

DIPLOMARBEIT

*Untersuchung der Gleichzeitigkeit von Wind- und
Photovoltaikeinspeisungen in Energieversorgungsnetzen*

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
DIPLOM-INGENIEURS

unter der Leitung von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Univ.-Ass. Dipl.-Ing. Dr.techn. Albana Ilo

eingereicht an der

Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Johannes Liedler
Matr.Nr. 0627815
Josefstraße 98/61
3100 St. Pölten

St. Pölten, am 4. August 2014

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Diplomarbeit selbständig angefertigt habe. Die zugrunde liegende Literatur und alle aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Hilfsmittel, sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

St. Pölten, am 4. August 2014

Johannes Liedler

Kurzfassung

Aufgrund der immer größer werdenden Anzahl an dezentralen, erneuerbaren Energieerzeugern werden immer größere Anforderungen an das Energieversorgungsnetz gestellt. Insbesondere Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen werden im Nieder- und Mittelspannungsnetz betrieben und weitere installiert. Die Netze stoßen an die Grenzen der Belastbarkeit und es gilt zu überprüfen, ob weitere Anlagen zu Problemen führen.

In dieser Arbeit wird die Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Wind- und Photovoltaikenergie in einer Region Österreichs untersucht. Hierzu wird eine Messdatenanalyse durchgeführt. Die nur zu geringer Zahl vorhandenen Daten der Photovoltaikeinspeisungen werden mit Globalstrahlungsdaten ergänzt. Bei der Datenanalyse werden zuerst Diagramme erstellt, mit denen die Charakteristik der Einspeiseformen beurteilt werden kann. Anschließend wird die Gleichzeitigkeit mit Streudiagrammen dargestellt und mithilfe einer statistischen Auswertung geprüft.

Außerdem werden die insgesamt aufgetretenen Zeitpunkte ausgewertet, zu denen eine festgelegte Erzeugung beider Energieformen überschritten wird. Eine Fourieranalyse soll Einblick in das periodische Verhalten der Erzeugung geben. Abschließend werden die Ergebnisse diskutiert und aus der Sicht eines Energieversorgungsunternehmens beurteilt.

Abstract

Because of the growing numbers of decentralized and renewable energy producers, more and more requirements have to be fulfilled by the electrical power grid. Especially wind turbines and photovoltaics in the low and medium voltage system are being connected and more are about to come to feed into the grid. The grid is about to reach its limits and it has to be tested whether new stations will cause serious problems in the grid operation.

In this thesis the concurrency of wind and photovoltaic infeed in a specific Austrian region is investigated. Therefore, a data analysis will be performed. The data of the photovoltaic is substituted with global irradiance data. At the beginning diagrams will show the characteristics of the energy sources. Afterwards the concurrency is pictured with scatterplots and then tested with statistic methods for proof.

Furthermore, all the points in time are measured, where both energy sources exceed a certain limit of infeed. A Fourier Analysis shall show the periodic behaviour of the production of the renewables. As a conclusion the results will be discussed and from a grid operator's point of view interpreted.

Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle bei allen Personen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben:

Allen voran gilt ein besonderer Dank Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik, welcher mich von der ersten Minute an für eine Arbeit am Institut motiviert hat und mir fachlich stets sehr gute Ideen geben konnte und in vielen Dingen geholfen hat.

Johannes Hopf danke ich für die Veröffentlichung seines Makros zur Erstellung von Carpetplots.

Meiner Familie und meinen Freunden danke ich, die in vielen Fällen des Studiums Rückhalt und Ablenkung geschenkt haben.

Meinen Studienkollegen, die über die Jahre zu wahren Freunden und Wegbegleitern geworden sind und mit denen ich viele frohe und intensive Gespräche im Computerraum führen durfte.

Der wichtigste Dank gebührt jedoch meinem Vater, der mich in jeder Phase meiner (schulischen) Erziehung und während des Studiums unterstützt hat. Er ist mir zu jeder Zeit mit der ihm typischen kritischen, analysierenden, präzisen und besonnenen Art in allen Fragen zur Seite gestanden. Außerdem hat er stets dafür gesorgt mich anzutreiben um mein Ziel zu erreichen, auch wenn ich manchmal einen, ihm ungewollten, Umweg gegangen bin!

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Grundlagen	3
2.1	Globalstrahlung	3
2.2	Stromerzeugung aus Photovoltaik	4
2.3	Stromerzeugung aus Windenergie	4
2.4	Statistik	5
2.5	Datenquellen	8
2.6	Aufbereitung der Daten	8
2.7	Fourieranalyse	10
3	Methodik	13
3.1	Beispiele von Tagesmessdaten	13
3.2	Mittlerer Tageslastgang	15
3.2.1	Windkraft	15
3.2.2	Photovoltaik/Globalstrahlung	17
3.3	Diagrammdarstellungen	18
3.3.1	Carpetplots (Rasterdiagramme)	18
3.3.2	Scatterplots (Streudiagramme)	20
3.3.3	Balkendiagramme für gleichzeitige Einspeisung	23
4	Auswertung	25
4.1	Korrelation Globalstrahlung und Photovoltaik	25
4.2	Korrelation Globalstrahlung und Windkraft	28
4.2.1	Vergleich der drei Korrelationskoeffizienten	28
4.2.2	Streudiagramme bei Globalstrahlung und Windeinspeisung	31
4.2.3	Reduzierte Datensätze	34
4.3	Verfeinerung der Intervalle zur Korrelationsberechnung	34
4.4	Auftretende Maxima in den verfügbaren Daten	40
4.5	Fourieranalyse der Datenreihen	42
4.6	Diverse Auswertungen	45
5	Diskussion	47
5.1	Globalstrahlung als Ersatz für Photovoltaik	47
5.2	Auswahl eines Korrelationskoeffizienten und Ergebnisse der Korrelationen	48
5.3	Auswirkungen der Intervalllänge	49

5.4	Auftreten der Maxima	50
5.5	Ergebnisse der Fourieranalyse	50
5.6	Diverses	51
6	Zusammenfassung und Ausblick	53
A	Anhang A	55
A.1	Mittlere Tageslastgänge	55
A.2	Carpetplots	58
A.2.1	Globalstrahlung und Photovoltaik	58
A.2.2	Windenergie	69
A.3	Scatterplots	79
A.4	Balkendiagramme	89
A.5	Vergleich der Korrelationskoeffizienten	91
A.6	Verteilung der Tageskorrelationskoeffizienten	94
A.7	Diagramme der Fourieranalyse	96
B	Anhang B	103
	Literaturverzeichnis	107

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1	Beispiele für Korrelationen	6
Abbildung 2.2	Korrelationsmatrix nach Pearson	7
Abbildung 2.3	Interpolation bei der Datenrekonstruktion	10
Abbildung 3.1	Vergleich verschiedener Einstrahlungswerte der Globalstrahlung	13
Abbildung 3.2	Vergleich verschiedener Erzeugungsleistungen einer Windenergieanlage	14
Abbildung 3.3	Mittlere Windeinspeisung an der Station 1	15
Abbildung 3.4	Mittlere Windeinspeisung an der Station 4	16
Abbildung 3.5	Mittlere Windeinspeisung an der Station 13	16
Abbildung 3.6	Vergleich verschiedener Photovoltaikanlagen	17
Abbildung 3.7	Carpetplot der Globalstrahlung in Station 1 für 2013	18
Abbildung 3.8	Carpetplot der Photovoltaikeinspeisung in Station 1 für 2013	19
Abbildung 3.9	Carpetplot der Windeinspeisung in Station 1 für 2013	19
Abbildung 3.10	Streudiagramme zwischen Globalstrahlung und Photovoltaik	20
Abbildung 3.11	Kombiniertes Streudiagramm Globalstrahlung und PV	21
Abbildung 3.12	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind	22
Abbildung 3.13	Streudiagramm Photovoltaik-Wind	22
Abbildung 3.14	Balkendiagramm für das Auftreten von hohen Messwerten in Station 1	23
Abbildung 3.15	Balkendiagramm für gleichzeitiges Auftreten hoher Messwerte in Station 1	24
Abbildung 4.1	Carpetplot der Globalstrahlung, Station 2 (2013)	26
Abbildung 4.2	Carpetplot der Photovoltaikeinspeisung, Station 2 (2013)	26
Abbildung 4.3	Streudiagramm zwischen Globalstrahlung und Photovoltaik, Messstation 2	27
Abbildung 4.4	Vergleich der Korrelationskoeffizienten in Station 1	29
Abbildung 4.5	Vergleich der Korrelationskoeffizienten in Station 13	30
Abbildung 4.6	Betrachtung des PEARSON Korrelationskoeff. für alle Stationen	30
Abbildung 4.7	Streudiagramm Globalstrahlung Wind, Station 1 (2013)	31
Abbildung 4.8	Streudiagramm Globalstrahlung Wind, Station 1 (2012)	32
Abbildung 4.9	Streudiagramme GS und Wind der Station 1 (2009, 2011)	33

Abbildung 4.10	SD zwischen Globalstr. und Windeinspeisung Station 3 (2009)	33
Abbildung 4.11	Betrachtung des PEARSON Korrelationskoeff. für alle Stationen (Tagesmessreihen)	34
Abbildung 4.12	Darstellung der Korrelationskoeffizienten, Quartalsintervall	36
Abbildung 4.13	Darstellung der Korrelationskoeffizienten, kontinuierliches Quartalsintervall	37
Abbildung 4.14	Darstellung der Korrelationskoeffizienten, Monatsintervall	37
Abbildung 4.15	Darstellung der Korrelationskoeffizienten, Wochenintervall	38
Abbildung 4.16	Histogramm der Korrelationskoeffizientenverteilung Station 1	39
Abbildung 4.17	Balkendiagramm der Einspeisegrößen in Station 4	40
Abbildung 4.18	Balkendiagramm der Einspeisegrößen in Station 10	41
Abbildung 4.19	Balkendiagramm der gleichzeitigen Einspeisung aller Stationen	41
Abbildung 4.20	Spektrum der Globalstrahlungsmessreihen, Station 1	42
Abbildung 4.21	Spektrum der Windeinspeisung, Station 1	43
Abbildung 4.22	Spektrum der Windeinspeisung, Station 10	43
Abbildung 4.23	Zeigerdiagramm der Phasenlagen der 24 Stunden Schwingungsanteile, Station 1	44
Abbildung 4.24	Zeigerdiagramm der Phasenlagen der 1 Jahres Schwingungsanteile, Station 1	44
Abbildung 4.25	Streudiagramm der Messreihensummen (2009-2013)	45
Abbildung 5.1	Häufigkeitsverteilung der Globalstrahlungsmesswerte	51
Abbildung 5.2	Streudiagramm der Messreihensummen (2009-2013)	52
Abbildung A.1	Mittlere Tageslastgänge Station 3 und Station 5	55
Abbildung A.2	Mittlere Tageslastgänge Station 6 und Station 7	56
Abbildung A.3	Mittlere Tageslastgänge Station 9 und Station 10	56
Abbildung A.4	Mittlerer Tageslastgang Station 11	57
Abbildung A.5	Carpetplots GS Station 1 (2009, 2010)	58
Abbildung A.6	Carpetplots GS Station 1 (2011, 2012)	58
Abbildung A.7	Carpetplots GS Station 2 (2009, 2010)	59
Abbildung A.8	Carpetplots GS Station 2 (2011, 2012)	59
Abbildung A.9	Carpetplots GS Station 3 (2009, 2010)	60
Abbildung A.10	Carpetplots GS Station 3 (2011, 2012)	60
Abbildung A.11	Globalstrahlung, Station 3 (2013)	60
Abbildung A.12	Carpetplots GS Station 4 (2009, 2010)	61
Abbildung A.13	Carpetplots GS Station 4 (2011, 2012)	61
Abbildung A.14	Globalstrahlung, Station 4 (2013)	61
Abbildung A.15	Carpetplots GS Station 8 (2009, 2010)	62
Abbildung A.16	Carpetplots GS Station 8 (2011, 2012)	62
Abbildung A.17	Globalstrahlung, Station 8 (2013)	62

Abbildung A.18	Carpetplots PV Station 8 (2013)	63
Abbildung A.19	Carpetplots GS Station 9 (2009, 2010)	64
Abbildung A.20	Carpetplots GS Station 9 (2011, 2012)	64
Abbildung A.21	Globalstrahlung, Station 9 (2013)	64
Abbildung A.22	Carpetplots GS Station 10 (2009, 2010)	65
Abbildung A.23	Carpetplots GS Station 10 (2011, 2012)	65
Abbildung A.24	Globalstrahlung, Station 10 (2013)	65
Abbildung A.25	Carpetplots GS Station 11 (2009, 2010)	66
Abbildung A.26	Carpetplots GS Station 11 (2011, 2012)	66
Abbildung A.27	Globalstrahlung, Station 11 (2013)	66
Abbildung A.28	Carpetplots GS Station 12 (2009, 2010)	67
Abbildung A.29	Carpetplots GS Station 12 (2011, 2012)	67
Abbildung A.30	Carpetplots GS (2013), PV (2013) Station 12	67
Abbildung A.31	Carpetplots GS Station 13 (2009, 2010)	68
Abbildung A.32	Carpetplots GS Station 13 (2011, 2012)	68
Abbildung A.33	Globalstrahlung, Station 13 (2013)	68
Abbildung A.34	Carpetplots Wind Station 1 (2009, 2010)	69
Abbildung A.35	Carpetplots Wind Station 1 (2011, 2012)	69
Abbildung A.36	Carpetplots Wind Station 3 (2009, 2010)	70
Abbildung A.37	Carpetplots Wind Station 3 (2011, 2012)	70
Abbildung A.38	Windeinspeisung, Station 3 (2013)	70
Abbildung A.39	Carpetplots Wind Station 4 (2009, 2010)	71
Abbildung A.40	Carpetplots Wind Station 4 (2011, 2012)	71
Abbildung A.41	Windeinspeisung, Station 4 (2013)	71
Abbildung A.42	Carpetplots Wind Station 5 (2009, 2010)	72
Abbildung A.43	Carpetplots Wind Station 5 (2011, 2012)	72
Abbildung A.44	Windeinspeisung, Station 5 (2013)	72
Abbildung A.45	Carpetplots Wind Station 6 (2009, 2010)	73
Abbildung A.46	Carpetplots Wind Station 6 (2011, 2012)	73
Abbildung A.47	Windeinspeisung, Station 6 (2013)	73
Abbildung A.48	Carpetplots Wind Station 7 (2009, 2010)	74
Abbildung A.49	Carpetplots Wind Station 7 (2011, 2012)	74
Abbildung A.50	Windeinspeisung, Station 7 (2013)	74
Abbildung A.51	Carpetplots Wind Station 9 (2009, 2010)	75
Abbildung A.52	Carpetplots Wind Station 9 (2011, 2012)	75
Abbildung A.53	Windeinspeisung, Station 9 (2013)	75
Abbildung A.54	Carpetplots Wind Station 10 (2009, 2010)	76
Abbildung A.55	Carpetplots Wind Station 10 (2011, 2012)	76
Abbildung A.56	Windeinspeisung, Station 10 (2013)	76
Abbildung A.57	Carpetplots Wind Station 11 (2009, 2010)	77
Abbildung A.58	Carpetplots Wind Station 11 (2011, 2012)	77
Abbildung A.59	Windeinspeisung, Station 11 (2013)	77
Abbildung A.60	Carpetplots Wind Station 13 (2009, 2010)	78
Abbildung A.61	Carpetplots Wind Station 13 (2011, 2012)	78

Abbildung A.62	Windeinspeisung, Station 13 (2013)	78
Abbildung A.63	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 1 (2010)	79
Abbildung A.64	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 3 (2010, 2011)	79
Abbildung A.65	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 3 (2012, 2013)	80
Abbildung A.66	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 4 (2009, 2010)	80
Abbildung A.67	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 4 (2011, 2012)	81
Abbildung A.68	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 4 (2013)	81
Abbildung A.69	Streudiagramme Globalstrahlung-Photovoltaik, Station 8 (2013)	82
Abbildung A.70	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 9 (2009, 2010)	82
Abbildung A.71	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 9 (2011, 2012)	83
Abbildung A.72	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 9 (2013)	83
Abbildung A.73	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 10 (2009, 2010)	84
Abbildung A.74	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 10 (2011, 2012)	84
Abbildung A.75	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 10 (2013)	85
Abbildung A.76	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 11 (2009, 2010)	85
Abbildung A.77	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 11 (2011, 2012)	86
Abbildung A.78	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 11 (2013)	86
Abbildung A.79	Streudiagramm Globalstrahlung-Photovoltaik, Station 12 (2013)	87
Abbildung A.80	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 13 (2009, 2010)	87
Abbildung A.81	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 13 (2011, 2012)	88
Abbildung A.82	Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 13 (2013)	88
Abbildung A.83	Häufigkeit Wind und Globalstrahlung, Station 3	89
Abbildung A.84	Häufigkeit Wind und Globalstrahlung gemeinsam, Stati- on 4	89
Abbildung A.85	Häufigkeit Wind und Globalstrahlung, Station 9	90
Abbildung A.86	Häufigkeit Wind und Globalstrahlung gemeinsam, Stati- on 10	90
Abbildung A.87	Häufigkeit Wind und Globalstrahlung, Station 11	91
Abbildung A.88	Häufigkeit Wind und Globalstrahlung, Station 13	91
Abbildung A.89	Vergleich der Stationen, KK nach KENDALL	92

Abbildung A.90	Vergleich der Stationen, KK nach SPEARMAN	92
Abbildung A.91	Vergleich der drei KK für Station 3 und 4	93
Abbildung A.92	Vergleich der drei KK für Station 9 und 10	93
Abbildung A.93	Vergleich der drei KK für Station 11 und 13	94
Abbildung A.94	Histogramme der Korrelationskoeffizienten, Station 3 und 4	94
Abbildung A.95	Histogramme der Korrelationskoeffizienten, Station 9 und 10	95
Abbildung A.96	Histogramm der Korrelationskoeffizienten, Station 11 . .	95
Abbildung A.97	Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 3	96
Abbildung A.98	Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 3	96
Abbildung A.99	Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 4	97
Abbildung A.100	Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 4	97
Abbildung A.101	Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 9	98
Abbildung A.102	Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 9	98
Abbildung A.103	Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 10	99
Abbildung A.104	Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 11	99
Abbildung A.105	Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 11	100
Abbildung A.106	Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 13	100
Abbildung A.107	Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 13	101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1	Stationen der Messwerte	9
Tabelle 4.1	Korrelationskoeff. zw. Globalstrahlungs- und PV Messreihen	25
Tabelle 4.2	KK. zw. Globalstrahlungs- und PV-Tagesmessreihen	27
Tabelle 4.3	Pearson Korrelationskoeffizient der Jahres und 5-Jahres Messreihen	28
Tabelle 4.4	Kendall Korrelationskoeffizient der Jahres und 5-Jahres Messreihen	28
Tabelle 4.5	Spearman Korrelationskoeffizient der Jahres und 5-Jahres Messreihen	29
Tabelle 4.6	Pearson Korrelationskoeff. der Jahres und 5-Jahres Tagesmessr.	35
Tabelle 4.7	Kendall Korrelationskoeff. der Jahres und 5-Jahres Tagesmessr.	35
Tabelle 4.8	Spearman Korrelationskoeff. der Jahres und 5-Jahresmessr.	35
Tabelle 4.9	Statistische Beschreibung der Korrelationskoeffizientenverteilung	38
Tabelle 4.10	Mittelwerte der Globalstrahlung	46
Tabelle 4.11	Mittelwerte der Tagesmessreihen der Globalstrahlung	46

Abkürzungsverzeichnis

EVU	Energieversorgungsunternehmen
GS	Globalstrahlung
GSX	Globalstrahlungswerte
KK	Korrelationskoeffizient
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlagen
STC	Standard Test Conditions
WEA	Windenergieanlagen
ZAMG	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

1. Einleitung

Erneuerbare Energien erleben in den letzten Jahren einen großen Aufschwung. Der Klimawandel, steigende Rohstoffpreise und die Suche nach Alternativen zur Stromerzeugung in Kernkraftwerken führt in vielen Ländern derzeit zur “Energiewende“. Besonders Photovoltaik und Windenergie werden im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien gefördert. Bei diesen Technologien gilt der Rohstoff (Sonne bzw. Wind) als uneingeschränkt verfügbar und die Energieerzeugung als kohlendioxidarm (Herstellung der Anlagen).

Jedoch gibt es auch bei der Verfügbarkeit von Sonne und Wind Einschränkungen, die naheliegend sind. Die Nutzung der Photovoltaik ist nur tagsüber möglich und Flauten bringen kein Windrad in Bewegung. Die Prognosen von Sonnen- und Winddargeboten ist nur mithilfe komplizierter Verfahren möglich, die keine hundertprozentige Sicherheit der Vorhersage ermöglichen. [1] Je weiter die Vorhersage in der Zukunft liegt, desto unsicherer ist diese. Dieser Umstand zählt zu den Herausforderungen für die Kraftwerksbetreiber. Eventuelle Ausfälle und Prognoseunsicherheiten, sowie vor allem schwankende Einspeisungen der Erneuerbaren Energieerzeuger müssen durch konventionelle Kraftwerke, variable Lasten (Demand Side Management) oder Energiespeicher gedeckt werden.

Durch die Einspeisung Erneuerbarer Energien kommt es immer häufiger zu dem Fall, dass die Erzeugung in einem Verteilnetz den Verbrauch übersteigt. Die Richtung des Leistungsflusses, welche historisch gesehen unidirektional war, wird bidirektional. Es kommt auch vermehrt zur Rückspeisung in höhere Netzebenen. Hierbei kommt es zu einer hohen Belastung der Betriebsmittel wie den Ortsnetztransformatoren. [2] Probleme mit dezentraler Energieerzeugung treten in den Niederspannungsnetzen bei hoher Dichte dezentraler Erzeuger auf. Hier gibt es hauptsächlich Probleme der Spannungshaltung. Vor allem an sonnenreichen Tagen, an denen Rückspeisung durch Photovoltaik (PV) auftritt, entstehen bei Netzausläufern (lange Anschlussleitung) mit hoher Anlagendichte Spannungsanhebungen über die Toleranzgrenzen. [3]

In dieser Arbeit gilt es nun zunächst das gleichzeitige Auftreten von Einspeiseleistungen, erzeugt durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen, zu untersuchen. Es soll untersucht werden, ob das Auftreten der einen Energieform einen möglichen Einfluss auf die andere hat. Weiters sollen die gleichzeitig auftretenden Leistungsspitzen betrachtet werden. Diese sind ausschlaggebend für die Dimensionierung der elektrischen Energienetze. Die Gleichzeitigkeit kann aus zwei verschiedenen Sichtweisen betrachtet werden. Einerseits als ähnliche Verläufe der beschreibenden Größen und andererseits als das gleichzeitige Auftreten von Maxima. Beide Sichtweisen können interessante Ergebnisse für Energieversorgungsunternehmen (EVU) bieten.

1. Einleitung

Für die Analyse werden Messreihen herangezogen, die im selben Zeitraum aufgenommen wurden. Nur so kann eine Aussage über die Gleichzeitigkeit getätigt werden. Da für die betrachtete Region vor allem Daten der Windeinspeisung von 2009 bis 2013 und zur Photovoltaikeinspeisung nur Daten von 2013 vorliegen, ist es notwendig die Messreihen um die Globalstrahlungsdaten zu ergänzen. Dabei wurde bei der Auswahl der Messstationen der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik ([ZAMG](#)) auf die örtliche Nähe zu den Windenergieanlagen ([WEA](#)) geachtet. Die Einspeiseorte und Orte der Messstationen sollen möglichst nahe zueinander sein. Details über die Verarbeitung der Daten vor der Auswertung sind in [Abschnitt 2.6](#) zu finden.

Die Arbeit gliedert sich, nach dieser Einleitung, in fünf Kapitel.

[Kapitel 2](#) beschreibt die theoretischen Grundlagen der Globalstrahlung, der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie, sowie die Grundlagen der angewandten statistischen Methoden. Außerdem werden die Datenquellen, die Aufbereitung der Rohdaten und die Grundlage zur Fourieranalyse angeführt.

In [Kapitel 3](#) werden die verwendeten Darstellungen in der Diplomarbeit vorgestellt und ihre Anwendung für die Auswertung erläutert. Zusätzlich wird eine Übersicht über die Wind- und Photovoltaikeinspeisung der vorhandenen Messreihen gezeigt, um die Charakteristika dieser Energieformen zu erfassen.

[Kapitel 4](#) beinhaltet die Auswertung nach der erläuterten Methodik und die daraus resultierenden Ergebnisse.

[Kapitel 5](#) dient zur Diskussion der in [Kapitel 4](#) präsentierten Ergebnisse.

[Kapitel 6](#) dient der Zusammenfassung und Interpretation der Arbeit und gibt einen möglichen Ausblick auf weiterführende Untersuchungen.

2. Grundlagen

In diesem Kapitel werden die grundlegenden Begrifflichkeiten, die in dieser Arbeit verwendet werden, kurz erklärt um dem Leser ein Verständnis und eine Übersicht über die Materie zu bieten. Es wird auf die Begriffe der Globalstrahlung, sowie der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie und auf die verwendete Statistik eingegangen. Zusätzlich werden die zur Analyse verwendeten Daten und ihre Quellen erklärt und angeführt, sowie die Aufbereitung der Daten zur Handhabung bei der Analyse erläutert.

2.1. Globalstrahlung

Auf den oberen Rand der Erdatmosphäre kommen im Durchschnitt rund 1367 W/m^2 von der, der Sonne ausgehenden, Strahlung an, was der sogenannten Solarkonstanten entspricht.¹ Aufgrund der Ekliptik der Erde gegenüber der Sonne und der Umlaufbahn der Erde um die Sonne, entsteht ein starker jahreszeitlicher Einfluss auf die Sonneneinstrahlung. Je nach Beschaffenheit der Umgebung (Stichwort Beschattung) und abhängig von Wetter und Jahreszeit ist die Verfügbarkeit der Strahlung zur Nutzung für Photovoltaikanlagen (PVA) Schwankungen unterlegen. Der nutzbare Strahlungsanteil, der den Erdboden, bzw. die PVA erreicht, wird in Direkt- und Globalstrahlung unterschieden. Die Globalstrahlung (*engl.: global irradiance*) bezeichnet die gesamte Solarstrahlung, die auf der Erdoberfläche auf eine horizontale Fläche auftrifft. Sie setzt sich aus zwei Teilen zusammen:

- der auf direktem Weg eintreffenden Solarstrahlung, der Direktstrahlung und
- der, über Streuung und Reflexion eintreffenden, Diffusstrahlung.

Die Globalstrahlung ist eine auf die Fläche bezogene Leistungsgröße, ihre Einheit daher W/m^2 . Für die Messung der Globalstrahlung dienen sogenannte Pyranometer². Auch wenn für die technische Nutzung die Direktstrahlung maßgebend ist, können Solarzellen auch aus indirekter Strahlung elektrischen Strom erzeugen. Entscheidend ist jedoch der Neigungswinkel der Kollektorfläche gegenüber dem direkt einfallenden Strahlungsanteil. Für dessen Berechnung ist die Kenntnis des Einfallswinkels der Sonnenstrahlung Ψ erforderlich. Die Berechnung kann bei Watter nachgelesen werden.³ In dieser Arbeit wird auf die Umrechnung verzichtet, da von einer optimalen

¹Vgl. Watter [4, S. 5]

²ISO 9060 [5]

³Vgl. Watter [4, S. 10ff]

2. Grundlagen

Ausrichtung der **PVA** ausgegangen wird, die dazu führt, dass der Ertrag proportional zur Globalstrahlung ist.

2.2. Stromerzeugung aus Photovoltaik

Die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrischen Strom erfolgt mithilfe von Solarzellen. Diese, aus halbleitenden Materialien gefertigt, absorbieren einen Teil des einfallenden Photonenstroms aus der Sonne und wandeln diese Energie in elektrische Energie um.⁴

Einfallende Photonen übertragen ihre Energie an die Elektronen in der Materie der Solarzelle (Photoeffekt). Die frei gewordenen Elektronen werden aus dem Valenzband (höchste besetzte Energieniveau im Halbleiter) herausgelöst. Die elektrische Leitfähigkeit des Halbleiters wird erhöht. Aufgrund unterschiedlicher Dotierungen der Halbleiter bei Solarzellen entsteht eine Raumladungszone (elektrisches Feld durch Ladungstrennung), die eine Folge des Konzentrationsausgleichs ist. Abhängig vom Energieband (dotierungsabhängig) kann nur ein Photon mit einer spezifischen Energie ein leitendes Elektron erzeugen. Es muss daher die Materialdicke mit der Wellenlänge des Lichts und der Absorptionstiefe abgeglichen werden. Durch das elektrische Feld wird das Elektron abgesaugt und kann abfließen (Strom). Je mehr Photonen auf die Solarzellen auftreffen und in die Zelle eindringen, desto mehr Elektronen können fließen.

Der Wirkungsgrad einer Solarzelle wird durch viele Faktoren beeinflusst. Reflexionen, Leckströme, Widerstände und Rekombinationen reduzieren die Wirkungsgrade. Im Gebrauch ist die Erwärmung der Solarzellen ein wesentlicher Grund für den Wirkungsgradabfall. Es werden je nach Typ Wirkungsgrade von 10-30% erreicht. Diese werden jedoch unter den sogenannten Standard Test Conditions (**STC**)⁵ erreicht. Diese unrealistischen Bedingungen liegen nur in Labors vor und setzen eine Einstrahlung von 1000 W/m^2 , eine Zelltemperatur von 100°C und eine spezielle Spektralanteilverteilung des Lichts ("Air-Mass" = 1.5) voraus.⁶

2.3. Stromerzeugung aus Windenergie

Immer öfter wird Windenergie zur Stromerzeugung genutzt. Die Arten der Anlagen erstrecken sich von Kleinstwindkraftanlagen zu großen **WEA** mit mehreren MW Leistung. Die Erzeugung von elektrischer Energie durch Windkraft ist aufgrund der hohen Schwankungen von Wind stochastisch. Um die Windenergie in der Stromerzeugung optimal einzusetzen ist eine genaue Prognose der erwarteten Leistung notwendig. Für diese Leistungsprognose sind Windgeschwindigkeit und Häufigkeitsverteilung ausschlaggebend. Die Windgeschwindigkeiten sind am Festland zumeist ge-

⁴Vgl. Watter [4, S. 12]

⁵Vgl. Quaschnig [6, S. 197]

⁶Watter [4, S. 15]

ringer als in Küstenregionen. Windgeschwindigkeiten sind außerdem je nach Standort unterschiedlich verteilt. Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit wird durch RAYLEIGH oder WEIBULL-Verteilungen beschrieben.

Entscheidend für die Standortbestimmung der Windräder sind neben anderen Punkten (z.B.: Nähe zu Siedlungen, ...) folgende Punkte

- Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten
- Rotordurchmesser (Leistung steigt quadratisch mit dem Durchmesser)
- Windgeschwindigkeit (Leistung steigt mit der dritten Potenz der Geschwindigkeit)
- Nabenhöhe (Winde werden mit zunehmender Höhe stärker und kontinuierlicher, da Bodeneffekte abnehmen).

Funktionsprinzip

Bei Windkraftanlagen werden im Wesentlichen zwei Wirkmechanismen unterschieden: Anlagen nach dem Staudruckprinzip und Anlagen nach dem Auftriebsprinzip. Anlagen nach dem Auftriebsprinzip erreichen deutlich bessere Wirkungsgrade. Es wird hierbei ein Rotorblatt von der Luft umströmt und dadurch eine Auftriebskraft in Drehrichtung erzeugt. Die Rotation wird dann in Generatoren in elektrische Energie umgewandelt. Um einen optimalen Einsatz in der Energieversorgung zu ermöglichen gibt es bei WEA die Möglichkeit der Leistungsregelung. Diese kann entweder über den Anstellwinkel oder die Drehzahl durchgeführt werden. [4, Kapitel 4]

2.4. Statistik

Folgendes Kapitel ist frei von Martens [siehe 7] übernommen. Bei der Auswertung der Daten wird in erster Linie das Korrelationsmaß untersucht. Die Kenngröße ist der Korrelationskoeffizient, welcher den linearen Zusammenhang zweier metrisch skalierten⁷ Variablen misst. Der Korrelationskoeffizient liegt zwischen den Werten -1 und +1. Je näher dieser bei +1 liegt, desto größer ist der positive Zusammenhang zwischen den Variablen. Das wiederum bedeutet eine Zunahme der einen Variable, bei einer Zunahme der zweiten Variable. Umgekehrt drückt ein Korrelationskoeffizient näher bei -1 einen stärkeren negativen Zusammenhang aus. (Zunahme der einen Variable führt zur Abnahme der anderen.) Ist der Korrelationskoeffizient gleich Null besteht kein Zusammenhang.

Eine gute Veranschaulichung für die Korrelationsanalyse bieten sogenannte Scatterplots (Streudiagramme, siehe auch Unterabschnitt 3.3.2) wie in Abbildung 2.1

⁷Die *metrische Skalierung* umfasst die Skalenniveaus Intervallskala, Verhältnisskala und Absolutskala. Bei der hier zutreffenden Verhältnisskala sind die Abstände zwischen den Daten metrisch und messbar, der Nullpunkt absolut gegeben und Quotientenbildung möglich.

2. Grundlagen

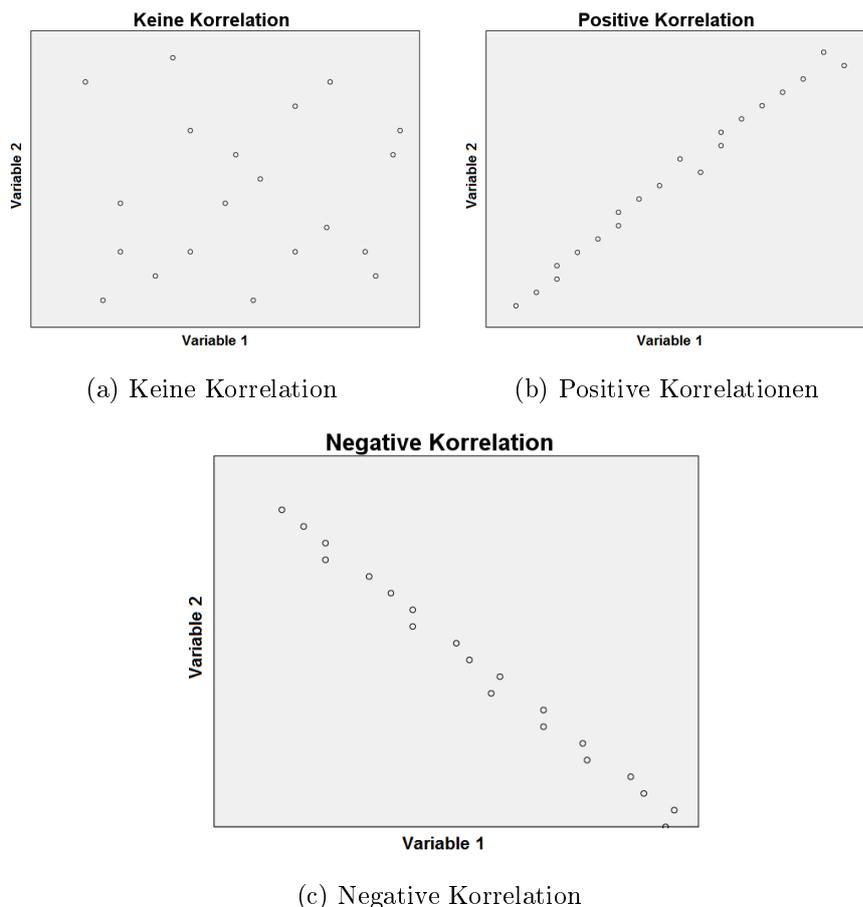


Abbildung 2.1.: Beispiele für Korrelationen

dargestellt. Außerdem werden folgende Korrelationskenngrößen untersucht: Pearson-Korrelation, Kendall-Tau-b Korrelation und Spearman-Rho Korrelation. Zusätzlich wird in einzelnen Beispielen die Normalverteilung mithilfe von Histogrammen überprüft. Die statistische Analyse erfolgt mit IBM[©] SPSS[©] Version 22.0.0.0. Alle Ausgabe-Dateien der Analyse befinden sich im Anhang.

