

Mit Unterstützung von



Handbuch, 30.11.2023

Photovoltaik bifazial vertikal



source: <https://doi.org/10.24451/arbor.21130> | downloaded: 3.5.2024

Autoren

Matthias Hügi, Berner Fachhochschule BFH

Christof Bucher, Berner Fachhochschule BFH

Bildquelle:

© Flims Electric AG, REECH AG GEMINUS.90°

Diese Studie wurde mit Unterstützung von EnergieSchweiz erstellt.
Für den Inhalt sind alleine die Autoren verantwortlich.

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungsverzeichnis	3
2	Einleitung	4
3	Grundlagen	4
	3.1 Bifazial vertikal	4
	3.2 Ausrichtung und Horizont	5
	3.3 Verschattungswinkel / Reihenabstand	5
	3.4 Albedo	6
	3.5 Spezifischer Ertrag	7
	3.6 Flächenertrag	7
	3.7 Betrachtungsperiode	7
	3.8 Nennleistungsverhältnis	7
	3.9 Dimensionierungsgrafiken	8
4	Dimensionierungsgrafiken	9
	4.1 Verlauf Energieproduktion	10
	4.1.1 Mittelland	10
	4.1.2 Alpin	11
	4.2 Spezifischer Ertrag	12
	4.2.1 Mittelland	12
	4.2.2 Alpin	13
	4.3 Flächenertrag	14
	4.3.1 Mittelland	14
	4.3.2 Alpin	15
	4.4 Spezifischer Ertrag vs. Flächenertrag	16
	4.4.1 Mittelland	16
	4.4.2 Alpin	17
	4.5 Verlust durch Leistungsbegrenzung	18
	4.5.1 Mittelland	18
	4.5.2 Alpin	19
	4.6 Verlauf der Leistungsbegrenzungsverluste	20
	4.6.1 Mittelland	20
	4.6.2 Alpin	22
5	Fazit	24
6	Abbildungsverzeichnis	26
7	Tabellenverzeichnis	26
8	Anhang	27
	8.1 Annahmen / Definitionen	27
	8.1.1 Anlage	27
	8.1.2 Standort	27
	8.1.3 Modul	31
	8.1.4 Bodenfläche	32
	8.2 Methodik	33
	8.2.1 Erstellung der Dimensionierungsgrafiken	33
	8.3 Weitere Grafiken Alpin	34
	8.3.1 Verlauf Energieproduktion	34
	8.3.2 Spezifischer Ertrag	35
	8.3.3 Flächenertrag	36
	8.3.4 Spezifischer Ertrag vs. Flächenertrag	37
	8.3.5 Verlust durch Leistungsbegrenzung	38
	8.4 Weitere Grafiken Mittelland	39
	8.4.1 Verlauf Energieproduktion	39

8.4.2 Spezifischer Ertrag	40
8.4.3 Flächenertrag	41
8.4.4 Spezifischer Ertrag vs. Flächenertrag	42
8.4.5 Verlust durch Leistungsbegrenzung	43
9 Versionskontrolle	44

1 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
NLV	Nennleistungsverhältnis
STC	Standard Test Conditions (Standard-Testbedingungen)
DC	Direct Current (Gleichstrom)
PERC	Passivated Emitter and Rear Cell
EnG	Energiegesetz
SHJ	Sommerhalbjahr (April – September)
WHJ	Winterhalbjahr (Oktober – März)

Formelzeichen	Erläuterung
A_{PVA}	Grundfläche der PV-Anlage in m^2
E_{AC}	AC-Energieertrag der Anlage
$E_{Fläche}$	Flächenertrag in kWh/m^2
E_{spez}	Spezifischer Energieertrag in kWh/kWp
$P_{DC,STC}$	Normierte Modulleistung unter STC (DC-Leistung) in W. Es wird dabei nur die Modulleistung der Vorderseite berücksichtigt.
$P_{WR,nom}$	Nominale Leistung des Wechselrichters (AC-Leistung) in VA
b	Breite der Module in m
d	Reihenabstand der Modulreihen in m
l	Länge der Module in m
β	Modulneigung in Grad
γ	Verschattungswinkel in Grad
kWp	Umgangssprachliche Einheit für $P_{DC,STC}$. Zur einfacheren Verständlichkeit wird diese Einheit verwendet.

2 Einleitung

Seit einigen Jahren sind auf dem Markt vermehrt bifaziale Photovoltaikmodule (PV-Module) erhältlich. Diese können gemäss Abbildung 1 auf der Front- und Rückseite Licht in Strom umwandeln. Für verschiedene Anwendungen (insb. Winterstrom auf Flachdächern oder im Gebirge) können diese Module vertikal installiert werden. Allerdings ist häufig unklar, mit welchen Abständen und Ausrichtungen vertikale Module installiert werden sollen. So müssen diese Werte in jedem Projekt von neuem mit aufwändigen Simulationen berechnet werden. Der Einfluss von lokalen Faktoren auf die Installation (z. B. Schnee, Bodenreflexion, oder Winternebel) ist meist nicht bekannt und muss ebenfalls mithilfe von Simulationen oder Experimenten ermittelt werden. Dieser Leitfaden soll eine Hilfestellung bei der Auslegung und Dimensionierung bifazialer, vertikaler PV-Anlagen in der Schweiz sowohl im Mittelland wie auch im Gebirge bieten.

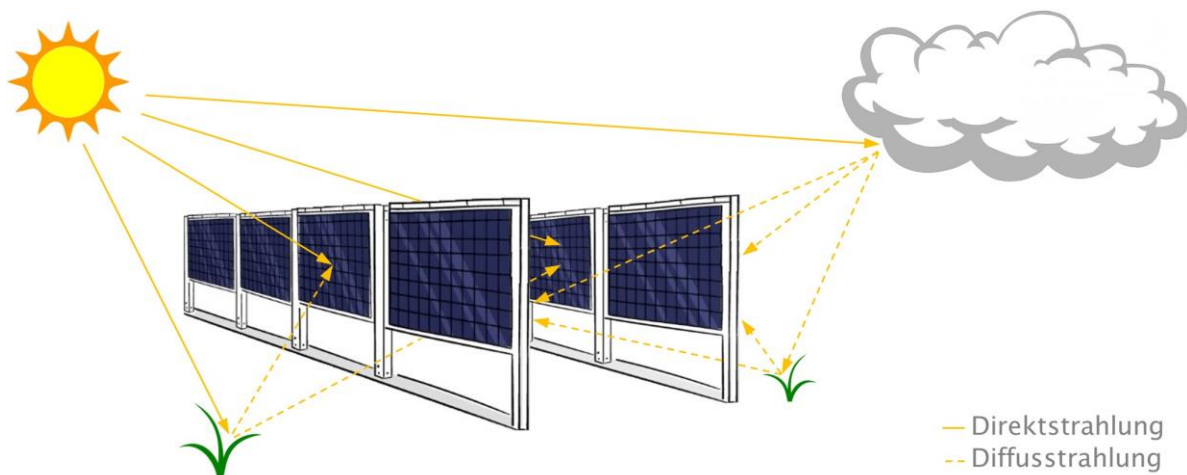



Abbildung 1: Einstrahlung auf bifaziale Module (Quelle: Solarzaun GmbH)

3 Grundlagen

3.1 Bifazial vertikal


Bifaziale Module wandeln nebst der Einstrahlung auf die Vorderseite auch das Licht auf die Rückseite in elektrische Energie um. Der Grund liegt in der Verwendung von PERC oder anderen modernen Solarzellen, die ohne vollflächige rückseitige Aluminiumkontakte auskommen sowie dem rückseitigen Glas. Dieses Verhalten führt gesamthaft zu einem höheren möglichen Energieertrag als bei Glas-Folien-Modulen. Die Mehrkosten für bifaziale Module sind heute gering, weshalb bifaziale Module teilweise auch dann eingesetzt werden, wenn die erwartete rückseitige Einstrahlung vernachlässigbar ist (z. B. bei dachparallelen PV-Anlagen).

Der Neigungswinkel β der Module beträgt bei bifazial vertikalen Anlagen immer 90° .



Vorteile

- Hoher Winterertrag ODER hoher Morgen-Abend-Ertrag
- Geringe Verschmutzung
- Geeignet für Gründach
- Geeignet für viel Schnee
- Schneefrei im Winter



Nachteile

- Höherer Platzbedarf aufgrund grosser Reihenabstände
- Hohe Windlasten
- Ästhetik

3.2 Ausrichtung und Horizont

Die Ausrichtung der Module hat zur Folge, dass die Rückseite der Module mehr oder weniger bestrahlt wird. Im Falle der Südausrichtung trifft vor allem diffuses Licht auf die Rückseite, im Falle einer anderen Ausrichtung auch Direktstrahlung.

Bei einer Südausrichtung ist der Sonnenverlauf über den Tag fast symmetrisch. Der Horizont kann dazu führen, dass die Einstrahlung am Morgen und am Abend voneinander abweichen. Dies ist der Fall, wenn zum Beispiel im Osten der Anlage eine Bergkette oder ein Gebäude stehen. Um eine ortsunabhängige Aussage zu der Dimensionierung einer Anlage zu machen, wird in den Simulationen zu diesem Dokument auf den Horizont verzichtet. Im Falle einer Berücksichtigung des Horizontes wird der Ertrag aus den frühen Morgenstunden und den späten Abendstunden geringfügig abnehmen.

3.3 Verschattungswinkel / Reihenabstand

Der Verschattungswinkel γ ist eine Funktion aus dem Reihenabstand d und der Modulhöhe. Werden die Module wie in der nachfolgenden Grafik horizontal verlegt entspricht die Modulhöhe der Modulbreite b . Bei der vertikalen Platzierung der Module entspricht die Modulhöhe der Modullänge l . Je weiter die Modulreihen auseinander liegen, desto kleiner ist der Verschattungswinkel.

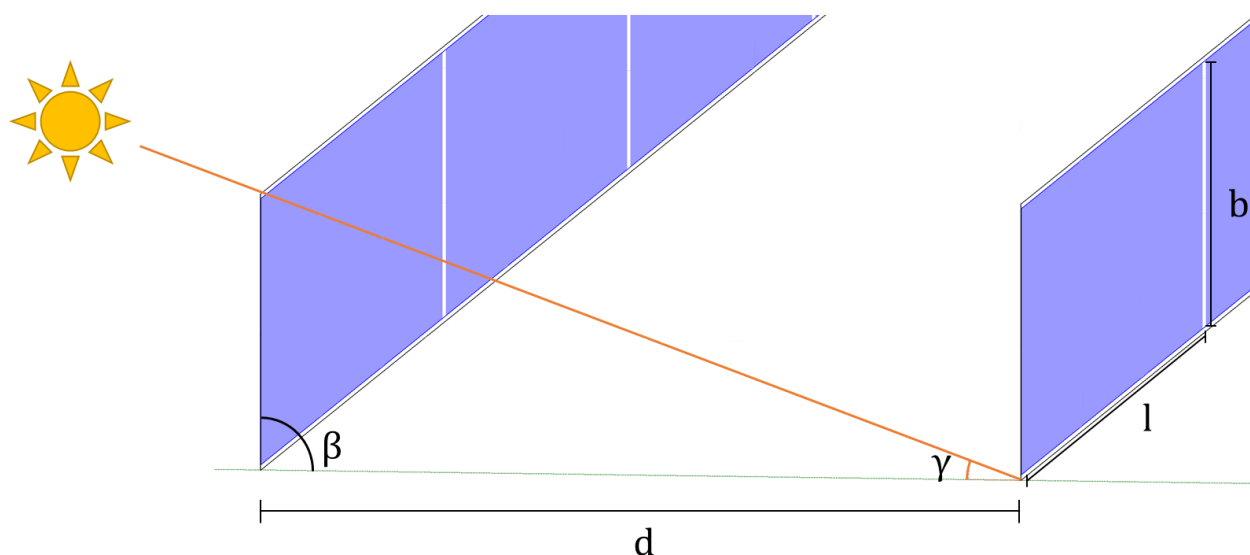


Abbildung 2: Grafische Darstellung Verschattungswinkel / Reihenabstand

Der Verschattungswinkel wird anhand nachfolgender Formel errechnet:

$$\gamma = \text{atan}\left(\frac{b}{d}\right)$$

Entsprechend berechnet sich der Reihenabstand wie folgt:

$$d = \frac{b}{\tan(\gamma)}$$

Tabelle 1 zeigt die Berechnung des Reihenabstands als Funktion des Verschattungswinkels.

Beispiel: Bei einer Modulhöhe von 1 m und einem Verschattungswinkel von 20° resultiert mit der obigen Formel ein Reihenabstand von 2.75 m.

Verschattungswinkel in °	Reihenabstand in m	Verschattungswinkel in °	Reihenabstand in m
5	11.43	16	3.49
6	9.51	17	3.27
7	8.14	18	3.08
8	7.12	19	2.90
9	6.31	20	2.75
10	5.67	21	2.61
11	5.14	22	2.48
12	4.70	23	2.36
13	4.33	24	2.25
14	4.01	25	2.14
15	3.73		

Tabelle 1: Reihenabstand bei bestimmten Verschattungswinkel und einer Modulhöhe von 1 m.

3.4 Albedo

Albedo ist das Rückstrahlungsvermögen von nicht selbstleuchtenden, diffus reflektierenden Oberflächen, wie z. B. Schnee oder Gras. Der Wert bewegt sich zwischen 0 und 1. Tabelle 2 zeigt typische Albedowerte.

Material	Albedo
Gras, Rasen	0.15 - 0.25
Landwirtschaftliche Kulturen	0.15 - 0.30
Wälder	0.05 - 0.20
Heidenfläche	0.10 - 0.25
Asphalt	0.15
Beton, sauber	0.30
Beton, verwittert	0.20
Schneedecke, neu	0.80 - 0.90
Schneedecke, alt	0.45 - 0.70
Wasserfläche, steiler Einfallswinkel (>30°)	0.05 - 0.10
Wasserfläche, flacher Einfallswinkel (>10°)	0.10 - 0.20
Wasserfläche, sehr flacher Einfallswinkel (<10°)	0.20 - 0.80

Tabelle 2: Typische Albedowerte (Quelle: Ch. Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag 2021).

Für das Mittelland wird in den nachfolgenden Betrachtungen das gesamte Jahr 0.2 angenommen. In alpinen Regionen wird der Wert während dem Winterhalbjahr auf 0.8 erhöht. Für projektspezifische Berechnung wird empfohlen, auf monatliche Albedowerte zurückzugreifen.

3.5 Spezifischer Ertrag

Der spezifische Ertrag E_{spez} errechnet sich aus dem AC-Energieertrag E_{AC} der Anlage in kWh und der normierten Modulleistung unter STC (DC-Leistung, $P_{DC,STC}$) in kWp.

$$E_{spez} = \frac{E_{AC} (kWh)}{P_{DC,STC} (kWp)}$$

Der spezifische Ertrag liegt für das Mittelland im Bereich von 1000 kWh/kWp. In den Alpen ist dieser Wert aufgrund der höheren Einstrahlung und Reflexion im Bereich von 1500 kWh/kWp. Der Wert ist stark von der Ausrichtung, der Neigung und allenfalls der Verschattung der Module abhängig.

3.6 Flächenertrag

Der Flächenertrag $E_{Fläche}$ errechnet sich aus dem AC-Energieertrag E_{AC} der Anlage in kWh und die für eine bestimmte Anordnung der Module notwendige Grundfläche in m².

$$E_{Fläche} = \frac{E_{AC}(kWh)}{A_{PVA}(m^2)}$$

3.7 Betrachtungsperiode

Eine südausgerichtete bifazial vertikale Anlage weist vor allem in den Wintermonaten einen hohen Energieertrag auf. Daher wird für die Untersuchung der optimalen Ausrichtung einer Anlage zwischen Jahr, Sommerhalbjahr, Winterhalbjahr und Wintermonate unterschieden. In Tabelle 3 sind die Monate aufgelistet, die in die jeweilige Betrachtungsperiode gehören.

Betrachtungsperiode	Monate
Jahr	Jan. - Dez.
Sommerhalbjahr (SHJ)	Apr. - Sep.
Winterhalbjahr (WHJ)	Okt. - Mrz.
Winter	Jan., Feb., Dez.

Tabelle 3: Betrachtungsperioden

Für die Planung einer Anlage nach dem Energiegesetz EnG 71a ist die Betrachtungsperiode Winterhalbjahr (WHJ) relevant.

3.8 Nennleistungsverhältnis

Das Nennleistungsverhältnis NLV beschreibt das Verhältnis der Leistung des Wechselrichters (AC-Leistung) in kVA und der normierten Modulleistung unter STC (DC-Leistung, $P_{DC,STC}$) in kWp.

$$NLV = \frac{P_{WR,nom} (kVA)}{P_{DC,STC} (kW)}$$

Es wird verwendet, um eine Über- oder Unterdimensionierung des Wechselrichters auszudrücken.

3.9 Dimensionierungsgrafiken

In diesem Handbuch werden generische Resultate für einen Standort im Mittelland und einen alpinen Standort (siehe Anhang) vorberechnet. In Kapitel 4 werden diese Resultate vorgestellt. Sie umfassen:

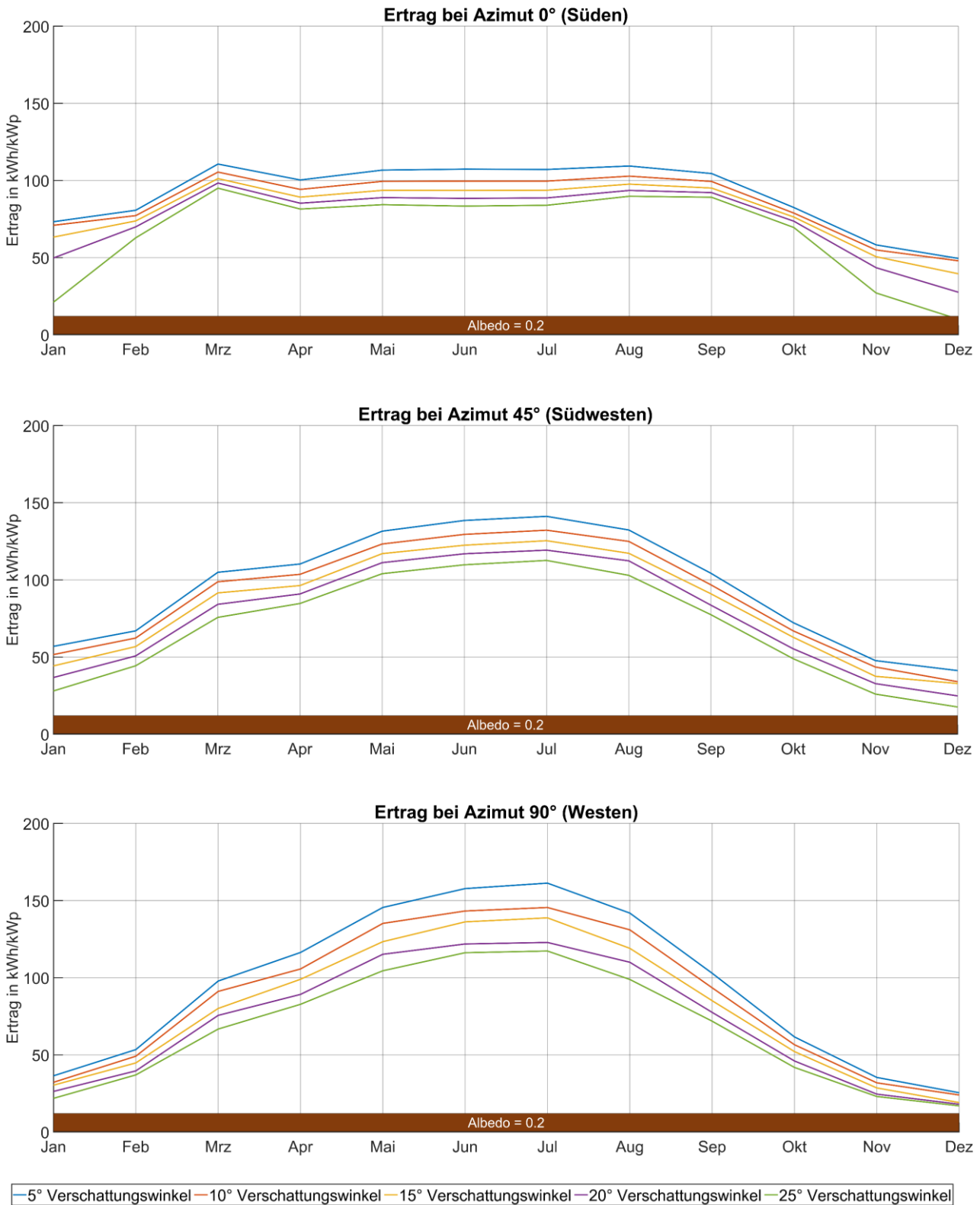
- Der monatliche Energieertrag in Abhängigkeit der Ausrichtung und des Reihenabstandes der PV-Module.
- Der Ertrag wird sowohl spezifisch pro kWp wie auch pro Fläche dargestellt.
- Die monatlichen Verluste durch Überdimensionierung der PV-Module (Unterdimensionierung des Wechselrichters) in Abhängigkeit von Reihenabstand und Ausrichtung.

