



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN  
Vienna | Austria



## Diplomarbeit

# Auslegung und Konstruktion einer einachsig nachgeführten Photovoltaik Anlage

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines  
Diplom-Ingenieurs (Dipl. - Ing.), eingereicht an der TU Wien, Fakultät für  
Maschinenwesen und Betriebswissenschaften, von

**Mathias Klotz**

Mat.Nr. : 1019875  
Oberlängenfeld 13, 6444 Längenfeld, Österreich

unter der Leitung von  
A.o. Univ.Prof. Dipl. - Ing. Dr.techn. Manfred Grafinger  
Institut für Konstruktionswissenschaften und Produktentwicklung

Dipl. - Ing. Dr.techn. Rainer Riegler  
Institut für Konstruktionswissenschaften und Produktentwicklung

Wien, September 2024

# Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass die vorliegende Arbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen von mir selbstständig erstellt wurde. Alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur, sind in dieser Arbeit genannt und aufgelistet. Die aus den Quellen wörtlich entnommenen Stellen, sind als solche kenntlich gemacht. Das Thema dieser Arbeit wurde von mir bisher weder im In- noch Ausland einer Beurteilerin / einem Beurteiler zur Begutachtung in irgendeiner Form als Prüfungssarbeit vorgelegt. Diese Arbeit stimmt mit der von den Begutachterinnen / Begutachtern beurteilten Arbeit überein.

Wien, September 2024

---

*Mathias Klotz, BSc*

# Danksagung

Diese Diplomarbeit entstand in Kooperation mit dem Institut für Konstruktionswissenschaften und Produktentwicklung an der Technischen Universität Wien und der Klotz Engineering GmbH.

Mein besonderer Dank gilt Herrn A.o. Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Manfred Grafinger und insbesondere Herrn Dipl.-Ing. Dr.techn. Rainer Riegler für die Themenstellung sowie für die hervorragende Betreuung während des gesamten Arbeitsprozesses. Dessen stets offenes Ohr für Fragestellungen jeglicher Art sowie wertvolle Anregungen und Ideen während einer Vielzahl von Diskussionen, maßgebend zum Gelingen der Diplomarbeit beigetragen hat.

Ein großer Dank gebührt natürlich meinen Freunden und geschätzten Studienmittstreitern, Marlene Riedler, Karin Franzmayr, Mario Steiner, Philipp Gmeiner, Leonhard Gruber, Ferdinand Berger und Gerald Gehmayer, welche die letzten Jahre nicht nur zu einer fachlich interessanten, sondern auch zu einer kollegial großartigen und unvergesslichen Zeit machten.

Im privaten Rahmen möchte ich mich bei meiner Familie und speziell bei meinen Eltern Ulrike und Marcel bedanken, die mich jederzeit unterstützt und ermutigt haben durchzuhalten.

---

# Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Auslegung und Konstruktion einer einachsigen nachgeführten Photovoltaik-Anlage mit anschließender Installation der Pilotanlage in A-6444 Längenfeld. Dabei war das vorrangige Ziel herauszufinden, wie sich einachsige nachgeführte Photovoltaik-Anlagen im Alpenraum verhalten, welche Ertragssteigerungen sich durch eine einachsige Nachführung gegenüber einer stationären Photovoltaik-Anlagen erzielen lassen und ob sich einachsige nachgeführte Photovoltaik-Anlagen wirtschaftlich im Alpenraum betreiben lassen.

Ein Nutzungskonzept in Bezug auf das Verhalten der Photovoltaik-Anlage bei verschiedenen Ereignissen wie Wind und Schnee wurde erarbeitet. Für die statische Auslegung der einachsigen nachgeführten Photovoltaik-Anlage wurden unterschiedliche Lastannahmen wie Wind, Schnee sowie eine Kombination aus beiden Lastfällen angenommen. Für die Berechnung der Schneelasten wurde ein 50-jährliches Ereignis für den Standort Längenfeld herangezogen. Die Auslegung auf Wind wurde mit einer Windgeschwindigkeit von 60 km/h (Vorstufe stürmischer Wind) angenommen und basiert auf dem Nutzungskonzept der Photovoltaik-Anlage.

Anschließend an die Berechnung und Konstruktion der Photovoltaik-Anlage wurden die einzelnen Komponenten wie Antrieb, Lagerungen, Photovoltaikmodule, Wechselrichter und Stahlbau anhand der festgelegten Kriterien bestimmt. Am Schluss wurden die unterschiedlichen Modellansätze miteinander verglichen und ausgewertet. Als Erstes wurde ein Leistungsvergleich der unterschiedlichen Ausrichtungen, Nord/Süd, Ost/West und stationär montierte Photovoltaik-Anlage, an den Standorten Längenfeld, Österreich und Calama, Atacamawüste durchgeführt. Im nächsten Schritt wurde eine Wirtschaftlichkeitsberechnung anhand der Kapitalwertmethode der Nord/Süd und Ost/West Ausrichtung an beiden Standorten durchgeführt. Ein Wirtschaftlichkeitsvergleich mit stationär montierten Photovoltaik-Anlagen wurde nicht erstellt, da sich die Herstellungskosten einer solchen Anlage deutlich von einer einachsigen nachgeführten Photovoltaik-Anlagen unterscheiden.

---

# Abstract

This thesis deals with the design and construction of a single-axis tracking photovoltaic system with subsequent installation of the pilot system in A-6444 Längenfeld. The primary objective is to find out how single-axis tracked photovoltaic systems behave in the Alpine region, what yield increases can be achieved by single-axis tracking compared to rigid photovoltaic systems and whether single-axis tracked photovoltaic systems can be operated economically in the Alpine region.

A utilization concept was developed with regard to the behaviour of the photovoltaic system under various events such as wind and snow. Different load assumptions such as wind, snow and a combination of both load cases are assumed for the static design of the single-axis tracking photovoltaic system. A 50-year event for the Längenfeld site is used to calculate the snow loads. The design for wind was assumed with a windspeed of 60 km/h (preliminary stage of stormy wind) and is based on the utilization concept of the photovoltaic-system.

Following the calculation and design of the system, the individual components such as drive, bearings, photovoltaic modules, inverters and steel construction are evaluated and determined on the basis of the defined criteria. Finally, the different model approaches are compared and evaluated. The first step was to compare the performance of the different orientations, north/south, east/west and fixed installation at the Längenfeld and Calama, Atacama Desert sites. Next, an economic efficiency calculation was carried out using the net present value method for north/south and east/west orientation at both locations. An economic efficiency comparison with the fixed-mounted systems was not carried out, as the manufacturing costs of such a system differ significantly from a single-axis tracking system.

# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	V
Abbildungsverzeichnis	VII
Tabellenverzeichnis	VIII
Abkürzungsverzeichnis	X
Formelverzeichnis	XIV
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Ausgangslage . . . . .	1
1.2 Problemstellung und Zielsetzung . . . . .	2
1.3 Geschichte der Photovoltaik . . . . .	2
1.4 Theoretische Grundlagen Sonne und Sonnenstrahlung . . . . .	4
1.4.1 Die Sonne . . . . .	4
1.4.2 Sonnenstrahlung . . . . .	4
1.4.3 Albedo (ALB) . . . . .	6
1.4.4 Sonnenintensität . . . . .	7
1.5 Bestandteile einer einachsigen nachgeführten PV - Anlage mit Direkteinspeisung	8
1.5.1 PV - Module . . . . .	8
1.5.2 Wechselrichter . . . . .	9
1.5.3 Lagerung . . . . .	9
1.5.4 Tracking . . . . .	10
1.5.5 Unterkonstruktion / Stahlbau . . . . .	11
1.6 Nachgeführte Photovoltaiksysteme . . . . .	11
1.6.1 Einachsige Nachführung . . . . .	12
1.6.2 Zweiachsige Nachführung . . . . .	13
<b>2 Methodik</b>	<b>14</b>
2.1 Lastenannahmen . . . . .	15
2.1.1 Einwirkung - Wind . . . . .	15
2.1.2 Einwirkung - Schnee . . . . .	17
2.1.3 Einwirkung - Kombinationen . . . . .	17
2.2 Komponenten der PV - Anlage . . . . .	19
2.2.1 Antrieb (einachsige Nachführung) . . . . .	19
2.2.2 Tracking Unit . . . . .	20
2.2.3 Lagerung . . . . .	21
2.2.4 Kriterien für die Auswahl bifazialer PV - Module . . . . .	21

2.2.5	Wechselrichter . . . . .	22
2.3	Auslegung Stahlbau und Fundament . . . . .	22
2.3.1	RSTAB - Modell . . . . .	23
2.3.2	Anschlüsse und Verbindungen . . . . .	25
2.3.3	Inventor - Modell . . . . .	27
2.3.4	Fundament . . . . .	27
2.4	Finanzierung . . . . .	30
2.4.1	Investition . . . . .	31
2.4.2	Wirtschaftlichkeitsvergleich . . . . .	34
2.5	Vergleich stationäre und einachsige nachgeführte PV - Anlagen . . . . .	35
2.6	Bau der Pilotanlage . . . . .	36
<b>3</b>	<b>Resultate und Diskussion</b>	<b>38</b>
3.1	PV - Anlage . . . . .	39
3.2	Stahlbau und Fundamente . . . . .	45
3.3	Finanzierung . . . . .	51
3.4	Leistungsvergleich PV - Anlage Ötztal - Atacama . . . . .	55
3.5	Bau der Pilotanlage . . . . .	56
<b>4</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>60</b>
<b>5</b>	<b>Ausblick</b>	<b>61</b>
	<b>Literatur</b>	<b>62</b>
	<b>Anhang</b>	<b>IX</b>
<b>A</b>	<b>Ergänzungen</b>	<b>X</b>
A.1	PV - Pilotanlage Ötztal . . . . .	X
A.2	Einwirkungen . . . . .	XVI
A.3	RSTAB . . . . .	XXV
A.4	Schraubverbindung . . . . .	XXVI
A.5	Schweißnähte . . . . .	XXXII
A.6	Nachweis Mikropfähle . . . . .	XXXVI
A.7	Nachweis Fundamente . . . . .	XL
A.8	Finanzierung . . . . .	XLVI

# Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Marktentwicklung Photovoltaik Österreich . . . . .	2
Abb. 2: Elektromagnetische Strahlungsspektrum . . . . .	5
Abb. 3: Globalstrahlung . . . . .	6
Abb. 4: Strahlungsarten . . . . .	6
Abb. 5: Sonnenstand . . . . .	8
Abb. 6: Arbeitsablauf passiver Tracking Systeme . . . . .	10
Abb. 7: Einachsige und geneigte Nachführung eines PV-Systems . . . . .	13
Abb. 8: Zweiachsige Nachführung eines PV-Systems . . . . .	13
Abb. 9: Projektübersicht . . . . .	14
Abb. 10: Lasteinwirkungen auf die PV-Anlage . . . . .	18
Abb. 11: Übersicht Stützenfundament . . . . .	30
Abb. 12: Finanzierungsinstrumente . . . . .	31
Abb. 13: Investitionsrechnung . . . . .	32
Abb. 14: PV-Anlage Ötztal . . . . .	38
Abb. 15: Nutzungskonzept der PV-Module . . . . .	40
Abb. 16: Auswahl Lagerung . . . . .	42
Abb. 17: Auswahl bifaziales PV-Modul . . . . .	43
Abb. 18: Wechselrichterpreise, Nennwirkleistung und Nennscheinleistung . . . . .	44
Abb. 19: RSTAB Modelle . . . . .	45
Abb. 20: RSTAB Verformungsanalyse . . . . .	47
Abb. 21: Schraubverbindung . . . . .	48
Abb. 22: Bewehrung Fundament . . . . .	50
Abb. 23: Barwertermittlung Ötztal und Atacamawüste 70 % Eigenverbrauch . . . . .	53
Abb. 24: Barwertermittlung Ötztal und Atacamawüste Volleinspeisung . . . . .	54
Abb. 25: Bau der Fundamente . . . . .	57
Abb. 26: Aushub und Einbau der Fundamente . . . . .	58
Abb. 27: Fertig gestellte PV-Anlage . . . . .	59
Abb. 28: 3D Modell der PV-Pilotanlage im Ötztal . . . . .	X
Abb. 29: Gesamtzusammenbau PV-Anlage. . . . .	XI
Abb. 30: Zusammenbau Mitte PV-Anlage. . . . .	XII
Abb. 31: Zusammenbau Oberbau PV-Anlage. . . . .	XIII
Abb. 32: Zusammenbau Seite PV-Anlage. . . . .	XIV
Abb. 33: Stückliste PV-Anlage . . . . .	XV
Abb. 34: Übersicht Einwirkung Wind und Schnee . . . . .	XVI
Abb. 35: Geometrie PV-Anlage . . . . .	XVII
Abb. 36: Einwirkung Wind . . . . .	XVIII
Abb. 37: Einwirkung Wind . . . . .	XIX

Abb. 38:Einwirkung Wind . . . . .	XX
Abb. 39:Einwirkung Wind . . . . .	XXI
Abb. 40:Einwirkung / Nachweis Moment auf Antrieb . . . . .	XXII
Abb. 41:Einwirkung Schneelast . . . . .	XXIII
Abb. 42:Einwirkung Wind und Schnee . . . . .	XXIV
Abb. 43:Bemessungsübersicht RSTAB Schneeeinwirkung . . . . .	XXV
Abb. 44:Nachweis Schubspannung Schraube Gruppe A . . . . .	XXVI
Abb. 45:Nachweis Lochleibung im Blech Gruppe A . . . . .	XXVII
Abb. 46:Nachweis Zugbeanspruchung des Restquerschnittes Gruppe A . . . .	XXVIII
Abb. 47:Nachweis Schubspannung Schraube Gruppe B . . . . .	XXIX
Abb. 48:Nachweis Lochleibung im Blech Gruppe B . . . . .	XXX
Abb. 49:Nachweis Zugbeanspruchung des Restquerschnittes Gruppe B . . . .	XXXI
Abb. 50:Schweißnaht Grundplatte . . . . .	XXXII
Abb. 51:cChweißnaht Grundplatte . . . . .	XXXIII
Abb. 52:Schweißnaht Antrieb . . . . .	XXXIV
Abb. 53:Schweißnaht Antrieb . . . . .	XXXV
Abb. 54:Nachweis Mikropfahl Schneelast . . . . .	XXXVI
Abb. 55:Nachweis Mikropfahl Schneelast . . . . .	XXXVII
Abb. 56:Nachweis Mikropfahl Windlast . . . . .	XXXVIII
Abb. 57:Nachweis Mikropfahl Windlast . . . . .	XXXIX
Abb. 58:Nachweis Mindestbewehrung . . . . .	XL
Abb. 59:Nachweis Fundament: Kippsicherheit . . . . .	XLI
Abb. 60:Nachweis Fundament: Lagesicherheit . . . . .	XLII
Abb. 61:Nachweis Fundament: Lagesicherheit . . . . .	XLIII
Abb. 62:Nachweis Fundament: Grundbruch . . . . .	XLIV
Abb. 63:Nachweis Fundament: Durchstanzen . . . . .	XLV
Abb. 64:Auswertung PVsyst Nord / Süd Längelfeld . . . . .	XLVI
Abb. 65:Auswertung PVsyst Ost / West Längelfeld . . . . .	XLVII
Abb. 66:Auswertung PVsyst stationär in Längelfeld . . . . .	XLVIII
Abb. 67:Auswertung PVsyst Nord / Süd Atacama . . . . .	XLIX
Abb. 68:Auswertung PVsyst Ost / West Atacama . . . . .	L
Abb. 69:Auswertung PVsyst stationär in der Atacama . . . . .	LI
Abb. 70:Randbedingungen Wirtschaftlichkeitsvergleich . . . . .	LII
Abb. 71:Barwertermittlung 70 % Eigenv. Tirol Ost / West . . . . .	LIII
Abb. 72:Barwertermittlung 70 % Eigenv. Tirol Nord / Süd . . . . .	LIII
Abb. 73:Barwertermittlung 70 % Eigenv. Atacama Ost / West . . . . .	LIV
Abb. 74:Barwertermittlung 70 % Eigenv. Atacama Nord / Süd . . . . .	LIV
Abb. 75:Barwertermittlung Volleinspeisung Tirol Ost / West . . . . .	LV
Abb. 76:Barwertermittlung Volleinspeisung Tirol Nord / Süd . . . . .	LV

Abb. 77:Barwertermittlung Volleinspeisung Atacama Ost / West . . . . . LVI  
Abb. 78:Barwertermittlung Volleinspeisung Atacama Nord / Süd . . . . . LVI

Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Eigenschaften Sonne und Erde . . . . .	4
Tab. 2: Albedowerte . . . . .	7
Tab. 3: Randbedingungen Amortisation . . . . .	35
Tab. 4: Geometrie und Gewicht PV - Anlage . . . . .	39
Tab. 5: Auswahl Antrieb . . . . .	40
Tab. 6: Einwirkung auf die PV - Anlage RSTAB Modelle . . . . .	45
Tab. 7: Übersicht Stahlbaunachweise . . . . .	47
Tab. 8: Übersicht Spannungsnachweis Stahlbau . . . . .	47
Tab. 9: Resultat Schraubverbindung . . . . .	48
Tab. 10: Resultat Anschluss durch Mikropfähle . . . . .	49
Tab. 11: Übersicht Fundamentsbemessung . . . . .	51
Tab. 12: Übersicht Investitionskosten . . . . .	51
Tab. 13: Angewandte Randbedingungen Ermittlung Barwert . . . . .	52
Tab. 14: Eingangparameter PV - Anlage Simulation PVsyst . . . . .	55
Tab. 15: Leistungsvergleich Ötztal PV - Anlage . . . . .	55
Tab. 16: Leistungsvergleich Atacamawüste PV - Anlage . . . . .	56

# Abkürzungsverzeichnis

## Einheiten:

C	Celsius
cm <sup>2</sup>	Quadratcentimeter
€	Euro
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
K	Kelvin
kg	Kilogramm
km <sup>2</sup>	Quadratkilometer
kN	Kilonewton
kNm	Kilonewtonmeter
kWp	Kilowattpeak
kVA	Kilovoltamper
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
mm	Milimeter
MW	Megawatt
MWp	Megawattpeak
N	Newton
nm	Nanometer
To	Tonnen
W	Watt

## Abkürzungen:

Abb.	Abbildung
Anh.	Anhang
ALB	Albedo
ASCE 7-16	American Society of Civil Engineers
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CF	Cashflow
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance
DNI	Direct Normal Irradiance
EC	Eurocode
GHI	Global Horizontal Irradiance

---

<b>Gl.</b>	Gleichung
<b>GPS</b>	Global Positioning System
<b>HORA</b>	Hazard Overview and Risk assessment Austria
<b>IR-Licht</b>	Infrarote Licht
<b>Kap.</b>	Kapitel
<b>LDR</b>	Light Dependent Resistor
<b>MPP</b>	Maximum Power Point
<b>m.ü.M</b>	Meter über Meer
<b>NCU</b>	Network Control Unit
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>PVC</b>	Polyvinylchlorid
<b>QK</b>	Querschnittsklasse
<b>RSTAB</b>	Räumliches Stabwerk
<b>RSU</b>	Remote Sensor Unit
<b>SLS</b>	Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit
<b>STC</b>	Standard Test Conditions
<b>TBO</b>	Tiroler Bauordnung
<b>TCU</b>	Tracker Control Unit
<b>THG</b>	Treibhausgasemissionen
<b>TMI</b>	Three Mile Island
<b>ULS</b>	Grenzzustand der Tragfähigkeit
<b>UTC</b>	Universal Time Coordinated
<b>UV-Licht</b>	Ultraviolettes Licht
<b>z.B.</b>	Zum Beispiel

# Formelverzeichnis

## Griechische Buchstaben:

$\alpha$	$^{\circ}$	Maximaler Neigungswinkel PV - Module
$\alpha_w$	mm	Schweißnahtdicke
$\beta_w$	–	Korrelationsbeiwert
$\gamma_Q$	–	Teilsicherheitsbeiwert
$\gamma_M$	–	Teilsicherheitsbeiwert
$\gamma_{M0}$	–	Teilsicherheitsbeiwert
$\gamma_{M2}$	–	Teilsicherheitsbeiwert
$\theta_{Zenit}$	$^{\circ}$	Zenitwinkel
$\mu_i$	–	Schnee Formbeiwert
$\rho$	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	Luftdichte
$\sigma_{bauteil}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Spannung Bauteil
$\sigma_{druck}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Druckbeanspruchung
$\sigma_{d;V}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Vergleichsspannung
$\sigma_{Ed}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Wirkende Spannung
$\sigma_{L;i}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Lochleibungsspannung
$\sigma_{Rd}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Zulässige Spannung Beton
$\sigma_{schraube}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Spannung Schraube
$\sigma_{x;Ed}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Einwirkende Normalspannung in Längsrichtung
$\sigma_{zul}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Zulässige Schubspannung
$\sigma_{zul}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Zulässige Spannung
$\sigma_{Z;i}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Zugbeanspruchung
$\tau_{schub}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Schubbeanspruchung
$\tau_{zul}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Zulässige Lochleibungsspannung
$\tau_{zul}$	$\frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	Zulässige Zugspannung
$\varphi$	$^{\circ}$	Phasenverschiebung
$\chi_{LT}$	–	Abminderungsbeiwert Biegeknicke
$\chi_y$	–	Abminderungsbeiwert Biegedrillknicke
$\chi_z$	–	Abminderungsbeiwert Biegedrillknicke
$\sum_{Ofl.}$	$\text{m}^2$	Summe Oberfläche

## Lateinische Buchstaben:

$A$	$\text{mm}^2$	Schraubenquerschnitt
$A_0$	€	Anschaffungszahlung im Zeitpunkt $t = 0$

$a_1$	m	Abstand
$A_{Gewi}$	mm <sup>2</sup>	Querschnittsfläche GEWI
$A_{ref}$	m <sup>2</sup>	Bezugsfläche
$A_{s;min}$	cm <sup>2</sup>	Mindestbewehrung
$a_{s;min}$	$\frac{cm^2}{m}$	Mindestbewehrung pro Meter
$A_{vorhanden}$	cm <sup>2</sup>	Gewählte Bewehrung
$a_{vorhanden}$	$\frac{cm^2}{m}$	Gewählte Bewehrung pro Meter
$b$	mm	Breite Blech
$b$	m	Breite Fundament
$b_1$	m	Abstand
$C_0$	€	Kapitalwert der Investition
$c_{dir}$	–	Richtungsbeiwert
$C_e$	–	Umgebungskoeffizient
$c_f$	–	Aerodynamischer Beiwert
$c_{fr}$	–	Reibungsbeiwert
$c_{season}$	–	Jahreszeitenbeiwert
$c_s c_d$	–	Strukturbeiwert
$C_t$	–	Temperaturkoeffizient
$d$	mm	Schraubenschaft
$d_{loch}$	mm	Lochdurchmesser
$e_y$	m	Lastausmitte in y - Richtung
$e_{zul}$	m	Zulässige Lastausmitte
$F$	kN	Wirkende Kraft
$f_{ctm}$	$\frac{N}{mm^2}$	Zugfestigkeit Beton
$f_{dehn}$	$\frac{N}{mm^2}$	Dehngrenze/Fließgrenze GEWI 28 mm
$F_{G;kN}$	kN	Eigengewicht der PV - Module und I - Träger
$F_{fr}$	kN	Windreibungskraft
$f_s$	–	Abminderungsfaktor
$F_s$	kN	Schneelast
$f_u$	$\frac{N}{mm^2}$	Zugfestigkeit schwächeren Bauteils
$F_w$	kN	Gesamtwindkraft
$F_{w;e}$	kN	Windkraft aus Außendruck
$F_{w;Ed}$	$\frac{kN}{m}$	Bemessungswert Kehlnaht Einwirkung
$F_{w;i}$	kN	Windkraft aus Innendruck
$F_{w;Rd}$	$\frac{kN}{m}$	Bemessungswert Tragfähigkeit Kehlnaht

$F_y$	kN	Einwirkung in y - Richtung
$f_{yk}$	$\frac{N}{mm^2}$	Streckgrenze Bewehrungsstahl
$f_y$	$\frac{N}{mm^2}$	Streckgrenze
$f_{zug}$	$\frac{N}{mm^2}$	Zugfestigkeit GEWI 28 mm
$F_z$	kN	Einwirkung in z - Richtung
$h$	mm	Höhe Blech
$h$	m	Höhe Fundament
$h_s$	°	Sonnenwinkel
$i$	%	Zinssatz
$i_{calc}$	%	Kalkulationszinssatz
$K_0$	€	Anfangskapital
$K_n$	€	Endwert
$k_{yy}$	–	Interaktionsfaktoren
$k_{yz}$	–	Interaktionsfaktoren
$k_{zy}$	–	Interaktionsfaktoren
$k_{zz}$	–	Interaktionsfaktoren
$L_n$	€	Liquidationserlös
$l_w$	mm	Schweißnahtlänge
$M_{c,Rd}$	kNm	Momententragfähigkeit bei Berücksichtigung von Löchern
$M_{dst;i}$	kNm	Destabilisierendes Moment
$M_{Ed}$	kNm	Moment
$M_{max}$	kNm	Maximales aufnahme Moment des Antriebs
$M_{N;Rd}$	kNm	Momententragfähigkeit abgemindert infolge $N_{Ed}$
$m_{schraube}$	–	Anzahl Schnittflächen
$M_{stb;i}$	kNm	Stabilisierendes Moment
$M_{y,Ed}$	kNm	Moment in y - Richtung
$M_{y,Ed}$	kNm	Moment in y - Richtung
$\Delta M_{y,Ed}$	kNm	Moment aus Verschiebung der QK 4
$\Delta M_{z,Ed}$	kNm	Moment aus Verschiebung der QK 4
$n$	Jahre	Zinsperiode
$N_{c,Rd}$	kN	Normalkrafttragfähigkeit bei Druck
$N_{Ed}$	kN	Normalkraft
$n_{naht}$	–	Anzahl Schweißnähte
$n_{schraube}$	–	Anzahl Schrauben
$N_{senk;Ed}$	$\frac{kN}{m}$	Schnittgröße pro Längeneinheit

$n_t$	Jahre	Nutzungsdauer des Investitionsobjekts
$q$	—	Zinsfaktor
$q_b$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	Basiswindgeschwindigkeitsdruck
$q_{fr}$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	Windreibungsdruck
$q_p$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	Böengeschwindigkeitsdruck (Spitzengeschwindigkeitsdruck)
$q_w$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	Gesamtwinddruck
$R_d$	kN	Grundbruchwiderstand
$s$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	Schneelast
$s_k$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	Charakteristische Schneelast
$t$	Jahre	Zeitindex
$t_i$	mm	Blechstärke
$v_b$	$\frac{\text{m}}{\text{s}}$	Basiswindgeschwindigkeit
$v_{b,o}$	$\frac{\text{m}}{\text{s}}$	Grundwert der Basiswindgeschwindigkeit
$V_{c,Rd}$	kN	einwirkenden Querkrafttragfähigkeit
$V_d$	kN	Grundbrucheinwirkung
$V_{Ed}$	kN	Querkraft
$v_p$	$\frac{\text{m}}{\text{s}}$	Spitzengeschwindigkeit
$V_{parallel;Ed}$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}}$	Schnittgröße pro Längeneinheit
$V_{senk;Ed}$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}}$	Schnittgröße pro Längeneinheit
$V_y$	kN	Querkraft in y - Richtung
$V_z$	kN	Querkraft in z - Richtung
$w_e$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	Außenwinddruck
$w_i$	$\frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	Innenwinddruck
$z_{zins}$	%	Zinsen
$Z_t$	€	Differenz zwischen Ein- und Auszahlung der Periode $t$

# 1. Einleitung

Im ersten Teil dieser Diplomarbeit wird auf die Ausgangslage, Problemstellung und Zielsetzung eingegangen. Des Weiteren werden die theoretischen Grundlagen und Eigenschaften der Sonne sowie die Komponenten einer einachsigen nachgeführten PV-Anlage erörtert.

## 1.1. Ausgangslage

Das allgemeine Ziel der Erreichung von Netto-Null-Emissionen bis 2050 ist im Green Deal und im europäischen Klimagesetz gesetzlich festgelegt. Im Jahr 2021 legte die Europäische-Kommission mit der Gesetzesvorlage „Fit for 55“ ein Paket vor, mit dem eine Reihe bestehender rechtlicher Grundlagen an das höhere Emissionsreduktionsziel von netto 55 % im Vergleich zum Jahr 1990 angepasst werden soll. Im Regierungsübereinkommen von 2020 bis 2024 hat sich die österreichische Bundesregierung zum Ziel gesetzt, die Klimaneutralität bereits ab 2040 zu erreichen. Das bedeutet, dass der Abbau der österreichweiten Treibhausgasemissionen (THG) durch Kohlenstoffsinken nach der nationalen THG-Inventur bis spätestens 2040 vollständig ausgeglichen sein wird. Als Kohlenstoffsinke bezeichnet man den Geowissenschaften ein natürliches Reservoir, das in geologischen Zeitmaßstäben betrachtet, vorübergehend mehr Kohlenstoff aufnimmt und speichert, als es abgibt. Um dies zu erreichen, müssen in allen Bereichen weitreichende Maßnahmen ergriffen werden, welche die THG auf Netto-Null reduzieren [1]. Ein möglicher Schritt um die ambitionierten Ziele der Bundesregierung zu erreichen, ist unter anderem, in die Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen wie zum Beispiel Photovoltaik (PV) zu investieren.

Der österreichische PV-Markt erlebte seinen ersten großen Aufschwung mit dem Inkrafttreten des Ökostromgesetzes im Jahr 2003. Bereits im Jahr 2004 kam es jedoch durch die Deckelung der Tarifförderung wieder zu einem beträchtlichen Einbruch. Nach einem ersten Rekordzuwachs im Jahr 2013, der durch eine Förderanomalie verursacht wurde, schwankte der PV-Markt zwischen 2014 und 2018 bei jährlichen Zubauraten zwischen 150 und 190 MWp. Im Jahr 2021 konnte mit 739,7 MWp ein deutlicher Zuwachs erzielt werden, der im Jahr 2022 wieder übertroffen wurde. Abbildung 1 zeigt, dass im Jahr 2022 eine Neuinstallation von PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.009,1 MWp erfolgte. Dies entspricht einem Anstieg um etwa 36,4 % im Vergleich zum Vorjahr. Bis Ende 2022 gab es in Österreich also PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von insgesamt 3.791,7 MWp. Im Jahr 2022 führten die in Österreich betriebenen Solarstromanlagen zu einer Stromerzeugung von mindestens 3.791,7 GWh, was zu einer Reduzierung der Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>)-Emissionen um 1.382.076 Tonnen (To) führte [2].

In Chile hat sich im Zeitraum 2015–2021 die installierte Solarstromkapazität um 456 % (3.892 MW) erhöht. Zur Zeit macht Solarenergie 25 % (4.468 MW) der gesamten installierten erneuerbaren Energiekapazität aus. Auf Photovoltaik entfallen 97 % der gesamten

installierten Solarstromleistung (4.360 MW). Es wird erwartet, dass Photovoltaik bis 2030 30 % der Energieversorgung in Chile abdecken wird. Im Nordosten des Landes befindet sich die Atacamawüste. Sie erstreckt sich über eine Fläche von 105.000 km<sup>2</sup> und umfasst den Großteil der Region Antofagasta sowie den nördlichen Teil der Region Atacama. Einer der wenigen Orte der Welt, mit einer jährlichen Einstrahlung von über 2.500 kWh/m<sup>2</sup> [3].

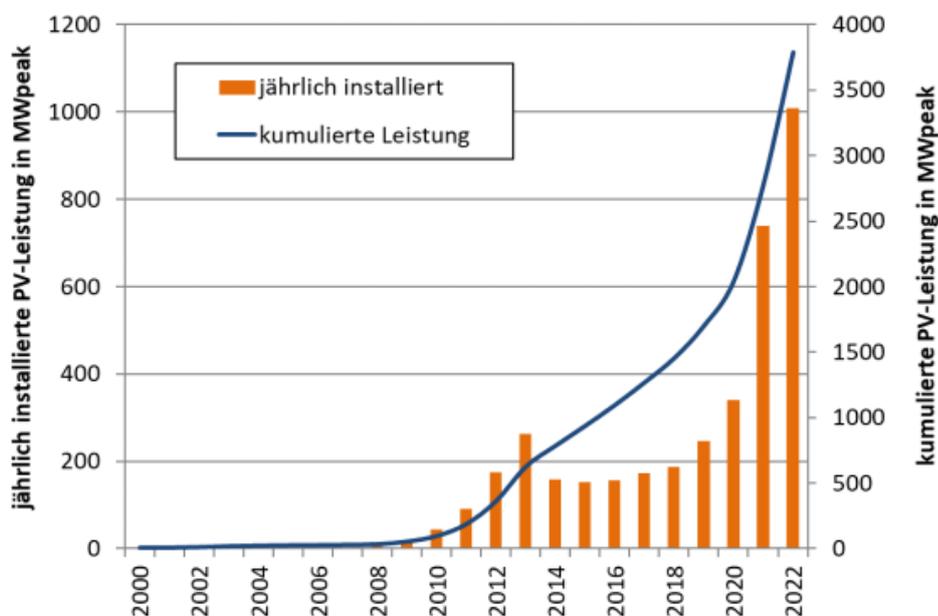


Abbildung 1 Marktentwicklung (kumulierte Leistung (blau) und jährlich installiert (orange)) Photovoltaik in Österreich bis 2022 [2].

## 1.2. Problemstellung und Zielsetzung

Das Hauptziel der vorliegenden Arbeit ist die Auslegung und Konstruktion einer einachsigen nachgeführten PV-Anlage im Ötztal (Österreich). Anschließend an die Auslegung und Konstruktion erfolgte die Kosten- und Investitionsrechnung der Pilotanlage. In einem weiteren Schritt wird ein Vergleich der Leistung der Pilotanlage mit unterschiedlichen Ausrichtungen Nord/Süd, Ost/West im Ötztal und in Calama (Atacamawüste) durchgeführt. Um die Leistungen der einachsigen nachgeführten Pilotanlage besser zu verdeutlichen, wurden zusätzliche Simulationen mit einer stationären Anlage an beiden Standorten mit unterschiedlichen Ausrichtungen durchgeführt. Abschließend wird die Pilotanlage in Unterried 39, A-6444 Längenfeld aufgebaut und in Betrieb genommen.

## 1.3. Geschichte der Photovoltaik

Bereits im Jahr 1839 entdeckte der französische Wissenschaftler Alexandre Edmond Becquerel den photoelektrischen Effekt. Alexandre Edmond Becquerel war der Vater von Antoine Henri Becquerel, nach dem die Einheit der Aktivität von radioaktiven Stoffen benannt ist. Bei einem seiner Experimente steckte er zwei beschichtete Platinelektroden

in einen Behälter mit einem Elektrolyten und bestimmte den zwischen den Elektroden fließenden Strom. Dabei konnte er feststellen, dass sich bei unterschiedlicher Lichtbestrahlung die Stromstärke ändert. Dabei treten Elektronen unter Lichteinfall aus einem Festkörper aus, dies wird auch als äußerer Photoeffekt bezeichnet.

Der britische Ingenieur Willoughby Smith und sein Assistent Joseph May stellten 1873 fest, dass der Halbleiter Selen durch Bestrahlung seinen Widerstand ändert. Sie waren somit die Ersten die den für die PV so wichtigen inneren Photoeffekt beobachten konnten. Beim inneren Photoeffekt werden Elektronen im Halbleiter aus ihren Bindungen gerissen und stehen somit als freie Ladungsträger im Festkörper zur Verfügung. 1876 fanden die beiden Forscher William Adams und Richard Day heraus, dass ein mit Platinelektroden versehener Selenstab elektrische Energie produzieren kann, wenn man ihn dem Licht aussetzt. Somit wurde zum Ersten mal bewiesen, dass ein Festkörper Lichtenergie direkt in elektrische Energie umwandeln kann. Sieben Jahre später baute der New Yorker Wissenschaftler Charles Fritts ein Modul aus Selenzellen mit einer Fläche von circa 30 cm<sup>2</sup>. Dabei beschichtete er die Selenzellen mit einer sehr dünnen Elektrode aus Gold. Der Wirkungsgrad betrug damals schon knapp 1 %.

In den darauf folgenden Jahren wurden die physikalischen Hintergründe des Photoeffekts immer besser erforscht. Einen bemerkenswerten Anteil daran hatte Albert Einstein (1879-1955), der 1905 seine Lichtquantentheorie vorstellte und dafür 16 Jahre später den Physik Nobelpreis erhielt.

Der amerikanische Nobelpreisträger William B. Shockley präsentierte 1950 eine Erklärung für die Funktionsweise des "pn" - Übergangs und legte somit den Grundsatz für die heute verwendeten Solarzellen. Mit Hilfe dieses Wissens konnten 1954 Daryl Chapin, Calvin Fuller und Gerald Pearson die ersten Silizium-Solarzellen mit einem Wirkungsgrad von bis zu 6 % herstellen. In den darauffolgenden Jahren konnte der Wirkungsgrad bis auf 10 % gesteigert werden. Damals lag der Preis pro Watt bei mehr als dem 1000-Fachen des heutigen Preises, was dazu führte, dass diese PV - Module nur in Sonderanwendungen wie zum Beispiel der Raumfahrt in Frage kamen. Im März 1958 startete erstmals ein Satellit (Vanguard I) mit Solarzellen an Board in die Umlaufbahn. Dieser Satellit wurde mit zwei Sendern ausgestattet, ein Sender wurde mit Quecksilberbatterien und ein weiterer Sender mit sechs Solarzellen betrieben. Ersterer stellte bereits nach 20 Tagen den Betrieb ein, der zweite Sender arbeitete bis ins Jahr 1964. Dieser enorme Erfolg führte dazu, dass sich die PV als Energiequelle für Satelliten durchsetzen konnte und somit von der Raumfahrt vorangetrieben wurde.

In den 1970er - Jahren wurde damit begonnen, die PV zur Versorgung entlegener technischen Einrichtungen wie zum Beispiel Sendeanlagen, Signalsysteme oder auch in alpinen Hütten einzusetzen. Zudem fanden erneuerbare Energieformen während der Ölkrise in den 1970er - Jahren vermehrt Zuspruch. Durch den Störfall im Atomkraftwerk Harrisburg Three Mile Island (TMI) im März 1979 bei dem es zu einer Kernschmelze kam und vor

allem die Reaktorkatastrophe im April 1986 in Tschernobyl, wurden die Regierungen unter Druck gesetzt neue Lösungen in der Energieversorgung anzustreben. Vor allem Länder wie die USA, Japan und Deutschland investierten in den späten 1980er-Jahren viel in Forschungsprogramme [4].

## 1.4. Theoretische Grundlagen Sonne und Sonnenstrahlung

Alles Leben auf der Erde basiert auf der Sonnenstrahlung. Ebenso basiert die Nutzung der PV auf dem Vorhandensein von Sonnenlicht. Daher lohnt es sich, einen genaueren Blick auf die Eigenschaften, wie Strahlungsangebot, Strahlungsarten und Strahlungsintensität, zu werfen.

### 1.4.1. Die Sonne

Die Energie der Sonne entsteht durch einen mehrstufigen Fusionsprozess. Wasserstoffkerne, die im Kern der Sonne als Plasma vorliegen, werden durch den enormen Druck und die Gravitation in der Sonne von Wasserstoff zu Helium. Schätzungen zufolge beträgt das Alter der Sonne circa 5 Milliarden Jahre. Während dieses Zeitraums reduzierte sich die Wasserstoffkonzentration auf circa 92%, wobei die Heliumkonzentration auf circa 8% anstieg. Mit dem derzeitigen Vorrat an Wasserstoff ist es der Sonne möglich, die jetzige Leistung über die nächsten 106 Milliarden Jahre abzugeben. Von den  $4 \cdot 10^{26}$  Watt Strahlungsleistung, welche die Sonne abgibt, erreichen  $2 \cdot 10^{17}$  Watt die Erde. Zum Vergleich, der derzeitige Energiebedarf der Menschheit beträgt circa  $1,13 \cdot 10^{13}$  Watt. Aufgrund des hohen Druckes im Kern der Sonne, besitzt dieser eine mittlere Dichte von  $10^5 \text{ kg/m}^3$ , das entspricht circa dem achtfachen der Dichte von Blei. Daraus erschließt sich, dass der Kern ungefähr 15% des Sonnenvolumens einnimmt und zugleich 35-40% der Sonnenmasse enthält [5].

### 1.4.2. Sonnenstrahlung

In Tabelle 1 werden einige wichtige Eigenschaften der Sonne und der Erde einander gegenübergestellt.

Tabelle 1 Eigenschaften der Sonne und Erde.

Eigenschaften	Einheit	Sonne		Erde	
		Symbol	Wert	Symbol	Wert
Durchmesser	<i>km</i>	$d_{Sonne}$	1.392.520	$d_{Erde}$	12.756
Oberflächentemperatur	<i>K</i>	$T_{Sonne}$	5.778	$T_{Erde}$	288
Mittelpunkttemperatur	<i>K</i>	$T_{Sonne_{mittel}}$	15.000.000	$T_{Erde_{mittel}}$	6.700
Abgestrahlte Leistung	<i>W</i>	$P_{Sonne}$	$3.845 \cdot 10^{26}$		
Abstand Sonne Erde	<i>km</i>	$r_{SE}$	$149.6 \cdot 10^6$		

Das Spektrum der solaren Strahlung reicht von ultravioletter über den sichtbaren bis hin zum infraroten Anteil. Abbildung 2 zeigt das elektromagnetische Strahlenspektrum mit

den dazugehörigen Wellenlängen. Der für das menschliche Auge sichtbare Strahlungsbereich besitzt eine Wellenlänge von 380-780 nm und wird als Licht bezeichnet. Auf einer Seite wird dieser Bereich durch das kurzwellige und damit energiereichere Ultraviolette Licht (UV-Licht) und auf der anderen Seite durch das langwellige und energieärmere Infrarote Licht (IR-Licht) begrenzt.

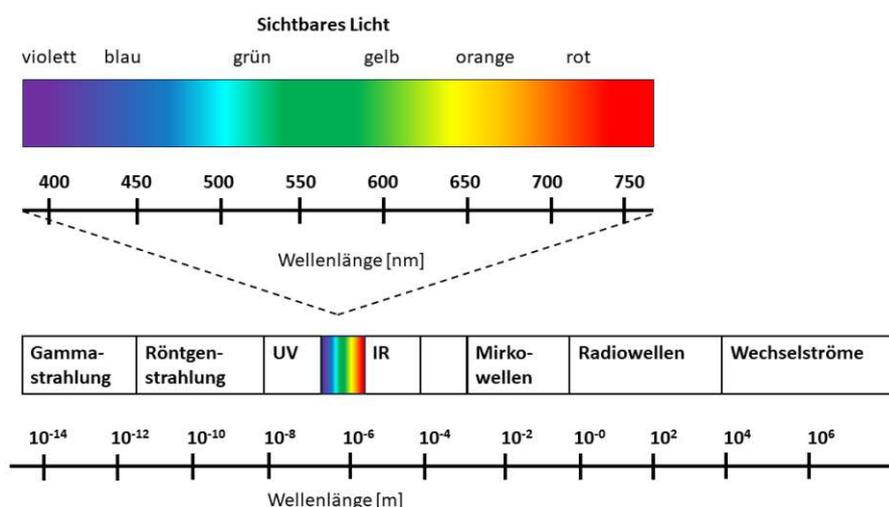


Abbildung 2 Elektromagnetische Strahlungsspektrum mit den dazugehörigen Wellenlängen [6].

**Global Horizontal Irradiance (GHI)** Die Globalstrahlung bezeichnet den Anteil der Sonnenstrahlung, die auf die Erdoberfläche trifft (Abb. 3). Etwa 50 % des gesamten auf die Erdatmosphäre eingestrahnten Sonnenlichtes erreichen die Erdoberfläche. Dieser Anteil ist die Globalstrahlung *GHI*. Sie setzt sich aus diffuser Strahlung *DHI* und direkter Strahlung *DNI* in Abhängigkeit des Zenitwinkels  $\theta_{Zenit}$  zusammen (Gl. 1).

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos(\theta_{Zenit}) \quad [W/m^2] \quad (1)$$

GHI: Global Horizontal Irradiance [W/m<sup>2</sup>]

DNI: Direct Horizontal Irradiance [W/m<sup>2</sup>]

DHI: Diffuse Horizontal Irradiance [W/m<sup>2</sup>]

$\theta_{Zenit}$ : Zenitwinkel [°]

Abbildung 3 verdeutlicht das weltweite Globalstrahlungsangebot. Die dunkelroten Bereiche, die vermehrt von +35° Nord bis -35° Süd vom Äquator auftreten, weisen ein sehr hohes Global-Strahlungsangebot auf. Das Strahlungsangebot an den beiden Polen, dargestellt in türkis / grün, weist hingegen nur ein sehr geringes Strahlungsangebot auf.

**Diffuse Horizontal Irradiance (DHI)** Bei der Diffusstrahlung handelt es sich um den Anteil der Globalstrahlung, der in der Atmosphäre gestreut wird (Abb. 4). Die Streuung wird unterteilt in Rayleigh-Streuung und Mie-Streuung. Die Diffusstrahlung trägt

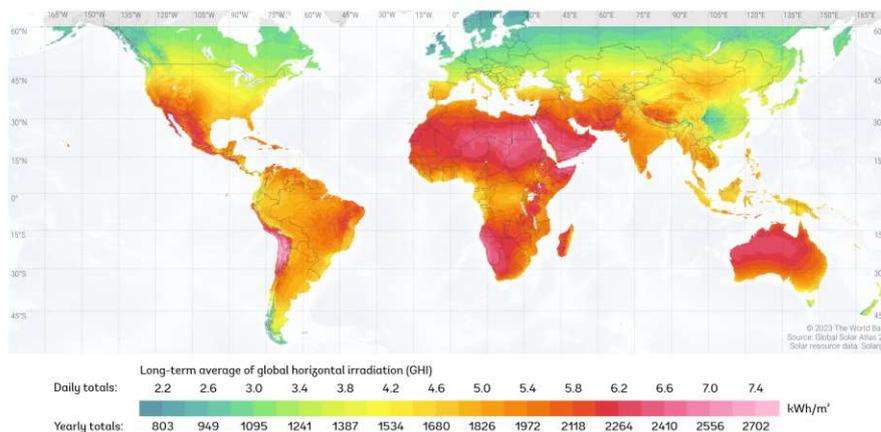


Abbildung 3 Übersicht der Globalstrahlung (GHI) in kWh/m<sup>2</sup> [7].

allerdings sowohl in der Solarthermie als auch in der Photovoltaik einen Teil zur Energieerzeugung bei, solange es sich um eine nicht konzentrierende Anlage handelt.