Korrelationskoeffizient nach Bravais-Pearson

Der Korrelationskoeffizient (**KK**) nach BRAVAIS-PEARSON, oft auch nur nach PEARSON setzt eine Normalverteilung der Merkmale, also der Variablen und eine metrische Skalierung voraus. Die Voraussetzung der Normalverteilung der Daten wird häufig missachtet, was zu leichten Ungenauigkeiten führt. Für die exakte Berechnung des **KK** siehe [7, S. 154].

		x	y
x	Pearson-Korrelation	1	,996**
	Sig. (2-seitig)		,000
	N	20	20
y	Pearson-Korrelation	,996**	1
	Sig. (2-seitig)	,000	
	N	20	20

** . Korrelation ist bei Niveau 0,01 signifikant (zweiseitig).

Abbildung 2.2.: Korrelationsmatrix nach Pearson

Die Ausgabe der Untersuchung auf Korrelation ist beispielhaft für [Abbildung 2.1b](#) in [Abbildung 2.2](#) dargestellt. Die erste Zeile der hier gezeigten Korrelationsmatrix zeigt den **KK**. Wenn die errechneten **KK** signifikant (Irrtumswahrscheinlichkeit kleiner 5%), bzw. hochsignifikant (Irrtumswahrscheinlichkeit kleiner 1%) sind, werden diese durch einen bzw. zwei Sterne gekennzeichnet. Die zweite Zeile zeigt das Signifikanzniveau. Es ist wichtig zu wissen, dass je kleiner der Wert ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit dafür, dass der Koeffizient signifikant von Null verschieden ist. Je kleiner dieser Wert, desto höher die Aussagekraft des **KK**. In der dritten Zeile wird die Stichprobenanzahl angegeben. Die Korrelationen zwischen zwei gleichen Variablen beträgt immer 1, die Korrelationsmatrix ist symmetrisch aufgebaut.

Der Test auf Signifikanz des **KK** wird in SPSS automatisch durchgeführt. Die Entscheidung muss mithilfe des Signifikanzniveaus getroffen werden.

Korrelationskoeffizient nach Spearman

Bei Überprüfung des Rangkorrelationskoeffizienten nach SPEARMAN wird keine Normalverteilung der vorhandenen Daten vorausgesetzt. Es werden also für die Berechnung dieses **KK** die Merkmale (Variablen) mit Rangnoten versehen. Die genaue Berechnung ist auf [7, S. 157ff] einzusehen.

Korrelationskoeffizient nach Kendall

Wie auch der Korrelationskoeffizient nach SPEARMAN ist der **KK** nach KENDALL ein Rangkorrelationskoeffizient. Er setzt ebenfalls keine Normalverteilung voraus. Es

2. Grundlagen

werden den Merkmalen Rangzahlen zugeordnet und die Beobachtungspaare anschließend aufsteigend sortiert. Danach werden die Rangzahlen zwischen den Merkmalen verglichen (siehe [7, S. 159ff]). Der Aufbau der Korrelationsmatrix ist der gleiche wie für den **KK** nach BRAVAIS-PEARSON (siehe [Abbildung 2.2](#)).

2.5. Datenquellen

Für die Untersuchung der Gleichzeitigkeit werden die Einspeisedaten von mehreren **WEA** und **PVA** durch die Netz Niederösterreich GmbH bereitgestellt. Die Anlagen befinden sich im nordöstlichen Niederösterreich und in der Gegend des Leithagebirges. Die Messwerte verfügen über einen Zeitstempel, der die Umstellung von Winterzeit auf Sommerzeit berücksichtigt. Dieser Zeitstempel wird bei der Datenaufbereitung mit einem neuen überschrieben, der die Messwerte nur Zeitpunkten aus der Sicht der Winterzeit zuordnet. Die Daten sollen mit einem Zeitstempel gespeichert werden, welcher der Mitteleuropäischen Zeit (MEZ) entspricht. Die zugrunde liegende Zeitbasis sind 15 Minuten (Mittelwertbildung der Momentanleistungen), die als übliche Zeitdauer für die Abrechnung am Energiemarkt von **EVUs** verwendet wird. Die Daten der **WEA** liegen von 01.01.2009 bis 31.12.2013 vor. Die Daten der **PVA** beschränken sich auf den Zeitraum von 01.01.2013 bis 31.12.2013. Außerdem befinden sich unter den 13 betrachteten Stationen nur vier mit verfügbaren **PV** Messwerten. Deshalb ist es notwendig die fehlenden Daten mithilfe von Globalstrahlungsdaten zu ergänzen.

Die Globalstrahlungsdaten werden von der **ZAMG** zur Verfügung gestellt. Die **ZAMG** betreibt in Österreich etwa 250 teil-automatische Wetterstationen⁸. Nach Möglichkeit werden die Globalstrahlungsdaten von der an der **WEA** nächstgelegenen Messstation verwendet. Meteorologischen Daten berücksichtigen die Sommerzeitumstellung nicht, deshalb werden auch die Einspeisedaten der **WEA** und **PVA** auf Winterzeit umgestellt. Die Daten der **ZAMG** sind mit einem Zeitstempel der koordinierten Weltzeit (Universal Time, Coordinated - kurz UTC) versehen. Diese Daten müssen daher um eine Stunde an die MEZ angepasst werden.

In [Tabelle 2.1](#) ist eine Übersicht der Messstationen und welche Daten der jeweiligen Messstation zugrunde liegen. Die Messwerte der Globalstrahlung (**GS**) oder der **PV** sind bei allen Stationen, mit der Ausnahme von drei Stationen, für die Auswertung verfügbar.

2.6. Aufbereitung der Daten

Um die Daten effizient zu bearbeiten, ist eine einheitliche Struktur erforderlich. Pro Messstation sind jeweils 35040 Datenpunkte für Wind und **PV** vorhanden. Die automatisierte Behandlung der Daten wurde mithilfe von Microsoft Excel Makros gelöst, welche im Anhang beiliegen.

⁸<http://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/messnetze/wetterstationen>

Tabelle 2.1.: Stationen der Messwerte

Station	Wind	PV	GS	GS-Messwerte	Zeitraum
Station 1	JA	JA	JA	alternative Messstation	01.01.09-01.04.14
Station 2	NEIN	JA	JA	Messstation vor Ort	01.01.09-01.04.14
Station 3	JA	NEIN	JA	Messstation vor Ort	15.09.09-01.04.14
Station 4	JA	NEIN	JA	alternative Messstation	01.01.09-01.04.14
Station 5	JA	NEIN	NEIN	-	01.01.09-31.12.13
Station 6	JA	NEIN	NEIN	-	01.01.09-31.12.13
Station 7	JA	NEIN	NEIN	-	01.01.09-31.12.13
Station 8	NEIN	JA	JA	alternative Messstation	01.01.09-01.04.14
Station 9	JA	NEIN	JA	alternative Messstation	01.01.09-01.04.14
Station 10	JA	NEIN	JA	alternative Messstation	01.01.09-01.04.14
Station 11	JA	NEIN	JA	Messstation vor Ort	01.01.09-01.04.14
Station 12	NEIN	JA	JA	alternative Messstation	01.01.09-01.04.14
Station 13	JA	NEIN	JA	alternative Messstation	01.01.09-01.04.14

Fehlende Datensätze bereinigen

Bei der Aufzeichnung der Datensätze der [ZAMG](#) ist es immer wieder zu Fehlern gekommen. Dadurch sind einzelne Werte der Rohdaten nicht vorhanden. Um eine kontinuierliche Datenreihe zu erzeugen werden die Werte zwischen zwei Stützpunkten interpoliert. Dabei wird die Differenz ermittelt und, abhängig von der Entfernung der beiden Zeitpunkte, eine äquidistante Schrittlänge berechnet. Diese lineare Interpolation ist bei der Betrachtung der Einstrahlung auf ein Messobjekt durchaus zulässig. Der Gang der Sonne wird zwischen zwei 15 Minuten Mittelwerten als linearer Vorgang angenommen. Etwaige Einbrüche in der Einstrahlung (Beschattung, Wolken) können im Nachhinein nicht mehr rekonstruiert und daher nicht mehr berücksichtigt werden. [Abbildung 2.3](#) zeigt die Vorgehensweise bei der Interpolation.

Umrechnung auf gleiche Zeitbasis

Während die Zeitbasis der Lastgänge der [WEA](#) und [PVA](#) 15 Minuten beträgt, haben die Messreihen der [ZAMG](#) 10 Minuten als Basis. Die Vorgabe ist, bei den 15 Minuten Mittelwerten zu bleiben. Dies ist aus Sicht der Energieversorger die gängige Zeitspanne. Außerdem würden durch die Mittelwertbildung die Maxima der Einspeisewerte teilweise verloren gehen.

Als Lösung wurden jeweils drei 10 Minuten Mittelwerte zu je zwei 15 Minuten Mittelwerten kombiniert. Der erste 15 Minuten Mittelwert ist die Summe aus dem ersten 10 Minuten Mittelwert und der Hälfte des zweiten 10 Minuten Mittelwerts. Der zweite 15 Minuten Mittelwert ist die Summe aus der Hälfte des zweiten 10 Minuten Mittelwerts und dem dritten 10 Minuten Mittelwert. Diese Summen müssen im Anschluss noch gemittelt werden.

2. Grundlagen

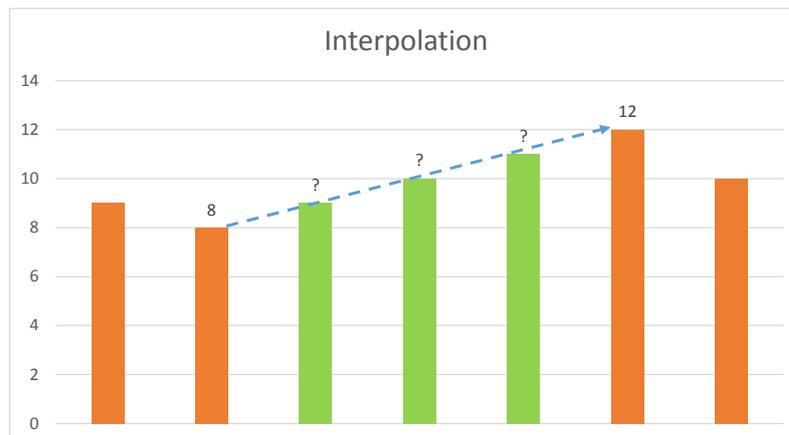


Abbildung 2.3.: Interpolation bei der Datenrekonstruktion

Daten bei Sonneneinstrahlung

Als letzter Schritt vor der Auswertung der Daten werden diese auf jene Zeitpunkte reduziert bei denen von Null verschiedene Werte bei der Globalstrahlung gemessen wurden. Dadurch reduzieren sich die Datensätze enorm. Außerdem hat die Reduktion einen Einfluss auf die Korrelation zwischen Wind- und Photovoltaikeinspeisung. Die Frage, ob die Korrelation stärker oder schwächer wird, wenn die Zeitpunkte der Dunkelheit ausgeblendet werden, kann somit in der Analyse berücksichtigt werden.

2.7. Fourieranalyse

Da es sich, wie bereits erwähnt, bei den Daten um Mittelwerte handelt, die jeweils äquidistant alle 15 Minuten abgespeichert werden, ergibt sich eine diskrete Messreihe (Signal), die durch einen Zeitindex identifiziert werden können. Die Messwerte sind eine Folge von Amplitudenwerten, die in unserem Fall stets reelle Größen sind (Vgl. [8, S. 5]).

Bei der Betrachtung der vorhandenen Messreihen stellt sich die Frage nach den maßgeblichen Frequenzanteilen der Messwerte (so wird für die Globalstrahlung ein Frequenzanteil mit einer Periodendauer von 24 Stunden erwartet, da die Einstrahlung hier ihr Maximum erreicht). Außerdem soll die Phasenlage der Frequenzgänge betrachtet werden. Die periodischen Messwerte (die Amplituden des Signals) können als Summe von endlich vielen Harmonischen dargestellt werden. Ähnlich wie

die Fourierreihen für periodische Signale beschreibt die Fouriertransformation das Frequenzverhalten bei aperiodischen Signalen.⁹ Umgekehrt können mithilfe des Frequenzganges die Koeffizienten eines zugehörigen periodischen Signals berechnet werden.¹⁰

Die Fouriertransformation für aperiodische, zeitdiskrete und absolut summierbare Signale $x[n]$ lautet nach [8, S. 58]

$$X(e^{j\theta}) = \mathcal{FT}\{x[n]\} = \sum_{n=-\infty}^{\infty} x[n]e^{-j\theta n}. \quad (2.1)$$

Die inverse Fouriertransformation ergibt sich zu¹¹

$$x[n] = \mathcal{FT}^{-1}\{X(e^{j\theta})\} = \frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} X(e^{j\theta})e^{j\theta n} d\theta. \quad (2.2)$$

Die Auflösung der Messreihen hat eine entscheidende Bedeutung bei der Rekonstruktion des Signales und bestimmt auch die maximal erfassbare Frequenz der Analyse. Das Abtastintervall T beträgt 15 Minuten, dadurch ergibt sich eine Abtastfrequenz $f_s = 1/T = 0.0011\text{Hz}$. Um das Abtasttheorem nach Shannon zu erfüllen muss $f_s > 2f_g$ (mit der Grenzfrequenz f_g). Dadurch ergibt sich eine maximal erfassbare Frequenz von 0.00055 Hz, oder eine maximal erfassbare Periodendauer von 30 Minuten.¹²

Für die Berechnung des Frequenzganges und des Phasenganges wird die schnelle Fouriertransformation (Fast Fourier Transformation, FFT) in MATLAB[®] angewendet.

⁹[8, S. 45]

¹⁰[8, S. 56]

¹¹Vgl. [8, S. 58]

¹²Vgl. [8, S. 73ff] und [9, S. 46ff]

3. Methodik

In diesem Kapitel wird die für die Auswertung der Daten angewandte Methodik beschrieben. Die verwendeten Diagramme und die Besonderheiten der Messreihen sind mithilfe einzelner Beispiele erklärt.

3.1. Beispiele von Tagesmessdaten

Wie bereits beschrieben ist die Einstrahlung der Sonne jahreszeitlichen Schwankungen unterlegen. Aber auch durch wetterbedingte Faktoren wird diese Einstrahlung beeinflusst. In [Abbildung 3.1](#) sind als Beispiel die Messreihen von vier repräsentativen Tagen der Globalstrahlung, gemessen an der Station 1, dargestellt.

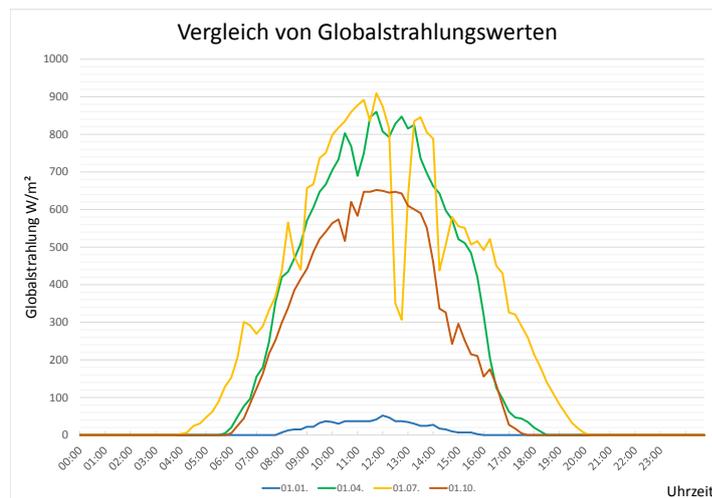


Abbildung 3.1.: Vergleich verschiedener Einstrahlungswerte der Globalstrahlung

Man erkennt deutlich, dass am ersten Januar des gewählten Jahres aufgrund von Wolken oder Hochnebel nur sehr wenig Einstrahlung auf die Station gekommen ist. Die Verbreiterung der Einstrahlungsdauer gegenüber Frühling/Herbst und Sommer ist anhand der gelben Kurve ersichtlich. Auch Einbrüche durch Quellwolken können den Lastgängen entnommen werden. Anhand von Einspeisekurven einzelner Tage lässt es sich nicht beurteilen, ob Einbrüche in der Einspeisung durch die Wetterlage, oder durch eine eventuelle Abschattung der Anlage hervorgerufen werden. Hierzu

3. Methodik

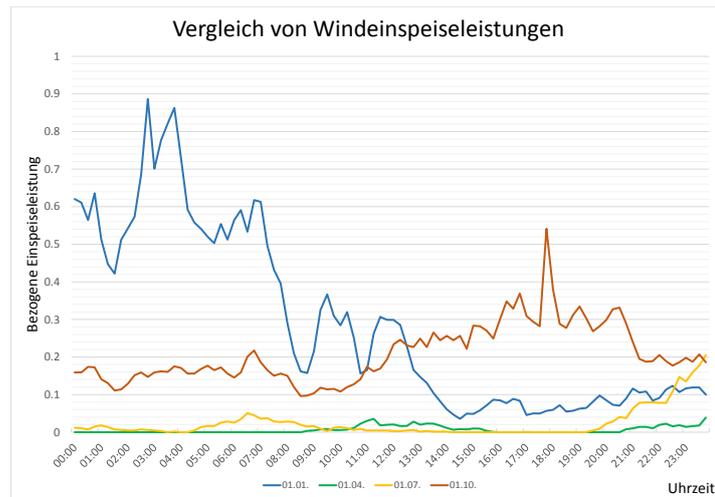


Abbildung 3.2.: Vergleich verschiedener Erzeugungsleistungen einer Windenergieanlage

müssten mehrere Tage betrachtet werden oder ein Durchschnitt über mehrere Einspeisekurven gebildet werden (siehe [Abschnitt 3.2](#)).

Im Gegensatz zu diesen typischen Einspeisekurven, die auch für die Photovoltaik repräsentativ sind, sehen wir bei der Einspeisung von Windenergie über einen Tag gemessen keine wiederholten Muster. In [Abbildung 3.2](#) sind die Einspeisekurven einer WEA an den selben Tagen und am selben Ort wie im obigen Beispiel zu sehen. Die Messreihe vom ersten April zeigt beispielsweise einen Tag mit fast durchgehender Flaute. Im Gegensatz dazu erkennt man anhand der Messreihe vom ersten Januar einen Tag mit hoher Einspeisung, bei der auch hohe Schwankungen auftreten. Die Schwankungen können mehrere Prozent der Gesamtleistung in wenigen Minuten betragen. Die Betrachtung von einzelnen Tageslastgängen ist von Bedeutung, um Ähnlichkeiten der untersuchten Einspeisearten zu erarbeiten.

3.2. Mittlerer Tageslastgang

Die vorliegenden Daten sind, wie bereits beschrieben, 15 Minuten Mittelwerte. Summiert man alle Mittelwerte der jeweiligen Zeitspanne (beispielsweise von 00:00 Uhr bis 00:15 Uhr) kann man eine Tendenz für einen Tagesverlauf der Einspeisung erkennen. Die Vorgehensweise entspricht einer Gewichtung der jeweiligen Zeitspannen-Mittelwerte. Angenommen zu jeder Zeitspanne ist die Windenergieanlage in der Lage 100% (bezogen: 1) in das Netz einzuspeisen, dann ist der maximale Wert für ein gesamtes Jahr 365 (bzw. 366 in einem Schaltjahr). Bezieht man die Summe jetzt auf diesen Maximalwert, erhält man einen Wert für die gesamte eingespeiste Leistung des jeweiligen Zeitslots.

3.2.1. Windkraft

Bei der Einspeisung von Windenergie lassen sich auf den ersten Blick leichte Zeitabhängigkeiten feststellen. Die Einspeisung ist unter anderem auch von der geografischen Lage und der Geländestruktur abhängig. In den Abb. 3.3 bis 3.5 sind beispielhafte summierte Einspeisekurven von Windenergieanlagen dargestellt, wobei bei Station 13 mehr Wind unter Tags eingespeist wurde als während der Nachtstunden. Die mittleren Tageslastgänge der anderen Stationen sind im Anhang (Anhang A) angeführt. In [Unterabschnitt 3.3.1](#) wird dieser Effekt in einer anderen Darstellung untersucht bzw. dargestellt.

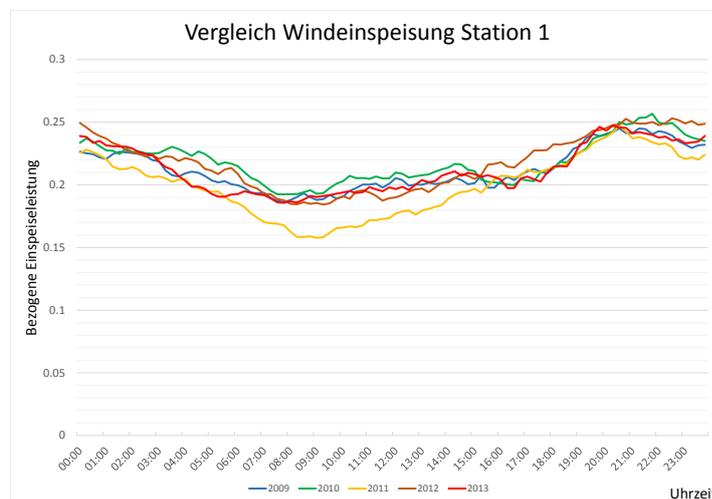


Abbildung 3.3.: Mittlere Windeinspeisung an der Station 1

3. Methodik

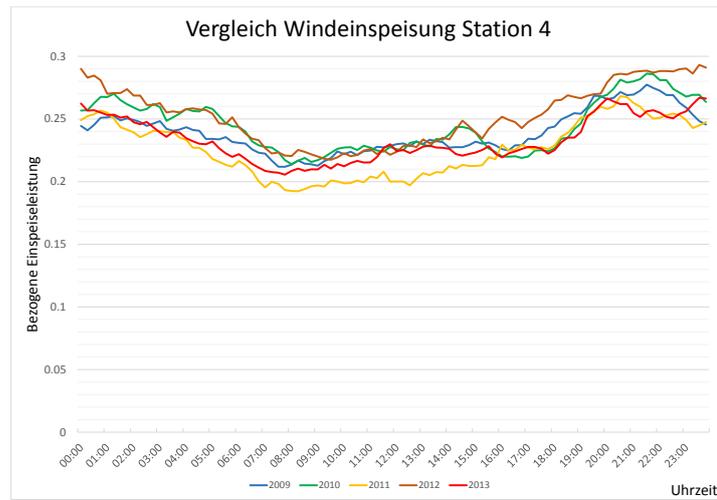


Abbildung 3.4.: Mittlere Windeinspeisung an der Station 4

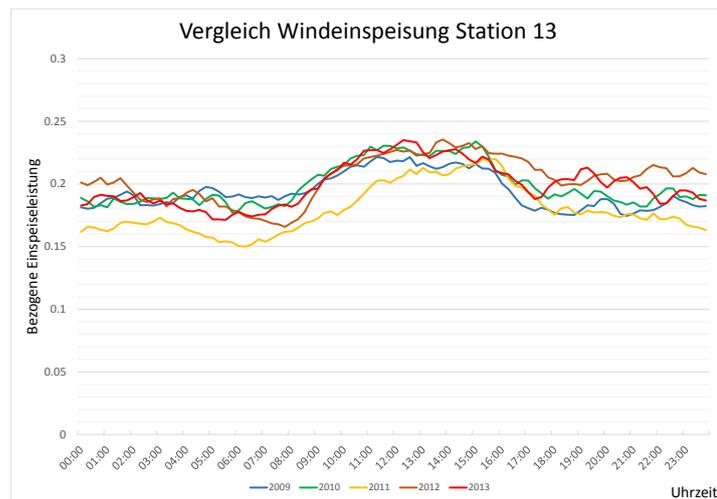


Abbildung 3.5.: Mittlere Windeinspeisung an der Station 13

3.2.2. Photovoltaik/Globalstrahlung

Bei der Photovoltaik bzw. der Globalstrahlung ist eine zeitliche Abhängigkeit gegeben, die dem Stand der Sonne am Himmel entspricht. Der Einfluss von Schön- oder Schlechtwetter ist im mittleren Tageslastgang im Gegensatz zu einzelnen Tageslastgängen (siehe [Abbildung 3.1](#)) nicht zu erkennen.

In [Abbildung 3.6](#) sind die Einspeiseleistungen verschiedener Photovoltaikanlagen dargestellt, wobei hier der Einfluss der Ausrichtung der Anlage durch die Verschiebung des Maximums ersichtlich ist. Die Maxima der hier gezeigten Anlagen liegen zwischen 11 Uhr und 12 Uhr Mittag, was durch die senkrechten blauen Linien gekennzeichnet werden soll. Die Höhe der Kurve ist von der installierten Peakleistung¹³ der Anlage abhängig, die hier verwendeten Werte sind nicht normiert.

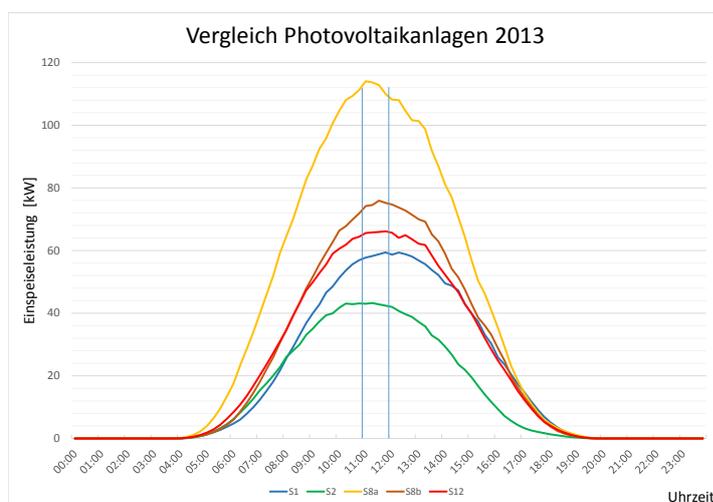


Abbildung 3.6.: Vergleich verschiedener Photovoltaikanlagen

¹³Die Peakleistung wird bei einer Einstrahlungsleistung von 1000 W/m^2 erreicht. Siehe auch [6, S. 197] und [10, S. 52]

3.3. Diagrammdarstellungen

3.3.1. Carpetplots (Rasterdiagramme)

Mithilfe von sogenannten Carpetplots (*deutsch: Rasterdiagramm*) wird eine Gewichtung der betrachteten Größe über die Zeit dargestellt. Die Abszisse entspricht dem Verlauf eines Jahres, die Ordinate dem Verlauf der Messwerte von 00:00 Uhr bis 24:00 (genauer 23:45 als letzter Startwert für die Mittelwerte).

Carpetplots helfen bei der Betrachtung großer Datenmengen, da ein intuitives Bild

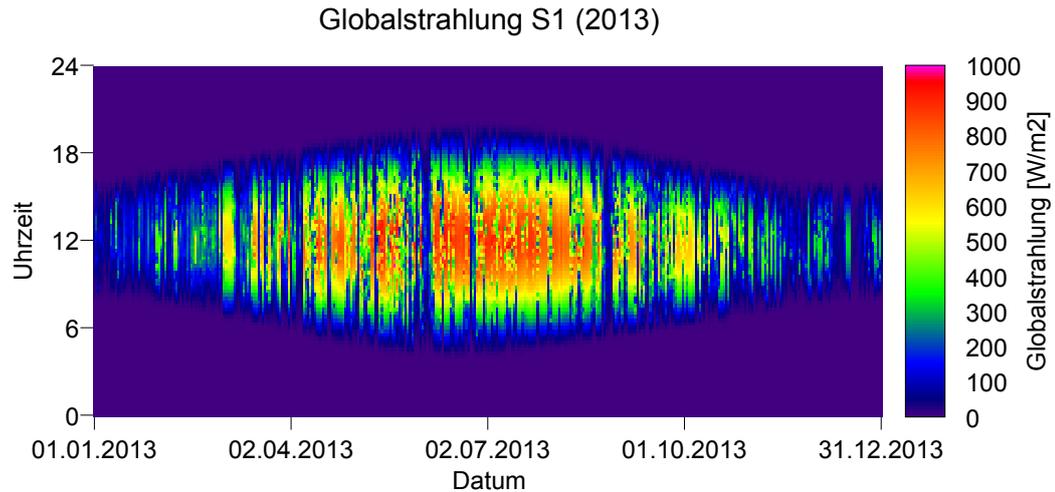


Abbildung 3.7.: Carpetplot der Globalstrahlung in Station 1 für 2013

gezeigt wird, das schnell und leicht interpretierbar ist. Die erstellten Diagramme haben durchwegs die selbe Skalierung, die PV Diagramme sind auf die jeweilige Peakleistung des Abschnitts skaliert.

Die in den Abb. 3.7 bis 3.9 gezeigten Carpetplots sind Beispiele für die verschiedenen Messreihen. In [Abbildung 3.7](#) ist der Verlauf der Globalstrahlung der Messstation 1 zu sehen. Auch hier lässt sich der typische Verlauf der Einstrahlung erkennen. Die Kurve zeigt eine bauchige Form, die Einstrahlungsdauer ist in den Sommermonaten länger, die Intensität der Einstrahlung steigt ebenfalls im Sommer an. Zeitpunkte zu denen keine Einstrahlung auftritt werden lilafarben dargestellt. Bei den Carpetplots besteht der Vorteil, dass die Schlechtwettertage von den Schönwettertagen unterscheidbar sind. Im direkten Vergleich mit der gemessenen Globalstrahlung erkennt man die Ähnlichkeit bei der Photovoltaikeinspeisung ([Abbildung 3.8](#)).

In diesem Beispiel sieht man zu Beginn des Jahres Löcher in der eingespeisten Leistung der PVA. Diese sind möglicherweise auf Schneebedeckung zurückzuführen. Auf-

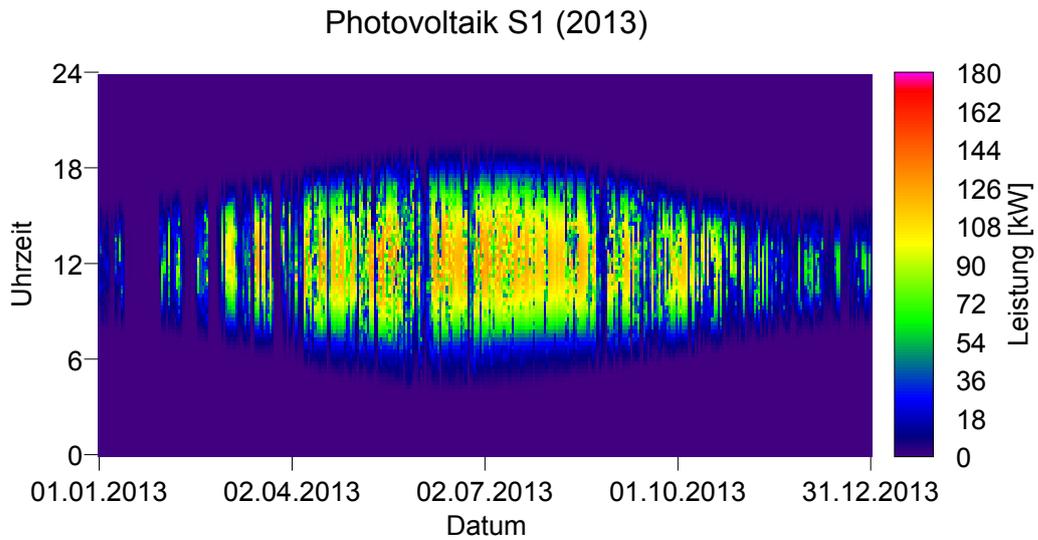


Abbildung 3.8.: Carpetplot der Photovoltaikeinspeisung in Station 1 für 2013

grund des Farbverlaufes beider Diagramme lässt sich darauf schließen, dass die PVA nicht das gesamte Potenzial der Globalstrahlung nutzen kann. Die Ausrichtung der Anlage und die Begrenzung des Wirkungsgrades (Temperatur, Wechselrichter) können als mögliche Ursachen dafür genannt werden.

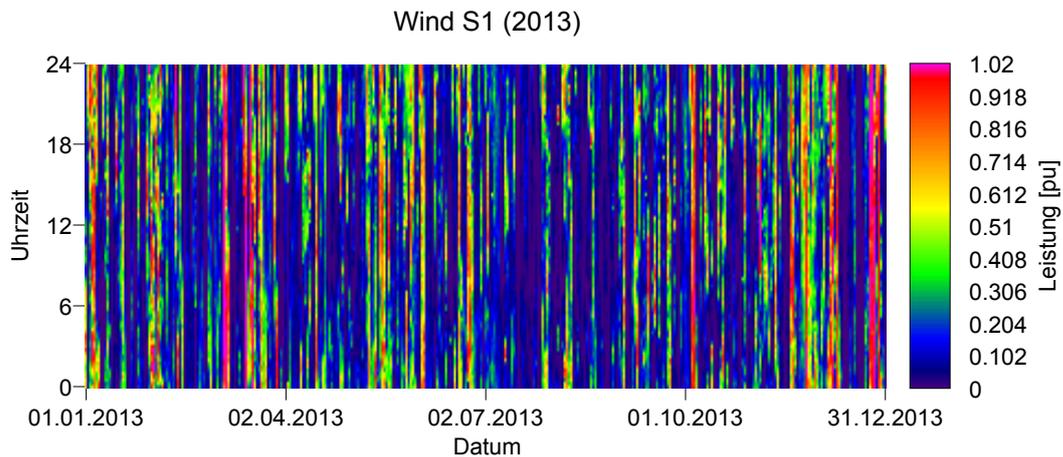


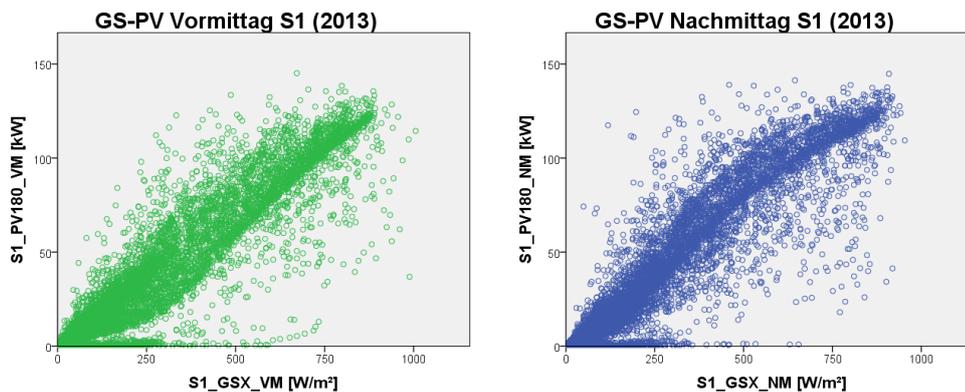
Abbildung 3.9.: Carpetplot der Windeinspeisung in Station 1 für 2013

3. Methodik

Abbildung 3.9 zeigt die Einspeisung der Windenergieanlagen in Station 1 im Jahr 2013. Die Einspeisung erscheint hier anscheinend völlig zufällig und in keiner Korrelation zur Photovoltaikeinspeisung. Im Gegensatz zur Photovoltaik hat die Windenergie ihr Maximum nicht zu bestimmten Tageszeiten. Oft begünstigen Strömungen hohe Einspeisewerte über längere Zeiten hinweg.

3.3.2. Scatterplots (Streudiagramme)

Eine Methode um die Korrelation zwischen zwei Variablen zu beurteilen bieten sogenannte Scatterplots (*deutsch: Streudiagramme*). Hierbei werden in einem kartesischen Koordinatensystem paarweise Punkte aufgetragen, abhängig von der jeweiligen Größe des Werts der Variable. Auf zwei von 0 bis 100% skalierten Achsen wäre ein Wertepaar (50%, 50%) daher genau in der Mitte. Je häufiger ein Wertepaar in dem Datensatz auftritt, desto dichter wird die Punktwolke an dieser Stelle. [Abbildung 3.10](#) zeigt Beispiele von Streudiagrammen, die mit Wertepaaren der Globalstrahlungsdaten und Photovoltaikdaten von Messstation 1 aus dem Jahr 2013 erstellt wurden.



(a) Wertepaare von 04:00 bis 11:45 Uhr (b) Wertepaare von 12:00 bis 19:45 Uhr

Abbildung 3.10.: Streudiagramme zwischen Globalstrahlung und Photovoltaik

Das Streudiagramm zwischen Photovoltaik und Globalstrahlung zeigt bei Messstation 1 eine starke positive Korrelation. Die Abweichungen von der linearen Korrelation sind hier wieder auf die Ausrichtung der Anlage zurückzuführen. In [Abbildung 3.10a](#) ist die Korrelation für Werte vor 12 Uhr Mittag aufgetragen, in [Abbildung 3.10b](#) jene nach 12 Uhr Mittag, sowie deren Kombination in [Abbildung 3.11](#). Die Abkürzung **GSX** ist die Bezeichnung für die Globalstrahlungsmesswerte aus den Datensätzen der **ZAMG**. [Abbildung 3.11](#) zeigt auch das Auftreten von Löchern bei der Photovoltaikeinspeisung (wie in [Unterabschnitt 3.3.1](#) beschrieben). Es ist eine Punktwolke entlang der Abszisse, bei der Globalstrahlungswerte bis zu 500 W/m^2 auftreten, zu erkennen,

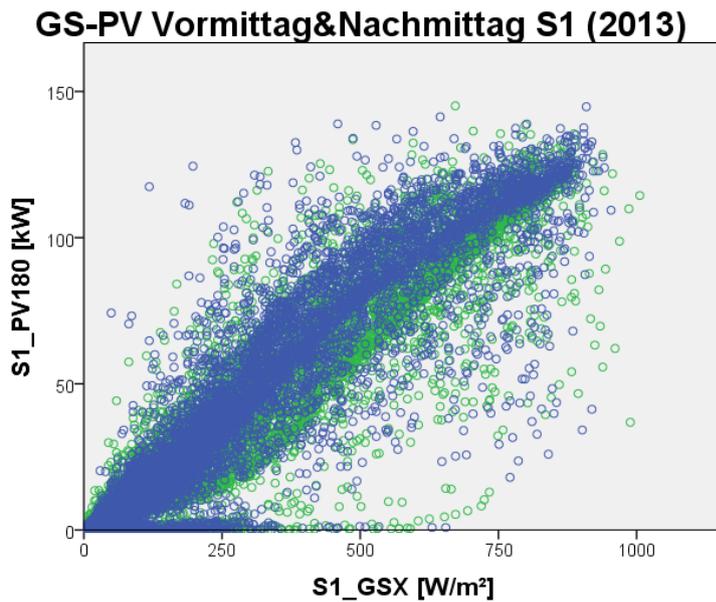


Abbildung 3.11.: Kombiniertes Streudiagramm Globalstrahlung und PV

bei der die Werte für die PV-Einspeisung nahezu Null bleiben. Unterstützend zu den Scatterplots werden in [Kapitel 4](#) die Korrelationen zwischen den Globalstrahlungsdaten und den Einspeisedaten der PVA berechnet.