Zur übersichtlicheren Darstellung werden nur die wichtigsten Grafiken im Kapitel 4 abgebildet. Die Grafiken zu den Ausrichtungen -45° und -90° sind im Anhang aufgeführt.

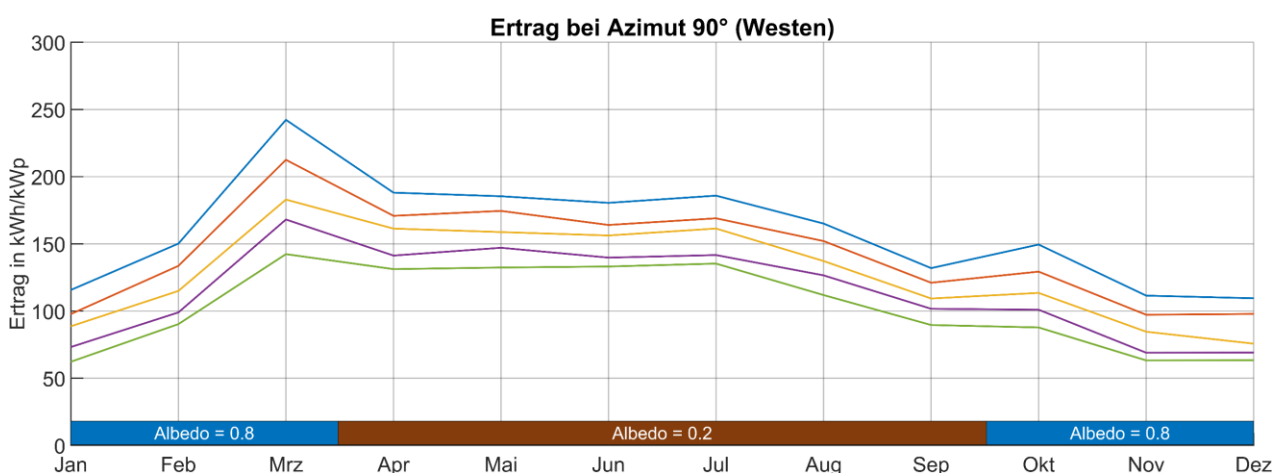
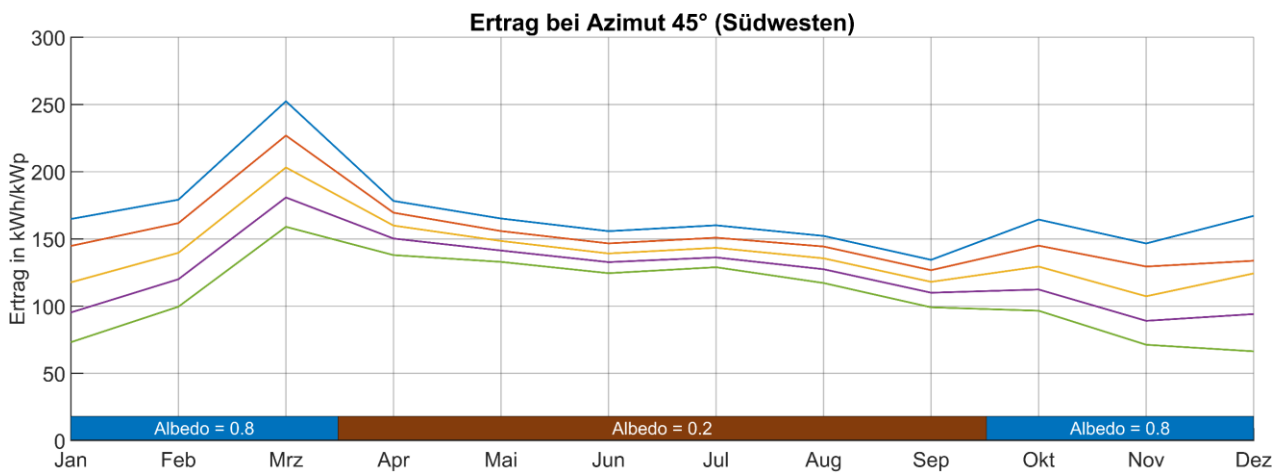
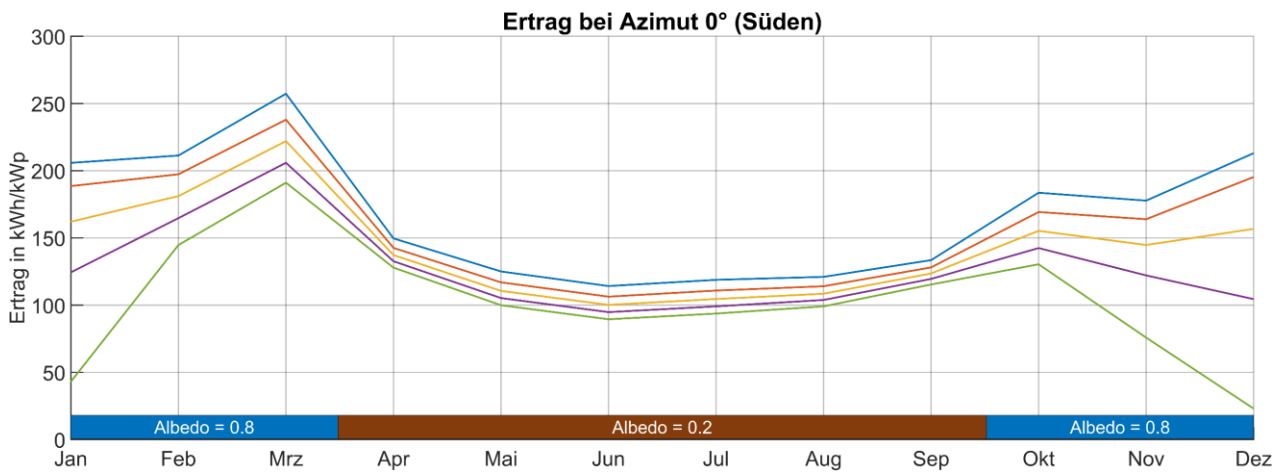
4 Dimensionierungsgrafiken

4.1 Verlauf Energieproduktion

4.1.1 Mittelland



4.1.2 Alpin



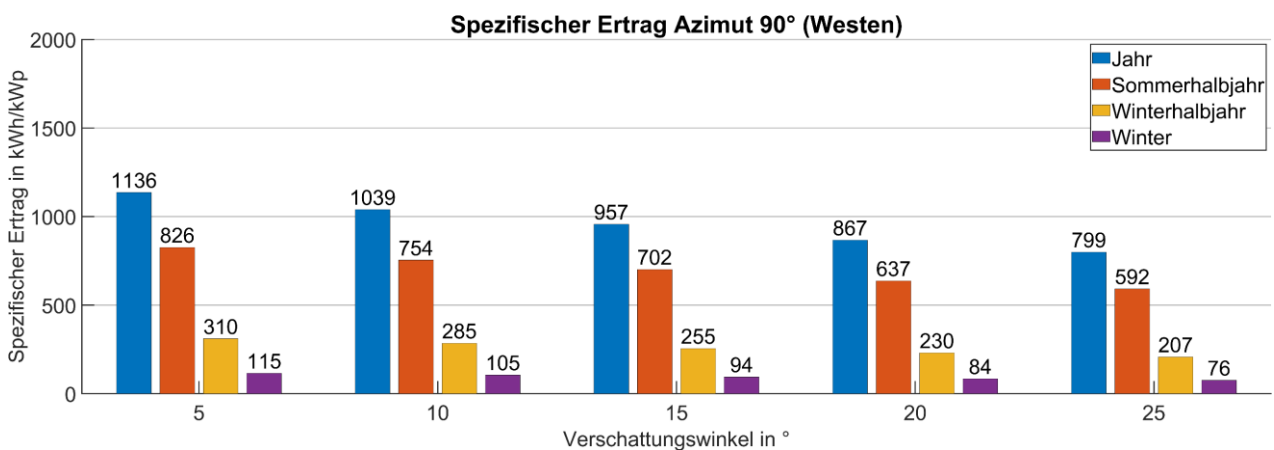
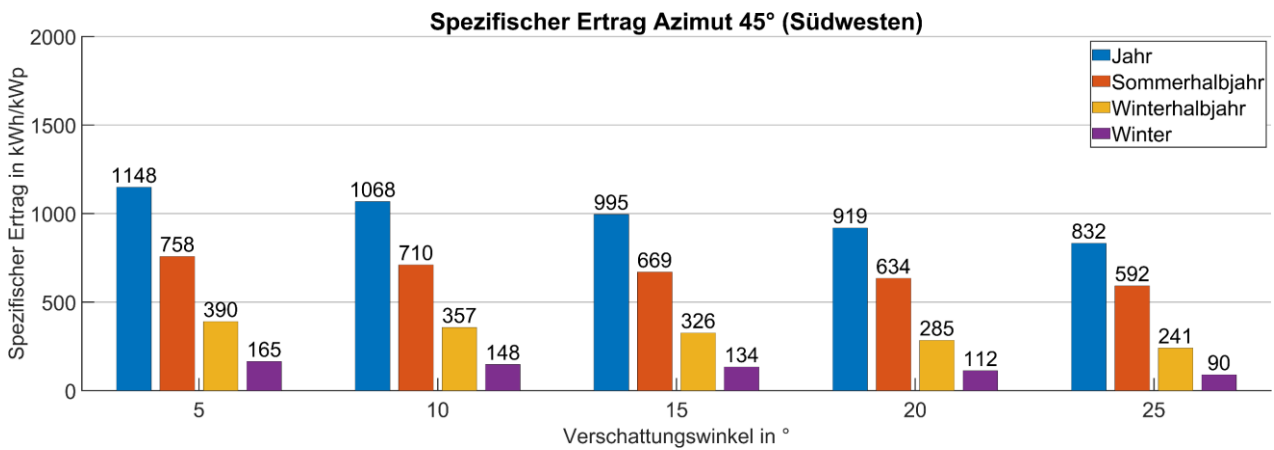
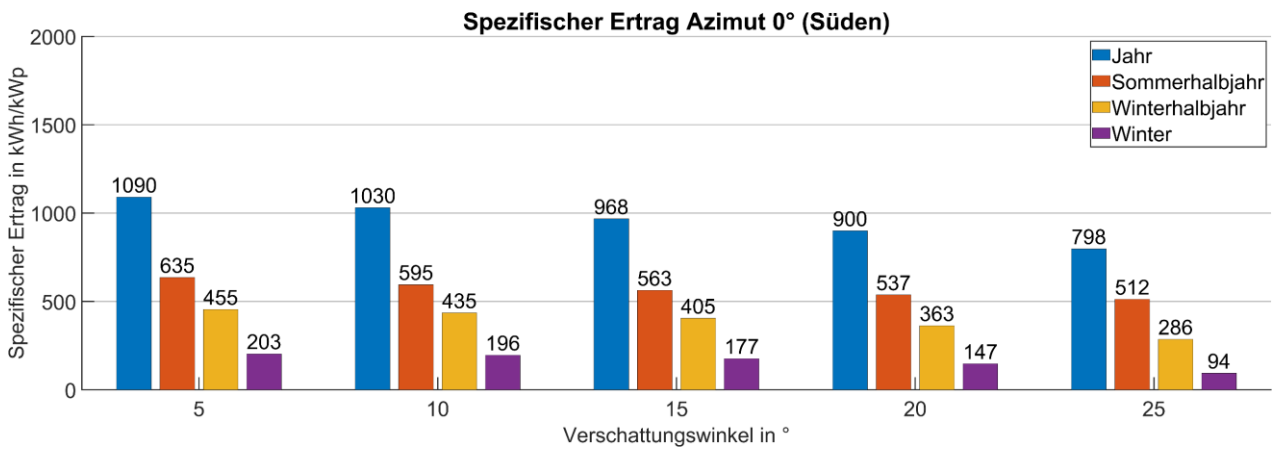
— 5° Verschattungswinkel — 10° Verschattungswinkel — 15° Verschattungswinkel — 20° Verschattungswinkel — 25° Verschattungswinkel



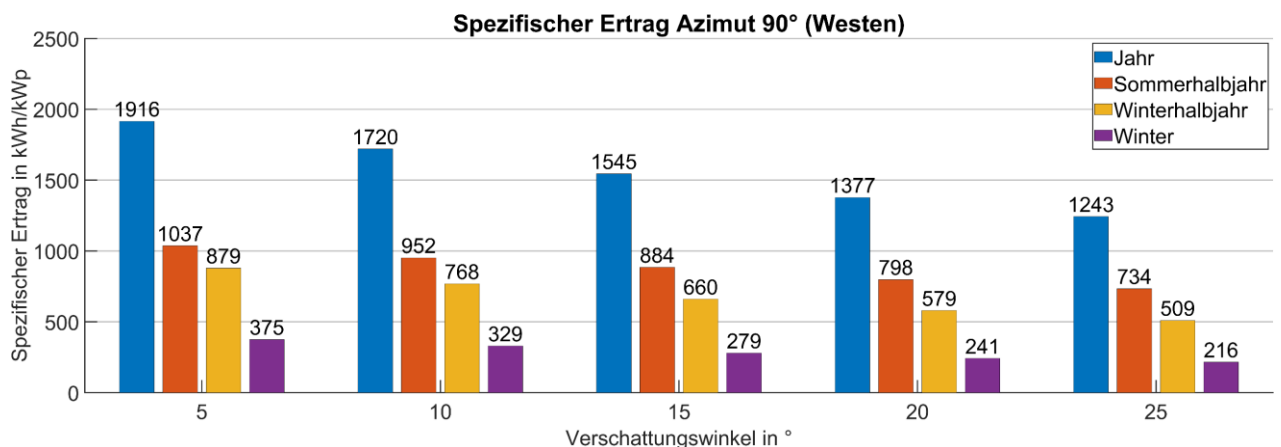
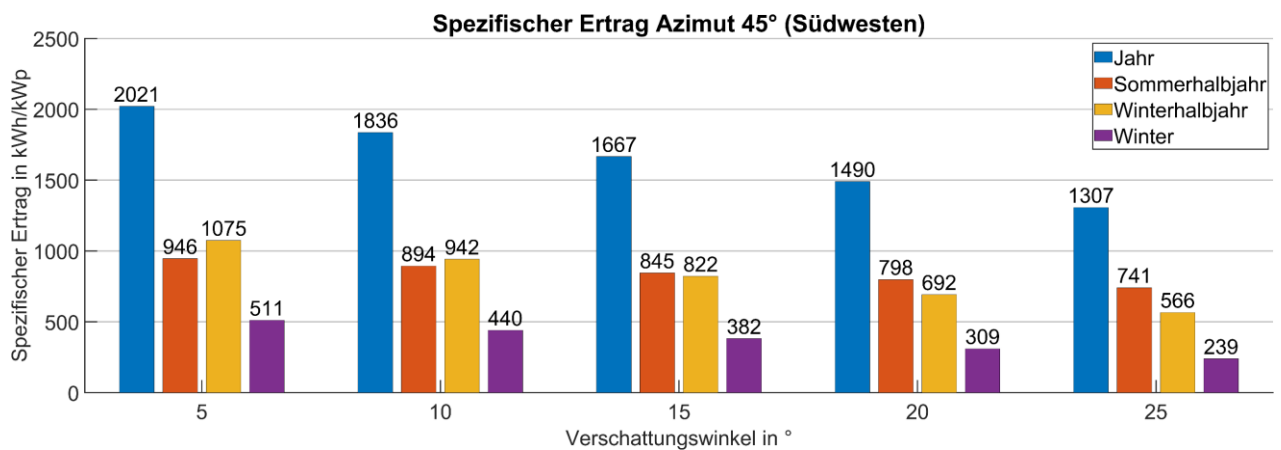
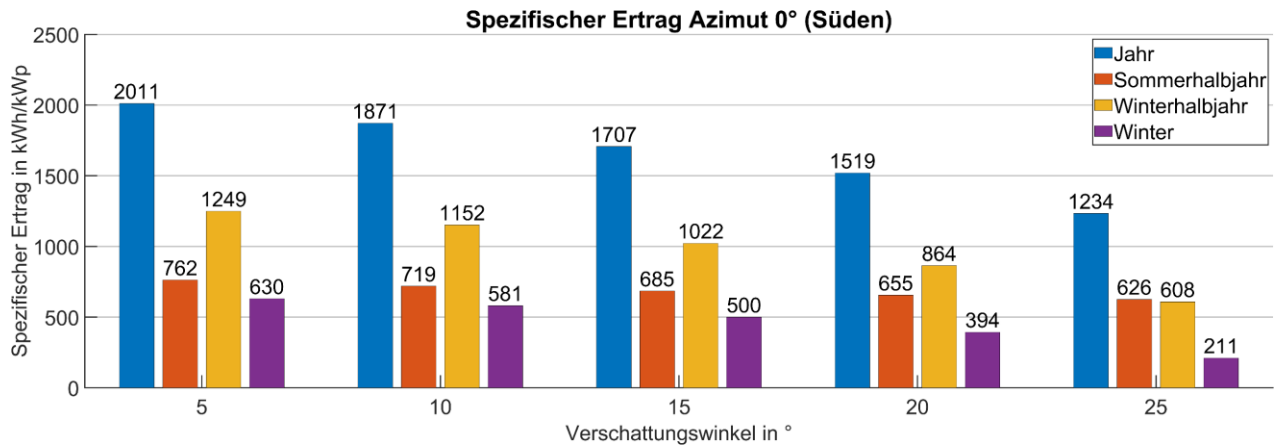
Bei einem Azimut von 0° (nach Süden ausgerichtete Module) und einem Verschattungswinkel von 20° kann im Januar ein spez. Ertrag von 125 kWh/kWp erreicht werden. Würde der Verschattungswinkel auf 15° reduziert, so würde der Ertrag auf ca. 160 kWh/kWp steigen.