**Direct Normal Irradiance (DNI)** Die Direktstrahlung ist der Anteil der Globalstrahlung, der nicht gestreut wird und direkt auf eine Oberfläche auftrifft (Abb. 4). Direkte Strahlung hat eine höhere Energieintensität und kann im Gegensatz zu diffuser Strahlung konzentriert werden.

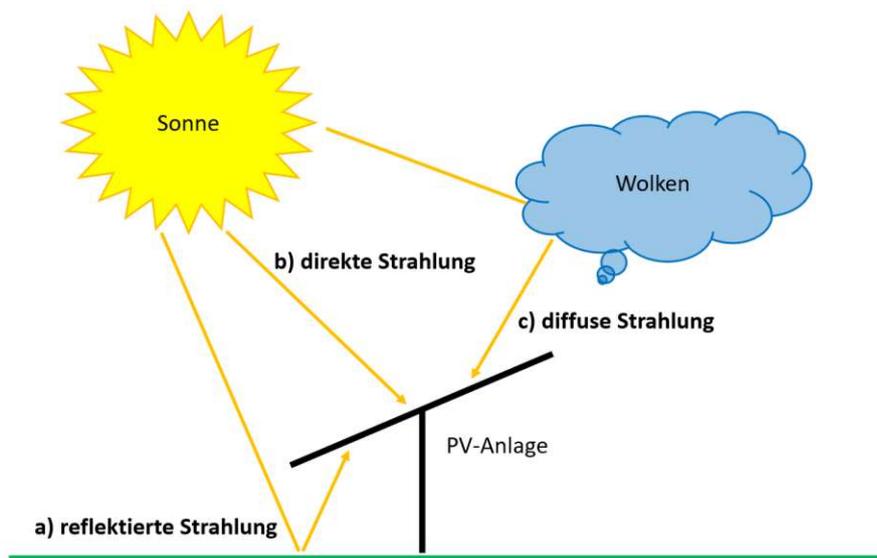


Abbildung 4 Strahlungsarten die auf eine PV - Anlage wirken: a) reflektierte Strahlung, b) direkte Strahlung (DNI), c) diffuse Strahlung (DHI).

### 1.4.3. Albedo (ALB)

Wenn Sonnenlicht auf die Erdoberfläche gelangt, wird ein Teil davon absorbiert und ein Teil reflektiert. Albedo bezeichnet die relative Menge des Lichts, das eine Oberfläche reflektiert, im Vergleich zum gesamten auf sie fallenden Sonnenlicht. Oberflächen, die einen Großteil des Lichts reflektieren, sind hell und weisen einen hohen Albedo auf. Oberflächen,

die nur mäßig bis garnicht reflektieren, sind dunkel und haben einen niedrigen Albedo. Albedowerte liegen immer zwischen 0 und 1. Ein Albedowert von 0,9, welcher dem Wert einer frischen Schneedecke entspricht, bedeutet, dass 90 % der einfallenden Strahlung reflektiert wird. In Tabelle 2 sind verschiedene Albedowerte für unterschiedliche Untergrundarten aufgeführt [4].

Tabelle 2 Albedowerte für unterschiedliche Untergrundarten [4].

Material / Untergrund	Albedo (ALB)
Wälder	0,05...0,18
Heidefläche	0,10...0,25
Asphalt	0,15
Rasen	0,18...0,23
Beton, verwittert	0,2
Gras (Juli / August)	0,25
unbestellte Felder	0,26
Beton, sauber	0,3
Schneedecke alt	0,45...0,7
Schneedecke neu	0,8...0,9

#### 1.4.4. Sonnenintensität

Die nutzbare Strahlungsleistung hängt im Wesentlichen von der Position und Einstrahlungsrichtung der Sonne zur PV-Anlage ab. Allgemein lässt sich der Sonnenstand an einem festen Bezugssystem der Erdoberfläche durch den Höhenwinkel und dem Azimutwinkel definieren. Der Azimutwinkel stellt dabei auf der Nordhalbkugel der Erde eine Verbindung zwischen Sonne und Apertur und südlicher Himmelsrichtung her. Für den Sonnenwinkel  $h_s$  und dem Zenitwinkel  $\theta_{Zenit}$  gilt folgender Zusammenhang (Gl. 2).

$$90^\circ = h_s + \theta_{Zenit} \quad [^\circ] \quad (2)$$

$h_s$ : Sonnenwinkel [°]

$\theta_{Zenit}$ : Zenitwinkel [°]

Eine zusätzliche Winkelabweichung bei entsprechender Neigung der Apertur zur horizontalen Ebene gibt der Neigungswinkel an. Abbildung 5 zeigt die für die Berechnung des Sonnenstands benötigten Winkel. Auf die exakte Berechnung der einzelnen Winkel wird in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen.

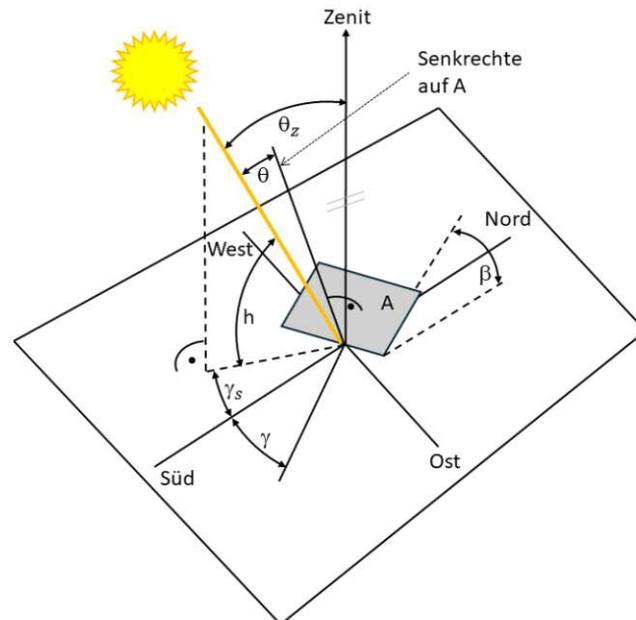


Abbildung 5 Sonnenstand mit den dazugehörigen Winkeln [5].

## 1.5. Bestandteile einer einachsigt nachgeführten PV - Anlage mit Direkteinspeisung

PV - Anlagen bestehen aus einzelnen Bauteilen, die perfekt aufeinander abgestimmt sein sollten, damit ein störungsfreier Betrieb und ein optimaler Energieertrag über die gesamte Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren sichergestellt werden kann. Grundsätzlich kann eine PV - Anlage in fünf Teilbereiche aufgeteilt werden.

### 1.5.1. PV - Module

Ein PV - Modul besteht aus Solarzellen, die das Licht umwandeln, elektrischen Leitern, einem Glas auf der Vorderseite zum Schutz und einem Rahmen. Bei Glas - Glas - Modulen ist es möglich, den Rahmen zu entfernen. In diesem Fall sind die PV - Zellen von zwei Seiten von Gläsern umgeben. Es besteht die Möglichkeit, die Rückseite entweder mit Folie oder Glas zu schützen. Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl von Technologien, die verwendet werden können, um Solarzellen herzustellen. Kristalline Solarzellen werden durch ihren Kristall - und Zellaufbau von Dünnschichtzellen unterschieden. Kristalline Solarzellen, die derzeit über 90 % der globalen Produktion ausmachen, dominieren den PV - Markt. Neue Technologien wie organische Solarzellen oder kristalline Solarzellen mit mehreren Bandabständen sind noch weit weg von der Markteinführung und befinden sich in einer frühen Entwicklungsphase. Kristalline Solarzellen werden je nach Halbleitermaterial in mono- und polykristalline Solarzellen unterteilt [8].

**Monokristalline Solarzellen** werden aus Wafern hergestellt, die aus einem Siliziumkristall herausgeschnitten werden. Aus diesem Grund haben diese Zellen auch eine einheitliche

Oberfläche. Die Herstellungskosten dieser Zellen sind etwas höher als bei polykristallinen Zellen und haben in der Regel einen höheren Wirkungsgrad. Unter Laborbedingungen haben monokristalline Zellen bereits Wirkungsgrade von mehr als 26 %. Aufgrund der sinkenden Kosten und höheren Effizienz werden monokristalline Zellen immer häufiger verwendet [9].

**Polykristalline Solarzellen** bestehen aus mehreren Siliziumkristallen, die sich während der Produktion frei gebildet haben. Die Module sind durch die einfachere Herstellung günstiger als die monokristallinen Module, haben aber auch einen geringeren Wirkungsgrad. Inzwischen können polykristalline Module im Labor einen Wirkungsgrad von mehr als 23 % erreichen. Aufgrund der niedrigeren Kosten dominierte diese Zelle für viele Jahre den PV - Markt [9].

**Dünnschichtzellen** gibt es in einer Vielzahl von Ausführungen. Sie variieren je nach Substrat und aufgedampften Stoffen. Es gibt eine breite Palette an Eigenschaften und Wirkungsgraden. Vor allem die Dicke der Schicht unterscheidet dünnschichtige Zellen von herkömmlichen Siliziumzellen. Die amorphe Siliziumzelle ist die am weitesten verbreitete Dünnschichtzelle. Mikrokristallines Silizium, Galliumarsenid, Cadmiumtellurid oder Kupfer - Indium - Schwefel - Selen - Verbindungen (CIGS - Zellen) sind andere Materialien, die für Dünnschichtzellen verwendet werden. Der Wirkungsgrad von Dünnschichtzellen reicht von 14 % bis 23 %. Allerdings haben diese Zellen einen großen Vorteil in Bezug auf ihren umfangreichen Einsatzbereich, der von aufrollbaren Flächen auf Rucksäcken bis hin zu Großflächenanlagen reicht [9].

**Bifaziale PV - Module** können Sonnenstrahlung sowohl auf der Vorder- als auch auf der Rückseite des Moduls in Strom umwandeln. Dafür werden spezielle PV - Zellen in Glas - Glas - Modulen verwendet. Der Vorteil dieser Module besteht darin, dass der Albedo - Effekt zu einem deutlichen Mehrertrag führt. Zum Beispiel reflektiert Schnee bis zu 90 % der Strahlung zurück, klassischer Rasen 18 % bis 25 % und Wasser weniger als 10 % [9].

### 1.5.2. Wechselrichter

Gleichstrom der PV - Module wird vom Wechselrichter in den Wechselstrom des Stromnetzes und der Stromverbraucher umgewandelt. Neben seiner Hauptfunktion steuert der Wechselrichter auch die PV - Anlage und sorgt dafür, dass alle Parameter wie zum Beispiel die richtige Spannung und Frequenz eingehalten werden. Falls das Stromnetz einer Störung unterliegt, kann je nach Art des Wechselrichters auch ein Inselnetz aufgebaut werden [9].

### 1.5.3. Lagerung

Als Lagerung werden sehr häufig Stehlager mit einem viereckigem beziehungsweise rundem Profil verwendet. Es sind Profile von bis zu 150 x 150 mm oder bei Rohrprofilen Außendurchmesser bis zu 150 mm möglich. Derartige Stehlager eignen sich aufgrund der güns-

tigen Eigenschaften besonders gut; sie sind wartungsarm, einfach zu montieren, gleichen Fluchtungsfehler aus und haben eine hohe Belastbarkeit und geringes Gewicht.

#### 1.5.4. Tracking

Solartracker lassen sich anhand ihres Tracking - Mechanismus in Passive und Aktive Tracking Systeme unterteilen. Beide Arten können sowohl mit einachsigen als auch zweiachsigen Nachführstrukturen realisiert werden [10].

**Passive Tracking Systeme** erwärmen mithilfe der Sonne eine in Behältern gelagerte Flüssigkeit, die an den Seiten von PV-Modulen angebracht sind. Die Idee ist die Erwärmung dieser Flüssigkeit mit anschließender Umwandlung in ein Gas. Auf dieser Seite des PV-Moduls kann das expandierte Gas die schwerere Flüssigkeit in den verschatteten Behälter drücken und das Gewicht bewegen. Dies verursacht einen Gasdruck, der das Modul in Bewegung setzt. Diese Methode der Nachführung ist unkompliziert, da sie keinen elektronische Steuerung und keine Motoren benötigt. Allerdings hat dieses System nur eine begrenzte Präzision und ist bei niedrigen Temperaturen nicht funktionsfähig. In Abbildung 6 ist der Arbeitsablauf eines passiven Trackers dargestellt.

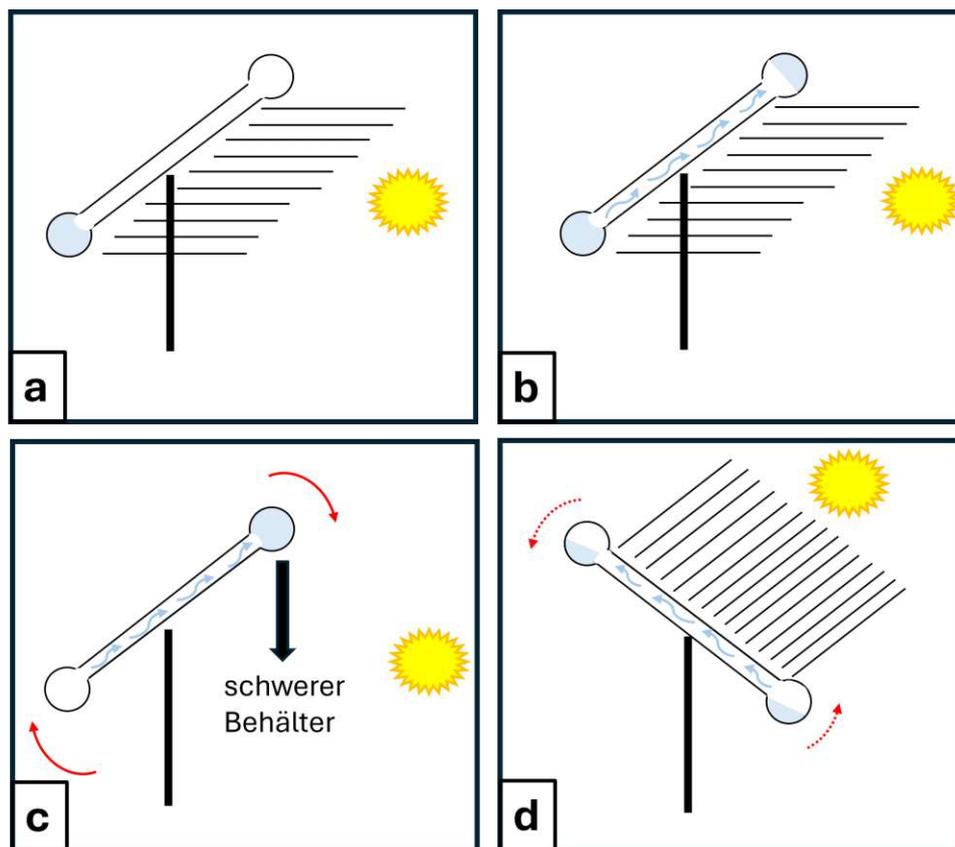


Abbildung 6 Arbeitsablauf passiver Tracker [11]: a) Sonne erwärmt den nicht beschatteten Behälter; b) Die Flüssigkeit steigt im Kupferrohr auf; c) Der schwere Behälter bewegt den Tracker; d) Durch die Sonneneinstrahlung steigt der Dampfdruck der Flüssigkeit, durch die Verschiebung des Gewichts rotiert das Ganze bis es im Gleichgewicht ist.

**Aktive Tracking Systeme** sind Nachführsysteme, bei der die PV - Module mithilfe eines elektrischen Mechanismus zur Sonne ausgerichtet werden. Im Vergleich zu passiven Trackern haben aktive Tracker eine höhere Genauigkeit beim Tracking [12]. Auf der Grundlage ihrer Funktionsweise lassen sich aktive Tracker weiter in zwei Kategorien einteilen: astronomische und sensorbasierte Solartracker. Bei beiden Systemen werden die PV - Module so nachgeführt, dass diese im rechten Winkel zu Sonne stehen. Der einzige Unterschied liegt lediglich darin, wie die jeweilige Sonnenposition bestimmt wird [13].

**Astronomische Tracker** verwenden astronomische Berechnungen und Daten zur Bestimmung der exakten Position des Sonnenstands. Es sind verschiedene Parameter erforderlich, darunter Längengrad, Breitengrad, Datum und Uhrzeit. Ein Algorithmus nutzt die gewonnenen Werte, um die Ausrichtung der PV - Module zu kontrollieren. Astronomische Tracker erfordern weder eine direkte Sonnenerkennung noch Sensoren, da sie vorab entwickelte astronomische Modelle nutzen. Darüber hinaus ermöglicht die sensorlose Verwendung einen niedrigen Energieverbrauch und die Positionierung der PV - Module ist normalerweise sehr genau [13]. Es ist jedoch notwendig, auch örtliche Umstände, wie Verschattungen durch mehrere Modulreihen oder Bäume zu berücksichtigen.

**Sensorbasierte Solartracker** verwenden Sensoren zur Echtzeiterfassung des aktuellen Sonnenstands. Dabei wird die Sonneneinstrahlung von den Sensoren aufgezeichnet. Diese werden dem Algorithmus zur Verfügung gestellt, der die PV - Module dann entsprechend einstellt. Die häufigsten Arten von Sensoren sind Helligkeitssensoren, die auch als Light Dependent Resistor (LDR) bezeichnet werden, da sie in der Lage sind, die Lichtstärke und den Schatten zu ermitteln. Es existieren auch zusätzliche Sensoren wie Infrarotsensoren oder Global Positioning System (GPS), die auch zur Bestimmung des Sonnenstands genutzt werden können. Tracker, die auf Sensoren basieren, sind anpassungsfähiger und reagieren besser auf die örtlichen Gegebenheiten und Umweltveränderungen. Dabei ist eine konstante Stromversorgung notwendig. Die beiden Methoden weisen sowohl Vor- als auch Nachteile auf und werden je nach Bedarf und Umgebungssituation angewendet [13].

#### 1.5.5. Unterkonstruktion / Stahlbau

Die Unterkonstruktion einer nachgeführten PV - Anlage besteht in der Regel aus feuerverzinkten Stahl - oder Aluminium Profilen, welche mittels Schraub - und/oder Klemmverbindungen miteinander verbunden werden. Aufgrund der Tatsache, dass die konstruktive Komplexität der Unterkonstruktion relativ gering ist, können die Herstellungskosten der Trägerprofile für die Wirtschaftlichkeitsberechnung in €/kg festgelegt werden.

### 1.6. Nachgeführte Photovoltaiksysteme

In diesem Unterkapitel werden die unterschiedlichen Typen von nachgeführten Systemen dargestellt. Unter nachgeführten Systemen werden Solar - Tracking - Systeme bezeichnet, die den Ertrag von Solarstrom steigern, indem sie die PV - Module der Sonne durch eine oder zwei Achsen nachführen. Es wird angenommen, dass nachgeführte Systeme die höch-

te Ertragssteigerung erzielen, weil sie das PV-Modul für die einfallende Sonnenstrahlung optimal ausrichten [13]. Wenn der Neigungswinkel des Moduls mit den täglichen und saisonalen Änderungen des Sonnenstands synchronisiert ist, erreichen monofaziale Module ihre maximale Leistung. Ein idealer Solartracker würde es den Solarzellen ermöglichen, genau auf die Sonne zu zeigen und gleichzeitig Änderungen des Höhenwinkels, des Breitenversatzes und des Azimutwinkels der Sonne während des Tages auszugleichen [14]. Ein- und zweiachsige Solartracking-Systeme sind die beiden Hauptmodelle, die sich im Freiheitsgrad der Bewegung unterscheiden. Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die Merkmale dieser beiden Modelle.

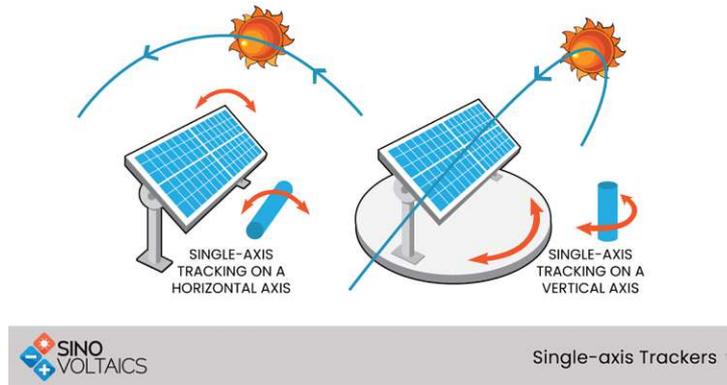
### 1.6.1. Einachsige Nachführung

Ein einachsiges Nachführsystem besitzt nur einen Freiheitsgrad, bei dem das Solarpanel von Ost nach West wandert. Dieses System ist in drei verschiedenen Arten erhältlich: horizontales einachsiges Nachführungssystem, vertikales einachsiges Nachführungssystem und geneigtes einachsiges Nachführungssystem [15].

In der Regel wird ein horizontal einachsiger Tracker verwendet, um die Bewegung der Sonne nach Süden und Norden zu verfolgen, was den saisonalen Weg der Sonne entspricht. Es ist möglich, den Höhenunterschied der Sonne zu verfolgen. In der Regel wird ein vertikal einachsiger Tracker verwendet, um sie von Osten nach Westen zu verfolgen, was dem täglichen Weg der Sonne entspricht [13].

Im horizontalen System bewegt sich die Achse horizontal im Bezug zum Boden, und die Vorderseite des Moduls ist parallel zur Drehachse ausgerichtet. Im vertikalen System bewegt sich die Achse vertikal im Bezug zum Boden, und die Vorderseite des Moduls ist in einem Winkel zur Rotationsachse ausgerichtet [15]. Abbildung 7a zeigt die Bewegungen der Rotationsachsen dieser beiden Systeme.

Beim geneigten Nachführungssystem ist die Modulvorderseite normalerweise parallel zur Rotationsachse ausgerichtet, ähnlich wie beim horizontalen System. Die Rotationsachsen liegen zwischen der horizontalen und vertikalen Achse. Die Nachführung führt zu einer zylindrischen Bewegung, die symmetrisch um die Rotationsachse herum verläuft. Abbildung 7b zeigt einen solchen Solartracker.



a) Einachsige Nachführung eines PV - Systems [16].



b) Geneigte Nachführung eines PV - Systems [16].

Abbildung 7 Einachsige und geneigte Nachführung eines PV - Systems [16].

### 1.6.2. Zweiachsige Nachführung

Um eine Erhöhung des Ertrags pro Modul zu erreichen, wird ein Tracker mit zwei Achsen verwendet. Diese bestehen aus einer vertikalen und einer horizontalen Achse, die in der Regel senkrecht zueinander stehen. Diese Tracker können in verschiedenen Varianten ausgeführt werden wie in Abbildung 8 gezeigt.

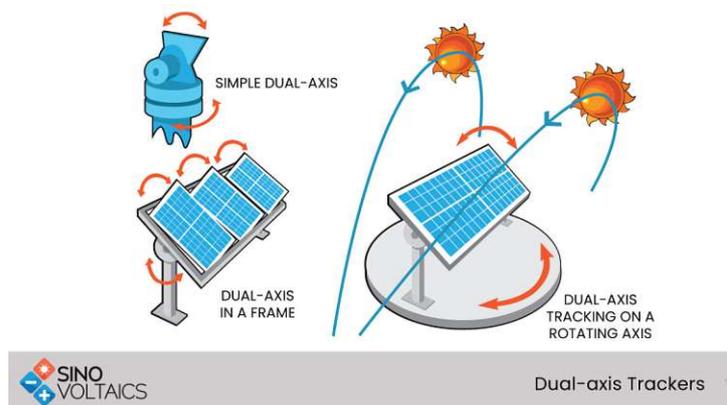


Abbildung 8 Zweiachsige Nachführung eines PV - Systems [16].

## 2. Methodik

Das Kapitel Methodik besteht aus fünf Unterkapiteln und ist in zwei Themenblöcke aufgeteilt. Zum einen in die Auslegung und Konstruktion der PV-Anlage in Längenfeld (Ötztal) und zum anderen in die Auswertung und Vergleich der PV-Anlage im Alpenraum (Ötztal) und mit dem Standort in Calama (Atacamawüste). Dies ist in Abbildung 9 zusammengefasst dargestellt.

Das zweite bis vierte Unterkapitel befasst sich mit der Auslegung und Konstruktion der PV-Anlage in Längenfeld (Ötztal). Im Unterkapitel Finanzierung werden die Investition, Amortisation und Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage erarbeitet. Im fünften Unterkapitel wird der Vergleich der PV-Anlage in Bezug auf das PV-Nachführsystem und deren Ausrichtung verglichen. Zu guter Letzt wurden diese Erkenntnisse mit der gleichen Anlage in der Atacamawüste gegenübergestellt.

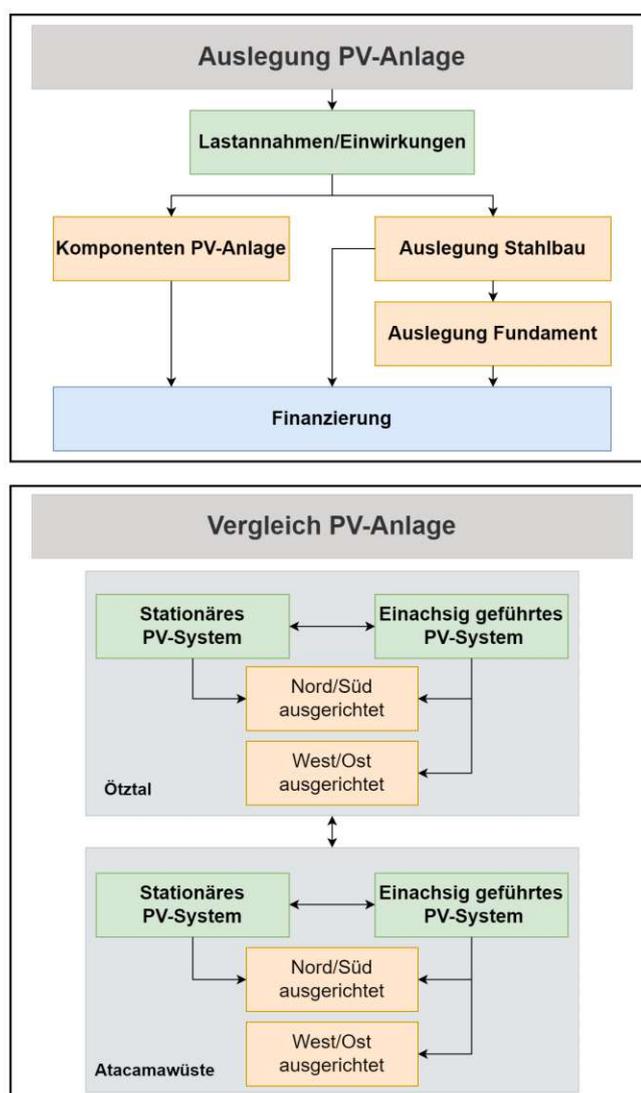


Abbildung 9 Übersicht zur Auslegung und Konstruktion der PV-Anlage und dem Vergleich der PV-Anlage.

## 2.1. Lastenannahmen

Im Folgenden werden die wirkenden Lasten durch Wind und Schnee und ihre Kombination auf die PV-Anlage beschrieben. Die PV-Anlage wird auf den Grenzzustand der Tragfähigkeit (ULS) ausgelegt und nicht auf den Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit (SLS). Das heißt, das Tragwerk muss bestimmten Einwirkungen standhalten ohne zu Versagen.

Die Einwirkungen durch Wind und Schnee sind vorübergehende Bemessungssituationen und werden als veränderliche Einwirkungen mit einem Teilsicherheitsbeiwert  $\gamma_Q$  von 1,5 angesetzt, sofern nichts anderes beschrieben wird.

### 2.1.1. Einwirkung - Wind

Die Windeinwirkung wurde anhand der ÖNORMEN 1991-1-4 [17] und der dazugehörigen Nationalen Festlegung [18] definiert. Dabei wird in einem ersten Schritt der Böengeschwindigkeitsdruck  $q_p$  ermittelt. Danach wird der Außen- und Innenwinddruck auf die PV-Anlage bestimmt. Die PV-Module müssen einen größeren Widerstand aufweisen als der wirkende Druck. Das Tragwerk und der Antrieb der PV-Anlage wird anhand der Windkraft ausgelegt.

Die Grundwerte für die Basiswindgeschwindigkeit  $v_{b,o}$  und der Basisgeschwindigkeitsdruck  $q_{b,0}$  können der Tabelle A.1 aus der ÖNORM B 1991-1-4 [18] entnommen werden. Die Basiswindgeschwindigkeit  $v_b$  ermittelt sich nach Gleichung 3; wobei der Richtungsbeiwert  $c_{dir}$  und der Jahreszeitenbeiwert  $c_{season}$  als 1,0 angenommen wird [17]. Daraus ergibt sich  $v_b = v_{b,o}$ . Der Basisgeschwindigkeitsdruck  $q_b$  (Gl. 4) resultiert aus der Basiswindgeschwindigkeit und der Luftdichte  $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$ . Die Geländekategorie, in welcher sich die PV-Anlage befindet, definiert sich nach Tabelle 4.1 aus der ÖNORMEN 1991-1-4 [17] und Tabelle 2 aus der ÖNORM B 1991-1-4 [18]. Der Böengeschwindigkeitsdruck (Spitzenwindgeschwindigkeitsdruck)  $q_p$  ermittelt sich nach Gleichung 5. Aufgrund der geographischen Höhenlage der PV-Anlage, darf der Abminderungsfaktor  $f_s$  angewendet werden [18]. Dieser beschreibt die Reduktion der Luftdichte mit zunehmender Höhe. Wegen der geringen Bauwerkshöhe muss keine Beurteilung der Schwingungsanfälligkeit durchgeführt werden.

$$v_b = v_{b,o} \cdot c_{dir} \cdot c_{season} \quad [m/s] \quad (3)$$

$$q_b = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_b^2 \quad [kN/m^2] \quad (4)$$

$$q_p = \left(\frac{v_p}{v_b}\right)^2 \cdot q_b \cdot f_s \quad [kN/m^2] \quad (5)$$

$v_b$ : Basiswindgeschwindigkeit [m/s]

$c_{season}$ : Jahreszeitenbeiwert [-]

$v_{b,o}$ : Grundwert Basiswindgeschwindigkeit [m/s]

$q_b$ : Basiswindgeschwindigkeitsdruck [kN/m]

$c_{dir}$ : Richtungsbeiwert [-]

$\rho$ : Luftdichte [kg/m<sup>3</sup>]

$q_p$ : Böengeschwindigkeitsdruck [kN/m<sup>2</sup>]

$v_p$ : Spitzengeschwindigkeit [m/s]

$f_s$ : Abminderungsfaktor [-]

Die resultierende Gesamtwindkraft  $F_w$  (Gl. 6) und der Gesamtwinddruck  $q_w$  (Gl. 7) ergeben sich anhand des aerodynamischen Beiwerts  $c_f$ , des Strukturbeiwerts  $c_s c_d$  und des Böengeschwindigkeitsdrucks  $q_p$ . Der Strukturbeiwert für Bauwerkshöhen kleiner als 15 m beträgt 1.0 [17]. Der aerodynamische Beiwert variiert je nach Art des Bauwerks, zum Beispiel als freistehendes Plakat oder freistehendes Dach mit einer bestimmten Neigung.

$$F_w = c_s c_d \cdot c_f \cdot q_p \cdot A_{ref} \cdot \sin(\alpha) \quad [kN] \quad (6)$$

$$q_w = c_s c_d \cdot c_f \cdot q_p \cdot \sin(\alpha) \quad [kN/m^2] \quad (7)$$

$F_w$ : Gesamtwindkraft [kN]

$c_s c_d$ : Strukturbeiwert [-]

$c_f$ : Aerodynamischer Beiwert [-]

$q_p$ : Böengeschwindigkeitsdruck [kN/m<sup>2</sup>]

$A_{ref}$ : Bezugsfläche [m<sup>2</sup>]

$\alpha$ : Maximaler Neigungswinkel PV-Module

$q_w$ : Gesamtwinddruck [kN/m<sup>2</sup>]

Die Windkraft ermittelt sich aus dem Außen- und Innenwinddruck nach Gleichung 8 und 9.

$$F_{w;e} = c_s c_d \cdot \sum_{Ofl.} w_e \cdot A_{ref} \quad [kN] \quad (8)$$

$$F_{w;i} = \sum_{Ofl.} w_i \cdot A_{ref} \quad [kN] \quad (9)$$

$F_{w;e}$ : Windkraft aus Außendruck [kN]

$c_s c_d$ : Strukturbeiwert [-]

$w_e$ : Außenwinddruck [kN/m<sup>2</sup>]

$A_{ref}$ : Bezugsfläche [m<sup>2</sup>]

$F_{w;i}$ : Windkraft aus Innendruck [kN]

$w_e$ : Außenwinddruck [kN/m<sup>2</sup>]

$w_i$ : Innenwinddruck [kN/m<sup>2</sup>]

$\sum_{Ofl.}$ : Summe Oberfläche [m<sup>2</sup>]

Die Reibungskraft  $F_{fr}$  aufgrund der Windeinwirkung parallel zur PV-Anlage wird nach Gleichung 10 berechnet. Der Windreibungsdruck ist in Gleichung 11 aufgeführt.

$$F_{fr} = c_{fr} \cdot q_p \cdot A_{ref} \quad [kN] \quad (10)$$

$$q_{fr} = c_{fr} \cdot q_p \quad [kN/m^2] \quad (11)$$

$F_{fr}$ : Windreibungskraft [kN]

$c_{fr}$ : Reibungsbeiwert [-]

$q_p$ : Böengeschwindigkeitsdruck [kN/m<sup>2</sup>]

$A_{ref}$ : Bezugsfläche [m<sup>2</sup>]

$q_{fr}$ : Windreibungsdruck [kN/m<sup>2</sup>]

### 2.1.2. Einwirkung - Schnee

Die Scheelast wurde anhand der ÖNORMEN 1991-1-3 [19] und der dazugehörigen Nationalen Festlegung [20] definiert. Für veränderliche und ständige Bemessungssituationen ist die Schneelast  $s$  für Dächer nach Gleichung 12 zu ermitteln [19]. Die charakteristische Schneelast am Boden  $s_k$  ist dem Anhang C der ÖNORMEN 1991-1-3 [20] zu entnehmen. Eine genaue Standortangabe kann der Online Karte auf Hazard Overview and Risk assessment Austria (HORA) [21] für ein 25-jähriges, 50-jähriges und 100-jähriges Ereignis entnommen werden. Der Umgebungs- und Temperaturkoeffizient ( $C_e, C_t$ ) in Gleichung 12 ist mit 1,0 anzusetzen [20]. Eine Verminderung der Schneelast durch den Temperaturkoeffizient darf nur bei zum Beispiel Gewächshäusern angewendet werden [20]. Die PV-Module werden nicht dazu gezählt. Der Formbeiwert des Schnees  $\mu_i$  liegt bei 0,8 [19]. Eine außergewöhnliche Schneelast tritt nicht ein [20].

Schneelast bei Verwehung tritt nicht auf, da keine Wände, Vorsprünge oder Aufbauten vorhanden sind. Somit wird Verwehung nicht als Lastfall berücksichtigt. Die gesamte charakteristische Schneelast, welche auf die PV-Anlage wirkt, ergibt sich aus Gleichung 13.

$$s = \mu_i \cdot C_e \cdot C_t \cdot s_k \quad [kN/m^2] \quad (12)$$

$$F_s = s \cdot A_{ref} \quad [kN] \quad (13)$$

$s$ : Schneelast [kN/m<sup>2</sup>]

$\mu_i$ : Schnee Formbeiwert [-]

$C_e$ : Umgebungskoeffizient [-]

$C_t$ : Temperaturkoeffizient [-]

$s_k$ : Charakteristische Schneelast [kN/m<sup>2</sup>]

$F_s$ : Schneelast [kN]

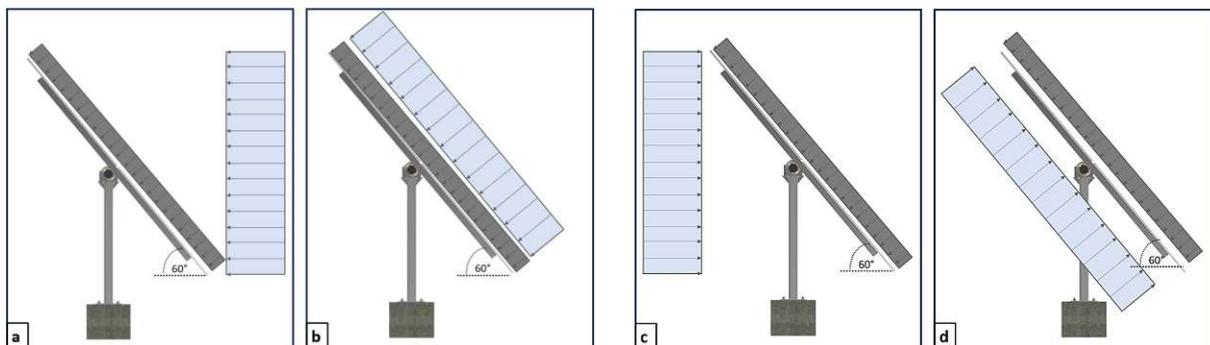
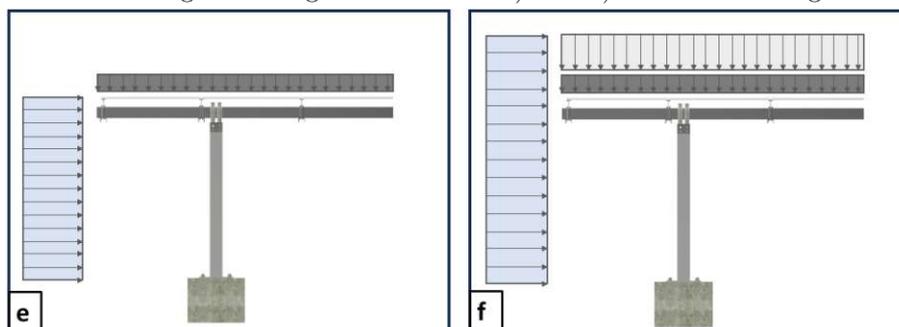
$A_{ref}$ : Bezugsfläche [m<sup>2</sup>]

### 2.1.3. Einwirkung - Kombinationen

In Abbildung 10 sind die verschiedenen Lasten, das Eigengewicht in dunkelgrau, die Windkraft in blau und die Schneelast in hellgrau dargestellt. Der maximale Neigungswinkel  $\alpha$  der PV-Anlage liegt bei 60°. Die Windlast wirkt entweder direkt auf der Oberseite auf die PV-Module oder entgegengesetzt. Die resultierende Windkraft beziehungsweise Winddruck wird im Winkel von 60° angesetzt (Abb. 10 a-d). Die Windkraft kann auch seitlich auf die PV-Anlage wirken (Abb. 10 e).

Damit die Schneelast überhaupt auf der Anlage haftet, muss der Neigungswinkel kleiner als 40° sein. Die PV-Anlage stellt sich bei Schneefall automatisch in eine Neigung von 60° ein. Bei derartig großem Neigungswinkel ist es nicht möglich, dass Schnee an den PV-Modulen haften bleibt. Das heißt, dass Schneelast und Windkraft nicht in Kombination auftreten. Die Einwirkung auf die Anlage durch die Schneelast ergibt sich, wenn die PV-Module horizontal ausgerichtet sind, das heißt der Neigungswinkel  $\alpha$  ist 0° (Abb. 10 g). In diesem Fall ist es möglich, dass eine Kombination aus Wind und Schnee herrscht (Abb. 10 f). Somit ergeben sich folgende vier Einwirkungen auf die PV-Anlage:

- Einwirkung Wind:  $+q_w$  auf PV-Module mit Neigungswinkel  $60^\circ$  (Abb. 10 b))
- Einwirkung Wind:  $-q_w$  auf PV-Module mit Neigungswinkel  $60^\circ$  (Abb. 10 d))
- Einwirkung Schnee:  $s$  auf PV-Module mit Neigungswinkel  $0^\circ$  (Abb. 10 g))
- Einwirkung Wind und Schnee:  $s$  auf PV-Module mit Neigungswinkel  $0^\circ$ ,  $+q_w$  (Abb. 10 f))

a) und b): Windeinwirkung PV-Anlage bei  $60^\circ$ c) und d): Windeinwirkung PV-Anlage bei  $60^\circ$ 

e) und f): Windeinwirkung seitlich zur PV-Anlage ohne und mit Schnee



g): Schneeeinwirkung

Abbildung 10 a) bis g) zeigen die verschiedenen wirkenden Lasten auf die PV-Anlage. Das Eigengewicht ist in dunkelgrau dargestellt, der Wind in blau und in grau der Schnee.

## 2.2. Komponenten der PV - Anlage

Im Folgenden wird aufgezeigt, nach welchen Kriterien die Komponenten der PV - Anlage definiert wurden.

### 2.2.1. Antrieb (einachsige Nachführung)

Die Auslegung des Antriebs wird anhand der ermittelten Windlast aus Kapitel 2.1.1 bemessen. Die maximale Neigung der PV-Module  $\alpha$  liegt bei  $60^\circ$ . Die wirkenden Kräfte in y und z Richtung ermitteln sich anhand Gleichung 14- 15. Das resultierende Moment, welches auf den Antrieb wirkt ist in Gleichung 16 dargestellt [22]. Der Nachweis (Gl. 17) ist erfüllt, wenn das wirkende Moment  $M_{Ed}$  vom ausgewählten Antrieb aufgenommen werden kann ( $M_{max}$ ).

$$F_y = F_w \cdot \cos(\alpha) \quad [kN] \quad (14)$$

$$F_z = F_{G;kN} + F_w \cdot \sin(\alpha) \quad [kN] \quad (15)$$

$$M_{Ed} = F_{G;kN} \cdot b_1 \cdot \cos(\alpha) - F_w \cdot a_1 \quad [kNm] \quad (16)$$

$$M_{Ed} \leq M_{max} \quad [kNm] \quad (17)$$

$F_y$ : Einwirkung in y-Richtung [kN]

$F_w$ : Gesamtwindkraft [kN]

$\alpha$ : Neigungswinkel [°]

$F_z$ : Einwirkung in z - Richtung [kN]

$F_{G;kN}$ : Eigengewicht PV - Module und I - Träger [kN]

$M_{Ed}$ : Moment auf Antrieb [kNm]

$b_1$ : Abstand [m]

$a_1$ : Abstand [m]

$M_{max}$ : Maximales Aufnahmemoment Antrieb [kNm]

Mit Hilfe der Ergebnisse aus den Gleichungen 14- 16 werden weitere wichtige spezifische Anforderungskriterien an den Antrieb gestellt.

- Axiale statische Belastungen
- Axiale dynamische Belastungen
- Radiale statische Belastungen
- Radiale dynamische Belastungen
- Haltemoment
- Kippmoment
- Genauigkeit der Winkelnachführung
- Kosten
- Kommunikation und Expertise Hersteller

Jener Hersteller mit dem passenden Modell, welches die oben genannten Kriterien am besten erfüllt, wird für die PV - Anlage ausgewählt.

### 2.2.2. Tracking Unit

Grundsätzlich besteht eine Tracking Unit aus vier Baugruppen, Tracker Control Unit (TCU), Remote Sensor Unit (RSU), Network Control Unit (NCU) und einer Wetterstation mit Windsensor und Niederschlagssensor. Wobei die Wetterstation eine Unterbaugruppe der RSU ist [23].

**Tracker Control Unit (TCU)** dient dazu den Einfallswinkel zwischen dem einfallendem Sonnenlicht und dem PV-Modul zu minimieren. Dabei wird über einen Algorithmus die genaue Sonnenposition errechnet. Anschließend sendet die TCU die Signale weiter an den Antriebsmotor und dieser richtet die PV-Module exakt zur Sonne aus. Für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten können die PV-Module über eine Smartphone-App je nach Wunsch ausgerichtet werden. In Abhängigkeit von der Stromversorgung können vier Modelle unterschieden werden:

- Self Powered: TCU wird durch eine eigene Batterie betrieben, benötigt aber ein separates PV-Modul, welches die Batterie lädt [24].
- Single line: Bei dieser Variante wird die Tracking Unit über das lokale Stromnetz versorgt [24].
- String Powered: Hierbei wird die Energie direkt aus der Photovoltaik Anlage bezogen. Daher funktioniert das Nachführsystem nur bei Sonneneinstrahlung [24].
- String Powered & Backup Battery: Hier wird zur Absicherung des Systems noch eine zusätzliche Batterie verbaut [24].

**Remote Sensor Unit (RSU)** wird für die Verarbeitung der Wetterdaten benötigt. Mit Hilfe eines Anemometers wird die Windgeschwindigkeit ermittelt und an die RSU weitergeleitet. Es gibt eine Vielzahl von Anemometer, manche messen neben der Windgeschwindigkeit noch die Windrichtung. Zusätzlich kann das System mit einem Schneensensor ausgestattet werden [24].

**Network Control Unit (NCU)** dient als zentrale Stelle der Tracking Unit und stellt in regelmäßigen Zeitabständen Anfragen an die TCU und RSU und wertet die erhaltenen Daten aus. Werden zum Beispiel erhöhte Windgeschwindigkeiten gemessen, sendet die NCU ein Signal an die TCU mit dem Befehl die Module in der Safety Position (Module stehen horizontal) zu parken [24].

Es wurden bestimmte Kriterien festgelegt, nach denen der Hersteller / Lieferant für die Tracking Unit ausgewählt werden soll.

- Zuverlässigkeit des Systems
- Qualität der einzelnen Komponenten (TCU, NCU, RSU und Wetterstation)
- Referenz Projekte
- Bedienbarkeit / Nutzerfreundlichkeit

Bei der Auswahl der am besten zutreffenden Tracking Unit sollen die Kosten weniger schwer gewichtet werden. Vermehrt soll das Hauptaugenmerk auf die Zuverlässigkeit des Systems gerichtet werden, was eine hohe Qualität der einzelnen Komponenten voraussetzt.