Abschließend sind in [Abbildung 3.12](#) und [Abbildung 3.13](#) die Streudiagramme der Variablen Wind und Photovoltaik, bzw. Wind und Globalstrahlung dargestellt. Es ist sofort ersichtlich, dass hier eine hohe Streuung auftritt. Die Kumulierung der Datenpunkte in der Nähe des Nullpunktes tritt wegen der Nachtwerte (gleich Null) bei Photovoltaik und Globalstrahlung auf. Für die Untersuchung der Gleichzeitigkeit kann hier grafisch ein Grenzbereich skizziert werden, bei dem beide Variablen beispielsweise über 90% ihres Maximums erreichen. Dies ist beispielhaft in [Abbildung 3.12](#) dargestellt.

3. Methodik

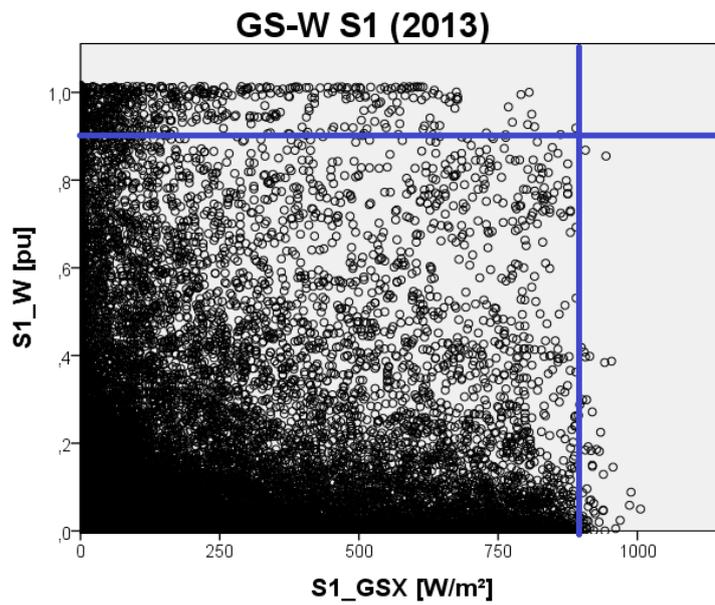


Abbildung 3.12.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind

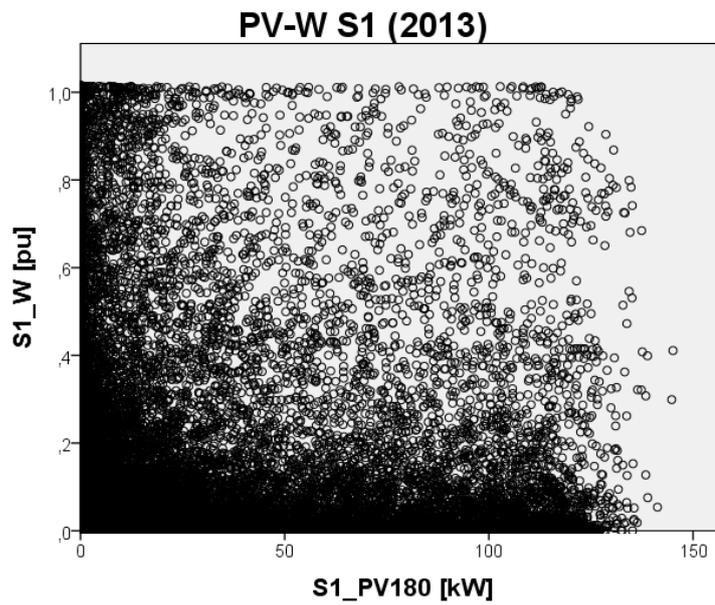


Abbildung 3.13.: Streudiagramm Photovoltaik-Wind

3.3.3. Balkendiagramme für gleichzeitige Einspeisung

Bei der Auswertung der Gleichzeitigkeit stellt sich auch die Frage in welchen Größenordnungen, bezogen auf eine definierte Größe, die Einspeisungen auftreten. Die Bezugsgröße für die Windeinspeisung ist die Engpassleistung der Anlage, bei der Photovoltaik die installierte Peakleistung und bei der Globalstrahlung wird ein Einstrahlungswert von 1000 W/m^2 angenommen. Dieser Wert entspricht laut Pardatscher et al. [2] etwa dem Maximum der zu erwartenden Einstrahlungswerte. Bei den vorliegenden Messreihen treten jedoch häufig auch Werte über 1000 W/m^2 auf.

Aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Einspeiseleistung von PVA sind an schönen Tagen in den Frühlings- und Frühsommermonaten höhere PV-Einspeisungen zu erwarten als an heißen Sommertagen mit hoher Globalstrahlung. Die maximalen Einspeiseleistungen ergaben laut Untersuchungen aus dem Projekt "Netz der Zukunft" Werte kleiner als 85% der Nennleistung.¹⁴ Der gewählte Bezugswert entspricht etwas über 90% der maximalen Einstrahlungswerte.

Die Untersuchung erfolgt über eine Datenauswertung in Microsoft[®] Excel und wird

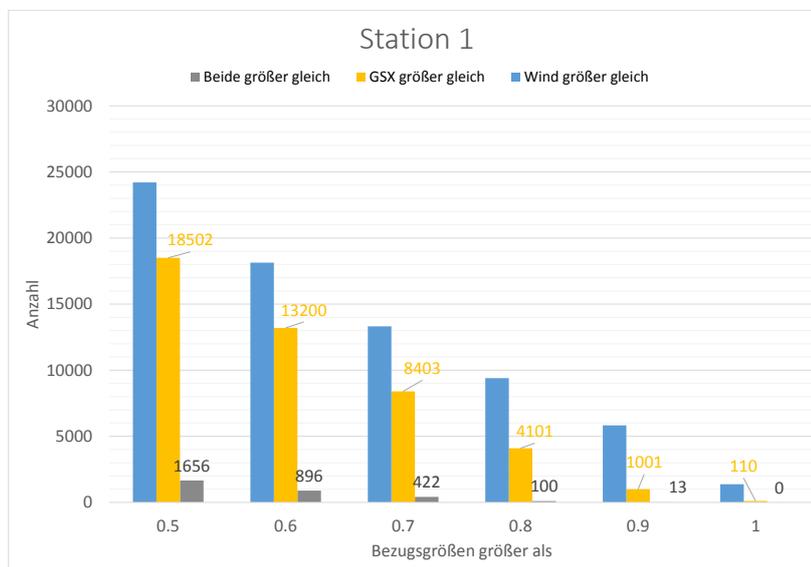


Abbildung 3.14.: Balkendiagramm für das Auftreten von hohen Messwerten in Station 1

grafisch wie in [Abbildung 3.14](#) und [Abbildung 3.15](#) dargestellt. In [Abbildung 3.14](#) wird zuerst gezeigt, wie oft Messwerte der Windeinspeisung und Messwerte der bezogenen Globalstrahlung auftreten, die größer als eine gewisse Grenze sind. Die Klassen liegen zwischen 0,5, 0,6, ..., 1 der bezogenen Größen. Die Auswertung umfasst pro Station alle Messpunkte der verfügbaren Daten von 2009 bis 2013. Außerdem ist

¹⁴[2]

3. Methodik

in [Abbildung 3.14](#) das Ergebnis aus [Abbildung 3.15](#) inkludiert. Dadurch wird die Relation der kombinierten Abfrage zu den einzelnen Abfragen verdeutlicht.

[Abbildung 3.15](#) ist die grafische Auswertung einer kombinierten Abfrage, wie häufig beide Messgrößen gleichzeitig über einer gewissen Grenze liegen. Umgelegt auf das reale System bedeutet das die Einspeisung der Photovoltaik, sowie die Einspeisung der Windkraft zum selben Zeitpunkt über dem Grenzwert.

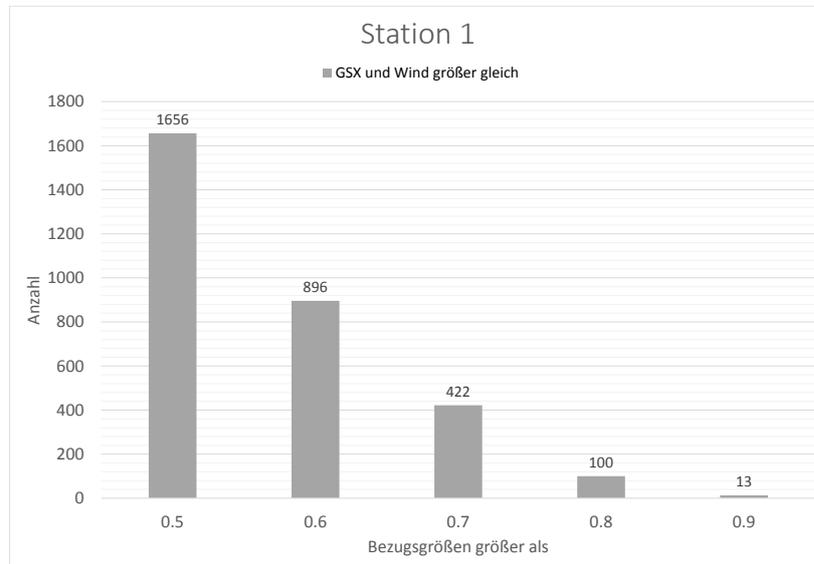


Abbildung 3.15.: Balkendiagramm für gleichzeitiges Auftreten hoher Messwerte in Station 1

4. Auswertung

4.1. Korrelation Globalstrahlung und Photovoltaik

Zu Beginn der Auswertung soll die Hypothese geprüft werden, ob die Globalstrahlung die Photovoltaikmesswerte ersetzen kann. Wie bereits beschrieben sind die Messwerte der **PVA** nicht bei allen Messstationen verfügbar, bzw. nur für das Jahr 2013. Um eine Aussage über die Gleichzeitigkeit von Wind- und Photovoltaikerzeugung treffen zu können, soll ein längerer Zeitraum überprüft werden. Dies soll mithilfe der Globalstrahlungsdaten erreicht werden. Die Hypothese wird mittels der Korrelation zwischen den beiden Messreihen (Globalstrahlung und Photovoltaik an der selben Station, zum selben Zeitpunkt) geprüft. In **Tabelle 4.1** sind die Werte der drei verwendeten Korrelationskoeffizienten (Pearson, Kendall und Spearman) angeführt. Die Koeffizienten sind durchwegs sehr hoch, was auf eine starke Korrelation hinweist. Alle angegebenen Werte weisen eine Signifikanz größer 99% auf (siehe auch Erklärung in **Abschnitt 2.4**).

Repräsentativ für die Auswertung werden hier die Diagramme der Messstation 2

Tabelle 4.1.: Korrelationskoeffizienten zw. Globalstrahlungs- und PV Messreihen

GSX_PV	S1	S2	S8_PV300	S8_PV170	S12
Pearson	0.952	0.931	0.930	0.951	0.947
Kendall	0.899	0.903	0.889	0.914	0.900
Spearman	0.962	0.976	0.969	0.979	0.970

dargestellt. Bei Station 2 sind sowohl die PV-Messdaten, als auch die Globalstrahlungsdaten vor Ort verfügbar. Das Streudiagramm (**Abbildung 4.3**) weist eine größere Abweichung gegenüber den Vormittags- und Nachmittagswerten auf, als bei der Messstation 1 beobachtet wurde (siehe **Abbildung 3.11**). Die Verläufe der Vormittags- und Nachmittagswerten ist in **Abbildung 3.10** dargestellt. Die **KK** sind trotzdem hoch, da weniger "Ausreißer" vorhanden sind als bei anderen Stationen.

In den Abb. **4.1** bis **4.2** sind die Carpetplots für die Globalstrahlung und die Photovoltaikanlage im Jahr 2013 der Station 2 abgebildet. Die Photovoltaikanlage kann in den Abendstunden nicht das gesamte Potenzial der einstrahlenden Energie nutzen. Die Schneebedeckung der Anlage in den Wintermonaten ist an den freien Stellen zu erkennen.

4. Auswertung

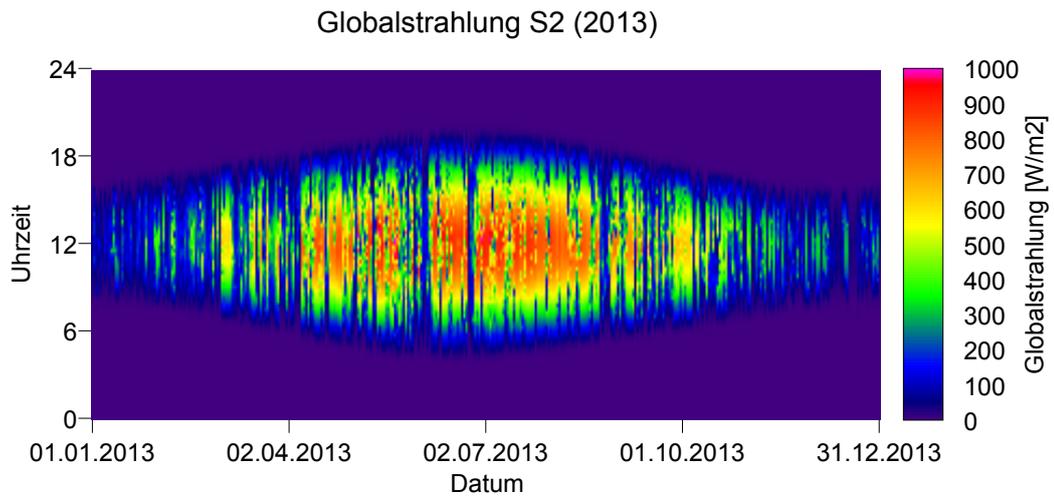


Abbildung 4.1.: Carpetplot der Globalstrahlung, Station 2 (2013)

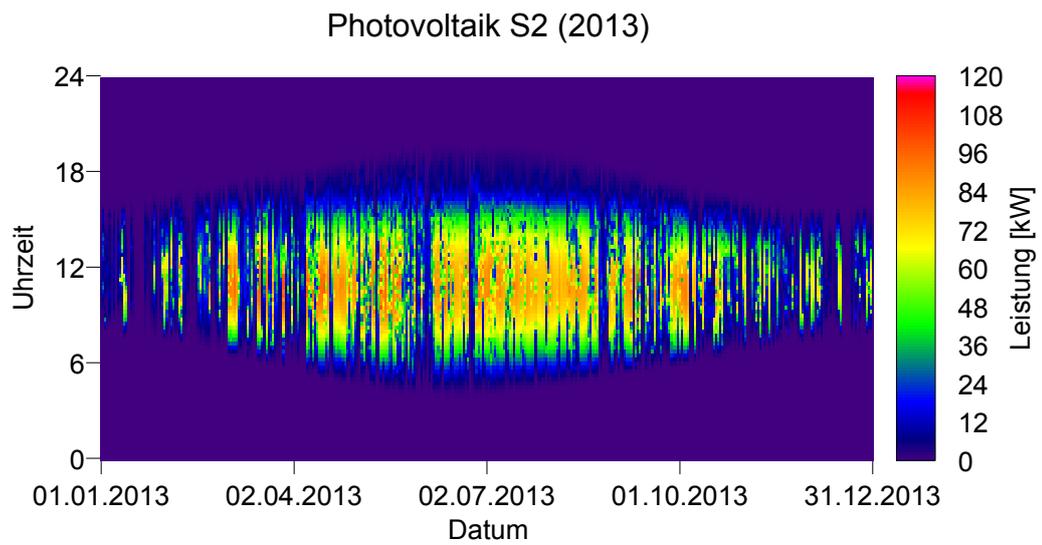


Abbildung 4.2.: Carpetplot der Photovoltaikeinspeisung, Station 2 (2013)

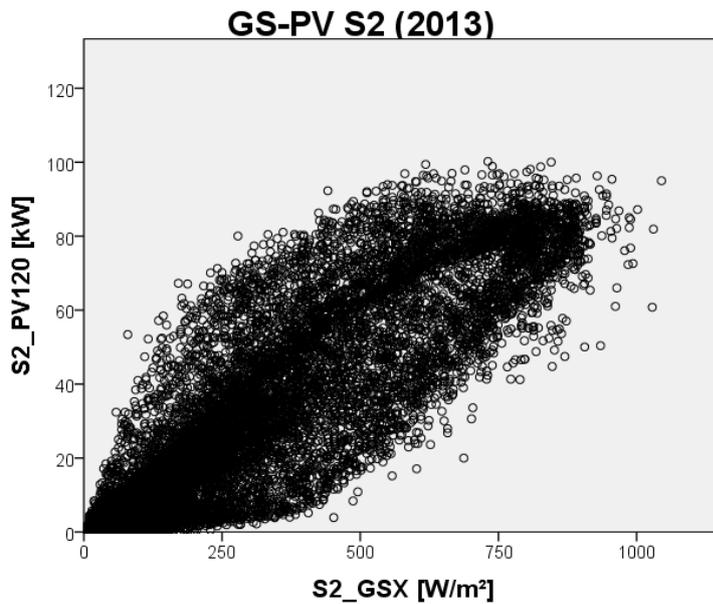


Abbildung 4.3.: Streudiagramm zwischen Globalstrahlung und Photovoltaik, Messstation 2

Reduzierte Datensätze

Im nächsten Schritt werden die Messreihen auf die Zeitpunkte, bei denen eine Globalstrahlung gemessen wurde, reduziert und die **KK** gebildet. Das Ergebnis ist in [Tabelle 4.2](#) zu sehen. Die Korrelationen sinken insgesamt aufgrund der reduzierten Datenmenge gegenüber den vollen Messreihen. Der Grund liegt bei den Nachtwerten der Datensätze, bei denen sowohl bei Photovoltaik, als auch Globalstrahlung der Wert Null auftritt und diese miteinander eine hohe Korrelation haben.

Tabelle 4.2.: Korrelationskoeffizienten zwischen Globalstrahlungs- und PV Tagesmessreihen

DAY_GSX_PV	S1	S2	S8_PV300	S8_PV170	S12
Pearson	0.928	0.900	0.894	0.927	0.918
Kendall	0.768	0.770	0.725	0.788	0.760
Spearman	0.908	0.926	0.896	0.936	0.913

4.2. Korrelation Globalstrahlung und Windkraft

4.2.1. Vergleich der drei Korrelationskoeffizienten

Wie in [Abschnitt 2.4](#) beschrieben, eignen sich für die Untersuchung von nicht normalverteilten Daten der KENDALL [KK](#) und der SPEARMAN [KK](#). [Quaschnig](#) beschreibt in [6, S. 258ff], dass die Windgeschwindigkeitsverteilung mithilfe der **Weibull-Verteilung** dargestellt werden kann. Ebenso ist die Erzeugung der Photovoltaik nicht normalverteilt.¹⁵

Es wird daher überprüft ob der PEARSON Korrelationskoeffizient ähnlich dem KENDALL oder dem SPEARMAN [KK](#) ist, um die Berechnungen auf einen der Koeffizienten zu reduzieren. Vorzugsweise soll der PEARSON Koeffizient verwendet werden, da dieser mithilfe von Microsoft[®] Excel und Makros schnell berechnet werden kann.

Tabelle 4.3.: Pearson Korrelationskoeffizient der Jahres und 5-Jahres Messreihen

PEARSON	S1	S3	S4	S9	S10	S11	S13
2009	-0.098	-0.062	-0.111	-0.059	-0.088	-0.027	-0.015
2010	-0.121	-0.111	-0.145	-0.085	-0.143	-0.054	-0.019
2011	-0.113	-0.084	-0.122	-0.058	-0.126	-0.018	0.016
2012	-0.141	-0.131	-0.156	-0.114	-0.160	-0.067	-0.051
2013	-0.099	-0.081	-0.118	-0.060	-0.126	-0.043	-0.013
5 Jahre	-0.114	-0.092	-0.130	-0.076	-0.125	-0.042	-0.017

Tabelle 4.4.: Kendall Korrelationskoeffizient der Jahres und 5-Jahres Messreihen

KENDALL	S1	S3	S4	S9	S10	S11	S13
2009	-0.109	-0.072	-0.112	-0.051	-0.090	-0.042	-0.018
2010	-0.094	-0.071	-0.105	-0.054	-0.098	-0.041	-0.016
2011	-0.099	-0.061	-0.102	-0.047	-0.097	-0.030	0.010
2012	-0.133	-0.098	-0.142	-0.081	-0.131	-0.060	-0.041
2013	-0.096	-0.056	-0.108	-0.042	-0.103	-0.036	-0.008
5 Jahre	-0.106	-0.064	-0.114	-0.055	-0.103	-0.042	-0.015

Die Tabellen [4.3](#) bis [4.5](#) enthalten die von SPSS berechneten Korrelationskoeffizienten zwischen den Globalstrahlungsdaten und den Windeinspeisedaten. Diese sind für die Stationen 1, 3, 4, 9, 10, 11 und 13 berechnet. Das sind jene Stationen für die über 5 Jahre hinweg sowohl Globalstrahlungsdaten, als auch Windeinspeisedaten vorhanden sind (siehe auch [Übersichts-Tabelle 2.1](#)). Alle berechneten [KK](#) liegen im negativen Bereich, was auf einen leicht ausgleichenden Effekt der beiden Größen hinweisen kann. Jedoch ist der Wert der Koeffizienten so klein, dass man nicht von einer ausgeprägten Korrelation sprechen kann. Ähnlich wie in [Abschnitt 4.1](#) wird

¹⁵Vgl. Linder [[11](#)]

4.2. Korrelation Globalstrahlung und Windkraft

Tabelle 4.5.: Spearman Korrelationskoeffizient der Jahres und 5-Jahres Messreihen

SPEARMAN	S1	S3	S4	S9	S10	S11	S13
2009	-0.151	-0.090	-0.154	-0.070	-0.122	-0.057	-0.025
2010	-0.130	-0.098	-0.144	-0.075	-0.133	-0.056	-0.023
2011	-0.137	-0.084	-0.140	-0.065	-0.132	-0.041	0.014
2012	-0.185	-0.136	-0.195	-0.112	-0.179	-0.083	-0.058
2013	-0.133	-0.078	-0.149	-0.058	-0.140	-0.049	-0.011
5 Jahre	-0.147	-0.087	-0.156	-0.076	-0.140	-0.057	-0.020

daher nachfolgend eine Analyse für jene Zeitpunkte durchgeführt, bei denen die Globalstrahlungswerte größer Null sind.

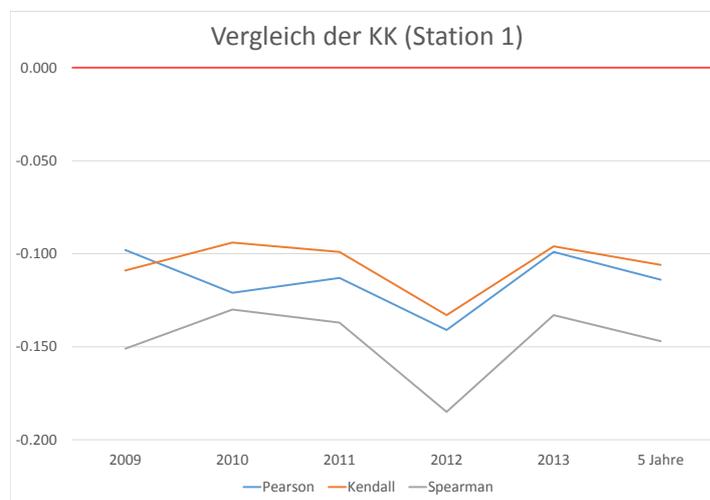


Abbildung 4.4.: Vergleich der Korrelationskoeffizienten in Station 1

Zuvor veranschaulichen [Abbildung 4.4](#) und [Abbildung 4.5](#) grafisch den Vergleich der verschiedenen Koeffizienten. [Abbildung 4.4](#) zeigt einen ähnlichen Verlauf der Koeffizienten. Zwischen dem PEARSON KK und den beiden anderen sind Abweichungen kleiner als 0.05 zu erkennen. In [Abbildung 4.5](#) ist ein nahezu identischer Verlauf der Koeffizienten zu erkennen. Hierbei würde kaum ein Unterschied zwischen den verwendeten Berechnungsmethoden zu tragen kommen. Die Station 13 ist außerdem die einzige Station, die bei den Jahresmessreihen positive Korrelationskoeffizienten aufweist (0.010 - 0.016).

4. Auswertung

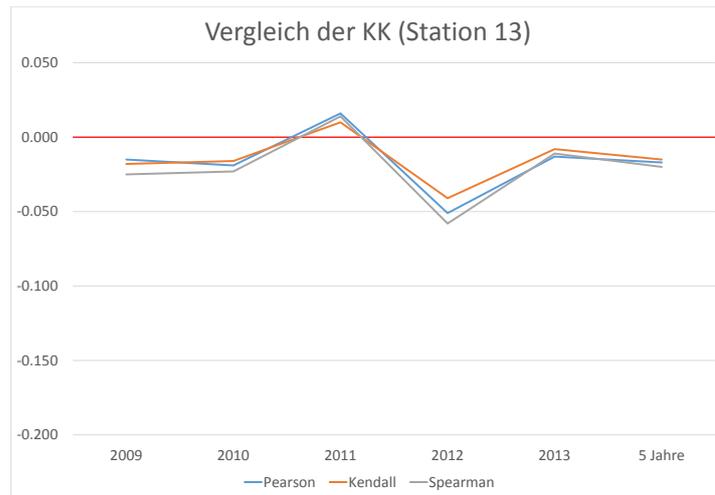


Abbildung 4.5.: Vergleich der Korrelationskoeffizienten in Station 13

Vergleich der Stationen

Betrachtet man eine Berechnungsart des Korrelationskoeffizienten (hier PEARSON) in Bezug auf die unterschiedlichen Stationen, ergibt sich [Abbildung 4.6.](#) Je nach Standort weist der **KK** unterschiedliche Werte auf, im Jahresvergleich ergeben sich gleiche Trends in allen Stationen.

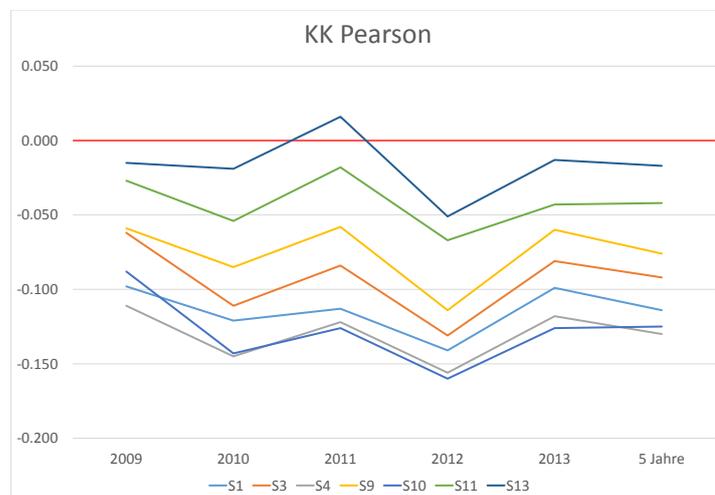


Abbildung 4.6.: Betrachtung des PEARSON Korrelationskoeff. für alle Stationen

4.2.2. Streudiagramme bei Globalstrahlung und Windeinspeisung

Die Streudiagramme zwischen der Windeinspeisung und den Messwerten der Globalstrahlung geben einen direkten Rückschluss auf das gleichzeitige Auftreten von Wertepaaren. Bei den Globalstrahlungsmesswerten treten kaum Einstrahlungswerte über 1100 W/m^2 auf. Alle Streudiagramme sind auf dieses Maximum skaliert um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

Betrachtet man einige Beispiele dieser Streudiagramme, wird durch das Auftreten

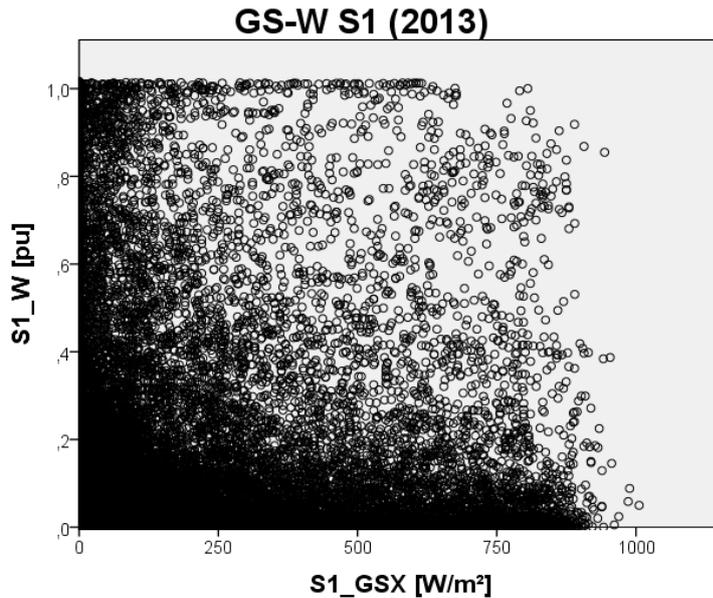


Abbildung 4.7.: Streudiagramm zwischen Globalstrahlung und Windeinspeisung, Station 1 (2013)

der Punktwolken verdeutlicht, ob es sich beispielsweise um ein Jahr mit hoher oder niedriger Sonneneinstrahlung handelt, je weiter die Punktwolke an der Abszisse nach rechts oder nach links wandert. Auch Jahre mit hohen Windeinspeisungen können grafisch lokalisiert werden. Das Maximum der eingespeisten Windenergie überschreitet die Engpassleistung häufig. Das Maximum liegt aber im Bereich von unter 10% über dem Nennpunkt. In [Abbildung 4.7](#) erkennt man eine Verdichtung der Punktwolke entlang des Maximums bis knapp 700 W/m^2 . Im Gegensatz dazu reicht diese Linie in [Abbildung 4.8](#) nur bis 250 W/m^2 .

4. Auswertung

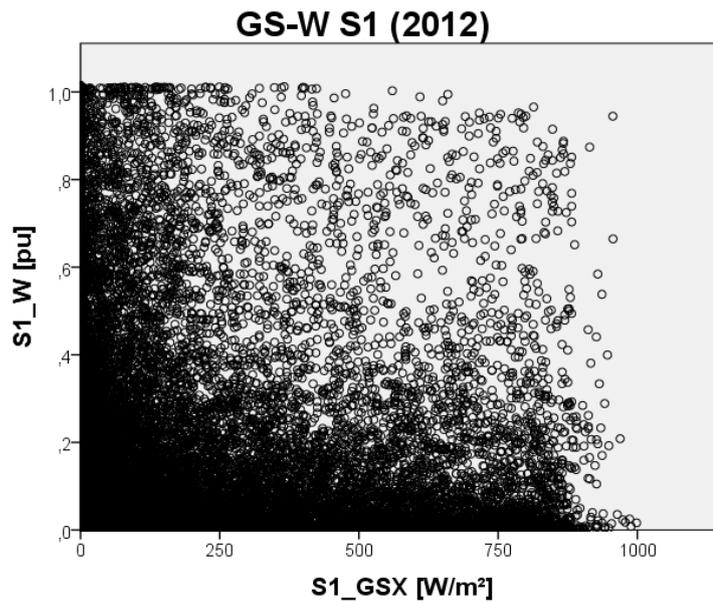
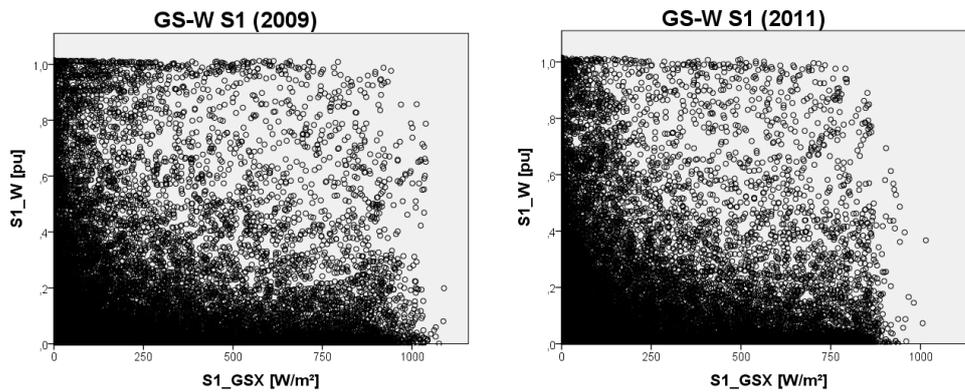


Abbildung 4.8.: Streudiagramm zwischen Globalstrahlung und Windeinspeisung, Station 1 (2012)

Die [Abbildung 4.9a](#) und [Abbildung 4.9b](#) zeigen im Jahr 2009 gleichzeitig auftretende hohe Globalstrahlungswerte und hohe Windeinspeisewerte. Im Vergleich dazu sind die Maxima der höchsten Einstrahlungswerte im Jahr 2011 deutlich niedriger. In [Abbildung 4.10](#) erscheint es auf den ersten Blick, als wären keine Globalstrahlungswerte über etwa 700 W/m^2 gemessen worden. Der Grund dafür liegt darin, dass für diese Station die Messwerte erst ab dem 15.09.2009 vorliegen und hier bereits die Einstrahlung entsprechend der Jahreszeit geringer ist. Die Streudiagramme sind nur für die vollen Messreihen generiert, die sowohl Tag-, als auch Nachtmesswerte beinhalten.

4.2. Korrelation Globalstrahlung und Windkraft



(a) SD zwischen Globalstr. und Windeinspeisung Station 1 (2009)

(b) SD zwischen Globalstr. und Windeinspeisung Station 1 (2011)

Abbildung 4.9.: Streudiagramme GS und Wind der Station 1 (2009, 2011)

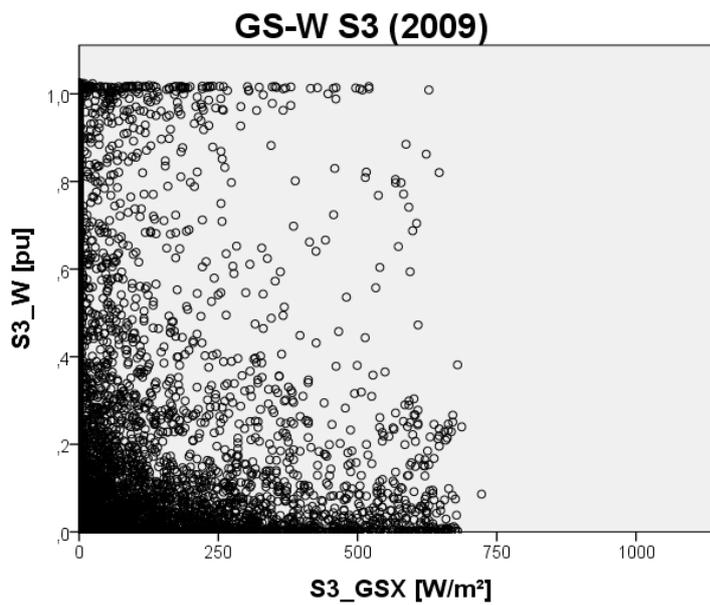


Abbildung 4.10.: SD zwischen Globalstr. und Windeinspeisung Station 3 (2009)

4. Auswertung

4.2.3. Reduzierte Datensätze

Die Tabellen 4.6 bis 4.8 zeigen die Korrelationskoeffizienten der reduzierten Datensätze. Wie bereits bei der Auswertung der Korrelationen zwischen der Globalstrahlung und der Photovoltaikeinspeisung sind die Koeffizienten hier gegenüber den vollen Messreihen kleiner. Interessant ist, dass die Werte bei Station 13, welche in den Tabellen mit einem * gekennzeichnet sind, keine hohe Signifikanz (Irrtumswahrscheinlichkeit kleiner 1%) des Ergebnisses laut SPSS aufweisen. Dies ist nur bei Station 13 in den Jahren 2011 und 2013 zu beobachten, die Werte sind sehr nahe Null.

