



**Universität für Bodenkultur Wien**

University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna

**Planung einer Hybrid PVT-Anlage  
sowie exergetischer Vergleich mit  
Photovoltaik und Solarthermie**

**Masterarbeit**

zur Erlangung des akademischen Grades

**Diplom-Ingenieur**

im Rahmen des Studiums

**Umwelt- und Bioressourcenmanagement**

eingereicht von

**Martin Sereinig**

Matr. Nr.: 01240523

Department für Materialwissenschaften und Prozesstechnik

Institut für Verfahrens- und Energietechnik

Betreuer:

Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll

Wien, März, 2019



## **Eidesstattliche Erklärung**

Ich erkläre ehrenwörtlich, dass ich die vorliegende Arbeit, selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst habe, andere als die angegebenen Quellen nicht benutzt, die den benutzten Quellen entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorlegt und auch nicht veröffentlicht.

.....  
Martin Sereinig

Wien, März 2019

## **Danksagung**

Ich möchte allen danken, die am Entstehen dieser Arbeit mitgewirkt haben.

Meinen Betreuern Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Tobias Pröll und Dipl.-Ing. Thomas Kitzberger bin ich für die fundierte fachliche Unterstützung, die mich während der Arbeit begleitet hat, dankbar.

Ein besonderes Dankeschön gilt meiner Familie und vor allem meinem Vater, der mich im Verlauf der gesamten Arbeit tatkräftig unterstützt und motiviert hat und mir mit Inputs und Ratschlägen immer zur Seite gestanden ist.

Ebenfalls bedanken möchte ich mich bei der Fima Vela Solaris AG, die mir das Programm PolySun zur Verfügung gestellt hat.

## Kurzfassung

In der folgenden Arbeit wird Photovoltaik und Solarthermie in Form der PVT-Hybridtechnologie zusammengebracht und miteinander verglichen. Dazu wurde eine Hybridanlage geplant und mit den bestehenden Photovoltaik- (PV) und Solarthermie (ST) Anlagen auf dem neuen Türkenwirt-Gebäude (Tüwi) der Universität für Bodenkultur verglichen. Die Planung der Anlagen, die Simulation der Erträge und der Vergleich wurde mit Hilfe der Software PolySun von Vela Solaris durchgeführt.

Der Vergleich der bestehenden Anlage mit der geplanten Hybrid-Anlage zeigt einen geringeren Stromertrag und Wärmeertrag bei der Hybridanlage. Dies ist auf verschiedene Faktoren wie unter anderem ein anderer Neigungswinkel, der beim Aufstellen der PVT-Kollektoren notwendig ist, zurückzuführen.

Zusätzlich wurde der Energie- und Exergieertrag pro Fläche verglichen. Dazu wurde eine PVT-Anlage mit 200 m<sup>2</sup> Bruttogesamtfläche mit einer Anlage mit 100m<sup>2</sup> Photovoltaik und 100 m<sup>2</sup> Solarthermie verglichen. Hier konnte festgestellt werden, dass der Wärmeertrag mit 13.265 kWh bei den PVT-Kollektoren viel geringer als bei der ST-Anlage ist. Der Stromertrag ist aber wie erwartet erhöht und macht 33.447,5 kWh aus.

Eine Berechnung des Exergieanteils zeigt, dass PVT-Kollektoren auf gleicher Fläche mehr Exergie erzeugen als PV- und ST- Kollektoren zusammen. Grund dafür sind die effizientere Nutzung der Strahlung und die Abfuhr der Wärme der PV-Zellen. Das Temperaturniveau im Exergieoptimum ist jedoch bei PVT um einiges geringer. Soll die Anlage daher in diesem Bereich betrieben werden, sind nur wenige spezielle Niedertemperatur-Anwendungen möglich, wie zum Beispiel Schwimmbäder. Anbieten würden sich auch Dachintegration oder Fassadendämmung, um die Erwärmung durch mangelnde Hinterlüftung zu reduzieren.

Diesen Erträgen stehen hohe Investitionskosten durch die höheren Modulpreise gegenüber. Diese werden in einer Wirtschaftlichkeitsberechnung dargestellt und machen die geplante Anlage auch nach 20 Jahren nicht wirtschaftlich.

*Schlagwörter: Photovoltaik, Solarthermie, Hybridtechnologie, PVT, Exergievergleich*

## Abstract

In the following work photovoltaics and solar thermal is brought together and compared in the form of PVT hybrid technology. For this purpose, a hybrid power plant was planned and compared with the existing photovoltaics (PV) and solar thermal (ST) facilities on the new Türkenwirt-building (Tüwi) of the University of Natural Resources and Life Sciences. Plant design, yield simulation and comparison were performed using Vela Solaris' PolySun software.

The comparison of the existing plant with the planned hybrid plant shows a lower electricity yield and heat yield in the hybrid plant. This is due to various factors such as a different angle of inclination for example, which is necessary when setting up the PVT collectors.

In addition, the energy and exergy yield per area was compared. For this purpose, a PVT plant with a total area of 200 m<sup>2</sup> was compared with a plant with 100 m<sup>2</sup> photovoltaics and 100 m<sup>2</sup> solar thermal energy. It could be assessed that the heat yield of the PVT collectors 13,265 kWh is much lower than the ST systems. However, the electricity yield is increased as expected and in total 33,447.5 kWh.

A calculation of the exergy content shows that PVT collectors generate more exergy in the same area than PV and ST collectors together. The reason for this is the more efficient use of radiation and the dissipation of the heat of the PV cells. However, the temperature level at which most of the exergy is produced is much lower with PVT. If the system is therefore to be operated in this area, only a few special low-temperature applications are possible, such as swimming pools. roof integration or facade insulation. Roof integration or facade insulation would also be possible to reduce heating due to lack of rear ventilation.

These revenues are offset by high investment costs due to higher module prices. They are presented in a profitability calculation and do not make the planned plant economically viable even after 20 years.

*Keywords: photovoltaics, solar thermal, hybrid technology, PVT, exergy comparison*

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2. Theoretische Grundlagen</b>	<b>4</b>
2.1. Solare Energiequelle .....	4
2.1.1. Strahlungsarten .....	4
2.1.2. Ausrichtung von PV- und ST-Anlagen.....	6
2.2. Grundlagen Photovoltaik.....	7
2.2.1. Funktionsweise von Photovoltaikzellen.....	7
2.2.1.1. UI-Kennlinie.....	8
2.2.1.2. Verschaltung .....	10
2.2.2. Beschreibung verschiedener Zellkategorien .....	10
2.2.3. Wechselrichter.....	11
2.2.4. Montagesysteme und gebäudeintegrierte PV-Systeme .....	13
2.2.5. Sicherheit und Schutz .....	14
2.3. Grundlagen Solarthermie .....	14
2.3.1. Funktionsweise von Solarthermieanlagen.....	14
2.3.2. Beschreibung der Komponenten .....	15
2.3.2.1. Kollektoren .....	15
2.3.2.2. Kollektorkreis.....	19
2.3.2.3. Speicher .....	19
2.3.2.4. Regelung.....	20
2.3.3. Anwendungsgebiete.....	21
2.3.3.1. Trinkwassererwärmung .....	21
2.3.3.2. Heizung.....	22
2.4. Hybridkollektoren.....	23
2.4.1. Funktionsweise von PVT-Kollektoren.....	23
2.4.1.1. Luft als Wärmeträger .....	23

2.4.1.2. Flüssiger Wärmeträger .....	24
2.4.2. Thermische und elektrische Leistung .....	25
<b>3. Methodische Grundlagen</b>	<b>27</b>
3.1. Begehung .....	28
3.2. PolySun Simulation .....	31
<b>4. Ergebnisse</b>	<b>39</b>
4.1. Analyse des Standortes .....	39
4.2. Gebäudetechnik .....	40
4.3. Bestandsanlage .....	43
4.4. PVT-Normen .....	53
4.5. Planungs- und Auslegungsparameter für PVT-Anlage .....	55
4.6. Generatordimensionierung .....	55
4.7. Wechselrichterdimensionierung .....	61
4.8. Wärmespeicherdimensionierung .....	64
4.9. Schutzanforderungen .....	65
4.10. Variantenvergleich .....	65
4.11. Flächenertragsvergleich .....	66
4.12. Exergetischer Vergleich .....	67
4.13. Finanzierung & Wirtschaftlichkeitsberechnung .....	78
4.13.1. Investitionskosten .....	78
4.13.2. Laufende Kosten .....	79
4.13.3. Fördermöglichkeiten .....	79
4.13.4. Einspeisetarife .....	80
4.13.5. Kostenberechnung .....	81
<b>5. Diskussion, Schlussfolgerung und Ausblick</b>	<b>84</b>
5.1. Diskussion .....	84
5.2. Schlussfolgerung und Ausblick .....	87

<b>6. Literaturverzeichnis</b>	<b>89</b>
<b>A. Anhang</b>	<b>94</b>
A.1. Exergie Wärme PVT Kollektor .....	94
A.2. Exergie Strom PVT Kollektor .....	95
A.3. Exergie Summe PVT Kollektor.....	96
A.4. Exergie Wärme ST Kollektor.....	97
A.5. Exergie Strom PV Modul.....	98
A.6. Exergie Summe ST Kollektor + PV Modul.....	99
A.7. Vergleich Exergieertrag PVT und PV+ST.....	100

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Simulationsergebnisse Photovoltaikanlage (PolySun) .....	50
Tabelle 2: Gebäudespezifikationen (Eigene Darstellung) .....	51
Tabelle 3: Simulationsergebnisse Solarthermieanlage (PolySun).....	52
Tabelle 4: Auswahlmöglichkeiten Kollektoren.....	56
Tabelle 5: Modulspezifikationen SolarOne Kollektor ( <a href="http://www.3f-solar.at/wp-content/uploads/SOLAR_ONE_2018.pdf">http://www.3f-solar.at/wp-content/uploads/SOLAR_ONE_2018.pdf</a> ) .....	59
Tabelle 6: Flächenertragsvergleich (Eigene Darstellung) .....	66
Tabelle 7: Exergieanteil Vergleich (Eigene Darstellung) .....	68
Tabelle 8: Kollektordaten (Datenblätter) .....	69
Tabelle 9: Aufstellung Anlagenkosten (Eigene Darstellung) .....	79
Tabelle 10: Jährliche Wirtschaftlichkeitsberechnung (Eigene Darstellung) .....	83
Tabelle 11: Ergebnisse Variantenvergleich .....	84
Tabelle 12: Ergebnisse Flächenvergleich .....	85
Tabelle 13: Ergebnisse Exergievergleich.....	86

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Veränderung der spektralen Verteilung der Sonnenstrahlung beim Durchgang durch die Atmosphäre (Spektrum, 2018).....	4
Abbildung 2: Globalstrahlung in Europa auf optimal geneigten Flächen (Huld, T., & Pinedo-Pascua, I. 2017a).....	5
Abbildung 3: Minderungsfaktoren durch Ausrichtung (Arsenal Research, n.d.) .....	6
Abbildung 4: p-n-Übergang mit Anlegen einer äußeren Spannung (Austrian Institute of Technology, 2013).....	8
Abbildung 5: Strom-Spannung Kennlinie und Maximum Power Point (Auer, 2012) ....	9
Abbildung 6: Bypass-Dioden (IT-Wissen.info, 2013) .....	10
Abbildung 7: Zentrales Wechselrichterkonzept (links) und Strangwechselrichterkonzept (rechts) (Austrian Institute of Technology, 2013).....	12
Abbildung 8: Aufbau Flachkollektor (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014) .....	16
Abbildung 9: Systematischer Aufbau einer Vakuumröhre (Heat-Pipe System) (Stieglitz, R. & Heinzl V., 2012) .....	17
Abbildung 10: Solarkeymark Zeichen (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014).....	18
Abbildung 11: Schnittdarstellungen Trinkwasserspeicher (Links), Pufferspeicher (Mitte), Kombispeicher (Rechts) (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014).....	20
Abbildung 12: Druckspeicher (links) & Schichtenspeicher (rechts) (Anthony et al. 2012).....	21
Abbildung 13: Schema Pufferspeicher inklusive Solarthermie (BINE Informationsdienst projektinfo 5/01, 2001).....	22
Abbildung 14: Unabgedeckter PVT-Kollektor (links), abgedeckter PVT-Kollektor (rechts) (Adam et al., 2014).....	24
Abbildung 15: Planung Außenansicht (Baumschlager Hutter ZT GmbH, 2015).....	28
Abbildung 16: Ausschnitt Lageplan mit Dachaufsicht (Baumschlager Hutter ZT GmbH, 2015).....	29
Abbildung 17: Planung Innenansicht (Baumschlager Hutter ZT GmbH, 2015) .....	30

Abbildung 18: Ausschnitt Beispiel Anlagenschema (Eigene Darstellung, PolySun) ..	34
Abbildung 19: Außenansicht Tüwi-Gebäude (BIG, 2018) .....	39
Abbildung 20: Seitenansicht Tüwi und Oskar-Simony-Haus (AutoCAD) .....	40
Abbildung 21: Ausschnitt Gesamtschema_Heizung, Kälte (Baumschlager Hutter ZT GmbH, 2016).....	41
Abbildung 22: Belegung PV & ST Dach Tüwi Aufsicht (Eigene Darstellung, AutoCAD) .....	43
Abbildung 23: PV-Module Tüwi-Gebäude (Eigene Darstellung) .....	44
Abbildung 24: PV-Module Dachterrasse (BIG, 2018) .....	44
Abbildung 25: ST- Kollektoren Tüwi-Gebäude (Eigene Darstellung).....	45
Abbildung 26: Auslegung PV-Anlage Ost (Ausschnitt, PolySun) .....	48
Abbildung 27: Schema Photovoltaikanlage Bestand (Ausschnitt, Polysun) .....	49
Abbildung 28: Schema Solarthermieanlage Bestand (Ausschnitt, PolySun) .....	50
Abbildung 29: SolarOne Kollektor ( <a href="http://www.3f-solar.at/wp-content/uploads/hybridkollektor_v3_small.png">http://www.3f-solar.at/wp-content/uploads/hybridkollektor_v3_small.png</a> ) .....	57
Abbildung 30: Thermische Leistungskennlinie SolarOne Kollektor (AIT, 2015) .....	58
Abbildung 31: Druckabfall Kennlinie SolarOne Kollektor (AIT, 2015).....	58
Abbildung 32: Belegung PVT-Anlage Dach Tüwi Aufsicht (AutoCAD) .....	61
Abbildung 33: Verstringung PVT-Kollektoren (AutoCAD) .....	62
Abbildung 34: Dimensionierung PVT-Kollektoren inkl. Wecheslrichter (PolySun) .....	63
Abbildung 35: Schema Hybridanlage (PolySun) .....	64
Abbildung 36: Variantenvergleich PV Bestand, ST Bestand und PVT Neuanlage (PolySun) .....	65
Abbildung 37: Exergieertrag Wärmeerzeugung PVT Kollektor (Eigene Darstellung) ..	70
Abbildung 38: Exergieertrag Stromerzeugung PVT Kollektor (Eigene Darstellung) ..	71
Abbildung 39: Exergiesumme PVT 600W/m <sup>2</sup> (Eigene Darstellung) .....	72
Abbildung 40: Exergiesumme PVT 900W/m <sup>2</sup> (Eigene Darstellung) .....	72

Abbildung 41: Exergieertrag Wärmeerzeugung ST Kollektor (Eigene Darstellung)...	73
Abbildung 42: Exergieertrag Stromerzeugung PV Modul (Eigene Darstellung) .....	74
Abbildung 43: Exergiesumme PV+ST 600 W/m <sup>2</sup> (Eigene Darstellung) .....	74
Abbildung 44: Exergiesumme PV+ST 900 W/m <sup>2</sup> (Eigene Darstellung) .....	75
Abbildung 45: Vergleich Exergie PVT vs PV+ST 600 W/m <sup>2</sup> (Eigene Darstellung) ....	76
Abbildung 46: Vergleich Exergie PVT vs PV+ST G=900W/m <sup>2</sup> (Eigene Darstellung).	77
Abbildung 47: Kapitalwertberechnung (Eigene Darstellung) .....	82

## Formelverzeichnis

Formel 1: Kollektorwirkungsgrad .....	15
Formel 2: Modultemperatur .....	34
Formel 3: Leitungsverluste einphasig .....	35
Formel 4: Leitungsverluste dreiphasig .....	35
Formel 5: Kollektorgleichung .....	36
Formel 6: Wärmemenge.....	36
Formel 7: Verschattungswinkel .....	40
Formel 8: Sonnentiefststand.....	40
Formel 9: Spannungsmaximum Modul .....	47
Formel 10: Reihenabstand .....	60
Formel 11: Exergieanteil .....	67
Formel 12: Barwert.....	82
Formel 13: Kapitalwert .....	82

## Formelzeichen

$a_1$	linearer Wärmeverlust	[W/m <sup>2</sup> K]
$a_2$	quadratischer Wärmeverlust	[W/m <sup>2</sup> K]
$B_t$	Barwert zum Zeitpunkt t	[€]
$\beta_{ref}$	Temperaturkoeffizient	[K <sup>-1</sup> ]
$c$	Wärmekapazität	[kJ/kg]
$\cos\varphi$	Leistungsfaktor	
$E_q$	Exergie	[W]
$G$	Bestrahlungsstärke	[W/m <sup>2</sup> ]
$i$	Zinssatz	[%]
$I$	elektrische Stromstärke	[A]
$I_{nAC}$	AC-Ausgangsstrom des Wechselrichters	[A]
$K$	elektrische Leitfähigkeit	[m/Ωmm <sup>2</sup> ]
$K_t$	Kapitalwert zum Zeitpunkt t	[€]
$m$	Masse	[kg]
$\eta$	Wirkungsgrad	
$P$	aufgenommene Leistung	[W]
$Q$	Wärmestrom	[W]
$q_N$	Nutzwärmeleistung pro m <sup>2</sup>	[W/m <sup>2</sup> ]
$U$	elektrische Spannung	[V]
$T_O$	Referenztemperatur	[K]
$T_m$	Modultemperatur	[K]
$T_a$	Umgebungstemperatur	[K]
$\gamma$	Parameter für Hinterlüftungssituation	

# 1. Einleitung

Seit der industriellen Revolution im 18. Jahrhundert steigt die durchschnittliche globale Temperatur der Erde kontinuierlich an. Grund dafür ist der vermehrte Gebrauch von fossilen Brennstoffen und der dadurch bedingte Ausstoß von Treibhausgasen. Da die Bedrohungen durch den Klimawandel immer offensichtlicher werden, kam es in den letzten Jahren zu einem Umdenken. Heutzutage besteht die Strategie der nationalen Energiepolitik eines jeden Landes aus Energiesicherheit, ökonomischem Wachstum und Umweltschutz (Kumar, A. et al. 2010). Als alternative Quellen bieten sich daher erneuerbare Energien an, die derzeit mit rund 17% zur Deckung des globalen Energieverbrauchs beitragen (Andruleit, H. et al. 2018).

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird auch in Österreich immer weiter vorangetrieben. Größter Antrieb hierfür ist das unterzeichnete Pariser UN-Klimaabkommen aus dem Jahre 2015 welches, als Fortführung des Kyoto-Protokolls, die betreffenden Staaten dazu anhält die globale Erwärmung auf 2° C beziehungsweise 1,5° C, verglichen mit vorindustriellen Werten, einzugrenzen. Dazu sollen die Treibhausgasemissionen zwischen den Jahren 2045 und 2060 auf null gesenkt werden sowie das bereits emittierte Kohlenstoffdioxid mittels Carbon-Capture and Storage Technologie aus der Atmosphäre gefiltert werden. Die Klimaschutzpolitik eines jeden Landes wird zur Erreichung dieses Ziels ausschlaggebend sein (Rogelj, J. et al. 2016).

Große Hebelwirkung hätte hier das Ersetzen von herkömmlichen CO<sub>2</sub>-intensiven Energiesystemen mit erneuerbaren Systemen wie etwa Photovoltaik, Erdwärme oder Solarthermie. Der Photovoltaik Markt in Österreich wurde in den letzten Jahren durch einen steigenden Strompreis für Endkunden positiv beeinflusst. Hinzu kommen noch sinkende Investitionskosten von Photovoltaikanlagen.

Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien wie Wind- oder Wasserkraft, benötigen Photovoltaikanlagen nicht zwangsweise zusätzliche Flächen. Vorhandene Dachflächen können mit Aufdach-Photovoltaikanlagen wirtschaftlich und ökologisch vernünftig genutzt werden. Vor allem in Städten gibt es noch sehr viel ungenutztes Solarpotenzial. Welches Dach sinnvoll nutzbar ist, kann mittels des Solarkatasters ermittelt werden (Hilling & de Lange, 2010).

Bezüglich der Planung von Anlagen zur solaren Energiegewinnung gibt es das Problem, dass meistens versucht wird die installierte Photovoltaik- (PV) oder Solarthermie- (ST) Leistung zu maximieren, ohne den Eigenverbrauch zu optimieren. Dachflächen werden entweder nur für Photovoltaik oder Solarthermie genutzt, wodurch ein großes ökonomisches Potenzial möglicherweise verloren geht.

Neue technologische Entwicklungen wie Photovoltaik-Solarthermie Hybridanlagen (kurz PVT-Anlagen) versuchen hier beide Formen der Energiegewinnung zu verbinden. Der Markt von PVT-Modulen steht noch im Anfangsstadium, aber in den letzten Jahren konnte ein Anstieg der Anzahl verfügbarer Modelle verzeichnet werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Entwicklung von PVT sich größtenteils mit dem Markt der Solarthermie überschneiden wird. Demnach sollte sich die Entwicklung der PVT-Technologie auf den Markt für Privathaushalte fokussieren (Affolter et al. 2005).

Diesem Problem ist sich auch die Universität für Bodenkultur bewusst, weshalb sie im Zuge des Neubaus des Türkenwirtgebäudes am Standort Türkenschanze in Wien die Planung einer Photovoltaik- und Solarthermieanlage in Auftrag gegeben hat.

Diese Arbeit soll die Fragestellung behandeln, ob neue Entwicklungen wie PVT-Kollektoren zu einer optimalen Ausnutzung der solaren Energie verhelfen können. Um dies beantworten zu können wird im Zuge der Arbeit eine PVT-Anlage geplant und anschließend der Ertrag mit Hilfe der Simulationssoftware PolySun von Vela Solaris mit den bestehenden Photovoltaik- und Solarthermieanlagen am Türkenwirtgebäude verglichen.

Um einen Überblick über den technischen Hintergrund zu bekommen werden im Kapitel 2 der Arbeit zuerst die theoretischen Grundlagen der Photovoltaik und Solarthermie und daraufhin die Technologie, die hinter den PVT-Kollektoren steckt, behandelt.

Im Kapitel 3 wird näher auf die methodischen Grundlagen eingegangen. Dazu wird die Forschungsfrage beschrieben und die Methode erklärt, mit welcher versucht wird diese zu beantworten. Es wird die durchgeführte Begehung des Gebäudes beschrieben, die Software PolySun erklärt sowie die im Hintergrund durchgeführten Berechnungen erläutert.

Kapitel 4 beinhaltet die Ergebnisse der durchgeführten Arbeiten. Der Standort des Gebäudes sowie die Gebäudetechnik und der Aufbau der Bestandsanlagen werden hier genauer analysiert. Es werden die derzeit bestehenden PVT-Normen zusammengefasst, bevor die eigentliche Planung der PVT-Anlage Schritt für Schritt dargestellt wird. Am Schluss des Kapitels wird die geplante PVT-Anlage mit den bestehenden Photovoltaik- und Solarthermieanlagen auf energietechnischer Basis verglichen und anschließend wird die Wirtschaftlichkeitsberechnung der PVT-Anlage durchgeführt.

Kapitel 5 behandelt die Diskussion und die Schlussfolgerungen, die aus den Ergebnissen gezogen werden können.

## 2. Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel wird der theoretische Grundstein zum Verständnis der Funktionsweise von photovoltaischen und solarthermischen Anlagen gelegt. Es soll einen Überblick über die genutzte Energiequelle, den derzeitigen Stand der Technik von Photovoltaik, sowie Solarthermie und über die Zusammenführung der zwei Techniken in Form von Hybridkollektoren vermitteln.

### 2.1. Solare Energiequelle

Sowohl Photovoltaik- als auch Solarthermieranlagen nutzen die Energie der Sonne, die auf der Erdoberfläche auftrifft. Vorteile dieser Art der Energiegewinnung sind die nahezu unbegrenzte Verfügbarkeit ohne direkte Schadstoffemission und ohne Lärmentwicklung im Betrieb. Die Bestrahlungsstärke gibt die Leistung der Strahlung auf eine definierte Fläche an und wird mit der Einheit  $W/m^2$  angegeben. Die gesamte Einstrahlung der Sonne beträgt im Durchschnitt  $1.367 W/m^2$  an der äußeren Schicht der Atmosphäre und wird Solarkonstante genannt (Wesselak, V., & Voswinckel, S., 2016).

#### 2.1.1. Strahlungsarten

Verschiedene Faktoren haben einen Einfluss auf die Strahlungsstärke des Sonnenlichts, welches auf die Erdoberfläche trifft. Je länger der Weg der Strahlen durch die verschiedenen Schichten der Atmosphäre ist, desto größer ist die

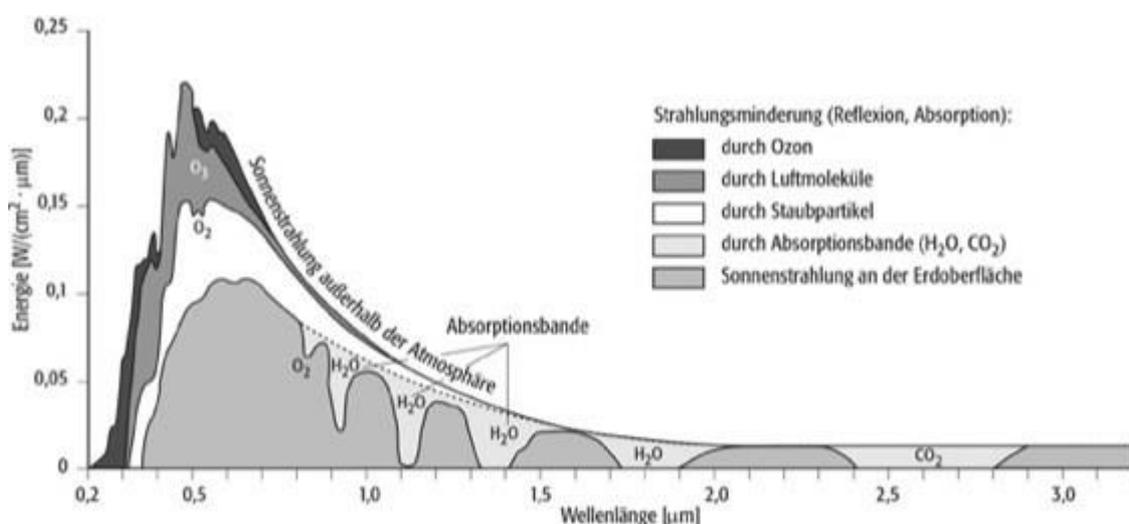


Abbildung 1: Veränderung der spektralen Verteilung der Sonnenstrahlung beim Durchgang durch die Atmosphäre (Spektrum, 2018)

Minderung. Dies wird durch den „Air Mass“-Faktor (AM) beschrieben wird. AM 1 gibt den kurzmöglichsten Weg bei einem Einstrahlungswinkel von 90° an (Mertens, 2015). Wie in Abbildung 1 ersichtlich, gibt es verschiedene Stoffe in der Atmosphäre, welche die Sonnenstrahlung durch Reflexion, Absorption und Streuung unterschiedlich stark mindern. Die gesamte auf der Erdoberfläche auftreffende Strahlung wird Globalstrahlung genannt und diese wird weiters in direkte Strahlung und diffuse Strahlung aufgeteilt. Direkte Strahlung trifft ohne Ablenkung auf die Erdoberfläche auf. Diffusstrahlung hingegen wird davor abgelenkt und bewirkt vor allem die Aufhellung von Schatten, da sie von allen Seiten einfallen kann. Sie lässt sich aber nicht mit Spiegeln oder Linsen konzentrieren (Wesselak, V., & Voswinckel, S. 2016). Im mitteleuropäischen Raum macht der Anteil der Diffusstrahlung im jährlichen Mittel zwischen 40% und 60% aus. Dies bewirkt vor allem für die Nutzung des Sonnenlichtes einen Unterschied (Stieglitz, R., & Heinzl, V., 2012).

## Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

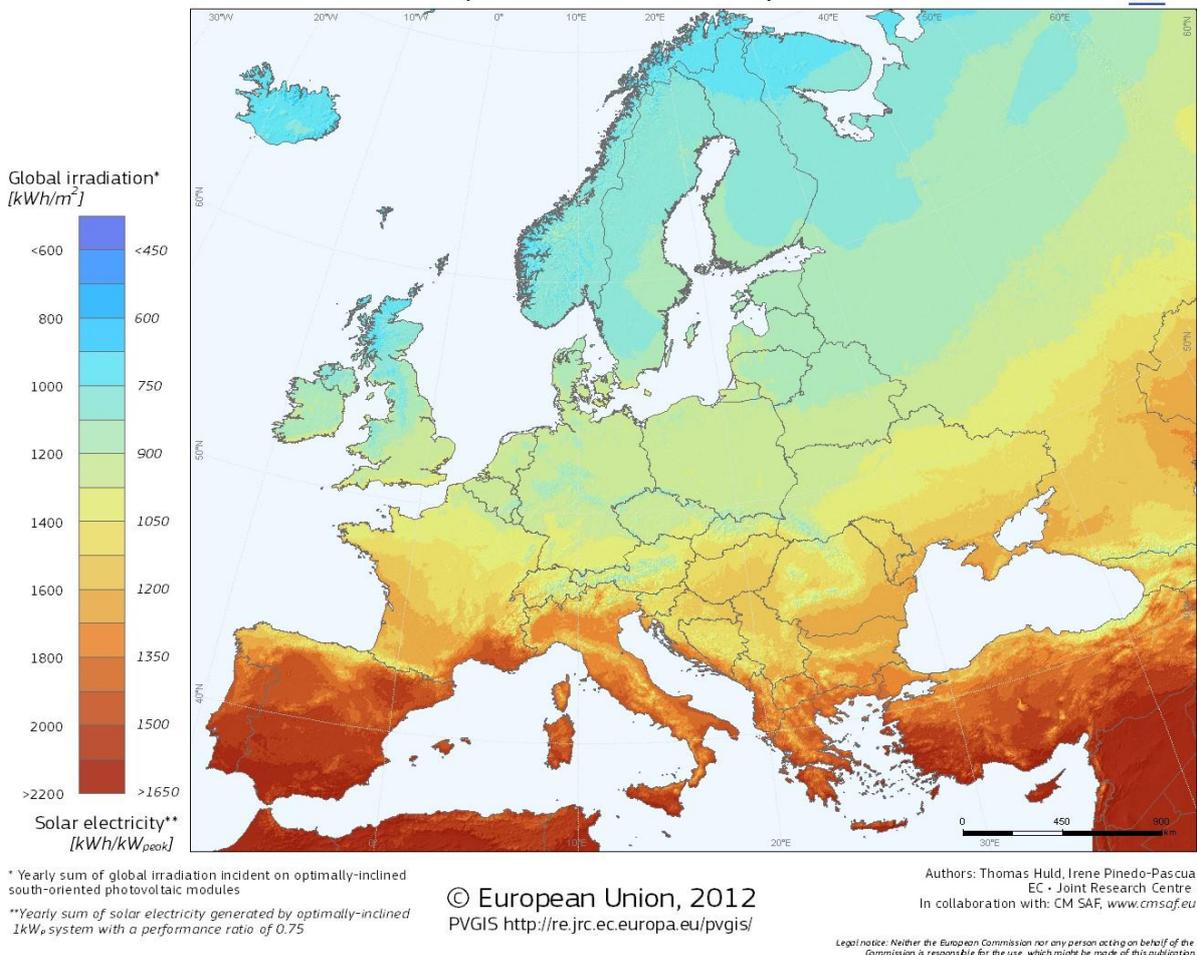


Abbildung 2: Globalstrahlung in Europa auf optimal geneigten Flächen (Huld, T., & Pinedo-Pascua, I. 2017a)

Von den anfänglichen 1.367 W/m<sup>2</sup> wird die Bestrahlungsstärke aufgrund von genannten atmosphärischen Einflüssen verringert. Diese variiert jedoch stark und kann von stark bedecktem Himmel mit 50 W/m<sup>2</sup> bis zu einem Maximum von 1.200 W/m<sup>2</sup> reichen (Wesselak, V., & Voswinckel, S. 2016).

In Abbildung 2 ist die jährliche Summe von globaler Sonnenstrahlung auf optimal geneigten Flächen in Europa in kWh/m<sup>2</sup> sowie die Summe der jährlich dadurch erzeugten Elektrizität von 1kW-Systemen in kWh/kW<sub>peak</sub> ersichtlich.

### 2.1.2. Ausrichtung von PV- und ST-Anlagen

Die Energieausbeute und Effizienz von Photovoltaik und Solarthermie hängt von der Himmelsrichtung, dem Standort und der Jahreszeit ab. Je nach Nutzungsart der Anlage, gibt es verschiedene Ausrichtungen für die Anlage, um in der Jahressumme die Einstrahlungsmenge bestmöglich zu nutzen (Mertens, 2015).

Die optimale Ausrichtung ist vom Standort und dem Zweck der Anlage abhängig. In Österreich eignen sich schräg geneigte nach Süden ausgerichtete Hausdächer besonders um den maximalen Energieertrag zu erzielen. Der höchste Ertrag wird bei einem Ausrichtungswinkel nach Süden (Azimut = 0°) und einem Neigungswinkel (Elevation) von 25°-35° erreicht (Wagner, 2015). Suboptimale Ausrichtungen sind immer mit Ertragsminderungen, wie in der Abbildung 3 ersichtlich, verbunden.

Bei einem steilen Winkel spielt die Ausrichtung nach Süden eine größere Rolle als bei einem flachen Winkel und im Winterhalbjahr kann dadurch mehr produziert werden.

Ein Vorteil ist auch die bessere Selbstreinigung bei Regen und das Abrutschen von Schnee. Häufig wird auch eine West-Ost Ausrichtung verwendet, da somit die Strom- und Wärmeerzeugung besser auf die Nachfrage abgestimmt ist und sich der Eigenverbrauchsanteil erhöht. Um eine Solarthermieanlage zur Heizungsunterstützung zu optimieren sollten die Kollektoren relativ steil (>60°) aufgestellt werden (Mertens, 2015).

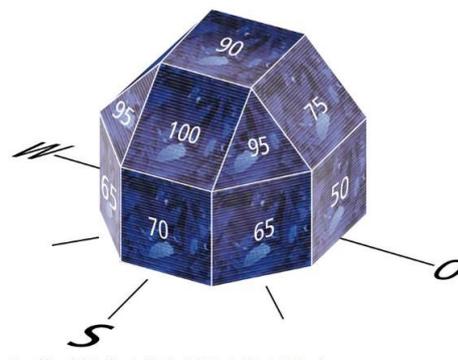


Abbildung 3: Minderungsfaktoren durch Ausrichtung (Arsenal Research, n.d.)

## **2.2. Grundlagen Photovoltaik**

Im folgenden Kapitel wird genauer auf Photovoltaik, ihre Funktionsweise, verschiedene Zellarten, wichtige Komponenten rund um PV-Systeme sowie auf die Planung beziehungsweise Auslegung von Anlagen eingegangen.

### ***2.2.1. Funktionsweise von Photovoltaikzellen***

Photovoltaik bedeutet die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie. Physikalisch gesehen ist die in Strom umgewandelte Sonnenenergie eine besonders hochwertige Energieform.

1839 entdeckte Alexander Bequerel als Erster den photovoltaischen Effekt, in dem er zwei metallische Platten in eine leitfähige Flüssigkeit tauchte und feststellte, dass bei Bestrahlung durch die Sonne die Spannung zwischen den Platten stieg. 1954 wurde festgestellt, dass an elektronischen Bauteilen aus dem Halbleiter-Stoff Silizium eine elektrische Spannung auftritt, wenn Licht darauf fällt (Perlin, 1999).

In der Photovoltaik wird die Tatsache genutzt, dass die äußeren Elektronen in Atomen von Halbleitern in zwei Energiebereichen auftreten können. Entweder fungieren die Elektronen als Verbindung zwischen Atomen oder sie können sich frei bewegen. Trifft ein Photon der Sonne auf ein Elektron, welches als Verbindung wirkt, löst sich dieses und bewegt sich frei. Damit die freien Elektronen eine elektrische Spannung erzeugen können, braucht es eine positiv und negativ geladene Seite, einen sogenannten p-n-Übergang (Pröll & Al Afif, 2017). Dieser p-n-Übergang wird erzeugt in dem ein Halbleiter positiv und ein anderer negativ dotiert wird. Dotieren bedeutet das gezielte Verunreinigen von Halbleitern wie Silizium. Wird beim Aufdampfen ein Siliziumatom mit einem Phosphoratom ersetzt, kann dieses fünf Bindungen eingehen, statt den vier Bindungen eines Siliziumatoms. Dieses fünfte Elektron kann sich leicht aus dem Gitter lösen, dadurch gibt der Halbleiter Elektronen ab und wird n-leitend (negativ-leitend). Wird hingegen ein Boratom verwendet entsteht ein Loch, welches ein Elektron aufnehmen kann. Dadurch wird dieser Halbleiter p-leitend (positiv-leitend) (Mertens, 2015).