### 2.2.3. Lagerung

Die Lagerungen von einachsigen nachgeführten PV-Anlagen werden in der Regel als geteilte Stehlager ausgeführt. Folgende Kriterien wurden für die Auswahl der Lager herangezogen:

- Hohe statische Belastbarkeit
- Temperaturbereich
- Verfügbarkeit
- Wartungsaufwand
- Axialer Versatz zulässig
- Kosten

### 2.2.4. Kriterien für die Auswahl bifazialer PV-Module

Im Folgenden sind die Kriterien für die Auswahl bifazialer PV-Module aufgeführt. Anhand dieser Kriterien wurden fünf verschiedene Hersteller (Trinasolar [25], CanadianSolar Inc. [26], RISEN ENERGY Co., LTD. [27], Luxor Solar GmbH [28] und BYD Company Limited [29]) miteinander verglichen.

**Elektrische Leistung** Die elektrische Leistung bifazialer PV-Module ist bisher noch nicht standardisiert und daher gibt es keine genormten Abläufe. Folglich sind die Herstellerangaben zu diesen Produkten nicht vergleichbar. Die meisten Hersteller geben zusätzlich die Standard Test Conditions (STC) an. Dabei variiert die Einstrahlungsstärke auf die Rückseite zwischen 5 %, 10 %, 20 % und 30 %. Manche Hersteller verwenden zusätzlich die STC-Leistung der Rückseite oder den Bifacialfaktor [30].

**Bifazialitätsfaktor** Der Bifacialfaktor ist ein Qualitätskriterium. Je niedriger der Faktor ist, desto weniger energetische Zusatzgewinne können von der Modulrückseite erwartet werden. Die Rückseite ermöglicht in der Regel 60 % bis 90 % der Nominalleistung der Vorderseite. Der zusätzliche Energieertrag der Rückseite kann von Hersteller zu Hersteller deutlich variieren. Der Bifacialfaktor wird in den meisten Fällen nicht auf den Datenblättern der Hersteller angegeben. Es ist daher empfehlenswert, den Lieferanten zu kontaktieren oder die Hersteller-Informationen über die prozentualen Zusatzerträge zu nutzen, um den Wert zu ermitteln [30].

**Anschlussdosen** Vorzugsweise müssen sich die Anschlussdosen an den bifazialen PV-Modulen neben den Silizium Zellen befinden um einer zusätzlichen Verschattung durch die Kabel vorzubeugen. Bifaziale PV-Module mit konventioneller Anschlussdose wie es bei einigen Herstellern der Fall war, sind nicht empfehlenswert [30].

**Modulrahmen** Einige Hersteller bieten bifaziale PV - Module mit einem herkömmlichen Modulrahmen an. Die Rahmenhöhe beträgt zwischen 30 und 40 mm, was in den meisten Fällen zu Verlusten an Leistung führt. Empfehlenswert sind daher Rahmenlose PV - Module. Bei diesen Produkten ist jedoch Vorsicht geboten, da bei Einwirkungen auf die Glaskanten das Element sofort komplett zerbrechen kann. Zur Befestigung der rahmenlosen PV - Module sollten möglichst flache Klemmhalter verwendet werden, sonst verursachen sie Schatten an der Moduloberfläche [30].

### 2.2.5. Wechselrichter

Wie bereits in 1.5.2 aufgezeigt wurde, nimmt der Wechselrichter eine zentrale Rolle bei der Auslegung der PV - Anlage ein. Für die richtige Wahl des Wechselrichter ist zu beachten, dass in Österreich nicht alle Wechselrichter zugelassen sind. Auf der Webseite von Österreich - Energie [31] steht eine Wechselrichterliste zum Download bereit. Grenzt man mit Hilfe der Filterfunktion die einzelnen Parameter ein, wird schnell ersichtlich, dass nur eine sehr geringe Auswahl an zugelassenen Wechselrichtern zur Verfügung steht. Zudem muss bei der Wahl des Wechselrichters berücksichtigt werden, dass die Anzahl der Maximum Power Point (MPP) Tracker  $\geq$  zwei sein muss. Um den Maximum Power Point zu erreichen und damit die Leistung der Solaranlage auf dem optimalen Stand zu halten, stehen dem MPP - Tracker verschiedene Verfahren zur Verfügung. Zwei gängige Vahrfahren sind zum Beispiel das Suchschwingverfahren (Perturb and Observe) oder die Incremental Conductance Methode. Dabei wird die Spannung innerhalb der Strings (in Reihe geschaltete Solarmodule) schrittweise erhöht. Kommt es zu einem Leistungsabfall weiß das System, dass der Maximum Power Point überschritten wurde und senkt die Spannung wieder ab. Durch diesen Vorgang kann das System flexibel auf unterschiedliche Strahlungsverhältnisse reagieren und die Solaranlage stets mit der maximalen Leistung in Betrieb halten [4]. Anschließend wurde die Wechselrichterliste mit den aktuellen Marktpreisen inklusive Lieferkosten vom 14.03.2024 ergänzt. Folgende Kriterien für die Auswahl des Wechselrichters werden angewendet:

- Nennwirkleistung 15 - 16 kWp
- Nennscheinleistung 15 - 17 kVA
- Zulassung in Österreich
- PV Wechselrichter und kein Hybrid - Wechselrichter
- Anzahl der MPP Tracker muss  $\geq$  zwei sein
- Verfügbarkeit gewährleistet

## 2.3. Auslegung Stahlbau und Fundament

Die Stahlkonstruktion der PV - Anlage setzt sich aus drei vertikalen Stützen zusammen auf welchen ein horizontaler Träger über den Antrieb und den Lagerschalen mit den

Stützen verbunden ist. Die PV-Module sind mit I-Trägern, welche rechtwinklig auf dem horizontalen Träger zu liegen kommen, verbunden.

Um die passenden Stahlprofile für die Konstruktion zu definieren, wird das Stabwerk Statik Programm RSTAB [32] verwendet (Kap. 2.3.1). Dabei wird die Beanspruchbarkeit der Querschnitte und der Stabilitätsnachweis der Bauteile nach Eurocode (EC) 3 [33] durchgeführt. Die zu verwendenden Lastfälle und Einwirkungen sind dem Kapitel 2.1.3 zu entnehmen.

Die Schraubverbindungen werden auf Schubspannung der Schraube, Lochleibung im Blech und Zugbeanspruchung des Restquerschnittes nachgewiesen [34].

Die Konstruktion der PV-Anlage erfolgt anschließend mit Hilfe von Autodesk Inventor (Kap. 2.3.3). In einem weiteren Schritt wird das Fundament aufgrund der ermittelten Schnittgrößen und Lagerreaktionen aus den RSTAB Modellen bemessen (Kap. 2.3.1, 2.3.4).

### 2.3.1. RSTAB - Modell

Für die Berechnung von Stabwerken, welche als Tragwerk verwendet werden, eignet sich das 3D Statik Programm RSTAB (Dlubal Software) [32]. Dabei steht das R für Räumlich, also die 3D Komponente. Mit RSTAB können sowohl lineare wie nichtlineare Berechnungen der Schnittgrößen erfolgen. Die Lagerreaktionen und die Verformung können ebenfalls ermittelt werden. Die wirkenden Kräfte beziehungsweise Lasten können als einzelne oder kombinierten Lastfällen als Knotenlast (kN), Stablast (kN/m) oder Flächenlast (kN/m<sup>2</sup>) definiert werden.

Bei Tragwerken aus Stahlbeton oder Spannbeton ist die Berücksichtigung der nichtlinearen Schnittgrößen notwendig, da Risse zu einer größeren Bauteilverformung und verminderter Bauteilsteifigkeit führen. Um möglichst praxistreue Ergebnisse zu erhalten, wird das nichtlineare Verfahren nach der Theorie II. Ordnung angewendet. Dabei wird das Gleichgewicht im verformten System ermittelt.

Für das Stabwerk der PV-Anlage werden zwei Modelle erstellt. Eines mit den PV-Modulen in einem Neigungswinkel von 60° und einmal horizontal (Neigungswinkel 0°).

Die Tragfähigkeit der Bauteile wird durch folgende Nachweise (Eurocode 3) geführt:

- Beanspruchbarkeit der Querschnitte (Gl. 18 - 22)
- Stabilitätsnachweis (Gl. 23 - 24)

Bei der Beanspruchbarkeit wird der Querschnitt auf die Druckbeanspruchung (Gl. 18), Biegebeanspruchung (Gl. 19) und Querkraftbeanspruchung (Gl. 20) geprüft. Bei gleichzeitiger Beanspruchung des Querschnitts aus Biegung und Normalkraft (Gl. 21, 22), sowie Biegung, Querkraft und Normalkraft wird dies ebenfalls nachgewiesen.

$$\frac{N_{Ed}}{N_{c,Rd}} \leq 1,0 \quad [-] \quad (18)$$

$$\frac{M_{Ed}}{M_{c,Rd}} \leq 1,0 \quad [-] \quad (19)$$

$$\frac{V_{Ed}}{V_{c,Rd}} \leq 1,0 \quad [-] \quad (20)$$

$$M_{Ed} \leq M_{N;Rd} \quad [\text{QK 1 \& 2}] \quad (21)$$

$$\sigma_{x;Ed} \leq \frac{f_y}{\gamma_{M0}} \quad [\text{QK 3}] \quad (22)$$

$N_{Ed}$ : Normalkraft (Druck) [kN]

$V_{c,Rd}$ : Querkrafttragfähigkeit [kN]

$N_{c,Rd}$ : Normalkrafttragfähigkeit bei Druck [kN]

$M_{N;Rd}$ : Momententragfähigkeit abgemindert  $N_{Ed}$

$M_{Ed}$ : Einwirkenden Biegemoments [kNm]

[kNm]

$M_{c,Rd}$ : Momententragfähigkeit bei Berücksichtigung  $\sigma_{x;Ed}$ : Normalspannung in Längsrichtung [N/mm<sup>2</sup>]  
von Löchern [kNm]

$f_y$ : Streckgrenze [N/mm<sup>2</sup>]

$V_{Ed}$ : Querkraft [kN]

$\gamma_{M0}$ : Teilsicherheitsbeiwert [-]

Der Stabilitätsnachweis des Tragwerks wird für Bauteile, welche auf Biegung und Druck beansprucht sind, gemäß Gleichung 23 und 24 [33] geführt.

$$\frac{N_{Ed}}{\frac{\chi_y \cdot N_{Rk}}{\gamma_{M1}}} + k_{yy} \cdot \frac{M_{y,Ed} + \Delta M_{y,Ed}}{\frac{\chi_{LT} \cdot M_{y,Rk}}{\gamma_{M1}}} + k_{yz} \cdot \frac{M_{z,Ed} + \Delta M_{z,Ed}}{\frac{M_{z,Rk}}{\gamma_{M1}}} \leq 1.0 \quad (23)$$

$$\frac{N_{Ed}}{\frac{\chi_z \cdot N_{Rk}}{\gamma_{M1}}} + k_{zy} \cdot \frac{M_{y,Ed} + \Delta M_{y,Ed}}{\frac{\chi_{LT} \cdot M_{y,Rk}}{\gamma_{M1}}} + k_{zz} \cdot \frac{M_{z,Ed} + \Delta M_{z,Ed}}{\frac{M_{z,Rk}}{\gamma_{M1}}} \leq 1.0 \quad (24)$$

$N_{Ed}, M_{y,Ed}, M_{z,Ed}$ : Druck und Moment in y-, z- Richtung [kN, kNm]

$\Delta M_{y,Ed}, \Delta M_{z,Ed}$ : Momente aus Verschiebung der QK 4 [kNm]

$\chi_y, \chi_z$ : Abminderungsbeiwert Biegeknicken [-]

$\chi_{LT}$ : Abminderungsbeiwert Biegedrillknicken [-]

$k_{yy}, k_{yz}, k_{zy}, k_{zz}$ : Interaktionsfaktoren

Zusätzlich wird im RSTAB die Spannungsanalyse nach Mises durchgeführt und die Verformung des Stabwerks betrachtet.

**Modell: PV - Module 60°** Um die Tragfähigkeit der Träger zu überprüfen wurde die Windlast  $+q_w$  einmal direkt (vorne) auf die PV-Module und einmal entgegengesetzt (hinten)  $-q_w$  angesetzt, gemäß Abbildung 10 b und 10 d. Das Modell wird mit dem Modul FUND Pro verwendet, um die Auslegung der Fundamente durchzuführen. Dabei werden ebenfalls die zwei wirkenden Lastfälle  $\pm q_w$  angewandt. Der maßgebendere Lastfall wird mit dem Lastfall aus dem Modell mit den PV-Modulen bei 0° verglichen.

**Modell: PV - Module 0°** In diesem Modell wird die Schneelast  $S$  angesetzt, um die passenden Trägerprofile zu ermitteln (Abb. 10 g). Zusätzlich wird die Lastkombination

aus Wind und Schnee angewendet. In diesem Modell wird ebenfalls das Modul FUND Pro für die Fundament - Auslegung verwendet.

### 2.3.2. Anschlüsse und Verbindungen

Im Folgenden sind die verschiedenen Anschlüsse und Verbindungen einzelner Komponenten der PV - Anlage, welche benötigt werden, beschrieben.

**Schraubverbindung** Die Schraubverbindungen werden anhand des maßgebenden Lastfalls aus den RSTAB Modellen (Kap. 2.3.1) auf Schubspannung der Schraube (Gl. 27), Lochleibung im Blech (Gl. 30) und Zugbeanspruchung des Restquerschnittes (Gl. 33) nachgewiesen [34]. Der Nachweis der Schubspannung der Schraube wird mit Gleichung 25 und Gleichung 32 durchgeführt. Die Lochleibungsspannung im Blech wird mit Gleichung 28 und Gleichung 29 nachgewiesen und die Zugbeanspruchung des Restquerschnittes mit Gleichung 31 und Gleichung 32.

$$\tau_{schub} = \frac{F}{n_{schraube} \cdot m_{schraube} \cdot A} \quad [N/mm^2] \quad (25)$$

$$\tau_{zul} = 0,3 \cdot \sigma_{schraube} \quad [N/mm^2] \quad (26)$$

$$\tau_a \leq \tau_{zul} \quad [-] \quad (27)$$

$\tau_{schub}$ : Schubbeanspruchung [N/mm<sup>2</sup>]

$F$ : Wirkende Kraft [kN]

$n_{schraube}$ : Anzahl Schrauben [-]

$m_{schraube}$ : Anzahl Schnittflächen [-]

$A$ : Schraubenquerschnitt [mm<sup>2</sup>]

$\tau_{zul}$ : Zulässige Schubspannung [N/mm<sup>2</sup>]

$\sigma_{schraube}$ : Spannung Schraube [N/mm<sup>2</sup>]

$$\sigma_{L;i} = \frac{F}{n_{schraube} \cdot d \cdot t_i} \quad [N/mm^2] \quad (28)$$

$$\sigma_{zul} = 0,7 \cdot \sigma_{bauteil} \quad [N/mm^2] \quad (29)$$

$$\sigma_{L;i} \leq \sigma_{zul} \quad [-] \quad (30)$$

$\sigma_{L;i}$ : Lochleibungsspannung [N/mm<sup>2</sup>]

$F$ : Wirkende Kraft [kN]

$n_{schraube}$ : Anzahl Schrauben [-]

$d$ : Schraubenschaft [mm]

$t_i$ : Blechstärke [mm]

$\sigma_{zul}$ : Zulässige Lochleibungsspannung [N/mm<sup>2</sup>]

$\sigma_{bauteil}$ : Spannung Bauteil [N/mm<sup>2</sup>]

$$\sigma_{Z;i} = \frac{F}{(b - n_{schrauben} \cdot d_{loch}) \cdot h} \quad [N/mm^2] \quad (31)$$

$$\sigma_{zul} = 0,7 \cdot \sigma_{bauteil} \quad [N/mm^2] \quad (32)$$

$$\sigma_{Z;i} \leq \sigma_{zul} \quad [-] \quad (33)$$

$\sigma_{Z,i}$ : Zugbeanspruchung [N/mm<sup>2</sup>] $F$ : Wirkende Kraft [kN] $b$ : Breite Blech [mm] $n_{schraube}$ : Anzahl Schrauben [-] $d_{loch}$ : Lochdurchmesser [mm] $h$ : Höhe Blech [mm] $\sigma_{zul}$ : Zulässige Zugspannung [N/mm<sup>2</sup>] $\sigma_{bauteil}$ : Spannung Bauteil [N/mm<sup>2</sup>]

**Schweißnaht** Die Schweißnahtberechnung für den Nachweis der Tragfähigkeit von Kehlnähten wird nach dem vereinfachten Verfahren nach Schneider Bautabellen [35] durchgeführt. Gleichung 37 beschreibt den Bemessungswert auf die wirksame Kehlnahtfläche bestehend aus Gleichung 34- 36. Der Bemessungswert der Tragfähigkeit der Schweißnaht ermittelt sich nach Gleichung 38. Im Vergleich zum richtungsbezogenen Verfahren ist dies einfacher anwendbar, kann allerdings in größerer Schweißnahtdicke resultieren.

$$N_{senk;Ed} = \frac{N_{Ed}}{n_{naht} \cdot l_w} + \frac{M_{Ed}}{\frac{l_w^2}{6}} \quad [kN/m] \quad (34)$$

$$V_{parallel;Ed} = \frac{N_{Ed}}{n_{naht} \cdot l_w} \quad [kN/m] \quad (35)$$

$$V_{senk;Ed} = \frac{V_{Ed}}{n_{naht} \cdot l_w} \quad [kN/m] \quad (36)$$

$$F_{w,Ed} = \sqrt{N_{senk;Ed}^2 + V_{parallel;Ed}^2 + V_{senk;Ed}^2} \quad [kN/m] \quad (37)$$

$$F_{w,Rd} = \frac{f_u}{\sqrt{3} \cdot \beta_w \cdot \gamma_{M2}} \cdot \alpha_w \quad [kN/m] \quad (38)$$

$$F_{w,Ed} \leq F_{w,Rd} \quad [-] \quad (39)$$

 $N_{senk;Ed}$ : Schnittgröße pro Längeneinheit [kN/m] $V_{Ed}$ : Querkraft [kN] $N_{Ed}$ : Normalkraft [kN] $F_{w,Ed}$ : Einwirkung Kehlnaht [kN/m] $n_{naht}$ : Anzahl Nähte [-] $F_{w,Rd}$ : Tragfähigkeit Kehlnaht [kN/m] $l_w$ : Schweißnahtlänge [mm] $f_u$ : Zugfestigkeit schwächeren Bauteils [N/mm<sup>2</sup>] $M_{Ed}$ : Moment [kNm] $\beta_w$ : Korrelationsbeiwert [-] $V_{parallel;Ed}$ : Schnittgröße pro Längeneinheit [kN/m] $\alpha_w$ : Schweißnahtdicke [-] $V_{senk;Ed}$ : Schnittgröße pro Längeneinheit [kN/m] $\gamma_{M2}$ : Teilsicherheitsbeiwert [-]

**Anschluss Grundplatte - Fundament** Der biegesteife Anschluss des Stützenfußes im Fundament wird mit GEWI Mikropfählen verankert. Dabei wird der GEWI Mikropfahl auf Druck- und Schubbeanspruchung geprüft (Gl. 40- 43). Bei Quer- und Normalkraftbeanspruchung ist der Vergleichsspannungsnachweis erforderlich (Gl. 44 - 45).

$$\sigma_{druck} = \frac{N_{Ed}}{A_{Gewi}} \quad [N/mm^2] \quad (40)$$

$$\sigma_{druck} \leq \sigma_{zul} \quad [-] \quad (41)$$

$$\tau_{schub} = \frac{\sqrt{V_y^2 + V_z^2}}{A_{Gewi}} \quad [N/mm^2] \quad (42)$$

$$\tau_{schub} \leq \tau_{zul} \quad [-] \quad (43)$$

$$\sigma_{d;V} = \sqrt{\sigma_{druck}^2 + 3 \cdot \tau_{schub}^2} \quad [N/mm^2] \quad (44)$$

$$\sigma_{d;V} \leq \sigma_{zul} \quad [-] \quad (45)$$

$\sigma_{druck}$ : Druckbeanspruchung [N/mm<sup>2</sup>]

$N_{Ed}$ : Normalkraft [kN]

$A_{Gewi}$ : Querschnittsfläche GEWI [mm<sup>2</sup>]

$\sigma_{zul}$ : Zulässige Spannung [N/mm<sup>2</sup>]

$\tau_{schub}$ : Schubbeanspruchung [N/mm<sup>2</sup>]

$V_y$ : Querkraft in y-Richtung [kN]

$V_z$ : Querkraft in z-Richtung [kN]

$\tau_{zul}$ : Zulässige Schubspannung [N/mm<sup>2</sup>]

$\sigma_{d;V}$ : Vergleichsspannung [N/mm<sup>2</sup>]

**Anschluss PV - Module - Träger** Der Anschluss der PV - Module an den Träger erfolgt mittels Klemmen. Diese werden in gleichen Abständen zwischen Träger und PV - Modul montiert und benötigen keinen separat geführten Nachweis. Die einzelnen Klemmen müssen je nach verwendeter Anzahl einer Zugbeanspruchung von mindestens 1,0 kN standhalten.

### 2.3.3. Inventor - Modell

Für die mechanische Konstruktion, insbesondere in den Bereichen Maschinenbau, Werkzeugbau, Blechverarbeitung und Anlagenbau, eignet sich die Software Autodesk Inventor Professional 2024 besonders gut. Autodesk Inventor ist eine parametrische 3D-CAD-Software [36], die auf Modellierungselementen basiert und von der Firma Autodesk entwickelt und vertrieben wird. „3D“ bezeichnet die Erzeugung räumlicher Modelle durch sie. Dabei erfolgt die Speicherung sämtlicher Modellerschritte (Elemente) sowie aller damit verbundenen Maße (Parameter). Dies bedeutet, dass Modelle auch nachträglich gezielt und kontrolliert bearbeitet werden können, indem die Eingabewerte verändert werden. Aufgrund der Anwendung dieses Prinzips auf die Baugruppen ist es möglich mechanische Bewegungsabläufe als Videosequenz darzustellen ohne zusätzliche Hilfsmittel zu benötigen. Ein separater Arbeitsschritt ist die Anfertigung der erforderlichen 2D - Ableitungen von Baugruppen und Einzelteilen. Dabei werden die zuvor erstellten 3D - Modelle nur in druckbarer Form präsentiert und mit Kommentaren versehen. Zusätzlich werden die Zeichnungen mit den Modellen verknüpft. Dadurch werden die Zeichnungen bei jeder Änderung der Modelle (3D) aktualisiert.

### 2.3.4. Fundament

Die Fundamente eines Tragwerks übertragen das ganze Gewicht sowie Vertikal- und Horizontallasten in den Baugrund. Die Verbindung zwischen dem Fundament und der Stütze kann entweder gelenkig oder biegesteif sein. Im vorliegenden Fall der PV - Anlage handelt

es sich um einen biegesteifen Stützenfuß.

Grundsätzlich wird zwischen Flach- und Tiefgründungen unterschieden [37]. Bei der Flachgründung werden die Lasten über die Sohlspannung, welche flächenmässig verteilt ist, abgetragen. Die Flachgründungen werden unterhalb der Frostgrenze eingebaut. Zu den Flachgründungen gehören zum Beispiel die Einzelfundamente für Stützen, Köcherfundamente und Blockfundamente. Tiefgründungen sind notwendig, wenn der Baugrund eine geringe Tragfähigkeit aufweist. Zu den Tiefgründungen gehören die Pfahlgründungen wie Ortbetonpfähle oder Mikropfähle [35]. Tiefgründungen sind aufwändiger und kostenintensiver im Vergleich zur Flachgründung.

Basierend auf den maßgebenden Schnittgrößen aus den RSTAB Modellen (Kap. 2.3.1) wird mit dem Modul FUND Pro [38] die Fundamentgröße, Tragfähigkeitsnachweise und das Bewehrungsmaterial anhand der Mindestbewehrung (Gl. 46) ermittelt [39]. Die konstruktive Mindestbewehrung soll das duktile Verhalten des Fundaments gewährleisten. Das heisst, die Mindestbewehrung verhindert bei Rissbildung das Versagen des Fundaments. Aufgrund der Einhaltung der Mindestbewehrung ist die Dauerhaftigkeit positiv beeinflusst (Gl. 47).

$$A_{s,min} = 0,26 \cdot b \cdot h \cdot \frac{f_{ctm}}{f_{yk}} \quad [cm^2] \quad (46)$$

$$A_{s,min} \leq A_{vorhanden} \quad [-] \quad (47)$$

$A_{s,min}$ : Mindestbewehrung [cm<sup>2</sup>]

$f_{ctm}$ : Zugfestigkeit Beton [N/mm<sup>2</sup>]

$b$ : Breite Fundament [m]

$f_{yk}$ : Streckgrenze Bewehrungsstahl [N/mm<sup>2</sup>]

$h$ : Höhe Fundament [m]

$A_{vorhanden}$ : Gewählte Bewehrung [cm<sup>2</sup>]

Die Wahl des Betons soll nebst den statischen Lasten auch die chemischen und physikalischen Einwirkungen aus der Umgebung berücksichtigen. Die Mindestanforderung an den Beton kann anhand der Expositionsclassen [35] ermittelt werden.

Um die Tragfähigkeit (ULS) des Fundamentes zu überprüfen, werden folgende Nachweise gemäß Eurocode 7 durchgeführt [37]:

- Lagesicherheit (Gl. 48)
- Kippsicherheit (Gl. 49)
- Grundbruch (Gl. 50)

Die Nachweise für den Auftrieb / Aufschwimmen und das Gleiten werden aufgrund der geringen vertikalen Belastung (Wasserdruck) und der geringen horizontalen Belastung in dieser Arbeit nicht ausgeführt. Das Fundament ist wie der Oberbau auf die Tragfähigkeit (ULS) ausgelegt; somit werden die Nachweise der Gebrauchstauglichkeit (SLS) (Setzung, klaffende Fuge und Schiefstellung (Horizontaleverschiebung in der Sohle) nicht geführt. Der Durchstanznachweis wird aufgrund der geringen Vertikallast vereinfacht über die Be-

tonfestigkeit geführt (Gl. 51).

$$M_{dst;i} \leq M_{stb;i} \quad [-] \quad (48)$$

$$e_y \leq e_{zul} \quad [-] \quad (49)$$

$$V_d \leq R_d \quad [-] \quad (50)$$

$$\sigma_{Ed} \leq \sigma_{Rd} \quad [-] \quad (51)$$

$M_{dst;i}$ : Destabilisierendes Moment [kNm]

$V_d$ : Grundbrucheinwirkung [kN]

$M_{stb;i}$ : Stabilisierendes Moment [kNm]

$R_d$ : Grundbruchwiderstand [kN]

$e_y$ : Lastausmitte in y - Richtung [m]

$\sigma_{Ed}$ : Wirkende Spannung [N/mm<sup>2</sup>]

$e_{zul}$ : Zulässige Lastausmitte [m]

$\sigma_{Rd}$ : Zulässige Spannung Beton [N/mm<sup>2</sup>]

**Blockfundament** Das Blockfundament wird im Wohnungsbau eingesetzt und weist einen quadratischen Grundriss auf. Im Falle von eingespannten Stützen wird das Blockfundament gleichermaßen ausgebildet.

**Einzelfundament** Das Einzelfundament wird für einzelne Stützen verwendet und ist im Prinzip ein kleines Blockfundament. Dies kann quadratisch als auch rechteckig ausgebildet werden. Die Größe hängt von den einwirkenden Lasten ab und muss die Frostsicherheit gewährleisten. Die Bewehrung wird ebenfalls aufgrund der Einwirkung bestimmt. Die Stütze kann über einen Köcher glatt oder rau über einen Stützenfußanschluss verbunden werden (Abb. 11 a). Das Fundament ist in der Regel im Erdreich eingebunden.

**Köcherfundament** Das Köcherfundament wird häufig bei Fertigteilstützen verwendet. Dabei besteht das Köcherfundament aus einer Stahlbeton - Fundamentplatte und dem Köcher. Der Köcher kann innenseitig rau oder glatt sein (Abb. 11 b). Der Hohlraum zwischen der Stütze und dem Köcher wird anschliessend ausbetoniert. Die Größe der Fundamentplatte und der dazugehörigen Bewehrung hängt von den einwirkenden Lasten ab. Das Fundament ist in der Regel im Erdreich eingebunden.

**Mikropfähle** Im Fall von Fels als Gründung kann die Stütze über die Grundplatte am Stützenfuß direkt mit Mikropfählen verankert werden. Die Mikropfahlvariante kann in Kombination mit einem Einzelfundament im Lockergestein (Tiefgründung) verwendet werden (Abb. 11 c).

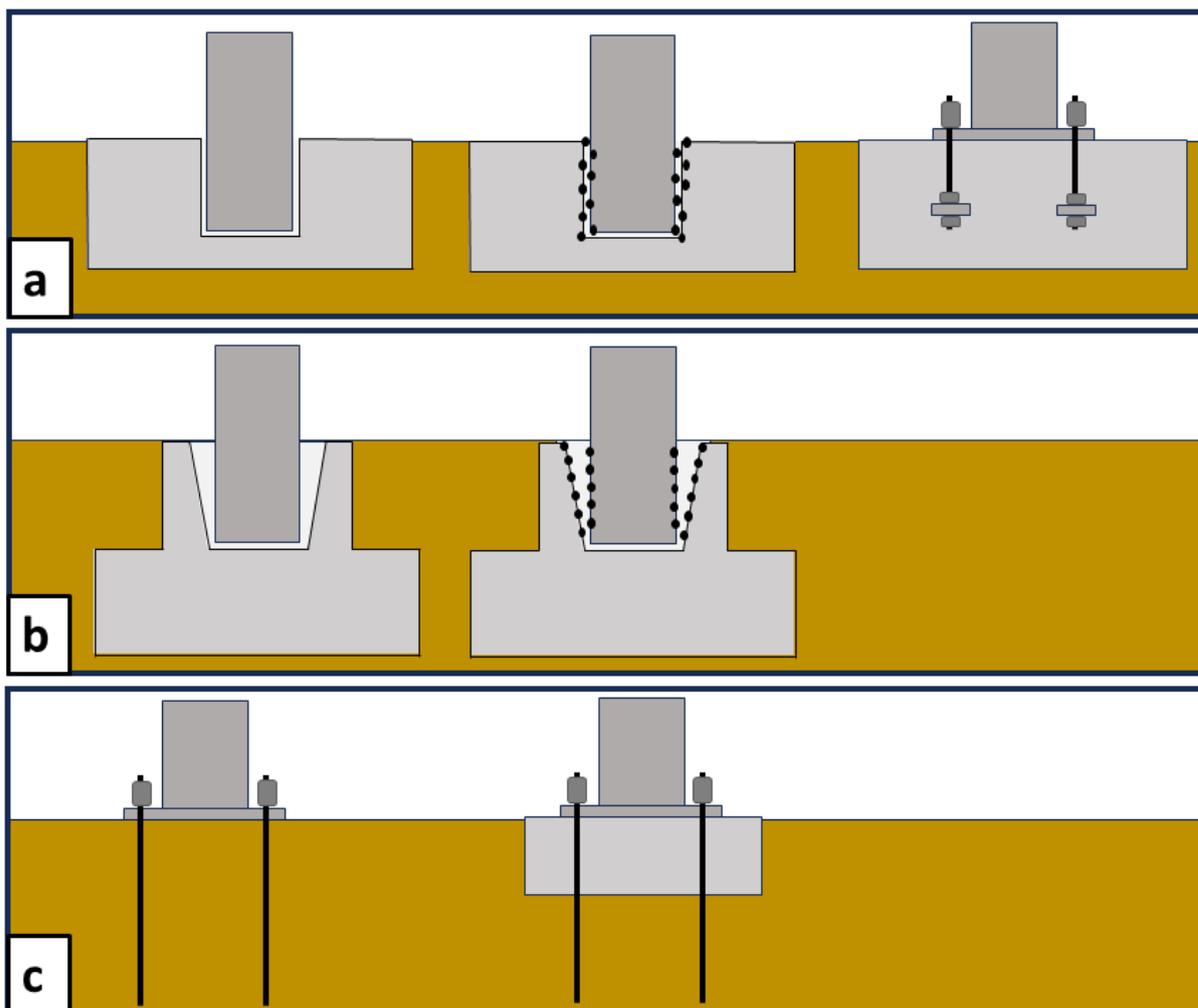


Abbildung 11 Mögliche Ausbildung des Stützenfundaments: a) Einzelfundament mit Köcher glatt und rau und Grundplattenanschluss; b) Köcherfundament glatt und rau; c) Grundplatte mit Mikropfählen auf Fels und mit Fundament im Lockergestein.

## 2.4. Finanzierung

Bei der Finanzierung stellt sich erstrangig die Frage nach der Herkunft der Finanzmittel; es wird zwischen Außen- und Innenfinanzierung unterschieden (Abb. 12). Die Art und Weise, wie die Außenfinanzierung durch Fremd-, Hybrid- und Eigenkapital durchgeführt wird, hängt von der rechtlichen Position der Kapitalgeber ab. Die Innenfinanzierung ist in die Finanzierung des Umsatzprozesses und der Finanzierung der Vermögensumschichtung unterteilt. Das Ergebnis dieser Methode sind fünf Finanzierungsformen (Abb. 12) [40].

Es besteht im Allgemeinen die Möglichkeit, eine PV-Anlage durch Eigen- oder Fremdfinanzierung zu errichten. Es ist erforderlich Verhandlungen über die Finanzierung mit möglichen Geldgebern zu führen, um eine eventuelle Fremdfinanzierung zu erhalten. Die Finanzierungskosten des Kapitalgebers verteuern das Projekt bei einer Fremdfinanzierung.

Die vorliegende Diplomarbeit untersucht die Wirtschaftlichkeit einer einachsigen nachgeführten PV-Anlage. Zudem wird eine Gegenüberstellung der einzelnen Systeme im Alpen

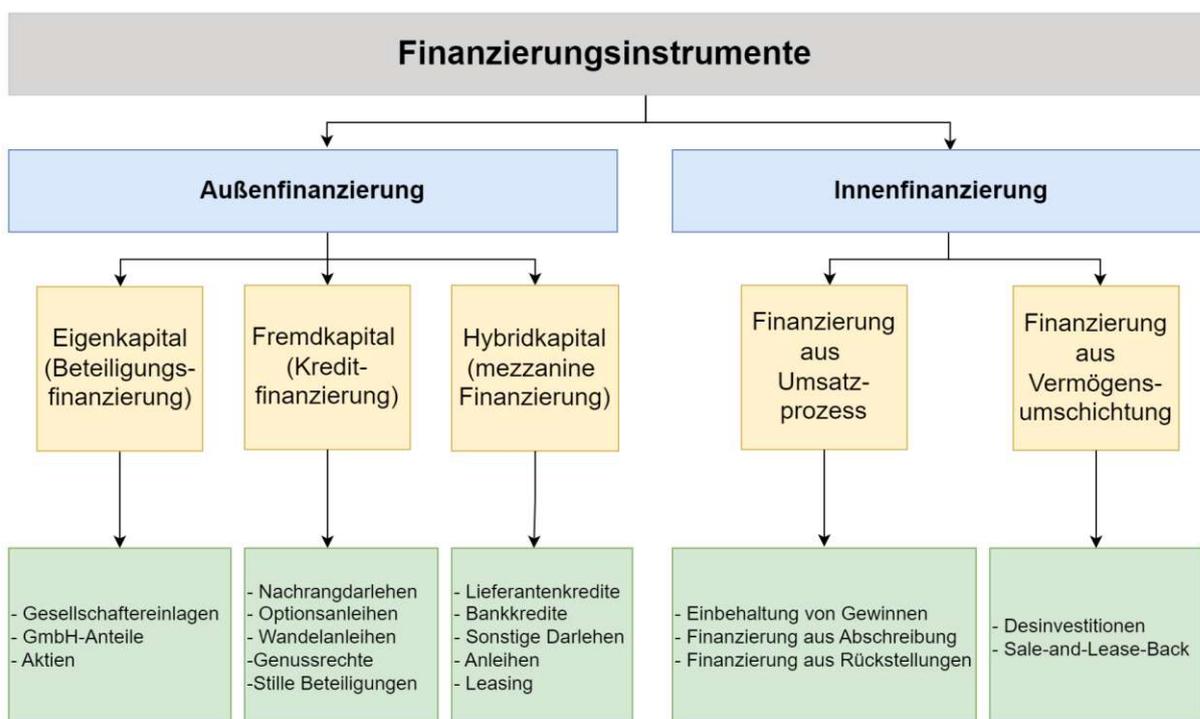


Abbildung 12 Finanzierungsinstrumente unterschieden in Außenfinanzierung und Innenfinanzierung [40].

Raum sowie in der Atacamawüste erstellt. Es wird angenommen, dass die Finanzierung aus Eigenkapital erfolgt. Es ist von wesentlicher Bedeutung, dass die Verzinsung des eingesetzten Kapitals, die Verzinsung eines Sparbuchs oder die Inflationsrate übersteigt. Für die Umsetzung der PV-Anlage werden die Investitionen und der Wirtschaftlichkeitsvergleich der geplanten Anlage betrachtet.

#### 2.4.1. Investition

Bei Investitionsentscheidungen geht es darum, Kapital zu binden und langfristig Renditen zu erwirtschaften. Um die Erwartungen eines höheren Konsums in der Zukunft (z.B. höhere Dividenden) zu kompensieren - wird auf den heutigen Konsum (z.B. laufende Dividenden) verzichtet. Damit die Investition für den Anleger und die Investoren lukrativ ist, muss die Kaufzahlung wieder verdient werden, sowie ein noch darüberhinausgehender Betrag für die Deckung des Investitionsrisikos. Investitionsentscheidungen wirken sich auf die Handlungsfähigkeit eines Unternehmens aus. Bei der Bewertung von Investitionsentscheidungen berücksichtigen wir im Allgemeinen, ob die Investition den Investoren zugutekommt [41]. Abhängig davon, ob der Zeitpunkt der Ein- und Auszahlungen bei der Investitionsberechnung berücksichtigt wird oder nicht, unterscheidet man zwischen statischen und dynamischen Verfahren.

Eine Übersicht über die verschiedenen Investitionsrechnungsmethoden ist in Abbildung 13 dargestellt. Im folgenden wird die statische und dynamische Investitionsrechnung sowie die Kapitalwertmethode erläutert.

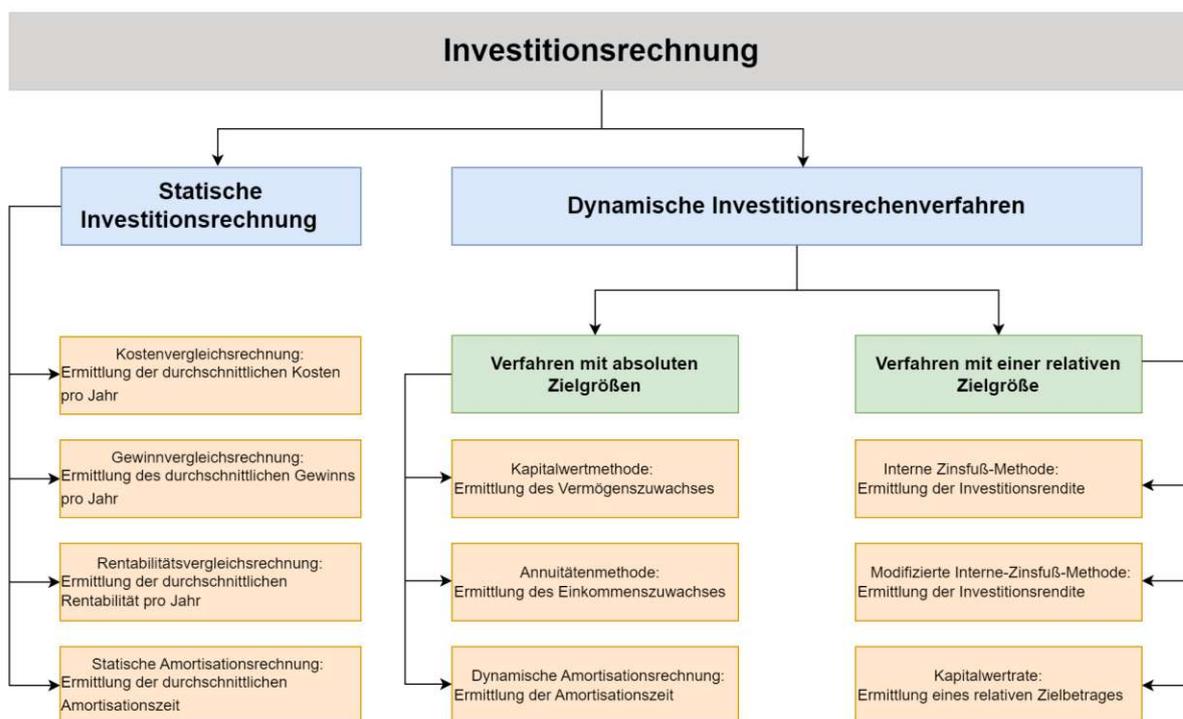


Abbildung 13 Investitionsrechnung aufgeteilt in statische und dynamische Investitionsrechnung.

**Statische Investitionsrechnung** verfolgt nicht das Ziel der Maximierung von Einkommen, Vermögen oder Wohlstand. Vielmehr geht es darum, Kosten zu minimieren beziehungsweise Gewinne und Renditen zu maximieren. Statische Investitionsberechnungen basieren auf einem typischen Durchschnittsjahr für das geplante Investitionsobjekt. Während der voraussichtlichen Nutzungsdauer von 25 Jahren wird auf eine detaillierte Analyse einzelner Jahre verzichtet. Zur Ermittlung eines repräsentativen Durchschnittsjahres werden einmalige Zahlungen periodisiert. Als typisches Beispiel für die Periodisierung von Zahlungsveränderungen ist hier die Periodisierung von Einkaufszahlungen auf Basis periodischer Abschreibungen zu nennen. Die Periodisierung berücksichtigt dies bei der Ermittlung eines jahrestypischen Durchschnitts. Allerdings wird die zeitliche Struktur der Zahlungsströme bei der Berechnung der statischen Investition nicht berücksichtigt. Dementsprechend werden identische Zahlungen gleich gewichtet, unabhängig davon, wann diese Zahlungen erfolgen [42].

Die Praxis hat jedoch gezeigt, dass die statische Investitionsrechnung immer mehr an Bedeutung verliert und in den meisten deutschen Großunternehmen parallel dazu eine dynamische Investitionsrechnung durchgeführt wird. Bereits im Jahr 1996 hat sich die parallele Verwendung von statischen und dynamischen Investitionsrechnungs-Verfahren auf 59% gesteigert [43].

Es wird in dieser Arbeit auf die einzelnen statischen Verfahren nicht weiter eingegangen, da diese hier keine Anwendung finden.

**Dynamische Investitionsrechnung** versucht, die Mängel der statischen Investitionsrechnung zu überwinden. Statische Methoden basieren auf der Annahme, dass die Zeit keinen Einfluss auf den Wert des Geldes hat. Die dynamische Investitionsrechnung basiert hingegen auf der Höhe der durch das Investitionsvorhaben verursachten Zahlungen und den unterschiedlichen Zeitpunkten, zu denen Ein- und Auszahlungen erfolgen. Dieser Grundgedanke stellt einen besonderen Zweig der angewandten Mathematik dar und wird auch im Bereich der Finanzmathematik berücksichtigt. Die Finanzmathematik befasst sich mit Problemen, die es ermöglichen, die Beträge von Zahlungen zu verschiedenen Zeitpunkten unter Berücksichtigung der Auswirkungen von Zinsen und Zinseszinsen zu vergleichen. Dabei wird berücksichtigt, dass nicht nur die absolute Höhe des Cashflow (CF), sondern auch deren zeitliche Verteilung über die Rentabilität einer Investition entscheidet. Unter Zinsen versteht man im Allgemeinen den Preis, der für das Kapital über einen bestimmten Zeitraum anfällt. Der Zins  $z_{zinsen}$  errechnet sich aus dem Produkt aus Anfangskapital  $K_0$ , Zinssatz  $i$  und Anzahl der Zinsperioden  $n$ . Dies lässt sich mit folgender Gleichung 52 ausdrücken.

$$z_{zinsen} = K_0 \cdot i \cdot n \quad [€] \quad (52)$$

$z_{zinsen}$ : Zinsen [€]

$i$ : Zinssatz [%]

$K_0$ : Anfangskapital [€]

$n$ : Zinsperiode [Jahre]

Mit Zuhilfenahme der Zinsrechnung kann der Endwert  $K_n$  (Gl. 53) eines Anfangskapitals  $K_0$  nach  $n$  Jahren bei einem gleichbleibenden Zinssatz  $i$  ermittelt werden.

$$K_n = K_0 \cdot (1 + i)^n = K_0 + q^n \quad [€] \quad (53)$$

$K_n$ : Endwert [€]

$K_0$ : Anfangskapital [€]

$i$ : Zinssatz [%]

$n$ : Zinsperiode [Jahre]

$q$ : Zinsfaktor [-]

Der Zinsfaktor  $q$  wird in der Literatur auch als Aufzinsungsfaktor bezeichnet. Die Umkehroperation zur Aufzinsung ist die Abzinsung, mit welcher der Barwert einer zukünftigen Zahlung bestimmt werden kann und wird gemäß Gleichung 54 ausgedrückt.

$$K_n = \frac{K_n}{(1 + i)^n} = \frac{K_n}{q^n} \quad [€] \quad (54)$$

$K_n$ : Endwert [€]

$i$ : Zinssatz [%]

$q$ : Zinsfaktor [-]

$n$ : Zinsperiode [Jahre]

**Die Kapitalwertmethode** ist nicht nur die in der Finanztheorie favorisierte Methode zur Berechnung von Investitionen, sondern auch international die dominierende Methode

in der Unternehmenspraxis [44].

Die Kapitalwertmethode basiert auf dem Prinzip, dass eine Investition dann rentabel wird, wenn die Kapitalrendite den Kaufpreis übersteigt. Zahlungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten können jedoch nicht direkt verglichen werden. Sie sind mit einem gemeinsamen zeitlichen Vergleichspunkt verbunden, der Gegenwart oder dem Zeitpunkt der Entscheidung. Dadurch wird das Konzept leichter verständlich [41].

Der Kapitalwert eines Investitionsvorhabens ist der Barwert aller mit der Investition verbundenen Ein- und Auszahlungen. Der Barwert berechnet sich aus dem Zeitwert multipliziert mit dem Abzinsungsfaktor.