Im Vergleich zu den vollen Messreihen sind in [Abbildung 4.11](#) die Korrelationsko-

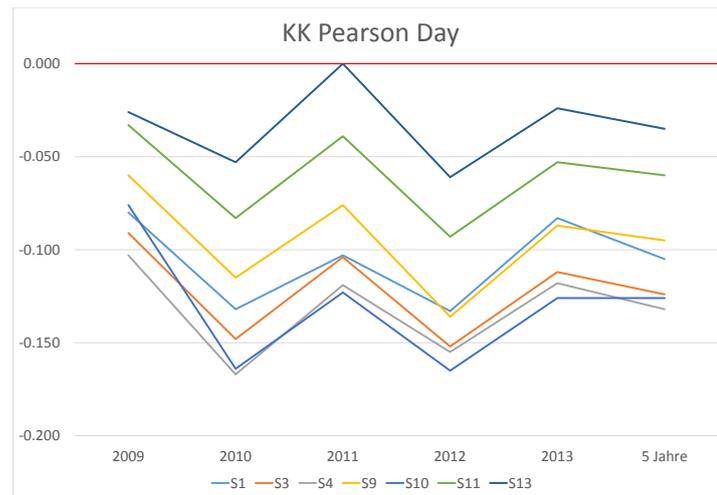


Abbildung 4.11.: Betrachtung des PEARSON Korrelationskoeff. für alle Stationen (Tagesmessreihen)

effizienten der reduzierten Messreihen (nach PEARSON) für alle Stationen grafisch dargestellt. Bei den Tagesmessreihen ist die Ausprägung der Koeffizienten stärker. Dadurch sind die Änderungen der Koeffizienten, aufgrund anderer Wetterverhältnisse in den einzelnen Jahren, betragsmäßig größer, die Schwankungen folglich höher.

4.3. Verfeinerung der Intervalle zur Korrelationsberechnung

Wie in [Abschnitt 4.2](#) gezeigt wird, ist die Verwendung einer Berechnungsmethode für die Korrelationskoeffizienten ausreichend. Die wesentlichen Merkmale der Korrelationen sind durch die Analyse zu erfassen und werden im Folgenden für kleinere Zeitintervalle mithilfe von Microsoft[®] Excel durchgeführt. Hierfür wird auf die Excel Funktion für die Korrelationsberechnung nach PEARSON zurückgegriffen. Es gilt zu überprüfen, ob sich der Wind und die Sonneneinstrahlung über kleinere Zeiträume

4.3. Verfeinerung der Intervalle zur Korrelationsberechnung

Tabelle 4.6.: Pearson Korrelationskoeffizient der Jahres und 5-Jahres Tagesmessreihen

PEARSON	S1	S3	S4	S9	S10	S11	S13
2009	-0.080	-0.091	-0.103	-0.060	-0.076	-0.033	-0.026
2010	-0.132	-0.148	-0.167	-0.115	-0.164	-0.083	-0.053
2011	-0.103	-0.104	-0.119	-0.076	-0.123	-0.039	-0.009*
2012	-0.133	-0.152	-0.155	-0.136	-0.165	-0.093	-0.061
2013	-0.083	-0.112	-0.118	-0.087	-0.126	-0.053	-0.024
5 Jahre	-0.105	-0.124	-0.132	-0.095	-0.126	-0.060	-0.035

Tabelle 4.7.: Kendall Korrelationskoeffizient der Jahres und 5-Jahres Tagesmessreihen

KENDALL	S1	S3	S4	S9	S10	S11	S13
2009	-0.069	-0.077	-0.078	-0.042	-0.050	-0.021	-0.010
2010	-0.097	-0.097	-0.114	-0.082	-0.106	-0.058	-0.032
2011	-0.082	-0.067	-0.090	-0.060	-0.076	-0.037	0.003*
2012	-0.106	-0.105	-0.127	-0.091	-0.112	-0.064	-0.028
2013	-0.075	-0.078	-0.095	-0.059	-0.076	-0.026	-0.004*
5 Jahre	-0.086	-0.083	-0.101	-0.067	-0.083	-0.041	-0.014

Tabelle 4.8.: Spearman Korrelationskoeffizient der Jahres und 5-Jahres Tagesmessreihen

SPEARMAN	S1	S3	S4	S9	S10	S11	S13
2009	-0.103	-0.116	-0.115	-0.063	-0.074	-0.031	-0.015
2010	-0.145	-0.145	-0.168	-0.122	-0.155	-0.085	-0.047
2011	-0.121	-0.101	-0.132	-0.089	-0.110	-0.054	0.004*
2012	-0.158	-0.156	-0.186	-0.133	-0.164	-0.094	-0.043
2013	-0.111	-0.115	-0.141	-0.085	-0.110	-0.037	-0.006*
5 Jahre	-0.127	-0.123	-0.148	-0.099	-0.121	-0.060	-0.022

4. Auswertung

untereinander beeinflussen und dadurch auf ein gleichzeitiges Auftreten geschlossen werden kann.

Die Korrelationen sind in vier verschiedene Intervalle aufgeteilt. Das längste Intervall (nach der 5-jährigen und der Jahresbetrachtung der vorgehenden Kapitel) umfasst ein Quartal (01.01. bis 31.03., 01.04. bis 30.06., 01.07. bis 30.09., 01.10. bis 31.12.). Die weiteren Abstufungen sind Monats-, Wochen- und Tagesintervalle. In den Abb. 4.12 bis 4.15 ist die Abszisse die Zeitachse beginnend beim 01.01.2009, die Dauer zwischen zwei Messwerten ist die jeweilige Intervallbreite.

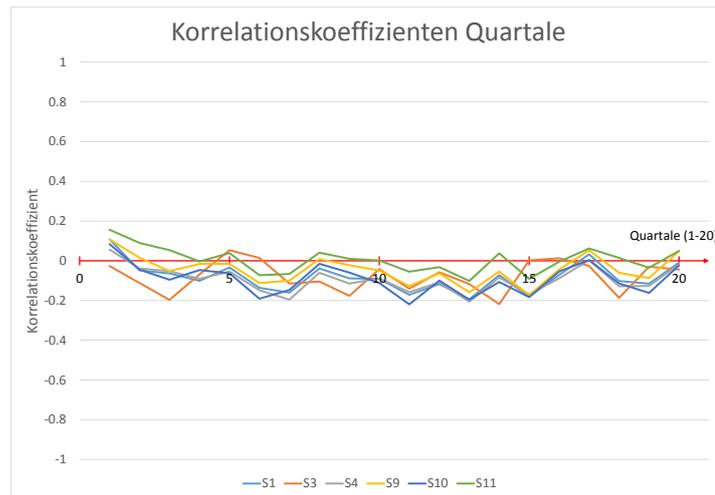


Abbildung 4.12.: Darstellung der Korrelationskoeffizienten, Quartalsintervall

Betrachtet man zuerst den Verlauf der **KK** im Quartalsintervall zeigt sich das gewohnte Bild von vorwiegend negativen Koeffizienten. Es sind jedoch häufiger auch positive Korrelationen im Ergebnis enthalten. In **Abbildung 4.12** deckt sich der Verlauf der verschiedenen Stationen wieder nahezu ganz. Der Bereich der Koeffizienten liegt zwischen -0.2 und 0.2, der wiederum als der Bereich gilt wo "keine Korrelation" gegeben ist. Für die 5 verfügbaren Jahre sind 20 (4 pro Jahr) Quartalskoeffizienten (chronologisch von links nach rechts auf der Abszisse aufgetragen) berechnet worden.

Eine andere Möglichkeit ist den Startwert des Quartals als gleitenden Punkt über die Daten zu variieren. Es entsteht eine Wertereihe, die in **Abbildung 4.13** grafisch dargestellt ist. Der Verlauf gegenüber der ersten Auswertung ist sehr ähnlich. Die einzelnen Stationen weisen ebenfalls einen ähnlichen Verlauf auf.

Abbildung 4.14 zeigt die grafische Darstellung der Monatskorrelationskoeffizienten. Auch hier erkennt man vorwiegend negative **KK**. Die berechneten Werte werden betragsmäßig etwas größer im Vergleich zu den Quartalsintervallen. Die genauere Betrachtung lässt erkennen, dass der Verlauf zwischen den verschiedenen Messstationen unterschiedlicher ausgeprägt ist. Dies deutet darauf hin, je kürzer die Zeiträume der untersuchten Korrelationen sind, desto eher sind lokale Wetterein-

4.3. Verfeinerung der Intervalle zur Korrelationsberechnung

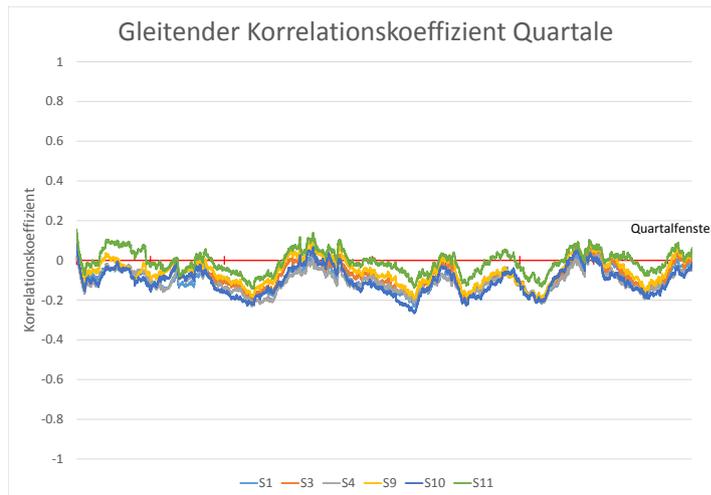


Abbildung 4.13.: Darstellung der Korrelationskoeffizienten, kontinuierliches Quartalsintervall

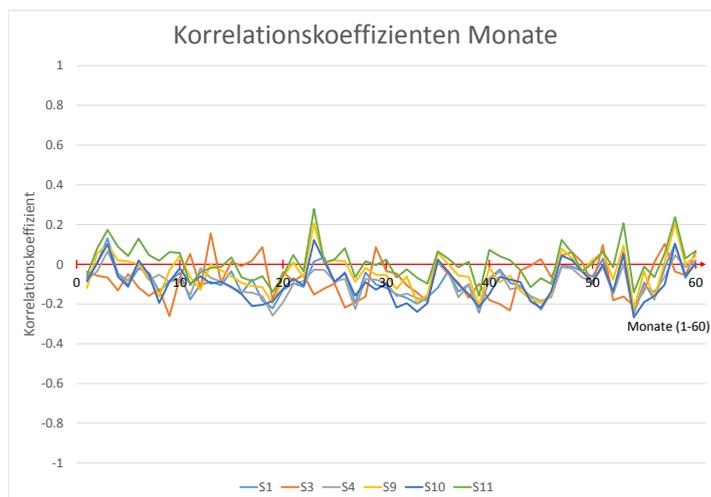


Abbildung 4.14.: Darstellung der Korrelationskoeffizienten, Monatsintervall

flüsse in den Korrelationen zu erfassen. 60 Korrelationswerte sind für die 5 Jahre pro Station berechnet worden.

4. Auswertung

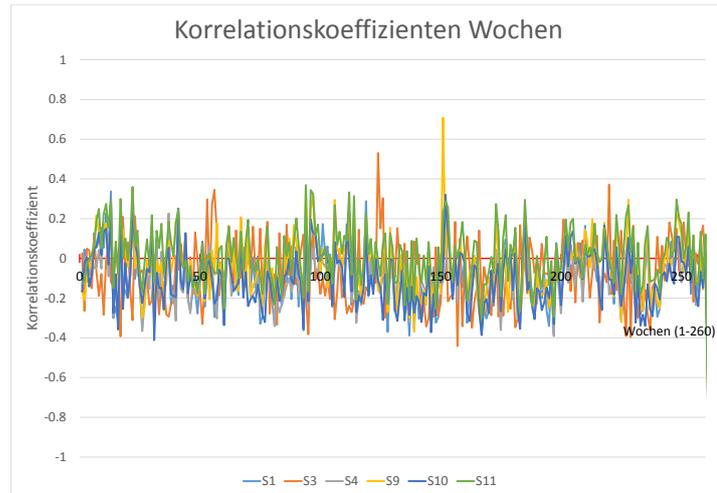


Abbildung 4.15.: Darstellung der Korrelationskoeffizienten, Wochenintervall

Die Darstellung der Wochenintervalle erscheint bereits unübersichtlich. In [Abbildung 4.15](#) sind die berechneten Korrelationskoeffizienten dargestellt. Der Bereich ist bereits um vieles größer als bei den Quartals- und Monatsintervallen. Beispielsweise kann bei einem Wintersturm mit hohem Bewölkungsgrad und einer Dauer von wenigen Tagen eine hohe Korrelation zur verminderten Sonneneinstrahlung verdeutlichen. Interessant ist der teilweise sehr ähnliche Kurvenverlauf wie im letzten Viertel der Zeitachse zu sehen ist.

Eine grafische Betrachtung der Tagesintervalle ist in der vorherigen Form nicht zielführend, da die Korrelationskoeffizienten Werte zwischen -0.95 und +0.98 annehmen und stark fluktuieren. Außerdem sind pro Station rund 1800 Korrelationswerte berechnet worden. Für die Auswertung werden daher die Koeffizienten sortiert und ihre Verteilung festgestellt.

Tabelle 4.9.: Statistische Beschreibung der Korrelationskoeffizientenverteilung

	S1_T	S3_T	S4_T	S9_T	S10_T	S11_T
Mittelwert	-0.151	-0.064	-0.141	-0.064	-0.134	0.000
Median	-0.245	-0.139	-0.229	-0.153	-0.224	-0.089
Standardabweichung	0.355	0.441	0.348	0.368	0.348	0.380
Varianz	0.126	0.194	0.121	0.135	0.121	0.145
Schiefe	0.683	0.388	0.627	0.526	0.633	0.483
Standardfehler der Schiefe	0.065	0.057	0.057	0.057	0.058	0.058
Kurtosis	-0.261	-0.899	-0.374	-0.617	-0.339	-0.806
Standardfehler der Kurtosis	0.129	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115

4.3. Verfeinerung der Intervalle zur Korrelationsberechnung

Tabelle 4.9 zeigt die statistische Beschreibung der Verteilung. Die Mittelwerte und die Medianwerte der Verteilungen sind alle negativ. Interessant ist die Schiefe der Verteilung, die bei allen Stationen positiv ist. Das deutet auf eine linkssteile bzw. rechtsschiefe Verteilung hin, bei der das Maximum der Verteilung nicht beim Mittelwert liegt.¹⁶ Abbildung 4.16 zeigt das zugehörige Histogramm, bei dem ersichtlich ist, dass das Maximum (rund 150 Werte) im Intervall zwischen -0.44 und -0.39 liegt. Diese Werte der **KK** treten nicht zu besonderen Jahreszeiten auf, sondern sind zufällig unter den Werten verteilt.

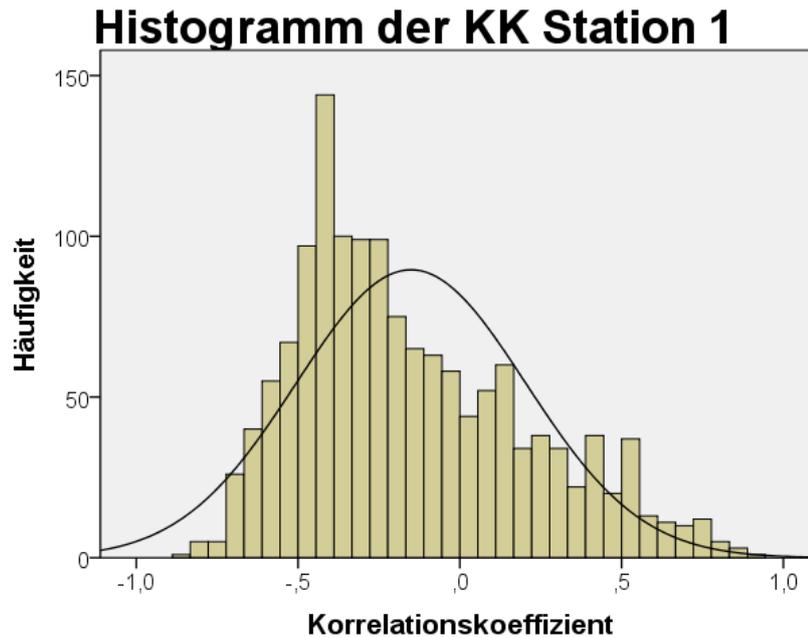


Abbildung 4.16.: Histogramm der Korrelationskoeffizientenverteilung Station 1

¹⁶Vgl. Martens [7]

4. Auswertung

4.4. Auftretende Maxima in den verfügbaren Daten

Wenn man die beiden Einspeiseformen in den unterschiedlichen Stationen vergleicht, zeigt sich für die Häufigkeiten der Leistungen ein sehr ähnliches Bild. In fast allen untersuchten Stationen tritt der Fall ein, dass die Windeinspeisung oder die Globalstrahlung größer als 100% bezogen auf die Engpassleistung bzw. die Bezugsgröße von 1000 W/m^2 ist.

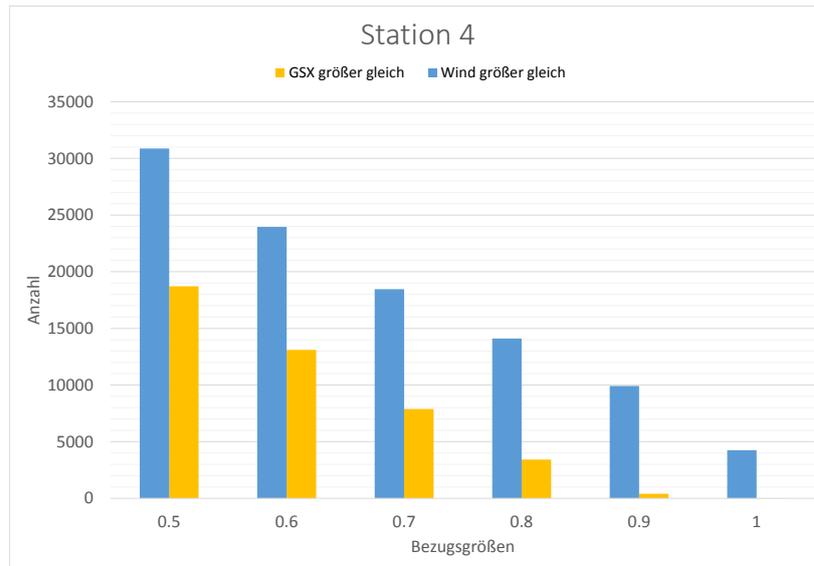


Abbildung 4.17.: Balkendiagramm der Einspeisegrößen in Station 4

Betrachtet man beispielsweise das Diagramm in [Abbildung 4.17](#) ist ersichtlich, dass die Einspeisung von Windenergie gegenüber der Einstrahlung von Sonnenlicht in Station 4 einen bedeutend höheren Einfluss hat. Die Abstufung zwischen den Intervallen erfolgt nahezu linear. Im Gegensatz dazu überwiegt in [Abbildung 4.18](#) die Anzahl der Globalstrahlungswerte bei der gegebenen Bezugsgrößenwahl.

Die zweite Betrachtungsweise ist die Einteilung der auftretenden Erzeugungen nach Klassen und Gleichzeitigkeit. [Abbildung 4.19](#) verdeutlicht, dass in den zur Auswertung verfügbaren 5 Jahren insgesamt 51 Mal 15-Minuten Mittelwerte gefunden wurden, bei der sowohl die Einspeisung der Windkraft als auch die Einstrahlung bei den Stationen größer als 100%-bezogen sind. Das sind umgerechnet weniger als 13 Stunden in einem Zeitraum von 5 Jahren, was wiederum weniger als 2.6 Stunden pro Jahr entspricht. Das Ergebnis dieser Auswertung ist offensichtlich maßgeblich durch die Bezugsgröße der Globalstrahlung bestimmt, aber in Hinblick auf die auftretenden Maxima der gemessenen Globalstrahlung scheint die Wahl wie bei den [STC](#) gerechtfertigt. Ändert man beispielsweise die Bezugsgröße auf 900 W/m^2 treten insgesamt

4.4. Auftretende Maxima in den verfügbaren Daten

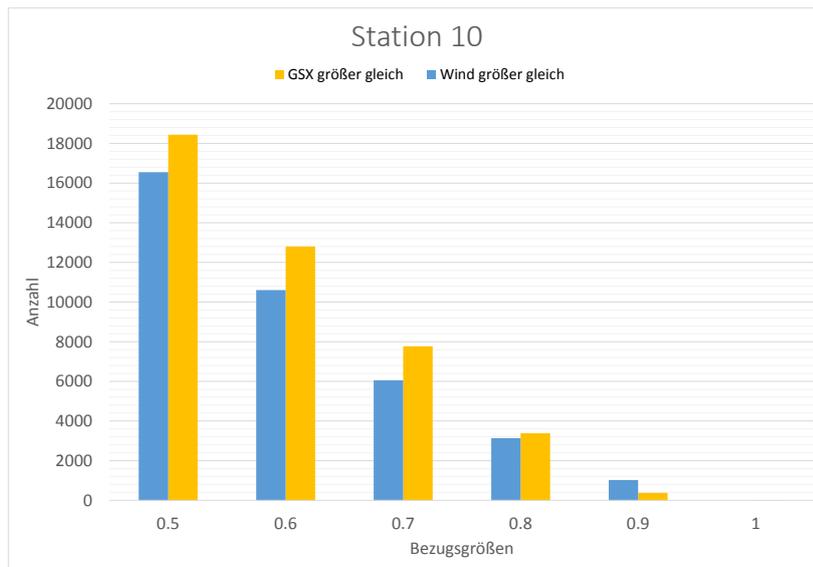


Abbildung 4.18.: Balkendiagramm der Einspeisegrößen in Station 10

186 Mal Werte größer gleich 1 auf, was wiederum 46.5 Stunden in 5 Jahren, oder 9.3 Stunden pro Jahr entspricht.

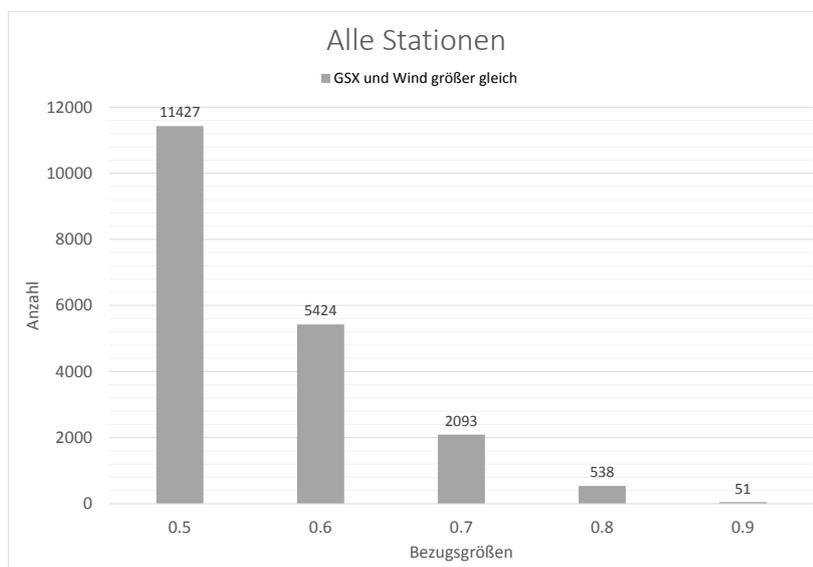


Abbildung 4.19.: Balkendiagramm der gleichzeitigen Einspeisung aller Stationen

4. Auswertung

4.5. Fourieranalyse der Datenreihen

Die Auswertung der Messreihen mithilfe der Fourieranalyse ist in dem folgenden Kapitel angeführt. Ziel ist es, die maßgeblichen Frequenzanteile der Messreihen zu erkennen. Wie bereits in [Abschnitt 2.7](#) beschrieben, erwartet man bei der Analyse der Globalstrahlung eine Periodendauer von 24 Stunden. [Groiss](#) beschreibt in seiner Dissertation (siehe [\[9\]](#)) diese Analyse für verschiedene Kraftwerkstypen bei Zeitreihen von 15 Jahren. Ebenso werden hier die Anteile nach Betragsspektrum, sowie Phasenspektrum analysiert. Das Betragsspektrum gibt Aufschluss über die dominierenden Anteile, das Phasenspektrum die zeitliche Verschiebung (in Bezug auf die Periodendauer) gegenüber dem Startwert (01.01.2009). Beispielsweise bedeutet eine 180° Phasenverschiebung der 24 Stunden Schwingung, dass ihr Maximum um 12 Uhr Mittag auftritt.¹⁷

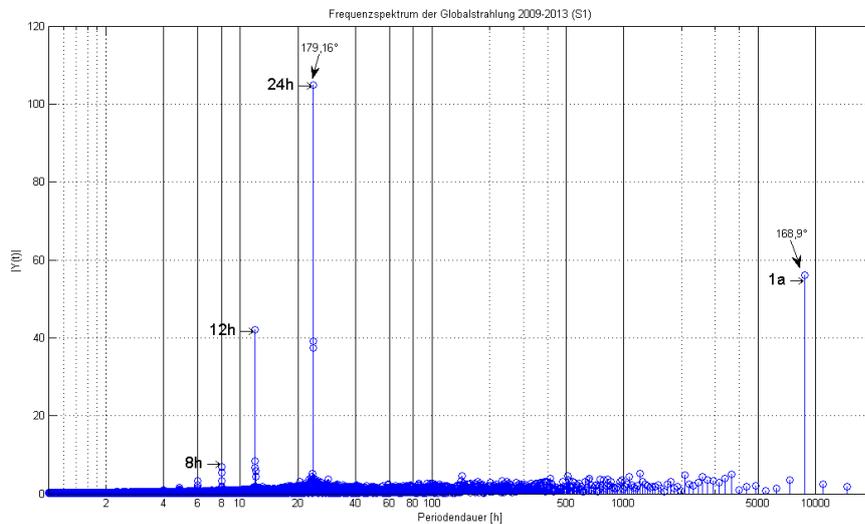


Abbildung 4.20.: Spektrum der Globalstrahlungsmessreihen, Station 1

[Abbildung 4.20](#) veranschaulicht die beschriebenen Verhältnisse für die Messstation 1. Die größte Amplitude weist eine 24 Stunden Schwingung auf, mit einer Phasenlage von 179.16° . Desweiteren sind Anteile bei 8 und 12 Stunden ersichtlich. Die 24 Stunden Schwingung beschreibt den Tag/Nacht Zyklus. Einen großen Anteil hat auch die Jahresschwingung, deren Phasenlage bei 168.9° liegt. Die Jahresschwingung ist in der Grafik mit *1a* gekennzeichnet, die Abkürzung *a* steht für das lateinische *anno*. Das Maximum der Jahresschwingung liegt daher im Juni, wo die höchsten Globalstrahlungswerte zu erwarten sind.

¹⁷Vgl. [\[9\]](#), S. 46ff]

4.5. Fourieranalyse der Datenreihen

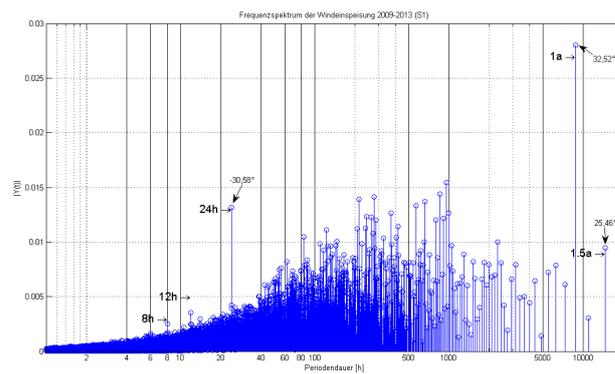


Abbildung 4.21.: Spektrum der Windeinspeisung, Station 1

Ein anderes Bild zeigt sich bei der Untersuchung der Windmessdaten. An [Abbildung 4.21](#) kann man erkennen, dass die Leistungseinspeisung durch Windenergie sehr viele Frequenzanteile hat. Auch hier treten 24 Stunden Werte ausgeprägt auf. Vergleicht man die Phasenlagen des Frequenzanteils bei den Stationen untereinander, liegt diese jedoch nicht bei einem bestimmten Wert. Den betragsmäßig größten Anteil besitzt die Jahresschwingung, die durchwegs Phasenlagen zwischen 20° und 56° aufweist. Das Maximum der Schwingung liegt also in den ersten Monaten eines Jahres. Die breite Streuung des Frequenzspektrums erklärt auch die hohe Fluktuation der Windeinspeisung.

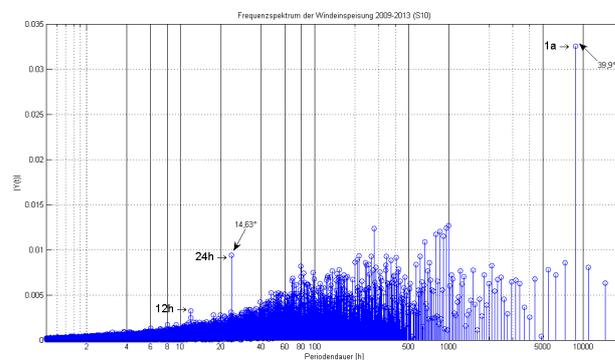


Abbildung 4.22.: Spektrum der Windeinspeisung, Station 10

Auch [Abbildung 4.22](#) zeigt einen ähnlichen Sachverhalt für die Messstation 10, wobei hier die anderen Frequenzanteile nicht so stark ausgeprägt sind, wie bei Station 1.

4. Auswertung

Der Vergleich der Phasenlagen der maßgeblichen Schwingungen ist in [Abbildung 4.23](#) und [Abbildung 4.24](#) dargestellt. Die Phasenlagen der Werte für die Windeinspeisung unterscheiden sich kaum voneinander, sie sind jenen der Globalstrahlung beinahe vollständig entgegengesetzt.

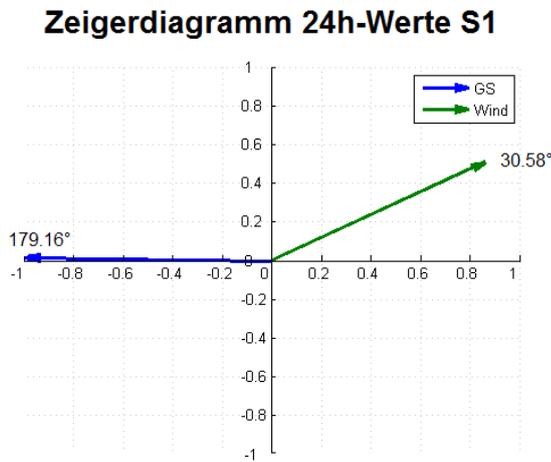


Abbildung 4.23.: Zeigerdiagramm der Phasenlagen der 24 Stunden Schwingungsanteile, Station 1

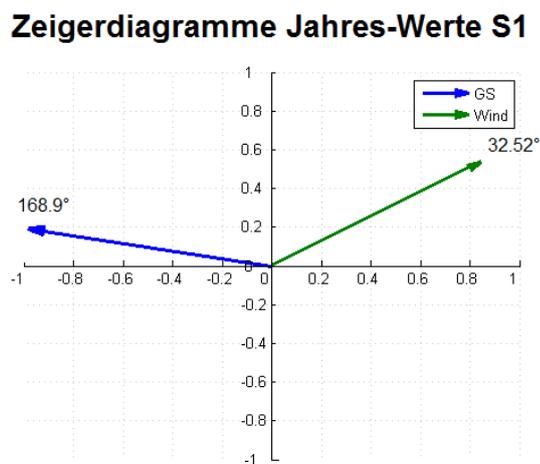


Abbildung 4.24.: Zeigerdiagramm der Phasenlagen der 1 Jahres Schwingungsanteile, Station 1

4.6. Diverse Auswertungen

In diesem letzten Unterpunkt sind die Ergebnisse zusätzlicher Auswertungen angeführt. In [Abbildung 4.25](#) ist ein Streudiagramm abgebildet, das die Wertepaare der Globalstrahlung und der summierten Windeinspeisung darstellt. Die Fragestellung dahinter ist die Untersuchung der Gleichzeitigkeit am gemeinsamen Einspeisepunkt in das höher gelegene Übertragungsnetz. Welche Gleichzeitigkeit sieht der Transformator über die Einspeisung von Wind und Photovoltaik an den Stationen 1, 3, 4, 9, 10 und 11? Es würden auch die Stationen 2, 5, 6, 7 und 8 den gleichen Transformator speisen, jedoch sind hier keine Globalstrahlungsdaten verfügbar um eine Korrelation zu berechnen.

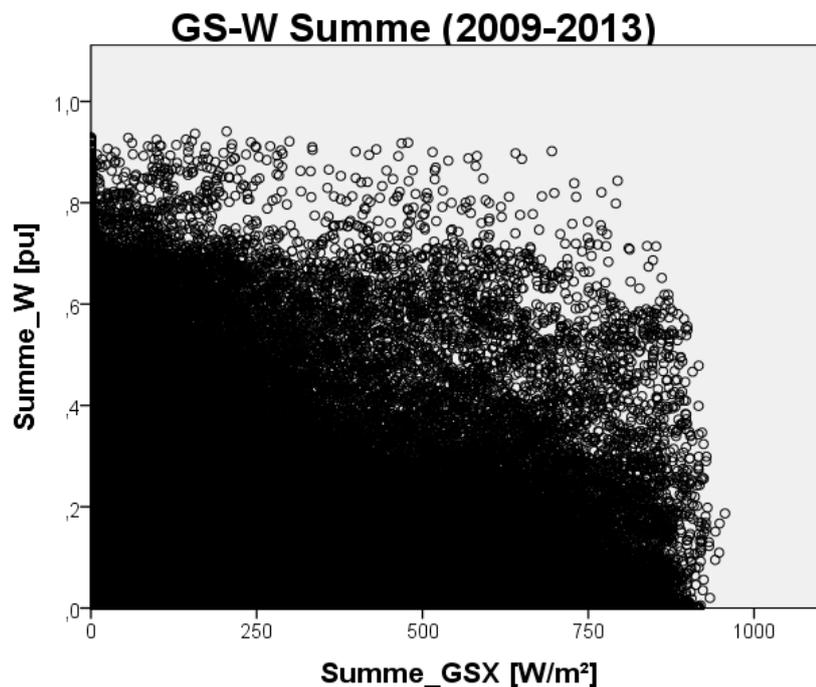


Abbildung 4.25.: Streudiagramm der Messreihensummen (2009-2013)

Es wird zur Berechnung der Korrelationskoeffizienten die gewichtete Summe der Windeinspeisewerte, multipliziert mit den Nennleistungen, gebildet. Insgesamt sind 165.08 MW in den 6 Stationen installiert. Die Globalstrahlungswerte werden ebenfalls summiert und auf die Anzahl der Stationen normiert. Bei den vorhergehenden Auswertungen sind Globalstrahlungswerte bis zu 1100 W/m^2 gemessen worden. Der Maximalwert der summierten Globalstrahlung liegt bei nur 956 W/m^2 . Daraus lässt sich bereits auf eine verminderte Gleichzeitigkeit der auftretenden Maxima schließen.

4. Auswertung

Der Korrelationskoeffizient zwischen den Summen beträgt -0.1083. Es liegt auch hier ein leicht negativer Koeffizient vor, der ähnlich den Auswertungen in [Abschnitt 4.2](#) ist.

Eine weitere Auswertung betrifft die mittlere Globalstrahlung der verfügbaren Messstationen. Die mittleren Globalstrahlungswerte sind für die Ertragsberechnung von Photovoltaikanlagen hilfreich. Der Mittelwert wurde für zwei verschiedene Messreihen berechnet. Einerseits für die gesamte Reihe, bei der auch die Nachtwerte berücksichtigt werden und andererseits alleinig nur für die Zeitpunkte, bei denen Globalstrahlungswerte größer Null gemessen wurden.