4.2 Spezifischer Ertrag

4.2.1 Mittelland



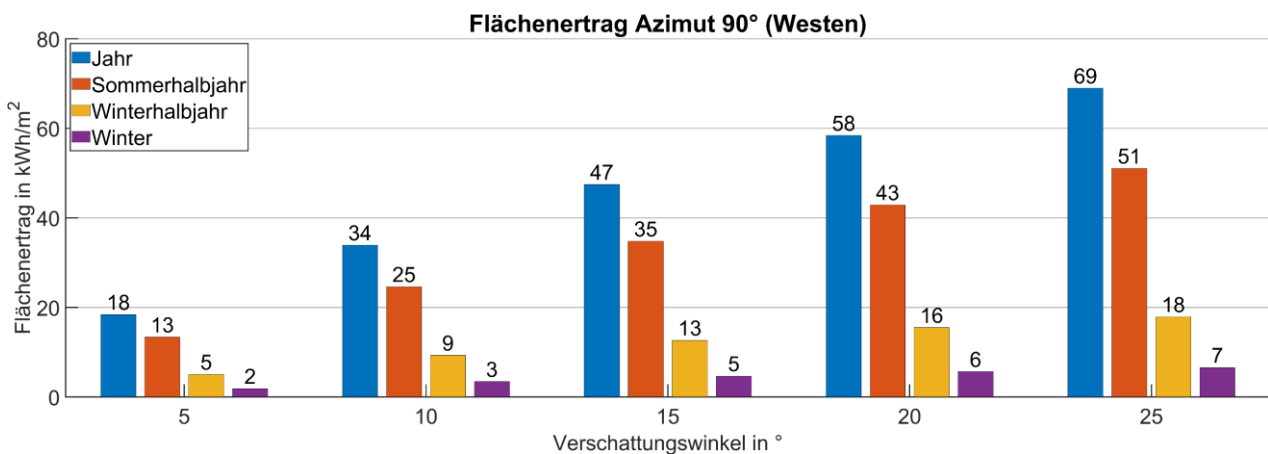
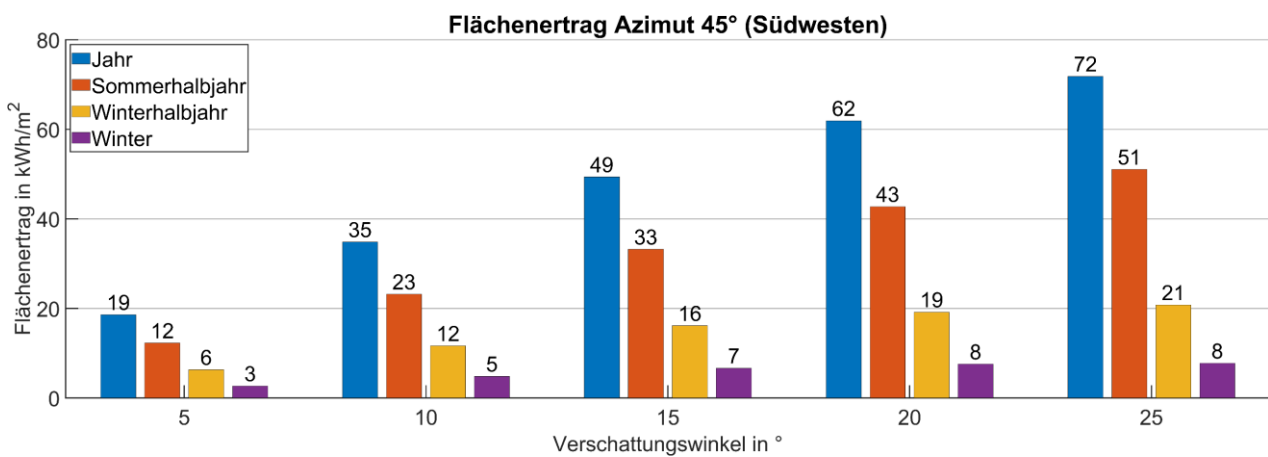
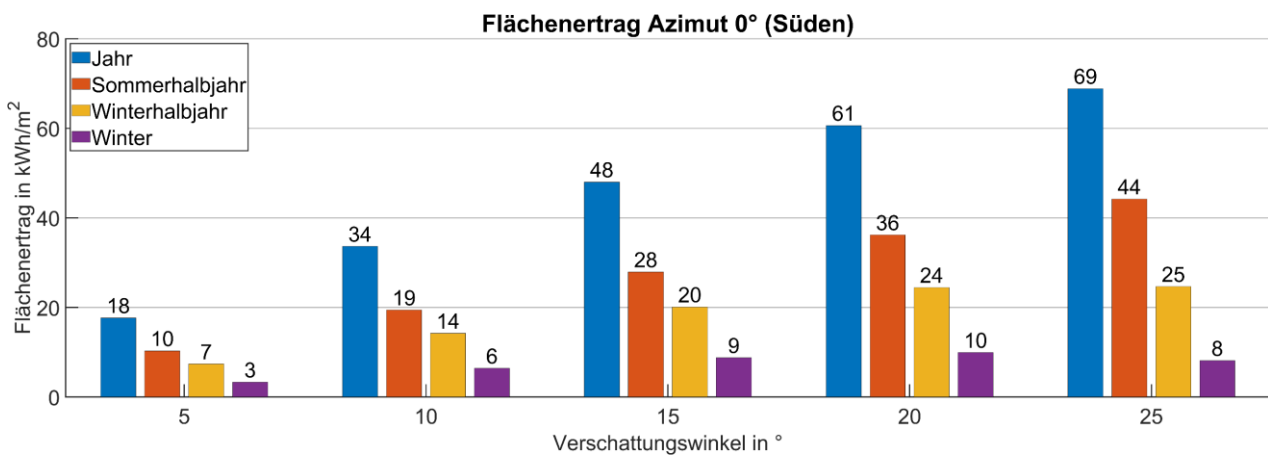
4.2.2 Alpin



Bei einem Azimut von 0° (nach Süden ausgerichtete Module) und zunehmendem Verschattungswinkel nimmt vor allem der Winterhalbjahres-Ertrag ab. Hingegen verändert sich der Sommerhalbjahres-Ertrag nur geringfügig.

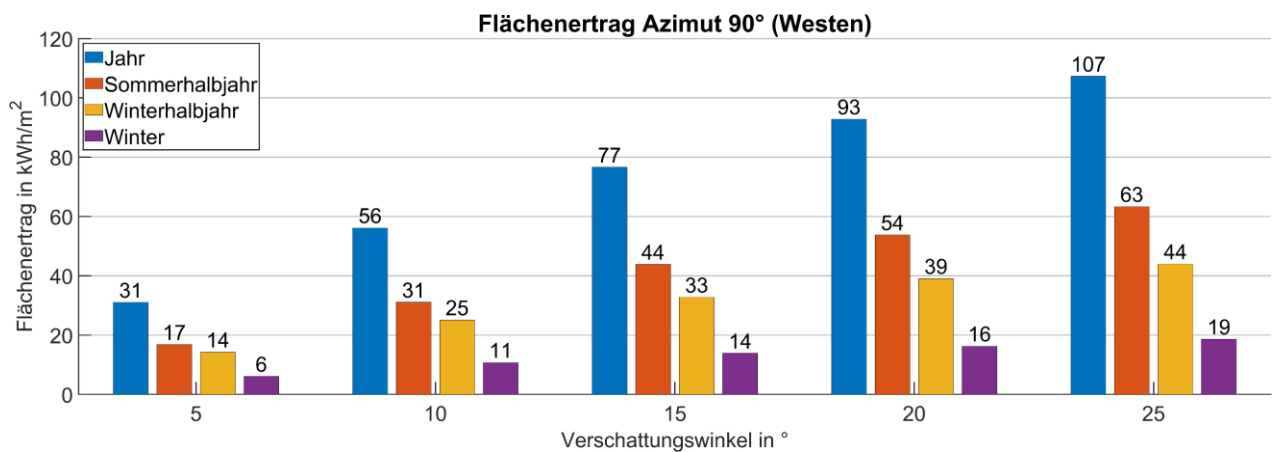
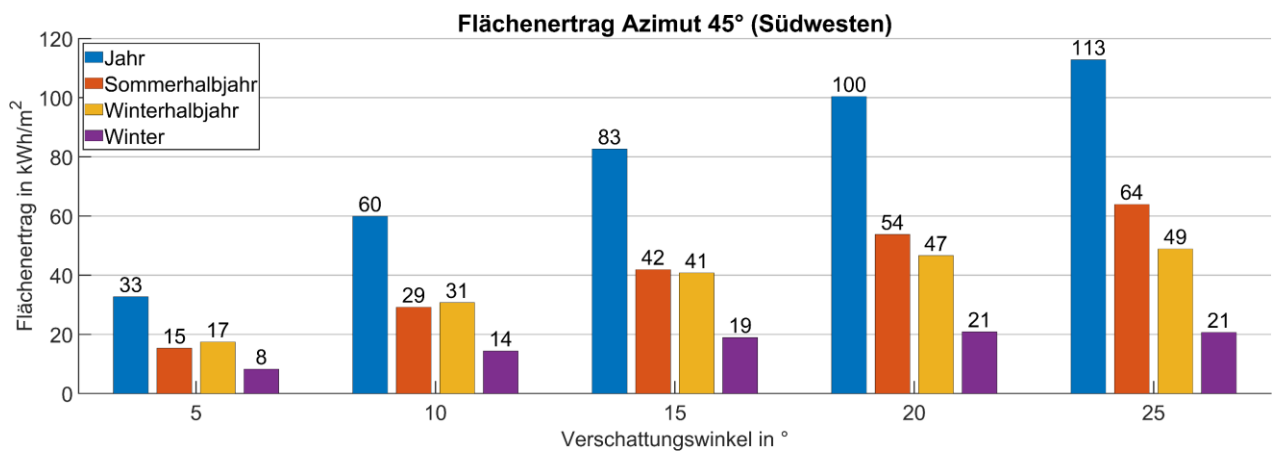
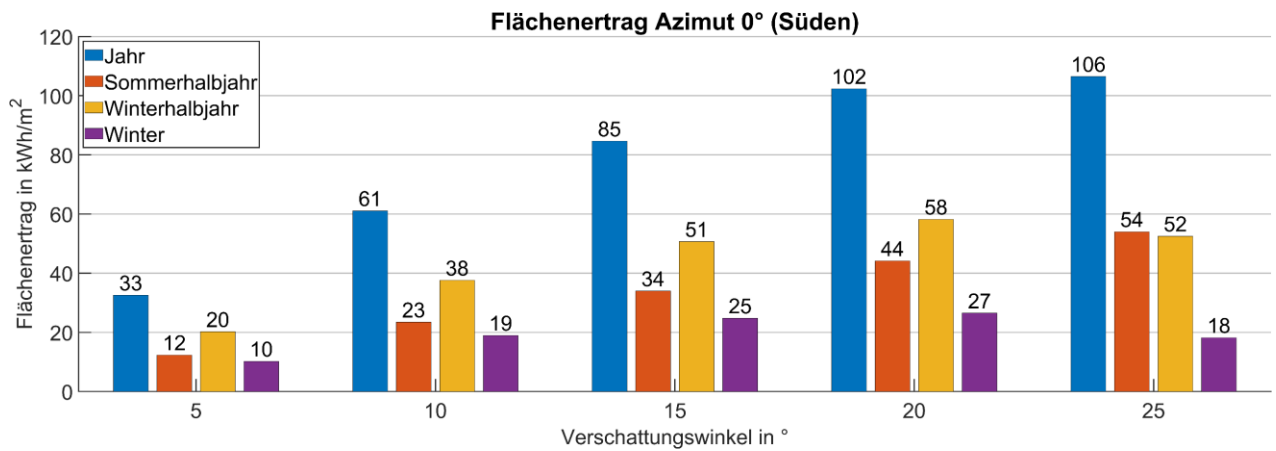
4.3 Flächenertrag

4.3.1 Mittelland



Der Flächenertrag steigt, je näher die PV-Module zusammengerrückt werden. Dies stimmt aber nicht für den Winterertrag einer vertikalen, südausgerichteten Anlage: Wird der Verschattungswinkel grösser als 20° gewählt, sinkt der Ertrag nicht nur pro Leistung, sondern auch pro Fläche.

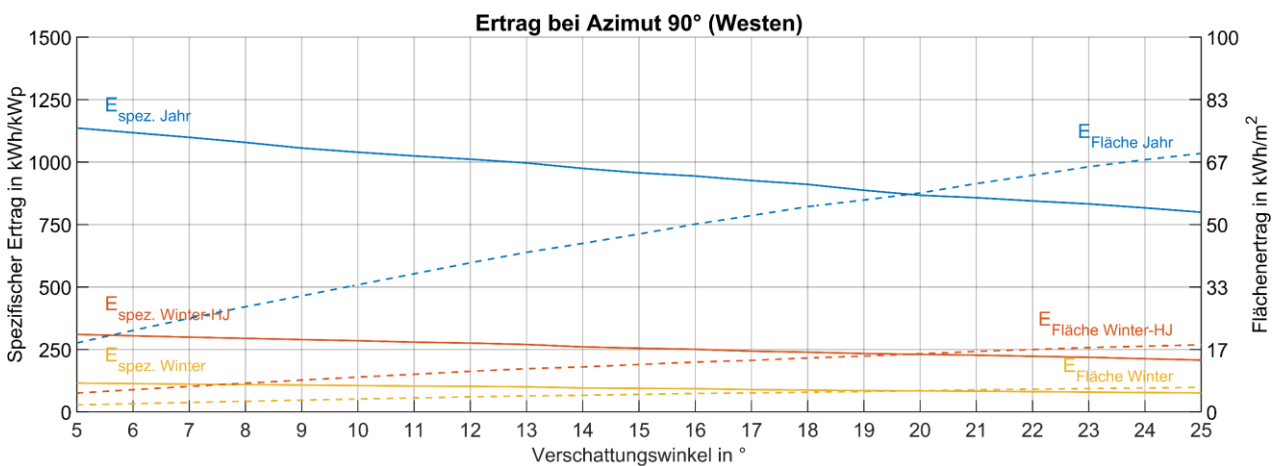
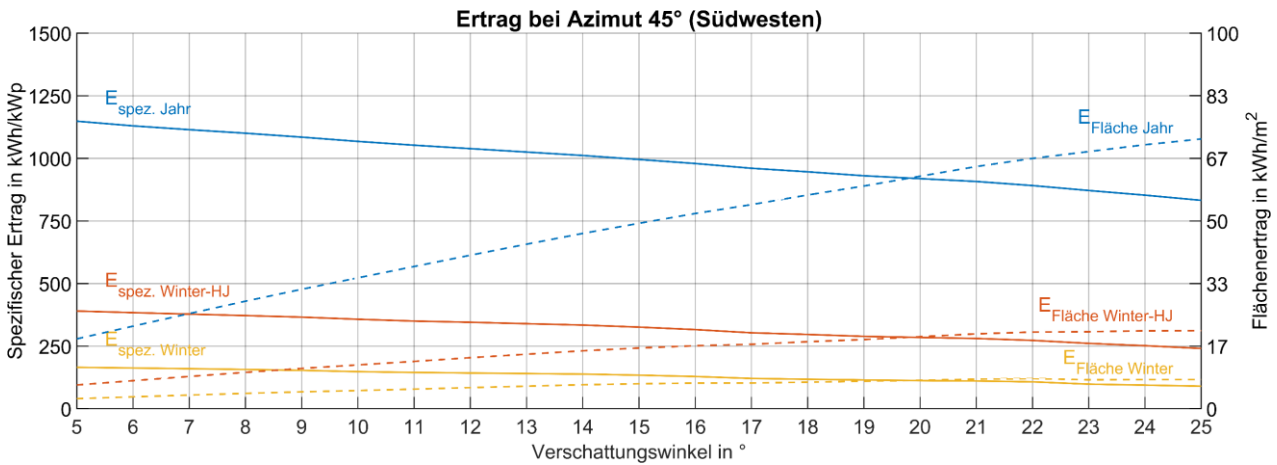
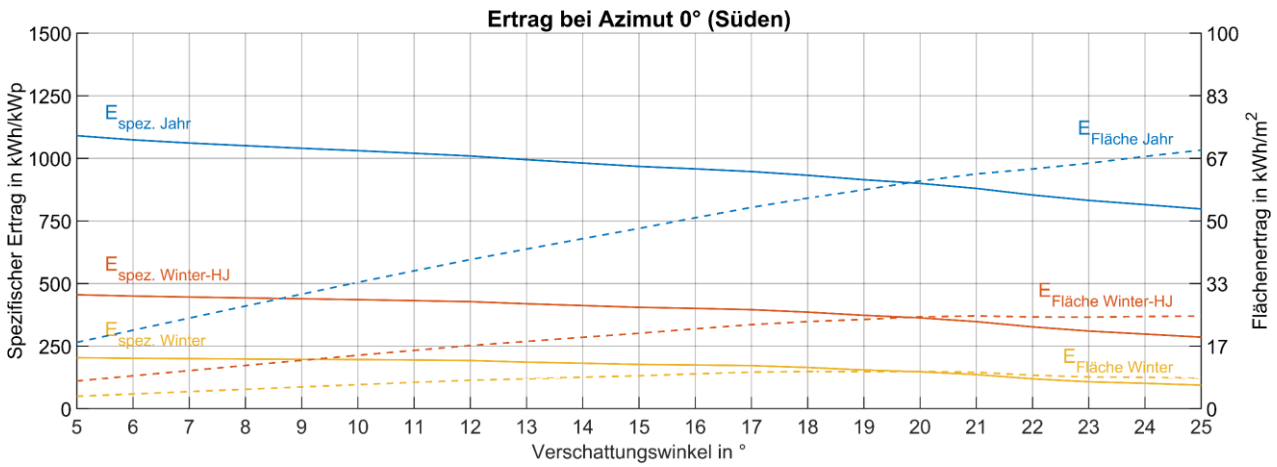
4.3.2 Alpin



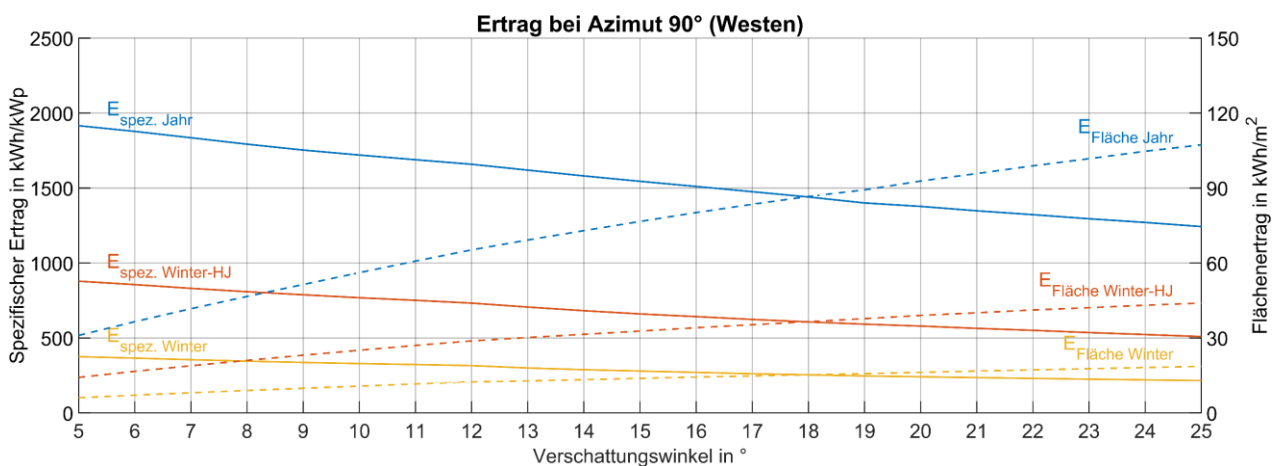
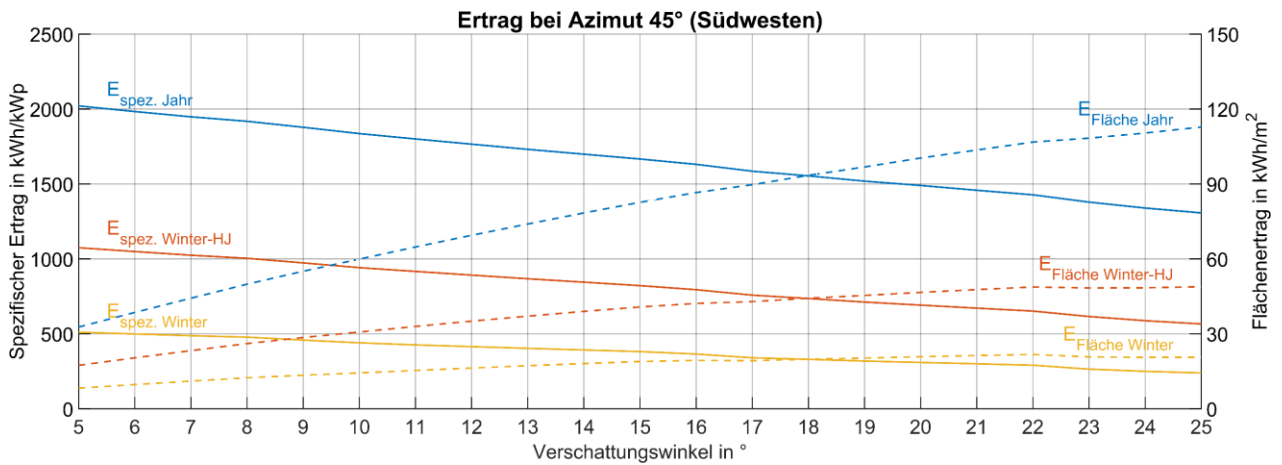
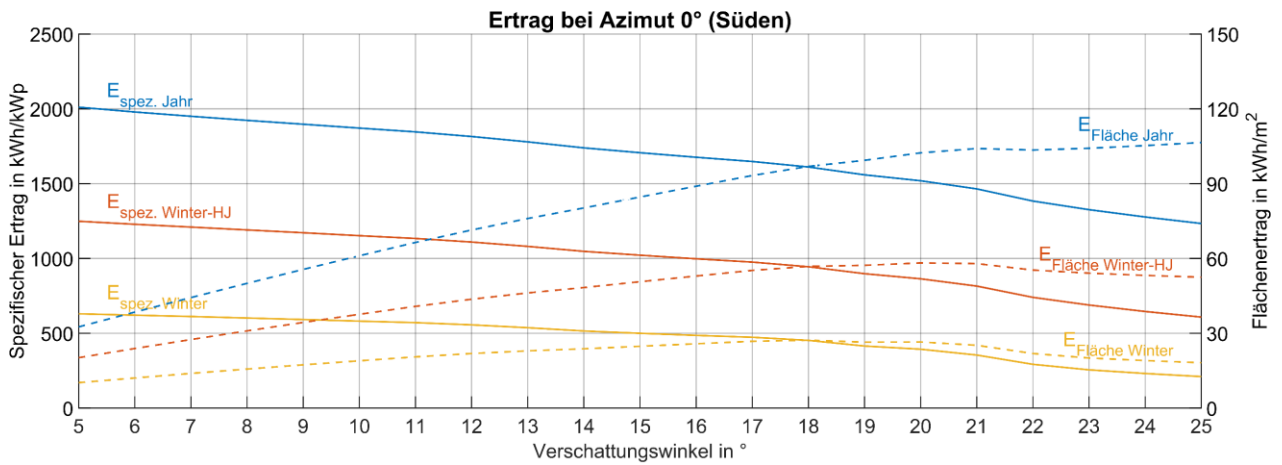
Bei einem Azimut von 0° (nach Süden ausgerichtete Module) und zunehmendem Verschattungswinkel nimmt der Flächenertrag des gesamten Jahres zu. Im Winterhalbjahr jedoch ist der Flächenertrag bei 20° Verschattungswinkel am grössten.