Der Kapitalwert wird ermittelt, indem die Rückflüsse (Einzahlungsüberschüsse) für jedes Jahr über die erwartete Nutzungsdauer als Differenz zwischen den mit der Investition verbundenen Einzahlungen und Auszahlungen prognostiziert werden. Anschließend werden die jährlichen Einzahlungsüberschüsse mit dem aus dem Opportunitätskostenprinzip errechneten Kalkulationszinssatz  $i_{calc}$  auf den Bewertungsstichtag ( $t = 0$ ) abgezinst und addiert. Somit ergibt sich für den Kapitalwert  $C_0$  folgende Gleichung 55.

$$C_0 = -A_0 + \sum_{i_{calc}=0}^{n_t} \frac{Z_t}{(1 + i_{calc})^t} + \frac{L_n}{(1 + i_{calc})^{n_t}} \quad [€] \quad (55)$$

$C_0$ : Kapitalwert der Investition [€]	$Z_t$ : Differenz zwischen Ein- und Auszahlung der
$A_0$ : Anschaffungszahlung im Zeitpunkt $t = 0$ [€]	Periode $t$ [€]
$n_t$ : Nutzungsdauer des Investitionsobjekts [Jahre]	$i_{calc}$ : Kalkulationszinssatz [%]
$t$ : Zeitindex [Jahre]	$L_n$ : Liquidationserlös [€]

Ein positiver Kapitalwert (absolute Vorteilhaftigkeit) gibt an, dass die Rendite des jeweiligen Investitionsvorhabens höher ist als die Kapitalmarktzinsen. Für Investoren führen Projekte mit positivem Kapitalwert zu einem Vermögenszuwachs, daher sollten diese Projekte aus finanzieller Sicht umgesetzt werden. Weisen Investitionsprojekte einen negativen Kapitalwert auf, dann liegt die Rendite unterhalb der geforderten Verzinsung. Diese Projekte verringern das Vermögen der Investoren und sollten daher nicht umgesetzt werden. Investitionsprojekte mit einem Kapitalwert von Null generieren genau den von Anlegern geforderten Mindestzinssatz [45].

#### 2.4.2. Wirtschaftlichkeitsvergleich

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich wird einerseits vom Standort der PV-Anlage im Ötztal mit Nord/Süd und Ost/West Ausrichtung simuliert und andererseits am Standort in der Atacama Wüste mit Nord/Süd und Ost/West Ausrichtung. Mit Nord/Süd beziehungsweise Ost/West Ausrichtung ist die Orientierung der Rotationsachse der PV-Anlage gemeint. Es gibt zwei Varianten pro Standort und Ausrichtung: einmal mit 70% Eigenverbrauch und einmal mit Volleinspeisung. Beide Varianten werden zwischen den

Standorten verglichen.

Die angewendeten Parameter der Randbedingungen um die Barwertermittlung der PV-Anlage im Ötztal sowie in der Atacamawüste sind in Tabelle 3 abgebildet. Bei den Randbedingungen werden unter dem Parameter "gleich", für beide Standorte die gleichen Eingangsparameter verwendet.

Tabelle 3 Übersicht der angewendeten Randbedingungen um die Barwerte der PV-Anlage im Ötztal sowie der Atacamawüste zu ermitteln.

Randbedingungen	Einheit	PV - Anlage Ötztal	PV - Anlage Atacamawüste
Anlagenleistung PV - Anlage	$kWp$	gleich	gleich
Nutzungsdauer PV - Anlage	$Jahre$	gleich	gleich
Leistungsverlust PV - Anlage	$\frac{\%}{Jahr}$	gleich	gleich
Nutzungsdauer Wechselrichter	$Jahre$	gleich	gleich
Kosten Wechselrichtertausch	€	gleich	gleich
Einspeisevergütung	$\frac{€}{kWh}$	gleich	gleich
Zukünftige Strompreissteigerung	$\frac{\%}{Jahr}$	gleich	gleich
Prognostizierte Jahresstromproduktion Ost / West	$kWh$	unterschiedlich	unterschiedlich
Prognostizierte Jahresstromproduktion Nord / Süd	$kWh$	unterschiedlich	unterschiedlich
Installationskosten	€	gleich	gleich
Betriebskosten	€	gleich	gleich

## 2.5. Vergleich stationäre und einachsige nachgeführte PV - Anlagen

Für die folgenden Leistungsvergleiche der PV - Anlage wurde die Software PVsyst [46] verwendet. Das Simulationstool PVsyst wurde speziell für die Simulation und Analyse von PV - Systemen entwickelt und bietet eine Vielzahl an Optionen und Hintergrunddaten. Es können sowohl fest installierte als auch ein- oder zweiachsige nachgeführte Anlagen simuliert werden, wobei umfangreiche Parameter eingestellt oder verändert werden können, um die Erträge von PV - Anlagen detailliert analysieren und optimieren zu können. Die Genauigkeit der Simulation ist jedoch stark von der korrekten Eingabe der Parameter abhängig.

Zur Berechnung des rückseitigen Energieertrags berechnet PVsyst in einem ersten Schritt die auf den Boden auftreffende Strahlung nahe der PV - Module. Die vom Sonnenstand abhängige direkte Strahlung erreicht den Boden nur zwischen den Modulen und wird ebenso wie die diffuse Strahlung für jeden Zeitschritt der Simulation neu berechnet. Der Anteil des Lichts, der das PV - Modul schließlich erreicht, wird View - Factor (Sichtfaktor) genannt. Diese Sichtfaktoren werden sowohl für die Rückseite als auch für die Vorderseite des Moduls ausgewertet [46]. Unter PVsyst lassen sich unter anderem folgende Parameter für bifaziale Anlagen definieren:

- Albedo Faktor
- Höhe über dem Boden

- Bifazialitätsfaktor
- Neigungswinkel
- Reihenanzahl
- Reihenabstand beziehungsweise Flächendeckungsgrad
- Strukturverschattungsfaktor
- Lichtdurchlässiger Anteil der Reihen (Transparenzfaktor)
- Mismatchverlustfaktor

Für die Simulation wird die exakt konstruierte PV - Anlage am Prototyp - Standort in Unterried 39, A - 6444 Längenfeld verwendet (Längengrad: 47.09° Nord, Breitengrad: 10.94° Ost, Höhe: 1151 m.ü.M, Zeitzone: Universal Time Coordinated (UTC)+1). Bei dieser Simulation ergeben sich aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtungen beziehungsweise Nachführsysteme drei verschiedene Varianten:

- Variante  $a_1$ : einachsige Nachführung mit Nord / Süd Ausrichtung, Längenfeld
- Variante  $b_1$ : einachsige Nachführung mit Ost / West Ausrichtung, Längenfeld
- Variante  $c_1$ : stationäre Anlage mit Neigungswinkel 5°, Längenfeld

Im nächsten Schritt werden die gleichen Simulationen, mit Abweichung der geografischen Lage und Wetterdaten, in Calama, Atacamawüste (Längengrad: -22,50° Süd, Breitengrad: -68,90° Ost, Höhe: 2312 m.ü.M, Zeitzone: UTC - 4) simuliert.

- Variante  $a_2$ : einachsige Nachführung mit Nord / Süd Ausrichtung, Calama
- Variante  $b_2$ : einachsige Nachführung mit Ost / West Ausrichtung, Calama
- Variante  $c_2$ : eine stationäre Anlage mit Neigungswinkel 5°, Calama

Die Wetterdaten für die beiden Standorte stammen aus der Bibliothek von PVsyst (Meteonorm 8.1 (1996 - 2015) - Modelliert). Die Varianten ( $a_1$ ,  $b_1$ ,  $c_1$ ) am Standort Längenfeld werden anschließend mit den drei Varianten aus Calama ( $a_2$ ,  $b_2$ ,  $c_2$ ) verglichen. Dabei werden die kWh/Jahr, kWh/kWp/Jahr, Performance Ratio und die Amortisationszeit beziehungsweise Barwerte ausgewertet.

## 2.6. Bau der Pilotanlage

Nachdem die technischen Abklärungen und die Auslegung der PV - Anlage definiert sind, geht es in einem weiteren Schritt darum, die Pilotanlage aufzubauen. Folgende Hauptpunkte müssen berücksichtigt sein, um die PV - Anlage zu errichten.

- Baubewilligungsverfahren
- Netzanschluss (Tinetz)
- Beschaffung der PV - Komponenten und Stahlbau

- Bau der Fundamente
- Installation und Inbetriebnahme der PV - Anlage

**Baubewilligungsverfahren** Um eine PV - Anlage in der Gemeinde Längenfeld, Tirol zu errichten, muss ein positiver Baubescheid vorliegen. Dazu müssen Dokumente wie der Einreichplan und Lageplan laut §31 Tiroler Bauordnung (TBO) vorliegen. Ferner gilt es die Einspeisung und deren Tarife abzuklären.

**Beschaffung der PV - Komponenten** Die PV - Module, Antrieb, Tracking Unit, Lagerung und Wechselrichter werden bei den ermittelten Herstellern (Kap. 2.2.1 - 1.5.2) bestellt. Der Stahlbau wird bei der Mair Wilfried GmbH [47] in Auftrag gegeben.

**Bau der Fundamente** Die Fundamente werden nicht direkt vor Ort gefertigt und betoniert, sondern werden im Betonwerk der Auer Bau GmbH [48] gefertigt. Damit das Fundament gegossen werden kann, muss zuerst die Schalung auf die besagten Abmaße erstellt und angefertigt werden. Anschließend müssen die Bewehrungstäbe zusammengebunden werden. Im nächsten Schritt kann die Bewehrung sowie die Verankerung zwischen biegesteifer Anschlussplatte und Fundament eingelegt werden. Dazu wird eine Schablone verwendet, damit sichergestellt ist, dass der Anschluss mit der Stahlplatte übereinstimmt. Zusätzlich wird in einem der Fundamente ein Polyvinylchlorid (PVC) Rohr für die Kabel des Antriebs und der PV - Module eingelegt. Das Ganze wird anschließend mit Beton aufgefüllt.

**Installation und Inbetriebnahme der PV - Anlage** Als erstes muss der Aushub für die Fundamente durchgeführt werden. Dabei ist darauf zu achten, dass der Untergrund für die Fundamente gut verdichtet ist und ausreichend Platz rund um das Fundament freigelegt ist. Im gleichen Arbeitsschritt erfolgt ebenso der Aushub für die Rohrverlegung von der PV - Anlage zum Wechselrichter. Anschließend an die Aushubarbeiten können die Fundamente eingelegt und genau ausgerichtet werden. Im nächsten Schritt können die Stützträger installiert werden. In einem weiteren Schritt werden der Antrieb, Stehlager und Hohlprofile montiert. Auf die Hohlprofile werden die I - Träger mit dem Abstand der PV - Module angeschlossen und exakt ausgerichtet. Darauf folgend können die PV - Module mit den I - Trägern verbunden werden. Im nächsten Schritt werden die einzelnen PV - Module miteinander verbunden. Die letzten Arbeitsschritte umfassen die Installation der Tracking Unit und des Wechselrichters. Die Installation der Tracking Unit bestehend aus, NCU, TCU, RSU und Wetterstation, wird von der Firma Suntrack [23] durchgeführt. Die Installation des Wechselrichters und der Anschluss an das lokale Stromnetz wird von der Firma MF - Tronic [49] aus Längenfeld durchgeführt.

### 3. Resultate und Diskussion

Aufgrund der behördlichen Bewilligungen und der Geometrie am Standort in Längenfeld kann die Pilot PV - Anlage wie in Abbildung 14 und Tabelle 4 ausgelegt werden. Detailliertere Abbildungen zum Zusammenbau und die Stückliste können dem Anhang A.1 entnommen werden. Die PV - Module der PV - Anlage können einen Neigungswinkel von maximal  $60^\circ$  einnehmen. Die Hauptstahlkonstruktion besteht aus drei HEA - Trägern (Mittelstütze HEA 200, Randstützen HEA 160), die auf bewehrten Einzelfundamenten biegesteif angeschlossen sind. Die IPE 100 - Träger sind mit einem Hohlprofil (QRO 150x4), welches die Rotationsachse definiert, verbunden. Die PV - Module sind auf IPE - Träger senkrecht auf dem Hohlprofil angeschraubt. Der Antrieb befindet sich auf der mittleren Stütze und unterteilt die PV - Anlage in zwei PV - Modulflächen.

Das Nutzungskonzept für die Pilotanlage ist durch die Ausrichtung der PV - Module bei bestimmten Ereignissen gemäß Abbildung 15 definiert und programmiert. Das bedeutet, bei Windgeschwindigkeiten größer als  $60 \text{ km/h}$  stellen sich die PV - Module automatisch horizontal (Neigungswinkel entspricht  $0^\circ$ ). Bei hohen Windgeschwindigkeiten wirkt sich ein kleiner Neigungswinkel positiv auf die Stabilität des Gesamttragwerkes aus. Wenn die Umgebungstemperatur unter  $4^\circ \text{ C}$  fällt und Niederschlag (Regen) vorhanden ist, stellen sich die PV - Module in einen Neigungswinkel von  $60^\circ$  auf. Dies bewirkt, dass kein Schnee auf der Anlage haften kann und wirkt sich ebenfalls positiv auf die Stabilität des Gesamttragwerkes aus. Treten alle drei Ereignisse, Wind, Umgebungstemperatur und Niederschlag auf, so stellen sich die PV - Module horizontal ein. Zudem wird davon ausgegangen, dass beim Auftreten aller drei Ereignisse der Wind den anfallenden Schnee von den PV - Modulen weht. Die Windkraft wirkt ungünstiger auf das Tragwerk im Vergleich zur Schneelast (Kap. 2.3). Die PV - Module folgen der Sonne, wenn keines der drei genannten Ereignisse auftritt.

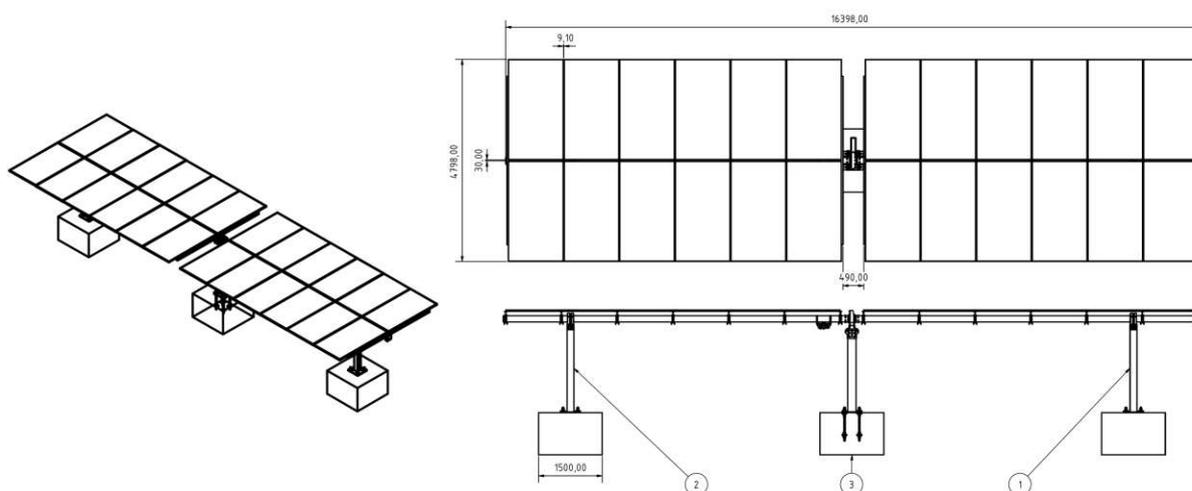


Abbildung 14 Pilot PV - Anlage im Ötztal (Abmaße in mm).

Tabelle 4 Resultierende Geometrieparameter und Gewicht der PV - Anlage.

Bezeichnung	Symbol	Wert	Einheit
Höhe Stützen	$h$	2,5	$m$
Breite PV - Modul	$b_{solar}$	1,35	$m$
Länge PV - Modul		2,38	$m$
Länge 2 x PV - Module	$l_{solar}$	4,789	$m$
Breite 12 x PV - Module	$b$	16,39	$m$
Bezugsfläche PV - Module	$A_{ref}$	78,68	$m^2$
Höhe PV - Anlage $60^\circ$	$h_{max}$	4,58	$m$
Gewicht PV - Modul	$m_{panele}$	38,3	$kg$
Anzahl PV - Module	$n_{panele}$	24	-
Gewicht Stahloberbau	$m_{stahloberbau}$	780	$kg$

### 3.1. PV - Anlage

**Auswahl Antrieb** Das Ergebnis der Gleichung 16 resultiert zu einem Antriebsmoment  $M_{Ed} = 1,73 \text{ kNm}$ . Mit einem Teilsicherheitsbeiwert  $\gamma_Q = 1,5$  ergibt sich ein wirkendes Moment von  $2,6 \text{ kNm}$  (Anh. A.2; Abb. 40). Dieses Moment muss der Antrieb mindestens aufnehmen können. Basierend auf den genannten Kriterien in Kapitel 2.2.1 ergeben sich folgende drei Hersteller für den Antrieb: SunSlew [50], TBG Group [51], CHANGZHOU HANGTUO MECHANICAL CO., LTD [52]. In Tabelle 5 sind die drei Hersteller mit den Kriterien aufgeführt. Bei der Wahl des Antriebes spielen neben dem Haltemoment, die Kosten, die Kommunikation und Expertise des Herstellers eine große Rolle.

Der ausgewählte Antrieb von SunSlew Modell VD10P-100S140-LC-SH032-0,3 hat ein Haltemoment von  $M_{max} = 70 \text{ kNm}$  und erfüllt somit die Gleichung 17. Ebenfalls erfüllt er die Kriterien der radial / axial statischen und dynamischen Belastungen. Zudem war die Kommunikation mit der Firma SunSlew besonders unkompliziert und der Austausch der CAD-files erfolgte stets am gleichen Tag. Zudem darf vermerkt werden, dass die Firma SunSlew bereits den Antrieb für die Pilotanlage der Firma Solabolic GmbH [53] geliefert hat und dadurch als zuverlässiger Lieferant bekannt ist. Allerdings ist der ausgewählte Antrieb für die Pilotanlage stark überdimensioniert. Dies resultiert daher, dass sich die Anzahl der PV-Module aufgrund zahlreicher Abänderungen, welche von der örtlichen Baubehörde gefordert wurden, halbiert hat. Hauptargument der Baubehörde war, dass sich die PV-Anlage mit dieser Größe nicht in das Orts- und Landschaftsbild integrieren lässt. Die ursprüngliche Anlage war auf 48 Stück PV-Module ausgelegt und entsprach einer PV-Modulfläche von  $149 \text{ m}^2$ , dies entspricht der doppelten Fläche gegenüber der jetzigen Pilotanlage. Für die ursprüngliche Geometrie betrug das Moment  $M_{Ed} = 14,35 \text{ kNm}$ .

**Auswahl Tracking Unit** Basierend auf den Kriterien, die in Kapitel 2.2.2 definiert wurden, konnten zwei Hersteller für die Tracking Unit bestimmt werden. Als erster Hersteller wird das chinesische Unternehmen GOOD Future Solar aus Henan, China [54] angeführt. GOOD Future Solar hat sich auf die Fertigung von Tracking Units und Solardämpfer

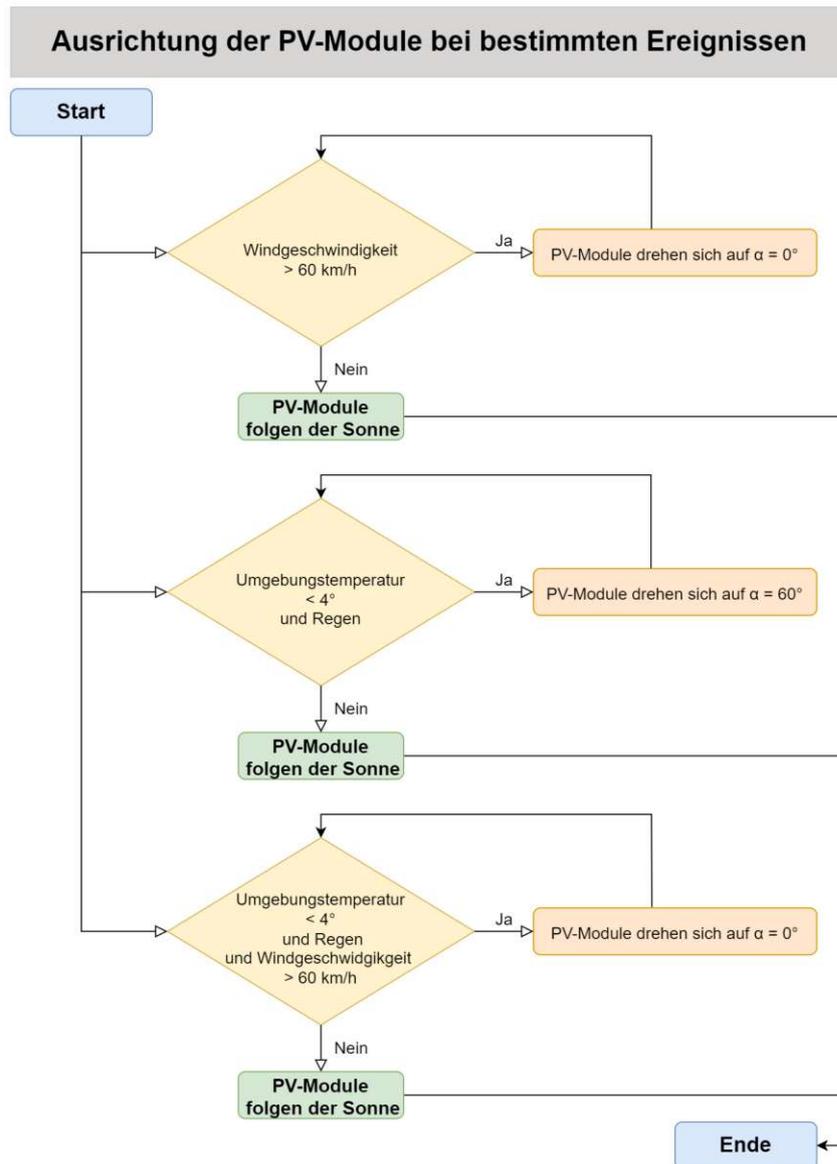


Abbildung 15 Nutzungskonzept der PV-Module bei bestimmten Ereignissen (Wind, Regen, Schnee und Sonneneinstrahlung).

Tabelle 5 Resultat des Vergleichs der Auswahl des Antriebes nach Hersteller.

Kriterien	Einheit	SunSlew	TGB Group	CHANGZHOU HANGTUO MECHANICAL CO., LTD
		VD10P-100S140-LC-SH032-0,3	VE14	SE12
Axiale statische Belastung	<i>kN</i>	108	555	110
Radiale statische Belastung	<i>kN</i>	54	222	230
Axiale dynamische Belastung	<i>kN</i>	98	133,2	-
Radiale dynamische Belastung	<i>kN</i>	49	116,6	-
Haltemoment	<i>kNm</i>	70	54,5	40,56
Kippmoment	<i>kNm</i>	16	-	15
Genauigkeit Winkelnachführung	°	≤ 0,17	≤ 0,1	≤ 0,1
Kosten	€	1.384,26	1.836,75	kein Angebot erhalten
Kommunikation & Expertise	-	sehr gut	gut	mäßig

spezialisiert. Dieser Hersteller konnte durch den einfachen Aufbau der NCU und TCU punkten. Ein wesentlicher Nachteil ist, dass die Wetterstation, bestehend aus Wind und

Schneesensor, qualitativ nicht den erwarteten Anforderungen entsprechen und das optische Erscheinende der Sensoren nicht ansprechend ist. Dieses System kann entweder über den String oder über das Stromnetz mit dem notwendigen Steuerstrom versorgt werden. Die Gesamtkosten für diese Tracking Unit belaufen sich auf € 1.509,00, Installationskosten nicht berücksichtigt.

Ein weiterer Hersteller ist die Firma suntrack [55] mit Hauptsitz in Spanien. Suntrack ist eine Tochtergesellschaft der Firma P4Q und hat unter anderem Produktionsstätten in Albuquerque (USA) und Kunshan City (China) sowie Service Zentren in Mexico, Chile und Brasilien. In den unzähligen Besprechungen mit der Technikabteilung konnte ein guter Überblick über die weltweit installierten Systeme gewonnen werden. Mit Stand 25.03.2024 zählt suntrack zu den größten Lieferanten, mit mehr als 40 GW installierter Leistung, 800.000 installierten Geräten auf 1.700 Standorte verteilt [23]. Zudem zeichnete sich suntrack durch die hochwertigen und gut verarbeiteten Komponenten aus. Besonders auffallend war der gute Support und die Tatsache, dass bei der Inbetriebnahme Techniker für die Installation bereitgestellt werden. Wie bereits zu erwarten war, sind die Kosten für die einzelnen Komponenten deutlich höher als bei GOOD Future Solar. Ein deutlicher Preisunterschied konnte bei den Komponenten für die NCU und Wetterstation festgestellt werden. Die NCU und der Ultraschall-Schneesensor von suntrack ist mit € 2.914,26 wesentlich teurer gegenüber GOOD Future Solar mit € 1.243,00. Es wird nochmals festgehalten, dass die Zuverlässigkeit und ein störungsfreier Betrieb der Anlage, auch bei besonderen Ereignissen wie bei Windböen und starkem Schneefall, unabdingbar ist. Die Gesamtkosten für die Tracking Unit inklusive Inbetriebnahme vor Ort der Firma suntrack betragen € 3.353,56.

Die Kosten für die einzelnen Komponenten würden sich bei größeren Anlagen deutlich besser amortisieren, da auch für größere Anlagen nur eine Wetterstation ausreichend ist. Zudem können an eine NCU bis 70 TCU angeschlossen werden.

**Auswahl Lagerung** Anhand der Kriterien die in Kapitel 2.2.3 festgelegt wurden, konnten folgende Lagerhersteller ermittelt werden. Die Stehlager von der Igus GmbH sind sowohl mit runden als auch mit Vierkant-Lagereinsätzen erhältlich. Die Runden Lagereinsätze sind in den Durchmessern 120-140 mm erhältlich. Die Vierkant-Lagereinsätze sind für Vierkantrohre von 100-150 mm erhältlich. Laut internen Laborversuchen bestätigt Igus einen nahezu verschleißfreien Betrieb der Lager nach 72 Jahren bei 15 kN dauerhafter Belastung. Zudem garantiert die Igus GmbH eine maximale statische Belastung von bis 50 kN bei Vierkantlagereinsätzen mit 150 mm. Die Lager sind zur Gänze aus Kunststoff gefertigt und bestehen aus zweiteiligen Lagerschalen und Lagereinsätzen. Durch den Einsatz von sphärischen Lagerschalen können leichte Schiefstellungen der Welle sehr gut ausgeglichen werden. Ein wesentlicher Nachteil dieses Herstellers sind die hohen Kosten bei geringen Stückzahlen. Im Fall der Pilot-Anlage werden nur vier Stück benötigt und

die Kosten je Lager belaufen sich auf €94,16 exklusive Versand und Steuern [56].

Ein weiterer Hersteller für Stehlager ist die CSB Plastic Bearing Technology aus China. Der Aufbau dieses Stehlagers ist sehr ähnlich dem Stehlager von der Igus GmbH. Ein deutlicher Unterschied ist jedoch, dass bei diesem Lager die obere Lagerschale noch zusätzlich mit einem feuerverzinkten Metallbügel gestützt wird. Die Lager von der CSB Plastic Bearing Technology können einer maximalen statischen Belastung von 30 kN standhalten. Zudem sind dieser Lager wartungsfrei und können leichte Schiefstellungen der Welle ausgleichen [57]. Im Vergleich zu den Lagern von Igus sind diese Lager deutlich günstiger, die Kosten je Lager belaufen sich auf €40,11 inklusive Verzollung und Versandkosten aus China. Somit sind die Stehlager von der CSB Plastic Bearing Technology nur halb so teuer wie die Lager von der Igus GmbH, bei vergleichbaren Eigenschaften.

Als dritter Hersteller von Stehlagern für PV - Anlagen wird auf die Lager von Trina Solar eingegangen. Im Vergleich zu den beiden zuvor angeführten Herstellern werden die Stehlager von Trina Solar direkt an den Träger befestigt es wird keine zusätzliche Halteplatten zwischen Stehlager und vertikalem Träger benötigt. Dies führt zu einer Reduktion der Herstellungskosten für den Stahlbau jedoch sind diese Lager wesentlich teurer als die geteilten Stehlager von der CSB Plastic Bearing Technology. Ein wesentlicher Vorteil dieser neuartigen Lagereinheit ist, dass Verdrehungen von  $\pm 3^\circ$  des Trägers um die Längsachse sowie eine Schiefstellung der Welle bis zu  $20,89^\circ$  kein Problem darstellt [58]. Dies ermöglicht eine optimale Anpassung der PV - Anlage an die Topografie. Trina Solar verweigerte jedoch den Verkauf der Stehlager an die Klotz Engineering GmbH, mit der Begründung es wird zum jetzigen Zeitpunkt nur im Komplettsystem inklusive Stahlbau vertrieben.

Für die Pilot - Anlage wurden aufgrund des einfachen und robusten Aufbaues sowie den geringen Anschaffungskosten die Lager von CSB Plastic Bearing Technology, Modell MN527 verwendet. Die maximal wirkende Normalkraft auf die HEA 160 Träger resultiert gemäß RSTAB zu 53,50 kN. Auf jedes einzelne Stehlager wirkt eine Kraft von 26,75 kN und ist kleiner als die maximale Kraftaufnahme von 30 kN. Abbildung 16 stellt die unterschiedlichen Lagertypen welche zuvor betrachtet wurden bildlich dar.

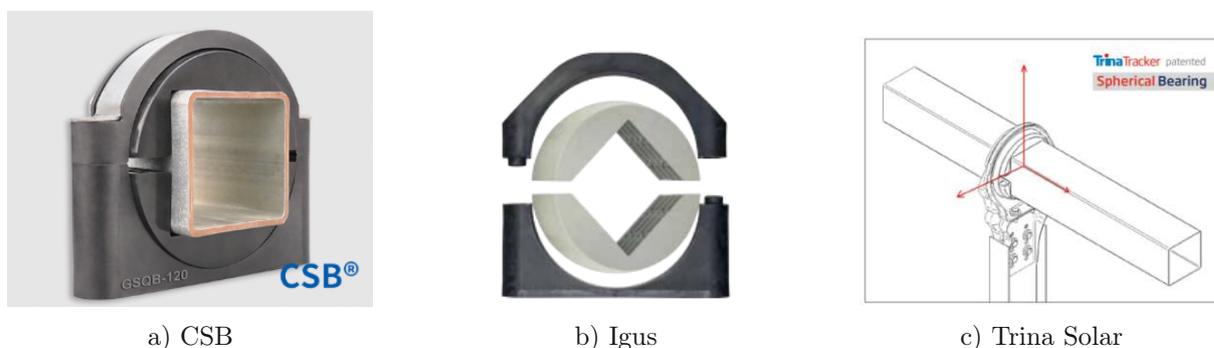
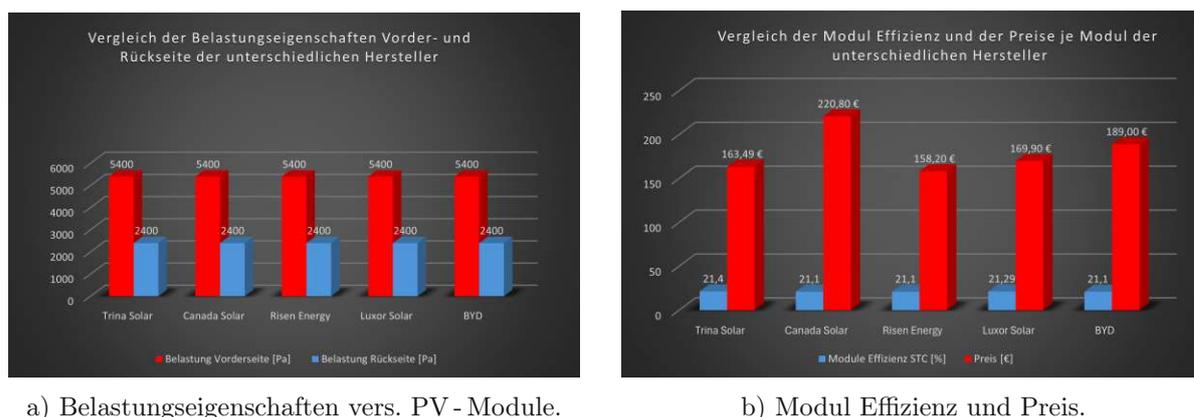


Abbildung 16 Auswahl Lagerung: a) CSB, MN527; b) Igus, ESQM - 150; c) Trina Solar, spherical bearing.

**Auswahl bifaziales PV - Modul** Abbildung 17a zeigt, dass alle Hersteller die gleichen Belastungswerte angeben. Die Belastung an der Vorderseite (positive Belastung) durch Wind beziehungsweise Schneedruck beträgt einheitlich  $5,4 \text{ kN/m}^2$ . Die Schneelast auf die PV - Module beträgt maximale  $2,16 \text{ kN/m}^2$  (Tab. 6). Die maximale Belastung an der Rückseite fällt mit  $2,4 \text{ kN/m}^2$  deutlich geringer aus. Die maximale Belastung an der Rückseite resultiert zu  $0,36 \text{ kN/m}^2$  (Tab. 6). Die gering wirkende Einwirkung im Verhältnis zum Widerstand ist darauf zurückzuführen, dass eine Windgeschwindigkeit von  $60 \text{ km/h}$  anstelle der Spitzenwindgeschwindigkeit von  $110 \text{ km/h}$  für die Berechnung des Winddrucks verwendet wurde.

In Abbildung 17b sind die Preise je Modul sowie die Effizienz - Angaben der einzelnen Hersteller dargestellt. Bemerkenswert ist ebenfalls, dass alle Hersteller die gleichen Abmaße bei den Modulen verwenden. Die Modul - Effizienz STC wird in Prozent angegeben. Trina Solar weist mit  $21,4\%$  die höchste Effizienz auf. Aufgrund der Tatsache, dass die PV - Module von Trina Solar preislich am günstigsten sind und gleichzeitig den höchsten STC Wert aufweisen, werden diese Module verwendet.



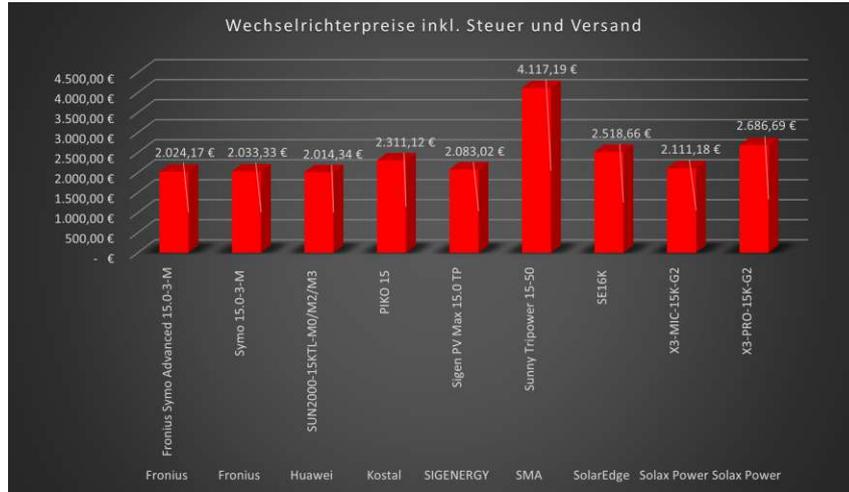
a) Belastungseigenschaften vers. PV - Module.

b) Modul Effizienz und Preis.

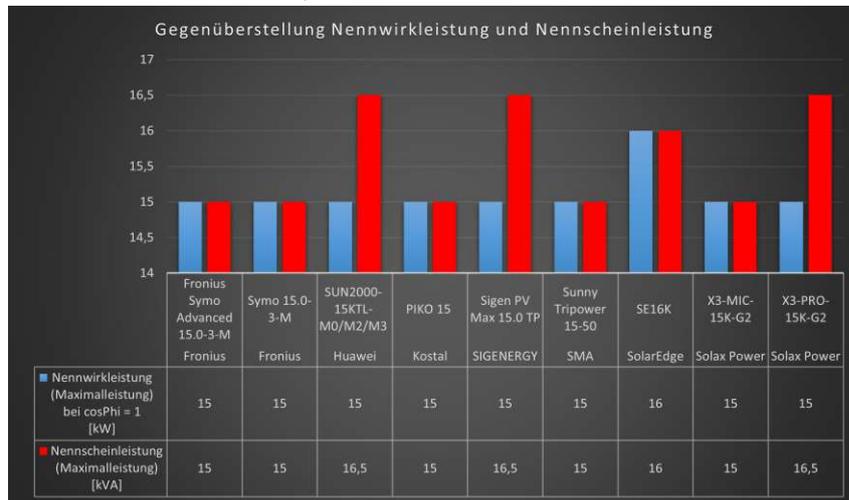
Abbildung 17 Auswahl bifarziales PV - Modul: a) Vergleich der Belastungseigenschaften Vorder- und Rückseite verschiedener PV - Modulhersteller; b) Vergleich der Modul Effizienz und der Preise je Modul der unterschiedlichen Hersteller.

**Auswahl Wechselrichter** Abbildung 18 gibt einen Überblick über die zugelassenen Wechselrichter in Österreich, welche den Kriterien aus Kapitel 2.2.5 entsprechen. Die Kosten für den Wechselrichter der unterschiedlichen Hersteller wurden in Abbildung 18a zusammengetragen. Der Wechselrichter Sunny Tripower 15 - 50 von SMA ist fast doppelt so teuer, wie alle weiteren. Wird die dazugehörige Nennscheinleistung (Abb. 18b) betrachtet, fällt bei einigen Wechselrichtern auf, dass die Nennscheinleistung um bis zu  $1,5 \text{ kW}$  höher ist als die Nennwirkleistung. Der Bereich zwischen Nennscheinleistung und Nennwirkleistung wird als Blindleistung bezeichnet. Die Blindleistung in einem Wechselstromsystem entsteht durch die Phasenverschiebung von Spannung und Strom. Falls es keine Phasenverschiebung gibt, gibt es auch keine Blindleistung und  $\cos(\varphi) = 1$ . Aus Preis - leistungstechnischer

Sicht übertrifft der Huawei SUN2000-15KTL alle seine Konkurrenten, dies wird ebenfalls vom Elektromeister, Manfred Fritzer von der Firma MF Tronic, bestätigt.



a) Preise Wechselrichter.



b) Nennwirkleistung und Nennscheinleistung.

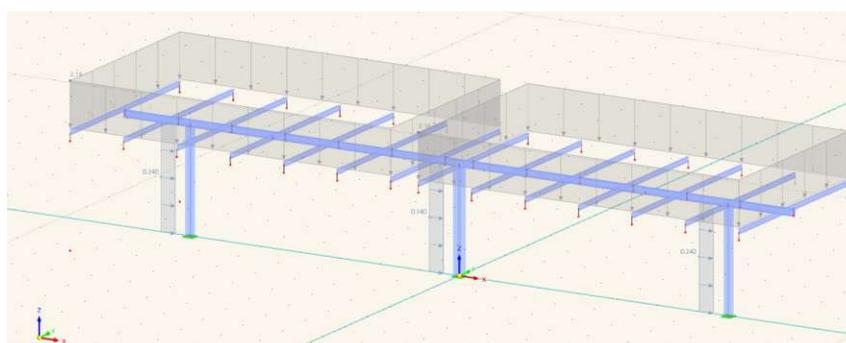
Abbildung 18 Vergleich der Wechselrichter diverser Hersteller: a) Preisvergleich; b) Nennwirkleistung und Nennscheinleistung der unterschiedlichen Hersteller.

### 3.2. Stahlbau und Fundamente

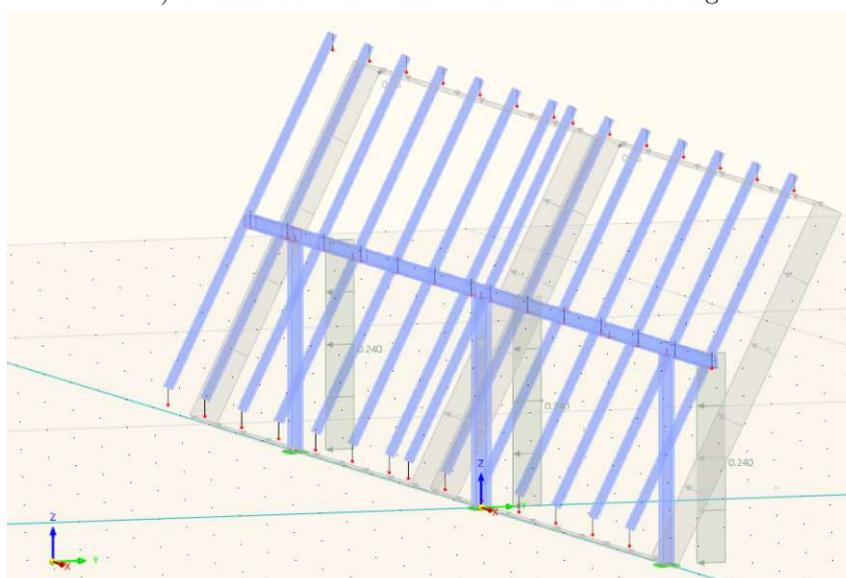
Die resultierenden Einwirkungen für die verschiedenen Lastfälle und Modelle sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Diese werden im RSTAB-Modell angewendet. In Abbildung 19 ist das Modell mit der Schnee- und Windeinwirkung dargestellt und das Modell für den Wind bei einer PV-Modulneigung von 60°. Die ausführlichen Berechnungsschritte sind dem Anhang A.2 zu entnehmen. Für die Bemessung des Stahlbaus ist die Einwirkung durch den Schnee maßgebend (Abb. 19a). Die Windkraft ist maßgebend für die Bemessung der Fundamente (Abb. 19b).

Tabelle 6 Resultierende Wind- und Schneeeinwirkung auf die PV-Anlage.

	Symbol	Einheit	PV-Modul 0°	PV-Modul 60° Druck	PV-Modul 60° Sog
Windkraft	$F_w$	$kN$	-	28,62	-28,62
Winddruck	$q_w$	$\frac{kN}{m^2}$	-	0,36	-0,36
Windreibungskraft	$F_{fr}$	$kN$	-	0,18	0,18
Schneelast	$Q$	$kN$	169,94	-	-
Schneedruck	$s$	$\frac{kN}{m^2}$	2,16	-	-
Windlast auf HEA-Träger	$q_{wHEA}$	$\frac{kN}{m}$	0,24	-	-



a) RSTAB Modell: Schnee- und Windeinwirkung



b) RSTAB Modell: Windeinwirkung

Abbildung 19 RSTAB Modelle: a) Schnee- und Windeinwirkung; b) Windeinwirkung.

**Einwirkungsannahmen & Teilsicherheitsbeiwerte** Die Einwirkung für die Windlast ermittelt sich anhand des Böengeschwindigkeitsdrucks  $q_p$ . Für den Standort der PV-Anlage ist die Spitzenwindgeschwindigkeit nach dem HORA [21] mit 110 km/h (30,56 m/s) angegeben. Aufgrund des PV-Anlagen Nutzungskonzepts, dass die Anlage bei Windgeschwindigkeiten von 60 km/h (16,67 m/s) den Neigungswinkel von 60° auf 0° stellt, wird für die Ermittlung des Böengeschwindigkeitsdrucks eine Spitzenwindgeschwindigkeit von 60 km/h (16,67 m/s) verwendet. Als Windkraftbeiwert wird  $c_f = 1,8$  für Anzeigetafeln verwendet [17]. Die ÖNORMEN 1991-1-4 [17] deckt den vorliegenden Fall für freistehende Flächen (PV-Modulen) mit Neigungswinkel von 60° nicht ab. Die Amerikanische Norm ASCE 7-16 [59] handelt die freistehenden Flächen mit PV-Modulen detaillierter ab. Basierend darauf resultiert ein Windkraftbeiwert von 1,45. Der Windkraftbeiwert ist linear in Gleichung 6 und 7 und somit resultiert in der ÖNORMEN 1991-1-4 [17] bereits eine höhere Windkraft von 20 % im Vergleich zur ASCE 7-16. Aufgrund der bereits reduzierten Spitzenwindgeschwindigkeit wird mit dem Windkraftbeiwert von 1,8 gerechnet. Für veränderliche Einwirkungen wird ein Teilsicherheitsbeiwert von 1,5 angewendet und der Winddruck resultiert zu  $q_w = 0,36 \text{ kN/m}^2$ .

Für die Bemessung der Schneeeinwirkung wurde die Schneelast des 50-jährigen Ereignis  $s_k = 2,7 \text{ kN/m}^2$  für den Standort in Längenfeld angenommen. Gemäß Gleichung 12 resultiert der Bemessungswert  $s = 2,16 \text{ kN/m}^2$ . Es wird kein zusätzlicher Teilsicherheitsbeiwert angewendet. Das Nutzungskonzept der PV-Anlage sieht vor, dass bei Schneefall ohne Wind die PV-Module der Anlage eine Neigung von 60° einnehmen. Aufgrund der Steilheit, ist es unwahrscheinlich, dass der Schnee haften bleibt und es zu einer maßgebenden Schneelast kommt. Wenn die PV-Module eine Neigung von 0° aufweisen und eine Kombination aus Schneefall und Wind vorliegt, ist dies ebenfalls als aussergewöhnliches Ereignis zu betrachten und wird deshalb mit einem Teilsicherheitsbeiwert von 1,0 gerechnet. Die Windeinwirkung auf den HEA Träger im Kombinationsfall Schnee und Wind wird mit der Spitzenwindgeschwindigkeit von 110 km/h und dem Teilsicherheitsbeiwert von 1,5 berechnet.

**Nachweis Stahlbau** Für die Bemessung des Stahlbaus ist der Lastfall durch die Schneeeinwirkung maßgebend. In Tabelle 7 sind die Resultate der Tragfähigkeitsnachweise für jeden jeweiligen Profiltyp des am stärksten beanspruchten Stabes zusammengetragen. Die Resultate des Spannungsnachweises sind in Tabelle 8 dargestellt. Die maximale Verformung in z-Richtung resultiert bei den IPE-Profilen mit 76,5 mm (Abb. 20). Das Hohlprofil zeigt eine Verformung in z-Richtung von maximal 43,5 mm.