Die Ergebnisse sind in [Tabelle 4.10](#) und [Tabelle 4.11](#) zu sehen. Der Mittelwert über alle Werte in [Tabelle 4.10](#) beträgt 135.93 W/m^2 . Multipliziert man diesen Wert mit der Stundenanzahl eines Jahres (8760) erhält man die mittlere Energie pro Quadratmeter. Dieser beträgt 1190.75 kWh/m^2 . Diese Werte müssen noch um die Neigung der Photovoltaikanlage, den Wirkungsgrad und die Verluste bei der Umwandlung korrigiert werden.[\[12\]](#)

Tabelle 4.10.: Mittelwerte der Globalstrahlung

Mittelwert	S1	S2	S3	S4	S8	S9	S10	S11	S12	S13
2009	145.76	133.58	-	135.53	131.52	134.67	136.32	136.32	128.75	141.75
2010	135.69	124.81	136.76	131.97	124.44	130.89	130.33	130.33	128.89	133.72
2011	134.55	130.08	139.90	145.15	138.73	142.87	139.66	139.66	140.74	143.46
2012	138.76	136.71	142.00	142.47	136.05	141.02	141.89	141.89	140.98	142.77
2013	131.98	129.94	135.58	135.24	131.90	136.75	136.14	136.14	134.50	140.27
5 Jahre	137.35	131.03	114.79	138.08	132.53	137.24	136.87	136.87	134.78	140.40

Tabelle 4.11.: Mittelwerte der Tagesmessreihen der Globalstrahlung

DAY_MW	S1	S2	S3	S4	S8	S9	S10	S11	S12	S13
2009	289.26	263.69	165.88	268.15	260.91	267.89	267.86	267.86	254.65	281.63
2010	270.30	248.43	270.10	262.71	247.00	258.08	257.32	257.32	255.02	265.01
2011	267.32	257.33	277.67	286.40	274.64	279.76	274.04	274.04	278.98	285.29
2012	274.99	269.10	282.13	280.75	269.24	276.07	278.22	278.22	279.48	281.05
2013	261.77	254.95	270.75	267.41	261.76	269.19	267.82	267.82	266.87	275.42
5 Jahre	272.73	258.73	269.10	273.11	262.59	270.23	269.07	269.07	266.89	277.68

5. Diskussion

In diesem Kapitel sollen die aufgestellten Hypothesen und die durchgeführten Auswertungen diskutiert werden.

5.1. Globalstrahlung als Ersatz für Photovoltaik

Wie in [Abschnitt 4.1](#) erklärt, steht zu Beginn der Auswertungen die Hypothese zur Diskussion, dass die Messwerte der Globalstrahlung die Photovoltaikmesswerte ersetzen kann.

Betrachtet man im ersten Schritt die Carpetplots für das Jahr 2013 jener Stationen, bei denen sowohl die Photovoltaik-, als auch die Globalstrahlungsdaten verfügbar sind, lässt sich sofort eine große Ähnlichkeit feststellen. Offensichtlich treten gegenüber der Globalstrahlung jedoch Unterschiede auf, die auf verschiedene Ursachen zurückzuführen sind. Die fehlenden Erzeugungsmesswerte bei den Photovoltaikdaten in den Wintermonaten sind mit großer Wahrscheinlichkeit auf Schneebedeckungen der Anlagen zurückzuführen, aber auch andere Möglichkeiten wie Fehler in den Betriebsmittel (Wechselrichter, Modulausfall) sind denkbar. Für weitere, oder genauere Auswertungen solcher Beobachtungen sind Informationen zu den Wetterlagen, Niederschlagswerte und ähnliches notwendig.

Die unterschiedlichen Ausdehnungen bei den Carpetplots (Abendwerte bei PV abgeschnitten), also die unterschiedliche Ausnutzung der Sonneneinstrahlung, kann ohne Kenntnis der Anlagen nicht beurteilt werden. Die Abschattung, die beispielsweise durch den Sonnenstand erst in den Sommermonaten Auswirkungen zeigt, oder die Ausrichtung der Anlage selbst können anhand der Daten allein nicht beurteilt werden.

Ebenso wie die Carpetplots geben die Streudiagramme Auskunft über die Korrelation, also die Übereinstimmung der beiden Datensätze. In der in [Abschnitt 4.1](#) gezeigten Grafik ist eine lineare Korrelation zu erkennen. Wie aber bereits in der Methodik beschrieben, kann die Ausrichtung der Anlage auch hier maßgeblich die Kurvenform beeinflussen. Bildlich gesprochen bemerkt die nach Westen ausgerichtete Anlage erst später den Sonnenaufgang als die horizontal angebrachte Globalstrahlungsmessung. Auch die anderen Stationen zeigen ähnliche Verläufe der Korrelationen in unterschiedlichen Ausprägungen.

5. Diskussion

Zuletzt werden die Daten statistisch überprüft. Es zeigen sich hier sehr hohe Korrelationswerte zwischen den Photovoltaikmesswerten und den Globalstrahlungsdaten der ZAMG. Die Korrelationskoeffizienten über 0.9 deuten auf fast vollständige Korrelation hin. Die Hypothese kann angenommen werden. Die Reduktion der Datensätze um die Werte, bei denen die Globalstrahlung gleich Null ist, ist für die Betrachtung zwischen Globalstrahlung und Photovoltaik nicht relevant, da sie intuitiv ähnlich sein sollen. Dies zeigt sich auch in der Auswertung der Korrelationskoeffizienten. Das Sinken der Werte kann aber auch über die fehlenden Messwerte, bei denen beide Datensätze über lange Zeiträume gleich Null sind, erklärt werden.

Ergänzend sei hier erwähnt, dass die Globalstrahlungsdaten in dieser Arbeit nicht für eine Berechnung der Photovoltaikerträge herangezogen wurde. Die Daten korrelieren miteinander, die erzeugte Energie in einer realen Photovoltaikanlage hängt jedoch von vielen weiteren Faktoren ab.

5.2. Auswahl eines Korrelationskoeffizienten und Ergebnisse der Korrelationen

Die zweite Hypothese lautet, dass die Untersuchungen und Auswertungen mit nur einer Berechnungsmethode für die Korrelationskoeffizienten durchgeführt werden können. In den Grundlagen (Abschnitt 2.4) ist beschrieben, dass der PEARSON Korrelationskoeffizient für normalverteilte Daten anzuwenden ist. Weder die Winderzeugung, noch die Globalstrahlung ist, wie bereits erwähnt, normalverteilt.

Die KK sind in verschiedenen Formen in der Auswertung dargestellt. Durch die grafische Auswertung der Verläufe der Koeffizienten ist festzustellen, dass sich die drei verwendeten Berechnungsarten sehr ähnlich sind. Bei einigen Stationen treten Unterschiede im Tausendstel-Bereich auf.

Auch die Reduktion der Datensätze auf die Tagesmessreihen bringt keine große Veränderung der Korrelationen. Die Reduktion ist jedoch gerade bei der Untersuchung zwischen Wind und Globalstrahlung von Interesse, weil hier der Einfluss der Sonneneinstrahlung auf die Erwärmung der Luftmassen bemerkbar sein könnte. Dieser Effekt konnte bei den Jahreskorrelationen nicht beobachtet werden. Aufgrund der Ähnlichkeiten der Verläufe zwischen den einzelnen Jahreswerten der Korrelationskoeffizienten wird die Hypothese daher angenommen und für die Verfeinerung der Intervalle zur Korrelationsberechnung nur der PEARSON Koeffizient verwendet.

Die Werte der Korrelationskoeffizienten ist bei den Jahres- und 5 Jahreskorrelationen durchwegs leicht negativ. Ein stark negativer Koeffizient würde einen ausgleichenden Effekt der Erzeugungen bewirken. Wäre der Korrelationskoeffizient gleich -1, würden sich die beiden Energiequellen optimal ergänzen.

Die Korrelation kann auch anhand der Streudiagramme zwischen Globalstrahlung und Wind beurteilt werden. Hier erkennt man den Unterschied zu den Streudiagrammen zwischen Globalstrahlung und Photovoltaik. Was auf den ersten Blick mehr "verstreut" wirkt, zeigt sich auch an den Koeffizienten der Korrelationen. Auffällig ist die Häufung der Punktwolken entlang der Koordinatenachsen. Die Interpretation

dieser Häufung ist anhand der Jahresdauerlinien der Wind- und Photovoltaikeinspeisung zu erklären. Die Photovoltaik speist rund die Hälfte der Dauer eines Jahres (sofern keine Störungen auftreten) in das Netz ein. Auch die Windeinspeisung ist rund die Hälfte der Zeit kleiner als 0.1. Dadurch gibt es sehr viele Zeitpunkte wo eine der beiden Einspeiseformen sehr gering ist und die andere hohe Werte aufweist. Das gleichzeitige Auftreten von hohen Erzeugungen beider Größen ist selten gegeben, eine genaue Auswertung hiervon ist numerisch notwendig.

5.3. Auswirkungen der Intervalllänge

Ein weiterer Punkt sind die Auswirkungen der Intervalllänge bei der Korrelationsberechnung. Die grundlegenden Auswertungen in [Abschnitt 4.2](#) betrachten die Zeitspannen von einem Jahr, bzw. alle 5 verfügbaren Jahre. Es stellt sich die Frage ob durch die Verfeinerung dieser Zeitspannen, in denen die Berechnungen erfolgen sollen, andere Effekte sichtbar werden.

Bei der Betrachtung der Korrelation über ein Quartal zeigt sich bereits ein verändertes Bild gegenüber den Jahreskorrelationen. Trotzdem sind die Werte der *KK* fast ausschließlich im negativen Bereich. Es stellt sich die Frage, ob bei solch kleinen Werten der Korrelation überhaupt von einem aussagekräftigen Ergebnis gesprochen werden kann. Trotz allem ist weiterhin ein Trend zu negativen Werten zu erkennen, was einen ausgleichenden Effekt zwischen der Sonneneinstrahlung und dem Windangebot hindeutet.

Im nächsten Schritt ist das Intervall auf die Zeitspanne eines Monats verkürzt worden. Die Korrelationen sind häufiger im positiven Bereich. Dies deutet darauf hin, dass im Zeitraum eines Monats die Verläufe der Messdaten durchaus ähnlich sein können und nicht nur gegenläufig sind. Die Werte der Korrelationen sind jedoch weiterhin so gering, dass man von einer sehr schwachen bis keiner Korrelation sprechen kann. Da dieser Effekt in den meisten Stationen gleichzeitig auftritt, kann man davon ausgehen, dass man anhand der Daten gewisse Wettersituationen beobachten kann, die gleichzeitiges Auftreten im Sinne von positiver Korrelation verursachen. Interessanterweise weisen die negativen Korrelationen größere Streuungen auf. Die Auswertungen der Wochenkorrelationen zeigen ein ähnliches, verstärktes Bild.

Bei der Untersuchung der Tageskorrelationen ist der Bereich der auftretenden Korrelationswerte sehr groß. Es gibt sowohl Tage, an denen eine fast vollständige positive Korrelation errechnet wird, als auch Tage, an denen eine fast vollständig negative Korrelation errechnet wird. Diese Werte unterliegen mit großer Wahrscheinlichkeit dem Zufall. Die Verteilung der Korrelationskoeffizienten zeigt abschließend jedoch eine zufällige Verteilung. Die häufigsten Korrelationskoeffizienten sind im Bereich von -0.44 und -0.39 (Beispiel für Station 1). Auch das Auftreten dieser Werte zeigt kein bestimmtes Muster, sondern erscheint stochastisch. Die Verteilungen weisen alle eine Rechtsschiefe auf, was aus der Sicht des Mittelwerts (alle negativ) der Verteilung bedeutet, dass die größte Häufigkeit noch kleiner ist als der Mittelwert. Bei der

5. Diskussion

Rechtsschiefe erscheint die größte Häufigkeit gegenüber einer Normalverteilung nach links verschoben (siehe [Abbildung 4.16](#)).

5.4. Auftreten der Maxima

Ein wesentlicher Punkt in der Auswertung der auftretenden Maxima ist die Wahl der Bezugsgröße für die Globalstrahlung. Für die Windeinspeisung ist mit der Engpassleistung die Bezugsgröße klar definiert, auch die Photovoltaikanlagen haben charakteristische Werte. Die Wahl der "Bezugsglobalstrahlung" mit 1000 W/m^2 zu wählen, ist aus mehreren Gesichtspunkten sinnvoll. Einerseits entspricht der Wert den **STC**, bei denen auch die Peak-Leistung der Zellen angegeben wird. Andererseits entspricht der Wert rund 90% der in den Messreihen auftretenden maximalen Globalstrahlungswerten.

Möglicherweise sollte aber die Wahl der Bezugsgröße nicht nach den maximalen Werten erfolgen, welche nur sehr selten auftreten. Eine andere Möglichkeit ist, über ein Histogramm festzustellen welche Werte noch häufig auftreten. Es ist offensichtlich, dass die Maximalwerte seltene Fälle sind. [Abbildung 5.1](#) zeigt ein Beispiel einer Verteilung der auftretenden Globalstrahlungsmesswerte. Man erkennt, dass die Häufigkeiten zwischen 400 und 800 W/m^2 nahezu konstant sind, danach aber stark abnehmen. Ebenso besteht die Möglichkeit, dass niedrigere Globalstrahlungswerte aufgrund der Zelltemperatur bessere Energieerträge erzielen.¹⁸ Es ist auch eine Frage der Dimensionierung der **PVA**, die beispielsweise die hohen Einstrahlungswerte durch den Wechselrichter begrenzen. Für eine genauere Beurteilung sind Erfahrungswerte aus der Praxis und eine genauere Analyse der Zusammenhänge zwischen Globalstrahlung, Anlagenspezifikation und der eingespeisten Leistung notwendig.

5.5. Ergebnisse der Fourieranalyse

Wie bereits beschrieben zeigt die Fourieranalyse der Globalstrahlungsdaten das erwartete Bild. Die wesentlichen Anteile haben eine Dauer von 24 Stunden und einem Jahr. Bei beiden erwartet man eine Phasenlage, die die Verschiebung zum Startpunkt (01.01.2009, 00:00 Uhr) im Intervall der jeweiligen Schwingung beschreibt, von 180° . Für die 24 Stunden Schwingung bedeutet dies, dass das Maximum gegen 12 Uhr Mittags auftritt. Für die Jahresschwingung ist das Maximum Ende Juni gelegen.

Die Windanalyse zeigt eine Vielzahl an Frequenzen, die allesamt die hohe Fluktuation der Windenergie beschreiben. Die wesentliche Erkenntnis liegt jedoch in der Phasenlage. Die Spitzen der Windeinspeisung treten zu früheren Zeitpunkten auf als jene der Globalstrahlung. Das bedeutet, dass vor allem in den ersten Monaten eines Jahres mit dem höchsten Windaufkommen zu rechnen ist, sowie in den Nachtstunden. Diese Aussage kann aufgrund der vielen anderen Frequenzanteile jedoch nicht bestehen. Weitere Anteile sind bei 8 und 12 Stunden, die bei beiden Analysen auftreten. Für die Windeinspeisung liegen diese Anteile jedoch weit unter jenen längerer

¹⁸Vgl. Pardatscher et al. [2]

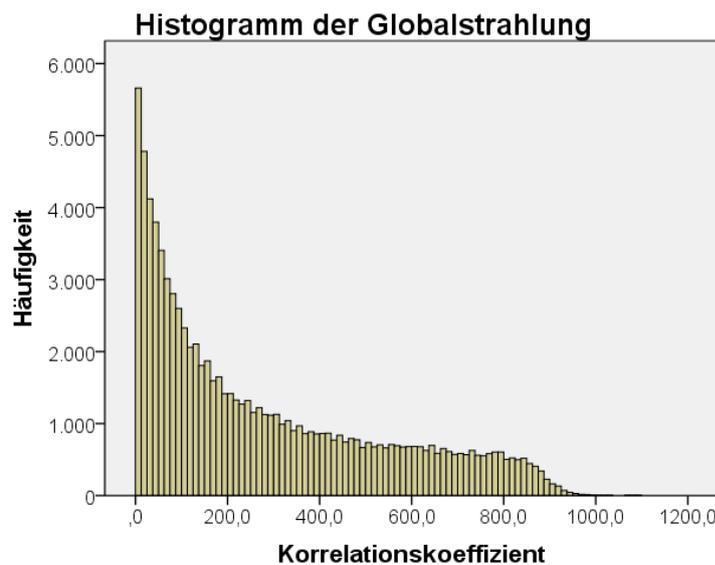


Abbildung 5.1.: Häufigkeitsverteilung der Globalstrahlungsmesswerte

Periodendauern. Aufgrund der vorliegenden Ergebnisse der Auswertung lässt sich an den 24 Stunden- und Jahresschwingungen sagen, dass die Maxima der Einspeisungen nicht zur selben Zeit auftreten. Es ist dies ein weiterer Hinweis auf eine geringe Gleichzeitigkeit zwischen Wind- und Photovoltaikerzeugungen.

5.6. Diverses

Besonders die Summe der Erzeugungen aller Stationen ist für die Auswertung interessant. Deshalb ist das Streudiagramm aus Kapitel [Abschnitt 4.6](#) hier noch einmal in [Abbildung 5.2](#) angeführt.

Es treten bei den Windanteilen der keine Werte größer als 1 auf. Es ist also in den vorliegenden 5 Jahren nie der Fall, dass alle Stationen gleichzeitig Leistung größer als ihre Engpassleistung abgeben. Es lässt sich auch eine Bruchlinie etwas unterhalb von 0.8 erkennen, bei der die auftretenden Wertepaare immer seltener werden. Der selbe Sachverhalt ist bei der Globalstrahlung zu beobachten. Auch hier treten die Maxima nie zur selben Zeit auf. Die auftretenden Maximalwerte liegen bei rund 87% der theoretisch (basierend auf die Einzelmessdaten) auftretenden Maxima.

Dies ist für die Energieversorgungsnetze eine wichtige Information. Die große Anzahl an dezentralen Erzeugungseinheiten hat beim Abtransport in das übergeordnete Netz eine verminderte Gleichzeitigkeit bei den auftretenden Erzeugungsmaxima.

5. Diskussion

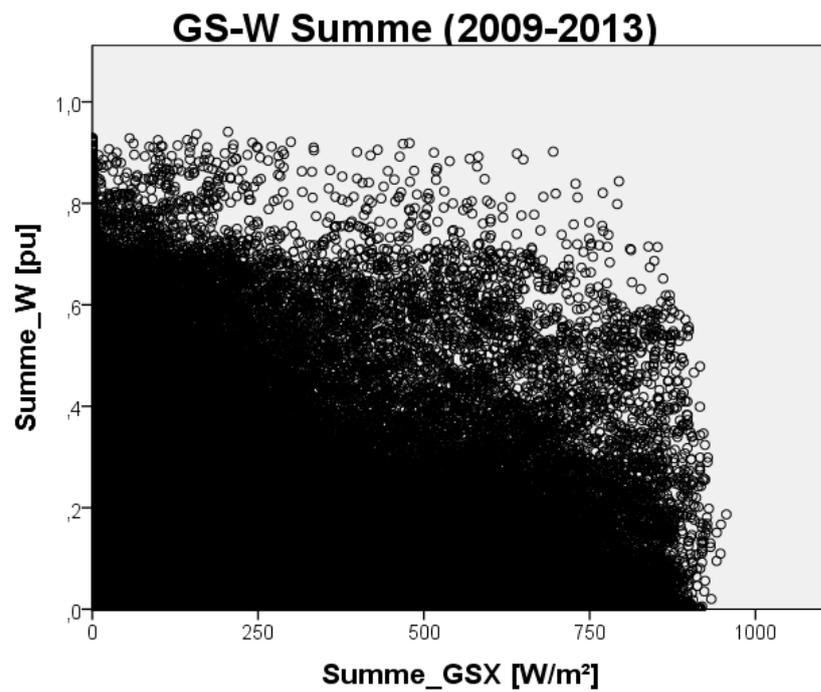


Abbildung 5.2.: Streudiagramm der Messreihensummen (2009-2013)

Abschließend ergeben die berechneten Mittelwerte der Globalstrahlungsdaten Werte, die auch in anderen Literaturstellen zu finden sind.¹⁹

¹⁹Vgl. Laquai, Bernd [12]

6. Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass Wind und Photovoltaik bei der Einspeisung ins Energieversorgungsnetz nicht korreliert auftreten. Aufgrund der leicht negativen Korrelationskoeffizienten (Jahresbetrachtung) lässt sich nur theoretisch ein leicht ausgleichender Effekt angeben. Das bedeutet, dass die Windenergie theoretisch Nachts stärker ist als tagsüber und im Winter ebenfalls stärker als im Sommer. Problematisch ist, wie schon oft erwähnt, die hohe Fluktuation und das stochastische Auftreten des Windes.

Die Betrachtung von Korrelationen innerhalb eines Tages können zwischen hoher positiver und hoher negativer Korrelation liegen. Diese Werte treten jedoch zufällig auf. Die Verteilung der *KK* zeigt wiederum eine vermehrte Häufigkeit von negativen Koeffizienten, ähnlich den anderen Untersuchungen.

Aus der Sicht der Netzbetreiber ist das seltene Auftreten der vollen Leistung, die in die verschiedenen Netzebenen eingespeist werden von Vorteil. Die Situation, dass das Netz gleichzeitig 100 Prozent der installierten Photovoltaikleistung und 100 Prozent der installierten Windenergie übertragen muss, kommt in dem gegebenen Betrachtungsbereich nur wenige Stunden pro Jahr vor. Es stellt sich hiermit aber auch die volkswirtschaftliche Frage, ob ein Netzausbau bei steigendem Erneuerbaren Ausbau auf volle Einspeisekapazität notwendig ist, oder diese wenigen Spitzen durch Leistungsabsenkungen durch den Netzbetreiber vermieden werden können.

Diese Arbeit kann als Grundlage für die genauere Untersuchung der Zusammenhänge zwischen Globalstrahlungsmessdaten und Photovoltaikeinspeisungen dienen. Ist es beispielsweise möglich bei Kenntnis der Globalstrahlungsdaten und der Photovoltaikeinspeisedaten Rückschlüsse auf die Anlage und deren Ausrichtung zu ziehen?

Weiterführend wäre die Berechnung eines Gleichzeitigkeitsfaktors möglich, mit dem die Wahrscheinlichkeit gewisser Leistungsgrößen angegeben werden kann. Hierfür müssten wiederum die Verknüpfungen zwischen der Globalstrahlung und der tatsächlich eingespeisten Photovoltaikleistung genauer angegeben werden.

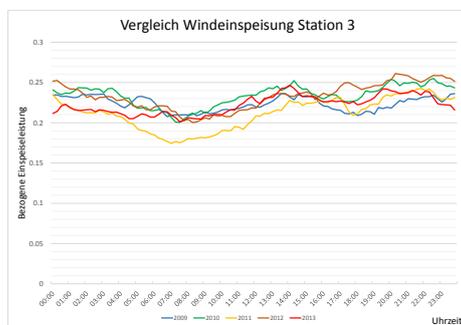
Ein weiterer Punkt, interessant aus der Sicht der Steuerzahler, Netzbetreiber und Energieversorger, ist eine Kosten- und Risikoanalyse für das Absenken bei zu hohen Einspeisewerten gegenüber den Kosten, die beim Netzausbau entstehen. Es muss eine Grenze für den "Trade-Off" gefunden werden und eine genaue Prognose über zukünftige Ausbauten der Erneuerbaren Energien verfügbar sein.

A. Anhang A

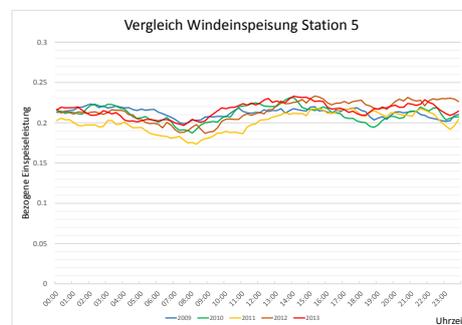
Hier sind alle erzeugten grafischen Auswertungen angeführt. Bilder, die im Hauptteil der Arbeit verwendet wurden, werden hier nicht dargestellt. Zur besseren Übersicht, werden die Bilder verkleinert angezeigt.

A.1. Mittlere Tageslastgänge

Die mittleren Tageslastgänge der Windeinspeisungen für Station 1, Station 4 und Station 13 sind in [Abschnitt 3.2](#) abgebildet.



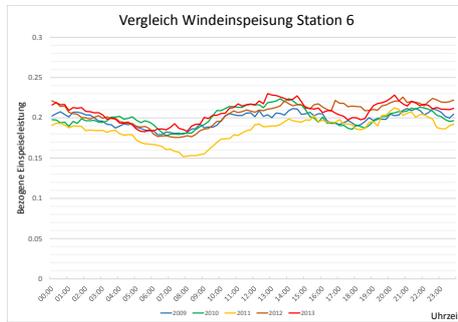
(a) Station 3



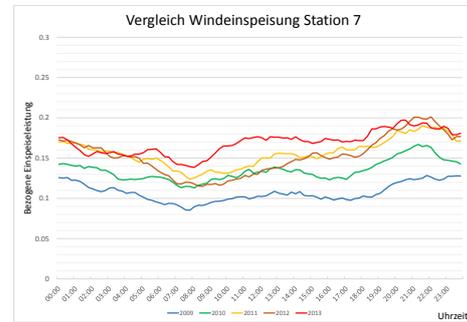
(b) Station 5

Abbildung A.1.: Mittlere Tageslastgänge Station 3 und Station 5

A. Anhang A

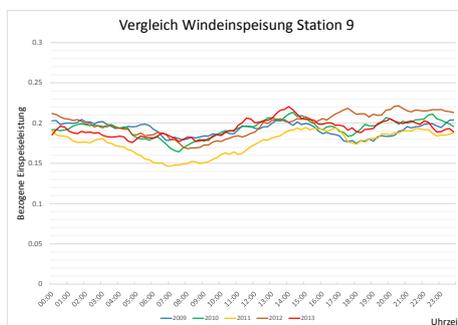


(a) Station 6

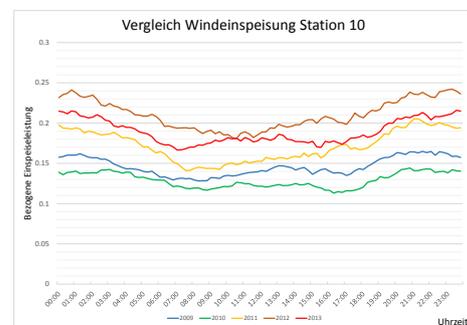


(b) Station 7

Abbildung A.2.: Mittlere Tageslastgänge Station 6 und Station 7



(a) Station 9



(b) Station 10

Abbildung A.3.: Mittlere Tageslastgänge Station 9 und Station 10

A.1. Mittlere Tageslastgänge

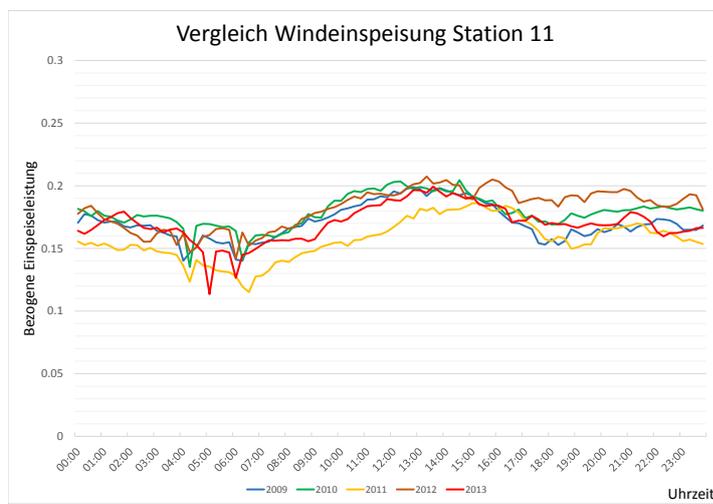


Abbildung A.4.: Mittlerer Tageslastgang Station 11

A.2. Carpetplots

Die Carpetplots der Station 1 für das Jahr 2013 sind in [Unterabschnitt 3.3.1](#) abgebildet. Die Carpetplots der Station 2 für die Photovoltaikerzeugung und die Globalstrahlung für das Jahr 2013 sind in [Abschnitt 4.1](#) abgebildet.

A.2.1. Globalstrahlung und Photovoltaik

Station 1

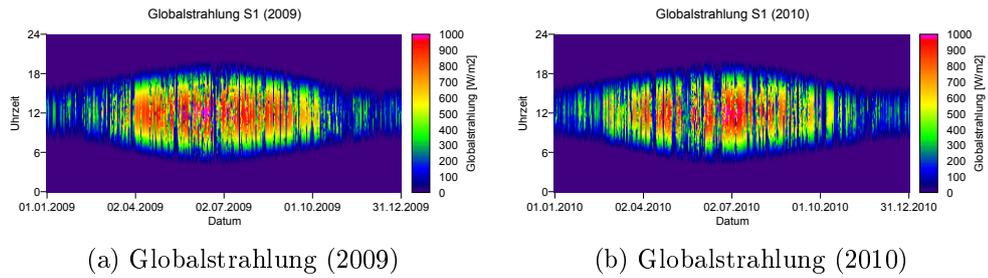


Abbildung A.5.: Carpetplots GS Station 1 (2009, 2010)

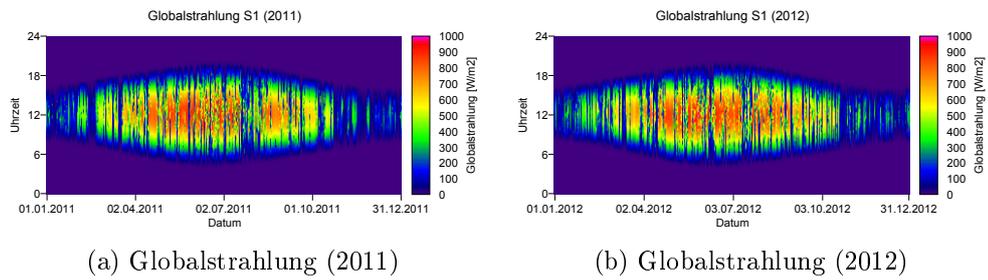
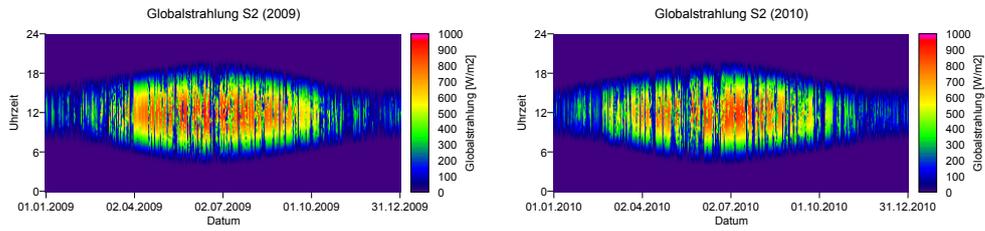


Abbildung A.6.: Carpetplots GS Station 1 (2011, 2012)

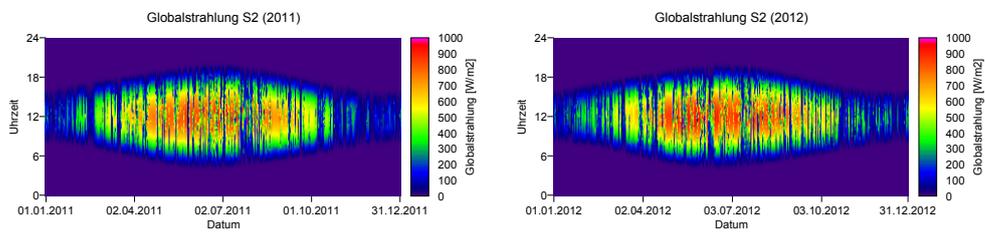
Station 2



(a) Globalstrahlung (2009)

(b) Globalstrahlung (2010)

Abbildung A.7.: Carpetplots GS Station 2 (2009, 2010)



(a) Globalstrahlung (2011)

(b) Globalstrahlung (2012)

Abbildung A.8.: Carpetplots GS Station 2 (2011, 2012)

A. Anhang A

Station 3

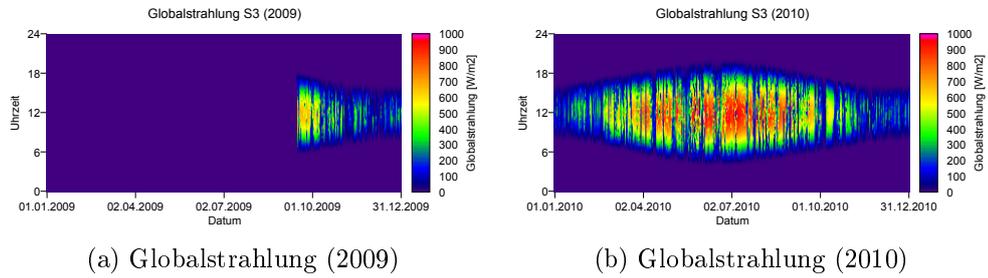


Abbildung A.9.: Carpetplots GS Station 3 (2009, 2010)

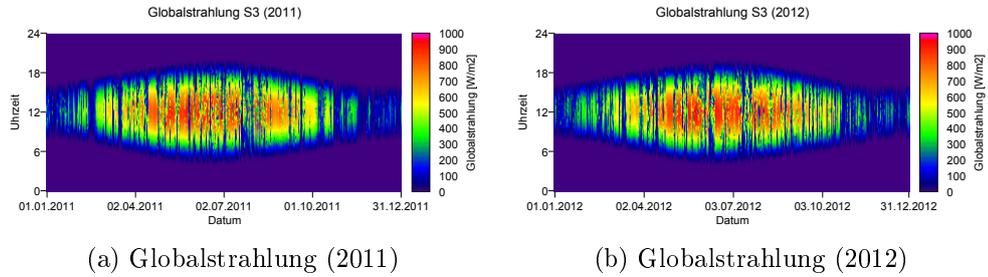


Abbildung A.10.: Carpetplots GS Station 3 (2011, 2012)

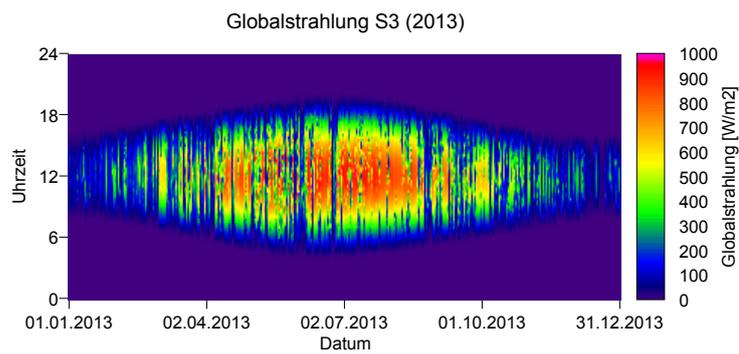


Abbildung A.11.: Globalstrahlung, Station 3 (2013)

Station 4

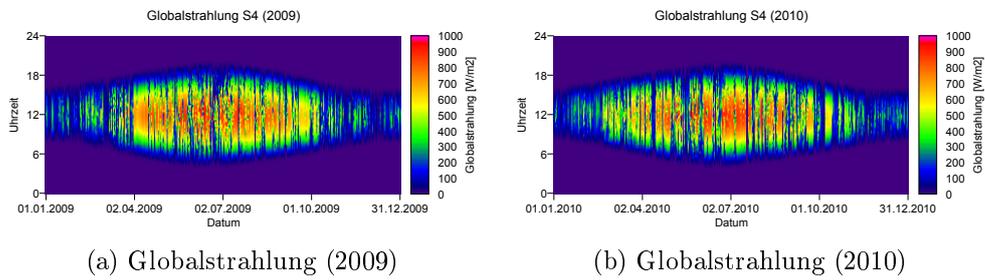


Abbildung A.12.: Carpetplots GS Station 4 (2009, 2010)

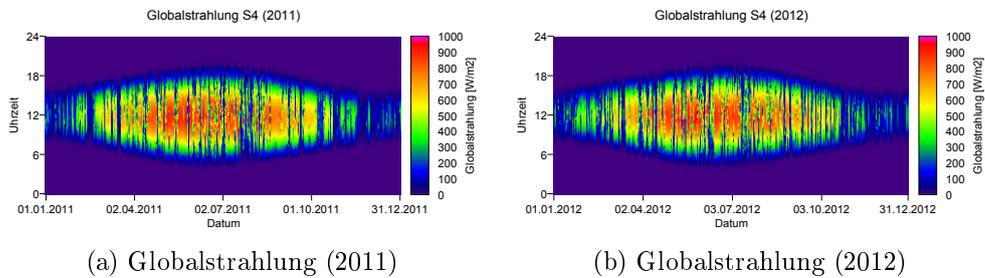


Abbildung A.13.: Carpetplots GS Station 4 (2011, 2012)

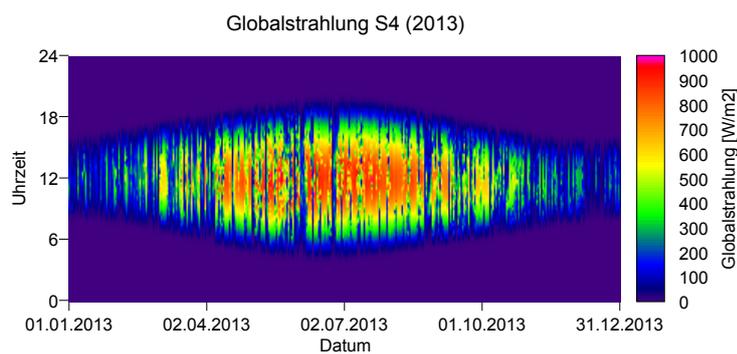


Abbildung A.14.: Globalstrahlung, Station 4 (2013)