4.4 Spezifischer Ertrag vs. Flächenertrag

4.4.1 Mittelland



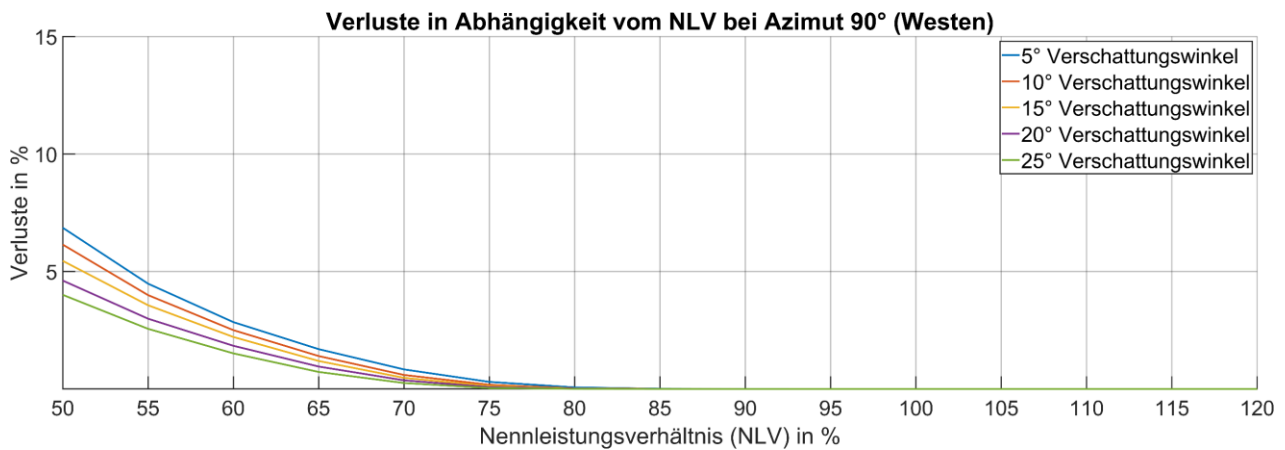
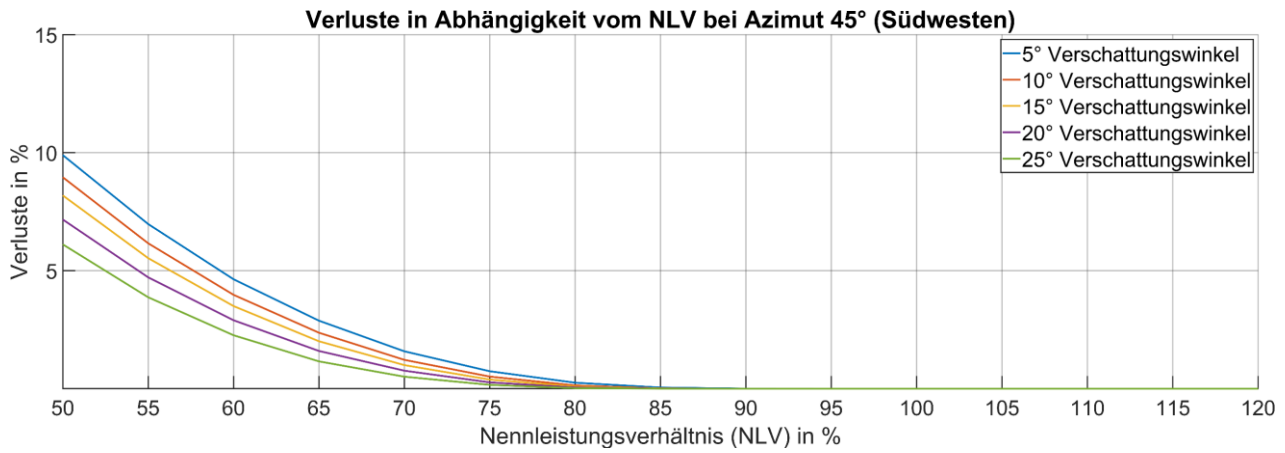
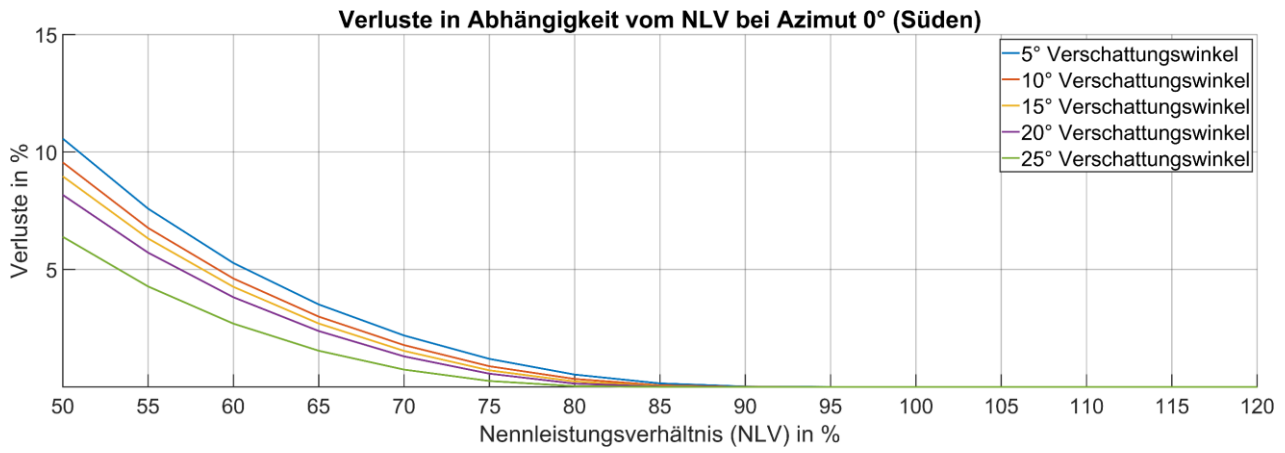
4.4.2 Alpin



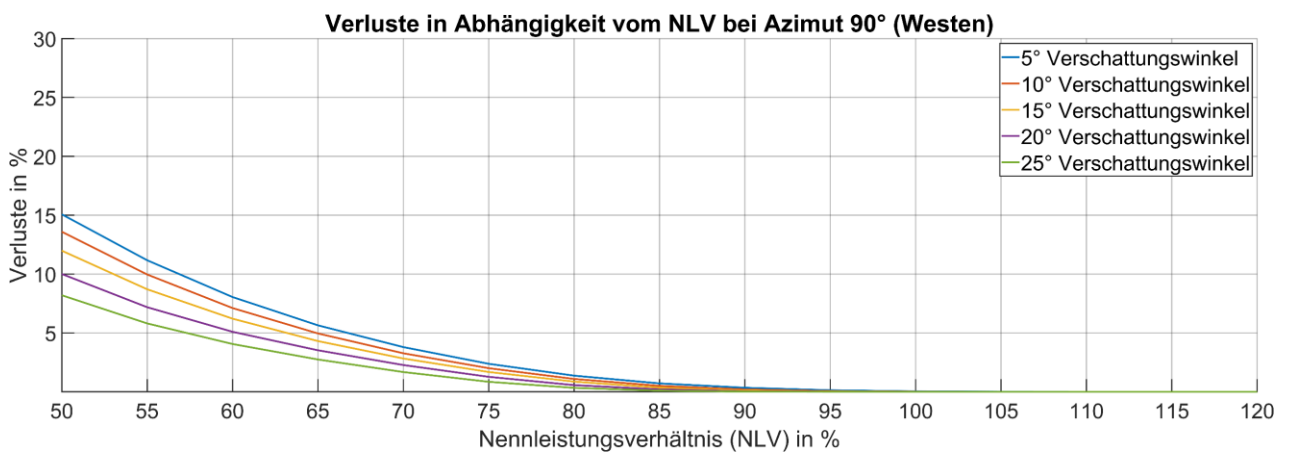
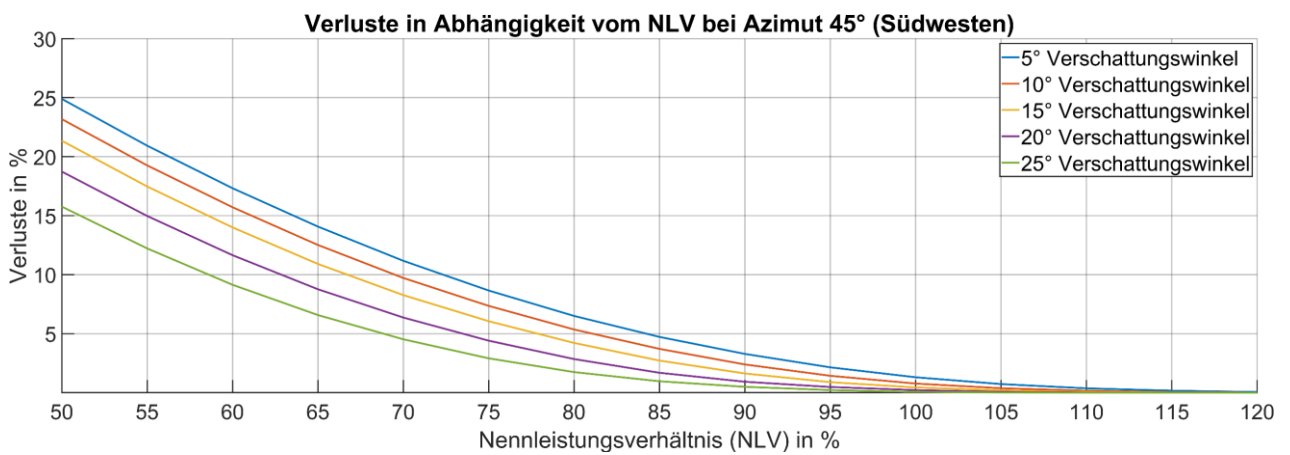
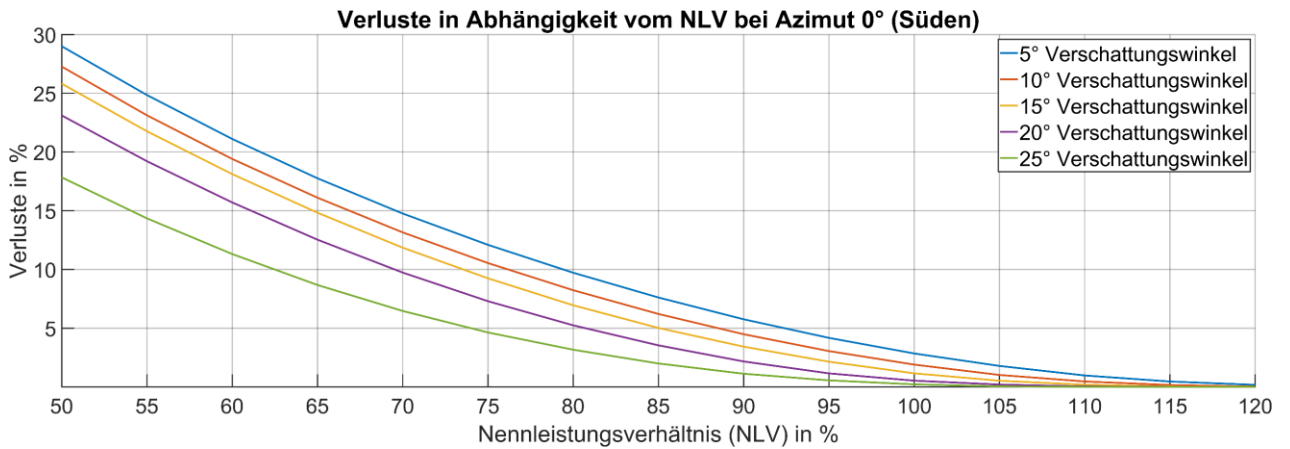
Bei einem Azimut von 0° (nach Süden ausgerichtete Module) und einem Verschattungswinkel von 15° Grad ist der jährliche spez. Ertrag 1700 kWh/kWp und der Flächenertrag 85 kWh/m². Wäre der Verschattungswinkel 20° sinkt der spez. Ertrag auf 1500 kWh/kWp, jedoch steigt der Flächenertrag auf 100 kWh/m².

4.5 Verlust durch Leistungsbegrenzung

4.5.1 Mittelland



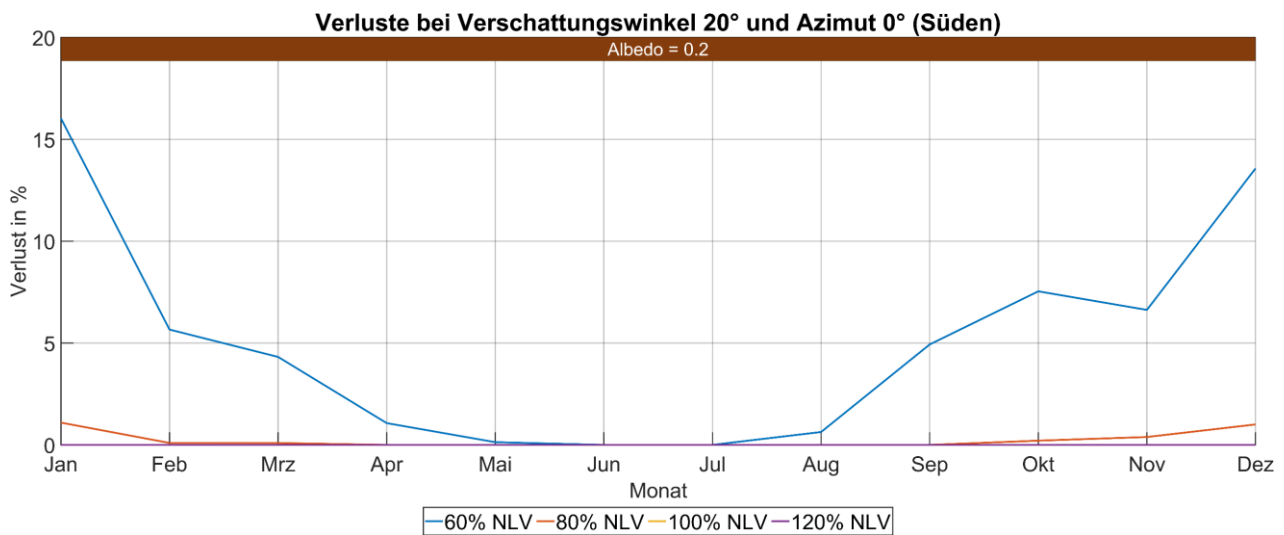
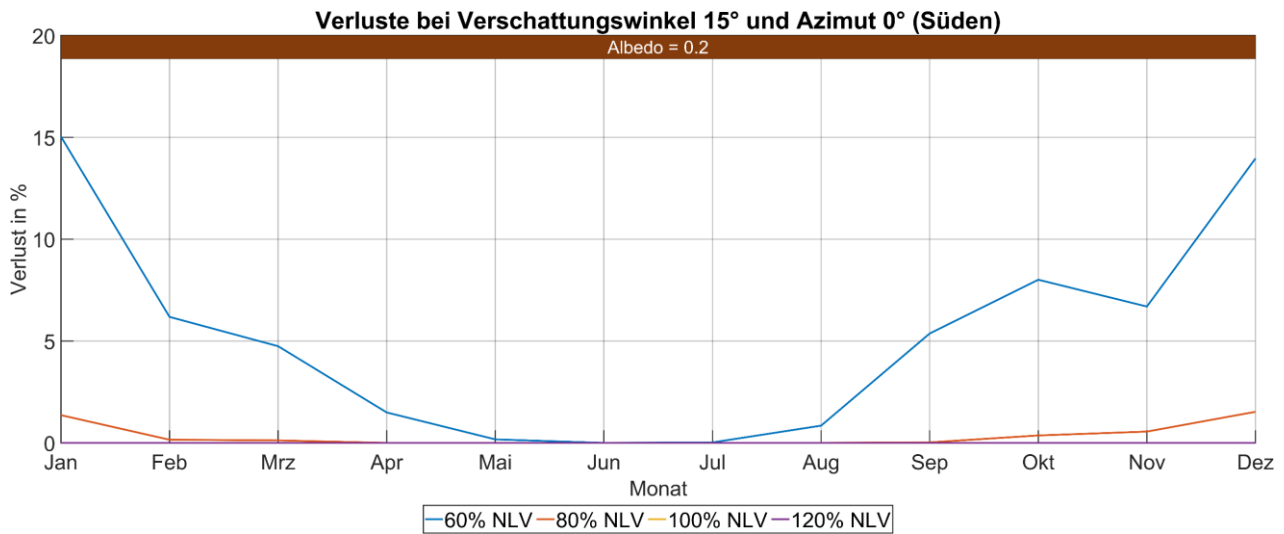
4.5.2 Alpin