Der Nachweis beim Hohlprofil (QRO 150 x 4) ist sowohl beim Querschnittsnachweis Biegung und Normalkraftbeanspruchung, Stabilitätsnachweis wie auch beim Spannungsnachweis nicht erfüllt. Dies resultiert aufgrund der zulässigen Spannung im elastischen Bereich. Unter der Annahme, dass die plastische Reserve verwendet werden darf, mit einer zuläs-



ung wurden für den maßgebenden Lastfall (Wind oder Schnee) ermittelt. Als maßgebend resultierten die Schnittkräfte aus dem Lastfall Schneefall für die Schrauben vertikal am HEA - Träger (Gruppe A, Abb. 21). Für die Schrauben horizontal am Träger (Gruppe B, Abb. 21) ist der Lastfall Wind direkt angeströmt auf die Module maßgebend. In Tabelle 9 sind die Ergebnisse dargestellt. Die ausführlichen Berechnungen sind im Anhang A.4 ersichtlich. Für die Schraubverbindungen wurden M16 Schrauben mit einer Festigkeit von 8.8 verwendet. Wie in Tabelle 9 ersichtlich ist, sind die Schrauben der Gruppe B mit M16 stark überdimensioniert. Da nur vier Schrauben betroffen sind und es die Montage vereinfacht, werden die gleichen Schrauben für Gruppe A und B verwendet. Zudem darf angemerkt werden, dass die Bohrungen im Antrieb bereits vorgefertigt sind und der verbaute Antrieb in der Regel größeren Kräften standhalten muss.

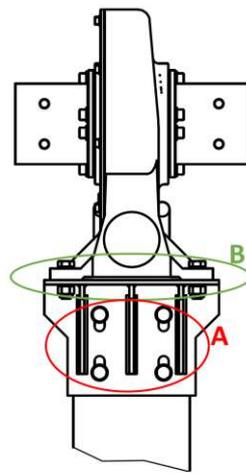


Abbildung 21 Schraubverbindung Aufteilung in Gruppe A und B.

Tabelle 9 Resultat der Schraubverbindung für den Lastfall Wind und Schnee.

	Schubspannung der Schraube			Lochleibung im Blech			Zugbeanspruchung des Restquerschnittes		
	$\tau_a$ [ $\frac{N}{mm^2}$ ]	$\tau_{zul}$ [ $\frac{N}{mm^2}$ ]	$\frac{\tau_{zul}}{\tau_a} \geq 1,0$ [-]	$\sigma_{L;i}$ [ $\frac{N}{mm^2}$ ]	$\sigma_{zul}$ [ $\frac{N}{mm^2}$ ]	$\frac{\sigma_{zul}}{\sigma_{L;i}} \geq 1,0$ [-]	$\sigma_{Z;i}$ [ $\frac{N}{mm^2}$ ]	$\sigma_{Z;zul}$ [ $\frac{N}{mm^2}$ ]	$\frac{\sigma_{Z;zul}}{\sigma_{Z;i}} \geq 1,0$ [-]
A	55,92	192	$3,43 \geq 1,0$	91,45	248,5	$2,72 \geq 1,0$	63,61	248,5	$3,91 \geq 1,0$
B	17,29	192	$11,1 \geq 1,0$	21,21	248,5	$11,72 \geq 1,0$	2,57	248,5	$96,65 \geq 1,0$

**Nachweis Schweißnähte** Die Schweißnahtdicke am Stützenfuß resultiert zu  $a_w = 4$  mm mit einer Schweißnahtlänge von  $l_w = 568$  mm. Dabei ist die Einwirkung aus der Windlast aufgrund des resultierenden Moments maßgebend. Ein Teilsicherheitsbeiwert von  $\gamma_Q = 1,5$  wurde angewendet, damit gewährleistet ist, dass die Schweißnaht bei außergewöhnlicher Einwirkung nicht bricht.

Ebenfalls maßgebend ist die Windeinwirkung für die Bemessung der Schweißnaht am Stützenkopf für die Halterung des Antriebs. Diese ergibt eine Schweißnahtdicke von  $a_w = 3 \text{ mm}$  und hat insgesamt eine Schweißnahtlänge von  $l_w = 1921 \text{ mm}$ . Die ausführlichen Bemessungsschritte sind dem Anhang A.5 zu entnehmen.

**Nachweis Anschluss Grundplatte - Träger** Für den Anschluss der biegesteifen Stütze ins Fundament wurde als Mikropfahl GEWI 28 mm gewählt. Die Anschlussplatte besteht aus vier GEWI 28 mm. Der Nachweis erfolgt durch die Gleichung 44 und 45 zu vier GEWI 28 mm. Als Normalkraft resultiert die Schneeeinwirkung als maßgebend und für die Querkraft der Lastfall Wind. Beide Fälle müssen von den Mikropfählen aufgenommen werden. Die Ergebnisse pro GEWI 28 mm sind in Tabelle 10 zusammengetragen. Angenommen das sich die Lasten gleichmäßig auf alle vier GEWI 28 mm verteilen. Die Sicherheit der GEWI 28 mm ist auch bei der Annahme, dass nur zwei von vier Mikropfählen die Lasten aufnehmen, aufgrund der überdimensionierten GEWI 28 mm, gewährleistet.

Tabelle 10 Resultat Anschluss durch Mikropfähle.

	Symbol	Einheit	Lastfall Schnee	Lastfall Wind
Anzahl GEWI	$n_{Gewi}$	-	4	4
Teilsicherheitsbeiwert	$\gamma_Q$	-	1,5	1,5
Normalkraft	$N_{Ed}$	$kN$	26,34	3,02
Querkraft y-Richtung	$V_y$	$kN$	0,05	4,05
Querkraft z-Richtung	$V_z$	$kN$	0	0
Querschnittsfläche GEWI 28 mm	$A_{Gewi}$	$mm^2$	616	616
Zugfestigkeit GEWI 28 mm	$f_{zug}$	$\frac{N}{mm^2}$	580	580
Dehngrenze/Fließgrenze GEWI 28 mm	$f_{dehn}$	$\frac{N}{mm^2}$	500	500
Fließgrenze Scherdehnung GEWI 28 mm	$\tau_{min}$	$\frac{N}{mm^2}$	288,68	288,68
Teilsicherheitsbeiwert	$\gamma_M$	-	1,1	1,1
Druckbeanspruchung	$\sigma_{druck}$	$\frac{N}{mm^2}$	42,75	4,91
Zulässige Druckspannung	$\sigma_{zul}$	$\frac{N}{mm^2}$	527,27	527,27
Nachweis Druckbeanspruchung	$\frac{\sigma_{druck}}{\sigma_{zul}}$	-	$0,08 \leq 1,0$	$0,01 \leq 1,0$
Schubbeanspruchung	$\tau_{schub}$	$\frac{N}{mm^2}$	0,08	6,58
Zulässige Schubspannung	$\tau_{zul}$	$\frac{N}{mm^2}$	262,43	262,43
Nachweis Schubbeanspruchung	$\frac{\tau_{zug}}{\tau_{zul}}$	-	$0,0003 \leq 1,0$	$0,03 \leq 1,0$
Vergleichsspannung	$\sigma_{d;V}$	$\frac{N}{mm^2}$	42,75	12,41
Zulässige Spannung	$\sigma_{zul}$	$\frac{N}{mm^2}$	454,55	454,55
Nachweis Vergleichsspannung	$\frac{\sigma_{d;V}}{\sigma_{zul}}$	-	$0,09 \leq 1,0$	$0,03 \leq 1,0$

**Nachweis Anschluss PV - Modul - Träger** Wie bereits in 2.3.2 erwähnt, werden für die Verbindung zwischen Träger und PV-Modul Klemmen verwendet. Für die Pilot-Anlage werden Trägerklemmen der Baugruppe TKL L mit einem Schraubendurchmesser von 9 mm, der Firma fischerwerke GmbH und CO.KG, verwendet. Diese Baureihe an Trägerklemmen können eine maximale Zugbeanspruchung von 1,2 kN aufnehmen. Für jedes PV-Modul werden 6 dieser Trägerklemmen verbaut, drei je Seite. Dies entspricht

einem maximalen Wert von 7,2 kN je PV - Modul. Berücksichtigt man, dass der maximale Winddruck, bei einem Teilsicherheitsbeiwert von 1,5, 0,36 kN/m<sup>2</sup> beträgt und sich auf 6 Trägerklemmen pro PV - Modul (3,106 m<sup>2</sup>) aufteilt, so ergibt sich eine Sicherheit von 6,5.

**Nachweis Fundament** Als Fundament wurde ein bewehrtes Einzelfundament der Größe 1,7 x 1,7 x 1,1 m mit biegesteifem Grundplattenanschluss gemäß Abbildung 11 a gewählt. Werden die Herstellungs- / Einbaukosten der unterschiedlichen Fundamentarten verglichen, dann weist das Einzelfundament eine größere Betonkubatur auf, als das Köcherfundament, allerdings auch einen geringeren Schalungsaufwand. Daraus lässt sich ableiten, dass kleine Einzelfundamente wirtschaftlicher sind als Köcherfundamente. Die Mikropfahl-Variante ist aufgrund des Bohrens der Mikropfähle zeitaufwändig und kostenintensiv. Darüber hinaus können die Bohrungsarbeiten nicht selber ausgeführt werden, dazu wird ein Spezial-Tiefbauunternehmen benötigt.

Der maßgebende Lastfall für das Fundament ist die Windeinwirkung, welche rückseitig auf die 60° geneigten PV - Module wirkt und so einen Auftrieb bewirkt und das größte Moment am Stützenfuß ergibt. Die Resultate der Nachweise sind in Tabelle 11 zusammengefasst und ausführlich im Anhang A.7 aufgeführt. Es zeigt sich, dass ein Versagen des Fundaments durch das Kippen am wahrscheinlichsten sein wird beziehungsweise das Fundament hier die geringste Toleranz aufweist. Grundbruch und das Durchstanzen des Fundaments weisen eine große Restsicherheit auf.

Aufgrund der Ortseigenschaft der PV - Anlage wird der bewehrte Beton für das Fundament in die Expositionsklasse XC4 kategorisiert. Die Mindestfestigkeitsklasse für XC4 liegt bei C25/30. Als Beton für das Fundament wird eine Festigkeitsklasse von C30/37 verwendet. Dies ist eine höhere Festigkeitsklasse als die Mindestanforderung für die Expositionsklasse XC4. Die konstruktive Mindestbewehrung gemäß Gleichung 46 (Anhang A.7) resultiert zu  $A_{s,min} = 25,64 \text{ cm}^2$ . Dies ergibt eine erforderliche Bewehrung pro Meter von  $a_{s,min} = 15,08 \text{ cm}^2/\text{m}$ . Die entsprechende Fläche kann mit 16 mm Bewehrungsstäben im Abstand von 12,5 cm abgedeckt werden (Abb. 22, welche eine vorhandene Bewehrung pro Meter von  $a_{vorhanden} = 16,06 \text{ cm}^2/\text{m}$  aufweisen. Die gerippten Bewehrungsstäbe entsprechen einem Typ B550B.

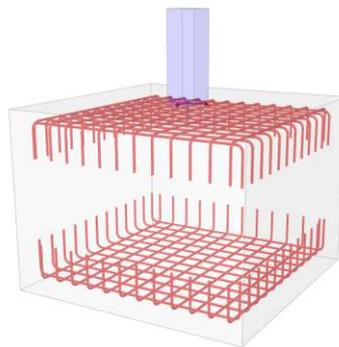


Abbildung 22 Mindestbewehrung mit 16 mm Bewehrungsstäben im Abstand von 12,5 cm.

Tabelle 11 Übersicht der Nachweise zur Fundamentbemessung.

	Symbol	Einheit	Werte	Nachweis
<b>Einwirkung</b>				
Vertikalkraft	$P_z$	$kN$	0,31	
Horizontalkraft x-Achse	$P_x$	$kN$	0	
Horizontalkraft y-Achse	$P_y$	$kN$	11,42	
Moment x-Achse:	$M_x$	$kNm$	30,11	
Moment y-Achse:	$M_y$	$kNm$	0	
<b>Abmaße</b>				
Breite	x	m	1,7	
Länge	y	m	1,7	
Höhe	z	m	1,1	
Volumen	V	$m^3$	3,2	
<b>Nachweise</b>				
Kippsicherheit	$e_y \leq e_{zul}$	m	$0,54 \leq 0,57$	$0,951 \leq 1,0$
Lagesicherheit Kante 1	$M_{dstb} \leq M_{stb}$	$kNm$	$0,26 \leq 60,8$	$0,004 \leq 1,0$
Lagesicherheit Kante 2	$M_{dstb} \leq M_{stb}$	$kNm$	$42,94 \leq 60,8$	$0,706 \leq 1,0$
Lagesicherheit Kante 3	$M_{dstb} \leq M_{stb}$	$kNm$	$0,26 \leq 60,8$	$0,004 \leq 1,0$
Lagesicherheit Kante 4	$M_{dstb} \leq M_{stb}$	$kNm$	$0,26 \leq 103,47$	$0,003 \leq 1,0$
Grundbruch	$\sigma_{vorh} \leq \sigma_{Rd}$	$\frac{kN}{m^2}$	$69,74 \leq 200$	$0,349 \leq 1,0$
Durchstanzen	$\sigma_{Ed} \leq \sigma_{Rd}$	$\frac{N}{mm^2}$	$0,37 \leq 22,22$	$0,017 \leq 1,0$

### 3.3. Finanzierung

Die resultierenden Investitionskosten und der prozentuale Anteil der jeweiligen Kostenposition für die PV - Anlage im Ötztal sind in Tabelle 12 dargestellt. Die totalen Kosten belaufen sich auf €22.296,60. Die geringste Kostenposition ist die Lagerung, welche aus vier Lagern besteht, mit 0,72 % von den Gesamtkosten. Die kostspieligste Position ist die Installation der PV - Anlage. Dies lässt sich aufgrund der Arbeitsstunden erklären. Der Stahlbau und die PV - Module sind mit 17,60 % und 16,06 % fast gleich.

Tabelle 12 Übersicht der Investitionskosten der PV - Anlage.

Komponenten	Kosten in €	Prozentualer Anteil an Gesamtkosten [%]
Behördliche Kosten	740,00	3,32
Antrieb	1.384,26	6,21
Tracking Unit	3.853,56	17,28
Lagerung	160,44	0,72
PV - Module	3.923,76	17,60
Wechselrichter	1.699,89	7,62
Stahlbau	3.581,76	16,06
Fundamente	2.352,93	10,55
Installation	4.600,00	20,63
Total	22.296,60	100,00

Wie bereits in Kapitel 2.4.2 erwähnt wurde, können aus Tabelle 13 die verwendeten Werte für die Barwertberechnung entnommen werden. Die prognostizierte Jahresstromproduktion ermittelt sich durch das PVsyst Software (Anh. A.8).

Tabelle 13 Übersicht der angewendeten Randbedingungen um die Barwerte der PV - Anlage im Ötztal sowie in der Atacamawüste zu ermitteln.

Randbedingungen	Einheit	PV - Anlage Ötztal	PV - Anlage Atacamawüste
Anlagenleistung PV - Anlage	<i>kWp</i>	15,72	15,72
Nutzungsdauer PV - Anlage	<i>Jahre</i>	25	25
Leistungsverlust PV - Anlage	$\frac{\%}{\text{Jahre}}$	0,5	0,5
Nutzungsdauer Wechselrichter	<i>Jahre</i>	15	15
Kosten Wechselrichtertausch	€	1.699,89	1.699,89
Einspeisevergütung bei 70 % Eigenverbrauch	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,1506	0,1506
Einspeisvergütung bei Volleinspeisung	$\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	0,076	0,076
Zukünftige Strompreissteigerung	$\frac{\%}{\text{Jahr}}$	2,00	2,00
Prognostizierte Jahresstromproduktion Ost / West	<i>kWh</i>	23.776,00	37.051,00
Prognostizierte Jahresstromproduktion Nord / Süd	<i>kWh</i>	25.564,00	44.585,00
Errichtungskosten	€	22.296,60	22.296,60
Betriebskosten (1,5 % der Errichtungskosten)	$\frac{\%}{\text{Jahr}}$	334,45	334,45

**70 % Eigenverbrauch** In Abbildung 23 sind die Resultate für die Barwertermittlung unter der Annahme eines Eigenverbrauchs von 70 % für die Ausrichtungen Ost / West und Nord / Süd für die PV - Anlage im Ötztal und der Atacamawüste dargestellt.

Abbildung 23a zeigt die Auswertung der einachsigen nachgeführten PV - Anlage mit 70 % Eigenverbrauch im Ötztal bei Ost / West Ausrichtung. Nach 25 Jahren ergibt sich ein Barwert von €29.239,74. Das bedeutet, die Anlage würde sich bereits nach 9 Jahren amortisieren. Würde man zusätzlich noch den Tausch des Wechselrichters (€1.699,89) nach 15 Jahren berücksichtigen, ergibt sich ein Barwert in der Höhe von €27.539,85. In Abbildung 23b ist die einachsige nachgeführte PV - Anlage mit 70 % Eigenverbrauch im Ötztal bei Nord / Süd Ausrichtung dargestellt. Nach 25 Jahren ergibt sich ein Barwert von €33.691,57. Das heißt, die Anlage würde sich nach 8 Jahren amortisieren. Würde man zusätzlich noch den Tausch des Wechselrichters (€1.699,89) nach 15 Jahren berücksichtigen, ergibt sich ein Barwert in der Höhe von €31.991,68. Abbildung 23c und 23d beschreiben die Barwerte der einachsigen nachgeführten PV - Anlage bei Ost / West und Nord / Süd Ausrichtung in der Atacamawüste mit 70 % Eigenverbrauch. Wie bereits zu erwarten war, ergeben sich für diese beiden Ausrichtungen besonders hohe Barwerte, was auf das enorme Sonnenangebot zurückzuführen ist. Für die Ost / West Ausrichtung ergibt sich laut Abbildung 23c ein Barwert von €62.292,29. Dies bedeutet, die Anlage würde sich bereits nach 5 Jahren amortisieren. Noch bemerkenswerter sind die Ergebnisse aus Abbildung 23d, hier beläuft sich der Barwert nach 25 Jahren auf €81.050,70 und die



a) Barwertermittlung Ötztal Ost / West.



c) Barwertermittlung Atacamawüste Ost / West.



b) Barwertermittlung Ötztal Nord / Süd.



d) Barwertermittlung Atacamawüste Nord / Süd.

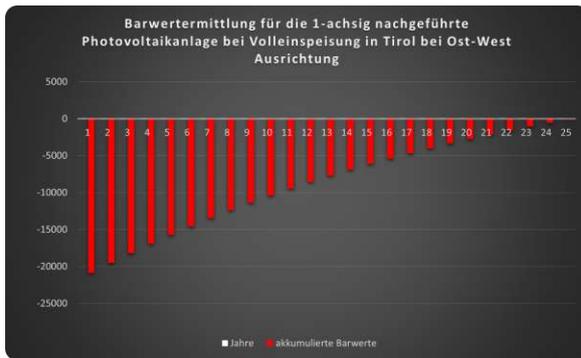
Abbildung 23 Barwertermittlung mit 70 % Eigenverbrauch im Ötztal und der Atacamawüste:  
 a) Ötztal mit Ausrichtung Ost / West; b) Ötztal mit Ausrichtung Nord / Süd; c)  
 Atacamawüste mit Ausrichtung Ost / West; d) Atacamawüste mit Ausrichtung  
 Nord / Süd.

Anlage würde sich bereits nach 4 Jahren amortisiert haben. Bei beiden Ergebnissen wurde der Tausch des Wechselrichters nach 15 Jahren nicht berücksichtigt.

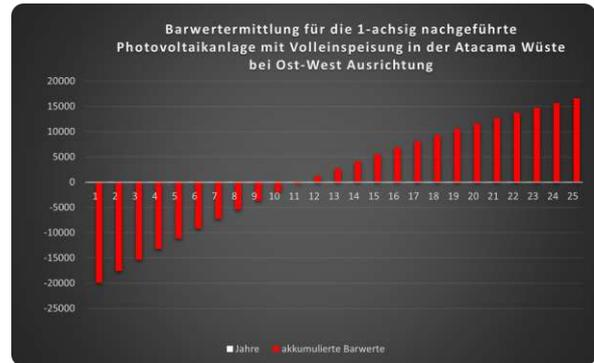
Das Resultat in Bezug auf die Ausrichtung war zu erwarten, da der Sonnenverlauf von Ost nach West geht und somit mehr Strahlung auf die PV - Anlage fällt, als wenn diese Ost / West ausgerichtet ist. Zusammenfassend lässt sich aus dem Vergleich schlussfolgern, dass sich die einachsige nachgeführte PV - Anlage im Ötztal mit 70 % Eigenverbrauch, selbst bei den derzeit niedrigen Tarifen, wirtschaftlich betreiben lässt. Aufgrund des enormen Strahlungsangebotes in der Atacamawüste würde sich die Anlage dort, je nach Ausrichtung, spätestens nach 5 Jahren amortisieren.

**Volleinspeisung** In Abbildung 24 sind die Resultate für die Barwertermittlung unter der Annahme der Volleinspeisung für die Ausrichtungen Ost / West und Nord / Süd für die PV - Anlage im Ötztal und der Atacamawüste dargestellt. Für die Berechnung wurden die gleichen Einspeisetarife für beide Länder verwendet.

Die in Abbildung 24a dargestellten Resultate der einachsige nachgeführten PV - Anlage mit Volleinspeisung im Ötztal bei Ost / West Ausrichtung ergibt nach 25 Jahren einen Bar-



a) Barwertermittlung Ötztal Ost / West.



c) Barwertermittlung Atacamawüste Ost / West.



b) Barwertermittlung Ötztal Nord / Süd.



d) Barwertermittlung Atacamawüste Nord / Süd.

Abbildung 24 Barwertermittlung mit Volleinspeisung im Ötztal und der Atacamawüste: a) Ötztal mit Ausrichtung Ost / West; b) Ötztal mit Ausrichtung Nord / Süd; c) Atacamawüste mit Ausrichtung Ost / West; d) Atacamawüste mit Ausrichtung Nord / Süd.

wert von €-84,24. Das bedeutet, die Anlage würde sich über ihre gesamte Laufzeit von 25 Jahren nicht amortisieren. Würde man zusätzlich noch den Tausch des Wechselrichters (€1.699,89) nach 15 Jahren berücksichtigen, ergibt sich ein negativer Barwert in der Höhe von €-1.784,13. In der Abbildung 24b sind die Ergebnisse der einachsigen nachgeführten PV-Anlage mit Volleinspeisung im Ötztal bei Nord / Süd Ausrichtung dargestellt. Dabei ergibt sich nach 25 Jahren einen Barwert von €2.162,36. Das heißt, die Anlage würde sich nach 22 Jahren amortisieren. Würde man zusätzlich noch den Tausch des Wechselrichters (€1.699,89) nach 15 Jahren berücksichtigen, ergibt sich ein Barwert in der Höhe von €462,5. Für die in Abbildung 24c und 24d dargestellten Resultate ergeben sich positive Barwerte in der Höhe von €16.595,66 und €26.062,05, was einen Amortisationszeitraum von 9-12 Jahren entspricht.

Zusammenfassend lässt sich aus dem Vergleich schlussfolgern, dass sich die einachsige nachgeführte PV-Anlage im Ötztal mit Volleinspeisung bei den derzeitigen Einspeisetarifen nicht wirtschaftlich betreiben lässt. Aufgrund des enormen Strahlungsangebotes in der Atacamawüste würde sich die Anlage, je nach Ausrichtung, spätestens nach 12 Jahren amortisieren.

### 3.4. Leistungsvergleich PV - Anlage Ötztal - Atacama

Im Zuge dieser Diplomarbeit wurde eine einachsig nachgeführten PV - Anlage mit Ost / West Ausrichtung mit einer nachgeführten Photovoltaik Anlage mit Nord / Süd Ausrichtung miteinander verglichen. Da am Beginn dieser Arbeit noch davon ausgegangen wurde, dass ein PV - Park in der Atacamawüste errichtet wird, wurden die Simulations - Ergebnisse aus Längenfeld mit den Ergebnissen aus der Atacamawüste verglichen. Zudem wurde auch ein Vergleich für eine stationäre Aufdachanlage (Neigungswinkel 5°, Azimutwinkel 0°,) an den beiden Standorten verglichen. In Tabelle 14 sind die verwendeten Eingangsparameter und die Wetterdaten für die Simulation mit PVsyst (Kap. 2.5) zusammengefasst.

Tabelle 14 Eingangsparameter für die Simulation mit PVsyst.

Standort	Längengrad	Breitengrad	Höhe	Zeitzone	Wetterdaten
Längenfeld	47.09° Nord	10.94° Ost	1151m	UTC+1	Meteonorm 8.1 (1996 - 2015)
Calama/ Atacamawüste	-22,50° Süd	-68,90° Ost	2312m	UTC - 4	Meteonorm 8.1 (1996 - 2015)

In Tabelle 15 sind die Ergebnisse aus der Simulation für den Standort in Längenfeld dargestellt. Laut den Simulationsergebnissen generiert die einachsig nachgeführte PV - Anlage mit Nord / Süd Ausrichtung (Variante  $a_1$ ) um circa 7,5 % mehr Strom gegen über einer Anlage mit Ost / West Ausrichtung (Variante  $b_1$ ) am Standort Längenfeld. Vergleicht man hingegen die Anlage mit Nord / Süd Ausrichtung mit einer stationären Anlage (Variante  $c_1$ ), so generiert die Anlage mit Nord / Süd Ausrichtung um circa 36,2 % mehr Strom.

Tabelle 15 Resultat des Vergleichs der verschiedenen PV - Anlage Variante  $a_1$ ,  $b_1$ ,  $c_1$  im Ötztal.

Variante	kWh/Jahr	kWh/kWp/Jahr	PV - Anlage	Performance Ratio
$a_1$	25.564,00	1.626	Nord / Süd Ausrichtung	89,45 %
$b_1$	23.776,00	1.512	Ost / West Ausrichtung	89,14 %
$c_1$	18.773,86	1.194	Nord / Süd Stationär	87,84 %

Tabelle 16 zeigt die Simulationsergebnisse für den Standort Calama in der Atacamawüste. Obwohl Variante  $a_2$  die größten Erträge verspricht, ist dennoch auffallend, dass Variante  $c_2$  eine bessere Performance Ratio aufweist. Laut PVsyst ist dies auf die Verluste durch eine erhöhte Stringtemperatur (abhängig von der GHI) bei nachgeführten Systemen zurückzuführen [46]. Vergleicht man die Ergebnisse aus Tabelle 16 mit den Ergebnissen aus Tabelle 15 wird ersichtlich, dass die Ergebnisse durchaus plausibel sind, da am Standort Ötztal die Globalstrahlung deutlich geringer ist und dadurch auch die Verluste durch eine erhöhte Stringtemperatur deutlich geringer sind. Ein Auszug aus den Simulationsergebnissen ist dem Anhang unter A.8 beigelegt.

Tabelle 16 Resultat des Vergleichs der verschiedenen PV - Anlage Variante  $a_2$ ,  $b_2$ ,  $c_2$  in der Atacamawüste.

Variante	kWh/Jahr	kWh/kW <sub>p</sub> /Jahr	PV - Anlage	Performance Ratio
$a_2$	44.585,00	2.836	Nord / Süd Ausrichtung	84,80 %
$b_2$	37.051,00	2.357	Ost / West Ausrichtung	84,93 %
$c_2$	32.818,00	2.088	Nord / Süd Stationär	84,84 %

### 3.5. Bau der Pilotanlage

Im folgenden sind die bereits erbrachten Einbauschritte der Pilotanlage bis zum Einreichtermin der Diplomarbeit aufgeführt.

Im ersten Schritt wurden die 16 mm Bewehrungsstäbe, welche bereits gebogen waren, zu einzelnen Körben zusammengebunden. In einem weiteren Schritt wurden die Betonfundamente angefertigt. Die Schalungselemente inklusive Kleinmaterial wurden von der Firma Auer Bau GmbH bereit gestellt. Christian Scheiber, Schalungsexperte bei der Firma Auer Bau GmbH, unterstützte die Schalungsarbeiten mit ihrem Fachwissen und alle drei Betonfundamente wurden am 23.03.2024 vorbereitet. Damit sicher gestellt werden kann, dass die in der Grundplatte vorgefertigten Bohrungen für die Ankerstäbe mit den Abständen der Ankerstäbe im Betonfundament übereinstimmen, wurden eigene Holzschablonen angefertigt. Abbildung 25a zeigt den exakten Einbau der Ankerstäbe. Zusätzlich wurde beim mittleren Fundament (Antrieb) das PVC - Rohr für die Verkabelung eingebaut. Dies erleichtert später die Verkabelung und bewirkt, dass die Kabel direkt an der Stütze aus der Erde ragen. Nachdem alle Schalungsbestandteile festgezogen und fixiert waren, konnten wir mit dem Ausgießen der Fundamente beginnen. Abbildung 25c zeigt wie die einzelnen Fundamente mit Beton angefüllt wurden. Aufgrund der Höhe der Fundamente und der dadurch wirkenden Kräfte, wurde der Gießvorgang in zwei Schritte unterteilt. Es bestand die Gefahr, dass der Beton an der Unterseite austreten könnte und gleichzeitig die gesamte Schalung anhebt. Im Zweiten Gießvorgang wurden schlussendlich die Fundamente bis Unterkante Holzschablone aufgefüllt. Nachdem die Fundamente alle ausgegossen wurden, dauerte es circa eine Woche bis die Fundamente genügend trocken waren um abtransportiert werden zu können.

Im nächsten Arbeitsschritt wurde der Aushub der Fundamente vorgenommen. Da das Gelände gegen Norden leicht abfallend ist, musste die Tiefe der einzelnen Fundamente angepasst werden. Abbildung 26a zeigt wie die Fundamente im Gelände ausgemessen wurden. Die rote Aussteckschnur dient dazu den Abstand zur Grundgrenze einzuhalten und erleichtert zusätzlich die exakte Positionierung der Fundamente beim Einheben in die Baugrube. Abbildung 26c zeigt wie die einzelnen Fundamente in die Baugrube eingebaut wurden. Die Einbauarbeiten wurden mit Hilfe eines Fahrzeugkranes durchgeführt.

Nachdem die drei Fundamente eingebaut und hinterfüllt wurden, wurde in einem weiteren Schritt die Stahlkonstruktion aufgebaut. Anschließend konnten die PV - Module installiert

und verkabelt werden. Abschließend wurde die PV - Anlage vom Elektromeister Manfred Fritzer angeschlossen und in Betrieb genommen. In Abbildung 27 ist die fertig gestellte PV - Anlage dargestellt.



a) Schalung mit Bewehrungsstahl



b) Fertig gegossenes Fundament



c) Ausgießen der Betonfundamente

Abbildung 25 Bau der Fundamente: a) Schalung mit Bewehrungsstahl; b) Fertig gegossenes Fundament.; c) Ausgießen der Betonfundamente.



a) Aushub der Fundamente



b) Frostkoffer einbringen und Fundamenthöhe einstellen



c) Einbau Fundamente



d) Geländeanpassung mit Humus

Abbildung 26 Aushub und Einbau der Fundamente: a) Aushub der Fundamente; b) Frostkoffer einbringen und Höhe einstellen; c) Einbau Fundamente; d) Geländeanpassung mit Humus.



a) Fertige PV - Anlage bei 25 - 30°ostwärts



b) Fertige PV - Anlage bei 0°



c) Fertige PV - Anlage bei 0°



d) Fertige PV - Anlage bei 45°westwärts

Abbildung 27 Fertig gestellte PV - Anlage a) Neigungswinkel zwischen 25 - 30°; b) Neigungswinkel 0°; c) Neigungswinkel 0°; d) Neigungswinkel 45°.

## 4. Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Arbeit war die Auslegung und Konstruktion einer einachsigen nachgeführten PV-Anlage mit anschließendem Bau und Inbetriebnahme der Pilotanlage in A-6444 Längenfeld. Das Nutzungskonzept der Pilotanlage sieht vor, dass bei Windgeschwindigkeiten von mehr als 60 km/h die PV-Module einen Neigungswinkel von  $0^\circ$  einnehmen. Bei Niederschlag unter  $4^\circ\text{C}$  (Schneefall) stellen sich die PV-Module in einen Neigungswinkel von  $60^\circ$ . Diese Maßnahmen wirken sich positiv auf die Auslegung der Stahlkonstruktion aus. Für die Auslegung der Stahlkonstruktion wurden einerseits Schneelasten für ein 50-jähriges Ereignis ( $2,16\text{ kN/m}^2$ ) am Standort Längenfeld und andererseits Windlasten bei Windgeschwindigkeiten von 60 km/h ( $0,36\text{ kN/m}^2$ ) angenommen. Die maßgebende Belastung bei der Auslegung der Stahlkonstruktion resultiert aus dem Schneedruck. Bei der Auslegung der Fundamente kann der Schneedruck vernachlässigt werden; maßgebend hierbei waren die Windlasten bei  $60^\circ$  geneigten PV-Modulen.

Der Leistungsvergleich an den unterschiedlichen Standorten (Längenfeld und Calama, Atacamawüste) mit unterschiedlichen Ausrichtungen (Nord/Süd, Ost/West, stationär montierte Aufdachanlage) ergab, dass sich an beiden Standorten eine Nord/Süd Ausrichtung am besten eignet. Für die Pilotanlage konnten laut Simulation am Standort Längenfeld  $25.563,00\text{ kWh/Jahr}$  und am Standort Calama in der Atacamawüste  $44.585,00\text{ kWh/Jahr}$  Strom produziert werden. Bei der stationär montierten Aufdachanlage mit  $5^\circ$  Modulneigung am Standort Längenfeld ergab sich ein Wert von  $18.773,86\text{ kWh/Jahr}$ , dies entspricht einer Reduktion von circa  $26,5\%$  gegenüber der Nord/Süd Ausrichtung. Sehr ähnliche Ergebnisse ergaben sich aus dem Vergleich der stationär montierten und der Nord/Süd ausgerichteten Anlage am Standort Calama. Hier ergaben die Simulationsergebnisse der stationär montierten Aufdachanlage eine Reduktion von circa  $26,4\%$  gegenüber einer Nord/Süd ausgerichteten Anlage.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung ergab, dass sich die geplante einachsige nachgeführte PV-Anlage am Standort Längenfeld, aufgrund der derzeitigen niedrigen Einspeisetarife, nur dann wirtschaftlich betreiben lässt, sofern circa  $70\%$  der produzierten Energie selbst verbraucht werden. Am Standort Calama würde sich die Anlage deutlich schneller amortisieren, da die PV-Anlage um circa  $74\%$  mehr Energie erzeugt.

Mit dem Bau der Pilotanlage wurde im Juni 2024 begonnen und die Fertigstellung sowie Inbetriebnahme erfolgte in August 2024.

## 5. Ausblick

Um die einachsige nachgeführte PV-Anlage in der Atacamawüste noch wirtschaftlicher betreiben zu können, sollten weitere Anstrengungen in die statischen Bemessungen, mit der Annahme, dass keine Schneelasten vorkommen, unternommen werden. Es ist zu erwarten, dass sich die gesamte Stahlkonstruktion leichter oder in einer niedrigeren Stahlqualität ausführen lässt.

Angesichts der Tatsache, dass der Eurocode die Windbelastungen für einachsige nachgeführte PV-Anlagen nicht richtig abbildet, wäre es durchaus von Vorteil Windsimulationen durchzuführen. Dies würde einen genaueren Einblick über die Sogkräfte an der Rückseite geben. Aufgrund des bisherigen Umfangs, konnte das in dieser Arbeit nicht umgesetzt werden.

Zudem kann das Neigungskonzept bei Windgeschwindigkeiten über 60 km/h sowie das Verhalten der Anlage bei Wind und Schneefall überdacht werden. Darüber hinaus lassen sich mit den gesammelten Daten präzise Vergleiche gegenüber stationär installierten benachbarten Anlagen in Längsfeld erstellen. Ein durchaus weiterer wichtiger Punkt wäre die Untersuchung von Inselsystemen im Alpenraum und in wie weit es wirtschaftlich vertretbar ist, durch PV-Anlagen energieautark zu werden.

Abschließend könnten noch Messungen an der PV-Pilotanlage mit unterschiedlichen Albedowerten vorgenommen werden. Eine detaillierte Auswertung dieser Ergebnisse würde wichtige Informationen über mögliche Ertragssteigerungen während der Wintermonate im Alpenraum liefern.

# Literatur

- [1] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), 2024, URL: [https://www.oesterreich.gv.at/themen/umwelt\\_und\\_klima/klima\\_und\\_umweltschutz/1/Seite.1000325.html](https://www.oesterreich.gv.at/themen/umwelt_und_klima/klima_und_umweltschutz/1/Seite.1000325.html), Datenstand: 01.04.2024.
- [2] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), 2022, URL: <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/publikationen/schriftenreihe-2023-36-marktentwicklung-energietechnologien.php>, Datenstand: 20.03.2024.
- [3] S. Bayo-Besteiro, L. de la Torre, X. Costoya, M. Gómez-Gesteira, A. Pérez-Alarcón, M. deCastro, J.A. Añel, *Photovoltaic power resource at the Atacama Desert under climate change*, *Renewable Energy*, 216 (2023), 118999, ISSN: 0960-1481, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.118999>, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148123009059>.
- [4] Konrad Mertens, *Photovoltaik Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*, 6. Auflage, Carl Hanser Verlag München, 2022.
- [5] Robert Stieglitz, Volker Heinzl, *Thermische Solarenergie Grundlagen, Technologie, Anwendungen*, 1. Auflage, Springer Vieweg, 2012.
- [6] Viktor Wesselak, Thomas Schabbach, Thomas Link, Joachim Fischer, « Regenerative Energiequellen », *Handbuch Regenerative Energietechnik*, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017, S. 111–192, ISBN: 978-3-662-53073-3, DOI: 10.1007/978-3-662-53073-3\_3, URL: [https://doi.org/10.1007/978-3-662-53073-3\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-662-53073-3_3).
- [7] Global Solar Atlas, 2023, URL: <https://globalsolaratlas.info/download/world>, Datenstand: 26.01.2024.
- [8] Sebastian Voswinckel Viktor Wesselak, *Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird*, Berlin, Boston: Springer Berlin, Heidelberg, 2016, ISBN: 978-3-662-48905-5, URL: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-48906-2>.
- [9] Bundesverband Photovoltaic Austria, 2024, URL: <https://pvaustria.at/technische-grundlagen/>, Datenstand: 29.02.2024.

- [10] Zakaria Kadmiri, Omar El Kadmiri, Lhoussaine Masmoudi, Mohammed Bargach, *A Novel Solar Tracker Based on Omnidirectional Computer Vision*, Journal of Solar Energy, 2015 (Jan. 2015), DOI: 10.1155/2015/149852.
- [11] Nadia AL-Rousan, Nor Ashidi Mat Isa, Mohd Khairunaz Mat Desa, *Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82 (2018), 2548–2569, ISSN: 1364-0321, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.077>, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117313266>.
- [12] Vijayan Sumathi, R. Jayapragash, Abhinav Bakshi, Praveen Kumar Akella, *Solar tracking methods to maximize PV system output – A review of the methods adopted in recent decade*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 74 (2017), 130–138, ISSN: 1364-0321, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.013>, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117302162>.
- [13] Aboubakr El Hammoumi, Saad Motahhir, Abdelaziz El Ghzizal, Abdelilah Chalh, Aziz Derouich, *A simple and low-cost active dual-axis solar tracker*, Energy Science & Engineering, 6.5 (2018), 607–620, DOI: <https://doi.org/10.1002/ese3.236>, URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/ese3.236>.
- [14] C.S. Chin, A. Babu, W. McBride, *Design, modeling and testing of a standalone single axis active solar tracker using MATLAB/Simulink*, Renewable Energy, 36.11 (2011), 3075–3090, ISSN: 0960-1481, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.026>, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148111001406>.
- [15] Dr. Dhanabal Rengasamy, Venuturla Bharathi, R. Ranjitha, A. Ponni, S. Deepthi, P. Mageshkannan, *Comparison of efficiencies of solar tracker systems with static panel single-axis tracking system and dual-axis tracking system with fixed mount*, Intern. J. Eng. Technol. 5 (Jan. 2013), 1925–1933.
- [16] Sinovoltaics, 2024, URL: <https://sinovoltaics.com/learning-center/csp/single-axis-trackers/>, Datenstand: 26.02.2024.
- [17] *Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten (konsolidierte Fassung)*, Norm, 2011.

- [18] *Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten Nationale Nationale Festlegungen zu ÖNORM EN 1991-1-4 und nationale Ergänzungen*, Norm, 2019.
- [19] *Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen - Schneelasten (konsolidierte Fassung)*, Norm, 2016.
- [20] *Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen - Schneelasten Nationale Nationale Festlegungen zu ÖNORM EN 1991-1-3, nationale Erläuterungen und nationale Ergänzungen*, Norm, 2022.
- [21] BML - Bundesministerium Land- und Forstwirtschaft, Regionne und Wasserwirtschaft, 2024, URL: <https://hora.gv.at/#/cschneelast/bgrau/a-/@47.08975,10.93897,16z/x47.09095,10.94251,16z>, Datenstand: 10.02.2024.
- [22] Radu Velicu, Gheorghe Moldovean, I. Scaletchi, B.R. Butuc, *Wind loads acting on an azimuthal photovoltaic platform. Experimental study*, Renewable Energy and Power Quality Journal, 1 (Apr. 2010), 427–432, DOI: 10.24084/repqj08.347.
- [23] Suntrack, 2024, URL: <https://suntrack.p4q.com/single-axis-solar-tracker-controller#>, Datenstand: 11.02.2024.
- [24] Professionals for Quality P4Q, *SUNTRACK SYSTEM GENERAL MANUAL*, D013-Manual<sub>General</sub>*suntrack* (Aug. 2022), 1–57.
- [25] Trinasolar, 2023, URL: <https://www.trinasolar.com/en-glb/product1>, Datenstand: 13.12.2023.
- [26] CanadianSolar, 2023, URL: <https://www.csisolar.com/bihiku7/>, Datenstand: 13.12.2023.
- [27] Risen Energy CO., LTD, 2023, URL: [https://en.risenenergy.com/product/assembly\\_info?info=3](https://en.risenenergy.com/product/assembly_info?info=3), Datenstand: 13.12.2023.
- [28] Luxor Solar, 2023, URL: <https://www.luxor.solar/de/solar-module/eco-line-ntype-hjt/glas-glas-bifacial-solarmodule.html>, Datenstand: 13.12.2023.
- [29] BYD Company Ltd., 2023, URL: [https://pv.byd.com/sites/sune/singleCrystal\\_mob.html](https://pv.byd.com/sites/sune/singleCrystal_mob.html), Datenstand: 13.12.2023.

- [30] Christian Renken Francesco Frontini Mauro Caccivio, *Leitfaden bifaziale Module, Anwendung von bifazialen Solarmodulen - Einsatzmöglichkeiten and Gebäuden, Dimensionierung der Anlagenkomponenten*, /, / (/ 2019), 1–53.
- [31] Verein Österreichs E-Wirtschaft, 2024, URL: <https://oesterreichsenergie.at/publikationen/ueberblick/detailseite/wechselrichterliste-tor-erzeuger-typ-a>, Datenstand: 14.03.2024.
- [32] Dlubal Software GmbH, *RSTAB 8*, Version 8.34.01, URL: <https://www.dlubal.com/de/produkte/altere-produkte/rstab-8/was-ist-rstab>.
- [33] *Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten Teil 1-4: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau (konsolidierte Fassung)*, Norm, 2014.
- [34] Prof. Dr. Georg Kartnig, *Grundlagen der Konstruktionslehre*, Universitäts Vorlesung, 2012.
- [35] Klaus Jürgen Schneider, *Bautabellen für Ingenieure mit Berechnungshinweisen und Beispielen*, Köln: Bundesanzeiger Verlag GmbH, 2018, ISBN: 978-3-8462-0880-9.
- [36] Autodesk, *INVENTOR*, Version 2024, URL: <https://www.autodesk.ch/de/products/inventor/overview?term=1-YEAR&tab=subscription>.
- [37] Prof. Dr.-Ing. Rudolf Baumgart, Hoch, *Fundamente*, Hochschule Darmstadt, Masivbau, 5. Okt. 2020, URL: <https://rudolfbaumgart.de/scripte/fundamente.pdf>, Datenstand: 18.01.2023.
- [38] Dlubal Software GmbH 2016, 2023, URL: <https://www.dlubal.com/de/webfile/003222/3726901/rf-fund-pro-handbuch-de.pdf?hash=294b4d6dc35a44928f0de37fcc5acee402a281f5>, Datenstand: 14.03.2023.
- [39] 2001-2024 Dlubal Software GmbH, 2024, URL: <https://www.dlubal.com/de/support-und-schulungen/support/knowledge-base/001526>, Datenstand: 24.02.2024.
- [40] Ulrich Pape, *Mit Fallbeispielen und Übungen*, Berlin, Boston: De Gruyter Oldenbourg, 2018, ISBN: 9783110578669, DOI: doi:10.1515/9783110578669, URL: <https://doi.org/10.1515/9783110578669>.

- [41] Martina Röhrich, *Darstellung anhand einer Fallstudie*, München: De Gruyter Oldenbourg, 2014, ISBN: 9783486854923, DOI: doi : 10 . 1524 / 9783486854923, URL: <https://doi.org/10.1524/9783486854923>.
- [42] Pape Ulrich, *Grundlagen der Finanzierung und Investition*, 2. Auflage, München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2001, S. 308.
- [43] Däumler Klaus-Dieter, Grabe Jürgen, *Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung*, 22. Auflage, Ettenheim, Verlag Neue Wirtschafts-Briefe GmbH Co. KG, 2007, S. 165.
- [44] Pape Ulrich, *Grundlagen der Finanzierung und Investition*, 2. Auflage, München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2001, S. 372.
- [45] Pape Ulrich, *Grundlagen der Finanzierung und Investition*, 2. Auflage, München, Oldenbourg Wirtschaftsverlag, 2001, S. 375–376.
- [46] PVsyst SA, *PVsyst*, Version 7.4.5, URL: <https://www.pvsyst.com/>.
- [47] Mair Wilfried GmbH, 2024, URL: <http://www.mairwilfried.it/>, Datenstand: 14.04.2024.
- [48] Auer Bau GmbH, 2024, URL: <https://www.aerbau.at/>, Datenstand: 14.04.2024.
- [49] Manfred Günter Fritzer, MF Tronic, 2024, URL: [email : info@mf - tronic . at](mailto:info@mf-tronic.at), Datenstand: 14.04.2024.
- [50] Jiangyin Sunslew Machinery Equipment, 2024, URL: <https://www.sunslewdrive.com/products>, Datenstand: 21.04.2024.
- [51] TBG Group Technologies, 2024, URL: <https://www.tgb-group.com/de/>, Datenstand: 21.04.2024.
- [52] CHANGZHOU HANGTUO MECHANICAL CO., LTD, 2024, URL: <https://www.solarslewdrive.com/aboutus.html>, Datenstand: 21.04.2024.
- [53] Solabolic GmbH, 2024, URL: <https://www.solabolic.com/home>, Datenstand: 14.04.2024.