A. Anhang A

Station 8

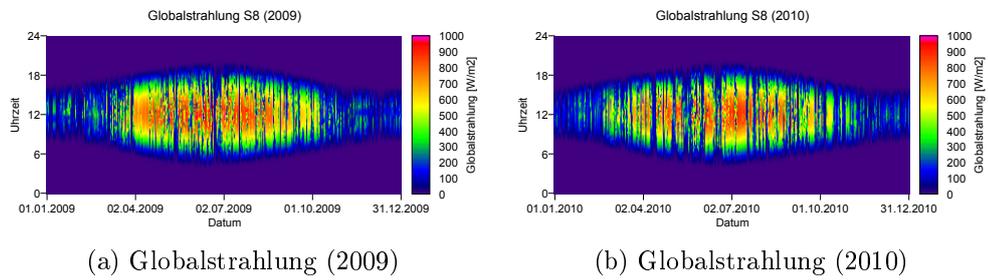


Abbildung A.15.: Carpetplots GS Station 8 (2009, 2010)

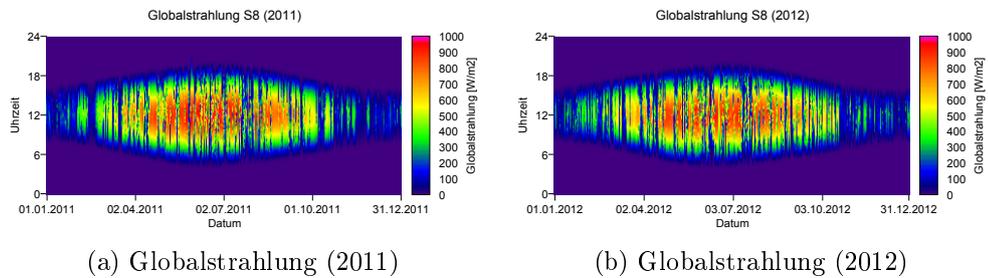


Abbildung A.16.: Carpetplots GS Station 8 (2011, 2012)

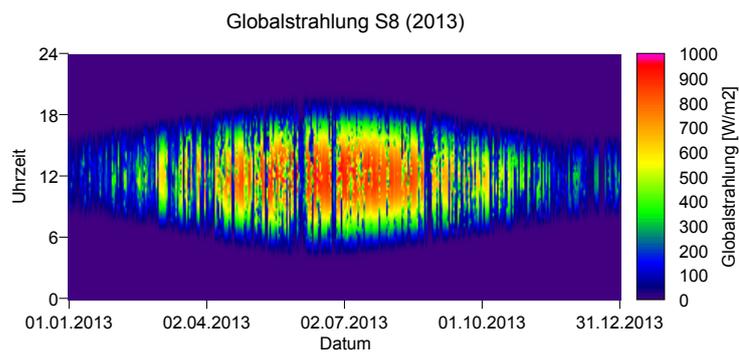


Abbildung A.17.: Globalstrahlung, Station 8 (2013)

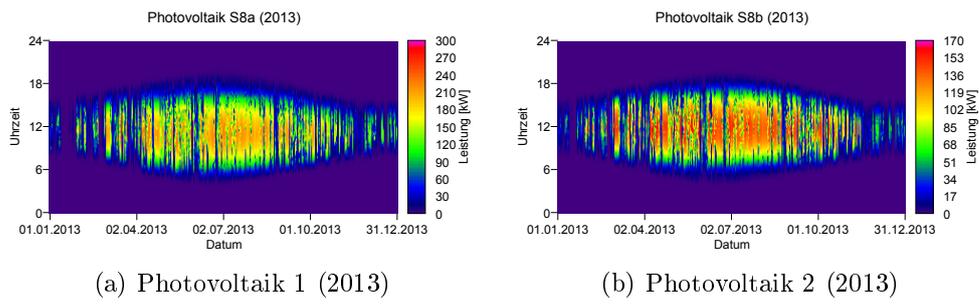


Abbildung A.18.: Carpetplots PV Station 8 (2013)

A. Anhang A

Station 9

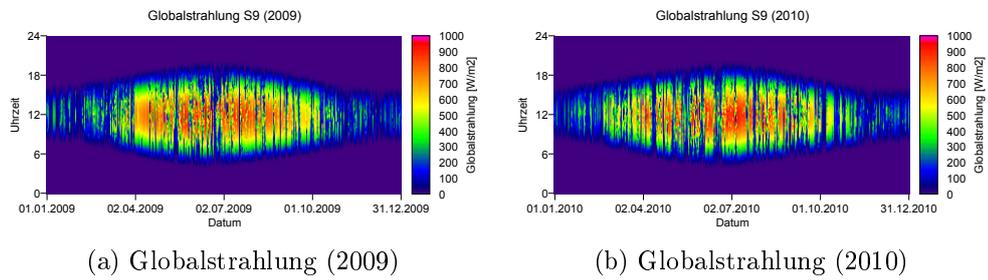


Abbildung A.19.: Carpetplots GS Station 9 (2009, 2010)

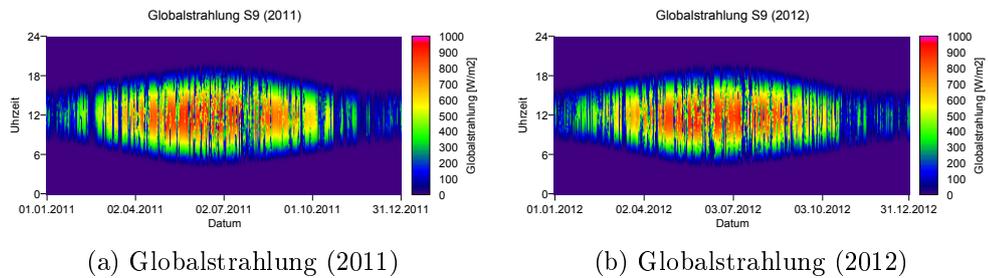


Abbildung A.20.: Carpetplots GS Station 9 (2011, 2012)

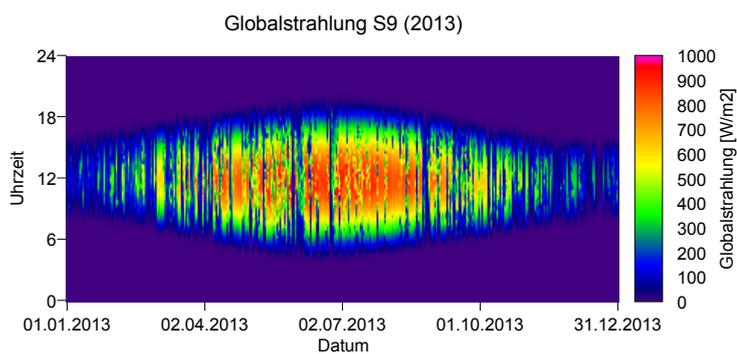


Abbildung A.21.: Globalstrahlung, Station 9 (2013)

Station 10

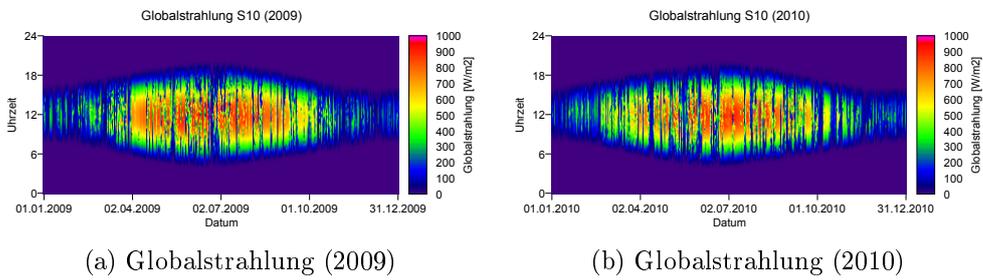


Abbildung A.22.: Carpetplots GS Station 10 (2009, 2010)

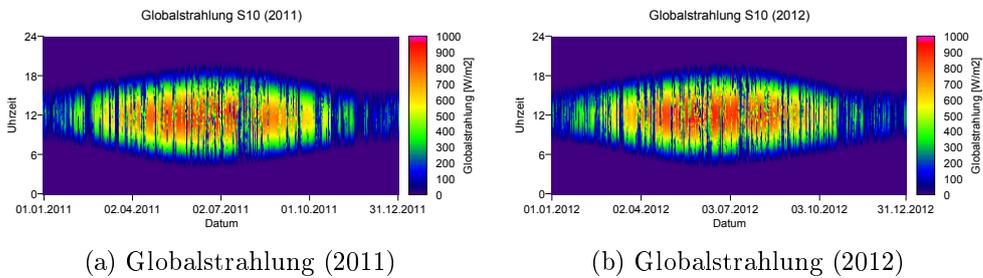


Abbildung A.23.: Carpetplots GS Station 10 (2011, 2012)

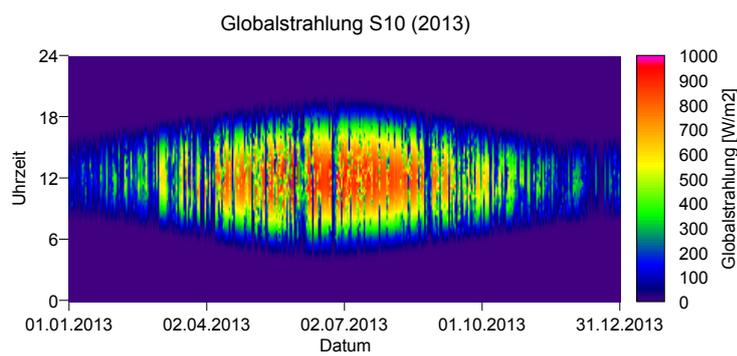


Abbildung A.24.: Globalstrahlung, Station 10 (2013)

A. Anhang A

Station 11

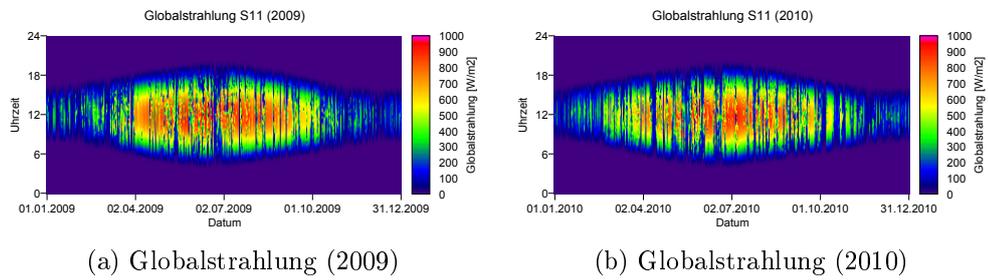


Abbildung A.25.: Carpetplots GS Station 11 (2009, 2010)

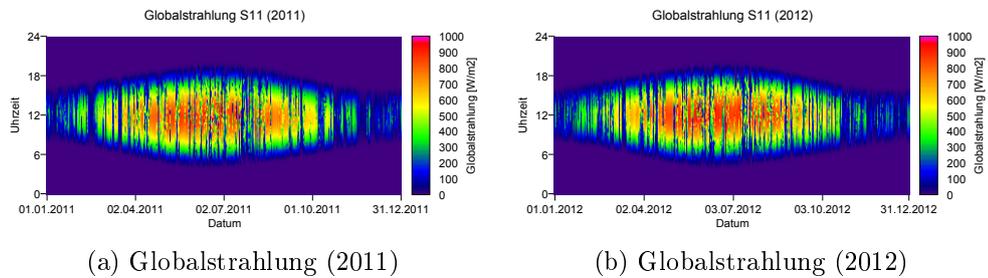


Abbildung A.26.: Carpetplots GS Station 11 (2011, 2012)

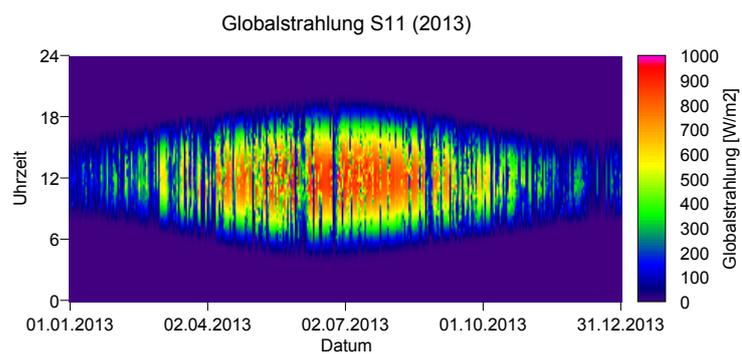


Abbildung A.27.: Globalstrahlung, Station 11 (2013)

Station 12

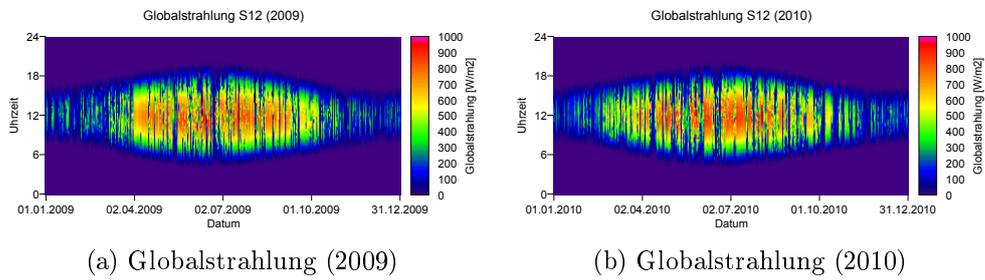


Abbildung A.28.: Carpetplots GS Station 12 (2009, 2010)

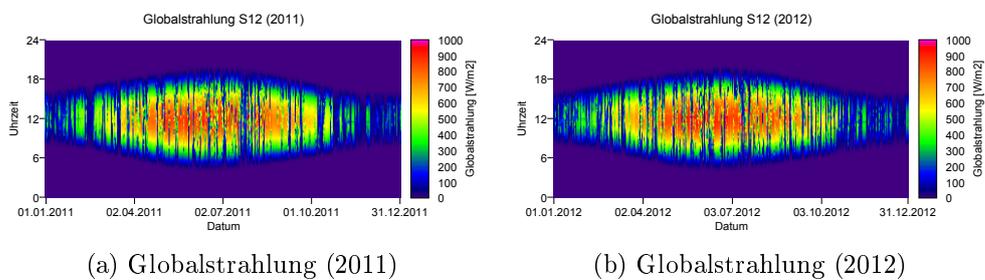


Abbildung A.29.: Carpetplots GS Station 12 (2011, 2012)

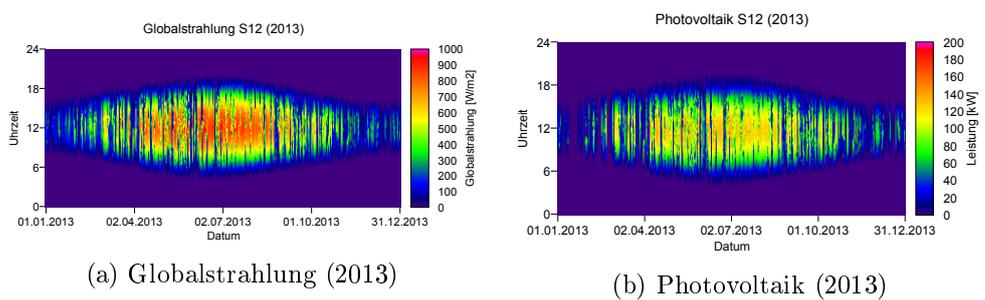
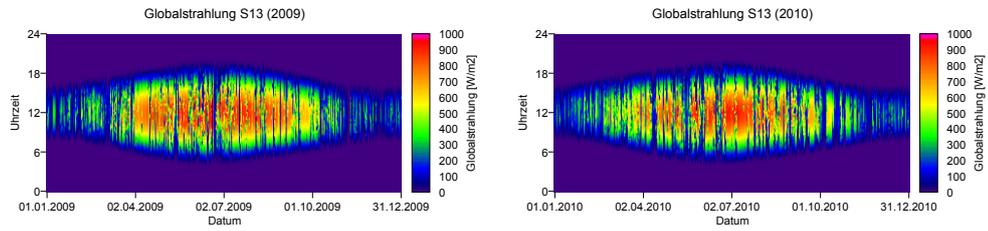


Abbildung A.30.: Carpetplots GS (2013), PV (2013) Station 12

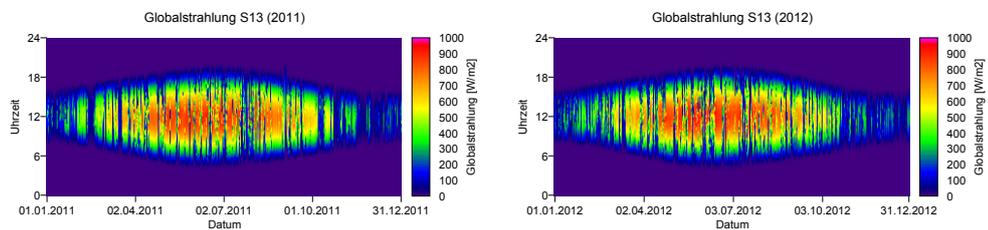
Station 13



(a) Globalstrahlung (2009)

(b) Globalstrahlung (2010)

Abbildung A.31.: Carpetplots GS Station 13 (2009, 2010)



(a) Globalstrahlung (2011)

(b) Globalstrahlung (2012)

Abbildung A.32.: Carpetplots GS Station 13 (2011, 2012)

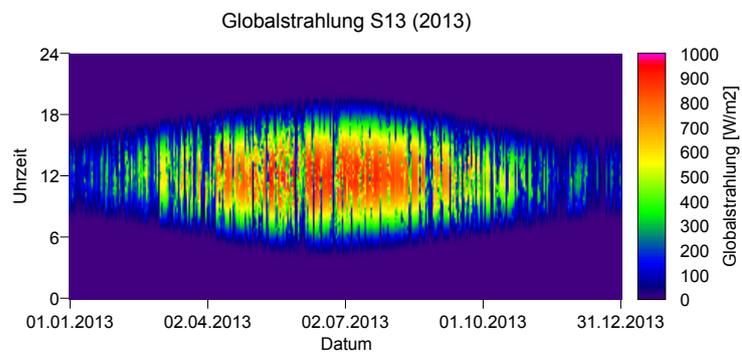
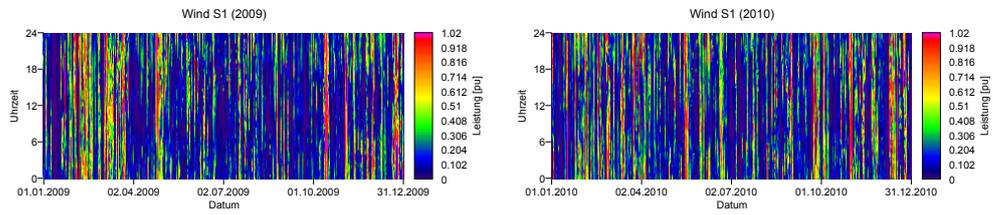


Abbildung A.33.: Globalstrahlung, Station 13 (2013)

A.2.2. Windenergie

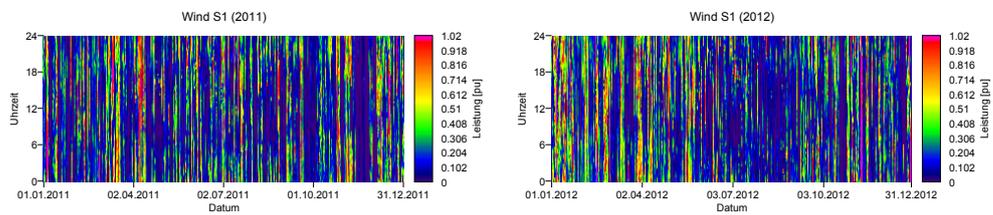
Station 1



(a) Windeinspeisung (2009)

(b) Windeinspeisung (2010)

Abbildung A.34.: Carpetplots Wind Station 1 (2009, 2010)



(a) Windeinspeisung (2011)

(b) Windeinspeisung (2012)

Abbildung A.35.: Carpetplots Wind Station 1 (2011, 2012)

A. Anhang A

Station 3

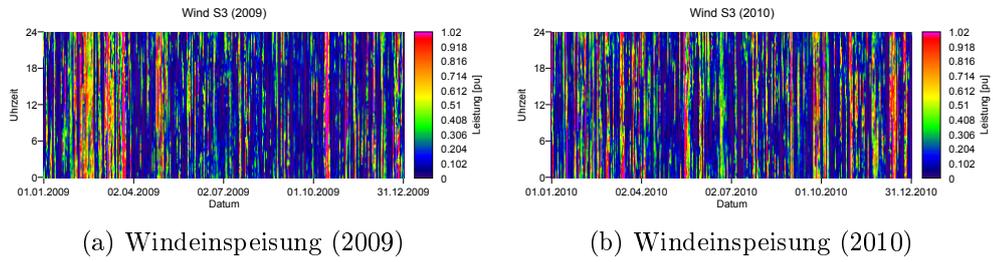


Abbildung A.36.: Carpetplots Wind Station 3 (2009, 2010)

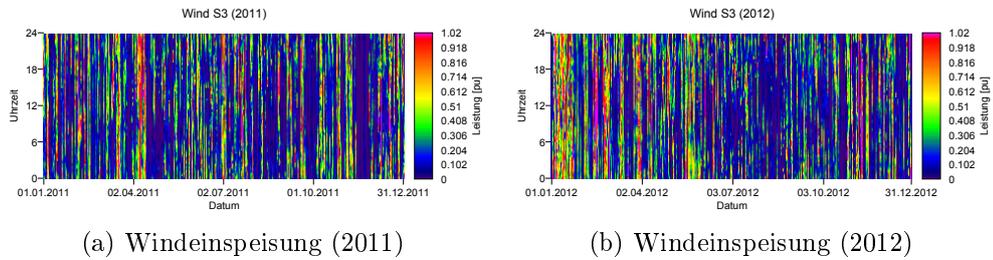


Abbildung A.37.: Carpetplots Wind Station 3 (2011, 2012)

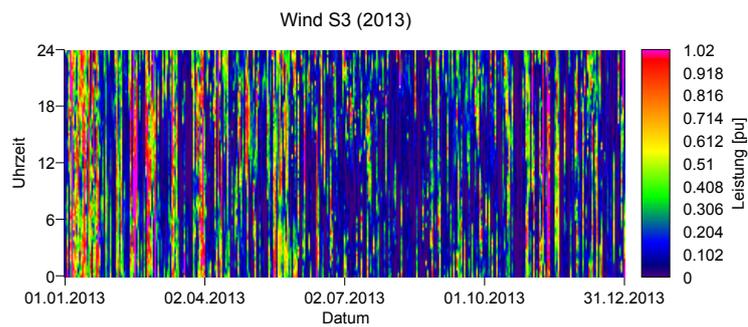


Abbildung A.38.: Windeinspeisung, Station 3 (2013)

Station 4

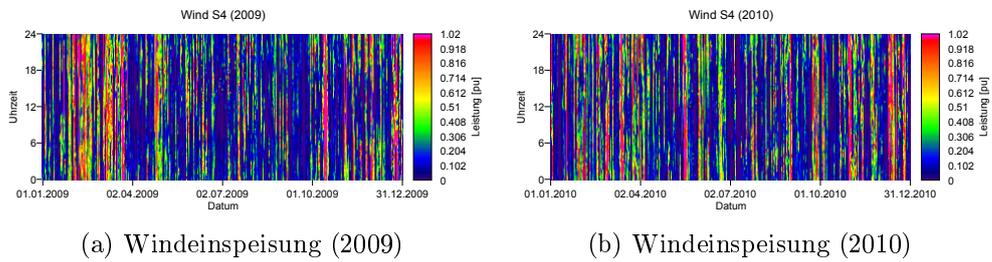


Abbildung A.39.: Carpetplots Wind Station 4 (2009, 2010)

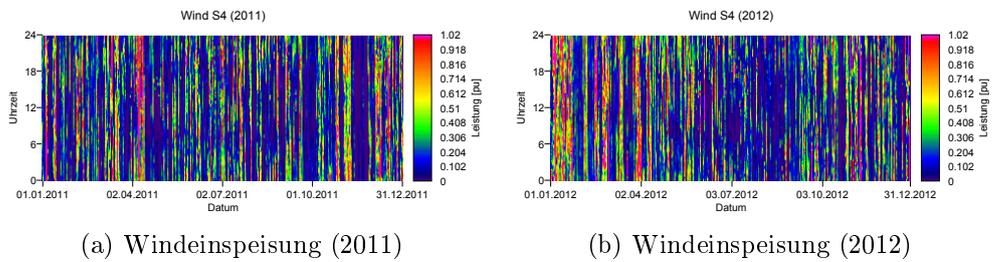


Abbildung A.40.: Carpetplots Wind Station 4 (2011, 2012)

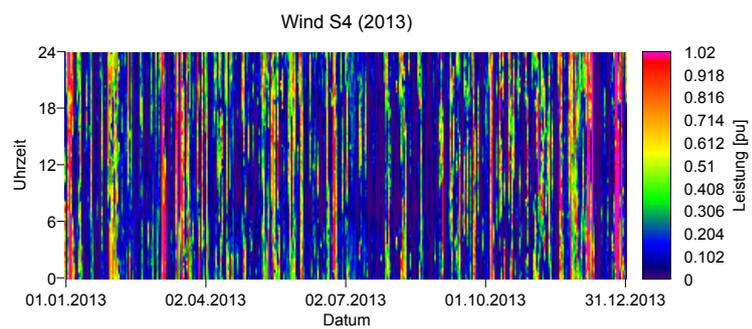


Abbildung A.41.: Windeinspeisung, Station 4 (2013)

A. Anhang A

Station 5

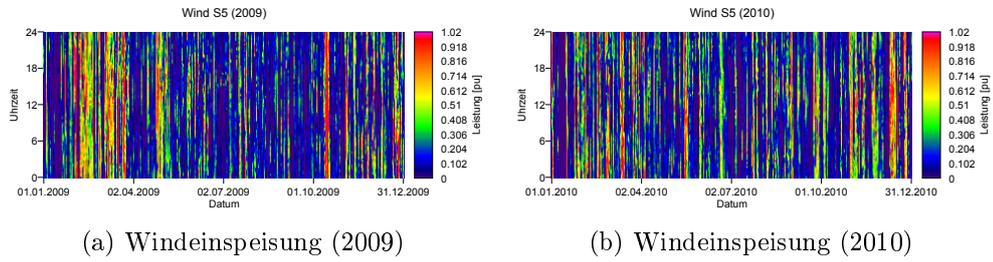


Abbildung A.42.: Carpetplots Wind Station 5 (2009, 2010)

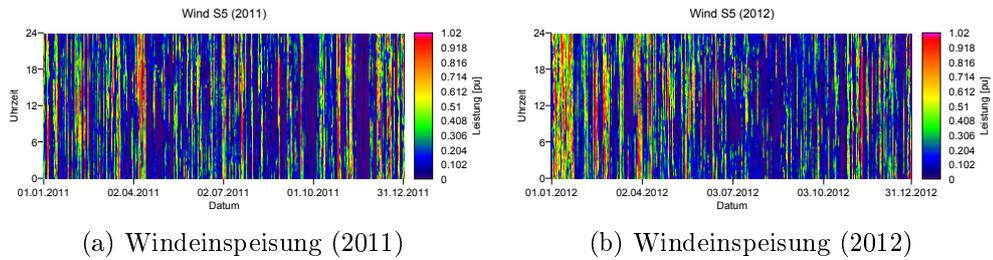


Abbildung A.43.: Carpetplots Wind Station 5 (2011, 2012)

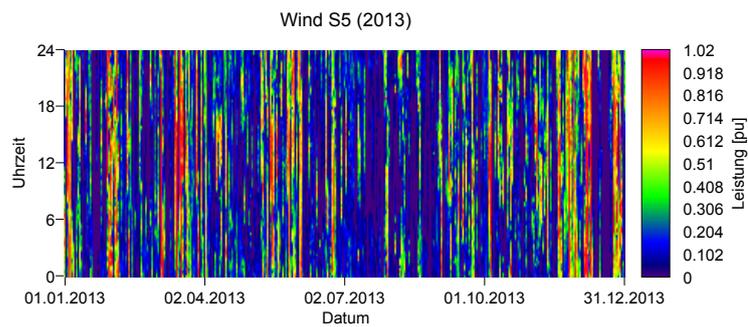


Abbildung A.44.: Windeinspeisung, Station 5 (2013)

Station 6

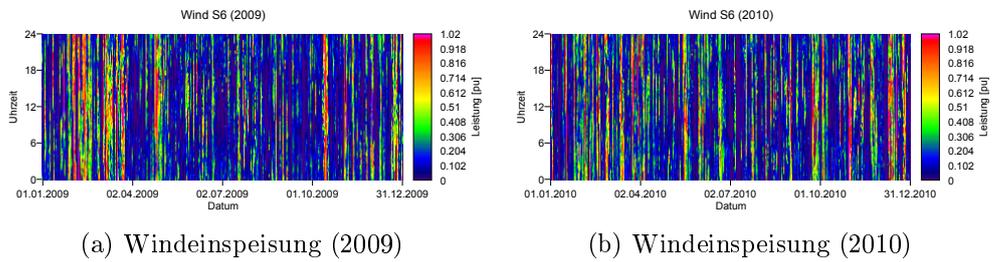


Abbildung A.45.: Carpetplots Wind Station 6 (2009, 2010)

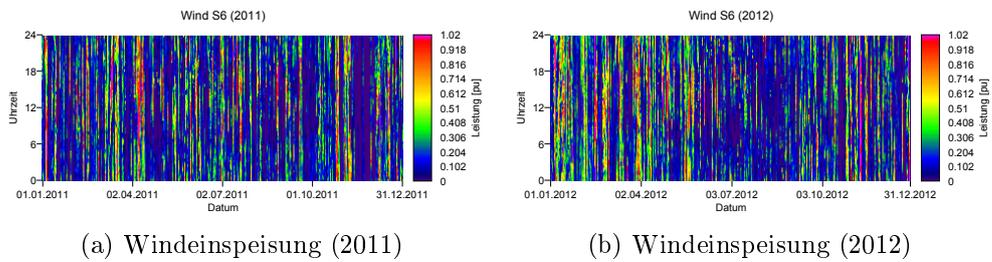


Abbildung A.46.: Carpetplots Wind Station 6 (2011, 2012)

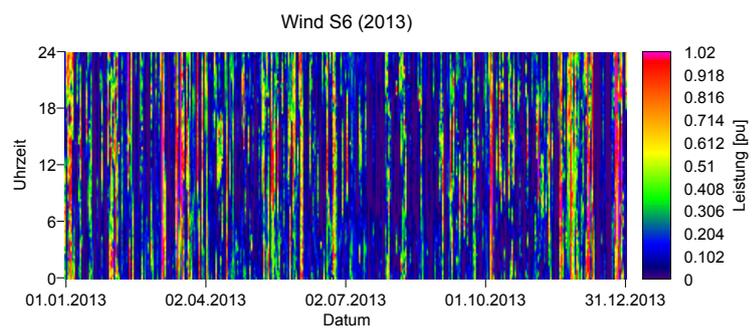


Abbildung A.47.: Windeinspeisung, Station 6 (2013)

A. Anhang A

Station 7

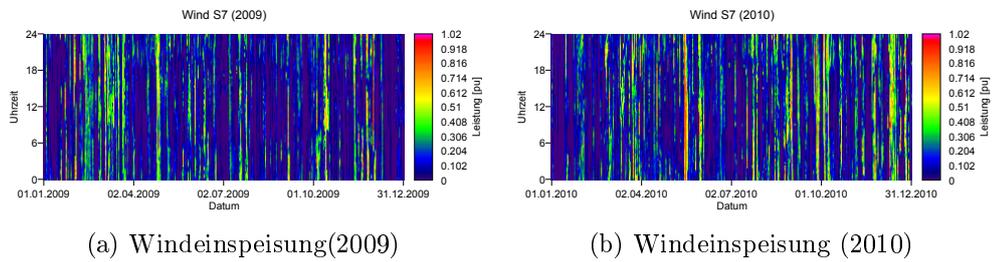


Abbildung A.48.: Carpetplots Wind Station 7 (2009, 2010)

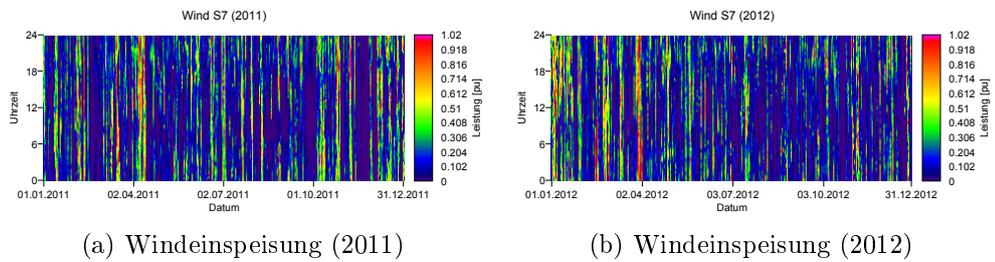


Abbildung A.49.: Carpetplots Wind Station 7 (2011, 2012)

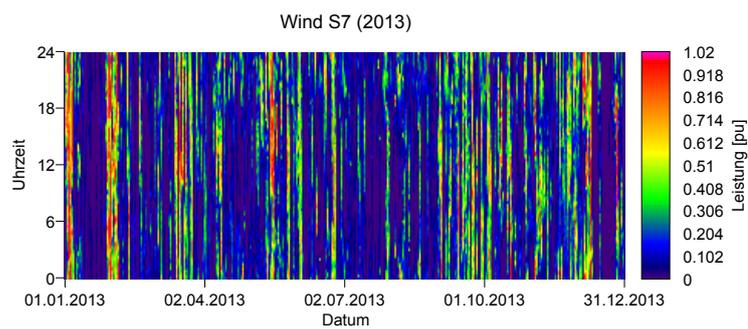


Abbildung A.50.: Windeinspeisung, Station 7 (2013)

Station 9

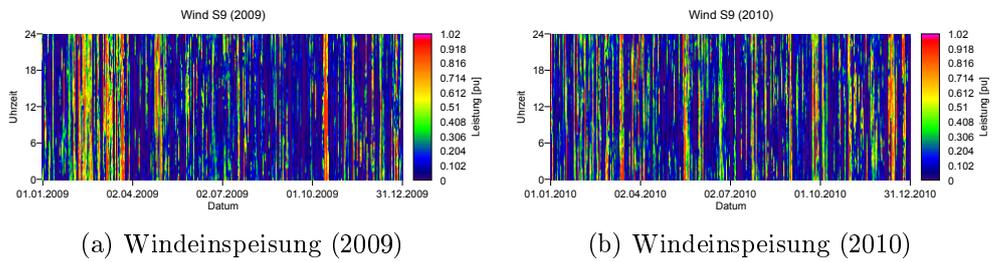


Abbildung A.51.: Carpetplots Wind Station 9 (2009, 2010)

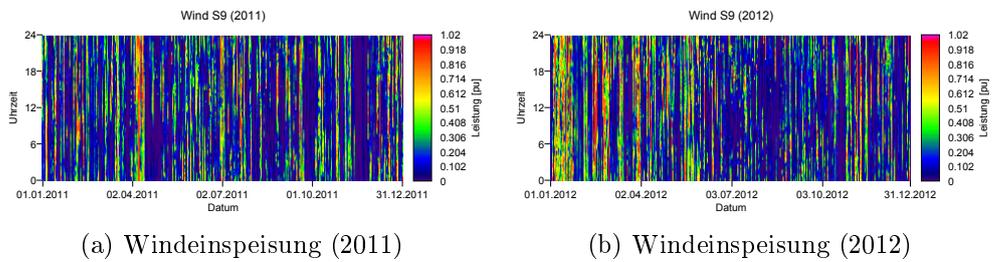


Abbildung A.52.: Carpetplots Wind Station 9 (2011, 2012)

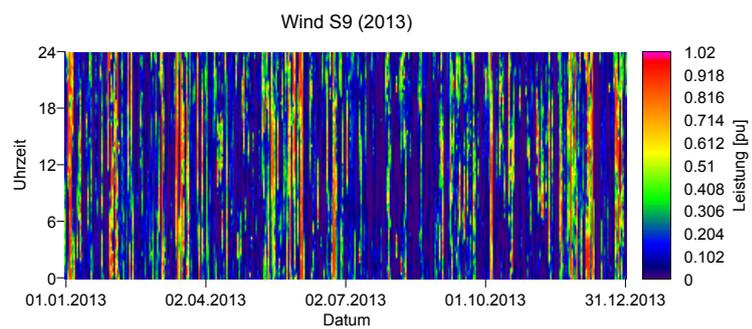


Abbildung A.53.: Windeinspeisung, Station 9 (2013)