Werden ein positiver und negativer Halbleiter miteinander verbunden, entsteht ein p-n-Übergang. Die freien Elektronen und Löcher diffundieren durch die Übergangsschicht und es entsteht ein inneres elektrisches Feld. Durch Auftreffen von Licht bilden sich freie Elektronen- und Lochpaare und durch das elektrische Feld werden diese schnell voneinander getrennt. Elektronen sammeln sich in der n-Schicht und Löcher in der p-Schicht (siehe Abbildung 4). Das dadurch entstandene Potenzialgefälle wird durch Anlegen von Front- und Rückkontakten zur Stromerzeugung verwendet. Die erzeugte Spannung einer silizium-basierten Zelle beträgt bei maximaler Leistung etwa 0,5V (Pröll & Al Afif, 2017).

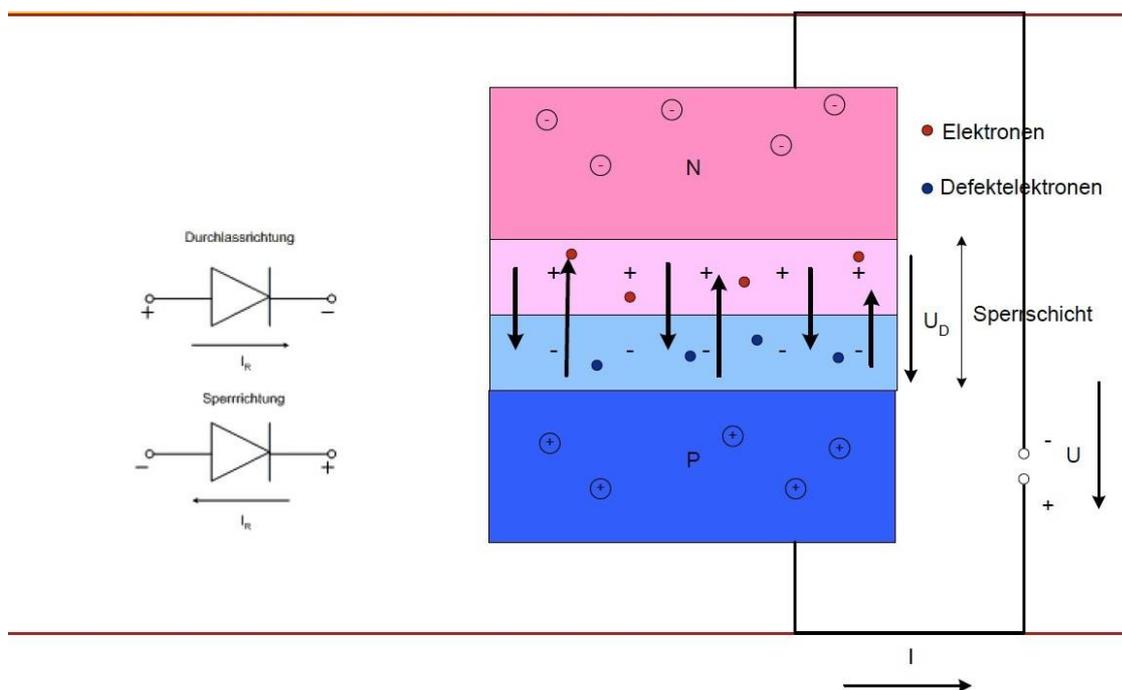


Abbildung 4: p-n-Übergang mit Anlegen einer äußeren Spannung (Austrian Institute of Technology, 2013)

### 2.2.1.1. UI-Kennlinie

Zur Darstellung der elektrischen Leistung einer Photovoltaikzelle, wird Spannung ( $U$ ) und Stärke ( $I$ ) in Form einer UI-Kennlinie in einem Strom-Spannungs-Diagramm, wie in Abbildung 5, aufgetragen. Dieses gibt das Verhältnis von Spannung und Stromstärke beziehungsweise deren Produkt, die Leistung an. Charakterisiert wird dieses Diagramm durch drei Punkte (Mertens, 2015).

Leerlaufspannung  $U_L$ : Wird eine Zelle mit Sonnenlicht beschienen, baut sich Spannung in Volt auf. Solange kein Strom entnommen wird, stellt sich eine Leerlaufspannung ein. Die Leerlaufspannung sinkt bei steigender Temperatur, bedingt

durch eine höhere Einstrahlung. Unter  $100 \text{ W/m}^2$  Einstrahlung kann diese nicht mehr aufrechterhalten werden.

Kurzschlussstrom  $I_K$ : Dieser fließt, wenn die Zelle kurzgeschlossen wird. Er hängt linear von der Einstrahlungsstärke ab. Verdoppelt sich diese, verdoppelt sich auch die Stromstärke [Ampere].

Maximum Power Point MPP: Arbeitet eine Photovoltaikzelle mit maximaler Leistung [Watt], wird dieser Punkt Maximum Power Point genannt. Für diesen Punkt gibt es die Leistung  $P_{MPP}$ , Spannung  $U_{MPP}$  und Strom  $I_{MPP}$ . Hier arbeitet die Zelle mit Nennspannung und Nennstrom.

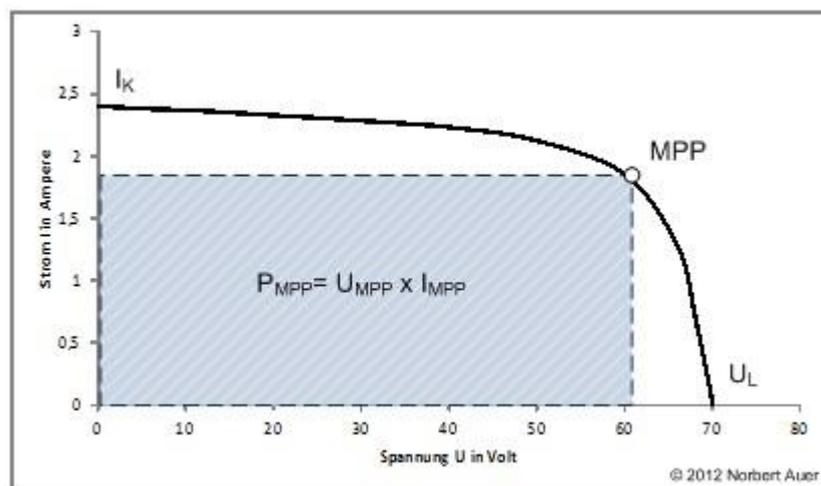


Abbildung 5: Strom-Spannung Kennlinie und Maximum Power Point (Auer, 2012)

Um qualifizierte Aussagen über Photovoltaikzellen oder Module machen zu können und sie miteinander zu vergleichen, wurden einheitliche Bedingungen festgelegt, nach denen auch im Labor getestet werden kann. Diese so genannten Standard-Test-Bedingungen (STC ist englisch für „Standard Test Conditions“) nach Norm (DIN EN 60904 beziehungsweise IEC 60904-3) definieren folgende Parameter:

- Senkrechte Einstrahlung von  $1000 \text{ W/m}^2$
- Zelltemperatur von  $25^\circ \text{ C}$  (Toleranz  $\pm 2^\circ \text{ C}$ )
- Definiertes Lichtspektrum nach Referenzbestrahlungsstärke
- Air Mass von 1,5

### 2.2.1.2. Verschaltung

Eine einzige Photovoltaikzelle produziert in der Regel 0,5 V Spannung und eine Stromstärke von 5A-9A. Deshalb werden mehrere Zellen, meistens 60 oder 70 miteinander in Serie zu einem Modul verbunden. Dadurch erhöht sich mit jeder addierten Zelle die Spannung. Größtenteils werden die Zellen in einem Modul innerhalb 3-4 verschiedener Stränge mit einer Bypassdiode antiparallel geschaltet. Dadurch kann der Strom an den Zellen eines Stranges vorbeigeführt werden (vgl. Abbildung 6). Dies wird gemacht, um verschattungsbedingte Verluste zu verringern und um die Entwicklung von Hotspots zu verhindern. Hotspots sind lokale Überhitzungen, die zur Zerstörung des Moduls führen können und treten auf, wenn Strom durch ein defektes oder ein verschattetes Modul fließt (Wang & Hsu, 2011).

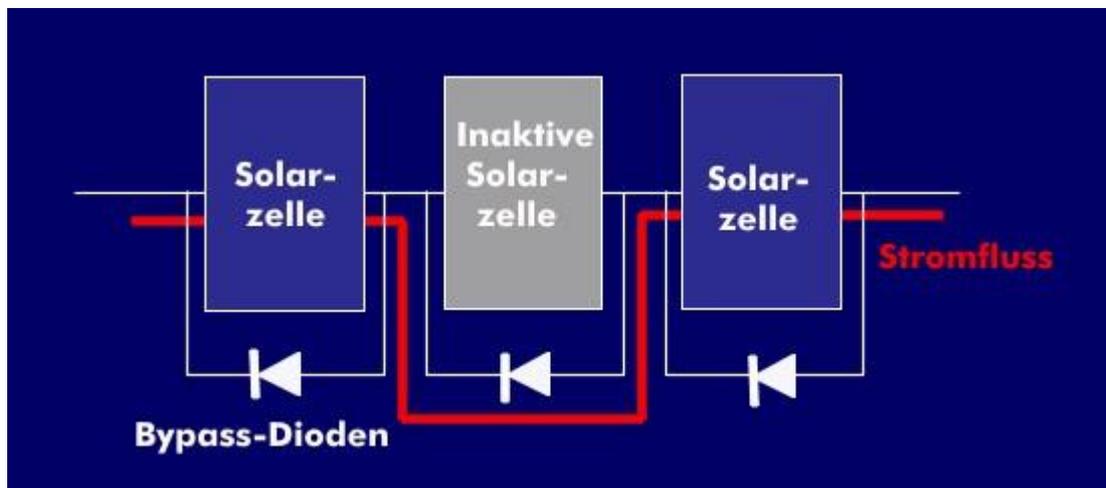


Abbildung 6: Bypass-Dioden (IT-Wissen.info, 2013)

### 2.2.2. Beschreibung verschiedener Zellkategorien

Grundsätzlich werden kristalline Silizium-Zellen und Dünnschichtzellen unterschieden. Kristalline Zellen gibt es als monokristalline und polykristalline Zellen. Dünnschichtzellen werden aus verschiedensten Materialien (amorphes Silizium, Kupfer-Indium-Diselenid, ...) hergestellt und sind dünner (2-3  $\mu\text{m}$ ) als kristalline Zellen (200-300  $\mu\text{m}$ ) (Mertens, 2015).

Monokristalline Zellen bestehen aus einem einzigen Siliziumkristall. Sie werden zum Beispiel durch das Czochralski-Verfahren hergestellt. Dabei wird ein Kristall aus einer Siliziumschmelze gezogen, wodurch ein zylindrischer Silizium-Einkristall entsteht. Dieser wird dann in eine quadratische Stange weiterverarbeitet und in schmale

Scheiben, Wafer genannt, geschnitten. Sie weisen eine regelmäßige Gitterstruktur auf und haben einen Wirkungsgrad von 17-22% (Fraunhofer Institute for Solar Systems, 2017).

Polykristalline Zellen bestehen aus vielen verschiedenen Siliziumkristallen. Dabei wird Siliziumschmelze in Blöcke und Tiegel gegossen und dann langsam auskristallisiert. Diese werden dann in Scheiben geschnitten. Auf Grund der kristallinen Gitterstruktur mit Kristallen, die einige Millimeter bis Zentimeter groß sein können, gibt es dazwischen Defektstellen, die den Innenwiderstand erhöhen und den Wirkungsgrad auf circa 15% verringern (Fraunhofer Institute for Solar Systems, 2017).

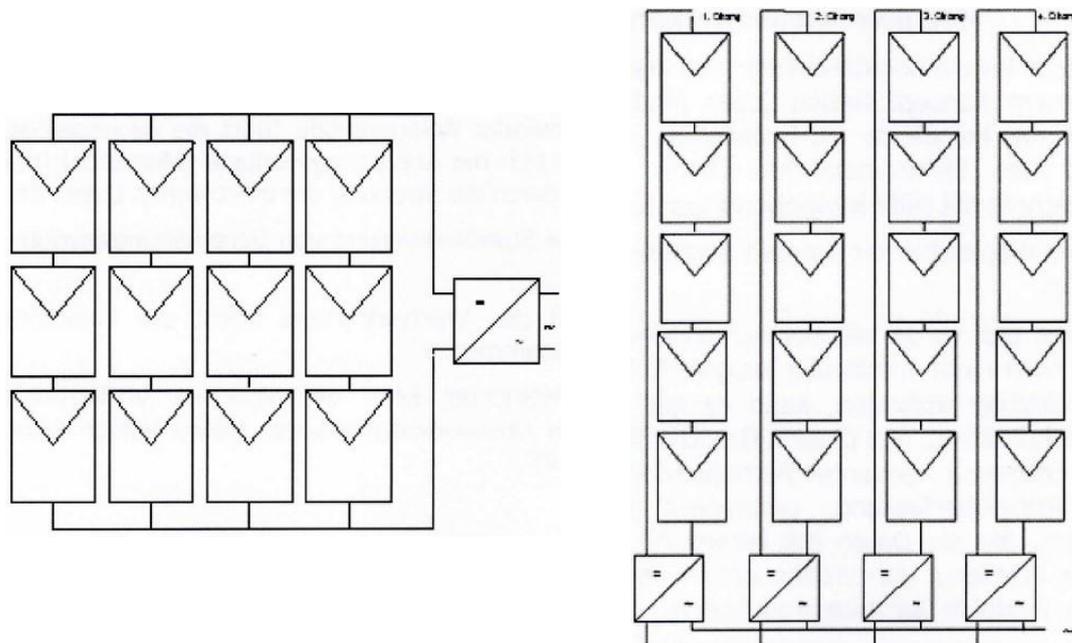
Dünnschichtzellen weisen im Vergleich dazu den geringsten Wirkungsgrad auf und haben auch mit einer Lebensspanne von knapp 20 Jahren ein geringes Potenzial um als Konkurrenz zu kristallinen Zellen auftreten zu können (Wesselak, V., & Voswinckel, S. 2016).

### **2.2.3. Wechselrichter**

Der Wechselrichter gilt als Bindeglied zwischen dem PV-Generator, der aus allen verschalteten Modulen besteht und dem Wechselstromverbraucher beziehungsweise dem Wechselstromnetz. Seine Aufgabe besteht darin, den vom PV-Generator erzeugten Gleichstrom, in Wechselstrom umzuwandeln und ihn an die vom öffentlichen Stromnetz geforderte Frequenz von 50 Hertz und Spannung von 230 Volt anzupassen. Geringe Umwandlungsverluste von 2-5% der Nennleistung treten dabei auf (Mertens, 2015). 2016 waren 99,4% der neu errichteten Anlagen netzgekoppelte Anlagen (Biermayr et al., 2017). Davon sind die meisten Überschusseinspeiser, was bedeutet, dass der produzierte Strom zuerst im Haus verbraucht wird und nur der Überschuss ins Netz eingespeist wird.

Darüber hinaus übernehmen Wechselrichter auch die wichtige Aufgabe der Maximalleistungssteuerung, auch Maximum-Power-Tracking genannt. Dabei sucht der Wechselrichter auf der Generatorleistungslinie automatisch den Punkt der maximalen Leistung und passt sich dieser an. Da die Leistung des PV-Generators mit unterschiedlicher Einstrahlung und Temperatur schwankt, kann mit Hilfe dieser Schaltung die Spannung so eingestellt werden, dass der Wechselrichter immer im Punkt der maximalen Leistung des Generators betrieben wird (Wesselak, V., & Voswinckel, S. 2016).

Damit es möglich ist, auch Wechselrichter in Bezug auf ihren Wirkungsgrad miteinander vergleichbar zu machen, muss bei jedem Wechselrichter nach EU-Norm EN 61683 der europäische Wirkungsgrad gemessen werden. Dieser wird durch die gewichteten Wirkungsgrade bei verschiedenen Lastverhältnissen berechnet. Typische europäische Wirkungsgrade liegen im Bereich von 95-98% (Wagner, 2015).



**Abbildung 7: Zentrales Wechselrichterkonzept (links) und Strangwechselrichterkonzept (rechts)**  
(Austrian Institute of Technology, 2013)

Es gibt bei Wechselrichtern unterschiedliche Konzepte der Verschaltung (siehe Abbildung 7). Beim zentralen Wechselrichterkonzept werden alle Stränge des PV-Generators parallelgeschaltet und zu einem Wechselrichter geführt. Dies wird meistens bei kleineren Anlagen bis zu 20 kWp verwendet. Vorteil hier ist die geringe Wartung.

Außerdem gibt es noch das Strangwechselrichterkonzept, bei welchem jeder Strang mit einem eigenen Wechselrichter verbunden ist. Diese Stränge werden dann parallelgeschaltet. Vorteile dabei sind individuelle MPP-Tracking und Kostenreduktion durch einfache Planung. Das Modulwechselrichterkonzept ist dadurch gekennzeichnet, dass jedes Modul seinen eigenen Wechselrichter hat, wodurch die komplette DC-Installation entfällt und die Verluste verringert werden (Mertens, 2015).

Immer häufiger werden zwischen den Modulen und dem Wechselrichter Leistungsoptimierer verschaltet. Jedes Modul ist mit einem Leistungsoptimierer verbunden und diese werden in Serie geschaltet. Der Optimierer ermittelt den

Maximum Power Point für jedes Modul selbst und ermöglicht eine Verschaltung von verschiedenen Modultypen und Ausrichtungen innerhalb eines Stranges, womit die Installation einfacher und der Ertrag gesteigert wird. Zusätzlich kann auch ein genaueres Monitoring der PV-Anlage durchgeführt werden, weil die Leistungsoptimierer die Daten jedes einzelnen Moduls online verfügbar machen (SolarEdge, 2018).

#### **2.2.4. Montagesysteme und gebäudeintegrierte PV-Systeme**

Es gibt vielseitige Einbindungsmöglichkeiten für Photovoltaikanlagen in Gebäuden und sie können prinzipiell auf allen Bereichen eines Gebäudes installiert werden. Die Montageschienen von Modulen auf Schrägdächern werden meist mit Dachankern in die Dachsparren verschraubt. Darüber hinaus gibt es auch noch Systeme, bei denen die Module in die Dachbedeckung integriert werden, wobei die Abdichtung der Dachhaut beibehalten werden muss. Auf Flachdächern und bei freistehenden Anlagen gibt es spezielle Aufständereien, mit denen die Module mit einem gewissen Neigungsgrad aufgeständert werden. Auf Dächern können diese entweder ins Dach geschraubt werden oder mit Beschwerungen wie Betonplatten oder Wannen mit Kiesfüllung versehen werden.

Grundlegende Voraussetzungen sind die Einhaltung aller statischen Erfordernisse, der Abtransport der entstehenden Wärme sowie die sinnvolle Auswahl in Bezug auf Verschattungsfreiheit. Photovoltaikanlagen können entweder im Dach oder der Fassade schon integriert sein oder müssen mittels Montagesystemen nachträglich installiert werden (Wesselak, V., & Voswinckel, S. 2016).

Besonders wichtig ist, bei Anlagen auf Schrägdächern auf eine gute Hinterlüftung zu achten. Mit jedem Grad Temperaturerhöhung liefern Photovoltaikzellen etwa ein halbes Prozent weniger Leistung, deshalb sollte bei Dächern und Fassaden eine Hinterlüftungsebene von circa 10 cm angestrebt werden. Bei Systemen auf Flachdächern ist zu beachten, dass ein bestimmter Mindestabstand zwischen den Modulen eingehalten wird, um die Eigenverschattung zu vermeiden. Der notwendige Mindestabstand ist vom Sonnentiefststand des geographischen Breitengrades abhängig. Daraus lässt sich die Faustformel errechnen, dass der Abstand zwischen den Modulen 3,75-mal so groß sein muss wie die Modulhöhe (Wesselak, V., & Voswinckel, S. 2016).

### **2.2.5. Sicherheit und Schutz**

Nach dem Elektrotechnikgesetz 1992: „sind elektrische Anlagen so zu errichten, herzustellen, instand zu halten und zu betreiben, dass ihre Betriebssicherheit und die Sicherheit von Personen gewährleistet wird“ (ETG 1992). Schutzmaßnahmen sind genauer in der ÖVE/ÖNORM 8001-1 beschrieben. Zu diesen zählen die Erdung der gesamten Anlage, von Modulrahmen bis zu der ganzen Unterkonstruktion. Darüber hinaus soll noch ein optimaler Blitz- und Überspannungsschutz gewährleistet werden. Es wird dabei zwischen äußerem und innerem Blitzschutz unterschieden. Abhängig davon, ob das Gebäude schon eine Blitzschutzanlage besitzt, muss die Photovoltaikanlage nur bei Unterschreitung des Trennungsabstandes zwischen PV-System und Blitzschutzanlage verbunden sein. Photovoltaikanlagen erhöhen generell nicht die Wahrscheinlichkeit eines Blitzeinschlages. Auf der DC-Seite der Anlage soll auch ein Überspannungsableiter installiert werden, damit bei möglicher Überspannung nicht der Wechselrichter oder andere elektrische Einrichtungen gestört werden können (ETG 1992). Zusätzliche Sicherheitsanforderungen gibt es nach ÖVE-Richtlinie R 11-1 (Anforderungen zum Schutz von Einsatzkräften) auch noch zum Schutz von Einsatzkräften bei kritischen Situationen. Durch einen Notfall, wie etwa Brand, können sich Gefährdungen ergeben und da sich die Photovoltaikanlage nicht automatisch ausschaltet, muss ein DC – Freischalter installiert werden. Sollte jedes Modul in der Anlage mit einem Leistungsoptimierer verschalten sein, zählt dies auch zu den zusätzlichen Schutzanforderungen, da im Notfall bei Abschaltung des Wechselrichters oder der Netzstromversorgung der Leistungsoptimierer die Weiterleitung des Stroms verhindert (SolarEdge, 2018).

## **2.3. Grundlagen Solarthermie**

In diesem Kapitel wird genauer auf eine weitere Art der Nutzung von Sonnenenergie, die Solarthermie, eingegangen. Dabei wird auf die Funktionsweise, die wichtigsten Komponenten rund um Solaranlagen, die verschiedenen Anwendungsgebiete sowie Planung und Auslegung von Anlagen beschrieben.

### **2.3.1. Funktionsweise von Solarthermieranlagen**

Solarthermie Systeme sind mit einem Kollektor ausgestattet, welcher die Energie des Lichts aufnimmt und in Wärme umwandelt. Mittels eines Wärmeträgers wird der

Wärmetransport vom Kollektor zur Energieabgabestelle vorgenommen. Es wird ein Speicher dazwischengeschaltet, um Schwankungen in der Bereitstellung auszugleichen (Stieglitz, R. & Heinzel V., 2012).

Kollektoren, auch Absorber genannt, sind mit bestimmten Metallen beschichtet, um die Sonnenenergie in thermische Energie umzuwandeln. Flachkollektoren können im Inneren eine Temperatur von bis zu 200° C und Vakuumröhrenkollektoren von mehr als 300° C erreichen. Über einen Luft- oder Flüssigkeitsstrom auf der Rückseite des Kollektors wird die thermische Energie in Rohrleitungen zum Speicher ausgetragen. Die Solaranlage hilft bei der Energieversorgung von Warmwasser und/oder Heizung. In unseren Breiten werden, in der Praxis, Deckungsanteile von 30-60% bei der benötigten Energie zur Trinkwassererwärmung und 10-50% bei der Raumwärme erreicht (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014).

### **2.3.2. Beschreibung der Komponenten**

Wie im oberen Absatz beschrieben, besteht eine Solaranlage aus Kollektoren, Wärmeübertragung und Wärmespeicher. Dazu kommen noch Umwälzpumpen, Rohrleitungen und Regelungen, welche alle im folgenden Kapitel erklärt werden.

#### *2.3.2.1. Kollektoren*

In Kollektoren wird die Sonnenstrahlung nahezu vollständig in nutzbare Wärme umgewandelt. Je nach Einsatzgebiet gibt es verschiedenen Arten von Kollektoren. Um Kollektoren einheitlich miteinander vergleichbar zu machen, beziehen sich Kollektorenkennwerte immer auf eine bestimmte Bezugsfläche. Die größte Bezugsfläche ist die Bruttofläche. Diese beschreibt die Außenmaße des Kollektors und somit die benötigte Dachfläche bei einer Aufdachmontage. Außerdem gibt es noch die Aperturfläche, welche die Lichteintrittsfläche des Kollektors angibt. Durch diese gelangt direkte und diffuse Strahlung auf den Absorber. Die Absorberfläche definiert die Oberfläche des Absorbers (Stieglitz, R. & Heinzel V., 2012). Wirkungsgrade  $\eta$  von Kollektoren werden durch das Verhältnis von Nutzwärmeleistung pro m<sup>2</sup> Absorberfläche ( $q_N$ ) zu auf das Glas auftreffende Bestrahlungsstärke ( $G$ ) beschrieben:

**Formel 1: Kollektorwirkungsgrad**

$$\eta = \frac{q_N}{G}$$

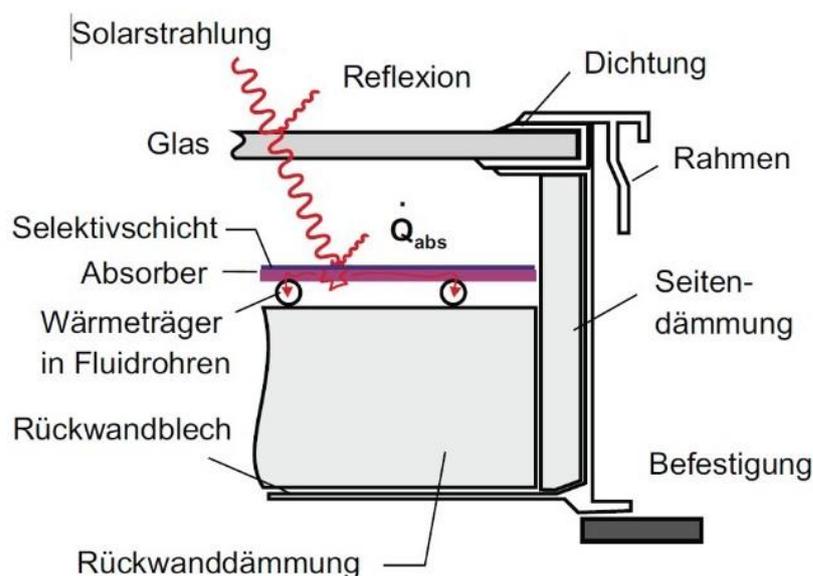
Beeinflusst wird der Wirkungsgrad durch optische und thermische Verluste, die auf die Bauart des Kollektors zurückzuführen sind.

Optische Verluste beinhalten den Anteil der Strahlung, die vom Absorber aufgenommen wird und sind abhängig von Transmissionsgrad der Glasabdeckung und Absorptionsgrad des Absorbers. Diese werden durch den optischen Wirkungsgrad charakterisiert.

Thermische Verluste entstehen durch die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und der Außenluft und sind von der Einstrahlung abhängig. Sie werden durch den Wärmeverlustkoeffizienten ( $k_{\text{eff}}$ -Wert) beschrieben (Anthony et al., 2017).

Im Folgenden wird genauer auf die zwei am häufigsten verwendeten Kollektorarten eingegangen, den Flachkollektor und den Vakuumröhrenkollektor.

#### Flachkollektor:



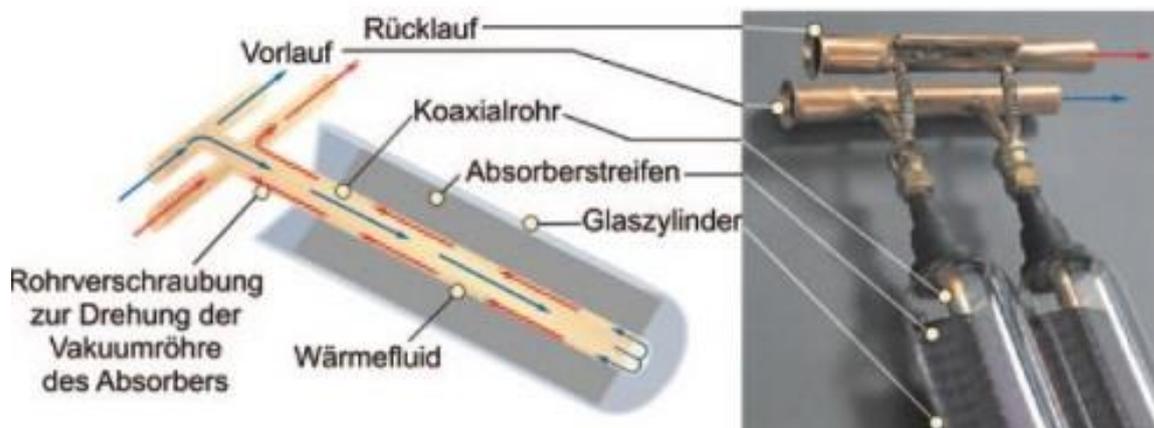
**Abbildung 8: Aufbau Flachkollektor** (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014)

Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, besteht ein Flachkollektor aus einer Glasabdeckung, die einerseits die Solarstrahlung zwar durchlässt, aber andererseits den Absorber vor Witterungseinflüssen schützt. Mit einer Antireflexschicht ausgestattet, erhöht sich der Transmissionsgrad um 3-5%. Darüber hinaus ist der Kollektor mit Mineralfaserdämmung zur Reduktion von Wärmeverlusten versehen. Dies ist nötig, da es zu Maximaltemperaturen von 150 – 200° C im Stillstand kommen kann. Auf der

oberen und unteren Stirnseite sind Belüftungsöffnungen angebracht. Diese sorgen dafür, dass die entstehende Feuchtigkeit abtransportiert wird, indem sie einen Mindestluftaustausch ermöglichen. Der Absorber besteht aus wärmeleitendem Material, wie Kupfer oder Aluminium und ist mit einem dunkel und gut absorbierenden Material beschichtet. Somit wird ein großer Teil der eintreffenden Solarstrahlung in Wärme umgewandelt, welche dann an die Wärmeträgerrohre weitergegeben wird. Unter dem Absorber liegen Fluidrohre, die mit einem Wärmeträger durchflossen werden. Zwischen dem Absorber und dem Wärmeübertragungsfluid gibt es eine Verbindung, die auf verschiedenste Art und Weise ausgeführt werden kann (Wesselak, V., & Schabbach T. 2009). Der Absorber kann mit dem Rohr verrollt sein, mit einer Schweiß- oder Lötverbindung angefügt oder gewalzt werden. Hierbei gibt es unterschiedliche Absorberwirkungsgrade die zudem noch abhängig sind vom Durchfluss. Den höchsten Wirkungsgrad erzielt dabei das Einrollverfahren. Generell kann gesagt werden, je mehr Volumen pro Minute durchfließt, desto höher der Wirkungsgrad. Dabei ist zu beachten, dass dadurch das gewünschte Temperaturniveau möglicherweise nicht mehr erreicht wird (Stieglitz, R. & Heinzl V., 2012). Optische Wirkungsgrade bei qualitativ hochwertigen Flachkollektoren liegen bei  $\eta_0 > 0,8$  und sie haben einen Wärmeverlustkoeffizienten von  $< 3,5 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$  (Anthony et al., 2017).

#### Vakuumpörrenkollektor:

Im Vergleich zu Flachkollektoren zeichnen sich Vakuumpörrenkollektoren (Abbildung 9) durch eine bessere Wärmeisolation aus. Konvektionsverluste werden vermieden, weil der Absorber in einem evakuierten Glaskolben sitzt. Hier gibt es die Variante, bei



**Abbildung 9: Systematischer Aufbau einer Vakuumpörren (Heat-Pipe System)** (Stieglitz, R. & Heinzl V., 2012)

der die Fluidröhren im Inneren der Vakuumröhren entweder in U-Form angebracht sind oder als Heat-Pipe-Röhren eingesetzt sind. U-Form bedeutet, dass zwei ineinander liegende evakuierte Glasröhren miteinander verschweißt sind und auf der inneren Glasröhre ist der Absorber aufgedampft. In Heat-Pipe Systemen ist der Absorber im Inneren einer vakuumierten Glasröhre direkt mit dem Wärmetauscherrohr verbunden (Reich, 2013). In beiden Fällen sind die Absorberröhren mit einer geringen Menge Wärmeträgerflüssigkeit und mit geringem Dampfdruck gefüllt. Diese Flüssigkeit verdampft, steigt nach oben und überträgt so die Energie auf den Kollektorkreis, danach kühlt sie wieder ab, kondensiert und fließt wieder nach unten in die Vakuumröhre. Eine besondere Herausforderung ist dabei das kontinuierliche Ausdehnen des Kopfes einer Kollektorröhre beim Übergang von Glas zu Metall. Die dauerhafte Dichtheit muss hier gegeben sein. Auf der hinteren Seite der Röhren ist ein Reflektor angebracht, welcher dafür sorgt, dass die Solarstrahlung auch auf die hintere Seite der Absorber trifft und damit den Wirkungsgrad nochmals erhöht (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014).

Vakuumröhrenkollektoren erreichen typischerweise einen optischen Wirkungsgrad von  $\eta_0 = 0,6 - 0,8$  und einen Wärmeverlustkoeffizienten von  $< 1,5 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ . Als Aperturfläche gilt bei Vakuumröhrenkollektoren die Reflektorfläche, da die ganze Strahlung, die hier auftrifft auf den Absorber reflektiert wird (Anthony et al., 2017).

Um einen einheitlichen Qualitätsstandard zu erreichen werden Kollektoren jeder Art mit dem europäischen Zertifizierungszeichen Solarkeymark (vgl. Abbildung 10) gekennzeichnet. Über die Kennnummer lässt sich das Datenblatt jedes Kollektors abrufen, welcher nach der europäischen Kollektornorm DIN EN 12975 getestet wurde.



**Abbildung 10: Solarkeymark Zeichen** (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014)

Bei der Montage von Kollektoren gibt es, so wie bei der Photovoltaik, verschiedene Aufdach-, Indach und Fassadensysteme für Gebäude und auch freistehende Anlagen. In der Aufdachmontage werden auch Systeme verwendet, die sich einfach in die Dachsparren schrauben lassen. Die Rohleitungen werden durch spezielle Entlüfterziegel geführt.

#### 2.3.2.2. Kollektorkreis

Bei Kollektoren gibt es die Möglichkeit sie seriell und parallel zusammenzuschalten. Es ist wichtig darauf zu achten, eine homogene Durchströmung aller Kollektoren zu ermöglichen. Vor allem bei paralleler Verschaltung ist es maßgeblich, dass keine größere Abweichung als 10% bei parallelen Teilvolumenströmen erreicht wird. Dies wird ermöglicht indem die Rohleitungen exakt gleich lang ausgeführt werden und bei Bedarf Regulierungsventile verwendet werden, welche die Teildruckverluste angleichen (Reich, 2013). Nachdem die Energie durch den Kollektor gewonnen wurde, muss diese nutzbare Energie entweder zum Speicher oder zu einem Verbraucher gebracht werden. Dies geschieht über ein System aus Rohren, welches wärmegeklämt und druckfest ausgeführt sein soll. Darüber hinaus sind Umwälzpumpen, Wärmeübertrager und Sicherheitseinrichtungen notwendig (Wesselak, V., & Schabbach T. 2009).

In Bezug auf die Betriebsarten, ist das meist genutzte System das Zwangsumwälsystem. Die Solarflüssigkeit wird dabei in einem geschlossenen System mit statischem Überdruck von 2-3bar umgewälzt. Bezüglich der Umgebungstemperatur der Umwälzpumpe ist zu beachten, dass sie bestimmte Grenzwerte, zum Beispiel 40°C nicht überschreiten darf. Die Solarflüssigkeit dehnt sich bei Temperaturerhöhung aus, diese Volumenerhöhung muss ausgeglichen werden. Das geschieht über ein Membranausdehnungsgefäß, welches eine Membran vor einem Gaspolster besitzt. Generell müssen Anlagen so ausgeführt sein, dass sie auch ohne Nutzenergieentnahme bei anhaltender Strahlungsabsorption ohne Störung funktionieren. Die Solarflüssigkeit muss je nach Klimaregion frostgeschützt sein. Diese basiert meistens auf 1,2-Propylenglycol und ist so bis zu -50° C frostsicher (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014).

#### 2.3.2.3. Speicher

Ein Speicher ist immer sinnvoll, weil solare Einstrahlung schwankt und deshalb der Zeitpunkt von Energiebereitstellung und Energieentnahme durch einen Verbraucher selten gleichzeitig vorliegt. Generell wird zwischen Trinkwasser- und Pufferspeichern unterschieden, wobei es auch eine spezielle Kombivariante gibt, wie in Abbildung 11 zu sehen ist (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014).

Trinkwasserspeicher müssen hohen hygienischen Anforderungen gerecht werden, da sie das Trinkwasser direkt erhitzen und dieses als Lebensmittel gilt. Deshalb müssen diese korrosionsbeständig ausgeführt werden und auch dem Leitungsdruck des Wassernetzes von bis zu 10 bar standhalten können.