- 
- [54] GOOD Future Solar, 2024, URL: <https://www.goodfuturesolar.com/>, Datenstand: 21.04.2024.
- [55] suntrack, 2024, URL: <https://suntrack.p4q.com/>, Datenstand: 21.04.2024.
- [56] igus motsion plastics, 2024, URL: <https://www.igus.at/info/photovoltaics>, Datenstand: 13.03.2024.
- [57] CSB Plastic Bearing Technology, 2024, URL: <https://www.csb-ep.com/products/pv-support-bracket-spherical-bearings-794.html>, Datenstand: 13.03.2024.
- [58] TrinaTracker, 2021, URL: <https://www.csb-ep.com/products/pv-support-bracket-spherical-bearings-794.html>, Datenstand: 12.03.2024.
- [59] SkyCiv Engineering, 2023, URL: <https://skyciv.com/de/docs/tech-notes/loading/solar-panel-wind-load-calculation-asce-7-16/>, Datenstand: 24.04.2023.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar  
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

---

# Anhang

# A. Ergänzungen

## A.1. PV - Pilotanlage Ötztal

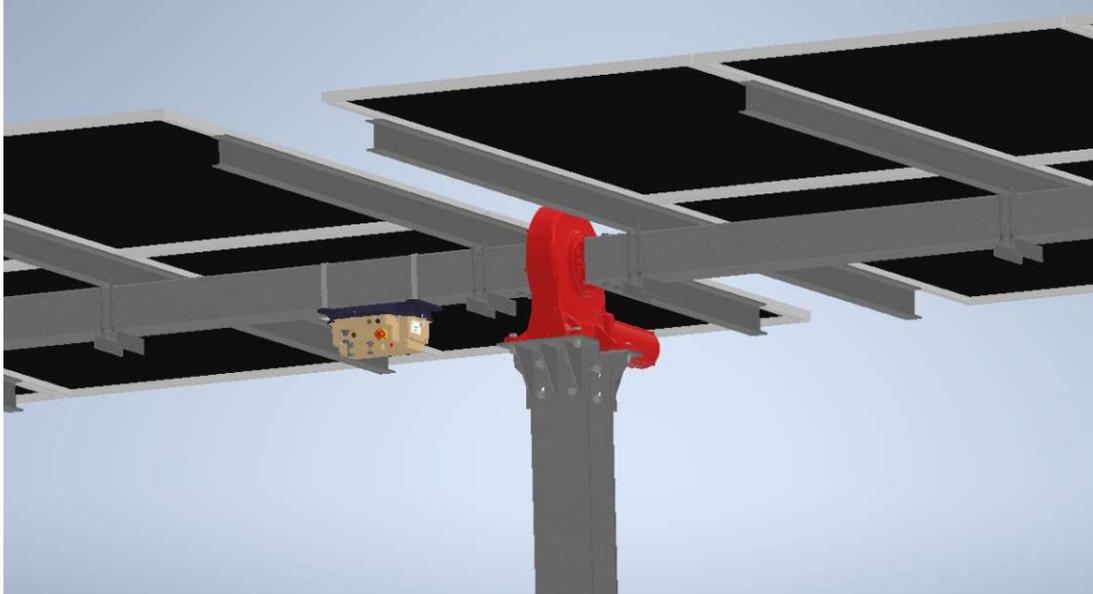
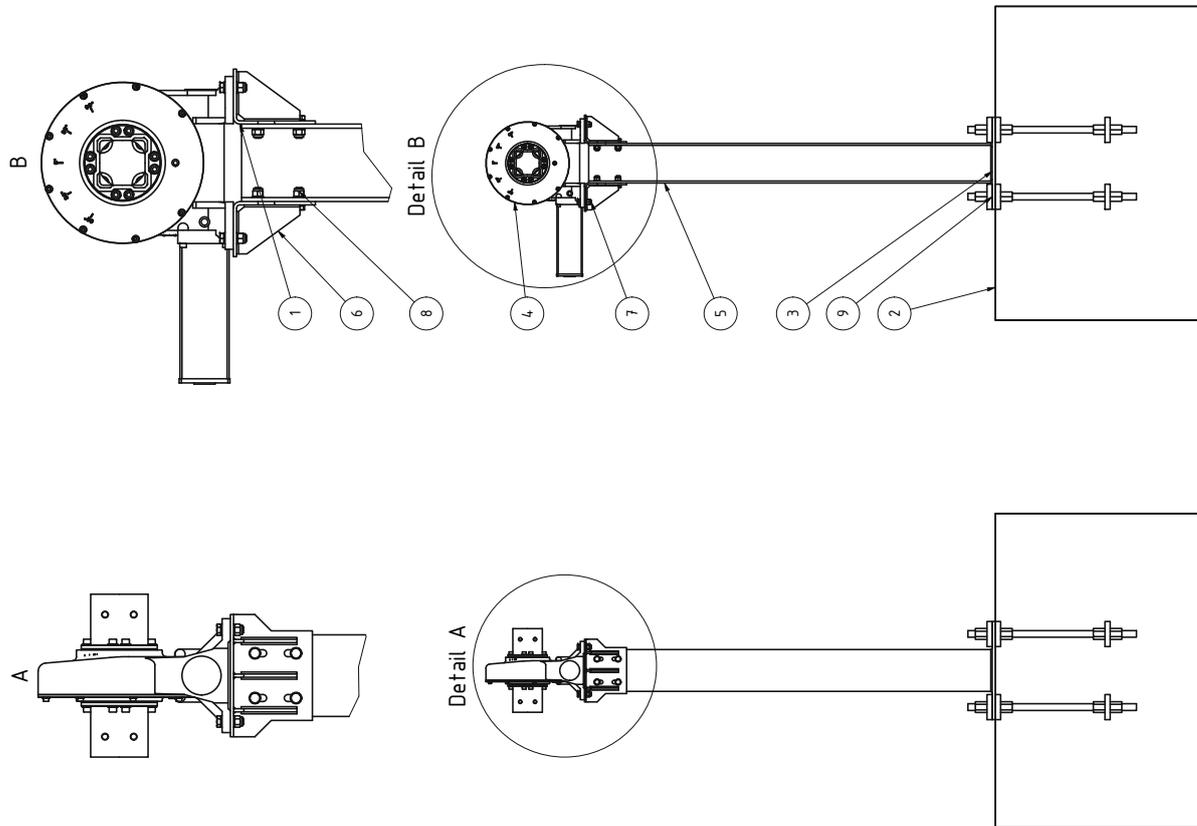
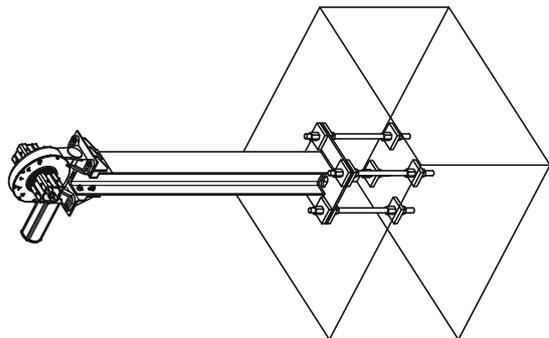


Abbildung 28 3D Modell der PV - Pilotanlage im Ötztal.





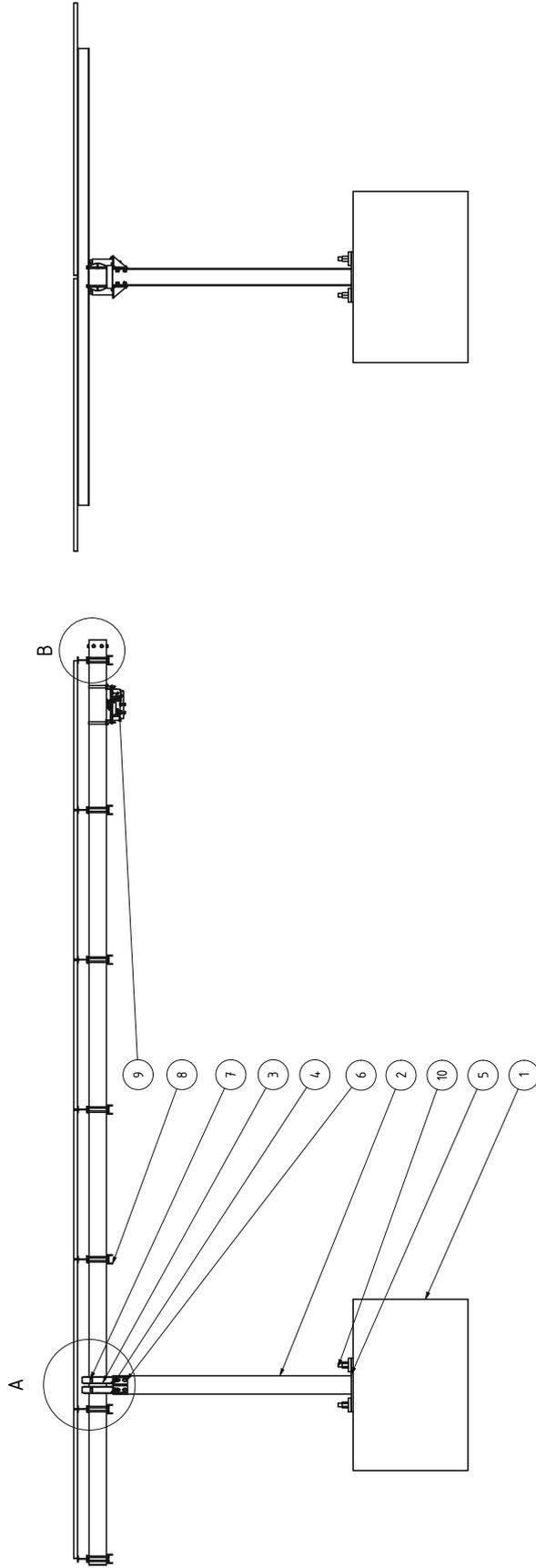
ANMERKUNG: Alle Bauteile Feuerverzinkt

OBJEKT	ANZAHL	BAUTEILNUMMER	BESCHREIBUNG	MASSE	MATERIAL																		
1	1	Aufnahme_Slew_Drive	Blech-Biege-/Schweißteil	7,523 kg	Aluminum 6061, geschweißt																		
2	1	Beton Fundament	C30/37	54,16,451 kg	Beton, Fertigbeton																		
3	1	Platte HEA_Träger	Blech-Biege-/Schweißteil	23,494 kg	EN S355JR																		
4	1	VD10PS-100S140-LC-SH032-REV.A	VD10	14,8201 kg	HARDOX 500 TUF																		
5	1	HEA 200 Antrieb.iam	HEA 200	80,672 kg	EN S355JR																		
6	1	Aufnahme_Slew_Drive_MIR1	Blech-Biege-/Schweißteil	7,523 kg	Aluminum 6061, geschweißt																		
7	4	Schraubverbindung Drive	M16x55	0,184 kg	/																		
8	8	Schraubverbindung HEA-Mitte	M16x45	0,169 kg	/																		
9	4	Aufnahme ZSB_Ankerverbindung_Fundament Feuerverzinkt	Gewi 28mm	14,529 kg	550/620																		
<b>BAUTEILLISTE</b>																							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Gezeichnet</th> <th>Datum</th> <th>Werk</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>07.03.2024</td> <td>07.03.2024</td> <td>HK</td> </tr> <tr> <th>Geprüft</th> <th>Datum</th> <th>Werk</th> </tr> <tr> <td>07.03.2024</td> <td>07.03.2024</td> <td>HK</td> </tr> <tr> <th>Gezeichnet</th> <th>Datum</th> <th>Werk</th> </tr> <tr> <td>07.03.2024</td> <td>07.03.2024</td> <td>HK</td> </tr> </tbody> </table>						Gezeichnet	Datum	Werk	07.03.2024	07.03.2024	HK	Geprüft	Datum	Werk	07.03.2024	07.03.2024	HK	Gezeichnet	Datum	Werk	07.03.2024	07.03.2024	HK
Gezeichnet	Datum	Werk																					
07.03.2024	07.03.2024	HK																					
Geprüft	Datum	Werk																					
07.03.2024	07.03.2024	HK																					
Gezeichnet	Datum	Werk																					
07.03.2024	07.03.2024	HK																					
<b>PV TRACKER</b>																							
					2																		
					A2																		

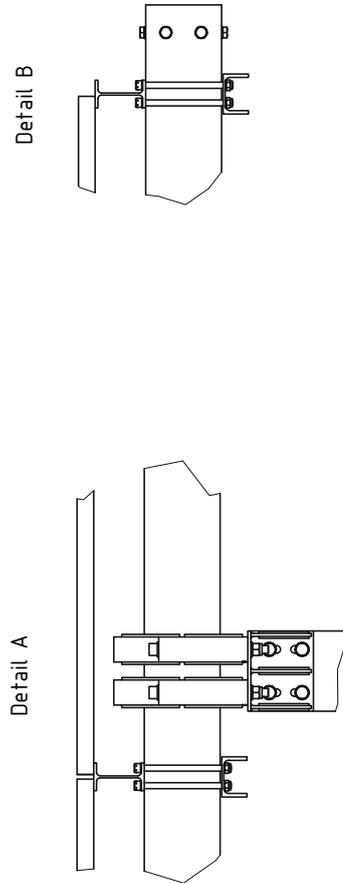


Abbildung 30 Zusammenbau Mitte PV - Anlage.





**ANMERKUNG: Alle Bauteile Feuerverzinkt**



BAUTEILLISTE													
OBJEKT	ANZAHL	BAUTEILNUMMER	BESCHREIBUNG	MASSE	MATERIAL								
1	1	Beton Fundament	1500x1500x1000mm	54,16,451 kg	Beton, Fertigbeton								
2	1	EURONORM 53-62 - HE 160 A-2075	Wanngewalzte I-Träger	63,007 kg	EN S355JR								
3	2	GS08-150-CSB PLASTIC BEARING TECHNOLOGY COPYRIGHT	This file contains a STEP AP42 implementation	2,420 kg	/								
4	2	Halterung Lager Seitlich	Blech-Biege- / Schweißteil	2,459 kg	Aluminium 6061, geschweißt								
5	1	Platte HEA_Träger	4,50x4,50x15	23,928 kg	EN S355JR								
6	8	Schraubverbindung HEA Aufnahme	M16x40	0,161 kg	/								
7	4	Schraubverbindung Lagerschalen	M16x220	0,461 kg	/								
8	1	Oberbau rechts	Siehe Blatt 4	1611,167 kg	/								
9	1	TCU	Tracker Control Unit	15,62 kg	/								
10	4	ZSB_Ankerverbindung_Fundamente	Gewi 28mm Feuerverzinkt	14,529 kg	550/620								
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Datum</th> <th>Version</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>07.03.2024</td> <td>HK</td> </tr> <tr> <td>07.03.2024</td> <td>HK</td> </tr> <tr> <td>07.03.2024</td> <td>HK</td> </tr> </tbody> </table>				Datum	Version	07.03.2024	HK	07.03.2024	HK	07.03.2024	HK	PV TRACKER	
Datum	Version												
07.03.2024	HK												
07.03.2024	HK												
07.03.2024	HK												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Objekt</th> <th>Blatt</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>			Objekt	Blatt			3						
Objekt	Blatt												
				A2									

Abbildung 32 Zusammenbau Seite PV - Anlage.

STÜCKLISTE PV-TRACKER			
OBJEKT	BAUTEILBEZEICHNUNG	ABBILDUNG	ANZAHL
1	Fundament		3
2	EURONORM 53-62 - HE 160 A-2075		2
3	GSQB-150-CSB PLASTIC BEARING TECHNOLOGY COPYRIGHT		4
4	Platten_Fundament (Platte Gerade 120x120x25)		36
5	Muttern T2002 Fundament		48
6	Gewi Anker 28mm Länge =0,8m		12
7	Halterung Träger-Lager		4
8	Versteifung_Halterung		12
9	Platte HEA_Träger/ Grundplatte 450x450x15		3
10	BS EN ISO 4017 - M16 x 40		32
11	ISO 7092 - ST 16 - 140 HV		64
12	DIN 6924 - M16 x 1,5		52
13	JIS 1176 M16x220		8
14	ISO 7091 - ST 16 - 100 HV		16
16	STN EN 10219-2 - 150 x 150 x 4 - 7338		2
18	BS EN ISO 4017 - M14 x 30		16
19	ISO 7092 - 14		16
20	ZSB IPE 100		7
21	DIN 1025 - IPE 100-4000		14
23	DIN 1026-2 - UPE 80 - 200		14
24	Schraubverbindung M12x180		56
25	ANSI B18.3.1M - M12x1,75 x 180, DFHSHCS2HM		56
26	ISO 7092 - 12		112
27	ISO 7042 - M12		56
28	PL-150-CSB PLASTIC BEARING TECHNOLOGY COPYRIGHT		2
29	PV_Modul_TrinaSolar		24
30	TCU_P4Q		1
31	Halterung TCU		2
34	Halterung_HEA-Träger		2
35	Versteifung Halterung PV-Modul		6
37	VD10PS-100S140-LC-SH032-REV.A		1
38	HEA 200 Antrieb.iam		1
39	BS EN ISO 4017 - M16 x 55		4
40	ISO 7092 - ST 16 - 140 HV		24
42	BS EN ISO 4017 - M16 x 45		8

Abbildung 33 Stückliste PV - Anlage.

## A.2. Einwirkungen

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Einwirkungen Wind & Schnee Stahlkonstruktion einer Solaranlage

**Allgemein:**

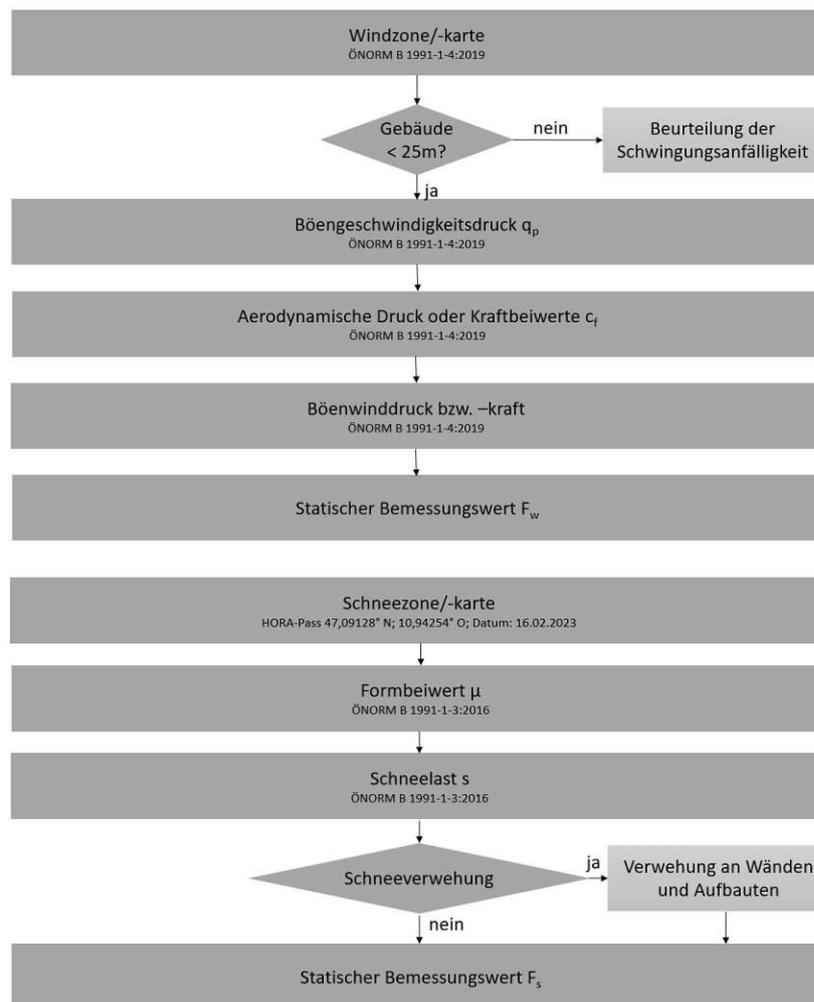


Abbildung 34 Einwirkung Wind und Schnee.

**Klotz Engineering GmbH**  
 Oberlängenfeld 13  
 A-6444 Längenfeld  
 www.ingklotz.at



### Geometrie Bauwerk:

Höhe Anlage Träger:	$h := 2.5 \text{ m}$	
Breite Anlage:	$b := 16.398 \text{ m}$	
Länge 2x PV-Modul:	$l_{solar} := 4.798 \text{ m}$	
Breite 1x PV-Modul:	$b_{solar} := 1.35 \text{ m}$	
Bezugsfläche PV-Module:	$A_{ref} := l_{solar} \cdot b$	$A_{ref} = 78.68 \text{ m}^2$
Gewicht PV-Module:	$m_{panel} := 38.3 \text{ kg}$	
Anzahl PV-Module:	$n_{panel} := 24$	
Gewicht Stahl Oberbau: (ohne HEA Stützen)	$m_{stahl,oberbau} := 780 \text{ kg}$	
Neigungswinkel PV-Module:	$\alpha_{solarmodul} := 60 \text{ deg}$	
Höhe Anlage Modul 90°:	$s := l_{solar} \cdot \sin(\alpha_{solarmodul})$	$s = 4.16 \text{ m}$
Höhe Anlage Modul 60°:	$h_{max} := h + \frac{s}{2}$	$h_{max} = 4.58 \text{ m}$

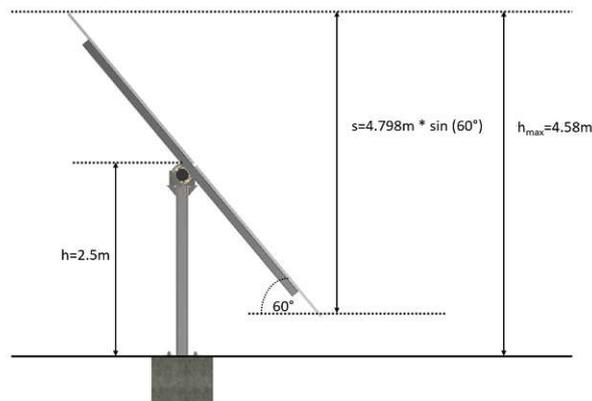


Abbildung 35 Geometrie PV - Anlage.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



#### Eigengewicht:

Eigengewicht Panel:	$F_{panel} := m_{panel} \cdot n_{panel} \cdot g$	$F_{panel} = 9.01 \text{ kN}$
Eigengewicht Oberbau:	$F_{oberbau} := g \cdot m_{stahl,oberbau}$	$F_{oberbau} = 7.65 \text{ kN}$
Totales Eigengewicht:	$F_{G;kN} := F_{panel} + F_{oberbau}$	$F_{G;kN} = 16.66 \text{ kN}$
Totales Eigengewicht:	$F_G := \frac{F_{G;kN}}{A_{ref}}$	$F_G = 0.21 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$

#### Statischer Bemessungswert:

Teilsicherheitsbeiwert:	$\gamma_{Q1} := 1.1$	
Eigengewicht:	$F_{G;Ed} := F_G \cdot \gamma_{Q1}$	$F_{G;Ed} = 0.23 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$

#### Windzone/ -Karte:

Grundwert Basiswindges.:	$v_{b,0} := 25.4 \frac{\text{m}}{\text{s}}$	26.2 m/s ÖNORM B 199-1-4:2019; Tab. A.1 Sölden St.Leonhard im Pitztal --> HORA
Richtungsfaktor:	$c_{dir} := 1.0$	
Jahreszeitenbeiwert:	$c_{season} := 1.0$	
Basisgeschwindigkeit:	$v_b := v_{b,0} \cdot c_{dir} \cdot c_{season}$	$v_b = 25.4 \frac{\text{m}}{\text{s}}$
Dichte Luft:	$\rho := 1.25 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	
Basisgeschwindigkeitsdruck:	$q_b := \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_b^2$	$q_b = 0.4 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$

#### Gebäudegrösse & Geländekategorie:

Gebäudehöhe < 25m:	$h_{max} < 25 \text{ m} = 1$	
Geländekategorie:	Geländekategorie III	ÖNORM EN 1991-1-4:2011; Tab. 4.1

#### Aerodynamische Druck und Kraftbeiwerte:

Aspect ratio:	$\frac{b}{s} = 3.95$
Clearance ratio:	$\frac{s}{h_{max}} = 0.91$

Abbildung 36 Einwirkung Wind.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



Clearance Ratio, a/h	Aspect Ratio, B/s											
	≤ 0.05	0.1	0.2	0.5	1	2	4	5	10	20	30	≥ 45
1	1.80	1.70	1.65	1.55	1.45	1.40	1.35	1.35	1.30	1.30	1.30	1.30
0.9	1.85	1.75	1.70	1.60	1.55	1.50	1.45	1.45	1.40	1.40	1.40	1.40
0.7	1.90	1.85	1.75	1.70	1.65	1.60	1.60	1.55	1.55	1.55	1.55	1.55
0.5	1.95	1.85	1.80	1.75	1.75	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.75
0.3	1.95	1.90	1.85	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.85	1.85	1.85
0.2	1.95	1.90	1.85	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.85	1.90	1.90	1.95
≤ 0.16	1.95	1.90	1.85	1.85	1.80	1.80	1.85	1.85	1.85	1.90	1.90	1.95

Windkraftbeiwert:  $c_f := 1.8$  *1.45 ASCE 7-16*  
*cf=1.8 ÖNORM B 1991-1-4:2019; 9.4.2 Anzeigetafeln*

Strukturbeiwert:  $c_s c_d := 1.0$  *Nicht Schwingungsanfällig*

#### Böengeschwindigkeitsdruck $q_p(z)$ :

ÖNORM EN 1991-1-4:2011, Gleichung (4.8) ist aufgrund der Berücksichtigung des in Österreich gültigen Windprofils nicht anwendbar. Der Böengeschwindigkeitsdruck  $q_p(z)$  ist gemäß 6.3.2.1 zu berechnen und entspricht dem Mittelwert über 2 Sekunden.

Spitzenwindgeschwindigkeit:  $v_p := 110 \frac{\text{km}}{\text{hr}} = 30.56 \frac{\text{m}}{\text{s}}$  *HORA-Pass 47,09128° N; 10,94254° O;*  
*Datum: 16.02.2023*

Spitzenwindgeschwindigkeit:  $v_p := 60 \frac{\text{km}}{\text{hr}} = 16.67 \frac{\text{m}}{\text{s}}$  *Definiert/Angenommen*

Zmin (10m):  $z := 10$

Abminderungsfaktor:  $f_s := 0.896$  *ÖNORM B 1991-4:2019; Tab. 3; 6.3.2.1*

Böengeschwindigkeitsdruck:  $q_{p;10} := 1.75 \cdot \left(\frac{z}{10}\right)^{0.29} \cdot q_b \cdot f_s$   $q_{p;10} = 0.63 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$   
*ÖNORM B 1991-4:2019; Tab. 2; 6.3.2.1*

Böengeschwindigkeitsdruck:  $q_p := \left(\frac{v_p}{v_b}\right)^2 \cdot q_b \cdot f_s$   $q_p = 0.16 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$

#### Böenwinddruck/-kraft:

Windkraft:  $F_{w;10} := c_s c_d \cdot c_f \cdot q_{p;10} \cdot A_{ref} \cdot \sin(\alpha_{solar\text{modul}})$   $F_{w;10} = 77.54 \text{ kN}$

Windkraft:  $F_w := c_s c_d \cdot c_f \cdot q_p \cdot A_{ref} \cdot \sin(\alpha_{solar\text{modul}})$   $F_w = 19.08 \text{ kN}$

Winddruck auf PV-Modul:  $q_{w;10} := c_s c_d \cdot c_f \cdot q_{p;10} \cdot \sin(\alpha_{solar\text{modul}})$   $q_{w;10} = 0.99 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$

$q_w := c_s c_d \cdot c_f \cdot q_p \cdot \sin(\alpha_{solar\text{modul}})$   $q_w = 0.24 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$

Abbildung 37 Einwirkung Wind.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Windreibungskraft:

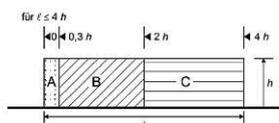
Teilsicherheitsbeiwert:	$\gamma_Q := 1.5$	
Reibungsbeiwert:	$c_{fr} := 0.01$	Glatt: ÖNORM EN 1991-4:2011; Tab. 7.10
Windreibungskraft:	$F_{fr} := c_{fr} \cdot q_p \cdot A_{ref} \cdot \gamma_Q$	$F_{fr} = 0.18 \text{ kN}$
Windreibungsdruck:	$q_{fr} := c_{fr} \cdot q_p \cdot \gamma_Q$	$q_{fr} = 0.002 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$

### Statischer Bemessungswert:

Teilsicherheitsbeiwert:	$\gamma_Q := 1.5$	
Windkraft maßgebend:	$F_{w;Ed} := F_w \cdot \gamma_Q$	$F_{w;Ed} = 28.62 \text{ kN}$
Winddruck maßgebend:	$q_{w10;Ed} := q_{w10} \cdot \gamma_Q$	$q_{w10;Ed} = 1.48 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$
	$q_{w;Ed} := q_w \cdot \gamma_Q$	$q_{w;Ed} = 0.36 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$

### Winddruck auf Oberflächen: Freistehende Wände, Zäune, Anzeigetafeln

Gerade Wand:	$\frac{b}{l_{solar}} = 3.42$
	$b = 16.4 \text{ m}$
	$4 \cdot h_{max} = 18.31 \text{ m}$
	$b \leq 4 \cdot h_{max} = 1$



$$A_f := 0.3 \cdot l_{solar} \cdot l_{solar} = 6.91 \text{ m}^2$$

$$B_f := 1.7 \cdot l_{solar} \cdot l_{solar} = 39.14 \text{ m}^2$$

$$C_f := 2 \cdot l_{solar} \cdot l_{solar} = 46.04 \text{ m}^2$$

Nettodruckbeiwert:	$c_{p;netA} := 2.9$	Tabelle 7.9 ÖENORM_EN_1991-1-4_2011
Nettodruckbeiwert:	$c_{p;netB} := 1.8$	
Nettodruckbeiwert:	$c_{p;netC} := 1.4$	
Winddruck A:	$w_{iA} := q_p \cdot c_{p;netA} = 0.45 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	
Winddruck B:	$w_{iB} := q_p \cdot c_{p;netB} = 0.28 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	

Abbildung 38 Einwirkung Wind.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



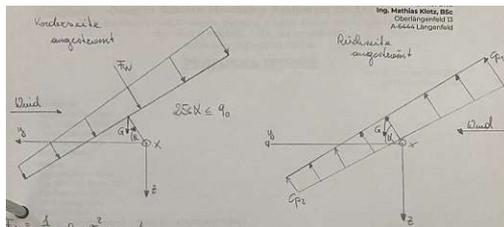
Winddruck C:	$w_{iC} := q_p \cdot c_{p,netC} = 0.22 \frac{kN}{m^2}$	
Windkraft A:	$F_{w,eA} := w_{iA} \cdot A_f = 3.12 \text{ kN}$	
Windkraft B:	$F_{w,eB} := (w_{iB} \cdot B_f) = 10.96 \text{ kN}$	
Windkraft C:	$F_{w,eC} := (w_{iC} \cdot C_f) = 10.03 \text{ kN}$	
Windkraft:	$F_{w,e;total} := F_{w,eA} + F_{w,eB} + F_{w,eC}$	$F_{w,e;total} = 24.1 \text{ kN}$
	$q_{w,e;total} := \frac{F_{w,e;total}}{A_{ref}}$	$q_{w,e;total} = 0.31 \frac{kN}{m^2}$
Winddruck:	$q_{w,e;total;Ed} := q_{w,e;total} \cdot \gamma_Q$	$q_{w,e;total;Ed} = 0.46 \frac{kN}{m^2}$
Widerstand:	$q_{Rd} := 5.4 \frac{kN}{m^2}$	
Nachweis:	$\frac{q_{Rd}}{q_{w,e;total;Ed}} = 11.75$	
	$F_{Rd} := q_{Rd} \cdot A_{ref}$	$F_{Rd} = 424.86 \text{ kN}$
	$F_{w,e;total;Ed} := F_{w,e;total} \cdot \gamma_Q$	$F_{w,e;total;Ed} = 36.15 \text{ kN}$

Abbildung 39 Einwirkung Wind

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Einwirkung Moment auf Antrieb:



Winkel:	$\alpha := 30 \text{ deg}$	
Abstand Moment:	$b_1 := 0.25 \text{ m}$	
Abstand Moment:	$a_1 := 0.28 \text{ m}$	
Kraft in x:	$F_x := 0$	
Kraft in y:	$F_{y;10} := F_{w;10} \cdot \cos(\alpha)$ $F_y := F_w \cdot \cos(\alpha)$	$F_{y;10} = 67.16 \text{ kN}$ $F_y = 16.52 \text{ kN}$
Kraft in z:	$F_{z;10} := F_{G;kN} + F_{w;10} \cdot \sin(\alpha)$ $F_z := F_{G;kN} + F_w \cdot \sin(\alpha)$	$F_{z;10} = 55.44 \text{ kN}$ $F_z = 26.2 \text{ kN}$
Moment Antrieb:	$M_x :=  F_{G;kN} \cdot b_1 \cdot \cos(\alpha) - F_{w;10} \cdot a_1 $ $M_x :=  F_{G;kN} \cdot b_1 \cdot \cos(\alpha) - F_w \cdot a_1 $	$M_x = 18.1 \text{ kN} \cdot \text{m}$ $M_x = 1.73 \text{ kN} \cdot \text{m}$

### Statischer Bemessungswert:

Teilsicherheitsbeiwert:	$\gamma_Q := 1.5$	
Kraft in y:	$F_{y;Ed} := F_y \cdot \gamma_Q$	$F_{y;Ed} = 24.78 \text{ kN}$
Kraft in z:	$F_{z;Ed} := F_z \cdot \gamma_Q$	$F_{z;Ed} = 39.3 \text{ kN}$
Resultierendes Moment:	$M_{x;Ed} := M_x \cdot \gamma_Q$	$M_{x;Ed} = 2.6 \text{ kN} \cdot \text{m}$

### Nachweis Moment auf Antrieb:

Herstellerangaben:  $M_{max} := 70 \text{ kN} \cdot \text{m}$

Nachweis:  $M_{x;Ed} \leq M_{max} = 1$

if ( $M_x < M_{max}$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Sicherheitsfaktor:  $\frac{M_{max}}{M} = 40.36$

if ( $\frac{M_{max}}{M} \geq 1.0$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Abbildung 40 Einwirkung / Nachweis Moment auf Antrieb.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Schneelast:

Char. Schneelast am Boden:	$s_k := 2.7 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	<i>HORA-Pass 47,09128° N; 10,94254° O; Datum: 16.02.2023</i>
Umgebungskoeffizient:	$C_e := 1.0$	
Temperaturkoeffizient:	$C_t := 1.0$	
Außergewöhnliche Lasten:	$C_{esl} := 1.0$	
Formbeiwert Schnee:	$\mu_i := 0.8$	
Schneelast:	$s := \mu_i \cdot C_e \cdot C_t \cdot s_k$	$s = 2.16 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$
Punktlast:	$Q := s \cdot A_{ref}$	$Q = 169.94 \text{ kN}$
Dichte Schnee:	$\rho := 300 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	
Schneehöhe:	$h := 0.73 \text{ m}$	
Schneelast Rückrechnung:	$s_{k;k} := \rho \cdot g \cdot h = 2.15 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	

### Schneelast bei Verwehung:

*Tritt nicht auf, da keine Wände, Vorsprung oder Aufbauten vorhanden sind.*

### Statischer Bemessungswert:

Teilsicherheitsbeiwert:	$\gamma_Q := 1.0$	
Schneelast:	$F_{s;Ed} := s \cdot \gamma_Q$	$F_{s;Ed} = 2.16 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$
Punktlast:	$Q_{Ed} := Q \cdot \gamma_Q$	$Q_{Ed} = 169.94 \text{ kN}$

Abbildung 41 Einwirkung Schnee.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Lastkombinationen:

$$E_d = E \sum_{j \geq 1} \gamma_{G,j} G_{k,j} + \gamma_P P + \gamma_{Q,1} Q_{k,1} + \sum_{i > 1} \gamma_{Q,i} \psi_{0,i} Q_{k,i} \quad (6.10)$$

Einwirkung	Teilsicherheitsbeiwert $\gamma$		Kombinationsbeiwert $\psi_0$
	günstig	ungünstig	
ständige ( $G_k$ )	1,0	1,35	---
Wind ( $w_k$ )	0	1,5	0,6
Schnee ( $s_k$ ) über 1000m ü. NN	0	1,5	0,7
Schnee ( $s_k$ ) unter 1000m ü. NN	0	1,5	0,5

Tabelle 16: Teilsicherheits- und Kombinationsbeiwerte für Einwirkungen (ÖNORM)

$$\psi_{0,s} := 0.7 \quad \psi_{0,w} := 0.6 \quad \gamma_{Q2} := 1.35$$

Eigengewicht wird im Rstab berücksichtigt

#### Sommer:

Lastfall 1: *Wind auf 60° auf Panels*  $q_{w;Ed} = 0.36 \frac{kN}{m^2}$

#### Winter:

Lastfall 2: *Schnee*  $F_{s;Ed} = 2.16 \frac{kN}{m^2}$

Lastfall 3: *Schnee + Wind*  
 $E_{d;LK3} := F_{s;Ed} \cdot \gamma_Q \cdot \psi_{0,s} + q_{w;Ed} \cdot \psi_{0,w}$   $E_{d;LK3} = 1.73 \frac{kN}{m^2}$

Lastfall 5: *Wind bei 110 km/h auf HEA Träger*  
 $E_{d;LK5} := 1.22 \frac{kN}{m^2}$   $E_{d;LK5} = 1.22 \frac{kN}{m^2}$   
 $e_{d;LK4} := E_{d;LK5} \cdot 200 \text{ mm}$   $e_{d;LK4} = 0.24 \frac{kN}{m}$

Abbildung 42 Einwirkung Wind und Schnee.

## A.3. RSTAB

9.1 BEMESSUNGSÜBERSICHT		Bemessungsübersicht									
Add-On	Objekte	Typ	Nr.	Position [m]	Bemess. Situation	Belastung Nr.	Nachweis		Typ	Beschreibung	
							kriterium $\eta$ [-]				
Spannungs-Dehnungs-Berechnung	Stab	50		x: 0.350	BS1	LK1	1.180	!	$\sigma_{\text{von Mises}}$	Vergleichsspannung (von Mises)	
Spannungs-Dehnungs-Berechnung	Stab	50		x: 0.350	BS1	LK1	1.176	!	$\sigma_{\text{ges}}$	Gesamtnormalspannung	
Spannungs-Dehnungs-Berechnung	Stab	50		x: 0.000	BS1	LK1	0.166	✓	$\tau_{\text{tot}}$	Gesamtschubspannung	
Stahlbemessung	Stab	50		x: 0.350	BS1	LK1	1.176	!	SP6200.00	Querschnittsnachweis   Biegung, Normalkraft und Schub nach EN 1993-1-1, 6.2.9.2, 6.2.9.3, 6.2.10   Elastische Bemessung	
Stahlbemessung	Stab	33,34,42,43,57,58,66,67		x: 2.400	BS1	LK1	0.601	✓	SP4100.03	Querschnittsnachweis   Biegung um y-Achse nach EN 1993-1-1, 6.2.5   Plastische Bemessung	
Stahlbemessung	Stab	36,37		x: 2.400	BS1	LK1	0.410	✓	SP8500.04	Querschnittsnachweis   Doppelbiegung und Schub nach EN 1993-1-1, 6.2.9.1 und 6.2.10   Plastische Bemessung	
Stahlbemessung	Stab	3		x: 2.500	BS1	LK1	0.400	✓	SP5100.03	Querschnittsnachweis   Biegung um z-Achse nach EN 1993-1-1, 6.2.5   Plastische Bemessung	
Stahlbemessung	Stab	3		x: 2.500	BS1	LK1	0.400	✓	SP8500.03	Querschnittsnachweis   Biegung um z-Achse, Normalkraft und Schub nach EN 1993-1-1, 6.2.9.1 und 6.2.10   Plastische Bemessung	
Stahlbemessung	Stab	2		x: 0.000	BS1	LK1	0.218	✓	SP4200.03	Querschnittsnachweis   Biegung um y-Achse nach EN 1993-1-1, 6.2.9.2, 6.2.9.3   Elastische Bemessung	
Stahlbemessung	Stab	50		x: 0.000	BS1	LK1	0.166	✓	SP3400.02	Querschnittsnachweis   Schub nach EN 1993-1-1, 6.2.6(4)   Elastische Bemessung	
Stahlbemessung	Stab	33,34,42,43,57,58,66,67		x: 2.400	BS1	LK1	0.060	✓	SP3100.02	Querschnittsnachweis   Querkraft in z-Achse nach EN 1993-1-1, 6.2.6(2)   Plastische Bemessung	
Stahlbemessung	Stab	3		x: 0.000	BS1	LK1	0.039	✓	SP1200.00	Querschnittsnachweis   Druck nach EN 1993-1-1, 6.2.4	
Stahlbemessung	Stab	3		x: 0.250	BS1	LK1	0.018	✓	SP3200.02	Querschnittsnachweis   Querkraft in y-Achse nach EN 1993-1-1, 6.2.6(2)   Plastische Bemessung	
Stahlbemessung	Stab	1-7,10-13,30-71		x: 0.000	BS1	EK1	0.000	✓	SP0100.00	Querschnittsnachweis   Vernachlässigbare Schnittgrößen	
Stahlbemessung	Stab	2, 4,5,7,10-13,30-71		x: 0.000	BS1	LK1	0.000	✓	SP3500.00	Querschnittsnachweis   Schubbeulen nach EN 1993-1-5, 6.1, 5.2, 5.3 und 5.5	

Abbildung 43 Bemessungsübersicht RSTAB Schneeeinwirkung.

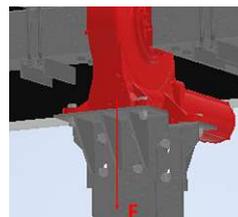
## A.4. Schraubverbindung

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Schrauben Berechnung I Stahlkonstruktion einer Solaranlage

Wirkende Kraft Wind vorne:  $F_{wind,vorne} := 8.06 \text{ kN}$   
 Wirkende Kraft Wind hinten:  $F_{wind,hinten} := 1.43 \text{ kN}$   
 Wirkende Kraft Schnee:  $F_{schnee} := 70.23 \text{ kN}$   
 Maßgebend:  $F_{tt} := F_{schnee}$



#### 1) Schubspannung der Schraube

Wirkende Kraft:  $F := \frac{F_{tt}}{2}$   $F = 35.12 \text{ kN}$

Anzahl der Schrauben:  $n := 4$   
 Anzahl Schnittflächen:  $m := 1$

Schraubenquerschnitt:  $A := 157 \text{ mm}^2$  *Asp: liegt die Scherfläche im Gewindebereich --> Asp M16*

Schubbeanspruchung:  $\tau_a := \frac{F}{n \cdot m \cdot A}$   $\tau_a = 55.92 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Spannung Schraube:  $\sigma_{schraube} := 640 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$  *Festigkeit 8.8: 8\*8\*10*

Zulässige Schubspannung:  $\tau_{zul} := 0.3 \cdot \sigma_{schraube}$   $\tau_{zul} = 192 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Nachweis:  $\tau_a \leq \tau_{zul}$

**if** ( $\tau_a < \tau_{zul}$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Sicherheitsfaktor:  $\frac{\tau_{zul}}{\tau_a} = 3.43$

**if** ( $\frac{\tau_{zul}}{\tau_a} \geq 1.0$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Maximale Einwirkung  
 Schraubenaufnahme:  $F_{max} := (n \cdot m \cdot A) \cdot \tau_{zul}$   $F_{max} = 120.58 \text{ kN}$

Abbildung 44 Nachweis Schubspannung der Schraube Gruppe A.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



## 2) Lochleibung im Blech

Wirkende Kraft:	$F_i := \frac{F_{tt}}{2}$	$F_i = 35.12 \text{ kN}$
Anzahl der Schrauben:	$n := 4$	
Schraubenschaft:	$d := 16 \text{ mm}$	
Blechstärke:	$t_i := 6 \text{ mm}$	
Lochleibungsspannung:	$\sigma_{L,i} := \frac{F_i}{n \cdot d \cdot t_i}$	$\sigma_{L,i} = 91.45 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$
Spannung Bauteil:	$\sigma_{bauteil} := 355 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	
Zulässige Schubspannung:	$\sigma_{zul} := 0.7 \cdot \sigma_{bauteil}$	$\sigma_{zul} = 248.5 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$
Nachweis:	$\sigma_{L,i} \leq \sigma_{zul}$	
<b>if</b> ( $\sigma_{L,i} < \sigma_{zul}$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"		
Sicherheitsfaktor:	$\frac{\sigma_{zul}}{\sigma_{L,i}} = 2.72$	
<b>if</b> ( $\frac{\sigma_{zul}}{\sigma_{L,i}} \geq 1.0$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"		
Maximale Einwirkung	$F_{max} := (n \cdot d \cdot t_i) \cdot \sigma_{zul}$	$F_{max} = 95.42 \text{ kN}$

Abbildung 45 Nachweis Lochleibung im Blech Gruppe A.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### 3) Zugbeanspruchung des Restquerschnittes

Wirkende Kraft:	$F_i := \frac{F_{tt}}{2}$	$F_i = 35.12 \text{ kN}$
Breite Blech:	$b := 160 \text{ mm}$	
Lochdurchmesser:	$d_{loch} := 17 \text{ mm}$	
Höhe Blech:	$h := 6 \text{ mm}$	
Anzahl Schrauben:	$n_i := 4$	
Nettoquerschnitt Blech:	$A_{i,netto} := (b - n_i \cdot d_{loch}) \cdot h$	$A_{i,netto} = 552 \text{ mm}^2$
Zugbeanspruchung:	$\sigma_{Z,i} := \frac{F_i}{A_{i,netto}}$	$\sigma_{Z,i} = 63.61 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$
Spannung Bauteil:	$\sigma_{bauteil} := 355 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	
Zulässige Schubspannung:	$\sigma_{Z,zul} := 0.7 \cdot \sigma_{bauteil}$	$\sigma_{Z,zul} = 248.5 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Nachweis:  $\sigma_{Z,i} \leq \sigma_{Z,zul}$

if ( $\sigma_{Z,i} < \sigma_{Z,zul}$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Sicherheitsfaktor:  $\frac{\sigma_{Z,zul}}{\sigma_{Z,i}} = 3.91$

if ( $\frac{\sigma_{zul}}{\sigma_{L,i}} \geq 1.0$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Maximale Einwirkung  $F_{max} := A_{i,netto} \cdot \sigma_{Z,zul}$   $F_{max} = 137.17 \text{ kN}$

Abbildung 46 Nachweis Zugbeanspruchung des Restquerschnittes Gruppe A.