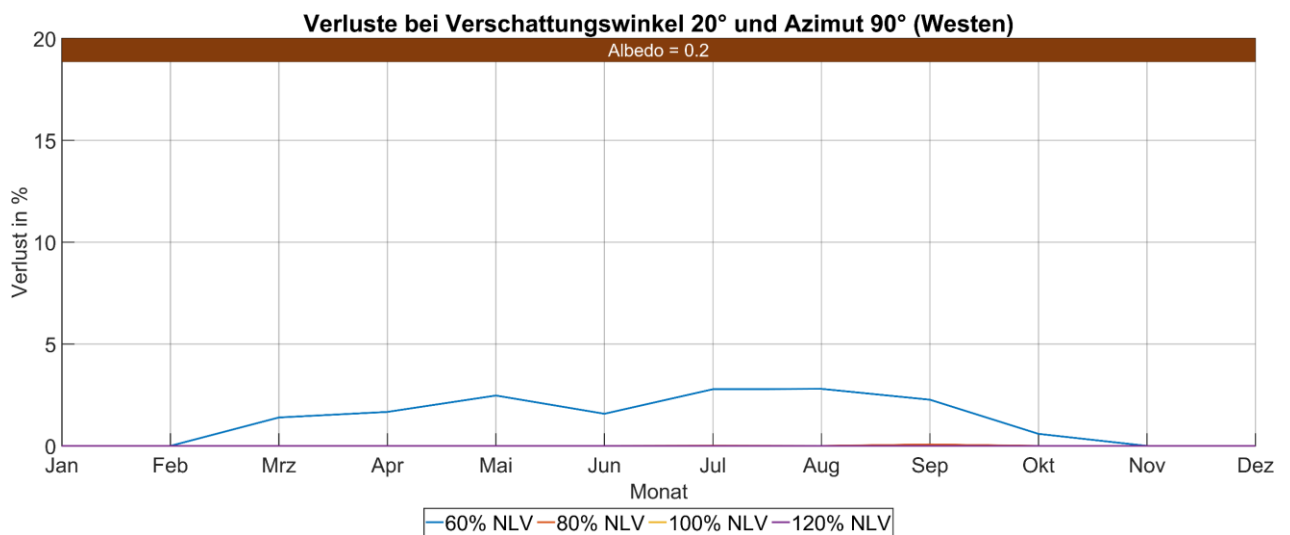
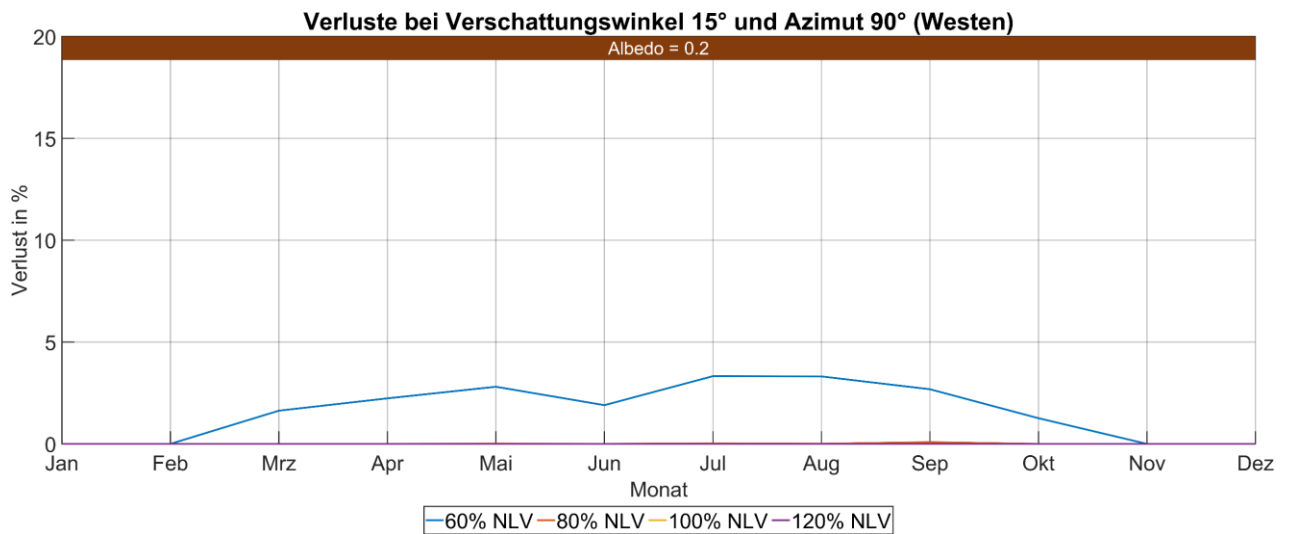
Bei einem Azimut von 0° (nach Süden ausgerichtete Module) und zunehmendem Verschattungswinkel (Modulreihenabstand wird kleiner) nehmen die Verluste aufgrund der Abregelung ab.

4.6 Verlauf der Leistungsbegrenzungsverluste

4.6.1 Mittelland

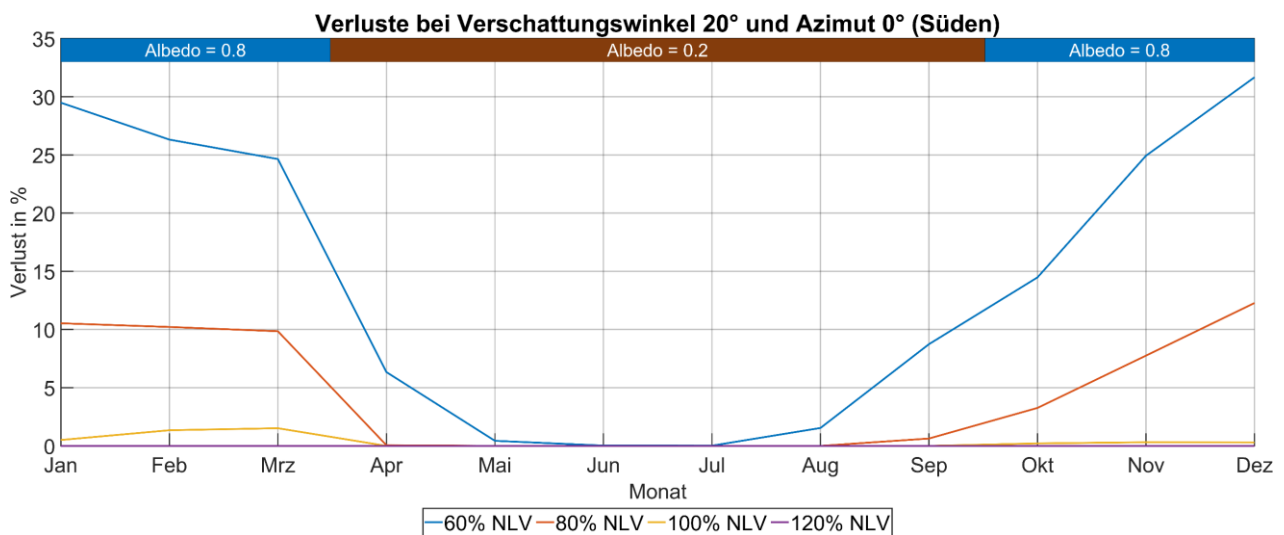
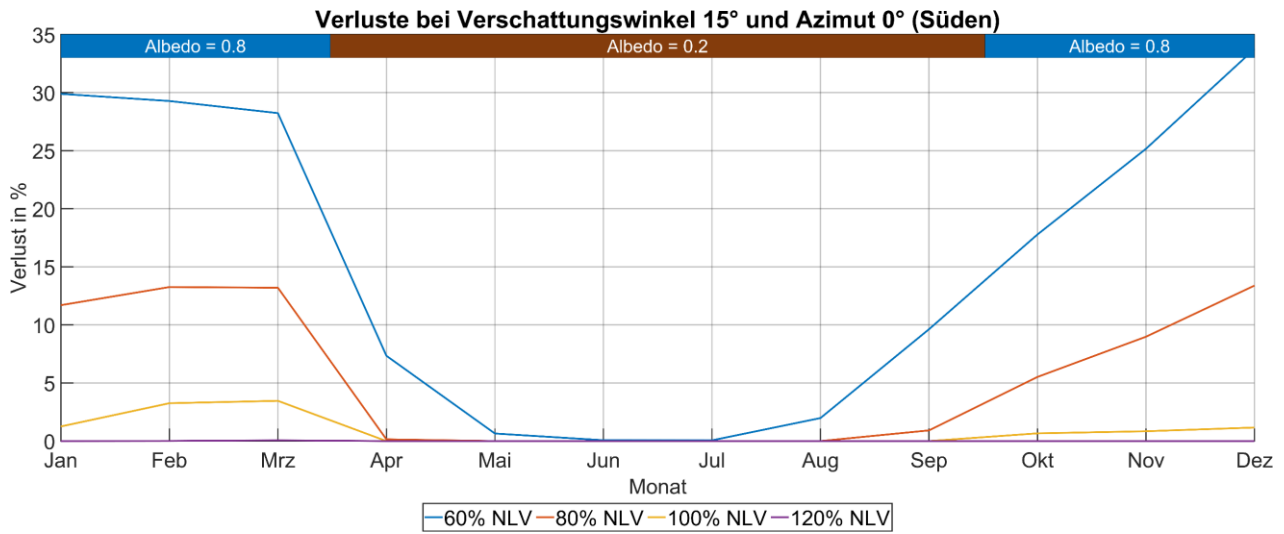


Bei einem Verschattungswinkel von 15° und einem Azimut von 0° (nach Süden ausgerichtete Module) entstehen Verluste aufgrund der Wechselrichterbegrenzung vor allem bei einem Nennleistungsverhältnis kleiner 80 % und im Winterhalbjahr.

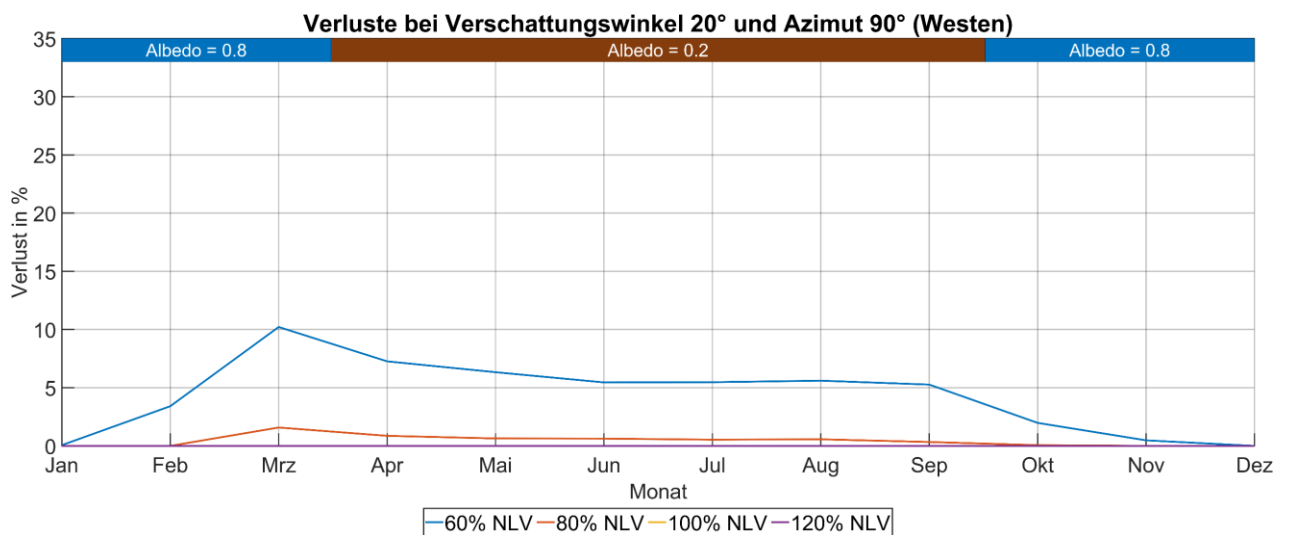
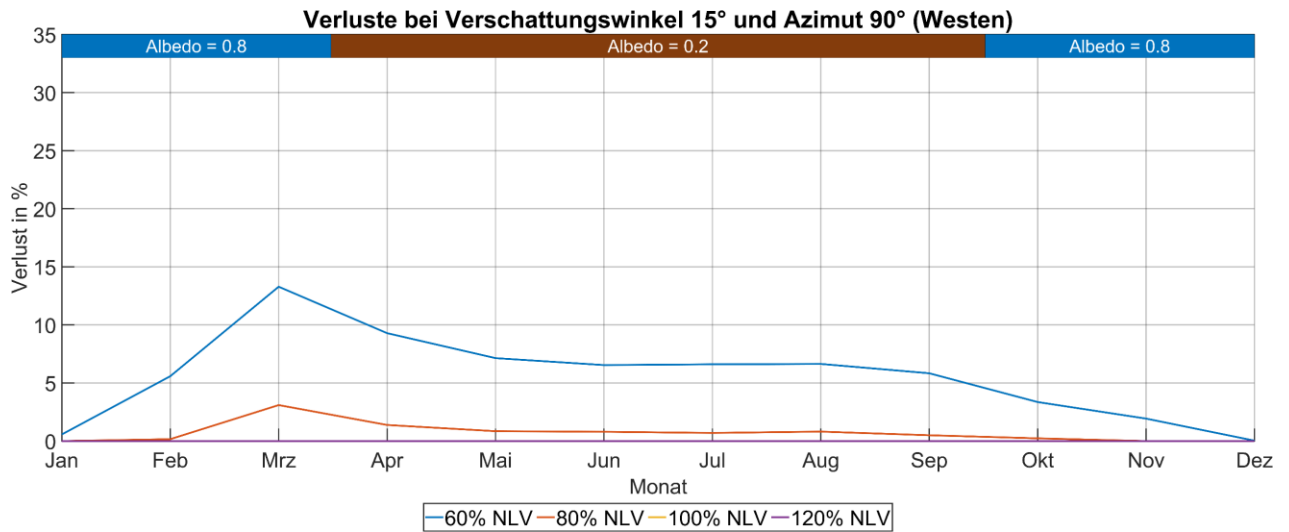


Bei einem Verschattungswinkel von 15° und einem Azimut von 90° (nach Westen ausgerichtete Module) entstehen Verluste aufgrund der Wechselrichterbegrenzung vor allem bei einem Nennleistungsverhältnis kleiner als 60 % und im Sommerhalbjahr.

4.6.2 Alpin



Bei einem Verschattungswinkel von 15° und einem Azimut von 0° (nach Süden ausgerichtete Module) entstehen im Sommer aufgrund der Wechselrichterbegrenzung kaum Verluste. Im Februar steigt der Verlust beim Vergleich der zwei Nennleistungsverhältnisse 100 % und 60 % auf den zehnfachen Wert.



Bei einem Verschattungswinkel von 15° und einem Azimut von 90° (nach Westen ausgerichtete Module) treten Verluste aufgrund der Wechselrichterbegrenzung vor allem ab einem Nennleistungsverhältnis von 80 % auf.

5 Fazit

Nachfolgend sind die aus dem Kapitel 4 resultierenden Erkenntnisse zusammengefasst.

Erkenntnisse Verlauf Energieproduktion:

- Am meisten Energie wird bei alpinen PV-Anlagen wegen des Albedos unabhängig vom Verschattungswinkel im März produziert.
- Bei Verschattungswinkel 20° und insbesondere 25° und Südausrichtung bricht der Ertrag in den Wintermonaten trotz hoher Albedo ein.
- Im Winter ist der Ertrag bei Anlagen im Mittelland gegenüber alpinen Anlagen ca. halb so gross.

Erkenntnisse spezifischer Ertrag:

- Je grösser der Verschattungswinkel im Winterhalbjahr ist desto kleiner wird der spezifische Ertrag, unabhängig von der Ausrichtung. Im Sommerhalbjahr verringert sich der Wert nur geringfügig, im Winter hingegen sind die Einbussen gross.
- Südausgerichtete, bifaziale vertikale alpine PV-Anlagen haben einen deutlich höheren Ertrag im Winterhalbjahr als im Sommerhalbjahr.
- Bei Südausrichtung ist der spezifische Ertrag der alpinen Anlage im Sommerhalbjahr immer kleiner als der spezifische Ertrag im Winterhalbjahr. Bei der Ausrichtung 90° ist es umgekehrt, bei der Ausrichtung 45° ist es abhängig vom Verschattungswinkel.

Erkenntnisse Flächenertrag:

- Über das Jahr gesehen wird unabhängig von der Ausrichtung der Flächenertrag grösser, je grösser der Verschattungswinkel ist. Dies ist auch beim Sommerhalbjahr der Fall.
- Im Winterhalbjahr und im Winter ist der Flächenertrag bei Südausrichtung und 20° Verschattungswinkel am grössten.

Erkenntnisse spezifischer Ertrag vs. Flächenertrag:

- Mit zunehmendem Verschattungswinkel nimmt der spezifische Ertrag ab, jedoch steigt der Flächenertrag an.

Erkenntnisse Verlust durch Leistungsbegrenzung:

- Je grösser der Verschattungswinkel ist, desto kleiner sind die Verluste durch eine Wechselrichterbegrenzung
- Im Mittelland steigen die Verluste ab einem Nennleistungsverhältnis kleiner 80-85 % exponentiell an.
- Im alpinen Raum sind die Verluste stärker von der Ausrichtung abhängig. Bei Südausrichtung steigen die Verluste bereits bei 115 % Nennleistungsverhältnis an (je nach Verschattungswinkel). Bei Westausrichtung steigen sie, sobald das Nennleistungsverhältnis kleiner 90 % ist.

Erkenntnisse Verlauf der Leistungsbegrenzungsverluste:

- Im Mittelland treten die Verluste bei Südausrichtung und Nennleistungsverhältnis kleiner 80 % vor allem in den Wintermonaten auf. Bei Westausrichtung und Nennleistungsverhältnis von kleiner 80 % treten die Verluste vor allem durch den Sommer auf.
- Im alpinen Raum treten nennenswerte Verluste bereits bei einem Nennleistungsverhältnis von 100 % auf. In den Wintermonaten und einem Nennleistungsverhältnis von 60 % können diese Verluste auch den zehnfachen Wert erreichen. Wie im Mittelland treten die Verluste bei Südausrichtung vor allem im Winter auf, bei Westausrichtung vor allem im Sommer.

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einstrahlung auf bifaziale Module (Quelle: Solarzaun GmbH)	4
Abbildung 2: Grafische Darstellung Verschattungswinkel / Reihenabstand	5
Abbildung 3: Übersicht Standorte	27
Abbildung 4: Standort Gütsch	28
Abbildung 5: Monatliche Wetterwerte Gütsch	28
Abbildung 6: Schneehöhe (Median) Gütsch	28
Abbildung 7: Standort Burgdorf	29
Abbildung 8: Monatliche Wetterwerte Burgdorf	29
Abbildung 9: Schneehöhe (Median) Burgdorf	29
Abbildung 10: Sonnengang inkl. Horizont Gütsch	30
Abbildung 11: Sonnengang inkl. Horizont Burgdorf	30

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Reihenabstand bei bestimmten Verschattungswinkel und einer Modulhöhe von 1 m.	6
Tabelle 2: Typische Albedowerte (Quelle: Ch. Bucher, Photovoltaikanlagen, Faktor Verlag 2021).	6
Tabelle 3: Betrachtungsperioden	7
Tabelle 4: Details Anlage	27
Tabelle 5: Details Standort Gütsch	28
Tabelle 6: Details Standort Burgdorf	29
Tabelle 7: Moduldetails	31
Tabelle 8: Reihenabstand - Bodenfläche	32

8 Anhang

8.1 Annahmen / Definitionen

Für das Handbuch wurden Untersuchungen an zwei verschiedenen Standorten durchgeführt. Der eine Standort ist auf dem Gütsch (alpiner Standort) der andere in Burgdorf (Mittelland). Es wurde mit Hilfe des Simulationsprogrammes PVsyst V7.4 für beide Standorte eine bifazial vertikale Anlage mit 2.3 MWp simuliert. Die Grösse der Anlage wurde gewählt, um Randeffekte möglichst gering zu halten. Dabei wurden diverse Einstellungen wie Ausrichtung, Verschattungswinkel oder auch die Einspeiseleistung variiert. Nicht berücksichtigt wurde der Horizont (siehe Kapitel 3.2). Die aus der Simulation resultierende Erträge (von Modulfeld, wie auch vom Wechselrichter) wurden mit Matlab weiterbearbeitet und Dimensionierungsgrafiken erstellt.

8.1.1 Anlage

Nachfolgend sind Details zu der simulierten Anlage ersichtlich.