Pufferspeicher hingegen arbeiten ohne Druck und sind nur für die Heizungswassererwärmung gebaut. Es ist keine Trennung zum Heizungskreislauf nötig, weshalb der Pufferspeicher direkt be- und entladen werden kann. Wird eine spezielle Solarflüssigkeit verwendet, muss ein Wärmeübertrager dazwischen verbaut werden. Als dritte Option gibt es noch Tank-in-Tank Kombispeicher, die aus einem großen Pufferspeicher mit integriertem kleineren Trinkwasserspeicher bestehen (Wesselak, V., & Schabbach T. 2009).



**Abbildung 11: Schnittdarstellungen Trinkwasserspeicher (Links), Pufferspeicher (Mitte), Kombispeicher (Rechts)** (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014)

#### 2.3.2.4. *Regelung*

Die Regelung hat zwei grundsätzliche Aufgaben. Erstens muss sie den Solarspeicher be- und entladen, indem sie die Kollektorkreisumpen ein- und ausschaltet. Um diese wirksam machen zu können ist der Regler mit zwei Sensoren versehen, die einerseits die Kollektortemperatur und andererseits die Speichertemperatur messen. Ist die Differenz größer als 6-8 K schaltet der Regler die Umwälzpumpe ein, wodurch warme Solarflüssigkeit vom Kollektor zum Speicher gelangt, dort kühlt sie im Wärmeüberträger ab und wird wieder zum Kollektor gepumpt. Wichtig ist, dass die Solarflüssigkeit am Speichereingang wärmer sein muss als die Flüssigkeit im Speicher

selbst, sonst wird Energie wieder zurück zum Kollektor transportiert (Wesselak, V., & Schabbach T. 2009). Zweitens muss der Solarregler die Speichermaximaltemperatur kontrollieren. Meistens wird diese mit 95° C begrenzt (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014).

### 2.3.3. Anwendungsgebiete

#### 2.3.3.1. Trinkwassererwärmung

Die Nutzung von Solarenergie zu Erwärmung von Trinkwasser ist in Nord- und Mitteleuropa die meist verbreitete Art der thermischen Nutzung, wobei zwei verschiedenen Arten der Schaltung häufig verwendet werden. Die häufigste Variante ist der Druckspeicher (siehe Abbildung 12 links), wobei Trinkwasser direkt als Speichermedium genommen wird. Der Speicher ist ebenfalls damit gefüllt und verfügt über zwei Wärmetauscher. Einer speist die Solarwärme ein und der andere ist für die Nachheizung mittels Heizkessel zuständig.

Darüber hinaus gibt es auch noch den Schichtspeicher als Trinkwasser- oder Pufferspeicher (siehe Abbildung 12 rechts). Ohne Zirkulationsbewegung schichtet sich innerhalb des Speichers das einströmende Speicherwasser dichteabhängig von unten nach oben mit zunehmender Temperatur. Die Wärmeenergie des Kollektors wird dabei in die passenden Temperaturschichten eingetragen. Auch hier gibt es die Möglichkeit der Nachheizung vom Heizkessel. Bei Bedarf wird dann Trinkwasser durch einen weiteren externen Wärmetauscher vom Speicherwasser erwärmt. Trinkwasserspeicher sollten eine Vorlauftemperatur von circa 60° C erreichen, damit sich gefährliche Legionellen nicht vermehren (Reich, 2013).

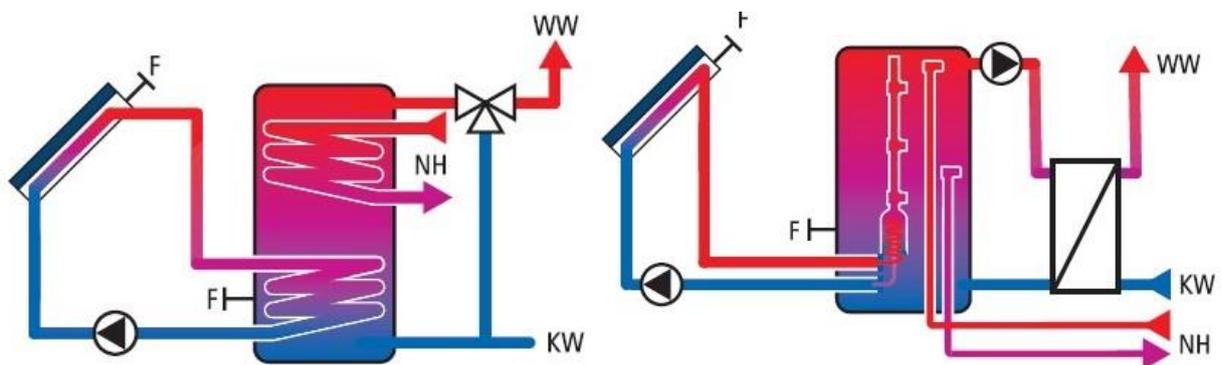


Abbildung 12: Druckspeicher (links) & Schichtenspeicher (rechts) (Anthony et al. 2012)

### 2.3.3.2. Heizung

Neben der Erwärmung von Trinkwasser können Solaranlagen auch zur Unterstützung von Heizungssystemen eingesetzt werden. Dabei werden meistens Anlagen verwendet, die beides können, wie ersichtlich in Abbildung 13. Heizungswasser wird dabei als Speicherwasser verwendet und ist direkt am Heizungskreislauf angeschlossen. Es gibt einen Wärmetauscher für die Solarwärme, der das Heizungswasser erwärmt. Ein Zweiter ist am Trinkwassersystem angeschlossen und erwärmt dieses über das Heizungswasser. Da die Vorlauftemperatur der Heizung nur 40° C erreichen muss, setzt der Vorlauf nicht so weit oben an wie das Warmwasser. Vorteil dieses Speichers ist, dass er nicht gänzlich als Hygienespeicher ausgelegt sein muss, sondern nur die Rohre, die vom Trinkwasser durchströmt werden. Zur zusätzlichen Nachheizung ist auch der Heizkessel angeschlossen (Reich, 2013).

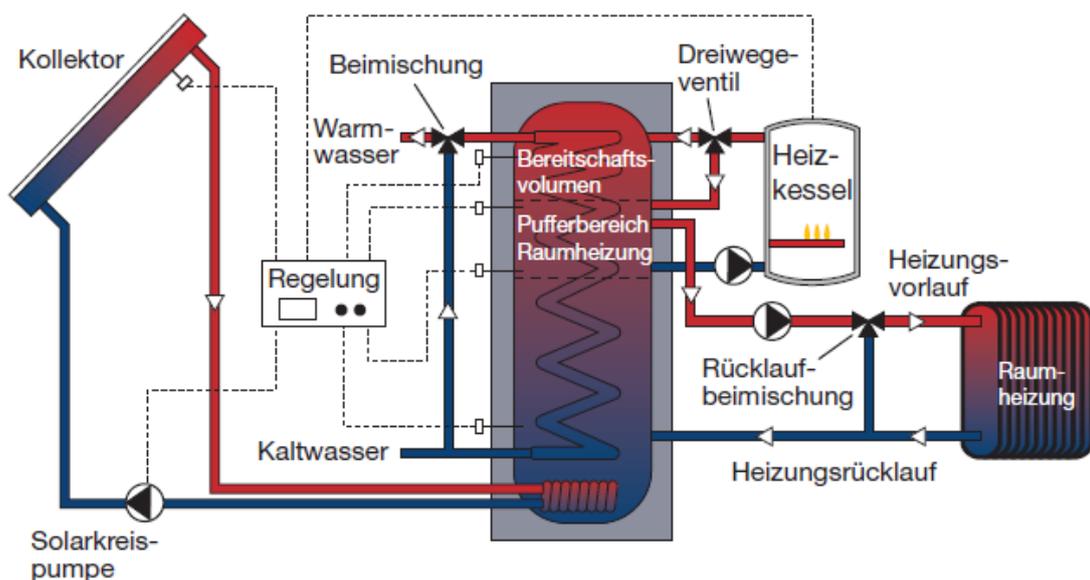


Abbildung 13: Schema Pufferspeicher inklusive Solarthermie (BINE Informationsdienst projektinfo 5/01, 2001)

## **2.4. Hybridkollektoren**

Nachdem die letzten zwei Kapitel die Photovoltaik und die Solarthermie behandelten, geht es nun um die Verbindung dieser zwei Techniken in Form von Photovoltaik-Thermie- (PVT) Hybridkollektoren.

### ***2.4.1. Funktionsweise von PVT-Kollektoren***

Generell funktionieren PVT-Kollektoren in dem sie auf der Vorderseite des Kollektors mit Photovoltaikzellen durch Sonnenlicht Elektrizität und mit dahinter befindlichem Absorber mit dem Sonnenlicht Wärme erzeugen. Herkömmliche PV-Module können nur die Solarstrahlung eines Teils des ganzen solaren Spektrums aufnehmen und die restliche Strahlung erwärmt das Modul. PVT-Kollektoren nehmen diese Wärme auf und erhöhen dadurch den Nutzungsgrad der eingestrahlten Sonnenenergie (da Silva et al., 2010). Technisch kann sich der Aufbau der Hybridkollektoren stark unterscheiden, je nachdem ob die Strom- oder Wärmeerzeugung im Vordergrund steht.

#### *2.4.1.1. Luft als Wärmeträger*

Hierbei handelt es sich um eine Weiterentwicklung der Hinterlüftung von konventionellen Photovoltaikmodulen. Es gibt verschiedene Aufbauarten in Bezug auf die Art der Luftstromerzeugung. Der Luftstrom kann extern durch einen Ventilator erzeugt werden. Die sich dadurch erwärmende Luft kann zur Raumheizung verwendet werden. Der Ventilator kann andererseits aber auch im Kollektor integriert sein, dieser wird dann durch das Modul selbst mit Strom versorgt. Nachteil bei dieser Bauart ist, dass der Strom nur zum Betrieb des Ventilators verwendet werden kann und nicht für andere Verbraucher. Da es für PVT-Module keine klar definierten Normen oder Klassifizierungen gibt, wird am Markt nicht zwischen dieser Art von Kollektor und jenen Kollektoren, die Elektrizität auch für andere Verbraucher erzeugen, unterschieden (Adam et al., 2014). Als spezielle Entwicklung im Bereich von PVT-Kollektoren mit Luft als Wärmeträger gelten hinterlüftete PV-Module. Ventilatoren erzeugen einen Unterdruck und saugen Frischluft durch Löcher in PV-Modulen an. Die erwärmte Luft kann zu Gebäudeheizung verwendet werden und die Module werden durch den Luftstrom gekühlt und erhöhen dadurch ihre Effizienz. Dieses System wird vor allem in Fassaden großer Hallen und Gebäuden eingesetzt (Adam et al., 2014).

#### 2.4.1.2. Flüssiger Wärmeträger

Neben den Kollektoren mit Luft als Wärmeträger gibt es auch noch die Bauweise bei der entweder Wasser oder ein Glykologemisch als Wärmeträger fungiert. Dieses System ist derzeit das Gefragteste, da es eine bessere Kühlung der PV-Zellen bewirkt. Nachteile sind die höheren Kosten und die komplexere Herstellung als PVT-Kollektoren mit Luft als Wärmeträger (Tushar & Dhoble, 2017).

Hierbei werden zwei Arten unterschieden, der abgedeckte und der unabgedeckte PVT-Kollektor. Damit ist nicht die Glasabdeckung gemeint, die bei beiden vorhanden ist, sondern sie beschreibt die physikalischen Eigenschaften der Abdeckung. Sie unterscheiden sich durch den Luftspalt, der sich bei abgedeckten Kollektoren zwischen transparenter Abdeckung und den PV-Zellen befindet.

#### Unabgedeckte PVT-Kollektoren

Wie in der Abbildung 14 links ersichtlich handelt es sich hierbei um einen unabgedeckten PVT-Kollektor. Der Aufbau zeigt eine transparente Abdeckung (1) und eine direkt darunter befindliche PV-Zelle (2). Ein Absorber (3), entweder Rohrschleifen oder parallele Rohre, wird dahinter montiert. Eine hintere Tragekonstruktion (4) verleiht dem Modul noch zusätzliche Stabilität (Adam et al., 2014).

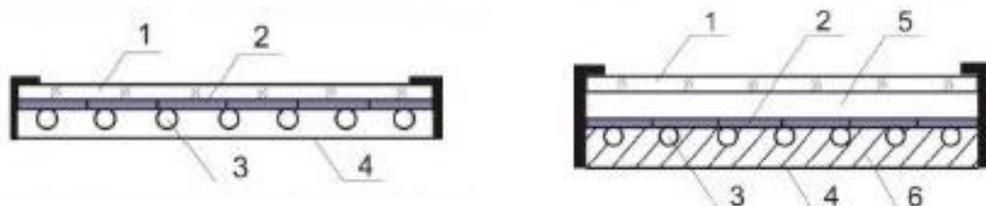


Abbildung 14: Unabgedeckter PVT-Kollektor (links), abgedeckter PVT-Kollektor (rechts) (Adam et al., 2014)

Die Wortwahl bei unabgedeckten Kollektoren ist sehr missverständlich. Obwohl diese über eine Glasabdeckung verfügen, werden sie zum Beispiel in Deutschland als nicht förderfähig angesehen. Laut deutschen Förderrichtlinien bedarf es einer transparenten Abdeckung, um förderfähig zu sein, welche unabgedeckte Kollektoren auch besitzen, aber da sie herkömmlich als ohne jegliche Abdeckung verstanden werden, sind sie nicht förderfähig (Adam et al., 2014).

## **Abgedeckte PVT-Kollektoren**

Wie in Abbildung 14 zu sehen ist, verfügen abgedeckte PVT-Kollektoren ebenfalls über eine transparente Abdeckung, welche jedoch mit einem gewissen Abstand von der PV-Zelle beziehungsweise Absorber montiert wird, wodurch ein Luftspalt (5) entsteht. Da der Kollektor somit thermische Verluste vermeiden soll, wird er als abgedeckt bezeichnet.

Laut einer Marktrecherche von Adam et al. aus dem Jahr 2014 sind bei den meisten PVT-Kollektoren die PV-Zellen aber direkt unter der transparenten Abdeckung angebracht und somit unabgedeckte PVT-Kollektoren. Da die PV-Zelle so direkt mit der Abdeckung verbunden ist, kommt es zu schlechterer aktiver Kühlung und zu geringerer elektrischer und thermischer Leistung.

### ***2.4.2. Thermische und elektrische Leistung***

Eine Einschränkung, die es bei PV-Modulen gibt, ist die sinkende Leistung bei steigender Temperatur. Je nach Modul wird von -0,45% Leistung bei kristallinen Zellen pro Grad Temperaturanstieg ausgegangen (Mertens, 2015). Das Versprechen von PVT-Anlagen ist genau dieses: Durch das aktive Kühlen mittels Wärmeträger, kann das Erwärmen der Zellen verhindert und zusätzlich die erwärmte Flüssigkeit zur Raumheizung oder Warmwasserbereitung verwendet werden. Je nach Prioritäten bei der Planung von PVT-Anlagen gibt es Unterschiede in der Ausführung. Steht die elektrische Energieerzeugung im Vordergrund, ist zu beachten, die Kühlflüssigkeit auf einer möglichst niedrigen Temperatur zu halten, um nicht die Effizienz der PV-Zellen zu mindern. Ist andererseits die Wärmeerzeugung die Hauptpriorität, dann ist eine hohe Temperatur der Flüssigkeit nötig, wodurch sich aber die elektrische Leistung verringert. Diese ist dennoch höher als bei vergleichbaren PV-Modulen (Herrando & Marides, 2018).

Es gibt verschiedene Studien, welche die Effizienz von PVT-Anlagen mit herkömmlichen nebeneinanderstehenden Photovoltaik- und Solarthermieanlagen vergleichen. Obwohl es einzelne Unterschiede in den jeweiligen Studien gibt, können dennoch gemeinsame Schlüsse aus ihnen gezogen werden. Die praktische Performance und Leistungserbringung einer PVT-Anlage ist stark von der geographischen Lage abhängig (Vokas et al., 2006). Obwohl der separate elektrische und thermische Ertrag geringer als bei gleich großen konventionellen PV und

Solarthermie Anlagen ist, generieren PVT-Anlagen in Summe mehr Energie pro Fläche (Zondag et al., 2003). Es wird von einer Cost Payback Time von 10-15 Jahren ausgegangen. Diese ist unter anderem von der Betriebstemperatur abhängig. Je höher, desto stärker sinkt die Effizienz und umso länger dauert es bis sich die Anlage rentiert (Tripanagnostopoulos, 2007). Das Resultat einer Simulation mit dem Programm TRNSYS von Kalogirou et al. (2006) besagt, dass die elektrische Leistung einer PVT-Anlage bei circa 62% einer konventionellen PV-Anlage liegt. In Städten, wo die Temperaturen und die solare Einstrahlung höher sind schaffen es PVT-Anlagen auch die notwendige Energie für Warmwasserproduktion bereitzustellen. Herrschen schlechtere Bedingungen, ist dafür noch etwas zusätzliche Energie notwendig (Kalogirou & Tripanagnostopoulos, 2006).

Sehr großen Einfluss auf die elektrische Leistung hat der Abdeckungsgrad des Moduls mit PV-Zellen. Weniger beeinflusst dieser die thermische Leistung, welche aber wiederum stark vom Volumenstrom der Flüssigkeit im Absorber abhängt. Um die Summe von elektrischer und thermischer Leistung zu maximieren wird von einem Abdeckungsgrad zwischen 80-100% und einem Volumenstrom zwischen 20-80 L/h ausgegangen (Herrando & Marides, 2018).

### 3. Methodische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die methodischen Grundlagen beschrieben. Als erstes wird die Forschungsfrage formuliert und anschließend die weitere Vorgehensweise beim Erstellen dieser Arbeit erklärt, vom Erfassen der Literatur über die Begehung des Gebäudes bis hin zur Simulation mittels PolySun.

Folgender Forschungsfrage wird im Laufe dieser Arbeit nachgegangen:

*Es soll herausgefunden werden, wie sich die Photovoltaik-Solarthermie Hybridtechnologie (PVT-Anlage) im Vergleich zu herkömmlichen Photovoltaik- und Solarthermieanlagen verhält. Zu diesem Zweck wird eine solche Hybridanlage am Dach eines Gebäudes der Universität für Bodenkultur mittels der Planungs- und Simulationssoftware PolySun ausgelegt und geplant. Dies soll den Vergleich der Anlage mit zwei bestehenden nebeneinander errichteten Photovoltaik- und Solarthermieanlagen hinsichtlich des prognostizierten Ertrags ermöglichen.*

In dieser Arbeit wurden Monografien, Sammelwerke, Fachzeitschriften, Zeitungsartikel, Fachstatistiken, Presseinformationen und graue Literatur verwendet. Diese Literaturrecherche verschaffte einen detaillierten Einblick in die Thematik der solaren Energiegewinnung generell und spezifischer in die Solarthermie und die Hybridtechnologie. Vor allem in der Solarthermie musste viel Literatur behandelt werden, da die Planung von Solarthermieanlagen durchaus komplexer ist als die von Photovoltaikanlagen. In Bezug auf die Hybridtechnologie kann gesagt werden, dass es viele relativ neue wissenschaftliche Arbeiten gibt, die vor allem die Effizienz dieser Systeme untersuchen.

Im Vorfeld der Arbeit habe ich einen Lehrgang zum Photovoltaiktechniker/Photovoltaikplaner absolviert. Dieser Kurs verschaffte einen ausführlichen Einblick in die herkömmliche Praxis der Anlagenplanung. Ein Großteil des Wissens bezüglich der systematischen Planung und Auslegung von Photovoltaikanlagen beruht auf diesem Lehrgang. Auf dieses Wissen wurde bei der Erstellung dieser Arbeit zurückgegriffen und mit wissenschaftlichen Quellen untermauert.

Bei dem empirischen Teil dieser Arbeit handelt es sich um die konkrete theoretische Planung einer PVT-Anlage auf dem Dach des neugebauten Türkenwirtgebäudes am Standort Türkenschanze der Universität für Bodenkultur in Wien. Das bestehende Gebäude war nicht mehr wirtschaftlich sanierbar und wurde deshalb gänzlich abgerissen und über einen Zeitraum von zwei Jahren wieder neu aufgebaut. In Abbildung 15 ist die geplante Außenansicht des Gebäudes zu sehen. Im Zuge des Neubaus wurde auf dem Dach des Gebäudes eine Photovoltaik- und eine Solarthermieanlage errichtet. Bauwerber und Grundstückseigentümer ist die Bundesimmobiliengesellschaft m.b.H.

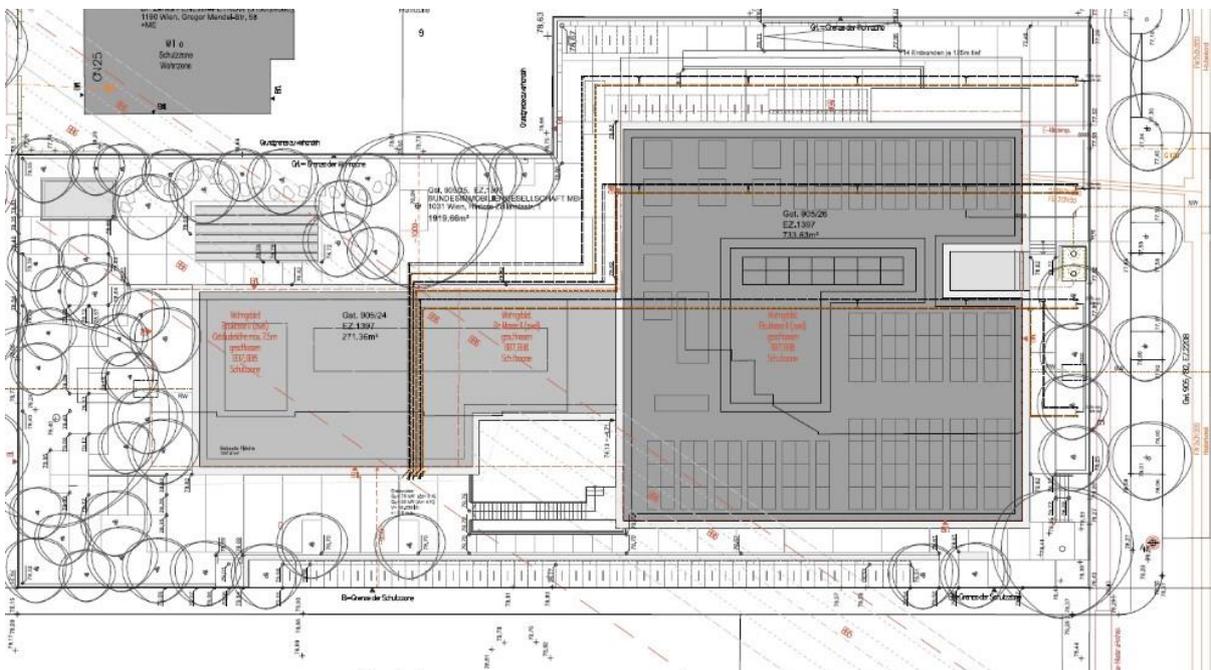


Abbildung 15: Planung Außenansicht (Baumschlagel Hutter ZT GmbH, 2015)

### 3.1. Begehung

Vor dem Beginn der Planung wurde eine Begehung des Daches und der Haustechnik gemacht. Dabei wurde zuerst die Photovoltaik- und Solarthermieanlage auf dem Dach besichtigt, um einen Überblick über die Bestandsanlage zu bekommen. Es wurden Fotos der Module und Kollektoren inklusive Aufständigung und Anschlüssen gemacht. Ein Plan der ganzen Anlage wurde erstellt, um diese in weiteren Schritten mit Hilfe der Planungssoftware genau nachstellen zu können. Der Großteil der verfügbaren Fläche, ungefähr 273,9 m<sup>2</sup>, wurde mit Photovoltaikmodulen belegt und eine im Verhältnis dazu kleine Fläche von 61,68 m<sup>2</sup> mit Solarthermiekollektoren.

Die Begehung ist der erste Schritt in der Planung einer Solaranlage. Dabei kann festgestellt werden, ob das Gebäude generell für die Errichtung geeignet ist. Diese Begehung wurde sehr genau durchgeführt, um das Risiko von Fehlkalkulationen in der darauffolgenden Planung zu minimieren. Sie half dabei den Installationsaufwand und die mögliche Leistung einzuschätzen. Die Dachkonstruktion, Dachausrichtung, Dachneigung, Dachform und die Art der Eindeckung sind wichtige Punkte, die bei der Begehung vermerkt wurden. Dazu kommen noch mögliche Verschattungen, Montageorte des Generatoranschlusskastens, der Freischalteinrichtung und der Wechselrichter. Zusätzlich wurden auch noch Leitungslängen und Verlegungsarten überlegt. Im weiteren Verlauf der Planung ist es notwendig die zusätzliche statische Belastung des Daches durch die Anlage zu überprüfen. Diese ist insbesondere durch die erhöhte Windlast gegeben und muss durch einen Statiker bestätigt werden (Mertens, 2015). Im Zuge der Begehung konnte auch davon ein Überblick gewonnen werden.



**Abbildung 16: Ausschnitt Lageplan mit Dachaufsicht** (Baumschlagler Hutter ZT GmbH, 2015)

Nach den Photovoltaik- und Solarthermieanlagen wurde die Haustechnik in den Technikräumen untersucht, um einen Einblick in das Hydraulikschema des Gebäudes zu bekommen und um zu sehen, welche Arten von Wärmeerzeugern und Speichersystemen vorhanden sind.

Zu diesem Zweck wurden auch diverse Unterlagen von Seiten des Instituts für Verfahrens- und Energietechnik zur Verfügung gestellt. Zu diesen Unterlagen gehören unter anderem das Pflichtenheft der Gebäudeautomation, erstellt von R+S Group, das Energiemonitoringsystem, welches von der Universität und von der Bundesimmobiliengesellschaft gefordert wurde, das Hydraulikschema der Heizungs-, Kälte-, Lüftungs- und Sanitärtechnik und Zählerkonzept des Gebäudes und die Gebäudepläne des Hauses (siehe Abbildung 16).

Das Gebäude ist als Lehr- und Lerninstitut mit einem Hörsaal und Mensa sowie als Bürogebäude für die Universität für Bodenkultur gebaut worden. Es hat eine Grundstücksfläche von 2924,64 m<sup>2</sup>, eine bebaute Fläche von 1207,61 m<sup>2</sup> und insgesamt fünf Stockwerke. Im zweiten Untergeschoss befinden sich der untere Teil des Hörsaals und die Technikräume. Darüber, im ersten Untergeschoss, der obere Teil des Hörsaals, die TÜWI Küche, das TÜWI Lokal und Übungsräume. Insgesamt finden im Hörsaal 400 Studierende Platz. Im Erdgeschoss befindet sich die große Mensa Küche mit Gasträumen, Lernbereichen und einem Hofladen. Die zwei Obergeschosse sind für drei Instituten der Universität und für die österreichische Hochschülerschaft als Büros ausgelegt. In Abbildung 17 ist die von Baumschlager Hutter ZT GmbH geplante Innenansicht zu sehen.



**Abbildung 17: Planung Innenansicht** (Baumschlager Hutter ZT GmbH, 2015)

Das Gebäude wurde als Niedrigstenergiehaus mit hohen Energieeffizienz- und Nachhaltigkeitsstandards gebaut und erhielt dafür die ÖGNI Zertifizierung in Platin.

Bei der Planung der PVT-Anlage wird von derselben Ausgangssituation ausgegangen wie bei der Planung der schon errichteten Anlage, um eine gute Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Berechnungsgrundlagen sind dabei zum Beispiel der erwartete

Gesamtenergiebedarf des Gebäudes, die Gebäudegröße, die Nutzungsart und die geplanten elektrischen Verbraucher.

Bei der Darstellung des Gebäudes und der Photovoltaik- und Solarthermieanlagen wurde das Zeichenprogramm AutoCAD verwendet. Die Pläne des Gebäudes wurden in Dateiformaten zur Verfügung gestellt, die mit dieser Software verwendet werden konnten.

### **3.2. PolySun Simulation**

Geplant wird die Anlage mit Hilfe von PolySun, einer Simulationssoftware der Firma Vela Solaris, welche bei der Planung, Dimensionierung und Optimierung von Photovoltaik- und Solarthermieanlagen hilft. Diese spezielle Software wurde ausgewählt, da sie im Vergleich zu anderen Softwares Vorlagen zur Planung von Hybridanlagen bietet. Ebenfalls ist es möglich, für einen Standort beziehungsweise ein Gebäude mehrere verschiedene Varianten von Anlagen miteinander zu vergleichen.

Es gibt verschiedene Arten eine Anlage in PolySun zu planen. Entweder wird die Anlage manuell selbst eingegeben oder mit Hilfe eines Assistenten. Der Assistent, genannt Wizard, hilft bei der Erstellung des Projekts, angefangen bei der Wahl des Standortes über die Eingabe der Verbrauchswerte bis hin zur ersten Simulation.

Als erstes muss der Standort der Anlage definiert werden. Anhand von diesem werden die für die Simulation benötigten Wetterdaten des Standorts mit Hilfe von global verfügbaren Klima- und Umweltdaten der Schweizer Firma Meteotest berechnet. Ebenso kann der Horizont des Standortes eingegeben werden. Dies ist nötig, wenn zum Beispiel ein anderes Gebäude oder ein Baum die Anlage zu einem gewissen Zeitpunkt von der Sonne verdeckt. Dies muss in der Simulation ebenfalls berücksichtigt werden.

Im Assistenten sind nun verschiedene Vorlagen schon hinterlegt und mittels Auswahl der erforderlichen Energieerzeuger, der erwarteten Verbraucher/Lasten und benötigten Anlagen-Spezifikationen, lässt sich die passende Vorlage finden. Bei der Energiebereitstellung sind Photovoltaik, Solarthermie, Kessel (Öl, Gas, Holz), Wärmepumpe und Kältemaschine auswählbar. Die PVT-Anlage soll zur Stromerzeugung und zur Vorwärmung von Warmwasser und Heizungswasser

ausgelegt werden. Deshalb wurden im nächsten Abschnitt diese Last-Optionen ausgewählt. Die vierte nicht ausgewählte Option wäre noch das Schwimmbad gewesen. Im letzten Bereich werden die Anlagen-Spezifikationen ausgewählt. Hier werden Groß- und Kleinanlage, die Anzahl der Kollektorfelder und die Art der Warmwasseraufbereitung (Trinkwasserspeicher, Pufferspeicher) spezifiziert. Nun wird die gewünschte Vorlage ausgesucht und ausgewählt. Im Zuge dieser Arbeit wurde das Hybrid-Kollektor-System (PVT): Warmwasser und Raumheizung, Vorwärmung mittels PVT gewählt.

Als nächstes braucht die Simulationssoftware eine Berechnungsgrundlage zur Ermittlung des Warmwasserbedarfs, wobei entweder der Warmwasserbedarf selbst oder der Endenergiebedarf eingeben werden kann. Beim Warmwasserbedarf sind folgende Parameter anzugeben:

- 1) die Anzahl der Personen,
- 2) die Solltemperatur des Warmwassers,
- 3) der geschätzte tägliche Warmwasserbedarf oder der jährliche Warmwasserbedarf mit verschiedenen Lastprofilen
- 4) Abwesenheitszeiten, in denen kein Warmwasser entnommen wird.

Soll der Warmwasserbedarf durch den Endenergiebedarf berechnet werden, werden folgende andere Parameter berücksichtigt:

- 1) Gebäudelänge und -breite [m],
- 2) Anzahl der Stockwerke,
- 3) Beheizte/gekühlte Nutzfläche [m<sup>2</sup>],
- 4) Spezifischer Trinkwasserbedarf [kWh/m<sup>2</sup>a]
- 5) Temperatur des Warmwassers [°C].

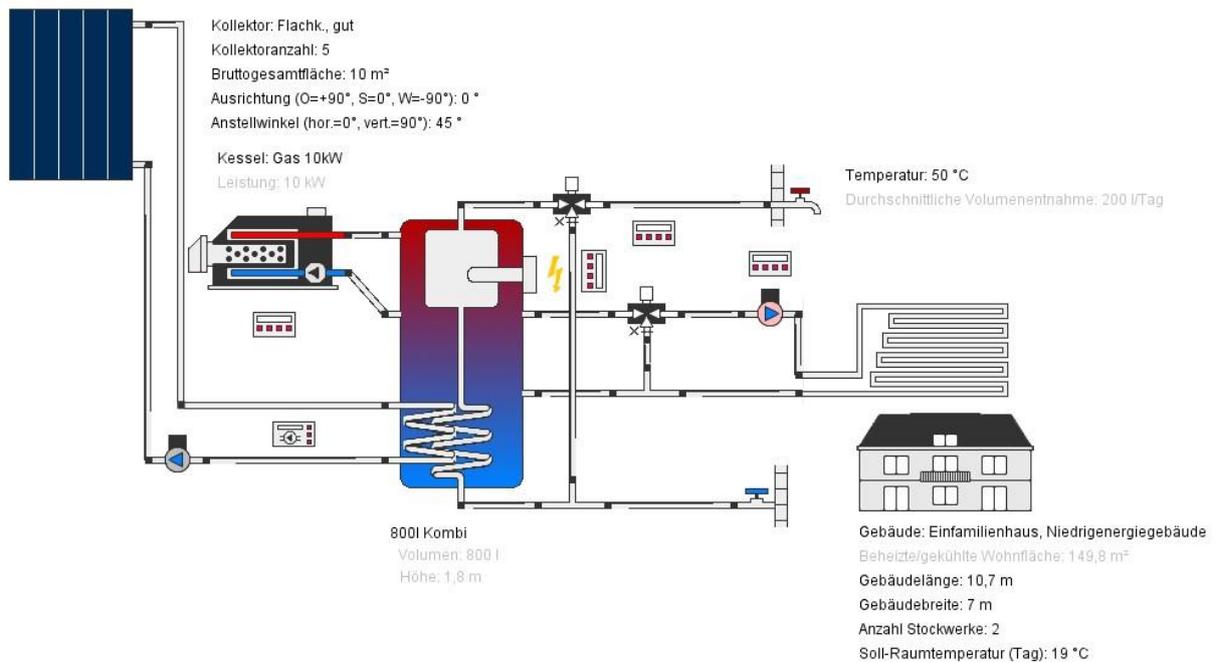
Der nächste Schritt ist, den Energiebedarf für die beheizte Nutzfläche zu schätzen. Dies kann PolySun anhand der Parameter Heizwärmebedarf, Brennstoffverbrauch, Heizlast, monatlicher Energiebedarf/ -verlust oder den Gebäudedimensionen, vornehmen.

Nachdem alle notwendigen Parameter der Verbraucherseite definiert wurden, befasst sich das Programm mit der Erzeugerseite. Wählbare Parameter auf dieser Seite sind das gewünschte Kollektormodell sowie die Ausrichtung, der Anstellwinkel und der

gewünschte solare Deckungsgrad. Der solare Deckungsgrad beschreibt das Verhältnis von jährlichem solarem Systemertrag zu jährlichem Nutzenergiebedarf (Schabbach, T. & Leibbrandt P., 2014). Aus diesen Vorgaben wird von PolySun die empfohlene Anzahl an Kollektoren und das empfohlene Speichervolumen ausgegeben. Anschließend wird auch die empfohlene Heizleistung der Wärmeerzeugung angezeigt und es kann das gewünschte Kessel-Modell ausgewählt werden.

Der nächste Schritt ist die Auslegung der Photovoltaik in Bezug auf Wechselrichter und Anzahl der benötigten Stränge. Dazu müssen das minimale und maximale Leistungsverhältnis zwischen der Generatorleistung bei STC-Bedingungen und der maximalen DC Leistung des Wechselrichters angegeben werden. Es kann nach gewünschten Herstellern und Anzahl der Wechselrichter beziehungsweise dem Auslegungskonzept, ob Zentral-, Strang- oder Modulwechselrichter gefiltert werden und das Programm schlägt Auslegungsvarianten vor. Diese Auslegung kann im weiteren Verlauf auch noch manuell geändert werden. Nach dem der Wechselrichter ausgewählt wurde, wird zur Berechnung der Kabelverluste übergegangen. Dies kann entweder mit einem einzugebenden Verlustfaktor oder mit den benötigten Kabelabschnitten berechnet werden. Im nächsten Schritt überprüft die Software ob alle Grenzwerte in der Auslegung eingehalten wurden. Zu diesen Parametern zählen minimale und maximale Eingangsspannung (beschreibt den möglichen Leistungsbereich des Wechselrichter DC-seitig), die minimale und maximale MPP-Spannung (Beschreibt den möglichen Arbeitsbereich des MPP-Trackers), maximaler Eingangsstrom, maximale Systemspannung, minimaler und maximaler Strangsicherungswert und maximale Phasenschieflast. Wenn alles in Ordnung ist wird zum letzten Schritt übergegangen: der Eingabe der elektrischen Verbrauchsprofile damit der Eigenverbrauch ermittelt werden kann.

Dann führt das Programm die Simulation durch und gibt das Anlagenschema der eingegebenen Variante (siehe Beispiel Abbildung 18) aus. Die PolySun-Simulation berechnet ein ganzes Jahr vom 1. Januar 00:00 bis zum 31. Dezember 24:00. Hier können variable Zeitschritte von 1 Sekunde bis 4 Minuten am Tag beziehungsweise 12 Minuten in der Nacht gewählt werden.