A. Anhang A

Station 10

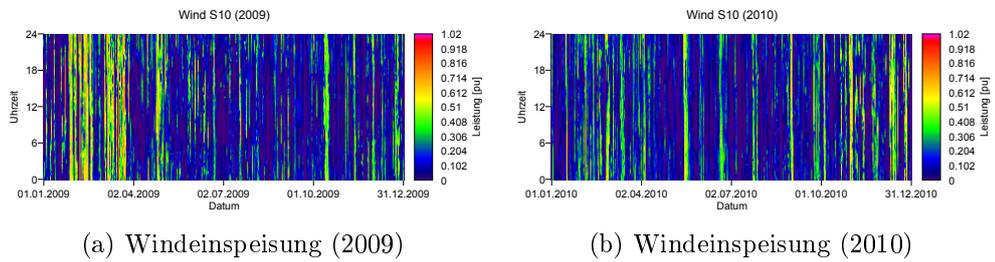


Abbildung A.54.: Carpetplots Wind Station 10 (2009, 2010)

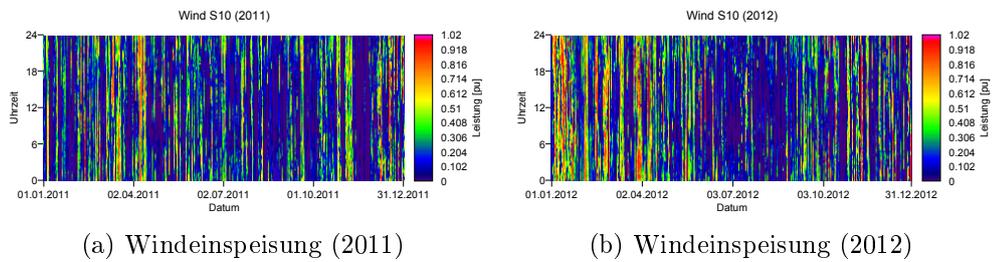


Abbildung A.55.: Carpetplots Wind Station 10 (2011, 2012)

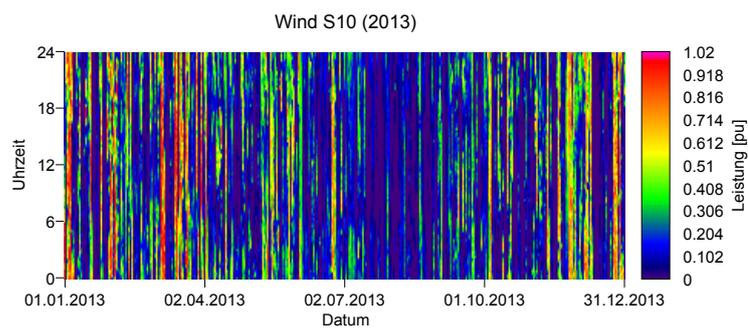
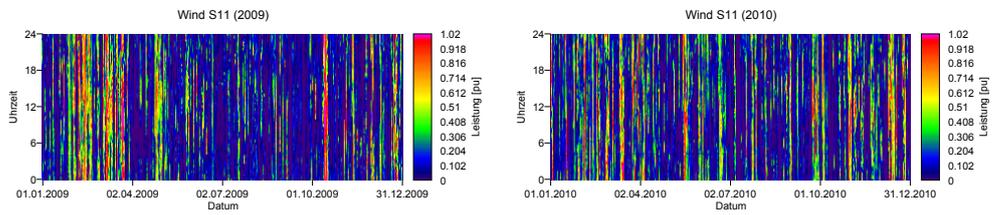


Abbildung A.56.: Windeinspeisung, Station 10 (2013)

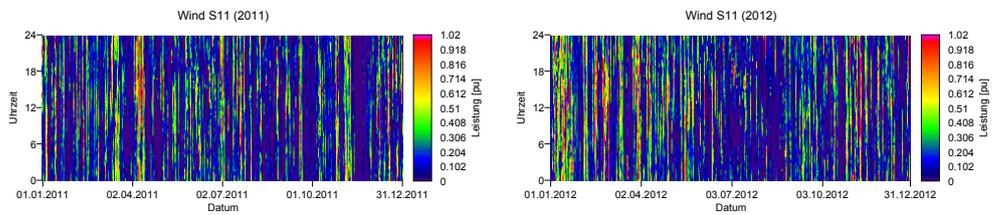
Station 11



(a) Windeinspeisung (2009)

(b) Windeinspeisung (2010)

Abbildung A.57.: Carpetplots Wind Station 11 (2009, 2010)



(a) Windeinspeisung (2011)

(b) Windeinspeisung (2012)

Abbildung A.58.: Carpetplots Wind Station 11 (2011, 2012)

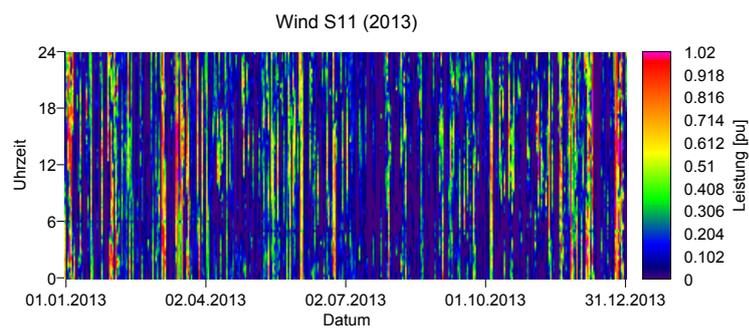
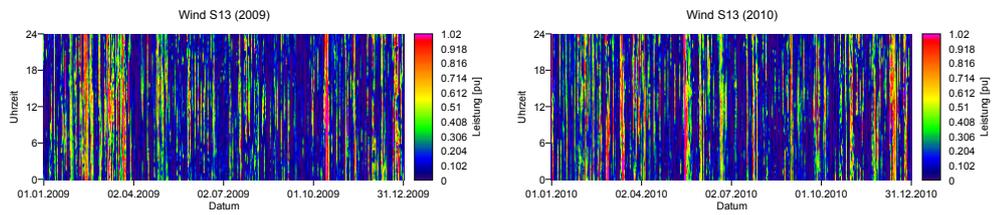


Abbildung A.59.: Windeinspeisung, Station 11 (2013)

A. Anhang A

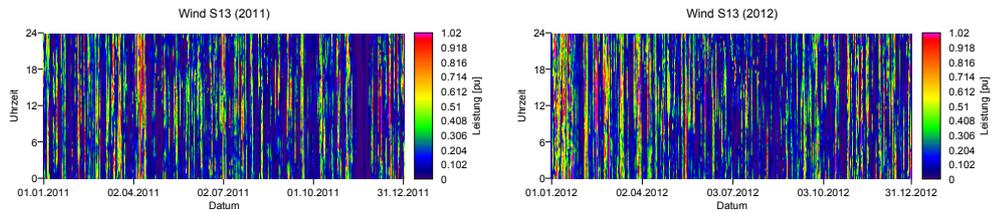
Station 13



(a) Windeinspeisung (2009)

(b) Windeinspeisung (2010)

Abbildung A.60.: Carpetplots Wind Station 13 (2009, 2010)



(a) Windeinspeisung (2011)

(b) Windeinspeisung (2012)

Abbildung A.61.: Carpetplots Wind Station 13 (2011, 2012)

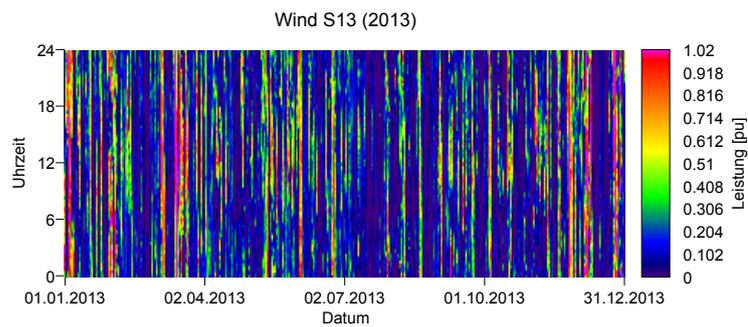


Abbildung A.62.: Windeinspeisung, Station 13 (2013)

A.3. Scatterplots

Station 1

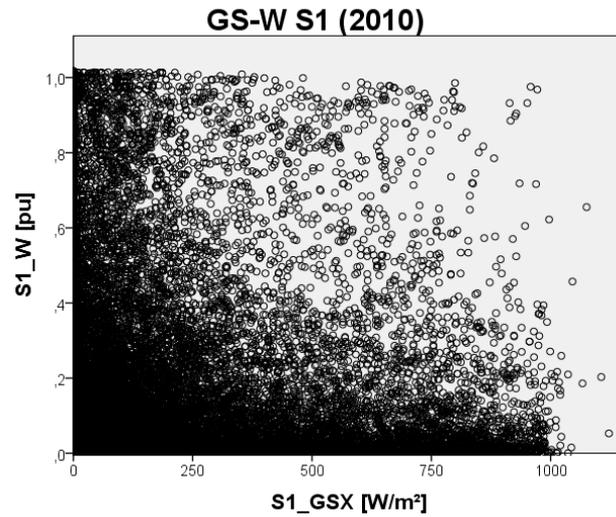


Abbildung A.63.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 1 (2010)

Station 3

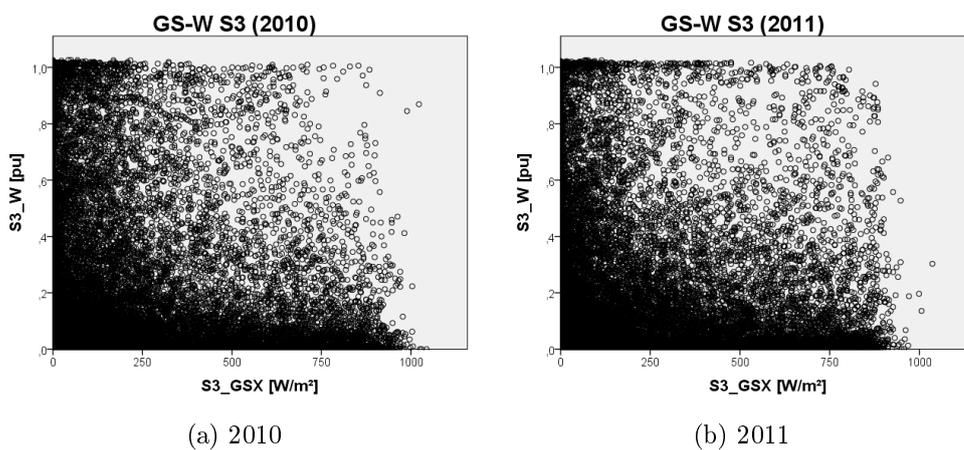


Abbildung A.64.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 3 (2010, 2011)

A. Anhang A

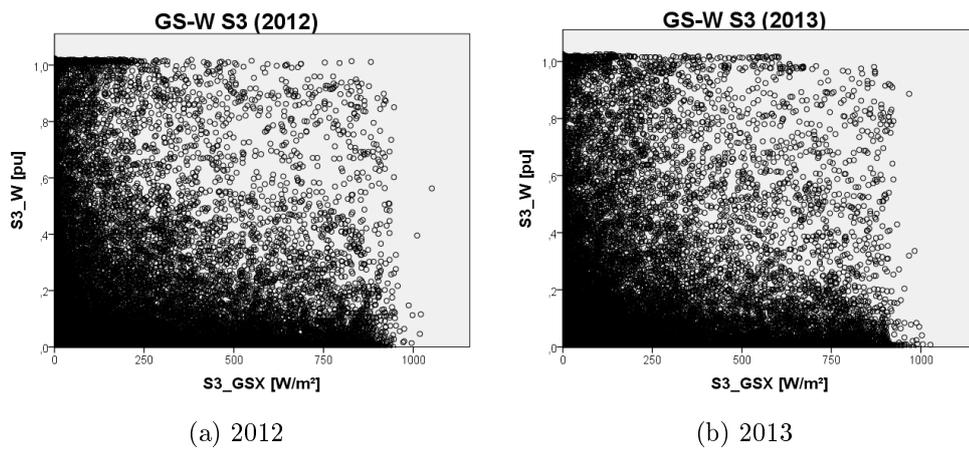


Abbildung A.65.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 3 (2012, 2013)

Station 4

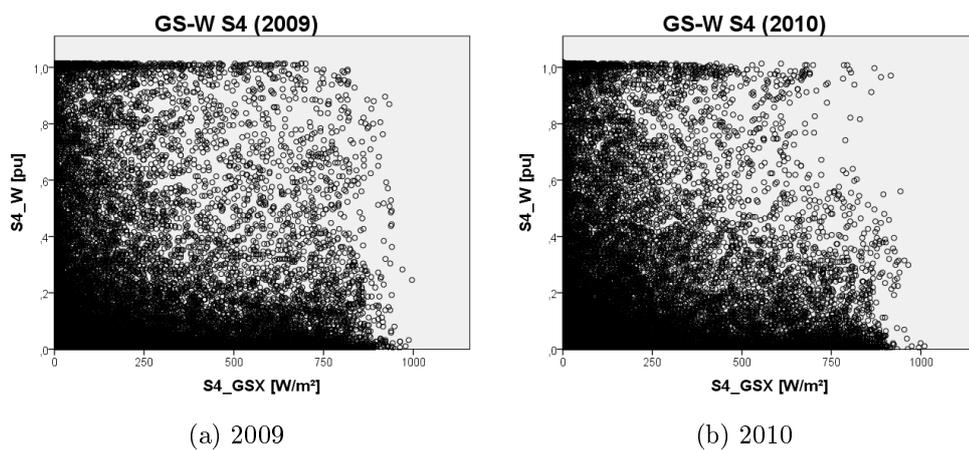


Abbildung A.66.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 4 (2009, 2010)

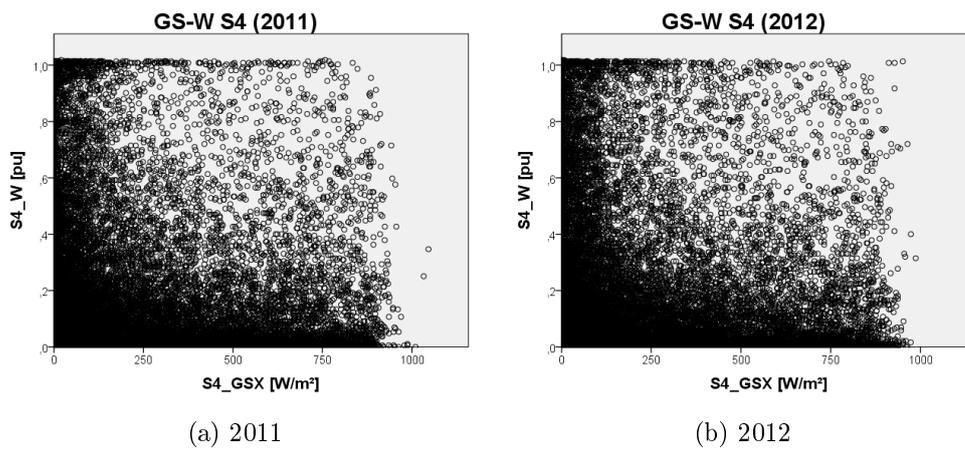


Abbildung A.67.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 4 (2011, 2012)

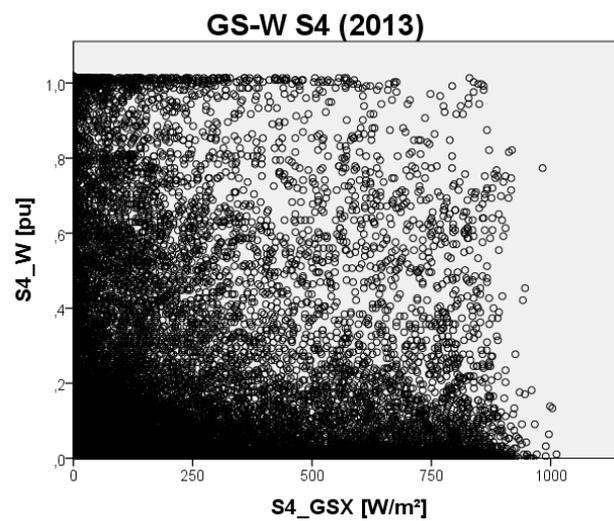


Abbildung A.68.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 4 (2013)

A. Anhang A

Station 8

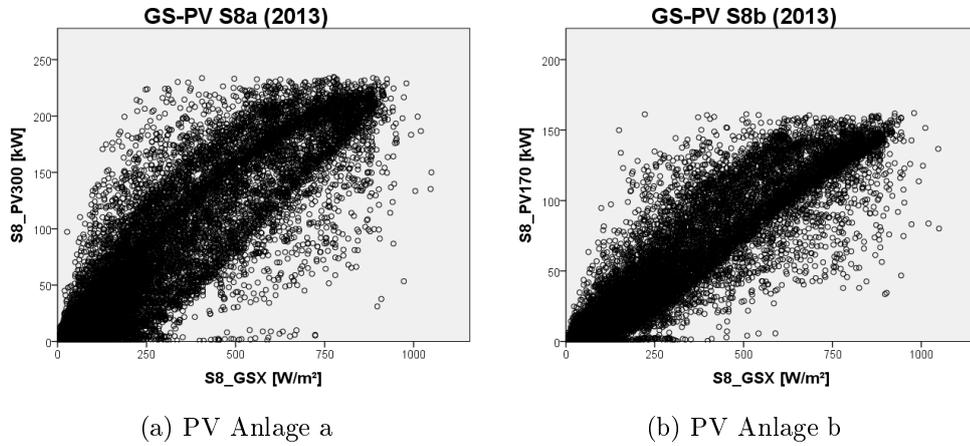


Abbildung A.69.: Streudiagramme Globalstrahlung-Photovoltaik, Station 8 (2013)

Station 9

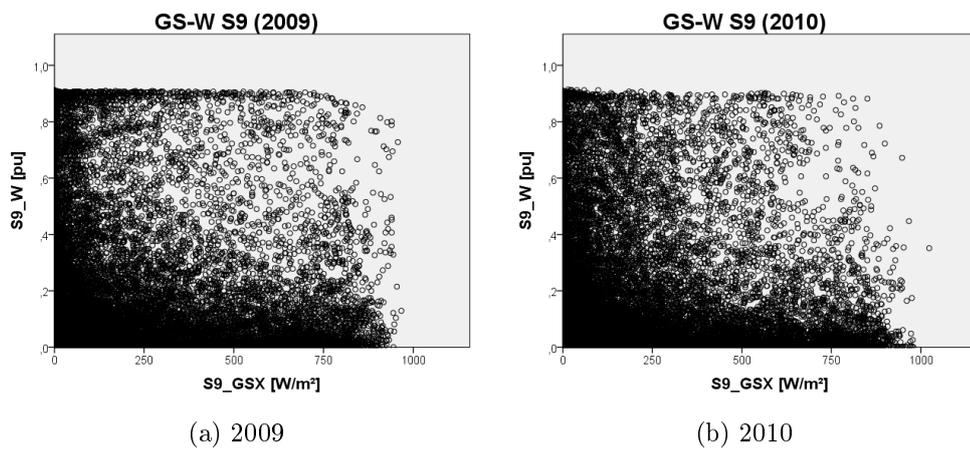


Abbildung A.70.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 9 (2009, 2010)

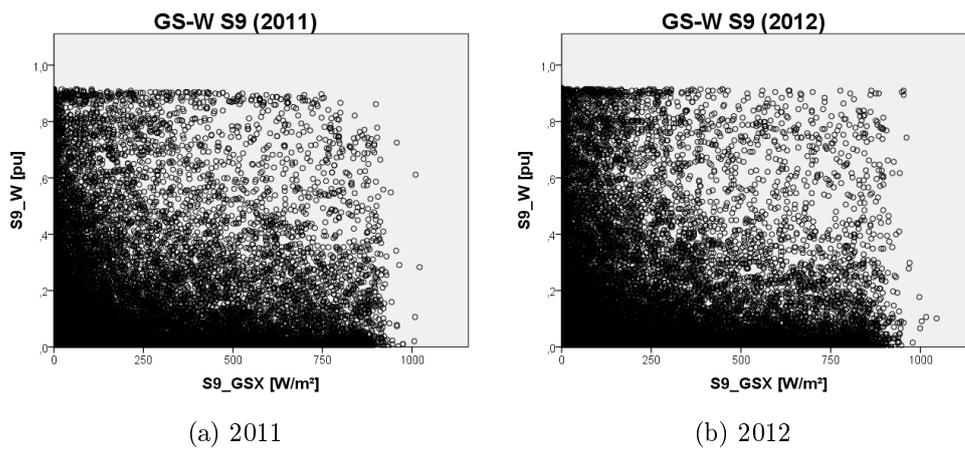


Abbildung A.71.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 9 (2011, 2012)

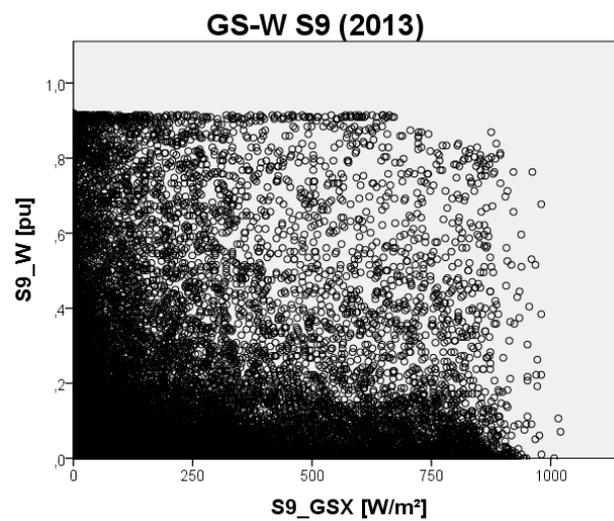


Abbildung A.72.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 9 (2013)

Station 10

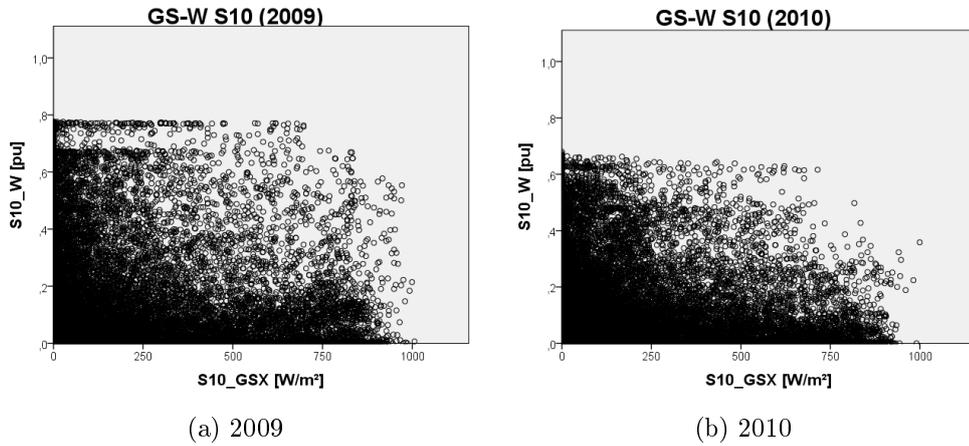


Abbildung A.73.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 10 (2009, 2010)

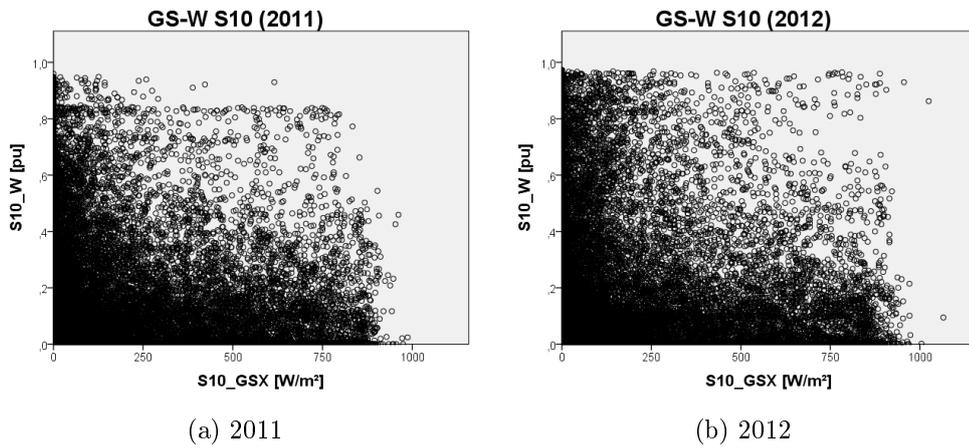


Abbildung A.74.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 10 (2011, 2012)

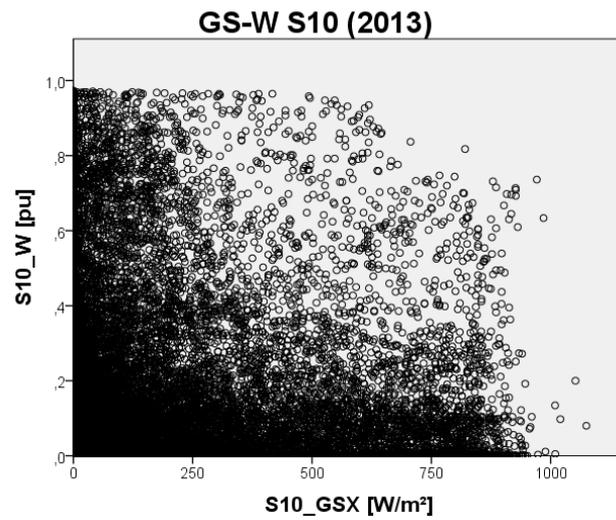


Abbildung A.75.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 10 (2013)

Station 11

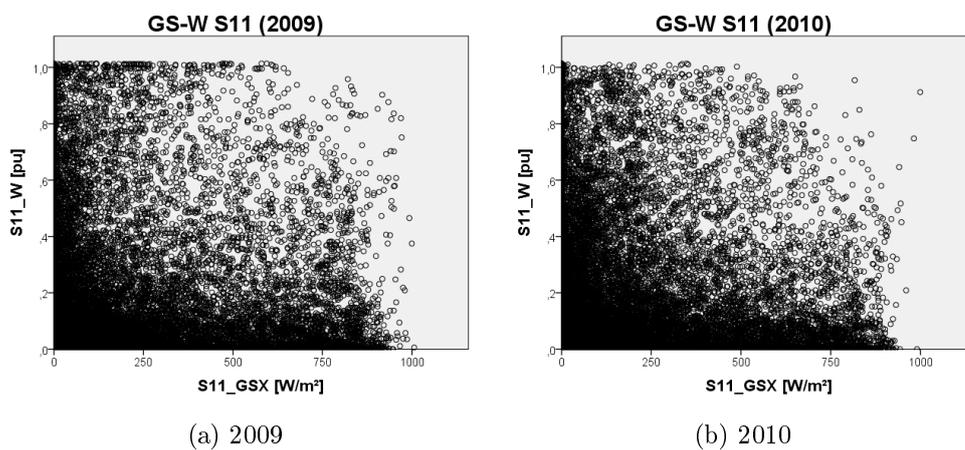


Abbildung A.76.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 11 (2009, 2010)

A. Anhang A

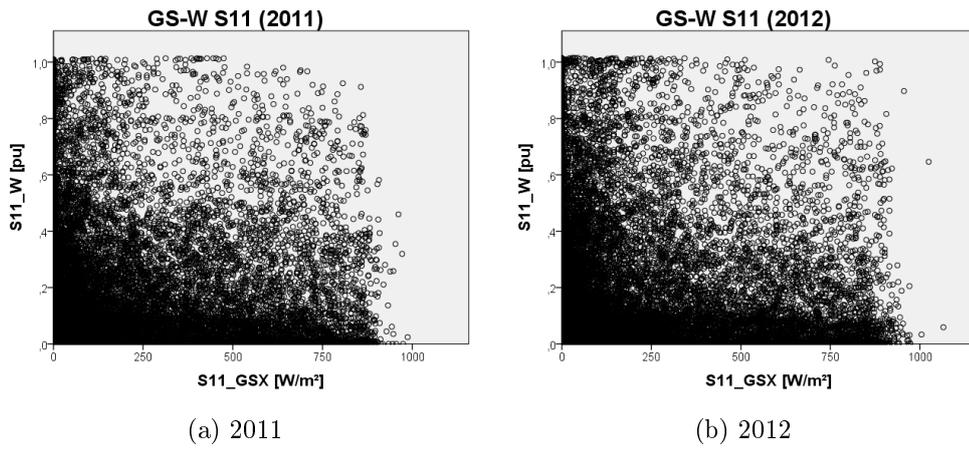


Abbildung A.77.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 11 (2011, 2012)

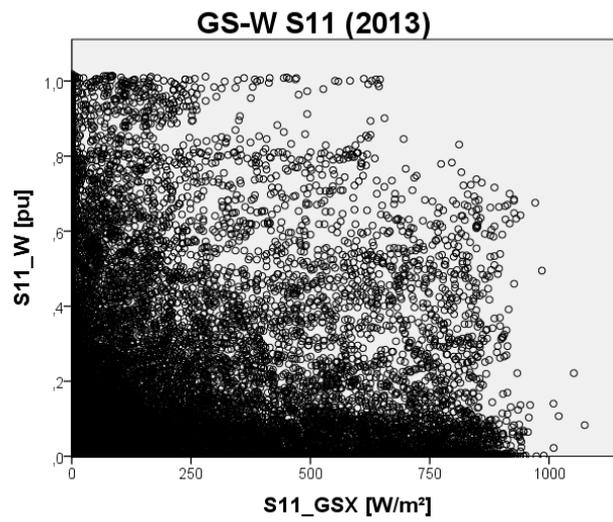


Abbildung A.78.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 11 (2013)

Station 12

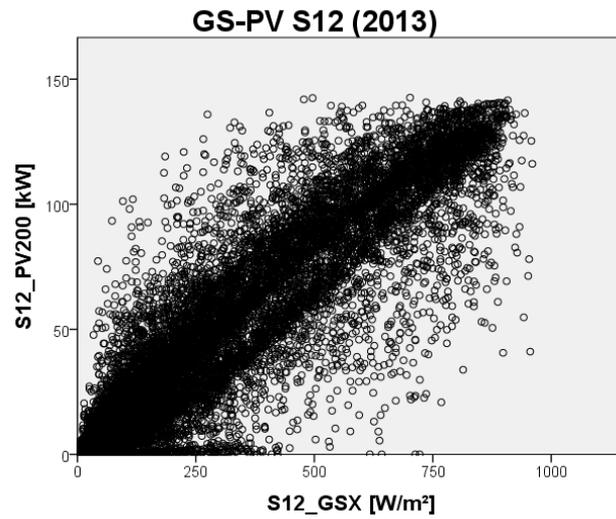


Abbildung A.79.: Streudiagramm Globalstrahlung-Photovoltaik, Station 12 (2013)

Station 13

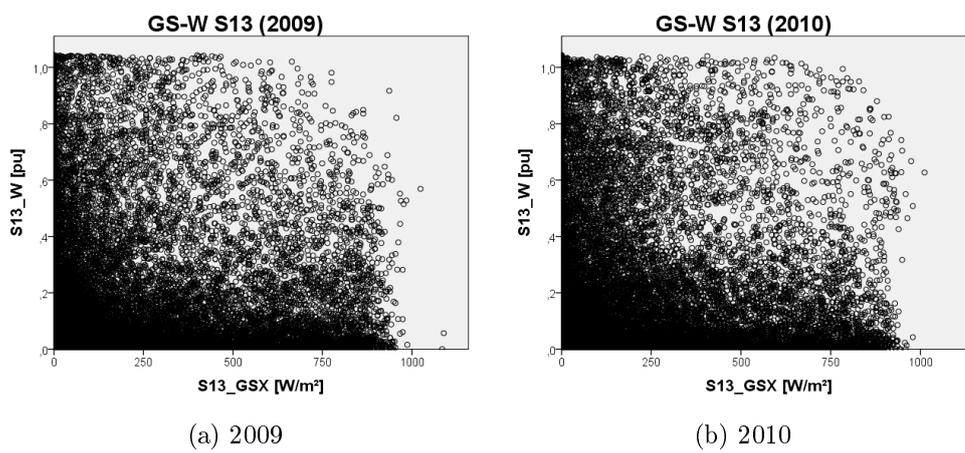


Abbildung A.80.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 13 (2009, 2010)

A. Anhang A

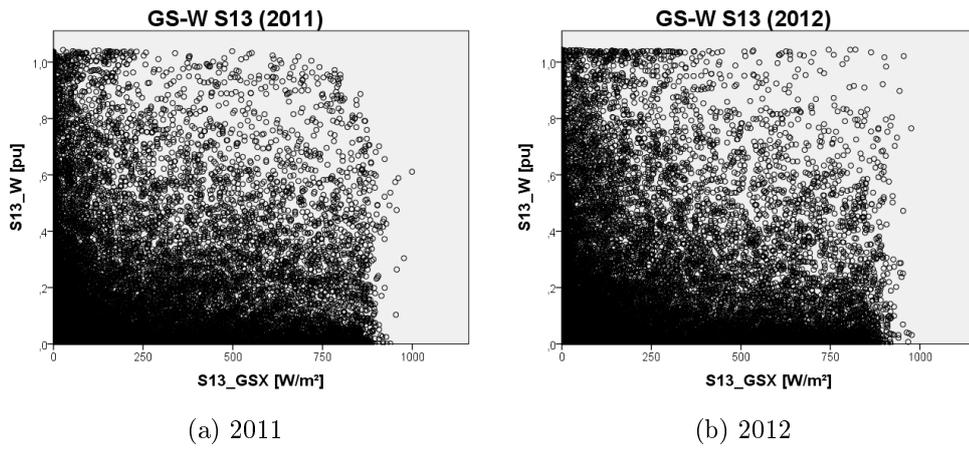


Abbildung A.81.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 13 (2011, 2012)

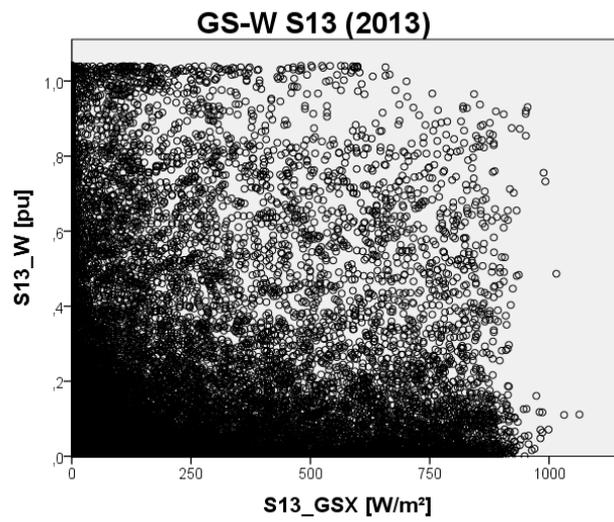
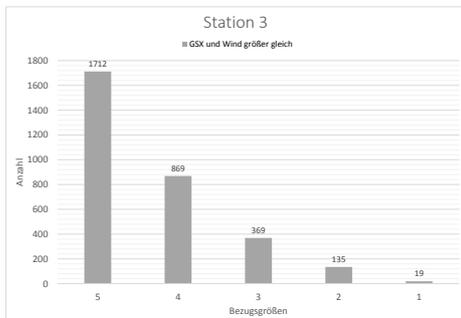
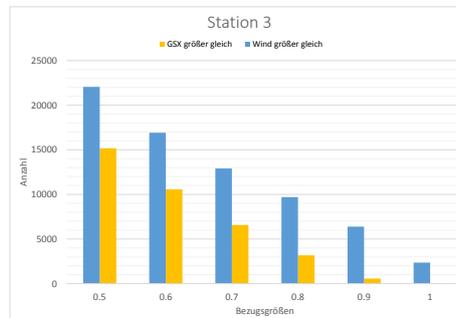


Abbildung A.82.: Streudiagramm Globalstrahlung-Wind, Station 13 (2013)

A.4. Balkendiagramme



(a) Wind und GS gleichzeitig



(b) Wind und GS getrennt

Abbildung A.83.: Häufigkeit Wind und Globalstrahlung, Station 3

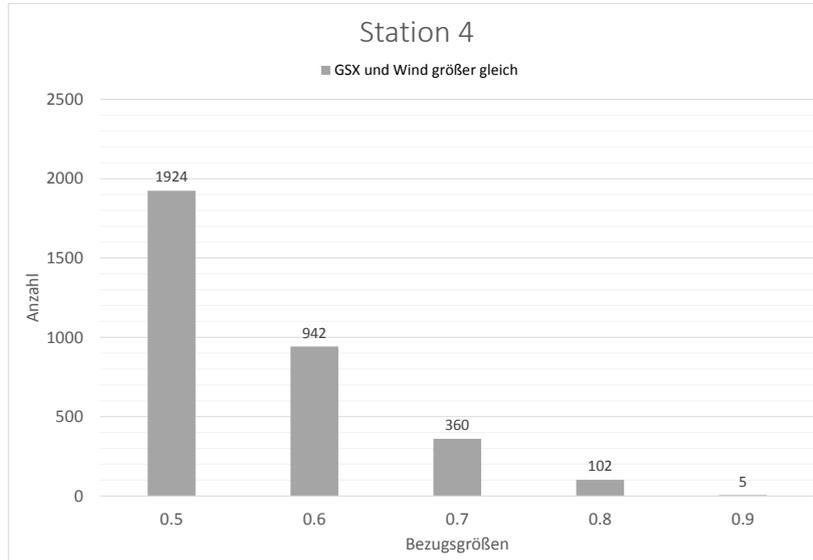
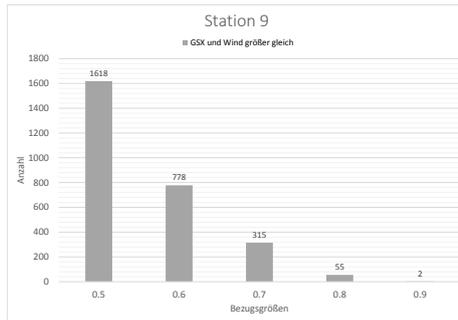
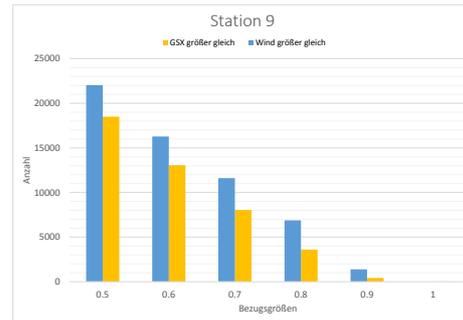