Anlageleistung gesamt $P_{DC,STC}$	2310 kWp
Neigung der Module	90°
Anzahl Reihen der Anlage	60
Breite der Reihen	202 m (100 Module)

Tabelle 4: Details Anlage

8.1.2 Standort

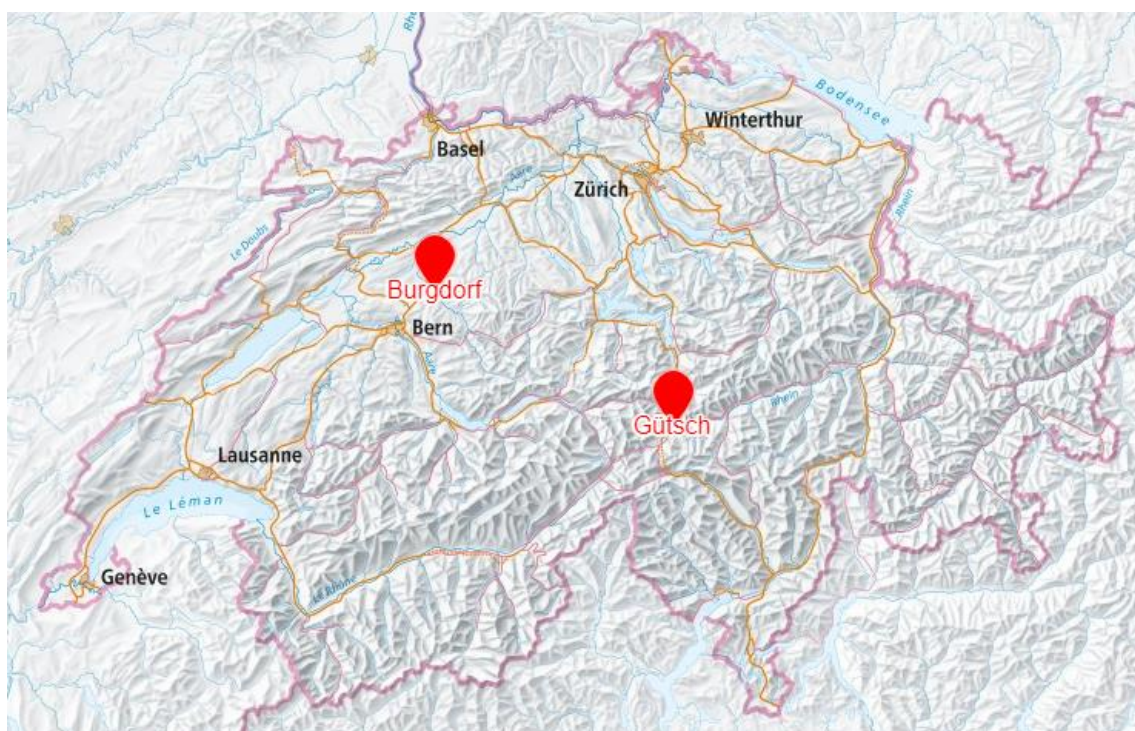


Abbildung 3: Übersicht Standorte

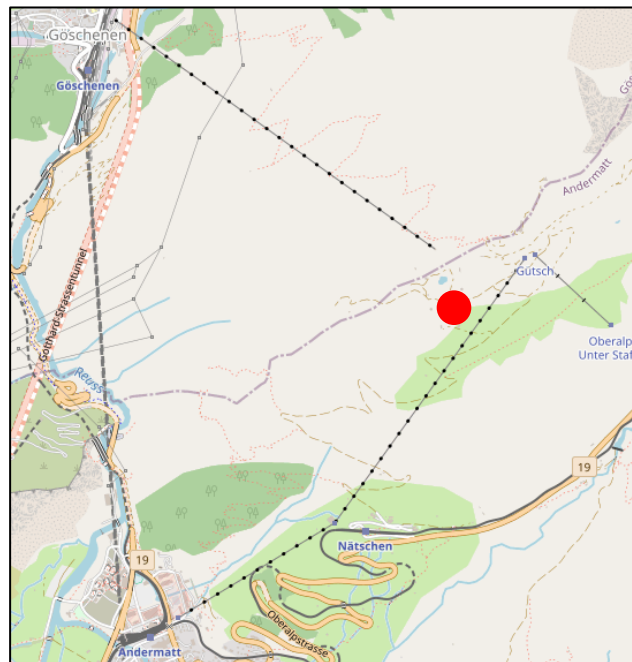


Abbildung 4: Standort Gutsch

Alpin:

Standort	Gutsch (UR) bei Andermatt
Höhe der PVA in m.ü.M.	2'325
Globalhorizontalstrahlung G_h in kWh/m²	1'549

Tabelle 5: Details Standort Gutsch

Monatliche Wetterwerte

Quelle: Meteonorm 8.1 (1996-2015)

	Jan.	Feb.	März.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahr	
Global horizontal	64.2	86.1	146.0	177.4	188.8	189.5	189.7	163.9	128.6	91.0	63.1	60.6	1548.9	kWh/m ²
Horizontal diffus	17.1	21.0	35.5	47.7	75.7	70.8	77.1	71.7	46.4	36.6	19.3	16.1	535.0	kWh/m ²
Extraterrestrisch	97.2	132.6	210.4	273.2	335.5	347.8	349.2	305.8	231.9	169.4	107.2	83.8	2644.1	kWh/m ²
Clearness Index	0.660	0.649	0.694	0.649	0.563	0.545	0.543	0.536	0.555	0.537	0.589	0.723	0.586	Verhältnis
Umgebungs-Temp.	-6.0	-6.4	-4.0	-1.4	2.4	7.1	9.0	9.0	5.4	2.8	-2.2	-4.4	1.0	°C
Windgeschwindigkeit	6.8	6.6	6.6	6.8	6.3	5.2	5.1	5.1	5.2	6.4	7.0	6.7	6.1	m/s

Abbildung 5: Monatliche Wetterwerte Gutsch

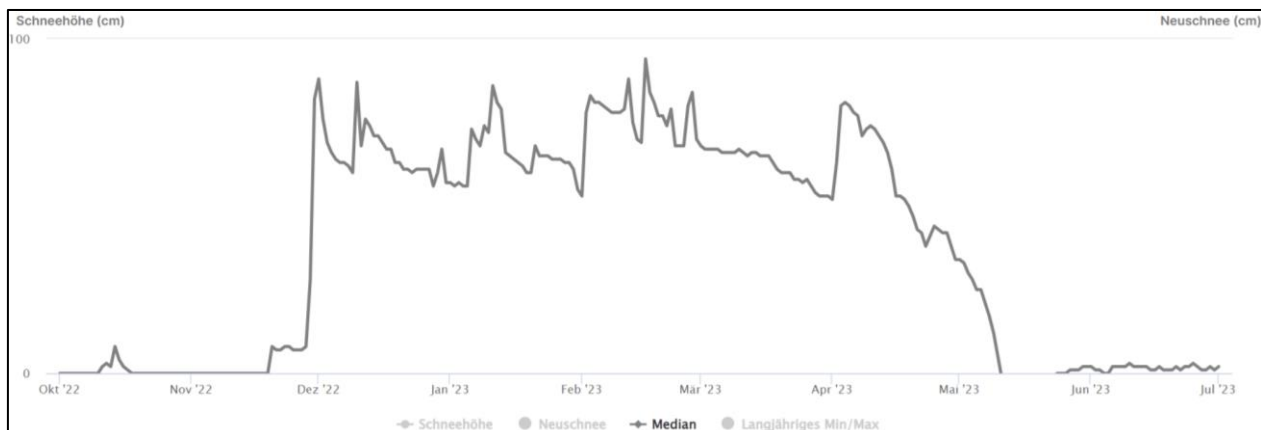


Abbildung 6: Schneehöhe (Median) Gutsch

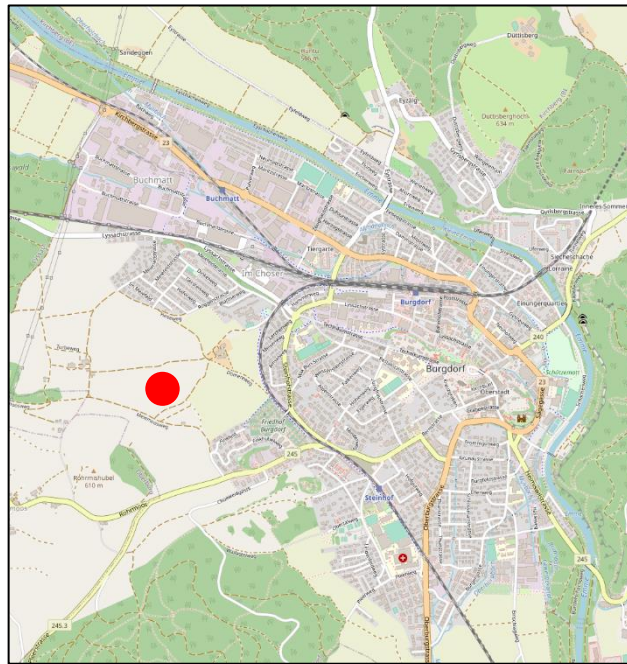


Abbildung 7: Standort Burgdorf

Mittelland:

Standort	Burgdorf
Höhe der PVA in m.ü.M.	556
Globalhorizontalstrahlung G_h in kWh/m²	1'197

Tabelle 6: Details Standort Burgdorf

Quelle: Meteonorm 8.1 (1992-2005)

Monatliche Wetterwerte

	Jan.	Feb.	März.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jahr	
Global horizontal	32.7	51.8	97.5	122.5	161.3	177.7	176.3	153.1	104.5	62.6	33.2	23.9	1197.0	kWh/m ²
Horizontal diffus	21.0	25.7	53.0	69.5	74.9	84.5	69.9	68.2	52.8	35.9	21.3	15.1	591.9	kWh/m ²
Extraterrestrisch	95.1	130.7	208.7	272.1	335.0	347.7	348.9	305.0	230.4	167.5	105.2	81.7	2628.1	kWh/m ²
Clearness Index	0.344	0.396	0.467	0.450	0.481	0.511	0.505	0.502	0.453	0.374	0.316	0.292	0.455	Verhältnis
Umgebungs-Temp.	0.2	1.1	5.3	9.2	13.5	17.9	19.8	19.0	14.2	9.9	4.5	1.0	9.6	°C
Windgeschwindigkeit	2.6	2.7	2.9	2.8	2.7	2.7	2.6	2.4	2.3	2.3	2.3	2.5	2.6	m/s

Abbildung 8: Monatliche Wetterwerte Burgdorf

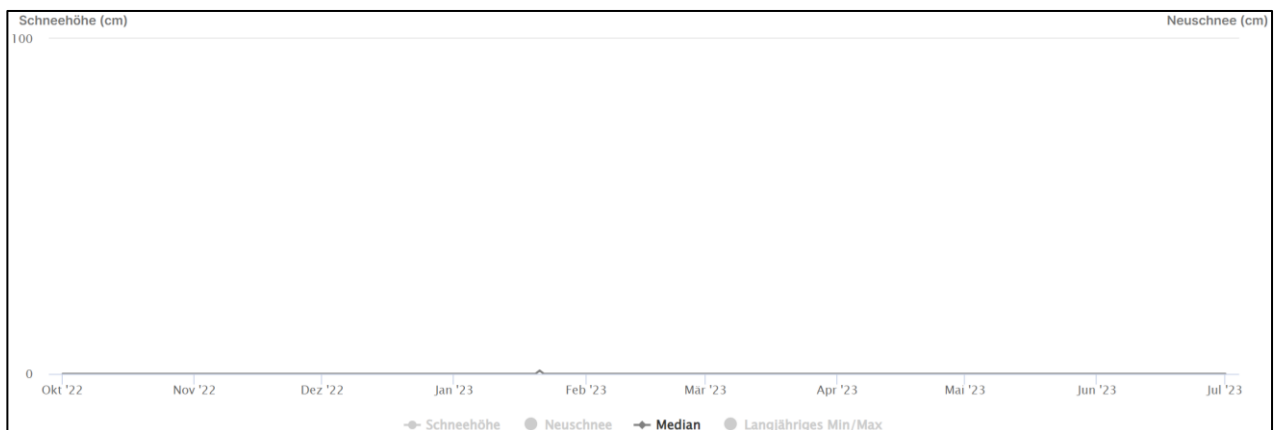


Abbildung 9: Schneehöhe (Median) Burgdorf

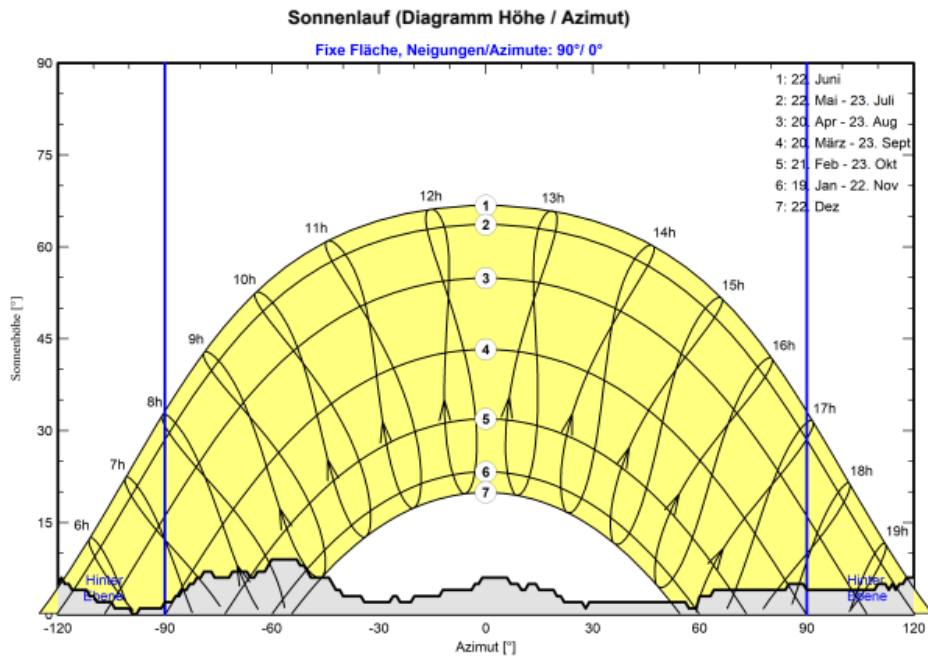


Abbildung 10: Sonnengang inkl. Horizont Gütsch

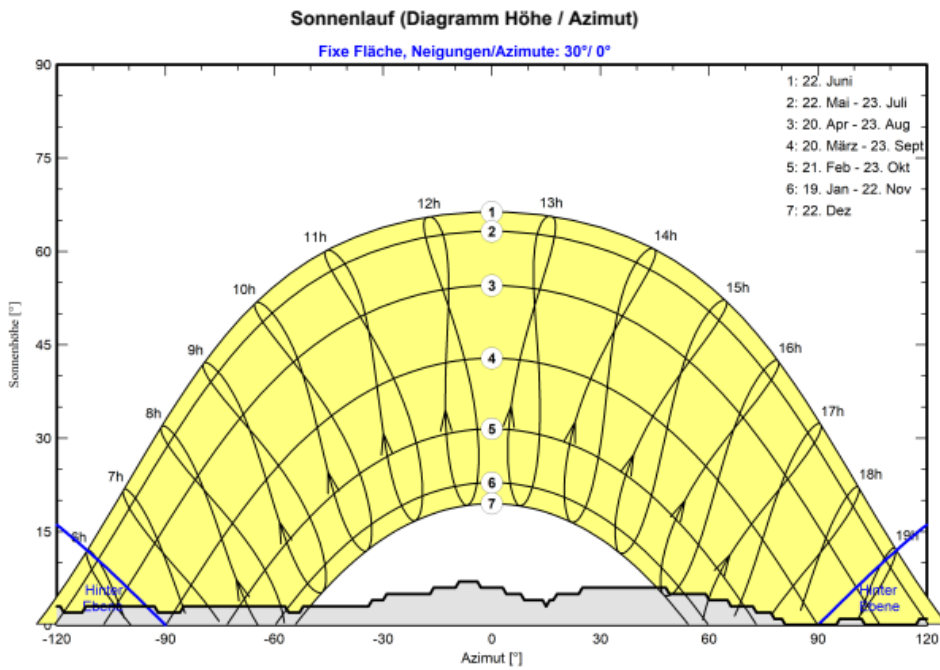


Abbildung 11: Sonnengang inkl. Horizont Burgdorf

8.1.3 Modul

Alle nachfolgenden Angaben unter STC.

Typ	Bifaziales monokristallines PERC-Modul
Anzahl Zellen	6x12 = 72
Maximale Nennleistung P_{max} in W	385
Leerlaufspannung (V_{oc}) in V	49.11
Maximale Nennspannung (V_{mpp}) in V	40.33
Kurzschlussstrom (I_{sc}) in A	10.09
Maximaler Nennstrom in A	9.55
Moduleffizienz in %	19.4
Leistungstoleranz	0 - ca.+5 %
Temperaturkoeffizient für I_{sc}	+0.060 %/°C
Temperaturkoeffizient für V_{oc}	-0.300 %/°C
Temperaturkoeffizient für P_{max}	-0.370 %/°C
Bifazialität	70 % +/- 5 %
Dimensionen	1998 mm x 994 mm x 6 mm

Tabelle 7: Moduldetails

8.1.4 Bodenfläche

Aus dem definierten Reihenabstand und der Annahme, dass die Module quer und nur eines übereinander angeordnet werden, resultiert eine notwendige Bodenfläche. Diese errechnet sich anhand nachfolgender Formel:

$$A_{PVA} = \text{Anz. Reihen} * \text{Reihenabstand} * \text{Reihenbreite}$$

Bei der durchgeführten Simulation in PVsyst werden 60 Reihen à 100 Module betrachtet. Als Reihenbreite für 100 Module wird 202 m angenommen.

Verschattungswinkel in °	Bodenfläche in m ²	Verschattungswinkel in °	Bodenfläche in m ²
5	138'531.6	16	42'298.8
6	115'261.2	17	39'632.4
7	98'656.8	18	37'329.6
8	86'294.4	19	35'148.0
9	76'477.2	20	33'330.0
10	68'720.4	21	31'633.2
11	62'296.8	22	30'057.6
12	56'964.0	23	28'603.2
13	52'479.6	24	27'270.0
14	48'601.2	25	25'936.8
15	45'207.6		

Tabelle 8: Reihenabstand - Bodenfläche

8.2 Methodik

8.2.1 Erstellung der Dimensionierungsgrafiken

Nachfolgend aufgelistete Punkte zeigen das Vorgehen, wie die Dimensionierungsgrafiken erstellt wurden.