**Abbildung 18: Ausschnitt Beispiel Anlagenschema** (Eigene Darstellung, PolySun)

Die Ertragsberechnung der Photovoltaikanlagen wird in PolySun mit dem H.G. Beyer Modell durchgeführt. Die dafür verwendeten Eingangsdaten sind:

1. Drei Wirkungsgrade des Moduls bei unterschiedlicher Einstrahlung
2. Drei Wirkungsgrade des Wechselrichters bei unterschiedlichen Lasten
3. Installierte Leistung
4. Temperaturkoeffizient der Module

Das Programm berechnet die Wirkungsgradkurven von Modulen und Wechselrichtern. Zusammen mit der installierten Leistung und dem Temperaturkoeffizienten wird der Ertrag in Abhängigkeit von Einstrahlung und Modultemperatur berechnet (Beyer, et al, 2004)

Wie in der Formel 2 ersichtlich, wird die Modultemperatur vom Programm aus den Faktoren Umgebungstemperatur ( $T_{Umgebung}$ ), dem Parameter Gamma ( $\gamma$ ) für die Hinterlüftungssituation und solaren Einstrahlung berechnet:

**Formel 2: Modultemperatur**

$$T_{Modul} = T_{Umgebung} + \gamma * \frac{Einstrahlung}{1000 W/m^2}$$

Abgezogen werden noch die Faktoren Verschmutzung der Module, Degradation und Leitungsverluste. Die Verschmutzungsrate wird dabei in Prozent angegeben und laut einer Studie von H. Becker steigt die Verschmutzung innerhalb kurzer Zeit nach der

Installation auf 2-6% und bleibt dann stabil (Becker, 1997). Für die Degradation der Module wird ein linearer Prozess dargestellt und mit einem Ertragsrückgang von 0,2% im Jahr gerechnet (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2005).

Die Leitungsverluste ( $\Delta U_{DC}$ ) können entweder mit einem selbst gewählten prozentualen Verlustwert belegt werden oder es werden im Programm die Kabelquerschnitte definiert und das Programm rechnet den Spannungsabfall in Prozent mit folgender Formel 3 auf der Gleichstromseite aus:

**Formel 3: Leitungsverluste einphasig**

$$\Delta U_{DC}[\%] = \frac{2 * L_M * I_{MPP}}{A_M * U_{MPP} * x * k}$$

$L_M$  beschreibt die Länge der Leitungen zwischen Modulen und Wechselrichtern in Meter, diese wird verdoppelt, da es eine positive und eine negative Leitung gibt.  $I_{MPP}$  gibt die Stromstärke im Arbeitsbereich des Moduls an.  $A_M$  ist der gewählte Leitungsquerschnitt in Quadratmillimetern.  $U_{MPP}$  ist Spannung im Arbeitsbereich des Moduls. Diese muss mit der Anzahl der Module in Serie ( $x$ ) multipliziert werden, um die Strangspannung zu erhalten. Der Buchstabe  $k$  steht für die elektrische Leitfähigkeit des Kabelmaterials und muss in dieser Formel in der Einheit  $m/(\Omega * mm^2)$  verwendet werden. Bei Kupfer beträgt er 56 und bei Aluminium 34.

Auf der Wechselstromseite nach dem Wechselrichter wird folgende Formel 4 genutzt.

**Formel 4: Leitungsverluste dreiphasig**

$$\Delta U_{AC}[\%] = \frac{\sqrt{3} * L_{WL} * I_{nAC} * \cos\varphi}{A_{WL} * U_N * k}$$

Bei allen Anlagen, die dreiphasig einspeisen, wird hier  $\sqrt{3}$  verwendet.  $L_{WL}$  ist die Länge der Leitung,  $I_{nAC}$  der AC-Ausgangsstrom des Wechselrichters und  $\cos\varphi$  der Leistungsfaktor.  $A_{WL}$  beschreibt den Leitungsquerschnitt [mm],  $U_N$  die Netzennspannung (einphasig: 230 V, dreiphasig: 400 V) und  $k$  wieder die elektrische Leitfähigkeit des Materials.

In der Beschreibung des Programmes konnte kein genaues Modell zur Ertragsberechnung von Solarthermieanlagen gefunden werden. Es wird jedoch erwähnt, dass zwei Gleichungen in die Berechnungen miteinfließen. Ausgehend von der Berechnung der Wirkungsgrade von Kollektoren, wie auf Seite 15 beschrieben, kann die Kennlinie eines Kollektors berechnet werden. Dies geschieht durch die Kennliniengleichung in Formel 5.

**Formel 5: Kollektorgleichung**

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \cdot \Delta T}{G} - \frac{a_2 \cdot \Delta T^2}{G}$$

Diese Formel beschreibt den Anstieg der thermischen Verluste in Bezug auf die Temperaturdifferenz  $\Delta T$  zwischen mittlerer Kollektortemperatur  $T_m$  und Umgebungstemperatur  $T_a$ . Anfangs ist dieser Anstieg noch linear aber bei höheren Temperaturen des Absorbers nehmen diese wegen zunehmender Wärmeabstrahlung exponentiell zu. Dadurch ergibt sich eine Krümmung.  $\eta_0$  beschreibt den optischen Wirkungsgrad des Absorbers und ist das Produkt aus Transmissionskoeffizient und Absorbtionskoeffizient. Je höher dieser ist, desto größer ist der Anteil der aufgenommenen Sonnenstrahlung.  $a_1$  ist der lineare Wärmedurchgangskoeffizient [W/(m<sup>2</sup>K)] und  $a_2$  der quadratische Wärmedurchgangskoeffizient [W/(m<sup>2</sup>K<sup>2</sup>)] und G die auf die Glasfläche treffende Bestrahlungsstärke [W/m<sup>2</sup>].

Darüber hinaus verwendet PolySun zur Berechnung der Wärmemenge Q in Schichtspeichern folgende Formel 6:

**Formel 6: Wärmemenge**

$$Q = m \cdot c_w \cdot \Delta T$$

Die Variable m beschreibt die Masse des Wassers [kg], diese wird mit der spezifischen Wärmekapazität von Wasser  $c_w$  (4,182 kJ/kgK) und der Temperaturdifferenz  $\Delta T$  zwischen Speicher- und Kaltwassertemperatur multipliziert. Die Masse an Wasser mit einer bestimmten Temperatur muss mit der jeweiligen Temperaturdifferenz multipliziert werden. Durch Schichtspeicher ergibt sich der Vorteil, dass sich das Wasser nicht vermischt, sondern sich nach Dichteunterschied von unten nach oben schichtet.

Nach der durchgeführten Simulation werden die Resultate in Form von Energieverbrauch, Energiebedarf, Energie der Wärmeerzeuger an das System, Brennstoff- und Stromverbrauch der Wärmeerzeuger und gesamter Brennstoff- und Stromverbrauch ausgegeben. Zusätzlich gibt es noch eine tabellarische und grafische Auswertung aller Stundenwerte von Temperaturen, Leistungen, Durchsätze und Deckungsgrade der Anlage. Alle Kreisläufe im System inklusive ihrer Komponenten und Fluidmedien werden in der Fluid-Übersicht aufgelistet. Es ist auch möglich ein Energieflussdiagramm anzuzeigen. Dieses zeigt die Energiebilanz des Systems.

Ausgehend von den energietechnischen Resultaten bietet das Programm auch eine Wirtschaftlichkeitsberechnung an. Eingaben sind Standardwerte aus verschiedenen Normen und Statistiken. Als Beispiele sind die Werte der Energiepreissteigerung aus der schweizerischen Energiestatistik 2014 beziehungsweise vom Bundesamt für Statistik der Schweiz genannt. Diese Preise können konstant für ein Jahr eingegeben oder in Form eines Profils beschrieben werden. Bei Elektrizitätspreisen können Zeiträume beziehungsweise Hoch- und Niedertarife eingestellt werden. Die verschiedenen Komponenten (Module, Kollektoren, Wechselrichter, Wärmespeicher, Heizungsarten, et cetera), sind aus der PolySun-Datenbank und können mit Preisen und Lebensdauern versehen werden. Nach Eingabe der Daten ermittelt das Programm die wirtschaftlichen Parameter. Einer der wichtigsten Werte ist hierbei die Amortisationszeit. Diese beschreibt die Zeit, die es braucht, bis die Investition durch die Einsparungen der Anlage wieder zurückgeflossen ist (Mühlbradt, F.W. 2003). Die Berechnung der Amortisationszeit erfolgt im Programm indem die Barwerte der jährlichen Zahlungen addiert werden, bis die Summe größer als null ist. Diese Berechnungen von PolySun ermöglicht eine bessere Entscheidungsfindung, da sie den Vergleich der verschiedenen Varianten ermöglicht und einen Überblick über die wirtschaftlichen Parameter gibt.

Nachdem die bestehenden Photovoltaik- und Solarthermieanlagen in PolySun nachgebildet wurden, wurde die PVT-Anlage geplant. Dann stellte sich die Frage wie sich diese im Vergleich zu den zwei bereits bestehenden verhält. Mit dem Variantenvergleich der Simulationssoftware ist es möglich die Anlagen direkt zu vergleichen.

Zur besseren Vergleichbarkeit der Technologien wurden zusätzlich zum oben

erwähnten Vergleich auch noch die flächenbezogenen Erträge von PVT mit denen von PV und ST verglichen. Hierzu wurde in PolySun eine 200 m<sup>2</sup> PVT-Fläche, 100 m<sup>2</sup> PV und 100 m<sup>2</sup> ST simuliert und gegenübergestellt.

Zusätzlich zum Vergleich der energetischen Erträge wurde noch der Anteil der Exergie verglichen. Dies ergibt die bessere Vergleichbarkeit der gewonnenen Energieformen. Die Berechnungen wurden auf Basis der Simulationsdaten, sowie anhand der Kollektorgleichung mit Excel durchgeführt.

## 4. Ergebnisse

In folgendem Teil werden die zuvor beschriebenen theoretischen und methodischen Grundlagen verwendet, um die Forschungsfrage zu beantworten. Dies beinhaltet die Beschreibung der bestehenden Anlagen und die Planung der neuen Anlage, um am Ende einen sorgfältigen Vergleich zu ermöglichen.

### 4.1. Analyse des Standortes

Das neue TÜWI-Gebäude befindet sich in der Peter-Jordan-Straße 76 im 19. Wiener Gemeinde Bezirk im Nordwesten von Wien. Wie schon beschrieben, besteht das Gebäude aus drei oberirdischen Stockwerken und einem kleinen Aufbau und ist somit circa gleich hoch wie andere Objekte in der Umgebung. Die Abbildung 19 zeigt dabei die Südansicht des Gebäudes inklusive naher Umgebung. Das Foto wurde von dem südlich gelegenen Oskar-Simony-Haus der Universität für Bodenkultur aufgenommen.



Abbildung 19: Außenansicht Tüwi-Gebäude (BIG, 2018)

Eben dieses Gebäude droht im Winter das Dach des Tüwi-Gebäudes zu verschatten, da es zwei Stockwerke beziehungsweise circa 9 Meter höher ist. Laut den Planunterlagen steht es jedoch 28 Meter weit weg und hat so nach der Berechnung

des Verschattungswinkel mit Formel 7, wobei a die 28 Meter Abstand und b die 9 Meter Gebäudehöhe sind, einen Verschattungswinkel  $\alpha$  von  $17,8^\circ$ .

**Formel 7: Verschattungswinkel**

$$\tan(\alpha) = b/a$$

Dieser Winkel muss mit dem Sonnentiefststand, welcher am 21. Dezember stattfindet, verglichen werden. Er kann mit Formel 8 berechnet werden, und ergibt  $18,5^\circ$ .  $23,5^\circ$  beschreibt in dieser Formel den Sonnenstand über dem Äquator. Die geografische Breite des Standortes beträgt  $48^\circ$ .

**Formel 8: Sonnentiefststand**

$$\gamma = 90^\circ - \text{geografischer Breite} - 23,5^\circ$$

Zur besseren Veranschaulichung ist in Abbildung 20 noch eine Skizze der Gebäudesituation zu sehen.

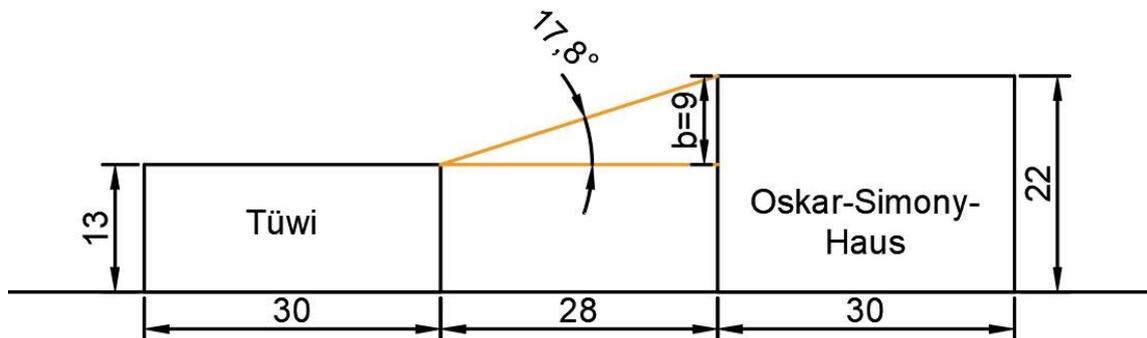


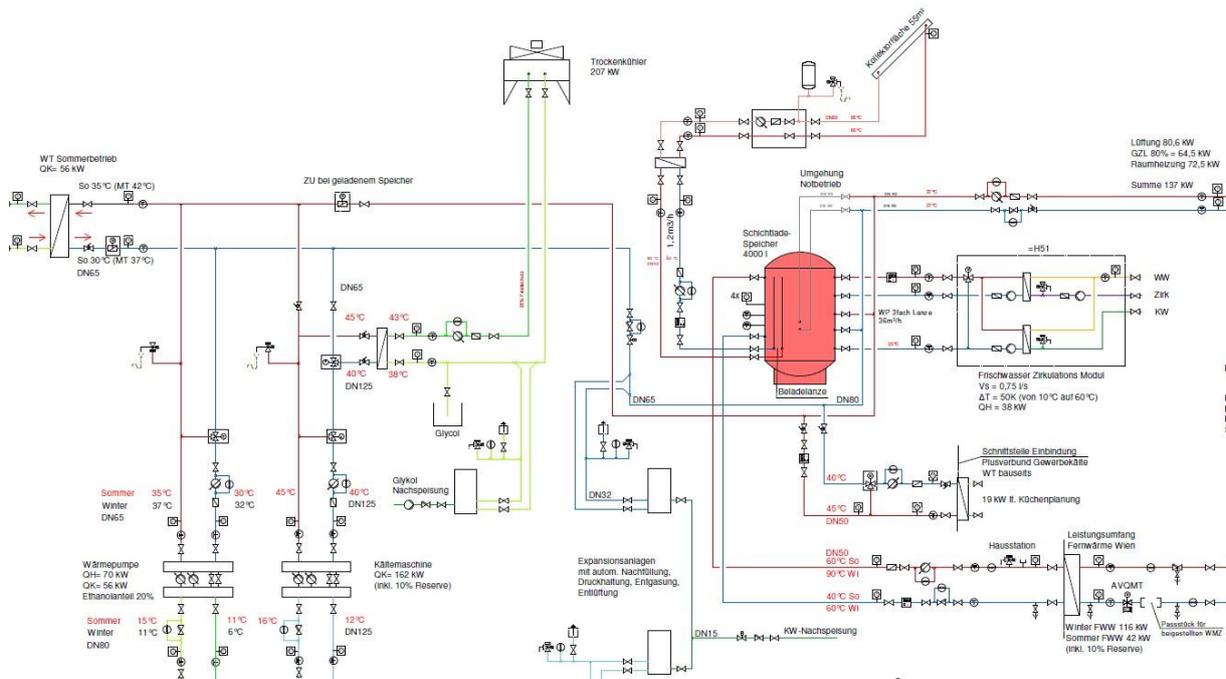
Abbildung 20: Seitenansicht Tüwi und Oskar-Simony-Haus (AutoCAD)

Da der Sonnentiefststand höher als der Verschattungswinkel ist, wird sogar im Winter das Tüwi-Gebäude nicht durch das Oskar-Simony-Haus verschattet.

## 4.2. Gebäudetechnik

Um einen Einblick in das Tüwi-Gebäude zu bekommen ist es wichtig, die thermischen Anlagen des Systems zu kennen. Die Heizungs- und Kältetechnik wird laut dem technischen Bericht durch verschiedene Systeme übernommen. Ersichtlich in Abbildung 21 ist ein Ausschnitt aus dem Gesamtschema von Heizung und Kälte. Die verschiedenen Systeme sind jeweils separat mit einem 4000 Liter großen Schichtladespeicher beziehungsweise mit einem 4000 Liter großen Kältepuffer ausgestattet. Laut dem technischen Bericht beträgt der Gesamtwärmelast des Gebäudes 238kW (berechnet nach EN12831) und die Gesamtkühlleistung 231kW

(berechnet nach VDI2076). Diese wurden mit einer Soll-Innentemperatur von 20°C beziehungsweise mit einer Norm-Außentemperatur von 11,8°C berechnet.



**Abbildung 21: Ausschnitt Gesamtschema\_Heizung, Kälte** (Baumschlagler Hutter ZT GmbH, 2016)

Das Heizungssystem wird durch Fernwärme der Stadt Wien versorgt, die eine Vorlauftemperatur von 60° C im Sommer und 90° C im Winter zur Verfügung stellt. Die Fernwärme hat eine Anschlussleistung von 170 kW. Zusätzlich gibt es noch die Solarthermieanlage. Innerhalb des ersten Kollektorkreislaufs beträgt hier die Rücklauftemperatur 65° C und die Vorlauftemperatur 85° C im Mittel und über einen Wärmetauscher senkt sich die Vorlauftemperatur auf 80°C herab. Diese zwei Systeme sind nicht direkt mit dem Heizungssystem verbunden, sondern speisen alles in den Schichtladespeicher ein. Zusätzlich soll durch Erdwärme eine Wärmepumpe betrieben werden und circa 70kW erzeugen können. Zu diesem Zweck wurde ein Erdwärmesondenfeld (Jahreszeitenpendelspeicher) mit 14 Sonden je 125 Meter tief angelegt. Dies soll im Winter als Wärmequelle und im Sommer als Kühlquelle dienen. Zusätzlich gibt es noch eine Abwärmerückgewinnungsanlage, welche die Abwärme aus der Gewerbekälteanlage gewinnt. Sobald die Wärmepumpe, die Abwärmerückgewinnungsanlage und die Solarthermieanlage nicht genügend Energie liefern, wird die Fernwärme in Betrieb genommen.

Die Wärmeverteilung wird durch den Heizungsverteiler in der Technikzentrale im zweiten Untergeschoss geregelt und geschieht horizontal an der Decke, im Doppelboden und in den Installationsschächten.

Die Wärmeabgabe erfolgt durch Flächenheizsysteme wie Fußbodenheizung und Betonkernaktivierung. Zusätzlich gibt es noch raumtechnische Anlagen zur mechanischen Belüftung mit effizienter Wärmerückgewinnung. Die Büros werden ausschließlich mittels Betonkernaktivierung beheizt. Alle Gangflächen sowie die Mensa Küche, das Restaurant, die TÜWI Küche, der Hofladen beziehungsweise WCs, Duschen und Nebenräume verfügen über eine Fußbodenheizung. Im Hörsaal können laut Heizlastberechnung ohne Belegung mindestens 10°C gehalten werden wodurch dieser über kein aktives Heizsystem verfügt. Sollte der Hörsaal kurzfristig belegt werden, kann er jedoch über die raumluftechnische Anlage beheizt werden.

Um den Energieverbrauch genau kontrollieren zu können werden Verbrauchszähler eingebaut, welche die Wärmemengen von Fernwärme, Solarthermie und Geothermie erfassen sollen.

Die Gesamtkühlleistung soll durch die Kältemaschine (232 kW) und durch die Wärmepumpe (56 kW) getragen werden. Dazu kommt noch die Kühlleistung der Erdsondenanlage. Die Erdsonden sind als Wärmesenke in der Übergangszeit gedacht. Wenn die Temperaturen im Sondenfeld unter 15° C sinken, dann wird die Kühlenergie ohne Betrieb der Wärmepumpe direkt an das Kühlwassernetz abgegeben. Dieses System nennt sich „free cooling“ und spart bei gut geregelterm Betrieb elektrische Energie und Betriebsstunden der Wärmepumpe ein.

Die Kälteverteilung wird ebenfalls in der Technikzentrale geregelt und geschieht ebenfalls durch Kühldecken, Betonkernaktivierung und raumluftechnische Anlagen. Die Kälteabgabe erfolgt ausschließlich über Flächenkühlssysteme, sprich Kühldecken und Betonkernaktivierung. Ein aktives Kühlsystem gibt es nur in den Büros in Form von Betonkernaktivierung sowie im Hofladen durch Kühldecken.

### 4.3. Bestandsanlage

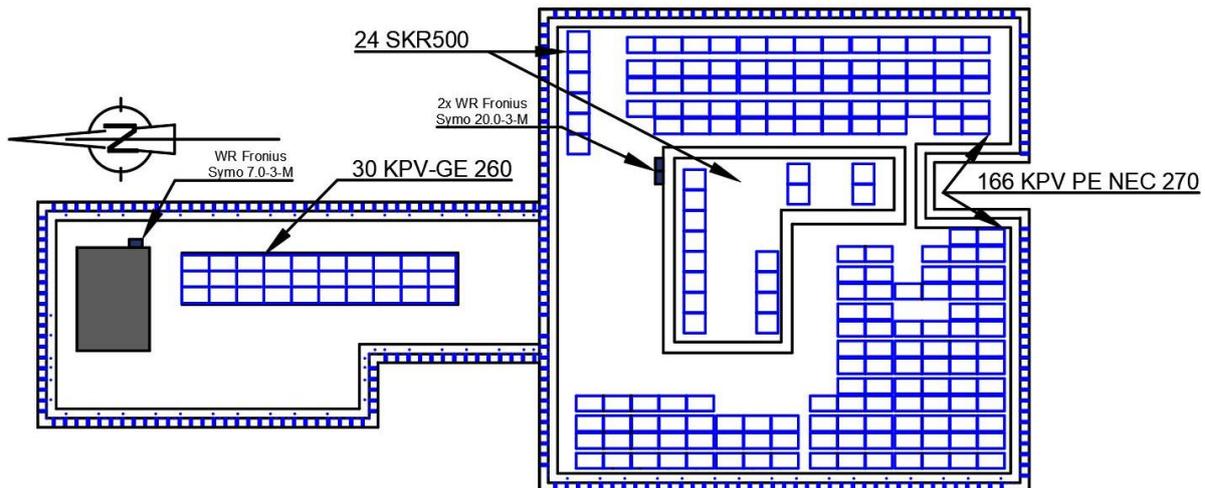


Abbildung 22: Belegung PV & ST Dach Tüwi Aufsicht (Eigene Darstellung, AutoCAD)

Im folgenden Abschnitt werden die zwei bestehenden Photovoltaik- und Solarthermieanlagen beschrieben. Die bestehende Photovoltaikanlage, in Abbildung 22 dargestellt, besteht aus 166 KPV PE NEC 270Wp „pure“ Modulen und 30 KPV-GE260PoR Modulen mit 260 Wp von der Firma KIOTO Photovoltaics mit einer gesamten Peak-Leistung von 52,1 kWp. Die ganze PV-Anlage ist mit SolarEdge Leistungsoptimierern verschaltet. Die Abbildung 22 wurde mit AutoCAD erstellt und soll die zwei Anlagen schematisch darstellen. Dabei handelt es sich um die Aufsicht des Daches. Die Größen der Module beziehungsweise der Kollektoren sind nicht die tatsächlichen Abmessungen, sondern es ist eine schematische Aufsichtsdarstellung aus der Vogelperspektive.

Die 270 Wp Module sind Glas-Folien Module in Ost/West Ausrichtung mit 15° aufgestellt und mit zwei Fronius Symo 20.0-3-M Wechselrichtern verschaltet (Abbildung 23). Die Module sind ziemlich exakt nach Osten beziehungsweise nach Westen ausgerichtet, da die Längsseite des Gebäudes genau nach Süden steht. Die Module sind auf dem südlichen höher gelegenen Dach mittels Beschwerungen auf dem Kies aufgelegt. Diese Module haben einen Wirkungsgrad von 16,34% und einen Flächenbedarf von 6,12 m<sup>2</sup> pro kWp. Sie bestehen jeweils aus 60 polykristallinen Zellen und sind mit drei Bypassdioden ausgestattet.

Die Wechselrichter sind an der nördlichen sonnengeschützten Seite des erhöhten Daches, auf dem die Mehrzahl der Solarkollektoren steht, montiert.



**Abbildung 23: PV-Module Tüwi-Gebäude** (Eigene Darstellung)

Die 30 260 Wp Module sind Doppelglas Module. Zwei der 30 Module sind Dummy-Module, die nicht an den Rest der Anlage angeschlossen sind und nicht zur Stromproduktion beitragen. Sie sind als Überdachung einer Dachterrasse auf dem nördlicheren tiefergelegenen Dach (Abbildung 24) mit 5° Neigung montiert und mit einem Fronius Symo 7.0-3-M Wechselrichter verschalten. Sie haben einen Wirkungsgrad von 15,70 % und einen Flächenbedarf von 6,41m<sup>2</sup> pro kWp. Diese bestehen ebenfalls aus 60 polykristallinen Zellen und haben auch drei Bypassdioden. Diese spezielle Art von Modul ist auf der Vorder- und Rückseite mit Glas versehen, deshalb ist es viel robuster gegen Umwelteinflüsse und kann im Vergleich zu



**Abbildung 24: PV-Module Dachterrasse** (BIG, 2018)

herkömmlichen Glas-Folien Modulen als Überdachung verwendet werden. Der Wechselrichter ist in einer Nische des grau markierten Stiegenabganges montiert (Abbildung 22).



**Abbildung 25: ST- Kollektoren Tüwi-Gebäude** (Eigene Darstellung)

Die Solarthermieanlage (siehe Abbildung 25) besteht aus 24 SKR500 Aufdachkollektoren von der Firma Sonnenkraft. 16 Stück sind auf einem höheren Dach in der Mitte aufgestellt. Sie haben eine Bruttofläche von 2,57 m<sup>2</sup> und eine Aperturfläche von 2,26 m<sup>2</sup>, also insgesamt eine Bruttofläche von 61,68 m<sup>2</sup> und eine Aperturfläche von 54,24 m<sup>2</sup>. Der Kollektorinhalt beträgt 1,45 Liter und die Stillstandtemperatur 174° C. Der eingebaute Absorber ist ein Aluminium-Vollflächenabsorber mit einer hochselektiven Vakuumbeschichtung und Mäander-Verschaltung. Auf der Vorderseite des Absorbers befindet sich 3,2 mm dickes, gehärtetes, eisenarmes Solarsicherheitsglas und auf der Rückseite des Absorbers 50 mm Mineralwolle als Wärmedämmung.

Der Wirkungsgrad des Kollektors bezogen auf die Absorberfläche beträgt 0,806. Die Kollektoren befinden sich zum Teil auf demselben Dach wie die 270 W Module. Sechs Stück sind auf der nördlichen Seite des Daches im 50° Winkel aufgestellt und die restlichen 16 Kollektoren sind auf dem Aufbau in der Mitte des Daches montiert.

Insgesamt ergibt sich eine Bruttofläche der Kollektoren von 61,68 m<sup>2</sup>. Die Kollektoren der Anlage sind in unterschiedlichen Einheiten miteinander parallel verschaltet. Die sechs Stück auf dem großen Dach bilden eine Einheit. Auf dem Aufbau in der Mitte gibt es vier Einheiten mit jeweils acht, vier und zweimal zwei Kollektoren. Die

Parallelverschaltung sorgt dafür, dass ein größeres Volumen von Wärmeträgern erhitzt werden kann. Der Wärmeträger mit niedriger Temperatur wird auf der unteren Seite des ersten Kollektors eingeleitet und dann von dort weiter zum nächsten Kollektor geleitet. Die erhitzte Wärme flüssigkeit wird auf der oberen Seite jedes Kollektors wieder abgeleitet und vom ersten Kollektor zurückgeleitet.

Als erster Schritt der Simulation, wurde die Photovoltaik- sowie die Solarthermieanlage mit PolySun nachgebildet, um im weiteren Verlauf diese dann vergleichen zu können.

### **Photovoltaik Bestandsanlage:**

Bei der PV-Anlage wurde die Vorlage 50c aus PolySun genommen, da bei dieser 3 verschiedene Modulfelder auswählbar sind. Bei PolySun kann die Ost-/West-Aufständigung der 270 Wp Photovoltaikmodule nicht beschrieben werden, deshalb besteht das erste Modulfeld aus 85 Modulen, die nach Osten ausgerichtet sind und das zweite sind jene 81 Module, die nach Westen schauen. Das dritte Feld besteht aus den 28 260 Wp Modulen auf der Dachterrasse. Die Module selbst sind in der Datenbank der Software mit der Datenquelle Vela Solaris hinterlegt. Als Stromnetz wurde das in Österreich vorhandene ausgewählt.

Die Netzspannung des Wechselstromnetzes, in das der Wechselrichter den überschüssigen Strom einspeist, beträgt in Österreich einphasig 230 V und dreiphasig 400 V und weist eine Frequenz von 50 Hz auf. Es wurde bei der Anlage keine Wirkleistungsbegrenzung eingestellt, unabhängig davon, ob es im Regelbetrieb dazu kommt oder nicht, somit ist der Vergleich der Spitzenleistungen der Anlagen ausschlaggebender. Die Wirkleistungsbegrenzung regelt die Menge an Strom, die von der Anlage ins Netz gespeist wird.

Da kein Schaltplan der Anlage zur Verfügung stand, wurde die Anzahl der Stränge pro Wechselrichter und die Anzahl der Module pro Strang in PolySun selbst gewählt. Um zu berechnen, wie viele Module in einem Strang in Serie geschaltet werden können, wird die maximal auftretende Spannung sowie die maximale Eingangsspannung des Wechselrichters benötigt. Die Eingangsspannung ist vom Datenblatt abzulesen. Die maximale Spannung des Generators tritt bei tiefen Temperaturen auf, aber da diese selten bei den Datenblättern von Modulen zu finden ist, wurde diese selbst mit folgender Formel 9 mit Hilfe der Spannungsänderungen  $\Delta U$  in %/K und der Leerlaufspannung unter STC-Bedingungen berechnet:

**Formel 9: Spannungsmaximum Modul**

$$U_{L(\text{Modul } -10^\circ\text{C})} = \left(1 - 35^\circ\text{C} * \frac{\Delta U}{100}\right) * U_{L(\text{STC})}$$

Wird die maximale Eingangsspannung durch die maximal auftretende Spannung  $U_L$  dividiert, ist das Ergebnis die maximale Anzahl an Modulen pro Strang. Anschließend werden alle Module den Strängen zugeteilt. Da alle Stränge parallel zum Wechselrichter geführt werden, ist es generell sinnvoll, so viele Module wie möglich in einem Strang zu verschalten, um eine höhere Spannung zu erreichen.

Alle Module, die nach Osten ausgerichtet sind, wurden dem einen Wechselrichter zugeteilt und die, welche nach Westen ausgerichtet sind, dem anderen. Es besteht keine Gewissheit, dass die Anlage tatsächlich so verschalten ist, aber um die Simulation bei PolySun durchführen zu können musste dies gemacht werden. Für den direkten Vergleich macht dies jedoch keinen Unterschied, da die Verschaltung nur geringe Auswirkungen auf den Ertrag hat.

Als Beispiel der nachgebildeten PV-Anlage zeigt Abbildung 26 einen Ausschnitt aus PolySun von der Auslegung der nach Osten ausgerichteten Module.

Es ist ersichtlich, dass ein Windanteil von 50% gewählt wurde, da das Dach über eine etwas windschützende Mauer verfügt. Als Hinterlüftungsart wurde „mittel“ ausgewählt, da die Anlage über circa 10-20 cm Hinterlüftung verfügt. Die Kabelverluste wurden auf dem Standardwert von 2% gelassen und bei Mismatching wurde 0% eingetragen, da die Leistungsoptimierer eine Abweichung von Spannungen zwischen Modulen umgehen. Wie oben beschrieben, wurde die Auslegung der Wechselrichter manuell durchgeführt. Es ergeben sich also drei Stränge mit jeweils 20 Modulen und ein Strang mit 19 Modulen. In der letzten Zeile lässt sich der Strompreis einstellen. Dieser wurde inklusive aller Abgaben und Mehrwertsteuer mit 9,32 ct/kWh veranschlagt. Auf diese Art wurden alle drei Modulfelder der Photovoltaik-Anlage nachgebildet.

Der nächste Schritt war die Beschreibung der elektrischen Verbraucher. Hier ermöglicht es PolySun verschiedene Verbraucher mit unterschiedlichen Lastprofilen zu beschreiben. Es wurden drei Verbraucher mit jeweils anderen Standardlastprofilen vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft ausgewählt. Diese beschreiben den Lastgang von verschiedenen Verbrauchergruppen und helfen bei der

Name	Wert	Einheit
Beschreibung	Ost	
Anzeige in Report	▼ sichtbar	
Photovoltaik	☑ KPV 270 PE poly	
- Hersteller	Kioto Photovoltaics	
- Modultyp	polykristallin	
- Nennleistung STC	270	W
- Bruttofläche	1,65	m <sup>2</sup>
Berechnungsmethode	▼ Wetterdaten verwend...	
Bezugsgrösse für die Fläche	▼ Anzahl Module	
Anzahl Module	85	
Anzahl Module (Auslegung)	85	
Gesamte Nennleistung DC	22,95	kW
Bruttogesamtfläche	140,25	m <sup>2</sup>
Nachführung	▼ Keine Nachführung	
Windanteil	50	%
Hinterlüftung	▼ mittel	
Verschmutzung	2	%
Degradation	0,2	%
Berechnung Kabelverluste	▼ Verlustfaktor	
Kabelverluste	2	%
Mismatching	0	%
Wechselrichterauslegung	▼ Manuell	
Anzahl Wechselrichtertypen	1	
Auslegung 1: Wechselrichter	☑ Symo 20.0-3	
Auslegung 1: Anzahl Wechselrichter	1	
Auslegung 1: A Anzahl Stränge	3	
Auslegung 1: A Module pro Strang	22	
Auslegung 1: A Ausrichtung	90	°
Auslegung 1: A Anstellwinkel	15	°
Auslegung 1: A Strangsicherung	0	A
Auslegung 1: B Anzahl Stränge	1	
Auslegung 1: B Module pro Strang	19	
Auslegung 1: B Ausrichtung	90	°
Auslegung 1: B Anstellwinkel	15	°
Auslegung 1: Cos phi	1	
Energeträger	☑ Strompreis	

Abbildung 26: Auslegung PV-Anlage Ost (Ausschnitt, PolySun)

Prognose und Bilanzierung von Lasten. Es wird nicht davon ausgegangen, dass das Abnahmeprofil jeden Tag mit dem Standardlastprofil übereinstimmt, aber im Durchschnitt trifft es auf die Gruppe von Verbrauchern zu.

Die Standardlastprofile wurden anhand der Flächenliste aus der Baubeschreibung gewählt, dort ist das Gebäude nach Gebrauchsarten aufgeteilt:

- G1: Gewerbe werktags 8-18 Uhr (Büros und Verwaltungseinrichtungen)
- G3: Gewerbe durchlaufend (Kühlhäuser und Technikräume)
- G0: Gewerbe allgemein (gewogener Mittelwert der Profile G1 – G6)

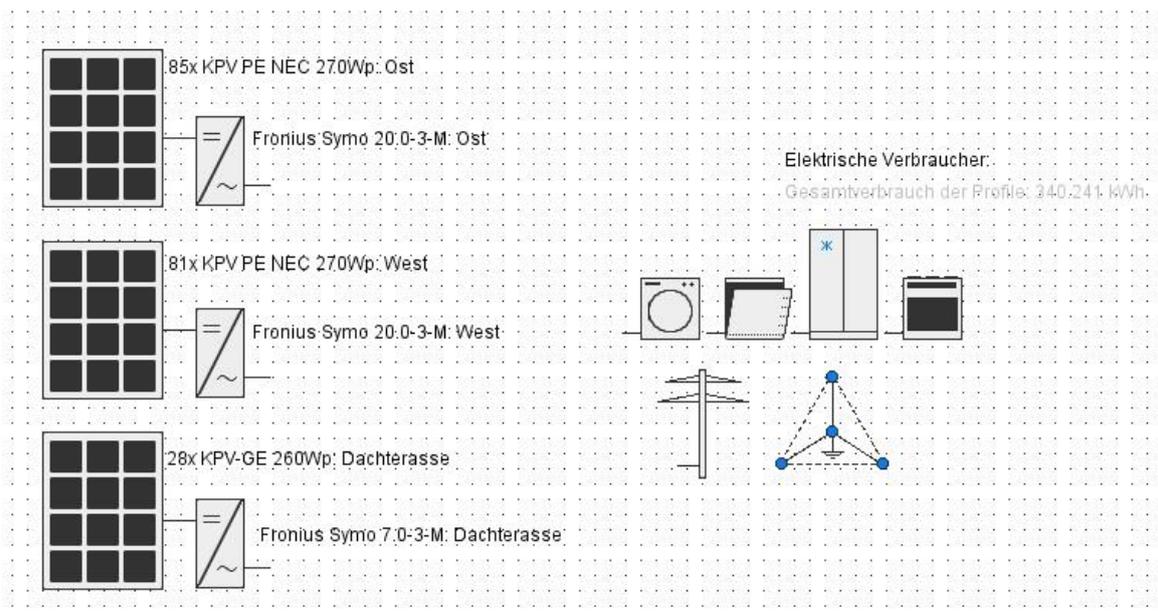
In der Baubeschreibung gibt es ebenfalls eine Liste von Flächen pro Gebrauchsart und

so konnte ermittelt werden wie viel Quadratmeter auf die jeweiligen Standardlastprofile fallen. 4118,74 m<sup>2</sup> fallen auf allgemeine Büro- und Lehrflächen, 862,98 m<sup>2</sup> sind verschiedene Technikräume und 695,99m<sup>2</sup> machen die Mensa und die Küchen aus. Jedem der drei Standardlastprofile wurde dann ein Jahresstromverbrauch pro Quadratmeter zugewiesen. Dieser spezifische Jahresverbrauch wurde aus der Arbeit von Schlomann B. et al. aus dem Jahre 2013 entnommen und entspricht 60,3 kWh/m<sup>2</sup>a. Nach der Hochrechnung auf die Betriebsfläche ergibt sich ein prognostizierter Jahresverbrauch von 340.241 kWh.