Abbildung A.84.: Häufigkeit Wind und Globalstrahlung gemeinsam, Station 4

A. Anhang A



(a) Wind und GS gleichzeitig



(b) Wind und GS getrennt

Abbildung A.85.: Häufigkeit Wind und Globalstrahlung, Station 9

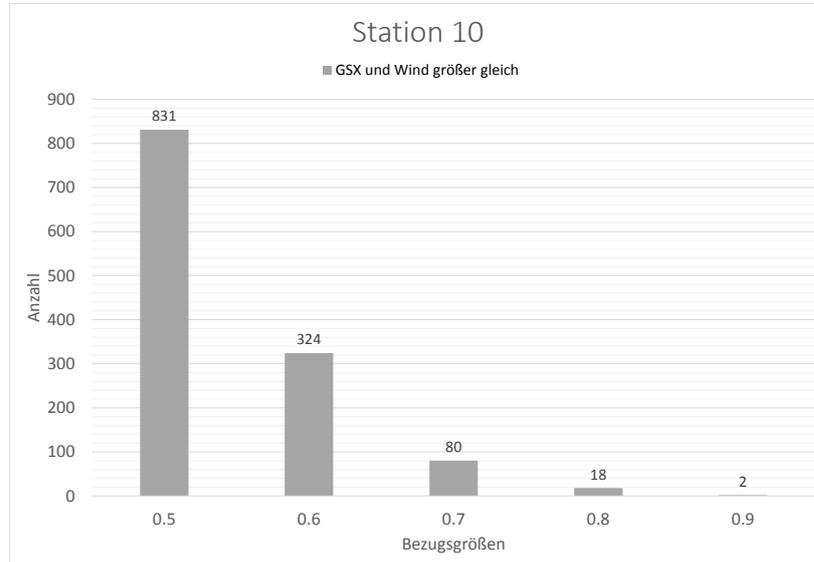
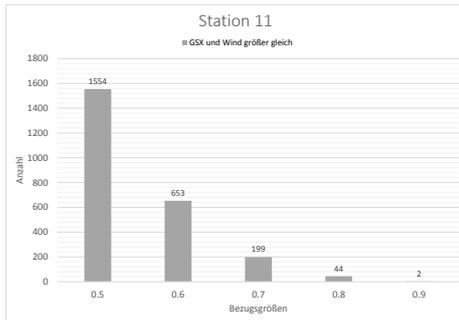
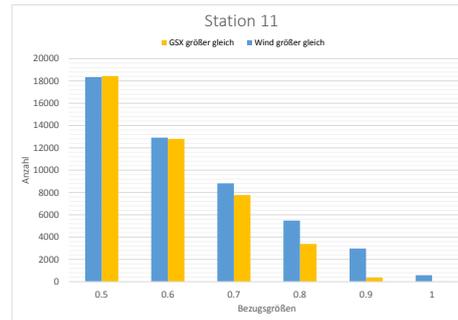


Abbildung A.86.: Häufigkeit Wind und Globalstrahlung gemeinsam, Station 10

A.5. Vergleich der Korrelationskoeffizienten

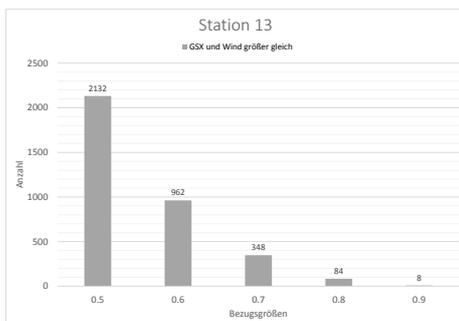


(a) Wind und GS gleichzeitig

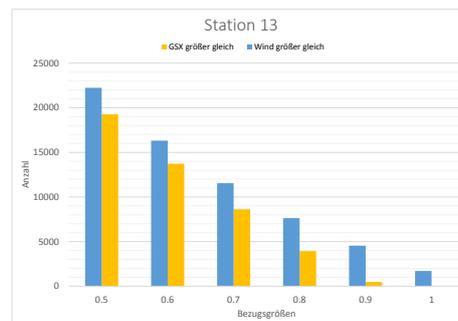


(b) Wind und GS getrennt

Abbildung A.87.: Häufigkeit Wind und Globalstrahlung, Station 11



(a) Wind und GS gleichzeitig



(b) Wind und GS getrennt

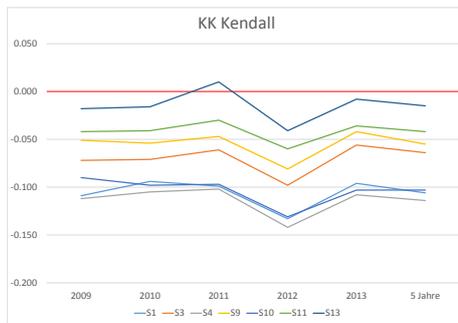
Abbildung A.88.: Häufigkeit Wind und Globalstrahlung, Station 13

A.5. Vergleich der Korrelationskoeffizienten

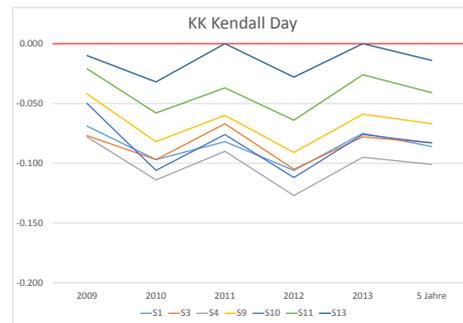
Der Vergleich der Korrelationskoeffizienten nach PEARSON für die gesamten Messreihen und für die reduzierten Daten sind in [Abschnitt 4.2](#) abgebildet. Ebenso sind zwei Vergleiche der drei Berechnungsmöglichkeiten für Station 1 und Station 13 in [Abschnitt 4.2](#) dargestellt.

A. Anhang A

Verschiedene Berechnungsmöglichkeiten

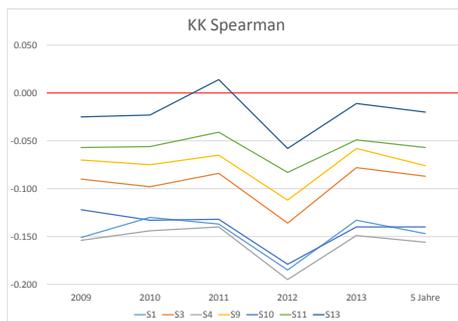


(a) Gesamte Messreihen

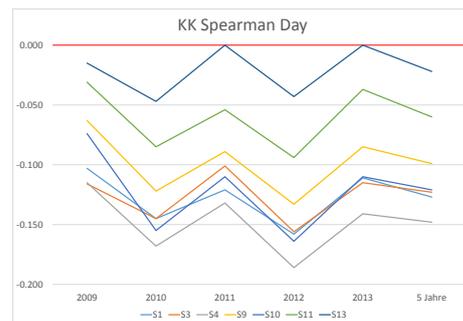


(b) Reduzierte Datensätze

Abbildung A.89.: Vergleich der Stationen, KK nach KENDALL



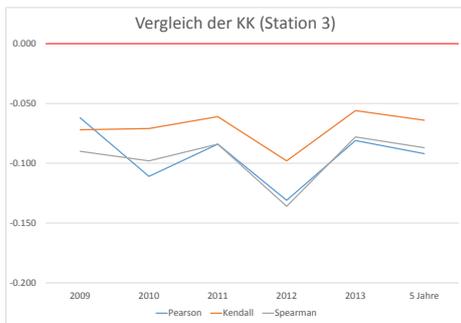
(a) Gesamte Messreihen



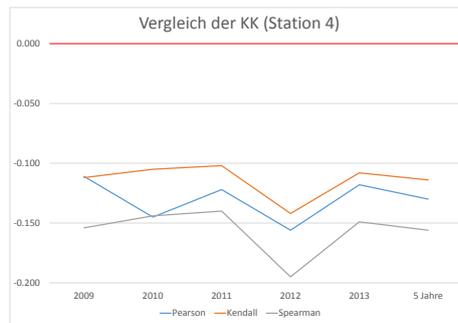
(b) Reduzierte Datensätze

Abbildung A.90.: Vergleich der Stationen, KK nach SPEARMAN

Vergleich nach Stationen

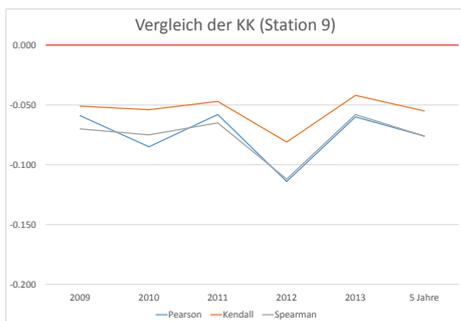


(a) Station 3

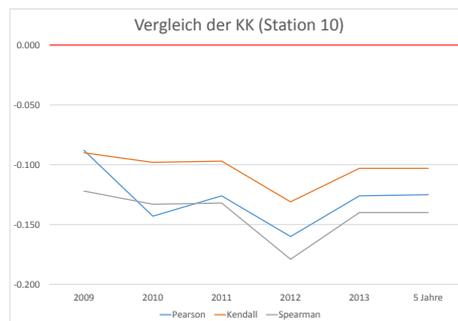


(b) Station 4

Abbildung A.91.: Vergleich der drei KK für Station 3 und 4



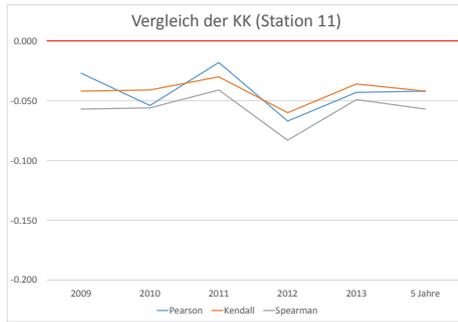
(a) Station 9



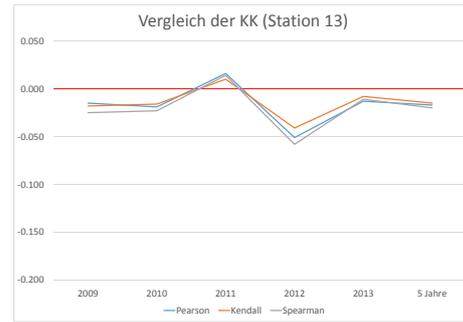
(b) Station 10

Abbildung A.92.: Vergleich der drei KK für Station 9 und 10

A. Anhang A



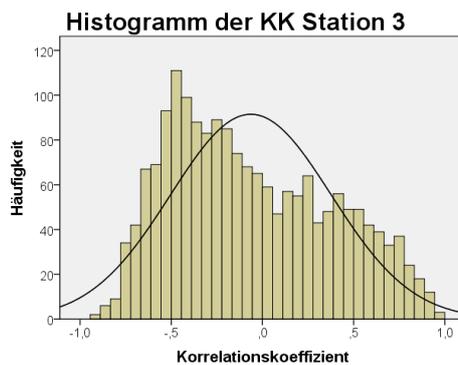
(a) Station 11



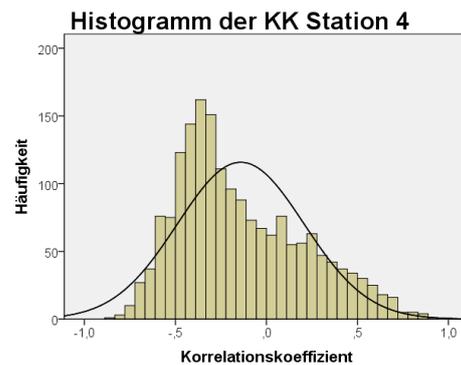
(b) Station 13

Abbildung A.93.: Vergleich der drei KK für Station 11 und 13

A.6. Verteilung der Tageskorrelationskoeffizienten



(a) Verteilung Station 3



(b) Verteilung Station 4

Abbildung A.94.: Histogramme der Korrelationskoeffizienten, Station 3 und 4

A.6. Verteilung der Tageskorrelationskoeffizienten

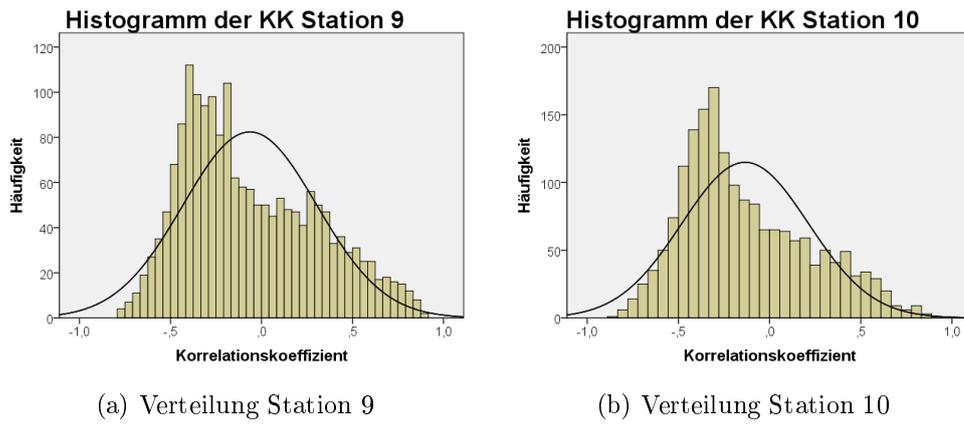


Abbildung A.95.: Histogramme der Korrelationskoeffizienten, Station 9 und 10

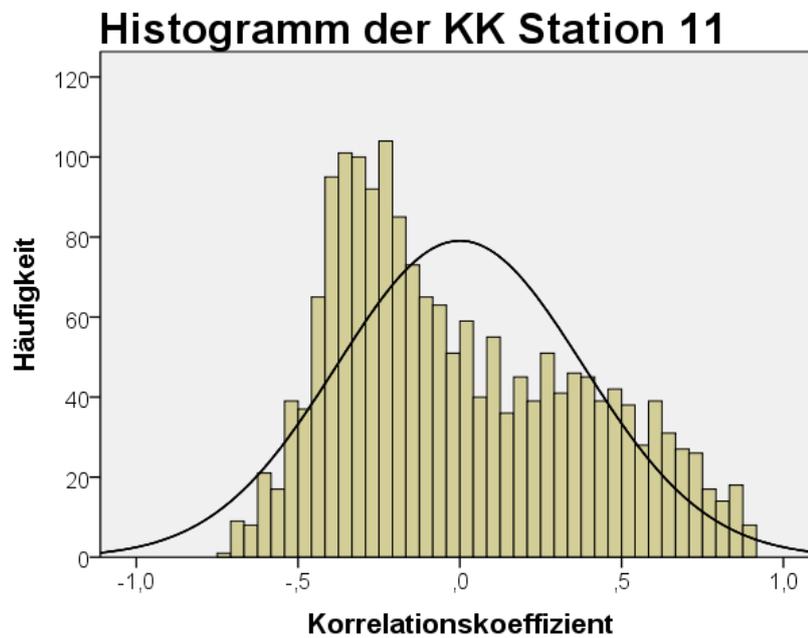


Abbildung A.96.: Histogramm der Korrelationskoeffizienten, Station 11

A.7. Diagramme der Fourieranalyse

Die Diagramme der Fourieranalyse für die Station 1, sowie das Frequenzspektrum der Windeinspeisung für Station 10 sind in [Abschnitt 4.5](#) abgebildet.

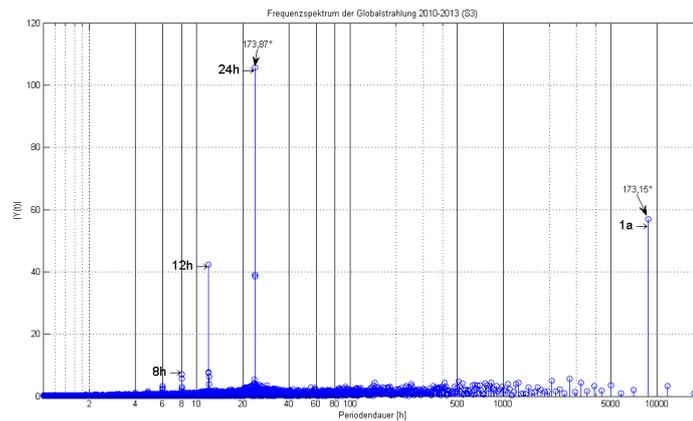


Abbildung A.97.: Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 3

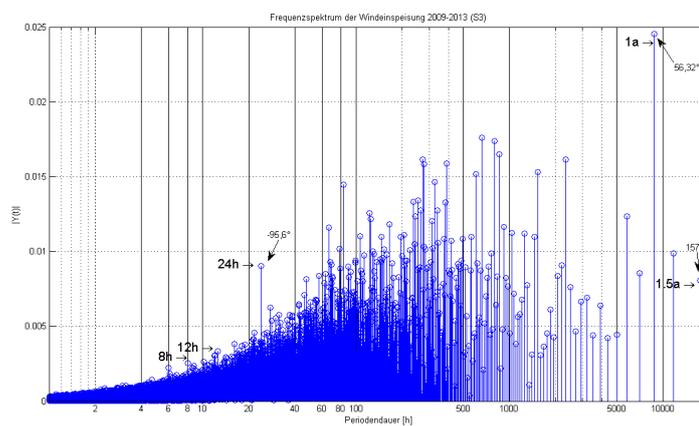


Abbildung A.98.: Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 3

A.7. Diagramme der Fourieranalyse

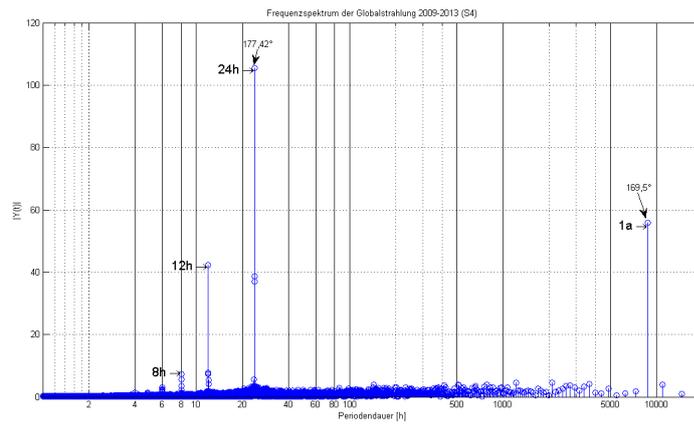


Abbildung A.99.: Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 4

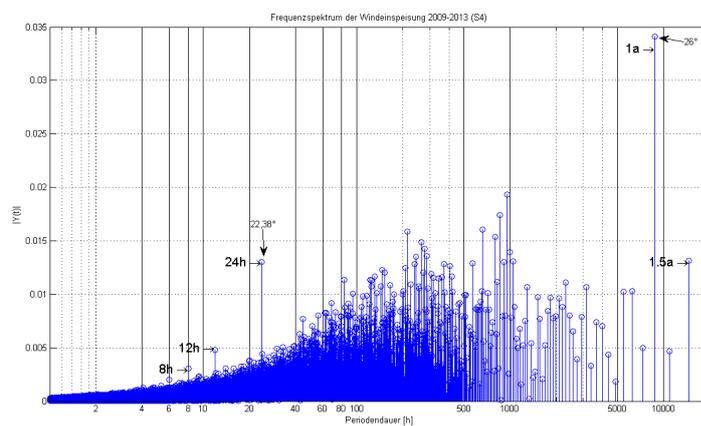


Abbildung A.100.: Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 4

A. Anhang A

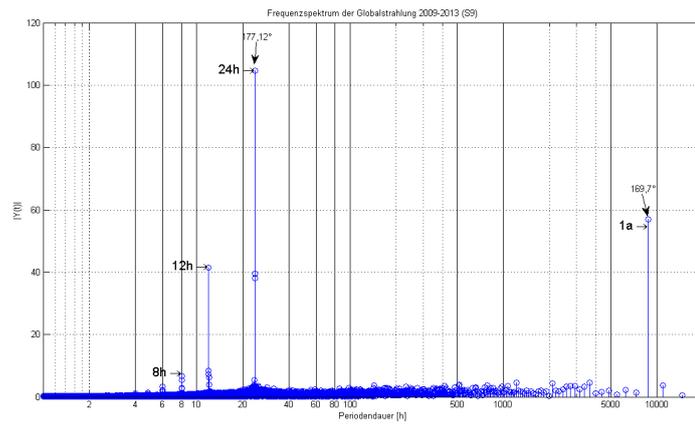


Abbildung A.101.: Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 9

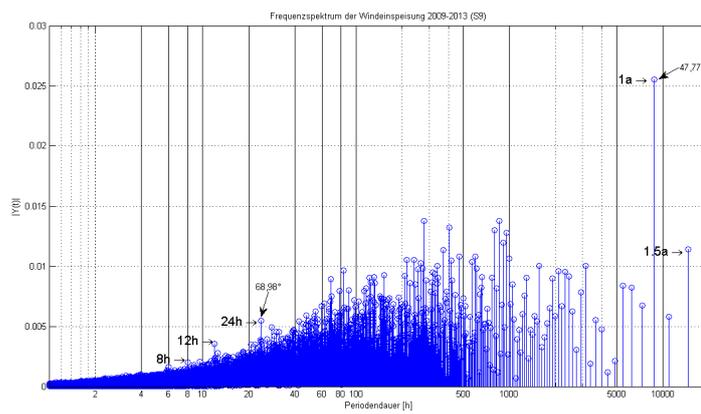


Abbildung A.102.: Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 9

A.7. Diagramme der Fourieranalyse

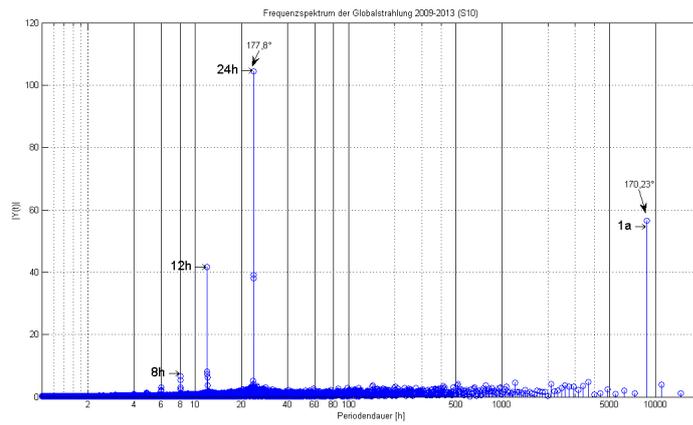


Abbildung A.103.: Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 10

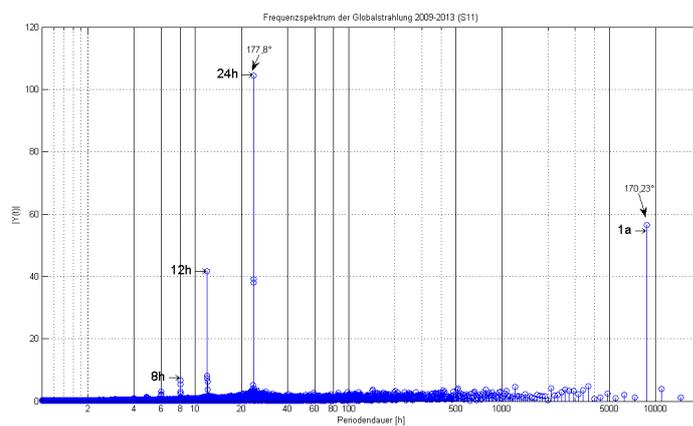


Abbildung A.104.: Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 11

A. Anhang A

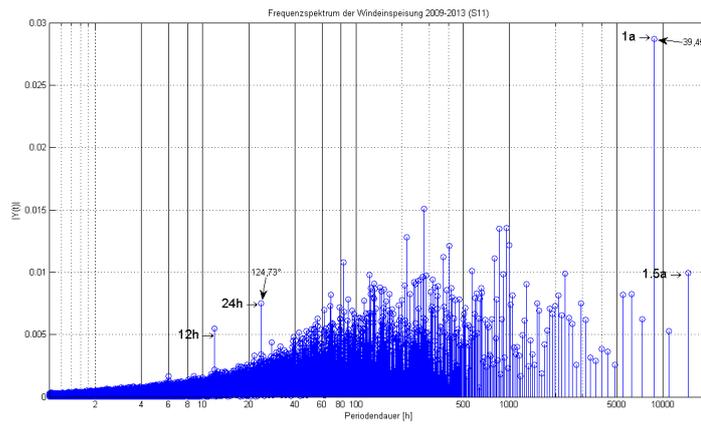


Abbildung A.105.: Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 11

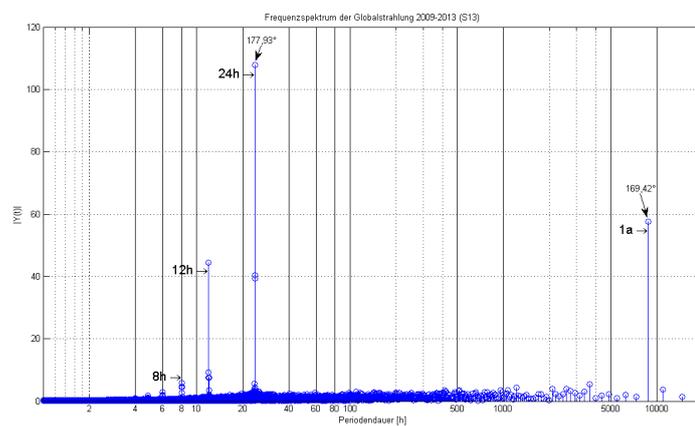


Abbildung A.106.: Frequenzspektrum Globalstrahlung, Station 13

A.7. Diagramme der Fourieranalyse

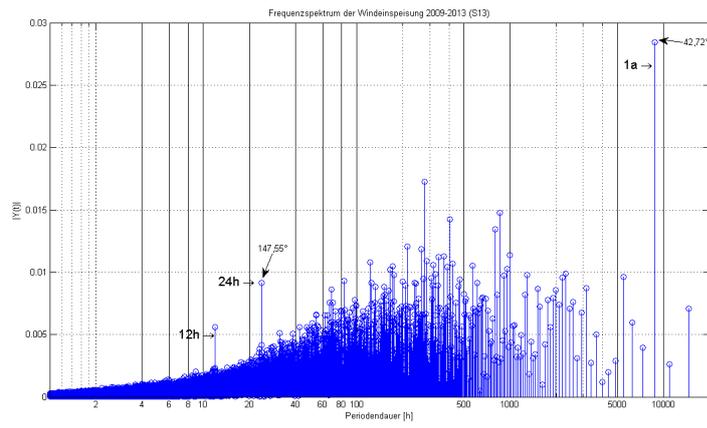


Abbildung A.107.: Frequenzspektrum Windeinspeisung, Station 13

B. Anhang B

In diesem Abschnitt sind die wichtigsten Makros zur Aufbereitung der Daten angeführt. Die Beschreibung der Funktion der Makros ist [Abschnitt 2.6](#) zu entnehmen.

Datenbereinigung

```
Sub Daten_bereinigen()  
    ' Makro zur Bereinigung fehlender Datensätze  
    ' Auffüllen von Werten zwischen Stützpunkten (lineare Interpolation)  
  
    ' Definition der Variablen  
    Dim Start As Variant          ' Stützpunkt am Start  
    Dim Startzelle As Variant    ' Startzeile fuer Interpolation  
    Dim Ende As Variant          ' Stützpunkt am Ende  
    Dim Endezelle As Variant     ' Letzte Zeile fuer Interpolation  
    Dim Weite As Variant  
    Dim Anzahl As Integer  
    Dim i As Variant            ' Counter Variable  
    Dim j As Variant            ' Counter Variable  
    Dim Zeile As Variant  
    Zeile = 2  
    Dim Letzte As Variant       ' Variable fuer Zeilenanzahl  
  
    Cells(1, 4).Value = "GSX_NEU"  
  
    ' Berechnung der Zeilenanzahl  
    Letzte = Cells(Rows.Count, 3).End(xlUp).Row  
  
    While Zeile <= Letzte  
        If IsEmpty(Cells(Zeile, 3)) = False Then          ' Wenn Zelle Inhalt hat  
            Cells(Zeile, 4).Value = Cells(Zeile, 3).Value ' wird der Wert kopiert  
            Zeile = Zeile + 1  
        Else  
            Startzelle = Zeile - 1          ' Startzelle wird festgelegt  
            i = Zeile + 1  
            While i <= Letzte + 1  
                If IsEmpty(Cells(i, 3)) = True Then  
                    i = i + 1  
                Else  
                    Endezelle = i          ' Endezelle wird festgelegt  
                    i = Letzte + 1  
                End If  
            Wend  
  
            Anzahl = Endezelle - Startzelle ' Anzahl der Interpolationsschritte  
        End If  
    End While  
End Sub
```

B. Anhang B

```
Start = Cells(Startzelle, 3).Value      ' Startwert
Ende = Cells(Endezelle, 3).Value       ' Endwert
Weite = (Ende - Start) / Anzahl        ' Intervallgroesse
For j = 1 To Anzahl                    ' Auffuellen der Werte
    Cells((Startzelle - 1 + j), 4).Value = Start + ((j - 1) * Weite)
Next j
Zeile = Zeile + Anzahl - 1
End If
Wend

End Sub
```

Mittelwertbildung Globalstrahlung

```
Sub GSX_Mittelwertbildung()

' Umrechnen von drei 10 Minuten Messwerten auf zwei 15 Minuten Messwerten
' Die ersten 15 Minuten Messwerte sollen aus den ersten 10 Minuten
' Messwerten + der Haelfte der zweiten 10 Minuten Messwerte bestehen.

' Die zweiten 15 Minuten Messwerte aus der Haelfte der zweiten 10
' Minuten Messwerte + den dritten 10 Min. Messwerten

' Definition der Variablen
Dim i As Double
Dim j As Integer
Dim k As Integer
k = 11 ' k ist die Spalte ab der die neuen Werte eingetragen werden
Dim Zeile As Variant

Dim Letzte As Variant ' Variable fuer Zeilenanzahl
Dim dTime As Date
Dim halb As Variant

' Berechnung der Zeilenanzahl
Letzte = Cells(Rows.Count, 2).End(xlUp).Row
Cells(1, k).Value = ("DATUM_15Min")
Cells(2, k).Value = ("01.01.2009_00:00")
i = 2

' Auffuellen der Spalte k mit Zeitstempeln (Sommerzeit nicht beruecksichtigt)
Do While i < Letzte
    dTime = Cells(i, k).Value

    If dTime = ("01.04.2014_00:00") Then
        Exit Do ' Abbruch wenn der 01.01.2014 erreicht ist
    End If

    i = i + 1
    Cells(i, k).Value = dTime + ("00:15") ' Zeitstempel im 15 Minutentakt schreiben
Loop

For j = 1 To 9 ' Fuer alle Stationen mit GS Werten
    Zeile = 2
    i = 1
```

```

While Zeile <= Letzte ' Berechnung mit Normierung
    halb = Cells(3 * i, 1 + j) / 2
    Cells(2 * i, k + j) = (Cells(Zeile, 1 + j) + halb) * (2 / 3)
    Cells((2 * i) + 1, k + j) = (Cells(Zeile + 2, 1 + j) + halb) * (2 / 3)
    Zeile = Zeile + 3
    i = i + 1
Wend
Next
End Sub

```

Reduzierte Datensätze

```

Sub Datensaeetze_reduzieren()

' Reduziert die Daten und loescht Werte, bei denen die Globalstrahlung = 0 ist.
' Die Daten muessen spaltenweise angeordnet sein.
' Spalte 2 enthaelt die Zeitstempel
' Spalte 3 enthaelt die Globalstrahlungsdaten
' Spalte 4 enthaelt die Windeinspeisung
' Spalte 5 enthaelt optional die Photovoltaikerzeugung

' Definition der Variablen
Dim Letzte As Variant ' Variable fuer Zeilenanzahl
Dim Zeile As Variant
Zeile = 2
Dim i As Double
i = 2 ' Counter fuer Kopierbereich
Dim k As Integer ' Ab dieser Spalte werden Daten eingefuegt
k = 6

' Berechnung der Zeilenanzahl
Letzte = Cells(Rows.Count, 2).End(xlUp).Row

' Uebertrag der Messreihenbezeichnungen
Cells(1, k).Value = ("Zeitpunkt")
Cells(1, k + 1).Value = Cells(1, 3).Value
Cells(1, k + 2).Value = Cells(1, 4).Value
Cells(1, k + 3).Value = Cells(1, 5).Value

For Zeile = 2 To Letzte
    If Cells(Zeile, 3).Value = 0 Then
        i = i ' Wenn Wert gleich Null, Kopierbereich bleibt
    Else ' Werte kopieren
        Cells(i, k).Value = Cells(Zeile, 2).Value
        Cells(i, k + 1).Value = Cells(Zeile, 3).Value
        Cells(i, k + 2).Value = Cells(Zeile, 4).Value
        Cells(i, k + 3).Value = Cells(Zeile, 5).Value
        i = i + 1 ' Kopierbereich (Zeile) wird erhoeht
    End If
Next

```


Literaturverzeichnis

- [1] B. Lange, K. Rohrig, J. Dobschinski, A. Wessel, Y. Saint-Drenan, Martin Felder. Prognosen der zeitlich-räumlichen Variabilität von Erneuerbaren. *Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2011*, 2011.
- [2] R. Pardatscher, R. Witzmann, A. Spring, G. Becker, J. Brantl, and S. Schmidt. Untersuchung der Korrelationen aus Tageslastgängen und PV-Einspeisung zur Bestimmung der maximalen Netzbelastung. In *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2013. 06.-08.03.2013, Kloster Banz, Staffelstein.
- [3] G. Wirth, A. Spring, G. Becker, R. Pardatscher, R. Witzmann, J. Brantl, and M. Garhamer. Felduntersuchung der Netzauslastung und Spannungsanhebung durch PV-Anlagen. In *26. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, page pp 6, 2011. 02.-04. März 2011, Bad Staffelstein.
- [4] Holger Watter. *Regenerative Energiesysteme: Grundlagen, Systemtechnik und Anwendungsbeispiele aus der Praxis ; mit ... 48 Tabellen*. Studium. Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2., erw. aufl edition, 2011. ISBN 9783834810403.
- [5] ISO 9060. Solar energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation, 1990.
- [6] Volker Quaschnig. *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation; mit 117 Tabellen*. 2013.
- [7] Jul Martens. *Statistische Datenanalyse mit SPSS für Windows*. Managementwissen für Studium und Praxis. Oldenburg, München, 1999. ISBN 9783486252231.
- [8] Gerhard Doblinger. *Zeitdiskrete Signale und Systeme: Eine Einführung in die grundlegenden Methoden der digitalen Signalverarbeitung ; mit 16 Tabellen*. Schlembach, Wilburgstetten, 2007. ISBN 9783935340588.
- [9] Christoph Groiss. *Maximierung des regenerativen Erzeugungsanteils an der österreichischen Elektrizitätsversorgung*. PhD thesis, TU Wien, 2013. URL http://www.ea.tuwien.ac.at/ueber_uns/mitarbeiter/christoph_groiss/. Online: 16.06.2014.
- [10] Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann, and Detlef Schulz. Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. *Elektrische Energieversorgung*, 2010.

- [11] Susanne Linder. *Räumliche Diffusion von Photovoltaik-Anlagen in Baden-Württemberg*. PhD thesis, Universität Würzburg, 2013. URL <http://opus.bibliothek.uni-wuerzburg.de/frontdoor/index/index/docId/6694>. Online: 16.06.2014.
- [12] Laquai, Bernd. Abschätzung des möglichen Energieertrags einer Photovoltaikanlage. 2003. URL <http://www.bibsonomy.org/bibtex/2e688cbfddc1f71c1369605fde191b1bf/nosebrain>. Online: 08.07.2014.