1. Anlage definiert
 - 60 Reihen / 100 Module nebeneinander (Total 6'000 Module)
 - 20 Wechselrichter für die gesamte Anlage
 - Module 0.5 m über dem Boden angeordnet
2. Anlage in PVsyst modelliert
 - Horizont nicht berücksichtigt
 - Albedo Sommer 20 %, Winter 80 % für alpin; 20 % für Mittelland
 - Strukturverschattungsfaktor Bifazialität: 5 % (Standard in PVsyst)
 - Mismatchverlust Bifazialität: 10 % (Standard in PVsyst)

Vorgehen für Auswertungen mit dem Modulfeld:

3. Batchmodus starten (105 Simulationen) mit Variation nachfolgender Elemente
 - Ausrichtung (Azimut -90°, -45°, 0°, 45°, 90°)
 - Verschattungswinkel bzw. Reihenabstand (5° - 25°)
4. Exportfiles (Variable EArray mit Produktion des Modulfeldes) in Matlab einlesen
5. Gruppieren der eingelesenen Daten nach Ausrichtung
6. Aufsplitten der Daten nach Betrachtungsperiode (Jahr, Sommerhalbjahr, Winterhalbjahr, Winter)
7. Berechnen des spezifischen Ertrages anhand Modulfeldenergie und Modulfeldleistung
8. Berechnen des Flächenertrages anhand Modulfeldenergie und belegte Modulgrundfläche
9. Liniendiagramm erstellen mit dem Verlauf der Energieproduktion der verschiedenen Betrachtungsperioden über die Monate
10. Säulendiagramm erstellen mit dem spezifischen Ertrag und dem Flächenertrag über verschiedene Verschattungswinkel
11. Liniendiagramm erstellen mit der Gegenüberstellung von spezifischem Ertrag und Flächenertrag über verschiedene Verschattungswinkel

Vorgehen für Berechnung der Verluste bei Leistungsbegrenzung des Wechselrichters:

3. Batchmodus starten (375 Simulationen) mit Variation nachfolgender Elemente
 - a. Ausrichtung (Azimut -90°, -45°, 0°, 45°, 90°)
 - b. Verschattungswinkel bzw. Reihenabstand (5° - 25°)
 - c. Einspeisebeschränkung (Nennleistungsverhältnis 50 % - 120 %)
4. Exportfiles (Variablen E_Grid und EGrdLim mit Netzeinspeisung und Verlust durch Einspeisebegrenzung) in Matlab einlesen
5. Berechnen des Ertragsverlustes in % aufgrund der Einspeisebegrenzung
6. Gruppieren der eingelesenen Daten nach Ausrichtung und Reihenabstand
7. Liniendiagramm erstellen mit dem Verlust über verschiedene Nennleistungsverhältnisse

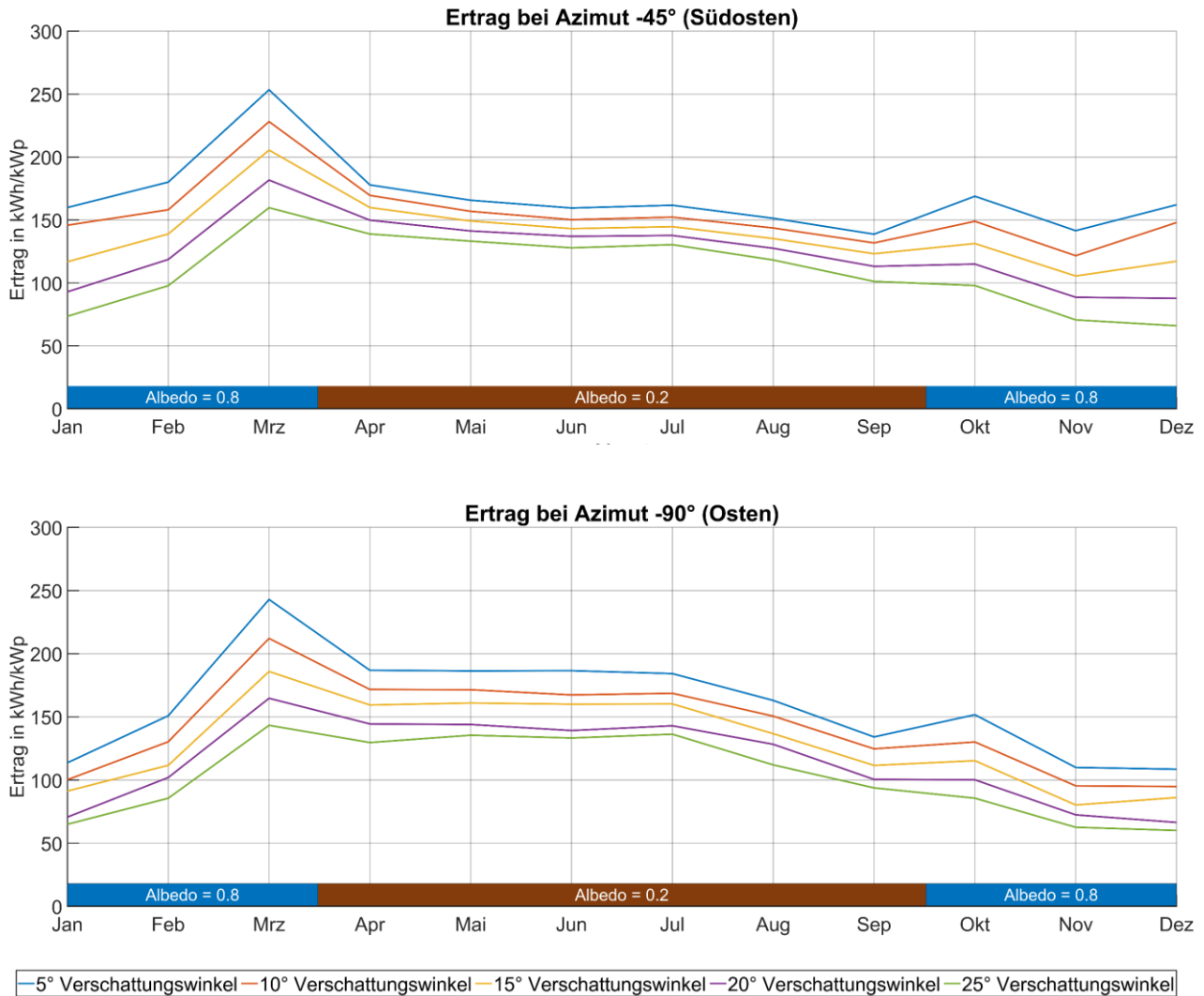
Vorgehen für Berechnung des Verlaufes der Verluste bei Leistungsbegrenzung des Wechselrichters:

3. Batchmodus starten (16 Simulationen) mit Variation nachfolgender Elemente
 - a. Ausrichtung (Azimut 0°, 90°)
 - b. Verschattungswinkel bzw. Reihenabstand (15°, 20°)
 - c. Einspeisebeschränkung (Nennleistungsverhältnis 60 %, 80 %, 100 %, 120 %)
4. Exportfiles (Variablen E_Grid und EGrdLim mit Netzeinspeisung und Verlust durch Einspeisebegrenzung) in Matlab einlesen
5. Berechnen des Ertragsverlustes in % aufgrund der Einspeisebegrenzung
6. Gruppieren der eingelesenen Daten nach Ausrichtung und Reihenabstand
7. Liniendiagramm erstellen mit dem Verlust über verschiedene Nennleistungsverhältnisse und Monate

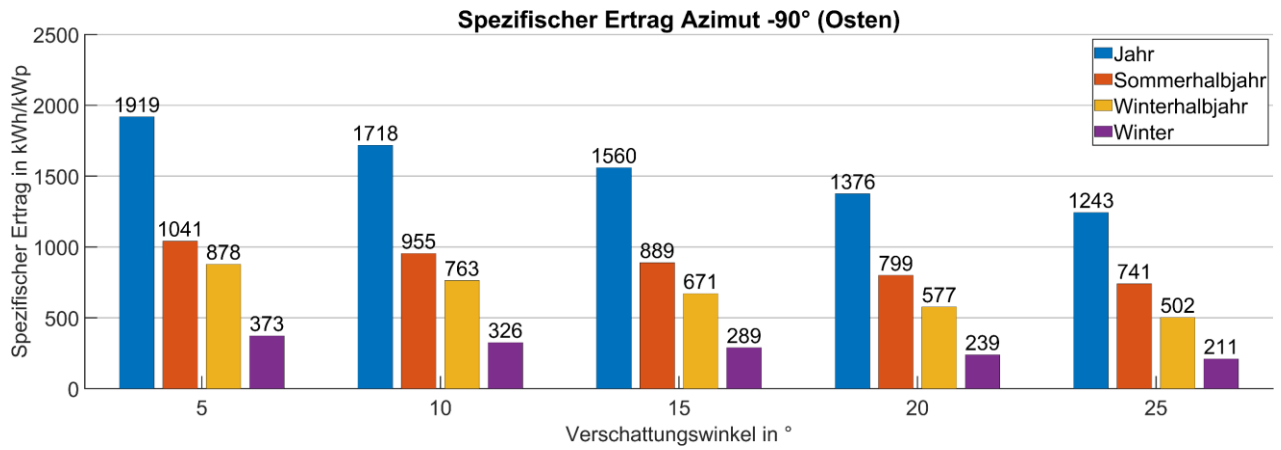
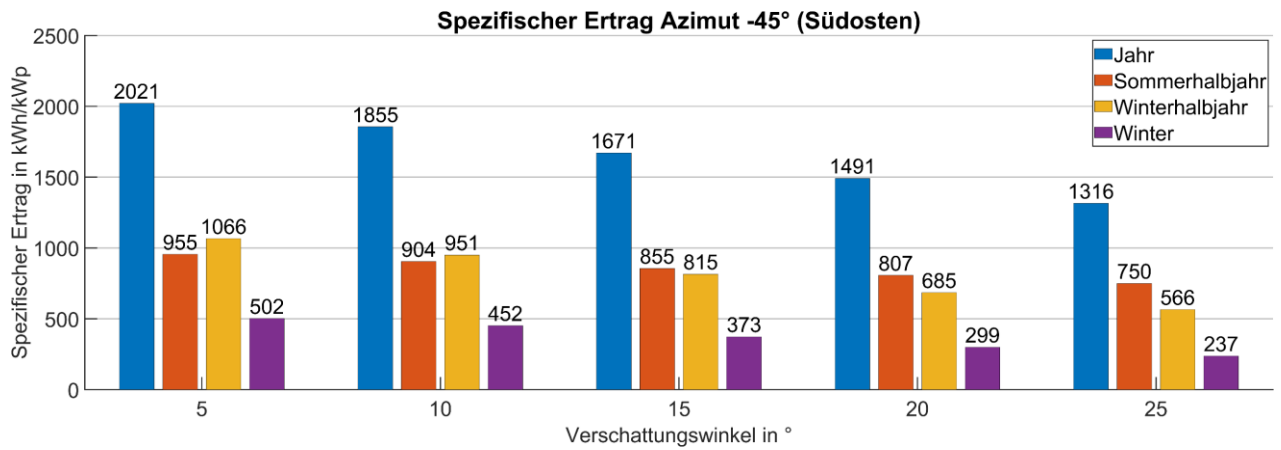
8.3 Weitere Grafiken Alpin

Nachfolgend werden die Dimensionierungsgrafiken Alpin für die Ausrichtungen -45° und -90° gezeigt.

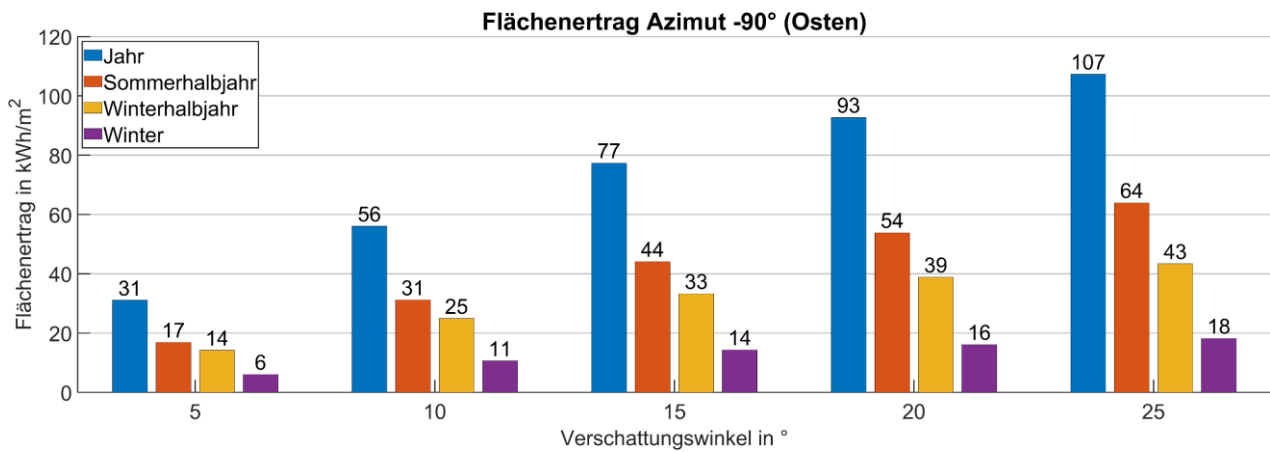
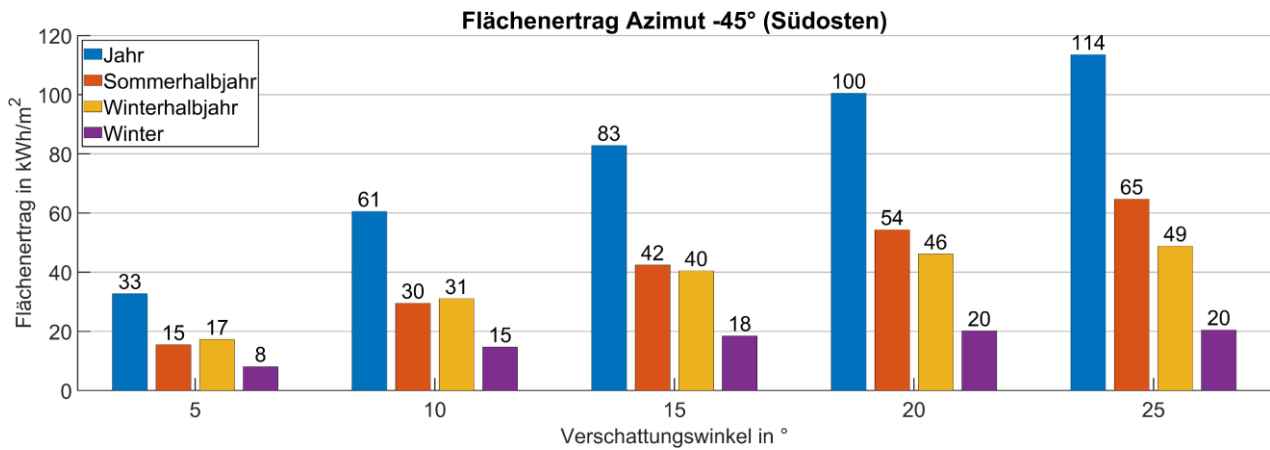
8.3.1 Verlauf Energieproduktion



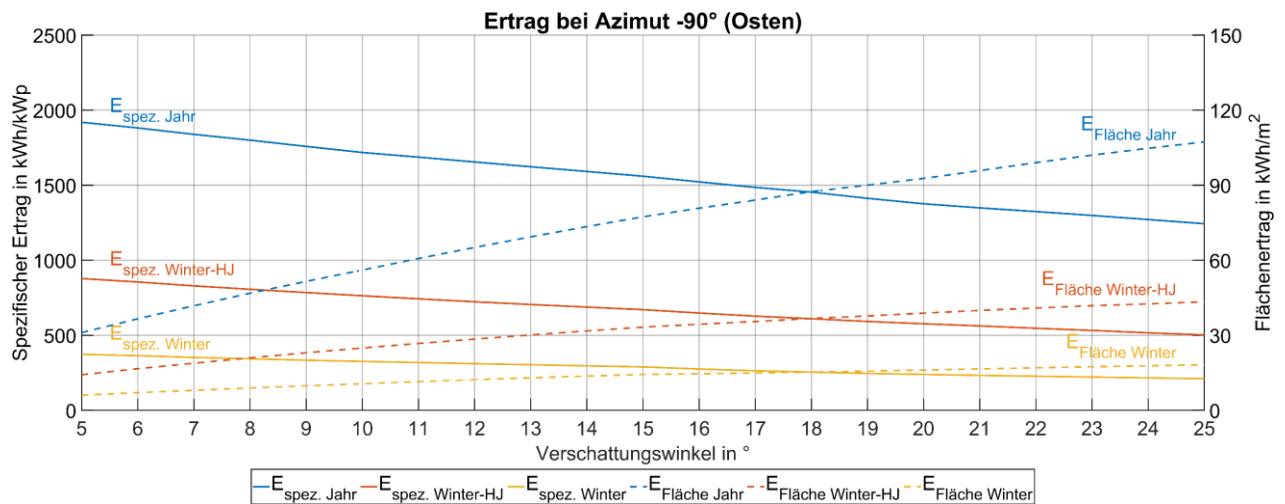
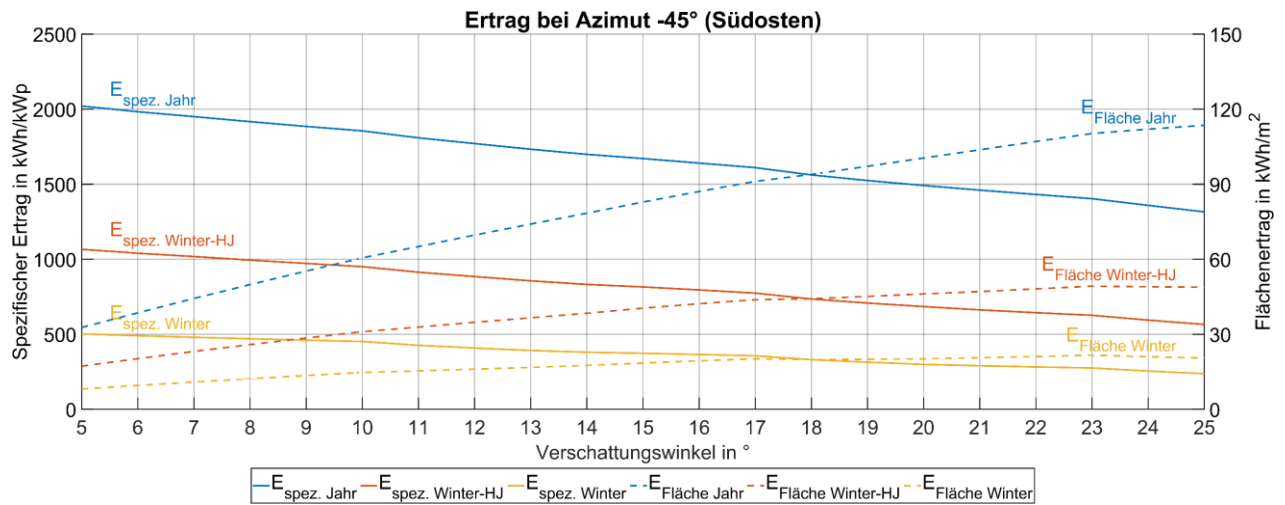
8.3.2 Spezifischer Ertrag



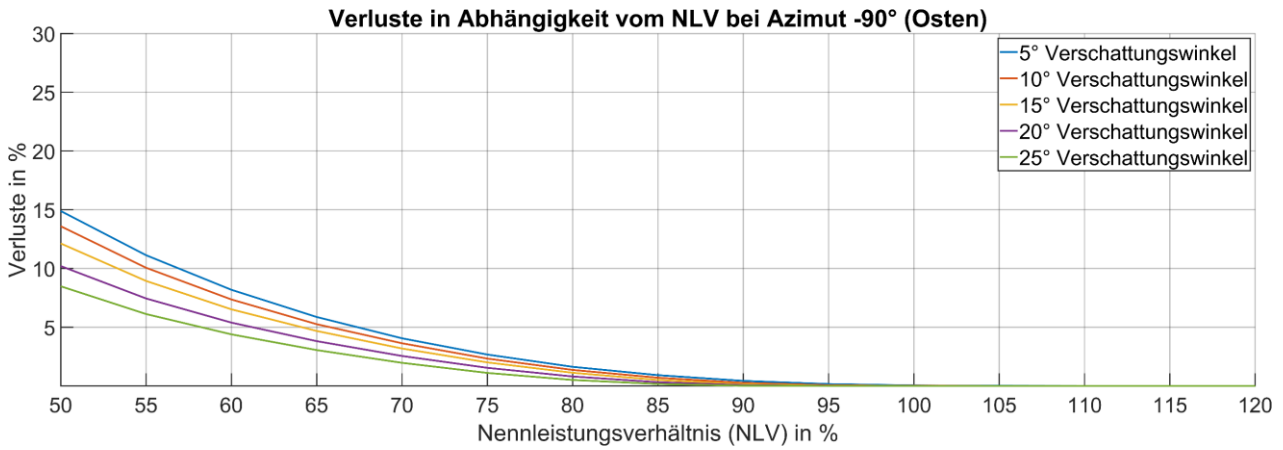
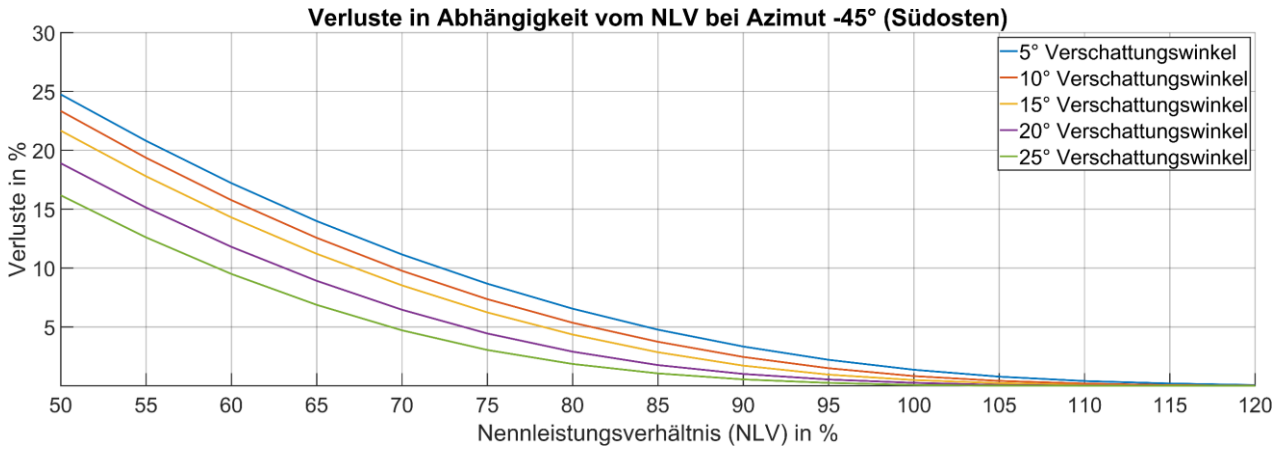
8.3.3 Flächenertrag