Im Zuge der Arbeit wurden aktuelle Stromverbrauchsdaten des Gebäudes seitens der Universität zur Verfügung gestellt. Da diese aber nur von den Monaten September und Oktober zuverlässig sind und der Verbrauch im ersten Jahr durch suboptimale Regelung noch höher sein kann, wurde von einer Hochskalierung auf den Jahresverbrauch abgesehen.

In der Abbildung 27 ist das Schema der bestehenden Photovoltaikanlage aus PolySun zu sehen. Auf der linken Seite sind die drei Modulfelder mit jeweiligem Wechselrichter und auf der rechten Seite die elektrischen Verbraucher sowie das Stromnetz.

**Projekt Tüwi-Gebäude - Variante Photovoltaik Bestand**



**Abbildung 27: Schema Photovoltaikanlage Bestand** (Ausschnitt, Polysun)

PolySun führt eine Analyse der Kreisläufe auf Monatsbasis durch. Nach durchgeführter Simulation ergab sich, wie in Tabelle 1, ersichtlich ein Jahresertrag von 53.688 kWh mit einem Eigenverbrauchsanteil von 93,7%. Dieser ist so hoch, da der gesamte

Stromverbrauch des Gebäudes bei 340.241 kWh im Jahr liegt. Der spezifische Jahresertrag beträgt 1.034 kWh pro kWp installierter Leistung.

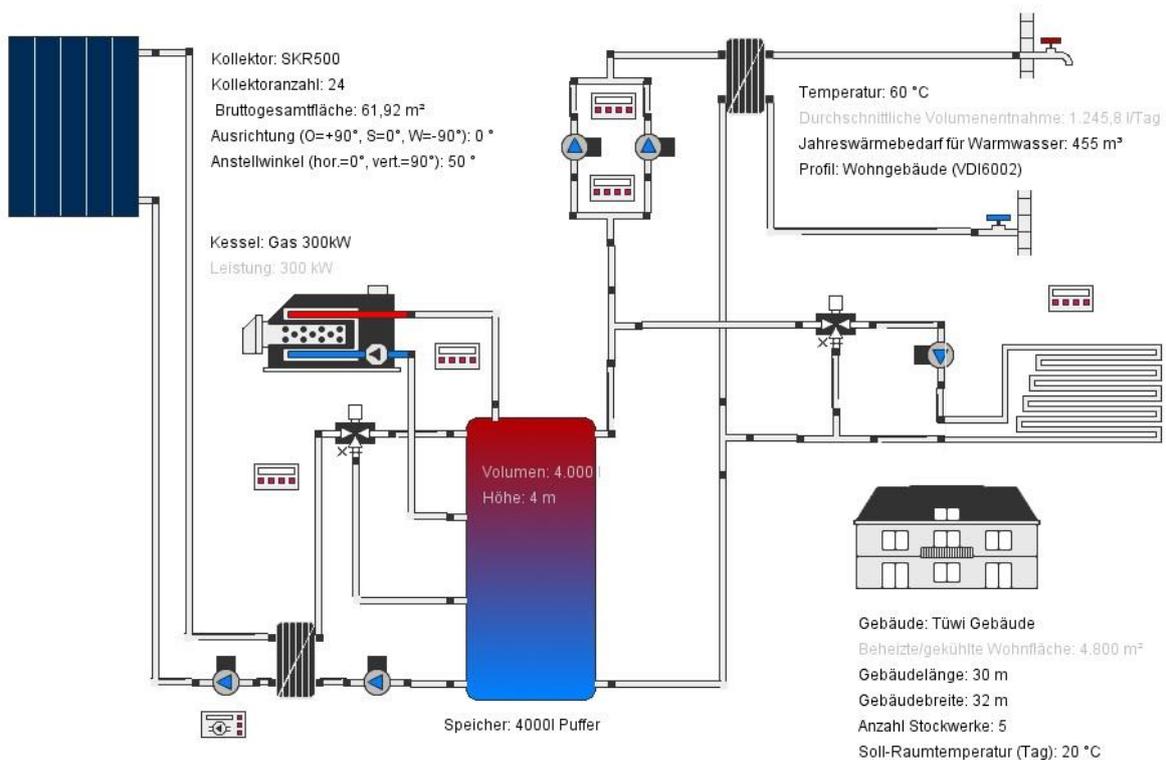
**Tabelle 1: Simulationsergebnisse Photovoltaikanlage (PolySun)**

Einstrahlung in Modulebene [kWh/a]	Ertrag PV AC [kWh/a]	Eigenverbrauch [kWh/a]	Eigenverbrauchs-Anteil [%]	Spezifischer Jahresertrag [kWh/kWp]	Gesamter Stromverbrauch [kWh/a]
379.153	53.320,6	49.946	93,7	1.034	340.241

### Solarthermie Bestandsanlage:

Die Abbildung 28 zeigt das Schema der Solarthermieanlage wie sie in PolySun nachgebildet wurde. Aus Gründen der Einfachheit wurde hier die Vorlage 9h: Raumheizung (Solarthermie, Großanlage) von PolySun genommen. Die Alternative wäre das manuelle Erstellen jeder einzelnen Komponente inklusive der jeweiligen Steuereinheit gewesen. In der Abbildung 28 werden die thermische Verschaltung, inklusive Kollektoren, Speicher, Warm- und Kaltwasseraufbereitung sowie Heizung gezeigt.

Projekt Tüwi-Gebäude - Variante Solarthermie Bestand



**Abbildung 28: Schema Solarthermieanlage Bestand (Ausschnitt, PolySun)**

Die 24 SKR500 Kollektoren wurden als Kollektorfeld eingegeben. Insgesamt ergibt sich auch im Programm dadurch eine Bruttogesamtfläche von 61,92 m<sup>2</sup>. Ebenso sind die parallelen Abschnitte der Anlage einzugeben. Wie in der schematischen Abbildung 22 sichtbar, gibt es 5 parallele Abschnitte, jedoch mit unterschiedlicher Anzahl an Kollektoren. Dieser Unterschied konnte zwar nicht in PolySun eingegeben werden, sollte aber im Vergleich zur Photovoltaik nur einen minimalen Unterschied ausmachen. Gleich wie bei der Photovoltaik-Anlage wurde ein Windanteil von 50 % angegeben und der Anstellwinkel der Kollektoren wurde mit 50° festgelegt. Die Ausrichtung der Kollektoren wurde mit 0° nach Süden eingegeben.

Beim Speicher handelt es sich um einen 4000 Liter großen Pufferspeicher. Dieser steht im Technikraum im zweiten Untergeschoss des Gebäudes.

Bei den Gebäudedaten musste zuerst der Typ eingegeben werden. Hier konnte auf den bauphysikalischen Einreichungsplan zurückgegriffen werden und die in der Tabelle 2 sichtbaren Spezifikationen eingetragen werden. Im Einreichungsplan wird das ganze Gebäude in drei einzelne unterteilt: Büro, Gaststätte und Hochschule. Diese drei Gebäude haben jeweils unterschiedliche Werte. Da es in PolySun nicht möglich ist, drei unterschiedliche Gebäude mit derselben Anlage zu versorgen, mussten die Werte, anteilig an der jeweiligen Grundfläche, gemittelt werden.

**Tabelle 2: Gebäudespezifikationen** (Eigene Darstellung)

Daten	Wert
U-Wert des Gebäudes [W/K/m <sup>2</sup> ]	0,27
Spezifische Heizlast [W/m <sup>2</sup> ]	49,2
Spezifischer Heizenergiebedarf [kWh/m <sup>2</sup> ]	31,4
Spezifische Kühllast [W/m <sup>2</sup> ]	49,2
Spezifischer Kühlenergiebedarf [kWh/m <sup>2</sup> ]	22,4

Des Weiteren wurde die gesamte beheizte/gekühlte Nutzfläche von 4800 m<sup>2</sup> sowie die Anzahl der Geschosse und die Geschosshöhe eingegeben. Das Programm lässt zusätzlich noch Abwesenheitszeiten eintragen, in denen das Belüftungssystem ausgeschaltet wird und die Soll-Temperatur auf den Nachtwert gesetzt wird. In dieser Zeit wird auch kein interner Wärmeertrag hinzugefügt. Hier wurde die Abwesenheit für

Sonntag eingetragen, da das Gebäude an diesem Tag geschlossen ist. Aus dem Einreichungsplan wurde 20° C als Soll-Temperatur sowie 30° C als Mitteltemperatur in den Räumen, wo der Speicher steht, übernommen. Das Heizungselement ist eine Fußbodenheizung mit Soll-Vorlauftemperatur von 35° C und Soll-Rücklauftemperatur von 30° C. Bei der Warmwasseraufbereitung wurde die Temperatur mit 60° C übernommen.

Wie im Kapitel 4.2 „Gebäudetechnik“ zu lesen, besteht die Wärmebereitstellung des Gebäudes neben der Solarthermieanlage auch aus Fernwärmelieferung der Stadt Wien, aus Erdwärme mittels Erdsonden und Wärmepumpen und aus einer Abwärmerückgewinnungsanlage. Da die exakte Darstellung aller Systeme in PolySun für das Ziel dieser Arbeit, der Vergleich zwischen einer getrennten Photovoltaik- und Solarthermieanlage und einer PVT-Anlage, zu komplex ausgefallen wäre, wurde neben der Solarthermie nur ein Gaskessel mit 300kW Leistung in das System hinzugefügt. Dieser Kessel repräsentiert in der Simulation die Wärmeaufbereitung der anderen nicht dargestellten Systeme, welche im Kapitel „Gebäudetechnik“ beschrieben werden, und ist auch im Schema der PVT-Anlage vertreten. Die Ergebnisse der Simulation der Solarthermieanlage sind in Tabelle 3 zu sehen. Diese beschreibt, dass 23,6% der Energie, die an den Wärmespeicher abgegeben wird, aus der Solarthermieanlage kommt, nämlich 24.626 kWh/a und die anderen Wärmeerzeuger mit 79.915 kWh/a zusätzliche Energie erzeugen müssen.

**Tabelle 3: Simulationsergebnisse Solarthermieanlage (PolySun)**

Einstrahlung in Kollektorebene	Ertrag Solarthermie an Speicher	Energie der Wärmeerzeuger an Speicher	Gesamte gelieferte Energie	Solarer Deckungsanteil an Speicher	Gesamter Energieverbrauch
[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[%]	[kWh/a]
73.200	24.626	79.915	104.283	23,6	100.003

#### **4.4. PVT-Normen**

Für die Prüfung von PVT-Anlagen gibt es nach Stand von Oktober 2018 keine rein an PVT-Kollektoren angepassten Normen. Im folgenden Kapitel werden die bestehenden Normen für PV und ST-Module beschreiben. Nur so können Bauart und Leistungsfähigkeiten von verschiedenen Modellen miteinander verglichen werden.

Der derzeitige Stand der Prüfnormen sieht zwei Normen für die Zertifizierung von Photovoltaikmodulen vor. Die Norm IEC 61215 dient der Beschreibung der Degradation von kristallinen PV-Modulen durch Sonnenlicht inklusive UV-Strahlung, Feuchtigkeit, Wärme, Kälte und der mechanischen Belastung durch Wind, Schnee oder Hagel (TÜV Rheinland, 2010). Die Norm IEC 61730 überprüft Konstruktionsmerkmale von PV-Modulen bezüglich der elektrischen Sicherheit. Merkmale wie die Wanddicke der Anschlussdosen oder minimale Abstände leitender Teile zum Modulrand werden mittels technischer Zeichnungen überprüft. Zusätzlich werden die drei Anwendungsklassen „Allgemeine Anwendung, eingeschränkte Zugänglichkeit und Kleinspannungsbereich“ durch diese Norm definiert (TÜV Rheinland, 2010).

In Bezug auf die Solarthermie gibt es die Norm DIN EN ISO 9806:2018. Diese überprüft die thermische Leitfähigkeit, Sicherheit und Belastbarkeit von Solarkollektoren. Die Norm kann zwar auch auf Hybridkollektoren angewendet werden, aber dies bezieht sich nur auf die thermische Seite. Sie hat keine Aussagekraft über die elektrische Leistungserzeugung oder deren Sicherheitsaspekte.

Um eine einheitliche Bewertungsmöglichkeit zu schaffen, wurde vom Solarzentrum Allgäu KG ein Verbundprojekt koordiniert, mit dem Ziel der „Standardisierung und Normung von multifunktionalen PVT Solarkollektoren“ (Adam et al., 2014). Verbundpartner in diesem Projekt waren die Fachhochschule Düsseldorf, das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, die TÜV Rheinland Umwelt und Energie GmbH und die EurA Innovation GmbH. Konkretes Ziel war der Vorschlag eines Prüfungsprozesses von Hybridmodulen, welches im weiteren Verlauf zu einer internationalen Norm für diese Module führen sollte. Als erster Schritt wurde dabei eine Marktrecherche zur Ermittlung von Herstellern von abgedeckten und ungedeckten PVT-Kollektoren durchgeführt. Bei dieser wurden 34 Hersteller gefunden, wobei 30 davon ausschließlich ungedeckte PVT-Kollektoren waren. Die Simulationen wurden

anschließend mit TRNSYS gemacht. TRNSYS (Transient System Simulation Tool) ist eine Software zur Simulation von Gebäuden und Anlagen. Randbedingungen für die Simulation waren nach DIN EN 12977 (Thermische Solaranlagen und ihr Bauteile) gesetzt. Die Simulation sollte die Betriebszustände und Erträge von unabgedeckten PVT-Kollektoren im Jahresverlauf ermitteln. Es gab drei verschiedene Konfigurationen, die getestet wurden. Im ersten System gab es PVT-Kollektoren und einen Kessel oder eine Wärmepumpe in paralleler Verschaltung. System 2 hatte PVT-Kollektoren inklusive Wärmepumpe in paralleler und serieller Verschaltung.

Bei der Auswertung der einzelnen Ergebnisse der Systeme ist das Verbundprojekt zu folgenden Schlussfolgerungen gekommen:

- Die oberste Priorität beim Erstellen von Prüfprozeduren sollte den unabgedeckten Kollektoren eingeräumt werden, da somit die Einführung in den Markt verbessert werden kann.
- Da sich bei der Marktrecherche die zugänglichen Produktinformationen teilweise als unzureichend herausgestellt haben, sollte es Mindestvoraussetzungen dafür geben.
- Die im Kapitel 2.4.1.2 „Flüssiger Wärmeträger“ schon erwähnte Bezeichnung von abgedeckten und unabgedeckten Kollektoren sollte neu definiert werden.
- Es wurden mittlere Absorberrtemperaturen von 24°C bis 64°C simuliert. Im unteren Bereich traten Minustemperaturen auf, was einen Wärmeentzug aus dem Kollektor zeigt. Dies ist für Solarkollektoren untypisch und muss weiter überprüft werden.
- Für die elektrischen Erträge waren die klimatischen Bedingungen viel ausschlaggebender als die Systemkonfiguration. Der PV-Jahresnutzungsgrad lag zwischen 11,1% und 12,0%. Zusätzlich wird in der Studie davon ausgegangen, dass bei einem großen Wärmebedarf im Sommer die PVT-Kollektoren noch weiter gekühlt werden und sich deshalb der Nutzungsgrad entsprechend erhöht.
- Bei den thermischen Erträgen sind je nach System starke Variationen erkennbar. Die Beurteilung der thermischen Leistung sollte daher an durch Normen fixierte Randbedingungen geknüpft sein. Es gibt ein weites Spektrum an Anwendungsgebieten und deshalb wird in der Arbeit die Frage gestellt, ob

der spezifische Kollektornutzungsgrad überhaupt ein vernünftiges Beurteilungskriterium ist.

- Bei abgedeckten PVT-Kollektoren kommt es zu keiner aktiven Kühlung der PV-Zellen durch den Absorber, da diese direkt unter dem Glas befestigt sind, und somit zu schlechterer elektrischer Leistung führen (Adam et al., 2014).

#### **4.5. Planungs- und Auslegungsparameter für PVT-Anlage**

Die Planungs- und Auslegungsparameter der PVT-Anlage unterscheiden sich im Grunde nicht von jenen der Bestandsanlagen. Der Standort ist durch die erhöhte exponierte Lage des Gebietes und der geringen Verschattung durch Objekte in der Umgebung generell gut für jegliche Art der solaren Energiegewinnung geeignet. Das Gebäude selbst hat ausreichend hohe elektrische sowie thermische Verbraucher, um einen hohen Eigenverbrauch zu ermöglichen, was besonders im Hinblick auf die elektrische Energieerzeugung den Vorteil ergibt, dass sehr wenig produzierter Strom ins Netz eingespeist wird. Auf Grund des großen thermischen Speichers, wird auch eine große Menge an thermischer Energie sofort von der Solarthermie Anlage weggeführt, wodurch im Zusammenhang mit der PVT-Anlage der Vorteil entsteht, dass die Hybridkollektoren sich nicht durch stagnierende Solarflüssigkeit erhitzen. Das Flachdach ist gut geeignet, um Hybridkollektoren mit verschiedenen, dem jeweiligen Ziel angepassten, Neigungswinkeln aufzustellen. Auf Grund der Selbstverschattung muss jedoch zwischen den Kollektorreihen immer ein bestimmter Mindestreihenabstand gelassen werden. Bei der Begehung wurde ersichtlich, dass die installierten Abluftgeräte und Rückkühler nördlich des höheren Daches in der Mitte einen Teil des Platzes blockieren.

#### **4.6. Generatordimensionierung**

Das Ziel bei der Planung war es, auf derselben verfügbaren Fläche der Bestandsanlage die optimale Auslegung mittels PVT-Kollektoren zu finden. Nachdem die Bestandsanlagen nachgebildet und simuliert wurden, bestand der erste Schritt in der Planung der PVT-Anlage darin, sich einen Überblick über verfügbare Hybridkollektoren zu verschaffen und das passende Modell auszuwählen.

Nach einer eingehenden Internetrecherche wurden verschiedene Kollektoren in die engere Auswahl genommen. Entscheidungskriterien im ersten Schritt war vor allem die Verfügbarkeit in Österreich. In der Tabelle 4 sind zur besseren Vergleichbarkeit die technischen, elektrischen und thermischen Daten der in Betracht gezogenen Kollektoren ersichtlich.

**Tabelle 4: Auswahlmöglichkeiten Kollektoren**

Modellname	Firma	Elektrische Leistung [Wattpeak]	Thermische Leistung [Watt]	Elektrischer Wirkungsgrad [%]	Betriebstemp. [°C]	Gewicht [kg]
Sunerg Twin+ (Mono)	Sunerg	280		17,19		
		290	950	17,80	-40 - + 85	32
		300		18,42		
Sunerg Twin+ (Poly)	Sunerg	270	950	16,57	-40 - + 85	32
Solar One	3FSolar	265	825	15,60	-40 - + 95	42
PVT900	Kioto Solar	280	600	16,94	-40 - + 85	27,5
PVTHERM AU300	solator	300	877	18,50	-40 - + 85	30

Äquivalent zu den STC-Bedingungen bei PV gibt es auch in der Solarthermie bestimmte Messbedingungen, unter denen die solarthermische Leistung gemessen wird. Diese sind eine Einstrahlung von 800 W/m<sup>2</sup>, ein Massenstrom von 121,5 kg/h und einer Umgebungsluftgeschwindigkeit von 3 m/s. Nach eingehender Prüfung wurde der Kollektor SolarOne (Abbildung 29) von der österreichischen Firma 3F Solar Technologies GmbH ausgewählt. Obwohl dieser im Vergleich zu den anderen Kollektoren nicht die meiste elektrische und thermische Leistung ausgibt, wurde er ausgewählt, da dieser Kollektor vom Austrian Institut of Technology getestet wurde. Wie im Abschnitt „PVT-Normen“ erwähnt, gibt es zwar noch keine Normen, welche

speziell für Hybridkollektoren zugeschnitten sind, aber für den Kollektor SolarOne gibt es einen Prüfbericht bezüglich der Norm DIN EN ISO 9806:2018.



**Abbildung 29: SolarOne Kollektor** ([http://www.3f-solar.at/wp-content/uploads/hybridkollektor\\_v3\\_small.png](http://www.3f-solar.at/wp-content/uploads/hybridkollektor_v3_small.png))

Der Prüfbericht misst die thermische Leistung bei einer mittleren Bestrahlungsstärke von  $803\text{-}805 \text{ Wm}^{-2}$ , mit einem Massenstrom von  $121,9 \text{ kg h}^{-1}$  und als Wärmeträgermedium wird  $\text{H}_2\text{O}$  verwendet. Die elektrische Stromproduktion erfolgt dabei unter MPP-Bedingungen.

Die ersten Ergebnisse sind die Koeffizienten der Kennliniengleichung Formel 5:

- $\eta_0=0,487$
- $C_1=5,48$
- $C_2=0,009$

Die Kennlinie ist in Abbildung 30 abgebildet und zeigt, dass beispielsweise bei einem Temperaturunterschied von 20° K zwischen Modultemperatur und Umgebungstemperatur der Kollektor 630 W thermische Leistung erzeugt.

**Thermische Leistungskennlinie ( $G = 1000 \text{ Wm}^{-2}$ , Umgebungsluftgeschw. =  $3 \text{ ms}^{-1}$ )**  
*Thermal performance curve ( $G = 1000 \text{ Wm}^{-2}$ , ambient air velocity =  $3 \text{ ms}^{-1}$ )*

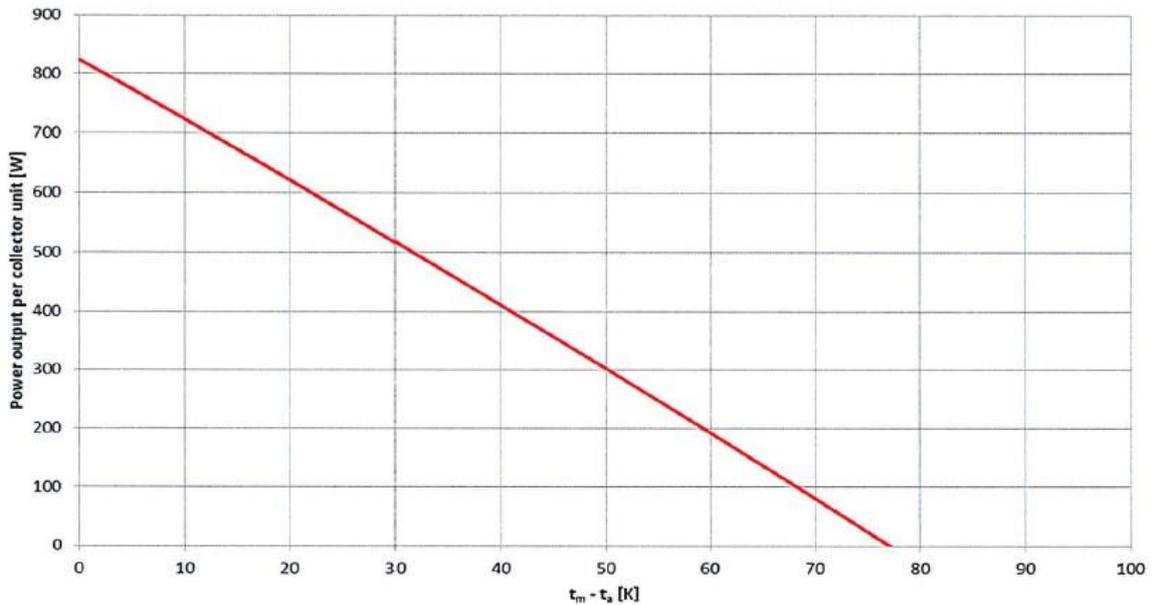


Abbildung 30: Thermische Leistungskennlinie SolarOne Kollektor (AIT, 2015)

Das zweite Ergebnis des Prüfberichtes ist in Abbildung 31 zu sehen: die Messung des Druckabfalls des Wärmeträgers zwischen Kollektoreintritts- und Austrittsanschlüssen.

**Druckabfall - Kennlinie / pressure drop curve**

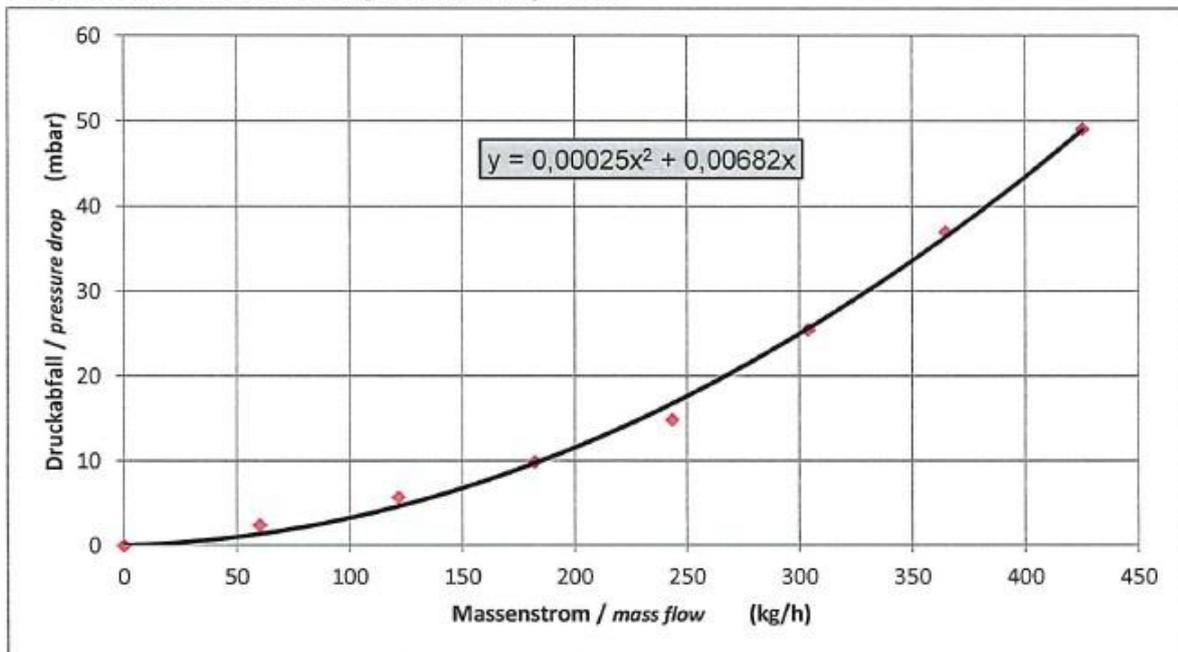


Abbildung 31: Druckabfall Kennlinie SolarOne Kollektor (AIT, 2015)

Auf Grund dieser Prüfung des Austrian Institute for Technology ist gesichert, dass der Kollektor SolarOne auch die angeschriebene Leistung erbringt. Die wesentlichen Informationen aus dem Datenblatt sind in folgender Auflistung (Tabelle 5) ersichtlich:

**Tabelle 5: Modulspezifikationen SolarOne Kollektor** ([http://www.3f-solar.at/wp-content/uploads/SOLAR\\_ONE\\_2018.pdf](http://www.3f-solar.at/wp-content/uploads/SOLAR_ONE_2018.pdf))

Technische Daten	SolarOne Hybridkollektor
Abmessungen	1676x1001x63 mm
PV-Zellen	60 Zellen Monokristallin
Glas-Laminataufbau	2x3,2 mm Solarglas, AR-Beschichtung inkl. Argonbefüllung
Backsheetfolie	Dun-Solar black
Absorbermaterial	Kupfer – Kupfer
Absorber Aufbau	Ultraschallgeschweißter Absorber, gelötete Rohrhafen
Rückwanddämmung	Vlieskaschierte Solardämmplatte TSP. 80 mm
Elektrische Daten	Entsprechend STC 1000 W/m <sup>2</sup> , AM 1,5, 25° C
Nennleistung	265 Wp
Spannung [U <sub>MPP</sub> ]	31,18 V
Strom [I <sub>MPP</sub> ]	8,5 A
Leerlaufspannung [U <sub>oc</sub> ]	38,34 V
Kurzschlussstrom [I <sub>sc</sub> ]	9,2 A
Max. Systemspannung	1000 V
Thermische Daten	Prüfbedingungen: G=800 W/m <sup>2</sup> , Massenstrom 121,5 kg/h, Umgebungsluftgeschwindigkeit 3 m/s
Leistung bei T <sub>0</sub> (G = 1000 W/m <sup>2</sup> )	825 Wp
Aperturfläche/Bruttofläche	1,518 m <sup>2</sup> / 1,677 m <sup>2</sup>

Max. Betriebsdruck	6 bar
Nennvolumenstrom	100-200 L/h
Füllmenge/Kollektor	1,2 L
Stillstandstemperatur	95° C

---

Als nächster Schritt wurden die Kollektoren zuerst in AutoCAD nachgebildet, um somit die Anzahl der Kollektoren abschätzen zu können, die auf das Dach passen. Ziel war es das Dach mit der maximalen Anzahl an Kollektoren zu belegen. Dies kann erreicht werden, in dem die Kollektoren mit dem minimalen Anstellwinkel von 15° (laut Datenblatt) errichtet werden. Der Anstellwinkel wurde so gering wie möglich gewählt, da somit viel mehr Kollektoren, als mit dem herkömmlichen Anstellwinkel von 30° bei Solarthermiekollektoren, installierbar sind. Da sie mit dem Anstellwinkel von 15° aufgestellt werden müssen, musste die Bemaßung in der Draufsicht und der nötige Abstand zwischen den Modulreihen berechnet werden. Der nötige Reihenabstand berechnet sich mit der Formel 10:

**Formel 10: Reihenabstand**

$$d = b \cdot \frac{\sin(180 - \beta - \gamma)}{\sin(\gamma)}$$

Der Abstand d der Modulunterkanten ergibt sich aus der Modulbreite b von 1,676 Meter, dem Modulneigungswinkel  $\beta$  von 15° und dem Sonnentiefststand  $\gamma$  von 18,5°. Dieser Reihenabstand beträgt 1,29 Meter. Wie in Abbildung 32 zu sehen ist, passen 153 SolarOne Kollektoren auf das Dach des Tüwi-Gebäudes. Davon stehen 26 Kollektoren auf dem erhöhten Dach in der Mitte. Alle Kollektoren sind nach Süden ausgerichtet und es ergibt sich eine installierte elektrische Gesamtleistung von 40,54 kWp und eine Kollektorfläche von 256,6 m<sup>2</sup>.



Abbildung 32: Belegung PVT-Anlage Dach Tüwi Aufsicht (AutoCAD)

#### 4.7. Wechselrichterdimensionierung

Nach der Dimensionierung des Generators muss sichergestellt werden, dass der erzeugte Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt wird. Dies geschieht mit der Hilfe von richtig dimensionierten und installierten Wechselrichtern.

Im Vergleich zu der im Abschnitt „Bestandsanlage“ beschriebenen Photovoltaikanlage musste bei der Hybridanlage noch ein passender Wechselrichter gefunden werden. Die Auslegung wurde mit dem Wizard von PolySun durchgeführt. Die vorgeschlagene Wechselrichterdimensionierung ist ein Symo 24.0-3 M und ein Symo 10.0-3 M Wechselrichter von Fronius. Die vorgeschlagene Verstringung teilt sich wie folgt auf: bei dem Symo 24.0-3 M gibt es vier Stränge mit 22 Modulen und einen mit 21 Modulen und bei dem Symo 10.0-3 M gibt es zwei Stränge mit 22 Modulen.

Diese Verstringung wurde auf die richtige Auslegung überprüft. Es wurde als erstes berechnet, wie viele Module maximal auf einem Strang des Wechselrichters angeschlossen werden dürfen. Diese Anzahl wird durch die maximale DC-

Eingangsspannung begrenzt, welche bei beiden Wechselrichtern 1000 Volt ist. Zuerst muss, wie auch bei der Bestandsanlage schon beschrieben, die maximale auftretende Spannung in einem Modul mit Formel 9 berechnet werden.

$$U_{L(-10^\circ)} = \left( 1 - 35 * \frac{-0,405}{100} \right) * 38,34 = 43,77 \text{ V}$$

Bei -10°C Temperatur beträgt diese Spannung 43,77 Volt.

$$n_{(Module)} = \frac{1000}{43,77} = 22,8 \text{ Stk.}$$

Wird die maximale DC-Eingangsspannung von 1000 V durch die 43,77 V dividiert, kommt heraus, dass maximal 22 Module in einem Strang angeschlossen sein dürfen. In der Abbildung 33 wurde diese Verschaltung mittels AutoCAD vollständigshalber durchgeführt. Das bedeutet, jedem Modul wurde ein Wechselrichter und ein Strang zugeordnet und die Zusammengehörenden einheitlich markiert. Die Wechselrichter wurden auf der gleichen Lage eingezeichnet wie bei der Bestandsanlage.

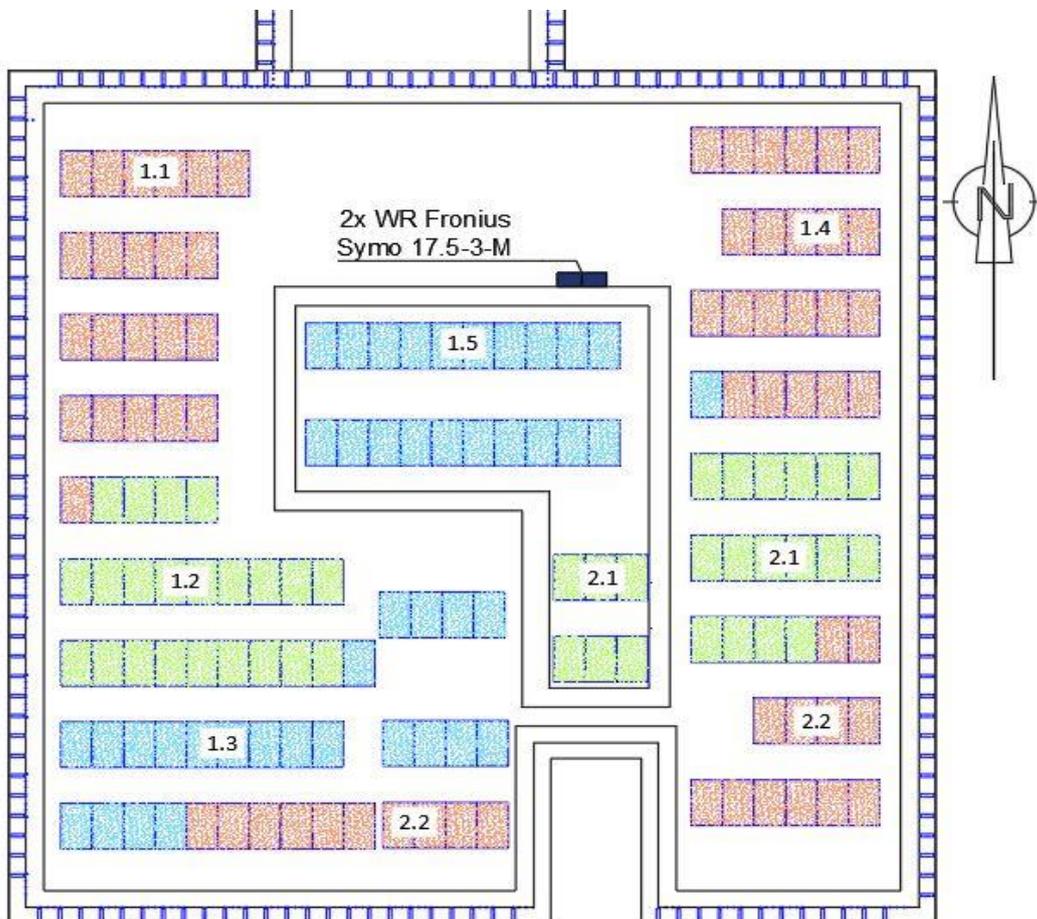


Abbildung 33: Verstringung PVT-Kollektoren (AutoCAD)

Die Dimensionierung der PVT-Kollektoren und die Dimensionierung beziehungsweise Verschaltung der Wechselrichter sind in Abbildung 34 zu sehen. Dort ist erkennbar, dass der Fronius Symo 17.5-3-M Wechselrichter über zwei MPP-Tracker verfügt.