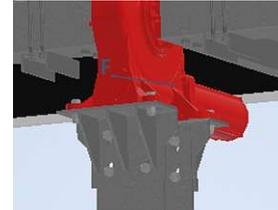
**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



## Schrauben Berechnung II Stahlkonstruktion einer Solaranlage

Wirkende Kraft Wind vorne:  $F_{wind,vorne} := 10.86 \text{ kN}$   
Wirkende Kraft Wind hinten:  $F_{wind,hinten} := 10.81 \text{ kN}$   
Wirkende Kraft Schnee:  $F_{schnee} := 0.13 \text{ kN}$

Maßgebend:  $F_{tt} := F_{wind,vorne}$



### 1) Schubspannung der Schraube

Wirkende Kraft:  $F := \frac{F_{tt}}{2}$   $F = 5.43 \text{ kN}$

Anzahl der Schrauben:  $n := 2$   
Anzahl Schnittflächen:  $m := 1$

Schraubenquerschnitt:  $A := 157 \text{ mm}^2$  *Asp: liegt die Scherfläche im Gewindebereich --> Asp M16*

Schubbeanspruchung:  $\tau_a := \frac{F}{n \cdot m \cdot A}$   $\tau_a = 17.29 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Spannung Schraube:  $\sigma_{schraube} := 640 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$  *Festigkeit 8.8: 8\*8\*10*

Zulässige Schubspannung:  $\tau_{zul} := 0.3 \cdot \sigma_{schraube}$   $\tau_{zul} = 192 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Nachweis:  $\tau_a \leq \tau_{zul}$

**if** ( $\tau_a < \tau_{zul}$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Sicherheitsfaktor:  $\frac{\tau_{zul}}{\tau_a} = 11.1$

**if** ( $\frac{\tau_{zul}}{\tau_a} \geq 1.0$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Maximale Einwirkung  
Schraubenaufnahme:  $F_{max} := (n \cdot m \cdot A) \cdot \tau_{zul}$   $F_{max} = 60.29 \text{ kN}$

Abbildung 47 Nachweis Schubspannung der Schraube Gruppe B.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



## 2) Lochleibung im Blech

Wirkende Kraft:  $F_i := \frac{F_{tt}}{2}$   $F_i = 5.43 \text{ kN}$

Anzahl der Schrauben:  $n := 2$

Schraubenschaft:  $d := 16 \text{ mm}$

Blechstärke:  $t_i := 8 \text{ mm}$

Lochleibungsspannung:  $\sigma_{L,i} := \frac{F_i}{n \cdot d \cdot t_i}$   $\sigma_{L,i} = 21.21 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Spannung Bauteil:  $\sigma_{bauteil} := 355 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Zulässige Schubspannung:  $\sigma_{zul} := 0.7 \cdot \sigma_{bauteil}$   $\sigma_{zul} = 248.5 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Nachweis:  $\sigma_{L,i} \leq \sigma_{zul}$

**if** ( $\sigma_{L,i} < \sigma_{zul}$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Sicherheitsfaktor:  $\frac{\sigma_{zul}}{\sigma_{L,i}} = 11.72$

**if** ( $\frac{\sigma_{zul}}{\sigma_{L,i}} \geq 1.0$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Maximale Einwirkung  $F_{max} := (n \cdot d \cdot t_i) \cdot \sigma_{zul}$   $F_{max} = 63.62 \text{ kN}$

Abbildung 48 Nachweis Lochleibung im Blech Gruppe B.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### 3) Zugbeanspruchung des Restquerschnittes

Wirkende Kraft:	$F_i := \frac{F_{tt}}{2}$	$F_i = 5.43 \text{ kN}$
Breite Blech:	$b := 300 \text{ mm}$	
Lochdurchmesser:	$d_{loch} := 18 \text{ mm}$	
Höhe Blech:	$h := 8 \text{ mm}$	
Anzahl Schrauben:	$n_i := 2$	
Nettoquerschnitt Blech:	$A_{i,netto} := (b - n_i \cdot d_{loch}) \cdot h$	$A_{i,netto} = 2112 \text{ mm}^2$
Zugbeanspruchung:	$\sigma_{Z,i} := \frac{F_i}{A_{i,netto}}$	$\sigma_{Z,i} = 2.57 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$
Spannung Bauteil:	$\sigma_{bauteil} := 355 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	
Zulässige Schubspannung:	$\sigma_{Z,zul} := 0.7 \cdot \sigma_{bauteil}$	$\sigma_{Z,zul} = 248.5 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Nachweis:  $\sigma_{Z,i} \leq \sigma_{Z,zul}$

if ( $\sigma_{Z,i} < \sigma_{Z,zul}$ , "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt") = "Nachweis erfüllt"

Sicherheitsfaktor:  $\frac{\sigma_{Z,zul}}{\sigma_{Z,i}} = 96.65$

if  $\left( \frac{\sigma_{zul}}{\sigma_{L,i}} \geq 1.0, \text{"Nachweis erfüllt"}, \text{"Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{"Nachweis erfüllt"}$

Maximale Einwirkung  $F_{max} := A_{i,netto} \cdot \sigma_{Z,zul}$   $F_{max} = 524.83 \text{ kN}$

Abbildung 49 Nachweis Zugbeanspruchung des Restquerschnittes Gruppe B.

## A.5. Schweißnähte

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Schweißnaht Anschluss I-Träger/Grundplatte

Teilsicherheitsbeiwert:  $\gamma_Q := 1.5$

**Schnee:**

Normalkraft:  $N_{Ed} := 71.29 \text{ kN} \cdot \gamma_Q$   $N_{Ed} = 106.94 \text{ kN}$   
 Querkraft:  $V_{Ed} := 0.73 \text{ kN} \cdot \gamma_Q$   $V_{Ed} = 1.1 \text{ kN}$   
 Moment:  $M_{Ed} := 0.80 \text{ kN} \cdot \text{m} \cdot \gamma_Q$   $M_{Ed} = 1.2 \text{ kN} \cdot \text{m}$

**Wind hinten/vorne:**

Normalkraft:  $N_{Ed} := 9.17 \text{ kN} \cdot \gamma_Q$   $N_{Ed} = 13.76 \text{ kN}$   
 Querkraft:  $V_{Ed} := 10.99 \text{ kN} \cdot \gamma_Q$   $V_{Ed} = 16.49 \text{ kN}$   
 Moment:  $M_{Ed} := 29.55 \text{ kN} \cdot \text{m} \cdot \gamma_Q$   $M_{Ed} = 44.33 \text{ kN} \cdot \text{m}$

**Massgeben:**

Normalkraft:  $N_{Ed} = 13.76 \text{ kN}$   
 Querkraft:  $V_{Ed} = 16.49 \text{ kN}$   
 Moment:  $M_{Ed} = 44.33 \text{ kN} \cdot \text{m}$

**Kehlnahtanschluss - Vereinfachtes Verfahren (Schneider Bautabellen)****Stahlgüte Träger:**

Streckgrenze:  $f_y := 355 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Zugfestigkeit:  $f_u := 510 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

**Stahlgüte Blech:**

Streckgrenze:  $f_{y1} := 355 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Zugfestigkeit:  $f_{u1} := 490 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Blechstärke:  $t := 6.5 \text{ mm}$

$$t_{\min} := t \cdot \text{mm}^{-1} = 6.5$$

Korrelationsfaktor:  $\beta_w := 0.9$

Teilsicherheit:  $\gamma_{M2} := 1.25$

$$S355=0.9; S235=0.8$$

Anzahl Schweißnähte:  $n := 1$

$$a_{\max} := 0.7 \cdot t_{\min} = 4.55$$

Schweißnahtdicke:  $a_w := 4 \text{ mm}$

$$a_{\min} := 3 \text{ mm}$$

$$a_{\min} := \sqrt[2]{t_{\min}} - 0.5 = 2.05$$

Schweißnahtlänge:  $l_w := 568 \text{ mm}$

$$l_{w,\min} \geq 6 \cdot a_w$$

$$l_{w,\min} \geq 30 \text{ mm}$$

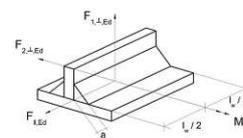


Abbildung 50 Nachweis Schweißnaht Grundplatte.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Einwirkungsseite:

$$\text{Beanspruchung N senkrecht: } N_{\text{senk};Ed} := \frac{N_{Ed}}{n \cdot l_w} + \frac{M_{Ed}}{l_w^2} \quad N_{\text{senk};Ed} = 848.551 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

$$\text{Beanspruchung V senkrecht: } V_{\text{senk};Ed} := \frac{V_{Ed}}{n \cdot l_w} \quad V_{\text{senk};Ed} = 29.023 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

$$\text{Beanspruchung V Parallel: } V_{\text{parallel};Ed} := \frac{N_{Ed}}{n \cdot l_w} \quad V_{\text{parallel};Ed} = 24.217 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

$$\text{Bemessungswert: } F_{w;Ed} := \sqrt{N_{\text{senk};Ed}^2 + V_{\text{parallel};Ed}^2 + V_{\text{senk};Ed}^2} \quad F_{w;Ed} = 849.392 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

### Widerstandsseite:

$$\text{Grenzscherfestigkeit} \quad f_{vw;d} := \frac{f_{u1}}{\sqrt{3} \cdot \beta_w \cdot \gamma_{M2}} \quad f_{vw;d} = 251.468 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

$$\text{Tragfähigkeit Schweißnaht: } F_{w;Rd} := f_{vw;d} \cdot a_w \quad F_{w;Rd} = 1005.87 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

### Nachweis:

$$F_{w;Ed} \leq F_{w;Rd}$$

$$\text{Nachweis: } \frac{F_{w;Ed}}{F_{w;Rd}} = 0.84$$

if ( $F_{w;Ed} \leq F_{w;Rd}$ , "Erfüllt", "Nicht erfüllt") = "Erfüllt"

Abbildung 51 Nachweis Schweißnaht Grundplatte.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



## Schweißnaht Anschluss Halterung Antrieb

Teilsicherheitsbeiwert:  $\gamma_Q := 1.5$

### Schnee:

Normalkraft:	$N_{Ed} := 70.23 \text{ kN} \cdot \gamma_Q$	$N_{Ed} = 105.35 \text{ kN}$
Querkraft:	$V_{Ed} := 0.13 \text{ kN} \cdot \gamma_Q$	$V_{Ed} = 0.2 \text{ kN}$
Moment:	$M_{Ed} := 0.30 \text{ kN} \cdot \text{m} \cdot \gamma_Q$	$M_{Ed} = 0.45 \text{ kN} \cdot \text{m}$

### Wind hinten/vorne:

Normalkraft:	$N_{Ed} := 8.06 \text{ kN} \cdot \gamma_Q$	$N_{Ed} = 12.09 \text{ kN}$
Querkraft:	$V_{Ed} := 10.81 \text{ kN} \cdot \gamma_Q$	$V_{Ed} = 16.22 \text{ kN}$
Moment:	$M_{Ed} := 2.3 \text{ kN} \cdot \text{m} \cdot \gamma_Q$	$M_{Ed} = 3.45 \text{ kN} \cdot \text{m}$

### Massgeben:

Normalkraft:	$N_{Ed} = 12.09 \text{ kN}$
Querkraft:	$V_{Ed} = 16.22 \text{ kN}$
Moment:	$M_{Ed} = 3.45 \text{ kN} \cdot \text{m}$



### Kehlnahtanschluss - Vereinfachtes Verfahren (Schneider Bautabellen)

#### Stahlgüte Träger:

Streckgrenze:  $f_y := 355 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Zugfestigkeit:  $f_u := 490 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

#### Stahlgüte Blech:

Streckgrenze:  $f_{y1} := 355 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Zugfestigkeit:  $f_{u1} := 490 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

Blechstärke:  $t := 8 \text{ mm}$

$$t_{\min} := t \cdot \text{mm}^{-1} = 8$$

Korrelationsfaktor:  $\beta_w := 0.9$

Teilsicherheit:  $\gamma_{M2} := 1.25$

S355=0.9; S235=0.8

Anzahl Schweißnähte:  $n := 1$

Schweißnahtdicke:  $a_w := 3 \text{ mm}$

$$a_{\max} := 0.7 \cdot t_{\min} = 5.6$$

$$a_{\min} := 3 \text{ mm}$$

Schweißnahtlänge:  $l_w := 1921 \text{ mm}$

$$a_{\min} := \sqrt{t_{\min}} - 0.5 = 2.328$$

$$l_{w,\min} \geq 6 \cdot a_w$$

$$l_{w,\min} \geq 30 \text{ mm}$$

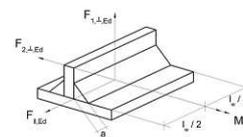


Abbildung 52 Nachweis Schweißnaht Antrieb.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at

**Einwirkungsseite:**

$$\text{Beanspruchung N senkrecht: } N_{\text{senk};Ed} := \frac{N_{Ed}}{n \cdot l_w} + \frac{M_{Ed}}{\frac{l_w^2}{6}}$$

$$N_{\text{senk};Ed} = 7.935 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

$$\text{Beanspruchung V senkrecht: } V_{\text{senk};Ed} := \frac{V_{Ed}}{n \cdot l_w}$$

$$V_{\text{senk};Ed} = 8.441 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

$$\text{Beanspruchung V Parallel: } V_{\text{parallel};Ed} := \frac{N_{Ed}}{n \cdot l_w}$$

$$V_{\text{parallel};Ed} = 6.294 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

$$\text{Bemessungswert: } F_{w;Ed} := \sqrt{N_{\text{senk};Ed}^2 + V_{\text{parallel};Ed}^2 + V_{\text{senk};Ed}^2}$$

$$F_{w;Ed} = 13.184 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

**Widerstandsseite:**

$$\text{Grenzscherfestigkeit} \\ \text{Schweißnaht: } f_{vw;d} := \frac{f_{w1}}{\sqrt{3} \cdot \beta_w \cdot \gamma_{M2}}$$

$$f_{vw;d} = 251.468 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

$$\text{Tragfähigkeit Schweißnaht: } F_{w;Rd} := f_{vw;d} \cdot a_w$$

$$F_{w;Rd} = 754.4 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

**Nachweis:**

$$F_{w;Ed} \leq F_{w;Rd}$$

$$\text{Nachweis: } \frac{F_{w;Ed}}{F_{w;Rd}} = 0.02$$

if ( $F_{w;Ed} \leq F_{w;Rd}$ , "Erfüllt", "Nicht erfüllt") = "Erfüllt"

Abbildung 53 Nachweis Schweißnaht Antrieb.

## A.6. Nachweis Mikropfähle

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Bemessung Mikropfähle Stützenanschluss Stahlkonstruktion einer Solaranlage Lastfall Schnee

Teilsicherheitsbeiwert:	$\gamma_Q := 1.5$	
Anzahl Mikropfähle:	$n_{\text{mikropfähle}} := 4$	
Normalkraft:	$N := \frac{70.23 \text{ kN}}{n_{\text{mikropfähle}}} \cdot \gamma_Q$	$N = 26.34 \text{ kN}$
Querkraft y-Richtung:	$V_y := \frac{0.13 \text{ kN}}{n_{\text{mikropfähle}}} \cdot \gamma_Q$	$V_y = 0.05 \text{ kN}$
Querkraft z-Richtung:	$V_z := \frac{0 \text{ kN}}{n_{\text{mikropfähle}}} \cdot \gamma_Q$	$V_z = 0 \text{ kN}$

#### Kennwerte GEWI

Teilsicherheitsbeiwert:	$\gamma_M := 1.1$	
Querschnitt GEWI 28:	$A_{\text{Gewi}} := 616 \text{ mm}^2$	
Zugfestigkeit GEWI 28:	$f_{\text{zugfestigkeit}} := 580 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	
Dehngrenze/Fließgrenze GEWI 28:	$f_{\text{dehngrenze}} := 500 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	
Fließgrenze Scherdehnung:	$\tau_{\text{min}} := \frac{f_{\text{dehngrenze}}}{\sqrt{3}}$	$\tau_{\text{min}} = 288.68 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

#### Nachweis Druckbeanspruchung:

Druckbeanspruchung	$\sigma_{\text{druck}} := \frac{N}{A_{\text{Gewi}}}$	$\sigma_{\text{druck}} = 42.75 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$
Zulässige Spannung:	$\sigma_{\text{zul}} := \frac{f_{\text{zugfestigkeit}}}{\gamma_M}$	$\sigma_{\text{zul}} = 527.27 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$
Nachweis:	$\sigma_{\text{druck}} \leq \sigma_{\text{zul}}$	
Nachweis:	$\frac{\sigma_{\text{druck}}}{\sigma_{\text{zul}}} = 0.08$	

if  $\left( \frac{\sigma_{\text{druck}}}{\sigma_{\text{zul}}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt"}, \text{ "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$

Abbildung 54 Nachweis Mikropfahl Schneelast.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



#### Nachweis Schubbeanspruchung:

$$\text{Schubbeanspruchung: } \tau_{schub} := \frac{\sqrt{V_z^2 + V_y^2}}{A_{Gewi}} \quad \tau_{schub} = 0.08 \frac{N}{mm^2}$$

$$\text{Zulässige Schubbeanspruchung: } \tau_{zul} := \frac{\tau_{min}}{\gamma_M} \quad \tau_{zul} = 262.43 \frac{N}{mm^2}$$

$$\text{Nachweis: } \tau_{schub} \leq \tau_{zul}$$

$$\text{Nachweis: } \frac{\tau_{schub}}{\tau_{zul}} = 0.0003$$

if  $\left( \frac{\tau_{schub}}{\tau_{zul}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt"}, \text{ "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{"Nachweis erfüllt"}$

#### Nachweis Vergleichsspannung

$$\text{Vergleichsspannung: } \sigma_{d,V} := \sqrt{\left( \frac{N}{A_{Gewi}} \right)^2 + 3 \cdot \left( \frac{\sqrt{V_z^2 + V_y^2}}{A_{Gewi}} \right)^2} \quad \sigma_{d,V} = 42.75 \frac{N}{mm^2}$$

$$\text{Zulässige Spannung: } \sigma_{zul1} := \frac{f_{dehngrenze}}{\gamma_M} \quad \sigma_{zul1} = 454.55 \frac{N}{mm^2}$$

$$\text{Nachweis: } \sigma_{d,V} \leq \sigma_{zul1}$$

$$\text{Nachweis: } \frac{\sigma_{d,V}}{\sigma_{zul1}} = 0.09$$

if  $\left( \frac{\sigma_{d,V}}{\sigma_{zul1}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt"}, \text{ "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{"Nachweis erfüllt"}$

Abbildung 55 Nachweis Mikropfahl Schneelast.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Bemessung Mikropfähle Stützenanschluss Stahlkonstruktion einer Solaranlage Lastfall Wind

Anzahl Mikropfähle:	$\gamma_Q := 1.5$	
Anzahl Mikropfähle:	$n_{\text{mikropfähle}} := 4$	
Normalkraft:	$N := \frac{8.06 \text{ kN}}{n_{\text{mikropfähle}}} \cdot \gamma_Q$	$N = 3.02 \text{ kN}$
Querkraft y-Richtung:	$V_y := \frac{10.81 \text{ kN}}{n_{\text{mikropfähle}}} \cdot \gamma_Q$	$V_y = 4.05 \text{ kN}$
Querkraft z-Richtung:	$V_z := \frac{0 \text{ kN}}{n_{\text{mikropfähle}}} \cdot \gamma_Q$	$V_z = 0 \text{ kN}$
<b>Kennwerte GEWI</b>		
Teilsicherheitsbeiwert:	$\gamma_M := 1.1$	
Querschnitt GEWI 28:	$A_{\text{Gewi}} := 616 \text{ mm}^2$	
Zugfestigkeit GEWI 28:	$f_{\text{zugfestigkeit}} := 580 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	
Dehngrenze/Fließgrenze GEWI 28:	$f_{\text{dehngrenze}} := 500 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$	
Fließgrenze Scherdehnung:	$\tau_{\text{min}} := \frac{f_{\text{dehngrenze}}}{\sqrt{3}}$	$\tau_{\text{min}} = 288.68 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$

#### Nachweis Druckbeanspruchung:

Druckbeanspruchung	$\sigma_{\text{druck}} := \frac{N}{A_{\text{Gewi}}}$	$\sigma_{\text{druck}} = 4.91 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$
Zulässige Spannung:	$\sigma_{\text{zul}} := \frac{f_{\text{zugfestigkeit}}}{\gamma_M}$	$\sigma_{\text{zul}} = 527.27 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$
Nachweis:	$\sigma_{\text{druck}} \leq \sigma_{\text{zul}}$	
Nachweis:	$\frac{\sigma_{\text{druck}}}{\sigma_{\text{zul}}} = 0.01$	

if  $\left( \frac{\sigma_{\text{druck}}}{\sigma_{\text{zul}}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$

Abbildung 56 Nachweis Mikropfahl Windlast.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



#### Nachweis Schubbeanspruchung:

$$\text{Schubbeanspruchung: } \tau_{schub} := \frac{\sqrt{V_z^2 + V_y^2}}{A_{Gewi}} \quad \tau_{schub} = 6.58 \frac{N}{mm^2}$$

$$\text{Zulässige Schubbeanspruchung: } \tau_{zul} := \frac{\tau_{min}}{\gamma_M} \quad \tau_{zul} = 262.43 \frac{N}{mm^2}$$

$$\text{Nachweis: } \tau_{schub} \leq \tau_{zul}$$

$$\text{Nachweis: } \frac{\tau_{schub}}{\tau_{zul}} = 0.03$$

if  $\left( \frac{\tau_{schub}}{\tau_{zul}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt"}, \text{ "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{"Nachweis erfüllt"}$

#### Nachweis Vergleichsspannung

$$\text{Vergleichsspannung: } \sigma_{d,V} := \sqrt{\left( \frac{N}{A_{Gewi}} \right)^2 + 3 \cdot \left( \frac{\sqrt{V_z^2 + V_y^2}}{A_{Gewi}} \right)^2} \quad \sigma_{d,V} = 12.41 \frac{N}{mm^2}$$

$$\text{Zulässige Spannung: } \sigma_{zul1} := \frac{f_{dehngrenze}}{\gamma_M} \quad \sigma_{zul1} = 454.55 \frac{N}{mm^2}$$

$$\text{Nachweis: } \sigma_{d,V} \leq \sigma_{zul1}$$

$$\text{Nachweis: } \frac{\sigma_{d,V}}{\sigma_{zul1}} = 0.03$$

if  $\left( \frac{\sigma_{d,V}}{\sigma_{zul1}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt"}, \text{ "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{"Nachweis erfüllt"}$

Abbildung 57 Nachweis Mikropfahl Windlast.

## A.7. Nachweis Fundamente

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Ermittlung Mindestbewehrung EC2 9.2.1

**Material und Abmaße:**

Verwendeter Stahl: B550 B

Verwendeter Beton: C30/37

Stahlstreckgrenze:  $f_{yk} := 550 \frac{N}{mm^2}$ Zugfestigkeit Beton:  $f_{ctm} := 2.9 \frac{N}{mm^2}$ Höhe Fundament:  $h := 0.95 \text{ m}$ Breite Fundament:  $b := 1.50 \text{ m}$ **Mindestbewehrung:**Erforderliche Bewehrung:  $A_{s,min} := 0.26 \cdot \frac{f_{ctm}}{f_{yk}} \cdot h \cdot b$   $A_{s,min} = 19.54 \text{ cm}^2$ Erf. Bewehrung pro Meter:  $a_{s,min} := \frac{A_{s,min} \cdot \text{cm}^{-2}}{b \cdot \text{m}^{-1}}$   $a_{s,min} = 13.02 \frac{\text{cm}^2}{\text{m}}$ **Gewählte Bewehrung:**Gewählter Bewehrungsstab:  $d_s := 16 \text{ mm}$ Abstand Bewehrungsstäbe:  $s := 12.5 \text{ cm}$ Vorhandener Bewehrung:  $a_{vorhanden} := 16.06 \frac{\text{cm}^2}{\text{m}}$ **Nachweis:**  $a_{s,min} \leq a_{vorhanden}$ Nachweis:  $\frac{a_{vorhanden}}{a_{s,min}} = 1.23$ 

if ( $a_{s,min} \leq a_{vorhanden}$ , "Erfüllt", "Nicht erfüllt") = "Erfüllt"

Abbildung 58 Nachweis der Mindestbewehrung.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



## Nachweise Fundament PV-Anlage

### Nachweis Kippsicherheit

#### Einwirkung:

Vertikalkraft:	$P_z := 0.31 \text{ kN}$
Horizontalkraft x-Achse:	$P_x := 0 \text{ kN}$
Horizontalkraft y-Achse:	$P_y := 11.42 \text{ kN}$
Moment x-Achse:	$M_x := 30.11 \text{ kN} \cdot \text{m}$
Moment y-Achse:	$M_y := 0 \text{ kN} \cdot \text{m}$

#### Fundament Abmaße:

Breite:	$x := 1.7 \text{ m}$
Tiefe:	$y := 1.7 \text{ m}$
Höhe:	$d := 1.1 \text{ m}$

Volumen:  $V := x \cdot y \cdot d = 3.179 \text{ m}^3$

Wichte Beton:  $\gamma_{\text{Beton}} := 25 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3}$

Eigengewicht Fundament:  $F_{G;\text{fundament}} := \gamma_{\text{Beton}} \cdot V$   $F_{G;\text{fundament}} = 79.48 \text{ kN}$

#### Moment in Bodenfuge und Vertikalkraft --> resultierende Exzentrizität:

Resultierende Vertikalkraft:  $F_{z;\text{res}} := F_{G;\text{fundament}} - P_z = 79.165 \text{ kN}$   $F_{z;\text{res}} = 79.17 \text{ kN}$

Moment Bodenfuge:  $M_{y;\text{res}} := P_y \cdot d + M_x = 42.672 \text{ kN} \cdot \text{m}$   $M_{y;\text{res}} = 42.67 \text{ kN} \cdot \text{m}$

Exzentrizität x:  $e_x := 0 \text{ m}$

Exzentrizität y:  $e_y := \frac{M_{y;\text{res}}}{F_{z;\text{res}}}$   $e_y = 0.54 \text{ m}$

Zulässige Lastausmitte:  $e_{zul} := \frac{y}{3}$   $e_{zul} = 0.57 \text{ m}$

Nachweis:  $e_y \leq e_{zul}$   
 $\frac{e_y}{e_{zul}} = 0.951$

**if**  $\left( \frac{e_y}{e_{zul}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt" }, \text{ "Nachweis nicht erfüllt" } \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$

Abbildung 59 Nachweis der Kippsicherheit des Fundaments.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Stark exzentrische Belastung:

$$\text{Zulässige Exzentrizität-x: } e_{x,zul} := \frac{x}{3} \quad e_{x,zul} = 0.57 \text{ m}$$

$$\text{Vorhandene: } e_x = 0 \text{ m}$$

$$\text{Nachweis: } e_x \leq e_{x,zul} = 1$$

$$\text{Zulässige Exzentrizität-y: } e_{y,zul} := \frac{y}{3} \quad e_{y,zul} = 0.57 \text{ m}$$

$$\text{Vorhandene: } e_y = 0.539 \text{ m}$$

$$\text{Nachweis: } e_y \leq e_{y,zul} = 1$$

$$\frac{e_y}{e_{zul}} = 0.951$$

$$\text{if} \left( \frac{e_y}{e_{zul}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$$

### Nachweis Lagesicherheit:

#### Stabilisierendes Moment:

$$\text{Teilsicherheit: } \gamma_{G;stb} := 0.9$$

$$\text{Moment aus Plattengewicht: } M_{y,platte} := F_{G;fundament} \cdot \left( \frac{x}{2} + e_x \right) \cdot \gamma_{G;stb} \quad M_{y,platte} = 60.8 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

$$\text{Char. Moment Plattengewicht: } M_{y,platte,char} := F_{G;fundament} \cdot \left( \frac{x}{2} + e_x \right) \quad M_{y,platte,char} = 67.55 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

$$\text{Stabilisierendes Moment: } M_{stb,2} := M_{y,platte} \quad M_{stb,2} = 60.8 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

#### Destabilisierendes Moment: --> Kante 2

$$M_{y;RS} := (P_y \cdot d) + P_z \cdot \frac{y}{2} + M_x \quad M_{y;RS} = 42.94 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

$$\text{Destabilisierendes Moment: } M_{dtb,2} := M_{y;RS} \quad M_{dtb,2} = 42.94 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

$$\text{Nachweis: } \frac{M_{dtb,2}}{M_{stb,2}} = 0.706$$

$$\text{if} \left( \frac{M_{dtb,2}}{M_{stb,2}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$$

Abbildung 60 Nachweis der Lagesicherheit des Fundaments.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



**Destabilisierendes Moment: --> Kante 3**

$$M_{y;RS} := P_z \cdot \frac{y}{2} + M_y$$

$$M_{y;RS} = 0.26 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

Destabilisierendes Moment:

$$M_{dtb;2} := M_{y;RS}$$

$$M_{dtb;2} = 0.26 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

Nachweis:

$$\frac{M_{dtb;2}}{M_{stb;2}} = 0.004$$

$$\text{if} \left( \frac{M_{dtb;2}}{M_{stb;2}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$$

**Stabilisierendes Moment: --> Kante 4**

Stabilisierendes Moment:

$$M_{stb;4} := P_y \cdot d + M_{stb;2} + M_x$$

$$M_{stb;4} = 103.47 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

**Destabilisierendes Moment: --> Kante 4**

Destabilisierendes Moment:

$$M_{dtb;2} := M_{y;RS}$$

$$M_{dtb;2} = 0.26 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

Nachweis:

$$\frac{M_{dtb;2}}{M_{stb;4}} = 0.003$$

$$\text{if} \left( \frac{M_{dtb;2}}{M_{stb;4}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$$

**Destabilisierendes Moment: --> Kante 1**

Stabilisierendes Moment:

$$M_{stb;1} := M_{stb;2}$$

$$M_{stb;1} = 60.8 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

Destabilisierendes Moment:

$$M_{dtb;1} := M_{dtb;2}$$

$$M_{dtb;1} = 0.26 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

Nachweis:

$$\frac{M_{dtb;1}}{M_{stb;1}} = 0.004$$

$$\text{if} \left( \frac{M_{dtb;1}}{M_{stb;1}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt", "Nachweis nicht erfüllt"} \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$$

Abbildung 61 Nachweis der Lagesicherheit des Fundaments.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



### Nachweis Grundbruch:

Teilsicherheit:	$\gamma_{G;sup} := 1.35$	
Vertikallast:	$V_d := F_{z,res} \cdot \gamma_{G;sup}$	$V_d = 106.87 \text{ kN}$
Exzentrizität:	$e_y := \frac{M_{y,res}}{V_d}$	$e_y = 0.4 \text{ m}$
Wirksame Länge:	$L' := x - 2 \cdot e_x$	$L' = 1.7 \text{ m}$
Wirksame Breite:	$B' := y - 2 \cdot e_y$	$B' = 0.9 \text{ m}$
Rechnerische Sohlfläche:	$A' := B' \cdot L'$	$A' = 1.53 \text{ m}^2$
Grundbrucheinwirkung:	$\sigma_{vorh} := \frac{V_d}{A'}$	$\sigma_{vorh} = 69.74 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$
Teilsicherheit:	$\gamma_{R;v} := 1.4$	
Sohlwiderstand:	$\sigma_{Rk} := 280 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$	
Grundbruchwiderstand:	$\sigma_{Rd} := \frac{\sigma_{Rk}}{\gamma_{R;v}}$	$\sigma_{Rd} = 200 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$
Nachweis:	$\sigma_{vorh} \leq \sigma_{Rd}$	
	$\frac{\sigma_{vorh}}{\sigma_{Rd}} = 0.349$	

if  $\left( \frac{\sigma_{vorh}}{\sigma_{Rd}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt" }, \text{ "Nachweis nicht erfüllt" } \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$

Abbildung 62 Nachweis des Grundbruchversagens.

**Klotz Engineering GmbH**  
Oberlängenfeld 13  
A-6444 Längenfeld  
www.ingklotz.at



#### Nachweis Durchstanzen:

Druckfestigkeit C30/37:  $f_{ck} := 30 \frac{N}{mm^2}$

Teilsicherheit:  $\gamma_M := 1.35$

Normalkraft (Schneelast):  $N_{Ed} := 70 \text{ kN}$

Fläche der Wirkenden Kraft:  $A := 470 \text{ mm} \cdot 400 \text{ mm}$

$A = 188000 \text{ mm}^2$

Spannung:  $\sigma_{Ed} := \frac{N_{Ed}}{A}$

$\sigma_{Ed} = 0.37 \frac{N}{mm^2}$

#### Nachweis Normalkraft über Beton abgetragen:

Nachweis:  $\sigma_{Ed} \leq \frac{f_{ck}}{\gamma_M}$   
 $\frac{\sigma_{Ed}}{\frac{f_{ck}}{\gamma_M}} = 0.017$

if  $\left( \frac{\sigma_{Ed}}{\frac{f_{ck}}{\gamma_M}} < 1.0, \text{ "Nachweis erfüllt" }, \text{ "Nachweis nicht erfüllt" } \right) = \text{ "Nachweis erfüllt" }$

Abbildung 63 Nachweis Durchstanzen.

## A.8. Finanzierung

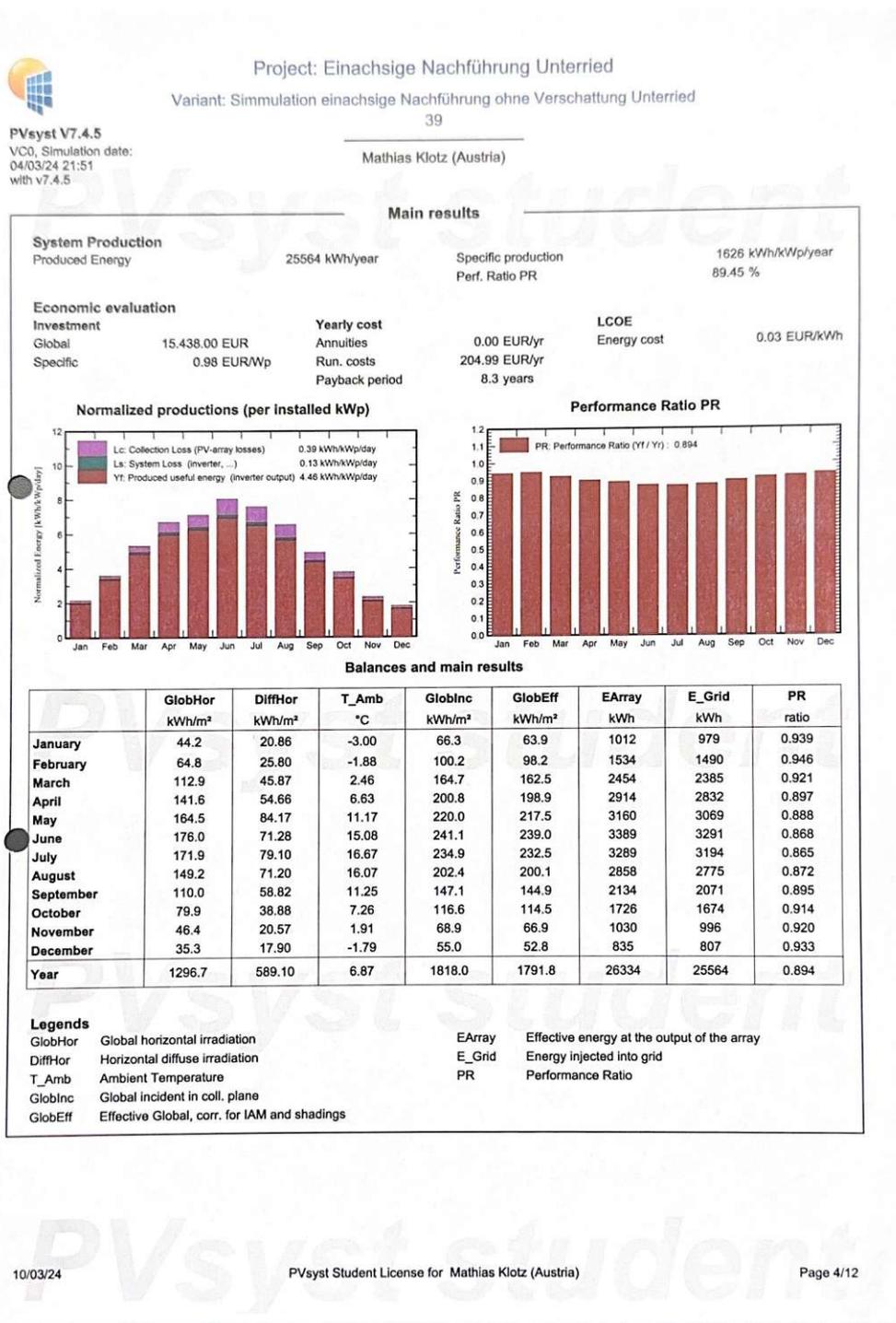
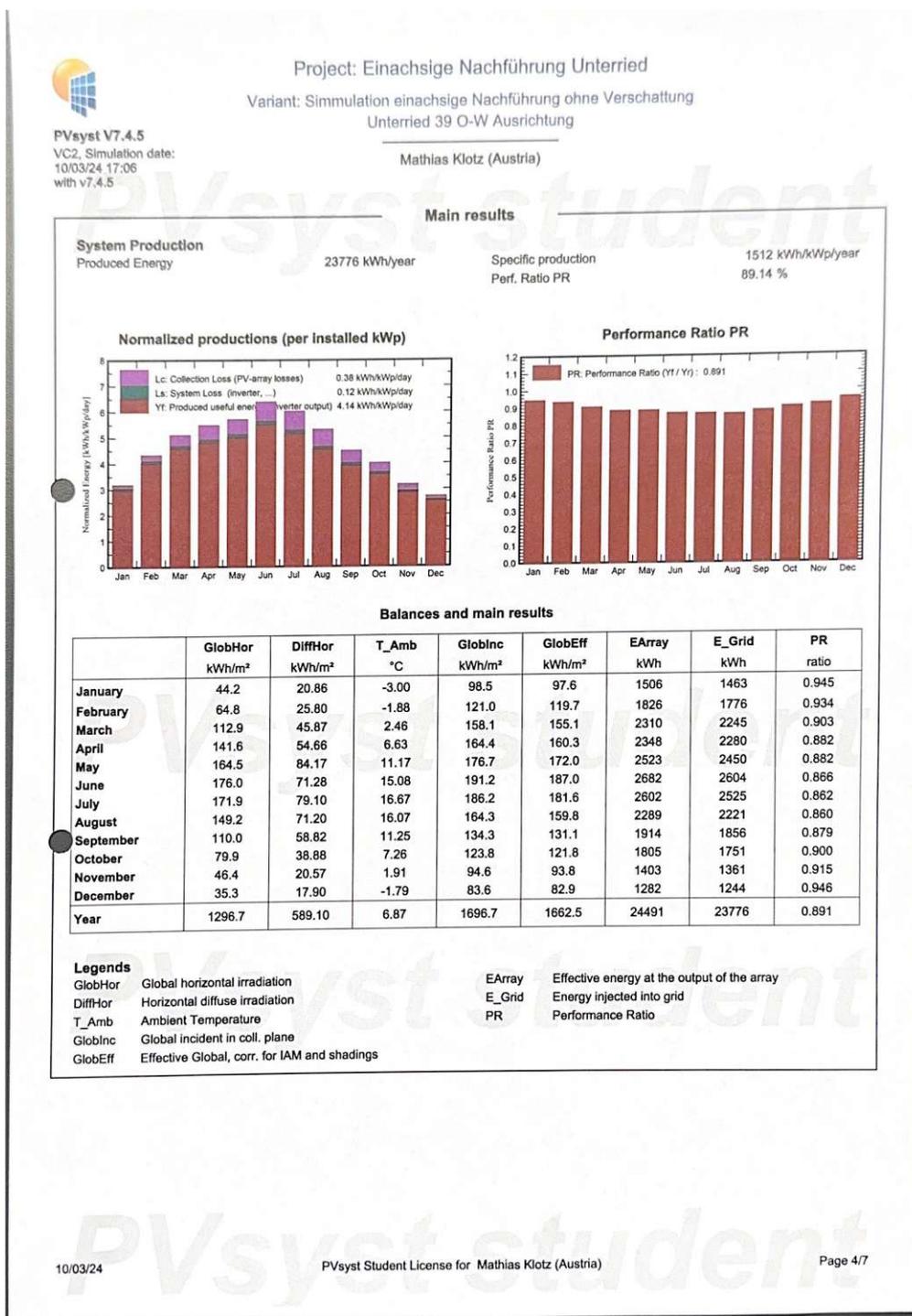


Abbildung 64 Auswertung PVsyst Nord / Süd Längsinfeld.

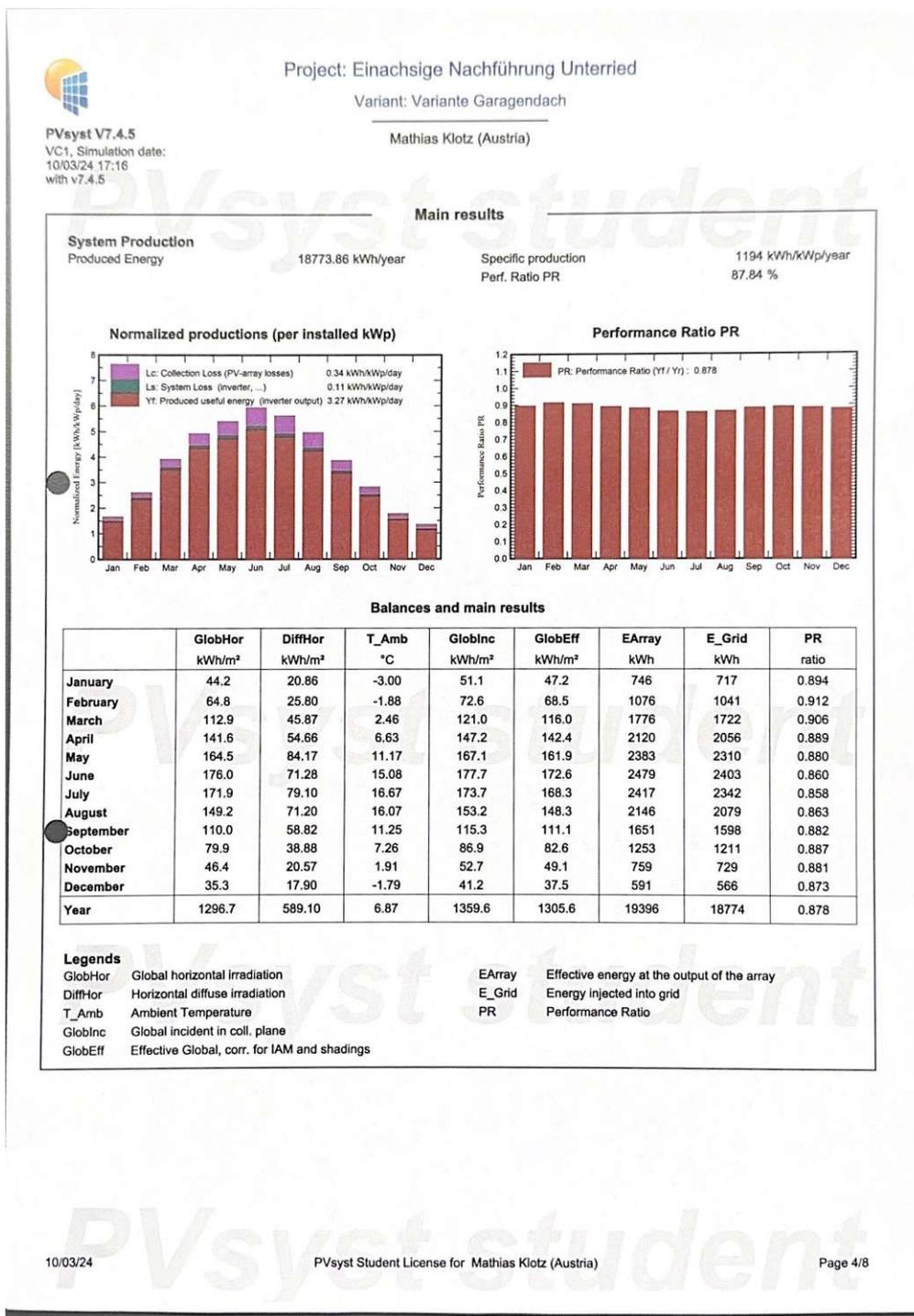


10/03/24

PVsyst Student License for Mathias Klotz (Austria)

Page 4/7

Abbildung 65 Auswertung PVsyst Ost / West Längsinfeld.