8.3.4 Spezifischer Ertrag vs. Flächenertrag



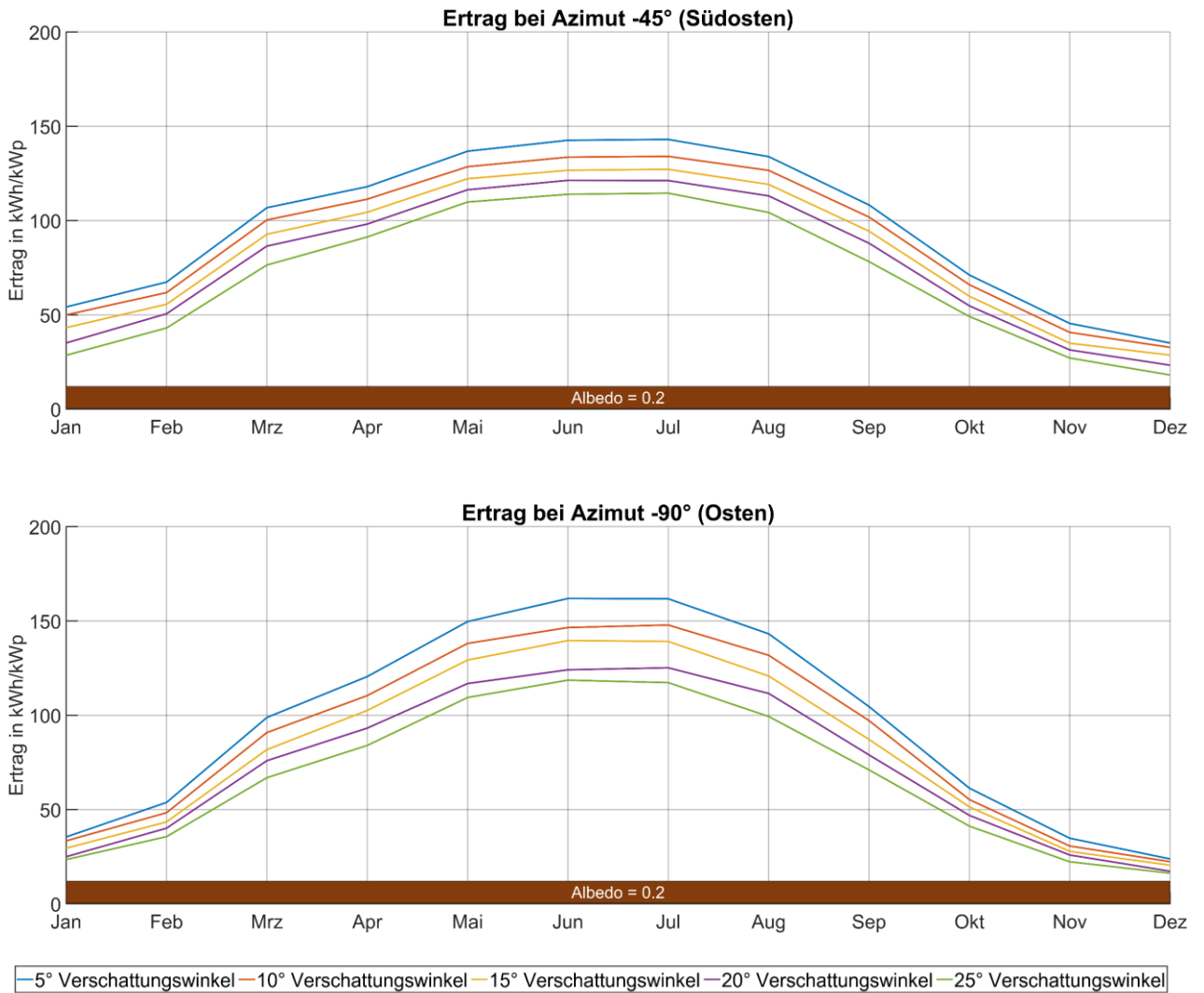
8.3.5 Verlust durch Leistungsbegrenzung



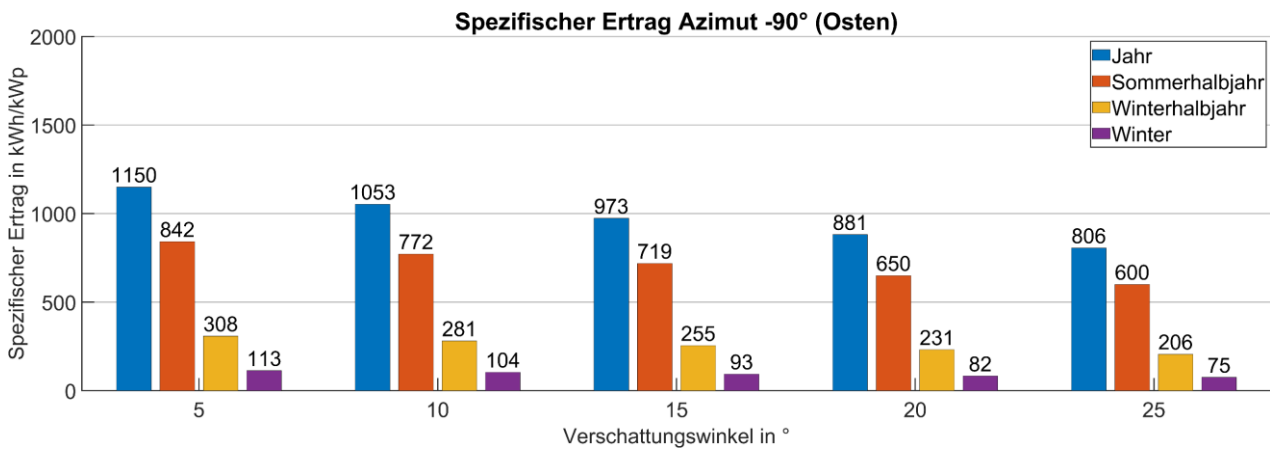
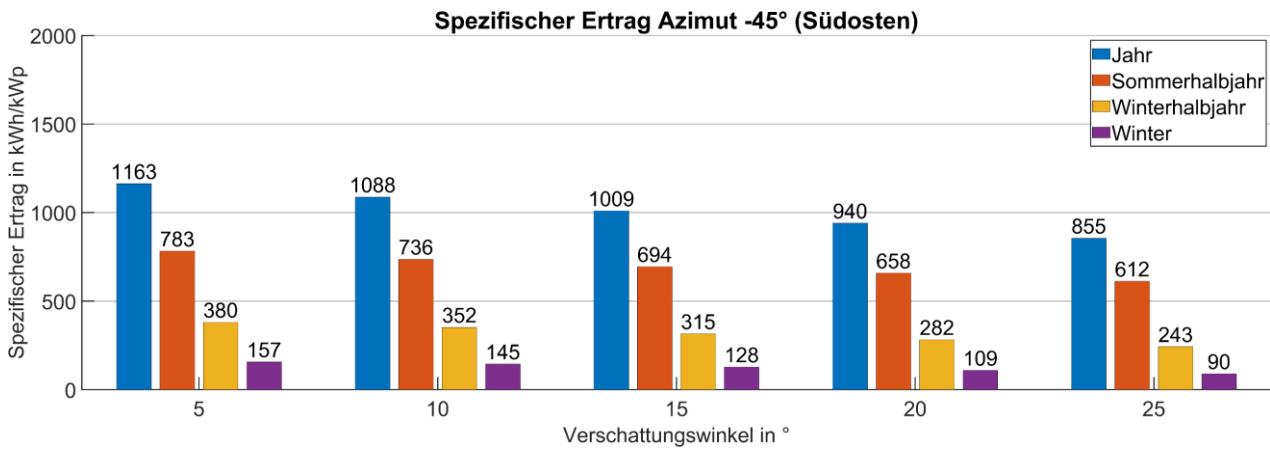
8.4 Weitere Grafiken Mittelland

Nachfolgend sind die Dimensionierungsgrafiken im Mittelland für die Ausrichtungen -45° und -90° ersichtlich.

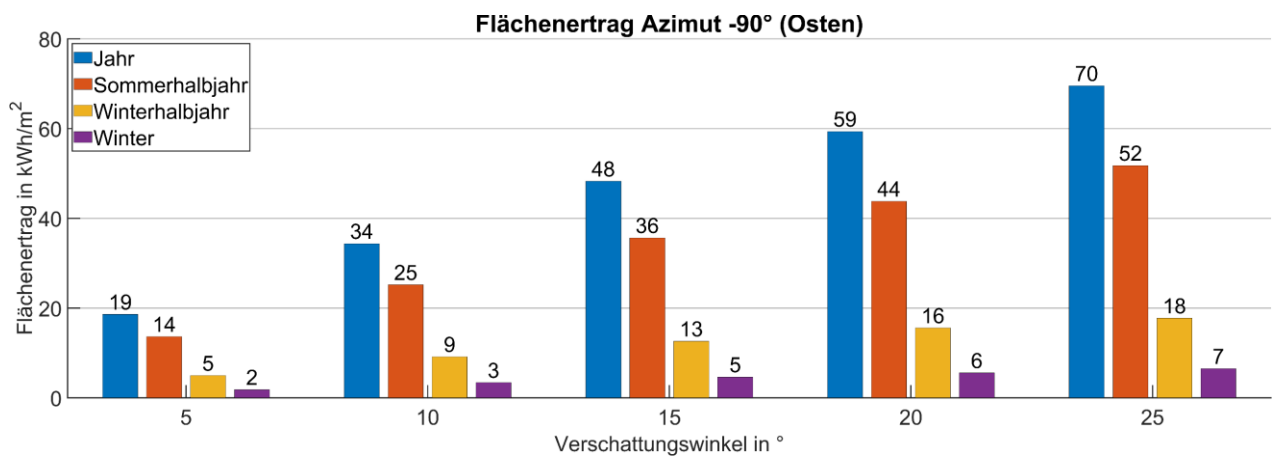
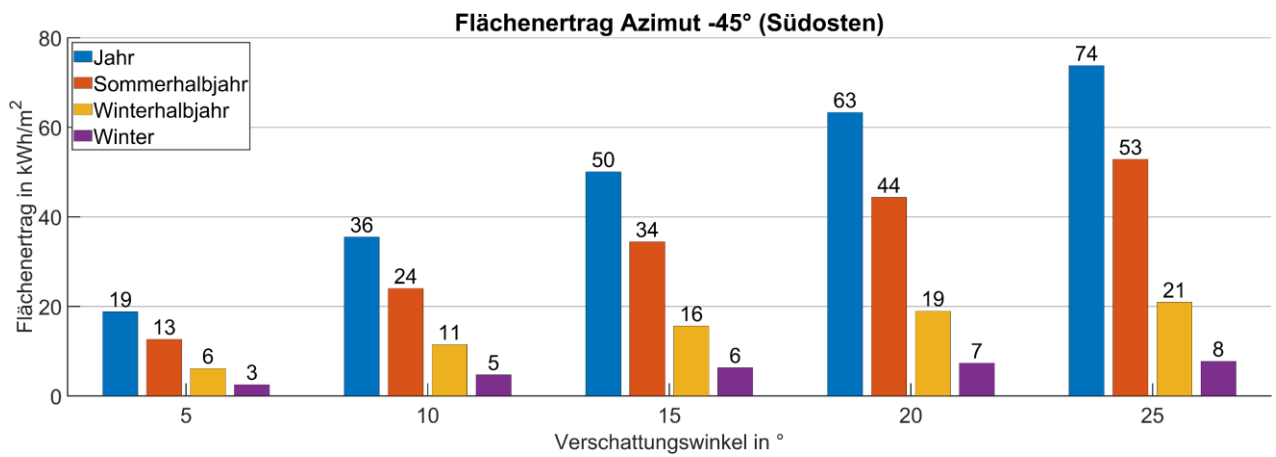
8.4.1 Verlauf Energieproduktion



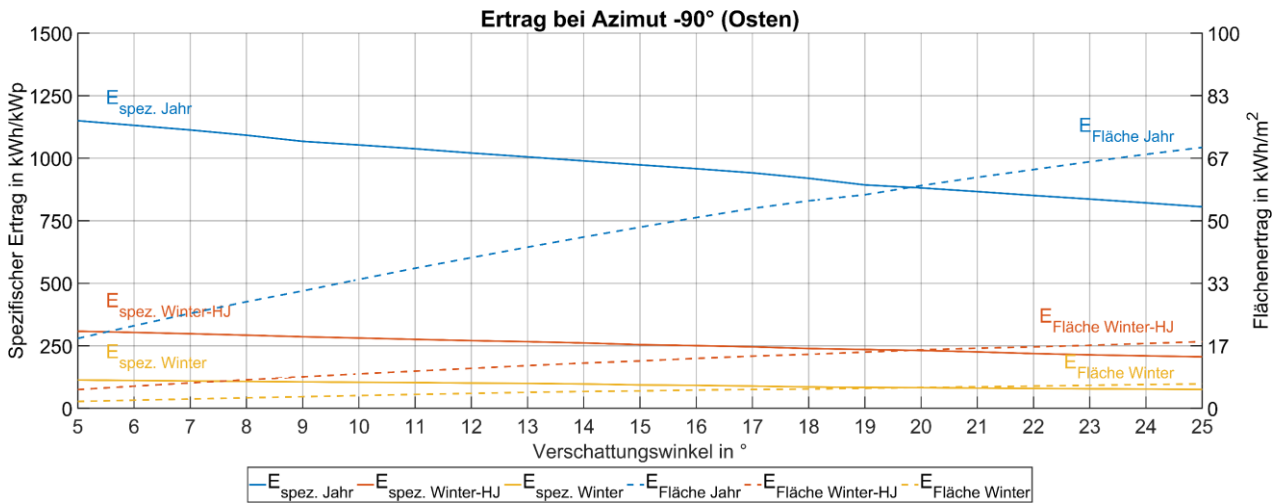
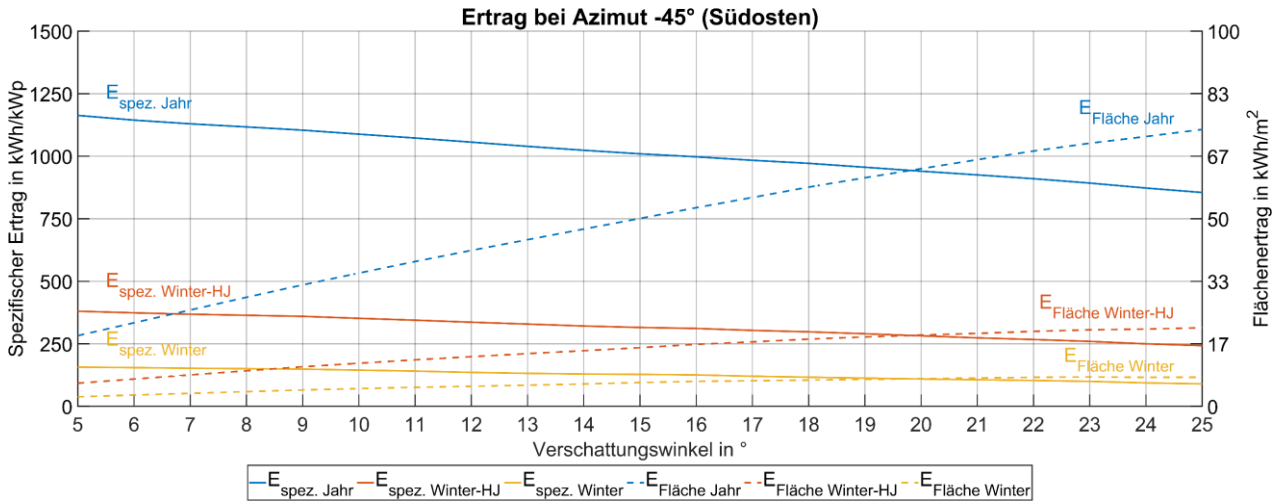
8.4.2 Spezifischer Ertrag



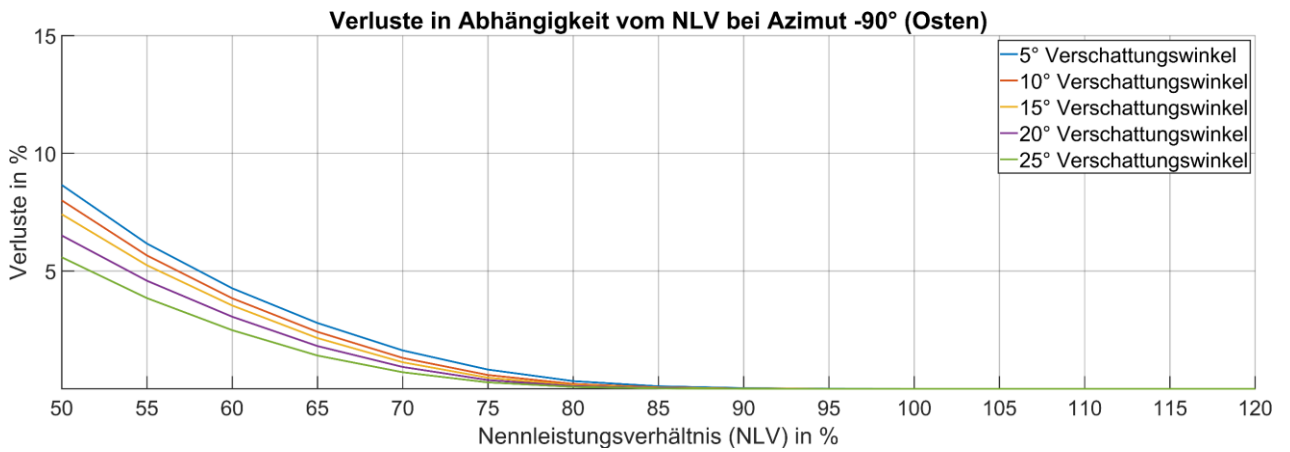
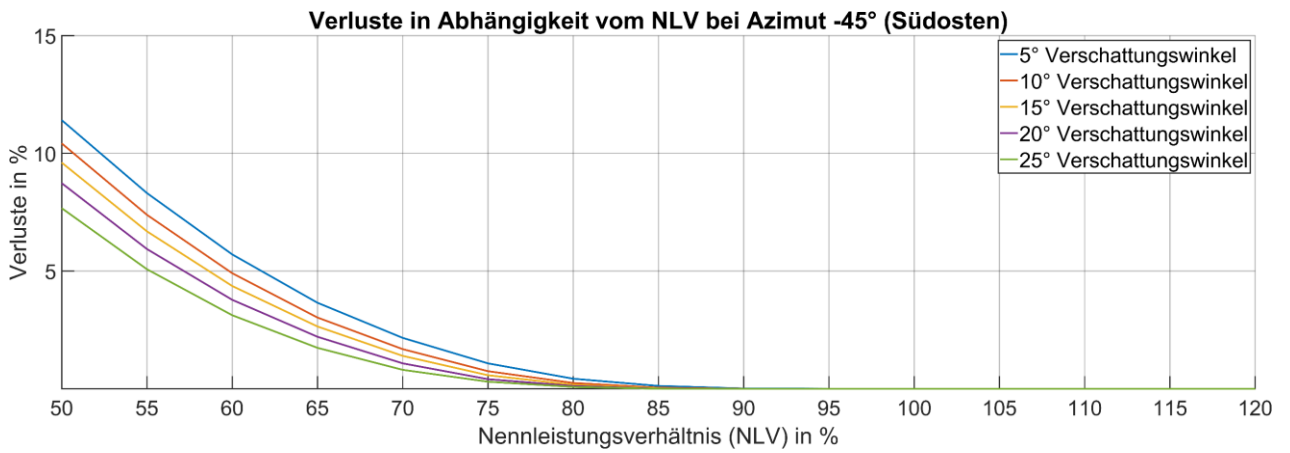
8.4.3 Flächenertrag



8.4.4 Spezifischer Ertrag vs. Flächenertrag



8.4.5 Verlust durch Leistungsbegrenzung



9 Versionskontrolle

Version	Datum	Beschreibung	Autor
0.4	11.10.2023	Vorabzug erstellt	Matthias Hügi
1.0	30.11.2023	Definitive Version erstellt	Matthias Hügi