PVT-Kollektor

@	Name	Wert	Einheit
	Beschreibung		
	Anzeige in Report	▼ sichtbar	
	Umgebung	▼ aussen	
	Prüfnorm	▼ Europa	
	PVT-Kollektor	☑ SolarOne	
	- Modultyp	monokristallin	
	- Nennleistung STC	265	W
	- Kollektortyp	Flachkollektor	
	- Prüfnorm Solar Keymark-Test	EN 12975	
	Rotation	0	°
	Parallele thermische Abschnitte	27	
	Bezugsgrösse für die Fläche	▼ Anzahl Module	
	Anzahl Module	153	
	Anzahl Module (Auslegung)	153	
	Gesamte Nennleistung DC	40,54	kW
	Bruttogesamfläche	259,49	m <sup>2</sup>
	Gesamte Aperturfläche	232,254	m <sup>2</sup>
	Gesamte Absorberfläche	232,25	m <sup>2</sup>
A	Ausrichtung (O=+90°, S=0°, W=-90°)	0	°
B	Anstellwinkel (hor.=0°, vert.=90°)	15	°
	Nachführung	▼ Keine Nachführung	
	Windanteil	50	%
	Hinterlüftung	▼ mittel	
	Verschmutzung	2	%
	Degradation	0,5	%
	Berechnung Kabelverluste	Verlustfaktor	
	Kabelverluste	2	%
	Mismatching	4	%
	Wechselrichterauslegung	▼ Wizard	
	Anzahl Wechselrichtertypen	2	
	Auslegung 1: Wechselrichter	Symo 24.0-3 / 480	
	Auslegung 1: Anzahl Wechselrichter	1	
	Auslegung 1: A Anzahl Stränge	4	
	Auslegung 1: A Module pro Strang	22	
	Auslegung 1: A Strangsicherung	15	A
	Auslegung 1: B Anzahl Stränge	1	
	Auslegung 1: B Module pro Strang	21	
	Auslegung 1: C Anzahl Stränge	0	
	Auslegung 1: C Module pro Strang	0	
	Auslegung 1: Cos phi	1	
	Auslegung 2: Wechselrichter	Symo 10.0-3 / 440	
	Auslegung 2: Anzahl Wechselrichter	1	
	Auslegung 2: A Anzahl Stränge	1	
	Auslegung 2: A Module pro Strang	22	
	Auslegung 2: B Anzahl Stränge	1	
	Auslegung 2: B Module pro Strang	22	
	Auslegung 2: C Anzahl Stränge	0	
	Auslegung 2: C Module pro Strang	0	
	Auslegung 2: Cos phi	1	
	Auslegung 2: Netzanschlussart	Standard	
	Energieträger	☑ Strompreis	

Abbildung 34: Dimensionierung PVT-Kollektoren inkl. Wechselrichter (PolySun)

## 4.8. Wärmespeicherdimensionierung

Analog zur Wechselrichterdimensionierung muss auch sichergestellt werden, dass der thermische Ertrag der Anlage genutzt werden kann. Deshalb muss ein Wärmespeicher in das System integriert werden.

In der Abbildung 35 ist das Gesamtschema der neu geplanten Anlage ersichtlich. Die Wärmeverbraucher in Form von Heizung, Warmwasser sowie die elektrischen Verbraucher wurden alle von den Bestandsanlagen übernommen. Ebenso wurde der Rest der wärmeerzeugenden Komponenten der Hybridanlage gleich gehalten. Ein 300 kW Gaskessel stellt wieder alle anderen Wärmequellen des Gebäudes dar. Der Wärmespeicher wurde bei der Hybridanlage mit 4000 L Speichervolumen gleich dimensioniert wie bei der Bestandsanlage. Obwohl, wie später ersichtlich, die solarthermische Einspeisung in den Speicher viel geringer als bei der Bestandsanlage ist, ist es wegen der anderen Wärmeerzeuger dennoch notwendig den Speicher bei dieser Größe zu belassen.

Projekt Tüwi-Gebäude - Variante PVT-Anlage

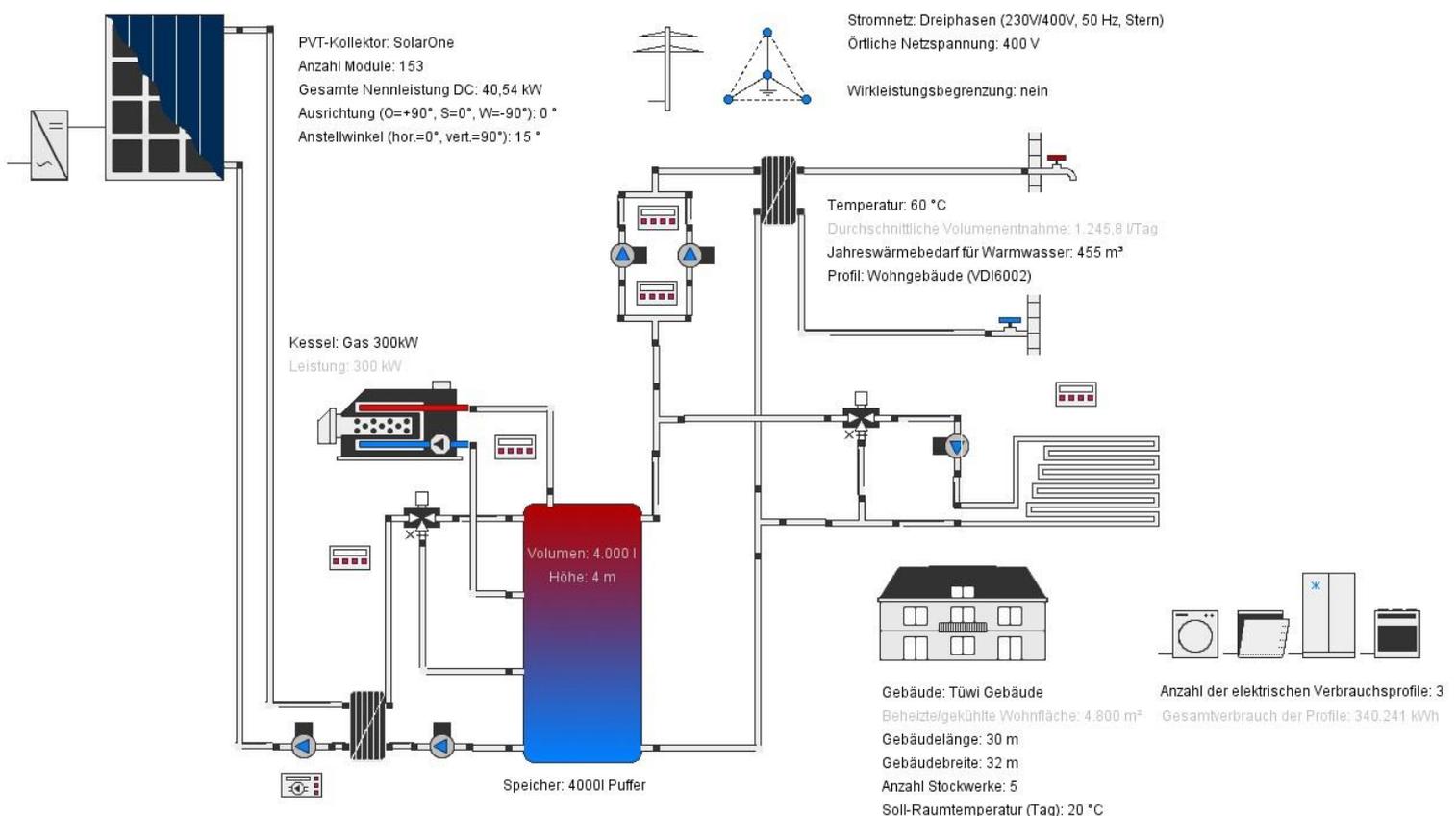


Abbildung 35: Schema Hybridanlage (PolySun)

## 4.9. Schutzanforderungen

Die nötigen Schutz- und Sicherheitsanforderungen unterscheiden sich nicht von denen, die bei den Bestandsanlagen installiert wurden. Es müssen alle elektrotechnischen Geräte nach den Regeln des Elektrotechnikgesetz 1992 montiert und installiert werden. Alle nach ÖVE/ÖNORM 8001-1 notwendigen Schutzeinrichtungen müssen errichtet und eingebaut werden. Dazu gehören die Erdung der Anlage sowie ein optimaler Blitz- und Überspannungsschutz und die Installierung eines Überspannungsableiters DC-seitig. Die ÖVE-Richtlinie R 11-1 (Anforderungen zum Schutz von Einsatzkräften) muss ebenfalls eingehalten werden und dementsprechend ein Freischalter installiert werden.

## 4.10. Variantenvergleich

Nach der Planung und Erstellung der PVT-Anlage im Programm PolySun wurde der Ertrag der drei Anlagen simuliert und ein Variantenvergleich durchgeführt. Im Gegensatz zur tatsächlich bestehenden PV-Anlage wurden jedoch in diesem Vergleich die Glas-Glas-Module auf der Überdachung der Dachterrasse nicht mit einberechnet, da nur die mögliche Fläche verglichen wurde, auf der auch PVT-Kollektoren installiert werden können.

Die Abbildung 36 zeigt das Ergebnis dieses Variantenvergleichs. Es ist eindeutig erkennbar, dass die PVT-Anlage mit 41.354,9 kWh Jahresertrag weniger erzielt, als

Variantenvergleich

Bezeichnung	Symbol	Einheit	Photovoltaik Bes...	Solarthermie ...	PVT-Anlage
Ertrag Photovoltaik AC	Qinv	kWh	45.804,1		41.354,9
Eigenverbrauch	Eocs	kWh	43.647		39.977
Netzeinspeisung	Eteg	kWh	2.157		1.378
Netzbezug	Efeg	kWh	296.587		300.395
Gesamter Brennstoff- und Strom-V...	Etot	kWh	294.430	90.334	401.651
Gesamter Stromverbrauch	Ecs	kWh	340.234	176	340.371
Solarer Deckungsanteil: Solarener...	SFn	%		23,6	11,7
Solarer Deckungsanteil Warmwas...	SFnHw	%		61,6	42,2
Solarer Deckungsanteil Gebäude	SFnBd	%		5,6	2,9
Systemeffizienz [(Quse+Einv) / (Ea...	εsys			1,11	0,97
Solarthermische Energie an das S...	Qsol	kWh		24.617	11.959
Energie der Wärmeerzeuger an da...	Qaux	kWh		79.912	90.629
Nutzenergie	Quse	kWh		99.997	99.915
Energiedefizit	Qdef	kWh		126	173
Gesamter Gasverbrauch	Egas	kWh		90.158	102.635
Anlagenaufwandszahl	eP			0,9	1,03

Abbildung 36: Variantenvergleich PV Bestand, ST Bestand und PVT Neuanlage (PolySun)

die PV-Bestandsanlage mit 45.804,1 kWh Jahresertrag. Im Vergleich der PVT-Anlage mit der Solarthermieanlage zeigt sich, dass die Menge an solarthermischer Energie an das System nur 11.959 kWh im Jahr ausmacht, gegen 24.617 kWh im Jahr bei der rein solarthermischen Anlage. Entsprechend diesem geringeren Ertrag steigt somit der Gasverbrauch des Systems, welcher die Wärmeerzeugung durch die anderen Wärmequellen darstellt, von 79.912 kWh auf 90.915 kWh im Jahr. Dieser geringere Ertrag kommt auf Grund der geringeren Fläche, und diese wiederum durch die andere Aufstellung der Kollektoren zustande. Daraus lässt sich schließen, dass in dem gegebenen Fall eine PVT nicht sinnvoll ist, da sie teurer ist und einen geringeren Ertrag erwirtschaftet.

#### 4.11. Flächenertragsvergleich

Auf Grund der großen Differenz in den Erträgen und der Tatsache, dass entgegen anfänglicher Erwartung der Strom- sowie Wärmeertrag bei der PVT-Anlage gesunken ist, wurde zusätzlich zum Vergleich der Bestandsanlage und der Hybridanlage noch ein auf die Fläche bezogener Ertragsvergleich durchgeführt.

Für diesen zweiten Vergleich wurden die Module der Bestandsanlage beziehungsweise die gleichen PVT-Kollektoren herangezogen. Um einen direkten Vergleich zu ermöglichen wurden alle Kollektoren nach Süden ausgerichtet und ein Anstellwinkel von 35° gewählt. Es wurden die gleichen Einstrahlungsflächen von Photovoltaik und Solarthermie mit 100 m<sup>2</sup> PV-Module und 100 m<sup>2</sup> ST-Kollektoren gegen 200 m<sup>2</sup> PVT-Kollektoren untersucht. Um diese Flächen zu erreichen, müssen 61 PV-Module, 39 ST-Kollektoren und 119 PVT-Kollektoren aufgestellt werden. Als Strom- und Wärmeverbraucher wurden in beiden Fällen die Verbraucher des Tüwi-Gebäudes gewählt. Jährlicher Strom- und Wärmeertrag der Anlagen wurden mittels PolySun verglichen (Tabelle 6).

**Tabelle 6: Flächenertragsvergleich** (Eigene Darstellung)

	PVT 200 m <sup>2</sup>	PV 100m <sup>2</sup> + ST 100 m <sup>2</sup>
Stromertrag [kWh]	33.737,6	19.508
Wärmeertrag Q [kWh]	13.138	25.842
Summe [kWh]	46.875,6	45.350

Wie ersichtlich, steigt der Stromertrag bei einer Hybridanlage, während der Wärmeertrag sinkt. Dies steht im Gegensatz zum vorher durchgeführten Variantenvergleich, bei dem der Stromertrag leicht gesunken ist. Die PVT-Anlage produziert bei gleicher Fläche circa 3% mehr Energie.

#### **4.12. Exergetischer Vergleich**

Bei den berechneten Erträgen handelt es sich jedoch um die reinen Energieerträge und eine Kilowattstunde thermischer Energie entspricht nicht einer Kilowattstunde elektrischer Energie. Um die kombinierten Erträge besser vergleichen zu können, wird nun der jeweilige Exergieertrag betrachtet. Dies ist notwendig, da der Exergieanteil von Wärme von der Temperaturdifferenz zwischen Modul und Umgebung abhängt. Der Exergieanteil von Strom beträgt 100%. Eine exergetisch bessere beziehungsweise optimierte Anlage führt zu einer hochwertigeren Energieumwandlung und einer höheren Ausbeute an beliebig nutzbarer Energie.

##### **Exergie auf Basis der Simulationsdaten:**

Zur Berechnung der Exergie wird, wie in Formel 11 ersichtlich, der Wärmestrom und ein Temperaturquotient benötigt.

**Formel 11: Exergieanteil**

$$E_q = \left(1 - \frac{T_o}{T_M}\right) * Q$$

Bei Solarthermieanlagen wird dafür der simulierte Kollektorfeldertrag als Wärmestrom  $Q$  verwendet. Der Quotient  $T_o/T_M$  besteht aus der Umgebungstemperatur  $T_o$  und der Temperatur  $T_M$  des Vorlaufs beziehungsweise Rücklaufs. Der Solarrücklauf ist die Wärme, die von dem System zur Solarthermieanlage zurückkommt. Diese hat eine bestimmte Temperatur. Solange in diesem Fall die Rücklaufstemperatur größer als die Umgebungstemperatur ist, enthält der Wärmestrom schon einen gewissen Anteil an Exergie. Dieser Exergieanteil wird durch Einstrahlung in der Solaranlage erhöht. Der Solarvorlauf beschreibt die Wärme des Wärmeträgers, der von der Solaranlage zum System gelangt. Der Exergieanteil dieses Wärmestroms wurde also durch die Solaranlage bereitgestellt. Von diesem muss nun der Anteil abgezogen werden, der schon im Solarrücklauf gegeben war. Je höher der Kollektorfeldertrag und je geringer die Temperatur des Solarrücklaufs, desto höher ist der Exergieanteil. Der Abschnitt

$\left(1 - \frac{T_o}{T_M}\right)$  beschreibt den Carnot-Wirkungsgrad  $\eta$  einer theoretisch möglichen Kraft-Wärme-Maschine.

Der simulierte stündliche Kollektorsertrag und die Temperaturen von Vor- und Rücklauf des Solarkreislaufs wurden aus PolySun übernommen. Die jeweilige Umgebungstemperatur des Kollektors wurde aus Daten der Wetterstation der Universität für Bodenkultur genommen und ist bei beiden Anlagen gleich.

Die Differenz der Exergie von Rücklauf und Vorlauf wurde von allen Stundenwerten des Jahres addiert. Laut den Simulationsdaten kommt es öfters vor, dass die Differenz der Exergie negativ ist, sprich, dass Wärme von der Solaranlage an die Umgebung abgegeben wird. Dies kommt vor allem in der Nacht vor, wenn die Umgebungstemperatur sinkt. Diese Werte wurden nicht in die Berechnung der Exergie mit einbezogen, da laut PolySun der Wärmetauscher zu diesen Zeitpunkten auch nicht aktiviert war.

Die Summe aller stündlichen Werte ergibt somit eine jährliche Exergie der Wärmeerzeugung von 795,42 kWh bei der PVT und 2.113,89 kWh bei reiner Solarthermie.

Aus exergetischer Betrachtung erzeugt demnach die PVT-Anlage um circa 60% weniger Exergie bei der Wärmeerzeugung, was allerdings durch den PV-Anteil mehr als ausgeglichen wird und in Summe zu einer Exergie von 34.533,02 kWh bei PVT und 21.621,89 kWh bei PV+ST führt (siehe Tabelle 7). Wenn daher der ganze Strom selbst verbraucht werden kann und die angebotene Solarwärme auch abgenommen werden kann, macht die PVT-Anlage aus exergetischer Sicht Sinn.

**Tabelle 7: Exergieanteil Vergleich** (Eigene Darstellung)

	PVT 200 m <sup>2</sup>	PV 100m <sup>2</sup> + ST 100 m <sup>2</sup>
Exergie Stromerzeugung [kWh]	33.737,6	19.508
Exergie Wärmeerzeugung [kWh]	795,42	2.113,89
Exergie Summe [kWh]	34.533,02	21.621,89

### Exergie auf Basis der Kollektorgleichung:

Die Exergiebetrachtung hilft auch um die optimalen Betriebspunkte einer Anlage zu bestimmen. Dazu wurde das exergetische Optimum der Kollektoren untersucht und verglichen. Dieses soll bei gegebener Einstrahlung die optimale mittlere Kollektortemperatur darstellen, bei welcher der Kollektor die meiste Exergie auf einem Quadratmeter Kollektorfläche ausgibt.

Zuerst wurde versucht dieses anhand der simulierten Werte von PolySun zu berechnen. Bei den Einstrahlungswerten von 600 W/m<sup>2</sup> und 900 W/m<sup>2</sup>, mit einer Toleranz von +/-10 W/m<sup>2</sup>, wurden die jeweils vorkommenden mittleren Kollektortemperaturen und die erzeugten Energieströme aus PolySun genommen und daraus der Exergiestrom berechnet. Auf Grund der Tatsache, dass nur stündliche Werte aus PolySun zur Verfügung standen und diese keine exakten Werte vorgaben, waren die Schwankungen jedoch zu groß, um genaue Ergebnisse daraus ziehen zu können.

Deshalb wurde für die Berechnung der Exergie der Wärmeerzeugung mit der Formel 5  $\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \cdot \Delta T}{G} - \frac{a_2 \cdot \Delta T^2}{G}$  gerechnet. Die Variablen stammen aus den Kollektordaten (siehe Tabelle 8).  $\Delta T$  beschreibt die Differenz von mittlerer Kollektortemperatur und Umgebungstemperatur und G ist die Einstrahlung von 600 W/m<sup>2</sup> beziehungsweise 900 W/m<sup>2</sup>.

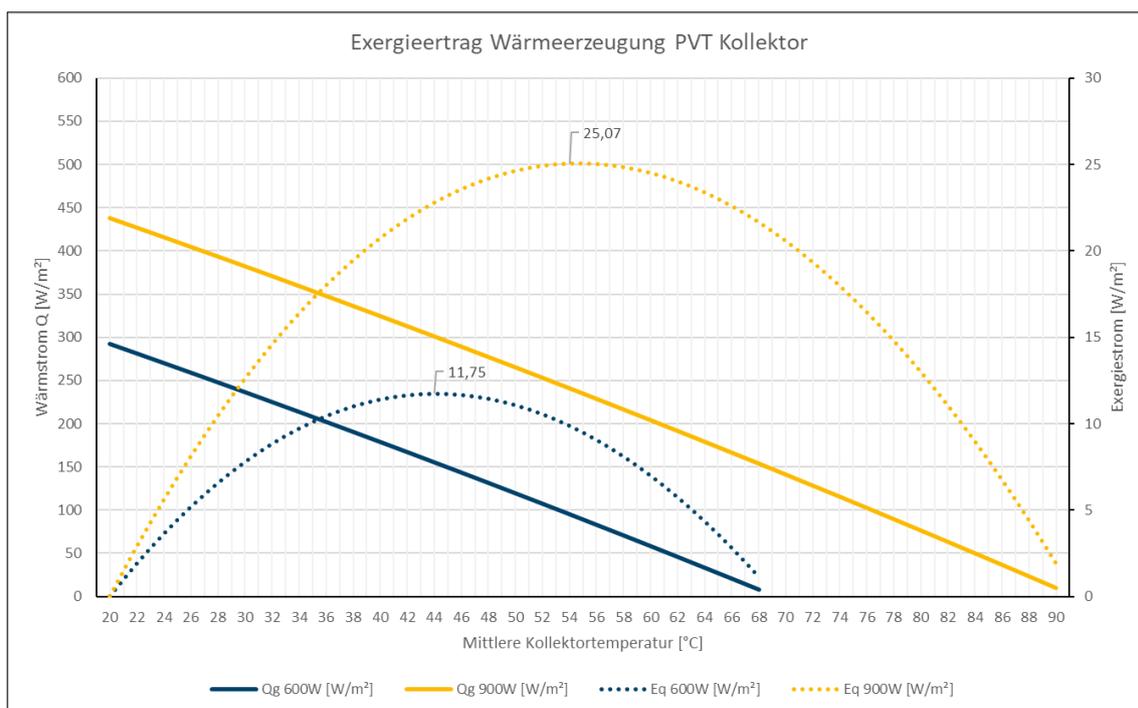
**Tabelle 8: Kollektordaten** (Datenblätter)

	PVT-Kollektor SolarOne	ST-Kollektor SKR 500
$\eta_0$	0,487	0,806
a1	5,49	3,758
a2	0,009	0,011

Zu Berechnung wurde eine durchschnittlichen Umgebungstemperatur von 20° C und jede mittlere Kollektortemperatur in einem Bereich von 20° C bis 100° C genommen. Somit ergibt sich ein eigener Wirkungsgrad  $\eta$  bei jeder mittleren Kollektortemperatur, welcher mit der Einstrahlung von 600 W/m<sup>2</sup> beziehungsweise 900 W/m<sup>2</sup> multipliziert wurde, um auf den Wärmestrom pro Quadratmeter zu gelangen.

Mit der Formel 11 ergibt sich aus dem Wärmestrom der Exergiestrom pro Quadratmeter Kollektorfläche. Die Umgebungstemperatur wurde in Kelvin umgerechnet, um die thermodynamischen Berechnungen korrekt durchführen zu können. Die Werte in den folgenden Abbildungen sind zum besseren Verständnis in Grad Celsius angegeben. In den Tabellen im Anhang wurde die mittlere Kollektortemperatur weiterhin in Grad Kelvin angegeben.

Die Ergebnisse der Berechnung des PVT-Kollektors sind in der Tabelle in Anhang A.1 sowie in der Abbildung 37 zu sehen.  $Q_g$  beschreibt den Wärmestrom und  $E_q$  den Exergiestrom pro Quadratmeter.



**Abbildung 37: Exergieertrag Wärmeerzeugung PVT Kollektor** (Eigene Darstellung)

Es ist zu erkennen, dass der Wärmestrom annähernd linear abnimmt, was darauf zurückzuführen ist, dass bei höherer mittlerer Kollektortemperatur und gleichbleibender Umgebungstemperatur mehr Wärme an die Umgebung abgegeben wird und deshalb weniger genutzt werden kann. Im Vergleich dazu nimmt der Carnot-Wirkungsgrad  $\left(1 - \frac{T_0}{T_M}\right)$  mit steigender mittlerer Kollektortemperatur  $T_M$  und gleichbleibender Umgebungstemperatur  $T_0$  zu. Der anfänglich hohe Wärmestrom wird also nur mit einem geringen Wirkungsgrad und der niedrige Wärmestrom bei hohen Temperaturen mit einem hohen Wirkungsgrad multipliziert. Irgendwo dazwischen ergibt sich ein exergetisches Optimum.

Um die Exergie der Wärmeerzeugung mit der Exergie der Stromerzeugung zusammen rechnen zu können müssen im weiteren Verlauf auch die Stromerzeugung pro Quadratmeter Kollektorfläche bei den untersuchten Einstrahlungswerten berechnet werden.

Äquivalent zu der in Formel 9 beschriebenen Änderung der Spannung bei Temperaturänderung gibt es auch einen Koeffizienten für die Änderung der Leistung bei ansteigen und absinken der Temperatur. Dieser Koeffizient ist bei beiden untersuchten Kollektoren mit  $-0,405 \text{ \%/K}$  gleich und wurde statt des Terms  $\Delta U$  eingegeben. Statt der Leerlaufspannung  $U_{L(STC)}$  wurde das Produkt aus Einstrahlung und Wirkungsgrad eingefügt. Somit wurde mit der angepassten Formel  $P_{(T_M)} = \left(1 - (25 - T_M) * \frac{\Delta P}{100}\right) * \eta * G$  bei den Umgebungstemperaturen in einem Bereich von  $20^\circ \text{ C}$  bis  $100^\circ \text{ C}$  die Leistung pro Quadratmeter errechnet.

Ergebnisse sind in der Abbildung 38 sowie im A.2 Anhang zu sehen.

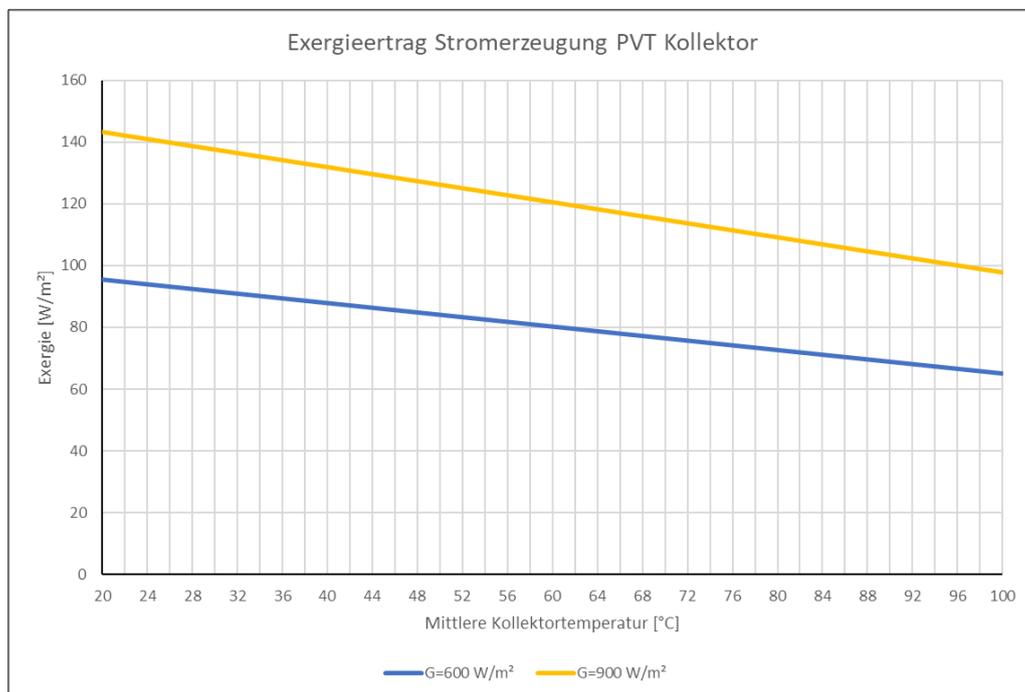


Abbildung 38: Exergieertrag Stromerzeugung PVT Kollektor (Eigene Darstellung)

Wie erwartet, sinkt die Leistung beziehungsweise der Exergieertrag pro Quadratmeter Kollektorfläche bei zunehmender mittlerer Kolleortemperatur und gleichbleibender Umgebungstemperatur kontinuierlich ab. Bei höherer Einstrahlung ist die Exergie höher und sinkt dafür etwas stärker als bei geringerer Einstrahlung.

Die somit errechnete Exergie von Wärme- und Stromerzeugung des PVT-Kollektors pro Quadratmeter Kollektorfläche wurden addiert und ergeben die in Abbildung 39 und Abbildung 40 ersichtliche Gesamtexergie bei den verschiedenen Einstrahlungen. Die genauen Werte sind dem Anhang A.3 zu entnehmen.

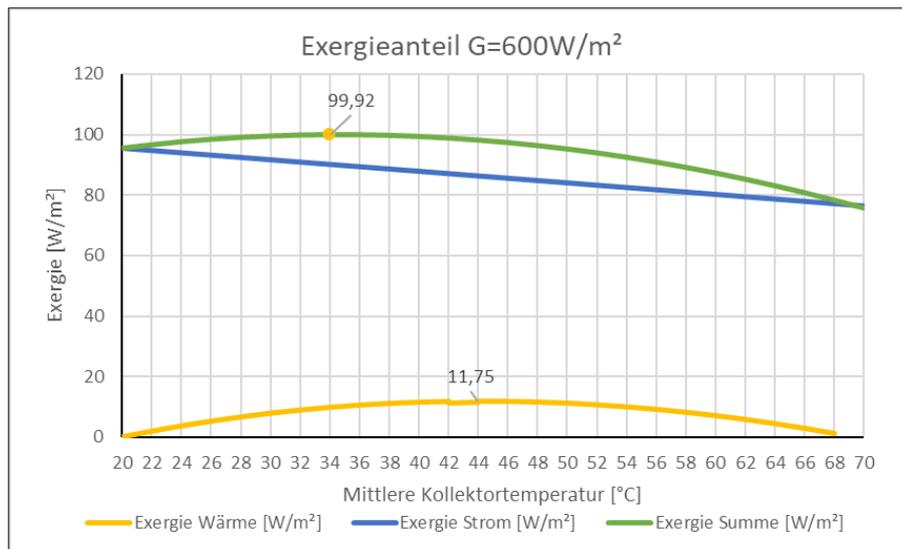


Abbildung 39: Exergiesumme PVT 600W/m² (Eigene Darstellung)

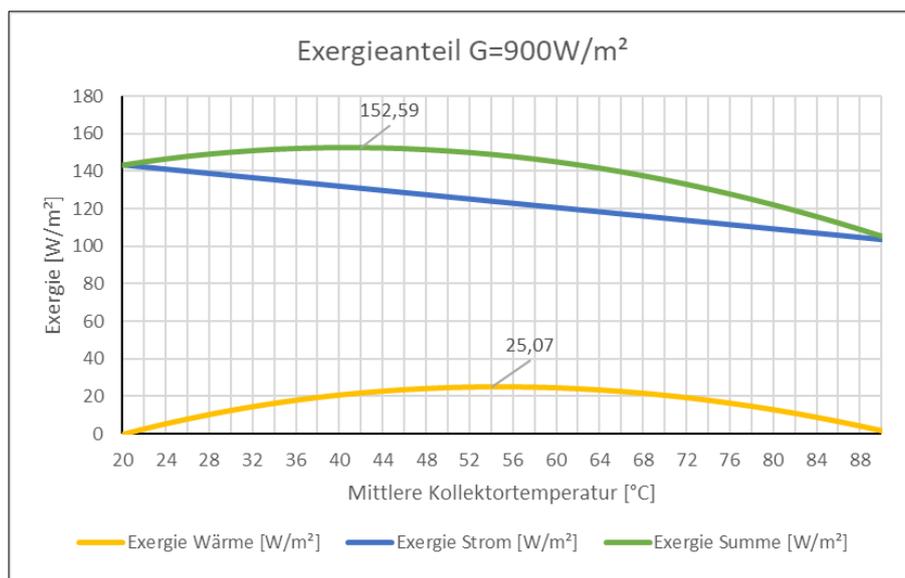


Abbildung 40: Exergiesumme PVT 900W/m² (Eigene Darstellung)

Die Summe der Exergie der Wärmeerzeugung und Stromerzeugung ist 99,92 W/m² bei 600 W/m² und 152,59 W/m² bei 900 W/m² Einstrahlung. Das exergetische Optimum von PVT (grüne Linie) liegt bei einer höheren mittleren Kollektortemperatur liegt als das Optimum bei reiner Stromerzeugung (blaue Linie). Es befindet sich jedoch bei einer niedrigeren Temperatur als bei reiner Wärmeerzeugung (gelbe Linie).

Diese gleichen Berechnungen wurden auch bei der kombinierten PV- und ST-Anlage mit den jeweiligen anderen Kollektordaten durchgeführt. Die Ergebnisse der Exergie Berechnung bei der Wärmeerzeugung des Solarthermiekollektors sind in den Abbildung 41 beziehungsweise im Anhang A.4 zu sehen.

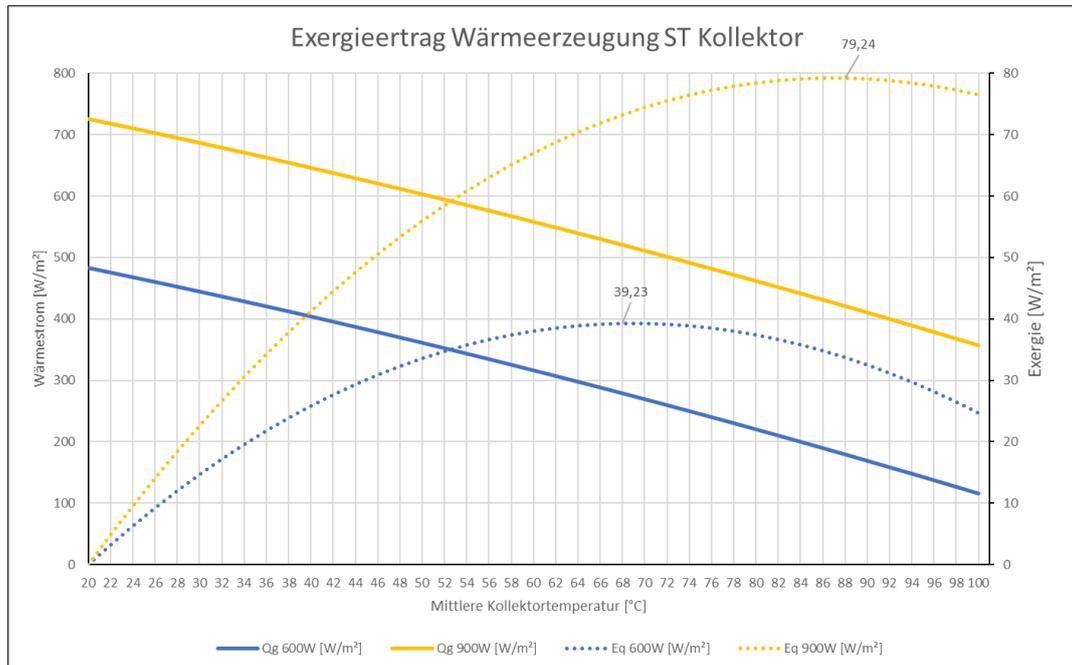


Abbildung 41: Exergieertrag Wärmeerzeugung ST Kollektor (Eigene Darstellung)

Auffallend ist, dass im Vergleich zum PVT-Kollektor sowohl Wärmestrom als auch Exergie viel höher sind und erst außerhalb des Bereiches gegen Null gehen. Dies ist jedoch auch, auf den besseren optischen Wirkungsgrad und die geringeren Wärmedurchgangskoeffizienten der Solarthermiekollektoren zurückzuführen. Zwangsweise ergibt sich daraus ein höheres exergetisches Optimum bei höherer mittlerer Kollektortemperatur. Der Verlauf von Wärmestrom und Exergie ist jedoch gleich wie bei den PVT-Kollektoren, der Wärmestrom sinkt linear bei zunehmender mittlerer Kollektortemperatur und die Exergie steigt bis ans Optimum und sinkt dann wieder.

Der Exergieertrag der Photovoltaikmodule ist in der Abbildung 42 und im Anhang A.5 ersichtlich.

