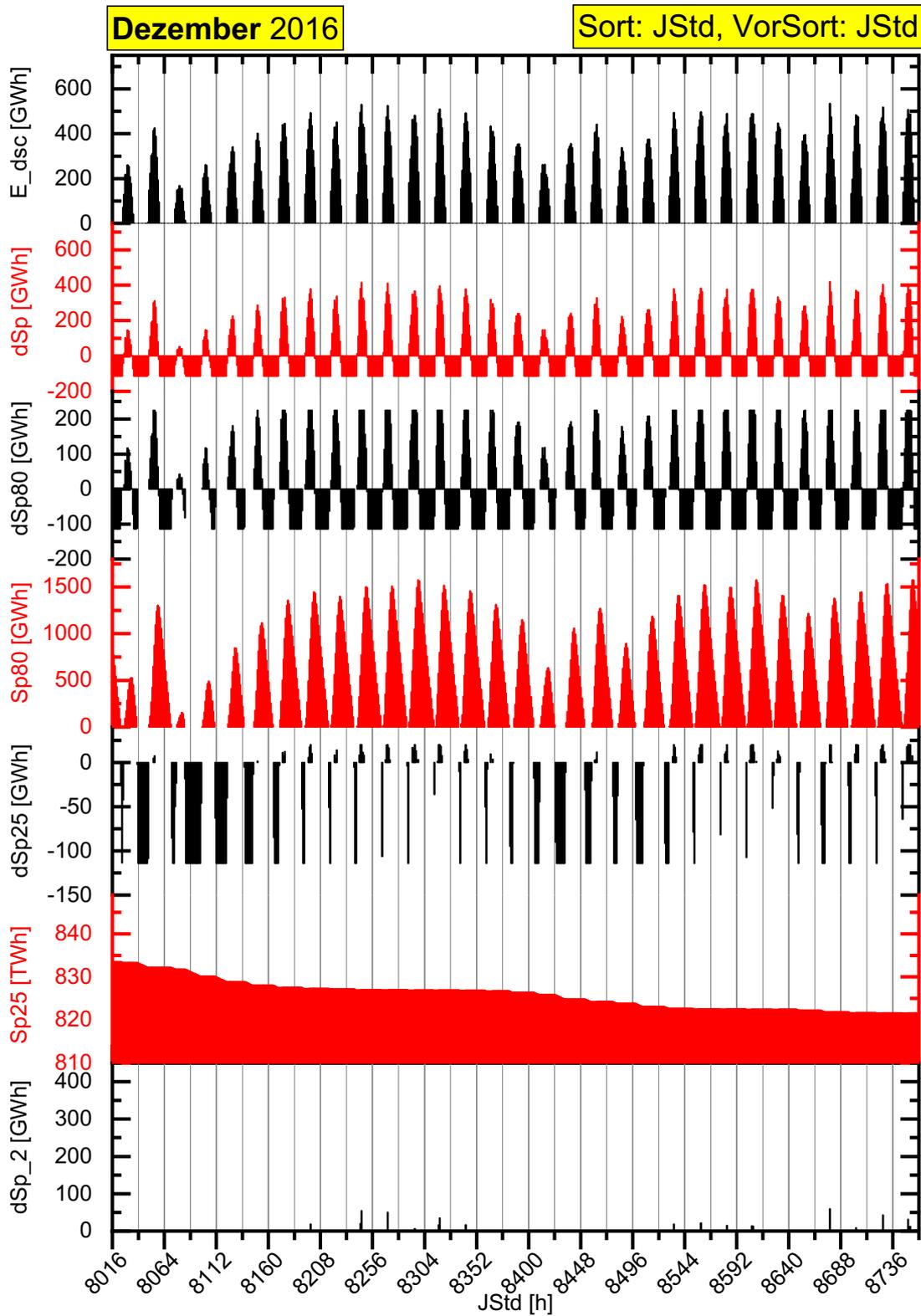


Abbildung 10-48 Auszug von Abbildung 10-30 auf Seite 225 für den Dezember.