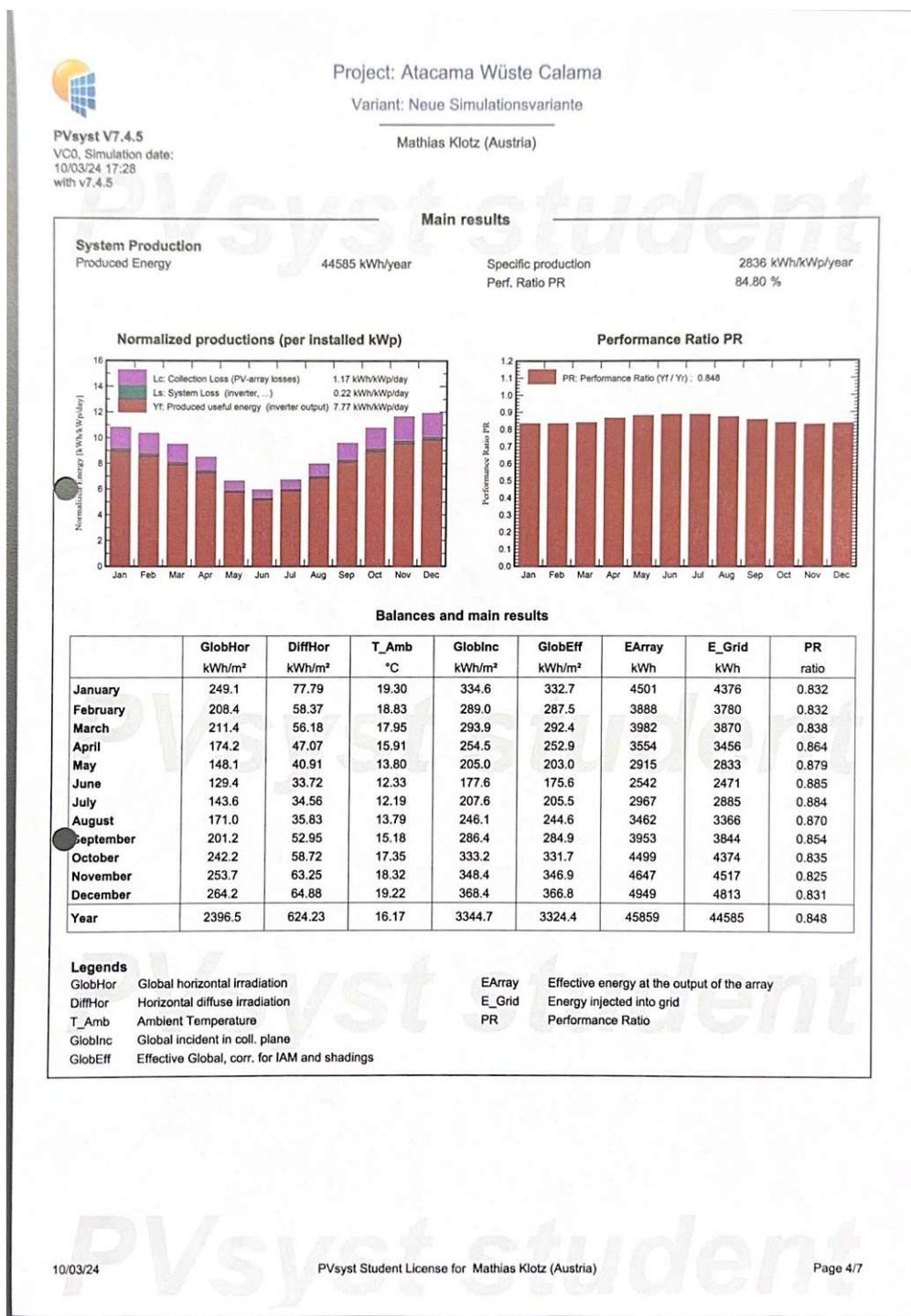


10/03/24

PVsyst Student License for Mathias Klotz (Austria)

Page 4/8

Abbildung 66 Auswertung PVsyst stationär in Längenfeld.

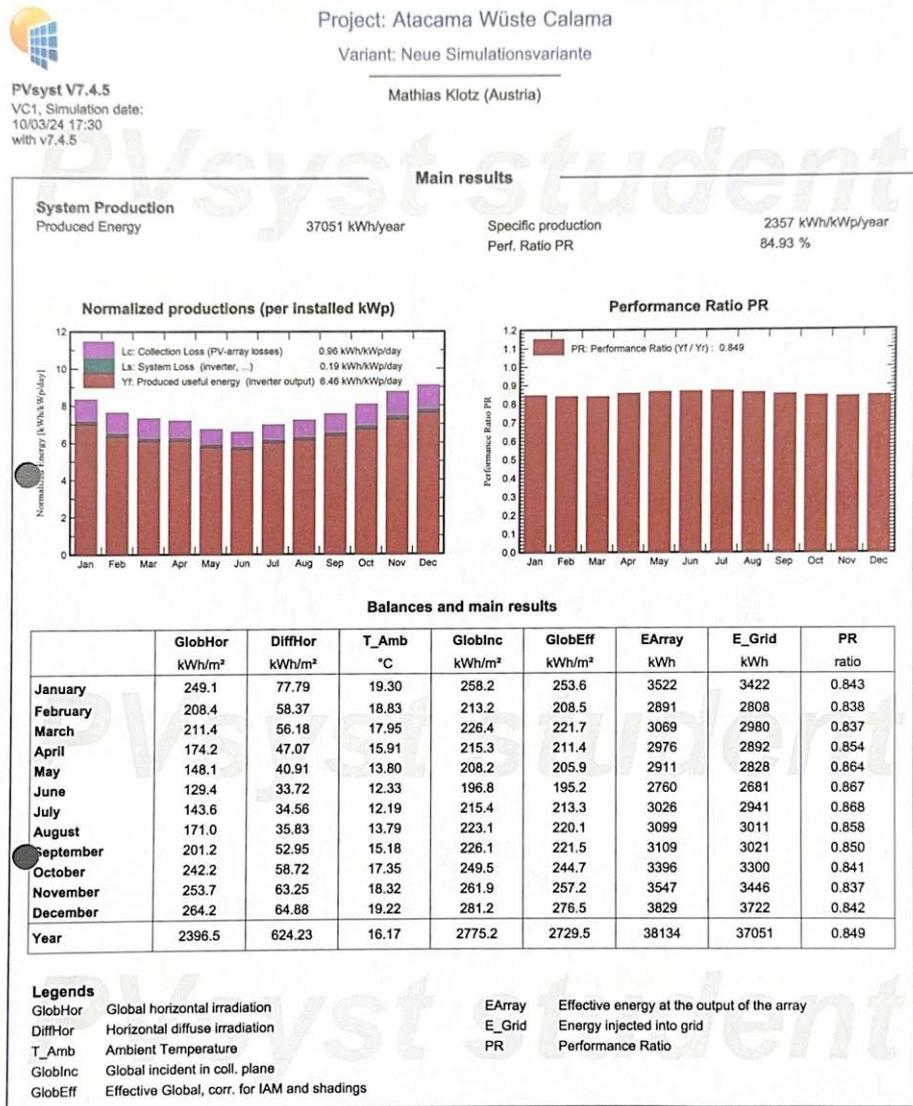


10/03/24

PVsyst Student License for Mathias Klotz (Austria)

Page 4/7

Abbildung 67 Auswertung PVsyst Nord / Süd Atacama.



10/03/24

PVsyst Student License for Mathias Klotz (Austria)

Page 4/7

Abbildung 68 Auswertung PVsyst Ost / West Atacama.

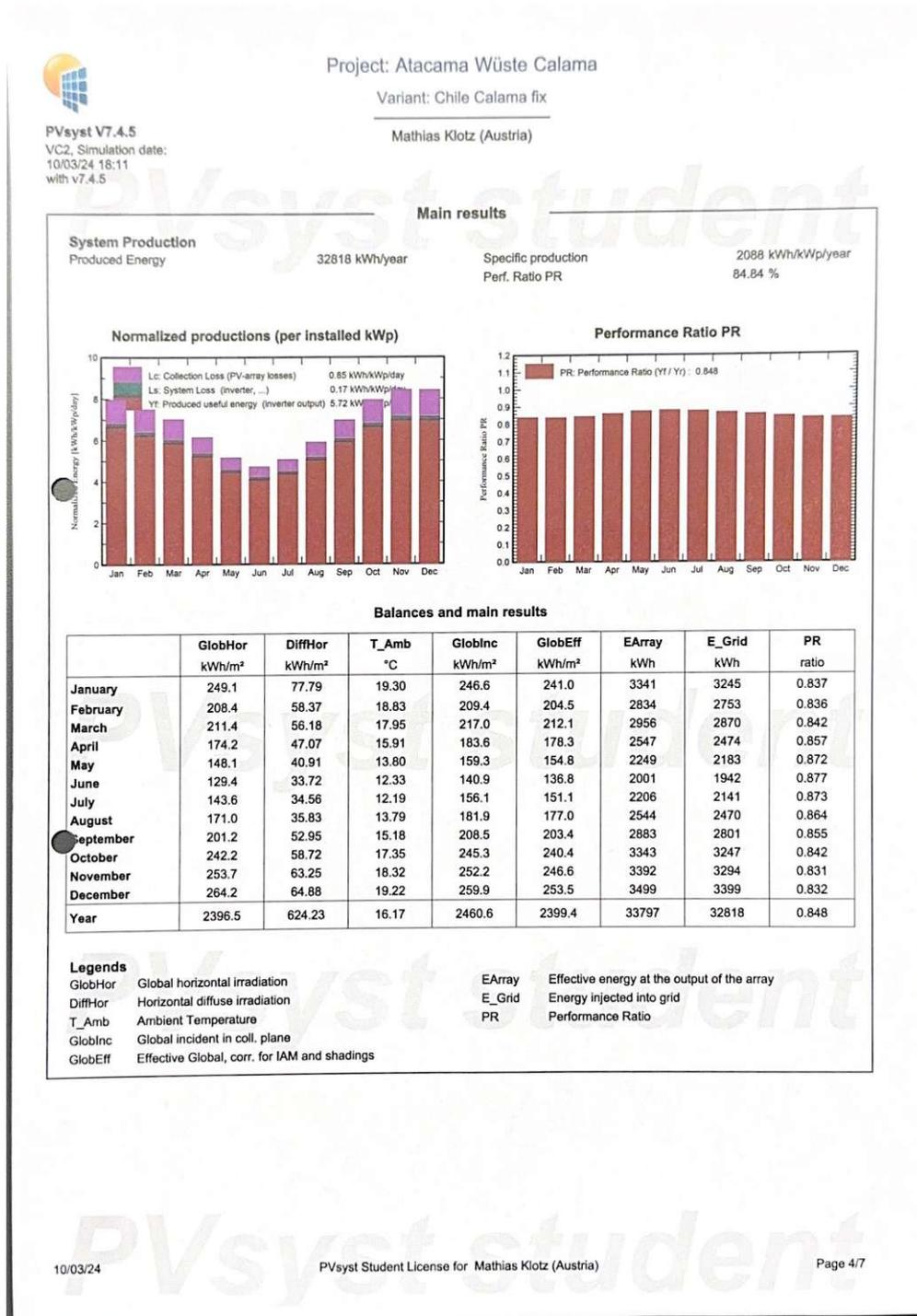


Abbildung 69 Auswertung PVsystem stationär in der Atacama.

<b>Randbedingungen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich, Preise beziehen sich auf die Pilotanlage</b>		
<b>Randbedingungen</b>	<b>Wert</b>	<b>Einheit</b>
Jeweilige Anlagenleistung der Photovoltaikanlage	15,72	[ kWp]
Jeweilige Nutzungsdauer der Photovoltaikanlage	25	[Jahre]
Leistungsverlust der Photovoltaikanlage	0,5	[%/Jahr]
Nutzungsdauer Wechselrichter 1achsichig nachgeführte Freiflächenanlage	15	[Jahre]
Kosten für Wechselrichtertausch nach 15 Betriebsjahren	1699,89	[€]
Einspeisvergütung im Jahr 2023 durch die Verbund AG <small>(<a href="https://www.verbund.com/de-at/privatkunden/photovoltaik/photovoltaik-abnahme-tarif">https://www.verbund.com/de-at/privatkunden/photovoltaik/photovoltaik-abnahme-tarif</a>)</small>	0,1506	[€/kWh]
Zukünftige Strompreissteigerung	2	[%/Jahr]
Prognostizierte Jahresproduktion Strom der einachsichig nachgeführten Freiflächenanlage in Tirol	25564	[kWh]
Prognostizierte Jahresproduktion Strom der einachsichig nachgeführten Freiflächenanlage in Calama/ Atacama Wüste	44585	[kWh]
Errichtungskosten einachsichig nachgeführten Freiflächenanlage in Tirol	22296,60	[€]
Errichtungskosten einachsichig nachgeführten Freiflächenanlage in der Atacama Wüste (leichterer Stahlbau)	22296,60	[€]
Betriebskosten der einachsichig nachgeführten Freiflächenanlage in Tirol, 1,5% der Errichtungskosten	334,45	€ im Jahr 2023
Betriebskosten der einachsichig nachgeführten Freiflächenanlage in der Atacama Wüste, 1,5% der Errichtungskosten	334,45	€ im Jahr 2023

Abbildung 70 Randbedingungen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich.

**Barwertermittlung für die 1-achsig nachgeführte Photovoltaikanlage mit 70% Eigenverbrauch in Tirol bei Ost-West Ausrichtung**

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeistarif [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	Abzinsungsfaktor AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]	Jahre	akkumulierte Barwerte
t0							-€ 22.296,60		
t1	23776,00	0,1506	€ 3.580,67	€ 334,45	€ 3.246,22	0,9709	€ 3.151,67	1	-€ 19.144,93
t2	23657,12	0,1506	€ 3.562,76	€ 342,81	€ 3.219,95	0,9426	€ 3.035,11	2	-€ 16.109,81
t3	23538,83	0,1506	€ 3.544,95	€ 351,38	€ 3.193,57	0,9151	€ 2.922,57	3	-€ 13.187,25
t4	23421,14	0,1506	€ 3.527,22	€ 360,16	€ 3.167,06	0,8885	€ 2.813,89	4	-€ 10.373,36
t5	23304,03	0,1506	€ 3.509,59	€ 369,17	€ 3.140,42	0,8626	€ 2.708,95	5	-€ 7.664,40
t6	23187,51	0,1506	€ 3.492,04	€ 378,40	€ 3.113,64	0,8375	€ 2.607,63	6	-€ 5.056,78
t7	23071,58	0,1506	€ 3.474,58	€ 387,86	€ 3.086,72	0,8131	€ 2.509,79	7	-€ 2.546,99
t8	22956,22	0,1506	€ 3.457,21	€ 397,55	€ 3.059,65	0,7894	€ 2.415,32	8	-€ 131,67
t9	22841,44	0,1506	€ 3.439,92	€ 407,49	€ 3.032,43	0,7664	€ 2.324,10	9	€ 2.192,43
t10	22727,23	0,1506	€ 3.422,72	€ 417,68	€ 3.005,04	0,7441	€ 2.236,03	10	€ 4.428,46
t11	22613,59	0,1506	€ 3.405,61	€ 428,12	€ 2.977,48	0,7224	€ 2.151,00	11	€ 6.579,46
t12	22500,53	0,1506	€ 3.388,58	€ 438,83	€ 2.949,75	0,7014	€ 2.068,90	12	€ 8.648,36
t13	22388,02	0,1506	€ 3.371,64	€ 449,80	€ 2.921,84	0,6810	€ 1.989,63	13	€ 10.637,99
t14	22276,08	0,1506	€ 3.354,78	€ 461,04	€ 2.893,74	0,6611	€ 1.913,10	14	€ 12.551,09
t15	22164,70	0,1506	€ 3.338,00	€ 472,57	€ 2.865,44	0,6419	€ 1.839,21	15	€ 14.390,30
t16	22053,88	0,1506	€ 3.321,31	€ 484,38	€ 2.836,93	0,6232	€ 1.767,88	16	€ 16.158,19
t17	21943,61	0,1506	€ 3.304,71	€ 496,49	€ 2.808,22	0,6050	€ 1.699,02	17	€ 17.857,20
t18	21833,89	0,1506	€ 3.288,18	€ 508,90	€ 2.779,28	0,5874	€ 1.632,53	18	€ 19.489,74
t19	21724,72	0,1506	€ 3.271,74	€ 521,63	€ 2.750,12	0,5703	€ 1.568,35	19	€ 21.058,09
t20	21616,10	0,1506	€ 3.255,38	€ 534,67	€ 2.720,72	0,5537	€ 1.506,40	20	€ 22.564,49
t21	21508,02	0,1506	€ 3.239,11	€ 548,03	€ 2.691,07	0,5375	€ 1.446,58	21	€ 24.011,07
t22	21400,48	0,1506	€ 3.222,91	€ 561,73	€ 2.661,18	0,5219	€ 1.388,85	22	€ 25.399,92
t23	21293,48	0,1506	€ 3.206,80	€ 575,78	€ 2.631,02	0,5067	€ 1.333,12	23	€ 26.733,04
t24	21187,01	0,1506	€ 3.190,76	€ 590,17	€ 2.600,59	0,4919	€ 1.279,32	24	€ 28.012,35
t25	21081,07	0,1506	€ 3.174,81	€ 604,93	€ 2.569,88	0,4776	€ 1.227,39	25	€ 29.239,74
					<b>Summe Barwert:</b>		<b>€ 29.239,74</b>		

Abbildung 71 Barwertermittlung 70% Eigenverbrauch in Tirol bei Ost / West Ausrichtung.

**Barwertermittlung für die 1-achsig nachgeführte Photovoltaikanlage mit 70% Eigenverbrauch in Tirol bei Nord-Süd Ausrichtung**

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeistarif [Euro/kWh]	Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	Abzinsungsfaktor AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]	Jahre	akkumulierte Barwerte
t0							-€ 22.296,60		
t1	25564,00	0,1506	€ 3.849,94	€ 334,45	€ 3.515,49	0,9709	€ 3.413,10	1	-€ 18.883,50
t2	25436,18	0,1506	€ 3.830,69	€ 342,81	€ 3.487,88	0,9426	€ 3.287,66	2	-€ 15.595,84
t3	25309,00	0,1506	€ 3.811,54	€ 351,38	€ 3.460,15	0,9151	€ 3.166,53	3	-€ 12.429,31
t4	25182,45	0,1506	€ 3.792,48	€ 360,16	€ 3.432,31	0,8885	€ 3.049,57	4	-€ 9.379,74
t5	25056,54	0,1506	€ 3.773,52	€ 369,17	€ 3.404,35	0,8626	€ 2.936,62	5	-€ 6.443,12
t6	24931,26	0,1506	€ 3.754,65	€ 378,40	€ 3.376,25	0,8375	€ 2.827,56	6	-€ 3.615,57
t7	24806,60	0,1506	€ 3.735,87	€ 387,86	€ 3.348,02	0,8131	€ 2.722,24	7	-€ 893,32
t8	24682,57	0,1506	€ 3.717,20	€ 397,55	€ 3.319,64	0,7894	€ 2.620,55	8	€ 1.727,23
t9	24559,16	0,1506	€ 3.698,61	€ 407,49	€ 3.291,12	0,7664	€ 2.522,37	9	€ 4.249,60
t10	24436,36	0,1506	€ 3.680,12	€ 417,68	€ 3.262,44	0,7441	€ 2.427,56	10	€ 6.677,16
t11	24314,18	0,1506	€ 3.661,72	€ 428,12	€ 3.233,59	0,7224	€ 2.336,02	11	€ 9.013,17
t12	24192,61	0,1506	€ 3.643,41	€ 438,83	€ 3.204,58	0,7014	€ 2.247,63	12	€ 11.260,80
t13	24071,65	0,1506	€ 3.625,19	€ 449,80	€ 3.175,39	0,6810	€ 2.162,29	13	€ 13.423,09
t14	23951,29	0,1506	€ 3.607,06	€ 461,04	€ 3.146,02	0,6611	€ 2.079,89	14	€ 15.502,98
t15	23831,53	0,1506	€ 3.589,03	€ 472,57	€ 3.116,46	0,6419	€ 2.000,34	15	€ 17.503,32
t16	23712,37	0,1506	€ 3.571,08	€ 484,38	€ 3.086,70	0,6232	€ 1.923,53	16	€ 19.426,85
t17	23593,81	0,1506	€ 3.553,23	€ 496,49	€ 3.056,74	0,6050	€ 1.849,38	17	€ 21.276,22
t18	23475,84	0,1506	€ 3.535,46	€ 508,90	€ 3.026,56	0,5874	€ 1.777,78	18	€ 23.054,01
t19	23358,46	0,1506	€ 3.517,78	€ 521,63	€ 2.996,16	0,5703	€ 1.708,67	19	€ 24.762,68
t20	23241,67	0,1506	€ 3.500,20	€ 534,67	€ 2.965,53	0,5537	€ 1.641,94	20	€ 26.404,62
t21	23125,46	0,1506	€ 3.482,69	€ 548,03	€ 2.934,66	0,5375	€ 1.577,52	21	€ 27.982,14
t22	23009,84	0,1506	€ 3.465,28	€ 561,73	€ 2.903,55	0,5219	€ 1.515,34	22	€ 29.497,48
t23	22894,79	0,1506	€ 3.447,95	€ 575,78	€ 2.872,18	0,5067	€ 1.455,31	23	€ 30.952,79
t24	22780,31	0,1506	€ 3.430,71	€ 590,17	€ 2.840,54	0,4919	€ 1.397,36	24	€ 32.350,15
t25	22666,41	0,1506	€ 3.413,56	€ 604,93	€ 2.808,63	0,4776	€ 1.341,42	25	€ 33.691,57
					<b>Summe Barwert:</b>		<b>€ 33.691,57</b>		

Abbildung 72 Barwertermittlung 70% Eigenverbrauch in Tirol bei Nord / Süd Ausrichtung.

Barwertermittlung für die 1-achsige nachgeführte Photovoltaikanlage ohne Eigenverbrauch in Atacama Wüste mit 70% Eigenverbrauch Ost-West Ausrichtung

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeisearif		Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	Abzinsungsfaktor AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]	Jahre	akkumulierte Barwerte	
		[Euro/kWh]									
t0								-€	22.296,60		
t1	37051,00	0,1506	€ 5.579,88	€ 334,45	€	5.245,43	0,9709	€	5.092,65	1	-€ 17.203,94
t2	36865,75	0,1506	€ 5.551,98	€ 342,81	€	5.209,17	0,9426	€	4.910,14	2	-€ 12.293,80
t3	36681,42	0,1506	€ 5.524,22	€ 351,38	€	5.172,84	0,9151	€	4.733,88	3	-€ 7.559,92
t4	36498,01	0,1506	€ 5.496,60	€ 360,16	€	5.136,44	0,8885	€	4.563,66	4	-€ 2.996,26
t5	36315,52	0,1506	€ 5.469,12	€ 369,17	€	5.099,95	0,8626	€	4.399,26	5	€ 1.403,00
t6	36133,94	0,1506	€ 5.441,77	€ 378,40	€	5.063,37	0,8375	€	4.240,50	6	€ 5.643,49
t7	35953,27	0,1506	€ 5.414,56	€ 387,86	€	5.026,70	0,8131	€	4.087,17	7	€ 9.730,67
t8	35773,51	0,1506	€ 5.387,49	€ 397,55	€	4.989,94	0,7894	€	3.939,10	8	€ 13.669,77
t9	35594,64	0,1506	€ 5.360,55	€ 407,49	€	4.953,06	0,7664	€	3.796,11	9	€ 17.465,87
t10	35416,66	0,1506	€ 5.333,75	€ 417,68	€	4.916,07	0,7441	€	3.658,02	10	€ 21.123,89
t11	35239,58	0,1506	€ 5.307,08	€ 428,12	€	4.878,96	0,7224	€	3.524,66	11	€ 24.648,55
t12	35063,38	0,1506	€ 5.280,55	€ 438,83	€	4.841,72	0,7014	€	3.395,88	12	€ 28.044,44
t13	34888,07	0,1506	€ 5.254,14	€ 449,80	€	4.804,35	0,6810	€	3.271,53	13	€ 31.315,96
t14	34713,63	0,1506	€ 5.227,87	€ 461,04	€	4.766,83	0,6611	€	3.151,44	14	€ 34.467,40
t15	34540,06	0,1506	€ 5.201,73	€ 472,57	€	4.729,17	0,6419	€	3.035,47	15	€ 37.502,87
t16	34367,36	0,1506	€ 5.175,72	€ 484,38	€	4.691,34	0,6232	€	2.923,49	16	€ 40.426,36
t17	34195,52	0,1506	€ 5.149,85	€ 496,49	€	4.653,35	0,6050	€	2.815,36	17	€ 43.241,72
t18	34024,54	0,1506	€ 5.124,10	€ 508,90	€	4.615,19	0,5874	€	2.710,94	18	€ 45.952,66
t19	33854,42	0,1506	€ 5.098,48	€ 521,63	€	4.576,85	0,5703	€	2.610,11	19	€ 48.562,77
t20	33685,15	0,1506	€ 5.072,98	€ 534,67	€	4.538,32	0,5537	€	2.512,76	20	€ 51.075,53
t21	33516,72	0,1506	€ 5.047,62	€ 548,03	€	4.499,58	0,5375	€	2.418,75	21	€ 53.494,27
t22	33349,14	0,1506	€ 5.022,38	€ 561,73	€	4.460,65	0,5219	€	2.327,98	22	€ 55.822,25
t23	33182,39	0,1506	€ 4.997,27	€ 575,78	€	4.421,49	0,5067	€	2.240,33	23	€ 58.062,58
t24	33016,48	0,1506	€ 4.972,28	€ 590,17	€	4.382,11	0,4919	€	2.155,71	24	€ 60.218,29
t25	32851,40	0,1506	€ 4.947,42	€ 604,93	€	4.342,49	0,4776	€	2.074,00	25	€ 62.292,29
<b>Summe Barwert:</b>								<b>€</b>	<b>62.292,29</b>		

Abbildung 73 Barwertermittlung 70 % Eigenverbrauch Atacama bei Ost / West Ausrichtung.

Barwertermittlung für die 1-achsige nachgeführte Photovoltaikanlage ohne Eigenverbrauch in Atacama Wüste mit 70% Eigenverbrauch bei Nord-Süd Ausrichtung

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeisearif		Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	Abzinsungsfaktor AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]	Jahre	akkumulierte Barwerte	
		[Euro/kWh]									
t0								-€	22.296,60		
t1	44585,00	0,1506	€ 6.714,50	€ 334,45	€	6.380,05	0,9709	€	6.194,23	1	-€ 16.102,37
t2	44362,08	0,1506	€ 6.680,93	€ 342,81	€	6.338,12	0,9426	€	5.974,28	2	-€ 10.128,09
t3	44140,26	0,1506	€ 6.647,52	€ 351,38	€	6.296,14	0,9151	€	5.761,86	3	-€ 4.366,22
t4	43919,56	0,1506	€ 6.614,29	€ 360,16	€	6.254,12	0,8885	€	5.556,71	4	€ 1.190,48
t5	43699,97	0,1506	€ 6.581,21	€ 369,17	€	6.212,05	0,8626	€	5.358,57	5	€ 6.549,05
t6	43481,47	0,1506	€ 6.548,31	€ 378,40	€	6.169,91	0,8375	€	5.167,20	6	€ 11.716,25
t7	43264,06	0,1506	€ 6.515,57	€ 387,86	€	6.127,71	0,8131	€	4.982,39	7	€ 16.698,64
t8	43047,74	0,1506	€ 6.482,99	€ 397,55	€	6.085,43	0,7894	€	4.803,90	8	€ 21.502,54
t9	42832,50	0,1506	€ 6.450,57	€ 407,49	€	6.043,08	0,7664	€	4.631,52	9	€ 26.134,06
t10	42618,34	0,1506	€ 6.418,32	€ 417,68	€	6.000,64	0,7441	€	4.465,04	10	€ 30.599,10
t11	42405,25	0,1506	€ 6.386,23	€ 428,12	€	5.958,11	0,7224	€	4.304,26	11	€ 34.903,36
t12	42193,22	0,1506	€ 6.354,30	€ 438,83	€	5.915,47	0,7014	€	4.148,99	12	€ 39.052,35
t13	41982,25	0,1506	€ 6.322,53	€ 449,80	€	5.872,73	0,6810	€	3.999,04	13	€ 43.051,40
t14	41772,34	0,1506	€ 6.290,91	€ 461,04	€	5.829,87	0,6611	€	3.854,23	14	€ 46.905,63
t15	41563,48	0,1506	€ 6.259,46	€ 472,57	€	5.786,89	0,6419	€	3.714,39	15	€ 50.620,02
t16	41355,66	0,1506	€ 6.228,16	€ 484,38	€	5.743,78	0,6232	€	3.579,33	16	€ 54.199,35
t17	41148,88	0,1506	€ 6.197,02	€ 496,49	€	5.700,53	0,6050	€	3.448,91	17	€ 57.648,27
t18	40943,14	0,1506	€ 6.166,04	€ 508,90	€	5.657,13	0,5874	€	3.322,97	18	€ 60.971,24
t19	40738,42	0,1506	€ 6.135,21	€ 521,63	€	5.613,58	0,5703	€	3.201,35	19	€ 64.172,58
t20	40534,73	0,1506	€ 6.104,53	€ 534,67	€	5.569,86	0,5537	€	3.083,90	20	€ 67.256,48
t21	40332,06	0,1506	€ 6.074,01	€ 548,03	€	5.525,97	0,5375	€	2.970,48	21	€ 70.226,96
t22	40130,40	0,1506	€ 6.043,64	€ 561,73	€	5.481,90	0,5219	€	2.860,96	22	€ 73.087,93
t23	39929,75	0,1506	€ 6.013,42	€ 575,78	€	5.437,64	0,5067	€	2.755,21	23	€ 75.843,14
t24	39730,10	0,1506	€ 5.983,35	€ 590,17	€	5.393,18	0,4919	€	2.653,09	24	€ 78.496,22
t25	39531,45	0,1506	€ 5.953,44	€ 604,93	€	5.348,51	0,4776	€	2.554,48	25	€ 81.050,70
<b>Summe Barwert:</b>								<b>€</b>	<b>81.050,70</b>		

Abbildung 74 Barwertermittlung 70 % Eigenverbrauch Atacama bei Nord / Süd Ausrichtung.

**Barwertermittlung für die 1-achsig nachgeführte Photovoltaikanlage bei Volleinspeisung in Tirol bei Ost-West Ausrichtung**

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeist		Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	Abzinsungs faktor AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]	Jahre	akkumulierte Barwerte
		arif [Euro/kW h]								
t0										-€ 22.296,60
t1	23776,00	0,076	€ 1.806,98	€ 334,45	€	1.472,53	0,9709	€ 1.429,64	1	-€ 20.866,96
t2	23657,12	0,076	€ 1.797,94	€ 342,81	€	1.455,13	0,9426	€ 1.371,60	2	-€ 19.495,36
t3	23538,83	0,076	€ 1.788,95	€ 351,38	€	1.437,57	0,9151	€ 1.315,58	3	-€ 18.179,78
t4	23421,14	0,076	€ 1.780,01	€ 360,16	€	1.419,84	0,8885	€ 1.261,51	4	-€ 16.918,26
t5	23304,03	0,076	€ 1.771,11	€ 369,17	€	1.401,94	0,8626	€ 1.209,32	5	-€ 15.708,94
t6	23187,51	0,076	€ 1.762,25	€ 378,40	€	1.383,85	0,8375	€ 1.158,95	6	-€ 14.549,99
t7	23071,58	0,076	€ 1.753,44	€ 387,86	€	1.365,58	0,8131	€ 1.110,34	7	-€ 13.439,64
t8	22956,22	0,076	€ 1.744,67	€ 397,55	€	1.347,12	0,7894	€ 1.063,43	8	-€ 12.376,22
t9	22841,44	0,076	€ 1.735,95	€ 407,49	€	1.328,46	0,7664	€ 1.018,15	9	-€ 11.358,06
t10	22727,23	0,076	€ 1.727,27	€ 417,68	€	1.309,59	0,7441	€ 974,46	10	-€ 10.383,61
t11	22613,59	0,076	€ 1.718,63	€ 428,12	€	1.290,51	0,7224	€ 932,29	11	-€ 9.451,32
t12	22500,53	0,076	€ 1.710,04	€ 438,83	€	1.271,21	0,7014	€ 891,60	12	-€ 8.559,71
t13	22388,02	0,076	€ 1.701,49	€ 449,80	€	1.251,69	0,6810	€ 852,34	13	-€ 7.707,37
t14	22276,08	0,076	€ 1.692,98	€ 461,04	€	1.231,94	0,6611	€ 814,46	14	-€ 6.892,91
t15	22164,70	0,076	€ 1.684,52	€ 472,57	€	1.211,95	0,6419	€ 777,90	15	-€ 6.115,01
t16	22053,88	0,076	€ 1.676,09	€ 484,38	€	1.191,71	0,6232	€ 742,64	16	-€ 5.372,37
t17	21943,61	0,076	€ 1.667,71	€ 496,49	€	1.171,22	0,6050	€ 708,61	17	-€ 4.663,76
t18	21833,89	0,076	€ 1.659,38	€ 508,90	€	1.150,47	0,5874	€ 675,78	18	-€ 3.987,98
t19	21724,72	0,076	€ 1.651,08	€ 521,63	€	1.129,45	0,5703	€ 644,11	19	-€ 3.343,87
t20	21616,10	0,076	€ 1.642,82	€ 534,67	€	1.108,16	0,5537	€ 613,56	20	-€ 2.730,31
t21	21508,02	0,076	€ 1.634,61	€ 548,03	€	1.086,58	0,5375	€ 584,09	21	-€ 2.146,22
t22	21400,48	0,076	€ 1.626,44	€ 561,73	€	1.064,70	0,5219	€ 555,66	22	-€ 1.590,56
t23	21293,48	0,076	€ 1.618,30	€ 575,78	€	1.042,53	0,5067	€ 528,24	23	-€ 1.062,32
t24	21187,01	0,076	€ 1.610,21	€ 590,17	€	1.020,04	0,4919	€ 501,79	24	-€ 560,53
t25	21081,07	0,076	€ 1.602,16	€ 604,93	€	997,24	0,4776	€ 476,29	25	-€ 84,24
<b>Summe Barwert:</b>								<b>-€ 84,24</b>		

Abbildung 75 Barwertermittlung Volleinspeisung Tirol bei Ost / West Ausrichtung.

**Barwertermittlung für die 1-achsig nachgeführte Photovoltaikanlage bei Volleinspeisung in Tirol bei Nord-Süd Ausrichtung**

Zeitpunkt	Stromertrag [kWh/Jahr]	Einspeist		Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	Abzinsungs faktor AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]	Jahre	akkumulierte Barwerte
		arif [Euro/kW h]								
t0										-€ 22.296,60
t1	25564,00	0,076	€ 1.942,86	€ 334,45	€	1.608,42	0,9709	€ 1.561,57	1	-€ 20.735,03
t2	25436,18	0,076	€ 1.933,15	€ 342,81	€	1.590,34	0,9426	€ 1.499,05	2	-€ 19.235,98
t3	25309,00	0,076	€ 1.923,48	€ 351,38	€	1.572,10	0,9151	€ 1.438,70	3	-€ 17.797,28
t4	25182,45	0,076	€ 1.913,87	€ 360,16	€	1.553,70	0,8885	€ 1.380,44	4	-€ 16.416,84
t5	25056,54	0,076	€ 1.904,30	€ 369,17	€	1.535,13	0,8626	€ 1.324,22	5	-€ 15.092,62
t6	24931,26	0,076	€ 1.894,78	€ 378,40	€	1.516,38	0,8375	€ 1.269,94	6	-€ 13.822,68
t7	24806,60	0,076	€ 1.885,30	€ 387,86	€	1.497,44	0,8131	€ 1.217,56	7	-€ 12.605,12
t8	24682,57	0,076	€ 1.875,88	€ 397,55	€	1.478,32	0,7894	€ 1.167,00	8	-€ 11.438,12
t9	24559,16	0,076	€ 1.866,50	€ 407,49	€	1.459,00	0,7664	€ 1.118,20	9	-€ 10.319,92
t10	24436,36	0,076	€ 1.857,16	€ 417,68	€	1.439,48	0,7441	€ 1.071,11	10	-€ 9.248,81
t11	24314,18	0,076	€ 1.847,88	€ 428,12	€	1.419,75	0,7224	€ 1.025,66	11	-€ 8.223,15
t12	24192,61	0,076	€ 1.838,64	€ 438,83	€	1.399,81	0,7014	€ 981,80	12	-€ 7.241,35
t13	24071,65	0,076	€ 1.829,45	€ 449,80	€	1.379,65	0,6810	€ 939,47	13	-€ 6.301,87
t14	23951,29	0,076	€ 1.820,30	€ 461,04	€	1.359,26	0,6611	€ 898,63	14	-€ 5.403,25
t15	23831,53	0,076	€ 1.811,20	€ 472,57	€	1.338,63	0,6419	€ 859,21	15	-€ 4.544,03
t16	23712,37	0,076	€ 1.802,14	€ 484,38	€	1.317,76	0,6232	€ 821,18	16	-€ 3.722,85
t17	23593,81	0,076	€ 1.793,13	€ 496,49	€	1.296,64	0,6050	€ 784,49	17	-€ 2.938,36
t18	23475,84	0,076	€ 1.784,16	€ 508,90	€	1.275,26	0,5874	€ 749,08	18	-€ 2.189,28
t19	23358,46	0,076	€ 1.775,24	€ 521,63	€	1.253,62	0,5703	€ 714,92	19	-€ 1.474,36
t20	23241,67	0,076	€ 1.766,37	€ 534,67	€	1.231,70	0,5537	€ 681,96	20	-€ 792,40
t21	23125,46	0,076	€ 1.757,54	€ 548,03	€	1.209,50	0,5375	€ 650,17	21	-€ 142,23
t22	23009,84	0,076	€ 1.748,75	€ 561,73	€	1.187,01	0,5219	€ 619,49	22	€ 477,26
t23	22894,79	0,076	€ 1.740,00	€ 575,78	€	1.164,23	0,5067	€ 589,90	23	€ 1.067,17
t24	22780,31	0,076	€ 1.731,30	€ 590,17	€	1.141,13	0,4919	€ 561,36	24	€ 1.628,53
t25	22666,41	0,076	€ 1.722,65	€ 604,93	€	1.117,72	0,4776	€ 533,83	25	€ 2.162,36
<b>Summe Barwert:</b>								<b>€ 2.162,36</b>		

Abbildung 76 Barwertermittlung Volleinspeisung Tirol bei Nord / Süd Ausrichtung.

**Barwertermittlung für die 1-achsig nachgeführte Photovoltaikanlage bei Volleinspeisung in Atacama bei Ost-West Ausrichtung**

Zeitpunkt	Einspeist		Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	Abzinsungs faktor AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]	Jahre	akkumulierte Barwerte
	Stromertrag [kWh/Jahr]	arif [Euro/kWh]							
t0							-€ 22.296,60		
t1	37051,00	0,076	€ 2.815,88	€ 334,45	€ 2.481,43	0,9709	€ 2.409,15	1	-€ 19.887,44
t2	36865,75	0,076	€ 2.801,80	€ 342,81	€ 2.458,99	0,9426	€ 2.317,83	2	-€ 17.569,61
t3	36681,42	0,076	€ 2.787,79	€ 351,38	€ 2.436,41	0,9151	€ 2.229,66	3	-€ 15.339,95
t4	36498,01	0,076	€ 2.773,85	€ 360,16	€ 2.413,68	0,8885	€ 2.144,53	4	-€ 13.195,43
t5	36315,52	0,076	€ 2.759,98	€ 369,17	€ 2.390,81	0,8626	€ 2.062,33	5	-€ 11.133,09
t6	36133,94	0,076	€ 2.746,18	€ 378,40	€ 2.367,78	0,8375	€ 1.982,98	6	-€ 9.150,11
t7	35953,27	0,076	€ 2.732,45	€ 387,86	€ 2.344,59	0,8131	€ 1.906,37	7	-€ 7.243,75
t8	35773,51	0,076	€ 2.718,79	€ 397,55	€ 2.321,23	0,7894	€ 1.832,40	8	-€ 5.411,35
t9	35594,64	0,076	€ 2.705,19	€ 407,49	€ 2.297,70	0,7664	€ 1.760,99	9	-€ 3.650,35
t10	35416,66	0,076	€ 2.691,67	€ 417,68	€ 2.273,99	0,7441	€ 1.692,06	10	-€ 1.958,29
t11	35239,58	0,076	€ 2.678,21	€ 428,12	€ 2.250,09	0,7224	€ 1.625,51	11	-€ 332,78
t12	35063,38	0,076	€ 2.664,82	€ 438,83	€ 2.225,99	0,7014	€ 1.561,27	12	€ 1.228,48
t13	34888,07	0,076	€ 2.651,49	€ 449,80	€ 2.201,70	0,6810	€ 1.499,25	13	€ 2.727,73
t14	34713,63	0,076	€ 2.638,24	€ 461,04	€ 2.177,19	0,6611	€ 1.439,38	14	€ 4.167,11
t15	34540,06	0,076	€ 2.625,04	€ 472,57	€ 2.152,48	0,6419	€ 1.381,59	15	€ 5.548,71
t16	34367,36	0,076	€ 2.611,92	€ 484,38	€ 2.127,54	0,6232	€ 1.325,81	16	€ 6.874,52
t17	34195,52	0,076	€ 2.598,86	€ 496,49	€ 2.102,37	0,6050	€ 1.271,97	17	€ 8.146,48
t18	34024,54	0,076	€ 2.585,87	€ 508,90	€ 2.076,96	0,5874	€ 1.220,00	18	€ 9.366,48
t19	33854,42	0,076	€ 2.572,94	€ 521,63	€ 2.051,31	0,5703	€ 1.169,83	19	€ 10.536,31
t20	33685,15	0,076	€ 2.560,07	€ 534,67	€ 2.025,40	0,5537	€ 1.121,42	20	€ 11.657,73
t21	33516,72	0,076	€ 2.547,27	€ 548,03	€ 1.999,24	0,5375	€ 1.074,69	21	€ 12.732,42
t22	33349,14	0,076	€ 2.534,53	€ 561,73	€ 1.972,80	0,5219	€ 1.029,59	22	€ 13.762,01
t23	33182,39	0,076	€ 2.521,86	€ 575,78	€ 1.946,08	0,5067	€ 986,06	23	€ 14.748,07
t24	33016,48	0,076	€ 2.509,25	€ 590,17	€ 1.919,08	0,4919	€ 944,06	24	€ 15.692,13
t25	32851,40	0,076	€ 2.496,71	€ 604,93	€ 1.891,78	0,4776	€ 903,52	25	€ 16.595,66
<b>Summe Barwert:</b>							<b>€ 16.595,66</b>		

Abbildung 77 Barwertermittlung Volleinspeisung Atacama bei Ost / West Ausrichtung.

**Barwertermittlung für die 1-achsig nachgeführte Photovoltaikanlage bei Volleinspeisung in Atacama bei Nord-Süd Ausrichtung**

Zeitpunkt	Einspeist		Einnahmen [Euro]	Ausgaben [Euro]	Summe [Euro]	Abzinsungs faktor AbF 3,0 [%]	Barwert [Euro]	Jahre	akkumulierte Barwerte
	Stromertrag [kWh/Jahr]	arif [Euro/kWh]							
t0							-€ 22.296,60		
t1	44585,00	0,076	€ 3.388,46	€ 334,45	€ 3.054,01	0,9709	€ 2.965,06	1	-€ 19.331,54
t2	44362,08	0,076	€ 3.371,52	€ 342,81	€ 3.028,71	0,9426	€ 2.854,85	2	-€ 16.476,69
t3	44140,26	0,076	€ 3.354,66	€ 351,38	€ 3.003,28	0,9151	€ 2.748,43	3	-€ 13.728,26
t4	43919,56	0,076	€ 3.337,89	€ 360,16	€ 2.977,72	0,8885	€ 2.645,67	4	-€ 11.082,59
t5	43699,97	0,076	€ 3.321,20	€ 369,17	€ 2.952,03	0,8626	€ 2.546,45	5	-€ 8.536,15
t6	43481,47	0,076	€ 3.304,59	€ 378,40	€ 2.926,19	0,8375	€ 2.450,64	6	-€ 6.085,51
t7	43264,06	0,076	€ 3.288,07	€ 387,86	€ 2.900,21	0,8131	€ 2.358,14	7	-€ 3.727,37
t8	43047,74	0,076	€ 3.271,63	€ 397,55	€ 2.874,07	0,7894	€ 2.268,82	8	-€ 1.458,55
t9	42832,50	0,076	€ 3.255,27	€ 407,49	€ 2.847,78	0,7664	€ 2.182,58	9	€ 724,03
t10	42618,34	0,076	€ 3.238,99	€ 417,68	€ 2.821,31	0,7441	€ 2.099,32	10	€ 2.823,35
t11	42405,25	0,076	€ 3.222,80	€ 428,12	€ 2.794,68	0,7224	€ 2.018,93	11	€ 4.842,29
t12	42193,22	0,076	€ 3.206,68	€ 438,83	€ 2.767,86	0,7014	€ 1.941,32	12	€ 6.783,61
t13	41982,25	0,076	€ 3.190,65	€ 449,80	€ 2.740,85	0,6810	€ 1.866,39	13	€ 8.650,00
t14	41772,34	0,076	€ 3.174,70	€ 461,04	€ 2.713,66	0,6611	€ 1.794,05	14	€ 10.444,04
t15	41563,48	0,076	€ 3.158,82	€ 472,57	€ 2.686,26	0,6419	€ 1.724,21	15	€ 12.168,25
t16	41355,66	0,076	€ 3.143,03	€ 484,38	€ 2.658,65	0,6232	€ 1.656,78	16	€ 13.825,03
t17	41148,88	0,076	€ 3.127,32	€ 496,49	€ 2.630,82	0,6050	€ 1.591,69	17	€ 15.416,72
t18	40943,14	0,076	€ 3.111,68	€ 508,90	€ 2.602,78	0,5874	€ 1.528,86	18	€ 16.945,58
t19	40738,42	0,076	€ 3.096,12	€ 521,63	€ 2.574,49	0,5703	€ 1.468,20	19	€ 18.413,78
t20	40534,73	0,076	€ 3.080,64	€ 534,67	€ 2.545,97	0,5537	€ 1.409,64	20	€ 19.823,42
t21	40332,06	0,076	€ 3.065,24	€ 548,03	€ 2.517,20	0,5375	€ 1.353,12	21	€ 21.176,54
t22	40130,40	0,076	€ 3.049,91	€ 561,73	€ 2.488,18	0,5219	€ 1.298,56	22	€ 22.475,10
t23	39929,75	0,076	€ 3.034,66	€ 575,78	€ 2.458,88	0,5067	€ 1.245,90	23	€ 23.721,00
t24	39730,10	0,076	€ 3.019,49	€ 590,17	€ 2.429,32	0,4919	€ 1.195,06	24	€ 24.916,06
t25	39531,45	0,076	€ 3.004,39	€ 604,93	€ 2.399,46	0,4776	€ 1.146,00	25	€ 26.062,05
<b>Summe Barwert:</b>							<b>€ 26.062,05</b>		

Abbildung 78 Barwertermittlung Volleinspeisung Atacama bei Nord / Süd Ausrichtung.