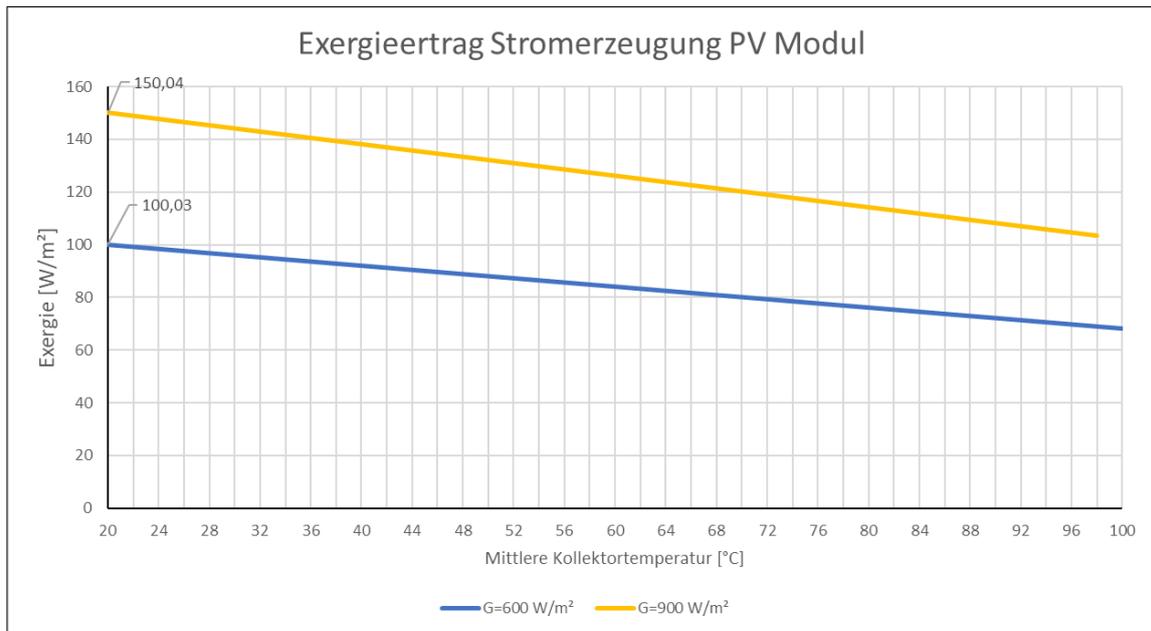


Abbildung 42: Exergieertrag Stromerzeugung PV Modul (Eigene Darstellung)

Im Vergleich zu dem PVT-Kollektor ist die Exergie aus der Stromerzeugung bei dem PV-Modul nur ein bisschen größer. Diese sinkt dann jedoch auch im gleichen Maße mit zunehmender mittlerer Kollektortemperatur.

Die Abbildung 43 und Abbildung 44 beziehungsweise der Anhang A.6 zeigen die Exergieanteile der Strom- und Wärmeerzeugung bei Solarthermiekollektoren und Photovoltaikmodule bei 600 W/m² und 900 W/m² Einstrahlung in einer Grafik.

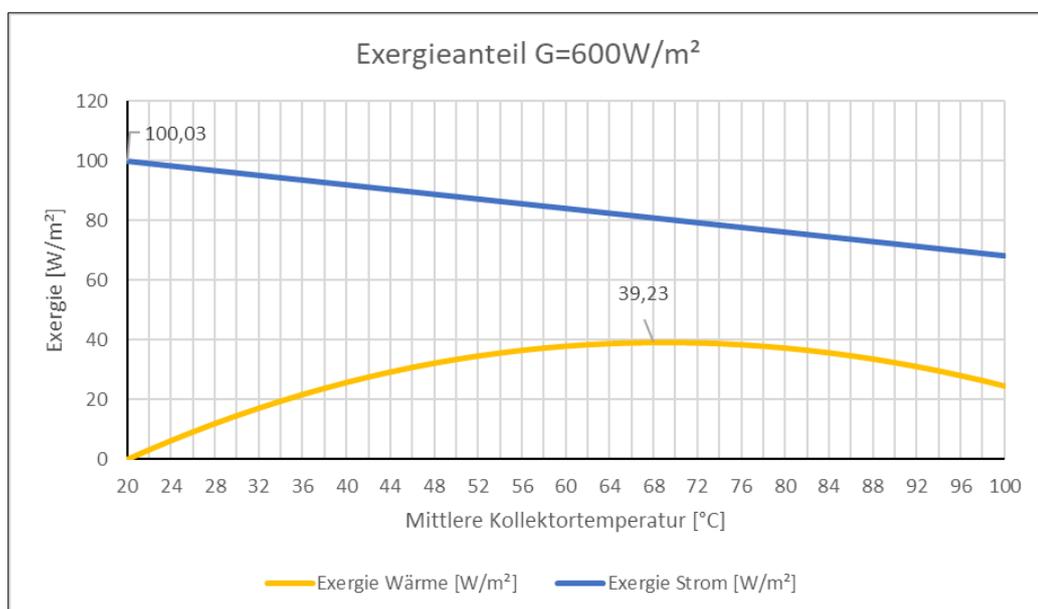


Abbildung 43: Exergiesumme PV+ST 600 W/m² (Eigene Darstellung)

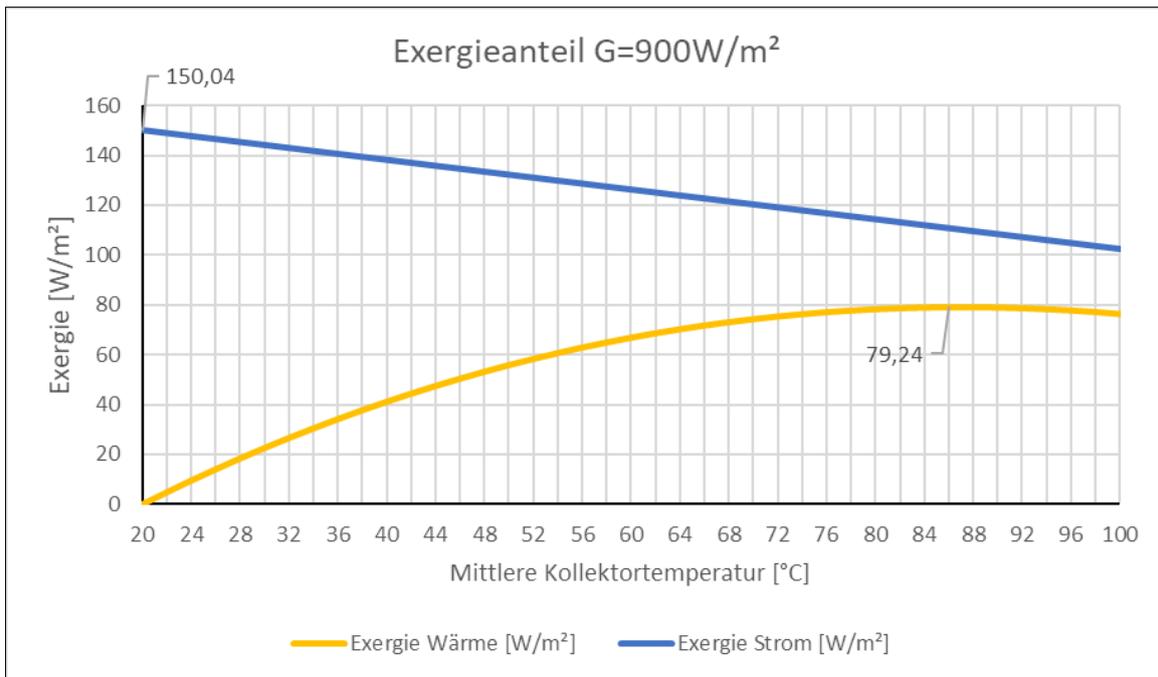


Abbildung 44: Exergiesumme PV+ST 900 W/m<sup>2</sup> (Eigene Darstellung)

In diesen Fällen darf nicht die Summe der Exergie aus Strom- und Wärmeerzeugung berechnet werden, da die Energieumwandlung nicht auf derselben Kollektorfläche stattfindet wie bei PVT-Kollektoren, sondern auf der doppelten Fläche.

Diese Berechnungen zeigen, dass auf einem Quadratmeter PVT-Kollektorfläche in Summe das exergetische Optimum ungefähr gleich hoch ist, wie das exergetische Optimum auf einem Quadratmeter PV-Modulfläche. Es ist aber höher, als das exergetische Optimum auf einem Quadratmeter ST-Kollektorfläche. Voraussetzung dafür ist, dass die mittlere Kollektortemperatur möglichst nahe ans Optimum geregelt werden kann.

Bei beispielsweise 600 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung liegt das exergetische Optimum bei dem PVT-Kollektor bei 99,92 W/m<sup>2</sup> (vgl. Abbildung 39). Dem gegenüber ist dieses bei dem PV-Modul bei 100,03 W/m<sup>2</sup> und bei dem ST-Kollektor bei 39,23 W/m<sup>2</sup>. Wird ein Quadratmeter mit PV neben einem Quadratmeter ST gelegt ergibt dies in Summe 139,26 W Exergie. Zwei Quadratmeter PVT bringen diese jedoch 199,84 W Exergie.

Soll demnach der Exergieertrag maximiert werden, weist dies daraufhin, dass bei einer gegebenen Fläche die Belegung mit PVT-Kollektoren optimaler wäre als die kombinierte Belegung mit PV-Modulen und ST-Kollektoren.

### Exergie auf Anlagengröße:

Um der Annahme nachzugehen, dass bei gleicher Fläche der Exergieertrag bei einer PVT-Anlage größer ist als bei einer kombinierten PV- und ST-Anlage soll im weiteren Verlauf der Exergieertrag auf Anlagengröße berechnet werden. Somit haben die Ergebnisse die gleiche Bezugsgröße. Dazu wurden die Exergieerträge pro Quadratmeter bei jeweils gegebener mittlerer Kollektortemperatur auf die gesamte Anlagengröße hochgerechnet. Die Exergie pro Quadratmeter der PVT-Kollektoren wurden auf 200 m<sup>2</sup> aufsummiert und die Exergieerträge der PV- & ST-Kollektoren auf jeweils 100 m<sup>2</sup>.

Diese Berechnungen wurden nur noch bei den Einstrahlungswerten von 600 W/m<sup>2</sup> und 900 W/m<sup>2</sup> durchgeführt, da diese als realistische Werte angesehen werden. Auch die Simulation von PolySun hat bei der vorher beschriebenen Simulation keine Einstrahlung von mehr als 967 W/m<sup>2</sup> simuliert.

Die Ergebnisse der Berechnungen bei 600 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung sind in der Abbildung 45 zu sehen.

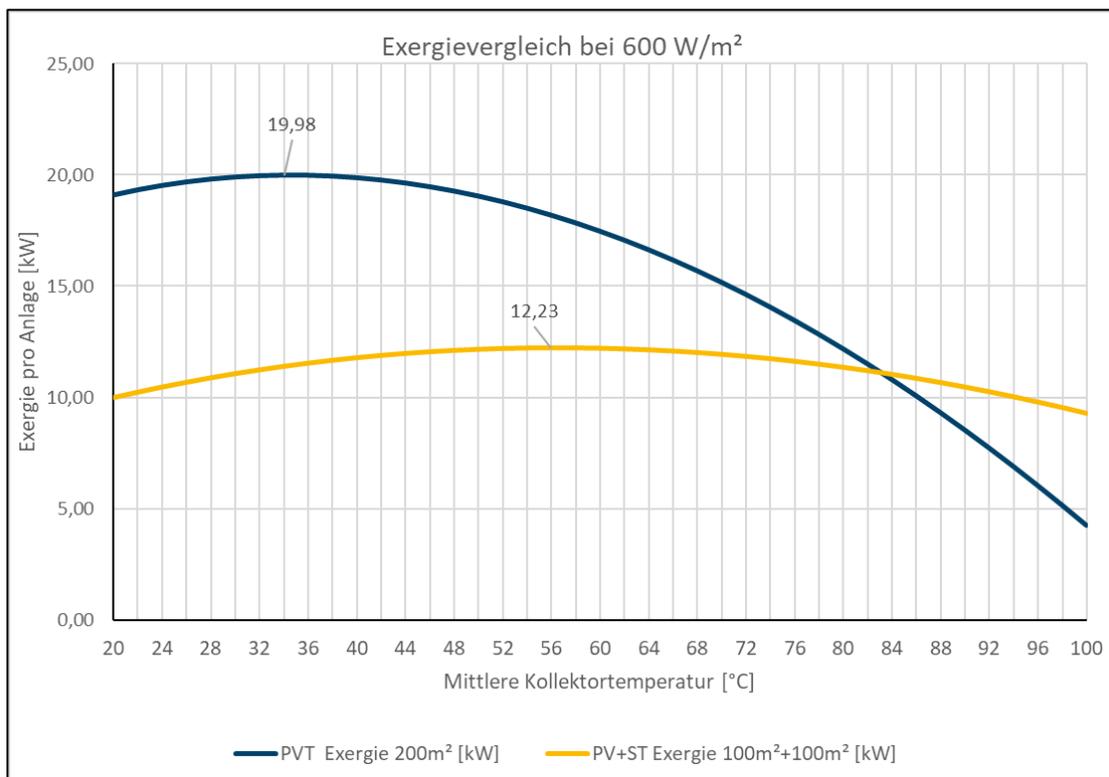


Abbildung 45: Vergleich Exergie PVT vs PV+ST 600 W/m<sup>2</sup> (Eigene Darstellung)

Es ist zu erkennen, dass der Exergieertrag bei der PVT-Anlage bis zu einer mittleren Kollektortemperatur von ungefähr 84° C höher ist als bei der kombinierten Anlage und

das exergetische Optimum fällt bei der PVT-Anlage mit 19,98 kW auf 34° C mittlere Kollektortemperatur und bei der PV+ST-Anlage mit 12,23 kW auf 56° C.

In der Abbildung 46 sind die Ergebnisse bei 900 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung zu sehen.

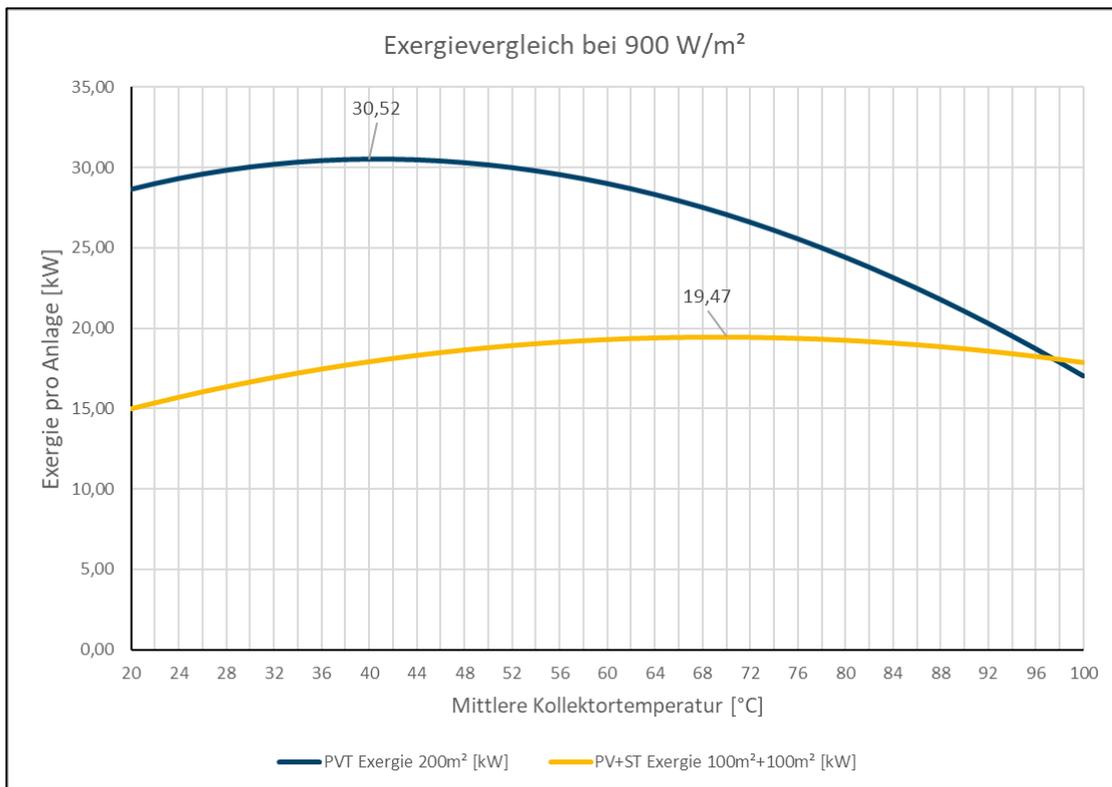


Abbildung 46: Vergleich Exergie PVT vs PV+ST G=900W/m<sup>2</sup> (Eigene Darstellung)

Hier ist ebenfalls zu erkennen, dass die Exergieerträge bei der PVT-Anlage höher sind als bei der PV+ST-Anlage, nämlich bis zu einer mittleren Kollektortemperatur von circa 96° C. Das exergetische Optimum liegt bei dieser Einstrahlung und der mittleren Kollektortemperatur von 40° C bei 30,53 kW bei der PVT-Anlage und mit einer mittleren Kollektortemperatur von 70° C bei 19,47 kW bei der PV+ST-Anlage.

## **4.13. Finanzierung & Wirtschaftlichkeitsberechnung**

In diesem Kapitel wird die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Installation einer Hybridanlage auf dem Dach des Tüwi-Gebäudes untersucht. Obwohl es im Programm PolySun die Möglichkeit gibt die Wirtschaftlichkeitsberechnung automatisch durchführen zu lassen, wurde entschieden diese selbst durchzuführen, da die Berechnung mittels Programms für eine genaue Beschreibung der Rechenwege zu intransparent ist. Angefangen wurde mit der Aufschlüsselung der Investitions- sowie laufenden Kosten unter Berücksichtigung der möglichen Förderungen und Einspeisetarife und danach wurde die Kostenberechnung über einen Zeitraum von 20 Jahren mittels Kapitalwertmethode durchgeführt.

### **4.13.1. Investitionskosten**

Die nötigen Investitionskosten einer Hybridanlage sind deutlich höher, da in einem Modul PV und ST kombiniert ist und setzen sich aus den Kosten einer Photovoltaik- und Solarthermieanlage zusammen.

Die Hybridmodule SolarOne von 3F Solar mit 690 € pro Stück kommen auf einen Quadratmeterpreis von 408 €, während die KPV 270 Wp Module mit circa 190 €/Modul auf 114 €/m<sup>2</sup> und die SKR 500 Kollektoren mit circa 600 €/m<sup>2</sup> auf 232 €/m<sup>2</sup> kommen (Preise Stand Januar 2019). Der höhere Preis von PVT-Kollektoren ist durch den komplexeren Aufbau und die erhöhten Sicherheitsanforderungen an das Modul bedingt.

Bei 153 PVT-Modulen ergeben sich daraus 105.570 €. Es wird jedoch angenommen, dass bei einer solch großen Menge ein Rabatt von 15% ermöglicht wird, womit die Modulkosten auf 89.734,5 € sinken. Zu diesen Kosten kommen noch die Kosten des Symo 24.0-3 M Wechselrichters von 3.693,15 € und die des Symo 10.0-3 M Wechselrichters von 1.859,9 € hinzu sowie die Montage- und Materialkosten, welche in etwa 20% beziehungsweise 10% der Gesamtkosten ausmachen. Somit ergibt sich die Gesamtinvestitionskosten von 123.874,81 €. In Tabelle 9 ist die Aufstellung der Kosten dargestellt.

**Tabelle 9: Aufstellung Anlagenkosten** (Eigene Darstellung)

Posten	Kosten [€]
Module	89.734,50
Symo 24.0-3 M Wechselrichter	3.693,15
Symo 10.0-3 M Wechselrichter	1.859,9
Sonstiges Material	19.057,51
Montage	9.528,75
Summe	123.874,81

#### **4.13.2. Laufende Kosten**

Hierunter fallen die Kosten, die jedes Jahr, unabhängig von der Energieerzeugung der Anlage, anfallen. Dazu gehören vor allem Kosten für Instandhaltung und Wartung, welche bei Solarthermieranlagen und somit auch bei Hybridanlagen anfallen. Reine Photovoltaikanlagen zeichnen sich hierbei als weniger wartungsintensiv aus. Die Berechnung begründet sich auf der Annahme, dass die laufenden Kosten bei PVT-Anlagen sich nicht grundsätzlich von denen einer Solarthermie-Anlage unterscheiden. Im weiteren Verlauf der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde daher mit jährlichen laufenden Kosten von 1,5% der Investitionskosten einer Solarthermie-Anlage vergleichbarer Größe gerechnet.

#### **4.13.3. Fördermöglichkeiten**

Österreichweit wird mittels der Ökostromförderung die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien gefördert. Diese Förderungen werden in Form der Ökostrompauschale und des Ökostromförderbeitrags von allen Endverbrauchern finanziert. Die zusätzlichen Kosten werden vom jeweiligen Netzbetreiber eingehoben und an die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG abgeführt. Neben dieser bundesweiten Förderung für erneuerbare Energie Anlagen gibt es auch in den einzelnen Bundesländern noch weitere Fördermöglichkeiten.

Die Stadt Wien bietet hier eine spezielle Förderung für Hybridanlagen in der Höhe von 600 €/kWp aber maximal 30% der Investitionskosten oder 60.000 € an. Zuständig hierfür ist die Magistratsabteilung 20 (Energieplanung). Fördergegenstand ist die Förderung von Hybridkollektoren in gewerblicher und privater Nutzung bei denen die Wärmeenergie zur Warmwasserproduktion, Heizungsunterstützung oder Prozesswärme genutzt wird. Dieses Fördersystem gilt nicht für thermische Solaranlagen und beim Antrag ist ein Konzept des Hybridkollektors beizulegen. Zusätzlich gibt es noch einige Voraussetzungen wie (Stadt Wien, 2017):

- Die Umsetzung des Projekts muss maximal zwölf Monate nach Fördergenehmigung erfolgen.
- Die Hybridanlage ist auf ein Gebäude und auf den Standort Wien beschränkt.
- Die verwendeten Kollektoren müssen der DIN EN 12975-1 und ÖNORM EN ISO 9806 entsprechen.
- Die elektrische Anlage muss alle zwei Jahre und die hydraulische Anlage jedes Jahr überprüft werden.

#### **4.13.4. Einspeisetarife**

Da kein elektrischer Speicher in dem vorhandenen System vorgesehen ist, kann überschüssig produzierter Strom nicht gespeichert werden. Dieser wird daher ins Stromnetz eingespeist, wofür der Stromerzeuger, in diesem Fall die Universität, vergütet wird. Aufgrund des relativ hohen Eigenverbrauchsanteil des Gebäudes von 96,67% wird nur 1.378 kWh ins Netz eingespeist. Die Höhe des Einspeisetarifs wird durch die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 – ÖSET VO 2018 geregelt und beträgt bei Anlagen zwischen 5 kW<sub>peak</sub> und 200 kW<sub>peak</sub> bei Antragstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2018 7,91 ct pro kWh. Obwohl nicht explizit geschrieben, gilt dieser Einspeisetarif auch für Hybridanlagen. Der Förderantrag muss in einem bestimmten vorher definierten Zeitraum des Jahres einlangen und wird nach Höhe des angegebenen Eigenversorgungsanteils gereiht. Je höher, desto weiter vorne die Reihung und bei gleichem Anteil entscheidet der Zeitpunkt der Antragstellung (ÖSET VO 2018).

#### **4.13.5. Kostenberechnung**

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung geht von den weiter oben berechneten *Investitionskosten* von 123.874,81 € und einer möglichen Förderung von 24.324 € aus. Damit ergeben sich Errichtungskosten von 99.546,8 €.

Es wurden bei der Berechnung keine Kapitalkosten für die Investition mit einberechnet. Mit diesen wird beschrieben, wie das Geld für die Investition aufgewendet wurde. Bei Aufnahme eines Kredits muss dieser jährlich durch Zinsen abgezahlt werden und fließt somit in die laufenden Kosten mit ein. Bei Eigenfinanzierung könnte das Geld stattdessen angelegt werden und Zinsen dadurch erwirtschaften. Diese Eigenkapitalzinsen wären ebenfalls in der Berechnung zu berücksichtigen.

Wie im Kapitel *Laufende Kosten* beschrieben, ergeben sich bei einem Preis von 250 €/m<sup>2</sup> für eine vergleichbare Solarthermie-Anlage, Investitionskosten von 64.750 € und somit anfängliche Betriebskosten von 971,25 € im Jahr. Diese wurden mit einem Zinssatz von 2% beaufschlagt und steigt dadurch jährlich etwas an.

Der *Elektrische Ertrag* in kWh im Jahr wird anfangs noch mit 41.354,9 kWh angegeben. Da in der langfristigen Berechnung eine Leistungsdegradation von 0,5% im Jahr angenommen wird, sinkt dieser im Laufe der Zeit.

Aufgrund der Ertragsberechnung durch PolySun und einem sehr hohen Verbrauch im Vergleich zu Größe der Anlage wird eine anfänglicher *Einspeiseanteil* von 3,33% angenommen. Da von einem sinkenden Ertrag und gleichbleibendem Verbrauch ausgegangen wird, sinkt der Einspeiseanteil und somit die *Netzeinspeisung* jährlich um 0,5%. Aus dem im Abschnitt *Einspeisetarif* beschriebenen Entgelten für die Einspeisung errechnet sich die jährliche Einspeisevergütung (welche ebenfalls sinkt) bis sie im Jahr 7 auf 0€ sinkt.

Konstant mit dem Sinken des Einspeiseanteils, steigt der Eigenverbrauchsanteil um 0,5% im Jahr bis er im Jahr 7 auf 100% steht. Der Strompreis setzt sich zusammen aus dem Energiepreis, dem Arbeitspreis, der Elektrizitätsabgabe und dem Ökostromförderbeitrag und beträgt 9,32 ct/kWh. Da angenommen wird, dass dieser ebenfalls jährlich um 1,5% ansteigt, bedeutet das 3.725,85 € Einsparung im ersten Jahr.

Der thermische Ertrag sinkt konstant mit dem elektrischen Ertrag um 0,5% im Jahr.

Zur Berechnung der Kosteneinsparung durch die Nutzung der Solarthermie werden die Kosten der Fernwärme von 0,095 €/kWh herangezogen und mit dem jährlichen thermischen Ertrag multipliziert. Die Fernwärmekosten wurde auch mit einer Steigerung von 1,5 % im Jahr angenommen und daraus ergeben sich reduzierte Einsparungen beim Wärmebedarf von 1.136,11 € im ersten Jahr.

Mit den folgenden Formel 12 und Formel 13 wurden der jährliche Barwert beziehungsweise der jährliche Kapitalwert berechnet. N beschreibt das Jahr und i den Zinssatz von 2 % der benutzt wurde.

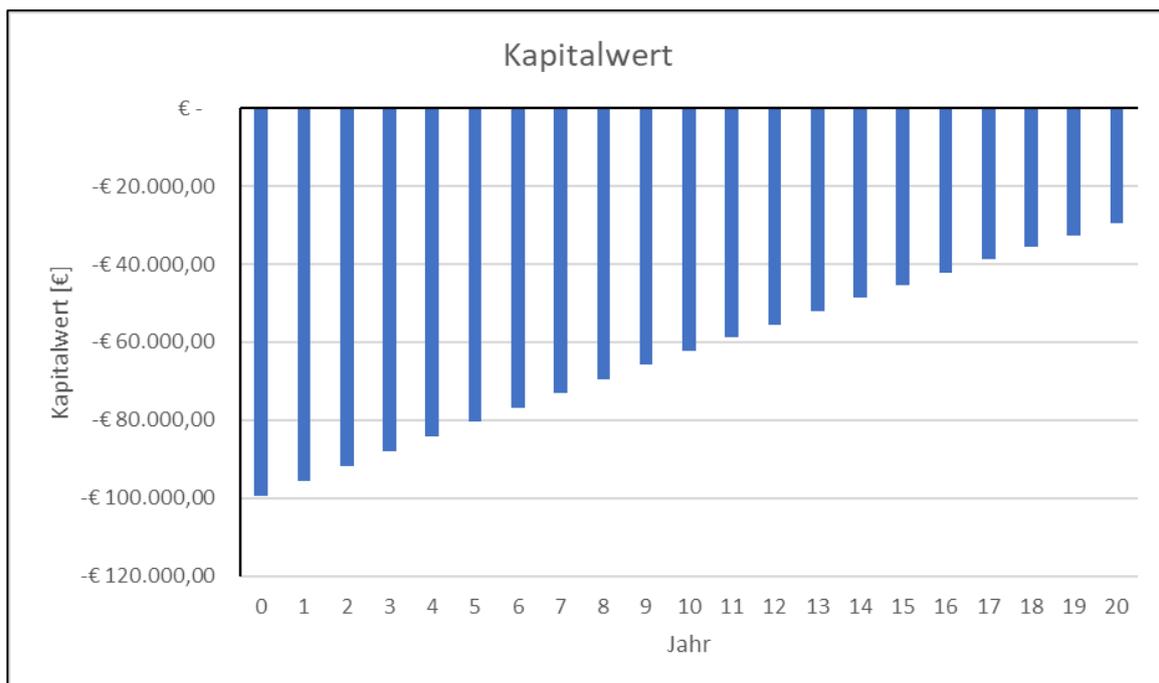
**Formel 12: Barwert**

$$Barwerte(i, N) = \frac{Cashflow}{(1 + i)^N}$$

**Formel 13: Kapitalwert**

$$Kapitalwert(N) = Kapitalwert(N - 1) + Barwert(N)$$

In der Abbildung 47 sowie in der Tabelle 10 sind die jährlichen Barwerte und Kapitalwerte ersichtlich. Es ist ersichtlich, dass ein jährlicher Barwert von bis zu 3.900€ erwirtschaftet wird. Dieser kommt Großteils von der hohen jährlichen Einsparung beim Strombezug. Die hohen Investitionskosten können aber sogar nach 20 Jahren Laufzeit die Anlage wegen der hohen Investitionskosten nicht wirtschaftlich machen. Dies ist vor allem den hohen Modulkosten der PVT-Module zu verschulden.



**Abbildung 47: Kapitalwertberechnung** (Eigene Darstellung)

**Tabelle 10: Jährliche Wirtschaftlichkeitsberechnung (Eigene Darstellung)**

Jahr	Investition	Laufende Kosten (Wartung)	Ertrag elektr. [kWh/Jahr]	Einspeisung [%]	Einspeisung [kWh/Jahr]	Einspeise Vergütung [€/kWh]	Eigenverbrauch [%]	Eigenverbrauch [kWh/Jahr]	Strompreis Bezug [€/kWh]	Einsparung Strombezug	Ertrag thermisch [kWh/Jahr]	Brennstoffpreis [€/kWh]	Einsparung Wärmebedarf	Barwert	Kapitalwert
0	-€ 99.546,81	€ -	-											-€ 99.546,81	-€ 99.546,81
1	€ -	-€ 971,25	41354,90	3,33%	1378,00	€ 109,00	96,67%	39977,00	€ 0,093	€ 3.725,86	11959,00	0,0950	€ 1.136,11	€ 3.921,29	-€ 95.625,52
2	€ -	-€ 990,68	41148,13	2,83%	1165,37	€ 92,18	97,17%	39982,86	€ 0,095	€ 3.782,30	11899,21	0,0964	€ 1.147,38	€ 3.874,65	-€ 91.750,88
3	€ -	-€ 1.010,49	40942,38	2,33%	954,83	€ 75,53	97,67%	39987,65	€ 0,096	€ 3.839,49	11839,71	0,0979	€ 1.158,77	€ 3.828,94	-€ 87.921,94
4	€ -	-€ 1.030,70	40737,67	1,83%	746,37	€ 59,04	98,17%	39991,40	€ 0,097	€ 3.897,45	11780,51	0,0993	€ 1.170,27	€ 3.784,13	-€ 84.137,81
5	€ -	-€ 1.051,31	40533,98	1,33%	539,97	€ 42,71	98,67%	39994,12	€ 0,099	€ 3.956,18	11721,61	0,1008	€ 1.181,88	€ 3.740,18	-€ 80.397,63
6	€ -	-€ 1.072,34	40331,31	0,83%	335,61	€ 26,55	99,17%	39995,80	€ 0,100	€ 4.015,69	11663,00	0,1023	€ 1.193,61	€ 3.697,08	-€ 76.700,54
7	€ -	-€ 1.093,79	40129,66	0,00%	0,00	€ -	100,00%	40129,66	€ 0,102	€ 4.089,57	11604,68	0,1039	€ 1.205,46	€ 3.657,44	-€ 73.043,11
8	€ -	-€ 1.115,66	39929,01	0,00%	0,00	€ -	100,00%	39929,01	€ 0,103	€ 4.130,16	11546,66	0,1054	€ 1.217,43	€ 3.611,91	-€ 69.431,20
9	€ -	-€ 1.137,97	39729,36	0,00%	0,00	€ -	100,00%	39729,36	€ 0,105	€ 4.171,15	11488,93	0,1070	€ 1.229,51	€ 3.566,82	-€ 65.864,38
10	€ -	-€ 1.160,73	39530,72	0,00%	0,00	€ -	100,00%	39530,72	€ 0,107	€ 4.212,55	11431,48	0,1086	€ 1.241,71	€ 3.522,19	-€ 62.342,19
11	€ -	-€ 1.183,95	39333,06	0,00%	0,00	€ -	100,00%	39333,06	€ 0,108	€ 4.254,36	11374,33	0,1103	€ 1.254,04	€ 3.477,99	-€ 58.864,20
12	€ -	-€ 1.207,63	39136,40	0,00%	0,00	€ -	100,00%	39136,40	€ 0,110	€ 4.296,58	11317,45	0,1119	€ 1.266,48	€ 3.434,23	-€ 55.429,97
13	€ -	-€ 1.231,78	38940,72	0,00%	0,00	€ -	100,00%	38940,72	€ 0,111	€ 4.339,23	11260,87	0,1136	€ 1.279,05	€ 3.390,91	-€ 52.039,06
14	€ -	-€ 1.256,42	38746,01	0,00%	0,00	€ -	100,00%	38746,01	€ 0,113	€ 4.382,29	11204,56	0,1153	€ 1.291,75	€ 3.348,01	-€ 48.691,05
15	€ -	-€ 1.281,54	38552,28	0,00%	0,00	€ -	100,00%	38552,28	€ 0,115	€ 4.425,79	11148,54	0,1170	€ 1.304,57	€ 3.305,53	-€ 45.385,52
16	€ -	-€ 1.307,17	38359,52	0,00%	0,00	€ -	100,00%	38359,52	€ 0,117	€ 4.469,71	11092,80	0,1188	€ 1.317,51	€ 3.263,48	-€ 42.122,04
17	€ -	-€ 1.333,32	38167,72	0,00%	0,00	€ -	100,00%	38167,72	€ 0,118	€ 4.514,08	11037,33	0,1206	€ 1.330,59	€ 3.221,84	-€ 38.900,21
18	€ -	-€ 1.359,98	37976,89	0,00%	0,00	€ -	100,00%	37976,89	€ 0,120	€ 4.558,88	10982,15	0,1224	€ 1.343,80	€ 3.180,61	-€ 35.719,60
19	€ -	-€ 1.387,18	37787,00	0,00%	0,00	€ -	100,00%	37787,00	€ 0,122	€ 4.604,12	10927,24	0,1242	€ 1.357,13	€ 3.139,79	-€ 32.579,82
20	€ -	-€ 1.414,93	37598,07	0,00%	0,00	€ -	100,00%	37598,07	€ 0,124	€ 4.649,82	10872,60	0,1261	€ 1.370,60	€ 3.099,37	-€ 29.480,45

## 5. Diskussion, Schlussfolgerung und Ausblick

In diesem Kapitel werden die durch Simulationen und Berechnungen gewonnenen Ergebnisse zusammengefasst und diskutiert. Dann werden Schlussfolgerungen aus diesen abgeleitet und ein Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen gemacht.

### 5.1. Diskussion

Bei dem durchgeführten Vergleich von Hybridkollektoren mit Photovoltaikmodulen und Solarthermiekollektoren zeigen sich, je nachdem welche Betrachtungsweise herangezogen wird, hinsichtlich Effizienz und Einsetzbarkeit einige Unterschiede.

#### Variantenvergleich:

Tabelle 11: Ergebnisse Variantenvergleich

	PVT	PV+ST
Stromertrag	41.354,9 kWh	45.804 kWh
Wärmeertrag	11.959 kWh	24.617 kWh

Ausgehend von dem beschriebenen Vergleich der Bestandsanlagen am Tüwi-Gebäude mit einer geplanten PVT-Anlage (Tabelle 11) zeigt sich, dass der Strom- sowie Wärmeertrag bei den Bestandsanlagen höher sind. Bei der PVT-Anlage ist der Stromertrag 41.354,89 kWh im Vergleich zu 45.804 kWh bei der PV-Anlage. Dieses Verhältnis ist jedoch proportional zur Bruttogesamtfläche. Es wurden 153 PVT-Module mit insgesamt 259 m<sup>2</sup> den 166 PV-Modulen mit 280 m<sup>2</sup> gegenübergestellt. Obwohl die Neigungs- und Ausrichtungswinkel unterschiedlich sind, entsteht in etwa der gleiche Ertrag pro m<sup>2</sup>.

Der Wärmeertrag hingegen ist bei der PVT-Anlage um die Hälfte geringer (11.959 kWh) als bei der reinen Solarthermieanlage (24.617 kWh) und das obwohl die Bestandsanlage nur aus 24 Kollektoren mit insgesamt 61m<sup>2</sup> Bruttogesamtfläche besteht.

Dieser erste Vergleich lässt darauf schließen, dass die Aufstellung von Solarthermiekollektoren mit 50° Neigungswinkel besser für den Wärmeertrag sind, als die Aufstellung von Hybridkollektoren mit 15° Neigungswinkel. Dazu kommt natürlich

noch der andere Aufbau von Hybridkollektoren, durch welchen ein Teil der auftretenden Strahlung nicht zur Wärmeerzeugung genutzt wird, sondern zur Stromerzeugung.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der PVT-Anlage zeigt, dass diese nicht wirtschaftlich betrieben werden kann, um in einem realistischen Zeitrahmen gewinnbringend zu sein. Grund dafür sind die hohen Modulkosten. Die erzeugten Einsparungen können die hohen Investitionskosten nicht kompensieren. Erst bei Halbierung der Kosten der PVT nähert man sich der Wirtschaftlichkeitsgrenze.

### Flächenvergleich:

**Tabelle 12: Ergebnisse Flächenvergleich**

	PVT (200 m <sup>2</sup> )	PV (100 m <sup>2</sup> ) + ST (100 m <sup>2</sup> )
Stromertrag Flächenvergleich	33.737,6 kWh	19.508 kWh
Wärmeertrag Flächenvergleich	13.138 kWh	25.842 kWh

Der Vergleich auf die Fläche bezogen, sprich 200 m<sup>2</sup> Hybridkollektoren gegen 100 m<sup>2</sup> Photovoltaik und 100 m<sup>2</sup> Solarthermie, zeigt bei der Stromerzeugung keine Verdoppelung des Ertrages, trotz doppelter Fläche (Tabelle 12). Der Stromertrag ist bei 200 m<sup>2</sup> PVT-Fläche 33.737,6 kWh und bei 100 m<sup>2</sup> PV-Fläche 19.508 kWh. Ein möglicher Grund hierfür könnte die Stagnation des Wärmeträgers in den Modulen durch die geringere Abfuhr der Wärme im Sommer sein. Dies verursacht eine Erwärmung der Module.

Bei der Wärmeerzeugung produziert die PVT-Anlage 13.138 kWh und die ST-Anlage 25.842 kWh. Die Hybridanlage erzeugt demnach nur 51% des Wärmeertrages einer halb so großen Solarthermieanlage. Grund dafür ist, dass die eintreffende Strahlung nicht gänzlich zur Wärmeerzeugung genutzt werden kann, da ein Teil durch die PV-Zellen aufgenommen wird. Da bei diesem Flächenvergleich die gleiche Aufstellung der PVT- und ST-Kollektoren gewählt wurde, ist demnach nicht nur die unterschiedliche Aufstellung an dem geringeren solarthermischen Ertrag Schuld,

## Exergievergleich:

Tabelle 13: Ergebnisse Exergievergleich

	PVT	PV + ST
Exergie Summe [kWh]	34.533,02	21.621,89
Exergie/m <sup>2</sup> bei 600 W/m <sup>2</sup> [W/m <sup>2</sup> ]	99,92	PV 100,03/ ST 39,23
Exergetisches Optimum bei 600 W/m <sup>2</sup>	19,98 kW/ 34° C	12,23 kW/ 56° C

Beim dritten durchgeführten Vergleich wurde der exergetische Ertrag behandelt (Tabelle 13). Es ist erkennbar, dass die höhere Exergie Summe bei 200 m<sup>2</sup> PVT mit 34.533,02 kWh liegt, gegenüber 21.621,89 kWh bei 100 m<sup>2</sup> PV und 100 m<sup>2</sup> ST. Zusätzlich zeigt die Tabelle den höheren beziehungsweise ähnlichen spezifischen Exergieertrag bei PVT auf einem Quadratmeter von 99,92 W/m<sup>2</sup>. Auf einem Quadratmeter PVT wird demnach annähernd die gleiche Exergie erzeugt wie auf einem Quadratmeter PV und viel mehr als auf einem Quadratmeter ST. Die Berechnung des exergetischen Optimums ergibt das höhere Optimum bei 600 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung durch PVT mit 19,98 kW zu den 12,23 kW bei PV und ST auf gleicher Fläche. Das exergetische Optimum wird bei PVT bei einer geringeren mittleren Kollektortemperatur erreicht als bei PV und ST. Dies ist von Bedeutung, da das entnommene Temperaturniveau einer Solaranlage ausschlaggebend für mögliche Anwendungen ist. Viele Verfahren benötigen eine bestimmte Mindesttemperatur wie zum Beispiel 60° C bei zentraler Warmwasseraufbereitung (ÖNORM B 5019).

Die Betrachtung der Exergie zeigt, dass die PVT-Kollektoren mehr Exergie auf gleicher Fläche erzeugen als die verglichenen PV- und ST-Kollektoren. Dies ist auf die physikalische Tatsache zurückzuführen, dass sich bei der Photovoltaik das Modul durch die Einstrahlung erhitzt, diese Wärme aber nicht genutzt werden kann. Äquivalent dazu wird die eintreffende Strahlung bei der Solarthermie nur für die Wärmeerzeugung genutzt.

Aus praktischer Sicht ist die Ermittlung der Exergie hilfreich für die Regelung der optimalen Betriebstemperatur der Anlage, sodass sich diese immer nahe dem exergetischen Optimum befindet.

## 5.2. Schlussfolgerung und Ausblick

Bezugnehmend auf den in der Forschungsfrage beschriebenen Vergleich der Bestandsanlagen am Tüwi-Gebäude mit einer PVT-Anlage, führt der Variantenvergleich (Tabelle 11) zum Schluss, dass in diesem Fall eine PVT-Anlage nicht sinnvoll wäre. Strom- sowie Wärmeerträge sind bei den Bestandsanlagen höher und die PVT-Technologie ist mit viel zu hohen Investitionskosten behaftet.

Aus der Tabelle 12 kann geschlossen werden, dass die PVT-Anlage auf den Quadratmeter bezogen rund 86% der elektrischen Leistung einer reinen PV-Anlage erzeugt. Im Vergleich dazu, errechnet die im Kapitel 2.4.2 erwähnte Simulation von Kalogirou et al. aus dem Jahr 2006 nur 62% der elektrischen Leistung bei PVT-Modulen zu PV-Modulen. Diese Steigerung lässt sich vermutlich durch technologische Entwicklungen im Bereich der PVT in den letzten 13 Jahren erklären.

Der in Tabelle 13 sichtbare flächenbezogene exergetische Vergleich zeigt, dass der optimale Betriebsbereich von PVT-Kollektoren im niedrigen Temperaturbereich von 30–40° C liegt. Im Vergleich dazu liegt bei ST-Kollektoren das exergetische Optimum im Bereich von 50-65° C. Das geringe Temperaturniveau der entnommenen Wärme im exergetischen Optimum ist jedoch für viele Anwendungen nicht nutzbar. Es zeigt sich aber bei der Betrachtung der Abbildung 45, dass die PVT-Kollektoren auch bis zu einer Temperatur von circa 82° C noch mehr Exergie liefern als 50:50 PV und ST zusammen. Eine Abweichung vom exergetischen Optimum und gleichzeitiger Verlust an Exergie kann daher sinnvoll sein, wenn so ein höheres und vielseitig nutzbares Temperaturniveau erreicht wird.

Als sinnvolle Anwendungsgebiete für PVT bieten sich vor allem Fälle an, in denen die Wärme besonders im Sommer auch entsprechend abgeführt werden kann, wie beispielsweise durch Schwimmbäder oder durch die Kombination mit Wärmepumpen. Weitere Möglichkeiten der Nutzung bei niedrigerem Temperaturniveau sind zum Beispiel die Dachintegration oder die Verwendung der Kollektoren als Fassadendämmung. Dies würde die Erwärmung von PV-Modulen bei herkömmlicher Gebäudeintegration, auf Grund mangelnder Hinterlüftung, reduzieren.

In Bezug auf zukünftige Entwicklungen im Bereich der PVT-Technologie lässt sich sagen, dass es aus wirtschaftlicher Sicht zu einer deutlichen Reduktion der Herstellungskosten kommen müsste. Ausgehend von den in dieser Arbeit

durchgeführten Vergleichen kommt die Frage auf, ob es ein optimales Verhältnis von PV-, ST- und PVT-Fläche gibt. Dazu wäre es interessant ein Modell zu entwickeln, welches bei gegebener Gesamtfläche, benötigtem Strom- und Wärmebedarf ein optimales technisches und wirtschaftliches Verhältnis der drei Technologien berechnet.

## 6. Literaturverzeichnis

- Adam, M., Wirth, H. P., Radosavljevic, R. (2014). *Verbundprojekt: Standardisierung und Normung von multifunktionalen PVT Solarkollektoren*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- AIT Austrian Institut of Technology (2013). *Photovoltaik Spezialwissen für Planer und Techniker*
- AIT Austrian Institute of Technology (2015). *SolarOne Prüfbericht vom 14. Januar 2016 – Messung der Wärmeleistung von Solarkollektoren*
- Andruleit, H., Meßner, J., Pein, M., Rebscher, D., Schauer, M., Schmidt, S., von Georne, G. (2018). *Status, Daten und Entwicklung der globalen Energieversorgung*. Zeitschrift für Energiewirtschaft, September 2018, Volume 42, Issue 3, pp 179-191
- Anthony, F., Heidler, K., Hindenburg, C., Kasper, B.-R., Quaschnig, V., Spitzmüller, P., Weyres-Borchert, B. (2012). *Leitfaden Solarthermische Anlagen - 9. Auflage*. DGS Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. Berlin
- Arsenal Research (n.d.). Minderungsfaktoren durch Ausrichtung. Retrieved from <https://www.konsument.at/bauen-energie/solarstrom?pn=3>
- Auer, N. (2012). Kennlinie und Maximum Power Point. Retrieved from <https://photovoltaiksolarstrom.com/photovoltaiklexikon/maximum-power-point-mpp-tracking/>
- Baumschlager Hutter ZT GmbH. (2015). Baubeschreibung Neubau des Universitätsgebäude „TÜWI“
- Baumschlager Hutter ZT GmbH. (2015). Einreichplan Neubau Universitätsgebäude „TÜWI“
- Baumschlager Hutter ZT GmbH. (2016). Polierplan Gesamtschema Heizung und Kälte
- Becker, H., Vassen, W., Hermann, W. (1997). *Reduced Output of Solar Generators due to Pollution*. Proc. 14th EU PV Conference, Barcelona
- Beyer, H.G., Betcke, J., Drews, A., Heinemann, D., Lorenz, E., Heilscher, G., Bofinger, S. (2004). *Identification of a General Model for the MPP Performance of PV Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems*. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference & Exhibition Pairs
- Biermayr, P., Disauer, C., Eberl, M., Enigl, M., Fechner, H., Leonhartsberger, K., ...

- Wonisch, P. (2017). *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2016*.
- BIG. (2018) Projektfolder Universität für Bodenkultur TüWI. Retrieved from <https://www.big.at/projekte/tuewi-wien/>
- BINE Informationsdienst (2001). Solare Heizungsunterstützung mit Kombianlagen, *projektinfo 5/01*, 2001 Fachinformationszentrum Karlsruhe
- da Silva, R. M., Fernandes, J. L. M. (2010). *Hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) solar systems simulation with Simulink/Matlab*. Sol Energy 2010;84(12):1985–96.
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (2005). *Leitfaden Photovoltaische Anlagen*, Landesverband Berlin Brandenburg e.V.; DGS Berlin
- International Organisation for Standardisation (2018). *DIN EN ISO 9806:2018-04*. Beuth Verlag
- ETG 1992. Bundesgesetz über Sicherheitsmaßnahmen, Normalisierung und Typisierung auf dem Gebiet der Elektrotechnik (Elektrotechnikgesetz 1992 – ETG 1992). Fassung vom 15.06.18
- Ebster, C. und Stalzer, L., (2008): *Wissenschaftlichen Arbeiten für Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler*. 3., überarb. Aufl. Wien: facultas.wuv Universitätsverlag.
- Fraunhofer Institute for Solar Systems. (2014). *New world record for solar cell efficiency at 46% – French-German cooperation confirms competitive advantage of European photovoltaic industry*. Retrieved March 14, 2018, from [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/pressreleases/2014/2614\\_ISE\\_PI\\_e\\_World\\_record\\_46\\_percent.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/pressreleases/2014/2614_ISE_PI_e_World_record_46_percent.pdf)
- Friedrichs, J. (1990): *Methoden empirischer Sozialforschung*. Wiesbaden: Springer-Verlag.
- Herrando, M., Marides, C. N., (2018). *Hybrid PV and solar-thermal systems for domestic heat and power provision in the UK: Techno-economic considerations*. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.025>
- Hilling, F., de Lange, N. (2010). *Webgestützte interaktive Solarkataster*. Standort, Dezember 2010, Volume 34, Issue 4, pp 104-109
- Hsia, Hower J. (1988): *Mass Communications Research Methods: A Step-by-Step Approach*. London: Erlbaum Associates.
- Huld, T., & Pinedo-Pascua, I. (2017a). *Globalstrahlung in Europa auf optimal geneigten Flächen*. European Commission - Joint Research Centre Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit. Retrieved from

- [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_pdfs/PVGIS\\_EU\\_2012\\_solar\\_A1.pdf](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_pdfs/PVGIS_EU_2012_solar_A1.pdf)
- ITWissen.info (2013) *Bypass-diode*. Retrieved from <https://www.itwissen.info/Bypass-Diode-bypass-diode.html>
- Kalogirou, S.A., Tripanagnostopoulos, Y. (2006) *Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production*. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.01.012>
- Kornmeier, M. (2007): *Wissenschaftstheorie und wissenschaftliches Arbeiten – Eine Einführung für Wirtschaftswissenschaftler*. Heidelberg: Physica-Verlag.
- Kumar, A., Kumar, K., Kaushik, N., Sharma, S., Mishra, S. (2010). *Renewable energy in India: Current status and future potentials*. Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 14, Issue 8, October 2010, pp 2434-2442
- Mertens, K. (2015). *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG.
- Mühlbradt, F.W. (2003). *Wirtschaftslexikon: Daten, Fakten und Zusammenhänge, 7., aktualisierte Aufl., 1. Nachdr. edn*, Cornelsen Scriptor, Berlin.
- ÖSET-VO 2018 Ökostrom-Eispeisetarifverordnung 2018 (2017). Retrieved from [https://www.e-control.at/documents/20903/388512/BGBLA\\_2017\\_II\\_408.pdf/077e79d8-a345-858b-5e78-96905bff9b95](https://www.e-control.at/documents/20903/388512/BGBLA_2017_II_408.pdf/077e79d8-a345-858b-5e78-96905bff9b95)
- OVE-Richtlinie R 11-1 (Anforderungen zum Schutz von Einsatzkräften)
- ÖVE/ÖNORM 8001-1. (2002) Retrieved from <https://kfe.at/technische-informationen/verbindliche-bestimmungen/235-%C3%B6ve-%C3%B6norm-e8001-1/file.html>
- ÖNORM B 5019: 2017 02 15 (2017) Retrieved from [https://shop.austrian-standards.at/action/de/public/details/594838/OENORM\\_B\\_5019\\_2017\\_02\\_15](https://shop.austrian-standards.at/action/de/public/details/594838/OENORM_B_5019_2017_02_15)
- Perlin, J. (1999). *From Space to Earth: the story of solar electricity*. Michigan: aatec publications
- Pröll, T., & Al Afif, R. (2017). *VO Energy Engineering Unit 13: Photovoltaics (PV)*. Wien.
- Reich, G., & Reppich, M. (2013) *Regenerative Energietechnik – Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung*. Springer Vieweg
- Rogelj, J., Luderer, G., Pietzcker, R. C., Kriegler, E., Schaeffer, M., Krey, V., Riahi, K., (2016). *Energy system transformations for limiting end-of-century warming to*

- below 1.5 °C*. Nature Climate Change Volume 5, pages 519–527 (2015)
- Schabbach, T., & Leibbrandt P. (2014) *Solarthermie – Wie Sonne zu Wärme wird*. Springer-Verlag
- Schlomann, B., Steinbach, J., Kleeberger, H., Geiger, B., Pich, A., Gruber, E., Mai, M., Gerspacher, A., Schiller, W. (2013): *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- SolarEdge. (2018). <https://www.solaredge.com/de/products/power-optimizer#/>. Retrieved May 4th, 2018, from <https://www.solaredge.com/de/products/power-optimizer#/>
- Spektrum (n.d.) <https://www.spektrum.de/lexikon/geographie/absorptionsbanden/66>. Retrieved May 4<sup>th</sup>, 2018 from <https://www.spektrum.de/lexikon/geographie/absorptionsbanden/66>
- Stadt Wien Magistratsabteilung 20 Energieplanung (2017) *Förderbedingungen für Hybridkollektoren (PVT) in Wien*, Retrieved from: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/pdf/foerderbedingungen-hybridkollektoren.pdf>
- Stieglitz, R. & Heinzel V. (2012) *Thermische Solarenergie. Grundlagen, Technologie, Anwendungen*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg
- Tripanagnostopoulos, Y. (2007) *Aspects and improvement of hybrid photovoltaic/thermal solar energy systems* <https://doi.org/10.1016/j.solener.2007.04.002>
- Tushar, M. S., Dhoble, A.S. (2017). *A review on recent advancements in photovoltaic thermal techniques*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.075>
- TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH (2010). *Bauartzertifizierung von PV-Modulen entsprechend IEC 61215:2005, IEC 61646:2008*
- TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH (2010). *Bauartzertifizierung von PV-Modulen entsprechend IEC 61730:2005, IEC 61730:2007*
- Velasolaris.com (2018) PolySun Logo. Retrieved from <http://www.velasolaris.com/>
- Vokas, G., Christiandonis, N., Skittides, F. (2006). *Hybrid photovoltaic-thermal systems for domestic heating and cooling – A theoretical approach*. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.03.011>
- Wagner, A. (2015): *Photovoltaik Engineering - Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*. Journal of Chemical Information and Modeling.

<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

- Wang, Y., & Hsu, P. (2011). *An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells*. *Energy*, 36(5), 3069–3078. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.02.052>,
- Wesselak, V., & Schabbach T. (2009). *Regenerative Energietechnik*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg
- Wesselak, V., & Voswinckel, S. (2016). *Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird*. (Springer-Verlag GmbH Berlin Heidelberg, Ed.) (2.).
- Wytrzens, H. K.; Schauppenlehner-Kloyber E.; Sieghardt M.; Gratzner G. (2014): *Wissenschaftliches Arbeiten: Eine Einführung*. 4. Auflage, Wien: Universitätsverlag Wien Austria.
- Zondag, H.A., de Vries, D.W., van Helden, W.G.J., van Zolingen R.J.C., van Steenhoven, A.A. (2003). *The yield of different combined PV-thermal collector designs*. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(03\)00121-X](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(03)00121-X)

# A. Anhang

## A.1. Exergie Wärme PVT Kollektor

Tm [°K]	G = 600 W/m <sup>2</sup>			G = 900 W/m <sup>2</sup>		
	η	Qg [W/m <sup>2</sup> ]	Eq [W/m <sup>2</sup> ]	η	Qg [W/m <sup>2</sup> ]	Eq [W/m <sup>2</sup> ]
293,15	0,49	292,20	0,00	0,49	438,30	0,00
295,15	0,47	281,18	1,91	0,47	427,28	2,90
297,15	0,45	270,10	3,64	0,46	416,20	5,60
299,15	0,43	258,94	5,19	0,45	405,04	8,12
301,15	0,41	247,70	6,58	0,44	393,80	10,46
303,15	0,39	236,40	7,80	0,43	382,50	12,62
305,15	0,38	225,02	8,85	0,41	371,12	14,59
307,15	0,36	213,58	9,73	0,40	359,68	16,39
309,15	0,34	202,06	10,46	0,39	348,16	18,02
311,15	0,32	190,46	11,02	0,37	336,56	19,47
313,15	0,30	178,80	11,42	0,36	324,90	20,75
315,15	0,28	167,06	11,66	0,35	313,16	21,86
317,15	0,26	155,26	11,75	0,33	301,36	22,80
319,15	0,24	143,38	11,68	0,32	289,48	23,58
321,15	0,22	131,42	11,46	0,31	277,52	24,20
323,15	0,20	119,40	11,08	0,30	265,50	24,65
325,15	0,18	107,30	10,56	0,28	253,40	24,94
327,15	0,16	95,14	9,89	0,27	241,24	25,07
329,15	0,14	82,90	9,07	0,25	229,00	25,05
331,15	0,12	70,58	8,10	0,24	216,68	24,86
333,15	0,10	58,20	6,99	0,23	204,30	24,53
335,15	0,08	45,74	5,73	0,21	191,84	24,04
337,15	0,06	33,22	4,33	0,20	179,32	23,40
339,15	0,03	20,62	2,80	0,19	166,72	22,61
341,15	0,01	7,94	1,12	0,17	154,04	21,67
343,15	-0,01	-4,80	-0,70	0,16	141,30	20,59
345,15	-0,03	-17,62	-2,65	0,14	128,48	19,36
347,15	-0,05	-30,50	-4,74	0,13	115,60	17,98
349,15	-0,07	-43,46	-6,97	0,11	102,64	16,46
351,15	-0,09	-56,50	-9,33	0,10	89,60	14,80
353,15	-0,12	-69,60	-11,83	0,09	76,50	13,00
355,15	-0,14	-82,78	-14,45	0,07	63,32	11,05
357,15	-0,16	-96,02	-17,21	0,06	50,08	8,97
359,15	-0,18	-109,34	-20,09	0,04	36,76	6,75
361,15	-0,20	-122,74	-23,11	0,03	23,36	4,40
363,15	-0,23	-136,20	-26,25	0,01	9,90	1,91
365,15	-0,25	-149,74	-29,52	0,00	-3,64	-0,72
367,15	-0,27	-163,34	-32,92	-0,02	-17,24	-3,48
369,15	-0,30	-177,02	-36,45	-0,03	-30,92	-6,37
371,15	-0,32	-190,78	-40,09	-0,05	-44,68	-9,39
373,15	-0,34	-204,60	-43,86	-0,07	-58,50	-12,54

## A.2. Exergie Strom PVT Kollektor

Tm [°K]	G=600 W/m <sup>2</sup>		G=900 W/m <sup>2</sup>	
	Pmax [W/Kollektor]	P [W/m <sup>2</sup> ]	Pmax [W/Kollektor]	P [W/m <sup>2</sup> ]
293,15	161,39	95,50	242,08	143,24
295,15	160,11	94,74	240,16	142,11
297,15	158,82	93,98	238,24	140,97
299,15	157,54	93,22	236,32	139,83
301,15	156,26	92,46	234,39	138,69
303,15	154,98	91,70	232,47	137,56
305,15	153,70	90,95	230,55	136,42
307,15	152,42	90,19	228,63	135,28
309,15	151,14	89,43	226,71	134,15
311,15	149,86	88,67	224,78	133,01
313,15	148,57	87,91	222,86	131,87
315,15	147,29	87,16	220,94	130,73
317,15	146,01	86,40	219,02	129,60
319,15	144,73	85,64	217,10	128,46
321,15	143,45	84,88	215,17	127,32
323,15	142,17	84,12	213,25	126,18
325,15	140,89	83,36	211,33	125,05
327,15	139,61	82,61	209,41	123,91
329,15	138,32	81,85	207,49	122,77
331,15	137,04	81,09	205,56	121,64
333,15	135,76	80,33	203,64	120,50
335,15	134,48	79,57	201,72	119,36
337,15	133,20	78,82	199,80	118,22
339,15	131,92	78,06	197,88	117,09
341,15	130,64	77,30	195,95	115,95
343,15	129,35	76,54	194,03	114,81
345,15	128,07	75,78	192,11	113,67
347,15	126,79	75,03	190,19	112,54
349,15	125,51	74,27	188,27	111,40
351,15	124,23	73,51	186,34	110,26
353,15	122,95	72,75	184,42	109,13
355,15	121,67	71,99	182,50	107,99
357,15	120,39	71,23	180,58	106,85
359,15	119,10	70,48	178,66	105,71
361,15	117,82	69,72	176,74	104,58
363,15	116,54	68,96	174,81	103,44
365,15	115,26	68,20	172,89	102,30
367,15	113,98	67,44	170,97	101,17
369,15	112,70	66,69	169,05	100,03
371,15	111,42	65,93	167,13	98,89
373,15	110,14	65,17	165,20	97,75

### A.3. Exergie Summe PVT Kollektor

Exergie [W/m <sup>2</sup> ]	G=600 W/m <sup>2</sup>			G=900 W/m <sup>2</sup>		
	Tm [°K]	Wärme	Strom	Summe	Wärme	Strom
293,15	0,00	95,50	95,50	0,00	143,24	143,24
295,15	1,91	94,74	96,64	2,90	142,11	145,00
297,15	3,64	93,98	97,61	5,60	140,97	146,57
299,15	5,19	93,22	98,41	8,12	139,83	147,96
301,15	6,58	92,46	99,04	10,46	138,69	149,16
303,15	7,80	91,70	99,50	12,62	137,56	150,17
305,15	8,85	90,95	99,80	14,59	136,42	151,01
307,15	9,73	90,19	99,92	16,39	135,28	151,68
309,15	10,46	89,43	99,89	18,02	134,15	152,16
311,15	11,02	88,67	99,69	19,47	133,01	152,48
313,15	11,42	87,91	99,33	20,75	131,87	152,62
315,15	11,66	87,16	98,82	21,86	130,73	152,59
317,15	11,75	86,40	98,15	22,80	129,60	152,40
319,15	11,68	85,64	97,32	23,58	128,46	152,04
321,15	11,46	84,88	96,34	24,20	127,32	151,52
323,15	11,08	84,12	95,21	24,65	126,18	150,83
325,15	10,56	83,36	93,93	24,94	125,05	149,99
327,15	9,89	82,61	92,49	25,07	123,91	148,98
329,15	9,07	81,85	90,92	25,05	122,77	147,82
331,15	8,10	81,09	89,19	24,86	121,64	146,50
333,15	6,99	80,33	87,32	24,53	120,50	145,03
335,15	5,73	79,57	85,31	24,04	119,36	143,40
337,15	4,33	78,82	83,15	23,40	118,22	141,63
339,15	2,80	78,06	80,85	22,61	117,09	139,70
341,15	1,12	77,30	78,42	21,67	115,95	137,62
343,15	-0,70	76,54	75,84	20,59	114,81	135,40
345,15	-2,65	75,78	73,13	19,36	113,67	133,03
347,15	-4,74	75,03	70,28	17,98	112,54	130,52
349,15	-6,97	74,27	67,30	16,46	111,40	127,86
351,15	-9,33	73,51	64,18	14,80	110,26	125,06
353,15	-11,83	72,75	60,93	13,00	109,13	122,12
355,15	-14,45	71,99	57,54	11,05	107,99	119,04
357,15	-17,21	71,23	54,03	8,97	106,85	115,82
359,15	-20,09	70,48	50,38	6,75	105,71	112,47
361,15	-23,11	69,72	46,61	4,40	104,58	108,98
363,15	-26,25	68,96	42,71	1,91	103,44	105,35
365,15	-29,52	68,20	38,68	-0,72	102,30	101,59
367,15	-32,92	67,44	34,52	-3,48	101,17	97,69
369,15	-36,45	66,69	30,24	-6,37	100,03	93,66
371,15	-40,09	65,93	25,83	-9,39	98,89	89,50
373,15	-43,86	65,17	21,30	-12,54	97,75	85,21

## A.4. Exergie Wärme ST Kollektor

T <sub>m</sub> [°K]	G = 600 W/m <sup>2</sup>			G = 900 W/m <sup>2</sup>		
	η	Q <sub>g</sub>	E <sub>q</sub>	η	Q <sub>g</sub>	E <sub>q</sub>
		[W/m <sup>2</sup> ]	[W/m <sup>2</sup> ]		[W/m <sup>2</sup> ]	[W/m <sup>2</sup> ]
293,15	0,81	483,60	0,00	0,81	725,40	0,00
295,15	0,79	476,04	3,23	0,80	717,84	4,86
297,15	0,78	468,40	6,31	0,79	710,20	9,56
299,15	0,77	460,67	9,24	0,78	702,47	14,09
301,15	0,75	452,86	12,03	0,77	694,66	18,45
303,15	0,74	444,96	14,68	0,76	686,76	22,65
305,15	0,73	436,98	17,18	0,75	678,78	26,69
307,15	0,71	428,91	19,55	0,75	670,71	30,57
309,15	0,70	420,76	21,78	0,74	662,56	34,29
311,15	0,69	412,52	23,86	0,73	654,32	37,85
313,15	0,67	404,20	25,82	0,72	646,00	41,26
315,15	0,66	395,79	27,63	0,71	637,59	44,51
317,15	0,65	387,30	29,31	0,70	629,10	47,61
319,15	0,63	378,73	30,85	0,69	620,53	50,55
321,15	0,62	370,07	32,26	0,68	611,87	53,35
323,15	0,60	361,32	33,54	0,67	603,12	55,99
325,15	0,59	352,49	34,69	0,66	594,29	58,49
327,15	0,57	343,57	35,71	0,65	585,37	60,84
329,15	0,56	334,57	36,59	0,64	576,37	63,04
331,15	0,54	325,49	37,35	0,63	567,29	65,10
333,15	0,53	316,32	37,98	0,62	558,12	67,01
335,15	0,51	307,07	38,48	0,61	548,87	68,78
337,15	0,50	297,73	38,85	0,60	539,53	70,41
339,15	0,48	288,30	39,10	0,59	530,10	71,90
341,15	0,46	278,79	39,23	0,58	520,59	73,25
343,15	0,45	269,20	39,22	0,57	511,00	74,46
345,15	0,43	259,52	39,10	0,56	501,32	75,53
347,15	0,42	249,76	38,85	0,55	491,56	76,46
349,15	0,40	239,91	38,48	0,54	481,71	77,26
351,15	0,38	229,98	37,99	0,52	471,78	77,92
353,15	0,37	219,96	37,37	0,51	461,76	78,45
355,15	0,35	209,86	36,64	0,50	451,66	78,85
357,15	0,33	199,67	35,78	0,49	441,47	79,11
359,15	0,32	189,40	34,81	0,48	431,20	79,24
361,15	0,30	179,04	33,71	0,47	420,84	79,24
363,15	0,28	168,60	32,50	0,46	410,40	79,11
365,15	0,26	158,07	31,17	0,44	399,87	78,85
367,15	0,25	147,46	29,72	0,43	389,26	78,46
369,15	0,23	136,77	28,16	0,42	378,57	77,94
371,15	0,21	125,99	26,48	0,41	367,79	77,29
373,15	0,19	115,12	24,68	0,40	356,92	76,52

## A.5. Exergie Strom PV Modul

Tm [°K]	G=600 W/m <sup>2</sup>		G=900 W/m <sup>2</sup>	
	Pmax [W/Kollektor]	P [W/m <sup>2</sup> ]	Pmax [W/Kollektor]	P [W/m <sup>2</sup> ]
293,15	165,04	100,03	247,56	150,04
295,15	163,73	99,23	245,60	148,85
297,15	162,42	98,44	243,63	147,66
299,15	161,11	97,64	241,67	146,46
301,15	159,80	96,85	239,70	145,27
303,15	158,49	96,05	237,74	144,08
305,15	157,18	95,26	235,77	142,89
307,15	155,87	94,47	233,80	141,70
309,15	154,56	93,67	231,84	140,51
311,15	153,25	92,88	229,87	139,32
313,15	151,94	92,08	227,91	138,13
315,15	150,63	91,29	225,94	136,93
317,15	149,32	90,50	223,98	135,74
319,15	148,01	89,70	222,01	134,55
321,15	146,70	88,91	220,05	133,36
323,15	145,39	88,11	218,08	132,17
325,15	144,08	87,32	216,12	130,98
327,15	142,77	86,53	214,15	129,79
329,15	141,46	85,73	212,18	128,60
331,15	140,15	84,94	210,22	127,41
333,15	138,84	84,14	208,25	126,21
335,15	137,53	83,35	206,29	125,02
337,15	136,22	82,55	204,32	123,83
339,15	134,90	81,76	202,36	122,64
341,15	133,59	80,97	200,39	121,45
343,15	132,28	80,17	198,43	120,26
345,15	130,97	79,38	196,46	119,07
347,15	129,66	78,58	194,50	117,88
349,15	128,35	77,79	192,53	116,68
351,15	127,04	77,00	190,56	115,49
353,15	125,73	76,20	188,60	114,30
355,15	124,42	75,41	186,63	113,11
357,15	123,11	74,61	184,67	111,92
359,15	121,80	73,82	182,70	110,73
361,15	120,49	73,03	180,74	109,54
363,15	119,18	72,23	178,77	108,35
365,15	117,87	71,44	176,81	107,16
367,15	116,56	70,64	174,84	105,96
369,15	115,25	69,85	172,88	104,77
371,15	113,94	69,05	170,91	103,58
373,15	112,63	68,26	168,94	102,39

## A.6. Exergie Summe ST Kollektor + PV Modul

Exergie [W/m <sup>2</sup> ]	G=600 W/m <sup>2</sup>		G=900 W/m <sup>2</sup>	
	Tm [°K]	Wärme	Strom	Wärme
293,15	0,00	100,03	0,00	150,04
295,15	3,23	99,23	4,86	148,85
297,15	6,31	98,44	9,56	147,66
299,15	9,24	97,64	14,09	146,46
301,15	12,03	96,85	18,45	145,27
303,15	14,68	96,05	22,65	144,08
305,15	17,18	95,26	26,69	142,89
307,15	19,55	94,47	30,57	141,70
309,15	21,78	93,67	34,29	140,51
311,15	23,86	92,88	37,85	139,32
313,15	25,82	92,08	41,26	138,13
315,15	27,63	91,29	44,51	136,93
317,15	29,31	90,50	47,61	135,74
319,15	30,85	89,70	50,55	134,55
321,15	32,26	88,91	53,35	133,36
323,15	33,54	88,11	55,99	132,17
325,15	34,69	87,32	58,49	130,98
327,15	35,71	86,53	60,84	129,79
329,15	36,59	85,73	63,04	128,60
331,15	37,35	84,94	65,10	127,41
333,15	37,98	84,14	67,01	126,21
335,15	38,48	83,35	68,78	125,02
337,15	38,85	82,55	70,41	123,83
339,15	39,10	81,76	71,90	122,64
341,15	39,23	80,97	73,25	121,45
343,15	39,22	80,17	74,46	120,26
345,15	39,10	79,38	75,53	119,07
347,15	38,85	78,58	76,46	117,88
349,15	38,48	77,79	77,26	116,68
351,15	37,99	77,00	77,92	115,49
353,15	37,37	76,20	78,45	114,30
355,15	36,64	75,41	78,85	113,11
357,15	35,78	74,61	79,11	111,92
359,15	34,81	73,82	79,24	110,73
361,15	33,71	73,03	79,24	109,54
363,15	32,50	72,23	79,11	108,35
365,15	31,17	71,44	78,85	107,16
367,15	29,72	70,64	78,46	105,96
369,15	28,16	69,85	77,94	104,77
371,15	26,48	69,05	77,29	103,58
373,15	24,68	68,26	76,52	102,39

## A.7. Vergleich Exergieertrag PVT und PV+ST

Exergie [kW]	G= 600 W/m <sup>2</sup>		G = 900 W/m <sup>2</sup>	
	PVT	PV+ST	PVT	PV+ST
Tm [°C]	200m <sup>2</sup>	100m <sup>2</sup> +100m <sup>2</sup>	200m <sup>2</sup>	100m <sup>2</sup> +100m <sup>2</sup>
293,15	19,10	10,00	28,65	15,00
295,15	19,33	10,25	29,00	15,37
297,15	19,52	10,47	29,31	15,72
299,15	19,68	10,69	29,59	16,06
301,15	19,81	10,89	29,83	16,37
303,15	19,90	11,07	30,03	16,67
305,15	19,96	11,24	30,20	16,96
307,15	19,98	11,40	30,34	17,23
309,15	19,98	11,54	30,43	17,48
311,15	19,94	11,67	30,50	17,72
313,15	19,87	11,79	30,52	17,94
315,15	19,76	11,89	30,52	18,14
317,15	19,63	11,98	30,48	18,34
319,15	19,46	12,06	30,41	18,51
321,15	19,27	12,12	30,30	18,67
323,15	19,04	12,17	30,17	18,82
325,15	18,79	12,20	30,00	18,95
327,15	18,50	12,22	29,80	19,06
329,15	18,18	12,23	29,56	19,16
331,15	17,84	12,23	29,30	19,25
333,15	17,46	12,21	29,01	19,32
335,15	17,06	12,18	28,68	19,38
337,15	16,63	12,14	28,33	19,42
339,15	16,17	12,09	27,94	19,45
341,15	15,68	12,02	27,52	19,47
343,15	15,17	11,94	27,08	19,47
345,15	14,63	11,85	26,61	19,46
347,15	14,06	11,74	26,10	19,43
349,15	13,46	11,63	25,57	19,39
351,15	12,84	11,50	25,01	19,34
353,15	12,19	11,36	24,42	19,28
355,15	11,51	11,20	23,81	19,20
357,15	10,81	11,04	23,16	19,10
359,15	10,08	10,86	22,49	19,00
361,15	9,32	10,67	21,80	18,88
363,15	8,54	10,47	21,07	18,75
365,15	7,74	10,26	20,32	18,60
367,15	6,90	10,04	19,54	18,44
369,15	6,05	9,80	18,73	18,27
371,15	5,17	9,55	17,90	18,09
373,15	4,26	9,29	17,04	17,89